

Freifeldcharakterisierung von PV-Anlagen im Rahmen des Projektes PV-FeldLab

- ein Statusbericht -

S. Schneider, B. Hüttl, D. Pflaum, V. Schnell, A. Schulze*

*Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik,
96450 Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland, Tel.: +49 (0) 9561 317 326,*

samuel.schneider@hs-coburg.de

** Hochschule für angewandte Wissenschaften Rosenheim, Fakultät für Angewandte Natur- und
Geisteswissenschaften, 83024 Rosenheim, Hochschulstr. 1*

Abstract

Das Projekt PV-FeldLab verfolgt das Ziel, ein umfassendes Konzept für eine messtechnisch sehr präzise elektrische Freifeld-Charakterisierung von PV-Generatoren zu entwickeln. Es beinhaltet eine optische Untersuchung mittels drohnengestützter Thermografie und eine genaue elektrische Charakterisierung von PV-Anlagen im Freifeld, auch bei räumlicher Inhomogenität von Bestrahlungsstärke, Temperatur und bei variablen Aufbauwinkeln von Modulen im Strang. Die Verknüpfung der elektrischen und optischen Messdaten erlaubt eine effiziente Untersuchung von PV-Anlagen und ermöglicht eine Präzisierung von Ertragsanalysen. Dieser Bericht beschreibt den ersten Projektabschnitt, in welchem der Fokus vor allem auf der Initialisierung der messtechnischen Komponenten, sowie ersten Messungen und Analysen liegt.

1. Drohnenbasierte IR-Thermografie

Für die optische Untersuchung von PV-Anlagen wird im Projekt PV-FeldLab die drohnenbasierte IR-Thermografie, welche bereits sehr erfolgreich als effiziente Analyseverfahren eingeführt wurde [z.B. 1], eingesetzt. Die von uns genutzte Infrarotkamera besitzt eine Auflösung von 640 x 512 Pixeln mit einem 32° Öffnungswinkel. Die Anforderungen der DIN-IEC/TS 62446-3 können mit dieser Kamera bis auf die geforderte absolute Messungsgenauigkeit von ± 2 K erfüllt werden. Da der Fokus bei der optischen Auswertung vor allem auf der Registrierung relativer Temperaturunterschiede liegt, wurde auf die Erfüllung dieser Anforderung zugunsten einer kompakten Bauweise für den Drohneneinsatz verzichtet. Auch die von der Norm geforderte Mindestauflösung von 5x5 Pixel je 6"-Zelle kann bei einem maximalen Abstand zwischen Modul und Kamera von 24 m erreicht werden.



Abb. 1: Oktokopter mit IR- und Tageslichtkamera der HS-Coburg

Eine zusätzliche Tageslichtkamera in der Drohne garantiert eine bessere Flugorientierung und Dokumentation. Beide Kameras sind für eine optimale Bildstabilisierung auf einem Brushless-Drei-Achs-Gimbal montiert. Als Trägersystem kommt ein voll-redundanter Oktocopter (siehe Abb. 1) mit einem Abfluggewicht von 5 kg zur Anwendung. Mit Erteilung einer Sondergenehmigung und der Erfüllung aller rechtlichen Voraussetzungen (z.B. Kenntnissnachweis nach §21d LuftVO, Prüfung der Luftraumstruktur, etc.) wird die Möglichkeit geschaffen, nahezu alle Photovoltaik-Anlagen (auch nahe Autobahnen oder Wohneinrichtungen) untersuchen zu können.

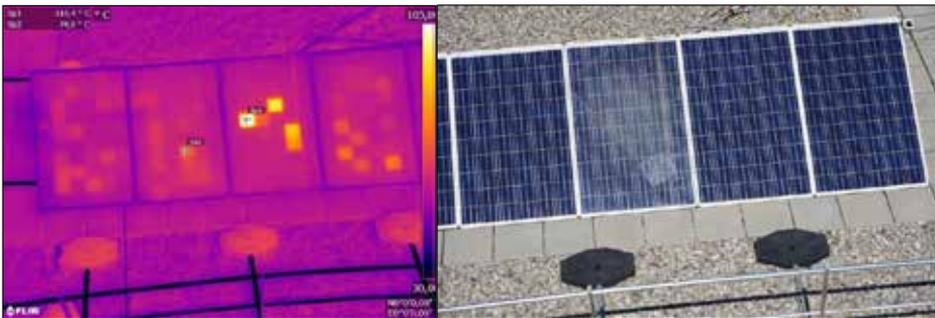


Abb. 2: Großflächig verschmutztes PV-Modul innerhalb eines Modulstrangs an der HS-Coburg

