

**DIN EN 61724-1
(VDE 0126-25-1)****DIN**

Diese Norm ist zugleich eine **VDE-Bestimmung** im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.

VDE

ICS 27.160

Teilweiser Ersatz für
DIN EN 61724:1999-04
Siehe Anwendungsbeginn

**Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen –
Teil 1: Überwachung
(IEC 61724-1:2017);
Deutsche Fassung EN 61724-1:2017**

Photovoltaic system performance –
Part 1: Monitoring
(IEC 61724-1:2017);
German version EN 61724-1:2017

Performance d'un système photovoltaïque –
Partie 1: Surveillance
(IEC 61724-1:2017);
Version allemande EN 61724-1:2017

Gesamtumfang 69 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn für die von CENELEC am 2017-04-07 angenommene Europäische Norm als DIN-Norm ist 2017-12-01.

Für DIN EN 61724:1999-04 besteht eine Übergangsfrist bis 2020-04-07.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN EN 61724-1 (VDE 0126-25-1):2016-08.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 373 „Photovoltaische Solarenergie-Systeme“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom TC 82 „Solar photovoltaic energy systems“ erarbeitet.

Das IEC-Komitee hat entschieden, dass der Inhalt dieser Publikation bis zu dem Datum (stability date) unverändert bleiben soll, das auf der IEC-Website unter „<http://webstore.iec.ch>“ zu dieser Publikation angegeben ist. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees die Publikation

- bestätigt,
- zurückgezogen,
- durch eine Folgeausgabe ersetzt oder
- geändert.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 61724:1999-04 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) IEC 61724 wurde in mehrere Teile aufgeteilt. Dieser Teil 1 beinhaltet die Überwachung der PV-Systeme, Teil 2 und Teil 3 adressieren Leistungsanalysen basierend auf Überwachungsdaten;
- b) drei Klassen von Überwachungssystemen werden definiert, entsprechend verschiedener Genauigkeitsstufen und verschiedenen vorgesehenen Anwendungen;
- c) notwendige Messungen für jede Klasse der Überwachungssysteme werden dargelegt, gemeinsam mit der notwendigen Anzahl und Genauigkeit der Sensoren;
- d) Optionen für Satelliten-gestützte Messungen der Bestrahlungsstärke werden bereitgestellt;
- e) Messungen der Verschmutzung werden eingeführt;
- f) neue Leistungsmerkmale werden eingeführt, einschließlich temperaturkompensierter Leistungs-Kennzahlen und anderer;
- g) eine Vielzahl an Empfehlungen und erklärenden Anmerkungen wurde eingefügt;
- h) die Deutsche Fassung wurde in [Abschnitt 2](#) und in [Abschnitt 3](#) an die aktuellen Standardtexte angepasst.

Frühere Ausgaben

DIN EN 61724: 1999-04

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Dokumenten

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

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

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden Deutschen Dokumenten ist nachstehend wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäisches Dokument	Internationales Dokument	Deutsches Dokument	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
–	IEC 60050-131	a	–
EN 60904-2	IEC 60904-2	DIN EN 60904-2 (VDE 0126-4-2)	VDE 0126-4-2
EN 60904-3	IEC 60904-3	DIN EN 60904-3 (VDE 0126-4-3)	VDE 0126-4-3
EN 60904-5	IEC 60904-5	DIN EN 60904-5 (VDE 0126-4-5)	VDE 0126-4-5
EN 60904-10	IEC 60904-10	DIN EN 60904-10 (VDE 0126-4-10)	VDE 0126-4-10
–	IEC/TS 61836	–	–
EN 61557-12	IEC 61557-12	DIN EN 61557-12 (VDE 0413-12)	VDE 0413-12
EN 62053-21	IEC 62053-21	DIN EN 62053-21 (VDE 0418-3-21)	VDE 0418-3-21
EN 62053-22	IEC 62053-22	DIN EN 62053-22 (VDE 0418-3-22)	VDE 0418-3-22
EN 62670-3	IEC 62670-3	E DIN EN 62670-3 (VDE 0126-35-03) ^b	VDE 0126-35-03
EN 62817	IEC 62817:2014	DIN EN 62817 (VDE 0126-61)	VDE 0126-61
–	ISO/IEC Guide 98-1	–	–
–	ISO/IEC Guide 98-3	–	–
–	ISO 9060	–	–
EN ISO 9488	ISO 9488	DIN EN ISO 9488	–
–	ISO 9846	–	–
–	ISO 9847	–	–
–	IEC/TS 61724-2	–	–
–	IEC/TS 61724-3	–	–
^a „Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch – Deutsche Ausgabe“, Online-Zugang: http://www.dke.de/dke-iev. ^b Im Entwurfsstadium.			

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60904-2 (VDE 0126-4-2), *Photovoltaische Einrichtungen – Teil 2: Anforderungen an Referenz-Solarelemente*

DIN EN 60904-3 (VDE 0126-4-3), *Photovoltaische Einrichtungen – Teil 3: Messgrundsätze für terrestrische photovoltaische (PV) Einrichtungen mit Angaben über die spektrale Strahlungsverteilung*

DIN EN 60904-5 (VDE 0126-4-5), *Photovoltaische Einrichtungen – Teil 5: Bestimmung der gleichwertigen Zelltemperatur von photovoltaischen (PV) Betriebsmitteln nach dem Leerlaufspannungs-Verfahren*

DIN EN 60904-10 (VDE 0126-4-10), *Photovoltaische Einrichtungen – Teil 10: Messverfahren für die Linearität*

DIN EN 61557-12 (VDE 0413-12), *Elektrische Sicherheit in Niederspannungsnetzen bis AC 1 000 V und DC 1 500 V – Geräte zum Prüfen, Messen oder Überwachen von Schutzmaßnahmen – Teil 12: Kombinierte Geräte zur Messung und Überwachung des Betriebsverhaltens*

