

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Fakultät Life Sciences

BACHELORARBEIT

Zur Erlangung des akademischen Grades

Bachelor of Science

Studiengang Umwelttechnik

**„Technische Auslegung
und Wirtschaftlichkeitsberechnung
einer Photovoltaik-Anlage für einen
Industriebetrieb unter dem Aspekt
des Eigenbedarfs“**

vorgelegt von

Lucas Reher



Hamburg

Am 11. April 2020

Erstgutachter: Prof. Dr. Timon Kampschulte (HAW Hamburg)

Zweitgutachter: Dipl.-Ing. Timo Abel (PINCK Ingenieure)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die auf unterschiedliche Art und Weise zur erfolgreichen Erstellung dieser Arbeit beigetragen haben. Ohne die Unterstützung folgender Personen wäre mir das Verfassen dieser Abschlussarbeit in dieser Form nicht möglich gewesen. Dafür möchte ich auf dieser Seite meinen herzlichen Dank ausdrücken.

Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Prof. Dr. Timon Kampschulte für seine konstruktive Kritik und wertvollen Anregungen im gesamten Betreuungszeitraum. Des Weiteren bedanke ich mich bei Herrn Timo Abel von der Firma *PINCK Ingenieure Consulting GmbH*, der mir vertrauensvoll entgegenblickte und mir die Möglichkeit gab in einem großartigen Team mitzuwirken. An dieser Stelle möchte ich mich auch bei allen Kollegen und Kolleginnen der *PINCK Ingenieure Consulting GmbH* bedanken, welche mir während der Schreibphase meiner Arbeit jederzeit hilfreiche Hinweise zur Projektierung und Einblicke in die Arbeitsweisen des Unternehmens gaben.

Letztlich richte ich auch ein Dankeschön an die Korrekturleser sowie an alle mir nahestehenden Menschen, insbesondere meiner Freundin und meiner Familie, welche mich jederzeit auf vielfältige Weise bestärkt haben.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
1 Einführung	1
2 Grundlagen	2
2.1 Rechtliche Grundlagen zur Photovoltaik	2
2.1.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	2
2.1.2 Energieeinsparverordnung	6
2.2 Technische Grundlagen zur Photovoltaik	7
2.2.1 Photovoltaik-Anlagen auf Gebäuden	7
2.2.2 Photovoltaik-Module.....	8
2.2.3 Wechselrichter	11
2.2.4 Unterkonstruktion.....	13
2.2.5 Energiespeichersysteme	15
2.2.6 Weitere Systemkomponenten	17
2.3 Ladeinfrastruktur für E-Mobilität	19
2.4 Planungssoftware.....	21
2.4.1 PV*SOL premium	21
2.4.2 K2 Base	21
2.4.3 PV-GIS	21
3 Projektplanung	22
3.1 Anforderungen.....	22
3.2 Energiebedarf und Lastprofil	23
3.3 Ladeinfrastruktur für E-Mobilität.....	29
3.4 Photovoltaik-Anlagen.....	32
3.4.1 Variante 1 – Flachdachanlage.....	32
3.4.2 Variante 2 – Flachdachanlage mit fassadenseitiger PV-Anlage.....	46
3.4.3 Variante 3 – Ergänzung eines Batteriespeicher-Systems.....	50
3.5 Ergebnisse der Ertragssimulationen	52
4 Wirtschaftlichkeit	53
4.1 Betrachtung von Variante 1 und 2.....	53
4.1.1 Investitionskosten	53
4.1.2 Betriebskosten.....	54
4.1.3 Finanzierung	54
4.1.4 Steuern.....	55
4.1.5 Strompreisentwicklung	55

4.1.6	Analyse.....	56
4.2	Betrachtung von Variante 3	57
4.2.1	Investitionskosten.....	57
4.2.2	Betriebskosten, Finanzierung und Steuer.....	57
4.2.3	Netznutzungsentgelt	57
4.2.4	Analyse.....	58
5	Fazit	59
5.1	Zusammenfassung	59
5.2	Ausblick	60
6	Literaturverzeichnis.....	61
7	Eidesstattliche Erklärung.....	63
8	Anlagenverzeichnis.....	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Entwicklung der EEG-Umlage von 2010 bis 2020.....	5
Abbildung 2 Schematischer Aufbau einer Photovoltaik-Anlage	7
Abbildung 3 Aufbau eines PV-Moduls (<i>links</i>); montierte Solarmodule (<i>rechts</i>)	8
Abbildung 4 Kennlinien einer PV-Zelle für unterschiedliche Bestrahlungsstärken (<i>links</i>) und Temperaturen (<i>rechts</i>)	10
Abbildung 5 Wirkungsgradkurve SMA Sunny Tripower CORE1 – STP 50-40.....	11
Abbildung 6 Windlastzonen (<i>links</i>) und Schneelastzonen (<i>rechts</i>) in Deutschland.....	14
Abbildung 7 Typischer Gesamtaufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage (DC-seitig)	17
Abbildung 8 Überschusseinspeisung mit Zweirichtungszähler	18
Abbildung 9 Absatztrends von E-Autos 2018 / 2019.....	19
Abbildung 10 Aufteilung des neuen Gebäudes.....	22
Abbildung 11 Jahres-Lastprofil aus den Leistungsmittelwerten der RLM 2019	24
Abbildung 12 Monats-Lastprofil aus den Leistungsmittelwerten der RLM 07/2019	25
Abbildung 13 Übersicht der Energieverbraucher	26
Abbildung 14 Jahres-Lastprofile des alten und neuen Standorts	28
Abbildung 15 Funktionsschema Ladeinfrastruktur	30
Abbildung 16 Winkelverhältnisse an einer PV-Anlage.....	32
Abbildung 17 Grundrissausschnitt mit besetzten Flächen	33
Abbildung 18 Schnitt der Aufständerrungslösung „D-Dome 10° System“.....	35
Abbildung 19 3D-Simulation Variante 1.....	36
Abbildung 20 Zusammenspiel von Leitblitzkopf und Fangentladung	39
Abbildung 21 Gebäudeseitenansicht und Anwendung des Blitzkugelverfahrens	40
Abbildung 22 Darstellung Trennungsabstand am Endverschluss.....	40
Abbildung 23 PV*SOL Zusammenschnitt der Abschattungen	42
Abbildung 24 Auswirkung einer Fangstange auf die Verschattungshäufigkeit.....	42
Abbildung 25 Funktionsschema Variante 1	45
Abbildung 26 Südwest-Fassade mit besetzten Flächen.....	46
Abbildung 27 3D-Simulation Variante 2.....	47
Abbildung 28 Verschattungssimulation	48
Abbildung 29 Funktionsschema Variante 2	49
Abbildung 30 BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020	55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Ausschnitt der aktuellen Vergütungssätze nach EEG	3
Tabelle 2 Ausschnitt für die anzulegenden Werte für Solaranlagen im Marktprämienmodell nach EEG	4
Tabelle 3 Effizienzgebäudestandards EG 55 und EG 70	6
Tabelle 4 Montagesysteme im Überblick	13
Tabelle 5 Vor- und Nachteile von elektrochemischen Speichersystemen.....	15
Tabelle 6 Abteilungen und Flächen des aktuellen Produktionsstandortes.....	27
Tabelle 7 Überblick aller geplanten Ladestationen.....	29
Tabelle 8 Kostenübersicht zur Ladeinfrastruktur	31
Tabelle 9 Zusammenhänge im Blitzkugelverfahren	39
Tabelle 10 Unterdimensionierung der einzelnen Wechselrichter.....	43
Tabelle 11 Übersicht aller Leitungen V1	44
Tabelle 12 Übersicht aller Leitungen V2.....	49
Tabelle 13 Benötigte und gewählte Kapazitäten der Batteriespeicher-Systeme	51
Tabelle 14 Simulationsergebnisse für Variante 1 und 2	52
Tabelle 15 Kostenübersicht der Variante 1 und 2	53
Tabelle 16 Überblick der Betriebskosten.....	54
Tabelle 17 Wichtige Daten und Kenngrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	56
Tabelle 18 Investitionskosten für die Batterspeicher-Systeme.....	57
Tabelle 19 Netznutzungsentgelte.....	57
Tabelle 20 Wirtschaftlichkeit der Energiespeicher-Systeme.....	58

Abkürzungsverzeichnis

AC	engl. Alternating Current dt. Wechselstrom
AfA	Absetzung für Abnutzung
CdTe	Cadmiumtellurid
CIS	Kupfer-Indium-Sulfid
DC	engl. Direct Current dt. Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EG	Effizienzgebäudestandard
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EPBD	engl. Energy Performance of Buildings Directive dt. EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie
EVA	Ethylen-Vinyl-Acetat
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GaV Hessen	Garagenverordnung Hessen
HIT	engl. Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer dt. Heteroübergang mit intrinsischer Dünnschicht
IT	Informationstechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
MPP	engl. Maximum Power Point dt. Punkt maximaler Leistung
MS	Mittelspannungsebene
NaS	Natrium-Schwefel
NA-Schutz	Netz- und Anlagenschutz
NRF	Netto-Raumfläche
NS	Niederspannungsebene
NSHV	Niederspannungs-Hauptverteilung
PERC	engl. Passivated Emitter and Rear Cell

	dt. Zelle mit passiviertem Emitter und passivierter Rückseite
PR	engl Performance Ratio dt. Anlagennutzungsgrad
PV	Photovoltaik
PV-GIS	Photovoltaic Geographical Information System
RFID	Radio-Frequency Identification dt. Identifizierung mit Hilfe elektromagnetischer Wellen
RLM	Registrierte Leistungsmessung
RLT	Raumluftechnische Anlagen
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UV	Ultraviolett

1 Einführung

Die Energiewende wird durch die künftigen Entscheidungen der Politik und der entsprechenden Gesetzgebung in Deutschland stark beeinflusst. Mit dem neuen Entwurf zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) könnte der stark umstrittene 52-GW-Deckel aufgehoben werden, was folglich zu einem Wachstum der Photovoltaik-(PV)-Branche führen könnte. Da nach dem EEG die Förderung von Erneuerbaren Energien jedoch an den Zubau gebunden ist, werden die zukünftigen Förderungen immer geringer ausfallen. Eine Einspeisevergütung, welche ein Anlagenbetreiber für jede ins öffentliche Netz eingespeiste Kilowatt-Stunde Strom erhält, wird es zukünftig in der jetzigen Höhe nicht mehr geben. Der eigens erzeugte PV-Strom ist jedoch aufgrund der stark gesunkenen Herstellungskosten der PV-Anlagenbestandteile günstiger als die Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz. Aus diesem Grund werden neue PV-Anlage oftmals für einen hohen Eigenverbrauch des selbstproduzierten Stroms ausgelegt. Die für den Eigenverbrauch nötigen Energiespeicher-Systeme und auch die Möglichkeiten der E-Mobilität erfordern dabei immer häufiger eine fachgerechte Planung von Systemen, abgestimmt auf den individuellen Bedarf.

Ein *Industriebetrieb* errichtet in Lübeck einen neuen Produktionsstandort. Hinsichtlich der Gebäudeenergiebilanz stellt die Energieeinsparverordnung (EnEV) verschiedene Anforderungen an das Bauvorhaben. Zur Einhaltung dieser Anforderungen und der damit zusammenhängenden Finanzierung wird eine PV-Anlage benötigt, welche den selbstproduzierten Strom im Gebäudestromnetz verteilt und den Energieüberschuss in das öffentliche Netz einspeist.

Im Rahmen dieser Arbeit richtet sich das Hauptaugenmerk auf eine detaillierte Konzeption einer Flachdach-Anlage (Variante 1) anhand des zuvor genannten Bauvorhabens. Die geplante Flachdach-Anlage wird anschließend in Variante 2 um eine fassadenseitige PV-Anlage ergänzt. Variante 3 beschäftigt sich schließlich mit einem zusätzlichen Batteriespeicher-System zur Erhöhung des Eigenverbrauchs. Ziel der Arbeit ist es, diese Varianten unter Berücksichtigung des Eigenbedarfs zu planen und mit Hilfe einer Planungssoftware das wirtschaftlich sinnvollste Ergebnis zu ermitteln. Das Ergebnis soll als anschauliches Beispiel für weitere Anwendungen in anderen Projekten dienen und ggf. auch bei diesem Bauprojekt realisiert werden.

Im Laufe der Arbeit wird auf Basis des vorjährigen Energiebedarfs ein Jahres-Lastprofil für die zukünftige Nutzung des Gebäudes entwickelt. Ergänzend wird die Planung der Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität beschrieben. Eine 3D-Simulation liefert zudem aufschlussreiche Informationen für die Auslegung der Varianten. Durch eine Kostenermittlung für die Errichtung und den Betrieb der Systeme können die Varianten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit verglichen und bewertet werden.

Das Ingenieurbüro *Pinck Ingenieure Consulting GmbH* ist bei diesem Bauvorhaben für die gesamte Planung der technischen Gebäudeausrüstung involviert und hat im Zuge dessen die vorliegende Arbeit betreut.

2 Grundlagen

2.1 Rechtliche Grundlagen zur Photovoltaik

2.1.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, auch Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) genannt, ist im Jahre 2000 in Kraft getreten und löste damit das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) ab. Das StromEinspG umfasste fünf Paragraphen, welche die vergütete Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energien regulierten. Das EEG übernahm dabei den Grundgedanken aus dem StromEinspG und wurde durch Novellen stetig angepasst.

„Ziel des Gesetzes ist es, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf

- 1. 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025,*
- 2. 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 und*
- 3. mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050*

Dieser Ausbau soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen.“

(Teil 1 § 1 Abs. 2 EEG 2017)

Um die Ziele des EEG zu erreichen, enthält das Gesetz im Wesentlichen Regelungen zum Netzanschluss, zur Stromabnahme/-verteilung und zur Stromvergütung. Im Folgenden werden alle Inhalte aufgegriffen, die für die Bearbeitung der vorliegenden Arbeit relevant sind.

Netzanschluss: Bezüglich des Netzanschlusses ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, unter Berücksichtigung der Kosten, vorrangig mit der kürzesten Entfernung zum Standort der Anlage in das öffentliche Netz einzubinden. Anlagen bis höchstens 30 kW können jedoch über den Hausanschluss mit dem Netz verknüpft werden (Teil 2 § 8 EEG 2017).

Anlagenbetreiber, welche eine Anlage mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW betreiben möchten, müssen ihre Anlage mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeisung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage einsehen kann. PV-Anlagen bis einschließlich 30 kW können hingegen am Verknüpfungspunkt auf eine maximale Wirkleistungseinspeisung von 70 % der installierten Leistung begrenzt werden (Teil 2 § 9 EEG 2017). Die Kostenübernahme für die technischen Einrichtungen der Anlage hat hierbei der Betreiber zu tragen (Teil 2 § 16 EEG 2017). Die Kosten für die Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt jedoch der Netzbetreiber (Teil 2 § 17 EEG 2017). Ebenso sind die Netzbetreiber grundsätzlich dazu verpflichtet, den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien bevorzugt abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen (Teil 2 § 11 EEG 2017).

Einspeisevergütung: Die sogenannte Einspeisevergütung bildet die Grundlage der EEG-Förderung und wird über die EEG-Umlage finanziert. Sie stellt sicher, dass jeder Anlagenbetreiber, für jede erzeugte und in das öffentliche Netz eingespeiste Kilowatt-Stunde (kWh) Strom, eine im EEG festgelegte Mindestvergütung erhält. Die Einspeisevergütung ist dabei nicht von der aktuellen Nachfrage und dem aktuellen Marktpreis des Stroms abhängig und wird dem Anlagenbetreiber für die nächsten 20 Jahre garantiert (Teil 3 § 25 EEG 2017).

Die feste Einspeisevergütung unterliegt für Strom aus solarer Strahlungsenergie einer monatlichen Absenkung von 0,5 % (Basisdegression). Des Weiteren wird diese Absenkung, abhängig von dem annualisierten Brutto-Zubau von PV-Anlagen, jeweils zum 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. November eines Jahres angepasst (Teil 3 § 49 EEG 2017). Zu beachten gilt, dass die Vergütungsdegression keine Bestandsanlagen betrifft, sondern lediglich die zukünftigen Neuinstallationen.

Die festzulegende Einspeisevergütung ist abhängig von der Art und Größe der PV-Anlage sowie dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Die nachfolgende **Tabelle 1** gibt einen Überblick über die aktuellen Vergütungssätze in ct / kWh.

Tabelle 1 Ausschnitt der aktuellen Vergütungssätze nach EEG
(Quelle: Bundesnetzagentur, 2020a)

Vergütungssätze in Cent/kWh - Feste Einspeisevergütung:				
Inbetriebnahme	Wohngebäude, Lärmschutzwände und Gebäude nach § 48 Absatz 3 EEG			Sonstige Anlagen bis 100 kWp
	bis 10 kWp	bis 40 kWp	bis 100 kWp	
ab 01.01.2020 ⁴	9,87	9,59	7,54	6,80
ab 01.02.2020 ⁴	9,72	9,45	7,42	6,70
ab 01.03.2020 ⁴	9,58	9,31	7,31	6,60
ab 01.04.2020 ⁴	9,44	9,18	7,21	6,50

4) Degressionsberechnung nach § 49 EEG 2017 (anzulegender Wert abzüglich 0,4 Cent/kWh nach § 53 EEG 2017)

Zusätzlich wurde festgelegt, dass die Einspeisevergütung auf 0 ct / kWh sinkt, sobald die Summe der installierten Leistung der PV-Anlagen 52.000 MW überschreitet (Teil 3 § 49 Abs. 5 EEG 2017). Die aktuellen Zahlen für das Jahr 2019 sind von der Bundesnetzagentur noch nicht veröffentlicht. Ende 2018 betrug die gesamte installierte Leistung für solare Strahlungsenergie etwa 45.230 MW mit einem Zuwachs von 7 % zum Vorjahr (vgl. Bundesnetzagentur, 2020b). Die Vergütungsdegression und auch der sogenannte „52 GW PV-Deckel“ sorgen für eine Reduzierung bzw. Begrenzung der staatlichen Förderungsmittel, um die PV-Branche darauf vorzubereiten, zukünftig auch ohne staatliche Hilfe am Markt bestehen zu können. Die Erfassung des PV-Zubaus übernimmt die Bundesnetzagentur. Alle Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien müssen im Marktstammdatenregister registriert werden. Die aufbereiteten Daten werden regelmäßig im Bundesanzeiger bekannt gegeben (Teil 1 § 6 EEG 2017).

Direktvermarktung und Marktpremienmodell: Die Einspeisevergütung gilt nur für PV-Anlagen bis einschließlich 100 kW. Größere PV-Anlagen unterliegen seit dem 01. Januar 2016 der Pflicht, ihren Strom direkt zu vermarkten (Teil 3 § 21 EEG 2017). Anlagenbetreiber, welche der Direktvermarktung freiwillig nachgehen oder gar verpflichtet sind ihren Strom direkt zu vermarkten, können die Marktpremie erhalten (Teil 3 § 20 EEG 2017). Die Direktvermarktung ist dabei die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien (...), vorausgesetzt der Direktvermarktungsunternehmer kann jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln (Teil 1 § 3 Satz 16 und Teil 3 § 20 Abs. 2 EEG 2017). Der Strom wird vom Direktvermarktungsunternehmer an der Strombörse kaufmännisch veräußert.

Die Marktpremie ist eine über die EEG-Umlage finanzierte Vergütung für Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien. Dabei erhält der Anlagenbetreiber vom Verteilnetzbetreiber den Differenzbetrag zwischen dem anzulegenden Wert und den monatlich erzielten Börsenerlösen. Der anzulegende Wert wird von der Bundesnetzagentur über ein Ausschreibungsverfahren festgelegt und ist durch die Managementprämie etwas höher als die feste Einspeisevergütung (Teil 3 § 22 Abs. 1 EEG 2017). Die **Tabelle 2** zeigt die aktuell anzulegenden Werte nach dem Marktpremienmodell.

Tabelle 2 Ausschnitt für die anzulegenden Werte für Solaranlagen im Marktpremienmodell nach EEG (Quelle: Bundesnetzagentur, 2020a)

Anzulegende Werte in Cent/kWh - Marktpremienmodell (ab 100 kWp verpflichtend):				
Inbetriebnahme	Wohngebäude, Lärmschutzwände und Gebäude nach § 48 Absatz 3 EEG			Sonstige Anlagen bis 750 kWp
	bis 10 kWp	bis 40 kWp	bis 750 kWp	
ab 01.01.2020	10,266591	9,991737	7,935185	7,202782
Rundung	10,27	9,99	7,94	7,20
Degression ²	1,4%			
ab 01.02.2020	10,122859	9,851853	7,824093	7,101943
Rundung	10,12	9,85	7,82	7,10
Degression ²	1,4%			
ab 01.03.2020	9,981139	9,713927	7,714556	7,002515
Rundung	9,98	9,71	7,71	7,00
Degression ²	1,4%			
ab 01.04.2020	9,841403	9,577932	7,606552	6,904480
Rundung	9,84	9,58	7,61	6,90

2) Degressionsberechnung nach § 49 EEG 2017

3) Festlegung der anzulegenden Werte im Rahmen des Energiesammelgesetzes zur Neufassung des § 48 Abs. 2 Nr. 3 EEG, siehe Bundesgesetzblatt Jahrgang 2018 Teil I Nr. 47, ausgegeben zu Bonn am 20. Dezember 2018

EEG-Umlage: Laut § 60 EEG 2017 besteht die Pflicht, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für jede an den Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom, eine EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH) zu entrichten haben (Teil 4 § 60 EEG 2017). Die Übertragungsnetzbetreiber sind gleichzeitig dazu verpflichtet, die Höhe der EEG-Umlage bis zum 15. Oktober eines Jahres für das Folgejahr zu veröffentlichen (§ 5 EEV). Für das Jahr 2020 wurde am 15. Oktober 2019 die EEG-Umlage für nicht privilegierte Letztverbraucher in Höhe von 6,756 ct / kWh ermittelt und veröffentlicht (vgl. 50Hertz Transmission GmbH et al., 2019). Die folgende **Abbildung 1** zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage von 2010 bis 2020.



Abbildung 1 Entwicklung der EEG-Umlage von 2010 bis 2020
(Quelle: Bundesnetzagentur, 2020c)

Grundsätzlich ist jeder Letztverbraucher dazu verpflichtet, für jede aus dem öffentlichen Netz bezogene Kilowattstunde Strom die EEG-Umlage über den Strombezugspreis zu bezahlen. Jedoch ist die EEG-Umlage nicht für alle Stromverbraucher gleich hoch, denn stromkostenintensive Unternehmen können teilweise von der EEG-Umlage befreit werden, um im internationalen Wettbewerb konkurrenzfähig bleiben zu können (vgl. Bundesnetzagentur, 2020c).

Auch PV-Anlagenbetreiber haben für jede nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeiste und somit selbstverbrauchte Kilowattstunde eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen. Diese entspricht für 2020 einer Abgabe in Höhe von 2,70 ct / kWh (40 % der EEG-Umlage) (Teil 7 § 95 Satz 6a EEG 2017). Ausgeschlossen sind hiervon unter anderem PV-Anlagen mit einer installierten Leistung bis maximal 10 kW, welche höchstens 10 MWh pro Jahr selbstverbrauchen oder Anlagen die nicht an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind (Teil 4 § 61 EEG 2017).

2.1.2 Energieeinsparverordnung

Seit 1976 enthält das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) Anforderungen für die Energie-reduzierung in beheizten oder gekühlten Gebäuden. Das EnEG wurde im Jahre 2013 das letzte Mal aktualisiert und umfasst elf Paragraphen. Unter Anderem wird hierbei die Pflicht für zu errichtende Niedrigstenergiegebäude aufgeführt. Alle Gebäude, welche nach dem 31. Dezember 2020 errichtet werden, sind somit als Niedrigstenergiegebäude zu errichten. Auszuschließen sind hierbei Behördengebäude, welche dieser Pflicht bereits seit dem 31. Dezember 2018 unterliegen (§ 2a Abs. 1 EnEG 2013). Zu berücksichtigen ist, dass nicht das Startdatum der Errichtung ausschlaggebend ist, sondern das Datum des Bauantrags. Weiterhin ermächtigt das Gesetz die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates dazu, ergänzende Rechtsverordnungen wie die Energieeinsparverordnung (EnEV) zu erlassen, um zusätzliche Anforderungen an die Energieeinsparung von Gebäuden festzulegen.

Die EnEV trat am 01. Februar 2002 in Kraft und vereinte die damals bestehende Wärmeschutzverordnung und die Heizungsanlagenverordnung. Die EnEV beschreibt den gesetzlichen Rahmen zur energetischen Bewertung von Gebäuden und definiert dabei Anforderungen an den Wärmeschutz der Gebäudehülle sowie an eine effiziente Anlagentechnik. Zur energetischen Bilanzierung eines Gebäudes verweist die EnEV auf die Normen DIN V 18599 und die DIN V 4108. Grundsätzlich wird bei dem Berechnungsverfahren für die energetische Bilanzierung je nach Nutzung zwischen Wohngebäude und Nichtwohngebäude unterschieden. Hierbei wird das zu bewertende Gebäude mit einem Referenzgebäude hinsichtlich des Jahres-Primärenergiebedarfs ($Q_{P,Ref}$) verglichen. Das Referenzgebäude (mit gleicher Geometrie, Netto-Grundfläche, Ausrichtung und Nutzung) bildet dabei die Mindestanforderungen gemäß EnEV ab. Das zu bewertende Gebäude darf hierbei den Jahres-Primärenergiebedarf ($Q_{P,Ref}$) nicht überschreiten. Hier gilt, je niedriger das Verhältnis zwischen Jahres-Primärenergiebedarf (Q_P) eines Gebäudes und dem Jahres-Primärenergiebedarfs des Referenzgebäudes ($Q_{P,Ref}$), desto höher ist der Effizienzgebäudestandard.

Angelehnt an die Anforderungen der EnEV können bauliche Maßnahmen zur Energieeinsparung und die Errichtung von Energieeffizienzgebäuden vom Staat gefördert werden. Durch Einhaltung technischer Mindestanforderungen und einer bestimmten Unterschreitung der EnEV, können beispielsweise gewerblich genutzte Nichtwohngebäude beim Ersterwerb, bei der Errichtung oder bei der Erweiterung über das Energieeffizienzprogramm „Energieeffizient Bauen und Sanieren im Unternehmen“ von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert werden. Die KfW bietet hierbei für gewerbliche Neubauten eine Förderung unter der Programmnummer 276 an. Für diese Förderung wird, abgesehen von einigen Einschränkungen, das Erreichen einer der nachfolgend aufgeführten Effizienzgebäudestandards (EG) vorausgesetzt (s. **Tabelle 3**).

Tabelle 3 Effizienzgebäudestandards EG 55 und EG 70 (Quelle: KfW, 2020)

KfW Effizienzgebäude	EG 55	EG 70
Q_P in % von $Q_{P,Ref}$	$\leq 55 \%$	$\leq 70 \%$

Die Finanzierung über die KfW erfolgt durch eine Kreditvergabe mit günstigen Konditionen und Tilgungszuschüssen, die sich je nach erreichtem EG unterscheiden. Für die Förderung wird zudem vorausgesetzt, dass bei der Planung des Bauvorhabens eine Betreuung durch qualifizierte Experten erfolgt (§ 21 EnEV 2015).

2.2 Technische Grundlagen zur Photovoltaik

2.2.1 Photovoltaik-Anlagen auf Gebäuden

Bei der Auslegung und Planung einer PV-Anlage wird allgemein zwischen Inselnetzsystemen, rein netzgekoppelten Systemen und Eigenverbrauchs-Systemen unterschieden. Da die vorliegende Arbeit sich mit dem Aspekt des Eigenbedarfs befasst, ist im Folgenden immer vom Letzteren auszugehen. Moderne netzgekoppelte PV-Anlagen sind grundsätzlich gleich aufgebaut und enthalten, abgesehen vom Batteriespeicher und dessen Laderegler, die in **Abbildung 2** dargestellten Komponenten.

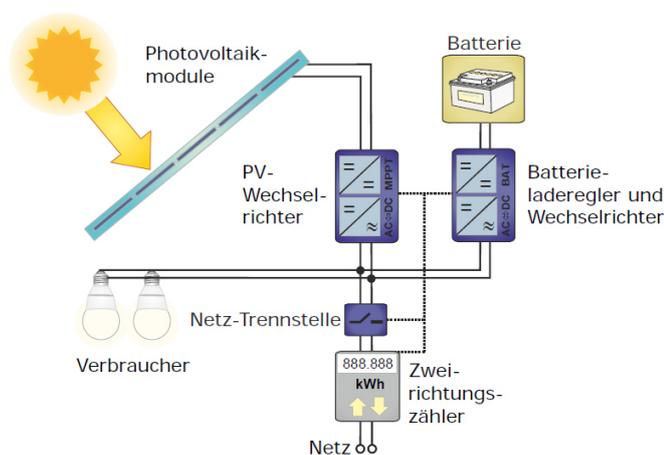


Abbildung 2 Schematischer Aufbau einer Photovoltaik-Anlage
(Quelle: Quaschnig, 2019)

Der **Abbildung 2** ist zu entnehmen, dass eine moderne netzgekoppelte PV-Anlage im Wesentlichen aus den PV-Modulen, einem Wechselrichter, einer Netz-Trennstelle und einem Stromzähler besteht. Eigenverbrauchs-Systeme versorgen zuallererst die Stromverbraucher im Gebäude, bevor der produzierte Strom der PV-Anlage in das öffentliche Netz gespeist wird. Unter Umständen kann beispielsweise auch ein Energiespeicher, hier in Form eines Batteriespeichers, dem System hinzugefügt werden. Die **Abbildung 2** zeigt lediglich ein vereinfachtes Schema einer PV-Anlage. Aus diesem Grund wird im Folgenden auf alle wichtigen Bestandteile einer PV-Dachanlage eingegangen.

2.2.2 Photovoltaik-Module

Das PV-Modul ist für die Umwandlung der Sonnenenergie in elektrische Energie verantwortlich. Die im Markt etablierten PV-Module werden in der Regel aus kristallinen Silizium-Zellen gefertigt. In speziellen Verfahren wird das Silizium soweit aufbereitet, dass es in dünne Scheiben geschnitten werden kann (sogenannte Wafer). Die Wafer werden meistens mit einer Ethylen-Vinyl-Acetat-Folie (EVA-Folie) laminiert und auf einem Trägermaterial, wie z.B. einer Kunststoff-Folie (oftmals Tedlar) oder Glas (bei Glas-Glas-Modulen) angebracht. Da das metallische Silizium das einfallende Licht gut reflektiert, wird die Silizium-Zelle mit einer Antireflexionsschicht beschichtet, welche die Reflexion des Lichts reduziert und den Wirkungsgrad erhöht. Diese verleiht der PV-Zelle die klassische dunkelblaue Farbe. Mittlerweile gibt es auch Verfahren zum Einfärben der Antireflexionsschicht, um die PV-Zellen den farblichen Gegebenheiten eines Gebäudes entsprechend anzugleichen. Im Laufe der Jahre haben sich eine Modullänge von ca. 1,6 m und eine Modulbreite von ca. 1 m als Standardmaße durchgesetzt. Hierbei umfasst ein PV-Modul meistens 60 Zellen, welche oberseitig von einer Glasscheibe geschützt und von einem Aluminium-Rahmen luft- und wasserdicht umschlossen werden. Auf der Rückseite des PV-Moduls befindet sich die Modulanschlussdose mit den nötigen Kabelanschlüssen und den Bypass-Dioden. Die folgende **Abbildung 3** zeigt den prinzipiellen Aufbau eines PV-Moduls mit kristallinen Silizium-Zellen.

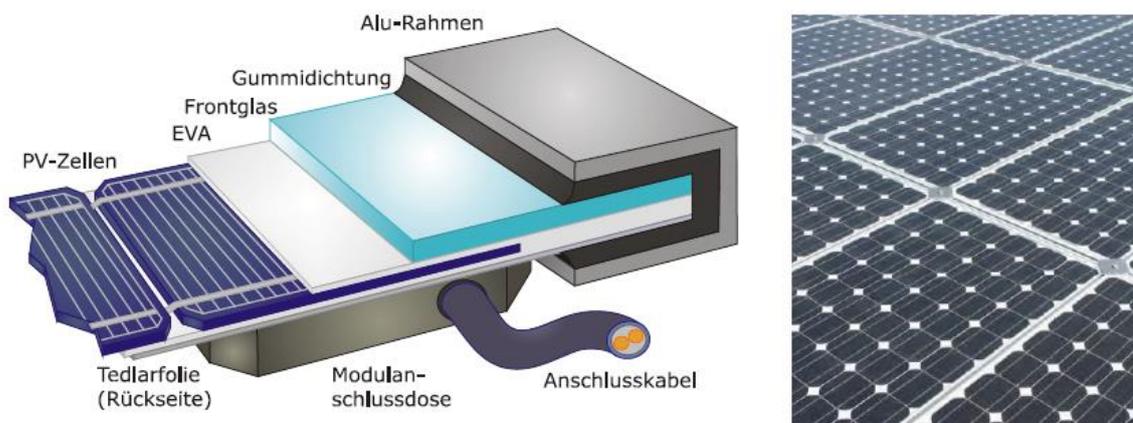


Abbildung 3 Aufbau eines PV-Moduls (*links*); montierte Solarmodule (*rechts*)
(Quelle: Quaschnig, 2019)

Weiterhin gibt es auch andere PV-Zellentypen und Technologien, wovon einige nachfolgend zwar kurz erwähnt werden, welche aber für die weitere Bearbeitung der Arbeit keine Bedeutung haben. Grundsätzlich bedienen sich alle PV-Zellentypen des photoelektrischen Effekts, wobei Elektronen mit Hilfe von Photonen angeregt werden. Auf die genaue Prozedur wird nicht weiter eingegangen, da dies den Rahmen der vorliegenden Arbeit überschreiten würde. Es bleibt jedoch anzumerken, dass der photoelektrische Effekt mit der Zeit immer weiter nachlässt. Die sogenannte Moduldegradation wird in dieser Arbeit mit einem Leistungsverlust in Höhe von 0,6 % / a gerechnet.

Modifizierte kristalline Zelltypen: Abgesehen von der Aufbereitungsstufe des kristallinen Siliziums (monokristallin / polykristallin) wird von vielen Herstellern die *Passivated Emitter and Rear Cell*-Technologie verwendet (PERC-Technologie). Hierbei handelt es sich um den Einsatz einer Passivierungsschicht auf der Rückseite der PV-Zelle. Diese sorgt dafür, dass die Photonen des Sonnenlichts länger in der PV-Zelle verbleiben und deren Wirkungsgrad dadurch um etwa einen Prozentpunkt ansteigt. Des Weiteren arbeiten verschiedene Hersteller an sogenannten *Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer*-Zellen (HIT-Zellen). Dabei werden monokristallines und amorphes Silizium kombiniert, um Wirkungsgrade deutlich über 20 % zu erreichen.

Dünnschicht-Zellen: Bei den Dünnschicht-Zellen kommen neben amorphem Silizium auch andere Materialien zum Einsatz. In der Herstellung finden z.B. Cadmiumtellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) als Halbleitermaterialien ihre Verwendung. Die Wirkungsgrade von Dünnschicht-Zellen sind mit 6 % bis 7 % derzeit noch deutlich niedriger als von kristallinen Silizium-Zellen mit Wirkungsgraden bis zu 20 %, jedoch wird den Dünnschicht-Zellen, aufgrund des geringen Materialeinsatzes und den damit verbundenen geringen Herstellungskosten, ein großes Entwicklungspotenzial zugeschrieben. Grund für den geringeren Materialeinsatz ist ein anderes Herstellungsverfahren, in welchem die Halbleitermaterialien aufgedampft werden. Dadurch sind unter anderem deutlich dünnere Schichtdicken möglich.

Stapelzellen: Die weitaus höchsten Wirkungsgrade lassen sich mit Stapelzellen aus verschiedenen Halbleitermaterialien erzielen. Hierbei werden mehrere Zellen übereinandergestapelt. Ein Stapel aus zwei Zellen wird als Tandemzelle und ein Stapel aus drei Zellen als Triplezelle bezeichnet. Theoretisch können Stapelzellen mit unendlich vielen Zellen einen Wirkungsgrad von bis zu 86 % erreichen. In der Praxis konnten reale Triplezellen unter der Standardsolarstrahlung immerhin einen Wirkungsgrad von 38 % erreichen.

(vgl. Quaschnig, 2019)

Eine Photovoltaik- bzw. Solarzelle weist die typische Kennlinie einer Photodiode im Elementbetrieb auf. Wird eine Solarzelle mit einer angeschlossenen ohmschen Last betrachtet, ergibt sich bei einer gegebenen Bestrahlungsstärke ein Schnittpunkt zwischen der Diodenkennlinie und der Widerstandsgeraden. Damit die Solarzelle die maximale elektrische Leistung an den Widerstand abgeben kann, muss der Arbeitspunkt durch Änderung des Widerstandes so angepasst werden, dass die Fläche unter der Diodenkennlinie maximal ist. Wird die maximale Leistung im Arbeitspunkt erreicht, wird von dem sogenannten Maximum Power Point (MPP) gesprochen.

Da sich die Lage des MPP mit der Bestrahlungsstärke und der Temperatur kontinuierlich ändert, muss dieser permanent überwacht und nachgeregelt werden (s. **Abbildung 4**).

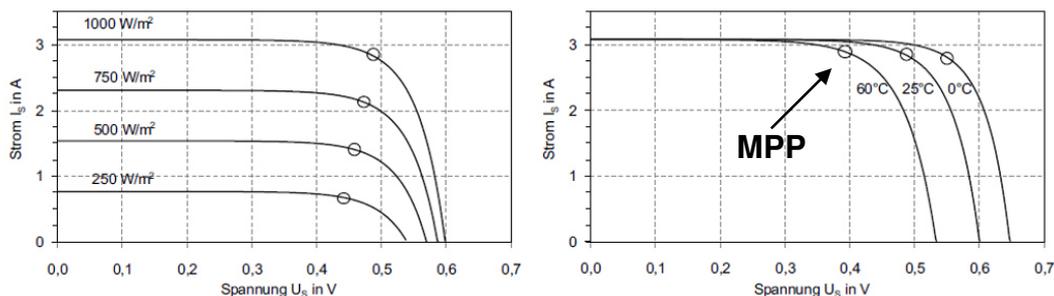


Abbildung 4 Kennlinien einer PV-Zelle für unterschiedliche Bestrahlungsstärken (*links*) und Temperaturen (*rechts*) (Quelle: Wesselak & Voswinckel, 2012)

In einem PV-Modul werden die PV-Zellen oftmals in Reihe geschaltet, um die gewünschte Nennspannung zu erreichen. Da bei einer Reihenschaltung die Zelle mit dem geringsten Kurzschlussstrom den resultierenden Kurzschlussstrom der Reihenschaltung bestimmt, ist darauf zu achten, dass sich diese innerhalb eines PV-Moduls nicht großartig unterscheiden. Wird eine Zelle im PV-Modul z.B. teilweise mit Laub bedeckt, wirkt diese als Verbraucher und nimmt elektrische Leistung auf. Dabei kann die verschattete Zelle sehr stark erwärmt und geschädigt werden (Hot-Spot-Effekt). Um dies zu vermeiden, werden die Zellen innerhalb eines PV-Moduls mit sogenannten Bypass-Dioden ausgestattet, um die verschatteten Zellen mit einer Parallelschaltung zu überbrücken (vgl. Wagner, 2019). Meistens werden mehrere Zellen mit einer Bypass-Diode überbrückt. Dabei umfasst eine Bypass-Diode jeweils 18 bis 24 Zellen. Im Falle einer Verschattung fällt somit ein recht großer Teil an Zellen in dem PV-Modul aus. Eine eigentlich optimale Verschaltung durch die Verwendung von einer Bypass-Diode pro Zelle ist, laut Herstellerangaben, aus wirtschaftlichen Aspekten jedoch nicht üblich (vgl. Quaschnig, 2019).

Nachdem die grundsätzliche Funktionsweise eines PV-Moduls erläutert wurde, werden abschließend die maßgebenden Punkte für die Auswahl eines PV-Moduls zusammengefasst. Bei PV-Dachanlagen wird die Größe der PV-Anlage durch die Dachfläche begrenzt. Durch Störobjekte (Fenster, Antennen, Bäume usw.) kann es zu Verschattungen kommen, welche bei der Auslegung und bei der Auswahl der PV-Module berücksichtigt werden sollten. Unter Umständen können auch für Verschattungssituationen optimierte PV-Module in Frage kommen. Je nach Zelltyp erbringen PV-Module unterschiedliche Nennleistungen bei gleicher Größe. Ausgehend von der zuvor genannten Standardgröße, schwanken die Nennleistungen der handelsüblichen PV-Module zwischen 280 W und 400 W. Hierbei gilt: Je höher die Nennleistung pro Fläche, desto teurer sind die Anschaffungskosten. Bei der Auswahl des PV-Moduls ist somit auf ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Anlagenleistung (abhängig vom Energiebedarf) und der Dachfläche zu achten. Des Weiteren kann die Form und die Konstruktion des Daches für die Abmaße und das Gewicht der PV-Module relevant sein. Bei einer geringen Lastreserve des Daches kann z.B. auf entsprechend kleinere und leichtere PV-Module zurückgegriffen werden. Ein weiteres Auswahlkriterium ist das äußere Erscheinungsbild. Die PV-Module der verschiedenen Hersteller weisen alle optischen Unterschiede auf. Beispielsweise unterscheidet sich die Farbe und Dicke des Aluminium-Rahmens oder die Farbe des Trägermaterials.

2.2.3 Wechselrichter

Um den Gleichstrom (DC) der PV-Module in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen oder um diesen in handelsüblichen Verbrauchern nutzen zu können, muss der Gleichstrom in einen einphasigen oder dreiphasigen Wechselstrom (AC) umgewandelt werden. Hierzu wird ein Wechselrichter (DC-AC-Wandler) genutzt, welcher durch geeignete Modulationsverfahren in guter Näherung eine sinusförmige Spannung erzeugt. Der Wechselrichter dient somit als Bindeglied zwischen den PV-Modulen, den Verbrauchern und dem öffentlichen Stromnetz (vgl. Wesselak & Voswinckel, 2012). Dabei muss ein netzgekoppelter Wechselrichter bestimmte Anforderungen erfüllen. Diese sind in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 (Niederspannungsrichtlinie) und in der VDE-AR-N 4110 (Technische Anschlussregeln Mittelspannung) definiert (vgl. Quaschnig, 2019). Im Wechselrichter ist oft ein MPP-Tracking vorgesehen, welches über Spannungsanpassungen für das Erzielen der maximalen Leistung sorgt. Moderne Wechselrichter haben zur Überwachung der PV-Anlage häufig auch ein Monitoringsystem integriert, um Fehlermeldungen frühzeitig erkennen zu können.

Ausschlaggebend für den wirtschaftlichen Betrieb eines Wechselrichters ist dessen Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Ausgangsleistung. Der Wirkungsgrad beschreibt, wieviel der erzeugten Eingangsleistung nach der Umwandlung als Ausgangsleistung abgegeben wird. Die Größenordnung für übliche Wirkungsgrade von modernen Wechselrichtern ist in der **Abbildung 5** am Beispiel der Wirkungsgradkurve des „Sunny Tripower CORE1 – STP 50-40“ des Herstellers *SMA Solar Technology AG* zu sehen. Dieser Wechselrichter wird im späteren Verlauf der vorliegenden Arbeit zur Planung der PV-Anlage verwendet.

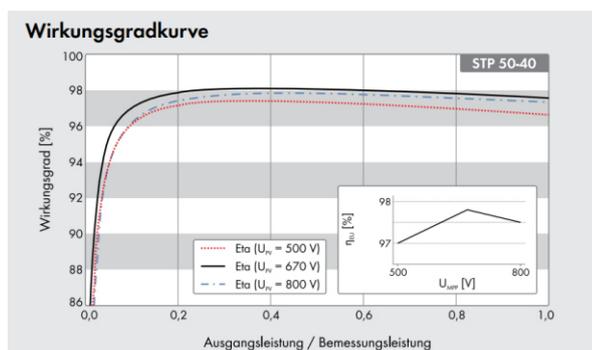


Abbildung 5 Wirkungsgradkurve SMA Sunny Tripower CORE1 – STP 50-40
(Quelle: Anlage A - Datenblätter)

Für die Auslegung von netzgekoppelten PV-Anlagen gibt es verschiedene Variationen in der Verwendung von Wechselrichtern, woraus sich einige Anlagenkonzepte ergeben, welche nachfolgend kurz erläutert werden.

Zentral-Wechselrichter: Bei diesem Anlagenkonzept werden die einzelnen Stränge des PV-Generators in einem Generatoranschlusskasten in einer Parallelschaltung zusammengefasst und anschließend einem zentralen Wechselrichter zugeführt. Bei teilweise verschatteten Strängen führt dies jedoch zu Verlusten und stellt oft einen erhöhten Verkabelungsaufwand (DC-seitig) dar.

Strang-Wechselrichter: In dieser Variante werden die Stränge mit unterschiedlicher Ausrichtung oder Verschattung jeweils einem separaten Wechselrichter zugeführt. Stränge, welche nicht verschattet sind, können hierbei jedoch trotzdem in einer Parallelschaltung zusammengefasst werden. Ein wesentlicher Vorteil ist der geringere Verkabelungsaufwand und die höhere Energieausbeute. Nachteilig ist der höhere Kostenaufwand durch die Anschaffung mehrerer Wechselrichter.

Modulintegrierte Wechselrichter: Die beste Lösung für die maximale Energieausbeute bieten PV-Module mit einem integrierten Wechselrichter. Bei dieser Variante kann jedes einzelne PV-Modul im MPP betrieben werden und der DC-seitige Kabelaufwand entfällt. Dieses Konzept ist in der Praxis jedoch ungeeignet, da beispielsweise ein Austausch des Wechselrichters einen unnötig hohen Aufwand darstellt.

In der praktischen Anwendung hat sich eine Mischform der Anlagenkonzepte durchgesetzt. Durch die Verwendung von **Multistrang-Wechselrichtern**, können mehrere Stränge mit unterschiedlicher Ausrichtung und Verschattung an einen einzigen Wechselrichter angeschlossen werden. Der Multistrang-Wechselrichter enthält mehrere Strangeingänge, welche jeweils die einzelnen Stränge über mehrere MPP-Tracker im jeweiligen MPP betreibt. Die Auslegung des Wechselrichters ist in erster Linie von dem benötigten Anlagenkonzept abhängig, welches wiederum von der Dachbelegung, der Ausrichtung und der Verschattungssituation abhängt. Des Weiteren werden die Auswahlmöglichkeiten durch die Leistung, Stromstärke und Spannung des PV-Generators begrenzt. Hieraus ergeben sich auch die maximalen Stranglängen und die mögliche Strangkonstellation pro Wechselrichtereingang.

Aufgrund des besseren Wirkungsgrads bei mittlerer Teillast, wird in der Regel die Nennleistung des PV-Generators (P_{STC}) im Verhältnis zur maximalen Ausgangsleistung des Wechselrichters (P_{AC_N}) überdimensioniert bzw. die Wechselrichter-Ausgangsleistung entsprechend unterdimensioniert. Bei der Auslegung des Wechselrichters hilft der Dimensionierungsfaktor (SR_{AC}).

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

(vgl. Mertens, 2018)

Der Hersteller *SMA Solar Technology AG* empfiehlt bei optimaler Ausrichtung in Mitteleuropa einen Dimensionierungsfaktor von ca. 1,1 (110 %). Bei nicht optimaler Ausrichtung, beispielsweise bei Fassaden- oder Ost-/Westanlagen, kann die Nennleistung des PV-Generators entsprechend größer als die Wechselrichter-Ausgangsleistung gewählt werden. Die empfohlenen Dimensionierungsfaktoren sind dabei abhängig von der Ausrichtung und der Neigung der PV-Module (vgl. SMA Solar Technology AG, 2012).

2.2.4 Unterkonstruktion

Zur Befestigung der PV-Module bieten die Hersteller verschiedenste Montagesysteme an. Dabei müssen diese unterschiedlichste Anforderungen erfüllen. Zum einen ist eine ausreichende Hinterlüftung für die Kühlung der PV-Module wichtig, zum anderen ist aufgrund der hohen Betriebsdauer von PV-Anlagen eine hohe Witterungsbeständigkeit unerlässlich. Die meisten Unterkonstruktionen werden aufgrund des geringen Gewichts aus Aluminium gefertigt. Wesentlich für die Auswahl der Unterkonstruktion ist jedoch die Dachbeschaffenheit. Hier spielen die Dachneigung und die Dachausrichtung eine wichtige Rolle. Die von der Region abhängige optimale Modulausrichtung ist bei gebäudebezogenen Anlagen aufgrund von begrenzenden Faktoren (Fläche, Eigenverschattung, Kosten) in der Praxis oft nicht darstellbar. Auch nachgeführte Systeme, die für eine dauerhafte Einhaltung der optimalen Ausrichtung sorgen, widersprechen vielfach der Machbarkeit.

Je nach Dachhauttyp sind verschiedene Befestigungsmöglichkeiten notwendig. Außerdem müssen aus Sicherheitsgründen sowohl Unterkonstruktion als auch die Modulrahmen geerdet werden (vgl. Mertens, 2018). Grundsätzlich wird bei gebäudebezogenen Anlagen zwischen verschiedenen Montagesystemen unterschieden, dessen Vor- und Nachteile in **Tabelle 4** aufgeführt sind.

Tabelle 4 Montagesysteme im Überblick (Quelle: Wesselak & Voswinckel, 2012)

Montagesystem	Montageart	Vor- und Nachteile
Schrägdach Auf-Dach		+ keine Eigenverschattung + vollständige Flächennutzung - Ausrichtung nicht immer optimal
Schrägdach In-Dach		+ keine Eigenverschattung + vollständige Flächennutzung - nur für Dachneubau geeignet - schlechte Hinterlüftung
Flachdach Auf-Dach		+ optimale Ausrichtung / Neigung + gute Hinterlüftung - Eigenverschattung
Flachdach In-Dach		- keine Selbstreinigung - ungünstige Ausrichtung - schlechte Hinterlüftung
Fassade		+ Nutzung als Sonnenschutz + keine Eigenverschattung - ungünstige Ausrichtung - schlechte Hinterlüftung

Die vorliegende Arbeit wird sich im späteren Verlauf mit der Planung einer Flachdachanlage und einer fassadenseitigen Anlage beschäftigen. Bei Flachdächern ist es von den Architekten / Tragwerksplanern häufig unerwünscht, die Unterkonstruktion direkt mit dem Dach zu verbinden.

Daher werden aufgeständerte Flachdachsysteme mit Betonplatten oder Kies ballastiert, um die Dichtigkeit der Dachhaut nicht zu gefährden und die nötige Lagesicherheit zu gewährleisten. Die begrenzenden Faktoren bei der Belegung eines Daches sind die Dachflächen und die Lastreserven des Daches. Aufgrund der zusätzlichen statischen und dynamischen Dachlasten ist das Dach daher von einem Tragwerksplaner zu untersuchen (vgl. Wesselak & Voswinkel, 2012).

Die Lagesicherheit fordert eine exakte Planung, wobei alle Einflussfaktoren zu berücksichtigen sind. Hierzu zählen neben dem Gewicht der Module und der Unterkonstruktion auch die Wind- und Schneelasten. Der Einfluss dieser Lasten hängt vor allem von dem Standort, der Geländehöhe und der Gebäudehöhe ab. Die Ermittlung dieser Lasten wird durch die Normenreihe DIN EN 1991 (Eurocode 1), welche jegliche Einwirkungen auf die Tragwerksplanung von Hochbauten und Ingenieurbauwerken umfasst, geregelt. Die DIN EN 1991-1-4 unterteilt dabei Deutschland in vier Windzonen. Die DIN EN 1991-1-3 hingegen, unterteilt Deutschland in fünf Schneezonen. Die **Abbildung 6** zeigt die jeweiligen Zonenkarten für die Wind- und Schneelasten in Deutschland. Die Intensität der Lasten nimmt mit Anstieg der Zonenzahl zu.

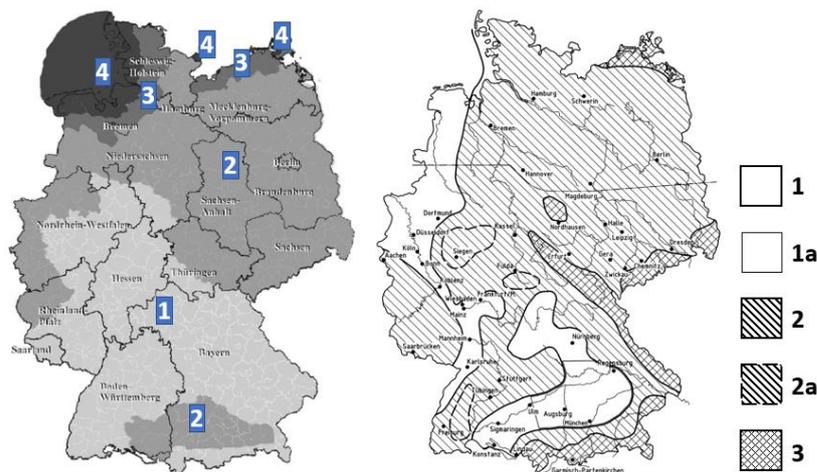


Abbildung 6 Windlastzonen (*links*) und Schneelastzonen (*rechts*) in Deutschland
(Quelle: In Anlehnung an DIN EN 1991-1-3 und -4, 2010)

Zudem werden die Unterschiede in der Standort-Topografie über die Zuordnung von insgesamt vier Geländekategorien berücksichtigt. Durch die zuvor genannten Zonen und Kategorien des Eurocode 1 können die wirkenden Lasten auf die Unterkonstruktion und die PV-Module ermittelt werden. Da ein Aufsummieren der zu erwartenden Lasten zu unrealistischen Lastannahmen führen würde, regelt die Norm zusätzlich die Lastenüberlagerung unter Berücksichtigung von Teilsicherheitswerten und Kombinationsfaktoren. Durch das Ergebnis der Berechnung kann die Tragfähigkeit und Lagesicherheit nachgewiesen werden. Da die Berechnung gemäß der Normenreihe DIN EN 1991 äußerst komplex ist, bieten die Hersteller von Unterkonstruktionen spezielle Tools zur Auslegung von PV-Anlagen an. Diese berücksichtigen die Vorschriften der Norm und erleichtern die exakte Planung (vgl. DIN EN 1991-1-3 und -4, 2010).

2.2.5 Energiespeichersysteme

Bezüglich des Eigenverbrauchs spielen Energiespeichersysteme eine immer entscheidendere Rolle. Da der Ertrag einer PV-Anlage in erster Linie von der Einstrahlung der Sonne abhängig ist, kann die Stromproduktion nicht geregelt werden. Der überschüssige Solarstrom, welcher zum Zeitpunkt der Stromproduktion nicht im eigenen Gebäudenetz verbraucht werden kann, wird somit in das öffentliche Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet.

