

Photovoltaische(PV)-Inselsysteme

Bauarteignung und Typprüfung
(IEC 82/259/CD:2001)**DIN**

IEC 62124

Einsprüche bis 2001-10-31

ICS 27.160

Photovoltaic (PV) stand-alone systems - Design qualification and type approval
(IEC 82/259/CD:2001)**Anwendungswarnvermerk**

Dieser Norm-Entwurf wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Das internationale Schriftstück IEC 82/259/CD:2001-06 „Photovoltaic (PV) stand-alone systems - Design qualification and type approval“ ist unverändert in diesen deutschen Norm-Entwurf übernommen worden.

Fortsetzung Seite 2 bis 38
und 41 Seiten IEC-Original

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE

Nationales Vorwort

Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung des Internationalen Norm-Entwurfs [Committee Draft (CD)] IEC 82/259/CD:2001 "Photovoltaic (PV) stand-alone systems - Design qualification and type approval".

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigefügt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den mit aufgenommenen englischen IEC-Text.

Der Internationale Entwurf wurde vom TC 82 "Solar photovoltaic energy systems" der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und als CD herausgegeben. Die IEC und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene entstandener Internationaler Norm-Entwurf im Schlusstadium [Final Draft International Standard (FDIS)] zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Abstimmung gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS nur 2 Monate beträgt, und zum FDIS keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine „JA/NEIN“-Entscheidung möglich ist, wobei eine „NEIN“-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit noch vor der Abstimmung berücksichtigen zu können.

Für den vorliegenden Norm-Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 373 „Photovoltaische Solarenergie-Systeme“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE zuständig.

Nationaler Anhang NA (informativ) Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Der Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist nachstehend wiedergegeben. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Norm waren die angegebenen Ausgaben gültig.

IEC hat 1997 die Benummerung der IEC-Publikationen geändert. Zu den bisher verwendeten Normnummern wird jeweils 60000 addiert. So ist zum Beispiel aus IEC 68 nun IEC 60068 geworden.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
HD 384 (Reihe)	IEC 60364 (Reihe)	DIN VDE 0100 (VDE 0100) (Reihe)	VDE 0100
EN 60904-1:1993	IEC 60904-1:1987	DIN EN 60904-1:1995-04	-
EN 60904-2:1993	IEC 60904-2:1989	DIN EN 60904-2:1995-04	-
-	IEC 60904-9	-	-

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
-	IEC 60410:1973	DIN ISO 2859-3:1993-04	-
-	IEC 60721-2-1:1982	DIN IEC 60721-2-1:1992-07	-
EN 61215:1995	IEC 61215:1993	DIN EN 61215:1996-10	-
EN 61646:1997	IEC 61646:1996	DIN EN 61646:1998-03	-
EN 61724:1998	IEC 61724:1998	DIN EN 61724:1999-04	-
-	IEC 61730-1	-	-
-	IEC 61730-2	-	-
-	IEC 61836	-	-
-	IEC 60364-7-712	-	-
EN ISO/IEC 17025:2000	ISO/IEC 17025:1999	DIN EN ISO/IEC 17025:2000-04	-
	ASTM E44 203		

Nationaler Anhang NB (informativ) Literaturhinweise

DIN VDE 0100 (VDE 0100) (Reihe); *Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V.*

DIN EN 60904-1, *Photovoltaische Einrichtungen – Teil 1: Messen der photovoltaischen Strom-/Spannungskennlinien (IEC 60904-1:1987); Deutsche Fassung EN 60904-1:1993.*

DIN EN 60904-2, *Photovoltaische Einrichtungen – Teil 2: Anforderungen an Referenz-Solarzellen (IEC 60904-2:1989); Deutsche Fassung EN 60904-2:1993.*

DIN EN 61215, *Terrestrische Photovoltaik-(PV)Module mit Siliziumsolarzellen – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61215:1993); Deutsche Fassung EN 61215:1995.*

DIN EN 61646, *Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik-(PV)Module – Bauarteignung und Bauartzulassung (IEC 61646:1996); Deutsche Fassung EN 61646:1997.*

DIN EN 61724, *Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme – Leitfaden für Messen, Datenaustausch und Analyse (IEC 61724:1998); Deutsche Fassung EN 61724:1998.*

DIN EN ISO/IEC 17025, *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (ISO/IEC 17025:1999); Dreisprachige Fassung EN ISO/IEC 17025:2000.*

DIN IEC 60721-2-1, *Elektrotechnik – Klassifizierung von Umweltbedingungen – Natürliche Einflüsse, Temperatur und Luftfeuchte; Identisch mit IEC 60721-2-1:1982 (Stand: 1987).*

DIN ISO 2859-3, Annahmestichprobenprüfung anhand der Anzahl fehlerhafter Einheiten oder Fehler (Attributprüfung) – Nach der annehmbaren Qualitätsgrenzlage (AQL) geordnete Stichprobenanweisungen für die Prüfung einer Serie von Losen anhand der Anzahl fehlerhafter Einheiten oder Fehler; Identisch mit ISO 2859-1:1989.

Deutsche Übersetzung

Photovoltaische (PV)-Inselssysteme - Bauarteignung und Typprüfung

Inhalt

Seite

Einleitung.....	8
1 Anwendungsbereich.....	8
2 Zweck.....	9
3 Normative Verweisungen	9
4 Abkürzungen.....	10
5 Prüfverfahren.....	10
5.1 Verfahren.....	10
5.2 Probenahme	10
6 Kennzeichnung	11
7 Prüfungen	11
8 Annahmekriterien.....	12
8.1 Vollständigkeit des Systems.....	12
8.2 Zertifikate.....	13
8.3 Bedienungsanleitung.....	13
8.4 Servicehandbuch	13
8.5 Leistungsprüfungen	13
8.6 Sichtprüfung auf größere Fehler.....	13
8.7 Systemspezifikationen	13
9 Systemspezifikationen	14
9.1 Schutz gegen Entladung der Batterien über das (die) Modul(e)	14
9.2 Tragkonstruktion und Untergrund.....	14
9.3 Verbindungen	14
9.4 Steckverbindungen	14
9.5 Sicherungen und Leistungsschalter.....	14
10 Bedienungsanleitung.....	15
11 Servicehandbuch	16
12 Größere Fehler	16
13 Spezifikation der Last.....	16
14 Leistungsprüfung	17
14.1 Prüfgeräte und Prüfvorrichtungen.....	17
14.1.1 Festlegungen für das Datenerfassungssystem	17
14.1.2 Festlegungen für Messfühler	18
14.2 Dokumentation der Prüfung	18
14.3 Installation	18

14.3.1	Vorbehandlung des Systems	19
14.3.2	Überprüfung des Lastbetriebes	19
14.3.3	Installationsprüfung	19
14.3.4	Bemerkungen zur Installation	19
14.3.5	Installation des Datenerfassungssystems	19
14.3.6	Fotografien des Sytems	21
14.4	Sichtprüfung	21
14.5	Reihenfolge der Prüfungen	22
14.6	Kennlinie des Systems	22
15	Prüfungen im Freien	23
15.1	Bedingungen für die Prüfungen im Freien	23
15.2	Prüfung der Anfangskapazität – Prüfung im Freien	23
15.3	Ladezyklus der Batterie – Prüfung im Freien	24
15.4	Funktionsprüfung des Systems – Prüfung im Freien	24
15.5	Zweite Kapazitätsprüfung – Prüfung im Freien	24
15.6	Erholungsprüfung – Prüfung im Freien	24
15.7	Prüfung der Endkapazität – Prüfung im Freien	25
15.8	Betrieb bei maximaler Spannung	25
15.9	Nassprüfung des Isolationswiderstandes	25
15.10	Sichtprüfung	25
15.11	Unübliche Erscheinungen	25
16	Prüfung in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	25
16.1	Bedingungen für die Prüfungen in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	25
16.2	Prüfung der Anfangskapazität – Prüfung in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	25
16.3	Ladezyklus der Batterie – Prüfung in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	26
16.4	Funktionsprüfung des Systems – Prüfung in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	26
16.5	Zweite Kapazitätsprüfung und Autonomieprüfung – Prüfung in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	28
16.6	Erholungsprüfung – Prüfung in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	29
16.7	Prüfung der Endkapazität – Prüfung in Innenräumen mit einem Sonnensimulator	29
16.8	Betrieb bei maximaler Spannung	29
16.9	Nassprüfung des Isolationswiderstandes	29
16.10	Sichtprüfung	29
16.11	Unübliche Erscheinungen	30
17	Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30
17.1	Bedingungen für die Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30
17.2	Prüfung der Anfangskapazität – Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30
17.3	Ladezyklus der Batterie – Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30
17.4	Funktionsprüfung des Systems – Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30
17.5	Zweite Kapazitätsprüfung – Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30
17.6	Erholungsprüfung – Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30

17.7	Prüfung der Endkapazität – Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator	30
17.8	Betrieb bei maximaler Spannung	30
17.9	Nassprüfung des Isolationswiderstandes	30
17.10	Sichtprüfung	31
17.11	Unübliche Erscheinungen	31
18	Bestimmung des Abgleichpunktes des Systems	31
19	Modifizierungen	32
20	Prüfbericht	32
Anhang A (normativ) Klassifizierung von Bestrahlungsstärken und Systemen		33
Anhang B (normativ) Bestimmung der Modulausgangsleistung bei der Prüfung in Innenräumen mit einem PV-Modul-Simulator		34

Einleitung

Diese Norm behandelt kleine Photovoltaik-(PV-)Inselsysteme, die Elektroenergie für häusliche Beleuchtungs- und Kommunikationsanlagen (Radio/Fernsehen) bereitstellen. In dieser Norm wird ein Verfahren für die Prüfung der Bauarteignung angegeben.

