

Treibhausgas-Bilanz eines Batterie-Quartierspeichers unter Berücksichtigung von Herstellung, Betrieb und Rückbau im Vergleich zu dezentralen Batteriespeichern

Greenhouse Gas Balance of a Battery District Storage System Considering Manufacturing, Operation, and Decommissioning in Comparison to Decentralized Battery Storage Systems

Bachelorarbeit  
zur Erlangung des akademischen Grades  
Bachelor of Engineering (B.Eng.)

Studiengang:	Erneuerbare Energien
Fakultät:	Anlagen, Energie- und Maschinensystem
vorgelegt von:	Abdulmalek Alhaj Malek
E-Mail:	<a href="mailto:abdulmalek.alhaj_malek@smail.th-koeln.de">abdulmalek.alhaj_malek@smail.th-koeln.de</a>
eingereicht bei:	Prof. Dr. Waffenschmidt
Zweitgutachterin:	Prof. Dr. Johanna May
Betreuer	Herr Querheim Jonas

Köln, 03.06.2025

## Abstrakt

Diese Bachelorarbeit analysiert die Treibhausgasemissionen eines Batteriespeichersystems im Rahmen einer modellhaften Fallstudie. Untersucht wird eine fiktive Klimaschutzsiedlung mit 36 Einfamilienhäusern in Bergneustadt, die jeweils über eine Photovoltaikanlage mit 10 kWp verfügen.

Im Zentrum steht der Vergleich drei Szenarien. Erstens die Nutzung von Photovoltaikanlagen ohne Speicher, zweitens der Einsatz dezentraler Batteriespeicher mit 10 kWh Kapazität je Haushalt und drittens die Integration eines zentralen Quartierspeichers mit 100 bis 1.000 kWh.

Die Energieerzeugung wurde mit PVGIS-Daten berechnet. Der Stromverbrauch basiert auf stündlich aufgelösten Standard-Lastprofilen. Die Bilanzierung erfolgt über 30 Jahre. Es werden direkte und indirekte CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Materialeinsatz, Herstellungsprozessen, Strombezug und Recycling (Cut-Off-Methode) bzw. Entsorgung berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass der zentrale Quartierspeicher mit 500 kWh die beste ökologische Bilanz aufweist.

Im Vergleich zur Variante ohne Speicher sinken die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen um bis zu 66 %. Gleichzeitig reduziert sich der Netzstrombezug signifikant. Ab einer Speicherkapazität von etwa 600 kWh sind wenige nennenswerten zusätzlichen Emissionseinsparungen mehr zu erzielen.

Die CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit liegt je nach Strommix zwischen 5,8 und 8,7 Jahren. Zentrale Speicherlösungen erweisen sich als ressourceneffizienter als dezentrale Systeme. Sie benötigen weniger Material pro Haushalt und senken die Emissionen der Gesamtanlage. Die Arbeit zeigt, dass Quartierspeicher einen relevanten Beitrag zur Dekarbonisierung von Wohnquartieren leisten können.

## Abstract

This bachelor thesis analyzes the greenhouse gas emissions of a battery storage system based on a model case study. The study examines a fictional climate protection settlement with 36 single-family homes in Bergneustadt, each equipped with a 10 kWp photovoltaic system.

The focus is on comparing three scenarios: first, the use of photovoltaic systems without storage; second, the integration of decentralized battery storage with a capacity of 10 kWh per household; and third, the implementation of a central neighborhood battery with a capacity between 100 and 1.000 kWh.

Energy generation was calculated using PVGIS data. Electricity consumption is based on standardized hourly load profiles. The assessment covers a 30-year lifecycle. Both direct and indirect CO<sub>2</sub> emissions from material use, manufacturing processes, grid electricity consumption, and recycling (cut-off method) or disposal are considered.

The results show that the central neighborhood battery with 500 kWh offers the best ecological balance. Compared to the variant without storage, annual CO<sub>2</sub> emissions are reduced by up to 66 %. At the same time, grid electricity demand decreases significantly. From a storage capacity of approximately 600 kWh onwards, no further significant emission reductions can be achieved.

The CO<sub>2</sub> payback time ranges between 5.8 and 8.7 years, depending on the electricity mix. Centralized storage solutions prove to be more resource-efficient than decentralized systems. They require less material per household and reduce emissions from the overall system. This study demonstrates that neighborhood-scale battery storage can make a meaningful contribution to the decarbonization of residential areas.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abstrakt .....</b>	<b>II</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>IV</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>VI</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>VII</b>
<b>Formelverzeichnis.....</b>	<b>X</b>
<b>Anhangsverzeichnis .....</b>	<b>XI</b>
<b>Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....</b>	<b>XII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2 Stand der Technik.....</b>	<b>3</b>
<b>3 Technische Grundlagen .....</b>	<b>5</b>
3.1 Klimaschutzsiedlung .....	5
3.2 Photovoltaikanlagen.....	7
3.2.1 Modultechnologien und Effizienz.....	7
3.2.2 Modulaufbau und Herstellungsemissionen.....	10
3.2.3 Recyclingfähigkeit von PV-Modulen .....	12
3.2.4 Emissionen durch Wechselrichter und Unterkonstruktion.....	14
3.2.5 Fallstudie: Systemauslegung im betrachteten Quartier .....	18
3.3 Speichertechnologien.....	19
3.3.1 Aufbau und Funktionsweise von Lithium-Ionen-Batterien.....	19
3.3.2 Anwendungen und Marktverbreitung stationärer Speicher .....	20
3.3.3 Nachhaltigkeit und Recycling von Batteriespeichern .....	20
3.3.4 Rohstoffe, Produktion und globale Marktverteilung .....	21
3.3.5 Fallstudie: Dimensionierung und Einsatz im Quartier .....	24
3.4 Energiebedarf und Bewertung des Quartiers .....	25
3.4.1 Gesamtstrombedarf in Quartier.....	25
3.4.2 Photovoltaik Erzeugungsprofile.....	27
<b>4 Relevanz von Treibhausgasemissionen .....</b>	<b>31</b>
4.1 Emissionen bei der Herstellung und Entsorgung von Speichern .....	31

4.1.1 Methode 1 „Lebenszyklusanalyse (LCA) auf globaler Ebene“ .....	32
4.1.2 Methode 2 „Direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen von Materialien anhand der Herstellung-Energiebedarf“ .....	38
4.1.3 Methode 3 „Produktionsorientierte Lebenszyklusanalyse von Elektroautos- Batterien“ .....	40
4.1.4 Recycling-Methoden der Lithium-Ionen Batterien.....	43
4.1.5 Vor- und Nachteile der Methoden .....	46
4.2 Emissionen bei der Herstellung und Entsorgung von PV-Systemen.....	47
4.2.1 Methode 1 „Emissionen bei der Herstellung und die Entsorgung in verschiedenen Regionen“ .....	48
4.2.2 Methode 2 „Lebenszyklusanalyse (LCA)“ .....	52
4.2.3 Recyclings der Photovoltaikmodulen.....	53
4.2.4 Vor- und Nachteile der Methoden .....	57
4.3 Emissionen aus Netzstromnutzung .....	58
<b>5 Berechnung und Ergebnisse der Szenarien .....</b>	<b>65</b>
5.1 Methodik und Rahmenbedingungen der Szenarienanalyse.....	65
5.2 Szenario 1“nur PV-Einsatz“ .....	68
5.3 Szenario 2 „PV und Heimspeicher-Einsatz“ .....	71
5.4 Szenario 3 „PV und Quartierspeicher“ .....	74
5.5 Zusammenfassung der Szenarien-Ergebnisse.....	79
5.6 CO <sub>2</sub> -Amortisationszeit der Szenarien .....	83
<b>6 Schlussfolgerungen und Fazit.....</b>	<b>90</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>XIV</b>
<b>Anhang.....</b>	<b>XXII</b>
<b>Erklärung .....</b>	<b>XXVII</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bauliche und technische Zusammenfassung von Häuser der Bergneustadt. ....	6
Tabelle 2: Massenspezifische Komponentenverteilung eines rahmenlosen monokristallinen bifazialen Glas-Glas-Solarmoduls.....	11
Tabelle 3: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen beim Recycling von PV-Modulmaterialien in Deutschland (EU) und China unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs. ....	14
Tabelle 4: Technische Hauptparameter und Umweltdaten des betrachteten Photovoltaiksystems (360 kWp, Glas-Glas-Module)“.....	19
Tabelle 5: Übersicht der Szenarien zur PV-Nutzung und Speicherkapazitäten.....	24
Tabelle 6: CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor des Strommixes und Anteil erneuerbarer Energien in ausgewählten Ländern.....	33
Tabelle 7: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen in den verschiedenen Phasen des Lebenszyklus von LFP-Lithium-Ionen-Batterien nach Herkunftsländern.....	35
Tabelle 8: Vergleich des Energiebedarfs: Herstellung vs. Recycling bzw. Entsorgung. ....	44
Tabelle 9: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen bei Herstellung und Recycling (Cut-Off Methode) von Lithium-Ionen-Batterien für unterschiedliche Kapazitäten.....	45
Tabelle 10: Vergleich von Methoden zur Bewertung der CO <sub>2</sub> -Emissionen in der Batterieproduktion.....	47
Tabelle 11: CO <sub>2</sub> -Emissionen und Entsorgungsanteile von PV-Modulen basierend auf Methode 1 (Herstellung und Recycling anhand Cut-off-Methode) und Methode 2 (Lebenszyklusanalyse).....	55
Tabelle 12: Vergleich von Methoden zur Bewertung der CO <sub>2</sub> -Emissionen von PV-Modulen bzw. Systeme.....	57
Tabelle 13: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Faktoren für Strom von 2023 bis 2050. ....	86

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Rahmen und Rahmenlos Glas-Glas PV-Module.....	8
Abbildung 2: CO <sub>2</sub> -Emissionen-Vergleich für Glas-Folie-Module und Glas-Glas-Module.....	9
Abbildung 3: CO <sub>2</sub> -Emissionen bei der Herstellung und Recycling der PV-Systeme in g CO <sub>2</sub> -Äq/kWhel.....	10
Abbildung 4: CO <sub>2</sub> -Emissionen von Wechselrichtern unterschiedlicher Leistungsklassen auf Basis einer linearen Regressionsanalyse der Herstellungsphase. ....	17
Abbildung 5: Gesamtenergieverbrauch im Quartier.....	26
Abbildung 6: Gesamte monatliche PV-Leistung.....	27
Abbildung 7: Durchschnittliche stündliche PV-Energie über 24 Stunden. ....	28
Abbildung 8: Verhältnis zwischen dem Gesamtverbrauch des Quartiers, der insgesamt erzeugten PV-Energie sowie die Autarkiegrad. ....	30
Abbildung 9: Gesamte CO <sub>2</sub> -Emissionen verschiedener LFP-Batterien bei Herstellung in China vs. Deutschland über die Lebensdauer. Werte basieren auf Nennkapazität (10% > nutzbare Kapazität) ohne Recyclingprozesse.....	37
Abbildung 10: CO <sub>2</sub> -Emissionen bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien pro kWh Nenn-Kapazität. ....	39
Abbildung 11: Zusammensetzung der Treibhausgas-Emissionen in der Herstellung von Batterien für Elektroautos nach Bestandteilen/Fertigungsschritten. ....	40
Abbildung 12: CO <sub>2</sub> -Ausstoß bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien für verschiedene Nenn-Batteriekapazitäten (Methode 3).....	41
Abbildung 13: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen bei der Herstellung von LFP-Batterien für verschiedene Kapazitäten unter Anwendung dreier Berechnungsmethoden mit und ohne Berücksichtigung des Strommixes in China und Deutschland.....	42
Abbildung 14: CO <sub>2</sub> -Emissionen bei Herstellung und Entsorgung von PV-Modulen je nach Produktionsstandort (360 kWp).....	48
Abbildung 15: Gesamte CO <sub>2</sub> -Emissionen von PV-Systemkomponenten in China und Deutschland (Herstellung + Entsorgung).....	51
Abbildung 16: Emissionen aus Herstellung und Recycling von PV-Modulen/Systemen. ....	52
Abbildung 17: Aufschlüsselung der herstellungsbedingten CO <sub>2</sub> -Emissionen von PV-Systemkomponenten (PV-Module, Wechselrichter, Unterkonstruktion) nach	

unterschiedlichen Berechnungsmethoden und Produktionsstandorten (China, Deutschland, global). .....	56
Abbildung 18: Emissionsfaktoren Stromproduktion Deutschland.....	58
Abbildung 19: CO <sub>2</sub> -Faktor-Entwicklung (g CO <sub>2</sub> /kWh) in Deutschland bis 2050.....	60
Abbildung 20: Vergleich der monatlichen Gesamtenergieerzeugung 2023: Erneuerbare vs. Konventionelle Energien. ....	62
Abbildung 21: Gesamte CO <sub>2</sub> -Emissionen im Quartier ohne PV und Batterieeinsatz.	63
Abbildung 22: Gesamter CO <sub>2</sub> -Ausstoß des Quartiers ohne PV und Batterieeinsatz.	64
Abbildung 23: Anteil der eingespeisten PV-Energie und der Stromnetzbezug nach dem Einsatz der PV-Anlagen im Quartier und dem gesamten restlichen Strombezug aus dem Netz.....	68
Abbildung 24: Monatliche Entwicklung des Autarkiegrads eines Quartiers im Jahr 2023.....	69
Abbildung 25: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen von PV-Systemen: Herstellung, Nutzung und Entsorgung. ....	70
Abbildung 26: Autarkiegrad im Quartier in Abhängigkeit von der Heim-Batteriegröße (5 kWh, 10 kWh, 15 kWh). ....	71
Abbildung 27: Anteil des aus dem Netz bezogenen Stroms, der ins Netz eingespeisten Energie sowie der CO <sub>2</sub> -Emissionen im Jahr 2023 beim Einsatz von PV-Anlagen und Batteriespeichern.....	72
Abbildung 28: CO <sub>2</sub> -Emissionen in Szenario 2: Stromnetznutzung, 360 kWh(nutzbare-Kapazität) -Batterie und PV-Anlagen im Vergleich. ....	73
Abbildung 29: Einfluss der Batteriegröße auf Quartier-Restverbrauch und CO <sub>2</sub> -Ausstoß unter Berücksichtigung von Emissionen aus Herstellung und Recycling. ....	75
Abbildung 30: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen bei Stromnutzung, Herstellung und Entsorgung von Batterien (360, 500 und 800 kWh) in China und Deutschland nach der ersten Methode. ....	77
Abbildung 31: Kumulative CO <sub>2</sub> -Emissionen aus Herstellung und Entsorgung eines Quartierspeichers (CN und DE) in Abhängigkeit der Batteriegröße bei 30 Jahren Systemlaufzeit.....	78
Abbildung 32: Gegenüberstellung der CO <sub>2</sub> -Emissionen und Einsparpotenziale in drei PV-Batterie-Szenarien für Deutschland und China über eine Lebensdauer von 30 Jahren unter Berücksichtigung aller Systemkomponenten, Netzstromnutzung sowie direkter und indirekter Einsparungen einschließlich Herstellung und	

Recycling der PV-Komponenten und Batteriespeicher gemäß der Cut-off-Methode.....	80
Abbildung 33: Vergleich der jährlichen CO <sub>2</sub> -Emissionen aus Netzstrombezug für Haushalte, Wärmepumpen und Wallboxen in drei PV-Speicher-Szenarien.....	81
Abbildung 34: CO <sub>2</sub> -Amortisationszeit der Szenarien abhängig von dem Wert der CO <sub>2</sub> -Faktor im Jahr 2023.....	85
Abbildung 35: Vergleich der CO <sub>2</sub> -Amortisationszeiten verschiedener Szenarien für PV- und Batteriespeicherlösungen in China und Deutschland.....	88
Abbildung 36: Vergleich der jährlichen Netzstrombezüge, PV-Einspeisungen in vier Energieszenarien des Quartiers.....	92

## Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnung des Autarkiegrad der PV-Erzeugung im Quartier.....	29
Formel 2: Berechnung des Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung im Quartier...	29
Formel 3: Berechnung der CO <sub>2</sub> -Emissionen basierend auf der Batteriekapazität. ....	36
Formel 4: Berechnungsmethode für den CO <sub>2</sub> -Ausstoß von Batteriespeichern auf Basis des Energiebedarfs bei der Produktion.....	38
Formel 5: Berechnung des CO <sub>2</sub> -Ausstoßes durch Entsorgung.....	45
Formel 6: Berechnung der kumulativen Energieerzeugung über 30 Jahre. ....	49
Formel 7: Berechnung des CO <sub>2</sub> -Faktors pro kWh Stromverbrauch .....	59
Formel 8: Berechnung der Amortisationszeit der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	84
Formel 9: Berechnung der durchschnittlichen CO <sub>2</sub> -Emissionen über den Zeitraum 2023-2040.....	86
Formel 10: Anwendung der geometrischen Summenformel auf die CO <sub>2</sub> -Einsparung. .....	87

## Anhangsverzeichnis

Anhang 1: Unterschiede und Überschneidungen der Methoden von Herstellung und Entsorgung der Lithium-Ionen Batterien.....	XXII
Anhang 2: Technische Rahmenbedingungen der geplanten Photovoltaikanlage im Quartier Bergneustadt.....	XXIII
Anhang 3: Vergleich von PV-Eigenverbrauch, Netzstrombezug und Abdeckungsgrad nach Verbraucherkategorien in drei Energiespeicher-Szenarien.....	XXIV
Anhang 4: Energiebilanz und Autarkiegrade von Haushaltsverbrauchern, Wärmepumpen und E-Mobility-Infrastruktur bei unterschiedlichen Photovoltaik-Speicher-Strategien.....	XXIV
Anhang 5: Vergleich der Netto-CO <sub>2</sub> -Emissionen und Einsparpotenziale dreier PV-Batterie-Szenarien in Deutschland für das Jahr 2023 unter Berücksichtigung der Emissionen aus Komponentenherstellung, Netzstromnutzung sowie direkter und indirekter Substitution.....	XXV
Anhang 6: Vergleich der herstellungsbedingten CO <sub>2</sub> -Emissionen und Einsparwirkungen durch direkte und indirekte Substitutionseffekte in drei PV-Batterie-Szenarien für das Jahr 2023 mit Komponentenproduktion in China..	XXV
Anhang 7: Vergleich der jährlichen CO <sub>2</sub> -Emissionen der PV-Systemkomponenten und Stromverbräuche in China und Deutschland.....	XXVI

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
a	Jahr
Äq	Äquivalent
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> -Äq	Kohlendioxid-Äquivalent
CIS	Kupfer-Indium-Selenid (Dünnschicht-Solarzelle)
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Selenid (Dünnschicht-Solarzelle)
DE	Deutschland
EU	Europäische Union
H0	Standard-Lastprofil für Haushalte
IZM	Fraunhofer-Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration
kW	Kilowatt
kWp	Kilowatt peak (PV-Nennleistung)
kWh	Kilowattstunde
LCA	Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment)
LFP	Lithium-Eisenphosphat
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
LMO	Lithium-Manganoxid
LTO	Lithium-Titanat
MWh	Megawattstunde
NCA	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid
PEAK3	SMA Highpower Wechselrichter-Serie
POE	Polyolefin-Elastomer
PV	Photovoltaik

Abbildungsverzeichnis

PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SMA	SMA Solar Technology AG
t	Tonne
WP	Wärmepumpe
%	Prozent

# 1 Einleitung

Quartierspeicher können einen bedeutenden Beitrag zur effizienten Nutzung von erneuerbaren Energien leisten, insbesondere in Klimaschutzsiedlungen, die auf eine nachhaltige Energieversorgung angewiesen sind. In diesen Siedlungen wird oft ein großer Anteil des Energiebedarfs durch Photovoltaikanlagen gedeckt. Allerdings stehen die Bewohnerinnen und Bewohner häufig vor der Herausforderung, den erzeugten Solarstrom optimal zu nutzen, da die Produktion von Solarenergie und der Verbrauch zeitlich oft nicht übereinstimmen. Hier setzen Batteriespeicher an, die den Strom für spätere Nutzung speichern können.

Ein zentraler Quartierspeicher bietet gegenüber individuellen Batteriespeichern in Haushalten deutliche Vorteile. Einerseits spart er Ressourcen und Kosten durch die gemeinschaftliche Nutzung der Speicherkapazität. Andererseits reduziert er die Lasten im Stromnetz, indem er Stromspitzen glättet und so die Integration von Photovoltaikanlagen erleichtert. Diese Ansätze bieten nicht nur ökonomische, sondern auch ökologische Vorteile. [1]

In dieser Bachelorarbeit wird im Rahmen einer modellhaften Fallstudie eine fiktive Klimaschutzsiedlung in Bergneustadt betrachtet, in der die Integration eines zentralen Quartierspeichers simuliert wird. Das Ziel besteht darin, den Einfluss des Speichers auf die Treibhausgasemissionen zu untersuchen. Dabei wird der gesamte Lebenszyklus betrachtet, also von der Herstellung über den Betrieb bis hin zum Rückbau. Hierbei werden drei Szenarien verglichen:

- Ohne Speicher
- Mit individuellen Batteriespeichern in jedem Haushalt
- Mit einem zentralen Quartierspeicher

In allen Szenarien bleibt die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen im Quartier gleich, um eine direkte Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Ziel ist es, durch eine fundierte Analyse aufzuzeigen, ob der Quartierspeicher ökologisch sinnvoller ist und wie viel Treibhausgasemissionen dieser im Vergleich zu den alternativen Szenarien vermeiden kann.

Die Arbeit gliedert sich in mehrere thematischen Abschnitte, die eine fundierte Analyse des Quartierspeichers und seiner Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglichen. Zunächst untersucht diese Arbeit den Stand der Technik, wobei bestehende Speicherlösungen und relevante Projekte analysiert werden. Dieser Abschnitt stellt aktuelle technologische Entwicklungen vor, zeigt erfolgreiche Umsetzungen und identifiziert bestehende Herausforderungen.

Im Anschluss werden die technischen Grundlagen der in der Klimaschutzsiedlung eingesetzten Technologien erläutert. Dazu gehören Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher, deren Funktionsweise, Effizienz und ökologische Auswirkungen detailliert betrachtet werden.

Aufbauend darauf analysiert die Arbeit den Energiebedarf und die Energieflüsse im Quartier. Untersucht werden der Strom- und Wärmebedarf der Haushalte, die Integration von Photovoltaikanlagen sowie die Herausforderungen, die durch Lastspitzen, saisonale Schwankungen und die Nutzung von Speichern entstehen.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus der Speicherlösungen. Die Arbeit analysiert die Emissionen, die während der Produktion, Verwendung und Entsorgung der Speicher freigesetzt werden, und vergleicht zentrale und dezentrale Speicherlösungen hinsichtlich ihres CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks. Zudem untersucht die Arbeit die Umweltbelastung durch die Produktion von Photovoltaikanlagen. Dabei wird deutlich, dass die Herstellung von Photovoltaikmodulen, insbesondere von Glas-Folie- und Glas-Glas-Modulen, energieintensiv ist. Es werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen bewertet, die durch verschiedene Produktionsstandorte und Materialien entstehen, und die Amortisationszeit in Bezug auf die eingesparte Energie analysiert. Zusätzlich befasst sie sich mit den bestehenden Entsorgungs- bzw. Recyclingverfahren für Photovoltaikmodule sowie deren Komponenten und Batterien und zeigt auf, inwiefern die Entsorgungsquote die Umweltbelastung beeinflussen kann.

In der anschließenden Szenarienanalyse werden drei verschiedene Speicherlösungen miteinander verglichen. Dabei bewertet sie, wie sich der Einsatz eines zentralen Quartierspeichers im Vergleich zu individuellen Heimspeichern und zur ausschließlichen Nutzung von Photovoltaik ohne Speicher auf die Netzunabhängigkeit und die CO<sub>2</sub>-Bilanz auswirkt. Dabei stellt sie die jeweiligen Vor- und Nachteile der einzelnen Konzepte gegenüber.

Abschließend fasst die Arbeit in der Schlussfolgerung und im Ausblick die wichtigsten Erkenntnisse zusammen. Sie gibt Empfehlungen für die zukünftige Umsetzung von Quartierspeichern und zeigt mögliche technologische Weiterentwicklungen sowie regulatorische Rahmenbedingungen auf, die für eine erfolgreiche Integration von Speichern in nachhaltige Energiesysteme relevant sind.

## 2 Stand der Technik

Quartierspeicher haben eine wichtige Funktion, das Stromnetz effizient zu betreiben vor allem, wenn Strom dezentral erzeugt wird. Sie ermöglichen es, lokal produzierten Strom zu speichern und mehr selbst zu verbrauchen. Das führt dazu, dass weniger überschüssiger Strom ins öffentliche Netz eingespeist wird. So wird das Netz entlastet und stabilisiert. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass der wirtschaftliche Betrieb solcher Speicher durch aktuelle gesetzliche Vorgaben schwierig ist. Verschiedene Projekte haben sich mit den technischen und wirtschaftlichen Aspekten von Quartierspeichern beschäftigt und die Ergebnisse waren oft unterschiedlich. [1]

Das Projekt „Strombank“ erprobt ein gemeinschaftlich genutztes Speichersystem anstelle vieler einzelner Hausspeicher. Zum Einsatz kommt ein zentraler Quartierspeicher mit einer Kapazität von 100 kWh und einer Leistung von 100 kW, der von 18 Teilnehmern genutzt wird. Eine cloudbasierte Software verbindet die Haushalte mit dem Speicher. Die Ergebnisse zeigen eine Erhöhung des Eigenverbrauchs und eine Reduktion der Einspeisung ins Netz. Allerdings ist das Modell unter den aktuellen Bedingungen wirtschaftlich nicht tragfähig. [2]

Im Projekt „ESQUIRE“ (Energiespeicherdienste für smarte Quartiere), das in Groß-Umstadt stattfindet, wird der Fokus auf die Entwicklung von Geschäftsmodellen für die gemeinsame Nutzung von Batteriespeichern gelegt. In der ersten Phase wird ein 115-kWh-Speicher mit einer Ladeleistung von 250 kW installiert und später auf 274 kWh erweitert. Damit kann der Strombedarf von bis zu 25 Haushalten zu rund 70 % gedeckt werden. [3]

Das Projekt „Flex4Energy“, ebenfalls in Groß-Umstadt, prüft die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines Flexibilitätsmanagers in Kombination mit einem Quartierspeicher. Auf einem Areal mit 82 Grundstücken, die jeweils mit Photovoltaikanlagen und Heimspeichern ausgestattet sind, ergänzt ein zentraler Speicher mit 250 kW Leistung und 115 kWh Kapazität das System. Dieser kann auf bis zu 805 kWh erweitert werden. Der Autarkiegrad steigt dabei von 5 % ohne Speicher auf 70 % mit Speicher. [4]

Im Gegensatz zu den oben genannten Projekten verzichtet das Projekt „SoLAR“ (Smart Grid ohne Lastgangmessung Allensbach in Radolfzell) auf einen zentralen Speicher. Stattdessen wird ein dynamisches Lastmanagementsystem mit einem Echtzeit-Preismodell getestet. Flexible Verbraucher wie ein BHKW, Wärmepumpen und Haushaltsgeräte dienen dabei als virtuelle Speicher. Der Eigenverbrauch steigt von 55 % auf 73 %, während die Spitzenlaste deutlich sinkt. [5]

Das Projekt „Quartierspeicher Ulm“ untersucht gezielt die Wirtschaftlichkeit gemeinschaftlicher Speicherlösungen. Dabei zeigt sich, dass sowohl Quartierspeicher als auch Cloudspeicher für die teilnehmenden Prosumer wirtschaftlich kaum tragfähig sind. Außerdem wird festgestellt, dass zentrale Speicher die Netzspannung im Vergleich zu Heimspeichern kaum beeinflussen. [6]

Insgesamt zeigen diese Projekte, dass Quartierspeicher dabei helfen können, die Eigenverbrauchsquote zu steigern und die Einspeisung ins Netz zu verringern. Gleichzeitig hängen ihre Wirtschaftlichkeit und der langfristiger Nutzen stark von den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab. Während manche Projekte wie „Flex4Energy“ und „ESQUIRE“ technisches Potenzial beweisen, verdeutlichen andere wie „Strombank“ oder „Ulm“ die bestehenden wirtschaftlichen Hürden. [6]

Anders als in den genannten Projekten, bei denen Feldtests durchgeführt sind, basiert diese Arbeit auf Simulationen. Mithilfe von Excel sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Quartierspeichers berechnet werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Erzeugungsanlagen und der Speicher dem Energieversorger gehören. So können zentrale Dienstleistungen angeboten werden. Die Ergebnisse sollen dabei helfen, neue Geschäftsmodelle zu entwickeln und den Einfluss des Quartierspeichers auf das Klima besser zu verstehen.

## 3 Technische Grundlagen

In diesem Abschnitt werden allgemeine Informationen zur Klimaschutzsiedlung sowie zum Zustand des Quartiers in Bergneustadt erläutert. Darüber hinaus werden die Rahmenbedingungen der Szenarien dargestellt. Darüber hinaus wird das Quartier in Bergneustadt beschrieben und sein jährlicher Energiebedarf analysiert.

Für dieses Projekt werden die Lastprofile für die Haushalte mit standardisierten Daten erstellt. Dabei kommt das sogenannte H0-Lastprofil zum Einsatz. Dieses Profil beschreibt, wie ein durchschnittlicher Haushalt in Deutschland über den Tag hinweg Strom verbraucht. Es zeigt zum Beispiel, dass morgens und abends mehr Strom gebraucht wird als in der Nacht. Um die Werte realistischer zu machen, werden zusätzlich typische Tagesverläufe für verschiedene Jahreszeiten und Uhrzeiten verwendet. So lässt sich besser einschätzen, wie viel Strom die Haushalte im Quartier zu verschiedenen Zeiten tatsächlich benötigen.

Auch die Erzeugungsprofile für die Photovoltaikanlagen werden berechnet. Dazu werden Wetter- und Strahlungsdaten vom Standort Bergneustadt genutzt. Die Daten kommen aus dem Online-Tool PVGIS. Die Leistung wird gleichmäßig auf alle Häuser im Quartier verteilt. So kann gesehen werden, wie viel Solarstrom im Laufe des Tages erzeugt wird und wann der Speicher diesen Strom aufnehmen oder abgeben kann.

Diese Bachelorarbeit übernimmt die beschriebenen Last- und Erzeugungsprofile und nutzt sie als Grundlage, um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Quartier Bergneustadt zu analysieren. Ziel ist es, die klimatischen Auswirkungen verschiedener Speicherlösungen im Quartier zu vergleichen und die möglichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu bewerten.

### 3.1 Klimaschutzsiedlung

Klimaschutzsiedlungen sind gezielt geplante Wohngebiete, deren Ziel es ist, CO<sub>2</sub>-Emissionen durch energieeffiziente Bauweise und die Nutzung erneuerbarer Energiequellen deutlich zu verringern. Im Mittelpunkt stehen dabei ein niedriger Energiebedarf, nachhaltige Nutzung von Ressourcen und eine klimafreundliche Infrastruktur. In diesen Siedlungen werden neue Technologien wie das Passivhaus oder das Nullenergiehaus genutzt. Diese Bauweisen senken den Energiebedarf deutlich.

Das Konzept der Klimaschutzsiedlung geht über einzelne Gebäude hinaus. Es bezieht sich auf das gesamte Quartier. Wichtig ist dabei eine vernetzte Planung. So können verschiedene Bereiche wie Strom- und Wärmeversorgung besser miteinander abgestimmt werden. Wenn mehrere Häuser gemeinsam geplant und versorgt werden, lassen sich Energie und Kosten sparen. Gleichzeitig wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoß gesenkt wodurch der Klimaschutz unterstützt wird.

Klimaschutzsiedlungen sind nicht nur ein neues Baukonzept, sondern ein umfassender Plan für umweltfreundliches und zukunftsfähiges Wohnen. Ein spezieller Leitfaden unterstützt die Planung solcher Quartiere. [7]

Dabei werden viele Bereiche berücksichtigt:

- Städtebauliche Aspekte: Eine geplante Anordnung von Gebäuden, Straßen und Grünflächen sorgt für ein angenehmes Mikroklima und fördert soziale Kontakte.
- Wärme- und Energieversorgung: Der Einsatz von zentralisierten oder dezentralisierten Versorgungslösungen, wie Blockheizkraftwerken, Wärmepumpen, Solarenergie oder Solarthermie, die mehrere Gebäude effizient versorgen können.
- Thermische Gebäudehüllen: Die Qualität der Gebäudeisolierung und energieeffiziente Bauweisen, die den Wärmeverlust minimieren und den Energieverbrauch senken.
- Ressourcenschonung: Nutzung nachhaltiger Baustoffe, Regenwassernutzung und Materialwiederverwertung.
- Grünflächen und Biodiversität: Integration von Parks, Dach- und Fassadenbegrünungen sowie natürlichen Lebensräumen, die nicht nur die Lebensqualität der Bewohner verbessern, sondern auch zur Klimaregulation beitragen.
- Mobilitätskonzepte: Förderung des Rad- und Fußverkehrs sowie Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge. [7]

In diesem Bericht wird der Fokus auf die spezifische Rolle von Quartierspeichern bei der Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes innerhalb der Klimaschutzsiedlung in der Bergneustadt gelegt. Die Analyse zielt darauf ab, die Funktionsweise, den Einsatz und die erzielten Effekte dieser Speicherlösungen aufzuzeigen sowie ihre Bedeutung für die Energieeffizienz und Klimafreundlichkeit des Quartiers zu verdeutlichen.

Quartierspeicher fungieren als zentrale Elemente in der nachhaltigen Energieversorgung von Wohnquartieren. Quartierspeicher ermöglichen die Speicherung überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen wie Solar- und Windenergie, die später bei Bedarf wieder genutzt werden kann. [7]

In der Klimaschutzsiedlung von Bergneustadt tragen diese Speicher entscheidend dazu bei, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern und den Energieverbrauch zu optimieren.

Tabelle 1: Bauliche und technische Zusammenfassung von Häuser der Bergneustadt.

	<b>Kennwert</b>	<b>Einheit</b>
<b>Einfamilienhaus nach KfW 40</b>	36 Häuser	-
<b>PV-Anlage</b>	10	[kWp]
<b>WallBox</b>	11	[kW]
<b>Wohnfläche</b>	ca.170	[m <sup>2</sup> ]

## 3.2 Photovoltaikanlagen

In diesem Kapitel werden die technologischen Eigenschaften, die Materialzusammensetzung, die Emissionen aus Herstellung und Entsorgung sowie die Umweltauswirkungen von Photovoltaiksystemen untersucht. Ziel ist es, die relevanten Einflussfaktoren auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz von Solaranlagen systematisch darzustellen und deren Bedeutung im Kontext der Fallstudie einzuordnen

### 3.2.1 Modultechnologien und Effizienz

Photovoltaikmodule wandeln Sonnenlicht in elektrischen Strom und sie gehören zu den wichtigsten Technologien für die klimafreundliche Stromproduktion. Die Klassifikation von Photovoltaikmodulen erfolgt basierend auf ihrem Aufbau, dem Wirkungsgrad sowie dem spezifischen Anwendungsspektrum. Die wichtigsten Typen sind:

- Monokristalline Silizium-Module
- Polykristalline (oder multikristalline) Silizium-Module
- Dünnschicht-Module

Obwohl moderne Photovoltaikmodule einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von etwa 17 bis 20 % erreichen, wird ein großer Teil des Sonnenlichts nicht in Strom umgewandelt. [8]

Monokristalline Module erreichen heute bis zu 22 %, während polykristalline Module meist bei 14-18 % liegen. Gründe für die Verluste sind unter anderem Reflexion, Rückumwandlung in Wärme sowie elektrische Verluste innerhalb der Solarzelle. [9]

Um die Leistung von Photovoltaikanlagen weiter zu steigern, ist eine ständige Weiterentwicklung durch Forschung und technische Verbesserungen notwendig. Ziel ist es, die Umwandlung von Sonnenlicht in nutzbare Energie noch effizienter zu machen. [9]

Die Art des Photovoltaikmoduls hat großen Einfluss auf die Zusammensetzung der Materialien bei der Herstellung. Dadurch entstehen auch Unterschiede beim CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Monokristalline Module brauchen mehr Silizium, weil bei ihrer Produktion einzelne Kristalle entstehen müssen. Diese Herstellung ist aufwändiger und verbraucht mehr Energie. Das führt zu einem höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Polykristalline Module benötigen dagegen weniger Silizium. Die Herstellung ist dadurch einfacher und verursacht weniger Emissionen. [9]

Dünnschichtmodule bestehen oft aus anderen Stoffen wie Cadmiumtellurid (CdTe) oder CIGS. Sie sind leichter, brauchen weniger Material und haben deshalb vor allem bei großen Flächen einen geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. [9]

Auch die Bauweise des Moduls spielt eine Rolle. Bei Glas-Glas-Modulen wird zwar mehr Glas verwendet, dafür wird auf Aluminiumrahmen verzichtet. Das senkt die CO<sub>2</sub>-Emissionen, da für die Aluminiumproduktion viel Energie benötigt wird. Glas-Folie-Module bestehen aus einer Glasschicht vorn und einer Kunststoffolie hinten. Sie sind zwar leichter,

aber weniger haltbar. Die kürzere Lebensdauer und die schnellere Leistungsabnahme führen dazu, dass der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß höher ist.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck eines Photovoltaikmoduls nicht nur davon abhängt, wie effizient es im Betrieb ist. Auch die verwendeten Materialien und deren Menge spielen eine wichtige Rolle für die Umweltbilanz. [10–12]

Diese Grafik wurde aus urheberrechtlichen Gründen in dieser öffentlichen Version der Arbeit entfernt.  
Bei Interesse bitte beim Betreuer der Arbeit melden

Abbildung 1: Rahmen und Rahmenlos Glas-Glas PV-Module. [10]

Aus Abbildung 1 geht hervor, dass rahmenlose Glas-Glas-Module im Vergleich zu Glas-Folie-Varianten bei der Fertigung ein um 7,5 bis 12,5 % reduziertes Treibhausgasemissionsprofil aufweisen. Das gilt unabhängig davon, wo die Module produziert werden. Der Hauptgrund liegt nicht in der Kunststoffolie auf der Rückseite, sondern in der Einsparung des Aluminiumrahmens. Die Produktion von Aluminium ist sehr energieaufwendig und verursacht viele Emissionen. Fällt dieser Rahmen weg, sinkt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutlich. [10]

Zusätzlich haben Glas-Glas-Module eine längere Lebensdauer und verlieren jedes Jahr weniger Leistung. Dadurch verbessert sich ihre Umweltbilanz noch weiter. Pro erzeugter Kilowattstunde Strom verursachen sie zwischen 22 und 27 % weniger CO<sub>2</sub> als Glas-Folie-Module. Trotzdem nutzen bisher nur wenige Hersteller dieses Moduldesign. Dabei zeigen die Ergebnisse, dass sich die CO<sub>2</sub>-Bilanz von Solarmodulen in den letzten Jahren stark verbessert hat. Dank effizienterer Produktionsverfahren, besserer Silizium-Ausbeute und der Nutzung von grünem Strom sinkt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Modulherstellung heute um etwa 80 % im Vergleich zu früher. [10]

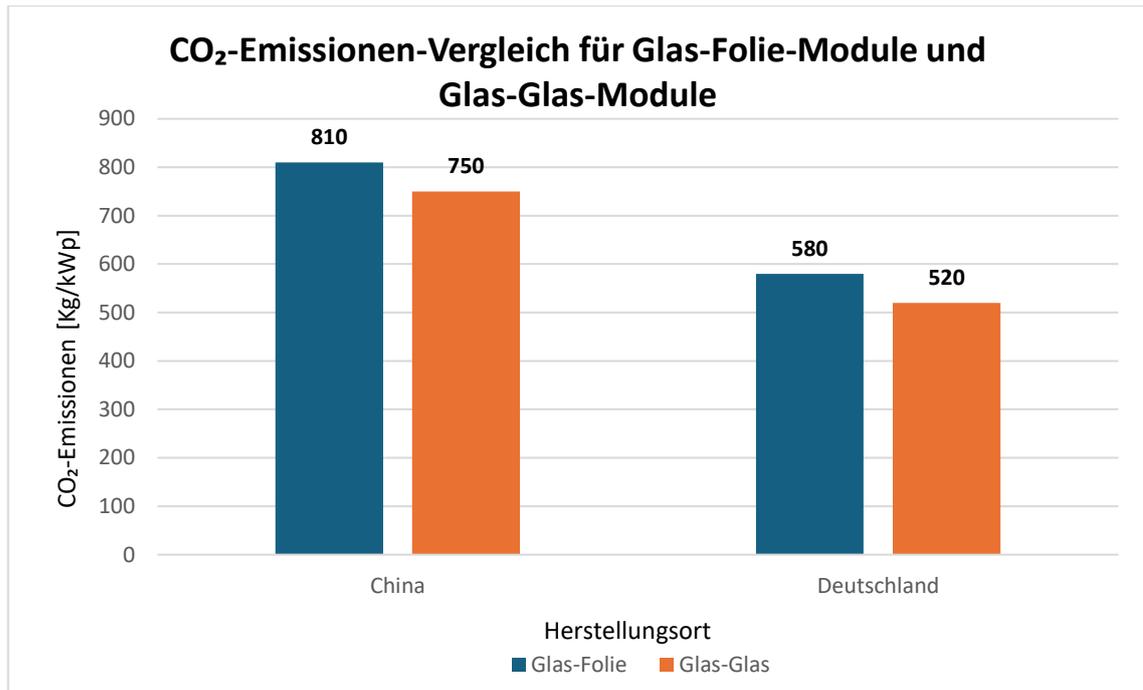


Abbildung 2: CO<sub>2</sub>-Emissionen-Vergleich für Glas-Folie-Module und Glas-Glas-Module. (Eigene Darstellung)

Die Studie aus dem Jahr 2021 nennt auch konkrete Zahlen. Wie in der Abbildung 2 zu sehen, werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Kilogramm pro installiertem Kilowatt-Peak gemessen. In China liegt der Wert bei 810 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent für Glas-Folie-Module und bei 750 kg für Glas-Glas-Module. In Deutschland sinken die Werte auf 580 kg beziehungsweise 520 kg. [10]

Eine andere Untersuchung betrachtet in der Abbildung 3 den gesamten Lebenszyklus von Photovoltaiksystemen. Sie analysiert die Umweltauswirkungen bei der Herstellung, Nutzung und Entsorgung. Die neuesten Daten aus dem Jahr 2023 zeigen, dass monokristalline Siliziummodule im Betrieb etwa 35,8 g CO<sub>2</sub> pro erzeugter Kilowattstunde Strom freisetzen. Diese Werte basieren auf einer verbesserten Moduleffizienz, die je nach Technologie zwischen 17,0 % bei CIS/CIGS-Modulen und 20,9 % bei monokristallinen Modulen liegt. [15]

Die Analyse verwendet ein Photovoltaiksystem mit einer Leistung von 3 kWp, das auf einem Dach installiert ist. Sie bezieht sich auf Markt- und Produktionsbedingungen aus dem Jahr 2022. In Europa erzeugt so ein System durchschnittlich 976 kWh/kWp im Jahr. Dabei berücksichtigt die Studie eine jährliche Leistungsabnahme von 0,7 %. [15]

Die Lebensdauer der Module liegt bei 30 Jahren. Für die Wechselrichter wird eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Die untersuchten Technologien umfassen Cadmiumtellurid mit einer Effizienz von 18,4 %, CIS/CIGS mit 17,0 %, multikristallines Silizium mit 18,0 % sowie monokristallines Silizium mit einer Effizienz von 20,9 %. Diese Ergebnisse zeigen, dass moderne Photovoltaiksysteme heute wesentlich effizienter arbeiten und eine bessere Umweltbilanz aufweisen als ältere Modelle. Damit leisten sie einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Stromversorgung. [15]

Diese Grafik wurde aus urheberrechtlichen Gründen in dieser öffentlichen Version der Arbeit entfernt.  
Bei Interesse bitte beim Betreuer der Arbeit melden

Abbildung 3: CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung und Recycling der PV-Systeme in g CO<sub>2</sub>-Äq/kWhel. [15]

Auch wenn die Herstellung, der Transport, der Aufbau, der Betrieb und die Entsorgung von Photovoltaikanlagen Energie verbrauchen, gleichen moderne Anlagen diesen Aufwand in Deutschland nach etwa ein bis zwei Jahren wieder aus. In dieser Zeit produzieren sie genauso viel Strom, wie für ihre komplette Herstellung benötigt wird. Über eine angenommene Lebensdauer von 30 Jahren entstehen bei monokristallinen Modulen pro erzeugter Kilowattstunde Solarstrom zwischen 43 und 63 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

### **3.2.2 Modulaufbau und Herstellungsemissionen**

Ein durchschnittliches Glas-Glas-Photovoltaikmodul wiegt je nach Hersteller und Ausführung zwischen 20 und 36 kg. Typische Module mit 220 bis 450 Wp Leistung haben ein Gewicht von etwa 19 bis 24 kg. Glas-Glas-Module sind damit etwa 2 bis 3 kg schwerer als herkömmliche Glas-Folie-Module, da sie auf Vorder- und Rückseite eine Glasschicht besitzen. [13]

Ein rahmenloses Photovoltaikmodul mit monokristallinem Silizium und doppelseitiger Glasabdeckung weist einen sehr hohen Anteil an Glas auf. Dieser beträgt rund 78 bis 82 % des gesamten Modulgewichts. Die Ursache liegt in der beidseitigen Ausführung mit Glaspaneelen, wodurch auf eine rückseitige Kunststoffschicht verzichtet wird. Der Anteil an polymerbasierten Materialien wird dadurch erheblich reduziert. [14]

Die Einbettung der Solarzellen erfolgt über dünne Schichten aus Ethylen-Vinylacetat oder Polyolefin-Elastomer, die zusammengenommen einen Massenanteil von etwa 8 bis 10 % erreichen. Der integrierte Zellverbund besteht aus monokristallinem Silizium und nimmt etwa 3 bis 5 % der Modulmasse ein. Diese Zelltechnologie ist für ihre hohe Umwandlungseffizienz bekannt. [14]

Für elektrische Verbindungen werden geringe Mengen leitfähiger Metalle wie Kupfer, Silber und Zinn eingesetzt, deren gemeinsamer Anteil bei etwa 1,5 bis 2 % liegt. Da das

Modul ohne äußeren Aluminiumrahmen konstruiert ist, entfallen zusätzliche Metallkomponenten. [14]

Tabelle 2: Massenspezifische Komponentenverteilung eines rahmenlosen monokristallinen bifazialen Glas-Glas-Solarmoduls. [14]

	<b>Massenanteil</b>	<b>Material-Gewicht</b>	<b>Beschreibung</b>
<b>Einheit</b>	[%]	[kg]	
<b>Glas (Front &amp; Back)</b>	ca. 82 %	16,4	Zwei Glasschichten
<b>Siliziumzellen</b>	ca. 5 %	1	Monokristallines Silizium
<b>Metalle (Cu, Ag, Sn)</b>	ca. 2 %	0,4	Leiterbahnen und Zellkontakte
<b>EVA / POE</b>	ca. 10 %	2	Einbettungsmaterial
<b>Rahmen (Aluminium)</b>	0 %	0 %	Rahmenloses Design

Je länger eine Anlage in Betrieb bleibt, desto kleiner fällt die Umweltbelastung pro Kilowattstunde aus. Das liegt daran, dass die Anlage dauerhaft emissionsfreien Strom erzeugt und der ursprüngliche Energieaufwand über die Jahre verteilt wird. [8, 16]

Die weltweite Umweltbilanz von Photovoltaikmodulen fällt je nach Region unterschiedlich aus. In China, dem größten Hersteller von Solarmodulen, ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß etwa 40 % höher als in Europa. Der Grund dafür liegt im Strommix. Während in China ein großer Teil der Energie aus kohlenstoffreichen Quellen wie Kohle stammt, wird in Europa ein deutlich höherer Anteil an erneuerbaren Energien genutzt. Dadurch ist die Herstellung von Photovoltaikmodulen in Europa insgesamt klimafreundlicher. [8]

Die Energieamortisationszeit beschreibt den Zeitraum, den eine Photovoltaikanlage braucht, um die Energie, die für ihre Herstellung eingesetzt wird, wieder selbst zu erzeugen. Diese Zeitspanne hängt vom Standort ab. In sonnenreichen Ländern wie Indien liegt sie bei nur 0,44 Jahren. In Kanada, wo weniger Sonnenstunden zur Verfügung stehen, beträgt sie etwa 1,42 Jahre. In Europa liegt die Amortisationszeit meist zwischen 1 und 1,3 Jahren. Das bedeutet: Nach dieser Zeit liefert die Anlage mehr Energie, als für ihre Herstellung verbraucht wird. [8]

Die Nutzung von Solarenergie bringt auch einige Herausforderungen mit sich. Ein zentrales Problem ist die zeitlich begrenzte Verfügbarkeit von Solarstrom. Vor allem im Winter oder an bewölkten Tagen steht weniger Energie zur Verfügung. Außerdem kann es bei hoher Sonneneinstrahlung und geringer Nachfrage zu negativen Strompreisen kommen, wenn mehr Strom produziert wird, als verbraucht werden kann. Um Solarstrom besser nutzen zu können, sind Fortschritte bei der Speichertechnik und ein flexibleres Stromnetz besonders wichtig. So lassen sich Überschüsse zwischenspeichern und bei Bedarf wieder abrufen. Neben neuen Technologien kann auch eine umweltfreundlichere Produktion helfen, die CO<sub>2</sub>-Bilanz zu verbessern, besonders in Ländern wie China, wo bei der Herstellung noch viel Strom aus fossilen Quellen stammt. [16]

China hat im Bereich der Photovoltaik eine führende Stellung und beherrscht den Markt mit mehreren großen Herstellern. Zu den wichtigsten Unternehmen zählen Tongwei, JA Solar und Aiko, die im Jahr 2023 die höchsten Produktionsmengen erreichten. Tongwei

liegt mit 65,5 Gigawattpeak an der Spitze. Dahinter folgen JA Solar mit 55,5 Gigawattpeak und Aiko mit 52,3 Gigawattpeak. Weitere große Produzenten sind LONGi mit 51 Gigawattpeak, JinkoSolar mit 50,3 Gigawattpeak, Canadian Solar mit 32 Gigawattpeak und Trina Solar mit 30 Gigawattpeak. Diese Unternehmen tragen wesentlich zur weltweiten Verbreitung von Solartechnologie bei. [17]

Trotz der dominierenden Rolle Chinas in der Produktion von Solarmodulen bleibt Europa führend bei der Einbindung von Solarenergie in den Energiemarkt. Dieser Fortschritt wird durch politische Maßnahmen und nachhaltige Strategien unterstützt. Die Kombination aus leistungsfähigen Batteriespeichern, modernen Stromnetzen und der Verknüpfung mit anderen erneuerbaren Energiequellen hilft dabei, das volle Potenzial von Solarstrom besser zu nutzen. Um Solarenergie langfristig zu einer stabilen und verlässlichen Säule der Energiewende zu machen, sind Investitionen in Forschung und der Ausbau der Infrastruktur weiterhin entscheidend. [8]

### **3.2.3 Recyclingfähigkeit von PV-Modulen**

Das Recycling von Photovoltaikmodulen ist ein wichtiger Bestandteil nachhaltiger Energienutzung. Da die Module aus verschiedenen Materialien wie Glas, Aluminium, Silizium und Kunststoffen bestehen, erfolgt das Recycling in mehreren Schritten, um möglichst viele Rohstoffe zurückzugewinnen.

