

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V.
Abteilung Thermosensorik und Photovoltaik

Vergleich des Langzeitverhaltens verschiedener Photovoltaik-Dünnschichttechnologien

(VASOTEC)

Abschlussbericht über ein Forschungsprojekt,
gefördert unter dem Az: 26669-24/2 durch die
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

von

Dipl.-Phys. Ulrich Hoyer

November 2012

• **Projektkennblatt**
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	26669	Referat	Fördersumme	55.000,- €
Antragstitel		Vergleich des Langzeitverhaltens verschiedener Photovoltaik-Dünnschichttechnologien		
Stichworte		Dünnschicht, Elektrolumineszenz		
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)	
36 Monate	21.4.2009	20.4.2012		
Zwischenberichte				
Bewilligungsempfänger		ZAE Bayern e.V. Haberstr. 2a 91058 Erlangen	Tel 09131 9398 181 Fax 09131 9398 199	
			Projektleitung Dipl.-Phys. Ulrich Hoyer	
			Bearbeiter Dipl.-Phys. Ulrich Hoyer	
Kooperationspartner				
- Keine -				
Zielsetzung und Anlaß des Vorhabens				
<p>Ziel des Projektes ist es, ein tieferes Verständnis über die leistungsbeeinflussenden Degradationsmechanismen in den verschiedenen Dünnschichttechnologien unter realen Betriebsumständen zu erhalten und die Daten unabhängig vom Markt bzw. Hersteller zur Verfügung zu stellen. Wesentlicher Inhalt des Projekts ist es, zu untersuchen, ob im Laufe der Lebensdauer eines PV-Moduls das Fortschreiten diverser Defekte über bildgebende Messverfahren zu erkennen ist und ob bzw. wie diese mit einer Leistungsminderung korrelieren.</p> <p>Das Projekt „Vergleich des Langzeitverhaltens verschiedener Photovoltaik-Dünnschichttechnologien“ beinhaltet die Aufständigung von Solarmodulen aller gängigen Dünnschichttechnologien und ihren Betrieb unter realen Bedingungen, wobei alle wichtigen Betriebsparameter kontinuierlich aufgezeichnet werden sollen. Darüber hinaus sollen in regelmäßigen Abständen bei allen Modulen die Kennlinie gemessen sowie Elektrolumineszenz und IR-thermographische Untersuchungen durchgeführt werden</p>				
Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden				
<p>Der Zeitplan ist in 3 Phasen gegliedert: Zum Aufbau des Teststandes und der Messeinrichtung waren 5 Monate veranschlagt (Erstellungsphase). In der zweiten Phase (Mess-, Auswertephase I) erfolgte die Messwerteerfassung und –analyse sowie die Publikation der Ergebnisse. Nach dieser Phase endet die Förderung durch die DBU. Das ZAE Bayern e. V. wird das Projekt mindestens 4 Jahre weiterführen. Dies ist die Mess- und Auswertephase II, mit den gleichen Inhalten wie die vorherige Phase.</p> <p>Die Auswertung der Daten soll im Hinblick auf zwei Aspekte erfolgen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Der tatsächliche Einfluss dünnschichtspezifischer Eigenarten wie Stäbler-Wronski-Effekt, Lightsoaking, Temperaturkoeffizient, Schwachlichtverhalten u. a. auf den Jahresenergieertrag. 2. Alterung der Module unter normalen Betriebsbedingungen. <p>Hierbei liegt ein besonderes Augenmerk darauf, ob sich mit den bildgebenden Defektanalyseverfahren Elektrolumineszenz und IR-Thermographie die Ausbreitung von Defekten verfolgen lassen und eine Korrelation mit der Modulleistung hergestellt werden kann.</p>				
<small>Deutsche Bundesstiftung Umwelt • An der Bornau 2 • 49090 Osnabrück • Tel 0541/9633-0 • Fax 0541/9633-190 • http://www.dbu.de</small>				

Ergebnisse und Diskussion

Im Laufe des Projekts wurde die Erkenntnis gewonnen, dass die verwendeten Dünnschichttechnologien eine massive Abnahme der Leistung über der Zeit aufweisen. Diese geht in manchen Fällen weit über die vom Hersteller zugesicherten Werte hinaus. Somit führen auch alle Versuche, erhöhte oder erniedrigte Energieerträge über dünnschichtspezifische Eigenschaften wie Temperaturkoeffizient, Schwachlichtverhalten etc. zu erklären, zu keinem anwendbaren Ziel.

Die Anlage wird in gleicher Form weitere 4 Jahre durch das ZAE Bayern weiterbetrieben, um die Alterungserscheinungen weiter zu untersuchen und zu analysieren, ob die gefundenen Leistungsdegradationen unverändert weitergehen, oder sich eher stabilisieren.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Die Ergebnisse des Projekts wurden in mehreren Veröffentlichungen und Abschlussarbeiten dargestellt. Details sind im Kapitel „Literaturverzeichnis“ zu finden.

Fazit

Die überraschenden Erkenntnisse über die deutlichen Leistungseinbrüche der verschiedenen, hier eingesetzten Dünnschichttechnologien liefern wertvolle Erkenntnisse über deren Einsatz in Solarparks und auf Dächern. Einzig die kristallinen Module, die eigentlich gar nicht Inhalt des Projekts waren und nur als Referenz dienten, weisen die nötige Stabilität auf, um über einen längeren Zeitraum verlässlich Strom zu erzeugen. Die Fortführung des Projekts (Phase 3) wird zeigen, ob die Degradation in ähnlicher Weise weitergeht, oder ob eine Verlangsamung eintritt.

x

Inhaltsverzeichnis

• Projektkennblatt	2
1 Zusammenfassung.....	6
2 Einleitung.....	7
3 Ergebnisse und Diskussion	9
3.1 Phase 1: Erstellung.....	9
3.2 Phase 2: Mess- und Auswertephase	11
3.2.1 a-Si – Einfachübergang	12
3.2.2 a-Si/ μ -c-Si Tandemzelle	13
3.2.3 a-Si Dreifachzelle	14
3.2.4 CIGS	15
3.2.5 Kristallines Silicium	18
3.2.6 Datenerfassungssystem.....	20
3.3 Phase 3: Mess- und Auswertephase	21
4 Fazit	22
5 Literaturverzeichnis.....	23

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die installierten Module auf dem Dach der Universität Erlangen. Im Vordergrund sind die Dreifachzellen, dahinter a-Si, dahinter a-Si- μ c-Si zu erkennen. Die kristallinen Module befinden sich im mittleren Teil, wähen rechts hinten die CIGS-Module zu erkennen sind..... 9

Abbildung 2: Veränderung der Mittelwerte von Füllfaktor, Spitzenleistung und dazugehöriger Strom- und Spannungswerte der jeweiligen Modultechnologien, bezogen auf das Installationsjahr..... 12

Abbildung 3: Elektrolumineszenzaufnahme eines a-Si-Moduls nach zwei Jahren Betrieb. Rot eingekreist ist ein sich ausweitender Shunt, blau markiert sind linienartige Effekte, die erst im Laufe der Alterung sichtbar wurden. 13

Abbildung 4: Bei der Elektrolumineszenz-Aufnahme eines Tandemmodules im Jahr 2012 sind drei der fünf sichtbaren Kurzschlüsse verschwunden. 14

Abbildung 5: Messkurven eines Moduls der Dreifachzellentechnologie. Die Stabilisierung nach dem Staebler-Wronski-Effekt ist klar zu erkennen..... 15

Abbildung 6: Elektrolumineszenz-Aufnahmen eines Dreifachzellenmoduls. Einzelne Bereiche werden zum Modulrand oder zur Mitte hin dunkler. 15

Abbildung 7: EL-Aufnahme eines CIGS-Moduls (links) und eine Thermographie-Aufnahme (rechts) des gleichen Moduls.	16
Abbildung 8: Hellkennlinien eines CIGS-Moduls im Lauf der Alterung.	17
Abbildung 9: Dieses CIGS-Modul zeigt in den EL-Bildern einen Kurzschluss, sowie Verdunklungen am Modulrand. Im Bereich des Rückseitenetiketts und der Anschlussdose sowie im Bereich wo kreuzförmig das Klebeband für den Temperatursensor aufgebracht war, ist höhere EL-Aktivität zu beobachten.	18
Abbildung 10: Strom-Spannungskennlinien eines kristallinen Si-Moduls. Bei der Kurve von 2011 liegt ein Messfehler vor.....	19
Abbildung 11: EL-Aufnahmen zeigen eine komplette Solarzelle und mehrere Zellenteile, die im Vergleich dunkler geblieben sind (rot und blau markiert).	19
Abbildung 12: Gesamtleistung der kristallinen Siliziummodule vom 01. bis 10.04.2011.	20
Abbildung 13: Gesamtleistung der kristallinen Module vom 15.11.2011 bis 24.11.2011. Es treten extreme Sprünge unter den Werten auf, manche liegen in der Größenordnung von tausend.	21

Verzeichnis von Begriffen, Abkürzungen und Definitionen

a-Si	Amorphes Silicium
a-Si- μ c-Si	Tandemstruktur aus amorphem und mikrokristallinem Silicium
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Selenid
EL	Elektrolumineszenz
PV	Photovoltaik
U	Spannung
I	Strom
P	Leistung

1 Zusammenfassung

Über den Einsatz der verschiedenen, heute auf dem Markt erhältlichen photovoltaischen Dünnschichttechnologien gibt es, aufgrund ihrer relativen Neuheit, wenig unabhängige Untersuchungen. Ziel des Projekts war es, eine Vielzahl von Dünnschicht-Modulen im süddeutschen Raum unter Realbedingungen der Witterung auszusetzen, um dann über umfangreiche Charakterisierungsmethoden ein tieferes Verständnis über deren Alterungsverhalten zu erhalten.