Da der Fokus des Projekts auf der Verknüpfung von elektrischen mit optischen Messungen liegt, wurden die ersten Untersuchungen mit dem Ziel vorgenommen, einen Fehler-, bzw. Leistungskartierungskatalog zu erstellen. Abbildung 2 zeigt aus dem Fehlerkatalog exemplarisch die Auswirkung von großflächiger Verschmutzung eines Moduls auf das thermische Verhalten eines Modulstrangs. Der Strang befand sich zum Zeitpunkt der optischen Messung im Kurzschluss.

Zusätzlich zur optischen Untersuchung wurde der Strang elektrisch vermessen (siehe Abb. 3). Es zeigt sich, dass durch die Verschmutzung eines einzelnen Moduls ein Minderertrag von 4,52 % für den ganzen Modulstrang herbeigeführt wird.

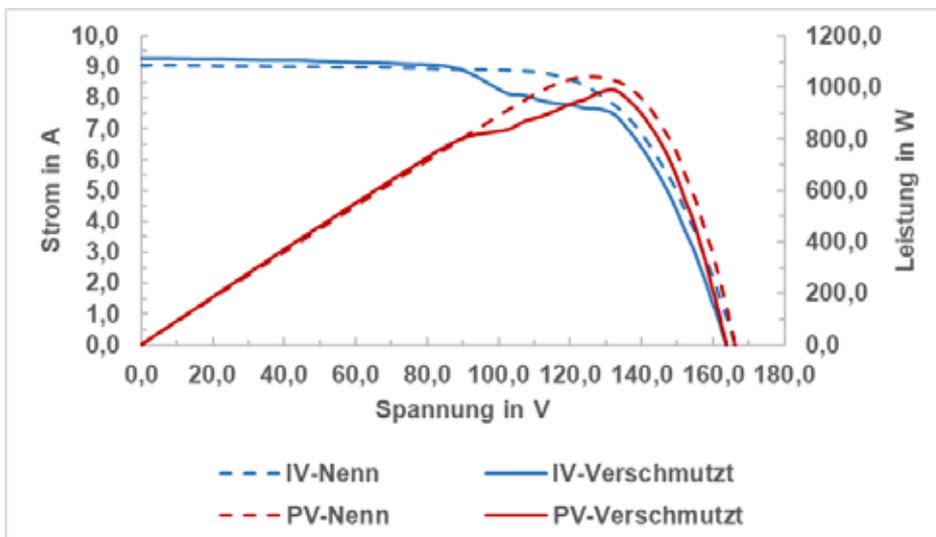


Abb. 3: IV- und PV-Messungen des Modulstrangs

Neben klassischer Verschmutzung von Modulen wurden auch weitere Fehlertypen wie Verschattung, Substränge von Modulen im Leerlauf oder Kurzschluss, Zelldefekte oder schadhafte Anschlussdosen untersucht und dem Fehlerkatalog hinzugefügt.

Darüber hinaus wurden erste optische Messungen an großflächigen Photovoltaikgeneratoren durchgeführt und ausgewertet. Abbildung 4 zeigt hierfür beispielhaft komplette Modulstränge, welche sich im Leerlauf befinden. In diesem speziellen Fall ist der Leerlauf der Stränge auf durch Nagetiere verursachte Erdschlüsse zurückzuführen. Die drohnenbasierte IR-Thermografie bietet hier, vor allem bei häufiger auftretenden Fehlern, eine effiziente Möglichkeit Großanlagen im Überblick zu begutachten und eine eher qualitative Vorklassifizierung vorzunehmen.



Abb. 4: PV-Generator mit einzelnen Modulsträngen im Leerlauf aufgrund von Erdschluss

Es ist geplant, im Laufe des Projektes den Fehlerkatalog stetig zu erweitern und eine möglichst umfassende Datenbank von elektrischen und optischen Fehlertypen zu erstellen.