In Deutschland liegt die Recyclingquote für ausgediente Photovoltaikmodule bei 92,4 %. Dabei lassen sich Materialien wie Glas, Aluminium und Kunststoffe effizient wiederverwerten. Durch den Einsatz von Solaranlagen lassen sich im Vergleich zu fossilen Kraftwerken große Mengen an CO<sub>2</sub> einsparen. Während fossile Kraftwerke etwa 746 g CO<sub>2</sub> pro erzeugter Kilowattstunde Strom verursachen, liegt der Wert bei Photovoltaikanlagen um etwa 690 g niedriger. [18]

Im ersten Schritt werden die Module mechanisch vorbehandelt. Dabei werden Glas und Metallrahmen entfernt. Das Glas macht rund 75 % des Modulgewichts aus und kann zu über 90 % wiederverwendet werden. Auch die Aluminiumrahmen werden getrennt und vollständig recycelt, was den Bedarf an neuen Rohstoffen deutlich sinkt. [19]

Danach folgt eine thermische und chemische Behandlung. Die Kunststoffschichten werden bei etwa 600 Grad Celsius erhitzt und anschließend entfernt. Dadurch werden die Solarzellen freigelegt. In einem weiteren Schritt lassen sich dann wertvolle Materialien wie Silber, Kupfer und Silizium durch chemische Verfahren herauslösen. Besonders das zurückgewonnene Silizium kann wieder in der Herstellung neuer Module verwendet werden mit einer Rückgewinnungsrate von bis zu 80 %. [19]

Neben Glas und Aluminium lassen sich beim Recycling von Photovoltaikmodulen auch wertvolle Metalle wie Silber und Kupfer zurückgewinnen. Diese Stoffe finden vor allem in der Elektronikindustrie neue Verwendung. Durch diese Prozesse wird eine hohe Recyclingquote erreicht. Laut den Vorgaben der EU-Richtlinien müssen mindestens 85 %

des durchschnittlichen Modulgewichts verwertet werden. In der Praxis gelingt es, etwa 80% der Materialien tatsächlich zu recyceln. [19]

Trotz dieser positiven Entwicklung gibt es weiterhin Herausforderungen. Vor allem die wirtschaftliche Rentabilität und die Effizienz der Recyclingverfahren sind noch verbesserungsbedürftig. Aktuell wird ein großer Teil der Altmodule noch von Hand recycelt. Spezialisierte Unternehmen gewinnen dabei Glas, Aluminium und Metalle zurück. [19]

Für die Zukunft ist es wichtig, automatisierte Recyclingprozesse weiterzuentwickeln. Da die Menge an ausgedienten Solarmodulen in den kommenden Jahren deutlich steigt, wächst auch der Bedarf an effektiven Lösungen. Durch den Ausbau solcher Verfahren lässt sich nicht nur die Umweltbelastung weiter senken, sondern auch eine erneute Nutzung wertvoller Rohstoffe in der Produktion ermöglichen. [19]

Aktuell liegen nur wenige konkrete Daten zur Recyclingquote von Photovoltaikmodulen in China vor. Dennoch kündigt die chinesische Regierung an, bis zum Jahr 2025 ein umfassendes Recyclingsystem für ausgediente Photovoltaikmodule aufzubauen. Ziel ist es, die Rückgewinnung wichtiger Materialien zu verbessern und die Entsorgung umweltfreundlicher zu gestalten. [20]

Bezüglich der Entsorgung von Photovoltaikmodulen zeigt eine Studie, dass die Entsorgung von 1.000 kg Silizium-Photovoltaik-Abfall etwa 446 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent verursacht. Die Hauptemissionsquellen sind dabei der Transport, die Verbrennung von Kunststoffmaterialien aus den Modulen und die Metallrückgewinnung. [21]

Für das Recycling dieser Materialien wird Strom verbraucht. Der Strombedarf hängt vom Material ab und wird in Kilowattstunden pro Kilogramm angegeben. Für Glas aus kristallinen Photovoltaikmodulen liegt der Wert bei 0,0556 kWh/kg, während recyceltes Glas in Form von Scherben nur 0,00405 kWh/kg benötigt. Aluminium aus Schrott verbraucht 0,142 kWh/kg und Kupfer aus Schrott 0,809 kWh/kg. [22]

Die Umweltauswirkungen werden nach der Cut-off-Methode gemäß ISO 14044 bilanziert. Dabei werden nur die Emissionen der Rückgewinnung berücksichtigt, während mögliche Vorteile durch Sekundärmaterialien nachgelagerter Prozesse ausgeschlossen bleiben.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Recycling ergeben sich, indem der Stromverbrauch mit dem CO<sub>2</sub>-Faktor des jeweiligen Landes multipliziert wird. In Deutschland liegt der Strommix in 2023 bei 0,380 kg CO<sub>2</sub>/kWh, für China bei 0,57 kg CO<sub>2</sub>/kWh [23, 24]. Daraus ergibt sich für Glas, Glasscherben, Aluminium und Kupfer jeweils Emissionswerte für Deutschland (EU) und China. Die spezifischen Werte sind in der Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Recycling von PV-Modulmaterialien in Deutschland (EU) und China unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs. (Eigene Darstellung)

	CO <sub>2</sub> -Emission DE (EU)	CO <sub>2</sub> -Emission China
<b>Einheit</b>	[kg CO <sub>2</sub> /kg]	[kg CO <sub>2</sub> /kg]
<b>Glas (c-Si Modulglas)</b>	0,0211	0,0317
<b>Glas</b>	0,0015	0,0023
<b>Aluminium</b>	0,0539	0,0809
<b>Kupfer</b>	0,3074	0,4611
<b>Gesamt</b>	0,3839	0,576

Die in der Tabelle 3 angegebenen CO<sub>2</sub>-Emissionswerte beziehen sich ausschließlich auf die Recyclingprozesse der Hauptmaterialien eines rahmenlosen Glas-Glas-Photovoltaikmoduls. In dieser Berechnung sind Transportemissionen sowie Emissionen durch Kunststoffabfälle (z. B. EVA oder POE) nicht enthalten. Die Werte basieren allein auf dem Stromverbrauch für das Recycling der jeweiligen Stoffe in Kilogramm pro Kilogramm Material und berücksichtigen unterschiedliche Emissionsfaktoren für den jeweiligen Strommix in der EU und in China.

Die Wechselrichter und die Unterkonstruktion der Photovoltaikanlage verursachen während ihrer Herstellung auch relevante CO<sub>2</sub>-Emissionen, die in der LCA der Photovoltaikanlagen betrachtet werden sollen.

### 3.2.4 Emissionen durch Wechselrichter und Unterkonstruktion

Die Wechselrichter wandeln den erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um. Die Emissionen entstehen hauptsächlich bei der Produktion der Bauteile wie Gehäuse und Leiterplatten [25] S. 30.

Für den Fronius Symo GEN24 10.0 Plus Wechselrichter werden die CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Emissionen im Rahmen einer vom Fraunhofer IZM verifizierten Lebenszyklusanalyse für den Standort Deutschland ermittelt. Die gesamte Klimawirkung über 20 Jahre beträgt laut Fronius 953,19 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Während 24,1 % der Emissionen auf die Herstellung der Bauteile entfallen und rund 229,7 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent verursachen, entfallen auf die Produktion bei Fronius selbst 0,7 % mit einem Ausstoß von 6,67 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Insgesamt ergibt sich daraus ein CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 236,4 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent für die Herstellung. [26]

Für die Entsorgung ohne Anrechnung von Recyclinggutschriften sind je nach Szenario zwischen 2,6 und 6,8 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent angesetzt. Wird das realistische Szenario ohne Recycling und ohne Demontage betrachtet, ergeben sich insgesamt 243,2 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent für die Herstellung und Entsorgung bei einem 10-kW-Wechselrichter. [26]

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines 10-kW-Wechselrichters werden in China über den gesamten Lebenszyklus berechnet. Insgesamt fallen dabei 2.163 kg CO<sub>2</sub> an. Davon entstehen bei der Herstellung einschließlich der Rohstoffe und der Montage 428,76 kg CO<sub>2</sub>. Am Ende

der Nutzungsdauer wird der Wechselrichter entsorgt. Für diesen Vorgang werden zusätzlich 4,14 kg CO<sub>2</sub> ausgestoßen. Die Emissionen aus der Entsorgung sind im Vergleich zur Herstellung sehr gering. [27] S. 4–12

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme hat die ökologischen Auswirkungen eines dreiphasigen Wechselrichters untersucht, der mit Siliziumkarbid-Transistoren ausgestattet ist. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass der überwiegende Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen während der Produktionsphase entsteht. Im Gegensatz dazu verursacht die Entsorgung und das Recycling des Geräts am Ende seiner Nutzungsdauer nur einen vergleichsweise kleinen Anteil der gesamten Treibhausgasemissionen. [28]

Da derzeit keine herstellerunabhängige Lebenszyklusanalyse für große Wechselrichter aus China oder Deutschland verfügbar ist, wird in dieser Arbeit eine konservative Abschätzung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks vorgenommen. Grundlage sind zwei veröffentlichte LCAs von SMA Solar Technology AG für Wechselrichter mit 150 kW und 4600 kW. Der Zielwert von 360 kW liegt dazwischen und wird per Interpolation ermittelt. Ein Vergleich mit einem Fronius-Modell bestätigt die Plausibilität der Ergebnisse. Studien zeigen, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß vor allem vom Material- und Elektronikeinsatz abhängt, der proportional zur Leistung skaliert. Eine lineare Näherung ist daher im betrachteten Leistungsbe- reich angemessen.

Beide Studien werden in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Bauphysik erstellt und sind nach ISO 14040/44 aufgebaut. Sie dokumentieren die Emissionen über den gesamten Lebenszyklus hinweg. Für die Hochrechnung werden ausschließlich die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Herstellungs- und Entsorgungsphase berücksichtigt. Die Nutzungsphase blieb in dieser Abschätzung außen vor, da der Vergleich auf Material- und End-of-Life-bezogene Anteile lag.

Der erste verwendete Wechselrichter ist der SMA Highpower PEAK3 mit einer Nennleistung von 150 kW. Laut LCA-Bericht beträgt der gesamte CO<sub>2</sub>-Ausstoß für die Herstellung dieses Geräts rund 738 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Daraus ergibt sich ein spezifischer Emissionswert von 4,92 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Kilowatt Nennleistung. Der zweite Wechselrichter ist der große Zentralwechselrichter SMA Sunny Central 4600 UP mit einer Leistung von 4.600 kW. Für dieses Gerät wird ein CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 14.851,6 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent für die Herstellung ausgewiesen. [29, 30]

Das entspricht einem spezifischen Emissionswert von 3,23 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Kilowatt. Diese beiden realen Werte werden gemittelt, um eine solide, technologie- und leistungsklassengestützte Schätzung für einen Wechselrichter mit 360 kW Leistung zu ermöglichen. Der Mittelwert beträgt:

$$\frac{4,92 + 3,23}{2} = 4,1 \left[ \frac{\text{kg CO}_2 \text{ Äq}}{\text{kW}} \right]$$

Alternativ lässt sich auch der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Herstellung von Wechselrichtern verschiedener Leistungsklassen auch durch eine lineare Regressionsgerade näherungsweise darstellen. Dazu werden die oben genannten zwei Punkte verwendet. Die Steigung der Geraden ergibt sich aus der Differenz der CO<sub>2</sub>-Werte geteilt durch die Differenz der Leistung. So lässt sich der Trend der Emissionen in Abhängigkeit zur elektrischen Leistung vereinfacht darstellen. Dieses Verfahren unterstützt die Annäherung an Zwischenwerte bei fehlenden Datensätzen.

$$\begin{aligned} \text{Neigung} &= \frac{\text{CO}_2 \text{ Ausstoß (2) [kg]} - \text{CO}_2 \text{ Ausstoß (1) [kg]}}{\text{WR Leistung (2) [kW]} - \text{WR Leistung (1) [kW]}} \\ &= \frac{14851,6 - 738}{4600 - 150} = 3,17 \left[ \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kW}} \right] \end{aligned}$$

Als Nächstes wird der y-Achsenabschnitt *b* berechnet, also der hypothetische CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei einer Leistung von 150 kW. Damit lässt sich die vollständige Geradengleichung aufstellen. Dazu wird ein beliebiger Punkt in die allgemeine Geradengleichung eingesetzt:

$$738 = 3,17 \times 150 + b$$

$$b = 738 - 475,5 = 262,5 \text{ [kg CO}_2\text{]}$$

Damit ergibt sich die folgende lineare Regressionsformel zur Schätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Wechselrichters in kg anhand seiner Leistung in kW:

$$\text{CO}_2 \text{ Emissionen [kg]} = 3,17 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{kW}} \right] \times \text{Leistung [kW]} + 262,5 \text{ [kg]}$$

Diese Berechnung erlaubt eine präzisere Abschätzung als ein einfacher Durchschnitt der spezifischen Emissionswerte, da sie den nichtlinearen Zusammenhang zwischen Leistung und spezifischem CO<sub>2</sub>-Ausstoß näherungsweise abbildet. Dies kann für verschiedene Leistungsklassen wie z. B. 500 kW oder 800 kW angewandt werden (siehe Abbildung 4), um realitätsnahe Werte für die grauen Emissionen bei der Herstellung von Wechselrichtern zu erhalten.

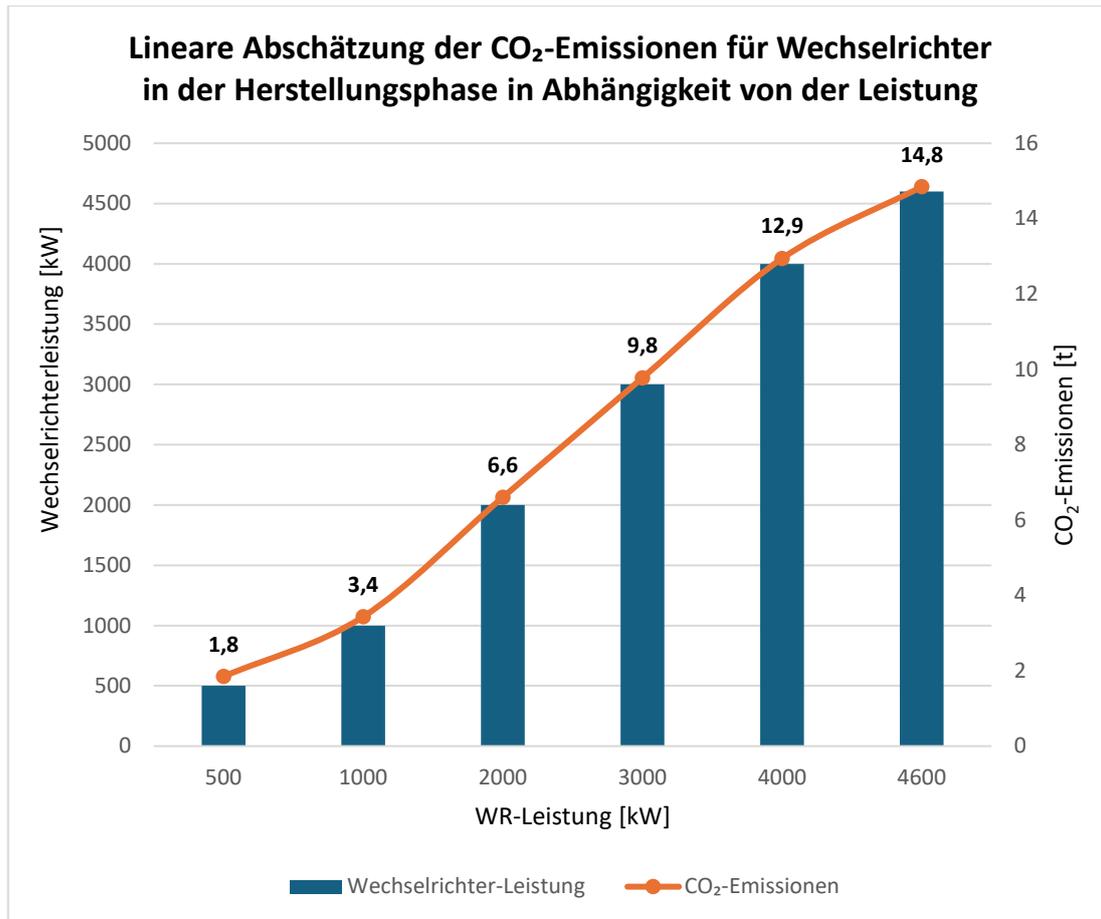


Abbildung 4: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Wechselrichtern unterschiedlicher Leistungsklassen auf Basis einer linearen Regressionsanalyse der Herstellungsphase. (Eigene Darstellung)

Die Entsorgungsphase wird in der Fronius-LCA für den Symo GEN24 10.0 Plus realistisch mit 0,5 % bis 1,0 % der Herstellungsemissionen angesetzt, wenn kein Recycling durchgeführt wird. Für 360-kW-Wechselrichter wird 1 % für die Entsorgung angenommen. [29, 30]

Die Unterkonstruktion einer Photovoltaikanlage dient der sicheren Befestigung der Solarmodule. Häufig kommt hierfür Aluminium zum Einsatz. Die Herstellung von Aluminium ist jedoch sehr energieintensiv und verursacht hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Emissionen bei der Aluminiumherstellung unterscheiden sich stark zwischen Primärproduktion und Recycling sowie zwischen einzelnen Ländern. In Deutschland entstehen bei der Herstellung einer Tonne Primäraluminium etwa 9,89 kg CO<sub>2</sub> pro kg Aluminium. Beim Recycling fallen dagegen nur rund 0,53 kg CO<sub>2</sub> pro kg Aluminium an. Das bedeutet, dass das Recycling in Deutschland etwa 94,6 % weniger Treibhausgase verursacht als die Herstellung aus Bauxit. [31] S. 2

In China sind die Unterschiede noch größer. Die Primärproduktion verursacht dort etwa 14,98 kg CO<sub>2</sub> pro kg Aluminium, während das Recycling nur bei etwa 0,32 kg CO<sub>2</sub> pro kg Aluminium liegt. Das entspricht einer Einsparung von fast 98 %. [32] S. 6

Für das Gewicht der Unterkonstruktion von Photovoltaikanlagen existieren keine einheitlichen Angaben. Je nach System und Material variieren die Werte stark. In dieser Arbeit wird daher ein durchschnittlicher Wert von 20 kg/kWp angenommen.

Trotz des höheren Anteils erneuerbarer Energien in Deutschland können die Emissionen bei der Primärproduktion höhere Emissionen verursacht werden als in China. Das liegt unter anderem an Unterschieden im Strommix, am technischen Stand der Produktionsanlagen und an den zugrunde gelegten Berechnungsmethoden. In einigen Regionen Chinas wird etwa Wasserkraft eingesetzt [32]. Während in Deutschland unter Umständen mehr vorgelagerte Emissionen berücksichtigt werden.

In der Cut-off-Methode der Ökobilanzierung wird nur der Emissionsanteil des aktuellen Lebenszyklus angerechnet. Das bedeutet, dass beim Recycling die 0,53 kg CO<sub>2</sub> pro kg Aluminium vollständig in die Bilanz eingehen. Die potenzielle Einsparung durch das Ersetzen von Primärmaterial wird nicht berücksichtigt, sondern dem Folgeprodukt gutgeschrieben. [31] S. 2

### **3.2.5 Fallstudie: Systemauslegung im betrachteten Quartier**

In der modellhaften Fallstudie wird ein Quartier untersucht, in dem jedes Haus mit einer Photovoltaikanlage mit einer Gesamtleistung von 10 kWp ausgestattet ist, um den Autarkiegrad der Haushalte zu verbessern. Das betrachtete Photovoltaiksystem basiert auf monokristallinen Glas-Glas-Modulen mit einer elektrischen Modulleistung von jeweils 400 Wp. Jedes Modul erreicht am Maximum Power Point eine Spannung von 41,7 V und einen Strom von 9,6 A. Die Wechselrichterleistung wird auf etwa 360 kW auf der Wechselstromseite geschätzt. Die Auswahl des Modultyps folgt den aktuellen Lebenszyklusdaten aus der Fraunhofer ISE-Studie (2021) [10], welche die CO<sub>2</sub>-Emissionen für unterschiedliche Produktionsstandorte (China, Deutschland) differenziert ausweist.

Installiert werden ca. 765 Module, wodurch sich eine Gesamtleistung von 360 kWp ergibt. Bei einem durchschnittlichen Gewicht von 20 kg pro Modul beträgt die gesamte Masse der Module ca. 18 Tonnen und die 50 kg/kWp. Bei der Entsorgung der Photovoltaikmodule entstehen Emissionen, wenn ausschließlich der c-Si-Anteil berücksichtigt wird. Mit einem spezifischen Emissionsfaktor von 0,44 kg CO<sub>2</sub> pro Kilogramm Modulgewicht ergibt sich bei einer Gesamtmasse von 18 Tonnen ein Ausstoß von etwa 7,92 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent. [13] S. 61, [21]

Darüber hinaus entstehen beim Recycling kompletter Glas-Glas-Module zusätzliche Emissionen, insbesondere durch die Hauptmaterialien Glas, Aluminium und Kupfer. In Europa liegen diese bei 19,2 kg CO<sub>2</sub>/kWp, in China bei 28,8 kg CO<sub>2</sub>/kWp. Bei einer Anlagenleistung von 360 kWp ergibt das insgesamt 6,9 Tonnen CO<sub>2</sub> in Europa und 10,36 Tonnen CO<sub>2</sub> in China. Emissionen durch Transport und Kunststoffreste sind in dieser Berechnung nicht enthalten.

Tabelle 4: Technische Hauptparameter und Umweltdaten des betrachteten Photovoltaiksystems (360 kWp, Glas-Glas-Module)“. (Eigene Darstellung)

	Wert	Einheit
<b>Modulleistung</b>	400	[Wp]
<b>Anzahl der Module</b>	ca. 765	[Stück]
<b>PV-Gesamtleistung</b>	360	[kWp]
<b>Durchschnittliches Modulgewicht</b>	20	[kg]
<b>Gesamtmodulgewicht</b>	18	[Tonne]
<b>Wechselrichterleistung</b>	360	[kW]

### 3.3 Speichertechnologien

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den technischen Aufbau, die Verbreitung, die verwendeten Rohstoffe, die Umweltauswirkungen sowie die Recyclingfähigkeit stationärer Lithium-Ionen-Speichersysteme. Darüber hinaus wird ihre Anwendung im Rahmen der Fallstudie analysiert.

#### 3.3.1 Aufbau und Funktionsweise von Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien zählen heute zu den bedeutendsten Speichertechnologien für Energie. Sie kommen in vielen Bereichen zum Einsatz, die von tragbaren Geräten wie Smartphones bis hin zu Elektroautos und stationären Stromspeichern auftauchen. Lithium-Ionen-Batterien sind vor allem wegen ihrer hohen Energiedichte, Effizienz und flexiblen Nutzbarkeit beliebt.

Der Aufbau dieser Batterien erfolgt schrittweise, dass einzelne Zellen zu Modulen zusammengesgeschlossen werden, danach bilden mehrere Module schließlich ein komplettes Batteriesystem. Jede Zelle enthält mehrere zentrale Bestandteile. Die Anode, die meist aus Graphit besteht, speichert beim Laden die Lithium-Ionen. [33] S. 2

Um die Energiedichte von Lithium-Ionen-Batterien weiter zu erhöhen, kommen neben Graphit auch andere Materialien wie Silizium oder Lithium-Titanat zum Einsatz. Diese verbessern die Speicherfähigkeit der Batterien. Die Kathode, die als die Gegenseite zur Anode ist, besteht meist aus sogenannten Lithium-Mischoxiden, zum Beispiel Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC) oder Lithium-Eisen-Phosphat (LFP). Beim Entladen speichert die Kathode die Lithium-Ionen und sorgt so für die Stromabgabe. [33] S. 45

Zwischen der Anode und der Kathode liegt der sogenannte Separator. Er sorgt dafür, dass sich die beiden Elektroden nicht direkt berühren, was einen Kurzschluss verhindert. Gleichzeitig lässt der Separator die Lithium-Ionen passieren, damit sie sich im Inneren der Batterie bewegen können. Für den Transport der Ionen ist der Elektrolyt zuständig. Dabei handelt es sich um eine Flüssigkeit, die aus organischen Lösungsmitteln und Lithiumsalzen besteht. Der Elektrolyt ermöglicht es den Ionen, beim Laden und Entladen zwischen den Elektroden hin und her zu wandern. [33] S. 61

Beim Entladen einer Lithium-Ionen-Batterie bewegen sich die Lithium-Ionen von der Anode zur Kathode durch den Elektrolyten hindurch. Dabei werden Elektronen freige-

setzt, die über einen externen Stromkreis fließen. Dieser Elektronenfluss liefert die elektrische Energie, die zum Beispiel ein Gerät betreibt. Beim Laden läuft der Vorgang genau umgekehrt: Die Lithium-Ionen wandern zurück zur Anode, und der Akku speichert wieder Energie. [33] S. 3

### **3.3.2 Anwendungen und Marktverbreitung stationärer Speicher**

Lithium-Ionen-Batterien kommen auch in stationären Energiespeichersystemen zum Einsatz. Diese Systeme gibt es in verschiedenen Größen, die von kleinen Anlagen für den Haushalt bis hin zu großen Speichern für die Industrie oder das Stromnetz eingesetzt werden können [33] S. 417. Kleine Speichersysteme mit einer Kapazität von etwa zwei Kilowattstunden werden häufig in Privathaushalten genutzt, zum Beispiel zur Zwischenspeicherung von Solarstrom. Mittlere Anlagen mit 100 bis 500 kWh finden vor allem in gewerblichen Betrieben Verwendung. Dabei helfen die gewerblichen Batterien, den Energieverbrauch besser zu steuern und Kosten zu senken. Großspeicher mit einer Kapazität von bis zu fünf Megawattstunden dienen dazu, Strom aus Wind- und Solaranlagen aufzunehmen und bei Bedarf wieder abzugeben. Solche Energiespeicher sind wichtig für die Stabilität der Stromnetze und unterstützen aktiv die Energiewende. [33] S. 22

### **3.3.3 Nachhaltigkeit und Recycling von Batteriespeichern**

Die Nachhaltigkeit von Lithium-Ionen-Batterien ist ein wichtiges Thema. Da Rohstoffe wie Lithium, Kobalt und Nickel nur begrenzt verfügbar sind, spielen Recycling und Wiederverwendung eine zentrale Rolle. Moderne Recyclingverfahren wie thermische, hydrometallurgische und mechanische Methoden ermöglichen heute die Rückgewinnung von bis zu 95 % der enthaltenen Materialien. Durch diese Verfahren sinkt die Abhängigkeit von neu abgebauten Rohstoffen, was gleichzeitig die Umweltauswirkungen des Bergbaus wie den hohen Wasserverbrauch und die Zerstörung von Lebensräumen verringert. [33] S. 354

In Europa gelten strenge gesetzliche Vorgaben, die das Recycling und die Wiederverwendung von Materialien gezielt fördern. Diese Regelungen sollen sicherstellen, dass Rohstoffe möglichst effizient genutzt und die Umweltauswirkungen reduziert werden. Besonders im Bereich von Batterien und elektronischen Geräten spielt die Einhaltung dieser Vorgaben eine wichtige Rolle für die nachhaltige Entwicklung. [33] S. 18–23

Viele Unternehmen arbeiten derzeit daran, geschlossene Materialkreisläufe für Batterien zu schaffen, um die Nachhaltigkeit von Lithium-Ionen-Batterien weiter zu verbessern. Diese Speichertechnologie ist heute aus der modernen Energielandschaft nicht mehr wegzudenken. Durch ihre durchdachte Bauweise und die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten gelten diese Batterien als Schlüsseltechnologie in vielen Bereichen. Damit ihre ökologischen und wirtschaftlichen Vorteile auch langfristig erhalten bleiben, sind laufende Entwicklungen im Bereich Recycling und Wiederverwendung besonders wichtig. [34, 35]

Lithium-Ionen-Batterien (LIBs) gibt es in verschiedenen Typen, die sich in ihrer chemischen Zusammensetzung, Leistung und im Einsatzgebiet unterscheiden. Ein bekannter Typ ist Lithium-Cobaltoxid (LCO), das eine hohe Energiedichte bietet und häufig in Smartphones und Laptops verwendet wird. Lithium-Eisenphosphat (LFP) ist besonders sicher, langlebig und widerstandsfähig gegen viele Ladezyklen was sie deshalb für Heimspeichern, Quartierspeichern und Elektrofahrzeugen eingesetzt werden können. [34]

Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid (NMC) ist vielseitig einsetzbar und liefert ebenfalls eine hohe Energiedichte. Es kommt häufig in Elektroautos und stationären Speichern zum Einsatz. Für besonders leistungsstarke Anwendungen eignet sich Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid (NCA), das in vielen E-Autos wegen seiner hohen Energiedichte verwendet wird. Lithium-Titanat (LTO) bietet besonders schnelle Ladezeiten und hohe Sicherheit. Es wird zum Beispiel in Schnellladebussen eingesetzt. Ein weiterer Typ ist Lithium-Manganoxid (LMO), das sich durch gute thermische Stabilität und solide Leistung bei moderater Energiedichte auszeichnet. [34, 36, 37]

Bei stationären Speichersystemen, wie Heim- und Quartierspeichern, setzen Hersteller häufig auf Lithium-Eisenphosphat (LFP). Diese Batterien gelten als besonders sicher, haben eine lange Lebensdauer und eine gute Wärmebeständigkeit, was sie für den stationären Bereich besonders geeignet macht. In einigen Quartierspeichern kommen jedoch auch NMC-Batterien zum Einsatz vor allem dann, wenn aufgrund begrenzter Flächen eine höhere Energiedichte erforderlich ist. Beide Technologien bieten zuverlässige Lösungen zur Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. [34, 36, 37]

Aber in den letzten Jahren hat sich insbesondere die Lithium-Eisenphosphat-Technologie (LFP) als bevorzugte Zellchemie für stationäre Speicherlösungen etabliert. LFP-Batterien zeichnen sich durch eine hohe Sicherheit, eine lange Lebensdauer und eine günstige Materialbasis ohne kritische Rohstoffe wie Kobalt aus. Aufgrund dieser Eigenschaften sind sie vor allem im Bereich der Heimspeicher stark verbreitet. Der Marktanteil von LFP-Batterien im stationären Bereich lag in Deutschland im Jahr 2015 bei etwa 10 % und soll bis zum Jahr 2030 auf über 30 % ansteigen. Auch im Bereich größerer Quartierspeicher wird LFP zunehmend eingesetzt, sofern keine Platzrestriktionen bestehen. [35]

### **3.3.4 Rohstoffe, Produktion und globale Marktverteilung**

China nimmt eine führende Rolle bei der Produktion von Lithium-Ionen-Batterien ein und dominiert den Weltmarkt deutlich. Im Jahr 2021 produzierte China etwa 558 GWh an Lithium-Ionen-Batterien. Das entspricht rund 79 % der weltweiten Gesamtproduktion von 706 GWh. Diese Zahlen zeigen die zentrale Bedeutung Chinas bei der Herstellung dieser wichtigen Technologie. Im Vergleich mit China kommt Deutschland im gleichen Zeitraum auf lediglich 11 GWh, was deutlich macht, dass Europa und andere Regionen beim Ausbau ihrer Batterieproduktionskapazitäten noch großen Nachholbedarf haben. [38]

Ein genauer Blick auf die führenden Unternehmen in der Batterieproduktion zeigt deutlich die Marktdominanz Chinas. Das chinesische Unternehmen CATL (Contemporary

Amperex Technology Co. Limited) hält mit einem Marktanteil von 34 % die Spitzenposition unter den Herstellern von Lithium-Ionen-Batterien weltweit. CATL liefert Batterien für verschiedene Bereiche, darunter die Elektromobilität und stationäre Speichersysteme. Dahinter folgt LG Energy Solution aus Südkorea mit einem Anteil von 15 %. Auf Platz drei liegt erneut ein chinesisches Unternehmen: BYD, das 16 % des Weltmarkts abdeckt. Diese Zahlen machen deutlich, dass die Produktion von Lithium-Ionen-Batterien sowohl regional als auch unternehmensbezogen stark konzentriert ist. [39]

Lithium-Ionen-Batterien bestehen aus verschiedenen Rohstoffen wie Lithium, Kobalt, Nickel und Graphit, die in aufwendigen chemischen Prozessen verarbeitet werden. Die Verfügbarkeit dieser Materialien und die Fähigkeit, sie effizient zu verarbeiten, verschaffen führenden Ländern und Unternehmen einen strategischen Vorteil auf dem Weltmarkt. [33] S. 346

In einem klimafreundlich geplanten Wohnquartier lassen sich unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern nutzen, um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutlich zu senken. Batteriespeicher spielen eine zentrale Rolle in der modernen Energieversorgung besonders im Zusammenhang mit der Energiewende und der zunehmenden dezentralen Stromerzeugung. Dabei wird zwischen Heimspeichern, die einzelnen Haushalten dienen, und Quartierspeichern unterschiedet, die gemeinschaftlich genutzt werden. [33] S. 425

Heimspeicher, auch Individualspeicher genannt, werden in einzelnen Wohnungen oder Häusern installiert. Sie haben meist eine Kapazität von bis zu 30 kWh und helfen dabei, den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom, etwa aus einer Photovoltaikanlage, zu erhöhen. Der Nutzer kann so den selbst produzierten Strom speichern und bei Bedarf abrufen, anstatt ihn ins Netz einzuspeisen. [33] S. 426

Quartierspeicher hingegen werden von mehreren Haushalten oder sogar von einem ganzen Wohnviertel gemeinsam genutzt. Diese Speicher haben deutlich größere Kapazitäten, die über 30 kWh hinausgehen und oft sogar den Megawattstundenbereich erreichen. Durch die kollektive Nutzung ermöglichen sie eine effizientere Speicherung und Verteilung von Energie im gesamten Quartier. [33] S. 425–426

Lithium-Ionen-Batterien sind heute die dominierende Technologie in fast allen Bereichen der Energiespeicherung. Sie gelten als bevorzugte Lösung für zahlreiche Anwendungen von privaten Haushalten bis hin zu industriellen Großanlagen. Im Bereich der Heimspeicher liegt ihr Anteil bei etwa 98 % der installierten Kapazität. Das zeigt deutlich, wie stark sie diesen Marktbereich prägen. Auch im Industriesegment entscheiden sich Unternehmen überwiegend für Lithium-Ionen-Batterien. Hier liegt der Marktanteil bei rund 95 %, was auf ihre Zuverlässigkeit und hohe Effizienz zurückzuführen ist. [35, 40]

Im Bereich der Großspeicher, die vor allem zur Netzstabilisierung und zur Zwischenspeicherung großer Energiemengen genutzt werden, erreichen Lithium-Ionen-Batterien ebenfalls einen sehr hohen Marktanteil von über 80 %. Diese Zahlen zeigen, dass diese Batterietechnologie in privaten, gewerblichen und großtechnischen Anwendungen eine zentrale Rolle spielt und kaum zu ersetzen ist. [35, 40]

Quartierspeicher bieten im Vergleich zu Einzelspeichern mehrere Vorteile. Einer der wichtigsten liegt in den sogenannten Skaleneffekten. Wenn mehrere Haushalte einen gemeinsamen Speicher nutzen, lassen sich die Kosten pro Kilowattstunde Speicherkapazität senken. Die gebündelte Nutzung macht das System kosteneffizienter als viele kleine Einzellösungen.

Studien zeigen, dass durch den Einsatz eines Quartierspeichers der Autarkiegrad und der Eigenverbrauch im Vergleich zu einzelnen Heimspeichern um bis zu 4 % steigen können. Das bedeutet, dass die Bewohner mehr ihres eigenen Stroms nutzen können und weniger Strom aus dem öffentlichen Netz benötigen. Ein weiterer Vorteil ist der geringere Platzbedarf pro Haushalt. Da nur ein zentrales System installiert wird, brauchen einzelne Haushalte keinen eigenen Batteriespeicher. Außerdem verringert sich der Verwaltungsaufwand, da sich nicht jeder Nutzer um Installation, Wartung oder Abrechnung kümmern muss. Diese Aufgaben werden zentral geregelt. [1, 41]

Trotz ihrer Vorteile stehen Quartierspeicher vor mehreren Herausforderungen vor allem im Hinblick auf die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Entwicklung wirtschaftlich tragfähiger Geschäftsmodelle. Derzeit gibt es in Deutschland nur wenige funktionierende Modelle für gemeinschaftlich genutzte Speicherlösungen. Das erschwert eine flächendeckende Umsetzung solcher Systeme in der Praxis.

Sowohl Heim- als auch Quartierspeicher bringen jeweils eigene Vorteile mit sich. Individuelle Speicherlösungen bieten den Nutzern eine direkte Kontrolle über ihre Energieversorgung und ermöglichen eine unabhängige Nutzung. Quartierspeicher setzen hingegen auf die gemeinsame Nutzung, wodurch Kosten gesenkt und die Effizienz gesteigert werden können. [42]

Welche Speicherlösung die bessere Wahl ist, hängt von den konkreten Anforderungen und den Rahmenbedingungen des jeweiligen Projekts ab. Eine sorgfältige Abwägung der technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Aspekte ist deshalb für den Erfolg entscheidend. [42]

Zur Batterietechnologie erfolgt eine Unterscheidung zwischen der Nennkapazität und der nutzbaren Kapazität eines Speichersystems. Die Nennkapazität beschreibt die maximale Energiemenge, die unter standardisierten Testbedingungen speicherbar ist. Diese Angabe wird üblicherweise durch den Hersteller auf dem technischen Datenblatt bereitgestellt. [43] S. 5

Demgegenüber steht die nutzbare Kapazität, die jene Energiemenge angibt, welche im praktischen Betrieb tatsächlich zur Verfügung steht. Aufgrund technischer Begrenzungen ist dieser Wert in der Regel geringer als die Nennkapazität. Verantwortlich dafür ist die Begrenzung der Entladetiefe durch das Batteriemanagementsystem. Ziel dieser Steuerung ist der Schutz der Zellen vor einer Überladung oder Tiefentladung, wodurch eine Verlängerung der Lebensdauer erreicht werden kann. [43] S. 5, [44]

Die Differenz zwischen den beiden Kapazitätswerten variiert abhängig vom Zelltyp und der Auslegung des Gesamtsystems. Für gängige Lithium-Ionen-Speicher liegt der nutzbare Anteil üblicherweise im Bereich von 80 bis 95 Prozent der angegebenen Nennkapazität. Im Fall von Lithium-Eisenphosphat-Speichern (LFP) kann unter bestimmten Voraussetzungen sogar eine vollständige Nutzung der nominellen Kapazität realisiert werden. [44, 45]

### 3.3.5 Fallstudie: Dimensionierung und Einsatz im Quartier

Für die weitere Berechnung in dieser Arbeit wird angenommen, dass 10 % der Nennkapazität größer als die nutzbare Kapazität ist. Bezogen auf einen LFP-Speicher mit 10 kWh Nennwert ergibt sich daraus ein real verfügbarer Energieinhalt von 11 kWh. Diese Annahme bewegt sich im Bereich typischer Angaben aus wissenschaftlichen Studien sowie von Speicherherstellern. [45]

In dem Bergneustadt-Quartier werden drei Szenarien untersucht um die beste Variante nach CO<sub>2</sub>-Einsparung auszuwählen. Diese drei Szenarien werden in der Tabelle 5 zusammengefasst. Die Größe von Batteriespeichern in Wohnhäusern hängt oft von der Größe der Photovoltaikanlage ab. Eine einfache Regel erklärt, dass eine Pro Kilowatt-peak Photovoltaikleistung auf etwa eine Kilowattstunde Speicherkapazität passt. Das bedeutet, dass für die Photovoltaikanlage von 10 kWp ist ein Speicher mit 10 kWh eine entsprechende Wahl. [46]

Gemäß der Autarkiegrad-Simulation, die für verschiedene Batteriegrößen durchgeführt ist, wird eine Speicherkapazität von 10 kWh pro Haus als konsistente Annahme betrachtet. Diese Größe wird als optimal erachtet, da ein Gleichgewicht zwischen der Leistung der Photovoltaikanlage und der Speicherkapazität als empfehlenswert gilt. [46]

Tabelle 5: Übersicht der Szenarien zur PV-Nutzung und Speicherkapazitäten.

	<b>Komponente</b>	<b>Betrag</b>	<b>Einheit</b>
<b>Szenario 1</b>	Nur PV	10	[kWp]
<b>Szenario 2</b>	PV + Heimspeicher	10 und 10	[kWp], [kWh]
<b>Szenario 3</b>	PV + Quartierspeicher	10 und 100 bis 1000	[kWp], [kWh]

## 3.4 Energiebedarf und Bewertung des Quartiers

Die Analyse des Energiebedarfs und der Energieflüsse in einem Quartier ist essenziell, um die Energieeffizienz, Nachhaltigkeit und insbesondere den CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines Gebiets zu bewerten. In diesem Abschnitt werden die verschiedenen Aspekte des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung im Quartier untersucht und deren Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz bewertet. Das Ziel besteht darin, die Hauptquellen des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu ermitteln und Lösungsansätze zur Reduzierung zu entwickeln.

### 3.4.1 Gesamtstrombedarf in Quartier

Der Gesamtenergieverbrauch im Wohnquartier Bergneustadt setzt sich aus drei Bereichen zusammen:

- der Stromverbrauch der Haushalte
- der Stromverbrauch durch Wärmepumpen
- der Stromverbrauch für das Laden von Elektroautos über Wallboxen

Insgesamt leben in diesem Quartier 113 Personen in 36 Haushalten. Die Verbrauchsdaten werden stündlich erfasst und über ein Jahr hinweg analysiert. So kann genau gesehen werden, wie viel Energie im Quartier insgesamt verbraucht wird und wie sich dieser Verbrauch über das Jahr verteilt. [47]

Der allgemeine Stromverbrauch bleibt das ganze Jahr über stabil. Im Februar wird mit 9,87 MWh am wenigsten Strom verbraucht. Im Dezember liegt der höchste Verbrauch bei 11,45 MWh, und auch im Januar ist der Wert mit 11,35 MWh hoch. Die Unterschiede zwischen den Monaten sind aber insgesamt gering. Das zeigt, dass die Bewohnerinnen und Bewohner über das Jahr hinweg ähnlich viel Strom nutzen. [47]

Auch der Wärmeenergiebedarf wird untersucht. Dieser liegt im Durchschnitt bei 193,1 kWh pro Tag für das gesamte Quartier. Das bedeutet, dass ein einzelner Haushalt täglich durchschnittlich 5,36 kWh Wärmeenergie benötigt. Im Jahr ergibt sich daraus ein Wärmebedarf von 70,438 MWh. Es gibt aber große Unterschiede zwischen den Haushalten. Zwei-Personen-Haushalte mit effizienter Heizung und guter Dämmung verbrauchen weniger als 1,8 MWh im Jahr. Haushalte mit vielen Personen und großen Wohnflächen verbrauchen deutlich mehr. Der höchste Jahresverbrauch liegt bei über 2.800 kWh. [47]

Der Stromverbrauch für Mobilität, also das Laden von Elektrofahrzeugen, zeigt ebenfalls starke Schwankungen. Im Durchschnitt werden pro Tag 225,49 kWh verbraucht. Der niedrigste Tageswert liegt bei 30,22 kWh, der höchste bei 455,42 kWh. Auch hier gibt es Unterschiede je nach Haushalt. Haushalte mit wenig Fahrten verbrauchen im Jahr nur etwa 1,35 MWh. Haushalte mit mehreren Fahrzeugen oder intensiver Nutzung kommen auf bis zu 8,27 MWh pro Jahr. Saisonale Schwankungen sind ebenfalls zu erkennen. Im Dezember wird am meisten Strom für die Mobilität verbraucht, nämlich 7,3 MWh. Im Mai

liegt der niedrigste Wert bei 5,1 MWh. Insgesamt bleibt der Stromverbrauch für Mobilität aber relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt. [47]

Der gesamte tägliche Energieverbrauch des Quartiers beträgt im Durchschnitt 352,77 kWh. Das entspricht etwa 9,8 kWh pro Haushalt. Der jährliche Stromverbrauch des gesamten Quartiers liegt bei 128,261 MWh. Dieser Wert entspricht dem Verbrauch von etwa 40 bis 50 durchschnittlichen Haushalten in Deutschland. Die Haushalte im Quartier sind unterschiedlich aufgebaut, was sich stark auf den Energieverbrauch auswirkt. Es gibt viele Zwei-Personen-Haushalte mit geringem Verbrauch, aber auch größere Haushalte mit deutlich höherem Bedarf. [47]

Der jährliche Energiebedarf des Wohnquartiers wird bestimmt, indem die stündlich erfassten Verbrauchsdaten aller Haushalte über einen Zeitraum von einem Jahr addiert werden. Diese Methode berücksichtigt sowohl die individuellen Verbrauchsmuster der Haushalte als auch die zeitlichen Schwankungen des Energiebedarfs, die beispielsweise durch saisonale Einflüsse oder tageszeitliche Nutzungsgewohnheiten entstehen können. Durch die Aggregation der Daten aller Haushalte entsteht ein umfassendes Bild des Energieverbrauchs im Quartier. Darüber hinaus ermöglicht dieser Ansatz, den Energiebedarf für verschiedene Zeiträume oder Szenarien zu prognostizieren und somit eine fundierte Basis für die Planung von Effizienzmaßnahmen zu schaffen. [47]

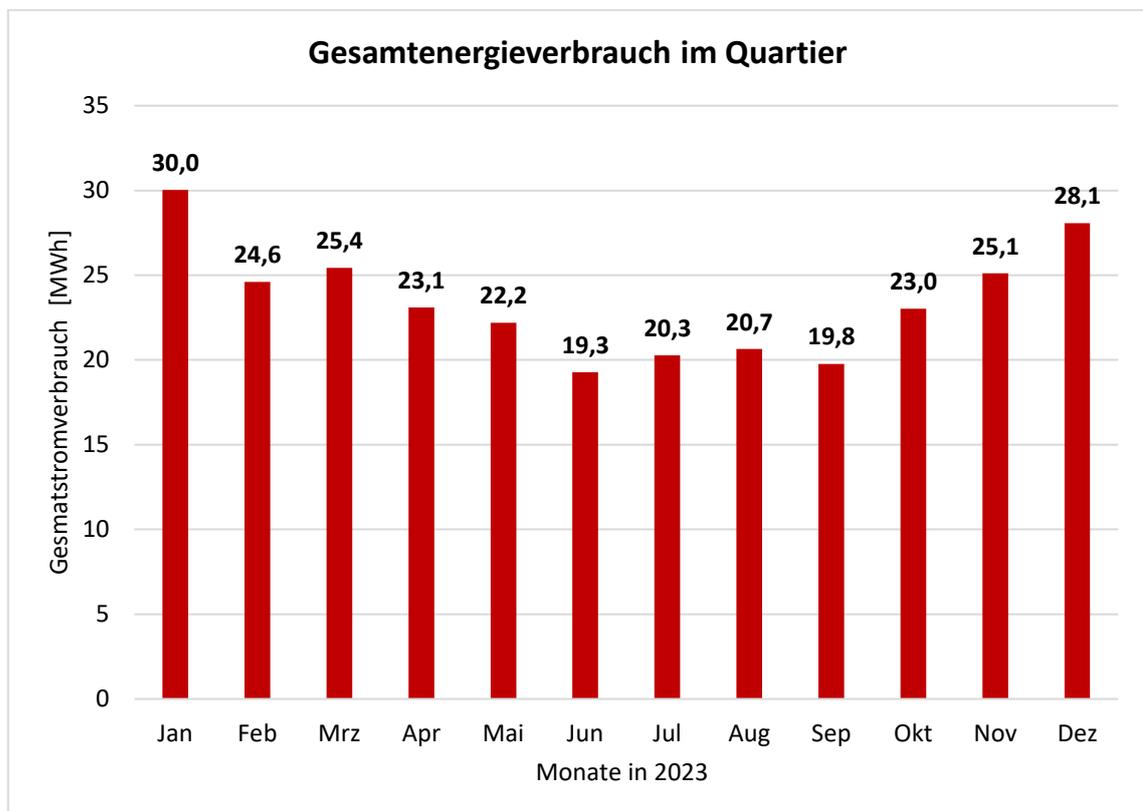


Abbildung 5: Gesamtenergieverbrauch im Quartier. (Eigene Darstellung)

In der Abbildung 5 ist der monatliche Gesamtenergieverbrauch im Quartier für das Jahr 2023 dargestellt. Der höchste Verbrauch wird im Januar mit 30,0 MWh erreicht, gefolgt

vom Dezember mit 28,1 MWh. Im Februar liegt der Verbrauch bei 24,6 MWh, im März bei 25,4 MWh und im April bei 23,1 MWh. Im Mai sinkt der Wert auf 22,2 MWh. Im Juni wurde mit 19,3 MWh der niedrigste Energieverbrauch verzeichnet. Im Juli steigt der Verbrauch leicht auf 20,3 MWh, im August auf 20,7 MWh und im September liegt er bei 19,8 MWh. Im Oktober erhöht sich der Wert auf 23,0 MWh, im November auf 25,1 MWh. Insgesamt ergibt sich für das gesamte Jahr 2023 somit ein Gesamtenergieverbrauch von 281,6 MWh.