Die Grundidee beim Einsatz eines Energiespeichersystems ist den überschüssigen Solarstrom zu speichern, um diesen zu einem späteren Zeitpunkt nutzen zu können. Hierdurch erhöht sich der Eigenverbrauch. Dabei unterscheiden sich die Systeme über die Art und Weise der Speicherung des elektrischen Stroms. Grundsätzlich wird hier von mechanischen, thermischen, elektrischen, elektrochemischen und chemischen Speichersystemen gesprochen. Eine Möglichkeit den elektrischen Strom der PV-Anlage zu speichern sind elektrochemische Speichersysteme. Da diese Form des Speichers anhand dieses Projektes untersucht werden wird, sind die elektrochemischen Speichersysteme nachfolgend detaillierter erklärt. Solche im PV-Bereich eingesetzten Speichersysteme werden häufig mit Akkumulatoren auf Basis von Blei (Blei-Säure-Batterie) oder Lithium (Lithium-Ionen-Batterie) umgesetzt. Vereinzelt werden auch exotischere Speichersysteme auf Basis von Natrium-Schwefel (NaS-Batterie) oder Flüssigbatterien wie die Redox-Flow-Batterie eingesetzt. Da eine Beschreibung der Funktionen im Rahmen dieser Arbeit zu weit führen würde, sind für den Erhalt eines Überblicks die Vor- und Nachteile der elektrochemischen Speichersysteme in **Tabelle 5** zusammengefasst.

Tabelle 5 Vor- und Nachteile von elektrochemischen Speichersystemen
(Quelle: In Anlehnung an Mertens, 2018)

Technologie	Vorteile	Nachteile
Blei-Säure	<ul style="list-style-type: none"> • Kostengünstig • Erprobte Technologie • Sicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Energiedichte (30–50 Wh / kg) • Geringe Lebensdauer • Keine Schnellladung
Lithium-Ionen	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Energiedichte (110–250 Wh / kg) • Hohe Zyklen-Lebensdauer • Hoher Energiewirkungsgrad (> 90%) • Geringe Selbstentladung • Weiteres Entwicklungspotential 	<ul style="list-style-type: none"> • Relativ teuer • Sicherheitsprobleme • Ladeüberwachung notwendig
Natrium-Schwefel	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Energiedichte (100–200 Wh / kg) • Sehr hohe Zyklenzahl • Keine Selbstentladung • Relativ sicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Gefahrenpotential bei Bruch der Zelle • Aufwändiges thermisches Management • Dauerhafter Energieaufwand • für Temperaturhaltung
Redox-Flow	<ul style="list-style-type: none"> • Für sehr große Speicherkapazitäten geeignet • Wartungsarm • Einfacher Zellaufbau • Tiefentladefest • Sicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Energiedichte (10–50 Wh / kg) • Hilfsaggregate (Pumpen) erforderlich • Eingeschränkter Temperaturbereich

Die Auslegung eines Energiespeicher-Systems hängt vor allem von den angestrebten Kriterien ab. Hierbei spielen oftmals der Autarkiegrad und der Eigenverbrauchsanteil eine ausschlaggebende Rolle, wobei der Autarkiegrad eher bei der Planung von Inselsystemen bedeutend ist. Die Bedeutung dieser beiden Größen ist den folgenden **Formeln 2 und 3** zu entnehmen.

$$\text{Eigenverbrauchsanteil} = \frac{\text{Eigenverbrauch in kWh}}{\text{Erzeugung in kWh}} \quad (2)$$

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{Eigenverbrauch in kWh}}{\text{Gesamtverbrauch in kWh}} \quad (3)$$

Auch die Leistungsdaten der Energiespeicher-Systeme müssen bei der Auslegung berücksichtigt werden. Hierzu zählen zum einen die Batteriespannung, die maximale Lade-/Entladeleistung und der maximale Lade-/Entladestrom. Zum anderen ist die Zyklenzahl und die maximale nutzbare Speicherkapazität bei Akkumulatoren für den Anwendungsbereich ausschlaggebend.

Beim Be- und Entladen von Akkumulatoren müssen die technischen Gegebenheiten anspruchsvoll berücksichtigt werden. Dies wird häufig über ein integriertes Batteriemanagement-System realisiert. Hierfür werden Laderegler eingesetzt, welche diesbezüglich eine Reihe von Aufgaben übernehmen. Hierzu gehört unter anderem eine Schutzfunktion gegen eine Überladung oder Tiefentladung. Beispielsweise wird bei einer bevorstehenden Tiefentladung (z.B. durch eine längere Beladungspause) eine automatische Sicherheitsladung aus dem Netz aktiviert, um den Akkumulator vor Schäden zu schützen. Auch im Falle einer zu hohen Zelltemperatur reguliert der Laderegler die Leistungsabgabe des Akkumulators. Zudem wird eine unkontrollierte Entladung verhindert und oftmals ist eine Ladezustandsanzeige integriert (vgl. Mertens, 2018).

Je nach Größe bzw. Gesamtkapazität des Akkumulators liegen die Anschaffungskosten für ein modernes Speichersystem ohne Montage bei etwa 800 € bis 1.400 € pro Kilowattstunde Kapazität (vgl. Verbraucherzentrale.NRW, 2020). Einige Hersteller (z.B. *SMA Solar Technology AG*) bieten auch sogenannte Hybrid-Speichersysteme an, welche den Wechselrichter und den Akkumulator in einer kompakten Bauweise vereinen. Diese Lösung kann ggf. zu einer Kostenersparnis führen und es gilt, dies im Einzelfall durchaus in Betracht zu ziehen.

2.2.6 Weitere Systemkomponenten

In der Praxis sind eine Reihe von elektrischen Komponenten nötig, um die PV-Anlage rechts- und normenkonform am öffentlichen Stromnetz betreiben zu dürfen. Um den Vorgaben zu entsprechen, muss eine PV-Anlage sowohl DC-seitig als auch AC-seitig gewisse Mechanismen zum Anlagenschutz und zur Überwachung haben. Hierzu folgt eine Zusammenfassung der wichtigsten elektrischen Komponenten, aufgeteilt in die DC- und AC-Komponenten. Diese können sich je nach Anforderung von Anlage zu Anlage unterscheiden.

DC-Komponenten: Der gleichstromseitige Gesamtaufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage wird schematisch in **Abbildung 7** dargestellt. Der Strom der in Reihe geschalteten PV-Module wird über einzelne Stränge zum Generatoranschlusskasten geführt. Ein Generatoranschlusskasten bündelt die Strangleitungen und sorgt über Varistoren für den Schutz gegen gewitterbedingte Überspannungen (DC-Überspannungsschutz). Des Weiteren kann mit Hilfe von DC-Trennern jeder einzelne Strang abgekoppelt werden.

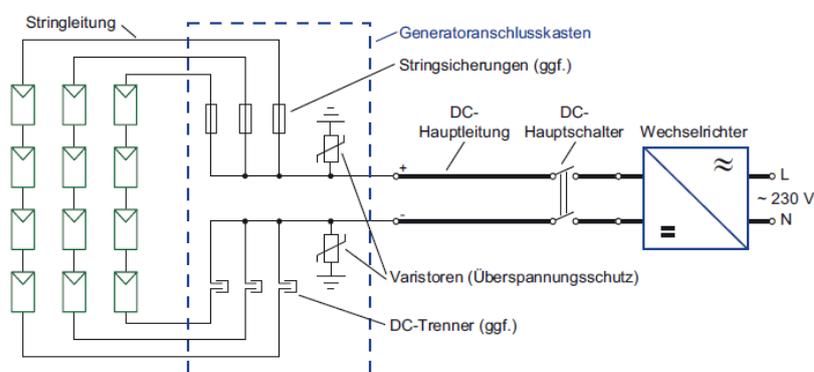


Abbildung 7 Typischer Gesamtaufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage (DC-seitig)
(Quelle: Mertens, 2018)

Der gebündelte Strom der einzelnen Stränge wird über die DC-Hauptleitungen vom Generatoranschlusskasten zum Wechselrichter geführt. Außerdem fordert die Norm DIN VDE 0100-712 für Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten bei PV-Anlagen eine Einrichtung zum Trennen des PV-Generators vom Wechselrichter (DC-Hauptschalter). Moderne Wechselrichter-Modelle beinhalten oft auch eine Messelektronik für die Überwachung der Strangströme. Kleinere PV-Anlagen für Eigenheime brauchen oftmals keinen Generatoranschlusskasten, denn hier sind alle nötigen Komponenten im Wechselrichter verbaut.

Da die Strangverkabelung auf dem Dach der Witterung, Sonnenstrahlung und hohen Temperaturen ausgesetzt ist, müssen die gleichstromführenden Kabel eine besonders hohe Widerstandsfähigkeit aufweisen. Die zu verwendenden PV-Kabel müssen somit UV-beständig, schwer entflammbar und für hohe Betriebstemperaturen ausgelegt sein. Typischerweise werden hier doppelt isolierte Kupferkabel der Schutzklasse II verwendet, wobei der Kabelquerschnitt je nach Bedarf von 4 mm² bis 6 mm² variiert. Für das Verbinden der PV-Module untereinander haben sich mittlerweile Stecker der Firma Multi-contact (MC-4 Stecker) zum Quasistandard durchgesetzt. Die spezielle Ausführung des Steckers erlaubt ein einfaches und gefahrloses Verbinden aller PV-Kabel.

AC-Komponenten: Die wechselstromführenden Kabel des Wechselrichters werden grundsätzlich einem Einspeisezähler zugeführt, sodass die Einspeisemenge der PV-Anlage bestimmt werden kann. Getrennt davon ermittelt ein Bezugszähler den Stromverbrauch. Heutzutage wird bei einer Einspeisung mit Eigenverbrauch bevorzugt ein Zweirichtungszähler verbaut, welcher den eingespeisten Strom der PV-Anlage ($W_{Einspeisung}$) und den aus dem Netz bezogenen Strom (W_{Bezug}) getrennt erfasst. Für die Bestimmung des Eigenverbrauchs ist ein weiterer Zähler nötig, welcher den Ertrag (W_{PV}) der PV-Anlage erfasst. Die folgende **Abbildung 8** zeigt eine schematische Darstellung einer klassischen Überschusseinspeisung (vgl. Mertens, 2018).

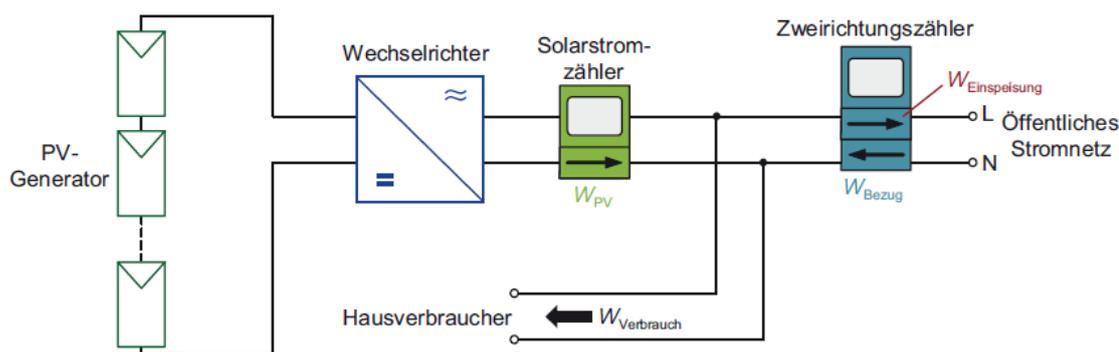


Abbildung 8 Überschusseinspeisung mit Zweirichtungszähler
(Quelle: Mertens, 2018)

Der gemessene Wert des Einspeisezählers bildet die Grundlage zur Ermittlung der Einspeisevergütung. Der Eigenverbrauch ergibt sich aus der Differenz zwischen Ertrag und Einspeisung. Dieser wird für die Berechnung der EEG-Umlage herangezogen.

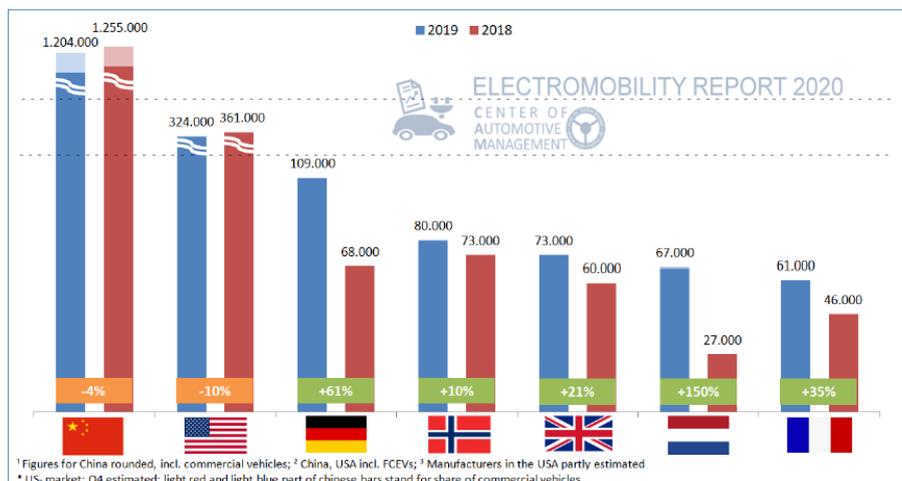
Nach der Niederspannungsrichtlinie gilt, dass bei einer PV-Anlagenleistung > 30 kW ein zentraler Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) am Zählerplatz, dezentral in einer Unterverteilung oder ein im Wechselrichter integrierter NA-Schutz notwendig ist. Der NA-Schutz, bestehend aus einem Relais und einem Kuppelschalter, ist nach der VDE-AR-N 4105 eine „typgeprüfte Schutzeinrichtung mit Konformitätsnachweis“. Die durch den NA-Schutz gegebene Netzüberwachung soll sicherstellen, dass die Spannung und die Frequenz im erlaubten Bereich liegen. Dies ist notwendig, da eine Einspeisung in das Netz nur bei einem ordnungsgemäßen Wechselstromnetz erfolgen darf. Befinden sich die Spannungs- und Frequenzmesswerte nicht innerhalb der geforderten Schwellenwerte, wird der PV-Generator bzw. der Wechselrichter durch das Ansteuern von Kuppelschaltern vom öffentlichen Stromnetz getrennt. Bei PV-Anlagen mit einer Leistung > 30 kW muss zwangsläufig ein NA-Schutz am zentralen Zählerplatz verbaut werden. Befinden sich im Wechselrichter integrierte Kuppelschalter, dürfen diese bis zu einer Leistung ≤ 135 kW über einen Meldekontakt vom NA-Schutz angesteuert werden, um die PV-Anlage vom Netz zu trennen. Bei einer Anlagenleistung > 135 kW muss der Wechselrichter, gemäß den technischen Anschlussregeln für das Mittelspannungsnetz, durch eine Herstellererklärung explizit für diesen Einsatz zugelassen sein, oder die Kuppelschalter müssen sich unmittelbar in der Nähe des zentralen Zählerplatzes befinden und durch den NA-Schutz schaltbar sein.

Zu beachten ist außerdem, dass ein Wechselrichter bei einem abgeschalteten Netz aus Sicherheitsgründen nicht einspeisen darf (Inselbetrieb). Um dies zu vermeiden, sollte der NA-Schutz die Funktion zur Inselnetzerkennung abdecken. Ist jedoch eine Inselnetzerkennung im integrierten NA-Schutz des Wechselrichters bereits realisiert, kann unabhängig von der Anlagenleistung auf eine Inselnetzerkennung im zentralen NA-Schutz verzichtet und hierdurch ein erhöhter Kostenaufwand eingespart werden (vgl. DIN VDE 0100-712:2016-10).

Durch die Errichtung üblicher PV-Anlagen auf und an Gebäuden wird das Risiko eines Blitzeinschlages nicht erhöht. Im Sinne der Blitzschutznorm DIN EN 62305-3 ist, im Falle eines bestehenden Blitzschutzes, eine Einbindung in diesen zu empfehlen. Unterschieden wird zwischen dem äußeren und inneren Blitzschutz. Während letzterer die Vermeidung gefährlicher Funkenbildung in der zu schützenden Anlage umfasst, schützt der äußere Blitzschutz die Dachaufbauten vor direkten Blitzeinschlägen. Hierfür werden Fangeinrichtungen auf dem Dach positioniert, wobei die Anordnung normativ mit Hilfe des Blitzkugel-, Maschen-, oder Schutzwinkelverfahrens bestimmt wird. Abhängig von der Auslegung des äußeren Blitzschutzes, sind für die PV-Anlage verschiedene Konzepte bzw. Maßnahmen für den Blitz- und Überspannungsschutz nötig. Beträgt beispielsweise die Leitungslänge zwischen Netzanschluss und Wechselrichter mehr als 10 m, so ist sowohl ein AC-Überspannungsschutz am Wechselrichter als auch in der Nähe des Netzanschlusses nötig (vgl. DIN EN 62305-3 Beiblatt 5:2014-02).

2.3 Ladeinfrastruktur für E-Mobilität

Der jährliche „*Electromobility Report*“ des *Center of Automotive Management (CAM)* gibt regelmäßig einen Überblick über die Entwicklung des Automobilmarktes. Im Mittelpunkt stehen dabei die Märkte China, USA und die Europäische Union. Aus der neusten Fassung geht hervor, dass Deutschland im Vergleich zu den wichtigsten Märkten für E-Autos von 2018 bis 2019 ein vergleichsweise sehr gutes Absatzwachstum geschafft hat (s. **Abbildung 9**).



Quelle: CAM Electromobility Report 2020

Abbildung 9 Absatztrends von E-Autos 2018 / 2019 (Quelle: Bratzel, 2020)

Ergänzend liegen die Marktanteile von E-Autos in Deutschland bei lediglich 3 %. Um die Anzahl der Verkäufe und Neuzulassungen von E-Autos und entsprechend auch die Marktanteile in Deutschland zu erhöhen, ist es zwangsläufig notwendig eine ausgereifte Infrastruktur zum Laden der E-Autos in Deutschland zu etablieren.

Aktuell gibt es in Deutschland rund 24.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur wird von der Bundesregierung mit 300 Millionen Euro gefördert. Ende 2019 wurde der Masterplan „Ladeinfrastruktur“ beschlossen, welcher Maßnahmen für den Aufbau einer nutzerfreundlichen Ladestruktur in Deutschland enthält. Ziel ist es, bis zum Jahr 2030 eine Million Ladestationen in Deutschland zu schaffen. Für die erfolgreiche Etablierung sind einheitliche Standards beim Laden und Bezahlen bedeutend. Die Bundesregierung hat hierfür die sogenannte Ladesäulenverordnung 2016 mit weiteren Änderungen im Mai 2017 beschlossen, welche die technischen und sicherheitsrelevanten Standards regelt (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020a / 2020b).

Auch die baurechtlichen Rahmen werden für einen zielgerichteten Ausbau des Ladenetzes in Deutschland immer weiter angepasst. Somit wurde im Mai 2018 eine überarbeitete Fassung der EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie (EPBD) verabschiedet. Diese schreibt zur Förderung von E-Mobilität und Ladestruktur weitere Maßnahmen vor:

„In Bezug auf neue Nichtwohngebäude und Nichtwohngebäude, die einer größeren Renovierung unterzogen werden, tragen die Mitgliedstaaten, sofern das Gebäude über mehr als zehn Stellplätze verfügt, dafür Sorge, dass mindestens ein Ladepunkt im Sinne der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates () sowie für mindestens jeden fünften Stellplatz die Leitungsinfrastruktur, nämlich die Schutzrohre für Elektrokabel, errichtet werden, um die spätere Errichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu ermöglichen [...]“.* (Artikel 8 Abs. 2 EPBD 2018)

Zudem gibt es weitere Ansätze zum schnelleren Ausbau der Ladeinfrastruktur auf Länderebene in Deutschland. Die Hessische Garagenverordnung (GaV Hessen) schreibt beispielsweise eine Mindestanzahl an Lademöglichkeiten in Garagen vor:

„Garagen müssen eine ausreichende Anzahl an Einstellplätzen haben, die über einen Anschluss an Ladestationen für Elektrofahrzeuge verfügen. Der Anteil dieser Einstellplätze bezogen auf die Gesamtzahl der Einstellplätze muss mindestens 5 % betragen [...]“ (§ 2 Abs. 3 GaV Hessen 2014)

Der Ausbau der Ladestruktur für E-Fahrzeuge wird in Deutschland von der Regierung und den Ländern gefördert. Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur fördert die Errichtung von öffentlich zugänglichen Ladeinfrastrukturen mit Zuschüssen. Auch die KfW fördert beispielsweise über die Programmnummer 240 / 241 Investitionen in Ladestationen mit günstigen Krediten. Eine Übersicht der möglichen Förderungen bezüglich E-Mobilität wird von den Stadtwerken Lübeck auf der Webseite <https://emobil.swhl.de/foerderung> zur Verfügung gestellt.

2.4 Planungssoftware

2.4.1 PV*SOL premium

PV*SOL premium ist ein Simulationsprogramm für PV-Anlagen von der Valentin Software GmbH. Das Programm bietet, im Gegensatz zu vielen anderen Ertragsprognose-Programmen, neben der 3D-Simulation auch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Mit dem Programm ist es möglich, den Eigenverbrauch zu berechnen, sowie die Stromspeicherung in Batteriesystemen abzubilden. Zusätzlich beinhaltet das Programm eine Komponentendatenbank, die stetig aktualisiert wird. Diese bietet eine hohe Auswahlmöglichkeit an marktüblichen Modul-, Wechselrichter-, Speicher- oder E-Autodatensätzen.

Für die Ertragsprognose in Deutschland stehen dem Programm die Daten des Deutschen Wetterdienstes zur Verfügung. Auf Basis eingegebener Werte führt PV*SOL jedoch nicht nur eine Ertragsprognose, sondern auch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durch. Dabei werden unter anderem die Investitionskosten, die Einspeisevergütung, die Strompreisentwicklung und die Kreditzinsen berücksichtigt.

2.4.2 K2 Base

Die K2 Systems GmbH ist ein Hersteller für Montagesysteme im Bereich Solartechnik. Für die detaillierte Planung stellt der Hersteller eine plattformunabhängige Online-Software zur Verfügung. Mit einem registrierten Zugang des Herstellers ist das Tool kostenlos nutzbar und bietet die Möglichkeit mit Hilfe von Satellitenbildern und grafischen Zeichenwerkzeugen Aufdachprojekte eigenständig und komfortabel zu planen. Hierbei werden die Wind- und Schneezonen durch die Eingabe der Projektdaten bzw. der Adresse automatisch zugeordnet.

Aus den wirkenden Lasten wird rechnerisch ein Plan für die notwendige Ballastierung zusammengestellt. Des Weiteren erstellt K2 Base auf Grundlage der eingegebenen Daten einen Projektbericht (inkl. Montageplan, Ballastierungsplan, Ergebnisse, Statikbericht usw.), welcher als Dokument heruntergeladen werden kann.

2.4.3 PV-GIS

Das Institut für Umwelt und Nachhaltigkeit des Joint Research Centre der Europäischen Kommission bietet über das Photovoltaic Geographical Information System (PV-GIS) eine kostenlose Ertragsdatenbank zur Verfügung. Diese beinhaltet Strahlungsdaten für Afrika, Europa und Asien, woraus sich nach Eingabe des Standortes und der Ausrichtung die Erträge einer PV-Anlage bestimmen lassen.

3 Projektplanung

3.1 Anforderungen

Ein *Industriebetrieb* errichtet in Lübeck einen neuen Produktionsstandort bestehend aus einem Bürotrakt (B), einem Produktionsbereich (P) und einer Lagerhalle (L). Die **Abbildung 10** zeigt die geplante Aufteilung des Gebäudes.

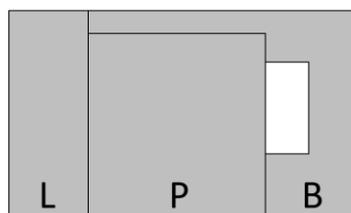


Abbildung 10 Aufteilung des neuen Gebäudes (eigene Darstellung)

Da das Bauvorhaben über das Energieeffizienzprogramm „Energieeffizient Bauen und Sanieren im Unternehmen“ finanziert werden soll, muss mindestens der Effizienzgebäudestandard EG 70 erreicht werden (s. **Kapitel 2.1.2**). Um rechnerisch den Nachweis nach der EnEV für eine 30-prozentige Unterschreitung des Jahres-Primärenergiebedarfs des Referenzgebäudes ($Q_{P,Ref}$) zu erbringen, ist auf dem Dach des Produktionsbereiches eine PV-Anlage mit einer Leistung von mindestens 240 kWp notwendig. Der selbstproduzierte Strom der PV-Anlage soll dem Gebäudestromnetz zugeführt werden und somit den hohen Energiebedarf des Gebäudes anteilig decken. Hierbei wird ein möglichst hoher Eigenverbrauch angestrebt. Die Größe der PV-Anlage ist durch die gegebene Dachfläche und die geplanten Aufbauten (Lüftungsanlage, Kühlaggregate, Rauch-/Wärmeabzugsanlagen usw.) begrenzt. Die gesamte Dachfläche des Produktionsgebäudes beträgt etwa 3100 m² und ist als Flachdach in Pultdachausführung geplant. Die genauen Abmessungen der Dachfläche und der Dachaufbauten sowie Seitenansichten des Bauvorhabens sind der Anlage B – *Dach- und Seitenansichten* zu entnehmen. Weitere Dächer des Gebäudes sind aus statischen Gründen nicht zu belegen. Aus sicherheitstechnischen Gründen sind Randabstände von mindestens 2,5 m zur Dachkante inklusive Attika einzuhalten und Wege für Reinigungs- und Wartungsarbeiten zu berücksichtigen. Ergänzend soll für den Brandschutz die DC-Verkabelung ausschließlich auf dem Dach geführt werden. Folglich sind auch die benötigten Wechselrichter auf dem Dach aufzustellen. Für die Unterkonstruktion soll ein ballastarmes System gewählt werden, welches ohne Dachdurchdringungen aufgestellt werden kann und hinreichend bezüglich der aufkommenden Wind- und Schneelasten geprüft ist. Zudem ist die PV-Anlage in den geplanten äußeren und inneren Blitzschutz zu integrieren. Aus einer vorläufigen Risikoabschätzung ergibt sich für das Gebäude die Blitzschutzklasse III. Zudem sollen die PV-Module dem aktuellen Stand der Technik entsprechen und optisch ansprechend aussehen.

Hinsichtlich der geplanten E-Mobilität sollen Ladestationen für den privaten Gebrauch realisiert werden. Hierbei sollen die Mitarbeiter und Besucher des Unternehmens die Möglichkeit haben, E-Fahrzeuge auf dem Firmenparkplatz mit elektrischem Strom zu beladen. Die Ladesäulen sollen ebenfalls eine moderne Technik beinhalten und ein intelligentes Laden mit einem Chipkartensystem ermöglichen.

3.2 Energiebedarf und Lastprofil

Um die PV-Anlage für den geplanten Neubau unter dem Aspekt des Eigenbedarfs auszulegen, ist es zwingend erforderlich ein Lastprofil zu erheben. Da dieses ohne weitere Informationen nicht abzuschätzen ist, wird nachfolgend das Unternehmen und die internen Prozessabläufe genauer untersucht. Die hieraus gewonnenen Informationen werden anschließend als Grundlage für die Ermittlung des zukünftigen Energiebedarfs und des Lastprofils herangezogen.

Der *Industriebetrieb* ist einer der weltweit führenden Hersteller für Produkte aus dem Bereich der Photonik. Der Standort in Lübeck ist in den letzten Jahren erheblich gewachsen und baut aufgrund des starken Wachstums einen neuen Produktionsstandort in Lübeck. Die bereits bestehende Niederlassung in Lübeck entwickelt und produziert dabei Lasersysteme für unterschiedlichste Anwendungsbereiche. Die Produktion findet zurzeit im Mehrschicht-Betrieb statt, wobei die Betriebszeiten üblicherweise von Montag bis Freitag zwischen 06:00 Uhr bis 22:00 Uhr liegen. In der Regel wird in einem Zweischichtsystem (06:00-14:00/14:00-22:00 Uhr) gearbeitet. Bei Bedarf wird auch zeitweise samstags oder nach einem Dreischichtsystem mit Nachtschicht (21:00-05:00 Uhr) gearbeitet. Momentan arbeiten insgesamt 62 Mitarbeiter im Schichtbetrieb. Der restliche Teil der Mitarbeiter kann die Arbeitszeit auf den Zeitraum zwischen 06:00 Uhr bis 20:00 Uhr verteilen, hier gibt es keine Kernarbeitszeit. Voraussetzung für die Tätigkeiten in der Produktion sind Reinräume mit speziellen Anforderungen an ein konstantes Raumklima sowie äußerste Sauberkeit. Die Produktion besteht überwiegend aus der Montage und Justage von opto-mechanischen und elektromechanischen Baugruppen. Dies geschieht an sogenannten „Optic Tables“ bzw. „Breadboards“, die von Laserschutzwänden umgeben sind. Des Weiteren werden in kleinen Werkstätten vereinzelt Maschinen (z.B. Drehbänke) für die Entwicklung von Vorserien-Bauteilen betrieben.

Grundsätzlich werden für die Fertigung der Produkte nur sehr wenige Maschinen verwendet. Die Raumluft muss für die Reinräume aufwendig konditioniert werden, was folglich eine hohe Anforderung an die Lüftungs- und Klimaanlage des Neubaus stellt. Die Temperaturen in den klimatisierten Produktionsbereichen liegen bei ca. 22 °C und sind unabhängig vom Außenklima. Überschüssige Prozesswärme wird soweit nutzbar zurückgewonnen. Die Temperaturen in den restlichen Arbeitsbereichen des Gebäudes entsprechen den Anforderungen der Arbeitsstättenrichtlinie. Fenster sind aufgrund der aufkommenden gesundheitsgefährdenden Laserstrahlung in den Produktionsbereichen nicht möglich. Die aktuelle Beleuchtung erfolgt weitestgehend mit energiesparenden LED-Leuchtmitteln. Das für die Fertigung benötigte Material besteht überwiegend aus Dreh- und Frästeilen, Elektronikbaugruppen, Keramiken und Optiken. Diese werden im Lagerbereich angeliefert und über ein internes Logistiksystem in die technischen Bereiche (Montage- und Reinräume) gebracht, wo sie in mehreren Fertigungsstufen zu Lasern montiert werden. Die fertigen Produkte werden anschließend im Lagerraum verpackt und versendet. Zurzeit arbeiten etwa 360 Mitarbeiter am alten Produktionsstandort. Am neuen Standort sollen in Zukunft etwa 380 Mitarbeiter beschäftigt werden.

Das Unternehmen ist nach der international geltenden Umweltmanagementnorm ISO 14001 zertifiziert. Entsprechend werden die betriebsinternen Fertigungsprozesse hinsichtlich Ökobilanzen, Umweltkennzahlen und Umweltleistungsbewertungen kontinuierlich überwacht und optimiert.

Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) müssen für die Gewährleistung eines stabilen Stromnetzes sowohl die Energiebereitstellung als auch die Energieverbräuche so gut wie möglich prognostizieren. Bei Stromkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh elektrischer Energie wird der Energiebedarf anhand konkreter Messungen bestimmt. Für darunterliegende Stromverbraucher werden sogenannte Standardlastprofile verwendet. Da der *Industriebetrieb* jährlich wesentlich mehr als 100.000 kWh an elektrischer Energie verbraucht, ist gemäß der Verordnung über den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen eine registrierte Leistungsmessung (RLM) nötig (Teil 3 § 12 StromNZV 2005). Bei der RLM erfasst eine Messeinrichtung in 15-minütigen Zeitintervallen einen Leistungsmittelwert. Über einen gewissen Zeitraum ergibt sich entsprechend ein Jahres-Lastprofil. Die registrierten Messwerte werden in regelmäßigen Abständen, über einen Telekommunikations-Anschluss an den Netzbetreiber übermittelt. Für die Bearbeitung der vorliegenden Arbeit wurden vom EVU (*Stadtwerke Lübeck GmbH*) die Leistungsmittelwerte der RLM für den Zeitraum vom 01. Januar bis zum 31. Dezember 2019 zur Verfügung gestellt (s. **Abbildung 11**).

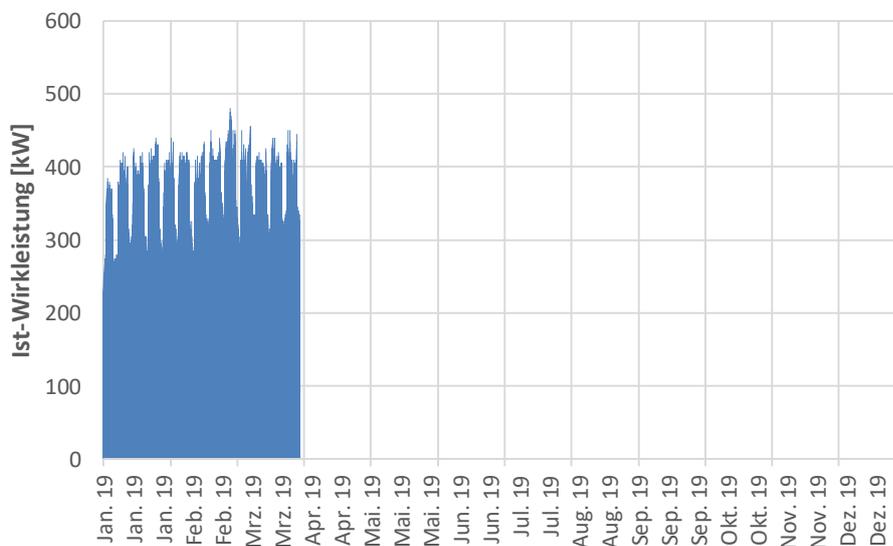


Abbildung 11 Jahres-Lastprofil aus den Leistungsmittelwerten der RLM 2019
(eigene Darstellung)

Aus den insgesamt 35.040 Messwerten ergibt sich ein elektrischer Jahres-Energiebedarf von 3.028.688 kWh (ca. 12,12 GW). Die Grundlast bezeichnet die Belastung, welche nicht unterschritten wird. Aus den Messdaten geht hervor, dass die Grundlast bei etwa 215 kW (in Abb. 11 aufgrund der Auflösung nicht sichtbar) und die Spitzenlast bei etwa 540 kW lag. Zu beachten ist, dass sowohl die Grundlast als auch die Spitzenlast in der Realität abweichen. Durch die 15-minütigen Leistungsmittelwerte der RLM werden die Lasten über die 15-minütigen Zeitintervalle gemittelt und nicht exakt wiedergegeben.

Für die nähere Betrachtung wird ein kleinerer Zeitraum gewählt. Hierfür eignet sich ein Monat im Sommer, da in dieser Zeit die Lüftungsanlage der höchsten Beanspruchung ausgesetzt wird. Auch die Kältemaschinen haben hierdurch einen höheren Energiebedarf. Aufgrund dessen, dass nach Aufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes der Juli 2019 als wärmster Monat im Jahr registriert wurde, ist dieser für die nähere Betrachtung ausgewählt worden (vgl. Kaspar & Friedrich, 2020). Die nachfolgende **Abbildung 12** stellt das Monats-Lastprofil im Juli 2019 dar.

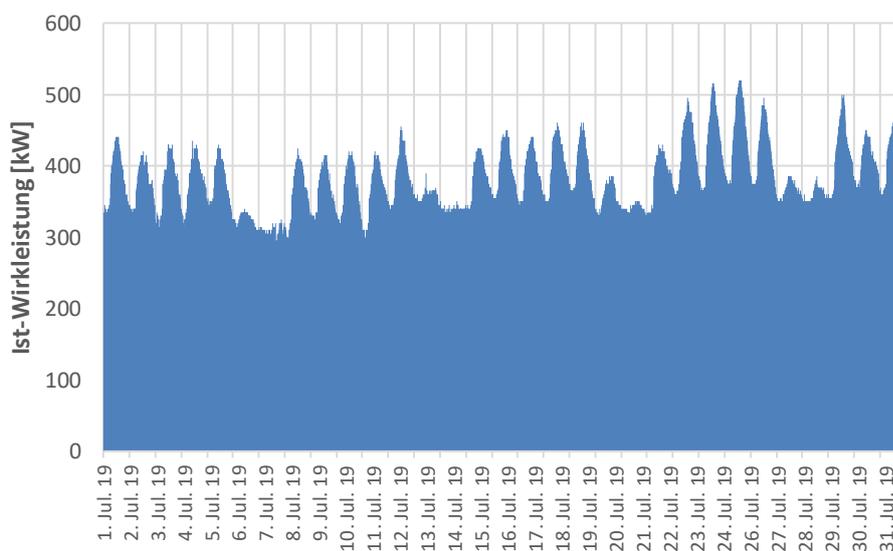


Abbildung 12 Monats-Lastprofil aus den Leistungsmittelwerten der RLM 07/2019
(eigene Darstellung)

Die **Abbildung 12** verdeutlicht, dass sich der elektrische Energiebedarf in den Arbeitstagen Montag bis Freitag deutlich erhöht. Hier sind Lastspitzen zu vernehmen, welche sich deutlich sowohl von dem Energiebedarf in der Nacht als auch am Wochenende abheben. Teilweise ist auch erkennbar, dass an Samstagen vereinzelt ein reduzierter Betrieb stattfindet. Den Messdaten ist ebenfalls zu entnehmen, dass die jährliche Grundlast nicht unterschritten wird. Die Grundlast für den Juli 2019 lag bei etwa 265 kW. Die Spitzenlast hingegen bei 520 kW.

Für die Berechnung der durchschnittlichen Last innerhalb der Betriebszeiten (montags-freitags je 6:00 Uhr bis 22:00 Uhr) und der Ruhezeiten (nachts und sonntags) wurden die Daten aus den Leistungsmittelwerten nochmals gemittelt. Die Samstage wurden bei der Betrachtung aufgrund unklarer Betriebsumstände außer Acht gelassen. Ebenso wurden eventuelle Nachtschichten nicht berücksichtigt. Aus den zuvor beschriebenen Betriebs- und Ruhezeiten ergeben sich folgende gerundete Werte:

Last während Betriebszeit: **409 kW**

Last während Ruhezeit: **348 kW**

Die Differenz, zwischen der durchschnittlichen Last bei Betrieb und während der Ruhezeiten, beschreibt den durchschnittlichen Anstieg des Energiebedarfs bei vollständigem Betrieb im Juli 2019. Der Lastanstieg beträgt somit durchschnittlich etwa **61 kW**.

Um einen Überblick über die derzeitigen Verbraucher zu erhalten, hat der *Industriebetrieb* ein Unternehmen für die Erfassung der meisten Verbraucher beauftragt. Laut Angaben des *Industriebetriebs* fanden die Messungen zwischen dem 01. September 2017 und dem 01. Oktober 2018 statt. Der Übersicht halber wurden die Energieverbraucher zusammengefasst und mit dem ermittelten gesamten Energiebedarf von 3.309.581 kWh ins Verhältnis gesetzt. Die Ergebnisse mit den prozentualen Anteilen sind in **Abbildung 13** dargestellt.

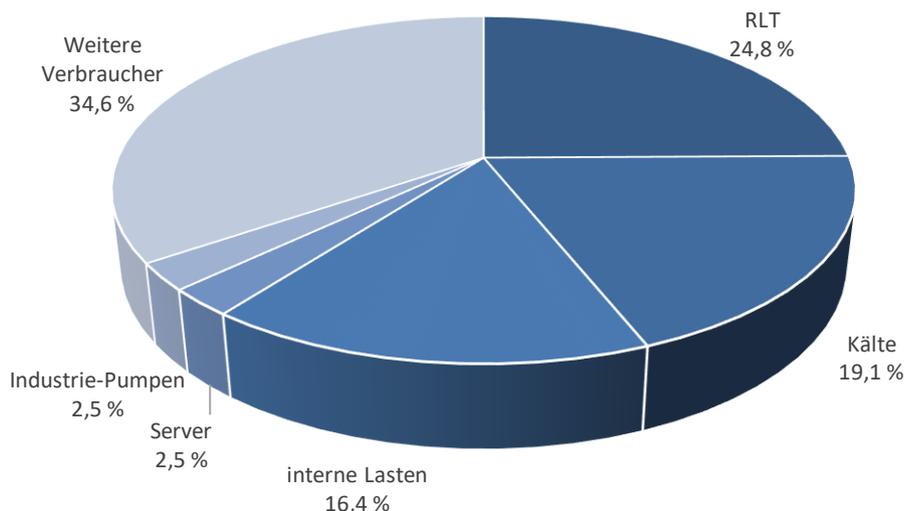


Abbildung 13 Übersicht der Energieverbraucher (eigene Darstellung)

Wie zuvor beschrieben, werden für die Fertigung keine Maschinen mit großem Energiebedarf benötigt. Die größten in **Abbildung 13** ersichtlichen Energieverbraucher sind die raumluftechnischen Anlagen (RLT) und die Kältemaschinen. Die RLT umfassen die Anlagen für die Be- und Entlüftung inklusive Dampf-Luftbefeuchtung, Umluft-Ventilatoren und Punktabsaugungen. Hinzu kommen interne Lasten, welche aufgrund der Vielfalt und des Umfangs bei der damaligen Messung nicht genauer erfasst wurden. Hierbei handelt es sich um zusammengefasste technische Verbraucher wie Trockner, Druckluft-Kompressoren, Vakuum-Pumpen, Beleuchtungen und andere an Steckdosen angeschlossene Geräte. Des Weiteren werden zwei große Industrie-Pumpen für die Förderung technischer Gase und Medien wie z.B. Stickstoff, Kühlwasser und Druckluft betrieben.

Für das interne Datennetzwerk und für die allgemeine Informationstechnik (IT) sind mehrere Server im Betrieb. Alle restlichen Verbraucher wurden unter dem Punkt „Weitere Verbraucher“ zusammengefasst. Dies sind Verbraucher, die bei der damaligen Messung explizit nicht erfasst wurden. Da die damalige Messung zum größten Teil die Verbraucher der Produktions-, Test-, und Entwicklungsprozesse einschloss, ist davon auszugehen, dass der übriggebliebene Jahres-Energiebedarf (34,6 %) hauptsächlich den Bürobereichen zuzuordnen ist. Mögliche Verbraucher können hier die Beleuchtung, die IT und mehrere Durchlauferhitzer für Warmwasser sein.

Aus weiteren Angaben des *Industriebetriebs* geht hervor, dass der elektrische Jahres-Energiebedarf seit den Messungen im Jahr 2017/2018 nicht weiter gestiegen ist. Dies bestätigen auch die im Jahre 2019 erfassten Messdaten der RLM.

Aufgrund der Gegebenheit, dass das Unternehmen nach der Umweltmanagementnorm ISO 14001 zertifiziert ist und der Energiebedarf in den vergangenen Jahren nicht weiter angestiegen ist, wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass sowohl die Produktionsprozesse als auch weitere Verbraucher energetisch optimiert und auf dem aktuellen Stand der Technik sind. Folglich wird davon ausgegangen, dass die zurzeit genutzte technische Gebäudeausrüstung, bezüglich der Effizienz, mit der zukünftigen technischen Gebäudeausrüstung gleichwertig ist. Da die zukünftigen Produktionsprozesse den derzeitigen entsprechen, ist in etwa das gleiche Lastprofil anzunehmen. Um den zukünftigen Jahres-Energiebedarf abschätzen zu können, wird die momentane Netto-Raumfläche (NRF) mit der Zukünftigen ins Verhältnis gesetzt und verglichen.

Nach weiteren Angaben des *Industriebetriebs* ist der aktuelle Produktionsstandort in insgesamt fünf Gebäude zu unterteilen. Diese sind entsprechend den internen Abteilungen und der NRF in **Tabelle 6** zugeordnet. Die Flächen des neuen Standortes sind dem Raum-buch vom 17. März 2020 entnommen.

Tabelle 6 Abteilungen und Flächen des aktuellen Produktionsstandortes
(eigene Darstellung)

	Bezeichnung	Abteilung	NRF in m ²
Alter Standort	A/B	Büro / Entwicklung / Test,	3.291
	C	Lagerhalle	704
	D	Entwicklung / Produktion / Test	2.062
	E	Produktion / Test	631
	Gesamt		6.688
Neuer Standort	B	Büro	6.335
	L	Lager	2.044
	P	Produktion / Entwicklung / Test	9.224
	Gesamt		17.603

Unter der Voraussetzung, dass die Produktivität mit der Zunahme der NRF des Neubaus zukünftig steigen wird und dementsprechend der Energiebedarf im selben Verhältnis zur Fläche ansteigt, kann mit Hilfe des Jahres-Lastprofils aus 2019 ein zukünftiger Energiebedarf prognostiziert werden. Aus den ermittelten Flächen lässt sich entnehmen, dass der neue Standort um den Faktor 2,63 mehr Fläche bietet als der alte Standort. Aus der Multiplikation des Faktors mit den Messwerten der RLM 2019 wird ein neues Lastprofil erzeugt und ein neuer Energiebedarf bestimmt.

Die **Abbildung 14** veranschaulicht das Ergebnis und zeigt das prognostizierte Lastprofil im Vergleich zum Lastprofil aus dem Jahr 2019. Für den neuen Standort ergibt sich ein Jahres-Energiebedarf von 7.968.529 kWh. Dieses wird für die weitere Auslegung der PV-Anlage herangezogen und im Rahmen der Ertragsprognose und der Wirtschaftlichkeitsanalyse mit PV*SOL verwendet.

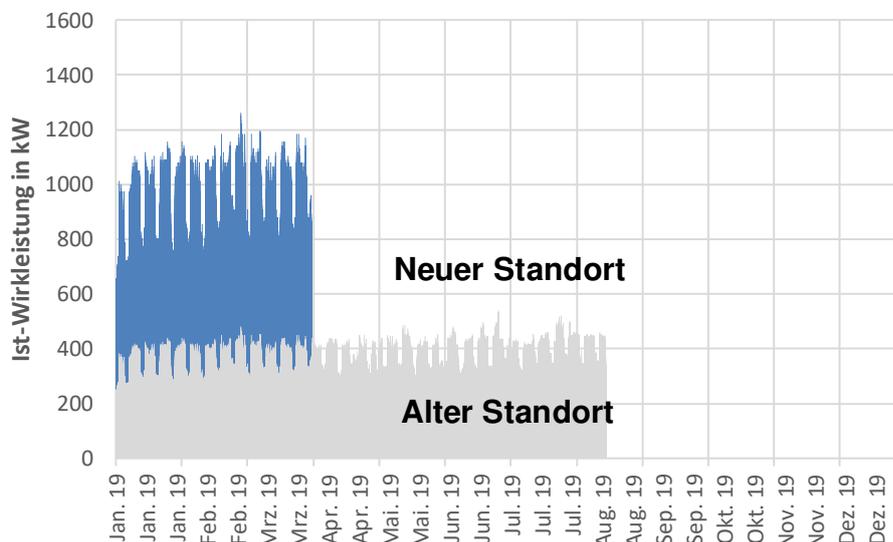


Abbildung 14 Jahres-Lastprofile des alten und neuen Standorts
(eigene Darstellung)

Ein wesentlicher Punkt, der sich im neuen Produktionsstandort als maßgeblicher Verbraucher im Jahres-Energiebedarf bemerkbar machen wird, sind die Ladestationen für die E-Fahrzeuge von Mitarbeitern und Besuchern. Da das Unternehmen zurzeit keine Ladesäulen besitzt, gibt es zudem keine Vergleichswerte. Für die technische Auslegung des Gebäude-Transformators wurde von der *Pinck Ingenieure Consulting GmbH* eine Leistungsbilanz erstellt. Diese enthält eine Auflistung aller zukünftigen Verbraucher inklusive der Ladesäulen. Aufgrund dessen, dass die Verbraucher nicht alle gleichzeitig betrieben werden, werden die Leistungen durch Gleichzeitigkeitsfaktoren entsprechend berücksichtigt. Aus der Leistungsbilanz geht schlussendlich hervor, dass bei einer hohen Gleichzeitigkeit eine Spitzenlast von gerundet 1383 kW erreicht werden kann. Im Verhältnis zur gemessenen Spitzenlast im Jahre 2019 (= 540 kW) ergibt sich ein Faktor von gerundet 2,56. Das Ergebnis eines ähnlichen Faktors zeigt und bestätigt, dass der Energiebedarf mit Zunahme der Fläche steigt und das prognostizierte Lastprofil den vermutlich höheren Energiebedarf durch die Ladesäulen abdeckt.

3.3 Ladeinfrastruktur für E-Mobilität

Allgemeines: Seitens des Bauherrn ist eine öffentlich-zugängliche Nutzung aus sicherheitstechnischen Gründen nicht gewünscht, wodurch primär eine private Nutzung der Ladestationen beabsichtigt wird. Als Nutzergruppen stellten sich auf Nachfrage zum größten Teil die Mitarbeiter und Besucher heraus. Eine firmeneigene E-Fahrzeugflotte ist für das Unternehmen derzeit nicht geplant. Insgesamt bietet die Parkfläche eine Anzahl von 200 Stellplätzen. Hiervon sollen 20 Stellplätze die Möglichkeit zur Aufladung eines E-Fahrzeugs haben. Dies entspricht 10 % der gesamten Stellplätze. Gemäß der EPBD 2018 muss ab einer Stellplatzanzahl von 10 mindestens eine Lademöglichkeit gestellt und für jeden fünften Stellplatz leere Schutzrohre für zukünftige Erweiterungen der Ladeinfrastruktur vorbereitet werden.

Auslegung: Da die Standzeiten in etwa den Betriebszeiten in **Kapitel 3.2** entsprechen werden, ist eine Schnellladefunktion nicht notwendig. Mit der Vernachlässigung von Ladeverlusten und der Annahme einer linearen Ladungskurve, lässt sich die Ladezeit aus der Batteriekapazität und der Ladeleistung zur vollständigen Aufladung annähernd bestimmen (s. **Formel 4**).

$$\text{Ladezeit in h} = \frac{\text{Batteriekapazität in kWh}}{\text{Ladeleistung in kW}} \quad (4)$$

Der neue BMW i3 hat eine Batterie mit einer Speicherkapazität von 42 kWh. Bei einer Ladeleistung von beispielsweise 22 kW ergibt sich eine Ladezeit von 1,9 h. Bei einer Ladeleistung von 11 kW sind es hingegen 3,8 h. Da bei Besuchern von einer kürzeren Standzeit und somit von kürzeren Ladezeiten auszugehen ist, werden die Ladesäulen der geplanten zwei Besucherstellplätze mit einer Ladeleistung von jeweils 22 kW und die 18 Stellplätze der Mitarbeiter mit einer Ladeleistung von jeweils 11 kW realisiert. Hierdurch ist die Ladeleistung entsprechend der Nutzergruppe angepasst, was folglich hohe Lastspitzen im Gebäudestromnetz vermeiden soll. Die **Tabelle 7** gibt einen Überblick über alle geplanten Ladestationen inklusive der Ladeleistungen.

Tabelle 7 Überblick aller geplanten Ladestationen (eigene Darstellung)

Anzahl	Nutzergruppe	Einzelleistung in kW	Gesamtleistung in kW
2	Besucher	22	44
18	Mitarbeiter	11	198

Die Ladepunkte sollen zudem als Standladesäulen ohne ein angeschlossenes Kabel ausgeführt werden, um die Verantwortung eines funktionstüchtigen Kabels / Steckers bei dem Besitzer des E-Fahrzeugs und nicht bei dem Betreiber der Ladesäulen zu belassen. Als Zählerkonzept soll der Energiebedarf für die Ladepunkte und der allgemeine Energiebedarf des Gebäudes getrennt erfasst werden. Die Abrechnung soll über einen Dienstleister erfolgen. Die Auswahl des Standladesäulentyps fiel auf den „Ladepunkt Berlin“ des Herstellers *ebee smart technologies GmbH*. Die technischen Daten sind der Anlage A – *Datenblätter* zu entnehmen.

Ein wesentlicher Vorteil ist das integrierte Last- und Energiemanagementsystem, welches bei hoher Gleichzeitigkeit die Ladeleistung von möglichen 22 kW auf z.B. 11 kW drosselt, um hohe Lastspitzen zu vermeiden und entsprechend geringere Leistungsentgelte an das EVU zu zahlen. Zudem kann über das Managementsystem der Strom strategisch verteilt werden. Hierbei kann ein Verteilalgorithmus gewählt werden, welcher Ladepunkte mit höherer Priorität schneller belädt (Mitarbeiter aus dem Management, Besucher) und die Ladepunkte für die Mitarbeiter per Software grundsätzlich auf eine maximale Ladeleistung von 11 kW begrenzt. Für die Autorisierung können die Nutzergruppen beispielsweise RFID-Chipkarten nutzen.

Der Anlage C – *Plan für Ladeinfrastruktur* sind die auf dem Grundstück verzeichneten Ladepunkte zu entnehmen. Hieraus lassen sich die Entfernungen und die entsprechenden Kabellängen bestimmen. Zudem enthält die nachfolgende **Abbildung 15** das Funktionsschema zur Ladeinfrastruktur. Aus dem öffentlichen Netz wird auf der Mittelspannungsebene (MS) über einen Zweirichtungszähler (Z1) mit einer Wandlerrmessung und RLM der bezogene Strom erfasst. Ein Transformator (T) sorgt für eine Umspannung auf die Niederspannungsebene (NS), worauf der Strom dann in die Niederspannungs-Hauptverteilung (NSHV) gespeist wird. Die NSHV verfügt über einen Leistungsschalter 400 A (S1) und ist mit einem Überspannungsableiter (Typ 1; rot) geschützt.

Die zwei Ladepunkte der Besucherstellplätze (LP „B“) werden direkt über die NSHV versorgt und mit einem Lasttrennschalter 63 A (S3) abgesichert. Da die übrigen 18 Ladepunkte der Mitarbeiterstellplätze (LP „MA“) weiter vom Gebäude entfernt sind, wird eine Unterverteilung in der Nähe der Mitarbeiterstellplätze aufgestellt. Diese wird über ein erdverlegtes Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 240 mm² versorgt und sowohl in der NSHV mit einem weiteren Leistungsschalter 400 A (S2) als auch in der Unterverteilung mit einem Lasttrennschalter 400 A (S4) und einem erneuten Überspannungsableiter (Typ 1, rot) abgesichert. Die Unterverteilung speist den Strom zu den übrigen Ladepunkten (LP „MA“), welche ebenfalls über Lasttrennschalter 63 A (S_x) abgesichert sind. Der elektrische Energiebedarf der Ladepunkte (LP „B“ und LP „MA“) wird hierbei nochmal separat über die Stromzähler (Z2 und Z3) mit RLM erfasst. Die Leitungen, welche direkt den Ladepunkten zugeführt werden, sind gemäß DIN VDE 011-520 Beiblatt 2 mit einem Leiterquerschnitt von 16 mm² in Schutzrohren ausgeführt. Zudem werden bereits zur späteren Erweiterung der Ladeinfrastruktur weitere Schutzrohre im Erdreich vorverlegt. Für die intelligente Kommunikation der Ladepunkte werden diese mit Datenleitungen (CAT 7) vernetzt. Die Darstellung der Datenleitungen wurde im Schema vernachlässigt.

