

PV-FeldLab – Feldlabor für Vorort-Leistungsbestimmungen und Alterungsidentifikation von Photovoltaikgeneratoren

S. Schneider, B. Hüttl, L. Gerstenberg*, V. Wesselak*, S. Voswinckel*, A. Schulze*

Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik,
96450 Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland

* Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen, Deutschland

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

Abstract

Ziel des Projektes ist es, ein Verfahren für elektrische Vorort-Leistungsanalysen von Photovoltaik (PV)-Anlagen zu entwickeln. Dazu werden die elektrischen Parameter von PV-Strings lokal und global mit Hilfe eines neuen Feldlaboransatzes mit Indoor-Laborgenaugigkeit vermessen. Das neue Messverfahren ist normgerecht und wird helfen, die Standardisierung von Feldmessungen weiterzuentwickeln. Im Projekt werden bekannte Messmethoden der Photovoltaik, (IR- Thermografie, I-U-String-Messung, digitale Datenverarbeitung mittels Selbstreferenzierung) zu einem innovativen Gesamtkonzept synthetisch zusammengeführt. Die Entwicklung des Messverfahrens wird an speziell gealterten PV-Anlagen marktbestimmender Technologien (c-Si-, CdTe-, CIGS-Muster-PV-Anlagen) vorangetrieben. So wird das Verfahren auf Erkennung spezifischer Degradationsszenarien und marginaler quantitativer Parameterveränderungen trainiert und geschärft.

1. Stand der Wissenschaft & Technik

Technische Betriebsüberwachungskonzepte von PV-Anlagen kommen zunehmend zur Anwendung, um teils signifikante globale oder lokale elektrische Leistungsverluste [z.B. Kön16] von PV-Modulen und Strings aufzudecken und wirtschaftliche Schäden zu minimieren. Elektrische Vorort-Analysen von PV-Anlagen stellen eine notwendige „just in time“ Methode dar, um die Fehler vor Ort zu lokalisieren, spezifizieren und bestenfalls zu quantifizieren. So können frühzeitig technisch, ökonomisch und auch versicherungstechnisch notwendige Gegenmaßnahmen ergriffen werden [Pir16].

Die Lokalisierung von Fehlern großer PV-Anlagen gelingt bereits erfolgreich mit bildgebenden Analysen der IR-Thermografie bzw. Elektrolumineszenz (EL) [Bue16, Rou16, Mer16], vgl. Abb.1. Derzeit werden solche bildgebenden Analyseverfahren intensiv erforscht, um sie zukünftig fehlerfrei, standardisiert und

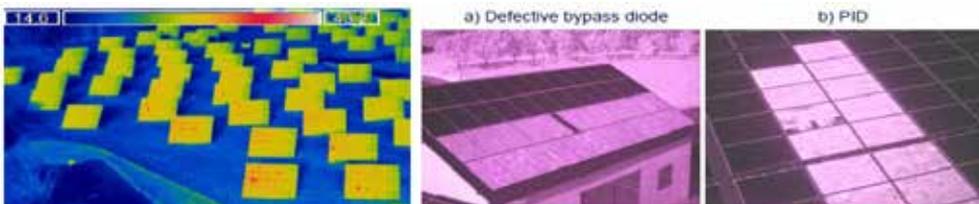


Abb. 1: Lokalisierung defekter PV-Module: links mit IR-Thermografie [Bue16] und rechts mit EL [Mer16]

streng korreliert zu elektrisch nachweisbaren Verlusten in der Praxis umzusetzen [Jae16]. Die genaue Quantifizierung der elektrischen Verluste ist nicht mit bildgebenden Methoden, aber mit elektrischen I-U-Messungen möglich. Diese können grundsätzlich im Feld vorgenommen werden [Spa15, Ben03]. Allerdings gibt es einige physikalische Gründe (z.B. spektrale Variationen der Solarstrahlung, Maxwell-Gesetz für die winkelabhängige Reflexion optischer Strahlung, Temperaturabhängigkeit der elektrischen Prozesse im Halbleiter), welche präzise I-U-Charakterisierungen unter Feldbedingungen erschweren. Daher werden exakte Messungen bisher fast ausschließlich unter standardisierten Labor- bzw. Indoor-Bedingungen (STC) durchgeführt [IEC 60904].