Diese detaillierte Analyse zeigt, wie unterschiedlich der Energieverbrauch im Quartier sein kann. Das wird durch die Größe der Haushalte, das Verhalten der Bewohner und die Nutzung von Elektroautos beeinflusst. Die Daten helfen dabei, den Energieverbrauch besser zu verstehen und gezielte Optimierungsmaßnahmen zu entwickeln. Dazu gehören zum Beispiel der Einsatz von Energiespeichern, der Umstieg auf effizientere Heizsysteme oder eine bessere Planung des Strombedarfs für Mobilität. Mit solchen Maßnahmen lassen sich die Kosten für die Bewohner senken und die Umwelt gleichzeitig entlasten.

### 3.4.2 Photovoltaik Erzeugungsprofile

Die Energieerzeugung der Photovoltaikanlagen in den Haushalten wird auf Basis stündlicher Simulationsdaten berechnet. In Excel werden für jedes Haus die Photovoltaik-Erträge stündlich simuliert.

Anschließend wird die stündlich erzeugte Energie jeder Anlage addiert und die Gesamterzeugung über alle Anlagen hinweg zusammengerechnet. Auf diese Weise ergibt sich die gesamte Photovoltaikenergie, die im Quartier erzeugt wird.

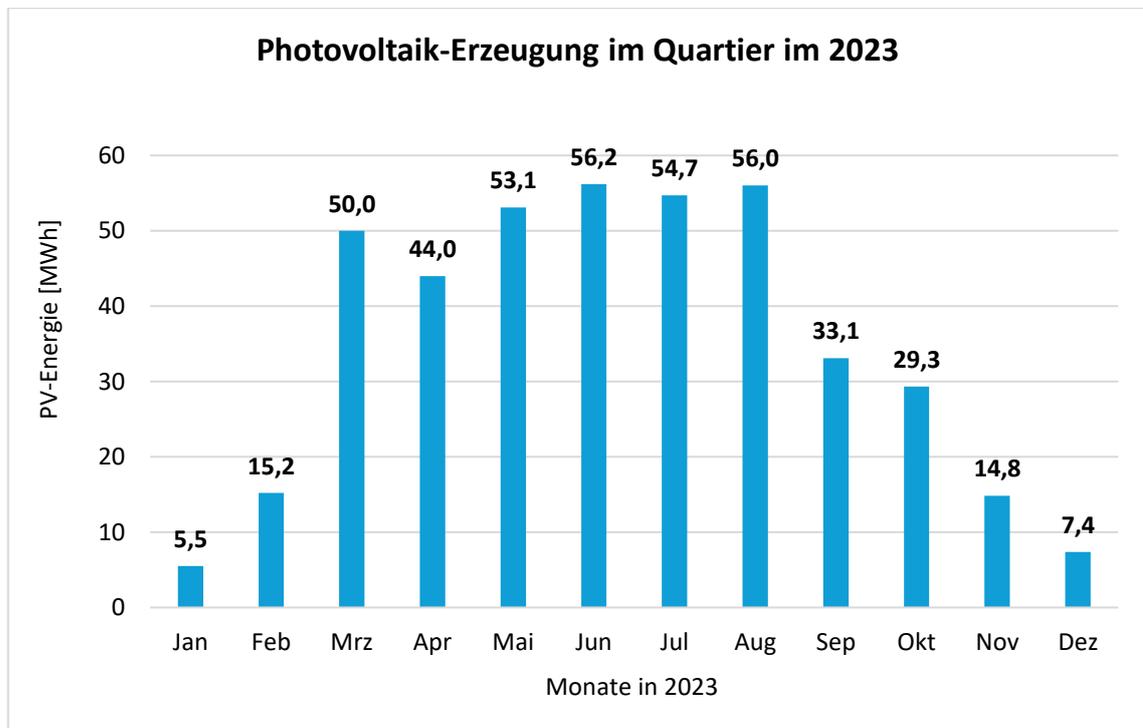


Abbildung 6: Gesamte monatliche PV-Leistung. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 6 zeigt die monatliche Photovoltaikenergieerzeugung in Megawattstunden für 36 Häuser im Jahr 2023. Es ist deutlich erkennbar, dass die Erzeugung saisonal schwankt. Im Januar beginnt die Photovoltaikenergieerzeugung mit einem niedrigen Wert von etwa 5,5 MWh, während sie im Dezember leicht auf 7,35 MWh ansteigt. In den Frühlingsmonaten nimmt die Erzeugung deutlich zu. Im Februar erreicht sie 15,19 MWh, im März steigt sie auf 49,99 MWh und im April auf 43,99 MWh.

Die höchsten Erzeugungswerte werden in den Sommermonaten von Mai bis August erreicht. Der Mai verzeichnet eine Photovoltaikenergieerzeugung von 53,10 MWh, die im Juni mit 56,19 MWh ihren Höhepunkt erreicht. Auch der Juli und August weisen mit 54,72 MWh und 56,00 MWh hohe Erzeugungswerte auf. Nach dem Sommer sinkt die Erzeugung wieder allmählich. Im September beträgt die Erzeugung 33,08 MWh, im Oktober 29,33 MWh und im November schließlich 14,84 MWh. [47]

Die monatlichen Schwankungen verdeutlichen, wie stark die Photovoltaikleistung von den Jahreszeiten abhängt. Sie unterstreichen die Bedeutung von Energiespeichern, um die in den Sommermonaten erzeugten Überschüsse für den Winter nutzbar zu machen. Durch die Speicherung von Energie in den ertragreichen Sommermonaten könnte die Versorgungssicherheit in den sonnenärmeren Wintermonaten erhöht werden, wodurch sich die Photovoltaikanlagen effizienter nutzen ließen.

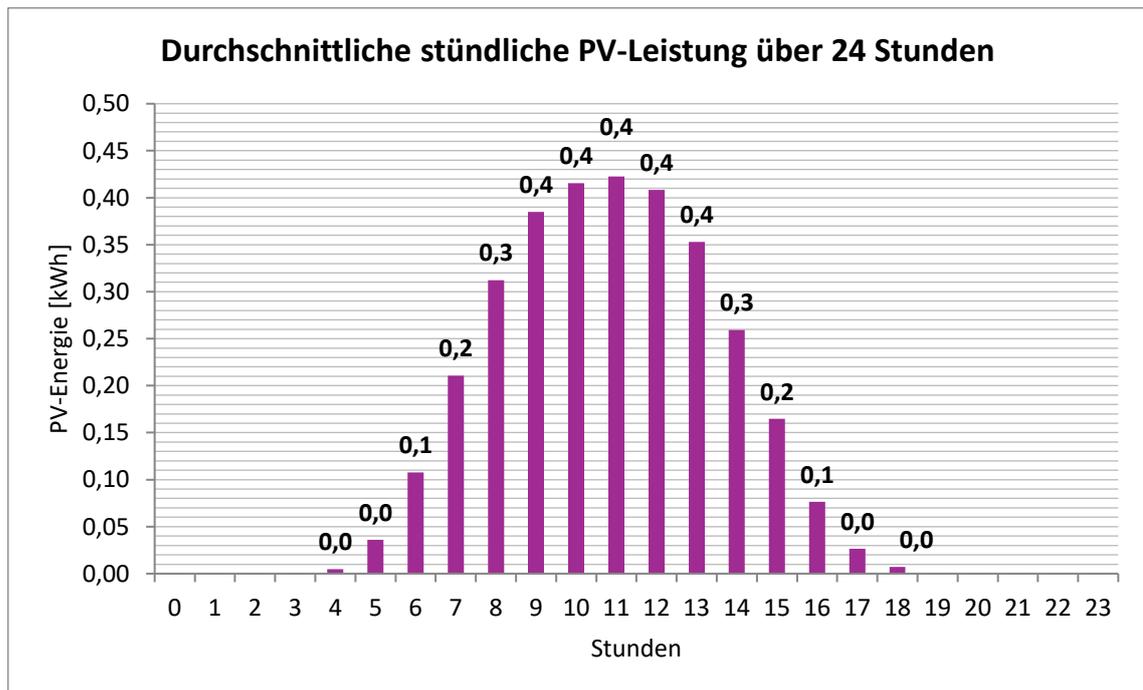


Abbildung 7: Durchschnittliche stündliche PV-Energie über 24 Stunden. (Eigene Darstellung)

Die durchschnittliche stündliche Photovoltaikenergie über den Tagesverlauf, bezogen auf eine installierte Leistung von 1 kWp, ist in der Abbildung 7 zu sehen. Die Werte stammen aus PVGIS-Daten und sind als normierte Energieerträge in kWh/h dargestellt. Der Verlauf folgt dem typischen Tagesprofil des Sonnenstands und verdeutlicht die zeitliche Verteilung der PV-Erzeugung im Verlauf eines durchschnittlichen Tages.

Der morgendliche Anstieg beginnt ab 6:00 Uhr, wobei die Photovoltaikleistung spürbar zunimmt. Zwischen 8:00 und 10:00 Uhr ist ein deutlicher Zuwachs zu beobachten, da die Sonne höher am Himmel steht und die Intensität der Sonneneinstrahlung zunimmt. Das Mittagsmaximum wird zwischen 11:00 und 13:00 Uhr erreicht. In dieser Zeit liegt die durchschnittliche Photovoltaikleistung bei 0,4 bis 0,45 kWh pro Stunde, was der maximalen Sonneneinstrahlung entspricht. Dies ist der Zeitpunkt des Tages, an dem die Photovoltaikanlagen die höchste Energieausbeute erzielen.

Am Nachmittag und Abend beginnt die Photovoltaikleistung ab 14:00 Uhr allmählich zu sinken. Ab 17:00 Uhr fällt sie auf nahezu null ab, da die Sonneneinstrahlung nicht mehr ausreicht, um nennenswerten Strom zu erzeugen. [47]

Der Autarkiegrad beschreibt den Anteil des gesamten Energieverbrauchs, der durch die erzeugte Photovoltaikenergie gedeckt werden kann bzw. den verbleibenden Netzstrombezug, der sich nach dem Einsatz von Photovoltaikanlagen und/oder Batteriespeichern reduziert. Die Formel 1 lautet:

$$\text{Autarkiegrad} = \left(1 - \frac{\text{Rest\_Stromnetzbezug}}{\text{Gesamtstromverbrauch im Quartier}}\right) \times 100\%$$

Formel 1: Berechnung des Autarkiegrad der PV-Erzeugung im Quartier.

In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass die gesamte Photovoltaikenergie im Quartier genutzt wird, was den Begriff Autarkiegrad passend macht. [48]

Der Eigenverbrauchsanteil wird hingegen wie folgt definiert:

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \frac{\text{genutzte PV Energie}}{\text{Gesamt PV Erzeugung}} \times 100\%$$

Formel 2: Berechnung des Eigenverbrauchsanteil der PV-Erzeugung im Quartier.

Die Formel 2 beschreibt, wie unabhängig das Quartier oder Gebäude vom externen Stromnetz ist, indem sie den Anteil, der selbst erzeugten Energie berücksichtigt, der tatsächlich vor Ort genutzt wird. [49]

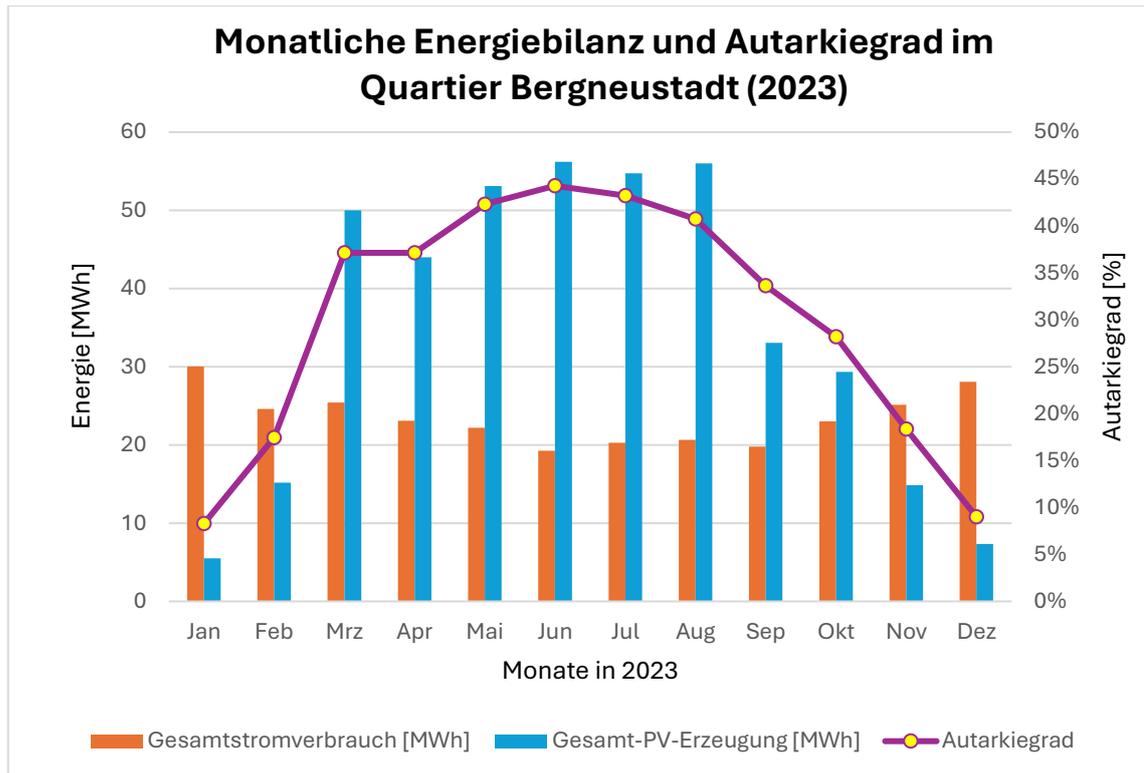


Abbildung 8: Verhältnis zwischen dem Gesamtverbrauch des Quartiers, der insgesamt erzeugten PV-Energie sowie die Autarkiegrad. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 8 zeigt das Verhältnis zwischen dem Gesamtstromverbrauch des Quartiers und der durch Photovoltaik erzeugten Energie über die Monate des Jahres. Dabei wird theoretisch angenommen, dass die gesamte erzeugte Photovoltaikenergie direkt im Quartier genutzt wird und kein Teil ins Netz eingespeist wird. Der Gesamtverbrauch ist in den Wintermonaten höher, während die Photovoltaikenergieerzeugung aufgrund geringerer Sonneneinstrahlung niedrig bleibt. Dies führt zu einem Autarkiegrad von unter 20 %. In den Sommermonaten steigt die Photovoltaikenergieerzeugung deutlich an und erreicht im Juni und Juli ihren Höhepunkt, während der Gesamtverbrauch sinkt. Dadurch liegt der Autarkiegrad in diesen Monaten zwischen 27 % und 30 %. In den Übergangsmonaten, wie Frühjahr und Herbst, zeigt die Photovoltaikenergieerzeugung einen moderaten Anstieg oder Rückgang, abhängig von den jeweiligen saisonalen Bedingungen.

## 4 Relevanz von Treibhausgasemissionen

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Emissionen, die aus verschiedenen Quellen resultieren. Einerseits werden die Emissionen untersucht, die direkt bei der Herstellung, Entsorgung und Nutzung von Batteriespeichern entstehen. Andererseits werden auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen analysiert, die bei der Herstellung von Photovoltaikmodulen freigesetzt werden. Diese Emissionen werden zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen addiert, die durch die Nutzung des aus Photovoltaikanlagen stammenden Stroms und der Batteriespeicher entstehen. Da der Eigenverbrauch durch den Einsatz dieser Technologien steigt, verringert sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß, da weniger Strom aus dem Netz bezogen wird. Dieser Netzstrom stammt überwiegend aus konventionellen Energiequellen wie Kohle- und Gaskraftwerken.

### 4.1 Emissionen bei der Herstellung und Entsorgung von Speichern

In diesem Abschnitt werden drei verschiedene Methoden zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes vorgestellt, die auf unterschiedlichen Studien und Bewertungsansätzen basieren (siehe Anhang 1).

Bei Methode 1 handelt es sich um eine Lebenszyklusanalyse (LCA), bei der die CO<sub>2</sub>-Emissionen entlang der gesamten Produktionskette einer Lithium-Ionen-Batterie betrachtet werden. Dabei werden alle Phasen des Lebenszyklus, von der Rohstoffgewinnung über die Produktion bis zur Entsorgung, analysiert. Insbesondere werden die Unterschiede zwischen den Produktionsstandorten berücksichtigt, indem der Einfluss des regionalen Strommixes auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz einbezogen wird.

Bei Methode 2 liegt der Fokus auf den direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Herstellung spezifischer Materialien, wie beispielsweise Aluminium, entstehen. Dabei wird der Energiebedarf der Produktion sowie der Strommix der jeweiligen Region berücksichtigt.

Methode 3 analysiert hingegen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß über den gesamten Lebenszyklus der Batterieproduktion für Elektroautos. Berücksichtigt werden dabei die Herstellung einzelner Komponenten, die Zellfertigung sowie die Transport- und Montageprozesse. Beide Ansätze bieten unterschiedliche Perspektiven und ergänzen sich somit, um ein umfassendes Bild der Emissionen zu liefern.

Bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Herstellung und Entsorgung der Batterie wird ihre Nennkapazität zugrunde gelegt. Diese liegt etwa 10 % über der nutzbaren Kapazität. Die nutzbare Kapazität wird dagegen in der energetischen Simulation der Szenarien berücksichtigt.

#### **4.1.1 Methode 1 „Lebenszyklusanalyse (LCA) auf globaler Ebene“**

Lithium-Ionen-Batterien (LIBs) gelten als eine zentrale Technologie für die Energiespeicherung und bilden die Grundlage vieler moderner Anwendungen. Sie kommen unter anderem in Elektrofahrzeugen, tragbaren Geräten wie Smartphones und Laptops sowie in stationären Speichern für erneuerbare Energien zum Einsatz. Die steigende Nachfrage nach diesen Batterien entsteht vor allem durch den Wunsch, fossile Energieträger zu ersetzen, die Energieeffizienz zu steigern und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in verschiedenen Bereichen zu verringern. [50]

Trotz ihrer vielen Vorteile stehen Lithium-Ionen-Batterien zunehmend in der Kritik, da sowohl ihre Herstellung als auch ihre Entsorgung erhebliche Umweltauswirkungen verursachen. Besonders problematisch ist der hohe Bedarf an Rohstoffen wie Lithium, Kobalt, Nickel und Graphit, die oft unter schwierigen ökologischen und sozialen Bedingungen gewonnen werden. Auch die Produktion der Batteriezellen ist sehr energieintensiv und verursacht hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen. Hinzu kommt, dass das Recycling bisher nur begrenzt möglich ist und eine geschlossene Kreislaufwirtschaft noch nicht vollständig realisiert werden kann.

Ein weiterer kritischer Punkt ist der Produktionsstandort, denn der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Batterieherstellung hängt stark vom Strommix ab, der in dem jeweiligen Land genutzt wird. Während einige Länder bei der Batterieproduktion auf erneuerbare Energien setzen, verwenden andere Regionen weiterhin hauptsächlich fossile Brennstoffe wie Kohle. Das führt zu großen Unterschieden bei den Emissionen. [51, 52]

Um die Umweltauswirkungen besser zu bewerten, kommt die Methode der Lebenszyklusanalyse (LCA) zum Einsatz. Sie betrachtet alle Phasen des Batterie-Lebenszyklus von der Rohstoffgewinnung über die Herstellung und den Transport bis zu dem Recycling oder der Entsorgung. In jeder dieser Phasen entstehen Emissionen, die durch optimierte Prozesse, den Einsatz grüner Energie und effiziente Recyclingverfahren verringert werden können. [33, 50, 53]

Besondere Aufmerksamkeit gilt den Produktionsbedingungen in China und Deutschland, da sich diese Regionen in Bezug auf Technologien, Energiequellen und Umweltstandards deutlich unterscheiden. China ist derzeit der größte Hersteller von Lithium-Ionen-Batterien weltweit und deckt über 70 % des Marktes ab. Die Produktion erfolgt dort jedoch überwiegend mit Strom aus fossilen Quellen, vor allem aus Kohlekraftwerken. Das führt zu besonders hohen Emissionen. Gleichzeitig findet ein Großteil der Rohstoffverarbeitung ebenfalls in China statt. Das macht viele Länder abhängig vom chinesischen Markt und erschwert eine nachhaltige Wertschöpfungskette. [33, 50, 53]

Deutschland setzt in der Batterieproduktion verstärkt auf nachhaltige und umweltfreundliche Methoden. Durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix lässt sich der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien deutlich senken. Zusätzlich verfügt Deutschland über fortschrittliche Recyclingtechnologien, die

eine effizientere Rückgewinnung von Materialien ermöglichen und damit die Umweltbelastung langfristig reduzieren.

Auch innerhalb der Europäischen Union gibt es verschiedene Strategien, um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Batterieproduktion zu verringern. Länder wie Schweden, Norwegen und Frankreich profitieren bereits von einem sehr hohen Anteil an grüner Energie und erreichen daher besonders niedrige Emissionen in der Herstellung. In anderen Ländern wie Polen, Spanien oder Italien ist der Strommix dagegen noch stark von fossilen Energieträgern geprägt, was zu höheren CO<sub>2</sub>-Werten führt. Um die Abhängigkeit von China zu verringern und eine nachhaltigere Wertschöpfungskette aufzubauen, fördert die EU inzwischen den Ausbau eigener Batteriezellfertigungen.

Tabelle 6: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Strommixes und Anteil erneuerbarer Energien in ausgewählten Ländern. [33, 50, 51, 53]

	<b>CO<sub>2</sub>-Faktor Strommix</b>	<b>Anteil EE</b>
<b>Einheit</b>	[g CO <sub>2</sub> /kWh]	[%]
<b>China</b>	ca. 570–700	ca. 30 %
<b>Deutschland</b>	ca. 380–450	ca. 50–55 %
<b>Frankreich</b>	ca. 60	>90 % (inkl. Kernenergie)
<b>Schweden</b>	ca. 20–50	>90 %
<b>Polen</b>	>700	ca. 20 %
<b>Spanien</b>	ca. 250–300	ca. 45–50 %

Ziel dieser Analyse ist es, die CO<sub>2</sub>-Emissionen entlang des gesamten Lebenszyklus einer Lithium-Ionen-Batterie zu bewerten und die Unterschiede zwischen den Produktionsstandorten China, Deutschland zu vergleichen. Dabei wird untersucht, wie stark der Produktionsstandort die Umweltbilanz beeinflusst, welche Rolle erneuerbare Energien bei der CO<sub>2</sub>-Reduktion spielen, welche Vorteile eine nachhaltigere Rohstoffgewinnung und ein effizienteres Recycling haben und wie politische Maßnahmen den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck der Batterieproduktion reduzieren können. [33, 50, 53]

Die Lebenszyklusanalyse (LCA) ist eine etablierte Methode zur Bewertung der Umweltauswirkungen eines Produkts entlang seines gesamten Lebenszyklus. Im Fall von Lithium-Ionen-Batterien (LIBs) ermöglicht sie eine umfassende Untersuchung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von der Rohstoffgewinnung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung oder zum Recycling. Die Analyse folgt dem Cradle-to-Grave-Ansatz und bezieht sämtliche Prozesse ein, die für die Herstellung und den Betrieb der Batterien erforderlich sind. Die wichtigsten Phasen der LCA lassen sich in fünf Kategorien unterteilen:

- Rohstoffgewinnung und Verarbeitung

Die erste Phase der Batterieproduktion beginnt mit der Gewinnung und Verarbeitung wichtiger Rohstoffe wie Lithium, Kobalt, Nickel und Grafit. Diese Materialien werden für die Herstellung der Kathoden, Anoden und des Elektrolyten benötigt. Die Rohstoffe stammen aus unterschiedlichen Regionen weltweit: Lithium wird vor allem in Chile, Ar-

gentinien und Australien abgebaut, Kobalt kommt hauptsächlich aus der Demokratischen Republik Kongo, und Nickel wird unter anderem in Indonesien, Kanada und Russland gefördert.

Der Abbau dieser Rohstoffe ist sehr energieintensiv und führt zu erheblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Studien zeigen, dass bereits die Rohstoffgewinnung je nach Abbauregion unterschiedliche Werte an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Kilowattstunde Batteriekapazität verursacht. Der Medianwert von 28,3 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh verdeutlicht die klimatische Relevanz. Diese hohen Werte entstehen durch die energieaufwendigen Förderprozesse, den intensiven Wasserverbrauch und die oft unzureichende Umweltkontrolle in einigen der Abbauländern. [50–53]

- Batterieproduktion

Die Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien ist die energieintensivste Phase ihres gesamten Lebenszyklus. Zu diesem Abschnitt gehören mehrere Schritte:

Die Fertigung der Elektroden, die Montage der Zellen, die Produktion des Elektrolyten sowie der Zusammenbau der Batteriepacks. Wie hoch der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei diesen Prozessen ausfällt, hängt stark vom jeweiligen Strommix im Produktionsland ab.

In China, dem größten Produktionsstandort für Batterien, wird ein großer Teil der Energie noch aus Kohlekraftwerken gewonnen. Dadurch entstehen besonders hohe Emissionen 59,9 Kilogramm CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh Batteriekapazität. In Deutschland ist der Anteil an erneuerbaren Energien deutlich höher, weshalb die Emissionen hier mit 21,9 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh wesentlich niedriger ausfallen.

Im EU-Durchschnitt liegen die Werte zwischen 50 und 88 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh. Besonders niedrige Emissionen erreichen Länder wie Norwegen und Frankreich, die großen Anteile von Wasserkraft bzw. Kernenergie im Strommix haben. Der Standort der Produktion hat also einen entscheidenden Einfluss auf die Umweltbilanz der Batterieherstellung. [50–53]

- Transport

Der Transport von Rohstoffen zu den Produktionsstätten sowie der fertigen Batterien zu den Endverbrauchern verursacht ebenfalls CO<sub>2</sub>-Emissionen. Je nach Transportmittel, ob Schiff, Lkw oder Flugzeug ist, unterscheiden sich die Emissionswerte leicht. Da viele Rohstoffe aus entfernten Regionen stammen und häufig über weite Strecken transportiert werden, zum Beispiel nach China oder Europa, entstehen vor allem durch die Seefracht zusätzliche Emissionen.

Untersuchungen zeigen, dass der Transport im gesamten Lebenszyklus einer Batterie etwa 5 % der Gesamtemissionen verursacht, die durch die Rohstoffgewinnung und die Batterieproduktion entstehen. Damit stellt der Transport zwar eine zusätzliche Umweltbelastung dar, fällt im Vergleich zu anderen Phasen wie der Rohstoffgewinnung oder der Zellfertigung jedoch relativ gering ins Gewicht. [50–53]

- End-of-Life (Recycling bzw. Entsorgung)

Das End-of-Life-Management von Lithium-Ionen-Batterien spielt eine zentrale Rolle für ihre Umweltbilanz. Am Ende der Nutzungsdauer können durch Recycling wichtige Rohstoffe wie Lithium, Nickel und Kobalt zurückgewonnen werden. Diese Materialien lassen sich wiederverwenden, wodurch der Bedarf an neu abgebauten Rohstoffen sinkt und die Umweltauswirkungen der Batterieproduktion reduziert werden.

Für die Rückgewinnung kommen verschiedene Recyclingmethoden zum Einsatz. Darunter sind das mechanische Recycling, die Pyrometallurgie (thermisches Verfahren) und die Hydrometallurgie (chemisches Verfahren). Ein effizientes Recycling kann dabei zwischen 30 und 50 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh Batteriekapazität einsparen.

In Europa gibt es bereits moderne Recyclinganlagen, die eine hohe Rückgewinnungsquote ermöglichen. In China und den USA ist das Recyclingniveau derzeit noch deutlich niedriger. In vielen Fällen landen gebrauchte Batterien dort entweder auf Deponien oder werden nur unzureichend verwertet, was die Kreislaufwirtschaft behindert und zusätzliche Umweltbelastungen verursacht. [50–53]

Tabelle 7: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den verschiedenen Phasen des Lebenszyklus von LFP-Lithium-Ionen-Batterien nach Herkunftsländern. [50–53]

	<b>China</b>	<b>Deutschland</b>	<b>EU-Durchschnitt</b>
<b>Einheit</b>	[kg CO <sub>2</sub> -Äq/kWh]	[kg CO <sub>2</sub> -Äq/kWh]	[kg CO <sub>2</sub> -Äq/kWh]
<b>Rohstoffgewinnung &amp; Verarbeitung</b>	28,3	28,3	28,3
<b>Batterieproduktion</b>	59,9	21,9	50,4 - 88,4
<b>Transport</b>	4,41	2,51	3,9 - 5,8
<b>Gesamt</b>	92,61	52,71	82,64 - 122,54

Die Tabelle 7 zeigt die aktuellen Werte und verdeutlicht, dass vor allem die Herstellung der Batteriezellen den größten Anteil an der CO<sub>2</sub>-Bilanz von Lithium-Ionen-Batterien hat.

Die Daten zeigen, dass vor allem die Batterieproduktion den größten Anteil an den CO<sub>2</sub>-Emissionen von Lithium-Ionen-Batterien hat. Besonders hoch ist der Ausstoß in China. Das liegt daran, dass China etwa 70 % der weltweiten Batterien herstellt. Der Strom in China stammt oft aus Kohlekraftwerken. Die Herstellung der Batteriezellen erfordert großen Strombedarf. Deshalb entstehen damit viele Emissionen. Außerdem werden große Mengen an Rohstoffen direkt in China verarbeitet. Das erhöht durch zusätzliche Industrieprozesse die Umweltbelastung. Die gesamten Emissionen in China betragen rund 92,6 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh Speicherkapazität. [50–53]

In Deutschland sind die Emissionen deutlich geringer. Das liegt am Strommix mit viel Wind-, Solar- und Wasserkraft. Auch die Umweltauflagen sind strenger. Dadurch entstehen bei der Batterieproduktion in Deutschland nur etwa 52,7 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh.

Im Durchschnitt der EU liegen die Emissionen je nach Land zwischen 82,6 und 122,5 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh. Länder wie Schweden, Norwegen oder Frankreich haben einen geringen Ausstoß, weil sie viel Wasserkraft oder Kernenergie nutzen. Länder wie

Polen, Spanien oder Italien verwenden mehr fossile Energien und haben dadurch höhere Emissionen.

Die Europäische Union verfolgt jedoch das Ziel, die Abhängigkeit von Importen, vor allem aus China, zu reduzieren. Deshalb investiert sie verstärkt in den Aufbau eigener Batteriezellproduktionen und in nachhaltigere Fertigungsmethoden. Außerdem werden fortschrittliche Recyclingtechnologien gefördert, um den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck weiter zu verringern und den Übergang zu einer umweltfreundlicheren Kreislaufwirtschaft zu unterstützen. [50–53]

Ein Vergleich der Emissionswerte zeigt deutlich, dass die Produktion von Lithium-Ionen-Batterien in China vor allem ohne Recyclingmaßnahmen mehr als doppelt so hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen kann wie in Deutschland. Der Grund dafür liegt in der Nutzung von fossilen Energieträgern wie Kohle im chinesischen Strommix. In Deutschland und weiten Teilen Europas führt der Einsatz erneuerbarer Energien hingegen zu einer deutlichen Verringerung der Umweltbelastung während der Batterieherstellung. [50–53]

Die Aluminiumproduktion verbraucht sehr viel Energie. In China, dem größten Hersteller weltweit, kommt der Strom dafür meist aus Kohlekraftwerken. Das führt zu hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dadurch ist die Umweltbelastung bei der Aluminiumherstellung in China besonders hoch. [54]

Neuere Daten aus dem Jahr 2023 zeigen jedoch, dass sich die Emissionsintensität in China auf 0,582 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh Strom verringert hat. Zum Vergleich zu Deutschland liegt dieser Wert bei 0,38 Kilogramm CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh. Der Rückgang in China ist vor allem auf hohe Investitionen in erneuerbare Energien zurückzuführen. Zwischen 2021 und 2023 investierte das Land rund 268 Milliarden US-Dollar in emissionsarme Energiequellen wie Solarenergie und Windkraft, was langfristig zur Verbesserung der Umweltbilanz beitragen wird. [55]

Trotz der zunehmenden Investitionen in erneuerbare Energien bleibt Kohle in China weiterhin die dominierende Energiequelle. Im Jahr 2023 machte Kohleverstromung immer noch über 60 % des Strommixes aus. Zudem stieg der Anteil an Strom aus Kohle im Vergleich zum Vorjahr sogar um 2 %, was zeigt, dass der Übergang zu sauberer Energie zwar begonnen hat, aber noch nicht ausreicht, um fossile Brennstoffe kurzfristig zu verdrängen. [56]

- Ergebnisdarstellung der Methode 1:

Anhand der Werte in der Tabelle 7 und mithilfe der Formel 3 können die CO<sub>2</sub>-Ausstöße berechnet werden.

$$CO_2 \text{ Emissionen} = \text{Batteriegröße [kWh]} \times CO_2 \text{ Emissionen} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{kWh}} \right]$$

Formel 3: Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen basierend auf der Batteriekapazität.

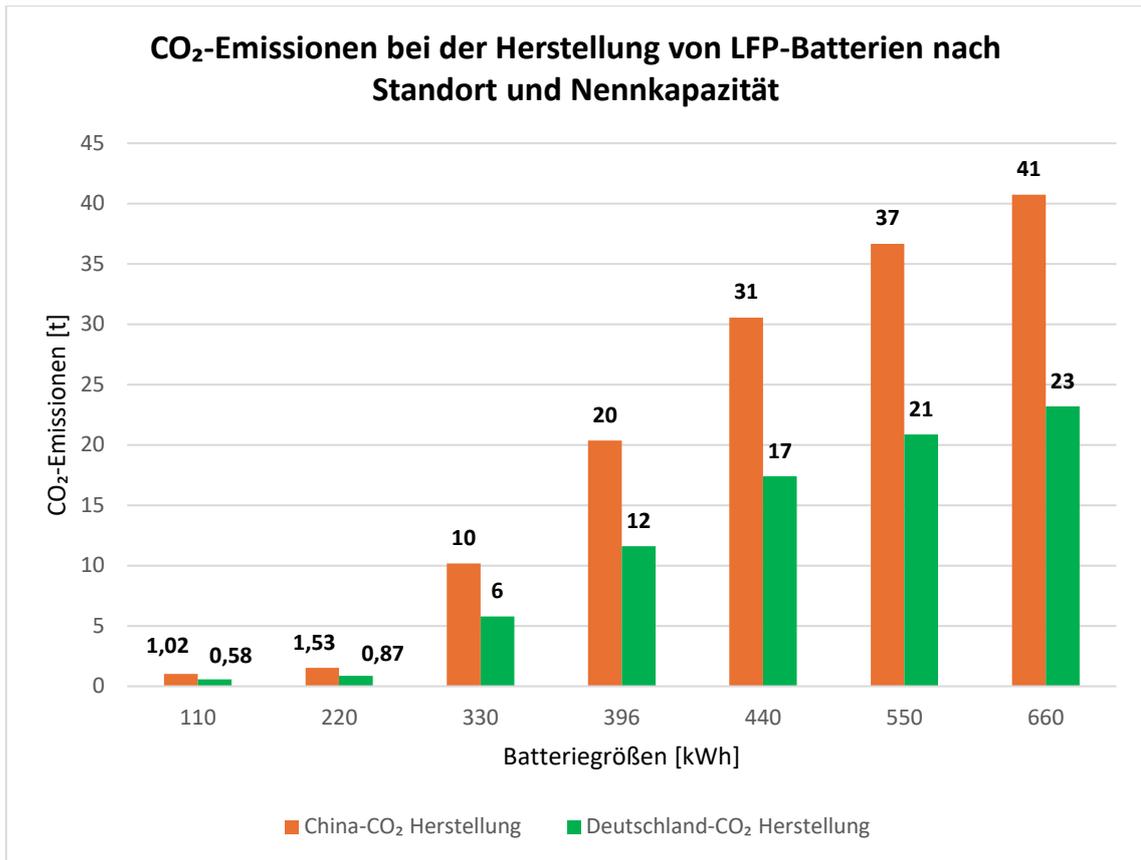


Abbildung 9: Gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen verschiedener LFP-Batterien bei Herstellung in China vs. Deutschland über die Lebensdauer. Werte basieren auf Nennkapazität (10% > nutzbare Kapazität) ohne Recyclingprozesse. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 9 zeigt die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen für verschiedener Batteriegrößen des Typs LFP in China und Deutschland, ohne Berücksichtigung des Recyclings. Die betrachteten Batteriegrößen reichen von 110 kWh bis 660 kWh. Wie zu erwarten, steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen mit zunehmender Kapazität der Batteriespeicher deutlich an. In China fallen durchgehend höhere Emissionen an als in Deutschland. Bei einer Batteriegröße von 110 kWh entstehen sowohl in China als auch in Deutschland ca. 1 bis 1,5 Tonnen CO<sub>2</sub>.

Bei 220 kWh liegt der Ausstoß in China bei 2 Tonnen und in Deutschland bei 1 Tonne. Für eine 330 kWh-Batterie betragen die Emissionen 10 Tonnen in China und 6 Tonnen in Deutschland. Eine 396 kWh-Batterie verursacht 20 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 12 Tonnen in Deutschland.

Bei 440 kWh steigen die Emissionen auf 31 Tonnen in China und 17 Tonnen in Deutschland. Eine Batterie mit 550 kWh verursacht 37 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 21 Tonnen in Deutschland. Die höchste untersuchte Batteriegröße beträgt 660 kWh. Hier liegen die Emissionen bei 41 Tonnen in China und 23 Tonnen in Deutschland.

#### 4.1.2 Methode 2 „Direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen von Materialien anhand der Herstellung-Energiebedarf“

Der Energiebedarf einzelner Materialien in der Batterieproduktion lässt sich derzeit nicht genau berechnen, da konkrete Daten zum Energieaufwand pro Kilogramm Material fehlen. Stattdessen wird der allgemeine Energieverbrauch für die Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien herangezogen. Im Jahr 2023 liegt dieser je nach Technologie und Effizienz der Produktionsanlagen zwischen 97 und 180 kWh elektrische Energie pro kWh Speicherkapazität.

Dieser hohe Energieaufwand hat einen deutlichen Einfluss auf die Umweltbilanz besonders in Ländern, die einen fossilen Energiemix nutzen. Gleichzeitig zeigen Studien, dass sich der Energieverbrauch durch moderne Produktionsmethoden um bis zu 66 % senken lässt. Solche Innovationen könnten in Zukunft dazu beitragen, die Nachhaltigkeit der Batterieherstellung erheblich zu verbessern. [57]

Der Energiebedarf für die Produktion von Lithium-Ionen-Batterien liegt im Jahr 2023 bei 97 bis 180 kWh pro kWh Speicherkapazität und ist abhängig von der verwendeten Technologie sowie der Effizienz der Produktionsanlagen. Mithilfe eines durchschnittlichen Wertes für den Energieaufwand pro kWh Batteriekapazität von 135,5 kWh<sub>el</sub>/kWh Kapazität. Unter Berücksichtigung der Kapazität der in der Simulation verwendeten Batterien sowie des jeweiligen Energiemixes können die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und China berechnet und verglichen werden.

Die dafür verwendeten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für Deutschland und China sind in den Kapiteln 4.2 und 4.3 dargestellt. Für das Jahr 2023 wird ein Stromemissionsfaktor von 0,380 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> für Deutschland und 0,549 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> für China zugrunde gelegt.

$$CO_2 \text{ Emissionen} = B \times E \times F$$

Formel 4: Berechnungsmethode für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Batteriespeichern auf Basis des Energiebedarfs bei der Produktion.

B: Batteriegröße [kWh]

E: Energieaufwand je kWh Kapazität kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>kapazität</sub>

F: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Strommix kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>

- Ergebnisdarstellung der Methode 2:

Mithilfe der Formel 4 können der Energiebedarf und der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Strommixes in Deutschland und China berechnet werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 10 zusammengefasst.

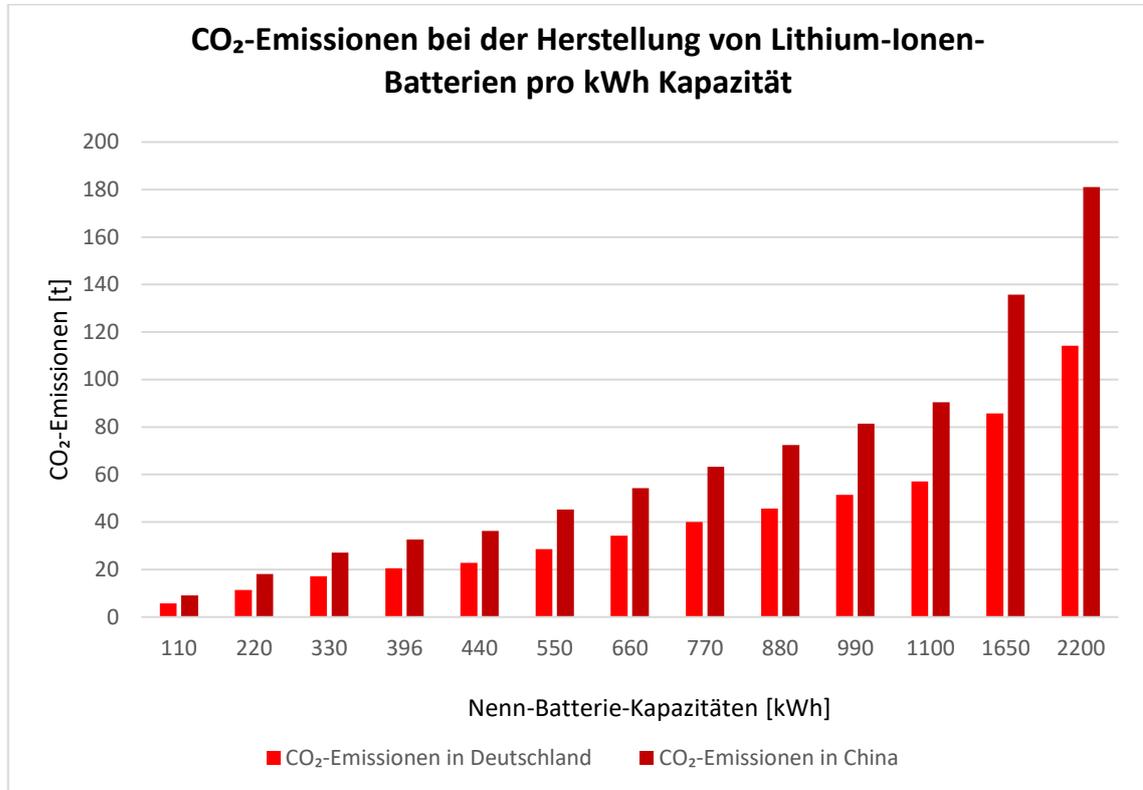


Abbildung 10: CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien pro kWh Nenn-Kapazität. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 10 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien mit unterschiedlichen Kapazitäten entstehen. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass die Emissionen mit zunehmender Kapazität stark ansteigen. Die Werte für Deutschland und China sind gegenübergestellt. In beiden Ländern steigen die Emissionen mit wachsender Batteriegröße, jedoch sind die Werte in China durchgehend deutlich höher als in Deutschland.

Bei kleinen Batterien mit 5,5 kWh liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in beiden Ländern bei unter 1 Tonne. Mit 110 kWh betragen die Emissionen in Deutschland etwa 5 Tonnen, in China rund 8 Tonnen. Bei 220 kWh steigen sie auf etwa 10 Tonnen in Deutschland und rund 18 Tonnen in China. Eine Batterie mit 396 kWh verursacht etwa 18 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland und etwa 30 Tonnen in China. Bei 660 kWh steigen die Werte auf ca. 30 Tonnen in Deutschland und rund 50 Tonnen in China. Für eine sehr große Batterie mit 1650 kWh entstehen etwa 74 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland und etwa 132 Tonnen in China. Die höchsten dargestellten Emissionen betreffen eine Batterie mit 2.200 kWh. Hier fallen in Deutschland etwa 98 Tonnen CO<sub>2</sub> an, während es in China rund 176 Tonnen CO<sub>2</sub> sind. Diese Unterschiede lassen sich durch den jeweiligen Strommix erklären.

In China ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß höher, da dort der Strom dort stärker aus fossilen Energieträgern wie Kohle gewonnen wird. In Deutschland wird mehr Strom aus erneuerbaren Quellen genutzt, wodurch sich die Emissionen bei der Batterieproduktion verringern.

#### 4.1.3 Methode 3 „Produktionsorientierte Lebenszyklusanalyse von Elektroautos-Batterien“

Bei Methode 3 werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch die Herstellung einzelner Komponenten und Fertigungsschritte einer Lithium-Ionen-Batterie entstehen, detailliert analysiert. Dieser Ansatz ermöglicht eine genaue Aufschlüsselung der Emissionsquellen entlang des gesamten Produktionsprozesses und zeigt, welche Bereiche besonders emissionsintensiv sind.

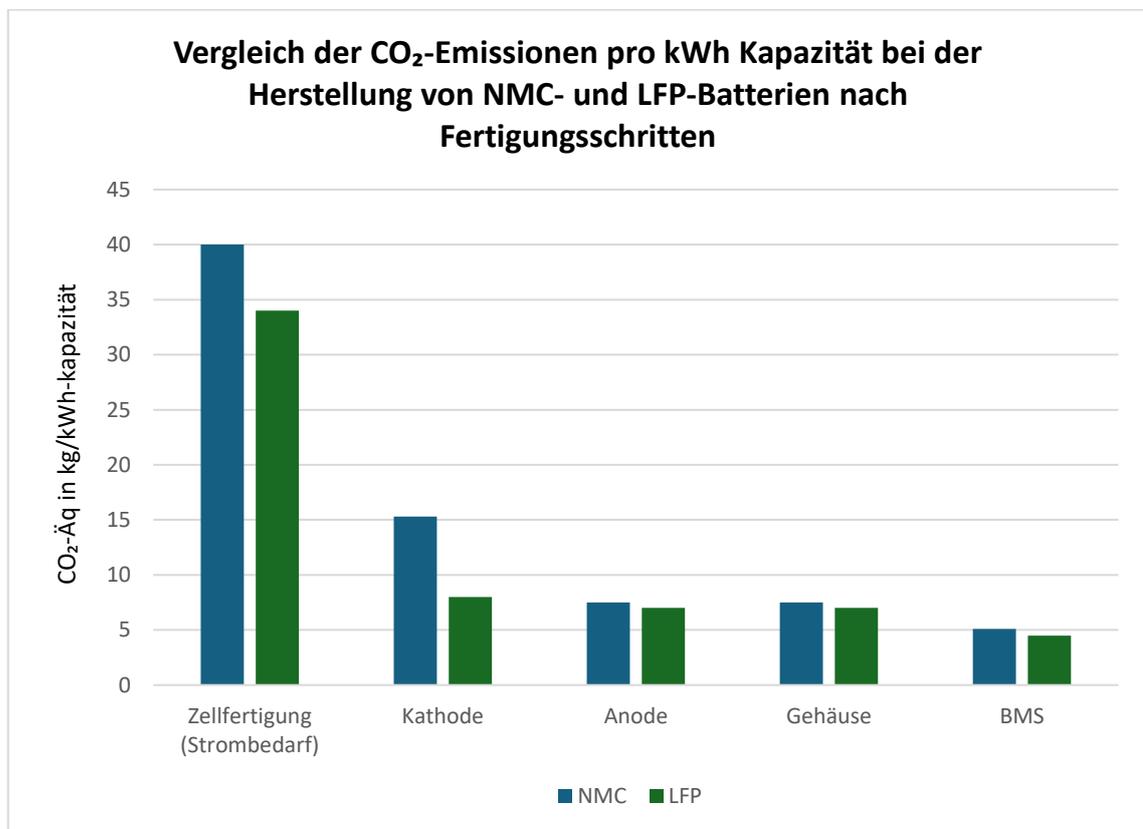


Abbildung 11: Zusammensetzung der Treibhausgas-Emissionen in der Herstellung von Batterien für Elektroautos nach Bestandteilen/Fertigungsschritten. (Eigene Darstellung von [58, 59])

Wie in Abbildung 11 dargestellt, ist die Zellfertigung mit 80,1 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh der größte Anteil an der Gesamtemission. Die Zellfertigung ist besonders energieintensiv. Der hohe Energieverbrauch in diesem Produktionsschritt ergibt sich vor allem durch den Strombedarf, der in vielen Fällen aus kohlebasierten Energiequellen stammt. Zusätzlich erhöhen spezielle Anforderungen wie der Betrieb in Reinräumen den Energieaufwand erheblich.