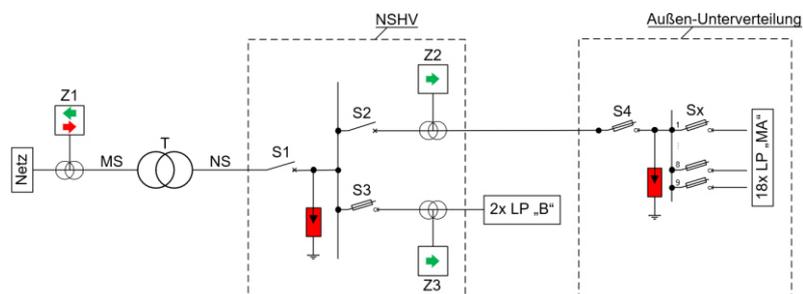


Abbildung 15 Funktionsschema Ladeinfrastruktur (eigene Darstellung)

Kostenübersicht: Folgend wird für die Errichtung der geldliche Aufwand erfasst. Um die Kosten pro Parkplatz spezifisch zuordnen zu können, wurden die Vorbereitungen für eine spätere Erschließung in **Tabelle 8** nicht berücksichtigt. In der Übersicht sind alle notwendigen Positionen als Nettowerte aufgeführt. Die aufgeführten Kostenpositionen basieren zum einen auf Angeboten von externen Firmen und zum anderen aus firmeninternen Listenpreisen (-30 %) und realitätsnahen Schätzungen. Die Angebote sind auf dem beigefügten Speichermedium hinterlegt. Die Beantragung der Förderungen übernimmt die *Stadtwerke Lübeck GmbH*. Da die Höhe der Förderzusage erst bei Antragsstellung bzw. Genehmigung festgestellt werden kann, wird hier exemplarisch eine Förderzusage in Höhe von 40 % berücksichtigt. Nach Absprache mit der *Stadtwerke Lübeck GmbH* ist dies erfahrungsgemäß durchaus eine realistische Annahme. Die Kosten für die Datenleitungen wurden in dieser Betrachtung weiterhin vernachlässigt.

Tabelle 8 Kostenübersicht zur Ladeinfrastruktur (eigene Darstellung)

Komponente	Spezifischer Preis	Menge	Nettowert in €
Wallbox -Inkl. Montage	3102 €/ Stk.	20 Stk.	62.040
Außen-Unterverteilung	9.998 €/ Stk.	1 Stk.	9.998
Kabel / Leitungen -AC-Leitung, 3-p, 240 mm ² -AC-Leitung, 3-p, 16 mm ²	54 €/ m 9 €/ m	200 m 60 m	11.340 10.800 540
Schutzrohre -Leerrohr DN 80 - DN 110	1 €/ m	60 m	60 60
Tiefbauarbeiten	50 €/ m	205 m	10.250
Fundamente	200 €/ Stk.	10 Stk.	2.000
Bodenmarkierung	100 €/ Stk.	20 Stk.	2.000
Beschilderung	25 €/ Stk.	10 Stk.	250
Netzanschluss	pauschal	1 Stk.	1.000
Fördermittelmanagement	pauschal	1 Stk.	350
Gesamt			99.288 €
Abzgl. Förderung (40 %)			59.573 €
Kosten pro Stellplatz nach Förderung			2.979 € / Stk.

Zu den ermittelten Kosten fallen jährliche Betriebskosten an. Dem Angebot der *Stadtwerke Lübeck GmbH* ist demnach zu entnehmen, dass mit jährlichen Kosten von rund 4250 € zuzüglich der evtl. notwendigen Störungsbeseitigungen zu rechnen ist.

Energiebedarf: Um den jährlichen Energiebedarf abzuschätzen wurde eine einfache Rechnung basierend auf Annahmen aufgestellt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass täglich die Hälfte der Ladesäulen genutzt werden und je Ladepunkt eine Ladung von etwa 20 kWh (ca. die Hälfte der Speicherkapazität des BMW i3) getätigt wird. Bei rund 250 Arbeitstagen im Jahr ergibt sich ein Energiebedarf von 50.000 kWh / a. Die vereinfachte Rechnung zeigt, dass der zusätzliche Energiebedarf im Vergleich zum prognostizierten Jahres-Energiebedarf im vorigen **Kapitel 3.2** kaum ins Gewicht fällt und somit in dieser Arbeit vernachlässigt werden kann und wird.

3.4 Photovoltaik-Anlagen

3.4.1 Variante 1 – Flachdachanlage

Ausrichtung und Modulauswahl: Die Ausrichtung richtet sich in der PV nach dem Sonnenstand, welcher abgesehen vom geografischen Standort auch vom Datum und der Uhrzeit abhängig ist. Der Sonnenstand lässt sich für jeden Standort auf der Erde mit Hilfe von zwei verschiedenen Winkeln beschreiben. Die Beschreibung für Ausrichtungen ist in der Literatur nicht einheitlich niedergeschrieben, weshalb die nachfolgende **Abbildung 16** für die weiteren Kapitel dieser Arbeit alle relevanten Winkel veranschaulichend darstellt und definiert. Der Azimutwinkel beschreibt die Abweichung von Süden (0°) und die Sonnenhöhe bzw. der Höhenwinkel den Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und Himmelsäquator.

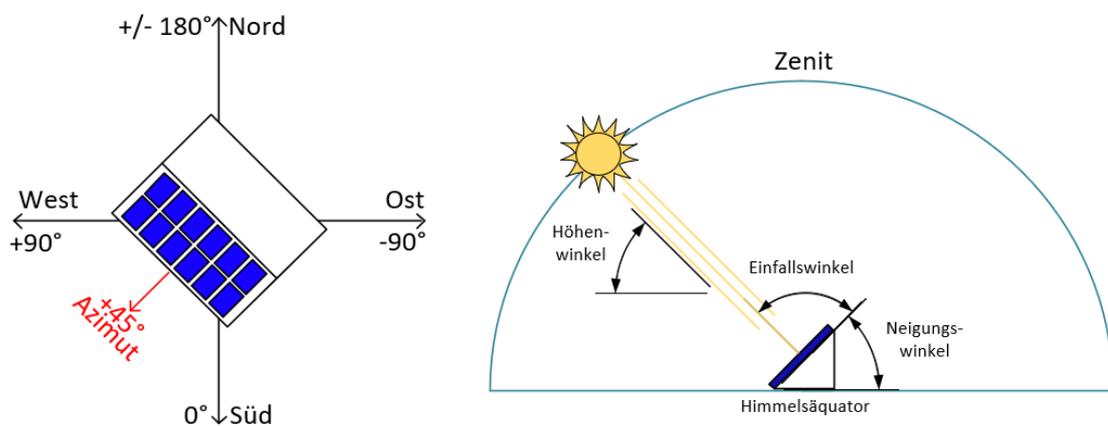


Abbildung 16 Winkelverhältnisse an einer PV-Anlage (eigene Darstellung)

Der Einfallswinkel beschreibt den Winkel zwischen den Sonnenstrahlen und der Flächennormale des PV-Moduls. Der optimale Winkel, in dem das Sonnenlicht auf das PV-Modul einstrahlen kann, beträgt 90° . In der Praxis muss das PV-Modul je nach Sonnenstand eine gewisse Neigung aufweisen, um im bestmöglichen Winkel zur Sonne zu stehen. Die Neigung eines PV-Moduls wird durch den Neigungswinkel angegeben, welcher immer in Richtung Äquator gerichtet ist. Bei Dächern mit einer gewissen Dachneigung resultiert der Neigungswinkel aus dem Anstellwinkel des Montagesystems und der eigentlichen Dachneigung.

Da die beste Ausrichtung sich je nach Standort, Jahreszeit und Wetter ändert und jährlichen Schwankungen unterliegt, werden die optimalen Azimut- und Neigungswinkel häufig über Einstrahlungsstatistiken oder Simulationen bestimmt. Durch die Eingabe der geografischen Lage der zu planenden PV-Anlage ist es dem Online-Tool PV-GIS möglich, die Jahres-Globalstrahlungssumme sowie die optimale Ausrichtung zu ermitteln. Bezüglich des neuen Produktionsstandortes in Lübeck ergibt sich aus den geografischen Daten ein optimaler Azimutwinkel von -6° und einen Neigungswinkel von 39° . Mit dieser Ausrichtung lässt sich an diesem Standort folglich eine Jahres-Globalstrahlungssumme von $1233,8 \text{ kWh/m}^2$ erreichen (s. Anlage D – *PV-GIS Performance of grid-connected PV*).

Im Projekt muss jedoch aufgrund folgender Gegebenheiten von der optimalen Ausrichtung abgewichen werden. Wie zuvor in **Kapitel 3.1** beschrieben, beträgt die Dachfläche des Produktionsgebäudes ca. 3100 m². Abzüglich der von technischen Dachaufbauten und Oberlichtern besetzten Flächen (rot gekennzeichnet) ergibt sich für die PV-Anlage folgende nutzbare Grundfläche (s. **Abbildung 17**).

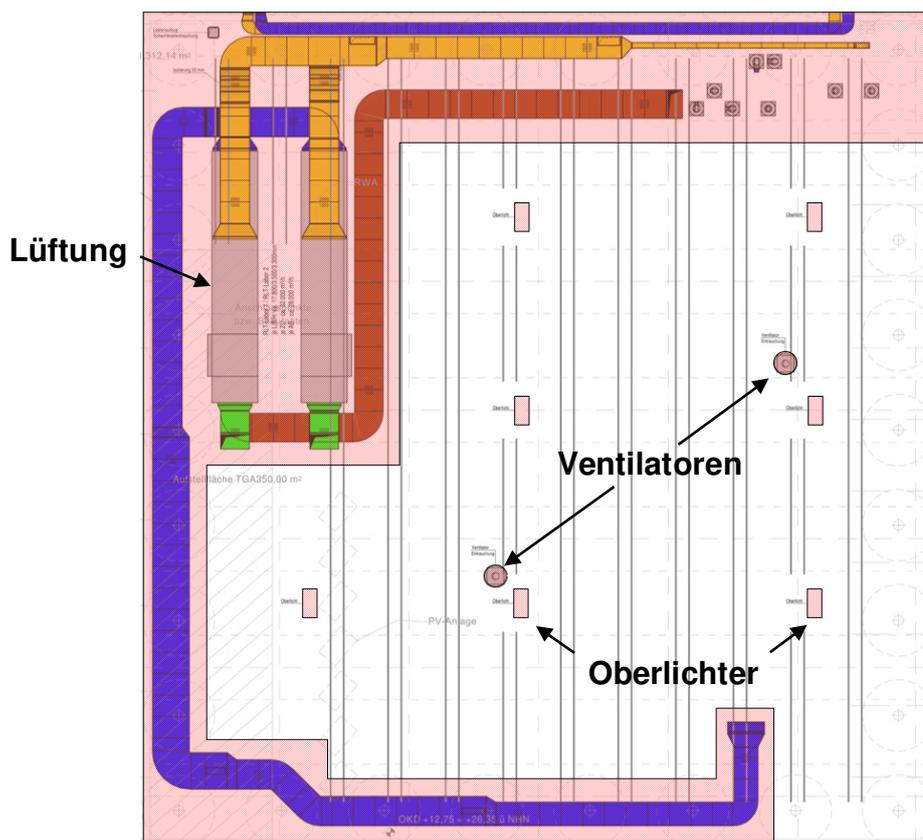


Abbildung 17 Grundrissausschnitt mit besetzten Flächen (eigene Darstellung)

Für ein optisch ansprechendes Gesamtbild schreibt die Architektur vor, dass die PV-Module und die Dachränder möglichst in einer Flucht liegen. Da der Azimutwinkel des Neubaus in etwa +22° betragen wird, ist hierdurch eine Abweichung zur optimalen Ausrichtung zu vermerken. Durch die Anforderung der EnEV bzw. für das Erreichen des EG 70 für die Finanzierung über die KfW ist es zwingend notwendig, eine Gesamtleistung von mindestens 240 kW zu erreichen. Eine Ausrichtung der PV-Module nach Süden wäre zwar aufgrund des höheren Energieertrags wünschenswert, ist jedoch in diesem Fall nicht umsetzbar, da in der Praxis der Platzbedarf dafür zu hoch ist.

Zusätzlich zu den PV-Modulen sind weitere Abstände zu berücksichtigen. Mit aufgeständerten Modulen kann es bei einer Flachdachanlage zu Selbstverschattungen kommen. Zur Vermeidung dieser sind sogenannte Reihenabstände einzuhalten. Diese ergeben sich aus dem kürzesten Tag im Jahr (21. Dezember), an dem die Sonne zur Mittagszeit den geringsten Höhenwinkel von 15° erreicht. An diesem Tag sollte es zur Mittagszeit nicht zu einer Verschattung kommen. Damit die Reihenabstände möglichst klein gehalten und folglich mehr Leistung auf dem Flachdach montiert werden kann, wird in der Praxis der optimale Neigungswinkel von 30° bis 40° auf 10° bis 20° reduziert.

Dies verringert den Platzbedarf und erhöht sowohl die maximale mögliche Anzahl an PV-Modulen als auch die maximale Leistung der PV-Anlage (vgl. Mertens, 2018).

Aufgrund der nutzbaren Fläche von etwa 2500 m² und der geforderten Gesamtleistung von 240 kW werden moderne Hochleistungsmodule benötigt. Voruntersuchungen mit PV*SOL ergaben bei einer Ost-/Westaufständigung eine maximal mögliche Modulanzahl von etwa 740 Stück. Da bei einer solchen Aufständigung der Ertrag mit ansteigendem Neigungswinkel sinkt, wurde bei der Planung der durch die Hersteller vorgegebene, geringstmögliche Neigungswinkel von 10° gewählt. Zudem wurde festgestellt, dass mit einer reinen Südaufständigung die vorgegebene Gesamtleistung wegen des größeren Platzbedarfs (größere Reihenabstände) nicht erreicht werden kann. Aus der vorgegebenen Gesamtleistung und der möglichen Modulanzahl lässt sich eine benötigte Leistung von mind. 324,3°W je PV-Modul bestimmen. Da sowohl die Reparatur-/Wartungswege als auch die Platzierung der Fangstangen für den Blitzschutz zum Zeitpunkt der Voruntersuchungen nicht bekannt waren, wurden für die Planung von vornherein leistungsstärkere PV-Module mit 340 W gewählt. Berücksichtigung findet im Folgenden das Modell „Vitovolt 300 Typ M340WA“ des Herstellers *Viessmann Werke GmbH & Co. KG*. Alle technischen Daten und Angaben sind dem Datenblatt in Anlage A – *Datenblätter* zu entnehmen.

Auslegung und Unterkonstruktion: Wie in **Kapitel 3.1** beschrieben, wird das Dach des Produktionsgebäudes als Flachdach ausgeführt. Aus Details des Dachaufbaus geht hervor, dass das Flachdach aus einem Trapezblechprofil besteht, welches gemäß den bauphysikalischen und brandschutztechnischen Anforderungen auf einem Unterzugsrost (4,5 m x 9 m) liegt. Auf dem Trapezblech werden für die Einhaltung des Wärmeschutzes druckbelastbare Dachdämmplatten des Herstellers *DEUTSCHE ROCKWOOL GmbH & Co. KG* verlegt (s. Anlage A – *Datenblätter*). Die Dämmung wird anschließend mit einer Bitumenfolie abgedichtet. Zudem wurde bei der Auslegung des Daches der Aufbau einer PV-Anlage bereits statisch berücksichtigt. Die Seitenansicht in Anlage B – *Dach- und Seitenansichten* zeigt, dass sich das Dach in sechs Segmente aufteilen lässt, welche entgegengesetzte Gefälle aufweisen. So bilden sich zwischen den Dachsegmenten Hoch- und Tiefpunkte, wobei in den Tiefpunkten Abflussmöglichkeiten für Regenwasser vorgesehen sind. Das Gefälle der einzelnen Dachsegmente beträgt 3,5 % (= 2,0°).

Für die Auswahl der passenden Unterkonstruktion sind die nachfolgend geforderten Abstände zu berücksichtigen. Zum einen sollen die Reihenabstände zugleich den Reparatur-/Wartungswegen dienen, zum anderen sollen die Abstände zwischen den Ost- und Westmodulen aus platztechnischen Gründen möglichst gering sein.

In der Literatur ist die Breite der Reparatur-/Wartungswege nicht eindeutig definiert, weshalb für die Planung eine Breite von 180 mm gewählt wurde. Die gewählte Breite ist unter Annahme einer behutsamen Nutzung ausreichend und zudem platzsparend. Für die Auswahl der Unterkonstruktion wurden die technischen Montagesysteme von drei namenhaften Herstellern (*S:Flex GmbH, K2 Systems GmbH und Schletter Solar GmbH*) betrachtet.

Bei der Auswahl der Montagesysteme wurde auf eine Anwendung auf Flachdächern mit einer Neigung von $\leq 5^\circ$ und eine Befestigungsart ohne Dachdurchdringung geachtet. Wie den Datenblättern des PV-Moduls und der Unterkonstruktionen in Anlage A – *Datenblätter* zu entnehmen ist, liegt das wesentliche Auswahlkriterium bei der maximal möglichen Modulbreite. Hier bietet die doppelseitige Aufständerungslösung „D-Dome 10° System“ des Herstellers *K2 Systems GmbH* die optimale Lösung. Zudem sind die Modulreihenabstände frei wählbar und der Abstand zwischen den aufgeständerten Modulpaaren beträgt lediglich 81 mm. Vom Vorteil ist außerdem die Höhe von ca. 80 mm zwischen der Modulunterkante und Dacheindeckung. Dies schafft die Möglichkeit, gegebenenfalls notwendige Kabeltrassen auch unter den PV-Modulen zu montieren (s. **Abbildung 18**). Der vertikale Abstand zwischen den kurzen Seiten der PV-Module beträgt für die Klemmung 20 mm.

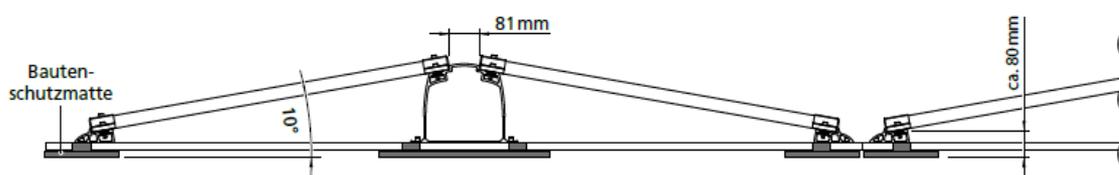


Abbildung 18 Schnitt der Aufständerungslösung „D-Dome 10° System“
(Quelle: Anlage A – *Datenblätter*)

Nach näherer Betrachtung der Dachbeschaffenheit und der damit verbundenen Auswahl des Modultyps und der Unterkonstruktion, kann mit Hilfe der Simulationssoftware „PV*SOL“ die konkrete Planung vorgenommen werden. Das Programm benötigt die Eingabe der relevanten Informationen in einer gewissen Reihenfolge, welche durch Registerkarten vorgegeben wird. Nachfolgend werden die wichtigsten Schritte zur Erstellung einer 3D-Simulation erläutert.

Auf die Eingabe der allgemeinen Projektdaten folgen Angaben zur Anlagenart, dem Klima und dem Stromnetz. Als Anlagenart wird eine netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern gewählt. Dies spiegelt den Wunsch eines Systems für den Eigenverbrauch wider. Die Klimadaten werden aus der Angabe des Standortes, in dem Fall Lübeck, ermittelt. Die Jahres-Globalstrahlung von 998 kWh/m² basiert auf Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes. Für das Stromnetz wird das voreingestellte dreiphasige AC-Netz mit einer Spannung von 230 V verwendet.

Die nächste Registerkarte umfasst alle Angaben zum Energiebedarf. Hier können Lastprofile importiert und definiert werden. Auch die Eingabe einzelner Energieverbraucher ist hier möglich. Im Falle dieses Projekts liegt bereits das in **Kapitel 3.2** ermittelte Lastprofil vor, welches in PV*SOL direkt importiert wird.

Nach den zuvor beschriebenen Schritten kann mit der 3D-Simulation begonnen werden. Durch das maßstabsgerechte Einlesen des Gebäudegrundrisses inklusive technischer Aufbauten können die einzelnen Flächen extrudiert werden. So lassen sich die Flächen den Höhen entsprechend in 3D-Volumenkörper konvertieren.

Gleichzeitig lassen sich die zuvor beschriebenen Flächenneigungen und Ausrichtungen der 3D-Volumenkörper individuell anpassen. Hieraus ergibt sich ein maßstabgerechtes 3D-Modell, welches als Grundlage zur weiteren Planung genutzt werden kann. PV*SOL bietet zudem eine große Menge an Datensätzen für PV-Module verschiedener Hersteller. Für die 3D-Simulation wurde schließlich das gewünschte PV-Modul des Herstellers *Viessmann Werke GmbH & Co. KG* gewählt. Ergänzend werden die notwendigen Abstände und Daten für die Ost-/Westaufständerung festgelegt. Dem Datenblatt der Unterkonstruktion in Anlage A – *Datenblätter* ist zudem zu entnehmen, dass nach mindestens 11 m eine thermische Trennung zu beachten ist. Unter Berücksichtigung aller technischen Dachaufbauten, der thermischen Trennungen nach 6 PV-Modulen (180 mm), Reparatur-/Wartungswegen und sonstigen Abständen kann anschließend eine konkrete Auslegung simuliert werden. Die nachfolgende **Abbildung 19** zeigt das Ergebnis der 3D-Simulation.

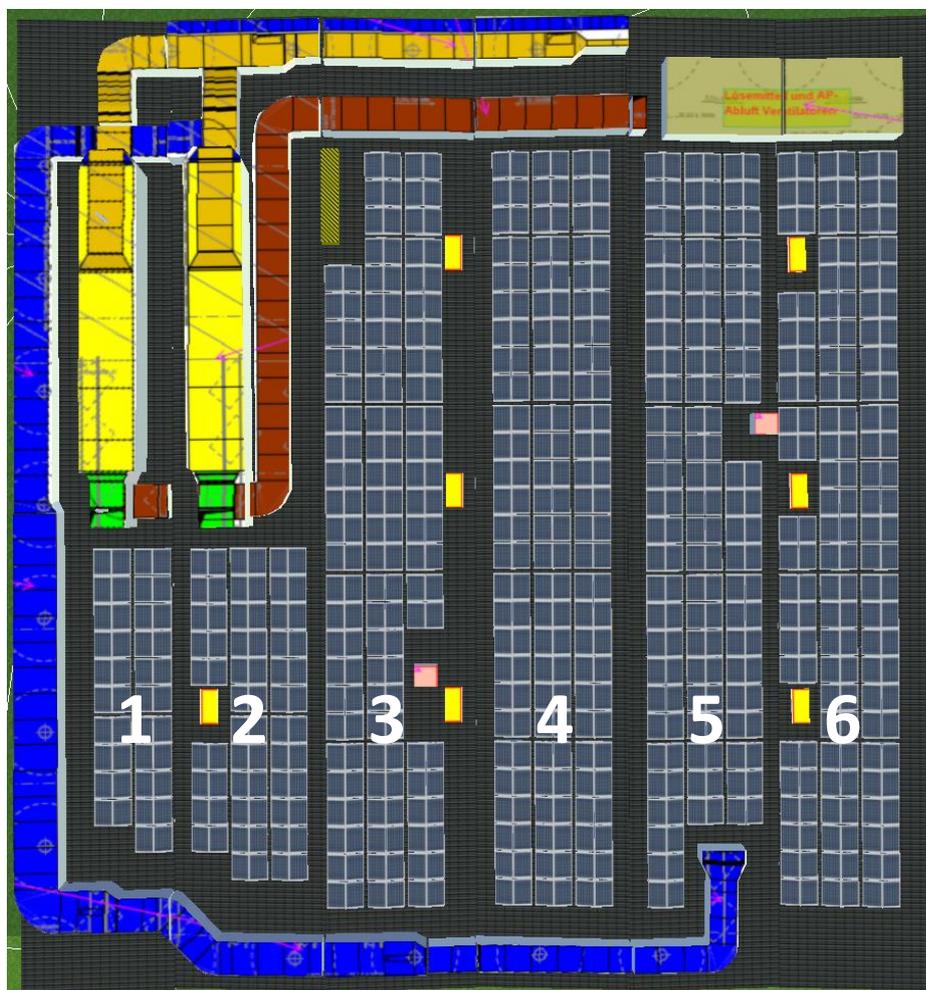


Abbildung 19 3D-Simulation Variante 1

(Quelle: Ausschnitt aus PV*SOL)

Aus der Dachdraufsicht geht hervor, dass unter Berücksichtigung aller zuvor genannten Aspekte insgesamt 712 PV-Module auf dem Dach montierbar sind. Dies ergibt eine maximale PV-Generatorleistung von 242,08 kW, wodurch die Anforderungen der EnEV eingehalten sind und die Finanzierung über die KfW (EG 70) möglich ist.

Nachdem die Auslegung der PV-Anlage konkretisiert wurde, kann das Montagesystem genauer geplant werden. Das Montagesystem benötigt durch die aerodynamische Optimierung nur eine geringe zusätzliche Ballastierung und eignet sich somit für Dächer mit geringer Ballastierungsmöglichkeit. Durch die Bautenschutzmatte wird zum einen die Dachhaut vor Verletzungen durch geringe Vibrationen der Unterkonstruktion geschützt und zum anderen erhöht sie den Reibungskoeffizienten, welcher wichtig für die Lagesicherheit des Montagesystems ist. Die Lagesicherheit des Montagesystems ergibt sich aus dem Eigengewicht, dem Modulgewicht und der zusätzlichen Ballastierung (z.B. Betonplatten). Eine maßgebliche Rolle für die Lagesicherheit spielt jedoch auch die Reibung zwischen Montagesystem / Bautenschutzmatte und Dachhaut / Bautenschutzmatte. Letztere lässt sich durch den Reibungskoeffizienten (μ) beschreiben. Der Reibungskoeffizient ist ein dimensionsloses Maß für die Reibungskraft (F) im Verhältnis zur Anpresskraft (G) zwischen zwei Körpern (s. **Formel 5**).

$$\mu = \frac{F}{G} \quad (5)$$

Der Reibungskoeffizient fließt 1:1 in die statische Berechnung des Herstellers ein. Aus diesem Grund empfehlen die *K2 Systems GmbH* eine Bestimmung des Reibungskoeffizienten vor Ort. Da sich der neue Produktionsstandort noch in der Entwurfsplanung befindet, ist eine Prüfung vor Ort jedoch nicht möglich. Auf Anfrage beim Hersteller empfiehlt dieser für die Entwurfsplanung einen Reibungskoeffizienten von $\mu = 0,6$ anzunehmen. Dieser Wert ergibt sich aus Untersuchungen seitens des Herstellers für die Reibung zwischen gummibasierten Bautenschutzmatte und einer Polymerbitumenschicht als Dachhaut.

Für den Nachweis zur Lagesicherheit und Tragfähigkeit des Systems wird die in **Kapitel 2.4.2** beschriebene Online-Software „K2 Base“ verwendet. Im Nachweis sind die maximalen Einwirkungen pro m^2 Dachfläche zu finden. Um die maximal zulässige Punktbelastung der Flachdach-Dämmplatten ($60 \text{ kN} / \text{m}^2$) einzuhalten (s. Anlage A – *Datenblätter*), mussten auf dem fünften Dachsegment links neben dem Lüftungsende die sechs PV-Module entfernt werden (s. **Abbildung 19**). An der aus sechs PV-Modulen bestehenden PV-Modulreihe wirken zu starke Windbelastungen, wodurch folglich eine schwere Ballastierung notwendig wäre, wodurch die maximal zulässige Punktbelastung nicht eingehalten werden kann. Durch den Wegfall der sechs Module konnte jedoch die maximale Punktbelastung auf $59,91 \text{ kN} / \text{m}^2$ reduziert werden. Der Nachweis für die korrekte Auslegung des Montagesystems ist somit erbracht. Der gesamte Projektbericht zur Planung des Montagesystems ist in der Anlage E – *Projektbericht K2 Base* zu finden. Insgesamt sind somit 706 PV-Module auf dem Flachdach montierbar. Die endgültige Modulbelegung ist zu dem Anlage B – *Dach- und Seitenansichten* zu entnehmen.

Wechselrichter-Auslegung: Da die gesamte DC-Verkabelung, wie in **Kapitel 3.1** beschrieben, aufgrund des Brandschutzes ausschließlich auf dem Dach geführt werden soll, müssen die Wechselrichter für den Einsatz im Außenbereich geeignet sein. Außerdem gibt es auf dem Dach des Produktionsgebäudes keine Möglichkeit zum Aufhängen der Wechselrichter. Folglich müssen die Wechselrichter freistehend installiert werden können.

Für solche Fälle bietet der Hersteller *SMA Solar Technology AG* die optimale Lösung. Der Wechselrichter „Sunny Tripower CORE1 – STP 50-40“ ist der weltweit erste freistehende String-Wechselrichter für eine Aufdach- und Freiflächenmontage. Das Standgerät verfügt über sechs integrierte MPP-Tracker und eine maximale Ausgangsleistung von 50 kW. Laut Datenblatt ist ein Dimensionierungsfaktor von bis zu $SR_{AC} = 1,5$ möglich (vgl. Anlage A – *Datenblätter*). Aus den vorigen Untersuchungen geht hervor, dass von einer maximalen PV-Generatorleistung von 240 kW auszugehen ist. Für eine gleichmäßige Belastung der Wechselrichter müsste jeder Wechselrichter mit einer Eingangsleistung von 60 kW belastet werden. Dies entspricht nach **Formel 1** einem Dimensionierungsfaktor von $SR_{AC} = 1,2$. Die Überdimensionierung des PV-Generators würde somit innerhalb der Herstellerangaben liegen. Eine genaue Bestimmung der einzelnen Dimensionierungsfaktoren erfolgt, aufgrund der Abhängigkeit zwischen Verschattung und Verschaltung der PV-Module, erst nach der Verschattungsanalyse.

Planung des äußeren Blitzschutzes: Für die Verschattungsanalyse ist die endgültige Lage und Höhe aller Dachaufbauten notwendig. Da bereits in dem 3D-Modell alle bekannten Dachaufbauten inklusive der Höhen hinterlegt sind, bleibt lediglich die Lage und Höhe der Fangstangen für den äußeren Blitzschutz zu bestimmen.

Gemäß DIN EN 62305-3 und DIN VDE 0100-712 sollen alle Bauteile der PV-Anlage in den äußeren Blitzschutz bzw. in den bauseitigen Potentialausgleich mit einbezogen werden. Zum einen müssen hierzu alle PV-Modulrahmen und die Unterkonstruktion niederohmig verbunden werden und zum anderen ist für das Montagesystem die Blitzstromfähigkeit nachzuweisen. Um die Dachaufbauten vor direkten Blitzeinschlägen zu schützen, werden Fangstangen auf dem Dach positioniert. Die Anordnung der Fangstangen wurde im Rahmen dieser Arbeit mit Hilfe des Blitzkugelverfahrens entwickelt. Dieses ist ein elektro-geometrisches Modell, welches auf der Hypothese gründet, dass der Kopf eines Leitblitzes zwischen Wolke und Erde sich nur zu einem bestimmten Abstand der Erde annähert. Durch das Überschreiten der elektrischen Isolationsfähigkeit der bodennahen Luft beginnen sogenannte Fangentladungen in Richtung des Leitblitzkopfes zu wachsen. Der Startpunkt der Fangentladung und die Position des Leitblitzkopfes bestimmen die Einschlagsstelle. Ausschlaggebend ist die kürzeste Entfernung zwischen den zuvor genannten Punkten (Enddurchschlagsstrecke h_B). Die **Abbildung 20** veranschaulicht den Ansatz des Blitzkugelverfahrens.

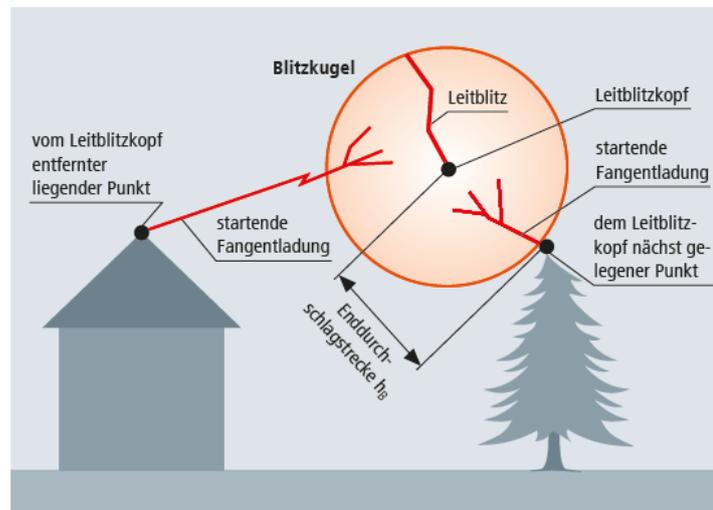


Abbildung 20 Zusammenspiel von Leitblitzkopf und Fangentladung
(Quelle: DEHN + SÖHNE GmbH & Co.KG, 2018)

Aus der Enddurchschlagstrecke h_B lässt sich für die Blitzkugel ein gewisser Radius ableiten, welcher je nach benötigter Schutzklasse unterschiedlich ist. In der Blitzschutznorm DIN EN 62305 wird der Blitzschutz in vier Gefährdungspegel / Schutzklassen eingeteilt, wobei die Schutzklasse I den höchsten und die Schutzklasse IV den geringsten Schutz bietet. Die Schutzklasse legt dabei die Wirksamkeit der Fangeinrichtungen fest und begrenzt die Höhe der wirkenden Blitzströme. Die sich aus der Enddurchschlagstrecke, der Schutzklasse und den wirkenden Blitzströmen ergebenden Zusammenhänge sind in der nachfolgenden **Tabelle 9** aufgeführt.

Tabelle 9 Zusammenhänge im Blitzkugelverfahren
(Quelle: DEHN + SÖHNE GmbH & Co.KG, 2018)

Gefährdungs- pegel LPL	Wahrscheinlichkeiten für die Grenzwerte der Blitzstromparameter		Radius der Blitz- kugel (Enddurch- schlagstrecke h_B) r in m	kleinster Scheitelwert des Stromes I in kA
	> Minimalwerte	< Maximalwerte		
IV	0,84	0,95	60	16
III	0,91	0,95	45	10
II	0,97	0,98	30	5
I	0,99	0,99	20	3

Für das Gebäude wurde als Anforderung an das Blitzschutzsystem die Schutzklasse III festgelegt. Zur Durchführung des Blitzkugelverfahrens ist es sinnvoll, das Gebäude in ein maßstäbliches 3D-Modell zu überführen. Die Blitzkugel muss ebenfalls im selben Maßstab entsprechend der benötigten Schutzklasse nachgebildet werden. Für die Schutzklasse III beträgt der Radius der Blitzkugel 45 m. Die Blitzkugel wird von allen Seiten über das 3D-Modell gerollt und die jeweiligen Berührungspunkte ermittelt. Die mit Hilfe des Modells identifizierten blitzschlaggefährdeten Bereiche müssen anschließend durch eine sinnvolle Anordnung von Fangeinrichtungen geschützt werden.

Die **Abbildung 21** zeigt das Gebäude in zwei Seitenansichten und den Radius der Blitzkugel im selben Maßstab. Die Berührungspunkte zwischen Blitzkugel und Gebäude sind durch die Anordnung von Fangstangen geschützt und das sich ergebende „Schutzzelt“ kenntlich dargestellt. Die hieraus resultierenden genauen Positionen und Höhen aller Fangstangen sind der Anlage F – *Plan für Blitzschutz* zu entnehmen.

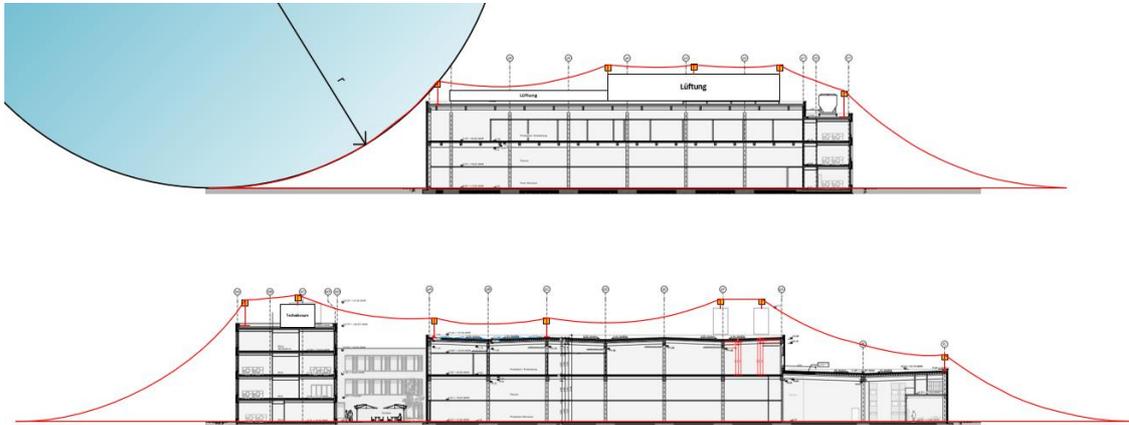


Abbildung 21 Gebäudeseitenansicht und Anwendung des Blitzkugelverfahrens
(eigene Darstellung)

Zusätzlich ist der Anlage F – *Blitzschutzplan* zu entnehmen, dass die Fangstangen untereinander vermascht sind. Bei einem konventionellen Blitzschutz müssen alle technischen Dachaufbauten einen Trennungsabstand zum Blitzableiter einhalten, um das Auftreten von Funkenbildung zu verhindern. Da auf dem Dach des Produktionsgebäudes die Einhaltung des Trennungsabstands so nicht ohne Platzverluste (folglich weniger PV-Module) zu realisieren ist, wird der Blitzschutz mit hochspannungsfesten, isolierten Ableitungen umgesetzt. Aufgrund der Isolierung können die Ableitungen problemlos unter den PV-Modulen durchgeführt werden. Bei dieser Lösung ist lediglich ein Trennungsabstand (s) im Bereich des Endverschlusses an den Fangstangen zu berücksichtigen, der aufgrund der Höhe der Fangstangen jedoch keine Relevanz für die PV-Anlage hat (s. **Abbildung 22**).

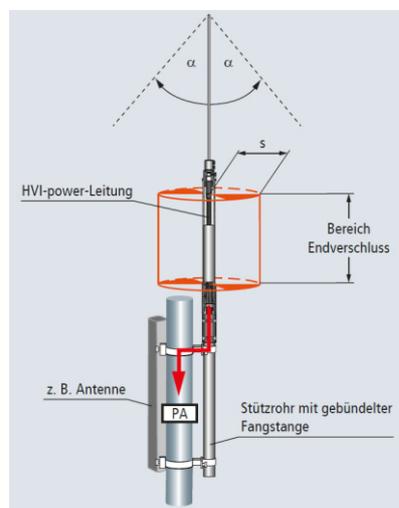


Abbildung 22 Darstellung Trennungsabstand am Endverschluss
(Quelle: DEHN + SÖHNE GmbH & Co.KG, 2018)

Verschattungsanalyse: Der Ertrag einer PV-Anlage kann durch nicht berücksichtigte Verschattungen stark reduziert werden. Die meisten Schatten sind diffus und sorgen nicht für eine vollkommene Verschattung. Je näher sich ein schattenwerfendes Objekt vor einem PV-Modul befindet, desto dunkler ist der Schatten. Die sogenannten harten Kernschatten werden z.B. durch naheliegende Dachgauben oder Schornsteine verursacht. In der PV sollten die Kernschatten möglichst verhindert werden. Für schmale Objekte wie die Blitzschutzfangstangen gibt es zur Vermeidung von Kernschatten eine Näherungsformel für die Berechnung eines Mindestabstandes (r_{V_Min}) zwischen Objekt und PV-Modul (s. **Formel 6**).

$$r_{V_Min} = \frac{r_{SE}}{d_S} * d_V = \frac{149,6 \text{ Mio km}}{1,393 \text{ Mio km}} * d_V \approx 107 * d_V \quad (6)$$

Der Mindestabstand (r_{V_Min}) bildet sich aus dem Verhältnis zwischen dem Radius (r_{SE}) und dem Durchmesser (d_S) der Sonne, multipliziert mit dem Durchmesser des Objektes (d_V). Aus Anlage A – *Datenblätter* wurde exemplarisch bei einer Fangstangenhöhe von 3 m ein maximaler Durchmesser von $d_V = 0,022$ m entnommen. Mit Hilfe von **Formel 6** berechnet sich ein Mindestabstand von $r_{V_Min} = 2,357$ m zwischen Fangstange und PV-Modul. Aufgrund der nicht veränderlichen Anordnung der Fangstangen und der ebenso ungewünschten Verkleinerung der PV-Anlage müssen die einhergehenden Verluste durch den Schattenwurf der Fangstangen planerisch akzeptiert werden (vgl. Mertens, 2018). Für die Analyse der Schattensituation auf dem Dach des Produktionsgebäudes ist der Sonnenverlauf von großer Bedeutung. Zur Untersuchung der Verschattung bietet PV*SOL in der 3D-Simulation die Möglichkeit, die prozentuale Verschattung jedes PV-Moduls zu visualisieren. Hierfür werden der Sonnenstand und der damit verbundene Schattenfall aller Dachaufbauten für jeden einzelnen Jahrestag simuliert. Da in PV*SOL jedes Dachsegment einzeln simuliert werden muss, zeigt die **Abbildung 23** lediglich einen provisorischen Zusammenschnitt aller Simulationsergebnisse.



Abbildung 23 PV*SOL Zusammenschnitt der Abschattungen (eigene Darstellung)

Die maximale Schattenhäufigkeit beträgt 20,3 %. Dem Ergebnis der Verschattungssimulation ist zu entnehmen, dass sowohl in Bereichen der Lüftungsanlage als auch im Bereich der Entrauchungs-Ventilatoren maßgebliche Verschattungen auftreten (rot eingekreist). Eine weitere Schattenquelle sind die für den äußeren Blitzschutz benötigten Fangstangen. Aufgrund des nicht eingehaltenen Mindestabstands von $r_{V_Min} = 2,357$ m kommt es an einigen Stellen zu harten Kernschatten. Um die Ausmaße zu ermitteln, wurde beispielhaft eine dieser Stellen näher betrachtet (s. **Abbildung 24**).

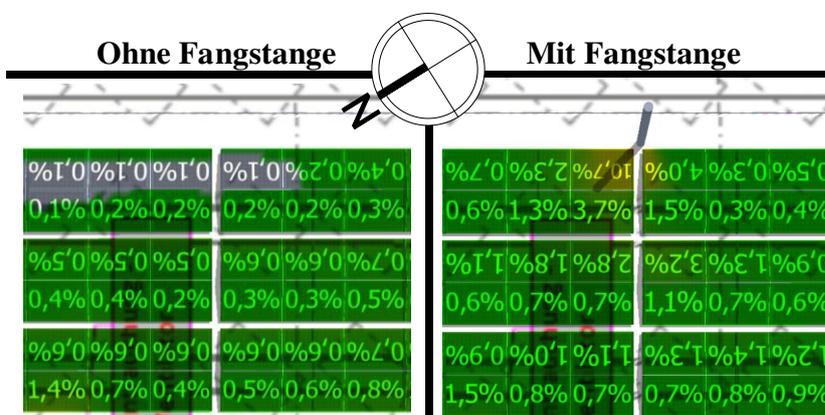


Abbildung 24 Auswirkung einer Fangstange auf die Verschattungshäufigkeit (eigene Darstellung)

Aus der **Abbildung 24** geht hervor, dass der Nahbereich um die Fangstange herum deutlich beeinträchtigt wird. Ein PV-Modul ist besonders stark betroffen und weist eine Verschattungshäufigkeit von bis zu 10,7 % (vorher = 0,1 %) auf. In dieser Betrachtung hat die Fangstange eine Höhe von 3 m und einen Durchmesser von $d_V = 0,022$ m. Die Distanz zwischen dem Mittelpunkt der Fangstange und der PV-Modulreihe beträgt in etwa 300 mm. Ein PV-Modul wird aufgrund der Fangstangenplatzierung bis zu 10,7 % im Jahr verschattet. Zu vermerken ist bei dieser Betrachtung, dass sich die Fangstange in der Realität nach oben hin verjüngt und entsprechend der Durchmesser mit der Höhe abnimmt. Bei weiteren Verschattungssituationen sind bei einigen PV-Modulen, hinsichtlich der Fangstange als Schattenquelle, eine Verschattungshäufigkeit bis zu 13,8 % festzustellen. Hierbei fällt auf, dass nicht die Höhe der Fangstange, sondern der Durchmesser und die Distanz zwischen Fangstange und PV-Modul die Ausmaße der Verschattung bestimmt. Zu bedenken ist jedoch, dass bei einer Verschattungsbetrachtung immer die Ausrichtung der Objekte zueinander eine Rolle spielt. Somit sind die Erkenntnisse der betrachteten Verschattungssituation nur bedingt auf andere Projekte übertragbar.

Verschaltung der Module: Um die verschattungsbedingten Ertragseinbußen gering zu halten, sollten bei der Verkabelung möglichst alle betroffenen und beieinanderliegenden PV-Module in Strängen zusammengefasst und jeweils einem einzelnen MPP-Tracker der String-Wechselrichter zugeführt werden. In PV*SOL gibt es nach der Modulbelegung die Möglichkeit zur Modulverschaltung. Hierbei können die Module zu Strängen zusammengefügt und z.B. parallelgeschaltet als Multistrang-Verschaltung den MPP-Trackern der Wechselrichter zugeführt werden. Der Typ des Wechselrichters kann dabei als Datensatz aus der Datenbank von PV*SOL eingeladen werden. Somit sind für die Planung sämtliche technische Daten wie z.B. die maximale Systemspannung des Wechselrichters in der Software hinterlegt. Die Einhaltung aller technischen Anforderungen wird durch eine automatische Prüfung der Eingaben kenntlich gemacht.

Unter Berücksichtigung der Verschattungen wurde für alle 706 PV-Module eine Verschaltung erarbeitet, wobei sich die Verluste durch Verschattung nur auf kleine Stränglängen auswirken und zudem die vier String-Wechselrichter möglichst gleichmäßig belastet werden. Hierbei hilft PV*SOL mit der Anzeige des Dimensionierungsfaktors in %. Die entsprechenden Dimensionierungsfaktoren der Wechselrichter sind in **Tabelle 10** dargestellt.

Tabelle 10 Unterdimensionierung der einzelnen Wechselrichter (eigene Darstellung)

Wechselrichter	Faktor SR_{AC} in %	Leistung in kW
1	114,2	57,12
2	119,7	59,84
3	125,1	62,56
4	121,0	60,52

Wie in **Kapitel 2.2.3** bereits erwähnt, kann der Dimensionierungsfaktor bei Ost-/Westanlagen größer sein als bei einer optimalen Ausrichtung. Der höchste Dimensionierungsfaktor mit $SR_{AC,3} = 1,251$ ist unter zusätzlicher Berücksichtigung der Verschattung und der nach Datenblatt maximal möglichen Unterdimensionierung von $SR_{AC} = 1,5$ durchaus akzeptabel.

Die durch die Leitungen entstehenden Verluste können mit Hilfe der Leitungslängen (L) und deren Querschnittsflächen bestimmt werden. Hierzu wurde zu jeder Strangleitung eines MPP-Trackers mit Hilfe von **Formel 7** pauschal die Leitungslänge bestimmt und in die Registerkarte zur detaillierten Kabelplanung von PV*SOL eingepflegt.

$$L \text{ in m} = \text{Anzahl Multistränge} * \text{Anzahl Module} * 4 \quad (7)$$

Der Faktor berücksichtigt die Plus- und Minusleitung und eine Leitungslänge von 2 m pro PV-Modul. Die zu einem MPP-Tracker zugeführten Stränge sind über T-Stecker parallelgeschaltet. Die sich daraus ergebenden Sammelleitungen wurden maßstabsgerecht anhand der Pläne ermittelt. Die Strangleitungen werden dabei mit einer Querschnittsfläche von 4 mm² und die Sammelleitungen mit einer Querschnittsfläche von 6 mm² ausgeführt. Die AC-Verkabelung zwischen String-Wechselrichter und Wandlerschrank wird je Leitung auf eine Länge von 50 m festgelegt. Basis für diese Annahme sind die den Gebäudeplänen entnommenen Geschosshöhen und die daraus resultierende Entfernung zum Wandlerschrank. Die folgende **Tabelle 11** zeigt eine Übersicht aller notwendigen Leitungen.

Tabelle 11 Übersicht aller Leitungen V1 (eigene Darstellung)

Leitungstyp	Querschnittsfläche in mm ²	Material	Gesamtlänge in m
AC-Leitung 3-phasig	35	Cu	200
Sammelleitungen	6	Cu	780
Strangleitungen	4	Cu	1676

Dem Datenblatt des geplanten PV-Moduls in Anlage A – *Datenblätter* können die Leitungsdimensionen der Modulanschlussdose entnommen werden. Die Leitungslänge beträgt 2 m (2x 1 m) und die Querschnittsfläche entspricht 4 mm². Aus diesem Grund werden auch die weiteren Strangleitungen für z.B. Minusleitungen oder Verlängerungen ebenfalls mit einer Querschnittsfläche von 4 mm² ausgeführt. Die Sammelleitungen werden mit einer Querschnittsfläche von 6 mm² verlegt, um die Leitungsverluste und die daraus resultierende Gesamt-Verlustleistung im Rahmen zu halten. Nach Berechnung und Eingabe aller Leitungen kann PV*SOL die gesamten Leitungsverluste berechnen. Hieraus ergibt sich eine gesamte Leitungsverlustleistung von 2933,1 W (= 1,22 %). Alle getätigten Eingaben sind der Anlage G – *Projektberichte PV*SOL* zu entnehmen.

Zusammenfassung: Die nachfolgende **Abbildung 25** zeigt für die in diesem Kapitel geplante PV-Anlage (Variante 1) das endgültige Funktionsschema, das sowohl die technischen als auch sicherheitsrelevanten Bestandteile umfasst. Der PV-Generator, bestehend aus 706 PV-Modulen, ist mit den vier String-Wechselrichtern auf dem Dach über DC-Leitungen verbunden. Zudem sind die Ein- und Ausgänge der String-Wechselrichter über integrierte AC-/DC-Überspannungsableiter (Typ 2) gegen elektromagnetische Einkopplungen durch Blitzeinschläge geschützt. Die Ausgänge der String-Wechselrichter sind über AC-Leitungen mit dem Wandlerschrank im Innenbereich des Gebäudes verbunden. Im Wandlerschrank befindet sich gemäß DIN EN 62305-3 ein weiterer AC-Überspannungsableiter (Typ 2), eine Wandlermessung mit Ertragszähler (Z2), der Rundsteuerempfänger für das Einspeisemanagement (TRE) und eine externe NA-Überwachungseinheit (NA-Schutz).

Die externe NA-Überwachungseinheit wirkt bei Abweichungen von Frequenz oder Spannung über Schutzrelais auf den Leistungsschalter 630 A (S3) ein und trennt beim Eintreten eines Schutzfalls den PV-Generator vom öffentlichen Netz. Wie das EEG vorschreibt, ist der Rundsteuerempfänger über den Netzbetreiber anzusteuern, wodurch im Falle einer Netzüberlastung ebenfalls der Leistungsschalter 630 A (S3) geschaltet werden kann, um eine Einspeisung in das Netz zu verhindern. Da der Strom der PV-Anlage zu 100 % selbstverbraucht wird, ist eine gestufte Reduzierung der Einspeiseleistung nicht notwendig. Folglich kann auch auf eine Technik für die Direktvermarktung verzichtet werden. Sollte es aus irgendeinem Grund dennoch zu einer Einspeisung kommen, wird es nach Absprache mit dem EVU nicht zu einer Vergütung kommen.

Der Wandlerschrank ist mit der NSHV verbunden, welche den Strom des PV-Generators in die Unterverteilungen des Gebäudes speist und somit den Energieverbrauchern zuführt. Diese sind je nach Belastung mit Lasttrenn- oder Leistungsschaltern (Sx) versehen. Die NSHV enthält zudem einen weiteren Leistungsschalter 630 A (S2), welcher z.B. von der Feuerwehr im Falle eines Brandes, aber auch von dem EVU ferngesteuert geschaltet werden kann, um die gesamte Einspeisung von der NSHV aus zu stoppen. Die NSHV wird mit einem Transformator (T) über das Mittelspannungsnetz (MS) vom EVU versorgt. Hier befindet sich auch ein Überspannungsableiter (Typ 1) und ein Leistungsschalter 1600 A (S1) für die Abschaltung des gesamten Gebäudestromnetzes. Sowohl der Strombezug als auch die Stromeinspeisung wird MS-seitig über einen Zweirichtungszähler (Z1) erfasst. Alle notwendigen Bestandteile sind zum Potentialausgleich geerdet.

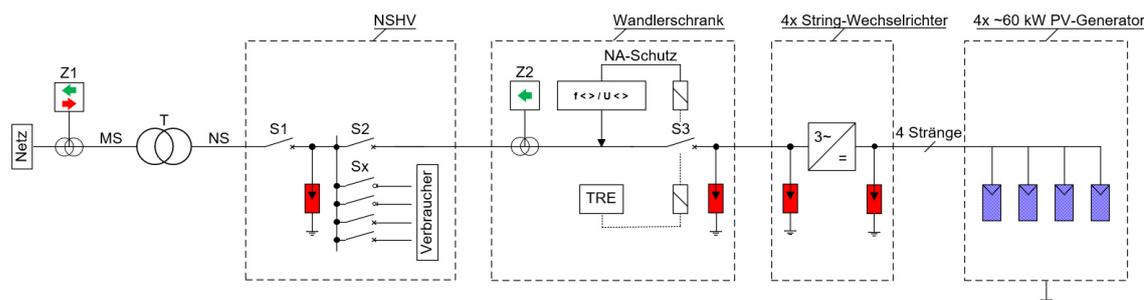


Abbildung 25 Funktionsschema Variante 1 (eigene Darstellung)

3.4.2 Variante 2 – Flachdachanlage mit fassadenseitiger PV-Anlage

Ausrichtung und Modulauswahl: Eine fassadenseitige PV-Anlage mit einem Anstellwinkel von 90° (parallel zur Fassade) hat im Gegensatz zu einer optimal nach Süden ausgerichteten PV-Anlage nur noch eine ca. 70-prozentige Ertragsausbeute (vgl. Mertens, 2018). Dies ist dem ungünstigen Einstrahlungswinkel geschuldet. Des Weiteren eignen sich aufgrund des Sonnenverlaufes nur Fassaden mit einer Ausrichtung nach Südost bis Südwest. Zudem fällt durch bauliche Restriktionen (Fenster, Abschattungen usw.) in vielen Fällen für fassadenseitige PV-Anlagen eine erhebliche Fläche weg.

