

PV-Modul Bauartzertifizierung

Eine Dienstleistung des TÜV Rheinland

von W. Herrmann

Die TÜV Rheinland Sicherheit und Umweltschutz GmbH beschäftigt sich seit vielen Jahren mit der Qualifizierung von PV-Systemen und deren Komponenten. Mit finanzieller Unterstützung des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) wurde seit 1986 ein spezielles Photovoltaik-Prüflabor aufgebaut sowie Prüfverfahren und Sicherheitsstandards entwickelt. In den Jahren 1991 bis 1995 wurde im Rahmen der Fördermaßnahme „AG Solar“ der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen das Leistungsspektrum des Labors dahingehend erweitert, das eine Produktqualifizierung von PV-Modulen entsprechend internationalen Standards durchgeführt werden kann. Neben dem Forschungszentrum der EU in Ispra (Italien) ist der TÜV Rheinland ein führendes Prüfinstitut, das den Modulherstellern die Zertifizierung ihrer Produkte als Dienstleistung anbietet.

In diesem Artikel werden die Prüfgrundlagen zur Bauartzertifizierung von PV-Modulen vorgestellt, die erforderlichen Prüfeinrichtungen genannt und als Beispiel dafür der Sonnensimulator des TÜV Rheinland PV-Labors beschrieben.

Photovoltaik (PV) Module werden zur Stromerzeugung in den unterschiedlichsten Klimaten eingesetzt. Sei es in kleinen „Solarhome“-Systemen zur Sicherstellung der elektrischen Grundversorgung (Licht, Radio) in tropischen Regionen der Dritten Welt, bei PV-Pumpsystemen in Wüstengebieten, zur Stromversorgung von Häusern in unzugänglichem Hochgebirge oder von Leuchtböjen auf den Meeren.

PV-Module sind somit den unterschiedlichsten Umwelteinflüssen ausgesetzt, die im Laufe ihrer Einsatzzeit zu Alterungserscheinungen führen können, die die Dauer der Gebrauchstauglichkeit begrenzen oder eine Verschlechterung gewünschter Eigenschaften wie Leistungsfähigkeit oder elektrische Sicherheit zur Folge haben (Abb. 1).

Andererseits bestimmen PV-Module wesentlich die Kosten einer Photovoltaik-Anlage und müssen eine lange Lebensdauer besitzen, um mög-

lichst viel Strom zu erzeugen und dadurch wirtschaftlich zu arbeiten.

Konstruktiver Aufbau von PV-Modulen, Qualitätsanforderungen

PV-Module auf Basis kristalliner Silizium-Zellen vereinigen Materialien und Verbindungstechniken miteinander, die ganz unterschiedliche Angriffspunkte für eine Alterung bieten.

So sind die Solarzellen zum Schutz vor Witterungseinflüssen in einem Verbund aus Frontglas und Rückglas bzw. Rückseitenfolie eingekapselt (Abb. 2). Im Falle einer Rückseitenfolie besteht diese in den meisten Fällen wiederum aus einem Verbund aus Polyester und Tedlar mit oder ohne Aluminiumzwischenfolie. Als Einbettungsmasse für die verschalteten Solarzellenstrings werden in der Regel elastische Massen aus Kunststoffen (EVA-Folie, Gießharz) eingesetzt, die spezielle Zusätze wie UV-Stabilisatoren, Oxidationsverhinderer und Haftvermittler enthalten. Die Elastizität sorgt dafür, daß die spröden Solarzellen bei Modulverwindung, wie sie z.B. bei der Montage oder infolge von Wind- und Schneebelastung auftreten, nicht brechen. Auch mechanische Spannungen, die durch die unterschiedlichen Wärmeaus-

dehnungskoeffizienten von Silizium und Glas entstehen, werden vom Einbettungsmaterial aufgenommen. Nicht zuletzt ist die Einbettungsmasse ein wichtiger Bestandteil der elektrischen Isolierung der Zellen und der internen Verschaltung.

Zur Herausführung der elektrischen Anschlußleitungen der Solarzellenstrings aus der Einbettungsmasse nach außen wird üblicherweise ein Rückseitenglas mit Löchern verwendet oder die Rückseitenfolie wird durchbrochen. Auf die Durchgangsstellen wird eine Anschlußdose aufgeklebt. Tab. 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Anforderungen, die an die verwendeten Materialien und Komponenten in einem PV-Modul gestellt werden.