Für den Marktbereich der kleinen Gleichspannungs-PV-Stromerzeugungssysteme für den Heimgebrauch, die auf dem internationalen Markt als Heim-Solaranlagen (SHS – Solar Home System) bezeichnet werden, besteht ein umfangreicher und dringender Bedarf an Normen und einer verbesserten Qualitätssicherung. Obwohl verschiedene Qualitätshandbücher und Kontrolllisten erarbeitet wurden, die hauptsächlich von nationalen und internationalen Förderern im Rahmen von Absatzprogrammen angeregt wurden, ist zu diesen Fragen ein internationaler Konsens notwendig. Die vorliegende Norm wurde vorrangig für SHS oder vergleichbare PV-Anwendungen erarbeitet.

Die in dieser Norm aufgeführten und behandelten hauptsächlichsten Ausfallbetriebsarten sind: ungeeignete Auslegung des Systems, Überladen der Batterie, übermäßiger Wasserverlust, Tiefentladen der Batterie, mangelhafte Verkabelung, ungeeignete Befestigung, unzureichendes Umweltverhalten der Bauteile usw.

Das in dieser Norm beschriebene Verfahren für die Prüfung der Bauarteignung besteht aus der Überprüfung der Vollständigkeit und der geeigneten Konstruktion sowie einer Funktions-, Autonomie- und Erholungsprüfung. Die Prüfungen sind so ausgelegt, dass sie nicht länger als zwei Monate dauern. Die Prüfverfahren sind als Prüfungen im Freien oder in Gebäuden durchführbar. Bei den Prüfungen in Innenräumen können die Freilandbedingungen durch Ersetzung der PV-Module/Anordnungen durch eine geeignete Stromversorgungsquelle nachgebildet werden. Die unterschiedlichen Prüfverfahren sind vorgesehen, um den zahlreichen Prüflaboratorien auf der Welt entgegen zu kommen.

Das vorliegende Dokument wurde unter Verwendung zahlreicher Quellen erarbeitet, von denen vorrangig die von NREL "Interim Test Methods and Procedures for Determining the Performance of Small Photovoltaic Systems" (NREL/TP-520-25077), "Procedures for Determining the Performance of Stand-Alone Photovoltaic Systems" (NREL/TP-520-27031), die Prüfergebnisse von JRC-ESTI, Genec, TÜV Rheinland, BPSolar, Transénergie und Cimat im PLISE-Projekt, der CENELEC Norm-Entwurf prEN 50312-2 "PV-Systeme – Heim-Solaranlagen — Teil 2: Leistungsverhalten – Prüfanforderungen und –verfahren" und das Ecofys "Quality Handbook of Solar Home Systems" zu erwähnen sind.

Die Umweltbedingungen besitzen einen Einfluss auf die Lebensdauer des Systems. Alle Komponenten sind für die Bauart geeignet und wurden umfassend auf ihre Beständigkeit gegen Umwelteinflüsse während des Betriebes geprüft. Es ist äußerst schwierig, die tatsächlichen Bedingungen im Freien in einer Prüfumgebung zu simulieren und als beschleunigte Prüfungen durchzuführen, die zu Systemausfällen oder Unsicherheiten auf Systemebenen führen.

1 Anwendungsbereich

Die im vorliegenden Dokument enthaltenen Spezifikationen, Prüfmethoden und -verfahren gelten für Photovoltaik-(PV-)Inselsysteme mit einer Systemnennspannung unter 50 V. Der Grenzwert von 50 V wurde vorgesehen, um Systeme mit 48-V-Batterien einzubeziehen. Es werden Systeme behandelt, die ein oder mehr PV-Modul(e), ein Traggerüst, Speicherbatterien, einen Laderegler und übliche Gleichstromlasten, wie Beleuchtung, Rundfunk- und Fernsehempfänger und Kühlschränke besitzen. Zugehörige Wechselstromlasten, einschließlich der erforderlichen Umrichter, werden als Gleichstromlasten angesehen. Die vom Hersteller festgelegte Last ist hinsichtlich der Bauarteignung ein Bestandteil des PV-Systems.

Im vorliegenden Dokument sind die Prüfverfahren und deren Durchführung auf die Bewertung des Leistungsverhaltens der Systeme eingeschränkt. Einzelne Untersysteme und Komponenten können überwacht werden, jedoch nur, um das Leistungsverhalten des Gesamtsystems zu bewerten.

Die Ergebnisse dieser Prüfung gelten exakt nur für die Komponenten, die geprüft wurden. Veränderungen der Komponenten oder der Spezifikationen der Komponenten erfordern eine neue Prüfung der Bauarteignung.

Diese Norm gilt für die Systemprüfung unter den vorherrschenden Bedingungen im Freien und unter simulierten Bedingungen in Innenräumen. Diese Prüfbedingungen werden vorgesehen, um die Mehrheit der Klimazonen zu erfassen, für die diese Systeme ausgelegt sind. Die Prüfungen in dieser Norm beruhen auf dem in IEC 60721-2-1 beschriebenen Allgemeinklima.

2 Zweck

Der Zweck dieser Norm besteht in der Überprüfung der Systemkonstruktion und des Leistungsverhaltens von PV-Inselsystemen. Während die Eignung einzelner Komponenten nach Umwelt- und Sicherheitsnormen geprüft werden kann, sind für die zusammengebauten Systeme weiterführende Überprüfungen notwendig, mit denen sichergestellt wird, dass die Komponenten gemeinsam so arbeiten, wie es vom Hersteller des Systems festgelegt ist. Die Leistungsprüfung besteht aus der Kontrolle der Funktionalität, der Autonomie und des Vermögens des Wiederanlaufes nach Perioden mit niedrigen Ladezuständen der Batterie und ergeben dadurch eine angemessene Sicherheit, dass das System nicht frühzeitig ausfällt.

3 Normative Verweisungen

Die folgenden normativen Dokumente enthalten Festlegungen, die durch Verweisung in diesem Text Bestandteil dieser Internationalen Norm sind. Bei datierten Verweisungen gelten spätere Änderungen oder Überarbeitungen dieser Publikationen nicht. Anwender dieser Internationalen Norm werden jedoch gebeten, die Möglichkeit zu prüfen, die jeweils neuesten Ausgaben der nachfolgend angegebenen normativen Dokumente anzuwenden. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen normativen Dokuments. Mitglieder von ISO und IEC führen Verzeichnisse der gültigen Internationalen Normen.

