



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorarbeit

Niklaas Ites

**Ermittlung von ertragsrelevanten Fehlern bei Photovoltaik
Parks mittels verschiedener Mess- und Prüfmethoden**

*Fakultät Technik und Informa-
tik
Studiendepartment
Informations- und Elektro-
technik*

*Faculty of Engineering and Computer
Science
Department of Information and Electrical
Engineering*

Niklaas Ites

**Ermittlung von ertragsrelevanten Fehlern bei Photovoltaik Parks
mittels verschiedener Mess- und Prüfmethoden**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Bachelor of Engineering Informations- und Elektrotechnik
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr. Michael Röther
Zweitgutachter: Prof. Dr. Gustav Vaupel

Eingereicht am: 30. September 2014

Niklaas Ites

Thema der Arbeit

Ermittlung von ertragsrelevanten Fehlern bei Photovoltaik Parks mittels verschiedener Mess- und Prüfmethode

Stichworte

Solarpark, ertragsrelevante Fehler, Anlagenüberwachung, Peakennlinienmessung, Thermografie, Isolationsmessung, Minderleistungen

Kurzzusammenfassung

Diese Bachelorthesis befasst sich mit ertragsrelevanten Fehlern im Generatorfeld und mit der Frage mit welchen Messmethoden sie aufzuspüren sind. Die Ergebnisse zeigen, dass die Anlagenüberwachung eine Hilfe beim Aufspüren der Fehler sein kann. Die Sichtprüfung eignet sich, um Glasbrüche und mangelnde Grünpflege zu erkennen. Eine Kennlinienmessung kann Minderleistung feststellen. Thermografie kann defekte Bypassdioden lokalisieren. Die Isolationsprüfung zeigt eine Abhängigkeit von der Umgebungfeuchtigkeit. Wichtige Fehler sind Glasbrüche, Mismatch und defekte Dioden.

Niklaas Ites

Title of the paper

Detection of income-relevant errors in photovoltaic parks with different methods of measurement

Keywords

Solar park, income-relevant errors, process monitoring, characteristic curves, thermal imaging, insulation test

Abstract

This Bachelor thesis deals with output relevant errors in solar parks and with the question by what means they are to be detected. The results show that the process monitoring can be helpful for detection of errors. The visual examination is capable of detecting errors such as breakage of glass and lack of gardening. The analysis of characteristic curves can only detect decreased output. In order to localize damaged bypass diodes thermal imaging is useful. The insulation test demonstrates a dependence on the humidity of the surroundings. Important errors are as follows: Breakage of glass; mismatch and damaged diodes.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zielsetzung	1
2	Grundlagen	3
2.1	Funktionsweise der Solarzelle	3
2.2	Ersatzschaltbild Solarzelle	5
2.3	Standardisierte Testbedingungen	10
2.3.1	Standard Test Conditions	10
2.3.2	Normal Operating Cell Temperature	10
2.4	Aufgaben eines Wechselrichters	10
2.4.1	Dezentraler Wechselrichter	11
2.4.2	Zentraler Wechselrichter	12
2.5	Aufbau eines Solarparks	13
3	Typische Fehler im Generatorfeld	16
3.1	Glasbruch	16
3.2	Hotspot	17
3.3	Defekte Bypassdioden	18
3.4	Delamination	19
3.5	Mismatch	19
3.6	Zellbruch	20
3.7	Mikrorisse	20
3.7.1	Schnecken Spuren	21
3.8	Isolationsfehler	22
3.9	Leistungsverluste	23
3.10	Zusammenhänge von Fehlern	25
4	Prüfmethoden für das Photovoltaik Generatorfeld	26
4.1	Anlagenüberwachung	26
4.1.1	Gängige Verfahren zur Erstellung von Vorprüfungsprotokollen	27
4.2	Sichtprüfung	27
4.3	Kennlinienmessung	27
4.3.1	Peakleistungsmessung vor Ort	27
4.3.2	Bestimmung der Modulparameter	28
4.3.3	Messung durch Flasher	29
4.4	Isolationsmessung	29
4.5	Thermografie	30

4.6	Elektrolumineszenz-Messtechnik	30
4.7	Umsetzbarkeit der verschiedenen Mess- und Prüfmethoden	31
5	Praxisüberprüfung an Photovoltaikparks	33
5.1	Überprüfte Solarparks	33
5.2	Beschreibung des Prüfablaufs	34
6	Bewertung der Prüfergebnisse	37
6.1	Prüfergebnisse der 16 Solarparks	37
6.2	Planungsfehler	38
6.2.1	Leitungsverluste	38
6.2.2	Mismatch	40
6.2.3	Verschattung	43
6.3	Betriebsfehler	44
6.3.1	Glasbruch	44
6.3.2	Isolationsfehler	45
6.3.3	Verschattung	46
6.3.4	Defekte Bypassdioden	49
6.3.5	Zellbruch	49
6.3.6	Hotspot und Delamination	50
6.3.7	Minderleistung	50
7	Vergleich der Messverfahren	54
7.1	Anlagenüberwachung	54
7.2	Sichtprüfung	55
7.3	Kennlinienmessung	55
7.4	Isolationsprüfung	56
7.5	Thermografie	56
8	Handlungsempfehlung	58
9	Anhang	61

1 Einleitung und Zielsetzung

Die Nuklearkatastrophe von Tschernobyl 1986 machte den Menschen in Europa deutlich, dass die Atomenergie nicht sicher ist und bewegte die Menschen dazu nach sauberen und sicheren Alternativen zu suchen. Photovoltaikanlagen, die einst nur zur Energieversorgung von Telekommunikationsanlagen ohne eigenen Anschluss an das Energienetz, genutzt worden waren, rückten plötzlich in den Fokus. Subventionierungsprogramme wie das 1000-Dächer und später das 100 000-Dächer Programm entstanden in der Bundesrepublik Deutschland um den Ausbau der Solarenergie zu fördern. Mit der Einführung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurden die Vergütungssätze für Photovoltaik stark angehoben und machten das Investieren in Solarenergie lukrativ. Dadurch nahm der Ausbau der Solarenergie zu und erreichte im Jahr 2010 einen Höhepunkt. Ein Viertel der weltweit neu installierten Leistungen wurde in Deutschland aufgebaut ([1] S.35 - S.36). Inzwischen hat sich der Trend, auch durch das Absenken der Subventionen wieder beruhigt. 2013 waren Photovoltaikmodule mit einer Nennleistung von 35,7 GW installiert, verteilt auf circa 1,4 Millionen Anlagen [2].

Diese Solarparks bedürfen regelmäßiger Wartung, da sie verschiedenen Umwelteinflüssen ausgesetzt sind, die das Material angreifen. Umgebungsfaktoren, denen alle Solaranlagen ausgesetzt werden, sind Wind, Niederschlag, Umgebungsfuchtigkeit, Sonneneinstrahlung sowie Umgebungstemperatur. Die ständige Veränderung dieser Einflüsse stellt hohe Anforderung an Material und Verarbeitung. Hinzu kommen lokale Bedingungen, wie Salze bei maritimen und Staub bei ländlichen Gegenden sowie Öle und Fette bei industrieller Umgebung. Viele dieser Faktoren, insbesondere die Temperaturveränderungen und die Sonneneinstrahlung führen zu einer Degradation der Photovoltaikmodule und damit zu Ertragsverlusten. Um diese Verluste möglichst gering zu halten, haben die Besitzer der Solarparks ein Interesse daran ertragsrelevante Fehler und Beschädigungen ihrer Module möglichst schnell ausfindig zu machen und zu beheben. Auf Photovoltaikmodule werden von den Herstellern hohe Garantien von bis zu 25 Jahren gegeben [3]. Kommt es innerhalb dieses Zeitraums zu einer Degradation der Module über den, von den Herstellern angegebenen Werten, können die Parkbesitzer ihre Garantieansprüche geltend machen.

Um Defekte an Solarzellen ausfindig zu machen gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Mess- und Prüfmethoden, mit denen sich unterschiedliche Arten von Fehlern entdecken lassen. Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wurden 16 Solarparks in ganz Deutschland besucht und mit verschiedenen Messmethoden auf Defekte und Beschädigungen hin untersucht. Die Untersuchung konzentriert sich einerseits auf die Frage welche Fehler am häufigsten vorkommen und welches Ausmaß an Minderleistung sie verursachen und andererseits auf die Messmethoden mit denen diese Fehler ermittelt werden können. Die Messmethoden der Anlagenüberwachung, Sichtprüfung, Kennlinienmessung, Isolationsmessung und Thermografie wurden durchgeführt und in Hinblick darauf analysiert, welche Fehler mit ihnen entdeckt werden können.

2 Grundlagen

Um nachvollziehen zu können welche Fehler und Defekte an einem Photovoltaik Modul oder einem Solarpark auftreten können und inwiefern diese Einfluss auf die erzeugte Leistung nehmen, ist es notwendig den Aufbau eines Solarparks und die Funktionsweise der Solarzellen zu kennen. Dieses Kapitel gibt einen Einblick in die Grundlagen der Solarenergie, der um den Rahmen dieser Arbeit nicht zu sprengen, möglichst knapp gehalten wird.

2.1 Funktionsweise der Solarzelle

Ausgehend von dem Bohrschen Atommodell benötigt ein Elektron Energie um auf eine höhere Bahn zu gelangen. Diese Energie stellt das Licht durch die Energie des Photons zu Verfügung. Bei mehratomigen Teilchen liegen die Elektronen so eng beieinander, dass sie sich in Elektronenbahnen bewegen. Für die Energieniveaus der Elektronenbahnen entstehen Energiebänder. Diese Bänder können, ähnlich wie die Schalen eines Atoms, nur eine begrenzte Anzahl von Elektronen aufnehmen. Das oberste vollständig gefüllte Band heißt Valenzband. Das darauffolgende Band heißt Leitungsband und kann vollständig, teilweise oder gar nicht gefüllt sein. Der Raum zwischen Valenz- und Leitungsband heißt verbotene Zone und erlaubt keine Energiezustände ([4] S.154-S.155).

Festkörper werden in drei Kategorien unterteilt:

- Leiter, die ein teilweise besetztes Leitungsband haben oder Valenzband und Leitungsband sich überlappen
- Halbleiter, die einen Bandabstand < 5 eV haben
- Nicht Leiter, auch Isolatoren genannt, die einen Bandabstand von ≥ 5 eV haben

Halbleiter und Nichtleiter haben keine Elektronen im Leitungsband. Die Elektronen können beim Halbleiter durch Photonen vom Licht ins Leitungsband angehoben werden. Diesen Effekt bezeichnet man als inneren Photoeffekt ([4] S. 152 - S.154).

Für eine Solarzelle werden Halbleiter verwendet. Silizium, ein gängiges Halbleitermaterial, besitzt 4 Valenzelektronen. Um eine stabile Elektronenkonfiguration einzugehen, benötigt es 4 weitere Elektronen. Diesen Mangel kann das Silizium durch eine gemeinsame Nutzung der Valenzelektronen mit benachbarten Siliziumatomen ausgleichen.

Durch gezielte Verunreinigung von Silizium mit Phosphor oder Antimon, Atomen aus der 5. Gruppe mit 5 Valenzelektronen, entsteht ein Elektronenüberschuss, was als n-Dotierung bezeichnet wird. Die Fremdatome bezeichnet man dabei als Donatoren. Wird der Prozess mit Bor oder Aluminium, bei denen es sich um Atome aus der 3. Gruppe mit 3 Valenzelektronen handelt, durchgeführt, entsteht ein Mangel an Elektronen. Diese Art der Verunreinigung bezeichnet man als p-Dotierung und die Fremdatome als Akzeptoren.

Durch das Zusammenbringen des n- und p-dotierten Halbleiters, entsteht ein pn Übergang. Dadurch entsteht ein elektrisches Feld, das verhindert, dass Löcher und Elektronen in die andere Schicht wechseln können. Durch die Energie des Photons des Lichtes kann nun, im pn Übergang, ein Elektron von seinem Band getrennt werden. Dadurch entsteht ein überschüssiges Elektron im p-dotierten und ein Loch im n-dotierten Halbleiter. Durch das Verbinden der beiden Halbleiter mit einer elektrisch leitfähigen Verbindung kann sich nun das freie Elektron zu dem Loch im n-dotierten Halbleiter bewegen. Diesen Elektronenfluss kann man nutzen und ihn durch einen elektrischen Verbraucher leiten ([4] S.155 - S.158).

Nicht die gesamte Energie der Photonen kann genutzt werden. Ist die Energie zu gering, um ein Elektron in das Leitungsband zu heben, fällt es in das Valenzband zurück. Dies passiert bei den größeren, energieschwachen Wellen. Auch kürzere Wellenlängen mit einer hohen Energie können nicht vollständig genutzt werden, da nur die Energie zum Anheben des Elektrons genutzt wird. Wellenlängen, die in der Nähe des Bandabstands liegen, können reflektiert werden oder es kommt zu einer Rekombination. Im Falle der Rekombination, fällt ein Elektron vom Leitungsband zurück ins Valenzband und gelangt nicht durch den elektrischen Verbraucher ([4] S.159 - S.160). Die genannten Effekte sind die größten Verlustfaktoren der Solarzelle und tragen maßgeblich zu dem niedrigen Wirkungsgrad einer Solarzelle bei (siehe Abbildung 2.1)([5] S.18).

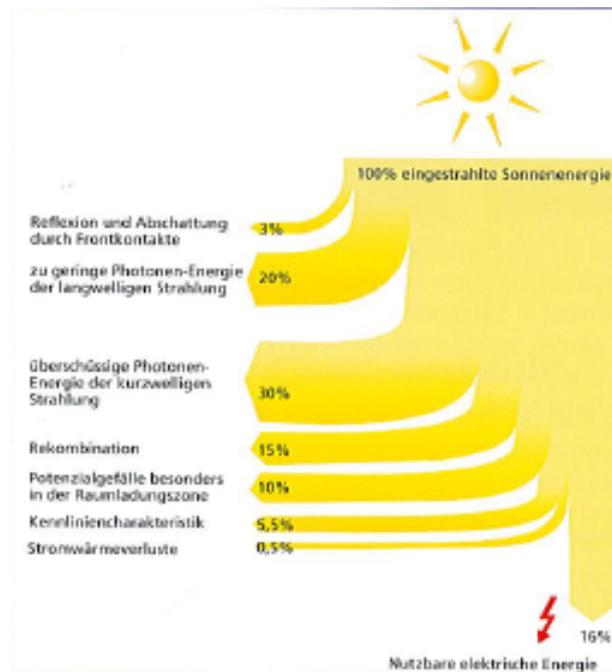


Abbildung 2.1: Energiefluss in der Solarzelle. Quelle: ([5] S.18)

2.2 Ersatzschaltbild Solarzelle

Eine Solarzelle kann nicht als einfache Strom- oder Spannungsquelle betrachtet werden. Der Strom und die Spannung der Photovoltaik sind begrenzt. Des Weiteren ist die Kennlinie nicht linear. Es existieren zwei gängige Ersatzschaltbilder (ESB) für die Solarzelle. Das Ein- und das Zweidiodenmodell haben beide eine sehr gute Genauigkeit. Für die meisten Anwendungen ist das Eindiodenmodell ausreichend ([1] S.97 - S.99).

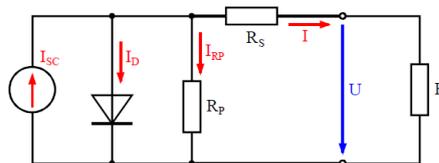


Abbildung 2.2: Ersatzschaltbild Eindiodenmodell. Quelle: [6]

Die Solarzellen-Kennliniengleichung lautet:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{U+IR_{pv}}{U_T}} - 1 \right) \quad (2.1)$$

Wie bereits im Abschnitt 2.1 beschrieben, ist eine Solarzelle verlustbehaftet. Der Verlust entsteht unter anderem, bei der Erzeugung des Photostroms, der nicht alle Photonen nutzt. Ein weiterer Faktor ist der Spannungsabfall zu den externen Kontakten. Dieser wird mit dem Serienwiderstand R_S beschrieben und beträgt bei einer realen Solarzelle wenige $m\Omega$.

Der Parallelwiderstand R_P repräsentiert die Oberflächenrekombinationsverluste ([7] S.35). Er ist in der Regel größer als 10Ω . Beide Widerstände haben direkten Einfluss auf die Leistung eines Moduls. Da sich R_S auch durch schlechte Kontakte nach außen vergrößern kann, hat er einen direkten Einfluss auf die Degradation eines Photovoltaikmoduls ([7] S.35).

Der Einfluss beider Widerstände auf die Kennlinie sieht wie folgt aus:

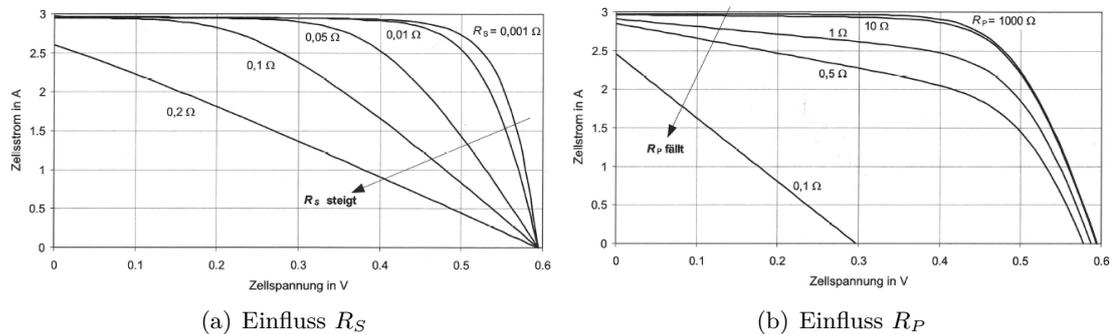


Abbildung 2.3: Einfluss von Serienwiderstand R_S und Parallelwiderstand R_P . Quelle: [4]

Die Abbildung 2.3(b) zeigt, dass eine deutliche Vergrößerung des R_P keinen großen Einfluss auf die erzeugte Leistung einer Solarzelle hat. In Abbildung 2.3(a) erkennt man, dass der Serienwiderstand R_S hingegen bereits bei nur geringer Erhöhung einen sehr starken Einfluss hat.