Dazu wurden die Module in einer statistisch relevanten Menge beschafft und auf einem Flachdach installiert. Sie wurden an jeweils den gleichen Wechselrichtertyp angeschlossen, um sie realitätsgerecht im Punkt maximaler Leistung zu halten. An den Modulen wurden zu Beginn und in regelmäßigen Abständen Laboruntersuchungen durchgeführt, um das Alterungsverhalten und möglichst auch deren zugrundeliegende physikalische Mechanismen besser zu verstehen. Außerdem wurde auf dem Dach umfangreiche Messtechnik für Wetter- und elektrische Daten installiert.

Im Laufe des Projekts wurde die Erkenntnis gewonnen, dass die verwendeten Dünnschichttechnologien eine massive Abnahme der Leistung über der Zeit aufweisen. Diese geht in manchen Fällen weit über die vom Hersteller zugesicherten Werte hinaus. Somit führen auch alle Versuche, erhöhte oder erniedrigte Energieerträge über dünnschichtspezifische Eigenschaften wie Temperaturkoeffizient, Schwachlichtverhalten etc. zu erklären, zu keinem anwendbaren Ziel.

Die Anlage wird in gleicher Form weitere 4 Jahre durch das ZAE Bayern weiterbetrieben, um die Alterungserscheinungen weiter zu untersuchen und zu analysieren, ob die gefundenen Leistungsdegradationen unverändert weitergehen, oder sich eher stabilisieren.

2 Einleitung

Die ständig steigende Verknappung fossiler Brennstoffe sowie die schädliche Wirkung des bei ihrer Verbrennung emittierten Kohlendioxides auf das globale Klima macht die Umstellung der Erzeugung elektrischer Energie auf regenerative unumgänglich. So hat sich z.B. Bayern das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2021 50% der elektrischen Energieversorgung aus erneuerbaren Energieformen zu generieren. Unter den regenerativen Energien nimmt die Photovoltaik einen wichtigen Platz ein, da hier direkt aus Sonnenlicht ohne Verbrauch von Treibstoff Elektrizität gewonnen wird.

Damit die photovoltaische Stromerzeugung zu einem adäquaten Ersatz der konventionellen Energieerzeugung werden kann, gilt es, den Preis pro erzeugter Energiemenge stetig zu senken. Dieser Preis pro erzeugter Energie (ct/kWh) wird durch die durchschnittliche Sonneneinstrahlung am Installationsort, die Lebensdauer und den Kaufpreis des PV-Moduls bestimmt. Bei der Reduzierung des Solarmodulkaufpreises hat die Dünnschichttechnologie großes Potenzial, da hierbei die eigentlichen stromerzeugenden Bestandteile, also die Zellen, direkt auf das Trägermaterial aufgebracht werden können. Neben dem geringeren Bedarf an Rohstoffen steht hier auch noch der Wegfall einiger Prozesszwischenschritte, die bei einem Solarmodul auf kristalliner Basis nötig sind, wie der Herstellung von kristallinem Ausgangsmaterial, Herstellung einzelner Zellen und die Verlotung.

Solarmodule kommen ohne Treibstoff aus, deshalb ist der Faktor ct/kWh direkt von der Lebensdauer des Moduls abhängig. Da die Dünnschichttechnologie deutlich jünger ist als die heute übliche Garantiezeit von 20 Jahren, besteht noch ein großer Forschungsbedarf über das Alterungsverhalten von Dünnschichtmodulen. Künstliche Alterung in Klimakammern u. ä. ist ein wichtiger Punkt in der Lebensdauerforschung, eine tatsächliche Aussage über das Alterungsverhalten kann jedoch nur gemacht werden, wenn die Solarmodule so betrieben werden, wie es zur tatsächlichen Stromgewinnung notwendig ist: ganzjährig draußen mit optimaler Ausrichtung zur Sonne, sowie im Lastbetrieb. Bisher werden solche Außenteststände hauptsächlich von den Herstellern betrieben, so dass die Endkunden auf die selektive Datenauswahl des Herstellers angewiesen sind.

Ziel des Projektes war es, ein tieferes Verständnis über die leistungsbeeinflussenden Degradationsmechanismen in den verschiedenen Dünnschichttechnologien unter realen Betriebsumständen zu erhalten und die Daten unabhängig vom Markt bzw. Hersteller zur Verfügung zu stellen. Wesentlicher Inhalt des Projekts ist es, zu untersuchen, ob im Laufe der Lebensdauer eines PV-Moduls das Fortschreiten diverser Defekte über EL und IR zu erkennen ist und ob bzw. wie diese mit einer Leistungsminderung korrelieren.

Das Projekt „Vergleich des Langzeitverhaltens verschiedener Photovoltaik-Dünnschichttechnologien“ beinhaltet die Aufständigung von Solarmodulen aller gängigen Dünnschichttechnologien und ihren Betrieb unter realen Bedingungen, wobei alle wichtigen Betriebsparameter kontinuierlich aufgezeichnet werden sollten. Darüber hinaus wurden in regelmäßigen Abständen bei allen Modulen die Kennlinie gemessen sowie Elektrolumineszenz und IR-thermographische Untersuchungen durchgeführt.

Die Messwerte, die erfasst wurden sollen, sind:

- PV-Modul-Parameter: Strom, Spannung, Modultemperatur
- Meteorologische Daten: Einstrahlung, Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit

Die Auswertung der Daten sollte im Hinblick auf zwei Aspekte erfolgen:

1. der tatsächliche Einfluss dünnschichtspezifischer Eigenarten wie Stäbler-Wronski-Effekt, Lightsoaking, Temperaturkoeffizient, Schwachlichtverhalten u. a. auf den Jahresenergieertrag.
2. Alterung der Module unter normalen Betriebsbedingungen.

Hierbei liegt ein besonderes Augenmerk darauf, ob sich mit den bildgebenden Defektanalyseverfahren Elektrolumineszenz und IR-Thermographie die Ausbreitung von Defekten verfolgen lassen und eine Korrelation mit der Modulleistung hergestellt werden kann.

Diese Untersuchungen würden nicht nur dazu dienen, ein tieferes Verständnis über die Degradationsmechanismen zu erlangen, sie könnten in Zukunft dazu verwendet werden, schon im Voraus (während der Fertigung, bzw. vor der Auslieferung) kritische Defekte zu erkennen.

Es gibt deutschland- und europaweit schon ähnliche Projekte, die die Analyse von Photovoltaik-Betriebsdaten beinhalten. Die Verbindung aus regelmäßiger Untersuchung mit Elektrolumineszenz und IR-Thermographie mit der speziellen Fokussierung auf aktuelle Dünnschichttechnologien ist jedoch noch in keinem dieser Projekte vorhanden.

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Phase 1: Erstellung

Nach eingehender Planungsphase wurde die Universität Erlangen (Lehrstuhl I-MEET, Fakultät Materialwissenschaften) als Partner gefunden, um auf dem Flachdach des Lehrstuhlgebäudes den Teststand zu errichten. Für repräsentative und vergleichbare Messungen wurden pro Modultyp jeweils ca. 550W aufgeständert und über einen jeweils separaten Wechselrichter ans Netz angeschlossen. Dadurch wurde sichergestellt, dass die Module realitätsgerecht im Punkt maximaler Leistung (MPP) gehalten werden. Evtl. Abweichungen, die durch den Wechselrichter hervorgerufen werden, sollten sich auf den Vergleich nicht auswirken, da jeweils der gleiche Wechselrichter verwendet wird. Die Module wurden mittels eines Gestells mit 30° Neigung direkt nach Süden ausgerichtet.