DIN EN 62053-21 (VDE 0418-3-21), *Wechselstrom-Elektrizitätszähler – Besondere Anforderungen – Teil 21: Elektronische Wirkverbrauchszähler der Genauigkeitsklassen 1 und 2*

DIN EN 62053-22 (VDE 0418-3-22), *Wechselstrom-Elektrizitätszähler – Besondere Anforderungen – Teil 22: Elektronische Wirkverbrauchszähler der Genauigkeitsklassen 0,2 S und 0,5 S*

DIN EN 62817 (VDE 0126-61), *Sonnen-Nachführeinrichtungen für photovoltaische Systeme – Bauarteignung*

DIN EN ISO 9488, *Sonnenenergie – Vokabular*

E DIN EN 62670-3 (VDE 0126-35-03), *Konzentrator-Photovoltaik (CPV) – Leistungsmessung – Teil 3: Leistungsmessungen und Leistungsbemessung*

Deutsche Fassung

Betriebsverhalten von Photovoltaik-Systemen –
Teil 1: Überwachung
(IEC 61724-1:2017)

Photovoltaic system performance –
Part 1: Monitoring
(IEC 61724-1:2017)

Performance d'un système photovoltaïque –
Partie 1: Surveillance
(IEC 61724-1:2017)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 2017-04-07 angenommen. CENELEC-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist.

Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim CEN-CENELEC Management Centre oder bei jedem CENELEC-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CENELEC-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem CEN-CENELEC Management Centre mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CENELEC-Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Komitees von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, Serbien, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, der Türkei, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung
European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

CEN-CENELEC Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

© 2017 CENELEC – Alle Rechte der Verwertung, gleich in welcher Form und in welchem Verfahren, sind weltweit den Mitgliedern von CENELEC vorbehalten.

Ref. Nr. EN 61724-1:2017 D

Europäisches Vorwort

Der Text des Dokuments 82/1215/FDIS, zukünftige 1. Ausgabe der IEC 61724-1, erarbeitet vom IEC/TC 82 „Solar photovoltaic energy systems“, wurde zur parallelen IEC-CENELEC-Abstimmung vorgelegt und von CENELEC als EN 61724-1:2017 angenommen.

Nachstehende Daten wurden festgelegt:

- spätestes Datum, zu dem dieses Dokument auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muss (dop): 2018-01-07
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die diesem Dokument entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2020-04-07

Dieses Dokument ersetzt EN 61724:1998 (teilweise).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CENELEC ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61724-1:2017 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

Inhalt

	Seite
Europäisches Vorwort	2
Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	9
2 Normative Verweisungen	9
3 Begriffe	10
4 Klassifizierung von Überwachungssystemen	13
5 Allgemeines	13
5.1 Messunsicherheit	13
5.2 Kalibrierung	14
5.3 Mehrfach vorhandene Elemente	14
5.4 Leistungsaufnahme	14
5.5 Dokumentation	14
5.6 Überprüfung	14
6 Zeitvorgaben und Auswertung der Datenerfassung	15
6.1 Abtastung, Aufzeichnung und Auswertung	15
6.2 Zeitstempel	16
7 Messparameter	16
7.1 Allgemeine Anforderungen	16
7.2 Bestrahlungsstärke	21
7.2.1 Messung der Bestrahlungsstärke vor Ort	21
7.2.2 Satellitenfernerkundung der Bestrahlungsstärke	27
7.3 Umweltfaktoren	28
7.3.1 PV-Modultemperatur	28
7.3.2 Umgebungslufttemperatur	29
7.3.3 Windgeschwindigkeit und Windrichtung	30
7.3.4 Verschmutzungsverhältnis	30
7.3.5 Niederschlag	33
7.3.6 Schnee	33
7.3.7 Luftfeuchte	33
7.4 Nachführsystem	33
7.4.1 Einachsige Nachführeinrichtungen	33
7.4.2 Zweiachsige Nachführeinrichtungen für Systeme > 20°	33
7.5 Elektrische Messungen	34
7.6 Externe Systemanforderungen	35
8 Datenverarbeitung und Qualitätsprüfung	35
8.1 Tageslichtzeiten	35
8.2 Qualitätsprüfung	36

8.2.1	Entfernung ungültiger Ablesewerte	36
8.2.2	Behandlung fehlender Daten.....	36
9	Berechnete Parameter	36
9.1	Übersicht	36
9.2	Summenbildung.....	37
9.3	Bestrahlung	37
9.4	Elektrische Energie.....	38
9.4.1	Allgemeines	38
9.4.2	Ausgangsenergie (Gleichstrom).....	38
9.4.3	Ausgangsenergie (Wechselstrom)	38
9.5	Bemessungsleistung der Modulgruppe	38
9.5.1	Bemessungsleistung (Gleichstrom).....	38
9.5.2	Bemessungsleistung (Wechselstrom).....	38
9.6	Erträge	39
9.6.1	Allgemeines	39
9.6.2	Energieertrag der PV-Modulgruppe	39
9.6.3	Endgültiger Systemertrag	39
9.6.4	Referenzertrag.....	39
9.7	Ertragsverluste	39
9.7.1	Allgemeines	39
9.7.2	Einfangverlust der Modulgruppe	40
9.7.3	Systemperipherie-Verlust	40
9.8	Wirkungsgrade	40
9.8.1	Wirkungsgrad der Modulgruppe (Gleichstrom)	40
9.8.2	Wirkungsgrad des Systems (Wechselstrom)	40
9.8.3	Wirkungsgrad der Systemperipherie	40
10	Leistungsmetriken	41
10.1	Übersicht	41
10.2	Summenbildung.....	41
10.3	Leistungsverhältnisse	41
10.3.1	Leistungsverhältnis.....	41
10.3.2	Leistungsverhältnisse mit Temperaturkorrektur	42
10.4	Leistungsindizes	44
11	Datenfilterung	45
11.1	Verwendung verfügbarer Daten	45
11.2	Datenfilterung nach besonderen Bedingungen	45
11.3	Verringerte Verfügbarkeit des Wechselrichters, des Netzes oder von Verbrauchern	45
Anhang A (informativ)	Abtastintervall	46
A.1	Allgemeine Betrachtungen	46