Den bedeutendsten Einfluss auf die produzierte Leistung eines Photovoltaikmoduls hat die Einstrahlung der Sonne und die damit verbundene Temperatur der Module. Die

Einstrahlung wird in $\frac{W}{m^2}$ angegeben. Je mehr Einstrahlung auf die Module fällt, desto mehr Photonen heben Elektronen vom Valenzband ins Leitungsband. Dadurch steigt der Photostrom und das Modul stellt mehr Leistung zur Verfügung. Die Kennlinie hierzu lässt sich wie folgt darstellen:

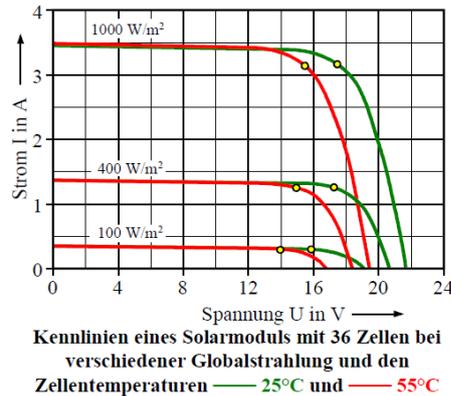


Abbildung 2.4: Einfluss von Einstrahlung und Temperatur auf ein Solarmodul. Quelle: [6]

In Abbildung 2.4 ist zu erkennen, dass umso mehr Leistung bereitgestellt wird, je größer die Einstrahlung ist. Eine starke Einstrahlung der Sonne hat jedoch auch eine erhöhte Umgebungstemperatur zufolge. Die erhöhte Temperatur der Module dämpft die bereitgestellte Leistung. Den Fall, dass eine hohe Einstrahlung und eine geringe Außentemperatur zusammentreffen, gibt es äußerst selten. Die in den Kennlinien eingezeichneten Punkte stehen für die maximale Leistung.

Elektrische Leistung lässt sich bei Gleichspannung- und strom durch

$$P = U \cdot I \tag{2.2}$$

beschreiben. Das Ziel ist es, die meiste Leistung zu erhalten. Wenn nun der maximale Strom, der Kurzschlussstrom I_K , mit der entsprechenden Spannung entnommen wird, konvergiert die Leistung gegen Null, da die Spannung in dem Punkt 0 V beträgt. Im Fall der Leerlaufspannung U_{OC} beträgt der Strom 0 A. Der Maximum Powerpoint ist folglich zwischen Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom. Wechselrichter (siehe Abschnitt 2.4) finden diesen, indem sie in regelmäßigen Abständen, einen String aus

mehreren zusammengeschlossenen Photovoltaikmodulen, in die Leerlaufspannung setzen und stufenweise den Strom erhöhen. Durch das Erhöhen des Stroms, sinkt die Spannung ab. Anhand des ständigen Vergleichs der aktuellen mit der vorherigen Leistung, tastet sich der Wechselrichter immer näher an den Maximum Powerpoint heran. Da sich die Kennlinie durch Teilverschattung durch Blätter von Bäumen verändert, muss der Maximum Powerpoint Tracker regelmäßig die komplette Kennlinie durchlaufen ([8] S.90 - S.91) ([9] S.215 - S.216).

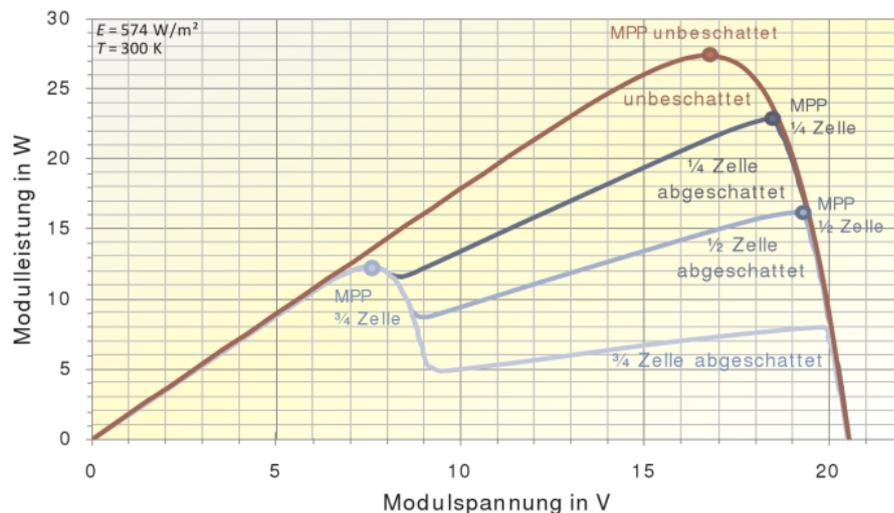


Abbildung 2.5: Teilverschattung Leistungskennlinie. Quelle: ([9] S.207)

An der Abbildung 2.5 erkennt man, dass im Fall der $\frac{3}{4}$ Verschattung eines Moduls, der Maximum Powerpoint nicht, wie bei gar keiner oder einer Verschattung bis zu einer Hälfte des Moduls, zwischen 15 V und 20 V liegt, sondern sich bei niedrigeren Spannungen befindet.

Diese Kennlinie entsteht durch das Einsetzen von Bypassdioden in mono- und polykristalline Module. Sie haben die Aufgabe, Solarzellen, die wegen Verschattung weniger elektrische Leistung produzieren, kurzzuschließen. Sie verhindern so, dass das ganze Modul in der elektrischen Leistung herabgesetzt wird und schützen die Module vor der Zerstörung durch Hotspots (siehe Abschnitt 3.2).

Ein mono- und polykristallines Photovoltaikmodul ist ein Zusammenschluss von in Serie- und Parallelgeschalteten Solarzellen. In einer Reihe von 18 - 24 Solarzellen wird antiparallel eine Bypassdiode geschaltet ([9] S.207). Durch diese Verschaltung wird nicht jede Zelle geschützt sondern einzelne Solarzellenstränge. Diese Maßnahme wird meist aus Kostengründen durchgeführt, da ansonsten für jede Zelle, eine Bypassdiode verbaut werden muss. Photovoltaikmodule mit einzeln abgesicherten Solarzellen bezeichnet man auch als schattentolerante Module ([9] S.209).

Im normalen Betriebsfall, wenn alle Zellen gleich bestrahlt werden, ist die Bypassdiode gesperrt.

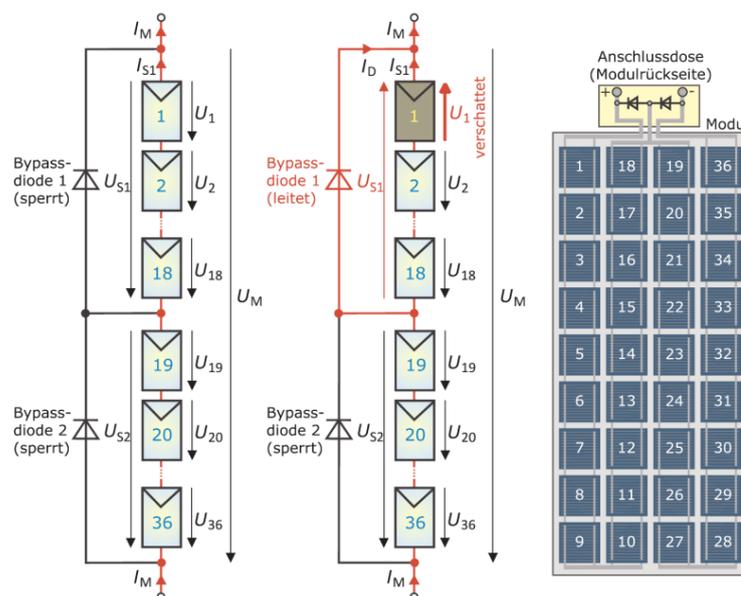


Abbildung 2.6: Aufbau eines mono- und polykristallinen Photovoltaik Moduls. Quelle: ([9] S.206)

In Abbildung 2.6 wird der Fall betrachtet, dass eine Zelle eines Zellstranges verschattet ist. Dadurch entsteht eine negative Spannung, die der Durchbruchspannung der Diode entspricht. In Folge dessen wird die Diode leitend und der Strom kann über diese fließen. Wenn die negative Spannung wieder aufgehoben ist, sperrt die Diode.

2.3 Standardisierte Testbedingungen

2.3.1 Standard Test Conditions

Der Standard Test Conditions (STC) beschreibt die abgegebene elektrische Leistung im Maximum Powerpoint unter genau festgelegten Bedingungen. Diese Bedingungen berücksichtigen Einstrahlung, Temperatur und Luftmasse. Die Luftmasse (Air Mass), beschreibt den Weg, den die Sonnenstrahlen bis zur Erde durchdringen müssen. Befindet sich ein Photovoltaikmodul an einem Satelliten im Weltraum, so muss das Sonnenlicht nicht zuerst die Erdatmosphäre durchdringen, wird deshalb nicht gedämpft und entspricht einem Air Mass (AM) von 0. Befindet sich die Sonne im Winkel von 90° zur Erde entspricht dies einem AM von 1. Je flacher die Sonne auf die Erde eintrifft, umso größer ist das AM ([9] S.197).

Für den STC wird mit einer Einstrahlung von $E = 1000 \frac{W}{m^2}$, einer Temperatur von $25^\circ C$ und einer Luftmasse (AM) von 1,5 die elektrische Leistung des Photovoltaikmoduls gemessen. Der STC ermöglicht eine Vergleichbarkeit der Photovoltaikmodule untereinander.

Eine Zelltemperatur von $25^\circ C$ wird in der Praxis allerdings selten erreicht, da die Zelltemperatur bei $1000 \frac{W}{m^2}$ Einstrahlung in der Regel höher als $25^\circ C$ ist.

2.3.2 Normal Operating Cell Temperature

Da der STC, aufgrund der festgelegten Zelltemperatur von $25^\circ C$ nicht sehr praxisnah ist, wurde ein weiterer Test unter festgelegten Bedingungen eingeführt. Dieser Test hat zum Ziel, einen Wert zu erhalten, der im realen Betrieb erreicht wird. Die Messbedingungen sind eine Einstrahlung von $800 \frac{W}{m^2}$, eine Modultemperatur von $47^\circ C$ und ein Air Mass von 1,5 ([9] S.197).

2.4 Aufgaben eines Wechselrichters

Im Energieversorgungsnetz herrscht Wechselspannung. Da Photovoltaikmodule eine Gleichspannung produzieren, werden Wechselrichter benötigt, um aus der Gleichspannung eine Wechselspannung zu erzeugen.

Bevor die Gleichspannung wechselgerichtet wird, muss noch eine Isolationsüberprüfung (siehe Abschnitt 4.4) durchgeführt werden. Diese Prüfung ist notwendig um Leitungsschäden und Gefahren für den Menschen auszuschließen. In den Wechselrichtern wird

außerdem das Maximum Powerpoint Tracking durchgeführt. Solarparks sind entweder mit dezentralen oder zentralen Wechselrichtern ausgestattet. Die Modulwechselrichter, die direkt am Modul montiert sind und nur die elektrische Leistung eines Moduls umwandeln, werden hier nicht weiter erläutert, da sie nur bei Kleinanlagen eingesetzt werden ([9] S.239).

2.4.1 Dezentraler Wechselrichter

Dezentrale Wechselrichter sind im Vergleich zu zentralen Wechselrichter baulich kleiner und können wesentlich weniger elektrische Leistung umwandeln. Außerdem sind diese meist trafolos und dadurch nicht galvanisch getrennt.



(a) Dezentraler Wechselrichter

(b) Typenschild dezentraler Wechselrichter

Abbildung 2.7: Dezentraler Wechselrichter Quelle: (Eigenes Foto)

Häufig sind nur zwei Strings mit einem dezentralen Wechselrichter verschaltet. Die Wechselrichter sind direkt an der Unterkonstruktion der Photovoltaikmodule eingebaut. Dadurch entfällt der Einbau von Generatoranschlusskästen, welche oft auch als Koppelkästen bezeichnet werden. Die Absicherung der Strings ist in den Wechselrichtern integriert. Der Maximum Powerpoint Tracker ist je nach Ausführung einfach oder doppelt. Letzteres macht aufgrund von Verschattung und den dadurch entstehenden,

unterschiedlichen Maximum Powerpoint Spannungen im String mehr Sinn, kostet aber auch mehr. Eine exakte Lokalisierung von schlecht produzierenden Strings, durch die Anlagenüberwachung, ist häufig nur auf Wechselrichter Ebene möglich.

Die Leitungen der dezentralen Wechselrichter werden im Hauptanschlusskasten gesammelt und gebündelt. Der Hauptanschlusskasten ist mit einer Leitung, die einen großen Querschnitt hat, mit dem Trafo verbunden.



Abbildung 2.8: Hauptanschlusskasten. Quelle: (Eigenes Foto)

2.4.2 Zentraler Wechselrichter

Zentrale Wechselrichter haben eine höhere Leistungsaufnahme und werden nicht in derselben Anzahl wie dezentrale Wechselrichter benötigt. Zentrale Wechselrichter sind im Solarpark verteilt aufgebaut. Um nicht für jeden String eine Leitung zum zentralen Wechselrichter zu legen, werden diese im Generatoranschlusskasten gesammelt, gebündelt und anschließend mit einer Leitung, die einen großen Querschnitt hat, mit dem Wechselrichter verbunden.

Da die Strings im Generatoranschlusskasten gebündelt sind, befindet sich dort sowohl die Absicherung gegen Überströme mit Schmelzsicherungen als auch eine Strommessung der einzelnen Strings, die mit der Anlagenüberwachung verbunden ist.



(a) Zentraler Wechselrichter

(b) Generatoranschlusskasten

Abbildung 2.9: Zentraler Wechselrichter. Quelle: (Eigenes Foto)

2.5 Aufbau eines Solarparks

Ein Photovoltaikpark ist in der Regel hierarchisch aufgebaut. In der untersten Ebene befindet sich der Photovoltaikgenerator. Mit mehreren anderen Generatoren zusammengeschlossen ergibt er einen String. Dieser String ist mit anderen Strings an einem Generatoranschlusskasten oder direkt mit dem dezentralen Wechselrichter verbunden. Im Generatoranschlusskasten werden die Strings gebündelt und mit dem zentralen Wechselrichter verbunden.

Durch die Unterscheidung zwischen dezentralen und zentralen Wechselrichtern kann nun ein Park in zwei verschiedenen Arten aufgebaut sein.

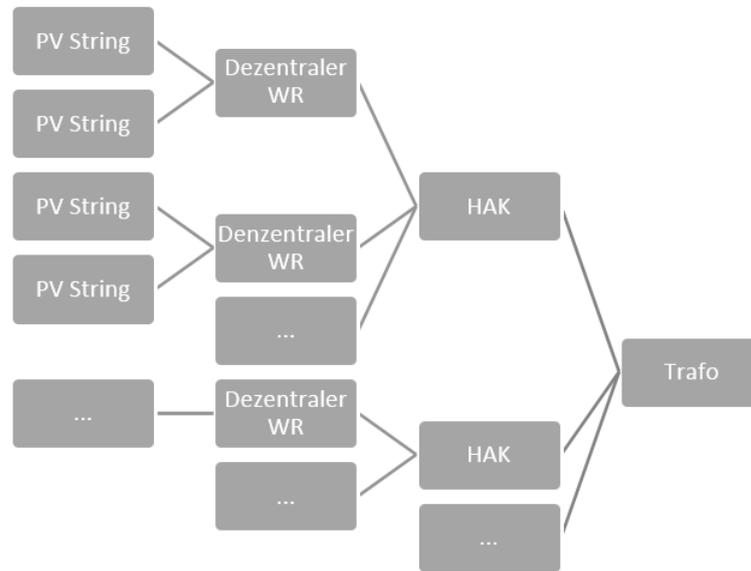


Abbildung 2.10: Aufbau eines Solarparks mit dezentralen Wechselrichtern. PV = Photovoltaik; WR = Wechselrichter; HAK = Hauptanschlusskasten; Trafo = Transformator. Quelle: (Eigene Grafik)

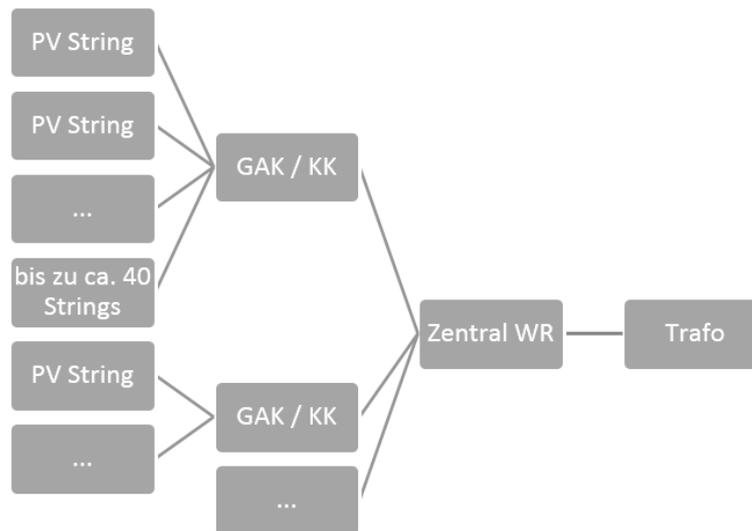


Abbildung 2.11: Aufbau eines Solarparks mit einem zentral Wechselrichter. PV = Photovoltaik; GAK = Generatoranschlusskasten; KK = Koppelkasten; WR = Wechselrichter; Trafo = Transformator. Quelle: (Eigene Grafik)

Durch den Aufbau mit zentralen Wechselrichtern, wird ein besserer Wirkungsgrad erzielt, als mit Dezentralen ([9] S.238). Der bessere Wirkungsgrad wird mit einer niedrigeren Ausfallsicherheit erkaufte, da bei einem Ausfall deutlich mehr Strings abgeschaltet sind. Auch bei Wartungsarbeiten am Wechselrichter können nicht bloß begrenzte Teile des Parks abgeschaltet werden (siehe Anhang 9.1).

