

# Bachelorarbeit

Marcel Redlich

Entwicklung einer Methodik zur Prognose der  
Energieeinspeisung durch einzelne Photovoltaikanlagen in  
Lübeck

Marcel Redlich

# Entwicklung einer Methodik zur Prognose der Energieeinspeisung durch einzelne Photovoltaikanlagen in Lübeck

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung  
im Studiengang *Bachelor of Science Elektro- und Informationstechnik*  
am Department Informations- und Elektrotechnik  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr. Michael Röther  
Zweitgutachter: Prof. Dr. Frerk Haase

Eingereicht am: 19.04.2023

**Marcel Redlich**

**Thema der Arbeit**

Entwicklung einer Methodik zur Prognose der Energieeinspeisung durch einzelne Photovoltaikanlagen in Lübeck

**Stichworte**

Regenerative Energie, Photovoltaik, Prognose, Netzausbauplan, Regionalszenario

**Kurzzusammenfassung**

Um den Prozess der Netzausbauplanung zu unterstützen, soll eine Methodik zur Prognose der Netzbelastungen durch Photovoltaikanlagen erarbeitet werden. Dafür werden lokale Klimadaten ausgewertet und diese zusammen mit Anlagenparametern in ein Einspeiseprofil überführt. Durch Gegenüberstellung einer Beispielprognose und realen Messwerten, sowie der Prognose einer etablierten Software soll die Qualität der Methodik bewertet werden. Das Ziel ist es, dass wenige, leicht erhältliche Eingangparameter, zu einer hinreichend genauen Prognose des zeitlichen Einspeiseverlaufs führen.

**Marcel Redlich**

**Title of Thesis**

Development of a methodology for forecasting the energy feed-in from individual photovoltaic systems in Lübeck

**Keywords**

renewable energy, photovoltaics, forecast, grid expansion planning, regional scenario

**Abstract**

In order to support the process of grid expansion planning, a methodology for forecasting the grid loads caused by photovoltaic systems is to be developed. Local climate data will be evaluated and converted into a feed-in profile while taking system parameters into account. To evaluate the quality of the methodology an example forecast will be compared with real measured values and the forecast of an established software. The goal is that a few, easily available input parameters lead to a sufficiently accurate forecast of the feed-in profile.

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	vi
Tabellenverzeichnis	viii
Abkürzungen	ix
Symbolverzeichnis	xi
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Unternehmen	2
1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung	2
1.3 Aufbau der Arbeit	2
1.4 Hintergrund	3
1.4.1 Energiewirtschaftsgesetz §14d	3
1.4.2 Einspeiseprognosen	4
1.4.3 Begründung für eine selbst entwickelte Methodik	4
1.4.4 Photovoltaik im Netzgebiet der TraveNetz GmbH	5
<b>2 Grundlagen</b>	<b>7</b>
2.1 Solarstrahlung	7
2.1.1 Air Mass	7
2.1.2 Globalstrahlung	8
2.1.3 Messtechnik	8
2.1.4 Sonnenposition	9
2.2 Photovoltaik	12
2.2.1 Module	13
2.2.2 Wechselrichter	17
2.2.3 Speicher	18
<b>3 Betrachtete Erzeugungsanlage</b>	<b>20</b>
3.1 Anlagendaten	20
3.2 Messdaten	22
<b>4 Modellentwicklung</b>	<b>23</b>
4.1 Wetterdaten	23
4.1.1 Einstrahlung	23
4.1.2 Temperatur	24

4.2	Photovoltaikanlage . . . . .	25
4.2.1	Eingabeparameter . . . . .	25
4.2.2	Einstrahlung auf die geneigte Ebene . . . . .	26
4.2.3	Ertragsberechnung . . . . .	29
4.2.4	Beschreibung der Tabellen . . . . .	30
4.2.5	Berechnungsergebnisse . . . . .	35
<b>5</b>	<b>PVsyst</b>	<b>37</b>
5.1	Eingabeparameter . . . . .	38
5.2	Simulationsergebnisse . . . . .	40
<b>6</b>	<b>Auswertung</b>	<b>42</b>
6.1	Vergleich der Modellergebnisse mit den realen Ertragsdaten . . . . .	42
6.2	Vergleich der Modellergebnisse mit den Simulationsergebnissen . . . . .	45
6.3	Mögliche Ursachen für Abweichungen . . . . .	47
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>50</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>51</b>
<b>A</b>	<b>Anhang</b>	<b>53</b>
	Selbstständigkeitserklärung . . . . .	54

# Abbildungsverzeichnis

1.1	Aufteilung der PV-Anlagen in verschiedene Leistungsklassen . . . . .	6
1.2	Zeitliche Entwicklung der installierten PV-Leistung und Anzahl der Anlagen (Quelle: [20]) . . . . .	6
2.1	Der AM-Wert beschreibt die zurückgelegte Strecke der Strahlung innerhalb der Erdatmosphäre (Quelle: [10, S. 43, Bild 2.3]) . . . . .	8
2.2	Bestimmung der Sonnenposition (Quelle: [15, S. 83, Bild 2.10]) . . . . .	9
2.3	Sonnendeklination $\delta$ nach [10, S. 50, Bild 2.10] . . . . .	10
2.4	Blockschaltbild einer netzgekoppelten PV-Anlage (Quelle: [22, S. 94, Abb. 4.1.2.]) . . . . .	12
2.5	Blockschaltbild einer PV-Inselanlage (Quelle: [22, S. 93, Abb. 4.1.1.]) . . . . .	13
2.6	Aufbau einer Silizium-Solarzelle (Quelle: [10, S. 92, Bild 4.4]) . . . . .	14
2.7	Entstehung der Energiebänder (Quelle: [10, S. 68, Bild 3.5]) . . . . .	14
2.8	Vorgänge in der Solarzelle (Quelle: [15, S. 198, Bild 5.9]) . . . . .	15
2.9	Aufbau eines Wechselrichters (Quelle: [10, S. 225, Bild 7.11]) . . . . .	17
3.1	Verschaltung der PV-Module pro Wechselrichter . . . . .	21
3.2	Die Photovoltaikanlage aus der Vogelperspektive (Quelle: [18]) . . . . .	21
3.3	Messwerte aus dem Monitoringsystem (Quelle: [20]) . . . . .	22
4.1	Zusammensetzung der Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene (Quelle: [10, S. 53, Bild 2.14]) . . . . .	26
4.2	Ertragsprognose aus dem Excel-Tool . . . . .	35
4.3	Maximale Einspeiseleitung, Excel-Tool . . . . .	36
5.1	PVsystem Logo (Quelle: [13]) . . . . .	37
5.2	PVsystem Projektübersicht . . . . .	38
5.3	PVsystem Systemparameter . . . . .	39
5.4	Monatlich erzeugte Arbeit und Einstrahlung nach dem PVsystem Abschlussbericht	40
5.5	Maximale Einspeiseleistung, PVsystem . . . . .	41
6.1	Gegenüberstellung der Arbeit, Real vs. Excel-Tool . . . . .	42
6.2	Gegenüberstellung der Einstrahlung, Real vs. Modell . . . . .	44
6.3	Gegenüberstellung der Arbeit, Excel-Tool vs. PVsystem . . . . .	45
6.4	Gegenüberstellung der Einstrahlung, Excel-Tool vs. PVsystem . . . . .	46
6.5	Gegenüberstellung der Einstrahlung, Real vs. Excel-Tool (2022) . . . . .	48

6.6 Gegenüberstellung der Arbeit, Real vs. Excel-Tool (2022) . . . . . 49

# Tabellenverzeichnis

1.1	Installierte PV-Anlagen im Netzgebiet der TraveNetz (Stand März 2022) . . .	5
2.1	Die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Zelltechnologien im Vergleich (Quelle: [10, S. 167, Tabelle 5.2]) . . . . .	16
3.1	Parameter der betrachteten Anlage . . . . .	20
3.2	Monatliche Messwerte der betrachteten Anlage (Quelle: [20]) . . . . .	22
4.1	Monatssummen der gemittelten, globalen Einstrahlung in der Horizontalen in kWh/m <sup>2</sup> . . . . .	24
4.2	Bestimmung von F <sub>11</sub> bis F <sub>23</sub> (Quelle: [15, S. 88, Tabelle 2.11]) . . . . .	28
4.3	Albedo-Werte unterschiedlicher Untergründe (Quelle: [15, S. 89, Tabelle 2.12])	29
4.4	Faktor c zur Berechnung der Zelltemperatur (Quelle: [15, S. 222, Tabelle 5.9])	30
4.5	Beschreibung der Excel-Blätter . . . . .	34
4.6	Monatliche Berechnungsergebnisse aus dem Excel-Tool . . . . .	35
5.1	Monatliche Simulationsergebnisse aus dem PVsyst Abschlussbericht . . . . .	40
6.1	Vergleich der Arbeit, Real vs. Excel-Tool . . . . .	43
6.2	Vergleich der Einstrahlung, Real vs. Excel-Tool . . . . .	44
6.3	Vergleich der Arbeit, Excel-Tool vs. PVsyst . . . . .	46
6.4	Vergleich der Einstrahlung, Excel-Tool vs. PVsyst . . . . .	47



# Abkürzungen

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
<b>Akku</b>	Akkumulator
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur
<b>BRD</b>	Bundesrepublik Deutschland
<b>CdTe</b>	Cadmiumtellurid
<b>CIS</b>	Kupfer-Indium-Diselenid
<b>DIN</b>	Deutsches Institut für Normung
<b>DWD</b>	Deutscher Wetterdienst
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EMV</b>	Elektromagnetische Verträglichkeit
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>GIS</b>	Geoinformationssystem
<b>Huawei</b>	Huawei Technologies Co., Ltd.
<b>IGBT</b>	Insulated Gate Bipolar Transistors
<b>LONGi</b>	LONGi Green Energy Technology Co., Ltd.
<b>MESZ</b>	Mitteleuropäische Sommerzeit
<b>MEZ</b>	Mitteleuropäische Zeit
<b>MOSFET</b>	Metal Oxide Semiconductor Field-Effect Transistors
<b>MOZ</b>	Mittlere Ortszeit
<b>MPP</b>	Maximum Power Point
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>PWM</b>	Pulsweitenmodulation

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
------------------	------------------

---

<b>TraveNetz</b>	TraveNetz GmbH
------------------	----------------

<b>WOZ</b>	Wahre Ortszeit
------------	----------------

# Symbolverzeichnis

Symbol	Beschreibung	Einheit
$ALB$	Albedo-Wert, Reflexionsvermögen	-
$c$	Proportionalitätskonstante	$^{\circ}\text{C}$
$E_0$	Solarkonstante, $1.367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{STC}}$	Bestrahlungsstärke unter Standardtestbedingungen, $1.000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{diff}}$	Diffusstrahlung	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{diff,gen}}$	Diffusstrahlung in Generatorebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{diff,hor}}$	Diffusstrahlung in horizontaler Ebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{dir}}$	Direktstrahlung	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{dir,gen}}$	Direktstrahlung in Generatorebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{dir,hor}}$	Direktstrahlung in horizontaler Ebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{G}}$	Globalstrahlung	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{G,gen}}$	Globalstrahlung in Generatorebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$E_{\text{G,hor}}$	Globalstrahlung in horizontaler Ebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$
$F_1$	Horizonthelligkeitsindex	-
$F_2$	Sonnenumgebungshelligkeitsindex	-
$H$	Bestrahlung, Einstrahlung	$\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}$
$J'$	Parameter zur Berechnung der Sonnendeklination	$^{\circ}$
$K_{\text{MPP}}$	Temperaturkoeffizient	$\frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$
$Z_{gl}$	Zeitgleichung	min
$\alpha$	Generatorazimut	$^{\circ}$
$\alpha_S$	Sonnenazimut	$^{\circ}$
$\beta$	Neigungswinkel	$^{\circ}$
$\gamma_S$	Sonnenhöhenwinkel	$^{\circ}$

Symbol	Beschreibung	Einheit
$\Delta$	Helligkeitsindex	-
$\delta$	Sonnendeklination	$^{\circ}$
$\varepsilon$	Himmelklarheitsindex	-
$\eta_W$	Wechselrichter-Wirkungsgrad	-
$\theta$	Einfallswinkel auf die Horizontale	$^{\circ}$
$\theta_{\text{gen}}$	Einfallswinkel	$^{\circ}$
$\vartheta_{\text{STC}}$	Temperatur unter Standardtestbedingungen, 25°C	$^{\circ}\text{C}$
$\vartheta_u$	Umgebungstemperatur	$^{\circ}\text{C}$
$\vartheta_z$	Zelltemperatur	$^{\circ}\text{C}$
$\lambda$	Geographische Länge	$^{\circ}$
$\varphi$	Geographische Breite	$^{\circ}$
$\omega$	Stundenwinkel	$^{\circ}$

# 1 Einleitung

Bedingt durch die andauernde Klimakrise befindet sich die Energie- und Umweltpolitik in einem anhaltenden Wandel. Um die Umweltbelastung durch die Energieerzeugung nachhaltig zu reduzieren, werden umweltbelastende Erzeugungsanlagen sukzessive zurückgebaut, während die Energieerzeugung durch erneuerbare Energieanlagen zunehmend an Bedeutung gewinnt. Durch Maßnahmen- und Förderungspakete des Bundes und der Länder wird die Ausbaugeschwindigkeit noch weiter gesteigert. Besonders die Errichtung von Photovoltaikanlagen auf privaten Dachflächen steht dabei im Vordergrund. Durchbrüche und neue Erkenntnisse in der Forschung verbessern außerdem stetig die Effizienz der Anlagen bei gleichzeitiger Senkung der Kosten. Durch steigende Lebenshaltungs- und Energiekosten investieren immer mehr Menschen in private Erzeugungsanlagen.

Aufgrund der damit verbundenen stetigen Steigerung dezentraler Energieeinspeisungen werden die Verteilnetzbetreiber vor neuartige Aufgaben und Probleme gestellt. Geänderte Lastflüsse und damit die Anforderungen an die Stromnetze unterscheiden sich zukünftig massiv von den bisherigen Erfahrungen. Der fortschreitende Ausbau dezentraler Einspeiser wird sich unweigerlich auf die Strukturen der Energieversorgungsnetze und deren Planungsgrundsätze auswirken.

In der Vergangenheit haben konventionelle Verbraucher wie Haushalte und Gewerbe die Lastsituation geprägt. Aufgrund von langjährigen Erfahrungen konnten hier Standardlastprofile genutzt werden, um den zeitlichen Verlauf des Energiebezuges ausreichend genau vorherzusagen. Für die Energieerzeugung durch erneuerbare Energien existieren solche Lastprofile nicht mehr. Insbesondere durch wetterabhängige Erzeugungsanlagen (Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen, etc.) wird die Prognose der Netzlast deutlich erschwert.

Um die Versorgungsnetze zukunftsorientiert und nachhaltig planen zu können, werden deshalb neu entwickelte Ansätze und Prinzipien nötig sein.

## 1.1 Unternehmen

Die TraveNetz GmbH (TraveNetz) betreut und betreibt die Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmeversorgungsnetze der Hansestadt Lübeck und dem Umland. Die Versorgungssicherheit der Gemeinden wird durch ein Netz aus Rohren und Kabeln mit einer Gesamtlänge von etwa 6.747 km sichergestellt. Mit ungefähr 4.602 km bildet dabei das Stromnetz den größten Anteil.[19]

Der Netzbetreiber ist ein Tochterunternehmen der Stadtwerke Lübeck Energie GmbH, welche 74,9 % der Anteile inne hat. Die restlichen 25,1% werden von der Schleswig-Holstein Netz AG gehalten.[21]

## 1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Das Ziel dieser Arbeit ist es, eine Methodik zu entwickeln, welche eine Prognose der Energieeinspeisung durch Photovoltaikanlagen im Netzgebiet der TraveNetz ermöglicht. Dafür wurde ein Excel-Tool erstellt, welches eine möglichst intuitive Nutzung zulässt und unter Verwendung weniger Eingabeparameter ein zeitlich hochaufgelöstes Einspeiseprofil einer Photovoltaikanlage ermittelt. Die Ergebnisse werden übersichtlich dargestellt, um eine erste Bewertung zu ermöglichen.

Als Grundlage dienen repräsentative, lokale Klimadaten.

Um die Qualität der Ergebnisse beurteilen zu können, werden Messdaten einer bestehenden Photovoltaikanlage ausgewertet und mit der Prognose verglichen. Zum gleichen Zweck wird die Anlage im professionellen Simulationsprogramm PVsyst abgebildet und untersucht.

Nicht berücksichtigt werden hierbei die Einflüsse durch Verschmutzung oder Verschattung der Module, um die maximal mögliche Netzbelastung zu betrachten. Außerdem werden Leitungsverluste nicht in die Berechnungen mit einbezogen. Bei der Berechnung der Modultemperatur wird die thermische Trägheit vernachlässigt. Die Ertragsminderungen durch den Wechselrichter werden durch ihren im Datenblatt angegebenen Wirkungsgrad abgebildet. Insbesondere bedeutet dies, dass der Betrieb dauerhaft im Maximum Power Point (MPP) angenommen wird.

Energiespeicher werden nicht betrachtet, da sie die Einspeiseleistung mindern.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

Die abgegebene Leistung einer Photovoltaikanlage hängt von vielen Einflussfaktoren ab. Um ein Verständnis für die Vorgänge und technischen Zusammenhänge zu erhalten, sind Betrachtungen unterschiedlicher Grundlagen nötig. Daher werden im Folgenden sowohl physikalische als auch technische Eigenschaften aufgezeigt und die am Umwandlungsprozess beteiligten Technologien hinsichtlich ihres Aufbaus und ihrer Funktionen erläutert. Außerdem wird der

aktuelle Stand der Technik abgebildet. Die Auswertung des historischen Hochlaufs der installierten photovoltaischen Leistung im Netzgebiet, bietet einen Überblick über den aktuellen Ausbauzustand.

Als Referenz dient in dieser Arbeit eine reale Erzeugungsanlage mit vorliegenden Messdaten aus dem Jahr 2022. Der Aufbau und einige Kenngrößen der Anlage werden vorgestellt.

Der Hauptfokus liegt auf der Erstellung eines Excel-Tools, das ein Einspeiseprofil einer Photovoltaikanlage prognostiziert. Die angestellten Annahmen und die Auswahl der Datengrundlagen werden neben dem Aufbau und der Herkunft der einzutragenden Parameter dargestellt und die durchgeführten Berechnungen erklärt. Die Darstellung, der Ergebnisse des Tools, folgt dem Beispiel der Referenzanlage.

Um einen weiteren Vergleich zur Beurteilung der Qualität anzustellen, wird die Anlage in der professionell entwickelten Simulationssoftware PVsyst modelliert. Die allgemeinen Funktionen von PVsyst und die vorgenommenen Konfigurationen werden beschrieben und die Resultate der Simulation dargestellt.

Zur Auswertung erfolgt eine Gegenüberstellung der Ergebnisse aus dem erstellten Excel-Tool, den realen Messdaten, sowie den Ergebnissen aus PVsyst. Im Anschluss wird beleuchtet, wodurch Abweichungen zwischen den drei Ergebnissen entstehen könnten.

Eine abschließende Zusammenfassung stellt die gewonnenen Erkenntnisse zusammen und gibt eine erste Bewertung der Ergebnisse wieder. Darüber hinaus zeigt ein Ausblick auf, welche weiterführenden Schritte notwendig sind, um diese Arbeit in Zukunft nutzbringend in den Prozess der Netzausbauplanung integrieren zu können.

## 1.4 Hintergrund

In diesem Kapitel werden die Hintergründe beschrieben, welche der Anlass dieser Arbeit waren. Dabei wird zunächst auf die Vorgabe des Gesetzgebers eingegangen, der die Verteilnetzbetreiber dazu auffordert, Netzausbaupläne zu erstellen, um so eine zukunftsorientierte Netzentwicklung zu gewährleisten. Anschließend wird erörtert, wie diese Abschlussarbeit bei der Erarbeitung der Netzausbaupläne helfen kann. Außerdem wird der aktuelle Bestand von Photovoltaikanlagen im Netzgebiet der TraveNetz dargestellt.