- Ergebnisdarstellung der Methode 3:

Die Herstellung der Kathode verursacht weitere 24,7 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh. Dieser Bereich ist besonders emissionsintensiv, da hierfür Materialien wie Lithium, Nickel und Kobalt verwendet werden, deren Abbau und Verarbeitung mit hohem Energieeinsatz verbunden sind.

Auch das Batteriegehäuse, das meist aus Aluminium oder Stahl, trägt zur Klimabilanz bei. Es verursacht 15,3 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh. Vor allem die Produktion von Aluminium gilt als sehr energieaufwendig, was sich deutlich auf die Umweltbilanz auswirkt.

Die Anode, die häufig aus Graphit besteht, verursacht zusätzliche 7,5 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh, da auch die Graphitherstellung einen hohen Energieverbrauch erfordert. Das Batteriemanagementsystem, eine wichtige elektronische Einheit zur Überwachung und Steuerung der Batterie, verursacht nochmals 10,0 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh. Kleinere Bestandteile wie Dichtungen, Isolierungen, sowie die Montage- und Transportprozesse tragen zusammen weitere 7,5 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh zur Gesamtbilanz bei. [58]

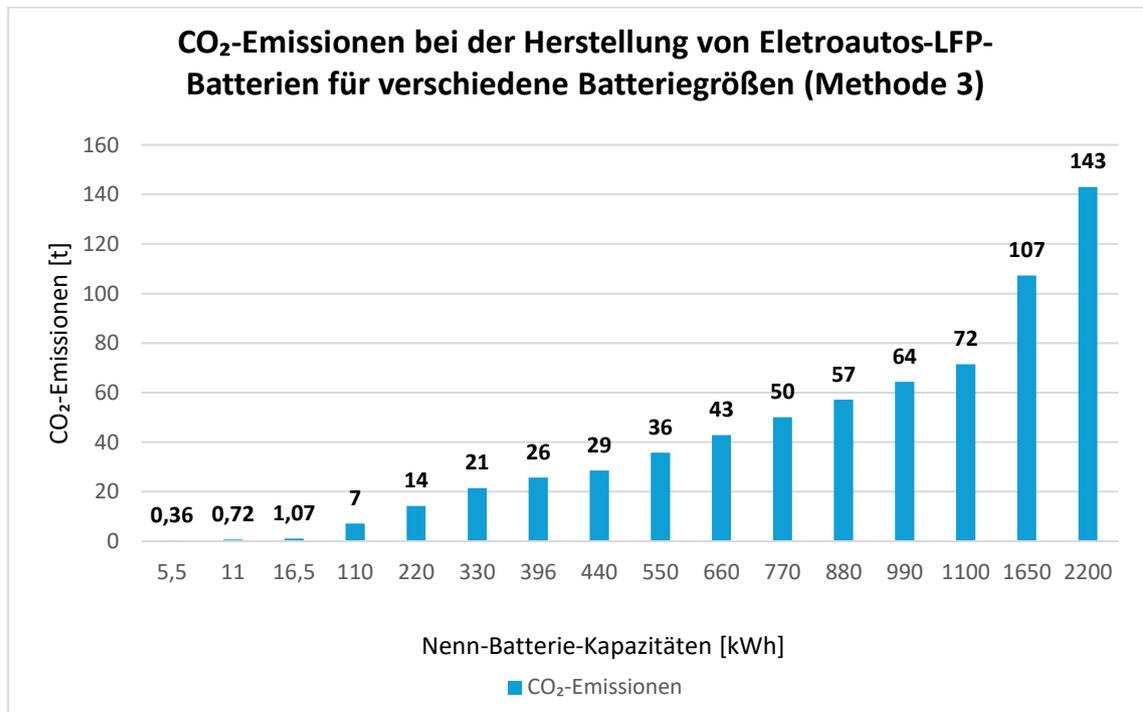


Abbildung 12: CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien für verschiedene Nenn-Batteriekapazitäten (Methode 3). (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 12 stellt dar, wie viel CO<sub>2</sub> bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien abhängig von der jeweiligen Batteriekapazität freigesetzt wird. Grundlage ist Methode 3, die alle wichtigen Produktionsschritte einbezieht.

Kleine Batteriespeicher verursachen geringe Emissionen. Eine Batterie mit 5,5 kWh führt zu 0,4 Tonnen CO<sub>2</sub>. Bei 11 kWh sind es 0,7 Tonnen und bei 16,5 kWh entstehen 1,1 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Wird die Kapazität auf 110 kWh erhöht, so steigt auch der Ausstoß

auf 7,2 Tonnen. Bei 220 kWh sind es bereits 14,3 Tonnen, bei 330 kWh 21,5 Tonnen, bei 396 kWh 25,7 Tonnen, und bei 440 kWh 28,6 Tonnen.

Noch größere Batteriesysteme zeigen eine weitere Zunahme der Emissionen. Eine Batterie mit 550 kWh verursacht 35,8 Tonnen CO<sub>2</sub>, bei 660 kWh sind es 42,9 Tonnen. Für 770 kWh ergibt sich ein Ausstoß von 50,1 Tonnen, bei 880 kWh sind es 57,2 Tonnen, bei 990 kWh 64,4 Tonnen und bei 1.100 kWh 71,5 Tonnen. Bei sehr großen Quartierspeichern steigen die Werte stark an. So führt eine Batterie mit 1.650 kWh zu 107,3 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen, während eine mit 2.200 kWh sogar 143 Tonnen CO<sub>2</sub> verursacht.

- Zusammenfassung der Methoden

Zur Ermittlung der herstellungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von Batteriespeichern werden in der Abbildung 13 drei Methoden analysiert und verglichen. Methode 1 basiert auf Literaturwerten aus globalen Lebenszyklusanalysen und berücksichtigt den jeweiligen Strommix. Dabei ergeben sich für eine 550 kWh große LFP-Batterie Emissionen von 37 Tonnen CO<sub>2</sub> bei einer Herstellung in China und 21 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland. Methode 2 kombiniert empirische Produktionsdaten mit länderspezifischen Strommixfaktoren. Sie ergibt höhere Werte von 41,7 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 28,6 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland. Methode 3 verwendet einen festen Energiebedarf pro kWh, berücksichtigt jedoch nicht den jeweiligen Strommix. Der berechnete Wert für eine Batterie gleicher Größe liegt bei 35,8 Tonnen CO<sub>2</sub>.

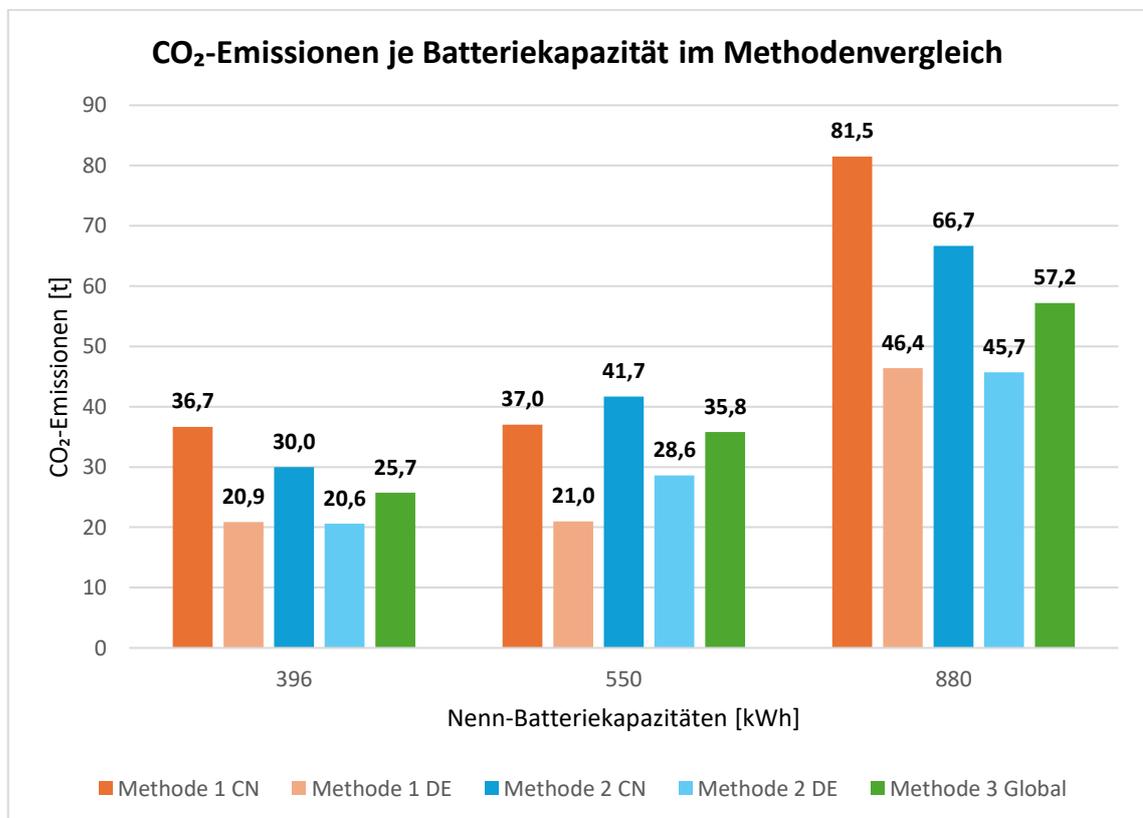


Abbildung 13: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung von LFP-Batterien für verschiedene Kapazitäten unter Anwendung dreier Berechnungsmethoden mit und ohne Berücksichtigung des Strommixes in China und Deutschland. (Eigene Darstellung)

Da Methode 1 verlässliche Durchschnittswerte liefert und international anerkannt ist, wird sie für die folgenden Berechnungen und Simulationen in dieser Arbeit verwendet. Sie ermöglicht eine vergleichbare und nachvollziehbare Bewertung der Emissionen über verschiedene Szenarien hinweg.

#### **4.1.4 Recycling-Methoden der Lithium-Ionen Batterien**

Die steigende Nachfrage nach Lithium-Ionen-Batterien, vor allem für Elektrofahrzeuge und stationäre Energiespeicher, macht den Einsatz effizienter Recyclingverfahren immer wichtiger. Das Ziel besteht darin, wertvolle Rohstoffe zurückzugewinnen und gleichzeitig die Umweltbelastung zu verringern. Dazu werden drei Hauptmethoden eingesetzt.

Die erste Methode ist das pyrometallurgische Recycling, bei dem die Batterien auf über 1400 Grad Celsius erhitzt und eingeschmolzen werden. In diesem Prozess verdampfen leichtflüchtige Elemente, während Metalle wie Nickel, Kobalt und Kupfer zurückgewonnen werden können. Der Energiebedarf liegt bei 30 bis 50 kWh/kWh Batteriekapazität. Die Rückgewinnungsrate beträgt etwa 50 bis 70 %, allerdings gehen Lithium und Grafit dabei größtenteils verloren. [60]

Beim hydrometallurgischen Recycling kommen chemische Lösungen zum Einsatz, die gezielt Metalle aus den Batterien herauslösen. Diese Methode ist energieeffizienter als die Pyrometallurgie und benötigt nur 20 bis 40 kWh/kWh Batteriekapazität. Dabei lassen sich bis zu 95 % der enthaltenen Metalle, darunter Lithium, Nickel, Kobalt, Mangan und Kupfer zurückgewinnen. [60]

Eine besondere Methode ist das sogenannte direkte Recycling. Hierbei bleiben die Strukturen der Kathoden- und Anodenmaterialien weitgehend erhalten. Statt die Materialien komplett zu zersetzen, werden sie gereinigt, reaktiviert oder neu beschichtet. Der Energieaufwand ist mit weniger als 15 kWh/kWh Batteriekapazität am geringsten. Gleichzeitig ermöglicht dieses Verfahren eine Rückgewinnungsrate von bis zu 98 %. [60]

Ein Vergleich mit der Herstellung neuer Batterien macht den Vorteil deutlich. Die Produktion einer neuen Lithium-Ionen-Batterie benötigt zwischen 50 und 100 kWh pro kWh Kapazität. Das pyrometallurgische Recycling verbraucht etwa 30-50 % dieser Energiemenge, das hydrometallurgische Verfahren etwa 20-40 %, und das direkte Recycling sogar weniger als 15 %. [60]

Insgesamt zeigen diese Zahlen, dass Recyclingverfahren erheblich zur Reduzierung des Energieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen können. Besonders das direkte Recycling bietet großes Potenzial für eine nachhaltigere Batterieproduktion der Zukunft. [60]

Tabelle 8: Vergleich des Energiebedarfs: Herstellung vs. Recycling bzw. Entsorgung. [60]

	<b>Energiebedarf</b>	<b>Prozentualer Vergleich zur Herstellung</b>
<b>Einheit</b>	[kWh pro kWh Kapazität]	[%]
<b>Herstellung der Batterie</b>	50 - 100	-
<b>Pyrometallurgisches Recycling</b>	30 - 50	30 - 50
<b>Hydrometallurgisches Recycling</b>	20 - 40	20 - 40
<b>Direktes Recycling</b>	<15	15

Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen für das Recycling von Lithium-Ionen-Batterien basiert auf einem Reduktionsfaktor, der die Einsparungen im Vergleich zur Primärproduktion berücksichtigt. Beim Recycling wird laut einer Studie von 2017 der Energieaufwand und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen um etwa 70 % verringert im Vergleich zu bei der Herstellung neuer Batterien aus Rohstoffen. Daraus ergibt sich ein Reduktionsfaktor von 0,3, der auf die Emissionen der Primärproduktion angewendet wird. [53]

Eine andere aktuelle Studie zeigt auch, dass beim Recycling von Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP) festgestellt wurde, dass die Wahl des Verfahrens die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen stark beeinflusst. Die Produktion neuer LFP-Batterien verursacht zwischen 54 und 69 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh. Deutlich geringere Emissionen entstehen hingegen beim Recycling. [61]

Bei der hydrometallurgischen Aufbereitung fallen im Durchschnitt nur 2,68 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWh-Kapazität an [62]. Daraus ergibt sich ein Anteil von ca. 5 % der Emissionen im Vergleich zur Neuproduktion. Dieser Anteil kann als Reduktionsfaktor von 0,05 verwendet werden. Besonders vorteilhaft zeigt sich das hydrometallurgische Verfahren, da es im Gegensatz zu anderen Methoden geringere Emissionen verursacht und für größere Batteriespeicher geeignet ist. So kann mit dieser Methode die Umweltbelastung im Recyclingprozess gesenkt werden.

Zunächst wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Primärproduktion berechnet. Dieser berücksichtigt die Emissionen, die durch den Energieverbrauch pro kWh Kapazität während der Herstellung oder durch direkte Emissionsdaten aus den Produktionsprozessen entstehen. Um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß für das Recycling zu ermitteln, wird der Wert der Primärproduktion mit dem Faktor 0,05 multipliziert, da das Recycling nur etwa 5 % der Emissionen der Primärproduktion verursacht. [61, 62]

Im untersuchten Quartier werden 36 Heimspeicherbatterien mit jeweils 10 kWh Kapazität eingesetzt und simuliert. Der gesamte CO<sub>2</sub>-Ausstoß beträgt nach Formel 5 und die Methode 1 im Interkapitel 4.1.1 bei Produktion in Deutschland etwa 21,95 Tonnen CO<sub>2</sub> und bei Produktion in China und 38,54 Tonnen CO<sub>2</sub>. Nach Methode 3 summieren sich die Emissionen auf 26,9 Tonnen CO<sub>2</sub>.

$$\text{Entsorgung CO}_2 \text{ Ausstoß} = 0,05 \times \text{Primärproduktion CO}_2 \text{ Ausstoß}$$

Formel 5: Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes durch Entsorgung.

Die Tabelle 9 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen für verschiedene Batteriegrößen und vergleicht die Ergebnisse der beiden Methoden mit der Entsorgung.

Tabelle 9: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Herstellung und Recycling (Cut-Off Methode) von Lithium-Ionen-Batterien für unterschiedliche Kapazitäten. (Eigene Darstellung)

Kapazität [kWh]	M1 (DE)	M1 (CN)	M2 (DE)	M2 (CN)	M3	M1 ♻️ (DE)	M1 ♻️ (CN)	M2 ♻️ (DE)	M2 ♻️ (CN)	M3 ♻️
	[t CO <sub>2</sub> ]									
5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,4	0,01	0,03	0,01	0,02	0,02
10	0,6	1,0	0,6	0,9	0,7	0,03	0,05	0,03	0,05	0,04
15	0,9	1,5	0,9	1,4	1,1	0,04	0,08	0,04	0,07	0,05
100	5,8	10,2	5,7	9,0	7,2	0,29	0,51	0,29	0,45	0,36
200	11,6	20,4	11,4	18,1	14,3	0,58	1,02	0,57	0,90	0,72
300	17,4	30,6	17,1	27,1	21,5	0,87	1,53	0,86	1,36	1,07
360	20,9	36,7	20,6	32,6	25,7	1,04	1,83	1,03	1,63	1,29
400	23,2	40,7	22,9	36,2	28,6	1,16	2,04	1,14	1,81	1,43
500	29,0	50,9	28,6	45,2	35,8	1,45	2,55	1,43	2,26	1,79
600	34,8	61,1	34,3	54,3	42,9	1,74	3,06	1,71	2,71	2,15
700	40,6	71,3	40,0	63,3	50,1	2,03	3,57	2,00	3,17	2,50
800	46,4	81,5	45,7	72,4	57,2	2,32	4,07	2,29	3,62	2,86
900	52,2	91,7	51,4	81,4	64,4	2,61	4,58	2,57	4,07	3,22
1000	58,0	101,9	57,1	90,5	71,5	2,90	5,09	2,86	4,52	3,58
1500	87,0	152,8	85,7	135,7	107,3	4,35	7,64	4,28	6,79	5,36
2000	116	203,7	114,3	181	143	5,80	10,2	5,71	9,05	7,15
10000	579,8	1018,7	571,3	905	715	28,99	50,94	28,57	45,25	35,75

Aus Tabelle 9 wird deutlich, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien stark vom Standort und der Berechnungsmethode abhängen.

Methode 1 basiert auf einer vollständigen Lebenszyklusanalyse (LCA). Sie bezieht alle Phasen der Batterieherstellung mit ein, von der Rohstoffgewinnung bis zur Zellproduktion. Für eine Batterie mit 1.000 kWh Kapazität entstehen dabei in Deutschland 58,0 Tonnen CO<sub>2</sub>, während in China 101,9 Tonnen CO<sub>2</sub> freigesetzt werden. Das Recycling wird separat erfasst und mit einem festen Faktor von 5 % der Primäremissionen berechnet. Dadurch entstehen zusätzlich 2,90 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland und 5,09 Tonnen CO<sub>2</sub> in China.

Methode 2 stellt den Energieaufwand je produzierter kWh Batteriekapazität in den Vordergrund. Diese Methode betrachtet hauptsächlich den Energiebedarf für die Herstellung der eingesetzten Materialien. Dabei liegen die Emissionen für eine 1.000 kWh-Batterie in Deutschland bei 57,1 Tonnen CO<sub>2</sub> und in China bei 90,5 Tonnen CO<sub>2</sub>. Die Recyclingemissionen belaufen sich hier auf 2,86 Tonnen CO<sub>2</sub> (Deutschland) bzw. 4,52 Tonnen CO<sub>2</sub> (China).

Methode 3 basiert auf einer LCA-Studie für Elektroautos mit LFP-Batterien. Sie berücksichtigt insbesondere die Zellproduktion, die Montage und den Transport, aber nicht die Nutzung oder die Entsorgung. Diese Methode unterscheidet nicht nach Ländern, sondern liefert einen globalen Mittelwert. Für eine Batterie mit 1.000 kWh ergibt sich ein Ausstoß von 71,5 Tonnen CO<sub>2</sub>. Hinzu kommen 3,58 Tonnen CO<sub>2</sub> für das Recycling, was 5 % der ursprünglichen Herstellungsemissionen entspricht.

In sämtlichen der drei Methoden erfolgt die Betrachtung des Recyclings als Cut-Off-Methode, wobei es als zusätzliche Emission und nicht als Gutschrift oder Ausgleich gewertet wird. Da Herstellung und Entsorgung getrennt bilanziert werden, erhöht der CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch Recycling die Gesamtbilanz und senkt sie nicht.

#### **4.1.5 Vor- und Nachteile der Methoden**

Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Lithium-Ionen-Batterien kann mit unterschiedlichen Methoden erfolgen. Jede Methode bringt spezifische Vor- und Nachteile mit sich, die ihre Anwendbarkeit und Aussagekraft beeinflussen. In dieser Untersuchung werden drei Methoden betrachtet, die sich in ihrem Umfang und ihrer Zielsetzung unterscheiden.

Methode 1 umfasst den gesamten Lebenszyklus der Batterie, von der Rohstoffgewinnung bis zum Transport. Sie ermöglicht einen umfassenden Vergleich verschiedener Produktionsstandorte sowie der eingesetzten Strommixe. Der Nachteil dieser Methode liegt in ihrem hohen Datenbedarf und der damit verbundenen Komplexität, da alle Phasen des Lebenszyklus detailliert erfasst werden müssen.

Methode 2 konzentriert sich auf die Emissionen, die in der Material- und Produktionsphase entstehen. Sie erlaubt eine schnelle und vergleichsweise einfache Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Im Gegensatz zur Lebenszyklusanalyse ist sie deutlich weniger datenintensiv. Allerdings werden dabei nur Teilbereiche der Herstellung berücksichtigt, sodass kein vollständiges Umweltbild entsteht.

Methode 3 analysiert detailliert die Prozesse der Fertigung, Montage und den Transport. Sie ist besonders nützlich für Hersteller, um CO<sub>2</sub>-intensive Produktionsschritte zu identifizieren und diese gezielt zu optimieren. Da sie ursprünglich auf die Herstellung von Elektroauto-Batterien ausgerichtet ist, ist ihre Übertragbarkeit auf stationäre Speicher nur eingeschränkt möglich. Zudem wird der gesamte Lebenszyklus nicht berücksichtigt.

Tabelle 10: Vergleich von Methoden zur Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Batterieproduktion. (Eigene Darstellung)

	<b>Vorteile</b>	<b>Nachteile</b>
<b>Methode 1</b>	Betrachtet den gesamten Lebenszyklus (Rohstoffgewinnung bis Transport). Vergleich verschiedener Standorte und Strommixe möglich.	Sehr datenintensiv und komplex. Benötigt detaillierte Informationen zu allen Phasen.
<b>Methode 2</b>	Einfache und schnelle Berechnung auf Basis von Material- und Produktionsdaten. Weniger Datenbedarf als LCA.	Betrachtet nur Teile der Herstellung. Kein vollständiges Umweltbild.
<b>Methode 3</b>	Detaillierte Analyse von Fertigung, Montage und Transport. Nützlich zur Optimierung einzelner Produktionsschritte.	Bezieht sich auf Elektroautobatterien begrenzte Übertragbarkeit auf stationäre Speicher. Kein gesamter Lebenszyklus berücksichtigt.

Nach einer umfassenden Analyse wird Methode 1 als die für diese Untersuchung am besten geeignete ausgewählt. Sie bietet die genaueste Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, da sie die Herstellungsphasen detailliert betrachtet und kann auch die langfristigen Umweltfolgen berücksichtigen.

Besonders wichtig ist, dass sie den Einfluss des Produktionsstandorts sichtbar macht und aufzeigt, wie sich durch den Einsatz erneuerbarer Energien und Recyclingmaßnahmen CO<sub>2</sub> einsparen lässt. Trotz ihrer höheren Komplexität liefert sie die präzisesten Ergebnisse und ist somit die beste Wahl für spätere Berechnungen und Simulationen.

## **4.2 Emissionen bei der Herstellung und Entsorgung von PV-Systemen**

Die Herstellung und Entsorgung von Photovoltaiksystemen sind zentrale Aspekte der ökologischen Bewertung der betrachteten Szenarien und des Technikeinsatzes im Quartier. Zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, während dieser Prozesse werden unterschiedliche Ansätze gewählt, die auf verschiedenen Berechnungsmethoden basieren.

Eine Studie analysiert die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Glas-Folie- und Glas-Glas-Modulen, die zwischen China und Deutschland produziert und in der EU genutzt werden, basierend auf neuen Produktionsdaten aus der Industrie. Eine weitere Untersuchung widmet sich der Lebenszyklusanalyse von Photovoltaiksystemen, um die Umweltauswirkungen über den gesamten Lebenszyklus zu bewerten. Diese Ansätze bieten eine fundierte Grundlage zur Beurteilung der ökologischen Auswirkungen von Photovoltaik-Technologien und zur Optimierung ihrer Nachhaltigkeit. Die Analyse der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung und der Entsorgung von Photovoltaikmodulen wird anhand zweier verschiedener Methoden durchgeführt, die unterschiedliche Aspekte berücksichtigen.

#### 4.2.1 Methode 1 „Emissionen bei der Herstellung und die Entsorgung in verschiedenen Regionen“

Die erste Methode, wie in Abbildung 2 dargestellt, analysiert die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die während der Herstellung von Photovoltaikmodulen in verschiedenen Ländern wie China, Deutschland und der EU entstehen. Der Recyclingprozess wird hierbei separat berücksichtigt. Die Untersuchung umfasst sowohl Glas-Folie- als auch Glas-Glas-Module, wobei in diesem Fall ausschließlich die Glas-Glas-Module betrachtet werden. Für diese liegen die Emissionen bei der Herstellung bei 750 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWp in China und bei 520 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWp in Deutschland. [10]

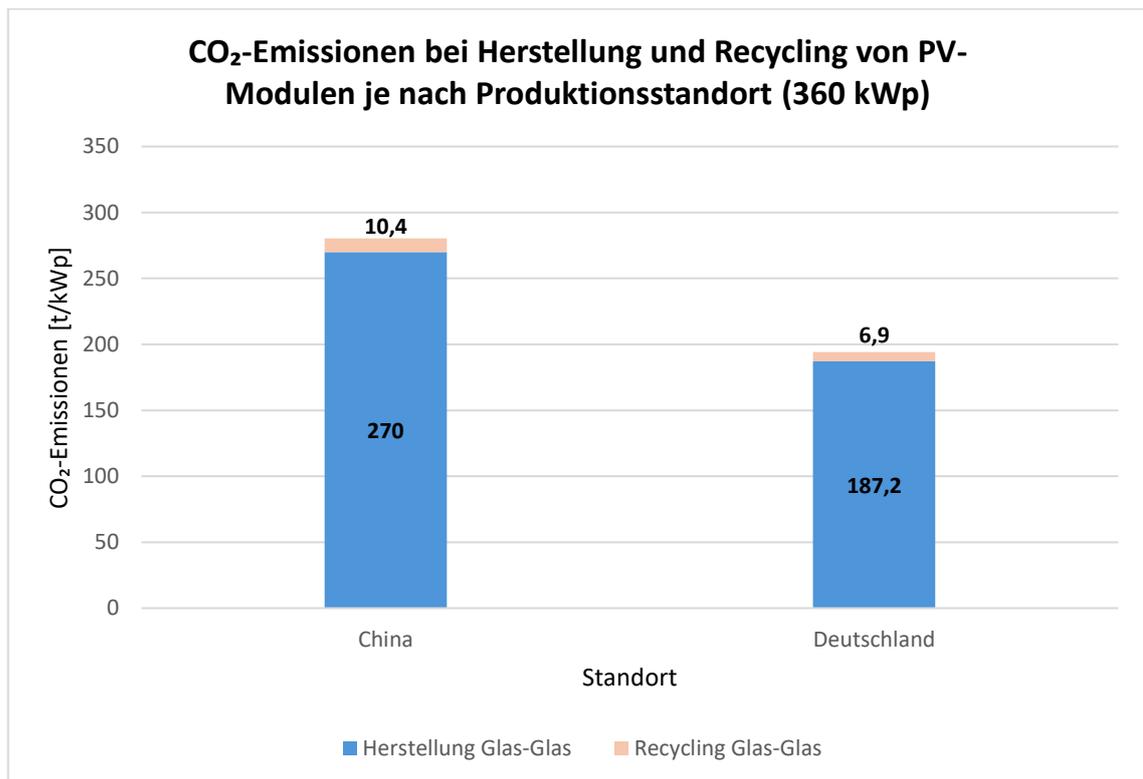


Abbildung 14: CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Herstellung und Entsorgung von PV-Modulen je nach Produktionsstandort (360 kWp). (Eigene Darstellung)

Anhand der zuvor genannten Informationen aus Abbildung 2 sowie der Daten zu den Photovoltaikmodulen in Kapitel 3.2 lassen sich die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnen, die durch die Herstellung und Entsorgung der verwendeten rahmenlosen Glas-Glas-Module in der Simulation des Quartiers entstehen.

In Abbildung 14 ist zu entnehmen, dass in China die Herstellung der Glas-Glas-Module 750 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWp verursacht, während die Entsorgung mit zusätzlichen 28,8 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWp zu Buche schlägt. Für eine 360-kWp-Anlage ergeben sich daraus Gesamtemissionen von etwa 270 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent, wovon rund 10,4 Tonnen auf die Entsorgung entfallen, was etwa 4 % der Gesamtemissionen entspricht. In Deutschland liegt der Emissionswert für die Herstellung bei 520 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWp, hinzu kommen 6,9 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent durch die Entsorgung. Daraus

ergeben sich insgesamt etwa 194,1 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent für dieselbe 360 kWp-Anlage. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch die Herstellung der Wechselrichter und Unterkonstruktionen entstehen, lassen sich auf Basis der Informationen aus Abschnitt 0 berechnen.

Basierend auf den bereitgestellten Informationen und unter Berücksichtigung der durchschnittlichen jährlichen Degradationsrate von 0,5 % pro Jahr für kristalline Siliziummodule [63], sowie einer geschätzten jährlichen Energieerzeugung von ca. 975 kWh/kWp für die Region Bergneustadt in Deutschland können die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro kWp für verschiedene Photovoltaikmodultypen berechnet werden. [64]

Die jährliche Energieerzeugung nimmt aufgrund der Degradation jedes Jahr um 0,5 % ab. Die kumulierte Energieerzeugung über einen Zeitraum von 30 Jahren kann daher wie folgt berechnet werden:

$$\text{Kumulative Energieerzeugung} = \sum_{n=0}^{29} (975 \times (1 - 0,005)^n)$$

Formel 6: Berechnung der kumulativen Energieerzeugung über 30 Jahre. (eigene Darstellung)

Die kumulierte Energieerzeugung über 30 Jahre berechnet nach der Formel 6 und beträgt etwa 27,225 MWh/kWp. Bei einer Gesamtleistung der Photovoltaikanlage von 360 kWp ergibt sich eine geschätzte Gesamtenergieproduktion von 9801 MWh.

Die kumulierte Energieproduktion über 30 Jahre beträgt insgesamt 9801 MWh und dies multipliziert mit dem spezifischen Emissionsfaktor ergibt sich der entsprechende CO<sub>2</sub>-Ausstoß.

In Deutschland werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines 10-kW-Wechselrichters über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet. Für die Herstellung des Geräts, also für Rohstoffe und Montage, entstehen 236,4 kg CO<sub>2</sub>. Am Ende der Nutzung kommen durch die Entsorgung weitere 6,8 kg CO<sub>2</sub> hinzu. Die Berechnung folgt dem sogenannten Cut-off-Ansatz. In China werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines 10-kW-Wechselrichters über 25 Jahre berechnet.

In China entstehen insgesamt dabei 2.163 kg CO<sub>2</sub> pro Gerät. Davon entfallen 428,76 kg CO<sub>2</sub> auf die Herstellung mit Rohstoffen und Montage. Für die Entsorgung fallen zusätzlich 4,14 kg CO<sub>2</sub> an. Auch in diesem Fall wird der Cut-off-Ansatz verwendet.

Für die geplante Anlage werden insgesamt 36 Wechselrichter benötigt. In China ergeben sich über die gesamte Lebensdauer der Geräte 15,4 Tonnen CO<sub>2</sub> durch die Herstellung sowie 0,15 Tonnen CO<sub>2</sub> durch die Entsorgung. In Deutschland werden im Vergleich dazu 8,5 Tonnen CO<sub>2</sub> durch die Herstellung und 0,24 Tonnen CO<sub>2</sub> durch die Entsorgung emittiert. Die Emissionen aus dem Entsorgen sind im Vergleich zur Herstellung sehr gering.

Für die Anlage mit einer Gesamtleistung von 360 kWp wird ein mittlerer Wert von 20 kg Unterkonstruktion pro kWp angenommen. Das Gesamtgewicht der Unterkonstruktion lässt sich wie folgt quantifizieren:

$$360 [kW_p] \times 20 \left[ \frac{kg}{kW_p} \right] = 7,2 [t] \text{ Aluminium}$$

Je nach Herkunft des Primäraluminiums unterscheiden sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilogramm Aluminium deutlich. Für Aluminium aus Deutschland bzw. Europa wird ein spezifischer Emissionsfaktor von 9,89 kg CO<sub>2</sub> pro kg Aluminium festgelegt, während für Aluminium aus China ein Wert von 14,98 kg CO<sub>2</sub> pro kg Aluminium gilt.

$$\text{Deutschland bzw. Europa} \rightarrow 7,2 [t] \times 9,89 \left[ \frac{kg CO_2}{kg} \right] = 71,21 [t CO_2]$$

$$\text{China} \rightarrow 7,2 [t] \times 14,98 \left[ \frac{kg CO_2}{kg} \right] = 107,86 [t CO_2]$$

Am Ende der Lebensdauer der Photovoltaikanlage wird auch die Aluminium-Unterkonstruktion entsorgt, was zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht. Das Gesamtgewicht der Entsorgten beträgt 7,2 Tonnen Aluminium. Daraus resultiert eine CO<sub>2</sub>-Emission von 3,82 Tonnen in Europa und 2,30 Tonnen in China.

$$\text{Deutschland bzw. Europa} \rightarrow 7,2 [t] \times 0,53 \left[ \frac{kg CO_2}{kg} \right] = 3,82 [t CO_2]$$

$$\text{China} \rightarrow 7,2 [t] \times 0,32 \left[ \frac{kg CO_2}{kg} \right] = 2,30 [t CO_2]$$

Die Abbildung 15 fasst die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Herstellung und Entsorgung der Photovoltaikanlage zusammen. Sie zeigt die Unterschiede im Lebenszyklus zwischen Deutschland und China anhand von Methode 1, wobei sowohl die Herstellung der Photovoltaik-Komponenten als auch das Recycling (Cut-Off Methode) berücksichtigt werden.

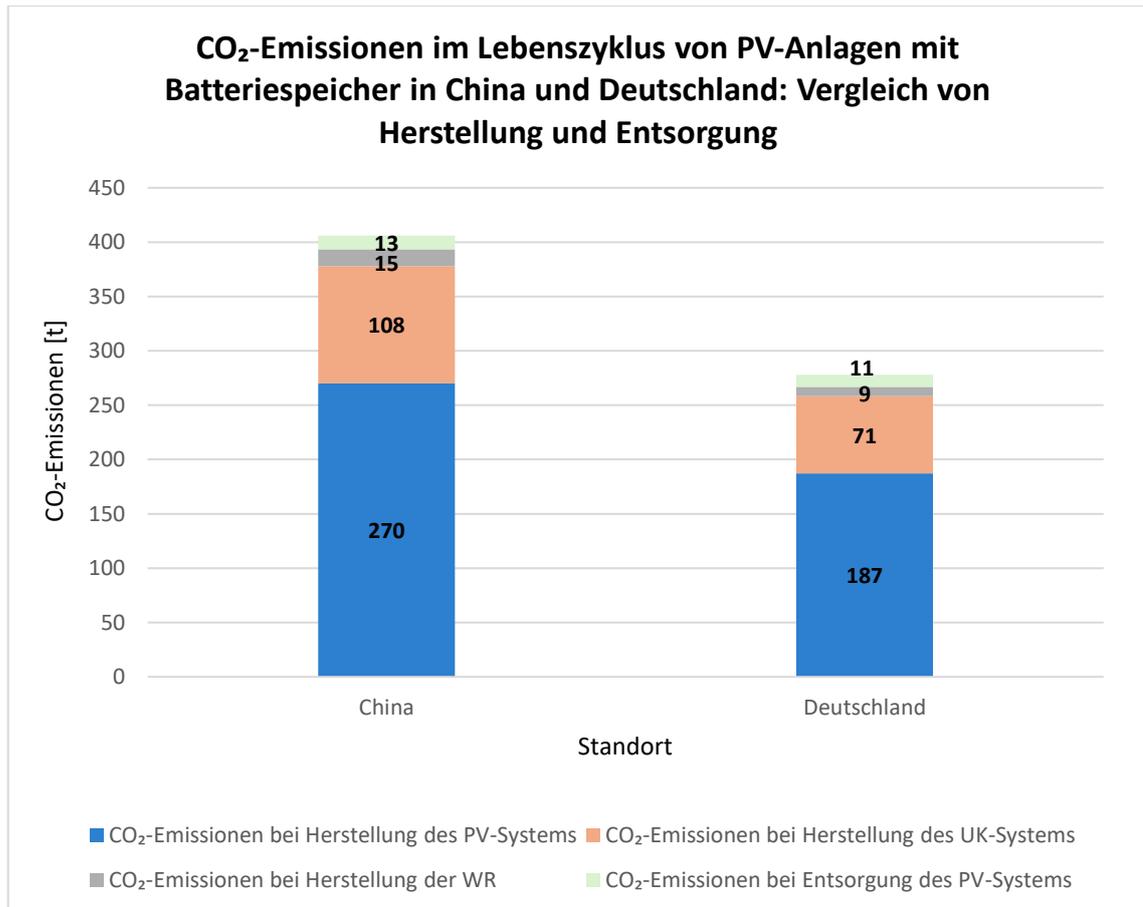


Abbildung 15: Gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen von PV-Systemkomponenten in China und Deutschland (Herstellung + Entsorgung). (Eigene Darstellung)

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der geplanten Photovoltaikanlage setzen sich, wie in Abbildung 14 dargestellt, aus den Modulen, den Wechselrichtern, der Unterkonstruktion sowie der Stromnutzung zusammen. Für die Glas-Glas-Module ergeben sich in China insgesamt 280,4 Tonnen CO<sub>2</sub>, wovon 270 Tonnen auf die Herstellung und 10,4 Tonnen auf die Entsorgung entfallen. In Deutschland betragen die Emissionen 191,1 Tonnen CO<sub>2</sub>, verteilt auf 187,2 Tonnen durch die Herstellung und 6,9 Tonnen durch die Entsorgung.

Die Wechselrichter emittieren in China 15,55 Tonnen CO<sub>2</sub>, bestehend aus 15,4 Tonnen Herstellung und 0,15 Tonnen Entsorgung. In Deutschland ergibt sich ein Gesamtwert von 8,74 Tonnen CO<sub>2</sub>, davon 8,5 Tonnen Herstellung und 0,24 Tonnen Entsorgung.

Auch die Unterkonstruktion trägt erheblich zur CO<sub>2</sub>-Bilanz bei. In China entstehen 110,2 Tonnen CO<sub>2</sub>, wovon 107,9 Tonnen auf die Herstellung und 2,3 Tonnen auf die Entsorgung zurückzuführen sind. In Deutschland summieren sich die Emissionen auf 75 Tonnen, wobei 71,2 Tonnen auf die Herstellung und 3,8 Tonnen auf die Entsorgung entfallen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Herstellung die signifikanteste Emissionsquelle darstellt, wobei auch die Entsorgung, insbesondere der Unterkonstruktion, einen relevanten Beitrag leistet.

#### 4.2.2 Methode 2 „Lebenszyklusanalyse (LCA)“

Eine zweite Studie untersucht, die Lebenszyklusanalyse von Photovoltaiksystemen und bewertet die Umweltauswirkungen während ihrer Herstellung, Nutzung und Entsorgung. Die Studie wurde im Jahr 2023 durchgeführt. Sie kommt zu dem Schluss, dass Photovoltaiksysteme mit mono-Si-Module eine Treibhausgasemission von 35,8 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh verursachen. Die Moduleffizienz liegt je nach Technologie zwischen 17,0 % (CIS) und 20,9 % (mono-Si).

Basierend auf den bereitgestellten Informationen und unter Berücksichtigung der durchschnittlichen jährlichen Degradationsrate von 0,5 % pro Jahr für kristalline Siliziummodule [63] sowie einer geschätzten jährlichen Energieerzeugung von ca. 975 kWh/kWp für die Region Bergneustadt in Deutschland können die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro kWp für verschiedene Photovoltaikmodultypen berechnet werden. [64]

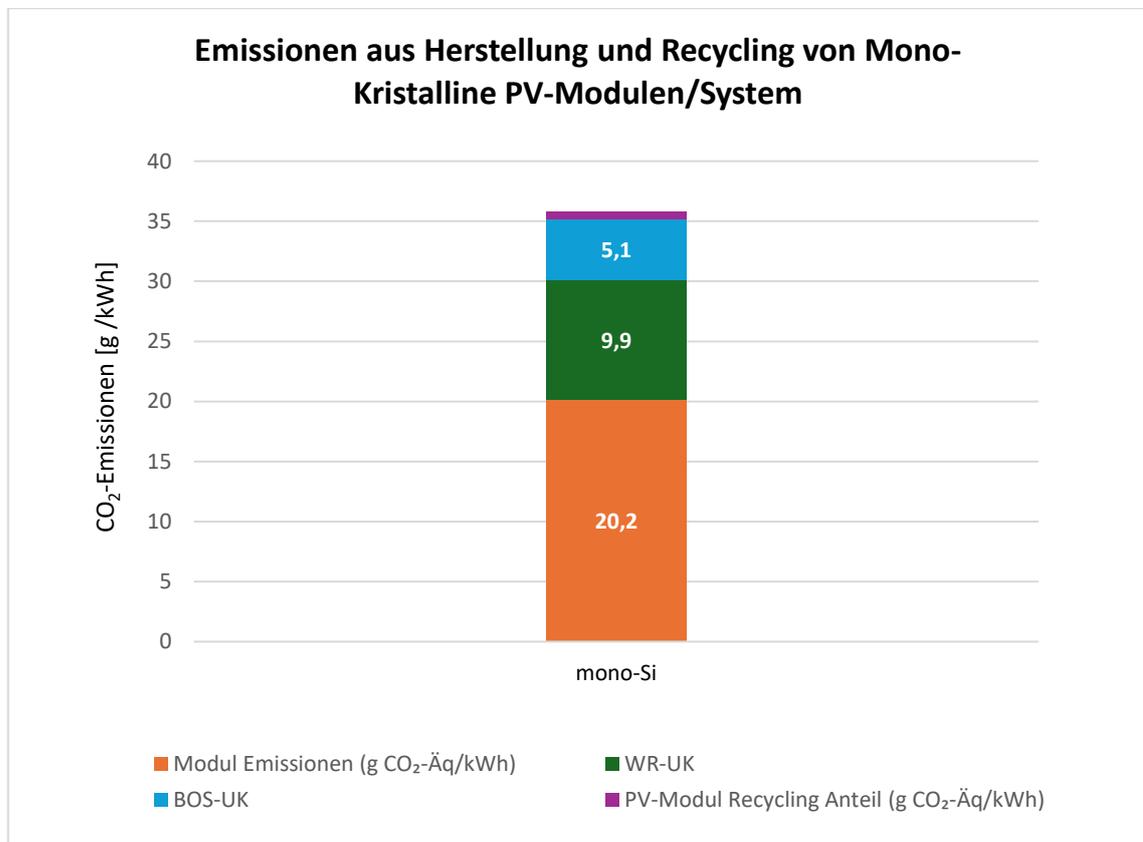


Abbildung 16: Emissionen aus Herstellung und Recycling von PV-Modulen/Systemen. (Eigene Darstellung von [63])

Die Abbildung 16 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die Auswirkungen der Entsorgung für monokristalline Photovoltaikmodule. Die Gesamtemissionen von Mono-Si-Modulen belaufen sich auf 35,8 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh. Davon entfallen 20,2 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh auf die Modulherstellung, während das Recycling der Photovoltaikmodule zusätzliche

0,6 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh verursacht. Die übrigen Emissionen entstehen durch die Herstellung und Entsorgung der Wechselrichter sowie der BOS-Komponenten und Unterkonstruktionen.

CdTe-Module sind aufgrund ihrer niedrigen Emissionen und hoher Effizienz die umweltfreundlichste Option, während Multi-Si die höchsten Emissionen aufweist. Mono-Si bietet eine gute Balance zwischen Effizienz und moderaten Umweltbelastungen. [15]

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro kWp können auf zwei Methoden berechnet werden. In der ersten Methode werden die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro kWp mit der kumulierten Energieerzeugung multipliziert. In der zweiten Methode werden die gesamten Emissionen bei der Installation der Photovoltaikanlage verwendet, wobei das CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh erzeugter Energie berechnet werden.

Die zweite Methode basiert auf einer Lebenszyklusanalyse (LCA), die die Emissionen der Photovoltaikmodule über ihre gesamte Lebensdauer berücksichtigt. Die jährliche Energieerzeugung eines Moduls beträgt 975 kWh/kWp, was über 30 Jahre kumuliert 27.225 kWh/kWp ergibt. Monokristalline Module erzeugen dabei 35,8 g CO<sub>2</sub> pro kWh, während multikristalline Module 43,6 g CO<sub>2</sub> pro kWh verursachen. Insgesamt führen 36 Photovoltaikanlagen zu 197,98 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent bei monokristallinen Modulen.

Wird ausschließlich das Photovoltaikmodul betrachtet, so liegt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei 20,2 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh. Basierend auf einer gesamten Stromerzeugung von 9594 MWh ergibt sich daraus folgende Emissionsberechnung:

$$9801 [MWh] \times 20,2 \left[ \frac{g}{kWh} \right] = 197.980,2 [g] = ca. 197,98 [t CO_2]$$

Zusätzlich entstehen beim Recycling der Module 0,6 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh, was zu weiteren 5,88 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent führt. Somit ergeben sich für die Photovoltaikmodule insgesamt ca. 203,86 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent, verteilt auf Herstellung und Recycling.

Die Herstellung der Wechselrichter resultiert über die gesamte Lebensdauer Emissionen in Höhe von etwa 97,1 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Schließlich ergeben sich für die Herstellung der Balance-of-System-Komponenten Emissionen von rund 49,98 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

Das Recycling trägt bei dieser Methode nur 1,68 % der Gesamtemissionen bei monokristallinen Modulen und 1,83 % bei multikristallinen Modulen bei, was deutlich niedriger ist als bei Methode 1. Dieser Unterschied liegt daran, dass Methode 2 die Moduleffizienz und die langfristige Energieproduktion stärker in den Fokus rückt. [15, 64]

#### 4.2.3 Recyclings der Photovoltaikmodulen

Das Recycling von Photovoltaikmodulen ist ein entscheidender, um die Umweltbelastung zu reduzieren und Ressourcen zu schonen. Photovoltaikmodule bestehen hauptsächlich aus Glas, Silizium, Kunststoffen, Metallen und weiteren Materialien, die durch

verschiedene Recyclingverfahren wiedergewonnen werden können. Wissenschaftliche Quellen zeigen, dass sich die Recyclingprozesse in mehrere Schritte unterteilen lassen:

- **Sammlung und Vorbehandlung:** Nach dem Ende der Lebensdauer von Photovoltaikmodulen werden diese in Recyclingzentren gesammelt. Zunächst erfolgt eine mechanische Demontage, bei der Aluminiumrahmen und Anschlussdosen entfernt werden, um die Materialien besser trennen zu können.
- **Zerkleinerung und Materialtrennung:** In einem weiteren Schritt werden die Module in kleine Teile zerkleinert. Dabei werden Glas und andere Bestandteile voneinander getrennt. Moderne Verfahren nutzen optische und magnetische Trenntechniken, um Metalle, Silizium und Kunststoffe zu separieren.
- **Thermische und chemische Prozesse:** Einige Verfahren beinhalten thermische Behandlungen, um Kunststoffrückstände zu verbrennen und reines Silizium zurückzugewinnen. Alternativ werden chemische Lösungen eingesetzt, um die Siliziumschichten aufzulösen und wertvolle Metalle wie Silber, Zinn und Kupfer zu extrahieren.
- **Rückgewinnung und Wiederverwertung:** Das recycelte Glas wird häufig in der Bauindustrie wiederverwendet, während Silizium nach einer Reinigung erneut für die Herstellung neuer Solarzellen genutzt werden kann. Metalle werden der Metallindustrie zugeführt, um sie in neuen Produkten einzusetzen. [65]

Um die Umweltwirkungen von Photovoltaikmodulen adäquat zu erfassen, werden zwei wissenschaftliche Methoden angewandt:

Eine direkte Berechnung der Emissionen aus der Herstellung und der Entsorgung (Methode 1) sowie eine umfassende Lebenszyklusanalyse über die gesamte Nutzungsdauer der Module (Methode 2) wird empfohlen.