Seit 2011 werden normative Verfahren zur Leistungs- und Ertragsbestimmung auf Basis von elektrischen Feldmessungen [IEC 61853] entwickelt. Die Arbeiten zur Standardisierung sind nicht abgeschlossen. Neue Konzepte, z.B. [His16], extrapolieren unter „Clear Sky“ bzw. „Partly Sunny Days“ Bedingungen gemessene elektrische I-U-Parameter auf einen weiten Bereich meteorologischer Bedingungen (Bestrahlungsstärke und Temperatur) der IEC 61853. Solche Ansätze fußen auf elektrisch linearem Verhalten der PV-Module, was insbesondere im Schwachlichtbereich zu größeren Fehlern führt. Das digitale Berechnungsverfahren „Selbstreferenzierungsalgorithmus“ (SRA) bedarf dieser Annahme nicht. Zudem werden sämtliche elektrischen Werte im gesamten Bereich der angebotenen meteorologischen Bedingungen durch Referenzierung der Temperatur auf Leerlaufspannung und der Bestrahlungsstärke auf Kurzschlussstrom bestimmbar [Hue19, Kai15]. Die Vorzüge des SRA werden z.B. für die Bestimmung des Wirkungsgrades eines PV-Moduls bei variabler Bestrahlungsstärke und Temperatur in Abb. 2 sichtbar. Auf der linken Seite sind die gemessenen Wirkungsgrade (parametrisch für drei Temperaturen) zu sehen, welche systematisch und statistisch durch meteorologische und physikalische Einflüsse gestört sind. Auf der rechten Seite hingegen sieht man die SRA-korrigierten Schwachlichtkurven, welche nun für genaue Analysen geeignet sind. Das SRA-Verfahren liefert für alle verfügbaren meteorologischen Bedingungen Aufschluss über die elektrischen I-U-Parameter, mehr als von der IEC 61853 bisher gefordert. Das SRA-Verfahren ist bisher nur auf einzelne Module angewendet worden, für verlässliche IU-Analysen von String-Konfigurationen besteht noch grundlegender Entwicklungsbedarf.

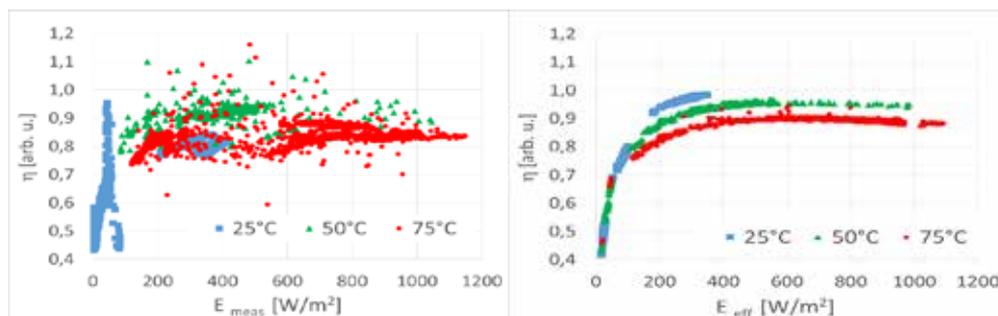


Abb. 2: Gemessene (links) und SRA-korrigierte (rechts) Schwachlichtkurven des Wirkungsgrades eines PV-Moduls für drei verschiedene Temperaturen (25±2.5°C; 50±2.5°C and 75±2.5°C), SRA [Got17]

Generell benötigen I-U-Feldmessungen exakte Kalibrierungen des Kurzschlussstromes auf die Bestrahlungsstärke. Werden die Winkelabhängigkeit der Reflexion, die spektrale Empfindlichkeit und die Nichtlinearität des elektrischen Verhaltens der PV-Module experimentell erfasst und modelliert, so sind Feld-Kalibrierungen mit Vergleichszellen oder Modulen mit Indoor-Laborgenaugigkeit möglich [Fey16, Wac16]. Die Belastbarkeit dieses neuen Feld-Kalibrierkonzepts muss wissenschaftlich noch eingehend untersucht werden, bevor es als standardisiertes Verfahren gelten kann.