Bei der Planung von fassadenseitigen PV-Anlagen ist es notwendig, schon während der Vorplanung eine solche Konstruktion bei der Fassadenplanung zu berücksichtigen. Sowohl die Verkabelung als auch die Befestigung und der eventuelle Einsatz von Spezialmodulen muss frühzeitig berücksichtigt werden, um eine technisch einwandfreie Montage zu gewährleisten. Hier ist vor allem eine gute Absprache zwischen dem Fassadenbauer und PV-Planer notwendig, um die Integration der PV-Anlage in die Fassadenkonstruktion baulich abzustimmen. Wichtige Faktoren sind hierbei eine ausreichende Hinterlüftung der PV-Module und eine durchdachte Leitungsführung.

Den Grundrissen ist zu entnehmen, dass die Außenwand im Bereich der Produktion und der Lagerhalle aus gedämmten Stahlkassetten mit einem Trapezblechprofil als Außenschale und der Bürobereich mit massiven Außenwänden aus Stahlbeton mit einer hinterlüfteten Fassadenplattenkonstruktion geplant ist. Da der Produktionsbereich und die Lagerhalle im Vergleich zum Bürobereich deutlich weniger Fenster und eine überschaubare Anzahl an Ein- und Ausgängen aufweisen, bieten sich die nach Südwest ausgerichteten Fassaden dieser Bereiche optimal für eine fassadenseitige PV-Anlage an. Die Fassade des Bürobereiches könnte auch für eine PV-Anlage verwendet werden, jedoch ist aufgrund der vielen baulichen Restriktionen ein erhöhter Montageaufwand und dementsprechend ein erhöhter Kostenaufwand zu erwarten.

Für die Südwest-Fassade des Produktionsbereichs / Lagerhalle ergibt sich abzüglich aller nicht belegbaren Flächen wie Fenster, Türen, Lüftungsbleche oder Beleuchtungen (rot gekennzeichnet) folgende nutzbare Fläche für die PV-Anlage (s. **Abbildung 26**).

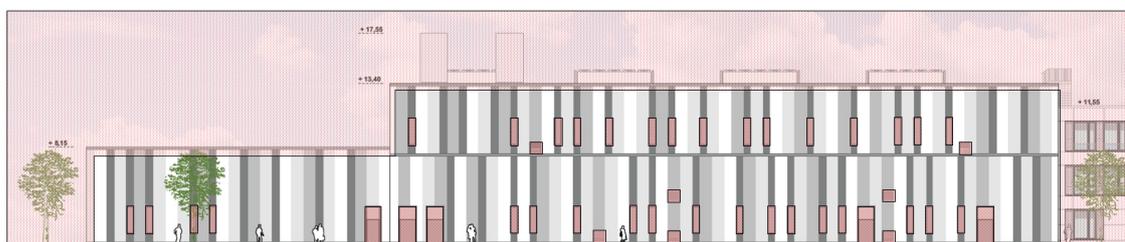


Abbildung 26 Südwest-Fassade mit besetzten Flächen (eigene Darstellung)

Da in diesem Projekt für die Auslegung der fassadenseitigen PV-Anlage die Kosten eine wesentliche Rolle spielen, wird im Rahmen dieser Arbeit der Ansatz für ein kostengünstiges System mit vereinfachter Montage verfolgt. Zur weiteren Planung wird das gleiche PV-Modultyp wie in **Kapitel 3.4.1** verwendet.

Von fassadenintegrierten Modulen wird in dieser Variante aufgrund des jetzigen Planungsstandes abgesehen. Diese Variante wäre für ein ästhetisches Erscheinungsbild des Gebäudes durchaus ansprechender und wahrscheinlich auch ertragsreicher gewesen. Hierzu ist jedoch eine ganz neue Fassadenkonstruktion notwendig, welche im Rahmen der Arbeit nicht erarbeitet werden konnte.

Auslegung und Unterkonstruktion: Um mögliche Verschattungen von z.B. vorbeigehenden Personen, Beleuchtungen oder Bepflanzungen zu vermeiden, wird die Fassade bis zu einer Höhe von 4,5 m nicht mit PV-Modulen belegt. Dies schützt die PV-Anlagen auch gegen nicht vorhersehbare Gewalteinwirkungen. Zu den äußeren Gebäudekanten wurden Abstände von 300 mm eingehalten, um die Windlasten an den Gebäudekanten zu verringern. Nach Prüfung der möglichen zusätzlichen Belastung des lastabtragenden Kassettenprofils können für Trapezblechprofile verschiedene Kurzschiensysteme eingesetzt werden. Der Hersteller *varista GmbH* bietet für Trapezblechprofile solche Kurzschiensysteme an, welche auf die Wetterschale gesetzt und an allen möglichen Stellen mit dem lastabtragenden Kassettenprofil verbunden werden (s. Anlage A – *Datenblätter*).

Für die Fassaden-Anlage wird wie in Variante 1 ein Abstand von 20 mm zwischen den PV-Modulen bei der Auslegung in PV*SOL berücksichtigt. Nach ergänzender Einpflege aller notwendigen Daten und der anschließenden Belegung in der 3D-Simulation ergibt sich bei PV*SOL zusätzlich zu der Flachdach-Anlage folgende PV-Anlage für die Fassade (s. **Abbildung 27**). Bei der Belegung wurde auf ein möglichst einheitliches und ästhetisch ansprechendes Gesamtbild geachtet.



Abbildung 27 3D-Simulation Variante 2 (Quelle: Ausschnitt aus PV*SOL)

Aus **Abbildung 27** geht hervor, dass zusätzlich zur Dachanlage insgesamt 213 PV-Module an der Fassade montiert werden können. Dies ergibt eine ergänzende PV-Generatorleistung von 72,42 kW, wodurch die gesamte PV-Anlagenleistung auf 312,46 kW erhöht werden konnte. Ein Nachweis für die Lagesicherheit der Unterkonstruktion ist bei anliegenden Montagesystemen nicht notwendig, da bei dieser davon ausgegangen werden kann, dass auch ohne die PV-Anlage die gleichen Wind- und Schneelasten herrschen werden. Im Falle des Projektes wird diesbezüglich nur ein statischer Nachweis für die Fassadenkonstruktion benötigt, welcher die Tragfähigkeit des gesamten Montagesystems inklusive PV-Module nach gültigen Normen bestätigt. Dieser ist nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

Wechselrichter-Auslegung: Da für das Projekt aus brandschutz-technischen Gründen die gesamte DC-Verkabelung auf dem Dach geführt werden soll, wird für die fassadenseitige PV-Anlage ein weiterer Wechselrichter des Typs „Sunny Tripower CORE1 – STP 50-40“ in der Nähe der Fassade auf dem Dach des Produktionsbereiches platziert. Bei der zusätzlichen PV-Generatorleistung von 72,42 kW aus insgesamt 213 fassadenseitigen PV-Modulen ergibt sich mit **Formel 1** für den Wechselrichter ein Dimensionierungsfaktor von $SR_{AC} = 1,448$. Laut Datenblatt kann der Wechselrichter am DC-Eingang mit einer maximalen PV-Generatorleistung von 75 kW belastet werden. Dies würde einem Dimensionierungsfaktor von $SR_{AC} = 1,5$ entsprechen. Dieser ist verglichen mit den Wechselrichtern aus Variante 1 deutlich höher, was sich jedoch durch die ungünstigere Ausrichtung der fassadenseitigen PV-Module wieder relativiert.

Planung des äußeren Blitzschutzes: Da mit Hilfe des Blitzkugelverfahrens der äußere Blitzschutz bereits nachgewiesen wurde, ist dieser für die fassadenseitigen PV-Anlage nicht erneut auszulegen. Des Weiteren zeigt die **Abbildung 21**, dass die Fassade im „Schutzzelt“ liegt und somit eine Gefahr für einen direkten Blitzschlag deutlich reduziert ist. Eine Anpassung des Blitzschutzkonzeptes ist schlussendlich nicht notwendig.

Verschattungsanalyse: Eine Verschattung aufgrund von in der Planung nicht berücksichtigten Schattenquellen, gilt es zu vermeiden. Wie zuvor beschrieben, wurde eine Höhe von 4,5 m aus Vorsichtsmaßnahme vor unvorhersehbaren baulichen Objekten vor der Fassade nicht mit PV-Modulen bestückt. Die Seitenansicht in **Abbildung 26** lässt vermuten, dass der Bereich vor dem Gebäude begrünt werden soll. Dadurch ist davon auszugehen, dass in einer langfristigen Betrachtung einige Gewächse wie z.B. Bäume eine gewisse Höhe erreichen und für eine Verschattung sorgen werden. Um diese Verschattung in der Planung bereits zu berücksichtigen, wurden die in **Abbildung 26** bereits angedeuteten Bäume mit einer angenommenen Höhe von 10 m und einem Durchmesser von 6 m in die 3D-Simulation von PV*SOL übernommen. In **Abbildung 28** ist das Ergebnis der Verschattungssimulation für die verschattete Fassade der Lagerhalle dargestellt. Der Abstand zwischen Baum und Gebäude beträgt 10 m.

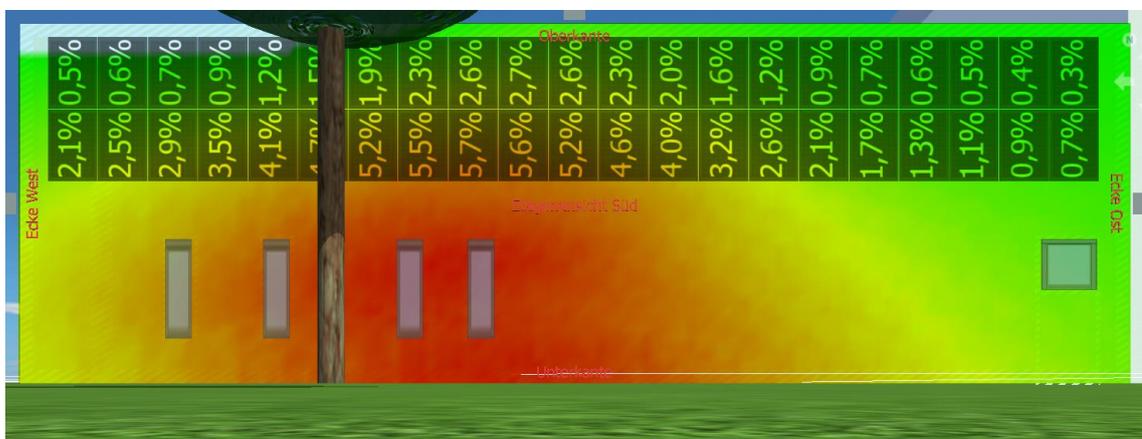


Abbildung 28 Verschattungssimulation (Quelle: Ausschnitt aus PV*SOL)

Der Schattenwurf des Baumes sorgt im Jahr maximal für eine 5,7-prozentige Verschattungshäufigkeit der PV-Module. Durch den Abstand von 4,5 m zum Erdreich fällt die Verschattung deutlich geringer aus. Auch an der Fassade des Produktionsbereiches ist eine maximale Verschattungshäufigkeit von 4,0 % zu verzeichnen. Um die Erträge der fassadenseitigen PV-Anlage optimal auszureizen, wird im Falle einer Bepflanzung darauf zu achten sein, dass die Bäume regelmäßig gepflegt und geschnitten werden.

Verschaltung der Module: Aus der in **Abbildung 28** exemplarisch gezeigten Verschattungssituation wurde eine weitere Verschaltung der PV-Module erarbeitet. Die durch die möglicherweise gepflanzten Bäume verschatteten PV-Module wurden präventiv zu Strängen zusammengefasst, um einen hohen Ertragsverlust durch die Verschattung zu minimieren. Für die Bestimmung der Leitungslängen wurde die **Formel 7** aus dem vorigen Kapitel verwendet. Mit der Annahme, dass der zusätzlich benötigte Wechselrichter in der Nähe der anderen platziert wird, ergeben sich für Variante 2 folgende Leitungslängen (s. **Tabelle 12**).

Tabelle 12 Übersicht aller Leitungen V2 (eigene Darstellung)

Leitungstyp	Querschnitt in mm ²	Material	Gesamtlänge in m
AC-Leitung 3-phasig	35	Cu	250
Sammelleitungen	6	Cu	930
Strangleitungen	4	Cu	2456

Nach Eingabe der Leitungslängen in PV*SOL errechnet das Programm eine gesamte Leitungsverlustleistung von 3753,5 W (= 1,2 %). Der für Variante 2 erstellte Projektbericht ist der Anlage G – *Projektberichte PV*SOL* beigelegt. Die Leitungsquerschnitte sind ebenfalls der Leitungsdimensionierung des vorigen Kapitels zu entnehmen.

Zusammenfassung: Da es sich bei der Variante 2 lediglich um eine Ergänzung zu Variante 1 handelt und folglich die gleichen technischen Anforderungen gelten, wurde das in **Abbildung 25** gezeigte Funktionsschema lediglich um die notwendigen Komponenten aus diesem Kapitel ergänzt, das Prinzip bleibt das Gleiche (s. **Abbildung 29**).

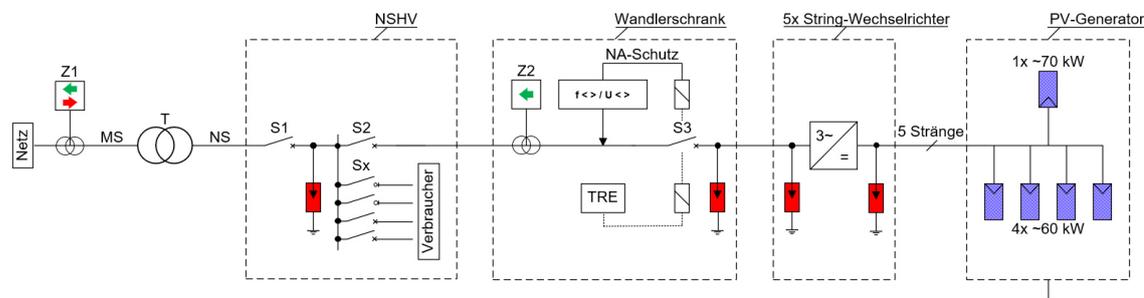


Abbildung 29 Funktionsschema Variante 2 (eigene Darstellung)

3.4.3 Variante 3 – Ergänzung eines Batteriespeicher-Systems

Bei ersten Voruntersuchungen bezüglich der Ertragsprognose für Variante 1 und 2 wurde festgestellt, dass wegen des hohen elektrischen Energiebedarfs der Eigenverbrauch bei 100 % liegt. Da im Rahmen dieser Arbeit die technische Auslegung eines Batteriespeicher-Systems in erster Linie zur Erhöhung des Eigenverbrauchs angedacht war, ist eine weitere Betrachtung für diese Art der Nutzung nicht sinnvoll.

Im Folgenden wird im Zuge dieses Projektes jedoch eine weitere Einsatzmöglichkeit für ein Energiespeicher-System in Betracht gezogen. Diese beschäftigt sich mit der Vermeidung von Lastspitzen und der damit verbundenen Senkung des Strombezugspreises. Dieser besteht unter anderem aus einem Arbeitsentgelt und einem Leistungsentgelt - auch Netznutzungsentgelt genannt. Das Leistungsentgelt bemisst sich bei gewerblichen und industriellen Kunden an der höchsten bezogenen Leistung im Abrechnungszeitraum. Verursacht ein Unternehmen hohe Lastspitzen, kann dies zu sehr hohen Kosten führen. Da bei einer Unternehmensgröße, wie es in diesem Projekt der Fall ist, durchaus zu unerwarteten hohen Lastspitzen kommen kann, soll das nachfolgende Beispiel die Situation verdeutlichen. Angenommen, ein Unternehmen hat ein Jahres-Lastprofil mit einer kontinuierlichen Last von 5.000 kW ohne Lastspitzen. Mit einem Preis von 50 €/kW ergibt sich ein jährliches Netznutzungsentgelt von $5.000 \text{ kW} \times 50 \text{ €/kW} = 250.000 \text{ €}$. Sollte es im Laufe des Jahres aus unerwarteten Gründen eine kurzzeitige Lastspitze von 200 kW bilden, erhöht sich das jährliche Netznutzungsentgelt um 10.000 €. Somit sind die Unternehmen generell bemüht, solche Lastspitzen zu vermeiden. Hierfür werden, wie in **Kapitel 3.3** bereits erwähnt, sogenannte Last- und Energiemanagementsysteme eingesetzt, welche zur Vermeidung des Problems die Verbrauchsprozesse rechtzeitig herunterregeln. Können jedoch nicht genügend Verbrauchsprozesse heruntergeregelt werden, kann ein Unternehmen auch selbst Leistung bereitstellen, um die Lastspitzen zu decken. Hierfür eignen sich sowohl Energiespeicher-Systeme als auch Generatoren, welche eine zeitlich begrenzte Leistungsbereitstellung ermöglichen.

Um die Wirtschaftlichkeit eines solchen Energiespeicher-Systems in Form eines Batteriespeichers zu untersuchen, wird in **Kapitel 5.2** eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsanalyse aufgestellt. Hierzu müssen jedoch vorerst einige Informationen für die Auslegung eines solchen Systems gewonnen werden. Das in **Kapitel 3.2** prognostizierte Jahres-Lastprofil aus **Abbildung 14** gibt Hinweise über die Höhe der möglichen Lastspitzen. Für die theoretische Betrachtung werden mehrere Lastgrenzen untersucht, um die Tendenz zur wirtschaftlichsten Lösung zu erarbeiten. Die Grenzen für die maximale Leistung werden im Rahmen dieser Arbeit auf 1.250 kW, 1.300 kW und 1.350 kW bestimmt. Bei einer Überschreitung der jeweils bestimmten Lastgrenzen soll eine zeitlich begrenzte Leistungsbereitstellung durch ein Speichersystem stattfinden, welches die benötigte Menge an elektrischer Energie bereits im Vorwege speichert und zu diesem Zeitpunkt bereitstellt.

Auch für die sogenannte Lastspitzenkappung (Peak Shaving) bietet die *SMA Solar Technology AG* eine Lösung für gewerbliche und industrielle Anwendungen an. Das Gesamtpaket „SMA Energy Storage System TS70“ ist ein komplett aufeinander abgestimmtes Energiespeicher-System, welches mit integrierten Energiemanagementfunktionen die Lastspitzenkappung übernehmen kann. Das Paket umfasst einen Batteriespeicher „SMA Storage Business“ mit Lithium-Zellen und einen dazugehörigen Batterie-Wechselrichter „Sunny Tripower Storage 60“ zum Laden und Entladen des Batteriespeichers. Die technischen Daten sind den Datenblättern in Anlage A – *Datenblätter* zu entnehmen. Der „SMA Storage Business“ Batteriespeicher umfasst eine Kapazität von 67 kWh.

Die benötigte Kapazität des Speichersystems richtet sich nach der höchsten Energiemenge, welche nach dem in **Kapitel 3.2** zukünftigen Jahres-Lastprofil während einer Lastspitze bereitgestellt werden muss. Hierfür wurden die sich aus den zuvor festgelegten Grenzen ergebenden Lastspitzen näher untersucht. Die dazu aufbereiteten Daten sind den Tabellen in Anlage H – *Lastgrenz-Überschreitungen 2019* zu entnehmen, zudem sind die Schlussfolgerungen in **Tabelle 13** zusammengefasst. Die „gewählte Speicherkapazität“ ergibt sich aus der Anzahl an Batteriespeichern-Systemen mit einer Kapazität von 67 kWh (je Gesamtpaket), welche zur Deckung der höchsten Lastspitze im Jahr benötigt werden.

Tabelle 13 Benötigte und gewählte Kapazitäten der Batteriespeicher-Systeme
(eigene Darstellung)

Kapazitäten des Speichersystems in kWh	Lastgrenze bei		
	1.250 kW	1.300 kW	1.350 kW
Benötigte Speicherkapazität	528	287	94
Gewählte Speicherkapazität	536 (8 Stk.)	335 (5 Stk.)	134 (2 Stk.)

Für die Variante 3 wird von einer Simulation mit PV*SOL, aufgrund der zuvor genannten Aspekte, im folgenden **Kapitel 3.5** abgesehen.

3.5 Ergebnisse der Ertragssimulationen

Aus den hinterlegten Daten in PV*SOL und der Erstellung einer 3D-Simulation des neuen Produktionsstandortes, kann der Ertrag einer PV-Anlage prognostiziert werden. Die **Tabelle 14** stellt die Varianten 1 und 2 gegenüber.

Tabelle 14 Simulationsergebnisse für Variante 1 und 2 (eigene Darstellung)

PV-Anlage	Variante 1	Variante 2
PV-Generatorleistung	240 kWp	312,5 kWp
Spez. Jahresertrag	759,71 kWh/kWp	745,67 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	78,8 %	79,8 %
Ertragsminderung durch Abschattung	9,1 %/Jahr	7,8 %/Jahr
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	182.362 kWh/Jahr	232.991 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	182.362 kWh/Jahr	232.991 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	0 kWh/Jahr	0 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr	0 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	100,0 %	100,0 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	86.440 kg/Jahr	110.438 kg/Jahr
Verbraucher		
Verbraucher	7.968.529 kWh/Jahr	7.968.529 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	88 kWh/Jahr	110 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	7.968.617 kWh/Jahr	7.968.639 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	182.362 kWh/Jahr	232.991 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	7.786.255 kWh/Jahr	7.735.648 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	2,3 %	2,9 %

Bei beiden Varianten kommt es zu keiner Netzeinspeisung. Durch den hohen Energiebedarf wird der produzierte Strom der PV-Anlage zu 100 % direkt im Gebäudestromnetz verbraucht. Zudem deckt die PV-Anlage aufgrund des hohen Energiebedarfes nur einen geringen Anteil des Gesamt-Energiebedarfes (V1 = 2,3 % / V2 = 2,9 %). Die Verluste betragen trotz der teilweise starken Verschattung bei beiden Varianten weniger als 10 %. Außerdem ist festzustellen, dass mit dem Leistungszuwachs von 72,42 kW (ca. 30,2 %) in Variante 2 insgesamt 50.629 kWh / a (ca. 28 %) mehr produziert werden können.

Zwei wichtige Kriterien für die Bewertung von PV-Anlagen sind der spezifische Jahresertrag und der Anlagennutzungsgrad (engl. Performance Ratio / PR). Der spezifische Jahresertrag wird in kWh / kW angegeben und beschreibt den Ertrag pro installierte Leistung. Je höher die Abweichung zur optimalen Ausrichtung ist, desto geringer ist der spezifische Jahresertrag. Um zu beurteilen, wie effizient die vorhandene Strahlungsenergie der Sonne von der PV-Anlage genutzt wird, eignet sich der Anlagennutzungsgrad (PR). Dieser beschreibt das Ertragsverhältnis aus Endertrag und Referenzertrag (s. **Formel 8**).

$$PR = \frac{\text{Endertrag}}{\text{Referenzertrag}} = \frac{W_{PV}}{S * A * \eta} \quad (8)$$

Der Endertrag ist dabei der tatsächlich erreichte Ertrag der PV-Anlage (W_{PV}) in kWh, wobei der Referenzbetrag dem maximal möglichen Ertrag entspricht. Dieser errechnet sich aus der tatsächlichen Jahres-Globalstrahlung (S) in kWh / m², der Fläche der PV-Anlage (A) in m² und dem Modulwirkungsgrad (η) bei Standard-Testbedingungen (STC). Die PR liegt bei den meisten PV-Anlagen bei 75 % bis 85 % (vgl. Mertens, 2018). Daraus folgt, dass die in den Varianten geplanten PV-Anlagen mit 78,8 % und 79,8 % im Rahmen der Literaturwerte liegen und durchaus mit gewöhnlichen Anlagen vergleichbar sind.

4 Wirtschaftlichkeit

4.1 Betrachtung von Variante 1 und 2

4.1.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten einer PV-Anlage sind abhängig von der Qualität der einzelnen technischen Komponenten sowie dem dazugehörigen Installationsaufwand. Um einen wirtschaftlichen Vergleich zwischen den Varianten herzustellen, sind für beide Varianten die Preise der einzelnen PV-Anlagenkomponenten gegenüberzustellen. Für die Ermittlung der Preise wurden sowohl Angebote von Vertriebspartnern angefragt als auch realitätsnahe Annahmen getroffen. Zudem sind insbesondere beim Netzanschluss und bei den Frachtkosten die Preise geschätzt worden. Die folgende **Tabelle 15** gibt eine Übersicht zu den Investitionskosten der Varianten 1 und 2. Für alle verwendeten Kosten sind Nettowerte angesetzt worden.

Tabelle 15 Kostenübersicht der Variante 1 und 2 (eigene Darstellung)

Komponente	Spezifischer Einkaufspreis	V1 in € (gerundet)	V2 in € (gerundet)
Module	122 €/ Stk	86.132	112.118
Wechselrichter	6.301 €/ Stk	25.204	31.505
Unterkonstruktion	105 €/ kW	25.204	32.808
Ballastierung	200 €/ t	500	500
Leitungen		6.741	8.924
-AC-Leitung, 3-p, 35 mm ²	20 €/ m	4.000	5.000
-DC-Sammelleitungen 6 mm ²	1 €/ m	780	930
-DC-Strangleitungen 4 mm ²	0,80 €/ m	211	494
-Dachdurchführung	100 €/ Stk	200	300
-Stecker/Buchsen	pauschal	150	200
-Trassen	10 €/ Stk	1.400	2.000
DC-Montage	250 €/ kW	60.010	78.115
Wandlerschrank		18.699	18.699
-Zubehör / Schrank	9.157 €/ Stk	9.157	9.157
-NA-Schutz	2728 €/ Stk	2.728	2.728
-Leistungsschalter 630 A	2.098 €/ Stk	2.098	2.098
-AC-Überspannungsableiter	520 €/ Stk	520	520
-Sonstige Absicherungen	776 €/ Stk	776	776
-Montage	3.420 €/ Stk	3.420	3.420
Netzanschluss	pauschal	2.000	2.000
Frachtkosten	pauschal	500	500
Gesamt		224.990	285.170

Die Kosten für die Hebetchnik wurden nicht ermittelt, da bei der Errichtung des Gebäudes mehrere Baukräne im Einsatz sind und die Kosten der PV-Anlage nicht explizit zugeordnet werden können. Des Weiteren wurden die Datenleitungen vernachlässigt.

Die Kostengegenüberstellung zeigt, dass für die Variante 2 einen Mehraufwand in Höhe von 60.179 € entstehen. Um die Kosten der PV-Anlagen besser vergleichen zu können, werden die Kosten je kW installierter Leistung berechnet. Hieraus ergeben sich für Variante 1 spezifische Kosten von ca. 937 € / kW und für die Variante 2 ca. 913 € / kW.

4.1.2 Betriebskosten

Um die laufenden Kosten für den Betrieb der PV-Anlage in der Wirtschaftlichkeitsanalyse zu berücksichtigen, werden sie in diesem Kapitel erfasst. Zu den Betriebskosten zählen sowohl die Versicherungskosten als auch die Reparatur- und Wartungskosten. Bezüglich der Versicherung wird die PV-Anlage über die Industriesachversicherung der *FM Insurance Europe S.A.* versichert. Da die jährlichen Versicherungskosten für die in dieser Arbeit geplanten Anlagen nicht direkt zugänglich sind, wird hierfür eine Annahme in Höhe von 0,5 % der Investitionskosten getroffen. Für die jährlichen Reparatur- und Wartungskosten werden 1,5 % der Investitionskosten angesetzt. Da eine PV-Anlage grundsätzlich wartungsarm ist, besteht die Wartung in der Regel aus einer Prüfung der Leitungen, des Wechselrichters und der Unterkonstruktion. Des Weiteren kann eine Reinigung der PV-Module sinnvoll sein, wobei bei einer Modulneigung von $\geq 10^\circ$ der Selbstreinigungs-Effekt durch Regenwasser eintritt. In diesem Projekt kann es aufgrund der Dachneigungen (2°) und dem Aufständigungswinkel (10°) durchaus zu einem Winkel $< 10^\circ$ kommen. Aus diesem Grund wird empfohlen, die PV-Module regelmäßig auf Verschmutzungen und Algenbildung zu kontrollieren. Die nachfolgende **Tabelle 16** zeigt einen Überblick der Betriebskosten für Variante 1 und 2.

Tabelle 16 Überblick der Betriebskosten (eigene Darstellung)

Laufende Kosten	V1 in € / a (gerundet)	V2 in € / a (gerundet)
jährliche Reparatur- und Wartungskosten	3.636	4.542
jährliche Versicherungskosten	1.212	1.514
Gesamt	4.848	6.056

4.1.3 Finanzierung

Die Finanzierung des gesamten Neubaus erfolgt über die KfW mit dem Förderprogramm 276 „Energieeffizient Bauen und Sanieren“. Die Kreditkonditionen ergeben sich typischerweise aus den wirtschaftlichen Verhältnissen des Unternehmens. Die Anlage I – *Anlage zur Konditionsübersicht für Endkreditnehmer* beinhaltet die notwendigen Schritte zur Konditionsfindung als Merkblatt. Um exemplarisch eine Kreditfinanzierung für die Wirtschaftlichkeitsanalyse zu berücksichtigen, wird von der Preisklasse „C“ ausgegangen. Das bedeutet, dass von der Bank die Bonität des Unternehmens auf „befriedigend“ geschätzt wurde und entsprechend von einer Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit von $> 1,20\%$ und $\leq 1,80\%$ auszugehen ist. Zudem liegt die werthaltige Besicherung bei $\geq 70\%$ (Besicherungsklasse 1). Aus der Preisklasse ergibt sich der maximale Zinssatz des Förderkredits, wobei dieser in Preisklasse „C“ bis zu $2,47\%$ betragen kann.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird von einer Fremdfinanzierung mit 0 % Eigenfinanzierung, einer Laufzeit von 20 Jahren mit 2 Jahren tilgungsfreier Anlaufzeit und einem Zinssatz von $2,47\%$ ausgegangen.

4.1.4 Steuern

Eine PV-Anlage zählt als abnutzbares Wirtschaftsgut des Anlagevermögens eines Unternehmens. Folglich können die Investitionskosten einer PV-Anlage als Betriebsausgaben über die Nutzungsdauer verteilt linear abgeschrieben werden (Absetzung für Abnutzung - AfA). Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird eine lineare Abschreibung mit einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren ohne Restwert vorgesehen. Zudem werden, wie in **Kapitel 5.1.1** bereits erwähnt, alle Kosten als Nettowerte angegeben. Da es sich bei dem Betreiben einer PV-Anlage um eine unternehmerische Tätigkeit handelt, kann die bei den Investitionskosten gezahlte Umsatzsteuer als Vorsteuer beim Finanzamt abgezogen werden. Zusätzlich muss jedoch auf den eigenverbrauchten Strom die Umsatzsteuer gezahlt werden. Hierfür wird der fiktive Bezugspreis für den Strom aus dem öffentlichen Netz angesetzt. Dieser beträgt nach Aussage des Unternehmens 15 ct / kWh (Bruttowert). Der *Industriebetrieb* hat somit für jede eigenverbrauchte Kilowattstunde Strom eine Umsatzsteuer von 2,85 ct / kWh an das Finanzamt abzuführen. Des Weiteren wird von einer Körperschafts-Grenzsteuer in Höhe von 15 % ausgegangen.

4.1.5 Strompreisentwicklung

Um die Stromkostenentwicklung bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse in PV*SOL zu berücksichtigen, kann in dem Programm ein jährlicher Preisänderungsfaktor für den Strombezugspreis hinterlegt werden. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. führt regelmäßig eine Strompreisanalyse durch, um Informationen über die aktuelle Entwicklung der Strompreise in Deutschland zu gewinnen. Aus der Studie gehen unter anderem die durchschnittlichen Strompreise für die Industrie (Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh) und für private Haushalte (Jahresverbrauch von 3.500 kWh) hervor. Die nachfolgende **Abbildung 30** zeigt die Strompreisentwicklung der letzten 10 Jahre.

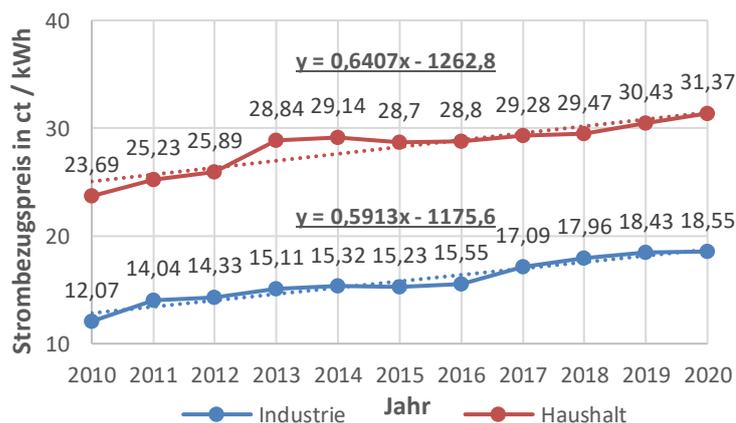


Abbildung 30 BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020
(Quelle: In Anlehnung an BDEW, 2020)

Aus der linearen Trendlinie ergibt sich für die Industrie eine jährliche Preissteigerungsrate von ca. 5,91 % und für den privaten Haushalt eine Rate von ca. 6,41 %. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse wird ein jährlicher Preisänderungsfaktor von 5,9 % für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angesetzt.

4.1.6 Analyse

Nachdem sowohl die Erträge als auch die einzelnen Kosten für die Errichtung und den Betrieb der geplanten PV-Anlagen bestimmt wurden, kann mit PV*SOL die Wirtschaftlichkeit der Varianten untersucht werden. Für die Betrachtung sieht PV*SOL einen Zeitraum von 20 Jahren vor, um am Ende des Zeitraums die entsprechenden Gewinne der PV-Anlagen vergleichen zu können. Aufgrund des hohen Eigenbedarfs ergibt sich der wirtschaftliche Vorteil nur aus der Ersparnis durch den Eigenverbrauch. Der jährlich steigende Strombezugspreis ist teurer als der Stromgestehungspreis des Solarstroms. Die Differenz wird durch den Eigenverbrauch eingespart. Der schlussendliche Gewinn ergibt sich aus der Ersparnis des Strombezugspreises abzüglich der Kosten für Finanzierung, Betrieb und Steuer (inkl. EEG-Umlage und Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch). Da sich jährlich der Strombezugspreis um ca. 5,9 % erhöht und die Erträge auch durch die PV-Moduldegradation sinken, berechnet PV*SOL für jedes Jahr den Gewinn, welcher kumuliert nach 20 Jahren den Gesamtgewinn widerspiegelt. Zusätzlich berechnet PV*SOL die Amortisationsdauer (Gewinnschwelle). Die nachfolgende **Tabelle 17** gibt die wichtigsten Anlagendaten und wirtschaftlichen Kenngrößen für die zuvor geplanten Varianten wieder. Hierbei sind alle zuvor ermittelten Parameter berücksichtigt. Weitere Ergebnisse sind den Projektberichten in Anlage G – *Projektberichte PV*SOL* zu entnehmen.

Tabelle 17 Wichtige Daten und Kenngrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung
(eigene Darstellung)

Daten und Kenngrößen	Variante 1	Variante 2
Anlagendaten		
PV-Generatorleistung	240,04 kW	312,46 kW
Investitionskosten	224.990 €	285.170 €
Betriebskosten	4.848 € / a	6.056 € / a
Wirtschaftliche Kenngrößen		
Kumulierter Gewinn	420.920 €	542.729 €
Amortisationsdauer	11,7 Jahre	11,6 Jahre
Stromgestehungspreis	0,10 € / kWh	0,10 € / kWh

Aus der Gegenüberstellung der geplanten Varianten geht hervor, dass die Amortisationsdauer annähernd gleich, jedoch Variante 2 einen deutlich höheren kumulierten Gewinn aufweist. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse sind abhängig von den Erträgen der PV-Anlagen. Je höher die jährlichen Erträge, desto höher fällt der jährliche Gewinn aus und desto geringer wird die Amortisationsdauer. Lediglich die Betriebskosten bleiben jährlich gleich, da diese ausschließlich von den Investitionskosten der Anlage abhängig sind. Zudem ist die Wirtschaftlichkeit stark von der zukünftigen Strompreisentwicklung abhängig. Dabei gilt, je höher der Strompreis steigt, desto profitabler wird der Betrieb der PV-Anlage.

4.2 Betrachtung von Variante 3

4.2.1 Investitionskosten

Für die Bestimmung der Investitionskosten für das Energiespeicher-System wird je Kilowattstunde Speicherkapazität ein Preis von 1.000 € angenommen. Mit den in **Kapitel 3.4.3** ermittelten Batteriekapazitäten ergeben sich die Kosten für das gesamte Batteriespeicher-System noch ohne Montage. Für die Montage wird ein Pauschalpreis von 4.000 € pro installiertem „SMA Energie Storage System TS70“ angenommen. Die nachfolgende **Tabelle 18** beinhaltet die gesamten Investitionskosten für die jeweilige Lastgrenze. Bei den Werten handelt es sich um Nettowerte.

Tabelle 18 Investitionskosten für die Batterspeicher-Systeme (eigene Darstellung)

Komponente	Spezifischer Preis	Lastgrenze bei		
		1.250 kW	1.300 kW	1.350 kW
SMA Energy Storage System TS70	1.000 €/kWh	536.000 €	335.000 €	134.000 €
Montage	4.000 €/Stk	32.000 €	20.000 €	8.000 €
Gesamt		568.000 €	355.000 €	142.000 €

4.2.2 Betriebskosten, Finanzierung und Steuer

Aufgrund der vereinfachten Betrachtung wird von diesen Punkten abgesehen.

4.2.3 Netznutzungsentgelt

Die Ermittlung des Netznutzungsentgeltes ist abhängig von dem Standort des Unternehmens (Lübeck), dem gesamten Jahres-Energiebedarf (7.968.529 kWh), der höchsten Lastspitze im Jahr (s. **Tabelle 19**) und der Spannungsebene (Mittelspannung), auf der die Entnahme stattfindet. Mit diesen Daten wird zunächst die Jahresbenutzungsdauer als Quotient aus dem gesamten Jahres-Energiebedarf und der höchsten Lastspitze bestimmt (s. **Formel 9**).

$$\text{Jahresbenutzungsdauer} = \frac{\text{Jahres-Energiebedarf in kWh}}{\text{maximale Leistung in kW}} \quad (9)$$

Diese Jahresbenutzungsdauer entscheidet über die Höhe des Arbeits- und Leistungsentgeltes. Aus der Anlage G – *Netznutzungsentgelte* lässt sich ein Preisblatt der *Netz Lübeck GmbH* zur Bestimmung der Entgelte entnehmen. Die Ergebnisse sind in der **Tabelle 19** aufgeführt.

Tabelle 19 Netznutzungsentgelte (eigene Darstellung)

	Lastgrenze bei			
	1.250 kW	1.300 kW	1.350 kW	ohne (1.420,2 kW)
Jahresbenutzungsdauer in h / a	6.375	6.130	5.903	5.611
Leistungsentgelt in € / a	154.163	160.329	166.496	175.153

4.2.4 Analyse

Nach der Ermittlung der Investitionskosten und der Leistungsentgelte kann eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt werden. Bei der Art und Weise des eingesetzten Energiespeicher-Systems bildet sich der ökonomische Vorteil aus der Reduzierung des Leistungsentgeltes und der damit verbundenen Kostenersparnis. Dieser wird bei der Berechnung der Amortisationsdauer den Investitionskosten gegenübergestellt (s. **Formel 10**). Des Weiteren ist in der Anlage K – *Cashflow-Tabelle* eine vereinfachte Cashflow-Berechnung aller Lastgrenzen für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren durchgeführt worden. Mit Hilfe von **Formel 11** konnte aus dem kumulierten Gewinn und der Investitionskosten die Eigenkapitalrendite bestimmt werden.

$$\text{Amortisationsdauer} = \frac{\text{Investitionskosten in €}}{\text{Ersparnis in €/a}} \quad (10)$$

$$\text{Eigenkapitalrendite} = \frac{\text{Kumulierter Gewinn nach 20 Jahren in €}}{\text{Investitionskosten in €}} \quad (11)$$

Die nachfolgende **Tabelle 20** enthält schlussendlich alle wichtigen Anlagendaten und die sich daraus ergebenden wirtschaftlichen Kenngrößen für die untersuchten Batteriespeicher-Systeme. Sowohl aus der Berechnung der Amortisationsdauer als auch aus der Cashflow-Berechnung geht hervor, dass lediglich die Lastgrenze ab 1.350 kW in dieser Betrachtung eine gute Investition ist. Die jährliche Ersparnis ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Leistungsentgelt ohne Lastgrenze und dem Leistungsentgelt mit Lastgrenze.

Tabelle 20 Wirtschaftlichkeit der Energiespeicher-Systeme (eigene Darstellung)

Daten und Kenngrößen	Lastgrenze bei		
	1.250 kW	1.300 kW	1.350 kW
Anlagendaten			
Anzahl Batteriesysteme	8 Stk.	5 Stk.	2 Stk.
Kapazität	536 kWh	335 kWh	134 kWh
Investitionskosten	568.000 €	355.000 €	142.000 €
Jährliche Ersparnis	20.990 €	14.824 €	8.657 €
Wirtsch. Kenngrößen			
Kumulierter Gewinn	-148.200 €	-58.520 €	31.140 €
Amortisationsdauer	27,1 Jahre	23,9 Jahre	16,4 Jahre
Eigenkapitalrendite	-26,09 %	-16,48 %	21,93 %

Die Untersuchung zeigt, dass die Kappung der Lastspitzen erst ab 1.350 kW wirtschaftlich ist. Hier kann bei der vereinfachten Betrachtung gezeigt werden, dass durch die Einsparung der hohen Leistungsentgelte ein Gewinn von 31.140 € erwirtschaftet werden kann. Die restlichen Betrachtungen führen in einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren zu einem deutlichen Verlust. Zu beachten ist, dass der Gewinn in der Cashflow-Berechnung ohne Berücksichtigung von Nebenkosten zu Stande gekommen ist. Bei einer genaueren Betrachtung würden die wirtschaftlichen Kenngrößen durchaus dürftiger ausfallen.

5 Fazit

5.1 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich im Wesentlichen mit der Planung einer PV-Anlage für ein Flachdach eines Industriebetriebs. Da die Errichtung und der Betrieb einer PV-Anlage in erster Linie zu keinem wirtschaftlichen Verlust führen soll, wurden in dieser Arbeit drei unterschiedliche Varianten betrachtet. Bei der Betrachtung galt es herauszufinden, welche die wirtschaftlichste Variante und somit die bestmögliche Lösung für den beschriebene Neubau in Lübeck ist.

Die Auslegung der ersten Variante erfolgte als eine konventionelle PV-Anlage auf dem Flachdach des Bauvorhabens. Hierbei wurde festgestellt, dass eine optimale Ausrichtung nach Süden in diesem Projekt aufgrund der Anforderungen der EnEV nicht möglich ist. Folglich wurde eine Ost-/ Westaufständerung gewählt und entsprechend detailreich geplant. Die Planung umfasste alle wichtigen Aspekte zur fachgerechten Errichtung einer PV-Anlage inklusive des Blitzschutzes.

Da der Bauherr des Bauvorhabens anfängliche Überlegungen für die Errichtung einer fassadenseitigen PV-Anlage pflegte, wurde die Flachdach-Anlage aus der ersten Variante um eine fassadenseitige PV-Anlage an der Südwest-Fassade ergänzt. Aufgrund dessen, dass der Bauherr bereits in der Vorplanung eine Errichtung der fassadenseitigen PV-Anlage wegen der zusätzlichen Kosten nicht weiterverfolgt hat, wurde für die Planung eine kostengünstige Auslegung der fassadenseitigen PV-Anlage untersucht. Die Untersuchung sollte hierbei einen Eindruck über die finanziellen Ausmaße vermitteln, um in zukünftigen Projekten dem Bauherrn bessere Empfehlungen geben zu können. Beim wirtschaftlichen Vergleich der ersten und zweiten Variante zeigten die spezifischen Investitionskosten keinen signifikanten Unterschied. Die Analyse zeigte jedoch, dass sich bei annähernd gleicher Amortisationsdauer mit der zweiten Variante ein deutlich höherer kumulierter Gewinn von 542.729 € erwirtschaften lässt. Dies liegt vor allem an der kostengünstigen Auslegung der fassadenseitigen PV-Anlage. Eine komplett neue Fassadenkonstruktion mit integrierten PV-Modulen könnte durchaus höhere Investitionskosten mit sich bringen. Zu berücksichtigen ist, dass der kumulierte Gewinn einer PV-Anlage stark von der zukünftigen Entwicklung des Strompreises abhängig ist.

Bei der dritten Variante sollte mit Hilfe eines Batteriespeicher-Systems der Eigenverbrauch erhöht werden, um die Strombezugskosten zu senken und einen eventuell wirtschaftlichen Nutzen zu erlangen. Im Laufe der Arbeit wurde festgestellt, dass der Energiebedarf des Industriebetriebs einen einhergehenden Eigenverbrauch von 100 % des Solarstroms impliziert, wodurch die Auslegung eines Batteriespeicher-Systems zur Erhöhung des Eigenverbrauchs nicht sinnvoll war. Eine vereinfachte Betrachtung zeigte jedoch, dass ein Batteriespeicher auch zur Lastspitzen-Kappung wirtschaftlich betrieben werden kann. Hierbei stellte sich heraus, dass ein solches System sich nach etwa 17 Jahren amortisiert und eine Eigenkapitalrendite von rund 22 % möglich ist.

Da im Rahmen dieser Arbeit eine umfangreiche Betrachtung jedoch nicht möglich war und diese nur auf einem prognostizierten Jahres-Lastprofil beruht, ist eine erneute Betrachtung eines solchen Batteriespeicher-Systems in den nächsten Jahren an realen Messdaten sowie mit evtl. günstigeren Batteriespeicher-Systemen durchaus interessant.

Zusammenfassend konnte in dieser Arbeit gezeigt werden, dass Industriebetriebe mit einem hohen Energiebedarf ein großes Potential für den Einsatz von PV bieten. Die Investitionskosten amortisieren sich im untersuchten Fall bei einem Eigenverbrauch von 100 % schon nach etwa 12 Jahren. Als weiterer Vorteil zeigt sich, dass eine PV-Anlage auch ohne Einspeisevergütung wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Die Unabhängigkeit zur Einspeisevergütung macht dabei den Zeitpunkt der Inbetriebnahme unerheblich. Zudem wurde gezeigt, dass bei einem Einsatz von fassadenseitigen PV-Anlagen die Gebäudenutzung erhöht werden und eine Investition durchaus lohnend sein kann. Eine Nutzung der Fassade hätte im früheren Planungstand des Bauvorhabens auf jeden Fall näher untersucht und weiter in Betracht gezogen werden sollen. Des Weiteren wurde gezeigt, dass der Einsatz von Batteriespeicher-Systemen nicht nur durch Erhöhung des Eigenverbrauchs, sondern auch in Verbindung mit einem Energiemanagement-System finanziell attraktiv sein kann. Ergänzend befasste sich ein Kapitel mit der Auslegung von 20 Ladestationen für Mitarbeiter und Besucher. Für die erstellte Ladeinfrastruktur wurden die Kosten und dessen jährlicher Energiebedarf aufgezeigt.

5.2 Ausblick

Durch die Gesetzgebung wird der Einsatz von regenerativen Energien in Deutschland immer mehr vorausgesetzt. Die EnEV sorgt schon jetzt bei vielen Sanierungen und Neubauten für einen sicheren Fortschritt der Energiewende. Die Bereitstellung von Förderkrediten macht zudem bei verschiedensten Bauvorhaben das Erreichen von hohen Effizienzgebäudestandards attraktiv. Insbesondere die oftmals eingesetzten PV-Anlagen bieten wirtschaftliche, aber auch ökologische Vorteile. Der Wandel, weg von der Überschusseinspeisung und hin zum hohen Eigenverbrauch, wird durch die Degression der Einspeisevergütung zukünftig immer wichtiger werden. Gerade Industriebetriebe mit einem hohen elektrischen Energiebedarf und einer meist großen ungenutzten Dachfläche bieten hier großes wirtschaftliches Potential. An dieser Stelle können die Industriebetriebe durch ein auf den Bedarf abgestimmtes Batteriespeicher-System das öffentliche Netz entlasten und eigene Lastspitzen ausgleichen. Gerade Letzteres ist noch nicht weit verbreitet, obwohl ein offenbar großes Potential dahintersteht. Auch das Marketing-Potential beim Einsatz erneuerbarer Energien und Energie-Systeme sollte nicht außer Acht gelassen werden.

In naher Zukunft werden zudem viele Bestandsanlagen aus der 20-jährigen Einspeisevergütung nach EEG fallen, was folglich eine hohe Nachfrage für bedarfsorientierte Auslegungen von PV-Anlagen in Verbindung mit Batteriespeicher-Systemen mit sich bringen wird. Auch die Rahmenbedingungen für die E-Mobilität werden stetig ausgebaut. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur wird in Deutschland ein wichtiger Bestandteil der Energiewende sein.

6 Literaturverzeichnis

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2020). BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020. Abgerufen am 29. März 2020, von https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf

Bratzel, A. (2020). E-Mobilität im internationalen Vergleich – Gesamtjahresbilanz 2019. Abgerufen am 13. März 2020, von https://auto-institut.de/index_htm_files/Pressemitteilung_Elektro_2019-2018.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020a). Elektromobilität in Deutschland. Abgerufen am 13. März 2020, von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/elektromobilitaet.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020b). Mehr Ladestationen für Elektroautos. Abgerufen am 13. März 2020, von <https://www.bmwi-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/01/Meldung/news2.html>

Bundesnetzagentur (2020a). EEG-Registerdaten und -Fördersätze, Abgerufen 08. Februar 2020, von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html

Bundesnetzagentur (2020b). Zahlen, Daten und Informationen zum EEG, Abgerufen am 16.03.2020, von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html

Bundesnetzagentur (2020c). EEG-Umlage - Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie?, Abgerufen 27. Januar 2020, von <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html>

DEHN + SÖHNE GmbH & Co.KG (2018). Blitzplaner (4. Aufl.). Neumarkt, Deutschland: Eigenverlag.

Deutsches Institut für Normung e.V. DIN EN 1991-1-3:2012-12 (2010). Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Schneelasten. Berlin, Deutschland: Beuth Verlag GmbH.

Deutsches Institut für Normung e.V. DIN EN 1991-1-4:2012-12 (2010). Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten. Berlin, Deutschland: Beuth Verlag GmbH.

Deutsches Institut für Normung e.V. DIN EN 62305-3 Beiblatt 2:2014-02 (2014). Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen; Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme. Berlin, Deutschland: Beuth Verlag GmbH.

Deutsches Institut für Normung e.V. DIN VDE 0100-712:2016-10 (2016). Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme. Berlin, Deutschland: Beuth Verlag GmbH.

Göbel, H. (2019). Einführung in die Halbleiter-Schalttechnik (6. Aufl.). Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer Verlag.

Kaspar, F., & Friedrich, K. (2020). Rückblick auf die Temperatur in Deutschland im Jahr 2019 und die langfristige Entwicklung. Abgerufen am 26. Februar 2020, von https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/temperatur/20200102_bericht_jahr2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Kreditanstalt für Wiederaufbau (2020). Anlage zu den Merkblättern – Energieeffizient Bauen und Sanieren – Nichtwohngebäude, Abgerufen am 16. Februar 2020, von [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003418_M_217_218_219_220_276_277_278_EBS_NWG-TMA.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003418_M_217_218_219_220_276_277_278_EBS_NWG-TMA.pdf)

Mertens, K. (2018). Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis (4. Aufl.). München, Deutschland: Carl Hanser Verlag

Quaschnig, V. (2019). Regenerative Energiesysteme – Technologie – Berechnung – Klima (10. Aufl.). München, Deutschland: Carl Hanser Verlag.

SMA Solar Technology AG (2012). Planung und Design für kleine und mittlere PV-Anlagen. Abgerufen am 27. Februar 2020, von https://www.sma.de/fileadmin/Partner/Solaracademy/Downloads/DE/Planung_u_Design-Kleine%20und%20mittlere%20PV-Anlagen_DE-131110_web.pdf

Verbraucherzentrale.NRW (2020). Anschaffung und Förderung: Kostengragen zu Sonne im Tank. Abgerufen am 27. März 2020, von <https://www.verbraucherzentrale.nrw/wissen/energie/anschaffung-und-foerderung-kostenfragen-zu-sonne-im-tank-22559>

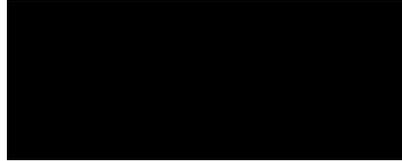
Wager, A. (2019). Photovoltaik Engineering – Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung (5. Aufl.). Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer-Verlag.

Wesselak, V., & Voswinckel, S. (2012). Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird. Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer-Verlag.

7 Eidesstattliche Erklärung

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

Pinneberg, den 11. April 2020



Lucas Reher

8 Anlagenverzeichnis

Anlage A	Datenblätter
Anlage B	Dach- und Seitenansichten
Anlage C	Plan für Ladeinfrastruktur
Anlage D	PV-GIS Performance of grid-connected PV
Anlage E	Projektbericht „K2 Base“
Anlage F	Plan für Blitzschutz
Anlage G	Projektberichte PV*SOL
Anlage H	Lastgrenz-Überschreitungen 2019
Anlage I	Anlage zur Konditionsübersicht für Endkreditnehmer
Anlage J	Netznutzungsentgelte
Anlage K	Cashflow-Tabelle

Weitere Anlagen auf dem beigefügten Speichermedium:

Angebote versch. Firmen

Messdaten RLM 2019

*PV*SOL Projektdateien*

K2 Base Projektdateien

Anlage A

Datenblätter



FS 22 16 10 3000 AL DBS R320 STTZN (105 530)



Abbildung unverbindlich



Typ	FS 22 16 10 3000 AL DBS R320 STTZN
Art.-Nr.	105 530
Höhe	3000 mm
Länge (Ø22 x 4) (I1)	1000 mm
Länge (Ø16 / 10) (I2)	2000 mm
Radius	320 mm
Max. Böenwindgeschwindigkeit bei 3 Sockeln à 8,5 kg	112 km/h
Platzbedarf Stativ bei 3 Sockeln à 8,5 kg (l x b)	730 x 800 mm
Max. Böenwindgeschwindigkeit bei 3 Sockeln à 17 kg	168 km/h
Platzbedarf Stativ bei 3 Sockeln à 17 kg (l x b)	850 x 930 mm
Werkstoff Fangstange	Al
Werkstoff Stativ	St/tZn
Normenbezug	DIN EN 62561-(1+2)
Gewicht	3,8 kg
Zolltarifnummer (Komb. Nomenklatur EU)	85389099
GTIN (EAN)	4013364242029
VPE	1 Stk.

Änderungen in Form und Technik, bei Maßen, Gewichten und Werkstoffen behalten wir uns im Sinne des Fortschrittes der Technik vor. Die Abbildungen sind unverbindlich.