### 1.4.1 Energiewirtschaftsgesetz §14d

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt in Teil 3 Abschnitt 1 die Aufgaben der Netzbetreiber. In §14d wird beschrieben, dass die Verteilnetzbetreiber verpflichtet sind, einen Netzausbauplan zu erarbeiten, welcher der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30.04.2024 und anschließend alle zwei Jahre vorgelegt und veröffentlicht werden muss. Das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland (BRD) wurde dazu in Planungsregionen aufgeteilt. Innerhalb der

Planungsregionen sind die Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kundenanschlüssen dazu verpflichtet, ein Regionalszenario zu erstellen, welches als gemeinsame Grundlage für die einzelnen Netzausbaupläne dient.[1]

### **Regionalszenario**

Das zu erarbeitende Regionalszenario soll den erwartbaren Entwicklungsverlauf der Elektrizitätsnetze aufzeigen. Insbesondere werden dabei die Entwicklungen in den nächsten fünf und zehn Jahren beleuchtet. 2045 gilt als langfristiges Zieljahr für das Regionalszenario. Die klima- und energiepolitischen Ziele müssen bei der Planung stets beachtet werden. Das Regionalszenario soll konkrete Angaben zu erwarteten Energieeinspeisern und Lasten machen. Spätestens zehn Monate vor dem Netzausbauplan muss das Regionalszenario fertiggestellt werden.[1]

### **Netzausbauplan**

Der Netzausbauplan muss von jedem Verteilnetzbetreiber für das eigene Netzgebiet erstellt werden. In ihm ist darzustellen, wie sich die Energieverteilung bis zum Zieljahr entwickeln wird. Dabei sind geplante Maßnahmen zur Aufrechterhaltung und Optimierung des Netzbetriebs zu benennen. Außerdem soll detailliert beschrieben werden, auf welchen Leitungsschnitten Engpässe auftreten können und wie dem entgegengewirkt werden soll.[1]

#### **1.4.2 Einspeiseprognosen**

Um festzustellen, wie die Verteilnetze ausgelegt sein müssen, um die Versorgungsaufgabe erfüllen zu können, werden verschiedene Netzberechnungen angestellt. Damit diese Berechnungen präzise angestellt werden können, müssen die eingespeiste und die entnommene Energiemenge in allen Netzknoten bekannt sein. Mithilfe der zu entwickelnden Methodik soll die, durch Photovoltaikanlagen aufkommende, Netzbelastung punktuell abgeschätzt werden.

#### **1.4.3 Begründung für eine selbst entwickelte Methodik**

Es existieren bereits unterschiedliche Anwendungen, welche Prognosen zu Energieeinspeisungen durch Photovoltaikanlagen erstellen. Neben professionellen Simulationsprogrammen stehen verschiedene Webanwendungen zur Verfügung. Diverse Argumente begründen jedoch die Entwicklung einer eigenen Methode, um Einspeiseprofile zu prognostizieren. Zum einen sind Softwareanwendungen zur Simulation von Photovoltaiksystemen in der Regel sehr umfangreich, was eine intuitive Nutzung erschwert. Zu den ohnehin entstehenden Anschaffungs- und Lizenzkosten würden damit weitere Kosten zu Schulungs- und Weiterbildungszwecken hinzukommen. Außerdem geht der Funktionsumfang häufig über die für die Netzausbauplanung erforderlichen Ansprüche hinaus. Des Weiteren müssen die Ergebnisse zur Weiterverwendung



erst extrahiert und gegebenenfalls in eine geeignete Form überführt werden. Zum anderen stehen Webanwendungen zwar überwiegend entgeltfrei zur Verfügung und sind einfach in der Bedienung, die Ergebnisse sind aber durch ihre mangelnde Detailtiefe nur bedingt für die Erstellung von Netzausbauplänen geeignet. Durch die eigene Realisierung eines Tools in einer gängigen Tabellenkalkulationssoftware lassen sich Kosten vermeiden und der Detailgrad der Ergebnisse an die Anforderungen anpassen. Mittels der Wahl von möglichst zugänglichen Eingangsparametern lassen sich hinreichende Ergebnisse mit wenig Aufwand erzeugen. Da die Endergebnisse in der Kalkulationssoftware vorliegen, lassen sich diese direkt weiterverwenden.

### 1.4.4 Photovoltaik im Netzgebiet der TraveNetz GmbH

Dieser Abschnitt stellt den aktuellen Ausbauzustand der Photovoltaik (PV) im Netzgebiet der TraveNetz dar. Es werden zunächst die Erzeugungsanlagen im Stadtgebiet Lübecks betrachtet. Anschließend erfolgt eine Analyse der zum Versorgungsgebiet gehörenden, umliegenden Gemeinden. Die Auswertung unterscheidet dabei nicht zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen.

In Lübeck waren im März 2022, laut internen Daten, 968 PV-Anlagen installiert. Die Gesamtleistung der Anlagen beläuft sich auf etwa 17,1 MW<sub>p</sub>. Die Nennleistung der größten Anlage beträgt dabei etwa 750 kW<sub>p</sub>, die der kleinsten 0,28 kW<sub>p</sub>. Bei etwa 80% der Anlagen ist die installierte Leistung kleiner als 10 kW<sub>p</sub>.

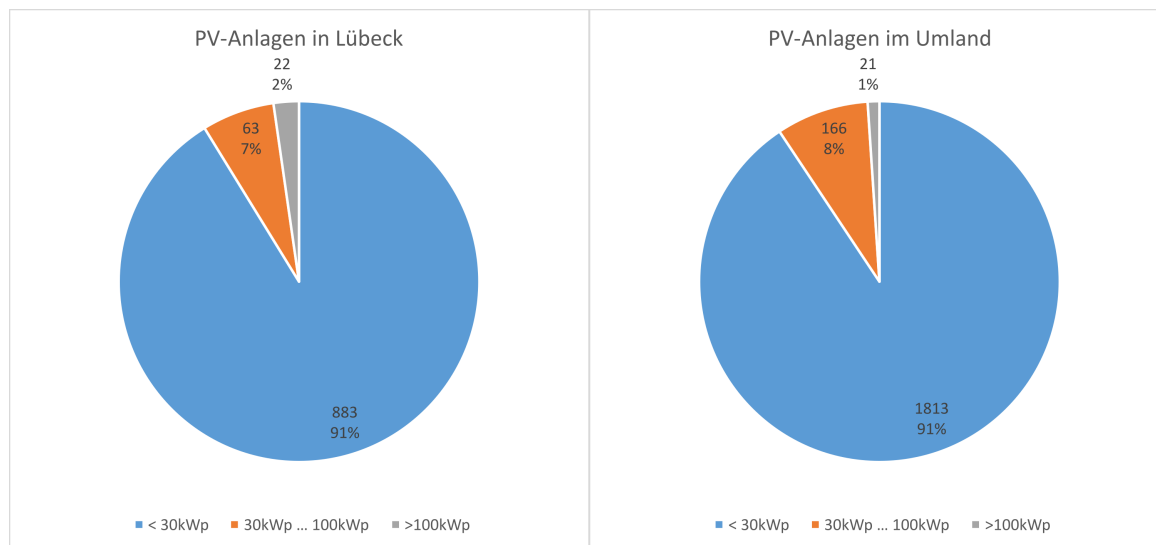
Im restlichen Netzgebiet der TraveNetz, außerhalb des Stadtgebiets, sind weitere 2.000 PV-Anlagen installiert. Insgesamt weisen diese eine maximale Einspeiseleistung von mehr als 30 MW<sub>p</sub> auf. Die Spitzenleistungen variieren hier ebenfalls zwischen 0,28 kW<sub>p</sub> und 749,65 kW<sub>p</sub>. Fast 70% der Anlagen weisen eine Nennleistung von weniger als 10 kW<sub>p</sub> auf.[20]

In Tabelle 1.1 sind die aktuellen Zahlen zusammengefasst.

Tabelle 1.1: Installierte PV-Anlagen im Netzgebiet der TraveNetz (Stand März 2022)

	Gesamtleistung	Anzahl	Höchste Leistung	Niedrigste Leistung
Lübeck	17.137 kW <sub>p</sub>	968	749,94 kW <sub>p</sub>	0,28 kW <sub>p</sub>
Umland	30.346 kW <sub>p</sub>	2.000	749,65 kW <sub>p</sub>	0,28 kW <sub>p</sub>
Gesamt	47.482 kW <sub>p</sub>	2.968	749,94 kW <sub>p</sub>	0,28 kW <sub>p</sub>

Abbildung 1.1 stellt die Aufteilung auf verschiedene Leistungsklassen dar. Es wird deutlich, dass im gesamten Versorgungsgebiet hauptsächlich kleine PV-Anlagen bis 30 kW<sub>p</sub> installiert sind.



(a) PV-Anlagen in Lübeck

(b) PV-Anlagen im Lübecker Umland

Abbildung 1.1: Aufteilung der PV-Anlagen in verschiedene Leistungsklassen

Die Entwicklung der Photovoltaikanlagen, welche unmittelbar im Versorgungsgebiet der TraveNetz angeschlossen sind, kann der Abbildung 1.2 entnommen werden. Die Grafik zeigt neben der insgesamt installierten Leistung auch die absolute Anzahl der PV-Anlagen. Seit 2010 hat sich die Anzahl und Leistung der installierten Erzeuger mehr als verdreifacht. Aufgrund dieser rapiden Entwicklungen werden photovoltaische Einspeiser einen hohen Einfluss auf den Netzausbau haben.

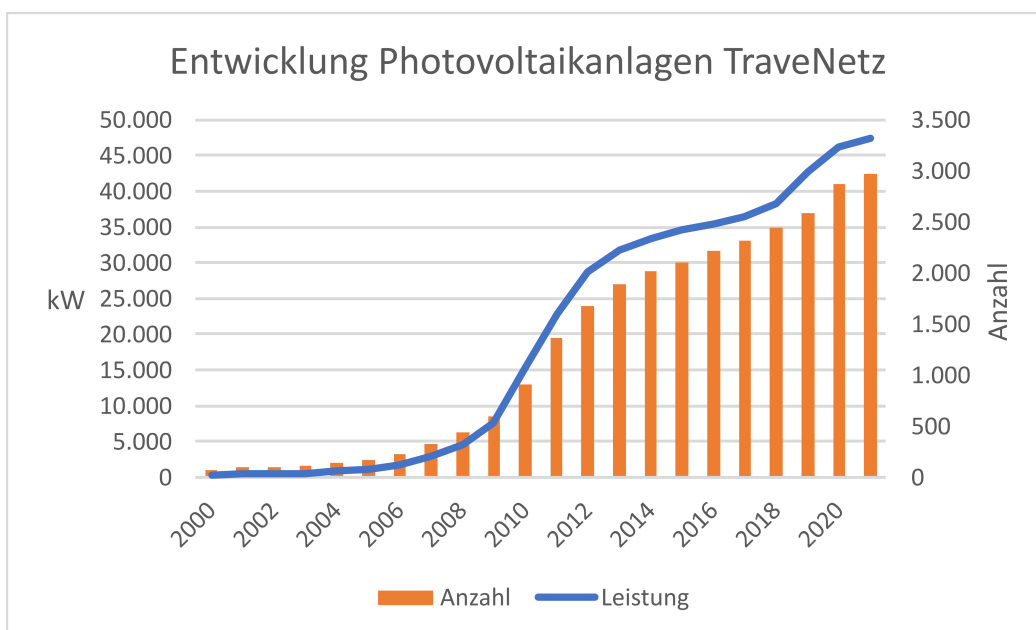


Abbildung 1.2: Zeitliche Entwicklung der installierten PV-Leistung und Anzahl der Anlagen (Quelle: [20])

## 2 Grundlagen

Dieses Kapitel behandelt die Grundlagen der Energiegewinnung durch die Photovoltaik. Dazu werden zunächst die physikalischen Gegebenheiten aufgegriffen und im Anschluss auf die elektrischen Komponenten eingegangen und deren Funktionsweise erklärt. Eine Gegenüberstellung unterschiedlicher Technologien soll einen Überblick über den aktuellen Stand der Technik bieten.

### 2.1 Solarstrahlung

Die Solarstrahlung bildet die Grundlage der Energiegewinnung durch Photovoltaik. Sie entsteht durch die Kernfusion, welche in der Sonne stattfindet. Die dabei abgestrahlte Leistung beträgt  $3,845 \cdot 10^{26} \text{ W}$ . Auf der Erde kommt von der Strahlungsenergie aber nur ein kleiner Teil an. Die Bestrahlungsstärke an der Erdatmosphäre beträgt  $E_0 = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ .  $E_0$  wird auch als Solarkonstante bezeichnet.[10]

#### 2.1.1 Air Mass

Tritt die Strahlung in die Erdatmosphäre ein, so ändert sich ihr Spektrum und damit die Bestrahlungsstärke durch Reflexion, Absorption und Streuung. Je weiter der Weg durch die Atmosphäre ist, desto stärker ist diese Abschwächung. Um die zurückgelegte Strecke zu spezifizieren, wird der Air-Mass-Wert (AM-Wert) genutzt.[10]

Der AM-Wert wird vom Sonnenhöhenwinkel  $\gamma_S$  bestimmt:[15, S. 74, Gleichung 2.16]

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_S} \quad (2.1)$$

Er gibt an, wie viel Mal länger der Weg durch die Atmosphäre gegenüber der Senkrechten ist. Veranschaulicht wird dies in Abbildung 2.1.

Je mehr Luftmasse von der Strahlung durchschritten wird, desto größer sind also die Einflüsse durch Reflexion, Absorption und Streuung. Steht die Sonne tief, wie vor allem im Winter der Fall, dann ist die Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche stark reduziert.[15]

Wie die Position der Sonne ermittelt werden kann, wird im Abschnitt 2.1.4 „Sonnenposition“ erläutert.

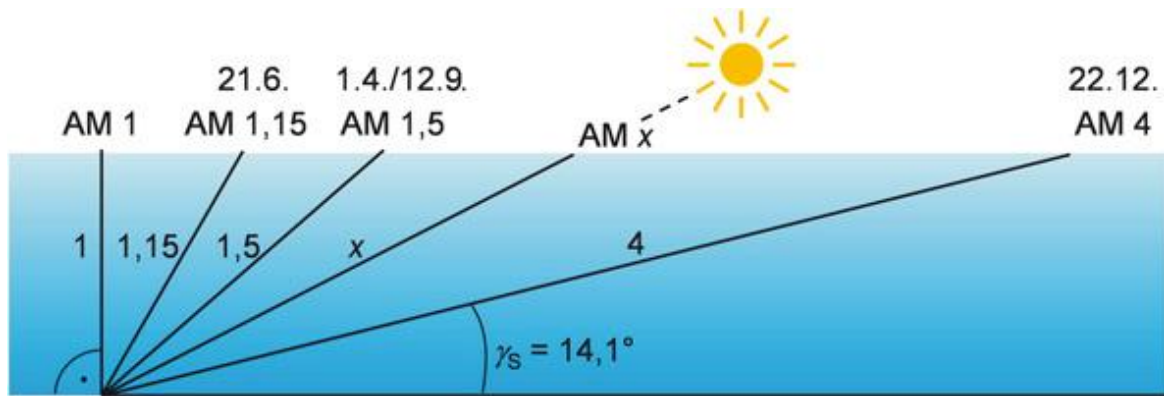


Abbildung 2.1: Der AM-Wert beschreibt die zurückgelegte Strecke der Strahlung innerhalb der Erdatmosphäre (Quelle: [10, S. 43, Bild 2.3])

### 2.1.2 Globalstrahlung

Die gesamte auf die Erdoberfläche treffende solare Strahlung wird als Globalstrahlung bezeichnet. Sie ist die Summe aus der Direktstrahlung und der Diffusstrahlung:[15, S. 80, Gleichung 2.19]

$$E_G = E_{\text{dir}} + E_{\text{diff}} \quad (2.2)$$

Der direkte Anteil wird nicht durch Partikel abgelenkt oder gestreut, sondern trifft direkt auf der Erde auf. Die Diffusstrahlung ergibt sich aus den erwähnten Reflexionen und der Streuung in der Atmosphäre.[15][10]

Integriert man die Bestrahlungsstärke über die Zeit, erhält man den Wert der Bestrahlung:[15, S. 77, Gleichung 2.3]

$$H_G = \int E_G dt \quad (2.3)$$

In Deutschland überwiegt dabei der Anteil der Diffusstrahlung. Beispielsweise beträgt die Diffusstrahlung in der Hansestadt Hamburg etwa 60 % der jährlichen Globalstrahlung.[10]

### 2.1.3 Messtechnik

Um die aktuell auftretende Bestrahlungsstärke bestimmen zu können, kommen unterschiedliche Messmethoden zum Einsatz. Messgeräte, welche die Intensität der Solarstrahlung messen, werden als Pyranometer bezeichnet. Die Messung erfolgt entweder durch den Einsatz eines Halbleiters aus Silizium oder durch einen thermischen Sensor (geschwärztes Thermoelement). Der Sensor aus Silizium erzeugt dabei einen Stromfluss, welcher proportional zur auftretenden Bestrahlungsstärke ist. Dieser Strom wird durch einen niederohmigen Messwiderstand geleitet, an dem eine Spannung gemessen werden kann, welche Aufschluss über die auftretende Bestrahlungsstärke gibt. Da der erzeugte Strom auch abhängig von der Temperatur

des Sensors ist, kommt es hier zu systematischen Fehlern. Diese lassen sich durch zeitgleiche Temperaturmessungen korrigieren.

Der thermische Sensor ermittelt die Bestrahlungsstärke mit Hilfe eines geschwärzten Thermoelements. Eine thermisch isolierte, schwarze Fläche wird dabei durch die Solarstrahlung erwärmt und erzeugt eine Spannung, welche proportional zur Temperaturdifferenz der schwarzen Empfängerfläche und der Umgebungstemperatur ist. Die Genauigkeit des thermischen Sensors ist höher als die des Halbleitersensors, wenn eine konstante Bestrahlungsstärke vorherrscht. Ändert sich die auftreffende Strahlung, dann kommt es zu zwischenzeitlichen Abweichungen des Messwerts vom wahren Wert, welche durch die thermische Trägheit der Empfängerfläche bedingt ist.

Um die Beiträge des diffusen und des direkten Anteils bestimmen zu können, muss der Sensor vor der jeweils anderen Komponente abgeschirmt werden. Die Messung des diffusen Anteils erfolgt, indem der direkte Anteil von einem sogenannten Schattenball blockiert wird. Der Ball wird so zwischen der Sonne und dem Sensor positioniert, dass der Sensor abgeschattet wird.

Um die direkte Solarstrahlung zu messen werden sogenannte Pyrheliometer eingesetzt. Ein entsprechender Sensor wird am Ende eines Rohres befestigt, welches den diffusen Anteil abschirmt. Um die direkte Solarstrahlung kontinuierlich bestimmen zu können, muss das Rohr der Sonnenposition stetig nachgeführt werden.[15]

### 2.1.4 Sonnenposition

Die Position der Sonne beeinflusst die Strahlungsverluste in der Erdatmosphäre erheblich. Die Reduktion der Bestrahlungsstärke durch die durchschrittene Luftmasse wurde bereits im Abschnitt „Air Mass“ beschrieben.

Im Folgenden wird dargestellt, wie der Sonnenstand berechnet werden kann. Die Grundlage bildet dabei die Norm DIN 5034, herausgegeben von dem Deutschen Institut für Normung (DIN). Demnach ist die Sonnenhöhe  $\gamma_S$  (auch Elevation) der Winkel zwischen dem Mittelpunkt der Sonne und dem Horizont des zu betrachtenden Ortes. Das Sonnenazimut  $\alpha_S$  ist der Winkel zwischen dem geographischen Norden und dem Sonnenmittelpunkt.[15]

Abbildung 2.2 stellt diese Zusammenhänge grafisch dar.

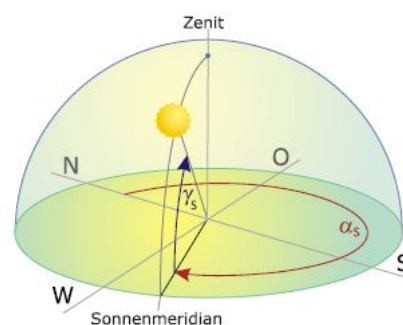


Abbildung 2.2: Bestimmung der Sonnenposition (Quelle: [15, S. 83, Bild 2.10])

Die Sonnenposition ist abhängig vom zu betrachtenden Standort, dem Datum und der Uhrzeit. Zunächst muss der Parameter  $J'$  berechnet werden.[15]

$J'$  ist abhängig von der Ordnungszahl des betrachteten Tages:[15, S. 83]

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{\text{Ordnungszahl des Tages}}{\text{Gesamtzahl der Tage im Jahr}} \quad (2.4)$$

Über diesen Parameter lässt sich die Sonnendeklination  $\delta$  ermitteln, welche dem Neigungswinkel der Erdachse entspricht.[10][15]

Veranschaulicht wird dies durch Abbildung 2.3.

