
Unterschrift BetreuerIn



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

DIPLOMARBEIT

**Analyse und Korrektur physikalischer Messdaten
von Stromerzeugungs- und Verbrauchsanlagen in
Haushalten**

ausgeführt am Institut für Angewandte Physik
in Zusammenarbeit mit dem Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
an der Technischen Universität Wien

unter der Anleitung von
Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Martin Gröschl
Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Projektass. Dipl.-Ing. Christoph Maier, BSc

eingereicht von
Jonas Gritsch, BSc
Matrikelnummer 01127584
Studienkennzahl 066 460

Wien, 13. Mai 2022

Unterschrift StudentIn

Kurzfassung

Die Anzahl an Photovoltaik-Anlagen und Wärmepumpen wird in den nächsten Jahren deutlich ansteigen. Folglich wird die Überwachung der von diesen Anlagen produzierten und verbrauchten Leistungen immer wichtiger. Messfehler können jedoch die Datenqualität deutlich verschlechtern. In dieser Diplomarbeit werden Methoden, basierend auf physikalischen Modellen, entwickelt, um diese Messfehler mittels eines selbst entwickelten Python-Programms zu finden und durch berechnete Leistungswerte zu ersetzen. Die gemessenen Leistungswerte werden verwendet, um die Nennleistung und Ausrichtung der Anlagen abschätzen zu können. Für die benötigten Strahlungs- und Wetterdaten werden Online-Datenbanken genutzt. Bei den Wärmepumpen wird bei fehlenden Messwerten ein für den betrachteten Tag typisches Lastprofil, je nach Außentemperatur, verwendet. Das Ziel dieser Arbeit ist es, die verbesserten Daten auf einer Homepage für die Besitzer_innen der Anlagen bereitzustellen.

Die Auswertungen zeigen, dass die Berechnungen der Leistungswerte für die Photovoltaik-Anlagen, nach dem Analysieren, Anpassen und Verbessern des Photovoltaik-Modells, gute Approximationen sind. Ein Vergleich zwischen berechneten und richtig gemessenen Leistungswerten ergab jedoch vereinzelt größere Abweichungen aufgrund einiger Unsicherheiten. Zu diesen Unsicherheiten zählen vor allem, dass die Strahlungsdaten nicht direkt vor Ort gemessen werden. Zudem sind die Modulnennleistungen und Ausrichtungen nur geschätzte Werte und eine Betrachtung von Schattenverlusten ist aufgrund fehlender Informationen nicht möglich. Die Analyse der Lastprofile der Wärmepumpen ergibt, dass nur die Außentemperatur einen wesentlichen Einfluss auf die verbrauchte Leistung hat. Je mehr Messdaten von einer Wärmepumpe in den betrachteten Außentemperaturbereichen vorliegen, desto besser kann ein typisches Lastprofil gefunden werden.

Abstract

In order to cope with the climate crisis, the number of photovoltaic plants and heat pumps will increase in the coming years. Consequently, the surveillance of their energetic services is becoming increasingly important. A major problem are measurement errors because they are associated with reduced data quality. This diploma thesis is dedicated to the usage of methods, based on physical models, to find these errors. Furthermore, the errors were replaced by power values calculated with a self developed python-programm. The nominal power and orientation of the photovoltaic plants are estimated by the measured power values and online databases are used for radiation and weather data. In addition, missing heat pump power values were replaced by a typical load profile based on outside temperatures. The aim of this work is, to provide improved data for the photovoltaic and heat pump owners.

The results have shown that the power value calculations for the photovoltaic plants are successful, after the photovoltaic-model was analyzed, adapted and improved. A comparison of the calculated and correctly measured power values, revealed that occasionally large deviations occurred due to some insecurities. One major problem is that the radiation data could not be measured on site and the nominal power and orientation of the photovoltaic plants are estimated values. Additionally, shadow losses can not be considered because of a lack of local information. Analysis of heat pump load profiles showed, that the power consumption strongly depends on the outside temperature. More heat pump measured values concerning the different outside temperature ranges led to an improved load profile.

Danksagung

Hiermit möchte ich mich bei meinen beiden Professoren, Ao. Univ. Prof. Martin Gröschl und Univ. Prof. Wolfgang Gawlik bedanken, die diese Arbeit ermöglichten. Ein großes Dankeschön an Projektass. Dipl.-Ing. Christoph Maier für die gute Betreuung und die schnellen Antworten bei Fragen und Unklarheiten.

Ganz persönlich möchte ich mich bei meinen Eltern Marita und Reinhard bedanken, die mich während meines Studiums immer unterstützt haben. Meiner Schwester Clara und meiner Freundin Clarissa danke ich für den Rückhalt und für hilfreiche Anmerkungen zu dieser Arbeit.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Theorie	4
2.1	Physikalische Grundlagen von PV-Anlagen	4
2.1.1	Aufbau und Funktionsweise	4
2.1.2	Einstrahlung der Sonne	7
2.1.3	Kenngößen und Materialien von PV-Anlagen	12
2.1.4	Weitere Leistungsverluste von PV-Modulen	14
2.2	Physikalische Grundlagen von Wärmepumpen	19
2.2.1	Arten und Funktionsweise	19
2.2.2	Kennzahlen	21
2.2.3	Temperaturabhängigkeit des Leistungsverbrauches	22
3	Übersicht der Daten und Messfehler	25
3.1	Messaufbau	25
3.2	Übersicht aller Daten	26
3.3	Datenformat	28
3.4	Datenfehler	29
3.4.1	Ursachen für Messfehler	29
3.4.2	Messfehler in den Daten	30
3.4.3	Messfehler in einem beispielhaften Haushalt	31
4	Methoden und Modellierung	33
4.1	Allgemeine Methoden	33
4.2	Methoden und Modellierung der PV-Anlagen	36

4.2.1	Bestimmung der Nennleistung und Ausrichtung	36
4.2.2	Berechnung der Anlagenleistung	37
4.2.3	Berechnungen der Bestrahlung auf die Modulflächen	41
4.2.4	Grenzen und Einschränkungen bei Leistungs- und Strahlungsberechnungen	43
4.2.5	Identifizieren von Messfehlern	43
4.2.6	Detektieren von Schneetagen	47
4.2.7	Bewertung der vom PV-Modell berechneten Werte	48
4.2.8	Schematischer Ablauf des fertigen PV-Modells	50
4.3	Methoden und Modellierung der Wärmepumpen	53
4.3.1	Messfehler und Wärmepumpeninformationen	53
4.3.2	Analysieren der Leistungskurven	53
4.3.3	Bestimmen der passenden Leistungskurve	55
4.3.4	Schematischer Ablauf des fertigen Wärmepumpen-Modells	56
5	Auswertungen und Ergebnisse	58
5.1	Auswertungen und Ergebnisse zu den PV-Anlagen	58
5.1.1	Allgemeine Statistiken zu den PV-Anlagen	58
5.1.2	Bestimmen der Nennleistungen und PV-Ausrichtungen	63
5.1.3	Erste PV-Modellberechnungen	68
5.1.4	Verbesserung des PV-Modells	72
5.1.5	Auswertungen zu Zeitdifferenz und Schneetagen	76
5.1.6	Analyse der berechneten Leistungswerte	79
5.1.7	Ergebnisse vom fertigen PV-Modell	87
5.2	Auswertungen und Ergebnisse zu den Wärmepumpen	90
5.2.1	Allgemeine Statistiken zu den Wärmepumpen	90
5.2.2	Auswertungen zu gemessenen Leistungen und Außentemperaturen	92
5.2.3	Analysen der Lastprofile	96
5.2.4	Ergebnisse vom fertigen Wärmepumpen-Modell	98
6	Zusammenfassung und Ausblick	100
	Literaturverzeichnis	103
	Anhang	106

Abbildungsverzeichnis

2.1 Funktionsweise einer Photodiode [1]	6
2.2 Aufbau einer typischen Silizium-Solarzelle [1]	6
2.3 Die verschiedenen Sonnenspektren vor und nachdem das Licht die Atmo- sphäre durchlaufen ist [1]	9
2.4 Einstrahlungswinkel der Direkteinstrahlung bei einer bestimmten Modulaus- richtung und Neigung [2]	10
2.5 Anteil an Diffus- und Direktstrahlung am Standort München über das Jahr hinweg gesehen [1]	11
2.6 Der theoretisch mögliche Wirkungsgrad je nach Halbleitermaterial und des- sen Bandlücke [3]	13
2.7 Der weltweite Marktanteil der verschiedenen Halbleitermaterialien in Prozent [1]	14
2.8 Einfluss von Wolken auf die Diffus- und Direktstrahlung an zwei Sommertag- en in Braunschweig [1]	15
2.9 Verminderung des Reflexionsfaktors R durch Auftragen von Antireflexions- schichten nach Wellenlänge der Einstrahlung [3]	16
2.10 Abhängigkeit der Strom-Spannungs-Kennlinie bei unterschiedlicher Silizium- Solarzellentemperatur [1]	17
2.11 Leistungsverlust eines PV-Moduls mit 36 Solarzellen und zwei Bypass-Dioden, durch unterschiedlicher Verschattung einer einzelnen Solarzelle [4]	18
2.12 Aufbau und Funktionsweise einer Kompressor-Wärmepumpe [5]	20
2.13 Kreisprozess eines idealisierten und realen (*) Prozesses im a) s-T-Diagramm und b) h-log(p)-Diagramm [5]	21

2.14 Zusammenhang zwischen Wärmebedarf und Heizleistung bei unterschiedlichen Außentemperaturen, mit Bivalenzpunkt einer Luft-Wasser-Wärmepumpe [6]	24
3.1 Schematischer Aufbau der Messanordnung eines Haushaltes [7]	26
3.2 Anzahl an Geräten je nach Gerätetyp	27
3.3 Zeitlicher Verlauf, wann, wie viele Daten zur Verfügung standen	28
3.4 Zeitlicher Verlauf der Leistungen von drei K-Boxen über den Zeitraum von einer Woche in fünf Minuten Auflösung	32
4.1 Übersicht über die Methodik der Auswertungen	34
4.2 Abhängigkeit der Modulausrichtung und Modulneigung auf die ideal auftretende Jahresglobalstrahlungssumme in % am Standort Wien [1]	38
4.3 Flussdiagramm zum Ablauf des fertigen Python-Programms zum Auswerten der PV-Dateien	52
4.4 Flussdiagramm zum Ablauf des fertigen Python-Programms zum Auswerten der Wärmepumpen-Dateien	57
5.1 Anzahl an Messwerten und dem Datenfehler "keine Daten" der, von diesem Datenfehler betroffenen acht Haushalte je Monat	60
5.2 Die gemittelten Maximalwerte aller 85 PV-Anlagen je nach Monat	66
5.3 Die gemittelte Uhrzeit t_{max} an der die Maximalwerte aller 85 PV-Anlagen auftraten	67
5.4 Einfache lineare Regression von Modulausrichtung und Uhrzeit mit gemittelter Maximaltagesleistung	69
5.5 Leistungsverlauf eines Wintertages mit Startzeitpunkt sechs Uhr mit gemessener und berechneter Leistung	70
5.6 Leistungsverlauf der größten PV-Anlage mit Startzeitpunkt vier Uhr an einem wechselhaften Sommertag	71
5.7 Direkteinstrahlungsterme bei einem Höhenwinkel zwischen 0 und 10 Grad	73
5.8 Gemessene und berechnete Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm der PV-Anlage 64002D0204C0	74
5.9 Gemessene und berechnete Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm der PV-Anlage 64002D02062A	75

5.10 Gemessene und berechnete Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm der PV-Anlage 64002D0205A8	75
5.11 Vergleich des Leistungsverlaufes eines Wintertages mit Startzeitpunkt sechs Uhr mit gemessener und berechneter Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm	76
5.12 Die gemittelte relative Abweichung aller PV-Anlagen, je nach herangezogenem Leistungsgrenzwert	81
5.13 Zeitspanne, über die die gemittelten relativen Abweichungen in der Früh und am Abend nicht mitberücksichtigt wurden	82
5.14 Gemittelte relative Abweichung je nach Monat aller PV-Anlagen	83
5.15 Vergleich zwischen den unterschiedlichen Modellen für die Berechnung der Leistung	85
5.16 Anzahl an absoluten Abweichungen im Bereich 20 bis 60 Prozent der Nennleistung nach Monat, vor (dunkelrot) und nach (hellgrün) der Korrektur mit den Monatskorrekturwerten	86
5.17 Anzahl an absoluten Abweichungen im Bereich über 60 Prozent der Nennleistung nach Monat, vor und nach der Korrektur mit den Monatskorrekturwerten	86
5.18 Anzahl an gemessenen Messwerten und dem Datenfehler "keine Daten" der elf Wärmepumpen mit fehlenden Messwerten, je nach Monat	92
5.19 Abhängigkeit der im Mittel verbrauchten Leistung aller Wärmepumpen von der gemittelten Außentemperatur und Monat	94
5.20 Anzahl an gemittelten Tagesleistungswerten in den sechs Temperaturbereichen über alle Wärmepumpen	95
5.21 Anzahl an gemittelten Tagesleistungswerten in den zwölf Temperaturbereichen über alle Wärmepumpen	95
5.22 Unterschiedliche Lastprofile bei einer gemittelten Tagestemperatur von -3,7 °C und 7,3 °C einer Wärmepumpe	97
5.23 Vergleich zwischen gemessenem und modelliertem Lastprofil über einen ganzen Tag, bis zum Auftreten des Datenfehler "keine Daten"	99

Tabellenverzeichnis

2.1	Übersicht der unterschiedlichen Halbleitermaterialien samt Bandabstand und Wirkungsgrad im Labor η_{Lab} und bei kommerziellen Systemen η_{Kom} in Anlehnung an [8]	14
3.1	Anzahl an erfassten Geräten pro Haushalt	27
3.2	Beispiel einer CSV-Datei einer Wärmepumpe	29
4.1	Koeffizienten zum Berechnen der Leistung einer Photovoltaik (PV)-Anlage [9]	39
4.2	Koeffizienten zum Berechnen der Modultemperatur für Silizium-Solarzellen [10]	40
4.3	Mittelwert der Globalstrahlung G [11] und der daraus errechnete Monatsfaktor zum Berechnen des Leistungsgrenzwertes	46
4.4	Ausschnitt einer fertig ausgewerteten PV-Gesamtdatei	51
4.5	Tabelle mit Typenbezeichnungen der Wärmepumpen	53
5.1	Übersicht über die betrachteten PV-Daten	59
5.2	Statistik zu Anzahl an Messwerten der PV-Anlagen	59
5.3	Anzahl an fehlenden Messwerten der acht PV-Anlagen bei denen dieser Fehler auftrat	60
5.4	Darstellung statistischer Werte der gemessenen Maximalwerte unter Berücksichtigung aller PV-Anlagen	61
5.5	Prozentualer Anteil an gemessenen null Watt Werten aller PV-Anlagen . . .	62
5.6	Haushalte ohne Koordiantenangaben und welche, die zwei PV-Anlagen besitzen	62
5.7	Vergleich zwischen verschiedenen Quantilen mit den Maximalwerten aller PV-Anlagen	64

5.8	Anzahl an Messwerten, die über ein Jahr gesehen zwischen dem Maximalwert und dem betrachteten Quantil liegen	65
5.9	Mittelwert der Uhrzeit t_{max} mit Maximaltagesleistungswerten und abgemessene Modulausrichtung γ_m der betrachteten PV-Anlagen	68
5.10	Wurzelterme je nach Grenzhöhenwinkel h_g	73
5.11	Start- und Enduhrzeit aller Haushalte bei der Leistung produziert wurde . .	77
5.12	Zeitdifferenz zwischen Sonnenaufgang Δt_{Auf} und Sonnenuntergang Δt_{Unt} und den Start- und Endzeiten der verschiedenen PV-Anlagen	78
5.13	Auswertungen von drei PV-Anlagen an Tagen, an denen mit hoher Wahrscheinlichkeit Schnee auf den Modulen lag	79
5.14	Berechnete Werte zur relativen Abweichung d_{rel} unter Berücksichtigung aller 85 PV-Anlagen bei unterschiedlichen Leistungsgrenzwerten P_G	80
5.15	Hohe relative Abweichung in der Früh bei der PV-Anlage 64002D02063D .	81
5.16	Anzahl der Werte der absoluten Abweichungen in den verschiedenen Leistungsabweichungsbereichen, unter Berücksichtigung der Nennleistungen (P_{nenn}) der PV-Anlagen	84
5.17	Tabelle mit Anzahl an Werten in den verschiedenen Abweichungsbereichen je nach verwendetem Berechnungsmodell	85
5.18	Monatskorrektur des berechneten Leistungswertes nach Monat	87
5.19	Verbesserungen durch Änderung des Modulneigungswinkels und der Modulausrichtung	88
5.20	Anzahl an Messfehlern bei allen PV-Anlagen über den gesamten Betrachtungszeitraum	89
5.21	Übersicht über die Wärmepumpen-Daten	90
5.22	Statistik zu Anzahl an Messwerten der Wärmepumpen	91
5.23	Anzahl an fehlenden Messwerten der elf betroffenen Wärmepumpen	91
5.24	Tabelle mit Typenbezeichnungen der Wärmepumpen und deren Anzahl . . .	92
5.25	Statistik zum Maximum der gemessenen Werte aller Wärmepumpen	93
5.26	Leistungsmittelwerte je nach Temperaturbereich und Wochentag	96
5.27	Mittelwert der fünf Leistungskennzahlen über alle Anlagen zum Auswählen des, für den Temperaturbereich $T_{Bereich}$, besten Leistungsprofils	98
1	Gesamtauswertung Photovoltaik	106
2	Gesamtauswertung Wärmepumpen	110

Abkürzungsverzeichnis

AM	Air Mass
API	Application Programming Interface
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CSV	Comma-separated values
HPU	Wärmepumpen
ID	Identifikationsnummer
MPP	Maximum Power Point
MW	Mittelwert
PLC	Powerline Communication
PV	Photovoltaik
SD	Standardabweichung
STDM	Standardmodell
Si	Silizium
STC	Standard Test Condition

Kapitel 1

Einleitung

Der Anteil an erneuerbaren Energien bei der Produktion von Strom ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Der Ausstieg aus Energiequellen wie Gas, Öl und Kohle ist wichtig, um die Klimakrise bewältigen zu können. Bei der Stromerzeugung durch fossile Brennstoffe werden große Mengen an Kohlenstoffdioxid (CO₂) freigesetzt. Durch Einsatz von erneuerbaren Energien wie PV, Wasserkraft, Windenergie und Geothermie können diese Emissionen stark reduziert werden. Auch bei der Bereitstellung von Wärme in Haushalten findet ein Umbruch statt. Es werden immer mehr Wärmepumpen (HPU) zum Heizen von Gebäuden verbaut, um den CO₂-Ausstoß zu verringern. Diese benötigen jedoch zusätzlich Strom, der vom Energiesystem bereitgestellt werden muss.

Eine große Herausforderung ist die Transformation des Energiesystems. Denn während Kraftwerke, die fossile Brennstoffe verwenden, jederzeit Strom liefern können, kommt es bei den erneuerbaren Energien zu Schwankungen in der Verfügbarkeit im Tages- und Jahresverlauf. Um eine stabile elektrische Energieversorgung erreichen zu können, darf nur so viel elektrische Energie von Verbrauchern aus dem Netz genommen werden, wie durch Erzeugeranlagen produziert werden kann. Die benötigte Blindleistung muss beim Umstellen des elektrischen Energienetzes auf erneuerbare Energien mitberücksichtigt werden.

Um den Strombedarf und die Stromerzeugung gut abschätzen zu können, werden gemessene Leistungen von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen in den verschiedenen Haushalten immer wichtiger. Diese geben Hinweise, zu welchen Uhr- und Jahreszeiten mit einem hohen

Stromverbrauch oder überschüssiger Stromerzeugung von den Haushalten zu rechnen ist. Wird von einer PV-Anlage ein Leistungsüberschuss erzielt, so kann der Strom entweder in einer lokalen Batterie gespeichert oder in das Stromnetz eingespeist werden. Um das Stromnetz gut stabilisieren und eine konstante Spannung für alle Verbraucher bereitstellen zu können, sind Prognosen von Stromverbrauch und Stromerzeugung für die Netzbetreiber von entscheidender Bedeutung. T. Huld leistete einen großen Beitrag zur Berechnung von Leistungen einzelner PV-Anlagen [9], [12], [10].

Aber nicht nur für die Netzbetreiber stellt der Verlauf von verbrauchter und erzeugter Leistung eine wichtige Information dar, sondern auch die Besitzer_innen von PV-Anlagen und Wärmepumpen können davon profitieren. Denn durch die gemessenen Leistungen kann es zu einer Anpassung des Strombedarfs und dadurch zu einer Einsparung von Energie und Kosten kommen. Um die erzeugte Leistung der PV-Anlage und verbrauchte Leistung aller im Haushalt befindlichen Geräte messen und überwachen zu können, kommen meistens sogenannte Smart Meter zum Einsatz. Diese erfassen die gemessenen Leistungswerte und können mittels Internet und Kommunikationseinheit (Gateway) die Messdaten verwalten und den Stromverbrauch regulieren. Um Rückschlüsse auf Verbesserungen im Stromverbrauch führen zu können, sollten die gemessenen Leistungswerte allerdings möglichst fehlerfrei für die Besitzer vorliegen.

Die in dieser Arbeit vorliegenden Leistungsmessdaten von verschiedenen Haushalten stammen von Kunden_innen der EVN in Niederösterreich und wurden mithilfe der joulie-Box (Smart Meter) seit Oktober 2019 gemessen. Diese Daten sind jedoch mit Messfehlern und fehlenden Messdaten behaftet. Ziel war es, die gemessenen Leistungswerte der verschiedenen Geräte im Haushalt zu analysieren und aufzuarbeiten. Dabei stellte sich die Frage, mittels welchem Modell die Messfehler am besten gefunden werden können und anschließend der eigentlich erwartbare Wert berechnet/modelliert werden kann. Dazu sollten mehrere Ansätze wie Interpolation, Ersetzen und das Erstellen von physikalischen Modellen angewendet werden. Für die Auswertungen und das Korrigieren von Messfehlern wurde die Programmiersprache Python festgelegt. In dieser sollte am Ende der Arbeit ein Programm für die PV-Anlagen und Wärmepumpen vorliegen, welches die Messfehler findet und durch verbesserte Leistungswerte ersetzt. Die korrigierten Daten sollen dann über eine passende Schnittstelle online zur Verfügung gestellt werden. Dabei können die Teilnehmer_innen, welche ihre Daten für das Projekt *GEL OpenDataPlatform* [13] zur Verfügung gestellt haben, die verbesserten Leistungsdaten auf der gleichnamigen Homepage abrufen.

Um die mathematischen und physikalischen Grundlagen von PV-Anlagen und Wärmepumpen zu verstehen, werden diese in [Kapitel 2](#) erklärt und beschrieben. Dabei wird sowohl auf deren Aufbau und deren Funktionsweise, als auch auf Leistungsproduktion oder Leistungsverbrauch unter verschiedenen Voraussetzungen eingegangen. In [Kapitel 3](#) werden die Datenmessungen erläutert, erklärt in welchem Format die Daten vorliegen und welche Ursachen die Messfehler haben. Außerdem wird ein Überblick über die Anzahl an Messdaten und die verschiedenen Gerätetypen gegeben. Anschließend wird in [Kapitel 4](#) angeführt, welche Methoden zum Auswerten der Daten, Berechnen der PV-Leistungen und Modellieren der Wärmepumpenprofile angewendet wurden. Die daraus resultierenden Auswertungen und Ergebnisse sind in [Kapitel 5](#) beschrieben und analysiert.

Kapitel 2

Theorie

2.1 Physikalische Grundlagen von PV-Anlagen

2.1.1 Aufbau und Funktionsweise

Ein Photovoltaikmodul einer PV-Anlage besteht aus vielen Solarzellen, die parallel oder in Reihe geschaltet sind. Die Solarzellen bestehen aus Halbleitern, welche die direkte Umwandlung von Licht in Elektrizität ermöglichen (Photoeffekt). Das wichtigste Material für die Halbleiterindustrie ist Silizium (Si), welches vier Valenzelektronen besitzt. Im Silizium Einkristall gehen die Valenzelektronen mit den Valenzelektronen der Nachbaratome eine kovalente Bindung ein. Nimmt ein Valenzelektron durch eine thermische Anregung, zum Beispiel durch Absorption eines Photons, genug Energie auf, so wechselt es vom Valenzband ins Leitungsband. Dadurch kann sich das Elektron und das entstandene positive Loch frei im Kristall bewegen. Die nötige Energie, die ein Valenzelektron mindestens aufnehmen muss, ist über den Bandabstand zwischen Valenzband und Leitungsband gegeben. Bei Silizium liegt dieser bei 1,11 eV und ist somit verglichen zu Isolatoren deutlich geringer [14].

Zum Herstellen von Halbleiterbauelementen und Solarzellen werden jedoch meist nicht reine Siliziumkristalle verwendet, sondern die Kristalle werden mit Fremdatomen dotiert. Werden Silizium-Atome durch Atome mit fünf Valenzelektronen wie zum Beispiel Arsen ersetzt, so bilden vier Valenzelektronen eine kovalente Bindung mit den Silizium-

Nachbaratomen. Das fünfte Valenzelektron ist dadurch sehr leicht an das Arsenatom gebunden und kann durch die Aufnahme geringer Energie ins Leitungsband gehoben werden. Mit einem sehr geringen Anteil an Fremdatomen kann die Leitfähigkeit eines Halbleiters um mehrere Größenordnungen erhöht werden [15]. Fremdatome, die eine höhere Anzahl als vier Valenzelektronen besitzen und überschüssige Valenzelektronen abgeben, werden Donatoren genannt. Da die Ladungsträger bei diesen Halbleitern hauptsächlich aus frei beweglichen Elektronen bestehen, werden diese auch als n-Halbleiter bezeichnet.

Werden Silizium-Atome durch Fremdatome mit nur drei Valenzelektronen ersetzt, so entstehen in der Kristallstruktur positive leere Löcher, welche vom Energieniveau leicht über dem des Valenzbandes liegen. Eine geringe thermische Anregung reicht aus, um Elektronen aus dem Valenzband in die positiven Löcher aufzunehmen. Diese können sich durch ein elektrisches Feld frei im Halbleiter bewegen. Ein typisches sogenanntes Akzeptoren-Fremdatom ist Gallium. Aufgrund seiner drei Valenzelektronen und den dadurch im Halbleiter entstehenden positiven Löchern als Ladungsträger werden diese auch p-Halbleiter genannt.

Um die Funktionsweise einer Solarzelle besser zu verstehen, kann eine Photodiode betrachtet werden, deren Funktionsweise in [Abbildung 2.1](#) dargestellt. Diese besteht aus einem p-n-Übergang, der durch das Zusammenfügen eines n-Halbleiters und eines p-Halbleiters entsteht. Die freien Elektronen der n-Schicht rekombinieren im Bereich des Überganges mit den positiven Löchern der p-Schicht. Dies bewirkt, dass eine Potenzialdifferenz durch die Ladungstrennung entsteht, da die p-Schicht eine negative Nettoladung und die n-Schicht eine positive Nettoladung besitzt. Die dadurch entstandene Übergangszone mit wenigen freien Ladungsträgern wird Raumladungszone genannt. Treffen Photonen nun auf die Photodiode und werden in der p-n-Schicht absorbiert, werden freie Elektronen-Loch-Paare erzeugt. Die Potenzialdifferenz bewirkt ein elektrisches Feld E_{El} welches beide Ladungsträger trennt. Die frei beweglichen Elektronen gelangen dadurch zum n-dotierten Halbleiter, während die positiven Löcher zum p-dotierten Halbleiter beschleunigt werden. Dabei ist der entstehende Photostrom proportional zur Bestrahlungsstärke [1].

Ein typischer Aufbau einer Solarzelle ist in [Abbildung 2.2](#) zu sehen. Tritt ein Photon durch Lichteinfall in den p-n-dotierten Halbleiter, so kann es dort absorbiert werden. Die dadurch entstehenden Elektronen-Loch-Paare können durch das elektrische Feld der Raumladungszone getrennt werden. Das frei bewegliche Elektron wird aufgrund seiner negativen

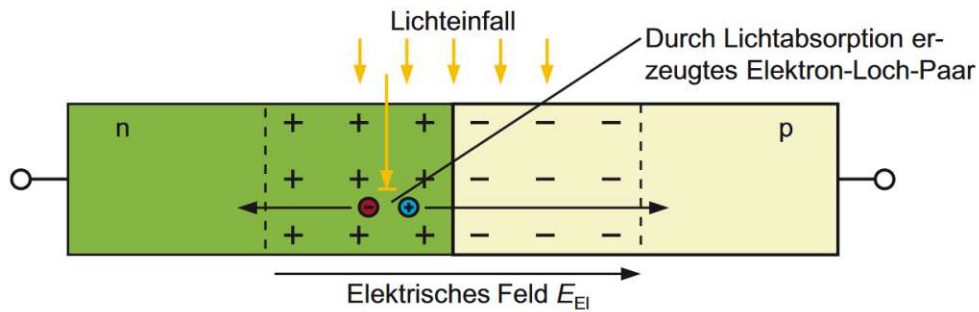


Abbildung 2.1: Funktionsweise einer Photodiode [1]

Ladung zum n-Gebiet in Richtung der Frontkontakte gedrückt und das positive Loch in die andere Richtung zum Rückkontakt. Gelangen die Teilchen zu den Kontakten, so kann durch Anschluss eines Verbrauchers die so erzeugte elektrische Energie genutzt werden.

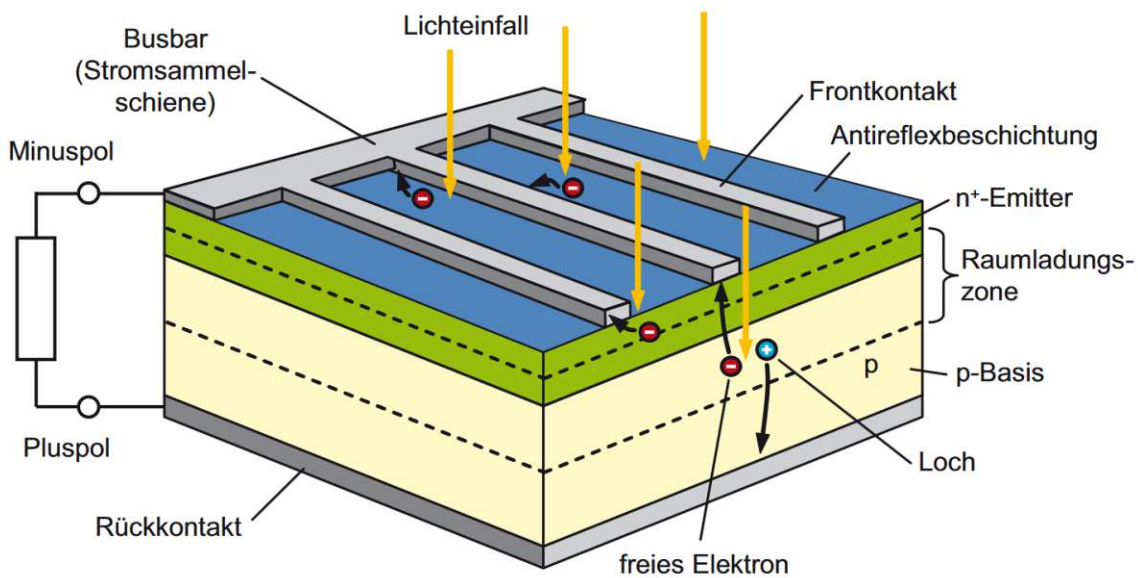


Abbildung 2.2: Aufbau einer typischen Silizium-Solarzelle [1]

Allerdings erreichen nicht alle Elektronen und Löcher die Kontakte der Solarzelle. Denn diese können vor dem Erreichen der Kontakte wieder rekombinieren. Ein Maß, wie oft es zu einer Rekombination kommt, ist mittels Diffusionslänge L_N , Trägerlebensdauer τ_N und Diffusionskonstante D_N gegeben [1]:

$$L_N = \sqrt{D_N \cdot \tau_N} \quad (2.1)$$

Diese gibt an, welche Strecke ein erzeugtes Elektron im betrachteten Halbleiter zurücklegen kann, bevor es wieder rekombiniert und sich somit nicht mehr frei bewegen kann. Die Diffusionslänge für Silizium liegt meist zwischen 50 und 500 μm und hängt stark von der Anzahl an Verunreinigungen und Kristallfehler des Siliziumkristalls ab. Denn Fremdatome bilden zusätzliche Energieniveaus zwischen dem Leitungsband und dem Valenzband von Silizium, wodurch ein stufenweiser Übergang zwischen den beiden Bändern entsteht. Durch Kristallfehler wie leere Gitterplätze, Kristallversetzungen oder offene Bindungen an der Kristalloberfläche nimmt die Wahrscheinlichkeit einer Rekombination ebenfalls zu.

Auch der Ort, an dem das Elektronen-Loch-Paar entsteht und somit das Photon absorbiert wird, spielt eine wichtige Rolle. Er gibt an, ob die entstandenen Ladungsträger zum Photostrom etwas beitragen können. Während blaues Licht mit einer niedrigen Wellenlänge einen hohen Absorptionskoeffizient besitzt, ist dieser bei Infrarotstrahlung (höhere Wellenlängen) deutlich geringer [1]. Licht mit hohen Wellenlängen dringen somit tiefer in die Solarzelle ein. Entstehen die Ladungsträger in der Raumladungszone oder im p-Halbleiter in der Nähe von der Raumladungszone, dann ist die Chance groß, dass die Ladungsträger es bis zu den Kontakten schaffen. Wird jedoch das Photon bereits am Beginn im n-Emitter oder im unteren Bereich der Solarzelle absorbiert, so kommt es meistens zu einer Rekombination der Ladungsträger bevor diese die Kontakte erreichen können. Um Rekombinationen von Elektronen tief in der Zelle am Rückkontakt zu reduzieren, wird außerdem mittels einer hoch dotierten p-Schicht ein sogenanntes Back-Surface-Field eingebaut. Dieses bewirkt, dass die im unteren Bereich des PV-Moduls entstehenden freien Elektronen Richtung Raumladungszone gelenkt werden.

2.1.2 Einstrahlung der Sonne

Wie hoch die von einem PV-Modul erzeugte Leistung ist, hängt im Wesentlichen davon ab, wie viel Sonnenstrahlung auf die Moduloberfläche gelangt. Um die Strahlung der Sonne beschreiben zu können, kann diese näherungsweise als schwarzer Strahler betrachtet werden. Die auf die Erdatmosphäre im Jahresmittel auftreffende extraterrestrische Bestrahlungsstärke, auch Solarkonstante E_S genannt, kann berechnet werden durch [1], [16]:

$$E_S = \frac{P_{\text{Sonne}}}{4 \cdot \pi \cdot r_{SE}^2} = 1367 \frac{W}{m^2} \quad (2.2)$$

Dabei beschreibt r_{SE} den Abstand zwischen Sonne und Erde und P_{Sonne} die kontinuierliche Strahlungsleistung der Sonne von $3,845 \cdot 10^{26}$ W. Die Bestrahlungsstärke, welche bis zur Erdatmosphäre gelangt, ist somit nur mehr ein Bruchteil von der ursprünglichen Sonnenstrahlung. Das auf die Erdoberfläche auftreffende Sonnenspektrum verändert sich zudem durch Streuung-, Absorption- und Reflexionseffekte in der Atmosphäre. Einerseits kommt es durch die Absorption von Licht durch verschiedene Moleküle in der Erdatmosphäre zu Lücken im Spektrum. Trifft das Licht auf Teilchen, die kleiner oder deutlich größer als die Wellenlänge des Lichtes sind, kommt es zur Rayleigh- oder Mie-Streuung. Außerdem wird ein Teil des Lichtes durch die Erdatmosphäre reflektiert. Die verschiedenen messbaren Spektren des Sonnenlichtes sind in [Abbildung 2.3](#) dargestellt. Dabei ist die Air Mass (AM) eine Angabe zur Weglänge durch die Atmosphäre. Während AM 0 das Sonnenspektrum außerhalb der Atmosphäre angibt, bedeutet AM 1,5, dass das Licht einen um 1,5-fach längeren Weg durch die Erdatmosphäre zurückgelegt hat, als Sonnenstrahlen, die genau senkrecht durch die Erdatmosphäre gelangt sind (AM 1). Das Spektrum von AM 1,5 hat sich als Standardspektrum bei Messungen von PV-Modulen etabliert, wobei dieses Thema genauer im [Unterabschnitt 2.1.3](#) behandelt wird.

Die auf ein geneigtes PV-Modul auftreffende Strahlung setzt sich aus drei verschiedenen Strahlungstermen zusammen. Einerseits der Strahlung, welche direkt von der Sonne auf das Modul gelangt. Andererseits kommt es durch die oben beschriebenen Effekte in der Erdatmosphäre zu einer diffusen Bestrahlung der PV-Anlagen. Des Weiteren wird ein Teil der Globalstrahlung an der Erdoberfläche reflektiert und kann so auf die Moduloberfläche gelangen. Die von einer Solarzelle produzierte Leistung P_{el} ist durch den Strahlenfluss Φ und dem Wirkungsgrad der Solarzelle η gegeben [[16](#)]:

$$P_{el} = \eta \cdot \Phi \quad (2.3)$$

Dabei berechnet sich der auf eine Fläche A auftreffende wirksame Strahlungsfluss mit dem Einfallswinkel Θ zwischen Strahlrichtung und Flächennormale und der Bestrahlungsstärke E wie folgt:

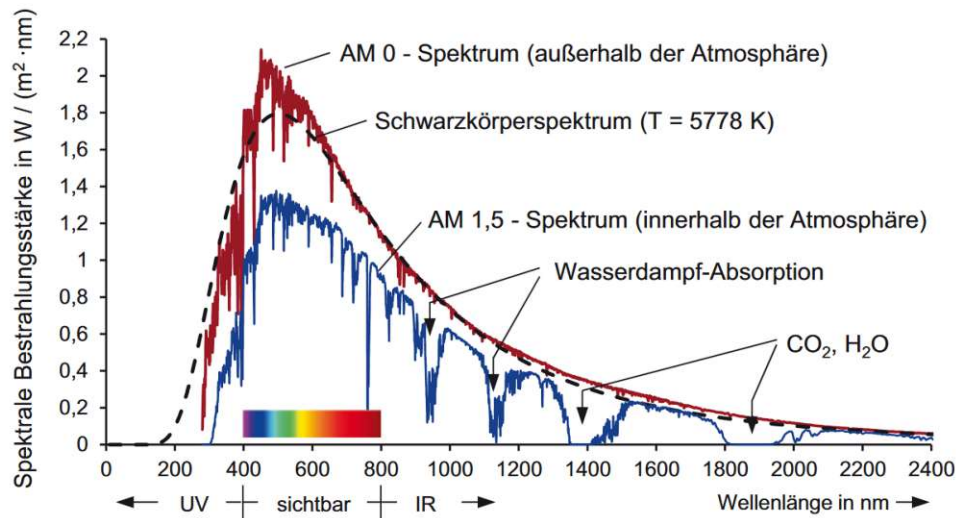


Abbildung 2.3: Die verschiedenen Sonnenspektren vor und nachdem das Licht die Atmosphäre durchlaufen ist [1]

$$\Phi = E \cdot A \cdot \cos \Theta \quad (2.4)$$

Um den Einfallswinkel der Direktstrahlung auf ein PV-Modul berechnen zu können, spielen sowohl die Ausrichtung und die Neigung des Moduls, als auch die momentane Sonnenposition eine Rolle. Diese Abhängigkeit wird in [Abbildung 2.4](#) veranschaulicht.

Die daraus resultierende Formel zur Berechnung des Einfallswinkels Θ (INC) nach Modulausrichtung und Neigung ergibt sich zu [2]:

$$\Theta = \cos^{-1}[\cos(h_{Son}) \cos(\alpha_{Son} - \alpha_{Mod}) \sin(\beta_{Mod}) + \cos(\beta_{Mod}) \sin(h_{Son})] \quad (2.5)$$

Dabei ist h_{Son} (SOLALT) der Höhenwinkel der Sonne (vertikal), α_{Son} (SOLAZM) der Azimutwinkel der Sonne (horizontal), α_{Mod} (WAZ) der Azimutwinkel des Moduls (Ausrichtung) und β_{Mod} (TLT) die Modulneigung. Eine Modulausrichtung nach Süden auf der Nordhalbkugel ist ideal. Die ideale Modulneigung hängt vom Längengrad des Standortes ab. Je weiter nördlich sich PV-Module befinden, desto stärker sollten diese geneigt sein [8].