	Seite
A.2 Zeitkonstanten	46
A.3 Aliasing-Fehler	46
A.4 Beispiel	47
Anhang B (informativ) Auswahl und Befestigung von Temperaturmessfühlern an der Modulrückseite	48
B.1 Ziel	48
B.2 Auswahl des Messfühlers und des Werkstoffs	48
B.2.1 Optimale Messfühlertypen	48
B.2.2 Optimale Klebebänder	48
B.2.3 Cyanacrylatklebstoffe und Unversehrtheit der Modulrückseite	49
B.3 Verfahren zur Befestigung von Messfühlern	49
B.3.1 Dauerhafte Befestigung gegenüber vorübergehender Befestigung	49
B.3.2 Befestigungsstelle	49
B.3.3 Befestigung des Messfühlers	49
Anhang C (informativ) Derating-Faktoren	52
Anhang D (normativ) Systeme mit örtlichen Verbrauchern, Energiespeichern oder Hilfsenergiequellen	53
D.1 Systemarten	53
D.2 Parameter und Gleichungen	55
Literaturhinweise	63
Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf internationale Publikationen mit ihren entsprechenden europäischen Publikationen	64
Bilder	
Bild 1 – Mögliche Elemente von PV-Systemen	7
Bild 2 – Abtastung, Aufzeichnung und Auswertung	15
Bild B.1 – Befestigung des Messfühlers, dauerhaft	50
Bild B.2 – Befestigung des Messfühlers, vorübergehend	50
Bild B.3 – Zugentlastung des Messfühlerelemente-Drahtes	51
Bild D.1 – Energiefluss zwischen möglichen Elementen verschiedener PV-Systemarten	53
Tabellen	
Tabelle 1 – Klassen von Überwachungssystemen und empfohlene Anwendungen	13
Tabelle 2 – Anforderungen an die Abtast- und Aufzeichnungsintervalle	16
Tabelle 3 – Messparameter und Anforderungen an jede Überwachungssystemklasse	18
Tabelle 4 – Beziehung zwischen der Systemgröße (Wechselspannung) und der Anzahl der Sensoren für spezielle Sensoren, auf die in Tabelle 3 verwiesen wird	21
Tabelle 5 – Auswahl der Sensoren und Anforderungen an die Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene und die globale Bestrahlungsstärke	22
Tabelle 6 – Fehlergrenze der Ausrichtung von Bestrahlungsstärke-Sensoren	24
Tabelle 7 – Anforderungen an die Instandhaltung von Bestrahlungsstärke-Sensoren	24
Tabelle 8 – Anforderungen an die Instandhaltung von PV-Modul-Temperaturmessfühlern	28

	Seite
Tabelle 9 – Anforderungen an die Instandhaltung von Umgebungsluft-Temperaturmessfühlern.....	29
Tabelle 10 – Anforderungen an die Instandhaltung von Windsensoren.....	30
Tabelle 11 – Anforderungen an die elektrische Messung auf der Wechselrichter-Ebene	34
Tabelle 12 – Anforderungen an die Messung der elektrischen Leistung (Wechselspannung) auf Anlagenebene	35
Tabelle 13 – Berechnete Parameter.....	37
Tabelle 14 – Leistungsmetriken.....	41
Tabelle D.1 – Elemente der verschiedenen PV-Systemarten	54
Tabelle D.2 – Parameter und Gleichungen für verschiedene Systemarten	55

Einleitung

Diese Internationale Norm legt Klassen von Systemen zur Überwachung des Leistungsverhaltens photovoltaischer (PV-)Systeme fest und dient als Anleitung für verschiedene Wahlmöglichkeiten für Überwachungssysteme.

Bild 1 stellt mögliche Hauptelemente dar, die verschiedene Arten von PV-Systemen umfassen. Die PV-Modulgruppen dürfen sowohl Systeme mit feststehender Achse als auch Nachführsysteme und sowohl Flachkollektor- als auch Konzentrator-Systeme beinhalten. Elektronikbauteile auf Modulebene, sofern vorhanden, dürfen Bestandteil des Überwachungssystems sein.

Der Einfachheit halber sind die Abschnitte dieses Dokuments für netzgekoppelte Anlagen ohne örtliche Verbraucher, Energiespeicherung oder Hilfsenergiequellen geschrieben, wie durch die fett gedruckten Linien in Bild 1 dargestellt. **Anhang D** enthält Einzelheiten für Systeme mit zusätzlichen Komponenten.