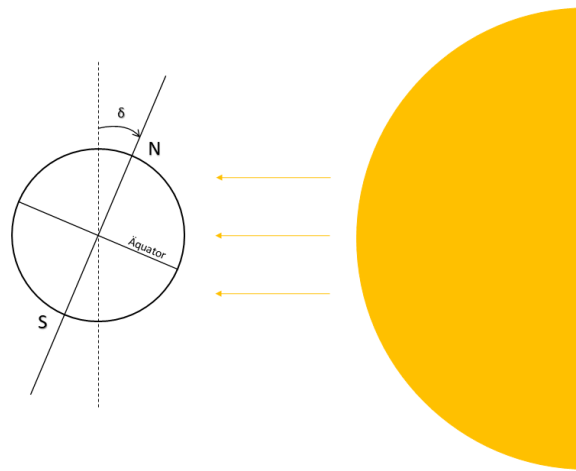


Abbildung 2.3: Sonnendeklination  $\delta$  nach [10, S. 50, Bild 2.10]

Innerhalb eines Jahres bewegt sich die Sonnendeklination zwischen  $23,45^\circ$  und  $-23,45^\circ$ . Da die tägliche Änderung maximal  $0,5^\circ$  beträgt, ist sie, nach Eicker, innerhalb eines Tages vernachlässigbar. Die Betrachtung der Deklination wird daher tageweise angestellt.[8]

Die Sonnendeklination  $\delta$  berechnet sich wie folgt:[15, S. 83, Gleichung 2.22]

$$\delta = [0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ)]^\circ \quad (2.5)$$

Die Länge des Sonnentages beträgt nicht konstant 24 Stunden, da die Geschwindigkeit der Erde Schwankungen unterliegt, welche durch den elliptischen Umlauf um die Sonne entstehen.[8][15]

Zur Berücksichtigung dieser Schwankungen wird eine Zeitgleichung berechnet:[15, S. 83, Gleichung 2.23]

$$\text{Zgl} = [0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ)] \text{ min} \quad (2.6)$$

Innerhalb der ca. 15° breiten Zeitzonen gilt die jeweilige Standardzeit. In Deutschland gilt die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) im Winter und die Mitteleuropäische Sommerzeit (MESZ) im Sommer. Die MEZ ist um +1 h und die MESZ um +2 h von der Zeit am Nullmeridian unterschiedlich. Um die Mittlere Ortszeit (MOZ) bestimmen zu können, muss zusätzlich die Abweichung vom Standardzeitmeridian beachtet werden. Dabei werden pro Grad Abweichung vier Minuten addiert.[8][15]

Die Gleichung lautet nach [15, S. 83, Gleichung 2.24]

$$\text{MOZ} = \text{Lokalzeit} - \text{Zeitzone} + 4 \cdot \lambda \cdot \frac{\text{min}}{\text{°}} \quad (2.7)$$

Dabei ist  $\lambda$  der jeweilige Längengrad. Durch Einbringung der Zeitgleichung ergibt sich die Wahre Ortszeit (WOZ):[15, S. 84, Gleichung 2.25]

$$\text{WOZ} = \text{MOZ} + \text{Zgl} \quad (2.8)$$

Als nächstes muss der Stundenwinkel  $\omega$  berechnet werden. Er ergibt sich direkt aus der WOZ und beschreibt die Abweichung vom solaren Mittag, also dem Zeitpunkt, an dem die Sonne den Höchststand erreicht.[8][15]

Nach [15, S. 84, Gleichung 2.26] gilt:

$$\omega = (12 \text{ h} - \text{WOZ}) \cdot 15 \frac{\text{°}}{\text{h}} \quad (2.9)$$

Aus dem Stundenwinkel  $\omega$  und dem geografischen Breitengrad  $\varphi$  lässt sich nun die Sonnenhöhe  $\gamma_S$  bestimmen:[15, S. 84, Gleichung 2.27]

$$\gamma_S = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (2.10)$$

Aus den berechneten Größen ergibt sich nun auch das Sonnenazimut  $\alpha_S$ : [15, S. 84, Gleichung 2.28]

$$\alpha_S = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \cdot \frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi} & \text{für } \text{WOZ} \leq 12:00 \text{ h} \\ 180^\circ + \arccos \cdot \frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi} & \text{für } \text{WOZ} > 12:00 \text{ h} \end{cases} \quad (2.11)$$

Mit den vorangestellten Berechnungen lässt sich die Sonnenposition an jedem Ort und zu jedem Zeitpunkt bestimmen.

## 2.2 Photovoltaik

Das Wort Photovoltaik wird aus dem griechischen phós, phōtós (Licht) und dem Namen des Erfinders der elektrochemischen Batterie, Alessandro Volta (1745-1825), gebildet und beschreibt im Allgemeinen die Umwandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie.[10] Die Umwandlung erfolgt durch den photoelektrischen Effekt. Der Umwandlungsprozess wird in Abschnitt 2.2.1 näher erläutert.

Eine PV-Anlage besteht in der Regel aus Solarmodulen, Wechselrichter(n), Verkabelung und einer Aufständerung. Die Solarmodule wandeln die auftreffende Solarstrahlung in einen Gleichstrom um. Damit der Strom in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist werden kann, muss er mit den Wechselrichtern in Wechselstrom gewandelt werden.[23]

Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) können Betreiber von PV-Anlagen zwischen der Volleinspeisung und der Überschusseinspeisung wählen. Bei der Überschusseinspeisung wird nur der Teil der Energie in das öffentliche Netz eingespeist, der nicht selbst verbraucht wird. Wählt der Anlagenbetreiber das Modell der Volleinspeisung, wird die gesamte Energiemenge in das Versorgungsnetz gespeist. Weiterhin sieht das EEG ab einer installierten Leistung von  $100 \text{ kW}_p$  eine verpflichtende Direktvermarktung der erzeugten Energie vor.[11] Abbildung 2.4 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer einfachen, netzgekoppelten PV-Anlage.

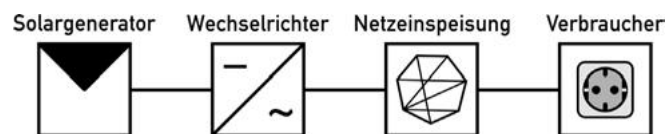


Abbildung 2.4: Blockschaltbild einer netzgekoppelten PV-Anlage (Quelle: [22, S. 94, Abb. 4.1.2.] )

Bei sogenannten Inselnssystemen kommt zusätzlich ein Energiespeicher, in den meisten Fällen eine Batterie, zum Einsatz. Inselnssysteme sind nicht mit dem öffentlichen Stromnetz gekoppelt, daher kann weder Energie bezogen, noch eingespeist werden. In der Batterie wird überschüssige Energie gespeichert, welche zu einem anderen Zeitpunkt entnommen werden kann. Die Nutzung eines Batteriespeichers erfordert zusätzlich einen Laderegler, um den Batteriespeicher vor Schäden durch unkontrolliertes Laden bzw. Entladen zu schützen.[22]



Der schematische Aufbau einer PV-Inselanlage ist in Abbildung 2.5 dargestellt.

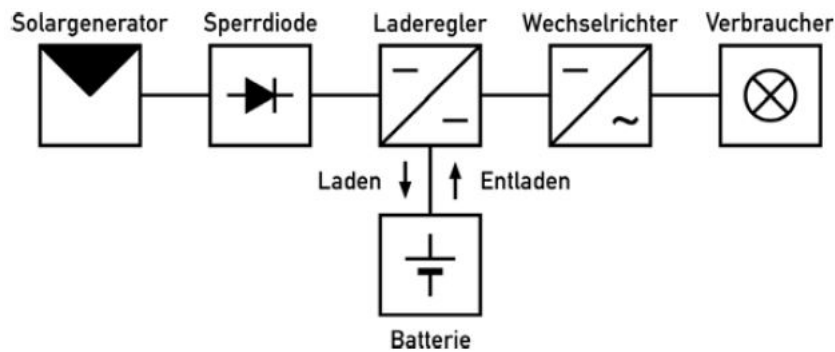


Abbildung 2.5: Blockschaltbild einer PV-Inselanlage (Quelle: [22, S. 93, Abb. 4.1.1.]

Diese Arbeit befasst sich mit netzgekoppelten Anlagen.

### 2.2.1 Module

In dieser Sektion wird der physikalische Aufbau sowie die Wirkungsweise von Solarmodulen kurz erläutert. Weiterführende Betrachtungen sind in [10] und [15] zu finden.

#### Aufbau

Solarzellen bestehen hauptsächlich aus einem unsymmetrisch dotierten pn-Übergang. Den Übergang vom p- in das n-Gebiet und vice versa bildet die Raumladungszone. Außerdem werden Front- und Rückkontakte zum Stromtransport aufgebracht. Um möglichst wenig Fläche vor der Solarstrahlung abzuschirmen, wird der Frontkontakt als schmaler Metallstreifen ausgeführt, welcher den Strom zur Sammelschiene leitet. Eine Antireflexbeschichtung sorgt dafür, dass weniger Photonen von der Oberfläche der Zelle reflektiert werden. Die erzeugte elektrische Energie kann an den beiden Kontakten abgenommen werden. Photovoltaik-Module bestehen aus vielen untereinander verschalteten Photovoltaik-Zellen.[10][23]

Abbildung 2.6 stellt den Aufbau grafisch dar.

#### Funktionsweise

Um die Vorgänge in Solarzellen nachvollziehen zu können, ist eine Betrachtung des Bohr'schen Atommodells, bzw. des Energiebändermodells nötig. Nach dem Atommodell von Bohr wird der Atomkern von den Elektronen umkreist. Auf jedes Elektron wirken währenddessen zwei Kräfte. Die Zentrifugalkraft, verursacht durch die Bewegung des Elektrons um den Kern, und die Coulomb-Kraft als Folge der unterschiedlichen Ladungen zwischen Atomkern und Elektron. Die Zentrifugalkraft wirkt nach außen, die Coulomb-Kraft ist ihr entgegengesetzt. Da die Elektronen auf ihrer Kreisbahn verweilen, müssen die beiden Kräfte gleich groß sein.

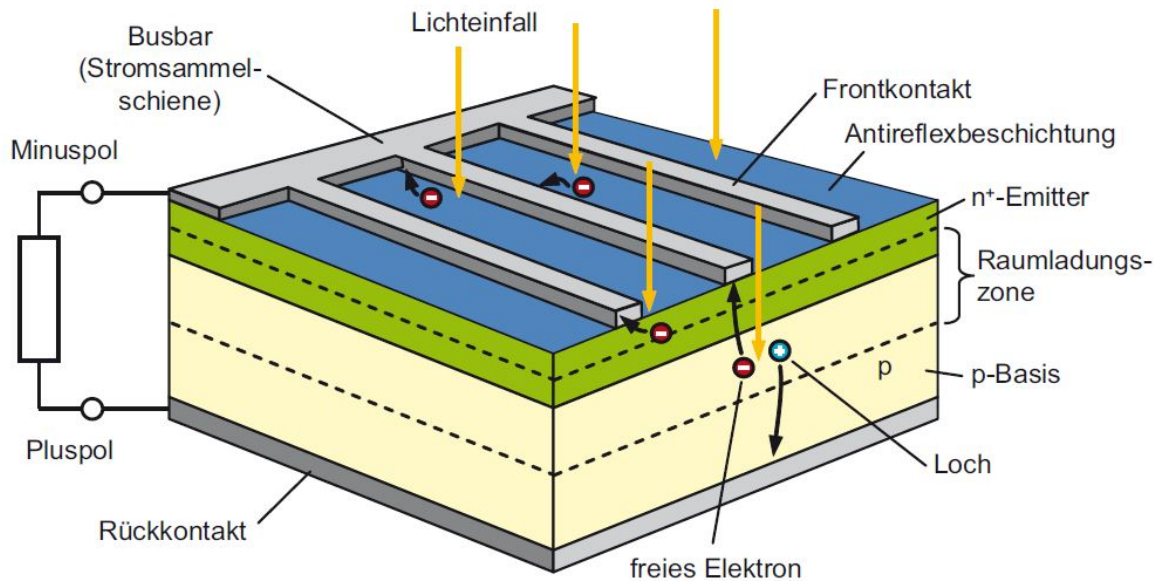


Abbildung 2.6: Aufbau einer Silizium-Solarzelle (Quelle: [10, S. 92, Bild 4.4])

Jedes Atom besitzt Schalen, welche die Kreisbahnen darstellen. Diese Schalen geben also die Umlaufbahnen der Elektronen vor, was bedeutet, dass die Radien der Kreisbahnen diskret sind. Je nach Umlaufbahn trägt ein Elektron eine bestimmte Menge Energie mit sich. Um ein Elektron in die nächste Schale, also das nächsthöhere diskrete Energieniveau, anzuheben, muss Energie von außen zugeführt werden. Diese Energie kann von Photonen bereitgestellt werden. Das Bohr'sche Atommodell liefert jedoch nur für einzelne Atome Aufschluss über die Anordnung und die Energie der Teilchen. Bei der Betrachtung von Molekülen wird auf das Energiebändermodell zurückgegriffen. Durch die gegenseitigen Wechselwirkungen ergeben sich Energieniveaus, welche so dicht beieinander liegen, dass sie nicht getrennt werden können. Somit ergeben sich die einzelnen Energiebänder.[15]

Die Abbildung 2.7 zeigt die Entstehung der Energiebänder anschaulich.

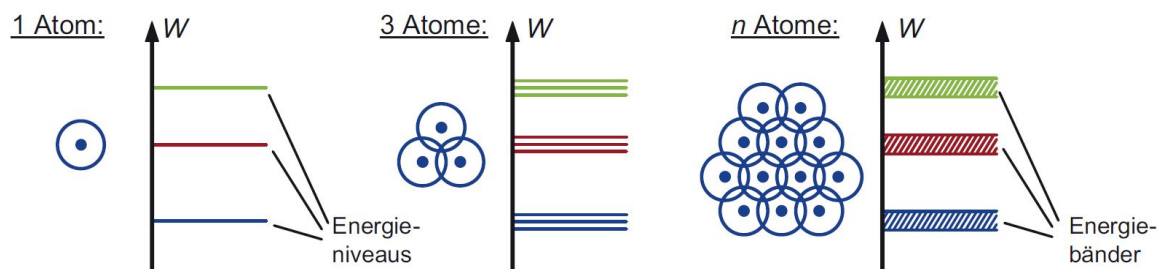


Abbildung 2.7: Entstehung der Energiebänder (Quelle: [10, S. 68, Bild 3.5])

Die Energiebänder werden von unten nach oben mit Elektronen befüllt. Das letzte vollständig gefüllte Band wird als Valenzband bezeichnet. Das nächsthöhere Band ist das Leitungsband. Der Bereich zwischen den beiden Bändern wird als Bandabstand bezeichnet. Ist die Energie von Photonen größer als der Bandabstand, können Elektronen vom Valenzband in das Leitungsband angehoben werden. Die Elektronen wandern dann in das negativ geladene Gebiet, die Löcher in das p-Gebiet. Schließt man den Stromkreis, wie in Abbildung 2.8, dann kann

man elektrische Leistung entnehmen.[15]

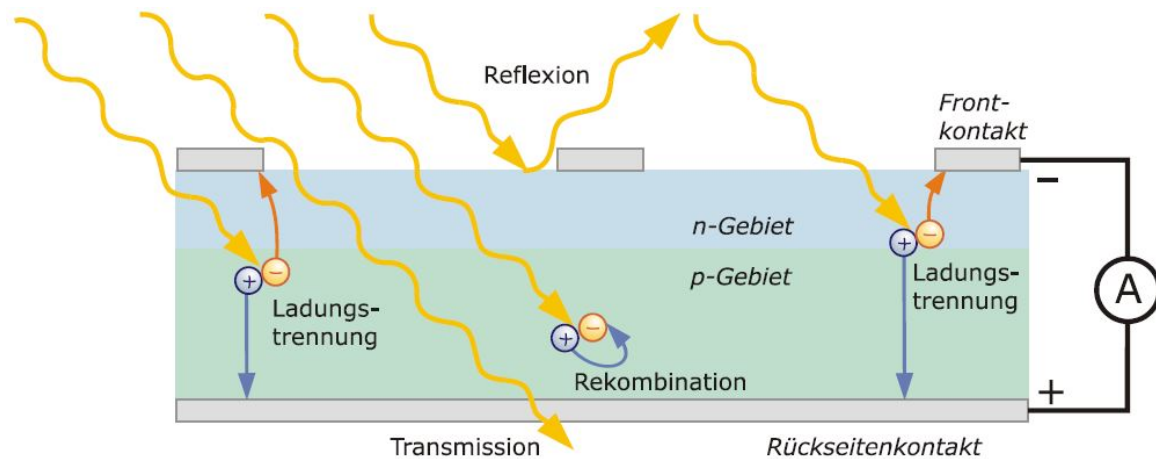


Abbildung 2.8: Vorgänge in der Solarzelle (Quelle: [15, S. 198, Bild 5.9])

Man muss hinzufügen, dass nicht jedes in Frage kommende Photon auch einen Elektronenfluss zur Folge hat. Ein Teil der Photonen wird bereits an der Oberfläche der Zelle reflektiert. Ein weiterer Teil geht durch die Zelle, ohne absorbiert zu werden. Außerdem können Elektronen und Löcher bereits auf dem Weg zum Verbraucher rekombinieren.[15]

Weitere Betrachtungen sollen an dieser Stelle nicht angestellt werden, da lediglich ein Grundverständnis für die Vorgänge in der Solarzelle geschaffen werden sollte.

### Aktueller Stand der Technik

Im Laufe der Jahre hat sich der Standard von Inselnetzsystemen hin zu netzgekoppelten Systemen entwickelt. Standardmäßig sind die Module heutzutage etwa 1,6 m lang und ca. 1 m breit. Die elektrischen Eigenschaften der Module sind stark von der jeweiligen Zelltechnologie abhängig. Betrachtet man die Marktanteile, dann wird jedoch deutlich, dass vor allem die kristallinen Siliziummodule eingesetzt werden. Über 95 % der hergestellten Module des Jahres 2022 wurden aus Silizium gefertigt, da deren hohe Wirkungsgrade sie attraktiv machen. Außerdem ist Silizium das zweithäufigste Element der Erdkruste, wodurch die Verfügbarkeit nahezu unbegrenzt ist. Neben den Siliziumzellen werden auch Dünnschichtzellen aus Cadmiumtellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) verwendet. Durch die geringe Zelldicke wird wesentlich weniger Material eingesetzt, was die Herstellungskosten verringert. Dem gegenüber stehen die niedrigeren Wirkungsgrade und begrenzte Verfügbarkeiten der Materialien. Da die Technologien noch steigerungsfähig sind, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen, welche Technologie sich durchsetzen wird. Technologische Neuheiten sind Farbstoffzellen aus Titanoxid und Zellen aus organischem Material. Bis zu deren Serienreife muss hier noch weiter geforscht werden. Die höchsten Wirkungsgrade lassen sich bisher bei Stapelzellen messen. Diese bestehen aus unterschiedlichen Halbleitermaterialien, welche aufgeschichtet werden. Die unterschiedlichen Halbleiter haben unterschiedliche Bandabstände, wodurch die Sonnenstrahlung effizienter genutzt werden kann. Theoretisch können so Wirkungsgrade von 86% erreicht werden. Bei Praxistests wurden jedoch bei konzentrierter Einstrahlung bisher

nur Wirkungsgrade über 44 % erreicht. Hohe Herstellungskosten lassen einen wirtschaftlichen Einsatz der Module noch nicht zu, weshalb weiter geforscht wird. Dabei steht das neue Material Petrowskit im Fokus. Durch einen hohen Absorptionskoeffizienten benötigt es nur etwa ein Hundertstel der Materialstärke von Siliziumzellen. Außerdem kommen die benötigten Materialien häufig vor und lassen sich bei niedrigen Temperaturen verarbeiten. Stapelzellen aus Petrowskit und Silizium können Wirkungsgrade von bis zu 30 % erreichen. Jedoch ist Petrowskit empfindlich gegenüber hohen Temperaturen und Feuchtigkeit. Zusätzlich enthalten viele Petrowskit-Module Blei, was umwelttechnisch bedenklich ist. Durchbrüche in der Forschung könnten den Photovoltaik-Markt stark beeinflussen.[10][15]

Die Tabelle 2.1 stellt die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Zelltechnologien gegenüber und listet deren Vor- und Nachteile auf. Die Wirkungsgrade entsprechen den höchsten am Markt verfügbaren Werten.