In Methode 1 werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Entsorgung der Glas-Glas-Module nicht pauschal berechnet. Stattdessen wird der Stromverbrauch beim Recycling der einzelnen Materialien berücksichtigt. Glas, Aluminium und Kupfer benötigen je nach Materialtyp unterschiedlich viel Strom. Dieser Stromverbrauch wird mit dem CO<sub>2</sub>-Faktor des jeweiligen Landes multipliziert. In Deutschland liegt dieser bei 0,380 kg CO<sub>2</sub>/kWh, in China bei 0,549 kg CO<sub>2</sub>/kWh [23]. Die genauen Werte für jedes Material sind in Tabelle 2 und Tabelle 3 dargestellt.

Die Gesamtemissionen berechnen sich durch Addition der Herstellungsemissionen und der Entsorgungsemissionen pro kWp und anschließender Multiplikation mit der Anlagengröße von 360 kWp. Für Glas-Glas-Module ergeben sich daraus in China Emissionen von 778,8 kg CO<sub>2</sub> pro kWp, was insgesamt etwa 280,4 Tonnen CO<sub>2</sub> entspricht. In Deutschland betragen die Emissionen 539,2 kg CO<sub>2</sub> pro kWp beziehungsweise 194,1 Tonnen CO<sub>2</sub>.

Methode 2 betrachtet die CO<sub>2</sub>-Emissionen über den gesamten Lebenszyklus der Photovoltaikmodule. Hierbei verursachen monokristalline Module über eine Lebensdauer

von 30 Jahren 350,9 Tonnen CO<sub>2</sub> pro kWp, wobei das Recycling lediglich 5,88 Tonnen CO<sub>2</sub> oder 1,68 % zur Gesamtemission beiträgt. Multikristalline Module weisen eine höhere Emission von 418,3 Tonnen CO<sub>2</sub>/kWp auf, wobei das Recycling nur 1,83 % zur Reduktion beiträgt.

Tabelle 11: CO<sub>2</sub>-Emissionen und Entsorgungsanteile von PV-Modulen basierend auf Methode 1 (Herstellung und Recycling anhand Cut-off-Methode) und Methode 2 (Lebenszyklusanalyse). (Eigene Darstellung)

	<b>M1 CO<sub>2</sub> GI-GI</b>	<b>M1  GI-GI</b>	<b>M2 CO<sub>2</sub> mono-Si</b>	<b>M2  mono-Si</b>
<b>Einheit</b>	[Tonnen CO <sub>2</sub> -Äq]	[Tonnen CO <sub>2</sub> -Äq]	[Tonnen CO <sub>2</sub> -Äq]	[Tonnen CO <sub>2</sub> -Äq]
<b>CN</b>	270	10,4	-	-
<b>DE</b>	187,2	6,9	-	-
<b>mono-Si</b>	-	-	197,98	5,8

Die Tabelle 11 fasst die CO<sub>2</sub>-Emissionen zusammen, die bei der Herstellung und dem Recycling von Photovoltaikmodulen in verschiedenen Regionen entstehen. Dabei werden zwei Berechnungsmethoden angewendet. Methode 1 berücksichtigt die direkten Emissionen in kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro kWp, die im Rahmen der Herstellung in China, Deutschland und der EU anfallen. Methode 2 basiert auf einer Lebenszyklusanalyse und berücksichtigt die gesamte Nutzungsdauer der Module einschließlich der erzeugten Energie mit ein.

- Methodenvergleich: CO<sub>2</sub>-Emissionen im Überblick

Zur Veranschaulichung der Unterschiede zwischen den Methoden erfolgt eine Aufschlüsselung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Systemkomponenten durchgeführt. Das folgende Diagramm zeigt die jeweiligen Anteile für PV-Module, Wechselrichter und Unterkonstruktion in einer komparativen Darstellung.

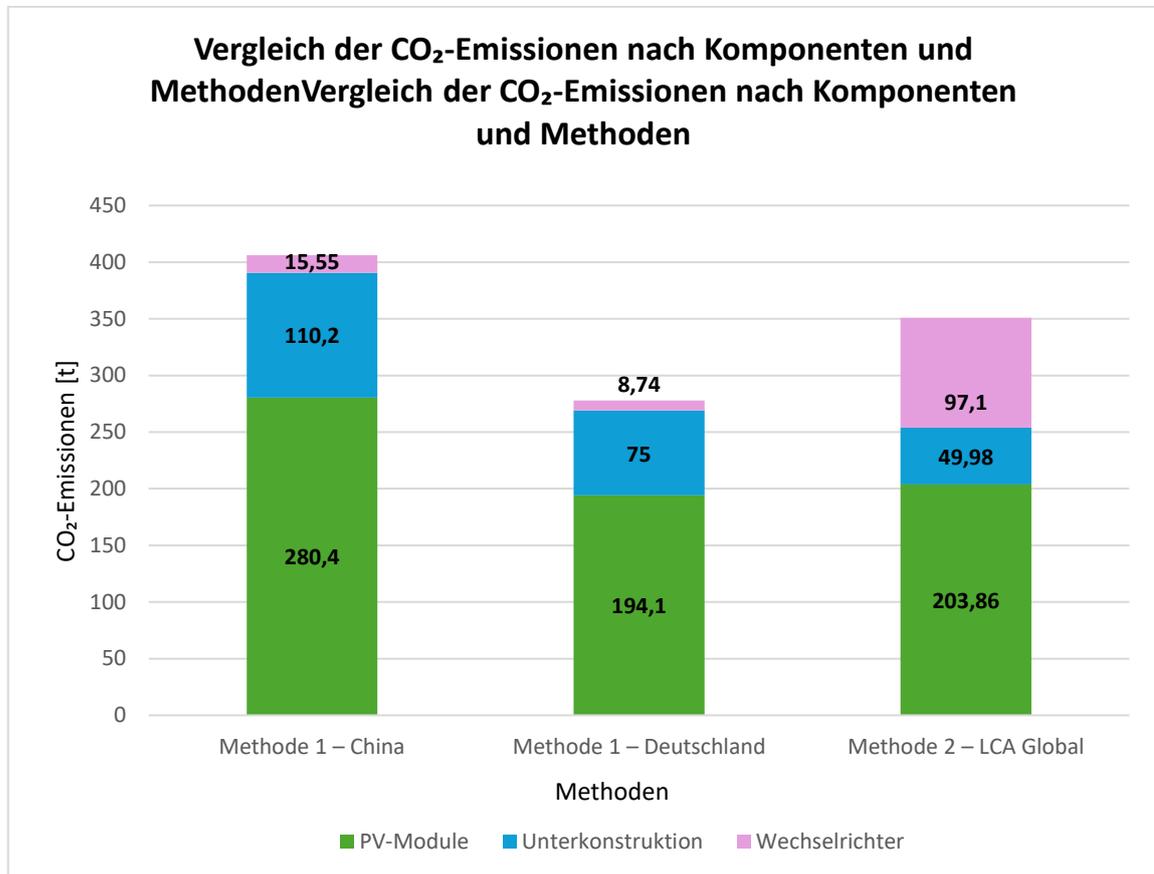


Abbildung 17: Aufschlüsselung der herstellungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von PV-Systemkomponenten (PV-Module, Wechselrichter, Unterkonstruktion) nach unterschiedlichen Berechnungsmethoden und Produktionsstandorten (China, Deutschland, global). (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 17 zeigt die herstellungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Hauptkomponenten eines PV-Systems die mittels dreier unterschiedlicher Methoden ermittelt wurden. Methode 1 resultiert mit 406 t CO<sub>2</sub> bei Produktion in China in der höchsten Gesamtmenge, gefolgt von 277 t CO<sub>2</sub> bei Herstellung in Deutschland. Methode 2 (LCA global) weist mit 351 t CO<sub>2</sub> eine vergleichbare Emission auf. In allen Fällen ist der größte Emissionsanteil auf die PV-Module zurückzuführen. Deutliche Unterschiede bestehen insbesondere im Hinblick auf die Wechselrichter, die im Rahmen der zweiten Methode wesentlich stärker berücksichtigt werden. Die Wahl der Methode sowie des Produktionsstandorts hat einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis.

Für die weiteren Berechnungen in dieser Arbeit wird Methode 1 verwendet, da sie auf standardisierten Lebenszyklusdaten basiert und eine konsistente Bewertung zwischen den Szenarien ermöglicht.

#### 4.2.4 Vor- und Nachteile der Methoden

Es gibt zwei Methoden, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Photovoltaikmodulen zu berechnen. Jede Methode weist spezifische Vor- und Nachteile auf.

Die erste Methode bewertet vor allem die Emissionen, die bei der Herstellung und dem Recycling der Photovoltaikmodule entstehen. Sie zeigt die Unterschiede in den CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen China, Deutschland und der EU. Dabei wird der Strommix des jeweiligen Landes berücksichtigt, was die Umweltbilanz stark beeinflusst. Ein wesentlicher Vorteil dieser Methode besteht darin, dass auch das Recycling der Modulmaterialien in die Berechnung einfließt. Dadurch lassen sich Emissionsunterschiede zwischen den Standorten gut vergleichen. Ein Nachteil ist jedoch, dass sowohl die Nutzung als auch die langfristige CO<sub>2</sub>-Ersparnis der Photovoltaikmodule in dieser Methode unberücksichtigt bleibt.

Die zweite Methode betrachtet die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen über die Lebensdauer eines Photovoltaikmoduls von der Herstellung bis zur Nutzung. Sie zeigt, wie stark Photovoltaik langfristig zur CO<sub>2</sub>-Reduktion beiträgt. Auch der Vergleich zwischen verschiedenen Photovoltaik-Technologien ist mit dieser Methode möglich. Ein Nachteil besteht jedoch darin, dass regionale Unterschiede in der Produktion und der Einfluss des Strommixes weniger genau berücksichtigt werden. Auch das Recycling wird hier nicht so detailliert erfasst wie bei der ersten Methode. Des Weiteren ist festzustellen, dass manche der verwendeten Rahmenbedingungen dieser Untersuchung nicht präzise zum betrachteten Szenario passen.

Tabelle 12: Vergleich von Methoden zur Bewertung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von PV-Modulen bzw. Systeme. (Eigene Darstellung)

	<b>Vorteile</b>	<b>Nachteile</b>
<b>Methode 1</b>	Unterschiedliche Emissionen je nach Produktionsland sichtbar. Strommix und Recycling werden berücksichtigt.	Langfristige CO <sub>2</sub> -Einsparungen nicht einbezogen.
<b>Methode 2</b>	Betrachtet gesamte Lebensdauer. Zeigt langfristige Umweltauswirkungen. Vergleich verschiedener PV-Technologien möglich.	Regionale Unterschiede weniger genau. Recycling gering gewichtet. Studienwerte sind nicht direkt übertragbar.

Zusammenfassend wird Methode 1 präferiert, da sie eine präzise Berechnung der direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglicht, regionale Unterschiede in der Produktion berücksichtigt und eine realistische Einschätzung der Umweltbelastung während der Herstellung und des Recyclings liefert. Diese Methodik bildet folglich eine fundierte Grundlage für die Simulation und die Bewertung nachhaltiger Produktionsstrategien.

### 4.3 Emissionen aus Netzstromnutzung

Die Analyse der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Netzstromnutzung ermöglicht wertvolle Einblicke in die Auswirkungen verschiedener Energiequellen auf die Umwelt. Insbesondere in Deutschland, wo fossile und erneuerbare Energien in einem dynamischen Mix zusammenwirken, lassen sich deutliche Unterschiede in den Emissionsfaktoren und der Energieerzeugung feststellen. Die vorliegende Untersuchung umfasst die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verschiedener Energiequellen, die jährliche und monatliche Stromproduktion sowie deren Auswirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in einem Quartier. Dabei werden auch die positiven Effekte von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern hervorgehoben.

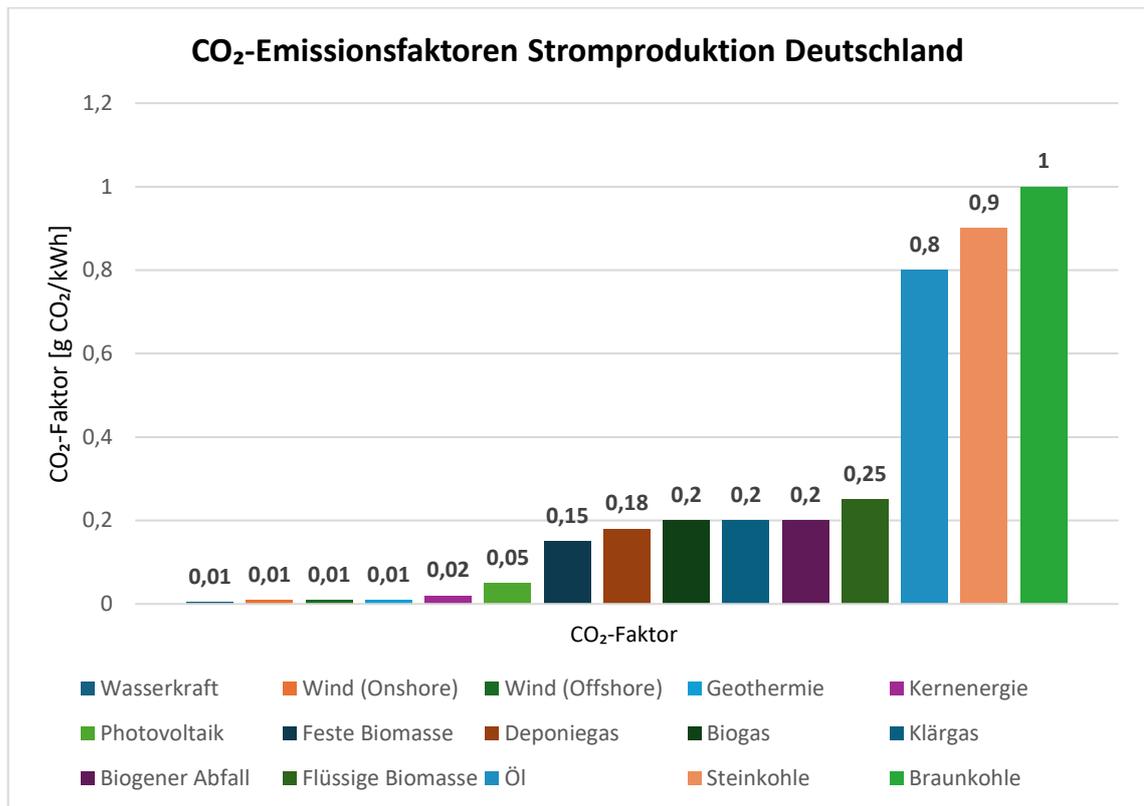


Abbildung 18: Emissionsfaktoren Stromproduktion Deutschland. (Eigene Darstellung von [66–68])

Die Abbildung 18 zeigt die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren zentraler Energiequellen in der Stromproduktion in Deutschland. Zu den konventionellen Energieträgern mit den höchsten Emissionen zählen Braunkohle mit 1,0 g CO<sub>2</sub>/kWh, Steinkohle mit 0,9 g CO<sub>2</sub>/kWh und Öl mit 0,8 g CO<sub>2</sub>/kWh. Im Vergleich dazu verursachen erneuerbare Energien deutlich geringere Emissionen. Photovoltaik liegt bei 0,05 g CO<sub>2</sub>/kWh und Windenergie bei nur 0,01 g CO<sub>2</sub>/kWh. Diese Unterschiede unterstreichen den klimatischen Vorteil erneuerbarer Stromquellen gegenüber fossilen Energieträgern. [66–68]

Der CO<sub>2</sub>-Faktor gibt an, wie viel CO<sub>2</sub> pro erzeugter Kilowattstunde Strom freigesetzt wird. Die Berechnung erfolgt durch Teilung der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Gramm durch den gesamten Stromverbrauch in Kilowattstunden. Die Formel 7 lautet:

$$CO_2 \text{ Faktor} = \frac{CO_2 \text{ Emissionen [g]}}{\text{Stromverbrauch [kWh]}}$$

Formel 7: Berechnung des CO<sub>2</sub>-Faktors pro kWh Stromverbrauch

Laut den Daten einer Studie lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 bei 283,4 Millionen Tonnen, während der Stromverbrauch 558,4 TWh betrug. Diese Werte führen zu einem CO<sub>2</sub>-Faktor von 0,507 g CO<sub>2</sub>/kWh für das Jahr 2020. [69]

Die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors in Deutschland zeigt eine deutliche Abnahme in den kommenden Jahrzehnten. Der CO<sub>2</sub>-Faktor stellt einen zentralen Indikator für die ökologische Nachhaltigkeit der Stromerzeugung dar. Während Deutschland aktuell noch hohe Emissionen im Stromsektor aufweist, wird prognostiziert, dass diese durch den Ausbau erneuerbarer Energien und den schrittweisen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen stark reduziert werden. Im Jahr 2023 spielt neben erneuerbaren Energien auch Wasserstoff eine entscheidende Rolle für die Dekarbonisierung des Energiesektors. Der Bericht hebt hervor, dass die Transformation des Energiesystems nicht nur durch den Kohleausstieg, sondern auch durch synthetische Brennstoffe und grünen Wasserstoff vorangetrieben wird. Dies könnte den Emissionsfaktor zusätzlich senken. [24]

Der CO<sub>2</sub>-Faktor lag im Jahr 2023 allgemein in Deutschland noch bei ca. 380 g CO<sub>2</sub>/kWh, was vor allem auf die hohe Nutzung von Kohle und Erdgas zurückzuführen ist. Trotz eines wachsenden Anteils erneuerbarer Energien blieb die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen hoch. [24]

Für das Jahr 2024 wird jedoch ein Rückgang auf 370 g CO<sub>2</sub>/kWh erwartet, da der Anteil erneuerbarer Energien mit 62,7 % an der öffentlichen Nettostromerzeugung einen neuen Höchststand erreicht. Bis 2030 soll der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor auf 170 g CO<sub>2</sub>/kWh sinken, was einer Reduktion um mehr als 55 % gegenüber 2023 entspricht. Die Gründe dafür sind der verstärkte Ausbau von Wind- und Solarenergie, der vollständige Kohleausstieg bis spätestens 2030 sowie Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Elektrifizierung in verschiedenen Sektoren. Die Relevanz von grünem Wasserstoff nimmt dabei weiterhin zu. Dieser wird voraussichtlich als Speichermedium sowie als Ersatz für fossiles Gas genutzt, insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage oder geringer erneuerbarer Einspeisung. [24]

Bis zum Jahr 2040 soll der CO<sub>2</sub>-Faktor auf 50 g CO<sub>2</sub>/kWh weiter sinken. Für das Jahr 2050 wird prognostiziert, dass der Anteil erneuerbarer Energien nahezu den gesamten Strombedarf decken wird. Kohle- und Gaskraftwerke sollen demnach nur noch in Ausnahmefällen als Backup-Lösungen eingesetzt werden. Gleichzeitig tragen Energiemanagementsysteme und Sektorenkopplung zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien ins Netz bei. Ein zentraler Aspekt ist zudem die zunehmende Nutzung von

synthetischen E-Fuels und Wasserstofftechnologien. Diese sollen einen nahezu emissionsfreien Strommix ermöglichen.

Langfristiges Ziel ist die vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung bis 2050, wodurch der CO<sub>2</sub>-Faktor theoretisch auf 0 g CO<sub>2</sub>/kWh sinken könnte. Dafür ist eine nahezu hundertprozentige Stromerzeugung aus Wind-, Solar- und Wasserkraft erforderlich, ergänzt durch innovative Speicherlösungen zur Sicherstellung der Netzstabilität sowie den effizienten Einsatz von Wasserstoff in Industrie und Energiesektor. Im Jahr 2023 wird Deutschland eine klimaneutrale Stromversorgung anstreben, bei der fossile Brennstoffe vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Dies ist ein zentraler Baustein für die Energiewende und die Erfüllung der internationalen Klimaziele. [70]

China verzeichnet einen hohen Grid-Emissionsfaktor von etwa 549 g CO<sub>2</sub>/kWh, was die anhaltende Abhängigkeit von Kohle in der Stromerzeugung unterstreicht [23]. China plant, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 jährlich um 0,5 % zu senken, was eine langsame Reduktionsdynamik widerspiegelt. Prognosen des Climate Action Tracker deuten darauf hin, dass die Emissionen spätestens 2025 ihren Höchststand erreichen und anschließend nur allmählich zurückgehen werden. [70]

Die Einschätzungen verdeutlichen, dass Chinas aktuelle Klimastrategie nicht ausreicht, um eine deutliche Verringerung der Emissionen in diesem Jahrzehnt sicherzustellen. Um die Erderwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen, wären eine Intensivierung der Dekarbonisierungsmaßnahmen sowie ehrgeizigere Zielsetzungen im nächsten Fünfjahresplan (2026-2030) erforderlich. [71]

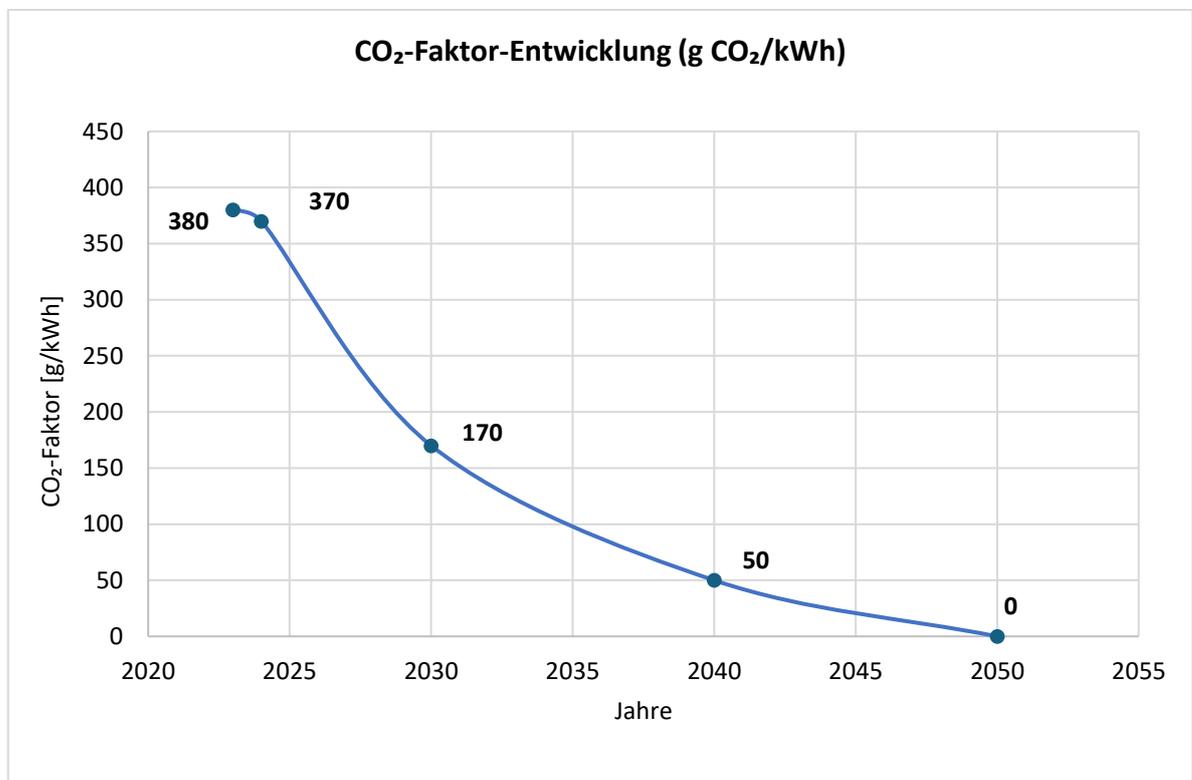


Abbildung 19: CO<sub>2</sub>-Faktor-Entwicklung (g CO<sub>2</sub>/kWh) in Deutschland bis 2050. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 19 veranschaulicht den geplanten Rückgang des CO<sub>2</sub>-Faktors der Stromproduktion in Deutschland von 380 g CO<sub>2</sub>/kWh im Jahr 2022 auf 0 g CO<sub>2</sub>/kWh im Jahr 2050. Um die Klimaziele zu erreichen, ist bis 2030 eine jährliche Reduktion von 4,3 % vorgesehen, ab 2031 verringert sich die Rate auf 3,5 %. Ziel ist die vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors. [24]

Diese Entwicklung zeigt, dass Deutschland seinen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor im Stromsektor innerhalb weniger Jahrzehnte massiv senken kann. Während in 2023 noch erhebliche Mengen an CO<sub>2</sub> pro erzeugter Kilowattstunde Strom ausgestoßen wurden, wird bis 2050 eine nahezu emissionsfreie Stromerzeugung angestrebt. Die zunehmende Rolle von erneuerbarem Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen wird dabei ein entscheidender Faktor sein. [24]

Für die Simulation werden die CO<sub>2</sub>-Faktoren des Übertragungsnetzbetreibers 50-Hertz für Deutschland im Jahr 2023 verwendet. Die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern wie Braunkohle, Steinkohle, Gas und weiteren fossilen Quellen wurde monatlich erfasst. Im Januar war Braunkohle mit einer Gesamterzeugung von 10.482 GWh der dominierende Energieträger, gefolgt von Steinkohle mit 4.825 GWh und Gas mit 1.548 GWh. Weitere konventionelle Quellen, einschließlich Öl, trugen 1.872 GWh bei. Die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität lag in diesem Monat bei 162 g/kWh. [72]

Im Vergleich dazu war die Stromerzeugung aus Gas im Juli deutlich niedriger, mit nur 894 GWh, während Braunkohle weiterhin eine bedeutende Rolle spielte und 9.321 GWh erzeugte. Steinkohle wies mit 3.746 GWh ebenfalls eine hohe Bedeutung auf, während die übrigen konventionellen Energieträger einen Beitrag von 1.254 GWh leisteten. Die CO<sub>2</sub>-Intensität reduzierte sich im Sommer leicht und lag im Juli bei 147 g/kWh.

Über das gesamte Jahr hinweg summierte sich die Stromerzeugung aus Braunkohle auf beeindruckende 120.569 GWh, während Steinkohle insgesamt 47.312 GWh und Gas 18.964 GWh beitrugen. Die sonstigen konventionellen Energieträger erzeugten insgesamt 14.872 GWh. Die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität über das Jahr lag bei 156 g/kWh, wobei saisonale Schwankungen durch veränderte Nachfrage und unterschiedliche Erzeugungsmuster auffielen. Die jährliche durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität im Jahr 2023 beträgt 314,84 g/kWh. [72]

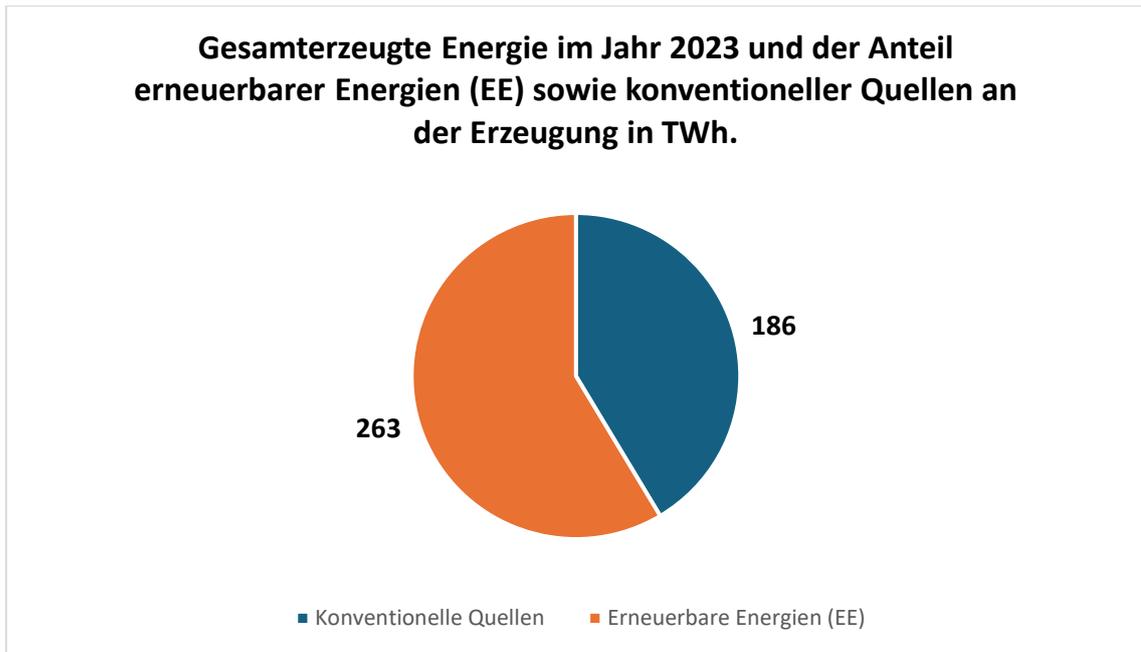


Abbildung 20: Vergleich der monatlichen Gesamtenergieerzeugung 2023: Erneuerbare vs. Konventionelle Energien. (Eigene Darstellung)

Diese Daten verdeutlichen die bedeutende Rolle konventioneller Energieträger bei der Stromerzeugung und den Bedarf an einer verstärkten Integration erneuerbarer Energien, um die CO<sub>2</sub>-Intensität und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren.

Im Jahr 2024 betrug die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes aus 50-Hertz 311,81 g CO<sub>2</sub>/kWh. Dieser Wert ergibt sich aus einer täglichen Analyse der Stromerzeugung und zeigt, dass fossile Energieträger wie Braunkohle, Steinkohle und Gas weiterhin eine zentrale Rolle spielen. Die Daten erlauben zudem detaillierte Einblicke in die Zusammensetzung des Strommixes sowie die Anteile der verschiedenen Energiequellen.

Die Erzeugung aus Braunkohle erreicht an Spitzentagen bis zu 10.802 GWh im Januar, während Steinkohle 3.385 GWh zur Stromerzeugung beiträgt. Beide fossilen Energieträger sind bedeutende Quellen für CO<sub>2</sub>-Emissionen und treiben die CO<sub>2</sub>-Intensität in die Höhe. Gas wird ebenfalls stark genutzt, mit einer Tagesproduktion von bis zu 7.890 GWh, und spielt sowohl in der Grundlastversorgung als auch als flexibler Energieträger eine wichtige Rolle. [72]

Auf der anderen Seite tragen erneuerbare Energien wie Windkraft und Photovoltaik erheblich zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Intensität bei. Windkraft ist im Jahr 2024 die dominierende erneuerbare Energiequelle, mit einer Spitzenproduktion von 41.352 GWh im Januar. Auch Photovoltaikanlagen leisten an sonnigen Tagen im Januar einen bedeutenden Beitrag von 23.865 GWh. Erneuerbare Energien wie Wasserkraft, Biomasse und sonstige erneuerbare Quellen ergänzten den Strommix mit konstanten, wenn auch vergleichsweise geringen Anteilen. [72]

Der Anteil erneuerbarer Energien schwankte im Jahr 2024 stark, abhängig von Witterungsbedingungen und Stromnachfrage. Am 1. Januar lag der Anteil erneuerbarer Energien bei 79,16 %, während er am 5. Januar auf 56,24 % gesunken ist. Diese Schwankungen beeinflussen die tägliche CO<sub>2</sub>-Intensität maßgeblich. [72]

Die Daten zeigen, dass der hohe Anteil fossiler Energieträger die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes weiterhin dominiert, obwohl erneuerbare Energien zunehmend wichtiger werden. Die Nutzung von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern in einem Quartier kann dazu beitragen, fossile Energien zu ersetzen und die CO<sub>2</sub>-Bilanz signifikant zu verbessern. Dabei spielen insbesondere der hohe Beitrag von Photovoltaikanlagen zur emissionsfreien Stromerzeugung sowie ihre Integration in lokale Energiesysteme eine Schlüsselrolle.

Die bereitgestellten Daten stammen von 50-Hertz, einem Übertragungsnetzbetreiber, und dienen der Analyse der CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes in Deutschland im Jahr 2023. Diese Informationen sind entscheidend für die Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, der durch die Nutzung von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern in einem Quartier entsteht. Diese Werte dienen als Basis für Berechnungen, da sie auf realistischen Klimaschutzvorgaben beruhen und eine fundierte Abschätzung der zukünftigen CO<sub>2</sub>-Entwicklung ermöglichen. Durch die Integration dieser Reduktionsraten in die Berechnung kann realistisch abgeschätzt werden, wie sich die Amortisationszeiten von nachhaltigen Energiesystemen verändern. Damit wird die Planung von Investitionen in erneuerbare Energien strategisch fundierter und langfristig effizienter. [72]

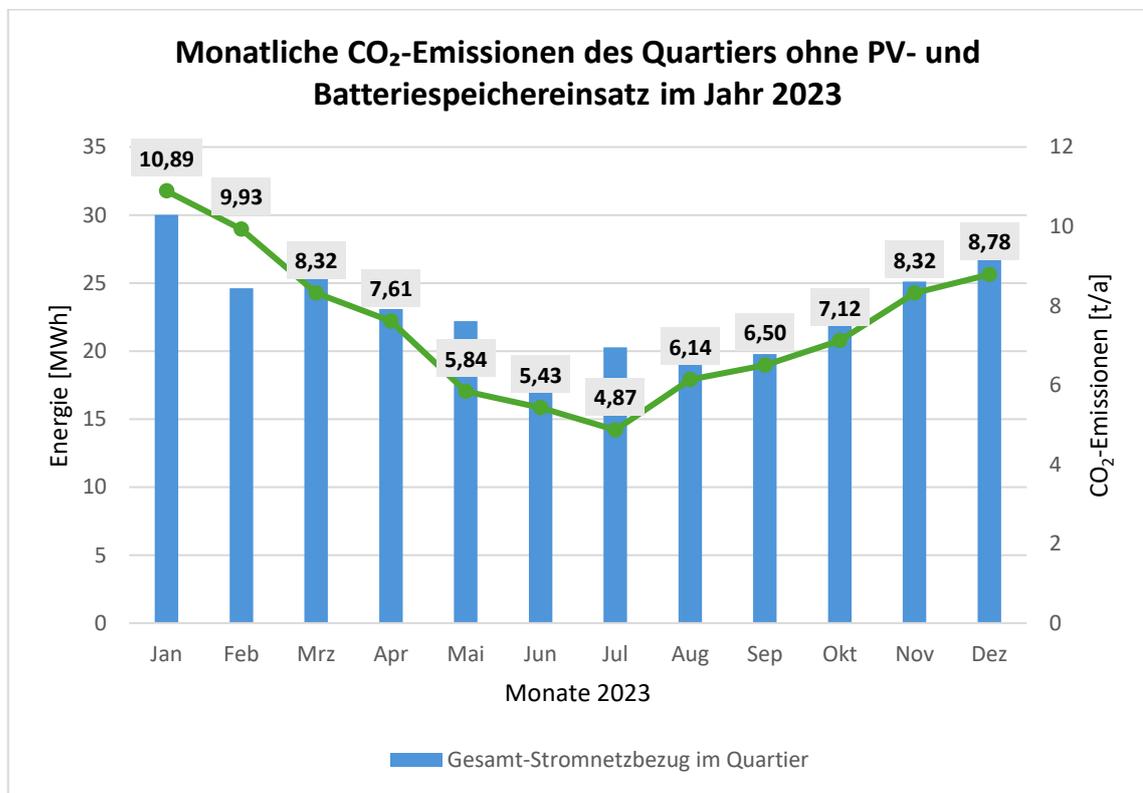


Abbildung 21: Gesamte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Quartier ohne PV und Batterieeinsatz. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 21 illustriert den monatlichen Stromverbrauch des Quartiers sowie die entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen für das Jahr 2023. Der höchste Energieverbrauch wurde im Dezember mit 28,06 MWh verzeichnet, gefolgt von Januar mit 30,03 MWh. In ebenjenseigen Monaten wurden ebenfalls die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen gemessen, die im Dezember mit 8,10 Tonnen einen neuen Höchstwert erreichten. Der niedrigste Energieverbrauch wurde in den Sommermonaten Juni und Juli registriert, mit jeweils 19,26 MWh bzw. 19,27 MWh. In diesen Monaten werden die geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen verzeichnet, die im Juni 5,56 Tonnen (Juni) betragen. Die monatliche Analyse zeigt deutliche Schwankungen hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Emissionen, die hauptsächlich durch saisonale Bedingungen wie Heiz- oder Kühlbedarf beeinflusst werden.

Die Abbildung 22 zeigt den Gesamtausstoß von CO<sub>2</sub> des Quartiers im Jahr 2023 ohne den Einsatz von Photovoltaik und Batteriespeichern. Der jährliche Energieverbrauch des Quartiers beläuft sich auf 281,53 MWh, während der CO<sub>2</sub>-Ausstoß insgesamt 89,76 Tonnen beträgt. Die vorliegenden Zahlen illustrieren die Umweltauswirkungen des Quartiers bei konventioneller Energieversorgung ohne erneuerbare Technologien. Der Energieverbrauch des Quartiers und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen stellen einen wichtigen Ausgangspunkt für die Betrachtung möglicher Einsparpotenziale durch den Einsatz nachhaltiger Technologien dar.

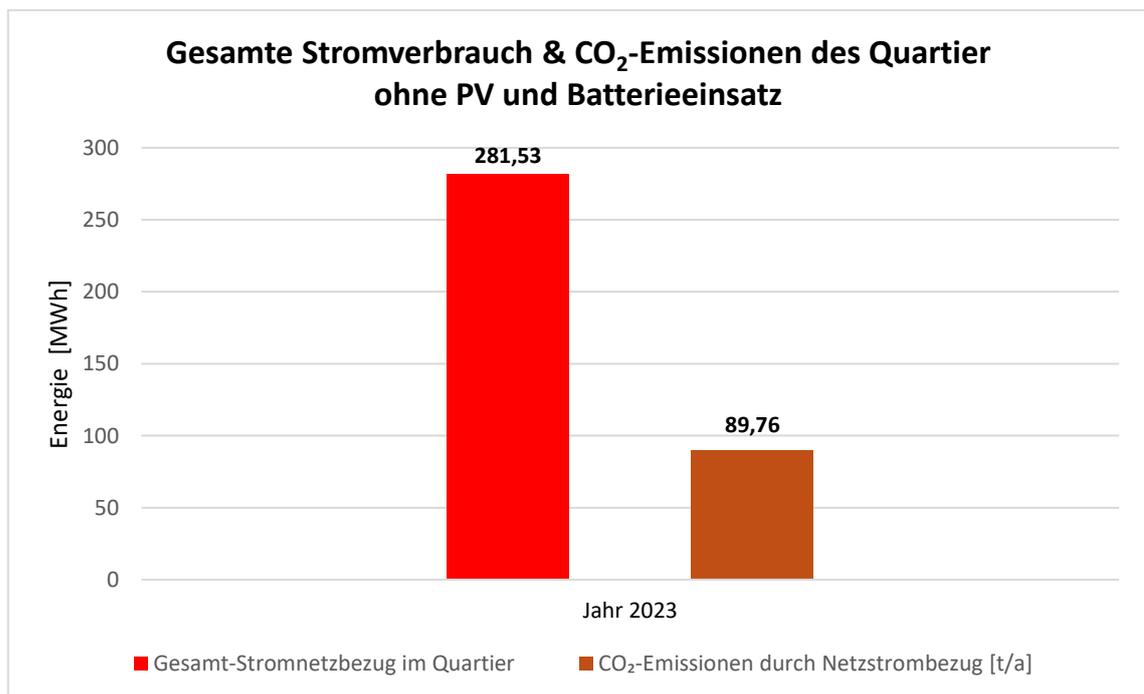


Abbildung 22: Gesamter CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Quartiers ohne PV und Batterieinsatz. (Eigene Darstellung)

Zusammenfassend zeigen beide Abbildungen die jährlichen und monatlichen Energiebedarfe sowie die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Quartiers und können somit als Grundlage für die Optimierung durch den Einsatz erneuerbarer Energien und moderner Technologien dienen.

## 5 Berechnung und Ergebnisse der Szenarien

In diesem Kapitel werden drei Szenarien zur Bewertung verschiedener Speicherlösungen analysiert. Zunächst werden die Methodik sowie die Rahmenbedingungen der Szenarienanalyse erläutert. Im ersten Szenario wird der Einsatz von Photovoltaikanlagen ohne Speicher betrachtet, wobei der erzeugte Strom direkt genutzt oder ins Netz eingespeist wird. Das zweite Szenario untersucht eine dezentrale Lösung mit einzelnen Heimspeichern, die den Eigenverbrauch erhöhen, jedoch mit höheren Herstellungsemissionen verbunden sind. Im dritten Szenario wird der Einsatz eines zentralen Quartierspeichers analysiert, der durch Skaleneffekte eine effizientere Nutzung ermöglichen kann. Abschließend erfolgt ein Vergleich der CO<sub>2</sub>-Amortisationszeiten aller drei Szenarien. Die Bewertung erfolgt auf Grundlage des Netzstromverbrauchs, der CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie der Optimierung des Speichers.

### 5.1 Methodik und Rahmenbedingungen der Szenarienanalyse

Zur Bewertung der Treibhausgasemissionen werden drei verschiedene Szenarien untersucht, die sich hinsichtlich der eingesetzten Speichertechnologien unterscheiden. Diese Szenarien basieren auf denselben technischen Ausgangsbedingungen. Ziel ist die Analyse der CO<sub>2</sub>-Bilanz der Stromnutzung im Quartier unter verschiedenen Speicherstrategien zu analysieren.

Die betrachtete Siedlung besteht aus 36 Einfamilienhäusern. Jedes Haus ist als KfW-40-Neubau konzipiert. Alle Gebäude verfügen über eine Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 10 kWp. Die ermittelte Gesamtleistung des Quartiers beläuft sich auf 360 kWp.

Im Szenario 1 findet ausschließlich die Nutzung der Photovoltaikanlage statt. In Szenario 2 wird zusätzlich ein dezentrales Heimspeichersystem mit einer Kapazität von 10 kWh pro Haus angenommen. In Szenario 3 wird ein zentraler Quartierspeicher mit einer Kapazität zwischen 100 und 1.000 kWh eingesetzt. Die Speichergrößen werden in verschiedenen Varianten analysiert.

Die Photovoltaikenergieerzeugung ist mit PVGIS-Daten für Bergneustadt simuliert und die Daten aus der vorherigen Masterarbeit direkt entnommen und verwendet [47]. Die Modulausrichtung und Neigung sind unterschiedlich simuliert und die durchschnittliche Werte am Ende für alle Häuser als standardisiert Erzeugungsprofile dargestellt. Die spezifische Erzeugung beträgt ca. 970 kWh/kWp pro Jahr. Für die Erfassung der Lastdaten wird das Standardlastprofil genutzt und mit simulierten Verbrauchsdaten kombiniert. Der Haushaltsverbrauch umfasst Wärmepumpen mit einer Heizleistung von 2 kW sowie

Wallboxen mit einer Ladeleistung von bis zu 11 kW. Die Modellierung der Strombedarfe erfolgt stündlich.

In der Excel-Simulation gelten vereinfachte Annahmen. Der Lade- und Entladewirkungsgrad liegt bei 100 %. Es entstehen keine Verluste. Des Weiteren wurde eine Entladetiefe von 100 % festgestellt. Die Batterie zeigt eine vollständige Nutzbarkeit ihrer Kapazität. Es wurde festgestellt, dass eine Begrenzung der Lade- und Entladeleistung pro Stunde nicht vorhanden ist.

Die CO<sub>2</sub>-Bilanz verwendet die Nennkapazität der Batterie. Sie liegt 10 % über der nutzbaren Kapazität. Die Herstellung und Entsorgung richten sich nach dieser höheren Energiemenge. Die Energiesimulation nutzt nur die entnehmbare Energiemenge. Die vorliegende Untersuchung kommt zu dem Schluss, dass sich eine Diskrepanz zwischen dem Energiefluss und der CO<sub>2</sub>-Bilanz manifestiert.

Die Lebensdauer der Batterie beträgt 15 Jahre. Um die Lebensdauer der Batterie mit der Photovoltaikanlage vergleichbar zu machen, wird diese Lebensdauer in der Simulation auf 30 Jahre verdoppelt. Diese Vorgehensweise ermöglicht eine neutrale technische Gleichbehandlung. Es wird davon ausgegangen, dass über die gesamte Lebensdauer der Photovoltaikanlage zwei Batteriespeicher nacheinander verwendet werden. Eine mögliche Reduktion der Kapazität der Batterie wurde bei der Betrachtung unberücksichtigt gelassen.

Für die Photovoltaikanlage wird eine Lebensdauer von 30 Jahren festgenommen. Zusätzlich wird eine jährliche Leistungsdegradation von 0,5 % berücksichtigt.

Die Wechselrichter haben je nach Herkunft unterschiedliche Lebensdauern. Ein Wechselrichter aus China wird mit 25 Jahren angesetzt, ein Gerät aus Deutschland hingegen mit 20 Jahren. Da die Lebensdauer der Photovoltaikanlage auf 30 Jahre festgelegt ist, müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wechselrichter entsprechend hochgerechnet werden, um einen einheitlichen Betrachtungszeitraum zu erreichen. Dies impliziert, dass der chinesische Wechselrichter in den Berechnungen mit einem Faktor von 1,2 und der deutsche mit einem Faktor von 1,5 berücksichtigt wird.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Photovoltaikanalgen-Produktion hängen vom Herstellungsland ab. Für deutsche Module wird ein Wert von 520 kg CO<sub>2</sub> pro kWp angesetzt, während für chinesische Module ein Wert von 750 kg CO<sub>2</sub> pro kWp angenommen wird. Die Batterieproduktion verursacht je nach Herkunft zwischen 60 und 157 kg CO<sub>2</sub> pro kWh. Im Rahmen der Herstellung und Entsorgung des Wechselrichters im Heimspeichersystem (10 kW) werden in Deutschland insgesamt 243,2 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent angesetzt. In China liegt der gesamte Ausstoß für den gleichen Gerätetyp bei 432,9 kg CO<sub>2</sub>.

Für den Wechselrichter im Quartierspeichersystem wird ein durchschnittlicher Emissionsfaktor in kg CO<sub>2</sub> pro Kilowatt Leistung berechnet. Der vorliegende Wert fußt auf zwei herstellerbasierten Lebenszyklusanalysen (LCA) unterschiedlicher Wechselrichter-

delle und dient der Abschätzung der Emissionen, die im Zuge des Herstellungsprozesses entstehen. Demgegenüber wird für die Entsorgung ein Anteil von 1 % der Herstellungsemissionen berücksichtigt.

Für die Unterkonstruktion wird bei der Herstellung von Aluminium ein CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 14,98 kg CO<sub>2</sub>/kg in China und 9,89 kg CO<sub>2</sub>/kg in Deutschland berücksichtigt. Die Entsorgung verursacht in China zusätzliche 0,32 kg CO<sub>2</sub>/kg Aluminium während in Deutschland 0,53 kg CO<sub>2</sub>/kg Aluminium emittiert werden, ebenfalls ohne Anrechnung von Recyclinggutschriften.

Zur Abschätzung des Materialeinsatzes wird angenommen, dass pro installiertem Kilowattpeak etwa 20 kg Aluminium in der Unterkonstruktion verbaut sind. Bei einer Gesamtleistung der Anlage von 360 kWp ergibt sich daraus ein geschätztes Gesamtgewicht von 7,2 Tonnen Aluminium. Die Verteilung erfolgt gleichmäßig auf die Photovoltaikmodule, sodass rechnerisch 20 kg Aluminium pro Modul verwendet werden. Diese Annahme bildet die Grundlage für die Berechnung der herstellungs- und entsorgungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Unterkonstruktion. Die Entsorgung von Batteriespeichern wird mit einem festen Anteil von 5 % der Emissionen aus der Herstellung berechnet. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die im Rahmen des Recyclings anfallen, werden auf Basis einer spezifischen Methode ermittelt. Konkret erfolgt eine Berechnung, in deren Zuge der Stromverbrauch der einzelnen Materialien mit dem jeweiligen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor multipliziert wird. Der spezifische CO<sub>2</sub>-Faktor für die Erzeugung von elektrischer Energie beträgt in Deutschland 0,380 kg CO<sub>2</sub>/kWh. Für China liegt dieser Wert bei 0,570 kg CO<sub>2</sub>/kWh. In diesem Zusammenhang werden ausschließlich die direkten Emissionen aus den Bereichen Transport, Sortierung und Verarbeitung berücksichtigt.

