

Hochschule für den Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

**Auswirkungen von Vertragsparametern in Wartung- und Betriebsführungsverträgen auf die
Leistungskennzahlen von Photovoltaik-Kraftwerken**

Bachelorarbeit
Studiengang Umwelttechnik

Vorgelegt von

Darya Rodionova



in Hamburg

am 05.02.2021

Erstgutachter: Prof. Dr.

Timon Kampschulte (HAW Hamburg)

Zweitgutachter: Dipl.-Ing.

Levente Dósa (greentech GmbH)

Danksagung

Die Abgabe der Bachelorarbeit ist für viele Studenten das große Ziel, auf welches in der gesamten Bearbeitungsphase hingearbeitet wird. Ich hatte in meiner Bearbeitungsphase das große Glück, von besonderen Menschen begleitet worden zu sein, die mich in jeder Phase der Bearbeitung unterstützt und motiviert haben. An dieser Stelle möchte ich den Menschen danken, die mitverantwortlich für meinen Erfolg sind.

Ich möchte mich bei Prof. Dr. Kampschulte, der meine Bachelorarbeit betreut und begutachtet hat für die hilfreichen Anregungen und die fachliche Unterstützung während des gesamten Betreuungszeitraums sehr bedanken.

Ich möchte auch Dipl.-Ing. Levente Dósa von der Firma greentech für die freundliche Zusammenarbeit und eine emotionale Unterstützung herzlich danken.

Ein großes Dankeschön möchte ich an dieser Stelle an Noel Weinzeig richten, der stets für mich da war, wenn ich ihn brauchte.

Letztlich richte ich auch ein Dankeschön an Antonio Albers für die große emotionale Unterstützung und für das Korrekturlesen meiner Bachelorarbeit und an Dmitriy Pavlov für die motivierenden Worte.

Der größte Dank gilt meinen Eltern, die mir mein Studium ermöglicht haben.

Darya Rodionova

Hamburg, 04.02.2021

Inhaltverzeichnis

Danksagung	ii
Inhaltverzeichnis	iii
Abkürzungsverzeichnis	v
Symbolverzeichnis	vi
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	viii
1. Einleitung	1
2. Theoretischer Hintergrund	1
2.1. Technik und Komponenten einer Photovoltaikanlage	2
2.1.1. Gleichstromseite	2
2.1.2. Wechselstromseite	5
2.1.3. Fernüberwachung	7
2.2. Beschreibung der Referenzanlage	8
2.2.1 Aufbau der Anlagen	8
2.2.2 Monitoring-Ereignisse	10
2.3. Leistungskennzahlen von Photovoltaikanlagen	14
2.3.1. Performance Ratio	14
2.3.2. Technische Verfügbarkeit	16
2.4. Vertragsparameter aus Wartungs- und Betriebsführungsverträge von Photovoltaikanlagen ..	16
3. Beschreibung des Algorithmus	17
4. Analyse und Resultate	18
4.1. Lords-Portfolio Anlagen	19
4.1.1. Vergleich der Berechnungsmethoden	19
4.1.2. Performance Ratio mit Bestrahlungsgrenzwert	22
4.1.3. Performance Ratio mit verschiedenen Bestrahlungsintervallen	25
4.1.4. Technische Verfügbarkeit und Performance Ratio	27
4.1.5. Performance Ratio und Datenlücken	28
4.2. Anlage Heerenveen	29
4.2.2. Vergleich der Berechnungsmethoden	29
4.2.3. Performance Ratio mit Bestrahlungsgrenzwert	30
4.2.4. Performance Ratio mit verschiedenen Bestrahlungsintervallen	30
4.2.5. Technische Verfügbarkeit und Performance Ratio	31
4.2.6. Technische Verfügbarkeit und Performance Ratio mit Berücksichtigung der Störfallzeiten	32

4.2.7.Toleranzbetrachtung	33
5. Diskussion der Ergebnisse	34
6. Fazit	37
Literaturverzeichnis	38
Anhang.....	ix
Inhaltverzeichniss	ix

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current, Wechselstrom
DC	Direct Current, Direktstrom
GAK	Generatoranschlusskasten
PR	Performance Ratio
PVA	Photovoltaikanlage
TV	Technische Verfügbarkeit
KPI	Key Performance Indicator
CPU	Central Processing Unit
MPPT	Maximum Power Point Tracking

Symbolverzeichnis

d	Degradation	0,5 % pro Jahr
E_{prod}	Realer Energieertrag	kWh
E_{PV}	Sollertrag	kWg
$E_{PV\ korr}$	Korrigierter Sollertrag	kWh
$E_{exclude}$	Ausgeschlossener Ertrag	kWh
G	Globalbestrahlung nach STC	1000 W/m ²
H	Bestrahlung	kWh/m ²
P_{nom}	Installierte Anlageleistung	kW
$P_{component}$	Installierte Wechselrichterleistung	kW
$H_{exclude}$	Exkludierte Bestrahlung während des Ausfalls	kWh/m ²
H_i	Bestrahlung im betrachteten Zeitraum	kWh/m ²
i	die Differenz zwischen dem Jahr der Inbetriebnahme und dem aktuellen Jahr	
t_i	Tatsächliche Betriebszeit der Anlage	
$t_{i,theor}$	Theoretische Betriebszeit der Anlage	
$t_{i,exclude}$	Ausgeschlossene Ausfalldauer	

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1. Aufbau einer Photovoltaikanlage	2
Abb. 2. Generatoranschlusskasten.	3
Abb. 3. Kennlinie eines Moduls bei verschiedenen Modultemperaturen	4
Abb. 4. Pyranometer und Wetter Station an dem Modulgestell. Anlage Heerenveen.	5
Abb. 5. Schematischer Aufbau der Kommunikation einer PV-Anlage	7
Abb. 6. Anlage Heerenveen	9
Abb. 7. Minderleistung der einzelnen Wechselrichter Lords-Anlage.....	10
Abb. 8. Normalbetrieb. Lords-Anlage	11
Abb. 9. Wechselrichterausfall. Anlage Heerenveen	12
Abb. 10. Ein Modul mit Glasbrüchen und Hot Spots	12
Abb. 11. Verschattung einzelner Wechselrichter.Lords-Anlage..	13
Abb. 12. Vergleich der Berechnungsmethoden. Juli	19
Abb. 13. Vergleich der Berechnungsmethoden. August.....	20
Abb. 14. Vergleich der Berechnungsmethoden. Oktober	20
Abb. 15. Vergleich der Berechnungsmethoden. November	20
Abb. 16. Energieertrag und Bestrahlungsstärke am 03.11. 2020. PV040.....	21
Abb. 17. Energieertrag und Bestrahlungsstärke am 07.08.2020. PV040.....	21
Abb. 18. PR mit Bestrahlungsgrenzwerten. Juli und August.....	22
Abb. 19. PR mit Bestrahlungsgrenzwerten. Oktober und November	23
Abb. 20. Energieertrag pro Zeitstempel am 07.08.2020. PV040.....	24
Abb. 21. Energieertrag pro Zeitstempel am 03.11.2020. PV040.....	24
Abb. 22. Standardabweichung bei PR unbereinigt. Lords-Anlagen	26
Abb. 23. Standardabweichung bei PR bereinigt. Lords-Anlagen	26
Abb. 24. Performance Ratio und Technische Verfügbarkeit. Anlage PV016.....	27
Abb. 25 Vergleich der Berechnungsmethoden. Anlage Heerenveen.....	29
Abb. 26. PR mit Bestrahlungsgrenzwerten im Oktober und November. Anlage Heerenveen	30
Abb. 27. Performance Ratio und Technische Verfügbarkeit. Anlage Heerenveen.....	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Übersicht der Störungen auf Photovoltaikanlage.....	14
Tabelle 2. Die Parameter aus verschiedener Betriebsführungsverträgen.....	17
Tabelle 3. Summe der Erträge innerhalb verschiedener Zeitintervalle am 07.08.2020	24
Tabelle 4. Summe der Erträge innerhalb verschiedener Zeitintervalle am 03.11.2020	24
Tabelle 5. PR bei verschiedenen Bestrahlungsintervallen	25
Tabelle 6. PR mit Datenlücken am 01.10.2020	29
Tabelle 7. PR bei verschiedenen Bestrahlungsstärken.....	31
Tabelle 8. PR mit Verschattung an Pyranometer und Modulen.....	31
Tabelle 9. PR und TV mit Störfallzeiten auf Monatsbasis.....	33
Tabelle 10. PR-Berechnung mit Toleranzen.....	33

1. Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist heutzutage von großer Bedeutung für die nachhaltige Abdeckung des jährlich wachsenden Energiebedarfs. Vermehrt treffen Länder die Entscheidung, den Energiebedarf mit den erneuerbaren Energien anstatt mit den konventionellen, fossilen Energiequellen wie Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken zu decken.

Vor zehn Jahren hat das europäische Parlament und der Rat der europäischen Union zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen die entscheidenden Schritte zu der weitgehenden Entwicklung von regenerativen Energiequellennutzung mit der Richtlinie 2009/28/EG vorgenommen (Amtsblatt der Europäischen Union, Absatz 45). Das Ziel wurde dabei so festgelegt, dass 20% des Bruttoendenergieverbrauchs in der europäischen Union schon bis zum Jahr 2020 mit erneuerbaren Energien abgedeckt werden soll. Die Neufassung der Richtlinie hat das Ziel bestimmt, dass der Gesamtenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien 32 % bis 2030 erreicht werden soll. Im Jahr 2019 betrug der Energieverbrauch aus erneuerbaren Energien in Deutschland laut der Einschätzungen des europäischen Parlaments rund 17,1 %. Es ist zu erwarten, dass mit schnellem Wachstum der erneuerbaren Energien der Zielwert bis 2030 erreicht bzw. sogar überschritten werden kann.

Der Photovoltaikmarkt wächst immer weiter. Hier nimmt Deutschland bei der installierten Photovoltaikleistungen weiterhin eine führende Position ein (BMWi, 2020). Es ist wichtig dem modernen Energiemarkt die Betriebsführung von Photovoltaikanlagen zu gewähren. Eine entscheidende Rolle spielen dabei die Einrichtung der Wartungs- und Betriebsführungsverträge. Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, die Auswirkungen von Vertragsparameter auf die Leistungskennzahlen von Photovoltaikanlagen zu untersuchen. Es wird auf die Forschungsfrage eingegangen, wie sich die technische Verfügbarkeit und Performance Ratio bei der Änderung des Vertragsparameter verhalten. Die Vertragsverhandlungen können dann vorteilhaft geführt werden, wenn die Auswirkungen der wichtigen Vertragsparameter bekannt sind.

Die Vertragsparameter, die die PR- und TV-Berechnungen beeinflussen, sind die Bestrahlungsstärke und der Betrachtungszeitraum. Um den Einfluss dieser Parameter auf die Leistungskennzahlen zu untersuchen, werden vier verschiedene Berechnungsmethoden verwendet. Die Berechnung wird anhand von Daten der vier Photovoltaikanlagen der Firma greentech durchgeführt.

Die Arbeit ist in zwei Abschnitte unterteilt. Im ersten Teil werden die theoretischen Grundlagen beschrieben, die zum besseren Verständnis des praktischen Teils beitragen. Die Ermittlung der theoretischen Grundlagen erfolgt durch Recherche von Fachliteratur. Im Einzelnen wird näher auf die technischen Komponenten einer Anlage und den Überwachungsprozess eingegangen. Außerdem wird in diesem Teil die technische Einrichtung der untersuchenden Anlagen beschrieben. In dem zweiten praktischen Teil der Arbeit werden die Ergebnisse der Berechnungen vorgestellt. Am Ende der Arbeit wird die Diskussion der Ergebnisse durchgeführt.

2. Theoretischer Hintergrund

In diesem Kapitel wird der theoretische Hintergrund der Arbeit dargebracht. Zu Beginn werden die wichtigen technischen Komponenten einer Photovoltaikanlage beschrieben. Danach werden die untersuchten Photovoltaikanlagen vorgestellt, um einen Überblick der vor Ort installierten Infrastruktur und technischen Komponenten zu bekommen. Da die Überwachung ein Bestandteil der Betriebsführung ist, wird auch auf die Besonderheiten der Fernüberwachung eingegangen. Es werden die Leistungskennzahlen von Photovoltaikanlagen vorgestellt und die Berechnungsmethoden erläutert. Anschließend werden die verschiedenen Betriebsführungsverträge verglichen.

2.1. Technik und Komponenten einer Photovoltaikanlage

Die systemtechnischen Komponenten wie Solarmodulen, Wechselrichter und Transformator, die von Anlage zu Anlage unterschiedlich sein können, sind erforderlich, um eine reibungslose und verlustfreie Versorgung des Netzes mit Solarstrom zu gewährleisten und den reibungslosen Betrieb der netzgekoppelten Anlagen sicherzustellen. Um einen Einblick in die Systemtechnik einer Photovoltaikanlage zu gewinnen, werden in den folgenden Abschnitten auf die für die Energieerzeugung benötigten Komponenten näher eingegangen. Zudem werden nur die Anlagenkonzepte berücksichtigt, die aktuell kommerziell am meisten verbreitet sind. Parallel dazu werden die Aspekte betrachtet, die die Ertragsproduktion der Photovoltaikanlage (PVA) und damit die wichtige Kennzahl Performance Ratio beeinflussen.

2.1.1. Gleichstromseite

Die Gleichstromseite der Anlage enthält alle Komponenten (Abb. 1), die vor dem Wechselrichter installiert sind. Dies sind die Generatoranschlusskästen, DC-Schalter, DC-Kabel, Strangsicherungen und Solarmodule. Der Wirkungsgrad der Solarmodule spielt eine wesentliche Rolle. Um die hohe Leistung einer großen industriellen Solaranlage zu erzielen, die über die installierte Leistung von Megawatt hinausgeht, ist es notwendig, die praktisch nutzbaren Spannungen in den Modulen zu erreichen. Dazu werden die Module in einer Reihe zu einem sogenannten Strang verbunden. Bei den größeren Photovoltaik-Kraftwerken werden die Stränge an einen Generatoranschlusskasten angeschlossen.

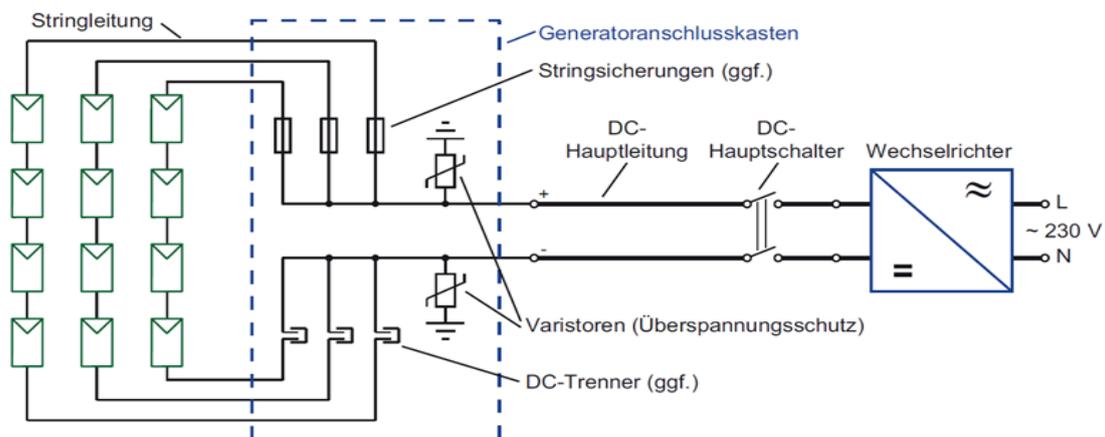


Abb. 1. Aufbau einer Photovoltaikanlage (Mertens, K.2018. S. 182)

Generatoranschlusskästen (GAK) werden eingesetzt, um die einzelnen Stränge zusammenzuführen (Abb. 2). Ein GAK bildet eine Zwischenkomponente zwischen den Modulen und Wechselrichter. Durch eine sichere Verbindung im GAK werden sowohl die PV-Module als auch die Wechselrichter vor Überspannung geschützt. Die Stränge werden hier zuerst zu den Anschlussklemmen geführt (Nummer 1 auf der Abbildung 2). Ein GAK wird auch mit einem DC-Sicherungsschalter (3) ausgestattet, um in den Notfällen das Modulfeld vom Wechselrichter gefahrlos trennen zu können. Zusätzlich können in den Generatoranschlusskästen die Strangsicherungen und die Messelektronik (2) eingebaut werden. Für die Fernüberwachung der einzelnen Stränge können entsprechende Platinen integriert werden. Abschließend werden die Stränge dann zu der Sammelschiene (4) geleitet.

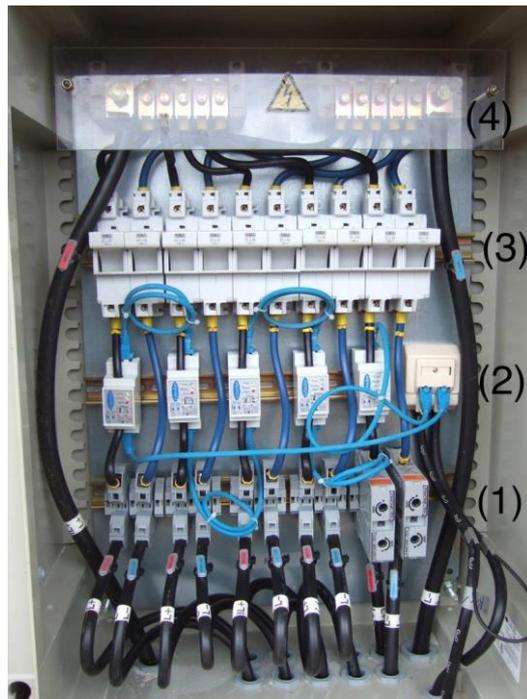


Abb. 2. Generatoranschlusskasten. (interne Quelle)

Die aktuelle Bestrahlungsstärke beeinflusst den Strom und die Spannung eines Solarmoduls. Strom und Spannung sind daher nicht konstant. Je höher die Bestrahlungsstärke, desto höher ist der Strom und die Spannung. Die Betriebspunkte stellen sich anhand des jeweiligen Verbrauchers (Wechselrichter) ein. Das Produkt bzw. die Leistung eines Panels ergibt sich aus Strom und Spannung. Um den optimalen Wert für die Leistungsabgabe eines Solarmoduls zu erreichen, gibt es zu jeder Bestrahlungsstärke und Temperatur der äußeren Umgebung genau eine Strom-Spannungskombination. Dieser Wert nennt sich Maximum-Power-Point (MPP). Der MPP wird durch die Einheit Watt-peak dargestellt (Wp). Die Leistung wird außerdem durch die Strahlungsstärke, die Temperatur, den Einfallswinkel des Lichts und die spektrale Verteilung beeinflusst. Zur einheitlichen Bestimmung der elektrischen Daten wurden daher internationale Testbedingungen festgesetzt, die sogenannten Standard Test Conditions (STC):

- 1000 W/m² Bestrahlungsstärke senkrecht zur Modulfläche;
- AM 1,5 Norm-Lichtspektrum;
- 25°C Zelltemperatur.

Die Leerlaufspannung steigt logarithmisch mit zunehmender Bestrahlungsstärke im Vergleich zu dem Kurzschlussstrom, der sich linear mit zunehmender Bestrahlungsstärke erhöht, sodass sich die Strom-Spannungs-Kennlinie parallel nach oben verschiebt. Im Endeffekt steigt die Leistung nicht proportional mit zunehmender Bestrahlungsstärke. Das ist aber nur der Fall, wenn die Temperatur des Moduls konstant bleibt. Während die Leerlaufspannung sich mit steigender Temperatur bemerkbar reduziert (s. Abb. 3), ändert sich der Kurzschlussstrom kaum. Dies hat zur Folge, dass die Temperaturerhöhung der Module zu einer Leistungsverminderung führt. (Werth, T. S. 27)

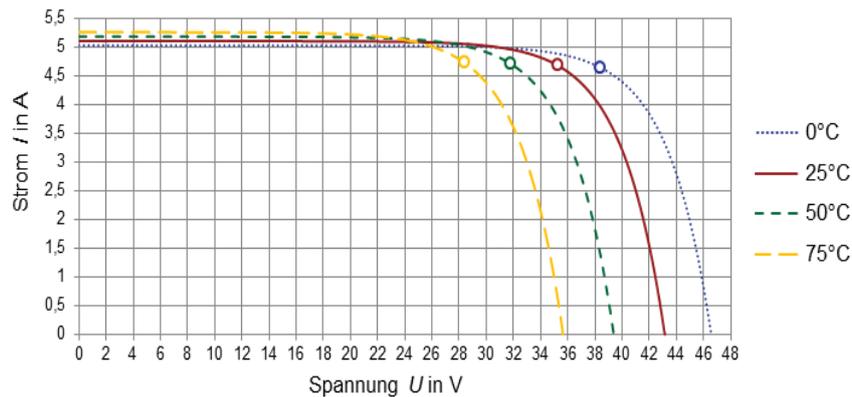


Abb. 3. Kennlinie eines Moduls bei verschiedenen Modultemperaturen (Mertens, K. 2018, S. 173)

Bei der Dimensionierung einer Anlage, ist es wichtig zu berücksichtigen, wie die Solarmodule eingebaut sind. Da Solarmodule nicht nur elektrische Energie erzeugen, sondern im Betrieb auch sehr heiß werden, kann die Modultemperatur bei hoher Bestrahlungsstärke im Sommer 70 °C erreichen. Dabei kann die Solarzelle ein halbes Prozent der Leistung verlieren, wenn die Temperatur um einen Grad Celsius ansteigt. Bei der Temperaturerhöhung beispielsweise auf 60 °C, gibt die Zelle eine 20 % geringere Stromproduktion ab als bei 20 °C (Konrad, F. 2007, S. 17). Photovoltaik-Module sollten daher so installiert werden, dass sie gut belüftet sind und schnell überschüssige Wärme an die Umwelt abgeben können.

Für die Anlagenbetreiber sollte nicht nur die Leistung des Moduls bei STC von Interesse sein. Das Verhalten des Solarmoduls bei Schwachlicht ist auch zu berücksichtigen, da der Jahresertrag der Anlage durch die Diffusstrahlung erheblich beeinträchtigt werden kann (Mertens, K. 2018, S. 172). Bei der gleichen Temperatur, jedoch mit verschiedenen Bestrahlungsstärken, wird die Kennlinie der Betriebspunkte, also der MPP deutlich geringer.

Grundsätzlich ist die Form der Kennlinie abhängig von der verwendeten Technologie der Zelle (Glotzbach, T. 2010, S. 20). Daher sind die Eigenschaften der in einzelnen Solarmodulen verwendeten Materialien zu beachten. Bestimmte Dünnschichtsolarmodule weisen im Vergleich zu c-Si-Solarmodulen die höchste Effizienz bei schwachem und diffusem Licht auf und zeigen eine größere Abnahme des Wirkungsgrades bei großer Bestrahlungsstärke. Beispielsweise weisen CdTe Dünnschichtmodule mehr Ertrag an trüben Tagen auf, während die Effizienz kristalliner Solarmodule besonders an sonnigen Tagen zunimmt (Weller, B. et al. 2009, S. 23).

Eine mögliche intelligente Lösung bieten die Forscher des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg, Deutschland. Seit vielen Jahren arbeiten sie an sogenannten Stapelzellen (multi junction solar cells), in denen zwei oder drei Teilzellen übereinandergestapelt sind, um unterschiedliche Wellenlängen des Sonnenlichts in Strom umzuwandeln, sodass der Rekord-Wirkungsgrad von 25,9 % erzielt wurde (Fraunhofer ISE, 2020). Die gestapelten Solarzellen mit mehreren pn-Übergängen können noch einen höheren Wirkungsgrad und somit einen höheren Anlageertrag gewähren.

Im Modulfeld werden auch Strahlungssensoren auf dem Modulrahmen montiert. Der wichtigste Faktor, der die Performance Ratio (PR) beeinflusst, ist die Sonnenbestrahlung. Für die Fernüberwachung und daraus abgeleiteten Berechnungen sind die Strahlungssensoren erforderlich, die eine Genauigkeit von $\pm 5\%$ aufweisen. An den Anlagen aus dem Lords-Portfolio sind die hochwertigen Pyranometer CMP 10 von der Firma Kipp & Zonen eingesetzt (s. Datenblatt im Anhang). Die Anlage Heerenveen hat

Pyranometer und Wetterstation für die Messung der Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Niederschläge. Auf der Abb. 4 sind die Messgeräte direkt an dem Modulgestell montiert zu sehen.