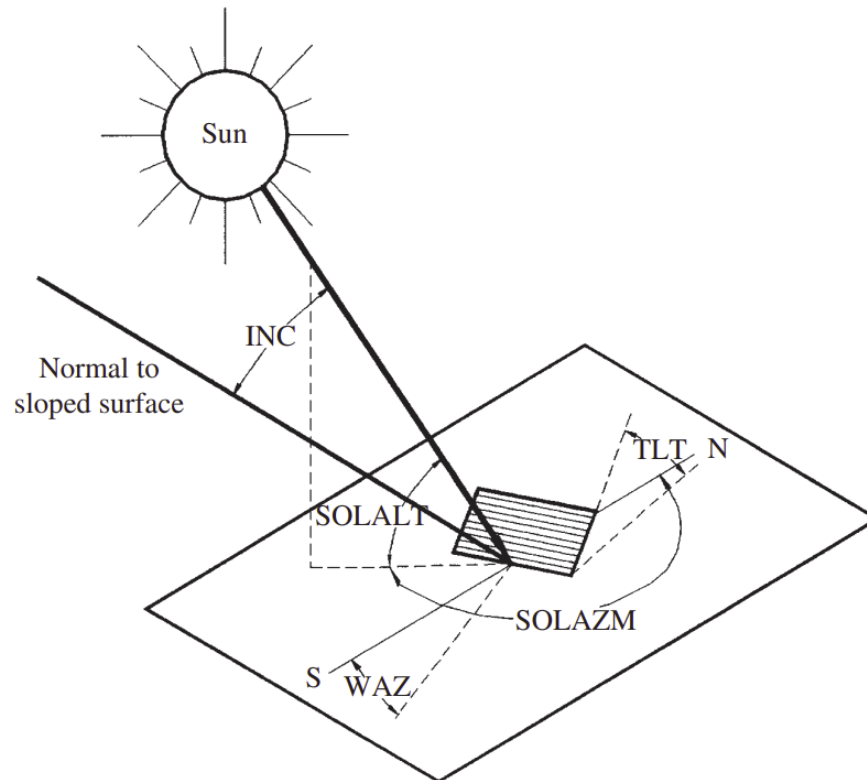


Abbildung 2.4: Einstrahlungswinkel der Direkteinstrahlung bei einer bestimmten Modulausrichtung und Neigung [2]

Um den Anteil der Diffusstrahlung zu berechnen, gibt es mehrere Ansätze und Methoden [12]. Die einfachsten Ansätze (isotrop) gehen davon aus, dass die Diffusstrahlung über den gesamten Himmelshalbraum ungefähr gleich stark ist und die Diffusstrahlung somit nur von der Modulneigung abhängt. Auch für die Berechnung, wie viel der von der Globalstrahlung reflektierten Strahlung auf ein geneigtes Modul auftrifft, wird häufig ein isotroper Ansatz gewählt [12]. Der Reflexionsfaktor (Albedowert) ist bei verschiedenen Oberflächen unterschiedlich hoch und bei unbekanntem Untergrund an betrachteten Standorten wird meist als Standardwert 0,2 gewählt. Die genauen Formeln zur Berechnung des Anteils, der auf ein PV-Modul auftreffenden Strahlen der drei verschiedenen Bestrahlungsarten, werden in [Unterabschnitt 4.2.3](#) genauer behandelt.

Wie viel von der bis zur Atmosphäre auftretenden Einstrahlung tatsächlich die Erd-

oberfläche erreicht, hängt somit stark von den vor Ort herrschenden Bedingungen ab. Denn neben Staub und Aerosolen in der Luft, die das Licht streuen können, bewirken Wolken je nach ihrer Dichte, eine starke Absorption der Sonneneinstrahlung. So werden in Wüstenregionen, bei denen Wolken kaum die Sonneneinstrahlung beeinflussen, Intensitäten der Einstrahlung von bis zu $2700 \frac{kWh}{m^2a}$ erreicht, während dieser Wert im Alpenvorland bei ca. $1300 \frac{kWh}{m^2a}$ liegt [8].

Wie groß der Anteil an Diffus- und Direktstrahlung an bestimmten Standorten ist, hängt sowohl vom Längengrad, als auch von den Wetterbedingungen und der Jahreszeit ab. Dabei ist die gemittelte Globalstrahlung im Sommer deutlich höher als im Winter, wie in [Abbildung 2.5](#) für den Standort München dargestellt. Der Grund dafür sind die niedrigeren Höhenwinkel im Winter und die meist vorherrschenden schlechteren Wetterbedingungen. Es ist jedoch auch zu erkennen, dass der Anteil an Diffusstrahlung in allen Monaten ähnlich groß ist, wie der Anteil an Direktstrahlung.

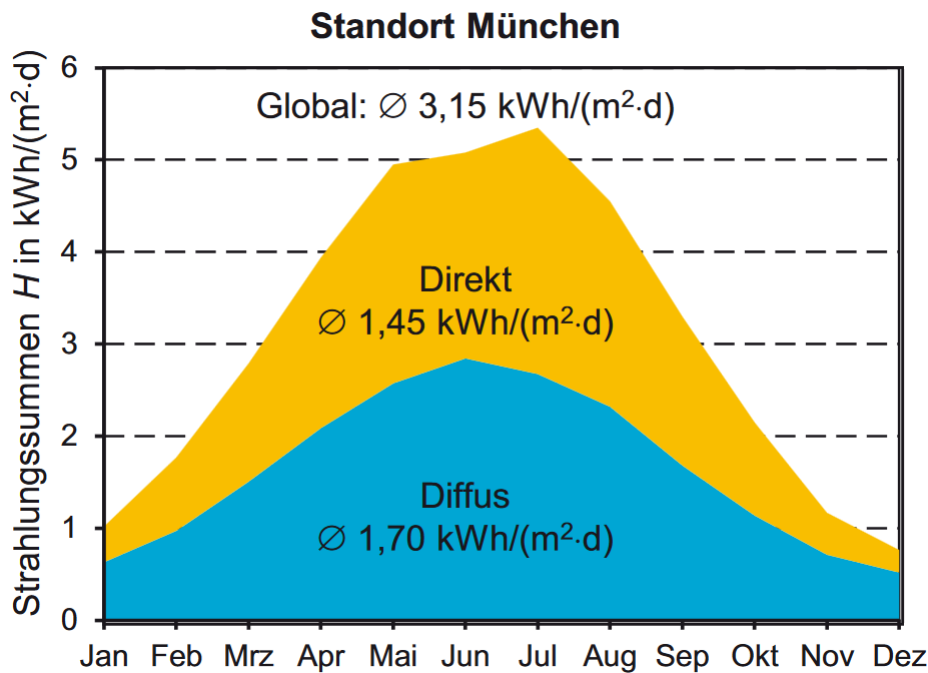


Abbildung 2.5: Anteil an Diffus- und Direktstrahlung am Standort München über das Jahr hinweg gesehen [1]

2.1.3 Kenngrößen und Materialien von PV-Anlagen

Der theoretisch mögliche Wirkungsgrad η_{ult} einer Solarzelle und somit indirekt auch von PV-Modulen ist gegeben durch:

$$\eta_{ult} = \frac{P_{el}}{P_{Son}} \quad (2.6)$$

Der mögliche Wirkungsgrad einer Solarzelle ist in der Theorie somit das Verhältnis von der erzeugbaren elektrischen Leistung P_{el} der Solarzelle und der eingestrahlt Leistung der Sonne P_{Son} auf die Zelle. Dieser hängt einerseits vom betrachteten Sonnenspektrum, als auch von der Anzahl an erzeugbaren Elektronen-Loch-Paaren ab. Die Anzahl ist wiederum abhängig vom betrachteten Halbleitermaterial und dessen Bandlücke zwischen Leitungs- und Valenzband. In [Abbildung 2.6](#) sind die maximal theoretisch möglichen Wirkungsgrade η_{ult} verschiedener Halbleitermaterialien in Bezug auf ihre Bandabstände dargestellt. Während kristallines Silizium mit einer Bandlücke von 1.1 eV in der Theorie einen Wirkungsgrad von 44 % erreichen kann, liegen Materialien wie Galliumarsenid, Germanium, amorphes Silizium und Galliumphosphid bei einem etwas geringeren theoretischen Wirkungsgrad [\[3\]](#).

Der in der Realität tatsächlich erreichte Wirkungsgrad liegt meist jedoch sehr deutlich darunter. Denn bei einem maximal möglichen theoretischen Wirkungsgrad wird davon ausgegangen, dass alle Photonen, die eine höhere Energie, als die der Bandlücke besitzen, gleich gut absorbieren. Bei jeder Absorption wird angenommen, dass das erzeugte Elektronen-Loch-Paar bis zu den Kontakten kommt, bevor es rekombinieren kann. Des Weiteren werden Reflexions- und Transmissionsverluste, so wie die thermische Abstrahlung der Solarzellen vernachlässigt. Auch wie gut sich das Absorptionsvermögen, die Temperaturabhängigkeit, die Langzeitzuverlässigkeit und die Technologie in der Praxis umsetzen lassen, beeinflusst den Wirkungsgrad der verschiedenen Halbleitermaterialien beim Erzeugen von Photostrom. Beim Verschalten der Solarzellen zu Modulen entstehen zudem weitere Verluste, welche den tatsächlichen Wirkungsgrad noch einmal absenken. Eine Übersicht über die am Markt hauptsächlich verwendeten Materialien bei der Herstellung von Photovoltaikmodulen ist in [Tabelle 2.1](#) aufgelistet.

Die in der Praxis erreichten Wirkungsgrade liegen meist etwas unter jenen der maximalen Wirkungsgrade von kommerziellen Systemen. Die Überlegenheit am Weltmarkt von

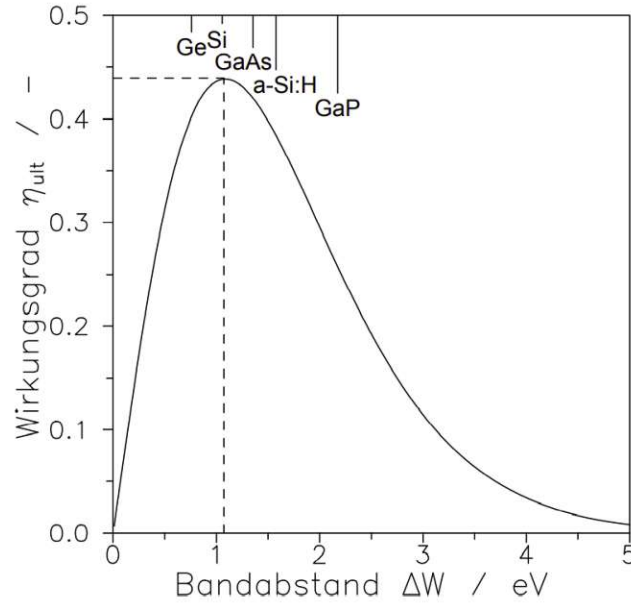


Abbildung 2.6: Der theoretisch mögliche Wirkungsgrad je nach Halbleitermaterial und dessen Bandlücke [3]

Siliziummodulen über viele Jahre hinweg ist in [Abbildung 2.7](#) dargestellt. Dies liegt daran, dass Silizium in großen Mengen zur Verfügung steht und sehr hohe Wirkungsgrade aufweist. Verglichen zu anderen Materialien, bei denen zum Teil zu geringe Wirkungsgrade erzielt werden, geringe Verfügbarkeit der Materialien vorherrschen, hohe Kosten entstehen, hoher Energieaufwand bei der Herstellung benötigt wird oder die Stabilität der Module nicht gegeben ist.

Um verschiedene PV-Module miteinander vergleichen zu können, wurden die Standard Test Condition (STC) festgelegt [16]:

- Das Modul wird mit einer Bestrahlungsstärke von $1000 \frac{W}{m^2}$ bestrahlt
- Es wird ein Sonnenlichtspektrum von 1,5 AM verwendet
- Die Solarzellentemperatur des Moduls wird auf 25 °C konstant gehalten

Die gemessene Leistung unter diesen Bedingungen gibt an, wie viel Leistung ein PV-Modul bei idealen Bedingungen liefern kann und wird oft als Nennleistung oder Peakleis-

Halbleiter	Bandabstand in eV	η_{Lab} in %	max η_{Kom} in %
Si Einkristall	1,13	26,7	24
Si Polykristallin	1,13	22,3	20
GaAs	1,42	27,5	25,1
CdTe Dünnsfilm	1,5	22,1	17
CIGS	1,5	22,6	19

Tabelle 2.1: Übersicht der unterschiedlichen Halbleitermaterialien samt Bandabstand und Wirkungsgrad im Labor η_{Lab} und bei kommerziellen Systemen η_{Kom} in Anlehnung an [8]

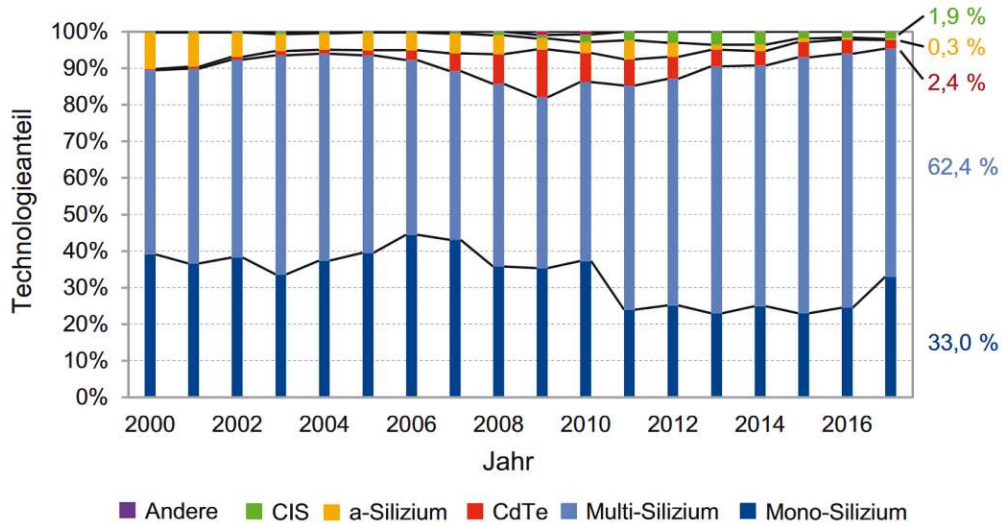


Abbildung 2.7: Der weltweite Marktanteil der verschiedenen Halbleitermaterialien in Prozent [1]

tion bezeichnet. Diese Leistung wird jedoch in der Praxis kaum erreicht, da diese idealen Bedingungen in der Realität sehr selten vorkommen. Wittereinflüsse und wechselhafte Bedingungen am Standort führen meist zu deutlich geringeren Leistungswerten.

2.1.4 Weitere Leistungsverluste von PV-Modulen

Neben den in [Unterabschnitt 2.1.1](#) bis [Unterabschnitt 2.1.3](#) erwähnten Verlusten in der tatsächlich zur Verfügung stehenden Leistung, spielen auch äußere Einflüsse eine große Rolle. Wolken können in ihrer Form stark variieren und die direkte Sonneneinstrahlung auf

ein PV-Modul stark abschwächen. Während kleine, dünne Wolken kaum einen Einfluss auf die Bestrahlungsstärke haben, können dichte, schwarze Wolken die Globaleinstrahlung auf bis zu 1 % reduzieren. Die Lichtstrahlen werden durch die Wassertropfen in den Wolken gestreut und können nicht direkt auf das PV-Modul treffen. Dies bewirkt wiederum einen Anstieg an diffuser Strahlung, welche einen längeren Weg durch die Atmosphäre zurücklegen muss, um auf die Moduloberfläche zu treffen [2]. In [Abbildung 2.8](#) ist der Unterschied eines sonnigen und eines bedeckten Sommertages am Standort Braunschweig in Bezug auf die Diffus- und Direktstrahlung zu sehen. Während an einem wolkenlosen Tag der Anteil an Direktstrahlung einen Großteil des globalen Strahlungsanteils ausmacht, ist an einem wolkenbedeckten Tag, die Diffusstrahlung deutlich höher.

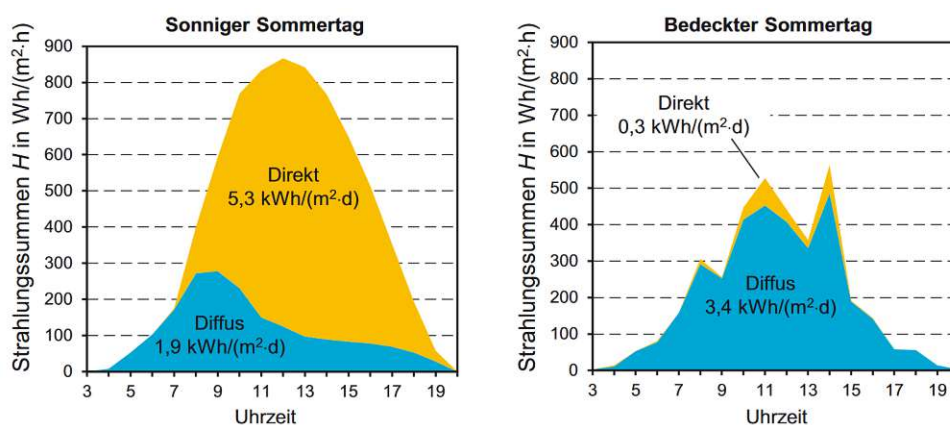


Abbildung 2.8: Einfluss von Wolken auf die Diffus- und Direktstrahlung an zwei Sommertagen in Braunschweig [1]

Treffen die Lichtstrahlen auf die Moduloberfläche, so kann es zur Reflexion der Strahlen kommen. Denn die Brechzahl der üblichen Solarmodulmaterialien liegt, im Bereich des Sonnenspektrums, bei ungefähr vier, während Luft eine Brechzahl von eins aufweist. Dadurch kommt es an der Phasengrenze zwischen den zwei Materialien zu einer Reflexion der Strahlung. Teile der Strahlung können nicht zu den Solarzellen gelangen. Um die Reflexionen möglichst gering zu halten, werden meistens sogenannte Antireflexionsschichten auf die Halbleitermaterialien aufgebracht. Diese bewirken, dass durch Interferenz der Großteil der Strahlung den Halbleiter erreicht. Da einzelne reflexionsmindernde Schichten nur für bestimmte Wellenlängen funktionieren, werden meist mehrere Schichten aufgetragen, um über den gesamten Bereich des Sonnenspektrums die Reflexionen zu minimieren. Geeignete

Materialien liegen dabei meist bei einem Brechungsindex von zwei [3]. Wie sehr der Reflexionsfaktor R durch Auftragen von dünnen Schichten aus den Materialien SiO_2 und Si_3N_4 verringert werden kann, ist in [Abbildung 2.9](#) dargestellt.

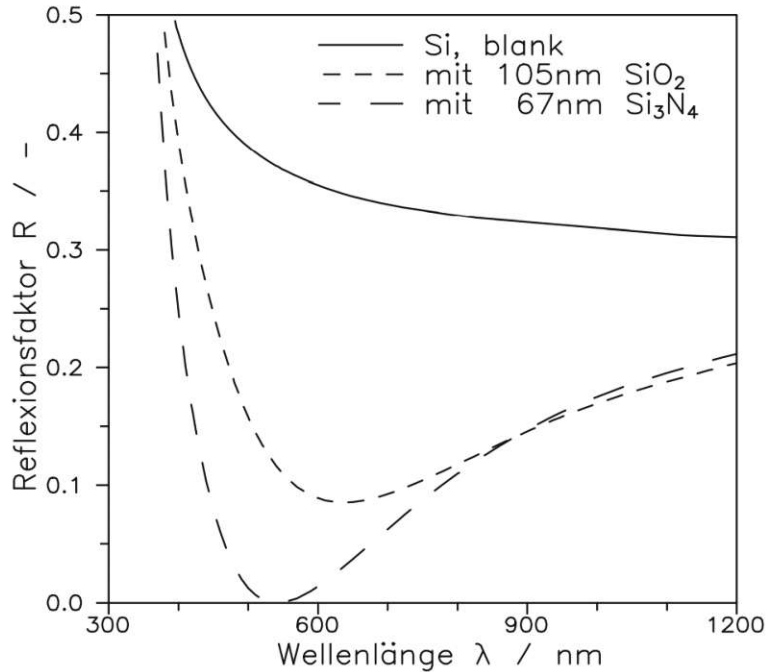


Abbildung 2.9: Verminderung des Reflexionsfaktors R durch Auftragen von Antireflexionschichten nach Wellenlänge der Einstrahlung [3]

Die Temperatur von den im Modul verbauten Solarzellen hat ebenfalls einen großen Einfluss auf die vom Modul produzierte Leistung. Nimmt die Temperatur durch die Sonneneinstrahlung zu, bewirkt dies eine höhere thermische Bewegung der Elektronen im Kristallgitter. Dadurch werden mehr Elektronen aus den Bindungen geschlagen. Diese können sich frei bewegen und ein Anstieg des Sättigungsstroms der Solarzelle ist die Folge. Dies bewirkt wiederum, dass sich die Leerlaufspannung mit steigender Temperatur verringert. Die Bandlücke des Halbleiters ist ebenfalls temperaturabhängig, sie nimmt mit steigender Temperatur ab. Dadurch können auch noch energieärmere Photonen Elektronen-Loch-Paare erzeugen, sodass der Kurzschlussstrom mit steigender Temperatur leicht zunimmt. Eine typische Strom-Spannung-Kennlinie einer Silizium-Solarzelle samt Maximum Power Point (MPP) ist in [Abbildung 2.10](#) dargestellt. Der MPP gibt dabei an, bei welcher Spannungs- und

Stromstärke die maximale Leistung einer Solarzelle erzielt wird. Wie zu sehen ist, wandert der MPP mit steigender Zelltemperatur immer weiter nach links. Dies bedeutet, dass die Leerlaufspannung bei steigender Temperatur schneller absinkt, als der Kurzschlussstrom zunimmt. Deswegen nimmt die Leistung einer Silizium-Solarzelle um 0,4 bis 0,5 % pro Kelvin ab. Da PV-Module vor allem im Sommer sehr heiß werden und Temperaturen bis zu 60 °C erreichen, nimmt die Leistung der PV-Module bei steigenden Temperaturen merkbar ab [1]. Wie sehr sich die Solarzellen erhitzen, hängt auch von den vorherrschenden Windbedingungen ab. Je stärker der Wind, desto besser kann die Wärme von den Solarzellen abtransportiert werden.

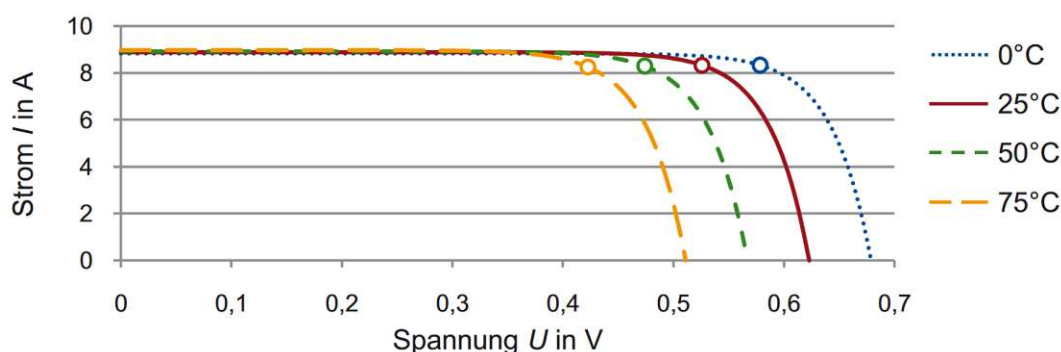


Abbildung 2.10: Abhängigkeit der Strom-Spannungs-Kennlinie bei unterschiedlicher Silizium-Solarzellentemperatur [1]

Eine weitere starke Leistungsreduktion von PV-Modulen kann durch Verschattung von Solarzellen entstehen. Denn sind einzelne Solarzellen eines Moduls verschattet, so sinkt deren Stromstärke stark und blockiert den Stromfluss aller in Serie geschalteten Solarzellen. Das hat zur Folge, dass sich die verschattete Solarzelle stark erhitzt und es kommt zu sogenannten Hot-Spots. Um eine Überhitzung der Zellen zu verhindern und einen möglichst geringen Leistungsverlust bei Verschattungen einzelner Solarzellen und PV-Modulen zu erzielen, werden Bypass-Dioden antiparallel zu den Solarzellen eingebaut. Liegt eine Verschattung von Solarzellen vor, so kommt es zu einer negativen Spannung an der Diode und der Strom fließt durch die Diode und nicht durch die verschatteten Solarzellen. Aus wirtschaftlichen Gründen werden Bypass-Dioden über 18 bis 24 Zellsträngen verschalten, da eine Bypass-Diode für jede Solarzelle einen hohen Verdrahtungsaufwand und höhere Materialkosten verursacht. Wird eine einzelne Solarzelle eines Moduls mit 36 Solarzellen und zwei Bypass-Dioden unterschiedlich stark verschattet, so bewirkt das einen starken

Modulleistungseinbruch (Abbildung 2.11). Um diese Leistungseinbrüche möglichst gering zu halten, werden bei der Planung von PV-Anlagen meist Schattenanalysen gemacht und Module, die häufig verschattet sind, in einem String verschalten [4].

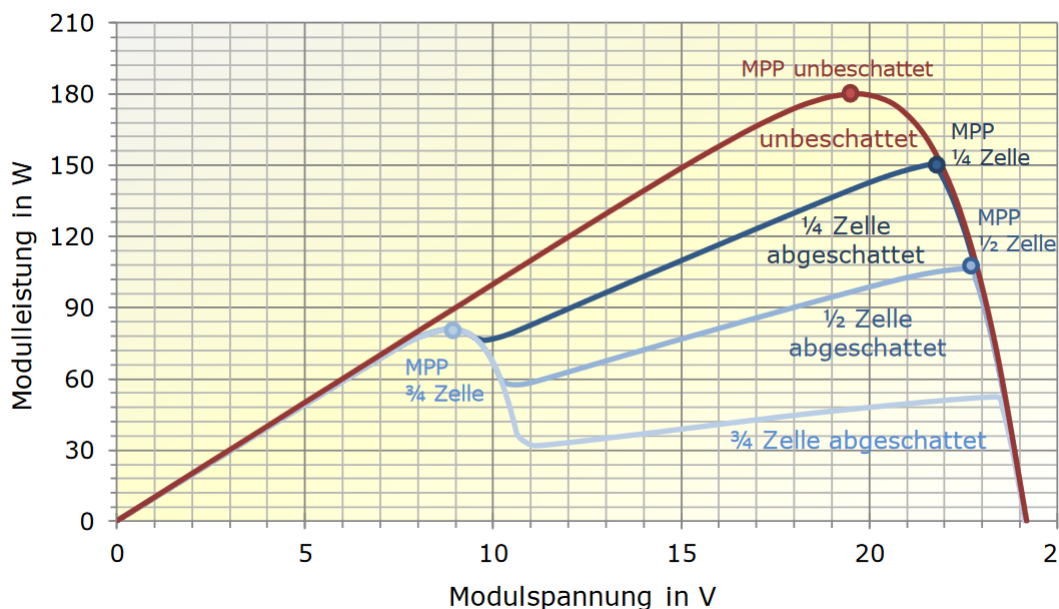


Abbildung 2.11: Leistungsverlust eines PV-Moduls mit 36 Solarzellen und zwei Bypass-Dioden, durch unterschiedlicher Verschattung einer einzelnen Solarzelle [4]

Die Verschattungen können aber nicht nur durch umliegende Landschaften, Bäume und Objekte entstehen, sondern auch durch Verschmutzung der PV-Module oder durch liegengebliebener Schnee. Hierbei gibt es starke Unterschiede je nach Standort der PV-Anlage. Ist diese in der Nähe einer Autobahn oder einem Industriegebiet, so kann sich über die Zeit Schmutz an den Modulen ablagern. Wurden die PV-Module in einem Gebiet mit viel Niederschlag und tiefen Temperaturen im Winter installiert, so ist mit starken Leistungsverlusten im Winter zu rechnen, sobald Schnee auf den Modulen liegen bleibt. Eine wichtige Rolle für diesen Effekt spielt die Modulneigung. Liegt diese über 30 Grad, dann kommt es durch Regenwasser zu einer guten Selbstreinigung der PV-Module. Je flacher die PV-Module montiert sind, desto geringer ist dieser Selbstreinigungseffekt und es kann durch Verschmutzung zu deutlichen Leistungsverlusten kommen [1]. Umso steiler die Module, desto eher rutscht liegengebliebener Schnee von den PV-Modulen wieder runter.

Ein weiterer Faktor ist die Degradation von Solarmodulen. Diese tritt aufgrund von Verschleißerscheinungen in den Solarzellen und den Modulen über die Jahre hinweg auf und bewirkt eine Leistungsreduktion. Hersteller geben stufenweise Leistungsgarantien auf ihre Module. Dabei wird meist für die ersten zehn Jahre eine Garantie gegeben, dass die von den Solarmodulen produzierte Leistung nicht unter 90 % abfällt und nach zwanzig Jahren die Modulnennleistung noch über 80 % liegt. Die Alterung der Module liegt jedoch meistens deutlich darunter und es wird häufig von einer Degradation von 0,5 % bei kristallinen Silizium-PV-Modulen pro Jahr ausgegangen [1].

Zu guter Letzt kann es auch durch internes Mismatching der verschiedenen Solarzellen und PV-Modulen zu Verlusten kommen. Denn bei der Herstellung von Solarzellen weichen deren Kennwerte etwas voneinander ab, wodurch nicht jedes PV-Modul bei derselben Spannung und Stromstärke die maximale Leistung erzielt. Auch bei der Umwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom mittels Wechselrichters kommt es zu deutlichen Verlusten. Diese liegen meist zwischen 10 und 15 %. Ebenso entstehen Verluste bei der Verkabelung der Module und an den Kontakten.

2.2 Physikalische Grundlagen von Wärmepumpen

2.2.1 Arten und Funktionsweise

Wärmepumpen können in drei verschiedene Funktionsprinzipien unterteilt werden: Kompressions-Wärmepumpen und Wärmepumpen, die mittels Absorption oder Adsorption arbeiten. Zum Großteil werden jedoch Wärmepumpen mit Kompressor verwendet, weshalb in dieser Arbeit auf dieses Funktionsprinzip eingegangen wird. Des Weiteren können Wärmepumpen je nach Wärmequelle und Wärmesenke eingeteilt werden. Dabei entspricht die Wärmesenke dem zu erhitzenden Medium. Als Wärmequellen dienen entweder die Atmosphäre (Luft), ein Wasserreservoir (Grundwasser, See, Bach, Teich) oder das Erdreich. Die Wärmesenke ist meist das Heizwasser oder direkt die Raumluft, welche erhitzt werden soll. Während Wärmepumpen mit Luft als aus der Atmosphäre meist einen deutlich geringeren Installationsaufwand haben, sind bei Wärmepumpen, die das Grundwasser oder das Erdreich als Wärmequelle verwenden, Bohrungen nötig. Dies führt zu deutlich höheren Kosten bei der Installation [17].

Die grundlegende Funktionsweise und der Aufbau einer Kompressor-Wärmepumpe ist in [Abbildung 2.12](#) dargestellt. Das Kältemittel besitzt einen niedrigen Siedepunkt und wird daher durch die Wärmequelle im Verdampfer gasförmig. Danach gelangt es in den Kompressor, bei dem das Kältemittel durch Zuführen von elektrischer Leistung verdichtet wird. Dadurch erhöht sich sowohl der Druck, als auch die Temperatur des Kältemittels. Anschließend wird im Kondensator die Wärme an das Heizungssystem übertragen und das Kältemittel geht wieder in den flüssigen Aggregatzustand über. In einem Drosselventil wird die Temperatur und der Druck noch einmal reduziert, damit das Kältemittel wieder dem Verdampfer zugeführt werden kann.

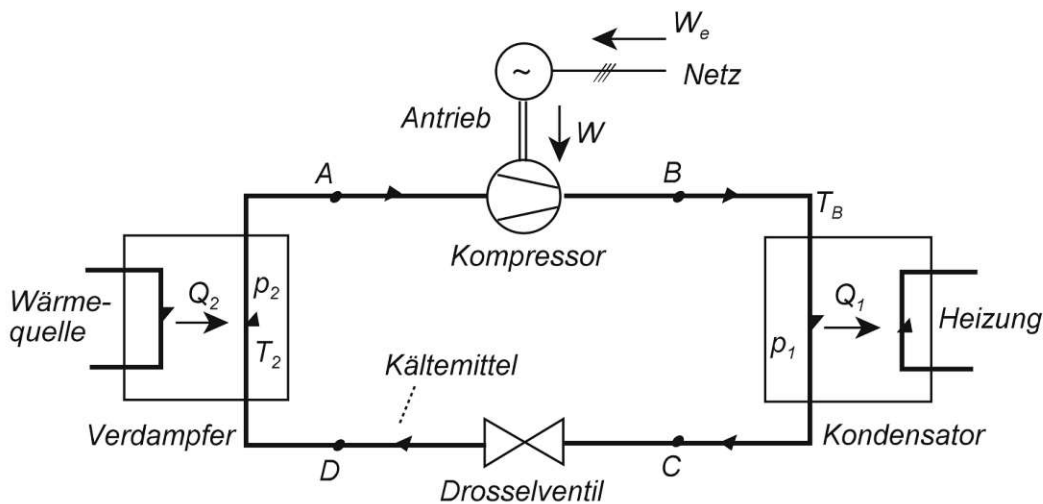


Abbildung 2.12: Aufbau und Funktionsweise einer Kompressor-Wärmepumpe [5]

Das zu diesem linksläufigen Kreisprozess zugehörige s-T-Diagramm und h-log(p)-Diagramm ist in [Abbildung 2.13](#) dargestellt. Dabei nimmt das Kältemittel die Wärme von der Wärmequelle auf und verdampft im Idealfall isobar ($p_2 = \text{konst.}$) und die Temperatur T_2 bleibt ebenfalls konstant. Durch die vom Kompressor verrichtete Arbeit erhöht sich die Temperatur, wobei diese Erhöhung im idealisierten Kreisprozess reversibel, adiabat und somit isentrop passiert. Beim Kondensator sinkt zuerst die Temperatur des Kältemittels bis zur Taupunkttemperatur T_1 leicht ab. Das Kältemittel kondensiert und gibt bei gleichbleibendem Druck ($p_1 = \text{konst.}$) die aufgenommene Wärmeleistung an die Wärmesenke ab. Im Drosselventil sinkt der Druck und die Temperatur des Kältemittels wieder auf p_2 und T_2 adiabatisch. In der Realität laufen diese Prozesse jedoch nicht ideal ab und es kommt

zu Verlusten. Die Reibungsverluste im Kompressor, die Wärmeverluste in den Anlagenteilen und auftretende mechanische und elektrische Verluste im Antrieb können mittels Wirkungsgrade berücksichtigt werden [5].

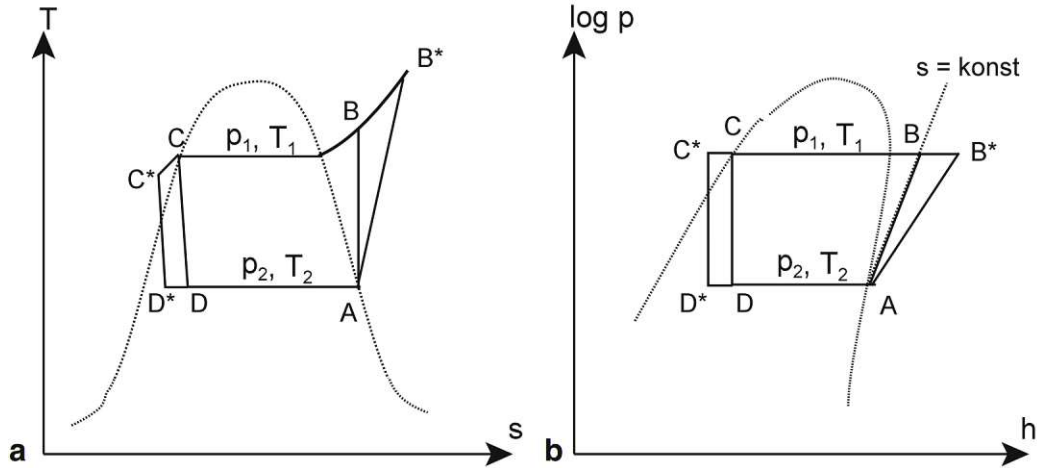


Abbildung 2.13: Kreisprozess eines idealisierten und realen (*) Prozesses im a) s-T-Diagramm und b) h-log(p)-Diagramm [5]

2.2.2 Kennzahlen

Die Leistungsziffer ϵ gibt das Verhältnis von der Heizleistung Q_1 verglichen zur aufgenommenen Antriebsleistung P an. Im idealen Fall errechnet sich diese mit:

$$\epsilon_{th} = \frac{Q_{1th}}{P_{th}} \quad (2.7)$$

Werden die in [Unterabschnitt 2.2.1](#) beschriebenen Verluste durch Wirkungsgrade mitberücksichtigt, berechnet sich die Leistungszahl durch [5]:

$$\epsilon = \frac{Q_1}{P_e} = \eta_e \eta_m \eta_i \eta_\vartheta \left[\epsilon_{th}^* + \frac{1 - \eta_i}{\eta_i} - \frac{1 - \eta_\vartheta}{\eta_\vartheta} \frac{Q_D}{P_{th}} \right] \quad (2.8)$$

Dabei berücksichtigt η_e den elektrischen Wirkungsgrad, η_m den mechanischen Wirkungsgrad, η_i den isentropen Wirkungsgrad und η_ϑ den thermometrischen Wirkungsgrad.

Die Leistungsziffer ist dabei vor allem abhängig von den momentanen Temperaturen der Wärmequelle und welche Temperatur das für das Heizen verwendete Medium haben soll (Vorlauftemperatur). Aber auch die Betriebsbedingungen der Wärmepumpe spielen eine Rolle. Die Arbeitszahl einer Wärmepumpe ist die entsprechende Integralgröße über einen betrachteten Betriebszeitraum. Um eine Wärmepumpe zu charakterisieren, wird häufig die Jahresarbeitszahl verwendet. Diese liegt im realen Betrieb, je nach Voraussetzungen und Wärmequelle, zwischen 2,8 und 4 und berücksichtigt Verluste durch Peripheriegeräte der Wärmepumpe [4]. Der Gütegrad einer Wärmepumpe kann durch das Verhältnis zwischen realer Leistungskennzahl und idealer Leistungskennzahl berechnet werden.

2.2.3 Temperaturabhängigkeit des Leistungsverbrauches

Wird die Leistungszahl einer Wärmepumpe über den idealen Carnot-Kreisprozess betrachtet, so ergibt sich [4]:

$$\epsilon_c = \frac{T_{ab}}{T_{ab} - T_{zu}} \quad (2.9)$$

Die Leistungszahl ist höher, je niedriger die Differenz zwischen Quellentemperatur und der Vorlauftemperatur ist. Eine möglichst hohe Quellentemperatur und eine möglichst geringe Vorlauftemperatur sind ideal, um mit möglichst wenig elektrischer Leistung, einen Raum beheizen zu können. Demzufolge schwanken die Leistungszahlen je nach Quellentemperatur über das Jahr hinweg. Bei Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle fällt diese Schwankung aufgrund der großen Unterschiede der Lufttemperaturen im Sommer und im Winter deutlich stärker aus, als bei Wärmepumpen, die ihre Wärme aus dem Grundwasser oder Erdboden beziehen.