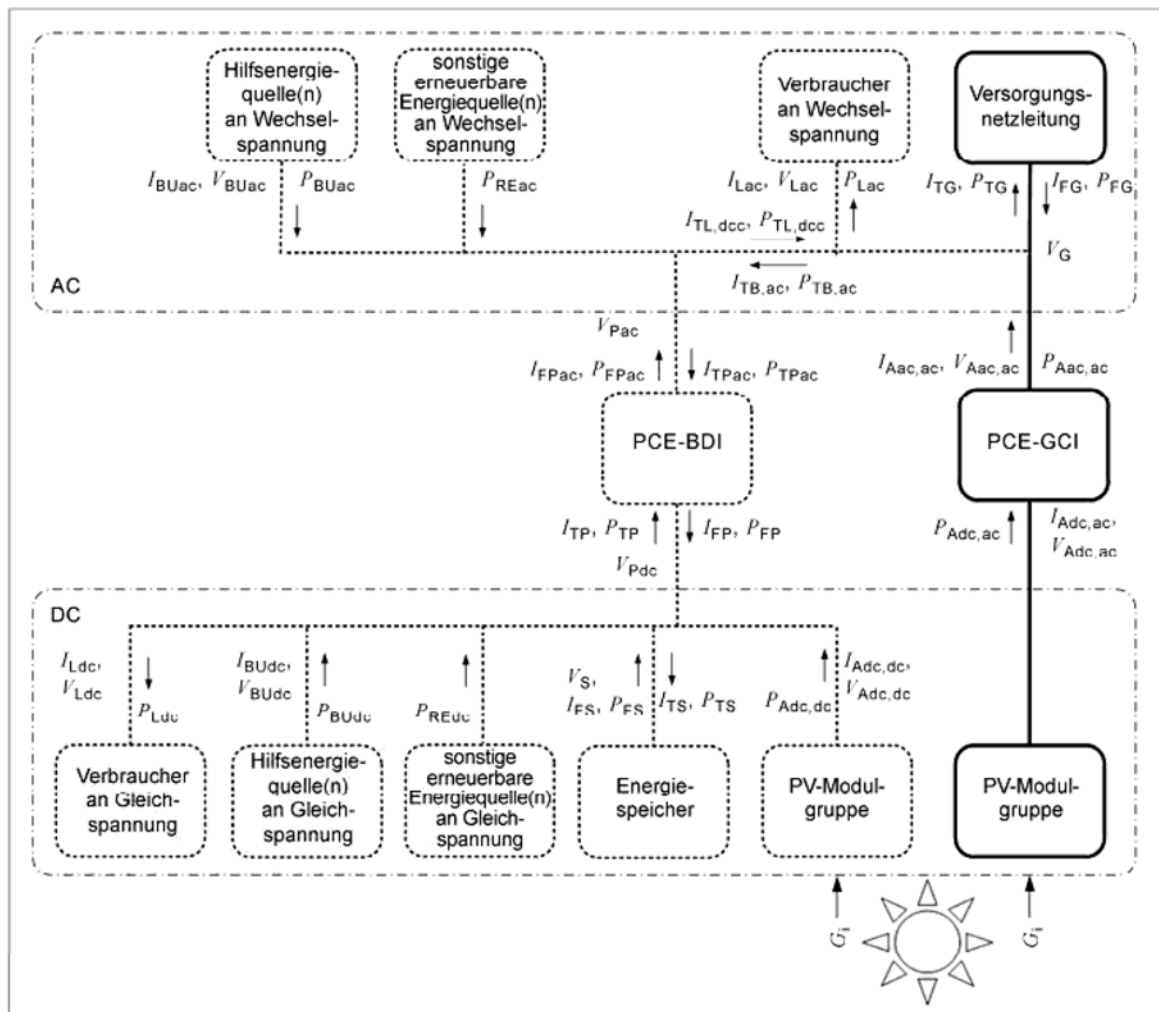


Bild 1 – Mögliche Elemente von PV-Systemen

Die Ziele eines Systems zur Überwachung des Betriebsverhaltens sind verschieden und können Folgendes einschließen:

- Erkennung von Entwicklungen des Betriebsverhaltens in einem einzelnen PV-System;
- Lokalisierung möglicher Störungen in einem PV-System;
- Vergleich des Betriebsverhaltens eines PV-Systems mit den Konstruktionserwartungen und -garantien;
- Vergleich von PV-Systemen verschiedener Konfigurationen;
- Vergleich von PV-Systemen an verschiedenen Orten.

Diese verschiedenen Zwecke führen zu einer mannigfaltigen Reihe von Anforderungen, und unterschiedliche Sensoren und/oder Analyseverfahren können je nach dem festgelegten Ziel mehr oder weniger geeignet sein. Beispielsweise sollte der Schwerpunkt beim Vergleichen des Betriebsverhaltens mit den Konstruktionserwartungen und -garantien auf Daten der Systemebene und auf der Folgerichtigkeit zwischen Vorhersage und Prüfverfahren liegen, während zur Analyse von Entwicklungen des Betriebsverhaltens und zur Lokalisierung von Störungen möglicherweise eine größere Auflösung der Daten auf Unterebenen des Systems erforderlich ist und hier der Schwerpunkt mehr auf der Messung der Wiederholbarkeit und Korrelationsmetrik als auf der absoluten Genauigkeit liegt.

Das Überwachungssystem sollte an die Größe des PV-Systems und die Nutzeranforderungen angepasst werden. Im Allgemeinen sollten größere und kostenintensivere PV-Systeme mehr Überwachungspunkte und Sensoren höherer Genauigkeit aufweisen als kleinere und billigere PV-Systeme. Dieses Dokument legt drei Klassen von Überwachungssystemen mit differenzierten Anforderungen fest, die für einen Bereich von Zwecken geeignet sind.