Sämtliche Fangstangen / freistehende Fangstangen auf Anfrage in Sonderlänge erhältlich.

LADEPUNKT BERLIN

Mit dem kompakten Ladepunkt Berlin bietet ebee die Lösung für kosteneffizientes und intelligentes Laden im öffentlichen Raum! Der Ladepunkt Berlin ist ideal für die Integration in bereits existierende elektrische Infrastruktur.

EINE LÖSUNG FÜR JEDEN MARKT

Unser Produkt ist auf alle aktuellen und am Markt maßgeblichen Standards ausgerichtet. Dadurch ist unser Ladepunkt Berlin universell und mit jedem gewünschten Backend-Management-System einsetzbar.

Der Ladepunkt Berlin bietet:

- > bis zu 22kW Ladeleistung
- > ISO 15118-Kommunikation schon heute einsetzbar
- > eichrechtskompatibler Zähler
- > Schnittstellen für zahlreiche Smart City Anwendungen
- > Dynamisches Lastmanagement mit Master/Slave-Kommunikation mit bis zu 250 Stationen
- > regelmäßige Softwareupdates

BLEIBEN SIE VERBUNDEN

Der Ladepunkt Berlin gewährleistet always-on-Kommunikation mit dem Backend bei gleichzeitig niedrigem Datenvolumen dank:

- > Datentransfer via GSM, LAN oder WLAN
- > OCPP 1.5/1.6 - Kompatibilität (getestet mit mehr als 20 am Markt relevanten kommerziellen Backends)
- > Remote-Start-Fähigkeit
- > Autorisierung per RFID, 15118 Plug'n'Charge, mobiler App oder SMS
- > freiem Laden wahlweise ohne Autorisierung

LAST- UND ENERGIEMANAGEMENT

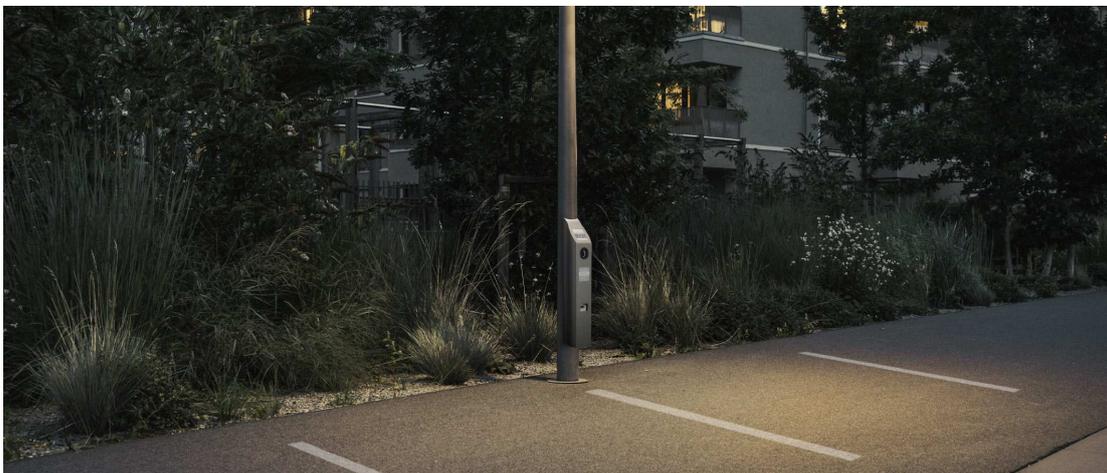
Unsere Kunden (z.B. Netzbetreiber) stellen sich zusehends auf die Herausforderungen künftiger volatiler Energieströme im Netz ein. Der Ladepunkt Berlin ist bereits heute auf dieses Szenario vorbereitet, indem er mittels des Ladecontrollers CC612 die bedarfsspezifische und dynamische Verteilung des verfügbaren Stroms implementiert.

Die Ladepunkte sind dabei als lokales dynamisches Lastmanagement (DLM)-Netz verbunden, um die Energie konfigurierbar, dynamisch und effektiv zu verteilen:

- > **konfigurierbar** Verschiedene Verteilgorithmen werden unterstützt (Fair Trade, Round Robin, Prioritätsbasiert, ...).
- > **dynamisch** Die Energieversorgung wird dynamisch für alle angeschlossenen E-Fahrzeuge ausbalanciert.
- > **effektiv** Jedes einzelne Ampere wird verteilt und genutzt.

UNSER CONTROLLER

Der Ladepunkt „Berlin“ wird durch den CC612 Ladecontroller von ebee und unserem Partner Bender GmbH, gesteuert. Wenn Sie den Controller einzeln erwerben möchten, folgen Sie bitte dem untenstehenden Link zur Webseite von Bender: www.bender.de



TECHNISCHE SPEZIFIKATIONEN

LADEPUNKT

Ladeanschluss	Type 2 Dose mit Shutter, Type 1 Kabel & Stecker
Verriegelung	ja
Ladeleistung	bis zu 22 kW (32A)
Standardkonformität	ISO / IEC 62196, ISO / IEC61851-1 & -22, ISO / IEC15118-fähig (Plug'n'Charge), Energiemanagement ist möglich

KOMMUNIKATION

Mobilfunknetz	2G (GSM, GPRS, EDGE), 3G (UMTS) & 4G (LTE)
Verschlüsselung	TLS
Kommunikationsprotokolle	OCPP 1.5 / 1.6 (mit binärer Option, Roaming-fähig)
Funktionen	Autorisierung, Fernladestart, Konfiguration, Wartung, Überwachung, Betrieb

BENUTZEROBERFLÄCHE

Statusanzeige	LED-Anzeige (Grün, Gelb, Blau), LCD Display optional
Autorisierung	RFID (Mifare Classic, Desfire EV 2 und weitere 13.56 MHz RFID Standards)
Freischaltung	via App (iPhone, Android) oder SMS (abhängig vom Backend)

ENERGIEMESSUNG

Integrierter Zähler	e-mobility eHZ, weitere Zähler sind optional verfügbar
Zähleranzeige	über Zählerfenster ablesbar
Zählerauslesung	Fernauslesung über SML, S0 und Modbus; Zählerstand über Backend auslesbar

SICHERHEIT

RCD	Typ A mit normkonformer, integrierter DC-Fehlerstromüberwachung (6mA -DC RCM-B)
Sicherung	je nach Stromzufuhr 10-32A, ein- oder dreiphasig
Gehäuseverriegelung	Sicherheitsschrauben oder Doppelzylinderschloss

MONTAGE

Gehäuse	Edelstahl / Aluminium gepulvert (in diversen Farben erhältlich)
Abmessungen (L x B x H)	182 x 220 x 1052 mm
Montage	Montage am Mast, Wand oder an freistehender Stele
Power inlet	angeschlossenes Kabel: von H07RN-F 3 x 2,5 mm ² bis H07RN-F5G6, abhängig von Ladeleistung

EIN-/ AUSGÄNGE UND BETRIEB

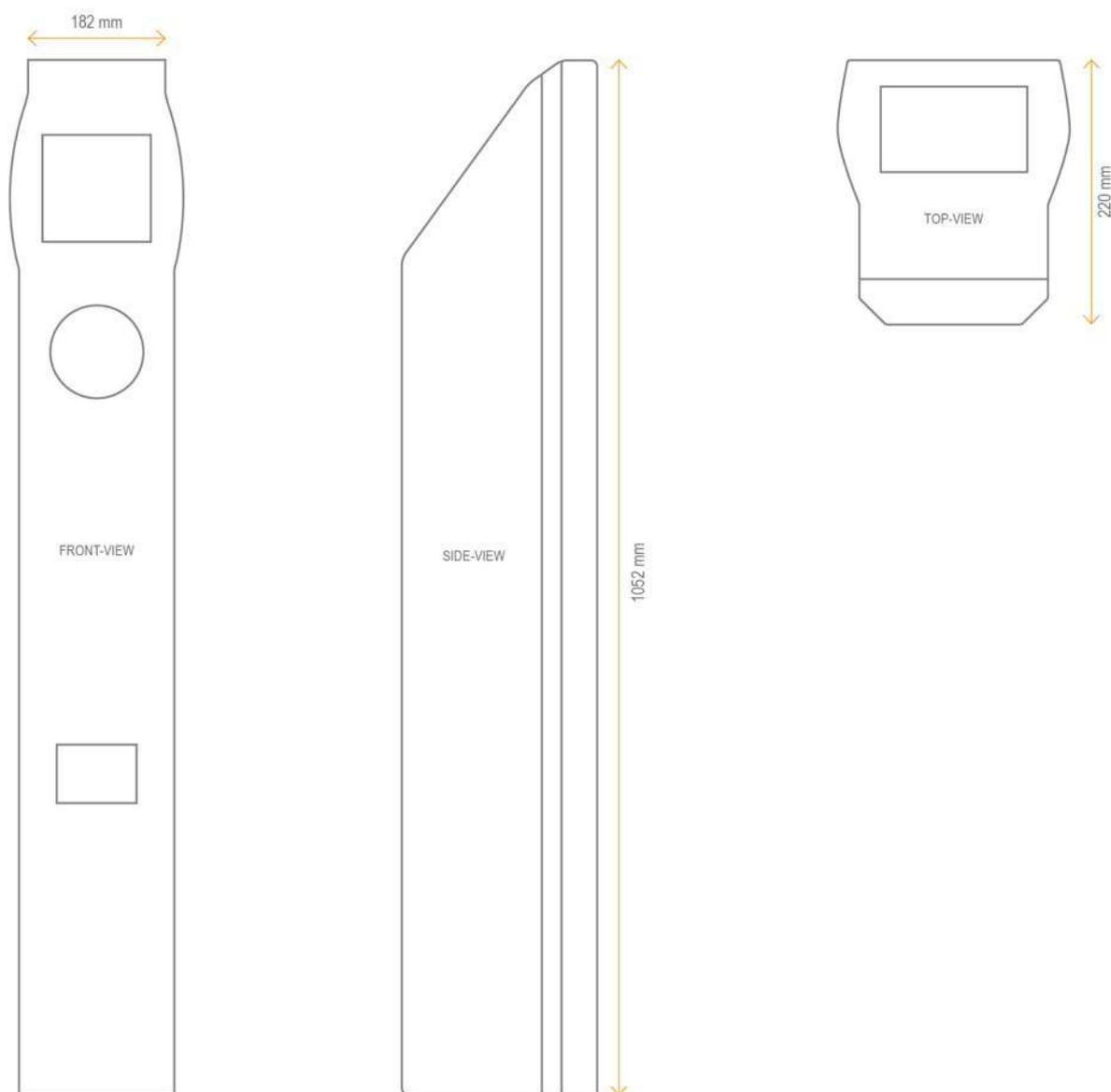
USB1	USB Geräte (Ethernet, WLAN, ...)
SIM Karte	micro SIM

FEATURES (OPTIONAL)

Kommunikation	Master für Master/Slave Kommunikation mit bis zu 250 Slaves (USB, Ethernet, WLAN, RS485)
Lastmanagement	kundenspezifische & dynamische Aufteilung der Leistungsressourcen
Energiemanagement	ja & OCPP Smart Charging
automatische Steckerfreigabe	Sicherheitsmodul zum automatischen Entriegeln des Ladesteckers bei Stromausfall
Netzanschluss	direkter Anschluss an das (Verteil-) Netz möglich
Konfiguration & Firmware Update	vor Ort via USB oder Fernkonfiguration via Backend



PRODUKTABMESSUNGEN

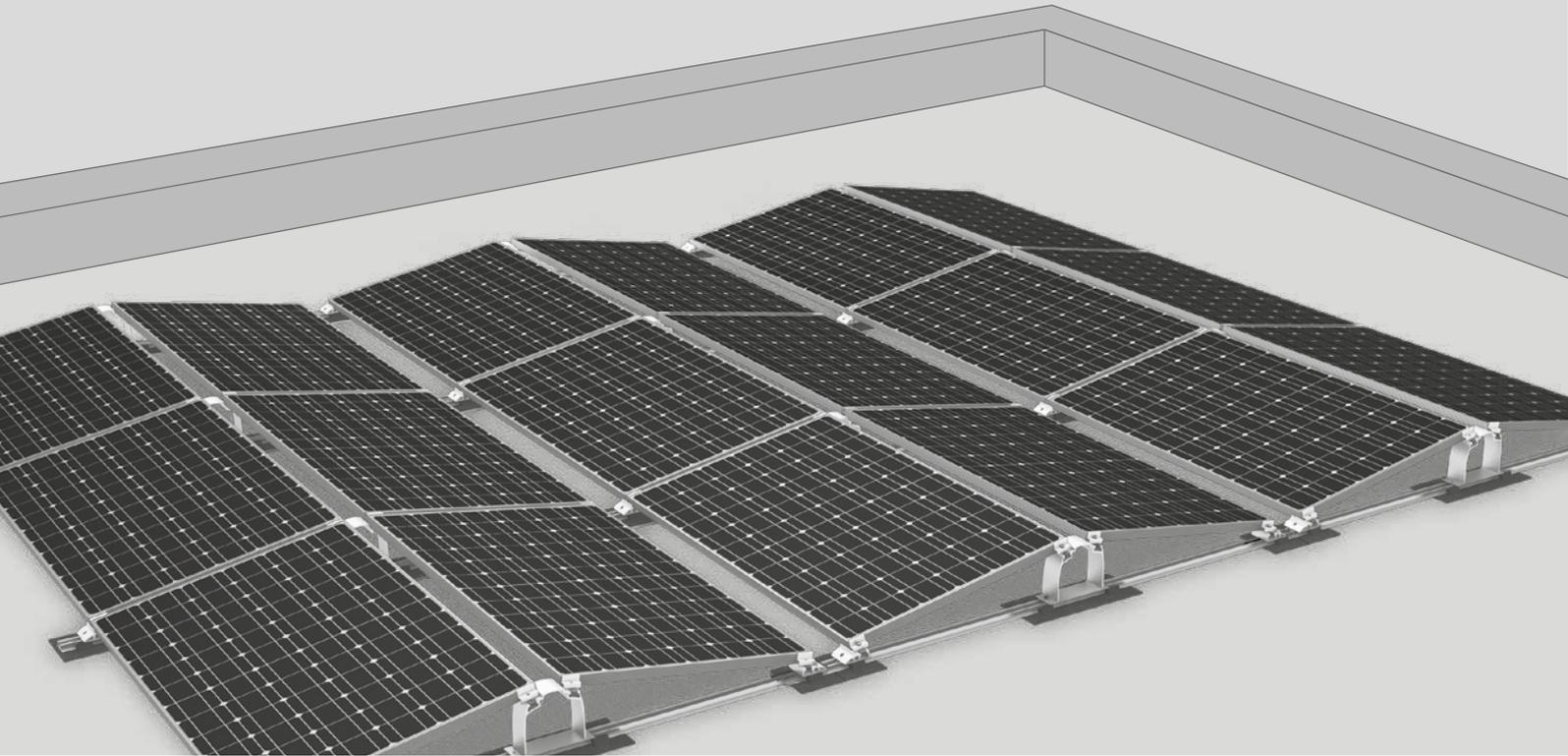


Unser Team freut sich auf Ihre Kontaktaufnahme! Gerne beraten wir Sie zu ihren nächsten Projekten im Bereich der Ladeinfrastruktur und Smart-City Lösungen. Zögern Sie nicht, uns anzurufen, eine Nachricht zu senden oder uns gleich persönlich auf dem renommierten Berliner EUREF-Campus zu besuchen!



D-Dome 10° System

Die doppelseitige Aufständerungslösung



- ▶ Ein System mit optimaler Flächen- und Ertragsnutzung für Dächer mit geringer Ballastierungsmöglichkeit
- ▶ Aerodynamisch optimiert und im Windkanal getestet
- ▶ Schnelle und einfache Handhabung



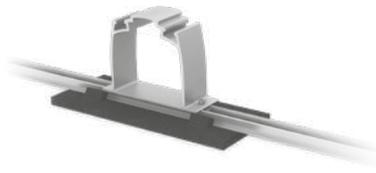
D-Dome kann auch auf Trapezblechdächern montiert werden.

Komponenten



Dome D1000 und Dome SD

Modultragelemente für doppelseitige Aufständierungen



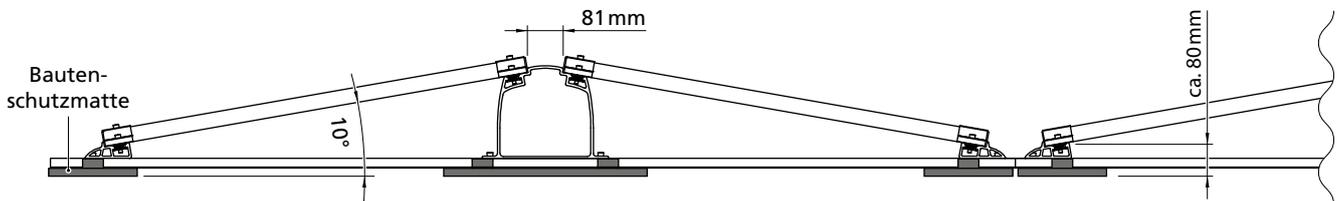
SpeedRail mit Bautenschutzmatte

- ▶ SpeedRail als Kurz- oder Langschienen verfügbar
- ▶ Bautenschutzmatte, auch alukaschiert



Ballastierung

SpeedPorter: Zur einfachen und schnellen Ballastierungsaufnahme



Technische Daten

	D-Dome
Anwendungsbereich	Flachdächer $\leq 5^\circ$ mit Folien- oder Bitumeneindeckung, auf Beton, Kies- oder Gründächern; auch Trapezblechdächer mit durchgehenden Schienen
Befestigungsart/Dachanbindung	Ballastiert; keine Dachdurchdringung bei Neigung $\leq 3^\circ$
Voraussetzungen	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Zulässige Modulmaße (L x B x H): 1386-2080 x 950-1100 x 30-50 mm ▶ Minimale Systemgröße: 2 Aufständierungen (4 Module) ▶ Klemmung der Eckbereiche zugelassen (siehe k2-systems.com/de/modulfreigaben)
Technische Besonderheiten	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Thermische Trennung nach max. 11 m (Trapezblech 8,4 m) ▶ Mindestabstand zum Dachrand 600 mm
Neigungswinkel	10°
Material	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Montageschienen, D-Dome, Dome SD, Modulklemmen, Schienenverbinder: Aluminium EN AW-6063 T66 ▶ Bautenschutzmatte mit oder ohne Alu-Kaschierung (PUR-gebundenes Gummigranulat) ▶ Kleinteile: Edelstahl (1.4301) A2-70

Dachdämmplatte Megarock®



Sehr geehrter Kunde!

Ihnen liegt die neueste Fassung unseres Prospekts vor. Bei den Erläuterungen und Formulierungen in unseren Prospekten gehen wir davon aus, dass Ihnen als Fachmann einschlägige Normen über Bauprodukte und die Bautechnik bestens bekannt sind. Wir verzichten daher auf umfangreiche Ausführungen, die für den Laien erforderlich wären.

Alle Ausführungen entsprechen unserem heutigen Wissensstand und sind somit aktuell. Im Prospekt beschriebene Anwendungsbeispiele dienen der besseren Darstellung und berücksichtigen nicht die Besonderheiten des Einzelfalls.

Die DEUTSCHE ROCKWOOL legt großen Wert auf die Produktweiterentwicklung, sodass wir auch ohne vorherige Ankündigung ständig daran arbeiten, unsere Produkte zu verbessern. Wir empfehlen Ihnen daher, die jeweils neueste Auflage unserer Druckschriften zu verwenden, denn unser Erfahrungs- und Wissensstand entwickelt sich stets weiter. Benötigen Sie für Ihren konkreten Anwendungsfall verbindliche Angaben oder haben Sie technische Fragen, dann steht Ihnen unser technischer Service zur Verfügung.

Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf unsere Allgemeinen Verkaufs-, Lieferungs- und Zahlungsbedingungen in der jeweils neuesten Fassung, die stets Ihren Geschäftsbeziehungen mit uns zugrunde liegen, und hier insbesondere auf Ziff. VI. Sie finden die gültigen AGBs in unseren aktuellen Preislisten sowie unter www.rockwool.de. Auf Anfrage senden wir Ihnen die AGBs auch gerne zu.

Die DEUTSCHE ROCKWOOL bietet Ihnen Steinwolle-Dämmstoffe für unterschiedlichste Anwendungsbereiche. Wir sind sicher, dass Ihre hohen Erwartungen an unsere Produkte in vollem Umfang erfüllt werden.

Mit besten Grüßen



Volker Christmann



Rob Meevis

Auch bei höherer Belastung sicher und zuverlässig

Dämmstoffe für den Flachdachbereich müssen hohen technischen Anforderungen genügen und sich stets den aktuellen Entwicklungen und Trends hinsichtlich des Dachaufbaus anpassen. Dank ihrer geringen Wärmeleitfähigkeit reduzieren ROCKWOOL Steinwolle-Dämmstoffe den Energieverbrauch und den CO₂-Ausstoß von Gebäuden. Sie sorgen in unterschiedlichsten Konstruktionen für einen effektiven Schallschutz und tragen mit einem Schmelzpunkt von über 1000 °C aktiv zum vorbeugenden Brandschutz bei. Speziell für höher beanspruchte Flachdächer bieten ROCKWOOL Dämmstoffe für den Einsatz auf Dächern mit leichter intensiver Begrünung oder mit aufgestellten Solaranlagen sowie für Innenbereiche, Wartungs- und Fluchtwege etc. an.



Warum der Vulkan unser Markenzeichen ist? Weil er den vulkanischen Ursprung des natürlichen Rohstoffs Stein symbolisiert, aus dem wir unsere Steinwolle-Lösungen herstellen. Vulkangestein ist in nahezu unerschöpflichem Maße als Rohstoff in der Natur vorhanden und ermöglicht uns, hochwertige und nachhaltige Produkte für das moderne Leben zu entwickeln, die zur Bewältigung globaler Herausforderungen wie z. B. der Reduzierung von CO₂-Emissionen beitragen.

Megarock: Für höher beanspruchte Flachdächer

Die Dachdämmplatte Megarock eignet sich speziell für höher belastete Flachdächer. Durch den Verbund einer hoch verdichteten, druckbelastbaren Steinwolle-Dachdämmplatte mit einer faserverstärkten anorganischen Beschichtung wird die Widerstandsfähigkeit gegenüber Punktlasten in besonderem Maße erhöht.



Produkteigenschaften

- Anwendungsgebiet DAA
- nichtbrennbar, Euroklasse A1
- Schmelzpunkt > 1000 °C
- Nennwert der Wärmeleitfähigkeit (Steinwolle) $\lambda_D = 0,039 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$
- Bemessungswert der Wärmeleitfähigkeit (Steinwolle) $\lambda = 0,040 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$
- Druckspannung $\geq 80 \text{ kPa}$
- Zugfestigkeit (Abreißfestigkeit) $\geq 15 \text{ kPa}$
- Punktlast $\geq 1800 \text{ N}$
- güteüberwacht
- recycelbar

Anwendungsbereiche

- Megarock eignet sich vor allem für Dächer und Dachbereiche, die höher beansprucht werden, die begehrbar sein müssen oder die zeitweise zum Aufenthalt von Personen vorgesehen sind:
- Wartungs- und Fluchtwege
 - Rinnenbereiche
 - Wege zu Technik- und Versorgungszentralen sowie umliegende Dachbereiche
 - Dächer mit aufgestellten Solaranlagen
 - private Dachterrassen
 - Plattenbeläge auf Stelzlager
 - Dächer mit leichter intensiver Begrünung

Megarock kann einlagig oder als oberste Nutzlage in Kombination mit anderen ROCKWOOL Dachdämmplatten verlegt werden.

Formate

- Dicken: 60–120 mm
- L x B: 1200 x 1000 mm



WICHTIGER HINWEIS

Bei intensiv genutzten Dachflächen, schwerer intensiver Dachbegrünung (z. B. Dachgärten), Parkdecks, befahrenen oder befahrenen Dächern, Besuchterrassen öffentlicher Gebäude sowie unter vibrierenden Maschinen oder Aggregaten dürfen Megarock Dachdämmplatten nicht verlegt werden.

Lagesicherung des Dachaufbaus



Mechanisch befestigt
Bei Lagesicherung des Dachaufbaus mit mechanischer Befestigung ist die Verwendung von trittsicheren, nicht aufragenden, mind. gemäß ETAG 006 korrosionsbeständigen Befestigungselementen (z. B. Kunststofffülle mit Bohrschraube) mit Herstellerfreigabe erforderlichlich.



WICHTIGER HINWEIS

Die Verlegehinweise der Hersteller der Abdichtung, Befestigungs- und Klebemittel etc. müssen unbedingt beachtet werden. Bei der Kaltverklebung dürfen nur geprüfte Abdichtungssysteme und Klebemittel verwendet werden.

Verklebter Dachaufbau

Aufgrund ihrer speziellen Beschichtung ist die Megarock Dachdämmplatte für die Heiß- und Kaltverklebung der Dachabdichtung geeignet.

Mit Auflast

Die Lagesicherung kann bei Verwendung von Megarock auch durch Auflast erfolgen, z. B. mit Kies, Plattenbelägen auf Stelzlagerm, oder durch eine Dachbegrünung.



Hohe Belastbarkeit

Megarock ist bei vorwiegend statischen Lasten geeignet für:

- flächige Belastungen bis $6,0 \text{ kN/m}^2$, z. B. durch Auflast
- linienförmige (bis ca. $0,15 \text{ m}$ breit) oder kleinflächige Belastungen (bis $0,50 \times 0,50 \text{ m}$) bis ca. $12,0 \text{ kN/m}^2$ (Oberflächenspannung), z. B. durchlaufend aufliegende Träger/Profile auf Schutzmatten, Lastverteilplatten etc.
- punktförmige Belastungen (bis $\varnothing 0,20 \text{ m}$) bis ca. $60,0 \text{ kN/m}^2$ (Oberflächenspannung), z. B. Ständer mit kleiner Auflagefläche



DEUTSCHE ROCKWOOL GmbH & Co. KG

Rockwool Straße 37–41
45966 Gladbeck
T +49 (0) 2043 4080
F +49 (0) 2043 408444
www.rockwool.de
HR A 5510 Gelsenkirchen

Angebote/Auftragservice

T +49 (0) 2043 408962
F +49 (0) 2043 408511
+49 (0) 2043 408657
bestellungen-flachdach@rockwool.de

Fachberatung und technische Informationen

T +49 (0) 2043 408408
F +49 (0) 2043 408401
service.hochbau@rockwool.de



Unsere technischen Informationen geben den Stand unseres Wissens und unserer Erfahrung zum Zeitpunkt der Drucklegung wieder, verwenden Sie bitte deshalb die jeweils neueste Auflage, da sich Erfahrungs- und Wissensstand stets weiterentwickeln. In Zweifelsfällen setzen Sie sich bitte mit uns in Verbindung. Beschriebene Anwendungsbeispiele können besondere Verhältnisse des Einzelfalls nicht berücksichtigen und erfolgen daher ohne Haftung. Unseren Geschäftsbeziehungen mit Ihnen liegen stets unsere Allgemeinen Verkaufs-, Lieferungs- und Zahlungsbedingungen in der jeweils neuesten Fassung zugrunde, die Sie unter www.rockwool.de finden. Auf Anfrage senden wir Ihnen die AGBs auch gerne zu. Wir weisen insbesondere auf Ziff. VI. dieser Bedingungen, wonach wir für Planungs-, Beratungs- und Verarbeitungshinweise etc. eine wie auch immer geartete Haftung nur dann übernehmen, wenn wir Ihnen auf Ihre schriftliche Anfrage hin verbindlich und schriftlich unter Bezugnahme auf ein bestimmtes, uns bekanntes Bauvorhaben Vorschläge mitgeteilt haben. In jedem Fall bleiben Sie verpflichtet, unsere Vorschläge unter Einbeziehung unserer Ware auf die Eignung für den von Ihnen vorgesehenen konkreten Verwendungszweck hin zu untersuchen, ggf. unter Einbeziehung von Fachingenieuren u. Ä. mehr.

**Umwelt-Produktdeklaration**

Das Institut Bauen und Umwelt e. V. hat die Mineralwolle-Dämmstoffe der DEUTSCHEN ROCKWOOL mit dem konsequent auf internationale Standards abgestimmten Öko-Label Typ III zertifiziert. Diese Deklaration ist eine Umwelt-Produktdeklaration gemäß ISO 14025 und beschreibt die spezifische Umwelleistung von unkaschierten ROCKWOOL Steinwolle-Dämmstoffen in Deutschland. Sie macht Aussagen zum Energie- und Ressourceneinsatz und bezieht sich auf den gesamten Lebenszyklus der ROCKWOOL Dämmstoffe einschließlich Abbau der Rohstoffe, Herstellungsprozess und Recycling.

**RAL-Gütezeichen**

ROCKWOOL Steinwolle-Dämmstoffe sind mit dem RAL-Gütezeichen gekennzeichnet und damit als gesundheitlich unbedenklich bestätigt. Nach den strengen Kriterien der Güte- und Prüfbestimmungen der Gütegemeinschaft Mineralwolle e.V. unterliegen sie ständigen externen Kontrollen, die die Einhaltung der Kriterien des deutschen Gefahrstoffrechts und der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 garantieren. Biolösliche ROCKWOOL Steinwolle-Dämmstoffe bieten hervorragenden Wärme-, Kälte-, Schall- und Brandschutz bei hoher Sicherheit.

Für alle in Deutschland produzierten und vertriebenen Mineralwolle-Dämmstoffe gelten besonders hohe Anforderungen an deren Güte. Deshalb lässt die DEUTSCHE ROCKWOOL – wie alle anderen Mineralwolle-Dämmstoffhersteller – ihre Produkte in der Gütegemeinschaft Mineralwolle überwachen. Der Umgang mit Mineralwolle-Dämmstoffen ist in der Handlungsanleitung „Umgang mit Mineralwolle-Dämmstoffen“ der Fachvereinigung Mineralfaserindustrie e. V. beschrieben. Diese Handlungsanleitung wurde u. a. unter Mitwirkung der Arbeitsgemeinschaft der Bauberufsgenossenschaften erstellt und steht auf Anfrage jederzeit zur Verfügung.

Bildnachweis:

Titel, Seite 5 oben: Hotel Franz, Essen

Zulässige Belastung von ROCKWOOL Flachdach-Dämmplatten durch Photovoltaik (Eigengewicht und Schnee)



Produkt	flächige Belastung 	kleinflächige/linienförmige Belastung bis 0,50 x 0,50 m bzw. bis 0,15 m Breite 	punktförmige Belastung bis 0,20 m ø 
	zul. flächige Belastung kN/m ² [kg/m ²]	zul. kleinflächige/ linienförmige Belastung kN/m ² [kg/m ²]	zul. punktförmige Belastung kN/m ² [kg/m ²]
Megarock	6,0 [600]	12,0 [1200]	60 [6000]
Hardrock 040/038 Georock 038	5,0 [500]	11,0 [1100]	–
Bondrock 040 MV Georock 040 MV Bitrock	4,0 [400]	10,0 [1000]	–
Bestand: Durock 040/037 Georock 037	4,0 [400]	10,0 [1000]	–
		beiz. B. 0,40 x 0,40 m kN [kg]/Auflager	beiz. B. 0,15 m ø kN [kg]/Auflager
		1,9 [190]	1,1 [110]
		1,7 [170]	–
		1,6 [160]	–
		1,2 [120]	–
		1,1 [110]	–
		1,0 [100]	–





Höchste Flexibilität

- Modulare Erweiterbarkeit bis in den MW-Bereich
- Neue Businessmodelle mit und ohne PV nutzbar

Maximale Lebensdauer

- Ausgelegt für bis zu 30 Jahre Lebensdauer (bzw. 8000 Betriebszyklen)

Innovativ

- Bis 100x schnelleres aktives Battery Balancing als bei herkömmlichen Systemen
- Leistungsstarke und langlebige Batteriezellen aus der Automobilindustrie

Neue Business Modelle

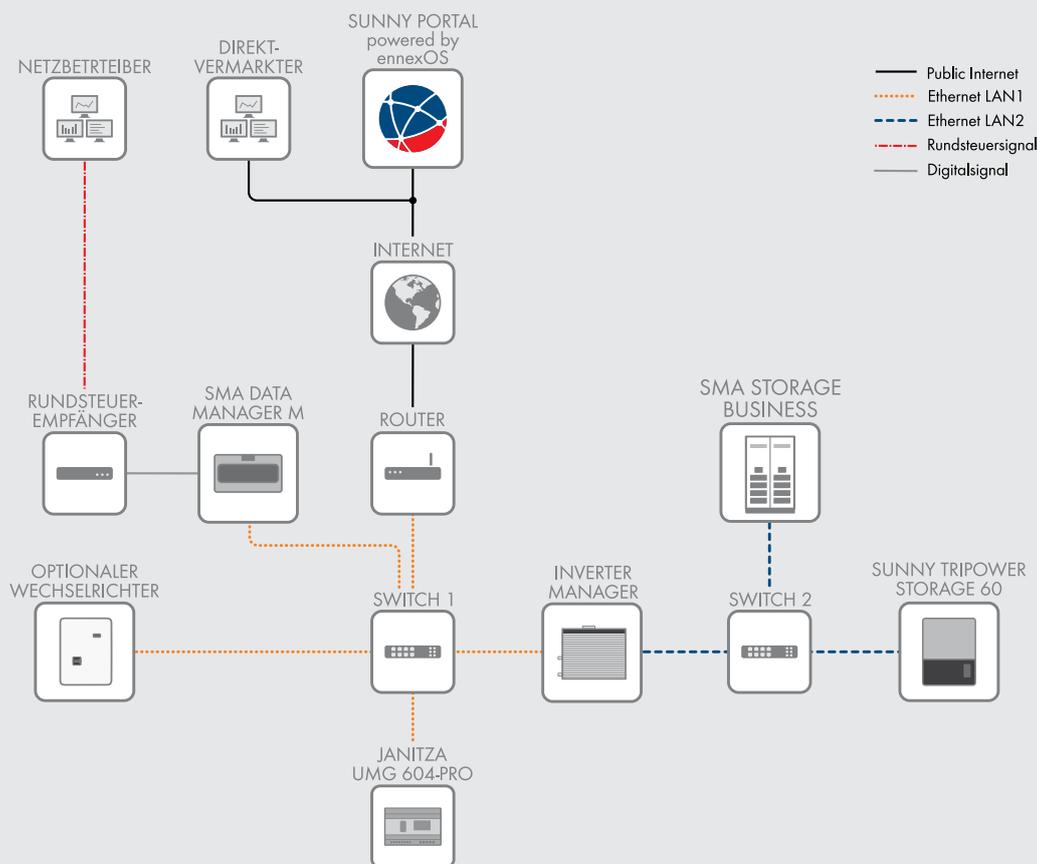
- Eigenverbrauchserhöhung
- Lastspitzenkappung
- Time of Use Arbitrage

SMA STORAGE BUSINESS

Hochflexibles Batteriespeicher-System für gewerbliche und industrielle Anwendungen

Egal ob für Eigenverbrauchserhöhung oder zur Lastspitzenkappung, gekoppelt ans Stromnetz oder Off-Grid zur Optimierung von Diesel-Hybridsystemen: Mit dem SMA Storage Business bietet SMA eine gewerbliche Stromspeicherlösung für jeden Einsatzzweck. Sein fortschrittliches, kostenoptimiertes Design sorgt für eine unschlagbare Wirtschaftlichkeit – und das ohne Abstriche bei Leistung und Qualität. High-End-Batteriezellen aus der Automobilindustrie und innovative Technologien wie der Active Battery Optimizer machen den SMA Storage Business zu einem der langlebigsten Produkte am Markt.

Einbettung des SMA STORAGE BUSSINESS in die Systemlandschaft



Technische Daten	SMA STORAGE BUSINESS
Anschluss	
Energie (14 Batteriemodule) / C-Rate	67 kWh / 1C
Zelle	Lithium NMC prismatic (Samsung SDI)
Zellen-Balancing	Active Battery Optimizer
Zyklen bei 100 % DoD 70 % EoL 23 °C +/-5 °C 1C/1C	6000
Zyklen bei 100 % DoD 70 % EoL 23 °C +/-5 °C 0,5C/0,5C	8000
Eigenverbrauch (Standby)	5 W (Komplettsystem)
Wirkungsgrad	
Wirkungsgrad (Batterie)	bis zu 98 %
Allgemeine Daten	
Maße (H / B / T)	1900 mm / 1200 mm / 600 mm (74,8 inch / 47,2 inch / 23,6 inch)
Gewicht gesamt (14 / 2 Racks)	824 kg (1816,6 lbs)
Gewicht pro Batteriemodul	36 kg (79,4 lbs)
Gewicht pro Schrank	120 kg (264,6 lbs)
Betriebstemperatur	-10 °C bis 50 °C (+14 °F bis +122 °F)
Luftfeuchtigkeit	0 % bis 85 % (nicht kondensierend)
Schutzart	IP20
Zertifikate und Normen Zelle	IEC 62619, UL 1642, UN 38.3
Zertifikate und Normen Produkt	CE, UL 1973, UN 38.3, IEC 62619, IEC 61000-6-1/2/3/4, BattG 2006/66/EG
Stand April 2019	
Typenbezeichnung	STORAGE-67-TS-10

SUNNY TRIPOWER CORE1

STP 50-40



STP 50-40



Weltweit erster frei stehender Wechselrichter

Bis zu 60 % schnellere Installation bei gewerblichen PV-Anlagen



Kostengünstig

- Standgerät mit geringstem Montageaufwand
- Keine DC-Sicherungen erforderlich
- Integrierter DC-Trennschalter

Konsequent integriert

- Integrierter WiFi-Zugang mit jedem mobilen Gerät
- 12 direkte String-Eingänge reduzieren Arbeits- und Materialaufwand
- AC-/DC-Überspannungsschutz (optional)

Kürzeste Installationszeit

- Schneller Netzanschluss durch einfache Wechselrichter-Konfiguration und -Inbetriebnahme
- Optimal zugängliche Anschlussbereiche

Maximale Erträge

- Bis zu 150 % Überdimensionierung des PV Generators
- 6 unabhängige MPP-Tracker sichern optimale Energieerzeugung - auch bei Verschattung

SUNNY TRIPOWER CORE1

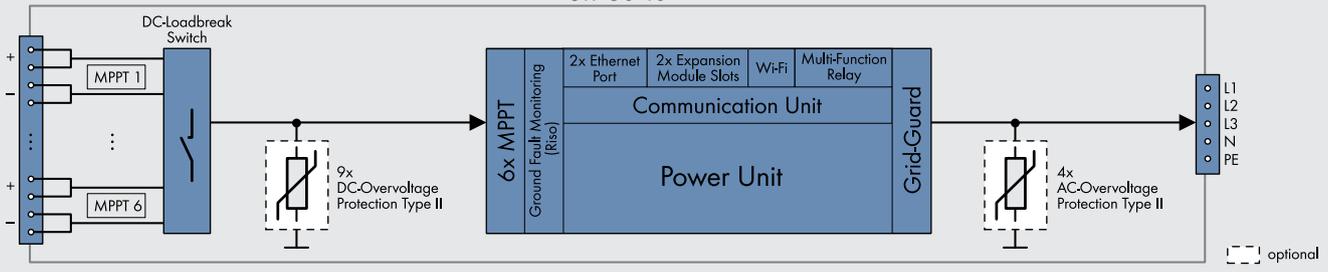
Stands on its own

Der Sunny Tripower CORE1 ist der weltweit erste frei stehende String-Wechselrichter für dezentrale Aufdach- und Freiflächenanlagen sowie überdachte Parkplätze. Der CORE1 ist die 3. Generation der erfolgreichen Sunny Tripower Produktlinie und revolutioniert mit seinem innovativen Konzept die Welt der gewerblichen Wechselrichter. Maßgabe der SMA Ingenieure war es ein einzigartiges Design und eine innovative Installationsmethode zu verbinden, um damit die Installationsgeschwindigkeit deutlich zu erhöhen und für alle Zielgruppen einen optimalen Return on Investment zu erzielen.

Von der Auslieferung über die Installation bis hin zum Betrieb ermöglicht der Sunny Tripower CORE1 umfassende Kosteneinsparungen bei Logistik, Arbeitsaufwand, Material und Service. Gewerbliche PV-Installationen sind ab jetzt schneller und einfacher zu realisieren als je zuvor.

BLOCKSCHALTBIKD

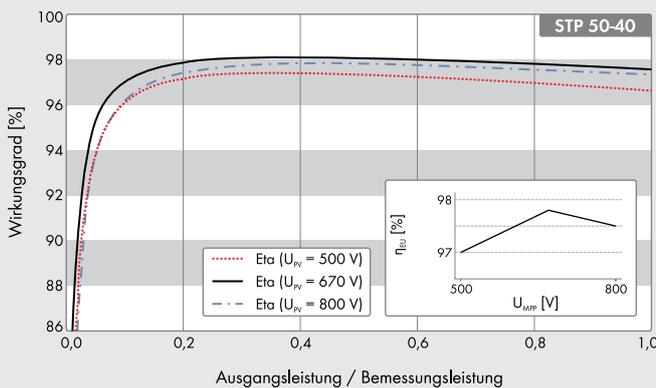
STP 50-40



Technische Daten	Sunny Tripower CORE1
Eingang (DC)	
Max. PV Generatorleistung	75000 Wp STC
Max. Eingangsspannung	1000 V
MPP-Spannungsbereich / Bemessungseingangsspannung	500 V bis 800 V / 670 V
Min. Eingangsspannung / Start-Eingangsspannung	150 V / 188 V
Max. Eingangsstrom / per MPPT	120 A / 20 A
Max. Kurzschlussstrom per MPPT / per String-Eingang	30A / 30A
Anzahl der unabhängigen MPPT-Eingänge / Strings pro MPPT-Eingang	6 / 2
Ausgang (AC)	
Bemessungsleistung (bei 230 V, 50 Hz)	50000 W
Max. AC-Scheinleistung	50000 VA
AC-Nennspannung	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V
AC-Spannungsbereich	202 V bis 305 V
AC-Netzfrequenz / Bereich	50 Hz / 44 Hz bis 55 Hz 60 Hz / 54 Hz bis 65 Hz
Bemessungsnetzfrequenz / Bemessungsnetzspannung	50 Hz / 230 V
Max. Ausgangsstrom / Bemessungsausgangsstrom	72,5 A / 72,5 A
Einspeisephasen / AC-Anschluss	3 / 3-(N)-PE
Leistungsfaktor bei Bemessungsleistung / Verschiebungsfaktor einstellbar	1 / 0 übererregt bis 0 untererregt
THD	< 3 %
Schutzeinrichtungen	
Eingangsseitige Freischaltstelle	●
Erdschlussüberwachung / Netzüberwachung	● / ●
DC-Verpolungsschutz / AC-Kurzschlussfestigkeit / Galvanisch getrennt	● / ● / -
Allstromsensitive Fehlerstromüberwachungseinheit	●
Schutzklasse (nach IEC 62109-1) / Überspannungskategorie (nach IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
AC/DC-Überspannungsableiter (Typ 2, Typ1/2)	○

Technische Daten	Sunny Tripower CORE1
Wirkungsgrad	
Max. Wirkungsgrad / Europ. Wirkungsgrad	98,1 % / 97,8 %
Allgemeine Daten	
Maße (B / H / T)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in / 28.8 in / 22.4 in)
Gewicht	84 kg (185 lb)
Betriebstemperaturbereich	-25°C bis +60°C (-13°F bis +140°F)
Geräuschemission (typisch)	< 65 dB(A)
Eigenverbrauch (Nacht)	4,8 W
Topologie / Kühlprinzip	Transformatorlos / OptiCool
Schutzart (nach IEC 60529)	IP65
Klimaklasse (nach IEC 60721-3-4)	4K4H
Zulässiger Maximalwert für die relative Feuchtigkeit (nicht kondensierend)	100 %
Ausstattung / Funktion / Zubehör	
DC-Anschluss / AC-Anschluss	SUNCLIX / Schraubklemme
Aufstellfüße	●
LED-Anzeige (Status / Fehler / Kommunikation)	●
LCD-Display	○
Schnittstelle: Ethernet / WLAN / RS485	● (2 Eingänge) / ● / ○
Datenschnittstelle: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●
Multifunktionsrelais / Steckplätze für Erweiterungsmodule	● / ● (2 Eingänge)
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Off-Grid fähig / SMA Fuel Save Controller kompatibel	● / ●
Garantie: 5 / 10 / 15 / 20 Jahre	● / ○ / ○ / ○
Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2016, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2016, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105, VFR 2014, P.O.12.3, NTCO-NTCys, GC 8.9H, PR20, DEWA
* Gilt nicht für alle nationalen Anhänge der EN 50438	
● Serienausstattung ○ Optional — Nicht verfügbar	
Angaben bei Nennbedingungen - Stand 01/2019	
Typenbezeichnung	STP 50-40

Wirkungsgradkurve



Zubehör

- 
SMA Sensor Module MD.SEN-40
- 
SMA IO-Module MD.IO-40
- 
SMA RS485 Module MD.485-40
- 
Universal-Montagesystem UMS_KIT-10
- 
AC Surge Protection Module Kit Typ 2, Typ 1/2
AC_SPD_Kit1-10, AC_SPD_KIT2_T1T2
- 
DC Surge Protection Module Kit Typ 2, Typ 1/2
DC_SPD_Kit4-10, DC_SPD_KIT5_T1T2

SUNNY TRIPOWER STORAGE 60

STPS 60



Wirtschaftlich

- Maximaler Wirkungsgrad 98,8 %
- Höchste Leistungsdichte: 60 kW bei nur 75 kg Gewicht

Flexibel

- DC-Eingangsspannung bis 1000 V
- Geeignet für Hochvoltbatterien
- Für Systeme von 60 kW bis in den MW-Bereich

Innovativ

- Modulare und skalierbare Systemlösungen
- Konfigurierbarer SMA Inverter Manager Storage

Kundenorientiert

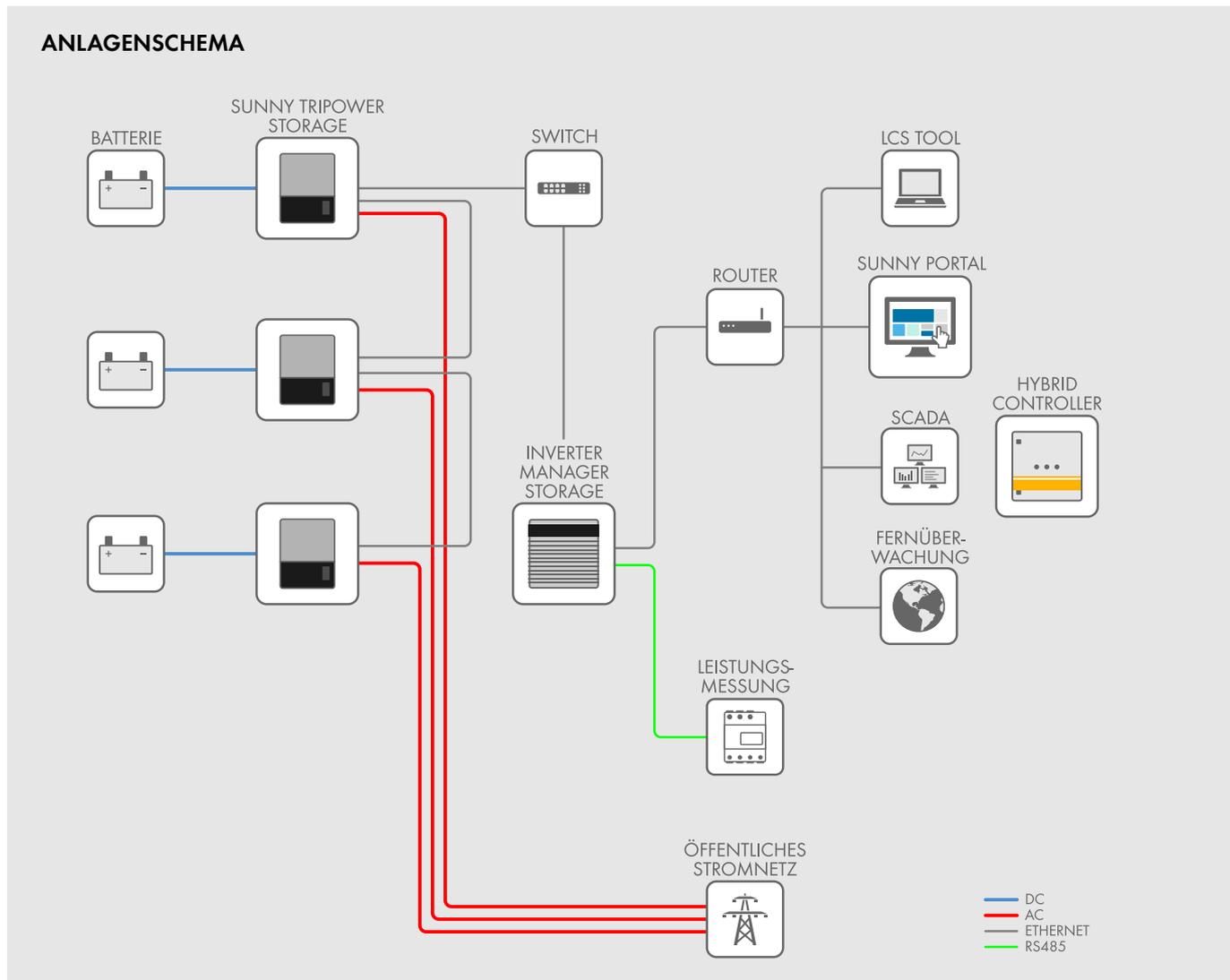
- Für Spitzenlastmanagement und Eigenverbrauchsanwendungen
- Netzsystemdienstleistungen für netzferne und industrielle Anwendungen

SUNNY TRIPOWER STORAGE 60

Hochflexibler Batterie-Wechselrichter für gewerbliche Anwendungen

Der dreiphasiger Batterie-Wechselrichter Sunny Tripower Storage ist ideal für den weltweiten Einsatz in gewerblichen und industriellen Systemen mit Hochvoltbatterien. Mit dem bidirektionalen Wechselrichter lassen sich flexible und skalierbare Systemlösungen bis in den Megawattbereich realisieren. Dank des hochflexiblen Energiemanagements unterstützt der Sunny Tripower Storage vielfältige Netzsystemdienstleistungen wie Spitzenlastmanagement und optimierten Eigenverbrauch. Anwender profitieren von kosteneffizienter Systemflexibilität und können neue Geschäftsfelder erschließen.

SUNNY TRIPOWER STORAGE 60



Technische Daten	SMA Inverter Manager Storage
Spannungsversorgung	
Eingangsspannung	9 Vdc bis 36 Vdc
Leistungsaufnahme	< 20 W
Allgemeine Daten	
Maße (B / H / T)	160 / 125 / 49 mm (6,3 / 4,9 / 1,9 inch)
Gewicht	940 g (2 lbs)
Montage	DIN Hutschiene oder Wandmontage
Betriebstemperaturbereich	-40 °C bis +75 °C (-40° F bis +167° F)
Relative Luftfeuchte (nicht kondensierend)	5 % bis 95 %
Schnittstellen	
PC-Benutzerschnittstelle	LCS Tool
Sensorschnittstelle / Protokoll	RS485 / Modbus RTU für Sunspec Alliance
Schnittstelle zum Wechselrichter	1 Ethernet port (RJ45)
Schnittstelle für externes Netzwerk / Protokoll	1 Ethernet port (RJ45) / Modbus TCP, SunSpec Alliance
Zertifikate und Zulassungen (weitere auf Anfrage)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 No. 60950-1-07, EN 60950-1, EN 55022 Class A, EN 61000-3-2 Class D, EN 61000-3-3, EN 55024, FCC Part 15, Sub-part B Class A
Typenbezeichnung SMA Inverter Manager Storage	IMS



Schnelle Montagezeiten und verlässliche Haltbarkeit

varista® ermöglicht Ihnen einen universellen Einsatz aller Befestigungslösungen und eine variable Anpassung an verschiedene Sickenbreiten. Die leichten Montageschienen verbessern die Handhabung bei der Montage auf allen Trapezdächern und gelten als echte Alternative zu aufwendigen Systemen, die Kalotten verwenden. Die varista® Kurzschienen sind auf alle gängigen Trapezbleche montierbar.

Der weitere Aufbau auf der Kurzschiene wird mittels End- und Mittelklemmensets aus dem varista® Lieferprogramm vorgenommen.

Fast assembly time and reliable durability

varista® allows an universal application of fastening solutions and offers variable adaptation to different bead widths. The light mountain rails enhance the handling during installation on all trapezoidal roofs and is considered as a real alternative to expensive systems using trapezoidal plate holders. The varista® short-rails can be mounted on all common trapezoidal sheet metals.

The further construction on the short rail is performed by means end- and middle-clamp sets of the varista® product range.

Technische Daten

Technical data

	Kurzschiene KS45 short rail KS45	Ultralight-Kurzschiene ultralight short rail	ULF - Ultralight mit Flügel ULF -ultralight with wings
			
Abmessungen (H x B) Dimensions	45 x 120 mm	30 x 40 mm	30 x 77 mm
Länge Length	400 mm / 6.200 mm	120 mm / 400 mm / 4.150 mm	415 mm
Material Material	Aluminium ENAW 6063 T66 aluminum ENAW 6063 T66	Aluminium ENAW 6063 T66 aluminum ENAW 6063 T66	Aluminium ENAW 6063 T66 aluminum ENAW 6063 T66
Herstellung nach Production According to	EN 12020	EN 12020	EN 12020
Weiteres additional		In der Länge 120 mm, inkl. 2 Bohrungen und aufgeklebtem EPDM-Band	Inkl. 16 Bohrungen und aufge- klebtem EPDM-Band

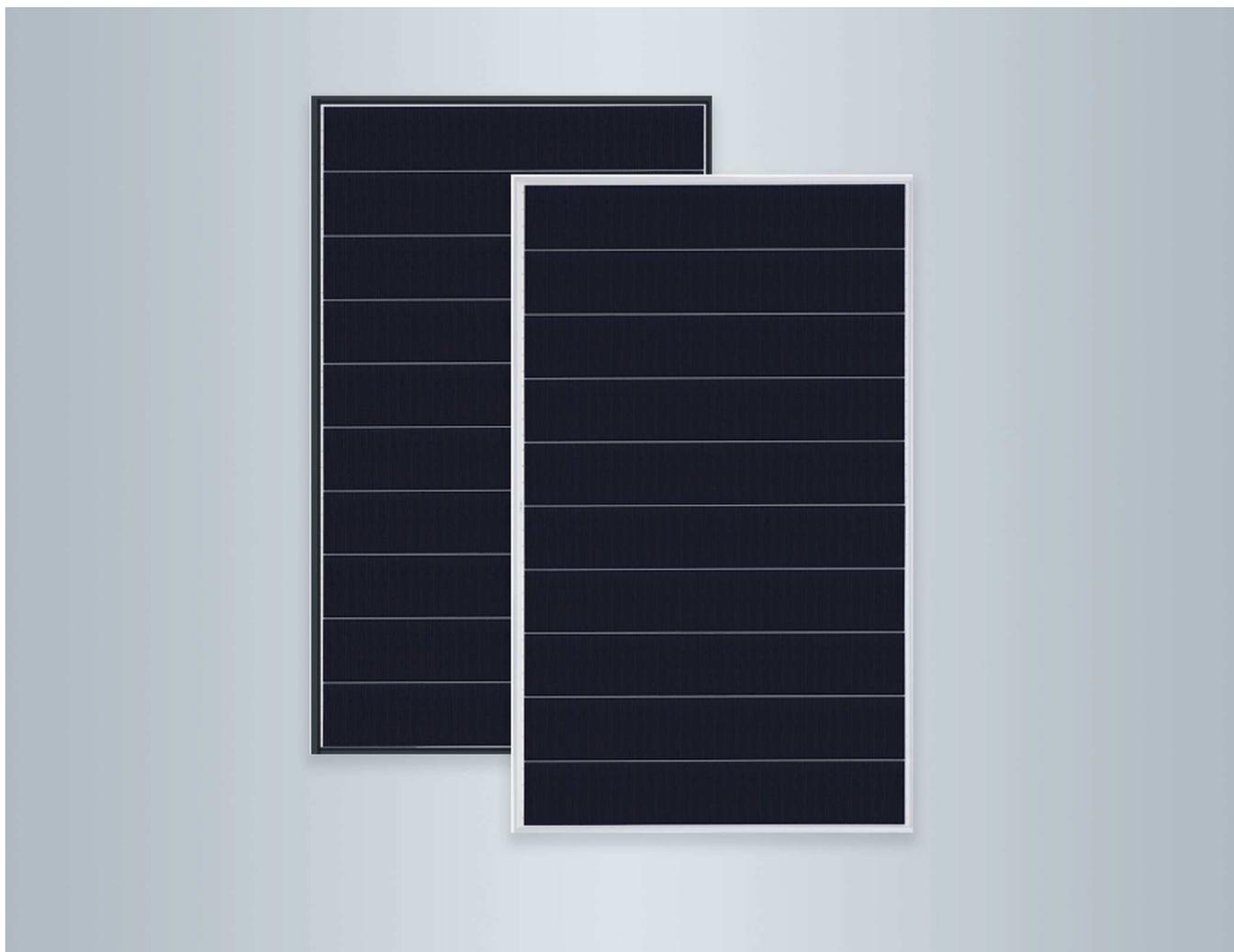
Vorteile auf einen Blick

- Leichte und schnelle Montage.
- Einsetzbar für alle üblichen Trapezblecheindeckungen mit max. Sickenabstand bis 350mm.
- Aluminium ENAW 6063 T66 (F22) nach EN12020.
- Kompatibel mit varista® Modulklemmen für Module mit Rahmenhöhen 31 bis 50mm.
- Abdichtung des Daches erfolgt durch Dichtband auf der Hochsicke.
- Statisch sichere Auslegung der Lastverhältnisse nach DIN 1055.

Benefits at a glance

- Easy and quick assembly.
- Suitable for all standard trapezoidal sheet metal roofs with max. ledge spacing of up to 350mm.
- Aluminum EN AW 6063 T66 (F22) to EN12020
- Compatible with varista® clamps for modules with frame sizes from 31 to 50mm.
- Roof waterproofing is done by sealing tape on the raised bead.
- Statically secure design of load conditions according to DIN 1055.

Datenblatt



VITOVOLT 300

Typ M335WA, M340WA

in den Varianten standard und blackframe
 Monokristalline Photovoltaik-Module mit
 335/340 W_p Nennleistung
 Zur Erzeugung von Strom aus Sonnenenergie

Profitieren Sie von diesen Vorteilen

- Modulwirkungsgrad bis 19,60 %.
- Shingled PERC Zelltechnologie.
- Hohe mechanische Belastbarkeit für hohe Schnee- (5400 Pa) und Wind-/Soglasten (2400 Pa) durch korrosionsbeständigen Aluminiumrahmen.
- Leistungsplus von bis zu 5 W_p durch positive Leistungstoleranz.
- 3,2 mm Antireflexglas für hohe Solarerträge.
- Hohe Betriebssicherheit: 2 Bypass-Diodenbrücken für zuverlässigen Betrieb.
- Auf Beständigkeit gegen Salznebel und Ammoniak geprüft. Daher geeignet zum Einsatz in Küstenregionen und Regionen mit intensiver Landwirtschaft.
- Zertifizierungen nach IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701 und IEC 62716 gewährleisten internationale Qualitätsstandards.

Technische Angaben

Technische Daten

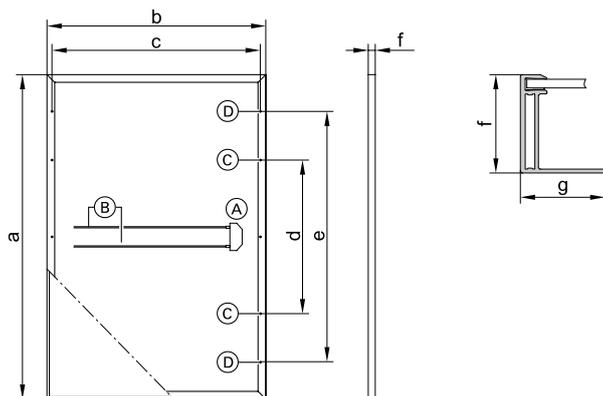
Vitovolt 300	Typ	M335WA M335WA blackframe	M340WA M340WA blackframe
Leistungsdaten bei STC¹			
Nennleistung P _{max.}	W _p	335	340
Leistungstoleranz	W	0/+5	0/+5
Spannung im MPP ² U _{mpp}	V	37,30	37,40
Strom im MPP ² I _{mpp}	A	8,98	9,09
Leerlaufspannung U _{OC}	V	45,20	45,20
Kurzschluss-Strom I _{SC}	A	9,49	9,51
Modulwirkungsgrad	%	19,30	19,60
Temperaturkoeffizienten			
Leistung	%/°K	-0,340	-0,340
Leerlaufspannung	%/°K	-0,270	-0,270
Kurzschluss-Strom	%/°K	0,040	0,040
Zelltemperatur bei NOCT³	°C	42,3	42,3
Maximale Systemspannung	V	1500	1500
Rückstromfestigkeit	A	20	20

¹ STC = Standard Test Conditions (Standard-Prüfbedingungen: Einstrahlung 1000 W/m², Zelltemperatur 25 °C und atmosphärische Massenzahl AM 1,5).

² MPP = Maximum Power Point (Maximalleistung bei STC).

³ NOCT = Nominal Operating Cell Temperature (Nennbetriebs-Zellentemperatur: Einstrahlung 800 W/m², atmosphärische Massenzahl AM 1,5, Windgeschwindigkeit 1 m/s, Umgebungstemperatur 20 °C).

Messtoleranz STC: ±3 % (P_{max.}), Messtoleranz NOCT: ±5 % (P_{max.})



- (A) Anschlussdose
- (B) Anschlussleitungen
- (C) 2 Montagebohrungen (11 x 9)
- (D) 4 Anschlüsse für Potenzialausgleich (ø 6)

Maßstabelle

a	mm	1622
b	mm	1068
c	mm	1018
d	mm	980
e	mm	1262
f	mm	35
g	mm	35

Zelltyp:	Monokristalline PERC Silizium-Zelle
Anzahl der Zellen:	340 (shingled)
Zelleneinbettung (Material):	Ethylvinylacetat (EVA)
Rahmen:	Eloxierte Aluminiumlegierung, schwarz/silber
Frontglas:	Einscheibensicherheitsglas 3,2 mm mit Antireflex-Beschichtung
Gewicht:	19,8 kg
Max. Belastung durch Druck/Sog:	5400 Pa/2400 Pa
Anschlussdose:	IP67, 2 Dioden
Anschluss:	Leitungen 1,0 m lang mit Leiterquerschnitt von 4 mm ² mit Multi-Contact (MC4)
Statische Anforderungen:	Für angreifende Windkräfte ausreichend belastbare Dachkonstruktion
Schutzklasse:	II
Anwendungsklasse:	A
Versandeinheit:	30 Stück pro Palette

Produktgarantie

5 Jahre: Gewährleistung Viessmann
12 Jahre: Produktgarantie Viessmann

Leistungsgarantie

min. 97 % nach einem Jahr
min. 80 % linear nach 25 Jahren

Hinweis

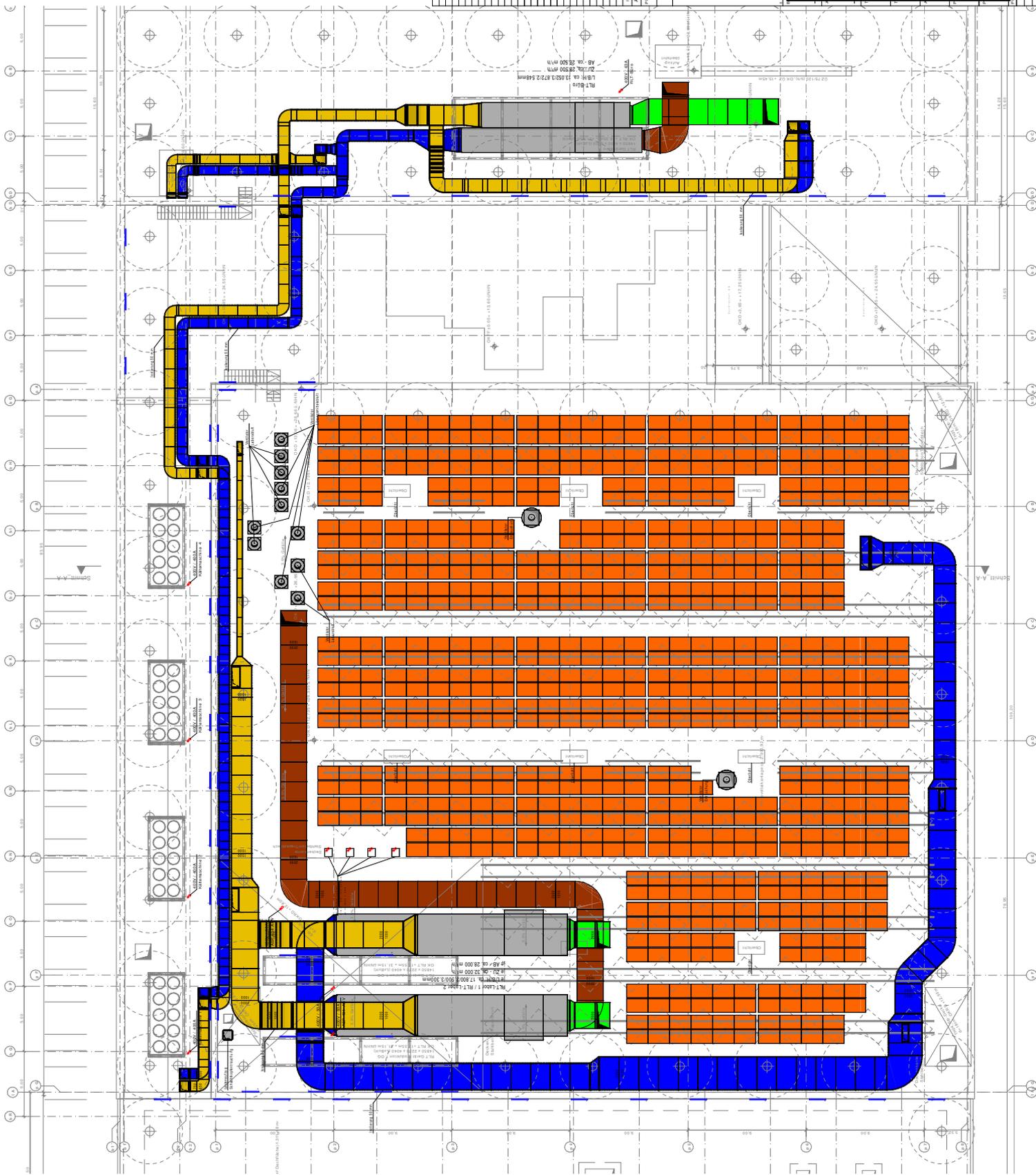
Produkt- und Leistungsgarantie gemäß den Garantiebedingungen der Viessmann Werke GmbH & Co. KG
Garantiebedingungen: www.viessmann.de/Login.

Geprüfte Qualität

Zertifiziert entsprechend: IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701, IEC 62716
Hergestellt in ISO 9001 und 14001 zertifizierten Werken.
CE-Kennzeichnung entsprechend bestehender EG-Richtlinien.

Anlage B

Dach- und Seitenansichten



PROJEKTANT	PROJEKTOWA FIRMA INŻYNIERSKA
DATA	12.02.2023
WYKONAWCA	INŻYNIERSKI BIURO PROJEKTOWY
PROJEKT	PROJEKT WYKONAWCZY
OPIS	PROJEKT WYKONAWCZY
STADIUM	PROJEKT WYKONAWCZY
SKALA	1:1
INSTRUKCJA	PROJEKT WYKONAWCZY
PROJEKTANT	PROJEKTOWA FIRMA INŻYNIERSKA
DATA	12.02.2023
WYKONAWCA	INŻYNIERSKI BIURO PROJEKTOWY
PROJEKT	PROJEKT WYKONAWCZY
OPIS	PROJEKT WYKONAWCZY
STADIUM	PROJEKT WYKONAWCZY
SKALA	1:1
INSTRUKCJA	PROJEKT WYKONAWCZY

CO-X-3-ELT-DA-GR-0000-100-01-V-01



1:100

Anlage C

Plan für Ladeinfrastruktur

Anlage D

PV-GIS Performance of grid-connected PV

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

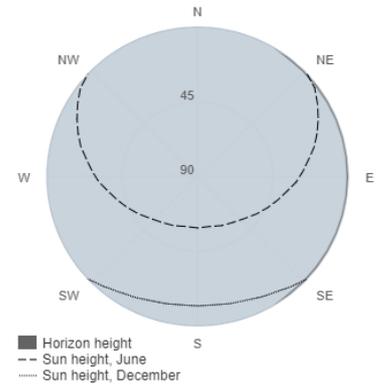
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 53.836, 10.649
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-CMSAF
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 240 kWp
 System loss: 14 %

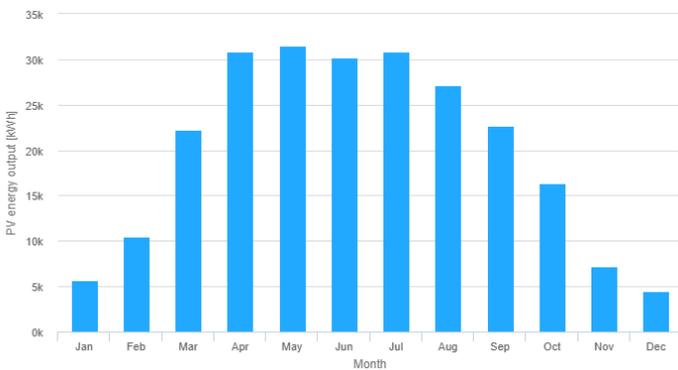
Simulation outputs

Slope angle: 39 (opt) °
 Azimuth angle: -6 (opt) °
 Yearly PV energy production: 239730.38 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1233.8 kWh/m²
 Year to year variability: 7660.84 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.11 %
 Spectral effects: 1.79 %
 Temperature and low irradiance: -4.55 %
 Total loss: -19.04 %

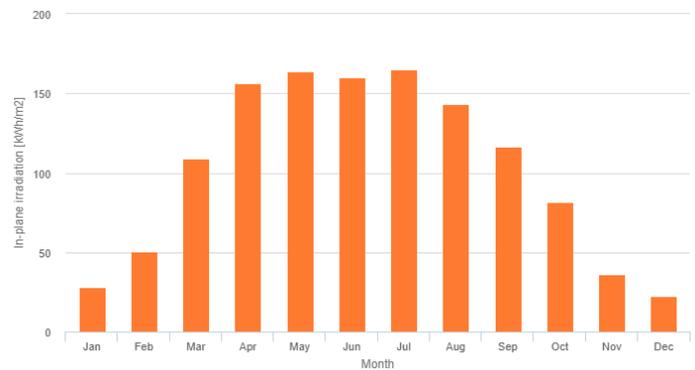
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	5679.7	28.0	1161.9
February	10452.350.5	2686.2	2796.1
March	22296.8108.8	2796.1	3903.2
April	30866.8156.6	4845.7	2467.8
May	31536.5163.9	4845.7	3906.8
June	30231.2160.1	2467.8	3906.8
July	30806.2165.3	3906.8	3084.9
August	27096.1143.5	3084.9	2620.1
September	22665.2116.5	2620.1	2596.1
October	16399.881.8	2596.1	1526.8
November	7236.6	36.2	1526.8
December	4463.1	22.4	946.6

E_m: Average monthly electricity production from the given system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Anlage E

Projektbericht „K2 Base“

Montagesysteme für Solartechnik



K2 SYSTEMS GMBH

KALKULATIONSGRUNDLAGE

PROJEKT:



BEARBEITER:

Lucas Reher

DATUM:

03.04.2020

PROJEKTDATEN

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Name	████████████████████
Montagesystem	D-Dome 10°
Bearbeiter	Lucas Reher

STANDORT

Adresse	████████████████████ Lübeck, Deutschland
---------	---

Geländehöhe	13,48 m
Dachtyp	Flachdach
Eindeckung	Folie, Kies, ...
Gebäudehöhe	12,74 m
Attikahöhe	0,20 m
Dachneigung	0 °
Randabstand	2,50 m
Reibungskoeffizient	0,60

Der hier angegebene Reibungskoeffizient ist bauseits zu überprüfen. Wird ein kleinerer Wert festgestellt muß dieser zwingend für die Ballastberechnung hier angegeben werden!

LASTEN

Bemessung	DIN EN	Nutzungsdauer	25 Jahre
Schadensfolgeklasse	CC1		

Windlastzone	2
Böengeschw.druck	$q_{p,25} = 0,606 \text{ kN/m}^2$

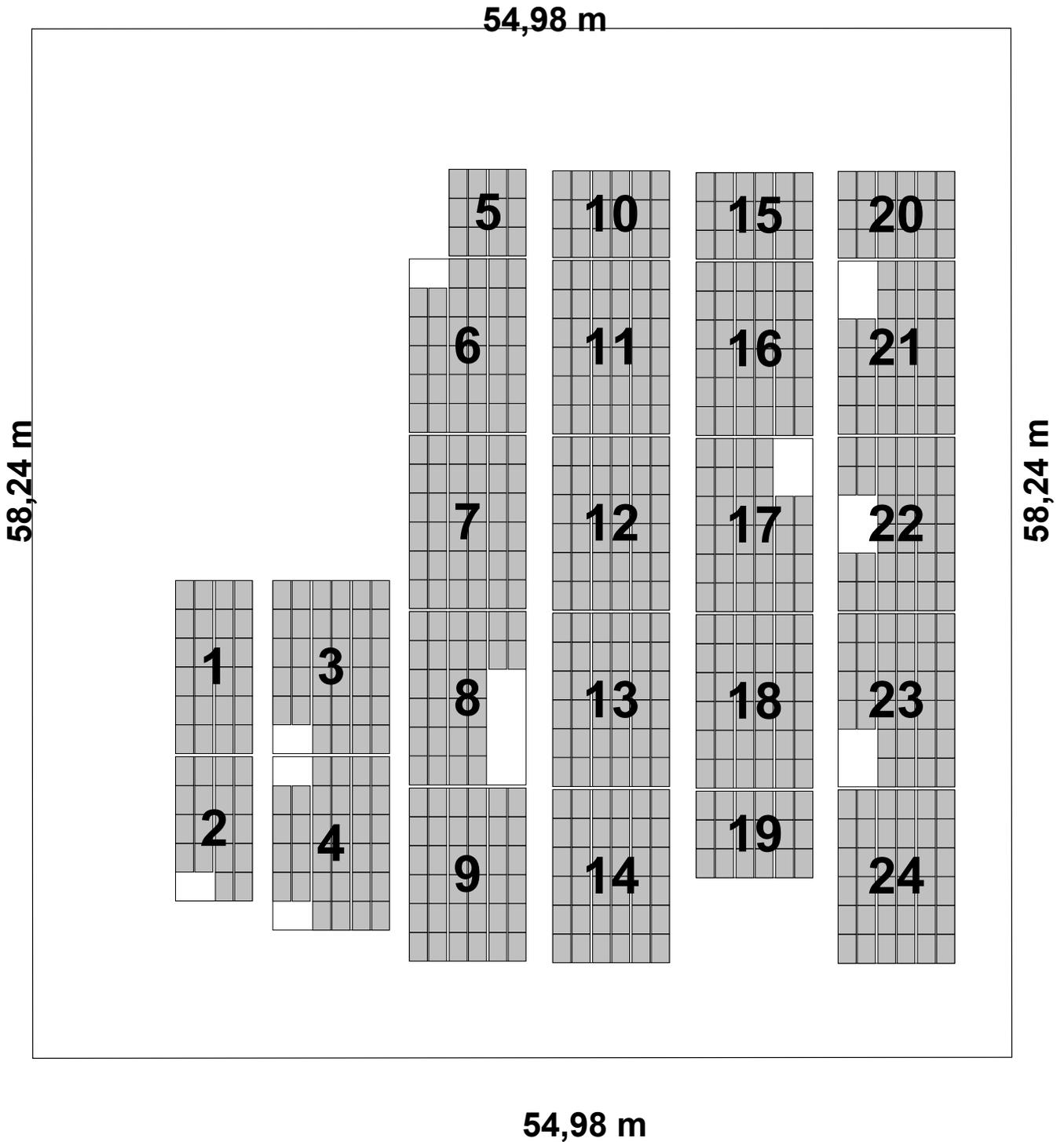
Schneelastzone	2
Bodenschneelast	$s_k = 0,850 \text{ kN/m}^2$
Außergewöhnliche Last	$s_{Ad} = 1,96 \text{ kN/m}^2$

Da sich der Projektort in der norddeutschen Tieflandebene befindet, ist der Nachweis für den 2,3 fachen Wert der charakteristischen Schneelast als außergewöhnlicher Lastfall nach DIN EN 1991-1-3/NA zu führen.

MODULE

Hersteller	Viessmann	Anzahl	706
Name	Vitovolt 300-M340WA	Leistung	240,040 kWp
Größe LxBxH	1622 x 1019 x 35,0 mm		
Gewicht	19,8 kg		
Leistung	340 W		

MONTAGEPLAN

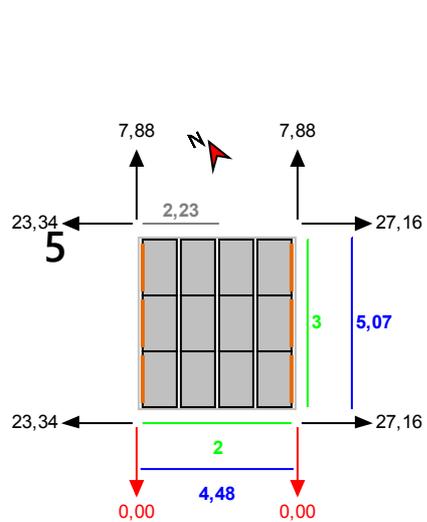
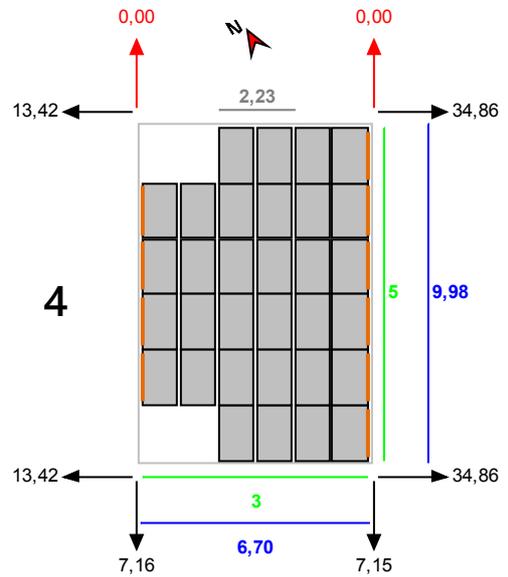
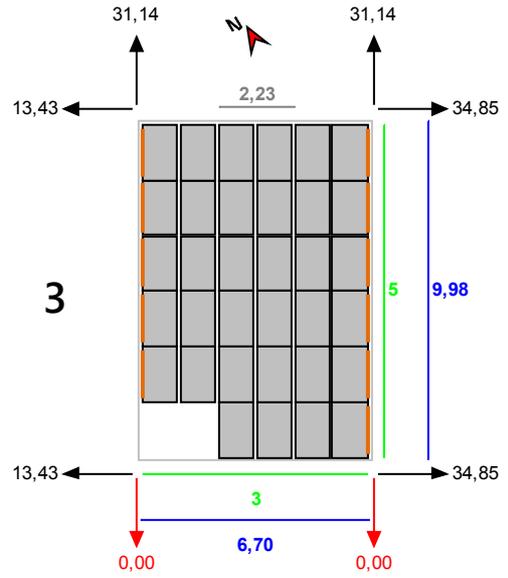
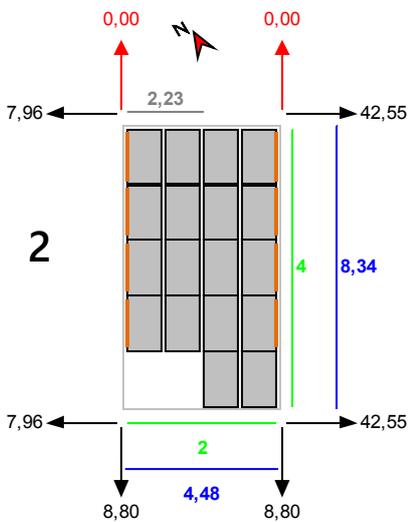
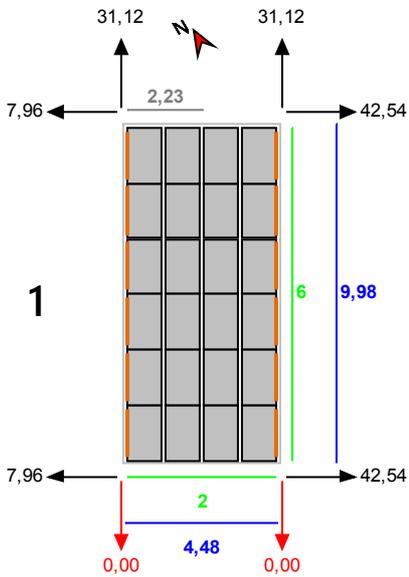


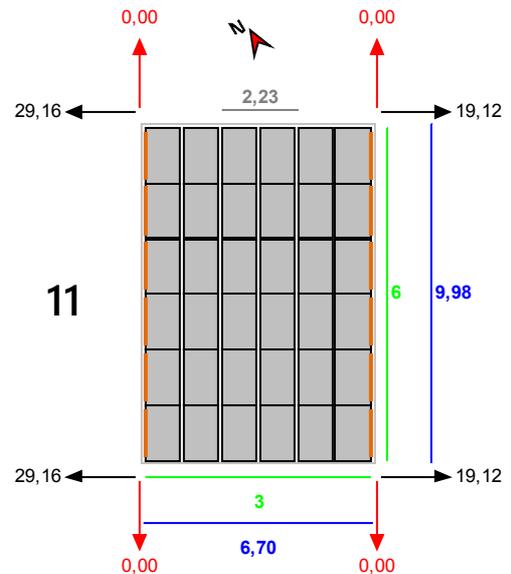
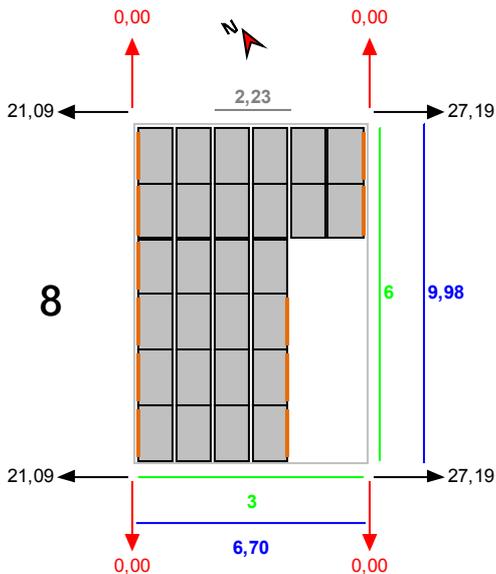
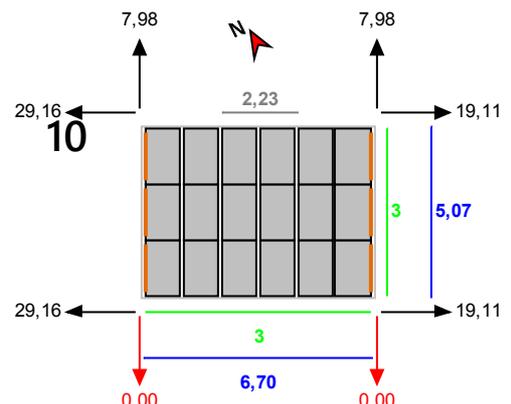
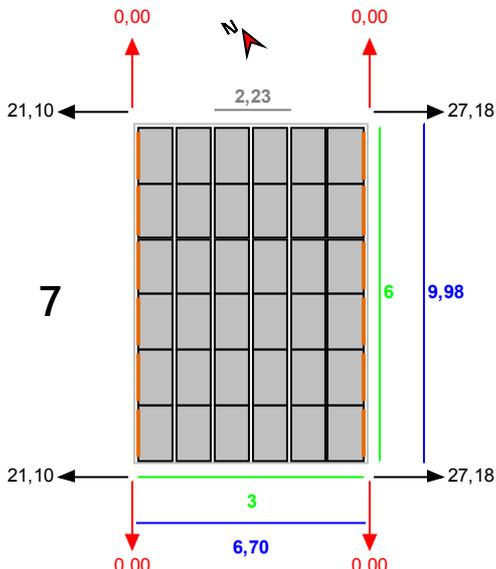
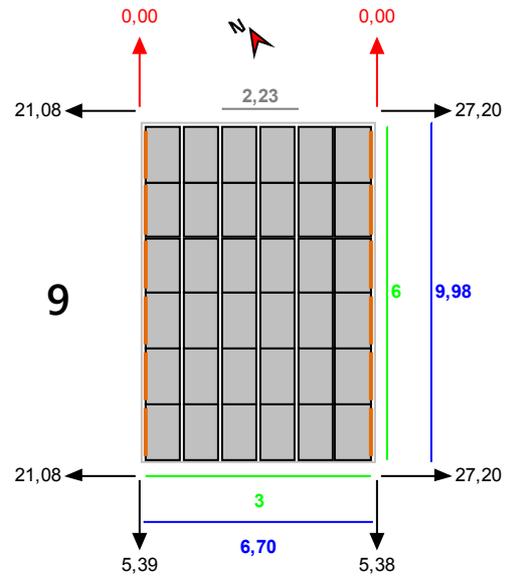
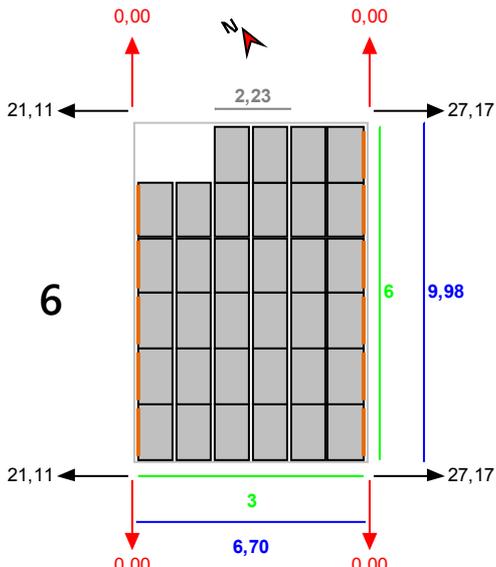
Maße in [m]

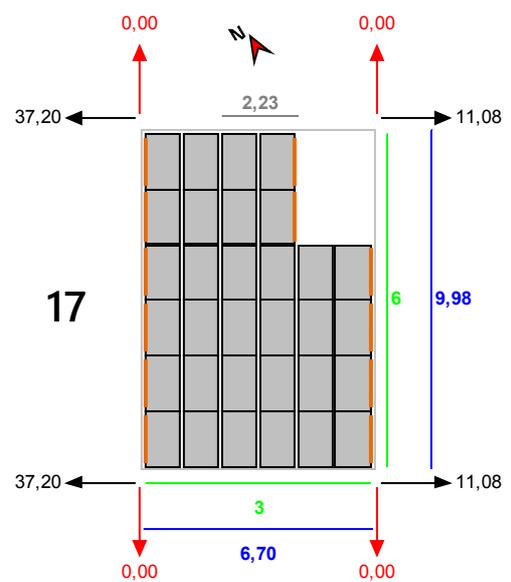
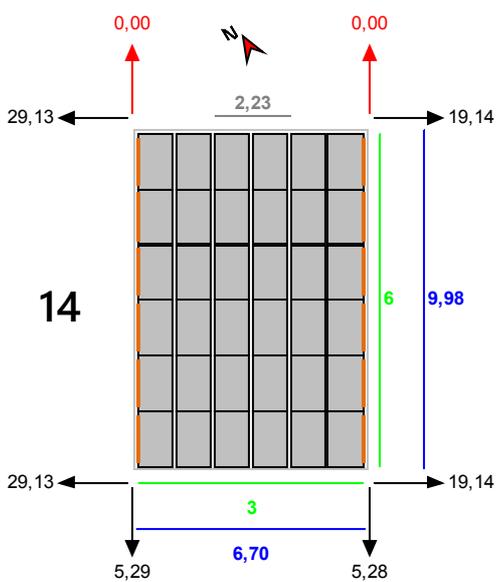
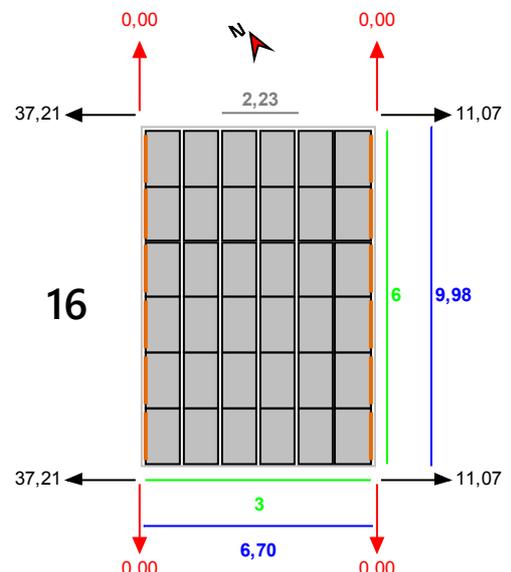
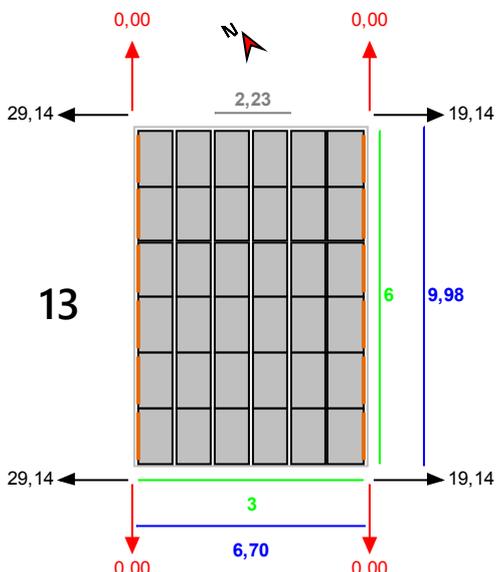
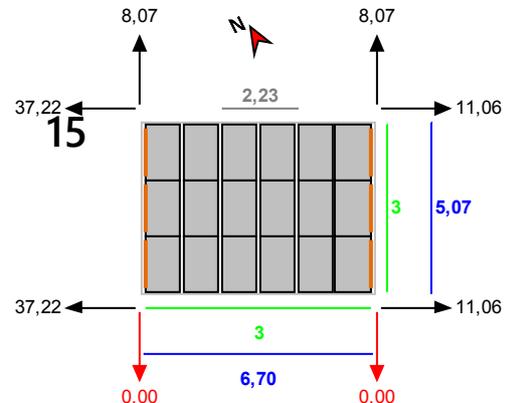
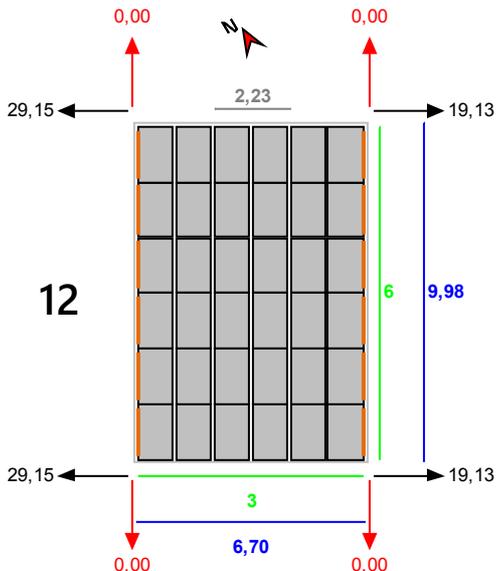
LEGENDE

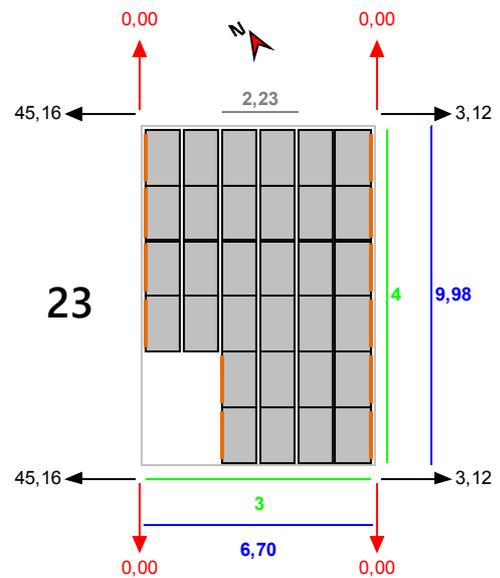
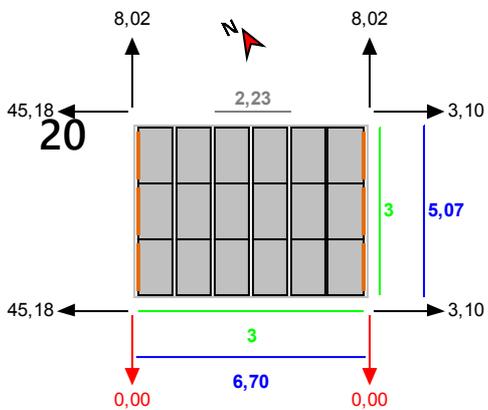
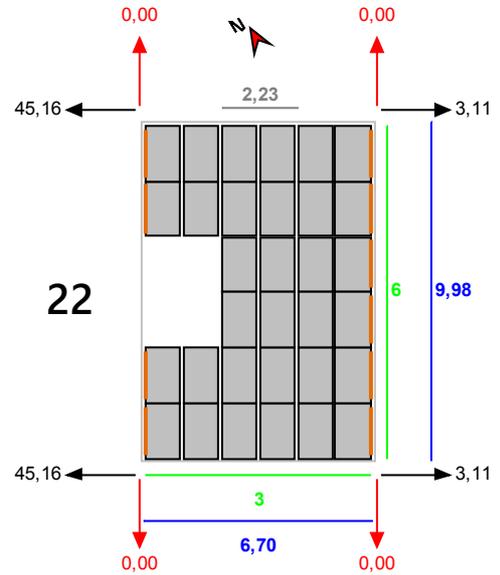
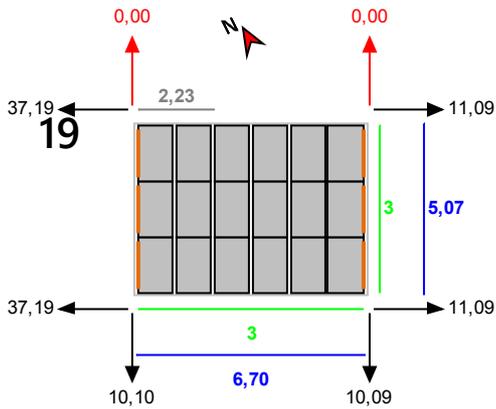
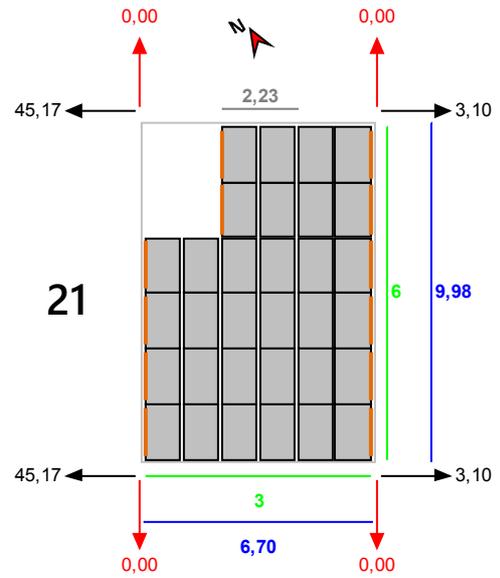
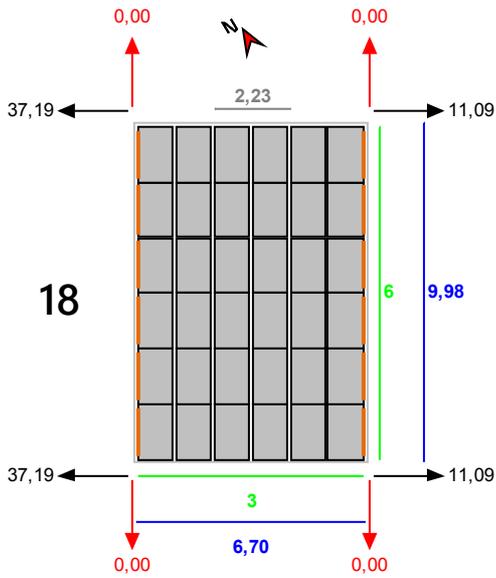
- Abstand zu benachbartem Modulblock [m]
- Abstand zum Dachrand [m]
- Anzahl der Module
- Länge/Breite des Modulblocks [m]
- Reihenabstand [m]
- Porter zur Aussteifung der Eckmodule (Ballastoptimierung)

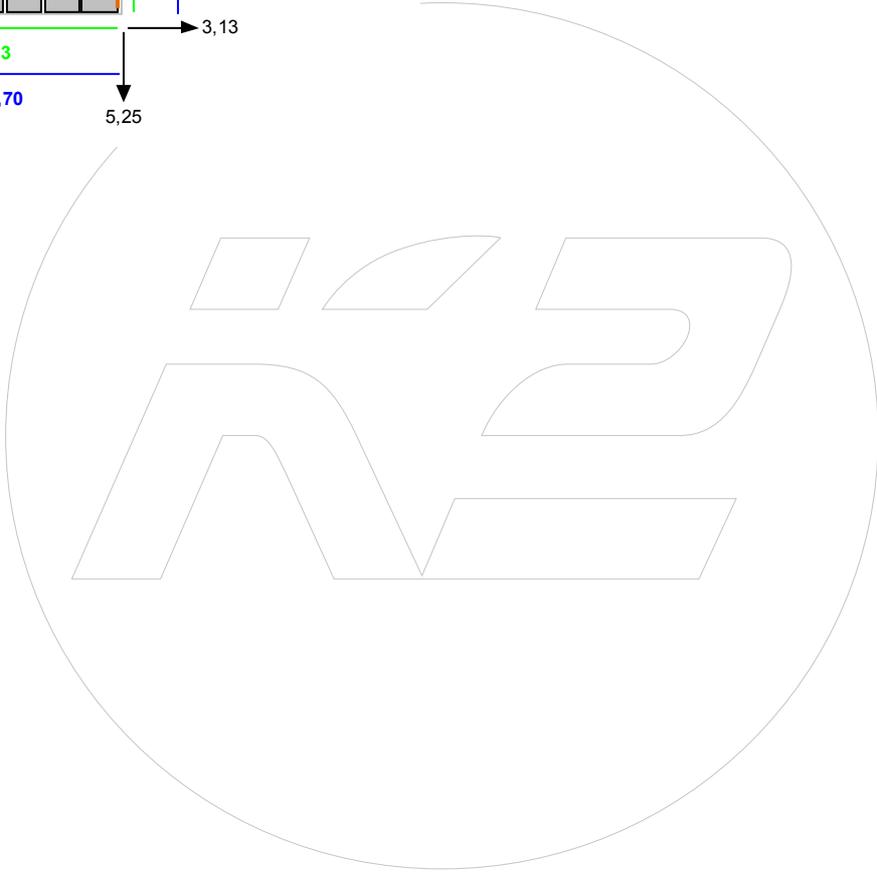
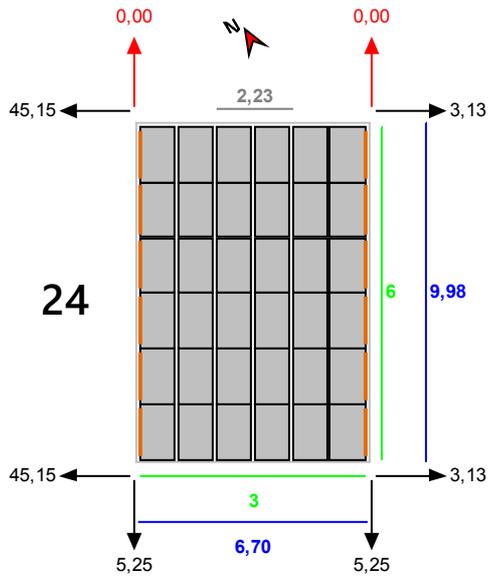
Die Verlegung der Basisschienen erfolgt nach der Art der Parkettverlegung.



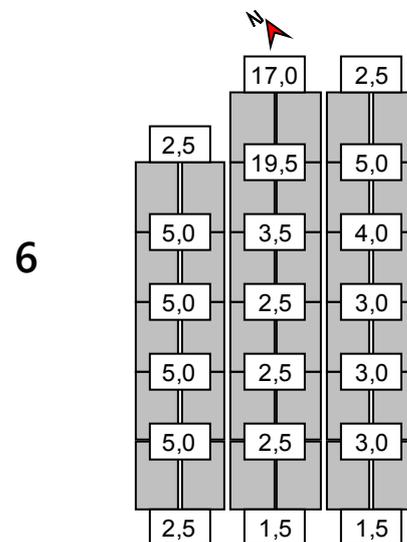
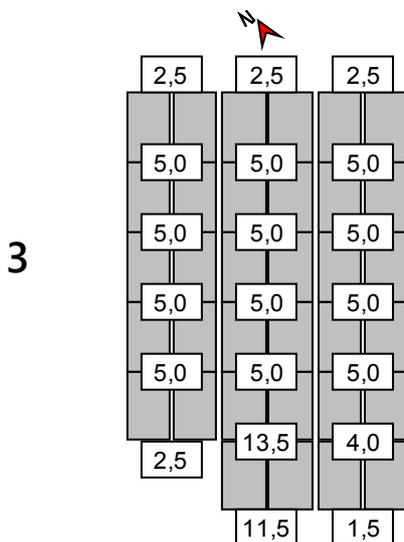
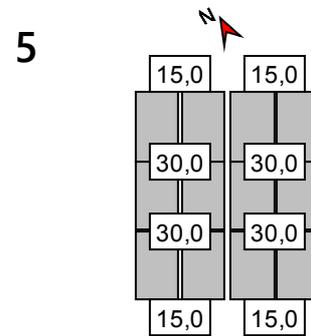
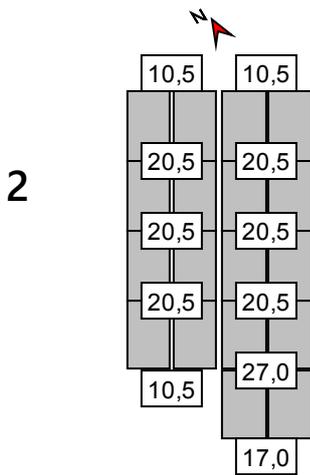
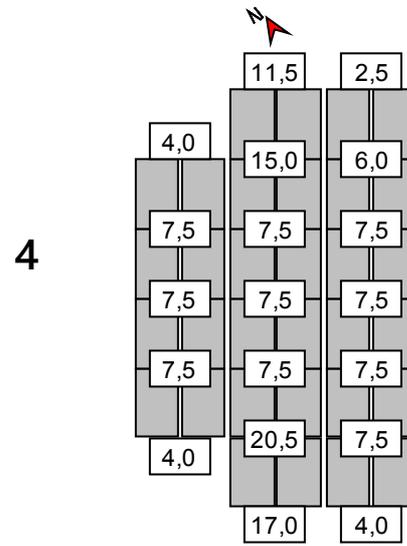
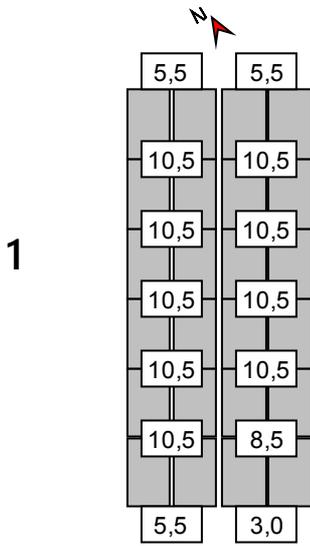


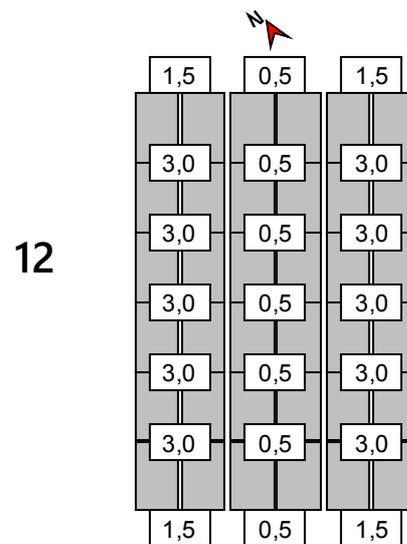
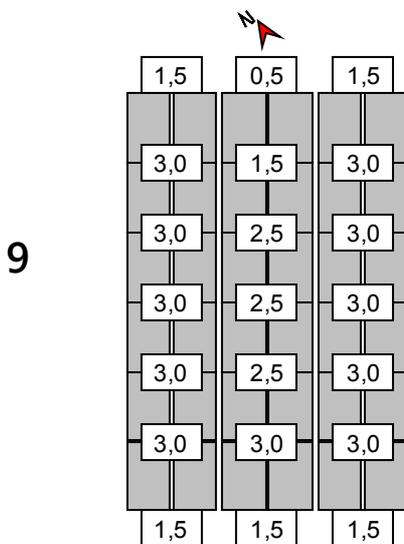
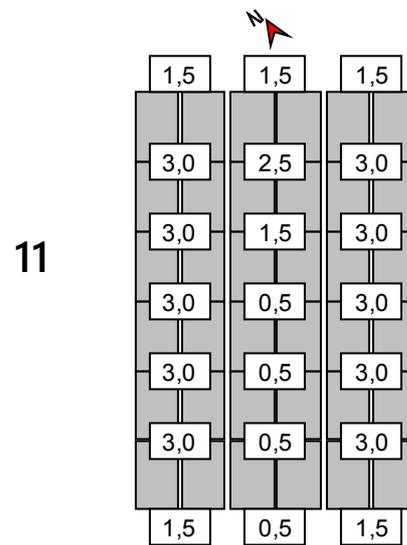
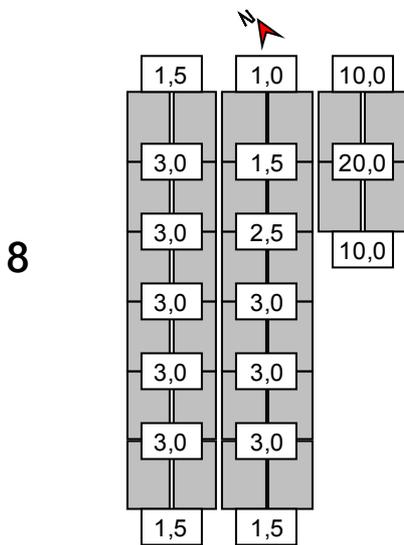
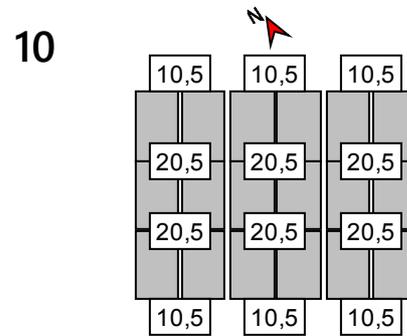
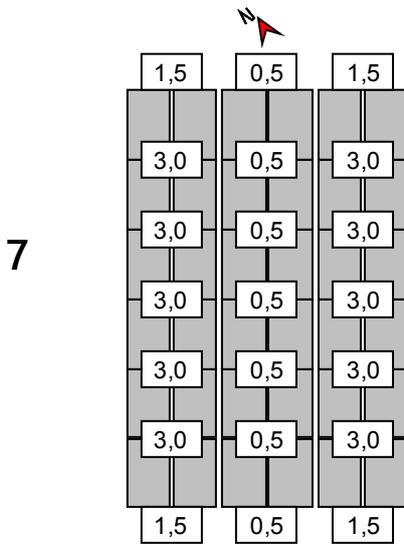




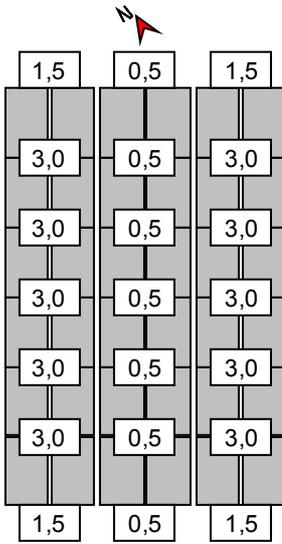


BALLASTIERUNGSPLAN

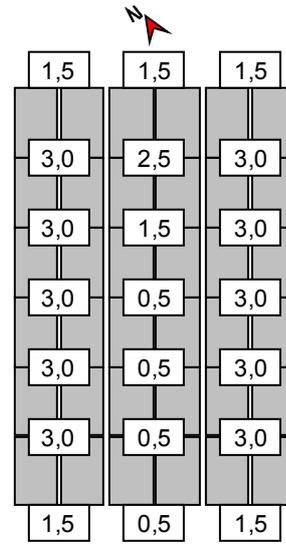




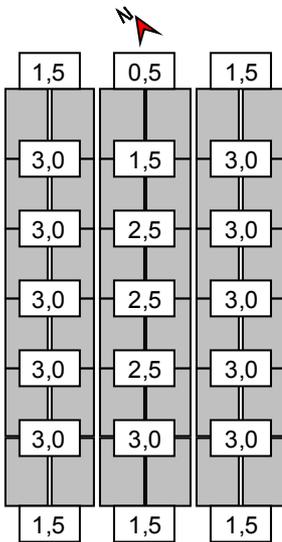
13



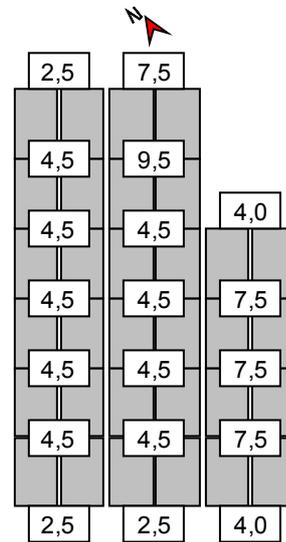
16



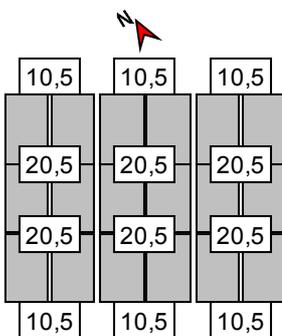
14



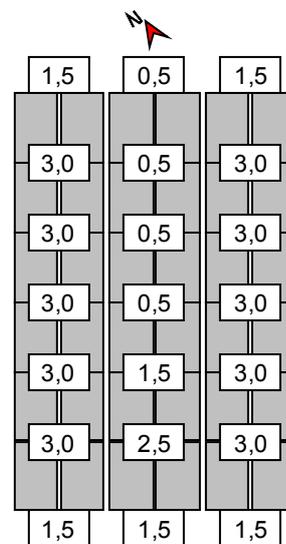
17



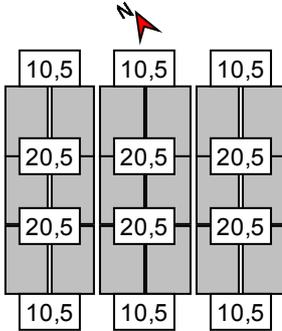
15



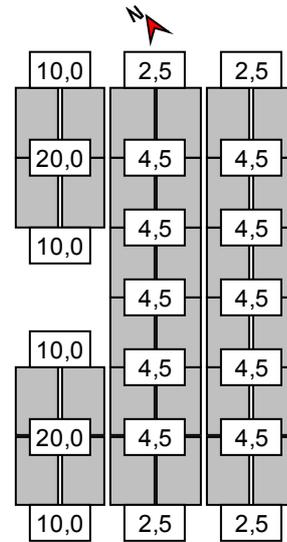
18



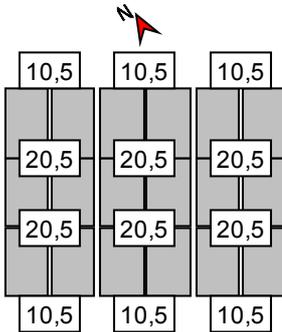
19



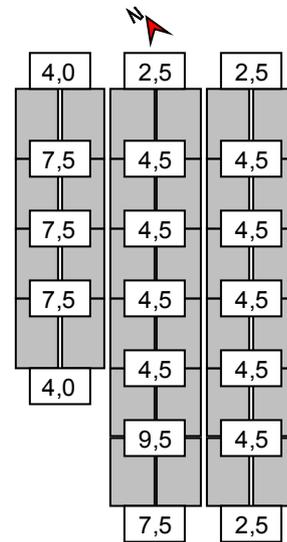
22



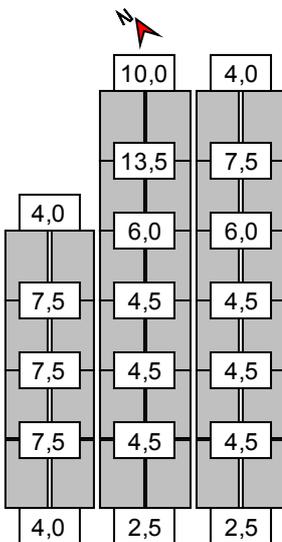
20



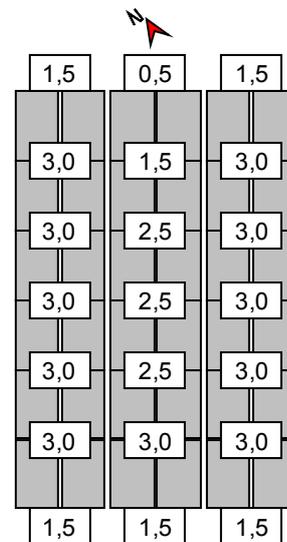
23



21



24



ERGEBNISSE

BALLASTKAPAZITÄT

D1000, Dome V Rail	5,0 kg
Speed Porter	40,0 kg
Porter	120,0 kg
Modulklemme	K2 Set XS Modulmittelklemme 34-38mm, BLACK
Endklemme	K2 Set Modulendklemme 34-36mm, BLACK

SYSTEMAUSLASTUNG

		Ecke
Systemauslastung [%]	Druck	28,71
	Sog	33,44
Lasten auf Module (Nachweis Tragsicherheit) [Pa]	Druck	1669
	Sog	-881
Lasten auf Module (Nachweis Gebrauchstauglichkeit) [Pa]	Druck	1765
	Sog	-661

SPEZIFISCHE LASTEN

Index (Modulblock)	Anzahl (Modulblock)	Ballast [kg] (Modulblock)	Eigengewicht [kg] (Modulblock)	Eigenlast [kN/m ²] (Modulblock)	Eigenlast [kN/m ²] (Dachfläche)
Block 1	12	122,5	674,5	0,15	---
Block 2	9	198,5	612,5	0,18	---
Block 3	17	100,5	882,5	0,14	---
Block 4	16	159,5	895,5	0,15	---
Block 5	6	180,0	456,0	0,20	---
Block 6	17	96,0	878,0	0,14	---
Block 7	18	39,5	867,5	0,13	---
Block 8	14	73,5	717,5	0,14	---
Block 9	18	50,0	878,0	0,13	---
Block 10	9	186,0	600,0	0,18	---
Block 11	18	43,5	871,5	0,13	---
Block 12	18	39,5	867,5	0,13	---
Block 13	18	39,5	867,5	0,13	---
Block 14	18	50,0	878,0	0,13	---
Block 15	9	186,0	600,0	0,18	---
Block 16	18	43,5	871,5	0,13	---
Block 17	16	95,5	831,5	0,14	---
Block 18	18	43,5	871,5	0,13	---
Block 19	9	186,0	600,0	0,18	---
Block 20	9	186,0	600,0	0,18	---
Block 21	16	109,5	845,5	0,14	---
Block 22	16	135,0	871,0	0,15	---
Block 23	16	95,5	831,5	0,14	---
Block 24	18	50,0	878,0	0,13	---
alle Blöcke	353	2509,0	18747,0	---	0,06

HINWEISE

Die Nachweise zu Lagesicherheit und Tragfähigkeit des Systems werden durch Prüfung der Lastfälle Abheben und Verschieben durch Wind und durch weitere statische Berechnungen geführt. Sie finden eine Kurzfassung des Windkanalgutachtens und ein Zertifikat zu den weiterführenden statischen Berechnungen auf unserer Homepage.