Tabelle 2.1: Die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Zelltechnologien im Vergleich (Quelle: [10, S. 167, Tabelle 5.2])

Zelltechnologie	$\eta_{\text{Zelle Labor}}$	$\eta_{\text{Modul}}$	Wichtigste Vor- und Nachteile
mono-c-Si	27,6%	24,4%	+sehr hohe Wirkungsgrade +unbegrenzte Verfügbarkeit -bislang hohe Energierücklaufzeit
multi-c-Si	23,3%	20,4%	+ hohe Wirkungsgrade + unbegrenzte Verfügbarkeit + akzeptable Energierücklaufzeit
mono-c-Si/a-Si (HIT-Zelle)	26,7%	21%	+ sehr hohe Wirkungsgrade + hohes Steigerungspotential
a-Si (Single)	10,2%	7%	+ geringer Temperaturkoeffizient - zu geringe Wirkungsgrade
a-Si (Tandem)		8%	
a-Si (Triple)	14%	8,2%	
a-Si/ $\mu\text{c-Si}$	12%	10%	- geringe Wirkungsgrade
CdTe	22,1%	18%	+ akzeptable Wirkungsgrade - Imageproblem + Steigerungspotential - Verfügbarkeitsproblem + geringe Energierücklaufzeit
CIS	23,4%	12%	+ akzeptable Wirkungsgrade + Steigerungspotential + geringe Energierücklaufzeit - Verfügbarkeitsproblem
III/V-Halbleiter	39,2%	n. a.	+ extrem hohe Wirkungsgrade (mit Konzentration über 46%) - ggf. Verfügbarkeitsproblem - nur in Konzentratorsystemen sinnvoll
Perowskit (nicht stabilisiert)	29,5%	20,1% (Mini-Modul)	+ hohe Anfangswirkungsgrade - bislang nicht stabil
Organische Zellen	15,2%	11,7% (Mini-Modul)	- bislang nicht stabil

### 2.2.2 Wechselrichter

Der Wechselrichter ist ein wesentlicher Bestandteil einer PV-Anlage. Zum einen ist er der Anlagenteil, der den erzeugten Gleichstrom in einen Wechselstrom transformiert und zum anderen sorgt er dafür, dass die Anlage im MPP betrieben wird.[10]

Im Folgenden soll der grundsätzliche Aufbau und die Funktionsweise von Wechselrichtern betrachtet werden.

#### Aufbau und Funktionen

Grundsätzlich benötigt man Schaltelemente, um den Gleichstrom in Wechselstrom wandeln zu können. Hier kommen unterschiedliche leistungselektronische Schalter zum Einsatz. Die bekanntesten Beispiele sind Metal Oxide Semiconductor Field-Effect Transistors (MOSFET), Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT) und Thyristoren. Thyristoren sind dabei nur bedingt geeignet, da sie nicht direkt abschaltbar sind und erst der Nulldurchgang zur Abschaltung führt. Durch diese Eigenschaft tritt ein rechteckiger Stromverlauf auf. Um jedoch einen sinusförmigen Stromverlauf abzubilden, müssen Schaltelemente genutzt werden, welche hochfrequent schaltbar sind. Für die Erzeugung des sinusförmigen Stromes wird auf die Pulsweitenmodulation (PWM) zurückgegriffen. Dadurch treten hochfrequente Signale auf, welche herausgefiltert werden müssen, um die Richtlinien zur Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) einzuhalten.[10][15]

Um das System im MPP zu betreiben wird die Gleichspannung angepasst. Die Anpassung übernimmt ein Hochsetzsteller im Wechselrichter. Die MPP-Regelung sollte möglichst schnell sein, um die Verluste so gering wie möglich zu halten.[10]

Abbildung 2.9 zeigt den Aufbau und die Aufgaben der Komponenten im Wechselrichter.

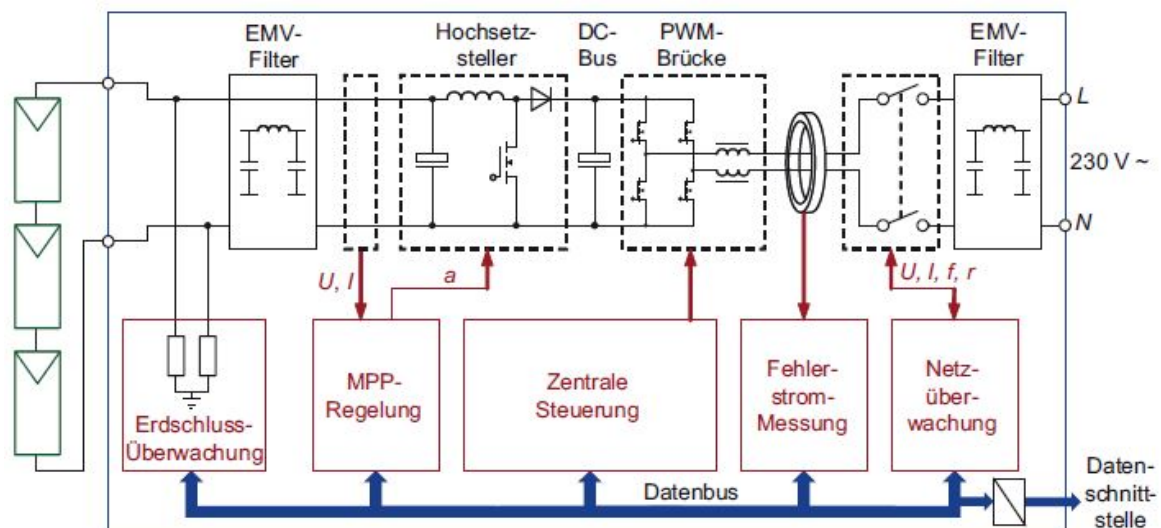


Abbildung 2.9: Aufbau eines Wechselrichters (Quelle: [10, S. 225, Bild 7.11])

Neben den bereits beschriebenen Funktionen übernimmt der Wechselrichter zusätzlich die

Aufgabe einer Fehlerstromüberwachung. Diese dient dem Zweck, Personen vor einem gefährlichen elektrischen Schlag zu schützen.[10]

Die Netzüberwachung stellt sicher, dass die PV-Anlage vom öffentlichen Stromnetz getrennt wird, wenn die Spannung oder die Frequenz außerhalb der erlaubten Toleranzbänder liegen.[10]

Einige Wechselrichter passen die erzeugte Wechselspannung mit einem Transformator an, was die Anlage gleichzeitig galvanisch vom Netz trennt.[15]

### **Aktueller Stand der Technik**

Heutzutage werden Wechselrichter mit integrierten Netztransformatoren kaum noch eingesetzt, weil sie viele Nachteile mit sich bringen. Die Transformatoren sind teuer und erhöhen die elektrischen Verlustleistungen enorm. Viele der eingesetzten traflosen Wechselrichter besitzen mehrere Eingänge mit separaten MPP-Reglern.[10]

Moderne Wechselrichter erreichen Anpassungswirkungsgrade von 99%. Das bedeutet, dass die Leistung durch die MPP-Regelung von der idealen Leistung um nur ein Prozent abweicht. Der Umwandlungswirkungsgrad betrachtet die Wechselspannungsleistung der Ausgangsseite im Verhältnis zur tatsächlichen Gleichspannungsleistung der Eingangsseite. Wechselrichter sollten etwa mit halber Nennleistung betrieben werden, da hier der Gesamtwirkungsgrad am höchsten ist. Da in der Praxis selten ideale Bedingungen vorherrschen definiert die Norm DIN EN 50524 den Europäischen Wirkungsgrad, welcher die durchschnittlichen Wetterverhältnisse in Europa berücksichtigt und daher geringer ist, als der optimale Wirkungsgrad.[8]

Moderne Wechselrichter setzen auf leistungselektronische Bauteile aus Siliziumcarbid und Galliumnitrid, wodurch sie (Europäische) Wirkungsgrade über 97 % erreichen.[10]

Der Wechselrichter SUN2000-185KTL-H1 des Herstellers Huawei Technologies Co., Ltd. (Huawei) erreicht beispielsweise einen maximalen Wirkungsgrad von 99,03 % und einen Europäischen Wirkungsgrad von 98,69 %.[9]

### **2.2.3 Speicher**

Die Erzeugung von elektrischer Energie durch Photovoltaikanlagen ist abhängig von den Wetterverhältnissen und der Tageszeit. Vor allem nachts steht keine Solarstrahlung zur Verfügung, was bei Anlagen ohne Netzkopplung zu Versorgungsunterbrechungen führt. Mit Speichern in Form von Akkumulatoren steht Energie auch dann bereit, wenn die PV-Anlage derzeit keinen Strom liefert.[10][15]

Kleine Energiespeicher werden inzwischen auch bei netzgekoppelten Anlagen genutzt, obwohl hier nicht von einer Versorgungsunterbrechung auszugehen ist. Der Grund dafür sind die gesunkenen Einspeisevergütungen. Die Nutzung der erzeugten Energie als Eigenverbrauch ist wirtschaftlich lohnender als die Einspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz. Vor allem Privathaushalte nutzen also Energiespeicher, um die Kosten des Eigenverbrauchs zu reduzieren.[17]

### **Aufbau und Funktionsprinzip**

Energiespeicher wie Akkumulatoren werden im weiteren Verlauf der Arbeit nicht betrachtet. Daher werden der prinzipielle Aufbau und das Funktionsprinzip an dieser Stelle nur sehr verkürzt dargestellt, um einen Überblick zu schaffen.

Als Akkumulator (Akku) bezeichnet man elektrochemische Energiespeicher, die wiederholt auf- und entladen werden können. Die Funktion beruht auf einer chemischen Redoxreaktion, welche auch umgekehrt ablaufen kann, je nachdem, ob der Akku geladen oder entladen wird. In einem Gehäuse sind zwei räumlich getrennte Elektroden untergebracht, welche nur von einem Elektrolyten miteinander verbunden werden. Der bekannteste elektrochemische Energiespeicher ist der Blei-Säure-Akku. Er wird auch bei Kraftfahrzeugen als Starterbatterie genutzt. Sie sind kostengünstig und durch ihre 150 Jahre alte Geschichte mittlerweile gut erforscht und ausgereift. Lithium-Ionen-Akkus sind am häufigsten in tragbaren elektronischen Geräten vorzufinden. Sie zeichnen sich durch hohe Energiedichten sowie lange Lebensdauern aus und sind auch in Speichersystemen für regenerative Energien vorzufinden. Durch die Materialpreise sind sie jedoch relativ teuer. Natrium-Schwefel-Akkus erreichen ebenfalls hohe Energiedichten und noch längere Lebensdauern als die Lithium-Ionen-Akkus. Allerdings funktionieren sie nur bei hohen Temperaturen (ca. 300 °C), weshalb für ihren Betrieb dauerhaft Energie aufgewendet werden muss. Redox-Flow-Speicher sind ebenfalls als Puffer für Photovoltaikanlagen nutzbar und sind auch für sehr große Kapazitäten geeignet. Allerdings verfügen sie über eine sehr geringe Energiedichte und benötigen auch stetige Hilfsenergie, um Pumpen anzutreiben. Sie funktionieren ebenfalls durch Redoxreaktionen, die Elektrolyte werden aber in externen Tanks aufbewahrt. Durch die Pumpen werden die Elektrolyte zur Reaktionseinheit geleitet, um Energie zu entnehmen. [10][23]

## 3 Betrachtete Erzeugungsanlage

In diesem Kapitel wird zunächst die Photovoltaikanlage beschrieben, die zur Verifikation der Berechnungsergebnisse herangezogen wird. Dabei wird zuerst auf die Anlagenparameter und -komponenten eingegangen. Danach werden die Messdaten aus dem internen Monitoringsystem dargestellt. Das Monitoringsystem stellt unter anderem Messwerte zur Energieproduktion, Leistung, Anlagenverfügbarkeit und der Einstrahlung zur Verfügung. Das Messintervall beträgt fünf Minuten.

### 3.1 Anlagendaten

Die betrachtete Anlage ist eine Freiflächenanlage auf einem Deponiegelände und ist in Südrichtung ausgerichtet ( $180^\circ$ ) und um  $20^\circ$  geneigt. Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte im September 2021. Insgesamt 2.024 Photovoltaikmodule erbringen eine Nennleistung von  $748,88 \text{ kW}_p$ . Die installierten Module des Herstellers LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. (LONGi) sind vom Typ LR4-60HH-370M. Die vier Wechselrichter von Huawei des Typs SUN2000-185KTL-H1 haben je eine ausgangsseitige Nennwirkleistung von  $185 \text{ kW}$  bei  $25^\circ\text{C}$ , bzw.  $175 \text{ kW}$  bei  $40^\circ\text{C}$ , sowie einen Europäischen Wirkungsgrad von  $98,69\%$ . Pro Wechselrichter stehen neun MPP Tracker zur Verfügung. Im Anhang sind die beiden Datenblätter zu finden. Die für die Ertragsprognose relevanten Größen können Tabelle 3.1 entnommen werden.

Tabelle 3.1: Parameter der betrachteten Anlage

Neigungswinkel $\beta$	Flächenazimut $\alpha$	Breitengrad $\varphi$	Längengrad $\lambda$
$20^\circ$	$180^\circ$	$53,8655^\circ$	$10,6866^\circ$
Modulfläche A	Temperaturkoeffizient $K_{MPP}$	Nennleistung $P_{MPP0}$	Anzahl Module n
$1,82169 \text{ m}^2$	$-0,35 \text{ \%/}^\circ\text{C}$	$370 \text{ W}$	2024

Die Verschaltung der PV-Module ist in Abbildung 3.1 schematisch dargestellt.

Abbildung 3.2 zeigt einen Auszug aus dem internen Geoinformationssystem (GIS).



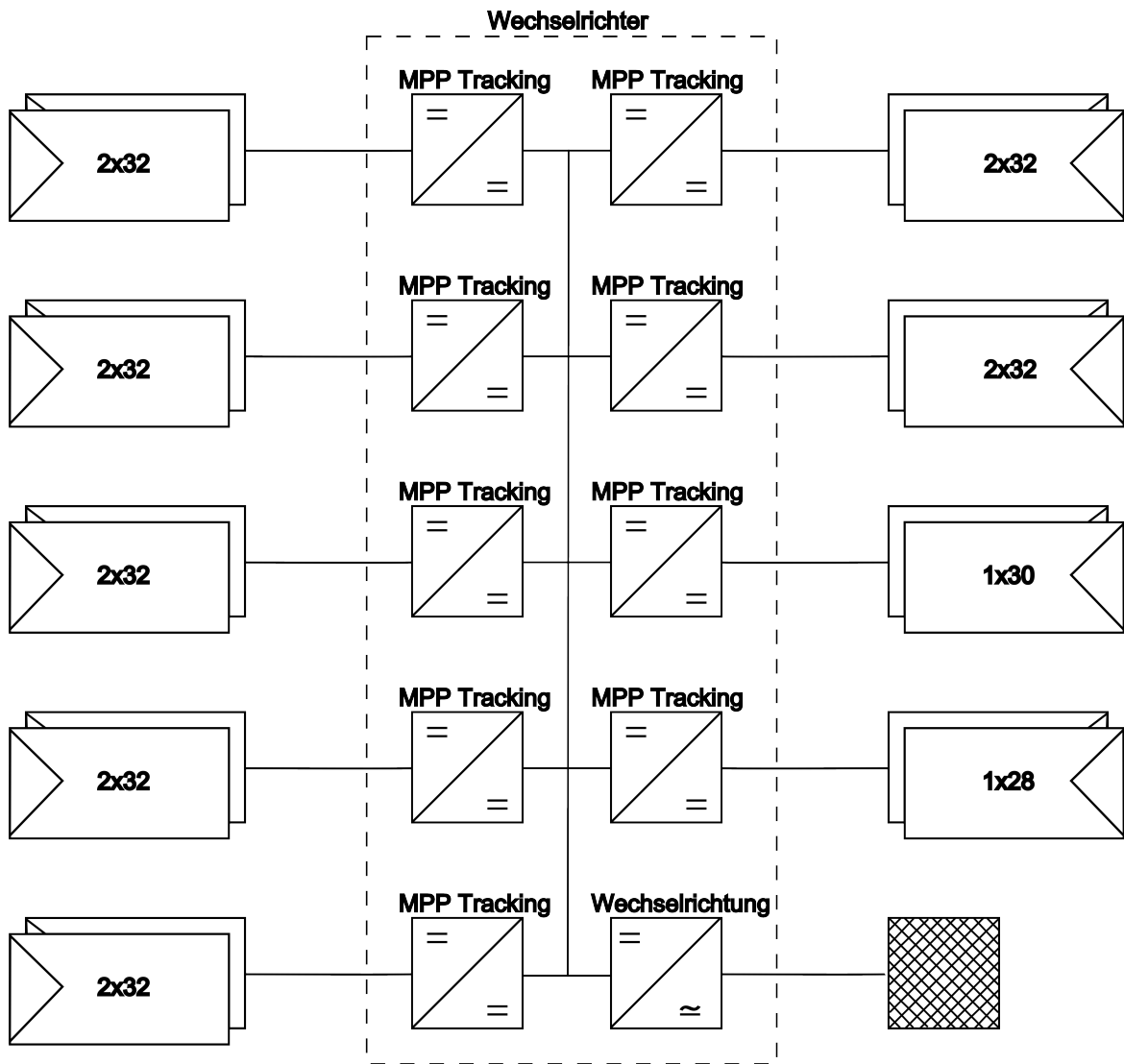


Abbildung 3.1: Verschaltung der PV-Module pro Wechselrichter



Abbildung 3.2: Die Photovoltaikanlage aus der Vogelperspektive (Quelle: [18])

## 3.2 Messdaten

Die Erzeugungsanlage hat im Jahr 2022 insgesamt rund 761 MWh in das Versorgungsnetz eingespeist. Abbildung 3.3 zeigt einen Auszug der Auswertung der Jahresübersicht. Neben den Monatssummen der eingespeisten Energie wird die gemessene Einstrahlung dargestellt. Der entsprechende Sensor ist in der Generatorebene installiert und misst damit die Einstrahlung auf der geneigten Fläche. Die Strahlungssumme des Jahres beträgt 1.293 kWh/m<sup>2</sup>. Tabelle 3.2 stellt die Messergebnisse tabellarisch dar.[20]

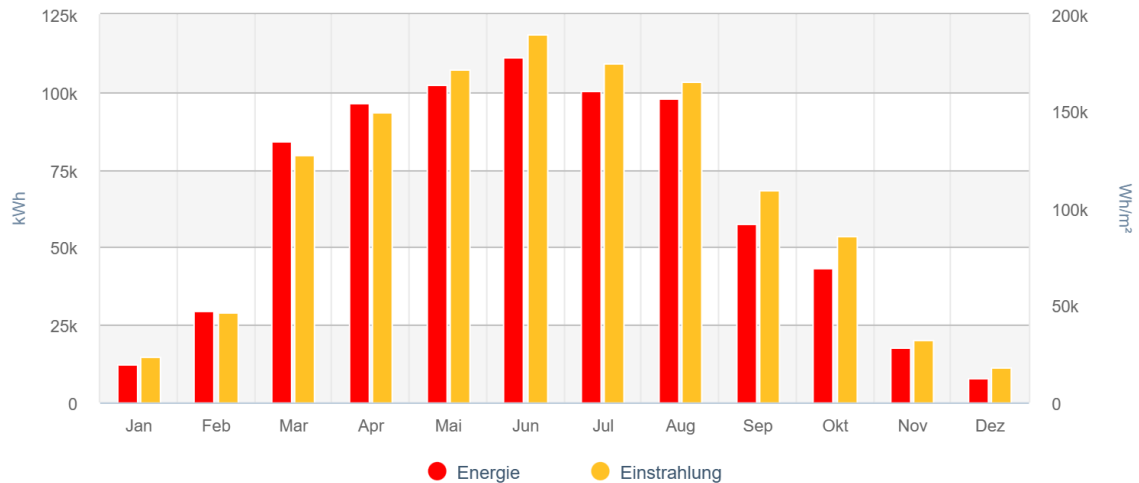


Abbildung 3.3: Messwerte aus dem Monitoringsystem (Quelle: [20])

Tabelle 3.2: Monatliche Messwerte der betrachteten Anlage (Quelle: [20])

Monat	Erzeugte Arbeit [kWh]	Einstrahlung in Modulebene [kWh/m <sup>2</sup> ]
Jan	12.075	23,27
Feb	29.551	46,41
Mar	83.970	127,59
Apr	96.496	149,48
Mai	102.514	171,93
Jun	111.157	189,58
Jul	100.602	174,54
Aug	97.957	165,17
Sep	57.360	109,59
Okt	43.388	85,68
Nov	17.672	31,99
Dez	7.985	17,88

## 4 Modellentwicklung

Der folgende Abschnitt beschreibt den Aufbau und den Berechnungsvorgang des entwickelten Modells zur Ertragsprognose. Die Berechnungen erfolgen mithilfe des Tabellenkalkulationsprogramms Microsoft Excel. Die Erläuterungen zu den Berechnungsvorgängen beschränken sich dabei auf die mathematischen Sachverhalte, die Umsetzung in Excel-Formeln wird nicht thematisiert.