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von IEC 61724 legt Ausrüstungen, Verfahren und Terminologie für die Überwachung des Betriebsverhaltens und die Analyse von photovoltaischen (PV-)Systemen fest. Sie behandelt Sensoren, den Einbau und die Genauigkeit für Überwachungseinrichtungen zusätzlich zur Datenerfassung gemessener Parameter und zu Qualitätsüberprüfungen, berechneten Parametern und Leistungsmetriken. Darüber hinaus dient sie als Grundlage für weitere Normen, die sich auf die erfassten Daten stützen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 60050-131, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 131: Circuit theory*

IEC 60904-2, *Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices*

IEC 60904-3, *Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*

IEC 60904-5, *Photovoltaic devices – Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method*

IEC 60904-10, *Photovoltaic devices – Part 10: Methods of linearity measurement*

IEC/TS 61836, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols*

IEC 61557-12, *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures – Part 12: Performance measuring and monitoring devices (PMD)*

IEC 62053-21, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 21: Static meters for active energy (classes 1 and 2)*

IEC 62053-22, *Electricity metering equipment (a.c.) – Particular requirements – Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)*

IEC 62670-3, *Photovoltaic concentrators (CPV) – Performance testing – Part 3: Performance measurements and power rating*

IEC 62817:2014, *Photovoltaic systems – Design qualification of solar trackers*

ISO/IEC Guide 98-1, *Uncertainty of measurement – Part 1: Introduction to the expression of uncertainty in measurement*

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

ISO 9060, *Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*

ISO 9488, *Solar energy – Vocabulary*

ISO 9846, *Solar energy – Calibration of a pyranometer using a pyrliometer*

ISO 9847, *Solar energy – Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokumentes gelten die Begriffe nach IEC 60050-131, IEC TS 61836, ISO 9488 und die folgenden Begriffe.

ISO und IEC unterhalten Terminologiedatenbanken zur Anwendung in der Normung unter den folgenden Adressen:

- IEC Electropedia: verfügbar über <<http://www.electropedia.org/>>;
- ISO Online browsing platform: verfügbar über <<http://www.iso.org/obp>>.

3.1

Abtastung

von einem Sensor oder Messgerät erfasste Daten

3.2

Abtastintervall

Zeit zwischen Abtastungen

3.3

Aufzeichnung

in einem Datenprotokoll auf der Grundlage von erfassten Abtastungen aufgezeichnete und gespeicherte Daten

3.4

Aufzeichnungsintervall

τ

Zeit zwischen Aufzeichnungen

3.5

Bericht

kumulierter Wert auf der Grundlage einer Reihe von Aufzeichnungen

3.6

Berichtszeitraum

Zeit zwischen Berichten

3.7

Bestrahlungsstärke

G

einfallender Fluss an Strahlungsleistung je Flächeneinheit

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

3.8

Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene

G_i oder *POA*

Summe aus direkter, diffuser und vom Boden reflektierter Bestrahlungsstärke, die auf eine geneigte Fläche parallel zur Ebene der Module in der PV-Modulgruppe einfallen, auch bekannt als Bestrahlungsstärke in der Ebene der PV-Modulgruppe (en: plane-of-array (*POA*) irradiance)

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

3.9

globale horizontale Bestrahlungsstärke

GHI

direkte Bestrahlungsstärke zuzüglich der diffusen Bestrahlungsstärke, die auf eine horizontale Fläche einfallen

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.10

zirkumsolar

Bereich, der die Sonnenscheibe unmittelbar umgibt

3.11

direkte senkrechte Bestrahlungsstärke

DNI

Bestrahlungsstärke, die von der Sonnenscheibe und dem Zirkumsolarbereich des Himmels innerhalb eines gegenüberliegenden vollen Winkels von 5° ausgeht und auf eine Ebene senkrecht zu den Sonnenstrahlen fällt

Anmerkung 1 zum Begriff: Einige *DNI*-Messgeräte haben ein Sichtfeld mit einem gegenüberliegenden vollen Winkel von bis zu 6° .

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.12

Zirkumsolaranteil

CSR

Anteil der gemessenen direkten senkrechten Bestrahlungsstärke (*DNI*), die vom Zirkumsolarbereich des Himmels ausgeht, d. h. innerhalb der Winkelakzeptanz des *DNI*-Sensors, aber außerhalb der Sonnenscheibe

3.13

diffuse horizontale Bestrahlungsstärke

G_d oder *DHI*

globale horizontale Bestrahlungsstärke, ausgenommen der Anteil, der von der Sonnenscheibe und vom Zirkumsolarbereich des Himmels innerhalb eines gegenüberliegenden vollen Winkels von 5° ausgeht

Anmerkung 1 zum Begriff: Einige Messgeräte für die diffuse Bestrahlungsstärke schließen einen Zirkumsolarbereich innerhalb eines gegenüberliegenden vollen Winkels von bis zu 6° aus.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.14

direkte Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene

$G_{i,b}$

Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene, die von der Sonnenscheibe und vom Zirkumsolarbereich des Himmels ausgeht, innerhalb eines gegenüberliegenden vollen Winkels von 5° , ausgenommen Streuungen und Reflexionen

Anmerkung 1 zum Begriff: Die direkte Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene $G_{i,b} = \cos(\theta) \times DNI$, wobei θ der Winkel zwischen der Sonne und der Senkrechten zur Ebene ist. Wenn die Ebene der PV-Modulgruppe senkrecht zur Sonne liegt, ist $G_{i,b} = DNI$.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.15

diffuse Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene

$G_{i,d}$

Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene ohne die direkte Bestrahlungsstärke

Anmerkung 1 zum Begriff: $G_{i,d} = G_i - G_{i,b}$.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.16

Bestrahlung

H

über ein festgelegtes Zeitintervall integrierte Bestrahlungsstärke

Anmerkung 1 zum Begriff: Angegeben in der Einheit $\text{kW}\cdot\text{h}\cdot\text{m}^{-2}$.