Derzeit wird ein rasch wachsender Marktanteil von Dünnschichttechnologien für PV-Generatoren beobachtet. In den letzten zwei Jahren entwickeln sich die Wirkungsgrade der Dünnschicht-PV-Technologien basierend auf CdTe und CIGS besonders rasant, [Wei16, Pal16]. Die Herstellung von Dünnschichtmodulen ist stark automatisiert, der erforderliche Maschinenbau stützt sich auf Erfahrungen, welche in Deutschland ausgeprägt sind. Solchen Fertigungslinien bedürfen ingenieurstechnischer Kompetenzen und weniger manueller Arbeitsverrichtungen, so dass sich Fertigungslinien in sogenannten „Hochlohnländern“ zunehmend rechnen. Zudem benötigt die Dünnschichtmodulfabrikation einen erheblich geringeren Energieaufwand als die von Siliziummodulen. Es folgen daraus reduzierte „CO₂-Fußabdrücke“ der Dünnschichttechnologien: Während für die Erzeugung einer kWh Solarenergie durch Siliziumtechnologie ca. 58 g CO₂ entstehen, produzieren die Dünnschichttechnologien nur 15 g. Bis zum Jahr 2050 werden sich die „Fußabdrücke“ wegen Effizienzsteigerungen der Herstellungsverfahren für alle PV-Materialien in etwa dritteln. Zum Vergleich: Die Erzeugung einer kWh mit konventionellen Brennstoffen generiert 900 g CO₂ [Wei16].

Die Markteinführung neuer PV-Technologien muss durch Alterungstests unter realen und beschleunigten Bedingungen abgesichert werden, um dramatische Ausfälle in der Applikation zu

vermeiden [z.B. Str13]. Beschleunige bzw. inszenierte Alterungstests, wie Potenzial-Induzierte Degradation (PID) [z.B. Luo17, Fok15] oder thermisch induzierter Stress [z.B. Bei16] werden experimentell entwickelt und modelliert.

PID ist ein Phänomen, welches zu einer gravierenden (ggf. reversiblen) Schädigung von PV-Modulen führen kann. PID wurde zuerst an monokristallinen Si-Modulen als vollständig reversibler Prozess beobachtet [Del05]. Im Gegensatz dazu tritt sie bei Superstrat- Dünnschichtmodulen, z.B. bei CdTe und a-Si, als irreversibler Prozess auf und wird dort häufig als TCO-Korrosion bezeichnet. Es wird davon ausgegangen, dass positiv geladene Na-Ionen aus dem Frontglas in die TCO-Schicht diffundieren und dort mit ebenfalls eindiffundiertem Wasser reagieren. Frühere Untersuchungen zeigen, dass besonders ein negatives Potential der Modulanschlüsse gegen Erde dazu führen kann, dass die positiven Na-Ionen im Deckglas zu der Halbleiterschicht gezogen werden. Die dadurch hervorgerufene irreversible Degradation beginnt am Modulrand oder unzulänglich versiegelten Modulanschlussdosen [Gos10, Jan03, Ost03, Vos13]. Obwohl TCO-Korrosion zu den optisch sichtbaren Degradationserscheinungen gezählt werden kann, tritt eine irreversible nicht sichtbare Schädigung bereits vor der optischen Wirkung ein.

Für CIGS (Substrat Bauweise) sind nur wenige Publikationen zu PID bekannt. Ergebnisse an Zellen wurden vom Angström-Center in Uppsala publiziert [Fjä13]. Die Effizienz von CIGS-Zellen kann durch PID auf „Null“ reduziert werden. Allerdings ist die Schädigung reversibel. Weiterhin wird aufgezeigt, dass Na-freie Glassubstrate zu PID-immunen Schichten führen. Allerdings konnte nicht zweifelsfrei geklärt werden, ob eine Ausdiffusion von Na oder eher feldinduzierte Effekte (Polarisation) für die Schädigung verantwortlich sind. PID bei CIGS führt zudem zu keiner optischen Schädigung.

Es sind verschiedene Maßnahmen insbesondere auf der systemtechnischen Ebene publiziert worden (z.B. Erdung des negativen Pols), um die PID-Resistenz zu erhöhen. Allerdings sind selbst für Si die chemischen oder physikalischen Mechanismen noch nicht vollständig verstanden, was durch jüngste Veröffentlichungen zu Schädigungen auch bei positivem Potential belegt wird [Vos13, Zhe11].

PID kann bei nahezu allen Modultechnologien beobachtet werden [Luo17]. Die Mechanismen sind für alle Technologien noch nicht vollständig verstanden. Allen Technologien ist jedoch gemein, dass Natrium eine entscheidende Rolle spielt. PID wird hauptsächlich unter Laborbedingungen mit beschleunigten Alterungstests provoziert. Unter realen Bedingungen laufen die Degradationsprozesse und damit der Leistungsverlust sehr langsam ab. Gerade im Anfangsstadium können die Leistungsverluste daher als Messunsicherheiten fehlinterpretiert und von anderen Alterungserscheinungen überlagert werden. Systematische Untersuchungen zum Degradationsverhalten unter Feldbedingungen liegen nicht vor.

2. Projektziele

Ein Feldlabor zur „instantanen“ lokalen und globalen Vorort-Leistungsanalyse von PV-Anlagen gibt es bisher nicht, trotz des zunehmenden Drucks, die Stromerzeugung versorgungssicher und bezahlbar zu gestalten. Mit der Umsetzung unseres neuen Konzepts sind sofortige Reaktionen auf Leistungseinbußen möglich. Es werden die Fehler nicht mehr nur lokalisiert, sondern auch identifiziert und in der „Schwere“ quantifiziert. Für die global aufzusetzende Leistungsbestimmung der PV-Anlage wird eine neue streng korrelierte und standardisierte Zusammenführung bildgebender und elektrischer Messverfahren vollzogen, um eine verlässliche Kartierung bzw. Kategorisierung der gesamten PV-Anlage zu erzeugen. Es werden vielfältige Untersuchungen zur Absicherung verlässlicher Korrelationen zwischen IR-Thermografie und elektrischer Befunde durchgeführt. Daraus wird eine Graduierung des gesamten PV-Generators in Leistungsklassen vorgenommen. Die Messung und Verarbeitung großer Mengen von I-U-Charakteristika wird möglich. Die lokale Leistungsbestimmung von PV-Strings wird um vier Aspekte bezüglich des aktuellen Standes der Technik substantiell verbessert:

1. Der Aufwand des Abbaus einzelner Module aus dem PV-Generator für Vermessungen im Indoor-Labor entfällt und damit entfallen auch zeitraubende Abschaltungen ganzer Teile der PV-Anlage und zusätzliche Ertragsverluste.
2. Die Feldmessungen schließen feldgegebene Veränderungen des elektrischen Leistungsverhaltens von PV-Modulen und -Strings („Light-Soaking“ bzw. „Light-Induced Degradation“, [Gos11]) mit ein. Somit werden erstmalig tatsächlich vorliegende Leistungen in der Applikation gemessen.
3. Die I-U-Kennlinien werden ohne Einschränkung für alle meteorologisch verfügbaren Bedingungen durch SRA-Korrektur bestimmbar.

4. Mittels SRA werden zusätzlich temperatur-parametrierte Schwachlichtkurven sämtlicher meteorologischer Bedingungen erzeugt.

3. Methodik und Konzept

Das Konzept des PV-FeldLab sieht eine vollumfängliche Erfassung der meteorologischen Bedingungen, sowie der elektrischen Kenndaten eines PV-Strings vor (vgl. Abb. 3).