Solarparks können hinsichtlich der DC Leitungsverdrahtung unterschiedlich aufgebaut sein. Die verschiedenen Möglichkeiten sind ([8] S.194 - S.196):

- Einpolig geerdeter Solargenerator. Die Plus- oder Minusleitung ist elektrisch mit dem Erdpotential verbunden. Dadurch entstehen eindeutig definierte Potentialverhältnisse. Das führt zu einer Vereinfachung des Blitz- und Überspannungsschutzes.
- Solargenerator mit Mittelpunktserdung. Der String wird im Mittelpunkt elektrisch mit dem Erdpotential verbunden. Dieser Aufbau führt dazu, dass Überspannungsableiter nur auf die Hälfte der Betriebsspannung ausgelegt werden müssen und somit zu einer Vereinfachung des Blitz- und Überspannungsschutzes führen.
- Ungeerdeter Solargenerator. Der String ist mit dem Erdpotential nicht elektrisch verbunden. Blitz- und Überspannungsschutz müssen dadurch auf die volle Betriebsspannung ausgelegt werden. Dieser Nachteil wird durch die höhere Ausfallsicherheit ausgeglichen.

3 Typische Fehler im Generatorfeld

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Fehler, die häufig in der Literatur zu finden sind, erläutert. Im Anschluss wird aufgezeigt, inwiefern die genannten Fehler miteinander zusammenhängen können und mit welchen Folgen zu rechnen ist.

3.1 Glasbruch

Ein Photovoltaikmodul ist vor äußeren Einflüssen durch eine Glasscheibe getrennt. Sie soll die elektrischen Komponenten vor allem vor Wassereintritt und Staub schützen ([1] S.121). Glasbrüche können unter anderem durch fehlerhafte Montage, Hagelschlag oder Vandalismus entstehen ([10] S.11). Auf der Abbildung 3.1 ist ein Glasbruch gezeigt, in dessen Folge Wasser ins Modul eintritt.

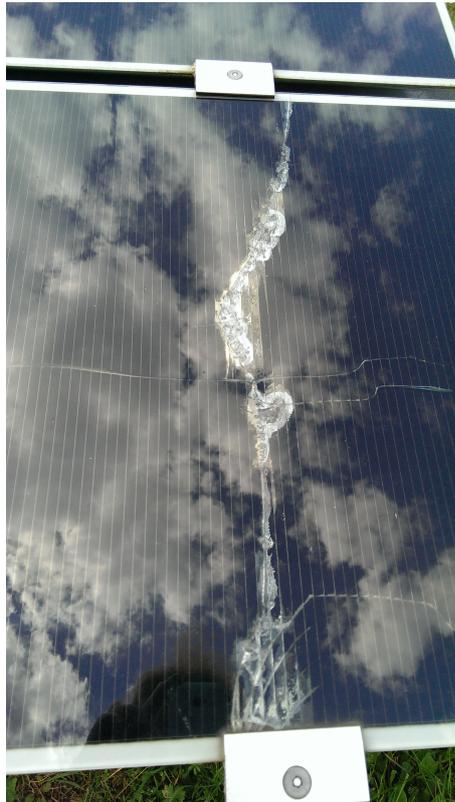


Abbildung 3.1: Glasbruch bei einer amorphen Siliziumzelle. Quelle: (Eigenes Foto)

3.2 Hotspot

Wenn eine Zelle aufgrund von Verschattung weniger Strom produziert, als die Restlichen im Modul, wird diese Zelle zum Verbraucher, da sie den überschüssigen Strom in Wärme umwandelt. Das hat zur Folge, dass sich die Zelle aufheizt und den Strom der produziert wird, durch die Serienschaltung, auf den minimalsten Wert begrenzt. Die Aufgabe einer Bypassdiode ist es, dies zu verhindern. In der Abbildung 3.2 ist links im Bild ein solcher Hotspot zu erkennen. Durch die Hitze wurde die Zelle zerstört und hat die rückseitige Folie deformiert, wodurch es zu einem Feuchtigkeitseintritt kam. Hotspots werden durch funktionierende Bypassdioden verhindert.

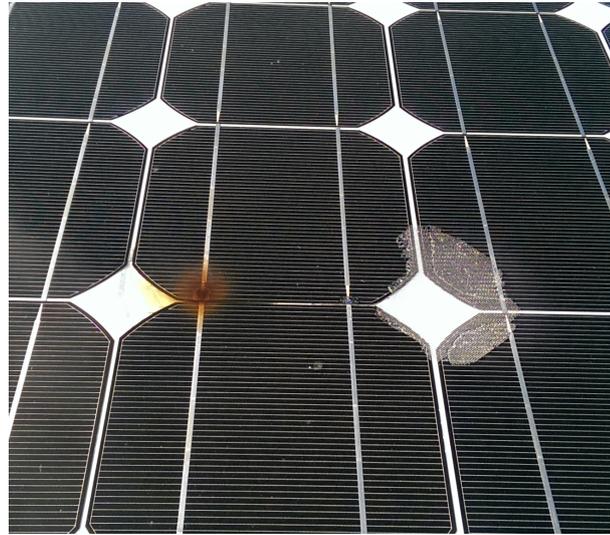


Abbildung 3.2: Links befindet sich ein Hotspot, rechts eine Delamination. Quelle: (Eigenes Foto)

3.3 Defekte Bypassdioden

Bypassdioden werden nur in mono- und polykristallinen Modulen verbaut. Ein Photovoltaikmodul hat mehrere Bypassdioden, die jeweils einen gewissen Anteil des Moduls kurzschließen können. In der Regel hat ein Modul 3 Bypassdioden verbaut. Jede dieser Dioden kann $\frac{1}{3}$ der Leistung abschalten. Ein Defekt der bei einer Bypassdiode auftreten kann, ist, dass sie dauerhaft leitet. In diesem Fall sind $\frac{1}{3}$ der Leistung durchgehend abgeschaltet. Ein zweiter möglicher Defekt ist, dass die Bypassdiode keinen Kontakt mehr zu der Reihe der Solarzellen hat und damit ihre Schutzfunktion vor Hotspots nicht mehr erfüllen kann. Durch das Einsetzen der Bypassdiode können Überhitzungen und die daraus resultierenden Hotspots verhindert werden. Blitzschläge verursachen hohe Spannungen und Ströme. Die hohen Spannungen führen zu einer Zerstörung der Bypassdiode.

Abbildung 3.3 zeigt den Ausfall eines Zellstranges. Der erwärmte Zellstrang kann seine elektrische Energie nicht abführen und erwärmt sich im Vergleich zum restlichen Modul.

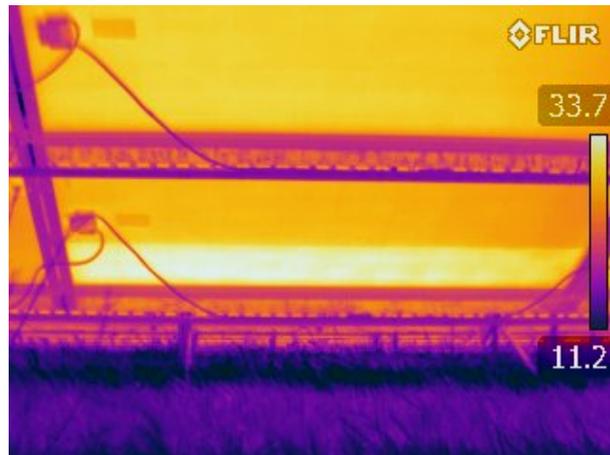


Abbildung 3.3: Thermografie eines ausgefallenen Zellstranges. Quelle: (Eigenes Foto)

3.4 Delamination

Ein Photovoltaikmodul besteht aus mehreren Bauteilen, die aufeinander geschichtet werden. Wenn sich die rückseitige Folie von dem Photovoltaikmodul löst, entsteht eine Delamination. Ausgelöst wird dieses Phänomen durch verschiedene Faktoren ([10] S.12):

- Wasserdampfdiffusion über den Modulrand oder Rückseitenfolie
- Generierte Gase innerhalb der Verkapselung oder chemische Reaktionen durch Kontakt verschiedener Materialien
- Ausdehnungsunterschiede durch zyklische Wärmeeinwirkung

3.5 Mismatch

Produktionsbedingt existiert eine Streuung der Leistung bei den Photovoltaikmodulen. Da diese zur Spannungserhöhung in Reihe geschaltet werden, werden leistungsstärkere durch schwächere Module gedämpft. Das liegt daran, dass leistungsschwächere Module, die nicht die gleiche Stromstärke produzieren können wie die Leistungsstarken, den überschüssigen Strom, den sie durch die anderen Module erhalten, in Wärme umwandeln müssen ([8] S.138). Ein weiterer Faktor der unter den Begriff Mismatch fällt, ist die Maximum Powerpoint Regelung von mehreren Strings mit einem Tracker. Selbst wenn alle Module die gleiche Neigung zur Sonne haben, können sich dennoch unterschiedliche

Modultemperaturen ergeben ([11] S.19 - S.20). Durch die verschiedenen Modultemperaturen, stellt sich bei jedem String unterschiedliche Maximum Powerpoints ein, die durch die Regelung mit einem Tracker nicht exakt getroffen werden können.

3.6 Zellbruch

Ein Zellbruch entsteht durch mechanische Belastung. Diese kann schon während der Produktion, beim Transport oder bei der Montage entstehen. Auch während des Betriebs können durch hohe Schneelasten Zellen brechen ([10] S.16). In Abbildung 3.4 ist zu

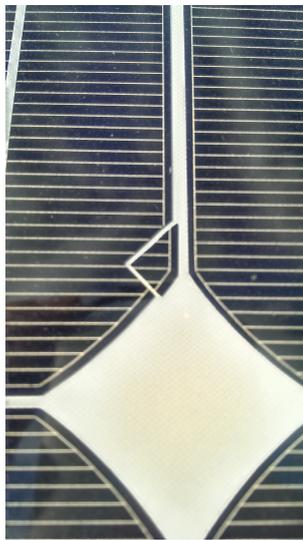


Abbildung 3.4: Zellbruch. Quelle: (Eigenes Foto)

erkennen, dass ein Zellbruch unabhängig von einem Glasbruch ist. Durch den Bruch ist ein Teil der Zelle nicht mehr elektrisch mit der restlichen Zelle verbunden und somit aus dem Stromkreis ausgeschlossen.

3.7 Mikrorisse

Die Ursache für Mikrorisse ist nicht genau bekannt. Der allgemeine Konsens geht von mechanischen Einwirkungen aus ([12] S.232 - S.233). Ob diese Fehler während der Produktion oder durch den Transport und die anschließende Montage entstehen, ist unbekannt ([5] S.125). Mikrorisse können mit der Zeit zu Zellabbrüchen führen, sind

jedoch nicht zwingend ein Defekt, der zu einer Leistungsreduzierung führen muss. Dies wird anhand der Abbildung 3.5 deutlich. Die hellen Bereiche zeigen, dass die Zellen aktiv sind, obwohl sie einen Riss haben. Mikrorisse stellen somit lediglich eine Vorbelastung der Zelle dar ([12] S.232 - S.233) [1].

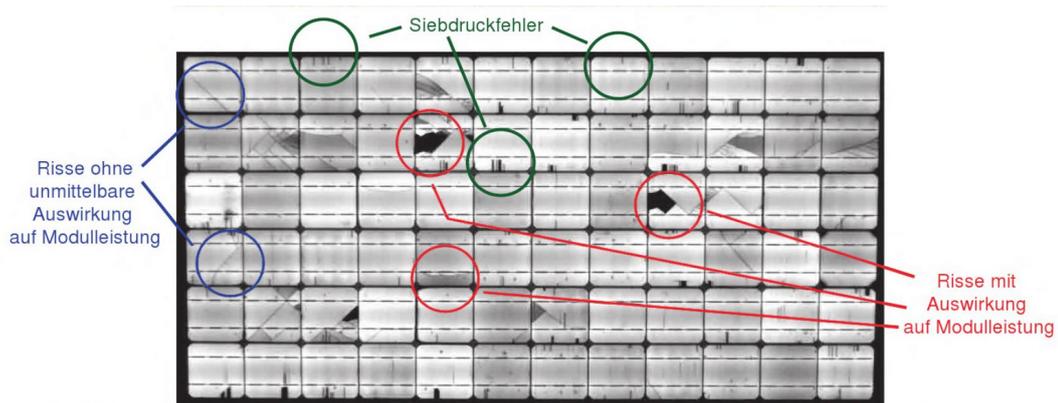


Abbildung 3.5: Elektrolumineszenz Aufnahme der Mikrorisse eines Moduls, das unsachgemäß transportiert wurde. Quelle: ([12] S.233)

3.7.1 Schnecken Spuren

Schnecken Spuren sind sichtbare Farbveränderungen auf der Zelloberfläche, die nur wegen ihres charakteristischen Aussehens so bezeichnet werden ([5] S.125).

Ob Mikrorisse der Auslöser für Schnecken Spuren sind, ist nicht klar. Schnecken Spuren treten zwar immer dort auf, wo Mikrorisse sind, allerdings führen nicht alle Mikrorisse zwangsläufig zu Schnecken Spuren ([5] S.125). Auf der Abbildung 3.6 erkennt man, dass das gleiche Modul unterschiedlich stark betroffen sein kann.

Die Herkunft der Schnecken Spuren ist auf chemische Prozesse auf der Zelloberfläche und den Zellkontakten zurückzuführen. Die Faktoren die in Kombination zu den Mikrorissen die Entstehung von Schnecken Spuren fördern können, sind Feuchtigkeit, die durch die rückseitige Folie diffundiert und eine Materialunverträglichkeit ([5] S.125). Die Schnecken Spuren sind ein guter Indikator für Mikrorisse. Leistungseinbußen durch Schnecken Spuren konnten derzeit nicht nachgewiesen werden ([5] S.125).



Abbildung 3.6: Schnecken Spuren auf einem monokristallinen Photovoltaikmodul. Quelle: (Eigenes Foto)

3.8 Isolationsfehler

Bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen orientiert man sich an den Vorgaben der DIN VDE 0126-1-1. Diese sieht vor, dass pro Volt Systemspannung $1\text{k}\Omega$ Isolationswiderstand vorhanden ist. Für Spannungen unter 500V wird ein Wert von mindestens $500\text{k}\Omega$ verlangt. Diese Werte können bei Photovoltaikparks allerdings nicht erreicht werden, weshalb die zuständigen Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse sowie die deutsche Solarindustrie im Dezember 2010, einen leistungsabhängigen Isolationswiderstand von $2 \frac{\text{M}\Omega}{\text{kW}_{DC}}$ eingeführt haben. Dieser Isolationswiderstand fordert zusätzlich einen Isolationswert von mindestens $200\text{k}\Omega$ [13].

Schuld an den niedrigen Isolationswerten in einem String sind die Photovoltaikmodule, die mit $40 \frac{\text{M}\Omega}{\text{m}^2}$ eine niedrige Isolation haben. Die Leitungen, die zum Verbinden der Module genutzt werden haben sehr hohe Isolationswerte. Eine gängige Leitung, die für die Verdrahtung von Modulen genutzt wird, ist die Leitung PV1-F (PV = Photovoltaik; 1 = Einzelader; F = Feinader) ([5] S.111). Diese hat unter normalen Betriebsbedingungen (Leitungstemperatur 20°C) einen Isolationswert von $800 \frac{\text{M}\Omega}{\text{km}}$ [14]. Dieser hohe Isolationswert wird jedoch durch den niedrigen Wert des Moduls gemindert,

weshalb bei Strings von vornherein mit niedrigen Isolationswerten gerechnet werden muss.