2. Freifeld-Kurzschlussstromanalysen zur Kalibrierung von Strom-Spannungsmessungen

Die Basis für zukünftig sehr exakte elektrische Strom-Spannungsmessungen unter Freifeldbedingungen soll der sogenannte Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) [2, 3] sein. Im Projekt ist es geplant den SRA, welcher für Einzelmodule schon sehr erfolgreich eingesetzt werden konnte [2, 3], nun auch für eine Anwendung auf Modulstränge auszuwickeln. Basis jeglicher akkuraten elektrischen Messung ist dabei die exakte Bestimmung des Kurzschlussstroms I_{sc} . Die Messung des Kurzschlussstroms erfolgt in unserem Konzept mit Hilfe eines 2-achsigen-Modultrackers (siehe Abb. 5). Die exakte Strommessung erfolgt durch Shunt-Widerstände, sowie zusätzlich durch eine Milliampere-Stromzange. Dabei können sowohl Einzelmodule, als auch Modulstränge vermessen werden. Des Weiteren erfolgt die Erfassung der Modultemperatur (T_{meas}), der Bestrahlungsstärke in der Modulebene (G_{meas}) und des Spektrums ($E_{meas}(\lambda)$). Die Nutzung des nachgeführten Systems ermöglicht es, die Messung bei senkrechter Inzidenz der direkten Sonnenstrahlung (kontrolliert durch einen Lichtzeiger) und nahe der Standardtestbedingungen (STC) durchzuführen.

Der so gemessene Kurzschlussstrom $I_{sc, meas}$ wird im Anschluss durch Formel (1) auf den STC-Wert $I_{sc, STC}$ umgerechnet [3, 4].

$$I_{sc, STC} = I_{sc, meas} \cdot M_G \cdot M_T \cdot MMF \quad (1)$$



Abb. 5: Stationärer 2-Achsiger-Modultracker der HS-Coburg mit Pyranometer und Spektrometer in Modulebene

Dabei werden die unterschiedlichen Abweichungen der Bedingungen durch entsprechende Korrekturfaktoren korrigiert. Der Faktor für die Korrektur der Bestrahlungsstärke ergibt sich dabei aus Formel (2):

$$M_G = \frac{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{G_{\text{meas}}} \quad (2)$$

Neben der Bestrahlungsstärke wird auch die Temperaturabweichung von STC mittels Temperaturkoeffizient α durch M_T der Formel (3) korrigiert.

$$M_T = \frac{1}{1 + \frac{\alpha}{100\%} \cdot (T_{\text{meas}} - 25^\circ\text{C})} \quad (3)$$

Schließlich wird mit einem Korrekturfaktor MMF die eventuell vorhandene spektrale Abweichung von STC, gemäß Formel (4) korrigiert. In Formel (4) wird das Verhältnis des Standardspektrums und des gemessenen Spektrums mit der Spektralen Response des untersuchten Moduls (SR) gefaltet. Formel (4) berücksichtigt zudem die Normierung des gemessenen Spektrums auf 1000 W/m^2 .

$$\text{MMF} = \frac{\int \text{SR}(\lambda) \cdot E_{\text{AM1.5}}(\lambda) d\lambda}{\int \text{SR}(\lambda) \cdot E_{\text{meas}}(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{G_{\text{meas}}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (4)$$

Abbildung 6 zeigt exemplarisch ein gemessenes Sonnenspektrum im Vergleich zum AM1.5-Spektrum und den geringen Bedarf zur Korrektur. Zusätzlich ist hierbei beispielhaft die SR eines CdTe-Moduls aufgetragen.