Für die Auslegung einer Wärmepumpe gilt es vor allem den Winter zu berücksichtigen, in dem die Quellentemperatur am niedrigsten und der Wärmebedarf zum zusätzlichen Heizen des Gebäudes am größten ist. Die notwendige Heizleistung hängt dabei proportional zur Differenz zwischen Außentemperatur und der gewünschten Innentemperatur ab [5]. Um Überdimensionierungen von Wärmepumpen aufgrund von vereinzelt auftretenden sehr niedrigen Außentemperaturen zu verhindern, gibt es verschiedene Betriebsarten bei Wärmepumpen:

- Monovalenter Betrieb: Die Wärmepumpe muss an allen Tagen die maximale Heizleistung erbringen
- Bivalenter Alternativbetrieb: Die Wärmepumpe wird bis zu einer bestimmten Außentemperatur ausgelegt und sobald diese Temperatur unterschritten wird, kommt ein alternatives Heizsystem zum Einsatz
- Bivalenter Parallelbetrieb: Die Wärmepumpe wird für eine bestimmte Minimaltemperatur dimensioniert und falls diese unterschritten wird und die Heizleistung der Wärmepumpe nicht ausreicht, schaltet sich ein zusätzliches Heizsystem hinzu.

Besonders bei Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle nimmt die Heizleistung im Winter stark ab. Dies geschieht aufgrund der großen Differenz zwischen der Außentemperatur (Wärmequelle) und der gewünschten Innentemperatur. Der Verlauf des Wärmebedarfs eines Gebäudes und der Heizleistung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe bei unterschiedlichen Außentemperaturen ist in [Abbildung 2.14](#) zu sehen. Der für diese Wärmepumpe eingezeichnete Bivalenzpunkt zeigt an, ab welcher Außentemperatur die Heizleistung der Wärmepumpe nicht mehr ausreicht, um den Wärmebedarf des Gebäudes zu decken. Liegt die Außentemperatur darunter, sollte ein weiteres Heizsystem zur Abdeckung der Spitzenlast verwendet werden, um die gewünschte Innentemperatur zu erreichen [6].

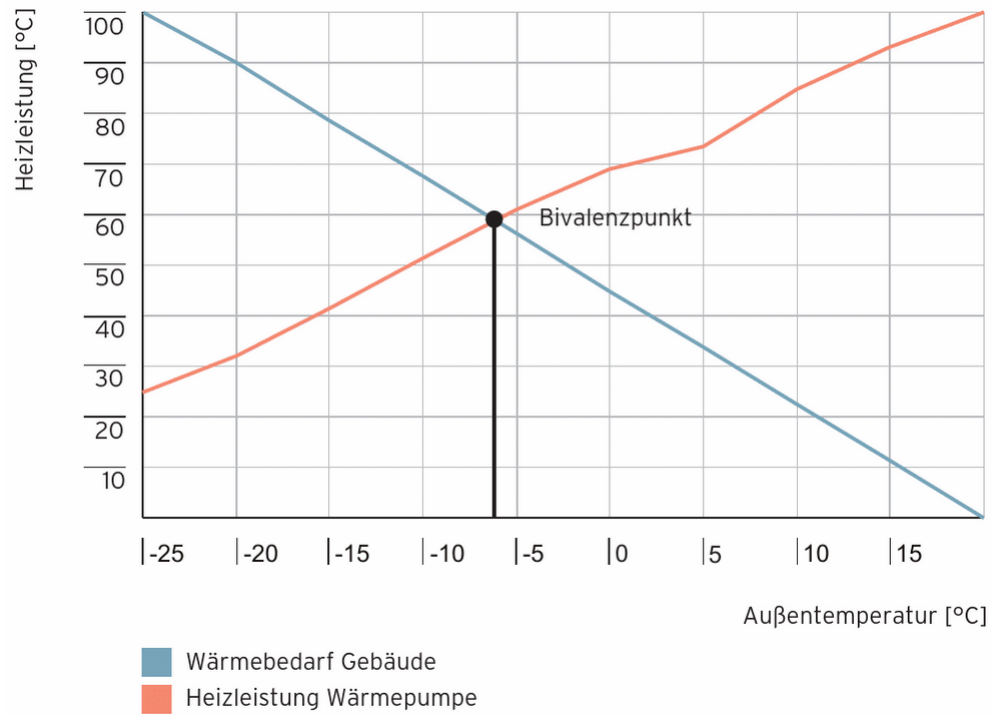


Abbildung 2.14: Zusammenhang zwischen Wärmebedarf und Heizleistung bei unterschiedlichen Außentemperaturen, mit Bivalenzpunkt einer Luft-Wasser-Wärmepumpe [6]

Kapitel 3

Übersicht der Daten und Messfehler

3.1 Messaufbau

Bei den in dieser Arbeit ausgewerteten Daten handelt es sich um Messdaten von Haushalten aus ganz Niederösterreich. Im Zeitraum vom 14.10.2019 bis zum 31.03.2021 wurden Daten aus Erzeugungs- und Verbraucheranlagen mithilfe von joulie-Boxen (EVN) gemessen, gesteuert und gespeichert. Diese sind über Powerline Communication (PLC) mit den sogenannten K-Boxen verbunden. K-Boxen messen den Leistungsverbrauch des gesamten Haushaltes und die der einzelnen Erzeuger und Verbraucher. Mittels eines potenzialfreien Kontaktes können außerdem geeignete Verbraucher angesteuert werden und durch smarte Funksteckdosen können weitere Haushaltsgeräte eingebunden werden. Die joulie-Box, die als Kommunikationseinheit dient, ist über das Internet mit dem Datenbank-Server verbunden. Die Internetverbindung kann entweder mit einem Netzkabel über einen lokalen Internetrouter oder über eine Mobilfunkverbindung durch eine integrierte SIM-Karte erfolgen [18]. Ein beispielhafter Messaufbau eines Haushaltes ist in [Abbildung 3.1](#) zu sehen.

Die Kunden_innen können mithilfe einer App oder eines Webportals die Leistungen der einzelnen Geräte abrufen. Um den Eigenverbrauch der eigenen PV-Anlage zu erhöhen, können die verschiedenen Geräte von Personen im Haushalt verwaltet werden. Mittels Einstellungen kann festgelegt werden, wann und wie ein Gerät mit Leistung versorgt wird. Durch die abgespeicherten Bedingungen können die K-Boxen die Leistungsaufnahme der

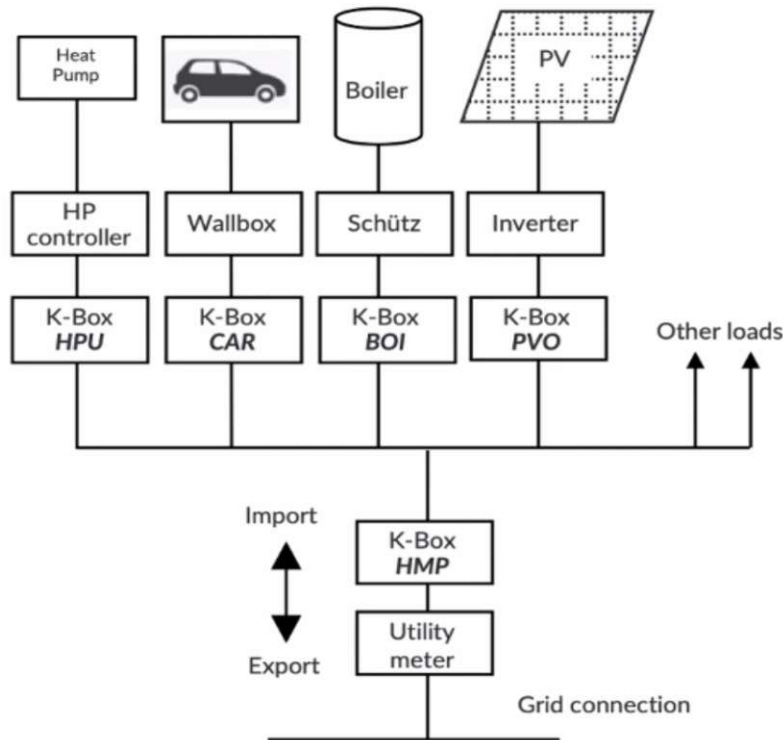


Abbildung 3.1: Schematischer Aufbau der Messanordnung eines Haushaltes [7]

jeweiligen Geräte sperren, falls dies die Eigenverbrauchsoptimierung steigert. Dabei können Kunden_innen zwischen festen Einstellungen wie Komfortmodus oder Effizienzmodus wählen oder auch individuell die Bedingungen festlegen. Zusätzlich können Geräte priorisiert werden, indem festgelegt wird, welches Gerät zuerst mit Strom aus der PV-Anlage versorgt werden soll. Diese Einstellungen bewirken, dass der Verbrauch der einzelnen Geräte von Personen in den Haushalten beeinflusst werden kann. Dies gilt es bei der Auswertung der vorhandenen Messdaten zu berücksichtigen.

3.2 Übersicht aller Daten

Insgesamt stehen Messdaten von 315 unterschiedlichen Geräten aus 112 Haushalten zur Verfügung. Unter den Geräten befinden sich viele Wärmepumpen (HPU), PV-Anlagen (PVO)

und Netzübergabepunkte sowohl mit PV (HMP) als auch ohne PV (HOM). Weitere Gerätetypen sind Heizstäbe (BOI), E-Autoladestationen (CAR), Nachtspeicherheizungen (NSH), Klimaanlage (AIR) und eine Direktheizung (DEH). Bei einem Gerät konnte keine Zuordnung gemacht werden (UNK). Die Anzahl an unterschiedlichen Geräten, für die Messdaten vorliegen, sind in [Abbildung 3.2](#) ersichtlich. Die meisten Messdaten stammen von Wärmepumpen und PV-Anlagen.

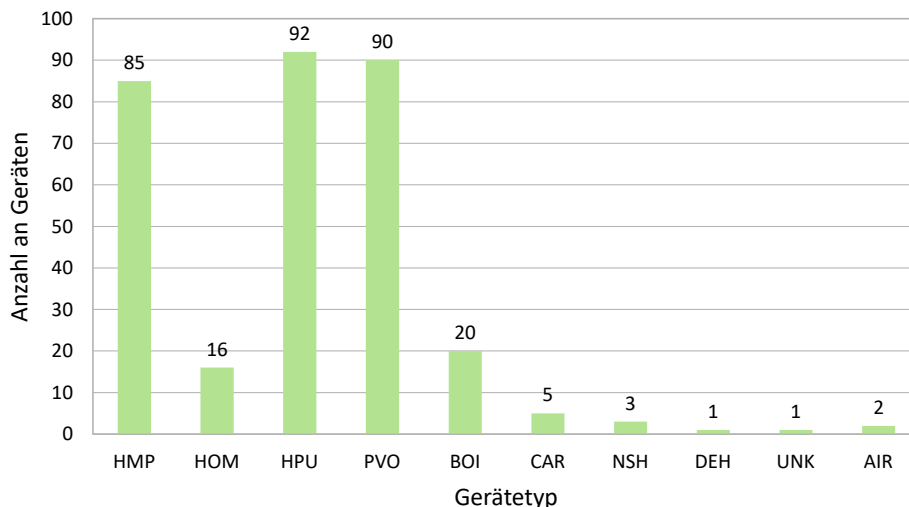


Abbildung 3.2: Anzahl an Geräten je nach Gerätetyp

Der Großteil der 112 Haushalte (70) liefert Messdaten von drei verschiedenen Gerätetypen. Wie viele Haushalte erfasste Messdaten von wie vielen verschiedenen Geräten besitzen, ist in [Tabelle 3.1](#) abgebildet.

Anzahl der Geräte	1	2	3	4	5	6
Anzahl an Haushalten	8	20	70	13	0	1

Tabelle 3.1: Anzahl an erfassten Geräten pro Haushalt

Die Anzahl an verfügbaren Messdaten ändert sich stark über den Betrachtungszeitraum. Während in den ersten Monaten nur sehr wenige Leistungsmessungen vorliegen, steigerte sich die Zahl der verfügbaren Messdaten der Geräte von zuerst 16 auf 295 bis September 2020. Bis März sinkt die Anzahl der erfassten Geräte wieder leicht auf 285, wie in [Abbildung 3.3](#) zu sehen ist.

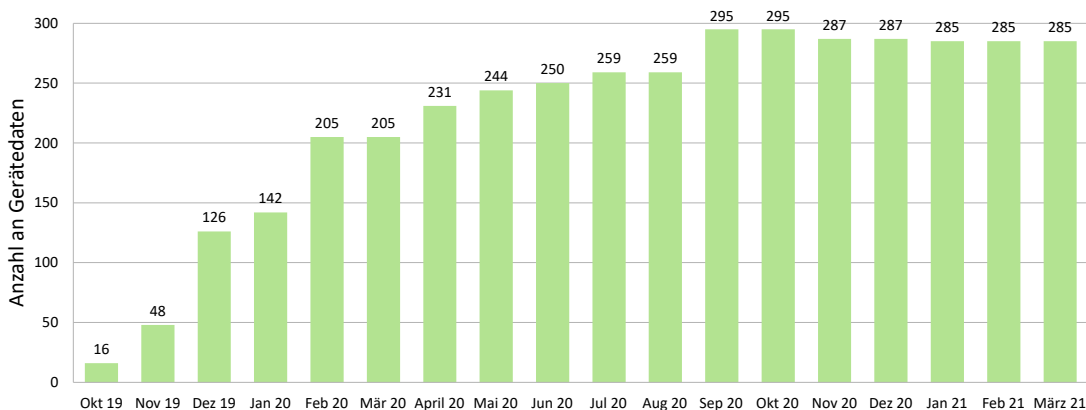


Abbildung 3.3: Zeitlicher Verlauf, wann, wie viele Daten zur Verfügung standen

3.3 Datenformat

Alle Messdaten liegen im Comma-separated values (CSV)-Dateiformat vor. Wie diese abgespeichert werden, wird exemplarisch in [Tabelle 3.2](#) dargestellt. Die Tabelle veranschaulicht den Beginn einer Wärmepumpenmessung. In der ersten Spalte befindet sich der Zeitstempel mit Datum *Timestamp_from* und in der zweiten Spalte der gemessene Leistungswert *Ptotal_W* in der Einheit Watt. Alle fünf Minuten wird die momentan verbrauchte oder produzierte Leistung gemessen und abgespeichert. Der gemessene Wert ist immer positiv, egal ob die Leistung verbraucht (z.B. Wärmepumpe) oder erzeugt wird (z.B. PV-Anlage). Eine Ausnahme bilden die Netzübergabepunkte mit PV (HMP). Im Zeitraum von Oktober 2019 bis August 2020 wurde der Leistungsverbrauch aller im Haushalt vorhandener Geräte mit der Leistungsmessung der PV-Anlage subtrahiert. War zum Zeitpunkt der Messung die Leistungsproduktion der PV-Anlage höher als der Verbrauch des Haushaltes, so wurden negative Werte in der Spalte *Ptotal_W* geschrieben. Seit September 2020 wird bei den Haushalten mit einer PV-Anlage bei den Netzübergabepunkten sowohl die importierte, als auch die exportierte Leistung gemessen und in zwei Spalten der CSV-Datei separat abgespeichert.

Die für diese Arbeit verwendeten CSV-Dateien wurden meist über einen Monat gemessen und abgespeichert. Dabei hat jedes Gerät und jeder Haushalt eine eindeutige Identifikationsnummer (ID), unter der die Dateien abgespeichert wurden. Die Daten liegen somit für jedes Gerät in mehreren CSV-Dateien und in mehreren Ordnern, je nach Messzeitraum, vor.

Timestamp_from	Ptotal_W
2020-11-01 00:00:00	0
2020-11-01 00:05:00	0
2020-11-01 00:10:00	0
2020-11-01 00:15:00	0
2020-11-01 00:20:00	3541,194
2020-11-01 00:25:00	3851,512
2020-11-01 00:30:00	2162,934
2020-11-01 00:35:00	0
2020-11-01 00:40:00	0

Tabelle 3.2: Beispiel einer CSV-Datei einer Wärmepumpe

Um die Messdaten verarbeiten zu können, wurde ein Programm in der Programmiersprache Python geschrieben, welches automatisiert, die für ein Gerät vorhandenen Messungen in den verschiedenen Ordnern findet und in eine Gesamtdatei abspeichert.

3.4 Datenfehler

3.4.1 Ursachen für Messfehler

Die vorliegenden Daten sind mit Messfehlern und fehlenden Messwerten behaftet. Diese können entweder durch einen Übertragungsfehler, einen Defekt beim betrachteten Gerät oder durch einen Messfehler der K-Boxen auftreten. Mögliche Ursachen für Übertragungsfehler sind:

- Eine teilweise instabile PLC Verbindung zwischen der joulie-Box und den K-Boxen der verschiedenen Geräte
- Eine teilweise instabile Internetverbindung oder Mobilfunkverbindung der joulie-Box
- Der Kunde oder die Kundin schaltet die joulie-Box oder das Internetmodem aus (z.B. bei Urlaub)
- Probleme beim Datenbank-Server

Die Messfehler treten somit sowohl durch technische Probleme, als auch durch das manuelle Eingreifen der Personen im Haushalt in die Energieversorgung auf. Um die Datenqualität zu erhöhen und die Messfehler auszubessern, müssen diese nun zuerst erkannt und als solche markiert werden.

3.4.2 Messfehler in den Daten

Die verschiedenen Ursachen für Messfehler bewirken unterschiedliche Fehler in den abgespeicherten CSV-Dateien. Bei einigen Geräten sind in der Messdatei keine Werte enthalten. Diese besitzen nur in der ersten Zeile die Spaltenbeschriftung für das Datum, die Uhrzeit und den gemessenen Leistungswert, sind aber sonst leer. Bei anderen Dateien sind Fehler beim richtigen Abspeichern des Zeitstempels passiert. Zum Teil sind diese nicht richtig geordnet. Manchmal kommen Zeitstempel samt Messwert doppelt vor. In vielen Daten fehlen über eine bestimmte Zeit auch einige Zeitstempel samt Messwerte.

Eine weitere Möglichkeit ist, dass bei einem Übertragungs- oder Messfehler in der Spalte *Ptotal_W* für den gemessenen Wert eine null geschrieben wird. Die Erkennung und Markierung dieser Messfehler ist bei fast allen Gerätetypen nicht möglich. Hat beispielsweise ein Gerät für die Warmwasserversorgung (Wärmepumpe, Heizstäbe) über längere Zeit null Watt in der Messdatei stehen, kann es sein, dass die Kunden_innen auf einen anderen Betriebsmodus gewechselt haben oder beispielsweise für einige Tage in den Urlaub gefahren sind. Eine Ausnahme bilden hier die PV-Anlagen. Diese produzieren immer Strom, wenn die Sonne scheint. Werden untertags Leistungen von null Watt oder sehr geringe Leistungen gemessen, so liegt offensichtlich ein Fehler vor.

Da bei den Gerätetypen Heizstäbe, E-Autoladestationen, Nachtspeicherheizungen, Klimaanlage und Direktheizungen nur sehr wenige Messdaten vorliegen (siehe [Abschnitt 3.2](#)) und das Finden von Messfehlern schwierig ist, wird für diese Gerätetypen kein physikalisches Modell entwickelt, um Messfehler ersetzen zu können. Auch bei den Netzübergabepunkten, sowohl mit als auch ohne PV ist das Erstellen eines Modells schwierig. Denn wie viel Strom verbraucht wird, hängt stark vom Verhalten der Personen im Haushalt ab. Messfehler können nicht wirklich erkannt werden, außer wenn der Zeitstempel und der Messwert fehlen und somit keine Daten vorhanden sind. Zusätzlich sind alle anderen Geräte der Haushalte, welche nicht an die K-Boxen angeschlossen sind, nicht bekannt. Die Anzahl der weiteren Ge-

räte und deren Stromverbrauch kann nicht vorhergesagt werden und ist in jedem Haushalt unterschiedlich.

Für Wärmepumpen und PV-Anlagen liegen die meisten Daten vor. Deswegen wird in dieser Arbeit versucht, die Daten dieser beiden Gerätetypen mittels Auswertungen und Berechnungen zu analysieren und die Datenqualität zu steigern. Bei den PV-Anlagen werden sowohl Messfehler, wo keine Messwerte vorliegen, als auch unrealistische Messwerte bei Sonnenschein betrachtet und korrigiert. Bei den Wärmepumpen wird ein Modell entwickelt, um fehlende Messwerte abschätzen und hinzufügen zu können.

3.4.3 Messfehler in einem beispielhaften Haushalt

Um einen Überblick über die Daten zu bekommen, wurden einige Messdaten mehrerer Haushalte über den gesamten Betrachtungszeitraum in MATLAB dargestellt. Die Daten der verschiedenen Geräte konnten dadurch gut übereinander angezeigt werden und durch Zoomen in die Grafiken konnten einzelne Tage betrachtet werden. Eine Woche eines Haushaltes (ID:FFFF644214006320) mit PV-Anlage, Wärmepumpe und Netzübergabepunkt ist in [Abbildung 3.4](#) zu sehen.

Hier sieht man zum Beispiel bei der PV-Anlage (PVO) am 30. Mai und am 1. Juni 2020 den Fehler deutlich, dass die Zeitstempel nicht in der richtigen Reihenfolge abgespeichert wurden. Auch bei der Wärmepumpe (HPU) und dem Netzübergabepunkt (HMP) tritt der gleiche Fehler am 2. und 3. Juni 2020 auf. Eine weitere fehlerhafte Messung kann bei allen drei Geräten erkannt werden. Sowohl für die PV-Anlage, als auch bei der Wärmepumpe und dem Netzübergabepunkt wurde über den Zeitraum vom 30. Mai (Mittag) bis 1. Juni 2020 (Mittag) null Watt aufgezeichnet. Dies bedeutet, dass vermutlich ein Übertragungsfehler bei den Daten vorliegt. Wieso dieser auftritt und ob die Personen im Haushalt vielleicht über den Zeitraum das Haus verlassen und alle Geräte abgeschaltet haben, kann jedoch nicht festgestellt werden. Im Gegensatz dazu, kann die fehlende Leistung untertags am Wechselrichter der PV-Anlage eindeutig auf einen Messfehler zurückgeführt werden.

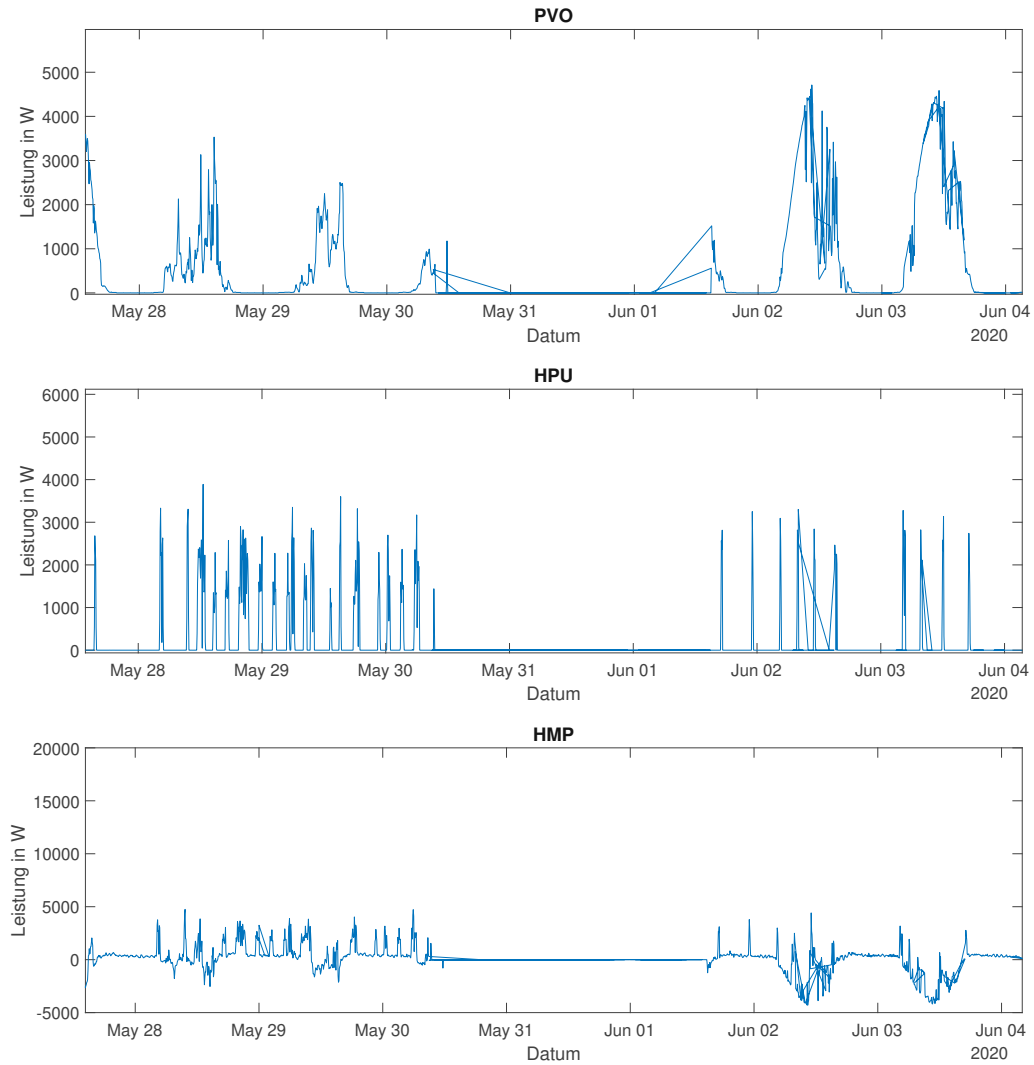


Abbildung 3.4: Zeitlicher Verlauf der Leistungen von drei K-Boxen über den Zeitraum von einer Woche in fünf Minuten Auflösung

Kapitel 4

Methoden und Modellierung

4.1 Allgemeine Methoden

Wie bereits erwähnt, lagen alle Messdateien der PV-Anlagen und Wärmepumpen im CSV-Format vor. Ziel der Diplomarbeit ist es, diese Daten zu analysieren, Messfehler zu finden und diese zu markieren. Anschließend sollen die Fehler mittels Auswertungen und Berechnungen korrigiert werden. Die bereinigten Messdaten werden über eine passende Schnittstelle auf der *GEL OpenDataPlattform* dargestellt. Hier können Kunden_innen welche bei diesem Projekt mitgemacht und ihre Daten zur Verfügung gestellt haben, die aufbereiteten Leistungsdiagramme ihrer PV-Anlage und Wärmepumpe abrufen. Ein Überblick über die Vorgehensweise und Methodik ist in [Abbildung 4.1](#) dargestellt.

Die in mehreren Ordnern lokal abgespeicherten CSV-Dateien einer Anlage werden durch ein Python-Programm ausgelesen und zusammengefügt. Auswertungen finden mithilfe von Python-Modulen und Funktionen statt. Außerdem werden Wetter- und Strahlungsdaten mittels Online-Datenbanken über deren Application Programming Interface (API) abgefragt und verwendet. Auch lokal abgespeicherte CSV-Dateien, die Informationen für die Auswertungen enthalten, sind über Python abrufbar. Die durch das Python-Skript erzeugten Auswertungen werden in eine CSV-Analysedatei geschrieben und abgespeichert. Die Ergebnisse dieser Dateien dienen dazu, die Auswertungen analysieren und bewerten zu können und werden in [Kapitel 5](#) behandelt. Die fertig ausgewerteten CSV-Dateien der einzelnen

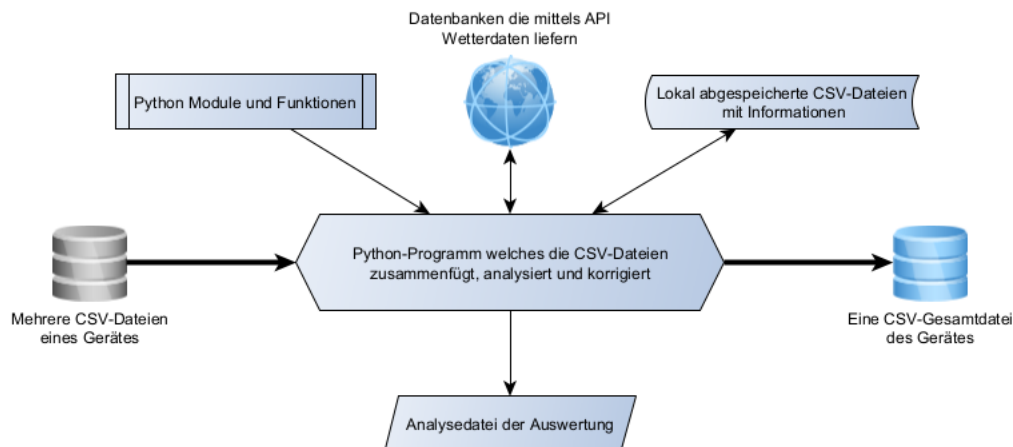


Abbildung 4.1: Übersicht über die Methodik der Auswertungen

Geräte werden in einem für die *GEL OpenDataPlattform* passenden Format abgespeichert. Die Einbindung dieser Daten auf der Homepage ist nicht Teil dieser Diplomarbeit und wurde von Mitarbeitern der Plattform übernommen. Kunden_innen können sich mittels Account auf der Homepage anmelden und neben weiteren Funktionen, die aufbereiteten Gerätedaten ihrer PV-Anlage und Wärmepumpe abrufen.

Als Programmiersprache wurde Python gewählt, da die Sprache viele Vorteile bietet. Neben der kostenlosen Nutzbarkeit ist Python auf allen Betriebssystemen verwendbar, sehr weit verbreitet und besitzt eine einfache Struktur. Mit seinen Modulen bietet es somit viele Möglichkeiten zum Analysieren, Auswerten und Korrigieren von Daten [19], [20]. Um die vielen CSV-Dateien bearbeiten zu können, wird die Programmbibliothek *Pandas* verwendet. Diese kann die CSV-Dateien tabellarisch auslesen und bietet Funktionen, um die Daten verarbeiten und analysieren zu können. Das Einlesen der Messdateien in sogenannte "Dataframes" ermöglicht das einfache Manipulieren der Messwerte, auch in Bezug auf deren Messzeitpunkt. Falsch geordnete, doppelte oder fehlende Datum- und Zeitstempel können dadurch sehr schnell korrigiert werden. Ein weiteres Modul, welches bei den meisten mathematischen Auswertungen und Berechnungen zur Anwendung kam, ist *NumPy*.

Die für die Auswertung benötigten Wetterdaten stammen vom "NASA Langley Research Center" und wurden mithilfe eines Moduls mit dem Namen *requests* abgefragt und heruntergeladen. Dieses stellt Sonnen- und Wetterdaten für wissenschaftliche Auswertun-

gen auf der ganzen Welt zur Verfügung [21], sowohl historische als auch aktuelle. Die von dieser Datenbank abgefragten Wetterdaten umfassten für die PV-Berechnungen Temperatur, Wind und Niederschlag. Für die Wärmepumpen wird hingegen nur die Temperatur benötigt. Die über die API verfügbaren Wettermessdaten können durch Angabe von Koordinaten (Breiten- und Längengrad) abgefragt werden. Diese Werte sind in einer Zeitaufösung von stündlich, täglich, monatlich oder jährlich für die betrachteten Koordinaten verfügbar. Die bereitgestellten Solarstrahlungsdaten sind jedoch für das in dieser Arbeit aufgestellte Modell zum Berechnen der PV-Leistung nicht brauchbar. Die zeitliche Auflösung von einer Stunde ergibt eine zu geringe Anzahl an Messdaten, verglichen zu der Zeitaufösung der joulie-Boxen, welche alle 5 Minuten die Leistung abspeichert. Deshalb wurde für das Modell von den PV-Anlagen auf Solarstrahlungswerte von der CAMS Solarstrahlungsdatenbank zurückgegriffen [22]. Diese stellt, mithilfe von Satellitendaten, Solarstrahlungswerte wie Global-, Direkt- und Diffusstrahlung zur Verfügung. Als zeitliche Auflösung kann hier zwischen gemittelten Messwerten in 1-minütiger, 15-minütiger, stündlicher, täglicher und monatlicher Auflösung gewählt werden. Die horizontale Auflösung der unterschiedlichen Messpunkte beträgt drei bis fünf Kilometer und dazwischen werden die gemessenen Werte interpoliert.

Für die Auswertungen wurden auch eigene CSV-Dateien erstellt, um zusätzliche Informationen über die verschiedenen Anlagen abzuspeichern. Die wichtigste von ihnen ist eine Haushaltsliste, in der die Koordinaten der verschiedenen Haushalte aufgelistet sind. Diese werden verwendet, um die Wetter- und Solarstrahlungsdaten über die APIs abzufragen. Aber auch die Geräte IDs der PV-Anlagen und Wärmepumpen werden hier durch das Python-Programm ausgelesen und falls eine neue Anlage bei einem Haushalt hinzukommt, mit aufgenommen. Auch Informationen wie Nennleistung, Modulausrichtung und Modulneigung werden in der Datei abgespeichert. Diese Werte sind jedoch durch Auswertungen geschätzte Größen, da außer den Messdaten keine Informationen zu PV-Anlagengrößen, PV-Ausrichtungen und PV-Modulneigung vorliegen. Eine weitere lokal abgespeicherte CSV-Datei beinhaltet die Sonnenaufgänge und Sonnenuntergänge in Wien über den Betrachtungszeitraum und für die zukünftigen zehn Jahre. Diese Datei dient dazu, besser abschätzen zu können, ab wann tageweise mit Solarstrahlung bei den Haushalten im umliegenden Niederösterreich bei den PV-Anlagen zu rechnen ist.

4.2 Methoden und Modellierung der PV-Anlagen

4.2.1 Bestimmung der Nennleistung und Ausrichtung

Wie in [Abschnitt 4.1](#) beschrieben, gab es weder Angaben zur Nennleistung der PV-Anlagen noch in welche Himmelsrichtung diese ausgerichtet sind. Die zwei Werte sind jedoch wesentlich, um die produzierte Leistung einer Anlage abschätzen und berechnen zu können. Die Messung der Nennleistung findet wie in [Unterabschnitt 2.1.3](#) bereits erklärt bei STC statt. Diese Leistung wird selten von einer PV-Anlage über den gesamten Tag hinweg erreicht. Allerdings gibt es auch Tage, an denen für kurze Zeit bessere Bedingungen als bei den STC herrschen, weshalb die produzierte Leistung die der Nennleistung auch etwas übersteigen kann. Um diesen Umstand zu berücksichtigen, wurde mittels Python nicht der maximale Leistungswert einer PV-Gesamtmessung als Nennleistung festgelegt. Stattdessen ist mithilfe von NumPy das 99.99-Quantil der Leistungsmessungen gesucht und als Nennleistung festgelegt worden. Dieser Wert wird bei neu hinzugefügten Messdaten immer wieder neu berechnet und in der Haushaltsliste aktualisiert, falls der Wert sich erhöht hat. Die tatsächliche Nennleistung der PV-Anlagen liegt jedoch vermutlich über jenen der abgespeicherten Werte. Grund dafür ist, dass die Leistungsmessungen der K-Boxen nach dem Umwandeln von Gleichstrom zu Wechselstrom beim Wechselrichter gemessen werden und darum gibt es vor der Messung, wie in [Unterabschnitt 2.1.4](#) beschrieben, Verluste durch den Wechselrichter und der Verkabelung. Nachdem jedoch auch die durch das PV-Modell berechneten Werte diese Verluste berücksichtigen sollen, können diese bei der Berechnung vernachlässigt werden.

Die von einer PV-Anlage produzierte Leistung hängt von vielen Faktoren ab. Eine davon ist der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen auf die Moduloberfläche. Wenn die Sonnenstrahlen im rechten Winkel auf das Modul auftreffen, dann ist die Energiedichte der auftreffenden Strahlung gleich groß der Energiedichte der Sonnenstrahlen [23]. Dies bedeutet, dass die Modulausrichtung einen wesentlichen Einfluss auf die Leistung einer PV-Anlage hat. Sind die Module beispielsweise auf der Nordhalbkugel nach Süd-Osten ausgerichtet, so werden an einem sonnigen Tag die höchsten Leistungen der Anlagen vergleichsweise früh am Tag gemessen. Ist die PV-Anlage jedoch nach Süd-Westen ausgerichtet, so werden die höchsten Leistungen zu einer späteren Uhrzeit erreicht. Um die Ausrichtung der verschiedenen Anlagen abschätzen zu können, wird die Uhrzeit jeden Tages, an dem die maximale Leistung

gemessen wurde, abgespeichert. Anschließend wird der Mittelwert (MW) aller Uhrzeitwerte berechnet. Die so ausgelesene Uhrzeit dient zum Festlegen der jeweiligen Ausrichtung aller PV-Anlagen. Dabei wird die Modulausrichtung mittels einfacher linearer Regression analysiert. Die dadurch gefundene Gleichung wird zum Berechnen der Modulausrichtung mithilfe der gemittelten Uhrzeiten, an dem die maximale Leistung pro Tag auftrat, verwendet.

Neben der Ausrichtung der PV-Anlagen, hat natürlich auch die Modulneigung einen Einfluss, wie viel Energie der Sonnenstrahlung auf die Module treffen. Die Auswirkung ist jedoch verglichen zur Modulausrichtung eine deutlich geringere, vor allem wenn die PV-Anlage nach Süden ausgerichtet ist. Eine Übersicht, welchen Einfluss Modulausrichtung und Modulneigung haben, ist in [Abbildung 4.2](#) dargestellt.

Die ideale Modulneigung im Bereich Wien und Niederösterreich beträgt 25 Grad, bei einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage. Wird der Modulneigungswinkel nun deutlich erhöht oder gesenkt, so ändert dies kaum etwas am Ertrag der Module. Nur wenn die Ausrichtung stark nach Osten oder Westen abweicht, so sind geringe Modulneigungswinkel deutlich effektiver [1]. Beim Bau von Einfamilienhäusern kommen laut [24] meistens Steildächer zum Einsatz, welche einen Neigungswinkel zwischen 20 und 50 Grad haben. Da die Modulneigung im Vergleich zur Ausrichtung schwieriger abgeschätzt werden kann und eine geringere Auswirkung auf die Modulleistung hat, wird für alle PV-Anlagen ein Modulneigungswinkel von 35 Grad für die Berechnung der Leistung angenommen. Um Vergleichswerte zu erhalten, werden jedoch auch Auswertungen mit Modulneigungen von 30 und 40 Grad durchgeführt.