Als repräsentative Modultypen für die am Markt erhältlichen Dünnschicht-Technologien wurde CIGS-Module (Solibro), a-Si als Einfachübergangszellen (Kaneka) und als Dreifachübergangszellen (Uni-Solar) ausgewählt. Als stabile Referenz dienen Module aus monokristallinen Silicium-Solarzellen (Sunset Energietechnik). Der Teststand wurde nach ca. 1 Jahr um Module aus Tandemzellen erweitert, bei denen die untere Zelle aus mikrokristallinem Silicium und die obere aus amorphem Silizium besteht (Sontor).



Abbildung 1: Die installierten Module auf dem Dach der Universität Erlangen. Im Vordergrund sind die Dreifachzellen, dahinter a-Si, dahinter a-Si- μ c-Si zu erkennen. Die kristallinen Module befinden sich im mittleren Teil, während rechts hinten die CIGS-Module zu erkennen sind.

Zusätzlich zu den aufzuständernden Modulen wurde je Typ ein weiteres Modul beschafft, das keinen Umwelteinflüssen ausgesetzt wird und so als Referenz für die Folgemessungen dient.

Vor der Installation auf dem Universitätsdach wurden alle Module einer umfassenden Charakterisierung unterzogen. Diese beinhaltete die Hellkennlinienmessung bei Standard-

Bedingungen ($1000\text{W}/\text{m}^2$ Einstrahlung) und bei Schwachlichtbedingungen ($200\text{W}/\text{m}^2$). Die Messungen wurden mit einem gepulsten Sonnensimulator Klasse AAA bei Raumtemperatur durchgeführt. Als Referenz zur Justierung der Einstrahlungsintensität diente eine Referenzzelle aus kristallinem Silicium, die regelmäßig durch ein DKD-Kalibrierlabor kalibriert wird. Aufgrund des gut an die Sonne angepassten Spektrums des Simulators sowie der Tatsache, dass nur relative Messungen von Interesse sind, wurde keine Referenzzelle mit optischem Filter verwendet. Auch auf Einbeziehung spektraler Mismatchfaktoren wurde verzichtet, da keine Daten zur spektralen Empfindlichkeit der einzelnen Module vorlagen.

Außerdem wurden Elektrolumineszenzmessungen bei zwei unterschiedlichen Stromstärken durchgeführt. Bei der Elektrolumineszenzmessung (EL) wird in der Solarzelle die Rekombination von Elektronen und Löchern mittels einer von außen angelegten Spannung stimuliert. Der Anteil, der dabei strahlend stattfindet, wird mit einer speziellen Kamera orts aufgelöst gemessen. Die Messung findet hier in einer speziell abgedunkelten Umgebung statt, da das EL-Signal äußerst schwach ist und bereits von geringen Störquellen beeinträchtigt wird. Zusätzlich wird die Aufnahme des EL-Signals noch mit einer Subtraktion mit einem Dunkelbild, also dem Bild mit exakt gleichen Einstellungen aber ohne angelegte Spannung, beaufschlagt, so dass auch geringe Umgebungseinflüsse eliminiert werden.

Die Wellenlänge des EL-Signals ist vom Halbleitermaterial der Solarzelle abhängig. Die Stärke des Signals wiederum wird von der am pn-Übergang anliegenden Spannung, sowie der Ladungsträgerlebensdauer beeinflusst. Somit sind differenzierte Aussagen über die Zellen möglich. Im Bereich der kristallinen Si-Solarmodule werden mittels der EL-Technik Defekte wie Risse, Brüche und Kristalldefekte detektiert, während bei Dünnschichtmodulen kaum Auswertelgorithmen zur Verfügung stehen.

Als weitere Ausgangscharakterisierung wurden Thermographiemessungen durchgeführt. Bei dieser Messung werden Wärmequellen bzw. die Wärmeausbreitung in den Solarmodulen mit Hilfe von hochauflösenden Infrarot-Kameras orts aufgelöst abgebildet. Zur Wärmeanregung stehen grundsätzlich zwei Methoden zur Auswahl, die Anregung über eine externe Spannungsquelle oder die Anregung mit Licht. Im Labor wird meist die Anregung über Spannungsquellen vorgenommen. Die Module des Projekts wurden mit einer Spannung beaufschlagt und das entstehende Wärmebild mit einer Infrarot-Kamera aufgenommen. Dabei wurde, zur Bereinigung der Umgebungseinflüsse, das Bild des nicht-angeregten Ausgangszustandes von einem Bild nach ca. 30 Sekunden Anregung abgezogen.

Die Thermographiemessungen erlauben Aussagen über den Stromfluss im Modul, sie sind darüber hinaus dazu geeignet, Shunts, also Bereiche erniedrigten Parallelwiderstandes, zu erkennen.

Die installierten Module wurden mit einer umfassenden Messdatenerfassung ausgestattet. Da die verwendeten Wechselrichter keine Datenschnittstelle zur Verfügung stellen und damit überdies keine Messung an kleineren Modulverbunden möglich ist, wurden für jeden Modulstrang separate Shuntwiderstände angebracht, um eine Strommessung zu ermöglichen. Über Spannungsteiler wurde die Spannungsmessung verwirklicht, so dass zusammen mit der Strommessung die Ermittlung der Leistung möglich wurde. Zusätzlich wurde für jedes einzelne Modul ein Temperatursensor (Thermoelement Typ K) unter Verwendung von Wärmeleitpaste an die Modulrückseite angebracht.

Für die Messtechnik wurden direkt an den Modulen mehrere Schaltschränke installiert, die die A/D-Wandler, die Stromshunts, die Spannungswandler sowie die Spannungsversorgung der Messtechnik enthalten.

Die Messwerte werden über A/D-Wandler digitalisiert und über einen RS-485-Bus an den Messrechner übertragen. Die Verwendung des RS-485-Buses wurde aufgrund der relativ langen Distanzen (20-50m) zwischen Messrechner und Solarmodulen erforderlich. Die Messsignale werden auf eine USB-Schnittstelle gewandelt und so auf den Messrechner übertragen, wo sie auf der Festplatte gespeichert werden.

Zur Erfassung der Wetterdaten wurde eine Meteostation beschafft, die über Funk die Daten direkt auf den Messrechner überträgt. Erfasst werden hier Windgeschwindigkeit und -richtung, Lufttemperatur, -feuchte und -druck sowie die Niederschlagsmenge. Die Wetterstation wurde neben den Solarmodulen auf ca. 1,5 m Höhe angebracht. Die Wetterstation wurde mit einem Pyranometer zur Erfassung der Sonneneinstrahlung komplettiert.

Die Erfassung der Modulmessdaten und der Einstrahlung erfolgt im Minutentakt, die Erfassung der übrigen Wetterdaten im Takt von 5 Minuten.

3.2 Phase 2: Mess- und Auswertephase

Nach der Installation wurden die Module zweimal deinstalliert und im Labor einer eingehenden Untersuchung unterzogen. Dabei wurden wiederum Hellkennlinienmessungen bei zwei verschiedenen Einstrahlungsintensitäten durchgeführt sowie Elektrolumineszenzmessungen. Zur genaueren Analyse wurden vereinzelt auch Thermographiemessungen gemacht. In Abbildung 1 sind die Mittelwerte der gemessenen Leistungen der einzelnen Modultypen dargestellt.

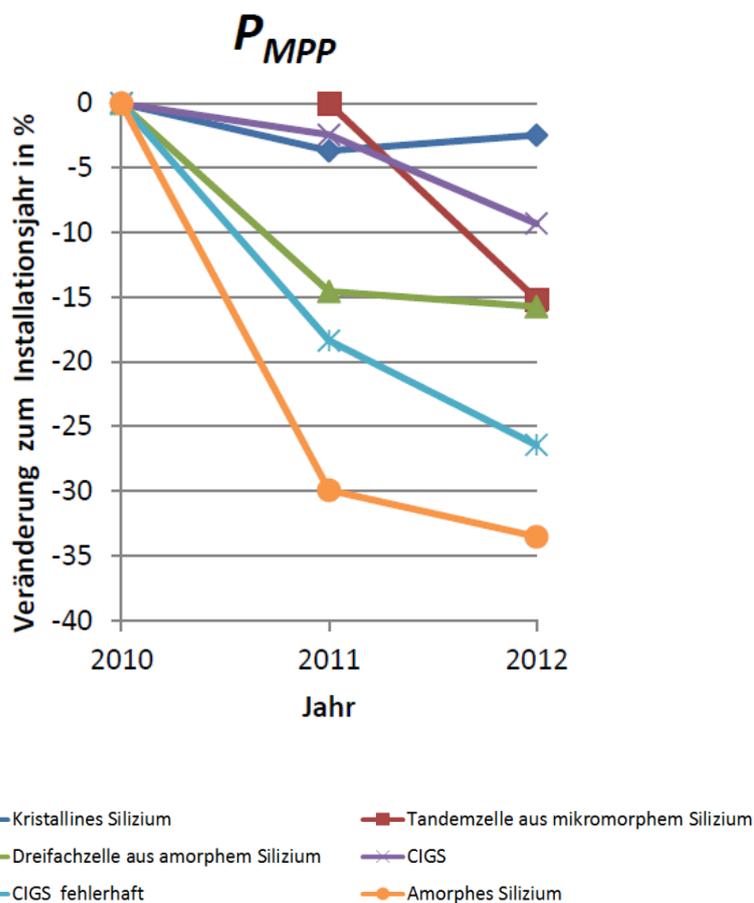


Abbildung 2: Veränderung der Mittelwerte von Füllfaktor, Spitzenleistung und dazugehöriger Strom- und Spannungswerte der jeweiligen Modultechnologien, bezogen auf das Installationsjahr.