IEC 60364:1992, *Electrical Installation of Buildings*

IEC 60904-1, *Photovoltaic devices — Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*

IEC 60904-2, *Photovoltaic devices — Part 2: Requirements for reference solar cells*

IEC 60904-9, *Photovoltaic devices — Part 9: Solar simulator performance requirements*

IEC 60410, *Ausgabe 1.0, Sampling plans and procedures for inspection by attributes*

IEC 60721-2-1:1982, *Classification of environmental conditions — Part 2: Environmental conditions appearing in nature — Temperature and humidity; Amendment 1 (1987)*

IEC 61277, *Terrestrial photovoltaic (PV) power generatic systems: General and guidance*

IEC 61215, *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules — Design qualification and type approval*

IEC 61646, *Thin-film silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules — Design qualification and type approval*

IEC 61724, *Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement, data exchange and analysis*

IEC 61836:1997, *Solar photovoltaic energy systems — Terms and symbols*

IEC 61725:1997, *Reference Solar Day*

IEC 61730-1, *Photovoltaic module safety qualification — Part 1: Requirements for construction*

IEC 61730-2, *Photovoltaic module safety qualification — Part 2: Requirements for testing*

IEC 60364-7-712, *Electrical installation of buildings — Part 7: Requirements for special installations or locations — Section 712: Photovoltaic power supply systems*

ISO 17025:2000, *Requirements for Test Laboratories*

4 Abkürzungen

AC Wechselstrom

DAS Datenerfassungssystem

DC Gleichstrom

DRT Tägliche Betriebsdauer (der Last)

FS Vollformat

HVD Abschaltung bei Überspannung

LVD Abschaltung bei Unterspannung

PV Photovoltaisch

SHS Heim-Solaranlage

STC Norm-Prüfbedingungen

UBC Nutzbare Batteriekapazität

SP Sichtprüfung

5 Prüfverfahren

5.1 Verfahren

Die Verfahren für die Leistungsprüfungen werden in drei unterschiedliche Prüfungen eingeteilt: Funktionsprüfung, Autonomieprüfung und Wiederanlaufprüfung. Es sind Prüfungen im Freien und in Innenräumen ausführbar.

Es wird empfohlen, die Prüfung im Freien nur durchzuführen, wenn die Prüfbedingungen im Freien am Prüfort die gleichen Bedingungen sind, wie diejenigen, für die das System ausgelegt wurde. Bei abweichenden Bedingungen am Prüfort wird die Prüfung im Innenraum empfohlen.

Die Prüfungen, die in dieser Norm aufgeführt sind, werden unter den Bestrahlungsstärke- und Temperaturbedingungen durchgeführt, die für einen großen Bereich auf der Erde gelten, in dem diese System installiert werden. Jedoch können diese Prüfungen an die spezifischen klimatischen Bedingungen angepasst werden, falls sie sich von den Prüfbedingungen in dieser Norm deutlich unterscheiden.

5.2 Probenahme

Für die Eignungsprüfung müssen nach dem in IEC 60410 angegebenen Verfahren wahllos zwei vollständige Systeme (zuzüglich Ersatzsystem, wenn vom Lieferer festgelegt) aus einem Fertigungslos oder -losen entnommen werden. Diese Systeme müssen aus festgelegten Werkstoffen und Komponenten nach zutreffenden Zeichnungen und Verfahrensanweisungen hergestellt und der üblichen Prüfung, Qualitätskontrolle und den Annahmeverfahren des Herstellers unterzogen worden sein. Die Systeme müssen in jeder Hinsicht vollständig sein und es müssen zugehörige Bedien-, Montage- und Anschlussanweisungen des Herstellers sowie Sicherheitsanweisungen beigelegt sein.

Es ist ebenso von Bedeutung, dass die Batterien der zu prüfenden Systeme, die untrennbarer Bestandteil für die Prüfung der Bauarteignung sind, identisch mit den Batterien sind, die für den späteren praktischen

Einsatz verkauft werden. Kopien der zutreffenden Prüfzertifikate der PV-Module, Laderegler, Batterien und Lampen müssen bereitgestellt werden.

Wenn die zu prüfenden Systeme Prototypen einer neuen Konstruktion sind und nicht aus der laufenden Fertigung stammen, dann muss dies im Prüfbericht angegeben werden (Abschnitt 20).

6 Kennzeichnung

Ausrüstungen, Baugruppen und steckbare Teile des Systems müssen vom Hersteller mit folgenden, deutlichen und dauerhaften Angaben in der Sprache des Anwenders und/oder Technikers versehen werden:

- Name, Kurzzeichen oder Symbol des Herstellers/Lieferers;
- Typen- oder Modellnummer;
- Versorgungsspannung, Spannungsart und Frequenz;
- Serien- oder Losnummer;
- Polarität der Anschlussklemmen oder Anschlussleitungen;
- Anschlusspunkte für die ankommenden Leiter;
- Warnungen zu Vorsichtsmaßnahmen hinsichtlich besonderer Anforderungen für Lagerung und Handhabung.

Herstellungsdatum und -ort müssen auf den Komponenten angegeben oder anhand der Seriennummer rückverfolgbar sein.

Sämtliche Komponenten müssen mit den zugehörigen Dokumenten hinsichtlich Bemessung, Zertifikaten und Spezifikationen in der Sprache des Anwenders und/oder Technikers bereitgestellt werden. Anstelle eines beschreibenden Nutzerhandbuches dürfen gegebenenfalls grafische Darstellungen verwendet werden.

Aufschriften auf der Ausrüstung müssen entsprechend der guten ergonomischen Praxis so ausgeführt sein, dass Warnhinweise, Bedien- und Anzeigeelemente, Prüfeinrichtungen, Sicherungen usw. an der richtigen Stelle angeordnet und logisch zu Gruppen zusammengefasst sind, um die richtige und eindeutige Erkennbarkeit zu erleichtern.

7 Prüfungen

Das System muss den Prüfungen in der Reihenfolge unterzogen werden, die in der vorliegenden Norm angegeben ist.

Bei der Durchführung der Prüfungen muss der Prüfer die Anweisungen des Herstellers zu Handhabung, Montage und Anschluss einhalten.

Sollte bei einer Prüfung einer der beiden ausgewählten Prüflinge ausfallen, muss ein weiteres System, dass die Anforderungen nach 5.2 erfüllt, der gesamten zutreffenden Prüfreihefolge von Beginn an unterzogen werden. Fällt dieses System auch aus, dann muss die Konstruktion so bewertet werden, dass sie den Anforderungen an die Bauartegnung nicht entspricht.

Auf Bild 1 wird der Ablauf für die Prüfung der Bauartegnung dargestellt.

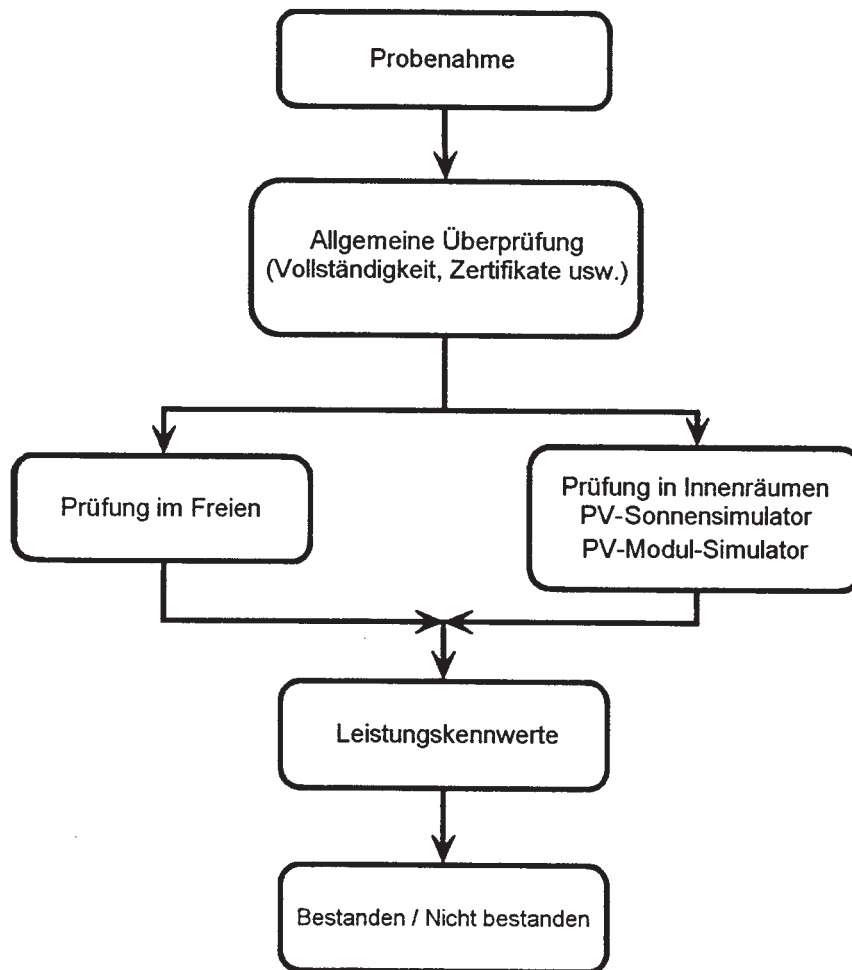


Bild 1 — Flussdiagramm für den Ablauf der Prüfung der Bauarteignung

8 Annahmekriterien

Die Konstruktion eines Systems hat die Eignungsprüfung bestanden, wenn jeder Prüfling den folgenden Kriterien entspricht.