Der Isolationswert darf, abhängig vom Aufbau des Parks, einen gewissen Wert nicht unterschreiten. Wie in Abschnitt 2.5 beschrieben, können Photovoltaikparks auf drei verschiedene Arten aufgebaut sein. Bei Photovoltaikanlagen ab 10 bis 30 Strängen wird generell das Prinzip des ungeerdeten Solargenerators umgesetzt ([8] S.196 - S.197). Da in dieser Untersuchung nur Parks betrachtet werden, die deutlich mehr als 30 Stränge haben, wird an dieser Stelle nur der Isolationsfehler beim ungeerdeten Solargenerator betrachtet. Sind in so einem Park dezentrale trafolose Wechselrichter verbaut, schalten diese in der Regel (z.B. die Modelle Sunny Mini Central SMC 9000TL, SMC 10000TL und SMC 11000TL) bei einem Wert von unter $900\text{k}\Omega$ nicht auf. Dadurch wird eine Personengefährdung ausgeschlossen. Der Nachteil liegt in einer niedrigen Ausfallsicherheit. Zentrale Wechselrichter geben bei einem niedrigen Isolationswert eine Fehlermeldung aus, laufen aber weiter. Der Vorteil bei diesen ist, dass durch die Isolierung zum Erdpotential beim ersten Erdschluss (erster Fehler) noch kein nennenswerter Strom fließt und eine Personengefährdung ausgeschlossen werden kann ([8] S.196). Die DIN VDE 0100-410 empfiehlt in jedem Fall bereits den ersten Fehler in einem IT-Netz (vergleichbar mit ungeerdeter Solargenerator) zu beseitigen, doch beseitigt werden muss der Fehler nur bei nicht galvanischer Trennung bereits beim ersten Erdschluss.

Ein Isolationsfehler in der Leitung kann zum Beispiel durch einen Marderbiss entstehen. Abhängig von der Art des Bisses und den daraus entstandenen Schäden kann der Isolationswert bis weit unter $1\text{ k}\Omega$ fallen.

3.9 Leitungsverluste

Um die produzierte elektrische Leistung einer Photovoltaik zu transportieren, werden spezielle Leitungen verwendet. Diese Leitungen zeichnen sich dadurch aus, dass der Mantel den allgemeinen Witterungen, wie UV-Strahlung, Wasser, Eisbildung und mechanische Zugkraft durch Wind standhält. Wie jede elektrische Leitung ist jedoch auch diese nicht verlustfrei.

Photovoltaikzellen erzeugen einen Gleichstrom. Dies hat zur Folge, dass die Spule L' in der Abbildung 3.7 und C' im eingeschwungenen Zustand vernachlässigbar sind. R' repräsentiert den Ohmschen Widerstand und G' die Isolation der Leitung. Da der Isolationswert bei gängigen Leitungen bei $800 \frac{\text{M}\Omega}{\text{km}}$ [14] liegt, ist dieser vernachlässigbar.

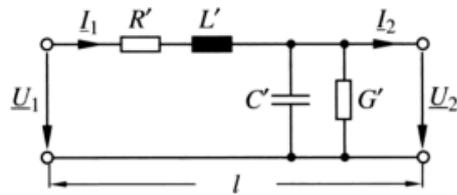


Abbildung 3.7: Ersatzschaltbild einer Leitung. Quelle: [15]

Grundsätzlich gilt, dass die Verluste, die durch den Ohmschen Widerstand der Leitung zu tragen kommen, unter 1 % Spannungsverlust bei STC betragen sollten [16] ([17] S.104). Wenn die Leitung einen zu kleinen Querschnitt aufweist und es deshalb zu hohen Spannungsverlusten kommt, spricht man von einem Leitungsfehler.

Eine gängige Formel zu Berechnung der Leitungsdimensionierung lautet:

$$R = \frac{\lambda \cdot 2 \cdot l}{A_q} \quad (3.1)$$

R = Ohmscher Widerstand [Ω]

A_q = Querschnitt [mm^2]

l = Länge [m]

λ = Spezifischer Leiterwiderstand

Umgestellt unter Berücksichtigung des maximalen Spannungsverlust ergibt diese:

$$A_q = \frac{2 \cdot l \cdot \lambda \cdot P_{DC}}{p_R \cdot V_N^2} \quad (3.2)$$

P_{DC} = Leistung des Strings bei STC

p_R = Prozentualer Verlust

V_N = Spannung bei STC im Maximum Powerpoint

3.10 Zusammenhänge von Fehlern

Die in diesem Kapitel genannten Fehler hängen zum Teil zusammen und können sich bedingen. Die Zusammenhänge sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 3.1: Ursache Wirkung Tabelle

Fehler	Ergebnis	Ertragsverlust
Defekte Bypassdiode	Hotspot	Niedrig
Hotspot	Delamination	Mittel
Delamination	Isolationsfehler	Ausfall Wechselrichter
Mikrorisse	Schnecken Spuren	Unbekannt

4 Prüfmethoden für das Photovoltaik Generatorfeld

Für die Prüfung der Photovoltaikmodule im Generatorfeld gibt es verschiedene Möglichkeiten. Diese sind unterschiedlich genau und erkennen unterschiedliche Fehler. Zunächst werden die gängigsten Methoden vorgestellt und im Anschluss ihre Eignung für Photovoltaikparks diskutiert.

4.1 Anlagenüberwachung

Die Aufgabe der Anlagenüberwachung besteht darin die Erträge der Wechselrichter oder Strings zu beobachten, zu archivieren und gegebenenfalls Alarm auszulösen, wenn ein Fehler aufgetreten ist.

Es gibt eine Vielzahl von Anbietern für Anlagenüberwachung auf dem Markt, deren Systeme sich in ihrer Arbeitsweise unterscheiden. Je nach Ausführung des Anlagenüberwachungssystems werden die Ströme entweder einzeln im Generatoranschlusskasten überwacht oder es werden nur die elektrischen Leistungen der Wechselrichter überprüft. Zusätzlich werden optische und meteorologische Daten aufgenommen. Dies geschieht durch Referenzzellen und Globaleinstrahlungssensoren. Durch die gesammelten Daten lassen sich unterschiedliche Fehler im Park feststellen. Wenn der gesamte Park weniger Leistung erzeugt als die Referenzzelle, sind die Module verschmutzt oder durch Grünbewuchs verschattet. Moduldefekte und Fehler in der Verkabelung machen sich durch Minderleistungen einzelner Strings über einen längeren Zeitraum bemerkbar. Abgeschaltete oder gedrosselte Wechselrichter werden durch die wechselgerichtete elektrische Leistung überwacht [18].

Die technische Betriebsführung wird in der Regel über einen Online Zugang über das Internet durchgeführt. Hier können die Aktualwerte des Solarparks eingesehen werden. Dies führt dazu, dass die Anlagenfahrer nicht in der Nähe des Solarparks sein müssen.

4.1.1 Gängige Verfahren zur Erstellung von Vorprüfungsprotokollen

Mithilfe der Anlagenüberwachung ist es möglich Vorprüfungsprotokolle zu erstellen, die auf Fehler im Solarpark hinweisen.

Um das Vorprüfungsprotokoll erstellen zu können ruft die technische Betriebsführung in einem ersten Schritt die archivierten Ströme der Anlagenüberwachung vom Vorjahr auf. Hierfür werden die Ströme aus der niedrigsten Hierarchieebene im Park genutzt. Alle Daten dieser Ebene (entweder String- oder dezentraler Wechselrichterebene) werden aufsummiert und ein Durchschnitt gebildet. Anschließend werden die Ströme der Strings oder dezentralen Wechselrichter, die vom Durchschnitt abweichen in eine Liste eingepflegt. Diese Liste repräsentiert dann die Strings oder dezentralen Wechselrichter mit Fehlern. Anhand des Vorprüfungsprotokolls ist es den Betreuern des Solarparks möglich gezielt die Module oder Wechselrichter zu überprüfen, die negativ aufgefallen sind. Welche Möglichkeiten es für die Überprüfung gibt, wird in den nächsten Abschnitten dargestellt.

4.2 Sichtprüfung

Da viele der in Abschnitt 3 aufgezählten Fehler durch eine Besichtigung und Begutachtung festgestellt werden können, wird als erster Schritt eine Sichtprüfung empfohlen. Diese kann nur von qualifiziertem Personal mit einem großen Erfahrungsschatz durchgeführt werden [19].

4.3 Kennlinienmessung

Durch eine Kennlinienmessung ist es möglich, die Leistung einzelner Module und Strings zu überprüfen. Hierfür bieten sich verschiedene Prüfmöglichkeiten an.

4.3.1 Peakleistungsmessung vor Ort

Bei der Peakleistungsmessung vor Ort wird die I-U Kennlinie im Park unter den lokalen Bedingungen aufgenommen. Um zu einem aussagekräftigen Ergebnis zu gelangen, müssen Temperatur, Neigung der Module und Einstrahlung berücksichtigt werden. Anhand der Kennlinie ist es möglich festzustellen, ob ein String die Leistung erbringt, die auf dem Typenschild angegeben ist.

4.3.2 Bestimmung der Modulparameter

Im Laufe der Betriebsjahre von Photovoltaikmodulen kann sich die Peakleistung aufgrund des Serienwiderstandes R_S ändern. Ursache können zum Beispiel korrodierende Kontakte sein. Der Widerstand R_S hat direkte Auswirkungen auf die abgegebene elektrische Leistung eines Photovoltaikmoduls (siehe Abbildung 2.3). Um den Serienwiderstand zu überprüfen, müssen zwei I-U Kennlinien aufgenommen werden ([20] S.50 - 53). Durch das Messen in einem kurzen Zeitintervall ($\Delta T < 1 \text{ min}$) wird versucht eine unveränderte spektrale Verteilung des Sonnenlichts zu erreichen. Zunächst wird eine Kennlinie unter natürlichen Umgebungsbedingungen aufgenommen. Anschließend wird das zu messende Modul künstlich verschattet. Dabei muss das ganze Modul verschattet werden, um eine Kennlinie bei reduzierter Einstrahlung aufnehmen zu können. Durch die Berechnung des Füllfaktors kann überprüft werden, ob sich der Strom I_{SC} und die Spannung U_{OC} im gleichen Verhältnis verringert. Wenn dies gegeben ist, kann der Serienwiderstand wie folgt berechnet werden ([20] S.50):

$$R_S = \frac{U_2 - U_1}{I_{SC1} - I_{SC2}} \quad (4.1)$$

U_1 = Spannung im Maximum Powerpoint der Kennlinie 1

U_2 = Spannung im Maximum Powerpoint der Kennlinie 2

I_{SC1} = Kurzschlussstrom der Kennlinie 1

I_{SC2} = Kurzschlussstrom der Kennlinie 2

Wenn der errechnete Serienwiderstand im Vergleich zu den Herstellerangaben erhöht ist, ist das ein Zeichen dafür, dass das Photovoltaikmodul Kontaktprobleme hat.

Die Messung des Parallelwiderstandes ist im Vergleich zum Serienwiderstand einfacher. Hierfür wird eine Solarzellen-Kennlinie benötigt, die bei beliebiger Einstrahlung und Zelltemperatur gemessen wurde.

Durch die Festlegung des Laststroms nahe des Kurzschlussstromes, lässt sich anhand der Kennlinie die Lastspannung ablesen ([21] S.54).

$$I_L = 0,99 \cdot I_{SC} \quad (4.2)$$

I_L = Laststrom

I_{SC} = Kurzschlussstrom

$$R_P = \frac{U_L}{I_{SC} - I_L} \quad (4.3)$$

Anhand der Formel erkennt man, dass für die Berechnung des Parallelwiderstands, Temperatur und Einstrahlungsstärke nicht bekannt sein müssen ([20] S.54).

Ist der errechnete Parallelwiderstand niedriger als die Herstellerangaben, deutet das darauf hin, dass das Photovoltaikmodul erhöhte interne Verluste hat.

4.3.3 Messung durch Flasher

Eine weitere Möglichkeit zur Überprüfung von Photovoltaikmodulen, ist die Kennlinienmessung unter Laborbedingungen. Hierfür wird ein Modul in einen Modulflasher gestellt. In dem Modulflasher wird mittels eines Xenonsblitzes, mit einem vorgeschalteten Filter um das Spektrum von 1,5 AM nachzuahmen, das Modul kurzzeitig mit 1000 $\frac{W}{m^2}$ bestrahlt und eine I-U Kennlinie aufgenommen. Durch den kurzzeitigen Blitz von 10ms ist die Erwärmung des Moduls gering und kann als konstant gesehen werden. Eine Messung im Modulflasher ist sehr genau und die Ergebnisse erlauben eine Bestimmung der Modulparameter.

4.4 Isolationsmessung

Für die Isolationsmessung wird eine hohe Prüfspannung (1000 V) an die Gleichspannungsleitung der Unterkonstruktion des zu untersuchenden Strings angelegt und gegen Erde gemessen. Die Photovoltaikmodule sind auf elektrisch leitfähigen Unterkonstruktionen gebaut, die durch den Potentialausgleich mit der Erde elektrisch verbunden sind. Um eine Isolationsmessung durchführen zu können, muss das defekte Stück der Leitung oder des Moduls in Kontakt mit der Unterkonstruktion (oder etwas anderem elektrisch leitfähigen) kommen, das mit dem Erdpotential verbunden ist, um den Prüfkreis zu schließen.

Ziel dieser Messung ist es, eine Beurteilungshilfe zu geben, ob Verkabelung und elektrische Betriebsmittel korrekt funktionieren und somit keine Gefahr für den Menschen besteht.

4.5 Thermografie

Durch Thermografie ist es möglich die Oberflächentemperatur eines Körpers zu messen und grafisch in Form eines Bildes darzustellen. Verluste stellen sich bei einem Photovoltaikmodul als unregelmäßige Wärmeverteilung dar. Zellen, die Verluste produzieren, erwärmen sich stärker als andere Zellen im Modul wodurch Defekte oder Mismatching schnell festgestellt werden können. Um Fehler zu erkennen, ist ein Temperaturunterschied zwischen den Zellen nötig.

4.6 Elektrolumineszenz-Messtechnik

Für die Elektrolumineszenzmessung wird ein Photovoltaikmodul, ähnlich wie eine LED durch Bestromung zum Leuchten gebracht. Durch einen CCD (charge-coupled device) Sensor wird jeweils ein Bild von dem bestromten und dem unbestromten Photovoltaikmodul aufgenommen. Anschließend werden diese zur Rauschunterdrückung voneinander subtrahiert. Das Resultat ist ein Bild das Mikrorisse, Siebdruck-Fehler und inaktive Bereiche zeigt ([1] S.231 - S.232). Siebdruck-Fehler sind Fingerunterbrechungen der Metallpaste in der Solarzelle, die zu einer Unterbrechung des Stromkreises führen.

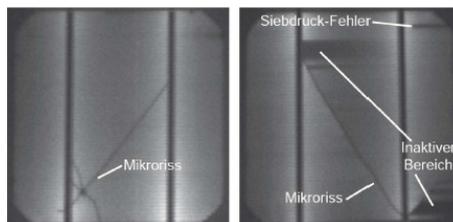


Abbildung 4.1: Elektrolumineszenzaufnahme. Quelle: ([1] S.232)

Auf der Abbildung 4.1 kann man erkennen, dass ein Mikroriss nicht unbedingt zu einer Leistungsreduzierung führen muss. Die Stellen um den Mikroriss erscheinen nicht dunkel, sind somit aktiv und funktionieren ([1] S. 232).

4.7 Umsetzbarkeit der verschiedenen Mess- und Prüfmethode

Ein Solarpark ist im Vergleich zur einer Dachanlage wesentlich größer. Er wird in der Regel selten besucht, da die Technischen Betriebsführer über das Internet einen Zugang zu den Messwerten der Anlagenüberwachung bekommen. Dieser Zugang ermöglicht es ihnen aktuelle Ströme der Strings zu kontrollieren auch ohne den Park zu besichtigen.

Für eine Elektrolumineszenzprüfung werden Laborbedingungen benötigt. Diese sind in einem Solarpark nicht gegeben. Des Weiteren kann eine Elektrolumineszenzprüfung nur ein Modul zurzeit überprüfen. Bei einem auffälligen String können jedoch mehr als 20 Module betroffen sein. Die Elektrolumineszenzprüfung ist zwar sehr genau, aufgrund des Aufwands jedoch nicht umsetzbar.

Für das Flashen einer Solarzelle wird, wie bei den Messungen zuvor, eine konstante und gleichbleibende Umgebung wie unter Laborbedingungen benötigt. Diese Messung erzielt exakte Ergebnisse, kann die Module jedoch auch nur einzeln untersuchen, weshalb sie auch nur in einem kleinen Rahmen anwendbar ist.

Die Kennlinienmessung zur Bestimmung des R_S und R_P ist aufgrund der eingeschränkten Erreichbarkeit der einzelnen Module nicht durchführbar (siehe Abbildung 4.2).



Abbildung 4.2: Unterkonstruktion Photovoltaikmodule. Quelle: (Eigenes Foto)

Prüfmethode, die in einem Solarpark durchgeführt werden können sind die Erstellung von Vorprüfungsprotokollen durch die Anlagenüberwachung, die Sichtprüfung, die Peakleistungsmessung, die Thermografie und die Isolationsmessung. Die Ergebnisse der Anlagenüberwachung geben dabei Anhaltspunkte an welchen Modulen weitere Messungen sinnvoll sind. Die Peakleistungsmessung mittels Kennlinienmessung überprüft die Leistung eines Strings und liefert schnelle Ergebnisse. Die Thermografie eignet sich zur schnellen Ortung eines Defektes innerhalb eines auffälligen Strings. Die Isolationsprüfung eignet sich um schnell große Teile eines Strings auf Isolationsdefekte zu überprüfen.

5 Praxisüberprüfung an Photovoltaikparks

In diesem Kapitel werden die überprüften Solarparks vorgestellt und die Umsetzung der Prüfung erläutert. Alle in Abschnitt 4.7 als umsetzbar eingestuften Messverfahren wurden angewandt, doch nicht in jedem der Parks konnten alle Methoden eingesetzt werden.