Abb. 4. Pyranometer und Wetter Station an dem Modulgestell. Anlage Heerenveen.

2.1.2. Wechselstromseite

Gleichspannungen bzw. Gleichströme werden von Solargeneratoren erzeugt. Um die Einspeisung von Strom aus Photovoltaikgeneratoren in das öffentliche Wechselspannungsnetz zu gewährleisten, ist ein Wechselrichter erforderlich. Die modernen Wechselrichter erreichen den Leistungsbereich von 100 W bis zu mehreren Megawatt.

Für die netzgekoppelten Photovoltaikanlagen kommen die Netzwechselrichter zum Einsatz, die mit der Netzfrequenz synchronisiert sind. Die Netzwerkkommunikationsfunktion wird durch eine bidirektionale Sicherheitsschnittstelle überwacht. Diese Schnittstelle misst sowohl die Netzspannung als auch die Netzfrequenz und schützt somit das Netz und die Anlage.

Der Wechselrichter ist der zentrale Bestandteil der Photovoltaikanlage. Deswegen ist es von großer Bedeutung, dass die Verluste bei den Umwandlungsprozessen sehr gering gehalten werden. Eine der Möglichkeiten ist, den Eigenverbrauch der Wechselrichter mit den neuen Halbleiterbauelementen wie MOS-Fets (Metal Oxide Semiconductor - Feldeffekt - Transistoren) oder IGBT's (Insulated Gate Bipolar - Transistoren) zu reduzieren (Kaltschmitt, M. et al., 2013, S. 399). Infolgedessen können die Lebensdauer und die Zuverlässigkeit des Gerätes durch reduzierte Verluste erhöht werden. Somit kann auch die Wirtschaftlichkeit der photovoltaischen Stromerzeugung angehoben werden, da sich das Wirkungsgradpotenzial, die Zuverlässigkeit sowie die Betriebs- und Wartungskosten eines Wechselrichters direkt auf den Ertrag bei der Stromerzeugung auswirken (Bach-Preckwinkel, H. 2008).

Die modernen Wechselrichter erreichen einen Wirkungsgrad von bis zu 98 %. Trotzdem bleibt der Wechselrichter einer der wesentlichen Verluststellen. Bei ungünstiger Auslegung können die Verluste bis zu 15 % pro Jahr betragen. Bei der Anlage Heerenveen liegen die Wechselrichterverluste gemäß Ganzjahres-Verlustdiagramm (PVSyst-Simulation) bei 1,23 %. Noch größere Verluste werden durch den Transformator und mögliche Verschattungen verursacht, diese liegen bei ca. 1,38 % und 1,63 %.

Grundsätzlich können die netzgekoppelten Wechselrichter mit und ohne Transformatoren betrieben werden. Kleine Anlagen werden ohne Transformator gebaut, da sie direkt ins Niederspannungsnetz einspeisen können. Für große Energiemengen ist das Netz aber nicht ausgelegt, weshalb große Anlagen einen Transformator benötigen, um ins Mittelspannungs- oder ins Hochspannungsnetz einzuspeisen. In einem Transformator können aber auch die Verluste entstehen, die zum Beispiel bei Ertragsgutachten und Performance Analysen berücksichtigt werden. Große Photovoltaik- Kraftwerke mit einer installierten Leistung in MW-Bereich werden mit mehreren Wechselrichtern gebaut. Hierbei werden unterschiedliche Arten der Wechselrichter eingesetzt.

Ein Zentralwechselrichter wird meist für die großen Anlagen zum Einsatz kommen, bei denen die PV-Module unter ähnlichen Parametern wie die Neigungs- und Bestrahlungsverhältnisse aufgestellt sind. In einem solchen Fall werden die Module zunächst in Reihe und dann parallel geschaltet. Die Modulstränge werden in den Generatoranschlusskasten zusammengebracht und über eine Gleichstromleitung an einen Zentralwechselrichter angeschlossen (Kaltschmitt, M. et al., 2013, S. 399).

Um bei geringer Bestrahlungsstärke einen hohen Wirkungsgrad zu erreichen, werden einzelne Leistungsstufen bedarfsgerecht im so genannten Master-Slave-Modus zugeschaltet (Weller, B. et al. 2009. S. 27). Aufgrund der umfangreichen Verkabelung auf der DC-Seite ist der Zentralwechselrichter nur für große Konzepte geeignet. Bei diesem Konzept ist es als Vorteil zu betrachten, dass nur ein Bauteil im Format eines Schaltschranks verwendet wird.

Der Nachteil hierbei ist, dass mit einem Wechselrichterausfall die Gesamtanlage nicht mehr weiter einspeist. Daher werden mehrere Wechselrichter oft durch Strangwechselrichter ersetzt. Wenn es um eine Anlage mit verschiedenen Modulausrichtungen oder mit möglichen Verschattungen geht, kommen Strangwechselrichter zum Einsatz. Außerdem werden Strangwechselrichter verbaut, um die DC-Verluste gering zu halten, da der Verkabelungsweg zum Wechselrichter kürzer ist als zu einem zentralen Wechselrichter. In diesem Fall werden an einen einzelnen Wechselrichter parallele Stränge angeschlossen. Die Huawei-Geräte auf den Anlagen aus dem Lord Portfolio können 12 Stränge angeschlossen haben, die auf 6 Maximum Power Point Tracker (MPPT) aufgeteilt sind. Die Verschattung betrifft nicht mehr den ganzen Wechselrichter oder den ganzen MPPT, sondern nur noch die einzeln gesteuerten Stränge. Bei größeren Anlagen werden mehrere Strangwechselrichter parallel erst an einen Transformator und danach an das Netz angeschlossen.

Durch die Installation des Strangwechselrichters kann eine bessere Anpassung zu wechselnden Bestrahlungsbedingungen gewährleistet werden und die Installationskosten durch die reduzierte Kabelmenge minimiert werden.

Der Wechselrichter sollte einen großen DC-Spannungsbereich besitzen, um die optimale Leistung von Solarmodulen sicherzustellen und einen weiten Temperaturbereich abzudecken. Bei den untersuchten Anlagen handelt es sich um einen Spannungsbereich von 500 bis 1500 V. Diese Gleichspannung entspricht der Grenze der maximalen Spannung in der europäischen Niederspannungsrichtlinie (Amtsblatt der Europäischen Union , 2014).

In den Fällen, wo der Wechselrichter nur gering ausgelastet ist, ist der Wirkungsgrad niedriger. Je größer die Auslastung des Wechselrichters wird, desto größer ist die Effizienz des Gerätes. Auf der Grafik in den Datenblatt der Huawei Wechselrichter (siehe Anhang) ist zu sehen, dass bei der vollen Auslastung der Wechselrichter und die maximale Spannungsausnutzung bei 1300 V der Wirkungsgrad 99 % erreicht. Daraus kann abgeleitet werden, dass für den effizienten Betrieb des Wechselrichters eine notwendige Belastung vonnöten ist. Dafür sollten die Module und Modulanzahl an einen Wechselrichter

angepasst werden, damit diese möglichst im hohen Spannungsbereich und bei hoher Auslastung arbeiten. Dies wird durch die Maximum Power Point Tracking gewährleistet. MPPT Algorithmen führen jede Sekunde oder Minute einen Suchvorgang durch und passen den Betriebspunkt an, bei dem die Leistung aus Spannung und Strom maximal ist. Durch das MPP-Tracking wird die optimale Effizienz der Module erreicht, auch wenn die Bestrahlungsstärke niedrig ist (Riegler, T. 2012. S. 81).

2.1.3. Fernüberwachung

Performance Monitoring und Anlagenüberwachung umfasst die regelmäßige Kontrolle vom Betriebsverhalten der Anlagen. Fernüberwachung dient vor allem dazu, die Störungen einer PV-Anlage rechtzeitig zu entdecken und die nachfolgende Bearbeitung und Behebung ordnungsgemäß zu gewährleisten. Durch eine fachgerechte Anlagenüberwachung kann der Betrieb und somit der Gesamtertrag der Anlage optimiert werden. Es werden nicht nur die kurzfristige Ertragsausfälle wie z. B. ein Wechselrichterausfall festgestellt, sondern auch die Auffälligkeiten beobachtet, die aus langer Sicht zu größeren und folgenschweren Ausfällen führen könnten. Beispielsweise kann die Minderleistung der Wechselrichter festgestellt werden, die durch einen Strangausfall, fortschreitende Degradation oder Verschmutzung von Modulen hervorgerufen werden kann. Es kann somit behauptet werden, dass eine fortgeschrittene Anlageüberwachung zu einer besser Anlagen-Performance führt.

Die Echtzeit-Anlagenüberwachung von Solarkraftwerken erfordert eine zuverlässige Kommunikation mit geringer Datenverzögerung. Mithilfe dieser Rohdaten kann der Betriebsführer einer Anlage die Gesamtleistung beurteilen und diverse Auffälligkeiten erkennen. Verschiedene kommerzielle Datenlogger bieten diese Funktionen an. Ein Datenlogger dient als zentrale Komponente zur Datenaufzeichnung. Wie in der Abb. 5 am Beispiel der Datenlogger der Firma Solar-Log zu sehen ist, werden die Daten vom Wechselrichter an den Datenlogger und Einspeisezähler übermittelt und vom Router über das Kommunikationsnetz in das Netzwerk des Monitoring-Portals gesendet.

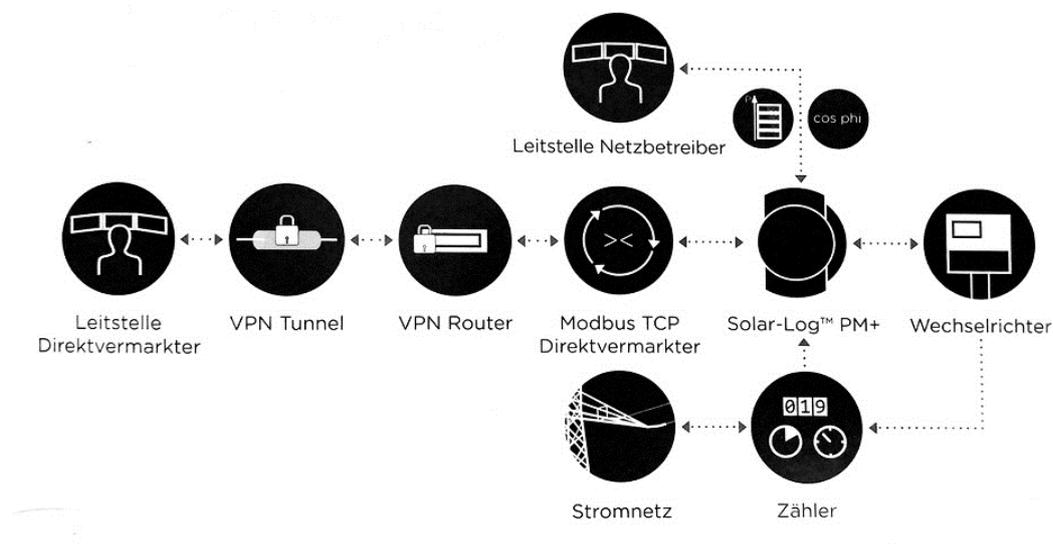


Abb. 5. Schematischer Aufbau der Kommunikation einer PV-Anlage (Solar-Log™)

Für Netzbetreiber ist es wichtig, die Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energiequellen zu kennen, die nicht konstant in der Energieproduktion sind. Zum Schutz des Netzes vor Überlastungen bei Leistungsspitzen können Netzbetreiber dem Datenlogger ein Regelsignal senden, der das dann an die Wechselrichter weitergibt, wodurch sich die Leistung reduzieren lässt.

Die einfachste Möglichkeit, den Betrieb einer Anlage zu überwachen, besteht darin, die am Monatsende erzeugte Energie am Einspeisezähler abzulesen und entweder mit dem Vormonat oder mit einer ähnlichen Anlage zu vergleichen. Diese Methode ist jedoch nur für kleine Anlagen geeignet. Bei den großen kommerziellen Kraftwerken ist eine kontinuierliche tägliche Überwachung notwendig. Eine kleine Störung an der Anlage, die theoretisch am Tag des Ausfalls hätte erkannt werden können, kann nach Wochen der Inaktivität einen erheblichen Einfluss auf den Anlagenenertrag haben. Beispielsweise wenn ein Bestrahlungssensor außer Betrieb ist, kann diese Datenlücke in den Rohdaten zu den Ungenauigkeiten bei der Performance Ratio-Berechnung führen.

Der Überwachungsprozess erfolgt über spezielle Internetportale. Derzeit gibt es auf dem Markt verschiedene Portale wie Qantum, Powerdoo oder Meteocontrol. Die in dieser Arbeit genannten Photovoltaikanlagen werden über das eigene Portal der Firma greentech - greensun - überwacht.

Meistens ist es notwendig, ein weiteres "Ersatz"-Portal zu haben, an das die Anlage die Daten zusätzlich sendet. Das liegt vor allem daran, dass auch bei moderner Messtechnik von Zeit zu Zeit Fehler und Kommunikationsprobleme auftreten können oder eine der an der Datenübertragung beteiligten Komponenten außer Betrieb ist. Wenn die Anlage über das Portal nicht überprüft werden kann, ist es möglich, die Einspeisung über den Datenlogger zu kontrollieren. Falls der Datenlogger nicht erreichbar ist, handelt es sich um einen Kommunikationsausfall der Gesamtanlage welcher vor Ort behoben werden muss.

Sollte ein Ausfall auf der Gesamtanlage auftreten, wird eine Fehlermeldung gesendet. Es kann auch vorkommen, dass diese Meldung aus technischen Gründen verspätet ankommt. Durch diese Verzögerung kann es zu kritischen Folgen kommen, da sich die Ausfalldauer der gesamten Anlage verlängert. Die Wahrscheinlichkeit dieses Szenarios kann durch die tägliche manuelle Prüfung in Monitoring-Portal gering gehalten werden. Um Fehler zu dokumentieren, sollte eine Aufzeichnung im Ereignisportal eingetragen werden. Der Betriebsführer wird anschließend informiert, der im Folgenden einen Einsatz einleitet.

2.2. Beschreibung der Referenzanlage

Um einen besseren Überblick über die untersuchte Photovoltaikanlagen zu bekommen, werden in diesem Kapitel die technischen Spezifikationen beschrieben. Die Datenblätter für Module, Wechselrichter und Pyranometer sind im Anhang zu finden.

2.2.1 Aufbau der Anlagen

Die untersuchten Photovoltaik-Kraftwerke sind Freiflächenanlagen. Die Anlage Heerenveen befindet sich in den Niederlanden und die Anlagen des Lords-Portfolios befinden sich in Polen. Alle Anlagen sind neu gebaut und wurden im Jahr 2020 in Betrieb genommen. Auf der Abb. 6 ist die Anlage Heerenveen zu sehen.



Abb. 6. Anlage Heerenveen (Interne Quelle)

Im Solarpark Heerenveen wurden insgesamt 16604 Module des Herstellers CanadianSolar installiert. Die Nennleistung der Module unterscheidet sich je nach Modulfeld und beträgt 440 und 435 Wp. Die monokristallinen Module weisen einen Modulwirkungsgrad von 19.92% und 19.69% auf. Das Moduldatenblatt ist im Anhang zu sehen. Die Gesamtfläche der verbauten Module beträgt ca. 36681 m² und die Anlage hat eine installierte Leistung von 7,285 kWp.

Die Photovoltaik-Anlage verfügt über 223 Modultische, diese werden jeweils zu 28 Modulen in Reihe zu einem Strang geschaltet. Mit der Reihenschaltung kann die maximale Effizienz der Module gewährleistet und dabei die Ertragsverluste, die durch die Verschattung verursacht werden, minimiert werden. Allerdings ist das Verschattungspotential der Anlage mit Modulneigung von 13° und einem Azimut von 0° als gering einzuschätzen.

Solarmodule haben je nach Einsatzort unter geeigneten Umgebungsbedingungen eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren. Neben der gesetzlichen Mindestgarantie von zwei Jahren bieten viele Unternehmen Produktgarantien von bis zu 30 Jahren an. Bei der vorgestellten Anlage handelt es um 25 Garantiejahre.

Auch wenn der Wirkungsgrad der neuen Module hoch ist, veralten die Module mit der Zeit. Dies wirkt sich auf die Leistung des Moduls aus, was mit der Zeit direkt zu einer Verringerung der Stromerzeugung führt. Ein Wert, der einen Leistungsabfall im Laufe der Zeit widerspiegelt, ist die Degradationsrate. Die jährliche Degradation wird mit durchschnittlich 0,5 % der Module angenommen. In der Anlage sind 30 Wechselrichter SUN2000-185KTL-H1 der Firma Huawei verbaut. Es handelt sich um Strangwechselrichter mit einer AC-Nennleistung von 185 kW.

Das Lords Portfolio besteht aus 66 kleinen Anlagen, die ähnlich gebaut sind. Die Anlagen werden nach Regionen in Polen unterteilt. In dieser Arbeit werden drei Anlagen PV016 Frombork II, PV040 Pieniezno I und PV073 Malechowo II untersucht. Für die Berechnungen wurden diese Anlagen gewählt, die seit Inbetriebnahme nennenswerte Erträge einspeisen und über die notwendigen Rohdaten für die folgenden Auswertungen verfügen.

Auf den jeweiligen Anlagen sind 9 Wechselrichter SUN2000-100KTL-H1 der Firma Huawei mit der theoretisch maximalen AC-Leistung von 100 kW verbaut. Insgesamt wurden in der Anlage 3600 Solarmodule des Herstellers Talesun installiert. Die Anzahl der Module kann sich von Anlage zu Anlage um ein paar Module unterscheiden.

Auf allen Photovoltaikanlagen wurden Strahlungssensoren in Modulebene installiert und die Anlage Heerenveen hat zusätzlich eine Wetter Station.

2.2.2 Monitoring-Ereignisse

In diesem Kapitel sollen nun beispielhaft verschiedene Vorkommnisse und Ausfälle auf den erwähnten Anlagen gezeigt und erläutert werden. Das Monitoring wird in dem Monitoring Portal der Firma greentech-greensun- durchgeführt.

Um festzustellen, ob eine Photovoltaikanlage fehlerfrei und effizient einspeist, kann die Leistung jedes Wechselrichters in kW mit der Leistung eines anderen Wechselrichters verglichen werden. Wenn es sich also um verschiedene Wechselrichterbelegungen handelt, werden die normierte Leistung in kW/kWp und der normierte Ertrag kWh/kWp betrachtet, die im Normalbetrieb die gleichen Werte zeigen sollten. Hierbei kann z.B. die Minderleistung eines Wechselrichters beobachtet werden, wenn die Werte nicht übereinstimmen. Dabei wird die aktuelle Leistung dieses Wechselrichters mit der Leistung des Vortages oder der letzten Wochen verglichen und zusätzlich die Bestrahlungsstärke geprüft. Wenn also festgestellt wurde, dass die Minderleistung seit langem vorliegt, ist eine detaillierte Analyse notwendig.

Abb. 7 und Abb. 8 zeigen grafisch den Betrieb der gleichen Anlagen aus dem Lords-Portfolio mit 9 installierten Wechselrichtern. Die Y-Achse zeigt links die Bestrahlungsstärke in W/m^2 und rechts die normierte Leistung in kW/kWp. Die X-Achse zeigt den zeitlichen Verlauf des Tages. Die farbigen Linien stellen den Ausgang jedes Wechselrichters dar und die gefüllte gelbe Fläche ist die Bestrahlung.

Minderleistung der Wechselrichter

Auf der Abb. 7 ist der Wechselrichter mit Minderleistung zu sehen. Dies kann aus der Abweichung des Verlaufs einiger Wechselrichter abgeleitet werden. Bei einer solchen Werteverualisierung ist die Minderleistung einfacher zu erkennen. Zur detaillierten Erläuterung und Analyse können die Werte auch aus dem Onlineportal heruntergeladen werden.

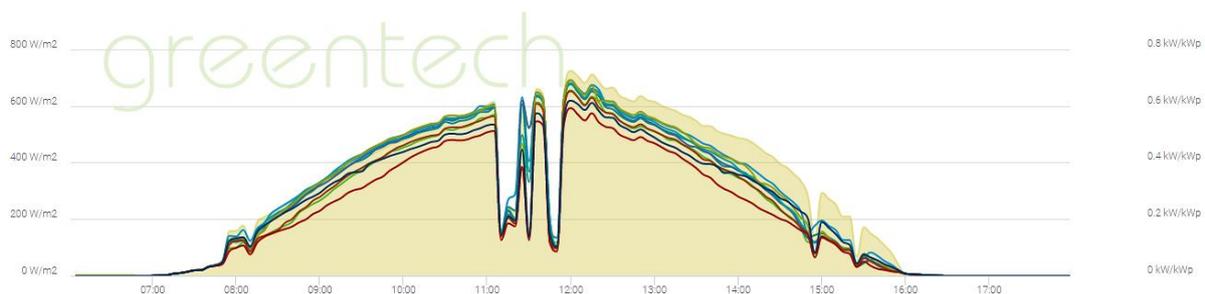


Abb. 7. Tagesverlauf einer Lords-Anlage am 03.11.2020. Minderleistung der einzelnen Wechselrichter

Zum Vergleich zeigt Abb. 8 den Leistungsverlauf, wenn keine Minderleistung beobachtet wird. Alle Wechselrichter speisen auf dem gleichen Leistungsniveau ein und ihre Einspeisung folgt der Bestrahlungsstärke.

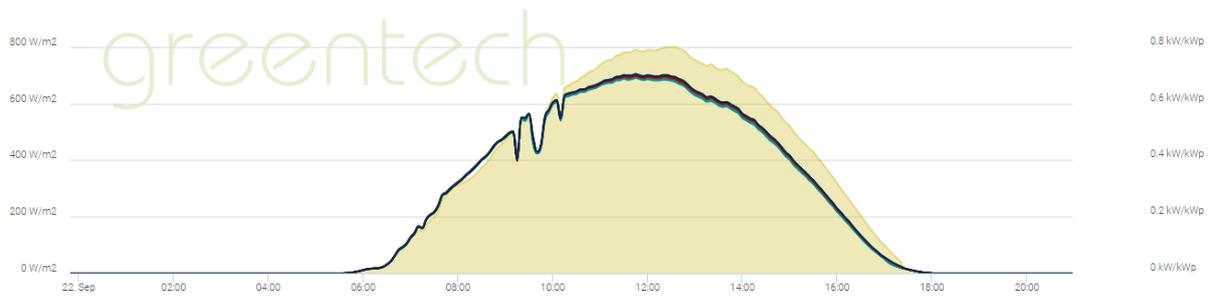


Abb. 8. Tagesverlauf einer Lords-Anlage am 22.09.2020. Normalbetrieb

Falls alle an der Anlage installierten Wechselrichter im Vergleich annähernd die gleichen Ertragswerte aufweisen, dieser aber am Überwachungstag deutlich niedriger ist als am Vortag, müssen in einem solchen Fall die Bestrahlungswerte an der Anlage überprüft werden. Dazu werden die Werte vom Bestrahlungssensor betrachtet, der in der Regel in unmittelbarer Nähe der Module installiert ist. Falls dies nicht der Fall ist und kein Sensor installiert ist, können die Wetterdaten für eine grobe Schätzung herangezogen werden. Es kann sein, dass es vor Ort regnet oder bewölkt ist, dies ist für eine solche Schätzung maßgeblich.

Schnee- und Eisbedeckung auf Solarmodulen

In der Winterzeit verursacht Schnee auf den Modulen einen niedrigeren Ertrag. Ob es sich um eine Beeinträchtigung durch Schneefall handelt, lässt sich jedoch nur durch die Überprüfung der an der Station installierten Kamera feststellen. Als zusätzliches Gerät zur Analyse der geminderten Leistung der Anlage kann ein Umgebungstemperatur- und Windsensor installiert werden. Damit ist davon auszugehen, dass sich bei sonnigen Tagen, mit niedrigen Umgebungstemperaturen Eis auf den Modulen bilden kann, was auch eine Ursache für einen Minderertrag sein kann. Außerdem ist es möglich, aus der Windgeschwindigkeit verschiedene Sturmschäden an den Anlagen zu beurteilen.

Wie bereits in dem Kapitel 2.1.1. erwähnt wurde, wird die Leistungsfähigkeit der Module durch die Kennlinien bestimmt. Zeigt die Solaranlage während der Überwachung einen reduzierten spezifischen Ertrag, kann vor Ort eine Messung der Kennlinie der einzelnen Module oder ganzer Stränge mit einem Handgerät durchgeführt werden. Eine solche Messung ermöglicht eine genaue Bestimmung der Leistungsabweichung. Mit diesen Messungen kann herausgefunden werden, ob ein Modul einen Minderertrag bringt oder ob es sich um den Strang handelt. Wenn das Modul nach der Messung niedrigere Werte als die vom Hersteller vorgegebenen Werte aufweist, wird das Modul in diesem Fall vom Hersteller ausgetauscht (Posselt, M. 2016).