4.2.2 Berechnung der Anlagenleistung

Es gibt einige Modelle und Varianten, um die Leistung einer PV-Anlage zu berechnen. Die Grundlage für das hier verwendete Modell stammt von [25], [26]. T. Huld [9], [10] hat daraus eine Formel entwickelt, um die Leistung einer PV-Anlage mit bekannter Strahlung und Temperaturwerte vorherzusagen. Dabei hat er die Formel sowohl mit monokristallinen, als auch polykristallinen Silizium PV-Modulen aufgestellt und getestet. Die Leistung einer Anlage kann laut [10] mit [Gleichung 4.1](#) berechnet werden:

13.1.4 Standort Wien

		Neigungswinkel β																			
		0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°	
Nord	Nord	-180°	93,7	90,8	87,3	83,4	79,1	74,3	69,3	64,1	59,1	54,4	49,9	45,6	41,5	37,7	34,2	31,0	28,3	26,3	25,1
		-175°	93,7	90,8	87,4	83,4	79,1	74,4	69,4	64,2	59,3	54,6	50,0	45,7	41,6	37,8	34,3	31,1	28,4	26,5	25,2
		-170°	93,7	90,8	87,4	83,6	79,3	74,6	69,7	64,6	59,6	54,9	50,4	46,1	42,0	38,2	34,6	31,5	28,9	27,0	25,8
		-165°	93,7	90,9	87,5	83,7	79,6	75,0	70,1	65,1	60,1	55,4	50,9	46,7	42,6	38,8	35,3	32,3	29,8	28,0	26,6
		-160°	93,7	91,0	87,7	84,0	79,9	75,4	70,7	65,8	60,9	56,2	51,7	47,5	43,4	39,7	36,3	33,3	31,1	29,2	27,7
		-155°	93,7	91,1	87,9	84,3	80,3	76,0	71,4	66,7	61,9	57,2	52,7	48,5	44,6	40,9	37,6	34,9	32,6	30,7	29,0
		-150°	93,7	91,2	88,1	84,6	80,8	76,6	72,2	67,6	63,0	58,4	54,0	49,9	46,0	42,5	39,4	36,6	34,3	32,3	30,5
		-145°	93,7	91,3	88,4	85,0	81,4	77,3	73,1	68,7	64,3	59,9	55,6	51,6	47,8	44,4	41,3	38,5	36,1	33,9	32,0
		-140°	93,7	91,4	88,7	85,5	82,0	78,1	74,1	69,9	65,7	61,5	57,4	53,5	49,9	46,5	43,4	40,6	38,0	35,7	33,6
		-135°	93,7	91,6	89,0	86,0	82,7	79,0	75,2	71,2	67,1	63,2	59,3	55,5	52,0	48,7	45,6	42,7	40,0	37,6	35,4
		-130°	93,7	91,8	89,4	86,5	83,4	80,0	76,3	72,5	68,7	65,0	61,2	57,6	54,1	50,9	47,8	44,9	42,1	39,6	37,2
		-125°	93,7	92,0	89,7	87,1	84,1	81,0	77,5	74,0	70,4	66,8	63,2	59,7	56,3	53,1	50,0	47,1	44,3	41,6	39,1
		-120°	93,7	92,2	90,1	87,7	85,0	82,0	78,8	75,5	72,1	68,6	65,2	61,9	58,6	55,3	52,2	49,3	46,4	43,6	41,0
		-115°	93,7	92,4	90,6	88,4	85,8	83,1	80,1	77,0	73,8	70,5	67,2	64,0	60,8	57,6	54,4	51,4	48,5	45,6	42,8
		-110°	93,7	92,6	91,0	89,0	86,7	84,1	81,4	78,5	75,5	72,3	69,2	66,1	62,9	59,7	56,6	53,5	50,5	47,6	44,7
		-105°	93,7	92,8	91,5	89,7	87,6	84,8	82,7	80,0	77,2	74,2	71,2	68,1	65,0	61,8	58,7	55,6	52,4	49,5	46,4
		-100°	93,7	93,0	91,9	90,4	88,5	86,4	84,0	81,5	78,8	76,0	73,0	70,0	67,0	63,8	60,7	57,5	54,3	51,2	48,1
	Nordost	Ost	-95°	93,7	93,3	92,4	91,1	89,4	87,5	84,8	83,0	80,4	77,7	74,9	71,9	68,9	65,8	62,5	59,4	56,1	52,9
		-90°	93,7	93,5	92,8	91,7	90,3	88,6	86,6	84,4	82,0	79,4	76,6	73,7	70,7	67,5	64,3	61,1	57,8	54,3	51,2
		-85°	93,7	93,7	93,3	92,4	91,2	89,7	87,8	85,8	83,4	81,0	78,3	75,4	72,4	69,3	65,9	62,8	59,3	55,7	52,4
		-80°	93,7	94,0	93,7	93,1	92,1	90,7	89,0	87,1	84,9	82,5	79,9	77,0	74,0	70,9	67,4	64,2	60,8	57,1	53,6
		-75°	93,7	94,2	94,2	93,7	92,9	91,7	90,2	88,4	86,3	83,9	81,4	78,5	75,5	72,4	68,9	65,5	62,0	58,3	54,6
		-70°	93,7	94,4	94,6	94,4	93,7	92,7	91,3	89,7	87,6	85,2	82,8	79,9	76,8	73,7	70,3	66,6	63,1	59,3	55,5
		-65°	93,7	94,6	95,0	95,0	94,5	93,7	92,4	90,8	88,9	86,5	84,1	81,3	78,1	74,9	71,4	67,7	64,0	60,2	56,2
		-60°	93,7	94,8	95,4	95,6	95,3	94,6	93,4	91,9	90,0	87,7	85,2	82,5	79,3	75,9	72,4	68,6	64,8	60,9	56,8
		-55°	93,7	95,0	95,8	96,1	96,0	95,4	94,3	92,9	91,2	88,9	86,3	83,5	80,4	76,9	73,3	69,4	65,5	61,4	57,2
		-50°	93,7	95,2	96,2	96,6	96,6	96,2	95,2	93,8	92,1	90,0	87,3	84,5	81,3	77,8	74,0	70,1	66,0	61,8	57,5
		-45°	93,7	95,4	96,5	97,1	97,2	96,9	96,0	94,7	93,0	90,9	88,3	85,3	82,2	78,6	74,7	70,7	66,4	62,1	57,7
		-40°	93,7	95,5	96,8	97,5	97,8	97,5	96,8	95,5	93,8	91,7	89,1	86,1	82,9	79,2	75,3	71,1	66,7	62,3	57,7
		-35°	93,7	95,7	97,1	97,9	98,3	98,1	97,5	96,2	94,5	92,4	89,9	86,8	83,4	79,8	75,7	71,4	66,9	62,3	57,6
		-30°	93,7	95,8	97,3	98,3	98,7	98,6	98,0	96,9	95,2	93,0	90,5	87,5	84,0	80,2	76,1	71,7	67,1	62,3	57,5
		-25°	93,7	95,9	97,5	98,6	99,1	99,0	98,5	97,4	95,8	93,6	91,0	87,9	84,4	80,6	76,4	71,9	67,1	62,2	57,2
		-20°	93,7	96,0	97,7	98,8	99,4	99,4	98,8	97,8	96,2	94,1	91,4	88,3	84,8	80,9	76,5	71,9	67,0	62,0	56,8
		-15°	93,7	96,0	97,8	99,0	99,6	99,7	99,2	98,1	96,5	94,4	91,7	88,6	85,0	81,0	76,6	71,9	66,9	61,7	56,4
		-10°	93,7	96,1	97,9	99,1	99,8	99,9	99,4	98,3	96,7	94,6	91,9	88,8	85,1	81,1	76,6	71,8	66,7	61,4	56,0
Ost	Süd	-5°	93,7	96,1	97,9	99,2	99,9	100,0	99,5	98,5	96,8	94,7	92,0	88,8	85,1	81,1	76,6	71,7	66,6	61,2	55,7
		0°	93,7	96,1	97,9	99,2	99,9	100,0	99,5	98,5	96,8	94,6	91,9	88,8	85,1	81,0	76,5	71,6	66,5	61,0	55,5
		5°	93,7	96,1	97,9	99,2	99,9	100,0	99,5	98,5	96,8	94,7	92,0	88,8	85,1	81,1	76,6	71,7	66,6	61,2	55,7
		10°	93,7	96,1	97,9	99,1	99,8	99,9	99,4	98,3	96,7	94,6	91,9	88,8	85,1	81,1	76,6	71,8	66,7	61,4	56,0
		15°	93,7	96,0	97,8	99,0	99,6	99,7	99,2	98,1	96,5	94,4	91,7	88,6	85,0	81,0	76,6	71,9	66,9	61,7	56,4
		20°	93,7	96,0	97,7	98,8	99,4	99,4	98,8	97,8	96,2	94,1	91,4	88,3	84,8	80,9	76,5	71,9	67,0	62,0	56,8
		25°	93,7	95,9	97,5	98,6	99,1	99,0	98,5	97,4	95,8	93,6	91,0	87,9	84,4	80,6	76,4	71,9	67,1	62,2	57,2
		30°	93,7	95,8	97,3	98,3	98,7	98,6	98,0	96,9	95,2	93,0	90,5	87,5	84,0	80,2	76,1	71,7	67,1	62,3	57,5
		35°	93,7	95,7	97,1	97,9	98,3	98,1	97,5	96,2	94,5	92,4	89,9	86,8	83,4	79,8	75,7	71,4	66,9	62,3	57,6
		40°	93,7	95,5	96,8	97,5	97,8	97,5	96,8	95,5	93,8	91,7	89,1	86,1	82,9	79,2	75,3	71,1	66,7	62,3	57,7
		45°	93,7	95,4	96,5	97,1	97,2	96,9	96,0	94,7	93,0	90,9	88,3	85,3	82,2	78,6	74,7	70,7	66,4	62,1	57,7
		50°	93,7	95,2	96,2	96,6	96,6	96,2	95,2	93,8	92,1	90,0	87,3	84,5	81,3	77,8	74,0	70,1	66,0	61,8	57,5
		55°	93,7	95,0	95,8	96,1	96,0	95,4	94,3	92,9	91,2	88,9	86,3	83,5	80,4	76,9	73,3	69,4	65,5	61,4	57,2
		60°	93,7	94,8	95,4	95,6	95,3	94,6	93,4	91,9	90,0	87,7	85,2	82,5	79,3	75,9	72,4	68,6	64,8	60,9	56,8
		65°	93,7	94,6	95,0	95,0	94,5	93,7	92,4	90,8	88,9	86,5	84,1	81,3	78,1	74,9	71,4	67,7	64,0	60,2	56,2
		70°	93,7	94,4	94,6	94,4	93,7	92,7	91,3	89,7	87,6	85,2	82,8	79,9	76,8	73,7	70,3	66,6	63,1	59,3	55,5
		75°	93,7	94,2	94,2	93,7	92,9	91,7	90,2	88,4	86,3	83,9	81,4	78,5	75,5	72,4	68,9	65,5	62,0	58,3	54,6
		80°	93,7	94,0	93,7	93,1	92,1	90,7	89,0	87,1	84,9	82,5	79,9	77,0	74,0	70,9	67,4	64,2	60,8	57,1	53,6
	85°	93,7	93,7	93,3	92,4	91,2	89,7	87,8	85,8	83,4	81,0	78,3	75,4	72,4	69,3	65,9	62,8	59,3	55,7	52,4	
	90°	93,7	93,5	92,8	91,7	90,3	88,6	86,6	84,4	82,0	79,4	76,6	73,7	70,7	67,5	64,3	61,1	57,8	54,3	51,2	
West	95°	93,7	93,3	92,4	91,1	89,4	87,5	84,8	83,0	80,4	77,7	74,9	71,9	68,9	65,8	62,5	59,4	56,1	52,9	49,8	
	100°	93,7	93,0	91,9	90,4	88,5	86,4	84,0	81,5	78,8	76,0	73,0	70,0	67,0	63,8	60,7	57,5	54,3	51,2	48,1	
	105°	93,7	92,8	91,5	89,7	87,6	84,8	82,7	80,0	77,2	74,2	71,2	68,1	65,0	61,8	58,7	55,6	52,4	49,5	46,4	
	110°	93,7	92,6	91,0	89,0	86,7	84,1	81,4	78,5	75,5	72,3	69,2	66,1	62,9	59,7	56,6	53,5	50,5	47,6	44,7	
	115°	93,7	92,4	90,6	88,4	85,8	83,1	80,1	77,0	73,8	70,5	67,2	64,0	60,8	57,6	54,4	51,4	48,5	45,6	42,8	
	120°	93,7	92,2	90,1	87,7	85,0	82,0	78,8	75,5	72,1	68,6	65,2	61,9	58,6	55,3	52,2	49,3	46,4	43,6	41,0	
	125°	93,7	92,0	89,7	87,1	84,1	81,0	77,5	74,0	70,4	66,8	63,2	59,7	56,3	53,1	50,0	47,1	44,3	41,6	39,1	
	130°	93,7	91,8	89,4	86,5	83,4	80,0	76,3	72,5	68,7	65,0										

$$\begin{aligned}
 P(G', T') = G' P_{nenn} (1 + k_1 \ln(G') + k_2 (\ln(G'))^2 + k_3 T' + k_4 T' \ln(G') \\
 + k_5 T' (\ln(G'))^2 + k_6 T'^2)
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

mit:

$$G' = \frac{G}{1000} \frac{W}{m^2} \tag{4.2}$$

$$T' = T_{mod} - 25^\circ\text{C} \tag{4.3}$$

Die Leistung kann somit über die Bestrahlungsstärke G , der Nennleistung der PV-Anlage P_{nenn} und der Temperatur vom Modul T_{mod} berechnet werden. Dabei hat die Einstrahlungsstärke zusammen mit der Nennleistung der Anlage den größten Einfluss auf die berechnete Leistung. Die Koeffizienten k_1 bis k_6 wurden von Huld durch Auswertungen und der Methode der kleinsten Quadrate berechnet [9]. Dafür fanden sowohl Testungen im Labor, als auch unter realen Bedingungen in der Europäischen gemeinsamen Forschungsstelle (JRC) in Ispra (Italien) statt. Bei den Auswertungen wurden mono- und polykristalline Silizium PV-Module verwendet. Die Messungen fanden somit nur etwas weiter südlich (Breitengrad: 45,81) als die Haushalte in Niederösterreich (Breitengrade zwischen 47,51 und 48,98) statt. Nachdem der Marktanteil von polykristallinen Siliziumzellen in Österreich 2019 bei knapp 74% und von monokristalline Siliziumzellen bei knapp 26% lagen [27], wurden mit hoher Wahrscheinlichkeit auch diese zwei Modultypen bei allen Haushalten in Niederösterreich verbaut. Nachdem es weder die Möglichkeit gab, Messungen an den Modulen der verschiedenen Haushalte durchzuführen, noch im Labor Auswertungen zu machen, wurden die Koeffizienten k_1 bis k_6 aus [9] zum Berechnen der Leistung übernommen. Die Werte sind aus [Tabelle 4.1](#) abzulesen.

Koeffizient	Wert
k_1	-0,017237
k_2	-0,040465
k_3	-0,004702
k_4	0,000149
k_5	0,00017
k_6	0,000005

Tabelle 4.1: Koeffizienten zum Berechnen der Leistung einer PV-Anlage [9]

Zum Berechnen der Temperatur der PV-Module wird in dieser Arbeit sowohl die auf die Anlage auftreffende Strahlung G , die Umgebungstemperatur T_{amb} und die Windgeschwindigkeit bei den Modulen W_{mod} berücksichtigt [10], [28]:

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{G}{U_0 + U_1 W_{mod}} \quad (4.4)$$

mit den Koeffizienten für kristalline Silizium-Solarzellen aus [Tabelle 4.2](#).

Koeffizient	Wert
U_0	26,9
U_1	6,2

Tabelle 4.2: Koeffizienten zum Berechnen der Modultemperatur für Silizium-Solarzellen [10]

Nachdem die Windgeschwindigkeiten der in dieser Arbeit verwendeten Wetterdatenbank [21] in einer Höhe von zehn Metern vorliegen, muss diese noch auf die tatsächliche Höhe der PV-Anlagen heruntergerechnet werden. Da jedoch keine Angaben für die verschiedenen Haushalte über Anzahl der Stockwerke oder Haushöhe vorlagen, wurden die Modulhöhen auf vier Meter für alle Anlagen geschätzt und festgelegt. Zum Berechnen der Windgeschwindigkeit bei den Modulen kam die [Gleichung 4.6](#) zum Einsatz [10], wobei d_{mod} und d_{10m} für die Abstände des Moduls und der Windmessung zum Boden steht:

$$W_{mod} = \left(\frac{d_{mod}}{d_{10m}}\right)^{0,2} \cdot W_{10m} \quad (4.5)$$

$$W_{mod} = 0,16 \cdot W_{10m} \quad (4.6)$$

Um die Degradation der PV-Module mitzuberechnen, wurde eine lineare Abnahme der Leistung von 0,5 % der Nennleistung pro Jahr angenommen [29]. Deswegen wird die Anzahl an bereits ausgewerteten Tagen D_{cnt} in der Auswertung immer mitgezählt. Die berechnete Leistung P aus Formel [Gleichung 4.1](#) wird schlussendlich mittels mathematischem Term um 0,5 % pro Jahr herabgesetzt:

$$P_{calc} = P \cdot \left(1 - \frac{D_{cnt}}{730 \cdot 100}\right) \quad (4.7)$$

4.2.3 Berechnungen der Bestrahlung auf die Modulflächen

Zum Berechnen der von einer PV-Anlage produzierten Leistung zu einem Zeitpunkt fehlt von den Variablen der [Gleichung 4.1](#) bis [Gleichung 4.6](#) nur mehr die auf die geneigten PV-Module auftreffende Bestrahlungsstärke G . Die restlichen Werte, werden wie in [Unterabschnitt 4.2.1](#) und [Abschnitt 4.1](#) beschrieben, abgefragt und ausgelesen. Die globale Bestrahlungsstärke auf ein geneigtes Modul G_T setzt sich aus drei Termen zusammen [\[12\]](#):

$$G_T = G_{bT} + G_{dT} + G_{rT} \quad (4.8)$$

Dabei bezeichnet G_{bT} die auf die geneigte Fläche auftreffende Direktstrahlung, G_{dT} die diffuse Solarstrahlung und G_{rT} die vom Boden reflektierte Strahlung. Die Strahlungsdatenplattform [\[22\]](#) liefert jedoch nur die Stärke der Direkt- und Diffusstrahlung auf eine horizontale Oberfläche. Diese Strahlungswerte müssen dann noch auf eine geneigte PV-Anlage, mit bekannter Ausrichtung, umgerechnet werden. Die geometrischen Grundlagen dazu sind in [Unterabschnitt 2.1.2](#) erklärt. Die auf die Moduloberfläche auftreffende Direktstrahlung kann dann mittels [Gleichung 4.9](#) berechnet werden:

$$G_{bT} = G_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \sigma_z} \quad (4.9)$$

Dabei ist G_b die von der Strahlungsdatenbank ausgelesene Direktstrahlung auf die horizontale Ebene, θ der Einfallswinkel von der Sonne auf die geneigte Moduloberfläche und σ_z der Winkel des Sonnenzenits, also 90 Grad minus dem Höhenwinkel der Sonne. Zum Berechnen der Einfallswinkel der Sonne wurde [Gleichung 4.10](#) verwendet [\[30\]](#):

$$\cos \theta = \cos \sigma_z \cos \beta_m + \sin \sigma_z \sin \beta_m \cos(\gamma_s - \gamma_m) \quad (4.10)$$

β_m ist der Neigungswinkel des Moduls verglichen zur Horizontalen und γ_s und γ_m der Azimutwinkel der Sonne und des Moduls.

Um die aktuelle Sonnenposition und somit den aktuellen Azimut- und Zenitwinkel der Sonne bei jeder PV-Anlage zu berechnen, wurde das `pyephem_sunpath` Paket verwendet.

Dieses bietet eine Funktion zur Berechnung der aktuellen Sonnenposition am gewünschten Ort. Es werden für jede Berechnung die Koordinaten der PV-Anlage, der Zeitstempel, die Zeitzone und ob gerade Sommerzeit ist oder nicht, der Funktion übergeben. Diese liefert dann den Höhen- und Azimutwinkel der Sonne. Mit diesen Daten sind nun alle Werte zum Berechnen der Einstrahlung durch Direktstrahlung vorhanden.

Für die Kalkulation der auf die PV-Module auftreffende Diffusstrahlung wurden zwei isotrope Modelle (siehe [Unterabschnitt 2.1.2](#)) getestet. Zuerst ist mit einem Modell von Koronakis gerechnet worden [\[31\]](#):

$$G_{dT} = G_d \cdot \frac{(2 + \cos \beta_m)}{3} \quad (4.11)$$

Außerdem wurde ein weiteres Modell von Badescu verwendet und getestet [\[32\]](#):

$$G_{dT} = G_d \cdot \frac{(3 + \cos 2\beta_m)}{4} \quad (4.12)$$

Dabei ist G_d die diffuse Bestrahlungsstärke auf die horizontale Ebene an dem betrachteten Ort.

Um den Strahlungsterm der vom Boden reflektierten Strahlung zu berechnen, kam die [Gleichung 4.13](#) zum Einsatz [\[33\]](#):

$$G_{rT} = G \cdot \rho \cdot \frac{(1 - \cos \beta_m)}{2} \quad (4.13)$$

Die auf das PV-Modul auftreffende reflektierte Einstrahlung hängt somit von der Gesamteinstrahlung G , also Direkt- und Diffusstrahlung, dem Modulneigungswinkel β_m und dem Grundalbedo ρ ab. Dieser variiert leicht über die Jahreszeiten und der geografischen Lage. Allerdings sind die Veränderungen sehr gering, weswegen ein fester Grundalbedo von 0,2 für alle Anlagen und Jahreszeiten angenommen wird [\[12\]](#).

4.2.4 Grenzen und Einschränkungen bei Leistungs- und Strahlungsrechnungen

Für die Berechnung der Leistung einer PV-Anlage werden einige Einschränkungen getroffen und Anpassungen vorgenommen:

- Falls die Gesamtstrahlung G null ist, ist auch die berechnete Leistung null
- Ist der Höhenwinkel kleiner oder gleich null, so ist auch der Direkteinstrahlungsterm G_{bT} gleich null
- Wird der Term G_{bT} kleiner als null, so wird dieser auf null gesetzt
- Für niedrige Höhenwinkel wird der Direkteinstrahlungsterm G_{bT} modifiziert

Punkt 1 basiert auf der logischen Schlussfolgerung, dass die PV-Anlagen keinen Strom produzieren, wenn es keine Einstrahlung auf die Module gibt. Der Höhenwinkel ist bei Sonnenaufgang und Sonnenuntergang null Grad. Ist der Winkel kleiner als null, so versperrt die Erde den Weg für die Sonnenstrahlen auf die PV-Anlage. Somit ist eine Direktstrahlung unmöglich, weswegen der Direktstrahlungsterm auf null gesetzt wird (Punkt 2). Punkt 3 kommt dann zur Anwendung, wenn die Subtraktion im Kosinus in [Gleichung 4.10](#) einen Winkel größer als ± 90 Grad ergibt, wodurch es zu keiner nennenswerten Direkteinstrahlung auf die Solarmodule kommen kann. Bei niedrigen Höhenwinkeln (Punkt 4) kommt es zu Problemen beim Berechnen der Direktstrahlung, da dadurch der Sonnenzenitwinkel nahe 90 Grad liegt. Das hat zur Folge, dass der Kosinus im Nenner in der [Gleichung 4.9](#) sehr klein wird. Dadurch kommen bei niedrigen Höhenwinkeln viel zu hohe und sogar unrealistische Werte für den direkten Einstrahlungsterm heraus. Um den langsamen Anstieg und Abfall der Direktstrahlung in der Früh und am Abend berücksichtigen zu können, wurden mehrere Formeln und Bedingungen verwendet. Genauer ist dem [Unterabschnitt 5.1.4](#) zu entnehmen.

4.2.5 Identifizieren von Messfehlern

Wie bereits in [Unterabschnitt 3.4.2](#) erwähnt, gibt es unterschiedliche Ursachen für Messfehler. Der wohl am einfachsten zu detektierende ist ein Fehler, bei dem Uhrzeit- und Datums-

stempel in der ersten Spalte der CSV-Datei fehlen. Die fehlenden Stempel werden durch Python-Code erkannt und hinzugefügt. Durch den nicht vorhandenen Messwert bleibt das Feld in der entsprechenden Spalte *Ptotal_W* leer. Die leeren Messwertzeilen können mittels Programmcode schnell gefunden werden und werden in einer neu hinzugefügten Spalte *Datenfehler* mit "keine Daten" markiert.

In den meisten Fällen, von auftretenden Messfehlern, wurde null Watt in die Spalte *Ptotal_W* geschrieben. Diese Messfehler als solche zu identifizieren ist nicht leicht, da eine PV-Anlage natürlich auch in der Nacht keine Leistung produziert. Einen Vorteil bei den PV-Modulen gibt es jedoch. Denn während die Personen im Haushalt bei den Wärmepumpen und den anderen Verbrauchern aktiv eingreifen und diese auch ausschalten können, sollte die PV-Anlage über das ganze Jahr hinweg Strom liefern, sobald die Sonne aufgegangen ist. Um einen festen Anhaltspunkt für alle Haushalte zu haben, wann die Sonne auf- und untergeht, wurde eine CSV-Datei mit allen Sonnenaufgängen und Sonnenuntergängen in Wien erstellt ([34]). Dieses liegt mit dem Längengrad von 16,37 sehr nahe am Mittelwert der Längengrade aller Haushalte, welcher bei 15,73 liegt. Auch die Spannweite der Längengrade der Haushalte ist mit 2,44 gering, weswegen die Uhrzeiten von Wien als gute Richtwerte für alle Haushalte angesehen werden können.

Der Zeitpunkt, ab wann die PV-Anlagen Strom produzieren, weicht jedoch teilweise deutlich davon ab. Das liegt einerseits daran, dass das Sonnenlicht auf PV-Module, die nach Osten ausgerichtet sind, früher auftrifft, als bei PV-Anlagen mit einer Süd- oder sogar Westausrichtung. Genau umgekehrt verhält sich die Leistungsproduktion am Abend, wo die Module, die nach Westen ausgerichtet sind, noch länger Strom produzieren. Ein weiterer Grund von später oder zu früh aufgehörender Stromproduktion können Verschattungen durch das umliegende Gelände, Häuser oder anderen Objekten sein. Diese treten häufiger auf, wenn der Sonnenstand niedrig ist. Die Verschattung von PV-Modulen spielt, wie in [Unterabschnitt 2.1.4](#) bereits beschrieben, eine große Rolle und kann die Leistungsproduktion stark senken. In dieser Arbeit können Verschattungen jedoch nicht berücksichtigt werden, da keine Informationen zum Umfeld der einzelnen Haushalte vorliegen und eine detaillierte Behandlung dieses Themengebietes den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde.

Es wurden einige Auswertungen gemacht, um die zeitliche Differenz von Sonnenaufgängen und Sonnenuntergängen und den Start oder das Ende einer nennbaren Leistungsproduktion der PV-Anlagen zu bestimmen. Nachdem die PV-Anlagen jedoch alle sehr unter-

schiedlich in ihren Größen, Ausrichtungen und Standorten sind, wird ein großer Zeitpuffer zu den Sonnenaufgängen und Sonnenuntergängen beim Markieren einzelner Fehler verwendet. Dieser Zeitpuffer beträgt am Morgen 1,5 Stunden bei Leistungswerten von null Watt. Liegen gemessene Leistungswerte also 1,5 Stunden nach Sonnenaufgang bei null Watt und übersteigt der vom PV-Modell einen gewissen Grenzwert, so werden diese mit dem Kommentar "Keine Leistungsmessung" markiert. Auswertungen haben gezeigt, dass die meisten PV-Anlagen vor allem am Abend vergleichsweise früh keinen Strom mehr produzieren, noch deutlich vor dem Sonnenuntergang. Dies verstärkt sich im Spätherbst und Winter. Deswegen wurde für die Monate November bis März ein größerer Zeitpuffer von drei Stunden und in den restlichen Monaten von zwei Stunden gewählt.

Zum Berechnen des Grenzwertes, ab wann der berechnete Wert des PV-Modells so groß ist, dass auf jeden Fall auch ein Leistungswert gemessen werden sollte, werden zwei Faktoren berücksichtigt. Einerseits, dass die PV-Anlagen alle eine unterschiedliche Größe und somit Nennleistung haben und andererseits, dass die auf die Erde treffende Globalstrahlung stark vom betrachteten Monat abhängt. Im Winter sollte der Grenzwert somit geringer gewählt werden, als im Sommer, da geringere Leistungen der PV-Module zu erwarten sind. Als Grundlage für einen monatlichen Einstrahlungsfaktor wurde die im Mittel gemessene Globalstrahlung über einen Zeitraum von 30 Jahren bei der Wetterstation auf der Hohen Warte in Wien verwendet [11]. Die gemittelte Monatssummen der Globalstrahlung je nach Monat und der dadurch für diese Arbeit verwendete monatliche Einstrahlungsfaktor ist in [Tabelle 4.3](#) zu sehen. Der Grenzwert, ab welchen berechneten Leistungswerten des PV-Modells, gemessene null Watt Leistungen als Fehler markiert werden, wird durch die Multiplikation des Monatsfaktors mit zehn Prozent der Nennleistung berechnet.

Auch sehr niedrige Leistungswerte untertags sind Anzeichen für Messfehler oder Probleme bei der PV-Anlage. Um diese Fehler zu finden, wird ähnlich wie beim Suchen der null Watt Werte am Tag vorgegangen. Der Zeitpuffer ist mit 2,5 Stunden nach Sonnenaufgang und drei Stunden in den Monaten April bis Oktober beziehungsweise vier Stunden von November bis März vor Sonnenuntergang jedoch deutlich größer gewählt. Es werden somit nur die Tageszeiten betrachtet, an denen im Normalfall viel Leistung von einer PV-Anlage produziert wird. Gemessene niedrige Leistungen werden mit "Kaum Leistungsmessung" markiert, wenn alle nachfolgenden Bedingungen zutreffen:

- Der gemessene Wert liegt zwischen ein Watt und zwei Prozent der Nennleistung mul-

Monat	MW G in $\frac{J}{m^2}$	Prozent	Monatsfaktor
Jän	10184	16,13	0,16
Feb	17308	27,42	0,27
März	30693	48,62	0,49
April	46125	73,06	0,73
Mai	59386	94,07	0,94
Juni	61189	96,93	0,97
Juli	63127	100	1
Aug	54491	86,32	0,86
Sep	36741	58,20	0,58
Okt	22591	35,79	0,36
Nov	10450	16,55	0,17
Dez	7394	11,71	0,12

Tabelle 4.3: Mittelwert der Globalstrahlung G [11] und der daraus errechnete Monatsfaktor zum Berechnen des Leistungsgrenzwertes

tipliziert mit dem Monatsfaktor

- Es wurde bisher noch kein Datenfehler festgestellt
- Der berechnete Leistungswert vom PV-Modell übersteigt den Grenzwert (zehn Prozent der Nennleistung multipliziert mit dem Monatsfaktor)
- Der gemessene Leistungswert ist kleiner als fünf Prozent des berechneten Wertes

Nachdem beide Auswertungen zur Überprüfung der einzelnen Leistungsmessungen durchgeführt wurden, findet eine Anpassung an die berechneten Werte des PV-Modells und den gemessenen Leistungen statt. Zusätzlich werden die gemessenen Leistungswerte vor und nach Fehlern von Leistungsmessungen überprüft. Sind diese Werte kleiner als 25 % der berechneten Leistung und übersteigt die Differenz der beiden Werte 25 W dann werden auch die Messwerte mit dem Kommentar "Leistungsmessung Fehler" versehen. Dies bewirkt, dass weitere Messfehler gefunden werden und der Übergang zwischen den berechneten und gemessenen Werten grafisch besser dargestellt werden kann.

Eine weitere Methode zur Identifizierung von Messfehlern wird beim Tageswechsel durchgeführt. Dafür wird die gemittelte Leistung aller Messwerte über den Tag berechnet. Wenn diese Mittelwertberechnung den Wert null Watt liefert, so liegt auf jeden Fall ein Mess-

fehler vor und der gesamte Tag wird mit dem Kommentar "Keine Leistung" in der Spalte *Datenfehler* markiert. Aber auch bei sehr geringen Leistungen über den gesamten Tag gemittelt, liegt vermutlich ein Messfehler vor. Auch hier wird wieder zwischen den Spätherbst/Wintermonaten und den restlichen Monaten unterschieden. Wird in den ertragreicheren Monaten eine durchschnittliche Leistung, die kleiner als 3 % der Nennleistung ist, gemessen und liegt diese unter 25 % der berechneten Tagesleistung, so wird der gesamte Tag ebenfalls als Messfehler mit "Kaum Leistung" markiert. In den Wintermonaten ist dies bei 1,5 % der Nennleistung und wenn die gemessene Leistung 40 % der berechneten Tagesleistung unterschreitet. Da im Winter jedoch auch auf den PV-Modulen liegender Schnee die Leistung stark abschwächen kann, wird in die Spalte *Datenfehler* "Kaum Leistung/Schnee" geschrieben.

Allgemein lässt sich sagen, dass die in diesem Kapitel dargestellten Grenzwerte über viele Auswertungen hinweg entstanden, getestet und analysiert wurden. Da jedoch alle PV-Anlagen ganz unterschiedliche Voraussetzungen erfüllen und die Entscheidung, ob Messwerte Messfehler darstellen oder nicht, oft schwierig ist, können Fehler beim Detektieren von Messfehlern nicht ausgeschlossen werden. Die Grenzwerte sind tendenziell eher niedrig gewählt, sodass die Wahrscheinlichkeit einen Messfehler zu übersehen, höher ist. Dafür werden richtig gemessene Werte seltener falsch als Fehler markiert, was vor allem für die Darstellung auf der *GEL OpenDataPlatform* wichtig ist.

4.2.6 Detektieren von Schneetagen

Schneefall und auf den PV-Modulen liegen gebliebener Schnee kann zu starken Leistungseinbußen führen ([Unterabschnitt 2.1.4](#)). Um solche Tage nicht fälschlicherweise als Messfehler zu markieren, werden Tage, die in der Spalte *Datenfehler* den Kommentar "Kaum Leistung/Schnee" enthalten, noch einmal überprüft. Hierfür wird bei einem entsprechend markierten Messfehler sowohl miteinbezogen, ob es die Tage davor schon Leistungseinbrüche aufgrund von Schneefall gab, als auch welche Niederschlags- und Temperaturmittelwerte über sowohl die letzten 24 Stunden und fünf Tage geherrscht haben. Dabei werden die Werte immer von 18 Uhr des betrachteten Tages abgefragt. Trifft eine der hier angeführten Bedingungen zu, so wird der betrachtete Tag nicht als Messfehler markiert, sondern mit "Schnee kein Fehler" versehen:

- Der Tag davor wurde als Schneetag detektiert und der betrachtete Tag hat ebenfalls den Datenfehler "Kaum Leistung/Schnee"
- Mindestens einer der letzten vier Tage wurde als Schneetag markiert und der Temperaturmittelwert der letzten 24 Stunden ist niedriger als vier Grad Celsius
- Mindestens einer der letzten vier Tage wurde als Schneetag markiert. Außerdem war die Temperatur im Mittel geringer als vier Grad Celsius und der gemittelte Niederschlag größer als $0,05 \frac{mm}{h}$ in den letzten fünf Tagen
- Keiner der letzten Tage wurde als Schneetag abgespeichert, aber das Temperaturmittel liegt bei unter vier Grad Celsius und der Niederschlag bei über $0,1 \frac{mm}{h}$ innerhalb der letzten 24 Stunden
- Keiner der letzten Tage wurde als Schneetag abgespeichert, aber über die letzten fünf Tage war die gemittelte Temperatur unter vier Grad Celsius und der Niederschlag lag bei über $0,2 \frac{mm}{h}$

Trifft keiner dieser Bedingungen auf den Tag zu, so wird von einem Messfehler ausgegangen und in der Spalte *Datenfehler* wird auf "Kaum Leistung kein Schnee" geändert.

4.2.7 Bewertung der vom PV-Modell berechneten Werte

Um die Qualität der berechneten Leistungswerte beurteilen zu können, werden diese mit den gemessenen Werten verglichen. Dazu wird einerseits die absolute Abweichung beider Werte berechnet:

$$d_{abs} = P_{calc} - P_{mes} \quad (4.14)$$

Andererseits erfolgt eine Berechnung der relativen Abweichung zwischen gemessenem Wert P_{mes} und berechneten Wert P_{calc} :

$$d_{rel} = \frac{(P_{calc} - P_{mes})}{P_{mes}} \quad (4.15)$$

Ein Maß dafür, wie gut das PV-Modell den Leistungswert berechnet, ist dann durch den arithmetischen Mittelwert dieser Abweichungen d_{Mrel} über den gesamten Messzeitraum gegeben, wobei n die Anzahl der Messwerte angibt:

$$d_{Mrel} = \sum_{j=0}^n \frac{d_{rel,j}}{n} \quad (4.16)$$

Die mittlere relative Abweichung ist in dieser Arbeit deutlich höher, verglichen zu den Werten in [9] und [10]. Dies hat mehrere Gründe:

- Die Einstrahlung auf die Module wird nicht direkt vor Ort gemessen, sondern es werden Einstrahlungswerte aus einer Online-Strahlungsdatenbank verwendet. Diese sind Mittelwerte der über die letzten Minuten gemessenen Einstrahlung und können sich somit auch stark vom zum Messzeitpunkt gemessenen Wert unterscheiden
- Die für die Berechnung benötigten Werte, wie die Nennleistung, der Ausrichtung und Neigung der PV-Anlagen, sind nicht genau bekannt und werden abgeschätzt
- Die verschiedenen Anlagen unterscheiden sich stark in den unter Punkt 2 angeführten Werten
- Die in [Unterabschnitt 4.2.2](#) beschriebenen Koeffizienten zum Berechnen der Leistung, konnten nicht für die in dieser Arbeit betrachteten PV-Module berechnet und gefittet werden
- Verschattung und Verschmutzung der PV-Anlagen, die zu einem starken Leistungseinbruch führen, können nicht vorhergesagt und mitbetrachtet werden.
- Die hier verwendeten Messdaten sind mit Fehlern behaftet. Es können jedoch nicht zu 100 % alle Fehler detektiert und für die Bewertung ausgenommen werden
- Weil keine vor Ort gemessenen Strahlungsdaten vorliegen, kann nicht vorhergesagt werden, wann die PV-Module beginnen und aufhören Strom zu produzieren

Insbesondere die letzten drei Punkte beeinflussen die berechnete relative Abweichung der Messwerte und berechneten Werte stark. Wird eine PV-Anlage verschattet, so liefert

sie nur mehr einen kleinen Bruchteil der berechneten Leistung. Dadurch wird die Differenz in [Gleichung 4.15](#) im Zähler sehr groß und der Nenner sehr klein. Das hat eine hohe relative Abweichung zur Folge und betrifft meist einige Stunden. Auch Messfehler, die irrtümlich nicht markiert wurden, sind niedrige Leistungswerte.

Ein weiteres Problem ist die gemessene und berechnete Leistung in der Früh und am Abend. Wenn zum Beispiel die vom PV-Modell berechneten Werte früher starten als die gemessenen Werte, dann ergeben sich oft extrem hohe relative Fehler. So ergibt eine gemessene Leistung von 10 W mit einer berechneten Leistung von 100 W einen prozentualen relativen Fehler von 900 %, trotz geringer absoluter Abweichung. Die für den die PV-Anlagenbesitzer in unerhebliche Zeit in der Früh und am Abend, an der wenig Leistung produziert wird, bewirkt somit einen starken Anstieg der gemittelten relativen Abweichung. Dies verfälscht somit die Auswertungen an den Tageszeiten, an denen viel Leistung produziert wird und das Modell eine möglichst geringe relative und absolute Abweichung haben sollte. Um dem entgegenzusteuern, wird mit Grenzwerten eingeschränkt, ab welchem Wert von sowohl der gemessenen Leistung, als auch der berechneten Leistung der relative Fehler berechnet wird.

Eine weitere wichtige Methode zum Beurteilen über die Qualität der berechneten Werte wird wie folgt durchgeführt. Es wird der absolute Fehler berechnet und anschließend mit der Nennleistung der PV-Anlagen verglichen. Die Anzahl, wie häufig der absolute Fehler in einem Leistungsbereich von $\pm 10\%$, $\pm 20\%$, $\pm 40\%$, $\pm 60\%$, über $\pm 60\%$ der Nennleistung liegt, kann als Bewertung der berechneten Leistungen verwendet werden. Je häufiger der berechnete Wert um $\pm 10\%$ oder zwischen $\pm 10\%$ bis $\pm 20\%$ Prozent der Nennleistung lag, desto besser funktioniert das Modell. Dies berücksichtigt sowohl die verschiedenen Größen der PV-Anlagen, als auch die Priorisierung der Betrachtung der Tageszeit, an der hohe Leistungswerte erreicht werden.

4.2.8 Schematischer Ablauf des fertigen PV-Modells

Wie bereits in [Abschnitt 4.1](#) beschrieben, soll eine Auswertung von Messdaten von PV-Anlagen durchgeführt werden und diese dann Kunden und Kundinnen mittels Schnittstelle auf einer Homepage (*GEL OpenDataPlattform*) bereitgestellt werden. Dabei sollte für die Betreiber der Plattform möglichst wenig zusätzlicher Arbeitsaufwand entstehen. Deswegen

wurden alle Methoden, die in [Kapitel 4](#) angeführt sind, in ein Programm mit aufgenommen. Erhalten die Betreiber der Homepage eine neue Datenlieferung von Messdaten von PV-Anlagen der Teilnehmer, so muss nur der Ordner mit den neuen CSV-Dateien in dem Ordner *Messdaten* hinzugefügt werden. Anschließend kann die Auswertung mittels Programm gestartet werden und alle PV-Messdateien, die noch nicht ausgewertet wurden, werden automatisch herausgesucht und zusammengefügt. Anschließend finden die Berechnungen und Analysen, wie in [Abbildung 4.3](#) schematisch dargestellt, statt.