5.1 Überprüfte Solarparks

Tabelle 5.1 zeigt die in den jeweiligen Parks verbauten Modultypen, die installierte Leistung in Megawatt und welche Mess- und Prüfmethoden durchgeführt werden konnten. Solarpark 3, 4, 11, 14 und 18 mussten aus terminlichen Gründen von einem anderem Team begutachtet werden und werden deshalb nicht für die Auswertung berücksichtigt.

Tabelle 5.1: Übersicht der Besuchten Parks. S = Sichtprüfung, A = Anlagenüberwachung, K = Peakennlinienmessung, I = Isolationsmessung, T = Thermografie

Parknummer	Modultyp	Leistung	Mess - und Prüfmethode
1	Polykristallin	18,079 MW	S A K I
2	Polykristallin	24,852 MW	S A K I T
3	Monokristallin (anderes Team)	3,218 MW	S A K I
4	Polykristallin (anderes Team)	20,004 MW	S A K I
5	Monokristallin	4,270 MW	S A K I
6	Dünnschicht	2,288 MW	S A K I T
7	Polykristallin	5,721 MW	S A K I
8	Dünnschicht	1,109 MW	S A K I
9	Dünnschicht	4,169 MW	S A K I
10	Polykristallin	3,691 MW	S A K I
11	Dünnschicht (anderes Team)	8,820 MW	S A K I
12	Monokristallin	4,696 MW	S A K I
13	Dünnschicht	5,615 MW	S A K I
14	Dünnschicht (anderes Team)	10,051 MW	S A K I
15	Dünnschicht	7,091 MW	S A K I
16	Monokristallin	4,861 MW	S A K I
17	Polykristallin	20,030 MW	S A K I
18	Polykristallin (anderes Team)	18,190 MW	S A K I
19	Dünnschicht	11,778 MW	S A T
20	Polykristallin	1,5 MW	S A K I T
21	Polykristallin	7,302 MW	S A K I

5.2 Beschreibung des Prüfablaufs

Vor der Prüfung des Solarparks wurde eine Voranalyse durch die Anlagenüberwachung durchgeführt. Die Listen wurden dabei von einer Fremdfirma erstellt und zur Verfügung gestellt.

Abbildung 5.1 zeigt ein beispielhaftes Vorprüfungsprotokoll, wie es eine branchentypische Firma erstellt hat.

Da ein Photovoltaikpark bis zu 100 Hektar groß sein kann, ist eine gute Voranalyse durch die Anlagenüberwachung, die anzeigt welche der Module einer genaueren Überprüfung bedürfen, zwingend notwendig.

In einem ersten Schritt wurden die, vom Vorprüfungsprotokoll als vom Durchschnitt abweichend gekennzeichneten Stränge aufgesucht und einer optischen Prüfung unterzogen.

Strangbezeichnung	Geprüfter Wert	Einheit	Abweichung vom Durchschnitt	Zeitraum	Teil-anlage	Bemerkungen
JB 02.08.1 Strang 08	DC Strom	A	-84,10%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 02.08.1 Strang 04	DC Strom	A	-76,93%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 02.05.3 Strang 07	DC Strom	A	-53,86%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 01.03.4 Strang 02	DC Strom	A	-51,22%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.5 Strang 09	DC Strom	A	-50,86%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.1 Strang 05	DC Strom	A	-50,40%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.4 Strang 09	DC Strom	A	-50,31%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 02.05.3 Strang 09	DC Strom	A	-50,22%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 01.03.4 Strang 07	DC Strom	A	-48,95%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.1 Strang 02	DC Strom	A	-48,31%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.1 Strang 07	DC Strom	A	-48,22%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.1 Strang 09	DC Strom	A	-46,77%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 01.03.4 Strang 05	DC Strom	A	-42,32%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 02.05.3 Strang 02	DC Strom	A	-39,59%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.11.1 Strang 07	DC Strom	A	-39,05%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.11.1 Strang 09	DC Strom	A	-36,41%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.6 Strang 09	DC Strom	A	-35,78%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.11.2 Strang 09	DC Strom	A	-35,42%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.10.4 Strang 07	DC Strom	A	-35,32%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 03.09.6 Strang 10	DC Strom	A	-35,05%	Jan - Dez 2013	SP 1	
JB 01.03.4 Strang 06	DC Strom	A	-34,33%	Jan - Dez 2013	SP 1	

Abbildung 5.1: Vorprüfungsprotokoll. Quelle: Fremdfirma

Die Module wurden dabei auf Mängel untersucht, die zu einer Reduzierung der Leistung führen können. Dies sind Defekte am Modul, Leitungsfehler sowie eine Verschattung durch Bäume, Pflanzen, Vogelkot oder Dreck.

Für die Leitungsberechnung wurde der am weitesten entfernte String vom Generatoranschlusskasten oder dezentralen Wechselrichter genutzt. Die Leitungsberechnung wurde anhand der Modulbelegungspläne durchgeführt. Durch die Datenblätter der Module, die auch die Anschlussleitung beinhaltet, konnten die Stringleitungen die in der Unterkonstruktion verlegt wurden bestimmt werden. Anschließend wurden je nach Anschlussverlegung zum Generatoranschlusskasten max. 15 Meter aufgeschlagen um die Länge der gesamten Stringleitung zu bestimmen.

Im Anschluss wurde eine Isolationsprüfung mit dem Isolationmessgerät Benning PV-1 durchgeführt um nicht sichtbare Leitungsdefekte auszuschließen. Diese wurde vom Generatoranschlusskasten oder vom dezentralen Wechselrichter ausgeführt, um mehrere Module zeitgleich zu überprüfen. Hierfür wurde eine Prüfspannung von 1000V ange-



(a) Westlicher Bereich

(b) Östlicher Bereich

Abbildung 5.2: Ein Flugplatz in Niedersachsen. In der Mitte die noch in Betrieb stehende Landebahn. Dahinter befindet sich der restliche Teil des Photovoltaikparks. Quelle: (Eigenes Foto)

geschlossen und die Isolation zur Erde und zum Gestell überprüft.

Danach wurde eine Peakleistungsmessung mit dem Kennlinienmessgerät Amprobe Solar-4000 Analyzer durchgeführt. Es wurde auch hier vom Generatoranschlusskasten oder dezentralen Wechselrichter aus gemessen. Die Kennlinienform und Berechnung der Leistung bei STC gibt Aufschluss darüber, ob eine Leistungsreduzierung vorhanden ist.

Sollte eine Leistungsreduzierung vorhanden sein, kann die Quelle mittels der Thermografie geortet werden. Hierfür wird der leistungsreduzierte String von der Rückseite thermografiert und nach nicht homogenen Wärmeverteilungen untersucht. Für die Untersuchung wurde die Thermografiekamera FLIR T420 genutzt. Das rückseitige thermografieren verhindert Reflektionen und macht das Einsetzen eines Filters überflüssig. Der String stand zum Zeitpunkt der Thermografie unter Last und war somit zugeschaltet. Auffälligkeiten wurden am Modul vermerkt und im Anschluss einer erneuten optischen Überprüfung der Glasseite unterzogen, um Verschattungen durch Dreck auszuschließen.

6 Bewertung der Prüfergebnisse

In diesem Kapitel werden die gefunden Fehler beschrieben und auf ihre Ertragsrelevanz hin untersucht.

6.1 Prüfergebnisse der 16 Solarparks

In der Tabelle 6.1 ist dargestellt, wie häufig die in Abschnitt 3 genannten Fehler in den 16 untersuchten Parks festgestellt werden konnten. Dabei beschreibt die angegebene absolute Zahl wie oft der Fehler insgesamt entdeckt werden konnte. Die Prozentzahl beschreibt wie groß der Anteil fehlerhafte Module an allen untersuchten Modulen ist.

Tabelle 6.1: Prüfergebnisse

Fehler	Häufigkeit	Mess- und Prüfmethode
Glasbruch	47 [0,124‰]	Sichtprüfung, Kennlinienmessung
Defekte Bypassdiode	11 [0,029‰]	Thermografie, Sichtprüfung
Delamination	1 [0,003‰]	Sichtprüfung
Hotspot	2 [0,005‰]	Thermografie, Sichtprüfung
Zellbruch	1 [0,003‰]	Sichtprüfung, Thermografie

In Tabelle 6.2 sind die Fehler angegeben, bei denen keine absolute Zahl erhoben wurde. Die Häufigkeit gibt an, in wie vielen der 16 Parks dieser Fehler mindestens einmal gefunden werden konnte.

Tabelle 6.2: Prüfergebnisse 2

Fehler	Häufigkeit	Mess- und Prüfmethode
Leitungsfehler	7 [43,75%]	Sichtprüfung
Mismatch	16 [100%]	Kennlinienmessung
Verschattung	12 [75%]	Sichtprüfung

6.2 Planungsfehler

Planungsfehler sind häufig Fehler, die den ganzen Park betreffen. Hier werden nun die Mängel aufgezeigt, die durch eine gründliche Planung hätten vermieden werden können.

6.2.1 Leitungsverluste

Ein Leitungsverlust wurde festgestellt, wenn der String einen Spannungsverlust von $>1\%$ bis zum Generatoranschlusskasten oder dezentralen Wechselrichter hat. Die Häufigkeit des Fehlers in einem Park wurde dabei nicht berücksichtigt. Für die Berechnung, wurde die Stringleistung unter STC berücksichtigt. Normal Operating Cell Temperature ist zwar Praxisnäher, allerdings stellte sich bei der Überprüfung der Solarparks heraus, dass in der Branche immer nur der STC verwendet wird.

Leitungsverluste sind grundsätzlich vermeidbare, Ertrag mindernde Fehler. Die Entscheidung, ob investiert wird um die Planungsfehler zu beheben erfolgt aufgrund einer Kosten-Nutzen-Analyse. Das Einbauen oder Austauschen von Leitungen mit größerem Querschnitt mindert zwar die die Leitungsverluste, lässt aber zuerst höhere Kosten entstehen. Durch den Einbau von dünneren Leitungen kann es passieren, dass man die Vorschrift von 1% Spannungsverlust unter STC verletzt.

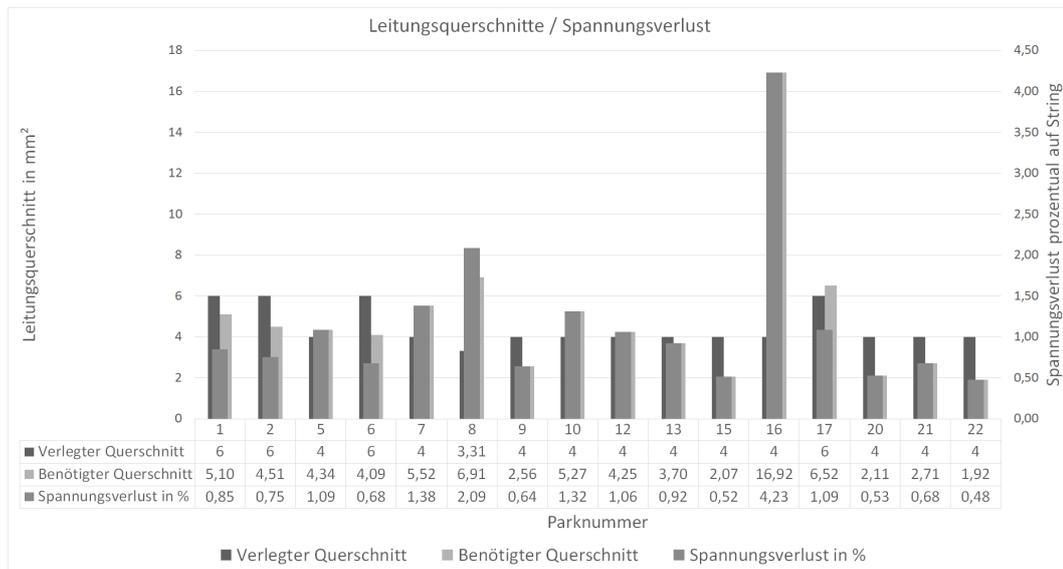


Abbildung 6.1: Leitungsquerschnitte und Spannungsabfälle im jeweiligen Park

Auf der Abbildung 6.1 sind die jeweils benötigten Querschnitte der Stringleitungen in hellgrau, die tatsächlichen verlegten Leitungen in schwarz und der prozentuale Spannungsabfall betrachtet auf den jeweiligen String der Leitung in dunkelgrauen Balken dargestellt. Bei Park 1, 2, 6, 9, 13, 15, 20, 21 und 22 sind die Leitungen richtig dimensioniert. Dies hat zur Folge, dass der prozentuale Spannungsabfall auf Leitung gering ist. Park 5, 7, 10, 12, 17 sind nah an den 1% und können vernachlässigt werden, da für die Berechnung der Fall des Standard Test Conditions genommen wurde. Dieser tritt aufgrund der niedrigen Zelltemperatur äußerst selten ein.

Park 8 hat mit 2% schon eine erhöhte Verlustleistung durch die Stringleitungen. Da für die Betrachtung der Leitungsverluste lediglich die längste Stringleitung im Park betrachtet wurde, haben alle restlichen Strings in diesen Park geringere Verlustleistungen.

Park 16 ist mit 4% Spannungsabfall deutlich erhöht. Stringleitungen die nur ein viertel der Länge, des längsten String haben, besitzen dann immer noch über 1% Spannungsverlust.

Eine allgemeine Aussage darüber wie ertragsrelevant Leitungsverluste sind, ist schwierig. Es muss berücksichtigt werden, wie häufig der Strom zu hoch ist und es zur Spannungsreduzierung kommt. Ein weitere Faktor ist, wie viele Strings tatsächlich betroffen sind. Da nicht jeder Park gleich verdrahtet und verschaltet wird muss jeder Park einzeln

betrachtet werden um hier eine klare Aussage zu treffen. Die Überprüfung der 16 Parks zeigte, dass die Leitungsverluste insgesamt als niedrig eingestuft werden können.

6.2.2 Mismatch

Bei der Begehung der Solarparks konnte festgestellt werden, dass kein Park nach seinen Modulflashlisten aufgebaut worden ist. Dadurch ist in allen untersuchten Parks Mismatch vorhanden. Ein Aufbau nach Modulflashlisten ist nicht möglich, da der Aufwand zu groß ist, da die Module vom Hersteller nicht vorsortiert in Pakete verpackt werden.

Die unterschiedlich langen Stringleitungen, die sich aus den verschiedenen Abständen der Strings zum Generatoranschlusskasten oder dezentralen Wechselrichter ergeben, führen ebenfalls zu einer ungleichen Leistungsverteilung. Auch das konnte in jedem Park beobachtet werden.

Eine Stichprobenmessung aller Module eines Strings in Solarpark 21, mit einer Leistung im Maximum Powerpoint bei STC von 245W ergab folgende Peakleistungen:

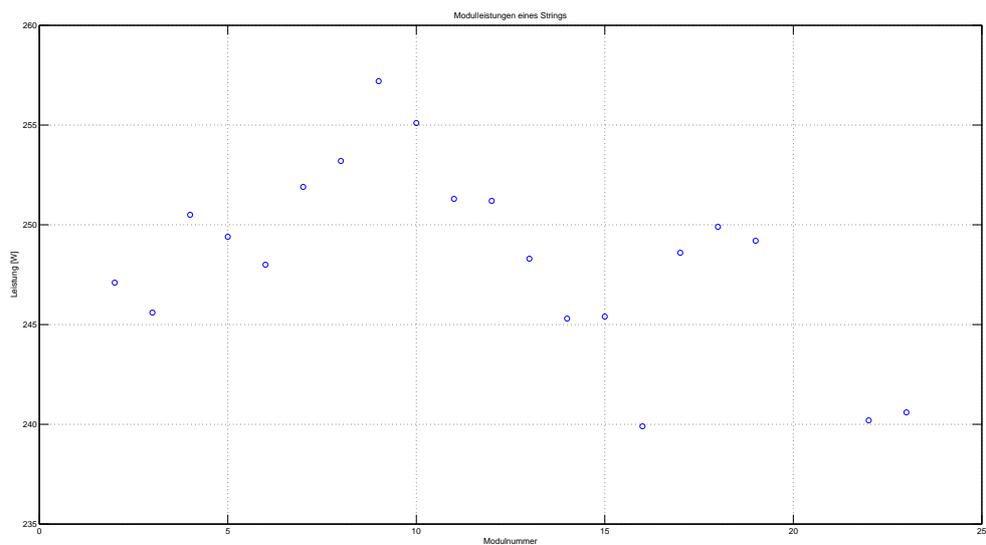


Abbildung 6.2: Messwerte ohne Ausreißer

Abbildung 6.2 zeigt die Messwerte ohne Ausreißer. Als Ausreißer wurden Leistungen gewählt die die Leistungstoleranz des Herstellers überschritten hatten. Alle Messungen wurden auf STC umgerechnet. Die Abbildung zeigt, dass jedes Modul eine andere

Peakleistung aufweist.

Werden nun alle Peakleistungen der Module aufsummiert und anschließend mit der insgesamt gemessenen Peakleistung des Strings verglichen, ist es möglich die Minderleistung durch Mismatch zu bestimmen. Beim Aufsummieren der einzelnen Module wurden alle Module verwendet, da diese auch bei der Stringmessung vorhanden waren.