Die Emissionsfaktoren für den Strommix werden vom Umweltbundesamt bereitgestellt. Für das Jahr 2023 wird ein Faktor von 314,81 g CO<sub>2</sub>/kWh verwendet. Dieser basiert auf den Daten des Übertragungsnetzbetreibers 50-Hertz GmbH. Ab dem Jahr 2024 wird eine jährliche Reduktion um 4,3 % bis zum Jahr 2030 prognostiziert, gefolgt von einer Abnahme um 3,5 % ab dem Jahr 2031. Diese Entwicklung wird bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch den Eigenverbrauch berücksichtigt.

Ein wichtiger Aspekt ist die Unterscheidung zwischen Nennkapazität und nutzbarer Kapazität. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die im Zuge der Herstellung und Entsorgung entstehen, werden auf Basis der Nennkapazität ermittelt. In der energetischen Simulation der Szenarien wird jedoch lediglich die nutzbare Kapazität berücksichtigt. Diese liegt bei ca. 10 % unter der Nennkapazität. So wird die tatsächliche Energiemenge berücksichtigt, die im Betrieb verwendet werden kann.

## 5.2 Szenario 1 “nur PV-Einsatz“

Nach der Installation von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 10 kWp pro Haus in einem Quartier mit 36 Häusern ergeben sich deutliche Unterschiede beim Netzbezug und dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Aus der Abbildung 22 ist zu entnehmen, dass der Netzbezug des gesamten Quartiers bei 281,53 MWh liegt, bevor die Photovoltaikanlage installiert wird. Nach der Installation belief sich dieser Wert auf 201,34 MWh, was einer Einsparung von 80,19 MWh entspricht. Der spezifische Netzbezug pro Wohnhaus reduziert sich demgemäß von 7,82 MWh auf 5,59 MWh, was einer Einsparung von 2,22 MWh je Haus entspricht.

Auch der CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Quartiers konnte durch die Photovoltaikanlagen erheblich gesenkt werden. Vor der Installation wurde ein Emissionswert von 89,76 Tonnen ermittelt, während nach der Installation eine Abnahme auf 63,39 Tonnen verzeichnet wurde. Dies entspricht einer Reduktion um 26,37 Tonnen CO<sub>2</sub>. Pro Haus ergibt sich daraus eine Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes von 2,49 Tonnen auf 1,76 Tonnen, was einer Einsparung von 0,73 Tonnen pro Haus entspricht.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Installation von Photovoltaikanlagen in diesem Quartier zu einer Reduktion des Netzbezugs um etwa 28,5 % und des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um rund 29,4 % geführt hat, was eine erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz und Klimabilanz darstellt.

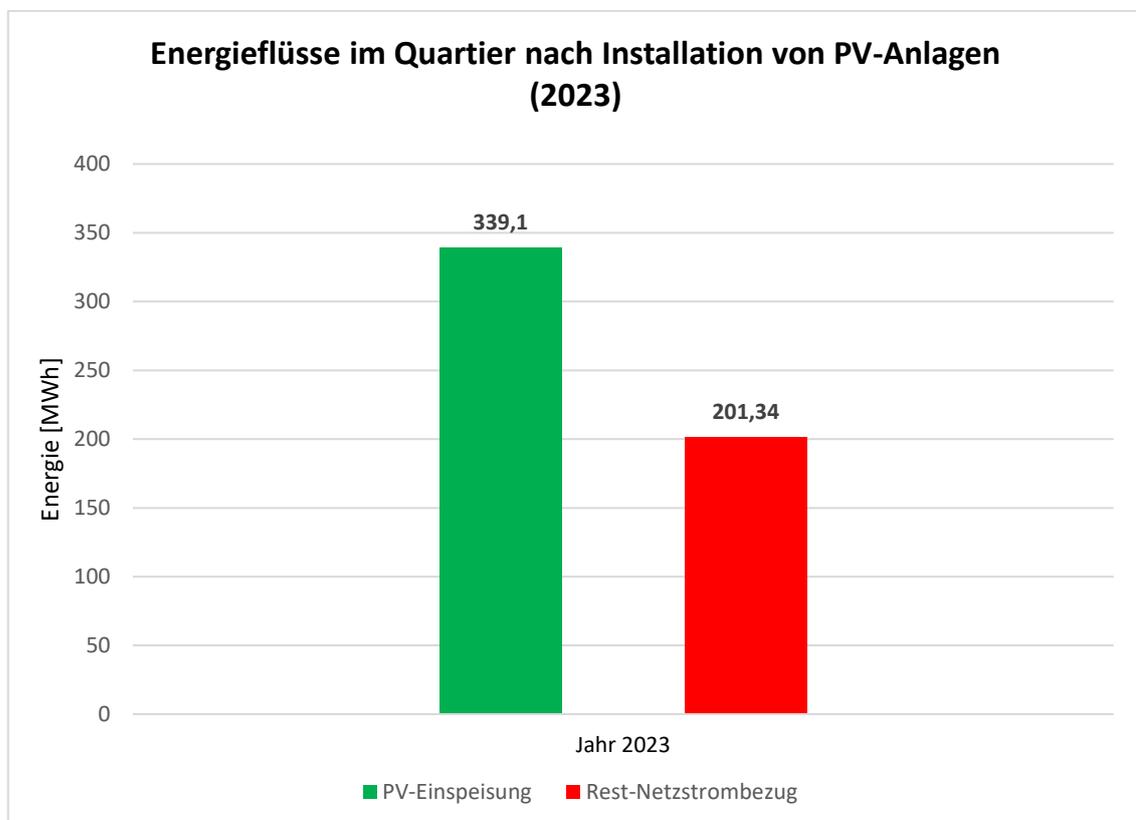


Abbildung 23: Anteil der eingespeisten PV-Energie und der Stromnetzbezug nach dem Einsatz der PV-Anlagen im Quartier und dem gesamten restlichen Strombezug aus dem Netz. (Eigene Darstellung)

Wie in Abbildung 23 zu sehen ist, illustriert das Diagramm die Energieflüsse im Quartier nach Implementierung der Photovoltaikanlagen für das Jahr 2023. Insgesamt werden 339 MWh in das Netz eingespeist, während gleichzeitig 201 MWh aus dem Netz bezogen werden. Dieser Netzbezug resultiert bei einem CO<sub>2</sub>-Faktor von 0,315 g/kWh in einer Gesamtemission von 63,4 Tonnen CO<sub>2</sub>. In der nachfolgenden Analyse werden die detaillierten CO<sub>2</sub>-Emissionswerte einer eingehenden Betrachtung unterzogen. Der Energiebedarf des Quartiers, der durch das Stromnetz gedeckt wird, beträgt 201,34 MWh im Jahr 2023. Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromnetzes betragen 0,315 Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWh. Die netzbezogenen Emissionen für das Quartier lassen sich folgendermaßen ermitteln:

$$201,34 [MWh] \times 0,315 \left[ \frac{t}{MWh} \right] = 63,4 \left[ \frac{t CO_2}{a} \right]$$

Die in Abbildung 23 dargestellten Werte verdeutlichen, dass durch die Photovoltaikanlagen-Installation nicht nur Strom ins Netz eingespeist, sondern auch der Netzbezug und der damit verbundene CO<sub>2</sub>-Ausstoß optimiert werden kann.

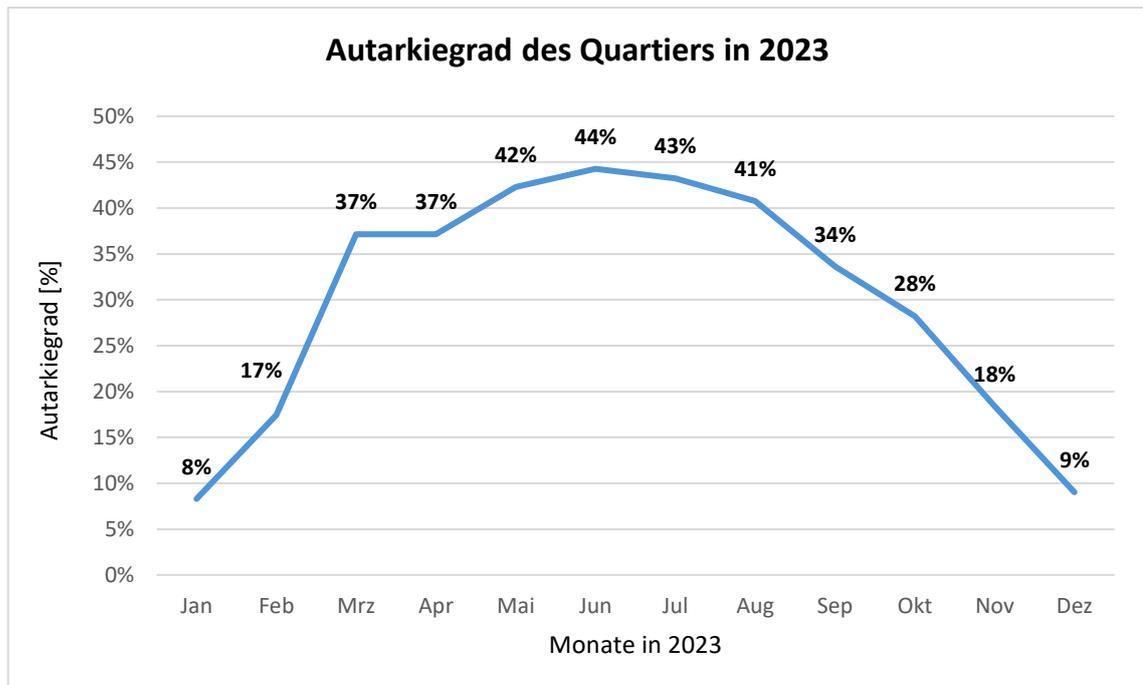


Abbildung 24: Monatliche Entwicklung des Autarkiegrads eines Quartiers im Jahr 2023. (Eigene Darstellung)

In Abbildung 24 wird der Autarkiegrad dargestellt. Im Januar und Dezember wird mit 8 % bzw. 9 % der niedrigste Wert verzeichnet. Ab März ist ein Anstieg zu beobachten. Im Juni wird mit 44 % der höchste Wert im Jahr erreicht. Danach wird ein Rückgang festgestellt. Im November liegt der Wert bei 18 %. Es konnte festgestellt werden, dass in den Sommermonaten eine erhöhte Erzeugung von Solarstrom zu verzeichnen ist. In den Wintermonaten ist eine geringere Stromproduktion zu verzeichnen, was zu niedrigeren Autarkiewerten führt.

Methode 1 stellt sicher, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Photovoltaiksystems vollständig erfasst werden. Zu den relevanten Einflussfaktoren zählen demnach die Emissionen, die im Kontext des Stromverbrauchs sowie der Herstellung und Entsorgung der Photovoltaikmodule, der Unterkonstruktion und der Wechselrichter entstehen.

Die Stromnutzung verursacht in beiden Ländern 63,2 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Zusätzlich entstehen durch die Herstellung und Entsorgung der Photovoltaikmodule in China 9,3 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr und in Deutschland 6,5 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Die durch Wechselrichter in China und Deutschland verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen belaufen sich auf 0,6 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr bzw. 0,4 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Für die Unterkonstruktion werden in China 3,7 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr und in Deutschland 2,5 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr emittiert.

Die Gesamtemissionen im Jahr 2023 belaufen sich damit auf 76,9 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 72,5 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland. Der größte Anteil entfällt in beiden Fällen auf die Stromnutzung, gefolgt von den Emissionen der Photovoltaikmodule, der Unterkonstruktion und der Wechselrichter.

Für die Lebensdauerbewertung wird bei Photovoltaikmodulen und Unterkonstruktion eine Betriebszeit von 30 Jahren angenommen. Die Wechselrichter haben in China eine angenommene Lebensdauer von 25 Jahren, in Deutschland hingegen nur 20 Jahre.

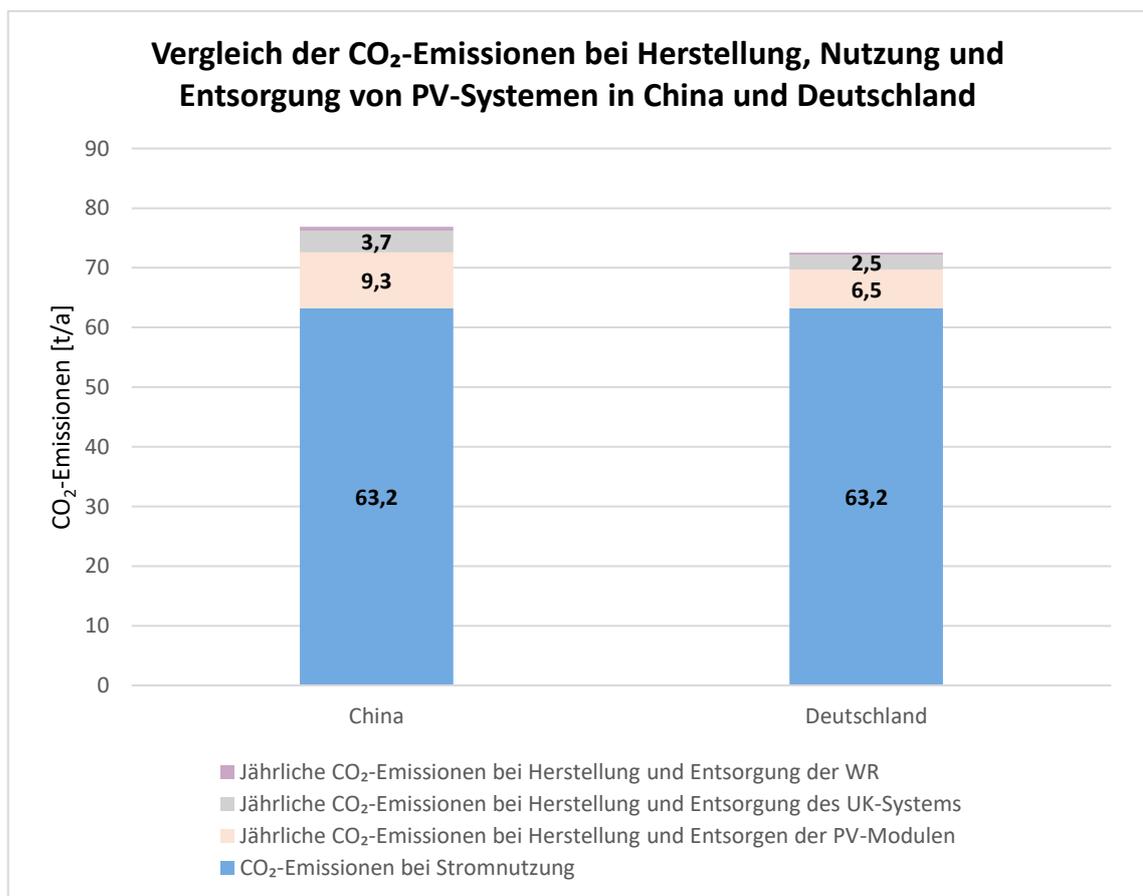


Abbildung 25: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von PV-Systemen: Herstellung, Nutzung und Entsorgung. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 25 zeigt, dass Photovoltaikanlagen zwar die Abhängigkeit vom Netzstrom verringern können, jedoch ihre Herstellung und ihr Entsorgung einen nicht unerheblichen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck hinterlassen. Es kann festgestellt werden, dass die Nutzung von Photovoltaikanlagen auf lange Sicht dazu beitragen kann, die Gesamtemissionen zu reduzieren. Diese Analyse verdeutlicht die Bedeutung der Berücksichtigung aller Lebenszyklusphasen, um die tatsächlichen Umweltauswirkungen von Technologien wie Photovoltaikanlagen umfassend zu bewerten und fundierte Entscheidungen für nachhaltige Energiesysteme treffen zu können.

### 5.3 Szenario 2 „PV und Heimspeicher-Einsatz“

In diesem Szenario werden 36 Heimspeicher mit je 10 kWh Kapazität eingesetzt, um die Nutzung der Photovoltaikenergieerzeugung zu optimieren und gleichzeitig die Abhängigkeit von Energie aus dem öffentlichen Netz zu verringern. Im Rahmen der Analyse wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoß ermittelt, der durch die Nutzung des Stromnetzes sowie durch die Herstellung und Nutzung der Photovoltaikanlagen und Batterien entsteht. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden in Tonnen berechnet und zusammengefasst.

Der Einsatz eines 10 kWh-Heimspeichers erfolgt auf Basis einer Analyse in Excel. In der vorliegenden Untersuchung wird der Autarkiegrad für drei verschiedene Speichergrößen: 5 kWh, 10 kWh und 15 kWh miteinander verglichen. Die Auswertung in der Abbildung 26 zeigt, dass der Autarkiegrad mit zunehmender Speicherkapazität ansteigt. Es könnte festgestellt werden, dass ein 5 kWh-Speicher etwa 49 % erreicht, ein 10 kWh-Speicher etwa 60 % und ein 15 kWh-Speicher rund 65 %.

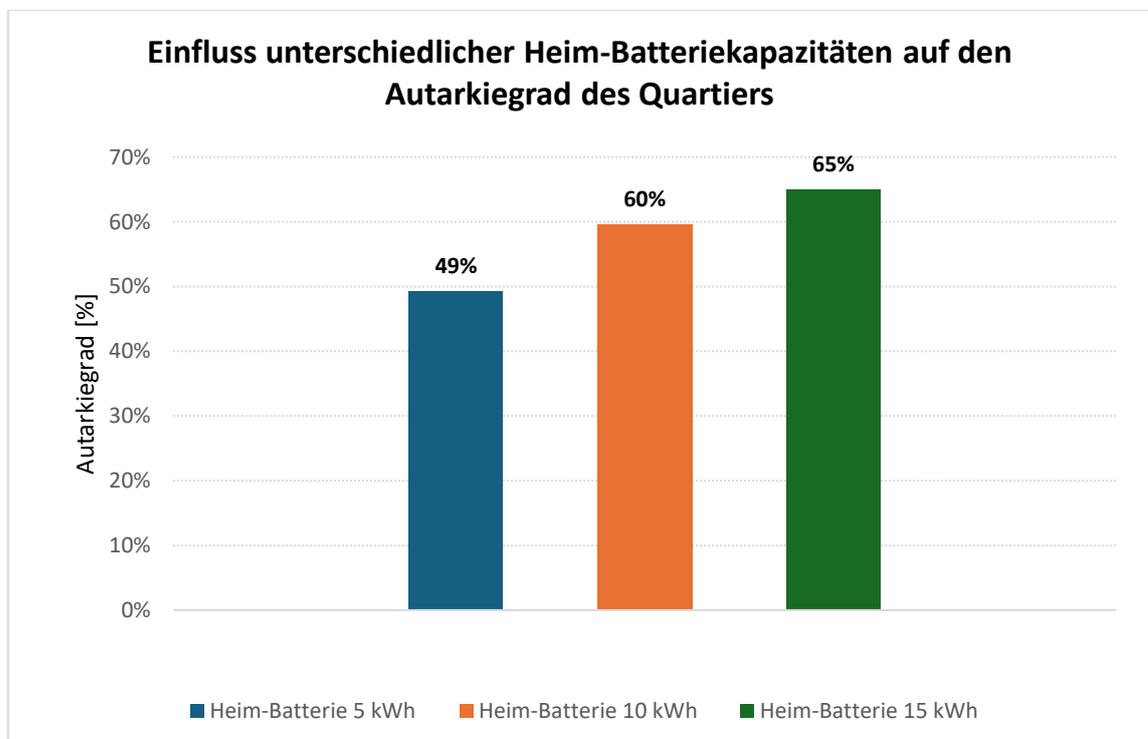


Abbildung 26: Autarkiegrad im Quartier in Abhängigkeit von der Heim-Batteriegröße (5 kWh, 10 kWh, 15 kWh). (Eigene Darstellung)

Als Referenzgröße wird ein 10 kWh-Batteriespeicher gewählt, da der Unterschied zu größeren Speichern wie 15 kWh gering ist. Gleichzeitig steigen mit größeren Speichern sowohl Kosten als auch Platzbedarf. Der 10-kWh-Speicher zeichnet sich demnach durch ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Nutzen und Aufwand aus.

In dem Szenario ohne den Einsatz von Photovoltaik beträgt der Energieverbrauch 281,53 MWh. Dieser wird vollständig durch das Stromnetz gedeckt und verursacht 89,76 Tonnen CO<sub>2</sub>, da keine lokale erneuerbare Energie genutzt wird.

Durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern wird der Netzbezug auf 122,71 MWh reduziert, was einer Reduktion um mehr als 57 % entspricht. Gleichzeitig wird überschüssige Photovoltaikenergieerzeugung in Höhe von 260,47 MWh ins Netz eingespeist. Diese Einspeisung verbessert den Anteil erneuerbarer Energien im Gesamtsystem.

Des Weiteren werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich auf 43,47 Tonnen verringert, was einer Einsparung von über 50 % entspricht. Die Reduktion des Energieverbrauchs fossiler Energie und die Nutzung lokal erzeugter Solarenergie führen zu einer Reduktion des Energieverbrauchs.

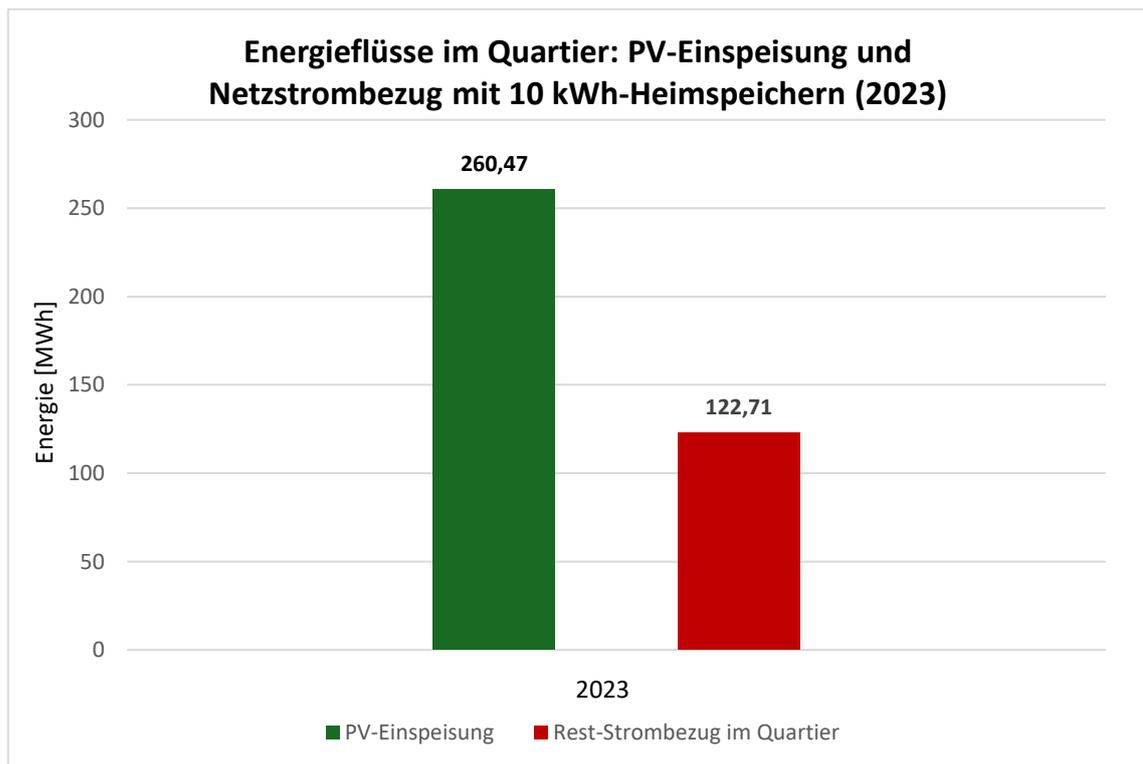


Abbildung 27: Anteil des aus dem Netz bezogenen Stroms, der ins Netz eingespeisten Energie sowie der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2023 beim Einsatz von PV-Anlagen und Batteriespeichern. (Eigene Darstellung)

Abbildung 27 legt dar, dass im Jahr 2023 ein großer Teil der erzeugten Photovoltaikenergieerzeugung im Quartier nicht direkt genutzt werden kann. Insgesamt werden 260,47 MWh ins öffentliche Netz eingespeist. Gleichzeitig besteht ein Reststrombedarf von 122,71 MWh, der extern gedeckt wird und zu 43,47 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt.

Um die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Quartiers mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern vollständig zu bewerten, werden sämtliche relevanten Emissionsquellen berücksichtigt. Dazu zählen neben der Netznutzung auch die Emissionen aus der Herstellung und Entsorgung der Photovoltaikmodule, der Unterkonstruktion, der Wechselrichter und der Batterien. Da diese Komponenten unterschiedliche Lebensdauern haben, werden ihre Emissionen auf eine gemeinsame Basis von jährlichen Durchschnittswerten umgerechnet.

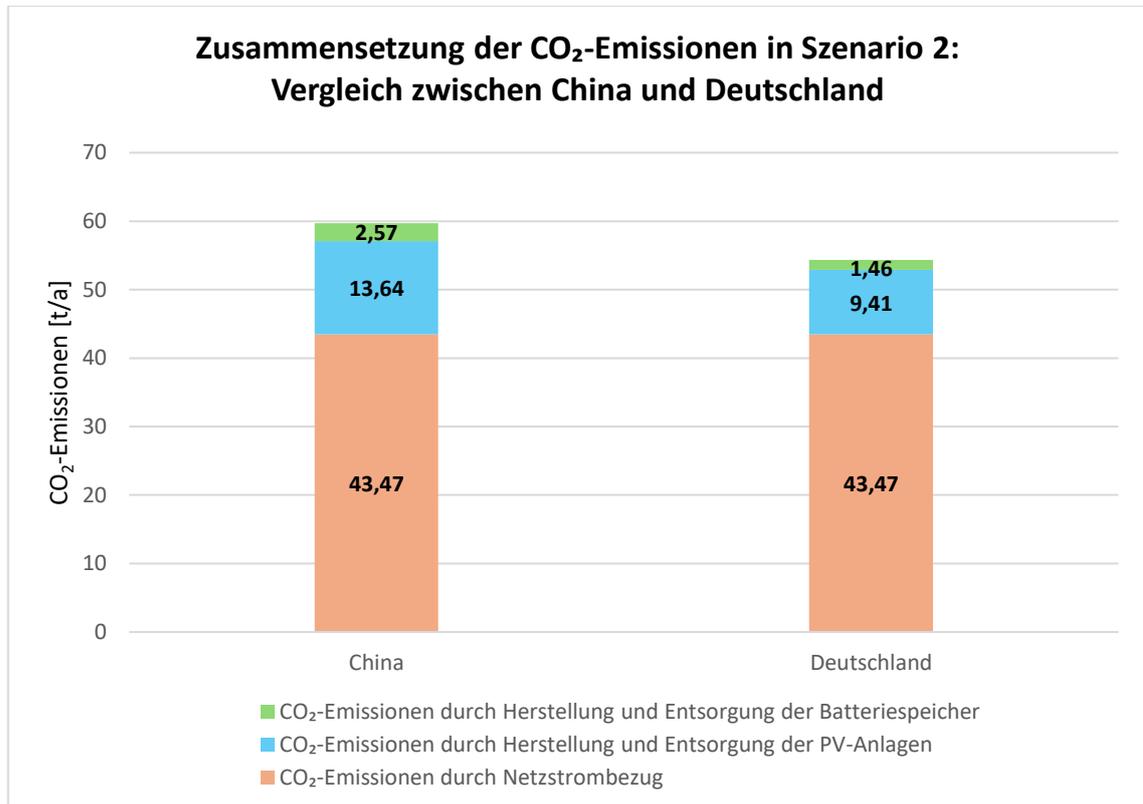


Abbildung 28: CO<sub>2</sub>-Emissionen in Szenario 2: Stromnetznutzung, 360 kWh(nutzbare-Kapazität) -Batterie und PV-Anlagen im Vergleich. (Eigene Darstellung)

Wie in der Abbildung 28 zu sehen, belaufen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromnetznutzung auf 43,47 Tonnen pro Jahr. Für die Batteriespeicher mit einer Kapazität von 360 kWh, die in China gemäß Methode 1 produziert werden, ergibt sich eine Gesamtemission von 38,51 Tonnen CO<sub>2</sub> was über 15 Jahre einer jährlichen Emission von etwa 2,57 Tonnen CO<sub>2</sub> entspricht. In Deutschland liegt der Gesamtwert bei 21,92 Tonnen CO<sub>2</sub>, entsprechend 1,46 Tonnen pro Jahr.

Die Lebensdauer der Photovoltaikmodule und Unterkonstruktionen wird auf 30 Jahre festgelegt. In China verursachen die Module 270 Tonnen CO<sub>2</sub> bei der Herstellung und 10,4 Tonnen bei der Entsorgung. Zusammen ergeben diese 280,4 Tonnen, entsprechend 9,3 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Die in Deutschland ermittelten Werte belaufen sich auf 187,2 Tonnen für die Herstellung und 6,9 Tonnen für die Entsorgung. Dies ergibt eine Gesamtsumme von 194,1 Tonnen bzw. 6,5 Tonnen pro Jahr.

Für die Wechselrichter gelten unterschiedliche Nutzungsdauern. Während in China eine Dauer von 25 Jahren vorgesehen ist, beläuft sich diese in Deutschland auf 20 Jahre. Im Rahmen der Angleichung an eine 30-jährige Systemlaufzeit werden die Emissionen mit den Faktoren 1,2 (China) bzw. 1,5 (Deutschland) skaliert. Daraus ergeben sich in China 15,6 Tonnen CO<sub>2</sub> für alle Geräte, was einem jährlichen Wert von 0,6 Tonnen entspricht. In Deutschland beträgt der Wert 8,5 Tonnen, entsprechend 0,4 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr.

Auch die Unterkonstruktion trägt zur Gesamtbilanz bei. In China entstehen 110,2 Tonnen CO<sub>2</sub>, das entspricht 3,7 Tonnen jährlich. In Deutschland liegt der Gesamtwert bei 75 Tonnen, was auf eine jährliche Menge von 2,5 Tonnen hinausläuft.

Diese Zahlen zeigen deutlich, wie stark der CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Herkunft, Technologieeinsatz und Lebensdauer der Komponenten abhängt. Die Abbildung 28 verdeutlicht, dass die Gesamtemissionen in Deutschland geringer ausfallen als in China. Dies ist auf die effizienteren Produktionsprozesse sowie den emissionsärmeren Strommix bei der Herstellung von Batterien und Photovoltaikmodulen zurückzuführen.

### **5.4 Szenario 3 „PV und Quartierspeicher“**

In diesem Szenario werden 36 Häuser mit Batteriespeichern ausgestattet, deren Kapazitäten zwischen 100 kWh und 10.000 kWh variieren. Ziel ist es, die Nutzung der Photovoltaikenergieerzeugung zu optimieren und die Abhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz zu reduzieren. Dabei werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen analysiert, die durch den Netzstrombezug, die Herstellung und den Einsatz der Photovoltaikanlagen und Batterien entstehen. Alle Emissionen werden in Tonnen CO<sub>2</sub> berechnet.

Die Analyse erfolgt in mehreren Batteriegrößen: in 100-kWh-Schritten bis 1.000 kWh sowie bei 1.500, 5.000 und 10.000 kWh. Es wird untersucht, inwiefern sich mit zunehmender Speicherkapazität die Emissionen und der Reststrombezug verändern und ab welcher Speichergröße eine weitere Vergrößerung kaum noch Effekte auf die Bilanz zeigt.

Abbildung 29 verdeutlicht die Zusammenhänge zwischen Batteriegröße, Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Quartier.

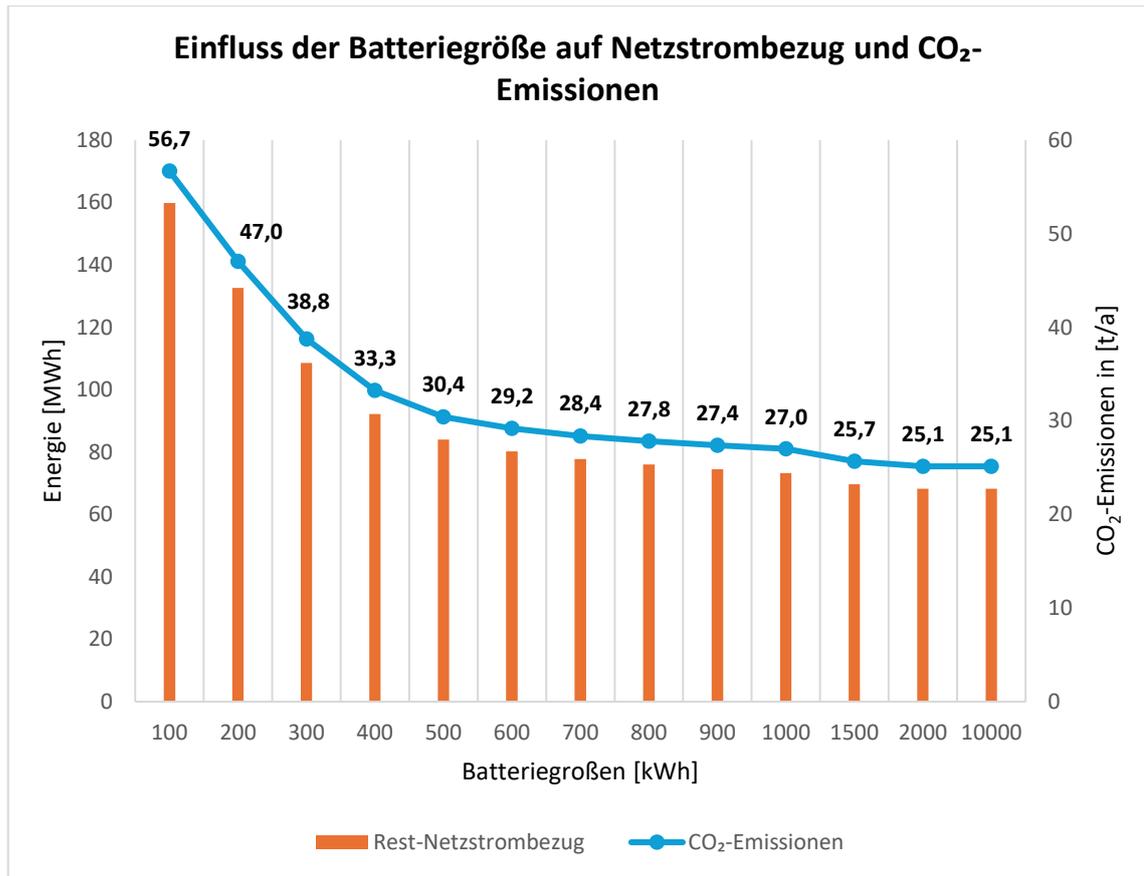


Abbildung 29: Einfluss der Batteriegröße auf Quartier-Restverbrauch und CO<sub>2</sub>-Ausstoß unter Berücksichtigung von Emissionen aus Herstellung und Recycling. (Eigene Darstellung)

Die Batteriegröße beeinflusst den Restenergieverbrauch des Quartiers und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Der Quartier-Rest-Verbrauch beträgt bei einer Batteriegröße von 100 kWh etwa 159,92 MWh. Mit zunehmender Batteriegröße sinkt dieser Verbrauch deutlich, beispielsweise auf 92,23 MWh bei 400 kWh. Dies entspricht einer Einsparung von rund 42,3 %. Bei einer Batteriegröße von 600 kWh reduziert sich der Verbrauch weiter auf 80,21 MWh, was im Vergleich zu 400 kWh nur noch eine zusätzliche Einsparung von ca. 13 % bedeutet. Ab einer Batteriegröße von 800 kWh bleibt der Restverbrauch nahezu konstant bei etwa 77,83 MWh nahezu konstant und reduziert sich auch bei sehr großen Batterien, wie 10.000 kWh, nur noch geringfügig auf 68,24 MWh. Dies verdeutlicht, dass der zusätzliche Nutzen einer größeren Batterie ab einer Kapazität von 600-800 kWh stark abnimmt.

Ähnlich verhält es sich mit dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Bei einer Batteriegröße von 100 kWh beträgt der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß etwa 56,71 Tonnen. Mit zunehmender Batteriegröße sinkt dieser Wert deutlich. Bei 400 kWh liegt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei 33,26 Tonnen, was einer Reduktion von 41,4 % entspricht. Ab einer Batteriegröße von 600 kWh reduziert sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß auf 29,20 Tonnen, was nur noch eine zusätzliche Einsparung von 12,2 % gegenüber 400 kWh darstellt. Nach Erreichen einer Strommenge von 800 kWh bleibt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß nahezu konstant. Selbst bei einer Batteriegröße von 10.000 kWh

beträgt der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß lediglich 25,15 Tonnen, was einer Reduktion von nur 4,05 Tonnen im Vergleich zu 800 kWh entspricht.

Die Berechnungen zeigen, dass die Emissionen, die durch die Herstellung und die Entsorgung der Photovoltaikanlagen sowie der Batterien entstehen, ebenfalls berücksichtigt werden. Die angegebenen Werte gelten für ein Jahr, und die Gesamtemissionen ergeben sich aus der Summe des jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Diese Analyse verdeutlicht, dass eine Batteriegröße zwischen 400 und 600 kWh ein optimales Nutzen-Verhältnis bietet, da der Restenergieverbrauch und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in diesem Bereich am effektivsten reduziert werden. Ab einer Batteriegröße von etwa 600 MWh bringt eine weitere Erhöhung der Kapazität nur noch geringe Vorteile, sowohl beim Energieverbrauch als auch bei den Emissionen. Zusätzliche Maßnahmen, wie die Verbesserung des Strommixes oder die Steigerung der Energieeffizienz im Quartier, wären notwendig, um weitere signifikante Einsparungen zu erzielen.

Anhand Methode 1 in China ergibt sich aus 270 Tonnen für die Herstellung und 14,6 Tonnen für die Entsorgung eine Gesamtemission von 284,6 Tonnen. Dies entspricht einem jährlichen Wert von etwa 9,68 t pro Jahr. In Deutschland sind die Emissionen geringer. Sie betragen 187,2 Tonnen für die Herstellung und 14,6 Tonnen für die Entsorgung, was eine Gesamtsumme von 201,8 Tonnen ergibt. Dies entspricht etwa 6,34 Tonnen pro Jahr.

Die Herstellung und die Entsorgung von Batterien verursachen erhebliche CO<sub>2</sub>-Emissionen, die über die gesamte Nutzungsdauer der Batterie verteilt betrachtet werden. Um die jährliche Belastung zu berechnen, wird die Summe der Emissionen aus Herstellung und Entsorgung durch die angenommene Nutzungsdauer von 15 Jahren geteilt. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, die Umweltbelastung verschiedener Batteriekapazitäten und Produktionsstandorte besser zu vergleichen.

Darüber hinaus spielt der Standort der Batterieproduktion eine entscheidende Rolle. In China sind die Emissionen generell höher, da der Energiemix einen größeren Anteil fossiler Brennstoffe enthält. In Deutschland, wo ein höherer Anteil erneuerbarer Energien genutzt wird, sind die Emissionen deutlich geringer. Dieser Unterschied ist besonders bei großen Batteriekapazitäten signifikant.

Ein wesentlicher Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen entfällt zudem auf die Entsorgung der Batterien. Je nach Kapazität macht die Entsorgung etwa 5 % der gesamten Emissionen aus.

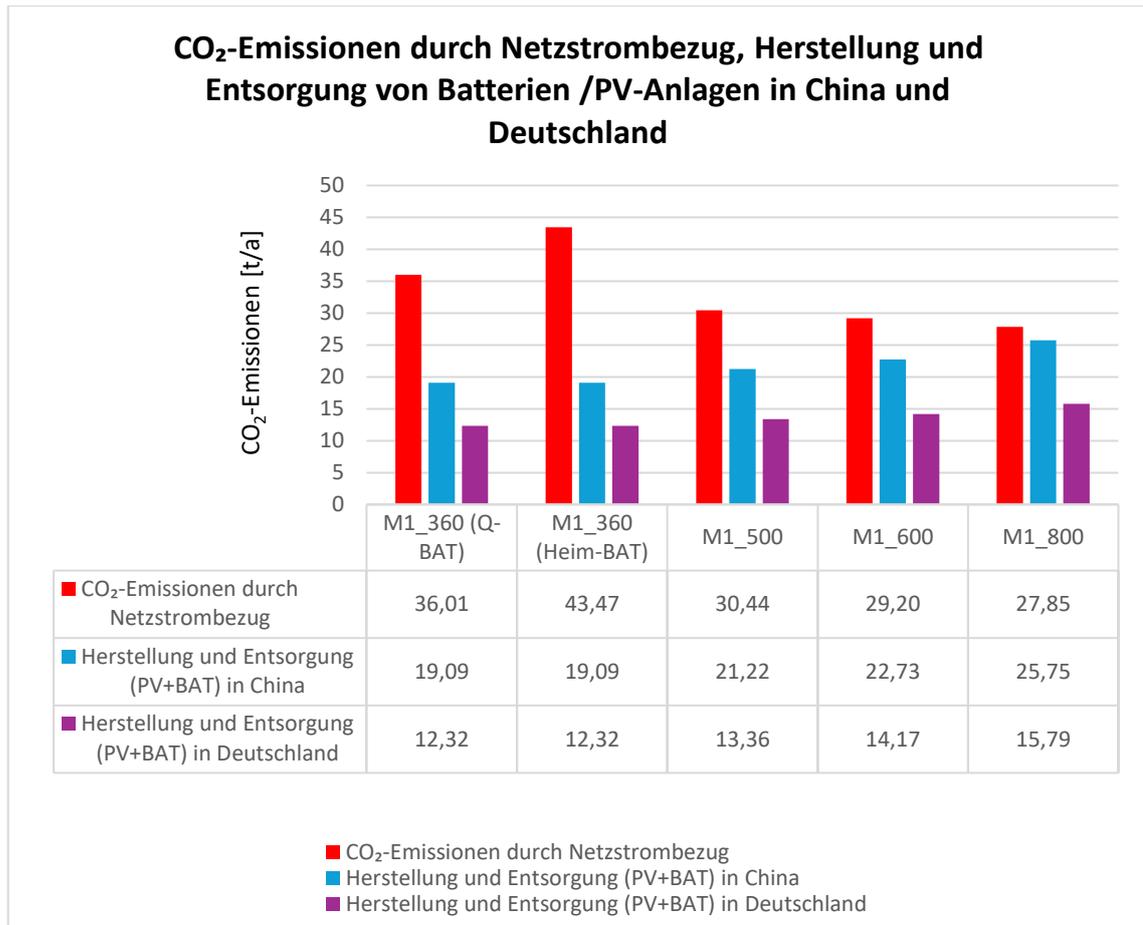


Abbildung 30: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Stromnutzung, Herstellung und Entsorgung von Batterien (360, 500 und 800 kWh) in China und Deutschland nach der ersten Methode. (Eigene Darstellung)

Wie der Abbildung 30 zu sehen, dass bei der Speichergröße von 360 kWh (Q-BAT) durch die Stromnutzung jährlich 36,01 Tonnen CO<sub>2</sub> entstehen. Die Herstellung und Entsorgung von Photovoltaikanlage und Speicher verursachen zusätzlich 19,09 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 12,32 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland. Wird dieselbe Speicherkapazität als Heimspeicher (Heim-BAT) eingesetzt, steigen die Emissionen aus der Stromnutzung auf 43,47 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Die herstellungsbedingten Emissionen bleiben unverändert. Dadurch zeigt sich ein Vorteil des Quartierspeichers. Er reduziert den Strombezug aus dem Netz und senkt dadurch die Emissionen. Auch ist wichtig zu erwähnen, dass es bei einer Speicherkapazität von 360 kWh im Quartierspeichersystem der Autarkiegrad bei 66 % und der Eigenverbrauchsanteil bei 24 % liegt, Während dies im Vergleich dazu das Heimspeichersystem einen Autarkiegrad von 60 % und einen Eigenverbrauchsanteil von 23 % erreicht. Der zentrale Quartierspeicher ermöglicht somit eine höhere Unabhängigkeit vom Netz und eine etwas effizientere Nutzung des erzeugten Photovoltaik-Stroms.

Bei einem Speicher mit 500 kWh betragen die Stromemissionen 30,44 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr und der Autarkiegrad bei 70 % und der Eigenverbrauchsanteil bei 26 %. Die Herstellung und Entsorgung führen zu 21,22 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 13,36 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland.

Ein 600 kWh Speicher verursacht 29,20 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr durch Stromnutzung. Für Herstellung und Entsorgung fallen 22,73 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 14,17 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland an. Beim größten System mit 800 kWh entstehen durch die Stromnutzung 27,85 Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich. Die herstellungsbedingten Emissionen liegen bei 25,75 Tonnen CO<sub>2</sub> in China und 15,79 Tonnen CO<sub>2</sub> in Deutschland.

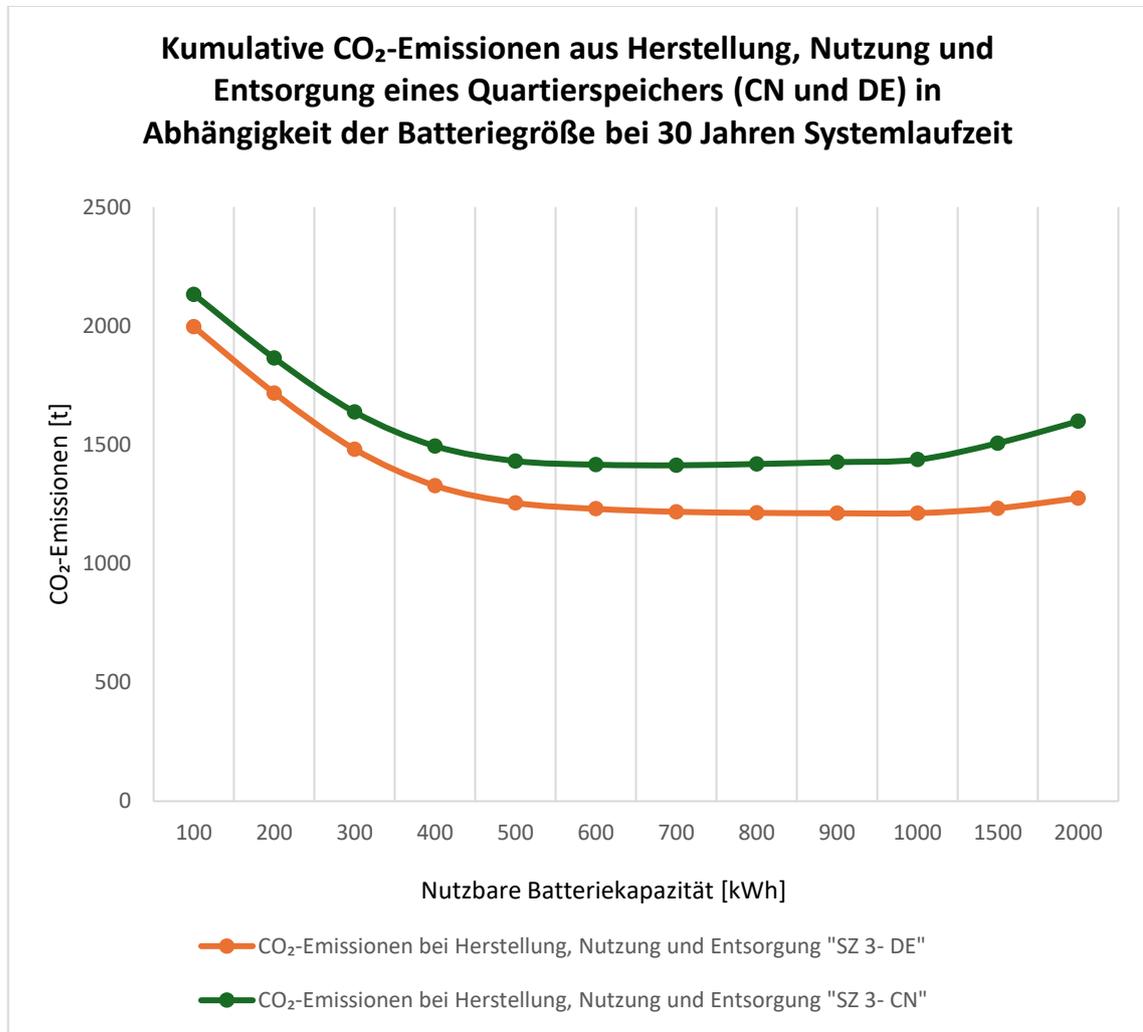


Abbildung 31: Kumulative CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Herstellung und Entsorgung eines Quartierspeichers (CN und DE) in Abhängigkeit der Batteriegröße bei 30 Jahren Systemlaufzeit. (Eigene Darstellung)

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Herstellung und Entsorgung von Quartierspeichern hängen stark von der gewählten Batteriegröße ab. Die Analyse betrachtet in der Abbildung 31 Speichergrößen zwischen 100 und 10.000 kWh über eine Systemlaufzeit von 30 Jahren.

