

Potentialinduzierte Degradationserscheinungen an bifacialen Photovoltaikmodulen Gegenüberstellung beschleunigter Alterungs- und Langzeituntersuchungen

Sven Münter, Viktor Wesselak, Sebastian Voswinckel, Lukas Gerstenberg

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,

Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

Kontakt: sven.muenter@hs-nordhausen.de

Abstract

In diesem Artikel wird eine Gegenüberstellung der Ergebnisse aus beschleunigten Alterungsuntersuchungen und Langzeituntersuchungen unter realen Betriebsbedingungen hinsichtlich potentialinduzierter Degradation (PID) an bifacialen Photovoltaikmodulen durchgeführt. Die Halbleiterschichten der untersuchten PV-Module sind aus kristallinen p-Typ Silizium auf Basis der PERC (Passivated Emitter Rear Contact) Zelltechnologie gefertigt. Bei den dargestellten Versuchen handelt es sich zum einen um Bias Damp Heat Tests (BDH), die in einer Klimakammer durchgeführt wurden und zum anderen um Langzeituntersuchungen auf einem Freifeldversuchsstand. Während der Testdurchläufe wurden die Module mit einer extern angelegten Spannung von -1000 V beaufschlagt. Bei den BDH-Test wurden simultan verschiedene Kontaktierungssituationen (Rahmen, Frontverglasung, Rückverglasung) realisiert und hinsichtlich des Auftretens von PID untersucht. Betrachtet werden zwei Testdurchläufe mit unterschiedlichen Belastungssituationen. Während des ersten Testdurchlaufes wurde eine konstante Temperatur von 60 °C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85 % nach DIN EN 62804 eingehalten. In einem zweiten Testdurchlauf wurde eine Temperatur von 85 °C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85 % gewählt. Für die Datenerhebung der Freifelduntersuchungen wird ein Zeitraum von 5 ½ Monaten betrachtet. Dargestellt werden das Leckstromverhalten im realen Betrieb in Abhängigkeit des Modulmikroklimas sowie die Arrheniusabhängigkeit der Messwerte und die ermittelten Aktivierungsenergien.

1 Einleitung

Der rentable Betrieb von Photovoltaikanlagen bedingt sich aus geringen Investitions- und Betriebskosten sowie möglichst hohen Energieerträgen. Photovoltaikmodule sind während ihres Lebenszyklus diversen Einflüssen, welche zu einer Leistungsminderung führen können, ausgesetzt. Eine zu erwartenden Leistungsminderungen gilt es im Vorfeld bestmöglich zu prognostizieren. Neben Klimafaktoren wie Sonneneinstrahlung, Temperaturwechseln und Feuchtigkeit treten in Kombination systembedingte Degradationsmechanismen in Erscheinung. Diese auf einer Spannung gegen Erde basierende Belastung wird als potentialinduzierte Degradation (PID) bezeichnet. Aufgrund der Systemspannung zwischen den beiden Polen eines Modulstrangs und in Abhängigkeit der Erdungssituation besteht zwischen den Modulen eines Stranges und der geerdeten Peripherie eine Potentialdifferenz. In Folge des Potentialunterschiedes kann es zum Auftreten von Leckströmen zwischen den aktiven Schichten der Photovoltaikmodule und der Peripherie kommen. Es wird vermutet, dass ein direkter Zusammenhang zwischen Leckstrom und Leistungsverlust existiert [1, 2]. Im Folgenden werden die Zusammenhänge, welche zu potentialinduzierten Degradationserscheinungen führen, sowie die Ergebnisse aus verschiedenen Alterungsuntersuchungen dargestellt.

Potentialinduzierte Degradation wird durch eine Wanderung von Natriumionen aus den die Zellen umgebenden Solarglas hervorgerufen. Diese Migrationsbewegungen treten in Folge eines negativen Potentials, welches die aktiven Schichten des Moduls gegen Ihre Umgebung führen, auf. Die diffundierten Natriumionen lagern sich in Defektstellen innerhalb der Halbleiterschichten der Module ein. Im Bereich des pn-Übergangs führen sie zur Bildung von Shunts, welche in einer Verringerung der Modulausgangsleistung sichtbar werden. Ein bestehender Ansatz zur Vermeidung des Leistungsverlustes ist das nächtliche Anlegen einer Spannung mit umgekehrtem Potential. Ziel dieser Gegenspannung ist die Umkehr der Migrationsbewegungen der Natriumionen. Verschiedene Wechselrichter-Hersteller bieten bereits technologische Lösungen an, die eine Umkehrung des elektrischen Potentials über die Nacht ermöglichen, um dem Auftreten von PID entgegenzuwirken [4]. Die im Vorigen beschriebenen Effekte beziehen sich alleinig auf negative Potentiale der aktiven Schichten gegen ihre Umgebung. Wird jedoch ein positives Potential gegenüber der Umgebung des Solargenerators realisiert kann dies zur Schädigungen der silberhaltigen Busbars, sowie der Verkapselungsfolie führen. [4, 5, 6].