Die Aufsummierung der einzelnen Module ergab eine Stringpeakleistung von 5687,7 W. Die Messung des Strings ergab eine Systemleistung von 5260W. Beide Werte wurden zuvor auf STC umgerechnet. Berücksichtigt man nun, dass bei der Stringmessung 1% Spannungsverlust durch die Leitung entstehen kann, beträgt der Peakleistungsunterschied 6,59%.

Zusätzlich zu dem bereits genannten Mismatch, konnte in den Parks beobachtet werden, dass unterschiedliche Modultypen miteinander verschaltet werden.

Photovoltaikmodule werden stetig weiterentwickelt, mit dem Ziel günstigere Herstellungsmethoden zu entwickeln und einen höheren Füllfaktor zu erreichen, der in einem besseren Wirkungsgrad resultiert. Dadurch kann es passieren, dass Modelle älterer Generation nicht mehr produziert werden, da weiterentwickelte Module existieren. Wenn ein Modul in einem String defekt ist, wird es normalerweise durch das Gleiche oder ein ähnliches ausgetauscht. Häufig passiert es jedoch, dass der Hersteller nur ein leistungsstärkeres Modul liefern kann, da das Defekte nicht mehr produziert wird. Dies führt dazu, dass ein neues Modul mit den Älteren in einem String verschaltet wird. Das hat zu Folge, dass das neue Modul nicht die Leistung produzieren kann, die nach Datenblatt ausgeschrieben ist. Dies kann man als vorsätzlichen Mismatch bezeichnen, da die neueren Module nicht in einem gesonderten String verschaltet werden.

In dem Fall der Abbildung 6.4 sind die Leistungen identisch, allerdings unterscheiden sich die Module in den Strömen. Da in einer Serienschaltung die Ströme überall gleich sind, kann das Modul mit dem höheren Strom im Maximum Powerpoint, nicht seine angegebene Leistung abgeben.

6 Bewertung der Prüfergebnisse

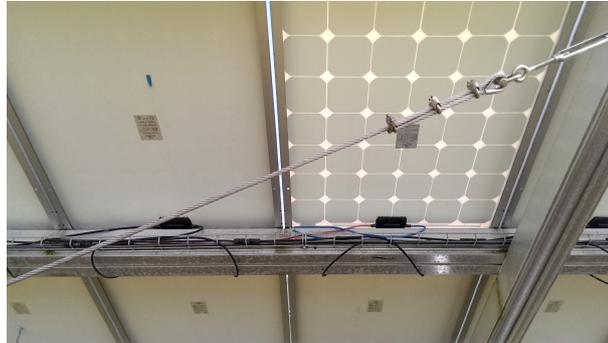
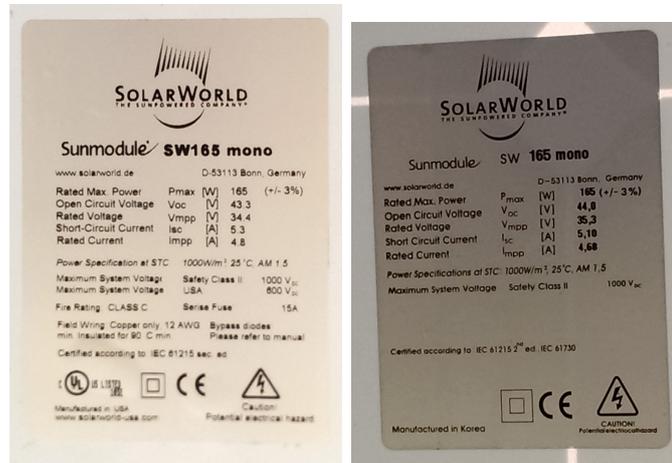


Abbildung 6.3: Ein String mit unterschiedlichen monokristallinen Modulen. Quelle: (Eigenes Foto)



(a) Typenschild Modul 1

(b) Typenschild Modul 2

Abbildung 6.4: Unterschiedliche Module in einem String. Quelle: (Eigenes Foto)

6.2.3 Verschattung

Ein Problem, das bei der Begehung der Parks, zusätzlich zu den in der Literatur beschriebenen Fehlern entdeckt werden konnte, ist die Verschattung der Module. Durch eine Verschattung fällt weniger Licht auf das Modul und die Leistung wird eingeschränkt. In 3 Parks wurden Module durch angrenzende Bäume verschattet. Zusätzlich zum Schattenwurf kommt es zu einem Abwerfen der Blätter auf die Module, wodurch es zu einer dauerhaften Verschattung kommt. Auf Abbildung 6.5 erkennt man, dass die



Abbildung 6.5: Bäume angrenzend an Solarpark. Quelle: (Eigenes Foto)

Blätter von den Umliegenden Bäumen, auf den Dünnschichtmodulen liegen. Ein Solarpark hatte Modulhalterungen, die einen Schattenwurf an den Modulen hervorruft. Auch das ist auf eine mangelhafte Planung zurückzuführen.



Abbildung 6.6: Modulhalterung verschattet Solarzelle. Quelle: (Eigenes Foto)

6.3 Betriebsfehler

Fehler die im Betrieb auftreten, betreffen in der Regel nur einzelne Module. Die Defekte, die aufgespürt wurden, werden hier diskutiert.

6.3.1 Glasbruch

Zusätzlich zu den in Abschnitt 3.1 erläuterten Ursachen konnte bei der Besichtigung der Parks festgestellt werden, dass Glasbrüche ebenfalls durch das Rangieren von landwirtschaftlichen Maschinen, die für die Grünpflege eingesetzt werden, entstehen können. Kommt es bei der Wendung der Maschine zu einer Berührung mit dem Modul, kann das Modul brechen. Dennoch sind Glasbrüche, verglichen mit der Menge an Modulen, die in einem Park stehen eher selten. Insgesamt konnten in 8 der untersuchten Parks Glasbrüche gefunden werden. Insgesamt waren es 47. Auf alle untersuchten Module der 16 Parks betrachtet ergibt das 0,124%. Wenn ein Modul einen Glasbruch erleidet, ist das Photovoltaikmodul nicht mehr gegen Feuchtigkeitseintritt geschützt. Ein Eintritt von Feuchtigkeit führt zu einem Herabsetzen des Isolationswertes. Die Folgen eines niedrigen Isolationswertes sind in Abschnitt 6.3.2 beschrieben. Es gilt, dass Dünnschichtmodule diesen Wert stärker herabsetzen, als mono- und polykristalline Module.

Um die Auswirkungen eines Glasbruchs auf die elektrische Leistung eines Strings festzustellen, wurde ein String mit 22 Modulen mit einer jeweiligen elektrischen Leistung von 220 W im Maximum Powerpoint gemessen. Die Reduzierung der elektrisch produzierten

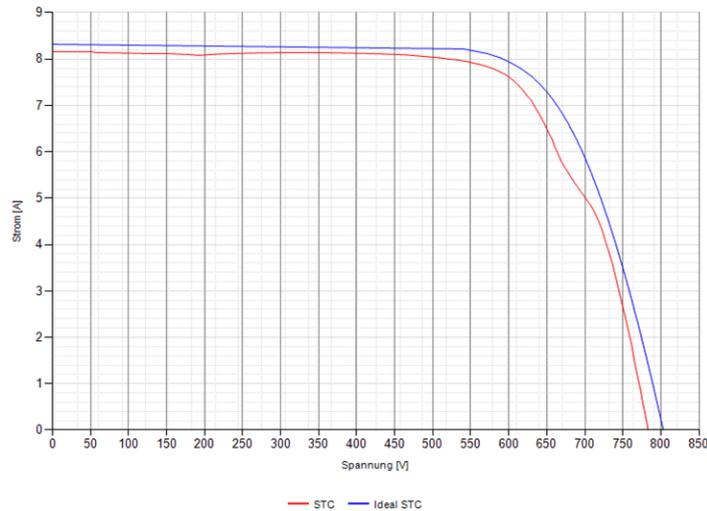


Abbildung 6.7: Kennlinie Polykristallinmodul mit Bruch im String

Leistung liegt auf den gesamten String betrachtet bei unter 10%. Diese Reduzierung ist an Abbildung 6.7 an dem leichten Knick der roten Kennlinie bei 650V und dem geringen Verlauf der Spannung zu sehen. Die blaue Kennlinie repräsentiert die Hersteller Kennlinie des Polykristallinmodulstrings. Beide Kennlinien sind auf STC umgerechnet, um eine Vergleichbarkeit zu geben.

6.3.2 Isolationsfehler

Die Isolationsmessung zeigte eine starke Abhängigkeit von der Luftfeuchtigkeit und der Feuchtigkeit auf den Modulen. Wenn sich morgens der Morgentau auf dem Modul abgesetzt hatte, wurde in der Regel ein stark herabgesetzter Isolationswert gemessen. Sobald der Morgentau verschwunden war, stieg der Isolationswert schnell wieder an. Regnete es zum Zeitpunkt der Messung, fiel der Isolationswert erneut stark ab.

Es konnte festgestellt werden, dass Dünnschichtmodul Strings bei sommerlichen Temperaturen, niedriger Luftfeuchtigkeit und keinem Regen Isolationswerte zwischen 10 M Ω und 20 M Ω erreichen. Poly- und monokristalline Modulstrings erreichen mit bis zu 80M Ω höhere Werte. Die Module, bei denen diese Messwerte erhoben wurden, waren nicht gebrochen und eine zusätzliche optische Überprüfung der Leitungen zeigte keine

Mängel. Es ist also davon auszugehen, dass Dünnschichtmodule immer schlechtere Isolationswerte erreichen als poly- und monokristalline Module. Diese Erkenntnis wird mit der Feststellung unterstrichen, dass Dünnschichtmodul Strings in der Regel aus deutlich mehr Modulen bestehen, als poly- und monokristalline Module. Dies ist auf den niedrigeren Wirkungsgrad zurückzuführen, durch den deutlich mehr Module an einen Wechselrichter angeschlossen werden können.

Wie in Kapitel 3.8 erläutert, schalten dezentrale Wechselrichter ohne galvanische Trennung direkt ab, wenn die Überprüfung des Isolationswertes negativ ausfällt. Wenn durch die hohe Feuchtigkeit bei Morgentau ein niedriger Isolationswert festgestellt wird, kann es passieren, dass der Wechselrichter nicht aufschaltet. Der Überprüfungszyklus der trafolosen dezentralen Wechselrichter unterscheidet sich zwischen den einzelnen Herstellern. Manche dezentrale Wechselrichter überprüfen den Isolationswert morgens und mittags, um bei der späteren Messung die Problematik des Morgentaus auszuschließen. Andere überprüfen erst 24 Stunden später erneut und fallen durch den immer wiederkehrenden Morgentau länger aus.

Da die Isolationsmessung von äußeren Faktoren wie z.B. dem Wetter abhängig ist, konnte keine wissenschaftliche Auswertung durchgeführt werden, da die für die Erfassung der Feuchtigkeit auf den Modulen zum Zeitpunkt der Messung kein geeignetes Messwerkzeug zur Verfügung stand und sie somit nicht erhoben werden konnte. Leitungsdefekte und daraus resultierende niederohmige Isolationswerte konnten in keinem Park festgestellt werden. Obwohl in Solarpark 5 und 15 Schafe zur Grünpflege im Park genutzt wurden, zeigte dies keine negativen Auswirkungen auf die Stringleitungen der Module.

6.3.3 Verschattung

Nicht nur durch eine schlechte Planung kann es zu einer Verschattung der Module kommen. Auch eine Vernachlässigung der Grünpflege im Solarpark führt zu dazu, dass die Module von Gräsern oder Büschen verschattet werden.

Mono- und polykristalline Module und Dünnschichtmodule reagieren unterschiedlich auf Verschattung. Während mono- und polykristalline Module die Möglichkeit haben eine Bypassdiode auslösen zu lassen, können Dünnschichtmodule dies nicht.

Dünnschichtmodule reduzieren im Vergleich zu anderen Modulen ihre elektrisch produ-



Abbildung 6.8: Vernachlässigte Grünpflege. Quelle: (Eigenes Foto)

zierte Leistung bei einer Verschattung nicht stark. Messungen an beiden Modultypen ergaben, dass Dünnschichtmodule eine Reduktion von 1,7% (1,5 W) aufweisen (siehe Abbildung 6.9), während mono und polykristalline Module bei dem gleichen Verschattungsobjekt 2,63% (4,13 W) weniger produzieren (siehe Abbildung 6.10). Da es sich bei dem Verschattungsobjekt um einen Grashalm handelte, reichte das Ausmaß an Verschattung nicht aus, um bei dem untersuchten monokristallinen Modul die Bypassdiode auszulösen. Die Ergebnisse zeigen, dass bereits ein einfacher Grashalm ausreicht, um die Leistung zu reduzieren.

6 Bewertung der Prüfergebnisse

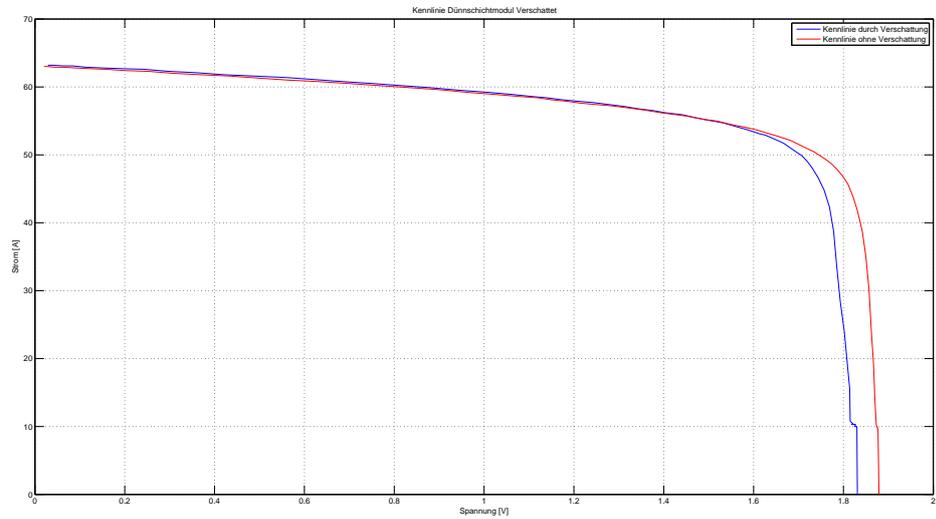


Abbildung 6.9: Verschattung bei Dünnschichtmodul

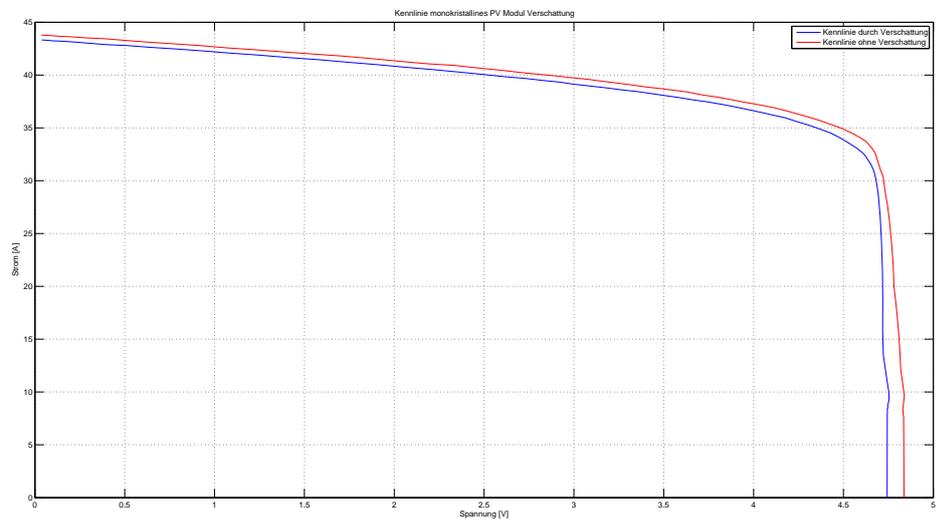
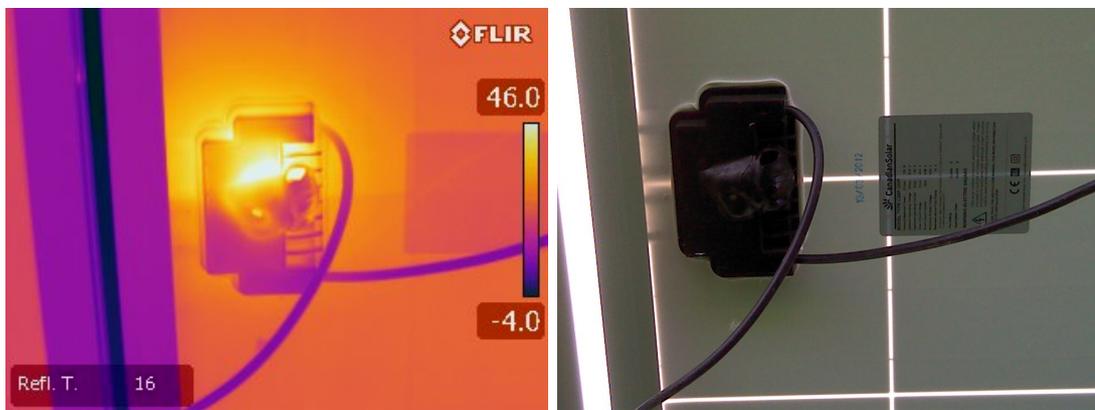


Abbildung 6.10: Verschattung bei monokristallinen Modul

Alle Kennlinien der Abbildungen 6.9 und 6.10 wurden auf STC umgerechnet um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen.