Bauartzertifizierung von PV-Modulen

Die Produktzertifizierung von PV-Modulen für Freiluftklimata beruht auf internationalen Normen der Reihe IEC 68 „Grundlegende Umweltprüfverfahren“. Wesentliche Vorarbeiten bei der Definition von speziellen Prüfverfahren für PV-Module hat das Forschungszentrum der Europäischen Kommission in Ispra (Italien) geleistet. Die dort entwickelte Prüfvorschrift Nr. 503 „Terrestrische Photovoltaik (PV) Module mit kristallinen Solarzellen – Bauarteignung und Bauartzulassung“ wurde im Jahre 1993 als Norm IEC 1215 der Internationalen Elektrotechnischen Kommission übernommen und im Jahre 1995 als europäische Norm EN 61215 ratifiziert.

Die IEC 1215 bzw. EN 61215 umfaßt die Betrachtung aller Einflußgrößen, die für die Alterung von PV-Modulen verantwortlich sind und beschreibt die verschiedensten Quali-

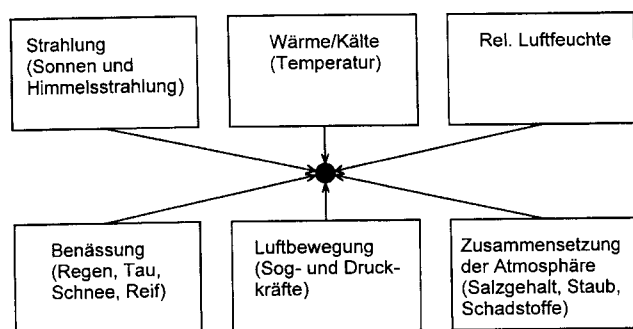


Abb. 1: Klimagrößen von Freiluftklimaten als Einflußfaktoren für die Alterung von PV-Modulen

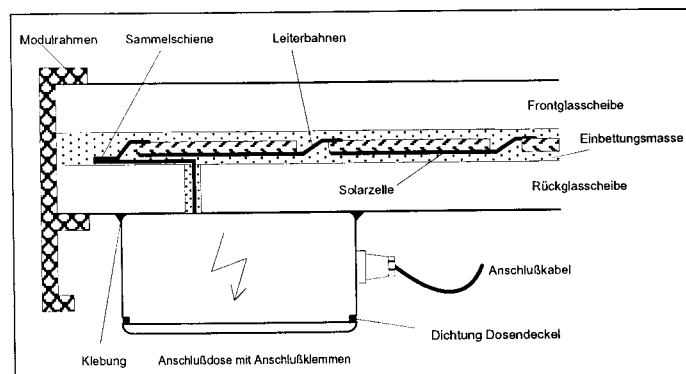


Abb. 2: Konstruktiver Aufbau eines PV-Moduls aus kristallinen Solarzellen

Modulkomponente	Anforderungen
Einbettungsmasse	<ul style="list-style-type: none"> ○Hafffestigkeit auf Glas, auf den Solarzellenscheiben und den Leitungsverbindungen zwischen den Zellen ○UV- und Temperaturbeständigkeit ○Gewährleistung der Isolationsfestigkeit
Glasabdeckungen	○Festigkeit gegen Hagelschlag, Wind- und Schneelast sowie bei Modulverwindung
Rückseitenfolie	<ul style="list-style-type: none"> ○Gewährleistung der Isolationsfestigkeit ○Witterungsbeständigkeit
elektrischer Anschluß	<ul style="list-style-type: none"> ○Beständigkeit der Klebung der Anschlußdose ○Schutz der Anschlußdose gegen Spritzwasser, Staub, Berührung ○Zugentlastung der Anschlußleitung ○Strombelastbarkeit der Bypass-Dioden