In Folge der wirkenden Potentialdifferenzen stellt sich ein Stromfluss I ein. Dieser Strom wird als Leckstrom bezeichnet. Da direkte Zusammenhänge zwischen der Höhe des Anlagenpotentials und der in Erscheinung tretenden Degradationserscheinungen nachgewiesen werden konnten, wird angenommen, dass der Leckstrom als Indikator für das Voranschreiten der Degradation herangezogen werden kann. Dazu wird aus der Integration des Leckstroms die übertragende Ladungsmenge Q mit dem auftretenden Leistungsverlust korreliert.

$$Q = \int_{t_0}^t I dt \tag{1}$$

Die Leckströme können über unterschiedliche Pfade in die aktiven Schichten eines Photovoltaikmoduls fließen. Bei denen im Test untersuchten Modulen handelt es sich um Module, die in einem Glas/Glas Aufbau gehalten sind. Somit ergeben sich für die betrachtete Technologie vier wesentliche Leckstrompfade (vgl. Abb. 1).

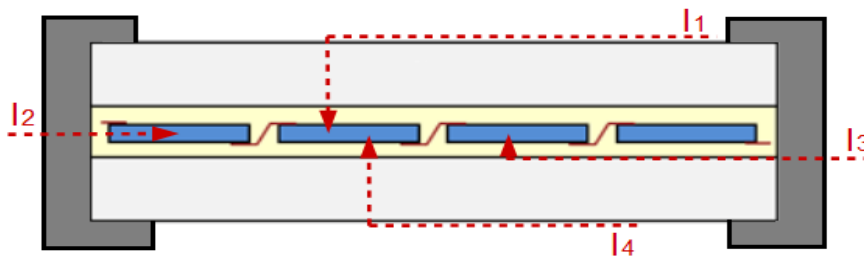


Abb. 1: Hauptleckstrompfade an einem bifacialen Glas/Glas Modul

Der Strom I₁ fließt hierbei über das Frontglas und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad wird für eine feuchte Oberfläche als dominant angesehen, wie es bei Niederschlagsereignissen der Fall ist. Der Strompfad zugehörig zu I₂ führt von den Rahmen des Moduls durch die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht. Strompfad I₃ führt über den Rahmen und die Grenzschicht von Glas und Verkapselungsfolie zu den Halbleiterschichten. Strompfad I₄ führt über die Rückverglasung des Moduls und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad tritt besonders bei einer feuchten Rückseite in Erscheinung. Insbesondere am Morgen, bei niedrigen Temperaturen, hoher Luftfeuchte und Sonneneinstrahlung auf der Frontseite wird von einer Dominanz dieses Strompfades ausgegangen. Durch die Erwärmung der Frontseite in Folge der Sonneneinstrahlung verdampft das Wasser auf der Vorderseite, wohingegen die Rückseite noch weitestgehend mit einem Wasserfilm bedeckt ist.

2 Vergleich der Versuchsaufbauten

2.1 Beschleunigte Alterung

Bei den beschleunigten Alterungsuntersuchungen handelt es sich um so genannte Bias Damp Heat Tests. Hierbei werden Photovoltaikmodule über einen definierten Zeitraum einer konstanten Luftfeuchte und Temperatur ausgesetzt. Des Weiteren wird eine Spannung zwischen den kurzgeschlossenen Modulanschlüssen und den Rahmen beziehungsweise der Front- und Rückverglasung angelegt.

In dem Versuchsaufbau wurden zwei verschiedene Belastungssituationen gewählt. In einem ersten Testdurchlauf wurde in Anlehnung an die in der Norm DIN EN 62804 geforderten Testparameter zur Bestimmung der PID-Anfälligkeit von Photovoltaikmodulen eine Temperatur von 60 °C und eine rel. Luftfeuchte von 85 % (60/85) gewählt. Während des Tests wurden drei Module in den zuvor aufgeführten Kontaktierungsvarianten (Rahmen, Rück- und Frontverglasung) mit einer Spannung von -1000 V beaufschlagt und über einen Zeitraum von 96 Stunden belastet. Als Referenz zu denen mit einer Spannung beaufschlagten Modulen wurde ein weiteres Modul ohne externe Spannungsbeaufschlagung dem Test hinzugefügt. In einem folgenden Testlauf wurden die Testparameter auf 85 °C und eine relative Luftfeuchte von 85 % (85/85) erhöht und die Testdauer auf 120 Stunden verlängert. Während der Testdurchläufe wurden die übertragenen Ströme separat in einem Intervall von 11 Sekunden mittels indirekter Strommessung über einen Shunt Widerstand gemessen.

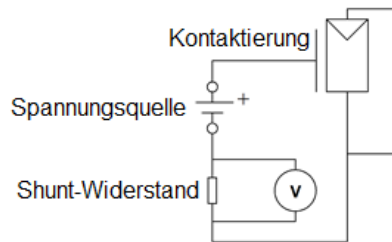


Abb. 2: Schematische Darstellung der Versuchsaufbauten zur Bestimmung der PID-Anfälligkeit in einer Klimakammer

Der Versuchsaufbau wurde in einer Klimakammer realisiert. Zur Simulation der Potentialdifferenzen wurden Hochspannungsmodule eingesetzt, welche Ausgangsseitig eine konstante Gleichspannung von -1000 V erbringen. Die Spannung wurde erst bei konstanten Umgebungsbedingungen zugeschaltet. Der Versuchsaufbau ist in Abb. 2 schematisch dargestellt. Die Kontaktierung des Front- beziehungsweise Rückglases wurde mittels einer vollflächigen Kontaktierung durch aufliegende Stahlbleche realisiert.

