

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance –

Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems

Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance –

Partie 2: Systèmes connectés au réseau électrique – Maintenance des systèmes PV

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-2:2020



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2020 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigendum or an amendment might have been published.

IEC publications search - webstore.iec.ch/advsearchform

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and once a month by email.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: sales@iec.ch.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary on electrotechnology, containing more than 22 000 terminological entries in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

67 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Recherche de publications IEC -

webstore.iec.ch/advsearchform

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et une fois par mois par email.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: sales@iec.ch.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire d'électrotechnologie en ligne au monde, avec plus de 22 000 articles terminologiques en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

67 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance –

Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems

Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance –

Partie 2: Systèmes connectés au réseau électrique – Maintenance des systèmes PV

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-7906-9

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	8
4 System documentation requirements	10
4.1 General.....	10
4.8 Operation and maintenance information.....	10
4.10 Performance benchmarking	11
4.11 Documentation of records	11
5 Verification	11
6 Test procedures – Category 1.....	11
7 Test procedures – Category 2.....	11
8 Test procedures – Additional tests.....	11
9 Verification reports	12
10 Maintenance protocols.....	12
10.1 General.....	12
10.2 Verification intervals and triggers.....	12
10.3 Other considerations for determining specific verification intervals.....	17
11 Verification tasks	17
11.1 General.....	17
11.2 General site visual inspection	17
11.2.1 All systems	17
11.2.2 Rooftop systems.....	18
11.2.3 Ground-mount systems.....	18
11.3 Component inspection and safety related maintenance	18
11.3.1 Inverter and main electrical equipment pad.....	18
11.3.2 Combiner boxes, disconnects and isolators	18
11.3.3 Modules.....	20
11.3.4 PV connectors	20
11.3.5 Wiring.....	21
11.3.6 Mounting system	21
11.3.7 Conduits and cable trays	22
11.3.8 Weather station	22
11.4 Performance related maintenance.....	22
11.4.1 General	22
11.4.2 Wiring connection resistance	22
11.4.3 Shade evaluation.....	22
11.4.4 Module string or wiring harness testing.....	22
11.4.5 Vegetation management.....	24
11.4.6 Soiling and array cleaning	24
12 Troubleshooting and corrective maintenance	26
12.1 General.....	26
12.2 Shutdown of equipment in response to hazardous failures	26
12.3 Troubleshooting non-hazardous failures.....	26

12.4	Troubleshooting incident or event-triggered issues	26
12.5	Diagnosing performance related issues.....	27
13	Additional procedures	28
13.1	General.....	28
13.2	Safety procedures.....	28
13.2.1	General	28
13.2.2	Safe operation of switch disconnectors	28
13.3	Isolation procedures	28
13.3.1	Emergency shutdown.....	28
13.3.2	Non-emergency shutdown	29
13.4	Inspection and preventive maintenance procedures	30
13.4.1	Inverter manufacturer specific procedures	30
13.4.2	Tracker manufacturer specific procedures	31
13.4.3	Data acquisition system specific procedures.....	31
13.5	Electrical test procedures.....	32
13.5.1	Earth fault testing	32
13.5.2	Fuse tests.....	34
13.5.3	Bypass diode tests	34
13.6	Diagnostic procedures	35
13.6.1	Validation of data acquisition systems (DAS).....	35
13.6.2	Inverter diagnostics	38
Annex E	(normative) Safety considerations.....	40
E.1	Qualified persons.....	40
E.2	General safety considerations.....	40
E.3	Personal protective equipment.....	41
E.4	Isolation procedures	41
E.5	Lock-out tag-out.....	41
E.6	PV specific signs and labelling.....	42
Annex F	(informative) Example preventive maintenance schedule	43
F.1	General.....	43
F.2	Example system description.....	43
Annex G	(informative) PV system operations	50
Bibliography		51
Table 3	– Verification and maintenance tasks and basis for determining task intervals	13
Table 4	– Common reported inverter errors.....	38
Table F.1	– Preventive maintenance schedule for XYZ plant.....	44

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

PHOTOVOLTAIC (PV) SYSTEMS – REQUIREMENTS FOR TESTING, DOCUMENTATION AND MAINTENANCE –

Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard IEC 62446-2 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
82/1656/FDIS	82/1676/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

A list of all parts in the IEC 62446 series, published under the general title *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance*, can be found on the IEC website.

This International Standard is to be used in conjunction with IEC 62446-1:2016.

The requirements in IEC 62446-2 are to be used with the requirements in IEC 62446-1:2016, and supplement or modify clauses in IEC 62446-1:2016. All Clauses 1 to 9 of IEC 62446-1:2016 apply, including the applicable Annexes. When IEC 62446-2 contains clauses that add to, modify, or replace clauses in IEC 62446-1:2016, the relevant text of IEC 62446-1:2016 is to be applied with the required changes.

Clauses, subclauses, figures, tables and annexes additional to those in IEC 62446-1:2016 are numbered in continuation of the sequence existing in IEC 62446-1:2016.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-2:2020

INTRODUCTION

This Part 2 of IEC 62446 gives requirements and recommendations for the maintenance of PV systems, including periodic inspections, safety and performance related preventive maintenance, corrective maintenance and troubleshooting. Grid connected PV systems are generally considered to be a very low maintenance means of power generation. While this is true relative to conventional generation sources that utilize fuel and/or rotating machinery, PV systems do require some level of preventive and corrective maintenance to perform as anticipated over lifetimes that can exceed 20 years. The level of maintenance required or recommended for performance can vary considerably based on the owner's preference or contractual obligations for power production; however, a minimum level of monitoring or maintenance is critical for safety and reducing the risk of fire. Adherence to a minimum set of maintenance requirements is also integral to the goals of the IECRE Conformity Assessment system, which is intended to drive the licensing and certification of PV systems and plants from the design to the operations stage.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-2:2020

PHOTOVOLTAIC (PV) SYSTEMS – REQUIREMENTS FOR TESTING, DOCUMENTATION AND MAINTENANCE –

Part 2: Grid connected systems – Maintenance of PV systems

1 Scope

This clause of IEC 62446-1:2016 is applicable with the following exception:

Addition:

This Part 2 of IEC 62446 describes basic preventive, corrective, and performance related maintenance requirements and recommendations for grid-connected PV systems. The maintenance procedures cover:

- Basic maintenance of the system components and connections for reliability, safety and fire prevention
- Measures for corrective maintenance and troubleshooting
- Worker safety

This document also addresses maintenance activities for maximizing anticipated performance such as module cleaning and upkeep of vegetation. Special considerations unique to rooftop or ground-mounted systems are summarized. This document does not cover off-grid systems or systems that include batteries or other energy storage technologies; however, parts may be applicable to the PV circuits of those systems.

This document also does not cover maintenance of medium and high voltage a.c. equipment that are sometimes integral to larger scale systems, as those requirements are not specific to PV systems.

Maintenance of PV systems is often lumped into the catch-all term operations and maintenance (O&M.) This document does not address business or management operational processes (e.g. forecasting, utility pricing incentives, etc.) or other considerations driven by factors outside of basic system working condition, safety and performance.

The confirmation of a system's compliance with the appropriate design and installation standards is covered in Part 1 and takes place during initial project commissioning.

The objectives of this document are to:

- Identify a baseline set of maintenance requirements which may differ by system type (residential, commercial, utility scale), owner, or financing requirements.
- Identify additional maintenance steps that are recommended or optional.
- Identify factors to be used to determine appropriate maintenance intervals.
- Ensure that remote diagnostic methods are allowed as means for periodic verification, problem identification and early failure detection.
- Ensure that alternate means of achieving maintenance related requirements are allowed to accommodate for innovation, manufacturer specific methods, evolving customer requirements, etc.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

This clause of IEC 62446-1:2016 is applicable, with the following exception:

Addition

IEC TS 61724-2, *Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method*

IEC TS 61724-3, *Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method*

IEC TS 61836:2016, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols*

IEC 62020, *Electrical accessories – Residual current monitors for household and similar uses (RCMs)*

IEC 62446-1:2016, *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection*

IEC TS 62446-3:2017, *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography*

IEC 62548, *Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC TS 61836 as well as those in Clause 3 of IEC 62446-1:2016 are applicable, with the following additions:

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

Addition:

3.17

support structure

equipment (also known as “racking”) used to physically support modules or groups of modules and position them in a fixed or moving orientation relative to the path of the sun

3.18

equipment pad

foundation typically (but not exclusively) made of concrete or cement used for mounting and securing inverters, disconnectors, transformers, or other equipment associated with a PV system

Note 1 to entry: Equipment pads are typically installed in ground-mount systems, or adjacent to buildings for large rooftop systems where equipment is too large to be wall-mounted.

3.19**combiner box**

junction box in which the parallel connections for PV strings, subarrays or arrays are made

3.20**qualified person**

person, who has acquired, through training, qualification or experience or a combination of these, the knowledge and skill enabling that person to perform the required task correctly

[SOURCE: IEC 62548:2016, 3.1.7 “competent person”]

3.21**PV array combiner box**

junction box where PV sub-arrays are connected and which may also contain overcurrent protection and/or switch-disconnection devices

Note 1 to entry: Small arrays generally do not contain sub-arrays but are simply made up of strings whereas large arrays are generally made up of multiple sub-arrays.

[SOURCE: IEC 62548:2016, 3.1.36]

3.22**balance of system**

in a renewable energy system, all components other than the mechanism used to harvest the resource (such as photovoltaic panels or modules)

3.23**lockout/tagout****LOTO**

safety procedure used to ensure equipment is properly de-energized and prevented from being re-energized by a locking mechanism until service personnel deems it safe to do so

Note 1 to entry: LOTO is a practice applying to some countries. Different safety procedures, such as the “five safety rules” of EN 50110-1 for Europe, apply in different parts of the world.

3.24**personal protective equipment****PPE**

any device or appliance designed to be worn or held by an individual for protection against one or more health and safety hazards whilst performing live working

[SOURCE: IEC 60050-651:2014, 651-23-01]

3.25**authorized personnel**

persons approved or assigned by the system owner/operator to perform a specific type of duty or duties for which they are qualified, or to be at a specific location or locations at the installation site

3.26**wiring harness**

cable assembly that aggregates the output of multiple PV string conductors along a single main conductor. The harness may or may not include fuse components on the individual string conductors

3.27**central inverter**

inverter which has multiple sub-array or array circuits as inputs

Note 1 to entry: Central inverters are large in capacity relative to string inverters. Typical sizes range from 100 kW to 4 MW.

3.28

module-level monitoring

MLM

device or equipment used to monitor power and voltage at the PV module level

Note 1 to entry: Some microinverters and module level d.c.to d.c. converters include such a functionality.

3.29

micro-crack

pressure or stress induced crack in a crystalline PV module cell that is not generally visible to the naked eye

Note 1 to entry: One visible manifestation of micro-cracks is a discoloration effect known in the PV industry as "snail trails." Snail trails result from moisture diffusion through the micro-crack to the cell surface. Subsequent corrosive or chemical reactions cause very noticeable discoloration along the paths of the cracks. Not all micro-cracks result in snail trails, but all snail trails are caused by cracks or micro-cracks.

3.30

data acquisition system

DAS

system for monitoring various PV system parameters, e.g. inverter status, power output, voltages and currents (at array, sub-array, string and/or module level), solar irradiance, temperatures, wind speed, etc.

3.31

shutdown control

automated de-energization of targeted PV array d.c. circuits by either isolation, disconnection, or attenuation of voltage to safe limits

Note 1 to entry: In some countries such equipment is available as "rapid shutdown" equipment for emergency services and is activated by a.c. side system disconnection or other remote control means.

4 System documentation requirements

This clause of IEC 62446-1:2016 is applicable with the following exceptions:

4.1 General

Addition:

Additional documentation should be maintained in support of maintenance measures and activities and should be recorded by maintenance personnel following any inspection, maintenance or repair activity. The date, description of the activity, and any findings should be included in the record.

4.8 Operation and maintenance information

Addition:

- h) Monitoring system alarm settings.
- i) Schedule of verification and maintenance intervals as determined in 10.2.
- j) Evolving site-specific recommendations for periodic or follow-up testing based on findings during maintenance activities, tests, or inspections.
- k) As-built construction drawings and an accurate major components list, noting any substitutions, damaged and/or replaced components.
- l) A spare-parts list and schedule of replacement for applicable components.

- m) Any site-specific recommendations for periodic monitoring and testing for novel experimental components or sub-systems.
- n) Schedule of component calibrations, including power and weather monitoring devices.
- o) Certificates and dates of component calibrations, or a history of their replacement dates, as applicable.

O&M personnel shall work with the system owner or responsible operator to locate or re-create any missing documentation covered by this list while keeping documentation in a safe and secured place.

Addition:

4.10 Performance benchmarking

System performance benchmarks shall be maintained from test reports conducted according to one or more of the following:

- a) Performance related clauses of IEC 62446-1:2016,
- b) IEC TS 61724-2,
- c) IEC TS 61724-3, and,
- d) Any additional performance related testing.

The benchmarking shall be used for comparison with repeated performance checks taken during maintenance procedures called out in IEC 62446-2. Benchmarking information should at a minimum include parameters and information covered by the model PV array test report provided in informative Annex C of IEC 62446-1:2016.

4.11 Documentation of records

Test data and results from the maintenance procedures detailed in Clause 9 of IEC 62446-1:2016 shall be maintained. These records should be used for reference, trending of performance and corrective actions, and for general record keeping in the case of warranty claims or a change of ownership of the system.

5 Verification

This clause and the subclauses of IEC 62446-1:2016 are applicable where specifically called out by the requirements in IEC 62446-2.

6 Test procedures – Category 1

This clause and the subclauses of IEC 62446-1:2016 are applicable where specifically called out by the requirements in IEC 62446-2.

7 Test procedures – Category 2

This clause and the subclauses of IEC 62446-1:2016 are applicable where specifically called out by the requirements in IEC 62446-2.

8 Test procedures – Additional tests

This clause and the subclauses of IEC 62446-1:2016 are applicable where specifically called out by the requirements in IEC 62446-2.

9 Verification reports

This clause of IEC 62446-1:2016 is applicable for specific instances, such as a condition for re-sale or valuation, but is not required on a regular basis.

Addition:

10 Maintenance protocols

10.1 General

This clause describes various maintenance protocols for grid-connected PV systems. These include:

- Periodic verification to determine, as far as reasonably practical, whether the installation and all its constituent equipment remain in a satisfactory condition for safe use. The periodic verification includes inspections and safety-related maintenance testing.
- Recommended periodic performance related maintenance.
- Conditional or condition-based maintenance activities, performed in response to issues or problems detected through monitoring, inspections or testing.
- Administrative maintenance activities – those required by contracts and warranties. This includes preventive maintenance, typically used to describe procedures carried out on a periodic basis to support component life targets.
- Corrective maintenance procedures – the specific mitigating or restorative procedures carried out in response to identified issues.
- Troubleshooting, including generalized measures described in this document, as well as manufacturer specific procedures for individual equipment components.

The intention is that these protocols will be inherently flexible to:

- Allow remote diagnostic methods as means for periodic verification, problem identification and early failure detection.
- Ensure that alternate means of achieving maintenance related requirements are allowed to accommodate for innovation, manufacturer specific methods, evolving customer requirements, etc.

Personnel performing inspections or maintenance of electrical equipment should be qualified and skilled in the procedures and should follow the general guidelines described in Annex E.

10.2 Verification intervals and triggers

Based on the recommendations or warranty requirements of component manufacturers and system integrators, it may be necessary to schedule preventive maintenance activities in advance of detecting a failure in the field, instead of allowing parts to fail. This keeps equipment in superior operating condition while minimizing downtime by scheduling maintenance, ideally during non-production hours, as well as avoiding longer downtime for unplanned repairs. For larger commercial and utility scale power plant systems it is recommended that replacement parts for key components be stored in order to minimize response time. Depending on the manufacturer recommendations and owner/operator preferences, activities may include cleaning/replacing inverter filters, replacing plastic module cable ties, cycling switches, replacing fuses, etc. Replacements made during periodic or corrective maintenance activities shall be made with the same parts or equivalent parts that are pre-approved by the equipment manufacturer or responsible system operator.

Periodic verification and maintenance should be performed at intervals throughout the life of a PV system, and in response to specific triggers. These intervals can vary considerably based on:

- Type of system (ground mount power plant, commercial, residential, etc.).
- Extent of remote monitoring capabilities.
- Contractual requirements or performance guarantees.
- Manufacturer recommended practices for maintenance of specific components.
- Site specific considerations.
- Cost benefit analyses.

NOTE Two IEC publications support the linkage between maintenance activities, system availability, and life-cycle costs, and provide a basis for gathering data in a format to support the various metrics and analyses. See IEC 60300-3-3 and IEC TS 63019.

This document does not specify verification or maintenance intervals given the extensive set of factors that vary by application, site, and owner or operator obligations. However, Table 3 identifies verification tasks at the system and component level and provides guidance for determining verification intervals. The Interval basis column describes specific examples of issues that would justify more frequent verification intervals. For example, systems located at sites prone to flooding or lightning storms should have more frequent inspections or performance verification of particular components.

Table 3 also identifies the relevant clause or subclause in this document describing each of the verification tasks or procedures. Columns “P” and “I” indicate whether the conditional verification tasks are commonly triggered by detected performance issues (“P”), such as low measured output, or specific incidents (I), such as faults or component failures.

Table 3 – Verification and maintenance tasks and basis for determining task intervals

Component/Task		Relevant Clause/subclause	P	I	Interval basis
Modules					
	Inspect for cracks, delamination, breakage, burn marks	11.3.3		X	Areas with high lightning or wind activity, nearby construction activity, aging systems (in case of delamination).
	Inspect for micro-cracks or "snail trails"		X		Products with history of micro-cracks. Sites with snow and wind driven forces on modules, etc. Impacts may be greater in high humidity areas.
	Inspect for excessive build-up of soil or droppings			X	Where site is susceptible to high levels of soiling, bird droppings, etc.
	Thermal imaging for junction box, cell variations, internal connections, partial operation.	11.3.3	X	X	Can be the default method for large plants (e.g. using aerial imaging). Locations susceptible to lightning e.g. for bypass diode diagnostics, Seasonal bias for testing to ensure high irradiance, e.g. summer.
	Connector checks – visual damage, sample tightness	11.3.4	X	X	Where connectors are aging or exposed to high winds or other sources of movement or strain. Where dissimilar connector manufacturers are used. For sites with atypically high use of field-assembled connectors, or history of issues with field-assembled connectors.
	Imaging of module connectors for resistive, cracked or compromised connections	11.3.4	X	X	Only conditional based, unless system has history of connector problems, and arc-fault connection and/or sensitive ground fault detection is not included.
Array					
	Debris or stored items under array	11.2.1		X	For ground-mounted power plants following construction or substantial maintenance activities. Consider other types of debris that comes from wind or another source.