Tab. 1: Qualitätsanforderungen an Komponenten von PV-Modulen

Test	Prüfbedingungen
Sichtprüfung	entsprechend detaillierter Liste
Leistung bei Standard-Testbedingungen (STC)	Zellentemperatur = 25 °C, Bestrahlung = 1.000 W/m ² , Spektralverteilung entsprechend Referenzsonnenspektrum nach IEC 904-3
Prüfung der Isolationsfestigkeit	Hochspannungstest bei 1.000 V Gleichspannung und doppelte maximale Systemspannung bei STC für 1 min (Leckstrom < 50 µA), Isolationswiderstand nicht kleiner als 50 MΩ bei 500 V Gleichspannung
Messung der Temperaturkoeffizienten	Bestimmung der Temperaturkoeffizienten von Kurzschlußstrom I _{SC} und Leerlaufspannung U _{OC} in einem 40 °C Temperaturintervall
Bestimmung des Nennwertes der Betriebstemperatur (NOCT)	solare Globalstrahlungsstärke = 800 W/m ² , Umgebungstemperatur = 20 °C, Windgeschwindigkeit = 1 m/s
Leistung bei NOCT	Zellentemperatur = NOCT, Bestrahlungsstärke = 800 W/m ² , Spektralverteilung entsprechend Referenzsonnenspektrum nach IEC 904-3
Leistung bei geringerer Bestrahlungsstärke	Zellentemperatur = 25 °C, Bestrahlungsstärke = 200 W/m ² , Spektralverteilung entsprechend Referenzsonnenspektrum nach IEC 904-3
Dauertest unter Freilandbedingungen	60 kWh/m ² solare Einstrahlung
Hot-Spot-Dauerprüfung	fünf einstündige Dauerprüfungen bei einer Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m ² unter ungünstigsten Hot-Spot-Bedingungen
UV-Prüfung	15 kWh/m ² Bestrahlung mit UV-Licht (280 - 400 nm), Modultemperatur = 60 °C
Temperaturwechselprüfung	50 und 200 Temperaturzyklen von -40 °C bis +85 °C
Luftfeuchte/Frost-Prüfung	10 Temperaturzyklen von -40 °C bis +85 °C bei 85 % relative Luftfeuchte
Feuchte/Wärme-Prüfung	1.000 h bei +85 °C und 85 % relative Luftfeuchte
Festigkeitsprüfung der Anschlüsse	Zugbeanspruchung 40 N, Drehmomentbeanspruchung 20 Nm
Verwindungstest	1,2 ° Auslenkungswinkel über die Moduldiagonale
Prüfung der mechanischen Belastbarkeit	zwei Zyklen gleichmäßiger Belastung mit 2.400 Pa, nacheinander für 1 h auf die Vorder- und Rückfläche aufgebracht
Hageltest	Eiskugel von 25 mm Durchmesser mit 23,0 m/s auf elf Aufschlagstellen gerichtet

Tab. 2: Qualifikationstests für PV Module zur Erlangung eines IEC 1215 Prüfzertifikates

kationstests auf Basis der künstlichen Beanspruchung der Materialien. Im einzelnen wird unterschieden zwischen Strahlungsbeanspruchung, thermischer Beanspruchung und mechanischer Beanspruchung. Tab. 2 gibt einen Überblick über die einzelnen Qualifikationstests.

Das Alterungsverhalten der PV-Module wird durch drei Alterungskriterien beschrieben, für die ein bestimmter Veränderungsgrad infolge eines Beanspruchungstests zugelassen wird:

- Minderung der elektrischen Leistung um weniger als 5 %
- Erhalt der Isolationsfestigkeit (Isolationswiderstand > 50 MΩ)
- keine größeren sichtbaren Schäden (Bruch von Zellen oder Glas, Ablösungen der Einbettungsmasse)

Die gesamte Prüfdauer für eine PV-Modulzertifizierung, bei der alle Beanspruchungstests durchgeführt werden, beträgt bedingt durch die lang dauernden Klimatests zwischen 4 und 6 Monaten.

Das Prüfzertifikat entsprechend der IEC 1215 bzw. der Ispra-Spezifikation 503 hat sich in den vergangenen Jahren als Qualitätszeichen für PV-Module durchgesetzt. Inzwischen wird es von den meisten Bewilligungsstellen für nationale und internationale Fördermaßnahmen gefordert.

Neben den Prüfverfahren für PV-Module werden in der IEC 1215 einheitliche und kontrollierbare Versuchsbedingungen für die Prüfstände gefordert. Abb. 3 gibt Aufschluß über die für die Modulzertifizierung erforderlichen Testeinrichtungen.