2.2 Freifelduntersuchungen

Der Versuchsaufbau zur Untersuchung des PID-Effektes unter realen Betriebsbedingungen wird für eine bessere Abbildung des realen Systemverhaltens über eine Nachtabstaltung gesteuert. Die Nachtabstaltung wird über das im Schaltplan (Abb. 4) mit 0 gekennzeichnete Photovoltaikmodul realisiert. Dieses schaltet bei vorhandener Einstrahlung das Relais K und nimmt dadurch das Hochspannungsmodul G1 in Betrieb. Durch den Einsatz des Lastwiderstands R1, hier zugehörig zu dem Modul M6, werden die Module nahe des MPP betrieben. Das Modul ist in einen Anstellwinkel von 90° gegenüber der Horizontalen auf Profilschienen aus Aluminium an den vorgesehenen Montagepunkten montiert und mittels Mittelspannungsisolatoren elektrisch gegen die Umgebung isoliert. Die Spannungsbeaufschlagung mit -1000 V erfolgt über eine Rahmenkontaktierung an den Erdungspunkten des Modulrahmens. Die Messwerterfassung erfolgt ebenfalls in elf Sekunden Intervallen über eine indirekte Strommessung mittels Shunt-Widerstand (R2) mit einem Nennwert von 1000 Ω. Die Reduzierung von Störungen wird

über die geerdete Schirmung der Leitungen sowie die Verwendung von Metallgehäusen für Hochspannungsmodul und Shunt-Widerstände erreicht.

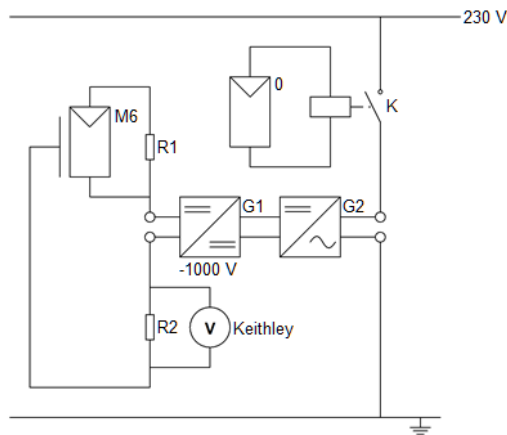


Abb. 3: Schaltplan Spannungsbeaufschlagung Freifeld, gesteuert über Nachtabschaltung

Des Weiteren befindet sich auf dem Areal des Freifeldversuchsstandes eine Wetterstation. Direkt gemessen werden die Umgebungsbedingungen Temperatur, relative Luftfeuchtigkeit, Niederschlag, Windrichtung und -geschwindigkeit. Dies ist für die Bewertung der am Freifeldversuchsstand Daten und die Korrelation mit den eintretenden Degradationserscheinungen notwendig. Des Weiteren wird die Modultemperatur auf der Rückseite des Moduls erfasst. Die Umgebungsfeuchte wird mit Hilfe der gemessenen Modultemperatur auf die Bedingungen auf der Moduloberfläche korrigiert

3 Ergebnisse

Zur Evaluierung der einsetzenden Degradation dienen im Vor- und Nachhinein aufgenommene Strom-Spannungs-Kennlinien mit Blick auf die signifikanten Kenngrößen (MPP, Füllfaktor, I_{sc} , U_{oc}) der betrachteten Module. Diese Kenndaten werden den übertragenden Ladungsmengen in Q/m^2 während der Versuchsdurchläufe gegenübergestellt. Des Weiteren werden für die Bewertung der im Freifeld generierten Daten Witterungsregime definiert um Aussage über den Einfluss unterschiedlicher Wetterlagen auf das Leckstromverhalten geben zu können.

3.1 Ergebnisse der beschleunigten Alterungsuntersuchungen

Im Folgenden werden die untersuchten Module mit Modul 1-4 bezeichnet. Tab.1 sind die Modulnummern mit zugehöriger Kontaktierung zu entnehmen.

Tab. 1: Zuordnung Modulnummern und Kontaktierung

Modul	Kontaktierung
Modul 1	Frontglas
Modul 2	Rückglas
Modul 3	Rahmen
Modul 4	Referenz

3.2 Ladungsmenge als Indikator für PID

Aufgrund der unterschiedlichen Umgebungstemperatur während der beiden beschleunigten Alterungstests ist ein deutlicher Unterschied der übertragenen Ladungsmenge in Abb. 4 zu erkennen.

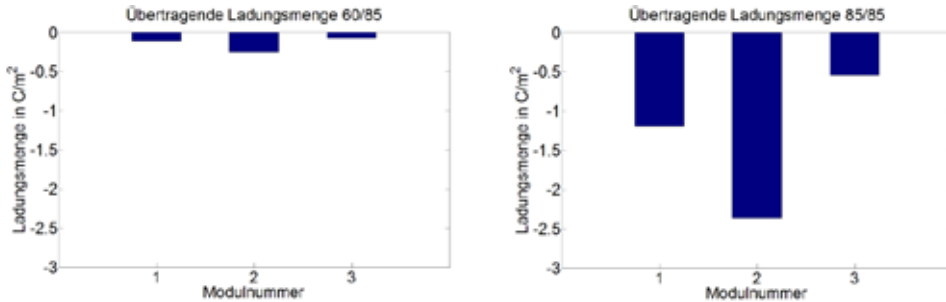


Abb. 4: Übertragene Ladungsmengen während BDH-Test mit einer Temperatur von 60 °C und einer relativen Luftfeuchtigkeit von 85 % (links) sowie bei einer Temperatur von 85 °C und 85 % relativer Luftfeuchtigkeit (rechts)

Die übertragene Ladungsmenge des 85/85 Tests ist um den Faktor zehn höher als die übertragene Ladungsmenge des 60/85 Testdurchlaufes was auf eine Arrheniusabhängigkeit hinweist. In beiden Tests führt die Kontaktierung des Rückglases zu der höchsten übertragenen Ladungsmenge. In Tab. 2 sind die prozentualen Leistungsverluste bezogen auf den MPP vor und nach dem 60/85 Testlauf und die zugehörigen übertragenen Ladungsmengen zu entnehmen.

