

Abschlussbericht

Definition eines Qualitätszertifikats für Photovoltaik-Module

von

Harry Wirth, Claudio Ferrara
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Freiburg

Förderkennzeichen: L75 13003

Laufzeit: 01.06.2013 - 28.02.2014

Die Arbeiten dieses Projekts wurden mit Mitteln
des Landes Baden-Württemberg durchgeführt.

Juli 2014



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

QUALITÄTSZERTIFIKAT PV-MODULE – „Q-ZERT-PV“

Definition eines Qualitätszertifikats für
Photovoltaik-Module

Dr. Harry Wirth

Dipl.-Phys. Dipl.-Ing. (Arch.) Claudio Ferrara

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
in Freiburg

Projektnummer: 254762

Projektteilnehmer: aleo solar (Prenzlau), Deutsche Gesellschaft für Solarenergie (Berlin), Hanwha Q CELLS (Bitterfeld), Solar-Fabrik (Freiburg), Solarwatt (Dresden), Solon (Berlin), TÜV Rheinland (Köln), VDE Prüfinstitut (Offenbach)

Inhalt

1	Abkürzungen	5
2	Ziele und Kriterien einer erweiterten PV Zertifizierung	7
3	Übersicht Prüf- und Zertifizierungsverfahren	9
3.1	IEC Prüf- und Zertifizierungsverfahren	9
3.2	Prüfverfahren jenseits der IEC Zertifizierung	11
4	Modulrecycling	15
4.1	Stand der Wissenschaft und Technik zum Recycling von PV-Modulen	16
5	Ökozertifikate und Lebenszyklusanalyse	19
5.1	Einführung.....	19
5.2	Ökobilanzen.....	19
5.3	Umweltgütesiegel	22
6	Grundlagen des Zertifikatsentwurfs	24
6.1	Auswertung der Interviews mit den Herstellern	24
6.1.1	Signifikante Risiken bezüglich elektrischer Sicherheit und Ertrag	24
6.1.2	Schadensfälle wg. mangelnder Modulqualität	25
6.1.3	Erwartungen an das Zertifikat	25
6.1.4	Handlungsbedarf bei.....	26
7	Zertifikatsentwurf	27
7.1	Allgemeines	27
7.2	Grundsätzliche Voraussetzungen:	27
7.3	Pass/Fail-Kriterien	28
7.4	Basiszertifizierung nach IEC-Normen	28
7.4.1	Erhöhte Prüfanforderungen	28
7.4.2	Erläuterung zu den Pass-/Fail-Kriterien und den Sensitivitäten	30
7.4.3	Erläuterungen zu den Prüfungen.....	30
8	Zusammenfassung	32
9	Teilnehmerliste	33
1 0	Danksagung	34
1 1	Literaturverzeichnis	35

1 Abkürzungen

a	Jahr
a-Si	amorphes Silicium
Abb.	Abbildung
Abk.	Abkürzung
Al	Aluminium
Allg.	allgemein
AR	Antirefektion
AT	Österreich
Bezgl.	bezüglich
BOM	Bill of materials
Bsp.	Beispiel
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
bzw.	beziehungsweise
chem.	chemisch
ca.	circa
c-Si	kristallines Silicium
CdTe	Cadmium Tellurid
CH	Schweiz
CIGS	Copper indium gallium selenide (Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid)
CIS	Copper indium selenide
Cl	Chlor
DGS	Deutsche Gesellschaft für Solarenergie
DMA	Dynamisch Mechanische Analyse
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EL	Elektrolumineszenz
Elektr.	elektrisch
etc.	et cetera
FF	Feuchte-Frost
FVS	ForschungsVerbund Sonnenenergie
FW	Feuchte-Wärme
GABI	Software für Ökobilanzen (LCA)
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
ggf.	gegebenenfalls
GW	Gigawatt
HAST	Highly accelerated stress test
HL	Halbleiter
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Standardisation Organization
i. W.	im Wesentlichen
kWh	Kilowattstunden
kWp	kilowatt peak
LID	Licht induzierte Degradation
LCA	Life cycle analysis
LZA	Lebenszyklusanalyse
Mech.	mechanisch
mind.	mindestens
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
OEM	Original Equipment Manufacturer
PBB	Polybromierte Biphenyle

PBDE	Polybromierte Diphenylether
PID	Potential induzierte Degradation
Physikal.	Physikalisch
PG	Panzerrohrgewinde
PV	Photovoltaik
REACH	Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals
RoHS	Restriction of (the use of certain) hazardous Substances
ROI	return of invest
s.	siehe
STC	Standard Test Condition
sog.	sogenannte
t	Tonne
TDAP	Test data acceptance programm
TW	Temperaturwechsel
u. U.	unter Umständen
u/o	und/oder
UV	Ultraviolett
UBA	Umweltbundesamt
UL	Underwriters Laboratories
UMBERTO	Software für Ökobilanzen (LCA)
VDE QT	VDE Quality Tested
vlg.	vergleiche
W	Watt
WEEE	Waste Electrical and Electronic Equipment (Directive)
Wg.	Wegen
WL	Wet Leakage Current Test
z. B.	zum Beispiel
zw.	zwischen
z. T.	zum Teil

Abkürzungen

2

Ziele und Kriterien einer erweiterten PV Zertifizierung

In Deutschland sind ca. 36 GWpeak Nennleistung an PV-Anlagen und PV-Kraftwerken installiert (Stand 31.12.2013). Diese rund 180 Mio. Module (Annahme: Durchschnittsnennleistung 200W/Modul) verteilen sich auf ca. 1,4 Mio. PV-Anlagen. Das entspricht einem geschätzten Investitionsvolumen von mind. 60 Mrd. Euro. Das EEG sieht einen Ausbau bis 52 GW vor, verschiedene Szenarien für eine nachhaltige Energiewirtschaft sehen eine installierte Leistung von bis zu 200 GW vor (ca. 800 Mio. PV-Module).

Im Jahr 2013 wurden bereits 4,7 % der Brutto-Stromerzeugung in PV-Anlagen und PV-Kraftwerken erzeugt (s. Abb. 1). Insgesamt lieferten alle erneuerbaren Energien (Wind, Biomasse, Wasser, PV, Abfälle) ca. 23,9 % der in Deutschland erzeugten 634 Mrd. kWh. Damit hat der PV-basierte Anteil am deutschen Kraftwerkspark eine systemrelevante Größe erreicht und muss wie alle anderen Energieversorger kontinuierlich und sicher die vorgesehene Leistung bereitstellen.

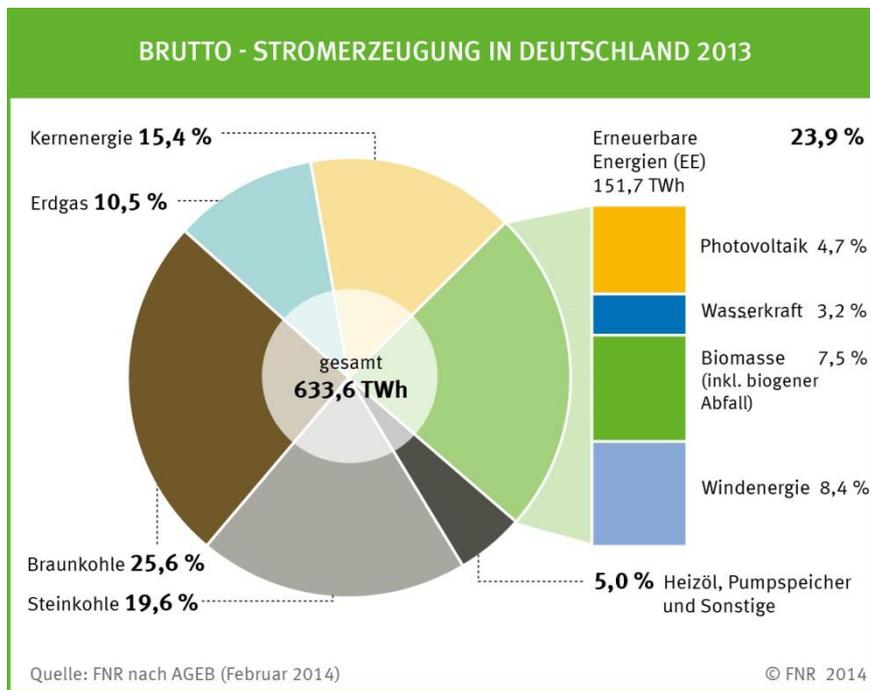


Abb. 1: Brutto-Stromerzeugung in Deutschland 2013 (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2014)

Ein weiterer sehr wichtiger Aspekt ist eine gesicherte Investmentrückzahlung (return of investment, ROI) für Banken, Versicherungen und vor allem für private und institutionelle Investoren. Die zu erwartenden Investitionen von weiteren 120 – 180 Mrd. Euro in diesen Teil der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland gilt es mit einem noch zu definierenden Qualitätsprüfverfahren abzusichern.

Derzeit ist die Qualitätssicherung von Hersteller zu Hersteller sehr unterschiedlich, meistens nicht einsehbar und für den Endkunden nicht transparent. Die IEC-Prüfung und Zertifizierung ist ein erster Qualitätsfilter für den Markt. Die Durchfallraten für die IEC Zertifizierung liegt nach eigener Erfahrung und nach publizierten Ergebnissen anderer Prüf- und Zertifizierungsinstitute zwischen 15 % – 30 %. D. h. hier werden die

Produkte vom Markt ausgeschlossen, die die Sicherheits- und Gebrauchsdauerkriterien der IEC-Normen nicht erfüllen. Auf der anderen Seite werden im Feld Fehlermodi auch an PV-Modulen beobachtet, die nach IEC-Norm geprüft und zertifiziert sind. Damit lässt sich feststellen, dass die Prüfungen nach IEC-Normen ein wichtiges Eingangskriterium sind. Um einen höheren Qualitätsanspruch zu prüfen und wichtige Fehlermodi aus dem Feld abzu prüfen, gibt es eine ganze Anzahl von erweiterten Prüfprogrammen.

 Ziele und Kriterien einer
 erweiterten PV Zertifizierung

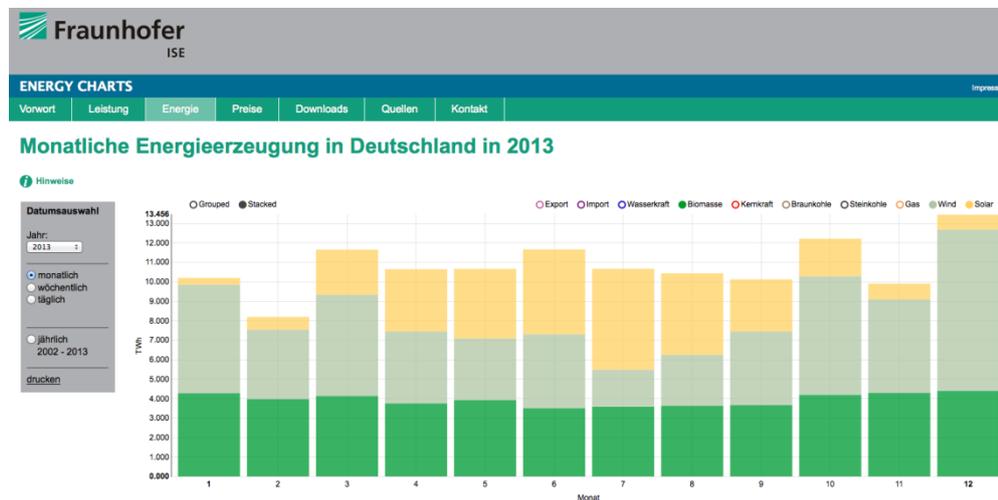


Abb. 2: Monatliche Energieerzeugung in Deutschland 2013, nur erneuerbare Energien. Quelle: https://www.energy-charts.de/energy_de.htm

Ziel im Projekt „Q-Zert-PV“ ist es, den aktuellen Kenntnisstand in ein neues Prüfprogramm, das über die IEC hinausgeht, zu definieren, um einen höheren Qualitätsstandard zu etablieren und damit die Sicherheit zukünftiger Investitionen zu erhöhen. Die Definition der Anforderungen an das Qualitätszertifikat erfolgte unter Einbindung deutscher Hersteller von PV-Modulen. Eine Einschätzung zur Wirkung eines solchen Zertifikats durch die Deutsche Gesellschaft für Solarenergie (DGS) wurde ebenfalls eingeholt.