Beim TÜV Rheinland wurden bis auf die Klimakammer innerhalb der „AG Solar“ Förderung alle Prüfstände in langjähriger Entwicklungsarbeit nach Vorgaben der Normenvorschriften konzipiert und aufgebaut. Zentrale Komponente ist dabei ein Sonnensimulator, mit dem witterungsunabhängig und mit hoher Reproduzierbarkeit elektrische Messungen an PV-Modulen durchgeführt werden können:

- Strom/Spannungskennlinie bei verschiedenen Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen
- Bestimmung der Temperaturkoeffizienten
- Hot-Spot-Dauerbestrahlung

Diagnosemessungen zur Feststellung möglicher Leistungsminderungen erfolgen vor und nach jedem Beanspruchungstest. Damit Änderungen der elektrischen Ausgangsleistung präzise bestimmt werden können, ist eine hohe Reproduzierbarkeit der Messungen ausschlaggebend.

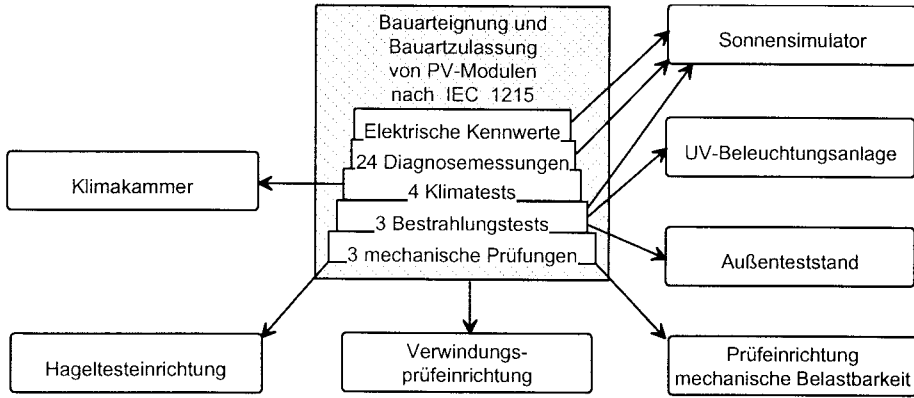


Abb.3: Erforderliche Prüfeinrichtungen für eine PV-Modul Bauartzertifizierung nach IEC 1215

		Klasse A	Klasse B	Klasse C
Einsatzfeld		Qualifizierende Meßaufgaben	Qualitätskontrolle bei Produktion	
Gesamtbestrahlungsstärke		1.000 W/m ²	1.000 W/m ²	1.000 W/m ²
Spektrale Anpassung an das Sonnenlicht	$G_{S,i}$ $i = 1..6$	0,75 - 1,25	0,6 - 1,4	0,4 - 2,0
Ungleichförmigkeit der Bestrahlungsstärke	G_H	$\leq \pm 2 \%$	$\leq \pm 5 \%$	$\leq \pm 10 \%$
Zeitliche Stabilität		$\leq \pm 2 \%$	$\leq \pm 5 \%$	$\leq \pm 10 \%$

$$G_{S,i} = \frac{\int_{\lambda_i}^{\lambda_{i+1}} E_{SIM}(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_i}^{\lambda_{i+1}} E_{AM1,5}(\lambda) d\lambda}$$

$$G_Z, G_H = \frac{G_{max} - G_{min}}{G_{max} + G_{min}} \cdot 100\%$$

Tab. 3: Klassifikation von Sonnensimulatoren nach IEC 904-9

Technische Anforderungen an Sonnensimulatoren

Aus den physikalischen Eigenschaften von einzelnen Solarzellen und deren Verschaltung zu PV-Modulen leiten sich zur Minimierung von Meßfehlern Qualitätsanforderungen an Sonnensimulatoren ab, die Inhalt der internationalen Normenvorschrift IEC 904-9 „Photovoltaische Einrichtungen – Leistungsanforderungen an Sonnensimulatoren“ sind. Es erfolgt eine Einteilung in drei Simulatorklassen, wobei für Messungen im Rahmen der Modulzertifizierung die Klasse A gefordert wird. Die technische Bewertung erfolgt anhand von drei

Gütefaktoren:

- die spektrale Anpassung an das Sonnenlicht G_S ,
- die zeitliche Stabilität des Lichtes G_Z und
- die Gleichförmigkeit der Bestrahlungsstärke G_H (siehe Tab. 3).