8.1 Vollständigkeit des Systems

Das System muss vollständig sein, d. h. es muss folgende Elemente enthalten:

- sämtliche notwendige Teile;
- Spezifikation des Herstellers zur täglichen Betriebsdauer (DRT – Daily Run Time) unter Prüfbedingungen. Ein weiterer wichtiger Parameter ist der Wert der Last und die tägliche Anzahl der Stunden, die das System mit Last unter Prüfbedingungen betrieben werden kann (DRT). Für die Bestrahlungsstärkeklasse II wird auf Anhang A verwiesen. Die tägliche Betriebsdauer unter Prüfbedingungen muss vom Hersteller angegeben werden. Zuerst muss der Hersteller die SHS-Klasse des Systems unter Prüfbedingungen festlegen (siehe Anhang A);
- Spezifikation des Herstellers hinsichtlich der Tage der Autonomie unter Prüfbedingungen;
- Zertifikate;
- Bedienungsanleitung, einschließlich der Aufstellung der Ersatzteile und Werkzeuge;
- Servicehandbuch.

8.2 Zertifikate

PV-Module, Laderegler, Batterie und zutreffende Lasten, wie Beleuchtung und sonstige, die vom Hersteller festgelegt und in dieser Reihe aufgenommen sind, müssen ein Zertifikat für die Bauartzulassung besitzen, das von einer kompetenten Prüfstelle, die die Anforderungen nach ISO 17025 erfüllt, ausgestellt wurde.

Die PV-Module müssen nach IEC 61215, IEC 61730-1 und IEC 61730-2 für PV-Module aus kristallinem Silizium und nach IEC 61646, IEC 61730-1 und IEC 61730-2 für Dünnschicht-PV-Module geeignet sein.

Die BOS-Komponenten müssen nach IEC 62093 geeignet sein.

8.3 Bedienungsanleitung

Das System muss mit einer Bedienungsanleitung nach Abschnitt 10 bereitgestellt werden.

8.4 Servicehandbuch

Für Installation, Betrieb und Instandhaltung muss ein Servicehandbuch nach Abschnitt 11 bereitgestellt werden.

8.5 Leistungsprüfungen

Das System muss die in Abschnitt 14 angegebenen Leistungsprüfungen bestehen.

Es gelten folgende Annahmekriterien:

- Die Last muss bei allen Stufen der Prüfung funktionieren, sofern nicht der Laderegler die Last aufgrund eines geringen Ladezustandes der Batterie abgeschaltet hat (wenn LVD aufgetreten ist, dann müssen die Angaben im Leistungsdiagramm angegeben werden);
- Die Batteriekapazität darf sich während der Prüfdauer um nicht mehr als 10 % verringern und wird angegeben mit $(C_0 - C_2)/C_0 < 10 \%$.
- Wiederanlauf: die "Wiederanlaufprüfung" sollte einen Aufwärtstrend der Systemspannung zeigen. Bei der Wiederanlaufprüfung sollte die Gesamtkapazität in der Batterie $\geq 50 \%$ von C_1 betragen;
- im Anschluss an die Kapazitätsprüfung C_1 , sollte die Last wieder mit oder vor dem dritten Zyklus der "Wiederanlaufprüfung" den Betrieb aufnehmen;
- Der Abgleichpunkt des Systems (siehe Diagramm der Systemkennwerte) muss an die festgelegte Klasse der Mindestbestrahlungsstärke oder eine darunter liegende Klasse angepasst sein;
- Die gemessenen Tage der Autonomie müssen den festgelegten Mindesttagen der Autonomie angepasst sein, wie sie vom Hersteller oder vorhergehend angegeben wurden.
- Die Last muss unbeschädigt nach der Festlegung des Herstellers bei der höchsten Batteriespannung funktionsfähig sein, die in Perioden mit hoher Bestrahlungsstärke und einem hohen Ladezustand auftreten kann.
- Während der Prüfungen darf kein Prüfling eine(n) unnormale(n) Unterbrechung oder Kurzschluss zeigen.

8.6 Sichtprüfung auf größere Fehler

Vor und nach den Leistungsprüfungen nach Abschnitt 14 darf es keine sichtbaren Anzeichen auf größere Fehler geben, die in Abschnitt 12 festgelegt sind.

8.7 Systemspezifikationen

Die in Abschnitt 9 angegebenen Systemspezifikationen müssen eingehalten werden.

9 Systemspezifikationen

9.1 Schutz gegen Entladung der Batterien über das (die) Modul(e)

Eine Entladung der Batterie über das (die) Modul(e) muss verhindert werden. Die dafür vorgesehenen Vorrichtungen müssen dokumentiert sein. Werden Sperrdioden verwendet, dann muss das Stromführvermögen 50 % größer als der Kurzschlussstrom (bei Standard-Prüfbedingungen) sein. Der Scheitelwert der Sperrspannung muss mindestens doppelt so groß wie die Leerlaufspannung der Batterie sein.

9.2 Tragkonstruktion und Untergrund

Der Hersteller muss Berechnungen/Nachweise über die Beständigkeit der Tragkonstruktion mit den installierten PV-Modulen hinsichtlich der Bemessungswindlast bereitstellen.

Jede Konstruktion für die Anwendung im Freien, einschließlich der Teile für sämtliche äußeren Verbindungen, müssen korrosionsbeständig sein. Der Hersteller muss den Nachweis (Berechnungen/Zertifikate) für die angemessene Beständigkeit liefern)

9.3 Verbindungen

Elektrische Verbindungen müssen so ausgelegt sein, dass eine ausreichende Zugentlastung vorhanden ist und ein Lösen durch thermische Wechselbeanspruchung so weit wie möglich verhindert wird.

Zwischen den Solarmodulen und dem Laderegler dürfen nur wasserdichte, mechanisch stabile und UV-beständige Kabel verwendet werden.

Der Bemessungswert des höchsten Dauerstromes der Leiter in PV-Systemen muss mindestens 125 % des Kurzschlussstromes des gesamten Arrays betragen.

- Der Spannungsabfall vom (von den) Modul(en) zur Batterie muss, ausgenommen die Verluste an der Diode, kleiner sein als 5 % bei Gesamtstrombelastung.
- Der Spannungsabfall von der Batterie zur Last muss kleiner sein als 5 % bei Gesamtstrombelastung.

Der Hersteller muss hierfür einen entsprechenden Nachweis liefern (Berechnungen sind zulässig).

Alle Verbindungen müssen farbkodiert und/oder mit Aufschriften versehen sein.

9.4 Steckverbindungen

Sämtliche Steckverbindungen müssen beständig gegen Umwelteinflüsse, gepolt und in der Lage sein, 150 % des Kurzschlussstromes bei Standard-Prüfbedingungen auszuhalten.

Verbindungen für die Installation vor Ort müssen an Anschlussleisten oder über Steckverbinder mit Schraubverschluss verbunden werden. Lötverbindungen bei der Installation vor Ort sind zu vermeiden. Drahtmuttern sind nicht zulässig.

Das Bemessungs-Stromführvermögen der Verbindung darf nicht kleiner als der Strom-Bemessungswert des Stromkreises sein.

9.5 Sicherungen und Leistungsschalter

Installierte Sicherungen mit unterschiedlichem Ausschaltvermögen müssen unterschiedliche physikalische Größen besitzen. Alternativ dazu ist eine deutliche Farbkodierung oder Beschriftung zulässig.

Sicherungen müssen:

- nach Festlegung des Herstellers für die Leitergröße und die Komponente ausgelegt sein, für deren Schutz sie vorgesehen sind;

- für die Umgebung bemessen sein, in der sie eingesetzt werden (es ist darauf zu achten, dass Korrosion oder Explosion durch Batteriegase vermieden werden);
- mit Bemessungsstrom und -spannung und entsprechend der Anwendung (Gleich- oder Wechselstrom) gekennzeichnet sein;
- für den Gleichstrombetrieb bei Gleichstromanwendungen bemessen sein;
- entsprechende Spannungsbemessungswerte für den zu schützenden Stromkreis besitzen.

Leistungsschalter müssen:

- für den Gleichstrombetrieb bemessen sein;
- für die Umgebung bemessen sein, in der sie eingesetzt werden (es ist darauf zu achten, dass Korrosion oder Explosion durch Batteriegase vermieden werden);
- mit Bemessungsstrom und -spannung und entsprechend der Anwendung (Gleich- oder Wechselstrom) gekennzeichnet sein;
- höhere Spannungsbemessungswerte als die höchste Spannung des Stromkreises besitzen;
- so für den Schutz des Stromkreises bemessen sein, wie es in IEC 60364-7-712 festgelegt ist.