Wechselrichterausfälle

Wenn der Wechselrichter ausfällt, erscheint der Kurvenverlauf im Portal als horizontale (blaue) Linie, wie in Abb. 9 dargestellt. Die blaue Linie gibt die normierte Leistung der Wechselrichter am Ausfalltag im Vergleich zum Vortag und zum darauffolgenden Tag an und die schwarze Kurve stellt den Gesamtertrag der Anlage dar. Der Wechselrichterausfall kann aus verschiedenen Gründen auftreten. Wenn nach anschließender Datenlogger-Überprüfung der Wechselrichter funktioniert, handelt es sich um einen Kommunikationsausfall. Ist dies nicht der Fall, ist eine Vor-Ort-Prüfung erforderlich. Oft reicht es aus, den Fehler durch Wiedereinschalten des DC-Hauptschalters und einen Neustart des Wechselrichters zu beheben.

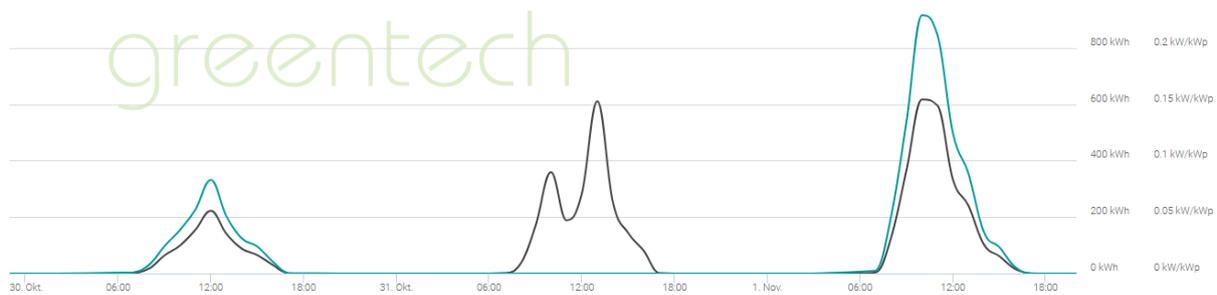


Abb. 9. Wechselrichterausfall am 31.10.2020. Anlage Heerenveen

Kommunikationsausfall der Wechselrichter

Wechselrichter können auch Kommunikationsfehler aufweisen. Es kann sein, dass ein Wechselrichter geringe Ertragsdaten anzeigt und die Leistungsdaten am Abend allerdings höher sind als bei den anderen Wechselrichtern. Die Werte sind dabei offensichtlich nicht mehr verlässlich. Vor Ort kann ermittelt werden, ob der Wechselrichter trotzdem mit der gleichen Leistung läuft wie die anderen Geräte. In diesem Fall wird die defekte CPU (Central Processing Unit) des Wechselrichters ausgetauscht.

Isolationsfehler

Falls ein Wechselrichter aufgrund eines Isolationsfehlers ausgefallen ist, ist die Messung aller DC-Hauptkabel und das Austauschen des fehlerhaften Kabels notwendig.

Eine weitere häufige Ursache für einen Minderertrag sind Verschattungen, die z. B. durch Bewuchs, Bäume oder die benachbarten Modultische verursacht werden können. Sowohl bei neuinstallierten Modulen als auch bei Modulen, die schon lange in Betrieb sind, kann die durchgehende Verschattung zu Hot Spots führen. Die Mikrorisse (Micro-cracks) können sich bei ständiger Auslastung mit der Zeit in Zellbrüche verwandeln. Abb. 10 zeigt ein gerissenes Modul, verglichen mit einem unbeschädigten Modul. Bei der Klassifizierung der Abschattungstypen hat sich gezeigt, dass kleinere, aber voll deckende Schatten am kritischsten sind. Dann erwärmt sich diese betroffene Zelle maßgeblich und arbeitet als Verbraucher (Wendlandt, S. et al. 2010).



Abb. 10. links: Ein unbeschädigtes Modul im Vergleich zu dem Modul mit Glasbrüchen, rechts: Hot Spots auf einem Modul. (Eigene Aufnahmen)

Hot Spots können zu Glasschäden führen. Feuchtigkeit dringt durch Risse im Frontglas in die Module ein und führt zum Absinken des Isolationswiderstandes. Als Folge können Fehlerströme auftreten, die durch den Modulrahmen, Modul und Gestell fließen, wobei der Wechselrichter die Fehlerströme erkennt

und abschaltet. Aus diesem Grund ist es empfehlenswert, die beschädigten Module rechtzeitig wieder instand zu setzen oder bei Bedarf auszutauschen.

Bei einigen Anlagen kann es vorkommen, dass die Modultische von einer Reihe die Verschattung auf der nächste Modulreihe verursachen. Um diese Verschattung möglichst zu vermeiden, werden große Flächen für die Anlagen benutzt, sodass die Modultische einen optimalen Abstand voneinander haben. Dies führt in der Regel jedoch auch zu höheren Kosten für das Grundstück. Bei der Anlagendimensionierung kann einkalkuliert werden, dass die Modulreihe beispielsweise im Winter verschattet wird. Im Anschluss kann entschieden werden, mehr Module aufzubauen, sodass trotz der Verschattungsverluste die Anlage weiterhin gut performt. Dabei ist es wichtig, den Anlagenenertrag mit den Gegebenheiten vor Ort zu maximieren.

Eine Verschattung kann auch im Monitoring-Portal beobachtet werden. Die untenstehende Abb. 11 stellt den Tagesverlauf der gleichen Anlage wie Abb. 8 dar. Um die Verschattung deutlicher darzustellen, wurden drei Wechselrichter mit unterschiedlichen Verschattungsgraden ausgewählt: der Blaue (ohne Verschattung), der Grüne (geringe Verschattung) und der Rote (starke Verschattung).

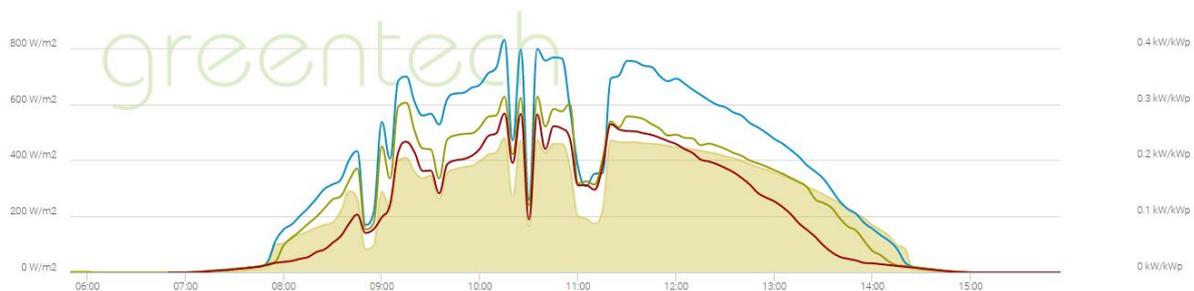


Abb. 11. Verschattung einzelner Wechselrichter der Lords-Anlage am 30.12.2020. (Interne Quelle)

Im Vergleich zu der Abb. 8 folgen die Wechselrichter einander nicht und speisen unterschiedlich ein. Hier handelt es sich um eine jahreszeitbedingte Verschattung. Außerdem ist zu erkennen, dass die maximale Bestrahlungsstärke auf Modulebene im Dezember deutlich unter 450 W/m^2 liegt, während Ende September 800 W/m^2 erreicht wurden.

Bei konstanten, jahreszeitbedingten Verschattungen ist es sinnvoll, wie bereits in diesem Kapitel erwähnt wurde, einen Strangwechselrichter mit MPP-Tracker zu installieren, damit der Ertrag möglichst hoch bleibt. Dabei können verschattete und nicht verschattete Module am Wechselrichter separat angeschlossen werden. Ein MPP-Tracker im Wechselrichter wird das Leistungsoptimum anpassen und die Stränge, die weniger Leistung einspeisen, von den verschatteten Strängen trennen. Die nicht verschatteten Stränge speisen weiter effektiv ein und fallen nicht auf die Leistung der verschatteten Stränge ab.

In der Winterzeit ist eine genauere Überwachung erforderlich, weil die Verschattungen und dadurch hervorgerufene Leistungsminderungen immer häufiger auftreten. Es ist notwendig zu unterscheiden, ob die Minderleistung nur durch geringe Bestrahlungsstärke verursacht wird, oder ob es sich um Schnee auf den Modulen handelt.

Die nachfolgende Tabelle 1 gibt eine Übersicht über häufig auftretende Ausfälle auf einer Photovoltaikanlage und wie sie im Monitoring Portal unterscheidet werden können.

Tabelle 1.Übersicht der Störungen auf Photovoltaikanlage

Ereignis	Merkmal
WR-Minderleistung	Ein WR hat weniger Leistung im Vergleich zu anderen. Strangprüfung notwendig.
Schnee- und Eisbedeckung	Ein WR hat weniger Leistung als die anderen, Web Kamera-Prüfung notwendig.
WR-Ausfall	Ein WR hat keine Leistung und Datenlogger ist nicht erreichbar. Einsatz vor Ort notwendig.
WR-Kommunikationsausfall	Im Monitoring Portal hat der WR keine Leistung, aber über Datenlogger ist dieser erreichbar und weist die Werte auf. Prüfung vor Ort notwendig.
Isolationsfehler	WR ist abgeschaltet. Prüfung vor Ort notwendig.

2.3. Leistungskennzahlen von Photovoltaikanlagen

In diesem Kapitel werden die wichtigen Leistungskennzahlen Performance Ration und technische Verfügbarkeit näher betrachtet.

2.3.1. Performance Ratio

Um die Leistungsfähigkeit einer PV-Anlage einschätzen zu können wird die Performance Ratio als Leistungskennzahl betrachtet, die das Verhältnis des tatsächlichen spezifischen Ertrags zum theoretisch möglichen Referenzertrag beschreibt. Diese Größe hängt hauptsächlich von dem Ertrag einer Anlage ab und der Ertrag hängt von der Bestrahlungsstärke ab. Die Ausrichtung der Module ist dabei von Bedeutung, da durch eine optimal angepasste Ausrichtung eine größere Bestrahlungsstärke beispielsweise bei den unvermeidlichen Verschattungen erfasst werden kann und dadurch ein größerer PR-Wert sichergestellt werden kann.

Im Optimalfall sollte die Dimensionierung jeder Anlage in Betracht gezogen werden, um die Performance bei verschiedenen Anlageneinrichtungen miteinander vergleichen zu können. Bei ähnlichen Anlagenspezifikationen kann somit eine genauere Leistungsanalyse gewährleistet werden, auch wenn der Anlagestandort anders ist. Dennoch lässt sich die Performance Ratio der gleichen Anlagen für einen Monat sehr gut mit der Performance Ration des Vormonats oder des Vorjahres vergleichen.

Ein theoretisch möglicher PR-Wert ist 100 %. Unter realen Bedingungen kann ein solcher Wert jedoch nicht erzielt werden. Das liegt zum einen daran, dass während des Betriebs jeder Anlage verschiedene Verluste auftreten. Zum anderen hat auch die Ausfallanzahl und Ausfalldauer einen spürbaren Einfluss auf der Performance. Ein jährlichen PR-Wert von mehr als 90 Prozent wurde nach dem Fraunhofer Institut noch nicht erreicht. Nach Untersuchung von etwa 100 deutschen PV-Anlagen lag der durchschnittliche PR-Wert bei 84 Prozent (Reise, K. et al. 2012).

Eine Studie über das PR-Verhalten von großen Photovoltaikraftwerken hat bewiesen, dass die PR-Berechnungen besonders durch die Bestrahlungsstärke und Umgebungstemperatur beeinflusst werden. Die PR-Untersuchung wurde mit zwei verschiedenen Bestrahlungssensoren durchgeführt: Pyranometer und Referenzzelle. Die Performance-Analyse zeigte, dass die PR, die mit der Referenzzelle errechnet ist, zwar höher ist, die PR mit den Daten des Pyranometers aber realistischer ist. Der Autor weist auch darauf hin, dass es zur Gewinnung genauerer Ergebnisse sinnvoll ist, die Performance-Berechnungen

mit Temperaturkompensation auszuführen, die den Einfluss verschiedener Umgebungsfaktoren einbezieht (Basaran, K. 2019). Trotzdem kann nicht sicherlich behauptet werden, dass eine bestimmte Messmethode definitiv besser ist. Aus Sicht von Anlagebetreibern bzw. auch Betriebsführern ist es sinnvoll, die Berechnungen mit den Pyranometer- Daten zu verwenden, da dann die gewonnenen PR-Werte mit den Werten aus Ertragsgutachten verglichen werden können, die normalerweise auch mit Pyranometer-Daten errechnet werden.

Die PR ist zwar der gebräuchlichste Indikator für die Messung der Leistungsfähigkeit einer Anlage, aber es gibt keine endgültige Methode zur Berechnung dieser Leistungskennzahl. So gibt es wie oben erwähnt die vertieften PR-Berechnungen mit Temperaturkompensation, die auch unter Verwendung verschiedener Koeffizienten errechnet werden können oder vereinfachte Berechnungen, bei denen der Umgebungseinfluss nicht berücksichtigt wird.

Die Entscheidung der Betriebsführer, wie diese Kennzahlen berechnet werden sollen, hängt vor allem davon ab, welche Rohdaten zur Verfügung stehen. Diese wiederum sind von den in der Anlage installierten messtechnischen Komponenten abhängig. Daher wird von einem technischen Berater empfohlen, welcher Art der PR-Berechnungen zu einer Anlage am besten geeignet sind. Die Methode der PR-Berechnung ist im Vertrag für jede Anlage festgestellt. Die vertragsspezifische PR-Berechnung der untersuchten Anlagen Heerenveen und Lords wird wie folgt durchgeführt:

$$PR = \frac{E_{prod}}{E_{PV\ korr}} \quad (1)$$

E_{prod} ist der tatsächliche abgelesene Ertrag am Einspeisezähler in kWh und ist als Ist-Wert zu betrachten. $E_{PV\ korr}$ ist der maximal mögliche theoretische Ertrag abzüglich verschiedener vertraglich vereinbarter Ausschlüsse:

$$E_{PV\ korr} = E_{PV} - E_{exclude} \quad (2)$$

Der Soll-Wert wird nach der Formel (3) errechnet einschließlich der Degradationsfaktor:

$$E_{PV} = \frac{P_{nom} \cdot H_i}{G \cdot (1 - (i - 0,5) \cdot d)} \quad (3)$$

Der Ertrag, der aus den Berechnungen ausgeschlossen werden darf, $E_{exclude}$, ist die Summe der exkludierten Erträge $E_{exclude}$ in einem Zeitraum:

$$E_{exclude} = \frac{P_{component} \cdot H_{exclude}}{G \cdot (1 - (i - 0,5) \cdot d)} \quad (4)$$

Die oben erwähnte Exklusion ist nicht marktüblich, jedoch eine gute Möglichkeit, um die Genauigkeit der PR-Berechnungen zu erhöhen, da hierdurch die verschiedenen Zeitfaktoren wie die Ausfalldauer oder Monitoringszeit berücksichtigt werden. Wenn die Zeiten richtig eingehalten wurden, können diese aus den Berechnungen exkludiert werden, was in der Folge zu einer höheren PR führt.

Die PR-Berechnungen in dieser Arbeit werden nach der Formel 5 durchgeführt, ohne die Ausschlüsse zu berücksichtigen, da das Störfallmanagement bei den untersuchten Anlagen zu unterschiedlichen Zeiten erfolgte und die Anlagen verschiedene Anzahlen von Störfällen aufweisen, was zu ungenauen Berechnungen führen kann.

$$PR = \frac{E_{prod}}{E_{PV}} \cdot 100 \% \quad (5)$$

2.3.2. Technische Verfügbarkeit

Für die technische Betriebsführung der Photovoltaikanlagen neben der Performance Ratio spielt die technische Verfügbarkeit eine wichtige Rolle, da sie angibt, ob die Anlage produziert oder nicht.

Die Verfügbarkeit wird als ein Parameter verstanden, der die tatsächliche Betriebszeit im Verhältnis zur theoretisch möglichen Betriebszeit widerspiegelt. Die theoretische Gesamtzeit beträgt somit 100% und die Verfügbarkeit ergibt sich abzüglich der Ausfallzeiten:

$$TV = \frac{t_i}{t_{i,theor} - t_{i,exclude}} \cdot 100 \% \quad (6)$$

Dabei werden in der Regel nur die Zeiten t_i berücksichtigt, in der die Bestrahlungsstärke über die minimale Bestrahlungsstärke liegt. Die TV-Berechnungen in dieser Arbeit wurden nach der Formel (6) ohne exkludierte Ausfallzeiten, wenn die $t_{i,exclude}$ gleich 0 ist durchgeführt.

2.4. Vertragsparameter aus Wartungs- und Betriebsführungsverträge von Photovoltaikanlagen

Die Betriebsführungsverträge, unter denen die Photovoltaikanlagen betrieben werden, sind inhaltlich größtenteils ziemlich ähnlich zueinander verfasst. Sie beinhalten neben den finanziellen Aspekten auch eine Aufstellung über technische Dienstleistungen und Arbeiten für den Anlagebetrieb. Zu den wichtigsten Vertragsbestandteilen gehören die folgenden Leistungen:

- Fernüberwachung und Berichterstattung
- Garantie- und Gewährleistungsmanagement
- Jährliche Inspektionen zur Anlage und regelmäßige Wartungsarbeiten
- Störfallmanagement
- Grünpflege und Modulreinigung

Für die Photovoltaik-Anlagen gibt es zwei entscheidende Parameter, die die Energieeinspeisung beeinflussen. Das sind die Bestrahlungsstärke und die Zeit, in der die Bestrahlungsstärke sich verteilt. Die Betriebsführungsverträge werden anlagespezifisch erstellt und dadurch treten die Unterschiede bei diesen Parametern auf. Um die Auswirkungen dieser Parameter auf die Anlage Performance in dieser Arbeit zu untersuchen, sollten die Parameterunterschiede ermittelt werden. Dafür wurden die Wartungs- und Betriebsführungsverträge der Photovoltaikanlagen untersucht, die unter der Betriebsführung von greentech stehen. Es wurde festgestellt, dass die vertragsspezifischen Besonderheiten sich vor allem auf das Störfallmanagement, die garantierten Leistungskennzahlen und den Bestrahlungsgrenzwert, nach dem die Kennzahlen bestimmt werden sollen, beziehen.

Die Betriebsführung der Photovoltaik-Anlagen kann das Störfallmanagement beeinflussen und sicherstellen. Dafür gibt es die unterschiedliche Zeitverteilung, die richtig verfolgt werden sollte. Die wichtigen Zeiten sind dabei die Monitoring Zeiten und die Behebungszeiten bei den Störfällen. Bei großen Photovoltaik-Anlagen ist das Monitoring ein fester Vertragsbestandteil. In diesen Zeiten muss die Anlage überwacht werden. Darüber hinaus gibt es die Monitoring-Reaktionszeit, in der ein Ausfall erkannt werden muss. In den Verträgen für die Photovoltaikanlagen Heerenveen und Lords-Portfolio ist festgelegt, dass die Zeit für die Ausfallerkennung mit dem Eingang der Fehlermeldung beginnt. Außerdem ist die Monitoring-Reaktionszeit von der Art des Ausfalls abhängig. Bei den Anlagen aus dem Lords-Portfolio gibt es bei schwerwiegenden Ausfällen das Zeitintervall bis 18 Uhr, um diese zu bemerken. Wenn es um weniger schwerwiegende Störfälle geht, wie z.B. GAK-Minderleistung, gilt eine

erweiterte Reaktionszeit bis zum nächsten Tag um 18 Uhr. Bei einem Extremfall, wie z.B., wenn die Gesamtanlage nicht einspeist, gibt es bis zu maximal sechs Stunden zur Ausfallbehebung.

Wenn bei der Anlage Heerenveen mit einer Fehlermeldung festgestellt wurde, dass die Gesamtanlage außer Betrieb ist, gibt es nur zwei Stunden, um den Ausfall im Monitoring-Portal zu überprüfen und weitere entsprechende Maßnahmen einzuleiten. Nach diesen zwei Stunden gibt es noch weitere zwei Stunden, in denen der Ausfall behoben werden muss. Bei nicht schwerwiegenden Ausfällen kann sich die Behebungszeit bis zu 24 Stunden verlängern.

In den Betriebsführungsverträgen ist geregelt, wie die Performance Ratio und technische Verfügbarkeit berechnet werden soll. Dabei ist ein Bestrahlungsgrenzwert gesetzt, ab welchem die Berechnungen durchgeführt werden sollen. Je nach Betriebsführungsvertrag kann die Bestrahlungsstärke die Untergrenze von 50, 75, 100 W/m² annehmen.

Es lässt sich sagen, dass bei dem Störfallmanagement der Zeitfaktor eine entscheidende Rolle spielt und bei den Kennzahlen Performance Ratio und technische Verfügbarkeit der Zusammenhang zwischen der Bestrahlungsstärke und dem Zeitfaktor von großer Bedeutung ist. Diese wichtigen Parameter werden im Folgenden ausschließlich zum Vergleich herangezogen. Zum besseren Überblick, wie sich die Wartungs- und Betriebsführungsverträge von Anlage zu Anlage unterscheiden sind in der folgenden Tabelle 2 die wichtigen Merkmale von drei großen Anlagen aufgelistet.

Tabelle 2. Die Parameter aus verschiedenen Betriebsführungsverträgen

Parameter	Heerenveen	Lords-Portfolio	Ganzlin
Bestrahlungsgrenzwert, W/m ²	50	75	100
Garantierte PR, %	82	pro Anlage anders	-
Garantierte TV, %	-	99	99
Monitoring Zeiten	Bestrahlungsstärke > min.Bestrahlungsstärke	Von 8 bis 18 Uhr	
Monitoring Reaktionszeit, h	2 6	Keine festen Zeiten	
Reaktionszeit, h	2 -24 h	3 - 6 h 1 - 4 d	Ausfalltag Folgetag bis 12 Uhr 2 – 5d
Behebungszeit, h	Beginnt mit dem Erreichen der Anlage		

3. Beschreibung des Algorithmus

In diesem Abschnitt wird die Vorgehensweise der Berechnung beschrieben. Für die Berechnung der Performance Ratio und der technischen Verfügbarkeit wurde anlagespezifisch der Code in der Programmiersprache R geschrieben. Für die Berechnungen wurde das Programm R-Studio ausgewählt, da mit diesem Programm eine große Datenmenge in kurzer Zeit verarbeitet und errechnet werden kann. Da die PR und TV-Berechnung immer mit großen Datenmengen erfolgt, ist die Grundidee dieses Codes, nur die relevanten Daten durch eine gesonderte Filterung zu erhalten. Aufgrund der Tatsache, dass die Berechnungen auf verschiedenen Methoden basieren, wurde der Referenzcode je nach Methode für jede Anlage angepasst. Die Ergebnisse wurden abschließend in den Excel-Dateien gespeichert und analysiert.

Die Rohdaten, die für die Berechnungen verwendet werden, sind die Zählerwerte von den Netzbetreiber, Bestrahlungsdaten, AC-Leistungswerte aus der eigenen Datenbank, Störfalltickets aus dem greentech Ticket System und Anschlussleistung der Wechselrichter.

Um den Unterschied zwischen den Berechnungsmethoden zu zeigen, wird zuerst der Algorithmus des Referenzcodes beschrieben, der für die gängigen Berechnungen in der Regel verwendet wird. Als erster Schritt wird eine Tabelle erstellt, in der der ganze Monat auf 15 Minuten Zeitstempel geteilt ist und mit Bestrahlungswerten je Zeitstempel verbunden ist. Es ist möglich, dass die Pyranometer die nächtlichen Bestrahlungswerte über 50 W/m^2 liefern. Diese Werte treten aufgrund eines Defektes auf. Um diese auszuschließen, werden die Zeitstempel zusätzlich nach Sonnenauf- und -untergang gefiltert, dadurch bleiben nur die relevanten Zeitstempel in der Berechnung.

Als nächster Schritt wurden aus den Störfalltickets die Zeiten aus der Tabelle 2. abgelesen. Mithilfe der Kategorisierung von Störfällen nach diesen Zeiten können die Exklusionszeiten bestimmt werden, die aus der Berechnung auszuschließen sind. Danach werden die Zählerwerte abgelesen und mit den relevanten Zeitstempeln aus dem ersten Schritt verknüpft, sodass jeder Bestrahlungswert einem Zählerwert zugeordnet ist.