Der Gütefaktor G_S berechnet sich aus den Lichtspektren des Lampenlichtes $E_{sim}(\lambda)$ und dem des Referenzsonnenlichtes $E_{AM1,5}(\lambda)$, das in der Normenvorschrift IEC 904-3 festgelegt ist. Der gesamte für kristalline Solarzellen interessante Spektralbereich von 400 bis 1.100 nm wird in fünf Wellenlängenbänder von 100 nm und eines von 200 nm Breite einge-

teilt. Für jedes Wellenlängenband werden die Leistungsanteile für beide Spektren ermittelt und ins Verhältnis gesetzt. Abb. 4 veranschaulicht die spektrale Anpassung für das Lichtspektrum von Metaldampf-Gasentladungslampen. Die ermittelten Gütefaktoren sind den beiden Lichtspektren als Stufengrafik überlagert.

Werte unterhalb 1 bedeuten, daß das Lampenlicht in dem betreffenden Bereich des Spektrums einen geringeren Beitrag zur Gesamtbestrahlung gegenüber AM 1,5 Sonnenlicht liefert.

Die Gütefaktoren G_H und G_Z werden aus den Minimal- und Maximalwerten der Bestrahlungsstärke in der gesamten Prüffläche bzw. an einem festen Meßpunkt über eine Bestrahlungsdauer von einer Stunde berechnet.

Eine großflächige, gleichmäßige Ausleuchtung der Prüffläche erreicht man für photovoltaische Meßzwecke entweder mit sogenannten Flashersimulatoren, bei denen ein großer Abstand zwischen einer Xenon-Blitzlampe und der Meßebene vorliegt, oder mit sogenannten stationären Sonnensimulatoren, bei denen man in der Regel mit Lichtüberlagerung mehrerer, kontinuierlich strahlender Einzellampen arbeitet.

Im ersten Fall wird die Strom-Spannungscharakteristik eines PV-Moduls während kurzzeitigen Lichtpulsen im ms-Bereich gemessen, im zweiten Fall dagegen unter kontinuierlicher Einstrahlung.

Gegenüber Flashersystemen besitzen stationäre Sonnensimulatoren die folgenden Vorteile:

- Es liegen natürliche Meßbedingungen mit kontinuierlicher Einstrahlung vor,
- die Qualitätssicherung (Intensitäts-/Spektralmessung) ist unproblematisch durchführbar,
- Hot-Spot Untersuchungen sind möglich,
- Wechselrichtermodule können bei Einsatzbedingungen vermessen werden.

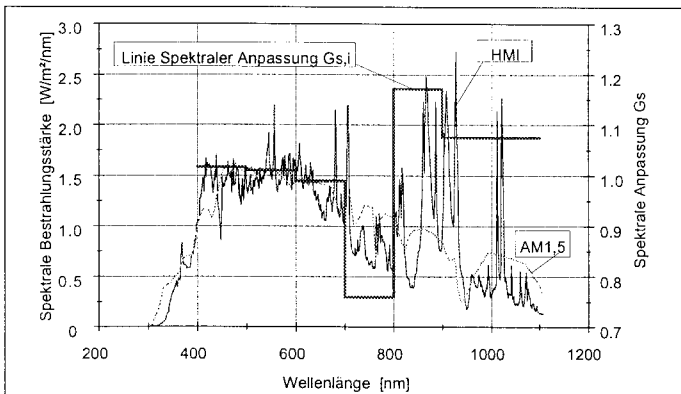


Abb. 4: Spektrale Anpassung des Lichtes von Metaldampf-Gasentladungslampen an das AM 1,5 Sonnenreferenzspektrum

