

e!MISSION.at

Endbericht – Anhang

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

1 Projektdaten

Kurztitel	PAMINA	
Langtitel	<i>Photovoltaic Performance Analysis Method based on Infra-Red Technology</i>	
Projektnummer	838634	
Programm/Programmlinie	e!MISSION.at 1. Ausschreibung	
ProjektnehmerIn	AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Energy Department, Donau-City-Straße 1, 1220 Wien	
ProjektpartnerInnen	P1: ENcome Energy Performance GmbH (ENcome) P2: Ing. Andreas Angerer e.U. (Angerer) P3: OFI Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik (OFI)	
Projektstart u. - Dauer	Projektstart: 01.04.2013	Dauer: 24 Monate
Berichtszeitraum	01.04.2014 – 31.03.2015	

Synopsis: Fünf- bis zehnzeilige Kurzfassung (Synopsis) in dt. Sprache

Projektziel ist die Entwicklung von Methoden zur systematischen Photovoltaik-Anlagendiagnostik auf der Basis von Infrarot-Thermographie (IR): schnell anwendbar, zerstörungsfrei, und geeignet für den Einsatz bei PV-Anlagen jeder Größe und unterschiedliche Modul-Technologien. Durch halb-automatisierte Erfassung, systematische Korrektur und Auswertung der IR-Aufnahmen auf der Grundlage von Anlagendaten und Modellierung werden Rückschlüsse auf Ertragseinbußen und das Langzeitverhalten möglich. Damit steht ein innovatives Methodenportfolio für die langfristige Sicherung der Zuverlässigkeit und des Ertrags von PV-Anlagen zur Verfügung.

2 Vergleich der PV Modulsimulationen mit experimentellen Messungen

Es wurde ein C++ Code entwickelt, der eine volle 3D Simulation der Temperaturverteilung in einem PV-Modul berechnet. Dazu werden mehrere physikalischen Modelle co-simuliert: die Wärmeleitung, eine über CFD kalibrierte windabhängige konvektive Kühlung, Wärmestrahlungstransfer zum Himmel und Boden, eine optische Simulation mit Teilreflexion an Brechungsindex-Grenzflächen und volumetrischer Absorption, und ein vollständig temperaturabhängiges Modell des elektrischen Schaltkreises der Zellen und Bypass-Dioden. Da die Temperatur der Zellen eine Auswirkung auf den Wirkungsgrad, und daher auch auf die Heizleistung besitzt, ist die vollständige Kopplung unumgänglich.

Durch eine initiale Schätzung der Zell-Temperaturen und der optischen Simulation können die initialen Wärmequellen der einzelnen Zellen berechnet werden. Ein geringer Energieanteil wird auch im Glas und Einkapselungsmaterial absorbiert und als Wärmequelle beschrieben. Durch die strukturierte, rechteckige Diskretisierung können sowohl die Schichtung des Moduls, als auch die Zellgrenzen und Abstände exakt aufgelöst werden. Während in homogenen Materialblöcken durch den größtenteils linearen Temperaturgradienten keine Gitter-Verfeinerungen nötig ist, ist im volumetrisch absorbierenden Material dies aufgrund der volumetrischen Wärmequelle sinnvoll. Die Wärmeleitung wird durch ein Finite-Volumina Schema beschrieben, welches mit einem dünnbesetzten-Matrix-Löser iterativ gelöst wird. In jedem Lösungsschritt wird aufgrund der Nichtlinearität (Wärmestrahlung, elektrische Rückwirkung) die Matrix neu formiert. Unterschiedliche Sichtfaktoren bezüglich auftreffender Wärmestrahlung von Himmel und Erdoberfläche werden aufgrund der Aufständigung des Moduls errechnet.

Die Luftkühlung hängt von den Geometrieparametern und der Luftgeschwindigkeit ab. Diese wird durch einen polynomialen Ansatz approximiert. Durch tausende parametervariierende Fluid-Dynamik-Simulationen wurden örtlich variable Wärmeübergangskoeffizienten bestimmt. Durch eine numerische Optimierung der Faktoren der Polynomapproximation wurde diese angenähert. Dabei musste zwischen Vorder- und Rückseite unterschieden werden. Die PV-Zellen wurden durch ein Temperatur-korrigiertes zwei-Dioden-Modell beschrieben, welches an die Datenblattwerte angepasst wurde.

Vergleichende Feldmessungen wurden in einer PV-Anlage bei St. Veit/Glan durchgeführt, bei einer Lufttemperatur von 30°C, einer Einstrahlung von 900W/m², Windstille und idealen Inverterbedingungen (MPP). Thermographien wurden von der Vorderseite angefertigt (Abb.1). Zusätzlich wurde eine Zelle homogen verschattet, um den Effekt der dann heißen Zelle zu untersuchen (Abb.2).

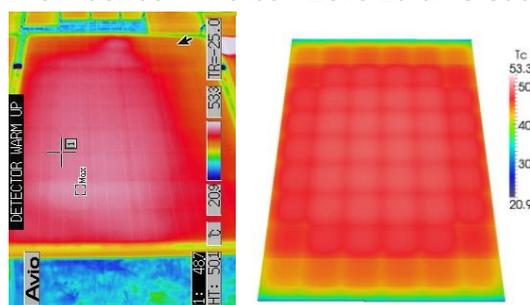


Abb. 1: Vergleich der Oberflächentemperatur zwischen Messung und Simulation bei normalen Bedingungen.

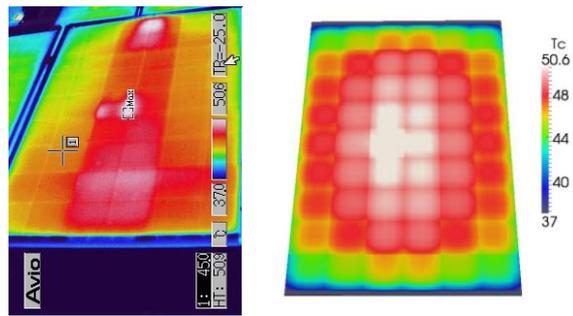
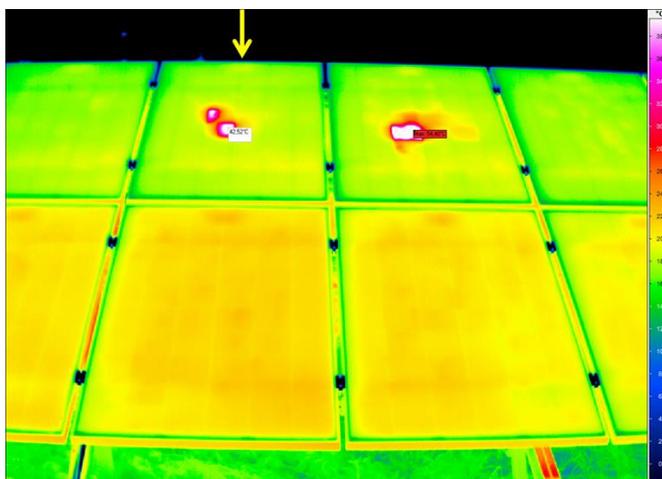


Abb. 2: Vergleich der Oberflächentemperatur zwischen Messung und Simulation bei Abschattung einer Zelle.

Überraschender Weise zeigen die Simulationen eine zu hohe seitliche Wärmeausbreitung. Es erscheint sinnvoll, die Dämmwirkung der Anschlussdose mit zu berücksichtigen. Die prognostizierten Temperaturen sind jedoch hinreichend für eine sinnvolle Nutzung.

3 Felduntersuchungen und IR-Aufnahmen



Hell Thermographie

Elektrolumineszenz

Dunkel Thermographie (Vorne)

Dunkel Thermographie (Hinten)

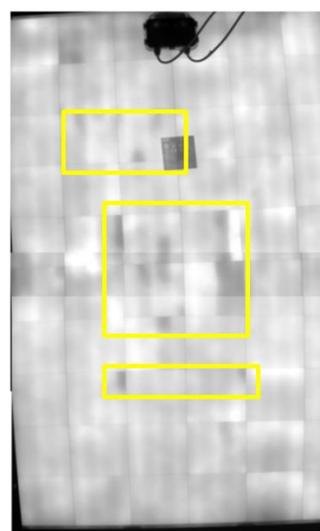
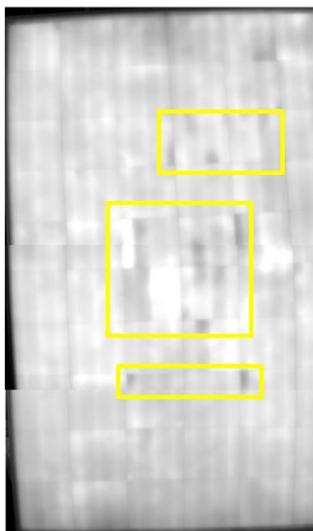
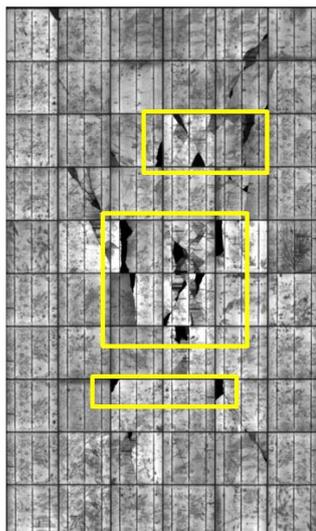
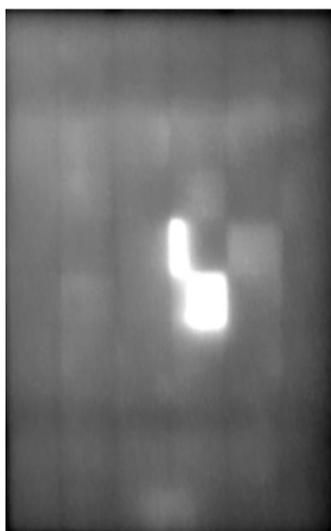


Abb. 3: Ein aus der Anlage „Treia“ entnommenes Modul wird mit mehreren bildgebenden Verfahren wiedergegeben.

- **Anlage in Guttaring, Kärnten, 18 kWp, Poly- und monokristalline Module**

In der Anlage in Guttaring (Abb.4) wurden Kennlinienmessungen und IR-Messungen durchgeführt (siehe Abb.4 u .5):

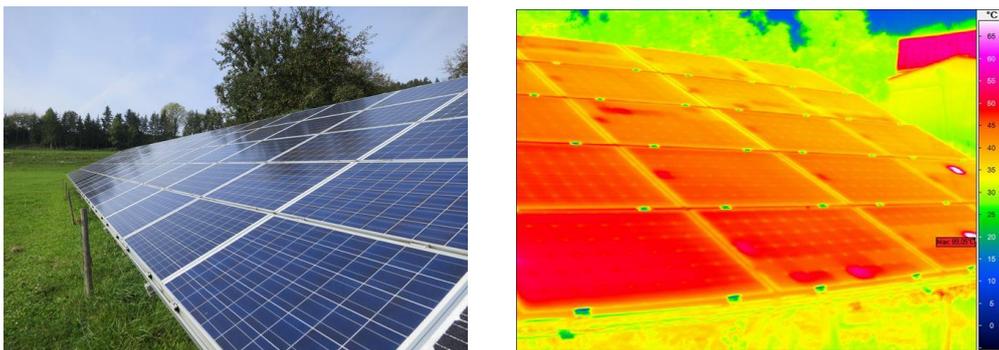


Abb. 4: Foto und Thermographie der Anlage bei Guttaring_

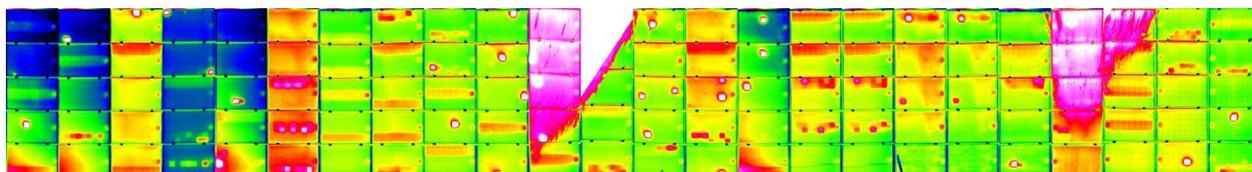


Abb. 5: Anlage Guttaring, paneelierte IR-Aufnahme

Es wurden fünf defekte Module entnommen, um diese in den Labors von AIT und OFI genauer analysieren zu können. Die Laborergebnisse werden in AP4 dargestellt.