Für die Berechnung der technischen Verfügbarkeit wird die AC-Leistung der Wechselrichter in 15 Minuten Auflösung herangezogen. Die Zeitstempel der Wechselrichter werden auch mit relevanten Zeitstempel aus dem ersten Schritt verbunden, sodass jeder Wechselrichterwert einem Bestrahlungswert zugeordnet ist.

Die Berechnungen wurden nach vier Methoden durchgeführt. Bei der Berechnung nach den Sonnenauf- und -untergang wurde die minimale Bestrahlungsstärke auf 0 W/m^2 gesetzt, so dass die Werte ab 1 W/m^2 mit in die Berechnung einfließen. Bei der Berechnungsmethode nach den Arbeitszeiten wurden nur die Zeitstempel von 8 bis 18 Uhr berücksichtigt. Bei der Berechnung nach allen Zeitstempeln wurden alle Zeitintervalle eingeschlossen, ohne eine Bestrahlungsgrenze zu setzen. Alle Zeitstempel, bei denen die Bestrahlungsstärke kleiner als der Bestrahlungsgrenzwert ist, wurden von der Berechnungsmethode nach minimaler Bestrahlungsgrenze ausgeschlossen.

Am Ende jeder Berechnung wird eine Tabelle der Zeitstempel erstellt, in der alle relevanten Bestrahlungswerte und dazu die Zählerdaten angepasst sind. Am Ende werden die Zählerdaten bzw. Ertragsdaten summiert und die PR berechnet. Im Falle der technischen Verfügbarkeit werden die Zeitstempel summiert, in denen die AC-Leistung der Wechselrichter mehr als 0 W ist.

4. Analyse und Resultate

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Berechnungen von der Performance Ratio und der technischen Verfügbarkeit vorgestellt. Es wurden drei Anlagen aus dem Lords-Portfolio und das Photovoltaik-Kraftwerk Heerenveen untersucht. Für die drei Anlagen aus dem Lords-Portfolio wurden vier Monate im Jahr 2020 betrachtet: Juli, August, Oktober und November. Da die Anlage Heerenveen erst im Oktober 2020 in Betrieb genommen wurde, wurden hier die beiden Monate Oktober und November ausgewertet. Die Analyse für die Anlagen aus dem Lords-Portfolio wurde detaillierter durchgeführt, da die Datengrundlage für die Analyse größer ist.

Die Berechnungen basieren auf den Daten aus der Datenbank, die greentech zur Verfügung stellt. Für die Performance Ratio Berechnungen werden als Rohdaten die Zählerwerte, Bestrahlungswerte und für die Berechnung der technischen Verfügbarkeit die AC-Leistungswerte der Wechselrichter verwendet.

Die Rohdaten erfolgen in einer 15-Minuten-Auflösung. Die Berechnungen wurden auf Monatsbasis und zur ausführlichen Analyse in einigen Fällen auf Tagesbasis durchgeführt.

4.1. Lords-Portfolio Anlagen

In diesem Abschnitt werden die Berechnungsergebnisse von drei Lords-Anlagen vorgestellt. Für einen besseren Vergleich der Anlagen wurde die PR ohne Ausfalldauer betrachtet. Die Störfallaufnahme in Tickets wurde zu unterschiedlichen Zeitpunkten begonnen, da die Anlagen zu unterschiedlichen Zeiten in Betrieb genommen wurden. Für die Anlagen aus dem Lords-Portfolio ist ein Bestrahlungsgrenzwert von 75 W/m² vertraglich festgelegt. Jede Anlage hat die installierte Leistung von ca. 1 MWp, 9 Wechselrichtern und ein Pyranometer. Die installierte Leistung kann sich von Anlage zu Anlage geringfügig unterscheiden.

4.1.1. Vergleich der Berechnungsmethoden

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Ergebnissen der PR-Berechnungen nach vier Berechnungsmethoden. Die Methoden basieren auf einer Änderung des Betrachtungszeitraums, was die PR unterschiedlich beeinflusst. Da alle Daten in 15-Minuten-Auflösung vorliegen, ist es möglich, bestimmte Zeitstempel auszuschließen oder die Anzahl der in die Berechnung einbezogenen Zeitstempel zu begrenzen. Dabei ist jedem Zeitstempel eine Bestrahlungsstärke und ein Ertragswert zugeordnet. Der Ausschluss eines bestimmten Zeitstempels kann ebenfalls zum Ausschluss des Ertrages aus der Berechnung führen. Bei der Berechnungsmethode "Alle Zeitstempel" wurden alle möglichen Zeitstempel ausnahmslos in die Berechnung mit einbezogen. Bei der Methode „Sonnenauf- und -untergang“ wurden die Zeitstempel gemäß Sonnenstand angepasst. Außerdem wurden die Zeitstempel unter Betrachtung der gängigen Arbeitszeiten von 8:00 Uhr bis 18:00 Uhr gefiltert. Dieser Zeitraum wurde bestimmt, weil zu diesen Zeiten die Anlagen kontinuierlich überwacht werden und das Störfallmanagement gewährleistet werden konnte. Die Berechnungen wurden auch bei einer Änderung der unteren Bestrahlungsgrenze durchgeführt und in einem separaten Kapitel 4.1.2. detaillierter betrachtet.

Über den gesamten untersuchten Zeitraum wurden für die drei Anlagen des Lords Portfolios die höchste Performance Ratio erreicht, wenn der Filter für die Arbeitszeiten von 8:00 bis 18:00 Uhr eingestellt ist. Der minimale PR-Wert für alle Anlagen in den Sommermonaten Juli und August wird bei der Filterung nach der minimalen Bestrahlungsgrenze von 75 W/m² erreicht. Abb. 12 und Abb. 13 zeigen, dass die Anlage PV073 bei der Filterung nach der minimalen Bestrahlungsgrenze die geringste PR von 70,41 % aufweist. Die Anlage speist in dem betrachteten Zeitraum im Vergleich zu anderen Anlagen deutlich schlechter ein. Eine detaillierte Analyse der Ursachen wird in dieser Arbeit nicht getätigt.

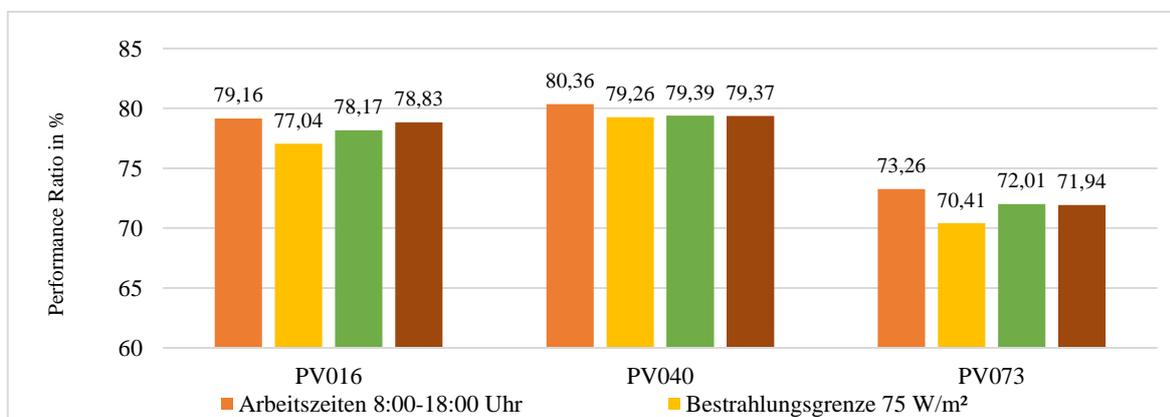


Abb. 12. Vergleich der Berechnungsmethoden. Juli

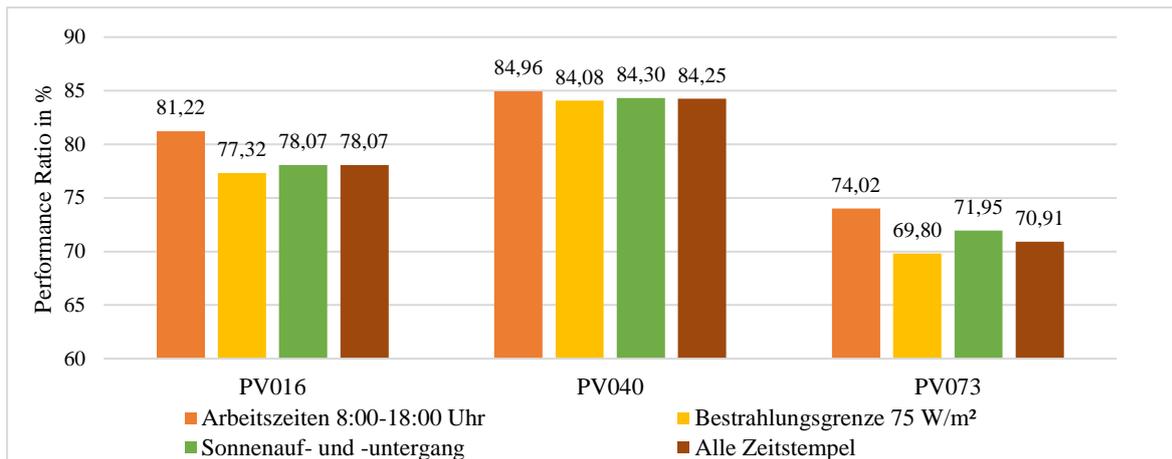


Abb. 13. Vergleich der Berechnungsmethoden. August

Für die Anlagen PV073 und PV040 lag der minimale PR-Wert im Oktober bei der Filterung nach allen Zeitstempeln bei 75,24 % und 89,27 %. Ein Grund dafür sind die nächtlichen Bestrahlungswerte, denen keine Ertragswerte gegenüberstehen. Der Soll-Ertragswert wird in diesem Fall über dem Ist-Ertrag liegen, da die Anlage nachts nicht produziert. Bei der Filterung nach Sonnenauf- und -untergang werden solche fehlerhaften Zeitstempel aus der Berechnung ausgeschlossen. Außerdem kann es im Herbst, wenn es lange dunkel ist und es viele Verschattungen durch die Wolken gibt, zu Abweichungen bei kleiner Bestrahlungsstärke führen.

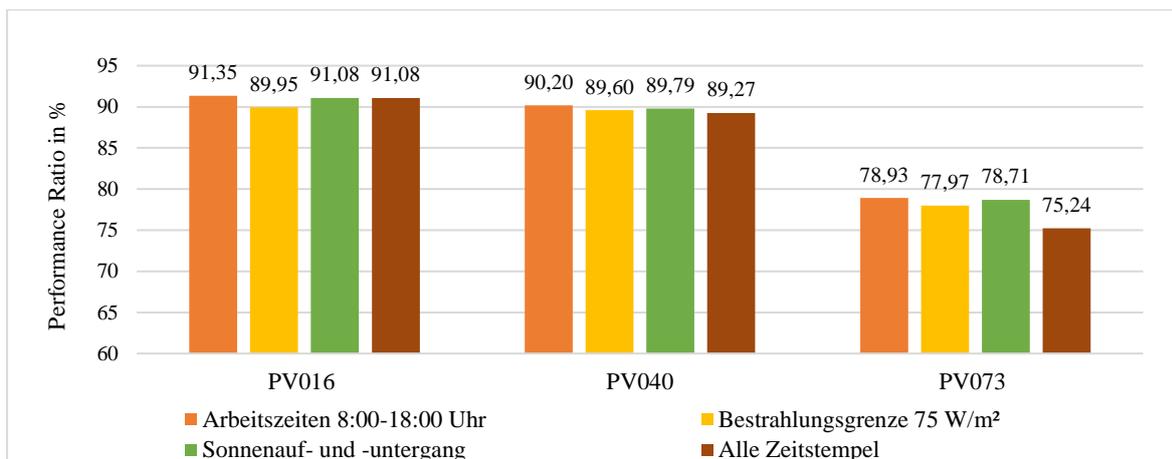


Abb. 14. Vergleich der Berechnungsmethoden. Oktober

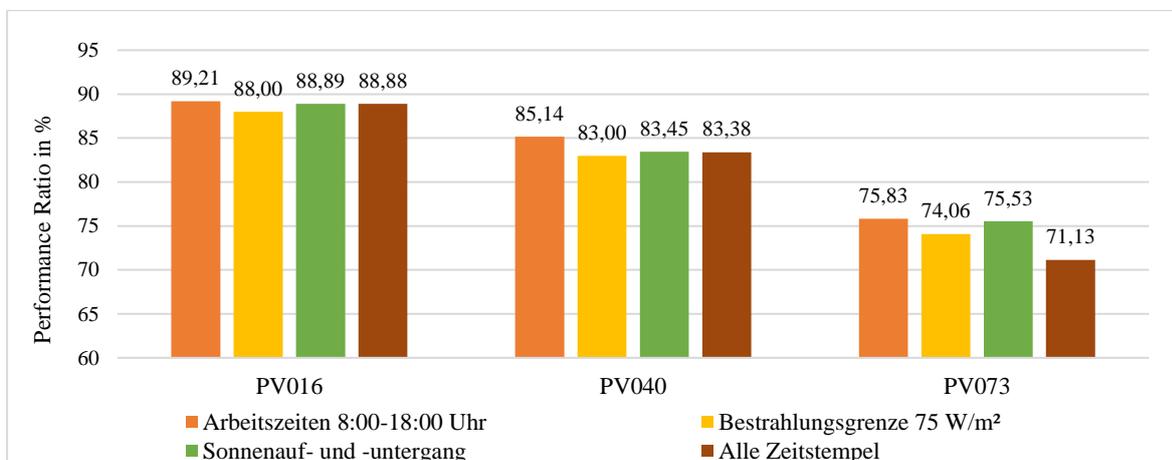


Abb. 15. Vergleich der Berechnungsmethoden. November

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass es für die Herbst- bzw. Winterzeit optimal ist, die PR innerhalb der Arbeitszeiten von 8 bis 18 Uhr zu berechnen. Da die Tageslichtdauer kürzer ist, werden die relevanten Stempel in dieses Zeitintervall fallen. Am Beispiel der Anlage PV040 sind die Ertrags- und die Bestrahlungswerte an einem Tag im November von 8 bis 18 Uhr auf der Abb. 16 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Bestrahlung während des Tages nicht konstant ist und dennoch alle Erträge in diesem Zeitintervall berücksichtigt wurden.

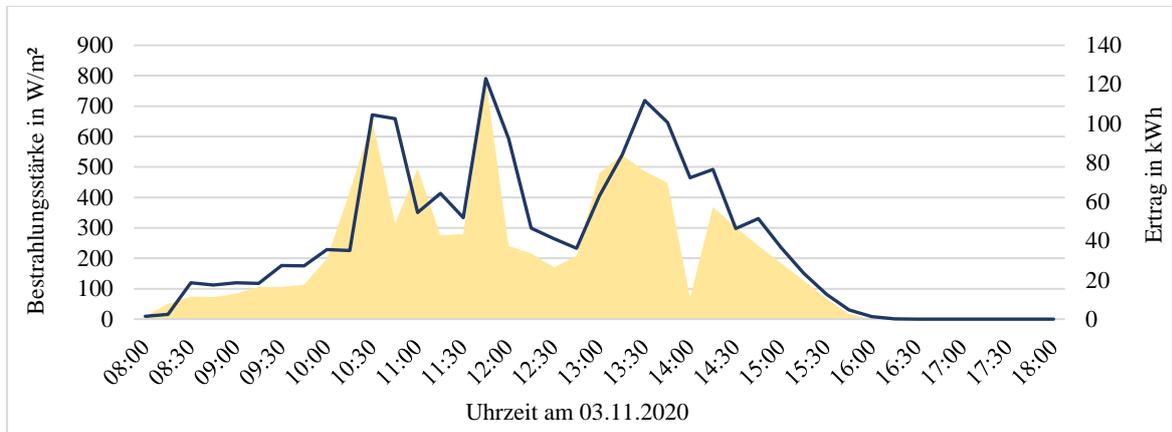


Abb. 16. Energieertrag und Bestrahlungsstärke am 03.11. 2020. PV040

Bei der anderen Berechnungsmethoden in der Winterzeit kann es zu Ungenauigkeiten kommen. Beispielsweise werden bei der Einstellung einer hohen Bestrahlungsuntergrenze mehr Zeitstempel aus den Berechnungen ausgeschlossen als im Sommer, da die schwache Bestrahlungsstärke öfter vorkommt. Bei der Bestimmung der PR mit allen Zeitstempeln kann das Resultat unplausible Einzelwerte enthalten. Wie zum Beispiel die nächtlichen Bestrahlungswerte, die zu den ungenauen Ergebnissen führen oder die Werte, die über 100 % sind.

Für die Sommerzeit ist die Berechnung nach der Arbeitszeit nicht die optimale Lösung, da die Tagesdauer deutlich länger ist als die Arbeitszeit und es führt zu dem Ausschließen von relevanten Zeitstempeln. Daher wird mit einem geringen Ertrag, aber auch mit einer geringeren Bestrahlungsstärke gerechnet. Auf der Abb. 17 ist am Beispiel der Anlage PV040 zu sehen, dass an einem sonnigen Tag im August das Zeitintervall von 8 bis 18 Uhr nicht ausreichend ist, um den Gesamtertrag mit einzubeziehen. Dies wird noch deutlicher, wenn der Sonnenstand angeschaut wird. Am 07.08.2020 war der Sonnenaufgang um 05:15 Uhr und der Sonnenuntergang um 20:15 Uhr. Das bedeutet, dass 5 Stunden und 30 Minuten nicht in die Berechnung eingeschlossen wurden.

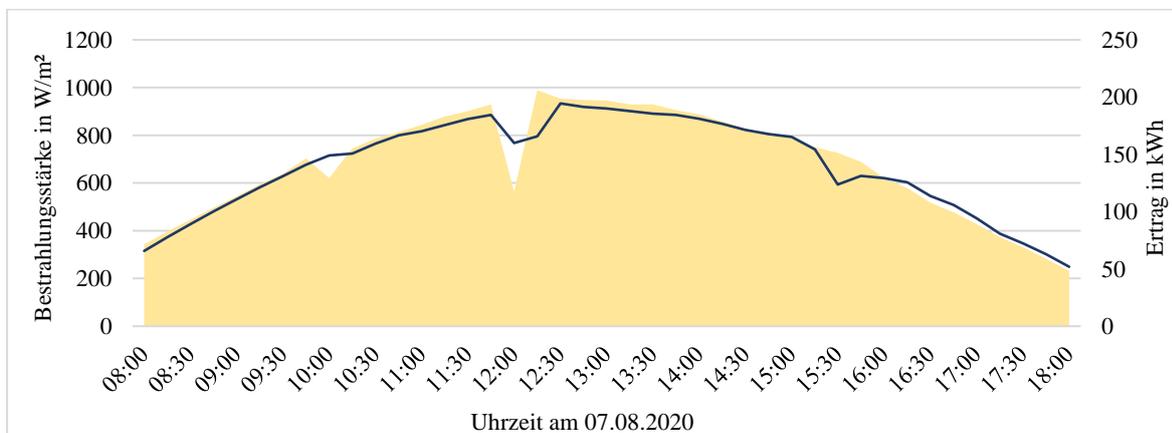


Abb. 17. Energieertrag und Bestrahlungsstärke am 07.08.2020. PV040

Es lässt sich schlussfolgern, dass, um das ganze Jahr über die gleiche Methode zu nutzen und den negativen Einfluss einzelner Methoden auf die Ergebnisse zu minimieren, es optimal ist, die Berechnung mithilfe einer minimalen Bestrahlungsgrenze durchzuführen. In diesem Fall wird eine höhere PR erwartet je niedriger der Grenzwert ist. Berechnung über den Sonnenauf- und -untergang ist eine gute Möglichkeit, wenn keine Bestrahlungsgrenze vertraglich festgelegt ist. Durch diese Filterung werden die nächtlichen Bestrahlungswerte und überflüssigen Zeitstempel mit Nullwerten ausgeschlossen und nur die relevanten Zeitstempel betrachtet. Wenn der Vertrag eine Bestrahlungsgrenze vorgibt, ist die beste Lösung, die Methoden Sonnenstand und minimale Bestrahlungsgrenzwert zu kombinieren.

4.1.2. Performance Ratio mit Bestrahlungsgrenzwert

In diesem Abschnitt wird erläutert, wie sich die Erhöhung der unteren Bestrahlungsgrenze von 0 bis 200 W/m² auf die PR jeder Anlage auswirkt. Es wurde ein maximaler Grenzwert von 200 W/m² gesetzt, weil vertraglich ein höherer Grenzwert nicht realistisch ist.

Aus der Abb. 18 und Abb. 19 ist erkennbar, dass die PR mit steigender Bestrahlungsgrenze sinkt. Dabei hält dieser Trend sowohl in den Sommermonaten als auch in den Herbstmonaten an. Es ist auch zu beachten, dass in den Sommermonaten die PR generell für alle Anlagen niedrigere Werte erreicht als in den Herbstmonaten. Die gewonnenen Ergebnisse wurden mit der Simulation PV Syst Anlagen verglichen. Gemäß PV Syst wird für drei Anlagen der höchste PR-Wert in den Monaten März, April, September und Oktober erreicht. Das bestätigt die Tatsache, dass die PR im Juli und August kleiner als im Oktober und November ist. Die Angabe aus PV Syst sind im Anhang ersichtlich.

Obwohl die Anlagen in der Sommerzeit mehr Ertrag erwirtschaften, ist der PR-Abfall dabei höher. Ein Grund dafür ist, dass sich im Sommer die Solarmodule auf hohe Temperaturen erwärmen, was zu einer Wirkungsgradminderung führt. Wie in der Abb. 3 zu sehen ist, nimmt die Leerlaufspannung mit steigender Temperatur ab und die Modulleistung sinkt. Außerdem hat die Berechnung gezeigt, dass bei einer weiteren Erhöhung der Grenze die PR weiter zurückgeht.

