



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
Fakultät Life Sciences

## Bachelorarbeit

Zur Erlangung des akademischen Grades

Bachelor of Science

Studiengang Umwelttechnik

### **„Einfluss von Leistungsoptimierern auf den energetischen und wirtschaftlichen Ertrag einer Photovoltaikanlage unter Verschattungsbedingungen“**

Verfasst von

**Lennart Suplie**



Hamburg

Am 26.08.2021

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

Zweitgutachter: Dipl. Ing. Ulrich Fuchs (SolarFuchs)

## **Danksagung**

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die mich auf dem Weg bis zu dieser Arbeit begleitet habe. Ein besonderer Dank geht an meine Familie, die mir aus jedem Tal herausgeholfen hat und ohne die ich das Studium nicht geschafft hätte.

Danken möchte ich auch Gundel und Ulrich Fuchs von SolarFuchs. Sie standen mir bei Fragen stets zur Seite und haben mir ermöglicht meinen eigenen Versuchsstand aufzubauen. Ich freue mich sehr nach der Beendigung meines Studiums fester Mitarbeiter in dieser tollen Firma zu werden.

Ein großer Danke geht ebenfalls an Karsten Buck von der Firma Garten und Landschaftsbau Buck, der mir erlaubt hat die Versuchsanlage auf dem Firmendach aufzubauen.

Abschließend bedanke ich mich bei Prof. Dr. Timon Kampschulte für die Betreuung dieser Arbeit.

Widmen möchte ich diese Arbeit meinem Vater. Er hat immer an mich geglaubt und mir Mut zugesprochen, wenn ich es gebraucht habe.

# Inhalt

1	Einleitung .....	1
2	Allgemeine Grundlagen.....	2
2.1	Solarstrahlung.....	2
2.1.1	Nutzung der Solarstrahlung durch die PV-Anlage .....	3
2.2	Die Solarzelle .....	4
2.2.1	Ersatzschaltbild einer Zelle .....	4
2.2.2	Strom-Spannungs-Kennlinie .....	5
2.2.3	Leistung-Spannungs-Kennlinie .....	5
2.2.4	Mismatching .....	6
2.3	Solarmodul .....	6
2.3.1	Halbzellenmodul.....	6
2.3.2	Wirkungsgrad .....	7
2.3.3	Einfluss Temperatur .....	7
2.3.4	Einfluss Bestrahlungsstärke.....	9
2.3.5	Parallelschaltung der Zellen .....	10
2.3.6	Reihenschaltung der Zellen .....	10
2.3.7	Bypassdiode.....	11
2.3.8	Hot Spots .....	12
3	MPP-Tracking .....	13
3.1	Widerstandslast .....	13
3.2	Abwärtswandler.....	14
3.3	Aufwärtswandler .....	15
3.4	Funktionsweise.....	16
3.5	Globaler MPP .....	16
3.6	Leistungsoptimierer .....	17
3.6.1	Forschungsstand .....	17
3.6.2	Modul-Monitoring.....	18
3.7	Wechselrichter.....	18
3.8	Datenerfassung .....	19
3.8.1	Portal .....	19
3.8.2	Multimeter .....	20
3.8.3	Wetterdaten .....	20
3.8.4	Ertragsdaten Simulation .....	20
3.9	Ertragsgutachten.....	20

4	Versuch: Verschattung einer Photovoltaikanlage.....	23
4.1	Versuchsziel .....	23
4.2	Versuchsaufbau .....	23
4.3	Bauteile.....	25
4.3.1	Modul .....	25
4.3.2	Wechselrichter.....	25
4.3.3	Leistungsoptimierer.....	25
4.4	Vorversuch .....	26
4.4.1	Verschiedene Verschattungen eines Moduls.....	26
4.4.2	Vergleich: Versuchsstrang und Referenzanlage.....	27
4.4.3	Statische Verschattung eines nicht optimierten Moduls in einem Strang .....	28
4.4.4	Dynamische Verschattung.....	30
4.5	Vorversuch: Module mit Optimierern und ohne Verschattung .....	31
4.6	Vorversuch: Module mit statischer Verschattung und Leistungsoptimierern .....	32
4.7	Module mit dynamischer Verschattung und Leistungsoptimierern.....	32
5	Auswertung .....	37
5.1	Auswertung der Messungen .....	37
5.2	Vergleich der Messungen.....	41
5.3	Langezeitmessung .....	41
5.4	Diskussion .....	42
6	Ertragsgutachten.....	43
6.1	Simulation Ertragsprognose mit PVGIS .....	43
6.2	Berechnung der Parameter für das Ertragsgutachten .....	44
6.3	Szenario 1: Ergebnisse Langzeitmessung .....	45
6.4	Szenario 2: Ergebnisse mit hohem Anteil direkte Strahlung.....	45
6.5	Szenario 3: Mindestertrag des Optimierers .....	46
6.6	Zusammenfassung .....	46
7	Gegenüberstellung: Leistungsertrag und Wirtschaftlichkeit .....	47
8	Fehlerbetrachtung.....	48
9	Fazit.....	48
9.1	Zusammenfassung .....	48
9.2	Ausblick.....	49
10	Literaturverzeichnis.....	50

## **Abkürzungsverzeichnis:**

MPP: Maximum Power Point

GMPP: Globaler Maximum Power Point

LMPP: Lokaler Maximum Power Point

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Für den Versuch verwendete Optimierer .....	25
Tabelle 2: Gemessene Werte für verschiedene Verschattungen: keine (Fall 1), halbes Modul (Fall 2), ganzes Modul (Fall 3).....	26
Tabelle 3: Vergleich Erträge eines Tages (28.04.2021) zwischen Versuchsstrang und Referenzstrang	28
Tabelle 4: statische Verschattung: Vergleich Erträge eines Tages (30.05.2021) zwischen Versuchsstrang und Referenzstrang .....	29
Tabelle 5: Unterschiedliche Produktion bei dynamischer Verschattung (27.06.2021): Versuchsstrang (nicht verschattet (blau)), Referenzstrang (verschattet (orange)) .....	31
Tabelle 6: dynamische Verschattung: Vergleich Erträge eines Tages (27.06.2021) zwischen Versuchsstrang und Referenzstrang .....	31
Tabelle 7: Erträge für einen Tag (02.07.2021): Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung .....	31
Tabelle 8: Erträge für einen Tag: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); statische Verschattung .....	32
Tabelle 9: Vergleich Versuchsstrang und Referenzstrang bei unterschiedlichen Betriebszuständen ...	38
Tabelle 10: Vergleich Versuchsstrang und Referenzstrang: Erträge für Messung 1-3 .....	40
Tabelle 11: Prozentuale Abweichung des Ertrages unter verschiedenen Bestrahlungsbedingungen....	41
Tabelle 12: Prozentuale Abweichung des Ertrages über einen Monat.....	42
Tabelle 13: Leistung, Neigung und Ausrichtung der Versuchsanlage .....	43
Tabelle 14: Ergebnisse des Ertragsgutachten mit Simulation .....	44
Tabelle 15: Ergebnisse des Ertragsgutachtens der Langzeitmessung.....	45
Tabelle 16: Ergebnisse des Ertragsgutachtens unter idealisierten Bedingungen.....	46
Tabelle 17: Ergebnisse des Ertragsgutachtens, wenn Wirtschaftlichkeit der Optimierer gegeben ist...	46

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: variierender AM-Wert bei unterschiedlichen Weglängen (Mertens 2020, 43) .....	2
Abbildung 2: Vergleich Direkt- und Diffusionsstrahlung für zwei Sommertagen in Braunschweig (Mertens 2020, 46) .....	3
Abbildung 3: Sonnenbahndiagramm für Münster (Mertens 2020, 52) .....	4
Abbildung 4: Ein-Dioden-Modell einer Solarzelle (Wagner 2010, 50) .....	4
Abbildung 5: Kennlinie einer Solarzelle mit allen vier Quadranten (Wagner 2010, 48) .....	5
Abbildung 6: Leistung-Spannungs-Kennlinie (rot), Strom-Spannungs-Kennlinie (Quaschnig 2015, 207).....	6
Abbildung 7: Aufbau Halbzellenmodul mit Bypassdiode vorne und hinten (Tyagi et al. 2013) .....	7
Abbildung 8: Leistungsverlust eines PV-Moduls durch steigende Temperatur, $PMPP = -0,35\%^\circ C$ (eigenes Diagramm) .....	8
Abbildung 9: Strom-Spannungs-Kennlinie bei unterschiedlicher Temperatur (Quaschnig 2015, 210) .....	9
Abbildung 10: Einfluss von unterschiedlichen Bestrahlungsstärken auf die Strom-Spannungs-Kennlinie (Quaschnig 2015, 201).....	9
Abbildung 11: Parallelschaltung von Zellen mit einer Zelle (Schattie) verschattet (Mertens 2018, 165) .....	10
Abbildung 12: Reihenschaltung mit einer Zelle (Schattie) verschattet (Mertens 2018, 167) .....	10
Abbildung 13: Vollzellenmodul mit einer verschatteten Zelle und durch Bypass-Diode überbrückter Strang (Pannebakker et al. 2017, 839).....	11
Abbildung 14: Strom-Spannungs-Kennlinie bei unterschiedlichen Betriebszuständen und die Widerstandskennlinie für die Last (Quaschnig 2015, 220) .....	13
Abbildung 15: Solargenerator und Verbraucher mit zwischengeschaltetem DC-DC-Wandler (Quaschnig 2015, 221) .....	14
Abbildung 16: Schaltbild: DC-DC Abwärtswandler (G und Singh 2017, 1231) .....	14
Abbildung 17: Tracking and Non-Tracking (gestrichelt): Arbeitsbereich für einen Abwärtswandler (G und Singh 2017, 1232) .....	15
Abbildung 18: Schaltbild: DC-DC Aufwärtswandler (G und Singh 2017, 1233).....	15
Abbildung 19: Tracking and Non-Tracking (gestrichelt): Arbeitsbereich für einen Aufwärtswandler (G und Singh 2017, 1233) .....	16
Abbildung 20: Leistung-Spannungs-Kennlinie: Global Maximum Point (GMPP) und Local Maximum Point (LMPP) eines Stranges (Franke 2019, 4) .....	17
Abbildung 21: Kosten für ein verbautes kWp in Deutschland von 2008-2018.....	22
Abbildung 22: elektrisches Schaltschema der Versuchsanlage (eigenes Diagramm) .....	24
Abbildung 23: Verschiedene Verschattungen eines Moduls unter NOCT-Bedingungen: keine V. (Fall 1), halbes Modul v. (Fall 2), ganzes Modul v. (Fall 3).....	27
Abbildung 24: Leistungsverlauf ohne Verschattung und Optimierer (28.04.2021): Versuchsstrang (nicht verschattet (blau)), Referenzstrang (verschattet (orange)) .....	28
Abbildung 25: Spannungsverlauf statische Verschattung ohne Optimierer (30.05.2021): Versuchsstrang (verschattet (blau)), Referenzstrang (nicht verschattet (orange)) .....	29
Abbildung 26: Spannungsverlauf dynamische Verschattung ohne Optimierer (27.06.2021): Versuchsstrang (verschattet (blau)), Referenzstrang (nicht verschattet (orange)) .....	30
Abbildung 27: Spannungsverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (1. Messung) .....	33
Abbildung 28: Stromverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (1. Messung) .....	34

Abbildung 29: Spannungsverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (2.Messung) .....	35
Abbildung 30: Stromverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (2.Messung) .....	35
Abbildung 31: Spannungsverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (3.Messung) .....	36
Abbildung 32: Stromverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (3.Messung) .....	37
Abbildung 33: Strom-Spannungs-Kennlinie: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); Verschattung; 1.Messung .....	38
Abbildung 34: Strom-Spannungs-Kennlinie: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); Verschattung; 2.Messung .....	39
Abbildung 35: Strom-Spannungs-Kennlinie: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); Verschattung; 3.Messung .....	40

# 1 Einleitung

In der Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) im Jahre 2021 wurden Änderungen hinsichtlich der Eigenversorgung mit selbst produziertem PV-Strom vorgenommen. Die Bagatellgrenze für den eigenverbrauchten Strom aus kleinen PV-Anlagen wurde von einer installierten Leistung von 10 kWp auf 30 kWp angehoben. Bis zu dieser Grenze ist der selbst genutzte PV-Strom von der EEG-Umlage befreit. Durch diese Änderung ist es deutlich wirtschaftlicher den nutzbaren Platz auf dem Dach so gut es geht auszunutzen. Dies war bis jetzt nicht der Fall, da Betreiber mit einer Anlage größer 10 kWp 40 % der EEG-Umlage auf den gesamten Eigenverbrauch zahlen mussten.

Doch nicht nur die Änderungen des EEG führen zu einem starken Zubau an Photovoltaikanlagen. Es werden steigende Strompreise erwartet und gleichzeitig wird sowohl durch die Umrüstung der Heiztechnologien zum Beispiel auf Wärmepumpen als auch den Zuwachs an Elektroautos ein deutlich höherer Stromverbrauch erwartet.

Um einen maximalen Stromertrag zu generieren, wird versucht jeden verfügbaren Platz auf dem eigenen Dach mit Solarmodulen zu belegen. Ein Problem dabei sind mögliche Verschattungen, die durch Schornsteine, naheliegende Nachbargebäude oder an das Grundstück angrenzende Bäume verursacht werden. Die verschatteten Module führen zu großen Leistungseinbußen einer Anlage und sind deshalb möglichst zu vermeiden. Da dies nicht immer realisierbar ist, werden an den Modulen sogenannte Leistungsoptimierer verbaut. Mit dem Einsatz von Leistungsoptimierern sollen die Verluste, die durch verschattete Module entstehen, verringert werden. Es stellt sich jedoch die Frage in welchem Maße die Optimierer die Modulleistung wirklich optimieren können. Die Hersteller der Optimierer geben an, dass eine Ertragssteigerung von 25 % auch an nicht verschatteten Modulen erreicht werden kann.

In dieser Arbeit sollen zunächst die notwendigen Grundlagen für den Aufbau einer Photovoltaikanlage und die Funktionsweise der Leistungsoptimierer erläutert werden. Des Weiteren wird der Einfluss auf den Ertrag durch Leistungsoptimierer untersucht. Dazu sind verschiedene Versuchsaufbauten auf dem Dach eines Kunden der Firma SolarFuchs installiert und der Optimierer in verschiedenen Situationen getestet worden. Auf Grundlage der so gewonnen Ergebnisse für den Leistungsertrag wird die Wirtschaftlichkeit der Optimierer und die von Herstellern behauptete Ertragssteigerung bei verschatteten Modulen untersucht. Um eine mögliche Ertragssteigerung untersuchen zu können wird ein Versuchsbau auf dem Dach eines Kunden installiert.



## 2 Allgemeine Grundlagen

### 2.1 Solarstrahlung

Die Sonne ist die Quelle für die Solarstrahlung auf der Erde, über die eine extraterrestrische Strahlungsleistung von  $P_s = 1,776 \cdot 10^{17} W$  über die die mittlere extraterrestrische Solarkonstante  $E_s = 1367 W/m^2$  mit AM 0 berechnet wird. Es entsteht pro Jahr außerhalb der Atmosphäre eine Strahlungsenergie von  $1,5610^{18} kWh$   $W_s = 1,561 \cdot 10^{18} kWh$ , mit der der Weltenergiebedarf von 2004 ungefähr 12500-mal gedeckt gewesen wäre. Diese Energie kommt jedoch nicht in vollem Umfang auf der Erdoberfläche an. Durch den Übergang durch die Erdatmosphäre ändert sich das Spektrum der Strahlung. Dies ist begründet durch verschiedene Effekte. Die Atmosphäre reflektiert das Licht und die auf der Erde auftretenden Strahlen werden reduziert. Des Weiteren kommt es zu einer Absorption von Licht und einer Streuung an Aerosolen und Staubteilchen. Wenn Licht auf Teilchen fällt, die kleiner als die Wellenlänge sind, entsteht ebenfalls zu einer Streuung. (Wagemann und Eschrich 2007, 7–9)

AM (Air Mass) beschreibt die relative Weglänge durch die Atmosphäre. Die Zahl hinter dem AM beschreibt den Weg, den das Licht im Vergleich zum senkrechten Durchschritt (AM 1) zurücklegt. Bei AM 0 ist das Licht nicht durch die Atmosphäre gelaufen. Je nach Tages- und Jahreszeit variiert dieser Weg, da sich der Sonnenstand kontinuierlich ändert (siehe Abbildung 1). Als Wert für Berechnungen und die Standard Test Condition (STC) wird AM 1,5 genommen, da dieser als Durchschnittswert für das Jahresspektrum angesehen werden kann. (Mertens 2020, 43)

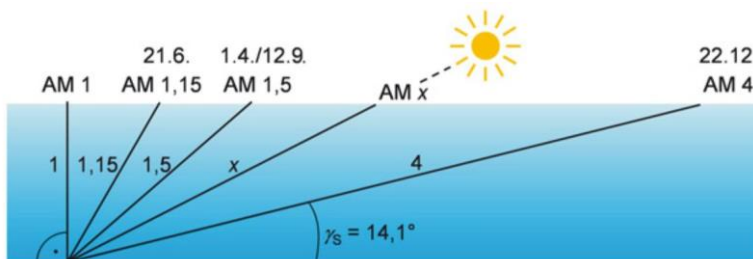


Abbildung 1: variierender AM-Wert bei unterschiedlichen Weglängen (Mertens 2020, 43)

Von den ursprünglich bei AM 0 vollen Strahlung von  $E_s = 1367 W/m^2$  kommen nur maximal 61% an Direktstrahlung auf der Erdoberfläche an. Als direkte Strahlung wird der Teil der Strahlung bezeichnet der nicht reflektiert, gestreut oder absorbiert wird, bevor sie auf die Erdoberfläche trifft. Die abgelenkte Strahlung wird als Diffusionsstrahlung zusammengefasst und ergibt addiert mit der Direktstrahlung die Globalstrahlung. Es wird angenommen das die Diffusionsstrahlung von allen Seiten des Himmelshalbraumes ungefähr gleich stark auf einen bestimmten Punkt trifft. Bei einem AM 1,5 beträgt sie an wolkenfreien Sommertagen ungefähr  $E_G = 1000 W/m^2$ . Dieser Referenzwert für die Globalstrahlung wird, zusammen mit dem Air Mass von 1,5, dazu genutzt, die Maximalleistung (STC) eines PV-Moduls zu ermitteln. (Mertens 2020, 44)

In Hamburg liegt der Anteil der Diffusionsstrahlung sogar über der Direktstrahlung. Je näher man an den Äquator kommt, desto mehr verschiebt sich das Verhältnis in Richtung der Direktstrahlung. In der Abbildung 2 ist wird dargestellt, dass an einem bedeckten Tag der Anteil der Diffusionsstrahlung hoch ist und sich dadurch die Gesamtstrahlung sich ungefähr halbiert. Gleichzeitig ist keine gleichmäßige Kurve wie an einem sonnigen Tag zu erkennen. (Mertens 2020, 45)

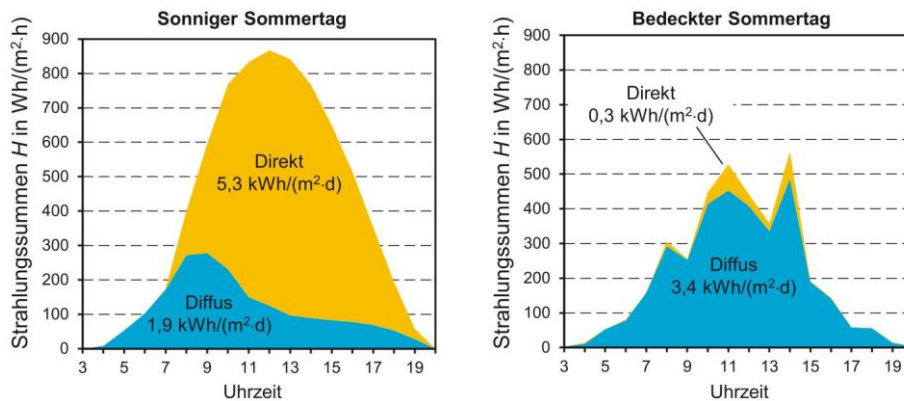


Abbildung 2: Vergleich Direkt- und Diffusionsstrahlung für zwei Sommertagen in Braunschweig (Mertens 2020, 46)

Auf Grund der Erdkrümmung ist die Globalstrahlung nicht überall gleich. Während sie am Äquator am höchsten ist, nimmt sie zu den Polen hin ab. Auch in Deutschland ist die Abnahme der Globalstrahlung von Süden nach Norden zu erkennen. Während die Einstrahlung am Äquator Werte von bis zu  $2500 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  erreicht sind es im Norden Deutschlands nur ungefähr  $1000 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ . (Reich und Reppich 2018, 66)

Neben der Direkt- und Diffusionsstrahlung, ist auch die Reflektionsstrahlung bei der Einstrahlung auf ein schräg eingestelltes Modul zu erwähnen. Dies ist die vom Boden reflektierte Strahlung, die zur Globalstrahlung hinzuaddiert wird. (Mertens 2020, 53)

### 2.1.1 Nutzung der Solarstrahlung durch die PV-Anlage

Die Umwandlung der Solarstrahlung in elektrische Energie erfolgt durch die Solarzellen, die in Modulen zusammengefasst werden. Heutige Solarmodule haben einen Wirkungsgrad von 20 % - 21 % und bringen somit unter optimalen Bedingungen eine elektrische Leistung von ca.  $200 \text{ W}/\text{m}^2$ .

Die Ausrichtung einer PV-Anlage spielt für den maximalen Solarertrag eine entscheidende Rolle. Um den besten Winkel für die Direktstrahlung zu erreichen und eine möglichst lange Einstrahlung auf die Module zu garantieren, werden die Module nach Süden ausgerichtet. Wie in Abbildung 3 zu sehen, nimmt zwar die Sonnenhöhe von Sommer nach Winter ab, jedoch ist der höchste Sonnenstand an einem Tag immer mittags. Deshalb ist in der Solartechnik die Vereinbarung, dass der Azimut 0 im Süden liegt. In Ostrichtung wird er negativ und in Westrichtung positiv. (Mertens 2020, 52)

Obwohl eine reine Südausrichtung den größten Energieertrag garantiert, werden häufig Anlagen mit einer Ost-West-Ausrichtung installiert. Grund dafür ist meist Platzmangel, der eine Anpassung an die örtlichen Gegebenheiten erfordert. In bestimmten Situationen kann eine Ost-West-Anlage sogar von Vorteil sein. Durch eine Ost-West-Ausrichtung wird zwar eine flachere Produktionskurve mit einem geringeren Ertrag erzeugt, jedoch steigt der Produktionszeitraum, so dass auch am Morgen und am Abend der Solarstrom genutzt werden.

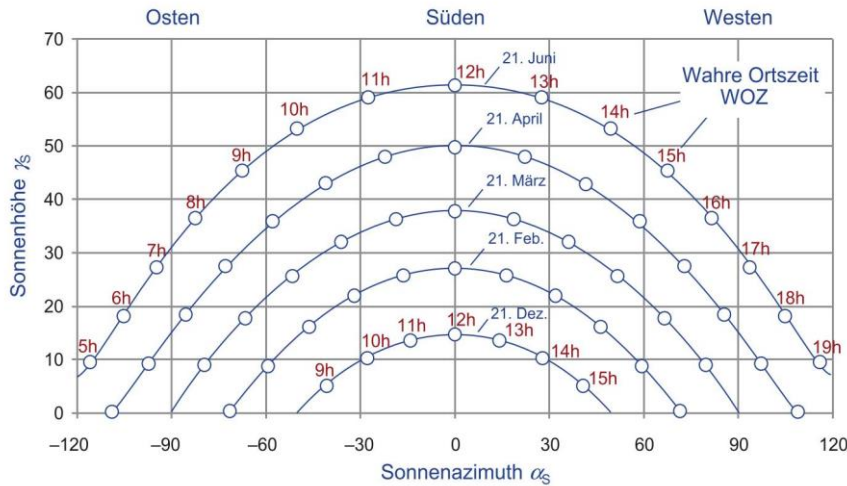


Abbildung 3: Sonnenbahndiagramm für Münster (Mertens 2020, 52)

## 2.2 Die Solarzelle

### 2.2.1 Ersatzschaltbild einer Zelle

Um den Einfluss einzelner verschatteter Zellen auf ein Modul zu untersuchen, muss man sich zunächst mit dem Ersatzschaltbild einer einzelnen Zelle auseinandersetzen. Es gibt verschiedene Möglichkeiten das Ersatzschaltbild einer Zelle aufzuzeigen. Im Folgenden wird das Ein-Dioden-Modell, welches auch als Standard-Modell mit guter Approximationsqualität bezeichnet wird, näher beschrieben (vgl. Abbildung 4).

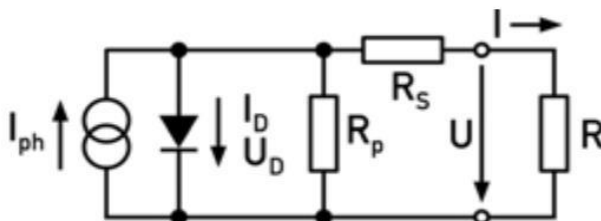


Abbildung 4: Ein-Dioden-Modell einer Solarzelle (Wagner 2010, 50)

Aus dem Ersatzschaltbild ergibt sich die Formel für den Strom nach Abzug aller Verluste nach dem Ein-Dioden-Modell (vgl. 2.2.1). Die Stromquelle, die den Photostrom  $I_{ph}$  erzeugt, und die Diode mit einem Dunkelstrom  $I_D$  lassen sich zur Solarzelle zusammenfassen. Die intern auftretenden Verluste einer realen Solarzelle werden durch den Parallelwiderstand  $R_p$  und den Serienwiderstand  $R_s$  dargestellt. (Wagner 2010, 49)

Der Parallelwiderstand beschreibt die entstehenden Leckströme, welche jedoch bei der Betrachtung mit monokristallinem Halbleitermaterial vernachlässigt werden können. Einzelne Teilwiderstände, zum Beispiel verursacht durch eine schlechte Leitfähigkeit, werden durch den Serienwiderstand dargestellt. (Wesselak und Voswinckel 2016, 39)

$$I = I_{ph} - I_0 * \left( e^{\frac{U+I*R_s}{U_T}} - 1 \right) - \frac{U+I*R_s}{R_p} \quad (2.2.1)$$

## 2.2.2 Strom-Spannungs-Kennlinie

Wie sich das Verhältnis zwischen dem erzeugten Strom und der Zellspannung einstellt, wird durch die Strom-Spannungs-Kennlinie beschrieben. Die beiden Einflussfaktoren für diese Kennlinie sind die Bestrahlungsstärke der Zelle und die Temperatur. Der Punkt, an dem die Spannung und der Strom ein Optimum erreichen, wird als Maximum Power Point (MPP) bezeichnet. Der MPP-Strom ist immer kleiner als der Kurzschlussstrom und die MPP-Spannung ist immer kleiner als die Leerlaufspannung. (Wesselak und Voswinckel 2016, 40)

Die Ermittlung des MPP findet in dem ersten Quadranten für die Solarzellenkennlinie statt. Um die Funktionsweise einer Solarzelle komplett zu beleuchten, müssen alle Quadranten wie in Abbildung 5 aufgezeigt werden. (Wesselak und Voswinckel 2016, 40)

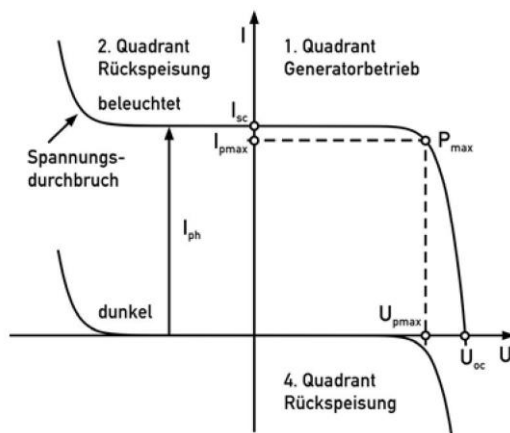


Abbildung 5: Kennlinie einer Solarzelle mit allen vier Quadranten (Wagner 2010, 48)

Wenn die Solarzelle in dem Bereich des 1. Quadranten betrieben wird, spricht man von einem Generatorbetrieb. In dem Fall wird Leistung generiert, wenn Strom und Spannung positiv sind. Durch äußere Einflüsse kann allerdings eine der beiden Variablen negativ werden. Ein Grund für eine negative Spannung ist die Verschattung der Zelle. Die Zelle wird nun im 2. Quadranten betrieben und ist kein Erzeuger, sondern ein Verbraucher geworden. Dies äußert sich in einem Anstieg der Temperatur, was auch zur Zerstörung der Zelle führen kann. (Mertens 2018, 164)

## 2.2.3 Leistung-Spannungs-Kennlinie

Die rote Kurve in Abbildung 6 beschreibt die Leistungs-Spannungs-Kennlinie. Das Maximum der Kurve wird als  $P_{MPP}$  bezeichnet. Da die Arbeitspunkte der Zelle nur auf der Strom-Spannungs-Kennlinie (blau) liegen können liegt der MPP mit der gleichen Spannung ein wenig unter der P/U-Kennlinie. (Quaschnig 2015, 206–207)

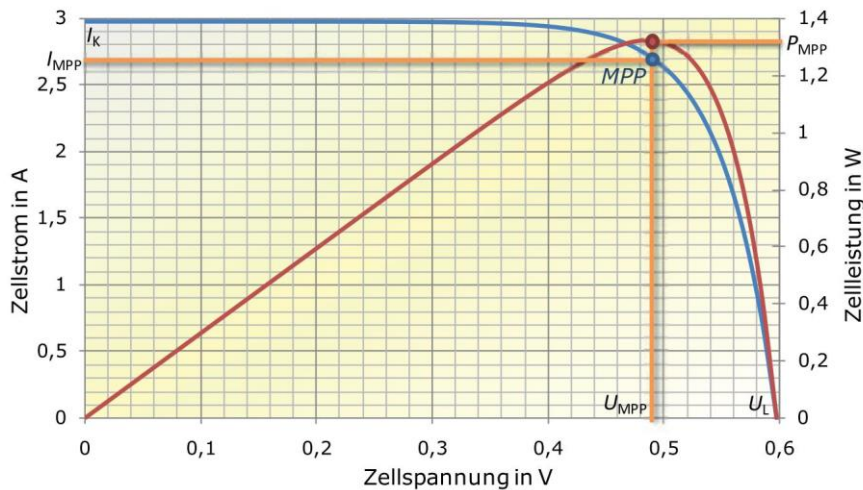


Abbildung 6: Leistung-Spannungs-Kennlinie (rot), Strom-Spannungs-Kennlinie (Quaschnig 2015, 207)

## 2.2.4 Mismatching

Als Mismatching bezeichnet man die Unterschiede der Strom-Spannungs-Kennlinien verschiedener Module in einem Strang. Diese Fehlanpassung ist die Folge geringer Unterschiede zwischen den Modulen, die durch die Modultoleranzen oder eine unterschiedliche Zusammenstellung von Modulen begründet ist. Des Weiteren kann durch ständig wechselnde Strahlungsbedingungen ein Mismatching verursacht werden. Auch bei technisch gleichen Modulen kann insbesondere durch wechselnde Strahlungsbedingungen innerhalb eines Stranges ein Mismatching entstehen. (Wesselak und Voswinckel 2016, 79)

## 2.3 Solarmodul

Für die technische Anwendung werden mehrere Solarzellen in einem Modul zusammengeschaltet. Je nach Modulgröße werden 72 Zellen oder 144 Halbzellen verbaut. Die bevorzugte Technologie hat sich in den letzten Jahren vom Vollzellenmodul in Richtung des Halbzellenmoduls entwickelt. Da für den Versuchsaufbau Halbzellenmodule verwendet wurden, wird im Folgenden die innere Verschaltung dieses Modultyps beschrieben.