### 4.1 Wetterdaten

Die Grundlage des Berechnungsmodells bilden die Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Der DWD ist eine deutsche Bundesbehörde mit der Aufgabe, meteorologische und klimatologische Dienstleistungen zu erbringen.[3][4]

Auf dem Open Data Server des DWD wird eine Vielzahl von Wetter- und Klimadatensätzen entgeltfrei zur Verfügung gestellt.[5]

Diesem Datenserver entspringen alle für diese Arbeit verwendeten Wetterdaten.[2]

Die Messtation in Lübeck befindet sich auf dem Flughafengelände Lübeck-Blankensee. Auf dem Datenserver des DWD wird die Station mit der ID 3086 bezeichnet.

#### 4.1.1 Einstrahlung

Um ein möglichst repräsentatives Ergebnis zu erhalten, wurden die Daten von 10-minütigen Messintervallen gewählt. Die Messtation in Lübeck zeichnet seit November 2008 Messwerte zur diffusen Strahlung und zu der Globalstrahlung auf. Gemessen wird die Einstrahlung auf der horizontalen Fläche. Aus diesen Messwerten kann gemäß der Beziehung in (2.2) der Wert für die direkte Einstrahlung ermittelt werden. Für die Ertragsprognose wird die Bestrahlung über die Jahre 2009 bis 2020 gemittelt. Die Mess- und Mittelwerte zur Bestrahlung sind in der Datei „Mittelwerte\_Strahlung.xlsx“ im Anhang enthalten. Die historischen Rohdaten zur 10-minütigen Stationsmessung der Solarstrahlung des Deutschen Wetterdienstes können dem Open Data Server entnommen werden.[7]

Die gerundeten Monatssummen der Mittelwerte für Lübeck sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

Tabelle 4.1: Monatssummen der gemittelten, globalen Einstrahlung in der Horizontalen in kWh/m<sup>2</sup>

Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Gesamt
15	31	71	121	151	163	157	130	87	48	19	11	1.004

### 4.1.2 Temperatur

Neben der Einstrahlung auf die Kollektoren nimmt auch die Temperatur einen Einfluss auf den Wandlungsprozess in den Solarzellen. Bei der Umgebungstemperatur bildet die stündliche Betrachtung einen guten Kompromiss zwischen Rechenaufwand und Genauigkeit, da die Umgebungstemperatur sich nur langsam ändert.

In der Datei „Temperatur\_Mittelwerte.xlsx“ sind die stündlichen Messwerte der Umgebungstemperatur auf dem Flughafengelände Blankensee seit 1991 zu finden. In der gleichen Datei werden die stündlichen Mittelwerte gebildet. Sie bilden die Messwerte bis einschließlich 2020 ab.

## 4.2 Photovoltaikanlage

Um den Ertrag der zu betrachtenden PV-Anlage näherungsweise prognostizieren zu können, müssen neben den anzunehmenden Wetterdaten auch einige Kenngrößen der Erzeugungsanlage bekannt sein. Die notwendigen Einflussgrößen können in der Regel dem jeweiligen Datenblatt entnommen werden.

### 4.2.1 Eingabeparameter

Zur Prognose der Erträge zieht das entwickelte Modell elf Eingabeparameter heran. Die einzugebenden Parameter sind:

- Neigungswinkel  $\beta$
- Flächenazimut  $\alpha$
- Breitengrad  $\varphi$
- Längengrad  $\lambda$
- Albedo-Wert ALB
- Modulfläche A
- Temperaturkoeffizient  $K_{MPP}$
- Nennleistung  $P_{MPP}$
- Anzahl der Module n
- Art des Einbaus
- Wirkungsgrad Wechselrichter  $\eta_W$

Der Neigungswinkel  $\beta$ , das Flächenazimut  $\alpha$  sowie der Standort der Anlage werden benötigt, um den Einstrahlwinkel auf die Kollektorfläche zu bestimmen. Die Werte sind in Winkelgrad einzutragen. Um den Einstrahlwinkel und damit den Ertrag zu optimieren, werden PV-Module in der Regel angewinkelt zur Horizontalen aufgestellt. Bei der Installation auf einem Schrägdach wird der Anstellwinkel in der Regel ohnehin von der Dachneigung vorgegeben. Das Flächenazimut der Kollektoren gibt die horizontale Orientierung an. In Anlehnung an die in Unterabschnitt 2.1.4 erwähnte DIN 5034 ist das Flächenazimut  $\alpha$  als Winkel zwischen dem geographischen Norden und der Flächennormalen der Kollektoren anzugeben.[10]

Der Standort der Anlage, der sich aus dem Breitengrad  $\varphi$  und dem Längengrad  $\lambda$  definiert, wird genutzt, um die zur Anlage relative Sonnenposition zu jeder Zeit zu ermitteln.

„Unter Albedo versteht man allgemein das relative Reflexions- und Rückstreuvermögen eines Körpers, bezogen auf die auftreffende Strahlung.“[16, S. 22]

Die Modulfläche A gibt die Gesamtfläche pro Modul an. Sie kann dem jeweiligen Datenblatt entnommen werden.

Der Temperaturkoeffizient  $K_{MPP}$  ist ebenfalls dem Datenblatt zu entnehmen. Häufig wird er in diesem als  $\gamma$  bezeichnet. Der Koeffizient beschreibt den Einfluss der Zelltemperatur auf die erzeugte Leistung.[10]

Die Nennleistung  $P_{MPP}$  gibt an, wie hoch die abgegebene Leistung des Moduls unter Standardtestbedingungen ist. Sie wird im Datenblatt angegeben.[15]

Die Gesamtzahl der installierten Module  $n$  wird benötigt, um den Gesamtertrag bzw. die gesamte Kollektorfläche zu berechnen.

Die Art des Einbaus der Kollektoren wird über ein Drop-Down-Menü ausgewählt. Die Angabe ist notwendig, da die Einbauart Einfluss auf die Zelltemperatur hat.[15]

Der Wirkungsgrad des Wechselrichters ist ebenfalls dem entsprechenden Datenblatt zu entnehmen.

### 4.2.2 Einstrahlung auf die geneigte Ebene

Durch die Tatsache, dass Photovoltaikmodule in der Regel mit einem Neigungswinkel zur Ebene installiert werden, die Messung der Bestrahlungsstärke jedoch in der Horizontalen stattfindet, ist eine Umrechnung erforderlich. Durch ein Drei-Komponenten-Modell lässt sich die eintreffende Bestrahlungsstärke näherungsweise bestimmen. Die Bestrahlungsstärke  $E_{G,gen}$  in der geneigten Ebene weist neben dem direkten und diffusen Anteil einen vom Boden reflektierten Anteil  $E_{refl,gen}$  auf. Abbildung 4.1 verdeutlicht dies. Die Bestimmung der Beiträge erfolgt im Tool schrittweise.[10][15]

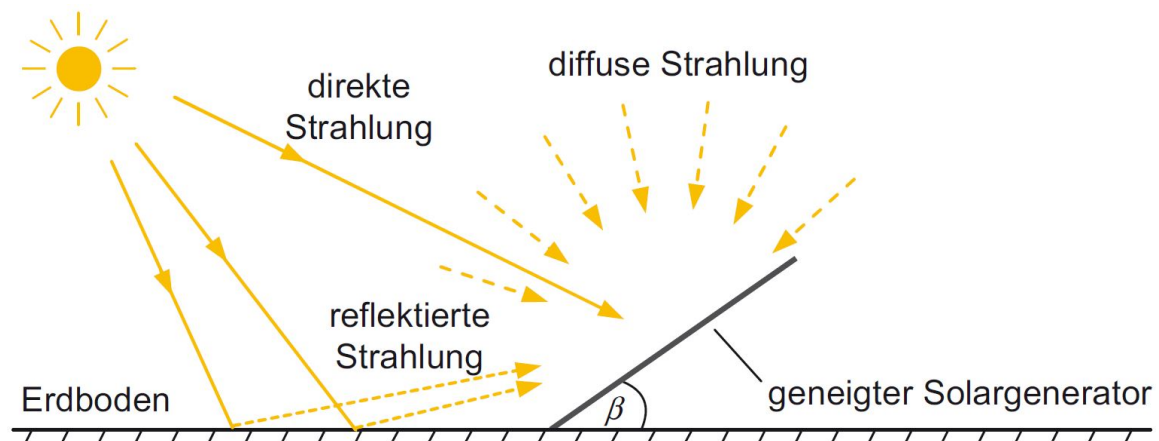


Abbildung 4.1: Zusammensetzung der Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene (Quelle: [10, S. 53, Bild 2.14])

#### Direktstrahlung

Für die Bestimmung von  $E_{dir,gen}$  wird über die Sonnenposition und die Anlagenausrichtung der Einfallswinkel  $\theta_{gen}$  ermittelt. Mithilfe von Winkelfunktionen lässt sich dann  $E_{dir,hor}$  in  $E_{dir,gen}$  überführen.[10][15]

Die Berechnung der Sonnenposition erfolgt über die im Abschnitt 2.1.4 „Sonnenposition“ dargestellten Zusammenhänge für das gesamte Jahr in zehnminütigen Intervallen. Drückt man die Orientierung der geneigten Ebene als Normalenvektor aus und bildet das Skalarprodukt mit einem weiteren Vektor, welcher in die Sonnenrichtung zeigt, dann lässt sich der Einfallswinkel  $\theta_{\text{gen}}$  nach [15, S. 86, Gleichung 2.32] bestimmen:

$$\theta_{\text{gen}} = \arccos(-\cos \gamma_S \cdot \sin \beta \cdot \cos(\alpha_S - \alpha - 90^\circ) + \sin \gamma_S \cdot \cos \beta) \quad (4.1)$$

Um nun letztendlich  $E_{\text{dir,gen}}$  zu erhalten, werden die Winkelbeziehungen zwischen Einfallswinkel und Sonnenhöhenwinkel genutzt: [15, S. 87, Gleichung 2.35]

$$E_{\text{dir,gen}} = E_{\text{dir,hor}} \cdot \frac{\cos \theta_{\text{gen}}}{\sin \gamma_S} \quad (4.2)$$

### Diffusstrahlung

Um die Diffusstrahlung auf der geneigten Fläche zu bestimmen, gibt es unterschiedliche Ansätze. Der isotrope Ansatz ist der einfachste, führt aber lediglich zu einer groben Abschätzung. Sie kommt der Realität besonders dann nahe, wenn der Himmel stark bewölkt ist, weil davon ausgegangen wird, dass die Strahlung gleichmäßig aus allen Richtungen kommt. Genauere Ansätze bilden das Modell von Klucher und das Perez-Modell. Sie berücksichtigen, dass die diffuse Strahlung nicht gleichmäßig auf den gesamten Himmelsraum aufgeteilt ist. [14][15]

Während der Entwicklungsphase des Excel-Tools wurden alle drei Ansätze implementiert, daher werden nachstehend alle drei Berechnungsmethoden dargestellt.

Die diffuse Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene  $E_{\text{diff,gen}}$  berechnet sich wie folgt:

**Isotroper Ansatz:** (nach [15, S.87, Gleichung 2.36])

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \beta) \quad (4.3)$$

**Modell von Klucher:** (nach [15, S. 87, Gleichung 2.37])

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \beta) \cdot \left(1 + F \cdot \sin^3 \frac{\beta}{2}\right) \cdot (1 + F \cdot \cos^2 \theta_{\text{gen}} \cdot \cos^3 \gamma_S) \quad (4.4)$$

$$\text{Mit } F = 1 - \left(\frac{E_{\text{diff,hor}}}{E_{\text{G,hor}}}\right)^2 \quad (4.5)$$

**Modell von Perez:** (nach [15, S. 88, Gleichung 2.42])

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \beta) \cdot (1 - F_1) + \frac{a}{b} \cdot F_1 + F_2 \cdot \sin \beta\right] \quad (4.6)$$

Der Horzonthelligkeitsindex  $F_1$  ([15, S. 88, Gleichung 2.40]) und der Sonnenumgebungshelligkeitsindex  $F_2$  ([15, S. 88, Gleichung 2.41]) werden mithilfe von Tabelle 4.2 durch

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{13}(\varepsilon) \cdot \theta \quad (4.7)$$

und

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{23}(\varepsilon) \cdot \theta \quad (4.8)$$

bestimmt.

Der Himmelklarheitsindex  $\varepsilon$  ergibt sich nach [15, S. 87, Gleichung 2.38] durch:

$$\varepsilon = \frac{\frac{E_{\text{diff,hor}} + E_{\text{dir,hor}} \cdot \frac{1}{\sin \gamma_S}}{E_{\text{diff,hor}}} + \kappa \cdot \theta^3}{1 + \kappa \cdot \theta^3} \quad \text{mit } \kappa = 1,041 \quad (4.9)$$

Der Helligkeitsindex  $\Delta$  wird durch den Air-Mass-Wert, die diffuse Strahlung in der Horizontalen und die Solarkonstante bestimmt. (siehe [15, S. 88, Gleichung 2.39])

$$\Delta = \text{AM} \cdot \frac{E_{\text{diff,hor}}}{E_0} \quad (4.10)$$

Die Parameter  $a$  und  $b$  werden mit

$$a = \max(0; \cos \theta_{\text{gen}}) \quad (4.11)$$

und

$$b = \max(0,087; \sin \gamma_S) \quad (4.12)$$

ermittelt.[15, S. 88]

Tabelle 4.2: Bestimmung von  $F_{11}$  bis  $F_{23}$  (Quelle: [15, S. 88, Tabelle 2.11])

$\varepsilon$	1,000... 1,065	1,065... 1,230	1,230... 1,500	1,500... 1,950	1,950... 2,800	2,800... 4,500	4,500... 6,200	6,200... $\infty$
$F_{11}$	-0,008	0,13	0,33	0,568	0,873	1,132	1,06	0,678
$F_{12}$	0,588	0,683	0,487	0,187	-0,392	-1,237	-1,6	-0,327
$F_{13}$	-0,062	-0,151	-0,221	-0,295	-0,362	-0,412	-0,359	-0,25
$F_{21}$	-0,06	-0,019	0,055	0,109	0,226	0,288	0,264	0,156
$F_{22}$	0,072	0,066	-0,064	-0,152	-0,462	-0,823	-1,127	-1,377
$F_{23}$	-0,022	-0,029	-0,026	-0,014	0,001	0,056	0,131	0,251

Die Bestimmung der diffusen Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene nach Perez ist zwar aufwendiger, führt jedoch zu einem genaueren Ergebnis.[14][15]

Daher wird der diffuse Anteil des Endergebnisses durch das Perez-Modell bestimmt.



## Reflektierte Strahlung

Bei der Bestimmung des reflektierten Strahlungsanteils genügt nach Quaschnig ein isotroper Ansatz, da anisotrope Ansätze bei höherer Komplexität kaum genauere Ergebnisse erzielen. Neben dem Neigungswinkel der Anlage und der Bestrahlung ist der Untergrund ausschlaggebend für die Intensität der reflektierten Strahlung. Je nach Beschaffenheit des Untergrunds variiert das Reflexionsvermögen. Der Albedo-Wert  $ALB$  lässt sich entweder mit einem Albedometer messen oder mit Tabelle 4.3 bestimmen. Ist der Untergrund unbekannt, wird in der Regel  $ALB = 0,2$  angenommen.[6][15]

Für die reflektierte Strahlung auf der geneigten Ebene gilt nach [15, S. 88, Gleichung 2.43]

$$E_{\text{refl,gen}} = E_{G,\text{hor}} \cdot ALB \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos \beta) \quad (4.13)$$

Tabelle 4.3: Albedo-Werte unterschiedlicher Untergründe (Quelle: [15, S. 89, Tabelle 2.12])

Untergrund	Albedo ALB	Untergrund	Albedo ALB
Gras (Juli, August)	0,25	Asphalt	0,15
Rasen	0,18... 0,23	Wälder	0,05... 0,18
Trockenes Gras	0,28... 0,32	Heide- und Sandfläche	0,1... 0,25
Nicht bestellte Felder	0,26	Wasserfläche ( $\gamma_S > 45^\circ$ )	0,05
Nackter Boden	0,17	Wasserfläche ( $\gamma_S > 30^\circ$ )	0,08
Schotter	0,18	Wasserfläche ( $\gamma_S > 20^\circ$ )	0,12
Beton, verwittert	0,2	Wasserfläche ( $\gamma_S > 10^\circ$ )	0,22
Beton, sauber	0,3	Frische Schneedecke	0,8... 0,9
Zement, sauber	0,55	Alte Schneedecke	0,45... 0,70

## Globalstrahlung auf der geneigten Ebene

Die gesamte auf die Modulfläche treffende solare Strahlung setzt sich aus den zuvor berechneten Anteilen zusammen:[15, S. 86, Gleichung 2.33]

$$E_{G,\text{gen}} = E_{\text{dir,gen}} + E_{\text{diff,gen}} + E_{\text{refl,gen}} \quad (4.14)$$

### 4.2.3 Ertragsberechnung

Um die Erträge der PV-Anlage zu ermitteln, berechnet das Excel-Tool erst die abgegebene Leistung eines einzelnen Moduls und multipliziert diese anschließend mit der Anzahl der installierten Module. Zur Ermittlung der Leistung werden die Eingabeparameter aus dem Datenblatt, die approximierten Zelltemperatur  $\vartheta_z$  sowie die eintreffende Globalstrahlung genutzt. Die Zelltemperatur  $\vartheta_z$  ergibt sich aus der Umgebungstemperatur  $\vartheta_u$ , der globalen

Bestrahlungsstärke auf der Modulebene  $E_{G,gen}$  und einem Faktor  $c$ , welcher von der Einbauart abhängig ist:[15, S. 222, Gleichung 5.54]

$$\vartheta_z = \vartheta_u + c \cdot \frac{E_{G,gen}}{1000 \frac{W}{m^2}} \quad (4.15)$$

Die Einbauart wird über ein Drop-Down-Menü ausgewählt; die entsprechende Konstante  $c$  wird dann einer hinterlegten Tabelle (siehe Tabelle 4.4) entnommen.

Tabelle 4.4: Faktor  $c$  zur Berechnung der Zelltemperatur (Quelle: [15, S. 222, Tabelle 5.9])

Art des Einbaus	c in °C
Völlig freie Aufständering	22
Auf dem Dach, großer Abstand	28
Auf dem Dach bzw. dachintegriert, gute Hinterlüftung	29
Auf dem Dach bzw. dachintegriert, schlechte Hinterlüftung	32
An der Fassade bzw. fassadenintegriert, gute Hinterlüftung	35
An der Fassade bzw. fassadenintegriert, schlechte Hinterlüftung	39
Dachintegration, ohne Hinterlüftung	43
Fassadenintegration, ohne Hinterlüftung	55

Mit der Zelltemperatur  $\vartheta_z$  sind nun alle Parameter bekannt, um die Modulleistung im MPP nach [17] zu berechnen:

$$P_{MPP} = P_{MPP0} \cdot \frac{E_{G,gen} \cdot \ln(E_{G,gen})}{E_{STC} \cdot \ln(E_{STC})} \cdot [1 + K_{MPP} \cdot (\vartheta_z - \vartheta_{STC})] \quad (4.16)$$

Um die Gesamtleistung zu berechnen, wird die Leistung eines einzelnen Moduls mit der Gesamtanzahl und anschließend dem Wechselrichter-Wirkungsgrad multipliziert.

#### 4.2.4 Beschreibung der Tabellen

Die Berechnung der Prognose erfolgt in der Datei „Ertragsprognose.xlsx“. Diese ist in mehrere Excel-Blätter aufgliedert. Insgesamt beinhaltet die Datei elf Seiten:

- Eingabe\_Ausgabe
- Sonnenstand
- diffuse\_Strahlung\_isotrop
- diffuse\_Strahlung\_Klucher
- diffuse\_Strahlung\_Perez
- Bodenreflexion
- Strahlung\_geneigte\_Fläche

- Modulleistung
- Erzeugte\_Arbeit
- Mittlere\_Strahlungsdaten
- Mittlere\_Temperaturen

Im Folgenden werden die Inhalte der Excel-Blätter beschrieben. Eine Kurzbeschreibung der jeweils enthaltenen Zellen kann Tabelle 4.5 entnommen werden.