Ein weiterer Aspekt einer erweiterten Qualitätszertifizierung ist die Berücksichtigung ökologischer Kriterien bei der Herstellung, dem Transport, der Verwendung und der Entsorgung bzw. dem Recycling von PV-Modulen. Um die gesamten Umweltauswirkungen dieses komplexen Produktsystems zu berücksichtigen, eignet sich die Methode der Lebenszyklusanalyse (LZA) bzw. Ökobilanzierung. Dabei sollten sowohl die stofflichen als auch die energetischen Umweltwirkungen analysiert und bewertet werden. Die für ein entsprechendes Zertifikat ausgewählten Bewertungskriterien bilanzieren vor allem die Emissionen von Treibhausgasen, den Stofffluss und das Risiko der verwendeten Schadstoffe (z. B. Cadmium und Blei). Für die Erteilung des Qualitätszertifikats sind dann nicht nur die bestandenen Prüfungen relevant, sondern auch die bei der LZA ermittelten Bewertungskriterien. Diese können dann zu einer weiteren Kennzeichnung (A, B, C, etc.) und damit zu einer Differenzierung des PV-Marktes führen.

Zusammenfassend lässt sich der Bedarf für ein neues nationales Qualitätszertifikat ableiten, das neben einem erhöhten zusätzlichen Prüf- und Zertifizierungsverfahren auch die Aspekte der Lebenszyklusanalyse zum Erstellen einer produktspezifischen Ökobilanz und Kennzeichnung berücksichtigt. Im Bereich der produktspezifischen LZA und dem Wunsch einer erhöhten Ressourceneffizienz gelangt das Thema des Modulrecyclings in den Fokus.

3 Übersicht Prüf- und Zertifizierungsverfahren

3.1 IEC Prüf- und Zertifizierungsverfahren

Die Zertifizierungs- und Prüfverfahren, die nach den international gültigen IEC Standards erfolgen, sind weltweit anerkannt. Nur in den USA wird nach dem dort gültigen sog. UL-Standard geprüft und zertifiziert. Alle bisherigen Bemühungen die Standards zu harmonisieren bzw. die IEC Standards auch in den USA anzuerkennen blieben bisher ohne Erfolg.

Im Folgenden soll kurz auf die drei derzeit wichtigsten Standards für die PV-Modul-Zertifizierung im Rahmen der Bauartprüfung eingegangen werden, als Basis und Diskussionsgrundlage, warum ein weiteres Qualitätszertifikat sinnvoll und hilfreich erscheint.

PV-Module fallen unter die sog. Niederspannungsrichtlinie (Richtlinie 2006/95/EG). Sie regelt die Sicherheit elektrisch betriebener Geräte und ist für „elektrische Betriebsmittel zur Verwendung bei einer Nennspannung zwischen 50 und 1000 V für Wechselstrom und zwischen 75 und 1500 V für Gleichstrom“ gültig. Elektrische Betriebsmittel, die die Anforderungen der Niederspannungsrichtlinie erfüllen, können mit einem sogenannten CE-Kennzeichen versehen werden. Der Nachweis hierfür wird durch die Überprüfung der entsprechenden Normen erbracht. Für die Prüfung und Zertifizierung von PV-Modulen sind derzeit die folgenden IEC-Normen relevant:

- IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval. 2005; Second edition.
- IEC 61646 Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval. 2008; Ed. 2.0.
- IEC 61730-1 Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction. 2004; First edition.
- IEC 61730-2 Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing. 2012; Ed. 1.1.

Für die CE-Kennzeichnung ist die Sicherheitsnorm IEC 61730 verpflichtend. Für die Bewertung der Gebrauchsdauer sind die beiden Gebrauchsdauernormen IEC 61215 und IEC 61646 von Bedeutung. Die beiden Gebrauchsdauernormen werden derzeit zu einer IEC-Norm zusammengefasst. In den Gebrauchsdauernormen werden die sog. Alterungstests durchgeführt, die eine erste Bewertung der Gebrauchsdauertauglichkeit der PV-Module geben. Da einige Prüfungen auch in dem Entwurf für das Q-Zert-PV-Prüfprogramm Verwendung finden, soll hier das Verfahren kurz erläutert werden.

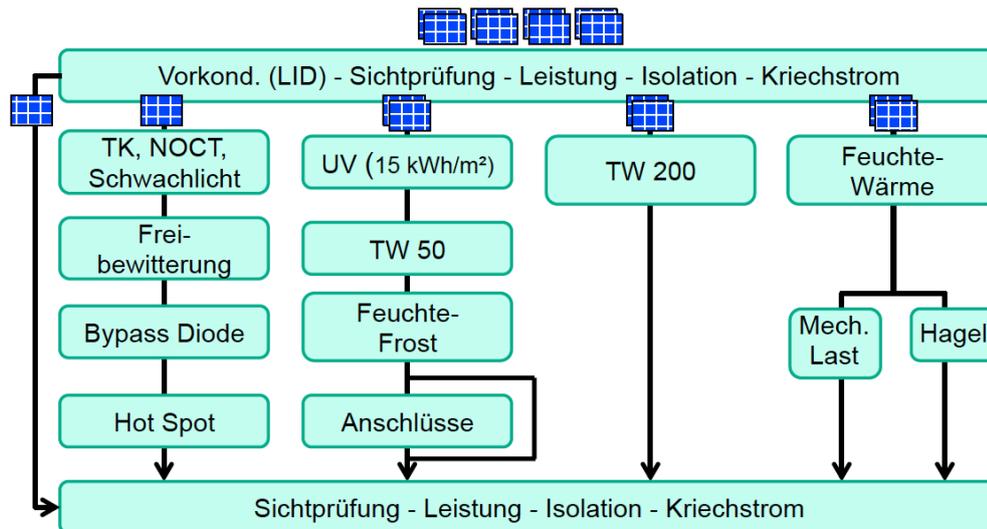


Abb. 3: IEC 61215, schematischer Prüfablauf

Für die Prüfungen nach IEC 61215 werden acht PV-Module als Prüflinge per Zufall aus der Produktion gezogen. Diese werden dann in verschiedene Prüfpfade aufgeteilt, u. a. um die Prüfabläufe zeitlich zu optimieren (s. Abb. 3).

Das erste PV-Modul (M01) wird als Referenzmodul keiner Prüfung unterzogen, sondern bei allen Charakterisierungsmessungen für Referenzmessungen herangezogen, um Abweichungen durch die Messtechnik ggf. zu detektieren.

Das zweite PV-Modul (M02) wird für die zusätzlichen Charakterisierungsmessungen (Temperaturkoeffizient (TK), Nennbetriebs-Zelltemperatur (NOCT), Leistung bei niedriger Bestrahlungsstärke) genutzt und anschließend einer Freilandexposition bis zum Erreichen einer Gesamtbestrahlung von 60 kWh/qm ausgesetzt. Am zweiten Modul erfolgen dann die Prüfung der Bypass-Diode und die sog. Hot-Spot-Prüfung, bei der die Funktionsfähigkeit eines teilabgeschatteten PV-Moduls geprüft wird.

Zwei weitere PV-Module (M03, M04) werden zunächst einer UV-Strahlung in Höhe von 15 kWh/qm ausgesetzt, anschließend einer Temperaturwechselprüfung mit 50 Zyklen zw. -40°C und +85°C (TW50) in trockener Atmosphäre unterzogen, gefolgt von der Feuchte-Frost-(FF)-Prüfung. Die FF-Prüfung besteht aus zehn Zyklen -40°C - +85°C in einer feuchten Atmosphäre (85 % r. F.). Am Schluss dieser Prüfsequenz wird die mechanische Widerstandsfähigkeit der Anschlüsse geprüft, indem mit einer Kraft von 10 N an den Anschlusskabeln gezogen wird.

Die Module M05 und M06 werden einer Temperaturwechselprüfung mit 200 Zyklen zw. -40°C und +85°C (TW200) in trockener Atmosphäre unterzogen.

Die letzten beiden Module (M07, M08) werden in einer Klimakammer bei hoher Feuchte (85 % r. F.) und hoher Temperatur (85 °C) für 1000 Stunden gelagert (FW1000). Anschließend wird ein PV-Modul aus der Klimakammer einem mechanischen Lasttest unterzogen, um die Widerstandsfähigkeit bei Wind- (+/-2400 Pa) und Schneelasten (optional + 5400 Pa) zu untersuchen. Das andere PV-Modul aus der FW-Kammer wird einer Hagelprüfung unterzogen. Dazu werden auf 11 ausgewählte Positionen Eiskugeln mit einem Durchmesser von 25 mm mit einer Geschwindigkeit von 23 m/s geschossen.

Zum Schluss werden alle Prüflinge nochmals charakterisiert. Dabei muss die Leistung mind. noch 92 % der zu Beginn gemessenen Leistung sein, es dürfen keine elektrischen und visuellen Defekte zu beobachten sein.

Zu den kritischen Prüfungen, bei denen PV-Module durchfallen bzw. Fehler zeigen gehören die Klimakammerprüfungen, die Hot-Spot-Prüfung und die mechanische Lastprüfung (s. Abbildung 4).