6.3.4 Defekte Bypassdioden

Defekte Bypassdioden konnten fast nur mit der Thermografiekamera gefunden werden. Da die Kamera nur in zwei Parks eingesetzt werden konnte, wurden insgesamt nicht viele entdeckt. In Park 2 konnte festgestellt werden, dass wenn in einem String eine Diode defekt war, meist mehr defekte Dioden gefunden werden konnten. Dies könnte auf einen Chargenfehler oder einen Blitzschlag zurückzuführen sein.



(a) Defekte Bypassdiode thermografiert

(b) Defekte Bypassdiode Digitalfoto

Abbildung 6.11: Überhitzte Bypassdiode. Quelle: (Eigenes Foto)

Die Abbildung 6.11 zeigt, ein weiteres Resultat von defekten Bypassdioden. Hier ist die Anschlussdose eines Photovoltaikmoduls überhitzt und es ist zu einer Deformation des Materials gekommen. Dieser Fehler konnte jedoch nur einmal festgestellt werden.

6.3.5 Zellbruch

Insgesamt konnte nur ein Zellbruch an einem Modul in einem Park festgestellt werden. Dieser wurde anhand der optischen Überprüfung festgestellt. Der Leistungsverlust war bei diesem Modul sehr gering, da es sich nur um einen kleinen Teil der Zelle handelt.

6.3.6 Hotspot und Delamination

Hotspots konnten jeweils einmal mit der optischen Überprüfung und einmal mit der Thermografie festgestellt werden. Dort wo der Hotspot optisch zu erkennen war, war die Schädigung der Zelle bereits fortgeschritten. Die rückseitige Folie hatte sich ausgedehnt und es kam zum Feuchtigkeitseintritt. Dies führte zu einer mittleren Reduzierung der Leistung des Moduls.

Der Hotspot, der thermografiert wurde, hatte noch keine Schäden auf der rückseitigen Folie des Moduls verursacht. Ein Feuchtigkeitseintritt konnte optisch nicht festgestellt werden. Die Leistungsreduzierung war hier gering.

Die Delamination, die hier in Kombination mit dem Hotspot entdeckt wurde, ist die Einzige, die bei allen Überprüfungen der Parks gefunden werden konnte.

6.3.7 Minderleistung

Alle Fehler in Kapitel 6 führen zu Minderleistungen im Generatorfeld. Unabhängig davon kommt es immer zu einer natürlichen Degradation der Module. Mit welchem Ausmaß an Degradation zu rechnen ist, steht in den Herstellerangaben. Minderleistungen werden erst dann relevant, wenn mehrere umfangreiche Messungen zu dem Ergebnis kommen, dass die Minderleistung mehr als -5% beträgt. Für die Überprüfung der Minderleistung eines Strings, wurden die Ergebnisse der Peakennlinienmessung ausgewertet. Dabei wurden alle Messungen in einem Park berücksichtigt und mit den Messungen des Vorjahres verglichen. Im Fokus stand wie viel weniger Leistung die Module gegenüber den Angaben in ihrem Datenblatt produzieren.

Bereits im Jahr 2013 waren von einem anderen Mitarbeiter der Firma, die die Solarparks betreut, Peakennlinienmessungen durchgeführt worden. Um die Werte vergleichen zu können, wurde dasselbe Verfahren, das im Jahr 2013 angewandt wurde, benutzt.

Die Peakennlinienmessungen wurden sowohl 2013 als auch 2014 auf Basis der Vorprüfung der Anlagenüberwachung durchgeführt. Die Ergebnisse der Vorprüfung weisen Module aus, die auffällig sind. Da nach der Identifizierung der defekten Module im Jahr 2013 Reparaturarbeiten durchgeführt worden sind, tauchten diese Module in der Vorprüfung aus diesem Jahr nicht mehr auf. Stattdessen wurden andere defekte Module durch die Vorprüfung identifiziert und anschließend untersucht. Dadurch ergeben sich andere Messdaten. Nicht für alle Parks standen die Daten für dieses Jahr zur Verfügung. Fehlende Messdaten wurden mit einem - gekennzeichnet. Solarpark 19, 20 und 21 wurden

6 Bewertung der Prüfergebnisse

nur in diesem Jahr gemessen und tauchen deshalb in den Tabellen 6.12, 6.13 und 6.3 nicht auf, da ein Vergleich mit den Werten vom Vorjahr nicht möglich ist.

Solarpark	Stringmessungen Anzahl	Minderleistung größer 10% Anzahl	Einstrahlung < 500 W/m ²	Auffälligkeit	Menge
1	-	-	-	-	-
2	32	12	8	schlechter als -5%	18
3	16	1	6	über soll	9
4	20	3	0	schlechter als -5%	18
5	13	5	4	schlechter als -5%	14
6	22	16	2	schlechter als -5%	18
7	24	21	0	schlechter als -5%	23
8	15	0	0	schlechter als -5%	10
9	25	0	0	schlechter als -5%	0
10	22	12	0	schlechter als -5%	18
11	18	12	0	schlechter als -5%	17
12	-	-	-	-	-
13	20	8	10	schlechter als -5%	8
14	-	-	-	-	-
15	19	0	2	über soll	9
16	20	1	0	schlechter als -5%	14
17	10	1	9	-	6
18	21	5	0	schlechter als -5%	21

Abbildung 6.12: Minderleistungen in Solarparks von 2013

6 Bewertung der Prüfergebnisse

Solarpark	Stringmessungen Anzahl	Minderleistung größer 10% Anzahl	Einstrahlung < 500 W/m ²	Auffälligkeit	Menge
1	70	0	14	-	-
2	80	4	23	schlechter als -5%	15
3	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-
5	20	8	0	schlechter als -5%	15
6	20	16	0	schlechter als -5%	19
7	40	0	1	schlechter als -5%	10
8	19	0	11	schlechter als -5%	1
9	-	-	-	-	-
10	48	1	5	schlechter als -5%	9
11	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-
15	66	14	47	über soll	30
16	18	15	3	schlechter als -5%	15
17	24	3	4	schlechter als -5%	10
18	-	-	-	-	-

Abbildung 6.13: Minderleistungen in Solarparks von 2014

Für eine bessere Vergleichbarkeit wurden die Schnittmengen beider Parks verglichen. Messungen die bei einer Einstrahlung von unter $500 \frac{W}{m^2}$ durchgeführt wurden, wurden aus der Tabelle 6.3 entfernt, da diese eine Messabweichung von mehr als 5% haben. Die Nummern der Solarparks repräsentieren jeweils denselben Park. Die absolute Zahl steht für die Anzahl der durchgeführten Messungen, die Auffälligkeiten zeigten. Die Prozentzahl gibt den Anteil der auffälligen Messungen im Vergleich zu den insgesamt im jeweiligen Park durchgeführten Peakennlinienmessungen an.

Tabelle 6.3: Vergleichstabelle

Solarpark	Auffälligkeit 2013	Menge	Auffälligkeit 2014	Menge
2	-5%	18 [75%]	-5%	15[26,32%]
5	-5%	8 [88,89%]	-5%	15[75%]
6	-5%	18 [90%]	-5%	19[95%]
7	-5%	23 [95,83%]	-5%	10[25,64%]
8	-5%	10 [66,67%]	-5%	1[12,5%]
10	-5%	18 [81,82%]	-5%	9[21,43%]
15	über soll	8 [44,44%]	über soll	30[31,58%]
16	-5%	14 [70%]	-5%	15[100%]
17	-5%	1 [100%]	-5%	10[50%]

Betrachtet man die Ergebnisse der Parks 2, 5, 7, 8, 10 und 17 zeigt sich, dass die Menge gefundener Strings mit Minderleistung prozentual gesehen geringer ist als im Vorjahr. Dass weniger Strings mit Minderleistung gefunden wurden, könnte ein Ergebnis von guter Wartung in den Solarparks sein. Es besteht allerdings auch die Möglichkeit, dass die Vorprüfungsprotokolle, die zur Suche der Fehler im Park genutzt wurden, dieses Jahr schlechter waren, als im Jahr zuvor.

In Solarpark 15 wurden dieses Jahr prozentual gesehen weniger Module gefunden, die über den Herstellerangaben produzieren. Da Module jedes Jahr degradieren, könnte es sein, dass mehrere Module sich durch die natürliche Abnahme der Leistung einem Wert angenähert haben, der den Herstellerangaben entspricht.

In Solarpark 16 ließ sich im Vergleich zu den anderen Parks, mehr Minderleistung feststellen. Dieser Park, unterscheidet sich von den anderen Parks, durch eine starke Belastung mit Snailtrails. Wenn man davon ausgeht, dass die Wartung und die Qualität der Vorprüfung gleich sind, könnten die Schneckenspuren ein Grund für die Minderleistung sein.

In Solarpark 6 konnten in diesem Jahr mehr degradierte Module festgestellt werden. Da die Fehler die zuvor diskutiert wurden, in diesem Park nicht auffindbar waren, könnte es sein, dass die Module in diesem Park von schlechterer Qualität sind.

7 Vergleich der Messverfahren

Im folgenden Kapitel werden die unterschiedlichen Mess- und Prüfverfahren diskutiert, sowie gezeigt, welche ertragsrelevanten Fehler mit welchen Methoden gefunden werden können.

7.1 Anlagenüberwachung

Die Photovoltaikparks, die zur Recherche begutachtet wurden, hatten alle eine Anlagenüberwachung. Diese ist sinnvoll um Störungen frühzeitig feststellen zu können. Die gängige Methode (siehe Abschnitt 4.1) um die Vorprüfungsprotokolle (siehe Abbildung 5.1) zu erstellen, ist jedoch unzureichend. Bei der Erstellung des Vorprüfungsprotokolls werden die Daten aus dem jeweils vorigen Jahr aufsummiert. Minderleistungen durch Fehler, die in der Zwischenzeit durch die Wartung des Parks behoben worden sein können, tauchen in diesen Daten weiterhin auf. Das führt dazu, dass Mängel an funktionierenden Strings gesucht werden und Strings, die tatsächlich einen Defekt haben nicht in der Liste auftauchen.

Wenn ein dezentraler Wechselrichter einen Isolationsfehler meldet oder gewartet wird, produziert er keine elektrische Leistung. Wenn dies im Sommer in einem Zeitraum von mehreren Tagen geschieht, wird dieser dezentrale Wechselrichter negativ auffallen, obwohl der String unter Umständen in Ordnung ist.

Ein weiteres Problem entsteht durch die Übertragung der Daten der Anlagenüberwachung über das Internet. Solarparks befinden sich in der Regel in ländlichen Regionen, wo die Internetanbindung, welche die Betriebsführung zum Abrufen der Daten benötigt zum Teil nur schlecht ausgebaut sind. Ein Solarpark muss regelmäßig ein großes Datenvolumen in das Internet hochladen. Dabei kann es zu Verbindungsabbrüchen kommen, was dazu führt, dass die Messwerte nicht vollständig übertragen werden. Die fehlerhaften Messwerte werden in der Erstellung der Liste mit auffälligen Strings nicht berücksichtigt und führen zusätzlich zu einer negativen Auffälligkeit.

Fehlerhafte Messwerte können auch durch Kommunikationsfehler im Park entstehen. Eine Störung der Kommunikation der Wechselrichter zur Anlagenüberwachung, führt auch zu Fehlern in der Erstellung der Liste mit auffälligen Strings, da die Störung nicht richtig gedeutet wird. Es ist für die technische Betriebsführung in so einem Fall schwierig festzustellen ob ein Wechselrichter tatsächlich abgeschaltet oder nur die Kommunikation gestört ist.

Wenn in einem Park alle Module stark degradiert sind, kann dies mit dem gängigen Verfahren nicht festgestellt werden, da Module untereinander verglichen werden, aber die Referenz zu einem funktionierenden Modul fehlt. Dieser Umstand stellt ein Problem dar, da die Anlagenbetreiber daran interessiert sind herauszufinden, ob die Module über den Angaben der Hersteller degradiert sind und sie deshalb ihre Garantieansprüche geltend machen können [3].

Zur Kostenreduzierung wurden in den besuchten Parks häufig zwei Strings zusammenschaltet und anschließend der von den beiden Strängen produzierte Strom überwacht. Dies führt zu einer eingeschränkten Lokalisierbarkeit des Fehlers.

7.2 Sichtprüfung

Durch die optische Überprüfung war es möglich schnell Glasbrüche und Verschattungen der Module festzustellen. Außerdem konnten Fehler die in den Folgejahren zu Ertragsausfällen führen können, festgestellt werden. Die häufigsten Fehler waren:

- Fehlerhafte Leitungsverlegung und die daraus resultierende vorzeitige Materialermüdung (siehe Abbildung 9.3)
- Fehlerhafte Befestigung der Module (siehe Abbildung 9.4)
- Abdriften der Unterkonstruktionen der Photovoltaikmodule (siehe Abbildung 9.5)

Durch ein rechtzeitiges Eingreifen konnten diese Defekte behoben und somit Leistungseinbußen verhindert werden.

7.3 Kennlinienmessung

Die Kennlinienmessung wurde in fast allen Parks eingesetzt. Dadurch wurden viele unterschiedliche Module mit diesem Messwerkzeug überprüft. Messgerätehersteller geben

Kurvenverläufe an, die typische Fehler anzeigen sollen (siehe Abbildung 9.2 im Anhang). Diese Kurvenverläufe konnten nicht festgestellt werden, selbst wenn die entsprechenden Fehler im String vorhanden waren. Auch das Messen aller Module eines Strings in Solarpark 21 konnte die erhofften Kurvenverläufe nicht zeigen. Das könnte daran liegen, dass die Messgerätehersteller simulierte Kurven zeigen, die so in der Praxis nicht vorhanden sind.

Durch die Kennlinienmessung war es dadurch lediglich möglich, zu erkennen wie viel elektrische Leistung ein String produziert. Es konnte zwar festgestellt werden, ob die Peakleistung reduziert war, jedoch nicht welcher Fehler an welcher Stelle im String aufgetreten war, um die Reduzierung zu verursachen. Die Peakkennlinienmessung gibt somit lediglich einen Hinweis darauf, ob in einem String ein Fehler aufgetreten ist. Zur Lokalisierung des Fehler muss im Anschluss jedes Modul einzeln überprüft werden.

7.4 Isolationsprüfung

Die Isolationsprüfung konnte keine direkten Ergebnisse zur Ertragsminderung beitragen. Es konnte festgestellt werden, dass Module abhängig von dem Grad ihrer Feuchtigkeit unterschiedliche Isolationswerte haben. Einen Isolationsfehler in einem String zu finden erwies sich als schwierig, da hierfür der String über längere Zeit beobachtet werden müsste. Die Isolationsmesswerte, die einmalig an einem String gemessen werden, können keine Rückschlüsse darüber liefern, ob ein Isolationsfehler vorhanden ist oder nicht. Diese Messung eignet sich lediglich, um zu überprüfen ob eine Gefahr für den Menschen besteht oder nicht.

7.5 Thermografie

Durch die Thermografie war es möglich defekte Bypassdioden und Zellbrüche festzustellen. Allerdings lohnt sich der Einsatz der Thermografie nur bei poly- und monokristallinen Modulen, da bei Dünnschichtmodulen immer eine homogene Wärmeverteilung herrscht, was das Auffinden eines Defektes durch ungleiche Wärmeverteilungen unmöglich macht. Bei poly- und monokristallinen Modulen ist anders als bei der Kennlinienmessung, durch die Thermografie eine exakte Lokalisierung des Fehlers möglich.

Die Thermografie konnte nur in zwei Parks eingesetzt werden. Es ist möglich, dass

mit dieser Methode noch andere Fehler entdeckt werden können, die in den beiden untersuchten Parks nur nicht aufgetreten sind.

8 Handlungsempfehlung

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wurde die Untersuchung unterschiedlicher ertragsrelevanter Fehler mit fünf verschiedenen Prüf- und Messmethoden dargestellt. Nicht jede Messung und Prüfung kann jeden Fehler feststellen. Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Erkenntnisse noch einmal zusammengefasst und eine Empfehlung gegeben, wie die Prüfmethoden optimiert und Fehler besser erkannt und verhindert werden können.

Die Anlagenüberwachung kann zumindest theoretisch viele Fehler schon in der Vorprüfung feststellen. Diese Möglichkeit wird jedoch nur unzureichend umgesetzt. Um die Aussagekraft der Vorprüfungsprotokolle zu verbessern, sollten diese in Hinblick auf Kommunikationsprobleme, Ausfälle und Wartung genauer untersucht werden. Nach der Erstellung der Vorprüfungsprotokolle sollten die ausgegebenen Daten zudem mit aktuellen Werten der Strings verglichen werden. Da die Daten eine Zusammenfassung des vergangenen Jahres darstellen, ist es sinnvoll zu überprüfen, ob die angezeigten Minderleistungen noch aktuell sind, bevor Module, die in der Zwischenzeit repariert wurden, erneut gemessen und auf Fehler untersucht werden.

Die optische Überprüfung eignet sich sehr gut, um Brüche und Verschattungen durch Vegetation festzustellen. Da bereits kleine Blätter Module in ihrer Leistung dämpfen können ist eine regelmäßige Kontrolle sinnvoll. Aus demselben Grund sollte auch mehr Wert auf die Grünpflege gelegt werden. In den untersuchten Parks konnte häufig eine Verschattung der Module durch Vegetation festgestellt werden.