3.17

Normprüfbedingungen

STC

Referenzwerte der Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene ($1\,000\,\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$), der Sperrschichttemperatur der PV-Zelle ($25\,^{\circ}\text{C}$) und der in IEC 60904-3 festgelegten spektralen Verteilung der Referenzbestrahlungsstärke

3.18

Verschmutzungsverhältnis

SR

Verhältnis der tatsächlichen Leistungsabgabe der PV-Modulgruppe unter vorgegebenen Verschmutzungsbedingungen zur Leistung, die zu erwarten wäre, wenn die PV-Modulgruppe sauber und ohne Verschmutzungen wäre

3.19

Verschmutzungsgrad

SL

Anteil des Leistungsverlustes aufgrund von Verschmutzungen, gegeben durch $1 - SR$

3.20

Wirkleistung

P

unter periodischen Bedingungen über einen Zeitraum von einer Periode genommener Mittelwert des Produktes der Momentanwerte von Stromstärke und Spannung

Anmerkung 1 zum Begriff: Unter sinusförmigen Bedingungen ist die Wirkleistung der reale Teil der komplexen Leistung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit W.

3.21

Scheinleistung

S

Produkt aus dem Effektivwert der Spannung zwischen den Polen eines zweipoligen Elements oder Zweipols und dem Effektivwert der elektrischen Stromstärke in dem Element oder dem Zweipol

Anmerkung 1 zum Begriff: Unter sinusförmigen Bedingungen ist die Scheinleistung der Betrag der komplexen Leistung.

Anmerkung 2 zum Begriff: Angegeben in der Einheit VA.

3.22

Leistungsfaktor

λ

unter periodischen Bedingungen Verhältnis des Absolutwertes der Wirkleistung P zur Scheinleistung S

$$\lambda = \frac{|P|}{S}$$

4 Klassifizierung von Überwachungssystemen

Die geforderte Genauigkeit und Komplexität des Überwachungssystems hängt von der Größe des PV-Systems und von den Zielen des Nutzers ab. Dieses Dokument legt drei Klassen von Überwachungssystemen fest, die verschiedene Genauigkeitsgrade, wie in Tabelle 1 aufgeführt, bieten.

Die Klassifizierung des Überwachungssystems ist in allen Konformitätserklärungen nach dieser Norm anzugeben. Die Klassifizierung des Überwachungssystems darf entweder in Form ihrer Buchstabenkennung (A, B, C) oder mittels ihrer Bezeichnung (hohe Genauigkeit, mittlere Genauigkeit, Grundgenauigkeit) wie in Tabelle 1 aufgeführt in Bezug genommen werden. Der Einfachheit halber werden in diesem Dokument die Buchstabenkennungen verwendet.

Die Klasse A oder B wäre für große PV-Systeme am geeignetsten, wie z. B. Installationen im Maßstab eines Energieversorgungsunternehmens und große kommerzielle Installationen, während die Klasse B oder C für kleine Systeme am geeignetsten wäre, wie z. B. kleinere kommerzielle Installationen und Installationen in Wohngebäuden. Jedoch dürfen die Anwender dieser Norm jede Klasse entsprechend ihrer Anwendung festlegen, unabhängig von der Größe des PV-Systems.

In dem gesamten vorliegenden Dokument sind einige Anforderungen als für eine bestimmte Klasse gültig gekennzeichnet. Ist keine diesbezügliche Kennzeichnung angegeben, gelten die Anforderungen für alle Klassen.

Tabelle 1 – Klassen von Überwachungssystemen und empfohlene Anwendungen

Typische Anwendungen	Klasse A Hohe Genauigkeit	Klasse B Mittlere Genauigkeit	Klasse C Grundgenauigkeit
Leistungsbewertung des Grundsystems	X	X	X
Dokumentation einer Leistungsgarantie	X	X	
Analyse von Systemverlusten	X	X	
Bewertung der Interaktion des Stromnetzes	X		
Fehlerlokalisierung	X		
Bewertung der PV-Technologie	X		
Präzise Messung der Verschlechterung des Betriebsverhaltens des PV-Systems	X		

5 Allgemeines

5.1 Messunsicherheit

Wenn in diesem Dokument Anforderungen an Messunsicherheiten angegeben sind, beziehen sie sich auf kombinierte Unsicherheiten der Messsensoren und der gesamten Signalauswerteelektronik.

Die Messunsicherheiten gelten über den typischen Wertebereich jeder in diesem Dokument angegebenen Messgröße und über den typischen Temperaturbereich, in dem das System betrieben wird. Die Auswirkung

einer Nichtlinearität der Messung innerhalb des typischen Bereiches muss in die angegebene Unsicherheit einbezogen werden.

Messunsicherheiten können wie in ISO/IEC-Guide 98-1 und ISO/IEC-Guide 98-3 beschrieben berechnet werden.

5.2 Kalibrierung

Vor Beginn der Überwachung müssen die in dem Überwachungssystem verwendeten Sensoren und die Signalauswerteelektronik kalibriert werden.

Eine erneute Kalibrierung von Sensoren und Signalauswerteelektronik ist nach den Anforderungen des Herstellers oder, falls festgelegt, in kürzeren Abständen durchzuführen.

Es wird empfohlen, regelmäßige Gegenprüfungen jedes Sensors im Vergleich zu Schwestersensoren oder Referenzgeräten durchzuführen, um Sensoren festzustellen, die außerhalb der Kalibrierung liegen.

5.3 Mehrfach vorhandene Elemente

In Abhängigkeit von der Größe des Systems und den Anforderungen der Nutzer darf das Überwachungssystem eine Redundanz von Sensoren beinhalten und/oder mehrfach vorhandene Sensorelemente für verschiedene Komponenten oder Unterabschnitte des PV-Gesamtsystems umfassen. Entsprechend dürfen die in diesem Dokument festgelegten gemessenen und berechneten Parameter jeweils bezogen auf einen Unterabschnitt oder eine Unterkomponente des PV-Systems mehrfach vorkommen.