Die so ausgewerteten und erstellten PV-Gesamtdateien werden in einem Ordner *Ausgewertete Daten* abgespeichert. Sie enthalten in der ersten Spalte einen Datums- und Uhrzeitstempel von der ersten bis zur letzten Datenlieferung. Dieser ist vollständig, in der richtigen Reihenfolge und in einem Intervall von fünf Minuten. In der zweiten Spalte befindet sich, falls vorhanden, der gemessene Leistungswert. In der dritten Spalte der Kommentar, ob ein Datenfehler vorliegt. Falls kein Fehler vorliegt, wird der Kommentar "Keine Fehler" hinzugefügt. Auch bei erkannten Schneetagen wird der Kommentar "Schnee kein Fehler", welcher bei der Bewertung der berechneten Werte noch berücksichtigt werden musste, auf "Keine Fehler" umgeschrieben. In der vierten Spalte befindet sich dann der vom Python-Programm berechnete Wert. Ein beispielhafter Ausschnitt einer solchen Datei ist in [Tabelle 4.4](#) dargestellt.

Timestamp_from	Ptotal_W	Datenfehler	PVModell in W
2021-02-11 11:10:00	0	Leistungsmessung Fehler	1524,0350471833
2021-02-11 11:15:00	0	Leistungsmessung Fehler	1569,3348980263
2021-02-11 11:20:00	0	Leistungsmessung Fehler	1610,7835380581
2021-02-11 11:25:00	844,878	keine Fehler	1651,2827448415
2021-02-11 11:30:00	1596,116	keine Fehler	1631,7438526271
2021-02-11 11:35:00	1754,886	keine Fehler	1571,7061004745
2021-02-11 11:40:00	1874,306	keine Fehler	1507,8903415309

Tabelle 4.4: Ausschnitt einer fertig ausgewerteten PV-Gesamtdatei

Die in dieser Form ausgewerteten Dateien werden dann über eine Schnittstelle auf der Homepage dargestellt. Nach der Auswertung werden außerdem die bereits ausgewerteten Messordner in der Haushaltsliste abgespeichert, damit Auswertungen nicht doppelt durchgeführt werden.

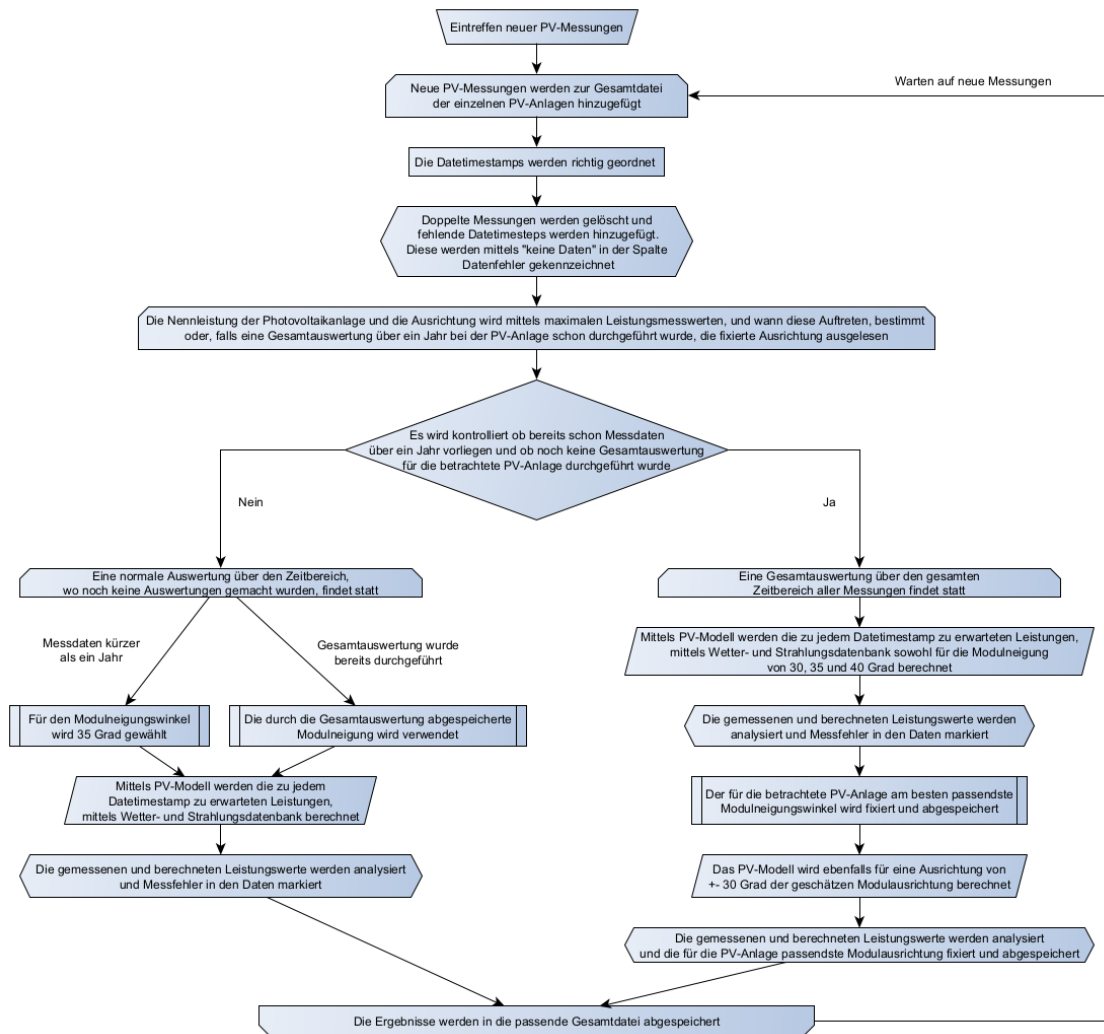


Abbildung 4.3: Flussdiagramm zum Ablauf des fertigen Python-Programms zum Auswerten der PV-Dateien

4.3 Methoden und Modellierung der Wärmepumpen

4.3.1 Messfehler und Wärmepumpeninformationen

Wie bereits in [Unterabschnitt 3.4.2](#) beschrieben, ist die Detektion von Messfehlern in den Daten der Wärmepumpen kaum möglich. Wenn Messfehler auftreten, wird meistens null Watt bei den K-Boxen gemessen. Dieser Wert liegt natürlich auch vor, wenn die Wärmepumpe nicht heizt. Aufgrund dessen können nur folgende Fehler markiert und behoben werden:

- Bei fehlenden Messungen werden die passenden Datums- und Zeitstempel und in der Spalte *Datenfehler* der Kommentar "keine Daten" hinzugefügt
- Zeitlich vertauschte Messungen werden richtig geordnet
- Doppelte Messungen werden gelöscht

Um welche Art von Wärmepumpe es sich handelt, kann über die Gerätetyp-Bezeichnung im Dateinamen jeder Messdatei abgelesen werden. Die Abkürzungen sind in [Tabelle 4.5](#) dargestellt. Zum Analysieren der Messdaten werden außerdem mittels Python Funktion *max()* der maximale Leistungswert aller Wärmepumpen ausgelesen und in die Haushaltsliste samt Wärmepumpen-ID abgespeichert.

Abkürzung	Wärmepumpentyp
SW	Sole-Wasser
LW	Luft-Wasser
WW	Wasser-Wasser
keine	keine Angabe

Tabelle 4.5: Tabelle mit Typenbezeichnungen der Wärmepumpen

4.3.2 Analysieren der Leistungskurven

Die verbrauchte Leistung einer Wärmepumpe hängt stark von der Quelltemperatur und der Außentemperatur ab, siehe [Unterabschnitt 2.2.3](#). Nachdem jedoch die Quelltemperatur von Sole-Wasser und Wasser-Wasser Wärmepumpen über das gesamte Jahr hinweg

gesehen sehr konstant sind und bei Luft-Wasser Wärmepumpen die Außentemperatur gleich der Quelltemperatur entspricht, wird die Quelltemperatur bei den Auswertungen nicht miteinbezogen. Je kälter die Außentemperatur ist, desto mehr Leistung verbraucht die Wärmepumpe beim Heizen des Hauses. Zusätzlich kann die Wärmepumpe auch zur Warmwasseraufbereitung für die Dusche, Waschmaschine oder Spülmaschine verwendet werden. Diese sind jedoch verglichen zum Leistungsverbrauch durch das Heizen gering. Weitere meteorologische Einflüsse wie Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Luftfeuchtigkeit haben nur einen geringen Einfluss auf den Wärmebedarf [35].

Nachdem nur eine geringe Anzahl an fehlenden Messwerten in den Daten vorlag und das Berechnen von Lastkurven in einem Zeitintervall von fünf Minuten über den gesamten Betrachtungszeitraum sehr schwierig ist, wird in dieser Arbeit eine andere Methode verwendet. Die Leistungskurven eines jeden Haushaltes werden analysiert und mit der gemittelten Außentemperatur verknüpft. Liegt nun der Datenfehler "keine Daten" vor, so wird eine für die zu dieser Zeit vorherrschenden Außentemperatur am besten passende Leistungskurve aus den gemessenen Daten mit gleicher Temperatur ausgelesen und übertragen. Das hat den Vorteil, dass die verwendete Leistungskurve einen für den Haushalt typischen Verlauf hat. Außerdem verbessert sich das Modell immer weiter, je mehr Leistungskurven in einem Temperaturbereich analysiert werden konnten.

Zum Auswerten der Leistungskurven der einzelnen Tage werden mehrere Methoden angewendet. Zu Beginn wird berechnet, wie viele Werte der gemessenen Leistungen über dem Grenzwert von 100 W liegen. Dies gibt an, wie viele Messdaten der Wärmepumpe, während sie in Betrieb war, vorliegen. Nachdem die Lastprofile der verschiedenen Wärmepumpen, je nach Haushalt und Jahreszeit andere Verläufe aufweisen, werden für die Analyse fünf Werte pro Tag verwendet (Leistungskennzahlen):

- Die am betrachteten Tag verbrauchte gemittelte Leistung
- Die Anzahl an gemessenen Leistungswerten von null Watt in Prozent
- Der prozentuale Anteil an Leistungswerten, die zwischen null und fünf Prozent der maximalen Leistung der Wärmepumpe liegen
- Anteil an gemessenen Werten zwischen fünf und siebenzig Prozent der Maximalleistung

- Prozentwert wie viele der Werte über siebzig Prozent der maximalen Wärmepumpenleistung liegen

Anschließend werden über die Wetterdatenbank [21] die gemittelten Tagestemperaturen für jeden Tag abgefragt und abgespeichert. Die fünf oben genannten Werte werden dann in einer Liste in unterschiedliche Temperaturbereiche gruppiert und abgespeichert. Um die Anzahl an Messtagen mit den verschiedenen gemittelten Tagestemperaturen in Bereiche abgrenzen zu können, wurden Auswertungen durchgeführt. Zuerst wurden die Leistungsmessungen in acht, dann sechs und dann zwölf Temperaturbereiche eingeteilt. In der finalen Version des Python-Programms sind die Temperaturbereiche in 2,5 °C-Schritten zwischen unter -2,5 °C und über 22,5 °C eingeteilt. Die aus der Analyse berechneten fünf Leistungswerte werden dann in ihren jeweiligen Temperaturbereichen gemittelt.

Um beurteilen zu können, ob der Leistungsverbrauch der Wärmepumpe abhängt, ob der betrachtete Tag unter der Woche oder ein Wochenende ist, wurden Auswertungen durchgeführt. Dazu wird die Python Funktion *weekday()* verwendet. Diese teilt dem betrachteten Tag die Zahl fünf oder sechs zu, wenn der Tag ein Samstag oder Sonntag ist. Dadurch konnten Tage an Wochenenden schnell identifiziert und die gemessenen Leistungswerte nach Wochenende und Tage unter der Woche unterteilt werden.

4.3.3 Bestimmen der passenden Leistungskurve

Kommt an einem Tag ein Datenfehler "keine Daten" in der Messdatei vor, so wird die gemittelte Außentemperatur abgefragt. Wenn bereits einmal eine passende Leistungskurve im gleichen Temperaturbereich ausgewählt wurde, wird diese für den betrachteten Tag verwendet. Ist der betrachtete Tag der erste Tag mit dem Datenfehler "keine Daten" in seinem Temperaturbereich, dann wird eine passende Leistungskurve in den gemessenen Daten gesucht, die im gleichen Temperaturbereich liegt. Falls die gemittelte Temperatur des Tages mit Datenfehler nicht in einem Bereich liegt, bei dem Leistungsmesswerte durch die Analyse vorhanden sind, so werden Leistungsdaten des nächst höheren oder niedrigeren Temperaturbereich verwendet.

Als wichtigster Faktor beim Bestimmen einer passenden Leistungskurve wird von den fünf Leistungskennzahlen die gemittelte Tagesleistung verwendet. Dazu wird die gemittelte

Tagesleistung im betrachteten Temperaturbereich herausgesucht. Anschließend wird mittels einer Python-Funktion *closest()* der Tag im gleichen Temperaturbereich, welcher die kleinste Abweichung zur gemittelten Leistung hat, ausgewählt. Liegt die Differenz der vier Leistungskennzahlen der gefundenen Leistungskurve verglichen zu den Mittelwerten unter 30 %, so wird die Leistungskurve des Tages abgespeichert. Diese entspricht somit einem für diese Temperatur typischen gemittelten Tagesleistungswert und hat durch die Überprüfung der vier anderen Leistungskennzahlen einen typischen Lastprofilverlauf. Die Kurve wird in eine Liste abgespeichert, falls ein weiterer Tag im selben Temperaturbereich "keine Daten" hat. Die passende Kurve wird dann anschließend in die Spalte *HPUModell* im Dataframe hinzugefügt.

Falls die vier Leistungskennzahlen die Bedingung jedoch nicht erfüllen, wird aus den gemessenen Kurven weiter nach einer passenden Leistungskurve gesucht. Dies geschieht so lange, bis eine passende Kurve mit den wie im vorigen Absatz beschriebenen Voraussetzungen gefunden wurde und die betrachteten Kurven keine Leistungsdifferenz von über 25 % zur gemittelten Leistung haben. Wird eine passende Kurve gefunden, so wird diese wie oben beschrieben abgespeichert. Erfüllt keine bereits bei der Wärmepumpe gemessene Leistungskurve diese Bedingungen, dann wird das Lastprofil, welches am nächsten zur gemittelten Leistung liegt, verwendet.

4.3.4 Schematischer Ablauf des fertigen Wärmepumpen-Modells

Die Vorgangsweise, wie das finale Wärmepumpenprogramm arbeitet, ist in [Abbildung 4.4](#) dargestellt. Dabei liefert das Skript ein ähnliches Ergebnis wie das PV-Modell. Der einzige Unterschied ist, dass in der ausgewerteten CSV-Gesamtdatei nur Datenfehler mit "keine Daten" vorkommen und auch nur an Tagen, an denen dieser Fehler auftritt, Leistungswerte in der Spalte *HPUModell* stehen. Die restlichen Zeilen dieser Spalte enthalten keine Werte.

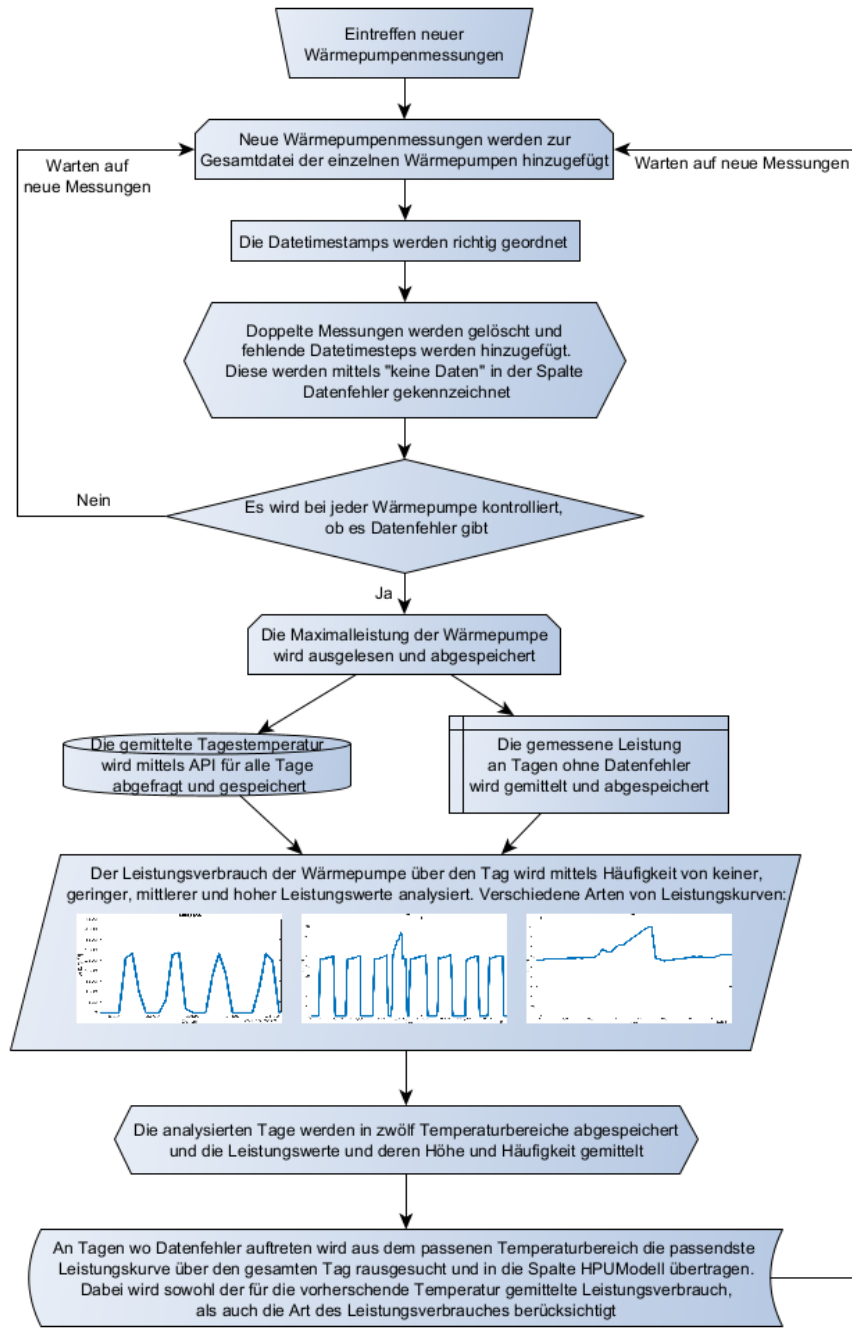


Abbildung 4.4: Flussdiagramm zum Ablauf des fertigen Python-Programms zum Auswerten der Wärmepumpen-Dateien

Kapitel 5

Auswertungen und Ergebnisse

5.1 Auswertungen und Ergebnisse zu den PV-Anlagen

5.1.1 Allgemeine Statistiken zu den PV-Anlagen

In der [Tabelle 5.1](#) ist eine erste Übersicht über die behandelten PV-Anlagen und Messwerte dargestellt. Die in dieser Arbeit verwendeten Daten stammen von 90 unterschiedlichen Anlagen. Die 90 CSV-Gesamtdateien wurden aus 746 einzelnen CSV-Dateien zusammengefügt. Eine erste Auswertung hat ergeben, dass von diesen Files 32 fehlerhaft und keine Daten in den CSV-Dateien enthalten waren. Insgesamt werden 9812544 Messzeitpunkte in Intervallen von fünf Minuten ausgewertet, von diesen 9480708 Messdaten enthielten. Bei 331836 Messzeitpunkten ist kein Messwert vorhanden. Die fehlenden Messwerte, Datum- und Uhrzeitstempel ergaben einen Messfehleranteil von 3,38 %. Werden alle fehlenden Zeitstempel zusammengezählt und auf Tage umgerechnet, so ergibt das einen Wert von 1152 Tage. Dementsprechend wichtig ist es, dass diese fehlenden Messwerte modelliert werden.

Die Auswertung der je nach PV-Anlage vorhandenen Messwerte ist in [Tabelle 5.2](#) aufgelistet. Anhand dieser Tabelle wird der große Unterschied, der aus den verschiedenen Anlagen stammenden Messdaten, verdeutlicht. Während bei einer PV-Anlage über den gesamten Betrachtungszeitraum 154080 Messwerte vorlagen, gab es bei einer anderen PV-Anlage nur 12588 Messdaten, was einem Zeitraum von knapp 44 Tagen entspricht. Der Median und der

Statistik	Anzahl
PV-Anlagen	90
PV-Daten	746
leere PV-Daten	32
Messzeitpunkte	9812544
Messwerte	9480708
keine Daten	331836
keine Daten in %	3,38

Tabelle 5.1: Übersicht über die betrachteten PV-Daten

Mittelwert liegen sehr eng zusammen. Durchschnittlich gibt es somit 105341,2 Messwerte, was in etwa einem Jahr entspricht.

Statistik	Wert
Max	154080
Min	12588
Median	118230
Mittelwert	105341,2
Standardabweichung	34992,8

Tabelle 5.2: Statistik zu Anzahl an Messwerten der PV-Anlagen

Von den 90 PV-Anlagen kommt es bei acht zu dem Datenfehler "keine Daten". Die Anzahl an Messwerten und Datenfehlern der betroffenen acht Anlagen ist in [Tabelle 5.3](#) abzulesen. Liegt der Prozentwert des Anteils von "keine Daten" bei zwei Anlagen mit 0,01 % und 6,78 % auf einem niedrigen Niveau, ist der Mittelwert mit 36,61 % an fehlenden Daten über die acht PV-Anlagen entsprechend hoch. Vor allem bei der Anlage mit der ID *64002D01FC5B* mit 82,84 % fehlenden Daten, war es schwierig, sinnvolle Leistungsberechnungen durchzuführen. In [Abbildung 5.1](#) ist die Anzahl an Messwerten und Auftreten des Datenfehlers "keine Daten" je nach Monat aller acht PV-Anlagen dargestellt. Daraus lässt sich ablesen, dass der Datenfehler vorwiegend in den Wintermonaten aufgetreten ist.

Um einen ersten Eindruck über die verschiedenen Größen der PV-Anlagen zu bekommen, wurde der maximal gemessene Wert aller 90 Anlagen herangezogen und analysiert ([Tabelle 5.4](#)). Unter den Anlagen ist mit der PV-ID *64002D0204BC* ein sehr hoher Leistungswert gemessen worden. Nachdem bei Messfehlern keine Ausreißer nach oben, sondern

PV-ID	Messwerte	Keine Daten	Keine Daten in %
64002D01FBD9	129600	9420	6,78
64002D01FC5B	12588	60768	82,84
64002D01FD55	44940	73944	62,20
64002D01FD80	93024	61056	39,63
64002D0205C1	67596	43488	39,15
64002D0205FE	101496	27936	21,58
64002D020631	117648	12	0,01
64002D020653	80340	55212	40,73
Mittelwert	80904	41479,5	36,61

Tabelle 5.3: Anzahl an fehlenden Messwerten der acht PV-Anlagen bei denen dieser Fehler auftrat

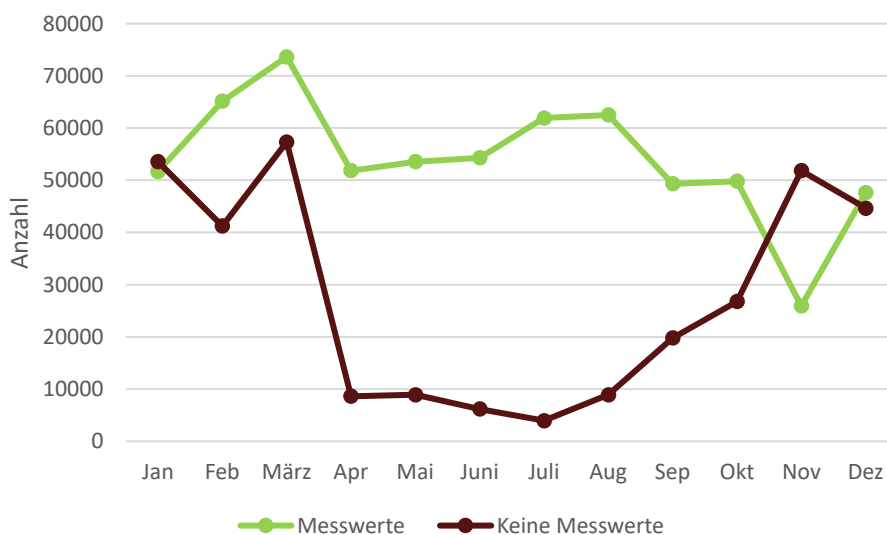


Abbildung 5.1: Anzahl an Messwerten und dem Datenfehler "keine Daten" der, von diesem Datenfehler betroffenen acht Haushalte je Monat

ausnahmslos nach unten auftraten, kann hier von einer großen PV-Anlage ausgegangen werden. Schätzungsweise liegt deren Nennleistung bei ca. 18 kWp. Im Gegensatz dazu hat die Anlage mit der PV-ID *64002D01FEB9* nur einen maximal gemessenen Wert von 14,57 W. Da jedoch bei allen anderen Anlagen Messwerte über mindestens 44 Tage vorlagen, siehe [Tabelle 5.2](#), scheint bei dieser PV-Anlage durchgehend ein Messfehler vorzuliegen. Zur Be-

rechnung der Spannweite, Mittelwert und Standardabweichung (SD) wurde die Anlage aus diesem Grund nicht berücksichtigt. Aber auch der zweitniedrigste gemessene Maximalwert war mit 1899,75 W sehr gering. Die Spannweite und die Standardabweichung verdeutlichen den großen Unterschied zwischen den in dieser Arbeit betrachteten verschiedenen Anlagen-
größen. Der Mittelwert aller Maximalwerte lag bei 4955,42 W.

Statistik	Wert in W	PV-ID
Max	18526,80	64002D0204BC
Min	14,57	64002D01FEB9
Zweites Min	1899,75	64002D01FE65
Spannweite	16627,05	
SD	2431,10	
Mittelwert	4955,42	

Tabelle 5.4: Darstellung statistischer Werte der gemessenen Maximalwerte unter Berücksichtigung aller PV-Anlagen

Um abschätzen zu können, ob es weitere PV-Anlagen mit einem geringen Anteil von Messwerten über null Watt gibt, wurde eine ähnliche Auswertung durchgeführt. [Tabelle 5.5](#) zeigt den prozentualen Anteil an gemessenen Leistungswerten mit null Watt verglichen zu den gemessenen Werten mit tatsächlicher Leistung. Die PV-Anlage mit der ID *64002D01FEB9* wurde beim Berechnen der statistischen Werte herausgenommen, da die Gesamtmessdatei der Anlage 99,97 % null Watt Messwerte erfasste. Dies kann auf einen durchgehenden Messfehler zurückgeführt werden. Ebenso weist der zweithöchste Anteil von 69,85 % einen sehr hohen Wert auf und lässt Rückschlüsse auf länger auftretende Messfehler bei dieser Anlage zu. Es gab zudem einige PV-Anlagen, bei denen der Prozentanteil sehr niedrig ausgefallen ist. Bei vier Anlagen liegt der Wert, so wie bei *64002D0206A4*, unter einem Prozent. Bei neun weiteren konnte ein Anteil von unter zehn Prozent festgestellt werden. Der Grund dafür war, dass bei einigen Wechselrichtern, auch über die Nacht hinweg, Leistungen um die zehn Watt gemessen wurden. Dies galt es beim Analysieren und Identifizieren von Messfehlern ebenfalls zu berücksichtigen. Dadurch kam es jedoch bei der Spannweite und der Standardabweichung zu sehr hohen Werten, wobei der Mittelwert mit 42,55 % in einem erwartbaren und realistischen Bereich lag.

Beim Auswerten der PV-Anlagen sind drei weitere Punkte aufgefallen. Es waren nicht zu jeder der 90 Anlagen Informationen zum Standort vorhanden. Bei vier Haushalten mit PV-Anlage fehlten Angaben zu Adresse und Koordinaten. Deshalb konnten diese in der

Statistik	Wert in %	PV-ID
Max	99,97	64002D01FEB9
Zweites Max	69,85	64002D01FB29
Min	0,35	64002D0206A4
Spannweite	69,50	
Standarabweichung	19,07	
Mittelwert	42,55	

Tabelle 5.5: Prozentualer Anteil an gemessenen null Watt Werten aller PV-Anlagen

CSV-Haushaltsliste nicht abgespeichert werden. Durch die fehlenden Ortsangaben konnten außerdem keine Wetterdaten abgefragt werden. Dies ist jedoch Voraussetzung für das Berechnen der erwarteten Leistung bei einem Leistungsfehler. Aus diesem Grund konnten bei diesen vier PV-Anlagen keine Berechnungen durchgeführt werden und sie wurden bei den weiteren Auswertungen nicht berücksichtigt.

Sechs Haushalte wiesen Messwerte von zwei PV-Anlagen auf. Um auch Informationen über die zweite Anlage abspeichern zu können, wurden in der Haushaltsliste zusätzliche Spalten eingefügt. Eine Übersicht über die beschriebenen Haushalte ist in [Tabelle 5.6](#) ersichtlich.

Keine Koordinaten	Zwei Anlagen
FFFF6442140061E6	FFFF644214006359
FFFF644214006431	FFFF644214006618
FFFF6442140064F5	FFFF64421400651B
FFFF64421400677C	FFFF6442140067CE
	FFFF64421400632D
	FFFF644214006784

Tabelle 5.6: Haushalte ohne Koordiantenangaben und welche, die zwei PV-Anlagen besitzen

Erste Auswertungen für die Detektion und Markierung von Messfehlern haben außerdem gezeigt, wie schwer das Identifizieren der unterschiedlichen Messfehler ([Unterabschnitt 3.4.2](#)) ohne das Vorhandensein weiterer Informationen ist. Auch das Verwenden einer, wie in [Unterabschnitt 4.2.5](#) beschriebenen Sonnenauf- und Sonnenuntergangsdatei, führt nicht zu einem zufriedenstellenden Ergebnis. Deswegen wurde für die PV-Modellberechnungen der gesamte Betrachtungszeitraum berücksichtigt und diese Werte als Referenz zu den Messdaten verwendet, um Messfehler leichter detektieren zu können.

5.1.2 Bestimmen der Nennleistungen und PV-Ausrichtungen

Wie bereits in [Abschnitt 4.2](#) beschrieben, werden zum Berechnen der Leistungswerte nicht nur Wetterdaten, sondern auch die Nennleistungen der einzelnen PV-Anlagen und deren Ausrichtungen benötigt.

Für eine Bestimmung der Nennleistung der betrachteten Anlage wurde nicht der Maximalwert aller gemessenen Werte verwendet, da, wie in [Unterabschnitt 4.2.1](#) ausgeführt, in seltenen Fällen die vor Ort herrschenden Bedingungen besser sein können als die der STC. Dies hat zur Folge, dass die gemessene Leistung die Nennleistung der PV-Anlage etwas übersteigen kann, weshalb solche Ausreißer nach oben vernachlässigt werden sollten. In der Literatur gibt es jedoch keine Werte, die zeigen, wie häufig dies bei PV-Anlagen vorkommt. Einerseits sollte die ausgelesene Nennleistung der Anlagen sehr nahe am Maximalwert liegen, aber für eine realistische Betrachtung nicht vollkommen mit diesen übereinstimmen. Andererseits sollte auch die Anlagengröße eine Rolle spielen. Sie zeigt, um wie viel Watt der gemessene Wert den der Nennleistung übersteigen kann.

Um analysieren zu können, welcher der Messwerte am ehesten dem der Nennleistung entspricht, werden einige Auswertungen in Bezug auf die von allen PV-Anlagen gefundene Maximalleistungen durchgeführt. Dabei wurde die Perzentilfunktion von *NumPy* verwendet. Diese ermöglicht die Teilung der gemessenen Leistungen in Quantile x_p mit einer beliebigen Anteil p . In [Tabelle 5.7](#) sind einige Statistiken zum 99,9 %- , 99,99 %- und 99,999%-Quantil der gemessenen Leistungswerte im Vergleich zum gemessenen Maximalwert angeführt. Dabei wurde zuerst der Mittelwert (MW) der Maximalwerte aller Anlagen mit dem des jeweiligen Quantilmittelwertes verglichen. Obwohl alle Quantile sehr hoch gewählt wurden, ist hier bereits ein großer Unterschied erkennbar. Während der Mittelwert des 99,9 %-Quantils noch sehr weit vom gemittelten Maximalwert entfernt lag, war die Differenz beim 99,999 %-Quantil kaum mehr vorhanden. Auch die maximale und minimale absolute und relative Abweichung zwischen dem gemessenen Maximalwert und dem jeweiligen Quantil veränderte sich stark. Der Mittelwert der absoluten Abweichung spiegelt am eindeutigsten die Bedeutung der berechneten Werte wider. Würde man das 99,9 %-Quantil als Nennleistung festlegen, so beträgt die Abweichung zum gemessenen Maximalwert durchschnittlich 462,13 W. Dies war jedoch sehr hoch verglichen zu den 4955,42 W gemittelten Maximalleistungen aller PV-Anlagen. Einen wesentlich realistischeren Wert stellt der vom 99,99 %-Quantil berechnete Mittelwert der absoluten Abweichung dar. Dieser betrug 176,42

W, was bei den in dieser Arbeit geschätzten Anlagengrößen ein zu erwartender Wert ist, da eine 5 kWp PV-Anlage bei idealen Bedingungen kurzfristig eine Leistung von ca. 5200 W liefern kann. Im Gegensatz dazu war die Abweichung des 99,999 %-Quantil deutlich zu gering.

Statistik	$x_{0.999}$	$x_{0.9999}$	$x_{0.99999}$
MW Maximalwert aller Anlagen in W	4955,42	4955,42	4955,42
MW Quantil in W	4493,29	4778,0	4915,58
Maximale absolute Abweichung in W	-2200,88	-1339,53	-660,7
Minimale absolute Abweichung in W	-2,56	-1,33	-0,02
Maximale relative Abweichung in %	-22,08	-13,51	-5,94
Minimale relative Abweichung in %	-0,05	-0,02	0,0
MW absolute Abweichung in W	-462,13	-176,42	-39,84
SD absolute Abweichung in W	402,53	213,16	87,35
MW relative Abweichung in %	-9,05	-3,40	-0,7
SD relative Abweichung in %	5,85	3,16	1,15

Tabelle 5.7: Vergleich zwischen verschiedenen Quantilen mit den Maximalwerten aller PV-Anlagen

Um die Bedeutung der verschiedenen Quantile für die Anzahl an Messwerten, welche zwischen dem Quantil und dem Maximalwert liegen müssen, zu veranschaulichen, wurde eine Berechnung für ein Jahr durchgeführt. Leistungsmessungen in Abständen von fünf Minuten über das gesamte Jahr ergaben folgende Anzahl an Messwerten:

$$A = 12 \cdot 24 \cdot 365 = 105120 \quad (5.1)$$

Die für ein Quantil x_p liegende Anzahl an Werten über ein Jahr ergibt sich aus:

$$A_{x_p} = 105120 - 105120 \cdot p \quad (5.2)$$

Die mit dieser Formel berechneten Werte sind in [Tabelle 5.8](#) dargestellt. Sind Messwerte einer PV-Anlage über ein Jahr vorhanden, liegen beim 99,9 %-Quantil 105 Werte zwischen dem Maximalwert und dem betrachteten Quantil. Diese hohe Anzahl an Messwerten über der Nennleistung einer PV-Anlage entspricht jedoch nicht den realen Bedingungen. Rea-

listischer sind über einen Zeitraum von einem Jahr durchschnittlich 10,51 Messwerte. Die Anzahl von 1,05 Messwerten ist wiederum deutlich zu niedrig, da dies bedeutet, dass das 99,999 %-Quantil fast dem des Maximalwertes entsprechen würde. Folglich ist die Nennleistung aller PV-Anlagen mit dem 99,99%-Quantil festgelegt und berechnet worden.

Werte	$x_{0,999}$	$x_{0,9999}$	$x_{0,99999}$
Über x_p	105,12	10,51	1,05

Tabelle 5.8: Anzahl an Messwerten, die über ein Jahr gesehen zwischen dem Maximalwert und dem betrachteten Quantil liegen

Eine weitere wichtige Größe für die Berechnung der PV-Leistung ist die Modulausrichtung der Anlagen. Für diese Größe sind, wie in [Unterabschnitt 4.2.1](#) beschrieben, keine Angaben vorhanden. In dieser Arbeit wurde deshalb versucht, eine Methode zu entwickeln, die die Modulausrichtung anhand der gemessenen Werte abschätzt. Dabei war die Grundannahme, dass die Leistung einer PV-Anlage am höchsten ist, wenn die Sonnenstrahlen in einem Winkel von 90 Grad zur Moduloberfläche eintreffen ([Unterabschnitt 2.1.2](#)). Für die Analyse der maximal gemessenen Werte der Anlagen je nach Jahreszeit wurde eine Auswertung durchgeführt, bei der alle Maximalwerte jeder Anlage in jedem Monat abgespeichert und dann über alle 85 PV-Anlagen gemittelt wurden. Das Ergebnis ist in [Abbildung 5.2](#) dargestellt. Die relativ hohe Maximalleistung in den Wintermonaten ist darauf zurückzuführen, dass auch im Winter an einzelnen Tagen sehr hohe Leistungen der PV-Anlagen erzielt wurden.

Der Modulneigungswinkel der PV-Anlagen ist durch die Dachneigung meist vorgegeben und liegt üblicherweise zwischen 30 und 40 Grad [24]. Hinzu kommt, dass die Modulneigung keine große Rolle bei der Leistungsproduktion spielt (siehe [Abbildung 4.2](#)). Infolgedessen war es durch Analyse der gemessenen Leistungen nicht möglich, eine Annahme über die Modulneigung der einzelnen Anlagen zu treffen. Es wurde deshalb für alle PV-Anlagen eine Modulneigung von 35 Grad bei den ersten Berechnungen angenommen ([Unterabschnitt 4.2.1](#)).

Im Vergleich zum Modulneigungswinkel hat die Modulausrichtung einen großen Einfluss auf die Leistungsproduktion. Sie kann zudem stark variieren, da PV-Module meist Richtung Süden montiert werden, aber auch Ausrichtungen nach Osten und Westen auftreten. Der Azimutwinkel der in dieser Arbeit betrachteten PV-Anlagen lag somit schätzungsweise zwischen 90 und 270 Grad ausgehend von der Himmelsrichtung Norden.

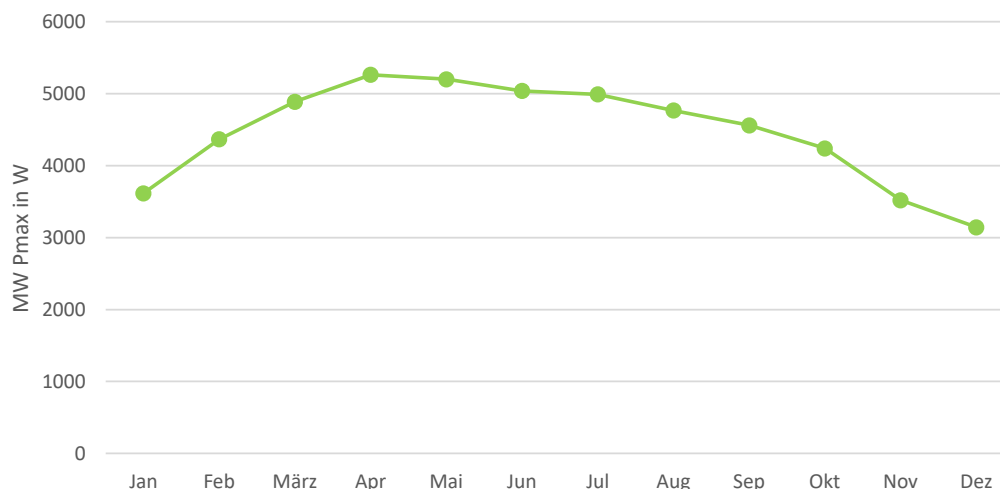


Abbildung 5.2: Die gemittelten Maximalwerte aller 85 PV-Anlagen je nach Monat

Je weiter eine PV-Anlage nach Osten ausgerichtet ist, desto eher am Tag ist mit maximalen Leistungswerten zu rechnen. Je mehr sie nach Westen zeigt, desto später sollten die maximalen Leistungswerte auftreten. Um die Ausrichtungen aller Anlagen zu bestimmen, wurde für jeden Tag die Uhrzeit analysiert, an dem der Leistungswert maximal war. Eine Übersicht über die gemittelte Uhrzeit aller Anlagen je nach Monat ist in [Abbildung 5.3](#) ersichtlich. Erkennbar ist, dass der Zeitpunkt, wann der maximale Leistungswert üblicherweise gemessen wurde, über das Jahr etwas variieren kann, wobei hier die Zeitumstellung ebenfalls eine Rolle spielt. Für eine Festlegung der Ausrichtung aller PV-Anlagen, wurden alle Uhrzeiten, an denen bei jedem Tag das Maximum aufgetreten ist t_{max} , abgespeichert und gemittelt. Bei den meisten Anlagen traten die Maxima zwischen zehn und zwölf Uhr auf.