### 2.3.1 Halbzellenmodul

Beim Halbzellenmodul wird die Zellanzahl im Gegensatz zu den Vollzellenmodulen verdoppelt. Gleichzeitig sinkt der durch den Busbar in jeder Zelle fließende Strom um die Hälfte. Dies ist ein großer Vorteil, da die Leistungsverluste eines Moduls größtenteils über die Menge des erzeugten Stroms abfallen. (Tyagi et al. 2013, 1–2)

An die Busbars, die auch als Stromsammelschiene bezeichnet werden, werden die von der Sonne aufgeladenen Ladungsträger geleitet. Von den Busbars wird dann der Kontakt zu den nächsten Solarzellen hergestellt. (Mertens 2020, 92–93)

Der Serienwiderstand wird durch die Stromstärke in der Zelle, durch den Abstand und die Anzahl der Finger und Busbars sowie der Emitterschicht bestimmt. Durch Halbierung des Stroms und des Widerstand entsteht ein deutlich erhöhter Wirkungsgrad. (Tyagi et al. 2013, 1–2)

Ein möglicher Verlust durch eine Verschattung ist bei Halbzellenmodulen nicht so erheblich wie bei Standardmodulen. Wie in Abbildung 7 zu sehen, ist immer 2 Stränge mit je 20 Zellen parallel zu einer Bypassdiode geschaltet. Wenn eine Hälfte des Moduls verschattet ist, wird die Bypassdiode aktiv, während die unverschattete Modulhälfte weiterhin normal Strom produziert. Die Wärmeverluste werden durch diese Verschaltung der Zellstränge ebenfalls verringert. Ein weiterer Vorteil der Halbzellentechnologien ist der geringere Abstand zwischen den Halbzellen. Dadurch treten geringere Zellverbindungsverluste und elektrische Verluste auf. (Tyagi et al. 2013, 1–2)

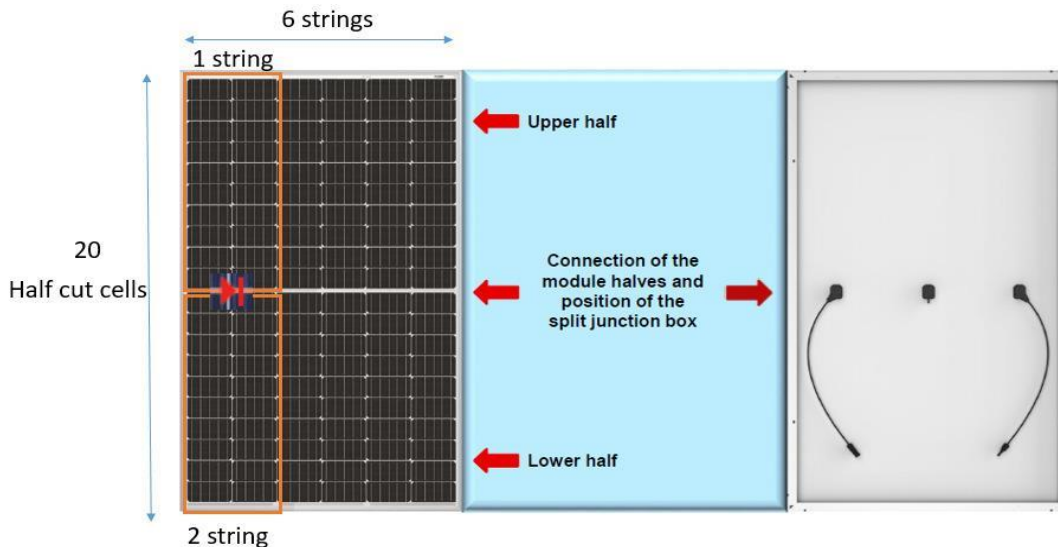


Abbildung 7: Aufbau Halbzellenmodul mit Bypassdiode vorne und hinten (Tyagi et al. 2013)

### 2.3.2 Wirkungsgrad

Das Maß für den aus der Solarstrahlung erzeugten Strom durch eine Solarzelle wird als Wirkungsgrad bezeichnet. Dieser setzt sich zusammen aus der Leistung am MPP, der auf die Zelle auftreffenden Bestrahlungsstärke und der Fläche der Solarzelle. Wie die anderen Parameter für eine Solarzelle wird dieser Wert nur unter idealen Laborbedingungen ermittelt. Der Modulwirkungsgrad liegt immer unter dem Zellwirkungsgrad, da durch die Zusammenschaltung im Modul weitere Verluste auftreten und der Modulrahmen und die Zellzwischenräume keine Leistung erzeugen. Die häufig verbauten monokristallinen Solarmodule werden mit einem Wirkungsgrad von 21,5 % angegeben, während der Zellwirkungsgrad 24 % beträgt. (Quaschnig 2015, 208)

### 2.3.3 Einfluss Temperatur

Um die Leistungsdaten für ein Photovoltaikmodul zu ermitteln, werden diese unter bestimmten Bedingungen getestet. Unter den STC (Standard Test Condition) geht man von einer Einstrahlung von  $1000 \text{ W/m}^2$ , einer Temperatur von  $25 \text{ °C}$  und einem AM 1,5 aus. Die unter diesen optimalen Bedingungen erreichten Werte, sind als Maximalwerte zu verstehen. (Wagner 2010, 406)

Dieser Wert sind jedoch unter realen Bedingungen nicht zu erreichen. Es werden deshalb auf Datenblättern auch die Parameter unter normalen Zelltemperaturen angegeben. Man spricht hier von der NOCT (Nominal Operating Cell Temperature). Die Bestrahlungsstärke wird mit  $800 \text{ W/m}^2$ , die Temperatur mit  $20 \text{ °C}$  und relative Weglänge mit AM 1,5 angegeben. Zusätzlich wird die Windgeschwindigkeit mit  $1 \text{ m/s}$  als Freiheitsgrad eingeführt. (Mertens 2020, 173–174)

Das Verhalten der Spannungen, des Stroms und der Leistung bei sich ändernder Temperatur wird durch die Temperaturkoeffizienten ausgedrückt. Diese sind dem Datenblatt des Moduls (siehe Anhang 1) zu entnehmen und variiert je nach Modultyp. Die Modultemperatur wird näherungsweise mit der Umgebungstemperatur und der Bestrahlungsstärke ermittelt (vgl. Formel 2.3.3).

$$\vartheta_{Zell} = \vartheta_U + (\vartheta_{NOCT} - \vartheta_U) * \frac{E}{E_{NOCT}} \quad (2.3.3)$$

Als Referenz werden die gegebenen Daten für die NOCT-Temperatur genutzt. Der Verlust der Leistung wird in Abbildung 8 deutlich. Der Temperaturkoeffizient von  $P_{max}$  ( $\gamma_{P_{MPP}} = -0,35 \%/^{\circ}C$ ) wurde dem Datenblatt in Anhang 1 entnommen. Mit steigender Erwärmung des Moduls sinkt die zu erwartende Leistung. (Mertens 2020, 173–174)

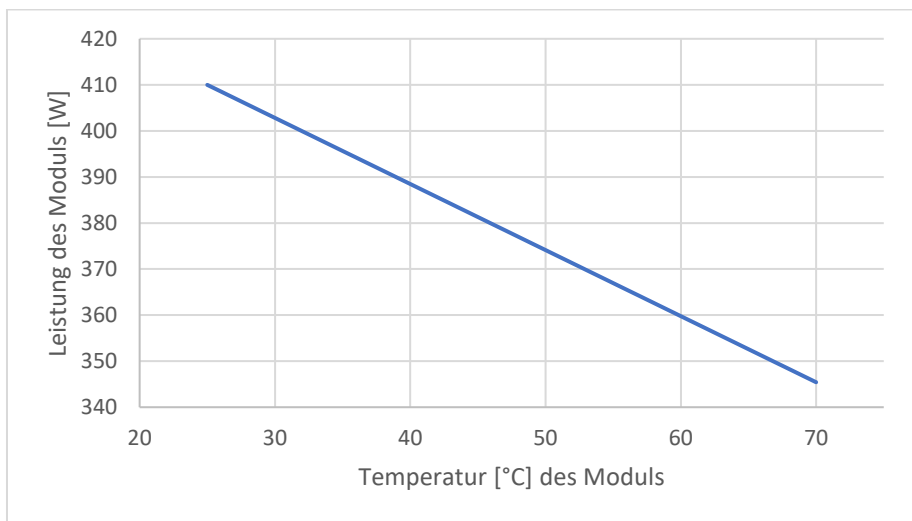


Abbildung 8: Leistungsverlust eines PV-Moduls durch steigende Temperatur,  $P_{MPP} = -0,35 \%/^{\circ}C$  (eigenes Diagramm)

Bei fehlender Belüftung kann auf Dächern die Modultemperatur auf bis zu  $70^{\circ}C$  ansteigen, was einem  $410 \text{ Wp}$  Modul einen Leistungsverlust von ungefähr  $65 \text{ W}$  bedeutet (vgl. Abbildung 8).

Der Leistungsverlust des Moduls wird durch den negativen Temperaturkoeffizienten der Spannung verursacht, während der Kurzschlussstrom mit steigender Temperatur zunimmt. Da der Temperaturkoeffizient der Spannung größer als der des Stroms ist, hat die Leistung ebenfalls einen Temperaturkoeffizienten mit negativem Vorzeichen. Der unterschiedliche Verlauf bei sich ändernder Temperatur ist den Strom-Spannungs-Kennlinien in Abbildung 9 zu entnehmen. Während der Strom leicht ansteigt, sinkt die Spannung stark ab, was zu einem Leistungsverlust führt. (Quaschnig 2015, 210–211)

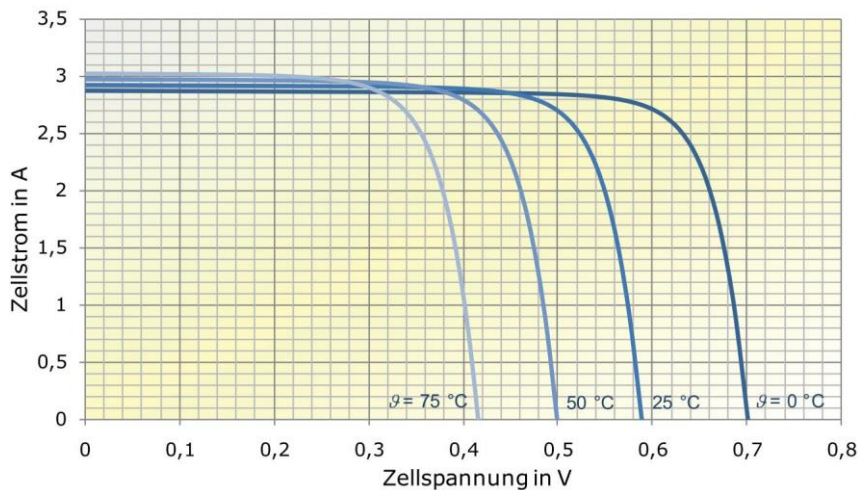


Abbildung 9: Strom-Spannungs-Kennlinie bei unterschiedlicher Temperatur (Quaschnig 2015, 210)

### 2.3.4 Einfluss Bestrahlungsstärke

Auf den Datenblättern für PV-Module sind meist nur die Angaben unter STC-Bedingungen angegeben. Da diese idealen Bedingungen gar nicht oder nur sehr selten bestehen, ist es interessant die Leistung des Moduls bei realen Bedingungen zu betrachten. Es ist nicht immer von einer gleichmäßig starken Bestrahlungsstärke auszugehen, was vor allem an dem Anteil der Diffusionsstrahlung zum Jahresertrag zu erklären ist. Je kleiner die auf das Modul treffende Bestrahlungsstärke, desto kleiner wird auch der Kurzschlussstrom (vgl. Abbildung 10). Es verschiebt sich dadurch auch der MPP des Moduls nach unten und es ist mit niedrigeren Leistungen des Moduls zu rechnen. (Mertens 2018, 172)

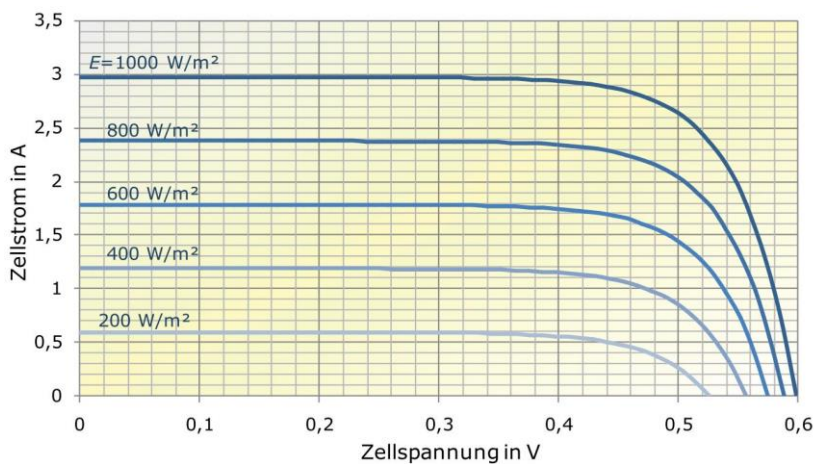


Abbildung 10: Einfluss von unterschiedlichen Bestrahlungsstärken auf die Strom-Spannungs-Kennlinie (Quaschnig 2015, 201)



### 2.3.5 Parallelschaltung der Zellen

In einem Halbzellenmodul sind die Zellen üblicherweise in sechs Stränge aufgeteilt, wovon jeweils zwei Stränge parallel zueinander geschaltet sind. Zur Vereinfachung werden die Stränge als einzelne Zellen dargestellt. Bei diesen sind laut der Maschenregel die Spannungen gleich anzusehen, während die Ströme durch die Knotenregel addiert werden. Durch die Verschattung einer dieser Zellen ändert sich die Spannung nur geringfügig. Gleichzeitig nimmt der durch die Solarstrahlung erzeugte Strom in der verschatteten Zelle stark ab. Da jedoch die anderen Zellen weiterhin Strom erzeugen, generiert das Modul immer noch Strom, obwohl die Gesamtkennlinie abgesackt ist. (vgl. Abbildung 11). (Mertens 2018, 165)

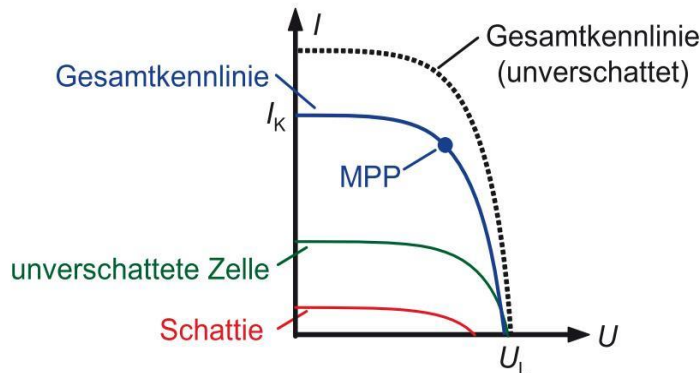


Abbildung 11: Parallelschaltung von Zellen mit einer Zelle (Schattie) verschattet (Mertens 2018, 165)

### 2.3.6 Reihenschaltung der Zellen

In der Realität sind aus verschiedenen Gründen immer mehrere Zellen in Reihe geschaltet. Hauptgrund ist bei einer Parallelschaltung aller Zellen der hohe Strom, welcher zu großen Kabeldurchmessern führen würde. Bei der Reihenschaltung ist die Verschattung einer Zelle ein deutlich größeres Problem als bei der Parallelschaltung, weil sich die Spannungen in Reihe geschalteter Zellen addieren sich, während der Strom gleich bleibt. Der Strom in einer Reihenschaltung wird durch die Zelle mit dem geringsten Strom festgelegt. Wenn durch die Verschattung einer Zelle die Bestrahlungsstärke, die auf die Zelle trifft, geringer ist, nimmt gleichzeitig auch der produzierte Strom ab. An dem Absacken der Gesamtkennlinie in Abbildung 12 wird der Einfluss einer verschatteten Zelle deutlich. (Mertens 2018, 166)

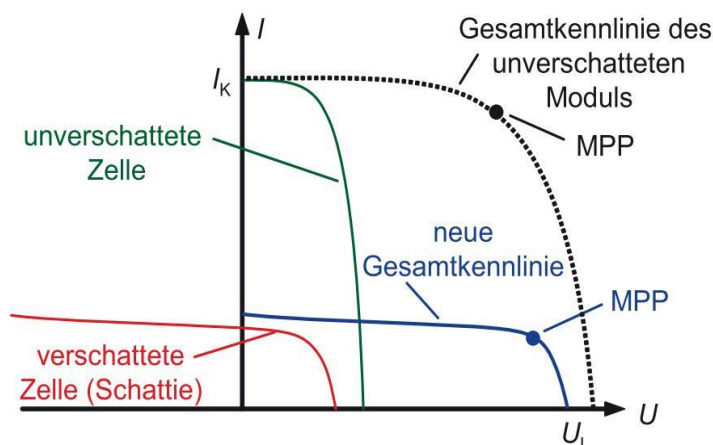


Abbildung 12: Reihenschaltung mit einer Zelle (Schattie) verschattet (Mertens 2018, 167)

### 2.3.7 Bypassdiode

Bei der Verschattung einer Zelle, die mit anderen Zellen in Reihe geschaltet ist, kommt es zu einer hohen Minderung des Leistungsertrags in einem Strang. Damit sich die Verluste geringhalten, werden in den Modulen sogenannte Bypass-Dioden verbaut.

Die Bypassdioden sind antiparallel zu den Solarzellen geschaltet. Wenn die Zelle nicht verschattet ist, wirkt die positive Spannung an der Zelle als Sperrspannung für die Bypassdiode. In dem Moment, wo eine Verschattung der Zelle auftritt, sperrt die Solarzelle und die Spannung dreht sich um. Der Arbeitspunkt der Zelle verschiebt sich in den zweiten Quadranten der Kennlinie und arbeitet nun als Verbraucher. An diesem Punkt ist die Durchlassspannung an der Bypassdiode erreicht und sie kann den Strom der Zellen an der unverschatteten Zellen an der verschatteten Zelle vorbeileiten. (Mertens 2018, 167)

Die maximale Sperrspannung in einer einzelnen verschatteten Zelle wird durch die Anzahl der in Reihe geschalteten Zellen, der Leerlaufspannung der Zelle und der Vorwärtsspannung der Bypassdiode bestimmt. Normalerweise sind nicht mehr als 24 Zellen in Reihe geschaltet, weil sonst die Sperrschichtdurchbruchspannung erreicht und die Zelle zerstört würde. Die Sperrschichtdurchbruchspannung liegt bei herkömmlichen kristallinen Zellen bei ungefähr 15 V. (Pannebakker et al. 2017, 838)

Allerdings entstehen durch die Überbrückung eines ganzen Zellstranges mit beispielsweise 20 Zellen erhebliche Ertragsverluste bei einem Modul. Wie in Abbildung 13 zu sehen, wird der Verlust von einem Drittel eines Vollzellenmoduls in Kauf genommen. Um den Verlust möglichst gering zu halten, müsste man an jeder einzelnen Zelle eine Bypassdiode verbauen. Durch die in herkömmlichen Modulen hohen entstehenden Strömen von bis zu 9 A, sind hohe Verlustleistungen und sehr hohe Temperaturen von bis zu 150 °C an den Bypassdioden möglich. Vor allem durch die hohen Temperaturen sind die Bypassdioden anfällig kaputt zu gehen. Durch die Einführung der Halbzellentechnologie ist die Anzahl der überbrückten Zellen zurückgegangen. Bei einem Halbzellenmodul mit 72 Halbzellen sind jeweils zwei Stränge mit jeweils 12 Zellen parallel zu einer Bypassdiode geschaltet. So kann der Verlust im Gegensatz zum Vollzellenmodul gesenkt werden. (Pannebakker et al. 2017, 838)

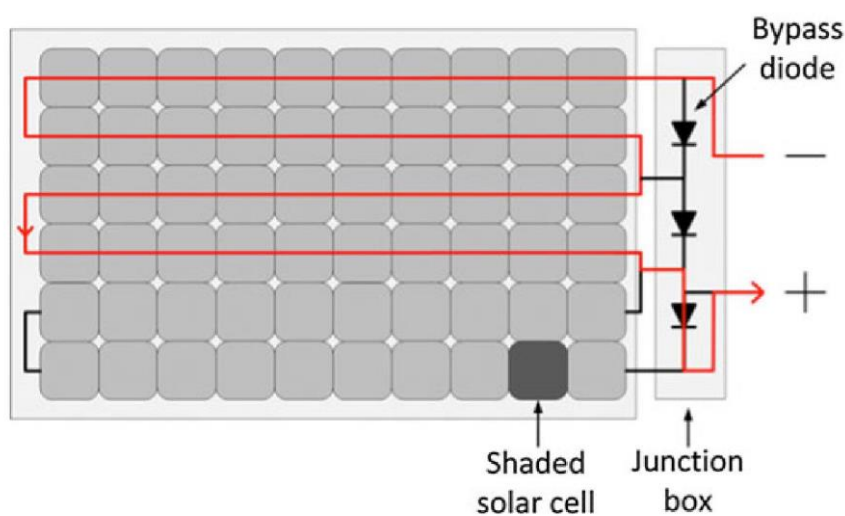


Abbildung 13: Vollzellenmodul mit einer verschatteten Zelle und durch Bypass-Diode überbrückter Strang (Pannebakker et al. 2017, 839)

### **2.3.8 Hot Spots**

Die Bypassdioden werden noch aus einem anderen Grund in PV-Modulen verbaut. Wenn nur eine Zelle verschattet ist, wird der Strom, der von den anderen Zellen durch die verschattete Zelle gedrückt. Während der Strom immer noch positiv ist, ist die Spannung nun negativ. An der verschatteten Zelle entsteht eine große umgesetzte Leistung, die in Form von Wärme abgegeben wird. Diese hohen Temperaturen können zu sogenannten Hot Spots führen, welche die Zelle beschädigen oder sogar zerstören können. Die Bypass-Diode schützt die Zelle vor einer Zerstörung, da der Strom an der verschatteten Zelle vorbeigeführt wird. (Mertens 2018, 169)

### 3 MPP-Tracking

Um den maximalen Leistungspunkt einer Anlage, eines Stranges oder eines Moduls zu einem bestimmten Zeitpunkt zu ermitteln, werden MPP-Tracker benutzt. Diese werden herkömmlicherweise in den Wechselrichtern verbaut. Neben dem Wechselrichter MPPT gibt es auch andere Stellen und Möglichkeiten für die Anlage einen optimalen Leistungspunkt zu finden. Man spricht hier von der Optimierung auf verschiedenen Ebenen. Der Wechselrichter führt ein MPP-Tracking auf Strangebene durch, während ein Leistungsoptimierer das MPP-Tracking auf Modulebene durchführt.