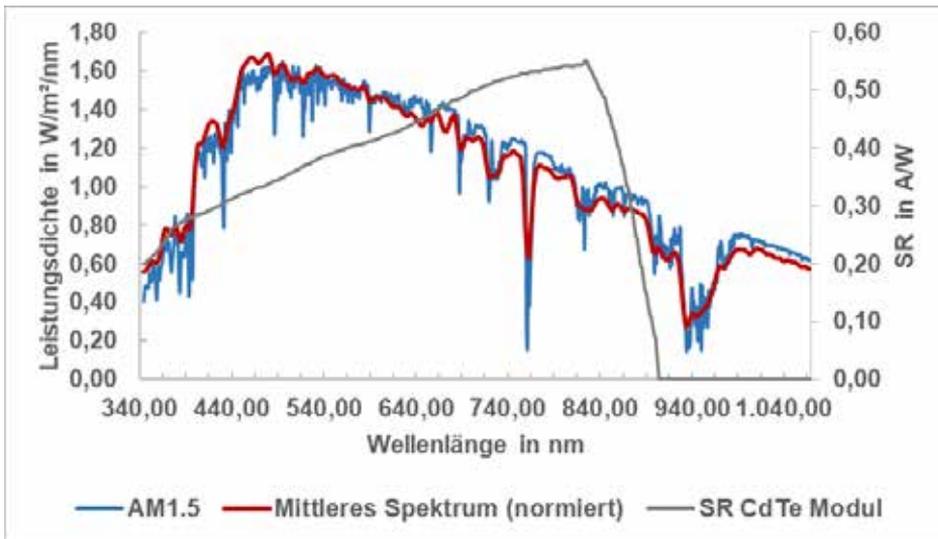


Abb. 6: Messung des Sonnenspektrums für Korrekturfaktoren auf AM1.5 (Mittelung über 5 Messungen in 30min)

Um den gemessenen und mit den Gleichungen (1) bis (4) korrigierten Kurzschlussstrom zukünftig auch auf einen ganzen Modulstrang übertragen zu können, müssen die lokalen Bedingungen des Modulstrangs ermittelt werden: Neben der Ausrichtung der Module (inklusive Variationen der Ausrichtung) werden zukünftig auch mögliche Inhomogenitäten der Bestrahlungsstärke und der Modultemperatur erfasst. Dazu wird ein verteiltes Netz von Sensoren zum Einsatz kommen. Zur Berücksichtigung der Ausrichtung des Modulstrangs zur direkten Sonneneinstrahlung wird es notwendig sein, die sogenannte „Angle of Incidence“ – Charakteristik (AOI) messtechnisch zu erfassen. Abbildung 6 zeigt exemplarisch experimentelle Daten der AOI unterschiedlicher Modultechnologien.

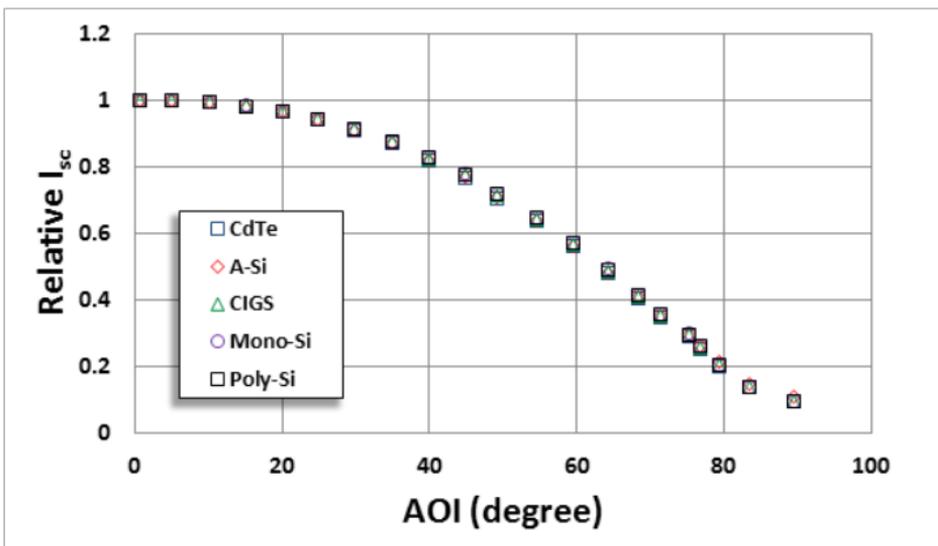


Abb. 7: Relativer I_{sc} in Abhängigkeit des AOI für verschiedene Modultechnologien [5]

Um möglichst alle Einflussfaktoren auf die AOI (z.B. Verschmutzung der Oberfläche) zu berücksichtigen wird die AOI zukünftig im Freifeld direkt am Ort des PV-Generators mittels eines mobilen Trackersystems experimentell bestimmt. Für diesen Zweck wurde ein sogenannter Widerstandsmesskoffer für die $I_{sc, meas}$ -Bestimmung erstellt, mit dem automatisiert und sehr präzise der Kurzschlussstrom eines Referenzmoduls (dem Modulstrang entnommen) in Abhängigkeit des Winkels bestimmt werden kann. Für die Strommessung werden vier Messshunts (0.015, 0.025, 0.1 und 0.68 Ω) für unterschiedliche Messbereiche (bis zu 20A) verwendet. Durch den Einsatz eines 24-Bit-Spannungsmessmoduls kann der Strom mit einer Unsicherheit von weniger als ± 5 mA auf zwei Dezimalstellen genau bestimmt werden.