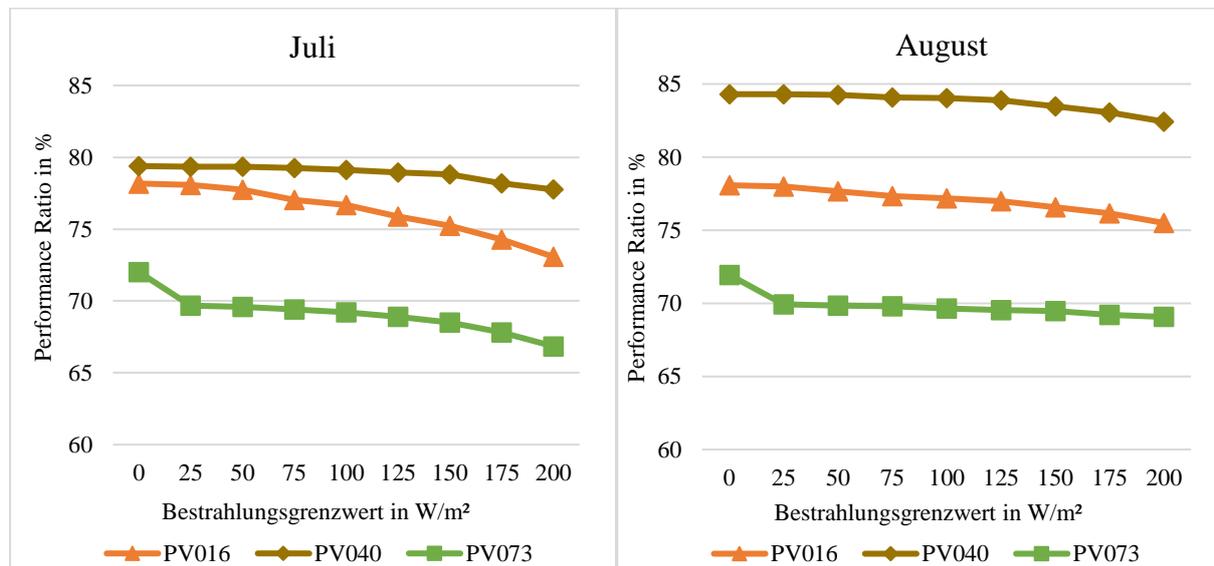


Abb. 18. PR mit Bestrahlungsgrenzwerten. Juli und August

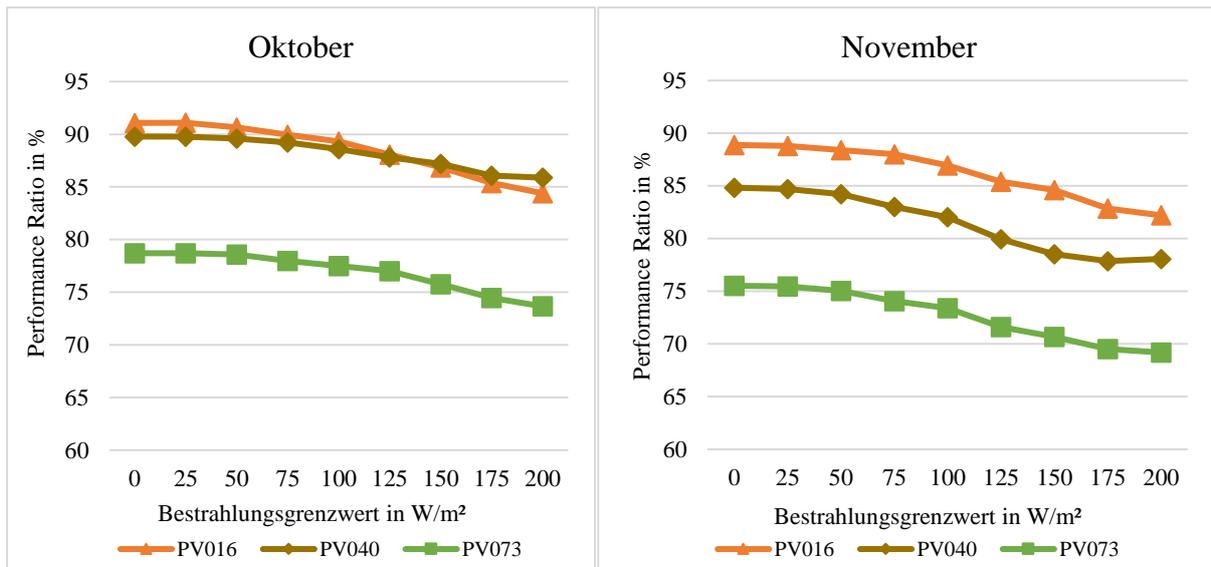


Abb. 19. PR mit Bestrahlungsgrenzwerten. Oktober und November

Der Zusammenhang zwischen Temperatur und Leistung von Modulen wird mit dem Temperaturkoeffizienten beschrieben. Bei den polykristallinen Modulen, die auf den Lords-Anlagen eingebaut sind, beträgt der Temperaturkoeffizient $-0,39 \text{ \%}/\text{K}$. Das bedeutet, dass die Leistung eines Solarmoduls bei einer Temperaturerhöhung von 10 K um etwa 4% reduziert wird. Bei der hohen Bestrahlungsstärke im Sommer können die Module eine doppelt so hohe Temperatur erreichen wie die Umgebungstemperatur, was zu höheren Leistungsverlusten führt.

Im Sommer werden weniger Erträge aus den Berechnungen ausgeschlossen, wenn der Grenzwert erhöht wird, da im Sommer die Globalstrahlung höher ist und Werte über $200 \text{ W}/\text{m}^2$ während des Tages überwiegen. Es wird ein hoher Ertrag während des gesamten Tages erzielt und der Ausschluss von Erträgen bei einer so geringen Bestrahlung von $50 \text{ W}/\text{m}^2$ hat keinen großen Einfluss auf den Gesamtertrag pro Tag. Daher ist der PR-Abfall im Sommer geringer und beträgt im Durchschnitt $3,2 \text{ \%}$.

In den Herbstmonaten, wenn tagsüber eine geringere Bestrahlung zu erwarten ist, führt eine Erhöhung der Mindestgrenze dazu, dass mehr Erträge nicht in die Berechnung eingehen. Das heißt also, dass die Anzahl der Zeitstempel im Herbst im Intervall $0\text{-}200 \text{ W}/\text{m}^2$ höher ist als im Sommer. Daher ist der PR-Abfall bei einer Grenzerhöhung wesentlicher und beträgt durchschnittlich $5,7 \text{ \%}$.

Die Verwendung der Grenzwerte beeinflusst das Zeitintervall, für das die PR berechnet wird. Zudem ist die PR von dem Energieertrag abhängig. Abb. 20 verdeutlicht die verschiedenen Bestrahlungsgrenzen. Am Beispiel der Anlage PV040 ist der Energieertrag pro Zeitstempel am 07.08.2020 gezeigt. Die Strichlinien zeigen auf die Zeitstempel, die der minimalen Bestrahlungsgrenze von $50 \text{ W}/\text{m}^2$ (grüne Linie) und $100 \text{ W}/\text{m}^2$ (orange Linie) entsprechen. Die $0 \text{ W}/\text{m}^2$ -Grenze entspricht dabei dem ersten und letzten Zeitstempel auf der x-Achse. Zum besseren Vergleich befinden sich unter dem Graphen die Eckdaten aus dem Diagramm.

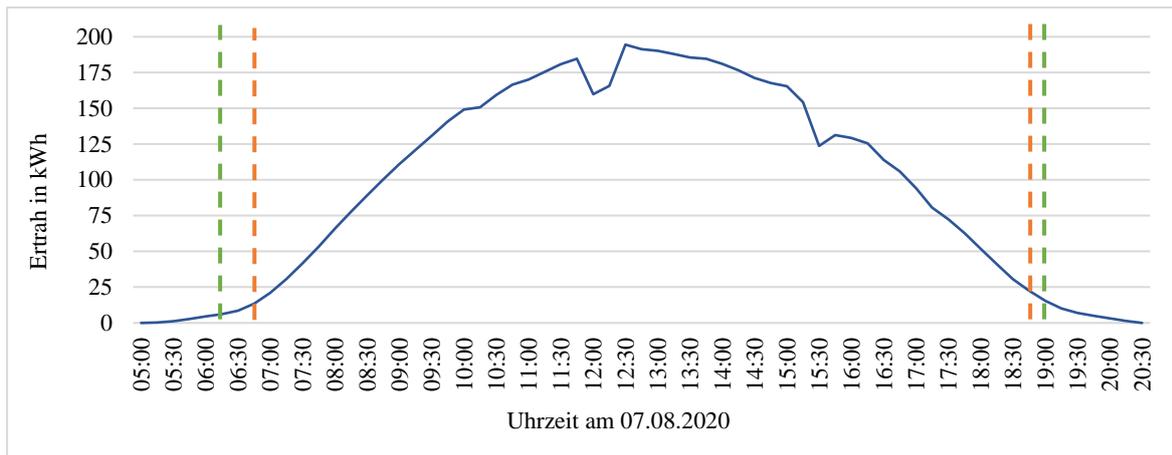


Abb. 20. Energieertrag pro Zeitstempel am 07.08.2020. PV040. Grün: Bestrahlungsgrenze von 50 W/m², orange: Bestrahlungsgrenze von 100 W/m²

Tabelle 3. Summe der Erträge innerhalb verschiedener Zeitintervalle am 07.08.2020

Bestrahlungsgrenze, W/m ²	Zeitintervall	Ertrag, kWh
0	05:00 – 20:15	6062
50 (grün)	06:15 - 19:00	6026
100 (orange)	06:45 – 18:45	5966

Aus der Grafik ist ersichtlich, dass die Änderung der Grenzwerte einen geringen Einfluss auf das Zeitintervall hat und somit nicht viel Ertrag entfällt.

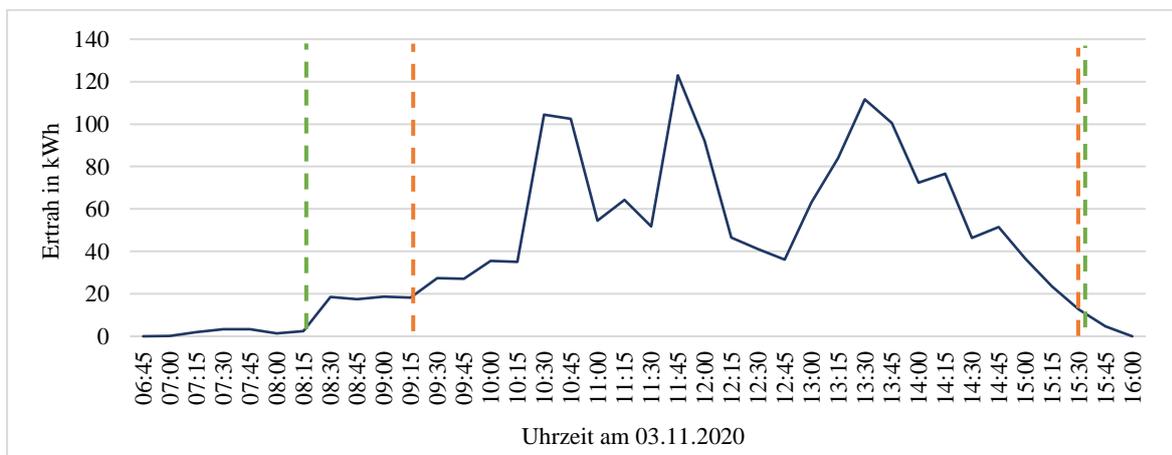


Abb. 21. Energieertrag pro Zeitstempel am 03.11.2020. PV040. Grün: Bestrahlungsgrenze von 50 W/m², orange: Bestrahlungsgrenze von 100 W/m²

Tabelle 4. Summe der Erträge innerhalb verschiedener Zeitintervalle am 03.11.2020

Bestrahlungsgrenze, W/m ²	Zeitintervall	Ertrag, kWh
0	07:00 - 15:45	1610
50 (grün)	08:15 - 15:30	1595
100 (orange)	09:15 - 15:30	1538

Auf der Abb. 20 ist zu sehen, dass die Grenzerhöhung zu einem größeren Ertragsausschluss führt im Vergleich zu einem Tag im August aus Abb. 21. Außerdem ist zu sehen, dass der Gesamtzeitraum kürzer ist.

Somit lässt sich zusammenfassen, dass in der Herbstzeit, wenn eine Anlage tatsächlich weniger produziert, hat die Reduzierung der Zeitstempel bei der Bestrahlungsgrenzerhöhung einen größeren Einfluss auf die PR hat als im Sommer, wenn die Gesamtzahl der Zeitstempel höher ist. Es erklärt sich dadurch, dass ein einzelner ausgeschlossener Zeitstempel viel höhere Gewichtung im kleineren Zeitintervall hat als in breiten.

4.1.3. Performance Ratio mit verschiedenen Bestrahlungsintervallen

In diesem Kapitel wird betrachtet, wie sich die PR bei unterschiedlichen Bestrahlungsstärken verhält. Dafür wurden die PRs für die vier Monate Juli, August, Oktober und November berechnet und in sechs Intervalle gruppiert. In der Tabelle 5 ist zu sehen, dass sich ein durchschnittlicher Extremwert über 100% ergibt. Um den Einfluss der nicht aussagekräftigen Werte zu minimieren wurden die PR-Werte unter 60 % und über 100 % aus der Berechnung ausgeschlossen.

Tabelle 5. PR bei verschiedenen Bestrahlungsintervallen

Bestrahlungsintervall, W/m²	75-125	125-175	175-225	225-275	275-325	325-375
PR unbereinigt, %	97,11	103,53	101,16	103,65	94,53	89,64
PR bereinigt, %	81,76	82,28	81,59	80,59	80,90	80,75
Anzahl der Messpunkte unbereinigt	1889	1346	1077	884	726	596
Anzahl der Messpunkte bereinigt	1067	641	536	468	433	371
Gesamtanzahl der Messpunkte unbereinigt	11303					
Gesamtanzahl der Messpunkte bereinigt	7094					
Anzahl der Messpunkte über 100	2425					
Anzahl der Messpunkte unter 60	1784					

Nachdem die Werte über 100 % und unter 60 % rausgefiltert sind, hat der PR plausible Werte angenommen. Die höchste PR dabei ist im Bereich 125-175 W/m². Die Anzahl der Messpunkte nimmt mit zunehmender Bestrahlungsstärke ab. So liegt im Intervall von 75 bis 125 W/m² die höchste Anzahl der Messpunkte, was darauf hinweist, dass die Bestrahlungsstärke in diesem Intervall häufiger vorhanden ist.

Auf der folgenden Abb. 22 sind die unbereinigten PRs aus der Tabelle 5 und die Standardabweichung im Balkendiagramm dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die PR sich nicht gleichmäßig in den Bestrahlungsintervallen ändert. Im zweiten Bestrahlungsintervall ist die Abweichung deutlich höher. Je größer die Bestrahlungsstärke des Intervalls, desto kleiner wird die Abweichung. Daraus kann geschlossen werden, dass bei einer niedrigeren Bestrahlungsstärke die Abweichungen öfter vorkommen.

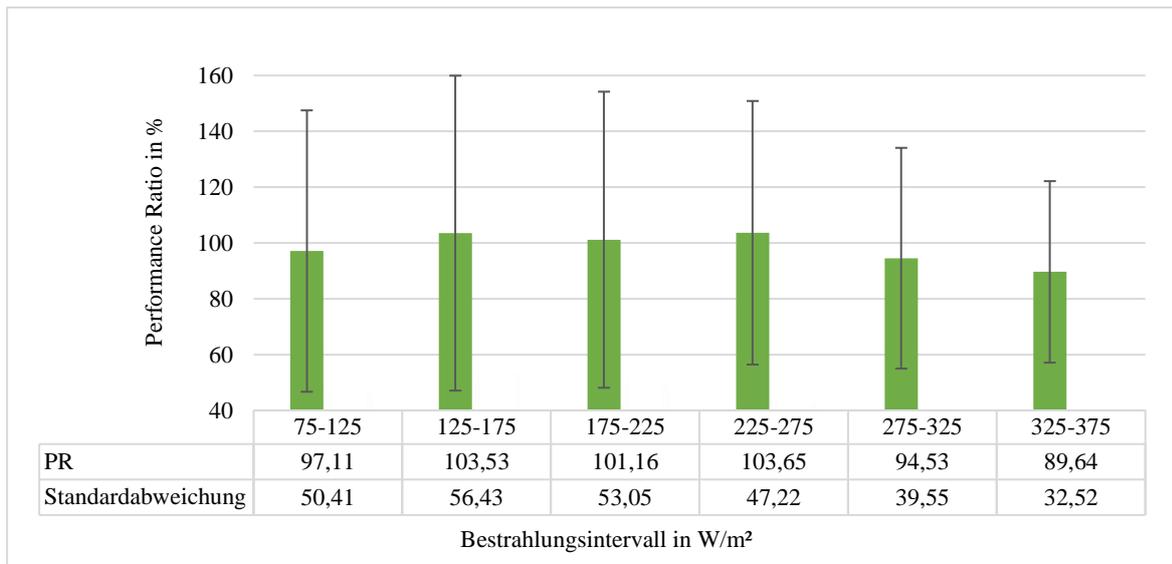


Abb. 22. Standardabweichung bei PR unbereinigt

Auf der Abb. 23 ist zu sehen, dass, nachdem die Werte unter 40 % und über 100 % gelöscht wurden, die PR plausible Werte annimmt. Außerdem ist die Standardabweichung signifikant kleiner und unterscheidet sich bei den verschiedenen Bestrahlungsintervallen nicht stark voneinander.

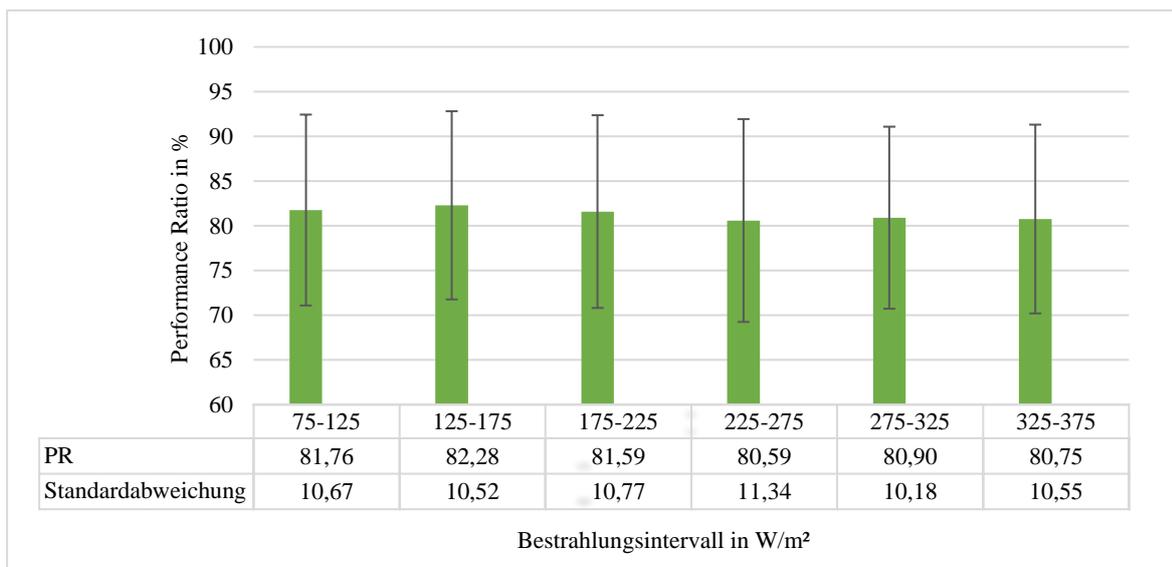


Abb. 23. Standardabweichung bei PR bereinigt

Es lässt sich schlussfolgern, dass durch die Untersuchung der einzelne Zeitstempel der Einfluss der Verschattung deutlicher gemacht werden kann und ggf. minimiert werden kann. Dabei ist es möglich, die Berechnung auf Zeitstempellebene genauer zu bestimmen.

Entscheidend für Anlage Performance Berechnungen ist aber ein Wert, der über einen Monat oder ein Jahr ermittelt wird, wenn die PR für die 15-Minuten-Zietstempel berechnet wird, denn nach der Gruppierung der Bestrahlungsintervalle, kann der Wert nicht mehr richtig ermittelt werden. Dafür müssen die Berechnungen und nachfolgende Gruppierungen nur in einer Zeitspanne ohne Verschattungen durchgeführt werden. Die einzelnen Extremwerte werden keinen Einfluss haben, wenn die Berechnung über den Tag bzw. Monat nach der gängigen Methode durchgeführt wird, weil sie sich aufheben und richtig ermittelt werden.

4.1.4. Technische Verfügbarkeit und Performance Ratio

In diesem Abschnitt wird der Zusammenhang zwischen Performance Ratio, technischer Verfügbarkeit und der steigenden Bestrahlungsgrenze erläutert. Außerdem wird erwähnt, welche Berechnungsmethode für die technische Verfügbarkeit gängiger ist.

Da die TV reale WR-Betriebszeiten im Verhältnis zu theoretisch möglichen wiedergibt, muss für eine technische Verfügbarkeit Berechnung immer ein Zeitintervall gegeben sein. Die Berechnungsmethoden beeinflussen die TV unterschiedlich, weil die Zeitintervalle bei jeder Methode anders sind. Die Berechnungsmethode nach "Alle Zeitstempel" ist deswegen am wenigsten für die TV-Berechnung angebracht, weil dort die WR-Leistungswerte gleich null sind und diese mitgezählt werden.

Bei der Berechnung nach den Arbeitszeiten von 8 bis 18 Uhr in den Sommermonaten werden die relevanten Zeitstempel, an denen die Wechselrichter laufen, aus der Berechnung herausgenommen, aber die Gesamtverfügbarkeit bleibt dennoch hoch, da die Wechselrichter im Sommer durchgängig bei hoher Bestrahlungsstärke arbeiten (Ohne Berücksichtigung der WR-Ausfälle). Im Winter hingegen können die Berechnungen nicht relevante Zeitstempel mit Null-Werten enthalten, wenn die Strahlung nicht mehr ausreichend hoch ist. Bei der Berechnungsmethode nach Sonnenauf- und -untergang kann es vorkommen, dass die Wechselrichter morgens noch nicht angelaufen sind, weil die Bestrahlungsstärke zu niedrig ist. Besonders in den Herbstmonaten bzw. Wintermonaten wird dieser Effekt deutlicher. Aus diesen Gründen ist die Berechnung durch die minimale Bestrahlungsgrenze bei 75 W/m^2 für Sommer und Herbst optimal ist.

In der nachfolgenden Abb. 24 sind die Performance Ratio und technische Verfügbarkeit für die Anlage PV 016 im Juli und November dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in beiden Monaten die technische Verfügbarkeit auf hohem Niveau war und die Performance Ratio im November höher ist. Außerdem wird deutlich, dass wenn die TV betrachtet wird, nicht alle Wechselrichter gleichzeitig einschalten, wenn die Grenze von 0 bis 25 W/m^2 ansteigt, weswegen ein starker Anstieg der TV zu erkennen ist. Ab 25 W/m^2 sind die Wechselrichter in Betrieb. Die Wechselrichter, die auf diesen Anlagen eingebaut sind, sind neu und empfindlich und schalten bei niedrigen Bestrahlungsstärken ein. Wenn es sich also um die älteren Wechselrichter handelt, kann in diesem Bestrahlungsintervall die TV geringer sein.

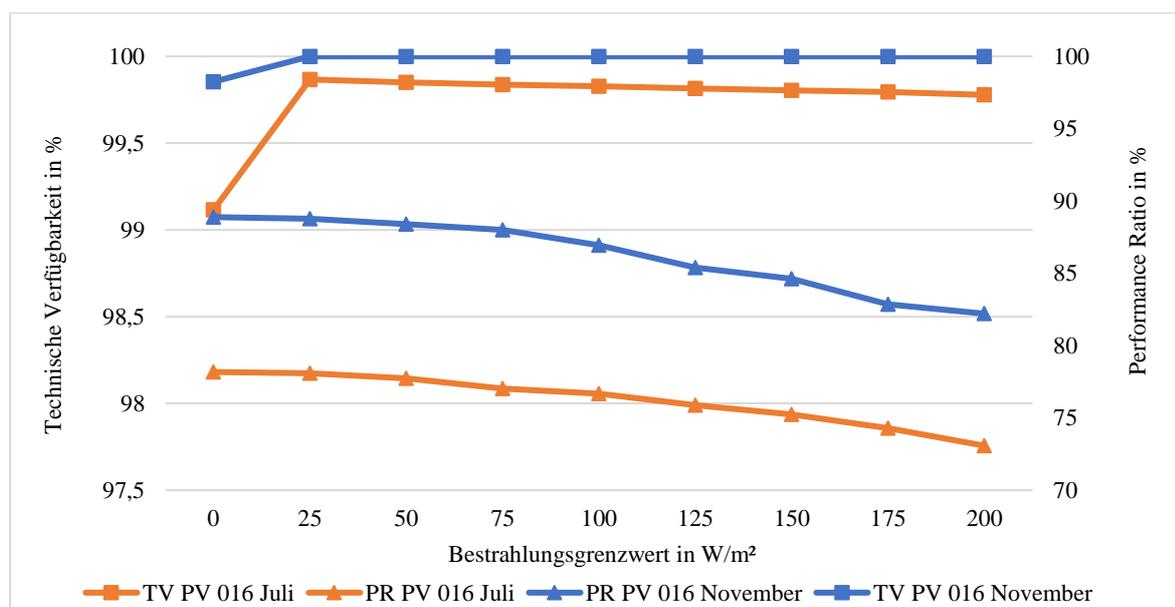


Abb. 24. Performance Ratio und Technische Verfügbarkeit. Anlage PV 016

Es ist auch zu sehen, dass die Performance Ratio mit zunehmender Bestrahlungsgrenze abnimmt, während die technische Verfügbarkeit im November bis zu 100 % steigt. Im Juli steigt die technische Verfügbarkeit zunächst von 0 bis 25 W/m² an und fällt anschließend gleichmäßig wieder. Es wird auch deutlich, dass in diesem Monat nicht alle Wechselrichter die ganze Zeit in Betrieb waren bzw. nicht alle die Leistungswerte aufgewiesen haben. Es wurde eine Datenlücke durch den Wechselrichterausfall bzw. die Kommunikationsstörung hervorgerufen. Zum besseren Verständnis wird weiter das Wort Datenlücke verwendet. Unter dem unteren Bestrahlungsbereich ist die niedrige Bestrahlungsstärke zu verstehen und bei dem oberen Bestrahlungsbereich die höhere Bestrahlungsstärke.