Für eine Unterteilung der Ausrichtung der PV-Anlagen, wurden mithilfe von *Google Maps* einige Anlagen über ihre abgespeicherte Adresse herausgesucht und als Bild abgespeichert. Zum Abmessen der Ausrichtung der Anlagen kam das Bildbearbeitungsprogramm *GIMP* zum Einsatz. Mit dem Programm wurde der Azimutwinkel mittels Maßband-Tool gemessen. Die in [Tabelle 5.9](#) aufgelisteten Modul-Azimutwinkel γ_m können jedoch von der echten Modulausrichtung etwas abweichen. Einerseits sind die Bilder aus *Google Maps* keine Grundrisse der Hausdächer mit PV-Anlagen, was eine Erklärung für die leichte Verzerrung der Ansichten liefert. Andererseits spielen auch die Dachneigungen der Häuser eine Rol-

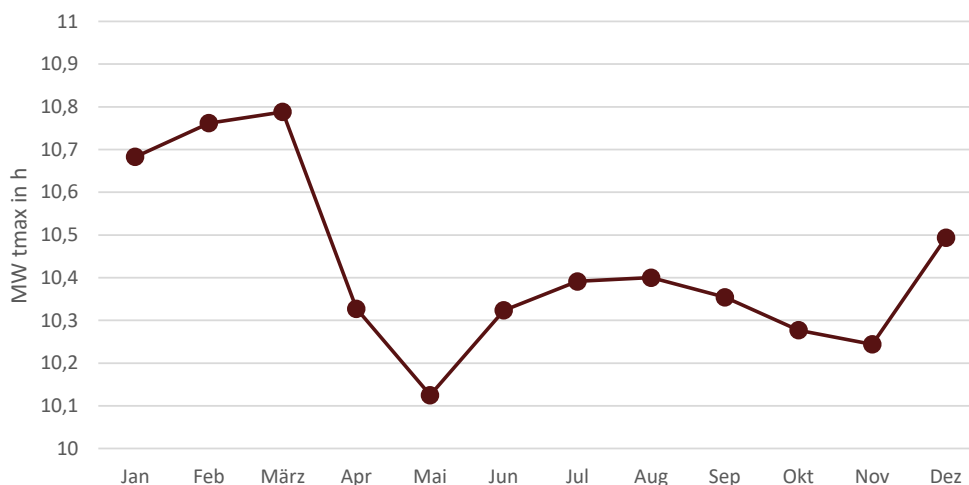


Abbildung 5.3: Die gemittelte Uhrzeit t_{max} an der die Maximalwerte aller 85 PV-Anlagen auftraten

le, die aus der Abbildung nicht abzulesen waren. Zudem konnten einige PV-Anlagen nicht mittels abgespeicherter Adresse gefunden werden und bei einigen Häusern war auf den Satellitenbildern noch keine PV-Module auf dem Dach zu erkennen, da die Bilder möglicherweise vor der Montage aufgenommen wurden. Da die bildhafte Auswertung aller 85 PV-Anlagen den Rahmen dieser Arbeit außerdem sprengen würde, wurde nur ein Teil der Anlagen mittels Maßband-Tool ausgemessen, um die Ausrichtungen je nach Uhrzeit und Messungen der Maximalleistung abschätzen zu können.

Um die Modulausrichtung aller PV-Anlagen mithilfe der gemittelten Uhrzeit der Maximalwerte t_{max} berechnen zu können, wurde eine einfache lineare Regression durchgeführt. Die daraus resultierende Regressionsgerade ist in [Abbildung 5.4](#) dargestellt. Es ist der annähernd lineare Zusammenhang zwischen t_{max} und der Modulausrichtung zu erkennen. Das Bestimmtheitsmaß betrug 0,79. Die PV-Anlage mit der ID *64002D020631* stellt einen Ausreißer dar. Verglichen zu t_{max} wurde eine hohe Modulausrichtung gemessen. Würde man diesen Ausreißer aus der linearen Regression ausnehmen, so würde sich das Bestimmtheitsmaß auf 0,88 verbessern. Dies zeigt, dass in vereinzelt Fällen Abweichungen von berechneten und realen Modulausrichtungen auftreten können. Für die Berechnungen der Modulausrichtungen γ_m aller PV-Anlagen wurde die durch einfache lineare Regression gefundene [Gleichung 5.3](#) verwendet:

PV-ID	MW t_{max} in h	Gemessene γ_m in °
64002D01FD55	9,91	129
64002D01FDAC	10,48	145
64002D01FEA8	10,21	144
64002D01FC89	10,40	131
64002D01FC69	10,72	156
64002D01FCEF	10,89	158
64002D01FD2B	10,94	170
64002D01FE8B	11,19	165
64002D01FE96	11,11	164
64002D01FEBE	10,44	161
64002D0205A5	10,69	171
64002D01FBD3	11,01	189
64002D01FC73	11,57	200
64002D01FD58	11,36	197
64002D01FE5D	11,64	205
64002D01FE74	11,16	185
64002D01FE76	11,39	201
64002D01FE9E	11,41	195
64002D0204BF	11,92	235
64002D0205BD	11,80	223
64002D020631	11,59	261

Tabelle 5.9: Mittelwert der Uhrzeit t_{max} mit Maximaltagesleistungswerten und abgemessene Modulausrichtung γ_m der betrachteten PV-Anlagen

$$\gamma_m = 55,183 \cdot t_{max} - 428,99 \quad (5.3)$$

5.1.3 Erste PV-Modellberechnungen

Um zu testen, ob die in [Unterabschnitt 4.2.2](#) und [Unterabschnitt 4.2.3](#) beschriebenen Gleichungen für die vorliegenden Messdaten eingesetzt werden können, wurden zuerst einzelne Messpunkte mit *Excel* ausgewertet und berechnet. Nachdem viele Berechnungen schon recht nahe an den gemessenen Leistungswerten gelegen hatten, wurde ein Python-Skript geschrieben, welches die benötigten Daten zur betrachteten PV-Anlage und die Wetter- und Strahlungsdaten automatisch einliest und abfragt. Zur Veranschaulichung ist der Tagesverlauf

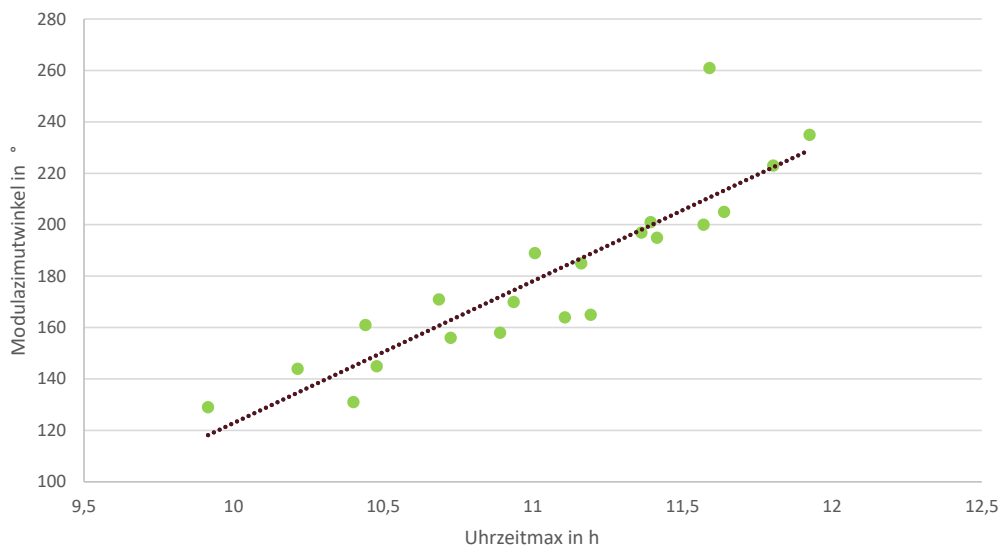


Abbildung 5.4: Einfache lineare Regression von Modulausrichtung und Uhrzeit mit gemittelter Maximaltagesleistung

der Leistungswerte der PV-Anlage *64002D02060B* vom 06.01.2020 in [Abbildung 5.5](#) dargestellt. Die ausgelesene Nennleistung der Anlage betrug 3698,39 Wp und die Ausrichtung 195 Grad.

Wie an den gemessenen Leistungswerten zu erkennen ist, handelt es sich um einen sonnigen Tag. Die Leistungskurve weist einen gleichmäßigen Verlauf ohne große Leistungsschwankungen auf. Es sind offensichtlich keine Messfehler aufgetreten, da die gemessene Leistung über den gesamten Tag hinweg deutlich über null Watt lag. Die durch das PV-Modell berechneten Werte wurden ebenfalls in das Diagramm eingetragen. Der Verlauf beider Kurven stimmt die meiste Zeit schon sehr gut überein, allerdings treten an dem Tag auch drei Probleme beim Berechnen der Leistungswerte auf, welche in [Unterabschnitt 4.2.7](#) näher erläutert wurden.

Die gemessenen Leistungen sind an zwei bis drei Messzeitpunkten deutlich geringer als die berechneten Werte des Modells. Zu diesen Zeitpunkten lagen bei der betrachteten PV-Anlage demnach schlechtere Bedingungen als bei den gemittelten Strahlungswerten von der Online-Datenbank *CAMS* vor. Grund dafür war möglicherweise eine kleine Wolke, die die Sonne für kurze Zeit verdeckt hat. Nachdem der Strahlungswert von *CAMS* jedoch ein

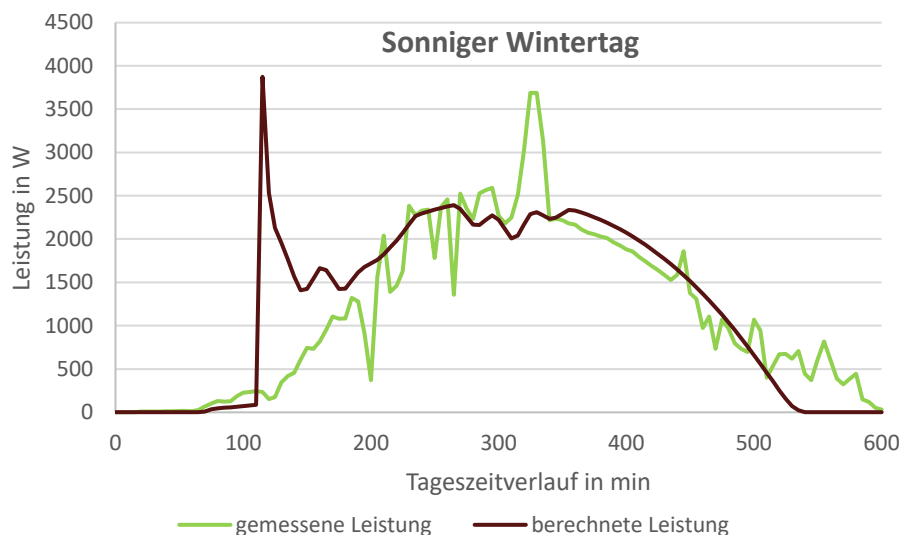


Abbildung 5.5: Leistungsverlauf eines Wintertages mit Startzeitpunkt sechs Uhr mit gemessener und berechneter Leistung

interpolierter und gemittelter Wert ist, können solche Wetterveränderungen vom Modell nicht erkannt werden. Dies ist auch der Fall, wenn sich die Bedingungen zur Stromproduktion vor Ort kurzfristig im Vergleich zu den online bezogenen Strahlungsdaten verbessern, wenn zum Beispiel die Sonne für kurze Zeit nicht mehr von Wolken verdeckt wurde. Diese Differenz von gemessenen und berechneten Werten ist an wechselhaften Sommertagen noch deutlich ausgeprägter. Je größer die PV-Anlagen waren, desto mehr verstärkt sich diese Abweichung. In [Abbildung 5.6](#) ist die größte PV-Anlage *64002D0204BC* mit einer nach [Unterabschnitt 5.1.2](#) geschätzten Nennleistung von 18478,51 Wp im Sommer dargestellt.

Ein weiteres Problem beim Berechnen der Leistung ist in [Abbildung 5.5](#) am Abend zu sehen. Während am Abend für kurze Zeit gute Bedingungen für die PV-Anlage vorhanden waren, lieferten die Strahlungsdaten von *CAMS* keine Werte mehr, wodurch die mittels Modell berechneten Werte bereits auf null Watt abgesunken sind. Diese zwei Fehler konnten im PV-Modell nicht verbessert werden, da dafür direkt vor Ort gemessene Strahlungsdaten notwendig wären.

Die wohl größte Abweichung zwischen berechneten und gemessenen Leistungswerten sind jedoch in [Abbildung 5.5](#) in der Früh zu erkennen. Die berechnete Leistung ist über ei-

nige Messzeitpunkte viel zu hoch und nimmt, nach den starken Ausreißern nach oben, langsam wieder ab. Dies ist ein für ein PV-Modul völlig untypischer Verlauf, da normalerweise in der Früh die Leistung langsam zunimmt. Diese Leistungsspitzen in der Früh kommen nicht an allen Tagen vor, nur wenn der Strahlungswert der Direktstrahlung der Online-Datenbank deutlich über null Watt pro Quadratmeter lag. Durch den niedrigen Höhenwinkel und dem damit einhergehenden hohen Sonnenzenitwinkel wird der Nenner im Bruch von Gleichung 4.9 sehr klein. Als Folge wird der Term der Direktstrahlung unrealistisch hoch. Um das zu verhindern, sind die in Unterabschnitt 4.2.4 beschriebenen Begrenzungen eingeführt worden. In weiterer Folge wurde das Modell bei niedrigen Höhenwinkel durch eine Wurzelfunktion angepasst. Liegt der Höhenwinkel unter einem bestimmten Grenzwinkel, so wird der $1/\cos(\sigma_z)$ Term in der Gleichung 4.9 durch eine Wurzelfunktion (siehe Unterabschnitt 5.1.4) ersetzt, um die starken Ausreißer nach oben zu verhindern und ein für die Direkteinstrahlung typischen Verlauf bei niedrigen Höhenwinkeln zu modellieren.

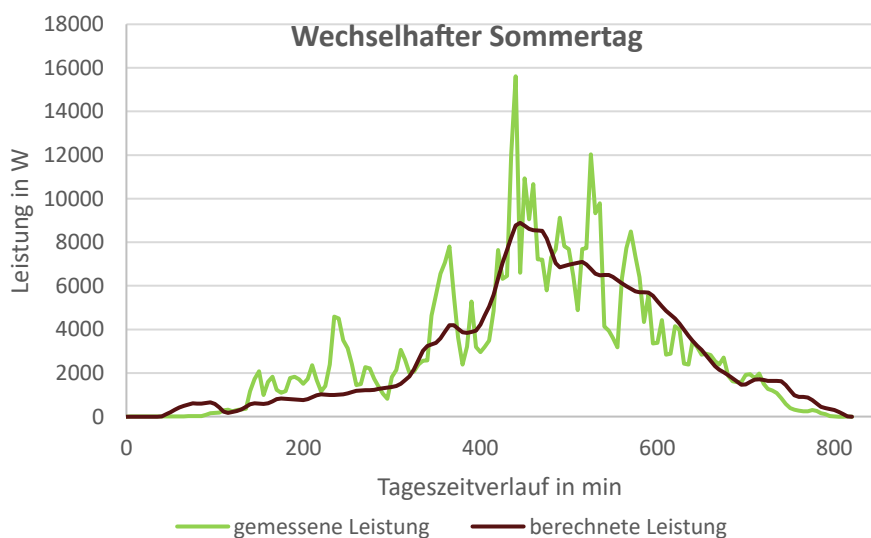


Abbildung 5.6: Leistungsverlauf der größten PV-Anlage mit Startzeitpunkt vier Uhr an einem wechselhaften Sommertag

5.1.4 Verbesserung des PV-Modells

Die meisten in [Unterabschnitt 4.2.7](#) beschriebenen Berechnungsproblem der Leistungswerte können aufgrund der fehlenden Messwerte und Informationen nicht behoben werden. Der fehlerhafte und realitätsferne Verlauf des PV-Modells bei niedrigem Höhenwinkel in der Früh und am Abend bei Direktstrahlung wurde jedoch analysiert und verbessert.

Die für die Direktstrahlung verwendete Formel aus [Unterabschnitt 4.2.3](#) ist hier noch einmal beschrieben:

$$G_{bT} = G_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \sigma_z} \quad (5.4)$$

Der direkte Einstrahlungsterm auf die horizontale Ebene G_b steigt an schönen Tagen meist linear an. Der Sonneneinfallswinkel auf das geneigte Modul θ hängt von der Modulneigung, Modulausrichtung und Sonnenposition ab. Ein für die Multiplikation der zwei Terme typischer Verlauf $G_{b_{lin}}$ ist in [Abbildung 5.7](#) zu sehen. Die nach der Division des Kosinustermes mit dem Sonnenzenitwinkel σ_z berechneten Werte für die auf das geneigte Modul auftreffende Direktstrahlung $G_{b_{cos}}$ ist ebenfalls dargestellt. Um die Messwerte vergleichen und besser darstellen zu können, wurde der fehlerhaft berechnete Wert von $8316,48 \frac{W}{m^2}$ bei einem Höhenwinkel von 0,13 Grad entfernt. Die durch [Gleichung 5.4](#) berechneten Werte waren durch den Kosinusterm viel zu hoch und entsprechen nicht dem typischen Verlauf der zunehmenden Diffusstrahlung bei steigender Einstrahlungsstärke und Höhenwinkel. Um den in [Unterabschnitt 2.1.4](#) dargestellten Verlauf in der Früh modellieren zu können, wurde die Division durch den Kosinusterm bei niedrigen Höhenwinkel entfernt und durch eine Multiplikation mit einer Wurzelfunktion ersetzt. Diese wurde so aufgestellt, dass sie bei einem Höhenwinkel von null Grad auch null wird. Außerdem sollte der Übergang zwischen dem Wurzel- und Kosinusterm beim Berechnen von G_{bT} stetig verlaufen. Der berechnete direkte Einstrahlungsterm auf die horizontale Ebene sollte dementsprechend beim betrachteten Grenzwert des Höhenwinkels bei beiden Berechnungsformeln gleich groß sein. Die mit diesen Randbedingungen berechneten Wurzelfunktionen bei verschiedenen Grenzhöhenwinkel h_g sind in [Tabelle 5.10](#) aufgelistet.

Legt man fest, dass die Direktstrahlung auf eine geneigte PV-Anlage bis zu einem Höhenwinkel h der Sonne von 10 Grad mit dem Wurzelterm berechnet werden sollte, so be-

h_g in °	Wurzelterm
5	$5,13 \cdot \sqrt{h}$
10	$1,82 \cdot \sqrt{h}$
15	$1,00 \cdot \sqrt{h}$

Tabelle 5.10: Wurzelterme je nach Grenzhöhenwinkel h_g

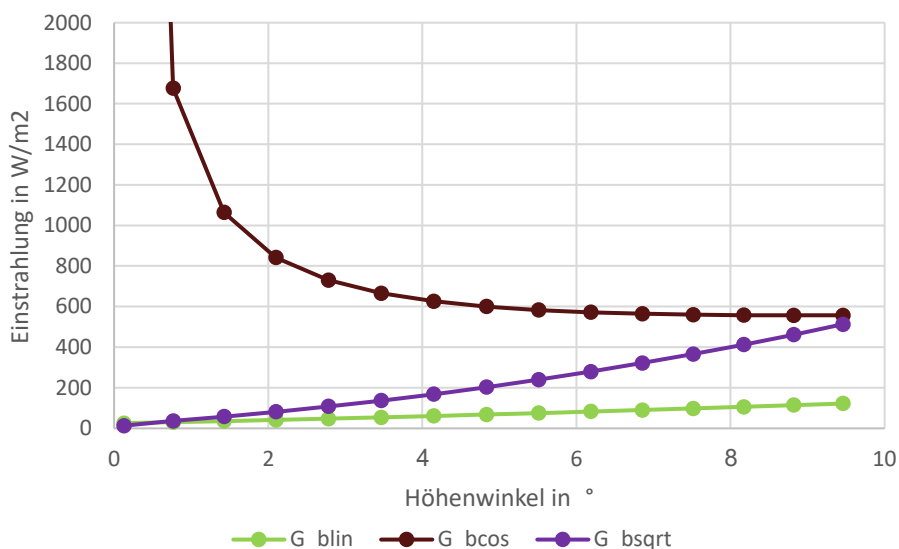


Abbildung 5.7: Direkteinstrahlungsterme bei einem Höhenwinkel zwischen 0 und 10 Grad

rechnete sich dieser mit:

$$G_{bT} = G_b \cdot \cos \theta \cdot 1,82 \cdot \sqrt{h} \quad (5.5)$$

Der durch diese Gleichung ansteigende Verlauf der Direktstrahlung mit dem Wurzelterm $G_{b_{sqrt}}$ ist in [Abbildung 5.7](#) ebenfalls verdeutlicht. Dieser weist einen typischen Verlauf der Zunahme an Direktstrahlung mit zunehmendem Höhenwinkel h auf. Verglichen zu den mit [Gleichung 5.4](#) berechneten Messwerten stellt dieser einen deutlich besseren und realistischen Verlauf dar. Denn während die Berechnung mit der Kosinusdivision bei einem Höhenwinkel von null Grad Richtung unendlich geht, starten die berechneten Werte mit [Gleichung 5.5](#) bei $0 \frac{W}{m^2}$.

Die durch Gleichung 5.4 und Gleichung 5.5 unterschiedlich berechneten Werte für die Leistung P sind in Abbildung 5.8 bis Abbildung 5.10 dargestellt. Dabei wurden die gemessenen und berechneten Werte bei drei verschiedene PV-Anlagen an einem sonnigen Tag verglichen.

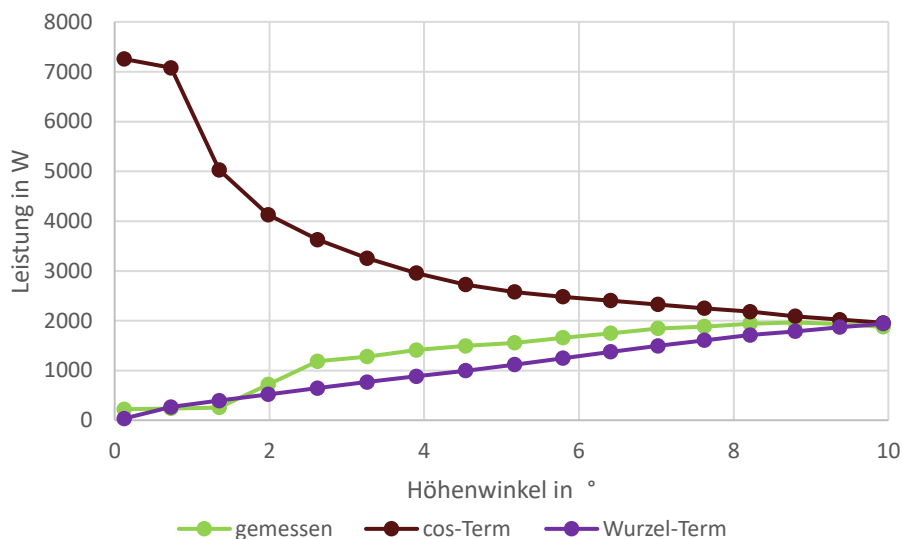


Abbildung 5.8: Gemessene und berechnete Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm der PV-Anlage 64002D0204C0

Es ist klar ersichtlich, dass die Leistungsberechnungen mit Gleichung 5.5 deutlich näher an den gemessenen Leistungswerten liegen, als die Werte, bei denen für die Berechnung der Direkteinstrahlung der Kosinusterm verwendet wurde. Dies zeigt sich auch bei der zuvor betrachteten PV-Anlage 64002D02060B am 06.01.2020. Während die berechneten Leistungswerte in der Früh mit dem Kosinusterm viel zu hoch liegen, sind die mit dem Wurzelterm berechneten Leistungen, bis zu einem Höhenwinkel von zehn Grad, gute Näherungen (Abbildung 5.11).

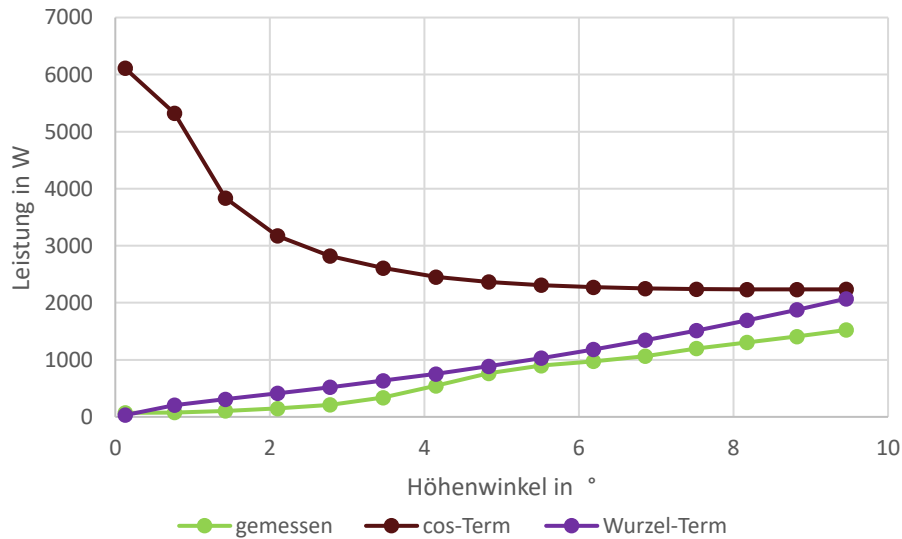


Abbildung 5.9: Gemessene und berechnete Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm der PV-Anlage 64002D02062A

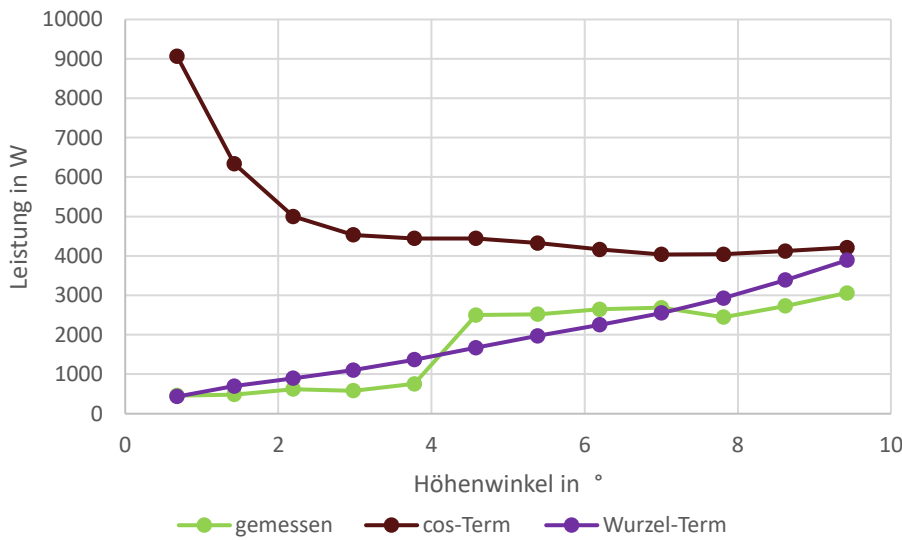


Abbildung 5.10: Gemessene und berechnete Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm der PV-Anlage 64002D0205A8

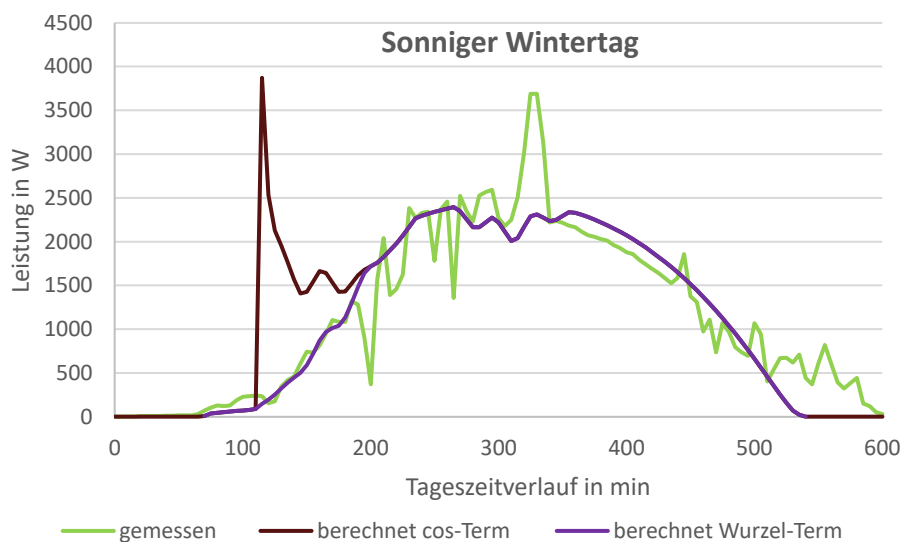


Abbildung 5.11: Vergleich des Leistungsverlaufes eines Wintertages mit Startzeitpunkt sechs Uhr mit gemessener und berechneter Leistung mit Kosinusterm und Wurzelterm

5.1.5 Auswertungen zu Zeitdifferenz und Schneetagen

Für die Bewertung ab wann ein Messfehler bei niedrigen Leistungswerten vorliegt, wurden Auswertungen zum Start- und Endzeitpunkt der Leistungsproduktion der PV-Anlagen durchgeführt. Es wurde an jedem Tag die Uhrzeit aller PV-Anlagen, ab wann der gemessene Leistungswert das erste Mal einen Leistungsgrenzwert übertroffen hat, ermittelt. Der Leistungsgrenzwert setzte sich zusammen aus der Multiplikation von zehn Prozent der Nennleistung mit dem passenden Monatsfaktor aus [Tabelle 4.3](#). Es konnten dadurch die unterschiedlichen Anlagengrößen mitberücksichtigt werden. Die je nach Monat gemittelten Startuhrzeiten und Enduhrzeiten mit Mittelwert und Standardabweichung sind in [Tabelle 5.11](#) aufgelistet.

Daraus ist deutlich zu erkennen, wie stark die Start- und Endzeiten je nach Monat aufgrund der unterschiedlichen Tageslänge schwanken. Ebenso gibt es zwischen den einzelnen PV-Anlagen teilweise große Unterschiede. Diese betreffen den Zeitpunkt des Beginns und des Endes der Stromproduktion durch die PV-Anlagen. Die Standardabweichung war bei den Startzeitpunkten besonders im Mai, Juli, September und November hoch. Bei den

Monat	MW Startzeit in h	SD Startzeit in h	MW Endzeit in h	SD Endzeit in h
Jan	7,51	0,11	14,68	0,38
Feb	6,52	0,15	15,54	0,18
März	5,52	0,15	16,51	0,11
Apr	4,52	0,13	17,48	0,14
Mai	3,99	0,50	17,53	0,18
Juni	3,58	0,26	18,36	0,39
Juli	3,84	0,47	18,28	0,45
Aug	4,51	0,12	17,47	0,24
Sep	5,26	0,46	16,50	0,16
Okt	6,25	0,43	15,46	0,25
Nov	6,80	0,46	14,50	0,16
Dez	7,55	0,21	14,38	0,36

Tabelle 5.11: Start- und Enduhrzeit aller Haushalte bei der Leistung produziert wurde

Endzeitpunkten streut die Uhrzeit, vor allem im Januar, Juni, Juli und Dezember, zwischen den verschiedenen PV-Anlagen mehr um den Mittelwert. Der Unterschied zeigt, dass die Bestimmung der genauen Uhrzeit, wann die erste Leistung erzeugt wird, mit einigen Problemen behaftet ist. Es ist schwierig zu ermitteln, ab wann mit Leistungswerten bei den verschiedenen PV-Anlagen zu rechnen ist. Das Wetter (Sonnenschein oder Wolken) spielt dabei ebenso eine entscheidende Rolle, wie die Jahreszeit und die Ausrichtung der PV-Anlagen.

Anschließend wurde aus den berechneten Start- und Endzeitwerten der verschiedenen PV-Anlagen die zeitliche Differenz zu den Werten der, in [Unterabschnitt 4.2.5](#) beschriebenen Sonnenaufgangs- und Sonnenuntergangsdatei berechnet. Für jeden Tag wurde die Uhrzeit des Sonnenaufganges mit dem Startzeitpunkt der betrachteten Anlage subtrahiert. Die gleiche Berechnung wurde analog für jeden Abend und jede PV-Anlage angewandt. [Tabelle 5.12](#) zeigt die berechneten Mittelwerte und Standardabweichungen der Differenz über alle Anlagen.

Die Berechnungen ergaben, dass tendenziell die Leistungsgrenzwerte etwas früher als die Uhrzeit des Sonnenaufganges erreicht wurden. Am Abend war der Unterschied noch deutlich erkennbarer. Der letzte Messwert, der über der Leistungsgrenze war, wurde immer deutlich früher gemessen als die Uhrzeit des Sonnenuntergangs. Mit Hilfe der spezifischen Zeitdifferenz je nach PV-Anlage wurde versucht, genau abzuschätzen, ab wann der

Monat	MW Δt_{Auf} in min	SD Δt_{Auf} in min	MW Δt_{Unt} in min	SD Δt_{Unt} in min
Jan	-7,06	34,87	110,41	41,37
Feb	7,80	28,34	93,56	45,14
März	29,38	37,92	87,12	61,01
Apr	97,92	50,74	132,20	91,79
Mai	69,81	44,01	158,39	69,67
Juni	53,72	39,67	171,49	66,51
Juli	65,38	40,02	166,90	67,89
Aug	68,36	47,23	157,24	73,74
Sep	78,39	50,92	142,44	79,65
Okt	60,01	53,61	128,60	78,90
Nov	4,98	44,67	99,56	63,66
Dez	-6,23	50,04	118,13	66,72

Tabelle 5.12: Zeitdifferenz zwischen Sonnenaufgang Δt_{Auf} und Sonnenuntergang Δt_{Unt} und den Start- und Endzeiten der verschiedenen PV-Anlagen

Datenfehler "Keine Leistungsmessung" und "Kaum Leistungsmessung" bei den einzelnen Leistungsmessungen vorliegt. Allerdings waren die Standardabweichungen der Zeitdifferenz nicht nur zwischen den Anlagen sehr groß, sondern schwankten auch stark je nach Wetter und Monat. Demzufolge wurden die Ergebnisse aus [Tabelle 5.12](#) für alle PV-Anlagen verallgemeinert und die in [Unterabschnitt 4.2.5](#) beschriebenen Zeitpuffer eingeführt. Bei diesen wurden aufgrund der großen Unterschiede innerhalb der PV-Anlage die Parameter Größe und Ausrichtung sehr hoch gewählt, um eine Überkorrektur zu verhindern.

Auch für Tage, an denen die Auswertung "Kaum Leistung" und "Kaum Leistung/Schnee" auftrat, wurden viele Grenzwerte getestet und analysiert. Dazu wurden die Leistungen einiger PV-Anlagen berechnet und die zu den jeweiligen Messzeitpunkten herrschenden Strahlungs-, Temperatur- und Niederschlagswerte in die CSV-Dateien hinzugefügt. Anschließend wurden einzelne Tage, bei denen eindeutig Messfehler vorlagen oder Schnee auf der PV-Anlage die Einstrahlung auf die Module verhinderte, herausgesucht und die Leistungsmittelwerte der berechneten und gemessenen Werte analysiert. Eine beispielhafte Auswertung zum Bestimmen der Grenzwerte bei Schneetagen wird in [Tabelle 5.13](#) aufgeführt. Es wurden die gemessenen Leistungswerte, Temperaturwerte und Niederschlagswerte über die betrachteten Tage, bei denen mit hoher Wahrscheinlichkeit Schnee auf den PV-Anlagen vorhanden war, gemittelt. Der gemessene und gemittelte Leistungswert berücksichtigt dabei auch die in der Nacht gemessenen null Watt Werte, da dies einfacher zu ermitteln war.

PV-ID	P_{nenn} in Wp	MW P in W	MW T_{24h} in °C	MW N_{24h} in mm/h
64002D020631	2586,22	11,09	1,28	0,02
64002D01FCEB	5008,04	21,12	-1,57	0,23
64002D01FEB5	9783,11	23,88	-3,44	0,10

Tabelle 5.13: Auswertungen von drei PV-Anlagen an Tagen, an denen mit hoher Wahrscheinlichkeit Schnee auf den Modulen lag

Nachdem auch bei diesen Auswertungen eine große Streuung der betrachteten Leistungs-, Temperatur- und Niederschlagswerten bei den unterschiedlichen PV-Anlagen und vorherrschenden Wetterverhältnissen vorlag, wurden ebenfalls die Grenzwerte für die Markierung von Fehlern sehr niedrig gewählt. Die in [Unterabschnitt 4.2.5](#) und [Unterabschnitt 4.2.6](#) beschriebenen Grenzwerte für die Fehler "Kaum Leistung" und "Kaum Leistung/Schnee" wurden in weiterer Folge für alle Anlagen getestet und kontrolliert. Für die Darstellung der Daten auf der Homepage *OpenDataPlattform* wurden die Tage, an denen Schnee auf den Modulen detektiert wurde, in den fertigen Gesamtdateien in der Spalte *Datenfehler* mit "keine Fehler" markiert. Es handelt sich bei den niedrig gemessenen Leistungswerten nicht um Messfehler, sondern um ungünstige Wetterbedingungen, da Schnee die Leistung der PV-Module stark abschwächt.

5.1.6 Analyse der berechneten Leistungswerte

Für die Analyse, wie gut die berechneten Leistungswerte im Vergleich zu den gemessenen Leistungswerten approximiert werden konnten, wurden die in [Unterabschnitt 4.2.7](#) Methoden angewandt. Ein Maß dafür ist die relative Abweichung zwischen den zwei Werten. Ist diese gering, so liegt der berechnete Wert sehr nahe am gemessenen Wert.

Die ersten Berechnungen des PV-Modells wurden noch ohne die in [Unterabschnitt 5.1.4](#) angeführten Verbesserungen durchgeführt. Ebenso werden für die Berechnungen der Leistungswerte die in [Abschnitt 4.2](#) besprochenen Einschränkungen, sowie das Detektieren von Fehlern, noch nicht angewandt. Die daraus resultierende prozentuale, gemittelte und relative Abweichung war mit 724,09 % sehr hoch. Die Standardabweichung betrug, 1502,59 % und war ungewöhnlich hoch. Wird ein Leistungsgrenzwert P_{Gr} verwendet und die relative Abweichung der beiden Leistungswerte nur berechnet, wenn sowohl berechneter als auch gemessener Wert diesen Grenzwert übersteigen, dann verbessern sich die Werte deutlich

(Tabelle 5.14). Die Abnahme der über alle Anlagen gemittelten, relativen Abweichung d_{rel} ist in Abbildung 5.12 zu sehen. Bereits durch die Anwendung eines Grenzwertes von zehn Watt kommt es zu einer deutlichen Verbesserung der relativen Abweichung innerhalb der PV-Anlagen. Um den Grund für diese hohen statistischen Werte zu analysieren, wurden weitere Auswertungen gemacht.