Falls übliche transiente Stoßströme zu erwarten sind, dann müssen die Sicherungen und Leistungsschalter eine entsprechende Zeitverzögerung bis zum Auslösen besitzen.

10 Bedienungsanleitung

Die Bedienungsanleitung muss in der Sprache des Anwenders vorliegen und muss enthalten:

- Empfehlungen für die elektrische Sicherheit;
- Sicherheitsanforderungen an die Batterie;
- Instandhaltungsanforderungen an die Batterie;
- Anforderungen an den Batterieaustausch;
- Beschreibung der für den Anwender wesentlichen Teile;
- Verfahren für den sachgerechten Betrieb des Systems, einschließlich einer Aufstellung über Lastbegrenzungen und problematischer Lasten. Diese Verfahren müssen den vorgesehenen Betrieb, einschließlich der Lasterhaltung, während Perioden mit unfreundlichem Wetter, und/oder den Fall der Abschaltung bei niedriger Spannung enthalten. Eine Prüfliste mit den erforderlichen Arbeiten im Falle eines Systemsausfalls muss enthalten sein. Die Verfahren zur Überprüfung, dass das PV-Array nicht abgeschattet ist und wie das Abschatten zu verhindern ist, müssen erläutert werden;
- Instandhaltungsmaterial;
- Abschaltverfahren für den Notfall;
- Installations- und Betriebsanweisungen für den Laderegler (Umgebungsbedingungen, Einstellung von Schwellenwerten);
- Funktionsblockschaltbild.

Das Leistungsverhalten muss festgelegt werden als:

- mittlere Bemessungs-Energielieferung;
- Autonomie;
- Anwendungs-Betriebsstunden.

Der Anwender muss angewiesen werden, dass bei der Installation zusätzlicher Stromkreise stets die Verteilertafel zu benutzen und ein direktes Anschließen an die Batterie zu vermeiden ist.

11 Servicehandbuch

Das Servicehandbuch muss in der Sprache des Technikers vorliegen und muss enthalten:

- eine Kopie der Bedienungsanleitung;
- eine vollständige Aufstellung über sämtliche Systemkomponenten und Ersatzteile mit zugehörigen Literaturhinweisen, Spezifikationen und Gewährleistungsangaben des Herstellers;
- ein vollständiger Satz der Diagramme und Zeichnungen über die Endgestaltung des Systems (schematischer elektrischer und mechanischer Aufbau sowie Anordnung, usw.)
- eine Beschreibung der notwendigen Werkzeuge und erforderlichen Ausrüstungen für die Installation;
- Installationsanweisungen;
- Prüfverfahren zur Abnahme nach abgeschlossener Installation, einschließlich sämtlicher zugehöriger Einstellpunkte und Prüfverfahren. Dazu gehören:
 - Verfahren zur Überprüfung der Spannungseinstellpunkte des Ladereglers, sofern zutreffend;
 - Verfahren zur Messung des Stromes des Arrays unter Ladebedingungen;
 - Prüfverfahren für den ungestörten Betrieb der Last;
- Verfahren zur zyklischen Überprüfung der Batteriekapazität;
- Verfahren zur Messung des Spannungsabfalls zur Überprüfung des geforderten höchsten Spannungsabfalls;
- empfohlener Instandhaltungsplan mit Instandhaltungsanweisungen;
- Anleitung zur Fehlersuche, die sich auf sämtliche Systemkomponenten bezieht. Diese muss Instandsetzungs- und Fehlersuchverfahren enthalten, die vom Lieferer durchgeführt werden können.
- Funktionsblockschaltbild;
- Verfahren zur Abschaltung im Notfall;
- Anweisungen zur Erdung und zum Blitzschutz dürfen enthalten sein.

Im Servicehandbuch müssen sämtliche sachdienlichen Angaben für Installation, Betrieb und Instandhaltung enthalten sein und dürfen sich nicht auf Produktspezifikationen oder einzelnen Anweisungen für Komponenten des Herstellers beziehen, selbst wenn diese zur Verfügung stehen.

12 Größere Fehler

Für die Prüfung der Bauarteignung werden folgende Fehler als größere Fehler angesehen:

- Ausfall einer Systemkomponente, einschließlich der Last;
- gebrochene, rissige, verbogene, versetzte oder gerissene äußere Oberflächen von Komponenten (PV-Modul, Batterie, Laderegler, weitere BOS-Komponenten)
- Braunfärbung von Leiterplatten;
- Funktionsausfall des Ladereglers;
- Verlust der mechanischen Unversehrtheit bis zu einem Umfang, die die Installation und/oder den Betrieb des Systems beeinträchtigen könnte;
- Verschlechterung der Isolierung der Verbindungen;
- Austritt von Elektrolyt aus den Batterien;
- Anzeichen von Überhitzung oder Korrosion.

13 Spezifikation der Last

Der Hersteller muss die Last für das System vorsehen. Im Falle mehrerer Lasten, muss der Hersteller die Schaltreihenfolgen festlegen, soweit zutreffend. Bei sämtlichen Prüfungen müssen alle Lasten gleichzeitig betrieben werden.

Der Hersteller muss die tägliche Betriebsdauer in Stunden (DRT) festlegen, mit der das System die Last unter den in dieser Norm beschriebenen Prüfbedingungen versorgen kann. Diese Anzahl muss aus der in Anhang A festgelegten Bestrahlungsstärkeklasse II abgeleitet werden.

Während der Prüfung und bei angeschlossenem Modul, darf die Last niemals bei Tageslicht oder zu Zeitpunkten versorgt werden, wenn die solare Bestrahlungsstärke größer als 50 W/m² ist.

14 Leistungsprüfung

14.1 Prüfgeräte und Prüfvorrichtungen

Für die Durchführung der Systemprüfungen sind folgende Prüfgeräte und Prüfvorrichtungen erforderlich:

- Gleichspannungs- und Gleichstrommessgeräte nach IEC 60904-1, mit der Ausnahme, dass die auf den Skalenendwert bezogene Messunsicherheit innerhalb von $\pm 1\%$ liegen muss;
- Gleichstrom-Ah-Zähler oder andere Überwachungseinrichtungen;
- Zeitmesseinrichtung oder andere Überwachungseinrichtungen;
- PV-Referenzzelle, die nach IEC 60904-2 ausgewählt und kalibriert wurde;
- geeignete Messeinrichtungen zur Überprüfung des Referenzbauelements und des Arrays, die sich in einer Ebene mit einer Abweichung von $\pm 5\%$ befinden;
- Temperaturfühler mit einer Genauigkeit von $\pm 1\text{ K}$;
- Kompass;
- Batterie-Säureprüfer;
- automatisches Datenerfassungssystem zur Erleichterung der Systemüberwachung während der Prüfung.

14.1.1 Festlegungen für das Datenerfassungssystem

Das Datenaufzeichnungsgerät muss mindestens einen 12-Bit-Analog-Digital-Wandler und einen Eingangsbereich besitzen, der die erwarteten höchsten positiven und negativen Spannungen überschreitet. Das Datenerfassungssystem muss zuverlässig sein: wenn Datenwerte von mehr als 4 h oder andere kritische Daten wegen eines Stromausfalls bei der Prüfung verloren gehen, dann muss diese Prüfung neu begonnen werden.

Die Abtastgeschwindigkeit des Datenaufzeichnungsgerätes ist von der Bauart des Ladereglers abhängig. Bei Ein-Aus-Reglern muss die Abtastgeschwindigkeit des Datenaufzeichnungsgerätes mindestens doppelt so hoch wie die Schaltdauer des Reglers sein. Beispielsweise, wenn der Betrieb der Spannungsregelschaltung alle 10 s erfolgt, dann muss die Abtastung einmal alle 5 s oder häufiger erfolgen.

Bei Ladereglern mit einer Konstantspannungs- oder Pulsbreitenmodulationsschaltung kann die Schaltdauer im Bereich von Millisekunden und nicht von Sekunden liegen. Die Abtastgeschwindigkeit des Datenaufzeichnungsgerätes sollte mindestens doppelt so hoch wie die Schaltfrequenz des Ladereglers sein. Einige Datenaufzeichnungsgeräte sind nicht in der Lage, mit dieser Geschwindigkeit abzutasten. Wenn die Abtastgeschwindigkeit des Datenaufzeichnungsgerätes nicht ausreichend schnell ist, dann besteht ein Verfahren darin, einmal je Sekunde abzutasten und am Eingang des Datenaufzeichnungsgerätes eine Integrator/Filter-Schaltung anzuwenden. Die Zeitkonstante der Integrator/Filter-Schaltung muss mindestens doppelt so groß sein wie die Abtastperiode.