Component/Task		Relevant Clause/subclause	P	I	Interval basis
	Animal or pest activity under array	11.2.1			Dependent on site conditions, and whether there is a potential impact on wiring or equipment. May be seasonal depending on the animal, for example nesting in the spring.
	Periodic insulation resistance testing	IEC 62446-1:2016, 6.7	X	X	For systems with functionally earthed arrays, periodic tests at sites where wiring has history or is susceptible to damage, or where testing can be done in conjunction with periodic inverter checks.
	Track shading sources against baseline during commissioning	11.4.3	X		As needed for diagnosing performance problems. Can be useful as preventive measure at sites with adjacent growing trees, and/or with contractual performance, etc.
	String or wiring harness V_{oc} measurements for baseline comparisons	11.4.4.2	X	X	As needed for performance or troubleshooting; or where contractual performance base lining is required.
	String or wiring harness current measurements for baseline comparisons	11.4.4.3	X	X	
	String or wiring harness I-V curve performance baseline comparisons, ID failures	11.4.4.4	X	X	Alternative to string V/I checks; particularly useful for advanced diagnosis of string performance.
	Vegetation management – cutting, removing, control	11.4.5	X	X	Highly site and season dependent, if needed at all. Base on site review or first year(s) operation; for ensuring performance, protecting equipment, or both.
Inverter					
	Visual cues from inverter lights and displays	N/A	X	X	Useful for checking small systems, including by non-qualified personnel, or for troubleshooting
	Inverter enclosure inspection – exterior	11.4.1			Infrequent, or as part of inverter mfg specified intervals. More frequent at sites with corrosive environments.
	Inverter interior (water, dust, rodent)	11.3.1	X	X	Infrequent, except at sites with rodent issues, or with heavy rains, high humidity, flooding, dust exposure, or history of condensation in connecting conduits.
	Inverter interior – torque marks, burn marks on field terminals	11.3.1	X	X	For troubleshooting, and/or as part of inverter mfg specified intervals. May have more frequent intervals in first 1-2 years.
	Periodic maintenance – manufacturer specified	13.4.1			As specified.
Enclosures					
	Electrical enclosure accessibility (secured)	11.2.1			Periodic checks recommended at sites with high exposure or access; schools, public buildings or parks, etc.
	Enclosure corrosion	11.3.2.2			Infrequent, except at sites with corrosive environments.
CBs/Switch disconnectors					
	Check torque marks on field terminations	11.3.2.1	X		Per manufacturer/supplier recommendations. May only be in first year.
	Look for debris, signs of water	11.3.2.3, 11.3.2.4	X	X	At sites where heavy rain or flooding occurs, or considerable wind blown debris. Where conduits are susceptible to high condensation.
	Burn/arc discoloration on terminals, boards, fuse holders	11.3.2.1	X	X	Locations with high lightning activity, or history of similar issues.

Component/Task		Relevant Clause/subclause	P	I	Interval basis
	Dust deposits on contact surfaces	11.3.2.1		X	Sites susceptible to wind driven dust or other particulates.
	Thermal image inspection for resistive connections	11.3.2.1	X		Climate considerations, where site have high thermal cycling, material expansion properties. If there is a history of issues at the site that warrant inspection.
	Re-torque field or factory terminals as needed	11.3.2.1	X		Per manufacturer/supplier recommendations. May only be in first year. Access to terminations and connections.
	Enclosure corrosion or deterioration, including cabinet, earth connections, hinges and locking mechanisms, etc.	11.3.2.2		X	Locations with high humidity, salt content (by sea), corrosive environments (e.g. chemical or agricultural industries).
	Water intrusion: Seal off or divert source, drain fittings	11.3.2.3		X	At sites where heavy rain or flooding occurs
	Water intrusion: Replace gaskets			X	
	Debris/Rodent: Remove and seal off	11.3.2.4			Sites susceptible to wind-blown debris, or sites with rodent and other pest activity.
	Switch disconnecter operation, grease mechanisms, per mfg inst.	11.3.2.5			Per manufacturers recommendations, or based on field performance data.
	Fuse replacement	13.5.2	X	X	Possible replacement due to aging in advance of failure.
Wiring					
	Module/string wiring secure, free of chafing, sharp abrasive surfaces	11.3.5.2		X	Where wiring is exposed to high winds or other sources of movement or strain.
	Module/string wiring no sharp, abrasive surfaces, pinch points	11.3.5.2		X	Where wiring is exposed to sources of movement or strain and is installed along structures and trackers and less in wiring systems.
	String wire tie breakage or damage, impact on conductors	11.3.5.2		X	Where wire ties are highly relied upon for support, loading of cable bundles, or where installed in corrosive or highly humid environments, etc.
	Sub-array cable signs of wear at enclosures, transitions, exposed locations.	11.3.5.3		X	Where sub-array cable bends are tight and/or unusually exposed. (Note outside the table the issue that some intervals should be determined after construction to address installation issues, not necessarily determined in design stage. Also adjustments in the plan due to plant aging.)
	Periodic insulation resistance testing	IEC 62446-1:2016, 6.7		X	For systems that are functionally grounded where the inverter does not provide regular insulation resistance checks: Sites where direct burial cable is deemed more susceptible due to rocky or less filtered soils, where there is history of ground faults, etc.
Wiring systems					
	Conduit/tray support, bushings, gaskets, joints, wear, corrosion	11.3.7		X	Systems with evidence of stress from high loading, choice of materials, margin of design. Systems in high corrosive areas.
	Trays: remove tray covers to inspect arrangements, integrity, rodent/ingress	11.3.7			Systems susceptible to rodent intrusion or excessive movement from thermal expansion or lack of bracing.
	Expansion joints intact (as applicable)	11.3.7		X	Where use of expansion joints is critical to the integrity of the mechanical connections to electrical enclosures. With long runs of conduit or tray without separations.

Component/Task		Relevant Clause/subclause	P	I	Interval basis
Earthing					
	Earth connections- enclosures, structures, frames, wiring systems, equipment pads,	11.3.5.4			Where connections are susceptible to weakening from wind, corrosion, rodents, dissimilar material degradation, high storm activity, etc.
	Earth system continuity test	12.4			
	Earth connections – retighten or replace	11.3.5.4			
	Conduit or tray fittings and connection strength if used for earth path.	11.3.7			
Mounting system					
	Support structure rust, corrosion, sagging, deformation, breakage, bolt tightness	11.3.6		X	Systems with evidence of stress from high loading, choice of materials. Systems in high wind or corrosive areas.
	Movement due to settling, expansive soils, frost heave, erosion, etc.	11.3.6	X	X	Ground-mounted systems installed at sites with variable soil conditions, or with incomplete structural / soil analysis, or without consideration of the frost line, especially during the first year of operation or a year with extreme weather conditions.
	Corrosion of pier footings	11.3.6		X	Relevant at sites with higher levels of corrosive chemical content in soils, as determined in analyses of soil samples.
	Vegetation interfering with system	11.4.5	X	X	Sites with significant vegetation growth and management requirements.
Tracker					
	Trackers oriented incorrectly	11.2.3	X	X	Performance triggered generally unless there is product or site specific history of issues.
	Periodic maintenance – manufacturer specified	13.4.2			Manufacturer specified, or as deemed necessary due to field history.
Equipment pad					
	Inverter/electrical equipment pad cracking / wear / undermining	11.3.1		X	Most relevant at sites with less stable soils, heavy rain and flood zones, or seismic activity. settling, expansive soils, frost heave, etc.
	Inverter/equipment pad bolts intact (not loose/damaged)	11.3.1			
Roof					
	Adequate drainage, no blockage or pooling	11.2.2			Degree to which rooftops are adequately sloped and consistent for drainage, level of windblown debris from trees or other sources,
	Vegetation growth in roof array	11.2.2	X		Generally dependent on system (product or roof) type and climate.
	Roof penetrations water tight	11.2.2		X	Generally incident triggered but possibly dependent on roof age and strength, or prior history of issues.
	New shade items or maintenance obstacles – e.g. satellite dish	11.2.2 11.4.3	X		Most relevant where tree trimming is required to prevent excessive shading. Satellite or other equipment additions to commercial and sometimes residential systems
Miscellaneous					
	Debris or stored items at inverter location	11.2			Sites with above average construction, upgrade, or other maintenance activity.
	Identify missing, faded or otherwise unusable signs or placards	11.2			High heat and insolation areas, use of lower-quality sign materials, etc.

Component/Task		Relevant Clause/subclause	P	I	Interval basis
Weather/Data components					
	Sensor alignment, cleanliness, airflow	13.4.3	X		Dependent on performance tracking requirements, site conditions of soiling, debris, etc.
	Periodic maintenance for DAS	13.4.3			Manufacturer specified or based on field history.
	Periodic calibration	13.4.3	X		Manufacturer specified and as required for performance tracking objectives.
Array cleaning					
	Array / module cleaning	11.3.6	X		Cost/Benefit analysis driven, considering site conditions, levels and types of soiling, seasonal impact on performance, cost of cleaning, etc.

Annex F provides an example maintenance interval table for a site with multiple issues that drive an increased frequency of verification tasks. The example provides additional guidance for determining intervals but should be considered rather extreme. Most systems should not require such frequent intervals for many of the tasks.

10.3 Other considerations for determining specific verification intervals

There are a number of other factors that influence how verification tasks are scheduled or prescribed:

- Some verification tasks can be performed by non-qualified personnel, such as system owners (and homeowners) who have routine access to monitoring systems or can visually identify an issue without physically interacting with the system. In such cases, this ability can reduce the need for proactive involvement by professional or otherwise qualified maintenance personnel.
- Task intervals can be coordinated or adjusted to coincide with other activities, for example if qualified personnel are on-site already for other troubleshooting or inspection tasks.
- The presence or degree of electrical protection devices can influence verification intervals. For example, systems with functioning arc-fault detectors may require fewer inspections of wiring connections and terminations. Similarly, systems that are not functionally earthed and that are continuously monitored by an RCM in accordance with IEC 62020 or an IMD in accordance with IEC 61557-8 do not require periodic insulation resistance measurements.

11 Verification tasks

11.1 General

This clause describes visual and hands-on inspection tasks for a PV system and its components. Personnel should use checklists to ensure that the inspections are thorough and complete. For very large systems, these verification tasks can be performed on a representative sample of the equipment. Where conditions vary throughout a site, the sample should include sub-samples from the various locations. For low voltage installations, inspection shall precede electrical testing and should be done to the requirements of IEC 60364-6.

11.2 General site visual inspection

11.2.1 All systems

- confirm electrical enclosures are only accessible to authorized personnel, are secured from opening by tools or locks, and have restricted access signage;

- b) check for corrosion on the outside of enclosures and the support structures;
- c) check for cleanliness throughout the site—there should be no debris under the arrays, in the inverter equipment pad area or elsewhere; there should be no stored items under arrays. These obstructions can impede airflow and associated cooling of the equipment. No flammable items should be stored on or around inverters, to minimize fire risks.
- d) check for signs of excessive vegetation, and animal or pest activity under the array.
- e) check for robustness of wire management means in critical locations of the system where wire management failure can result in outages.
- f) inspect for warning placards including arc flash or PPE requirements for accessing equipment. Comply with all warning placards. Document any missing, faded or otherwise unusable placards.

11.2.2 Rooftop systems

- a) check for vegetation growth or other new shade items, such as a satellite dish on rooftop systems;
- b) inspect roof penetrations for signs of water ingress, if applicable;
- c) ensure drainage is adequate, drains are not clogged, and confirm that there are no signs of excessive water pooling in the vicinity of the array;
- d) confirm expansion joints in long conduit runs are meeting design expectations and conduit joints are not showing signs of wear or stress.

11.2.3 Ground-mount systems

- a) check for ground erosion near the footings of a ground mount system, or structural corrosion;
- b) check for weeds or vegetation adjacent to or beneath ground-mounted systems that are interfering with the modules, wiring, or enclosures;
- c) for systems employing trackers, look for any individual trackers that are not oriented in the general direction of the surrounding trackers.

11.3 Component inspection and safety related maintenance

11.3.1 Inverter and main electrical equipment pad

Inspect the inverter/electrical equipment pad in outdoor installations to make sure it does not show excessive cracking or signs of wear or undermining through erosion or animal activities. The inverter should be bolted to the pad at all mounting points per the manufacturer installation requirements. Check for loose or damaged bolts. Depending on the size, location, and accessibility of the system to unqualified personnel, the inverters, combiner boxes, and disconnect switches should require tools or have locks to prevent unauthorized access to the equipment.

Perform a visual inspection of the interior and exterior of the inverter. Look for signs of water, rodent, or dust intrusion into the inverter. Check that fans and ventilation passages are unobstructed and clear. Check for torque marks on the field terminations. See 13.4.1 for inverter manufacturer specific inspection instructions.

11.3.2 Combiner boxes, disconnects and isolators

11.3.2.1 Electrical connections

Open combiner boxes and accessible disconnect enclosures and check that any torque marks on the connections are aligned. Look for debris inside the boxes and any evidence of damaging water intrusion. Look for potential arcing discoloration on the terminals, boards, and fuse holders. If the torque-mark line between the lug and the housing is separated, the lug has moved and needs to be re-torqued. Connections shall always be torqued according to manufacturer specifications using a torque wrench or torque screwdriver which provides indication of the torque force applied.

Combiner box fuse holders often use screw terminals for connections to the field string wiring (performed by installers) and to internal busbars (performed in manufacturing). The integrity of both the field and factory connections should be checked and periodically tightened. Factory connections may be jarred during shipping or installation, and therefore are equally susceptible to loosening over time.

Other connections using small lugs or screws are not practical for torque-marking. These or a sample thereof should also be periodically checked with torque wrenches or torque screwdrivers.

Look for deposits of fine dust on contact surfaces that could reduce the effective electrical spacing. Thermal imaging may also be used to look for heated (resistive) connections caused, for example, by loose terminations, poor switch contacts, or inadequate spacing between components.

11.3.2.2 Corrosion or deterioration

Enclosures should be checked for signs of corrosion or deterioration. Metal enclosures with corrosion may have their earth-system connection compromised over time or may lead to excessive water, debris or rodent ingress. Non-metallic enclosures may deteriorate over time due to exposures to the elements resulting in ingress issues or loss of mechanical or structural integrity. Hinges, locking mechanisms and interfaces may require additional scrutiny. These issues can subsequently lead to electrical failures of the equipment inside.

Low levels of corrosion may be contained with cleaning and an application of sealants that prevent further oxidation. Other measures may be employed to patch trouble spots in different enclosure types. Significantly degraded enclosures should be replaced.

Check for significant degradation of polymeric based handles or knobs used with disconnectors, switch disconnectors or isolators.

11.3.2.3 Water intrusion

Water intrusion may occur due to cabinet integrity failure, cabinet condensation, or condensation from connected conduits. The path of collected water/humidity can reduce spacing or introduce new conduction paths. Cabinets should be checked for the existence of water or water line marks at the bottom of enclosures. If present, the source of the water should be identified, sealed off, or diverted. One or more additional weep holes may be used with proper fittings and manufacturer approval to drain any subsequent water intrusion. Maintaining the integrity of the intended enclosure IP rating while preventing water accumulation is a critical step for preventing faults and fires.

Check for robustness of door gaskets, which can be vulnerable to premature wear-out in outdoor environments. If significantly degraded, the gaskets should be replaced.

11.3.2.4 Debris or rodent intrusion

Cabinets may also have debris build up over time or rodent and insect intrusion depending on field conditions. Checks should be made to identify and seal off any entry points, and any existing debris should be removed.

11.3.2.5 Electromechanical mechanisms

Disconnectors, isolators, circuit breakers, and other electromechanical protection and control components may need maintenance (e.g. annual opening/closing operations, greasing of the operating mechanism, etc.). Component checks, verification, maintenance and any applicable corrective actions shall be performed according to the device manufacturers' instructions.

11.3.3 Modules

Inspect PV modules or sample PV modules for defects that can appear in the form of burn marks, distortions, micro fracturing (“snail trails”), discontinuity or separation between glass and frame, discoloration, delamination, or broken glass. Check modules for excessive soiling from dirt build-up or animal droppings.

Thermal imaging may indicate problems within the modules, such as reverse-bias cells, bypass diode failure, solder bond failure, loose terminal connections, or other poor internal connections. Temperature variations may be evident in operating, partially operating and non-operating PV modules. Recommended procedures for thermal imaging as well as guidance on the magnitude of temperature variations are found in IEC TS 62446-3.

Where available MLM may be used to detect under-performing modules. Deviations in power and voltage indicate problems that should be investigated further, for example with thermal imaging. Some module problems are intermittent. Where MLM is available, the data history (warnings, alerts) may also be checked.

Modules should be replaced if they have broken glass, separated components, signs of arcing or burning, cracked cells (i.e. significant visible cracks with associated corrosion or obscuration of the cell), pinched pigtail cables, or if they show signs of leakage paths into structure, or exhibit signs of heat damage on the backskin, junction box, or terminations.

Modules should also potentially be replaced under manufacturer’s guidance for the following conditions: Significant cell or busbar discoloration that stands out from neighbouring cells and modules, visible delamination creating a moisture path or shading the cell, cracks removing significant active area from a cell or cells, or suspected low power from other causes.

NOTE See IEA PVPS Task 13 publications for useful information on module failure checklists, documenting and reporting.

11.3.4 PV connectors

Properly specified and installed PV connectors generally do not lose connection integrity but failures in these connections are one of the leading causes of series-arc related failures and fires in PV systems.

Connector failures occur due to a variety of reasons:

- a) imperfect matching of different connector manufacturers or parts;
- b) improper installation (e.g. improper clamping of field-assembled connectors);
- c) improper connection with mating connector, e.g., not fully engaged;
- d) excessive pull or bending stress on the wire-connector connection, leading to loosening connection or water ingress into the protective jacket (e.g. from loose-hanging wires, from taut wires, from wires exceeding recommended bend radius);
- e) the presence of dirt, oil or other debris that compromises the connection which may not immediately be apparent without close inspection;
- f) temperature cycling;
- g) frost;
- h) presence of lichens or fungus;
- i) manufacturing defects and excessive current cycling due to shading;
- j) corrosion due to wet conditions prior to initial connection.

Periodic inspections on a sample of connectors should include tightness checks and visual checks for any signs of thermal damage, corrosion, or ingress. Thermal imaging devices can also be employed to scan across connections in an array to look for overly resistive connections.

11.3.5 Wiring

11.3.5.1 General

PV system wiring typically involves multiple sections of cable run within arrays outside of conduit, cable trays or other enclosed wiring systems. It may also involve transitions between moving (tracking) mounting systems and fixed trays or support structures. Careful attention therefore shall be paid to the inspection and maintenance of the wiring. Any degrading labels or markings required for future maintenance should be replaced.

11.3.5.2 PV string, sub-array and array conductor integrity

PV string conductors between modules and routed to combiner boxes should be inspected for signs of insulation wear and nicks along the routing path. Special attention should be paid to areas where single or bundled conductors encounter corners or edges of support structures, cable management assemblies, or moving members on tracking systems. Look for pinched cables and route away from pinch points. Look for abnormal twist in cable and relieve the twist. Attention should also be paid to abrasion from surfaces such as roofing shingles.

The integrity of array cable securement should be inspected and corrected as well if needed. For example, non-metallic wire ties that have broken, show significant aging, or are otherwise approaching end-of-life should be replaced. Metallic wire ties may move over time and become sharp, thereby causing insulation damage. Wire clips or guides should be checked for integrity and also to ensure they are not causing any insulation damage. Further check for any conductors that are improperly secured and susceptible to rubbing, chaffing or unintended movement from wind, snow, ice, rain or thermal expansion or contraction. Verify that there is not excessive sagging or movement of cables that could lead to failures.

11.3.5.3 Sub-array and array conductor integrity

Conductor sheaths should be inspected at conduit and enclosure transitions for signs of movement wear, stress against the conduit or fittings, or damage from rodents. Additional conductor protection or replacement should be considered if there is evidence of excessive or increasing wear over time. Verify critical spacing between wiring of different voltage classes (including a.c and d.c.) and spacing created by use of wire ties or other wire management are maintained.

11.3.5.4 Equipment earthing and bonding

Equipment earthing (grounding) connections in or on enclosures, mounting structures, conduits or trays, module frames, equipment pads, etc., should be visually inspected for signs of deterioration, corrosion, torque-mark slip, etc. Connections should be re-tightened with proper torque wrenches or replaced as needed.

11.3.6 Mounting system

Inspect support structures for defects including rust, corrosion, sagging, geometric distortion, and missing or broken clips or bolts. It may be desirable to verify the torque of a sample of bolts to confirm tightness, especially if shifting is suspected. In roof-mounted systems, check the integrity of the penetrations, or movement of ballasts. In ground-mounted systems, look for signs of corrosion of metal, fatigue or deterioration of wood or other materials, especially where earth contact is made and where moisture, snow or ice can back up or have their flow impeded. In tracking systems, additionally check the alignment and any other manufacturer-recommended items.

For locations where the ground can freeze, the depth of the frost line relative to the depth of foundations for ground-mounted systems may result in movement of the structural supports. Soil studies conducted prior to the PV installation may be useful for determining whether frost heave was considered during the design stage. In some locations with variable soil conditions or topography, multiple samples may have been required. During the initial year of operation, it is valuable to verify the study was conducted and the recommendations implemented.

Especially after the first freeze-thaw cycle, it is recommended that the site be examined for evidence of movement of the structural supports due to ground movement. Similarly, it is recommended to examine the system for settling of the structural supports due to uneven soil conditions and/or expansive soils. This is especially important for warranty claims and to avoid further damage to the system.

11.3.7 Conduits and cable trays

Inspect conduits and cable trays for proper support, bushings, damaged gaskets, and expansion joints, where needed. Inspect for excessive wear, cracking, corrosion or other deterioration that could reduce the mechanical protection to the cables. Inspect for excessive sag of the cable tray and address with additional supports if necessary. Inspect for loose fittings, particularly if used as an earthing path. Remove lid from cable trays and inspect cable arrangements, cable integrity, excessive ingress of plant or other material, and for any evidence of rodent activity. Infrared imaging may be useful if the cables are not directly accessible.

11.3.8 Weather station

If a weather station is present, ensure that the sensors are in the correct location and alignment (tilt and azimuth). A global horizontal irradiance sensor should be flat, and a plane of array irradiance sensor should be installed to the same pitch and orientation as the array. Irradiance sensors should be cleaned periodically to remove dirt, bird droppings or other sources of soiling. Ambient temperature radiation shields may also need cleaning to ensure adequate airflow for the temperature sensor. Routine sensor calibration, verification, or replacement ensures accurate readings.

11.4 Performance related maintenance

11.4.1 General

Performance related maintenance refers to specific testing or maintenance procedures used to ensure the system is generating the maximum possible energy for its design, installation conditions, location, and age.

NOTE O&M organizations may have financial incentives to not only ensure baseline performance expectations but to improve performance beyond those of baseline expectations.

11.4.2 Wiring connection resistance

The safety related verification steps described in 11.3.2 are relevant also to performance related maintenance since excessive resistance in connections results in unnecessary electrical losses that detract from the overall system production.

11.4.3 Shade evaluation

A verification of the as-built shade conditions is critical to assessing the ongoing performance of a PV system relative to expectations. Where sites are impacted by trees, vegetation or other shade sources that may vary over time, a shading record should be created during commissioning (according to IEC 62446-1:2016) and used as a baseline for comparison to conditions assessed during maintenance visits. More commonly, such an evaluation will be triggered by a measured reduction in performance. Follow the procedure described in 8.4 of IEC 62446-1:2016 to record existing shade conditions for comparison.

11.4.4 Module string or wiring harness testing

11.4.4.1 General

Module string or wiring harness voltage and current tests are made during commissioning and baseline values are recorded for future comparisons. String or harness testing is mostly predicated by performance reduction triggers. Periodic string testing may be conducted if

needed for performance tracking. Testing may be performed on all strings (or harnesses), or a subset sample.

Systems incorporating MLM may use the module level recorded data as a substitute for the string or wiring harness testing described in this subclause.

NOTE Data that is continuously tracked via MLM can provide immediate indication of performance deviations during system operation, whether caused by the modules or the module level power electronics themselves.

11.4.4.2 Voltage check

Perform open circuit voltage (V_{oc}) measurements to check that module strings or harnesses are still correctly wired and balanced or to identify loss of a module due to shorted bypass diode or other problem. Tests should be conducted according to 6.4 of IEC 62446-1:2016, or as part of I-V curve testing described in 7.2 of IEC 62446-1:2016.

Where available, MLM capable of recording module open circuit voltages may be used in place of the tests described in 6.4 of IEC 62446-1:2016.

11.4.4.3 Operational current check

Perform string or wiring harness operational current tests according to 6.5.3 of IEC 62446-1:2016.

Measured values should be compared with the expected value from baseline measurements. Where there are stable irradiance conditions, measurements of currents in individual strings or wiring harnesses shall be compared. These values should be the same (typically within 5 % of the average for stable irradiance conditions).

Where available, data recorded from MLM to compare the power of individual modules during normal operation may be used in place of the tests described in 6.5.3 of IEC 62446-1:2016. Where a performance deviation is detected, check the performance of both the electronics and the modules. Where MLM data is used for comparisons, consistent time-stamp information is needed to ensure the stable irradiance condition requirements are met.

NOTE MLM may reveal individual underperforming modules in a string that may otherwise be undetected by string current measurements alone.

11.4.4.4 I-V curve testing

String or wiring harness I-V curve testing is recommended for systems that do not incorporate module level electronics (microinverters or d.c. to d.c. converters). I-V curve tests can provide the following information:

- Measurements of open circuit voltage (V_{oc}) and short circuit current (I_{sc})
- Measurements of max power voltage (V_{mpp}), current (I_{mpp}), max power (P_{max}), and Fill Factor (FF)
- Measurement of string / harness / array performance
- Identification of module / array defects or shading issues

I-V curve tests should be periodically conducted as part of performance related maintenance to identify module component failures or excessive production degradation.

I-V curves should be taken according to the procedures described in 7.2 of IEC 62446-1:2016.

String I-V curve testing should not be performed on systems with module level electronics unless approved by the manufacturer. Where approved, manufacturer instructions should be followed to ensure proper procedures and interpretation of results. I-V curve recordings on modules with power electronics may differ substantially depending on the direction of the

measurement (e.g. from V_{OC} to I_{SC} or from I_{SC} to V_{OC}) or depending on the type of load used by the I-V curve device.

Where available, MLM can be used in place of I-V curve tests to reveal most of the issues that would ordinarily be revealed in an I-V curve test.

11.4.5 Vegetation management

Vegetation management is particularly important in ground mount systems but is a consideration for all PV systems. Vegetation can grow into and cause problems with trackers, can cause problems with array wiring, and can cause shading, which will impact production but could also cause damage to the system. Vegetation should also be controlled around the inverter equipment pad and other areas where electrical equipment is present.

- a) Mowing or weed trimming vegetation around a ground mount can lead to problems if the mowing or weed trimming kicks up debris that can break the glass or cause general soiling that result in underperformance. Wiring shall be protected from damage.
- b) Poisoning weeds can lead to environmental and health problems.
- c) Permanent control at the time of installation is an ideal way to deal with vegetation management, by denying plants access to nutrients, water, or light. Some measures may be taken after the fact, such as adding a thick layer of gravel or mulch on the ground to deny sprouting seeds access to light.
- d) During inspections, note the amount of vegetation growth and document it through pictures.
- e) Work with the site owners to come up with a specific vegetation management plan that involves carefully removing or cutting back vegetation that is currently shading or will eventually grow to shade parts of the array.
- f) Many non-toxically treated forms of vegetation can be controlled by the use of grazing animals as an alternative to herbicides. However, animals may damage modules or wiring if not properly anticipated.
- g) Large rooftop systems can experience a build-up of dust or detritus which can support plant growth. This should be considered in any vegetation management plan. Birds are the primary vector for seeds and organic material, so addressing the issue of bird populations as described in 11.4.6 is contributory to reducing vegetation in the nooks of rooftop arrays.

Personnel performing vegetation management should be alert to the possible presence of snakes, spiders, bees, and other venomous animals.

11.4.6 Soiling and array cleaning

Soiling reduces the energy output of the PV array, and can lead to localized hot-spot failures if the soiling is uneven. Care shall be taken with array cleaning to avoid damaging the components. Follow the PV module manufacturer's recommendations with any array cleaning.

In the case of uniform soiling, a local, site-specific cost-benefit analysis should be performed to determine whether routine cleaning of the array is warranted. A cleaning regime may not be required at all if the climate and rainfall at the site adequately prevents accumulation. Where cleaning is determined valuable, the frequency determined may be seasonal, depending on local rainfall and dust characteristics.

Efforts should be taken to reduce uneven soiling, for example from bird droppings or the accumulation of material at the lower edge of tilted modules.

Cleaning may be on a defined interval or "condition based," and the impact of soiling can be measured by instruments to trigger a cleaning (for example a sensor with and without a shutter of soiled glass).

Soiling and resulting cleaning regimen depend on local sources of matter. A sample swabbed from the PV module surface can be taken to an analytical laboratory to ascertain its origin. Sources of soiling that may indicate the need for a cleaning regimen include:

- a) Agricultural dust: cleaning can be scheduled following plowing. In parts of the world without active soil conservation, persistent dust can require frequent cleaning.
- b) Construction dust: cleaning can be scheduled after completion of nearby construction. Encourage construction manager to implement dust suppression.
- c) Pollen: schedule cleaning after end of pollen season.
- d) Organic matter: growth such as lichen or algae in wetter climates may require more frequent and/or specialized cleaning approaches.
- e) Bird droppings: Cleaning may be required where significant bird populations exist. Additional mitigation measures may be taken to reduce droppings, such as use of bird-slides, netting, spikes, or plastic owls or falcons.
- f) Diesel soot: present in cities and concentrations such as bus depot and may require frequent cleaning.
- g) Industrial sources: Processes such as cooking or manufacturing can be sources of array soiling. This can be identified by testing samples of the dirt.

Clean PV modules and array equipment using cleaning solutions, tools, and methods that comply with specific requirements and instructions provided by module and component manufacturers, including for racking, wiring and wire-ties. Where guidance is not provided by module manufacturer instructions, the following guidelines should be considered:

- h) Use plain water, with detergents, oxidants or surfactants used only if needed to remove oily or organic dirt. Bleach or environmentally damaging chemicals should be avoided to minimize environmental impact.
- i) Minimize water consumption and chemical overspray and run-off.
- j) Sprayers are recommended to be low pressure, e.g. $< 1 \text{ MP}_a$.
- k) The cleaning solution used should be documented either by chemical formula and concentration or manufacture and product name.
- l) Where possible, avoid acidic cleaning agents or water with pH levels outside of the range from 6 to 9.
- m) Dissolved minerals such as calcium and magnesium increase the hardness of water, reducing the effectiveness of the detergent and leaving spots. Consumption of detergent is minimized if the hardness is less than 20 mg CaCO_3 per litre.
- n) Use only brushes or strip washers specified by the PV module manufacturer for manual and robotic cleaning systems. If not specified, choose a soft material (such as split microfiber) and consult the module manufacturer to ensure the material is safe for the PV module glass coatings. Make sure that dirt held by the cleaning brush does not go on to scratch modules.
- o) Cleaning should occur in low irradiance conditions to avoid possible damage to hot modules or from partial shading, and to avoid lost production.

NOTE Machine-mounted or robotic cleaning systems are available for large systems.

Array design can increase or decrease snow accumulation. Clearance avoids wind-driven drifts and allows snow to slide off. Snow generally slides off steep arrays, but does not slide off low-sloped arrays. Snow removal is generally not recommended, but it is sometimes required to reduce snow weight on a roof or to remove ice-dams. Snow removal by use of a powerful turbo-fan is effective for powder or dry snow, and in such cases preferable to a shovel or other mechanical means.

Unexpected localized snow accumulation caused by wind or other factors can occur over time. Check modules for breakage and PV structure deformation in these areas. In some cases structural reinforcement may be required.

12 Troubleshooting and corrective maintenance

12.1 General

Failures in a PV system generally give some indication of a cause or source. If the symptom of a problem is known but not the root cause, troubleshooting steps shall be taken to identify the problem. Once determined, corrective maintenance procedures can be performed to mitigate the problem or failure and prevent re-occurrence. The appropriate mitigating procedure contained in this document or from specific component user manuals should be followed.

Corrective maintenance may take place during regularly scheduled maintenance visits or, depending on the importance, may take place as an unscheduled procedure. Safety related failures may pose a persistent or critical danger and demand an immediate response. Repair times for performance or non-critical issues (posing no danger or reduction of safety) are conditional with respect to owner requirements, contractual requirements, etc., and may largely be driven by cost-benefit analyses such as those recommended for array cleaning,

12.2 Shutdown of equipment in response to hazardous failures

In the event that any corrective action is in response to a safety or fire-related hazard that is on-going, personnel shall follow emergency shut-down procedures. Project specific emergency shut-down procedures shall be developed and maintained at the project site. General procedures or steps for emergency shutdown are described in 13.3.1.

Once emergency conditions are cleared, the normal isolation locking (e.g. lock-out, tag-out or LOTO) procedures shall be followed prior to work on the electrical equipment. Depending on the failure mode, it should be noted that equipment may still present a hazard.

12.3 Troubleshooting non-hazardous failures

When failures do not create hazardous conditions, corrective maintenance procedures may involve working on, testing, or inspecting components where there are live parts. For all such procedures, the normal isolation procedures described in 13.3.2 should be followed, and all appropriate safety procedures (e.g. lock-out, tag-out or LOTO) as defined in 13.2.1 and Annex E should be carried out before work is performed.

12.4 Troubleshooting incident or event-triggered issues

Issues or failures triggered by an event may be indicated by a monitoring system, and shown as the loss of a specific power processing component, such as an inverter, combiner box, string, transformer, circuit breaker, etc.

In the event of an inverter fault, follow the general diagnostic steps outlined in 13.6.2, as well as isolation and safety procedures (e.g. LOTO) as applicable.

Inverter trips may not be the result of a problem with the inverter, but rather an appropriate response to failures in the array. Inverter diagnostic information may point to array-related issues (such as earth faults) that need further investigation before corrective maintenance can be performed. The following procedures may be warranted as appropriate:

- a) Earth fault testing according to 13.5.1.
- b) String testing according to 11.4.4.
- c) Fuse testing according to 13.5.2.
- d) PV insulation resistance testing according to 6.7 of IEC 62446-1:2016.
- e) Earthing system continuity test according to 6.1 of IEC 62446-1:2016.
- f) DAS diagnostic tests according to 12.5.

- g) IR imaging tests according to 7.3 of IEC 62446-1:2016, specific procedures found in manufacturers' operating manuals, and/or as recommended in IEC TS 62446-3.

12.5 Diagnosing performance related issues

System operators or owners may become aware of a PV installation's underperformance through one of the following means:

- a) a predefined DAS alert corresponding to weather adjusted expected performance, a result of comparison with other systems in a system portfolio, or a result of comparison with other monitored parts of the system at a site (e.g. a site with multiple inverters and/or sub-arrays, or with string and/or MLM);
- b) a manual review of the DAS data through an online portal that indicates performance anomalies;
- c) a comparison of present performance with performance test results from previous maintenance visits; and
- d) customer or external entity reports of a potential problem, e.g. because of an unexpected increase in a monthly bill.

Once the underperformance is confirmed, personnel shall determine what is causing it. Steps to diagnosing power production deficiencies include:

- e) Review of monitored data to identify sub-system performance changes.
- f) Aerial images of large systems may identify the problems with reduced labor.
- g) Where aerial imaging is not practical or appropriate, dispatch a field technician to the site to do the following:
 - 1) Check sub-array and string currents in sub-array and array combiner boxes (if not monitored or recorded remotely). Often a performance problem will be related to string(s) with a blown fuse or other issue that is apparent from a string measurement.
 - 2) Check that on-site performance meters have similar values and have been properly calibrated. Often systems will have revenue grade performance monitoring that can be compared against the inverter display totals. A phase that has a different output than the others could be the result of a bad current transformer (CT) or a blown fuse in the CT circuit (i.e., an instrumentation problem).
 - 3) Verify that the array maximum power point voltage is within the maximum power point tracking range of the inverter, using an I-V curve tracer on a sample string or group of strings. Modules will degrade over time and an array that begins service at the lower end of the inverter maximum power voltage window may degrade until its maximum power voltage no longer falls within this range, further compounding the effects of module degradation.
 - 4) Look for external causes of the production drop, such as unexpected shade on the array. Vegetation growth is the most common form of shading, but it is not unusual to find a satellite dish or other object shading the array that was not present when the system was built. Take photographs with usable coordinates of the installation during commissioning and keep a visual record of any noticeable differences during maintenance visits.
 - 5) Inspect for signs of animals gnawing on insulation, irregular/unanticipated damage or other connectivity issues that may skew output data.
- h) Perform general system checks as necessary to identify problems:
 - 1) Follow the steps for DAS system diagnostics according to 13.6.1.

- 2) Check all fuses at the inverter and work out to the combiner boxes according to 13.5.2. Whenever a blown fuse is found, investigate the cause and in cases of repetitive failures, address the underlying cause. When replacing fuses, it is essential to source the appropriate size, type, and rating. Do not assume that the fuse being replaced was the correct size, type, and rating, because an incorrect rating or size could be the reason the fuse blew. It may be necessary to consult the product manual and the design specifications and drawings to ensure the correct fuse is sourced. It is common to come across operating systems with incorrect fuses in place.
- 3) Perform string I-V curve tracing according to 7.2 of IEC 62446-1:2016 to evaluate I_{sc} , V_{oc} , P_{max} , and fill factor. This is the preferable method as any issues with obstructions or soiling, or degradation of fill factor, will show up in the I-V measurements. Alternatively, perform string voltage and current testing according to Clause 6 of IEC 62446-1:2016.
- 4) Validate weather sensors.
- 5) Look for soiling. If soiling might be the problem, test an individual string (V_{oc} , I_{mp} , I-V curve) and then clean the string and retest.
- 6) Take infrared (IR) images of the PV cells according to 7.3 of IEC 62446-1:2016, or through aerial imaging as appropriate.

13 Additional procedures

13.1 General

Procedures defined in this clause are referenced from multiple sections in the technical specification, as needed for the appropriate task.

13.2 Safety procedures

13.2.1 General

Refer to Annex E for basic safety requirements, considerations and useful references addressing local rules.

13.2.2 Safe operation of switch disconnectors

Switching on or off an electrical contactor or disconnector can be one of the more dangerous tasks involved in maintaining a PV system if not performed properly. Workers shall wear proper PPE when operating disconnects, and care should be taken to use the proper technique for operating switch disconnectors.

Before opening a d.c. disconnector, the system should be shut down by turning off the connected inverter, opening a load break rated switch disconnector, and/or initiating shutdown control, where available. Disconnectors used to control the d.c. circuits of PV systems that are not rated for load-break operation shall be labelled as non-load-break-rated and shall never be opened while the system is operating. See Annex E for more detail.

13.3 Isolation procedures

13.3.1 Emergency shutdown

13.3.1.1 Inverter equipment pad equipment

Proceed to the inverter equipment pad or equipment area only if there is safe access and no discernible safety hazard at the equipment itself. If the inverters have emergency stop buttons, push them in on each inverter. If the inverter has an on/off switch, turn it to the off position. Each inverter should be manually turned to the off position. This will immediately open the internal a.c. and d.c. contactors (if present) inside the inverter, and/or initiate shutdown control, where available.

13.3.1.2 Disconnect switches

Some inverters do not have an on/off switch or an emergency stop button. For these inverters, it will be necessary to turn the systems off using the switch disconnectors attached to or located near the inverters. Do not open disconnectors or switches labelled “Do not disconnect under load” until a load-break switch disconnector has been opened and current flow is stopped. Generally, the first available upstream load-break a.c. switch disconnector or circuit breaker is safer to operate first (before the d.c. switch disconnector), because the inverter instantly shuts down the transistor bridge when a.c. voltage is removed. Once the system is off, the remaining d.c. side isolators can be opened and the system can be locked out until the fault condition is repaired or it is safe to turn back on.

NOTE The d.c. side contacts may still be live when disconnect switches or isolators are opened.

If there is any question about the location of a fault or failure, check that there is no voltage on metallic switch cabinets or handles, and check that the enclosure or handle is not overheated, prior to operating the switch disconnector. Once these checks are cleared, follow the switch disconnector opening procedure described in 13.2.1.

13.3.1.3 Combiner boxes

In an emergency situation, it may be important to isolate combiner boxes or sub-arrays from the rest of the array circuits. Proceed to the equipment area only if there is safe access and no discernible safety hazard at the boxes or enclosures themselves. Check that there is no voltage on metallic switch cabinets or handles, and check that the enclosure or handle is not overheated, prior to operating the switch disconnector. Once these checks are cleared, follow the switch disconnector opening procedure described in 13.2.1. Open the combiner box. If it is necessary to isolate individual string circuits, ensure that there is no current flowing in the string using a current clamp meter before attempting to remove or open a string fuse.

13.3.1.4 Module and string wiring

Do not attempt to isolate module or string wiring in an emergency situation. This should only take place once initial steps have been taken to shut off power or fault current flow via the inverter and isolating switches. After these steps are taken, individual string circuits can be isolated by opening the PV connectors at the string or inter-module level. PV connectors are non-load break devices, therefore current checks should always take place first before opening the connector.

13.3.2 Non-emergency shutdown

13.3.2.1 Inverter equipment pad components

Use the following procedures for disconnecting a single inverter from the grid. If applicable, follow the inverter manufacturer guidelines for a controlled shutdown using the interface keypad to navigate and select a shutdown.

- Check if there is an insulation or earth fault in the PV array at the inverter or DAS. If so, refer to 13.5.1 for diagnostic and remediation steps.
- If the inverter has an on/off switch, turn it to off.
- Turn the a.c. disconnect switch disconnector on the inverter off.
- Turn the d.c. disconnect switch disconnector on the inverter off and/or initiate shutdown control, where available.
- Turn off any remaining external switch disconnectors or isolators connected to the inverter.
- Install lockout devices on all switch disconnectors, locking them in the open or off position.
- Repeat for all inverters and switch disconnectors to completely isolate the entire PV system from the grid and the inverters from the PV power source.

13.3.2.2 Transformer isolation

Use the following procedures for transformer shutdown:

- a) For inverters connected to the transformer, turn the on/off switch to off.
- b) Turn the a.c. disconnect off for the inverters connected to the transformer.
- c) Turn the d.c. disconnect off for the inverters connected to the transformer and/or initiate shutdown control, where available.
- d) Install lockout devices on disconnects.
- e) Turn off the grid-side transformer switch, which is either a dedicated stand-alone circuit breaker or switch disconnect or is located in the switchgear.
- f) Install a lockout device on the transformer switch.
- g) Repeat for all transformers to completely isolate them from the switchgear.

13.3.2.3 Combiner box isolation

To isolate field combiner boxes:

- a) Turn off the inverters as described above.
- b) Operate the switch disconnect of the combiner (if applicable) by turning the handle to the off position. If an isolator is used, verify there is no current flow on the combiner box d.c. output conductors before opening the isolator.
- c) Use a d.c. clamp on the meter to confirm there is no current passing through the string conductors in the combiner box, and then open all of the fuses.
- d) If further isolation of the box is needed, use the string diagrams to locate the end connectors of the PV strings.
- e) Use a clamp-on d.c. current meter to confirm that the string does not have any current passing through it, and then disconnect the string by opening the homerun positive and negative connectors and putting caps on the source circuit connectors.
- f) Return to the combiner box and use a voltage detector with a proving unit to confirm that each string has been successfully disconnected.

13.3.2.4 Modules and string wiring isolation

After turning off the inverter and isolating the combiner boxes from the array, disconnect individual modules from the string:

- a) Before disconnecting any string, use a d.c. clamp-on meter to confirm there is no current passing through the string.
- b) Use the appropriate connector unlocking tool to disengage the module connector.
- c) Repeat for each module to be isolated from the system.
- d) If modules are removed from a system, even temporarily, technicians shall ensure that the equipment earthing system remains intact for the remaining modules.
- e) Technicians need to be aware that a circuit can easily be reenergized inadvertently and that most modules cannot be turned “off”, and will typically generate the rated voltage when exposed to sunlight, regardless of lock out of transformers, inverters, combiner boxes, etc.

13.4 Inspection and preventive maintenance procedures

13.4.1 Inverter manufacturer specific procedures

Each inverter manufacturer will have specific requirements for inspection, testing, services, and documentation to meet its warranty obligations. Typical requirements for inverter inspections include:

- a) Record and validate all voltages and production values from the interface display.

- b) Record last logged system error.
- c) Clean or replace filters.
- d) Clean the inside of the cabinet.
- e) Test fans for proper operation.
- f) Check fuses.
- g) Check torque on terminations.
- h) Check gasket seal(s).
- i) Confirm warning labels are in place.
- j) Look for discoloration from excessive heat build-up.
- k) Check integrity of surge arrestors.
- l) Check continuity of earthing system and connections.
- m) Check mechanical connection of the inverter to the wall or ground.
- n) Check internal disconnect operation.
- o) Verify that the latest or applicable software is installed. Sometimes an older software version may be appropriate for compatibility reasons.
- p) Contact installer and/or manufacturer about any issues found.
- q) Document findings for all work performed.

13.4.2 Tracker manufacturer specific procedures

Tracker manufacturers will have specific requirements for inspections, testing, service, and documentation to meet their warranty obligations. Typical maintenance or start-up requirements for tracker systems include:

- a) Lubricate tracker by inserting grease with grease gun into appropriate grease caps per manufacturer maintenance recommendation.
- b) Check voltages inside the controller box.
- c) For tracker electronics that utilize a transparent enclosure cover, verify that internal components appear free of defects from sun exposure.
- d) Ensure that there is not excessive moisture accumulated in controller enclosures.
- e) Use a digital level to check the calibration and positioning of the inclinometers.
- f) Check array for signs of parts hitting or rubbing other parts.
- g) Check for any metal stress, loose connections or unusual torqueing or distortion of the tracker framing or device interfaces.
- h) Remove vegetation that is near the drive shaft or moving components.
- i) Check wind-stow operation.
- j) Verify communications with applicable weather station components, gateways, and wind sensors.
- k) Verify proper function and position of inclinations sensors, if applicable.

13.4.3 Data acquisition system specific procedures

Data acquisition system (DAS) manufacturers will have specific requirements for inspections, testing, service, calibration, and documentation to meet their warranty obligations. Typical maintenance or startup requirements for DASs include:

- taking voltage readings of power supplies,
- validating current transducer readings by comparing to calibrated equipment, and
- validating sensor reading by comparing to calibrated equipment.

To confirm proper functionality of the DAS, the values measured by the DAS should be verified against values from devices with traceable calibration records. Comparing the irradiance, temperature, and power measurements recorded by the DAS to values obtained from calibrated instruments will help identify sensor calibration issues that could result in the DAS data being incorrect. Where time synchronization of data has been required, confirm that the data synchronization is operating properly. Verify DAS has communication with applicable server and that there are no gaps in stored data. Investigate causes if there are frequent gaps in data, such as problems with cabling, or interference from other equipment.

Sensors and monitoring devices requiring calibration shall be calibrated at intervals no longer than the certifications and manufacturer recommendations, unless there is written justification approved by system owners and operators.

Depending upon system granularity, compare equivalent module, string, sub-array or inverter data for inconsistencies and anomalies, as available.

It is common for DAS documentation to be omitted or insufficiently detailed. As a result of such an omission, initial inspections often do not check for errors in the DAS design and inspectors have nothing to compare the as-built with for compliance. If the DAS is tied into the building information technology system, O&M personnel should be aware that building networking upgrades or routine maintenance can cause connectivity issues.

13.5 Electrical test procedures

13.5.1 Earth fault testing

13.5.1.1 General

Earth faults can be difficult to troubleshoot depending on the severity and location of the fault. However, steps can be taken to efficiently troubleshoot earth faults in a PV system.

Testing can be done under any conditions with enough light to produce voltage. However, some faults are only apparent under certain conditions, such as when components are wet or when the array is exposed to higher irradiance levels. These conditions may need to be replicated to adequately troubleshoot the fault.

Systems without functional earthing (or IT systems) monitored by an IMD according to IEC 61557-8 may use insulation fault location systems (IFLS) according to IEC 61557-9 to simplify this process.

13.5.1.2 Test procedure—string inverters

- a) Turn inverter off at the on/off switch disconnecter, if applicable.
- b) Turn off the d.c. and a.c. disconnects (may be the same switch disconnecter).
- c) For systems with functional earthing:
 - 1) In many small inverters, the fuse is the path to earth. When the fuse is removed from the system, the normally earthed conductor is no longer earthed. Verify there is no current flowing in the fuse or disconnecting device.
 - 2) Remove and test the earth fault fuse continuity with an ohmmeter. If the fuse is good, there may not be an earth fault. Verify by testing voltages to earth with the fuse removed. If within specifications, replace fuse and restart inverter. If the fuse fails continuity test, there may be an earth fault.
 - 3) Verify it is the correct rating type and size fuse.

If the ends of the circuit are isolated, the strings should not have a well-defined open circuit voltage when tested from the conductor to earth. If a well-defined voltage is present, there may be a fault. Small inverters usually have four or fewer inputs, so isolate the string with the fault by removing the fuses from the combiner box.

- d) With the fuses removed, test for voltage from the line side of the fuse terminals relative to earth.
- e) For systems with functional earthing, if voltage is present on all of the terminals relative to earth, isolate the normally earthed conductors by opening the earth connection (remove earth fault fuse) or by removing them from the bussing.
- f) Repeat until the string with the fault is found.
- g) Take the isolated string with the fault and record the voltage from the positive pole to earth (V_{pos}) and from the negative pole to earth (V_{neg}). Check to see that $V_{pos} - V_{neg}$ (i.e. the sum of the absolute values) is approximately equal to the full open circuit voltage of the array. If this is not so then other faults may exist. If the voltage in either measurement is low (e.g. equivalent to the open circuit voltage of zero to one or two modules), the fault is likely to be at that end of the string. If the voltage is a different value, then the fault is probably somewhere in the middle of the array or possibly in a module.
- h) Determine the precise location of the fault by taking the voltage V_{pos} or V_{neg} that is smaller in magnitude and divide that voltage by the open circuit voltage of one module. i.e. $N_x = \text{magnitude of } (V_{pos} \text{ or } V_{neg} / V_{oc} \text{ one module})$. If the fault is in the inter-module wiring the result N_x should be close to an integer number and that number should indicate the number of modules between the pole associated with the measurement and the fault.

For example, consider 10 modules in a string with a V_{oc} of 50 Vdc each, with module one connected to the negative main cable and module 10 connected to the positive main cable. When testing at the combiner box from the line side of the negative terminal to earth and the result is $V_{neg} = -100$ Vdc and testing from the positive to earth and the result is $V_{pos} = 400$ Vdc, then $N_x = 2$, and the fault is somewhere between the second and third module in the string counting from the negative main connection. Given the same wiring as above but a reading of 0 Vdc from the negative side and 500 Vdc from the positive side, the fault is in the negative cable.

Given the above scenario, it would be wise to use an insulation resistance tester on all of the conductors in the conduit to make sure that the fault is isolated to the one conductor.

Some inverters or systems include fault location functionality. Check the manufacturer manual on how to apply.

13.5.1.3 Test procedure—central type inverters

Due to their relative size, central inverters require additional procedures to narrow down the source of an earth fault.

- a) Turn inverter off at the on/off switch, if applicable.
- b) Turn off the a.c. and d.c. disconnects connected to the inverter.
- c) For functionally earthed systems with a fuse, contactor or circuit breaker in the earthed connection, verify there is no current flowing in the connection. Remove and test the earth fault fuse continuity with an ohmmeter. If the fuse is good, there may not be a earth fault. Verify by testing voltages to earth with the fuse removed. If good, replace fuse. If the fuse fails the continuity test, there may be a earth fault. Verify it is the correct rating type and size fuse.
- d) If an earth fault is suspected, remove the fuse for subsequent testing.
- e) For functionally earthed systems using a circuit breaker, contactor or other switching device in the earthed connection, open the switching device.
- f) At the inverter d.c. input terminals (where cables from the combiner box to the inverter terminate in the inverter enclosure) measure the voltage between each pole and ground. An earth fault probably exists if the voltage between either dc pole and ground is low or zero.
- g) Check the incoming circuits from each combiner box one by one to determine which circuit has the fault.

- h) DC input configurations in central inverters vary considerably. Consult with the inverter manufacturer for detailed instructions for isolating the individual d.c. input circuits.
- i) If the combiner boxes have switch disconnectors on the output cables, open the switch disconnector and recheck the voltage to ground. If the low voltage is still present, the fault is in the cables between the combiner box and inverter. Otherwise, the fault is in the array strings.
- j) To identify the location of the earth fault in the strings, follow the string testing procedures in 13.5.1.1.

13.5.2 Fuse tests

Fuses can be checked under any test conditions. Fuses should never be replaced or tested while the circuit is energized. Isolate the array or sub-array prior to servicing fuses.

Fuse testing procedure:

- a) Use appropriate safety procedures (e.g. LOTO)
- b) Confirm system is de-energized with a voltmeter.
- c) Check with clamp meter that there is no current flow through the fuse (space permitting).
- d) Set ohmmeter on a sturdy surface.
- e) Remove the fuse to be tested from the fuse holder unless it is clear that no alternative continuity paths can exist that would provide a false reading.
- f) Use the ohmmeter to test the fuse by connecting a test probe to the terminals at each end of the fuse, making sure that your fingers are not touching the fuse terminals or the test probe tips as this may give a resistance reading for an open fuse that can be confusing. Confirm that the resistance reading is as expected for a good fuse.
- g) Look at the fuse and confirm the size, type, and rating of the fuse.
- h) If the fuse fails the test or is not the properly rated size or type, replace with the correct fuse.
- i) Always test replacement fuses before installing to confirm the fuse was good when it was placed in service.

Additional best practices:

While testing the voltages with the system off and the fuses open, prepare the box for current testing. Cut zip ties if needed and make sure the conductors are tight in their terminals and will not come out when the current clamp is placed around them in the next phase of testing.

Test with a two-person team so one can keep the safety equipment on and take readings while the other records the readings. This will allow for efficient testing, because the person taking the readings can enter them directly into a form. In addition, there is the safety advantage of having two people present when working on live equipment.

13.5.3 Bypass diode tests

13.5.3.1 General

Bypass diodes can fail open circuit or as a short. If a string has below average voltage relative to other strings, that may be an indication of one or more shorted diodes. Open-circuited diodes may not be as noticeable. Consult with the module manufacturer to determine if a failed bypass diode can be replaced, or if the entire module should be removed and replaced. Diodes that have failed open circuit should be replaced or the module removed if that module receives regular shading.

13.5.3.2 Open circuit diode testing

If there is direct access to the diodes in the junction box, they can be tested with continuity measurements. A healthy diode will conduct in the forward direction and appear open circuit in the reverse direction.

If there is no access to the diodes, open circuited diodes can be detected using selected shading of modules and portions of modules in a series string. This test should be done under stable sunlight conditions so that current changes caused by variable sunlight are not interpreted as diode failures.

- a) Set up continuous current measurement of the string under test. Isolating the string under test from other parallel connected strings, where practical, such as on small systems with few PV strings, may provide more revealing results.
- b) Selectively shade areas of each module that are segmented by the bypass diode. (Use the module data sheet to identify the number of diodes and cell string partitions.)
- c) As each area is shaded, look for drops in current. An open-circuited diode will not be able to create a bypass path for the shaded cells, and current will drop significantly as a result.

13.5.3.3 Short-circuited diode testing

A short-circuited diode may be identified by thermal imaging (see 7.2 of IEC 62446-1:2016) or by locating the module(s) in the string with low voltage. This is achieved by isolating (disconnecting) modules and measuring voltage at the module level. For long strings, it is advisable to divide the string into equal sections and determine which section has the low voltage before disconnecting every module. Where available MLM can be used instead of this test. By comparison of the module voltages a shorted bypass can be detected, if not already indicated by the DAS. If a low voltage module is identified, and there is access to the junction box, the failed diode will measure continuity in both the forward and reverse direction.

13.6 Diagnostic procedures

13.6.1 Validation of data acquisition systems (DAS)

13.6.1.1 General

DAS checks are used to validate the existing systems. If any component is not up to specifications, it may be quicker and cheaper to replace it with a new component than to attempt to alter settings. In some cases, the cheapest and best option may be to establish a policy of replacing equipment such as irradiance sensors at defined intervals rather than spend the time validating the data and then replacing when out of calibration. Consider the accuracy of all instruments when determining whether the reading is within acceptable range.

Perform the testing at the equipment involved, which can be installed throughout the system in combiner boxes, switchgear, transformers, and inverters in the array as well as in separate dedicated DAS enclosures. It is ideal to perform measurements under relatively stable outdoor conditions. In the case where it is not possible to log in to the DAS while at the site, it may be possible to synchronize clocks to compare on-site readings with DAS history afterwards. However, this is less desirable, as additional trips may be necessary to make adjustments for different readings.

13.6.1.2 General DAS

The DAS may be an independent system, or for smaller systems integrated within the inverter. In either case, it is important to verify that the system is regularly recording results to ensure a reliable history of system performance.

- a) Log in to the DAS program.

- b) Look at system history to confirm data is not intermittent. Intermittent data from inverters can be the result of noise induced by the inverter. It may also be from poor communication connections or uplink protocols.
- c) Check that the recommended shielded cable is used for communication wiring.
- d) Check route of communication wiring to ensure it is away from voltage carrying conductors.
- e) Confirm shield is only landed (connected to earth) in one spot; best to do this at the DAS enclosure.

13.6.1.3 Global horizontal irradiance sensor

- a) Ensure device has been properly installed.
- b) Ensure location is not shaded.
- c) Use level to make sure it is level.
- d) Clean with a cloth and mild soap solution if necessary, and/or follow manufacturer's cleaning instructions.
- e) Log into DAS program.
- f) Place cleaned and recently calibrated handheld sensor in same pitch and orientation.
- g) Compare and record results, e.g. for future data analysis and/or degradation trends.
- h) If outside of acceptable range, replace sensor, noting serial number of the new sensor for as-built updates.

13.6.1.4 Plane of array irradiance sensor

- a) Ensure device has been properly installed.
- b) Ensure location is not shaded.
- c) Use inclinometer and compass to ensure it is in the same pitch and orientation as the array. Large arrays and/or arrays with multiple orientations may have multiple sensors.
- d) Clean with a cloth and mild soap solution if necessary, and/or follow manufacturer's cleaning instructions.
- e) Log into DAS program.
- f) Place cleaned and recently calibrated handheld sensor in same pitch and orientation.
- g) Compare and record results.
- h) If outside of acceptable range, replace sensor, noting the serial number of the new sensor for as-built updates.

13.6.1.5 Ambient temperature sensor

- a) Log into DAS program.
- b) Take reading from handheld temperature sensor.
- c) Compare and record results.
- d) If outside of acceptable range, replace sensor, noting the serial number of the new sensor for as-built updates.

13.6.1.6 Back of module temperature sensor

- a) Ensure sensor is correctly adhered to the back of a module in the middle of a cell in the middle of the module.
- b) Log into DAS program.
- c) Take reading from handheld temperature sensor.
- d) Compare and record results.
- e) If outside of acceptable range, replace the sensor, noting the serial number of the new sensor for as-built updates.

- f) Rather than risk damaging the module, leave the sensor in place and install the new sensor in the middle of the next closest cell.

13.6.1.7 Anemometer

- a) Log into DAS Program.
- b) For cup anemometers, hold the cups and confirm it is reading 0 km/h.
- c) Turn to confirm it is moving.
- d) If further testing is needed, and for ultrasound anemometers, use a handheld anemometer and compare the results at a consistent windspeed greater than 3 m per second.
- e) If outside of acceptable range, replace the sensor, noting the serial number of the new sensor for as-built updates.

13.6.1.8 Current transducer

- a) Log into DAS Program.
- b) Compare the current readings to the inverter display current readings.
- c) Revenue grade validating involves using a calibrated current meter and placing it around the same conductors with the system running.
- d) Compare results.
- e) If outside of acceptable range, replace the sensor, noting the serial number of the new sensor for as-built updates.

13.6.1.9 Voltage transducer

- a) Log into DAS program.
- b) Check fuses with ohmmeter.
- c) Use calibrated voltmeter to test circuits.
- d) Compare results.
- e) If any difference is noted, switch to other phases.
 - 1) Check if the meter itself is not working properly.
 - 2) Check if the reference phase is mislabeled.

13.6.1.10 Revenue meter

- a) Log into DAS program.
- b) Navigate the program to compare programmed current transformer (CT) ratio to the ratio listed on the CTs.
- c) Look at power factor of all three phases to confirm it is close to unity with the system operating.
- d) Note that power factor may be low at startup or in low light conditions e.g. less than 250 W/m².
- e) Confirm proper phase rotation with system running.
- f) Compare revenue grade data with inverter data, noting differences.

13.6.1.11 Inverter internal sensors

- a) Log into DAS program.
- b) Confirm system is checking in accurately, confirming readings where possible.
- c) Confirm appropriate resistor or termination is installed in the last inverter in the chain (if required).

13.6.1.12 Combiner box level monitoring

- a) Log into DAS program.
- b) Confirm communication to all devices.

- c) Compare results to manual string current measurement results, or a sample thereof.

13.6.1.13 String level monitoring

- a) Log into DAS program.
- b) Confirm communication to all devices.
- c) Compare recorded string currents with other strings in the same box and/or from adjacent boxes, whose modules are mounted in the same orientation. Slight differences may be due to operating temperatures and module variations.
- d) Compare string currents recorded from DAS with those of manually measured baseline string currents.

13.6.1.14 Module level monitoring

- a) Log into DAS program.
- b) Confirm communication to all devices.
- c) If desired, shade individual modules to confirm module mapping is accurate.

13.6.2 Inverter diagnostics

When an inverter goes offline, technicians should determine the cause and address errors if applicable. The inverter may be checked remotely or via the local interface for the reported error(s). Recommended follow-up actions are listed in Table 4. These are common examples; specific recommendations and requirements should be provided by the inverter manufacturer.

Table 4 – Common reported inverter errors

Inverter error	Action
DC undervoltage	Steps to diagnosing underperforming systems
DC overvoltage	V_{DC} string testing
DC earth fault	Earth fault detection procedure
Gating fault	Check connections Contact manufacturer
AC undervoltage	Confirm all breakers are on (closed) Check AC voltage with voltmeter If within range, perform a manual restart If outside of range, contact utility
AC overvoltage	Check AC voltage with voltmeter If within range, perform a manual restart If outside of range, contact utility
Low power	System is probably just shutting down because of lack of sun; if it is sunny, perform steps to diagnose underperforming systems
Over temperature – fan not operating	Check power supply to fan – if good, replace fan; if bad, replace power supply
Over temperature – fan is operating	Check to confirm sensor readings – if bad, replace sensor; if good, check intake and exhaust filters for excessive build-up, and clean or replace if necessary

Some inverter faults will clear automatically when the fault condition returns to normal, but some fault conditions require a manual reset of the inverter. The earth fault fuse and even a.c. fuses can be non-standard items that are difficult to purchase. Keep replacements on hand, especially if there are multiple inverters of the same size on site or in the portfolio. Having qualified technicians available and properly equipped with common replacement parts helps maximize system uptime.

Some inverter service actions require that the system be shut down for safe inspection. Always begin with a visual inspection of the equipment, and further inspect subassemblies, wiring harnesses, contacts, and major components.

The following sample inverter service checklist applies to larger central inverters (not residential scale) and is not intended to be complete for all models from all manufacturers:

- a) Check major device and control boards for discoloration. Use inspection mirror if necessary.
- b) Check input d.c. and output a.c. capacitors for signs of damage from overheating.
- c) Record all voltage and current readings from the front display panel.
- d) Check appearance/cleanliness of the cabinet, ventilation system, and insulated surfaces.
- e) Check for corrosion/overheating on terminals and cables.
- f) Torque terminals, connectors, and bolts as needed.
- g) Record ambient weather conditions, including the temperature and whether the day is cloudy or sunny.
- h) Check the appearance of both the a.c. and d.c. surge suppressors for damage or burn marks.
- i) Check the operation of all safety devices (emergency stop devices, door switches, earth fault detector interrupter).
- j) Inspect (clean or replace) air filter elements.
- k) Correct any detected deficiencies.
- l) Complete maintenance schedule card.
- m) Complete written inspection report.
- n) If manufacturer-trained personnel are available on-site, install and perform any recommended engineering field modifications, including software upgrades.

Annex E (normative)

Safety considerations

E.1 Qualified persons

Because of the shock and arc flash hazards present in PV systems, it is essential that personnel interacting with the system have appropriate training, use appropriate personal protective equipment, and follow safe procedures. Personnel need to be trained to:

- a) Identify exposed live parts from other parts of electrical equipment.
- b) Determine the nominal voltage of exposed live parts.
- c) Determine safe working distances depending on the voltage to which the person will be exposed.
- d) Be familiar with access and safe area exit routes in case of emergency.
- e) Be familiar with pertinent sections of local electrical and fire codes and standards.
- f) Be familiar with characteristics of PV sources and hardware typically used in PV systems.
- g) Be familiar with the characteristics of the hardware used in the PV system.
- h) Verify that test and inspection equipment is appropriately rated for the conditions of the tests.
- i) Operate the test and inspection equipment.
- j) Be familiar with other site-specific hazards.

Note that personnel who are not qualified to perform work directly on the system but who may be onsite for other purposes shall be made aware of any hazards they may encounter and the appropriate precautions.

E.2 General safety considerations

Qualified persons shall use properly rated equipment and be trained for servicing systems. They shall also be aware of the normal expected conditions, voltages and currents of a particular system, so that they are better able to identify abnormal or unsafe conditions.

Particular care shall be taken to observe and follow warning labels reading “DO NOT DISCONNECT UNDER LOAD” located on module connections, combiner boxes, and some d.c. isolators not designed for load-break operation. Failure to heed these warning labels can lead to instrument malfunction, arcing, fires, and personnel injuries. The following steps should be followed as a minimum to ensure safe operating conditions:

- a) Before operating the PV system, read system documentation and instructions for each product or component.
- b) The presence of an insulation fault or earth fault should be checked before performing any task at a PV system. If an insulation fault is present, the relevant exposed-conductive-parts of the PV array should be considered live.

NOTE Insulation fault indication is typically available at the DAS and/or the inverter.

- c) All system components shall be assumed to be energized with maximum d.c. voltages (up to 1 500 V or more) until personnel verify that the voltage has been removed.
- d) For a.c. circuits, use a suitable voltage detector or voltmeter to prove the circuit is dead. A contactless voltage detector shall not be used for proving dead as they can indicate a false safe condition. A suitable proving unit should be used to verify the correct operation of the voltage detector or voltmeter before and after proving dead. Use a voltage detector with a contact-less proving unit before using multi-meters to test for dead circuits.

- e) All enclosure doors should remain closed with latches tightened, except when they are open for maintenance or testing.
- f) In order to remove all sources of voltage from an inverter, the incoming power should be de-energized at both the d.c. and a.c. source. In most inverters d.c. voltage will remain for 5 min or more while the d.c. bus capacitors discharge.
- g) Always follow isolation safety procedures (e.g. LOTO).
- h) Do not work alone when servicing PV equipment. A team of two is recommended until the equipment is properly de-energized, locked-out, and tagged-out.
- i) Do not remove a fuse without first confirming that there is no current flowing on the circuit.

E.3 Personal protective equipment

Service personnel shall be aware of the specific PPE required to perform various tasks on the electrical equipment. PPE includes fall protection gear, arc flash and fire-rated clothing, rubber (hot) gloves with protectors, boots, and protective eyewear, among other items. PPE is designed to help minimize exposure to inherent system hazards. Identification of potential hazards is crucial to the process of selecting the appropriate PPE for the task at hand. All personnel working on or near PV systems should be trained to recognize hazards and choose the appropriate PPE to eliminate or reduce those hazards.

Many existing PV systems have been installed without labels warning of arc flash hazard. Service personnel need to be able to perform on-site evaluations to determine when a higher category of PPE is required to perform the work.

The jobsite should be equipped with appropriate fire extinguishers and first aid supplies and personnel should have proper training in their use. People trained in cardiopulmonary resuscitation (CPR) should be on site at all times.

PV arrays are often home to snakes, spiders, bees, and other venomous animals. Wear protective clothing and be alert for possible encounters.

E.4 Isolation procedures

Maintenance personnel shall be aware of isolation procedures specific to all of the major components of a PV system. Many d.c. components are energized from multiple sources and therefore may require additional steps to remove hazardous voltages in comparison to more typical a.c. power installations. Isolation procedures are common to most all O&M operations, and specific procedures are defined in Clause 13. A separate set of isolation procedures and considerations is described generally for emergency conditions.

Some testing and maintenance activities may require the system to be energized while workers are working on or near the equipment. String voltage and current testing are but two examples. In such cases, isolation of the equipment from other sources with appropriate safety procedures (e.g. LOTO) is still important to reduce safety hazards, and the appropriate PPE requirements shall be followed.

E.5 Lock-out tag-out

Lockout/tagout (LOTO) or similar procedures are designed to ensure safe working practices and shall be strictly followed whenever systems are de-energized prior to servicing. LOTO is required in some locations when energized equipment is serviced or maintained, safety guards are removed or bypassed, or where hazardous energy sources are present. However, the presence of a lock does not ensure that no voltage will be present on some components since the voltage on a PV module appears when placed in the sun.

LOTO steps include:

- a) Notify others that the equipment will be shut down,
- b) Perform a controlled shutdown to power down the equipment,
- c) Open all energy isolating devices identified on the equipment's specific LOTO procedure,
- d) Lock and tag all energy isolating devices,
- e) Dissipate or restrain stored or residual energy,
- f) Verify that the equipment is completely de-energized by attempting to cycle it, and
- g) Verify that the equipment is completely de-energized by testing for voltage with a voltmeter.

NOTE Some shutdown control systems use a safe low voltage for indicating that shutdown has occurred and is distinct from a physical break in the circuit conductor.

An additional recommended measure for systems is to place temporary portable signage indicating that work is taking place. This is especially useful when others are on the project site yet are not aware that there is a LOTO procedure in effect.

Proper LOTO labelling includes:

- a) Name of the person placing the LOTO and the date placed,
- b) Details regarding the shutdown procedure for specific equipment,
- c) A list of all of the energy sources and isolating devices, and,
- d) Labels indicating the nature and magnitude of stored potential or residual energy within the equipment.

The lock placed on equipment during servicing should be removed only by the person who placed it. Safety protocols need to be followed when re-energizing equipment, including notifying others on site that the system is about to be re-energized.

E.6 PV specific signs and labelling

All circuits, protective devices, disconnects and terminals should already be suitably labelled to the requirements of IEC 60364 in general and IEC 62548 in particular. Personnel shall heed requirements and instructions provided by the signs and labelling. Signs shall also be maintained or replaced if weathering or exposure has led to a deteriorated or unreadable condition and should never be covered or painted over.

Annex F (informative)

Example preventive maintenance schedule

F.1 General

This annex describes an example preventive maintenance schedule using the model from Table 3 in Clause 10. The purpose of the example is to demonstrate the considerations that drive development of a thoughtful maintenance program by highlighting the site and system-specific nature of the process. The purpose is not to describe a default maintenance schedule for systems, and should not be considered as such. The example is in fact representative of an outlier case in several aspects to illustrate how some unusual circumstances can be addressed. See Table F.1.

F.2 Example system description

The example project is a large, utility scale system located in an area (such as northern North America) that is subject to hot and humid summers but also severe winter temperatures. Winter low temperatures are often less than -25°C . The site is also subject to heavy spring rains which can cause flash flooding conditions given the terrain. It is located in an agricultural area with both farms and industrial processes, and there has been evidence of corrosive chemicals in the soils. The site is not located in a high seismic activity zone, or a high wind zone. Lightning activity is expected at the site given the long anticipated project life, but the occurrence probabilities on an annualized basis are not high. There is some question about whether rodents may be an issue at the site, given that a few other PV plants in the area have had issues, but most have not.

The system utilizes N-S axis tracking, and power is collected at standardized 2 MWac equipment pads with outdoor rated central inverters and medium voltage transformers. The d.c. array circuits are functionally earthed, and the inverter ground fault detection does not incorporate regular checks of insulation resistance. There is no notable history of micro-cracks or “snail trails” with the model of PV module used at the site. One short edge of the site is located adjacent to a forest with young trees, and it is anticipated that these trees will cause shading to one or two array segments when they mature.

The plant monitoring system measures the current and voltage from each combiner box (~12-15 strings per combiner box), as well as all of the inverter power parameters. Currents at the string level are not monitored. There are at least 3 weather stations with horizontal and plane of array irradiance measurements, ambient temperatures, wind speed, and sample back-of-module thermocouple measurements. There is no soiling monitoring station. The project has a performance guarantee that drives certain maintenance tasks for the first five years of operation.

Table F.1 – Preventive maintenance schedule for XYZ plant

Component/Task		Maintenance procedure interval	Interval basis
Modules			
	Inspect for cracks, delamination, breakage, burn marks	Lightning storm event driven, 5-year inspection of sample sections of plant	Areas with high lightning or wind activity, nearby construction activity, aging systems (in case of delamination).
	Inspect for micro-cracks or "snail trails"	Check sample arrays after 1 year. 5-year inspections thereafter or adjusted as needed.	Products with history of micro-cracks. Sites with snow and wind driven forces on modules, etc. Impacts may be greater in high humidity areas.
	Inspect for excessive build-up of soil or droppings	Years 1-5 check of soiling due to nearby farm preparation and harvest activities. Determine if rain is sufficient	Where site is susceptible to high levels of soiling, bird droppings, etc.
	Thermal imaging for junction box, cell variations, internal connections, partial operation.	Recommended after lightning storm events where there is evidence of diode failures. Other event driven diagnostics. No periodic requirement.	Can be the default method for large plants (e.g. using aerial imaging). Locations susceptible to lightning e.g. for bypass diode diagnostics. Seasonal bias for testing to ensure high irradiance, e.g. summer.
	Connector checks – visual damage, sample tightness	5-year inspections in sample circuits of arrays	Where connectors are exposed to high winds or other sources of movement or strain. Where dissimilar connector manufacturers are used.
	Imaging of module connectors for resistive, cracked or compromised connections	Triggered by performance issues or other external evidence of failures	Only conditional based, unless system has history of connector problems, and arc-fault connection and/or sensitive ground fault detection is not included.
Array			
	Debris or stored items under array	Annual checks after rainy season.	For ground-mounted power plants following construction or substantial maintenance activities. Consider other types of debris that comes from wind or another source.
	Animal or pest activity under array	Annual checks for years 1-5, modified as needed thereafter.	Dependent on site conditions, and whether there is a potential impact on wiring or equipment. May be seasonal depending on the animal, for example nesting in the spring.
	Periodic insulation resistance testing	Annual insulation resistance testing at the inverter combiner level.	For systems with functionally earthed arrays, periodic tests at sites where wiring has history or is susceptible to damage, or where testing can be done in conjunction with periodic inverter checks.
	Track shading sources against baseline during commissioning	Inspect the arrays impacted by growing trees after 3 years. Performance based checks. No other periodic measures.	As needed for diagnosing performance problems. Can be useful as preventive measure at sites with adjacent growing trees, and/or with contractual performance, etc.

Component/Task		Maintenance procedure interval	Interval basis
	String or wiring harness Voc measurements for baseline comparisons	Annual measurements for 2 % of the plants strings for years 1-5 in compliance with the performance guarantee. Performance or failure triggered only thereafter.	As needed for performance or troubleshooting; or where contractual performance base lining is required.
	String or wiring harness current measurements for baseline comparisons	Annual measurements for 2 % of the plants strings for years 1-5 in compliance with the performance guarantee. Performance or failure triggered only thereafter.	
	String or wiring harness I-V curve for performance baseline comparisons, or to identify module component failures	Annual measurements for 1 % of the plants strings for years 1-5 in compliance with the performance guarantee. Performance or failure triggered only thereafter.	Alternative to string V/I checks; particularly useful for advanced diagnosis of string performance.
	Vegetation management – cutting, removing, control	Annual check in late spring, management as needed.	Highly site and season dependent, if needed at all. Base on site review or first year(s) operation; for ensuring performance, protecting equipment, or both.
Inverter			
	Visual cues from inverter lights and displays	N/A due to the remote monitoring system.	Useful for checking small systems, including by non-qualified personnel, or for troubleshooting
	Inverter enclosure inspection – exterior	Check annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	Infrequent, or as part of inverter mfg specified intervals. More frequent at sites with corrosive environments.
	Inverter interior (water, dust, rodent)	Event driven by localized flooding.	Infrequent, except at sites with rodent issues, or with heavy rains, flooding, or history of condensation in connecting conduits.
	Inverter interior – torque marks, burn marks on field terminals	Check torque marks after 1 year in every inverter. Event driven thereafter.	For troubleshooting, and/or as part of inverter mfg specified intervals. May have more frequent intervals in first 1-2 years.
	Periodic maintenance – manufacturer specified	As specified.	As specified.
Enclosures			
	Electrical enclosure accessibility (secured)	N/A at the enclosure level. Plant security routinely checks site access (locking gates)	Periodic checks recommended at sites with high exposure or access; schools, public buildings or parks, etc.
	Enclosure corrosion	Check annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	Infrequent, except at sites with corrosive environments.
CBs/Switches			
	Check torque marks on field terminations	Check torque marks at year 1, then every 5 years thereafter.	Per manufacturer/supplier recommendations. May only be in first year.

Component/Task		Maintenance procedure interval	Interval basis
	Look for debris, signs of water	Event driven by localized flooding.	At sites where heavy rain or flooding occurs, or considerable wind blown debris. Where conduits are susceptible to high condensation.
	Burn/arc discoloration on terminals, boards, fuse holders	Event driven by lightning storms, evidence of fuse or bypass diode failures.	Locations with high lightning activity, or history of similar issues.
	Dust deposits on contact surfaces	Check in spring and fall of first year coinciding with agricultural activity; modify thereafter bases on experience	Sites susceptible to wind driven dust or other particulates.
	Thermal image inspection for resistive connections	Annually on sample boxes in years 1-5. Every 5 years thereafter.	Climate considerations, where site have high thermal cycling, material expansion properties. If there is a history of issues at the site that warrant inspection.
	Re-torque field or factory terminals as needed	At year 1. Event driven thereafter based on results from above thermal imaging.	Per manufacturer/supplier recommendations. May only be in first year. Access to terminations and connections.
	Enclosure corrosion or deterioration	Check annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	Locations with high humidity, salt content (by sea), corrosive environments (e.g. chemical or agricultural industries).
	Corrosion/Deterioration: Repairs for enclosure integrity	As needed	
	Corrosion/Deterioration: Repair enclosure earth connections	As needed	
	Corrosion/Deterioration: Repair enclosure hinges, locking mechanisms, etc.	As needed	
	Corrosion/Deterioration: Apply sealants, cleaning, patching	As needed	
	Water intrusion: Seal off or divert source, drain fittings	As needed	At sites where heavy rain or flooding occurs
	Water intrusion: Replace gaskets	As needed	
	Debris/Rodent: Remove and seal off	As needed	Sites susceptible to wind-blown debris, or sites with rodent and other pest activity.
	Disconnecter operation, grease mechanisms, per mfg inst.	Every 3 years per manufacturer recommendation	Per manufacturers recommendations, or based on field performance data.
	Fuse replacement	As needed. Check sample resistances relative to baseline after 10 years to gauge need for aging based replacements.	Possible replacement due to aging in advance of failure.
Wiring			
	Module/string wiring secure, free of chafing, sharp abrasive surfaces	Check samples annually in years 1-5. Adjust thereafter based on experience.	Where wiring is exposed to high winds or other sources of movement or strain.
	Module/string wiring no sharp, abrasive surfaces, pinch points	Check samples annually in years 1-5. Adjust thereafter based on experience.	Where wiring is exposed to sources of movement or strain and is installed along structures and trackers and less in wiring systems.

Component/Task		Maintenance procedure interval	Interval basis
	String wire tie breakage or damage, impact on conductors	Every 3 years or as needed more often.	Where wire ties are highly relied upon for support, loading of cable bundles, etc.
	Sub-array cable signs of wear at enclosures, transitions, exposed locations.	Sample checks after year 1.	Where sub-array cable bends are tight and/or unusually exposed. (Note outside the table the issue that some intervals should be determined after construction to address installation issues, not necessarily determined in design stage. Also adjustments in the plan due to plant aging.)
	Periodic insulation resistance testing	Annual insulation resistance testing at the inverter combiner level.	For systems that are functionally grounded where the inverter does not provide regular insulation resistance checks. Sites where direct burial cable is deemed more susceptible due to rocky or less filtered soils, where there is history of ground faults, etc.
Wiring systems			
	Conduit/tray support, bushings, gaskets, joints, wear, corrosion	Check annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	Systems with evidence of stress from high loading, choice of materials, margin of design. Systems in high corrosive areas.
	Trays: remove tray covers to inspect arrangements, integrity, rodent/ingress	Annual checks for years 1-5 (to determine rodent impact), modified as needed thereafter.	Systems susceptible to rodent intrusion or excessive movement from thermal expansion or lack of bracing.
	Expansion joints intact (as applicable)	N/A	Where use of expansion joints is critical to the integrity of the mechanical connections to electrical enclosures. With long runs of conduit or tray without separations.
Earthing			
	Earth connections- enclosures, structures, frames, wireways equipment pads,	Check samples annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	Where connections are susceptible to weakening from wind, corrosion, rodents, dissimilar material degradation, high storm activity, etc.
	Earth system continuity test	Check samples annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	
	Earth connections – retighten or replace	As needed	
	Conduit or tray fittings and connection strength if used for earth path.	Check samples annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	
Mounting system			
	Support structure rust, corrosion, sagging, deformation, breakage, bolt tightness	Check samples annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	Systems with evidence of stress from high loading, choice of materials. Systems in high wind or corrosive areas.

Component/Task		Maintenance procedure interval	Interval basis
	Movement due to settling, expansive soils, frost heave, erosion, etc.	Check frost heave potential annually at beginning of spring for years 1-5, every 3 years thereafter, or event driven	In locations where severe winter temperatures can cause frost heave, or where soil conditions more prone to settling.
	Corrosion of pier footings	Check samples annually in years 1-5 due to corrosive environment. Adjust thereafter based on experience.	Add something here
	Vegetation interfering with system	Annual check in late spring, management as needed.	Sites with significant vegetation growth and management requirements.
Tracker			
	Trackers oriented incorrectly	Performance triggered. Include visual checks with other year 1-5 inspections.	Performance triggered generally unless there is product or site specific history of issues.
	Periodic maintenance – manufacturer specified	Manufacturer specified 3- year checks.	Manufacturer specified, or as deemed necessary due to field history.
Equipment pad			
	Inverter/electrical equipment pad cracking / wear / undermining	Annual checks due to frost heave and heavy rains	Most relevant at sites with less stable soils, heavy rain and flood zones, or seismic activity. settling, expansive soils, frost heave, etc.
	Inverter/pad bolts intact (not loose/damaged)	Annual checks in years 1-5, every 5 years thereafter.	
Roof			
	Adequate drainage, no blockage or pooling	N/A	Degree to which rooftops are adequately sloped and consistent for drainage, level of windblown debris from trees or other sources,
	Vegetation growth in roof array	N/A	Generally dependent on system (product or roof) type and climate.
	Roof penetrations water tight	N/A	Generally incident triggered but possibly dependent on roof age and strength, or prior history of issues.
	New shade items or maintenance obstacles – e.g. satellite dish	N/A	Most relevant where tree trimming is required to prevent excessive shading. Satellite or other equipment additions to commercial and sometimes residential systems
Miscellaneous			
	Debris or stored items at inverter location	Annual checks after rainy season.	Sites with above average construction, upgrade, or other maintenance activity.
	Identify missing, faded or otherwise unusable signs or placards	Annual checks after rainy season at sample inverter equipment pad and combiner locations.	High heat and insolation areas, use of lower-quality sign materials, etc.
	If sprinklers used, check that water is free of corrosion inducing minerals	N/A	Usually not ongoing but needed where filter replacement is necessary.

Component/Task		Maintenance procedure interval	Interval basis
Weather/Data components			
	Sensor alignment, cleanliness, airflow	6-month irradiance sensor cleaning for years 1-5, annual thereafter	Dependent on performance tracking requirements, site conditions of soiling, debris, etc.
	Periodic maintenance for DAS	2 year maintenance protocols as defined by manufacturer	Manufacturer specified or based on field history.
	Periodic calibration	2 year re-calibration/replacement of irradiance. Other devices according to mfg.	
Array cleaning			
	Array / module cleaning	Years 1-5 check of soiling due to nearby farm preparation and harvest activities. Determine if rain is sufficient to keep soiling losses to anticipated 3 % annual.	Cost/Benefit analysis driven, considering site conditions, levels and types of soiling, seasonal impact on performance, cost of cleaning, etc.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-2:2020

Annex G (informative)

PV system operations

This document does not address the technical and business operational and management process and protocols needed for a complete operations treatment of PV plants or fleets of plants. The operations functions however are important to define.

PV system operations require:

- a) Administration. Ensures effective implementation and control of operation and maintenance activities including: archive as-built drawings, equipment inventories, owners and operating manuals, warranties; keep records of performance and O&M measures provided; prepare scopes of work and selection criteria for service providers; contract with suppliers and service providers; prepare budget and secure funding and contingency plans for O&M activities; approve work and process invoices. Integrate physical security with facility security or provide separately, if appropriate.
- b) Conduct of operations. Ensure efficient, safe, and reliable process operations including economic NPV/ROI decision support; Maintenance procedures, protocols, indicators, metrics and documentation. Serve as point of contact for personnel regarding operation of PV system and coordinate with others regarding system operation and any required shutdown. Provide instructions regarding defined work tasks scheduled in the morning or evening hours to avoid production losses, electrical hazards, heat stress, and local access. Provide instructions regarding access routes, storage and lay-down areas, and hours when work can be conducted without affecting the mission of the facility.
- c) Provisions and directions for the performance of work and to ensure that maintenance is performed safely and efficiently including the formalization and enforcement of safety policy including training for d.c. and a.c. safety, rooftop safety (if rooftop system), minimum number of personnel, (arc flash, lock-out tag-out, etc.). Ensure compliance with any environmental or facility-level policies regarding handling controlled materials such as weed-killer and insecticide.
- d) Evaluation and provision on an ongoing basis of sufficient equipment status control – monitor, alarm, analytics to be cognizant of status of all equipment to support operational decision making and optimize monitoring resolution based on economic benefit. Compare results of system monitoring to benchmark expectation and push reports to facility stakeholders.
- e) Design and maintenance of operator knowledge, protocols, documentation and training to ensure that operator knowledge and performance will support safe and reliable plant operation. Confirm and enforce qualifications of service providers.

Examples of operations functions that are used to drive maintenance decisions which are beyond the scope of this specification:

- f) Operations that relate to forecasting, grid-driven curtailment, and operational considerations driven by factors outside of the system status are not covered in this specification.
- g) Services other than energy delivery (voltage regulation; power factor correction; etc.) are not described in this specification.
- h) Work control system: control the performance of maintenance in an efficient and safe manner such that economical, safe, and reliable plant operation is optimized.
- i) Policy development such as work guidelines preventive maintenance and corrective maintenance optimization and detail planning, budgeting and cost benefit justifications.
- j) System design or operational upgrades such as re-programming 1-axis trackers to stay in the horizontal position on overcast days, to better capture the diffuse light.

Bibliography

IEC 60050-651:2014, *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) – Part 651: Live working*

IEC 60300-3-3, *Dependability management – Part 3-3: Application guide – Life cycle costing*

IEC 60891, *Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*

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

IEC TS 63019, *Photovoltaic power systems (PVPS) – Information model for availability*

EN 50110-1, *Operation of electrical installations – General requirements.*

NFPA 70E, *Standard for Electrical Safety in the Workplace*

Haney, J., Burstein, A., *PV System Operations and Maintenance Fundamentals*, Solar ABCs publication, August, 2013

Solar Power Europe: “O&M Best Practices Guidelines” (Latest edition)

Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance: 2nd Edition, SuNLaMP 2016 PV O&M Working Group, NREL/TP-7A40-67553, December 2016, <http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67553.pdf>

Review of Failures of Photovoltaic Modules, IEA-PVPS Report T13-01:2014
see <http://www.iea-pvps.org>

Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems: Good Practices for Monitoring and Performance Analysis, IEA-PVPS Report T13-03:2014, <http://www.iea-pvps.org>

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	54
INTRODUCTION.....	56
1 Domaine d'application	57
2 Références normatives	58
3 Termes et définitions	58
4 Exigences relatives à la documentation du système	60
4.1 Généralités	61
4.8 Informations sur le fonctionnement et la maintenance	61
4.10 Évaluation comparative des résultats	61
4.11 Documentation des enregistrements	61
5 Vérification	62
6 Procédures d'essai – Catégorie 1	62
7 Procédures d'essai – Catégorie 2	62
8 Procédures d'essai – Essais additionnels	62
9 Rapports de vérification	62
10 Protocoles de maintenance	62
10.1 Généralités	62
10.2 Intervalles de vérification et déclencheurs	63
10.3 Autres considérations relatives à la détermination des intervalles de vérification spécifiques.....	68
11 Tâches de vérification.....	69
11.1 Généralités	69
11.2 Examen visuel général du site	69
11.2.1 Tous les systèmes	69
11.2.2 Systèmes installés sur le toit	69
11.2.3 Systèmes montés sur le sol	69
11.3 Examen des composants et maintenance relative à la sécurité	70
11.3.1 Onduleur et socle électrique principal	70
11.3.2 Boîtiers de combinateur, interrupteurs-sectionneurs et isolateurs	70
11.3.3 Modules	71
11.3.4 Connecteurs PV	72
11.3.5 Câblage	73
11.3.6 Système de montage	73
11.3.7 Conduits et chemins de câbles	74
11.3.8 Station météorologique	74
11.4 Maintenance liée aux performances	74
11.4.1 Généralités	74
11.4.2 Résistance de la connexion de câblage	74
11.4.3 Évaluation de l'ombre	75
11.4.4 Essai de la chaîne ou du faisceau électrique	75
11.4.5 Gestion de la végétation	76
11.4.6 Encrassement et nettoyage de groupe	77
12 Dépannage et maintenance corrective	79
12.1 Généralités	79
12.2 Arrêt du matériel en réponse à des défaillances dangereuses.....	79
12.3 Dépannage des défaillances ne présentant aucun risque	79

12.4	Dépannage d'incidents ou de problèmes déclenchés par événement	79
12.5	Diagnostic de problèmes relatifs aux performances	80
13	Procédures supplémentaires	81
13.1	Généralités	81
13.2	Procédures de sécurité	81
13.2.1	Généralités	81
13.2.2	Fonctionnement sûr des interrupteurs-sectionneurs	81
13.3	Procédures d'isolement	82
13.3.1	Arrêt d'urgence	82
13.3.2	Arrêt non urgent	83
13.4	Examen et procédures de maintenance préventive	84
13.4.1	Procédures spécifiques au fabricant d'onduleurs	84
13.4.2	Procédures spécifiques au fabricant de suiveurs	85
13.4.3	Procédures spécifiques au système d'acquisition de données	85
13.5	Procédures d'essai électrique	86
13.5.1	Essais de défaut à la terre	86
13.5.2	Essais de fusible	88
13.5.3	Essai des diodes de dérivation	89
13.6	Procédures de diagnostic	89
13.6.1	Validation des systèmes d'acquisition de données (DAS)	89
13.6.2	Diagnostic de l'onduleur	92
Annexe E (normative)	Considérations relatives à la sûreté	95
E.1	Personnes qualifiées	95
E.2	Considérations générales en matière de sûreté	95
E.3	Équipement de protection individuelle	96
E.4	Procédures d'isolement	96
E.5	Verrouillage/étiquetage	97
E.6	Signes et étiquetage spécifiques au système PV	98
Annexe F (informative)	Exemple de plan de maintenance préventive	99
F.1	Généralités	99
F.2	Exemple de description de système	99
Annexe G (informative)	Opérations du système PV	107
Bibliographie		109
Tableau 3 – Tâches de vérification et de maintenance et base de la détermination des intervalles entre les tâches		64
Tableau 4 – Erreurs communes consignées de l'onduleur		93
Tableau F.1 – Plan de maintenance préventive pour la centrale XYZ		100

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) – EXIGENCES POUR LES ESSAIS, LA DOCUMENTATION ET LA MAINTENANCE –

Partie 2: Systèmes connectés au réseau électrique – Maintenance des systèmes PV

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale IEC 62446-2 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/1656/FDIS	82/1676/RVD

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette norme.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série IEC 62446, publiées sous le titre général *Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

La présente Norme internationale doit être utilisée conjointement avec l'IEC 62446-1:2016.

Les exigences de l'IEC 62446-2 doivent être utilisées avec celles de l'IEC 62446-1:2016 et complètent ou modifient les articles de l'IEC 62446-1:2016. Tous les Articles 1 à 9 de l'IEC 62446-1:2016 s'appliquent, y compris les Annexes applicables. Si l'IEC 62446-2 contient des articles qui complètent, modifient ou remplacent des articles de l'IEC 62446-1:2016, le texte correspondant de l'IEC 62446-1:2016 doit être appliqué avec les modifications exigées.

Les articles, paragraphes, figures, tableaux et annexes supplémentaires par rapport à ceux de l'IEC 62446-1:2016 sont numérotés dans la continuité de ceux de l'IEC 62446-1:2016.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. À cette date, la publication sera

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-2:2020

INTRODUCTION

La présente Partie 2 de l'IEC 62446 donne les exigences et recommandations en matière de maintenance des systèmes PV, y compris les examens périodiques, la maintenance préventive liée à la sécurité et aux performances, la maintenance corrective et le dépannage. Les systèmes PV connectés au réseau sont en général considérés comme étant des moyens de production d'énergie faisant l'objet d'une maintenance très limitée. Même si cette affirmation est vraie concernant les sources de production conventionnelles qui utilisent du combustible et/ou des machines tournantes, les systèmes PV exigent de prévoir un certain niveau de maintenance préventive et corrective anticipé sur toute la durée de vie, qui peut dépasser 20 ans. Le niveau de maintenance exigé ou recommandé pour les performances peut varier dans une large mesure en fonction des préférences du propriétaire ou des obligations contractuelles en matière de production d'énergie. Toutefois, un niveau minimal de surveillance et de maintenance est essentiel pour la sécurité et la réduction des risques d'incendie. Le respect d'un ensemble minimal d'exigences en matière de maintenance fait également partie des objectifs du système d'évaluation de la conformité IECRE, qui a pour vocation d'homologuer les systèmes PV et les centrales entre le stade de la conception et celui de l'exploitation.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-2:2020

SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) – EXIGENCES POUR LES ESSAIS, LA DOCUMENTATION ET LA MAINTENANCE –

Partie 2: Systèmes connectés au réseau électrique – Maintenance des systèmes PV

1 Domaine d'application

Cet article de l'IEC 62446-1:2016 s'applique, avec l'exception suivante:

Ajout:

La présente Partie 2 de l'IEC 62446 décrit les exigences et recommandations de base en matière de maintenance préventive, corrective et de performances concernant les systèmes PV connectés au réseau. Les procédures de maintenance couvrent:

- La maintenance de base des composants et connexions du système pour la fiabilité, la sécurité et la prévention contre les incendies;
- Les mesures de maintenance corrective et de dépannage
- La sécurité des travailleurs

Le présent document porte également sur les activités de maintenance permettant d'optimiser les performances prévues (nettoyage du module et entretien de la végétation, par exemple). Les considérations particulières concernant exclusivement les systèmes sur toiture et les systèmes placés au sol sont récapitulées. Le présent document ne couvre pas les systèmes hors réseau ou les systèmes contenant des batteries ou d'autres technologies de stockage d'énergie. Toutefois, des parties peuvent s'appliquer aux circuits PV de ces systèmes.

Le présent document ne couvre pas non plus la maintenance des équipements moyenne et haute tension en courant alternatif qui sont parfois intégrés à des systèmes de plus grande ampleur, ces exigences n'étant pas spécifiques aux systèmes PV.

La maintenance des systèmes PV est souvent assimilée au terme passe-partout "exploitation et maintenance" (O&M – operations and maintenance). Le présent document ne traite pas les processus opérationnels commerciaux ou de gestion (les prévisions, les mesures incitatives en matière de prix des services publics, etc.) ni d'autres considérations reposant sur des facteurs extérieurs aux conditions de fonctionnement, à la sécurité et aux performances du système de base.

La confirmation de la conformité d'un système aux normes de conception et d'installation appropriées fait l'objet de la Partie 1 et a lieu au moment de la mise en service initiale du projet.

Le présent document a pour objet:

- d'identifier un ensemble d'exigences en matière de maintenance qui peuvent être différentes selon le type de système (échelle résidentielle, commerciale et du service de distribution), le propriétaire ou les exigences de financement.
- d'identifier les étapes de maintenance supplémentaires qui sont recommandées ou facultatives.
- d'identifier les facteurs à utiliser pour déterminer les intervalles de maintenance appropriés.
- de s'assurer que les méthodes de télédiagnostic peuvent être utilisées pour la vérification périodique, l'identification des problèmes et la détection précoce des défaillances.

- de s'assurer que d'autres moyens de satisfaire aux exigences de maintenance sont autorisés pour s'adapter aux innovations, aux méthodes spécifiques au fabricant, aux exigences évolutives du client, etc.

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

Cet Article de l'IEC 62446-1:2016 s'applique, avec l'exception suivante:

Ajout

IEC TS 61724-2, *Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 61724-3, *Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method* (disponible en anglais seulement)

IEC TS 61836:2016, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols* (disponible en anglais seulement)

IEC 62020, *Petit appareillage électrique – Contrôleurs d'isolement à courant différentiel résiduel (RCM) pour usages domestiques et analogues*

IEC 62446-1:2016, *Systèmes photovoltaïques (PV) – Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance – Partie 1: Systèmes connectés au réseau électrique – Documentation, essais de mise en service et examen*

IEC TS 62446-3:2017, *Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography* (disponible en anglais seulement)

IEC 62548, *Groupes photovoltaïques (PV) – Exigences de conception*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions de l'IEC TS 61836 et ceux de l'Article 3 de l'IEC 62446-1:2016 s'appliquent, avec les ajouts suivants:

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

Ajout:

3.17

structure portante

matériel (également appelé "rayonnement") permettant de soutenir physiquement des modules ou des groupes de modules et de les positionner selon une orientation fixe ou mobile en fonction de la trajectoire du soleil

3.18**socle**

fondation, souvent en béton ou en ciment (mais pas exclusivement), utilisée pour le montage et la fixation des onduleurs, des sectionneurs, des transformateurs ou d'autres matériels associés à un système PV

Note 1 à l'article: En général, les socles sont installés dans des systèmes montés au sol ou à côté de bâtiments pour les systèmes volumineux installés sur le toit lorsque le matériel est trop grand pour être monté au mur.

3.19**boîtier de combinateur**

boîte de jonction dans laquelle les connexions parallèles des chaînes, sous-modules ou modules PV sont réalisées

3.20**personne qualifiée**

personne qui a acquis, par une formation, une qualification et/ou par l'expérience, les connaissances et les compétences nécessaires pour exécuter correctement les tâches exigées

[SOURCE: IEC 62548:2016, 3.1.7 "personne compétente"]

3.21**boîtier de combinateur de groupe photovoltaïque**

boîte de jonction à laquelle les sous-groupes photovoltaïques sont connectés et qui peut également contenir des dispositifs de protection contre les surintensités et/ou des interrupteurs-sectionneurs

Note 1 à l'article: En général, les petits groupes ne contiennent aucun sous-groupe et sont simplement constitués de chaînes, contrairement aux groupes importants qui sont généralement constitués de plusieurs sous-groupes.

[SOURCE: IEC 62548:2016, 3.1.36]

3.22**équilibre du système**

dans un système d'énergie renouvelable, tous les composants autres que le mécanisme utilisés pour récupérer les ressources (les groupes ou modules photovoltaïques, par exemple)

3.23**verrouillage/étiquetage****LOTO**

procédure de sécurité visant à s'assurer que le matériel est correctement mis hors tension et qu'il ne peut pas être remis sous tension par un mécanisme de verrouillage tant que le personnel de service n'a pas estimé qu'il pouvait l'être en toute sécurité

Note 1 à l'article: LOTO est une pratique en vigueur dans certains pays. Différentes procédures de sécurité (les "cinq règles de base de la sécurité" de l'EN 50110-1 pour l'Europe, par exemple) s'appliquent dans différentes parties du monde.

Note 2 à l'article: L'abréviation "LOTO" est dérivée du terme anglais développé correspondant "lockout/tagout".

3.24**équipement de protection individuelle****EPI**

tout dispositif ou moyen destiné à être porté ou tenu par une personne en vue de la protéger contre un ou plusieurs risques susceptibles de menacer sa santé ainsi que sa sécurité lors de travaux sous tension

[SOURCE: IEC 60050-651:2014, 651-23-01]

3.25

personnel autorisé

personne agréée ou autorisée par le propriétaire/l'opérateur du système à exécuter un type particulier de tâches pour lesquelles elle est qualifiée ou à se trouver à un ou des endroits particuliers du site d'installation

3.26

faisceau électrique

assemblage de câble qui regroupe la sortie de plusieurs conducteurs de chaîne PV le long d'un seul conducteur principal. Le faisceau peut ou peut ne pas inclure de composants de fusible sur les conducteurs de chaîne individuels

3.27

onduleur central

onduleur dont les entrées sont composées de plusieurs circuits de sous-groupe ou de groupe

Note 1 à l'article: La capacité des onduleurs centraux est importante par rapport à celle des onduleurs de chaîne. La plage de tailles classique est comprise entre 100 kW et 4 MW.

3.28

surveillance au niveau du module

MLM

dispositif ou matériel utilisé pour surveiller la puissance et la tension au niveau du module PV

Note 1 à l'article: Les micro-onduleurs et les convertisseurs courant continu/courant continu au niveau du module incluent ce type de fonctionnalités.

Note 2 à l'article: L'abréviation "MLM" est dérivée du terme anglais développé correspondant "module-level monitoring".

3.29

microfissure

fissure induite par une pression ou une contrainte exercée sur un module PV cristallin et qui est en général invisible à l'œil nu

Note 1 à l'article: Les microfissures se manifestent notamment par un effet de décoloration appelé, dans le secteur photovoltaïque, "traces d'escargot". Les traces d'escargot sont le résultat de la diffusion d'humidité à travers la microfissure vers la surface de la cellule. Les réactions corrosives ou chimiques qui s'en suivent provoquent une décoloration très notable sur les lignes de fissures. Toutes les microfissures ne donnent pas lieu à des traces d'escargot, mais toutes les traces d'escargot résultent de fissures ou de microfissures.

3.30

système d'acquisition de données

DAS

système de surveillance des différents paramètres du système PV (état de l'onduleur, puissance restituée, tensions et courants (au niveau du groupe, du sous-groupe, de la chaîne et/ou du module), éclairage du soleil, températures, vitesse du vent, etc.)

Note 1 à l'article: L'abréviation "DAS" est dérivée du terme anglais développé correspondant "data acquisition system".

3.31

commande d'arrêt

mise hors tension automatique des circuits en courant continu du groupe PV ciblé par isolement, déconnexion ou atténuation de la tension à des limites sûres

Note 1 à l'article: Dans certains pays, ce type de matériel est disponible sous la forme de matériel "à arrêt rapide" pour les services d'urgence et est activé par une déconnexion du système côté courant alternatif ou par d'autres moyens de commande à distance.

4 Exigences relatives à la documentation du système

Cet article de l'IEC 62446-1:2016 s'applique avec les exceptions suivantes:

4.1 Généralités

Ajout:

Il convient de prévoir une documentation supplémentaire venant à l'appui des mesures et activités de maintenance, et il convient qu'elle soit renseignée par le personnel de maintenance à la suite d'un examen, d'une opération de maintenance ou d'une réparation. Il convient de consigner la date, la description de l'activité et toutes les conclusions.

4.8 Informations sur le fonctionnement et la maintenance

Ajout:

- h) Les réglages de l'alarme du système de surveillance.
- i) La planification des intervalles de vérification et de maintenance (voir 10.2).
- j) L'évolution des recommandations spécifiques au site pour les essais périodiques ou complémentaires reposant sur les conclusions établies pendant les activités de maintenance, les essais ou les examens.
- k) Les plans après construction et une liste précise des principaux composants, en indiquant toutes les substitutions et composants endommagés et/ou remplacés.
- l) Une liste des pièces détachées et un plan de remplacement des composants applicables.
- m) Toutes les recommandations spécifiques au site en matière de surveillance périodique et d'essai des nouveaux composants ou sous-systèmes expérimentaux.
- n) Le plan d'étalonnage des composants, y compris les dispositifs de surveillance de la puissance et des conditions météorologiques.
- o) Les certificats et dates d'étalonnage des composants ou un historique de leurs dates de remplacement, selon le cas.

Le personnel d'exploitation et de maintenance doit travailler avec le propriétaire du système ou l'opérateur responsable pour rechercher ou recréer toute la documentation manquante couverte par cette liste, tout en conservant la documentation en lieu sûr.

Ajout:

4.10 Évaluation comparative des résultats

Des indicateurs de réalisation du système doivent être mis en place à partir des rapports d'essai réalisés selon un ou plusieurs des éléments suivants:

- a) Articles relatifs aux performances de l'IEC 62446-1:2016,
- b) IEC TS 61724-2,
- c) IEC TS 61724-3, et,
- d) Tous les essais supplémentaires relatifs aux performances.

L'évaluation comparative doit être utilisée pour procéder à une comparaison avec les contrôles des performances répétés qui ont lieu pendant les procédures de maintenance indiquées dans l'IEC 62446-2. Il convient que les informations de l'évaluation comparative incluent au moins les paramètres et les informations du Rapport d'essai du groupe PV modèle donné à l'Annexe C informative de l'IEC 62446-1:2016.

4.11 Documentation des enregistrements

Les données et résultats d'essai issus des procédures de maintenance détaillées dans l'Article 9 de l'IEC 62446-1:2016 doivent être conservés. Il convient d'utiliser ces enregistrements pour les références, les tendances en matière de performances et les actions correctives, et pour les enregistrements généraux en cas de réclamations au titre de la garantie ou de changement de propriétaire du système.

5 Vérification

Le présent article et les paragraphes de l'IEC 62446-1:2016 s'appliquent lorsque les exigences de l'IEC 62446-2 l'imposent de manière spécifique.

6 Procédures d'essai – Catégorie 1

Le présent article et les paragraphes de l'IEC 62446-1:2016 s'appliquent lorsque les exigences de l'IEC 62446-2 l'imposent de manière spécifique.

7 Procédures d'essai – Catégorie 2

Le présent article et les paragraphes de l'IEC 62446-1:2016 s'appliquent lorsque les exigences de l'IEC 62446-2 l'imposent de manière spécifique.

8 Procédures d'essai – Essais additionnels

Le présent article et les paragraphes de l'IEC 62446-1:2016 s'appliquent lorsque les exigences de l'IEC 62446-2 l'imposent de manière spécifique.

9 Rapports de vérification

Le présent article de l'IEC 62446-1:2016 s'applique pour des instances particulières (dans le cas d'une condition de revente ou d'évaluation, par exemple), mais n'est pas systématiquement exigé.

Ajout:

10 Protocoles de maintenance

10.1 Généralités

Le présent article décrit les différents protocoles de maintenance des systèmes PV connectés au réseau. Cela comprend:

- La vérification périodique visant à déterminer, pour autant que cela soit raisonnablement réalisable, si l'installation et tout le matériel qui la compose demeurent dans des conditions d'utilisation sûre satisfaisantes. La vérification périodique inclut les examens et les essais de maintenance relative à la sécurité.
- Maintenance régulière recommandée liée aux performances.
- Les activités de maintenance conditionnelle, réalisées en réponse à des questions ou des problèmes détectés dans le cadre de la surveillance, des examens ou des essais.
- Les activités de maintenance administrative – celles exigées par les contrats et garanties. Elles comprennent la maintenance préventive, et sont souvent utilisées pour décrire les procédures réalisées régulièrement pour atteindre les objectifs de durée de vie du composant.
- Procédures de maintenance corrective – procédures d'atténuation ou de restauration spécifique réalisées en réponse à des problèmes identifiés.
- Dépannage, y compris les mesures généralisées décrites dans le présent document, ainsi que les procédures spécifiques au fabricant pour les composants de matériel individuel.

Il s'agit de faire en sorte que ces protocoles soient par nature flexibles afin:

- d'utiliser des méthodes de télédiagnostic pour la vérification périodique, l'identification des problèmes et la détection précoce des défaillances;
- de s'assurer que d'autres moyens de satisfaire aux exigences de maintenance sont autorisés pour s'adapter aux innovations, aux méthodes spécifiques au fabricant, aux exigences évolutives du client, etc.

Il convient que le personnel qui procède aux examens ou à la maintenance des matériels électriques soit qualifié et compétent et suive les lignes directrices générales décrites à l'Annexe E.

10.2 Intervalles de vérification et déclencheurs

En fonction des recommandations ou des exigences de garantie des fabricants de composants et des intégrateurs système, il peut s'avérer nécessaire de planifier les activités de maintenance préventive avant de détecter une défaillance sur le terrain, au lieu de laisser les parties tomber en panne. Cela permet de maintenir le matériel dans son meilleur état de fonctionnement tout en réduisant le plus possible l'indisponibilité en planifiant la maintenance (dans l'idéal hors des heures de production) et d'éviter une durée d'indisponibilité plus longue en cas de réparations imprévues. Pour les réseaux de centrale électrique plus importants à l'échelle industrielle et commerciale, il est recommandé de stocker les pièces de rechange des composants essentiels afin de réduire le plus possible le temps de réponse. En fonction des recommandations du fabricant et des préférences du propriétaire/de l'opérateur, les activités peuvent inclure le nettoyage/remplacement des filtres de l'onduleur, le remplacement des colliers de serrage en plastique du module, la manœuvre des interrupteurs, le remplacement des fusibles, etc. Les remplacements opérés dans le cadre d'activités de maintenance périodique ou corrective doivent l'être avec les mêmes pièces ou des pièces équivalentes préalablement approuvées par le fabricant du matériel ou par l'opérateur système responsable.

Il convient de procéder à une vérification et une maintenance à intervalles réguliers tout au long de la durée de vie d'un système PV et en réponse à des déclencheurs particuliers. Ces intervalles peuvent varier considérablement, en fonction:

- du type de système (centrale électrique placée au sol, commercial, résidentiel, etc.);
- de l'étendue des fonctionnalités de télésurveillance;
- des exigences contractuelles ou des garanties de performances;
- des pratiques recommandées par le fabricant en matière de maintenance des composants spécifiques;
- des considérations spécifiques au site;
- des analyses coûts-bénéfices.