3.2.1 a-Si – Einfachübergang

Wie zu erwarten war, zeigen die Module aus amorphem Silicium eine deutliche Anfangsdegradation. Diese stammt vom sog. Stäbler-Wronski-Effekt, bei dem Wasserstoff-Silicium-Bindungen unter dem Einfluss von Licht im amorphen Zellmaterial aufbrechen und zu einer Leistungsdegradation führen. Die auf den Typenschildern angegebenen Leistungswerte beziehen sich stets auf den stabilisierten Zustand am Ende, wenn die Anfangsdegradation vollendet ist. Somit weisen die Module im ersten Betriebsjahr und vor allem zu Beginn eine deutliche höhere Leistung auf als auf dem Typenschild angegeben. Dies bestätigte sich auch in den Initialmessungen, wo deutlich höhere Leistungen gemessen wurden. Die Hellkennlinienmessungen zeigen dann jedoch Leistungseinbrüche von über 30% nach zwei Jahren Betrieb, so dass die Leistung sogar unter den Wert des Typenschildes fällt. Die Streuung der Leistungswerte bei den verschiedenen Modulen ist relativ klein, so dass die Degradation anscheinend bei diesem Modultyp typisch ist.

Die Auswertung der EL-Bilder (Beispielhaft in Abbildung 3) lässt keine eindeutige Lokalisierung der Leistungsdegradation im Modul erkennen. Weder vermehrten sich die Shunts (rote Markierung), die an dunklen Punkten mit übermäßig hellerer Umgebung erkennbar sind, noch prägten sich einzelne Gebiete mit stärkerer oder schwächerer EL-Aktivität aus. Es sind dennoch deutliche Veränderungen

der EL-Aufnahmen im Laufe der Alterung erkennbar: So zeigen sich vermehrt linienartige Effekte, die jedoch nicht auf die Aufständigung o.ä. zurückzuführen sind. Die Effekte könnten jedoch auf den Beschichtungsprozess zurückzuführen sein.

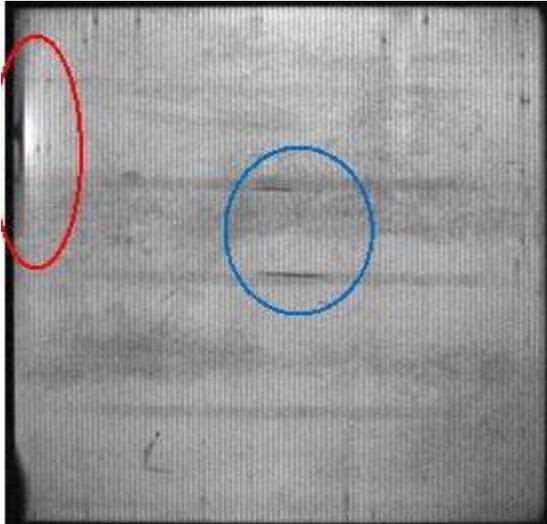


Abbildung 3: Elektrolumineszenzaufnahme eines a-Si-Moduls nach zwei Jahren Betrieb. Rot eingekreist ist ein sich ausweitender Shunt, blau markiert sind linienartige Effekte, die erst im Laufe der Alterung sichtbar wurden.

3.2.2 a-Si/ μ -c-Si Tandemzelle

Da auch in diesen Tandemzellen amorphes Silicium enthalten ist, findet auch hier, in abgeschwächter Form, der Stäbler-Wronski-Effekt statt. Auch bei diesem Modultyp ergab die Initialmessung eine deutlich erhöhte Leistung um ca. 9% gegenüber dem Typenschildwert. Da diese Module ein Jahr später installiert wurden, liegen weniger Daten vor. Die Anfangsdegradation ist wie bei den reinen a-Si-Modulen deutlich sichtbar, wenn auch in geringerer Ausprägung. Ebenso ist die Streuung der Leistungswerte der einzelnen Module relativ gering. Aber auch hier führte die Degradation schon zu Werten, die unterhalb der Typenschildwerte liegen (3,7%).

Die EL-Aufnahmen (Abbildung 4) lassen keine eindeutige Lokalisierung der Leistungseinbußen zu. Entgegen der Erwartung sind sogar Ausheilungseffekte sichtbar. So ist bei drei der vier Module zu beobachten, dass einige Shunts, die in den Initialmessungen auftreten, bei der Wiederholungsmessung nach ca. einem Jahr nicht mehr zu erkennen, also ausgeheilt sind.

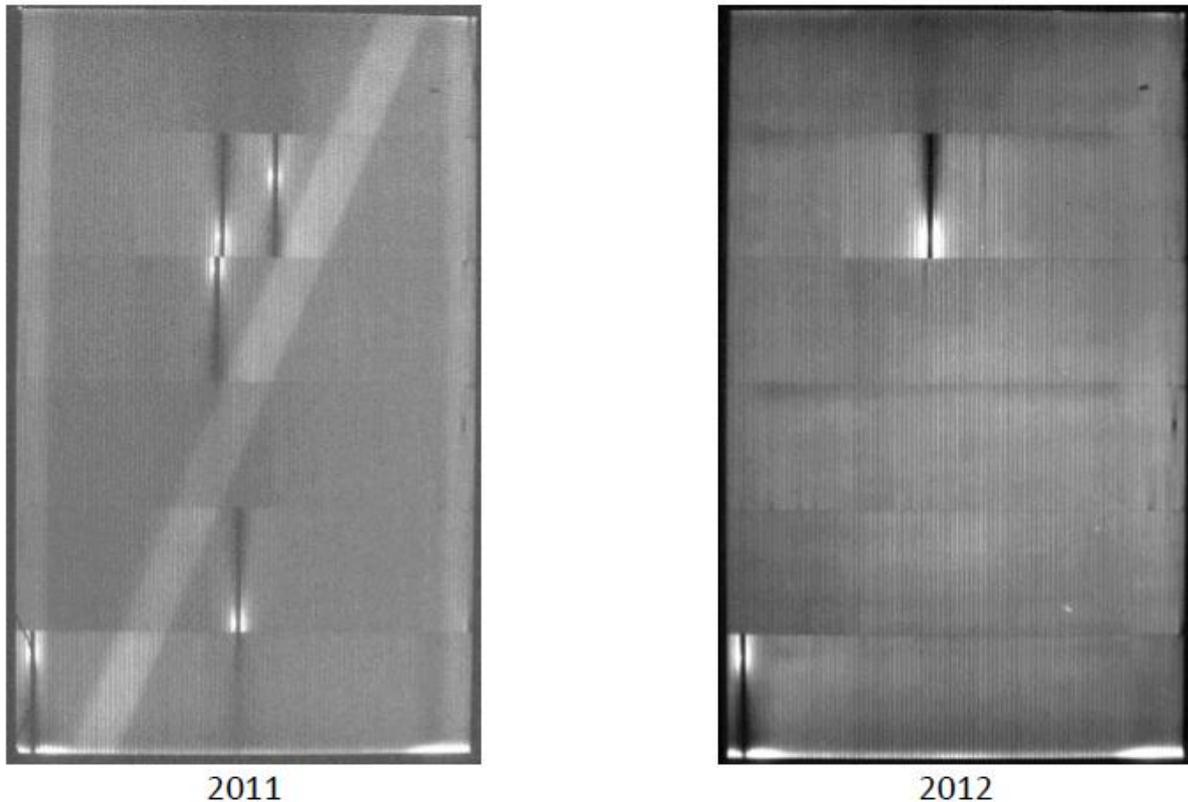


Abbildung 4: Bei der Elektrolumineszenz-Aufnahme eines Tandemmodules im Jahr 2012 sind drei der fünf sichtbaren Kurzschlüsse verschwunden.