Zur Bestimmung des Ladereglertyps und dessen Schaltfrequenz kann ein Oszillograph erforderlich sein.

Die Daten müssen als 5-Minuten-Mittelwerte mit den entsprechenden Größt- und Kleinstwerten gespeichert werden, die für jede Prüfung geeignet sind.

Folgende Parameter müssen gemessen/bestimmt werden:

Tabelle 1 — Zu messende/bestimmende Parameter

Gemessener Parameter	Bemerkungen	Aufgezeichnete Parameter
Array-Spannung	Spannung am Array vor den Sperrdioden gemessen an der Batterie	Kleinst-, Mittel- und Größtwert
Lastspannung		Kleinst-, Mittel- und Größtwert
Batteriespannung		Kleinst-, Mittel- und Größtwert
Array-Strom		Kleinst-, Mittel- und Größtwert
Laststrom		Kleinst-, Mittel- und Größtwert
Batteriestrom		entnommene und zugeführte Batteriekapazität
Lufttemperatur	am Temperatursensordrehpunkt oder negativen Batteriepol	Mittelwert
Modultemperatur		Mittelwert
Batterietemperatur		Mittelwert
Solare Bestrahlungsstärke		Solare Bestrahlungsstärke
Lastbetrieb		Lastbetriebsdauer

14.1.2 Festlegungen für Messfühler

Die Spannungsmessfühler müssen einen Messbereich besitzen, der die größte erwartete Spannung überschreitet und müssen eine Auflösung von mindestens 0,01 V besitzen. Die Strommessfühler müssen einen Messbereich besitzen, der den erwarteten größten positiven und negativen Strom überschreitet und müssen eine Auflösung von mindestens 0,01 A besitzen.

Die Messunsicherheit von Strom- und Spannungsmessung muss innerhalb $\pm 1\%$ des Messwertes liegen.

Die Temperaturmessfühler müssen einen Messbereich besitzen, der die erwarteten höchsten positiven und negativen System- und Umgebungstemperaturen überschreitet und müssen eine Auflösung von mindestens 1 K oder besser besitzen. Die Messunsicherheit der Temperaturmessung muss mindestens ± 2 K betragen.

Der Bestrahlungsstärkemessfühler muss einen geeigneten Messbereich besitzen, die Messunsicherheit darf höchstens $\pm 5\%$ vom Messwert betragen.

14.2 Dokumentation der Prüfung

Zusätzlich zum Aufzeichnen der wichtigen Systemdaten muss der Prüfer die sachdienlichen Prüfdaten, Berechnungen und entsprechende Bemerkungen aufbewahren. Eine elektronisch erstellte Kopie der Systemdaten muss für spätere Referenzzwecke aufbewahrt werden.

14.3 Installation

Das System ist nach den Anweisungen des Herstellers zu installieren.

Bei Prüfungen im Freien ist ein ungestörtes Solarfenster sicherzustellen, d. h. das PV-Array darf während der Prüfdauer nicht von Gegenständen, Gebäuden oder Pflanzen abgeschattet werden.

Bei Prüfungen in Innenräumen ist ein "Klasse-C-Sonnensimulator" zu verwenden oder es darf eine elektronische Stromversorgung zur Nachbildung des Moduls verwendet werden.

In Abhängigkeit von Systemaufbau kann es einfacher sein, das Datenerfassungssystem bei der Systemmontage zu installieren.

Die Installationsanweisungen müssen alle Stufen der Systemmontage beschreiben.

Der Prüfer darf das System nicht modifizieren oder Erweiterungen vornehmen: das System darf nur so installiert und geprüft werden, wie es angeliefert wurde und in der Dokumentation festgelegt ist.

Wenn die Kabel für die Installation vorgerichtet sind, dann muss der Prüfer die mit dem System erhaltenen Kabel in ihrer Gesamtlänge verwenden.

Bei der Installation des Ladereglers ist zu beachten, dass bei einigen Typen der Anschluss in einer festgelegten Reihenfolge durchzuführen ist, um Beschädigungen zu vermeiden. Die Anweisungen des Herstellers sind zu beachten.

14.3.1 Vorbehandlung des Systems

Die Anweisungen des Herstellers zum Einfüllen des Elektrolyten und zur Vorbehandlung der Batterie für den Systembetrieb zu befolgen.

Wenn die Vorbehandlung der Batterie in der Systemdokumentation nicht aufgeführt ist, dann darf das System nur so installiert und betrieben werden, wie es in den Anweisungen des Herstellers erläutert ist.

ANMERKUNG Bestimmte fortschrittliche Laderegler brauchen einige Tage/Zyklen, um die optimalen Einstellungen zur Anpassung an das System zu finden. Dies muss vom Hersteller angegeben werden und der Leistungsprüfung muss die vorgeschriebene Anzahl derartiger Zyklen vorausgehen.

PV-Module, die eine lichtabhängige Verschlechterung zeigen (z. B. amorphes Silizium) müssen einer Anfangslichtbehandlung nach IEC 61646 ausgesetzt werden.

14.3.2 Überprüfung des Lastbetriebes

Die Last ist integraler Bestandteil des Systems und die Größe dieser Last ist ein wichtiger Konstruktionsparameter. Deshalb müssen alle Lasten installiert und gleichzeitig betrieben werden.

Es ist zu überprüfen, ob die Last anläuft und bestimmungsgemäß arbeitet.

In Systemen mit mehreren Lasten ist zu überprüfen, ob jede einzelne Last anlaufen kann und in Betrieb bleibt, während alle anderen Lasten in Betrieb sind.

Für diese Prüfung ist es nur erforderlich, dass die Lasten lang genug betrieben werden, um deren bestimmungsgemäße Funktion zu bestimmen. Z. B. der Betrieb einer Niederdruck-Natriumdampflampe bis zum Erreichen der vollen Helligkeit von etwa 15 min.

Nach der Überprüfung der bestimmungsgemäßen Funktion werden sämtliche Lasten ausgeschaltet.

14.3.3 Installationsprüfung

Es sind allgemeine Prüfungen der Systeminstallation durchzuführen, um zu überprüfen, dass das System ordnungsgemäß installiert wurde, die enthalten müssen:

- Nassprüfung des Isolationswiderstands nach ASTM E44 203. Der gemessene Wert des Isolationswiderstandes sollte mindestens $36 \text{ M}\Omega\cdot\text{m}^2$ dividiert durch die Arrayfläche $[\text{m}^2]$ betragen;
- Sichtprüfung nach 14.4.

14.3.4 Bemerkungen zur Installation

Fehlende Schritte oder Schwierigkeiten bei der Einhaltung der vom Hersteller angegebenen Installationsverfahren sind aufzuzeichnen.

14.3.5 Installation des Datenerfassungssystems

Der POA-Bestrahlungsstärkemessfühler ist zu installieren.

Der Bestrahlungsstärkemessfühler muss so nahe wie möglich am Array angeordnet werden, ohne dabei das Array abzuschatten.

Der Bestrahlungsstärkemessfühler muss in derselben Ebene und mit einem auf das Array bezogenen Neigungswinkel von $\pm 5^\circ$ befestigt werden.

Das Datenerfassungssystem ist so zu programmieren, dass die Bestrahlungsstärke überwacht und alle 5 min als Mittelwert aufgezeichnet wird.

Installation der Temperaturmessfühler:

- Der Temperaturmessfühler für die Umgebungstemperatur muss mit Ansaugung arbeiten oder unter einer zweifach abschattenden Schirmung angeordnet werden.
- Der Temperaturmessfühler an der Rückseite des Moduls muss in der Mitte der Solarzelle angeordnet werden, die sich in der Mitte des Moduls befindet; dabei ist Wärmeleitpaste zu verwenden und der Fühler mit Isolierstoff und Folie abzudecken.

Der Temperaturmessfühler für die Batterie muss so nahe wie möglich am Temperaturkompensationsfühler befestigt werden. Wenn die Temperaturkompensation im Laderegler eingebaut ist, muss ein zusätzlicher Temperaturmessfühler angebracht werden, um die Temperatur des Reglers zu messen.