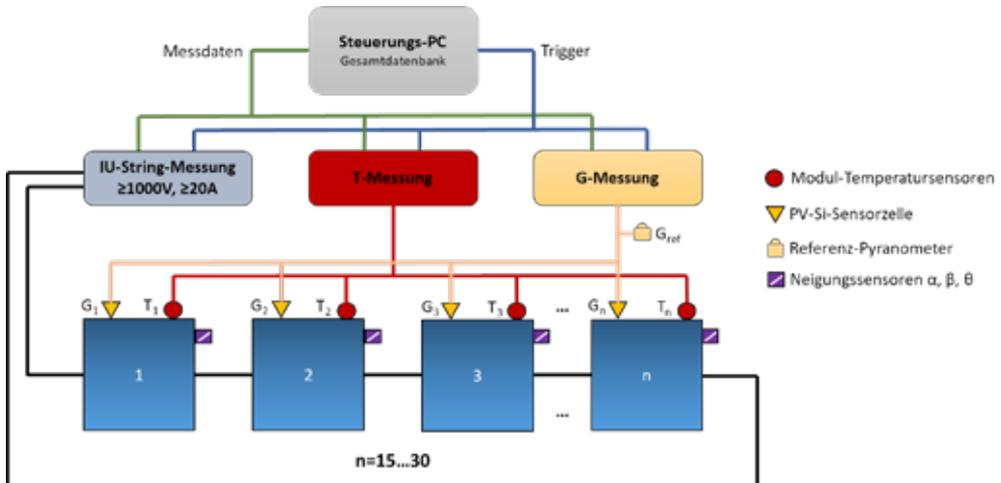


Abb. 3: Konzept PV-FeldLab

Eine zentrale Steuereinheit triggert die Messungen und erfasst die Daten. Simultan zur Messung der elektrischen Parameter und Kennlinie des PV-Strings werden dabei die Einstrahlung, Temperatur und Ausrichtung der einzelnen Module im String erfasst. Um meteorologische Unsicherheiten am PV-Generator zu eliminieren, wird eine erweiterte SRA-Methode auf Basis der Feldmodulmesstechnik verwendet. Durch die im Vorfeld zur Messung mit einer drohnenbasierten Inspektion durch IR-Thermografie Ermittlung der lokalen Leistungsverhältnisse kann dann die Gesamtleistung der PV-Anlage mittels Kartierung und Messungen bestimmt werden, sowie eine Korrelation zwischen Bild- und I-U-Informationen hergestellt werden. Durch vielfältig bestätigte Zusammenhänge zwischen optischen und elektrischen Analysen sollen belastbare Leistungsklassen-Kartierungen von PV-Generatoren ermöglicht werden.

Zur Überprüfung und Sicherung der Exaktheit der Feldmessungen im Projekt, werden stets messtechnische Quer- und Rundvergleiche im Indoor-Labor vorgenommen, insbesondere unter Standardbedingungen (STC). Feld-I-U-Messungen benötigen darüber hinaus, analog wie Indoor-Labormessungen, Kalibrierungen auf den Kurzschlussstrom [Fey16, Wac16]. Dieses Konzept wird erstmalig auf PV-Strings übertragen, wobei die Inhomogenitäten, verursacht durch räumliche Verteilung von Einstrahlung, Temperatur und Winkel, mit einbezogen werden müssen.

I-U- und Schwachlichtcharakteristiken sind zudem mit einem Satz elektrischer Parameter (z.B. Füllfaktor, Serienwiderstand und Parallelwiderstand) modellierbar. Genaue Analysen dieser Parameter eröffnen Wege zur Identifikation von Degradationsszenarien [Luo 17, Fok15, Bei16]. Diese Methode wird auch Anwendung bei der Bewertung von Stresstests finden. Stresstesttechniken können vielfältig und kombiniert aufgebaut werden. Im Rahmen des Projekts werden durch Hochspannungsapplikation an einzelnen Modulen [Fok15] oder Strings PID bzw. durch Nutzung von Klimakammern oder Temperungen im Feld [Kai15] thermisch-induzierte Degradationen forciert. Die Stressmethoden werden gekoppelt durchgeführt.

Abschließend werden Ertragsberechnungen mit Standardmoduldaten und mit experimentell abgesicherten elektrischen Parametern mit der Simulationssoftware (PVsyst: [Wit15]) durchgeführt und mit den experimentell bestimmten Erträgen der Muster-PV-Anlagen verschiedener Technologien geprüft und das Konzept validiert.