Die Bemessungsregeln entsprechen dem Eurocode EN 1990 - Grundlage der Tragwerksplanung.

Die Ermittlung der Schneelasten erfolgt nach dem nationalen Anhang DIN EN 1991-1-3/NA - Schneelasten.

Die Ermittlung der Windlasten erfolgt nach dem nationalen Anhang DIN EN 1991-1-4/NA - Windlasten.

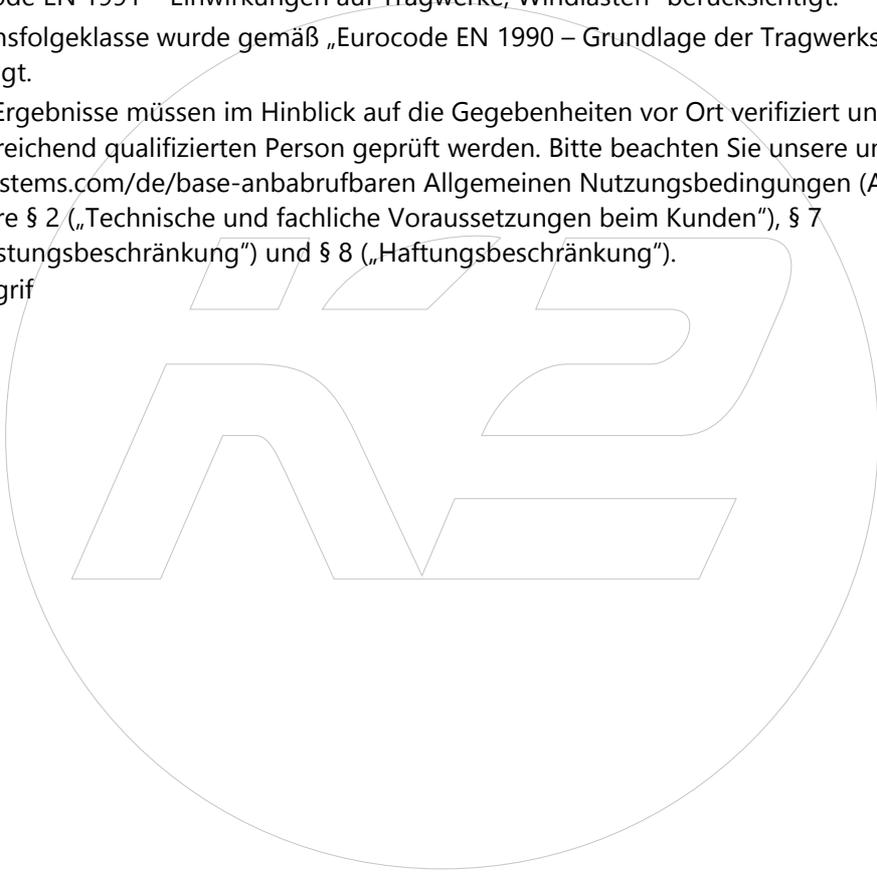
Die Nutzungsdauer wurde gemäß „Eurocode EN 1991 – Einwirkungen auf Tragwerke, Schneelasten“ und „Eurocode EN 1991 – Einwirkungen auf Tragwerke, Windlasten“ berücksichtigt.

Die Schadensfolgeklasse wurde gemäß „Eurocode EN 1990 – Grundlage der Tragwerksplanung“ berücksichtigt.

Daten und Ergebnisse müssen im Hinblick auf die Gegebenheiten vor Ort verifiziert und von einer fachlich hinreichend qualifizierten Person geprüft werden. Bitte beachten Sie unsere unter <http://k2-systems.com/de/base-anbabrufbaren> Allgemeinen Nutzungsbedingungen (ANB), insbesondere § 2 („Technische und fachliche Voraussetzungen beim Kunden“), § 7 („Gewährleistungsbeschränkung“) und § 8 („Haftungsbeschränkung“).



celInfoTerragrif



STATIKBERICHT

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Name	[REDACTED]
Montagesystem	D-Dome 10°
Bearbeiter	Lucas Reher

STANDORT

Adresse	[REDACTED]
	Lübeck, Deutschland

Geländehöhe	13,48 m
Dachtyp	Flachdach
Eindeckung	Folie, Kies, ...
Gebäudehöhe	12,74 m
Attikahöhe	0,20 m
Dachneigung	0 °
Randabstand	2,50 m
Reibungskoeffizient	0,60

LASTEN

Bemessung	DIN EN	
Schadensfolgeklasse	CC1	Nutzungsdauer 25 Jahre

Windlastzone	2	Geländekategorie III
--------------	---	----------------------

Böengeschw.druck	$q_{p,50} = 0,673 \text{ kN/m}^2$
------------------	-----------------------------------

Anpassungsfaktor für Nutzungsdauer	$f_w = 0,901$
------------------------------------	---------------

Böengeschw.druck	$q_{p,25} = 0,606 \text{ kN/m}^2$
------------------	-----------------------------------

Schneelastzone	2
----------------	---

Bodenschneelast	$s_k = 0,850 \text{ kN/m}^2$
-----------------	------------------------------

Formbeiwert für Schnee	$\mu_i = 0,800$
------------------------	-----------------

Schneelast a.d. Dach	$s_{i,50} = 0,680 \text{ kN/m}^2$
----------------------	-----------------------------------

Anpassungsfaktor für Nutzungsdauer	$f_s = 0,929$
------------------------------------	---------------

Schneelast a.d. Dach	$s_{i,25} = 0,632 \text{ kN/m}^2$
----------------------	-----------------------------------

Außergewöhnliche Last	$s_{Ad} = 1,96 \text{ kN/m}^2$
-----------------------	--------------------------------

Außergewöhnliche Last	$s_{i,Ad} = 1,45 \text{ kN/m}^2$
-----------------------	----------------------------------

EIGENLAST

Gewicht Module	$G_M = 19,8 \text{ kg}$	Eigengewicht Modul	$= 11,98 \text{ kg/m}^2$
Gewicht Montagesystem	$= 3,2 \text{ kg}$	Eigengewicht Montagesystem	$= 1,94 \text{ kg/m}^2$
Modulfläche	$A_M = 1,65 \text{ m}^2$	Gesamte Eigenlast	$= 0,14 \text{ kN/m}^2$



LASTFALLKOMBINATIONEN

TRAGFÄHIGKEIT

Teilsicherheitsbeiwert ständig ungünstig (STR)	$\gamma_{G,sup}$	1,35
Teilsicherheitsbeiwert ständig günstig (STR)	$\gamma_{G,inf}$	1,00
Teilsicherheitsbeiwert ständig destab. (EQU)	$\gamma_{G,dst}$	1,10
Teilsicherheitsbeiwert ständig stab. (EQU)	$\gamma_{G,stb}$	0,90
Teilsicherheitsbeiwert erster veränderlicher	γ_Q	1,50
Teilsicherheitsbeiwert n veränderliche	γ_Q	1,50
Teilsicherheitsbeiwert außergewöhnlich	γ_A	1,00
Kombinationsbeiwert für Wind	$\psi_{0,W}$	0,60
Kombinationsbeiwert für Schnee	$\psi_{0,S}$	0,50
Kombinationsbeiwert für Wind (weitere veränderliche Einwirkungen)	$\psi_{1,W}$	0,20
Bedeutungsbeiwert ständig	$\kappa_{FI,G}$	0,90
Bedeutungsbeiwert veränderlich	$\kappa_{FI,Q}$	0,85
Bedeutungsbeiwert außergewöhnlich	$\kappa_{FI,A}$	0,80

LFK1:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * S_{i,n}$
LFK2:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * W_{k,Druck}$
LFK3:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * (W_{k,Druck} + \psi_{0,S} * S_{i,n})$
LFK4:	$E_d = \gamma_{G,sup} * \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * (S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Druck})$
LFK5:	$E_d = \kappa_{FI,G} * G_k + \gamma_A * \kappa_{FI,A} * A_d + \kappa_{FI,Q} * \psi_{1,W} * W_{k,Druck}$
LFK6:	$E_d = \gamma_{G,inf} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * W_{k,Sog}$

Abhebenachweis: $E_d = \gamma_{G,stb} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * W_{k,n,Abheben}$

Verschiebenachweis: $E_d = \gamma_{G,stb} * G_k + \gamma_Q * \kappa_{FI,Q} * W_{k,n,Verschieben}$

GEBRAUCHSTAUGLICHKEIT

Kombinationsbeiwert für Wind	$\psi_{0,W}$	0,60
Kombinationsbeiwert für Schnee	$\psi_{0,S}$	0,50
Kombinationsbeiwert für Wind (weitere veränderliche Einwirkungen)	$\psi_{1,W}$	0,20

LFK1:	$E_d = G_k + S_{i,n}$
LFK2:	$E_d = G_k + W_{k,Druck}$
LFK3:	$E_d = G_k + W_{k,Druck} + \psi_{0,S} * S_{i,n}$
LFK4:	$E_d = G_k + S_{i,n} + \psi_{0,W} * W_{k,Druck}$
LFK5:	$E_d = G_k + S_{ad,n} + \psi_{1,W} * W_{k,Druck}$
LFK6:	$E_d = G_k + W_{k,Sog}$

DAS SYSTEM KONNTE ERFOLGREICH NACHGEWIESEN WERDEN.

MAX. PRESSUNG AUF DÄMMUNG DURCH DIE BAUTENSCHUTZMATTE

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Eigenlast System $g_{System} = 0,14 \text{ kN/m}^2$
 aerodynamischer Beiwert $c_{p,Druck} = 0,2$

LASTAUSBREITUNG IN DER BSM UNTER D1000, 45°

Maße Bautenschutzmatte $470 * 180 * 18 \text{ mm}$
 $A_{BSM,eff} = 47000 \text{ mm}^2$
 $A_{Lasteinzugsfläche} = 1,65 \text{ m}^2$
 max. Ballast $G_{Ballast} = 30,0 \text{ kg}$

LASTAUSBREITUNG IN DER BSM UNTER SD, 45°

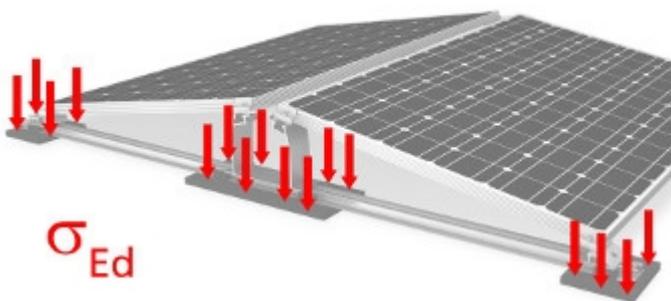
Maße Bautenschutzmatte $160 * 180 * 18 \text{ mm}$
 $A_{BSM,eff} = 16000 \text{ mm}^2$
 $A_{Lasteinzugsfläche} = 0,83 \text{ m}^2$
 max. Ballast $G_{Ballast} = 7,5 \text{ kg}$

LASTFALLKOMBINATIONEN

BEREICH	LFK1	LFK2	LFK3	LFK4	LFK5
$\sigma_{Ed,Dämmung,D} [\text{kN/m}^2]$	41,33	18,87	32,82	44,59	40,60
$\sigma_{Ed,Dämmung,SD} [\text{kN/m}^2]$	55,12	22,13	42,62	59,91	55,49

MAXIMALE EINWIRKUNGEN PRO M² DACHFLÄCHE

$\sigma_{Ed,Dämmung,D}$ $\max \sigma_{Ed} = 44,59 \text{ kN/m}^2$
 $\sigma_{Ed,Dämmung,SD}$ $\max \sigma_{Ed} = 59,91 \text{ kN/m}^2$



WINDLASTEN AUS DER PV-ANLAGE AUF DAS TRAGWERK

Nach Windgutachten I.F.I. Institut für Industrieaerodynamik GmbH

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Anzahl Module Mittenbereich	0
Anzahl Module Randbereich	706
Anzahl Module Gesamt	706
Mit Modulen belegte Dachfläche	$A = \text{ca. } 1285,90 \text{ m}^2$
Eigenlast	$g_{\text{System inkl. Ballast}} = 0,14 \text{ kN/m}^2$

AERODYNAMISCHE BEIWERTE

$C_{p, \text{Druck}}$	gemäß DIN EN 1991-1-4
$C_{F,x, \text{gemittelt}}$	0,02
$C_{F,y, \text{gemittelt}}$	0,01
Randabstandskorrektur	$k_{s,xy} = 1$
Attika- Korrekturkoeffizient	$k_p = 1$
Faktor Gebäudehöhe	1

BELASTUNG HORIZONTAL

$$W_{k,F,x} = 0,011 \text{ kN/m}^2$$

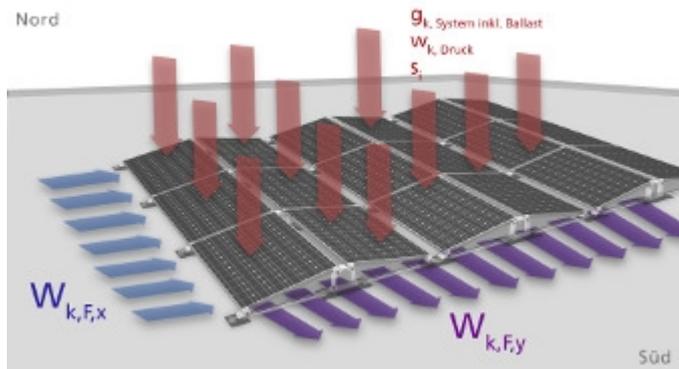
$$W_{k,F,y} = 0,006 \text{ kN/m}^2$$

BELASTUNG VERTIKAL

$$g_{k, \text{System inkl. Ballast}} = 0,14 \text{ kN/m}^2$$

$W_{k, \text{Druck}}$ - gemäß DIN EN 1991-1-4

s_i - gemäß DIN EN 1991-1-3



Anmerkung:

Die vertikalen Windlasten des Flachdaches werden im Wesentlichen durch seine Verdrängungswirkung bestimmt und bleiben daher auch bei Aufbau einer flachen PV-Anlage unverändert. Es werden zur Bemessung der Flachdächer die aerodynamischen Beiwerte nach DIN EN 1991-1-4 empfohlen.

Anlage F

Plan für Blitzschutz

Anlage G

Projektberichte PV*SOL

Pinck Ingenieure Consulting GmbH
Am Strohhouse 27
20097 Hamburg
Deutschland

Ansprechpartner/in:
Lucas Reher
Telefon: 040536960-900
E-Mail: pinck@pinck.de



06.04.2020

Ihre PV-Anlage von Pinck Ingenieure Consulting GmbH

Adresse der Anlage



Projektbeschreibung:

240,04 kWp PV-Anlage mit:

706 x Viessmann Vitovolt 300 M340 WA Modul
4 x SMA Sunny Tripower CORE 1 Wechselrichter



Projektübersicht



Abbildung: Übersichtsbild, 3D-Planung

PV-Anlage

3D, Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern

Klimadaten	Lübeck, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	240,04 kWp
PV-Generatorfläche	1.270,0 m ²
Anzahl PV-Module	706
Anzahl Wechselrichter	4

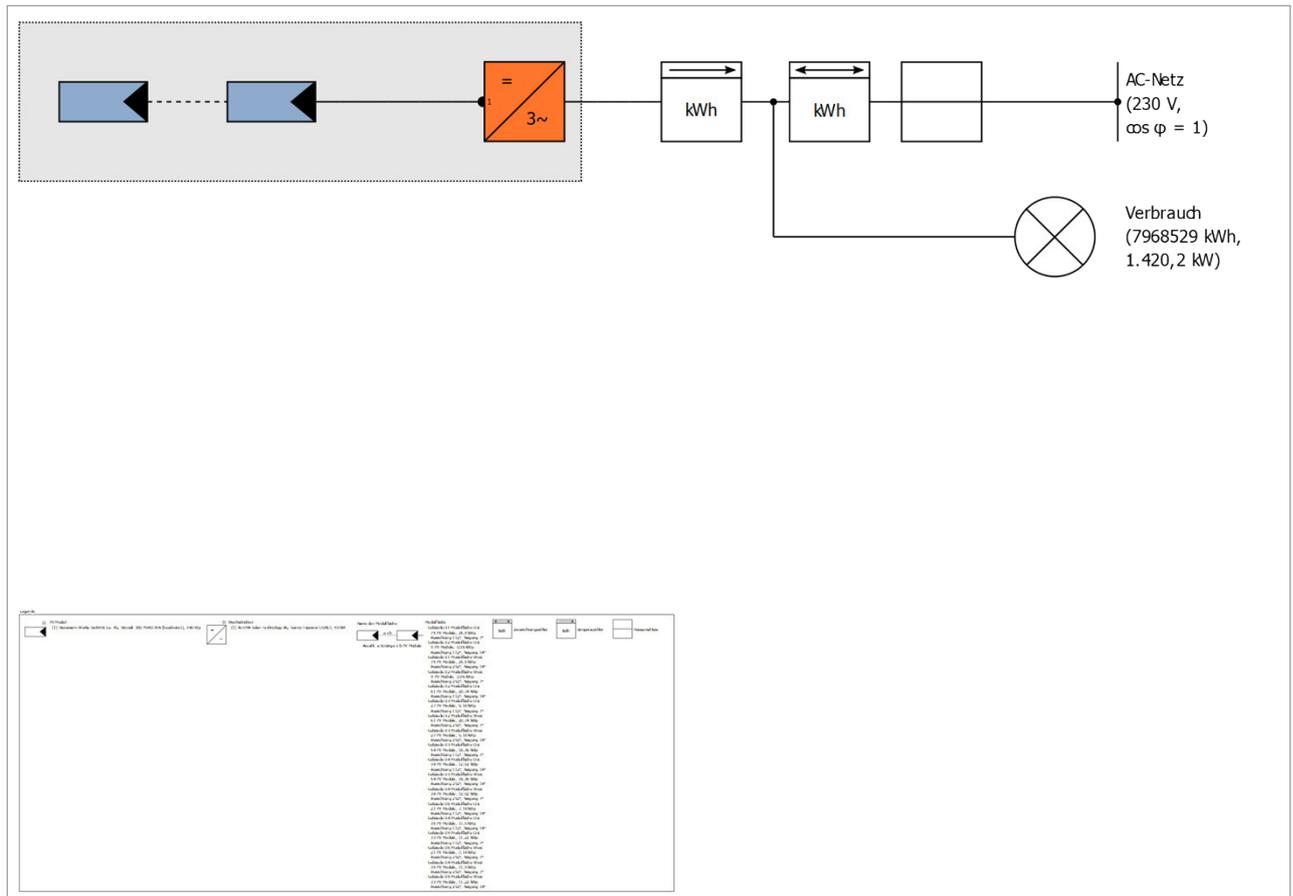


Abbildung: Schaltschema

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	182.362 kWh
Direkter Eigenverbrauch	182.362 kWh
Netzeinspeisung	0 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	100,0 %
Solarer Deckungsanteil	2,3 %
Spez. Jahresertrag	759,71 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	78,8 %
Ertragsminderung durch Abschattung	9,1 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	86.440 kg/Jahr

Wirtschaftlichkeit

Ihr Gewinn

Gesamte Investitionskosten	224.990,00 €
Mindestlaufzeit der Anlage	11,7 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1 €/kWh
Bilanzierung / Einspeisekonzept	Überschusseinspeisung

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

Simulationsergebnisse

Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	240 kWp
Spez. Jahresertrag	759,71 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	78,8 %
Ertragsminderung durch Abschattung	9,1 %/Jahr
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	182.362 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	182.362 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	0 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	100,0 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	86.440 kg/Jahr

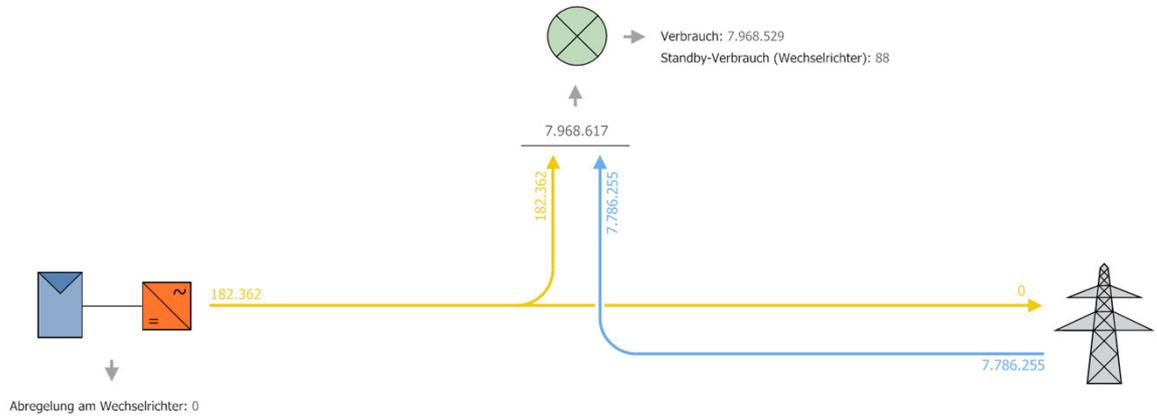
Verbraucher

Verbraucher	7.968.529 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	88 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	7.968.617 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	182.362 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	7.786.255 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	2,3 %



Energiefluss-Grafik

Projekt: 2019-058 Coherent



Alle Werte in kWh
Kleine Abweichungen in den Summen können durch Rundung entstehen
created with PV*SOL

Abbildung: Energiefluss-Grafik

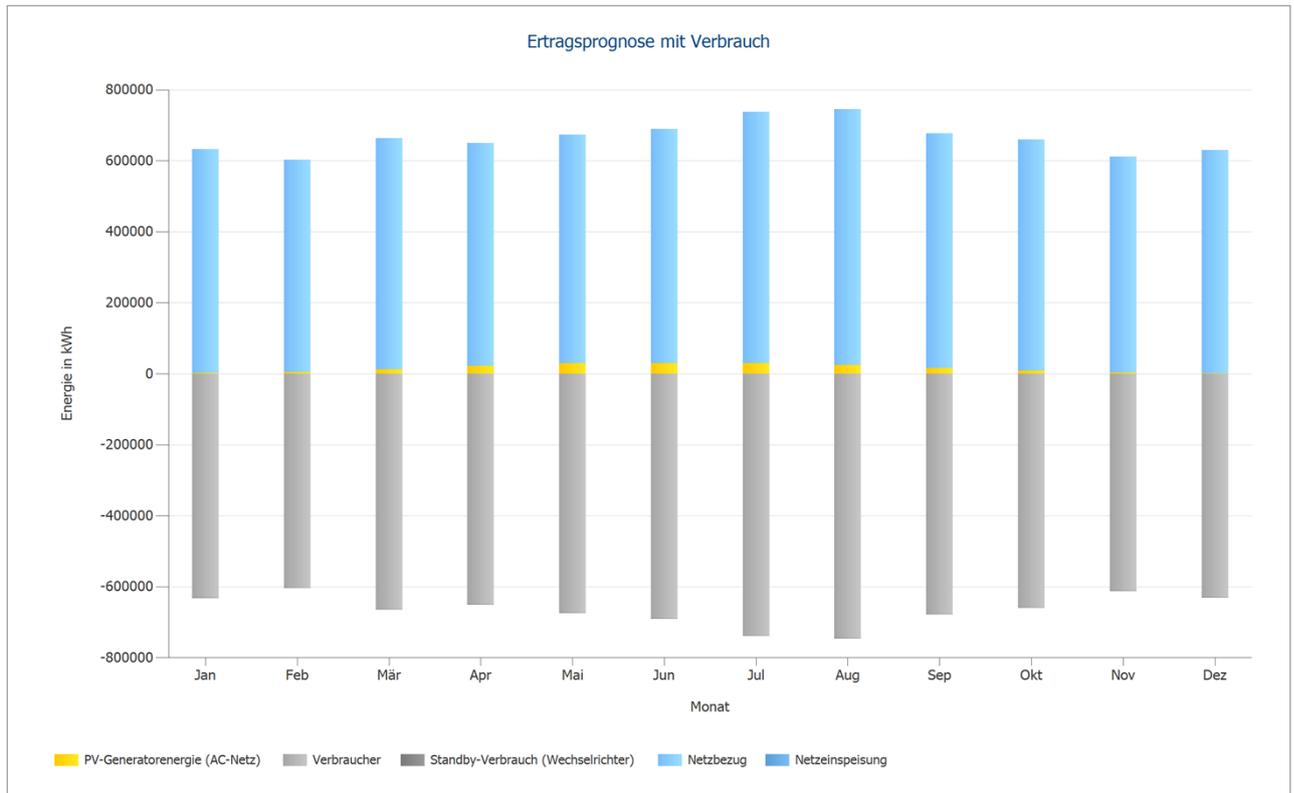


Abbildung: Ertragsprognose mit Verbrauch

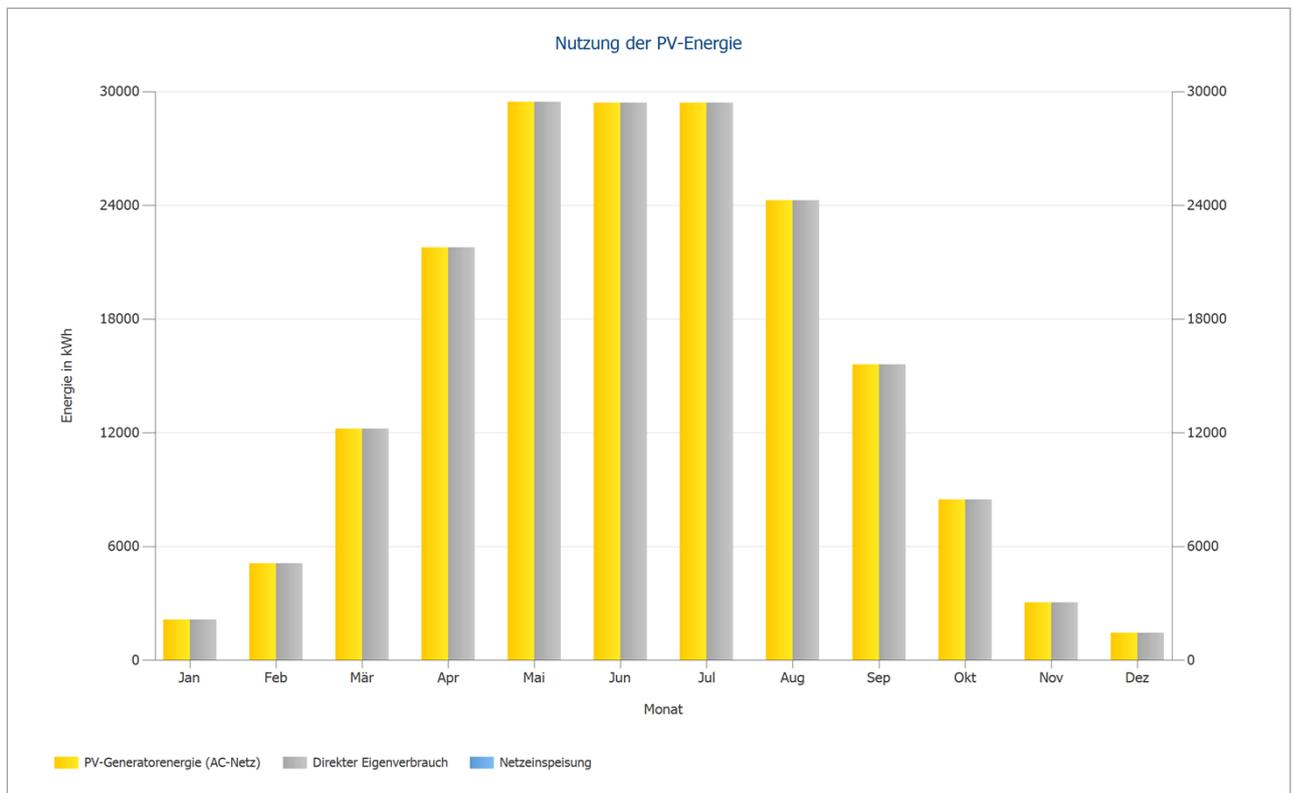


Abbildung: Nutzung der PV-Energie

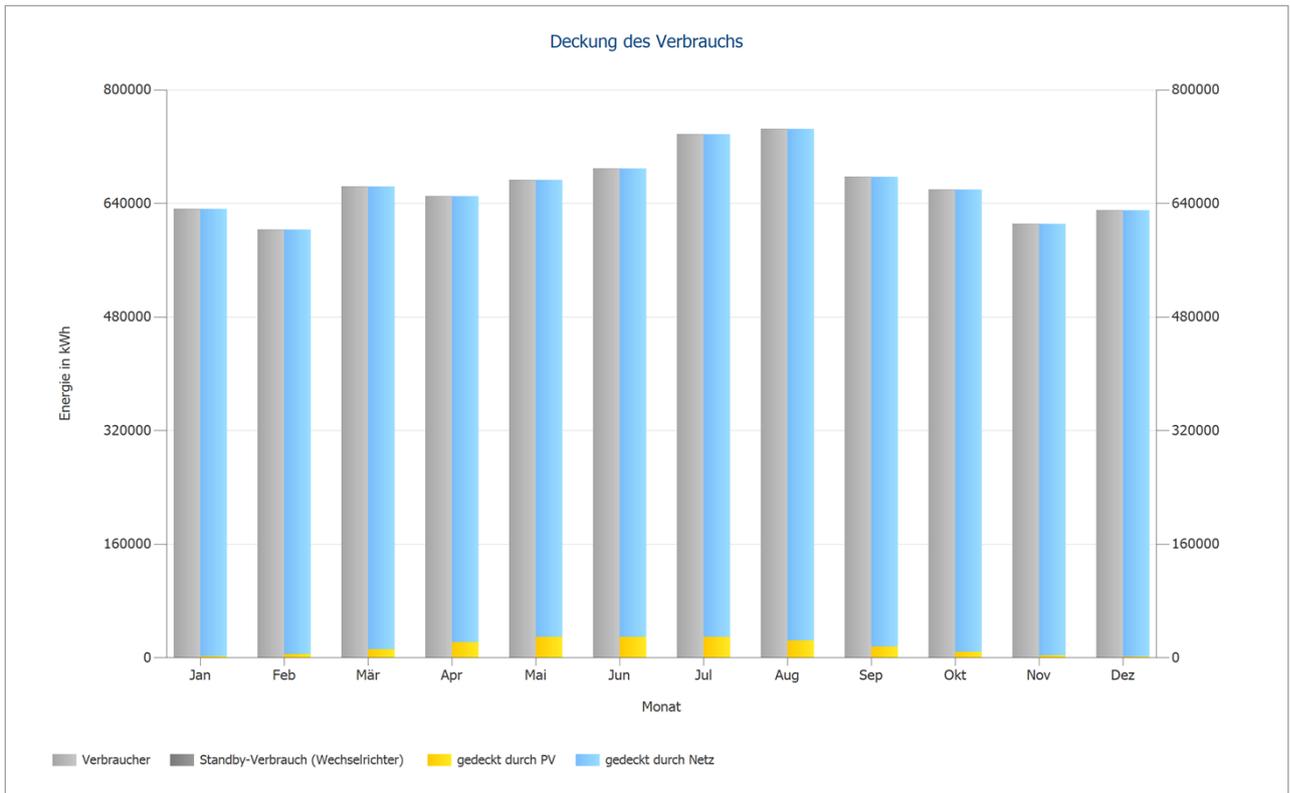


Abbildung: Deckung des Verbrauchs

Energieertrag für EnEV

Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	3989,5 kWh
Februar	5467,3 kWh
März	13344,2 kWh
April	25161,9 kWh
Mai	30402,8 kWh
Juni	32084,7 kWh
Juli	28889,5 kWh
August	24762,5 kWh
September	16907,7 kWh
Oktober	10592,8 kWh
November	4127,1 kWh
Dezember	2338,7 kWh
Jahreswert	198.068,7 kWh

Randbedingungen:

Klimadaten nach DIN V 18599-10

GEBÄUDE 01-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 01-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost



Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 06-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 05-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 06-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 05-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Überblick

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	0 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	240 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2021
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	0 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Kumulierter Cashflow	420.920,08 €
Mindestlaufzeit der Anlage	11,7 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	937,30 €/kWp
Investitionskosten	224.990,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	4.848,00 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Kredite

Bezeichnung	Kredit 1
Fremdkapital	224.990,00 €
Auszahlungsrate	100,00 %
Kreditart	Ratenkredit
Laufzeit	20,00 Jahre
Tilgungsfreie Anlaufjahre	2,00 Jahre
Zins	2,47
Tilgungsfrist	jährlich

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	-4.903,33 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	27.227,58 €/Jahr

EEG 2020 - Umlage auf Eigenverbrauch - Alle Anlagenarten

Gültigkeit	01.01.2020 - 31.12.2039
Spezifische Eigenverbrauchsabgabe	0,027 €/kWh
Eigenverbrauchsabgabe	4.903,33 €/Jahr

Coherent (Example)

Arbeitspreis	0,15 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	5.9 %/Jahr

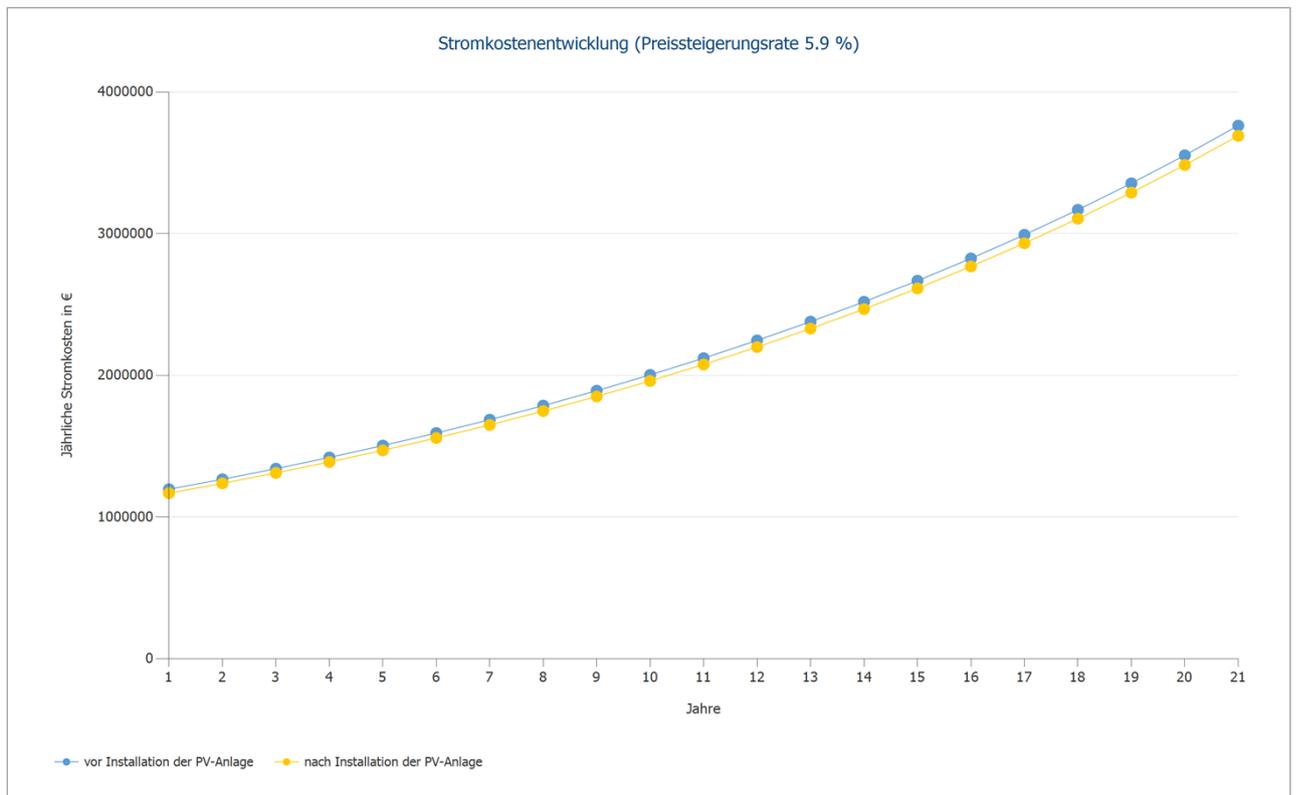


Abbildung: Stromkostenentwicklung (Preissteigerungsrate 5.9 %)

Cashflow

Cashflow Tabelle

	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
Betriebskosten	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €
Abschreibungen	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €
Einspeisevergütung	-4.903,33 €	-4.863,94 €	-4.824,55 €	-4.785,16 €	-4.745,77 €
Einsparungen Strombezug	27.227,58 €	28.602,38 €	30.044,62 €	31.557,47 €	33.144,28 €
Kredittilgungen	0,00 €	0,00 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €
Kreditzinsen	-5.557,25 €	-5.557,25 €	-5.557,25 €	-5.248,52 €	-4.939,78 €
Ergebnis vor Steuern	669,50 €	2.083,69 €	3.565,32 €	5.426,29 €	7.361,23 €
Steuererstattung	-100,43 €	-312,55 €	-534,80 €	-813,94 €	-1.104,18 €
Ergebnis nach Steuern	569,08 €	1.771,13 €	3.030,52 €	4.612,35 €	6.257,04 €
Jährlicher Cashflow	11.818,58 €	13.020,63 €	1.780,57 €	3.362,40 €	5.007,10 €
Kumulierter Cashflow	11.818,58 €	24.839,21 €	26.619,78 €	29.982,19 €	34.989,29 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	-271.522,58 €	-252.944,69 €	-233.107,42 €	-211.997,06 €	-189.550,73 €

	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
Betriebskosten	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €
Abschreibungen	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €
Einspeisevergütung	-4.706,38 €	-4.666,99 €	-4.627,60 €	-4.588,21 €	-4.548,82 €
Einsparungen Strombezug	34.808,45 €	36.553,64 €	38.383,58 €	40.302,21 €	42.313,61 €
Kredittilgungen	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €
Kreditzinsen	-4.631,04 €	-4.322,31 €	-4.013,57 €	-3.704,84 €	-3.396,10 €
Ergebnis vor Steuern	9.373,52 €	11.466,84 €	13.644,91 €	15.911,67 €	18.271,20 €
Steuererstattung	-1.406,03 €	-1.720,03 €	-2.046,74 €	-2.386,75 €	-2.740,68 €
Ergebnis nach Steuern	7.967,50 €	9.746,82 €	11.598,17 €	13.524,92 €	15.530,52 €
Jährlicher Cashflow	6.717,55 €	8.496,87 €	10.348,23 €	12.274,97 €	14.280,57 €
Kumulierter Cashflow	41.706,84 €	50.203,71 €	60.551,94 €	72.826,91 €	87.107,49 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	-165.702,69 €	-140.384,07 €	-113.522,82 €	-85.043,57 €	-54.867,45 €

	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
Betriebskosten	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €
Abschreibungen	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €
Einspeisevergütung	-4.509,43 €	-4.470,04 €	-4.430,65 €	-4.391,26 €	-4.351,87 €
Einsparungen Strombezug	44.422,08 €	46.632,08 €	48.948,20 €	51.375,29 €	53.918,40 €
Kredittilgungen	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €
Kreditzinsen	-3.087,36 €	-2.778,63 €	-2.469,89 €	-2.161,15 €	-1.852,42 €
Ergebnis vor Steuern	20.727,79 €	23.285,91 €	25.950,17 €	28.725,38 €	31.616,61 €
Steuererstattung	-3.109,17 €	-3.492,89 €	-3.892,53 €	-4.308,81 €	-4.742,49 €
Ergebnis nach Steuern	17.618,62 €	19.793,03 €	22.057,64 €	24.416,57 €	26.874,12 €
Jährlicher Cashflow	16.368,68 €	18.543,08 €	20.807,70 €	23.166,63 €	25.624,18 €
Kumulierter Cashflow	103.476,17 €	122.019,25 €	142.826,95 €	165.993,58 €	191.617,76 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	-22.911,96 €	10.909,19 €	46.686,22 €	84.513,45 €	124.489,49 €

	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20
Betriebskosten	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €	-4.848,00 €
Abschreibungen	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €	-11.249,50 €

Einspeisevergütung	-4.312,48 €	-4.273,09 €	-4.233,70 €	-4.194,30 €	0,00 €
Einsparungen Strombezug	56.582,77 €	59.373,83 €	62.297,27 €	65.359,00 €	68.565,16 €
Kredittilgungen	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €	-12.499,44 €
Kreditzinsen	-1.543,68 €	-1.234,95 €	-926,21 €	-617,47 €	-308,74 €
Ergebnis vor Steuern	34.629,12 €	37.768,30 €	41.039,86 €	44.449,73 €	52.158,92 €
Steuererstattung	-5.194,37 €	-5.665,25 €	-6.155,98 €	-6.667,46 €	-7.823,84 €
Ergebnis nach Steuern	29.434,75 €	32.103,06 €	34.883,88 €	37.782,27 €	44.335,08 €
Jährlicher Cashflow	28.184,80 €	30.853,11 €	33.633,94 €	36.532,32 €	43.085,14 €
Kumulierter Cashflow	219.802,56 €	250.655,67 €	284.289,61 €	320.821,93 €	363.907,07 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	166.717,42 €	211.304,92 €	258.364,51 €	308.013,75 €	363.907,07 €

	Jahr 21
Betriebskosten	-4.848,00 €
Abschreibungen	0,00 €
Einspeisevergütung	0,00 €
Einsparungen Strombezug	71.922,13 €
Kredittilgungen	0,00 €
Kreditzinsen	0,00 €
Ergebnis vor Steuern	67.074,13 €
Steuererstattung	-10.061,12 €
Ergebnis nach Steuern	57.013,01 €
Jährlicher Cashflow	57.013,01 €
Kumulierter Cashflow	420.920,08 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	420.920,08 €

Degradation- und Preissteigerungsraten werden monatlich über den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet. Dies erfolgt bereits im ersten Jahr.