#### 3.1 Widerstandslast

Die Solarmodule betreiben durch die selbst produzierte elektrische Energie angeschlossene Lasten. Vereinfacht wird die Last hier als Widerstand  $R$ , welcher parallel zu dem Solargenerator geschaltet ist, dargestellt. Wie in Abbildung 14 zu sehen ist, ist die Widerstandskennlinie linear. Für die Kennlinie mit einer Temperatur von  $25^{\circ}\text{C}$  und einer Bestrahlungsstärke von  $400\text{ W/m}^2$  ist der Arbeitspunkt fast an dem MPP der Kurve. Wenn sich die Betriebsbedingungen ändern und sich eine Kennlinie mit einer Temperatur von  $75^{\circ}\text{C}$  und einer Bestrahlungsstärke von  $1000\text{ W/m}^2$  einstellt, liegt der Arbeitspunkt deutlich unter der maximalen Leistung. (Quaschnig 2015, 220)

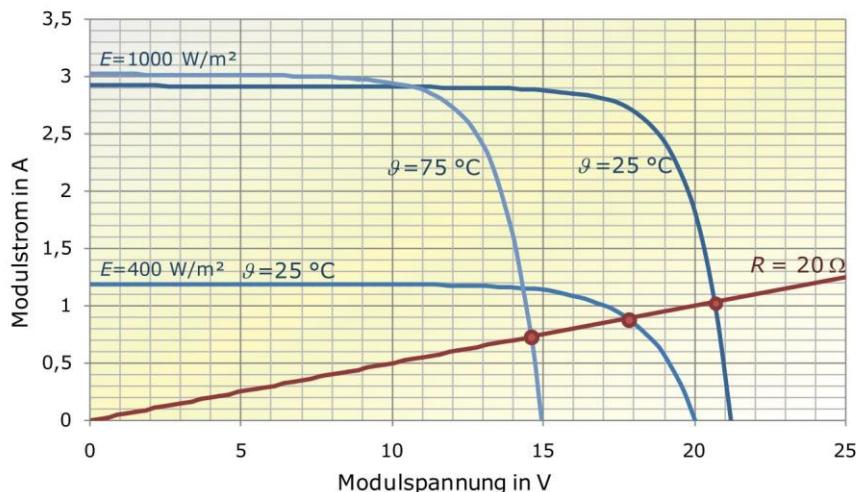


Abbildung 14: Strom-Spannungs-Kennlinie bei unterschiedlichen Betriebszuständen und die Widerstandskennlinie für die Last (Quaschnig 2015, 220)

Um zu verhindern, dass durch den Lastwiderstand die Leistungsausbeute begrenzt wird, schaltet man einen Gleichspannungswandler zwischen die stromerzeugenden Module und den Verbraucher (vgl. Abbildung 15). Der DC-DC-Wandler ermöglicht einen Spannungsunterschied zwischen den Modulen und dem Verbraucher. So kann über die variable Spannung eine höhere Leistungsausbeute erreicht werden. (Quaschnig 2015, 221)

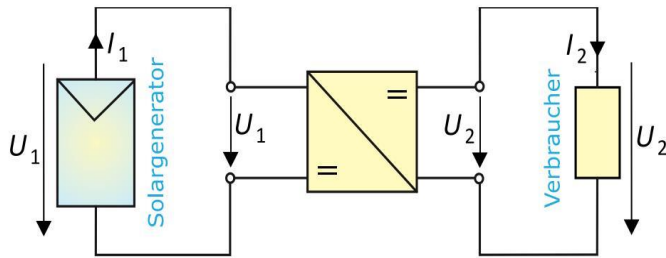


Abbildung 15: Solargenerator und Verbraucher mit zwischengeschaltetem DC-DC-Wandler (Quaschnig 2015, 221)

### 3.2 Abwärtswandler

Der Abwärtswandler, auch Buck-Converter genannt, ist in Abbildung 16 dargestellt. Als Schalter  $S$  wird meist ein Mosfet-Transistor verwendet. Ist der Schalter eingeschaltet, lädt sich die Spule  $L$  auf, da an der Spule ein magnetisches Feld entsteht. Ist der Schalter ausgeschaltet, bricht das magnetische Feld an der Spule zusammen und der Strom fließt in Richtung des Kondensators  $C_o$ . Das Ein und Aus des Schalters passiert in sehr kurzer Zeit und wiederholt sich je nach Abtastrate immer wieder. An dem Kondensator entsteht eine sich ändernde Spannung, wenn sich der Switch an oder aus schaltet. Es entsteht eine mittlere Spannung, welche geringer ist als die Eingangsspannung. Die gemessene Spannung am Ausgang entspricht der am Kondensator abfallenden Spannung. (G und Singh 2017, 1231)

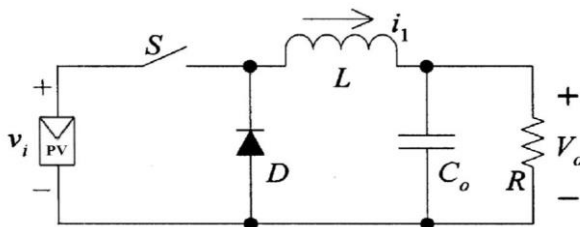


Abbildung 16: Schaltbild: DC-DC Abwärtswandler (G und Singh 2017, 1231)

In welchem Bereich der Abwärtswandler die Spannung in Richtung des MPP ändern kann, ist in Abbildung 17 aufgezeigt. Der nicht schraffierte Bereich ist als Tracking Region ausgewiesen. Die eingangsseitige Impedanz ist mit  $R_i$  und die lastseitige Impedanz mit  $R$  gekennzeichnet. Die Eingangsimpedanz kann von einem unendlich großen  $R_i$  zum  $R_{MPP}$  gebracht werden. Der Abwärtswandler kann keine Werte über dem  $IMPP$  erreichen. (G und Singh 2017, 1231)

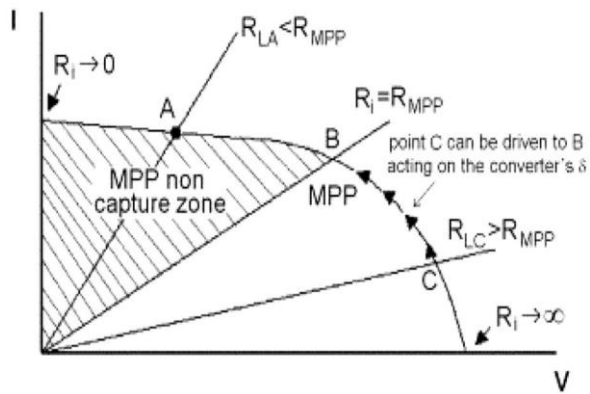


Abbildung 17: Tracking and Non-Tracking (gestrichelt): Arbeitsbereich für einen Abwärtswandler (G und Singh 2017, 1232)

### 3.3 Aufwärtswandler

Bei dem Aufwärtswandler (Boost-Converter) hingegen kann die Ausgangsspannung erhöht werden. Nach dem Energieerhaltungssatz muss die Ausgangsleistung der Eingangsleistung entsprechen. Wenn die Spannung durch den Aufwärtswandler erhöht wird, sinkt gleichzeitig der Strom. Das in Abbildung 18 gezeigte Schaltbild beschreibt die Funktionsweise des Aufwärtswandlers. Wenn der Switch  $S$  eingeschaltet ist, entsteht ein magnetisches Feld an der Spule  $L$ . Währenddessen steigt der Induktionsstrom bis der Switch ausgeschaltet wird. Nun bricht das magnetische Feld zusammen und der gespeicherte Strom der Spule fließt durch die Diode  $D$  in Richtung des Kondensators  $C$ . Es entsteht eine erhöhte Spannung an dem Kondensator, welche dann auch als Ausgangsspannung zu sehen ist. (G und Singh 2017, 1233)

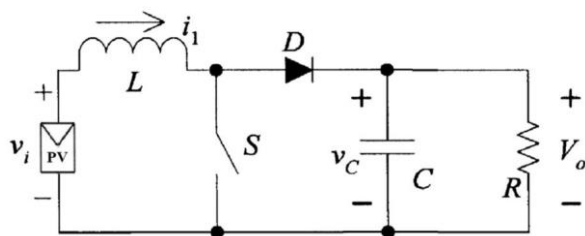


Abbildung 18: Schaltbild: DC-DC Aufwärtswandler (G und Singh 2017, 1233)

Bei dem Aufwärtswandler ist der Bereich für eine veränderbare Spannung ebenfalls begrenzt. Es können eingangsseitige Impedanzen von Null bis zum  $R_{MPP}$  erreicht werden (siehe Abbildung 19). (G und Singh 2017, 1233)

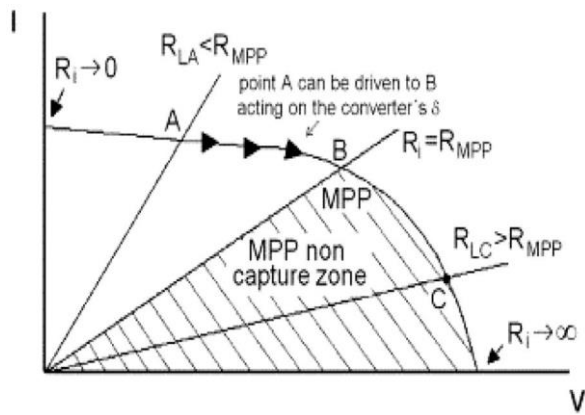


Abbildung 19: Tracking and Non-Tracking (gestrichelt): Arbeitsbereich für einen Aufwärtswandler (G und Singh 2017, 1233)

### 3.4 Funktionsweise

Das Suchschwingverfahren, auch P&O (Perturb and Observe), ist eines der herkömmlichen Verfahren zur Ermittlung des MPP. Dazu werden Spannung und Strom am Ausgang des Wandlers gemessen. Die sich ergebene Leistung  $P_1$  wird als erster Wert gespeichert. Nun wird das Tastverhältnis des Wandlers geändert und erneut über Spannung und Strom eine Leistung  $P_2$  bestimmt. Die Leistungen  $P_1$  und  $P_2$  werden miteinander verglichen. Wenn  $P_1 < P_2$  ist, sich also die Leistung verbessert hat, wird das Tastverhältnis erneut bestimmt und die Leistung  $P_3$  mit  $P_2$  verglichen. Ist  $P_2 < P_3$  hat sich die Leistung nicht weiter erhöht und das Maximum muss zwischen diesen Leistungspunkten liegen. Das Tastverhältnis wird in umgekehrte Richtung wieder geändert. (Quaschnig 2015, 227)

Das konstante Einstellen des maximalen Leistungspunktes kann auch als Nachteil gesehen werden, da nie ein Leistungspunkt konstant bleibt und die ständigen Schwankungen zu Verlusten führen können. (Femia et al. 2005, 963)

### 3.5 Globaler MPP

Das Konzept einer Anlage mit mehreren Strängen und einem zentralen Wechselrichter hat sich über die Jahre durchgesetzt. Dies ist durch eine einfache Struktur, geringere Kosten pro Leistungseinheit und einen hohen Energieumwandlungswirkungsgrad begründet.

Ein Nachteil bei der Verwendung zentraler Wechselrichter sind die Herausforderungen, die bei nicht idealen Bedingungen entstehen. Wenn ein oder mehrere Zellstränge durch eine Verschattung überbrückt werden, kommt es in der Leistungs-Spannungs-Kurve zu zahlreichen Spitzen. Es entstehen also viele lokale maximale Leistungspunkte (LMPP). Mit den verschiedenen MPPT-Technologien ist es schwierig, den globalen MPP (GMPP) zu erfassen. Stattdessen kann es passieren, dass ein LMPP für den GMPP gehalten wird und es zu Leistungsverlusten kommt. Eine Technologie dafür, dieses Problem zu verhindern, ist der Leistungsoptimierer, der im nächsten Kapitel vorgestellt wird (Refaat et al. 2020, 1)

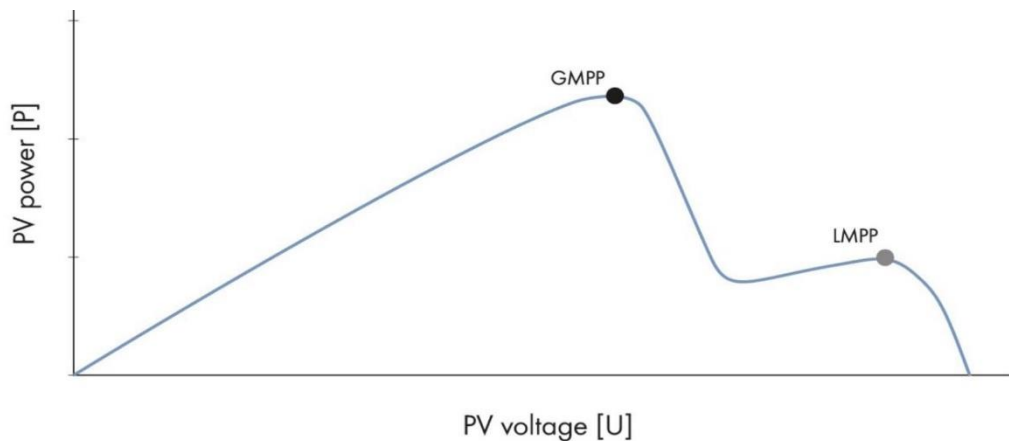


Abbildung 20: Leistungs-Spannungs-Kennlinie: Global Maximum Point (GMPP) und Local Maximum Point (LMPP) eines Stranges (Franke 2019, 4)

### 3.6 Leistungsoptimierer

Eine Reihe aus Modulen kann eine optimale Spannung und Stromstärke erzeugen, wenn ideale Bedingungen herrschen und alle Module gut funktionieren. Wenn eine Verschattung auf einem Modul auftritt, sinkt der Strom und damit auch die Ausgangsleistung. Leistungsoptimierer tragen dazu bei, die Verluste zu vermindern. An jedem Modul wird ein Leistungsoptimierer angebracht, der durch ein lokales MPP Tracking den optimalen Leistungspunkt jedes einzelnen Moduls erfasst. (Elmelegi et al. 122019, 1042)

Durch die Bypassdioden kann der Verlust durch Verschattung eines Moduls eingegrenzt werden. Um jedoch trotz einer Verschattung den maximalen Ertrag aus dem Modul zu holen, werden Leistungsoptimierer verwendet. Für Leistungsoptimierer gibt es verschiedene Technologien, jedoch beruht jede dieser Technologien auf dem Konzept eines DC-DC-Wandlers. Bei der DC-DC-Wandlung wird die vom Modul kommende Spannung für den MPP angepasst. Wenn die Spannung größer werden muss, wird dies durch einen Aufwärtswandler (Boost-Converter) realisiert. Für eine geringere Spannung wird ein Abwärtswandler (Buck-Converter) verwendet. Welche Spannung eingestellt werden soll, wird durch den MPPT-Controller, der ebenfalls im Leistungsoptimierer verbaut ist, bestimmt. So wird ein lokaler MPP geschaffen, der dem Wechselrichter hilft, den GMPP des Stranges zu ermitteln. (G und Singh 2017, 1231)

#### 3.6.1 Forschungsstand

Der Einfluss der Leistungsoptimierer auf ein Photovoltaiksystem mit einer partiellen Verschattung wird auch in der Studie „Performance Evaluation of DC Power Optimizer“ von Ramli und Salam untersucht. Dort wird die Ertragssteigerung bei unterschiedlichen Verschattungsstärken auf ein System beobachtet. Der untersuchte Strang beinhaltet 5 Module, wovon zwei Module verschattet sind. Im ersten Versuchsstrang werden an den verschatteten Modulen Optimierer verbaut. Der zweite Strang ist nur mit herkömmlichen Bypassdioden ausgestattet. Bei einer geringen oder keiner Verschattung der optimierten Module wird der mögliche erzeugte Ertrag durch interne Verluste der Optimierer wieder ausgeglichen. Es kann sogar passieren, dass im Vergleich zu einer Anlage, die nur mit Bypassdioden ausgestattet ist, insgesamt Verluste auftreten. An einem untersuchten Tag mit verschiedenen Verschattungen angefangen bei keiner Verschattung vormittags bis zu einer mäßigen Verschattung am



Nachmittag wurde eine Ertragssteigerung von 4,6 % durch den mit Optimierern ausgestatteten Strang erreicht. (Ramli und Salam 2019, 1350)

Neben den Leistungsoptimierern gibt es noch andere Möglichkeiten den MPP eines Systems zu erfassen. Laut Franke ist die beste Alternative zu den Optimierern die Nutzung der standardmäßig verbauten Stringwechselrichter. Diese führen ein MPP-Tracking über den gesamten Strang durch. In der Studie „The Impact of Optimizers for PV-Modules“ wird eine PV-Anlage mit verschiedenen Optimierern und ein System mit einem Stringwechselrichter verglichen. Als Verschattung wird zunächst ein Modul komplett verschattet, während im zweiten Versuchsteil nur ein Pfahl einen Schattenwurf hervorruft. Franke findet in seiner Studie heraus, dass die Ertragssteigerung stark von den Witterungsbedingungen und der Art des Schattens abhängt. Bei einem geringen Schattenwurf durch den Pfahl hat der Optimierer keine Chance den Ertrag des einzelnen Moduls zu steigern. Da der Optimierer dazu beiträgt den GMPP schneller zu finden, helfen die Optimierer an Tagen mit wechselnden Bestrahlungsstärken den Ertrag zu steigern. (Franke 2019, 19)

Die herkömmlichen Stringwechselrichter sind heutzutage mit eigenen MPP-Trackern ausgestattet, die auch nicht umgangen werden können. Diese Technik ist auch in dem Wechselrichter des Versuchsaufbaus dieser Arbeit verbaut. In der Studie „Centralized vs Distributed (Power Optimizer) PV System Architecture Field Test Results Under Mismatched Operating Conditions“ von Sanz et al. wird die gegenseitige Beeinflussung des MPPT des Wechselrichters und des Optimierers untersucht. (Sanz et al. 062011, 2437)

Das Ergebnis dieser Studie ergibt eine geringe Ertragssteigerung durch die Optimierer bei homogenen und leicht wechselhaften Bedingungen. Diese Ergebnisse wurden jedoch beeinflusst von Tagen mit geringer Strahlung. Durch die geringe Strahlung ist der Optimierer nicht im Betrieb, verbraucht jedoch Energie. (Sanz et al. 062011, 2439)

Der Einfluss der Verschattungsstärke wird in der Studie ebenfalls untersucht. Bei einer Verschattung einer Zelle von bis zu 33 % ist die Produktion durch den MPP-Tracker des Wechselrichters und ohne Optimierer höher als das System mit Optimierer. Bei einer starken Verschattung helfen die Optimierer zusammen mit dem MPP-Tracker des Wechselrichters den Ertrag der Anlage zu erhöhen. (Sanz et al. 062011, 2439)

### **3.6.2 Modul-Monitoring**

Der Leistungsoptimierer hat neben seiner Funktion als lokaler MPPT noch andere Vorteile, die einen Einsatz rechtfertigen. Damit der Wechselrichter von jedem einzelnen Modul Informationen über die momentane Leistung bekommt, haben die Optimierer eine Kommunikationsverbindung zu dem Wechselrichter. Im Portal des jeweiligen Wechselrichteranbieters kann genau überprüft, ob das Modul wie gewünscht arbeitet oder ob es beschädigt ist. Voraussetzung für ein Modul-Monitoring ist der Einbau von Optimierern unter jedem im System verbauten Modul. Ein genaues Modulmonitoring ist in dieser Arbeit nicht möglich, da die Optimierer von SolarEdge nur eine Verbindung zu einem SolarEdge Wechselrichter aufbauen können.

### **3.7 Wechselrichter**

Der Wechselrichter ist das zentrale Bauteil einer Photovoltaikanlage. Neben der Umwandlung des durch die Solarmodule erzeugten Gleichstroms in einen sinusförmigen Wechselstrom, ist der Wechselrichter dafür verantwortlich, den Strom synchron zur Netzfrequenz einzuspeisen. Die

Personensicherheit wird durch eine kontinuierliche allstromsensitive Fehlerstromüberwachung gewährleistet. (Mertens 2020, 204)

Je nach Anlagenkonzept werden verschiedene Arten von Wechselrichtern verwendet. Dabei wird unterschieden in Zentralwechselrichter, String-Wechselrichter und Modulwechselrichter. Je nach Größe der Anlage und Anzahl der Stränge kann es vorkommen, dass mehrere Wechselrichter parallelgeschaltet werden. (Falk Anthony und Christian Dürschner und Karl-Heinz Remmers 2009, 157)

Durch einen MPP-Tracker soll die aus den Strängen abgegebene Spannung durch einen Aufwärtswandler angehoben werden, um die das maximale Leistungsniveau zu erreichen. (Mertens 2020, 204)

Neben der String-Wechselrichtern gibt es noch andere Wechselrichtertechnologien. Eine davon ist der Mikroinverter, welcher direkt unter einem einzelnen Modul verbaut wird und dort den DC- Strom in AC-Strom umwandelt. Es wird ein LMPP für jedes einzelne Modul geschaffen und ein Mismatching zwischen verschiedenen Modulen vermieden. In der Literatur werden Modulwechselrichter als Lösung des Verschattungsproblems angesehen, jedoch entstehen durch eine Vielzahl verbauter Wechselrichter im gesamten System im Vergleich mit einer zentralen Lösung deutlich höhere Kosten. Deshalb konnten sich die Mikroinverter bisher noch nicht durchsetzen und wird deshalb in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt (Wesselak und Voswinckel 2016, 80)

## **3.8 Datenerfassung**

### **3.8.1 Portal**

Für den Versuch werden die Daten für Spannung und Strom dem SEMS-Portal der Firma GoodWe entnommen. Die Daten werden am Wechselrichter gesammelt und automatisch in das Portal hochgeladen. Pro Minute wird ein Datensatz hochgeladen. Die Werte zwischen den Messungen werden interpoliert. Die Datenerfassung beginnt sobald die Startspannung von 180 V erreicht ist und wird beendet, sobald der Wert wieder unter diese Spannung sinkt. Die erfassten Daten sind als Excel-Datei exportierbar und können anschließend weiterverarbeitet werden. Die Verbindung des Wechselrichters mit dem Internet ist über WLAN realisiert, was zu Problemen während des Versuchszeitraum geführt hat, da die Internetverbindung nicht immer gegeben war.

### **Auswertung der Daten**

Die gesammelten Daten für einen Tag werden mit Hilfe einer selbst entwickelten Excel-Vorlage ausgewertet. Für jeden einzelnen Zeitpunkt wird aus den Messdaten für die momentane Spannung und momentanen Strom die produzierte Leistung errechnet und dann für den untersuchten Zeitraum aufsummiert. Mit der Formel 3.4.1 wird dann der für den untersuchten Zeitraum der erreichte Ertrag der beiden Stränge ausgerechnet.

$$W = (\sum U * I) * \frac{1h}{60min} * \frac{1kW}{1000W} \quad (3.4.1)$$

Die Ergebnisse werden als Spannungs-Zeit, Strom-Zeit und Leistungs-Zeit-Diagramme dargestellt und für die Auswertung verwendet. Um die Verläufe für die Parameter besser einschätzen zu können, werden diese zusätzlich mit der Strom-Spannungs-Kennlinie und der Leistung-Spannungs-Kennlinie verglichen. Die errechneten Ertragswerte zeigen den Unterschied zwischen den beiden Strängen unter den verschiedenen Versuchsbedingungen.

### **3.8.2 Multimeter**

Für die Vorversuche in 4.4.2 wird zur Messung des Kurzschlussstroms und der Leerlaufspannung ein Multimeter der Firma PeakTech verwendet. Damit werden Gleichspannungs- und Gleichstrommessungen durchgeführt. Beachtet wurde, dass maximal eine Spannung von 1000 V und maximal ein dauerhafter Strom von 10 A nicht überschritten wurde. Weitere Informationen sind dem Datenblatt des Multimeters in Anhang 1.4 zu entnehmen.

### **3.8.3 Wetterdaten**

Für den Versuch sollen die Optimierer auf ihre Leistungsfähigkeit unter bestimmten Strahlungsbedingungen untersucht werden. Als Referenzwerte werden die Messdaten von der auf dem Dach der Hochschule für angewandte Wissenschaften in Bergedorf verbauten Photovoltaikanlage genutzt. Dort sind drei Pyranometer verbaut. Eins misst die Bestrahlungsstärke oben an dem Modul, das andere unter dem Modul und das letzte die Bestrahlungsstärke bei horizontaler Ausrichtung. Da die Module in einer fast horizontalen Ausrichtung verbaut sind, wird immer der Wert für die horizontale Bestrahlungsstärke verwendet. Aus den Messungen für die Bestrahlungsstärke kann auf die momentane Mischung aus Direkt- und Diffusionsstrahlung geschlossen werden. Auf Grund der Entfernung zwischen dem Standort der Messdatenerfassung und der Versuchsanlage sind die Strahlungswerte nur als ungefähre Referenzwerte zu sehen. Hiermit soll lediglich der Zusammenhang zwischen der Strahlungsstärke und dem Leistungsertrag der Versuchsanlage hergestellt werden.

### **3.8.4 Ertragsdaten Simulation**

Als Referenz für die erwartbaren Erträge der Versuchsanlage wird eine Simulation über das Photovoltaik Geographical Information System (PVGIS) genutzt, welches durch das Joint Research Center der Europäischen Kommission kostenlos zur Verfügung gestellt wird. Über die Datenbank von PVGIS werden die Globalstrahlungsdaten und Ertragsdaten pro Monat auf der Basis der eingegeben Leistung, Neigung und Ausrichtung erfasst.

## **3.9 Ertragsgutachten**

Bevor sich Privat- und auch Gewerbekunden für den Kauf einer Photovoltaikanlage entscheiden, erhalten Kunden in der Regel eine Wirtschaftlichkeitsprognose der angebotenen Anlage. Grundlage für die Wirtschaftlichkeit ist eine Prognose der zu erwarteten Erträge. Diese werden, wenn es um große Anlagen mit hohem Investitionsaufwand geht, optimalerweise von einem unabhängigen Gutachter erstellt. Bei privaten Anlagen, die meist unter der 20 kWp Grenze bleiben, wird in der Regel auf einen Gutachter verzichtet und die Ertragsprognose vom Anbieter der Anlage erstellt. (Astrid Grell und Thomas Lang 2008, 26–27)

Grundlage für die Prognose ist der zu erwartende Strahlungseintrag für den Bau betroffenen Standort. Dafür werden langjährige Messwerte durch eine nahe gelegene Wetterstation. Die Messwerte werden in Form von monatlichen Summenwerten zur Verfügung gestellt. (Astrid Grell und Thomas Lang 2008, 26–27)

Für die Ertragsprognose zur Überprüfung der Wirtschaftlichkeit der Optimierer wird die in der Firma SolarFuchs vorhandene Vorlage zur Ertragsberechnung genutzt. Dort werden die verschiedenen Parameter in Zusammenhang gesetzt.

### **Vergütungssätze**

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung sind die von der Bundesnetzagentur festgelegten Vergütungssätze für eingespeisten PV-Strom und der örtliche Strompreis, der für den durch Eigenverbrauch gesparten Strom gezahlt würde. Für den August 2021 ist eine Vergütung von 7,37 festgelegt. Diese Vergütung wird ab dem Datum der Inbetriebnahme für den eingespeisten Strom bezahlt und bleibt laut EEG über 20 Jahre Laufzeit zuzüglich des Inbetriebnahmejahres bestehen. Die Vergütung ist ein degressiver Preis, der je nach Marktwachstum und Kostensenkungen, geringer wird. Zurzeit ändert sinkt die Vergütung um 1,4 % pro Monat. (Falk Anthony und Christian Dürschner und Karl-Heinz Remmers 2009, 82)

Die Einsparung durch gesparte Stromkosten wird auf Basis des aktuellen Strompreises berechnet, der allerdings im Laufe der 20 Jahre steigen wird. Durch eine Preissteigerung bei fossilen Brennstoffen wie Öl und Gas wird der Strompreis jedoch deutlich teurer werden. Deshalb ist dieser Wert für eine genaue Ertragsprognose nicht als konstant anzusehen. Da es hier jedoch um den Vergleich von zwei Varianten geht, ist dieser Wert für diese Ertragsprognose zu vernachlässigen.

### **Eigenverbrauch**

Der Anteil des selbstverbrauchten PV-Stroms wird mithilfe des Jahresstromverbrauchs des Kunden im Verhältnis zur Anlagengröße errechnet. Der Eigenverbrauchsanteil gibt an, wieviel des erzeugten Solarstroms selbst verbraucht wird. In der Regel wird eine Anlage so ausgelegt, dass der Eigenverbrauch möglichst hoch ist, um mithilfe des Solarstroms den Autarkiegrad, das heißt den Anteil des PV-Stroms, der im Haushalt verbraucht wird, zu erhöhen. Gerade mit Sicht auf in der Zukunft steigende Strompreise ist ein hoher Autarkiegrad von Vorteil, da der günstig erzeugte PV-Strom verbraucht wird und teure und umweltschädliche fossile Brennstoffe gespart werden können. (Quaschnig 2020, 147)

### **Spezifischer Jahresertrag**

Der für die Wirtschaftlichkeitsberechnung herangezogene spezifische Jahresertrag gibt Auskunft über den über das Jahr erwartbaren Ertrag pro kWp. Er basiert auf Erfahrungswerten. Eine in Hamburg aufgebaute, nach Süden ausgerichtete und unverschattete PV-Anlage mit einem kWp 850 kWh im Jahr. Dieser Wert wird bei örtlichen Verschattungsbedingungen oder eine von Süden abweichenden Ausrichtung der Anlage verringert. Bei ihren Ertragsprognosen schätzt die Firma SolarFuchs anhand dieser Werte die Erträge der angebotenen Anlagen. Für den Versuch wird jedoch eine Simulation der jährlichen erwartbaren Erträge durch PVGIS als Grundlage für die Ertragsprognose verwendet. (Falk Anthony und Christian Dürschner und Karl-Heinz Remmers 2009, 95)

### **Laufzeit**

Die Einspeisevergütung ist auf eine Zeit von 20 Jahren angesetzt. Deshalb wird die Ertragsprognose für 20 Jahre erstellt. Ab dem 21. Jahr bekommt man entweder gar keinen oder nur einen sehr geringen Anteil der Einspeisevergütung. Meist geht ein Weiterbetrieb der Anlage mit einer umfassenden

Erneuerung der Anlage einher, da die Leistung eines Moduls sich im Laufe von 20 Jahren erheblich steigert und auf der gleichen Fläche deutlich mehr PV-Strom erzeugt werden kann. (Falk Anthony und Christian Dürschner und Karl-Heinz Remmers 2009, 82)

### **Investitionskosten**

Der Preis für die Investitionskosten orientiert sich an den Kosten für ein verbautes kWp. In diesem Wert sind alle Kosten beinhaltet, die für den Bau und Betrieb eines kWp anfallen. Auf Grund stark fallender Materialkosten ist dieser Preis in den letzten Jahren stark gefallen (vgl. Abbildung 21). Im Jahre 2008 kostete ein kWp noch über 4000 € während es 2018 nur knapp über 1000 € kostete. Während die Investitionskosten für eine PV-Anlage stark gefallen sind, führt die degressiv fallende Vergütung für den eingespeisten Strom zu einer ungefähr gleichbleibenden Amortisationszeit. (Falk Anthony und Christian Dürschner und Karl-Heinz Remmers 2009, 78–79)

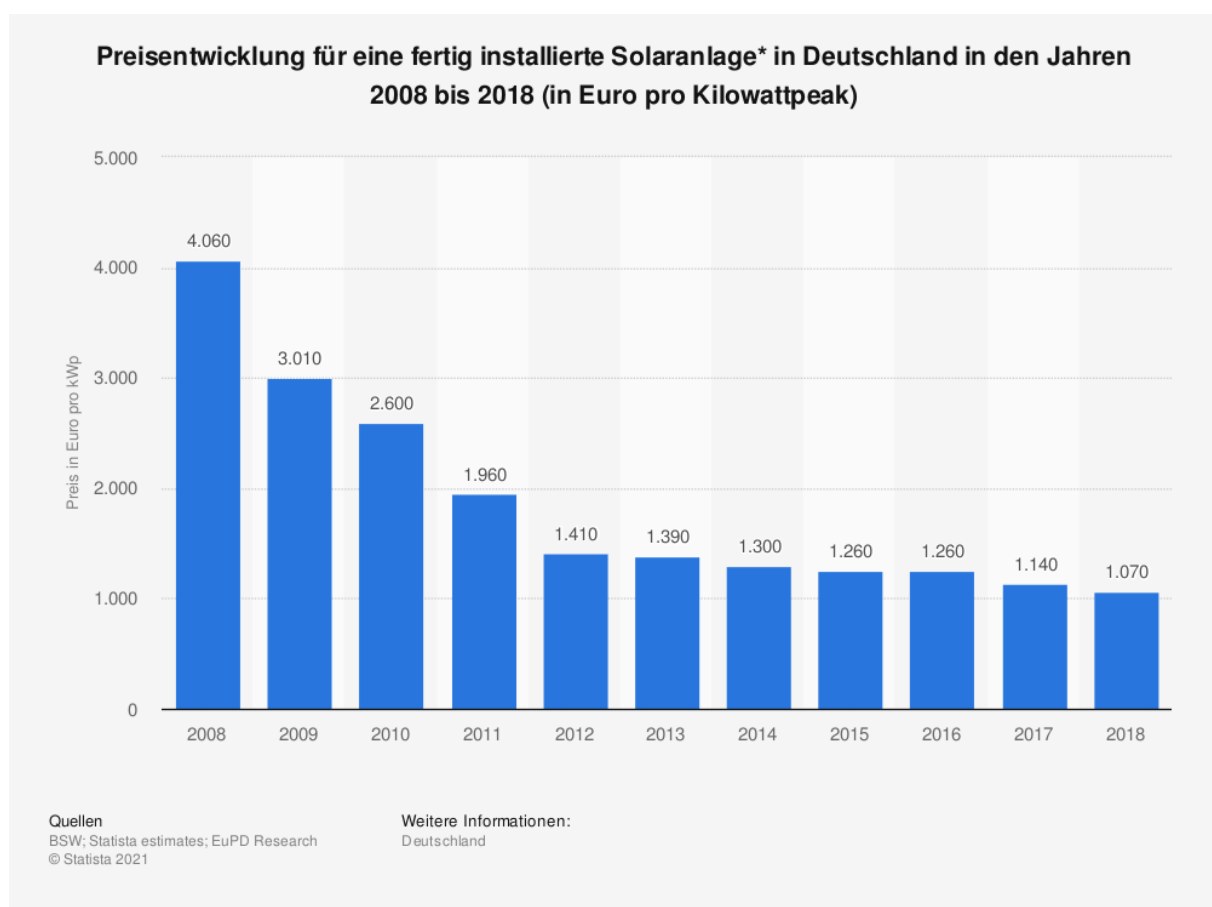


Abbildung 21: Kosten für ein verbautes kWp in Deutschland von 2008-2018

### **Amortisation und Rendite**

Die Amortisationsdauer gibt Aufschluss über die Zeit, die es braucht, bis die Kosten für Investition durch einen Gewinn wieder ausgeglichen sind. Je nachdem wie lange der Zeitraum bis zur Amortisation angegeben ist, kann eine Entscheidung für oder gegen die Investition getroffen werden. (Galli 2017, 14)

Es würde finanziell keinen Sinn machen, in eine PV-Anlage zu investieren, wenn die Amortisation mehr als 20 Jahre dauert. Um zumindest einen Verlust zu vermeiden, wäre das Maximum für die

Amortisationsdauer bei 20 Jahren. In der Realität liegt die Amortisationszeit einer PV-Anlage zwischen 12 und 15 Jahren. Allerdings hält der Abwärtstrend zurzeit aufgrund der steigenden Preise bei allen Komponenten nicht weiter an.