3. Freifeld-Strom-Spannungsmessungen und Ertragssimulationen

Neben der exakten Kurzschlussstromkalibrierung hängen die Genauigkeit des SRA und die Ergebnisse der elektrischen Analyse natürlich auch von exakten Strom-Spannungsmessungen (IV) im Freifeld ab. Messtechnisch erfolgt hierbei die Erfassung der IV-Kennlinien über einen Kennlinienanalysator, welcher für einen möglichst dauerhaften Betrieb unter harschen Outdoorbedingungen bei hoher Repetition der elektrischen Messungen geeignet ist. Bei den Messungen werden die wesentlichen Modulparametern der IV-Kennlinien aufgezeichnet, gespeichert und mit Zeitstempel tabelliert (siehe Abb. 8). Derzeit ist der SRA noch nicht implementiert und die Daten der elektrischen Messungen werden bisher (wie es für Freifeldmessungen gängige Praxis ist) durch eine Korrektur der IV-Kennlinien auf Normbedingungen umgerechnet, was für eine gute Abschätzung der elektrischen Daten von Modulsträngen genügt. In Abbildung 8 sind Kennlinien eines Modulstranges einer PV-Anlage mit Standort in Coburg zu sehen. Dieser besteht aus 15 Modulen des Typs Kyocera 158 mit einer herstellerseitig angegebenen Nenn-Peakleistung von 2370,0 W. Durch die o.g. Korrekturrechnungen auf STC konnte eine Leistung des Modulstrangs von 2222,1 W ermittelt werden, was einem Leistungsdefizit von ca. 6 % entspricht, was für eine PV-Anlage mit 15-jähriger Betriebszeit durchaus akzeptabel erscheint.

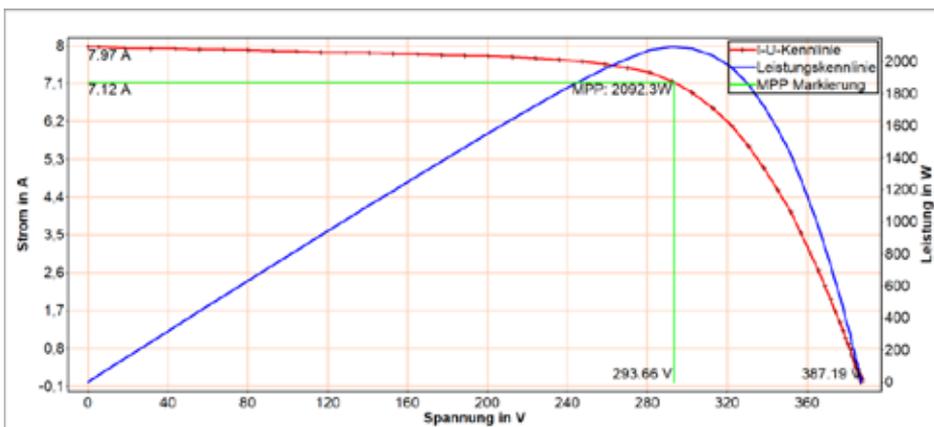


Abb. 8: Darstellung einer Modulstrang-IV-Kennlinienmessung

Für diese untersuchte PV-Anlage wurde folgend eine Ertragsanalyse mittels des Programms PVsyst durchgeführt (siehe Abb. 9). Als elektrische Eingabeparameter für die Simulation kamen dabei die Datenblattangaben des Herstellers zur Anwendung. Die Simulation basiert darüber hinaus auf den realen Wetterdaten der nächsten verfügbaren Wetterstation in Würzburg der vergangenen Jahre. Das am Standort vorliegende Verschattungsszenario wurde dabei abgebildet und bei der Simulation berücksichtigt. Die Abweichungen der einzelnen Jahre zwischen Simulation Ertragsdaten liegen zwischen 3,68 % und 10,98 %. Es zeigt sich, dass die untersuchte Anlage im Freifeld zwischen 2004 und 2016 in Summe über den betrachteten Zeitraum einen Minderertrag von 6,65 % im Vergleich zur

idealen, nicht degradierten Anlage aufweist, was mit Bezug zur vorgenommenen elektrischen Messung plausibel erscheint.