Tab. 2: Gegenüberstellung des Leistungsverlustes und den übertragenen Ladungsmengen 60/85 Test

Modul	ΔP in % (60/85)	Ladungsmenge in C/m ²
Modul 1 Front	-2,74	-0,111
Modul 2 Front	-2,25	-0,257
Modul 3 Front	-1,56	-0,679
Modul 4 Front	+0,24	-
Modul 1 Back	-2,33	-0,111
Modul 2 Back	-1,47	-0,257
Modul 3 Back	-1,83	-0,679
Modul 4 Back	+0,85	-

Aus den generierten Ergebnissen ist ersichtlich, dass es keine direkte Korrelation zwischen der Höhe der übertragenen Ladung und dem auftretenden Leistungsverlust besteht. Der eingetretene Leistungsverlust in Folge der Frontkontaktierung von Modul 1 zeigt in beiden Tests die höchsten Werte. Jedoch ist die übertragene Ladung um den Faktor 2 geringer als die übertragene Ladung, welche in Folge der rückseitigen Kontaktierung des Moduls 2 übertragen wurde. Sämtliche gemessenen Leistungsminde-rungen sowie die Anstiege der Ausgangsleistung des Referenzmoduls Modul 4 liegen im Bereich der

Messunsicherheiten. Ein Leistungsverlust in Folge von PID kann somit quantitativ nicht nachgewiesen werden. Dennoch ist aufgrund der Messwerte eine quantitative Tendenz zu sinkenden Leistungen der Module mit Potentialbelastungen zu beobachten.

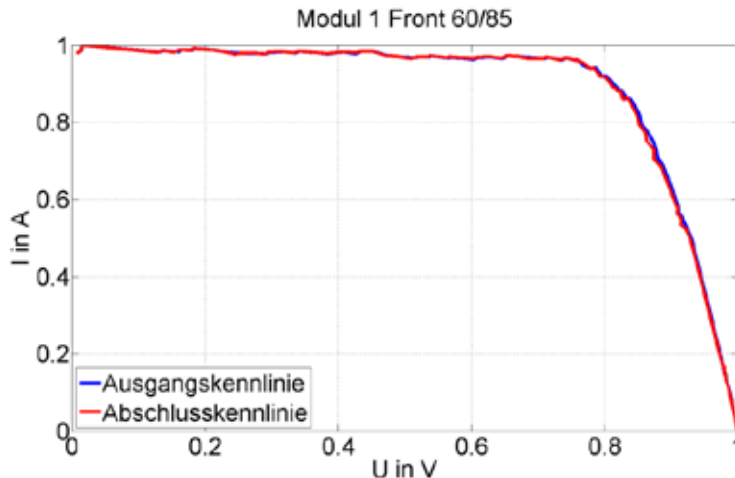


Abb. 5: Normierte Strom-Spannungs-Kennlinie Modul 1

Abb. 5 zeigt exemplarisch die normierte Strom-Spannungs-Kennlinien des 60/85 Testlaufes und das Einsetzen der Degradation auf der der Frontseite des Moduls 1. Aus den dargestellten Verläufen der Strom-Spannungs-Kennlinien in Abb. 5 lässt sich das Verhalten der Degradationserscheinungen, welches im Zuge des 60/85 Test zu beobachten waren erkennen. Die beobachtete Degradation äußerte sich einheitlich durch eine geringe Minderung des MPP und des Füllfaktors. Des Weiteren ist hervorzuheben, dass bei allen beobachteten Untersuchungen keine Veränderung des Kurzschlussstroms oder der Leerlaufspannung zu erkennen waren.

3.2 Ergebnisse der Freifelduntersuchungen

Zur Bewertung der im Freifeld auftretenden Leckströme ist die Kenntnis der zugehörigen Witterungsbedingungen erforderlich. Im Rahmen dieser Ausarbeitung wird der Zeitraum vom 01. Juni 2018 bis zum 15. Oktober 2018 betrachtet. Da es sich bei diesem Zeitraum um die wärmeren und im Vergleich zum Jahresmittel niederschlagsärmeren Monate eines Kalenderjahres handelt, ermöglicht die Datenlage keine vollumfängliche Betrachtung aller möglichen Wetterlagen denen ein Photovoltaikmodul im Laufe eines Jahreszyklus ausgesetzt ist. Bedingt durch die Tag/Nacht-Abschaltung der Spannungsbeaufschlagung der PID-Messung im Freifeld werden nur die Wetterlagen betrachtet, welche in den Zeitraum der aktiven Spannungsbeaufschlagung fallen. Ausgenommen sind Tau- und Niederschlagsereignisse die in einem Zeitraum von 30 Minuten vor dem Zuschalten der Spannungsbeaufschlagung auftreten, diese werden in der Auswertung gesondert behandelt.