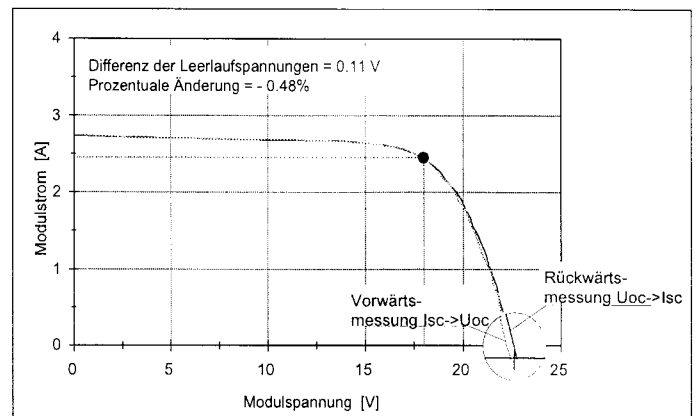


Abb. 5: Ergebnis einer quasistationären Kennlinienmessung

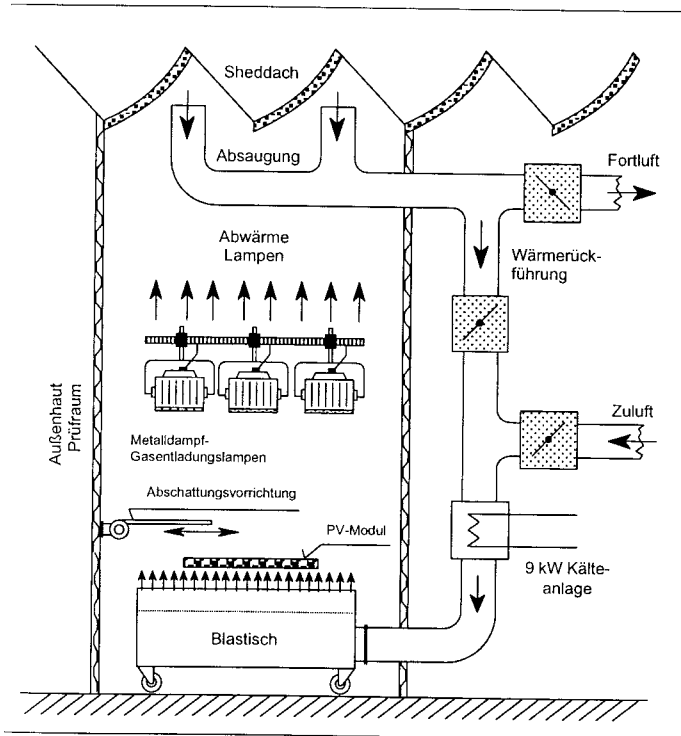


Abb. 6: Prinzipieller Aufbau des stationären Sonnensimulators

Um diese Vorteile zu nutzen, fiel in der Planungsphase des Projektes die Entscheidung zugunsten eines stationären Sonnensimulators. Da auf dem Markt dafür keine Komplettsysteme angeboten werden, die in der Lage sind, Flächen bis zu 4 m² mit der geforderten hohen Lichtqualität auszuleuchten, mußte ein hohes Maß an Entwicklungsaufwand zur Errichtung des Prüfstandes betrieben werden, der sich im einzelnen widerspiegelte in der Auswahl einer geeigneten Lichtanlage, der Optimierung der Lampenanordnung, der Umsetzung eines Kennlinien-Meßverfahrens, der Umsetzung eines Belüftungskonzeptes für den Prüfraum sowie der Automatisierung des Prüfablaufes.

Sonnensimulator des TÜV Rheinland

Der Sonnensimulator wurde für Messungen bis hin zu PV-Modulgrößen von 1,90 m x 2,30 m konzipiert (Abb. 6). Er wurde mit dem Hintergrund der Einhaltung der Klasse A Anforderungen an die Lichtquelle hinsichtlich Lichthomogenität, Lichtspektrum und Zeitkonstanz gebaut.

Als Lichtquelle werden Metalldampf-Gasentladungslampen des Typs OSRAM-HMI verwendet, die jeweils eine elektrische Leistung von 4 kW besitzen (Abb. 4).

Die Lampen sind in fokussierbare Scheinwerfer eingesetzt, die an einem Rahmen befestigt sind, der mit Hilfe einer Seilwinde in der Höhe verstellbar ist. Sie werden über elektronische Vorschaltgeräte betrieben, die einen rechteckförmigen Wechsel-

strom liefern, wodurch die flackerfreie Lichtemission der Lampen sichergestellt ist (Lichtfluktuation < 1 %). Die gesamte Beleuchtungsanlage wird von einer zentralen Steuereinheit aus bedient, in die eine Dimmung der Einzellampen integriert ist.

Die Lichtanlage ist in einem abgeschlossenen Prüfraum untergebracht, in dem die von den Lampen freigesetzte Wärme im Deckenbereich abgesaugt wird. Die Luftzufuhr in den Prüfraum erfolgt über den Prüftisch, auf dem das zu vermessende PV-Modul installiert ist. Zur Einstellung der Zelltemperatur wird das PV-Modul von der Rückseite senkrecht angeblasen, wobei je nach Sollwert der Temperatur im Belüftungssystem ein Kälteaggregat zugeschaltet oder Teile der Abwärme der Lampen rückgeführt werden.