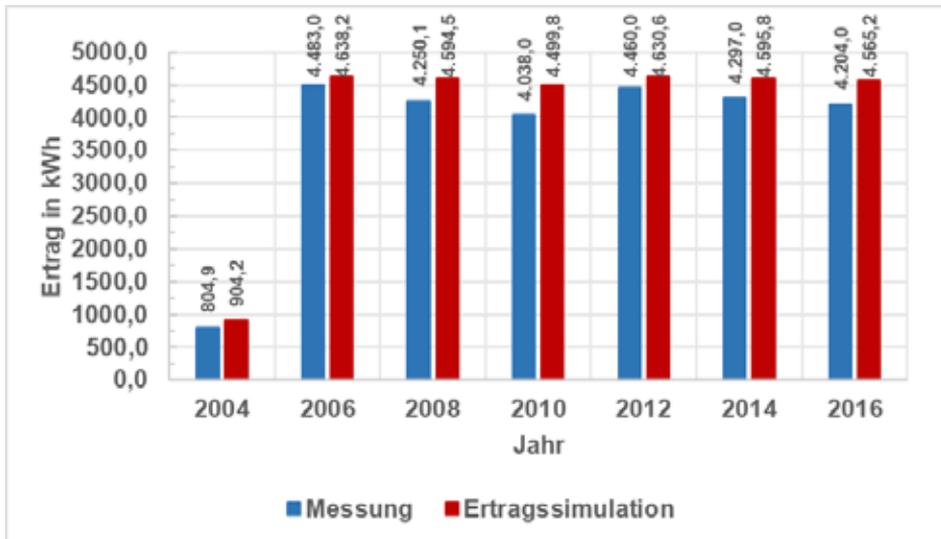


Abb. 9: Ertragssimulation für eine Coburger PV-Anlage im Vergleich zu gemessenen Ertragsdaten (simuliert auf Basis von IV-Nennndaten)

Zur Erhärtung dieser Korrelation wurde die Ertragsanalyse der PV-Anlage mit den experimentell bestimmten Messdaten durchgeführt, wobei die auf STC korrigierten elektrischen Messdaten der PV-Anlage verwendet wurden. Aus Abbildung 10 geht hervor, dass die Simulation nun erwartete Erträge der PV-Anlage erzeugt, welche in Bezug zu den gemessenen Erträgen zwischen 0,32 % und 4,72 % differieren. Da nun nicht wie in der oberen Simulation lediglich Mindererträge, sondern auch Mehrerträge festgestellt werden können, ergibt sich in Summe über alle Jahre ein geringfügiger Mehrertrag der Anlage von 0,13 %.