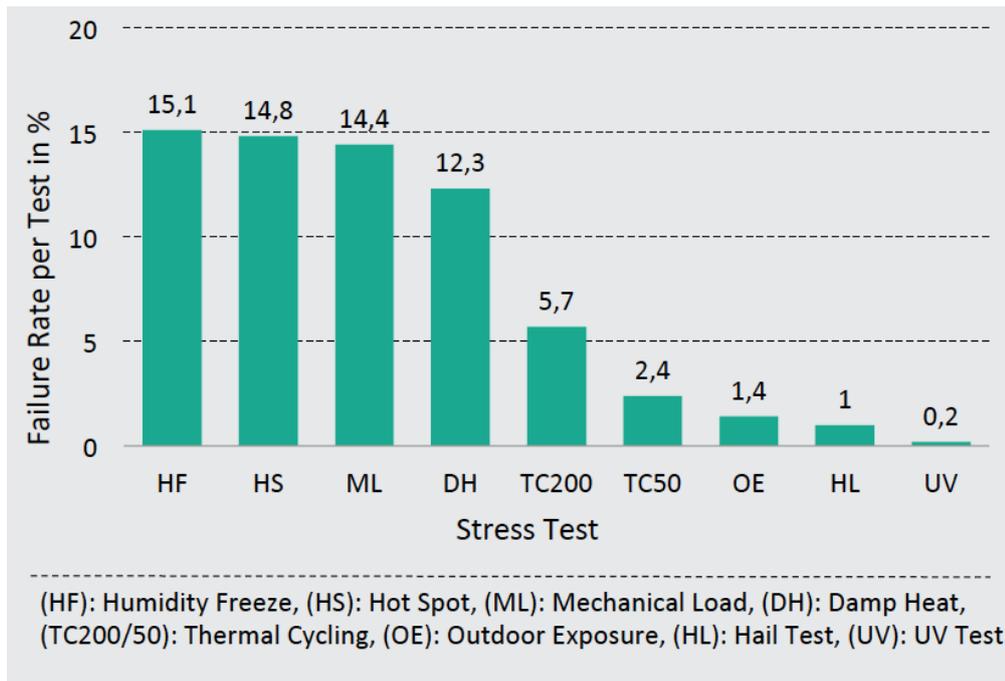


Abbildung 4 Fehlerraten nach verschiedenen IEC-Prüfungen

3.2 Prüfverfahren jenseits der IEC Zertifizierung

Neben den existierenden IEC Standards sind bereits einige Prüfverfahren über die IEC Standards hinaus, anstatt und zusätzlich zu den IEC Standards vorhanden. Diese sollen in Ihren Grundzügen kurz erläutert werden:

- Testverfahren über die IEC Standards hinaus:
 - ATLAS „25+ Test“
 - Ziel: Vorhersage der Langzeitbewitterungseffekte, genaue Übereinstimmung zu Langzeitalterungseffekten
 - Bestandteile:
 - Ein PV-Modul: Umfassendes klassisches Bewitterungsprüfprogramm mit kombinierter Belastung durch:
 - UV-Strahlung,
 - Temperaturgradienten
 - Salznebelkorrosion
 - Kondensierende Feuchtigkeit.
 - Zwei PV-Module: 1 Jahr Freibewitterungsprüfung in Florida und Arizona (Montage auf einem Solartracker).
 - Ergebnis: Unterscheidungsmerkmale für (End-) Kunden und Finanzierer
 - NREL „Test-to-Failure Protocol (TTF)“
 - Ziel: Quantitative Informationen über die Zuverlässigkeit von PV-Modulen
 - Bestandteile:
 - Erweiterung von Laborbelastungsprüfungen bis Fehler im PV-Module festgestellt werden können
 - DH + HV (system voltage bias)

- Kombinierte Feuchte-Wärme und Thermische Zyklen-Prüfungen.
 - Ergebnis: Detaillierter Bericht zu der Länge der Prüfungen bis zum Fehlertreten und Fehlerbeschreibung
-
- RETC „Thresher Test“
 - Ziel: Langzeitzuverlässigkeit und -degradation, Differenzierung von Produkten, Bestimmung der Degradationsmuster
 - Bestandteile:
 - TW 600, 6 x TC 100
 - FW 400h, 800h, 1200h, 1600h, 2000h
 - FW + Bias Syst. Voltage, 400h, 800h, ..., 2000h
 - FF 10, 20, 25, 30 Zyklen
 - Abbruchkriterium: Pmax Verlust >20% oder max. Zyklenzahl erreicht
 - Ergebnis:
 - Leitungsverlust
 - Kriechstrommesswerte
 - Visuelle Defekte
 - Bericht durch unabhängigen Dritten an Hersteller
-
- TÜV Rheinland „PV+Test“
 - Ziel: *„Beschreibung und Auszeichnung von guten PV-Modulen, die auch nach 20 Jahren gut funktionieren.“*
 - Bestandteile:
 - Anonymer Bezug der PV-Module im Einzelhandel
 - 1500 h FW, TW 200, ML 5400
 - PV+Test hat eine Gültigkeit von 18 Monaten
 - Basiskriterium ist ein gültiges Zertifikat nach IEC 61215, IEC 61730
 - Ergebnis und Gewichtung (%):
 - Leistungstoleranz (-/+ in %)
 - Leistungsparameter (20 %)
 - Alterungsstabilität (25 %)
 - Dokumentation (15 %)
 - Elektrische Sicherheit (25 %)
 - Verarbeitung (10 %)
 - Garantie und Montage (5 %)
-
- TÜV Rheinland „Power controlled“
 - Ziel: Leistungskontrolle am Produkt und in der Produktion
 - Bestandteile:
 - Blitzlicht-Solarsimulator (Flasher) Kalibration
 - Einsatz von Referenzmodulen.
 - Ergebnis: Leistungsangaben von PV-Modulen,
 - nachverfolgbar zum internationalen Standard „World PV Scale (WPVS)“ sind.
 - innerhalb der spezifischen Produktionstoleranz liegen.
-
- TÜV Rheinland „Long Term Sequential Testing“
 - Ziel: Simulation von Langzeitbetriebsbedingungen die PV-Module während ihrer Betriebszeit erfahren
 - Bestandteile:
 - Sequential Testing. FW2000-TW400-FF40-Bypass Diode
 - Dauer 9-12 Monate
 - 2-3+ Jahre Freibewitterung von 4 Modulen
 - Ergebnis: Langzeitprüfergebnisse bezogen auf:

- Leistung muss mind. 80 % betragen
 - Mindestanforderungen der Isolationseigenschaften müssen erfüllt sein
 - Keine sichtbaren visuellen Defekte
 - Kein Leerlauf, kein Erdschlussfehler während der Tests
-
- VDE „Quality Tested“
 - Ziel: Kontinuierliches Qualitätsmonitoring
 - Bestandteile:
 - Kontinuierliches Monitoring in der Fertigung
 - Prüflinge werden 4x / a beschafft
 - Inline-Monitoring incl. 100 % EL
 - Module Leistungstest
 - 400 TW, 1500 h FW
 - Dyn. mech. Last
 - 5 % Pass-Kriterium
 - Ergebnis: „Quality Tested“ Zertifikat vom VDE
-
- PVDI
 - Ziel: Vergleichende Prüfungen zur Zuverlässigkeit von PV-Modulen, die über die bestehenden Standards hinausgehen
 - Bestandteile:
 - PID-test
 - UV- und Feuchtigkeitsempfindlichkeitsprüfungen
 - Zyklische und statische mechanische Lasten bei verschiedenen Temperaturen (+25°, -20°C, -30°C).
 - Thermomechanische Stressprüfung (TW200/400/600)
 - Freibewitterung in Neu Mexico (USA)
 - Ergebnis: Darstellung der Wertung für die unterschiedlichen Belastungsprüfungen in fünf Klassen
-
- Zertifikate anstatt IEC:
 - USA: UL-Zertifikat, UL 1703:2003, Flat Plate Photovoltaic Modules and Panels
 - Ist eine reine Sicherheitsnorm, die in den Prüfverfahren nur geringfügig von den IEC-Normen abweicht und nach bisherigem Stand eine für den Nordamerikanischen Markt notwendige Zertifizierung ist.
 - Die verwendeten Materialien in PV-Modulen für die Zertifizierung müssen bei der UL gelistet sein (UL listing)
 - Firmeninspektionen 4x / a
 - Unterschiedliche Design- und Materialspezifikationen (z. B. Randabstand bei U_{max}(Sys))
 - UL sieht eine Brandprüfung (MST23, Fire Test (UL790)) vor, die in der EN 61730 derzeit nicht vorgesehen ist.
 - Kanada: UL1703 (s. USA) oder IEC (adaptiert)
-
- Zertifikate zusätzlich zur IEC:
 - USA, Kalifornien: California Energy Commission (CEC)
 - Zusätzlich zur UL-Zertifizierung müssen folgende Prüfungen an vier PV-Modulen wiederholt werden:
 - IEC 61215 oder IEC 61646, 10.2: Leistung bei STC
 - IEC 61215 oder IEC 61646, 10.4: Messung des TK

- IEC 61215 oder IEC 61646, 10.5: NOCT-Bestimmung
 - IEC 61215 oder IEC 61646, 10.6: Leistung bei NOCT und STC
 - IEC 61215 oder IEC 61646, 10.7: Leistung bei geringer Bestrahlung
 - IEC 61646, 10.19: Lichtstabilisierung
- China: Golden Sun Certificate
 - Entspricht in den Anforderungen den IEC-Normen, die Prüfungen können nur von zugelassenen Prüflaboren (CQC Golden Sun Mark) durchgeführt werden.
 - GB: Microgeneration Certification Scheme (MCS: 005)
 - Entspricht in den Anforderungen den IEC-Normen, die Prüfungen können nur von zugelassenen Prüflaboren (MCS: 005) durchgeführt werden.
 - Italien: UNI 8457, UNI 9174, UNI 9177 (Brandprüfungen)
 - UNI 8457, Brandverhalten bei Einwirkung einer kleinen Flamme - Flächenbeflammung: Die Entzündbarkeit von Materialien wird geprüft
 - UNI 9174, Brandverhalten von Materialien unter der Einwirkung strahlender Wärme: Flammenausbreitung und Abtropfverhalten von Proben, die einer Strahlungs- und Zündquelle ausgesetzt werden.
 - UNI 9177 Klassifizierung des Brandverhaltens: Geforderte Mindestklasse „Class 2“, (Flammausbreitung ≤ 30 mm/min, Nachglühzeit zw. 180 s und 360 s, Brandzone zw. 300 – 600 mm).
 - Frankreich: „Centre Scientifique et Technique du Bâtiment“ (CSTB), „Avis Technique“
 - Das Avis Technique wird für die besondere Förderung von bauwerksintegrierter Photovoltaik (BIPV) in Frankreich benötigt.
 - Australien: Clean Energy Council (CEC)
 - PV Module müssen noch zusätzlich zur IEC-Zertifizierung nach „AS/NZS 5033 photovoltaic installations“ geprüft und zertifiziert sein.
 - PV-System über 50 Volt (open circuit) oder 240 Watt müssen die Anforderungen der Anwendungsklasse A der IEC/EN 61730 erfüllen.
 - PV-System unter 50 Volt (open circuit) oder 240 Watt müssen die Anforderungen der Anwendungsklasse A der IEC/EN 61730 nicht erfüllen, sollten aber mindestens die Anforderungen der Anwendungsklasse C erfüllen.

4 Modulrecycling

In den kommenden 5 bis 15 Jahren sind erhebliche Mengen von PV-Modul-Abfällen zu erwarten (siehe Abb. 7). Bei einer prognostizierten durchschnittlichen Lebensdauer von 20 – 30 Jahren müssen ab etwa 2020 - 2030 sehr viele Altmodule entsorgt werden. Dies werden vorwiegend kristalline Siliziumzellen sein, aber der Anteil an anderen Technologien wird voraussichtlich steigen (Ökopol und Institut für Energetik und Umwelt, 2013).

Daher stellt sich die Frage unter welchen Bedingungen und bis zu welchem Grad die Altmodule recycelt werden können. Neben den Rohstoff- und Energieeinsparungen (und damit auch Kosteneinsparungen) bietet das Modulrecycling den Vorteil, dass das Risiko von Boden- und Grundwasserverunreinigungen am Deponiestandort durch enthaltene toxische Stoffe wie Cadmium oder Blei verringert wird (Ökopol und Institut für Energetik und Umwelt, 2013).

Das europäische Parlament hat die EG-Richtlinie zum Elektroschrott-Recycling novelliert (WEEE). Ab 2014 fallen auch Solarmodule unter diese Regelung. Hier werden die Unternehmen selbst in die Pflicht genommen und müssen 85 % der Altmodule einsammeln und 80 % recyceln (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU), 2012). Dazu haben im Jahr 2007 acht Solarunternehmen den Verband PV CYCLE gegründet. Ziel des Industrieverbandes ist die kostenfreie Rücknahme und das Recycling von Altmodulen, Produktionsabfällen und beschädigten Modulen.