Im Normalfall erwirtschaftet eine Photovoltaikanlage also einen Gewinn. Einen Hinweis gibt die Firma SolarFuchs darauf unter dem Punkt „theoretische Rendite“, die theoretisch genannt wird, weil sie weder der Strompreissteigerung noch Kosten für Wartung oder Reparaturen im Laufe der 20 Jahre berücksichtigt.

## **4 Versuch: Verschattung einer Photovoltaikanlage**

### **4.1 Versuchsziel**

Bei dem Wunsch, eine bestehende Dachfläche voll auszunutzen, müssen oft vorübergehende oder teilweise auftretende Verschattungen in Kauf genommen und ausgeglichen werden. Der dadurch entstehende negative Einfluss auf die Modulleistung soll durch handelsübliche Leistungsoptimierer minimiert werden. Auf Grund der örtlichen Gegebenheiten einer Dachfläche oder auch Freiflächenanlage kann es dazu kommen, dass einzelne oder mehrere Module eines Stranges durch eine Verschattung beeinflusst sind. Da vor allem die Dachflächen eines Privathauses meist komplett ausgenutzt werden sollen, ist es notwendig Maßnahmen zu ergreifen, um die entstehenden Verluste zu minimieren. In dem praktischen Teil dieser Arbeit soll der Einfluss von Leistungsoptimierern auf den Ertrag einer Anlage untersucht werden. Hierzu wird eine durch Versuchsanlage der Leitungsertrag ermittelt und dem wirtschaftlichen Ertrag gegenübergestellt.

### **4.2 Versuchsaufbau**

Die Versuchsanlage ist als Flachdachanlage mit Südausrichtung auf dem Dach eines Kunden der Firma SolarFuchs aufgebaut. Die Unterkonstruktion wurde mit Elementen des Montagesystems IBC Aerofix ausgeführt und. Zur Ballastierung werden handelsübliche Ziegelsteine verwendet.

Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten konnte die Anlage nicht voll nach Süden ausgerichtet werden, woraus sich eine Azimutabweichung von  $-30^\circ$  ergibt. Wegen der zur Verfügung stehenden Materialien konnte außerdem nur ein Neigungswinkel von  $5^\circ$  erreicht werden.

Wie aus dem elektrischen Schaltschema in Abbildung 22 zu entnehmen ist, wurde die Anlage in zwei Stränge je 7 Module mit identischer Ausrichtung aufgeteilt. Die beiden Stränge sind jeweils an einem unabhängigen Eingang des Wechselrichters angeschlossen. Der erzeugte Strom wird dem Kunden zum Einspeisen ins Hausnetz zur Verfügung gestellt. Entweder wird der Strom direkt im Gebäude verbraucht oder über den Zwei-Richtungs-Zähler ins Netz von Stromnetz Hamburg eingespeist. Die insgesamt vier Solarkabel und das notwendige Erdungskabel führen zu dem verwendeten Wechselrichter (siehe Anhang 2.2).

Der Versuch ist so aufgebaut, dass eine gleichmäßige Verschattung beider Stränge erfolgt. Dazu wird eine Tonne verwendet, welche durch eine selbstgebaute Konstruktion auf 2 m Höhe und 0,4 m Breite gebracht wird (siehe Anhang 2.5). Die Tonne wird jeweils direkt vor dem mittleren Modul eines Stranges platziert. Ziel ist die Simulation einer realistischen Verschattung zum Beispiel durch einen

eines Schornstein. Durch die entstehende Schattenfläche werden die umliegenden Module auf beiden Zellseiten verschattet (siehe Anhang 2.4). Gleichzeitig ist vor allem morgens und abends eine Verschattung von mehreren Modulen zu erwarten. Der technische Aufbau der Versuchsanlage ist in Anhang 2.6 skizziert.

Für den Vergleich zwischen optimiertem und nicht optimiertem Ertrag sind an den Modulen am Versuchsstrang Leistungsoptimierer verbaut, während der Referenzstrang nicht optimiert ist (siehe Anhang 2.1). Auf Grund der ansonsten gleichen Ausgangsbedingungen kann der Unterschied anhand der Leistungsunterschiede beider Stränge festgemacht werden.

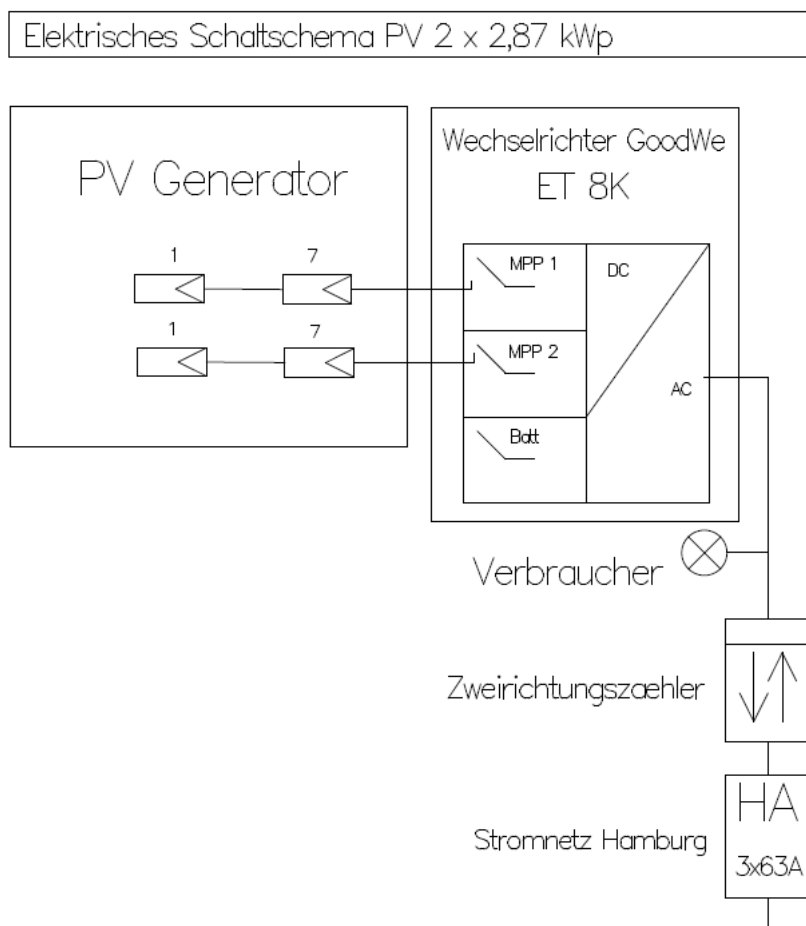


Abbildung 22: elektrisches Schaltschema der Versuchsanlage (eigenes Diagramm)

## 4.3 Bauteile

### 4.3.1 Modul

Für den Versuchsaufbau wurden häufig verbaute Bauteile der Firma SolarFuchs verwendet. Die 14 PV-Module sind monokristalline Halbzellenmodule der Firma JASolar mit einer maximalen Nennleistung von 410 W. Ein Modul ist mit der Multi-Busbar Technologie ausgestattet und besitzt drei Bypassdioden. Die Modulwirkungsgrad wird im Datenblatt mit 20,2 % angegeben (siehe Anhang 1.1).

### 4.3.2 Wechselrichter

Der Wechselrichter der Firma GoodWe ist ein sogenannter Hybridwechselrichter. Er wandelt Gleichstrom in Wechselstrom um und hat eine Schnittstelle für den DC-seitigen Anschluss einer Batterie. Da für die Versuche in dieser Arbeit keine Batterie vorhanden ist, ist diese Funktion zu vernachlässigen. Der Wechselrichter verfügt über zwei MPP-Tracker, an dem jeweils ein Strang angeschlossen ist. Der Spannungsbereich liegt zwischen 200 V und 850 V. Durch die Verwendung von 7 Modulen pro Strang wird sichergestellt, dass eine Minimalspannung von 210 V auch bei geringen Einstrahlungen bereitgestellt wird. Dabei wird von einer Anlaufspannung von 40 V pro Modul ausgegangen. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters beträgt 98,2% (siehe Anhang 1.2).

Mittlerweile verfügen fast alle Wechselrichter als zentrale Bauteile einer Photovoltaikanlage über ein vom Hersteller angebotenes und betreutes Überwachungs-Portal, in dem die Erzeugungswerte dokumentiert werden. Diese Werte sind die Grundlage für die Auswertung der Untersuchung in dieser Arbeit.

### 4.3.3 Leistungsoptimierer

Während der Untersuchung werden mehrere unterschiedliche Leistungsoptimierer verwendet. Pro Versuch wird jedoch nur jeweils ein Optimierertyp verbaut. Insgesamt werden 7 Optimierer verbaut, sodass jedes Modul eines Stranges mit je einem Optimierer ausgestattet ist. In Tabelle 1 werden die Optimierer mit ihren wichtigsten Daten zusammengefasst.

*Tabelle 1: Für den Versuch verwendete Optimierer*

Firma:	Typ:	Max $P_{Eingang}$ :	Verkaufspreis:
TIGO	TS-A-O	500W	45€
SolarEdge	P404	405 +/- 5%	55€
SolarEdge	P401I	401 +/- 5%	55€

Untersucht werden nur die SolarEdge-Optimierer. Die TIGO-Optimierer wurden nur zu vergleichszwecken eingebaut. Im Datenblatt für die SolarEdge-Optimierer wird maximale Eingangsleistung von 405W bzw. 401W angegeben (siehe Anhang 1.3). Diese liegt unter der maximal möglichen Leistung eines Moduls. Es ist jedoch ebenfalls eine Modultoleranz von 5% gegeben, sodass eine höhere Leistung eines Moduls nicht zu Problemen führen kann. Auch während der heißen Sommermonate ist nicht mit einer maximalen Leistung eines Moduls zu rechnen. Grund dafür sind die durch den Temperaturkoeffizienten beschriebenen Verluste durch eine Erwärmung des Moduls.



Die beiden Optimierer der Firma SolarEdge produzieren während des Versuches identische Ergebnisse und können deshalb als gleich angesehen werden. Für die im folgenden verwendeten Messergebnisse wurde ausschließlich der SE P401I genutzt.

## 4.4 Vorversuch

Während der Vorversuche sollen die Eigenschaften des Halbzellenmoduls und der Bypass-Dioden näher untersucht und aufgezeigt werden. Gleichzeitig werden die Leistungsoptimierer getestet und untersucht, ob sie, wie in verschiedenen Produktwerbungen versprochen, auch bei nicht verschatteten Bedingungen einen höheren Leistungsertrag generiert. Pro Versuch wird nur ein Parameter verändert, um die Funktion oder Wirkung des Parameters festzustellen. Dadurch ist es nicht möglich, die Ergebnisse direkt miteinander zu vergleichen. Aus diesem Grund gibt es zwei baugleiche Stränge, um gemessene Werte mit einem Referenzwert vergleichen zu können.

### 4.4.1 Verschiedene Verschattungen eines Moduls

Bei dem ersten Versuchsaufbau wird zunächst das Verhalten eines Halbzellenmoduls unter verschiedenen Verschattungssituationen beobachtet. Dazu wird ein einzelnes Modul aus dem Strang ausgekoppelt und unterschiedlichen Verschattungssituationen ausgesetzt. Diese sind als einzelne Leistungspunkte in Abbildung 23 dargestellt. Da an dem Modul kein Verbraucher angeschlossen ist, werden in den verschiedenen Fällen der Kurzschlussstrom und die Leerlaufspannung mit einem Multimeter gemessen.

Der erste Fall betrachtet das Modul komplett ohne Verschattung. Der gemessene Wert liegt genau auf der auf der aus dem Datenblatt erstellten Strom-Spannungs-Kurve für das Modul unter NOCT-Bedingungen. Im zweiten Fall wird die untere Hälfte des Moduls durch eine Matte verschattet. Dies bedeutet eine vollständige Verschattung von 36 Halbzellen. Dadurch halbiert sich der gemessene Strom ungefähr und die Spannung geht um wenige Volt zurück. Im letzten Fall werden beide Modulhälften verschattet. Es werden allerdings nicht alle Zellen verschattet, sondern es wird darauf geachtet, dass alle einzelnen Zellstränge des Moduls von einer Verschattung betroffen sind. Während sich die Spannung des Moduls im Gegensatz zu den anderen Fällen deutlich verändert, fällt der Strom auf 0 A (vgl. Tabelle 2).

*Tabelle 2: Gemessene Werte für verschiedene Verschattungen: keine (Fall 1), halbes Modul (Fall 2), ganzes Modul (Fall 3)*

	Leerlaufspannung in V	Kurzschlussstrom in A
Fall 1:	46,1	1,29
Fall 2:	44,8	0,65
Fall 3:	37,64	0,00

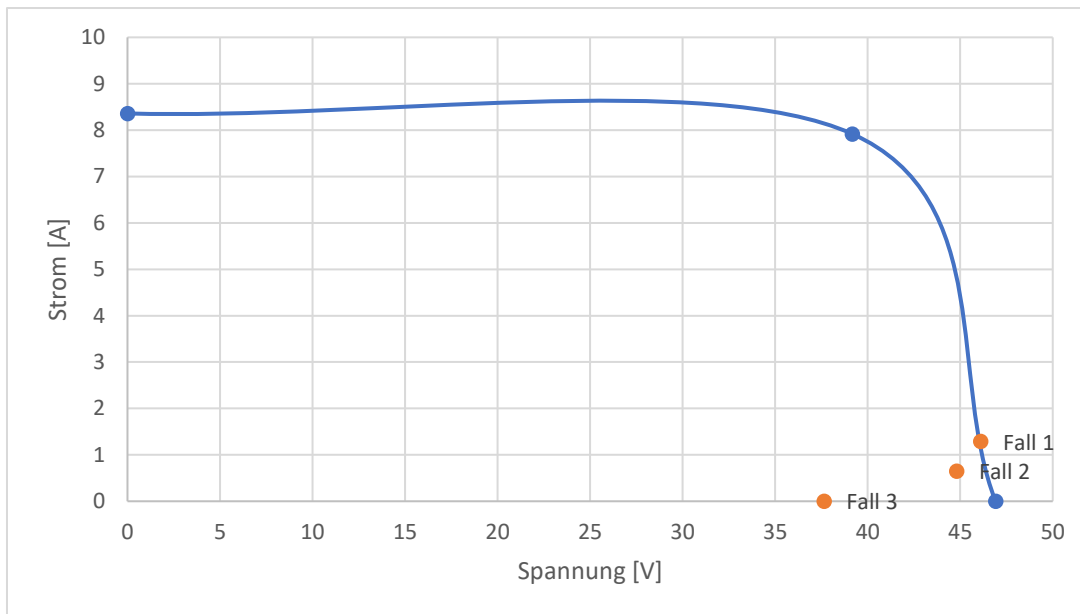


Abbildung 23: Verschiedene Verschattungen eines Moduls unter NOCT-Bedingungen: keine V. (Fall 1), halbes Modul v. (Fall 2), ganzes Modul v. (Fall 3)

#### 4.4.2 Vergleich: Versuchsstrang und Referenzanlage

Die beiden für den Versuch aufgebauten Stränge werden den gleichen Bedingungen ausgesetzt, um die Bedingungen für den Hauptversuch zu überprüfen. Sie sind auf einem Dach frei von nicht gewollten Verschattungen nebeneinander angeordnet. Dazu wurde keine künstliche Verschattung oder Optimierung von Modulen vorgenommen. Es werden Daten über einen Tag von 7:00 Uhr morgens bis 18:00 Uhr abends untersucht. Vor und nach dieser Uhrzeit ist die Möglichkeit einer geringen Spannung als die Startspannung gegeben. Wenn diese Spannung von 180 V unterschritten wird, schaltet sich der Wechselrichter ab. Gleichzeitig braucht der Wechselrichter einige Zeit, um hochzufahren. Beim Hochfahren ist nur ein Strang freigeschaltet und produziert einen geringen Ertrag. Ab 7:00 Uhr sind in den Messdaten der beiden Stränge keine Unterschiede zu erkennen und die Leistungsdaten sind vergleichbar.

Dieser Versuch soll die Gleichheit der beiden Stränge aufzeigen. Der Versuchstag hat einen großen Anteil von direkter Strahlung und kaum diffuser Strahlung. Dies zeigt auch der gleichmäßige Verlauf des Leistungsertrag in Abbildung 24.

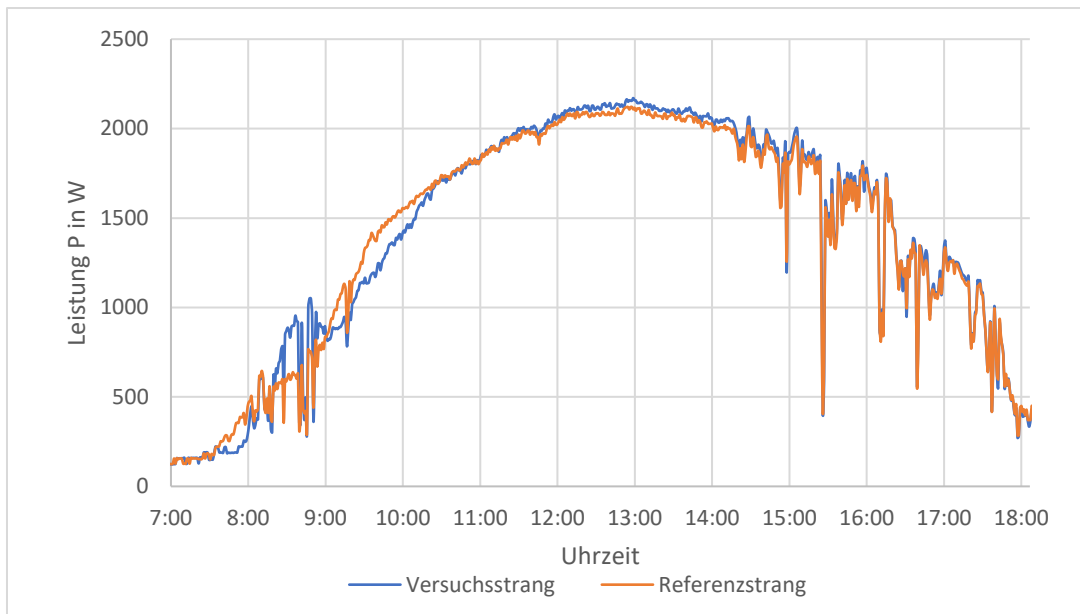


Abbildung 24: Leistungsverlauf ohne Verschattung und Optimierer (28.04.2021): Versuchsstrang (nicht verschattet (blau)), Referenzstrang (verschattet (orange))

Zwischen den Erträgen der beiden Stränge ist eine geringe Differenz von 0,01 kWh auszumachen. (siehe Tabelle 3). Eine solche Differenz ist auf Verluste an den Modulen zurückzuführen, weil nicht jedes Modul exakt den gleichen Wirkungsgrad hat. Deshalb können die erzeugten Leistungen variieren, sind jedoch wegen der Geringfügigkeit zu vernachlässigen. Diese Differenz ist auch aus den restlichen Daten dieses Vorversuches ersichtlich.

Tabelle 3: Vergleich Erträge eines Tages (28.04.2021) zwischen Versuchsstrang und Referenzstrang

	Ertrag in kWh
Versuchsstrang:	16,02
Referenzstrang:	16,03

#### 4.4.3 Statische Verschattung eines nicht optimierten Moduls in einem Strang

In den folgenden beiden Versuchsteilen wird untersucht, ob die Intensität der Verschattung einen unterschiedlichen Einfluss auf den Ertrag hat.

Um den Verlust bei einer harten Verschattung aufzuzeigen, wird nun eine statische Verschattung über einem Modul erzeugt. Es werden keine Optimierer verbaut und nur ein Modul im Versuchsstrang wird der Verschattung ausgesetzt (siehe Anhang 2.3). Der Referenzstrang wird nicht verschattet. Bei der statischen Verschattung werden alle einzelnen Zellstränge des Moduls komplett verschattet. Dies wird durch eine Matte erzeugt, welche wie in Fall 1 aufgebracht wird. Die Matte wird durch eine Konstruktion mit dem Modul verbunden. (siehe Anhang 2.3).

In Abbildung 25 ist ein Unterschied zwischen den beiden Strangspannungen zu erkennen. Der Unterschied zwischen den Spannungen liegt bei 45 V bis 50 V und entspricht ungefähr der Spannung eines Moduls. Da die Verschattung des einen Moduls so groß ist, dass das Modul aus dem Generatorbereich in den Quadranten rutscht, in dem es als Verbraucher anzusehen wird, wird das

Modul durch die Bypassdiode kurzgeschlossen. Aus diesem Grund ist die Strangspannung um genau ein Modul verringert worden. Das Modul wird nun nicht mehr zur Stromerzeugung mit einbezogen. Über den Tag hinweg sind die beiden Spannungen als konstant anzusehen. Abgesehen von der künstlich erzeugten Verschattung ist dies ein Tag mit einem Großteil an direkter Strahlung. In den Zeiten von 9:00 Uhr bis 10:30 Uhr und 17:00 Uhr und 18:00 Uhr ist jedoch auch ein Anteil an diffuser Strahlung zu erkennen. Da ansonsten der MPP-Tracker des Wechselrichters keinen Grund hat, die Spannung zu ändern, bleiben die Spannungswerte zum Großteil gleich.

Der Strom wird durch das Einschalten der Bypassdiode vor einem Abfall geschützt. Er ändert sich je nach Bestrahlungsstärke des Stranges, jedoch sind zwischen den beiden Strängen keine nennenswerten Unterschiede zu erkennen. Da die Leistung das Produkt der Spannung und des Stroms ist, sind die Differenzen des Spannungsverlaufs auch im Leistungsertrag zu sehen. Wenn man ein Modul aus dem Versuchsstrang herausrechnet und dann die einzelnen Erträge der Module miteinander vergleicht, sind keine Ertragsinbußen der unverschatteten Module zu erkennen (vgl. Tabelle 4).

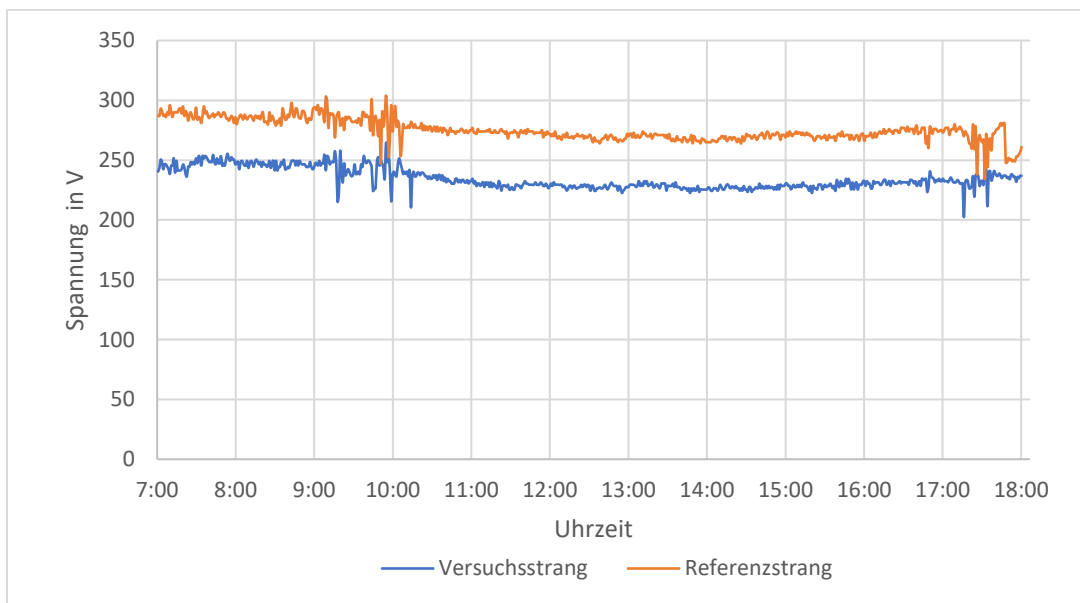


Abbildung 25: Spannungsverlauf statische Verschattung ohne Optimierer (30.05.2021): Versuchsstrang (verschattet (blau)), Referenzstrang (nicht verschattet (orange))

Die Bypassdiode führt zu einem geringeren Ertrag, jedoch wird dadurch ein noch größerer Verlust verhindert (vgl. Tabelle 4). Wenn das Modul wie in Fall 1 komplett verschattet und nicht mit Bypassdioden versehen wäre, würde der Ertrag des Referenzstranges auf null absinken.

Tabelle 4: statische Verschattung: Vergleich Erträge eines Tages (30.05.2021) zwischen Versuchsstrang und Referenzstrang

	Ertrag in kWh	unverschattete Module	Ertrag pro Modul in kWh
Versuchsstrang:	14,65	6	2,44
Referenzstrang:	17,13	7	2,45

#### 4.4.4 Dynamische Verschattung

Im Gegensatz zur untersuchten statischen Verschattung, ist die im nächsten Vorversuch untersuchte dynamische Verschattung als realistischer zu betrachten. Bei der Planung von Photovoltaikanlagen sind Verschattungen wie zum Beispiel durch Bäume oder Schornsteine in manchen Fällen nicht zu vermeiden. In diesem Versuch wird ein Schatten erzeugt, der beim Versuchsstrang vor das mittlere Modul gestellt wird. Mit einer Fläche von  $1 \text{ m}^2$  werden die umliegenden Zellen je nach Sonnenstand verschattet. Der Schattenwurf wird in Anhang 2.4 aufgezeigt.

Die Abbildung 26 zeigt einen anderen Verlauf als bei der statischen Verschattung. Da der Schattenwurf nicht gleichmäßig auf die Module trifft, muss konstant ein neuer Arbeitspunkt eingestellt werden. In der Zeit von 9:00 Uhr bis 11:00 Uhr und 14:00 Uhr bis 15:00 Uhr ist die Verschattung so erheblich, dass die Bypassdiode einige Zellstränge durchschaltet. Dies ist jedoch von 11:00 Uhr bis 14:00 Uhr nicht der Fall. Zu dieser Zeit ist die Spannung des Referenzstranges ähnlich dem des Versuchsstranges.