5.4 Leistungsaufnahme

Die parasitäre Leistung, die durch Nachführ-, Überwachungs- und sonstige Hilfssysteme, die für den Betrieb der PV-Anlage erforderlich sind, verbraucht wird, ist als Leistungsverlust der Anlage und nicht als von der Anlage bereitgestellte Last zu betrachten.

5.5 Dokumentation

Die Spezifikationen aller Bestandteile des Überwachungssystems einschließlich Sensoren und Signalauswerteelektronik müssen dokumentiert werden.

Für die Software des Überwachungssystems müssen Bedienungsanleitungen zur Verfügung gestellt werden.

Alle Maßnahmen zur Instandhaltung des Systems einschließlich der Reinigung von Sensoren, PV-Modulen oder sonstiger verschmutzter Flächen sind zu dokumentieren.

Es sollte ein Protokoll geführt werden, um außergewöhnliche Ereignisse, Änderungen von Komponenten, eine Neukalibrierung von Sensoren, Änderungen des Datenerfassungssystems, Änderungen des Betriebs des Gesamtsystems, Ausfälle, Störungen oder Unfälle aufzuzeichnen.

Wenn eine Konformitätserklärung erstellt wird, muss die Dokumentation die Übereinstimmung mit der angegebenen Klasse A, B oder C nachweisen.

5.6 Überprüfung

Für Klasse A und Klasse B sollte das Überwachungssystem mindestens jährlich und vorzugsweise in kürzeren Abständen überprüft werden, während die Überprüfung bei Klasse C nach standortspezifischen Anforderungen erfolgen sollte. Bei der Überprüfung sollte nach Beschädigungen oder einer Verschiebung der äußeren Sensoren, in den Gehäusen vorkommender Feuchtigkeit oder Schädlingen, nach lockeren Drahtverbindungen an den Sensoren oder innerhalb der Gehäuse, nach einem Ablösen von Temperaturmessfühlern, nach einem Versprüden von Befestigungsmitteln und sonstigen möglichen Problemen gesucht werden.

6 Zeitvorgaben und Auswertung der Datenerfassung

6.1 Abtastung, Aufzeichnung und Auswertung

Eine Abtastung ist festgelegt als Daten, die von einem Sensor oder einem Messgerät erfasst werden, und das Abtastintervall ist die Zeit zwischen den Abtastungen. Abtastungen brauchen nicht dauerhaft gespeichert zu werden.

Eine Aufzeichnung ist festgelegt als Daten, die in ein Datenprotokoll zur Datenspeicherung auf der Grundlage der erfassten Abtastungen eingegeben werden, und das Aufzeichnungsintervall, das in diesem Dokument mit τ bezeichnet wird, ist die Zeit zwischen den Aufzeichnungen. Das Aufzeichnungsintervall sollte ein ganzzahliges Vielfaches des Abtastintervalls sein, und eine ganzzahlige Anzahl von Aufzeichnungsintervallen sollte in 1 h passen.

Der aufgezeichnete Parameterwert für jede Aufzeichnung ist der Mittelwert, Höchstwert, Mindestwert, die Summe oder eine sonstige Funktion der Abtastungen, die während des Aufzeichnungsintervalls erfasst wurden, wie jeweils für die Messgröße angemessen. Die Aufzeichnung kann auch ergänzende Daten einschließen, wie z. B. zusätzliche statistische Angaben zu den Abtastungen, die Anzahl fehlender Datenpunkte, Fehlercodes, Transienten und/oder sonstige Daten, die von speziellem Interesse sind. (Hinsichtlich der Aufzeichnungen von Wind-Daten, siehe Angaben in 7.3.3.)

Ein Bericht ist als Gesamtwert festgelegt, der mehrere Aufzeichnungsintervalle abdeckt, und der Berichtszeitraum ist die Zeit zwischen den Berichten. Üblicherweise werden als Berichtszeitraum Tage, Wochen, Monate oder Jahre gewählt.

Bild 2 stellt die Beziehungen zwischen Abtastungen, Aufzeichnungen und Berichten dar. [Tabelle 2](#) führt die Höchstwerte für die Abtastintervalle und Aufzeichnungsintervalle auf. Weitere Betrachtungen in Bezug auf das Abtastintervall werden in [Anhang A](#) behandelt.