Das Datenerfassungssystem ist so zu programmieren, dass die Temperaturen überwacht und alle 5 min als Mittelwerte aufgezeichnet werden.

Die Spannungsmessfühler für das PV-Array und die Lasten sind zu installieren.

Das Datenerfassungssystem ist so zu programmieren, dass die Array- und Lastspannungen überwacht und alle 5 min als Mittelwerte aufgezeichnet werden.

Der Spannungsmessfühler für die Batterie ist an den Batterianschlussklemmen zu installieren.

Das Datenerfassungssystem ist so zu programmieren, dass die Batteriespannung überwacht und alle 5 min als Mittelwert aufgezeichnet wird.

Größt- und Kleinstwerte der in Tabelle 1 festgelegten Signale müssen auch erfasst und gespeichert werden.

Die Strommessfühler sind an PV-Array, Batterie und den Lasten zu installieren.

Das Datenerfassungssystem ist so zu programmieren, dass die von der Batterie aufgenommenen und abgegebenen Ströme, der Strom des Arrays und der Strom für die Last überwacht und alle 5 min als Mittelwerte aufgezeichnet werden.

Die Gleichstromleistung von Array und Lasten sind zu berechnen. Die Gleichstromleistung darf durch Multiplizieren der mittleren Gleichspannung und des mittleren Gleichstroms berechnet werden.

Ein Messfühler ist zur Erfassung des bestimmungsgemäßen Betriebes der Last zu installieren, z. B. ein Lichtmessfühler vor einer Lampe. Bei einer Leuchtstofflampe wäre es nicht ausreichend, nur den Laststrom als Anzeige des Betriebes der Last zu verwenden, weil die Lampe eine Fehlfunktion haben könnte, bei der noch Strom vom Vorschaltgerät aufgenommen wird. Das Verfahren für den Betrieb der Last ist aufzuzeichnen.

Das Datenerfassungssystem ist so zu programmieren, dass die Verbrauchsdauer der Last überwacht und die Lastbetriebsdaten alle 5 min als Mittelwerte aufgezeichnet werden.

Eine Kopie der schematischen Darstellung ist so zu modifizieren, um die Anordnungen der Messfühler für das Datenerfassungssystem darzustellen.

Diese modifizierte schematische Darstellung muss in den Bericht nach Abschnitt 20 aufgenommen werden.

14.3.6 Fotografien des Systems

Das PV-System und die Last sind zu fotografieren, nachdem das System installiert und für die Messungen vorbereitet wurde. Diese Fotografien sind der Dokumentation beizufügen.

14.4 Sichtprüfung

Das System und seine Komponenten sind auf Beschädigungen und Ausführung zu überprüfen (z. B. Eignung der tragenden Elemente).

Besonders gründlich zu untersuchen sind:

- PV-Array;
- Batterie;
- Last;
- Laderegler;
- Befestigungskonstruktion;
- Verkabelung;
- Sicherungen, Trennschalter, Schutzeinrichtungen;
- Beschädigungen von Gehäusen, Anschlussklemmen, Anzeigen;
- Ausführungsgüte;
- Einkapselungen.

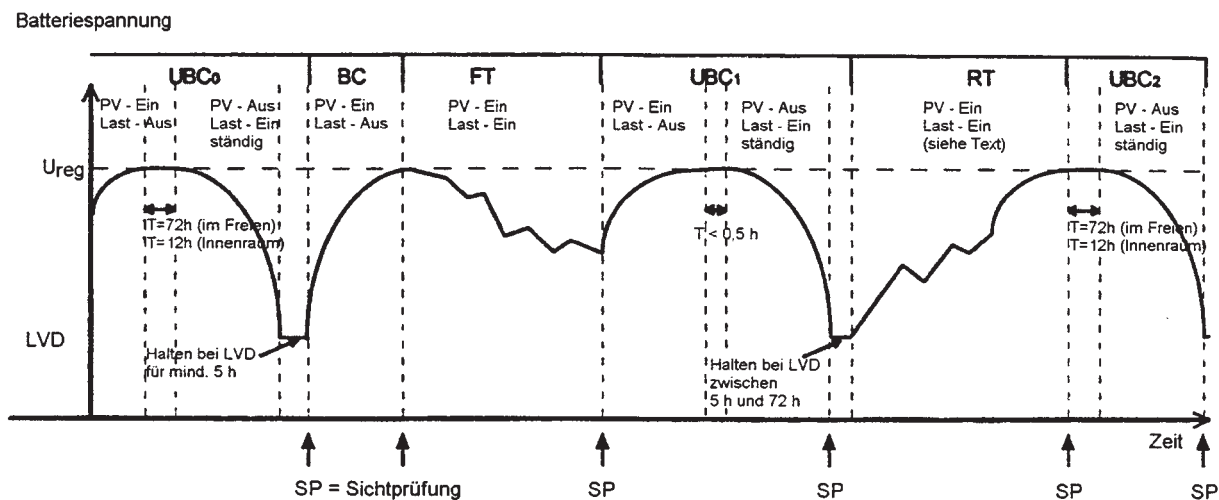
Nach jeder Prüfung sind sämtliche Leiter auf ihrer gesamten Länge auf Verfärbung oder Versprödung der Isolierung zu untersuchen. Unterdimensionierte Leiter und schlechte Verbindungen lassen eine Überhitzung durch spröde und verfärbte Isolierung erkennen.

Alle beobachteten Besonderheiten müssen sorgfältig im Bericht (Abschnitt 20) dokumentiert und, sofern notwendig, fotografiert werden.

Die Vollständigkeit sämtlicher Teile ist anhand der Stückliste zu überprüfen. Es ist jedes fehlende Teil des Systems zu notieren, dass vorhanden sein müsste. Wenn wesentliche Teile fehlen, d. h. Teile, ohne die das System nicht den Prüfungen unterzogen werden kann, dann hat das System die Prüfung nicht bestanden und ist an den Hersteller zurückzusenden.

14.5 Reihenfolge der Prüfungen

Die folgende Darstellung zeigt die verschiedenen Schritte für die Leistungsprüfung des Systems:



Prüfprofil für die Leistungsprüfung eines PV-Inselsystems

Bei den Prüfung zum Nachweis von Betriebsverhalten bei geringer Entladung, Batterieerholung, praktischem Betrieb und Erreichen von HVD bei üblichem Betrieb, selbst nach vollständiger Entladung, werden, sonniges Wetter vorausgesetzt, verschiedene Prüfreihenfolgen angewendet.

UBC₀: Prüfung der nutzbaren Anfangskapazität – Nach der Installation des Systems ist die Batterie zu laden und zu entladen. Die nutzbare Batteriekapazität (UBC – Usable Battery Capacity) ist zu messen.

BC: Laden der Batterie – Vor der Funktionsprüfung ist die Batterie wieder zu laden.

FT: Funktionsprüfung – Die Funktionsprüfung wird durchgeführt, um nachzuweisen, dass das System und die Last bestimmungsgemäß arbeiten.

UBC₁: Zweite Prüfung der nutzbaren Batteriekapazität – Zweite Kapazitätsprüfung und Autonomieprüfung – Die Batterie ist zu laden und zu entladen. Die nutzbare Batteriekapazität ist zu messen. Die Systemautonomie ist zu bestimmen.

RT: Erholungsprüfung – Bestimmen der Fähigkeit des PV-Systems, eine entladene Batterie zu laden.

UBC₂: Zweite Prüfung der nutzbaren Batteriekapazität – Prüfung der Endkapazität – Die Batterie ist zu laden und zu entladen. Die nutzbare Batteriekapazität ist zu messen.

Die Leistungsprüfung des Systems darf in Innenräumen oder im Freien durchgeführt werden.

14.6 Kennlinie des Systems

Die folgende Darstellung zeigt den Hauptkennwert eines Systems, den "Abgleichpunkt des Systems". Der Abgleichpunkt des System ist der Schnittpunkt der beiden Geraden, die gezogen werden können, nachdem das System den in dieser Norm angegebenen Prüfungen unterzogen wurde. Sie geben den Mindestbetrag der täglichen Bestrahlungsstärke an, der für bestimmungsgemäßen Betrieb des Systems durchschnittlich erforderlich ist.

Auf der horizontalen Achse des Diagramms ist die tägliche Bestrahlungsstärke aufgetragen, auf der vertikalen Achse der Betrag der Energie in Ah, der in die Batterie geladen wird.