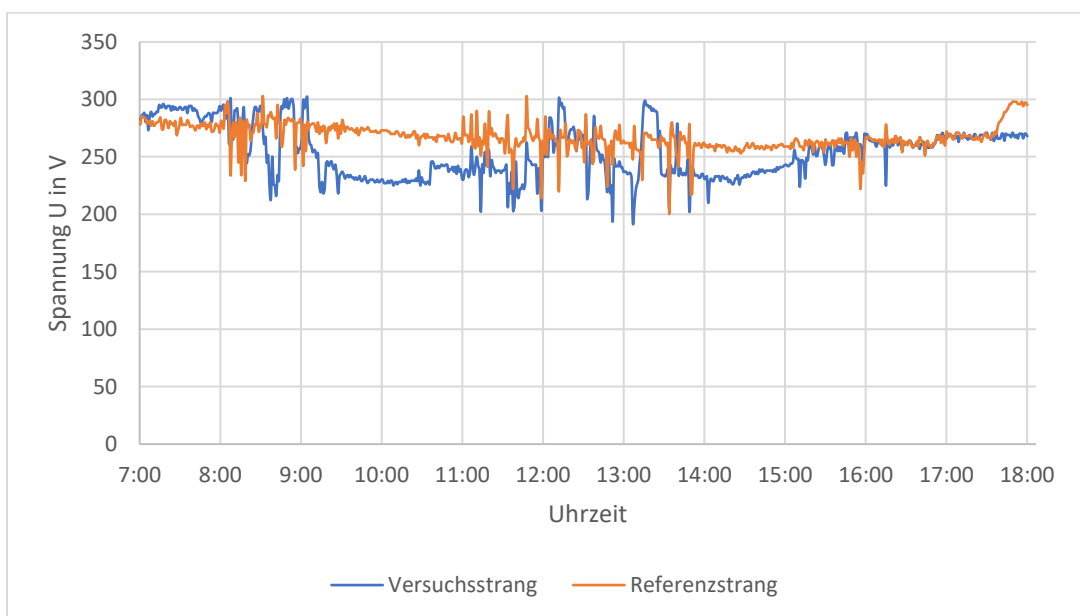


Abbildung 26: Spannungsverlauf dynamische Verschattung ohne Optimierer (27.06.2021): Versuchsstrang (verschattet (blau)), Referenzstrang (nicht verschattet (orange))

Die gleiche Spannung zur Mittagszeit führt zu einem Stromabfall an dem Referenzstrang. Die Bypassdioden sind nicht aktiviert und der Strom kann nun nur so hoch sein, wie der des am wenigsten produzierenden Moduls. Aufgrund der Halbzellentechnologie und des Anteils diffuser Strahlung wird immer noch Strom produziert. Zu den Zeiten mit einer durch die Bypassdioden geringeren Spannung sind die Ströme der beiden Stränge ähnlich zueinander (vgl. Tabelle 5).

In Tabelle 5 werden Parameter zu zwei unterschiedlichen Zeiten untersucht. Um 10:00 ist ein großer Unterschied zwischen den Spannungen zu erkennen, während der erzeugte Strom gleich ist. Am zweiten Messpunkt um 12:13 Uhr ist die Spannung des Versuchsstranges höher, jedoch gibt es nun einen großen Unterschied der beiden Ströme. Da der Einfluss des Stromes höher ist als eine Spannungsänderung, ist in diesem Fall ein deutlicher Leistungsunterschied der beiden Stränge sichtbar (vgl. Anhang 3.2).

Tabelle 5: Unterschiedliche Produktion bei dynamischer Verschattung (27.06.2021): Versuchsstrang (nicht verschattet (blau)), Referenzstrang (verschattet (orange))

Uhrzeit:	Strang:	Spannung in V:	Strom in A:	Leistung in W:
10:00 Uhr	Versuchsstrang	230,2	5,6	1289,12
	Referenzstrang	273	5,6	1528,81
12:13 Uhr	Versuchsstrang	294,9	6,2	1828,38
	Referenzstrang	272,9	9,6	2619,84

Tabelle 6: dynamische Verschattung: Vergleich Erträge eines Tages (27.06.2021) zwischen Versuchsstrang und Referenzstrang

	Ertrag in kWh
Versuchsstrang:	14,71
Referenzstrang:	16,37

Im Vergleich zu der statischen Verschattung ist der Verlust bei dem Versuch mit dynamischer Verschattung nicht so drastisch anzusehen. Im Vergleich zur statischen Verschattung, ist die künstliche Verschattung nicht auf dem Modul angebracht, sondern wird durch ein Fass erzeugt, sodass nur der Schattenwurf auf das Modul trifft. Die Verschattung durch das Fass lässt immer noch die Diffusionsstrahlung auf die verschatteten Zellen zu. Dies bedeutet, dass nicht das gesamte verschattete Modul überbrückt wird. Der sich durch den unterschiedlichen Sonnenstand ändernde Schattenwurf führt zu unterschiedlichen Betriebszuständen. Die Betriebszustände werden durch das Einwirken der Bypassdiode und des MPP-Trackers des Wechselrichters beeinflusst.

#### 4.5 Vorversuch: Module mit Optimierern und ohne Verschattung

Nachdem der Einfluss von verschiedenen Verschattungen auf den Leistungsertrag untersucht wurde, wird in diesem Versuchsteil der Einfluss von Leistungsoptimierern auf den Ertrag für bei voller Sonneneinstrahlung und ohne künstliche Verschattung beleuchtet. Zu diesem Zweck wird jedes Modul innerhalb des Stranges mit einem Optimierer ausgerüstet. Die Optimierer werden parallel zu jedem Modul in den Strang eingebunden. Der Referenzstrang wird ohne Optimierer betrieben.

Wie in Tabelle 7 zu sehen, ist es nicht ratsam eine Anlage mit Optimierern auszustatten, wenn keine Verschattung vorhanden ist. Statt einer Ertragssteigerung ist der Eigenverbrauch durch interne Verluste so hoch, dass ein geringerer Leistungsertrag bei dem Versuchsstrang zu erkennen ist (vgl. Anhang 3.4).

Tabelle 7: Erträge für einen Tag (02.07.2021): Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung

	Ertrag in kWh
Versuchsstrang:	14,24
Referenzstrang:	14,41

#### 4.6 Vorversuch: Module mit statischer Verschattung und Leistungsoptimierern

Wie sich der Ertrag über einen Tag bei einer statischen Verschattung mit Leistungsoptimierern entwickelt, wird in diesem Versuchsteil untersucht. Es wird dazu jeweils ein Modul im Versuchsstrang und im Referenzstrang durch eine Matte so verschattet, dass alle einzelnen Stränge innerhalb des Moduls betroffen sind. In der Theorie sollten alle drei Bypassdioden nun leiten, da alle einzelnen Zellstränge nun als Verbraucher arbeiten.

Die Ergebnisse in Tabelle 8 zeigen jedoch, dass im Vergleich nur eine geringe Ertragssteigerung durch die Optimierer erreicht wird.

Tabelle 8: Erträge für einen Tag: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); statische Verschattung

	Ertrag in kWh
Versuchsstrang	8,41
Referenzstrang	8,34

#### 4.7 Module mit dynamischer Verschattung und Leistungsoptimierern

Um den Effekt der Leistungsoptimierer auf den Ertrag einer Photovoltaikanlage zu untersuchen wird in diesem Versuchsteil eine künstliche Verschattung vor die Module gebaut. Der genaue Versuchsaufbau kann aus der Skizze in Anhang 2.6 entnommen werden. Die erzeugte Schattenfläche beträgt nun  $1 \text{ m}^2$ . Um zeigen zu können wie viel Mehrertrag erzielt werden kann, wird die künstliche Verschattung vor beiden Strängen aufgebaut.

Der Einfluss der Leistungsoptimierer soll in verschiedenen Bestrahlungssituationen beleuchtet werden. Dies wird anhand eines Beispieltages vom 6.8.2021 aufgezeigt, indem die verschiedenen Phasen mit Direkt- und Diffusionsstrahlung und wechselnden Bedingungen untersucht und verglichen werden. Die Messung wird für jeweils 105 Minuten direkt hintereinander durchgeführt.

##### 1. Messung: vorwiegend direkte Einstrahlung

In Anhang 2.7 ist der Verlauf der Einstrahlungsstärke für den untersuchten Tag dargestellt. Für den Zeitraum von 10:55 Uhr bis 12:40 Uhr ist eine gleichmäßig steigende Einstrahlungsstärke von bis  $1000 \text{ W/m}^2$  zu erkennen. Dies lässt auf einen wolkenfreien Himmel und damit auch auf einen hohen Anteil direkter Strahlung schließen.

##### Spannungsverlauf

Bei dem Vergleich der beiden Verlaufslinien für die Spannung in Abbildung 27 sind trotz einer gleichmäßigen Bestrahlung Unterschiede zu erkennen. Während die blaue Kurve für den optimierten Strang konstant erscheint, gibt es bei der orangenen Kurve für den Referenzstrang zu zwei Zeitpunkten einen großen Sprung. Am Anfang der Messung ist die Spannung bei knapp 270 V, was der MPP Spannung der NOCT-Bedingungen entspricht und fällt dann auf 225 V. Von 12:00 Uhr bis 12:20 steigt die Spannung des Referenzstranges wieder auf bis zu 280 V und fällt danach wieder. Über den

gesamten Zeitraum ist ein leichter Anstieg der beiden Verläufe zu erkennen. Der optimierte Strang pendelt über den gesamten Messbereich hinweg von 220 V bis 250 V.

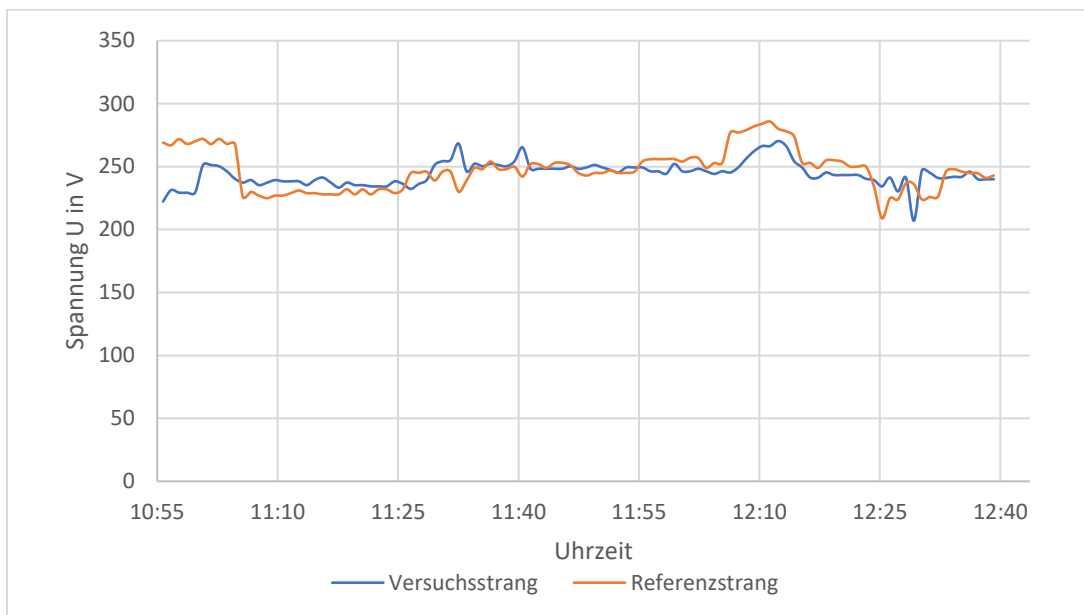


Abbildung 27: Spannungsverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (1. Messung)

### Stromverlauf

Der Stromverlauf der beiden Stränge wird in Abbildung 28 verglichen. Der Verlauf des Versuchsstranges sind immer wieder Einbrüche der Kurve zu erkennen, die jedoch auch bei dem Referenzstrang zu sehen sind. Sie treten parallel zu kleineren Spitzen des Spannungsverlaufes auf. Zu Beginn der Messung ist der Strom des Referenzstranges deutlich geringer und steigt dann parallel mit dem Abfallen der Spannung sprunghaft an. Derselbe Effekt tritt um 12:15 Uhr auf, nachdem der Strom wieder auf ein niedriges Niveau gesunken ist.

Der Verlauf des optimierten Stranges steigt, abgesehen von kleineren Einbrüchen über den Messbereich gleichmäßig von 6 A bis 8 A an.



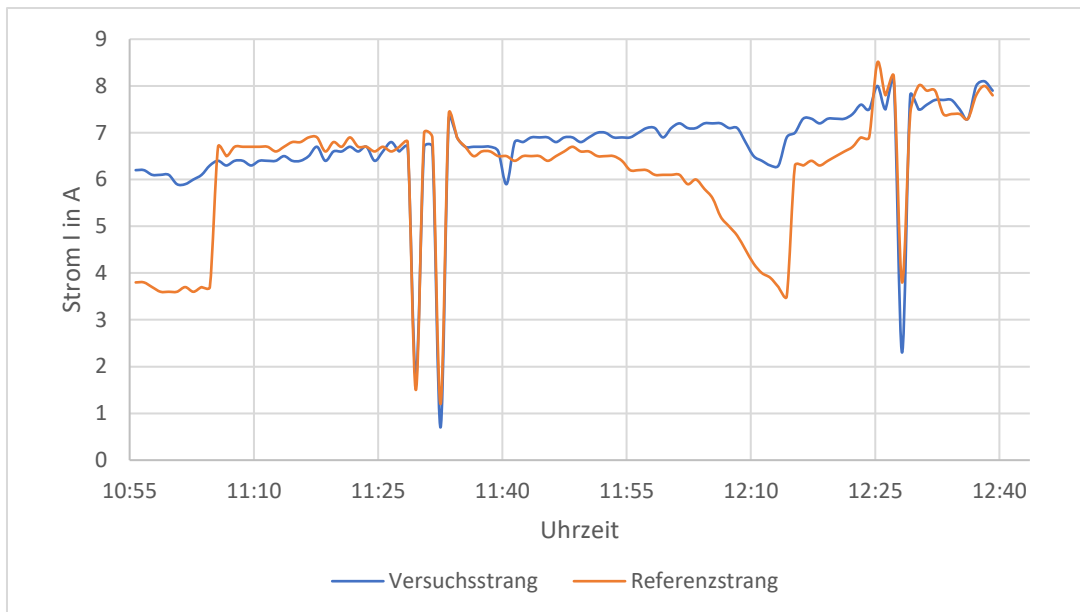


Abbildung 28: Stromverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (1. Messung)

## **2. Messung: Gleicher Anteil direkte und diffuse Strahlung**

Nachdem der Vormittag bis 12 Uhr einen hohen Anteil direkter Strahlung hatte, ist die Strahlung in dem zweiten Messbereich wechselhafter. In der Zeit von 12:45 Uhr bis 14:30 Uhr sind deutlich mehr Schwankungen in der Kurve für die Globalstrahlung in Anhang zu erkennen. Die Werte für die Globalstrahlung liegen zwischen  $250 \text{ W/m}^2$  und  $1000 \text{ W/m}^2$ . Diese Schwankungen sind auch in dem Spannungs- und Stromverlauf für diesen Zeitraum zu erkennen

### Spannungsverlauf

Die Spannungsverläufe der beiden Stränge sind unter den wechselhaften Bedingungen sehr unterschiedlich (vgl. Abbildung 29). Wenn ein lokales Maximum für den Versuchsstrang vorliegt, liegt meist ein lokales Minimum im Referenzstrang vor. Diese Spitzen in beide Richtungen entstehen jeweils nur sehr kurz, bevor sich der Betriebszustand des Stranges wieder ändert. Im Vergleich zu dem Verlauf in der ersten Messung ändert sich die Spannung stärker und es stellt sich keine konstante Spannung ein. Der Versuchsstrang bewegt sich im Bereich von 225 V – 300 V, während die Spannung des Referenzstrangs zwischen 200 V und 300 V liegt.

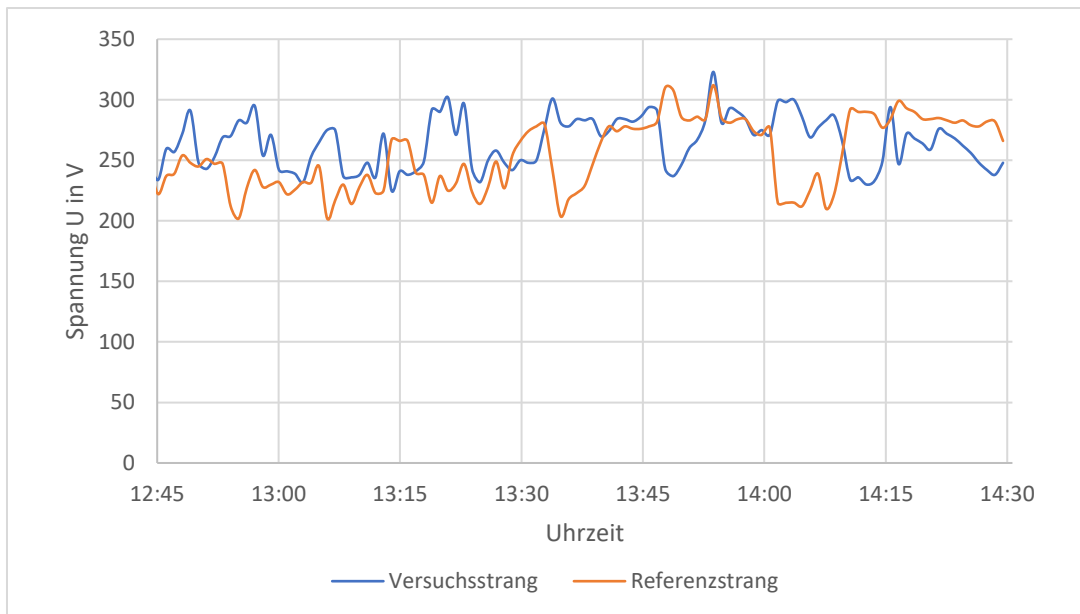


Abbildung 29: Spannungsverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (2.Messung)

### Stromverlauf

Auch im Stromverlauf zeigen sich große Schwankungen. Entgegen der zum Strom passenden Spannung ändert sich der Strom in die jeweils andere Richtung (vgl. Abbildung 30). Wenn man die beiden Stromverläufe vergleicht, sieht man jedoch, dass Kurven, anders als bei den Spannungsverläufen, in die gleiche Richtung ausschlagen. Während im ersten Messbereich nur wenige Stromsprünge zu erkennen sind, entstehen sie in diesem Messbereich deutlich häufiger. Die wechselnden Bedingungen sind an den großen Stromunterschieden festzumachen, da diese direkt mit der Bestrahlungsstärke zusammenhängen. Beide Stromverläufe schwanken zwischen 1,5 A und 9,5 A.

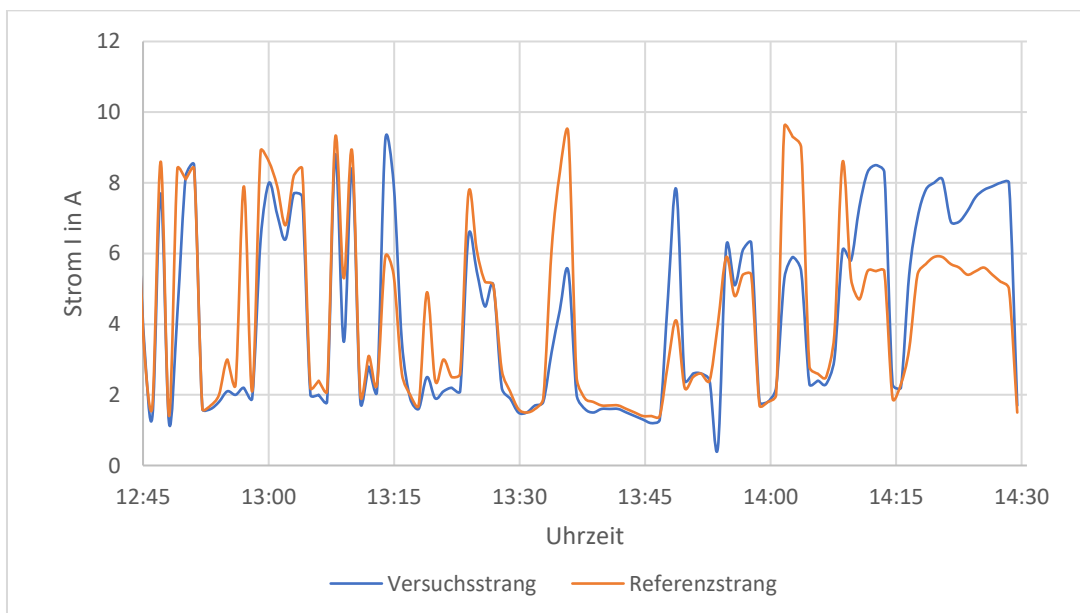


Abbildung 30: Stromverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (2.Messung)

### 3.Messung: vorwiegend direkte Einstrahlung

Für den letzten Versuchsteil wurden Messungen von 14:30 Uhr- 16:15 Uhr durchgeführt. In dieser Zeit hat die Globalstrahlung deutlich abgenommen und liegt jetzt konstant bei nur ungefähr  $200 \text{ W/m}^2$ . Dies lässt auf einen Großteil an diffuser Strahlung schließen.

#### Spannungsverlauf

Der Spannungsverlauf der beiden Kurven ist wegen ihrer Konstanz mit den Werten aus dem ersten Messbereich vergleichbar. Allerdings liegen die Spannungen in diesem Versuchsteil deutlich höher bei 280 V bis 300 V für den Versuchsstrang und bei 240 V bis 280 V für den Referenzstrang. Zusätzlich sind in Abbildung 31 keine sprunghaften Spannungsänderungen zu erkennen. Ab 16:05 Uhr bleibt die Spannung des Versuchsstranges bei einem konstanten Wert von 320 V. Dies liegt an dem Strom, der durch eine niedrige Bestrahlungsstärke auf 0 A gefallen ist. Das gleiche gilt auch für den Referenzstrang, der ab diesem Zeitpunkt nur noch bei 0,1 A liegt.

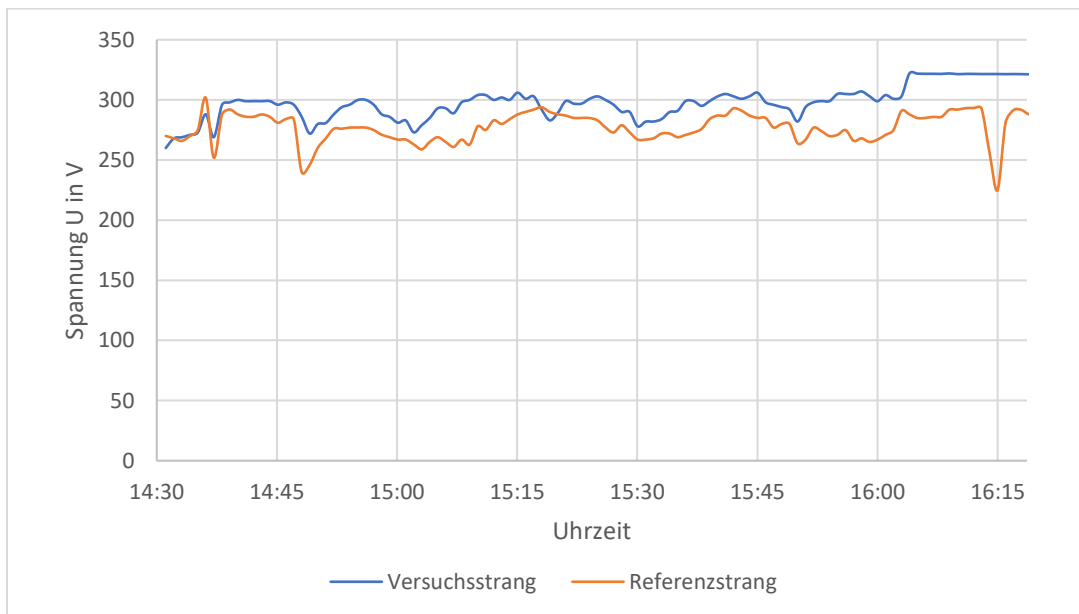


Abbildung 31: Spannungsverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (3.Messung)

#### Stromverlauf

Die Stromverläufe zeigen ebenfalls eine Parallele zur letzten Messung. Abbildung 32 zeigt, dass die Ströme zwar den gleichen Verlauf haben, sich jedoch durchgehend um ein paar mA unterscheiden. Dabei ist der Strom des Referenzstranges immer höher als der Versuchsstrang. Am Anfang der Messung bewegen sich die Ströme noch im Bereich von 1 A bis 5,5 A, ab 14:50 Uhr fallen jedoch diese ab und liegen nur noch zwischen 0,5 A und 2 A.

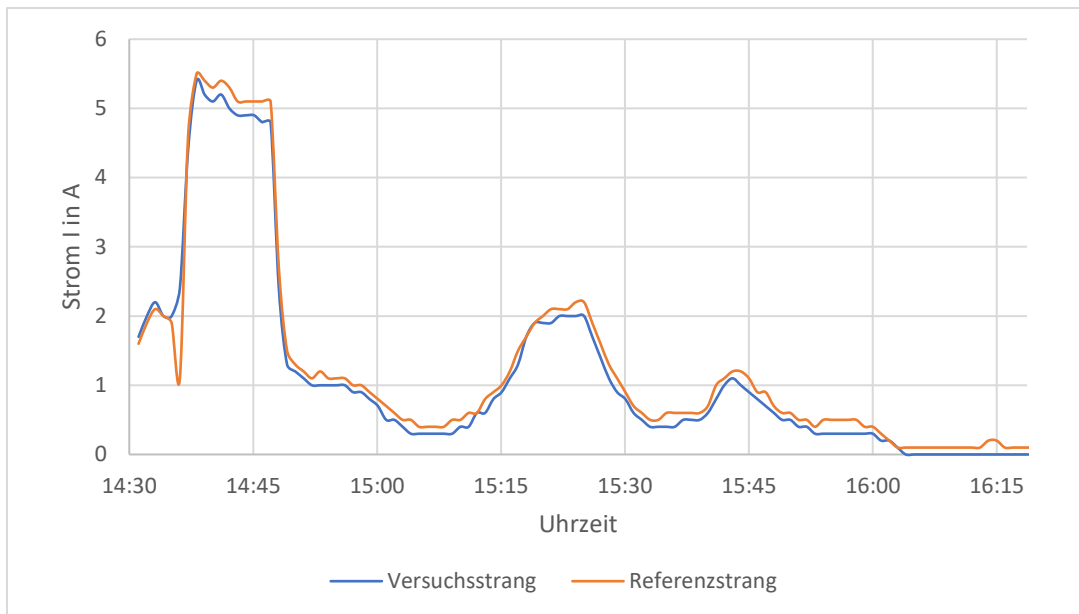


Abbildung 32: Stromverlauf mit Verschattung: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); keine Verschattung (3.Messung)

## 5 Auswertung

Für die Auswertung des Versuches werden die Strom- und Spannungsverläufe sowie die Strom-Spannungs-Kennlinien für die drei Messbereiche untersucht. Für die Strom-Spannungs-Kennlinie wird zusätzlich zu der Kennlinie unter STC-Bedingungen (schwarz) auch die Kennlinie unter NOCT-Bedingungen (gelb) angegeben. Die STC-Werte sind nur unter idealen Bedingungen zu erreichen, während die NOCT-Werte näher an der Realität liegen.

### 5.1 Auswertung der Messungen

#### 1. Messung

Aus den Spannungs- und Stromverläufen ist zu erkennen, dass bei dem Versuchsstrang andere Betriebsbedingungen herrschen als bei dem Referenzstrang. Grund dafür sind die unterschiedlichen Arbeitsweisen der Bypassdiode und der Optimierer.

In Abbildung 27 ist das typische sprunghafte Verhalten der Bypassdiode festzustellen. Dabei werden zwar die verschatteten Zellen nach einer gewissen Zeit überbrückt, jedoch erst, wenn eine genügend harte Verschattung entstanden ist. In der Zeit von 10:55 Uhr bis 11:05 Uhr schaltet die Bypassdiode des Referenzstranges nicht durch und der Strang produziert deutlich weniger Strom als die Versuchsanlage. Zu dieser Zeit arbeitet der Referenzstrang an einem recht optimalen Arbeitspunkt wie in Abbildung 33 zu sehen ist. Dort sind alle Arbeitspunkte zu den gemessenen Daten zusammen mit der optimalen Strom-Spannungskennlinie aufgezeigt.

Von 10:55 Uhr bis 11:05 Uhr liegt der Arbeitspunkt des Referenzstranges deutlich unter dem MPP, während der Versuchsstrang näher am MPP liegt. Die Spannung des Referenzstranges liegt auf dem

Niveau des UMPP, was zeigt, dass die Verschattung noch nicht durch die Bypassdiode korrigiert wurde. Der Strang arbeitet nun in einem optimalen Bereich für eine geringere Bestrahlungsstärke und damit auch für einen geringeren Strom. Der verringerte Strom wird durch die verschatteten Zellen vorgegeben.

Im Versuchsstrang hingegen wird durch eine Abwärts wandlung der Spannung der Strom hochgehalten. Dadurch entsteht zwar im Gegensatz zum Referenzspannung eine sehr viel kleinere Spannung, jedoch wird durch diese Einflussnahme der Arbeitspunkt nahe dem MPP gehalten.

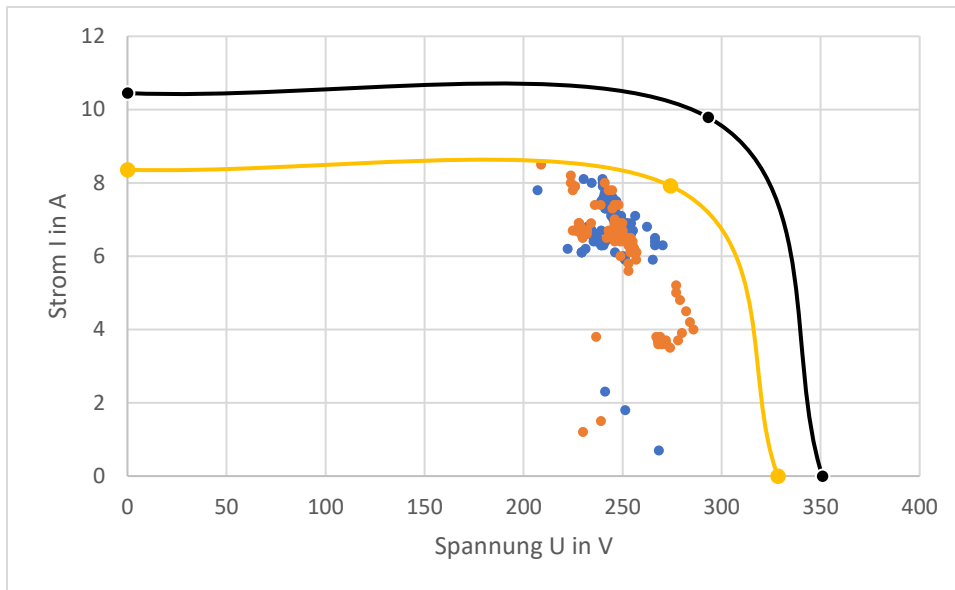


Abbildung 33: Strom-Spannungs-Kennlinie: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); Verschattung; 1.Messung

Welchen Einfluss diese beiden unterschiedlichen Betriebszustände auf die Leistung der jeweiligen Stränge haben, wird in einem Vergleich der beiden Stränge zu unterschiedlichen Zeitpunkten in Tabelle 9 deutlich. Um 11:05 Uhr gibt es einen großen Unterschied zwischen den beiden Strängen. Die unterschiedlichen Betriebszustände machen einen Leistungsunterschied von etwas mehr als 500 W aus. Eine Minute später um 11:06 Uhr ist der Einfluss des Schattens so groß, dass sich die Spannung der Solarzellen umdreht und die Zellen nun als Verbraucher auftreten. Die Durchbruchspannung für die Bypassdioden ist erreicht, so dass sie die verschatteten Zellstränge überbrücken. Es ist nicht genau zu sagen wie viele Bypassdioden aktiv sind, ein Spannungsunterschied von über 40 V lässt jedoch darauf schließen, dass ein ganzes Modul nun überbrückt wird.

Tabelle 9: Vergleich Versuchsstrang und Referenzstrang bei unterschiedlichen Betriebszuständen

Uhrzeit:	11:05			11:06		
	Spannung in V	Strom in A	Leistung in P	Spannung in V	Strom in A	Leistung in P
Versuchsstrang	240,3	6,3	1513,89	237,3	6,4	1518,72
Referenzstrang	267,9	3,7	991,23	225,9	6,7	1513,53

Nachdem sich die Spannungen und damit die Ströme angepasst haben, ist dementsprechend auch die Leistung auf einem ähnlichen Niveau. In Abbildung 33 ist zu sehen, dass für den Großteil der Messung die Leistungspunkte ähnlich nah am MPP sind. Der Einfluss der Verschattung ist jedoch deutlich zu erkennen, da trotz einem hohen Anteil an direkter Strahlung der MPP nicht erreicht wird.

Die schlechten Arbeitspunkte, verursacht durch passive Bypassdioden, führen über die gesamte Messung gesehen zu einem Unterschied in den Erträgen der beiden Stränge. Aus Tabelle 10 ist ersichtlich, dass der Referenzstrang Einbußen von ungefähr 30 Wh hat.

## 2. Messung

Im Zeitraum der 2. Messung sind keine konstanten Betriebszustände zwischen Versuchsstrang und Referenzstrang zu erkennen. Beim Vergleich von Abbildung 33 und Abbildung 34 fällt auf, dass sich infolge unterschiedlicher Bestrahlungsstärken immer neue Arbeitspunkte einstellen. Durch die Leistungsoptimierer scheint jedoch schneller ein globaler MPP für den Strang gefunden zu werden, da deutlich mehr Arbeitspunkte des Versuchsstranges am MPP liegen. Dies wird durch einen Mehrertrag des Versuchsstranges in Tabelle 10 bestätigt.

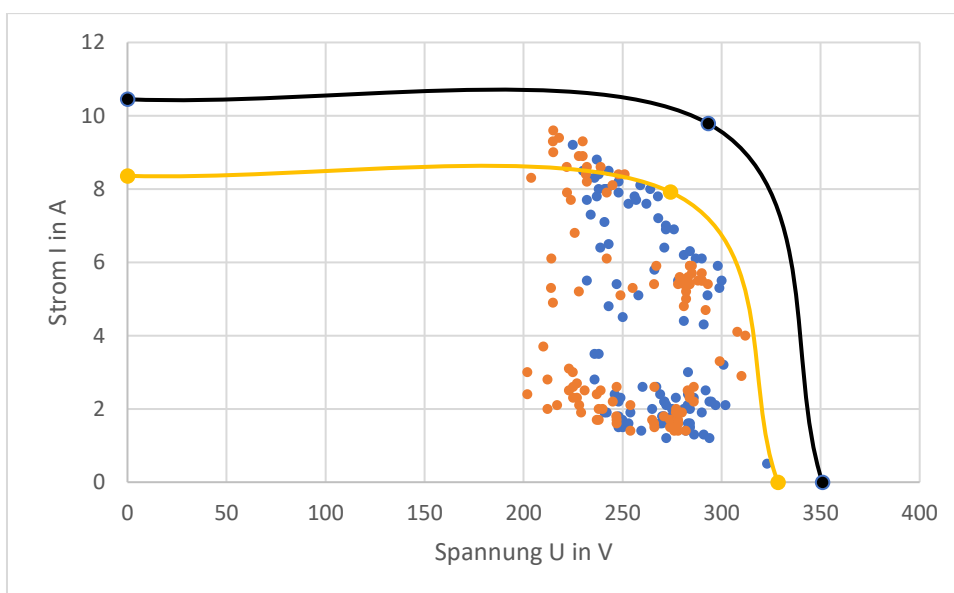


Abbildung 34: Strom-Spannungs-Kennlinie: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); Verschattung; 2. Messung

## 3. Messung

Infolge eines großen Anteils an diffuser Strahlung liegen die Arbeitspunkte bei der dritten Messung weit weg vom MPP. Der Grund dafür ist die sehr geringe Bestrahlungsstärke. In Abbildung 35 erkennt man jedoch, dass die Stränge etwas unterschiedliche Betriebszustände haben, da die Spannung des Versuchsstranges im Durchschnitt höher liegt als die des Referenzstranges. Während bei der ersten Messung konstant gute Bestrahlungsbedingungen vorhanden sind, herrschen nun konstant schlechte Bestrahlungsstärken vor. Beide Einflüsse führen dazu, dass die Arbeitspunkte sich an einem bestimmten Bereich einstellen.

Ein Unterschied zwischen den beiden Messungen ist jedoch der gemessene Ertrag in dem jeweiligen Zeitraum. Während der Versuchsstrang unter guten Bedingungen einen besseren während der Messdauer hatte, nimmt er unter schlechten Bedingungen ab (vgl. Tabelle 10). Der große Anteil an diffuser Strahlung führt dazu, dass der Schattenwurf nicht mehr relevant ist, da kaum noch direkte Strahlung auf die Module trifft. Der Betriebszustand ist nun mit dem Vorversuch in Abschnitt 4.5 zu vergleichen. Dort führen die optimierten Module ohne eine Verschattung ebenfalls zu einem geringeren Leistungsertrag.

Theoretisch müssten die beiden Stränge einen deckungsgleichen Ertrag aufzeigen. Auf Grund des Eigenverbrauchs des Leistungsoptimierers ist jedoch eine Differenz zwischen den beiden Strängen zu erkennen.

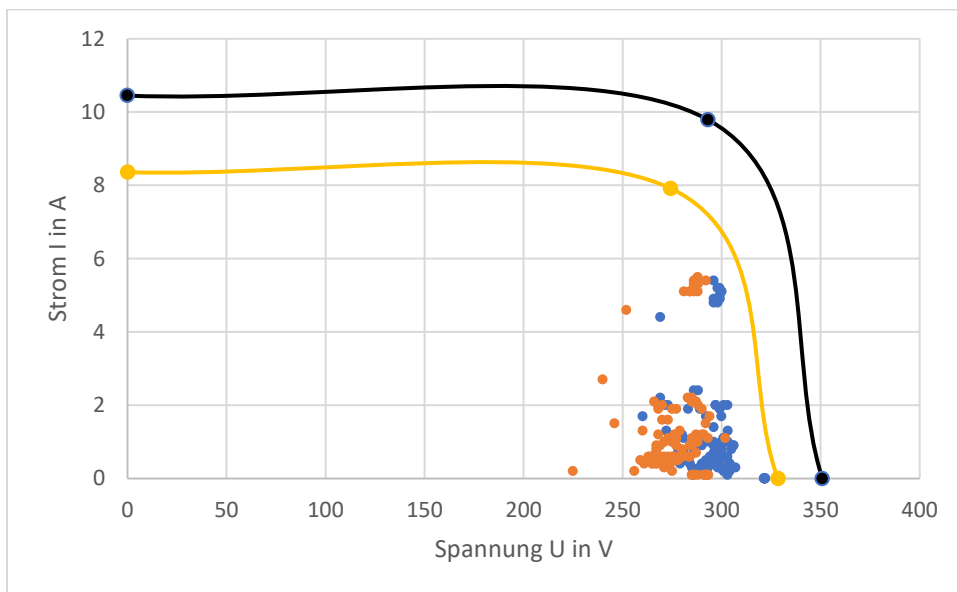


Abbildung 35: Strom-Spannungs-Kennlinie: Versuchsstrang (mit Optimierern (blau)), Referenzstrang (ohne Optimierer (orange)); Verschattung; 3.Messung

Tabelle 10: Vergleich Versuchsstrang und Referenzstrang: Erträge für Messung 1-3

Uhrzeit	Ertrag in kWh		
	10:55-12:40	12:45-14:40	14:30-16:15
Versuchsstrang	2,87	1,92	0,63
Referenzstrang	2,62	1,89	0,65
Differenz	0,25	0,03	-0,02

## 5.2 Vergleich der Messungen

Wenn man die Differenz in den Erträgen gegenüberstellt, kann man einen unterschiedlichen Nutzen der Leistungsoptimierer bei verschiedenen Betriebszuständen feststellen. Laut Herstellerangaben der Firma SolarEdge soll der Einbau von Leistungsoptimierern bei eine Anlage einen Mehrertrag von bis zu 25 % generieren. Dies wird durch den Versuch nicht bestätigt. Die Tabelle 11 beschreibt den Ertrag in Prozent der beiden Stränge. Der Ertrag des Versuchsstranges bezieht sich auf den des Referenzstranges. Es soll gezeigt werden, wie sich die Abweichung des optimierten Strangs darstellt.

Aus den Messergebnissen in Tabelle 11 ist der größte Mehrertrag bei einem hohen Anteil an direkter Strahlung zu erkennen. In einer Zeit von 105 Minuten kann eine Ertragssteigerung von fast 10 % erzielt werden. Bei wechselnden Bedingungen ist der Mehrertrag nicht mehr so signifikant zu erkennen. Es wird nur eine Ertragssteigerung von 2 % festgestellt. Der Anteil an direkter Strahlung hat sich zu dieser Zeit verringert und es kommt zu vielen kurzfristigen Änderungen der Bestrahlungsstärke, was sich auf den Einfluss des Schattenwurfes auswirkt. Dennoch können die Leistungsoptimierer noch einen geringen Mehrertrag erzielen.

Der dritte Messbereich ergibt einen Minderertrag von 3,08 %. Der positive Einfluss der Leistungsoptimierer ist durch den geringen Anteil an direkter Strahlung nicht mehr gegeben. Auch sind zu dieser Zeit keine Schwankungen in der Bestrahlungsstärke festzustellen, sodass die Optimierer einen Verbraucher darstellen.

Über die gesamte Messung von 10:55 bis 16:15 sind die Module verschiedenen Bestrahlungsbedingungen ausgesetzt. Insgesamt führt die Verwendung von Leistungsoptimierern an diesem Tag zu einer Ertragssteigerung des Stranges um 5 %. Diese werden zu einem Großteil durch die erste Messung generiert und durch Verluste bei der letzten Messung verringert.

Tabelle 11: Prozentuale Abweichung des Ertrages unter verschiedenen Bestrahlungsbedingungen

	Versuchsstrang	Referenzstrang
Direkt	109,54%	100%
Direkt/Diffus	101,59%	100%
Diffus	96,92%	100%
Gesamt	105,04%	100%

## 5.3 Langezeitmessung

Um die Ergebnisse zu überprüfen wird ein Langzeitversuch mit dem gleichen Versuchsaufbau durchgeführt. Die Messungen wurden während eines Monats vom 11.7.2021 bis 11.8.2021 durchgeführt.

Die durch die Leistungsoptimierer verursachte prozentuale Abweichung wird in Tabelle 12 gezeigt. Für die Untersuchung wurden je 7 Beispieltage mit einem hohen Anteil direkter Strahlung, wechselhafter Strahlung und hohem Anteil an diffuser Strahlung betrachtet. Die Erträge aller Tage werden in der Gesamtbetrachtung miteinander verglichen.

Bei Tagen mit einem großen Anteil an direkter Strahlung liegt eine Ertragssteigerung von 2,64% vor. Diese ist geringer als bei der Untersuchung des Beispieltages. An wechselhaften Tagen ist kaum eine Differenz zwischen dem Versuchsstrang und dem Referenzstrang zu erkennen. Der Mehrertrag liegt hier lediglich bei 0,23 %. Die größte Differenz ist an Tagen mit hohem Anteil an Diffusionsstrahlung zu erkennen. Obwohl der Versuch im Monat Juli und August durchgeführt wurde, ist der Anteil an



bedeckten Tagen deutlich höher als normalerweise in diesen Monaten. Deshalb ist der negative Einfluss der Optimierer deutlich zu erkennen, da über den gesamten Monat der optimierte Strang insgesamt einen Verlust von 0,5 % aufweist.

Um die Frage zu beantworten, wie groß die Leistungssteigerung der Leistungsoptimierer ist, muss eine längere Messung durchgeführt werden.

*Tabelle 12: Prozentuale Abweichung des Ertrages über einen Monat*

	Versuchsstrang	Referenzstrang
Direkt	102,64%	100%
Direkt/Diffus	100,23%	100%
Diffus	94,51%	100%
Gesamt Beispieltage	99,55%	100%
Gesamt alle Tage	99,47%	100%

## 5.4 Diskussion

Abschließend wird festgehalten, dass die Leistungsoptimierer über einen Zeitraum von einem Monat insgesamt keinen positiven Einfluss auf den Ertrag eines Stranges haben. In Situationen mit einem hohen Anteil an direkter Strahlung und auch bei wechselhaftem Wetter zeigen sich die Vorteile des Optimierers. Dieser wird jedoch durch den Schaden, der an wechselhaften Tagen entsteht, wieder ausgeglichen.

Wie aus den erwähnten Studien und aus den eigenen Vorversuchen hervorgeht, entstehen intern im Optimierer Verluste, die sich besonders an Tagen mit einer geringen Bestrahlungsstärke oder in unverschatteten Situationen bemerkbar machen. Laut den gemessenen Ergebnissen äußert sich der Verlust durch einen Minderertrag von 200 Wh pro Tag bei dem gesamten Strang. Da während der Versuche nicht alle Module verschattet waren, werden die Ergebnisse durch den Verlust der nicht verschatteten Module mit Optimierern verfälscht. Die Optimierer an unverschatteten Modulen tragen nichts zur Ertragssteigerung bei, sondern wirken nur als Verbraucher. Es kann in einem System nicht die Anzahl der Optimierer beliebig vermindert werden. Das Datenblatt der verbauten SolarEdge Optimierer gibt an, dass in einem Strang mindestens vier Optimierer verbaut werden müssen, um die Funktion der Geräte garantieren zu können.

Nach den Ergebnissen der Studie „The Impact of Optimizers for PV-Modules“ von Franke ist der größte Einfluss der Optimierer in Situationen mit wechselnden Strahlungsbedingungen vorhanden. Dies liegt daran, dass durch die Erfassung eines LMPP am Modul der GMPP des Stranges schneller gefunden werden kann. Aus den prozentualen Abweichungen in Tabelle 12 wird bei einem Wechsel von Direkt- und Diffusstrahlung kein nennenswerter Unterschied sichtbar. Aus Abbildung 28 wird jedoch sichtbar, dass bei inhomogenen Bedingungen durch den Optimierer schneller ein GMPP gefunden wird.

Des Weiteren hat die Verwendung von Halbzellenmodulen die Verluste, die durch die Bypassdiode entstehen, verringert. Während bei einem Vollzellenmodul die Verschattung einer Zelle zu einem Ertragsverlust von einem Drittel führt, ist der Einfluss hier deutlich geringer. Wenn nur die Zellen eines Stranges verschattet sind, führt dies zu einem Verlust von nur 1/6. Die Leistungsoptimierer können daher nur geringfügig für einen höheren Ertrag sorgen.

Abschließend ist der Standort der Versuchsanlage zu erwähnen. Das Verhältnis von direkter und diffuser Strahlung und die dadurch entstehende Bestrahlungsstärke ist in Hamburg anders zu bewerten als beispielsweise in München. Da in Hamburg der Anteil diffuser Strahlung deutlich höher ist, sind die idealen Bedingungen für den Leistungsoptimierer nicht so häufig gegeben.

## 6 Ertragsgutachten

Nachdem nun die Leistungsoptimierer auf den Einfluss des Leistungsertrages untersucht wurden, wird im Folgenden gezeigt, ob durch eine Ertragssteigerung durch den Einbau der Leistungsoptimierer auch ein wirtschaftlicher Ertrag auszumachen ist. Es wird zunächst eine Ertragsprognose ohne Verschattung mit PVGIS durchgeführt und diese dann in die Ertragstabelle der Firma SolarFuchs übertragen.

Aus der Langzeitmessung geht hervor, dass durch den Einbau der Optimierer kein gesteigerter Ertrag zu erkennen ist. Aus diesem Grunde werden für das Ertragsgutachten drei Szenarien aufgestellt und miteinander verglichen. Zunächst wird festgestellt, ob in dem untersuchten Fall auf Basis des Langzeitversuches erhebliche Verluste durch den Einbau der Optimierer festzustellen ist. Im zweiten Szenario wird davon ausgegangen, dass die Optimierer die Ertragssteigerung an einem Tag mit hohem Anteil an direkter Strahlung über die gesamte Zeit leisten können. Das letzte Szenario soll zeigen, welche Ertragssteigerung theoretisch nötig wäre, um den Einbau der Optimierer zu rechtfertigen.

Das Ertragsgutachten betrachtet neben der Erzeugung und dem Verkauf des Stroms, auch den Anteil des Stroms, der direkt im Haus verbraucht wird. Es wird dazu ein jährlicher Stromverbrauch von 6000 kWh und ein Eigenverbrauchsanteil von 31 % festgelegt. Der Eigenverbrauchsanteil wird durch den Unabhängigkeitsrechner der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin festgelegt. Der errechnete Gewinn der Anlage ist für 20 Jahre angelegt, denn bis zu diesem Zeitpunkt ist mit der Einspeisevergütung zu rechnen, die bei der Inbetriebnahme gültig war.

### 6.1 Simulation Ertragsprognose mit PVGIS

Um einen Referenzwert für die beiden Szenarien zu schaffen, wird zunächst eine Ertragsgutachten auf Basis der ermittelten Ertragswerte durch die Simulation mit PVGIS erstellt. Die für die Simulation benötigten Werte für die Leistung, Neigung der Module und Ausrichtung der Anlage sind in Tabelle 13 dargelegt. Da die Erträge des Versuchsstrangs und des Referenzstrangs miteinander verglichen werden sollen, wird die Anlagengröße auf 2,87 kWp festgelegt. Die Simulation gibt Werte für den durchschnittlich erwartbaren monatlichen Ertrag der Anlage aus. Da für das Gutachten der erwartete spezifische Jahresertrag benötigt wird, wird die Summe der monatlichen Werte durch die Anlagengröße geteilt.

*Tabelle 13: Leistung, Neigung und Ausrichtung der Versuchsanlage*

Leistung in kWp	2,87
Neigung in °	5
Ausrichtung in °	-30

Für das Gutachten mit den Ertragswerten aus der Simulation wird angenommen, dass keine Verschattung der Module vorhanden ist. Es sind Verluste von 10% in die Erträge eingerechnet, welche auf die geringe Neigung der Module, mit einem Azimutwinkel von  $-30^\circ$  und Verluste durch Temperatureinflüsse zurückzuführen sind.

Der spezifische Jahresertrag für die Anlage liegt bei  $858,41 \text{ kWh/kWp}$ . Dieser Wert entspricht dem ungefähren Wert, der für die Ertragsgutachten von SolarFuchs genutzt wird. Die Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse des Ertragsgutachtens mit den simulierten Daten. Diese sollen als Referenz für die verschiedenen Szenarien gelten.

*Tabelle 14: Ergebnisse des Ertragsgutachten mit Simulation*

spez. Jahresertrag	kWh/kWp	858,41
Ertrag jährlich	kWh	2464
Umsatz gesamt	€	7095
Nettopreis Anlage	€	3563
Gewinn nach 20 Jahren	€	3532
Amortisation	a	10,04

## 6.2 Berechnung der Parameter für das Ertragsgutachten

### Jährlicher Ertrag

Der Jahresertrag ergibt sich aus der Summe der Monatserträge. Durch die Langzeitmessung wurden Werte für den Monat Juli erfasst. Aus den Berechnungen der Simulation wird geschlossen, dass der Anteil des Jahresertrages in dem Monat Juli bei 15,1 % liegt. Mit Hilfe des Dreisatzes kann nun der gesamte Jahresertrag berechnet werden.

### Spezifischer Jahresertrag

Nachdem der Jahresertrag in kWh errechnet wurde, wird der spezifische Jahresertrag in kWh/kWp bestimmt. Dazu wird der Jahresertrag durch die installierte Leistung geteilt.

### Gesamter Umsatz der Anlage

Der gesamte Umsatz der Anlage ergibt sich aus den jährlichen Umsätzen der vergüteten 20 Jahre. Für die jährlichen Umsätze muss der Anteil an Eigenverbrauch mit eingerechnet werden. Durch den Eigenverbrauch muss weniger von dem teuren Strom aus dem Netz gekauft werden. Dies führt zu einer Steigerung des Umsatzes.

### Nettopreis der Anlage

Es wird bei allen drei Szenarien von einem Einbau von 7 Optimierern ausgegangen. Ein Optimierer kostet inklusive Einbau 55 €, was Mehrkosten von 385 € entspricht. Die Kosten ergeben sich aus der Kalkulation der Firma SolarFuchs. Neben den Kosten für die Optimierer sind im Nettopreis der Anlage auch die Kosten für das weitere Material und die Montage der Anlage enthalten.

### Gewinn nach 20 Jahren

Der Gewinn der Anlage ergibt sich aus der Differenz des gesamten Umsatzes der Anlage in 20 Jahren und dem Nettopreis der Anlage.

### Amortisation

Das Jahr, in dem sich die Anlage amortisiert wird bestimmt, indem der Nettopreis der Anlage durch den jährlich erwarteten Umsatz geteilt wird.

## **6.3 Szenario 1: Ergebnisse Langzeitmessung**

Das erste Szenario bezieht sich auf die Ergebnisse der Langzeitmessung. Durch die künstliche Verschattung der Anlage ist der spezifische Jahresertrag der beiden Stränge deutlich geringer (vgl. Tabelle 15). Wie aus der Langzeitmessung bereits ersichtlich, hat der Referenzstrang einen leicht höheren Ertrag generiert als der Versuchsstrang. Dies lässt sich auch auf den spezifischen Jahresertrag, der für den Versuchsstrang geringer ausfällt, übertragen. Der Nettopreis der Anlage ist durch den zusätzlichen Einbau der Optimierer um knapp 400 € gestiegen. Dies konnte nicht durch eine Ertragssteigerung ausgeglichen, wodurch sich eine Verringerung des Gewinns nach 20 Jahren ergibt. Es dauert fast zwei Jahre länger, bis sich die Anlage amortisiert hat.

*Tabelle 15: Ergebnisse des Ertragsgutachtens der Langzeitmessung*

		Versuchsstrang	Referenzstrang
spez. Jahresertrag	kWh/kWp	545,29	548,29
Ertrag jährlich	kWh	1565	1574
Umsatz gesamt	€	4507	4532
Nettopreis Anlage	€	3950	3563
Gewinn nach 20 Jahren	€	557	969
Amortisation	a	17,35	15,72

## **6.4 Szenario 2: Ergebnisse mit hohem Anteil direkte Strahlung**

In diesem Szenario wird angenommen, dass die Erträge der Tage mit einem hohen Anteil direkter Strahlung auch für normale Verhältnisse gelten. Dazu wird der Mittelwert der Erträge an sonnigen Tagen auf einen Monat hochgerechnet. Das Ertragsgutachten unter den idealisierten Bedingungen ist in Tabelle 16 dargestellt. Auf Grund der allgemein höheren Erträge sind die spezifischen Jahreserträge der beiden Stränge höher als in dem ersten Szenario. Der Unterschied ist nun, dass die Erträge des Versuchsstrang knapp 20 kWh/kWp höher sind. Trotz des erhöhten Ertrages durch die Optimierer um knapp 3 % können die höheren Ausgaben nicht ausgeglichen werden. Die Amortisationszeit beträgt für den Versuchsstrang 12,7 Jahre und damit dauert es ein Jahr länger, bis die Kosten ausgeglichen sind.

Tabelle 16: Ergebnisse des Ertragsgutachtens unter idealisierten Bedingungen

		Versuchsstrang	Referenzstrang
spez. Jahresertrag	kWh/kWp	752,87	733,46
Ertrag jährlich	kWh	2161	2105
Umsatz gesamt	€	6223	6062
Nettopreis Anlage	€	3950	3563
Gewinn nach 20 Jahren	€	2273	2499
Amortisation	a	12,69	11,75

### 6.5 Szenario 3: Mindestertrag des Optimierers

Bei den ersten beiden Szenarien ist kein wirtschaftlicher Gewinn durch die Verwendung von Optimierern gegeben. Im dritten Szenario wird untersucht, wie hoch die Ertragssteigerung sein müsste, damit sich der Einbau von Leistungsoptimierern rentiert. Dazu werden die ursprünglichen Ergebnisse des Referenzstranges aus dem ersten Szenario verwendet.

Aus Tabelle 17 wird deutlich, dass über das Jahr hinweg eine spezifische Ertragssteigerung von 60 kWh/kWp nötig ist, damit die Anlage nach knapp 16 Jahren amortisiert sind. Die Optimierer müssen 11 % mehr Ertrag generieren, damit ein wirtschaftlicher Gewinn entsteht.

Tabelle 17. Ergebnisse des Ertragsgutachtens, wenn Wirtschaftlichkeit der Optimierer gegeben ist

		Versuchsstrang	Referenzstrang
spez. Jahresertrag	kWh/kWp	608,01	548,29
Ertrag jährlich	kWh	1744,98	1574
Umsatz gesamt	€	5025,4	4532
Nettopreis Anlage	€	3950	3563
Gewinn nach 20 Jahren	€	1075,4	969
Amortisation	a	15,72	15,72

### 6.6 Zusammenfassung

Unter den Versuchsbedingungen ist kein Vorteil durch die Optimierer zu erkennen. Im Gegenteil ergibt sich durch den Einbau sogar ein Verlust im Vergleich zum Referenzstrang. Auch wenn man sich auf die maximalen Gewinne bei optimaler Bestrahlung bezieht, wird nicht genug Mehrertrag generiert, damit man eine Verwendung der Optimierer rechtfertigen kann. Laut Herstellerangaben soll der Einbau der Optimierer eine Ertragssteigerung von 25 % generieren. Falls dies der Fall wäre, würden sie einen wirtschaftlichen Gewinn einbringen, da sie mehr Ertrag als die Mindestertragssteigerung um 11 % aus Szenario 3 produzieren. Wie sich das komplette Ertragsgutachten der drei Szenarien zusammensetzt, ist in Anhang 4.1 näher beschrieben.

## 7 Gegenüberstellung: Leistungsertrag und Wirtschaftlichkeit

Es ist festzustellen, dass der negative Einfluss der Optimierer auf den Leistungsertrag keinen wirtschaftlichen Gewinn bringt, der ihren Einbau in eine PV-Anlage rechtfertigt. Ein möglicher Ertragsgewinn wird durch die Verluste des Eigenverbrauchs der Optimierer wieder ausgeglichen. Gleichzeitig spricht das Kostenverhältnis der Optimierer im Vergleich zu den Modulen gegen den Einbau der Optimierer. In den Ertragsgutachten wird von einem Modulpreis von 100 € ausgegangen, während ein Optimierer 55 € kostet. Durch die vergleichsweise hohen Kosten müsste der spezifische Ertrag pro Modul auf mindestens 11 % gesteigert werden, um ihren Einbau zu rechtfertigen.

Durch die künstlich erzeugte Verschattung werden die umliegenden Module teilweise durch den Schattenwurf beeinflusst. Eine genaue Aussage welche Module zu welcher Zeit und welchem Grad durch den Schattenwurf betroffen ist, ist nicht zu treffen. Fest steht jedoch, dass die äußeren Module nicht von der erzeugten Verschattung betroffen sind. Dies macht den Einbau der Optimierer an diesen Modulen überflüssig und würden somit den Preis senken und gleichzeitig die Verluste verringern.

Einer Reduzierung der Optimierer sprechen die weiteren Funktionen der SolarEdge - Optimierer entgegen. Durch das Modulmonitoring kann eine genaue Aussage über den Zustand des Moduls getroffen werden. Falls das Modul kaputt ist, wird dies schnell entdeckt und es können größere Verluste verhindert werden. Bei Mismatching Problemen im Modul sind die Optimierer ebenfalls in der Lage das Modul kurzuschließen, um Verluste im Strang zu verhindern. Des Weiteren muss der Einbau von mindestens vier Optimierern beachtet werden. Die Mindestanzahl an Optimierern ist bei anderen Firmen wie beispielsweise bei der Firma TIGO nicht gefordert, was sie für einen Folgeversuch interessant macht.

Gleichzeitig sind die Optimierer auch anfällig für Defekte und stellen damit ebenfalls eine mögliche Verlustquelle dar. Der Kostenaufwand, um einen defekten Optimierer auszutauschen, würde die Wirtschaftlichkeit noch weiter verringern.

In der Studie „Performance Evaluation of DC Power“ kommen Ramli und Salam zu dem Ergebnis, dass der Einsatz von Optimierern eine Ertragssteigerung um 4,6 % mit sich bringt. Diese sei jedoch nur erwartbar, wenn eine Teilverschattung über einen längeren Zeitraum vorherrscht. In Situationen mit geringer Verschattung durch eine geringe Strahlung ist kein klarerer Vorteil durch die Optimierung zu erkennen. Dies deckt sich mit den aus diesem Versuch erbrachten Ergebnissen. Selbst der aus der Studie erfasste Mehrertrag von 4,6 % ist geringer als die errechneten 11 % und führt nicht zu einem wirtschaftlichen Vorteil für den Kunden.

Abschließend ist zu sagen, dass der Einbau von Leistungsoptimierern unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht vertretbar ist. Zwar gibt es Situationen, in denen der Einsatz der Optimierer in einen erhöhten Ertrag mündet, jedoch reicht diese Ertragssteigerung nicht aus, um die Anlage auf lange Sicht rentabel zu machen. Auf Grund der technischen Voraussetzungen war eine Reduktion der Leistungsoptimierer nicht möglich. Eine Untersuchung der Optimierung nur von verschatteten Modulen ist deswegen sinnvoll. Dadurch können Verluste verringert und der Preis der Anlage gedrückt werden.

## 8 Fehlerbetrachtung

Wie der Versuch in 4.5 zeigt, entstehen durch einen internen Eigenverbrauch der Optimierer nicht erwartete Verluste. Diese führen dazu, dass die Ergebnisse negativ beeinflusst werden. Diese Verluste machen sich vor allem an Tagen mit einer geringen Bestrahlungsstärke bemerkbar. Während des Versuchszeitraums gab es viele bedeckte Tage und auch viele Regentage. Um ein aussagekräftigeres Ergebnis zu bekommen, müsste der Versuch über einen längeren Zeitraum, am besten über ein Jahr, durchgeführt werden.

Auf Grund der nicht erwarteten Verluste des optimierten Stranges wurde die untersuchten Optimierer ausgetauscht. Zunächst wurde der Optimierer der Firma TIGO verbaut und nach kurzer Zeit der Optimierer der Firma SolarEdge. Die Ergebnisse des TIGO Optimierers wurde in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Da jedoch die Optimierer getauscht werden mussten, musste auch der Versuchszeitraum deutlich verkürzt werden.

Wie sich aus den Ergebnissen und aus dem Vergleich mit anderen Studien herausgestellt hat, ist die Stärke der Verschattung entscheidend für den positiven Einfluss von Optimierern. Für einen Folgeversuch sollte deswegen ein größerer Schatten gewählt werden, der mehrere Module verschattet.

## 9 Fazit

### 9.1 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Leistungsoptimierung einer Photovoltaikanlage. In diesem Zusammenhang wird der Leistungsoptimierer untersucht. Ein wesentlicher Aspekt für den Kunden beim Kauf einer Solaranlage ist die Frage nach der Wirtschaftlichkeit einer Anlage. Der Vergleich von Leistungsertragssteigerung und der Wirtschaftlichkeit ist die Grundlage dieser Untersuchung. Um einen Vergleich zu ziehen können, wurde zunächst der Leistungsertrag anhand verschiedener Versuche erfasst. Anhand der Ergebnisse konnte ein Ertragsgutachten durchgeführt werden.

Für den Versuchsaufbau wurde auf dem Flachdach eines Kunden eine Versuchsanlage installiert, die in zwei gleich große Stränge unterteilt wurde. Der Versuchsstrang wurde mit Optimierern ausgestattet, während der Referenzstrang in seinem Zustand belassen wurde.

Die Messdaten wurden in Strom- und Spannungsverläufe übertragen, um die unterschiedlichen Betriebszustände der beiden Stränge beobachten zu können. Des Weiteren wurden die Daten mit den Strom-Spannungs-Kennlinien verglichen, um überprüfen zu können, wie sich das MPP-Tracking des Versuchsstrangs von dem Referenzstrang unterscheidet.

Der Vergleich der beiden Stränge führte zu dem Ergebnis, dass unter den Versuchsbedingungen kein Vorteil durch die Leistungsoptimierer zu erkennen ist. Die Auswertung der Ergebnisse zeigt einen Verlust des Versuchsstranges unter normalen Bestrahlungsbedingungen ohne eine künstlich erzeugte Verschattung. Diese Verluste sind auch in den Messdaten bei geringer Bestrahlungsstärke zu erkennen. Der Grund für diese Verluste ist in dem Eigenverbrauch der Optimierer zu finden. Die Verluste belaufen sich auf 1 % des Ertrages. Dies scheint zunächst nicht relevant zu sein, doch mit Blick auf die ausgeglichenen Ertragsergebnisse der beiden Stränge ist der Verlust nicht zu vernachlässigen. Diese negativen Einflüsse führen zu einem insgesamt schlechten Abschneiden der

Leistungsoptimierer. Die negativen Einflüsse konnten nicht durch Ertragssteigerung an Tagen mit einem hohen Anteil an direkter Strahlung oder inhomogenen Bestrahlungsstärken ausgeglichen werden. Es ist jedoch zu beachten, dass nicht optimale Betriebsbedingungen vorgeherrscht haben.

Eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit gestaltet sich auf Grundlage der Messergebnisse schwierig. Aus diesem Grunde wurden verschiedene Szenarien eingeführt, die Aufschluss auf die Rentabilität einer Anlage mit Optimierern geben sollen. Für jedes dieser Szenarien wurde ein Ertragsgutachten erstellt. Selbst wenn als Grundlage die Ergebnisse der Tage mit direkter Strahlung genommen wurde, führen die Leistungsoptimierer nicht zu einer besseren Wirtschaftlichkeit. Mit 3 % Ertragssteigerung benötigt eine Anlage mit Optimieren immer noch ein Jahr länger, bis sich die Anlage amortisiert hat. Damit sich der Einbau der Optimierer lohnt, ist eine Ertragssteigerung um 11 % nötig.

Aus diesem Versuch lässt sich also schlussfolgern, dass die Verluste einer Verschattung nicht erkennbar verringert werden können. Auf Grund der Bypassdioden ist der Einfluss der Verschattung eines Moduls oder nur einzelner Zellen eines Moduls auf die Produktion des Stranges nicht so groß, dass sich der Einbau von Leistungsoptimierern lohnt.

## **9.2 Ausblick**

Auf der Suche nach Lösungen, die Verluste bei Verschattungen einer Anlage so gering wie möglich zu halten, bleibt zu untersuchen, wie viel die Optimierer zur Steigerung des Ertrages beitragen können, wenn nur die unmittelbar von der Verschattung betroffene Module mit Optimierern ausgerüstet werden und Kosten und Verluste dadurch verringert werden können.



## 10 Literaturverzeichnis

- Astrid Grell und Thomas Lang (2008). Photovoltaik- Leitfaden für Kreditinstitute. Handbuch zur Prüfung und Finanzierung von Photovoltaikprojekten.
- Elmelegi, Ahmed/Aly, Mokhtar/Ahmed, Emad M./Alhaider, Mohammed M. (122019). An Efficient Low-Cost Distributed MPPT Method for Energy Harvesting in Grid-Tied Three-Phase PV Power Optimizers. In: 2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo, Egypt, 17.12.2019 - 19.12.2019. IEEE, 1042–1047.
- Falk Anthony und Christian Dürschner und Karl-Heinz Remmers (2009). Photovoltaik für Profis. Verkauf, Planung und Montage von Solarstromanlagen. 2. Aufl. Berlin.
- Femia, N./Petroni, G./Spagnuolo, G./Vitelli, M. (2005). Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method. IEEE Transactions on Power Electronics 20 (4), 963–973. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2005.850975>.
- Franke, Wulf-Toke (2019). The Impact of Optimizers for PV-Modules, 1–22.
- G, Dileep./Singh, S. N. (2017). Selection of non-isolated DC-DC converters for solar photovoltaic system. Renewable and Sustainable Energy Reviews 76, 1230–1247. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.130>.
- Galli, Albert (2017). 2 Statische Investitionsrechenverfahren. In: Albert Galli (Hg.). Grundlagen der Investitionsrechnung. Schäffer-Poeschel, 9–16.
- Mertens, Konrad (2018). Solarmodule und Solargeneratoren. In: Konrad Mertens (Hg.). Photovoltaik. München, Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 164–192.
- Mertens, Konrad (2020). Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis.
- Pannebakker, Boudewijn B./Waal, Arjen C. de/van Sark, Wilfried G.J.H.M. (2017). Photovoltaics in the shade: one bypass diode per solar cell revisited. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 25 (10), 836–849. <https://doi.org/10.1002/pip.2898>.
- Quaschnig, Volker (2015). Regenerative Energiesysteme.
- Quaschnig, Volker (2020). Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Hintergründe - Techniken und Planung - Ökonomie und Ökologie - Energiewende. 5. Aufl. München, Hanser.
- Ramli, Mohd Zulkifli/Salam, Zainal (2019). Performance evaluation of dc power optimizer (DCPO) for photovoltaic (PV) system during partial shading. Renewable Energy 139, 1336–1354. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.072>.
- Refaat, Ahmed/Shehata, Ahmed A./Elgamal, Mohamed/Korovkin, Nikolay V. (1062020). Current Collector Optimizer Topology with Reconfiguration Algorithm to Harvest Optimal Power from Nonuniform Aged PV Arrays. In: 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), Vladivostok, Russia, 06.10.2020 - 09.10.2020. IEEE, 1–7.
- Reich, Gerhard/Reppich, Marcus (2018). Regenerative Energietechnik. Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Sanz, A./Vidaurrezaga, I./Pereda, A./Alonso, R./Roman, E./Martinez, V. (062011). Centralized vs distributed (power optimizer) PV system architecture field test results under mismatched operating conditions. In: 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2011 37th IEEE

Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Seattle, WA, USA, 19.06.2011 - 24.06.2011.  
IEEE, 2435–2440.

Tyagi, V. V./Rahim, Nurul A.A./Rahim, N. A./Selvaraj, Jeyraj A./L. (2013). Progress in solar PV technology: Research and achievement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20, 443–461. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.028>.

Wagemann, Hans-Günther/Eschrich, Heinz (2007). *Photovoltaik. Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften ; Solarzellenkonzepte und Aufgaben ; mit 20 Übungsaufgaben*. Wiesbaden, Teubner.

Wagner, Andreas (2010). *Photovoltaik Engineering*. Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg.

Wesselak, Viktor/Voswinckel, Sebastian (2016). *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird*. Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg.

# Anhang

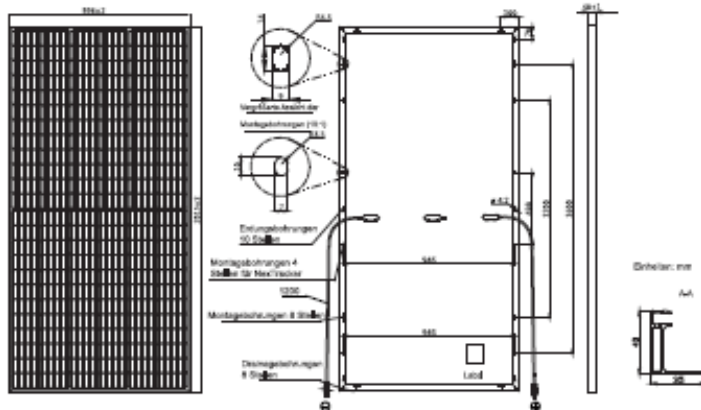
## A.1 Datenblätter

### A.1.1 Modul



JAM72S10 390-410/MR **Series**

#### MECHANISCHE DIAGRAMME



Anmerkung: Individuelle Rahmenfarbe und Kabellänge auf Anfrage erhältlich

#### SPEZIFIKATIONEN

Zelle	Mono
Gewicht	22,7 kg ±3 %
Abmessungen	2015 ±2 mm × 996 ±2 mm × 40 ±1 mm
Kabelquerschnitt Größe	4 mm <sup>2</sup>
Anzahl der Zellen	144 (6×24)
Anschlussdose	IP68, 3 Dioden
Steckverbinder	MC4 Original
Verpackungsangaben	27 pro Palette

#### ELEKTRISCHE PARAMETER UNTER STC

TYP	JAM72S10 -390/MR	JAM72S10 -395/MR	JAM72S10 -400/MR	JAM72S10 -405/MR	JAM72S10 -410/MR
Maximale Nennleistung (Pmax) [W]	390	395	400	405	410
Leerlaufspannung (Uoc) [V]	49,01	49,30	49,58	49,86	50,12
Spannung bei Maximalleistung (Vmp) [V]	40,71	41,02	41,33	41,60	41,88
Kurzschlussstrom (Isc) [A]	10,23	10,28	10,33	10,39	10,45
Strom bei Maximalleistung (Imp) [A]	9,58	9,63	9,69	9,74	9,79
Modulwirkungsgrad [%]	19,4	19,7	19,9	20,2	20,4
Leistungstoleranz	0~+5W				
Temperaturkoeffizient von Isc (α <sub>Isc</sub> )	+0,044 %/°C				
Temperaturkoeffizient von Uoc (β <sub>Uoc</sub> )	-0,272 %/°C				
Temperaturkoeffizient von Pmax (γ <sub>Pmpp</sub> )	-0,350 %/°C				
STC	Einstrahlung 1000 W/m <sup>2</sup> , Temperatur der Zelle 25 °C, AM 1,5 G				

Anmerkung: Die elektrischen Angaben in diesem Katalog beziehen sich nicht auf ein einzelnes Modul und sind nicht Teil des Angebots, Sie dienen nur dem Vergleich zwischen verschiedenen Modultypen, \*Bei NexTrack-Instalationen ist die statische Belastung: Last Vorderseite 2400 Pa, Last Rückseite 2400 Pa.

#### ELEKTRISCHE PARAMETER UNTER NOCT

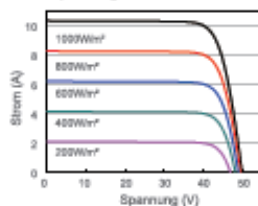
TYP	JAM72S10 -390/MR	JAM72S10 -395/MR	JAM72S10 -400/MR	JAM72S10 -405/MR	JAM72S10 -410/MR
Maximale Nennleistung (Pmax) [W]	294	298	302	306	310
Leerlaufspannung (Uoc) [V]	45,90	46,15	46,41	46,66	46,81
Spannung bei Maximalleistung (Vmp) [V]	38,15	38,40	38,65	38,90	39,16
Kurzschlussstrom (Isc) [A]	8,15	8,20	8,25	8,31	8,36
Strom bei Maximalleistung (Imp) [A]	7,71	7,76	7,81	7,87	7,92
NOCT	Einstrahlung 800 W/m <sup>2</sup> , Umgebungstemperatur 20 °C, Windgeschwindigkeit 1 m/s, AM 1,5 G				

#### BETRIEBSBEDINGUNGEN

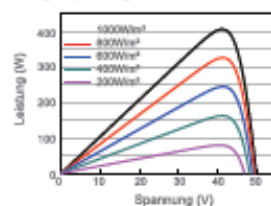
Maximale Systemspannung	1000 V/1500 V DC (IEC)
Betriebstemperatur	-40 °C ~ +85 °C
Maximale Vorsicherung	20 A
Maximale statische Last, Vorderseite	5400 Pa
Maximale statische Last, Rückseite	2400 Pa
NOCT	45 ±2 °C
Anwendungsklasse	Klasse A

#### CHARAKTERISTIKEN

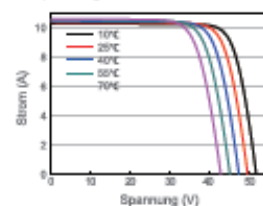
Strom-Spannungs-Kurve JAM72S10-405/MR



Leistungs-Spannungs-Kurve JAM72S10-405/MR



Strom-Spannungs-Kurve JAM72S10-405/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No.: C:\sba\_DE\_20191224A

## A.1.2 Wechselrichter

# ET-Serie

## Dreiphasiger Hybridwechselrichter (Hochvoltbatterie)



Technische Daten		GW5K-ET	GW6.5K-ET	GW8K-ET	GW10K-ET
Batterie-Eingangsdaten	Batterietyp	Lithium-Ionen			
	Batteriespannungsbereich (V)	180-600			
	Max. Aufladestrom (A)	25			
	Max. Entladestrom (A)	25			
Ladestrategie für Lithium-Ionen-Batterien		Selbstanpassung an BMS			
PV String Eingangsdaten	Max. DC Eingangsleistung (W)	6500	8450	9600	13000
	Max. DC Eingangsspannung (V)**	1000			
	MPPT-Spannungsbereich (V)**	200-850			
	Startspannung (V)	180			
	MIN. EINSPEISE-SPANNUNG (V)	210			
	MPPT-Spannungsbereich für Vollast (V)**	240-850	310-850	380-850	460-850
	Eingangsnennspannung (V)**	620			
	Max. Eingangsstrom (A)	12.5/12.5			
	Max. Kurzschlussstrom (A)	15.2/15.2			
	Anzahl MPPT-Tracker	2			
Anzahl Eingänge je MPPT-Tracker	1/1				
AC-Ausgangsdaten (Netzgekoppelt)	Nominale Scheinleistungsausgabe an das Stromversorgungsnetz (VA)	5000	6500	8000	10000
	Max. Scheinleistungsausgabe an das Stromversorgungsnetz (VA)**	5500	7150	8800	11000
	Max. Scheinleistung vom Stromversorgungsnetz (VA)	10000	13000	15000	15000
	AC-Nennspannung (V)	400/380, 3L/N/PE			
	Nominal Output Frequency (Hz)	50/60			
	Max. AC-Strom an das Stromversorgungsnetz	8.5	10.8	13.5	16.5
	Max. AC-Strom aus das Stromversorgungsnetz	15.2	19.7	22.7	22.7
	Leistungsfaktor	~1 (Einstellbar von 0.8 voreilend bis 0.8 nacheilend)			
	Output THDi (@Nominal Output)	<3%			
	Wirkungsgrad	Max. Wirkungsgrad	98.0%	98.0%	98.2%
Max. Wirkungsgrad der Batterie		97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
Europäischer Wirkungsgrad		97.2%	97.2%	97.5%	97.5%
Schutzvorrichtungen	Schutz vor Inselbetrieb	Integriert			
	Eingangsverpolungsschutz	Integriert			
	Isolationswiderstandsmessung	Integriert			
	Reststrom-Überwachungseinheit	Integriert			
	AC-Überstromschutz	Integriert			
	AC-Kurzschlusschutz	Integriert			
	Eingangsverpolungsschutz von Batterie	Integriert			
	AC-Überspannungsschutz	Integriert			
Allgemeine Daten	Betriebstemperatur-Bereich (°C)	-35-60			
	Relative Luftfeuchtigkeit	0-95%			
	Betriebshöhe (m)	≤4000			
	Kühlung	Natürliche Konvektion			
	Lärm (dB)	<30			
	Benutzerschnittstelle	LED & APP			
	Kommunikation mit BMS**	RS485; CAN			
	Kommunikation mit Meter	RS485			
	Kommunikation mit EMS	RS485 (isoliert)			
	Kommunikation mit Portal	Wi-Fi			
	Gewicht(kg)	24			
	Größe (Breite x Höhe x Tiefe in mm)	415*516*180			
	Montage	Wandhalterung			
	Schutzgrad	IP66			
Standby-Eigenverbrauch (W)**	<15				
Topologie	Transformatorlos				

\*\*1: Für 1000V-System beträgt die maximale Betriebsspannung 950V. Für Australial safety wird eine Warnung ausgegeben, wenn die PV-Spannung > 600V beträgt.

\*\*2: Für Australial safety beträgt der MPPT-Bereich 200-550V.

\*\*3: Für Australial safety, MPPT voltage upper limit is 550V.

\*\*4: Für Australial safety beträgt die nominale DC-Eingangsspannung 450V.

\*\*5: Nach der britischen Netzregelung.

\*\*6: Die CAN-Kommunikation ist standardmäßig konfiguriert. Wenn die 485-Kommunikation verwendet wird, ersetzen Sie bitte die entsprechende Kommunikationsleitung.

\*\*7: Kein Backup-Output.

\*\*8: Max. Scheinleistungsausgabe an das Stromversorgungsnetz (VA) für Belgien: GW5K-ET ist 5000; GW6.5K-ET ist 6500; GW8K-ET ist 8000; GW10K-ET ist 10000.

\*\*9: Bitte besuchen Sie die GoodWe Website für die neuesten Zertifikate.

## A.1.3 SolarEdge P401I Optimierer

# / Leistungsoptimierer mit IndOP™-Technologie P401I

VORTEILE NACH LÖSUNG	SolarEdge Leistungsoptimierer mit SolarEdge Wechselrichter	SolarEdge Leistungsoptimierer mit SolarEdge Sicherheits- und Überwachungsschnittstelle und einem Wechselrichter von einem Fremdanbieter	SolarEdge Leistungsoptimierer mit einem Wechselrichter von einem Fremdanbieter
Zusätzliche Energie		*	
Sicherheit		*	*
Monitoring		*	*
Unterschiedliche Ausrichtungen		*	
Lange Stränge	+		-

	P401I (für PV-Module mit 60-Zellen und 72-Zellen)		Einheit
<b>EINGANG</b>			
DC-Nennleistung <sup>(1)</sup>	401		W
Absolute maximale Eingangsspannung (Voc bei niedrigster Temperatur)	60		Vdc
MPPT-Betriebsbereich	8-60		Vdc
Max. Kurzschlussstrom (Isc)	11,75		Adc
Maximaler Wirkungsgrad	99,5		%
Gewichteter Wirkungsgrad	98,6		%
Überspannungskategorie	II		
<b>AUSGANG IM BETRIEB (LEISTUNGSOPTIMIERER VERBUNDEN MIT WECHSELRICHTER IM BETRIEB)</b>	<b>Leistungsoptimierer an einen SolarEdge-Wechselrichter angeschlossen</b>	<b>Leistungsoptimierer an einen Wechselrichter von einem Fremdanbieter angeschlossen<sup>(2)</sup></b>	
Maximaler Ausgangsstrom	15	10	Adc
Maximale Ausgangsspannung	60	Voc des angeschlossenen PV-Moduls	Vdc
<b>AUSGANG IM STANDBY (LEISTUNGSOPTIMIERER VOM WECHSELRICHTER GETRENNT ODER WECHSELRICHTER AUS)<sup>(3)</sup></b>			
Sicherheitsspannung pro Leistungsoptimierer	1,0 ±1		Vdc
<b>ERFÜLLTE NORMEN</b>			
EMC	FCC Teil 15 Klasse A, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3		
Sicherheit	IEC62109-1 (Sicherheit Klasse II), UL1741		
RoHS	Ja		
Brandschutz	VDE-AR-E 2100-712:2013-05		
<b>ANLAGENSPEZIFIKATIONEN</b>			
Maximale Systemspannung	1000		Vdc
Abmessungen (HxBxT)	129 x 153 x 29,5		mm
Gewicht (einschließlich Kabel)	655		g
Steckverbinder modulseitig	MC4 <sup>(4)</sup>		
Steckverbinder Ausgang	MC4		
Länge des Ausgangskabels	1,2/3,9		m
Länge des Eingangskabels	0,16		m
Betriebstemperaturbereich	-40 bis +85		°C
Schutzklasse	IP68/NEMA 6P		
Relative Luftfeuchtigkeit	0-100		%

PV-SYSTEMAUSLEGUNG	SOLAREDEGE EINPHASEN- HD-WAVE	SOLAREDEGE EINPHASEN- WECHSELRICHTER	SOLAREDEGE DREIPHASEN- WECHSELRICHTER	WECHSELRICHTER VON FREMDANBIETER <sup>(2)</sup>	
Minimale Stranglänge (Leistungsoptimierer)	8		16	Gemäß der Auslegungsregeln des Wechselrichters und dem Datenblatt des PV-Moduls mindestens 4 Leistungsoptimierer pro Strang	VA
Maximale Stranglänge (Leistungsoptimierer)	25		50		
Maximale Leistung pro Strang	5700	5250	11250		
Parallele Stränge unterschiedlicher Längen	Ja			Nein	
Parallele Stränge unterschiedlicher Ausrichtungen			Ja		

(1) Die Nennleistung des Moduls bei STC überschreitet nicht die „Nenn-Eingangsleistung“ des Optimierers. Eine Modultoleranz von bis zu +5 % ist zulässig.

(2) Nur verfügbar, wenn die Sicherheits- und Überwachungsschnittstelle (SMI) installiert ist oder wenn SafeOCTM während der Installation einmalig mit dem SolarEdge Key deaktivierte wird.

(3) Nur verfügbar, wenn die Sicherheits- und Überwachungsschnittstelle (SMI) installiert ist oder wenn mit einem SolarEdge Wechselrichter verbunden.

(4) Für andere Steckverbinder-Typen wenden Sie sich bitte an SolarEdge.

### 3. Messfunktionen und - Bereiche

#### 3.1. Gleichspannungsmessungen

Bereich	Auflösung	Genauigkeit
400 mV	100 $\mu$ V	$\pm 0,5\%$ v.M. + 2 St.
4 V	1 mV	$\pm 1,2\%$ v.M. + 2 St.
40 V	10 mV	
400 V	100 mV	
600 V	1 V	$\pm 1,5\%$ v.M. + 2 St.

Eigenwiderstand: 10 M $\Omega$

Überlastschutz: 600 V DC/AC<sub>eff</sub>

#### 3.2. Wechselspannungsmessungen

Bereich	Auflösung	Genauigkeit
4 V	1 mV	$\pm 1,2\%$ v.M. + 3 St.
40 V	10 mV	$\pm 1,5\%$ v.M. + 3 St.
400 V	100 mV	
600 V	1 V	$\pm 2\%$ v.M. + 4 St.

Eigenwiderstand: 10 M $\Omega$

Frequenzbereich: 50 ... 100 Hz

Überlastschutz: 600 V DC/AC<sub>eff</sub>

#### 3.3. Gleichstrommessungen

Bereich	Auflösung	Genauigkeit
400 $\mu$ A	0,1 $\mu$ A	$\pm 1,0\%$ v.M. + 3 St.
4 mA	1,0 $\mu$ A	$\pm 1,5\%$ v.M. + 3 St.
40 mA	10,0 $\mu$ A	
400 mA	100,0 $\mu$ A	
4 A	1,0 mA	$\pm 2,5\%$ v.M. + 5 St.
10 A**	10,0 mA	

Überlastschutz:

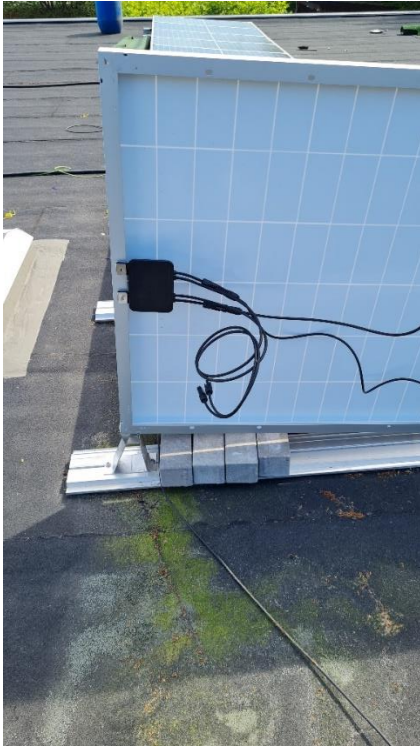
500 mA/600 V Sicherung im mA-Eingang (Schmelzsicherung).

10 A/600 V Sicherung im 10 A-Eingang (Schmelzsicherung).

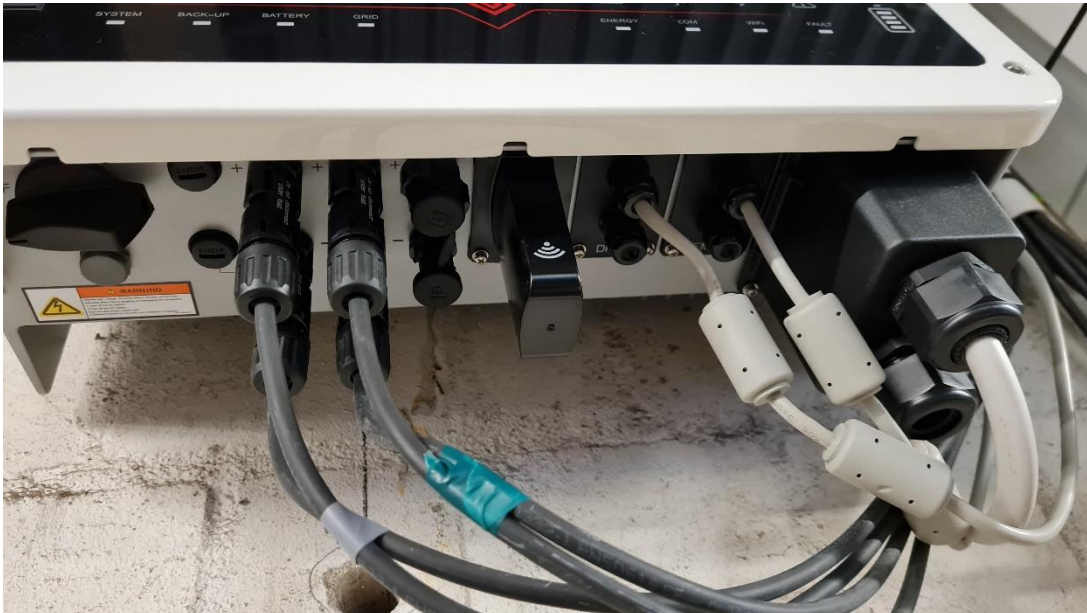
\*\*10 A für max. 30 Sek.

## A.2 Bilder

### A.2.1 Modul mit Optimierer



### A.2.2 Anschlüsse Wechselrichter



### A.2.3 Statische Verschattung eines Moduls



### A.2.4 Schattenwurf dynamische Verschattung

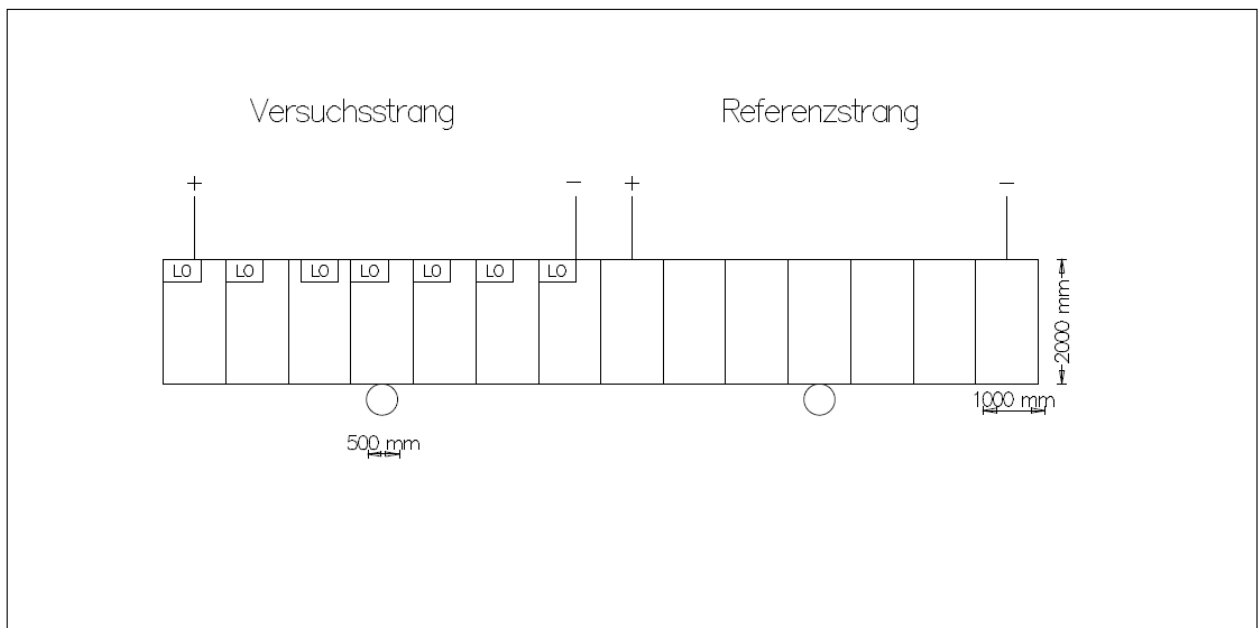




### A.2.5 Versuchsaufbau dynamische Verschattung



### A.2.6 Skizze Versuchsanlage



$$2 \times 7 \text{ Module a } 410 \text{ Wp} = 2 \times 2,87 \text{ kWp}$$

LO : Leistungsoptimierer

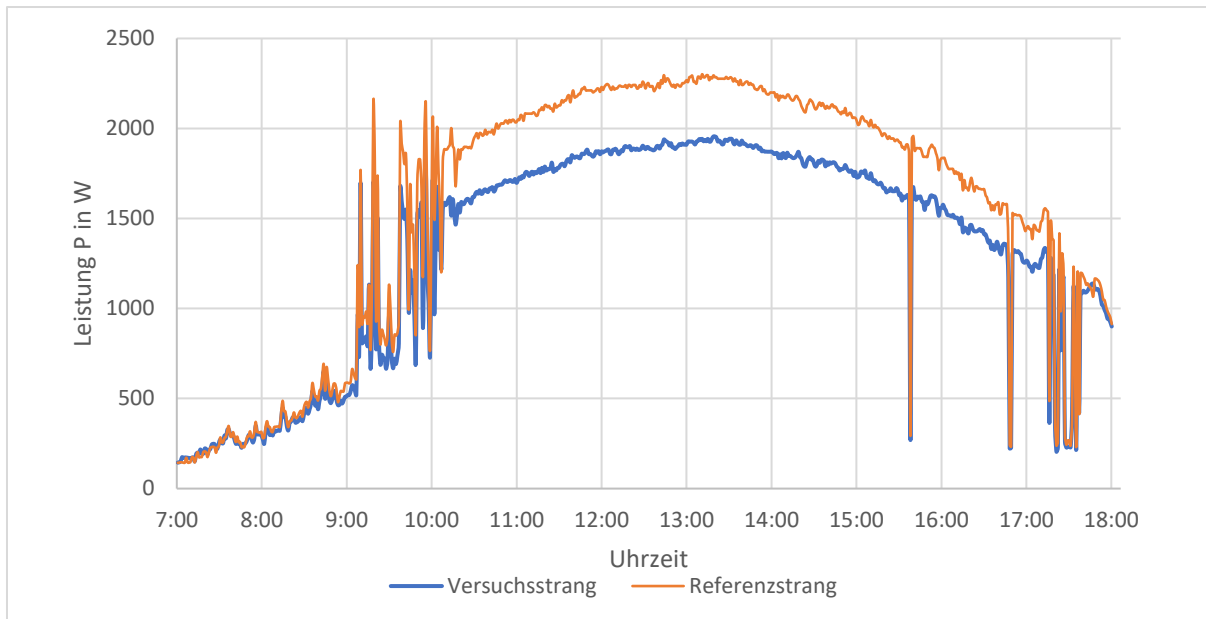
 Querschnitt Verschattung

A.2.7 Globalstrahlungskurve 06.08.2021

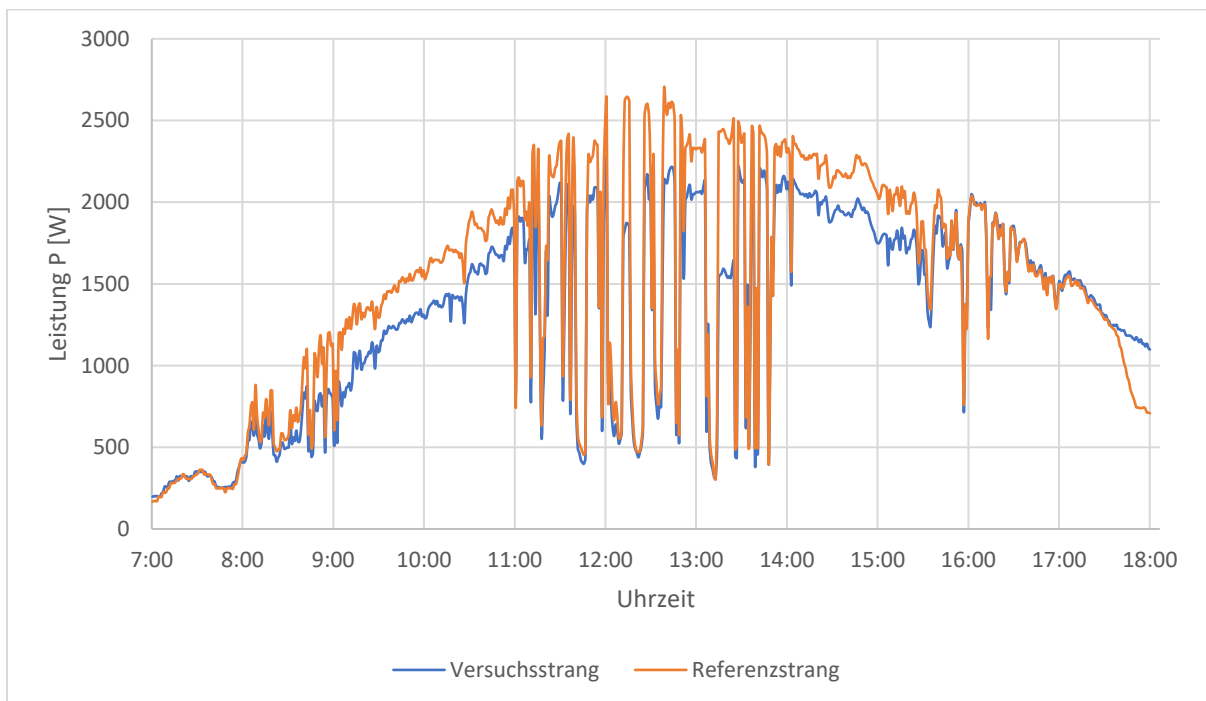


## A.3 Diagramme

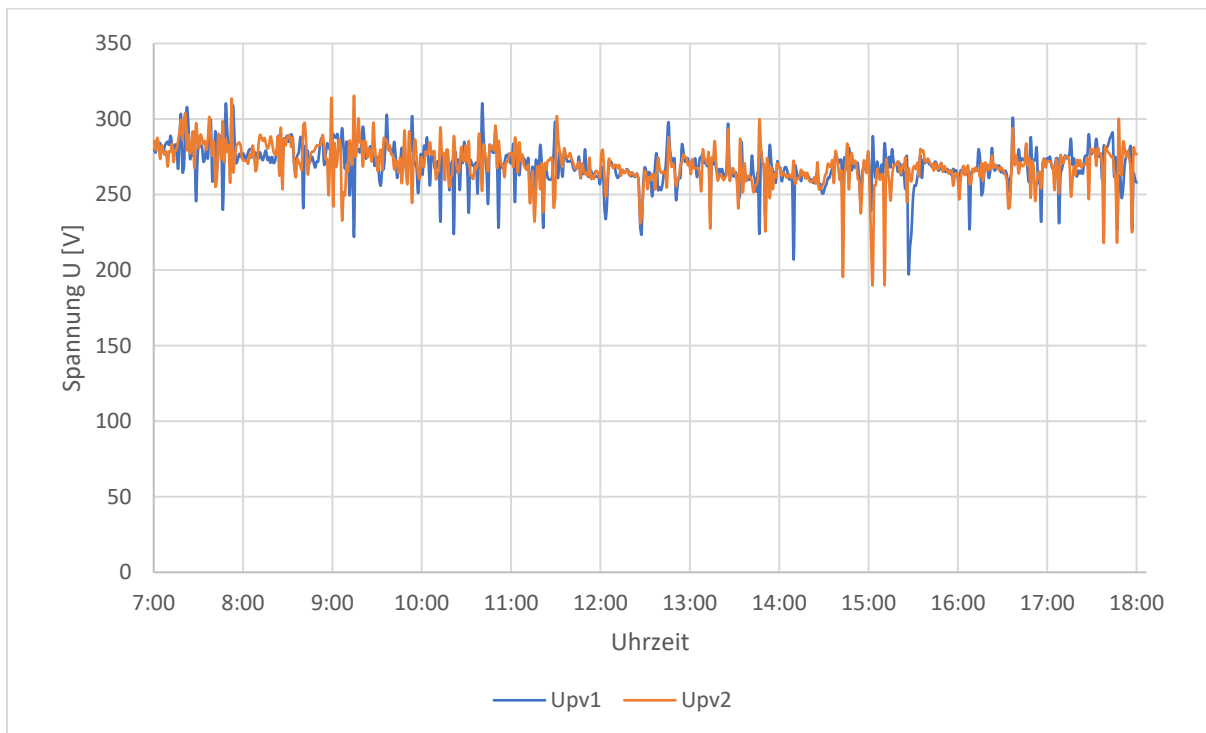
### A.3.1 Leistungsverlauf statische Verschattung



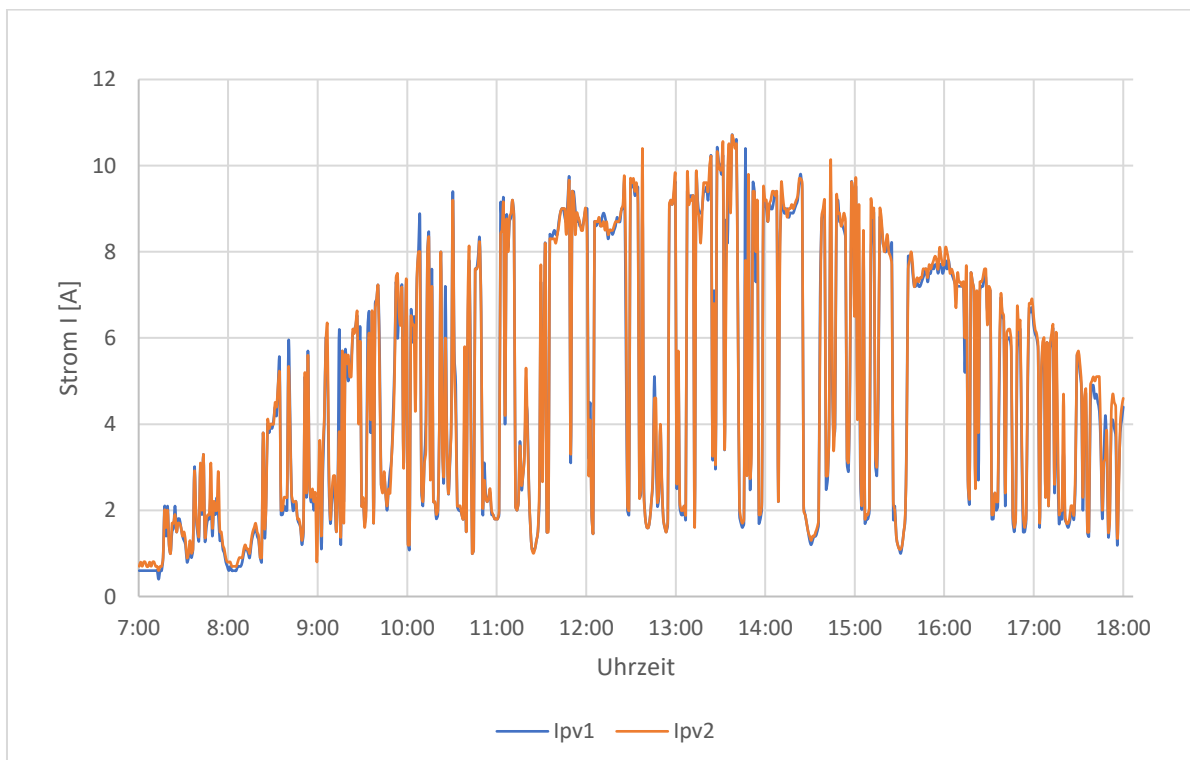
### A.3.2 Leistungsverlauf dynamische Verschattung



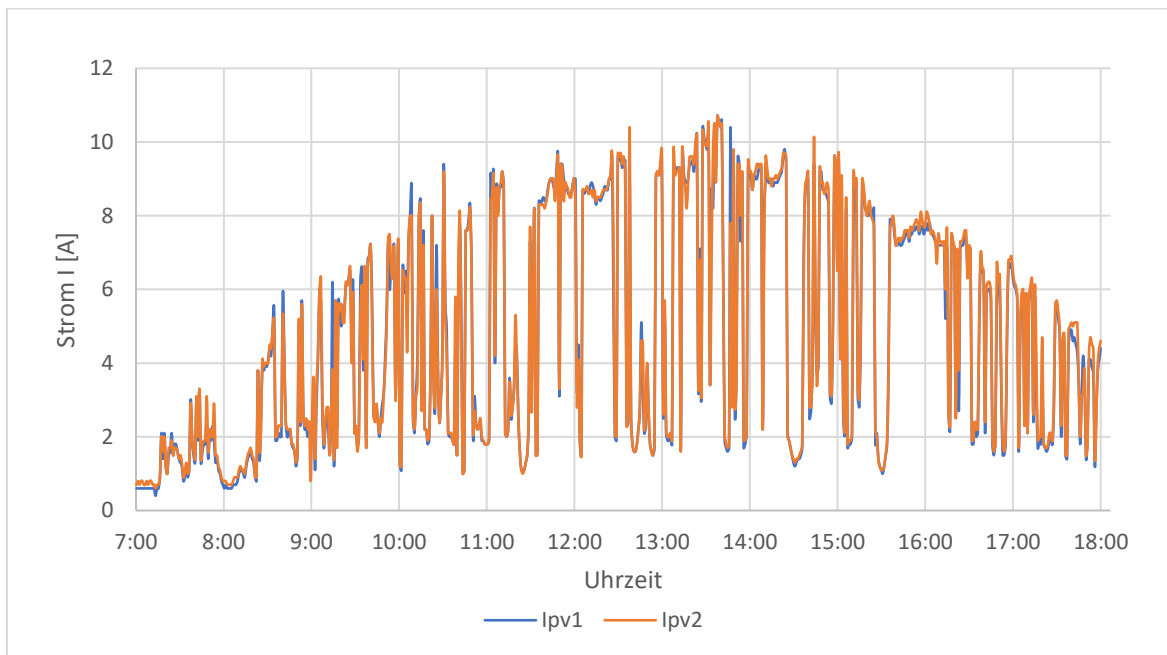
### A.3.3 Spannungsverlauf keine Verschattung mit Optimieren



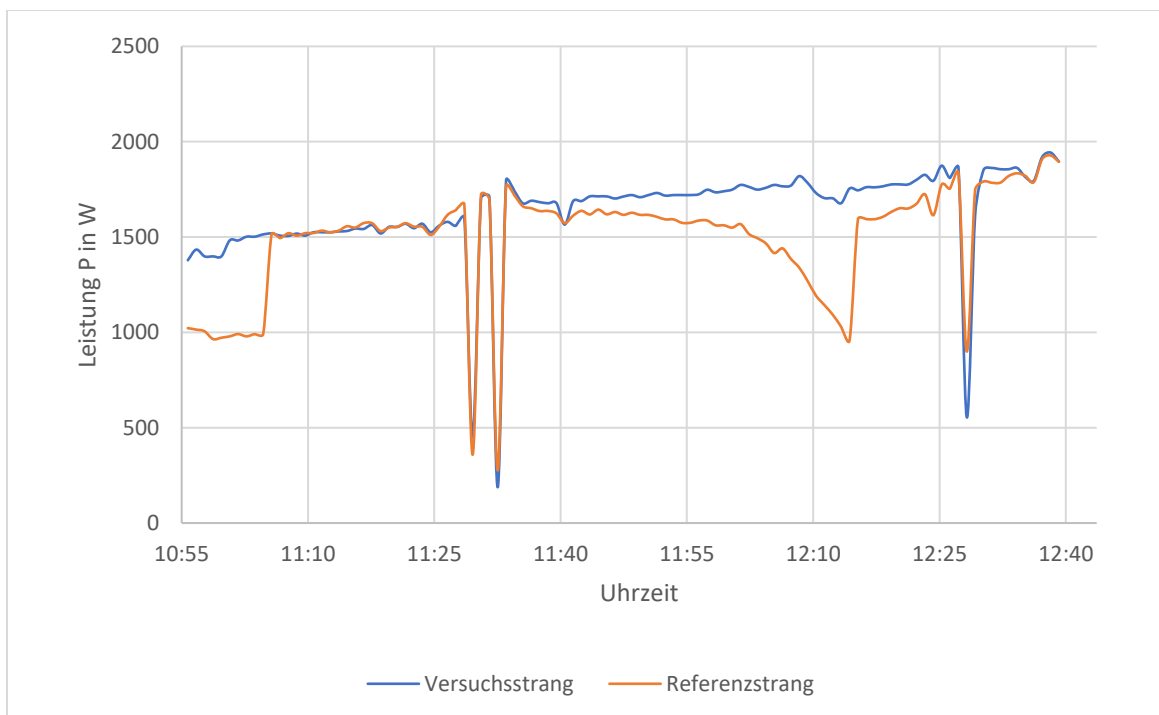
### A.3.4 Stromverlauf keine Verschattung mit Optimieren



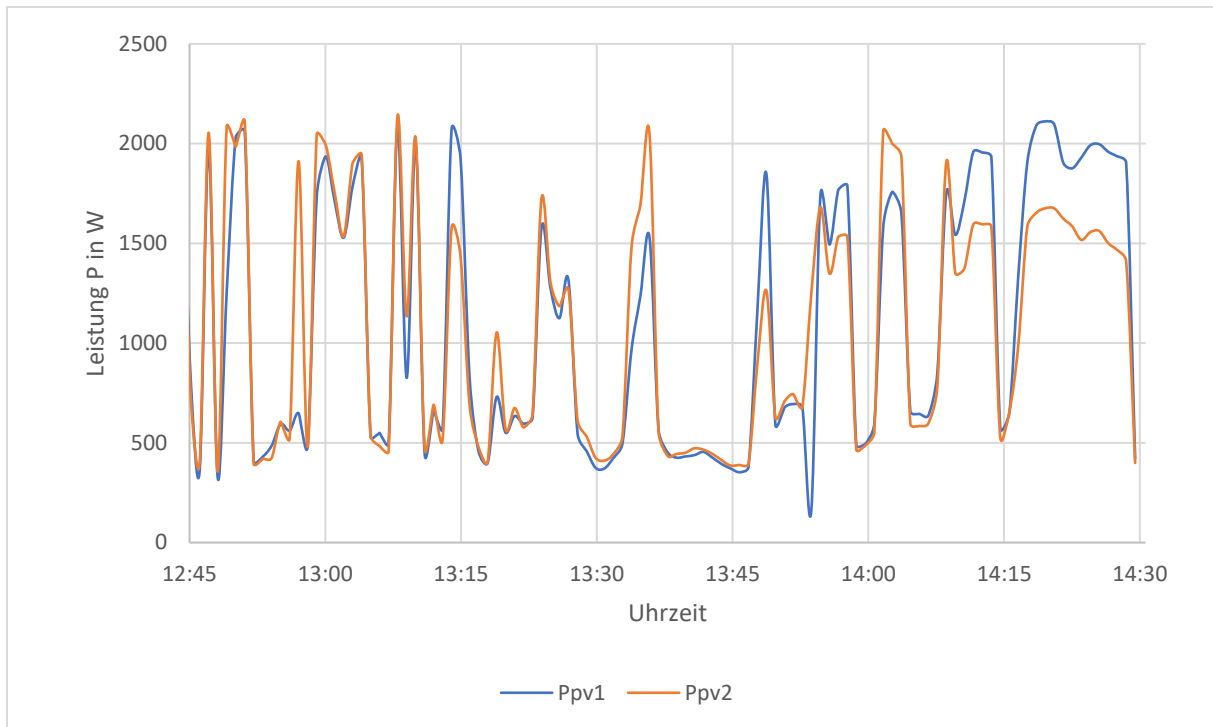
### A.3.5 Leistungsverlauf keine Verschattung mit Optimieren



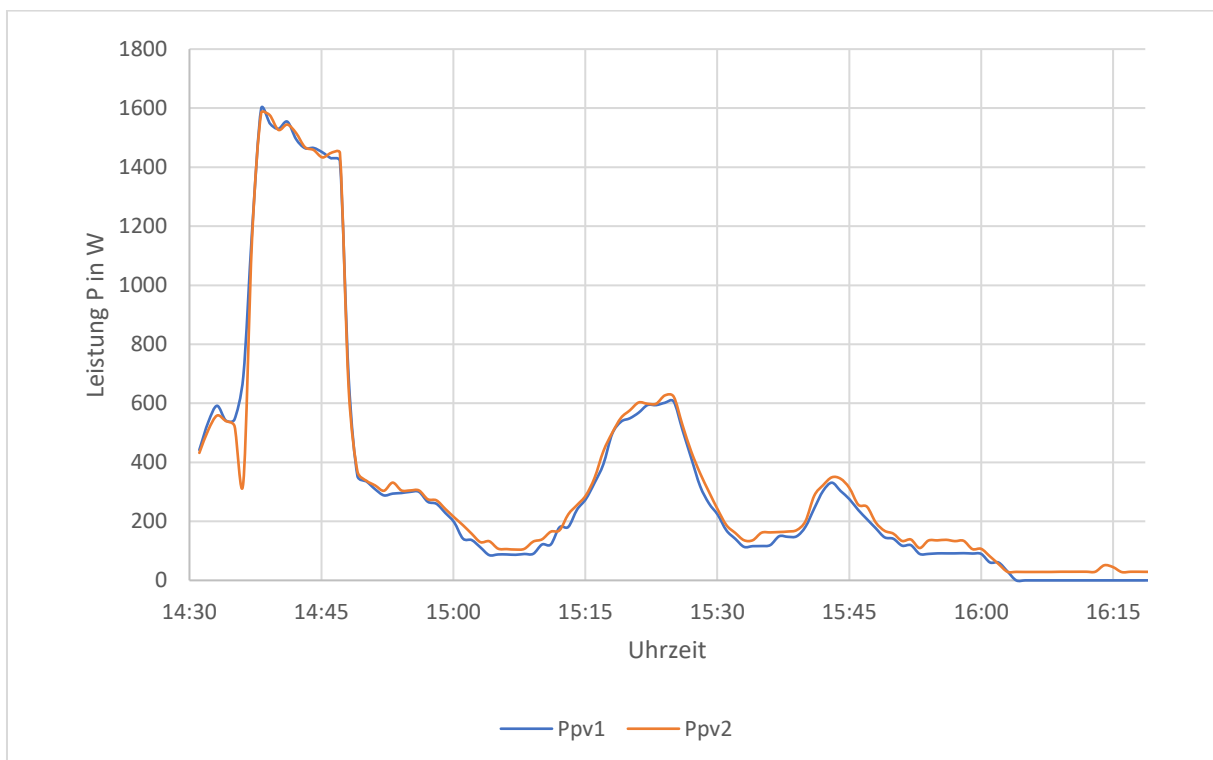
### A.3.6 Leistungsverlauf 1. Messbereich



### A.3.7 Leistungsverlauf 2. Messbereich



### A.3.8 Leistungsverlauf 3. Messbereich



## A.4 Ertragsprognose

### A.4.1 Vergleich Ertragsprognose der verschiedenen Szenarien

		mit PVGIS	ideal		real		theorie	
			VS	RS	VS	RS	VS	RS
Jahreverbrauch	kWh	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Anlagengröße	kWp	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
spez. Jahresertrag	kWh/kWp	858,41	752,87	733,46	545,29	548,29	608,01	548,29
Anteil Eigenverbrauch	%	31	31	31	31	31	31	31
Laufzeit	a	20	20	20	20	20	20	20
Ertrag jährlich	kWh	2464	2161	2105	1565	1574	1744,98	1574
Eigenverbrauch jährlich	kWh	764	670	653	485	488	540,94	488
Umsatz jährlich	€	355	311	303	225	277	251,27	277
Umsatz gesamt	€	7095	6223	6062	4507	4532	5025,4	4532
Nettopreis Anlage	€	3563	3950	3563	3950	3563	3950	3563
Gewinn nach 20 Jahren	€	3532	2273	2499	557	969	1075,4	969
Amortisation	a	10,04	12,69	11,75	17,35	15,72	15,72	15,72
theoretische Rendite	%	4,96	2,88	3,51	0,71	1,36	1,36	1,36

## **Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit**

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

---

Ort

---

Datum

---

Unterschrift im Original