Wenn die technische Verfügbarkeit abnimmt und das Bestrahlungsintervall kleiner wird, bedeutet dies, dass die Datenlücke in dem oberen Bestrahlungsbereich aufgetreten ist. Je höher die Bestrahlungsgrenze gesetzt wird, desto höher wird die Gewichtung der Datenlücke sein, da immer weniger Zeitstempel berücksichtigt werden. Ein Zeitstempel mit der Datenlücke hat auf die Gesamtanzahl der Zeitstempel bei der Bestrahlungsgrenze 100 W/m² einen größeren Einfluss als ein Zeitstempel mit einer Datenlücke bei der Bestrahlungsgrenze 50 W/m², da der Betrachtungszeitraum kleiner ist. Die technische Verfügbarkeit wird mit steigender Bestrahlungsgrenze steigen und 100% erreichen, wenn die Datenlücke in dem unteren Bestrahlungsbereich aufgetreten ist. Sie beeinflusst das Resultat nicht mehr, weil sie aus der Berechnung ausgeschlossen wurde.

Somit lässt sich sagen, dass wenn keine Bestrahlungsgrenze in Betriebsführungsverträgen festgelegt ist, es empfehlenswert ist, für die maximale Performance Ratio und technische Verfügbarkeit die Berechnungsmethode „Sonnenauf- und -untergang“ zu verwenden. Dadurch werden nur die relevanten Zeitstempel in der Berechnung eingeschlossen. Wenn eine Bestrahlungsgrenze vertraglich vorgesehen ist, so kann die Berechnung mit der oben erwähnten Methode kombiniert werden, da hierdurch die nächtliche Bestrahlungswerte, die die Performance Ratio negativ beeinflussen, aus der Berechnung ausgeschlossen werden.

4.1.5. Performance Ratio und Datenlücken

Bei den Berechnungen wurde festgestellt, dass Datenlücken in den Bestrahlungsrohdaten vorhanden sind. Es wurde bemerkt, dass die PR unplausible Werte von mehr als 100% erreicht hat. Fehlende Daten sind ein häufiges Problem bei Photovoltaikanlagen, daher wird im folgenden Beispiel die Auswirkung der Datenlücken für die Anlage PV 040 gezeigt.

Um den Einfluss von Datenlücken auf die PR-Werte zu ermitteln, wurde der 01.10.2020 betrachtet, an dem es keine Datenlücken gab. An diesem Tag hat die Anlage von 07:00 bis 18:15 Uhr eingespeist. Um festzustellen, wie sich die Dauer der Datenlücken auf die PR auswirkt, wurden zuerst 2 Stunden aus den Berechnungen ausgeschlossen und dann 4 Stunden. Die Ergebnisse wurden in Tabelle 6 erfasst.

Aus der Tabelle 6 wird ersichtlich, dass unplausible PR-Werte von 97,40 % und 92,84 % auftreten, wenn nachmittags oder morgens zwei Stunden Daten fehlen. Der Grund für den PR-Anstieg ist in diesem Fall die größere Abnahme des Soll-Ertrages gegenüber dem Ist-Ertrag.

Die Datenlücken führen dazu, dass auf Tagesbasis berechnete PR-Werte nicht der tatsächlichen PR entsprechen. Für eine plausible PR ist es besser, diese mindestens auf Monatsbasis zu berechnen, um den Einfluss zu minimieren.

Tabelle 6.PR mit Datenlücken am 01.10.2020

01.10.2020		Betriebszeit	Bestrahlungsstärke W/m ²	Ist-Ertrag kWh	Soll-Ertrag kWh	PR %
	Ohne Datenlücken	07:00-18:15	260,96	2,656	2,900	91,59
Morgens	2 h fehlen	09:00-18:15	312,49	2,593	2,793	92,84
	4 h fehlen	11:15-18:15	333,79	2,092	2,339	89,44
Mittags	2 h fehlen	07:00-11:45 14:15-18:15	176,62	1,538	1,579	97,40
	4 h fehlen	07:00-11:45 16:15-18:15	152,55	0,975	1,069	91,21
Abends	2 h fehlen	07:00-15:45	309,86	2,528	2,770	91,26
	4 h fehlen	07:00-13:45	316,57	1,837	2,141	85,80

Im Herbst bzw. in Wintermonaten werden aber die Datenlücken schlechteren Einfluss haben, weil die Gewichtung auf den anderen Zeitstempeln, die immer noch in Berechnung sind, viel höher wird. Das Ergebnis dadurch wird am Ende ungenauer. Es lässt sich sagen, dass die Datenlücken eine negative Auswirkung auf die PR haben können und das Ergebnis dadurch verfälschen, folglich also vermeiden werden sollten.

4.2. Anlage Heerenveen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen für die Anlage Heerenveen vorgestellt.

4.2.2. Vergleich der Berechnungsmethoden

In dieser Analyse wird beschrieben, wie verschiedene Berechnungsmethoden die Performance Ratio beeinflussen. Aus der Abb. 25 wird ersichtlich, dass für beide Monate der PR-Wert minimal ist, wenn die Berechnungen bei einer Bestrahlungsgrenze von 50 W/m² erfolgen. Während bei den anderen Methoden die PR-Werte höher sind. Dabei wird die höchste PR bei den, Berechnungen nach Arbeitszeiten erreicht.

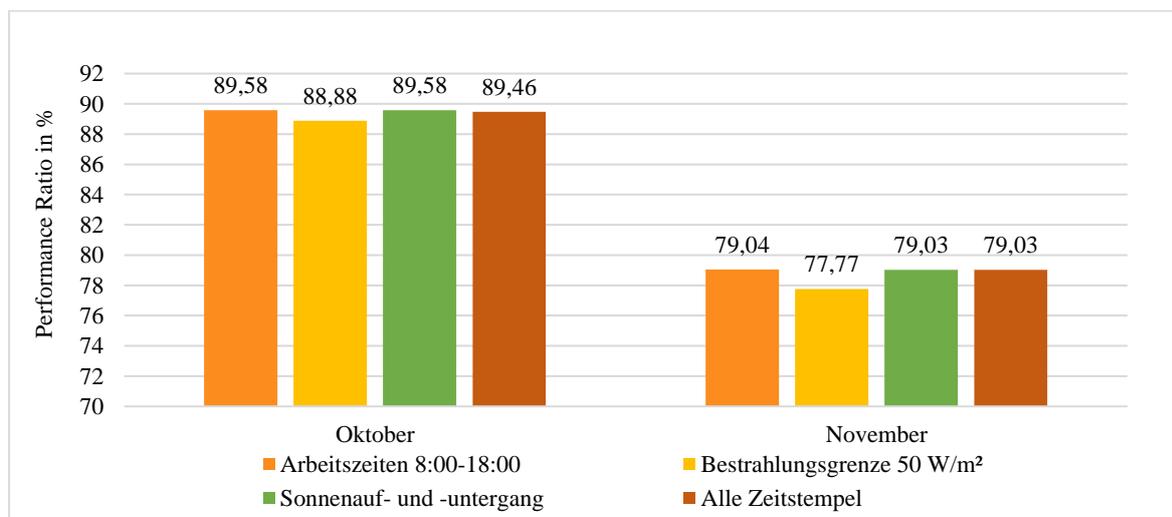


Abb. 25 Vergleich der Berechnungsmethoden. Anlage Heerenveen

Es ist auch zu erkennen, dass die PR im Oktober höher ist als im November. Die Ergebnisse wurden mit PV Syst Simulation verglichen, die im Anhang zu finden ist.

4.2.3. Performance Ratio mit Bestrahlungsgrenzwert

In diesem Abschnitt wird gezeigt, wie sich die PR verhält, wenn die minimale Bestrahlungsgrenze erhöht wird. Die Abb. 26 zeigt die PR-Werte für die Monate Oktober und November bei der Berechnung über die verschiedenen Bestrahlungsgrenzwerte von 0 bis 200 W/m². Die Performance Ratio ist umso niedriger, je höher die Bestrahlungsgrenze eingestellt ist. Für diese Bestrahlungsgrenze von 50 W/m² liegt die Performance Ratio im Oktober und November bei 88,9 % und 77,8 %.

Zu erkennen ist auch, dass bei einer Bestrahlungsgrenze von 0 bis 50 W/m² die PR ungefähr auf dem gleichen Niveau bleibt und lediglich um etwa 1 % sinkt. Ab der Grenze von 50 bis 100 W/m² ist eine deutliche Verringerung um etwa 2 % und 3 % zu erkennen. Ab dem Grenzwert von 100 W/m² nimmt der PR-Wert immer stärker ab, bis hin zu etwa 5 % und 8%.

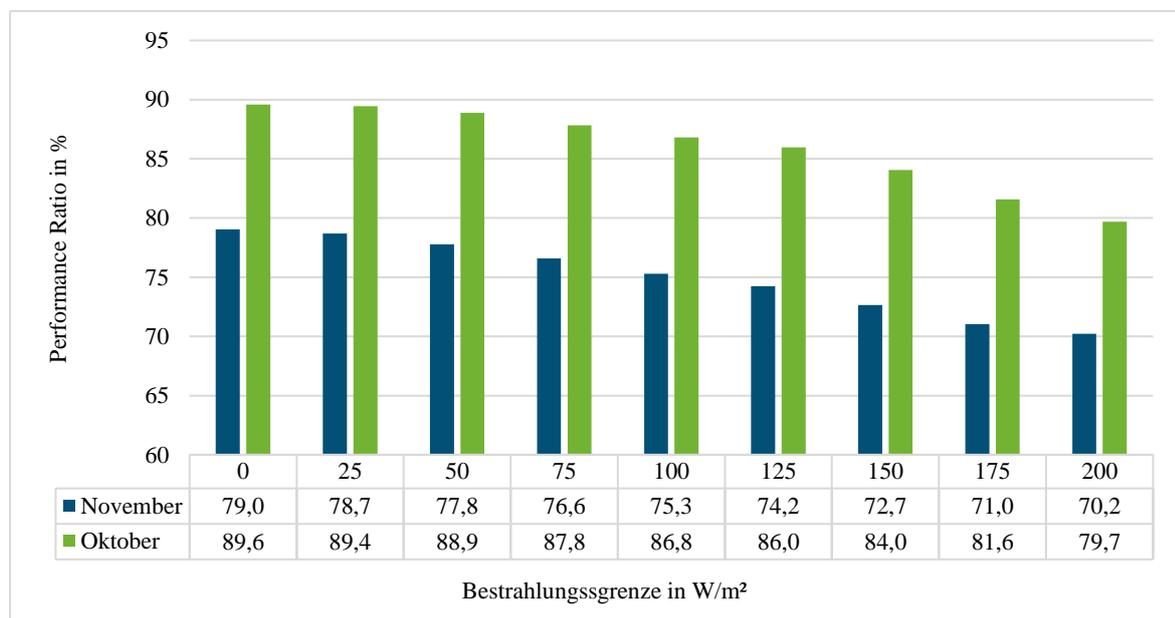


Abb. 26. PR mit Bestrahlungsstärkegrenzwerten im Oktober und November. Anlage Heerenveen

Ein Grund für die kontinuierliche Abnahme der PR ist, dass mit der Erhöhung der Bestrahlungsgrenze immer weniger Zeitstempel berücksichtigt werden und die Werte unterhalb dieser Grenze ausgeschlossen wurden. Im November gab es mehr bewölkte Tage, so dass in Berechnungen weniger Zeitstempel mit hoher Bestrahlungsstärke waren, dementsprechend war die PR niedriger. In der Praxis ist die Berechnung anhand eines Bestrahlungsgrenzwertes gängig, daher wurde diese Methode in dieser Arbeit näher untersucht.

4.2.4. Performance Ratio mit verschiedenen Bestrahlungsintervallen

In der Tabelle 7 ist die Performance Ratio bei verschiedenen Bestrahlungsstärken zu sehen. Berechnet wurden die Monate Oktober und November. Im Anschluss wurden die Ergebnisse nach Bestrahlungsstärke gruppiert. Die Berechnung wurde für die minimale Bestrahlungsgrenze von 50 W/m² durchgeführt und nach der Bestrahlungsstärke sortiert und in 4 Bereiche unterteilt. Damit ergibt sich ein durchschnittlicher PR-Wert über 100%. Daher wurden PR-Werte unter 60 % und über 100 % aus der Berechnung ausgeschlossen.

Tabelle 7. PR bei verschiedenen Bestrahlungsstärken

Bestrahlungsstärkeintervall, W/m²	50-100	100-150	150-200	200-250
PR unbereinigt, %	101,58	100,04	101,45	92,20
PR bereinigt, %	84,66	83,62	80,03	81,33
Anzahl der Messpunkte unbereinigt	545	290	198	117
Anzahl der Messpunkte bereinigt	248	134	93	65
Gesamtanzahl der Messpunkte unbereinigt	1517			
Gesamtanzahl der Messpunkte bereinigt	851			
Anzahl der Messpunkte über 100 %	483			
Anzahl der Messpunkte unter 60 %	183			

Ein Grund für die PR über 100 % ist, dass Verschattung durch die Wolken vorkommen kann. Wenn die Wolke über dem Pyranometer ist, misst das Pyranometer nur eine geringere Bestrahlungsstärke und es führt zu PR über 100% und dabei wird die PR dem Intervall von 50-100 W/m² zugeordnet. Wenn die Wolke über den Solarmodulen auftritt, wird die höhere Bestrahlungsstärke von dem Pyranometer gemessen aber die PR ist bei diesem Zeitstempel zu gering, da die Modulfläche größer ist als das Pyranometer. Folglich wird in diesem Fall 150-200 W/m² zugeordnet. Über den Zeitraum, wo die Wolke auftritt, gleicht sich die PR jedoch aus. Wenn nach Bestrahlungsintervallen gruppiert wird, dann kann sich die PR nicht mehr ausgleichen.

Anhand der Tabelle 8 ist dieser Effekt genauer zu erkennen. Bei einer Bestrahlungsstärke von knapp 51 W/m² am 17.11.2020 liegt der Ertrag bei 102,3 kWh und die PR bei mehr als 100%. Im Gegensatz dazu ist am 20.10.2020 der Ertrag 41,9 kWh mit der gleichen Bestrahlungsstärke von 51 W/m² und die PR liegt nur bei 46 %. Es handelt sich also im ersten Fall um eine Verschattung des Pyranometers, während die Module immer noch Leistung abgeben und im zweiten Fall um eine Modulverschattung. In beiden Fällen kommt es zu unplausiblen Werten.

Tabelle 8. PR mit Verschattung an Pyranometer und Modulen

Datum	Bestrahlungsstärke, W/m²	Ertrag, kWh	Performance Ratio, %
17.11.2020 15:00	50,7	102,3	113,7
20.10.2020 11:00	51	41,9	46,2

Diese Analyse der einzelnen Zeitstempel wurde durchgeführt, um zu zeigen, dass die Auswirkungen von Verschattungen eine bedeutende Rolle bei der Bestimmung der PR spielen, insbesondere im Herbst und Winter, wenn die Anlage tagsüber vielen Verschattungen ausgesetzt ist. Da die erhaltenen Ergebnisse nur für die Monate Oktober und November betrachtet werden, gibt es mehr Extremwerte. Da die Berechnung der PR auf der Datengrundlage des ganzen Jahres basiert, ist die Anzahl der Maximalwerte in der Sommerzeit viel geringer, sodass die Sommer- und Winterwerte sich gegenseitig kompensieren. An diesem Beispiel kann auch gezeigt werden, dass die PR-Berechnungen in der Herbst- und Winterperiode ungenauer sind.

4.2.5. Technische Verfügbarkeit und Performance Ratio

In diesem Abschnitt wird erläutert, wie sich PR und TV bei der Änderung der Bestrahlungsgrenze verhalten. Aus der Abb. 27 ist zu erkennen, dass die PR immer niedriger wird, je höher die Bestrahlungsgrenze gesetzt ist, wie es auch in Kapitel 4.2.3. beschrieben wurde. Die technische

Verfügbarkeit aber steigt mit steigender Bestrahlungsgrenze und erreicht 100%, wie es bei der TV im Oktober zu sehen ist. Das bedeutet, dass die Datenlücke in dem unteren Bestrahlungsbereich ist. Sie beeinflusst das Resultat nicht mehr, weil sie ausgeschlossen wurde. Die technische Verfügbarkeit im November nimmt langsam ab, je kleiner das Bestrahlungsintervall ist. Daraus folgt, dass die Datenlücke in dem oberen Bestrahlungsbereich aufgetreten ist. Im Vergleich zu den Anlagen aus dem Lords-Portfolio ist es zu erkennen, dass die technische Verfügbarkeit insgesamt niedriger ist. Das erklärt sich dadurch, dass bei der Anlage Heerenveen mehr Störfälle in beiden Monaten waren. Die minimale technische Verfügbarkeit wurde bei der Berechnung über alle Zeitstempel erreicht. Die anderen Methoden haben nur sehr wenig Einfluss auf die technische Verfügbarkeit.

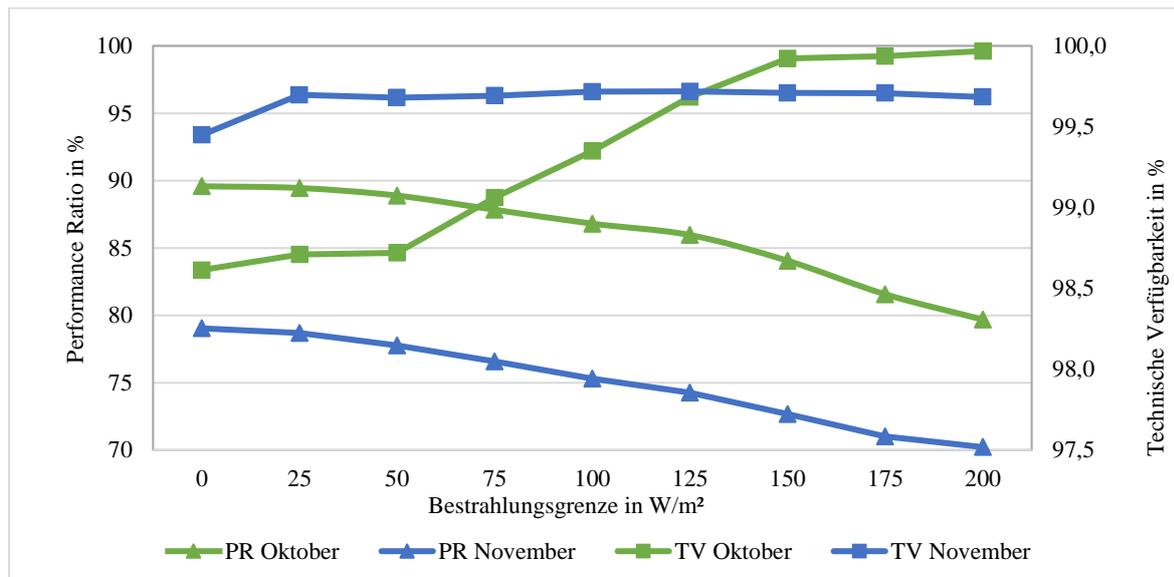


Abb. 27. Performance Ratio und Technische Verfügbarkeit. Anlage Heerenveen

Aus den Ergebnissen ist zu schließen, dass die optimale Lösung für die hohe technische Verfügbarkeit die Berechnungen durch die minimale Bestrahlungsgrenze ist, wie es auch bei den Anlagen aus dem Lords-Portfolio bestätigt wurde. Dabei muss in Betracht gezogen werden, dass die Bestrahlungsgrenze niedriger gesetzt werden. Für eine hohe Performance Ratio ist die Berechnungen durch die Arbeitszeiten am besten geeignet.

4.2.6. Technische Verfügbarkeit und Performance Ratio mit Berücksichtigung der Störfallzeiten

Dieser Abschnitt befasst sich mit dem Einfluss der Störfälle auf PR und TV. Um die Werte ohne Ausfallzeiten zu berechnen, ist es notwendig, alle Zeiten (vgl. Kapitel 2.4) verfügbar zu haben. Die Zeiten sind wichtig, um zu ermitteln, wann der Ausfall aufgetreten ist und zu welchem Zeitpunkt die Störung behoben wurde, so dass dieses Zeitintervall ausgeschlossen werden kann. Zum Beispiel ist am 10.11.2020 der Wechselrichter 1.5 um 07:45 Uhr ausgefallen und wurde am nächsten Tag, dem 11.11.2020 um 11:00 Uhr wieder in Betrieb genommen. Dieses Zeitintervall wird bei der Berechnung nicht berücksichtigt.

Der folgenden Tabelle 9 ist zu entnehmen, dass die PR und TV höher sind, wenn die Ausfallzeiten nicht mit eingerechnet werden. Da in dem Wartungsvertrag für diese Anlage festgelegt ist, welche Zeitspanne für die Störungsbehebung eingehalten werden muss, ist es erstrebenswert, diese einzuhalten, da dann eine höhere PR und TV erreicht werden kann. Wird die vertragliche Zeit zur Störungsbehebung nicht eingehalten, verringern sich PR und TV entsprechend, da nicht die gesamte Ausfalldauer aus der Berechnung herausgenommen wird, sondern diese entsprechend der Verzögerung angepasst wird.

Tabelle 9. PR und TV mit Störfallzeiten auf Monatsbasis

	PR, %	PR ohne Störungszeiten, %	TV, %	TV ohne Störungszeiten, %
Oktober	88,88	89,37	98,72	99,90
November	77,77	78,02	99,68	99,99

Bei den üblichen Betriebsführungsverträgen gibt es in der Regel vertraglich festgelegte Einsatzzeiten. In diesem Fall wird die Störfalldauer in die Berechnungen einbezogen und die PR und TV werden dadurch negativ beeinflusst. Es gibt auch Verträge ohne eine PR und TV-Garantie. Wenn es eine Garantie gibt, müssen die Störfälle schneller behoben werden. Bei den Anlagen aus dem Lords-Portfolio und Anlage Heerenveen mit PR-Garantie wurden die Verträge so verhandelt, dass die Störfallzeiten exkludiert werden dürfen, dies ist aber nicht marktüblich.

4.2.7. Toleranzbetrachtung

Um einen Überblick über den Einfluss der Messungenauigkeiten der Messgeräte auf die Performance Ratio Berechnung zu geben, wird in diesem Kapitel die Berechnung mit Messgerätabweichungen gezeigt. Die Messgeräte, die die Berechnung beeinflussen können, sind Pyranometer mit einer Messungenauigkeit von $\pm 2\%$ und Drehstromzähler Landis+Gyr E650 mit einer Messungenauigkeit von $\pm 0,5\%$. Die Berechnung erfolgt auf Monatsbasis. Um die Unterschiede zwischen Sommer- und Herbstmonaten zu zeigen, wurden die Monate Juli und November für die Anlage PV016 ausgewählt. Außerdem wurde die Messungenauigkeit bei dem Bestrahlungsgrenzwert von 75 W/m^2 betrachtet. Die Berechnungen folgen der Formel 5 (vgl. Kapitel 2.3.1.) Die Ergebnisse wurden mit der berechneten PR verglichen. Degradation für die Anlagen aus dem Lords-Portfolio wird aus dem Monatswert errechnet und beträgt im Juli 0,996 und im November 0,970.

Als Beispielrechnung ist unten die Formel für Juli bei dem Grenzwert 0 W/m^2 gezeigt:

$$PR = \frac{E_{prod} + E_{prod} \cdot \text{Messungenauigkeit}_{\text{Zähler}}}{P_{nom} \cdot \frac{H_i - H_i \cdot \text{Messungenauigkeit}_{\text{Pyranometer}}}{G \cdot (1 - (i - 0,5) \cdot d)}}$$

$$PR = \frac{117,645 \text{ kWh} + 117,645 \cdot 0,005 \text{ kWh}}{991,1 \text{ kW} \cdot \frac{152,781 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} - 152,781 \cdot 0,02 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 0,996}} = 79,34 \%$$

Tabelle 10. PR-Berechnung mit Toleranzen

	Grenzwert 0 W/m^2		Grenzwert 75 W/m^2	
	Juli	November	Juli	November
Bestrahlungsertrag, kWh/m ²	152,481	30,861	148,597	26,617
Ertrag, kWh	117,645	26,616	112,981	22,732
PR, %	78,17	88,88	77,04	88
PR mit Toleranzen, %	79,34	86,56	75,27	82,45

Wie aus Tabelle 10 ersichtlich ist, ist die Messungenauigkeit bei dem Bestrahlungsgrenzwert von 0 W/m^2 die PR im Juli mit 1,17 % nach oben korrigiert, während im November die PR mit 1,77 % nach unten korrigiert wurde. Bei der steigenden Bestrahlungsgrenze korrigiert die PR im November mit 5,55 % und im Juli mit 1,77% nach unten. Im November ist der Einfluss von Ungenauigkeiten größer ist und bei der steigenden Bestrahlungsgrenze steigt auch der Einfluss der Messungenauigkeit in den beiden Monaten. So lässt sich zusammenfassen, dass die Messungenauigkeit des Pyranometers und des Drehstromzählers die PR maßgeblich beeinflussen.