P_G in W	MW d_{rel} in %	STB d_{rel} in %	Max in %	Min in %
0	724,09	1502,59	10053,01	58,08
10	158,69	120,29	691,85	7,70
25	102,27	73,08	517,26	-1,88
50	84,48	57,63	382,92	-9,43
100	67,16	41,57	250,98	-17,82
200	50,79	31,99	155,27	-25,21
500	31,35	25,06	124,55	-30,42

Tabelle 5.14: Berechnete Werte zur relativen Abweichung d_{rel} unter Berücksichtigung aller 85 PV-Anlagen bei unterschiedlichen Leistungsgrenzwerten P_G

Nachdem die relative Abweichung bei allen PV-Anlagen sehr hoch und positiv war, liegt der gemessene Wert zu einigen Messzeitpunkten offensichtlich deutlich unter dem des berechneten Wertes. Aufgrund der Division (gemessener Leistungswert durch die Differenz des gemessenen und berechneten Wertes) werden, wie bereits in Unterabschnitt 4.2.7 ausgeführt, die relativen Abweichungen sehr hoch. Eine exemplarische Auswertung einer PV-Anlage *64002D02063D* in der Früh, bei der diese Beobachtung zum Tragen kommt, ist in Tabelle 5.15 aufgelistet. Die PV-Modellberechnungen beginnen etwas früher als die gemessenen Leistungswerte. Obwohl die absolute Differenz sehr klein ist und die berechneten Werte einen guten Leistungsverlauf aufweisen, kommt es zu sehr hohen relativen Abweichungen. Die Anzahl der Ausreißer nach oben wird zusätzlich durch die bei niedrigen Höhenwinkeln viel zu hoch berechneten Leistungen bei Direkteinstrahlung (siehe Unterabschnitt 5.1.4) erhöht.

Vor allem in der Früh und am Abend sind die gemessenen Leistungen sehr niedrig. Deshalb wurde untersucht, wie sich die gemittelte relative Abweichung untertags ändert (Abbildung 5.13). Dazu sind die Messungen der Abweichungen in den ersten und letzten Minuten des Tages nicht mitberücksichtigt worden. Die gemittelte relative Abweichung verbessert sich dadurch deutlich, auch ohne einen Leistungsgrenzwert. Werden die ersten und letzten sechs berechneten relativen Abweichungen jedes Tages und aller PV-Anlagen

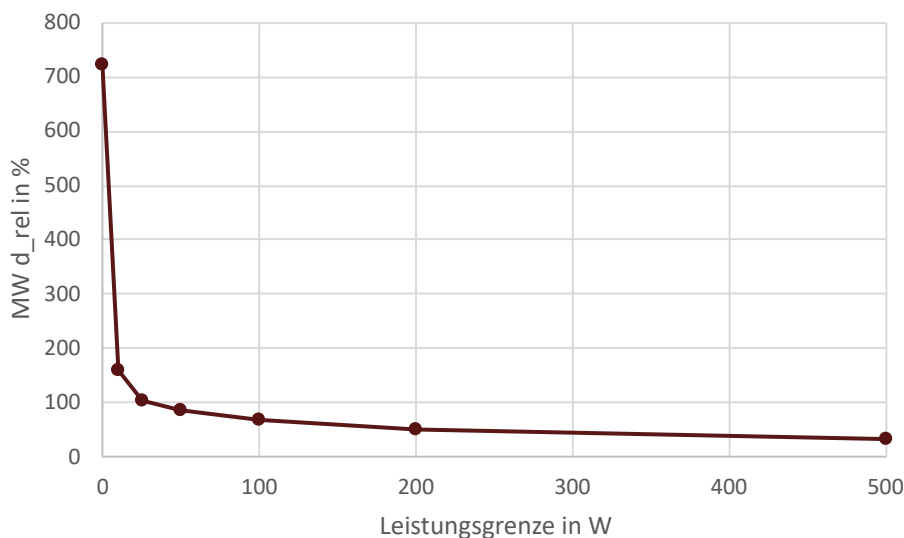


Abbildung 5.12: Die gemittelte relative Abweichung aller PV-Anlagen, je nach herangezogenem Leistungsgrenzwert

Timestamp_from	Ptotal_W	PVModell in W	d_{rel} in %
2020-05-14 03:40:00	0	2,23576026	0
2020-05-14 03:45:00	0	21,5239255	0
2020-05-14 03:50:00	0	38,1895173	0
2020-05-14 03:55:00	0	57,9183452	0
2020-05-14 04:00:00	2,11	68,6229844	3152,27414
2020-05-14 04:05:00	8,93	76,3739706	755,251631
2020-05-14 04:10:00	10,53	75,9574996	621,343776
2020-05-14 04:15:00	11,0264	79,7169963	622,964851
2020-05-14 04:20:00	15,0334	87,0432	478,998763

Tabelle 5.15: Hohe relative Abweichung in der Früh bei der PV-Anlage *64002D02063D*

nicht berücksichtigt, so verbessert sich die relative Abweichung im Mittel von 724,09 % auf 293,92 %. Das zeigt, dass die sehr hohen relativen Abweichungen vor allem in der Früh und am Abend auftraten. Allerdings deuten die Daten darauf hin, dass auch im Laufe des Tages teils sehr große Unterschiede zwischen gemessenen und berechneten Leistungswerten vorliegen.

Wie sich die mittlere relative Abweichung d_{Mrel} je nach Jahreszeit verhält, ist in [Ab-](#)

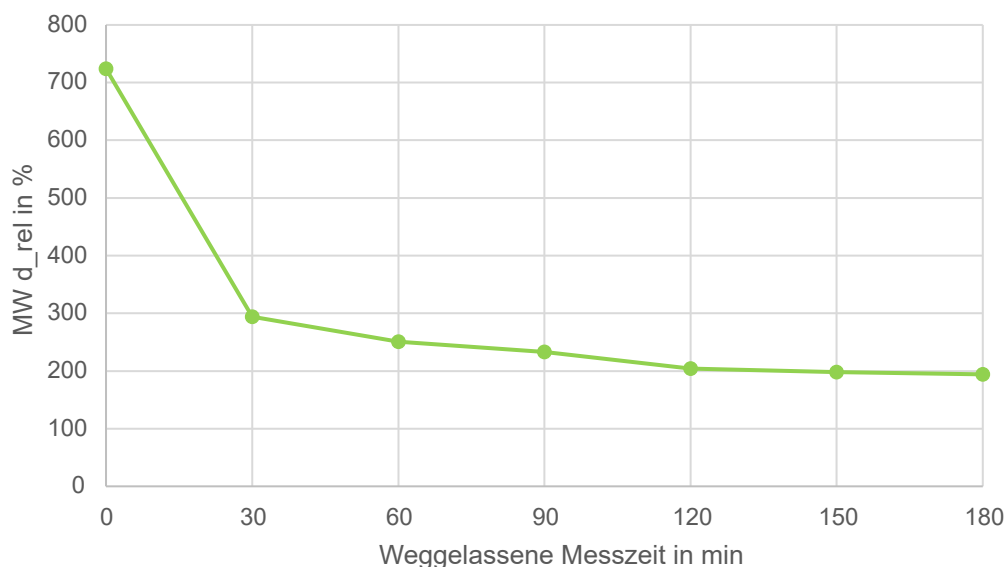


Abbildung 5.13: Zeitspanne, über die die gemittelten relativen Abweichungen in der Früh und am Abend nicht mitberücksichtigt wurden

Abbildung 5.14 ausgewertet worden. Ist kein Leistungsgrenzwert P_{Gr} beim Berechnen der gemittelten relativen Abweichung verwendet worden, so war diese in den Wintermonaten besonders hoch. Dies ist nicht verwunderlich, denn im Winter kommen natürlich öfter niedrig gemessene Leistungswerte im Vergleich zum Sommer vor und unterscheiden sich stärker von den mittels PV-Modell berechneten Werten. Außerdem wurden bei dieser Auswertung noch keine saisonalen Bedingungen berücksichtigt, wie zum Beispiel winterliche Tage, an denen Schnee auf der PV-Anlage lag, welcher die Stromproduktion behinderte. Wurden nur gemessene und berechnete Leistungswerte beim Berechnen der relativen Abweichung verwendet, welche beide über 100 W lagen, überstieg d_{Mrel} nur im Januar und Dezember den Wert von 100 %.

Um besser abschätzen zu können, wie groß die Differenzen zwischen gemessenen und berechneten Leistungswerten wirklich sind, wurde zusätzlich die absolute Abweichung betrachtet. Da die Größe einer Anlage eine erhebliche Rolle spielt, wurde die Nennleistung der PV-Anlagen miteinbezogen. Denn liegt die absolute Abweichung bei einer Anlage mit 2000 Wp Nennleistung bei 500 W, so ist das eine relativ hohe Abweichung. Tritt die Abweichung jedoch bei einer Anlage mit 18 kWp Nennleistung auf, ist dieser berechnete Wert

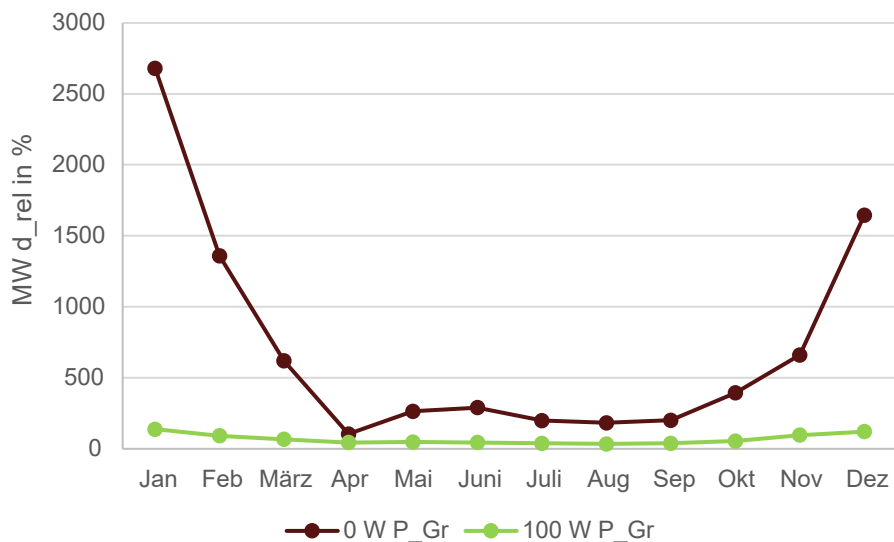


Abbildung 5.14: Gemittelte relative Abweichung je nach Monat aller PV-Anlagen

eine gute Näherung an den gemessenen Wert. In [Tabelle 5.16](#) sind die Anzahl an gemessenen absoluten Abweichungen, in Relation zur Anlagengröße als Prozentwert aufgelistet. Lag der berechnete Wert zum Beispiel zwischen 10 - 20 Prozent der Nennleistung, wurde der Wert diesem Bereich zugeordnet und die Anzahl erhöht. Während in 64,33 Prozent der Fälle die berechnete Leistung höher lag als die gemessene Leistung, war der gemessene Wert zu 35,67 Prozent höher. Das ist in der [Tabelle 5.16](#) dadurch ersichtlich, dass es deutlich mehr positive absolute Abweichungen gibt, als negative. Dies verdeutlicht, dass die berechneten Leistungswerte mit dem Standardmodell, ohne Verbesserung des Modells, die Leistungswerte eher überschätzen. Vor allem die recht hohe Anzahl an Werten, bei der die absolute Abweichung über 60 % der Nennleistung lag, deutet auf einen Fehler in den PV-Modellberechnungen hin. Die Anzahl an sehr gut berechneten Leistungswerten mit geringer absoluter Abweichung ist mit 58,79 % noch sehr niedrig. Werte, die zwischen 10 und 20 % der Nennleistung sowohl im negativen als auch im positiven Bereich liegen, können unter den in dieser Arbeit vorherrschenden Bedingungen (siehe [Unterabschnitt 4.2.7](#)) auch als gut geschätzte Leistungswerte angesehen werden.

Es wurden einige Auswertungen mit den in [Tabelle 5.10](#) aufgelisteten Wurzelfunktionen durchgeführt. Durch das Verwenden der Wurzelfunktionen bei niedrigen Höhenwinkeln

absolute Abweichungsbereiche	Anzahl an Werten in %
<-60 % P_{nenn}	0,17
-60 bis -40 % P_{nenn}	0,69
-40 bis -20 % P_{nenn}	4,39
-20 bis -10 % P_{nenn}	7,40
-10 bis 0 % P_{nenn}	23,02
0 bis 10 % P_{nenn}	35,77
10 bis 20 % P_{nenn}	14,85
20 bis 40 % P_{nenn}	9,57
40 bis 60 % P_{nenn}	3,00
>60 % P_{nenn}	1,14

Tabelle 5.16: Anzahl der Werte der absoluten Abweichungen in den verschiedenen Leistungsabweichungsbereichen, unter Berücksichtigung der Nennleistungen (P_{nenn}) der PV-Anlagen

unter Direkteinstrahlung auf die PV-Anlagen, konnte das PV-Modell deutlich verbessert werden. Analysen wurden mit den Wurzelfunktionen in 5 Grad-Schritten des Höhenwinkels bis zu 25 Grad durchgeführt. Die Auswertungen zeigten jedoch, dass die Änderungen bei über 10 Grad nur mehr minimal waren. Deswegen wurden die Leistungen bis zu einem Höhenwinkel von unter 10 Grad mit dem Wurzelterm berechnet ([Gleichung 5.5](#)). Betrug der Höhenwinkel mehr als 10 Grad, wurde der in [Gleichung 5.4](#) dargestellte Term $1/\cos\sigma_z$ verwendet. Ein Vergleich, wie hoch die Anzahl an absoluten Abweichungen beim Betrachten der verschiedenen Auswertungen war, ist in [Tabelle 5.17](#) aufgelistet und in [Abbildung 5.15](#) dargestellt. Die absolute Abweichung mit dem Standardmodell (STDM) und ohne Berücksichtigung von Schneetagen und Messfehlern liegt zu 81,04 % im Bereich zwischen -20 und +20 % der Nennleistung. Dieser Wert erhöht sich auf 82,85 %, wenn Datenfehler und Schneetage im Modell berücksichtigt werden. Mit Verwenden der Wurzelfunktion bis zu einem Höhenwinkel von 10 Grad kann der Wert weiter verbessert werden und liegt bei 85,23 %. Vor allem die hohen Abweichungen, die über 60 % der Nennleistung lagen, konnten durch die Wurzelfunktion deutlich reduziert werden. Allerdings ist der Anteil an positiven Werten immer noch deutlich höher als der der negativen Werte.

Um zu kontrollieren, in welchen Monaten es hauptsächlich zu einer Überschätzung der Leistung kam, wurde ausgewertet in welchen Monaten die absoluten Abweichungen in den hohen und mittelhohen Abweichungsbereichen lagen. Die dazugehörigen Graphen sind in [Abbildung 5.16](#) und [Abbildung 5.17](#) eingezeichnet. Es ist deutlich zu erkennen, dass die zu

abs. Abweichungsbereiche	STDM_ohne	STDM_mit	Wurzel-Modell	Finales-Modell
-20 bis 20 % P_{nenn}	81,04	82,85	85,23	86,22
<-60 % P_{nenn}	0,17	0,15	0,14	0,18
-60 bis -40 % P_{nenn}	0,69	0,62	0,60	0,83
-40 bis -20 % P_{nenn}	4,39	3,97	4,03	5,87
-20 bis -10 % P_{nenn}	7,40	6,73	6,47	8,72
-10 bis 0 % P_{nenn}	23,02	24,12	24,26	28,56
0 bis 10 % P_{nenn}	35,77	38,66	41,85	39,24
10 bis 20 % P_{nenn}	14,85	13,34	12,66	9,70
20 bis 40 % P_{nenn}	9,57	8,60	7,46	5,39
40 bis 60 % P_{nenn}	3,00	2,73	2,04	1,31
>60 % P_{nenn}	1,14	1,09	0,50	0,20

Tabelle 5.17: Tabelle mit Anzahl an Werten in den verschiedenen Abweichungsbereichen je nach verwendetem Berechnungsmodell

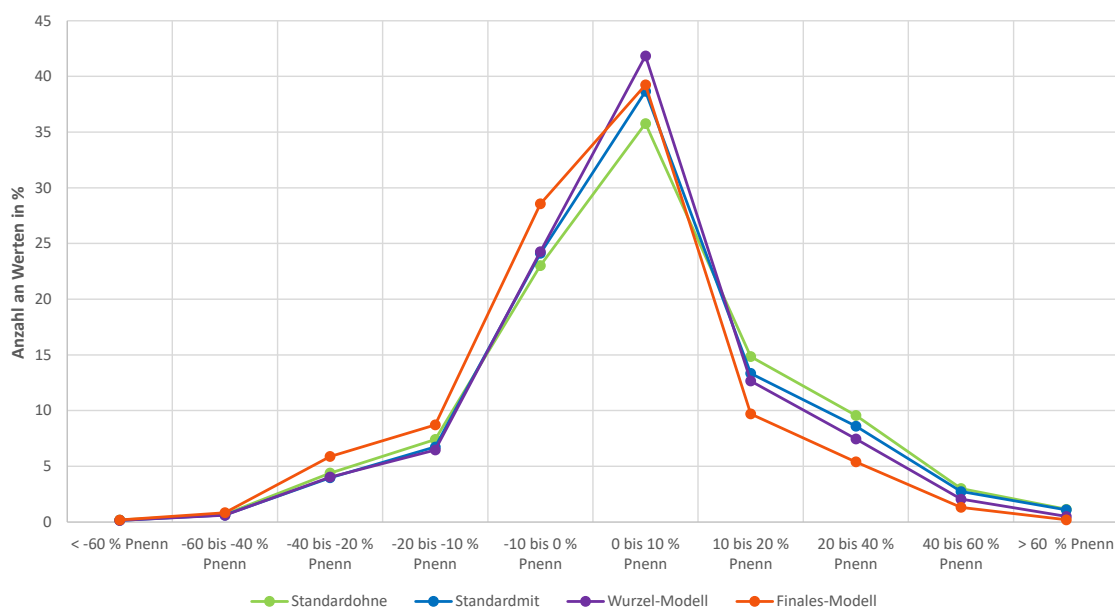


Abbildung 5.15: Vergleich zwischen den unterschiedlichen Modellen für die Berechnung der Leistung

hoch berechneten Werte vor allem in den Wintermonaten vorkommen und besonders in den Monaten Februar und März auftreten.

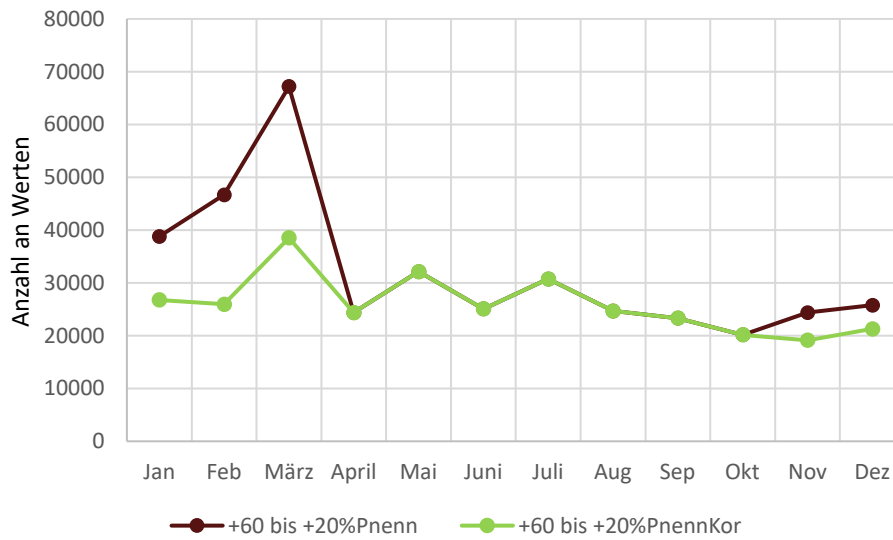


Abbildung 5.16: Anzahl an absoluten Abweichungen im Bereich 20 bis 60 Prozent der Nennleistung nach Monat, vor (dunkelrot) und nach (hellgrün) der Korrektur mit den Monatskorrekturwerten

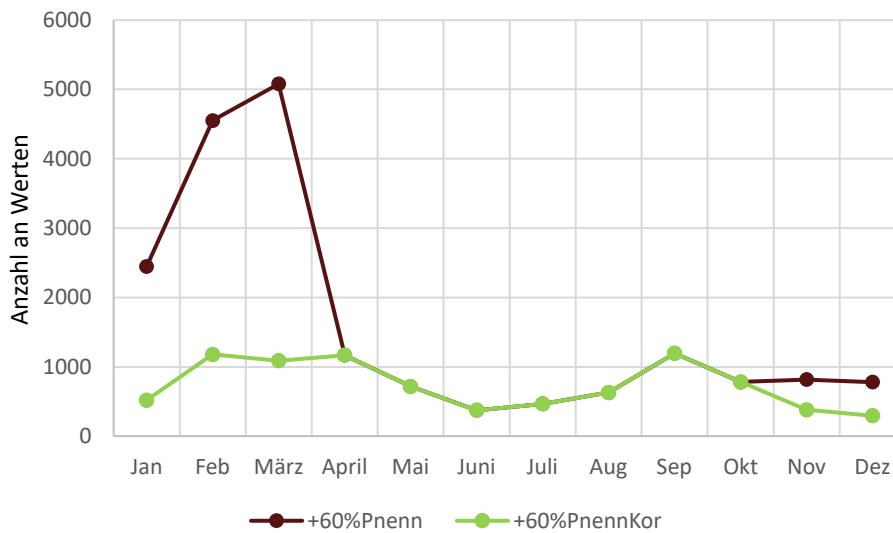


Abbildung 5.17: Anzahl an absoluten Abweichungen im Bereich über 60 Prozent der Nennleistung nach Monat, vor und nach der Korrektur mit den Monatskorrekturwerten

Für die Wintermonate wurde daher ein Korrekturterm für die in [Tabelle 5.18](#) angegebenen Monate beim Berechnen der Leistung miteinbezogen. Der berechnete Leistungswert P_{calc} wird somit zusätzlich linear abgeschwächt. Dadurch reduzierte sich die Anzahl an positiven absoluten Abweichungen noch einmal deutlich, wie in [Abbildung 5.16](#) und [Abbildung 5.17](#) mit den grünen Linien dargestellt ist. Zusätzlich zu den Monatskorrekturtermen wurde die in [Unterabschnitt 4.2.3](#) beschriebene [Gleichung 4.12](#) für die Diffusstrahlung in der finalen Leistungsberechnungsformel verwendet anstatt [Gleichung 4.11](#). Diese schätzt die Diffusstrahlung etwas schwächer ein, weswegen es zu einer weiteren kleinen Verbesserung kommt. Auch der in [Unterabschnitt 4.2.2](#) angeführte Korrekturterm der Degradation wurde für die finale Leistungsberechnungsformel miteinbezogen. Die durch diese Verbesserungen erzielte Anzahl an Werten in den Abweichungsbereichen ist ebenfalls in [Tabelle 5.17](#) und [Abbildung 5.15](#) dargestellt.

Monat	Korrektur
Jan	$P_{Calc} \cdot 0,8$
Feb	$P_{Calc} \cdot 0,75$
März	$P_{Calc} \cdot 0,725$
Nov	$P_{Calc} \cdot 0,9$
Dez	$P_{Calc} \cdot 0,9$

Tabelle 5.18: Monatskorrektur des berechneten Leistungswertes nach Monat

5.1.7 Ergebnisse vom fertigen PV-Modell

Um die Leistungsberechnungen noch etwas genauer für die jeweilige PV-Anlage machen zu können, wurde das in [Unterabschnitt 4.2.8](#) beschriebene PV-Modell entwickelt. Zum Berechnen der Leistungswerte und Detektieren der Messfehler werden die in [Abschnitt 4.2](#) und [Abschnitt 5.1](#) beschriebenen Methoden angewandt. Das Python-Programm kann jederzeit mit neuen Messdaten, wenn diese zur Verfügung stehen, gestartet werden und neue Messreihen von PV-Anlagen werden automatisch zur passenden Gesamtdatei hinzugefügt. Dies wurde ebenfalls überprüft und getestet, indem mehrere Messordner nach einer ersten größeren Auswertung zu den Messdateien hinzugefügt wurden. Liegen für eine PV-Anlage Messwerte für über ein Jahr hinweg vor, so werden zuerst Leistungsberechnungen mit unterschiedlichen Modulneigungswinkel von 30, 35 und 40 Grad durchgeführt und es wird analysiert, welche Auswertung am besten für die PV-Anlage passt. Anschließend wird

auch noch einmal die Modulausrichtung um 30 Grad in beide Himmelsrichtungen verändert und die Leistungswerte berechnet. Sind die Leistungsberechnungen für eine PV-Anlage mit geänderter Modulausrichtung besser, so wird die Modulausrichtung der PV-Anlage in der Haushaltsliste verändert und abgespeichert. Auch der passendste Modulneigungswinkel wird in der Datei hinterlegt.

Die PV-Modellauswertung wurde für alle PV-Anlagen, welche in der Haushaltsliste standen, durchgeführt. War der Messzeitraum kürzer als ein Jahr, so wurde eine normale Leistungsberechnung vorgenommen, und das in [Unterabschnitt 5.1.6](#) beschriebene Finale-Modell zum Berechnen der PV-Leistung verwendet. Standen Messwerte über ein Jahr oder länger von der PV-Anlage zur Verfügung, so wurde eine Gesamtauswertung gemacht.

Von den 90 verschiedenen PV-Anlagen gab es 51 Anlagen mit Messwerten in einem Zeitraum von über einem Jahr. Dabei kam es durch Wechsel des Modulneigungswinkels vom Standardwert 35 Grad auf 30 oder 40 Grad zu einer Leistungsberechnungsverbesserung. Bei 33 PV-Anlagen wurde der Modulneigungswinkel auf 30 Grad gesetzt, während bei 17 Anlagen der Modulneigungswinkel auf 40 festgelegt wurde. Die anschließend mit diesem Winkel ausgeführten Leistungsberechnungen mit einer Modulausrichtung von ± 30 Grad führte bei 23 Anlagen zu besser berechneten Leistungswerten. Die durch die Winkelveränderung erzielten Verbesserungen sind in [Tabelle 5.19](#) mit der Anzahl an im Bereich ± 20 % der Nennleistung liegenden Werten aufgelistet.

Winkelveränderung	MW Verbes. in %	SD Verbes. in %	Max in %	Min in %
Modulneigung	0,59	0,41	1,65	0,02
Modulausrichtung	2,71	2,3	7,8	0,01
Gesamt	1,8	2,08	8,03	0,01

Tabelle 5.19: Verbesserungen durch Änderung des Modulneigungswinkels und der Modulausrichtung

Es ist also deutlich ersichtlich, dass die Änderung des Modulneigungswinkels kaum einen Unterschied beim Berechnen der Leistungswerte ausmachen. Im Gegensatz dazu konnten durch die Veränderung der Modulausrichtung bei einigen PV-Modellen recht große Verbesserungen erzielt werden. Im Durchschnitt lagen diese bei 2,71 %. Rechnet man beide Werte zusammen, so konnte bei einer PV-Anlage sogar eine Modellverbesserung um 8,03 % erzielt werden. Die durch die einfache Auswertung berechneten absoluten Abweichungen, lagen

im Mittel zu 86,83 % im Bereich ± 20 % der Nennleistung. Der Mittelwert der durch die Gesamtauswertung berechneten Werte lag bei 87,58 %.

Die gemittelte relative Abweichung betrug 35,47 % bei einem Leistungsgrenzwert von 100 W. Die betrachteten Abweichungen lagen zu 54,06 % im positiven Bereich, während 45,94 % der Werte negativ waren. Somit lag der berechnete Wert etwas öfter über dem des gemessenen Wertes. Ein Grund dafür ist, dass nicht alle Messfehler oder Schneetage genau erkannt und keine Schattenverluste beim Berechnen mitberücksichtigt werden können. In diesen Fällen kommt es zu geringen gemessenen Leistungen verglichen zu den berechneten. Die Anzahl an den unterschiedlichen detektierten Messfehlern über alle PV-Anlagen ist in [Tabelle 5.20](#) aufgelistet.

Art des Fehlers	Anzahl an Messpunkten	Umrechnung in Tage
keine Daten	331836	11521,21
Keine Leistung	113760	395
Kaum Leistung	81660	283,54
Leistungsmessungsfehler	50421	175,07
Kaum Leistung kein Schnee	147456	512
Kaum Leistung Schnee	250272	869
Gesamt	975405	3386,82

Tabelle 5.20: Anzahl an Messfehlern bei allen PV-Anlagen über den gesamten Betrachtungszeitraum

Der Datenfehler "keine Daten" kam somit deutlich am häufigsten vor. Es gab aber auch einige Tage mit durchgehend "Keine Leistung". Auch der Fehler "Kaum Leistung" kam sehr häufig vor. An 512 Tagen kam dies auch im Winter vor, an denen Schnee nicht als Grund für die Leistungseinbrüche detektiert wurde. Einzelne kurzfristige Messfehler gab es mit 50421 Messpunkten auch sehr viele. Bei 869 Tagen lag offensichtlich Schnee auf den PV-Anlagen und reduzierte die Stromproduktion der Module stark.

Kurz vor Abschluss dieser Arbeit standen noch zusätzliche Messdaten aller Anlagen bis zum 25.01.2022 zur Verfügung. Um das PV-Modell zu testen, wurde eine Auswertung über den nun deutlich längeren Betrachtungszeitraum (14.10.2019 bis 25.01.2022) mit allen PV-Anlagen durchgeführt. Die Anwendung des Python-Programms war auch hier erfolgreich und von den 84 PV-Anlagen, deren Koordinaten bekannt waren, besaßen 81 Messwerte über ein Jahr hinweg. Die im Bereich ± 20 % der Nennleistung liegenden Werte lagen im

Mittel bei 87,90 %. Durch die Gesamtauswertung wurde dieser Wert um durchschnittlich 2,0 % verbessert. Dies zeigt, dass durch die Gesamtauswertung eine weitere Verbesserung der berechneten Leistungswerte bei einigen PV-Anlagen erzielt werden konnte. Eine Liste aller PV-Anlagen mit geschätzten Nennleistungen, Modulausrichtungen und Modulneigungen nach dieser Auswertung befindet sich im [Anhang](#).

5.2 Auswertungen und Ergebnisse zu den Wärmepumpen

5.2.1 Allgemeine Statistiken zu den Wärmepumpen

Für die erste Analyse der vorliegenden Wärmepumpen-Dateien (HPU) wurden Auswertungen wie in [Unterabschnitt 5.1.1](#) durchgeführt. Die Werte dazu sind in [Tabelle 5.21](#) aufgelistet. Die 92 HPU-Gesamtdateien der einzelnen Anlagen wurden aus 779 einzelnen CSV-Messreihen (Messungen über meist mehrere Monate) zusammengefügt. 30 dieser Messdateien einzelner HPU-Anlagen waren leer und enthielten keine Messwerte. Die Anzahl an betrachteten Messzeitpunkten und gemessenen Werten ist mit 9967404 und 9560988 etwas höher als die der PV-Anlagen. Aber auch die Anzahl an fehlenden Messwerten ist mit 406416 Werten und einem Verhältnis von 4,08 Prozent höher.

Statistik	Anzahl
HPU-Anlagen	92
HPU-Daten	779
leere HPU-Daten	30
Messzeitpunkte	9967404
Messwerte	9560988
keine Daten	406416
keine Daten in %	4,08

Tabelle 5.21: Übersicht über die Wärmepumpen-Daten

Die Anzahl an zur Verfügung stehenden Messwerten der einzelnen Wärmepumpen ist ähnlich zu den der PV-Daten ([Tabelle 5.22](#)). Der einzig größere Unterschied war, dass es bei den Wärmepumpen eine Gesamtdatei einer einzelnen Anlage gab, welche nur eine Anzahl an Messwerten von 5244 hatte. Dies entsprach einer Messzeit von umgerechnet 18,21 Tagen.

Nachdem eine weitere Messfehlerdetektion, abgesehen vom Fehler "keine Daten", wie in

Statistik	Wert
Max	154080
Min	5244
Median	121554
Mittelwert	108647,59
Standardabweichung	34710,91

Tabelle 5.22: Statistik zu Anzahl an Messwerten der Wärmepumpen

[Unterabschnitt 3.4.2](#) und [Unterabschnitt 4.3.1](#) beschrieben, nicht möglich war, ist die Auswertung zu den Wärmepumpen mit fehlenden Messdaten umso wichtiger. Die verschiedenen Werte sind in [Tabelle 5.23](#) dargestellt. Insgesamt gab es elf Wärmepumpen mit fehlenden Messwerten. Bei zwei Wärmepumpen trat der Fehler allerdings nur über einen Zeitraum von einer Stunde auf. Der durchschnittliche Anteil von "keine Daten" zur Gesamtdatienlänge ist mit 32,03 Prozent etwas geringer als bei den PV-Anlagen. Dabei ist das Verhältnis bei den Wärmepumpen *64002D01FC6C* und *64002D01FD5D* mit 59,81 und 62,2 Prozent am höchsten. Der Zeitraum, in welchen Monaten der elf Wärmepumpen Messwerte vorhanden und nicht vorhanden waren, ist in [Abbildung 5.18](#) dargestellt. Dies zeigt, dass vor allem Wärmepumpendaten in den Wintermonaten modelliert werden mussten.

HPU-ID	Messwerte	keine Daten	keine Daten in %
64002D01F9D7	61044	12	0,02
64002D01FBD7	110364	110364	14,59
64002D01FC6C	49596	73812	59,81
64002D01FCA8	101496	27936	21,58
64002D01FD5D	44940	73944	62,2
64002D01FEBF	5244	85932	4,25
64002D0205C0	67596	43488	39,15
64002D020637	117648	12	0,1
64002D020656	80340	55212	40,73
64002D020658	117144	17796	13,19
64002D02066D	129600	9420	6,78
Mittelwert	80455,64	36946,91	32,03

Tabelle 5.23: Anzahl an fehlenden Messwerten der elf betroffenen Wärmepumpen

Von den Wärmepumpen gab es, wie bereits in [Unterabschnitt 4.3.1](#) beschrieben, verschiedenen Anlagentypen. Die Anzahl an Wärmepumpen je nach Wärmequelle kann aus

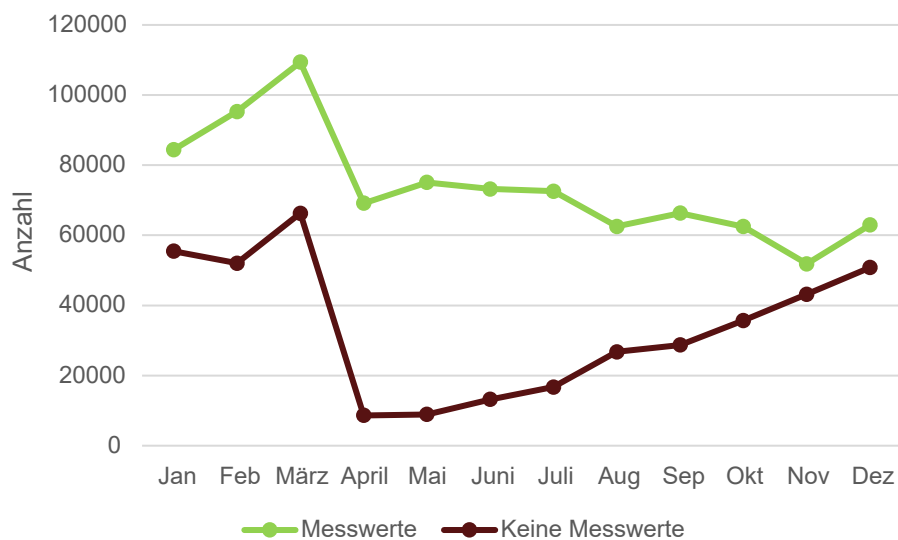


Abbildung 5.18: Anzahl an gemessenen Messwerten und dem Datenfehler "keine Daten" der elf Wärmepumpen mit fehlenden Messwerten, je nach Monat

Tabelle 5.24 entnommen werden, wobei bei sieben Wärmepumpen keine Typenbezeichnung vorlag. Von den 92 Wärmepumpen gab es außerdem von drei Wärmepumpen keine Angabe zum Standort. Diese können deshalb nicht analysiert und modelliert werden, da keine Koordinaten und dadurch Temperaturdaten für die entsprechenden Wärmepumpen abgefragt werden konnten.

Abkürzung	Wärmepumpentyp	Anzahl
SW	Sole-Wasser	42
LW	Luft-Wasser	36
WW	Wasser-Wasser	7
keine	keine Angabe	7

Tabelle 5.24: Tabelle mit Typenbezeichnungen der Wärmepumpen und deren Anzahl

5.2.2 Auswertungen zu gemessenen Leistungen und Außentemperaturen

Um die Größe der verschiedenen Wärmepumpen abschätzen zu können, wurde von jeder Wärmepumpe die maximal gemessene Leistung aus den gesamten Messdaten ausgelesen.

Diese wurden dann anschließend in der Haushaltsliste mit der Wärmepumpen-ID zum richtigen Haushalt hinzugefügt. Die Statistiken zu den Maximalwerten aller Wärmepumpen sind in [Tabelle 5.25](#) beschrieben. Auch hier gab es wie bei den PV-Anlagen ein Gerät, bei dem über den gesamten Betrachtungszeitraum keine Leistung gemessen wurde. Deshalb wurde die Wärmepumpe mit der ID *64002D01FE9A* bei den statistischen Auswertungen nicht mit berücksichtigt. Im Mittel lag die maximale Leistung aller Wärmepumpen bei 4841,37 W.

Statistik	Wert in W	HPU-ID
Max	12261	64002D020634
Min	0,45	64002D01FE9A
Zweites Min	667,73	64002D0205A4
Spannweite	11593,27	
Standardabweichung	2438,62	
Mittelwert	4841,37	

Tabelle 5.25: Statistik zum Maximum der gemessenen Werte aller Wärmepumpen

In weiterer Folge wurde analysiert, wie die von der Wärmepumpe gemessenen, gemittelten Leistungen von der Temperatur abhängen. Dazu wurde die verbrauchte Leistung am Tag jeder Wärmepumpe gemittelt und abgespeichert. Die über alle Wärmepumpen gemittelten Leistungen in den verschiedenen Monaten sind in [Abbildung 5.19](#) dargestellt. Es ist deutlich ersichtlich, dass in den kalten Wintermonaten die am Tag verbrauchte Leistung stark ansteigt. Zusätzlich ist die an den Standorten der Wärmepumpen gemittelte Außentemperatur nach Monat abgebildet. Hier ist der Zusammenhang zwischen verbrauchter Leistung und Außentemperatur deutlich zu sehen. Je kälter es draußen war, desto mehr Leistung verbrauchten die Wärmepumpen.