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

- [Ben03] "Photovoltaic Measurement Relevant to the Energy Yield" Ch. Bendel, A. Wagner; 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (2003), 7P-B3-09
- [Bei16] "Influence of Photovoltaic Module Mounting Systems on the Thermo-Mechanical Stresses in Solar Cells by FEM Modelling", A.J. Beinert, et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV.1.14
- [Bue16] "a IR-PV-check: A quality inspection of PV-power plants without operation interruption"; C. Buerhop et al.; IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (2016), 16484035
- [Del05] „Capabilities of the High Voltage Stress Test System at the Outdoor Test Facility“, J. Del Cueto, et al., DOE Solar Energy Technologies Program Review Meeting, NREL/CP-520-38955 (2005)
- [Fey16] "Comprehensively Characterized Solar Cells: Impact of Angular, Spectral, and Non-linear Effects"; Th. Fey et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.11.3
- [Fjä13] V. Fjällström et al. IEEE J. of Photovoltaics Vol. 3, No. 3 (2013)
- [Fok15] "Investigation of the Micro-Climate of microcrystalline Silicon-Modules and CIGS-Modules and its Impact on Potential-Induced Degradation"; E. Fokuhl, et al. 31th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, (2015), 5CV.2.16
- [Gos10] "Leakage Current and Performance Loss of Thin Film Solar Modules“, M. Gossila et al., In: Proceedings of the SPIE. Bd. 7773 (2010)
- [Gos11] "Light Soaking Effects On Photovoltaic Modules: Overview and Literature Review"; M. Gostein et al.; Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2011), 003126–003131
- [His16] "Precise Determination of the STC I-V Curves by Wide-Range Linear Extrapolation of Outdoor I-V Curves on Partly Sunny Days"; Y. Hishikawa et al., 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.11.4
- [Hue19] "Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions"; B. Hüttl, L. Gottschalk, S. Schneider, D. Pflaum, A. Schulze; Solar Energy 177, pp. 737–745. DOI: 10.1016/j.solener.2018.12.002.
- [IEC 60904] Normschriften für I-U-Messungen unter standardisierten Indoor-Labor-Bedingungen: IEC 60904-(1-10)
- [IEC 61853] Normschriften für I-U-Feldmessungen der Leistung und Energie von PV-Modulen unter standardisierten Bedingungen: IEC 61853-(1-4)
- [Jae16] "Outdoor Non-Destructive Infrared Thermography of Photovoltaic Modules and Plants for Inspection: IEC 62446-3" B. Jaeckel et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.12.3
- [Jan03] „A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates“, K.W. Jansen, A.E. Delahoy, Thin solid films 423.2, S. 153–160 (2003)
- [Kai15] "Concept for Fast and Precise PV Module Outdoor Characterization"; D. Kaiser et al.; 31th European Photovoltaic Solar Energy Conference, (2015), 5AV.6.10
- [Luo17] "Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review"; W. Luo et al., Energy Environ. Sci., Vo. 10, (2017), pp. 43-68, 10.1039/C6EE02271E

- [Mer16] "Lowcost-Outdoor-Electroluminescence: Significant Improvements of the Method" K. Mertens et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV.2.75
- [Pal16] "The Future of CIGS Technology: Production Standardization and Product Differentiation", J. Palm, 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 3CP.1.5
- [Pir16] "Konstant hohe Erträge – Datenerfassung und –überwachung im Solarpark Kieswerk", H.-P. Pircher, Erneuerbare Energien, Vol. 6 (2016), pp. 120-123
- [Spa15] "Diagnostic method for photovoltaic systems based on light I–V measurements"; S. Spataru et al.; Solar Energy, Vol. 119 (2015), pp. 29–44
- [Str13] "Improvements in CdTe Module Reliability and Long-term Degradation Through Advances in Construction and Device Innovation"; N. Strevel et al.; Photovoltaics International Vol. 22 (2013), <http://www.pv-tech.org/technical-papers/improvements-in-cdte-module-reliability-andlong-term-degradation-through-a>
- [Rou16] "On-site Inspection of PV Panels, Aided by Infrared Thermography"; E. Roumpakias et al.; Adv. in Appl. Sci. Vol. 1, No.3 (2016), pp. 53-62
- [Vos13] "Analysis of Leakage Currents in Accordance of the Mounting Situation of Amorphous Silicon Solar Modules under Outdoor Climate Conditions", Voswinckel, S.; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Trautmann, B Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris (2013)
- [Wac16] "Short Circuit Current Measurements at Clear-Sky Conditions on Photovoltaic Modules: Basic for a Reliable Self-Reference Algorithm"; M. Wachter et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV.4.16
- [Wei16] "Delivering on the Promise of Thin-Film PV", D. Weiss; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 3CP.1.4
- [Wit15] "Analysis of PV grid installations performance, comparing measured data to simulation results to identify problems in operation and monitoring"; B. Wittmer et al., 30th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2015), 5BV.2.34
- [Zhe11] "PV module durability testing under high voltage biased damp heat conditions", Z. Xiong, T. M. Walsh, A. G. Aberle, In: Energy Procedia 8, S. 384–389 (2011)