Außerdem haben die Berechnungen gezeigt (vgl. Kapitel 4.1.3), dass die Abweichungen bei der niedrigen Bestrahlungsstärken wegen Verschattungen vorkommen können, wenn die PR-Berechnung auf Tagesbasis durchgeführt wird. Die Messungenauigkeiten durch die Verschattung mit Wolken über Pyranometer oder Solarmodul wurde im Kapitel 4.2.4 näher untersucht.

5. Diskussion der Ergebnisse

Die Berechnungen zeigen, dass die höchste Performance Ratio für alle Anlagen für die untersuchten Monate bei der Berechnungen nach Arbeitszeiten von 8:00 bis 18:00 Uhr erzielt wurde. Diese Berechnungsmethode umfasst aber im Sommer und im Herbst die gleiche Anzahl an Zeitstempeln, die aber eine unterschiedliche Aussagekraft haben. In den Herbstmonaten gibt es mehr Zeiträume mit Nullwerten und im Sommer werden relevante Zeitempeln nicht betrachtet.

Die Berechnungsmethode, bei der alle möglichen Zeitstempel berücksichtigt werden, ist nicht die präziseste Methode und hat den Nachteil, dass die Nachtwerte vom Pyranometer in die Berechnung einfließen können. Aufgrund der großen Anzahl von nicht relevanten Zeitstempeln, zu denen keine Bestrahlungstempel zugeordnet ist, ist die technische Verfügbarkeit bei dieser Berechnungsmethode am niedrigsten. Die Berechnung unter Betrachtung der relevanten Zeitstempel, die nach Sonnenauf- und -untergang gefiltert sind, hat ähnliche Ergebnisse wie die Berechnung nach allen Zeitstempeln. Jedoch ist es empfehlenswert, die Berechnungen über die Sonnenauf- und -untergänge durchzuführen, da in diesem Fall die fehlerhaften Nachtstrahlungsdaten ausgeschlossen werden können. Dadurch sind Ergebnisse mit geringeren Messfehlern zu erwarten. In diesem Fall bleibt auch die technische Verfügbarkeit auf einem hohen Niveau. Die niedrigste PR wurde bei der Berechnung nach der vertraglich festgelegten minimalen Bestrahlungsgrenze erreicht. Dabei war die technische Verfügbarkeit aber am größten.

Die Analyse der vier Berechnungsmethoden hat gezeigt, dass die optimale Methode für Sommer- und Herbstmonate die Berechnungen über die Sonnenauf- und -untergang und über den Bestrahlungsgrenzwert sind, weil dadurch die nächtliche Bestrahlungswerte ausgeschlossen werden. Es lässt sich auch sagen, dass wenn keine Bestrahlungsgrenze im Betriebsführungsverträgen festgelegt ist, es empfehlenswert ist, für die maximale Performance Ratio und technische Verfügbarkeit die Berechnungsmethode „Sonnenauf- und -untergang“ zu verwenden. Dadurch werden nur die relevanten Zeitstempel in die Berechnung eingeschlossen. Wenn eine Bestrahlungsgrenze vertraglich vorgesehen ist, so kann die Berechnung mit der oben erwähnten Methode kombiniert werden.

Wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben, braucht die Berechnung der TV immer ein vorgegebenes Zeitintervall. Die Berechnungsmethoden beeinflussen die TV unterschiedlich, weil das Zeitintervall bei jeder Methode verschieden ist. Die Berechnungsmethode „Alle Zeitstempel“ wirkt sich negativ auf die TV aus, weil dort WR-Leistungswerte gleich 0 sind und diese mitgezählt werden. Für alle gewählten Anlagen ist für die untersuchten vier Monate zu bemerken, dass die technische Verfügbarkeit am höchsten ist, wenn die Berechnungen über eine minimale Bestrahlungsgrenze durchgeführt wurden.

Diese Methode ist optimal für die TV-Berechnung, da keine Null-Bestrahlungswerte in die Berechnung einfließen und die Wechselrichter mit steigender Wahrscheinlichkeit in Betrieb sind.

Die in den untersuchten Verträgen am häufigsten verwendete Berechnungsmethode ist die Berechnung anhand einer bestimmten minimalen Bestrahlungsgrenze. Nach den Berechnungen wird die PR mit steigender minimaler Bestrahlungsgrenze schrittweise abnehmen, da immer weniger Zeitstempel in die Berechnungen einbezogen werden. Dies ist besonders in den bedeckten Tagen zu beobachten. An solchen Tagen dominieren die niedrigen Bestrahlungsstärken tagsüber die Gesamtanzahl der Zeitstempel. Dies führt zu einer höheren Gewichtung der betrachteten vermeidlich ungünstigen Zeitstempel. An sonnigen Sommertagen hat die Erhöhung der minimalen Bestrahlungsgrenze einen geringeren Einfluss auf den Gesamtertrag, so dass die Performance Ratio weniger fällt.

Die Berechnungen haben gezeigt, dass die PR in den Sommermonaten im Vergleich zu den Herbstmonaten für alle Berechnungsmethoden niedriger ist. Dies liegt daran, dass im Sommer mehr Verluste durch die Erwärmung der Solarmodule auftreten und der tatsächliche Ertrag abnimmt. Die genauere Untersuchung des Erwärmungseinflusses auf die PR und TV überschreitet den Rahmen der vorliegenden Arbeit. Laut PV - Syst-Simulation sind die PRs für drei Anlagen aus dem Lords-Portfolio in den Sommermonaten kleiner als in den Herbstmonaten. Die gleichen Ergebnisse wurden bei den Berechnungen bestätigt.

Die Untersuchung, wie sich die Performance Ratio bei einzelnen Bestrahlungsstärken verhält, hat gezeigt, dass so eine Gruppierung der PR in Bestrahlungsintervalle nicht für alle Monate Sinn ergibt, da die Gruppierung die äußeren Wettereinflüsse außer Acht lässt. Die Zeitstempel passen nicht mehr zusammen, sodass Extremwerte entstehen. Die Berechnung muss in einer Zeitspanne durchgeführt werden, in der es keine äußeren Verschattungen gibt, um Extremwerte zu vermeiden. Dadurch könnte sichergestellt werden, dass jeder Zeitstempel eine plausible PR liefert.

Mit Hilfe der Untersuchung der einzelnen Zeitstempel kann die Auswirkung der Pyranometer- oder Modulverschattung auf die Performance Ratio beobachtet werden. Außerdem wird dadurch deutlich, dass die Bestrahlungsstärke im Intervall von 50 bis 125 W/m² im betrachteten Zeitraum in den Berechnungen überwiegt. Die PR-Berechnung sollte nicht auf Zeitstempelbasis durchgeführt werden, da die Berechnung über ein so kleines Zeitintervall Extremwerte ergibt und nicht die reale PR widerspiegelt. Die PR soll auf kleinster Ebene auf Tagesbasis berechnet werden, damit sich Wettereinflüsse gegenseitig „kürzen“. Monatsbasis ist das gängige Intervall und damit alles in die Berechnungen mit einbezogen wird, gibt es am Ende eine Jahres-PR.

Die steigende Bestrahlungsgrenze wirkt sich unterschiedlich auf PR und TV aus. Wenn ein neuer Betriebsführungsvertrag verhandelt wird, muss die Bestrahlungsgrenze so gewählt werden, dass die Performance Ratio und die technische Verfügbarkeit gleichzeitig hoch bleiben. Der Bestrahlungsgrenzwert darf nicht zu hoch sein, da sonst ein einzelner Zeitstempel eine zu hohe Gewichtung bekommt und die PR zu stark beeinflusst. Es ist daher wichtig, den minimalen Bestrahlungsgrenzwert auf einen realistischen Wert festzulegen. Wie bereits erläutert, wirkt sich ein hoher Bestrahlungsgrenzwert positiv auf die TV aus. Moderne Wechselrichter starten ihren Betrieb allerdings bereits bei niedrigen Bestrahlungen, sodass analog zum Bestreben nach einer hohen PR auch für die TV-Berechnung ein niedriger Grenzwert gewählt werden kann.

Dabei wirken die Datenlücken auf PR und TV unterschiedlich aus und es kommt auf die Datenlücke an. Während die Ertragswerte für die PR-Berechnung in der Regel keine Datenlücken haben, da die verlässlich vom Netzbetreiber kommen, haben die Bestrahlungsdaten wegen Messgerätabweichung

mehr Datenlücken. In diesem Fall müssen Bestrahlungslücken entweder interpoliert oder gekauft werden. Die werden also nicht exkludiert aus der Berechnung, sondern anderweitig beschafft. Bei der technischen Verfügbarkeit beeinflussen die Datenlücken das Ergebnis in unterschiedlicher Weise, abhängig davon in welchem Bestrahlungsintervall diese auftaucht. Ist eine Datenlücke im unteren Bestrahlungsintervall, kann sie durch eine Filterung nach minimaler Bestrahlungsstärke ausgegrenzt werden. Die TV steigt somit bei steigender Bestrahlungsgrenze. Befindet sich die Datenlücke bei einem Zeitstempel mit hoher Bestrahlungsstärke, wird sie nicht ausgegrenzt. Ihre Gewichtung an der TV steigt je höher die Bestrahlungsgrenze gewählt wird und je weniger Zeitstempel dadurch in die Berechnung einfließen. Die technische Verfügbarkeit wird mit steigender Grenze fallen.

Die Toleranzbetrachtung hat auch gezeigt, dass Geräteungenauigkeiten einen Einfluss auf die PR haben und die Messungenauigkeit wird mit der steigender Bestrahlungsgrenze auch steigen.

Bei den Photovoltaikanlagen, deren Vertrag eine Bonus-/Malus- Regelung beinhaltet, sind für den Betriebsführer einer Anlage finanzielle Vor- oder Nachteile möglich. Dies resultiert aus der Tatsache, dass die jährliche Performance Ratio oder technische Verfügbarkeit größer oder kleiner als der vertraglich garantierte Wert ist. Daher spielt eine hohe Performance Ratio gepaart mit einer hohen Verfügbarkeit eine bedeutende Rolle. Diese Hypothese wurde in dieser Arbeit untersucht und konnte bestätigt werden. Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse können von Betriebsführern zukünftig vorteilhaftere Verträge ausgehandelt werden. Mit dem Wissen über die verschiedenen Vertragsparameter einer Anlage können somit profitablere Verträge geschlossen werden.

Für eine weiterführende Untersuchung könnten die Auswirkungen von Vertragsparametern auf PR und TV bei der Berechnung über einen längeren Zeitraum mit einer großen Datenbasis erforscht werden. Dafür können auch andere Anlagen mit anderen Komponenten ausgewählt werden. Außerdem können die Berechnungen nach der Berechnungsmethode aus dem Kapitel 2.3.1. unter Betrachtung der Exklusionszeiten durchgeführt werden. Wie es auch in dem gleichen Kapitel am Beispiel einer Studie gezeigt wurde, kann durch die Berechnungen unter Berücksichtigung der Temperaturkoeffizienten der Module die PR genauer bestimmt werden.

6. Fazit

In dieser Arbeit wurden die Auswirkungen von vertraglichen Betriebsführungsparameter auf die entscheidenden Leistungskennzahlen von Photovoltaikanlagen, technische Verfügbarkeit und Performance Ratio untersucht. Der Arbeit lag dabei die Forschungsfrage zugrunde, wie sich die Kennzahlen bei der Änderung der Parameter verhalten und welchen Einfluss der jeweilige Vertragsparameter hat.

Die Parameter unterscheiden sich je nach Vertragsinhalt. Um diese Parameter zu ermitteln, wurden die realen Betriebsführungsverträge für die Photovoltaikanlagen analysiert und die gängigen Parameter ausgewählt. Die Berechnungen wurden nach Arbeitszeit von 8 bis 18 Uhr und den minimalen Bestrahlungsgrenzwert durchgeführt. Zusätzlich wurden die PR und TV für das Zeitfenster zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang bestimmt, sowie ohne eine zeitliche Begrenzung.

Die Ergebnisse wurden analysiert und die Berechnungsmethoden mit dem positivsten und negativsten Einfluss auf die KPIs ermittelt. Um den Einfluss der verfügbaren Bestrahlungsmenge auf die Anlagenperformance zu verdeutlichen, wurden die Berechnungen für verschiedene Jahreszeiten durchgeführt. Zusätzlich, um verschiedene Anlagendesigns und -größen zu betrachten, wurden die Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von ca. 1 MW und 7 MW untersucht.

Außerdem wurde die Berechnungsmethode bei den verschiedenen Bestrahlungsgrenzwerten detaillierter untersucht. Dabei wurden Rückschlüsse über die optimale Grenze für eine möglichst hohe KPI unter Berücksichtigung der Jahreszeit gezogen.

Um den Einfluss von Messungenauigkeiten auf das Ergebnis zu ermitteln, wurden die PR-Werte unter Berücksichtigung von Geräteungenauigkeiten berechnet. Da die Ausfallzeiten die Performance der Anlage beeinflussen, wurde der Effekt von Störfallausschüssen auf die KPIs ebenfalls betrachtet. Zur Beurteilung der Auswirkung von fehlenden Werten wurde die Performance Ratio mit Datenlücken errechnet.

Die Erkenntnisse aus dieser Arbeit können auf die zukünftige Gestaltung von Betriebsführungsverträgen angewendet werden, da nun bekannt ist, welche Parameter eine große Rolle für Performance Ratio und technische Verfügbarkeit spielen und wie sich diese verhalten können.

Aus den Ergebnissen dieser Arbeit lässt sich ableiten, welche optimale Bestrahlungsgrenze vertraglich festgelegt werden kann, um die garantierte Performance Ratio und die höchste technische Verfügbarkeit zu erzielen bzw. zu überschreiten. Für die Photovoltaikanlagen, die eine Bonus-Malus-Regelung haben, kann eine Erhöhung der garantierten KPIs einen Zusatzgewinn bedeuten.

Literaturverzeichnis

Amtsblatt der Europäischen Union vom 26. 02 2014. Richtlinie 2014/35/EU des Europäischen Parlaments und des Rates. Abgerufen am 25. 12. 2020 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0035>

Bach-Preckwinkel, H., 2008. *Zentralwechselrichter in der Photovoltaik*.

Basaran, K., 2019. *Effect of Irradiance Measurement on the Performance Ratio*. Online Artikel: Journal of Electrical Engineering and Technology.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie., 2020. *Erneuerbare Energien in Zahlen*. Abgerufen am 08.12.2020 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=BG>

Fraunhofer-Institut für Solare Ebergiesysteme ISE., 2020. Abgerufen am 19.12.2020 von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/hoehere-wirkungsgrade-im-tandem-neuer-solarzellenrekord.html>

Glotzbach, T., 2010. *Ein Beitrag zur mathematischen Charakterisierung von Photovoltaik-Dünnschichttechnologien auf Basis realer I/U-Kennlinien*.

Kaltschmitt, M. et. al., 2013. *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*.

Konrad, F., 2007. *Planung von Photovoltaik-Anlagen*.

Mertens, K., 2018. *Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*.

Posselt, M., 2016. Bachelorarbeit: *Charakteristische Fehlerbilder in Strom-Spannungs-Kennlinien von Photovoltaikmodulen und -strängen unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen*.

Reise, C. et. al., 2012. *Ist eine Performance Ratio von mehr als 90 Prozent machbar?*

Riegler, T., 2012. *Photovoltaikanlagen. Planung, Mpntage und Betrieb*.

Weller, B. et. al., 2009. *Photovoltaik. Technik, Gestaltung, Konstruktion*.

Wendlandt, S. et. al., 2010. *Hot Spot risk analysis on silicon Cell Modules*.

Werth, T., 2016. *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen*.

Anhang

Inhaltverzeichnis

Abb. 28. PR aus PVSyst-Simulation PV016 (greentech GmbH).....	ix
Abb. 29. PR aus PVSyst-Simulation PV016 (greentech GmbH).....	ix
Abb. 30. PR aus PVSyst-Simulation PV073 (greentech GmbH).....	ix
Tabelle 11. PR und TV bei verschiedener Berechnungsmethoden.....	x
Tabelle 12. Energieertrag, PR und TV mit verschiedener Bestrahlungsstärke.....	xi
Tabelle 13. Rohdaten am 07.08.2020 PV40.....	xiii
Tabelle 14. Rohdaten am 03.11.2020 PV40.....	xv
Abb. 31. Moduldatenblatt. Anlage Heerenveen.....	xvii
Abb. 32. Pyranometer Datenblatt. Anlage Heerenveen.....	xviii
Abb. 33. Wechselrichter Datenblatt. Anlage Heerenveen.S.1.....	xix
Abb. 34. Wechselrichter Datenblatt. Anlage Heerenveen. S.2.....	xx
Abb. 35. Moduldatenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.S.1.....	xxi
Abb. 36. Moduldatenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.S.2.....	xxii
Abb. 37. Wechselrichter Datenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.....	xxiii
Abb. 38. Pyranometer Datenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.....	xxiv

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	18.0	12.00	0.00	30.6	27.6	24.4	22.8	0.752
February	35.0	21.00	0.30	53.6	50.4	48.3	46.3	0.872
March	81.0	42.00	2.30	106.8	101.1	95.4	92.1	0.870
April	125.0	59.00	7.10	147.7	139.6	126.0	122.0	0.833
May	166.0	73.00	11.90	176.9	167.3	143.8	139.1	0.793
June	168.0	78.00	15.30	173.8	164.5	139.0	134.3	0.780
July	165.0	79.00	18.20	171.3	161.7	138.7	134.1	0.790
August	141.0	67.00	18.10	158.1	149.6	128.3	123.9	0.791
September	92.0	47.00	13.90	117.0	110.5	99.7	96.3	0.831
October	51.0	30.00	9.10	72.5	68.2	64.0	61.4	0.855
November	20.0	14.00	4.00	30.9	28.4	25.7	24.0	0.783
December	13.0	9.00	0.60	24.1	20.8	17.7	16.3	0.681
Year	1075.0	531.00	8.45	1263.2	1189.5	1051.2	1012.5	0.809

Abb. 28. PR aus PVSystem-Simulation PV016 (greentech GmbH)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	18.0	12.00	-0.70	30.6	26.7	24.2	22.5	0.737
February	34.0	21.00	-0.30	51.4	48.2	46.9	44.9	0.873
March	78.0	42.00	2.00	103.5	99.1	99.1	95.6	0.923
April	124.0	60.00	7.10	144.5	138.2	134.3	129.7	0.898
May	165.0	74.00	11.90	175.6	167.8	158.4	153.0	0.871
June	165.0	80.00	15.30	168.1	160.2	149.5	144.1	0.857
July	162.0	81.00	18.20	166.8	158.7	147.4	142.3	0.853
August	138.0	69.00	17.80	154.1	147.0	137.1	132.4	0.859
September	90.0	48.00	13.30	113.4	108.5	103.2	99.5	0.877
October	50.0	29.00	8.40	70.6	67.0	64.2	61.5	0.871
November	20.0	14.00	3.30	30.3	27.5	25.4	23.7	0.782
December	12.0	9.00	-0.20	20.1	17.0	15.2	13.7	0.681
Year	1056.0	538.99	8.06	1228.8	1165.7	1104.9	1062.9	0.865

Abb. 29. PR aus PVSystem-Simulation PV016 (greentech GmbH)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	18.0	12.00	0.70	30.7	27.2	24.5	22.8	0.744
February	33.0	20.00	1.00	48.5	46.0	45.2	43.1	0.889
March	77.0	41.00	3.00	100.3	96.0	95.4	92.1	0.918
April	122.0	59.00	7.80	142.7	136.7	132.4	128.0	0.897
May	162.0	74.00	12.60	174.1	166.5	158.0	152.7	0.877
June	162.0	82.00	15.80	165.0	157.1	147.3	142.2	0.862
July	160.0	82.00	18.30	165.1	157.3	146.2	141.2	0.854
August	134.0	70.00	18.10	148.2	141.6	132.2	127.7	0.861
September	88.0	49.00	13.90	108.9	104.2	99.0	95.4	0.876
October	51.0	30.00	9.20	73.7	70.1	67.2	64.6	0.875
November	21.0	14.00	4.40	33.5	30.5	27.7	26.0	0.775
December	12.0	9.00	1.20	20.3	17.3	15.3	13.8	0.683
Year	1040.0	542.00	8.88	1211.0	1150.5	1090.5	1049.7	0.866

Abb. 30. PR aus PVSystem-Simulation PV073 (greentech GmbH)

Tabelle 11. PR und TV bei verschiedener Berechnungsmethoden

November	Performance Ratio, %			Technische Verfügbarkeit, %		
	PV016	PV040	PV073	PV016	PV040	PV073
Arbeitszeiten 8:00-18:00 Uhr	89,21	85,14	75,83	98,88	97,15	97,15
Bestrahlungsgrenze 75 W/m ²	88,00	83,00	74,06	100	97,30	99,68
Sonnenauf- und -untergang	88,89	75,53	75,53	98,25	96,52	96,52
Alle Zeitstempel	88,88	83,38	71,13	35,75	34,94	35,06
Oktober						
<i>Oktober</i>	PV016	PV040	PV073	PV016	PV040	PV073
Arbeitszeiten 8:00-18:00 Uhr	91,35	90,20	78,93	96,98	99,36	96,92
Bestrahlungsgrenze 75 W/m ²	89,95	89,60	77,97	99,21	100	98,12
Sonnenauf- und -untergang	91,08	89,79	78,71	98,74	98,99	96,67
Alle Zeitstempel	91,08	89,27	79,24	43,83	44,18	43,04
Juli						
<i>Juli</i>	PV016	PV040	PV073	PV016	PV040	PV073
Arbeitszeiten 8:00-18:00 Uhr	82,16	80,36	73,26	92,67	91,89	98,90
Bestrahlungsgrenze 75 W/m ²	77,04	79,26	70,41	99,84	91,92	99,91
Sonnenauf- und -untergang	78,17	79,39	72,01	99,12	91,06	99,01
Alle Zeitstempel	78,83	79,37	71,94	69,35	64,36	69,52
August						
<i>August</i>	PV016	PV040	PV073	PV016	PV040	PV073
Arbeitszeiten 8:00-18:00 Uhr	81,22	84,96	74,02	100	100	99,45
Bestrahlungsgrenze 75 W/m ²	77,32	84,08	69,80	100	100	99,48
Sonnenauf- und -untergang	78,07	84,30	71,95	99,28	99,36	99,24
Alle Zeitstempel	78,07	84,25	72,91	62,62	62,35	62,67

Tabelle 12. Energieertrag, PR und TV mit verschiedener Bestrahlungsstärke

Anlage	Monat, 2020	Bestrahlungsgrenzwert, W/m ²	Ist-Ertrag, kWh	Soll-Ertrag, kW	PR, %	Ist-TV	Soll-TV	TV, %
PV016	7	0	117,645	150,492	78,17	1858	1875	99,12
PV016	7	50	115,203	148,187	77,74	1400	1402	99,85
PV016	7	75	112,98	146,661	77,04	1298	1300	99,84
PV016	7	100	111,226	145,048	76,68	1222	1224	99,83
PV016	11	0	26,617	29,945	88,89	1005	1023	98,25
PV016	11	50	24,159	27,329	88,40	493	493	100
PV016	11	75	22,732	25,831	88,00	391	391	100
PV016	11	100	20,973	24,121	86,95	308	308	100
PV040	7	0	131,972	166,230	79,39	1875	2059	91,06
PV040	7	50	130,366	164,293	79,35	1492	1627	91,70
PV040	7	75	128,886	162,603	79,26	1394	1517	91,92
PV040	7	100	127,3	160,902	79,12	1321	1438	91,84
PV040	11	0	21,469	25,309	84,83	987	1023	96,47
PV040	11	50	19,085	22,658	84,23	463	474	97,68
PV040	11	75	17,529	21,120	83,00	361	371	97,30
PV040	11	100	15,737	19,182	82,04	273	279	97,85
PV073	7	0	98,403	136,654	72,01	1602	1625	95,60
PV073	7	50	94,009	135,084	69,59	1247	1248	99,92
PV073	7	75	92,828	133,742	69,41	1159	1160	99,91
PV073	7	100	91,396	132,064	69,21	1080	1081	99,91
PV073	11	0	17,53	23,211	75,53	987	1023	96,52
PV073	11	50	15,147	20,188	75,03	443	449	98,69
PV073	11	75	13,486	18,210	74,06	313	314	99,68
PV073	11	100	11,983	16,324	73,41	224	224	100