### **Eingabe\_Ausgabe**

Die Seite „Eingabe\_Ausgabe“ enthält neben den Eingabefeldern aus dem Abschnitt „Eingabeparameter“ zwei Diagramme und drei Tabellen. Zwei der Tabellen sind Lookup-Tabellen, wobei eine bei der Auswahl des Albedo-Wertes helfen soll (siehe Tabelle 4.3), während die andere von Excel verarbeitet wird, um den Faktor  $c$  aus der Art des Einbaus zu bestimmen. Die dritte dargestellte Tabelle ist eine Ausgabetablelle, welche die maximalen Ausgangsleistungen pro Monat und Stunde darstellt. Ein Diagramm stellt die erzeugte Arbeit und die Einstrahlung pro Fläche dar. Das andere Diagramm visualisiert die Werte der maximalen Leistungen.

### **Sonnenstand**

Auf der zweiten Seite wird der Sonnenstand in zehnminütigen Abständen berechnet. Unter Berücksichtigung des Anlagenstandortes und der Ausrichtung wird dann der Einfallswinkel  $\theta_{\text{gen}}$  bestimmt. Außerdem wird  $\frac{\cos \theta_{\text{gen}}}{\sin \gamma_s}$  aus Gleichung 4.2 berechnet. Durch die zeitdiskrete Betrachtung des Sonnenstandes kommt es zu Abweichungen gegenüber der tatsächlichen Sonnenposition. Dies macht sich vor allem dadurch bemerkbar, dass der berechnete Faktor teilweise negative oder sehr große Werte annimmt. Dies tritt dann auf, wenn die Sonnenhöhe nahezu  $0^\circ$  beträgt. Zu diesen Zeitpunkten ist ohnehin keine direkte Strahlung vorhanden, was dazu führt, dass dies keinen Einfluss auf die weiteren Berechnungsschritte nimmt.

### **diffuse\_Strahlung\_isotrop**

Wie bereits erwähnt wird zur Berechnung des diffusen Strahlungsanteils das Perez-Modell herangezogen. Die Tabelle zum isotropen Ansatz entstand während des Entwicklungsprozesses und ist der Vollständigkeit halber erhalten geblieben.

### **diffuse\_Strahlung\_Klucher**

Auch die Berechnung des diffusen Anteils nach Klucher entstammt der Entwicklungsphase. Die Ergebnisse des isotropen Ansatzes und des Klucher-Modells haben keine Auswirkungen auf die Endergebnisse.

### **diffuse\_Strahlung\_Perez**

Die Berechnung des diffusen Anteils nach Perez erfolgt in mehreren Teilschritten. Die entsprechenden Berechnungsschritte sind im Abschnitt „Diffusstrahlung“ beschrieben. Das Blatt enthält neben den Berechnungen auch die Tabelle 4.2, auf deren Grundlage Excel die Faktoren  $F_{11}$  bis  $F_{23}$  bestimmt.

### **Bodenreflexion**

Um die Bestrahlungsstärke zu bestimmen, welche von der Reflexion des Untergrunds ausgeht, wird die in „Eingabe\_Ausgabe“ eingetragene Albedo herangezogen. Zur Berechnung wird der isotrope Ansatz aus Gleichung 4.13 genutzt.

### **Strahlung\_geneigte\_Fläche**

Diese Seite stellt die bisher berechneten Strahlungsanteile zusammen. Neben der direkten Strahlung, den diffusen Anteilen der unterschiedlichen Modelle und dem reflektierten Anteil, werden die Summen der Anteile gebildet, um die Globalstrahlung auf Modulebene  $E_{G,gen}$  zu erhalten.

### **Modulleistung**

Es wird die abgegebene Leistung eines einzelnen Moduls auf Grundlage von Gleichung 4.16 bestimmt. Dabei werden die auftreffende Bestrahlungsstärke, die Zelltemperatur und der Temperaturkoeffizient berücksichtigt.

### **Erzeugte\_Arbeit**

Unter der Annahme, dass alle PV-Module die gleiche elektrische Leistung abgeben und die Wechselrichter einen konstanten Wirkungsgrad aufweisen, wird die erzeugte Arbeit der Anlage in den zehnminütigen Intervallen berechnet. Außerdem wird für die Intervalle die Bestrahlung angegeben. Dabei wird angenommen, dass die Bestrahlungsstärke innerhalb eines Intervalls konstant ist. Darüber hinaus wird Tabelle 4.6 ermittelt.

### **Mittlere\_Strahlungsdaten**

Hier wird die Tabelle mit den gemittelten Einstrahlungsdaten importiert.

### **Mittlere\_Temperaturen**

Hier wird die Tabelle mit den gemittelten Umgebungstemperaturen importiert.

Tabelle 4.5: Beschreibung der Excel-Blätter

Sonnenstand	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Zeitstempel hh:mm	J'	Deklination $\delta$ [°]	Zgl [min]	Zgl [h]	MOZ	WOZ	Stunden-winkel $\omega$ [°]	Stunden-winkel $\omega$ [rad]
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Zeitstempel hh:mm	Berechnung J' Gleichung 2.4	Berechnung $\delta$ Gleichung 2.5	Berechnung Zgl Gleichung 2.6	Darstellung der Zgl in Stunden	Berechnung WOZ Gleichung 2.7	Berechnung WOZ Gleichung 2.8	Berechnung $\omega$ Gleichung 2.9	Umrechnung von $\omega$ in rad
	Sonnenhöhe $\gamma_s$ [rad]	Sonnenhöhe $\gamma_s$ [°]	Sonnenazimut $\alpha_s$ [°]	Einfälswinkel $\theta_{gen}$ [°]	Faktor					
	Berechnung $\gamma_s$ Gleichung 2.10	Umrechnung von $\gamma_s$ in ° Gleichung 2.11	Berechnung $\alpha_s$ Gleichung 2.11	Berechnung $\theta_{gen}$ Gleichung 4.1	Berechnung $\cos(\theta_{gen})/\sin(\gamma_s)$ aus Gleichung 4.2					
diffuse_Strahlung_Isotrop	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Diffuse Strahlung geneigte Ebene [W/m²]								
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Berechnung $E_{diff}$ Gleichung 4.3								
diffuse_Strahlung_Klucher	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	F	Diffuse Strahlung geneigte Ebene [W/m²]							
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Berechnung Faktor F Gleichung 4.5	Berechnung $E_{diff}$ Gleichung 4.4							
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	$\epsilon$	$F_{13}$	$F_{12}$	$F_{13}$	$F_{21}$	$F_{22}$	$F_{23}$	$F_1$	$F_2$
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Berechnung $\epsilon$ Gleichung 4.9	Bestimmung $F_{11}$ Lookup-Tabelle	Bestimmung $F_{12}$ Lookup-Tabelle	Bestimmung $F_{13}$ Lookup-Tabelle	Bestimmung $F_{21}$ Lookup-Tabelle	Bestimmung $F_{22}$ Lookup-Tabelle	Bestimmung $F_{23}$ Lookup-Tabelle	Berechnung $F_1$ Gleichung 4.7	Berechnung $F_2$ Gleichung 4.8
diffuse_Strahlung_Perez	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	a	Diffuse Strahlung geneigte Ebene [W/m²]	AM	$\Delta$	K1	K2	K3	k	$E_0$
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Berechnung a Gleichung 4.11	Berechnung $E_{diff,gen}$ Gleichung 4.6	Berechnung AM Gleichung 2.1	Berechnung $\Delta$ Gleichung 4.10	Teilergebnis von $\epsilon$	Teilergebnis von $\epsilon$	Teilergebnis von $\epsilon$	Konstante	Konstante
Bodenreflexion	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Reflektierte Strahlung [W/m²]								
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Berechnung $E_{refl,gen}$ Gleichung 4.13								
Strahlung_geneigte_Fläche	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Direkte Strahlung auf geneigte Fläche [W/m²]	Diffuse Strahlung isotropes Modell [W/m²]	Diffuse Strahlung Klucher-Modell [W/m²]	Diffuse Strahlung Perez-Modell [W/m²]	reflektierte Strahlung [W/m²]	Globalstrahlung isotrop [W/m²]	Globalstrahlung Klucher [W/m²]	Globalstrahlung Perez [W/m²]	
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Berechnung $E_{refl,gen}$ Gleichung 4.2	$E_{diff,gen}$ isotropes Modell	$E_{diff,gen}$ nach Klucher	$E_{diff,gen}$ nach Perez	$E_{refl,gen}$ isotropes Modell	Globalstrahlung isotropes Modell	Globalstrahlung Klucher	Globalstrahlung Perez	
Modulleistung	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Temperatur Umwelt $\phi_a$	Zeit-temperatur $\phi_s$	Modulleistung $P_{werk}$ [W]						
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Mittlere Temperatur	Berechnung $\phi_s$ Gleichung 4.15	Berechnung $P_{werk}$ Gleichung 4.16						
Erzeugte_Arbeit	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Erzeugte Arbeit [kWh]	Einstrahlung [kWh/m²]	Leistung [kW]	Monat					
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Berechnung der erzeugten Arbeit pro 10 min	Berechnung der Einstrahlung pro 10 min	Berechnung der abgegebenen Leistung	Hilfsspalte zur Bildung der Monatssummen					
Mittlere_Strahlungsdaten	Ende Intervall UTC	Diffuse Strahlung [J/cm²]	Globale Strahlung [J/cm²]	Direkte Strahlung [J/cm²]	Diffuse Strahlung [kWh/m²]	Globale Strahlung [kWh/m²]	Direkte Strahlung [kWh/m²]	Diffuse Strahlung [W/m²]	Globale Strahlung [W/m²]	Direkte Strahlung [W/m²]
	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Mittelwert aus DWD Datensätzen	Mittelwert aus DWD Datensätzen	Mittelwert aus DWD Datensätzen	Umrechnung Einheiten	Umrechnung Einheiten	Umrechnung Einheiten	Berechnung mittlere Bestrahlungsstärke	Berechnung mittlere Bestrahlungsstärke	Berechnung mittlere Bestrahlungsstärke
Mittlere_Temperaturen	Zeitstempel DD.MM.YYYY hh:mm	Temperatur (30 Jähriges Mittel)	Temperatur (30 Jähriges Mittel)	Temperatur (30 Jähriges Mittel)	Umrechnung Einheiten	Umrechnung Einheiten	Umrechnung Einheiten	Berechnung mittlere Bestrahlungsstärke	Berechnung mittlere Bestrahlungsstärke	Berechnung mittlere Bestrahlungsstärke

### 4.2.5 Berechnungsergebnisse

Das Excel-Tool berechnet die erzeugte Arbeit in kWh für zehnmünütige Intervalle eines ganzen Jahres. Die aktuelle Leistung der Anlage wird ebenfalls angegeben. Um die berechneten Daten anschaulich darstellen zu können, wird die erzeugte Arbeit monatsweise zusammengefasst. Auch die Einstrahlung in Modulebene wird monatlich betrachtet. In Abbildung 4.2 stellt ein Säulendiagramm die Monatssummen über ein Jahr dar. Tabelle 4.6 enthält die dazugehörigen Beträge der erzeugten Arbeit und der solaren Einstrahlung in der Modulebene.

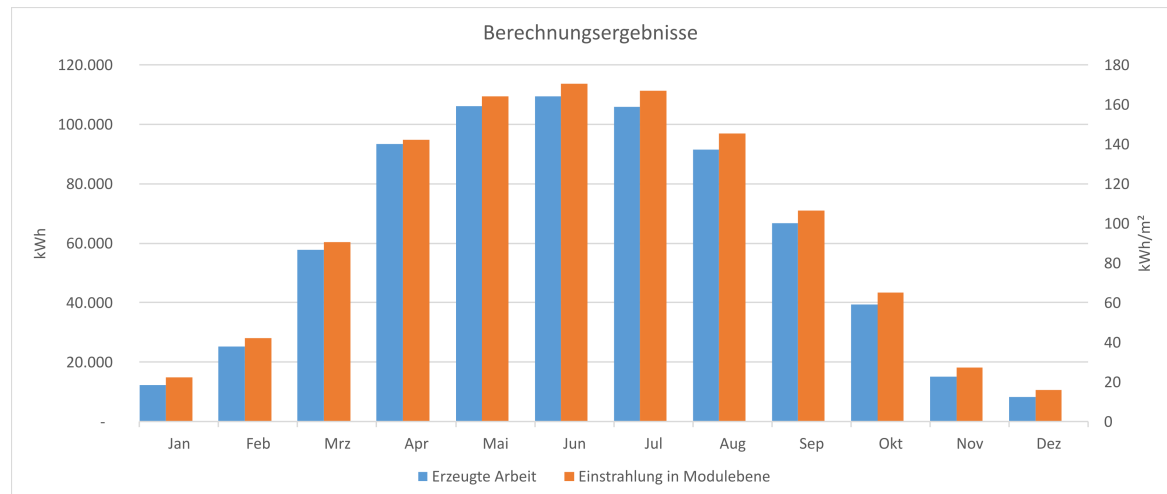


Abbildung 4.2: Ertragsprognose aus dem Excel-Tool

Das Tool prognostiziert einen Gesamtertrag von ca. 731 MWh bei einer Strahlung von etwa 1.158 kWh/m<sup>2</sup> pro Jahr auf die Kollektoren.

Tabelle 4.6: Monatliche Berechnungsergebnisse aus dem Excel-Tool

Monat	Erzeugte Arbeit [kWh]	Einstrahlung in Modulebene [kWh/m <sup>2</sup> ]
Jan	12.160	22,28
Feb	25.278	42,18
Mar	57.751	90,48
Apr	93.262	142,13
Mai	106.179	164,00
Jun	109.492	170,30
Jul	105.915	166,92
Aug	91.492	145,18
Sep	66.785	106,59
Okt	39.493	65,17
Nov	15.117	27,26
Dez	8.261	15,93
Ges	731.185	1158,44

Neben der graphischen Darstellung der monatlichen Daten wird Abbildung 4.3 ausgegeben, welche die maximal abgegebene Leistung pro Monat und Stunde angibt. Demnach beträgt die erwartbare maximale Einspeiseleistung 648 kW. Diese wird im Juni auftreten.

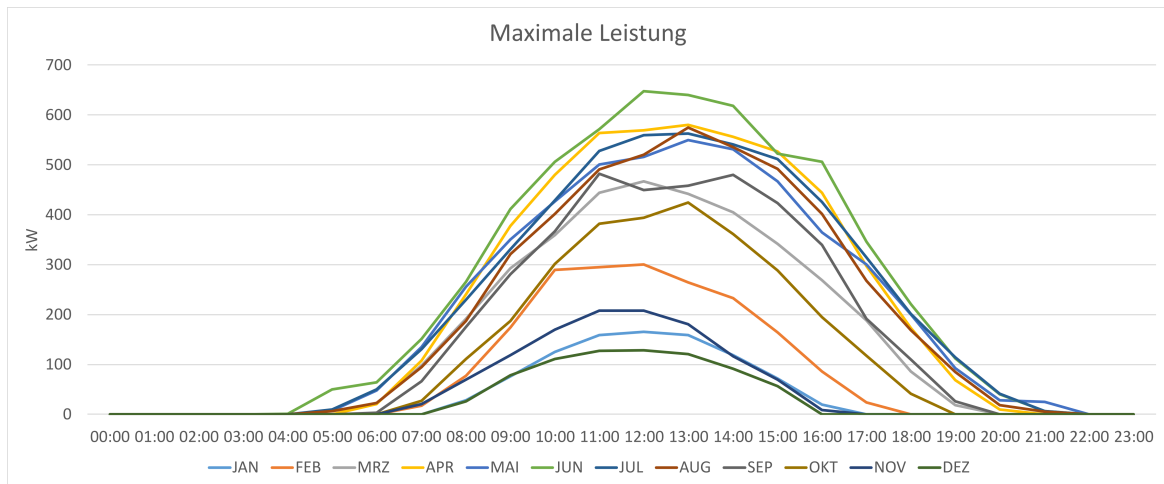


Abbildung 4.3: Maximale Einspeiseleistung, Excel-Tool



## 5 PVsyst

Dieses Kapitel beschreibt die Funktionen der Simulationssoftware PVsyst und stellt die Simulationsparameter und -ergebnisse vor.

PVsyst ist eine Software zur Simulation von photovoltaischen Anlagen. Die Software kann eingesetzt werden, um bei der Dimensionierung von PV-Anlagen zu unterstützen oder um ein bereits konzeptioniertes System zu analysieren. Zur Simulation greift PVsyst auf unterschiedliche Datenbanken zu. Neben Wetterdaten stehen zahlreiche Datensätze zu PV-Komponenten zur Verfügung. Außerdem bietet PVsyst die Möglichkeit der Modellierung des Anlagenstandortes, um so Schattenwürfe nahegelegener Objekte zu berücksichtigen. Aufbauend auf die elektrische Simulation kann außerdem eine ökonomische Betrachtung der Anlage erfolgen. In einem Abschlussbericht werden die eingestellten Parameter und Simulationsergebnisse zusammengefasst.[12]

Abbildung 5.1 zeigt das Logo der Software.



Abbildung 5.1: PVsyst Logo (Quelle: [13])

Für diese Arbeit wird Version 7.3.2 genutzt.

## 5.1 Eingabeparameter

Für den Standort Lübeck ist in der Wetterdatenbank kein Datensatz hinterlegt. Aus diesem Grund synthetisiert PVsyst die Wetterdaten aus der Lage und den Datensätzen der Umgebung. Als Albedowert wird die Standardalbedo ALB = 0,2 genutzt. Abbildung 5.2 zeigt die Übersicht des erstellten Projekts.

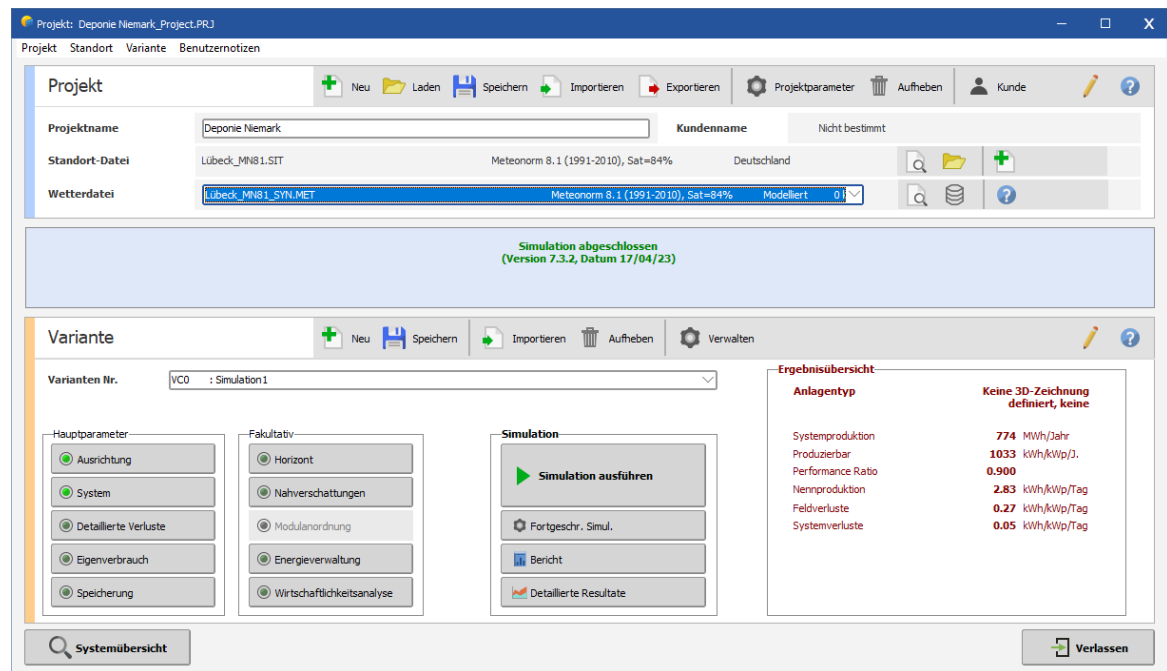


Abbildung 5.2: PVsyst Projektübersicht

Zu erkennen ist, dass die Ausrichtung und das System parametrieren wurden. Auf eine 3D-Modellierung der Anlage und der Umgebung wurde bewusst verzichtet, um gleiche Voraussetzungen für das entworfene Modell und die PVsyst-Simulation zu schaffen.

Aus Abbildung 5.3 gehen die Spezifizierungen der simulierten Anlage hervor.

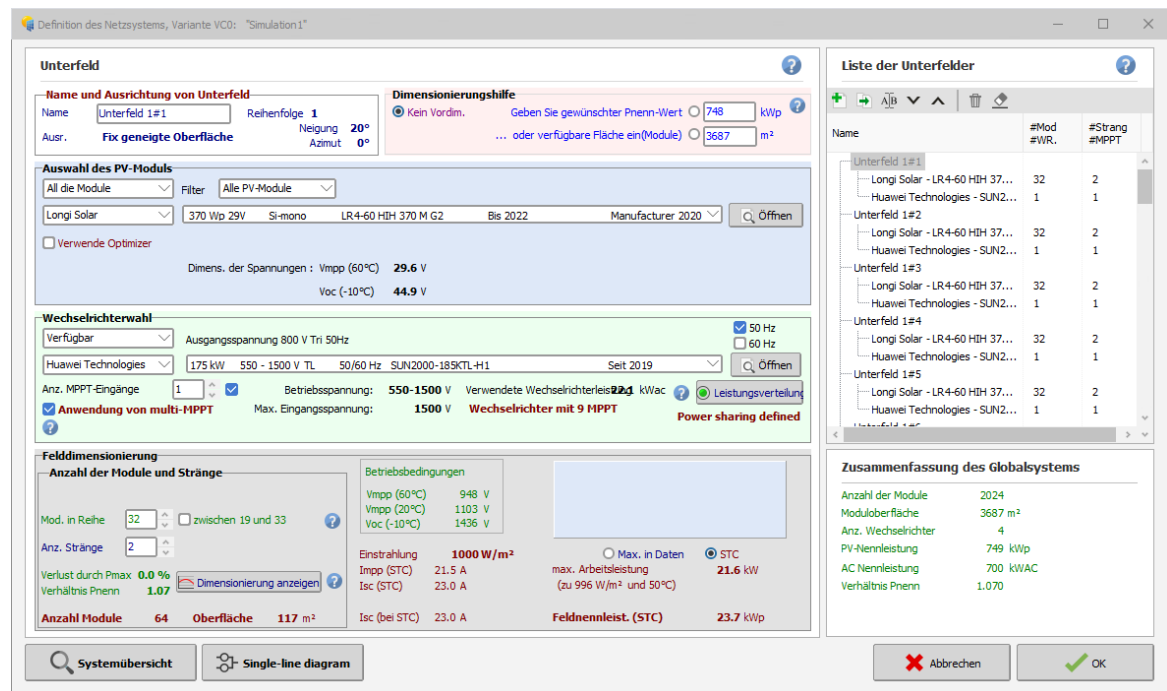


Abbildung 5.3: PV<sub>sys</sub> Systemparameter

Die eingesetzten PV-Module und Wechselrichter sind in der Datenbank hinterlegt. Bei der Simulation der Anlage wurden die Verschaltungen der Stränge und Wechselrichter berücksichtigt. Die Verschaltung der PV-Module ist im Abschnitt „Betrachtete Erzeugungsanlage“ dargestellt.

## 5.2 Simulationsergebnisse

Eine Ergebnisübersicht ist der Abbildung 5.2 zu entnehmen. Demnach prognostiziert PVsyst eine Produktion von 774 MWh pro Jahr. Eine detailliertere Darstellung der Ergebnisse kann dem Abschlussbericht (siehe Anhang: „Deponie Niemark\_Project.VC0-Report.pdf“) entnommen werden. Die Werte der monatlichen Energieerzeugung und der Einstrahlung auf der Generatorebene sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst und in Abbildung 5.4 visualisiert.

Tabelle 5.1: Monatliche Simulationsergebnisse aus dem PVsyst Abschlussbericht

Monat	Erzeugte Arbeit [kWh]	Einstrahlung auf Modulebene [kWh/m <sup>2</sup> ]
Jan	19.583	27,90
Feb	29.516	41,60
Mar	63.431	87,90
Apr	89.736	128,00
Mai	108.255	157,60
Jun	104.192	153,00
Jul	107.678	160,70
Aug	95.206	141,70
Sep	72.467	105,40
Okt	47.922	67,80
Nov	20.853	28,90
Dez	14.716	20,40

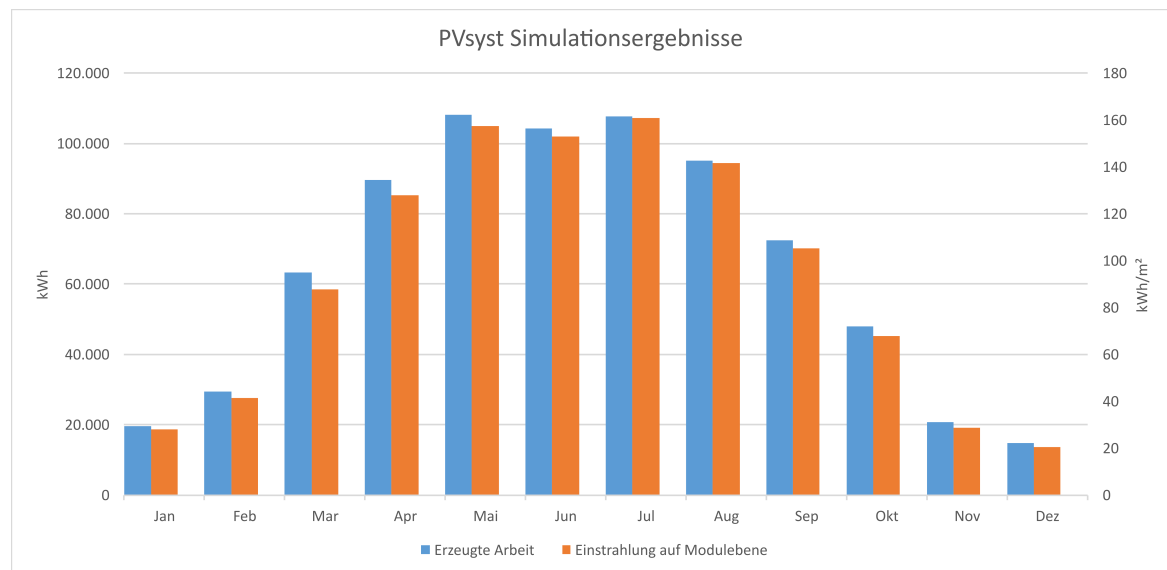


Abbildung 5.4: Monatlich erzeugte Arbeit und Einstrahlung nach dem PVsyst Abschlussbericht

Aus Abbildung 5.5 gehen die maximalen Einspeiseleistungen pro Jahr und Stunde hervor. PVsyst prognostiziert eine maximale Einspeiseleistung von 661 kW im Mai.

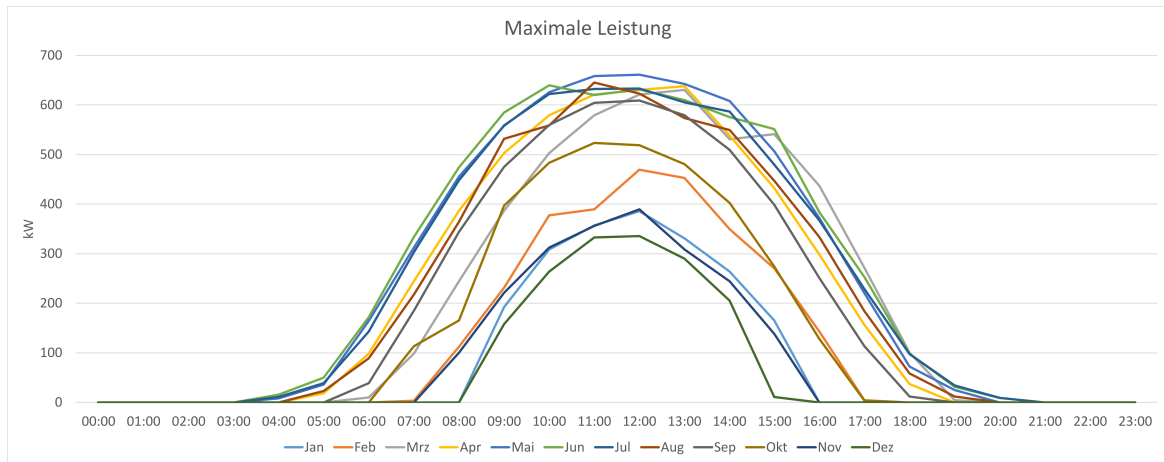


Abbildung 5.5: Maximale Einspeiseleistung, PVsyst

## 6 Auswertung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus dem entworfenen Excel-Tool analysiert. Dazu werden die Berechnungs-, sowie Simulations- und Messergebnisse gegenübergestellt. Abschließend wird untersucht, welche Gründe zu Abweichungen der drei Ergebnisse führen.

### 6.1 Vergleich der Modellergebnisse mit den realen Ertragsdaten

Stellt man die realen und die prognostizierten Erträge gegenüber, erhält man Abbildung 6.1. Es ist zu erkennen, dass sich die prognostizierte und die gemessene Arbeit größtenteils an-

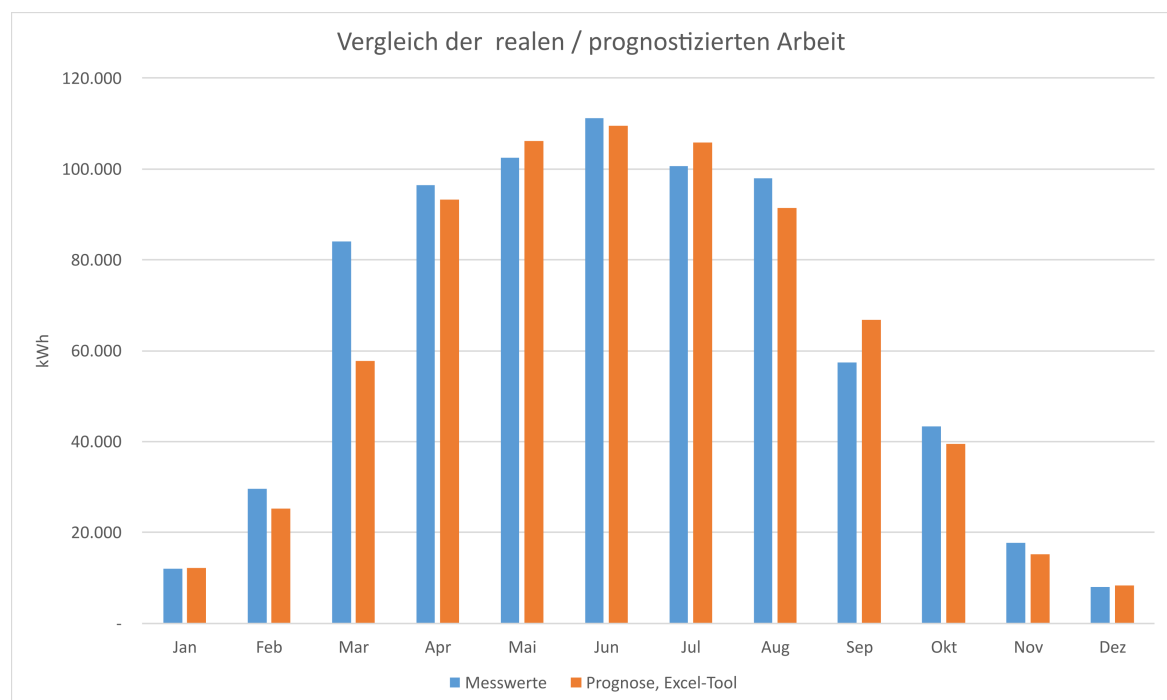


Abbildung 6.1: Gegenüberstellung der Arbeit, Real vs. Excel-Tool

einander annähern. Das spiegelt auch der Gesamtertrag des Jahres wider: Die Abweichung beträgt ca. 4%. Ausnahmen bilden dabei die Monatssummen für März und September. Hier weichen die prognostizierte und die gemessene Arbeit stärker voneinander ab als im restlichen Jahr. Für einen detaillierteren Vergleich sind die Zahlenwerte in Tabelle 6.1 eingetragen. Zusätzlich werden die Verhältnisse der Messungen zur Prognose gebildet. Die größte positive

Abweichung von etwa 45 % tritt im März auf. Die größte negative Abweichung, im September, beträgt ungefähr 14 %.

Tabelle 6.1: Vergleich der Arbeit, Real vs. Excel-Tool

<b>Monat</b>	<b>Real [kWh]</b>	<b>Prognose, Excel-Tool [kWh]</b>	<b>Real / Prognose, Excel-Tool</b>
<b>Jan</b>	12.074,72	12.159,54	0,99
<b>Feb</b>	29.550,62	25.278,21	1,17
<b>Mar</b>	83.969,97	57.750,82	1,45
<b>Apr</b>	96.496,13	93.262,15	1,03
<b>Mai</b>	102.514,37	106.179,31	0,97
<b>Jun</b>	111.156,64	109.492,11	1,02
<b>Jul</b>	100.602,05	105.915,03	0,95
<b>Aug</b>	97.957,18	91.492,40	1,07
<b>Sep</b>	57.359,68	66.785,18	0,86
<b>Okt</b>	43.387,52	39.492,58	1,10
<b>Nov</b>	17.671,94	15.117,07	1,17
<b>Dez</b>	7.985,28	8.260,98	0,97
<b>Gesamt</b>	760.726,10	731.185,37	1,04

Der Vergleich der realen und der prognostizierten Einstrahlung in Abbildung 6.2 und Tabelle 6.2 gibt ein ähnliches Bild wieder.

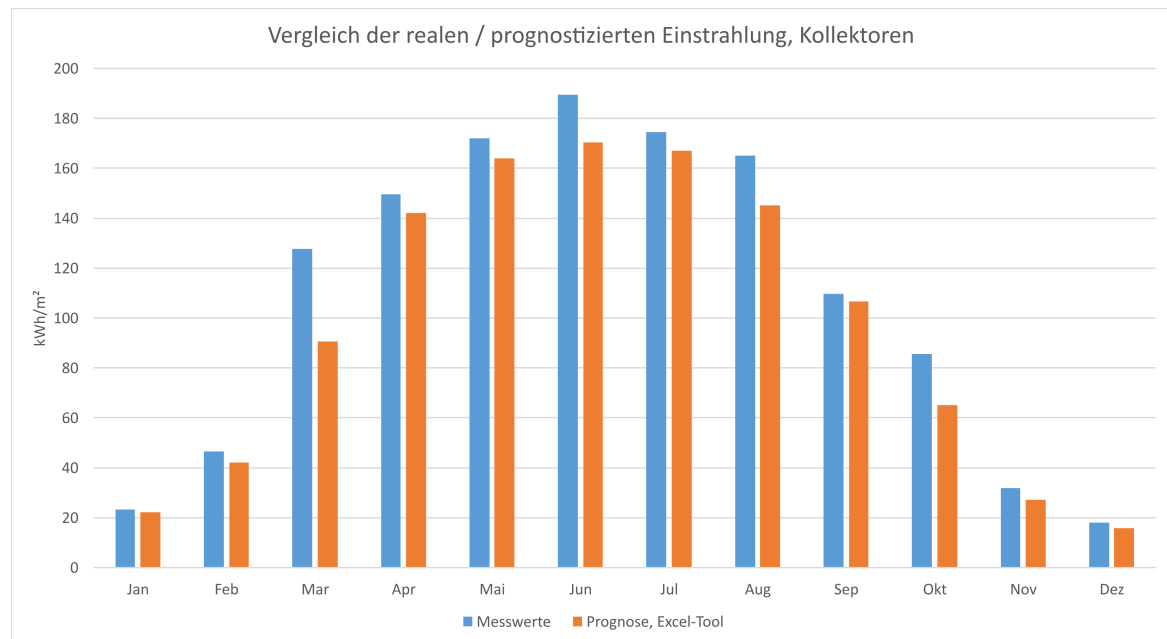


Abbildung 6.2: Gegenüberstellung der Einstrahlung, Real vs. Modell

Die hohe Abweichung im März tritt auch bei der Einstrahlungsmenge auf (ca. 41% Abweichung). Die Diskrepanz im September tritt bei dem Vergleich der Einstrahlungssummen nicht auf. Hier weist der September sogar die höchste Übereinstimmung auf. Aus der Gegenüberstellung geht hervor, dass die gemessene Einstrahlung in jedem Monat höher als die prognostizierte ist. Das führt dazu, dass der gemessene Gesamtbetrag 12% über dem berechneten Betrag liegt.

Tabelle 6.2: Vergleich der Einstrahlung, Real vs. Excel-Tool

Monat	Real [kWh/m²]	Prognose, Excel-Tool [kWh/m²]	Real / Prognose, Excel-Tool
<b>Jan</b>	23,3	22,3	1,04
<b>Feb</b>	46,4	42,2	1,10
<b>Mar</b>	127,6	90,5	1,41
<b>Apr</b>	149,5	142,1	1,05
<b>Mai</b>	171,9	164,0	1,05
<b>Jun</b>	189,6	170,3	1,11
<b>Jul</b>	174,5	166,9	1,05
<b>Aug</b>	165,2	145,2	1,14
<b>Sep</b>	109,6	106,6	1,03
<b>Okt</b>	85,7	65,2	1,31
<b>Nov</b>	32,0	27,3	1,17
<b>Dez</b>	17,9	15,9	1,12
<b>Gesamt</b>	1.293,1	1.158,4	1,12



## 6.2 Vergleich der Modellergebnisse mit den Simulationsergebnissen

Die Ergebnisse aus PVsyst weichen stärker von den Ergebnissen des Excel-Tools ab. Das Excel-Tool errechnet einen um ca. 7% geringeren Energieertrag als PVsyst pro Jahr. Vor allem in den Herbst- und Wintermonaten liegen die Abweichungen zwischen 20% und 45%. PVsyst berechnet dabei die höheren Erträge. In den sonnenreichen Monaten von April bis August sinken die Abweichungen auf 2% bis 6%. Abbildung 6.3 und Tabelle 6.3 geben darüber Aufschluss.

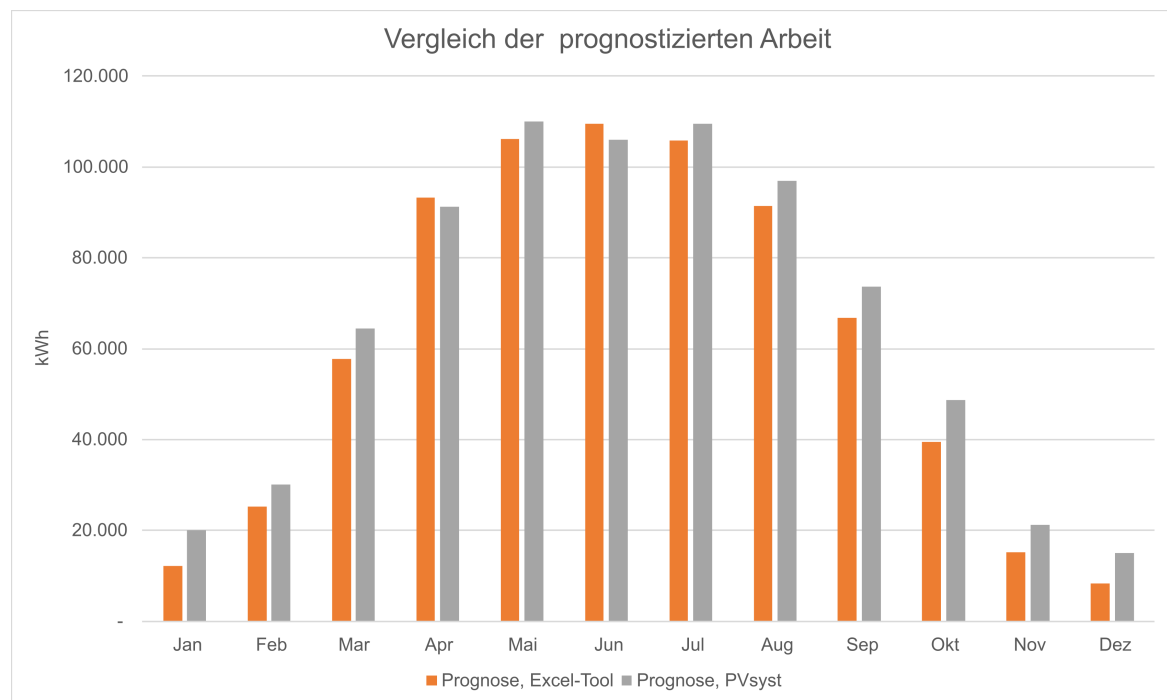


Abbildung 6.3: Gegenüberstellung der Arbeit, Excel-Tool vs. PVsyst

Tabelle 6.3: Vergleich der Arbeit, Excel-Tool vs. PVsyst

Monat	Prognose, Excel-Tool [kWh]	Prognose, PVsyst [kWh]	Excel-Tool / PVsyst
Jan	12.159,54	19.966,00	0,61
Feb	25.278,21	30.031,00	0,84
Mar	57.750,82	64.453,00	0,90
Apr	93.262,15	91.217,00	1,02
Mai	106.179,31	110.091,00	0,96
Jun	109.492,11	106.000,00	1,03
Jul	105.915,03	109.578,00	0,97
Aug	91.492,40	96.890,00	0,94
Sep	66.785,18	73.721,00	0,91
Okt	39.492,58	48.749,00	0,81
Nov	15.117,07	21.266,00	0,71
Dez	8.260,98	15.035,00	0,55
Gesamt	731.185,37	786.997,00	0,93

PVsyst und das Excel-Tool berechnen ähnliche Ergebnisse für die Einstrahlung in der Modulebene. Die berechneten Beträge der Einstrahlung pro Jahr weichen um etwa 1 % voneinander ab. Betrachtet man die Monatssummen, liegen die Abweichungen zwischen 25 % im Dezember und 0 % sowohl im März als auch im August. Die Monate Januar und Dezember weisen mit 20 % bzw. 25 % hohe Abweichungen auf, während die restlichen Monate weniger als 10 % voneinander abweichen. Abbildung 6.4 stellt die berechnete Einstrahlung graphisch dar. Tabelle 6.4 enthält die entsprechenden Zahlenwerte.

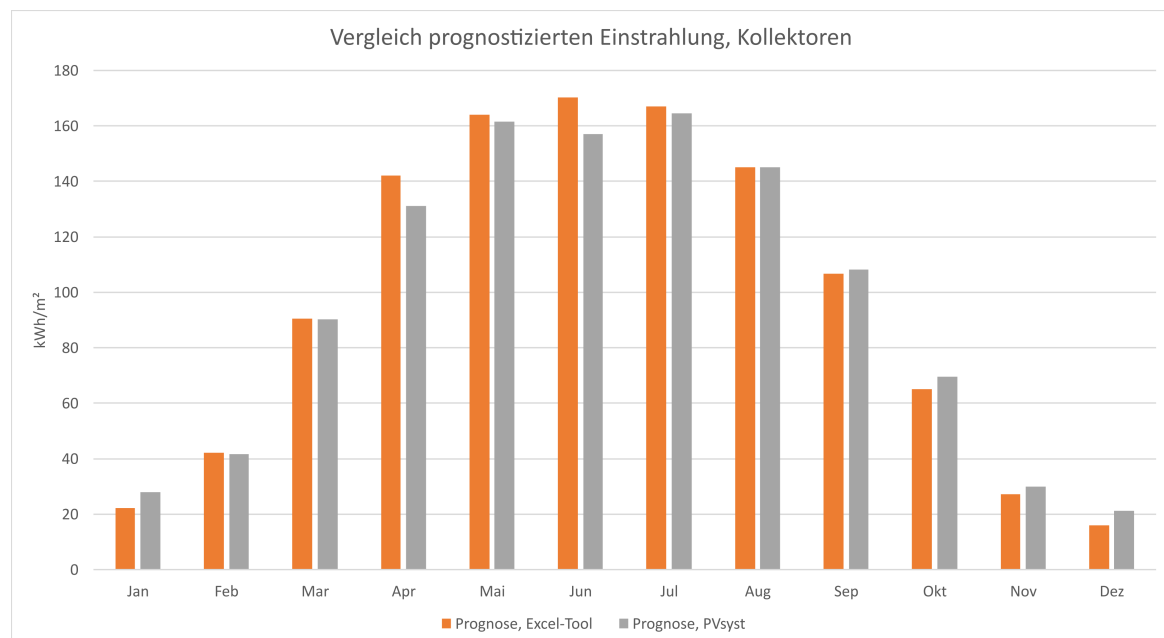


Abbildung 6.4: Gegenüberstellung der Einstrahlung, Excel-Tool vs. PVsyst

Stellt man die beiden Abbildungen 4.3 und 5.5 der maximalen Einspeiseleistungen gegenüber, fällt auf, dass PVsyst stets die höhere Leistung prognostiziert, was mit den Betrachtungen der Einstrahlungsmengen und erzeugten Arbeit konsistent ist. Die beiden Prognosen ermitteln

Tabelle 6.4: Vergleich der Einstrahlung, Excel-Tool vs. PVsyst

Monat	Prognose, Excel-Tool [kWh/m <sup>2</sup> ]	Prognose, PVsyst [kWh/m <sup>2</sup> ]	Excel-Tool / PVsyst
Jan	22,3	27,9	0,80
Feb	42,2	41,6	1,01
Mar	90,5	90,3	1,00
Apr	142,1	131,0	1,08
Mai	164,0	161,6	1,01
Jun	170,3	157,0	1,08
Jul	166,9	164,5	1,01
Aug	145,2	145,1	1,00
Sep	106,6	108,1	0,99
Okt	65,2	69,6	0,94
Nov	27,3	30,0	0,91
Dez	15,9	21,2	0,75
Gesamt	1.158,4	1.147,9	1,01

die maximal erreichte Einspeiseleistung zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Während PVsyst eine maximale Einspeiseleistung von 661 kW an einem Tag im Mai innerhalb der zwölften Stunde voraussagt, berechnet das Excel-Tool für den gleichen Zeitraum eine maximal abgegebene Leistung von 517 kW. Die maximale Leistung nach dem Excel-Tool beträgt 648 kW im Juni, während PVsyst 631 kW für das gleiche Intervall berechnet. Trotz der zeitlichen Diskrepanz weisen die berechneten Beträge der maximalen Einspeiseleistungen pro Jahr mit einer Abweichung von 2 % nur eine geringe Unstimmigkeit auf.

### 6.3 Mögliche Ursachen für Abweichungen

Die Vergleiche zwischen Prognose und tatsächlich erzeugter Energie weisen größtenteils Übereinstimmungen auf, wobei geringe Abweichungen durch Ungenauigkeiten beziehungsweise idealisierte Betrachtungen in den Berechnungen begründet werden können. Außerdem basieren die prognostizierten Werte auf historischen Mittelwerten, was die Abweichungen der Einstrahlungen legitimiert. Die bereits hervorgehobenen Ausnahmen (März und September) müssen gesondert betrachtet werden.

Die Monatssummen des März weisen sowohl für die erzeugte Arbeit als auch für die Einstrahlung auf Modulebene hohe Diskrepanzen zu beiden Prognosen auf. Die Ergebnisse aus PVsyst und dem Excel-Tool liegen hingegen eng beieinander, was gegen einen Berechnungsfehler im Excel-Tool spricht. Die Messwerte des DWD für das Jahr 2022 geben darüber Aufschluss, dass im März überdurchschnittlich viel Solarstrahlung vorhanden war. Demnach wurden in Summe 99,8 kWh/m<sup>2</sup> gemessen, während der historische Mittelwert (71,4 kWh/m<sup>2</sup>) und der synthetische Wert aus PVsyst (72,4 kWh/m<sup>2</sup>) deutlich darunter liegen.

Anders als im März weist die Einstrahlungssumme im September nur eine geringe Diskrepanz auf, die erzeugte Energiemenge weicht hingegen stark von der Prognose ab. Der Vergleich zwischen dem mehrjährigen Mittelwert und dem Wert für 2022 zeigt, dass im September

2022 eine durchschnittliche Menge Solarstrahlung auf die Anlage getroffen sein muss. Die Analyse der Daten aus dem Monitoringsystem ergab, dass für den Zeitraum 21.09.2022 bis 30.09.2022 keine Messwerte erfasst wurden, was die niedrige Energieerzeugung begründet. Für eine weiterführende Untersuchung wird die Berechnungsmethode des Excel-Tools auf die Wetterdaten des Jahres 2022 angewandt. Fehlende Messwerte werden dabei durch die berechneten Mittelwerte ersetzt. Die Einstrahlung auf Modulebene kann dadurch sehr genau berechnet werden. Die Abweichung von der realen Jahressumme liegt bei etwa 1%. Abbildung 6.5 stellt die Messdaten der Prognose und der Kontrollrechnung gegenüber.

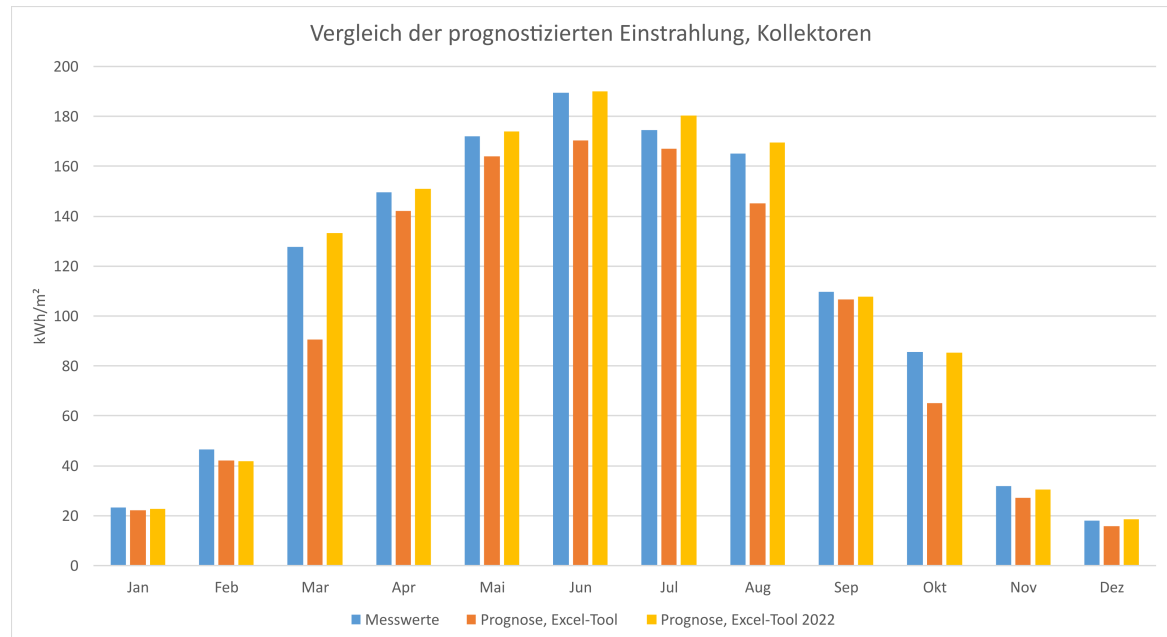


Abbildung 6.5: Gegenüberstellung der Einstrahlung, Real vs. Excel-Tool (2022)

Für die erzeugte Arbeit ergibt sich ein anderes Bild. Hier übersteigen die Abweichungen der Kontrollrechnung die der Rechnung mit den Mittelwerten, was Abbildung 6.6 zu entnehmen ist. Dies lässt vermuten, dass die vereinfachten Annahmen größere Ungenauigkeiten hervorrufen als zunächst erwartet. Eine fundierte Aussage darüber, welche Ursache zu den Abweichungen zwischen den gemessenen und den errechneten Werten führt, lässt sich mit den ermittelten Daten zum jetzigen Zeitpunkt jedoch nicht sicher treffen.

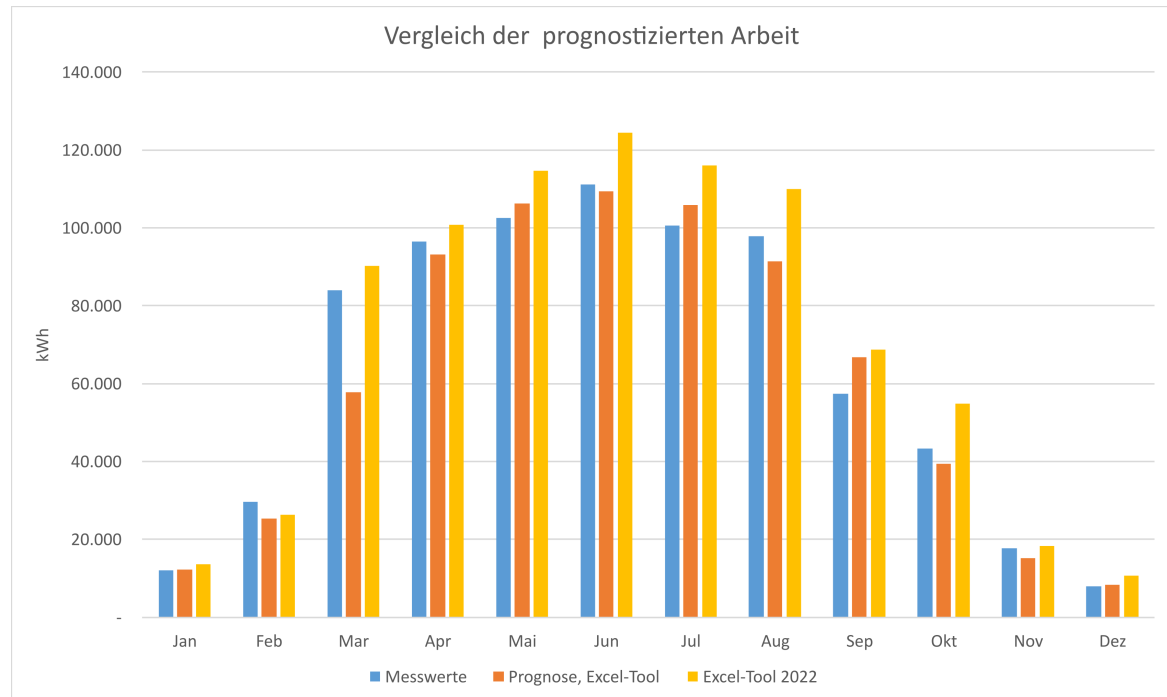


Abbildung 6.6: Gegenüberstellung der Arbeit, Real vs. Excel-Tool (2022)

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Die angestellten Recherchen und Untersuchungen haben gezeigt, dass die Energieerzeugung durch Photovoltaikanlagen mit vielen Unstetigkeiten belegt ist und Prognosen daher nur näherungsweise die Realität abbilden können. Besonders die natürliche Fluktuation der Bestrahlung erschwert die Berechnung des voraussichtlichen Ertrages. Bei durchschnittlichen Wetterlagen lassen sich die Energieeinspeisungen nach jetzigem Kenntnisstand jedoch hinreichend genau abschätzen. Als erste Einschätzung der Qualität des Tools lässt sich sagen, dass es ähnliche Ergebnisse wie die bewährte Software PVsyst erzielt. Besonders die Umrechnung der Bestrahlungsstärke von der Horizontalen in die geneigte Ebene wird durch die genutzten Modelle zuverlässig realisiert, was der Vergleich zwischen Messwerten und Berechnungsergebnissen zeigt. Um die Güte der Ergebnisse aus dem Tool zu verifizieren, sollten weitere Anlagen mit unterschiedlichen Parametern untersucht werden. Das Ziel, aus wenigen Eingangsdaten ein Einspeiseprofil zu erstellen, erfüllt das Excel-Tool.

Die Betrachtung der Entwicklung von Photovoltaikanlagen im Netzgebiet der TraveNetz zeigt, dass regenerative Energien einen steigenden Einfluss auf das Stromnetz haben. Außerdem lassen der beobachtbare Trend und politische Ausbauziele vermuten, dass die Ausbaugeschwindigkeit und die daraus resultierenden Netzauswirkungen eine übergeordnete Rolle spielen werden.

Um das entworfene Tool in Zukunft während der Netzausbauplanung nutzbringend einbringen zu können, sollten Standards für die Eingabeparameter bestimmt werden, um Einspeisepprofile von noch nicht installierten Anlagen abzuschätzen. Anhand von Flächenanalysen kann den relevanten Netzknoten eine potenzielle PV-Fläche zugeordnet werden. Aufgrund der so ermittelten Flächenparameter und den standardisierten Einflussgrößen können dann den Netzknoten die jeweiligen Einspeisepprofile zugewiesen werden. Durch die Überlagerung mit den anderen Lastprofilen, zum Beispiel für Wärmepumpen, lassen sich dann die resultierenden Leistungsverläufe konstruieren und daraus erforderliche Netzmaßnahmen ableiten.

# Literaturverzeichnis

- [1] Bundesamt für Justiz. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 14d Netzausbaupläne, Verordnungsermächtigung; Festlegungskompetenz. Online, o.D. [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_\\_\\_14d.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___14d.html) (besucht am: 16.03.2023).
- [2] Climate Data Center. OpenData-Server. Online, o.D. [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/CDC/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/) (besucht am: 02.03.2023).
- [3] Deutscher Wetterdienst. DWD - Wir über uns. Online, o. D.. [https://www.dwd.de/DE/derdwd/derdwd\\_node.html;jsessionid=5504AEF79745B41B4A94A58C614A9924.live11053](https://www.dwd.de/DE/derdwd/derdwd_node.html;jsessionid=5504AEF79745B41B4A94A58C614A9924.live11053) (besucht am: 09.02.2023).
- [4] Deutscher Wetterdienst. Aufgaben des DWD. Online, o. D.. [https://www.dwd.de/DE/derdwd/aufgaben/aufgaben\\_node.html](https://www.dwd.de/DE/derdwd/aufgaben/aufgaben_node.html) (besucht am: 09.02.2023).
- [5] Deutscher Wetterdienst. Open Data. Online, o. D.. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/opendata/opendata.html> (besucht am: 09.02.2023).
- [6] Dieter Klaus. Albedo. Online, 2001. <https://www.spektrum.de/lexikon/geographie/albedo/241> (besucht am: 31.01.2023).
- [7] DWD Climate Data Center (CDC). Historische 10-minütige Stationsmessungen der Solarstrahlung, der atmosphärischen Gegenstrahlung und der Sonnenscheindauer in Deutschland. Online, 2020. [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/CDC/observations\\_germany/climate/10\\_minutes/solar/historical/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/solar/historical/) (besucht am: 20.02.2023).
- [8] Ursula Eicker. *Solare Technologien für Gebäude - Grundlagen und Praxisbeispiele*. Springer, Wiesbaden, 2012. ISBN 978-3-834-88237-0.
- [9] Huawei Technologies Co. SUN2000-185KTL-H1 Datenblatt. Online, 2021. <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2f-%2fmedia%2fsolar%2fattachment%2fpdf%2feu%2fdatasheet%2fsun2000-185ktl-h1.pdf&ie=open> (besucht am: 03.02.2023).
- [10] Konrad Mertens. *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. Hanser, München, 2022. ISBN 978-3-446-47429-1.
- [11] Next Kraftwerke GmbH. Was sind Volleinspeisung und Überschusseinspeisung? Online, o. D. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/volleinspeisung> (besucht am: 20.03.2023).

- [12] PVsyst. PVsyst 7 Help. Online, 2022. <https://www.pvsyst.com/help/> (besucht am: 17.03.2023).
- [13] PVsyst. Homepage. Online, o.D. <https://www.pvsyst.com/> (besucht am: 17.03.2023).
- [14] Volker Quaschnig. *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*. Dissertation, Technische Universität Berlin, 1996. <https://www.volker-quaschnig.de/downloads/abschattungsverluste.pdf> (besucht am: 17.03.2023).
- [15] Volker Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz*. Hanser, München, 2019. ISBN 978-3-446-46114-7.
- [16] Walter Roedel and Thomas Wagner. *Physik unserer Umwelt: Die Atmosphäre*. Springer Spektrum, Berlin, Heidelberg, 2017. ISBN 978-3-662-54258-3.
- [17] Michael Röther. Regenerative Energien Handout. 2022.
- [18] TraveNetz. GIS. 2022.
- [19] TraveNetz. Unser Netzgebiet. Online, Juli 2022. <https://www.travenetz.de/unternehmen/netzgebiet/> (besucht am: 02.02.2023).
- [20] TraveNetz. Interne Daten. 2022.
- [21] TraveNetz. Unsere Gesellschaftsstruktur und Beteiligungen im Überblick. Online, Januar 2023. <https://www.travenetz.de/unternehmen/gesellschaftsstruktur-und-beteiligungen/> (besucht am: 03.04.2023).
- [22] Andreas Wagner. *Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. Springer, Heidelberg, 2010. ISBN 978-3-642-05413-6.
- [23] Martin Wietschel et al. *Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. Springer, Wiesbaden, 2015. ISBN 978-3-658-07129-5.



# A Anhang

Der Anhang zur Arbeit befindet sich auf CD und kann beim betreuenden Prüfer Prof. Dr. Michael Röther und beim Zweitgutachter Prof. Dr. Frerk Haase eingesehen werden.

## **Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung**

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

---

Ort

Datum

Unterschrift im Original