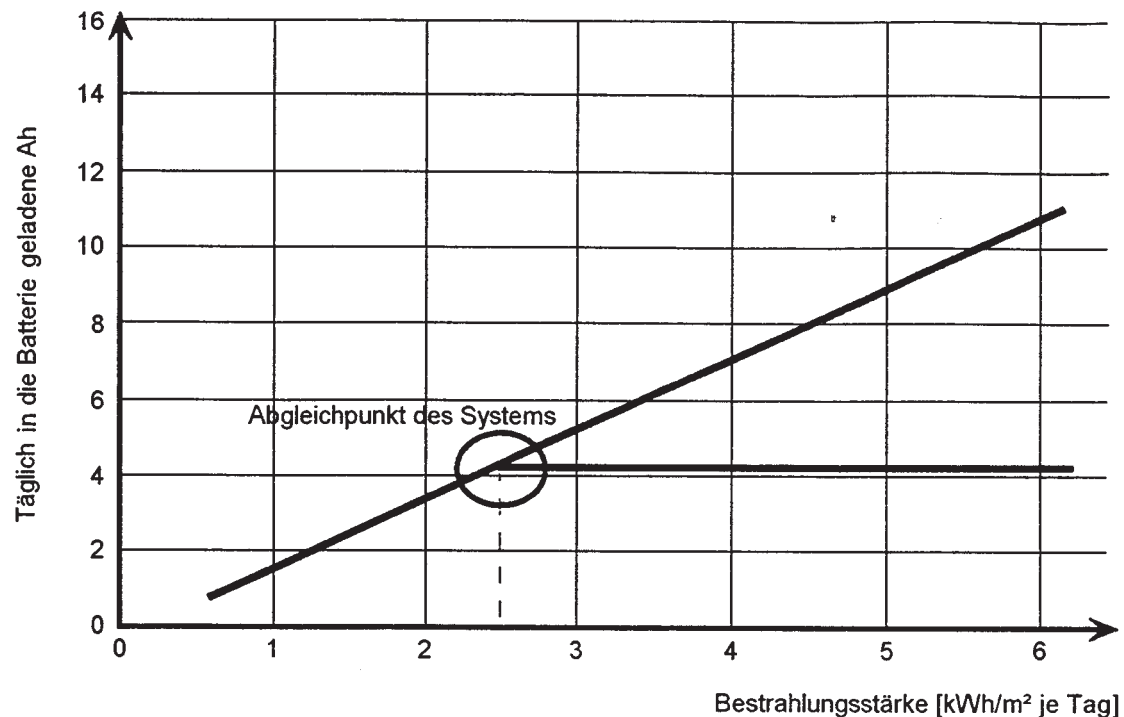


Bild 2 — Kennlinie des Systems

15 Prüfungen im Freien

15.1 Bedingungen für die Prüfungen im Freien

Die Batterien müssen auf einer Temperatur von $(30 \pm 5) ^\circ\text{C}$ gehalten werden.

Die allgemeine Umgebungstemperatur während der Prüfungen muss $(27 \pm 10) ^\circ\text{C}$ betragen.

Sofern Tage mit niedriger solarer Bestrahlungsstärke zu "simulieren" sind, z. B. bei der Funktionsprüfung, gibt es nur die Möglichkeit, das PV-Array zu neigen, um die Eingangsenergie so zu verringern, wie es zur Nachbildung schlechter Wetterbedingungen gefordert ist. Ein Abtrennen des PV-Arrays, nachdem die geforderte Eingangsenergie bei vollständigen Leistungsbedingungen erreicht wurde, ist nicht zulässig.

15.2 Prüfung der Anfangskapazität – Prüfung im Freien

Es ist sicherzustellen, dass das System nach 14.3.1 ordnungsgemäß vorbehandelt wurde.

Bei angeschaltetem PV-Array und abgetrennter Last lässt man das System die Batterie laden. Wenn das System den Zustand der Regelung erreicht, wird das System weitere 72 h in diesem Zustand belassen. Die Batterie darf dann für die Zwecke dieser Prüfung als geladen angesehen werden.

Bei abgetrenntem PV-Array und ständig angeschalteter Last lässt man das System die Batterie auf LVD entladen. Die Batterie wird als entladen angesehen, wenn LVD erreicht ist. Die Batterie wird für mindestens 5 h bei LVD belassen. Die Anzahl der aus der Batterie entnommenen Ah und der Temperaturbereich der Batterie sind aufzuzeichnen. Dies ist die nutzbare Anfangskapazität der Batterie (UBC_0).

Es ist eine Sichtprüfung nach 14.4 durchzuführen.

15.3 Ladezyklus der Batterie – Prüfung im Freien

Die Last ist abzutrennen. Bei angeschaltetem PV-Array und abgetrennter Last lässt man das System die Batterie laden, bis die Regelung (HVD) erreicht ist. Dieser Zustand des Systems wird für höchstens 0,5 h aufrechterhalten.

15.4 Funktionsprüfung des Systems – Prüfung im Freien

Mit dieser Prüfung wird bestätigt, ob das System die Last wie vorgesehen versorgen kann.

Die Prüfung wird mit angeschaltetem PV-Array und der vom Hersteller nach Abschnitt 13 festgelegten angeschalteten Last durchgeführt.

Das System ist in üblicher Weise für 10 Tage zu betreiben. Die Messdauer sollte mindestens 2 aufeinanderfolgende Tage mit geringer Bestrahlungsstärke ($<2 \text{ kWh/m}^2$) und mindestens drei Phasen mit deutlich unterschiedlichen Werten der täglichen Bestrahlungsstärke umfassen. Diese drei Werte der Bestrahlungsstärke sind notwendig, um die Kennlinie des Systems zu zeichnen, aus der der "Abgleichpunkt des Systems" abgeleitet werden kann. Zwei Werte der Bestrahlungsstärke werden deshalb benötigt, um den auf Bild 2 dargestellten höheren Werten der Bestrahlungsstärke als dem "Abgleichpunkt des Systems" zu entsprechen. Die mittlere tägliche Bestrahlungsstärke über eine Dauer von 10 Tagen muss $(4 \pm 0,3) \text{ kWh/m}^2\text{-Tag}$ betragen.

Wenn die Bedingung von zwei schlechten Tagen und einem mittleren Wert von $4 \text{ kWh/m}^2\text{-Tag}$ nach diesen 10 Tagen nicht eingehalten werden können, dann darf diese Periode auf höchstens 20 Tage ausgedehnt werden, bis diese Bedingungen in den letzten 10 Tagen der Messdauer erfüllt sind. Ist dies nicht der Fall, dann ist die Prüfung nach 15.3 neu zu beginnen.

Es ist eine Sichtprüfung nach 14.4 durchzuführen.

15.5 Zweite Kapazitätsprüfung – Prüfung im Freien

Im Anschluss an die Funktionsprüfung wird die Last abgetrennt. Bei angeschaltetem PV-Array und abgetrennter Last wird die Batterie geladen bis die Regelung (HVD) einsetzt; dieser Zustand wird für höchstens 0,5 h aufrechterhalten. Das PV-Array wird abgetrennt und die Last angeschaltet. Die Batterie wird vom System entladen, bis LVD erreicht ist.

Die Anzahl der aus der Batterie entnommenen Ah und die Gesamtdauer bis zur Entladung sind zu bestimmen. Dies ist die zweite nutzbare Batteriekapazität (UBC_1).

Die Batterie bleibt für mindestens 5 h und höchstens 72 h bei LVD.

Es ist eine Sichtprüfung nach 14.4 durchzuführen.

15.6 Erholungsprüfung – Prüfung im Freien

Das PV-Array ist anzuschließen und die Last ist abzutrennen. Es ist abzuwarten, bis das System 5 kWh/m^2 ausgesetzt ist, und ist nachfolgend mit der vom Hersteller nach Abschnitt 13 festgelegten Last zu verbinden.

ANMERKUNG Das System darf zu diesem Zeitpunkt noch Unterspannungsschutz haben.

ANMERKUNG Das System braucht nicht unbedingt an einem Tag den 5 kWh/m^2 ausgesetzt zu sein.

Eine Kombination einer Ladephase, die zu einer Gesamtbestrahlungsstärke von 5 kWh/m^2 führt, und einer anschließenden Ladephase entsprechend der Festlegung des Herstellers nach Abschnitt 1§, wird als "Erholungsprüfzyklus" bezeichnet.

Diese Erholungsprüfzyklen sind zu wiederholen, bis das System einer Gesamtbestrahlungsstärke von 35 kWh/m^2 ausgesetzt wurde. Wenn das System HVD erreicht, ist aufzuzeichnen, nach wie vielen Erholungsprüfzyklen HVD erreicht wurde.