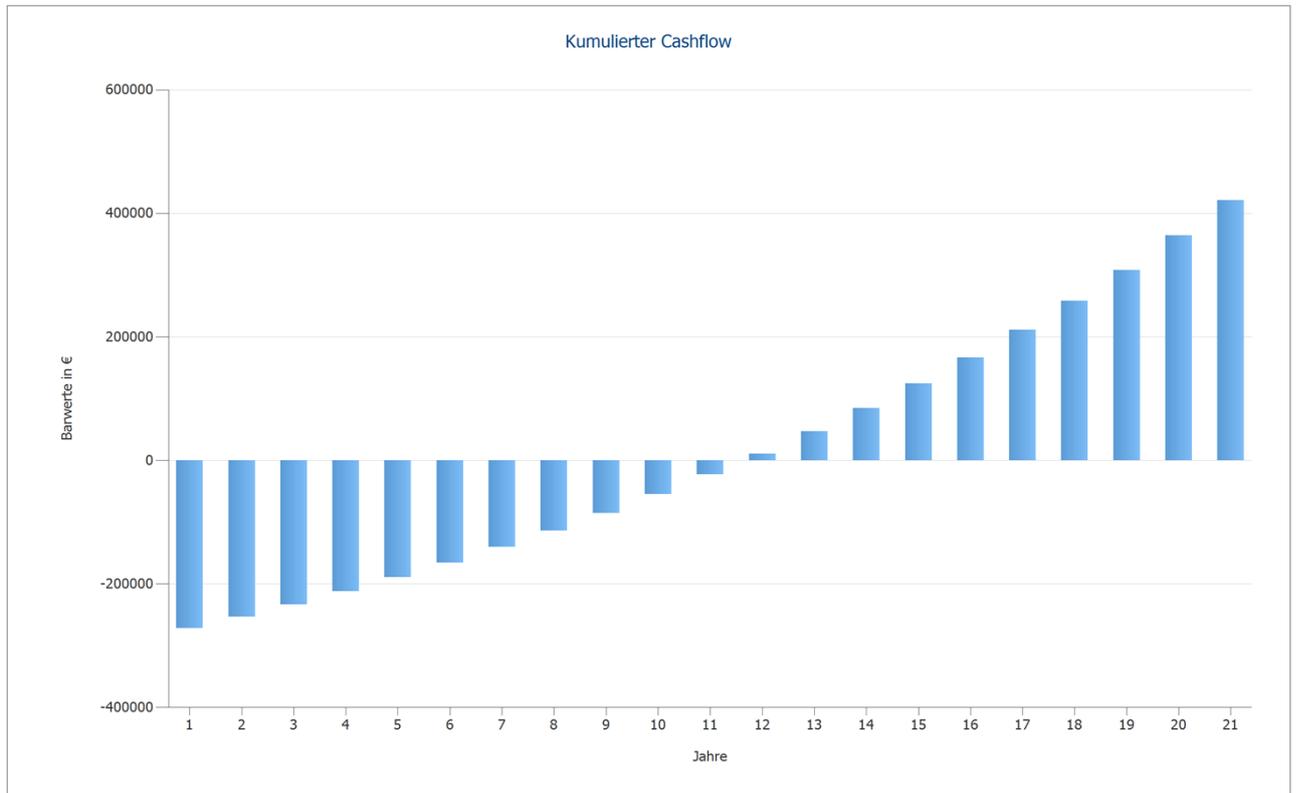


Abbildung: Kumulierter Cashflow

Pläne und Stückliste

Schaltplan

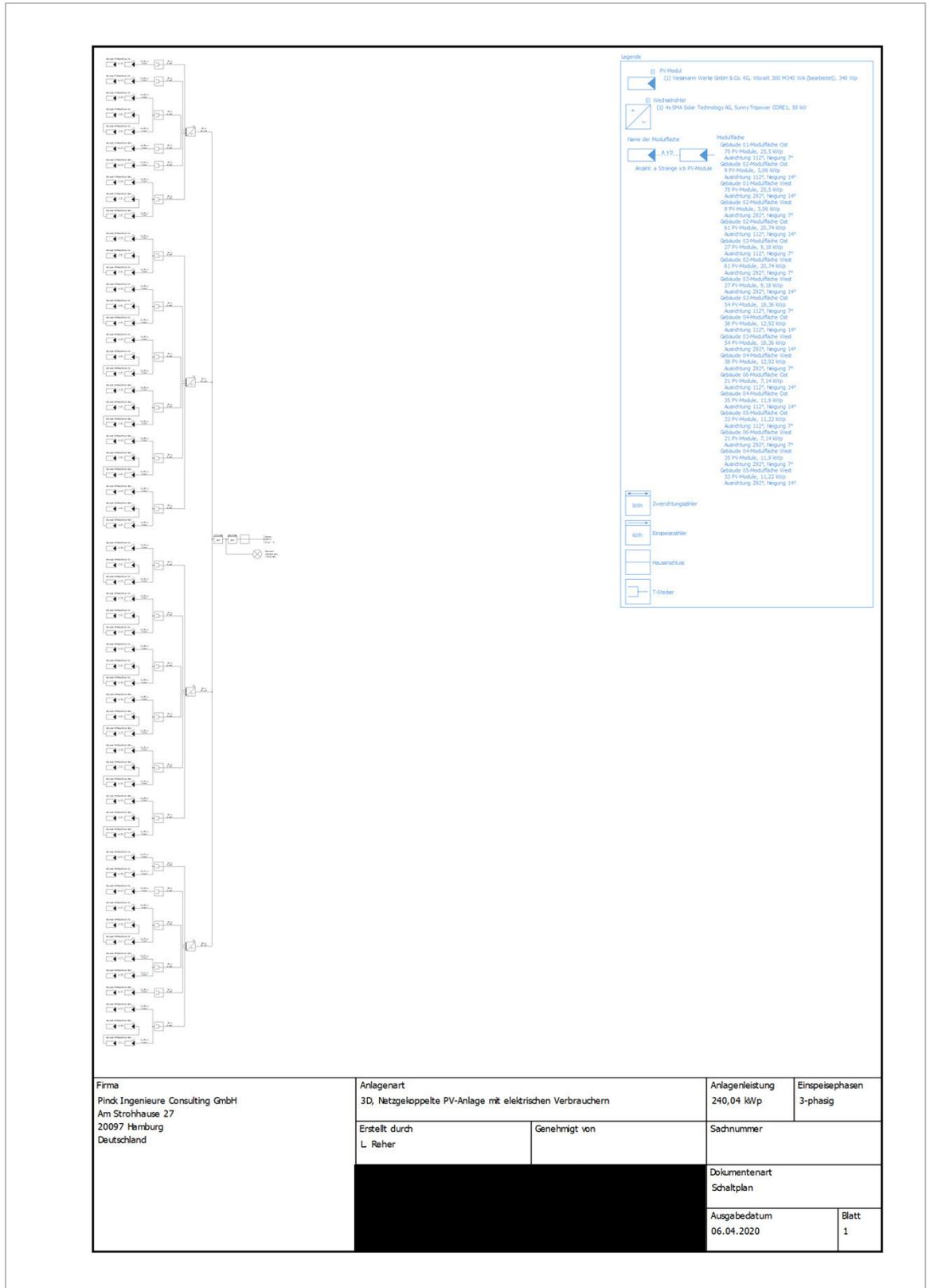


Abbildung: Schaltplan

Pinck Ingenieure Consulting GmbH
Am Strohhouse 27
20097 Hamburg
Deutschland

Ansprechpartner/in:
Lucas Reher
Telefon: 040536960-900
E-Mail: pinck@pinck.de

06.04.2020

Ihre PV-Anlage von Pinck Ingenieure Consulting GmbH

Adresse der Anlage



Projektbeschreibung:

312,46 kWp PV-Anlage mit:

919 x Viessmann Vitovolt 300 M340 WA Modul
5 x SMA Sunny Tripower CORE 1 Wechselrichter

Projektübersicht

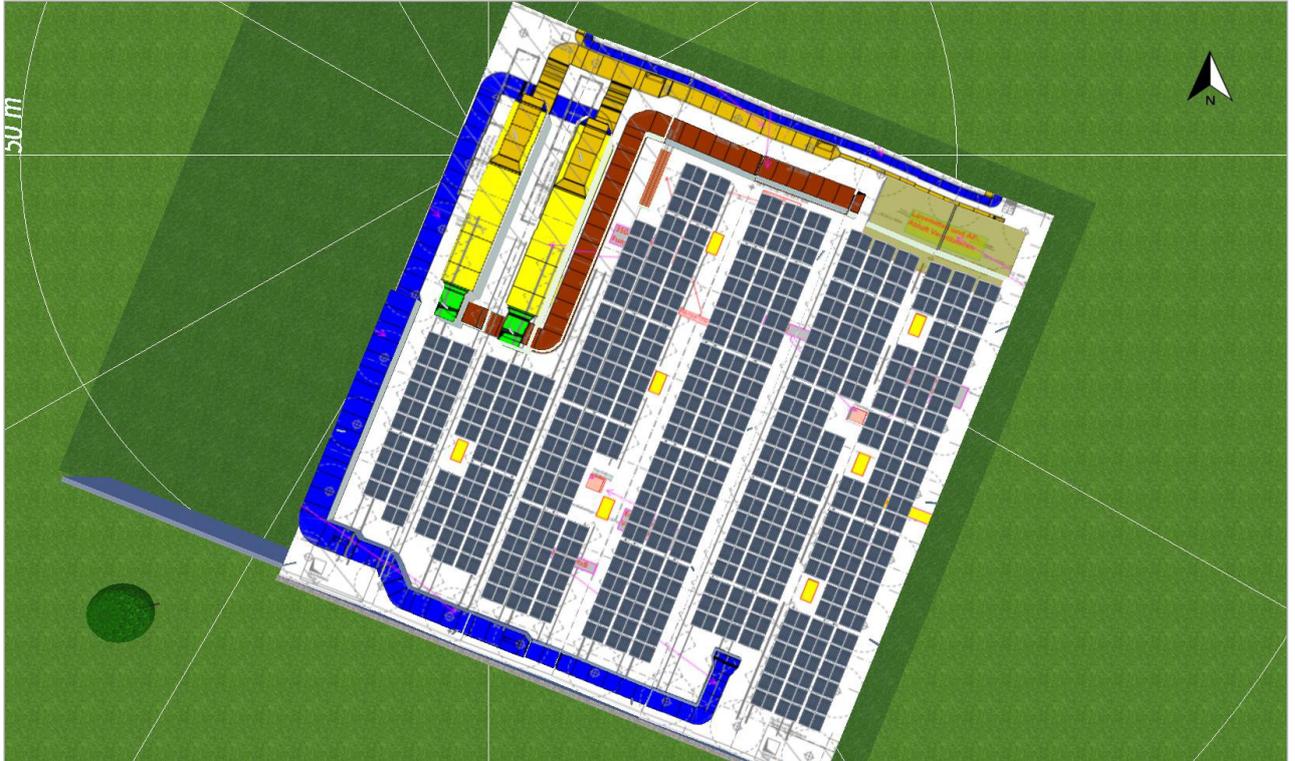


Abbildung: Übersichtsbild, 3D-Planung

PV-Anlage

3D, Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern

Klimadaten	Lübeck, DEU (1981 - 2010)
PV-Generatorleistung	312,46 kWp
PV-Generatorfläche	1.653,1 m ²
Anzahl PV-Module	919
Anzahl Wechselrichter	5

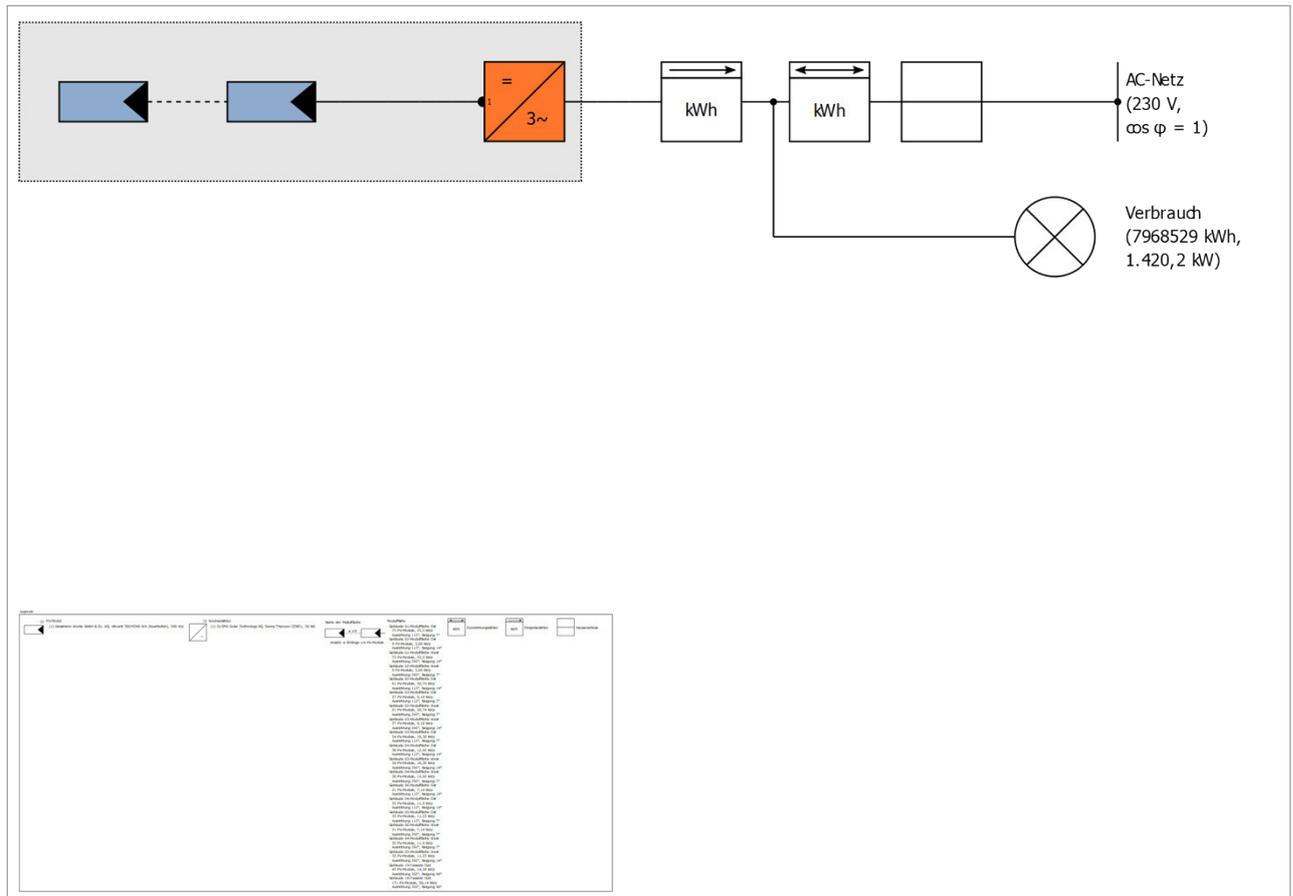


Abbildung: Schaltschema

Der Ertrag

Der Ertrag

PV-Generatorenergie (AC-Netz)	232.991 kWh
Direkter Eigenverbrauch	232.991 kWh
Netzeinspeisung	0 kWh
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh
Eigenverbrauchsanteil	100,0 %
Solarer Deckungsanteil	2,9 %
Spez. Jahresertrag	745,67 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	79,8 %
Ertragsminderung durch Abschattung	7,8 %/Jahr
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	110.438 kg/Jahr

Wirtschaftlichkeit

Ihr Gewinn

Gesamte Investitionskosten	285.170,00 €
Mindestlaufzeit der Anlage	11,6 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1 €/kWh
Bilanzierung / Einspeisekonzept	Überschusseinspeisung

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung der Firma Valentin Software GmbH (PV*SOL Algorithmen) ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Solarstromanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichtern sowie anderer Faktoren abweichen.

Simulationsergebnisse

Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	312,5 kWp
Spez. Jahresertrag	745,67 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	79,8 %
Ertragsminderung durch Abschattung	7,8 %/Jahr
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	232.991 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	232.991 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	0 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	100,0 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	110.438 kg/Jahr

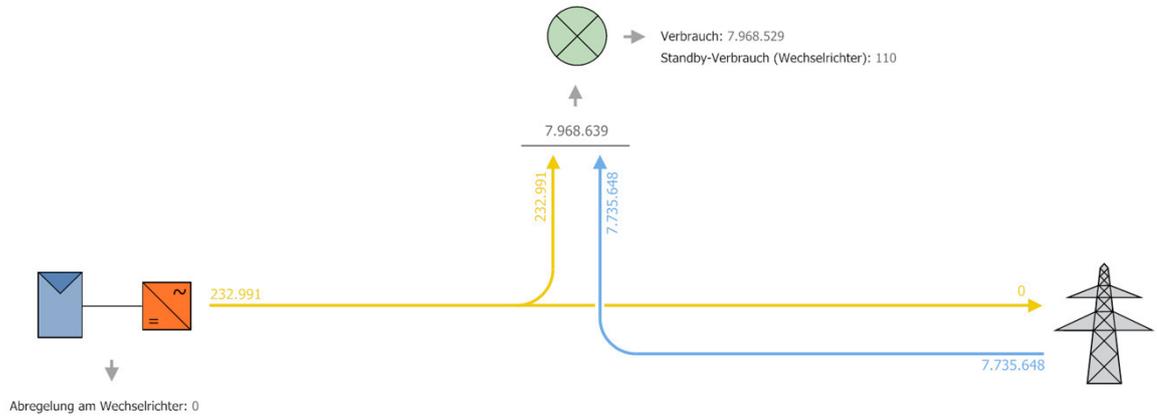
Verbraucher

Verbraucher	7.968.529 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	110 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	7.968.639 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	232.991 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	7.735.648 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	2,9 %



Energiefluss-Grafik

Projekt: 2019-058 Coherent



Alle Werte in kWh
Kleine Abweichungen in den Summen können durch Rundung entstehen
created with PV*SOL

Abbildung: Energiefluss-Grafik

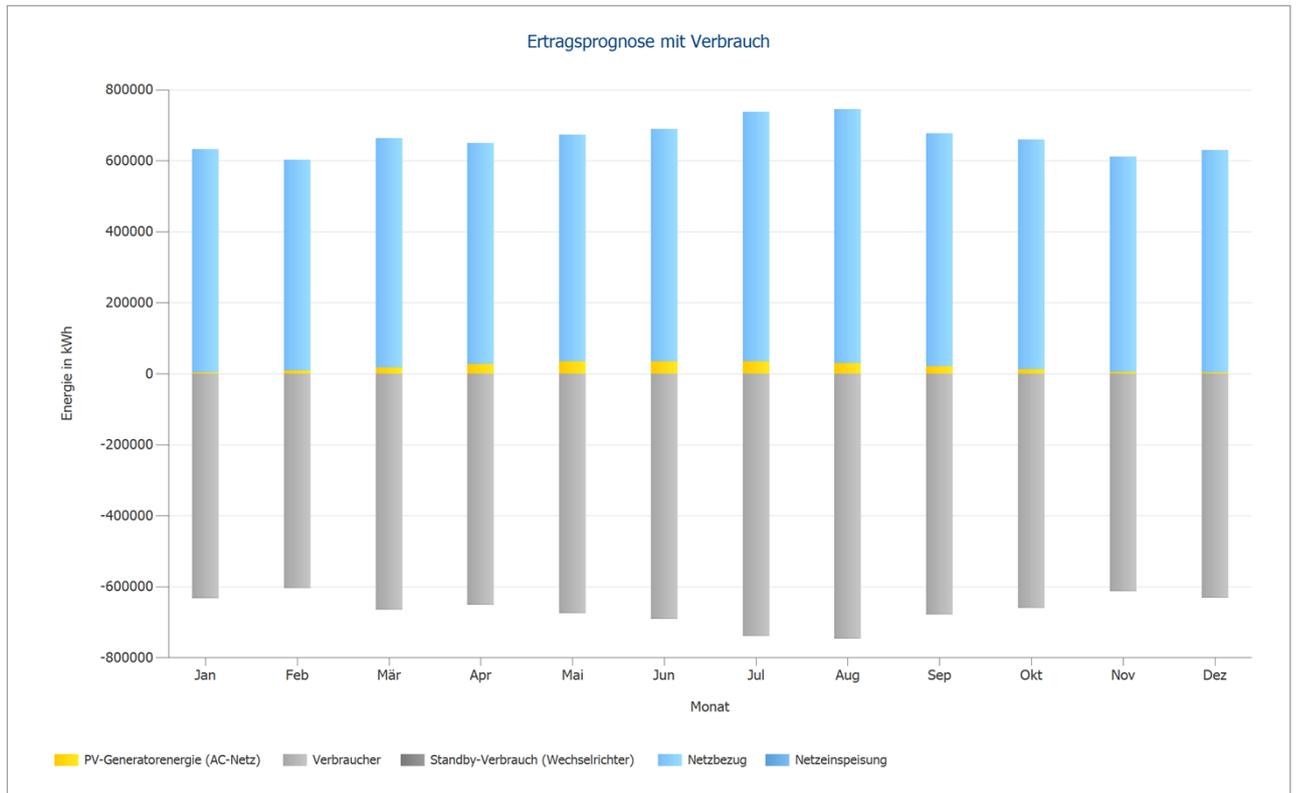


Abbildung: Ertragsprognose mit Verbrauch

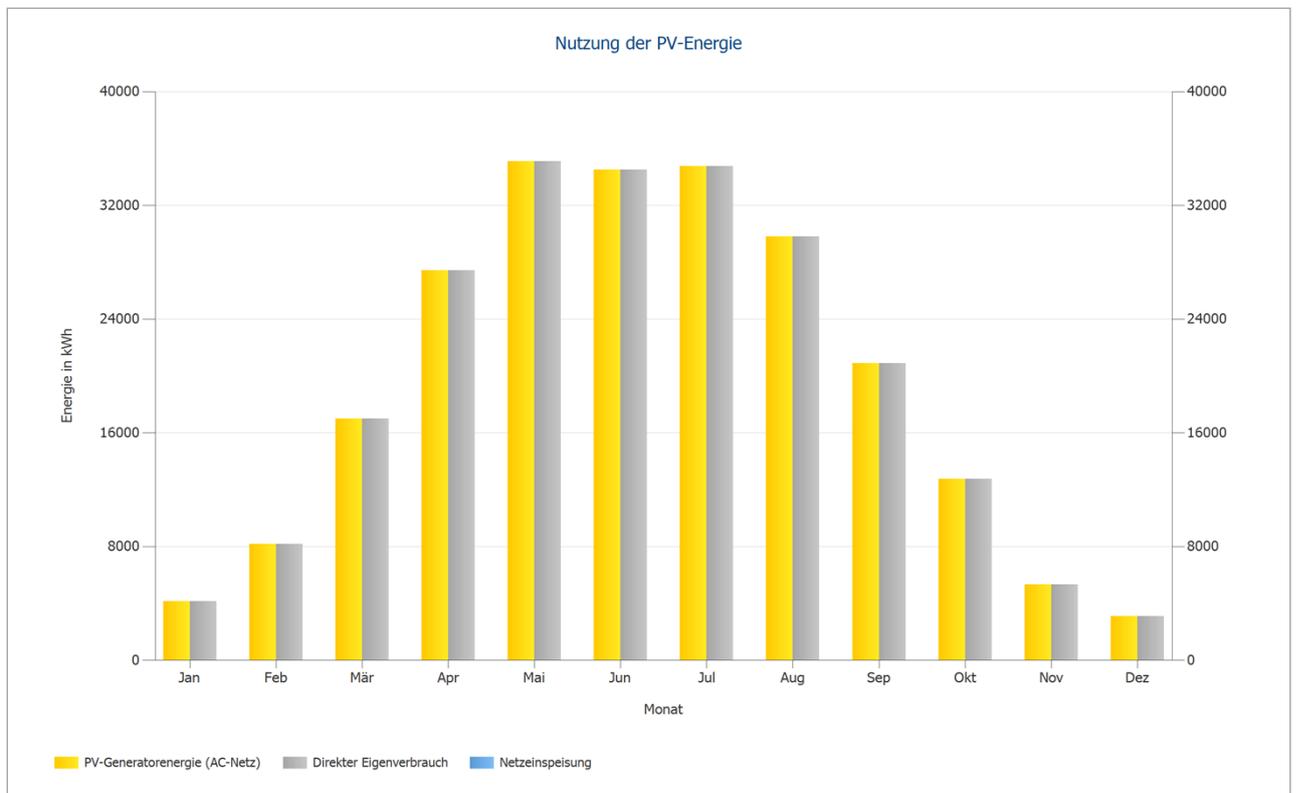


Abbildung: Nutzung der PV-Energie

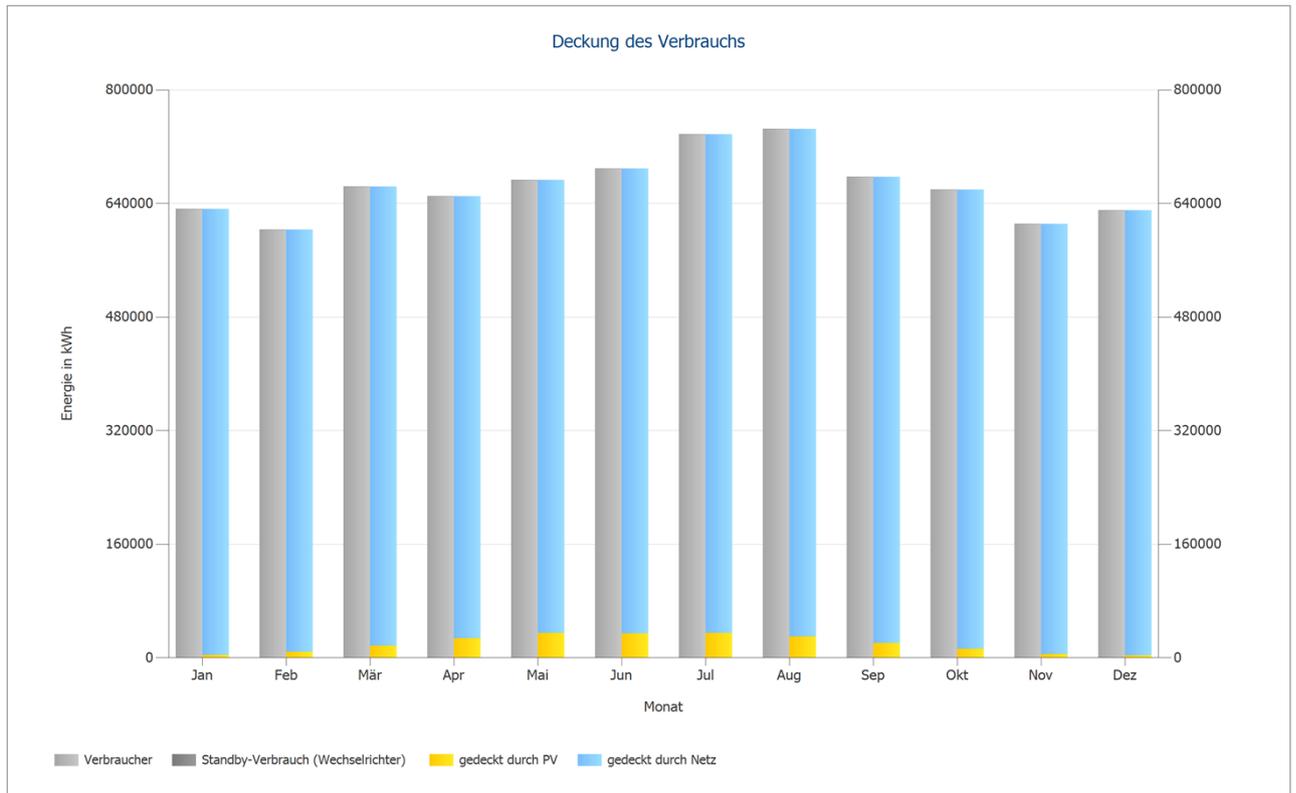


Abbildung: Deckung des Verbrauchs

Energieertrag für EnEV

Energieertrag nach DIN 15316-4-6

Januar	6285,2 kWh
Februar	7119,1 kWh
März	17157,5 kWh
April	30697,2 kWh
Mai	35539 kWh
Juni	36754 kWh
Juli	33286,4 kWh
August	29704,1 kWh
September	21539,3 kWh
Oktober	14717,4 kWh
November	5595,6 kWh
Dezember	3467,1 kWh
Jahreswert	241.861,9 kWh

Randbedingungen:

Klimadaten nach DIN V 18599-10

GEBÄUDE 01-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 01-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 02-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost



Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 03-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 06-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 05-MODULFLÄCHE OST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Ost

Neigung: 0°

GEBÄUDE 06-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 04-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 05-MODULFLÄCHE WEST

Systemleistungsfaktor: 0.8

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: West

Neigung: 0°

GEBÄUDE 19-FASSADE SÜD

Systemleistungsfaktor: 0.75

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Süd

Neigung: 90°

GEBÄUDE 18-FASSADE SÜD

Systemleistungsfaktor: 0.75

Peakleistungskoeffizient: 0.182

Ausrichtung: Süd

Neigung: 90°

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Überblick

Anlagendaten

Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	0 kWh/Jahr
PV-Generatorleistung	312,5 kWp
Inbetriebnahme der Anlage	01.01.2021
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kapitalzins	0 %

Wirtschaftliche Kenngrößen

Kumulierter Cashflow	542.729,34 €
Mindestlaufzeit der Anlage	11,6 Jahre
Stromgestehungskosten	0,1 €/kWh

Zahlungsübersicht

spezifische Investitionskosten	912,66 €/kWp
Investitionskosten	285.170,00 €
Einmalzahlungen	0,00 €
Förderungen	0,00 €
Jährliche Kosten	6.056,00 €/Jahr
Sonstige Erlöse oder Einsparungen	0,00 €/Jahr

Kredite

Bezeichnung	Kredit 1
Fremdkapital	285.170,00 €
Auszahlungsrate	100,00 %
Kreditart	Ratenkredit
Laufzeit	20,00 Jahre
Tilgungsfreie Anlaufjahre	2,00 Jahre
Zins	2,47
Tilgungsfrist	jährlich

Vergütung und Ersparnisse

Gesamtvergütung im ersten Jahr	-6.264,54 €/Jahr
Ersparnisse im ersten Jahr	34.786,59 €/Jahr

EEG 2020 - Umlage auf Eigenverbrauch - Alle Anlagenarten

Gültigkeit	01.01.2020 - 31.12.2039
Spezifische Eigenverbrauchsabgabe	0,027 €/kWh
Eigenverbrauchsabgabe	6.264,54 €/Jahr

Coherent (Example)

Arbeitspreis	0,15 €/kWh
Preisänderungsfaktor Arbeitspreis	5.9 %/Jahr

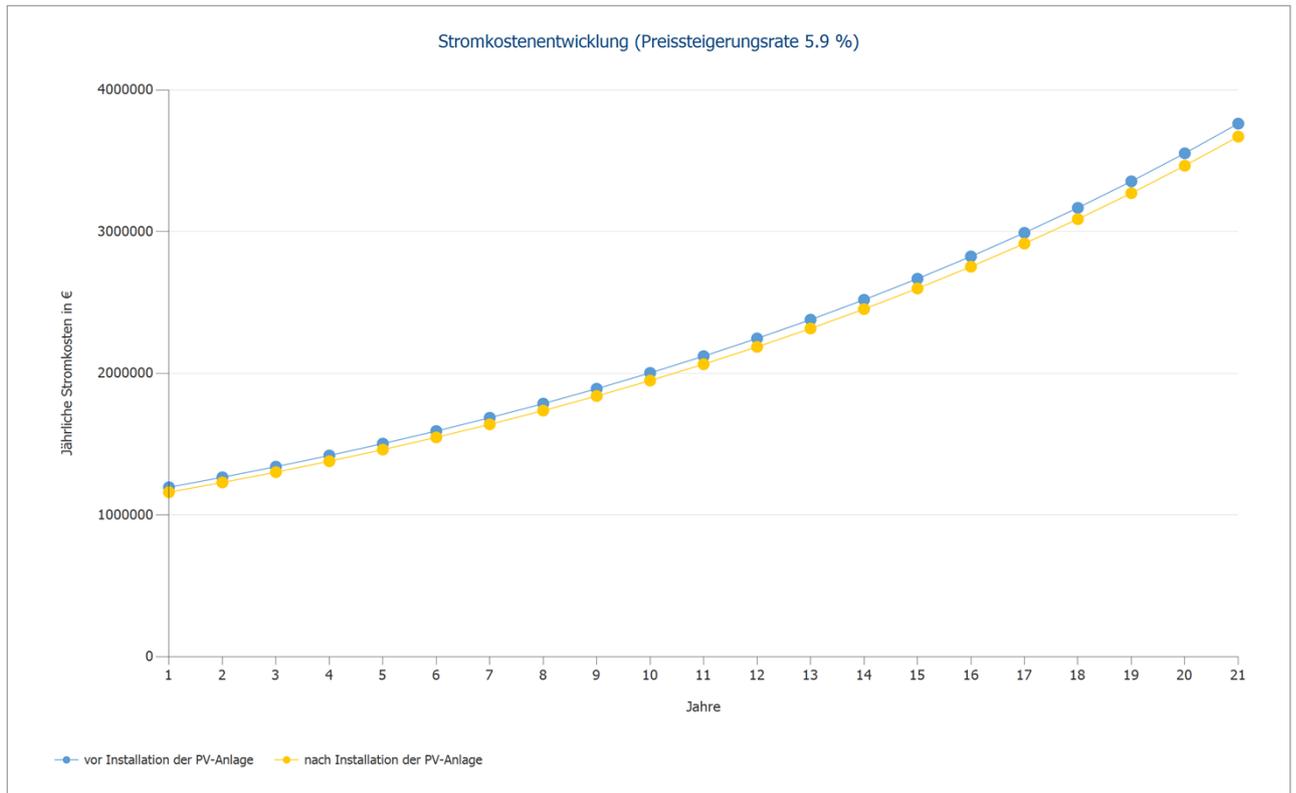


Abbildung: Stromkostenentwicklung (Preissteigerungsrate 5.9 %)

Cashflow

Cashflow Tabelle

	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
Betriebskosten	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €
Abschreibungen	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €
Einspeisevergütung	-6.264,54 €	-6.214,22 €	-6.163,89 €	-6.113,57 €	-6.063,24 €
Einsparungen Strombezug	34.786,59 €	36.543,05 €	38.385,68 €	40.318,53 €	42.345,87 €
Kredittilgungen	0,00 €	0,00 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €
Kreditzinsen	-7.043,70 €	-7.043,70 €	-7.043,70 €	-6.652,38 €	-6.261,07 €
Ergebnis vor Steuern	1.163,84 €	2.970,63 €	4.863,59 €	7.238,08 €	9.707,06 €
Steuererstattung	-174,58 €	-445,59 €	-729,54 €	-1.085,71 €	-1.456,06 €
Ergebnis nach Steuern	989,27 €	2.525,04 €	4.134,05 €	6.152,37 €	8.251,00 €
Jährlicher Cashflow	15.247,77 €	16.783,54 €	2.549,78 €	4.568,09 €	6.666,73 €
Kumulierter Cashflow	15.247,77 €	32.031,31 €	34.581,08 €	39.149,17 €	45.815,90 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	-343.881,07 €	-320.053,83 €	-294.617,58 €	-267.554,33 €	-238.783,76 €

	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
Betriebskosten	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €
Abschreibungen	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €
Einspeisevergütung	-6.012,91 €	-5.962,59 €	-5.912,26 €	-5.861,94 €	-5.811,61 €
Einsparungen Strombezug	44.472,04 €	46.701,73 €	49.039,70 €	51.490,98 €	54.060,78 €
Kredittilgungen	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €
Kreditzinsen	-5.869,75 €	-5.478,43 €	-5.087,12 €	-4.695,80 €	-4.304,48 €
Ergebnis vor Steuern	12.274,88 €	14.946,21 €	17.725,82 €	20.618,74 €	23.630,19 €
Steuererstattung	-1.841,23 €	-2.241,93 €	-2.658,87 €	-3.092,81 €	-3.544,53 €
Ergebnis nach Steuern	10.433,65 €	12.704,28 €	15.066,95 €	17.525,93 €	20.085,66 €
Jährlicher Cashflow	8.849,37 €	11.120,00 €	13.482,67 €	15.941,65 €	18.501,38 €
Kumulierter Cashflow	54.665,27 €	65.785,27 €	79.267,94 €	95.209,59 €	113.710,98 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	-208.221,86 €	-175.780,65 €	-141.368,09 €	-104.887,86 €	-66.239,22 €

	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
Betriebskosten	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €
Abschreibungen	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €
Einspeisevergütung	-5.761,28 €	-5.710,96 €	-5.660,63 €	-5.610,31 €	-5.559,98 €
Einsparungen Strombezug	56.754,60 €	59.578,12 €	62.537,25 €	65.638,13 €	68.887,25 €
Kredittilgungen	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €
Kreditzinsen	-3.913,17 €	-3.521,85 €	-3.130,53 €	-2.739,22 €	-2.347,90 €
Ergebnis vor Steuern	26.765,65 €	30.030,82 €	33.431,58 €	36.974,11 €	40.664,87 €
Steuererstattung	-4.014,85 €	-4.504,62 €	-5.014,74 €	-5.546,12 €	-6.099,73 €
Ergebnis nach Steuern	22.750,80 €	25.526,19 €	28.416,85 €	31.428,00 €	34.565,14 €
Jährlicher Cashflow	21.166,52 €	23.941,92 €	26.832,57 €	29.843,72 €	32.980,86 €
Kumulierter Cashflow	134.877,50 €	158.819,41 €	185.651,98 €	215.495,70 €	248.476,56 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	-25.316,75 €	17.989,79 €	63.795,67 €	112.221,38 €	163.392,92 €

	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20
Betriebskosten	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €	-6.056,00 €
Abschreibungen	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €	-14.258,50 €

Einspeisevergütung	-5.509,65 €	-5.459,33 €	-5.409,00 €	-5.358,67 €	0,00 €
Einsparungen Strombezug	72.291,30 €	75.857,20 €	79.592,22 €	83.503,94 €	87.600,17 €
Kredittilgungen	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €	-15.842,78 €
Kreditzinsen	-1.956,58 €	-1.565,27 €	-1.173,95 €	-782,63 €	-391,32 €
Ergebnis vor Steuern	44.510,56 €	48.518,10 €	52.694,77 €	57.048,13 €	66.894,36 €
Steuererstattung	-6.676,58 €	-7.277,72 €	-7.904,22 €	-8.557,22 €	-10.034,15 €
Ergebnis nach Steuern	37.833,98 €	41.240,39 €	44.790,56 €	48.490,91 €	56.860,20 €
Jährlicher Cashflow	36.249,70 €	39.656,11 €	43.206,28 €	46.906,64 €	55.275,92 €
Kumulierter Cashflow	284.726,26 €	324.382,37 €	367.588,65 €	414.495,28 €	469.771,21 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	217.441,98 €	274.506,14 €	334.729,14 €	398.261,19 €	469.771,21 €

	Jahr 21
Betriebskosten	-6.056,00 €
Abschreibungen	0,00 €
Einspeisevergütung	0,00 €
Einsparungen Strombezug	91.889,09 €
Kredittilgungen	0,00 €
Kreditzinsen	0,00 €
Ergebnis vor Steuern	85.833,09 €
Steuererstattung	-12.874,96 €
Ergebnis nach Steuern	72.958,13 €
Jährlicher Cashflow	72.958,13 €
Kumulierter Cashflow	542.729,34 €
Kumulierter Cashflow abzüglich noch ausstehender Kredite	542.729,34 €

Degradation- und Preissteigerungsraten werden monatlich über den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet. Dies erfolgt bereits im ersten Jahr.

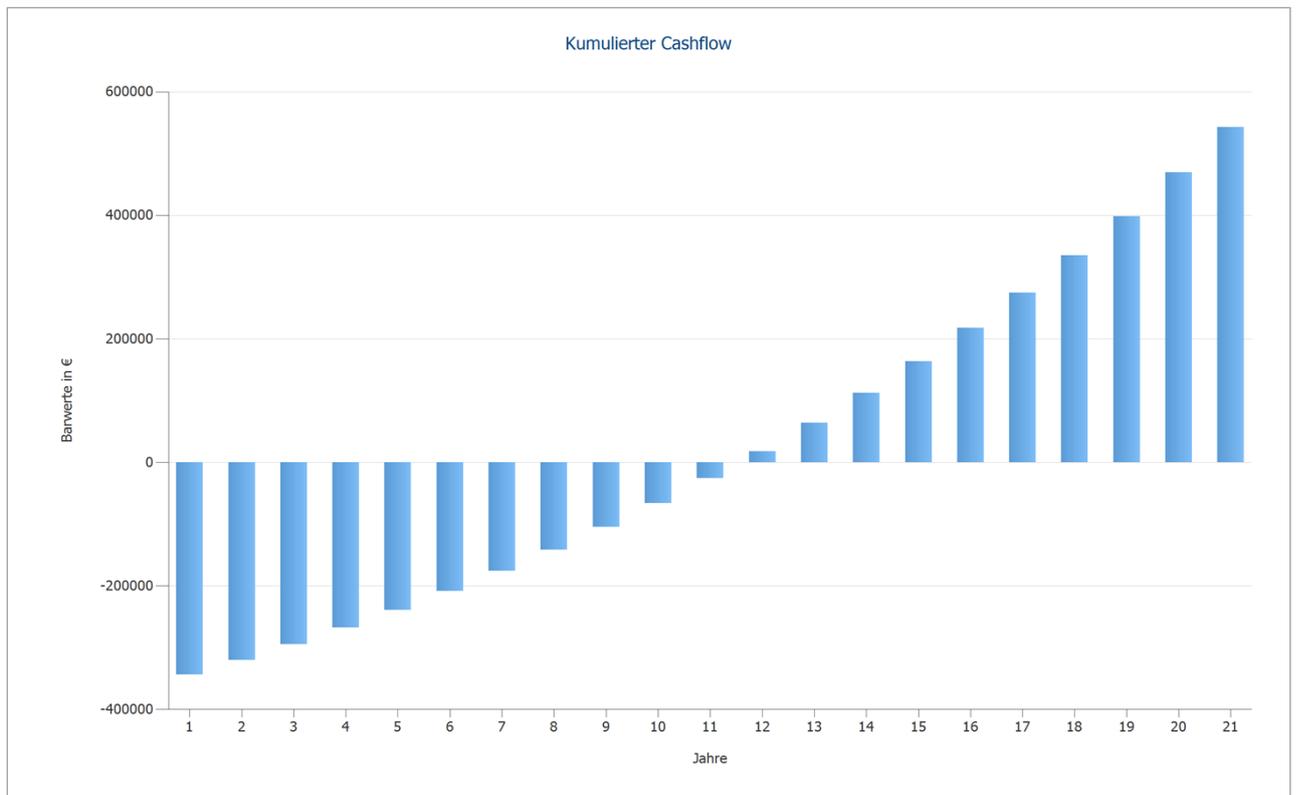


Abbildung: Kumulierter Cashflow



Pläne und Stückliste

Schaltplan

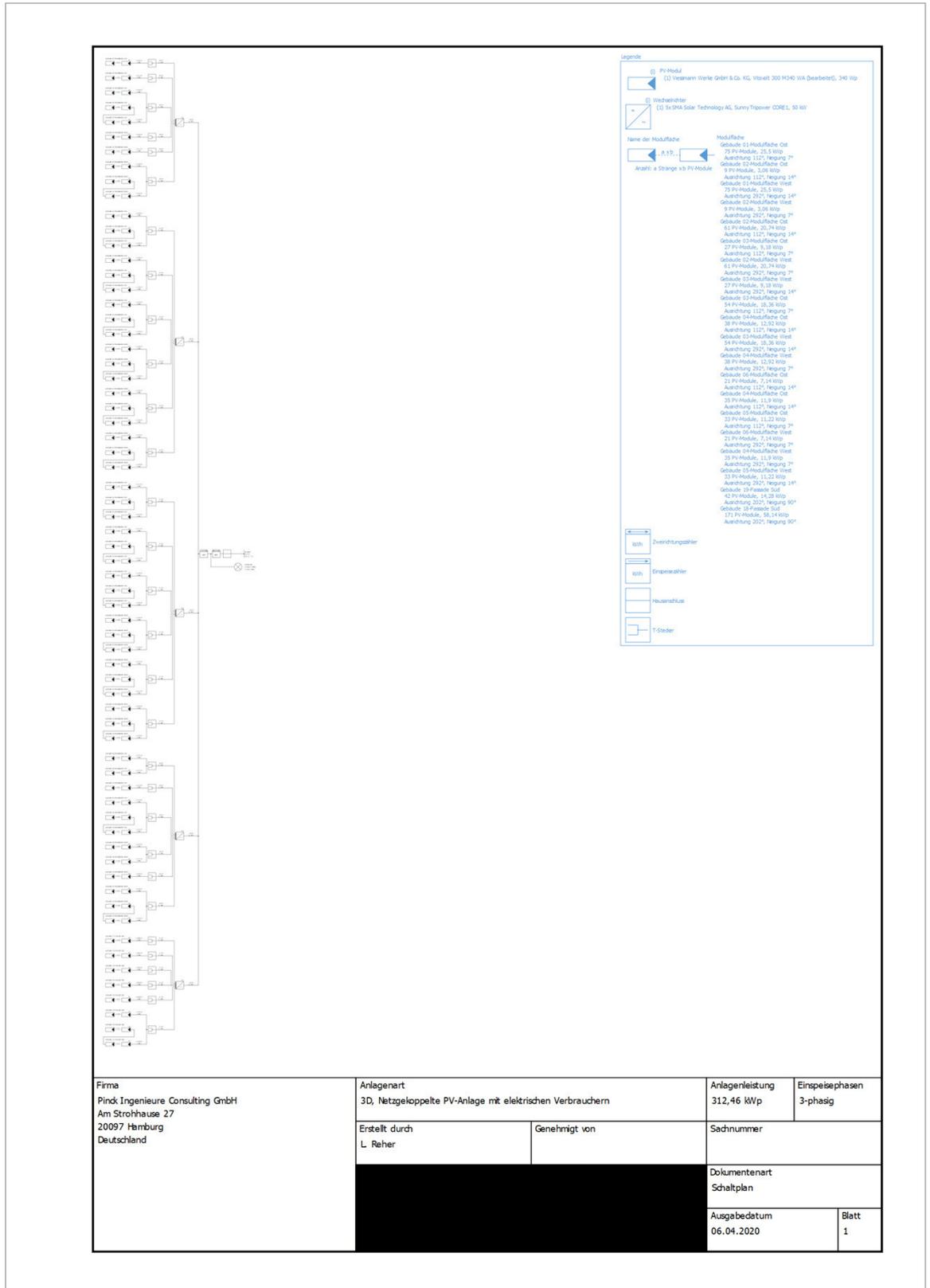


Abbildung: Schaltplan

Anlage H

Lastgrenz-Überschreitungen 2019

Anlage I

Anlage zur Konditionsübersicht für Endkreditnehmer

Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer

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

Ihr Vorteil

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

Förderziel

Nutzen für den Antragsteller

Wovon hängen risikogerechte Zinsen ab?

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

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

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

Welche Programme fördern mit risikogerechten Zinsen?

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

Anwendung

Produkte, Ermittlung

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

Ihre Hausbank geht dabei in drei Schritten vor:

1. Schritt: Ihre Hausbank prüft die wirtschaftlichen Verhältnisse Ihres Unternehmens (Bonität)

Dazu benötigt sie Unterlagen zur Vermögens- und Ertragslage Ihres Unternehmens. Dies sind in der Regel aktuelle Jahresabschlüsse, betriebswirtschaftliche Auswertungen oder gegebenenfalls Einnahmen-Überschuss-Rechnungen.

Auf Basis dieser und weiterer Informationen (z. B. Erfahrung der Geschäftsführung, Marktanteil, etc.) schätzt sie ein, welches Risiko mit der Kreditvergabe an Ihr Unternehmen verbunden ist. Zusätzlich fließen weitere Faktoren ein, die nach Einschätzung der Hausbank die Zukunftsaussichten Ihres

Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer

Unternehmens beeinflussen. Die Hausbank verwendet zur Risikoeinschätzung so genannte Ratingverfahren oder andere Bewertungsmodelle.

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

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

Tabelle 1

Beispiel: Die Hausbank schätzt die wirtschaftlichen Verhältnisse als "befriedigend" ein. Im Ratingverfahren hat sie eine Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit¹ von 1,4 % ermittelt. Daraus ergibt sich die Bonitätsklasse 4.

¹ Die Ein-Jahres-Ausfallwahrscheinlichkeit wird mit einem Ratingverfahren ermittelt. Sie drückt die statistische Wahrscheinlichkeit aus, dass der Kreditnehmer innerhalb eines Jahres zahlungsunfähig wird. Für die Laufzeit eines Kredites ist die Ausfallwahrscheinlichkeit um ein Vielfaches höher in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Entwicklung des Kreditnehmers.

Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer

2. Schritt: Ihre Hausbank prüft die vorgesehenen Sicherheiten

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

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

Tabelle 2

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

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

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

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

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

Bonitätsklasse	1	1	1	2	2	3	4	2	3	5	4	6	5	3	4	5	6	7	6	7
Besicherungs- klasse	1	2	3	1	2	1	1	3	2	1	2	1	2	3	3	3	2	1	3	2
Preisklasse	A			B		C	D		E		F	G		H		I				

Tabelle 3

Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer

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

Anträge in den Kombinationen aus Bonität und Besicherung 7/1, 7/2 und 6/3 können nur ohne Haftungsfreistellung gestellt werden.

Preisbeispiel für den KfW-Unternehmerkredit - KMU-Fenster*

Preisklasse	Maximaler Zinssatz des Förderkredits
A	1,76 %
B	2,17 %
C	2,47 %
D	2,98 %
E	3,60 %
F	4,32 %
G	4,84 %
H	5,98 %
I	8,40 %

Tabelle 4

* Die Effektivzinssätze in dieser Übersicht sind Preisbeispiele für den "KfW-Unternehmerkredit - KMU-Fenster" mit 10 Jahren Laufzeit und 2 tilgungsfreien Jahren (Stand: 08/2014). Welcher Zins im risikogerechten System tatsächlich zum Tragen kommt, hängt von den am Tag der Kreditzusage der KfW gültigen Konditionen ab.

Die aktuell gültige Konditionenübersicht finden Sie unter www.kfw.de.

Anlage zur Konditionenübersicht für Endkreditnehmer

Wie nutzen Sie das risikogerechte Zinssystem optimal?

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

Zudem lohnt es sich, sich die Gründe, die zu der konkreten Einschätzung Ihres Unternehmens hinsichtlich Bonität und Besicherung geführt haben, erläutern zu lassen. So können Sie erkennen, durch welche Maßnahmen (z. B. Verstärkung des Eigenkapitals) sich mittelfristig die Bonität Ihres Unternehmens und damit die Einschätzung durch Ihre Hausbank verbessern lässt. Dies kann sich bei künftigem Finanzierungsbedarf positiv auf den Zins für die dann benötigten Kredite auswirken.

Sie können sich Vergleichsangebote bei mehreren Banken oder Sparkassen einholen.

Konditionen

Optimaler Einsatz

Anlage J

Netznutzungsentgelte

**Preisblatt der Netz Lübeck GmbH
zu den Stromnetzentgelten und dem Messstellenbetrieb
gültig ab 01.01.2020**

(Aktualisierungen werden veröffentlicht im Internet unter www.netz-luebeck.de)

I. Entgelte für die Netznutzung für Ausspeisepunkte mit Leistungsmessung

Netznutzungsentgelte ¹	Jahresbenutzungsdauer < 2.500 h/a		Jahresbenutzungsdauer ≥ 2.500 h/a	
	Leistungspreis €/ (kW · a)	Arbeitspreis Cent / kWh	Leistungspreis €/ (kW · a)	Arbeitspreis Cent / kWh
Umspannung HS/ MS	16,84	4,86	122,70	0,62
Mittelspannung (MS)	17,42	5,35	123,33	1,11
Umspannung MS / NS	17,68	5,48	120,97	1,35
Niederspannung (NS)	17,63	5,55	85,94	2,82
Preise für Reserveinanspruchnahme	0 - 200 h	200 - 400 h	400 - 600 h	
Entnahme in	€/ (kW · a)	€/ (kW · a)	€/ (kW · a)	
Mittelspannung (MS)	55,14	66,17	77,20	
Umspannung MS/NS	59,81	71,77	83,73	
Niederspannung (NS)	83,24	99,89	116,54	

¹ Bei Mittelspannungsanlagen mit niederspannungsseitiger Messung sind alle Verluste (Kupfer- und Eisen) i.H. von insgesamt 3% enthalten.

II. Entgelte für die Netznutzung für Ausspeisepunkte ohne Leistungsmessung

Netznutzungsentgelte	Grundpreis €/ a	Arbeitspreis Cent / kWh
Kunden ohne Leistungsmessung NS-Netz	18,44	6,72
Speicherheizung, unterbrechbare Versorgungseinrichtungen	0,00	3,35

Sonderformen der Netznutzung gemäß StromNEV § 19

§19 (1) zeitlich begrenzte hohe Leistungsaufnahme	Monatsleistungspreis €/ (kW x Monat)	Arbeitspreis Cent / kWh
Entnahme aus MS-Netz	20,56	1,11
Entnahme aus Umspannung MS/NS	20,16	1,35
Entnahme aus NS-Netz	14,32	2,82

Die Entgelte verstehen sich zuzüglich der zum Leistungszeitpunkt jeweils geltenden Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Umlage nach § 19 Abs. 2 Strom NEV, Offshore-Netzumlage, Umlage nach § 18 AbLaV und Umsatzsteuer.

III. Sonstige Entgelte

Konzessionsabgabe	Cent / kWh
HT	1,99
NT	0,61
SV ²	0,11
Umlage nach KWK-Gesetz	Cent / kWh
indikative KWK-Umlage auf die nicht privilegierten Letztverbräuche	0,226
Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV	Cent / kWh
LV Gruppe A: für die jeweils ersten 1.000.000 kWh / a je Abnahmestelle	0,358
LV Gruppe B: für Mengen > 1.000.000 kWh / a	0,050
LV Gruppe C: Produzierendes Gewerbe, schienengebundener Verkehr oder Eisenbahninfrastruktur bei Stromkosten > 4 % des Umsatzes für Mengen > 1.000.000 kWh / a	0,025
Offshore-Netzumlage nach § 17 EnWG-Novelle	Cent / kWh
auf die nicht privilegierten Letztverbräuche	0,416
Umlage nach § 18 Abs. 1 AbLaV	Cent / kWh
Für alle Letztverbraucher	0,007

² für die Abrechnung der SV-Konzessionsabgabe ist eine 1/4 Std. Leistungsmessung erforderlich

Die folgenden Preise (MSB) gelten nicht für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom 02.09.2016 (BGBl. I S. 2034) ist auch § 17 Abs. 7 der Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225) geändert worden. Ab dem 1. Januar 2017 gilt danach folgendes:

- Gesonderte Abrechnungsentgelte als Bestandteil der Netznutzungsentgelte sind nicht mehr festzulegen.
- Je Netz- und Umspannungsebene ist nur noch ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, zu dem auch die Messung gehört, festzulegen. Da es kundenseitig unterschiedliche Wünsche hinsichtlich der Datenbereitstellung geben kann, haben wir das in der Tabelle IV entsprechend berücksichtigt. Der Endpreis auf der Rechnung ergibt sich demnach aus der Option aus Tabelle IV und den beim Kunden verbauten Geräten nach Tabelle V.

IV. Entgelte für Messstellenbetrieb

Eintarifzähler mit jährlicher Ablesung	16,81 €/a
Zweitartfzähler mit jährlicher Ablesung	28,30 €/a
Maximumzähler (Ein- oder Mehrtarifzähler) mit jährlicher Ablesung	108,70 €/a
Lastgangzähler in der Niederspannung inkl. Wandler mit täglicher Fernauslesung	705,00 €/a
Preisabschlag für kundenseitig gestellten Wandlersatz in der Niederspannung	24,00 €/a
Lastgangzähler in der Mittelspannung inkl. Wandler mit täglicher Fernauslesung	928,00 €/a
Preisabschlag für kundenseitig gestellten Wandlersatz in der Mittelspannung	247,00 €/a

V. Dienstleistungen für Messstellenbetrieb

GSM-Modem inkl. Karte und Kommunikationskosten	83,00 €/a
GPRS-Modem inkl. Karte und Kommunikationskosten	105,00 €/a
PSTN-Modem inkl. Kommunikationskosten	25,00 €/a
Niederspannungswandlersatz	24,00 €/a
Schalteinrichtung / Rundsteuerempfänger	15,00 €/a
Nutzung eines bereitgestellten Telefonanschlusses ¹	60,00 €/a
Manuelle monatliche Auslesung von Lastgängen vor Ort	540,00 €/a
Datenbereitstellung RLM stündlich nach Fernauslesung	420,00 €/a
Datenbereitstellung SLP täglich nach Fernauslesung ²	82,90 €/a
Datenbereitstellung SLP monatlich nach Fernauslesung ²	43,20 €/a
Datenbereitstellung SLP monatlich ohne Fernauslesung	187,20 €/a
Datenbereitstellung historischer Lastgänge pro Zählpunkt ³	25,00 €
Bereitstellung von Messimpulsen ⁴	310,00 €
Kontroll- und/oder Sonderablesung SLP	25,00 €
Kontroll- und/oder Sonderablesung RLM	45,00 €
Gerätewechsel für Tarifänderung	150,00 €
Stundensatz für höhere Aufwände ⁵	100,00 €

VI Unterbrechung und Wiederherstellung der Anschlussnutzung

Anfahrt und Unterbrechung der Anschlussnutzung ⁶	45,00 €
Anfahrt und Wiederherstellung sowie Freigabe der Anschlussnutzung	85,00 €
Anfahrtskosten bei fehlender Zutrittsmöglichkeit im Zuge der Wiederherstellung	30,00 €

Erfolgt die Wiederherstellung der Anschlussnutzung außerhalb der üblichen Geschäftszeiten, werden Zeit- und Mehraufwand berechnet. In der Mittelspannung wird die Unterbrechung und Wiederherstellung der Anschlussnutzung nach Aufwand berechnet.

Alle Preisbestandteile verstehen sich zuzüglich der zum Leistungszeitpunkt jeweils geltenden Umsatzsteuer.

1 sofern vorhanden

2 Für die Datenbereitstellung müssen die Geräte fernauslesbar sein. Andernfalls kann ein kostenpflichtiger Umbau erfolgen.

3 über gesetzlich vorgeschriebene Bereitstellung hinaus

4 exklusive Änderungen der Messeinrichtung (je Impulsausgang, einmalig)

5 durch Kundenverschulden entstandene erhöhte Aufwände (z.B. mehrfache Anfahrt aufgrund fehlender Anschlüsse)

6 beinhaltet einen Sperrangang

Anlage K

Cashflow-Tabelle

Cashflow-Tabelle für eine Lastgrenze bei 1.250 kW																					
	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20	
Investitionskosten in €	-568000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ersparnis in €	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990
Jährlicher Cashflow in €	-547010	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990	20990
Kumulierter Cashflow in €	20990	41980	62970	83960	104950	125940	146930	167920	188910	209900	230890	251880	272870	293860	314850	335840	356830	377820	398810	419800	439600
abzüglich Kredite in €	-547010	-526020	-505030	-484040	-463050	-442060	-421070	-400080	-379090	-358100	-337110	-316120	-295130	-274140	-253150	-232160	-211170	-190180	-169190	-148200	-127210

Cashflow-Tabelle für eine Lastgrenze bei 1.300 kW																				
	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20
Investitionskosten in €	-355000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ersparnis in €	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824
Jährlicher Cashflow in €	-340176	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824	14824
Kumulierter Cashflow in €	14824	29648	44472	59296	74120	88944	103768	118592	133416	148240	163064	177888	192712	207536	222360	237184	252008	266832	281656	296480
abzüglich Kredite in €	-340176	-325352	-310528	-295704	-280880	-266056	-251232	-236408	-221584	-206760	-191936	-177112	-162288	-147464	-132640	-117816	-102992	-88168	-73344	-58520

Cashflow-Tabelle für eine Lastgrenze bei 1.350 kW																				
	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15	Jahr 16	Jahr 17	Jahr 18	Jahr 19	Jahr 20
Investitionskosten in €	-123000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ersparnis in €	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657
Jährlicher Cashflow in €	-133943	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657	8657
Kumulierter Cashflow in €	8657	17314	25971	34628	43285	51942	60599	69256	77913	86570	95227	103884	112541	121198	129855	138512	147169	155826	164483	173140
abzüglich Kredite in €	-133943	-124886	-116029	-107372	-98715	-90058	-81401	-72744	-64087	-55430	-46773	-38116	-29459	-20802	-12145	-3488	5169	13826	22483	31140