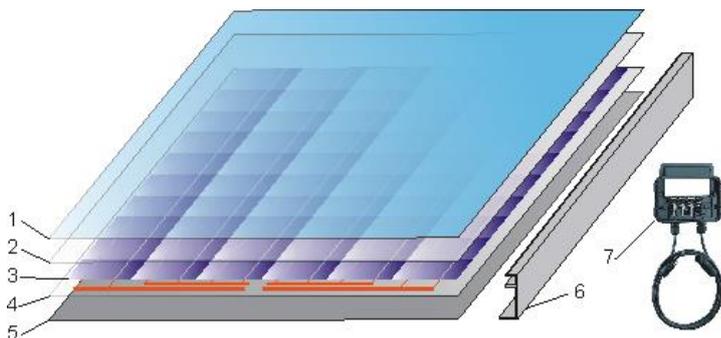


Abb. 5: Aufbau eines cSi-Moduls: Laminat bestehend aus Frontglas (1), Einkapselungsfolien (2,4), Zellmatrix (3) und Rückseitenfolie (5); Rahmen (6) und Anschlussdose mit Schutzdioden (7)

Die Photovoltaik (PV) entwickelt sich zu einem wichtigen Standbein (IEA, 2013) (IEA, 2013) für die weltweite Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energie. Die kumulierte installierte Leistung überschreitet Ende 2012 die 100-GW-Marke. Laut einer Shell-Studie (Royal Dutch Shell, 2013) könnten 2020 weltweit 500 GW installiert sein. Die weltweite Jahresproduktion an PV-Modulen betrug 2012 ca. 35 GW, wobei die waferbasierte cSi-Technologie (kristallines Silicium) mit gerahmten Glas-Folien-Laminaten den überwiegenden Anteil dieser Menge darstellt (80-82%). Abb. 5 zeigt den Aufbau eines gewöhnlichen cSi-Moduls im Glas-Folien-Aufbau, nur ein kleiner Teil der installierten cSi-Module hat einen Doppelglas-Aufbau.

Das spezifische Gewicht eines cSi-Glas-Folien PV-Moduls liegt in der Größenordnung von 0,1 t/kWp. Zu den derzeit problematischen Bestandteilen im cSi-Modul gehören die Fluorpolymere der Rückseitenfolie, die eine gute Witterungsbeständigkeit gewährleisten, sowie geringe Mengen Blei (ca. 10 g/Modul) im Lot und in der Zellmetallisierung. Die Substitution beider Bestandteile durch ökologisch unbedenkliche Komponenten ist Gegenstand gegenwärtiger Forschungsaktivitäten und wird

voraussichtlich in den nächsten Jahren Stand der Technik sein. Abb. 6 zeigt die Materialanteile für cSi-Module.

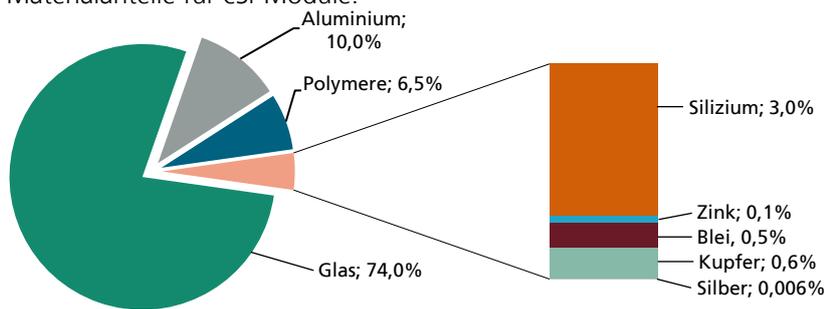


Abb. 6: Typische Materialanteile nach Gewicht in einem cSi-Modul [3]

Wie aus Abb. 6 ersichtlich, besteht der Großteil des Moduls aus speziellem, eisenarmem Solarglas. Die Rohstoffe für diese hochtransparenten Gläser sind, da sie natürlich eisenarm sein müssen, (100 ppm Gesamteisenanteil ist für Solarglas anzustreben) weltweit und insbesondere regional sehr begrenzt sind. Daher ist eine Steigerung der Recyclingquote von derzeit 20 % geboten und ökonomisch sinnvoll. Anhand der bisherigen Erfahrungen erscheint eine Lebensdauer von über 20 Jahren realistisch. Bis 2030 wird die jährlich anfallende Menge in Europa voraussichtlich von derzeit 5.000 t auf 130.000 t ansteigen (WEEE-Studie: 2030 200.000 Tonnen, 2050: 9,6 Mio. Tonnen).

4.1 Stand der Wissenschaft und Technik zum Recycling von PV-Modulen

Erste PV-Modul-Recyclingaktivitäten wurden in den späten 1990er Jahren gestartet [4, 5, 6, 7, 8]. Eine Übersicht der unterschiedlichen Ansätze ist in Tabelle 1 gegeben.

Firmen	Verfahren	Stand
Deutsche Solar AG / Sunicon AG	c-Si / thermische Trennung des Modulverbunds, Wiederaufarbeitung der Wafer	Pilotbetrieb 450 t/a, 2011 beendet.
SOLTECH (Belgien)	c-Si / Pyrolyse im Durchlaufofen oder Fließbettreaktor, Waferrückgewinnung	Pilotmaschine
Solar Cells Inc.	c-Si / thermische Trennung des Modulverbunds; Si rohstofflich oder als Wafer	Labor
Solar Cells Inc.	CdTe / Zerkleinerung, chemische Auflösung und Trennung	Pilotstadium (mobile Anlage)
Antec Solar GmbH	CdTe / Zerkleinerung, thermische Behandlung, Ätzen mit Cl	Patent
Showa Shell	CIGS /mechanisch-thermische Trennung des Verbunds, Säurebehandlung, Abschaben des CIGS, Lösungsaufarbeitung	Labor

Tabelle 1: Übersicht bekannter Ansätze und Aktivitäten zum Modulrecycling [9], Quellen: J. Springer, Glas-Folien-Lebenszyklusanalyse und Recyclingkonzepte für Solarmodule, FVS Themen (2003), eigene Recherche.

Interphases Research	CIGS /elektrochemisches werkstoffliches Recycling von CIGS	Labor	Modulrecycling
Drinkard Metalox Inc.	CIGS und CdTe /Metallrückgewinnung durch Elektrolyse	Pilotfabrik geplant (1998)	
BPSolar [19]	c-Si /Auflösung des Modulverbunds mit Säure, Waferwiederverwendung	Labor	
Uni Utrecht	a-Si /Komplettverwertung für Flaschenglas Wiederverwertung der Substrate inkl. TCO	Experimentell (1995)	
Solarcycle	Industrialisierungsschritt durch Automation des Sunicon Prozesses	Bitterfeld/ Wolfen Projekt beendet?	
First Solar AG	Mech. Zerkleinerung und Auflösen des HL-Materials durch Säure	Frankfurt/ Oder operativ in jeder Fabrik von First Solar	
Loser Chemie	Mech. Zerkleinerung und Auflösen des HL-Materials durch Säure	Langenweißbach, Pilotbetrieb	
Lobbe	Kombination von Kälte-Schockversprödung und chem.-/physikal. Behandlung	Espenhain Vorversuche	
Reiling	Mech. Zerkleinerung, Klassierung und Sortierung	Torgau, Marienfeld Dominierendes Verfahren für Si-PV	
Saperatec GmbH	Trennung von Laminat Abtrennung von HL-Material vom Glas mit Hilfe von Tensiden	Bielefeld, Pilotbetrieb	

Gegenwärtig betreiben einige große PV-Modulhersteller eigene Recyclingprogramme und -anlagen. Für das großtechnische Recycling von Dünnschichtmodulen ist eine Anlage der First Solar Inc. für deren CdTe-Module bekannt. Dabei werden das Glas, die Einkapselung und das CdTe-Metallprecipitat getrennt. (BINE, 2010)

Für cSi-Module betrieb die Solarworld AG eine Pilotanlage, die pyrolytische (thermische) und chemische Prozessschritte beinhaltet, mit einer jährlichen nominalen Kapazität von 200 Tonnen. Aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der niedrigen Anlagenleistung ist diese Anlage außer Betrieb. Die Abtrennung des Modulrahmens, meistens handelt es sich um ein Aluminiumprofil, und der aufgeklebten Anschlussdose erfolgt manuell. Die stoffliche Wiederaufbereitung der PV-Lamine mithilfe Pyrolyse erfordert jedoch einen erheblichen Energieeinsatz und setzt toxische Gase frei, die aufwändig gefiltert werden müssen. Für die Weiternutzung ist eine hohe Reinheit der verschiedenen Komponenten von entscheidender Bedeutung. Speziell beim Silicium müssen Verunreinigungen durch Glas- und Polymeranhaftungen vermieden werden. (Bundesanstalt für Materialforschung und Prüfung, 2008)

Offensichtlich ist, dass die Weiterverwendung von ganzen Wafern technisch keinen Sinn macht, da ältere Module deutlich unterschiedliche Zellparameter aufweisen als die aktuell gefertigten Module. Bei alten Modulen sind Waferdicken zwischen 300 und teilweise bis zu 500 µm vorzufinden, während heute weitgehend 180 µm dicke Wafer verarbeitet werden. Mehrere Glasrecycler verwenden bestehende

Glasaufbereitungsanlagen, mit denen das recycelte Glas in der Behälterglasindustrie eingesetzt werden kann. Die wertvolleren Bestandteile, z. B. Silicium, Kupfer und Silber, werden dabei nicht genutzt, da sich diese derzeit mit den bekannten Verfahren nicht wirtschaftlich abtrennen lassen.

2007 gründeten Vertreter der PV-Industrie den Verband „PV CYCLE“ als Plattform zur freiwilligen Rücknahme und Verwertung von Modulen. 2012 wurden ca. 3.800 t Altmodule aus 12 Ländern durch PV Cycle gesammelt. (European Association for the Recovery of Photovoltaic Modules, 2012) Soweit bekannt, wird das PV-Laminat durch beauftragte Verwerter zerkleinert und das Glasgranulat zu Schwarzglas verarbeitet, alternativ wird es pyrolytisch zersetzt.

Die Güte des Recyclingprozesses wurde seitens der EU als nicht ausreichend bewertet, weshalb die sog. „Elektroschrott-Richtlinie“ Waste Electrical and Electronic Equipment (WEEE) Directive auf PV-Module ausgedehnt wurde. Sie schreibt vor, dass 85 % der in der EU verkauften Solarmodule eingesammelt und zu 80 % recycelt werden müssen. Da die aktuellen Recyclingverfahren aufgrund ihrer geringen Kapazität sowie ihrer Kosten für die Abgasreinigung oder Chemikalienaufbereitung nicht wirtschaftlich betrieben werden können, besteht der Bedarf neuer Verfahren zur kosten- und ressourceneffizienten Verwertung gebrauchter PV-Module.