3.2.1 Leckstromverhalten in Abhängigkeit der Witterung

In der folgenden Betrachtung werden fünf verschiedene Witterungsregime für die Auswertung unterschieden. Zuzüglich zu den Witterungsregimen Warm/Trocken und Kühl/Feucht werden die Niederschlagsereignisse Regen und Tau separat betrachtet, die nicht zuzuordnenden Werte werden als „Rest“ zusammengefasst. Tabelle 3 zeigt die Definition der unterschiedlichen Witterungsregime:

Tab. 3: Gewählte Grenzen der Witterungsregime

Witterungsregime	Definition
Warm/trocken	$r.F. < 20\% \ \& \ T_{Modul} > 50 \text{ }^\circ\text{C}$
Kühl/feucht	$r.F. > 60\% \ \& \ T_{Modul} < 20 \text{ }^\circ\text{C}$
Regen	Regenereignis detektiert
Tau	$T_{Modul} < T_{Taupunkt}$
Rest	nicht definierte Werte

Die Temperaturmessung an Hand der die Zuordnung erfolgt wird mittels eines Sensors auf der Rückseite des Moduls durchgeführt. In dem Witterungsregime Kühl/Feucht sind die Daten zusammengefasst welche für den betrachteten Zeitraum in die Zustände hoher relativer Feuchte (r.F) und niedriger Temperaturen fallen. Das Regime Warm/trocken beinhaltet die Datenpunkte zugehörig zu den Zuständen heißer und trockener Witterung. Für die Zuweisung in die Witterungsregime „Kühl/feucht“ und „Warm/trocken“ wurde neben den in Tab. 3 aufgeführten Definitionen das Ausschluss Kriterium gesetzt das weder zeitgleich noch in einem Zeitraum von 30 Minuten vorher ein Regen- oder Tauereignis stattgefunden hat. Für Regen- und Tauereignisse wurde des Weiteren die Bedingungen implementiert, das

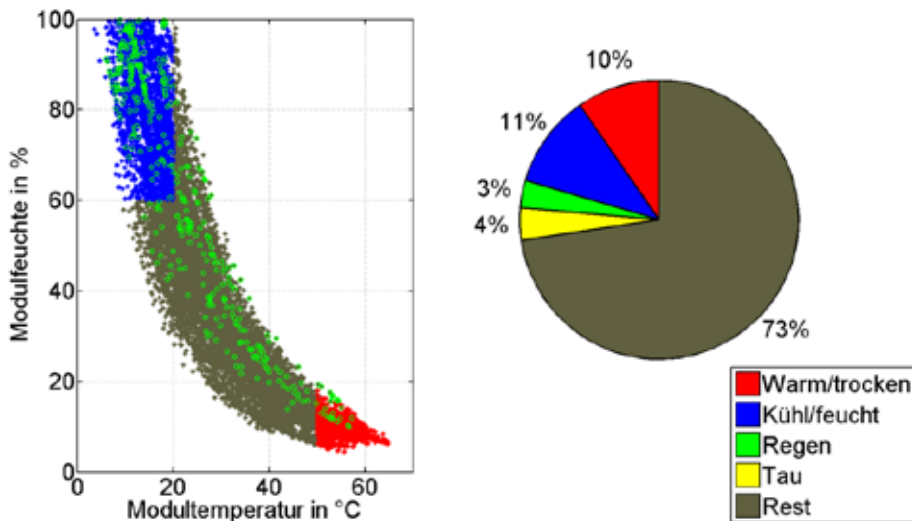


Abb. 6: Links: Rel. Luftfeuchte in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur im Modulmikroklima für den Zeitraum vom 01.06.2018 bis zum 15.10.2018 unterteilt in zugehörige Witterungsregime, Rechts: Prozentuale Anteile der Witterungsregime an den gesamten Daten

auch Werte die bis zu 30 Minuten nach einem festgestellten Ereignis als ein solches gewertet werden. Somit wird die Restfeuchte nach einer entsprechenden Wetterlage in die Auswertung mit einbezogen. Als Tauereignis werden laut eigener Definition die Datenpunkte gewertet an denen die Modultemperatur (T_{Modul}) unter die von der Wetterstation ermittelte Taupunkttemperatur ($T_{Taupunkt}$) fällt Abb. 6 zeigt die entsprechenden Zugehörigkeiten der Witterungsregime am Freifeldteststand über den Betrachtungszeitraum sowie die prozentuale Verteilung der entsprechenden Regime.

In Tab.4 sind die Größen

- Ladungsmenge, in Ladungsmenge/Witterungsregime und in Prozentpunkten an der Gesamtladungsmenge,
- durchschnittliche Leckstromhöhe (\bar{I}_{leak}),
- durchschnittliche Modultemperatur (\bar{T}_{modul}) und
- durchschnittliche Einstrahlung ($\bar{E}_{Einstrahlung}$)

zugehörig zu den definierten Witterungsregimen aufgeführt. Dargestellt sind die einzelnen Witterungsregime mit der zugehörigen Ladungsmenge in C/m², sowie die prozentualen Anteile der Witterungsregime und Ladungsmenge an der jeweiligen gesamten Menge.