Bei einem der entnommenen Module (M026), wurde vor Ort in Guttaring mittels IR-Messung eine heiße Zelle identifiziert (Abb.6):

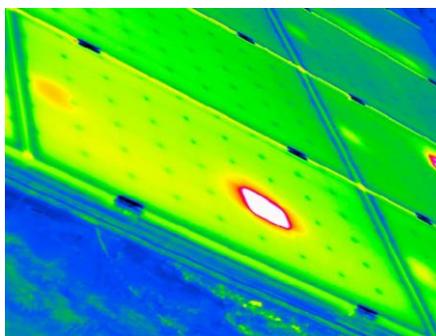


Abb. 6: IR-Aufnahme vor Ort (Guttaring), M026.

Das AIT und das OFI führten im Labor weitere Messungen durch, siehe Abb. 7:

1. Sichtprüfung:

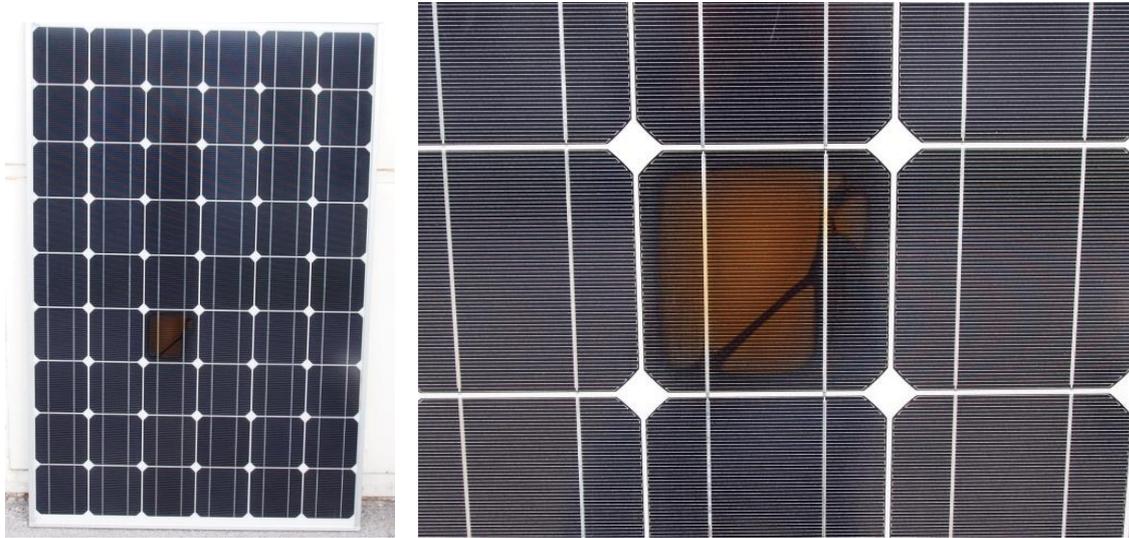


Abb. 7: Fotos des entnommenen Moduls M026, mit einer zusätzlichen Detailansicht.

2. Thermographie-Messungen:

Es wurden Dark IR und Lock-In-Thermographie Messungen durchgeführt. Die defekte Zelle ist in allen Aufnahmetechniken gut erkennbar. Eine genauere Auflösung liefert jedoch die Lock-In-Thermographie-Aufnahme bzw. die passive Thermographie (Dark IR) im Nicht-Gleichgewichtszustand (Temperatur-Transient), siehe Abb. 8 u. Abb. 9.

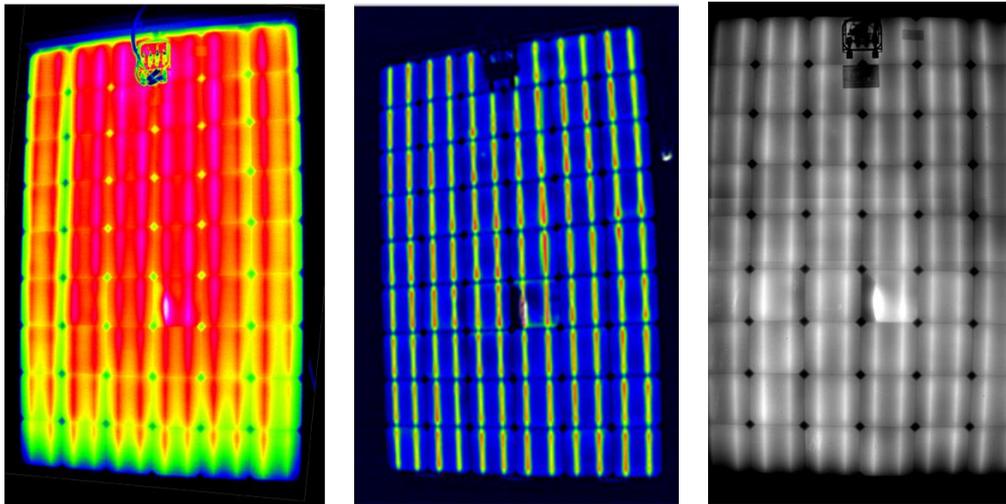


Abb. 8: Dark IR, Lock-In-Thermographie, und Dark-IR kurz hinter dem initialen Bestromen des Moduls M026.

3. EL und PL-Messungen:

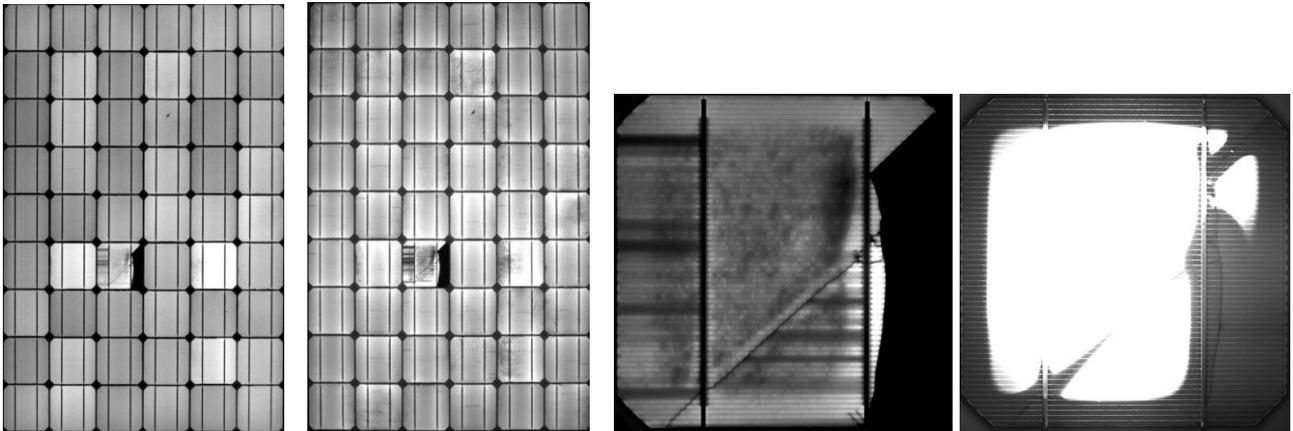


Abb. 9: EL bei 0,8A , EL bei 8A, EL der Zelle C6 sowie PL derselben.

- Anlage in Illmitz, Burgenland, PV-Module, YGE 60 Cell, 12,5 kWp

Bei der Anlage in Illmitz wurden IV- Messungen und IR-Messungen durchgeführt, siehe Abb. 10:

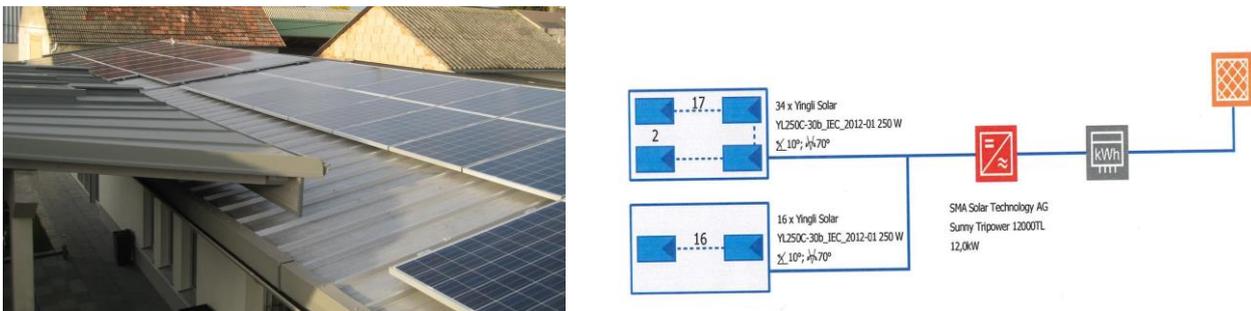


Abb. 10: Foto und Schema der PV-Anlage bei Illmitz.

Bei der Anlage wird durch eine Lüftungshaube eine Abschattung eines Moduls verursacht, siehe Abb. 11:

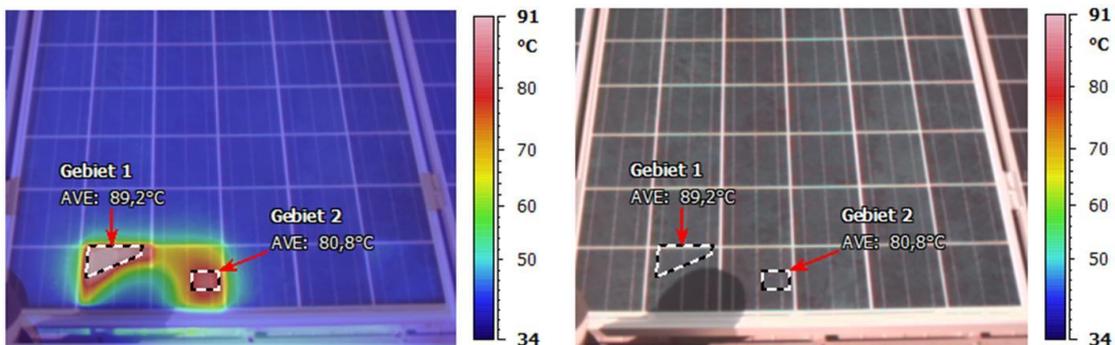


Abb. 11: Thermographie und Foto des abgeschatteten Moduls.