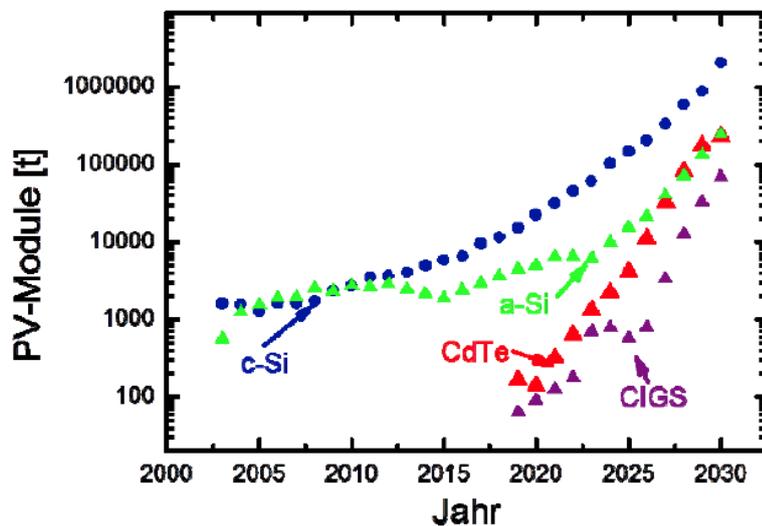


Abb. 7: Zu erwartende Abfallmenge von PV-Modulen bei einer angenommenen Laufzeit von 20 Jahren weltweit. 2010 sollten ca. 5000 t erreicht sein, 2030 bereits 2,0 Mio t. (Kranert, 2012)

5 Ökozertifikate und Lebenszyklusanalyse

5.1 Einführung

Die Solarindustrie leistet mit der Bereitstellung von PV-Modulen einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende und zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Im Vergleich zu fossilen Energieträgern wie Erdöl oder Braunkohle, aber auch zu regenerativen Energieformen wie Biomasse oder Geothermie entstehen durch die Energieerzeugung mit Photovoltaikanlagen relativ geringe Umweltbelastungen. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass sich in Zukunft durch weitere technische Innovationen auch die ökologische Performance von PV-Modulen verbessern wird (Nill, 2004).

Betrachtet man nur den Betrieb von PV-Anlagen, so entsteht der Eindruck, die Technik verursache so gut wie keine Umweltschäden (keine Schadstoffemissionen, kein Ressourcenverbrauch, kein Lärm). Allerdings treten sowohl vor dem Betrieb (**Rohstoffgewinnung, Produktion, Transport**) als auch nach dem Betrieb (**Entsorgung und Recycling**) verschiedene Belastungen auf (International Energy Agency, 2011). Darüber hinaus hat die zunehmende Produktionsverlagerung nach China dazu geführt, dass Umweltbelastungen auftreten, die dort während der Produktion wegen geringer Umweltauflagen entstehen. Die relativ weichen Umweltgesetze in China sowie der zusätzliche Transport führen häufig zu höheren Umweltbelastungen als bei Modulen, die in Deutschland hergestellt und installiert werden. In vergangener Zeit sind immer wieder Fälle bekannt geworden, bei denen chinesische Solarunternehmen (z. B. *Jinko Solar – 2011, Luoyang Zhonggui High-Technology Co - 2008*) ihre hochtoxischen Abfälle unsachgemäß gelagert oder illegal entsorgt haben (Washingtonpost 9.3.2008, Renewables International 21.9.2011).

Die **ökologische Performance** der Module ist abhängig von verschiedenen Faktoren (Herkunft der Rohstoffe, Ort der Produktion, PV-Technologie, Umgang mit Abfallprodukten, nationaler Energiemix etc.) und fällt daher im Einzelfall sehr unterschiedlich aus. Es besteht daher der Bedarf die durch PV-Module entstandenen Umweltschäden zu überwachen und mit entsprechenden Werkzeugen zu quantifizieren. Darüber hinaus ist das Etablieren von entsprechenden Umweltstandards empfehlenswert, um den Privatkunden und Unternehmen in Deutschland die Möglichkeit zu geben Produkte zu erhalten, die nicht nur sicher sind und einer technischen Qualitätssicherung unterliegen, sondern auch ökologischen unbedenklich sind.

5.2 Ökobilanzen

Eine Möglichkeit um die Umweltauswirkungen von Produkten, Dienstleistungen oder Prozessen zu quantifizieren ist die Erstellung von Ökobilanzen (auch Lebenszyklusanalyse (LZA) oder Life Cycle Assessment (LCA)). Eine Ökobilanz erfasst die potentiellen Umweltauswirkungen von Produkten, Dienstleistungen oder Prozessen über den **gesamten Lebensweg**, also von der Rohstoffgewinnung über die Verwendung bis hin zu Entsorgung, sowie alle entsprechenden vor- oder nachgeschalteten Prozesse innerhalb dieses Lebensweges im Rahmen der Systemgrenzen. Berücksichtigt werden dabei sowohl die energetischen als auch die stofflichen Flüsse, die aus dem Umweltsystem entnommen (Rohöl, seltene Erden, Schwermetalle) oder diesem zugeführt werden (Abfälle, CO₂-Emissionen, Schadstoffe) (Haas und Schlesinger, 2007).

Mit Hilfe von Ökobilanzen können Unternehmen feststellen, welche Umweltauswirkungen hauptsächlich verursacht werden. Darüber hinaus können Sie erkennen, wann (bei der Rohstoffgewinnung, Produktion, Verwendung oder Entsorgung) und wo (auf dem Produktionsgelände, bei den Kunden oder am Ort der Rohstoffgewinnung) diese auftreten.

Damit dient die Ökobilanz als Werkzeug für betriebliche Entscheidungsprozesse, bei denen ökologische Kriterien in der Produktgestaltung, der Prozessoptimierung oder der Lieferkettenplanung berücksichtigt werden können (Esty und Winston, 2009).

Man kann eine Ökobilanz auf verschiedene wirtschaftliche Einheiten beziehungsweise Abläufe anwenden. Man unterscheidet daher häufig zwischen Input-Output-Bilanzen (Betrachtung des gesamten Unternehmens), Prozessbilanzen (Betrachtung betriebspezifischer Abläufe) und Produktbilanzen (Betrachtung der erzeugten Güter oder Dienstleistungen) (Haas und Schlesinger, 2007). Obwohl es eine Vielzahl an verschiedenen Bilanzierungsverfahren gibt, haben sich die Richtlinien der **DIN EN ISO-Norm 14040** (Grundsätze und Rahmenbedingungen) und **14044** (Anforderungen und Anleitungen) als eine Art Standard-Ökobilanz durchgesetzt (ISO 2006). Laut dieser Norm gibt es vier nacheinander durchzuführende Schritte:

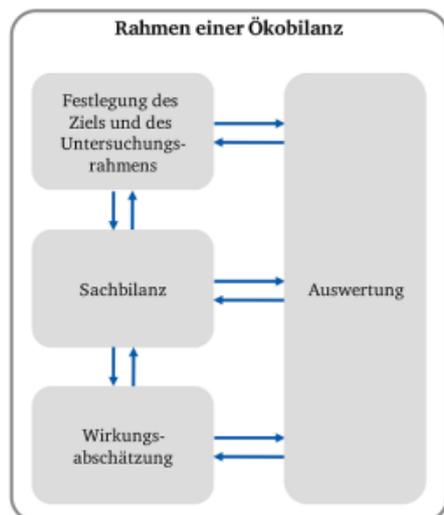


Abb. 8: Rahmen der Ökobilanz nach DIN EN ISO 14040 (Quelle: <http://www.pmd.tu-darmstadt.de>)

- Festlegung des Ziels und der Systemgrenzen
- Erstellung der Sachbilanz (Life cycle inventory analysis)
- Wirkungsabschätzung (Life cycle impact assessment)
- Auswertung und Interpretation der Ergebnisse

Bei der Erstellung der Sachbilanz werden die einzelnen Umweltbelastungen in physikalischen Einheiten (Energieaufwand, Abfallmengen, Emissionen, Rohstoffeinsatz) erfasst und zusammengetragen. Da man diese Daten zumeist nicht oder nur unzureichend zur Verfügung hat (z. B. der Energieverbrauch und die Schadstoffemissionen eines Zulieferers), ist man in der Regel auf die Hilfe von entsprechenden Ökobilanzdatenbanken angewiesen. Es gibt eine Vielzahl von verschiedenen Programmen und Datenbanken (die vier gebräuchlichsten sind: GABI, ECOINVENT, UMBERTO, GEMIS).

Problematisch ist jedoch teilweise die Datenbeschaffung. Das liegt zum einen daran, dass es viele Produktions- oder Entsorgungsprozesse gibt und zum anderen daran, dass es auch zur Herkunft der Rohstoffe oder zum Nutzungsverhalten oft keine Messwerte bzw. Informationen gibt. Die Verwendung der entsprechenden Daten aus Ökobilanzprogrammen ist in diesen Fällen zwar eine Hilfe, allerdings sind damit auch hohe Unsicherheiten bei der Bewertung verbunden (Klöpffer und Grahl, 2009).

Neben der Datengrundlage ist ein weiterer kritischer Punkt die Verknüpfung der Daten aus der Sachbilanz mit ökologischen Wirkungskategorien (Umweltproblemfelder). Das Umweltbundesamt hat zu dieser Wirkungsabschätzung eine Handreichung erstellt, in der die folgenden neun Wirkungskategorien gelistet sind (UBA 2000):

- Treibhauseffekt
- Abbau des stratosphärischen Ozons
- Photochemische Oxidantienbildung
- Eutrophierung
- Versauerung
- Beanspruchung fossiler Ressourcen
- Naturraumbeanspruchung
- Direkte Gesundheitsschädigung
- Direkte Schädigung von Ökosystemen

Es wurde bereits eine Vielzahl von Ökobilanzen für PV-Module und -Systeme erstellt. Allerdings mit sehr verschiedenem Untersuchungsgegenstand, Zielsetzung und Datengrundlage. Zum einen kann man die Module oder Systeme von verschiedenen Technologien (monokristallin, polykristallin, amorph, Cadmiumtellurid, organisch) untereinander vergleichen. Zum anderen kann man die verschiedenen Module (unterschiedliche Hersteller) einer Technologie vergleichen (mit unterschiedlicher Herstellungsart oder -ort). Darüber hinaus können auch Ökobilanzen einzelner Produkte erstellt werden, um beispielsweise zu erfahren, bei welcher Lebensphase die größten Umweltschäden auftreten. Die Ergebnisse von verschiedenen Ökobilanz-Studien sind daher und aufgrund von anderen relevanten Unterschieden (z. B. Systemgrenze; verwendete Datengrundlage bzw. -bank; Sonneneinstrahlung am Verwendungsort; Herstellungs-, Verwendungs- oder Entsorgungsort) nicht miteinander vergleichbar. Allerdings gibt es bestimmte Befunde, die auf viele Ökobilanzen zutreffen. Sehr häufig haben PV-Module:

- geringere Umweltauswirkungen als fossile Energiequellen
- Cadmiumtellurid-basierte Module verursachen häufig weniger Treibhausgas- und Schwermetallemissionen als Silizium-basierte Module und fossile Energieträger (Abb. 9)
- Die bedeutendsten Beiträge zu den Umweltbelastungen entstehen bei der Siliziumproduktion und der Herstellung von PV-Zellen und -Modulen

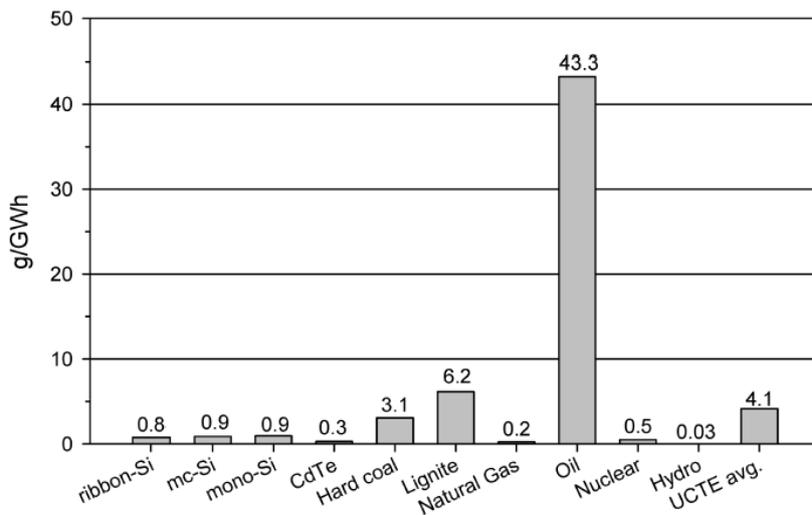


Abb. 9: Cadmium Emissionen über den gesamten Lebensweg von verschiedenen PV-Systemen (Annahmen: Südeuropäisches Einstrahlungsniveau von 1700 kWh/m²/yr; Lebensdauer von 30 Jahren) Quelle: Fthenakis, Kim, Alsema (2008)