Tab. 4: Häufigkeit der Witterungsregime und zugehörige Anteile der Ladungsmengen sowie der durchschnittlichen Leckströme, Modultemperatur und Einstrahlung

Witterungsregime %. an ges. Menge	Ladungsmenge, %. an ges. Menge	\bar{I}_{leak}	\bar{T}_{modul}	$\bar{E}_{Einstrahlung}$
Warm/Trocken 10 %	-0.0540 C 18,34 %	78,367 nA	54.4492 °C	884.25 W/m ²
Kühl/Feucht 11 %	-0.0194 C 6,7 %	25,142 nA	14.8051 °C	35.97 W/m ²
Regen 3 %	-0.0074 C 2,51 %	32,403 nA	22.1665 °C	192.86 W/m ²
Tau 4 %	-0.0076 C 2,58 %	28,498 nA	9.1871 °C	27.88 W/m ²
Rest 73 %	-0.2060 C 69,98 %	39,669 nA	30.6839 °C	346.12 W/m ²

Der durchschnittliche übertragende Leckstrom (\bar{I}_{leak}) ist in den Zeiträumen des Witterungsregimes Warm/Trocken mit einem Wert von 78,367 nA annähernd um den Faktor zwei höher, als die darauf folgende durchschnittliche Leckstrom des Witterungsregimes „Rest“. Des Weiteren zeigt sich, dass die Leckströme zugehörig zu den Niederschlagsereignissen Regen und Tau unter den Werten für das Witterungsregime „Rest“ mit der im Vergleich höheren durchschnittlichen Modultemperatur (\bar{T}_{modul}) liegen. Abgeleitet aus dieser Betrachtung ist festzustellen, dass die Modultemperatur als treibender Faktor für die Höhe des Leckstroms heranzuziehen ist. Ein durch Niederschlag hervorgerufener Wasserfilm auf dem Modul zeigt im Vergleich eine geringere Wirkung. Der durch Feuchte auf dem Modul hervorgerufene Einfluss zeigt sich ausgeprägter in der Datenlage zugehörig zu den Niederschlagsereignis Tau. Über den Betrachtungszeitraums wurden Tauereignisse auf Modulebene ausschließlich während der Morgen- und Abendstunden detektiert. Trotz der daraus resultierenden niedrigsten durchschnittlichen Modultemperatur von 9,18 °C liegt der Wert des Leckstroms über dem des Kühl/Feuchten Regimes mit einer Durchschnittstemperatur von 14,80 °C.

Als Ursache für die stärkere Ausprägung der Feuchteabhängigkeit des Leckstroms zu den Taubedingungen im Vergleich zu dem Leckstromverhalten während der Regenereignisse können mehrere mögliche Ursachen angeführt werden. Regenereignisse können in Ihrer Intensität nicht voneinander unterschieden werden und damit auch keine Aussagen über den Grad der Ausprägung des Wasserfilms auf dem Modul getätigt werden. Bei einem Tauereignis wird hingegen von einer komplett benetzten Oberfläche ausgegangen. Zum anderen treten bei einem Tauereignis mehr und/oder andere Stromwege als bei einem Regenereignis in Erscheinung. Bei einem Regenereignis ist davon auszugehen das der

Leckstrompfad durch die Front des Moduls als dominanter Stromweg zu betrachten ist. Bei einem Tauereignis hingegen ist bedingt durch die Möglichkeit eines Wasserfilms auf der Rückseite der Stromweg durch das Rückglas ebenfalls zu berücksichtigen. Bedingt durch die Temperaturmessung auf der Rückseite des Moduls auf deren Grundlage Tauereignisse definiert werden ist jedoch nur die Rückseite des Moduls hinsichtlich einer Unterschreitung der Taupunkttemperatur klar definiert. Durch die auf der Front einfallende Einstrahlung, der daraus resultierenden Erwärmung und mit einhergehenden Verdunstung eines etwaigen durch Tau bedingten Wasserfilms ist eine Aussage über den Grad der Betauung der Frontseite nicht zuverlässig möglich. Die dominanten Leckstrompfade die zur Höhe des gemessenen Stroms während eines Tauereignisses führen sind somit nicht klar definierbar.

Tab. 5: Gegenüberstellung des Leistungsverlustes und den übertragenden Ladungsmengen nach den Zwischenmessungen der Freifelduntersuchungen

Zwischenmessung	ΔP (Front) in %.	ΔP (Back) in %.	Ladungsmenge in C/m ²
ZM 1	-1,37 %	-1,65	0,0513
ZM2	-0,993 %	-3,74	0,127
ZM3	-2,71 %	-2,23	0,223
ZM4	-3,586	-2,14	0,269
ZM5	-2,098 %	-3,956	0,301

Insgesamt wurden über den Betrachtungszeitraum fünf Zwischenmessungen der Modulausgangsleistung durchgeführt. Der dargestellte Leistungsverlust bezieht sich auf die Ausgangsleistung des im Test verwendeten Moduls vor Testbeginn. Tab. 5 zeigt den Leistungsverlust der Front- sowie die zugehörige übertragende Ladungsmenge. Die ermittelten Leistungseinbußen liegen alle im Bereich der Messgenauigkeit und werden somit ebenfalls nur qualitativ betrachtet und dienen lediglich zur Orientierung.