- **Anlage in Guttaring, Kärnten (Drohnenflug)**

Die Anlage in Guttaring wurde ein weiteres Mal mithilfe einer Drohne thermografiert, siehe Abb. 12-13:



Abb. 12: Die Drohne besitzt ein stabilisiertes Gimbal zur Montage der Kamera.

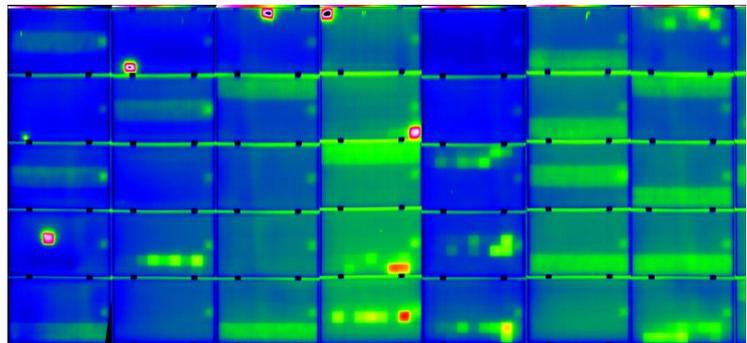
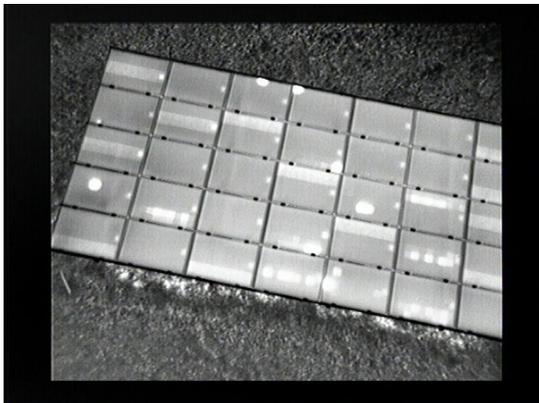


Abb. 13: IR-Aufnahme mittels Drohne (links), sowie die assemblierte bodengestützte Thermographie, welche die im Projekt entwickelten Tools nutzt, siehe AP3.

4 Analysenergebnisse der Module

Module aus der Anlage Treia:

Aufbau des Backsheets und chemische Charakteristika der im Backsheet verbauten einzelnen Schichten wurden mittels IR-Spektroskopie untersucht. Laut Anlageunterlagen sollten alle dort aufgestellten Module gleiche Backsheet aufweisen. Die IR-Analyse hat gezeigt, dass bei den ausgesuchten Modulen B1 und O1 unterschiedliche Backsheets verbaut wurden (Abb. 14).

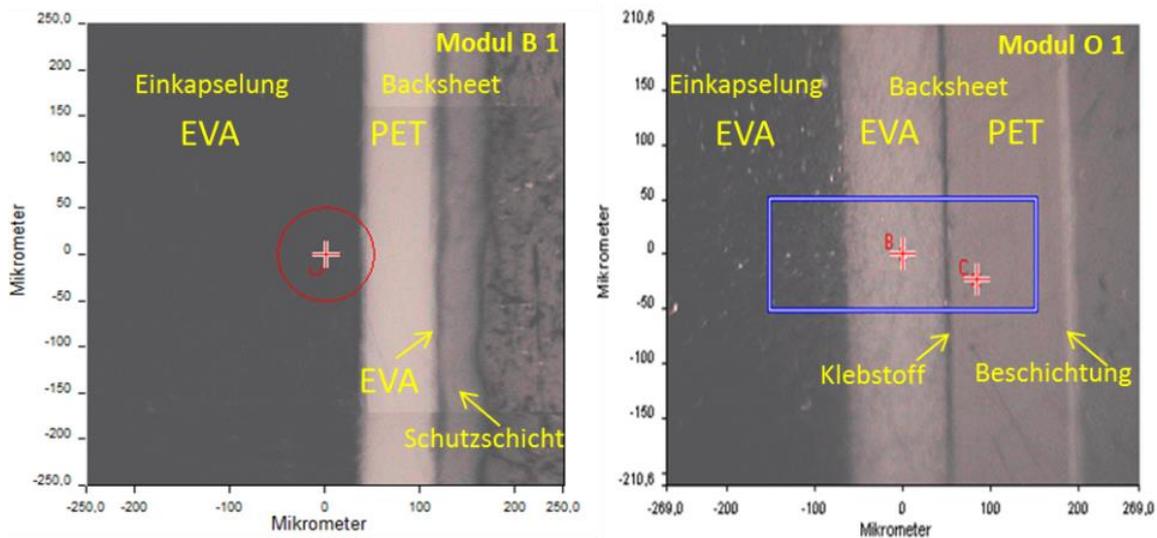


Abb. 14: Aufbau des Backsheets bei den Modulen aus Treia-Anlage (Module B1 und O1)

In der Abb. 15 sind FTIR-ATR-Images (nach Multikomponentenanalyse) der Querschnitte des Moduls O1 an zwei Stellen – intakt und heiß – dargestellt. Dabei entspricht jede spektroskopisch unterscheidbare Schicht einer Farbe. Signifikante Veränderungen wurden nur bei der Klebstoffschicht innerhalb des Backsheets an der heißen Stelle detektiert: infolge der thermische Beanspruchung ist der Klebstoff in die PET-Nachbarschicht gewandert und ist aus diesem Grund viel dünner geworden. Bei den anderen Schichten konnten chemisch keine Unterschiede ermittelt werden.

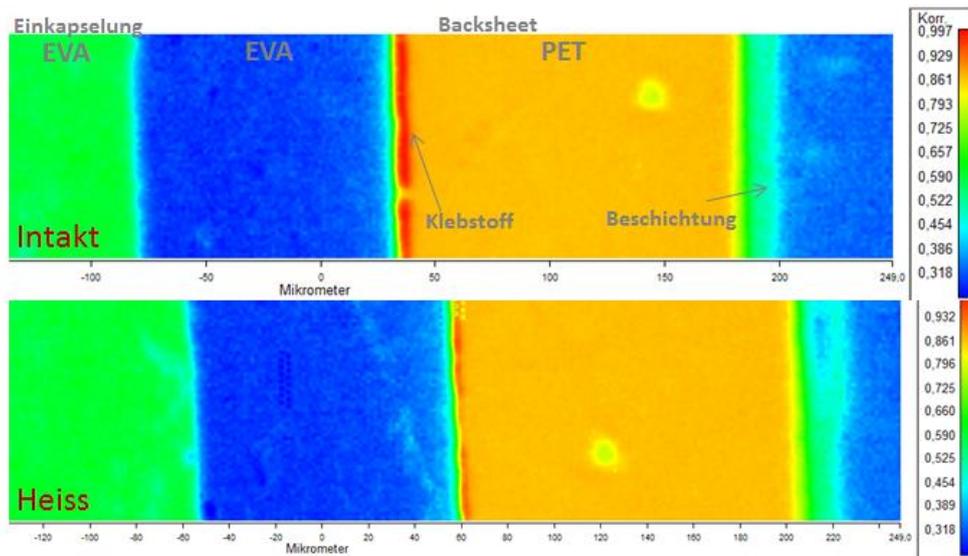


Abb. 15: Vergleich von IR-Images an zwei Stellen – Intakt/Heiss, (Modul O1)

Die EVA-Probenentnahme erfolgte innerhalb der auffälligen Zelle E4 an den intakten und überhitzten Positionen (vier Positionen beim Modul B1 und 2 Positionen beim Modul O1). Aus der Thermodesorptions-Analyse hat sich gezeigt, dass der verwendete EVA-Typ mittels eines Antioxidants (BHT) stabilisiert ist, wobei in den auffälligen Bereichen (erhitzte Zellteile) das Additiv bereits vollständig abgebaut wurde. Die Charakterisierung des EVA-Materials mittels thermischer Analyse (DSC) hat gezeigt, dass an den überhitzten Zellenteilen die außerordentliche Temperaturbelastung sowohl zu physikalischen als auch zu chemischen Materialveränderungen geführt hat. Des Weiteren wurde bei dieser überhitzten Zelle auch mittels Raman-Spektroskopie extreme Fluoreszenz an den beschädigten Stellen detektiert (Abb. 16). Daraus lässt sich schließen, dass das Polymer des Einkapselungsmaterials durch die Überhitzung stark beansprucht wurde und keine klar definierten Molekülbindungen mehr aufweist.

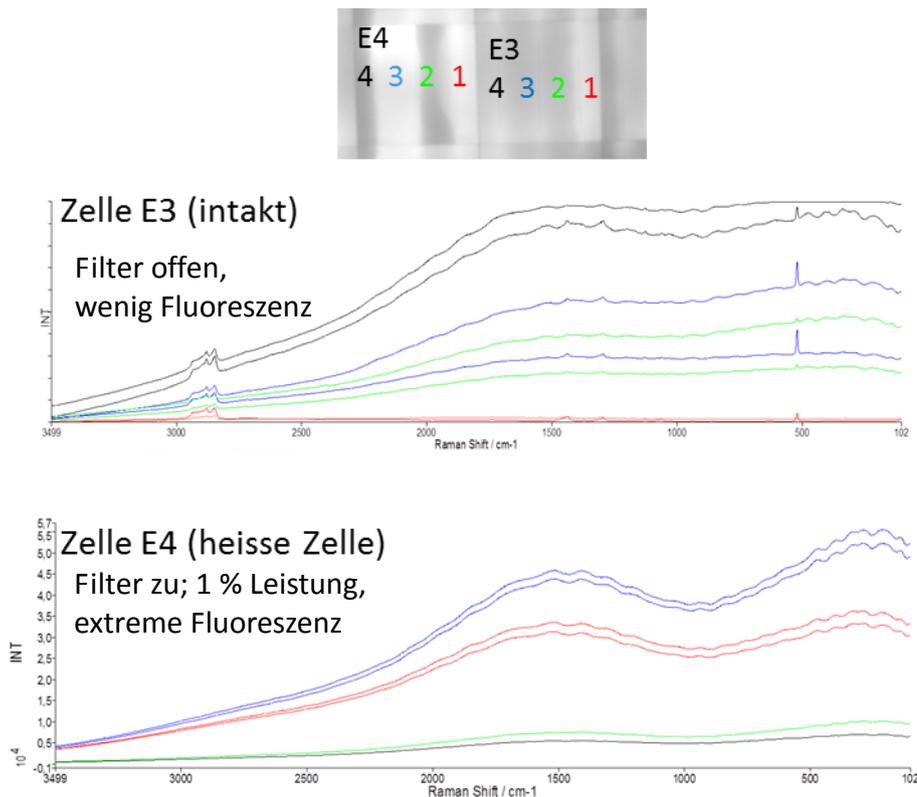


Abb. 16: Vergleich von Raman Spektren: a) intaktes EVA, b) braunverfärbtes EVA (Modul B1)

Module aus der Guttaring-Anlage: Bei den Modulen aus der Guttaring Anlage wurden 2 Typen von Backsheets verbaut: Tedlar- und Polyamid-Backsheets. Mittels IR-ATR-Spektroskopie wurden gravierende chemische Oberflächenveränderungen (Oxidation, Hydrolyse) der Backsheets bei den Modulen mit sehr heißen Zellen – M 026 (Tedlar) und P 056 (PA-Backsheet) nachgewiesen.