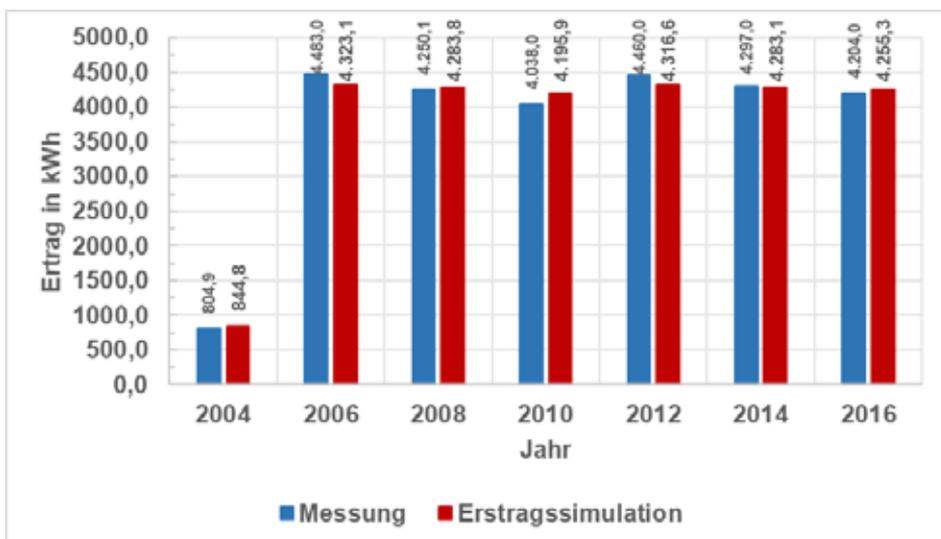


Abb. 10: Ertragssimulation für eine Coburger PV-Anlage im Vergleich zu gemessenen Ertragsdaten (simuliert auf Basis von IV-Messdaten)

Kritisch anzumerken ist, dass die interne Korrekturrechnung des Kennlinienanalysators zu STC eine Messunsicherheit von $\pm 5\%$ aufweist, welche zuzüglich weiterer Messunsicherheiten der meteorologischen Daten (Bestrahlungsstärke- und Temperatursensoren) weiter steigt.

Ziel des Projektes ist es, diese Messunsicherheiten mit Hilfe des oben erwähnten SRA deutlich zu reduzieren. Der SRA hat sich für Freifeldanalysen einzelner Module bereits bewährt und bietet die Möglichkeit, diese mit nahezu Laborgenauigkeit zu analysieren. Innerhalb des weiteren Projektverlaufs soll der SRA daher auf die Anwendung von ganzen Modulsträngen erweitert werden, um insbesondere die Daten der elektrischen Messung zu präzisieren.

4. Stand der Projektbearbeitung und zukünftige Ziele

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Ziele des ersten Projektabschnitts erreicht worden sind. Es wurden die drohnenbasierten IR-Thermografie und notwendigen elektrischen Messinstrumente in Betrieb genommen und die Beriebstauglichkeit konnte durch erste Messkampagnen validiert werden. Im kommenden Projektabschnitt liegt der Fokus der experimentellen Arbeiten auf der Erfassung der Inhomogenitäten von Bestrahlungsstärke und Temperatur bei synchroner Erfassung der elektrischen IV-Kenngrößen der Modulstränge von PV-Generatoren. Zudem werden noch weitere Verbesserungen für die der Kurzschlussstromkalibrierung der entnommen Einzelmodule (AOI-Bestimmung) fortgeführt und es wird die Übertragung der Kalibrierung auf Modulstränge entwickelt. Die Weiterentwicklung des SRA von Modulen auf Modulstränge wird vorangetrieben. Das Zusammenspiel des gesamten Messkonzeptes soll durch Messkampagnen an Testanlagen in Verbindung mit eingebrachten definiert degradierten Modulen getestet und validiert werden.

Danksagung

Die Autoren danken dem deutschen Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) zur Finanzierung des Projekts „PV-FeldLab“ innerhalb des Förderprogramms Forschung an Fachhochschulen unter dem Support-Code FKZ 13FH600IA6.

Literatur

- [1] Buerhop C. et al. (2016): aIR-PV-check: A quality inspection of PV-power plants without operation interruption In: IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference, 16484035. DOI: 10.1109/PVSC.2016.7749909
- [2] Mohring H.-D., Stellbogen D., Geyer D., Lechner P., (2011): Comparative Assessment of Different Thin Film Technologies from Outdoor I-V Characteristics In: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4AV.2.46 pp. 3625 - 3628.
- [3] Hüttl, B.; Gottschalk, L.; Schneider, S.; Pflaum, D.; Schulze, A. (2019): Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions. In: *Solar Energy* 177, S. 737–745. DOI: 10.1016/j.solener.2018.12.002.
- [4] Wachter M., Gottschalk L., Simmler M., Schulze A, Becker F., Sayala M., Hüttl B. (2016): Short Circuit Current Measurements at Clear-Sky Conditions on Photovoltaic Modules: Basic for a Reliable Self-Reference Algorithm In: 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5BV.4.16
- [5] Knisely, B.; Janakeeraman, S. V.; Kuitche, J.; TamizhMani, G. (2013): Validation of IEC 61853-2 standard (Draft): Angle of incidence effect on photovoltaic modules. In: IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 16 - 21 June 2013, Tampa, Florida, S. 675–680. DOI: 10.1109/PVSC.2013.6744239