Als Ergebnis umfangreicher Untersuchungen wurde das folgende allgemeingültige Meßverfahren für stationäre Sonnensimulatoren entwickelt.

Es berücksichtigt sowohl eine ungleichförmige Verteilung der Bestrahlungsstärke über die Modulfläche als auch eine Erwärmung des Moduls während des Meßverlaufes. Die gesamte Meßunsicherheit für eine Leistungsmessung liegt dabei unterhalb 4 %. Dieser Wert wird ganz wesentlich durch die Kalibriergenauigkeit der Referenzzelle bestimmt, mit der die Bestrahlungsstärke des Sonnensimulators eingestellt wird.

1. Die Kalibrierung des Sonnensimulators, d.h. die Einstellung auf die gewünschte Bestrahlungsstärke, erfolgt mit einer geeigneten Referenzzelle. Diese wird mit Hilfe eines steuerbaren XY-Koordinatentisches im Raster

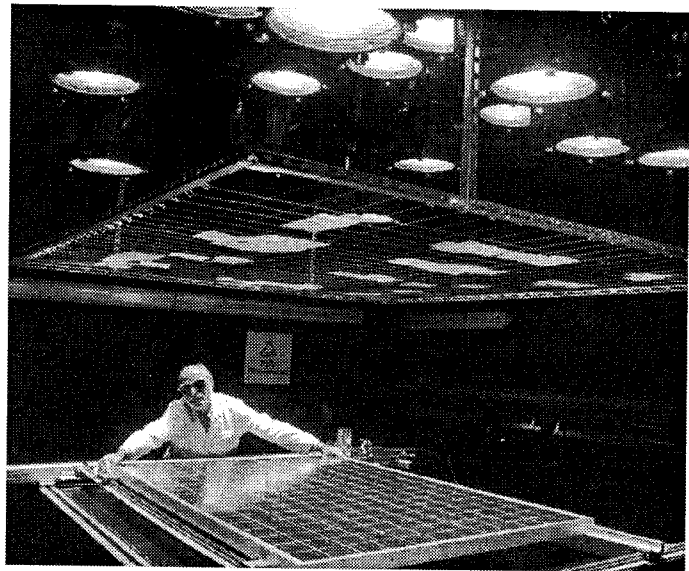


Abb. 7: PV-Prüfstand des TÜV Rheinland Foto: TÜV Rheinland

der Zellanordnung innerhalb des PV-Moduls über die gesamte Testfläche bewegt. Aus der so erhaltenen Bestrahlungsmatrix wird die modulspezifische Position mit der optimalen Lichthomogenität bestimmt.

2. Das PV-Modul wird an der errechneten Position zunächst unter Beschattung durch Anströmung auf die gewünschte Zelltemperatur gebracht. Nach Erreichen der Testtemperatur wird die Strom-Spannungskennlinie direkt nach Öffnen der Abschattung beginnend bei Leerlaufspannung U_{OC} rückwärts bis zum Kurzschlußstrom I_{SC} gemessen und im Anschluß wieder vorwärts bis zum Ausgangspunkt ($U_{OC} \Rightarrow I_{SC} \Rightarrow U_{OC}$).

Erwärmungseffekte durch Bestrahlung, die sich zwischen 1 – 2 °C bewegen können, lassen sich aus der Differenz der Leerlaufspannungen zu Beginn und am Ende der Messung ableiten. Die Einhaltung einer maximal zulässigen Änderung von 0,5 % wird durch Variation der Meßzeit sichergestellt. Wird dieser Grenzwert eingehalten, ist der Einfluß auf das Meßergebnis vernachlässigbar. (quasistationäre Messung, Abb. 5).

3. Um das Ergebnis einer Leistungsmessung auf eine gesicherte statistische Grundlage zu stellen, werden vier aufeinanderfolgende Einzelmessungen durchgeführt. Die Leistungsdaten des PV-Moduls entsprechen den Mittelwerten, gebildet aus den Einzelmessungen.

Schlußbemerkung

Der Prüfbetrieb zur Bauartzertifizierung von PV-Modulen beim TÜV Rheinland wurde Mitte des Jahres 1995 aufgenommen. Seitdem werden kontinuierlich Modulprüfungen sowohl im Herstellerauftrag als auch von künftigen oder unzufriedenen Betreibern von PV-Anlagen durchgeführt.