Die Peakennlinienmessung eignet sich, um zu überprüfen wieviel ein String produziert. Zeigt sie eine Minderleistung an, ist es möglich, dass ein Fehler irgendwo im String aufgetreten ist. Zur Überprüfung von Bypassdioden sollte daher zunächst die Peakennlinienmessung im Fokus stehen. Fehlende elektrische Leistung kann auf eine defekte Bypassdiode hindeuten. Im Anschluss kann die Thermografie genutzt werden, um bei poly- und monokristallinen Modulen eine genaue Lokalisation des Fehlers zu

ermöglichen. Auch Hotspots können durch die Thermografie gefunden werden. Solange die Bypassdioden korrekt funktionieren wird ein Auftreten von Hotspots allerdings erfolgreich verhindert. Bypassdioden sollten daher in regelmäßigen Abständen geprüft werden.

Aufgrund der Erkenntnis, dass der Isolationsfehler von einem String von äußeren Witterungsbedingungen abhängig ist, ist es empfehlenswert, bei einem Isolationsfehler, der nicht durch einen Glas- oder Leitungsbruch erklärbar ist, eine regelmäßige Messung des Strings durchzuführen. Zusätzlich zu dem Isolationswert sollte dabei die Umgebungsfeuchtigkeit mit aufgenommen werden, um niedrige Werte zu erklären. Ist nur eine einmalige Messung möglich, empfiehlt es sich mehrere Strings in dem Park zu messen und die Werte miteinander zu vergleichen. Ausreißer sollten bei trockenen Umgebungsbedingungen erneut gemessen und im Anschluss optisch auf Mängel der Leitung überprüft werden.

Wenn der Isolationswert nicht in Ordnung ist, besteht die Gefahr, dass dezentrale Wechselrichter ausfallen. Für den Fall, dass die hohe Feuchtigkeit bei Morgentau für den Isolationsfehler verantwortlich ist, besteht die Gefahr, dass der dezentrale Wechselrichter häufiger ausfällt. Um dieses Problem zu verhindern sollten alle dezentralen Wechselrichter bei einem Ausfall wegen eines Isolationsfehlers, die Messung in regelmäßigen Abständen wiederholen und die Messwerte der Prüfung in einem Logfile speichern. Dadurch können Wechselrichterausfälle minimiert werden und man erhält ein Logfile zur Analyse des Isolationsfehlers.

Sollte der Isolationsfehler trotz dieser Maßnahmen nicht unter Kontrolle zu bekommen sein, muss die Größe der Strings verringert werden.

Zellbruch und Delamination sind Fehler, die nur extrem selten gefunden wurden. Da die angewandten Messmethoden geeignet sind auch diese Fehler zu entdecken, kann davon ausgegangen werden, dass sie nicht häufig auftreten und deshalb vernachlässigbar sind.

Mismatch hingegen ist ein Problem, das in jedem untersuchten Park vorhanden ist und zu Minderleistungen führt. Durch ein sortiertes Aufbauen der Module könnte der Ausfall durch Mismatch reduziert werden, allerdings ist diese Methode sehr aufwändig. Eine einfachere Möglichkeit den Leistungsverlust durch Mismatch zu reduzieren wäre Strings die am weitesten vom Generatoranschlusskasten entfernt sind, mit leistungsstärkeren Modulen auszustatten, um den Spannungsabfall über die längere Distanz zum

Generatoranschlusskasten zu reduzieren. Eine andere Möglichkeit wäre, die am weitesten entfernten Module mit Leitungen mit einem größeren Querschnitt zu versehen. Dies hätte zur Folge, dass durch den Einsatz eines Maximum Powerpoint Trackers die Strings, die gleiche Spannung und den gleichen Strom hätten.

Um die altersbedingte Minderleistungen von Modulen kontinuierlich zu verfolgen, sollten in einem Park eine bestimmte Anzahl von Modulen ausgewählt werden, die einer regelmäßigen Elektrolumineszenz- und Flashuntersuchung unterzogen werden. Dies sollte nach Möglichkeit in dem jeweiligen Park in einer mobilen Box durchgeführt werden, um Transportschäden und die dadurch entstehenden Mikrorisse, zu vermeiden. Durch das regelmäßige Untersuchen derselben Module, erhält man ein klares Bild der Degradation und kann dadurch mögliche Regressansprüche gegenüber dem Hersteller stellen.

9 Anhang

Anhang A

Gerät		Enecsys SMI-D360	Sunways NT2500	SMA 6000TL	REFUSOL 15 K	SINVERT PVS2400
Topologie		Enecsys	HERIC	H5	UltraEta	PVS
Phasen		1	1	1, koppelbar	3	3
Nennleistung AC	kVA	0,34	2,5	6,0	15,0	2400
max. AC-Leistung	kVA	0,34	2,5	6,0	16,5	2400
max. DC-Leistung	kW	0,38	2,65	6,2	17,5	2452
max. DC-Spannung	V	54	900	700	900	1000
MPP-Bereich DC	V	30...42	340...750	333...500	460...800	570...750
max. DC-Strom	A	13,4	7,5	19	36	4416
Einspeisung ab	W	k.A.	4	10	20	k.A.
Nacht-Verbrauch	W	<0,03	<0,1	0,25	<0,2	k.A.
Klirrfaktor, AC-Strom	%	<5	<3	<4	<2,5	k.A.
max. Wirkungsgrad	%	95,4	97,8	98,0	>98,0	98,7
Euro-Wirkungsgrad	%	93,5	97,4	97,7	97,7	98,6
Masse	kg	1,8	26	31	38	8520

Abbildung 9.1: Wirkungsgrad verschiedener Wechselrichter[9]

Anhang B

TRI-KA

Typische Kurven erkennen und Fehler beheben

Grün: Gemessene Kennlinie
 Rot: Gemessene TRI-KA Kennlinie mit TRI-SEN Daten auf STC berechnet
 Blau: STC-Kennlinie des Modulherstellers

	<p>Gute Messung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verlauf der gemessenen (grün) und auf STC berechneten Kennlinie (rot) sowie der STC-Kennlinie des Modulherstellers (blau) ist beinahe deckungsgleich. 	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Fehler vorhanden
	<p>Leerlaufspannung zu gering</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fehlerhafte Temperaturmessung • Kurzschluss einzelner Zellen • Falsche Anzahl «Module in Reihe» bei der Anlagenkonfiguration 	<ul style="list-style-type: none"> • Temperaturmessung an mehreren unterschiedlichen Punkten wiederholen • Leitstränge überprüfen • Anlagenkonfiguration überprüfen
	<p>Kurzschlussstrom zu gering</p> <ul style="list-style-type: none"> • Module sind verschmutzt • Weiter entferntes Hindernis • Alterung • Produktionsfehler 	<ul style="list-style-type: none"> • Modulreinigung • Hindernis entfernen • Laminat, Zellen und Deckmaterial auf Erbildung, Feuchtigkeit etc. überprüfen • Mit Hersteller Kontakt aufnehmen
	<p>Fehlerhafter Verlauf IU-Kennlinie</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ein Modul mit geringer Einstrahlung (kleiner Schatten) • Ungleichmäßige Verschmutzung • Einzelner Produktionsfehler • Exemplarstreuungen bei Modulen 	<ul style="list-style-type: none"> • Optisches Hindernis suchen (Asteine, Kanin, Nebengebäude, Stromleitung etc.) • Modulreinigung • Leitstränge überprüfen • Mit Hersteller Kontakt aufnehmen
	<p>Fehlerhafter Verlauf IU-Kennlinie</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ein Teil des Strings für kurze Zeit vollständig beschattet 	<ul style="list-style-type: none"> • Messung nochmals durchführen und darauf achten, dass der String nicht kurzzeitig beschattet werden kann
	<p>Kurzschlussstrom zu hoch</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fehlerhafte Einstrahlungsmessung • Falsches Modul in der Anlagenkonfiguration ausgewählt 	<ul style="list-style-type: none"> • Einstrahlungssensor in der Modulebene platzieren • Einstrahlungssensor auf Beschattung prüfen • Vorgabe Modultyp in der Anlagenkonfiguration überprüfen
	<p>Einstrahlung während der Kennlinienmessung zu gering</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zu wechselhafte Einstrahlung während der Messung 	<ul style="list-style-type: none"> • Messung bei Einstrahlung > 700W/m² (EN 61629) wiederholen
	<p>Fehlerhafter Verlauf IU-Kennlinie</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zusätzlicher «Serienwiderstand» im Systemaufbau der PV-Anlage vorhanden • Spannungsverlust über die Zu- und Rückleitung vom Modulstring 	<ul style="list-style-type: none"> • Verlabelung, Steckerkontakte, Anschlüsse, etc. überprüfen • Im TRI-KA Leitungsdiagramm, Querschnitt und spez. Widerstand eintragen und Funktion «Korrektur Spannungsverlust» aktivieren, Messung wiederholen

www.tri-ka.com / www.tritec-energy.com

Abbildung 9.2: Unterschiedliche Peakennlinienverläufe

Anhang C



Abbildung 9.3: Fehlerhafte Leitungsverlegung Quelle: (Eigenes Foto)

Anhang D



Abbildung 9.4: Fehlerhafte Modulhalterung Quelle: (Eigenes Foto)

Anhang E



Abbildung 9.5: Fehlerhafte Unterkonstruktion Quelle: (Eigenes Foto)

Abbildungsverzeichnis

2.1	Energiefluss in der Solarzelle. Quelle: ([5] S.18)	5
2.2	Ersatzschaltbild Eindiodenmodell. Quelle: [6]	5
2.3	Einfluss von Serienwiderstand R_S und Parallelwiderstand R_P . Quelle: [4]	6
2.4	Einfluss von Einstrahlung und Temperatur auf ein Solarmodul. Quelle: [6]	7
2.5	Teilverschattung Leistungskennlinie. Quelle: ([9] S.207)	8
2.6	Aufbau eines mono- und polykristallinen Photovoltaik Moduls. Quelle: ([9] S.206)	9
2.7	Dezentraler Wechselrichter Quelle: (Eigenes Foto)	11
2.8	Hauptanschlusskasten. Quelle: (Eigenes Foto)	12
2.9	Zentraler Wechselrichter. Quelle: (Eigenes Foto)	13
2.10	Aufbau eines Solarparks mit dezentralen Wechselrichtern. PV = Photo- voltaik; WR = Wechselrichter; HAK = Hauptanschlusskasten; Trafo = Transformator. Quelle: (Eigene Grafik)	14
2.11	Aufbau eines Solarparks mit einem zentral Wechselrichter. PV = Photo- voltaik; GAK = Generatoranschlusskasten; KK = Koppelkasten; WR = Wechselrichter; Trafo = Transformator. Quelle: (Eigene Grafik)	14
3.1	Glasbruch bei einer amorphen Siliziumzelle. Quelle: (Eigenes Foto) . . .	17
3.2	Links befindet sich ein Hotspot, rechts eine Delamination. Quelle: (Eigenes Foto)	18
3.3	Thermografie eines ausgefallenen Zellstranges. Quelle: (Eigenes Foto) . .	19
3.4	Zellbruch. Quelle: (Eigenes Foto)	20
3.5	Elektrolumineszenz Aufnahme der Mikrorisse eines Moduls, das unsach- gemäß transportiert wurde. Quelle: ([12] S.233)	21
3.6	Schnecken Spuren auf einem monokristallinen Photovoltaikmodul. Quelle: (Eigenes Foto)	22
3.7	Ersatzschaltbild einer Leitung. Quelle: [15]	24
4.1	Elektrolumineszenzaufnahme. Quelle: ([1] S.232)	30

4.2	Unterkonstruktion Photovoltaikmodule. Quelle: (Eigenes Foto)	31
5.1	Vorprüfungsprotokoll. Quelle: Fremdfirma	35
5.2	Ein Flugplatz in Niedersachsen. In der Mitte die noch in Betrieb stehende Landebahn. Dahinter befindet sich der restliche Teil des Photovoltaikparks. Quelle: (Eigenes Foto)	36
6.1	Leitungsquerschnitte und Spannungsabfälle im jeweiligen Park	39
6.2	Messwerte ohne Ausreißer	40
6.3	Ein String mit unterschiedlichen monokristallinen Modulen. Quelle: (Eigenes Foto)	42
6.4	Unterschiedliche Module in einem String. Quelle: (Eigenes Foto)	42
6.5	Bäume angrenzend an Solarpark. Quelle: (Eigenes Foto)	43
6.6	Modulhalterung verschattet Solarzelle. Quelle: (Eigenes Foto)	44
6.7	Kennlinie Polykristallinmodul mit Bruch im String	45
6.8	Vernachlässigte Grünpflege. Quelle: (Eigenes Foto)	47
6.9	Verschattung bei Dünnschichtmodul	48
6.10	Verschattung bei monokristallinen Modul	48
6.11	Überhitze Bypassdiode. Quelle: (Eigenes Foto)	49
6.12	Minderleistungen in Solarparks von 2013	51
6.13	Minderleistungen in Solarparks von 2014	52
9.1	Wirkungsgrad verschiedener Wechselrichter[9]	61
9.2	Unterschiedliche Peakennlinienverläufe	62
9.3	Fehlerhafte Leitungsverlegung Quelle: (Eigenes Foto)	63
9.4	Fehlerhafte Modulhalterung Quelle: (Eigenes Foto)	64
9.5	Fehlerhafte Unterkonstruktion Quelle: (Eigenes Foto)	65

Tabellenverzeichnis

3.1	Ursache Wirkung Tabelle	25
5.1	Übersicht der Besuchten Parks. S = Sichtprüfung, A = Anlagenüberwachung, K = Peakennlinienmessung, I = Isolationsmessung, T = Thermografie	34
6.1	Prüfergebnisse	37
6.2	Prüfergebnisse 2	37
6.3	Vergleichstabelle	52

Literaturverzeichnis

- [1] K. Mertens. *Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. HANSER, 2011.
- [2] H. Wirth. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, Juli 2014. Eingesehen am 17.09.2014.
- [3] First Solar Datenblatt 2.Gen. http://renosolar.de/common/produktportfolio/Solarmodule/First_Solar/FirstSolar_Module_255-265.pdf. Eingesehen am 03.08.2014.
- [4] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme*. HANSER, 2007.
- [5] R. Haselhuhn. *Photovoltaik: Gebäude liefern Strom*. BINE-Informationspaket. Beuth, 2010.
- [6] Photovoltaik und Solartechnik. http://www.et-inf.fho-empden.de/~elmalab/PV_Solar/download/PV_Solar_2.pdf. Eingesehen am 07.08.2014.
- [7] Wagner A. *Photovoltaik Engineering Die Methode der Effektiven Solarzellen-Kennlinie*. Springer-Verlag, 1999.
- [8] H. Häberlin. *Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. Electrosuisse-Verlag, 2010.
- [9] V. Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. Carl Hanser Verlag GmbH & Company KG, 2013.
- [10] M. Köhl. Grundlegende Untersuchungen zur Gebrauchsdaueranalyse von Photovoltaik-Modulen. Dissertation, FernUniversität in Hagen, 2011.
- [11] T. Reis. Prognose des mittleren Anlagenertrages für die Photovoltaik-Anlage Freimersheim. Technical report, Fraunhofer ISE, 2013.

- [12] U. Jahn. Qualitätsprüfung und Zuverlässigkeit von Photovoltaik-Modulen und Photovoltaik-Anlagen. http://www.swissolar.ch/fileadmin/files/swissolar_neu/Tagungen/PV-Tagung_2013/4.4_U._Jahn_Qualitaetspruefung_und_Zuverlaessigkeit_von_Photovoltaik-Modulen_und_Photovoltaik-Anlagen.pdf, 2013. Eingesehen am 05.08.2014.
- [13] SMA. Isolationswiderstand von nicht galvanisch getrennten PV-Anlagen. <http://files.sma.de/dl/7418/Riso-UDE104521.pdf>, 2010. Eingesehen am 25.08.2014.
- [14] TKD Kabel. Datenblatt solairflex-s-150h frnc +uv 0,6 / 1kv pv1-f. <http://www.tkd-kabel.de/datenblaetter/01/01.06.01.01.pdf>. Eingesehen am 08.08.2014.
- [15] W. Pläßmann, D. Schulz, D. Conrads, E.D. Ring, P.D. Ring, A. Kemnitz, H. Gierens, R. von Liebenstein, H. Steffen, G. Wellenreuther, et al. *Handbuch Elektrotechnik: Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker*. Vieweg+Teubner Verlag, 2008.
- [16] U. Eicker. *Solare Technologien für Gebäude*. Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2012.
- [17] P. Molitor. *Der Photovoltaik-Anlagen Projektleitfaden*. Reihe Nachhaltigkeit. Diplomica Verlag, 2009.
- [18] C. Leers. Photovoltaik unter Kontrolle. [http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/photovoltaik-unter-kontrolle_100015473/720/?tx_ttnews\[backCat\]=310&cHash=679baa30d93d7c05dc15ae69edba174a](http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/photovoltaik-unter-kontrolle_100015473/720/?tx_ttnews[backCat]=310&cHash=679baa30d93d7c05dc15ae69edba174a), 2014. Eingesehen am 26.08.2014.
- [19] W. Schröder. *Ausführungshandbuch für Photovoltaik-Anlagen*. Forum, 2012.
- [20] A. Wagner. *Photovoltaik engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. VDI-Buch. Springer, 2010.
- [21] A. Wagner. *Photovoltaik Engineering*. VDI-Buch. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit im Sinne der Prüfungsordnung nach §16(5) APSO-TI-BM ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen habe ich unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Hamburg, 30. September 2014

Niklaas Ites