3.2.2 Aktivierungsenergien im Freifeld

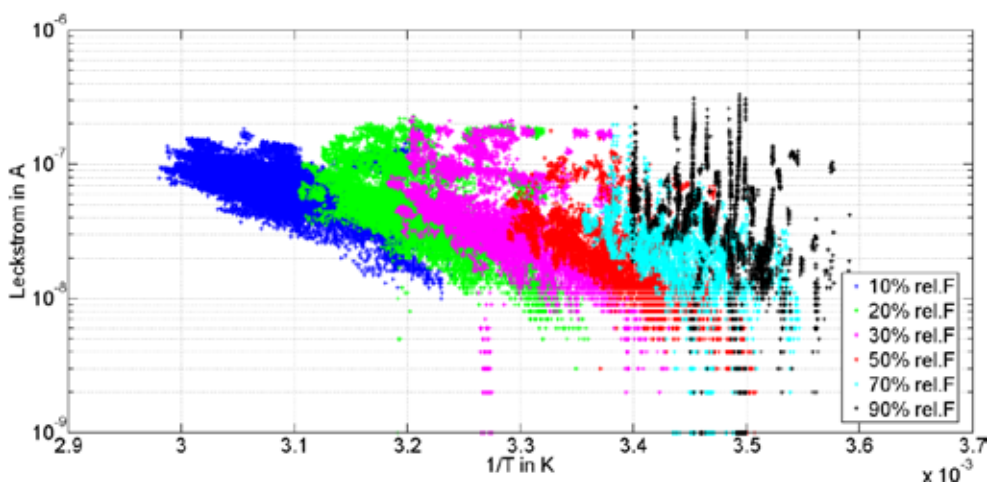


Abb. 7: Leckstrom in Abhängigkeit der inversen Temperatur (Arrheniusplot)

Zur Bewertung der Temperatur- und Feuchteabhängigkeit der Leckströme im Freifeld wurden die Messdaten im Vorfeld analog zu den vorangegangenen Untersuchungen hinsichtlich Feuchteinfluss gefiltert. Abbildung 7 zeigt den zugehörigen Arrheniusplot der gefilterten Messerwerte. Abgebildet sind die Bänder für rel. Feuchten von 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 % sowie 70 % und 90 % in den Grenzen von ±0,5 Prozentpunkten um die angegebenen Werte. Es zeigt sich das mit zunehmender rel. Feuchte die Streuung hin zu höheren Stromwerten steigt. Während bei 10 % rel. Feuchte ein eng begrenztes Band vorliegt tritt bereits bei 20 % rel. Feuchte eine Verbreiterung der Punktwolke auf. Ein ähnliches Verhalten wurde bereits von Del Cueto et. al. [9] in ihren Untersuchungen an monofacialen c-Si Photovoltaikmodulen aufgezeigt. Es konnte ebenfalls die Ausbildung linearer Bänder bei konstanter anliegender Spannung und eng gefassten Temperaturkorridoren aufgezeigt werden. Des Weiteren wurde die exponentielle Abhängigkeit der Leckströme von der Temperatur aufgezeigt sowie ein in Erscheinung treten der rel. Feuchte als Vorfaktor für die Höhe der Bänder. Ebenso die zunehmende Streuung der Messpunkte bei höheren Werten rel. Feuchte wurde bereits in [3] festgestellt und konnte ebenfalls für die verwendete Technologie reproduziert werden.

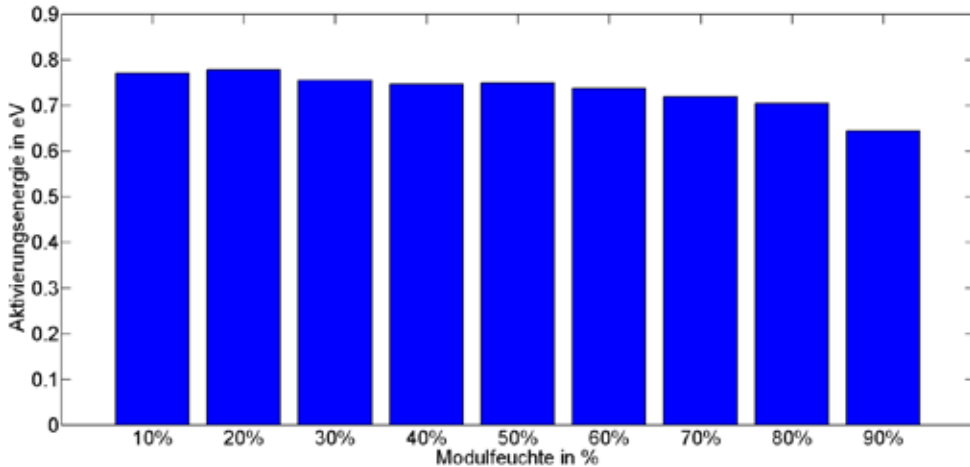


Abb.8: Ermittelte Aktivierungsenergien aus den gemessenen Leckströmen der Freifelddaten