5.3 Umweltgütesiegel

Umweltgütesiegel (auch Ökolabel, Umweltzeichen) bieten produzierenden Unternehmen die Möglichkeit ihre Produkte oder Dienstleistungen einer Kontrolle zu unterziehen, die das Produkt hinsichtlich bestimmter ökologisch relevanter Kriterien bewertet. Die Differenzierung zwischen Öko- und Bio-Zertifikat ist nicht immer eindeutig. Genauso ist der Stand bei den Grundlagen. So steht nicht zwingend eine Ökobilanzierung nach DIN EN ISO 14041 - 14044 am Anfang der Zertifizierung. Vielmehr gibt es eine Vielzahl an Zertifikaten, die eher historisch gewachsen sind. Es gibt für folgende Produktgruppen Öko-/Bio-Zertifikate:

Nahrung und Kleidung	Baustoffe	Gebäude	Elektronik	Energie
EU Bio Siegel	FSC (Holz)	Deutsches Gütesiegel nachhaltiges Bauen (D Gebäude)	RoHs (EG Richtlinie – Gefahrenstoffe) Verpflichtend	Renewable Energy Certificate System
Naturland	Ökokontrol (Möbel)	LEED (US Gebäude)	TopTen (Elektronik Geräte)	Biomasse-zertifizierung (EG Richtlinie 2009) Verpflichtend
Rainforest Allianz	PEFC (Holz)	Minergie (CH Gebäude)	Europäischen Umwelt Zeichen	Grüner Strom Label
Oeko-Tex Standard	NaturePlus (Baustoffe)	Breeam (UK Gebäude)	WEEE (EG Richtlinie – Elektronikgeräte -Abfall) Verpflichtend	Ok Power (Elektronik Geräte)

Tabelle 2: Eine Auswahl an verschiedenen Zertifikaten der Produktbereiche Nahrung und Kleidung, Baustoffe, Gebäude, Elektronik und Energie (eigene Recherche)

Demeter	Blauer Engel (Baustoffe)	REACH (EG Verordnung – Chemikalien- registrierung) Verpflichtend	Ökozertifikate und Lebenszyklusanalyse
Bioland	Europäisches Umwelt Zeichen		

Für PV-betriebene Energiesysteme oder Produkte gibt es zur Zeit noch keinerlei freiwillige Zertifizierungssysteme. Allerdings gibt es drei Richtlinien bzw. Verordnungen der EG, die für PV-Module maßgeblich sind (WEEE, RoHS, REACH). Diese rechtskräftigen Vorgaben sind zwar keine Zertifikate im engeren Sinne, aufgrund der Produktkennzeichnung (CE-Kennzeichnung, Basis: IEC 61730) haben sie jedoch Ähnlichkeit mit freiwilligen Umweltgütesiegeln (der Konsument sieht, ob das Produkt den rechtlichen Vorgaben entspricht bzw. ob es davon betroffen ist).

In der RoHS-Richtlinie (**R**estriction **o**f *(the use of certain)* **H**azardous **S**ubstances) ist die Beschränkung und Verwendung von gefährlichen Stoffen wie Schwermetallen (Blei, Quecksilber und Cadmium), bromhaltigen organischen Substanzen (Polybromierte Biphenyle (PBB) und Polybromierte Diphenylether (PBDE)) und sechswertigem Brom in Elektro- und Elektronikgeräten geregelt. PV Module enthalten zwar teilweise diese toxischen Substanzen (Cadmium in CdTe-Modulen, Blei in Silizium-, CIS-, und CdTe-Modulen), allerdings sind PV-Module von der Regelung ausgenommen (Kummer, 2011).

Die REACH Verordnung (**R**egistration, **E**valuation, **A**uthorisation and **R**estriction of **C**hemicals) regelt die Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung von Chemikalien. Für Erzeugnisse wie PV-Module gilt lediglich eine Informationspflicht für bestimmte enthaltene Stoffe wie Cadmium (solange diese bei der Verwendung nicht freigesetzt werden). Abfälle sind prinzipiell von der Verordnung ausgeschlossen. Allerdings ist das Modulrecycling unter Umständen von der Verordnung betroffen, da Sekundärrohstoffe, die in einem Rückgewinnungsverfahren aufbereitet und wieder eingesetzt werden, nicht von der Verordnung ausgeschlossen werden (Kummer, 2011).

6 Grundlagen des Zertifikatsentwurfs

Der Entwurf des Qualitätszertifikats für PV-Module basiert auf einer Befragung von ausgewählten PV-Modulherstellern mit deutscher Produktion sowie auf langjährigen Erfahrungen im Prüfgeschäft für PV-Module und in der Qualitätssicherung von PV-Kraftwerken. Ergebnisse der Befragung sind im Folgenden noch einmal komprimiert dargestellt.

6.1 Auswertung der Interviews mit den Herstellern

Von den sieben ausgewählten Herstellern haben fünf Hersteller die Fragen im Rahmen eines vorbereiteten Telefoninterviews ausführlich beantwortet. Ein Hersteller lehnte die Teilnahme grundsätzlich ab, ein weiterer wollte die Antworten nicht zu Protokoll geben. Bei letzterem fand ein Gespräch statt, die Informationen sind nicht in die Auswertung eingeflossen.

Im Folgenden werden die Antworten komprimiert wiedergegeben:

6.1.1 Signifikante Risiken bezüglich elektrischer Sicherheit und Ertrag

Beim Rahmen:

- Früher ohne Entwässerungsbohrung, dadurch kam es zu Frostsprengungen, heute weitgehend beseitigt.
- Abscherung durch Schneelast am unteren Rahmenprofil (Prüfung z. B. bei TÜV Rheinland)
- Qualität der Rahmenlagerung / Befestigung, Beachtung der starken u. schwachen Achse, IEC hat derzeit kein Kriterium für dauerhafte Verformung ohne Leistungsreduktion (Vorschlag: Neues Kriterium für visuelle Inspektion)

Beim Glas:

- AR-Schichten sind u. U. kritisch (Module mit AR-Schichten ca. 95 % Marktanteil), da die Haltbarkeit der AR-Schichten unklar -> Vorschlag: Abrasion (-stest) nach Glasnorm
- Hageltest mit 25 mm unzureichend, s. z. B. Hagelregister AT, CH, Hagelkorngröße bis zu 7 cm.

Bei den Anschlussdosen

- Lötverbindungen, Lötstellen in Dosen
- Diodenausfälle bei Überspannung (Blitzeinschlag) u/o täglichem Rückwärtsbetrieb (Verschattung durch feststehende Objekte), Dioden versagen oft im Feld
- Dosen mit schlechter oder keiner Zugentlastung
- PG-Verschraubungen¹ falsch dimensioniert, nicht abgestimmt auf Kabel oder umgekehrt
- Defekt der Anschlussdose, Alterung bzw. Stabilität der Dosendeckel, Deckel fallen ab

¹ Stahlpanzerrohrgewinde (PG), sogenannte PG-Kabelverschraubungen

- Wegbrechen, Gleiten der Dosen auf Rückseitenfolie wg. mangelhafter Verklebung, Befestigung

Beim Laminat

- Delamination von Multischichrückseitenfolien
- Risiko bei dünneren Folien: Reliefbildung führt zur Schwächung der Materialstärke
- PID ist ein Risiko bzgl. Ertrag bei im Feld montierten PV-Modulen
- Serienfehler bei Polymerrezepturen, => chem. Fingerabdruck
- Vergilbung (Abbau UV-Blocker)

Bei den Zellen

- Schneckenspuren
- Hot-Spots (fehlende o. mangelhafte Zellkontrolle)
- Potentialinduzierte Degradation (PID)
- Mikrorisse (bei/durch Produktion, Montage)

Stecker

- Stecken von ungleichen Steckern (z. B. Stringleiter)

Sonstige Komponenten

- Kontaktverfahren, Übergangswiderstände

6.1.2 Schadensfälle wg. mangelnder Modulqualität

- Potentialinduzierte Degradation (PID)
- Delamination der Rückseitenfolien vom Einkapselungsmaterial u/o zwischen den Multischichrückseitenfolien
- Steckverbinder wg. zu schwacher Federzugspannung
- Weiße Zelloberseite durch Fluxmaterial
- Hot-Spots (fehlende o. mangelhafte Zellkontrolle)
- Mikrorisse (bei/durch Produktion, Montage)
- Schneckenspuren
- Vergilbung (Abbau UV-Blocker)
- Glasbruch
- Dosen, Deckel abgefallen, Defekt der Anschlussdose, Stabilität der Dose (Material)
- Anschlusstechnik, Übergangswiderstände, im speziellen Defekte an Dioden
- Rahmendefekte durch Schneelast
- Thema: Bill of materials (BOM): Materialabweichungen u/o -änderungen, Fertigung bei OEM (Auftragshersteller)

6.1.3 Erwartungen an das Zertifikat

- Verschärfung der Typenprüfung, soll über die (IEC) Norm hinausgehen
- Produktionsüberprüfung
 - Dokumentenaudit (regelmäßig)
 - Wareneingangskontrolle (Stichprobe)
 - Prozesskontrolle
 - kontinuierliches Monitoring (vgl. VDE QT, ggf. via TDAP + Berichte)
- Firmeninspektion öfter als 1x/Jahr, grundsätzlich regelmäßige Kontrollen
- Zusätzliche Tests und Prüfungen
 - Peeltest
 - EL-Aufnahmen
 - PID Test
 - Dynamische mechanische Lastprüfung

- Erhöhte Testanforderungen, z. B. DH 2000, 120 Stunden highly accelerated stress test (HAST)
- Zugtest (Pull-Test)
- dynamisch-mechanische Analyse (DMA)
- UV-Stabilität
- echter Schneelasttest/Rahmentest, etc. (HAST)
- Komponentenstabilität
- Dokumentation der prozessbegleitenden Qualitätssicherung (für Endkunden sichtbar)
- Prozessempfehlungen
- Höheres Verständnis/Akzeptanz für neue Technologien, „Hersteller-/Industrieberatung“
- härterer Initialtest / kürzere Retest(s) zu (aktuellen) Fehlern

6.1.4 Handlungsbedarf bei

- Standardtests
 - fortlaufende Rezertifizierung
 - Ergänzung der IEC mit abgestimmtem PID-Test
 - Intensivere Grundprüfung, kürzere Retests, da sehr kurze Innovationszyklen / Produktzyklen
 - Komponentenprüfung ungenügend, s. Bsp. Scheuten
 - Optimierung auf höhere Anforderungen anpassen
- Konformitätsprüfung
 - Konformitätsproblem => chem. Fingerabdruck
 - Stärkere Kontrolle und Konsequenzen: Was passiert bei Nichteinhaltung/Täuschung?
- Zertifizierern und Prüflaboren
 - Materialzertifizierung
 - Prüfzeiten verkürzen, da es zu lange braucht um neue Materialien auf den Markt zu bringen, u. a. Wartezeit bei Prüfungen verkürzen bzw. vermeiden.
 - Transparenz der Qualität der Prüf- und Zertifizierungsinstitute, z. B. Abweichungen bei Rundvergleichen darstellen
- Weitere Anmerkungen
 - Weiße Liste: mit gültigem Zertifikat
 - Schwarze Liste: erloschene, u/o ungültige Zertifikate / Kopien alter Zertifikate
 - Ideale Kombination von (Vor-) Produkten
 - Daten von Projektierern zu Fehlern im Feld erheben
 - VDE, QT steht z. T. in Konkurrenz zu Projekt
 - Installationen oft nicht fachgerecht, z. B. Indachmontage von Standardmodulen ohne zusätzliche wasserführende Schicht
 - Korrelation zur Realität von Zusatztests oft „fragwürdig“, z. B. NH3, Salznebeltest (Härtegrad 6 statt Härtegrad 1)

7.1 Allgemeines

In den Interviews mit den teilnehmenden Herstellern gab es grundsätzlich eine durchgängige Akzeptanz für die Einführung eines weiteren Zertifikats, das die besondere Qualität der PV-Module bzw. die Prüfung der PV-Module mit höheren Anforderungen darstellt.