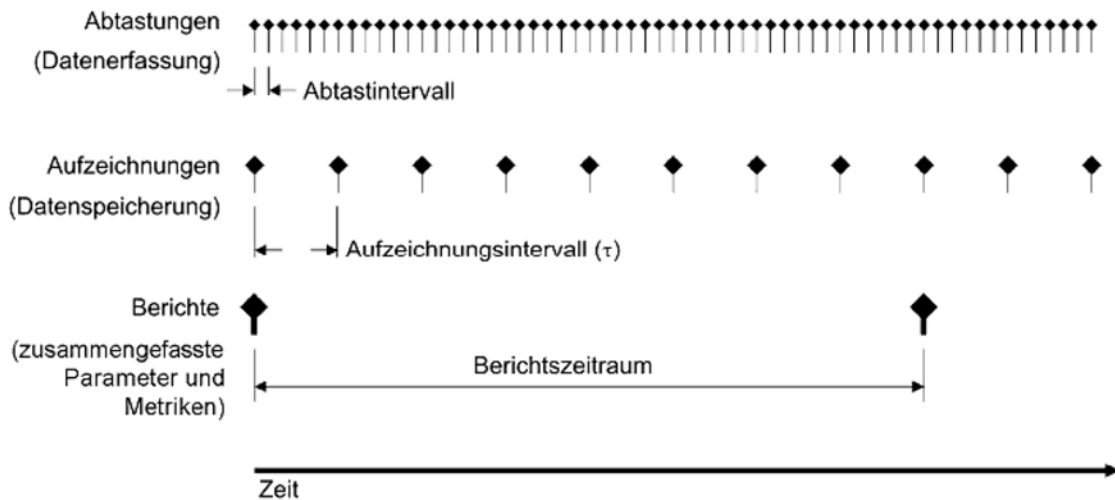


Bild 2 – Abtastung, Aufzeichnung und Auswertung

Tabelle 2 – Anforderungen an die Abtast- und Aufzeichnungsintervalle

	Klasse A Hohe Genauigkeit	Klasse B Mittlere Genauigkeit	Klasse C Grundgenauigkeit
Größtes Abtastintervall			
Für Bestrahlungsstärke, Temperatur, Wind* und elektrische Leistung	3 s	1 min**	1 min**
Für Verschmutzung, Regen, Schnee und Feuchtigkeit	1 min	1 min**	1 min**
Größtes Aufzeichnungsintervall	1 min	15 min	60 min
* Siehe Angabe in 7.3.3 bezüglich der eingeschlossen Höchst- und Mindestablesewerte bei den Aufzeichnungen von Winddaten. ** Die für Klasse B und Klasse C angegebenen Anforderungen an das Abtastintervall gelten für Bodenmessungen, jedoch nicht bei Anwendung einer satellitengestützten Abschätzung der Bestrahlungsstärke oder meteorologischer Parameter. (Ein am Boden befindliches Messgerät erfordert häufige Abtastungen, um den richtigen Mittelwert über ein Aufzeichnungsintervall bilden zu können, z. B. bei teils wolkigen Bedingungen, während bei der satellitengestützten Abschätzung derselbe Mittelwert aus einem einzigen Bild während des Berichtszeitraums abgeleitet werden kann.)			

6.2 Zeitstempel

Jede Aufzeichnung und jeder Bericht müssen einen Zeitstempel enthalten.

Die Zeitstempeldaten müssen das Datum und den Zeitpunkt enthalten, die dem Beginn oder Ende des Aufzeichnungsintervalls oder des Berichtszeitraums entsprechen, und die Auswahl ist anzugeben.

Die Zeit sollte sich entweder auf die örtliche Standardzeit (nicht Sommerzeit) oder auf die Weltzeit beziehen, um durch Winter-/Sommerzeit bedingte Änderungen zu vermeiden, und die Wahl der Zeit ist anzugeben.

Mitternacht ist als Beginn eines neuen Tages zu behandeln und als 00:00 anzugeben.

Wenn mehrere Messdatensammler beteiligt sind, die jeweils unabhängig voneinander Zeitstempel anwenden, sind die Uhren der Messdatensammler zu synchronisieren, vorzugsweise durch einen automatischen Mechanismus wie z. B. globales Positionsbestimmungssystem (GPS) oder Network Time Protocol (NTP).

Es wird empfohlen, dass die Dokumentation der Zeitstempel nach ISO 8601, *Data elements and interchange formats – Information interchange – Representation of dates and times* erfolgt.

7 Messparameter

7.1 Allgemeine Anforderungen

In [Tabelle 3](#) sind die in diesem Dokument festgelegten Messparameter und eine Zusammenfassung der Messanforderungen aufgeführt. Zur Anleitung des Nutzers ist in [Tabelle 3](#) der Zweck jedes Überwachungsparameters angegeben. Mehr Einzelheiten und zusätzliche Anforderungen werden in den nachfolgenden in Bezug genommenen Unterabschnitten zur Verfügung gestellt.

Ein Häkchen (✓) in [Tabelle 3](#) weist auf einen geforderten Parameter hin, der vor Ort zu messen ist, was gegebenenfalls durch spezielle Anmerkungen eingeschränkt wird.

In [Tabelle 3](#) ist die Mindestanzahl der vor Ort befindlichen Sensoren aufgeführt, in vielen Fällen durch eine Verweisung auf [Tabelle 4](#). Ist keine Anzahl angegeben, ist nur ein Sensor erforderlich, wenngleich redundante Sensoren üblicherweise anzuraten sind. Wenn mehrere Sensoren gefordert werden, müssen sie über die PV-Anlage verteilt oder an den in der Tabelle angegebenen Überwachungsstellen angeordnet werden.

Wenn die Anlage mehrere Abschnitte enthält, die unterschiedliche Arten von PV-Technik aufweisen oder sich hinsichtlich der örtlichen Geografie beträchtlich unterscheiden, muss mindestens ein Sensor in jedem Abschnitt angeordnet werden.

Das Symbol „E“ in [Tabelle 3](#) weist auf einen Parameter hin, der eher auf der Grundlage von örtlichen oder regionalen meteorologischen Daten oder Satellitendaten abgeschätzt als vor Ort gemessen werden kann.

Leere Zellen in [Tabelle 3](#) geben freigestellte Parameter an, die für besondere Systemanforderungen oder zur Erfüllung von Projektspezifikationen gewählt werden dürfen.

ANMERKUNG Die wichtigsten und direkten Auswirkungen auf das Betriebsverhalten eines PV-Systems sind die von der PV-Modulgruppe aufgenommene Bestrahlungsstärke der gleichen Ebene, die PV-Zellentemperatur und Verschattungsverluste durch Verschmutzung oder Schnee. Die Überwachung der in [Tabelle 3](#) aufgeführten meteorologischen Parameter unterstützt das Abschätzen einiger dieser Faktoren unabhängig voneinander, ein Vergleich mit historischen meteorologischen Daten für den Einsatzort wird ermöglicht, und sie kann zur Feststellung von Problemen bezüglich der Konstruktion des Systems oder bei der Instandhaltung beitragen. Zusätzliche Parameter in [Tabelle 3](#) unterstützen die Fehlerlokalisierung und die Bewertung von Interaktionen des Stromnetzes.