Unter Einbeziehung der Boltzmann-Konstante (k_B), der Aktivierungsenergie (E_A) und der absoluten Temperatur (T) in der Form:

$$I = e^{-\frac{E_A}{k_B \cdot T}} \quad (2)$$

kann eine mathematische Beschreibung der Abhängigkeit vorgenommen werden. Dabei erscheint die Abhängigkeit des Stroms von der Temperatur als Gerade, bei der die Steigung eine umgekehrte Proportionalität zur Aktivierungsenergie E_A aufweist. Die ermittelten Aktivierungsenergien sind Abb.7 zu entnehmen. Für Modultechnologien auf Basis von c-Si variieren die Werte der Aktivierungsenergie folglich verschiedener Literaturquellen in Bereichen von 0,7 eV und 0,83 eV [10,11]. Somit sind die in Abb. 8 dargestellten Aktivierungsenergien bis zu r.F von 80 % als plausibel anzusehen. Das Absinken des Wertes zugehörig zu 90 % r.F. lässt auf einen Einfluss von Wasser auf der Oberfläche vermuten, welcher zu einer Herabsetzung des Oberflächenwiderstands führt.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die untersuchten Module den Anforderungen nach DIN EN 62804 eine ausreichende Beständigkeit gegenüber PID aufweisen. Die in der Norm geforderten Prüfbedingungen verlangen einen 96 stündigen 60/85 Test mit einer Spannungsbeaufschlagung von -1000 V mittels Rahmenkontakt. Die geforderten Annahmekriterien besagen, dass zwischen Anfangs- und Abschlussmessung die maximale Degradation 5 % betragen darf. Die ermittelten Werte für das untersuchte Modul 3 mit Rahmenkontaktierung lagen während beider Testdurchläufe unter den von der Norm geforderten Maxima. Des Weiteren ist festzustellen, dass die Höhe des Leistungsverlustes nicht mit der Höhe der Leckströme korreliert. Modul 2, welches in die höchsten Leckströme aufweist, zeigt nicht die quantitativ höchsten Leistungseinbußen. Modul 1 hingegen, welches mit einer Frontseitenkontaktierung versehen wurde, zeigt bei signifikant niedrigeren Leckströmen im Vergleich zu Modul 2 höhere Leistungseinbußen. Daraus lässt sich die Fragestellung ableiten, ob der Leckstrompfad für die Höhe der auftretenden Degradationserscheinungen entscheidender ist als die übertragende Ladung. Aus den gewonnenen Daten lässt sich nicht eindeutig ableiten, in wie weit der Leckstrompfad Auswirkungen auf das Verhältnis von Front- zu Rückseitenleistungsminderung hat.

Die Auswertung der Freifelduntersuchungen bestätigt das Ergebnis aus den beschleunigten Alterungsuntersuchungen hinsichtlich der Temperaturabhängigkeit des Leckstromverhaltens, die ebenfalls im Freifeld als maßgeblicher Beschleunigungsfaktor in Erscheinung tritt. Zudem konnte ein Feuchteinfluss auf das Leckstromverhalten identifiziert werden. Jedoch zeigt sich, dass die Parameter relativer Feuchte und Temperatur im Freifeld nicht in den Kombinationen in Erscheinung treten wie während der beschleunigten Alterungsuntersuchungen simuliert. Somit gilt es in folgenden Untersuchungen die Belastbarkeit von beschleunigten Alterungsuntersuchungen hinsichtlich einer realistischen Abbildung des realen Systemverhaltens zu überprüfen.

Danksagung

Diese Arbeit ist Teil des Projekts „Bifacial - Monofacial: Steigerung der Energieausbeute von Silizium-PV-Modulen“ und wird durch den Freistaat Thüringen und den Europäischen Sozialfonds (ESF) gefördert.

Literaturverzeichnis

- [1] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Trautmann, B.: Analysis of Leakage Currents in Accordance to the mounting Situation of amorphous silicon Solar Modules under Outdoor Climate Conditions. In: Proceedings of the 28th European Solar Energy Conference and Exhibition, 2013
- [2] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.: Investigation of leakage currents depending on the mounting situation in accordance to amorphous silicon modules. In: Energy Procedia, 2013
- [3] AE Solar Energy: Understanding Potential Induced Degradation, Advanced Energy Industries, 2014
- [4] Brecl, K; Bokalic, B.; Topic, M.: Examination of Photovoltaic Silicon Module Degradation Under High-Voltage Bias and Damp Heat by Electroluminescence
- [5] Del Cueto, J.; Rummel, S.: Degradation of Photovoltaic Modules Under High Voltage Stress in the Field. In: Proceedings SPIE, 2010
- [6] Hacke, P.; Nederland, S.: Characterization of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Modules with System Bias Testing. In: Proceedings 25th EUPVSEC, 2010

[7] Wesselak, V.; Schabbach, T.; Link, T.; Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. 3. Auflage, erweiterte und überarbeitete Auflage. Springer, Heidelberg, 2017

[8] Baehr, M; Lauer, K: Analysis of activation energies and decay-time constants of potential-induced degraded crystalline silicon solar cells. In: 5th International Conference on Silicon Photovoltaics, 2015

[9] del Cuto, J.A.; Rummel, S:R: Degradation of Photovoltaic Modules Under High Voltage Stress, SPIE Optics and Photonics Conference: Conference Paper NREL/CP-520-47463; 2010; San Diego, California

[10] Bähr, M.; Lauer, K.: Analysis of activation energies and decay-time constants of potential induced degraded crystalline silicon solar cells; Silicon PV 2015; 2015; Erfurt/Ilmenau

[11] Hacke, P.; Kempe, K.; Terwilinger, S. et.al.: Proceedings 25th EUPVSEC pp. 3760-3765, 2010, Valencia