Tabelle 13. Rohdaten am 07.08.2020 PV40

Datum	Bestrahlungsstärke, W/m²	Ist-Ertrag, kWh	Soll-Ertrag, kWh	PR
07.08.2020 05:00	1	0	0,246	0,00
07.08.2020 05:15	5	0,36	1,229	29,29
07.08.2020 05:30	12	1,284	2,950	43,53
07.08.2020 05:45	21	2,82	5,162	54,63
07.08.2020 06:00	29	4,596	7,128	64,47
07.08.2020 06:15	65	6,12	15,978	38,30
07.08.2020 06:30	98	8,556	24,089	35,52
07.08.2020 06:45	121	13,452	29,743	45,23
07.08.2020 07:00	153	21,108	37,609	56,13
07.08.2020 07:15	195	30,72	47,933	64,09
07.08.2020 07:30	243	41,616	59,732	69,67
07.08.2020 07:45	285	53,436	70,055	76,28
07.08.2020 08:00	342	65,868	84,067	78,35
07.08.2020 08:15	397	77,652	97,586	79,57
07.08.2020 08:30	447	89,136	109,877	81,12
07.08.2020 08:45	496	100,332	121,921	82,29
07.08.2020 09:00	544	110,892	133,720	82,93
07.08.2020 09:15	594	121,128	146,010	82,96
07.08.2020 09:30	638	130,884	156,826	83,46
07.08.2020 09:45	704	140,94	173,049	81,44
07.08.2020 10:00	621	149,1	152,647	97,68
07.08.2020 10:15	745	150,78	183,128	82,34
07.08.2020 10:30	787	159,396	193,451	82,40
07.08.2020 10:45	813	166,632	199,843	83,38
07.08.2020 11:00	844	170,16	207,463	82,02
07.08.2020 11:15	879	175,56	216,066	81,25

07.08.2020 11:30	902	180,936	221,719	81,61
07.08.2020 11:45	930	184,596	228,602	80,75
07.08.2020 12:00	564	159,936	138,636	115,36
07.08.2020 12:15	989	165,72	243,105	68,17
07.08.2020 12:30	954	194,496	234,502	82,94
07.08.2020 12:45	948	191,34	233,027	82,11
07.08.2020 13:00	945	190,152	232,289	81,86
07.08.2020 13:15	929	187,932	228,356	82,30
07.08.2020 13:30	929	185,616	228,356	81,28
07.08.2020 13:45	906	184,596	222,703	82,89
07.08.2020 14:00	888	181,152	218,278	82,99
07.08.2020 14:15	857	176,604	210,658	83,83
07.08.2020 14:30	827	171,264	203,284	84,25
07.08.2020 14:45	811	167,748	199,351	84,15
07.08.2020 15:00	790	165,324	194,189	85,14
07.08.2020 15:15	750	154,356	184,357	83,73
07.08.2020 15:30	726	123,768	178,457	69,35
07.08.2020 15:45	689	131,364	169,362	77,56
07.08.2020 16:00	621	129,288	152,647	84,70
07.08.2020 16:15	579	125,58	142,323	88,24
07.08.2020 16:30	518	113,796	127,329	89,37
07.08.2020 16:45	477	105,876	117,251	90,30
07.08.2020 17:00	428	94,26	105,206	89,60
07.08.2020 17:15	373	80,676	91,687	87,99
07.08.2020 17:30	332	72,348	81,609	88,65
07.08.2020 17:45	283	62,88	69,564	90,39
07.08.2020 18:00	231	51,912	56,782	91,42
07.08.2020 18:15	189	41,112	46,458	88,49

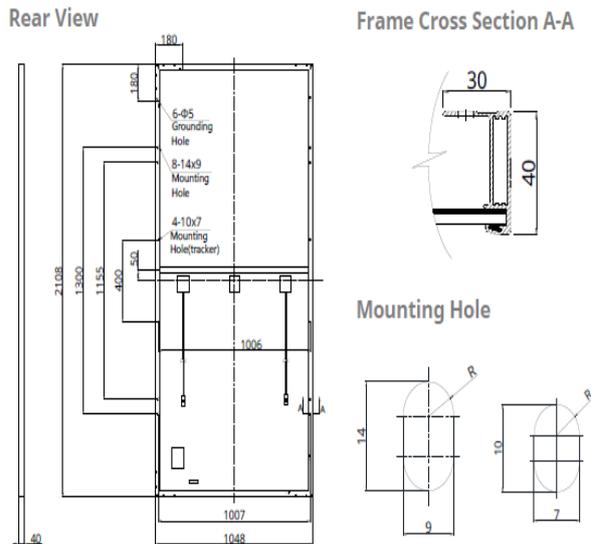
07.08.2020 18:30	144	30,636	35,396	86,55
07.08.2020 18:45	109	22,56	26,793	84,20
07.08.2020 19:00	73	15,48	17,944	86,27
07.08.2020 19:15	45	10,152	11,061	91,78
07.08.2020 19:30	29	7,068	7,128	99,15
07.08.2020 19:45	17	5,052	4,179	120,90
07.08.2020 20:00	7	3,216	1,721	186,90
07.08.2020 20:15	2	1,524	0,492	310,00

Tabelle 14. Rohdaten am 03.11.2020 PV40

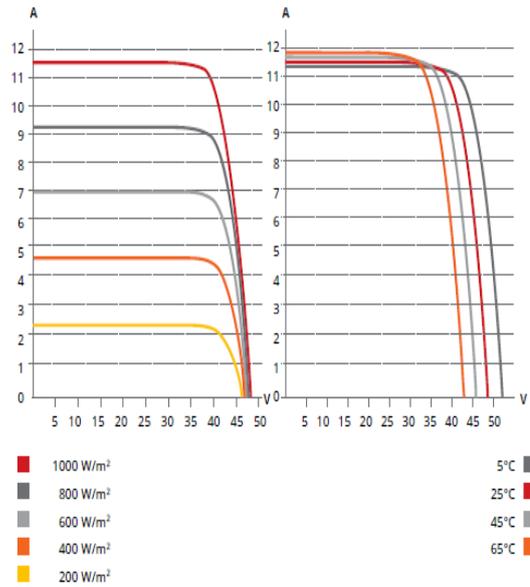
Datum	Bestrahlungsstärke, W/m²	Ist-Ertrag, kWh	Soll-Ertrag, kWh	PR
03.11.2020 06:45	0	0	0	0
03.11.2020 07:00	5	0,144	1,213	11,87
03.11.2020 07:15	17	1,908	4,126	46,25
03.11.2020 07:30	17	3,288	4,126	79,70
03.11.2020 07:45	15	3,3	3,640	90,65
03.11.2020 08:00	10	1,452	2,427	59,83
03.11.2020 08:15	50	2,424	12,134	19,98
03.11.2020 08:30	74	18,576	17,959	103,44
03.11.2020 08:45	72	17,472	17,473	99,99
03.11.2020 09:00	84	18,624	20,385	91,36
03.11.2020 09:15	106	18,24	25,725	70,91
03.11.2020 09:30	106	27,456	25,725	106,73
03.11.2020 09:45	113	27,18	27,423	99,11
03.11.2020 10:00	198	35,58	48,051	74,05
03.11.2020 10:15	420	35,076	101,927	34,41
03.11.2020 10:30	652	104,4	158,230	65,98
03.11.2020 10:45	315	102,516	76,445	134,10

03.11.2020 11:00	495	54,504	120,129	45,37
03.11.2020 11:15	275	64,212	66,738	96,21
03.11.2020 11:30	280	51,84	67,952	76,29
03.11.2020 11:45	785	122,976	190,507	64,55
03.11.2020 12:00	240	92,16	58,244	158,23
03.11.2020 12:15	216	46,5	52,420	88,71
03.11.2020 12:30	170	41,076	41,256	99,56
03.11.2020 12:45	208	36,204	50,478	71,72
03.11.2020 13:00	479	63,036	116,246	54,23
03.11.2020 13:15	539	84,024	130,807	64,24
03.11.2020 13:30	486	111,708	117,944	94,71
03.11.2020 13:45	448	100,584	108,722	92,51
03.11.2020 14:00	70	72,348	16,988	425,88
03.11.2020 14:15	368	76,536	89,308	85,70
03.11.2020 14:30	302	46,38	73,291	63,28
03.11.2020 14:45	241	51,408	58,487	87,90
03.11.2020 15:00	183	36,516	44,411	82,22
03.11.2020 15:15	127	23,46	30,821	76,12
03.11.2020 15:30	67	12,636	16,260	77,71
03.11.2020 15:45	17	4,764	4,126	115,47

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-435MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	425MS	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS
Nominal Max. Power (Pmax)	425 W	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.5 V	39.7 V	39.9 V	40.1 V	40.3 V	40.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.76 A	10.84 A	10.91 A	10.98 A	11.05 A	11.12 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.7 V	47.9 V	48.1 V	48.3 V	48.5 V	48.7 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.47 A	11.53 A	11.59 A	11.65 A
Module Efficiency	19.24%	19.46%	19.69%	19.92%	20.14%	20.37%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 5 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	425MS	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS
Nominal Max. Power (Pmax)	316 W	320 W	324 W	328 W	331 W	335 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.8 V	36.9 V	37.1 V	37.3 V	37.5 V	37.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.60 A	8.67 A	8.73 A	8.79 A	8.84 A	8.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.7 V	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.25 A	9.30 A	9.35 A	9.40 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C



Meteostation.professional

Temperature Sensor	
Sensor type	4-wire Pt1000
Measuring range	-50°C to +150°C
Precision	According to DIN EN 60751 Cl. B
Ingress protection	IP 67
Pyranometer	
Spectral range	285 to 2800 nm
Serial output	RS485 Modbus
Serial output range	-400 to 4000W/m ²
Supply voltage	5 to 30 VDC
Operating temperature range	-40°C to +80°C
Ingress protection	IP 67
Compact weather sensor	
Parameters measured	Temperature, relative humidity, precipitation intensity – type and quantity, air pressure, wind direction and speed
Communication	RS485 Modbus (8n1)
Temperature range/ precision	-50°C to +60°C +/- 0.2°C
Humidity range/ precision	0 to 100% rel. humidity +/- 2%
Air pressure range/ precision	300 to 1200hPa +/- 0.5hPa
Wind speed range/ precision	0 to 75m/s +/- 0.3m/s
Wind direction range/ precision	0 to 359.9° < 3°
Precipitation range/ precision	0.3 to 5mm (drop size – rain and snow), 0 to 200mm/h (intensity)
Operating Temperature	-50°C to +60°C
Supply voltage	24VDC
Ingress protection	IP 66
Mounting system	
Type	Telescopic mast (4m) on tilting device/ base
Tilting device material/ weight	Steel galvanized 60kg
Telescopic mast material/ weight	Aluminum (AlMgSi1) 15kg
Sensor mounting sets	Pyranometer (H), Pyranometer (V), Compact weather sensor
Mount	Bolt mount on foundation (customer scope)
DAQ/ Measurement	
Measuring device	z.bloxx 407
Inputs	2 inputs for RTD – 4-wire Pt100/1000 sensors 2 Digital inputs 1 counter (SO, up to 1kHz)
Professional meteo station SM and MM – G1180519, G1180545	
Enclosure	Outdoor IP66 - H: 847mm W: 636mm D: 300mm
Cable glands	12x M25 cable glands
Connectivity	Fiber optics, Ethernet or RS485 Modbus RTU
Power supply	230VAC/24VDC (150W)
Professional meteo station essential – G1180546	
Enclosure	Outdoor IP66 – H: 341mm W: 291mm D: 128mm
Cable glands	2x M25, 4x M20 cable glands
Connectivity	RS485: Modbus RTU
Power supply	Via COM-cable 24VDC

SUN2000-185KTL-H1 Smart String Inverter




9
MPP Trackers


99.0%
Max. Efficiency


String-level
Management


Smart I-V Curve
Diagnosis Supported


MBUS
Supported


Fuse Free
Design


Surge Arresters
for DC & AC


IP66
Protection

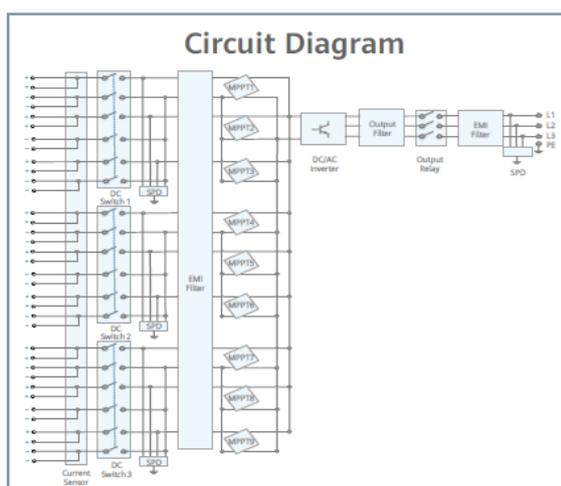
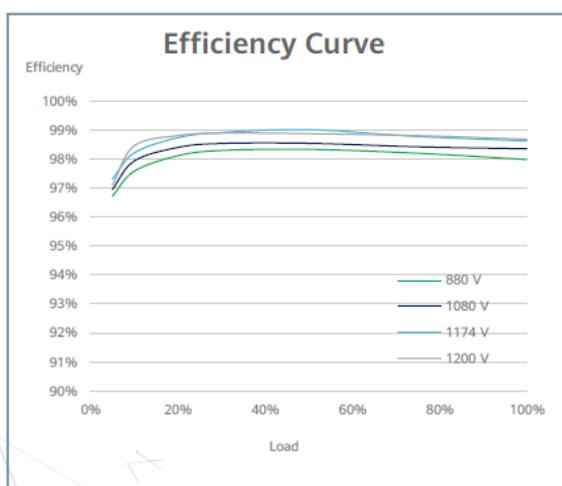


Abb. 33. Wechselrichter Datenblatt. Anlage Heerenveen.S.1.

SUN2000-185KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Abb. 34. Wechselrichter Datenblatt. Anlage Heerenveen. S.2.

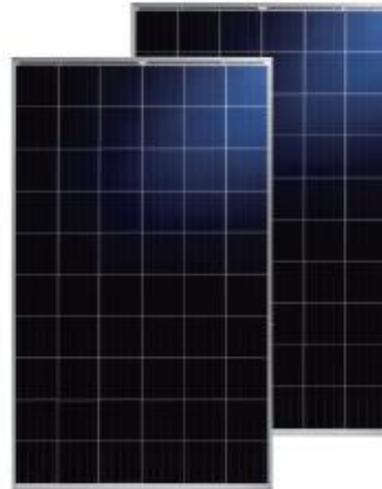


PIPRO

TP660P
TP660P(H) **60-cell**

275 - 295W

poly



KEY FEATURES



Excellent Anti-PID performance

2 times of industry standard Anti-PID test by TUV SUD



IP68 junction box

High waterproof level



Lower temperature coefficients

Enhance power generation

SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- IEC 61215 / IEC 61730 / UL 1703
- ISO 9001: 2015 Quality Management System
- ISO 14001: 2015 Environment Management System
- ISO 45001: 2018 Occupational Health and Safety Management Systems



PERFORMANCE WARRANTY

12.5%
Power loss
guarantee

25
Years
Power output
guarantee

Talesun standard

Industry standard

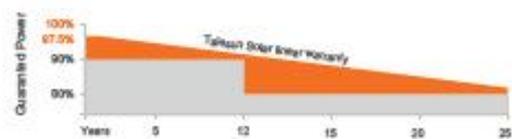


Abb. 35. Moduldatenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.S.1.

ELECTRICAL PARAMETERS

Performance at STC (Power Tolerance 0 ~ +3%)

Maximum Power (Pmax/W)	275	280	285	290	295
Operating Voltage (Vmpp/V)	31.0	31.3	31.7	32.0	32.3
Operating Current (Impp/A)	8.88	8.95	9.00	9.07	9.14
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	38.2	38.5	38.7	39.0	39.3
Short-Circuit Current (Isc/A)	9.49	9.57	9.65	9.73	9.81
Module Efficiency $\eta_m(\%)$	16.5	16.8	17.1	17.4	17.7

Performance at NMOT

Maximum Power (Pmax/W)	205.1	208.7	212.6	216.3	220
Operating Voltage (Vmpp/V)	28.7	29.0	29.2	29.5	29.7
Operating Current (Impp/A)	7.15	7.21	7.27	7.34	7.4
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	35.5	35.8	36.0	36.2	36.5
Short-Circuit Current (Isc/A)	7.67	7.74	7.80	7.87	7.93

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Air Mass AM1.5, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	Poly-Crystalline Silicon (5Busbar)
Cell Dimensions	158.75*158.75mm (6inches)
Cell Arrangement	60 (6*10)
Weight	18.5kg (40.79lbs)
Module Dimensions	1665*1002*35mm (65.55*39.45*1.38inches)
Cable Length	900mm (35.43inches)
Cable Cross Section Size	4mm ² (0.006inches ²)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No. of Bypass Diodes	3/6
Packing Configuration (1)	31pcs/carton, 868pcs/40hq
Packing Configuration (2)	31+4pcs/carton, 924pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68

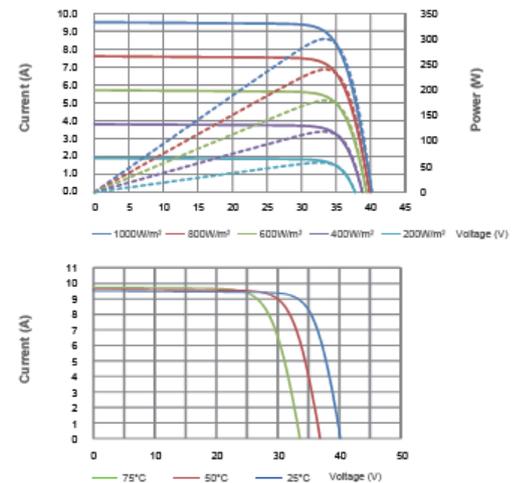
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V/DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	20A
Static Loading	5400pa
Conductivity at Ground	≤0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥100MΩ
Connector	MC4 Compatible

TEMPERATURE COEFFICIENT

Temperature Coefficient Pmax	-0.39%/°C
Temperature Coefficient Voc	-0.31%/°C
Temperature Coefficient Isc	+0.054%/°C
NMOT	43±2°C

I-V CURVE



TECHNICAL DRAWINGS

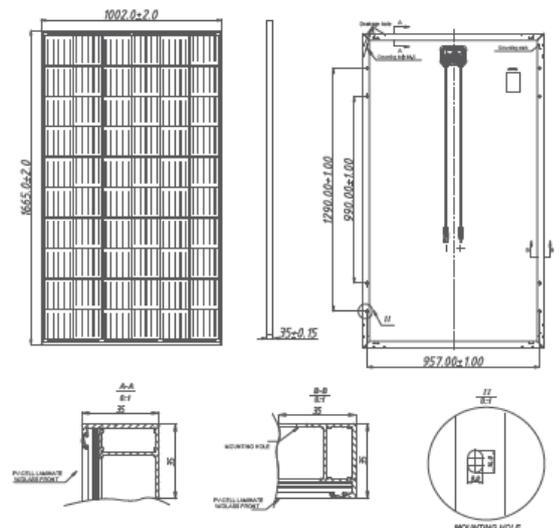


Abb. 36. Moduldatenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.S.2.

Smart String Inverter (SUN2000-100KTL-H1)



Technical Specifications	SUN2000-100KTL-H1
	Efficiency
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
	Input
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
	Output
Rated AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	105,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	105,000 W
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A
Max. Output Current	80.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	Communication
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	General
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)	77 kg (169.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol UTX
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	Standard Compliance (more available upon request)
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, UTE C 15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 2006006 IN

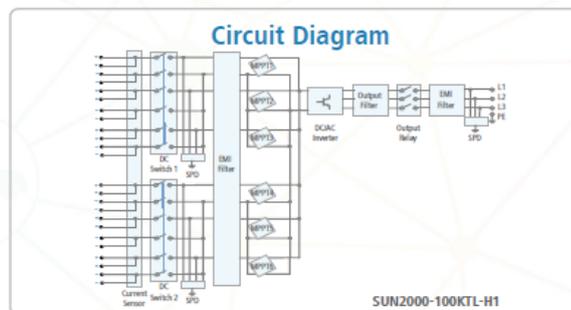
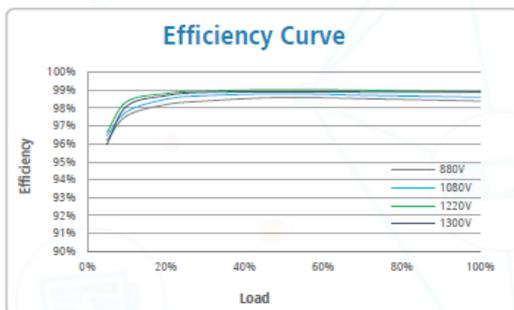


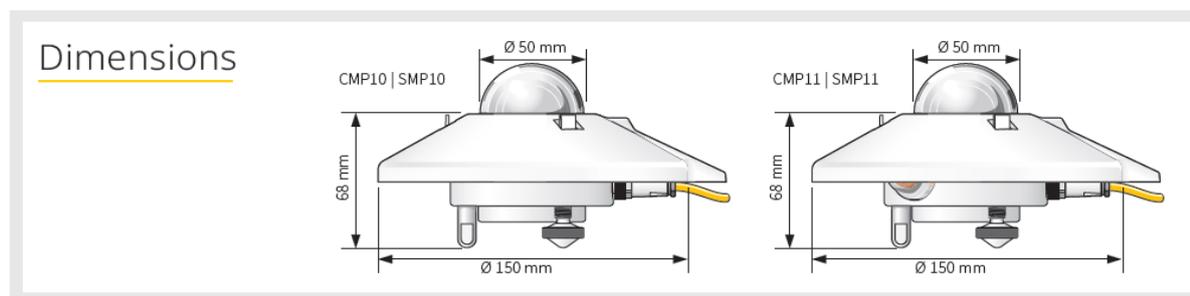
Abb. 37. Wechselrichter Datenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.

Technical Specifications

	CMP10 CMP11	SMP10 SMP11
Classification to ISO 9060:2018	Spectrally Flat Class A	Spectrally Flat Class A
Sensitivity	7 to 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	-
Impedance	10 to 100 Ω	-
Expected output range (0 to 1500 W/m^2)	0 to 20 mV	-
Maximum operational irradiance	4000 W/m^2	-
Analog output • V-version	-	0 to 1 V
Analog output range*	-	-200 to 2000 W/m^2
Analog output • A-version	-	4 to 20 mA
Analog output range*	-	0 to 1600 W/m^2
Serial output	-	RS-485 Modbus®
Serial output range	-	-400 to 4000 W/m^2
Response time (63 %)	< 1.7 s	< 0.7 s
Response time (95 %)	< 5 s	< 2 s
Spectral range (20 % points)	270 to 3000 nm	270 to 3000 nm
Spectral range (50 % points)	285 to 2800 nm	285 to 2800 nm
Zero offsets (unventilated) (a) thermal radiation (at 200 W/m^2) (b) temperature change (5 K/h)	< 7 W/m^2 < 2 W/m^2	< 7 W/m^2 < 2 W/m^2
Non-stability (change/year)	< 0.5 %	< 0.5 %
Non-linearity (100 to 1000 W/m^2)	< 0.2 %	< 0.2 %
Directional response (up to 80 ° with 1000 W/m^2 beam)	< 10 W/m^2	< 10 W/m^2
Spectral selectivity (350 to 1500 nm)	< 3 %	< 3 %
Tilt response (0 ° to 90 ° at 1000 W/m^2)	< 0.2 %	< 0.2 %
Temperature response	< 1 % (-10 °C to +40 °C)	< 1 % (-20°C to +50 °C) < 2 % (-40 °C to +70 °C)
Field of view	180 °	180 °
Accuracy of bubble level	< 0.1 °	< 0.1 °
Power consumption (at 12 VDC)	-	V-version: 55 mW A-version: 100 mW
Supply voltage	-	5 to 30 VDC
Software, Windows™	-	SmartExplorer Software, for configuration, test and data logging
Detector type	Thermopile	Thermopile
Operating and storage temperature range	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Humidity range	0 to 100 %	0 to 100 %
MTBF (Mean Time Between Failures)	> 10 years	> 10 years **
Ingress Protection (IP) rating	67	67
Recommended applications	Meteorological networks, PV panel and thermal collector testing, materials testing	High performance for PV panel and thermal collector testing, solar energy research, solar prospecting, materials testing, advanced meteorology and climate networks

Note: The performance specifications quoted are worst-case and/or maximum values.

* adjustable with SmartExplorer Software | ** extrapolated after introduction in January 2012



OTT HydroMet | info@kippzonen.com | www.kippzonen.com | www.otthydromet.com



Abb. 38. Pyranometer Datenblatt. Anlagen aus dem Lords-Portfolio.