Um die verschiedenen Lastprofile der Wärmepumpen je nach Temperatur vergleichen zu können, wurden die gemessenen Leistungswerte in Temperaturbereiche eingeteilt. Diese sollten einerseits alle Temperaturen, von sehr kalt bis sehr heiß, andererseits eine gewisse Anzahl an gemittelten Leistungswerten beinhalten. Auf Grund dessen wurde eine Auswertung gemacht, wie viele Temperaturmittelwerte in den sechs Temperaturbereichen von 0 bis 20 °C lagen. Dabei wurde die Temperaturbereichsgröße zuerst auf 5 °C festgelegt und Werte, die über oder unter den 0 oder 20 °C lagen, ebenfalls einem eigenen Temperaturbereich zugeordnet. Die Anzahl an gemessenen gemittelten Leistungswerten in den sechs

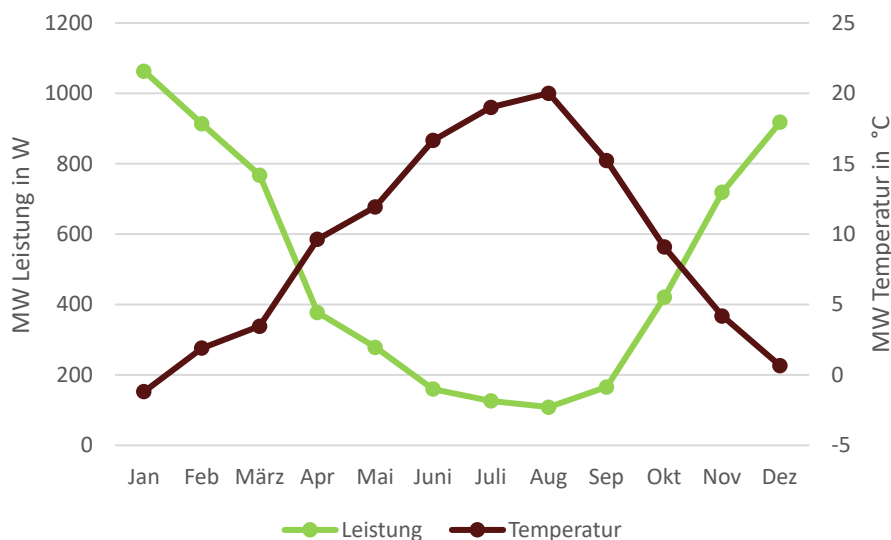


Abbildung 5.19: Abhängigkeit der im Mittel verbrauchten Leistung aller Wärmepumpen von der gemittelten Außentemperatur und Monat

Temperaturbereichen ist in [Abbildung 5.20](#) zu sehen. Die meisten gemittelten Tagestemperaturen über den Tag lagen somit, über alle Wärmepumpen hinweg, zwischen 0 und 5 °C. In diesem Temperaturbereich gab es folglich die meisten gemessenen Leistungswerte.

Die ersten Auswertungen mit dem in [Unterabschnitt 4.3.4](#) beschriebenen Wärmepumpen-Modell wurden mit den hier beschriebenen sechs Temperaturbereichen durchgeführt. Nachdem jedoch die Anzahl an Lastprofilen für jede Wärmepumpe auf die Anzahl an Temperaturbereiche beschränkt war, wurde die Temperatur schlussendlich in zwölf Bereiche, von -2,5 °C bis 22,5 °C, unterteilt. Die Anzahl an gemittelten Leistungswerten in den Temperaturbereichen ist in [Abbildung 5.21](#) dargestellt.

Für die Fragestellung, ob der Leistungsverbrauch bei den Wärmepumpen auch vom betrachteten Wochentag abhängt, sind die in [Tabelle 5.26](#) aufgelisteten Auswertungen gemacht worden. Dabei wurden die, im Temperaturbereich liegenden, gemittelten gemessenen Leistungen je nach Temperaturbereich und ob der Tag an einem Wochenende oder unter der Woche lag, separat abgespeichert. Nachdem der Unterschied der gemittelten Leistungen in allen Temperaturbereichen minimal war, hatte dies keinen nennenswerten Einfluss auf die, von der Wärmepumpe verbrauchte Leistung. Da auch andere Wettereinflüsse, wie in [Un-](#)

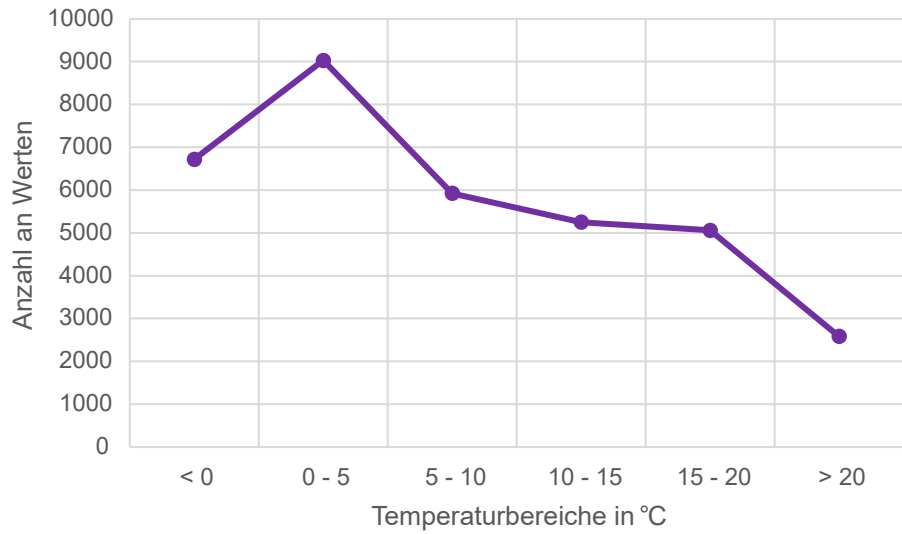


Abbildung 5.20: Anzahl an gemittelten Tagesleistungswerten in den sechs Temperaturbereichen über alle Wärmepumpen

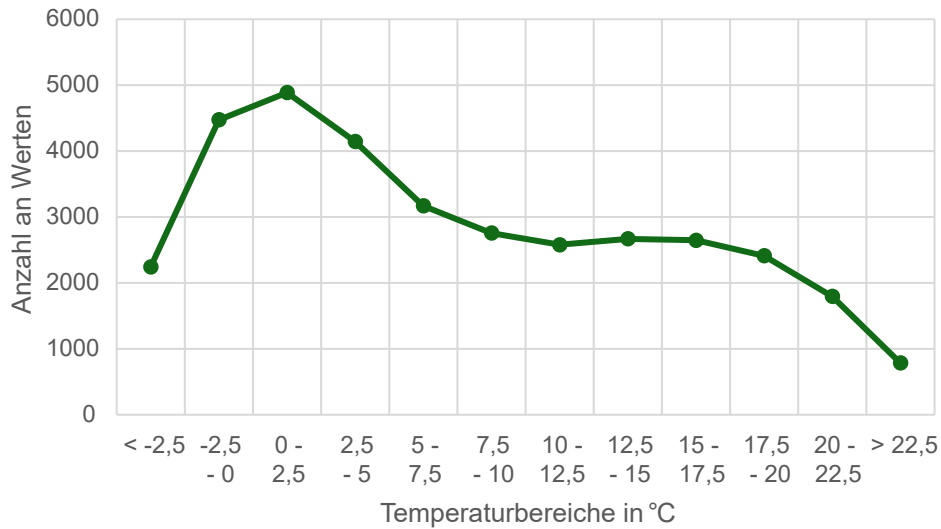


Abbildung 5.21: Anzahl an gemittelten Tagesleistungswerten in den zwölf Temperaturbereichen über alle Wärmepumpen

terabschnitt 4.3.2 beschrieben, keinen großen Einfluss auf den Leistungsverbrauch haben, wurde beim Wärmepumpenmodell die Außentemperatur und die gemessenen Leistungswerte verwendet.

Temperaturbereich	Alle Tage in W	Tage unter der Woche in W	Wochenende in W
<0 °C	1092,07	1084,99	1108,21
0 - 5 °C	849,38	846,94	855,68
5 - 10 °C	542,23	551,70	523,80
10 - 15 °C	266,11	266,31	268,24
15 - 20 °C	140,74	138,76	146,62
>20 °C	110,04	109,81	110,56

Tabelle 5.26: Leistungsmittelwerte je nach Temperaturbereich und Wochentag

5.2.3 Analysen der Lastprofile

Zum Analysieren der Lastprofile der verschiedenen Wärmepumpen wurden die Leistungskurven bei unterschiedlichen Anlagengrößen und Temperaturmittelwerten grafisch dargestellt. Zwei Lastprofile mit unterschiedlicher gemittelter Tagestemperatur ist von der Wärmepumpe mit der ID *64002D0205DF* in [Abbildung 5.22](#) dargestellt. Dabei lag der abgespeicherte Leistungshöchstwert der Wärmepumpe bei 4332,65 W.

Um den Verlauf der Kurven analysieren und modellieren zu können, wurden die in [Unterabschnitt 4.3.2](#) beschriebenen Leistungskennzahlen eingeführt. Durch das Berechnen, wie häufig der gemessene Leistungswert bei null, kleinen, mittleren und hohen Leistungswerten lag, können für die verschiedenen Anlagen und Temperaturbereiche, typische Lastprofile analysiert und abgespeichert werden. Der Vergleich zwischen den beiden Lastprofilen zeigt, dass die gemittelte Leistung beim wärmeren Tag deutlich geringer ist.

Der zeitliche Verlauf der verbrauchten Leistung unterscheidet sich ebenfalls. Während bei der Wärmepumpe an einem Tag mit einer gemittelten Tagestemperatur von 7,3 °C die gemessenen Leistungswerte meist entweder im Bereich von ca. 15 W oder 1000 W liegen, verlief das Lastprofil bei -3,7 °C anders. Hier wurden fast durchgehend Leistungen knapp über 1000 W gemessen und es kam bei manchen Messzeitpunkten zu Leistungsspitzen. Der Prozentanteil der Leistungskennzahl für niedrige Leistungen wird somit deutlich höher beim Lastprofilverlauf der hohen Temperatur sein, während der Wert bei tieferer Tagestempera-

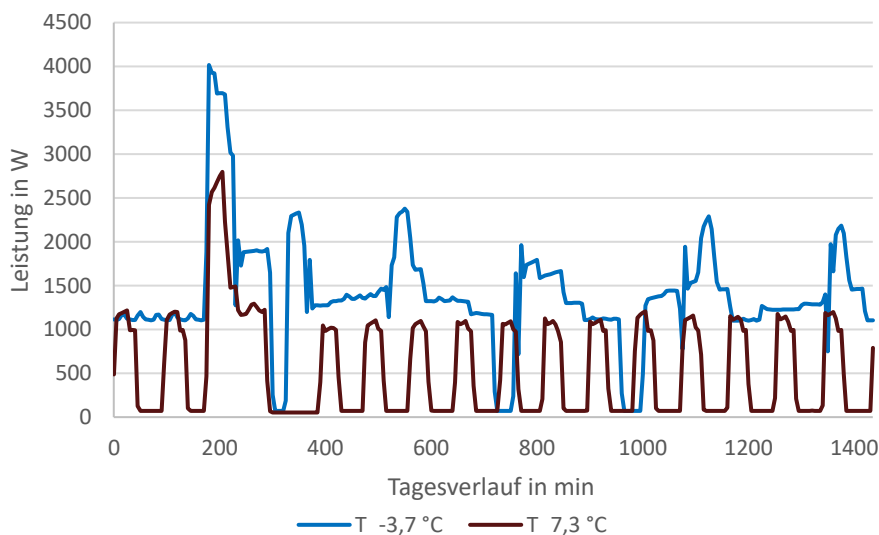


Abbildung 5.22: Unterschiedliche Lastprofile bei einer gemittelten Tagestemperatur von -3,7 °C und 7,3 °C einer Wärmepumpe

tur fast null entspricht. Dafür wird der Anteil an hohen Leistungswerten bei der Lastkurve für die gemittelte Tagestemperatur von -3,7 °C größer als null und der Anteil an mittleren Leistungen wird am größten sein.

Interessant ist, dass sich der Anteil an null Watt Werten je nach Wärmepumpe stark unterscheidet. Während die Leistung, der in [Abbildung 5.22](#) beschriebenen Wärmepumpe, auch bei höheren Temperaturen kaum auf null Watt absank, sondern immer einen geringen Leistungsverbrauch aufwies, verhielt es sich bei einigen Wärmepumpen anders. Dort sank die verbrauchte Leistung während die Wärmepumpe nicht heizte auf null Watt ab. Mit den gemittelten Tageswerten und Leistungskennzahlen, wie häufig die gemessene Leistung in den vier betrachteten Leistungsbereichen lag, kann ein für die Wärmepumpe typischer Lastprofilverlauf, je nach Außentemperatur, aus den gemessenen Lastprofilen ausgewählt werden.

5.2.4 Ergebnisse vom fertigen Wärmepumpen-Modell

Das in [Abbildung 4.4](#) schematisch dargestellte Wärmepumpen-Modell wurde programmiert und auf die vorhandenen Messdateien der Wärmepumpen angewendet. Dabei sind alle Dateien analysiert worden und bei Wärmepumpen mit Tagen bei dem der Fehler "Keine Daten" auftrat wurden durch das Skript passende Lastprofile gesucht und in die Spalte *HPUModell* eingetragen. Dabei ging das Pythonskript wie in [Unterabschnitt 4.3.3](#) beschrieben vor. Die durch das Pythonprogramm ausgewerteten fünf gemittelten Leistungskennzahlen zu den jeweiligen Temperaturbereichen sind in [Tabelle 5.27](#) zu sehen. Die über einen Tag gemittelte Leistung P_{Tag} sinkt stark mit steigender Temperatur, wie auch der Anteil an gemessenen null Watt Werten P_0 . Der Anteil an niedrig gemessenen Leistungswerten P_n erhöht sich nur leicht mit steigenden Temperaturen, während die Zahl an mittleren P_m und hohen Leistungswerten P_h bei niedrigen Temperaturen deutlich ansteigt.

$T_{Bereich}$ in °C	MW P_{Tag} in W	P_0 in %	P_n in %	P_m in %	P_h in %
<-2,5	1173,56	35,42	12,98	39,14	12,47
-2,5 - 0	1036,75	38,26	14,56	36,11	11,06
0 - 2,5	930,80	41,09	15,69	33,50	9,73
2,5 - 5	760,33	46,23	17,46	28,25	8,06
5 - 7,5	619,06	50,27	19,64	23,43	6,66
7,5 - 10	457,78	56,44	21,05	17,44	5,07
10 - 12,5	320,61	62,19	22,13	11,83	3,85
12,5 - 15	214,42	66,87	22,73	7,70	2,70
15 - 17,5	153,51	70,97	21,89	5,16	1,99
17,5 - 20	126,64	72,28	21,42	4,65	1,65
20 - 22,5	111,56	71,33	22,77	4,46	1,44
>22,5	109,52	72,08	21,98	4,65	1,29

Tabelle 5.27: Mittelwert der fünf Leistungskennzahlen über alle Anlagen zum Auswählen des, für den Temperaturbereich $T_{Bereich}$, besten Leistungsprofils

In [Abbildung 5.23](#) ist ein Vergleich zwischen den gemessenen Leistungswerten und dem Lastprofil, welches durch das Pythonmodell herausgesucht wurde, dargestellt. Dabei handelt es sich um die Wärmepumpe mit der ID *64002D01FC6C*, welche mit einem maximalen Leistungswert von 5410,33 W abgespeichert wurde. Der Temperaturmittelwert betrug an dem betrachteten Tag 14,55 °C. In dunkelrot ist die gemessene Leistungskurve bis zum Zeitpunkt, an dem der Datenfehler "keine Daten" auftrat, eingezeichnet. Vergleicht man diese mit dem

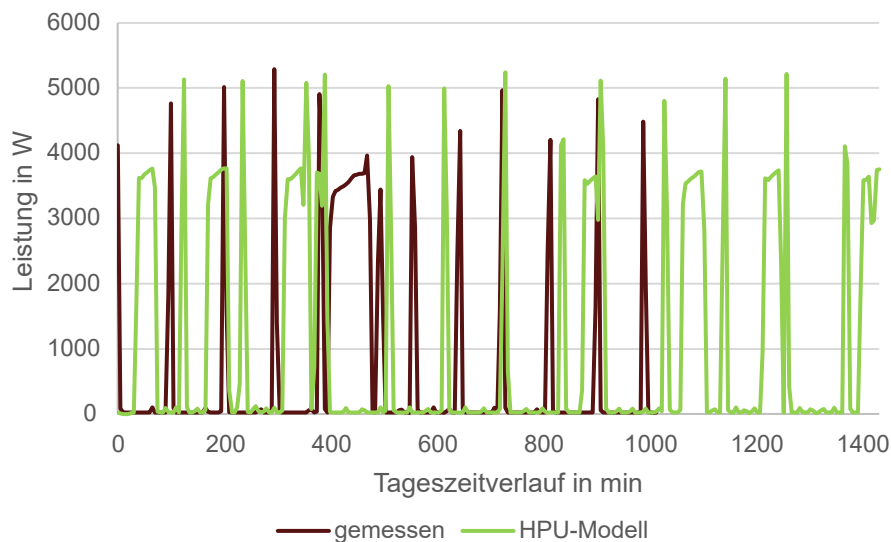


Abbildung 5.23: Vergleich zwischen gemessenem und modelliertem Lastprofil über einen ganzen Tag, bis zum Auftreten des Datenfehler "keine Daten"

durch das Wärmepumpen-Modell gefundene Lastprofil, so ist der Leistungsverbrauch und die Art, wie die Wärmepumpe arbeitet, sehr ähnlich, auch wenn die Lastprofile zeitlich nicht ganz übereinstimmen. Die fünf Leistungskennzahlen stimmen jedoch sehr gut überein und die, vom Modell ausgewählte Leistungskurve entspricht die der für die Außentemperatur am besten gemittelten fünf Leistungskennzahlen. Dabei wird das Wärmepumpenmodell immer besser, je mehr Messdaten einer Wärmepumpe für jeden Temperaturbereich vorliegen. Denn je mehr Lastprofile vorliegen, desto mehr Leistungskurven können analysiert und deren Leistungskennzahlen gemittelt werden.

Auch bei den Wärmepumpen wurde am Ende eine weitere Auswertung über den Betrachtungszeitraum vom 14.10.2019 bis zum 25.01.2022 durchgeführt. Es stellte sich heraus, dass bei allen Wärmepumpen am 25.11.2021 und 26.11.2021 keine Messwerte vorhanden waren. Aufgrund dessen wurden bei allen Anlagen mindestens für diese zwei Tage passende Lastprofile herausgesucht. Die Anzahl an fehlenden Messwerten erhöhte sich insgesamt auf 1028364. Diese konnten alle erfolgreich durch das Wärmepumpen-Modell ersetzt werden. Eine Liste aller Wärmepumpen und den gemessenen maximalen Leistungen ist im [Anhang](#) zu finden.

Kapitel 6

Zusammenfassung und Ausblick

Die Überwachung von PV-Anlagen, Wärmepumpen und anderer Verbraucher in Haushalten wird in den nächsten Jahren immer wichtiger werden. Denn durch den Anstieg an erneuerbaren Energien wird die Dezentralisierung des Stromnetzes stark ansteigen. Für die Besitzer_in von PV-Anlagen und Wärmepumpen kann sich ein Überwachen der Anlagen auszahlen, um Energie und Kosten zu sparen. Unerlässlich dafür ist jedoch, dass die gemessenen Leistungswerte in möglichst hoher Qualität vorliegen und wenig bis keine Messfehler enthalten.

Um die Leistungsmessdaten von PV-Anlagen und Wärmepumpen analysieren und verbessern zu können, wurden zwei Modelle entwickelt. Diese wurden durch ein Python-Programm umgesetzt. Da für die Programme die Abfrage von Wetterdaten und Strahlungsdaten Voraussetzung war, konnten nur Haushalte mit bekannten Koordinaten berücksichtigt werden. Beim PV-Modell werden hierfür die zu erwartenden Leistungswerte zu den Messzeitpunkten berechnet. Dazu werden zuerst alle Messdaten der verschiedenen PV-Anlagen analysiert, ausgewertet und grafisch dargestellt. Dabei stellte sich heraus, dass Messfehler deutlich leichter gefunden werden können, wenn berechnete Leistungswerte vorhanden waren, mit denen die gemessenen Werte verglichen werden konnten.

Da keine zusätzlichen Informationen zu den PV-Anlagen vorhanden waren, sind Methoden entwickelt worden, um die für die Berechnung der Leistung benötigten Werte zu ermitteln. Die Nennleistung wird dabei aus den vorhandenen Messdaten abgeschätzt, in-

dem das 99,99-Quantil verwendet wird. Die Modulausrichtung wird dadurch festgelegt, dass die Uhrzeit, bei der an jedem Tag der maximale Leistungswert auftritt, gemittelt wird. Die so festgelegte Uhrzeit ermöglicht eine Abschätzung zur Ausrichtung der PV-Module. Die Modulneigung verändert den Leistungsertrag nicht erheblich, weswegen von einer Standardmodulneigung von 35 Grad für alle PV-Anlagen ausgegangen wird. Für die Wetter- und Strahlungsdaten werden Online-Datenbanken verwendet.

Es hat sich herausgestellt, dass bei den ersten Leistungsberechnungen einige grobe Fehler auftraten. Diese wurden im Laufe dieser Arbeit analysiert und durch Korrekturen verbessert. Mit dem verbesserten PV-Modell liegen die meisten berechneten Leistungswerte sehr nahe an denen der richtig gemessenen Leistungswerte. Den größten Einfluss auf größere Abweichungen hatten vermutlich die Strahlungsdaten. Diese konnten nicht direkt beim Standort gemessen werden, sondern es handelt sich um Messwerte von Satellitenbildern mit einer horizontalen Auflösung von drei bis fünf Kilometer. Dadurch können die bei der PV-Anlage vorherrschenden Bestrahlungsverhältnisse bei einigen Messzeitpunkten deutlich von den Werten in der Online-Datenbank abweichen. Auch, dass Effekte wie Verschattung und Verschmutzung aufgrund fehlender Informationen bei den Standorten der PV-Anlagen nicht berücksichtigt werden können, erhöht bei einigen Anlagen vermutlich die Abweichung. Die Nennleistung und Ausrichtung der PV-Anlagen mussten ebenfalls geschätzt werden, wodurch sich die Unsicherheit erhöht. Dennoch konnten bei einem Großteil der betrachteten PV-Anlagen sehr gute Leistungswerte berechnet werden, welche bei auftretenden Messfehlern zur Anwendung kommen.

Die Wärmepumpenmessdateien wurden ebenfalls genau analysiert und ausgewertet. Es kristallisierte sich ein klarer Zusammenhang zwischen Außentemperatur und verbrauchter Leistung heraus. Dabei wurden jeden Tag die Leistungskurven mittels fünf zuvor eingeführten Leistungskennzahlen charakterisiert. Durch die Abspeicherung dieser fünf Leistungskennzahlen in zuerst sechs und dann zwölf Temperaturbereiche konnte eine für die betrachtete Wärmepumpe typische Lastprofilkurve an Tagen, wo keine Messwerte vorlagen, festgelegt werden. Es stellte sich heraus, dass je mehr Messdaten in den Temperaturbereichen vorhanden waren, desto besser funktionierte das Wärmepumpen-Modell. Die Unterteilung von Tagen in unter der Woche und Wochenende erwies sich als nicht zielführend, da die Leistungskennzahlen kaum einen Unterschied aufwiesen und die Anzahl an Messwerten in den unterschiedlichen Temperaturbereichen dadurch geringer wurde.

Das PV-Modell kann für jede PV-Anlage verwendet werden, deren Standort bekannt ist. Außerdem könnte es auch als Prognosemodell verwendet werden, um Tagesverläufe an bestimmten Standorten zu berechnen. Dazu müsste das Programm leicht abgeändert und die gewünschte Nennleistung, Ausrichtung, Modulneigung und Standort dem Programm mitgeteilt werden. Auch durch maschinelles Lernen könnten noch Verbesserungen, vor allem bei der Erkennung von Verschattungen, erzielt werden. Dies hätte jedoch den Rahmen dieser Arbeit gesprengt.

Beim Wärmepumpenmodell könnte ebenfalls noch der Einfluss von Regen und Wind untersucht werden, auch wenn dieser laut Literatur keinen großen Einfluss hat. Das Modell kann außerdem bei jeder Wärmepumpe, von der regelmäßige Messdaten vorliegen, angewendet werden, um fehlende Messdaten zu modellieren. Liegen mehr Messdaten von den anderen Gerätetypen wie Boiler, Nachtspeicherheizung, Klimaanlage und Direktheizung vor, so könnte das Wärmepumpenmodell schnell auf diese Gerätetypen übertragen werden, da diese dieselben Voraussetzungen für das Erkennen von Messfehlern aufweisen und von der Außentemperatur abhängen.

Die zwei Modelle sind zum Abschluss mit neuen Messdaten getestet worden. Die Auswertungen mit Hilfe des Python-Programms funktionierten und die so verbesserten PV- und Wärmepumpendaten können über die Homepage zur Verfügung gestellt werden. In Zukunft reicht es, wenn neue Messdaten in einem Ordner hinzugefügt werden und die Programme übernehmen die Auswertung und Verbesserung der Daten. Die so verbesserten Messwerte können von den Kunden_innen verwendet werden, um ein Bewusstsein über Energieverbrauch und Kosten zu entwickeln.

Literaturverzeichnis

- [1] Konrad Mertens. *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. Hanser Verlag, 2020.
- [2] Tariq Muneer. *Solar radiation and daylight models*. Routledge, 2007.
- [3] Hans-Günther Wagemann and Heinz Eschrich. *Photovoltaik: Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften*. Springer, 2010.
- [4] Volker Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme : Technologie – Berechnung – Klimaschutz*. Hanser, München, 10., aktualisierte und erweiterte Auflage. edition, 2019.
- [5] Valentin Crastan. *Elektrische Energieversorgung 2: Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung*. Springer-Verlag, 2012.
- [6] Stefan Sobotta and DIN e.V. *Praxis Wärmepumpe: Technik, Planung, Installation*. Beuth Verlag, 2015.
- [7] EVN/Moritz Wälde. Wie funktioniert die Eigenverbrauchsoptimierung bei joulie? <https://www.youtube.com/watch?v=gF5zf3mVUec&t=28s>, 2020. Accessed: 2022-02-17.
- [8] Sven Linow. *Energie-Klima-Ressourcen*. Carl Hanser Verlag München, 2020.
- [9] Thomas Huld, Gabi Friesen, Artur Skoczek, Robert P Kenny, Tony Sample, Michael Field, and Ewan D Dunlop. A power-rating model for crystalline silicon pv modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(12):3359–3369, 2011.
- [10] Thomas Huld and Ana M Gracia Amillo. Estimating pv module performance over large geographical regions: The role of irradiance, air temperature, wind speed and solar spectrum. *Energies*, 8(6):5159–5181, 2015.

- [11] Stephan Heidler. Klimacharakteristik von Wien. Master's thesis, Universität für Bodenkultur Wien, 2015.
- [12] Joint Research Centre, Institute for Energy, Transport, A Gracia, and T Huld. *Performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces : validation of the model implemented in PVGIS*. Publications Office, 2013.
- [13] Technische Universität Wien. GEL Open Data Platform. <https://www.gel-odp.com>. Accessed: 2022-04-23.
- [14] Klaus Hering, Ekbert und Bressler and Jürgen Gutekunst. *Elektronik für Ingenieure und Naturwissenschaftler*. Springer Berlin Heidelberg, 8. Auflage. 2021.
- [15] Paul A Tipler and Gene Mosca. *Physik: Für Wissenschaftler und Ingenieure*. Springer-Verlag, 2014.
- [16] Andreas Wagner. *Photovoltaik Engineering*. Springer, 2006.
- [17] Peter Von Böckh and Matthias Stripf. *Thermische Energiesysteme*. Springer, 2018.
- [18] EVN. Produktbeschreibung joulie. <https://joulie.at/getattachment/c3e92295-b92e-4e08-894b-288060146c69/attachment.aspx>. Accessed: 2022-02-17.
- [19] Ceyhun Ozgur, Taylor Colliau, Grace Rogers, Zachariah Hughes, et al. MatLab vs. Python vs. R. *Journal of Data Science*, 15(3):355–371, 2017.
- [20] Kevin Sheppard. Introduction to python for econometrics, statistics and data analysis. *Self-published, University of Oxford, version, 2*, 2012.
- [21] Nasa prediction of worldwide energy resources. <https://power.larc.nasa.gov/>. Accessed: 2022-03-04.
- [22] Cams solar radiation time-series. <https://ads.atmosphere.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/cams-solar-radiation-timeseries?tab=overview>. Accessed: 2022-03-04.
- [23] Rakesh Pal, VK Sethi, and Anurag Gour. Assessing the performance of 100 kw solar pv power-plants through iv characterization & validation of tilted irradiance calculation compared to an hourly model. *International Research Journal of Engineering & Applied Sciences*, 2014.

- [24] Martin Lödl, Georg Kerber, Rolf Witzmann, Clemens Hoffmann, and Michael Metzger. Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. In *11. Symposium Energieinnovation „Alte Ziele–Neue Wege“*, pages 180–181, 2010.
- [25] David L King, Jay A Kratochvil, and William E Boyson. Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays. Technical report, Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States), 1997.
- [26] David L King, Jay A Kratochvil, and William Earl Boyson. Photovoltaic array performance model. Technical report, Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, and Livermore, CA, 2004.
- [27] Peter Biermayr et al. Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2013. *Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft*, 2015.
- [28] David Faiman. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(4):307–315, 2008.
- [29] Dirk C. Jordan, Sarah R. Kurtz, Kaitlyn VanSant, and Jeff Newmiller. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(7):978–989, 2016.
- [30] John A Duffie, William A Beckman, and Nathan Blair. *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind*. John Wiley & Sons, 2020.
- [31] Pericles S Koronakis. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the athens basin area. *Solar Energy*, 36(3):217–225, 1986.
- [32] V Badescu. 3d isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy*, 26(2):221–233, 2002.
- [33] Harry D Kambezidis, BE Psiloglou, and Ch Gueymard. Measurements and models for total solar irradiance on inclined surface in athens, greece. *Solar Energy*, 53(2):177–185, 1994.
- [34] sunrise-and-sunset. <https://www.sunrise-and-sunset.com/de/sun/osterreich/vienna>. Accessed: 2022-02-17.
- [35] N. Gerke T. Veese, G. Friedrichs. Wärmelastprognose. Master’s thesis, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2017.

Anhang

Auswertungen aller PV-Anlagen über den Betrachtungszeitraum vom 14.10.2019 bis 25.01.2022 mit dem PV-Modell, mit geschätzter Nennleistung P_{nenn} , Modulausrichtung γ_m und Modulneigung β_m :

Tabelle 1: Gesamtauswertung Photovoltaik

Haushalt-ID	PV-ID	P_{nenn} in W	γ_m in °	β_m in °
FFFF644214006716	64002D01FB71	5023,53	164	30
FFFF644214006A75	64002D01FED6	3830,12	184	30
FFFF644214006258	64002D01FD2B	4888,77	171	30
FFFF644214006427	64002D01FE06	4811,66	165	30
FFFF644214006443	64002D01FE75	4533,28	190	30
FFFF6442140067FC	64002D0205C1	4522,12	160	
FFFF6442140066CE	64002D01FE5D	4781,54	192	40
FFFF64421400631A	64002D02060B	3698,39	214	40
FFFF6442140066BA	64002D01FB7F	4530,77	192	30
FFFF6442140069FF	64002D01FEA8	3650,13	113	40
FFFF6442140066C6	64002D01FE9E	3037,71	183	35
FFFF6442140066C8	64002D01FE96	4386,90	157	30
FFFF6442140069B3	64002D02063D	3701,37	146	40

FFFF644214006453	64002D01FEBE	4772,08	135	30
FFFF6442140066CA	64002D01FE65	1829,32	211	30
FFFF6442140066CC	64002D01FE19	4974,17	173	30
FFFF644214006359	64002D01FC0F	3878,32	242	40
	64002D01FE07	4596,02	246	30
FFFF644214006618	64002D01FECA	3007,18	171	40
	64002D0206A4	3008,42	285	30
FFFF64421400680A	64002D0205A8	5593,55	184	30
FFFF644214006824	64002D0205A5	3715,85	139	30
FFFF644214006905	64002D02059D	5727,71	152	40
FFFF6442140068F1	64002D020072	4982,08	195	40
FFFF64421400680C	64002D0205A0	4959,61	173	35
FFFF644214006341	64002D01FCEB	5009,32	120	35
FFFF64421400682E	64002D01FEB6	4794,24	172	35
FFFF644214006816	64002D020626	3482,15	168	40
FFFF64421400644D	64002D01FE74	3990,45	163	30
FFFF64421400680E	64002D01FE76	2103,21	176	40
FFFF6442140069A1	64002D01FE8B	4361,25	182	40
FFFF644214006818	64002D01FEB5	9895,61	171	30
FFFF6442140067FA	64002D0205B6	4668,32	147	30
FFFF644214006830	64002D01FEB3	5043,03	140	35
FFFF644214006971	64002D01FBB9	11098,07	161	30
FFFF644214006812	64002D0205B9	7911,61	170	40
FFFF64421400697F	64002D01FBB3	3554,54	190	30
FFFF644214006808	64002D0205A9	4978,72	192	40
FFFF6442140066B0	64002D01FEA1	3863,79	168	30

FFFF6442140067F0	64002D0205BD	3703,98	203	40
FFFF64421400651B	64002D01FB29	2028,80	167	40
	64002D01FD54	2030,24	240	40
FFFF6442140064F7	64002D01FD58	4102,17	175	35
FFFF644214006975	64002D02063B	2659,49	152	30
FFFF64421400622E	64002D0204C0	5086,17	153	30
FFFF6442140064FB	64002D0204C3	4039,90	165	40
FFFF644214006324	64002D020614	4513,57	183	35
FFFF644214006519	64002D01FD55	3969,38	118	
FFFF644214006320	64002D0205F2	4974,75	157	30
FFFF644214006457	64002D01FBD9	4979,23	165	
FFFF6442140069A7	64002D020635	9655,73	164	30
FFFF64421400652F	64002D020631	2597,09	181	30
FFFF6442140067B2	64002D01FC69	5635,46	160	30
	64002D02062F	4455,45	176	30
FFFF6442140067CE	64002D020653	4979,77	192	
	64002D0205F1	5764,33	195	
FFFF644214006351	64002D01FEC9	10396,61	177	40
FFFF644214006800	64002D0205A7	2001,20	156	30
FFFF644214006365	64002D0205FE	4780,31	202	35
FFFF6442140067E4	64002D02066B	4084,90	166	40
FFFF6442140067AE	64002D020672	5367,00	176	40
FFFF644214006302	64002D02062A	3800,68	158	30
FFFF644214006826	64002D0205A2	4965,36	178	40
FFFF6442140069FD	64002D01FEA7	3743,95	160	40
FFFF6442140067DE	64002D0205F1	5823,99	164	30

FFFF6442140062F8	64002D020607	4789,51	235	35
FFFF6442140067E8	64002D02066A	5142,19	177	30
FFFF644214006527	64002D01FC89	4037,88	120	40
FFFF644214006525	64002D01FDAC	3867,55	147	40
FFFF64421400676C	64002D0204C1	6123,07	211	40
FFFF644214006515	64002D01FBD3	4897,55	159	30
FFFF6442140067BC	64002D02066F	4765,91	172	30
FFFF64421400678A	64002D0204BF	5106,20	208	35
FFFF644214006632	64002D01FBDA	8909,63	167	30
FFFF64421400632D	64002D020600	13123,65	181	30
	64002D020602	4956,03	187	30
FFFF64421400676E	64002D0205FD	4794,42	306	40
FFFF644214006322	64002D020613	5102,61	192	30
FFFF64421400652B	64002D02066E	4807,34	164	30
FFFF644214006784	64002D0204BC	18478,51	163	30
	64002D0205FA	6081,50	173	30
FFFF644214006306	64002D01FCEF	7713,63	144	30
FFFF644214006A95	64002D01FC6D	4790,00	154	35
FFFF6442140064A5	64002D01FD32	4850,97	197	40
FFFF644214006310	64002D01FC72	4836,37	168	30
FFFF64421400633D	64002D01FC73	4437,78	187	40

Maximal gemessene Leistung P_{max} aller Wärmepumpen über den Betrachtungszeitraum vom 14.10.2019 bis 25.01.2022:

Tabelle 2: Gesamtauswertung Wärmepumpen

Haushalt-ID	Wärmepumpen-ID	P_{max} in W
FFFF644214006716	64002D01FB6B	4211
FFFF644214006A75	64002D01FED9	6961,502
FFFF644214006A27	64002D01FEB0	2433,446
FFFF644214006427	64002D01FE10	3189,628
FFFF644214006443	64002D01FE95	3583,414
FFFF644214006A1D	64002D01FEA4	3987,74
FFFF6442140067FC	64002D0205C0	6772,414
FFFF6442140066CE	64002D01FE62	3846,678
FFFF64421400631A	64002D01FE5F	6035,658
FFFF6442140069FF	64002D01FEA5	4739,174
FFFF6442140066C8	64002D01FE9A	7
FFFF644214006357	64002D01FEBF	3837,93
FFFF644214006453	64002D01FEC5	3744,936
FFFF6442140066CA	64002D01FE5C	3221,674
FFFF6442140066CC	64002D01FE17	4901,28
FFFF644214006828	64002D01FEAE	8279
FFFF644214006822	64002D0205BC	7669
FFFF6442140067F2	64002D01FEB7	5555,2
FFFF64421400680A	64002D0205A6	3185,456
FFFF644214006824	64002D01FE85	9044,466
FFFF644214006905	64002D01FDD5	5094

FFFF6442140068F1	64002D0205B1	3338,882
FFFF64421400680C	64002D0205A3	1312,062
FFFF644214006341	64002D01FE89	7678,858
FFFF64421400682E	64002D01FCA7	7461,222
FFFF6442140069A1	64002D020644	6271,896
FFFF644214006818	64002D01FEAF	3745,7
FFFF6442140067FA	64002D0205BA	9679,666
FFFF644214006971	64002D01FBAE	3987,662
FFFF64421400678C	64002D01FC6C	5410,334
FFFF644214006812	64002D0205BE	7736,962
FFFF64421400697F	64002D01FBAB	6798,688
FFFF6442140069B5	64002D01FBB1	6092,222
FFFF6442140066B0	64002D01FE97	3804,046
FFFF6442140067B0	64002D01FBD7	2609,168
FFFF6442140067F0	64002D0205B7	5791
FFFF64421400651B	64002D01FD57	2068
FFFF6442140064ED	64002D01FBD8	2489,15
FFFF644214006975	64002D020634	12261
FFFF64421400622E	64002D02062E	3771,492
FFFF6442140064FB	64002D0205DF	4405
FFFF644214006324	64002D020615	4204,364
FFFF644214006519	64002D01FD5D	3976,546
FFFF644214006320	64002D0204BA	6406,03
FFFF6442140067CC	64002D020657	1511,504
FFFF6442140069B1	64002D01FC9E	2868,866
FFFF6442140069A3	64002D01FD15	2529

FFFF644214006457	64002D02066D	2855,24
FFFF6442140069A7	64002D020633	8323,102
FFFF64421400652F	64002D020637	5673,58
FFFF64421400697D	64002D01FBD2	5067,362
FFFF6442140064EF	64002D01FC86	2133,61
FFFF6442140067B2	64002D020652	4568,298
FFFF6442140067CA	64002D020658	4647,744
FFFF6442140064E3	64002D020639	9360,568
FFFF6442140067D6	64002D020659	9980,172
FFFF6442140067EC	64002D02065B	3530,254
FFFF6442140067CE	64002D020656	2738,004
FFFF644214006351	64002D01FE77	2950,75
FFFF6442140067D4	64002D01FBC6	2194,078
FFFF644214006800	64002D01FE83	2826,164
FFFF644214006264	64002D01FBD4	3543,966
FFFF644214006365	64002D01FCA8	4316,694
FFFF6442140067E4	64002D020671	8995,378
FFFF6442140067AE	64002D020670	4490,722
FFFF644214006302	64002D02062B	2800
FFFF644214006826	64002D0205A4	667,7268
FFFF644214006326	64002D020605	4614
FFFF6442140069FD	64002D01FEA6	3890,6
FFFF6442140067DE	64002D01FD23	2976,382
FFFF6442140062F8	64002D020609	2446,252
FFFF6442140067E8	64002D02066C	5153
FFFF644214006527	64002D020675	6528

FFFF644214006525	64002D01FCA2	5961,3
FFFF644214006515	64002D01FBDC	5369
FFFF6442140067BC	64002D020674	3299,608
FFFF644214006632	64002D020638	3367,81
FFFF64421400632D	64002D01FC77	7084,324
FFFF64421400676E	64002D0205F7	4446,166
FFFF644214006322	64002D02060D	5013
FFFF64421400652B	64002D01FC79	5592,952
FFFF644214006784	64002D0204BD	11731,98
FFFF644214006A95	64002D01FCD7	3585,328
FFFF6442140064A5	64002D0205D6	4735,348
FFFF6442140064E7	64002D01FD35	11641,74
FFFF644214006310	64002D01FC75	3592,31
FFFF64421400633D	64002D01F9D7	9654,26
FFFF64421400649F	64002D01FC0E	3572,472