Unter der Berücksichtigung der Antworten aus den Herstellerinterviews schlagen wir folgende Kriterien für die Vergabe eines Qualitätszertifikats für PV Module vor.

Die PV-Module werden nicht wie bei den IEC-Prüfungen vom Hersteller direkt geliefert, sondern in Absprache mit dem Hersteller auf dem Markt gekauft. Sollte dies nicht möglich sein, da z. B. die Händler immer weniger Produkte auf Vorrat bereithalten, werden die Prüflinge per Zufall aus einer Flasher-Liste ausgewählt.

7.2 Grundsätzliche Voraussetzungen:

- Gültiges Basiszertifikat nach IEC 61730 und IEC 61215 resp. IEC 61646 (bisher).
- Gültige Komponentenzertifikate (Dosen, etc.)
- Weitere Anforderungen

Eindeutig waren die Angaben der teilnehmenden Hersteller, dass die Prüfungen über die IEC Prüfungen hinausgehen sollen. Dabei ist zum einen der Härtegrad gemeint als auch zusätzliche Prüfungen, die die IEC ergänzen und idealerweise zu mehr Information führen. Die Prüfungen sollten mit mehr Mustern als bei der IEC durchgeführt werden (z. B. 4 Stück/Test):

- Charakterisierung: STC, Power-Rating-Matrix-Messung (2 Module), WL, EL
- TW200-400 (4 Prüflinge)
- FW1000-2000 (4 Prüflinge)
- Schertest für Schneelast (2 Prüflinge)
- PID Test (4 Prüflinge, Al-Folie, 25 °C oder 60 °C, 85 % r. F.)
- Hot-Spot-Test neu (4 Module, 1h nur Module mit „schlechten“ Zellen)
- Erhöhter UV-Test, UV120 kWh/m² (2 Prüflinge)
- Zyklischer mech. Lasttest (1000 Zyklen, 2400 Pa, 25 °C, 1-2 Prüflinge)
- Mech. Lasttest bei tiefen Temperaturen (statischer Druck, 5400 Pa, -20 °C, 1-2 Prüflinge)
- Zu prüfen ist die Aufnahme der folgenden Tests:
 - Schältest (Mindestanforderung ist festzulegen, ohne Anforderungen nicht Teil des Zertifikats)
 - Salznebeltest (Schärfegrad 1 o. 6) (2 Prüflinge)
 - Abzugstest (Verbinder - Zelle) (schwierige Realisierung)
 - Diodenwechseltest (Derating test), Spannungsfestigkeit, Einfluss von statischen Aufladungen (Produktion)
 - Stecker-/Kontaktprüfung

Neben diesen zusätzlichen technischen Tests wurde auch die Produktionsprüfung bzw. Überwachung und bestehende QS der Hersteller als Kriterium genannt. Daher sollte das Q-Zert-PV auch folgende Punkte prüfen:

- Produktionsüberprüfung durch Firmeninspektion 2x pro Jahr, unangekündigt, mit:
 - Dokumentenaudit (regelmäßig)
 - Wareneingangskontrolle (BOM Kontrolle)
 - Prozesskontrolle (u. a. auch ESD)
 - Kontrolle des Blitzlicht-Solarsimulators (Kalibrierung, Flasherprotokolle)
 - kontinuierliches Monitoring (vgl. VDE QT)
 - Dokumentation der herstellereigenen QS

7.3 Pass/Fail-Kriterien

Um über die Erteilung eines Zertifikats zu entscheiden, bedarf es neben den oben genannten Prüfungen der Definition von Kriterien, wann ein PV-Modul bestanden oder nicht bestanden hat (Pass/Fail-Kriterien). Diese sollen im Folgenden dargestellt und erläutert werden.

7.4 Basiszertifizierung nach IEC-Normen

Wie im vorherigen Kapitel bereits definiert, bedarf es für die Teilnahme an dem Prüfverfahren der Basiszertifizierung nach den gültigen IEC-Normen (IEC 61215, IEC 61646, IEC 61730). Zur Überprüfung werden auch die zur Zertifizierung gehörenden Prüfberichte angefordert und geprüft. Zu der Überprüfung gehört u. a. die Kontrolle der eingesetzten Materialien (Bill of Materials, BOM)

7.4.1 Erhöhte Prüfanforderungen

Als Startkriterium gilt, anders als bei der derzeit gültigen IEC-Norm, die auf dem Prüfling vermerkte nominelle Leistung als Ausgangswert für die Bewertung.

Zur Eingangscharakterisierung gehören:

- Visuelle Inspektion (IEC 10.1)
- Dokumentation der Vorder- und Rückseite, ggf. Auffälligkeiten mittels Fotografie
- Eine Elektrolumineszenzaufnahme bei unterschiedlichen Strömen (1,0x I_{sc}, 0,1x I_{sc})
- Die Leistung bei Standard-Test-Bedingungen (IEC 10.2)
- Die Leistung als Funktion der Einstrahlung und Temperatur (Power-Rating-Matrix-Messung, 100 W-1100 W, 15 °C – 75 °C)
- Die elektrische Sicherheit unter Benässung (IEC 10.15)

Diese Charakterisierung wird, bis auf die Power-Rating-Matrix, nach jeder Prüfung wiederholt.

Prüfung	Abk.	Anzahl Prüflinge	Pass/Fail-Kriterium / Sensitivitäten
Temperaturwechselprüfung, 2 x 200 Temperaturwechsel zwischen -40 °C und +85 °C, in trockener Atmosphäre	TW 400	4	Mind. 95 % (x-Si) / 90 % (DS) der auf dem Typenschild genannten Leistung Keine elektr. Defekte Keine visuellen Defekte

Feuchtwärmeprüfung, 2 x 1000 Stunden bei 85 % r. F. und +85 °C	FW2000	4	Mind. 95 % der auf dem Typenschild genannten Leistung Keine elektr. Defekte Keine visuellen Defekte	Zertifikatsentwurf
Schertest für Schneelast		2	Kein Aufbiegen des Rahmens, keine erhöhte Anzahl an Zelldefekten (Zellbrüche, Mikrorisse auf EL-Bild)	
Potential Induzierte Degradation (AI-Folie, 25 °C)	PID	2	Mind. 95 % der auf dem Typenschild genannten Leistung	
Hot-Spot-Test neu (4 Module, 1h nur Module mit „schlechten“ Zellen)	Hot-Spot	4	Keines der 4 ausgewählten Module darf Hot Spots zeigen	
Erhöhter UV-Test mit einer UV-Dosis von 120 kWh/qm	UV120	2	Defektsensitivität (Zeigt Schnecken Spuren, Vergilbung, etc. oder zeigt keine ...)	
Zyklischer mech. Lasttest (1000 Zyklen, 2400 Pa)	ZML1000	2	Mind. 95 % der auf dem Typenschild genannten Leistung Keine elektr. Defekte Keine visuellen Defekte	
Mech. Lasttest bei tiefen Temperaturen (-20 °C, 5400 Pa, 3x statische Druckbelastungen)	ML@lowT	2	Mind. 95 % der auf dem Typenschild genannten Leistung Keine elektr. Defekte Keine visuellen Defekte	

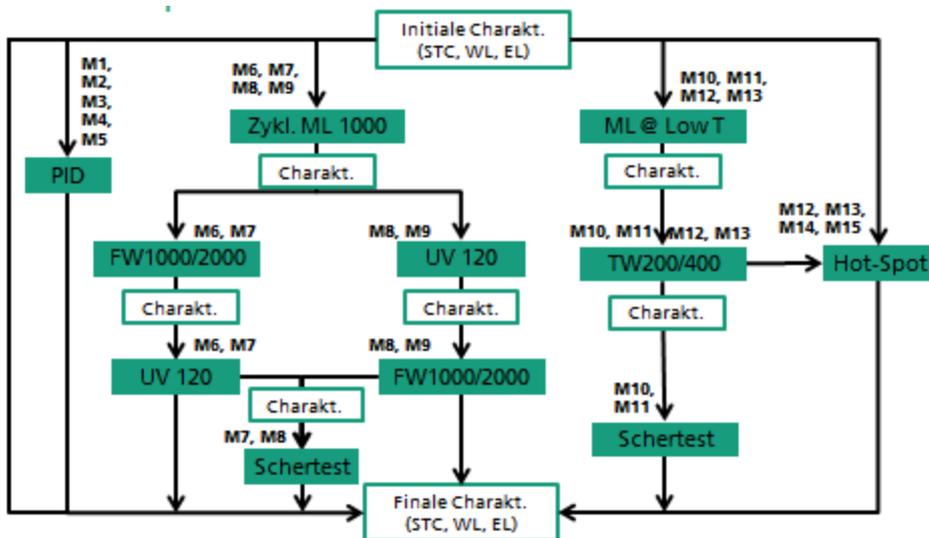


Abb. 10: Entwurf des Prüfablaufs

7.4.2 Erläuterung zu den Pass-/Fail-Kriterien und den Sensitivitäten

Leistungskriterium

Es wird erwartet, dass die durch die Prüfungen verursachte Leistungsänderung nicht größer als 5 % nach jedem Test und nicht größer als 8 % zwischen initialer und finaler Leistungsmessung ist.

Elektrische Sicherheit

Wie bei der IEC muss die elektrische Sicherheit des Moduls auch nach den Tests gewährleistet sein. Um eine erweiterte Sicherheit bei größeren Anlagen zu erhalten, wird abweichend von der IEC-Norm der 2,5 fache Wert gefordert. D. h., der Isolationswiderstand muss nach den Tests und am Ende mindestens $100 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$ betragen.

Visuelle Defekte

Die Prüflinge sollten nach den Prüfungen, wie bei der IEC, keine visuellen Defekte aufweisen. Zu den visuellen Defekten gehören:

- Beschädigte (gebrochene, verbogene, verdrehte oder verzogene) Oberflächen
- Gebrochene Zellen
- Gerissene Zellen
- Fehlerhafte Verbindungen oder Lötstellen
- Zellen, die andere Zellen berühren oder den Rahmen
- Fehler an Klebstellen
- Blasen oder Delamination, die eine leitende Verbindung zw. Zelle und Modulrand herstellen
- Beschädigte Polymeroberflächen
- Fehlerhafte Anschlüsse, die elektrisch leitende Teile aufweisen
- Alle weiteren Änderungen, die die Leistung und elektr. Sicherheit beeinflussen könnten
- Vergilbung (zusätzlich zur IEC)

Elektrolumineszenzaufnahmen

Eine Elektrolumineszenz-(EL)-aufnahme zeigt die elektrisch inaktiven (defekten) Stellen in oder auf den Solarzellen. Diese sind als dunkle Stelle im EL-Bild zu erkennen. Bei elektrisch aktiven Defekten ist nicht so sehr ihr generelles Vorhandensein (bei geringer Anzahl) relevant für die Qualität eines Modules, sondern die Veränderung. Meistens handelt es sich um eine Zunahme der Anzahl oder der Länge von Defekten. Als Fehlerkriterium dienen die Anzahl und Größe von Zellbrüchen, isolierte Zellbereiche, komplett dunkle Zellen und weitere Zelldefekte (Fingerunterbrechungen, Spuren der Transportketten, etc.) bei der Eingangsmessung. Die genauen Zahlen müssen noch definiert werden.