Die EVA-Probenentnahme erfolgte immer an einer intakten und einer auffälligen Zelle, um vergleichende Analysen zu ermöglichen. Mittels Thermodesorptionsverfahren wurde festgestellt, dass für diese Module ein EVA-Typ verwendet wurde, der zusätzlich zum Antioxidant BHT noch einen UV Stabilisator Cyasorb 531 enthält. Auch wenn beide Stabilisatoren bei auffälligen heißen Stellen (verfärbte Zelle bei Modulen M 026, P 046 und P 056) signifikant abgebaut wurden, konnten beide in allen Proben noch nachgewiesen werden (Beispiel EVA in M026 in Abb. 17). Mittels thermischer Analyse (DSC) wurden nur physikalische Änderungen des Polymers nachgewiesen – daraus schließen wir, dass dieses Einkapselungsmaterial besser stabilisier ist als das bei den Modulen aus der Anlage Treia verwendete. Bei der Charakterisierung mittels Raman-Spektroskopie wurde starke Fluoreszenz an den verfärbten Stellen gemessen, was auf eine beginnende Destabilisierung des Polymers durch die äußeren Einflüsse und die Wärme schließen lässt. Beim Modul M014 (Blasen im Backsheet) konnten mit den ausgesuchten Prüfmethode weder Additivabbau noch physikalische/chemische Polymerveränderungen nachgewiesen werden.

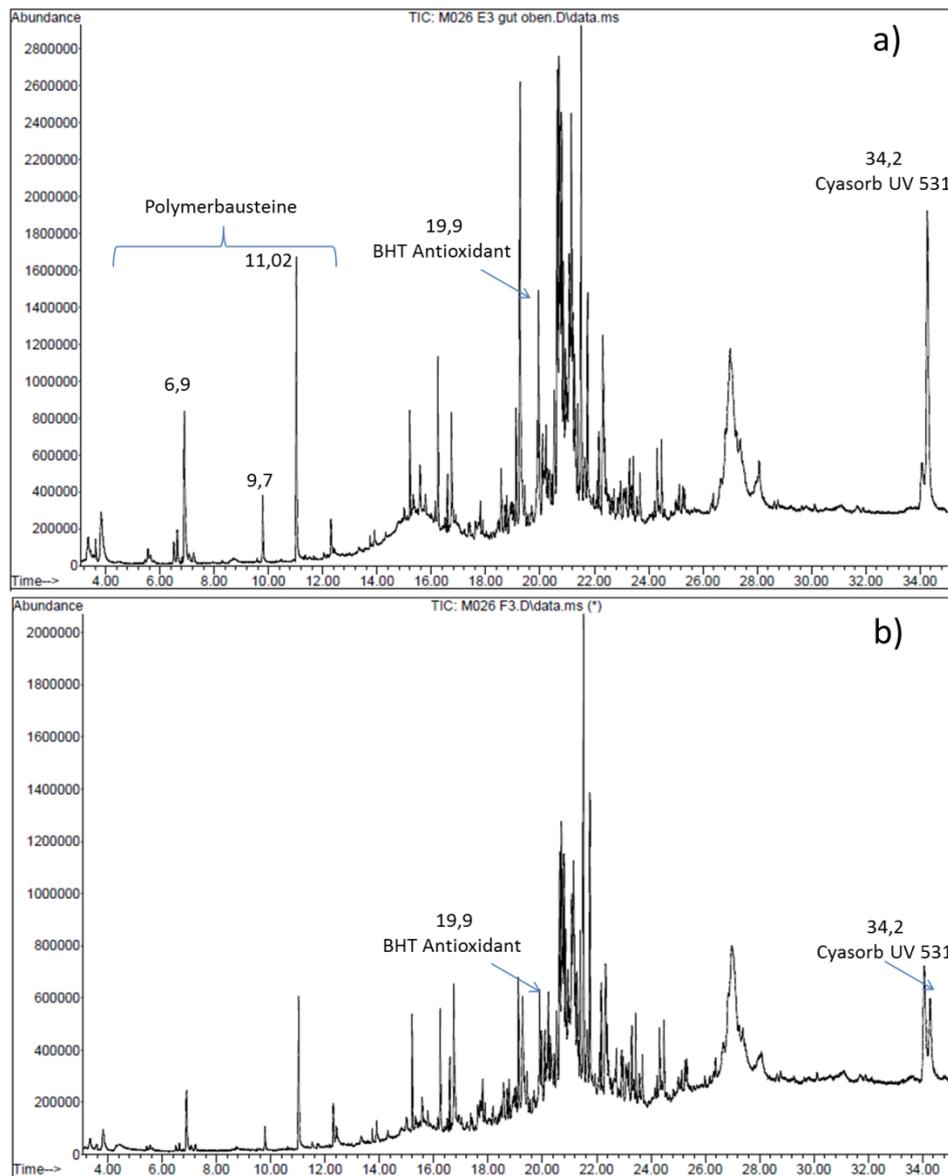


Abb. 17: Gaschromatogramme nach Thermodesorption: Vergleich intaktes (a) und braunverfärbtes (b) EVA (Modul M026)

Bei Charakterisierung des Moduls mit den Schneckenspuren konnten mittels thermischer Analyse (DSC) keine Veränderungen (physikalisch/chemisch) detektiert werden. Mittels Thermodesorptions-Analyse (Abb. 18) konnte gezeigt werden, dass im Schneckenspurenbereich die verwendeten Additive nur teilweise verbraucht wurden (BHT, Cyasorb UV 531) jedoch zahlreiche Kohlenwasserstoff-Polymerfragmente (Peaks bei 12,3; 20,3; 21,5; 26,8; 28,6; 30,1; 31,9min.) in diesen Bereichen detektiert werden konnten. Da der Bereich von Schneckenspuren durch sehr hohe Stoffmigration (Wasser, Sauerstoff) gekennzeichnet ist, ist dadurch die Wahrscheinlichkeit für das Abreagieren von aktivierten Zentren im Polymer infolge von chemischen Reaktionen sehr hoch. Somit könnten sich die Kohlenwasserstoff- Polymerfragmenten infolge chemischer Reaktionen gebildet haben.

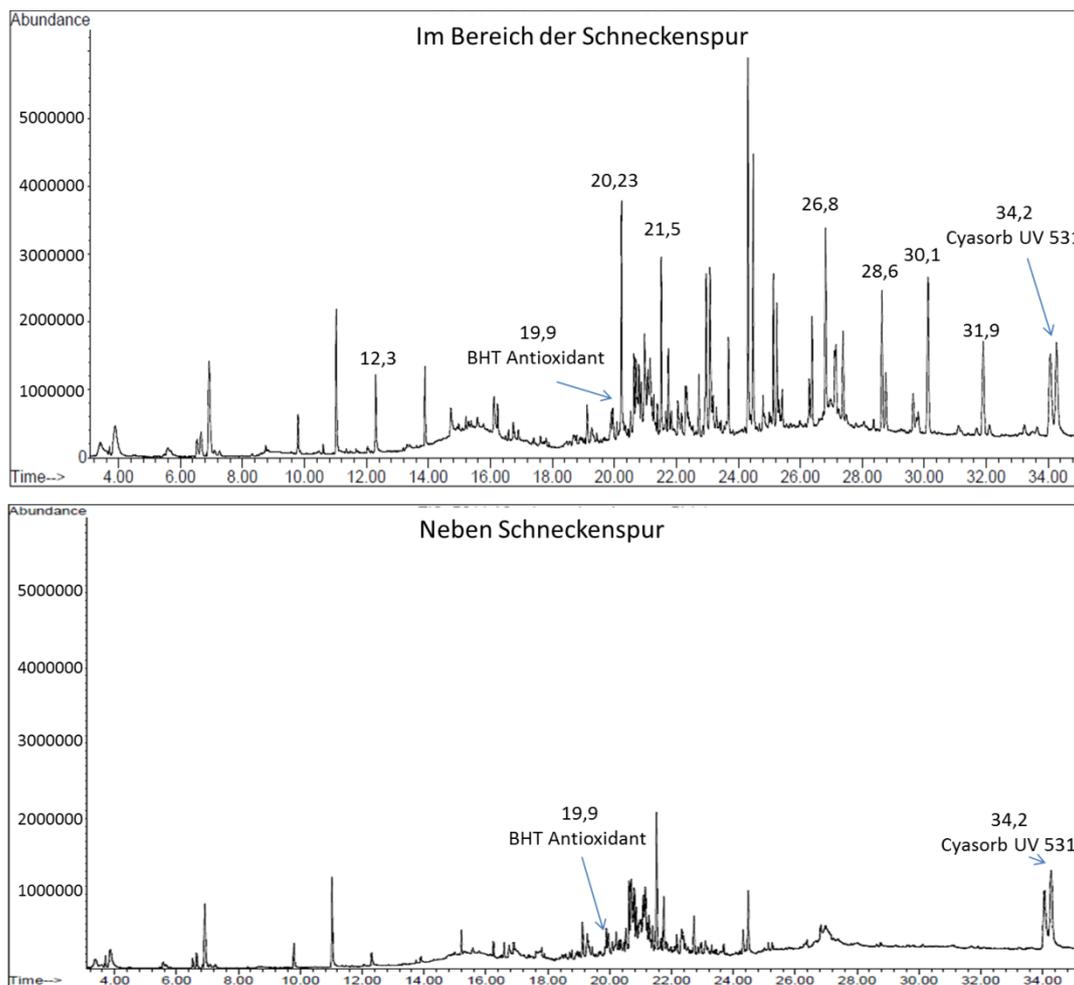


Abb. 18: Gaschromatogramme nach Thermodesorption: Im Bereich der Schneckenspur und neben der Schneckenspur (Modul P014)

Übereinstimmend konnte anhand von Raman-Spektroskopie gezeigt werden, dass Fluoreszenz nur außerhalb des Schneckenspurenbereiches vorliegt (Abb. 19).

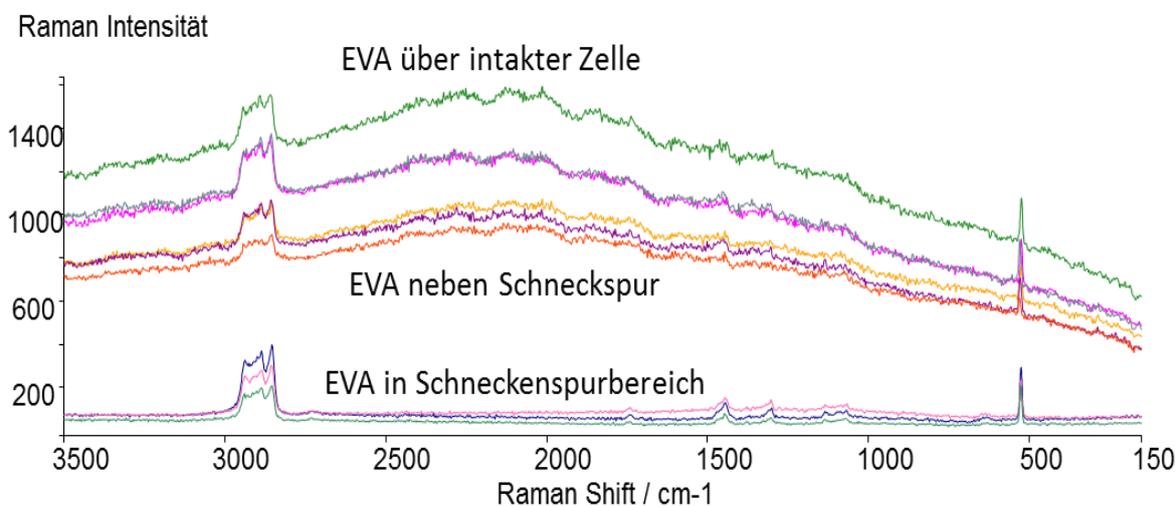


Abb. 19: Vergleich von Raman.Spektren beim Modul P 014.

5 Lock-in Thermographie

Dark Lock-in Thermographie (DLIT) ist ein Messverfahren, bei dem ein PV-Modul periodisch mit Strom versorgt und die dadurch resultierende, zeitlich veränderliche Wärmestrahlung an der Moduloberfläche mit einer Wärmebildkamera erfasst wird. Dabei hängen Rauschen, Auflösung und Kontrast der DLIT Analyse stark von der verwendeten Anregungsfrequenz sowie der Aufnahmedauer ab.

Es wurde ein DLIT-System mit einer, auf einem ungekühlten Mikrobolometer-Detektor basierten Wärmebildkamera sowie einem angesteuerten Labornetzteil entwickelt. Das Messsystem wurde an PV-Modulen verschiedener Modultechnologien (CIS, a-Si, CdTe, c-Si) getestet, um Information über Rauschen, Frequenzauswirkung, nötige Zeitdauer, sowie Effekte bei vorderseitiger bzw. rückseitiger Charakterisierung zu erhalten. Die Resultate wurden mit Elektrolumineszenz-Aufnahmen (EL) korreliert. Kongruente sowie komplementäre Informationen wurden gegenübergestellt. Die thermisch träge Glasschicht verschiebt den von vorne nutzbaren Bereich der Lock-in-Frequenz im Vergleich zur Rückseite. Das Glas dämpft ebenfalls die zeitliche Temperaturvariation und hat daher starke Auswirkungen auf die erforderliche Aufnahmezeit. Größtenteils ist sowohl die örtliche Trennschärfe als auch die Temperaturauflösung um eine Dekade genauer als bei der üblicher Dunkelthermographie. Dies ermöglicht eine örtliche Auflösung von Zellfehlern. Dunkle Bereiche in der EL, die als geringere Flächenstromdichte oder auch als verringerter Parallel-Widerstand interpretiert werden können, werden durch DLIT klar diagnostizierbar.

Kern des Messsystems bildet eine Infratec Wärmebildkamera mit 1024x768 Pixel Auflösung. Diese kann mit bis zu 30 Hz Temperaturarrays über eine Gigabit-Netzwerkschnittstelle an einen Messrechner schicken, der die Rohdaten auf eine SSD schreibt. Das Modul wird durch ein Computer-geregeltes Delta-Elektronika Netzteil elektrisch geheizt.

Eine absolute Phaseninformation ist technisch möglich, indem eine Luftspule aus Heizdraht parallel zum Modul angeschlossen wird. Diese heizt und kühlt sich aufgrund der kleinen Masse sehr schnell, und erreicht dabei hohe Temperaturen, lässt aber auch schnelle Kühlprozesse zu. Anhand des Vorzeichens der ersten Ableitung der aufgezeichneten Temperaturschwankung dieser Luftspule kann mit ausreichender Präzision die absolute Phasenlage der Wärmequelle erkannt werden.

Die kommerzielle Software des Kameraherstellers zeichnet die Bildserien auf, und versieht jedes Bild mit einem Zeitstempel. Nach der vollständigen Messung mit definierter Framerate und Lock-in-Frequenz können die Daten mit einer selbstentwickelten Software ausgewertet werden.

Die in QT5 entwickelte Software liest direkt die Datenfiles des Kameraherstellers aus, und führt mit diesen einen zweistufigen Prozess aus (Abb. 20).

Nach dem modulierten Aufsummieren aller Einzelbilder wird für jeden angesammelten Oberton der Lock-in Frequenz aus Sinus und Cosinus Komponente eine Amplitude und Phase berechnet. Die Amplitude ist positiv definit, und die Phase ein Winkelmaß.

Die relevanteste Bildinformation ist Amplitude und Phase des Grundtons, da dies die Information über Temperaturschwankung und Zeitversatz der Wärmewelle beinhaltet.

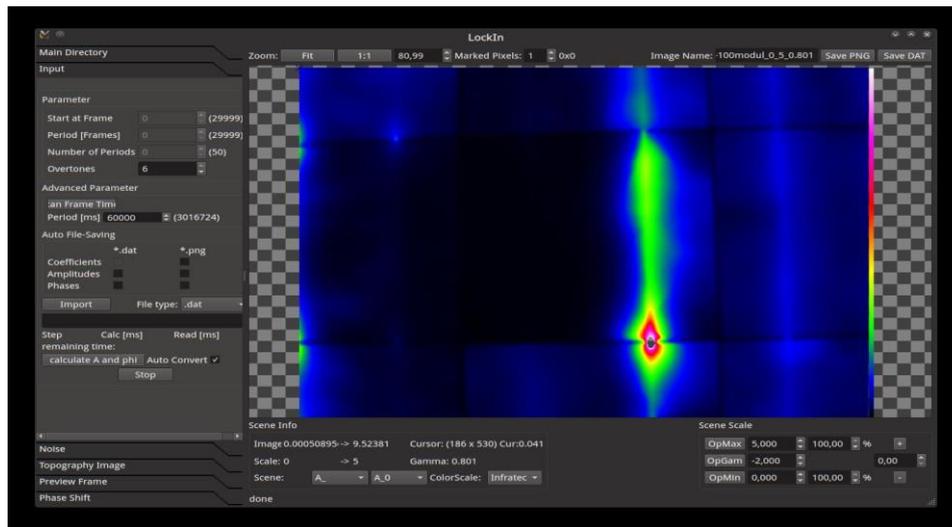


Abb. 20: Screenshot der QT Applikation zur Auswertung von DLIT-Messungen.

Bei PV-Modulen ist die Schichtung der Materialien nahezu homogen. Es ist daher zu erwarten, dass die DLIT Amplitude der Stärke der Wärmequellen entspricht. Des Weiteren würde man erwarten, dass die Durchlaufzeit der Wärmewellen durchs Material konstant ist, und daher die Phase homogen sein sollte. Tatsächlich entstehen Wärmewellen aufgrund der dahinterliegenden Mathematik für flächige oder punktuelle Quellen mit einer um 90° unterschiedlichen Phase [1]. Dies führt dazu, dass im Phasenbild Punktquellen von flächigen Quellen unterschieden werden können. Punktquellen, welche von ausgedehnten Quellen überlagert sind, gleichen sich bei größerem radialen Abstand vom Zentrum immer mehr der flächigen Phase an. Die abfallende, radial-symmetrische Funktion ist aufgrund der Temperaturleitfähigkeit und Frequenz wohldefiniert [2].

Eine langsamere Lock-in-Frequenz verringert die Ortsauflösung, da Wärme mehr Zeit zur seitlichen Ausbreitung hat. Jedoch erhöht sich die Amplitude der Schwankung. Eine nützliche Frequenz kann durch Beobachtung der Temperaturschwankung eines normalen Modulpunktes gefunden werden: gute Resultate sind dann möglich, wenn die Amplitudenschwankung zumindest doppelt so hoch ist, wie das Kamerarauschen. Für ein Glas-Backsheet-Modul ist eine Periodendauer von 45 Sekunden ein typischer Erfahrungswert.

Kristalline Modultechnologien:

Bei Vergleich zwischen EL und DLIT zeigt für vollflächige Modulaufnahmen eine nahezu vergleichbare Auflösung von $\sim 1\text{mm}$. Diese kann jedoch bei der EL durch Detailaufnahmen vielfach verbessert werden. Es ist erkennbar, dass Defekte im Zellmaterial zu einer erhöhten Temperaturschwankung führen. DLIT besitzt für die Analyse von Materialdefekten und abgebrochenen Randbereichen eine nahezu gleiche Aussagekraft wie EL, jedoch bei längerer Messdauer. Zur Analyse von lokalen Kurzschlüssen und Kontaktierungsproblemen der Busbars ist DLIT jedoch sehr nützlich.

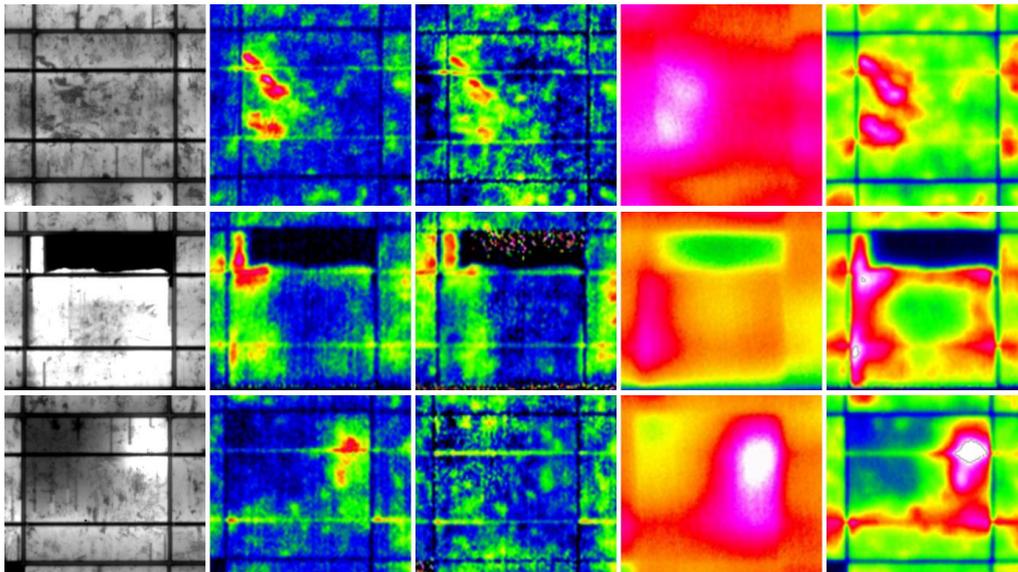


Abb. 21: Detailvergleiche zwischen EL und Lock-in Thermographie; von links nach rechts:EL, Auswertung in cos, Phase, Thermographie und Amplitude des Moduls. Von oben nach unten sind Beispiele für Materialdefekte, abgebrochene Zellbereiche, und Busbar-Kontaktfehler wiedergegeben. Der Unterschied zwischen Cos und Amplitude liegt größtenteils in der unterschiedlichen Skalierung.

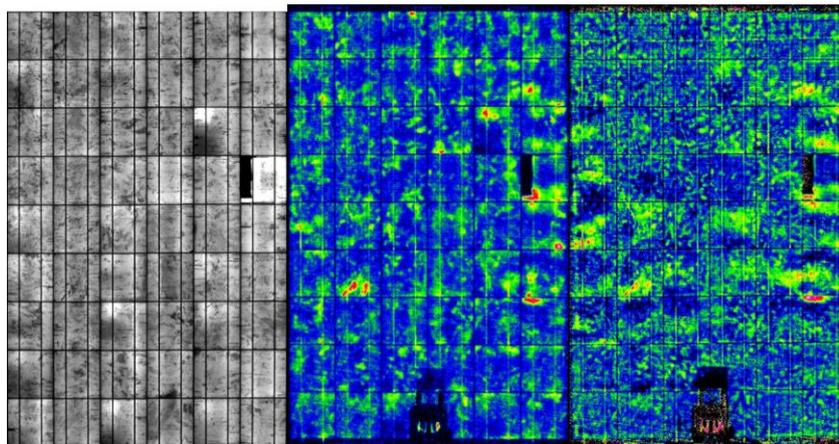


Abb. 22: Vergleich eines Polykristallinen Si-Moduls in EL und Lock-in Thermographie; Auswertungen in Cos (5s Periode, Skalierung 0-0.05°) und Phase (10s, 0-pi/4 rad), gemessen von der Rückseite.

Dünnschicht Module:

Die EL von fehlerhaften Dünnschicht-Modulen zeigt vielfach schwarze, streifenförmige kurzgeschlossene Zellbereiche. An diesen entsteht durch die lokal hohe Stromdichte viel Wärme, die in der DLIT zu einer besseren Lokalisierbarkeit der Defekte im Vergleich zur EL führt. Häufig sind so im Randbereich der Zellen systematische Prozessierungsprobleme ersichtlich. DLIT ist hier vielfach nützlicher als EL, da Fehler kontrastierter und lokalisierter dargestellt werden (Abb. 23 bis Abb. 25).

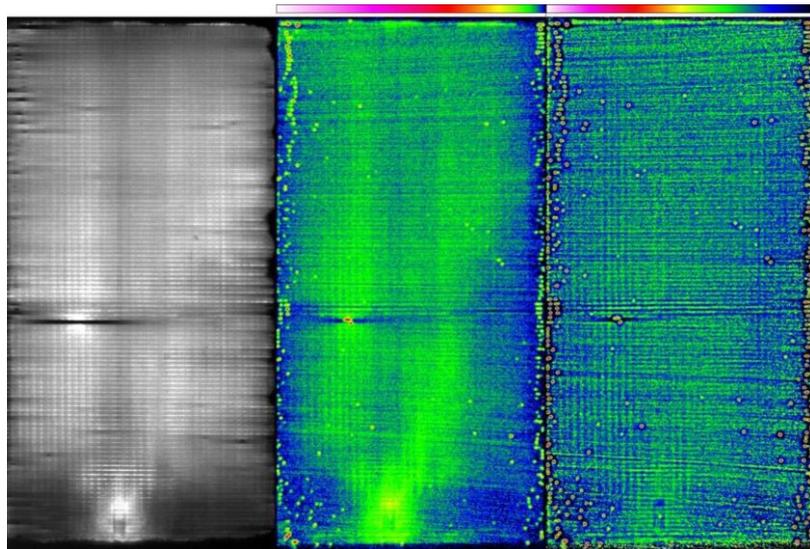


Abb. 23: Vergleich eines CdTe-Moduls in EL und Lock-in Thermographie; Auswertungen in Cos (15s, 0-0.26 °) und Phase (45s, 0-pi/4 rad), gemessen von der Vorderseite. Zum besseren Vergleich wurde das Cos-Bild Gamma-korrigiert.

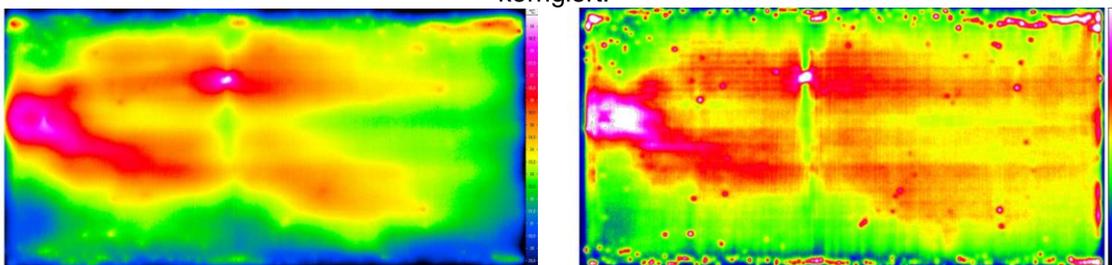


Abb. 24: Vergleich eines CdTe-Moduls in Thermographie und Lock-in Thermographie. Auswertung in Amplitude (150s, [0-0.42]°), gemessen von der Vorderseite. Eine lange Lock-in Periodendauer verschmiert Hot Spots, hebt aber großflächige Erwärmungen hervor.

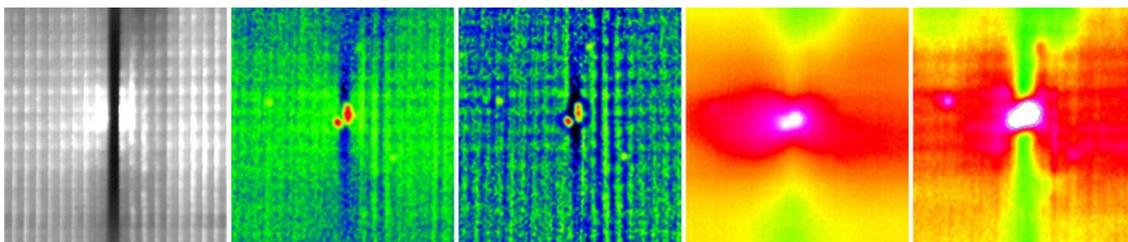


Abb. 25: Detailvergleich eines starken Hot Spots und seiner Umgebung, Auswertung in Cos, Phase, Thermographie und Amplitude von links nach rechts..

Im Folgenden werden Ergebnisse einer Untersuchung an Modulen gezeigt, welche aus rückseitenkontaktierten Sunpower C60 Zellen gefertigt wurden. Diese Zellen besitzen eine rückseitige Kupfermetallisierung, in welcher sich Brüche des darüber liegenden Zellmaterials schwerer ausbreiten können, als das bei dem spröden Aluminium konventioneller Zellen der Fall ist. Die elektrische Kontaktierung wird durch die Verformbarkeit des Kupfers gesichert.

Durch die symmetrische Form der Rückseite ist es eine denkbare Fehlerquelle, dass Zellen verpolt eingebaut werden. Tückischerweise äußert sich dieser Fehler nur durch Leistungsverlust und starker Zellerwärmung, da diese Zelltype eine sehr geringe Durchbruchspannung besitzt. Optisch ist ein derartiger Fehler vorderseitig gar nicht, und bei transparentem Rückseitenmaterial nur an einer 0.5mm große Markierung erkennbar (Abb.26 bis Abb. 28).

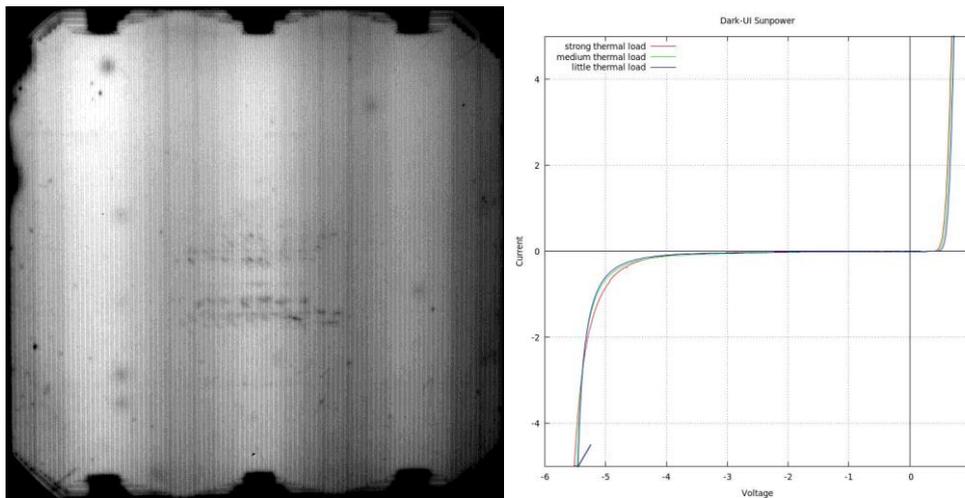


Abb. 26: Links: Rückseitige EL der Kupfer-metallisierten Sunpower Zellen. Die Leiterbahnstruktur ist erkennbar. Durch 180° Drehung der Zelle ist es theoretisch möglich, diese verpolt zu verbauen. Ebenso können kleine leitende Fremdkörper an der Rückseite dazu führen, dass die Zelle über diese kurzgeschlossen wird. Rechts: Kennlinie im untypischen Durchbruchbereich der C60 Zellen. Ein Durchbruch erfolgt bereits ab -5V, bei einer normalen U_{oc} von ~0.5V.

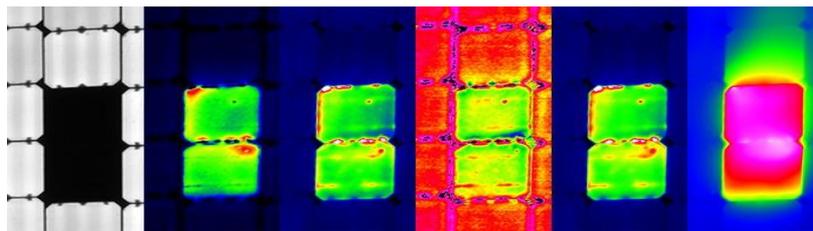


Abb. 27: Modulausschnitt mit rückseitenkontaktierten Zellen. Von links nach rechts: EL, DLIT Sinus-Anteil (0-0,4°), DLIT Cosinus-Anteil (0-1°), DLIT Phase, DLIT-Amplitude (0-1°), Thermographie (25-72°C). In der EL, scheint es, als ob kein Strom durch die Zellen fließt. Dies wird durch DLIT widerlegt, Die Zellen heizen flächig sehr stark.

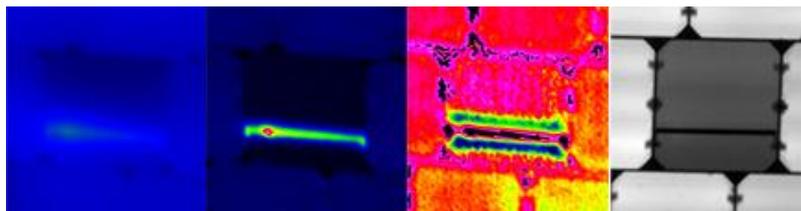


Abb. 28: Modulausschnitt mit rückseitenkontaktierten Zellen. Von links nach rechts: Thermographie (25-72°), DLIT-Amplitude (0-1°), DLIT Phase, EL. In der EL ist erkennbar, dass großflächig verringerter Strom durch den PN-Übergang fließt. Die DLIT zeigt die starke Erwärmung durch die Leiterbahnen auf der Rückseite, sowie den dortigen Kurzschluss.

Literatur:

- [1] O. Breitenstein, W. Warta, M. Langenkamp, "Lock-in Thermography – Basics and Use for Evaluating Electronic Devices and Materials", Springer Verlag Berlin Heidelberg, 2nd edition, 2010.
- [2] M. Halwachs, "Development of a Dark Lock-in thermography (DLIT) system and its application for characterizing thin film and crystalline photovoltaic generators", Diplomarbeit, Technische Universität Wien, 2014.

6 UV-Fluoreszenz (UVF)

Das Einkapselungsmaterial eines PV-Moduls kann sich unter Einwirkung von Sonnenlicht und Wärme chemisch derart verändern, dass sogenannte „Luminophore“ entstehen. Diese Substanzen haben die Eigenschaft, kurzwelliges Licht zu absorbieren, und diese Energie teilweise durch langwelligere Strahlung zu emittieren, während der verbleibende Energieanteil im Material dissipiert wird. Die Luminophore können durch Kontakt mit Wasser und Licht wieder abgebaut werden. Wasser kann ins Einkapselungsmaterial diffundieren, wobei der häufigste Eintritt über das Backsheet erfolgt. Das Einkapselungsmaterial wird durch die diffusionsblockierende Zelle in Vorder- und Rückseite geteilt. Daher kann die Diffusion zur Zellvorderseite nur von den Zellzwischenräumen her erfolgen, es sei denn, es liegen Brüche im Zellmaterial vor. Dann kann das Wasser auch durch die Bruchlinien in das vorderseitige Einkapselungsmaterial eindiffundieren und Luminophore abgebaut werden. Zusätzlich ist es denkbar, dass in porösen Medien oder in Spalten zusätzliche Diffusion auftritt, z.B. unter/entlang von Lötbändchen [1].

Will man die Existenz solcher Luminophore im Modul detektieren, so ist als Einstrahlungsquelle eine Lichtquelle optimal, deren Photonenwellenlänge zwischen 350nm und 400nm liegt. Zusätzliche langwelligere Strahlung, z.B. im blauen Bereich würde zu einem verringerten Kontrast in der Kamera führen. Kurzwelligeres Licht würde zu stark im Glas gedämpft werden.

Die im Folgenden verwendete UV-Lichtquelle besteht daher aus LEDs mit 365nm Wellenlänge, mit einer elektrischen Leistung von 60W. Eine Filterung des sichtbaren Restlichts ist empfehlenswert. Als Aufnahmegerät dient eine handelsübliche Kompaktkamera, ohne spezielle Filter. Obwohl die Fluoreszenz mit freiem Auge gut im Dunkeln beobachtbar ist, betragen die Belichtungszeiten mit der Kamera bis zu fünf Minuten. Als bildgebendes Analyseverfahren hat UV-Fluoreszenz ein hohes Potential, da Zellbrüche gut sichtbar gemacht werden können, sowie eine Abschätzungen des Alters des Bruches getroffen werden kann (Ausdehnung der dunklen Regionen relativ zu den Zellrändern) (Abb. 29).

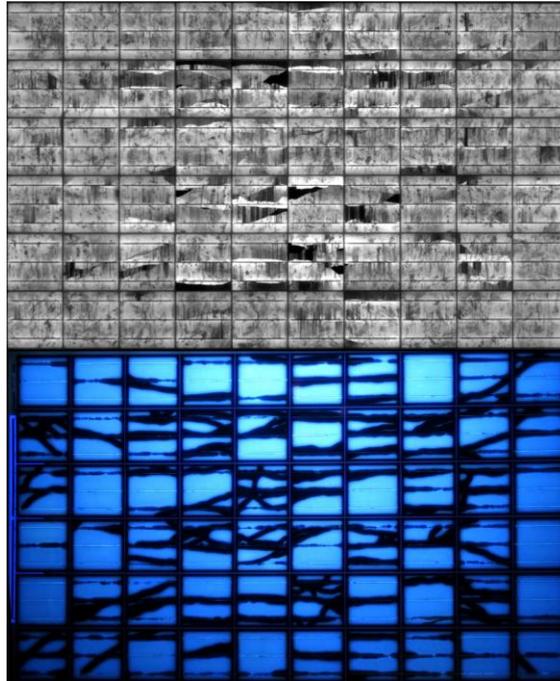


Abb. 29: Korrelation einer dreifarbigen (RGB) UV-Fluoreszenz mit der EL Aufnahme eines Moduls. Zellbrüche erleichtern die Diffusion von Wasserdampf auf die Zellvorderseite, und haben daher die gleiche Auswirkung wie Zellzwischenräume, nämlich nicht fluoreszierende Bereiche. Zusätzlich ist Feuchtigkeit entlang mancher Busbars zu beobachten.

Bei der UVF von Modulen mit heißen Zellen erscheinen diese markant heller als normale Zellen. Ebenso ist beobachtbar, dass die direkten Nachbarzellen eine kontinuierliche Helligkeits-Zunahme in Richtung der heißen Zelle aufweisen. Dies kann dadurch erklärt werden, dass die Luminophore unter Wärme leichter gebildet werden (Abb. 30).

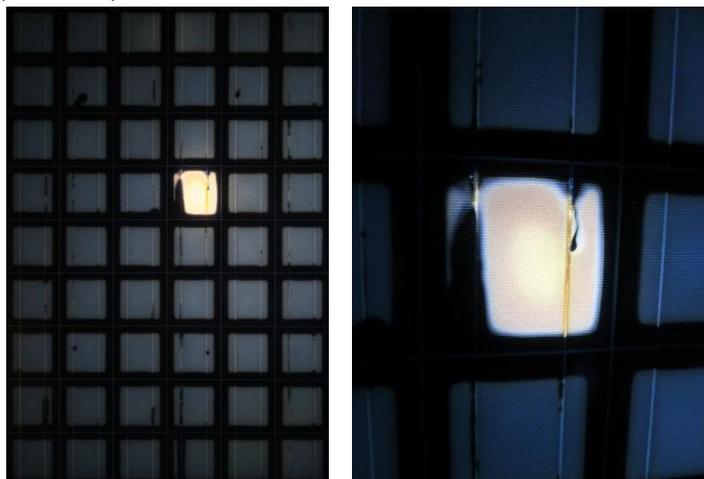


Abb. 30: UVF eines ganzen Moduls mit heißer Zelle, die wesentlich stärker fluoresziert. Rechts, die Detailaufnahme. Es ist erkennbar, dass die Zelle nicht nur blaue, sondern auch rote und grüne Spektralanteile emittiert.

7 Photolumineszenz (PL):

Aufgrund der spektralen Quanteneffizienz von c-Si Zellen ist es nützlich, für die Photolumineszenz Lichtquellen nahe dem Effizienz-Maximum, also im Infraroten, zu verwenden [2]. Alternativ kann mit sichtbaren Farben eingestrahlt werden, was besonders für andere Zelltechnologien wertvoll ist. Bei derartiger farbvariabler Beleuchtung ist davon auszugehen, dass ganz allgemein die Bildhelligkeit mit der Quanteneffizienz korreliert. Sollte nun aufgrund des eingestrahlt Lichts Fluoreszenz-Photonen entstehen, werden sich diese im aufgenommenen Bild zu den Photolumineszenz-Photonen hinzuaddieren.

In Abb. 31 wurde die Maximalhelligkeit für alle Bilder etwa gleich gewählt. Man erkennt jedoch, dass im markierten Gebiet die als Photolumineszenz zu interpretierenden Materialcharakteristika mit IR-Einstrahlung schwach, bei roter Einstrahlung fast gar nicht und bei UV Einstrahlung überhaupt nicht sichtbar sind. Sollte es sich bei den schwarzen Rändern jedoch um PL-Effekte handeln, wäre die Materialdefekt-Sichtbarkeit in allen Bereichen synchron gesunken. Dies legt den Schluss nahe, dass es sich bei dem beobachteten Effekt nicht um schwarze Ränder, sondern um helle Flecken handelt, welche durch Fluoreszenz im vorderseitigen Einkapselungs-Material entstehen. Diese Fluoreszenz beinhaltet offenbar relevante Spektralanteile zwischen 950 und 1050nm.

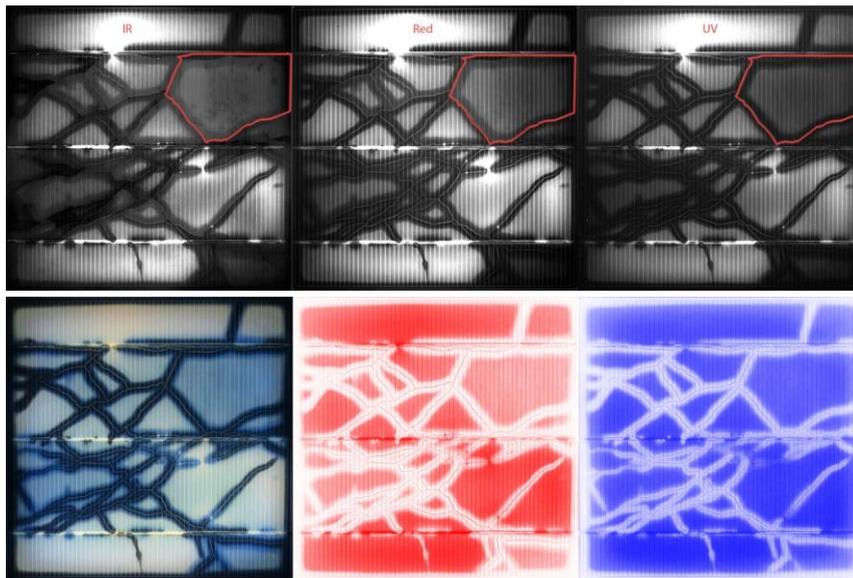


Abb. 31: Oben: Aufnahmen mit dem PL System, unter verschiedenen Einstrahlungs-Spektralbereichen, aber gleicher 950-1050 nm Belichtung. In der linken PL mit 850nm sind Materialeigenschaften im umrandeten Gebiet erkennbar, wenngleich auch schlechter als bei einer normalen PL. Bei roter Belichtung (650nm) sinkt das Verhältnis der Helligkeit der Materialeffekte zu der Maximalhelligkeit. Schlussendlich ist bei UV Beleuchtung keine Materialeigenschaft mehr sichtbar. Unten: Links die UV-Fluoreszenz im sichtbaren Spektrum, daneben der Rot und Blau Farbkanal der Fluoreszenz.

Literatur:

- [1] M. Köntges et al, "Review of Failures of Photovoltaic Modules", IEA-PVPS Task 13-01, 2014
- [2] R. Ebner, B. Kubicek, G. Újvári, "Zerstörungsfreie Messverfahren zur Untersuchung von Solarzellen und Modulen: Elektrolumineszenz, Photolumineszenz und Infrarotthermografie", PV-Symposium Bad Staffelstein 2014.

8 Hardware in the Loop

Das in Serie mit dem PVAS geschaltete Modul kann dabei im stationären Sonnensimulator (Abb.49) oder im Freien betrieben werden. Strom und Spannung am Modul sowie punktuell die Modulrückseitentemperatur werden, ebenso wie die Einstrahlung permanent aufgezeichnet.

Wird das Modul im Freien betrieben, kann – z.B. von der Modulrückseite – die aktuelle Temperaturverteilung mit Infrarot-Thermografie erfasst werden. Allerdings werden die Messungen durch in stationäre Kühlungsverhältnisse, z.B. durch Windböen, beeinflusst.



Abb. 32: Links: Blick in den stationären Sonnensimulator am AIT, der auf einer Prüffläche von 9 m² 1000 W/m² Einstrahlung ermöglicht. Die Module sind in einer Lade angeordnet, die von der klimatisierten Kühlluft durchströmt wird. Rechts: Die Lade im herausgezogenen Zustand. Neben dem Modul ist die Einstrahlungsmessung angeordnet.

Auch im stationären Simulator stellt sich je nach Betriebsbedingungen eine unterschiedliche Temperaturverteilung ein, die Umgebungsbedingungen sind aber viel besser kontrolliert und können nahezu konstant gehalten werden. Der stationäre Sonnensimulator des AIT mit einer Fläche von 9 m² bietet die Möglichkeit Strömungsgeschwindigkeit und Eintrittstemperatur der Kühlluft, sowie die Bestrahlungsstärke unabhängig zu variieren, womit unterschiedliche Umgebungsbedingungen realisiert werden können. Das zu untersuchende Modul kann aber im Inneren des Sonnensimulators nicht mit der Thermografiekamera beobachtet werden. Es ist aber möglich, die Prüfgutlade mit dem Modul rasch aus dem Sonnensimulator zu ziehen, und den transienten Vorgang mit der Thermografiekamera zu vermessen, in dem sich das Modul nun ohne Einstrahlung im Leerlauf allmählich der Umgebungstemperatur nähert. Die Thermografiekamera wurde oberhalb, seitlich der Prüfgutlade montiert, um nicht ein Spiegelbild der Kamera mit abzubilden. Es ist auch darauf zu achten, dass die Messung nicht durch andere Reflexionen störender Wärmequellen verfälscht wird. Dazu wurde ein grauer Vorhang an der Seitenwand des stationären Simulators und über der Kamera angebracht, siehe rechtes Bild in Abb.49. Durch das Setzen der Strömungsgeschwindigkeit im stationären Simulator und Regelung auf eine bestimmte Modultemperatur (PT100 Temperatursensor auf der Modulrückseite) stellt sich eine Lufttemperatur am Kühlluft Eintritt für quasistationäre Verhältnisse ein. Da sich die das Modul umströmende Luft erwärmt, stellt sich ein Temperaturgradient in Strömungsrichtung ein, wie er auch z.B. an Freiflächenanlagen über die Höhe der Module und Tische beobachtet werden kann

Versuchsergebnisse:

Zur Demonstration wurden Tests mit einem 235 W Modul mit sechzig Zellen durchgeführt, das durch lange Klimakammertests eine 50% Degradation der Leistung aufweist. In Abb.50 sind Elektrolumineszenzbilder und die Strom-Spannungskennlinien bei fortschreitender Feuchte-Wärme Beanspruchung (DH 85% r.H., 85 C) bis zu 4000 Stunden dargestellt.

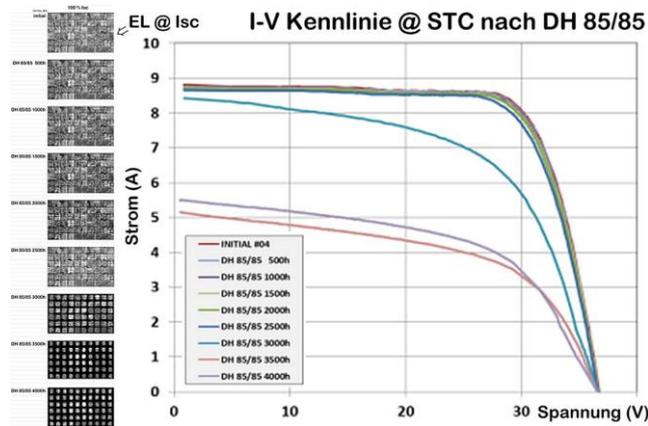


Abb. 33: Elektrolumineszenz-Bild (links) und Strom-Spannungskennlinien bei STC eines Moduls mit massiver Leistungsdegradation von etwa 50%, siehe [9].

Das Modul hat nicht nur einen wesentlich schlechteren Füllfaktor als im Neuzustand, sondern auch einen wesentlich verringerten Kurzschlussstrom. Die Schädigung erfolgte bei allen Zellen ziemlich gleichartig; trotz der massiven Degradation hat das Modul in sich nur einen geringen Mismatch der Zellen untereinander und die Leerlaufspannung entspricht dem ursprünglichen Wert. Wird so ein Modul in Serie mit intakten Modulen desselben Typs verschaltet, wirkt das Modul entweder strombegrenzend oder durch das Ansprechen der Bypassdioden wird die Strangspannung verringert.

In Abb. 51 sind (links) die entsprechenden Strom-Spannung-Kennlinien des Moduls, rechts die Strangleistung für die Fälle (a) 1+1, (b) 3+1, (c) 5+1 (simulierte + reale Module) dargestellt.

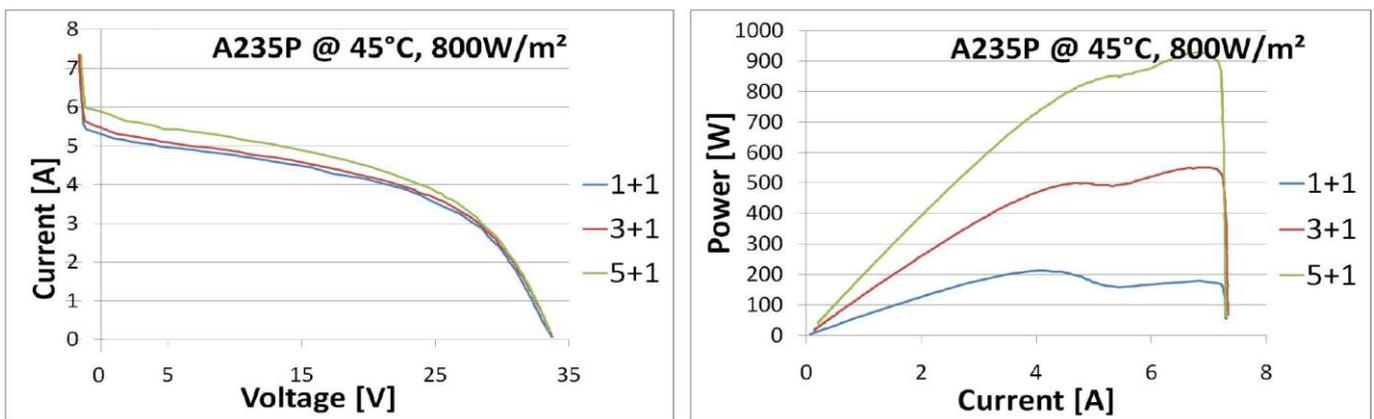


Abb. 34: Kennlinien eines Moduls das mit 1, 3 oder 5 simulierten, fehlerfreien Modulen gleicher Type in Serie verschaltet betrieben wird. Links: Strom-Spannungskennlinien; Rechts: Strangleistung in Abhängigkeit vom Strangstrom. Das Modul wurde zuvor mit 4000h DH 85/85 gealtert.

Dabei wurde das Modul im stationären Sonnensimulator längere Zeit im Punkt maximaler Strangleistung betrieben, dann die Kennlinie rasch vermessen. In Abb.52 sind für den Fall von

fünf mit dem PVAS simulierten Modulen und dem degradierten Modul in Serie die Strom-Spannungskennlinien und die Gesamtleistung dargestellt.

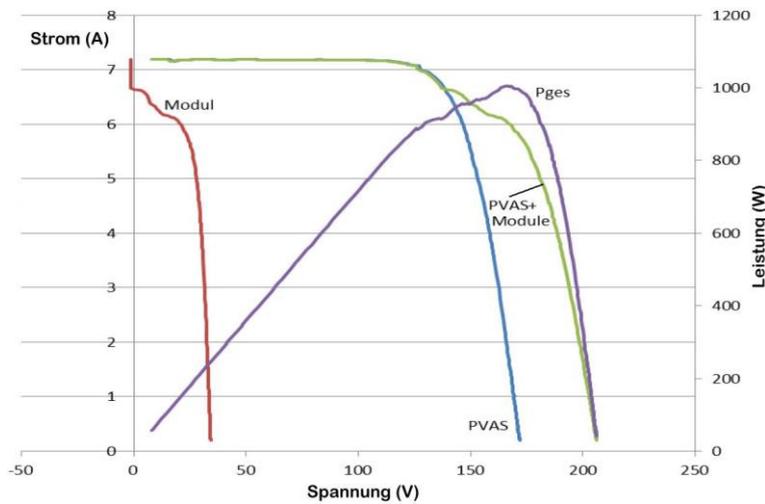


Abb. 35: Kennlinien der Serienschaltung von fünf simulierten mit einem realen degradierten Modul bei 800 W/m² Einstrahlung und 45°C Modultemperatur

In dem Bereich, wo die gesamte Strom-Spannungskennlinie der Kennlinie des PVAS entspricht (Gesamtspannung unter ca. 140 V), leiten alle Bypassdioden im degradierten Modul, für einen Strangstrom unter 6 A fließt der gesamte Strangstrom durch die Zellen, und nicht mehr über die Bypassdioden. Die maximale Strangleistung wird in diesem Arbeitsbereich erreicht.

In Abb. 53 sind Thermographiebilder des geschädigten Moduls, das mit ein bis fünf seriellen (simulierten) Modulen im Strang bei maximaler Leistung betrieben wurde dargestellt. Die Temperaturverteilung ist in den drei Fällen nicht ident. Dadurch sind auch die Strom-Spannungskennlinien desselben Moduls nicht gleich, sondern von der Anzahl der seriell geschalteten (simulierten) Module abhängig.

Die Thermographieaufnahmen wurden sofort nach dem Herausziehen der Prüfgutlade aus dem stationären Sonnensimulator aufgenommen. Wird der weitere transiente Abkühlvorgang aufgezeichnet, kann daraus auch auf den Anfangszustand zum Zeitpunkt des Betriebs vor dem Herausschieben der Prüfgutlade rückgerechnet werden. Siehe dazu auch die Methoden der Pulsthermografie in [4]. Da die Zeitkonstante des Abkühlvorganges deutlich länger ist, als es dauert das Modul in die Aufnahmeposition zu bringen, entspricht die dargestellte Temperaturverteilung auch ohne diese Korrektur weitgehend der Verteilung beim Betrieb im stationären Simulator, somit einer Hell-Thermografie.

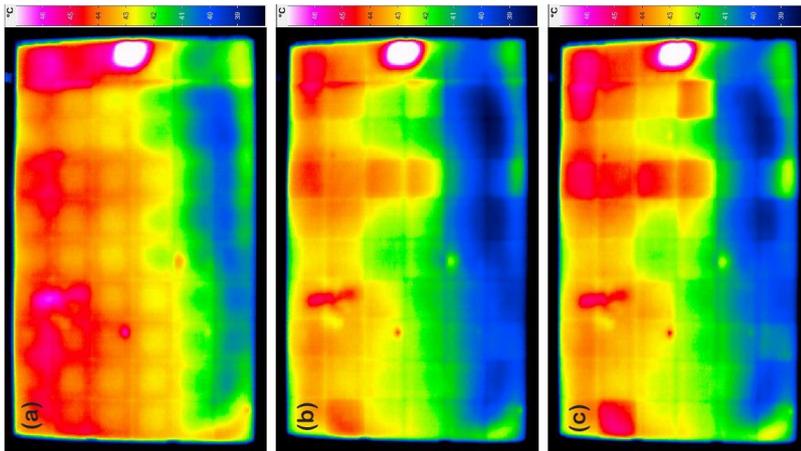


Abb. 36: Infrarot-Thermografie eines realen degradierten Moduls das mit (a) 1, (b) 3, (c) 5 simulierten Modulen in Serie bei 800 W/m^2 im MPP betrieben wird.

Literatur:

- [1] R. Mondl: *Implementation of a curve based realtime photovoltaic string simulation*. Thesis, in Druck
- [2] I.J. Bennett, et.al, *PV Performance Modelling Collaborative*. A Collaborative Effort Between Sandia National Laboratories and Industry Aimed at Improving Photovoltaic Performance Modeling, <http://pvpmc.org/>
- [3] D.L. King, Boyson, Kratochvill: *Photovoltaic Array Performance Model*. SAND2004-3535, 2004, 43p
- [4] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K.A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. Van Iseghem: *Review of Failures of Photovoltaic Modules*. Report IEA-PVPS T13-01:2014, 140 p., www.iea-pvps.org