Bei kleinen Speichern, zum Beispiel 100 kWh, entstehen in Deutschland 1.995,7 Tonnen CO<sub>2</sub>, in China 2.132,5 Tonnen CO<sub>2</sub>. Mit zunehmender Kapazität sinken die Emissionen deutlich. Bei 600 bis 800 kWh wird der niedrigste Wert erreicht. In diesem Bereich liegen die Emissionen in Deutschland bei 1.230,0 bis 1.213,3 Tonnen CO<sub>2</sub>, in China bei 1.415,9 bis 1.418,7 Tonnen CO<sub>2</sub>. Die Kurve flacht hier deutlich ab, was auf eine gute Klimabilanz hinweist. Ab 1.000 kWh steigt der Ausstoß wieder leicht an. Bei 2.000 kWh

liegt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Deutschland bei 1.275,3 Tonnen, in China bei 1.598,3 Tonnen CO<sub>2</sub>. Bei sehr großen Systemen wie 10.000 kWh nehmen die Emissionen stark zu.

Diese Entwicklung zeigt, dass die größeren Batterien nicht automatisch zu geringeren Emissionen führen. Ab einer bestimmten Größe überwiegt der Energieaufwand der Produktion den Nutzen. Ein Speicherbereich zwischen 500 und 800 kWh bietet daher einen sinnvollen Kompromiss zwischen Kapazität und Umweltwirkung.

In allen Szenarien sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen in China höher als in Deutschland. Dies liegt hauptsächlich am fossilen Strommix und den weniger effizienten Produktionsmethoden in China. Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass durch die Berücksichtigung optimierter Produktionsbedingungen und effizienterer Recyclingverfahren insgesamt geringere Emissionen liefert. Darüber hinaus steigt mit zunehmender Batteriegröße der Beitrag der Herstellung und der Entsorgung zur Gesamtemission, was die energieintensiven Prozesse bei größeren Batterien widerspiegelt.

## **5.5 Zusammenfassung der Szenarien-Ergebnisse**

Die vorliegende Analyse untersucht drei verschiedene Szenarien für Photovoltaikanlagen, die mit und ohne Batteriespeicher über einen Zeitraum von 30 Jahren betrieben werden. Die vorliegende Untersuchung hat zum Ziel, die Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu evaluieren und die Einsparpotenziale, die sich durch den Einsatz von Speichern ergeben, zu analysieren.

Im ersten Szenario wird ausschließlich eine PV-Anlage ohne Batterie verwendet. Der Netzstrombezug verursacht 63,4 Tonnen CO<sub>2</sub>. Die Gesamteinsparung beträgt in diesem Fall 56,2 Tonnen CO<sub>2</sub>.

Im zweiten Szenario wird zusätzlich eine mittlere Batterie mit einer Kapazität von 10 kWh eingesetzt. Die Netzstromemissionen sinken auf 43,5 Tonnen CO<sub>2</sub>, was einer Reduktion von etwa 31 % entspricht. Die Batterieemissionen belaufen sich auf 2,6 Tonnen CO<sub>2</sub>. Dies resultiert in einer signifikanten Verbesserung der Nettoeinsparung auf 62,8 Tonnen CO<sub>2</sub>.

Im dritten Szenario wird eine große Batterie mit einer Kapazität von 500 kWh Kapazität eingesetzt. Die resultierenden Netzstromemissionen sinken auf 30,4 Tonnen CO<sub>2</sub>, was einer Reduktion um 52 % entspricht. Die Batterie verursacht 3,6 Tonnen CO<sub>2</sub>. Die Nettoeinsparung erreicht in diesem Fall 81,9 Tonnen CO<sub>2</sub>, was einer Verbesserung von 46 % im Vergleich zu Szenario 1 entspricht.

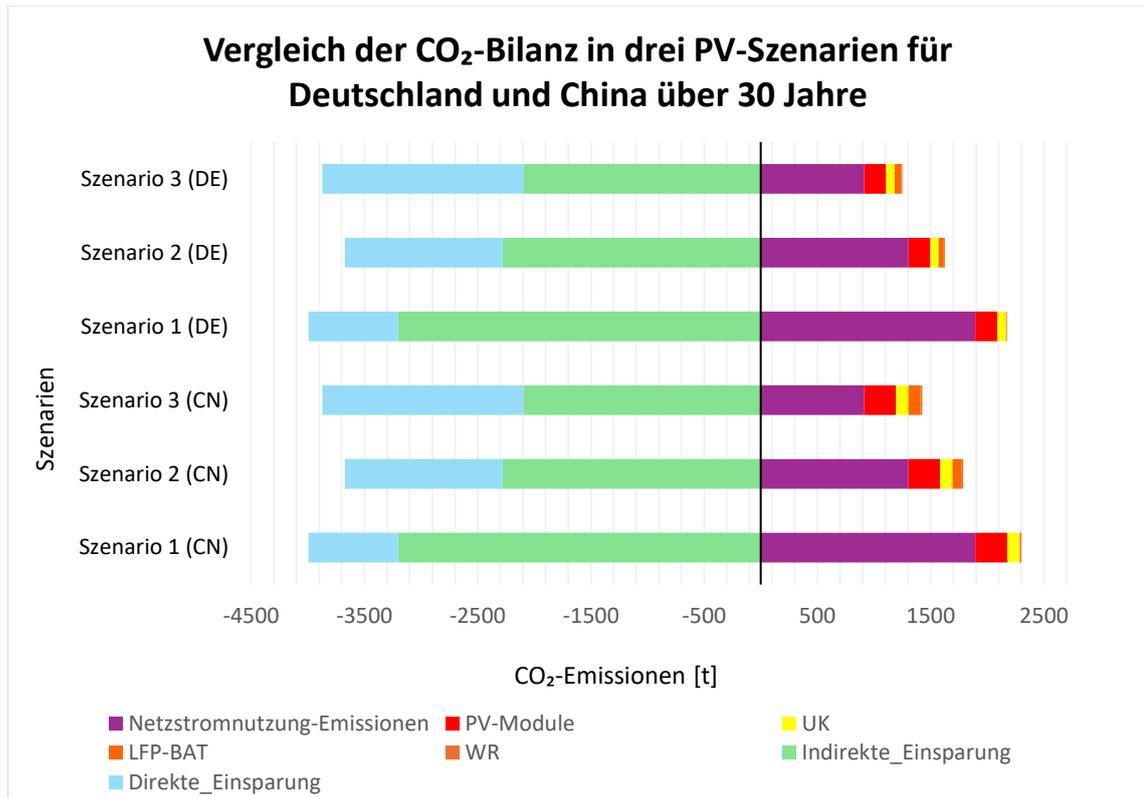


Abbildung 32: Gegenüberstellung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und Einsparpotenziale in drei PV-Batterie-Szenarien für Deutschland und China über eine Lebensdauer von 30 Jahren unter Berücksichtigung aller Systemkomponenten, Netzstromnutzung sowie direkter und indirekter Einsparungen einschließlich Herstellung und Recycling der PV-Komponenten und Batteriespeicher gemäß der Cut-off-Methode. (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 32 visualisiert einen vollständigen Vergleich der CO<sub>2</sub>-Bilanzen aller Szenarien für China und Deutschland. Dort sind sowohl die Emissionen aus Produktion, Netzstromnutzung und Batterie als auch die direkten und indirekten Einsparungen gestapelt dargestellt. Es wird deutlich, dass alle Szenarien in Deutschland eine bessere Klimabilanz aufweisen als in China, da der Strommix dort emissionsärmer ist. Dennoch generiert China einen relativen Mehrwert, der sich aus dem Einsatz von Batterien ergibt.

Im ersten Szenario ohne Speicher liegt die Einsparung in Deutschland bei rund 1.900 Tonnen CO<sub>2</sub>. In China sind es etwa 2.300 Tonnen. Beim Einsatz von Heimspeichern im zweiten Szenario verbessert sich die CO<sub>2</sub>-Bilanz in Deutschland auf 1.200 Tonnen. In China liegt der Wert dann bei etwa 1.600 Tonnen. Das beste Ergebnis liefert Szenario 3 mit einem zentralen Quartierspeicher. Hier spart Deutschland etwa 900 Tonnen CO<sub>2</sub> ein, während es in China rund 1.300 Tonnen eingespart werden.

Der größte Unterschied zeigt sich zwischen dem ersten und dem zweiten Szenario. Allein durch den Einsatz von Heimspeichern wird eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um rund 700 Tonnen CO<sub>2</sub> erwartet, sowohl in Deutschland als auch in China. Die Umstellung von Heimspeichern auf einen zentralen Quartierspeicher resultiert in einer zusätzlichen Einsparung von 300 bis 400 Tonnen. Das zeigt, dass zentrale Speicherlösungen besonders effiziente Arbeitsweise aufweisen.

Eine genauere Betrachtung der einzelnen Bestandteile zeigt, dass die Emissionen aus dem Netzstrombezug den größten positiven CO<sub>2</sub>-Anteil verursachen. Gleichzeitig konstituieren die indirekten Einsparungen durch die Einspeisung von PV-Strom in das Netz der größte negative Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Bilanz. Die Batteriespeicher leisten trotz ihrer eigenen Emissionen bei der Herstellung einen wichtigen Beitrag zur Verbesserung der Bilanz. Der resultierende Effekt dieser Maßnahme besteht darin, dass einerseits der Eigenverbrauch erhöht und andererseits sowohl die direkten als auch die indirekten Einsparungen gesteigert werden.

Die Produktion von PV-Modulen und Batterien resultiert in Deutschland in einer deutlich geringeren Emission als in China. Diese Tatsache ist auf den in Deutschland generierten Strommix zurückzuführen, der sich durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energiequellen auszeichnet. Die Emissionen, die im Rahmen des Herstellungsprozesses in Deutschland emittiert werden, liegen 30 bis 45 % unter dem entsprechenden Referenzwert.

Ein weiterer wichtiger Aspekt betrifft die Effizienz der Batteriespeicher. Heimspeicher in Deutschland werden durch den Einsatz von Heimspeichern im Durchschnitt rund 13,64 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Tonne eingespart. In China sind es nur 7,75 Tonnen. Zentrale Quartierspeicher zeichnen sich durch eine erhöhte Effizienz aus. In Deutschland werden durchschnittlich 17,07 Tonnen CO<sub>2</sub> pro investierte Tonne eingespart, während es in China 9,23 Tonnen sind.

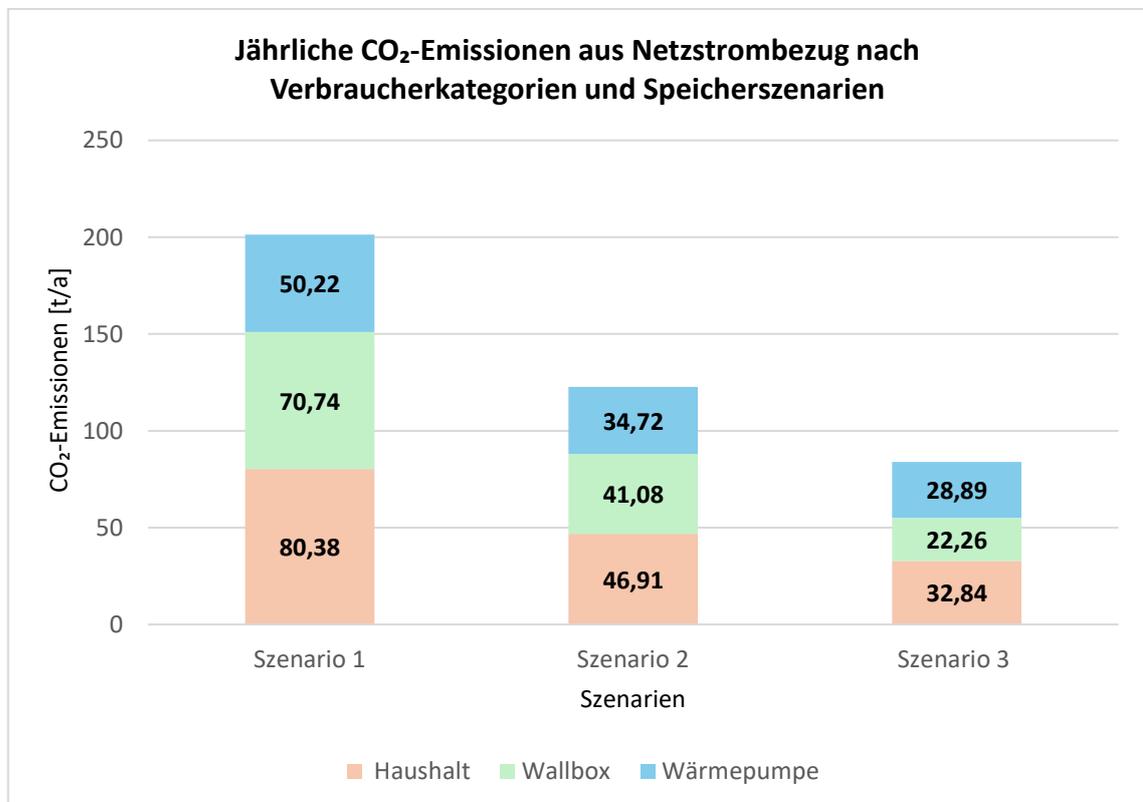


Abbildung 33: Vergleich der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Netzstrombezug für Haushalte, Wärmepumpen und Wallboxen in drei PV-Speicher-Szenarien. (Eigene Darstellung)

Aus der Abbildung 33, der Anhang 3 und Anhang 4 geht hervor, dass die drei Speicherszenarien unterschiedliche Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der verschiedenen Verbraucherkategorien haben. Die Darstellung zeigt die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Netzstrombezug für Haushalte, Wärmepumpen und Wallboxen über alle drei untersuchten Szenarien hinweg.

Im ersten Szenario, das ausschließlich Photovoltaikanlagen ohne Speicher umfasst, entstehen die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Haushalte verursachen mit 80,38 Tonnen pro Jahr den größten Anteil, gefolgt von den Wallboxen mit 70,74 Tonnen pro Jahr und den Wärmepumpen mit 50,22 Tonnen pro Jahr. Insgesamt summieren sich die Emissionen in diesem Szenario auf 201,34 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr.

Der Übergang zu Szenario 2 mit dezentralen Heimspeichern von jeweils 10 kWh zeigt bereits deutliche Verbesserungen. Die Haushaltsemissionen reduzieren sich auf 46,91 Tonnen pro Jahr, was einer Einsparung von 42% entspricht. Bei den Wallboxen sinken die Emissionen auf 41,08 Tonnen pro Jahr, eine Reduktion um 42%. Die Wärmepumpen verzeichnen mit 34,72 Tonnen pro Jahr eine Verringerung von 31%. Die Gesamtemissionen fallen auf 122,71 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr.

Das dritte Szenario mit dem zentralen Quartierspeicher von 500 kWh erzielt die besten Ergebnisse. Die Haushalte erreichen mit 32,84 Tonnen pro Jahr die niedrigsten Emissionswerte, was gegenüber Szenario 1 einer Reduktion von 59% entspricht. Besonders bemerkenswert ist die Entwicklung bei den Wallboxen, die mit 22,26 Tonnen pro Jahr eine Gesamtreduktion von 69% aufweisen und damit die höchste relative Einsparung aller Verbraucherkategorien erzielen. Die Wärmepumpen reduzieren ihre Emissionen auf 28,89 Tonnen pro Jahr, was einer Verbesserung von 42% gegenüber dem ersten Szenario entspricht.

Die unterschiedlichen Einsparpotentiale lassen sich durch die spezifischen Lastcharakteristika der Verbrauchergruppen erklären. Wallboxen profitieren besonders stark von Speicherlösungen, da das Laden von Elektrofahrzeugen zeitlich flexibel gesteuert werden kann und somit optimal an die Photovoltaikenergieerzeugung angepasst werden kann. Haushalte zeigen ebenfalls hohe Einsparpotentiale, da viele Haushaltsgeräte zeitversetzt betrieben werden können. Wärmepumpen weisen die geringsten relativen Verbesserungen auf, da ihr Betrieb primär temperaturabhängig ist und weniger Flexibilität für eine optimale Nutzung des gespeicherten Solarstroms bietet.

Eine weitere Bewertung, wie in den Anhang 5, Anhang 6 und Anhang 7 dargestellt, betrifft die Effizienz der Batteriespeicherung. In China werden durch Szenario 2 rund 19,9 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr eingespart. Dafür wird eine Batterie eingesetzt, deren Herstellung 2,57 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr verursacht.

Das bedeutet, dass pro investierter Tonne CO<sub>2</sub> etwa 7,75 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr eingespart werden. Gemäß Szenario 3 wird eine Einsparung von 32,95 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr

erreicht, während die Batterieemissionen 3,57 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr betragen. Die Effizienz wird mit 9,23 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr eingesparter CO<sub>2</sub> pro investierte Tonne pro Jahr angegeben.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass Batteriespeicher ein sehr wirkungsvolles Instrument zur Reduktion von CO<sub>2</sub> im Gebäudesektor sind. Bereits kleine Speicher führen zu erheblichen Einsparungen. Größere Batterien führen zwar zu einer Leistungssteigerung, jedoch ist der Zusatznutzen abnehmend. Die höchsten Einsparpotenziale sind im Bereich der Wallbox-Versorgung zu verzeichnen, wobei auch Haushalte und Wärmepumpen erhebliche Vorteile erfahren. Aus ökologischer Perspektive erweist sich eine Investition in Photovoltaik mit Speicher als äußerst vorteilhaft.

## **5.6 CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit der Szenarien**

Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit bewertet die Effizienz verschiedener Szenarien zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Die Amortisationszeit gibt an, wie lange es dauert, bis die durch eine Maßnahme eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß aus Herstellung und Entsorgung ausgleichen. Sie ergibt sich aus der Division des Gesamt-CO<sub>2</sub>-Ausstoßes für Herstellung und Entsorgung durch die jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparung im Vergleich zum Basisszenario.

Das Basisszenario, in dem ausschließlichen Strom aus dem Netz genutzt wird, verursacht einen jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 89,76 Tonnen. Alternativ dazu stehen verschiedene Photovoltaik-Szenarien mit und ohne Speicherlösungen zur Verfügung.

Im ersten Szenario, in dem eine Photovoltaikanlage ohne Speicher genutzt wird, liegt der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei 63,39 Tonnen, was einer jährlichen Einsparung von 26,37 Tonnen CO<sub>2</sub> entspricht. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Herstellung und die Entsorgung der Photovoltaikmodule, der Unterkonstruktion und der Wechselrichter betragen insgesamt 406,1 Tonnen CO<sub>2</sub> für China und 277,9 Tonnen CO<sub>2</sub> für Deutschland. Diese Werte berücksichtigen alle wichtigen Systemkomponenten der Photovoltaikanlage über den gesamten Lebenszyklus.

Das zweite Szenario, in dem die Photovoltaikanlage mit einem Heimspeicher kombiniert wird, reduziert den jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß weiter auf 43,47 Tonnen, was einer Einsparung von 47,35 Tonnen CO<sub>2</sub> entspricht. Da die Lebensdauer der Batterie nur 15 Jahre beträgt, muss der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Batterie über den 30-jährigen Betrachtungszeitraum verdoppelt werden. Die Herstellung und die Entsorgung des Heimspeichers verursachen somit 38,51 Tonnen CO<sub>2</sub> (Produktion in China) bzw. 21,92 Tonnen CO<sub>2</sub> (Produktion in Deutschland). Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Herstellung und der Entsorgung der Photovoltaikmodule, der Unterkonstruktion und der Wechselrichter betragen insgesamt genauso viel wie im Szenario 1.

Im dritten Szenario, in dem die Photovoltaikanlage mit einem Quartierspeicher kombiniert wird, sinkt bei dem Einsatz von 500 kWh Batterie der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß auf

30,44 Tonnen. Auch hier beträgt die Lebensdauer des Speichers nur 15 Jahre, sodass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß aus Herstellung und Entsorgung verdoppelt wird.

Die Amortisationszeit zeigt, wie lange es dauert, bis die eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß aus der Herstellung und der Entsorgung ausgleichen. [73]

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{CO}_2 \text{ Ausstoß der Herstellung und der Entsorgung}}{\text{CO}_2 \text{ Einsparung gegenüber dem Basisszenario}}$$

Formel 8: Berechnung der Amortisationszeit der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Abbildung 34 zeigt die CO<sub>2</sub>-Amortisationszeiten für drei verschiedene Szenarien auf Basis des CO<sub>2</sub>-Faktors von 2023. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Produktionsregionen der Photovoltaikmodule und Batteriespeicher in China oder Deutschland.

Die Amortisationszeit gibt an, wie viele Jahre eine Anlage benötigt, um die bei der Herstellung und der Entsorgung verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den eingesparten CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Betrieb zu kompensieren.

Im Szenario 1, bei dem sowohl Photovoltaikmodule als auch Batterien in China gefertigt werden, liegt die Amortisationszeit bei ca.16 Jahren. Wird dieselbe Anlage hingegen in Deutschland produziert, reduziert sich die Zeit auf ca.11 Jahre.

Gegenüber Szenario 1 zeigt Szenario 2 bereits eine deutliche Verbesserung. Durch optimierte Nutzung sinkt die Amortisationszeit auf 10,5 Jahre in China, während sie in Deutschland nur 7 Jahre beträgt. Szenario 3 liefert schließlich die besten Ergebnisse. Es basiert auf einem System mit 500 kWh Batteriespeicher. In diesem Fall beträgt die CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit 8,7 Jahre in China und 5,8 Jahre in Deutschland.

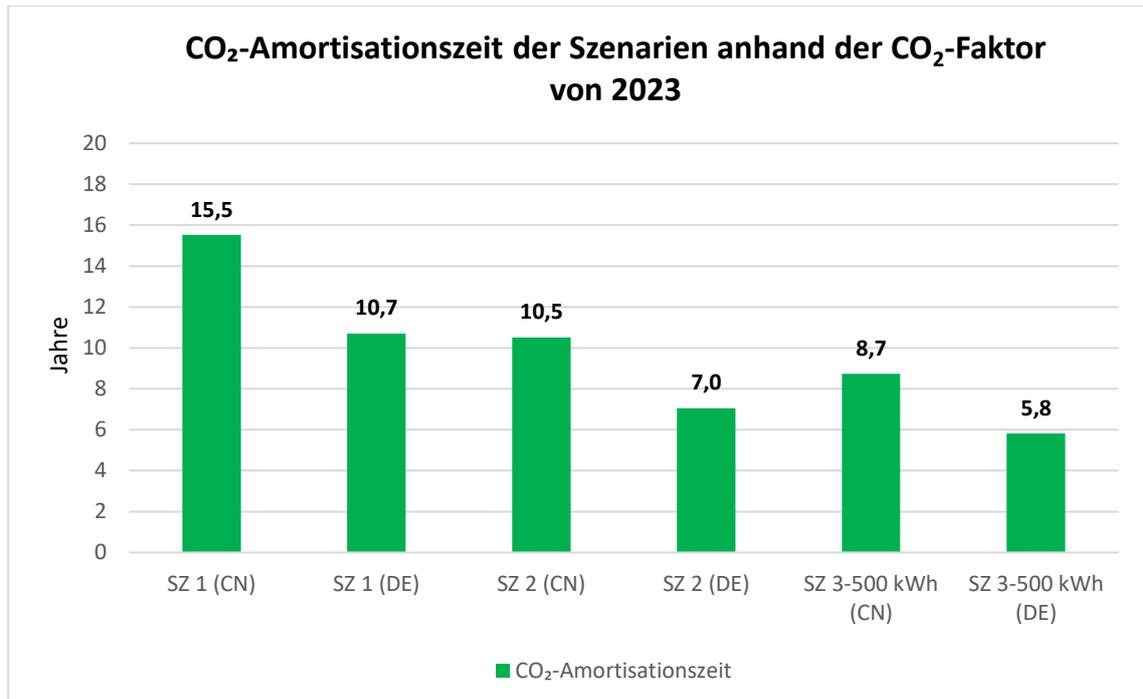


Abbildung 34: CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit der Szenarien abhängig von dem Wert der CO<sub>2</sub>-Faktor im Jahr 2023. (Eigene Darstellung)

Die Ergebnisse in der Abbildung 34 deutlichen, dass Photovoltaikanlagen mit Quartierspeichern die schnellste CO<sub>2</sub>-Amortisation aufweisen, da sie den größten Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten. Gleichzeitig beeinflussen die Wahl der Speichertechnologie und der Produktionsstandort der Speicher maßgeblich die Klimabilanz. Die lokale Produktion von Batteriespeichern reduziert den CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Herstellung erheblich und führt so zu einer schnelleren Amortisation der eingesparten Emissionen.

Es ist wichtig zu betonen, dass alle Berechnungen unter der Annahme durchgeführt werden, dass der CO<sub>2</sub>-Faktor des Strommixes konstant auf dem Niveau von 2023 bleibt. In der Realität wird der CO<sub>2</sub>-Faktor durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien voraussichtlich sinken, wodurch sich die Amortisationszeiten weiter verkürzen könnten.

Die CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit kann auch mithilfe der CO<sub>2</sub>-Faktor-Prognose bis 2050 berechnet werden. Die Berechnung erfolgt für drei Szenarien, basierend auf der Prognose des CO<sub>2</sub>-Faktors des Stromnetzes, der von 0,380 kg CO<sub>2</sub>/kWh im Jahr 2023 auf 0 kg CO<sub>2</sub>/kWh im Jahr 2050 sinkt. Im Basisszenario beträgt der jährliche Stromverbrauch 281,53 kWh. In Szenario 1, das eine Photovoltaikanlage ohne Speicher umfasst, liegt der Verbrauch bei 201,34 kWh. Szenario 2, das eine Photovoltaikanlage mit Heimspeicher beinhaltet, verbraucht 119,71 kWh. In Szenario 3 mit einer Photovoltaikanlage und einem Quartierspeicher beträgt der Stromverbrauch 76,06 kWh. Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen jedes Szenarios werden berechnet, indem der Stromverbrauch mit dem CO<sub>2</sub>-Faktor für die Jahre 2023, 2030, 2040 und 2050 multipliziert wird. Anschließend wird der Durchschnitt dieser Emissionen über die gesamte Zeitspanne berechnet.

Die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Faktors im deutschen Strommix von 2023 bis 2050 wird in dieser Arbeit nicht über einen Durchschnittswert dargestellt. Stattdessen erfolgt die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen über eine exponentielle Abnahme mit zwei Reduktionsphasen. Diese Methode bildet die reale Entwicklung des Strommixes genauer ab als ein arithmetisches Mittel. Für die Berechnung der jährlichen Reduktionsfaktoren wird folgende Exponentialformel verwendet.

$$\text{Jährliche Reduktionsfaktor} = \left( \frac{\text{CO}_2 \text{ Faktor im Zieljahr}}{\text{CO}_2 \text{ Faktor im Startjahr}} \right)^{\frac{1}{\text{Anzahl der Jahre}}}$$

Formel 9: Berechnung der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen über den Zeitraum 2023-2040.

Tabelle 13: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Faktoren für Strom von 2023 bis 2050. [24]

	<b>CO<sub>2</sub>-Faktoren</b>	<b>Einheit</b>
<b>2023</b>	ca.380	[g CO <sub>2</sub> /kWh]
<b>2030</b>	ca.170	[g CO <sub>2</sub> /kWh]
<b>2040</b>	ca.50	[g CO <sub>2</sub> /kWh]
<b>2050</b>	ca.0	[g CO <sub>2</sub> /kWh]

Die jährlichen Einsparungen ergeben sich aus der Differenz zwischen den durchschnittlichen Emissionen des Basisszenarios, das 89,76 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr verursacht, und den Emissionen der jeweiligen Szenarien. Da die Lebensdauer der Photovoltaikanlagen 30 Jahre beträgt, die der Heimspeicher jedoch nur 15 Jahre, wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoß für die Batterie in Szenario 2 verdoppelt, um den gesamten Zeitraum abzudecken. Abschließend wird der gesamte CO<sub>2</sub>-Ausstoß für die Herstellung und die Entsorgung der Photovoltaikanlagen und Speicher durch die jährlichen Einsparungen geteilt, um die CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit zu bestimmen.

Die Berechnung der Amortisationszeiten basiert auf der schrittweisen Reduktion des CO<sub>2</sub>-Faktors über die Jahre wie in der Tabelle 13 zu sehen. Im Jahr 2023 liegt dieser noch bei 380 g/kWh, sinkt jedoch durch kontinuierliche Reduktion bis 2030 auf 170 g/kWh. Bis 2030 beträgt die jährliche Reduktionsrate 4,3 %, danach sinkt sie auf 3,5 %. Diese Entwicklung beeinflusst die Amortisationszeiten, da mit abnehmendem CO<sub>2</sub>-Faktor auch die Einsparungen durch erneuerbare Energien geringer ausfallen.

In der Berechnung wird angenommen, dass es Von 2023 bis 2030 sinkt der CO<sub>2</sub>-Faktor jedes Jahr um 4,3 %. Das entspricht einem jährlichen Multiplikator von 0,957. Ab 2031 sinkt er nur noch um 3,5 % pro Jahr, mit einem Multiplikator von 0,965. Diese Reduktion Quote ist anhand die

Die Berechnung dieser Einsparung beruht auf der mathematischen Struktur einer geometrischen Reihe. In diesem Kontext verringert sich die jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparung durch den sinkenden Emissionsfaktor des Strommixes jedes Jahr um einen konstanten Prozentsatz. Dieser Rückgang wird durch einen festen Multiplikator beschrieben. In Phase 1 beträgt dieser  $q = 0,957$ , was einem Rückgang von 4,3 % pro Jahr entspricht.

Die Summenformel basiert auf dem Prinzip der endlichen geometrischen Reihe, da die jährliche Einsparung durch den CO<sub>2</sub>-Reduktionsfaktor des Strommixes regelmäßig sinkt.

$$\sum_{k=0}^n q^k = \frac{1 - q^{n+1}}{1 - q}, \text{ für } q \neq 1$$

Formel 10: Anwendung der geometrischen Summenformel auf die CO<sub>2</sub>-Einsparung. [74, 75]

In dieser Formel 10 steht  $q$  für den konstanten jährlichen Reduktionsfaktor des CO<sub>2</sub>-Faktors (z. B. 0,957 für 4,3 %), und  $n$  für die Anzahl der betrachteten Jahre minus eins. Die Formel berechnet die Summe einer Folge, bei der jedes Glied durch Multiplikation mit  $q$  aus dem vorherigen hervorgeht. Diese Struktur eignet sich zur Modellierung der jährlich sinkenden CO<sub>2</sub>-Vermeidung bei fortschreitender Dekarbonisierung des Strommixes.

In den ersten 7 Jahren (Phase 1) ergibt sich eine geometrische Reihe. Die CO<sub>2</sub>-Ersparnis jedes Jahr sinkt leicht und wird wie folgt berechnet wobei die  $S_0$  beschreibt die Einsparung der CO<sub>2</sub> anhand der der Angaben im ersten Jahr.

$$CO_2 \text{ Einsparung in 7 Jahre} = S_0 \times \frac{1 - 0,957^7}{1 - 0,957}$$

Wenn diese Summe bereits größer oder gleich der CO<sub>2</sub>-Herstellung und Entsorgung ist, dann ist die Amortisationszeit in Phase 1 und wird mit folgender Formel berechnet:

$$Amortisationszeit = \frac{\ln\left(1 - \frac{CO_2 \text{ Herstellung und Entsorgung} \times (1 - 0,957)}{S_0}\right)}{\ln(0,957)}$$

Falls die 7 Jahre nicht ausreichen, wird mit Phase 2 weitergerechnet:

Im Jahr 8 beginnt Phase 2 mit 3,5 % Reduktion pro Jahr. Die jährliche Ersparnis sinkt nun mit dem Faktor 0,965. Die erste Ersparnis in Phase 2 ist. [75]

$$S_8 = S_0 \times (0,957)^7 \times 0,965$$

Die kumulierte Ersparnis der Phase 2 (ab Jahr 8) wird ebenfalls mit einer geometrischen Reihe berechnet, und die zusätzlichen Jahre werden mit folgender Formel bestimmt:

$$Zusatzjahre = \frac{\ln\left(1 - \frac{Rest\_CO_2 \times 0,035}{S_0 * (0,957)^7}\right)}{\ln(0,965)}$$

In Szenario 1 wird eine Photovoltaikanlage mit 10 kWp pro Haus bei 36 Häusern betrachtet. Ein Batteriespeicher ist nicht vorhanden. Der Strombezug aus dem Netz sinkt durch die Photovoltaikanlage von 281,53 MWh auf 201,34 MWh im Jahr. Jährlich werden dadurch 80,19 MWh Strom weniger aus dem Netz bezogen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen verringern sich von 89,76 Tonnen auf 63,39 Tonnen pro Jahr. Es ergibt sich eine Einsparung von 26,37 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr.

Bei der Herstellung und Entsorgung der Photovoltaikanlagen in China entstehen einmalig 406,1 Tonnen CO<sub>2</sub>. Diese Emissionen sollen durch die jährlichen Einsparungen ausgeglichen werden. Das Ergebnis dieser Berechnung wird als CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit bezeichnet.

Für die Berechnung wird berücksichtigt, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro Kilowattstunde Strom jährlich sinkt. Bis 2030 wird ein Rückgang um 4,3 % pro Jahr angenommen, ab 2031 ein Rückgang um 3,5 % pro Jahr. Dadurch sinkt die jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparung im Laufe der Zeit.

Im ersten Jahr beträgt die Einsparung 26,37 Tonnen CO<sub>2</sub>. In den ersten 7 Jahren summiert sich die Einsparung auf etwa 162 Tonnen CO<sub>2</sub>. Die restlichen 243,69 Tonnen werden ab dem achten Jahr eingespart. Die Einsparung beginnt in Jahr 8 mit dem Wert aus Jahr 7, multipliziert mit dem Reduktionsfaktor 0,965. Jedes Jahr verringert sich die Einsparung weiter. Nach etwa 16,3 weiteren Jahren ist die Differenz vollständig ausgeglichen. Die gesamte CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit beträgt etwa 14,4 Jahre.

Wenn kein Rückgang des CO<sub>2</sub>-Faktors berücksichtigt wird, ergibt sich eine kürzere Amortisationszeit: 406,1 Tonnen geteilt durch 26,3 Tonnen pro Jahr ergeben etwa 15,5 Jahre. Die Berechnung mit den sinkenden Emissionsfaktoren zeigt eine längere, aber realistischere CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit. Erst nach dieser Zeit ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die Herstellung und Entsorgung der Photovoltaikanlagen sowie Batteriespeicher vollständig kompensiert.

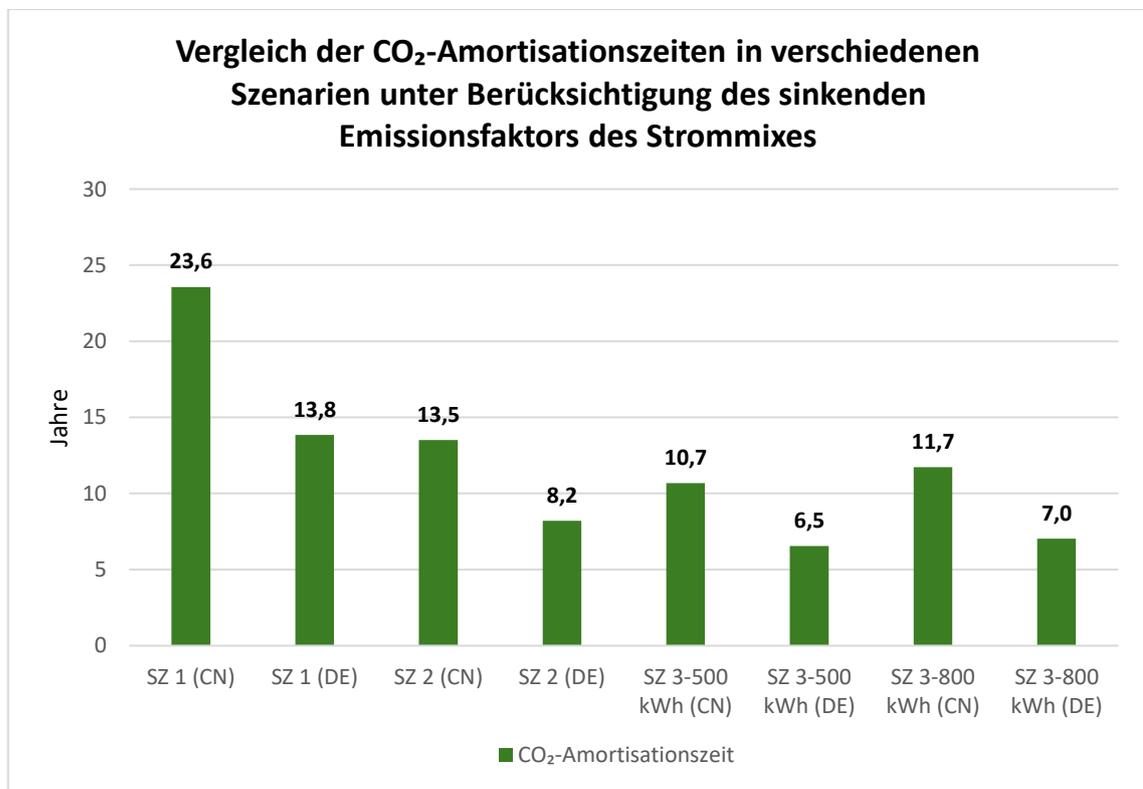


Abbildung 35: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Amortisationszeiten verschiedener Szenarien für PV- und Batteriespeicherlösungen in China und Deutschland. (Eigene Darstellung)

In der Abbildung 35 sind die Amortisationszeiten der Szenarien mit Berücksichtigung der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Faktor zu sehen. Im Szenario 1 eine Photovoltaikanlage ohne Batteriespeicher auf jedem der 36 Gebäude installiert wird. In China beträgt die Amortisationszeit 23,6 Jahre, in Deutschland hingegen nur 13,8 Jahre. Der Unterschied ist auf die geringeren Emissionen bei der Herstellung und Entsorgung in Deutschland zurückzuführen.

Während im Szenario 2 die Photovoltaikanlagen mit dezentralen Heimspeichern kombiniert werden. Dieser Einsatz erhöht den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in der Produktion, verbessert den Eigenverbrauch. Die Amortisationszeit beträgt in China 13,5 Jahre und in Deutschland 8,2 Jahre. Im Szenario 3 nutzt einen zentralen Quartierspeicher anstelle von Einzelspeichern. Zwei Speichergrößen werden betrachtet. Bei 500 kWh liegt die Amortisationszeit bei 10,7 Jahren in China und 6,5 Jahren in Deutschland. Bei 800 kWh beträgt sie 11,7 Jahre in China und 7,0 Jahre in Deutschland.

Gegenüber größeren Speichern schneiden kleinere Systeme besser ab. Während größere Batterien höhere Emissionen verursachen, sinkt die Amortisationszeit bei effizienter Nutzung deutlich. In allen Szenarien zeigt sich: Deutschland erreicht kürzere Amortisationszeiten, vor allem durch den emissionsärmeren Strommix und effizientere Produktion.

## 6 Schlussfolgerungen und Fazit

In diesem Abschnitt werden die zentralen Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse zusammengefasst und auf ihre ökologische Bedeutung hin bewertet. Ziel ist es, auf Grundlage der Datenauswertung konkrete Aussagen zur optimalen Speicherstrategie im untersuchten Quartier zu treffen. Dabei fließen alle Komponenten der Photovoltaikanlage einschließlich der Wechselrichter und Unterkonstruktion sowie die drei untersuchten Szenarien systematisch in die Bewertung ein.

Die Untersuchung verschiedener Energiespeicherlösungen in der Klimaschutzsiedlung Bergneustadt zeigt deutlich, dass die Integration eines Quartierspeichers gegenüber individuellen Heimspeichern und dem alleinigen Einsatz von Photovoltaikanlagen erheblichen Vorteile in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Einsparungen und Netzunabhängigkeit bietet. Dabei werden drei verschiedene Szenarien betrachtet und hinsichtlich ihrer ökologischen und energetischen Effizienz verglichen.

Im ersten Szenario (PV ohne Speicher) liegt der jährliche Netzstrombezug bei 201 MWh, was einem Autarkiegrad von 28 % und einem Eigenverbrauchsanteil von 15 % entspricht. Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Stromnutzung betragen 63,4 Tonnen, was bereits eine Einsparung von 29 % im Vergleich zum Basisszenario mit reinem Netzstrom bedeutet. Über 30 Jahre ergeben sich bei Produktion in Deutschland Emissionen von 278 Tonnen für die Komponenten und 1.902 Tonnen aus der Stromnutzung. Abzüglich direkter 791 Tonnen und indirekter Einsparungen durch die Einspeisung 3.203 Tonnen ergibt sich eine Netto-CO<sub>2</sub>-Bilanz von -1.824 Tonnen.

Die installierten Photovoltaikmodule weisen eine technische Lebensdauer von etwa 30 Jahren auf. Die verwendeten Wechselrichter erreichen abhängig vom Herkunftsland eine Lebensdauer von 20 Jahren (Deutschland) bis zu 25 Jahren (China) und müssen somit im Betriebszeitraum der Anlage mindestens einmal ersetzt werden. Die Unterkonstruktion der Photovoltaikanlage, meist aus Aluminium, ist korrosionsbeständig ausgeführt und besitzt eine Lebensdauer von mindestens 30 Jahren, wodurch sie über die gesamte Lebensdauer der Photovoltaikmodule hinweg eingesetzt werden kann.

Szenario 2 mit 36 dezentralen und 10 kWh-Heimspeichern verbessert den Autarkiegrad signifikant auf 60 % und erhöht den Eigenverbrauch auf 23 %. Der Netzstrombezug sinkt auf 123 MWh jährlich. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Stromverbrauch verringern sich auf 43,5 Tonnen pro Jahr, das entspricht einer Reduktion von 52 % gegenüber dem Basisszenario. Die Batterieproduktion verursacht jedoch zusätzlich 43,8 Tonnen CO<sub>2</sub>.

Dennoch fällt die Netto-CO<sub>2</sub>-Bilanz mit -2.047 Tonnen bei deutscher Produktion günstiger aus als im ersten Szenario.

Allerdings bringt diese Speicherlösung auch Nachteile mit sich. Die Herstellung und die Entsorgung der Batterien verursachen eine beträchtliche Menge an CO<sub>2</sub>-Emissionen,

insbesondere wenn die Batteriezellen in Ländern mit einem kohlenstoffintensiven Strommix, wie China, produziert werden. Die Analyse zeigt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Produktion in China einer einzigen 360 kWh-Batterie bei etwa 38,47 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent über die gesamte Lebensdauer liegen. Die installierten Heimspeicher erreichen eine technische Lebensdauer von 15 Jahren und müssen daher im Lauf der Betrachtungszeit einmal ersetzt werden. Alle Komponenten sind über den Analysezeitraum hinweg mehrfach relevant und beeinflussen sowohl Wartungszyklen als auch Systemeffizienz.

Das dritte Szenario mit zentraler 500 kWh-Quartierspeicher zeigt das beste Gesamtergebnis. Mit einem Autarkiegrad von ca. 70 % und einem Eigenverbrauchsanteil von 26 % reduziert sich der Netzstrombezug auf nur noch 84 MWh pro Jahr. Die daraus resultierenden Stromnutzungs-Emissionen betragen nur 30,4 Tonnen jährlich, was einer Einsparung von 66 % gegenüber dem Netzstrom-Basisszenario entspricht. Die Emissionen aus Herstellung und Entsorgung belaufen sich auf 340 Tonnen CO<sub>2</sub> (DE), wobei die Batterie 58 Tonnen davon ausmacht. Trotz dieser zusätzlichen Emissionen verbessert sich die Gesamtbilanz auf -2.187 Tonnen CO<sub>2</sub>.

Eine weitere Erhöhung auf 600 kWh reduziert den Netzbezug auf 80,21 MWh. Allerdings zeigt sich, dass ab einer Kapazität von 600 kWh kaum noch zusätzliche Vorteile erzielt werden, da der Reststromverbrauch nur noch minimal sinkt. Ab einer Speichergröße von etwa 800 kWh tritt ein deutlicher Sättigungseffekt ein. Diagramm 31 verdeutlicht, dass bei einer Speichergröße von 2.000 kWh keine weitere signifikante Verbesserung der CO<sub>2</sub>-Bilanz mehr stattfindet. Die zusätzlichen Kapazitäten führen zu einem höheren Materialeinsatz, ohne dass der Netzstrombezug weiter reduziert werden kann. Daher wird ein Bereich zwischen 400 und 600 kWh als optimal identifiziert.

Für den Betrieb des zentralen Quartierspeichers ist zusätzlich ein eigener Wechselrichter erforderlich. Der Umrechnungsfaktor liegt laut in kg CO<sub>2</sub>/kW Wechselrichterleistung durch Lineare Gleichung berechnet. Die eingesetzten heimischen Wechselrichter entsprechen dabei den gleichen technischen Parametern wie in den übrigen Szenarien. Ihre Lebensdauer beträgt 20 Jahre bei deutscher und 25 Jahre bei chinesischer Fertigung. Für große zentrale Wechselrichter, wie sie bei Quartierspeichern eingesetzt werden, wird eine Lebensdauer von 30 Jahren angenommen.

Auch in diesem Szenario beträgt die Lebensdauer der verwendeten Photovoltaikmodule 30 Jahre, ebenso wie die der Aluminium-Unterkonstruktion. Der zentrale Batteriespeicher besitzt eine Lebensdauer von 15 Jahren und wird im Betrachtungszeitraum einmal ersetzt. Die Systemkomponenten sind über die 30-jährige Analysezeit hinweg aufeinander abgestimmt und beeinflussen sowohl die Systemeffizienz als auch die Wartungszyklen.

Werden die Produktionsstandorte verglichen, zeigt sich, dass die CO<sub>2</sub>-Bilanz bei deutscher Herstellung in allen Szenarien deutlich besser ist als bei Fertigung in China. Dies

liegt am emissionsärmeren Strommix in Deutschland. Während Szenario 3 in Deutschland eine Netto-CO<sub>2</sub>-Bilanz von -2.187 Tonnen erreicht, beträgt sie in China -1.947 Tonnen. Die Differenz erklärt sich durch höhere Herstellungsemissionen bei chinesischer Produktion, insbesondere bei Wechselrichtern und Batterien.

Eine Betrachtung der Verbraucher zeigt, dass alle Stromnutzungsbereiche wie Haushalte, Wärmepumpen und Wallboxen, stark vom Einsatz eines Speichers profitieren. Besonders deutlich ist dies bei der Wallbox, deren CO<sub>2</sub>-Emissionen im besten Fall um 64 % sinken. Die Haushaltslast reduziert sich um 53 %, die Emissionen der Wärmepumpe um 34 %.

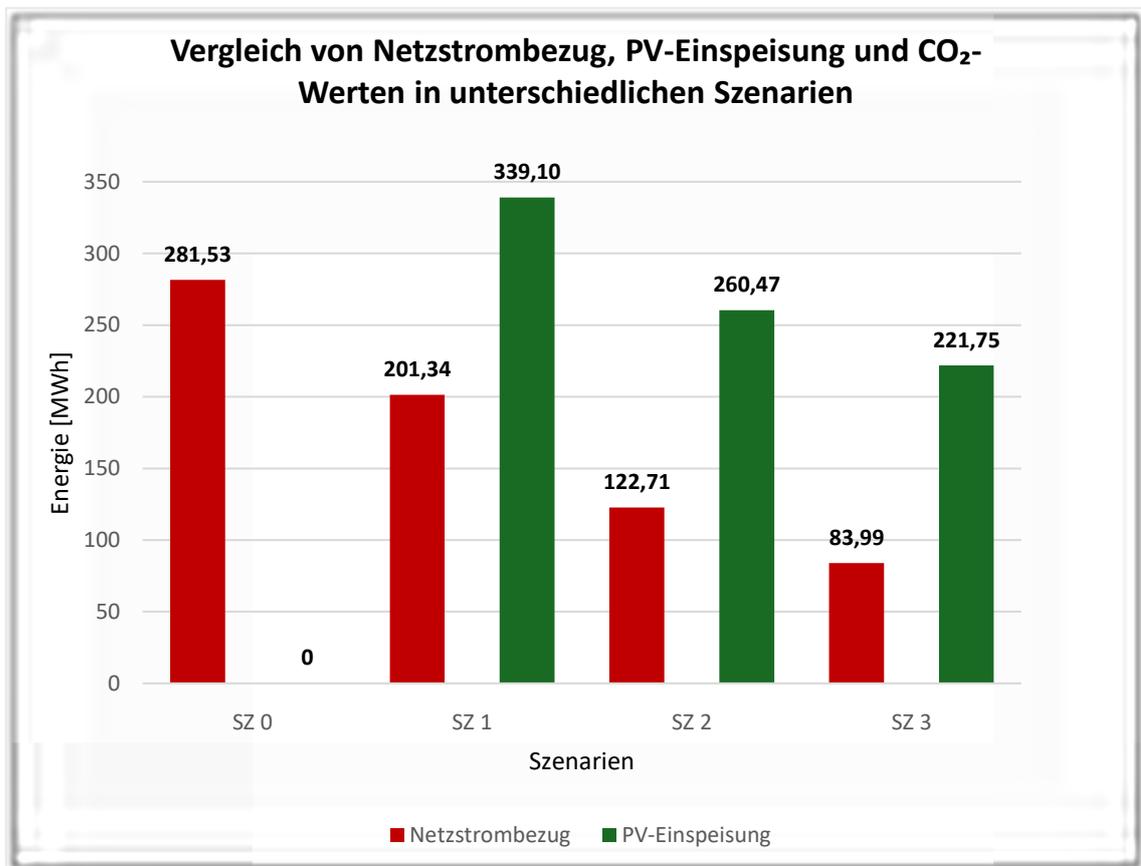


Abbildung 36: Vergleich der jährlichen Netzstrombezüge, PV-Einspeisungen in vier Energieszenarien des Quartiers. (Eigene Darstellung)

Wie in der Abbildung 36 zu sehen, dass der Netzstrombezug im Basis-Szenario ohne Photovoltaik rund 282 MWh am höchsten ist. Wodurch jährlich 89,76 Tonnen CO<sub>2</sub> entstehen.