7.4.3 Erläuterungen zu den Prüfungen

Potential induzierte Degradation

Potential induzierte Degradation (PID) entsteht durch ein positives oder negatives Potential zwischen Moduloberseite oder allg. der Moduloberfläche und den Solarzellen. Derzeit werden für den IEC-Normentwurf zwei Testverfahren diskutiert.

Ultraviolette Strahlung

Die in der IEC-Norm vorgeschriebene UV-Strahlungsdosis beträgt 15 kWh/qm für den UV-Vorkonditionierungstest. Das entspricht bezogen auf Nordeuropa ca. 3 Monaten

der natürlichen UV-Strahlungsdosis. Aus eigenen Experimenten ist bekannt und publiziert, dass i. W. erst ab 90 – 120 kWh/qm Fehlermodi wie z. B. Schnecken Spuren durch reine UV-Strahlung ausgelöst werden. Diese Dosis entspricht ca. 1,5 – 2,0 Jahre Freilandexposition in Mitteleuropa.

Mechanischer Lasttest

In der IEC werden die Belastungen durch Wind- und Schneelasten jeweils statisch am Prüfling beaufschlagt. D. h. im Detail wird ein PV-Modul bei Raumtemperatur (ca. 20-25°C) dazu mit drei Zyklen mit gleichmäßiger Belastung von 2400 Pa für je eine Stunde mit Druck und Zug belastet. Die optionale Schnellastprüfung wird während des letzten Zyklus mit einem Druck von 5400 Pa durchgeführt. In beiden Fällen ist die aufgebrachte Last statisch und die Prüfung findet bei Raumtemperatur statt.

Aus eigenen Messungen ist bekannt, dass die mechanische Last durch Winddruck und -sog nicht statisch ist, sondern sehr dynamisch. Dieses Verhalten wird durch die sog. zyklisch mechanische Lastprüfung (mit einem Druck von 2400 Pa und einer Zyklusanzahl von 1000) besser abgebildet.

Da bekannt ist, dass sich die Eigenschaften der verwendeten Einkapselungspolymere bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt stark ändern, wird die Schneelastprüfung bei -20 °C und 5400 Pa durchgeführt (ML@lowT).

Schertest

Ein weiteres Phänomen, das während des Betriebs von PV-Anlagen und Kraftwerken in schneereichen Gegenden beobachtet werden kann, ist die asymmetrische Akkumulation von Schnee und Eis bei geneigt montierten PV-Modulen. Hierbei kann sich an der unteren Kante des PV-Moduls oder der PV-Anlage Schnee und Eis ansammeln. Diese Schnee- und Eisansammlung erzeugt zum einen eine asymmetrische Last auf den betroffenen PV-Modulen und zum anderen eine Schub- bzw. Scherkraft in Richtung der unteren Rahmenkante. Um diese zusätzliche Lastsituation abzu prüfen, wird eine Scherprüfung durchgeführt. Das Verfahren orientiert sich hierbei an der gerade in Arbeit befindlichen IEC 62938 Ed.1: Non-uniform snow load testing for photovoltaic (PV) modules. Bei diesem wird auf das geneigt gelagerte PV-Modul eine gleitende Last aufgebracht, so dass das statische System Glas-Klebeband-Rahmen geprüft wird.

8 Zusammenfassung

Ziel des durch das Land Baden-Württemberg geförderten Projektes „Qualitätszertifikat PV-Module – Q-Zert-PV“ war die Definition eines mit der deutschen PV-Industrie abgestimmten Entwurfs eines Qualitätszertifikats für PV-Module.

Für die Definition eines solchen Qualitätszertifikats für PV-Module wurde neben dem Aspekt der zusätzlich notwendigen Prüfungen mit höheren Anforderungen an die PV-Module (= höhere Qualität bei Bestehen) und der verstärkten Qualitätssicherung in der Modulfertigung auch die Aspekte der Lebenszyklusanalyse für die Erstellung einer Ökobilanz berücksichtigt. Dazu wurde gesondert das Thema des Recyclings von PV-Modulen mit betrachtet.

Als Ergebnis des Projekts liegt ein mit Akteuren der deutschen PV-Branche abgestimmtes Prüfprogramm mit erhöhten Anforderungen nach aktuellem Wissensstand vor. Zusätzlich schließt das Qualitätszertifikat die Bedingung für eine erhöhte Qualitätssicherung in der Fertigung, deren Dokumentation und externe Kontrolle mit ein. Aus Sicht des Projekts erscheint es sinnvoll, des Weiteren die Ergebnisse einer LZA mit in die Bewertung für das Qualitätszertifikat mit aufzunehmen. Dieses umso mehr, als das dadurch die unterschiedliche Nachhaltigkeit z. B. bei der Produktion und beim Transport Berücksichtigung finden (Energemix, Umweltauflagen, energetische Amortisationszeiten etc.).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die im Rahmen des Projektes teilnehmenden PV-Modul-Hersteller, die Prüf- und Zertifizierungsinstitute und die Industrieverbände (BSW, DGS) ein erweitertes nationales Zertifikat als hilfreich und sinnvoll erachten. Die genaue Ausgestaltung eines solchen Qualitätszertifikats bedarf noch einer weiteren detaillierten Recherche zu den Themen der LZA.

In Zukunft kann ein solches Qualitätszertifikat für PV-Module dafür sorgen, dass PV-Module umweltfreundlicher hergestellt und recycelt werden und regionale und nationale Wirtschaftskreisläufe gestärkt werden.

9

Teilnehmerliste

Teilnehmerliste

An diesem Projekt haben unter der Leitung des Fraunhofer ISE folgende PV-Modul-Hersteller, Prüf- und Zertifizierungsinstitute und Industrieverbände teilgenommen:

- aleo solar, Prenzlau
- Deutsche Gesellschaft für Solarenergie (DGS), Berlin
- Hanwha Q CELLS, Bitterfeld
- Solar-Fabrik, Freiburg
- Solarwatt, Dresden
- Solon, Berlin
- TÜV Rheinland (hat das Projekt vor Definition des Prüfprogramms verlassen, s. Anmerkung* unten)
- VDE Prüfinstitut

***Anmerkung:** Im Projekt "Q-Zert-PV" waren von Anfang an der TÜV Rheinland und das VDE Institut eingebunden, um die Kompetenzen der beiden führenden Prüf- und Zertifizierungsinstitute zu nutzen und mit deren Expertise einen Zertifikatsentwurf zu erstellen. Da der TÜV Rheinland nach eigener Einschätzung bezgl. der Zertifizierungen und der Qualitätssicherung in der PV-Industrie andere Ziele als das VDE Institut verfolgt, hat der TÜV Rheinland seine Teilnahme an dem Projekt zurückgezogen. Es erfolgte keine Bewertung des Entwurfs mehr durch den TÜV Rheinland.

1 0 Danksagung

.....
Danksagung
.....

Wir möchten uns an dieser Stelle beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg für die Förderung des Projektes QUALITÄTSZERTIFIKAT PV-MODULE – „Q-ZERT-PV“ (Definition eines Qualitätszertifikats für Photovoltaik-Module, Projektnummer: 254762) im Rahmen des Programms „Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung“ (BWPLUS) bedanken.

Wir möchten uns auch bei den teilnehmenden Herstellern, Instituten und Verbänden für Ihre Unterstützung im Rahmen des Projektes bedanken.

- International Energy Agency. (2011). Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems.
- International Organization for Standardization (ISO). (2006). Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines. Geneva.
- BINE. (2010). *Projektinfo*.
- Bundesanstalt für Materialforschung und Prüfung. (2008). *RESOLVED - Wiedergewinnung von Wertstoffen der Photovoltaik, Anreicherung und Dekontamination*.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU). (2012). Europäische Regelungen zu Elektro- und Elektronik-Altgeräten.
- Bundesnetzagentur. (04 2014).
- Canada, Environment. (2013). Assessment of the Environmental Performance of Solar Photovoltaic Technologies.
- Esty und Winston. (2009). Green to Gold. How smart companies use environmental strategy to innovate, create value, and build competitive advantage.
- European Association for the Recovery of Photovoltaic Modules. (2012). *Annual Report*.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). (2014).
- Fthenakis, K. A. (2008). Emissions from photovoltaic life cycles. *Environmental Science & Technology*. 42 (6), 2168-2174.
- Fthenakis, R. H. (2009). Update of environmental impacts and energy payback times of photovoltaics. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC).
- Haas und Schlesinger. (2007). Umweltökonomie und Ressourcenmanagement.
<http://csr-asia.com/csr-asia-weekly-news-detail.php?id=11358>.
<http://wupperinst.org/projekte/details/wil/pls/pd/304/>.
<http://www.csp.fraunhofer.de/presse-und-veranstaltungen/details/id/47/>
<http://www.esu-services.ch/de/projekte/pv/>.
<http://www.pvresources.com/environment.aspx> (Literaturhinweise).
<http://www.renewablesinternational.net/chinas-jinko-solar-pollutes-environment/150/510/32016/>.
<http://www.renewablesinternational.net/chinas-jinko-solar-pollutes-environment/150/510/32016/>.
<http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/recycling-von-modulen-solar-konzerne-kaempfen-um-ihr-gruenes-image-a-688779.html>.
<http://www.tagblatt.ch/alt-daten/nzz-alt-daten/international/Erneut-ein-erfolgreicher-Protest-in-China;art119478,3040951>.
<http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2008/03/08/AR2008030802595.html?referrer=emailarticle>.
<http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2008/03/08/AR2008030802595.html?referrer=emailarticle>.
- IEA. (2013). *PVPS Report Snapshot of Global PV*.
- IEC. (2004). IEC 61730-1 Ed. 1.0: Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification - Part 1: Requirements for Construction, Part 2: Requirements for Testing.
- IEC. (2005). IEC 61215 Ed. 2.0: Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval.
- IEC. (2008). IEC 61646 Ed. 2.0: Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval.
- Klöppfer und Grahl. (2009). *Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Wiley-VCH, Weinheim.
- Kranert, M. e. (2012). *Photovoltaikmodule – Umweltfreundlichkeit und Recyclingmöglichkeiten, Abschlussbericht, Uni Stuttgart*.

- Kummer. (2011). Die Rücknahme von Solarmodulen vorbereiten. Umweltmagazin April/Mai 2011.
- Nil. (2004). Die zukünftige Entwicklung von Stromerzeugungstechniken. Eine ökologische Analyse vor dem Hintergrund technischer und ökonomischer Zusammenhänge.
- Ökopol und Institut für Energetik und Umwelt. (2013). Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung.
- Royal Dutch Shell. (2013). *New Lens Scenarios - A Shift in Perspective for a World in Transition*.
- UBA. (2000). Handreichung Bewertung in Ökobilanzen.
UL 1703. (kein Datum).
- Wirth, H. (2014). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE.