

**DIN EN 62446-2
(VDE 0126-23-2)****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

Einsprüche bis 2017-05-10

Entwurf**Photovoltaik(PV)-Systeme –
Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung –
Teil 2: Netzgekoppelte Systeme - Instandhaltung von PV-Systemen
(IEC 82/1164/CD:2016)**

Photovoltaic (PV) systems –
Requirements for testing, documentation and maintenance –
Part 2: Grid connected systems - Maintenance of PV systems
(IEC 82/1164/CD:2016)

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2017-03-10 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

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

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des DIN unter www.entwuerfe.din.de bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/stellungnahme oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 102 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser Norm ist

Inhalt	Seite
Nationales Vorwort.....	4
Einleitung	5
1 Anwendungsbereich und Ziele	6
1.1 Anwendungsbereich	6
1.2 Ziele	6
2 Normative Verweisungen	6
3 Begriffe	7
4 Anforderungen an die Systemdokumentation	8
4.1 Allgemeines	8
4.8 Betriebs- und Wartungsangaben.....	8
4.9 Leistungsmaßstäbe	9
4.10 Dokumentation von Verfahren.....	9
5 Überprüfung.....	9
6 Prüfverfahren – Kategorie 1	9
7 Prüfverfahren – Kategorie 2	9
8 Prüfverfahren – Zusätzliche Prüfungen.....	9
9 Prüfberichte	9
10 Wartungsprotokolle.....	10
10.1 Allgemeines	10
10.2 Überprüfungsintervalle und auslösende Ereignisse.....	10
10.3 Weitere Aspekte zur Bestimmung bestimmter Überprüfungsintervalle.....	17
11 Überprüfungsaufgaben.....	17
11.1 Allgemeine Standortsichtprüfung	18
11.2 Komponenteninspektion und sicherheitsrelevante Wartung.....	18
11.3 Leistungsrelevante Wartung.....	22
12 Fehlersuche und fehlerbehebende Wartung.....	25
12.1 Abschaltung von Betriebsmitteln als Reaktion auf gefährliche Ausfälle	26
12.2 Fehlersuche bei ungefährlichen Ausfällen	26
12.3 Fehlersuche bei durch Ereignisse ausgelösten Problemen	26
12.4 Diagnose leistungsrelevanter Probleme.....	26
13 Zusätzliche Verfahren.....	28
13.1 Allgemeines	28
13.2 Sicherheitsverfahren.....	28
13.3 Trennverfahren	29
13.4 Inspektions- und vorbeugende Wartungsverfahren	31

	Seite
13.5 Elektrische Prüfverfahren	32
13.6 Diagnoseverfahren	35
Anhang A (normativ) Sicherheitsaspekte	41
A.1 Qualifizierte Personen	41
A.2 Allgemeine Sicherheitsaspekte	41
A.3 Persönliche Schutzausrüstung	42
A.4 Trennverfahren	42
A.5 Wartungssicherung (Lockout/Tagout)	42
A.6 PV-spezifische Schilder und Kennzeichnungen	43
Anhang B (informativ) Beispielplan für die vorbeugende Wartung	44
B.1 Allgemeines	44
B.2 Beispielsystembeschreibung	44
Anhang C (informativ) PV-System-Betrieb	55
Literaturhinweise	57

Tabellen

Tabelle 1 – Überprüfungs- und Wartungsaufgaben und Grundlagen für die Bestimmung der Aufgabenintervalle	11
Tabelle 2 – Typische gemeldete Wechselrichterfehler	39
Tabelle C1 – Plan für die vorbeugende Wartung von Anlage XYZ	45

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 82/1164/CD:2016 „Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 2: Grid connected systems - Maintenance of PV systems“ (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

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

Das internationale Dokument wurde vom TC 82 „Solar photovoltaic energy systems“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die IEC und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf prEN nur 2 Monate beträgt, und dann 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 DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

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.

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.

Der Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden Deutschen Dokumenten ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO [und/oder] IEC sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Die Deutsche Fassung wurde in den [Abschnitten 2 und 3](#) an den aktuellen Standardtexten angepasst.

**Photovoltaik(PV)-Systeme –
Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung –
Teil 2: Netzgekoppelte Systeme - Instandhaltung von PV-Systemen**

Einleitung

Dieser Teil 2 von IEC 62446 enthält Anforderungen und Empfehlungen für die Wartung von PV-Systemen einschließlich wiederkehrender Inspektionen, sicherheits- und leistungsrelevanter vorbeugender Wartung, fehlerbehebender Wartung und Fehlersuche. Netzgekoppelte PV-Systeme gelten im Allgemeinen als sehr wartungsarme Energieerzeugungsmittel. Das trifft im Vergleich mit herkömmlichen Energieerzeugungsquellen, die Brennstoff und/oder drehende Maschinen nutzen, zwar zu, PV-Systeme erfordern jedoch ein gewisses Maß an vorbeugender und fehlerbehebender Wartung, um bei Lebensdauern von 20 und mehr Jahren die erwartete Leistung erbringen zu können. Der für die Erhaltung der Leistungsfähigkeit erforderliche oder empfohlene Wartungsaufwand kann in Abhängigkeit von den Prioritäten des Eigentümers bzw. den Vertragsverpflichtungen für die Energieproduktion erheblich variieren. Ein Mindestwartungsaufwand ist jedoch für die Sicherheit und die Verringerung der Brandgefahr unerlässlich. Die Befolgung bestimmter Mindestwartungsanforderungen ist auch für die Ziele des neu eingerichteten Konformitätsbewertungssystems IECRE wesentlich, mit dem die Lizenzierung und Zertifizierung von PV-Systemen und -Anlagen von der Entwurfs- bis zur Betriebsphase gesteuert werden wird.

WARTUNG VON PV-SYSTEMEN

1 Anwendungsbereich und Ziele

Es gilt der entsprechende Abschnitt aus Teil 1 dieser Norm mit den folgenden Ausnahmen:

Ergänzung:

1.1 Anwendungsbereich

In diesem Teil 2 von IEC 62446 werden die grundlegenden Anforderungen an und Empfehlungen für die vorbeugende, fehlerbehebende und leistungsrelevante Wartung netzgekoppelter PV-Systeme beschrieben. Die Wartungsverfahren decken Folgendes ab:

- Grundlegende Instandhaltung der Systemkomponenten und -verbindungen für Zuverlässigkeit, Sicherheit und Brandvermeidung
- Maßnahmen für die fehlerbehebende Wartung und Fehlersuche
- Arbeitssicherheit

Die Norm befasst sich außerdem mit Wartungsarbeiten zur Maximierung der erwarteten Leistung, z. B. Modulreinigung und Vegetationspflege. Es werden besondere Aspekte von Dach- und Freiflächensystemen zusammengefasst. Inselsysteme und Systeme, die Batterien oder andere Speicher enthalten, werden hiervon nicht abgedeckt.

Die Bestätigung der Übereinstimmung eines Systems mit den entsprechenden Konstruktions- und Installationsnormen wird von Teil 1 abgedeckt und erfolgt während der Erstinbetriebnahme des Projekts.

Die Wartung von PV-Systemen wird oft pauschal dem Sammelbegriff Betrieb und Wartung (O&M) zugeordnet. Diese Norm befasst sich nicht mit Geschäfts- oder Managementbetriebsprozessen (z. B. Prognosen, Preisanreize von Versorgungsunternehmen usw.) oder anderen Aspekten, die von Faktoren beeinflusst werden, die über grundlegende Systemarbeitsbedingungen, Sicherheit und Leistung hinausgehen.

1.2 Ziele

Mit dieser Norm werden die folgenden Ziele verfolgt:

- Angabe grundlegender verbindlicher Wartungsanforderungen, die sich je nach Systemtyp (Wohnbereich, kommerziell, Großanlagen), Eigentümer und Finanzierungsanforderungen unterscheiden können
- Angabe zusätzlicher Wartungsschritte, die empfohlen werden oder optional sind
- Angabe von Faktoren, die für die Bestimmung geeigneter Wartungsintervalle zu verwenden sind
- Sicherstellen, dass Ferndiagnosemethoden als Mittel für wiederkehrende Überprüfungen und die Problemerkennung zulässig sind
- Sicherstellen, dass alternative Mittel zur Erfüllung der wartungsrelevanten Anforderungen zulässig sind, um Innovation, herstellereigene Methoden, sich verändernden Kundenanforderungen usw. besser entsprechen zu können

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente, die in diesem Dokument teilweise oder als Ganzes zitiert werden, sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. 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).

Ergänzung:

IEC 62446-1, *Grid connected photovoltaic systems – Requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*

IEC 61724-1 Ed. 1.0, *Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring*

IEC 61724-2 Ed. 1.0, *Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method*

IEC 61724-3 Ed. 1.0, *Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method*

IEC 61829, *Crystalline silicon photovoltaic (PV) array – On-site measurement of I-V characteristics*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach Teil 1 und die folgenden Begriffe.

Zusätzliche Definitionen

3.17

Tragkonstruktion

für die physische Abstützung von Modulen bzw. Modulgruppen und deren Positionierung in einer festen oder beweglichen Orientierung bezüglich des Sonnenlaufs verwendete Ausrüstungen

3.18

Generatoranschlusskasten

geschlossene oder geschützte Baugruppe mit einer oder mehreren Verbindungsstellen für parallele Stromkreise von Gleichstromsträngen bzw. -arrays

3.19

Qualifizierte Personen

eine Person, die durch Schulung, Qualifizierung oder Erfahrung bzw. eine Kombination davon das Wissen und die Fertigkeiten erworben hat, die sie dazu befähigen, die erforderliche Aufgabe korrekt auszuführen

[QUELLE: IEC 62548]

3.20

Generatoranschlusskasten des PV-Arrays

ein Anschlusskasten, in dem PV-Teilarrays verbunden werden und der auch Überstromschutz- und/oder Lasttrennschalteneinrichtungen enthalten darf

Anmerkung 1 zum Begriff: Kleine PV-Arrays enthalten im Allgemeinen keine PV-Teilarrays, sondern bestehen einfach aus PV-Strängen, während große PV-Arrays im Allgemeinen aus mehreren PV-Teilarrays bestehen.

[QUELLE: IEC 62548]

3.21

Systemperipherie

in Systemen, die auf erneuerbarer Energie basieren, alle Komponenten, die nicht zum Mechanismus der Ressourcennutzung (z. B. PV-Module) gehören

3.22

Wartungssicherung (Lockout/Tagout, LOTO)

Sicherheitsverfahren, mit dem sichergestellt wird, dass Ausrüstungen ordnungsgemäß spannungsfrei geschaltet und durch einen Sperrmechanismus gegen Wiedereinschalten gesichert werden, bis das Instandhaltungspersonal das Wiedereinschalten als sicher erachtet

3.23

Persönliche Schutzausrüstung (PSA)

jede Einrichtung bzw. jedes Gerät, die/das von Personen zum Schutz gegen eine oder mehrere Gesundheits- und Sicherheitsgefahren getragen oder gehalten wird

[QUELLE: IEC 60050, IEC 651-23-01, modifiziert]

3.24

Befugtes Personal

Personen, die vom Systemeigentümer/-betreiber zugelassen bzw. zugewiesen sind, bestimmte Arten von Aufgaben durchzuführen, für die sie qualifiziert sind, oder sich an bestimmten Standorten des Anlagenstandorts aufzuhalten

3.25

Kabelstrang

ein konfektioniertes Kabel, das die Ausgangsleistung mehrerer PV-Strang-Leiter zu einem einzigen Hauptleiter vereint. Der Kabelstrang kann Sicherungen für die einzelnen Strangleiter enthalten.

3.26

Zentraler Wechselrichter

ein Wechselrichter, der von mehreren Teilarray- oder Array-Stromkreisen gespeist wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Zentrale Wechselrichter sind leistungsfähiger als Strang-Wechselrichter. Die typischen Leistungen reichen von 100 kW bis 4 MW.

4 Anforderungen an die Systemdokumentation

Es gilt der entsprechende Abschnitt aus Teil 1 dieser Norm mit den folgenden Ausnahmen:

4.1 Allgemeines

Abschnittsergänzung:

Zur Unterstützung von Wartungsmaßnahmen und -arbeiten sollten zusätzliche Dokumentationen geführt werden, in denen das Wartungspersonal im Anschluss an Inspektions-, Wartungs- oder Reparaturarbeiten entsprechende Eintragungen vornehmen sollte. Die Aufzeichnungen sollten das Datum, die Beschreibung der Arbeiten und die Ergebnisse enthalten.

4.8 Betriebs- und Wartungsangaben

Ergänzung der bestehenden Liste:

- h) Alarmeinstellungen des Überwachungssystems
- i) Plan der in 10.2 festgelegten Überprüfungs- und Wartungsintervalle
- j) Sich verändernde standortspezifische Empfehlungen für wiederkehrende oder Folgeprüfungen auf der Grundlage der Ergebnisse von Wartungsarbeiten, Prüfungen oder Inspektionen
- k) Konstruktionszeichnungen im montierten Zustand und eine genaue Hauptkomponentenliste, in der Ersetzungen, beschädigte und/oder ausgetauschte Komponenten angegeben sind
- l) Eine Ersatzteilliste und ein Plan zum Austausch entsprechender Komponenten
- m) Standortspezifische Empfehlungen für die wiederkehrende Überwachung und Prüfung neuer experimenteller Komponenten oder Teilsysteme
- n) Plan zu den Komponentenkalibrierungen einschließlich Leistungs- und Wetterüberwachungsgeräten
- o) Zertifikate und Datumsangaben zu Komponentenkalibrierungen oder gegebenenfalls eine Dokumentation der Datumsangaben zu deren Austausch

Das Betriebs- und Wartungspersonal sollte gemeinsam mit dem Systemeigentümer darauf hinarbeiten, dass fehlende in dieser Liste enthaltene Dokumentationen neu erstellt und die vorhandenen Dokumentationen an einem sicheren und gesicherten Platz aufbewahrt werden.

Ergänzte Unterabschnitte:

4.9 Leistungsmaßstäbe

Es müssen Systemleistungsmaßstäbe geführt werden, die auf Prüfberichten basieren, die auf der Grundlage mindestens einer der folgenden Vorschriften/Verfahren durchgeführt worden sind:

- p) Leistungsrelevante Abschnitte von Teil 1 dieser Norm
- q) (zukünftig) IEC 61724-2
- r) IEC 61724-3 und
- s) Weitere leistungsrelevante Prüfungen

Die Leistungsmaßstäbe müssen für den Vergleich mit während der in diesem Teil 2 angegebenen Wartungsverfahren durchgeführten wiederholten Leistungsprüfungen verwendet werden. Informationen zu Leistungsmaßstäben sollten mindestens die im informativen [Anhang C](#) von Teil 1 angegebenen Parameter und Informationen beinhalten, die vom Musterprüfbericht der PV-Array-Prüfung abgedeckt werden.

4.10 Dokumentation von Verfahren

Kopien der Prüfdaten und Ergebnisse der in Abschnitt 9 ausführlich beschriebenen Wartungsverfahren müssen als Referenz, für die Trendanalyse der Leistung und für Korrekturmaßnahmen sowie für die allgemeine Buchführung im Fall von Gewährleistungsansprüchen oder bei Eigentümerwechsel des Systems aufbewahrt werden.

5 Überprüfung

Dieser Abschnitt und die Unterabschnitte von Teil 1 gelten, wenn dies in den Anforderungen in Teil 2 ausdrücklich angegeben ist.

6 Prüfverfahren – Kategorie 1

Dieser Abschnitt und die Unterabschnitte von Teil 1 gelten, wenn dies in den Anforderungen in Teil 2 ausdrücklich angegeben ist.

7 Prüfverfahren – Kategorie 2

Dieser Abschnitt und die Unterabschnitte von Teil 1 gelten, wenn dies in den Anforderungen in Teil 2 ausdrücklich angegeben ist.

8 Prüfverfahren – Zusätzliche Prüfungen

Dieser Abschnitt und die Unterabschnitte von Teil 1 gelten, wenn dies in den Anforderungen in Teil 2 ausdrücklich angegeben ist.

9 Prüfberichte

Dieser Abschnitt von Teil 1 gilt für spezielle Umstände, z. B. Situationen, die den Weiterverkauf oder eine Bewertung erfordern, ist aber nicht regelmäßig erforderlich.

Ergänzte Abschnitte:

10 Wartungsprotokolle

10.1 Allgemeines

In diesem Abschnitt werden verschiedene Wartungsprotokolle für netzgekoppelte PV-Systeme beschrieben. Dazu gehören:

- Soweit dies praktisch gerechtfertigt ist, dienen wiederkehrenden Überprüfungen dazu festzustellen, ob sich die Anlage und alle ihre Bestandteile in einem zufriedenstellend sicheren Gebrauchszustand befinden. Wiederkehrenden Überprüfungen beinhalten Inspektionen und sicherheitsrelevante Wartungsprüfungen.
- Empfohlene wiederkehrende leistungsrelevante Wartung
- Durchführung zustandsabhängiger Wartungsarbeiten bei durch Überwachungen, Inspektionen oder Prüfungen festgestellten Problemen
- Auf Vertrags- oder Gewährleistungsbasis erforderliche administrative Wartung. Dies beinhaltet die vorbeugende Wartung, die üblicherweise wiederkehrend durchgeführte Verfahren zur Sicherstellung der Komponentenlebensdauer umfasst.
- Fehlerbehebende Wartungsverfahren, die die Durchführung bestimmter Schadensbegrenzungsmaßnahmen umfassen, wenn Probleme erkannt worden sind
- Fehlersuche einschließlich allgemeiner in dieser Norm beschriebener Maßnahmen sowie herstellerspezifische Verfahren für einzelne Ausrüstungskomponenten

Diese Protokolle sollen bewusst inhärent flexibel sein, um:

- Ferndiagnosemethoden als Mittel für wiederkehrende Überprüfungen und die Problemerkennung zu ermöglichen
- Sicherstellen, dass alternative Mittel zur Erfüllung der wartungsrelevanten Anforderungen zulässig sind, um Innovation, herstellerspezifischen Methoden, sich verändernden Kundenanforderungen usw. besser entsprechen zu können

Das die Inspektionen oder die Wartung von elektrischen Betriebsmitteln durchführende Personal sollte qualifiziert und in den Verfahren geschult sein und die in [Anhang A](#) beschriebenen allgemeinen Leitlinien befolgen.

10.2 Überprüfungsintervalle und auslösende Ereignisse

Entsprechend den Empfehlungen oder Gewährleistungsanforderungen der Komponentenhersteller und Systemintegratoren kann es erforderlich sein, vorbeugende Wartungsarbeiten vor der Erkennung eines Ausfalls am Einsatzort zu planen, statt zu warten, bis es zum Ausfall von Teilen kommt. Dadurch werden die Ausrüstungen in optimalem Betriebszustand gehalten und durch die Planung der Wartung, idealerweise außerhalb der Produktionszeit, die Stillstandszeiten minimiert sowie längere Stillstandszeiten für nicht geplante Reparaturen vermieden. Für größere kommerzielle und Kraftwerkssysteme wird empfohlen, Ersatzteile für wichtige Komponenten auf Lager zu halten, um die Reaktionszeit zu minimieren. In Abhängigkeit von den Herstellerempfehlungen und Eigentümer-/Betreiberprioritäten können die Arbeiten Folgendes umfassen: Reinigung/Austausch der Wechselrichterfilter, Austausch der aus Kunststoff bestehenden Modulkabelbinder, Aus- und Wiedereinschalten von Schaltern, Austauschen von Sicherungen usw..

Wiederkehrende Überprüfungs- und Wartungsarbeiten sollten über die Lebensdauer von PV-Systemen hinweg sowohl in bestimmten Zeitintervallen als auch als Reaktion auf bestimmte auslösende Ereignisse durchgeführt werden. Diese Zeitintervalle können in Abhängigkeit von den folgenden Aspekten erheblich variieren:

- Systemtyp (Freiflächen-Kraftwerk, kommerziell, Wohnbereich usw.)
- Umfang der Fernüberwachungsmöglichkeiten
- Vertragsrechtliche Bestimmungen oder Leistungsgarantien
- Vom Hersteller empfohlene Wartungsverfahren für bestimmte Komponenten
- Standortspezifische Aspekte

Wegen der großen Anzahl von Faktoren, die je nach Anwendung, Standort und Eigentümer-/Betreiberverpflichtungen variieren, werden in dieser Norm keine Überprüfungs- und Wartungsintervalle festgelegt. In Tabelle 1 sind jedoch Überprüfungsaufgaben auf der System- und Komponentenebene und Anleitungen für die Bestimmung der Überprüfungsintervalle angegeben. In der Spalte „Intervallgrundlage“ sind konkrete Beispiele von Problemen angegeben, die häufigere Überprüfungsintervalle rechtfertigen würden. Bei Systemen an Standorten, wo häufig mit Überschwemmungen oder Gewittern zu rechnen ist, sollten z. B. häufigere Inspektionen oder Leistungsüberprüfungen bestimmter Komponenten durchgeführt werden.

In Tabelle 1 sind auch die entsprechenden Abschnitte dieser Norm angegeben, in denen die einzelnen Überprüfungsaufgaben bzw. -verfahren beschrieben werden. In den Spalten „L“ und „E“ ist angegeben, ob die zustandsabhängigen Überprüfungsaufgaben gewöhnlich durch erkannte Leistungsprobleme („L“), z. B. eine zu niedrige Ausgangsleistung, oder bestimmte Ereignisse („E“), z. B. Fehler oder Komponentenausfälle, ausgelöst werden.

Tabelle 1 – Überprüfungs- und Wartungsaufgaben und Grundlagen für die Bestimmung der Aufgabenintervalle (1 von 7)

Komponente/Aufgabe		Relevanter Abschnitt	L	E	Intervallgrundlage
Module					
	Auf Risse, Delaminierungen, Brüche und Brandspuren überprüfen	11.2.3	X	x	Bereiche mit starker Blitz- oder Windaktivität, in der Nähe durchgeführter Bauarbeiten, alternden Systemen (bei Delaminierungen).
	Auf Mikrorisse und „Schneckenspuren“ überprüfen				Produkte, bei denen in der Vergangenheit Mikrorisse aufgetreten sind. Standorte, an denen Schnee- oder Windkräfte auf Module usw. wirken. Auswirkungen können in Gebieten mit hoher Luftfeuchte größer sein.
	Auf übermäßige Ablagerung von Schmutz und Tierexkrementen überprüfen			x	Wenn der Standort für ein hohes Maß an Verschmutzung, Vogelexkremente usw. anfällig ist.
	Wärmebildaufnahmen von Anschlusskästen, Zellenvariationen, internen Verbindungen, Teilbetrieb	11.2.3	X	x	Kann die Standardmethode für große Anlagen sein (z. B. Verwendung von Luftaufnahmen). Standorte, die für Blitzeinschläge anfällig sind, z. B. für die Bypass-Dioden-Diagnose, jahreszeitliche Prüfabweichung zur Sicherstellung einer hohen Bestrahlungsstärke, z. B. im Sommer.
	Steckverbinderprüfungen – Sichtprüfung auf Beschädigung, Stichprobenprüfung auf Festigkeit	11.2.4	X	x	Wenn Steckverbinder starkem Wind oder anderen Verschiebungs- oder Belastungsquellen ausgesetzt sind. Wenn Steckverbinder verschiedener Hersteller verwendet werden.
	Bildaufnahmen von Modulsteckverbindern zur Erkennung von hochohmigen, gerissenen oder gefährdeten Verbindungen	11.2.4	X	x	Nur zustandsabhängig, es sei denn, bei dem System sind in der Vergangenheit Steckverbinderprobleme aufgetreten, keine Erkennung von Lichtbogenfehlerverbindungen und/oder geringfügigen Erdschlüssen enthalten.

Tabelle 1 (2 von 7)

Komponente/Aufgabe		Relevanter Abschnitt	L	E	Intervallgrundlage
Arrays					
	Fremdkörper oder abgelegte Gegenstände unter dem Array	11.1.1		x	Gilt für Freiflächen-Kraftwerke nach der Errichtung oder nach erheblichen Wartungsarbeiten. Auch andere Arten von Fremdkörpern berücksichtigen, die vom Wind oder anderen Quellen stammen.
	Tier- oder Schädlingsbefall unter dem Array	11.1.1			Abhängig von den Standortbedingungen und davon, ob Auswirkungen auf die Verkabelung oder die Ausrüstungen zu befürchten sind. Möglicherweise jahreszeitlich bedingt, z. B. Nisten von Vögeln im Frühjahr.
	Wiederkehrende Isolationswiderstandsprüfung	Teil 1, 6.7	X	x	Für Systeme mit Funktionserde-Arrays, wiederkehrende Prüfungen an Standorten, an denen in der Vergangenheit Verkabelungsschäden aufgetreten sind oder die Verkabelung anfällig für Beschädigungen ist, oder wo Prüfungen in Verbindung mit wiederkehrenden Wechselrichterprüfungen durchgeführt werden können.
	Verfolgung von Abschattungsquellen im Vergleich zum Basisniveau während der Inbetriebnahme	11.2.9.3	X		Nach Bedarf für die Diagnose von Leistungsproblemen. Kann als vorbeugende Maßnahme an Standorten mit in der Nachbarschaft wachsenden Bäumen und/oder mit vertraglicher Leistung usw. sinnvoll sein.
	Strang- U_{oc} -Messungen für Basisniveauvergleiche	11.2.9.4.1	X	x	Nach Bedarf bei zu geringer Leistung oder für die Fehlersuche oder wenn ein Bezugsniveau für die vertragliche Leistung erforderlich ist.
	Strang-Strommessungen für Basisniveauvergleiche	11.2.9.4.2	X	x	
	Strang-I/U-Kennlinie für Leistungs-Basisniveauvergleiche, ID-Ausfälle	11.2.9.4.3	X	x	Alternative zu Strang-U/I-Prüfungen, besonders sinnvoll für erweiterte Diagnose der Strangleistung.
	Vegetationspflege – Pflanzen beschneiden, entfernen, bekämpfen	11.2.9.5	X		In hohem Maße standort- und jahreszeitabhängig, wenn überhaupt erforderlich. Auf Standortüberprüfung oder Betrieb im ersten Jahr basierend, zur Sicherstellung der Leistung, des Ausrüstungsschutzes oder beider.
Wechselrichter					
	Optische Hinweise durch Wechselrichterlampen und -anzeigen	Nicht zutreffend	X	x	Sinnvoll für die Prüfung kleiner Systeme auch durch nicht qualifiziertes Personal oder für die Fehlersuche.

Tabelle 1 (3 von 7)

Komponente/Aufgabe	Relevanter Abschnitt	L	E	Intervallgrundlage
Inspektion Wechselrichtergehäuse außen	11.2.1			Selten oder im Rahmen der vom Wechselrichterhersteller angegebenen Zeitintervalle. Häufiger an Standorten mit korrosiven Umgebungen.
Wechselrichter innen (Wasser, Staub, Nagetiere)	11.2.1	x	x	Selten, außer an Standorten mit Nagetierproblemen oder mit Starkregen, Überschwemmungen oder wo in der Vergangenheit Kondensation in Verbindungselektroinstallationsrohren aufgetreten ist.
Wechselrichter innen – Anzugsmarkierungen, Brandspuren an Feldanschlussklemmen	11.2.1	x	x	Für die Fehlersuche und/oder im Rahmen der vom Wechselrichterhersteller angegebenen Zeitintervalle. In den ersten ein bis zwei Jahren möglicherweise häufigere Zeitintervalle.
Wiederkehrende Wartung – nach Herstellerangaben	13.4.1			Nach Angaben
Gehäuse				
Zugänglichkeit von Schaltschränken (gesichert)	11.2.2			Wiederkehrende Prüfungen empfohlen an Standorten mit in der Nähe befindlichen Schulen, öffentlichen Gebäuden, Parks usw. bzw. mit Zugang zu diesen.
Gehäusekorrosion	11.2.2			Selten, außer an Standorten mit korrosiven Umgebungen.
Leistungsschalter/Lasttrennschalter				
Anzugsmarkierungen an Feldanschlüssen überprüfen	11.2.2.1	x		Nach den Hersteller-/Lieferantenempfehlungen. Möglicherweise nur im ersten Jahr.
Auf Fremdkörper und Anzeichen von Wasser untersuchen	11.2.2.3, 11.2.2.4	x	x	An Standorten mit Starkregen, Überschwemmungen oder erheblicher Fremdkörperbelastung durch Wind. Dort wo in Kabelkanälen starke Kondensation auftreten kann.
Brand-/Lichtbogenverfärbungen an Anschlussklemmen, Baugruppen, Sicherungshaltern	11.2.2.1	x	x	Standorte mit starker Blitzaktivität oder ähnlichen Problemen in der Vergangenheit.
Staubablagerungen auf Kontaktflächen	11.2.2.1			Standorte, die für durch den Wind mitgeführte Staub- oder andere Schwebstoffteilchen anfällig sind.
Wärmebildinspektion von hochohmigen Verbindungen	11.2.2	x		Berücksichtigung von Klimaaspekten, an Standorten mit starken Temperaturwechseln, Materialausdehnungseigenschaften. Wenn es am Standort in der Vergangenheit Probleme gegeben hat, die eine Inspektion rechtfertigen.

Tabelle 1 (4 von 7)

Komponente/Aufgabe		Relevanter Abschnitt	L	E	Intervallgrundlage
	Feld- bzw. werkseitige Anschlussklemmen nach Bedarf nachziehen	11.2.2	x		Nach den Hersteller-/Lieferantenempfehlungen. Möglicherweise nur im ersten Jahr. Zugang zu Anschlüssen und Verbindungen.
	Gehäusekorrosion oder -zustandsverschlechterung einschließlich Schaltschrank, Erdungsanschlüsse, Scharniere und Verriegelungsmechanismen usw..	11.2.2.2		x	Standorte mit hoher Luftfeuchte, hohem Salzgehalt (am Meer), korrosiven Umgebungen (z. B. chemische oder Agrarindustrie).
	Wassereintritt: Verschließen oder Quelle umleiten, Abflussarmaturen	11.2.2.3		x	An Standorten mit Starkregen oder Überschwemmungen.
	Wassereintritt: Dichtungen austauschen			x	
	Fremdkörper/Nagetiere: Entfernen und verschließen	11.2.2.4			Standorte mit Fremdkörperbelastung durch Wind oder Standorte mit Befall durch Nagetiere und andere Schädlinge.
	Lasttrennschalterbetätigung, Mechanismen nach Herstelleranweisungen fetten	11.2.2.5			Nach Herstellerempfehlungen oder basierend auf den FeldeLeistungsdaten.
	Sicherungsaustausch	13.5.2	x	x	Vorherige Referenz verwenden. Austausch wegen Alterung möglich, um einem Ausfall zuvorzukommen.
Verkabelung					
	Sichere Modul-/Strangverkabelung, keine Scheuerstellen, keine scharfen/rauen Oberflächen	11.2.5		x	Wenn die Verkabelung starkem Wind oder anderen Verschiebungs- oder Belastungsquellen ausgesetzt ist.
	Modul-/Strangverkabelung ohne scharfe/raue Oberflächen, ohne Quetschstellen	11.5.2		x	Wenn die Verkabelung Verschiebungs- oder Belastungsquellen ausgesetzt und entlang von Tragwerken und Nachführeinrichtungen und weniger in Kabelkanälen installiert ist.
	Bruch oder Beschädigung der Strangkabelbinder, Auswirkungen auf Leiter	11.5.2			Wenn Kabelbinder eine wichtige Rolle für die Abstützung, das Laden von Kabelbündeln usw. spielen.
	Verschleißerscheinungen an Teilarraykabeln an Gehäusen, Übergängen, freiliegenden Standorten	11.5.2	x		Wenn die Teilarraykabel in einem engen Biegeradius verlegt und/oder durch die Umgebungsbedingungen ungewöhnlich stark belastet sind. (Es ist zu beachten, dass nach der Errichtung einige Zeitintervalle unabhängig von dieser Tabelle festgelegt werden sollten, damit Installationsprobleme berücksichtigt werden können, die in der Entwurfsphase nicht unbedingt bekannt waren. Auch aufgrund der Anlagenalterung müssen Anpassungen im Plan vorgenommen werden.)

Tabelle 1 (5 von 7)

Komponente/Aufgabe		Relevanter Abschnitt	L	E	Intervallgrundlage
	Wiederkehrende Isolationswiderstandsprüfung	Teil 1, 6.7		x	Für Systeme mit Funktionserde, bei denen keine regelmäßigen Wechselrichter-Isolationswiderstandsprüfungen durchgeführt werden. Für Standorte, bei denen direkt erdverlegte Kabel aufgrund von felsigem oder weniger stark gesiebttem Boden als anfällig erachtet werden. Für Standorte, an denen es in der Vergangenheit Erdschlüsse usw. gegeben hat.
Kabelkanäle					
	Abstützungen von Elektroinstallationsrohren/Kabelwannen, Durchführungen, Dichtungen, Muffen, Verschleiß, Korrosion	11.2.7		x	Systeme mit Anzeichen von zu hoher Belastung, Materialauswahl, Auslegungsreserven. Systeme in Gebieten mit starker Korrosion.
	Kabelwannen: Kabelwannenabdeckungen entfernen, um die Anordnungen überprüfen zu können, Integrität, Nagetiere/Eindringen	11.2.7			Systeme, die für das Eindringen von Nagetieren oder übermäßige Verschiebungen durch thermische Ausdehnung oder mangelhafte Verankerung anfällig sind.
	Dehnungsstücke unversehrt (falls zutreffend)	11.2.7		x	Wenn die Verwendung von Dehnungsstücken für die Integrität der mechanischen Verbindungen mit Schaltschränken unerlässlich ist. Bei langen Kabelkanälen ohne Trennungen.
Erdung					
	Erdungsanschlüsse – Gehäuse, Tragwerke, Rahmen, Kabelkanalstützen	11.2			Wenn Verbindungen für die Schwächung durch Wind, Korrosion, Nagetiere, unterschiedliche Materialalterung, starke Stürme usw. anfällig sind.
	Durchgangsprüfung des Erdungssystems	12.3			
	Erdungsanschlüsse – nachziehen oder austauschen	11.2.5.3			
	Kabelkanalarmaturen und Verbindungsfestigkeit bei Verwendung für den Erdungspfad	11.2.7			
Befestigungssystem					
	Rost, Korrosion, Durchhang, Deformation, Bruch, Schraubenfestigkeit von Gestellen	11.2.6		x	Systeme mit Anzeichen von zu hoher Belastung, Materialauswahl. Systeme in Gebieten mit starkem Wind oder starker Korrosion.
	Verschiebungen durch Einsinken, Quellböden, Frosthebungen usw.	11.2.6	x	x	Freifächensysteme, die an Standorten mit wechselnden Bodenbedingungen oder mit unvollständiger Struktur-/Bodenanalyse oder ohne Berücksichtigung der Frostgrenze installiert sind, insbesondere im ersten Betriebsjahr bzw. in Jahren mit extremen Wetterbedingungen.

Tabelle 1 (6 von 7)

Komponente/Aufgabe		Relevanter Abschnitt	L	E	Intervallgrundlage
	Erosion der Pfeilerfundamente	11.2.6		x	Relevant für Standorte mit höherem Anteil korrosiver Chemikalien im Boden entsprechend der Bodenprobenanalysen.
	Systembeeinträchtigung durch Strauchwerk/Vegetation	11.2.9.5	x	x	Standorte mit erheblichem Vegetationswachstum und hohen Vegetationspflegeanforderungen.
Nachführeinrichtungen					
	Falsch orientierte Nachführeinrichtungen	11.2.3	x	x	Im Allgemeinen nur bei Leistungsproblemen, es sei denn, es gab in der Vergangenheit produkt- oder standortspezifische Probleme.
	Wiederkehrende Wartung – nach Herstellerangaben	13.4.2			Nach Herstellerangaben oder wenn aufgrund der in der Vergangenheit am Einsatzort aufgetretenen Probleme für notwendig erachtet.
Platte					
	Wechselrichter-/Elektroplatte Risse/Verschleiß/Unterhöhlung	11.2.1		x	Am ehesten an Standorten mit weniger stabilen Böden und in Zonen mit Starkregen, Überschwemmungen oder seismischer Aktivität relevant. Einsinken, Quellböden, Frosthebungen usw.
	Wechselrichter-/Plattenschrauben unversehrt (nicht locker/beschädigt)	11.2.1			
Dach					
	Angemessener Wasserabfluss, keine Verstopfung oder Lachenbildung	11.1.2			Für Wasserabfluss angemessene einheitliche Dachneigung, Fremdkörperbelastung durch Wind von Bäumen oder anderen Quellen.
	Vegetationswachstum auf Dacharray	11.1.2	x		Im Allgemeinen vom Systemtyp (Produkt bzw. Dach) und Klima abhängig
	Dachdurchdringungen wasserdicht	11.1.2		x	Wird im Allgemeinen durch bestimmte Ereignisse ausgelöst, kann aber vom Alter und der Festigkeit des Dachs oder Problemen in der Vergangenheit abhängen.
	Neue Abschattungselemente – z. B. Satellitenantenne	11.1.2	x		Am ehesten an Standorten relevant, an denen Baumschnitt erforderlich ist, um übermäßige Abschattung zu verhindern. Satellitenantennenausrüstungen oder andere Ausrüstungen für kommerzielle und in manchen Fällen auch Wohnbereichssysteme.
Sonstiges					
	Fremdkörper oder abgelegte Gegenstände am Wechselrichterstandort	11.1			Standorte mit überdurchschnittlichen Bau-, Erweiterungs- oder anderen Wartungsarbeiten.

Tabelle 1 (7 von 7)

Komponente/Aufgabe		Relevanter Abschnitt	L	E	Intervallgrundlage
	Ermitteln fehlender, verblasster oder anderweitig unbrauchbarer Symbole und Schilder	11.1			Bereiche mit hohen Temperaturen und starker Sonneneinstrahlung, Verwendung geringwertiger Schildmaterialien usw.
Wetter-/Datenkomponenten					
	Sensorausrichtung, Sauberkeit, Luftstrom	13.4.3	x		Abhängig von den Leistungsmessungsanforderungen, Standortbedingungen hinsichtlich Verschmutzung, Fremdkörpern usw.
	Wiederkehrende Wartung für das DAS (en: Data Acquisition System)	13.4.3			Nach Herstellerangaben oder auf der Grundlage der in der Vergangenheit aufgetretenen Probleme am Einsatzort.
	Wiederkehrende Kalibrierung	13.4.3	x		Nach Herstellerangaben oder entsprechend den Anforderungen für die Leistungsmessungsziele.
Array-Reinigung					
	Array/Modul-Reinigung	11.2.9.6	x		Auf Kosten-Nutzen-Analyse-Basis unter Berücksichtigung der Standortbedingungen, des Grads und der Art der Verschmutzung, der jahreszeitlichen Auswirkungen auf die Leistung, der Reinigungskosten usw.

Anhang B enthält eine Beispiel-Wartungsintervalltabelle für einen Standort mit mehreren Problemen, die zu einer erhöhten Häufigkeit von Überprüfungsaufgaben führen. Das Beispiel enthält zusätzliche Anleitungen für die Bestimmung der Intervalle, sollte aber als ziemlich extrem angesehen werden. Bei den meisten Systemen sollten für viele der Aufgaben keine derart häufigen Zeitintervalle erforderlich sein.

10.3 Weitere Aspekte zur Bestimmung bestimmter Überprüfungsintervalle

Es gibt eine Reihe weiterer Faktoren, die Einfluss darauf haben, wie Überprüfungsaufgaben geplant oder vorgegeben werden:

- 1) Einige Überprüfungsaufgaben können von nicht qualifiziertem Personal wie Systemeigentümern (und Hauseigentümern) durchgeführt werden, das Routinezugang zu Überwachungssystemen hat oder Probleme ohne physische Interaktion mit dem System visuell erkennen kann. In derartigen Fällen kann die Notwendigkeit der proaktiven Beteiligung von Fachpersonal oder anderweitig qualifiziertem Wartungspersonal verringert werden.
- 2) Die Aufgabenintervalle können so koordiniert oder angepasst werden, dass sie mit anderen Arbeiten zusammenfallen, z. B., wenn qualifiziertes Personal bereits wegen anderer Fehlersuch- oder Inspektionsaufgaben vor Ort ist.
- 3) Das Vorhandensein bzw. die Ausbaustufe von elektrischen Schutzeinrichtungen kann Einfluss auf die Überprüfungsintervalle haben. Zum Beispiel können Systeme mit funktionierender Lichtbogenfehlererkennung weniger Inspektionen der Kabelverbindungen und -anschlüsse erfordern.

11 Überprüfungsaufgaben

In diesem Abschnitt werden visuelle und praxisbezogene Überprüfungsaufgaben für PV-Systeme und deren Komponenten beschrieben. Das Personal sollte Checklisten verwenden, um sicherzustellen, dass die Inspek-

tionen gründlich und vollständig durchgeführt werden. Bei sehr großen Systemen können diese Überprüfungsaufgaben an einer repräsentativen Betriebsmittelstichprobe durchgeführt werden. Wenn die Bedingungen am Standort variieren, sollte die Stichprobe Teilproben von den verschiedenen Standortpositionen enthalten. Bei Niederspannungsanlagen muss die Inspektion elektrischen Prüfungen vorausgehen und nach den Anforderungen von IEC 60364-6 durchgeführt werden.

11.1 Allgemeine Standortsichtprüfung

11.1.1 Alle Systeme

- a) Bestätigen, dass die Schaltschränke nur für befugtes Personal zugänglich, mit Vorhänge- oder Zahlenschlössern gesichert und mit Hinweisschildern zum eingeschränkten Zugang versehen sind.
- b) Die Gehäuseaußenseite und das Gestellsystem auf Korrosion überprüfen.
- c) Den gesamten Standort auf Sauberkeit überprüfen. Unter den Arrays, im Wechselrichterplattenbereich und an anderen Stellen sollten sich keine Fremdkörper befinden. Unter den Arrays sollten keine Gegenstände abgelegt sein. Andernfalls können der Luftstrom und die entsprechende Kühlung der Betriebsmittel beeinträchtigt werden.
- d) Überprüfen, ob unter dem Array Anzeichen für übermäßiges Vegetationswachstum und Tier- oder Schädlingsbefall vorliegen.
- e) An kritischen Stellen des Systems, wo Kabelführungsmängel zu Nichtverfügbarkeit führen können, die Robustheit der Kabelführung überprüfen.

11.1.2 Dachsysteme

- a) Dachsysteme auf Vegetationswachstum und andere neue Abschattungselemente wie Satellitenantennen überprüfen.
- b) Gegebenenfalls Dachdurchdringungen auf Wasserdichtheit überprüfen.
- c) Sicherstellen, dass der Wasserabfluss angemessen ist, die Abflüsse nicht verstopft sind und in der Nähe des Arrays keine Anzeichen von übermäßigem Wasserlachen vorliegen.
- d) Bestätigen, dass die Dehnungsstücke in langen Metall-Elektroinstallationsrohren den Auslegungserwartungen entsprechen und die Rohrverbindungsstellen keine Anzeichen von Verschleiß oder hoher Belastung zeigen.

11.1.3 Freiflächensysteme

- a) Überprüfen, ob in der Nähe der Fundamente des Freiflächensystems Bodenerosion vorliegt.
- b) Überprüfen, ob neben oder unter dem Freiflächensystem Unkraut oder Strauchwerk vorhanden ist, das die Module, Verkabelungen oder Gehäuse beeinträchtigt.
- c) Bei Systemen mit Nachführeinrichtungen darauf achten, ob einzelne Nachführeinrichtungen nicht in die allgemeine Richtung der sie umgebenden Nachführeinrichtungen ausgerichtet sind.

11.2 Komponenteninspektion und sicherheitsrelevante Wartung

11.2.1 Wechselrichter- und Hauptelektroplatte

Die Wechselrichter-/Elektroplatte von Außenanlagen auf übermäßige Risse und Anzeichen von Verschleiß oder Unterhöhlung durch Erosion oder Tieraktivitäten überprüfen. Der Wechselrichter sollte nach den Herstellerinstallationsanforderungen an allen Befestigungspunkten an die Platte geschraubt sein. Auf lockere und beschädigte Schrauben überprüfen. Je nach Größe, Standort und Zugänglichkeit des Systems für nicht qualifiziertes Personal sollten die Wechselrichter, Generatoranschlusskästen und Lasttrennschalter zum Öffnen Werkzeuge erfordern oder mit Schlössern ausgestattet sein, um Zugang unbefugter Personen zu den Betriebsmitteln zu verhindern.

Den Wechselrichter innen und außen einer Sichtprüfung unterziehen. Auf Anzeichen des Eindringens von Wasser, Nagetieren und Staub in den Wechselrichter achten. Die Anzugsmarkierungen an den Feldan-

schlüssen überprüfen. Informationen zu herstellerspezifischen Inspektionsanweisungen sind in Abschnitt 12.4.1 zu finden.

Auf Vorhandensein von Warnschildern einschließlich Lichtbogenüberschlag und PSA-Anforderungen beim Betriebsmittelzugang überprüfen. Alle Warnschilder beachten. Fehlende, verblasste oder anderweitig unbrauchbare Schilder dokumentieren.

11.2.2 Generatoranschlusskästen, Lasttrennschalter und Trennschalter

11.2.2.1 Elektrische Anschlüsse

Die Generatoranschlusskästen öffnen und überprüfen, ob die Anzugsmarkierungen an den Anschlüssen korrekt ausgerichtet sind. Auf Fremdkörper und Anzeichen von Beschädigungen durch Wassereintritt in den Anschlusskästen achten. Auf mögliche Lichtbogenverfärbungen an Anschlussklemmen, Baugruppen und Sicherungshaltern achten. Wenn die Anzugsmarkierung zwischen der Anschlussklemme und dem Gehäuse nicht mehr in einer Linie verläuft, hat sich die Anschlussklemme bewegt und muss nachgezogen werden. Die Anschlüsse müssen immer nach Herstellerangaben mit einem Drehmomentschlüssel oder Drehmomentschraubendreher angezogen werden, der das angewendete Drehmoment bzw. die angewendete Kraft anzeigt.

Die Sicherungshalter der Generatoranschlusskästen sind oft mit Schraubklemmen für den Anschluss der Feldstrangverkabelung (durch die Installateure) und der internen Sammelschienen (durch den Hersteller) ausgestattet. Die feld- und werkseitigen Anschlüsse sollten auf Integrität überprüft und regelmäßig angezogen werden. Die werkseitigen Anschlüsse können beim Versand oder während der Installation Erschütterungen ausgesetzt sein und sich daher im Laufe der Zeit lockern.

Bei anderen Anschlüssen mit kleinen Anschlussklemmen oder -schrauben ist die Anzugsmarkierung nicht sinnvoll. Diese Anschlüsse bzw. eine Stichprobe davon sollten ebenfalls regelmäßig mit Drehmomentschlüsseln oder Drehmomentschraubendrehern überprüft werden.

Auf Ablagerungen von Feinstaub auf den Kontaktflächen achten, die den effektiven elektrischen Abstand verringern können. Es dürfen auch Wärmebilddaufnahmen verwendet werden, um heiße (hochohmige) Verbindungen zu suchen, die z. B. durch lockere Anschlüsse, mangelhafte Schaltkontakte oder unzureichende Abstände verursacht werden können.

11.2.2.2 Korrosion und Zustandsverschlechterung

Schaltschränke sollten auf Anzeichen für erhöhte Korrosion und Zustandsverschlechterung überprüft werden. Bei korrodierten Metallgehäusen kann im Laufe der Zeit der Erdungssystemanschluss gefährdet werden, oder es können Wasser, Fremdkörper oder Nagetiere eindringen. Bei nichtmetallischen Gehäusen kann es im Laufe der Zeit durch Witterungseinflüsse zu einer Zustandsverschlechterung kommen, was zu Problemen durch das Eindringen von Wasser, Fremdkörpern oder Nagetieren oder zum Verlust der mechanischen oder strukturellen Integrität führen kann. Scharniere, Verriegelungsmechanismen und Schnittstellen können zusätzliche Überprüfungen erforderlich machen. Diese Probleme können später zu elektrischen Ausfällen der im Gehäuse befindlichen Betriebsmittel führen.

Durch Reinigung und die Anwendung von Dichtungsmitteln zur Verhinderung weiterer Oxidation kann die Korrosion auf niedrigem Niveau gehalten werden. Mit weiteren Maßnahmen ist die Ausbesserung von Problemstellen an verschiedenen Gehäusetypen möglich. Gehäuse mit erheblicher Zustandsverschlechterung sollten ausgetauscht werden.

Überprüfen, ob eine erhebliche Zustandsverschlechterung von polymerbasierten Griffen und Knöpfen von Lasttrennschaltern bzw. Trennschaltern vorliegt.

11.2.2.3 Wassereintritt

Zu Wassereintritt kann es durch Versagen der Schaltschrankintegrität, durch Schaltschrankkondensation oder durch Kondensation aus angeschlossenen Elektroinstallationsrohren kommen. Durch Wasser-/Feuchteansammlungen können die elektrischen Abstände verringert und neue Leitungswege geschaffen

werden. Die Schaltschränke sollten auf das Vorhandensein von Wasser bzw. Wasserlinienspuren am Boden der Gehäuse überprüft werden. Bei Vorhandensein von Wasser sollte die Wasserquelle festgestellt, verschlossen oder umgeleitet werden. Um bei nachfolgenden Wassereintritten das Wasser abzuführen, können Drainageöffnungen mit ordnungsgemäßen Armaturen und Herstellergenehmigung verwendet werden.

Die Türdichtungen, die in Außenumgebungen vorzeitig verschleifen können, auf Robustheit überprüfen. Dichtungen mit erheblicher Zustandsverschlechterung sollten ausgetauscht werden.

11.2.2.4 Eindringen von Fremdkörpern/Nagetieren

In Abhängigkeit von den Feldbedingungen können sich in Schaltschränken im Laufe der Zeit Fremdkörper ansammeln bzw. es können Nagetiere/Insekten eindringen. Die entsprechenden Eindringstellen sollten ermittelt und verschlossen werden. Vorhandene Fremdkörper sollten entfernt werden.

11.2.2.5 Elektromechanische Mechanismen

Lasttrennschalter, Trennschalter, Leistungsschalter und andere elektromechanische Schutz- und Steuerkomponenten können Wartung erfordern (z. B. jährliches Öffnen/Verschließen, Fetten des Antriebs usw.). Komponentenprüfungen, allgemeine Überprüfungen, Wartungsarbeiten und entsprechende Korrekturmaßnahmen müssen nach den Anweisungen der Gerätehersteller durchgeführt werden.

11.2.3 Module

Die PV-Module bzw. eine Stichprobe von PV-Modulen auf Mängel überprüfen, die sich in Form von Brandspuren, Deformierungen, Mikrobrüchen („Schneckenspuren“), Unstetigkeiten oder Ablösungen zwischen Glas und Rahmen, Verfärbungen, Delaminierungen oder zerbrochenem Glas zeigen können. Die Module auf übermäßige Verschmutzung durch Ablagerung von Schmutz und Tierexkrementen überprüfen.

Für vollständig, teilweise und nicht in Betrieb befindliche PV-Module dürfen Wärmebildaufnahmen verwendet werden. Derartige Temperaturänderungen können auf Probleme innerhalb der Module, z. B. in Sperrrichtung betriebene Zellen, fehlerhafte Bypass-Dioden, fehlerhafte Lötkontakte oder andere mangelhafte interne Verbindungen hinweisen.

ANMERKUNG Für Wärmebildaufnahmen von PV-Modulen gelten im Gegensatz zu typischen elektrischen Betriebsmitteln spezielle Anforderungen. Weitere Informationen dazu sind in der zukünftigen Norm IEC 62446-3 zu finden.

In den folgenden Fällen sollten Module ausgetauscht werden: zerbrochenes Glas, losgelöste Komponenten, Anzeichen für Lichtbogenüberschlag oder Brand, gerissene Zellen, gequetschte Anschlusskabel, Anzeichen von in das Tragwerk führenden Kriechstrecken oder von Hitzeschäden an der Rückseite, am Anschlusskasten oder an den Anschlüssen.

Module sollten eventuell auch in den folgenden Fällen ausgetauscht werden, wenn dies vom Hersteller empfohlen wird: erhebliche Zellen- oder Sammelschienenverfärbungen, die sich von den benachbarten Zellen und Modulen unterscheiden, sichtbare Delaminierungen, die einen Feuchtepfad bilden oder die Zelle beschatten, oder vermutete zu geringe Leistung.

11.2.4 PV-Steckverbinder

Bei ordnungsgemäß spezifizierten und installierten PV-Steckverbindern ist im Allgemeinen nicht mit dem Verlust der Verbindungsintegrität zu rechnen. Ausfälle derartiger Verbindungen sind allerdings eine der Hauptursachen für Ausfälle in Verbindung mit Lichtbögen bei Reihenschaltung und Bränden in PV-Systemen.

Für den Ausfall von Steckverbindern gibt es eine Vielzahl von Gründen:

- a) Mangelhafte Anpassung von Steckverbindern unterschiedlicher Hersteller oder von entsprechenden Steckverbinderteilen
- b) Unsachgemäße Installation (z. B. unsachgemäße Klemmung von Feldsteckverbindern für Einzelanschlussleitungen)
- c) Unsachgemäße Verbindung mit dem Gegensteckverbinder, z. B. nicht vollständig eingerastet

- d) Übermäßige Zug- oder Biegebelastung der Verbindung zwischen Leitung und Steckverbinder, was zur Lockerung der Verbindung oder zu Wassereintritt in den Schutzmantel führt (z. B. von lose hängenden Leitungen, straff gespannten Leitungen und Leitungen, deren Biegeradius größer als der empfohlene Biegeradius ist)
- e) Beeinträchtigung der Verbindung durch Schmutz, Öl oder andere Fremdkörper, was ohne genaue Untersuchung möglicherweise nicht sofort erkannt wird
- f) Temperaturwechsel
- g) Frost
- h) Flechten- oder Pilzbefall
- i) Herstellungsfehler und übermäßige Stromschwankungen durch Beschattung
- j) Korrosion durch feuchte Bedingungen vor dem Erstanschluss

Wiederkehrende Inspektionen einer Steckverbinderstichprobe sollten Festigkeitsprüfungen und Sichtprüfungen auf Anzeichen von Hitzeschäden, Korrosion oder das Eindringen von Wasser, Fremdkörpern oder Nagetieren beinhalten. Wärmebildaufnahmegeräte können auch zum Scannen der Verbindungen von Arrays eingesetzt werden, um nach hochohmigen Verbindungen zu suchen.

11.2.5 Verkabelung

Die Verkabelung von PV-Systemen beinhaltet in der Regel mehrere Kabelstreckenabschnitte innerhalb der Arrays außerhalb von Elektroinstallationsrohren, Kabelwannen oder anderen umschlossenen Kabelkanälen. Außerdem können Übergänge zwischen beweglichen (nachführenden) Befestigungssystemen und festen Kabelwannen oder Tragkonstruktionen vorhanden sein. Bei der Inspektion und Wartung der Verkabelung muss daher entsprechend sorgfältig vorgegangen werden. Kennzeichnungen und Markierungen, die sich in schlechtem Zustand befinden und für die zukünftige Wartung erforderlich sind, sollten ausgetauscht werden.

11.2.5.1 Integrität von PV-Strängen, Teilarrays und Arrayleitern

Zwischen den Modulen verlegte und zu den Generatoranschlusskästen geführte PV-Strang-Leiter sollten auf Anzeichen von Isolierungsverschleiß und Kerben entlang des Kabelführungswegs überprüft werden. Dabei sollte besonders auf Bereiche geachtet werden, in denen einzelne oder gebündelte Leiter über Ecken oder Kanten von Gestellkonstruktionen, Kabelführungsbaugruppen, Strukturelementen oder beweglichen Elementen von Nachführsystemen geführt werden. An Druck- oder Quetschstellen können Maßnahmen zum weiteren Schutz der Leiter ergriffen werden. Weiterhin sollte auf Abrieb an Oberflächen wie Dachschindeln geachtet werden.

Die Integrität der Arraykabelfixierung sollte überprüft und gegebenenfalls korrigiert werden. Zum Beispiel sollten gebrochene oder erheblich gealterte nichtmetallische Kabelbinder ausgetauscht werden. Metallische Kabelbinder können im Laufe der Zeit wandern und mit ihren scharfen Kanten die Isolierung beschädigen. Bei Kabelschellen und -führungen sollte die Integrität überprüft und sichergestellt werden, dass sie die Isolierung nicht beschädigen. Weiterhin ist zu überprüfen, ob Leiter unsachgemäß befestigt sind und reiben, scheuern oder unbeabsichtigte Bewegungen durch Wind, Schnee, Eis, Regen oder thermische Ausdehnung bzw. Kontraktion ausführen. Überprüfen, dass die Kabel nicht übermäßig durchhängen oder Bewegungen ausführen, die zu Ausfällen führen können.

11.2.5.2 Integrität von Teilarrays und Arrayleitern

Die Leitermäntel sollten an den Übergängen von Elektroinstallationsrohren und Gehäusen auf Anzeichen von Bewegungsverschleiß, Druck gegen Elektroinstallationsrohre und Armaturen sowie Beschädigungen durch Nagetiere überprüft werden. Wenn es Anzeichen für übermäßigen oder im Laufe der Zeit zunehmenden Verschleiß gibt, sollten zusätzliche Leiterschutzmaßnahmen oder der Austausch erwogen werden. Überprüfen, ob kritische Abstände zwischen Verkabelungen unterschiedlicher Spannungsklassen (einschließlich Wechselspannung/Gleichspannung) sowie durch Kabelbinder oder andere Kabelführungseinrichtungen geschaffene Abstände eingehalten werden.

11.2.5.3 Erdung und Potentialausgleich der Ausrüstungen

Die Erdungsanschlüsse der Ausrüstungen in oder an Gehäusen, Traggestellen, Kabelkanälen, Modulrahmen, Geräteplatten usw. sollten einer Sichtprüfung auf Anzeichen von Zustandsverschlechterung, Korrosion, Anzugsmarkierungsveränderungen usw. unterzogen werden. Die Verbindungen sollten mit geeigneten Drehmomentschlüsseln nachgezogen oder gegebenenfalls ausgetauscht werden.

11.2.6 Befestigungssystem

Das Gestellsystem auf Mängel wie Rost, Korrosion, Durchhang, Geometriefehler sowie fehlende oder gebrochene Schellen und Schrauben überprüfen. Es kann sinnvoll sein, das Anzugsmoment einer Stichprobe von Schrauben zu überprüfen, um die Festigkeit zu bestätigen, insbesondere bei vermuteten Wanderbewegungen. Bei Dachsystemen die Integrität der Durchdringungen bzw. die Wanderung von Ballast überprüfen. Bei Freifächensystemen auf Anzeichen von Metallkorrosion, Ermüdung oder Zustandsverschlechterung von Holz und anderen Materialien achten. Das gilt insbesondere für Stellen, an denen Erdkontakt besteht und wo es zur Anstauung von Feuchte bzw. zur Anhäufung von Schnee oder Eis und zur Abflussbehinderung kommen kann. Bei Nachführsystemen zusätzlich die Ausrichtung und weitere vom Hersteller empfohlene Elemente überprüfen.

An Standorten, an denen der Boden gefrieren kann, ist bei Freifächensystemen in Abhängigkeit von der Tiefe der Frostgrenze bezüglich der Fundamenttiefe eine Wanderung der Tragkonstruktion möglich. Vor der PV-Installation durchgeführte Bodenuntersuchungen können hilfreich sein, um festzustellen, ob in der Entwurfsphase Frosthebungen berücksichtigt worden sind. An einigen Standorten mit wechselnden Bodenbedingungen bzw. variabler Topografie können mehrere Stichproben erforderlich sein. Im ersten Betriebsjahr ist es nützlich, zu überprüfen, ob eine entsprechende Untersuchung durchgeführt worden ist und die entsprechenden Empfehlungen umgesetzt worden sind. Insbesondere nach dem ersten Frost-Tau-Zyklus wird empfohlen, den Standort daraufhin zu untersuchen, ob durch Bodenbewegungen unerwünschte Verzugskräfte auf die Tragkonstruktion wirken. In ähnlicher Weise wird empfohlen zu prüfen, ob im System ein Einsinken der Tragkonstruktion aufgrund von uneinheitlichen Bodenbedingungen und/oder Quellböden zu beobachten ist. Dies ist besonders für Gewährleistungsansprüche und zur Vermeidung weiterer Systemschäden wichtig.

11.2.7 Elektroinstallationsrohre und Kabelwannen

Elektroinstallationsrohre und Kabelwannen auf ordnungsgemäße Abstützung sowie Durchführungen, beschädigte Dichtungen und gegebenenfalls Dehnungsstücke überprüfen. Auf übermäßigen Verschleiß, Risse, Korrosion und andere Zustandsverschlechterungen überprüfen, durch die der mechanische Kabelschutz verringert werden kann. Auf lockere Armaturen überprüfen, insbesondere bei Verwendung als Erdungspfad. Die Kabelwannenabdeckungen entfernen und die Kabelanordnung und Kabelintegrität sowie auf übermäßigen Pflanzenbewuchs und das Eindringen anderer Materialien sowie Anzeichen von Nagetieraktivitäten überprüfen. Wenn die Kabel nicht direkt zugänglich sind, können Infrarotaufnahmen nützlich sein.

11.2.8 Wetterstation

Wenn eine Wetterstation vorhanden ist, überprüfen, ob sich die Sensoren an der richtigen Position befinden und korrekt ausgerichtet sind (Neigungswinkel und Azimut). Der globale horizontale Bestrahlungsstärkesensor sollte eben angeordnet sein. Der Arrayebenen-Bestrahlungsstärkesensor sollte mit der gleichen Längsneigung und Orientierung wie das Array installiert sein. Die Bestrahlungsstärkesensoren sollten regelmäßig gereinigt werden, um Schmutz, Vogelexkremente und andere Verschmutzungsquellen zu beseitigen. Umgebungstemperatur-Bestrahlungsabschirmungen können ebenfalls eine Reinigung erfordern, um einen angemessenen Luftstrom für den Temperatursensor sicherzustellen. Durch die regelmäßige Sensorkalibrierung und -überprüfung sowie gegebenenfalls den Sensoraustausch wird die Messwertgenauigkeit sichergestellt.

11.3 Leistungsrelevante Wartung

11.3.1 Allgemeines

Die leistungsrelevante Wartung umfasst bestimmte Prüf- oder Wartungsverfahren, mit denen sichergestellt wird, dass unter Berücksichtigung von Auslegung, Installationsbedingungen, Standort und Alter die maximal mögliche Energie erzeugt werden kann.

ANMERKUNG Dies sollte in Anbetracht der Möglichkeiten der Betriebs- und Wartungsorganisationen zur Leistungsverbesserung über die grundlegenden Erwartungen hinaus als Minimalansatz für die leistungsrelevante Wartung angesehen werden.

11.3.2 Kabelverbindungswiderstand

Die im [Abschnitt 11.2.2](#) beschriebenen sicherheitsrelevanten Überprüfungsschritte sind auch für die leistungsrelevante Wartung von Bedeutung, da ein zu hoher Widerstand unnötige elektrische Verluste verursacht, die die Systemgesamtproduktion schmälern.

11.3.3 Bewertung der Schattenverhältnisse

Die Überprüfung der Schattenverhältnisse im montierten Zustand ist unerlässlich, um die aktuelle Leistung von PV-Systemen im Vergleich mit der erwarteten Leistung beurteilen zu können. Wenn Standorte durch Bäume, Strauchwerk oder andere Schattenquellen beeinflusst werden, die sich im Laufe der Zeit verändern können, sollten während der Inbetriebnahme Abschattungsaufzeichnungen (siehe Teil 1) erstellt und als Grundlage für den Vergleich mit den während der Wartungsbesuche beurteilten Bedingungen verwendet werden. Derartige Bewertungen werden häufiger veranlasst, wenn eine Leistungsminderung gemessen wird. Um die bestehenden Beschattungsbedingungen für den Vergleich aufzuzeichnen, das im Abschnitt 8.4 von Teil 1 beschriebene Verfahren befolgen.

11.3.4 Modulstrangprüfung

Während der Inbetriebnahme werden Modulstrangprüfungen für Spannung und Strom durchgeführt und Basiswerte für zukünftige Vergleiche aufgezeichnet. Die Strangprüfung wird meist durch auslösende Leistungsminderungsereignisse veranlasst. Regelmäßige Strangprüfungen dürfen durchgeführt werden, wenn dies für die Leistungsmessung erforderlich ist. Strangprüfungen dürfen an allen Strängen oder an Teilmengens Stichproben durchgeführt werden.

11.3.4.1 Strangspannungsprüfung

Leerlaufspannungsmessungen (U_{oc}) durchführen, um zu überprüfen, ob die Modulstränge noch korrekt verkabelt und abgeglichen sind, bzw. um Modulverluste aufgrund einer kurzgeschlossenen Bypass-Diode oder anderer Probleme zu ermitteln. Die Prüfungen sollten nach Abschnitt 6.4 von Teil 1 oder im Rahmen der in Abschnitt 7.2 von Teil 1 beschriebenen I/U-Kennlinienprüfung durchgeführt werden.

11.3.4.2 Strangbetriebsstromprüfung

Die Strangbetriebsstromprüfungen nach Abschnitt 6.5.3 von Teil 1 durchführen.

Die gemessenen Werte sollten mit dem erwarteten Wert der Basiswertmessungen verglichen werden. Bei Systemen mit mehreren identischen PV-Strängen und bei stabilen Bestrahlungsbedingungen müssen die Ströme der einzelnen PV-Stränge miteinander verglichen werden. Diese Werte sollten identisch sein (bei stabilen Bestrahlungsbedingungen üblicherweise innerhalb von 5 % der durchschnittlichen Stromstärke im Strang).

11.3.4.3 I/U-Kennlinienprüfung

Mit einer I/U-Kennlinienprüfung eines Strangs können folgende Informationen ermittelt werden:

- Messungen der Leerlaufspannung (U_{oc}) und des Kurzschlussstroms (I_{sc}) des Strangs
- Messungen der Spannung bei maximaler Leistung (U_{mpp}), des Stroms bei maximaler Leistung (I_{mpp}), der maximalen Leistung (P_{max}) und des Füllfaktors (FF)
- Messung der Strang-/Arrayleistung
- Ermitteln von Fehlern an Modulen/Arrays und Abschattungsproblemen

I/U-Kennlinienprüfungen sollten regelmäßig im Rahmen der leistungsrelevanten Wartung durchgeführt werden, um Modulkomponentenausfälle und übermäßige Leistungsminderungen zu ermitteln.

I/U-Kennlinien sollten nach den in Abschnitt 7.2 von Teil 1 beschriebenen Verfahren gemessen werden.

11.3.5 Vegetationspflege

Die Vegetationspflege ist besonders bei Freiflächensystemen wichtig, aber auch für alle anderen PV-Systeme von Belang. Die Vegetation kann in Nachführeinrichtungen einwachsen und entsprechende Probleme verursachen. Durch Vegetation kann es zu Problemen mit der Arrayverkabelung kommen, und durch Vegetation kann Schattierung verursacht werden, was sich auf die Produktion auswirkt, aber auch zu Systemschäden führen kann. Auch um die Wechselrichterplatte herum und in anderen Bereichen mit elektrischen Betriebsmitteln sollte die Vegetation kontrolliert werden.

- a) Das Mähen und der Beschnitt der Vegetation in der Nähe von Freiflächensystemen kann zu Problemen führen, wenn dadurch Fremdkörper aufgewirbelt werden, die Glasschäden oder durch allgemeine Verschmutzung Leistungsminderungen verursachen können. Die Verkabelung muss vor Beschädigung geschützt werden.
- b) Durch chemische Unkrautbekämpfung können Umwelt- und Gesundheitsprobleme verursacht werden.
- c) Die dauerhafte Bekämpfung ab dem Installationszeitpunkt ist die ideale Vegetationspflegemethode.
- d) Bei Inspektionen ist die Stärke des Vegetationswachstums zu notieren und mit Bildern zu dokumentieren.
- e) Gemeinsam mit den Standorteigentümern ist ein konkreter Vegetationspflegeplan zu erarbeiten, der die sorgfältige Entfernung bzw. das Zurückschneiden der Vegetation beinhaltet, die gegenwärtig Teile des Arrays beschattet oder bei weiterem Wachstum beschatten wird.
- f) Viele Vegetationsformen können als Alternative zur Verwendung von Herbiziden durch Weidetiere wie Schafe oder Ziegen kontrolliert werden. Tiere können jedoch die Module und die Verkabelung beschädigen, wenn keine entsprechenden Vorsichtsmaßnahmen getroffen werden.
- g) Bei großen Dachsystemen kann es zur Ablagerung von Staub oder Schmutz kommen, was das Pflanzenwachstum unterstützen kann. Das sollte im Vegetationspflegeplan entsprechend berücksichtigt werden.

ANMERKUNG PV-Arrays werden oft von Schlangen, Bienen und giftigen Tieren aller Art besiedelt. Es ist Schutzkleidung zu tragen und wegen möglicher Begegnungen mit entsprechenden Tieren wachsam vorzugehen. Für die Kontrolle des Vegetationswachstums sind diese Leitlinien zu befolgen.

11.3.6 Verschmutzung und Arrayreinigung

Durch Verschmutzung wird der Energieertrag des PV-Arrays verringert. Bei ungleichmäßiger Verschmutzung kann es zu punktuell begrenzten Ausfällen durch Überhitzung kommen. Bei der Arrayreinigung ist darauf zu achten, dass die Komponenten nicht beschädigt werden. Die Arrayreinigung ist nach den Empfehlungen des Modulherstellers durchzuführen.

Bei gleichmäßiger Verschmutzung sollte eine lokale standortspezifische Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden, um festzustellen, ob eine Routinereinigung des Arrays gerechtfertigt ist. Die festgelegte Häufigkeit kann je nach den lokalen Niederschlags- und Staubeigenschaften von der Jahreszeit abhängig sein.

Es sollte dafür gesorgt werden, dass die ungleichmäßige Verschmutzung, z. B. durch Vogelexkremente, verringert wird.

In den meisten Fällen wird kein Reinigungsplan erstellt, da das Array durch den Regen sauber gehalten wird.

Die Reinigung kann nach einem definierten Zeitintervall oder „zustandsabhängig“ erfolgen. Die Auswirkungen der Verschmutzung können mit entsprechenden Instrumenten gemessen werden, um eine Reinigung auszulösen (z. B. ein Sensor mit und ohne Verschluss aus verschmutztem Glas).

Die Verschmutzung und der daraus resultierende Reinigungsplan sind von den lokalen Schmutzquellen abhängig. Eine von der PV-Modul-Oberfläche genommene Stichprobe kann im Labor analysiert werden, um

den Schmutzursprung zu ermitteln. Folgende Verschmutzungsquellen können einen Reinigungsplan erforderlich machen:

Agrarstaub: Die Reinigung kann nach dem Pflügen geplant werden. In Teilen der Welt ohne aktiven Bodenschutz kann ständiger Staub eine häufige Reinigung erfordern.

Baustaub: Die Reinigung kann nach dem Abschluss der in der Nähe durchgeführten Bauarbeiten geplant werden. Dem Bauleiter die Implementierung einer Staubunterdrückung nahelegen.

Pollen: Die Reinigung nach dem Ende der Pollensaison planen.

Vogelpopulationen: Offene Risse zwischen den Panels verringern, in denen Vögel Nester bauen können. Die flachen Oberflächen mit „Vogelrutschen“ in steile Oberflächen umgestalten. Mit Vogelnetzen die Bereiche unter den Panels bis zum Dach um das Array vollständig verschließen. Entlang der Arrayoberkante Vogelabweiser installieren, um zu verhindern, dass sich dort Vögel niederlassen. Mit Kunststoff-eulen oder -falken mit Schwenkkopf die Vögel verscheuchen. Dacharbeiten und Nestentfernung entsprechend der Nistzeit planen. Vögel folgen bestimmten Gewohnheiten. Ihr Verhalten kann im Laufe der Zeit so verändert werden, dass sie das Dach meiden.

Dieselfuß: Kommt in Städten und in der Nähe von Fahrzeugkonzentrationen wie Busdepots vor und kann häufige Reinigung erfordern.

Industriequellen: Prozesse wie Kochen oder Fertigung können Arrayverschmutzungsquellen sein. Dies kann durch die Untersuchung von Schmutzproben festgestellt werden.

Die PV-Module ähnlich wie Fensterglas mit reinem Wasser oder mildem Geschirrspülmittel reinigen. Keinen Hochdruck-Wasserstrahl und keine Bürsten, Lösemittel, Scheuermittel oder starke Reinigungsmittel verwenden. Soweit möglich, sollte die Reinigung bei geringen Bestrahlungsstärkebedingungen erfolgen, um die Beschädigung von heißen Modulen und durch teilweise Abschattung zu vermeiden.

Für große Systeme werden Roboterreinigungssysteme angeboten.

Durch die Arraygestaltung können Schneeansammlungen verringert werden. Durch entsprechende Abstände können Schneeverwehungen vermieden werden, und der Schnee kann besser herunterrutschen. Schnee rutscht zwar im Allgemeinen von steil stehenden Arrays herunter, aber nicht von Arrays mit geringer Neigung. Schneeräumungen werden im Allgemeinen nicht empfohlen, da die Module dadurch beschädigt werden können. Manchmal müssen jedoch Schneelasten auf Dächern verringert oder Eisdämme entfernt werden. Schneeräumungen sind mit einem leistungsfähigen Turbogebälse durchzuführen, nicht mit der Schaufel oder anderen mechanischen Mitteln. Im Allgemeinen ist das Schneeräumen für den Zugang (Straßen, Fußwege) erforderlich.

12 Fehlersuche und fehlerbehebende Wartung

Ausfälle in PV-Systemen gehen im Allgemeinen mit entsprechenden Anzeichen für die Ursache oder Quelle einher. Wenn das Problemsymptom bekannt ist, dieses aber nicht die Grundursache darstellt, sollten entsprechende Fehlersuchschritte eingeleitet werden, um das Problem zu ermitteln. Nach der Problemerkennung können fehlerbehebende Wartungsverfahren durchgeführt werden, um das Problem oder den Ausfall zu begrenzen und ein erneutes Auftreten zu verhindern. Es sollte ein in dieser Norm oder in speziellen Komponentenbenutzerhandbüchern angegebenes geeignetes Schadensbegrenzungsverfahren befolgt werden.

Die fehlerbehebende Wartung kann bei regelmäßig geplanten Wartungsbesuchen oder je nach Wichtigkeit als ungeplantes Verfahren durchgeführt werden. Sicherheitsrelevante Ausfälle können eine dauerhafte oder kritische Gefahr darstellen und eine sofortige Reaktion erfordern. Die Reparaturdauern für Leistungs- und unkritische Probleme (keine Gefahr oder Sicherheitsbeeinträchtigung) hängen von den Eigentümeranforderungen, den vertragsrechtlichen Bestimmungen usw. ab und können zum großen Teil durch Kosten-Nutzen-Analysen wie den für die Arrayreinigung empfohlenen gesteuert werden.

12.1 Abschaltung von Betriebsmitteln als Reaktion auf gefährliche Ausfälle

Wenn Korrekturmaßnahmen als Reaktion auf eine aktuelle sicherheits- oder brandrelevante Gefahr durchgeführt werden, muss das Personal die Notfall-Abschaltverfahren befolgen. Es müssen projektspezifische Notfall-Abschaltverfahren entwickelt und am Projektstandort aufrechterhalten werden. Allgemeine Verfahren bzw. Schritte für die Notabschaltung sind in [Abschnitt 13.3.1](#) beschrieben.

Wenn die Notfallbedingungen geklärt sind, müssen die normalen Trennsperren (z. B. Verriegelung, Kennzeichnung oder LOTO) befolgt werden, bevor die Arbeiten an den elektrischen Betriebsmitteln beginnen können. Es ist zu beachten, dass die Betriebsmittel je nach Ausfallart nach wie vor eine Gefahr darstellen können.

12.2 Fehlersuche bei ungefährlichen Ausfällen

Wenn Ausfälle nicht zu gefährlichen Bedingungen führen, kann es sein, dass im Rahmen von fehlerbehebenden Wartungsverfahren die Bearbeitung, Prüfung oder Inspektion von Komponenten mit spannungsführenden Teilen erforderlich ist. Für alle derartige Verfahren sollten vor dem Beginn der Arbeiten die in [Abschnitt 13.3.2](#) beschriebenen üblichen Trennverfahren befolgt und alle geeigneten in [Abschnitt 13.2.1](#) definierten LOTO-Verfahren durchgeführt werden.

12.3 Fehlersuche bei durch Ereignisse ausgelösten Problemen

Durch Ereignisse ausgelöste Probleme oder Ausfälle können durch ein Überwachungssystem angezeigt und als Verlust einer bestimmten Energieverarbeitungs-komponente wie Wechselrichter, Generatoranschlusskasten, Strang, Transformator, Leistungsschalter usw. dargestellt werden.

Bei einem Wechselrichterfehler die in [Abschnitt 13.6.2](#) beschriebenen allgemeinen Diagnoseschritte sowie gegebenenfalls Trenn- und LOTO-Verfahren befolgen.

Wechselrichterauslösungen werden nicht unbedingt durch ein Wechselrichterproblem verursacht, sondern können eine angemessene Reaktion auf Ausfälle innerhalb des Arrays sein. Wechselrichter-Diagnoseinformationen können auf Array-relevante Probleme (z. B. Erdschlüsse) hindeuten, die näher untersucht werden müssen, bevor fehlerbehebende Wartungsarbeiten durchgeführt werden können. Gegebenenfalls kann die Durchführung der folgenden Verfahren gerechtfertigt sein:

- 1) Erdschlussprüfungen nach [Abschnitt 13.5.1](#)
- 2) Strangprüfungen nach [Abschnitt 11.2.9.4](#)
- 3) Sicherungsprüfungen nach [Abschnitt 13.5.2](#)
- 4) PV-Isolationswiderstandsprüfungen nach [Abschnitt 6.7](#) von Teil 1
- 5) Durchgangsprüfung des Erdungssystems nach [Abschnitt 6.1](#) von Teil 1
- 6) DAS-Diagnoseprüfungen nach [Abschnitt 12.6.1](#)
- 7) IR-Aufnahmen-Prüfungen nach [Abschnitt 7.3](#) von Teil 1 und in den Bedienungshandbüchern der Hersteller angegebene spezifische Verfahren

12.4 Diagnose leistungsrelevanter Probleme

Die Systembetreiber bzw. -eigentümer können wie folgt auf Leistungsminderungen von PV-Installationen aufmerksam werden:

- 1) Vordefinierte DAS-Alarme entsprechend der witterungsbereinigten erwarteten Leistung, als Ergebnis des Vergleichs mit anderen Systemen in einem Systemportfolio, als Ergebnis des Vergleichs mit anderen überwachten Systemteilen an Standorten mit mehreren Wechselrichtern und/oder Teilarrays
- 2) Manuelle Überprüfung der DAS-Daten über ein Online-Portal, das Leistungsanomalien anzeigt
- 3) Vergleich der aktuellen Leistung mit den Leistungsprüfungsergebnissen vorheriger Wartungsbesuche und

- 4) Berichte von Kunden oder externen Stellen über ein potenzielles Problem, z. B. eine unerwartet hohe Monatsabrechnung

Nachdem die Leistungsminderung bestätigt worden ist, muss das Personal die Ursache feststellen. Folgende Schritte zur Diagnose von Energieproduktionsstörungen sind möglich:

- 1) Überprüfung der überwachten Daten zur Ermittlung von Teilsystem-Leistungsänderungen
- 2) In großen Systemen können Probleme anhand von Luftbildern mit geringerem Personalaufwand erkannt werden.
- 3) Wenn Luftbilder nicht sinnvoll oder angemessen sind, einen Außendiensttechniker zum Standort entsenden, um folgende Aufgaben durchzuführen:
 - a) Die Teilarray- und Strangströme in den Teilarray- und Array-Generatoranschlusskästen überprüfen (wenn keine Fernüberwachung bzw. -aufzeichnung erfolgt). Leistungsprobleme stehen oft mit Strängen mit durchgebrannten Sicherungen oder andern Problemen in Zusammenhang, die durch eine Strangmessung ermittelt werden können.
 - b) Überprüfen, ob die Vor-Ort-Leistungsmessgeräte ähnliche Werte anzeigen und ordnungsgemäß kalibriert sind. Die Systeme sind häufig mit für die Abrechnung zugelassenen Leistungsüberwachungseinrichtungen ausgestattet, deren Anzeigewerte mit den auf der Wechselrichteranzeige angezeigten Gesamtwerten verglichen werden können. Wenn die Ausgangsleistung einer Phase von den anderen Phasen abweicht, kann dies durch einen fehlerhaften Stromwandler oder eine durchgebrannte Sicherung im Stromwandlerstromkreis (d. h. ein Problem der technischen Ausrüstung) verursacht werden.
 - c) Mit einem I/U-Kennlinienaufnehmer an einem Stichprobenstrang bzw. einer Stichproben-Stranggruppe überprüfen, ob die Spannung am Punkt maximaler Leistung des Arrays innerhalb des Bereichs der Nachführung des Punktes maximaler Leistung des Wechselrichters liegt. Der Modulzustand verschlechtert sich im Laufe der Zeit. Wenn die Wechselrichterspannung bei maximaler Leistung eines Arrays bereits bei der Erstinbetriebnahme im unteren Bereich liegt, kann diese im Laufe der Zeit schließlich unter die Untergrenze dieses Bereichs sinken und die Auswirkungen der Modulzustandsverschlechterung noch weiter verstärken.
 - d) Nach externen Ursachen für den Abfall der Energieproduktion suchen, z. B. unerwartete Beschattung des Arrays. Die häufigste Beschattungsform ist Vegetationswachstum. Es ist allerdings nicht ungewöhnlich, dass Satellitenantennen oder andere Objekte, die bei der Errichtung des Systems nicht vorhanden waren, als Ursache für die Arraybeschattung festgestellt werden. Während der Inbetriebnahme Fotografien mit verwertbaren Koordinaten der Installation erstellen und eine visuelle Dokumentation der während der Wartungsbesuche erkennbaren Unterschiede führen.
 - e) Auf Anzeichen von an der Isolierung nagenden Tieren, ungewöhnlichen/unerwarteten Beschädigungen und anderen Verbindungsproblemen überprüfen, die zu Datenverfälschungen führen können.
- 4) Allgemeine Systemprüfungen durchführen, soweit dies nötig ist, um Probleme zu ermitteln:
 - a) Die Schritte für die DAS-Systemdiagnose nach [Abschnitt 13.6.1](#) durchführen.
 - b) Alle Sicherungen am Wechselrichter und in den Generatoranschlusskästen nach [Abschnitt 13.5.2](#) überprüfen. Wenn durchgebrannte Sicherungen gefunden werden, die Ursache ermitteln. Beim Sicherungsaustausch unbedingt darauf achten, dass die Größe, der Typ und die Bemessung korrekt sind. Nicht davon ausgehen, dass die Größe, der Typ und die Bemessung der ausgetauschten Sicherung korrekt waren, da eine falsche Bemessung oder Größe zum Durchbrennen der Sicherung geführt haben kann. Gegebenenfalls kann es erforderlich sein, das Produkthandbuch sowie die Auslegungsspezifikation und -zeichnungen hinzuzuziehen, um die Verwendung der korrekten Sicherung sicherzustellen. Es kommt relativ häufig vor, dass Betriebssysteme mit falschen Sicherungen ausgestattet sind.
 - c) Die I/U-Kennlinien nach Abschnitt 7.2 von Teil 1 aufnehmen, um I_{sc} , U_{oc} , P_{max} und den Füllfaktor zu bewerten. Dies ist die bevorzugte Methode, da sich Probleme mit Hindernissen, Verschmutzung oder Füllfaktorverschlechterung in den I/U-Messungen niederschlagen. Alternativ die Prüfung von Strangspannung und Strangstrom nach [Abschnitt 6](#) von Teil 1 durchführen.
 - d) Die Wettersensoren validieren.
 - e) Auf Verschmutzungen achten. Wenn Verschmutzung das Problem ist, einen einzelnen Strang (U_{oc} , I_{mp} , I/U-Kennlinie) überprüfen und anschließend den Strang reinigen und erneut überprüfen.

- f) Gegebenenfalls Infrarot (IR)-Aufnahmen der PV-Zellen nach Abschnitt 7.3 von Teil 1 oder Luftbilder erstellen.

13 Zusätzliche Verfahren

13.1 Allgemeines

Die in diesem Abschnitt definierten Verfahren sind abhängig von der entsprechenden Aufgabe aus mehreren Abschnitten der technischen Spezifikation entnommen.

13.2 Sicherheitsverfahren

Grundlegende Sicherheitsanforderungen und -aspekte sind in [Anhang A](#) zu finden.

13.2.1 Sichere Bedienung von Lasttrennschaltern

Das Ein- und Ausschalten eines elektrischen Schützes oder eines Lasttrennschalters ist ein Prozess, der oft selbstverständlich als sicher angesehen wird, der aber eine der gefährlicheren Aufgaben bei der Wartung eines PV-Systems sein kann. Arbeitnehmer müssen bei der Bedienung von Lasttrennschaltern ordnungsgemäße PSA tragen, und es sollte darauf geachtet werden, dass das korrekte Verfahren für die Bedienung von Lasttrennschaltern zum Einsatz kommt.

Die für die Steuerung der Gleichspannungsstromkreise verwendeten Trennschalter sind nicht für das Schalten unter Last bemessen. Aus der Beschriftung von Trennschaltern muss hervorgehen, dass sie nicht für das Schalten unter Last bemessen sind. Sie dürfen während des Systembetriebs auf keinen Fall geöffnet werden. Vor dem Öffnen von Gleichspannungstrennschaltern sollte das System durch Abschalten des verbundenen Wechselrichters abgeschaltet werden.

Die Scharniere der meisten Lasttrennschaltergehäuse befinden sich auf der linken Seite des Schalters und die Griffe auf der rechten Seite. Ein empfohlenes Sicherheitsprotokoll ist die Befolgung der Linke-Hand-Regel. Dabei steht der Bediener auf der rechten Seite des Schalters und legt den Schalter mit der linken Hand um. Dadurch wird sichergestellt, dass sich der Körper des Arbeitnehmers nicht vor dem Schalter befindet, falls ein Lichtbogenüberschlag auftreten sollte.

Die korrekte Technik zum sicheren Öffnen eines Lasttrennschalters beinhaltet:

- 1) Ordnungsgemäße PSA tragen.
- 2) Das System am Wechselrichter abschalten.
- 3) Auf der rechten Seite des Lasttrennschalters stehen.
- 4) Den Griff mit der linken Hand ergreifen.
- 5) Den Körper und das Gesicht vom Lasttrennschalter abwenden.
- 6) Die Augen schließen.
- 7) Tief einatmen und die Luft anhalten (um das Einatmen von Flammen zu vermeiden, falls ein Lichtbogenüberschlag auftreten sollte).
- 8) Den Trennhebel umlegen (betätigen).
- 9) Mit einem Spannungsprüfer mit Prüfeinheit bestätigen, dass am getrennten Stromkreis keine Spannung ansteht, und
- 10) mit LOTO-Methoden sicherstellen, dass der Lasttrennschalter ausgeschaltet bleibt.

13.3 Trennverfahren

13.3.1 Notabschaltung

13.3.1.1 Wechselrichterplattenausrüstung

An die Wechselrichterplatte bzw. den Ausrüstungsbereich nur herantreten, wenn der Zugang sicher ist und keine wahrnehmbare Gefährdung an der Ausrüstung selbst vorliegt. Wenn die Wechselrichter mit Not-Aus-Tasten ausgestattet sind, diese an jedem Wechselrichter betätigen. Wenn der Wechselrichter mit einem Ein/Aus-Schalter ausgestattet ist, diesen in die Ausschaltstellung bringen (dazu ist möglicherweise ein Schlüssel erforderlich). Alle Wechselrichterschalter sollten manuell in die Ausschaltstellung gebracht werden. Dadurch werden die internen Wechsel- und Gleichstromschütze (falls vorhanden) im Wechselrichter sofort geöffnet.

13.3.1.2 Lasttrennschalter

Manche Wechselrichter verfügen weder über einen Ein/Aus-Schalter noch über eine Not-Aus-Taste. Bei diesen Wechselrichtern ist es notwendig, die Systeme mit den an den Wechselrichtern angebrachten oder in ihrer Nähe befindlichen Lasttrennschaltern abzuschalten. Trennschalter bzw. Schalter mit der Beschriftung „Nicht unter Last ausschalten“ erst öffnen, nachdem ein Lasttrennschalter geöffnet und der Stromfluss unterbrochen worden ist. Im Allgemeinen ist der erste verfügbare vorgeschaltete Wechselstrom-Lasttrennschalter bzw. Leistungsschalter (vor dem Gleichstrom-Lasttrennschalter) sicherer zu bedienen, weil der Wechselrichter nach der Abschaltung der Wechselspannung die Transistorbrücke sofort abschaltet. Nachdem das System abgeschaltet worden ist, können die verbleibenden Trennschalter geöffnet und das System verriegelt werden, bis der Fehlerzustand repariert worden oder das Wiedereinschalten sicher ist.

Wenn die Lage des Fehlers oder Ausfalls fraglich ist, überprüfen, dass an den metallischen Schaltschränken und Griffen keine Spannung anliegt. Außerdem überprüfen, dass das Gehäuse und der Griff nicht überhitzt sind, bevor der Lasttrennschalter betätigt wird. Nachdem diese Prüfungen durchgeführt worden sind, das in [Abschnitt 13.2.1](#) beschriebene Lasttrennschalter-Öffnungsverfahren befolgen.

13.3.1.3 Generatoranschlusskästen

In Notfällen kann es wichtig sein, die Generatoranschlusskästen oder Teilarrays vom Rest der Array-Stromkreise zu trennen. An den Ausrüstungsbereich nur herantreten, wenn der Zugang sicher ist und keine wahrnehmbare Gefährdung an den Kästen und Gehäusen selbst vorliegt. Überprüfen, dass an den metallischen Schaltschränken und Griffen keine Spannung anliegt. Außerdem überprüfen, dass das Gehäuse und der Griff nicht überhitzt sind, bevor der Lasttrennschalter betätigt wird. Nachdem diese Prüfungen durchgeführt worden sind, das in [Abschnitt 13.2.1](#) beschriebene Lasttrennschalter-Öffnungsverfahren befolgen. Den Generatoranschlusskasten öffnen. Wenn die Trennung einzelner Strangstromkreise erforderlich ist, vor dem Entfernen oder Öffnen von Strangsicherungen mit einem Stromzangenmessgerät sicherstellen, dass im Strang kein Strom fließt.

13.3.1.4 Modul- und Strangverkabelung

In Notfällen nicht versuchen, die Modul- oder Strangverkabelung zu trennen. Dies sollte erst erfolgen, nachdem erste Schritte zum Abschalten der Stromversorgung oder des Fehlerstromflusses über die Wechselrichter- und Trennschalter durchgeführt worden sind. Nach der Durchführung dieser Schritte können einzelne Strangstromkreise durch Öffnen der PV-Steckverbinder auf der Strang- bzw. Zwischenmodulebene getrennt werden. Da PV-Steckverbinder keine Lastschalteinrichtungen sind, sollten vor dem Öffnen des Steckverbinders immer zuerst Stromprüfungen durchgeführt werden.

13.3.2 Abschaltung, wenn kein Notfall vorliegt

13.3.2.1 Wechselrichterplattenausrüstung

Die folgenden Verfahren zum Trennen eines einzelnen Wechselrichters vom Netz verwenden. Gegebenenfalls die Leitlinien des Wechselrichterherstellers für die kontrollierte Abschaltung mit der Schnittstellentastatur für die Navigation und Auswahl der Abschaltung befolgen.

- 1) Wenn der Wechselrichter mit einem Ein/Aus-Schalter ausgestattet ist, diesen ausschalten.
- 2) Den Wechselstrom-Lasttrennschalter am Wechselrichter ausschalten.
- 3) Den Gleichstrom-Lasttrennschalter am Wechselrichter ausschalten.
- 4) Alle verbleibenden mit dem Wechselrichter verbundenen Lasttrennschalter oder Trennschalter ausschalten.
- 5) An allen Lasttrennschaltern Verriegelungseinrichtungen installieren und in der offenen bzw. Ausschaltstellung verriegeln.
- 6) Den Vorgang für alle Wechselrichter und Lasttrennschalter wiederholen, um das gesamte PV-System vollständig vom Netz und die Wechselrichter von der PV-Energiequelle zu trennen.

13.3.2.2 Transformatortrennung

Die folgenden Verfahren für die Transformatorabschaltung verwenden:

- 1) Die mit dem Transformator verbundenen Wechselrichter mit dem Ein/Aus-Schalter ausschalten.
- 2) Den Wechselstrom-Lasttrennschalter der mit dem Transformator verbundenen Wechselrichter ausschalten.
- 3) Den Gleichstrom-Lasttrennschalter der mit dem Transformator verbundenen Wechselrichter ausschalten.
- 4) An den Lasttrennschaltern Verriegelungseinrichtungen installieren.
- 5) Den Transformatorschalter ausschalten. Bei diesem handelt es sich entweder um einen zugeordneten eigenständigen Leistungsschalter oder einen Lasttrennschalter oder er befindet sich an der Schaltanlage.
- 6) Am Transformatorschalter eine Verriegelungseinrichtung installieren.
- 7) Den Vorgang für alle Transformatoren wiederholen, um diese vollständig von der Schaltanlage zu trennen.

13.3.2.3 Trennung von Generatoranschlusskästen

Um Generatoranschlusskästen zu trennen:

- 1) Die Wechselrichter wie oben beschrieben abschalten.
- 2) Gegebenenfalls den Lasttrennschalter des Generatoranschlusskastens durch Drehen des Griffs in die Ausschaltstellung betätigen. Wenn ein Trennschalter verwendet wird, vor dem Öffnen des Trennschalters überprüfen, dass durch die Gleichstrom-Ausgangsleiter des Generatoranschlusskastens kein Strom fließt.
- 3) Mit einem Gleichstromzangenmessgerät bestätigen, dass durch die Strangleiter im Generatoranschlusskasten kein Strom fließt, und anschließend alle Sicherungen öffnen.
- 4) Falls eine weitere Trennung des Kastens erforderlich ist, die Einzelanschlussleitungen (Endsteckverbinder der PV-Stränge) anhand der Strangdiagramme lokalisieren.
- 5) Mit einem Gleichstromzangenmessgerät bestätigen, dass durch die Einzelanschlussleitung kein Strom fließt, und anschließend den Strang durch Öffnen der positiven und negativen Steckverbinder der Einzelanschlussleitung trennen und Kappen an den Steckverbindern des Quellenstromkreises anbringen.
- 6) Am Generatoranschlusskasten mit einem Spannungsprüfer mit Prüfeinheit bestätigen, dass alle Stränge erfolgreich getrennt worden sind.

13.3.2.4 Trennung der Modul- und Strangverkabelung

Nach dem Abschalten des Wechselrichters und dem Trennen der Generatoranschlusskästen vom Array die einzelnen Module vom Strang trennen:

- 1) Vor dem Trennen von Strängen mit einem Gleichstromzangenmessgerät bestätigen, dass durch den Strang kein Strom fließt.
- 2) Mit dem entsprechenden Steckverbinder-Entriegelungswerkzeug den Modulsteckverbinder lösen.
- 3) Den Vorgang für alle vom System zu trennenden Module wiederholen.
- 4) Wenn Module aus einem System entfernt werden, auch wenn es nur vorübergehend ist, müssen die Techniker sicherstellen, dass das Ausrüstungserdungssystem für die verbleibenden Module funktionsfähig bleibt.
- 5) Die Techniker müssen sich dessen bewusst sein, dass Stromkreise versehentlich wieder eingeschaltet und die meisten Module nicht „abgeschaltet“ werden können. In der Regel wird daher unabhängig davon, ob Transformatoren, Wechselrichter, Generatoranschlusskästen usw. verriegelt sind, bei Einwirkung von Sonnenlicht Nennspannung erzeugt.

13.4 Inspektions- und vorbeugende Wartungsverfahren

13.4.1 Spezifische Verfahren des Wechselrichterherstellers

Jeder Wechselrichterhersteller hat zur Erfüllung seiner Gewährleistungsverpflichtungen spezifische Anforderungen an Inspektionen, Prüfungen, Wartungsarbeiten und Dokumentationen. Typische Anforderungen an Wechselrichterinspektionen umfassen:

- 1) Alle Spannungen und Produktionswerte der Schnittstellenanzeige aufzeichnen und validieren.
- 2) Die zuletzt protokollierten Systemfehler aufzeichnen.
- 3) Die Filter reinigen.
- 4) Den Schaltschrankinnenraum reinigen.
- 5) Die Lüfter auf ordnungsgemäße Funktion überprüfen.
- 6) Die Sicherungen überprüfen.
- 7) Das Anzugsmoment der Anschlüsse überprüfen.
- 8) Die Dichtungen überprüfen.
- 9) Bestätigen, dass entsprechende Warnhinweise vorhanden sind.
- 10) Auf Verfärbungen durch übermäßige Wärmeentwicklung achten.
- 11) Die Integrität der Überspannungsableiter überprüfen.
- 12) Den Durchgang des Erdungssystems und der Verbindungen überprüfen.
- 13) Die mechanische Verbindung des Wechselrichters mit der Wand bzw. dem Boden überprüfen.
- 14) Den internen Trennvorgang überprüfen.
- 15) Überprüfen, ob die aktuelle Software installiert ist.
- 16) Mit dem Installateur und/oder Hersteller Kontakt aufnehmen, wenn Probleme auftauchen.
- 17) Die Ergebnisse aller durchgeführten Arbeiten dokumentieren.

13.4.2 Spezifische Verfahren des Nachführeinrichtungsherstellers

Nachführeinrichtungshersteller haben zur Erfüllung ihrer Gewährleistungsverpflichtungen spezifische Anforderungen an Inspektionen, Prüfungen, Wartungsarbeiten und Dokumentationen. Typische Wartungs- und Inbetriebnahmeanforderungen an Nachführeinrichtungssysteme umfassen:

- 1) Die Nachführeinrichtung durch Befüllen der entsprechenden Fettkappen mit einer Fettpresse nach den Wartungsempfehlungen des Herstellers schmieren.
- 2) Die Spannungen im Controllerkasten überprüfen.