Ein weiterer Effekt, der in den EL-Bildern zu sehen ist, ist das Auftreten von dunkleren Streifen, die genau mit den Stellen korrelieren, wo das Modul auf der Aufständerung aufliegt. Da die EL-Messungen jedoch ohne Aufständerung durchgeführt wurden, können geänderte Reflexionen nicht der Grund für die Auffälligkeiten sein. Der Effekt könnte mit der stärkeren Erwärmung der Zellteile direkt oberhalb der Auflagefläche zu tun haben, da hier keine Wärme nach unten abgeführt werden kann. Eine genauere Erklärung kann jedoch erst im Laufe der Zeit gefunden werden.

Ein weiterer Effekt, der sich in den EL-Aufnahmen zeigt, sind deutlich stärker strahlende linienförmige Stellen am Randbereich. Möglicherweise weist die Beschichtungsmaschine der Modulfertigung im Randbereich die größten Inhomogenitäten auf.

3.2.3 a-Si Dreifachzelle

Bei Mehrfachzellen aus amorphem Silizium werden dünnere intrinsische Schichten in den p/i/n-Übergängen verwendet als bei Ausführungen mit nur einer Zelle. Dies soll eine schwächere Degradation durch Licht in den ersten Monaten zur Folge haben. Die Veränderung der Leistung in Abbildung 5 bestätigt dies. Die Degradation beträgt nach dem ersten Jahr 15%, was der Hälfte des Werts der Module entspricht, die nur eine Schicht aus amorphem Silizium verwenden. Die Leistung bleibt außerdem nach dem ersten Jahr annähernd stabil. Die starke Degradation durch Licht ist also abgeschlossen, nur ein leichter Rückgang der Leistung von etwas über einem Prozent erfolgt von 2011 auf 2012.

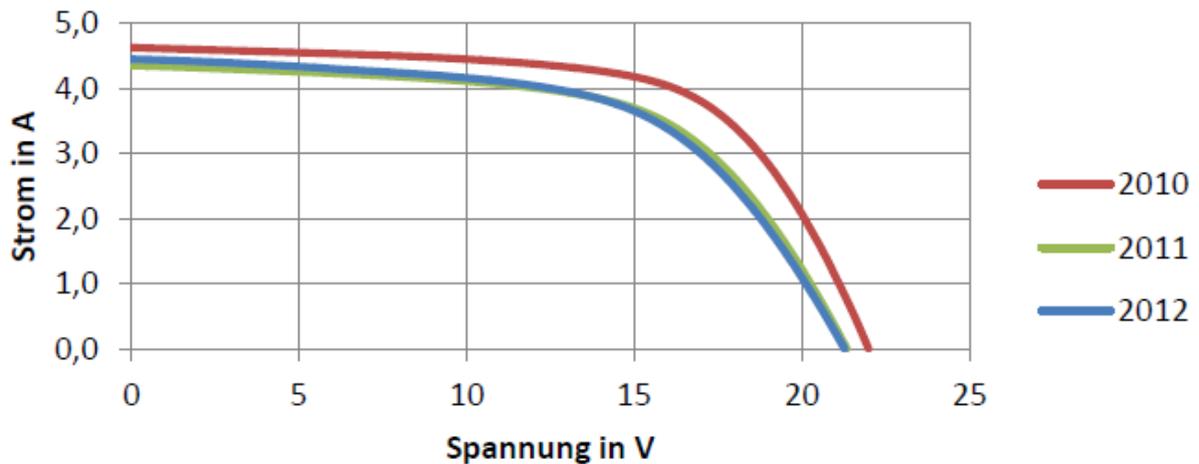


Abbildung 5: Messkurven eines Moduls der Dreifachzellentechnologie. Die Stabilisierung nach dem Staebler-Wronski-Effekt ist klar zu erkennen

Genau wie bei den anderen beiden Technologien die dem Staebler-Wronski-Effekt unterliegen, fällt die Leistung schon nach einem Jahr Nutzung weit unter den vom Hersteller als stabilisiert angenommenen Wert. Die gemessene Dreifachzelle liegt im Jahr 2011 7% unter der Herstellerangabe, geht dann aber bis zum nächsten Jahr nur geringfügig zurück.

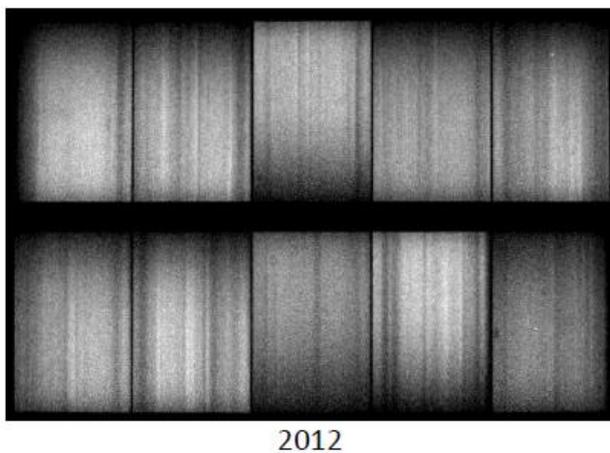


Abbildung 6: Elektrolumineszenz-Aufnahmen eines Dreifachzellenmoduls. Einzelne Bereiche werden zum Modulrand oder zur Mitte hin dunkler.

Die Analyse mittels EL (Abbildung 6) ist bei diesem Modultyp wenig geeignet, Rückschlüsse auf die Leistungsdegradation zu finden. Das ausgesendete Signal ist sehr schwach, so dass auch unter Verwendung deutlich längerer Belichtungszeiten und der Erhöhung der Anregungsspannung nur stark verrauschte Aufnahmen entstehen. Die Erkennung von Veränderungen im Lauf der Zeit ist so nicht möglich.

3.2.4 CIGS

Unter den Dünnschichtmodulen weisen CIGS-Module den höchsten Wirkungsgrad auf und haben somit das größte Potenzial für einen ausgedehnten Einsatz im Feld und auf Dächern. Die im Projekt

„Vasotec“ verwendeten CIGS-Module lassen sich aufgrund ihrer Leistungsdegradation in zwei Gruppen einteilen: Eine wenig und eine stark degradierte Gruppe.

Die wenig degradierte Gruppe weist eine durchschnittliche Leistungsminderung von 9,3% nach zwei Jahren auf und damit die geringste Degradation von allen verwendeten Dünnschichtmodulen. Erst im zweiten Jahr fallen die Leistungswerte auch unter die vom Hersteller angegebenen Werte, wobei hier der Leistungsrückgang hauptsächlich auf die Spannung zurückzuführen ist. Die EL-Aufnahmen zeigen kleine Kurzschlüsse im mittleren Bereich des Moduls, deren Intensität seit der Messung 2010 zugenommen hat. Die Auswirkungen dieser Fehler auf die einzelnen Zellen, die in den Aufnahmen horizontal verlaufen, scheint gering zu sein, da die Defektstellen eher punktförmig sind und sich nicht weiter entlang den Zellen ausdehnen.

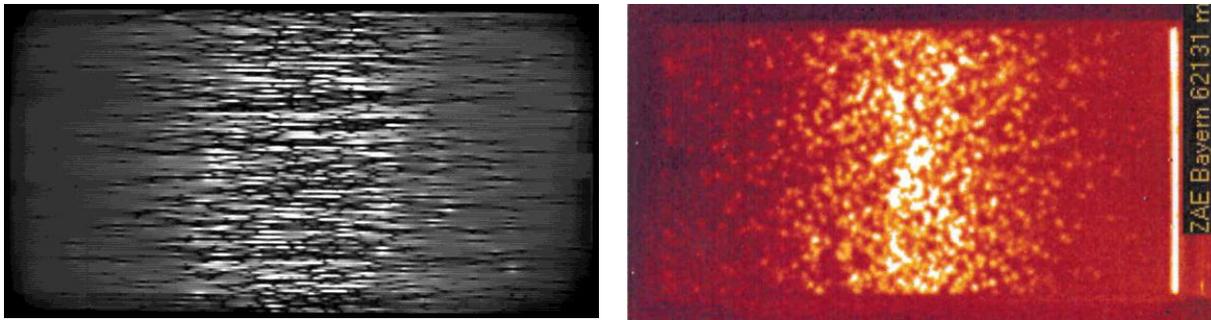


Abbildung 7: EL-Aufnahme eines CIGS-Moduls (links) und eine Thermographie-Aufnahme (rechts) des gleichen Moduls.