Im ersten Vergleichsszenario mit Photovoltaikanlage, jedoch ohne Speicher, sinkt der Netzstrombezug deutlich auf rund 201 MWh. Gleichzeitig werden etwa 339 MWh ins Netz eingespeist, was eine indirekte Einsparung von 106,76 Tonnen CO<sub>2</sub> ermöglicht. Die direkten Emissionen reduzieren sich auf 63,39 Tonnen. Im Vergleich zum Basisszenario führt der Einsatz von Photovoltaik bereits zu einer spürbaren Verbesserung der Klimabilanz.

Wird im zweiten Szenario zusätzlich ein Heimspeicher integriert, verringert sich der Netzstrombezug weiter auf etwa 123 MWh. Die Einspeisemenge sinkt zwar auf 260 MWh, wodurch die indirekte CO<sub>2</sub>-Einsparung auf 76,11 Tonnen abnimmt, jedoch reduziert sich der direkte CO<sub>2</sub>-Ausstoß nochmals auf 43,47 Tonnen pro Jahr. Gegenüber dem ersten Photovoltaik-Szenario zeigt sich hier ein klarer Vorteil durch die höhere Autarkiegrad.

Im dritten Szenario kommt ein zentraler Quartierspeicher mit 500 kWh-Kapazität zum Einsatz. Der Netzstrombezug ist mit nur noch 84 MWh am niedrigsten, ebenso wie die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen mit 30,5 Tonnen. Die Einspeisung beträgt etwa 222 MWh, was eine indirekte CO<sub>2</sub>-Einsparung von 69,81 Tonnen bewirkt. Verglichen mit dem Heimspeicher-Szenario ermöglicht der Quartierspeicher eine noch effizientere Nutzung des selbst erzeugten Stroms und minimiert die CO<sub>2</sub>-Emissionen weiter.

Mit jedem weiteren Szenario nimmt der Netzstrombezug ab. Grund dafür ist die zunehmende Nutzung von Photovoltaikenergieerzeugung direkt im Quartier. Durch diesen Eigenverbrauch sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb des Quartiers deutlich. Der Solarstrom, der nicht vor Ort genutzt wird, wird ins öffentliche Netz eingespeist. Diese Einspeisung wirkt sich zwar nicht unmittelbar auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Quartiers aus, trägt aber zur Verringerung der Emissionen in anderen Regionen bei. Dort ersetzt der eingespeiste Strom aus fossilen Kraftwerken.

So entstehen indirekte CO<sub>2</sub>-Einsparungen, die zwar außerhalb des Quartiers wirken, aber zur übergeordneten Klimabilanz beitragen. Eine noch stärkere CO<sub>2</sub>-Reduktion wäre möglich, wenn ein größerer Teil des eingespeisten Solarstroms in benachbarten Quartieren genutzt würde.

Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Amortisationszeiten zeigt deutliche Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien und Ländern. Die Amortisationszeit beschreibt dabei den Zeitraum, in dem die durch den Betrieb der Photovoltaikanlage eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen jene Emissionen aus Herstellung und Entsorgung der Systemkomponenten vollständig kompensieren.

In dieser Betrachtung wird ausschließlich der direkten Einsparung berücksichtigt, also die Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Netzstrombezug im Vergleich zum Basisszenario ohne PV-Anlage. Indirekte Einsparungen werden nicht in die Amortisationsberechnung einbezogen.

Diese Einschränkung bedeutet, dass die hier angegebenen Amortisationszeiten konservativ zu verstehen sind. In der Realität könnte sich die CO<sub>2</sub>-Amortisation durch indirekte Effekte zusätzlich verkürzen.

Für Szenario 1 beträgt die CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit 15,5 Jahre in China und ca. 10,7 Jahre in Deutschland. Hierbei zeigt sich bereits ein Vorteil des deutschen Strommixes, der durch den höheren Anteil erneuerbarer Energien zu einer kürzeren Amortisationszeit führt.

Szenario 2 verkürzt die Amortisationszeit weiter. In China liegt sie bei 10,5 Jahren, in Deutschland bei nur 7 Jahren. Der Heimspeicher ermöglicht eine bessere Eigenverbrauchsquote, wodurch der Bezug von Netzstrom sinkt.

Die besten Ergebnisse werden mit Szenario 3 mit 500 kWh-Quartierspeicher erreicht. Hier reduziert sich die CO<sub>2</sub>-Amortisationszeit auf 8,7 Jahre in China und nur 5,8 Jahre in Deutschland. Quartierspeicher nutzen den Photovoltaik-Strom besonders effizient, da sie größere Mengen speichern und flexibler für die Versorgung der Nutzer eingesetzt werden können.

Die Prognosen in Deutschland zum CO<sub>2</sub>-Faktor im Stromnetz bis 2050 zeigen zudem eine kontinuierliche Reduktion. Während in der Literatur vom 2023 noch ein Wert von ca. 380 g CO<sub>2</sub>/kWh vorlag, wird bis 2030 eine jährliche Reduktionsrate von 4,3 % pro Jahr erwartet, ab 2031 beträgt die Reduktion 3,5 % pro Jahr. Dies bedeutet, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromnetzes langfristig abnehmen wird, was sich ebenfalls positiv auf die Amortisationszeiten der Photovoltaikanlagen und Speicher auswirkt.

Im Jahr 2023 lag der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Faktor der Stromerzeugung laut 50-Hertz bei rund 314,15 g CO<sub>2</sub>/kWh. Durch die Berücksichtigung der kontinuierlichen Reduktion des CO<sub>2</sub>-Faktors ergeben sich für Szenario 1 (Photovoltaikanlage ohne Speicher) CO<sub>2</sub>-Amortisationszeiten von 23,6 Jahren in China und 13,8 Jahren in Deutschland.

Bei der Integration eines Heimspeichers (Szenario 2) verkürzt sich die Amortisationszeit auf 13,5 Jahre in China und 8,2 Jahre in Deutschland. Heimspeicher ermöglichen eine bessere Eigenverbrauchsnutzung und reduzieren so die Strombezugsemissionen.

Die Nutzung eines Quartierspeichers mit 500 kWh Kapazität (Szenario 3) führt zu weiteren Verbesserungen. Hier sinken die Amortisationszeiten auf 10,7 Jahre in China und 6,5 Jahre in Deutschland.

Im Vergleich zu den Werten auf Basis des CO<sub>2</sub>-Faktors von 2023 verdeutlicht dies, dass mit fortschreitender Dekarbonisierung des Stromsektors der ökologische Vorteil zusätzlicher Speichertechnologien tendenziell abnimmt, insbesondere bei sehr großen Speichereinheiten mit hohen Herstellungsemissionen.

Insgesamt zeigt der Vergleich, dass Speicherlösungen, insbesondere Quartierspeicher, aktuell eine deutliche Verbesserung der Klimabilanz ermöglichen. Langfristig jedoch, mit sinkender CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromnetzes, muss die ökologische Sinnhaftigkeit solcher Investitionen unter veränderten Rahmenbedingungen neu bewertet werden. Besonders relevant bleibt der Produktionsstandort: Deutschland schneidet in allen Szenarien besser ab als China, was auf den höheren Anteil erneuerbarer Energien im Strommix und die damit verbundenen geringeren indirekten Emissionen zurückzuführen ist.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass Szenario 3 mit Quartierspeicher die ökologisch und systemisch sinnvollste Lösung darstellt. Es bietet die höchste CO<sub>2</sub>-Einsparung, die kürzeste Amortisationszeit und die beste Nutzung der installierten PV-Leistung. Die Kombination aus hoher Autarkie, geringer Netzlast und geringeren Gesamtemissionen

über den Lebenszyklus macht diese Option besonders attraktiv, sowohl für Klimaschutz als auch für die Netzstabilität.

Für eine nachhaltige und zukunftsorientierte Quartierslösung wird Szenario 3 (PV-Anlage mit zentralem Quartierspeicher von 500 kWh) empfohlen. Dieses Szenario erzielt die höchste CO<sub>2</sub>-Einsparung über die gesamte Lebensdauer, weist die kürzeste Amortisationszeit auf und reduziert die Netzstromnutzung am effektivsten. Der zentrale Speicher nutzt die erzeugte PV-Energie optimal, erhöht den Autarkiegrad deutlich und senkt langfristig die Stromkosten. Zudem bietet die zentrale Speicherlösung Vorteile bei Wartung, Betrieb und technischer Kontrolle. Aus ökologischer und wirtschaftlicher Sicht stellt Szenario 3 die effizienteste und nachhaltigste Option dar.

## Literaturverzeichnis

### Literaturverzeichnis

- [1] KNOEFEL, Jan ; HERRMANN, Benjamin: Technisch-ökonomische Bewertung von Quartierspeichern. : Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit und der regionalökonomischen Effekte von Quartierspeichern. URL [https://www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/BILDER\\_und\\_Downloaddateien/Publikationen/2021/Knoefel\\_Herrmann\\_2021\\_Technisch\\_oekonomische\\_Bewertung\\_von\\_Quartierspeichern.pdf](https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2021/Knoefel_Herrmann_2021_Technisch_oekonomische_Bewertung_von_Quartierspeichern.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2021-02-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [2] M.ENG. VERENA FLURI: *Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher*. URL [https://www.zhb-flensburg.de/fileadmin/content/spezial-einrichtungen/zhb/dokumente/dissertationen/fluri/fluri-2019-wirtschaftlichkeit-dez-stromspeicher.pdf?utm\\_source](https://www.zhb-flensburg.de/fileadmin/content/spezial-einrichtungen/zhb/dokumente/dissertationen/fluri/fluri-2019-wirtschaftlichkeit-dez-stromspeicher.pdf?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2019-01-25 – Überprüfungsdatum 2025-03-10
- [3] FRIEDER SCHNABEL, Katrin Kreidel: *Ökonomische Rahmenbedingungen für Quartierspeicher : Analyse der ökonomisch relevanten Kenngrößen für Energiedienstleistungen*. URL [https://www.esquire-projekt.de/fileadmin/esquire/Datein/Schnabel\\_Arbeitspapier\\_%C3%B6konom.\\_Rahmenbedingungen\\_Esquire.pdf](https://www.esquire-projekt.de/fileadmin/esquire/Datein/Schnabel_Arbeitspapier_%C3%B6konom._Rahmenbedingungen_Esquire.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2018-12-03 – Überprüfungsdatum 2025-03-10
- [4] KNOEFEL, Jan ; SCHNABEL, Frieder: *Gemeinschaftlich genutzte Stromspeicher im Quartier*. URL [https://www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/DOKUMENTE/Publikationen/2021/Knoefel\\_\\_Jan\\_Gemeinschaftlich\\_genutzte\\_Stromspeicher\\_im\\_Quartier.pdf](https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/DOKUMENTE/Publikationen/2021/Knoefel__Jan_Gemeinschaftlich_genutzte_Stromspeicher_im_Quartier.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2021-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-30
- [5] SARAH HENNI, Michael Schäffer: *Storage in The Loop (StiL)*. URL [https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10452-StiL.pdf?utm\\_source](https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10452-StiL.pdf?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 0.09.2022 – Überprüfungsdatum 2025-03-10
- [6] ULMER INITIATIVKREIS NACHHALTIGE WIRTSCHAFTSENTWICKLUNG E. V.: *Quartierspeicher Ulm*. URL [https://www.unw-ulm.de/wp-content/uploads/2020/02/200207\\_Abschlussbericht\\_QSpeicher.pdf?utm\\_source](https://www.unw-ulm.de/wp-content/uploads/2020/02/200207_Abschlussbericht_QSpeicher.pdf?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2020-02-07
- [7] BREMER ENERGIE-KONSENS GMBH: *Leitfaden zur Erstellung von Klimaschutzsiedlungen in Bremen und Bremerhaven*. URL <https://energiekonsens.de/bau-fachleute/zertifizierung-fur-siedlungsbau>. – Aktualisierungsdatum: 2019-10-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-20
- [8] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Photovoltaics Report informiert über Fakten zur Solarenergie weltweit*. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2021/photovoltaics-report-informiert-ueber-fakten-zur-solarenergie-weltweit.html>. – Aktualisierungsdatum: 2021-07-27 – Überprüfungsdatum 2025-03-01

- [9] SOLARENERGIE.DE REDAKTION: *Wirkungsgrad von Solarzellen-So effizient arbeiten PV-Module*. URL <https://www.solarenergie.de/solarmodule/wirkungsgrad-von-solarzellen>. – Aktualisierungsdatum: 2025-04-14 – Überprüfungsdatum 2025-01-30
- [10] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Europäische Glas-Glas PV-Module sind besonders klimafreundlich*. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2021/europaeische-glas-glas-pv-module-sind-besonders-klimafreundlich.html>. – Aktualisierungsdatum: 2021-09-23 – Überprüfungsdatum 01.30.2025
- [11] SOLARWATT GMBH: *Glas-Glas-Module im Test*. URL <https://www.solarwatt.de/ratgeber/glas-glas-module-im-test>. – Aktualisierungsdatum: 2025-05-25 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [12] GREENHOUSE MEDIA GMBH: *Glas-Glas-Module: Aufbau, Vor- & Nachteile und Kosten-Vergleich*. URL <https://photovoltaik.org/photovoltaikanlagen/solarmodule/glas-glas-module>. – Aktualisierungsdatum: 2025-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [13] LIESINGER, Walter: *Gebäudeintegrierte Photovoltaik: Lebenszyklus und Ökobilanz ausgewählter Photovoltaik-Systeme*. URL <https://repositum.tuwien.at/handle/20.500.12708/3704>. – Aktualisierungsdatum: 2015-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-30
- [14] OVAITT, Samuel ; MIRLETZ, Holger ; SEETHARAMAN, Saravana ; BARNES, Teresa: *PV in the Circular Economy: A Dynamic Framework Analyzing Technology Evolution and Reliability Impacts*. URL <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.103488>. – Aktualisierungsdatum: 2022-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-05-10
- [15] STUCKI, Mathias ; GÖTZ, Michael ; WILD-SCHOLTEN, Mariska de ; FRISCHKNECHT, Rolf.: *Life Cycle Assessment and Circular Economy for Solar PV*. URL [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/05/Slides\\_IEA-PVPS-T12\\_Fact-Sheet-update-2023\\_v2.0.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/05/Slides_IEA-PVPS-T12_Fact-Sheet-update-2023_v2.0.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2024-08-19 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [16] PV MAGAZINE DEUTSCHLAND: *UBA-Ökobilanz: Photovoltaik-Anlagen amortisieren sich energetisch nach maximal 2,1 Jahren*. URL [https://www.pv-magazine.de/2021/05/21/uba-oekobilanz-photovoltaik-anlagen-amortisieren-sich-energetisch-nach-maximal-21-jahren/?utm\\_source](https://www.pv-magazine.de/2021/05/21/uba-oekobilanz-photovoltaik-anlagen-amortisieren-sich-energetisch-nach-maximal-21-jahren/?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2021-05-21 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [17] V. PAWLIK: *Größte Solarzellenhersteller weltweit nach Absatz 2023*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/163986/umfrage/weltweit-groesste-hersteller-von-solarzellen/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-09-02 – Überprüfungsdatum 2025-03-01

- [18] UMWELTBUNDESAMT: *Photovoltaik*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik#F%C3%B6rderung>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-26 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [19] ASTRID ALLESCH, DAVID LANER, CAROLINE ROITHNER, KARIN FAZENI-FRAISL, JOHANNES LINDORFER, SIMON MOSER, MARKUS SCHWARZ: *Urban Mining – Energie- und Ressourceneinsparung durch Urban Mining-Ansätze*. URL [https://www.researchgate.net/publication/333395218\\_Urban\\_Mining\\_-\\_Energie-\\_und\\_Ressourceneinsparung\\_durch\\_Urban\\_Mining-Ansatze/link/5ceb8730299bf14d95bd4912/download?\\_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6InB1YmXPY2F0aW9uIiwicGFnZSI6InB1YmXPY2F0aW9uIn19](https://www.researchgate.net/publication/333395218_Urban_Mining_-_Energie-_und_Ressourceneinsparung_durch_Urban_Mining-Ansatze/link/5ceb8730299bf14d95bd4912/download?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6InB1YmXPY2F0aW9uIiwicGFnZSI6InB1YmXPY2F0aW9uIn19). – Aktualisierungsdatum: 2019-05-20 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [20] SIMON YUEN: *China to build solar recycling system by 2025*. URL <https://www.pv-tech.org/china-to-build-solar-recycling-system-by-2025/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-08-21 – Überprüfungsdatum 20.30.2025
- [21] KIM, Dongyoung: *Recycling solar panels – Completing the sustainability cycle of photovoltaic power generation*. URL <https://www.r-e-a.net/guest-blog-recycling-solar-panels-completing-the-sustainability-cycle-of-photovoltaic-power-generation/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-03
- [22] FRISCHKNECHT, Rolf ; STOLZ, Patrick ; WAMBACH, Klaus: *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems*. Paris, Frankreich, 2020
- [23] MINISTERIUM FÜR ÖKOLOGIE UND UMWELT DER VOLKSREPUBLIK CHINA: *关于做好2023—2025年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知*. URL <https://www.ccchina.org.cn/Detail.aspx?newsId=74364>. – Aktualisierungsdatum: 2023-02-07 – Überprüfungsdatum 2025-05-01
- [24] AGORA VERKEHRSWENDE: *E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit : Was strombasierte synthetische Kraftstoffe für die Energiewende im Verkehr leisten können – und was nicht*. URL [https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels\\_zwischen\\_Wunsch\\_und\\_Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf&ved=2ahUKEwiDnZKz\\_rAMAxS2gIHHacvF4IQFnoECBsQAQ&usg=AOvVaw2jJUQxo5IBfyWeKGnyvkBD](https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels_zwischen_Wunsch_und_Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf&ved=2ahUKEwiDnZKz_rAMAxS2gIHHacvF4IQFnoECBsQAQ&usg=AOvVaw2jJUQxo5IBfyWeKGnyvkBD). – Aktualisierungsdatum: 2023-08-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-20
- [25] DODD, Nicholas ; ESPINOSA, Nieves ; VAN TICHELEN, Paul ; PEETERS, Karolien: *Preparatory study for solar photovoltaic modules, inverters and systems – Draft Report Task 5*. URL [https://susproc.jrc.ec.europa.eu/product-bureau/sites/default/files/contenttype/product\\_group\\_documents/1581689975/DraftReport\\_Task5.pdf](https://susproc.jrc.ec.europa.eu/product-bureau/sites/default/files/contenttype/product_group_documents/1581689975/DraftReport_Task5.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2019-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-05-01

- [26] FRONIUS INTERNATIONAL GMBH: *Lebenszyklusanalyse Fronius Symo GEN24 10.0 Plus : CO<sub>2</sub>-Fußabdruck über den gesamten Produktlebenszyklus*. URL <https://www.fronius.com/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-04-30
- [27] HUAWEI TECHNOLOGIES CO., LTD.: *Product Carbon Footprint Report SUN2000-10KTI-M1*. Dongguan, China
- [28] PROBST, Lukas ; LIARDET, Louis ; ROUFFAUD, Gaël: *Ökobilanz eines Solarwechselrichters*. URL <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/40ae7d2c-e6c7-4fbb-ad9e-ae855038d0d5/download>. – Aktualisierungsdatum: 2019-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-05-01
- [29] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: *Life Cycle Assessment Sunny Central 4600 UP : Zusammenfassung der Umweltwirkungen über den Lebenszyklus*. URL <http://www.sma.de/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-04-01
- [30] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: *Life Cycle Assessment Sunny Highpower PEAK3 : Analyse der Umweltauswirkungen eines String-Wechselrichters*. URL <http://www.sma.de/>. – Aktualisierungsdatum: 2021-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-04-01
- [31] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE: *Emissionsfaktoren für Energieeinsatz und Prozesse*. URL [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew\\_infoblatt\\_co2\\_faktoren\\_2024.pdf](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2024.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2024-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-01-01
- [32] HOU, Tianqi ; ZHANG, Lin ; YUAN, Yunyue ; YANG, Ying ; NA, Haowei: Review of the Chinese Aluminum Industry's Low-Carbon Development Driven by Carbon Tariffs : Challenges and Strategic Responses. In: *Processes (Processes)*, Nr. 12. URL <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2707> – Überprüfungsdatum 2025-05-16
- [33] REINER KORTHAUER (HRSG.) (Hrsg.): *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien* : Springer Vieweg, 2013
- [34] BATTERY UNIVERSITY: *BU-205: Types of Lithium-ion*. URL <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>. – Aktualisierungsdatum: 08.012.2023 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [35] EPE, Benedikt ; COLLATH, Carolin ; U. A.: *Stationäre Batteriespeicher in Deutschland – Aktuelle Entwicklungen und Trends*. URL <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1601843>. – Aktualisierungsdatum: 2025-04-14 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [36] REMONDIS SUSTAINABLE SERVICES GMBH: *Quartierspeicher für Kommunen*. URL <https://www.klimaschutz-kommune.de/trend/quartierspeicher-fuer-kommunen/>. – Aktualisierungsdatum: 2022-07-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-01

- [37] SASCHA BEVERUNGEN: *LFP vs. NMC: Welcher Akkutyp ist besser?* URL <https://senec.com/de/magazin/lfp-vs-nmc>. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-28 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [38] K. SCHOLLE: *Lithium-Ionen-Batterien: Produktion nach Ländern weltweit*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1323944/umfrage/lithium-ionen-batterien-produktion-nach-laendern/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-07-05 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [39] K. SCHOLLE: *Weltmarktanteile der größten Hersteller von Lithium-Ionen-Batterien in 2023*. URL [https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1326910/umfrage/groesste-produzenten-von-lithium-ionen-batterien-nach-marktanteilen/?utm\\_source](https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1326910/umfrage/groesste-produzenten-von-lithium-ionen-batterien-nach-marktanteilen/?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2024-07-09 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [40] JAN FIGGENER, CHRISTOPHER HECHT, DIRK SAUER: *Rekordjahr im Speichermarkt: Privathaushalte tragen 2021 Gesamtzubau von rund 1,4 Gigawattstunden*. URL [https://www.pv-magazine.de/2022/03/15/rekordjahr-im-speichermarkt-privathaushalte-tragen-2021-gesamtzubau-von-rund-14-gigawattstunden/?utm\\_source](https://www.pv-magazine.de/2022/03/15/rekordjahr-im-speichermarkt-privathaushalte-tragen-2021-gesamtzubau-von-rund-14-gigawattstunden/?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2022-03-15 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [41] GÄHRS, Swantje ; HOFFMANN, Esther: *Stromspeicher im Quartier: Aktuelle Herausforderungen und Geschäftsmodelle in Deutschland*. URL [https://www.esquire-projekt.de/fileadmin/esquire/Dateien/gaehrs\\_hoffmann\\_e-m-w\\_energie-markt-wettbewerb.pdf](https://www.esquire-projekt.de/fileadmin/esquire/Dateien/gaehrs_hoffmann_e-m-w_energie-markt-wettbewerb.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2018-02-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [42] WAWER, Tim ; HALSTRUP, Dominik: *Quartierspeicher: Definition, rechtlicher Rahmen und Perspektiven*. In: *Ökologisches Wirtschaften* (2018), S. 24–28. URL <https://www.oekologisches-wirtschaften.de/index.php/oew/article/view/1482/1453>
- [43] DIORIO, N., DOBOS, A., & JANZOU, S.: *Economic Analysis Case Studies of Battery Energy Storage with SAM*. URL <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64987.pdf>. – Aktualisierungsdatum: 2015-11-01 – Überprüfungsdatum 2025-01-01
- [44] CARMEN E.V.: *Unterscheidungsmerkmale bei Batteriespeichern*. URL <https://www.carmen-ev.de/2020/04/10/unterscheidungsmerkmale-bei-batteriespeichern>. – Aktualisierungsdatum: 2020-04-10 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [45] PV MAGAZINE DEUTSCHLAND REDAKTION: *Kapazitätsangaben in Datenblättern: Eine verlässliche Grundlage für die Heimspeicherwahl*. URL <https://www.pv-magazine.de/2024/02/15/kapazitaetsangaben-in-datenblaettern-eine-verlaessliche-grundlage-fuer-die-heimspeicherwahl>. – Aktualisierungsdatum: 2024-02-15 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [46] MICHAEL SCHOSSIG (Hrsg.) (Hrsg.): *Planung von Photovoltaik-Anlagen*. 2. Aufl. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2019
- [47] JONAS CONSTANTIN QUERNHEIM: *Potentialanalyse von Betriebsstrategien eines elektrischen Quartierspeichers für eine Klimaschutzsiedlung*. URL

- [https://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2024-11-Quernheim/Quernheim-Betriebsstrategien\\_fuer\\_Quartierspeicher.htm](https://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2024-11-Quernheim/Quernheim-Betriebsstrategien_fuer_Quartierspeicher.htm). – Aktualisierungsdatum: 2024-11-04 – Überprüfungsdatum 2025-03-30
- [48] SELFIO SE: *Autarkiegrad & Eigenverbrauchsquote bei Photovoltaik*. URL <https://www.selfio.de/photovoltaik-leitfaden/effizienz/autarkie/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [49] NRG-PROJEKT: *Deckungsgrad*. URL <https://nrg-projekt.de/glossar/deckungsgrad/>. – Aktualisierungsdatum: 2012 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [50] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Life Cycle Assessment of Lithium-Ion Batteries and Battery Packs*. URL [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE\\_Study\\_LCA-Lithium-Ion-Batteries.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Study_LCA-Lithium-Ion-Batteries.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2020-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-01-01
- [51] TRANSPORT & ENVIRONMENT: *Europäische Batterieproduktion könnte CO<sub>2</sub>-Einsparungen von bis zu 60 % gegenüber Herstellung in China bringen – Analyse*. URL <https://www.transportenvironment.org/te-deutschland/articles/europaeische-batterieproduktion-koennte-co2-einsparungen-von-bis-zu-60-gegenueber-herstellung-in-china-bringen-analyse>. – Aktualisierungsdatum: 2024-05-13 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [52] JOHANNESSON, Lina ; SAMANIEGO HERRERA, Álvaro ; ELGER, Dennis: *Environmental impact of Li-ion batteries – LCA report*. URL [https://research.chalmers.se/publication/540568/file/540568\\_Fulltext.pdf](https://research.chalmers.se/publication/540568/file/540568_Fulltext.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2023-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-30
- [53] MIA ROMARE, Lisbeth Dahllöf (Hrsg.): *The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries: A Study with Focus on Current Technology and Batteries for Light-Duty Vehicles*, 2017
- [54] MARIA MARTINEZ: *German economy minister urges China to shift from coal power*. URL <https://www.reuters.com/business/environment/german-minister-says-china-indispensable-achieve-climate-goals-2024-06-23/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-06-23 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [55] EMBER: *Power sector carbon intensity in China from 2000 to 2023*. URL <https://www.statista.com/statistics/1300419/power-generation-emission-intensity-china/>. – Aktualisierungsdatum: 2024-06-11 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [56] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung in China, 2014-2026*. URL [https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/co2-emissions-from-electricity-generation-in-china-2014-2026?utm\\_source](https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/co2-emissions-from-electricity-generation-in-china-2014-2026?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2024-01-18 – Überprüfungsdatum 2025-03-01

- [57] VDI NACHRICHTEN: *Energieverbrauch von Batteriefabriken ist riesig, doch es gibt Hoffnung*. URL <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/energieverbrauch-von-batteriefabriken-ist-riesig-doch-es-gibt-grosses-einsparpotenzial/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-09-29 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [58] KLIMABILANZ VON ELEKTROAUTOS 2019, SEITE 45: Zusammensetzung der Treibhausgas-Emissionen in der Herstellung von Batterien für Elektroautos nach Bestandteilen/Fertigungsschritten. URL [https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1074324/umfrage/zusammensetzung-der-co2-emissionen-bei-der-herstellung-von-e-autobatterien/?utm\\_source](https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1074324/umfrage/zusammensetzung-der-co2-emissionen-bei-der-herstellung-von-e-autobatterien/?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2024-07-05 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [59] WIETSCHEL, Martin ; KÜHNBACH, Matthias ; LINDER, Stephan ; WESSELAK, Viktor: *Klimabilanz von Elektroautos – Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial*. URL <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimabilanz-von-elektroautos>. – Aktualisierungsdatum: 2019-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-04-01
- [60] MORITZ GUTSCH ; JENS LEKER: *Global warming potential of lithium-ion battery energy storage systems: A review*. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X22010325>. – Aktualisierungsdatum: 2022-06-10 – Überprüfungsdatum 2025-03-01
- [61] LEOPOLD PEISELER, VANESSA SCHENKER, KARIN SCHATZMANN, STEPHAN PFISTER, VANESSA WOOD, TOBIAS SCHMIDT: *Carbon footprint distributions of lithium-ion batteries and their materials*. In: *Nature Communications* (2024). URL <https://doi.org/10.1038/s41467-024-54634-y> – Überprüfungsdatum 2025-05-01
- [62] FLOODLIGHT GLOBAL: *Recycling of Lithium Batteries and GHG Emissions*. URL <https://floodlightglobal.com/recycling-of-lithium-batteries-and-ghg-emissions/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-05-01
- [63] PV-BERECHNUNG.DE: *Leistungskennzahlen in der Photovoltaik*. URL <https://www.pv-berechnung.de/leistungskennzahlen>. – Aktualisierungsdatum: 2025-03-26 – Überprüfungsdatum 2025-03-26
- [64] ECHTSOLAR: *PV-Ertrag im Jahr, Monat und Tag (Neue Daten für 2025)*. URL [https://echtsolar.de/photovoltaik-ertrag/?utm\\_source](https://echtsolar.de/photovoltaik-ertrag/?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2025-03-12 – Überprüfungsdatum 2025-03-20
- [65] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Modulrecycling*. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/photovoltaik-materialien-zellen-und-module/silizium-solarzellen-und-module/modulrecycling.html>. – Aktualisierungsdatum: 2025-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-03
- [66] BRANDER, Matthew ; SOOD, Aman ; WYLIE, Charlotte ; HAUGHTON, Amy ; LOVELL, Jessica: *Electricity-specific emission factors for grid electricity*. URL [https://bravenewclimate.com/files/assets/media/pdf/electricity\\_factors\\_paper.pdf](https://bravenewclimate.com/files/assets/media/pdf/electricity_factors_paper.pdf). – Aktualisierungsdatum: 2011-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-20

- [67] FRITSCH, Uwe R.: *Bericht zu GEMIS-Datenbank, Version 4.94. Vorkette Stromsektor 2020*. URL <https://iinas.org/en/downloads/gemis-downloads/>. – Aktualisierungsdatum: 2020-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-20
- [68] UMWELTBUNDESAMT: *CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde Strom sinken weiter*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-2023>. – Aktualisierungsdatum: 2023-01-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-20
- [69] UMWELTBUNDESAMT: *CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde Strom steigen 2021 wieder an*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-steigen>. – Aktualisierungsdatum: 2022-04-21 – Überprüfungsdatum 2025-03-26
- [70] CLIMATE ACTION TRACKER: *China – Climate Action Tracker*. URL <https://climateactiontracker.org/countries/china/>. – Aktualisierungsdatum: 2023-11-22 – Überprüfungsdatum 20.30.2025
- [71] ZHU, Biqing ; GUO, Rui ; DENG, Zhu ; ZHAO, Wenli ; KE, Piyu ; DOU, Xinyu ; DAVIS, Steven J. ; CIAIS, Philippe ; GENTINE, Pierre ; LIU, Zhu: *Unprecedented Decarbonization of China's Power System in the Post-COVID Era*. URL [https://arxiv.org/abs/2104.06904?utm\\_source](https://arxiv.org/abs/2104.06904?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2021-04-14 – Überprüfungsdatum 2025-03-21
- [72] 50HERTZ: *CO<sub>2</sub>-Ausstoß*. URL <https://www.50hertz.com/de/Unternehmen>. – Aktualisierungsdatum: 2024-12-01 – Überprüfungsdatum 2025-01-03
- [73] BRILLUX GMBH & CO. KG: *CO<sub>2</sub>-Amortisationsrechner*. URL [https://www.dbz.de/artikel/dbz\\_CO2-Amortisationsrechner-3371325.html?utm\\_source](https://www.dbz.de/artikel/dbz_CO2-Amortisationsrechner-3371325.html?utm_source). – Aktualisierungsdatum: 2019-06-01 – Überprüfungsdatum 2025-03-20
- [74] WEITZ, Edmund (Hrsg.): *Endliche Kombinatorik*. Wiesbaden : Springer Spektrum, 2018
- [75] AMANN, Herbert (Hrsg.); ESCHER, Joachim (Hrsg.): *Analysis I*. Berlin, Heidelberg : Springer, 2013

## Anhang

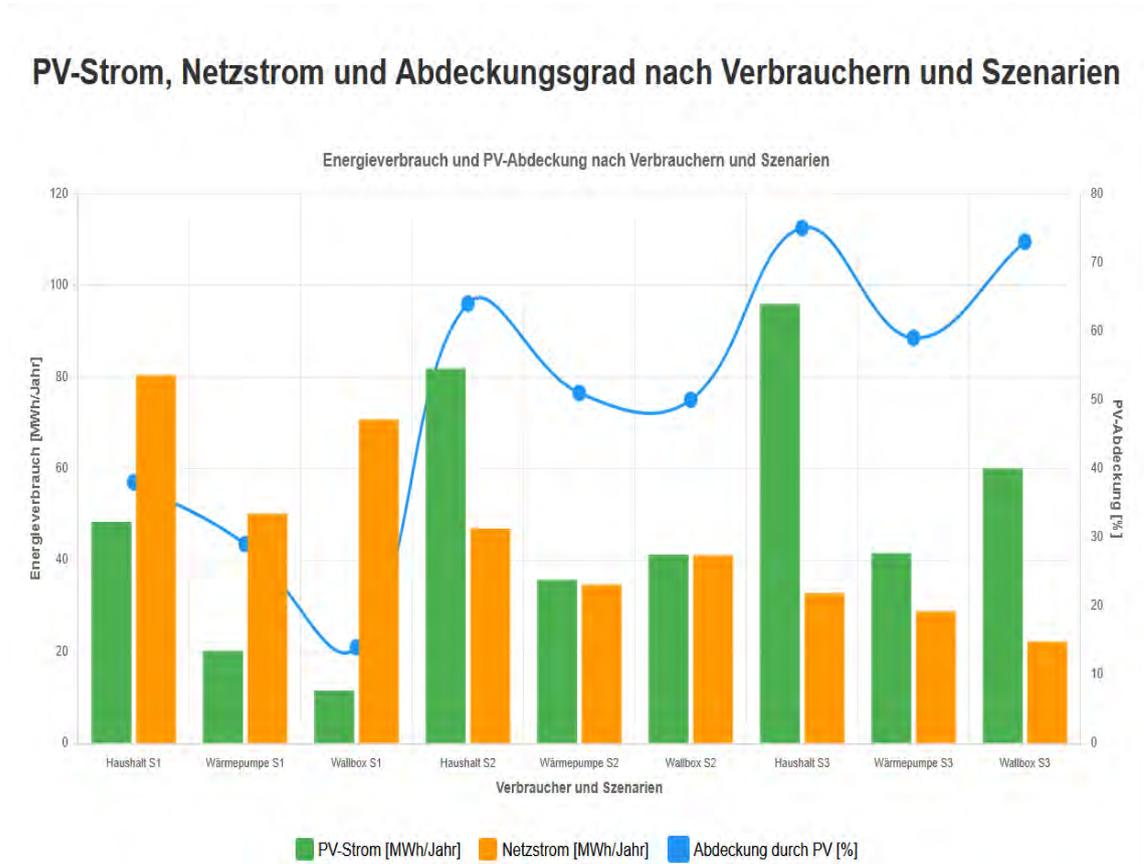
Anhang 1: Unterschiede und Überschneidungen der Methoden von Herstellung und Entsorgung der Lithium-Ionen Batterien.

Methode	Schwerpunkt	Betrachtungsebene	Hauptmerkmale
Methode 1	Kompletter Lebenszyklus der Batterieproduktion	Von der Rohstoffgewinnung bis zu der Entsorgung	<p>Umfasst Rohstoffgewinnung, Zellproduktion, Nutzung und Entsorgung.</p> <p>Regionale Unterschiede: China, Deutschland, EU.</p> <p>Einfluss von Strommix und Recyclingfähigkeit auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz.</p>
Methode 2	Materialien & Produktionsprozesse einzelner Komponenten	Materialherstellung (z. B. Aluminium, Graphit, Elektrolyte)	<p>Fokus auf spezifische Emissionen einzelner Materialien.</p> <p>Energieintensive Stoffe: Aluminium, Kobalt, Nickel.</p> <p>Berücksichtigung des regionalen Strommixes und Industrieemissionen.</p>
Methode 3	Batterieproduktion inklusive Fertigung, Montage und Transport	Herstellung, Zellfertigung, Transport & Montage	<p>Betrachtet Zellfertigung, Materialtransport und Logistik.</p> <p>Einschließlich Transportwege von Rohstoffen und fertigen Batterien.</p> <p>Umfasst industrielle Prozesse wie Beschichtung, Befüllung und Montage.</p>

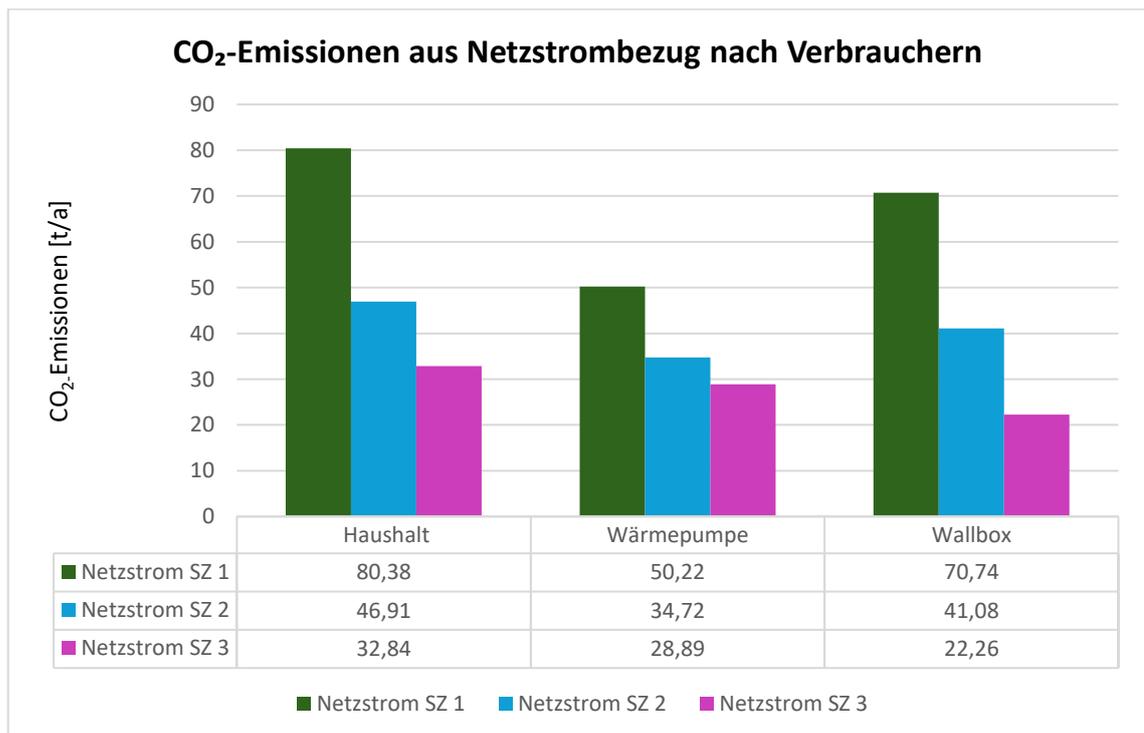
## Anhang 2: Technische Rahmenbedingungen der geplanten Photovoltaikanlage im Quartier Bergneustadt.

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
Anzahl der Gebäude	36	Stück	Jedes Gebäude hat eine eigene PV-Anlage
Installierte Leistung je Gebäude	10	kWp	Größe einer einzelnen PV-Anlage
Gesamte installierte Leistung	360	kWp	Gesamtkapazität im Quartier
Modultyp (GI-GI Rahmenlos)	-	-	Hochwirkungsgradmodule
Jährlicher spezifischer Ertrag	976	kWh/kWp	Energieertrag im ersten Jahr
Degradationsrate der Module	0,5	%/Jahr	Lineare Abnahme der Leistung
Lebensdauer der Module	30	Jahre	Geplante Betriebszeit
Lebensdauer der Wechselrichter	25 (CN) 20 (DE)	Jahre	Austausch innerhalb der Laufzeit vorgesehen
Wechselrichteranzahl	36	Stück	Jeder Haushalt besitzt einen eigenen Wechselrichter
Wechselrichterleistung je Haus	10	kW	Leistung jedes einzelnen Wechselrichters
Unterkonstruktion	ca. 25	kg/kWp	Durchschnittlicher Wert

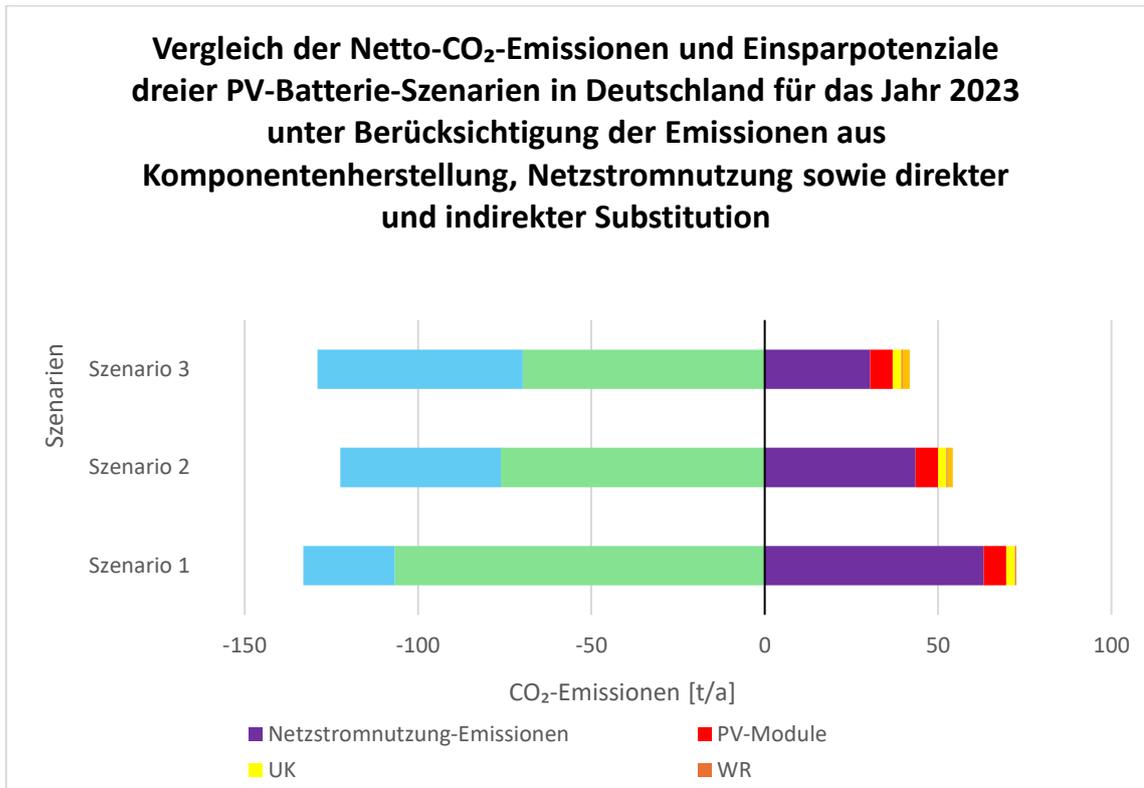
Anhang 3: Vergleich von PV-Eigenverbrauch, Netzstrombezug und Abdeckungsgrad nach Verbraucherka-ategorien in drei Energiespeicher-Szenarien.



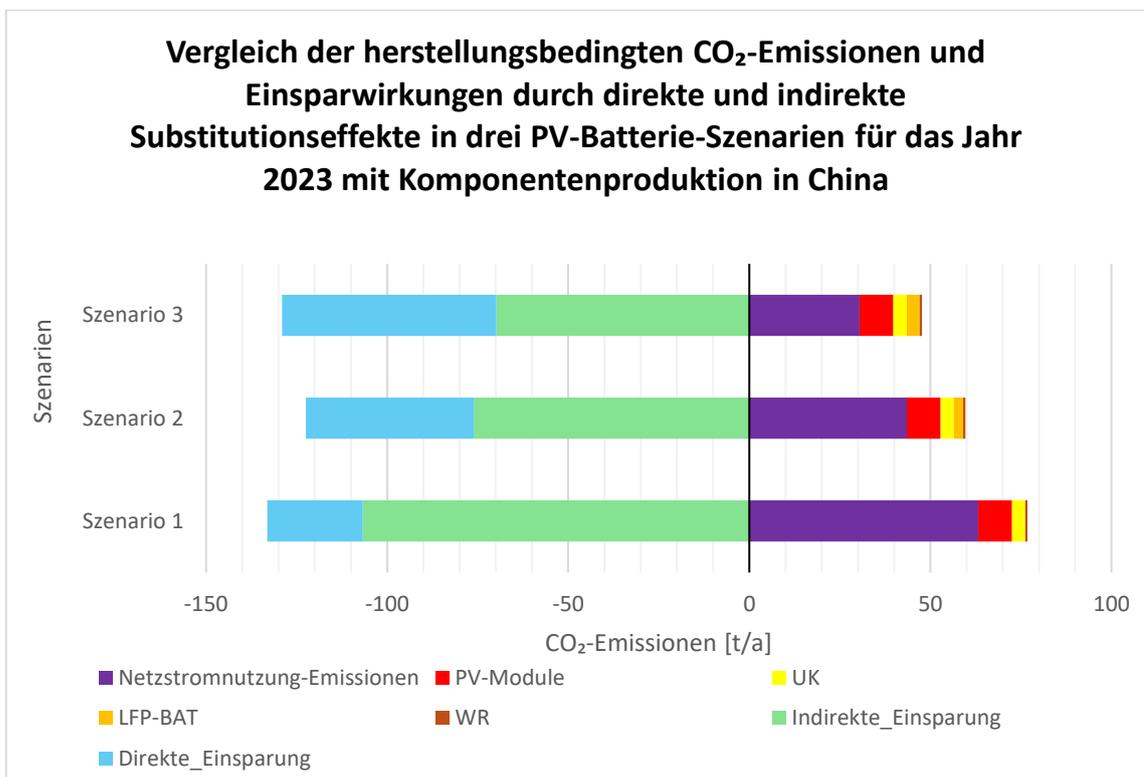
Anhang 4: Energiebilanz und Autarkiegrade von Haushaltsverbrauchern, Wärmepumpen und E-Mobility-Infrastruktur bei unterschiedlichen Photovoltaik-Speicher-Strategien.



Anhang 5: Vergleich der Netto-CO<sub>2</sub>-Emissionen und Einsparpotenziale dreier PV-Batterie-Szenarien in Deutschland für das Jahr 2023 unter Berücksichtigung der Emissionen aus Komponentenherstellung, Netzstromnutzung sowie direkter und indirekter Substitution



Anhang 6: Vergleich der herstellungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen und Einsparwirkungen durch direkte und indirekte Substitutionseffekte in drei PV-Batterie-Szenarien für das Jahr 2023 mit Komponentenproduktion in China



Anhang 7: Vergleich der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der PV-Systemkomponenten und Stromverbräuche in China und Deutschland.

Komponente	China			Deutschland		
	SZ 1	SZ 2	SZ 3	SZ 1	SZ 2	SZ 3
Einheit	[t CO <sub>2</sub> /a]					
PV-Module	9,3	9,3	9,3	6,5	6,5	6,5
Wechselrichter	0,6	0,6	0,66	0,4	0,4	0,46
Unterkonstruktion	3,672	3,672	3,672	2,5	2,5	2,5
PV-Komponenten	13,6	13,6	13,7	9,4	9,4	9,46
Batterie	0	2,57	3,57	0	1,5	2,03
Haushalt Netzstrom	25,31	16,62	11,90	25,31	16,62	11,90
Wärmepumpe Netzstrom	15,81	12,30	10,47	15,81	12,30	10,47
Wallbox Netzstrom	22,27	14,55	8,07	22,27	14,55	8,07
Stromverbrauch	63,39	43,47	30,44	63,39	43,47	30,44
Direkte Einsparung	-26,37	-46,29	-59,21	-26,37	-46,29	-59,21
Indirekte Einsparung	-106,76	-76,11	-69,81	-106,76	-76,11	-69,81

## Erklärung

Ich versichere, die von mir vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer oder der Verfasserin/des Verfassers selbst entnommen sind, habe ich als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die ich für die Arbeit benutzt habe, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

**Anmerkung: In einigen Studiengängen findet sich die Erklärung unmittelbar hinter dem Deckblatt der Arbeit.**

Köln, 03.06.2025

Ort, Datum

Unterschrift