Die zweite Gruppe der CIGS-Module zeigt eine deutlich stärkere Degradation. So ist hier ein Leistungsrückgang von 26,4% innerhalb von zwei Jahren zu erkennen. Dieser Wert ist zwar noch niedriger als beim amorphen Silicium, er lässt sich jedoch nicht durch den Stäbler-Wronski-Effekt erklären. Betrachtet man die Abweichungen der Module von den Herstellerangaben, so fällt auf, dass die Leistung vor der Inbetriebnahme 9% über der im Datenblatt genannten und auf gleichem Niveau der anderen CIGS-Module liegt. Die starke Degradation dieser Module ist also erst durch die Nutzung am Teststand eingetreten. Während des ersten Nutzungsjahres fällt die Leistung schon um 13%. Bei der letzten Messung 2012 liegt sie fast 20% unter der Herstellerangabe.

Die Strom-Spannungs-Kennlinie eines der Module der stark degradierten Gruppe ist in Abbildung 8 gezeigt. Die 2010er Kurve zeigt noch keine Anzeichen starker Degradation. Anders im Jahr 2011, die Kennlinie beginnt nun schon sehr früh – unter 20V – zu fallen und auch die Leerlaufspannung geht um über 2V zurück. Beides verkleinert den Füllfaktor des Moduls um fast 11%, die Leistung geht um 15W zurück.

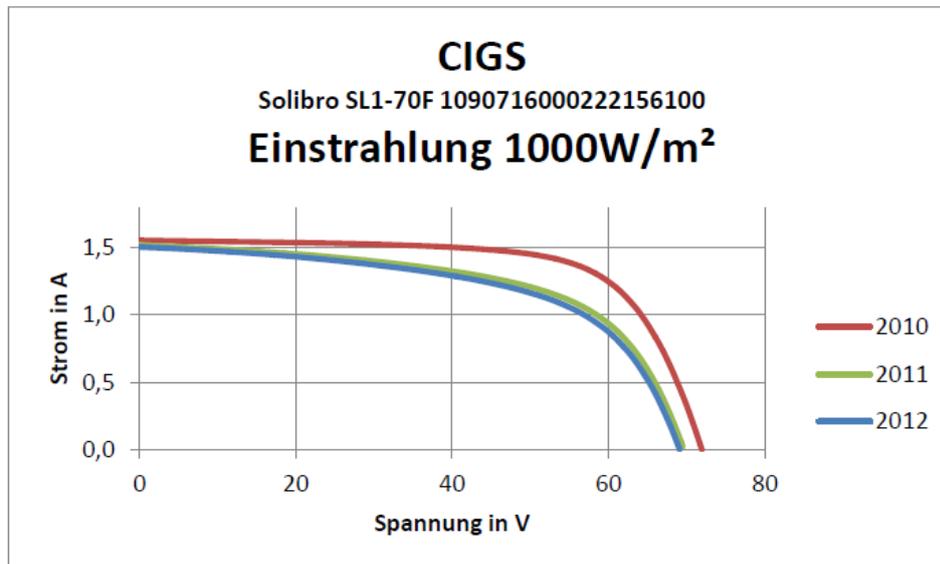
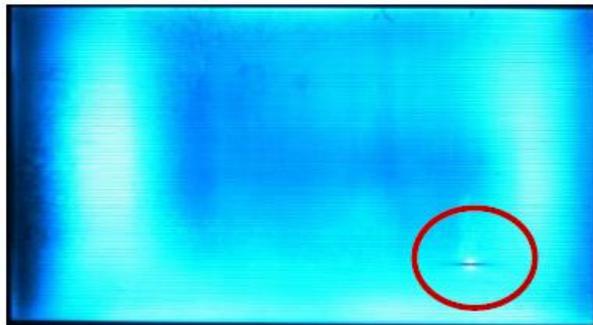
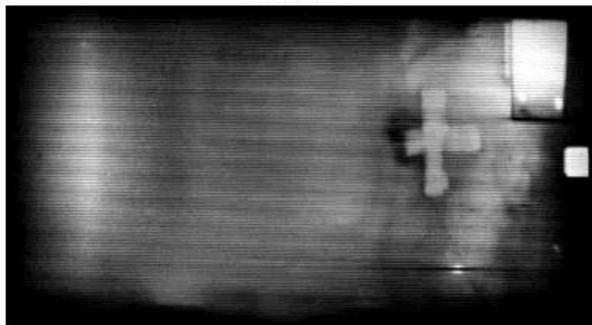


Abbildung 8: Hellkennlinien eines CIGS-Moduls im Lauf der Alterung.

Die EL-Aufnahmen zeigen in der gesamten Modulmitte die gleichen Materialfehler, die auch bei der CIGS-Gruppe mit weniger Leistungsrückgang zu sehen sind (Abbildung 7). Bei diesem Modul sind jedoch viel mehr der Fehler vorhanden. Auch tritt in den Zellen um die Defekte herum schon 2010 erhöhte Elektrolumineszenz auf – in Abbildung 9 rot gekennzeichnet. 2010 liegen die Defekte des Weiteren eher punktförmig vor, in den Aufnahmen 2011, 2012 scheinen sie sich innerhalb der Zellen vergrößert zu haben und zu Streifen zusammengewachsen zu sein. Auch die Strahlung in den Solarzellen neben den Defekten hat stark zugenommen und tritt nun über die gesamte Modulmitte auf, was sicherlich den Grund für den großen Leistungsrückgang von 2010 auf 2011 darstellt. Des Weiteren treten rechts und links an den Modulrändern dunklere Bereiche auf, dies ist besonders in den Aufnahmen von 2010 und 2011 zu erkennen. Vergleicht man die Bilder von 2011 und 2012, lassen sich keine Veränderungen feststellen, dies stimmt gut mit den aufgenommenen Kennlinien überein. Ähnliche EL-Bilder ergeben sich auch für die anderen Module dieser CIGS-Gruppe.



2010



2012

Abbildung 9: Dieses CIGS-Modul zeigt in den EL-Bildern einen Kurzschluss, sowie Verdunklungen am Modulrand. Im Bereich des Rückseitenetiketts und der Anschlussdose sowie im Bereich wo kreuzförmig das Klebeband für den Temperatursensor aufgebracht war, ist höhere EL-Aktivität zu beobachten.

Auch die Elektrolumineszenz-Aufnahmen dieses Moduls (vergleiche Abbildung 9) unterscheiden sich erheblich von den anderen der stark degradierten CIGS-Gruppe – eine Anhäufung von Materialfehlern in der Modulmitte tritt hier nicht auf. Jedoch zeigt eine Solarzelle des Moduls einen Kurzschluss (in Abbildung 55 rot markiert). Es ist gut zu erkennen, dass sich dieser Materialdefekt in der Zeit von 2010 bis 2012 in der betroffenen Zelle ausbreitet. Des Weiteren sind auch hier wieder (vergleiche auch Abbildung 9) das aufgeklebte Datenblatt, die Kontaktausgänge, sowie – diesmal neu – die Klebestreifen (kreuzförmige Form), mit denen ein Temperatursensor auf der Modulrückseite befestigt war, zu erkennen. Dieses Phänomen ist jedoch auf der Aufnahme von 2010 nicht auszumachen. Sehr auffällig an diesem Modul ist des Weiteren die schrittweise Verdunkelung einiger Modulbereiche. 2010 tritt sie kaum auf, nur auf der linken Modulseite ist sie leicht zu sehen. Im Jahr 2011 hingegen ist an allen Modulrändern eine Abdunkelung zu erkennen. 2012 nimmt sie dann auf der rechten Seite zu, auf der linken Modulseite jedoch scheinbar wieder ab. Hier tritt vermutlich Feuchtigkeit durch die Modulränder ein.

3.2.5 Kristallines Silicium

Alle in Abbildung 33 dargestellten Kenngrößen der Module aus kristallinem Silizium verhalten sich im Vergleich mit den anderen Technologien am stabilsten und weisen die geringste Veränderung auf. Die Leistung ging im Mittel während des rund zweijährigen Betriebs um 2,5% zurück. Die höhere Degradation lässt sich durch im Material entstandene Bor-Oxide erklären. Während der Siliziumherstellung gelangt Sauerstoff ins Material, unter Lichteinfluss verbindet sich dieser dann mit

Bor zu Bor-Oxid. Diese Verbindung ist elektrisch aktiv und verringert die Leistung des Moduls zu Beginn der Nutzung um wenige Prozent.

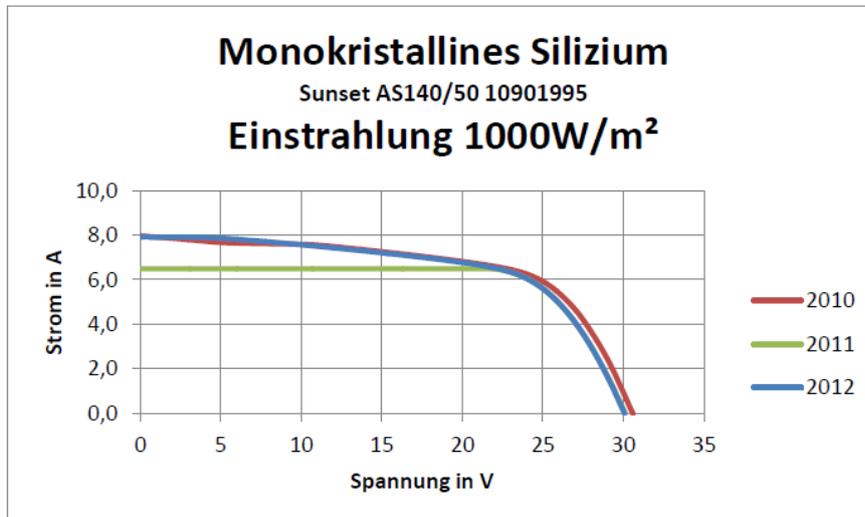


Abbildung 10: Strom-Spannungskennlinien eines kristallinen Si-Moduls. Bei der Kurve von 2011 liegt ein Messfehler vor.

Die Elektrolumineszenz-Aufnahmen des Moduls bestätigen die schon getroffenen Annahmen bezüglich der Materialdefekte (vergleiche Abbildung 11). In den EL-Bildern lassen sich die einzelnen in Reihe geschalteten Solarzellen und die dazugehörigen Kontaktierungen gut erkennen. Über das gesamte Modul tritt eine Vielzahl von Defekten auf. So erscheinen zum Beispiel einzelne Teile von Zellen im Vergleich viel dunkler, was vermuten lässt, dass entweder keine Verbindung zu den elektrischen Kontakten besteht oder sehr große Defekte vorhanden sind, in denen die Ladungsträger nicht-strahlend kombinieren. Des Weiteren ist beim Vergleich der drei vorliegenden Bilder zu erkennen, dass sich keine neuen Defekte gebildet haben. Es ist also davon auszugehen, dass die Materialfehler schon in der Produktion oder beim Transport entstanden sind. Trotz der hohen Zahl an Materialfehlern liegen Leistung und Kurzschlussstrom über den Werksangaben.

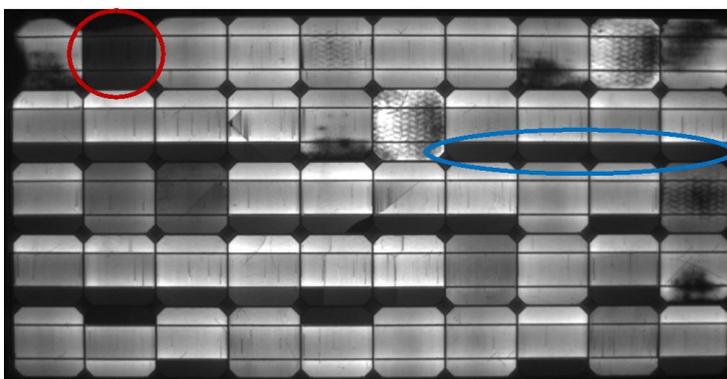


Abbildung 11: EL-Aufnahmen zeigen eine komplette Solarzelle und mehrere Zellenteile, die im Vergleich dunkler geblieben sind (rot und blau markiert).

Die hier verwendeten Module sind jedoch nicht repräsentativ, da Module mit einer geringen Leistung verwendet werden mussten, um den Wechselrichter nicht zu überlasten und die geforderte

Vergleichsleistung von 0,5 kW zu verwirklichen. Die geringen Leistungen ließen sich nur durch Verwendung von Modulen mit minderwertigen Zellen verwirklichen.

3.2.6 Datenerfassungssystem

Das Datenerfassungssystem wurde zeitgleich mit der Installation der Module in Betrieb genommen. Während zu Beginn der Erfassungsphase, nach Einbau einer unterbrechungsfreien Stromversorgung und von Netz-Entstörfiltern, zuverlässige und brauchbare Daten zur Verfügung standen, war mit zunehmender Zeit eine deutliche Abnahme der Qualität der Daten zu erkennen. Diese Entwicklung zeigt sich bei allen Photovoltaiktechnologien des Messtandes. Sie wird repräsentativ für die kristallinen Siliziummodule gezeigt, aus deren Datensätzen, auf die Spitzenleistung normierte, Leistungskurven erstellt wurden. Im Frühjahr 2011 liegen für alle Technologien durchaus brauchbare Werte für die abgegebene Leistung vor (vergleiche Abbildung 12), jedoch gibt es auch hier Schwankungen zwischen den einzelnen Technologien und es treten schon vereinzelt negative und unbrauchbare Werte auf. Im Herbst des Jahres 2011 treten dann immer mehr extreme Sprünge in den Daten auf, die zu Werten führen, die um mehrere Ordnungen zu groß sind und so gar nicht vorkommen können. Dies zeigt sich auch in den Auswertungen, bei der die normierte Leistung, die immer zwischen null und eins liegt, Werte im Bereich von tausend annimmt (vergleiche Abbildung 13).

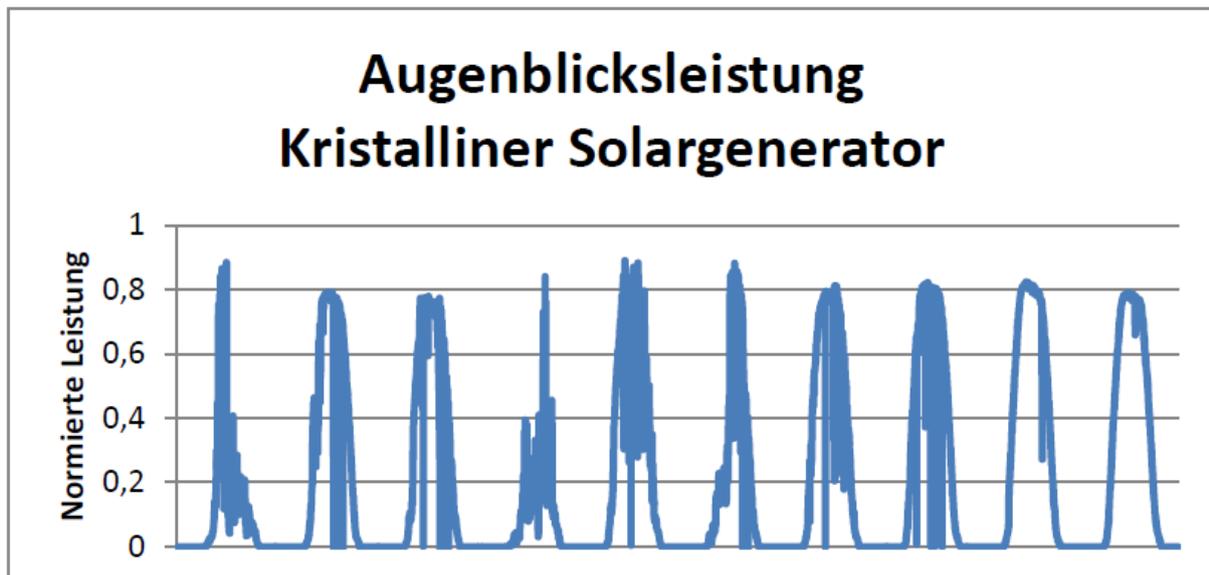


Abbildung 12: Gesamtleistung der kristallinen Siliziummodule vom 01. bis 10.04.2011.

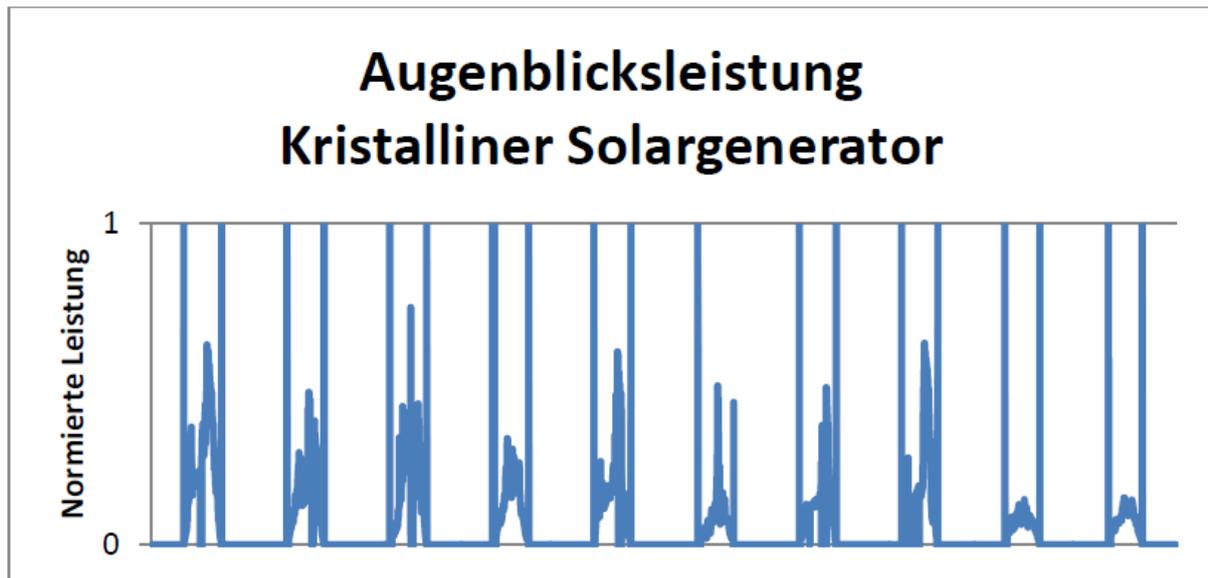


Abbildung 13: Gesamtleistung der kristallinen Module vom 15.11.2011 bis 24.11.2011. Es treten extreme Sprünge unter den Werten auf, manche liegen in der Größenordnung von tausend.

Da sich ein Großteil des Messwerterfassungssystems im Außenbereich befindet, ist anzunehmen, dass die dort auftretenden Temperaturextrema, vor allem zwischen Sommer und Winter, zu einer Alterung der Komponenten führt. Zusammen mit elektromagnetischen Störungen im Außenbereich und im Netz wird die Qualität der Messdaten deutlich gemindert.

Es ist geplant, das Messwerterfassungssystem in Phase 3 dergestalt umzubauen, dass die Messung der Leistung für die einzelnen Modultypen auf der Gleichstromseite im Gebäudeinneren erfolgt, so dass die Erfassung nicht mehr den Temperaturschwankungen ausgesetzt ist.

3.3 Phase 3: Mess- und Auswertephase

In gleicher Weise wie in Phase 2 sollen die Messdaten zur Alterung der verbauten Dünnschicht-Module für mindestens weitere 4 Jahre fortgeführt werden. Dazu ist geplant, in regelmäßigen Abständen die Module zu demontieren und im Labor in gleicher Weise wie in Phase 2 zu untersuchen. Um nicht nur Daten zur Alterung, sondern auch verlässliche Betriebsdaten zu erhalten, soll das Messwerterfassungssystem umgebaut werden. Außerdem werden die Daten dann in eine Datenbank eingepflegt werden, so dass der Umgang mit den großen Datenmengen sichergestellt ist.

4 Fazit

Das Projekt „Vasotec“ brachte wertvolle Erkenntnisse über den Einsatz von Photovoltaik-Dünnschichtmodulen im realen Betrieb. Entgegen der Erwartung und entgegen vieler Versprechungen der Hersteller von Dünnschichtmodulen stellte sich heraus, dass alle eingesetzten Dünnschichtmodule einer massiven Alterung unterliegen. Wie erwartet, traten die stärksten Alterungseffekte bei a-Si auf, die jedoch so stark waren, dass bereits nach 2 Jahren die Typenschildwerte unterschritten wurden. Auch die anderen a-Si-basierten Modultypen zeigen eine kontinuierliche Leistungsabnahme.

Besonders überraschend war die Erkenntnis, dass auch CIGS deutliche Leistungseinbrüche aufweist. Hier konnten die Module in zwei verschiedene Alterungsgruppen eingeteilt werden, eine mit extremer und eine mit moderater Alterung. Dies könnte darauf hindeuten, dass die eine Gruppe in einem schlecht eingestellten Prozess hergestellt wurde. Dies zeigte sich auch in den EL-Bildern, die bei der schlechteren Gruppe eine deutlich höhere Anzahl an Defekten bereits im Anfangsstadium zeigten. Nichtsdestotrotz waren beide Gruppen von einer deutlichen Alterung betroffen, die in dieser Form nicht erwartet wurde. Die weiteren Untersuchungen der Phase 3 werden zeigen, wie sich der Alterungsprozess fortsetzt.

Im Gegensatz zu diesen Effekten zeigten sich die kristallinen Module äußerst stabil. Sie alterten zwar auch leicht, dies ist jedoch der bekannte BoO_x -Effekt und nach dieser anfänglichen Degradation bleiben diese Module äußerst stabil. Auch hier wird die Phase 3 zeigen, wie lange diese Stabilität anhalten wird.

Die Elektrolumineszenztechnik hat sich einerseits als sehr brauchbare Methode zur Untersuchung verschiedenster Dünnschicht-Module erwiesen. So konnten bei allen Technologien EL-Aufnahmen angefertigt werden (die nur bei der Dreifachtechnologie von starkem Rauschen begleitet war). Verschiedene Defekte und deren Verlauf während der Alterung konnten in den einzelnen Modulen festgestellt werden, wie z.B. Shunts. In einigen Modulen wurde ein Ausheilen dieser Shunts wahrgenommen. Bei anderen Modulen, wie z.B. CIGS, wurde mit Hilfe der EL-Technik das Eindiffundieren von Wasser von den Modulrändern festgestellt. Auf der anderen Seite war es nicht möglich, eine direkte Korrelation der EL-Aufnahmen mit den Alterungsphänomenen herzustellen. Es wurden jedoch einige Effekte entdeckt, die noch nicht in der Literatur beschrieben sind, wie z.B. Abdrücke im EL-Bild außerhalb der Module liegender Objekte, wie Anschlussdosen, Etiketten oder Aufständungen. Weitere Forschungsprojekte sind hier nötig, um die Effekte detailliert zu untersuchen und ein Verständnis ihrer Ursprünge zu gewinnen.

Die massiven Änderungen in der Leistung der einzelnen Module und Modultypen machten einen Vergleich der Energieerträge unmöglich. Die Rückführung unterschiedlicher Energieerträge der verschiedenen Modultechnologien auf Unterschiede im Schwachlichtverhalten, Schräglichtverhalten oder den Temperaturkoeffizienten ist nicht möglich, da diese Effekte in der Degradation der Leistung untergehen. Insofern sind die aufgetretenen Schwächen im Datenerfassungssystem von untergeordneter Bedeutung. Nichtsdestotrotz wird in Phase 3 ein Umbau der Datenerfassung durchgeführt.

Die überraschenden Erkenntnisse über die deutlichen Leistungseinbrüche der verschiedenen, hier eingesetzten Dünnschichttechnologien liefern wertvolle Erkenntnisse über deren Einsatz in Solarparks und auf Dächern. Einzig die kristallinen Module, die eigentlich gar nicht Inhalt des Projekts waren und nur als Referenz dienten, weisen die nötige Stabilität auf, um über einen längeren Zeitraum verlässlich Strom zu erzeugen. Die Fortführung des Projekts (Phase 3) wird zeigen, ob die Degradation in ähnlicher Weise weitergeht, oder ob eine Verlangsamung eintritt.

5 Literaturverzeichnis

- [Sta10] Stauner, J.: *Aufbau einer Testanlage zum Vergleich gängiger Photovoltaik-Dünnschichttechnologien*, Diplomarbeit Hochschule Amberg Weiden 2010
- [Kna12] Knauf, Ph.: *Vergleich gängiger Photovoltaik-Dünnschichttechnologien*, Diplomarbeit Hochschule Amberg Weiden 2012
- [Gre12] Greipel, F.: *Analyse der Langzeistabilität verschiedener Photovoltaik-Dünnschichttechnologien*, Diplomarbeit FAU Erlangen 2012
- [Hoy12] P. Knauf, U. Hoyer, A. Linsenmeyer, A. Schultze, S. Heim, J. Stauner, O. Weiß, R. Auer, C.J. Brabec: *Spektral und Alterungsverhalten von Dünnschichtmodulen im Vergleich und ihr Einfluss auf den Energieertrag*, Tagungsbeitrag Symposium Photovoltaische Solarenergie, OTTI, Bad Staffelstein S. 378-382, 2012
- [Hoy11] U. Hoyer, L. Pinna, T. Swonke, R. Auer, C.J. Brabec: *The Role of a Flasher's Pulse Time in a PV Test Laboratory*, Proceedings of the 26th EU PVSEC, S. 3421-3423