NOTE Deux publications IEC établissent un lien entre les activités de maintenance, la disponibilité du système et les coûts du cycle de vie, ainsi que les bases d'une collecte de données dans un format adapté aux différentes approches et analyses. Voir l'IEC 60300-3-3 et l'IEC TS 63019.

Le présent document ne spécifie pas d'intervalles de vérification ou de maintenance compte tenu du vaste ensemble de facteurs qui varient en fonction de l'application, du site et des obligations du propriétaire ou de l'opérateur. Toutefois, le Tableau 3 identifie les tâches de vérification au niveau du système et du composant et donne des recommandations pour déterminer les intervalles de vérification. La colonne Base de l'intervalle donne des exemples spécifiques de problèmes qui justifient des intervalles de vérification plus rapprochés. Par exemple, il convient que les systèmes situés sur des sites exposés aux inondations ou aux orages fassent l'objet d'examens ou de vérifications des performances de composants particuliers plus fréquents.

Le Tableau 3 identifie également l'article ou le paragraphe correspondant du présent document décrivant chacune des tâches ou procédures de vérification. Les colonnes "P" et "I" indiquent si les tâches de vérification conditionnelle sont le plus souvent déclenchées en fonction des problèmes de performances ("P") détectés (une faible sortie mesurée, par exemple) ou des incidents (I) particuliers (des défauts ou des défaillances de composant, par exemple).

Tableau 3 – Tâches de vérification et de maintenance et base de la détermination des intervalles entre les tâches

Composant/Tâche		Article/ Paragraphe correspondant	P	I	Base de l'intervalle
Modules					
	Rechercher les fissures, la délamination, la rupture, les brûlures	11.32.3	X	X	Zones à forte activité orageuse ou éolienne, activité de construction à proximité, systèmes de vieillissement (en cas de délamination).
	Rechercher les microfissures ou les "traces d'escargot"			X	Produits présentant des antécédents de microfissures. Sites dont les modules, etc. sont soumis à des forces générées par la neige ou le vent. Les impacts peuvent être plus importants dans les zones à humidité élevée.
	Rechercher l'accumulation excessive de terre ou de fientes			X	Lorsque le site est susceptible de faire l'objet d'une quantité importante de salissures, de fientes d'oiseaux, etc.
	Imagerie thermique des boîtes de jonction, variations de cellule, connexions internes, fonctionnement partiel.	11.3.3	X	X	Peut être la méthode par défaut pour les grandes centrales (utilisant l'imagerie aérienne, par exemple). Les emplacements sujets à la foudre (pour les diagnostics de diode de dérivation, par exemple). Biais saisonniers pour les essais afin d'assurer un éclaircissement élevé (l'été, par exemple).
	Contrôles de connecteur – dommage visuel, étanchéité de l'échantillon	11.3.4	X	X	Si les connecteurs font l'objet d'un vieillissement ou sont exposés à des vents forts ou à d'autres sources de mouvement ou de contrainte. Si différents fabricants de connecteurs sont utilisés. Pour les sites utilisant un nombre anormalement élevé de connecteurs assemblés sur place ou historique des problèmes rencontrés avec des connecteurs assemblés sur place.
	Imagerie des connecteurs de module pour les connexions résistives, fissurées ou compromises	11.3.4	X	X	Seules les connexions conditionnelles (sauf si le système contient un historique des problèmes liés au connecteur) et de défaut d'arc et/ou la détection de défaut à la terre sensible ne sont pas incluses.
Groupe					
	Débris ou éléments stockés sous le groupe	11.2.1		X	Pour les centrales électriques placées au sol suivant les activités de construction ou de maintenance substantielle. Prendre en considération les autres types de débris portés par le vent ou provenant d'une autre source.
	Activité animale ou parasite sous le groupe	11.2.1			En fonction des conditions du site, et en cas d'éventuel impact sur le câblage ou le matériel. Peut être saisonnier en fonction de l'animal (nidification au printemps, par exemple).
	Essai de résistance d'isolement périodique	IEC 62446-1:2016, 6.7	X	X	Pour les systèmes dotés de groupes fonctionnellement mis à la terre, des essais périodiques sur site dont le câblage fait l'objet d'un historique ou est susceptible d'être endommagé, ou si des essais peuvent être réalisés conjointement avec des vérifications d'onduleur périodiques.
	Tracer les sources d'ombrage en fonction d'éléments de référence pendant la mise en service	11.4.3	X		En fonction des besoins pour le diagnostic des problèmes de performances. Peut être utile en mesure préventive sur les sites bordés d'arbres et/ou pour lesquels les performances ont été définies par contrat, etc.

Composant/Tâche		Article/ Paragraphe correspondant	P	I	Base de l'intervalle
	Mesures V_{oc} de la chaîne ou du faisceau électrique pour comparaisons avec les éléments de base	11.4.4.2	X	X	En fonction des besoins en matière de performances ou de dépannage, ou lorsqu'une base de référence en matière de performances contractuelles est exigée.
	Mesures du courant de la chaîne ou du faisceau électrique pour comparaisons avec les éléments de base	11.4.4.3	X	X	
	Comparaisons des éléments de référence de la courbe I-V de la chaîne ou du faisceau électrique, défaillances ID	11.4.4.4	X	X	Alternative aux vérifications V/I de la chaîne. Particulièrement utile pour le diagnostic avancé des performances de la chaîne.
	Gestion de la végétation – coupe, ébarbage, contrôle	11.4.5	X	X	Fortement dépendant du site et des saisons, si cela est vraiment nécessaire. En fonction de l'évaluation du site ou de la/des premières années d'activité. Pour assurer les performances et/ou protéger le matériel.
Onduleur					
	Repères visuels à partir des voyants et des affichages de l'onduleur	N/A	X	X	Utile pour vérifier les petits systèmes, y compris par du personnel non qualifié, ou pour le dépannage
	Examen de l'enveloppe de l'onduleur – extérieur	11.3.1			Occasionnel ou dans le cadre des intervalles spécifiés mfg de l'onduleur. Plus fréquent sur les sites aux environnements corrosifs.
	Intérieur de l'onduleur (eau, poussière, rongeurs)	11.3.1	X	X	Occasionnel, sauf sur les sites confrontés à des problèmes de rongeurs ou faisant l'objet de fortes pluies, d'une humidité élevée, d'inondation, d'exposition à la poussière ou historique de condensation dans les conduits de communication.
	Intérieur de l'onduleur – marques de couple, marques de brûlure sur les terminaux de secteur	11.3.1	X	X	Pour le dépannage et/ou dans le cadre des intervalles spécifiés mfg de l'onduleur. Peut présenter des intervalles plus fréquents pendant les 1 ou 2 premières années.
	Maintenance périodique – spécifiée par le fabricant	13.4.1			Comme spécifié.
Enveloppes					
	Accessibilité de l'enveloppe électrique (sécurisée)	11.2.1			Vérifications périodiques recommandées sur les sites très exposés ou facilement accessibles. Écoles, bâtiments publics ou parcs, etc.
	Corrosion de l'enveloppe	11.3.2.2			Occasionnel, sauf sur les sites aux environnements corrosifs.
CB/Interrupteurs-sectionneurs					
	Vérifier les marques de couple sur les terminaux de secteur	11.3.2.1	X		Selon les recommandations du fabricant/fournisseur. Peut uniquement avoir lieu la première année.
	Rechercher les débris, les signes de présence d'eau	11.3.2.3, 11.3.2.4	X	X	Sur les sites exposés à de fortes pluies, aux inondations ou à d'importants débris emportés par le vent. Si les conduits sont sujets à une condensation importante.
	Brûlure/décoloration d'arc sur les bornes, les cartes, les porte-fusibles	11.3.2.1	X	X	Emplacements à forte activité orageuse ou historique de problèmes similaires.
	Dépôts de poussière sur les surfaces de contact	11.3.2.1		X	Sites exposés à la poussière ou d'autres particules portées(s) par le vent.
	Examen de l'image thermique des connexions résistives	11.3.2.1	X		Considérations en matière de climat, si le site présente un cyclage thermique important, propriétés de dilatation du

Composant/Tâche		Article/ Paragraphe correspondant	P	I	Base de l'intervalle
					matériau. En présence d'un historique des problèmes sur le site qui justifie l'examen.
	Resserrer les bornes sur site ou en usine, selon le cas	11.3.2.1	X		Selon les recommandations du fabricant/fournisseur. Peut uniquement avoir lieu la première année. Accès aux terminaisons et aux connexions.
	Corrosion ou détérioration de l'enveloppe, y compris l'enceinte, les connexions de terre, les charnières et mécanismes de verrouillage, etc.	11.3.2.2		X	Emplacements présentant une humidité élevée, une teneur en sel (marin), des environnements corrosifs (industries chimiques ou agricoles, par exemple).
	Pénétration d'eau: fermer hermétiquement ou dérouter la source, dispositifs d'écoulement	11.3.2.3		X	Sur les sites soumis à de fortes pluies ou à des inondations
	Pénétration d'eau: remplacer les joints d'étanchéité			X	
	Débris/rongeurs: déposer et étancher	11.3.2.4			Sites soumis à des débris portés par le vent ou sites confrontés aux rongeurs et autres parasites.
	Fonctionnement de l'interrupteur-sectionneur, mécanismes de graissage, par mfg inst.	11.3.2.5			Selon les recommandations du fabricant ou en fonction des données de performances sur le terrain.
	Remplacement du fusible	13.5.2	X	X	Éventuel remplacement en raison du vieillissement avant défaillance.
Câblage					
	Fixation du module/câblage de chaîne, absence de frottement, surfaces coupantes	11.3.5.2		X	Si le câblage est exposé à des vents forts ou à d'autres sources de mouvement ou de contrainte.
	Pas de surface coupante ou abrasive ni point de pincement sur le module/câblage de chaîne	11.3.5.2		X	Si le câblage est exposé à des sources de mouvement ou de contrainte et qu'il est installé le long des structures et des suiveurs et moins dans les systèmes de câblage.
	Rupture ou dommage de la ligature de chaîne, impact sur les conducteurs	11.3.5.2		X	Si les ligatures sont utilisées pour le support, le chargement des faisceaux de câbles ou si elles sont installées dans des environnements corrosifs ou très humides, etc.
	Le câble de sous-groupe présente des signes d'usure au niveau des enveloppes, des transitions, des emplacements exposés.	11.3.5.3	X		Si les pliures du câble de sous-groupe sont importantes et/ou exposées de manière inhabituelle (noter hors du tableau le problème selon lequel il convient de déterminer certains intervalles après la construction afin de résoudre les problèmes liés à l'installation, pas nécessairement déterminés au stade de la conception. De même, procéder à des ajustements dans le plan en raison du vieillissement de la centrale.)
	Essai de résistance d'isolement périodique	IEC 62446-1:2016, 6.7		X	Pour les systèmes faisant l'objet d'une mise à la terre fonctionnelle lorsque l'onduleur n'assure pas les vérifications de résistance d'isolement normales: les sites dans lesquels les câbles posés en pleine terre sont présumés être plus vulnérables en raison des sols rocheux ou moins bien filtrés, en cas d'historique de défauts à la terre, etc.
Systèmes de câblage					
	Support de conduit/plateau, traversées, joints d'étanchéité, joints, usure, corrosion	11.3.7		X	Systèmes présentant des signes de contraintes dues à une charge élevée, choix des matériaux, marge de conception.

Composant/Tâche		Article/ Paragraphe correspondant	P	I	Base de l'intervalle
					Systèmes installés dans des zones très corrosives.
	Plateaux: retirer les couvercles de plateau pour examiner les dispositions, l'intégrité, la présence de rongeurs	11.3.7			Systèmes soumis à l'entrée de rongeurs ou à un mouvement excessif dû à la dilatation thermique ou au manque de renforcement.
	Joints de dilatation intacts (selon le cas)	11.3.7		X	Si l'utilisation de joints de dilatation est essentielle à l'intégrité des connexions mécaniques aux enveloppes électriques. Avec de longs conduits ou plateau sans séparation.
Mise à la terre					
	Connexions de terre – enveloppes, structures, châssis, systèmes de câblage, socles,	11.3.5.4			Si les connexions sont susceptibles de présenter des faiblesses à cause du vent, de la corrosion, des rongeurs, de la dégradation de matériaux différents, d'une importante activité orageuse, etc.
	Essai de continuité du réseau de terre	12.4			
	Connexions de terre – resserrer ou remplacer	11.3.5.4			
	Fixations du conduit ou du plateau et résistance de connexion en cas d'utilisation pour le trajet de terre.	11.3.7			
Système de montage					
	Rouille, corrosion, affaissement, déformation, rupture de la structure portante, serrage de boulon	11.3.6		X	Systèmes présentant des signes de contraintes dues à une charge élevée, choix des matériaux. Systèmes installés dans des zones de fort vent ou très corrosives.
	Mouvement dû au tassement, aux sols gonflants, au soulèvement par le gel, à l'érosion, etc.	11.3.6	X	X	Systèmes montés sur le sol installés sur des sites présentant des conditions de sol variables ou dont l'analyse structurelle/des sols est incomplète ou ne tient pas compte de la profondeur de gélification, particulièrement au cours de la première année d'exploitation ou d'une année de conditions météorologiques extrêmes.
	Corrosion des semelles de pilier	11.3.6		X	Pertinent pour les sites dont la teneur en produits chimiques corrosifs est plus élevée dans les sols, comme cela est déterminé dans des analyses d'échantillons de sol.
	Végétation gênant le système	11.4.5	X	X	Sites avec une croissance de végétation importante et exigences de gestion.
Suiveur					
	Suiveurs mal orientés	11.2.3	X	X	Performances déclenchées généralement, sauf en présence d'un historique des problèmes avec le produit ou le site.
	Maintenance périodique – spécifiée par le fabricant	13.4.2			Spécifié par le fabricant ou si cela est jugé nécessaire en raison de l'historique sur le terrain.
Socle					
	Fissures/usure/affouillement de l'onduleur/du socle électrique	11.3.1		X	Plus adapté aux sites dont le sol est moins stable, aux fortes pluies et aux zones d'inondation ou d'activité sismique. Tassement, sols gonflants, soulèvement par le gel, etc.
	Boulons d'onduleur/de socle intacts (pas desserrés/endommagés)	11.3.1			
Toit					
	Drainage adapté, pas de blocage ni accumulation	11.2.2			Degré auquel les toits présentent une pente suffisante et adaptée pour le drainage,

Composant/Tâche		Article/ Paragraphe correspondant	P	I	Base de l'intervalle
					niveau de débris provenant d'arbres ou d'autres sources emportés par le vent,
	Croissance végétale sur un groupe de toiture	11.2.2	X		Dépend en général du type de système (produit ou toit) et du climat.
	Pénétrations de toit étanches	11.2.2		X	En général, incident déclenché, mais dépend probablement de l'âge et de la résistance du toit ou de l'historique des problèmes.
	Éléments nouveaux qui font de l'ombre ou obstacles à la maintenance (antenne parabolique, par exemple)	11.2.2 11.4.3	X		Plus pertinent lorsqu'un élagage est exigé afin d'éviter un ombrage excessif. Matériel satellite ou autre en plus des systèmes disponibles dans le commerce et parfois résidentiels
Divers					
	Débris ou éléments stockés au niveau de l'onduleur	11.2			Sites avec activités de construction, de mise à niveau ou autres activités de maintenance au-dessus de la moyenne.
	Identifier les signes ou écriteaux manquants, altérés ou inutilisables	11.2			Zones de forte chaleur et d'insolation, utilisation de matériaux de signalisation de faible qualité, etc.
Composantes météorologiques/de données					
	Alignement du capteur, propreté, débit d'air	13.4.3	X		En fonction des exigences de suivi des performances, de l'état de souillure du site, des débris, etc.
	Maintenance périodique du système d'acquisition de données	13.4.3			Spécifié par le fabricant ou en fonction de l'historique sur le terrain.
	Étalonnage périodique	13.4.3	X		Spécifié par le fabricant et comme cela est exigé pour les objectifs de suivi des performances.
Nettoyage de groupe					
	Nettoyage de groupe/module	11.4.6	X		Analyse coût/bénéfices réalisée, en prenant en considération les conditions du site, les niveaux et les types de salissures, l'impact saisonnier sur les performances, le coût du nettoyage, etc.

L'Annexe F donne un exemple de tableau d'intervalles de maintenance pour un site présentant plusieurs problèmes qui augmentent la fréquence des tâches de vérification. L'exemple donne des recommandations supplémentaires pour la détermination des intervalles, qu'il convient toutefois de considérer comme étant plutôt extrêmes. Il convient que de nombreux systèmes n'exigent pas d'intervalles aussi fréquents pour la plupart des tâches.

10.3 Autres considérations relatives à la détermination des intervalles de vérification spécifiques

Un certain nombre d'autres facteurs ont un impact sur la manière dont les tâches de vérification sont planifiées et prescrites:

- Certaines tâches de vérification peuvent être réalisées par un personnel non qualifié, comme les propriétaires de système (et les propriétaires de maison) qui ont la possibilité de surveiller les systèmes ou peuvent identifier visuellement un problème sans interagir physiquement avec le système. Dans ce cas, cette aptitude peut réduire la nécessité d'implication proactive du professionnel ou du personnel de maintenance qualifié.
- Les intervalles entre les tâches peuvent être coordonnés ou ajustés afin de coïncider avec d'autres activités (si le personnel qualifié est déjà sur site pour exécuter d'autres tâches de dépannage ou d'examen, par exemple).

- c) La présence ou le niveau des dispositifs de protection électrique peut avoir un impact sur les intervalles de vérification. Par exemple, les connexions de câblage et des terminaisons des systèmes équipés de détecteurs de défaut d'arc peuvent exiger moins d'examens. De même, les systèmes qui ne sont pas mis à la terre fonctionnelle et qui sont surveillés en permanence par un RCM conformément à l'IEC 62020 ou par un IMD conformément à l'IEC 61557-8 n'exigent pas de mesure de résistance d'isolement régulière.

11 Tâches de vérification

11.1 Généralités

Cet article décrit les tâches d'examen visuel et pratique d'un système PV et de ses composants. Il convient que le personnel utilise des listes de contrôle pour s'assurer que les examens sont approfondis et exhaustifs. Pour les systèmes très volumineux, ces tâches de vérification peuvent être réalisées sur un échantillon représentatif du matériel. Si les conditions varient sur l'ensemble d'un site, il convient que l'échantillon contienne des sous-échantillons provenant des différents endroits. Pour les installations basse tension, l'examen doit précéder les essais électriques et il convient de le réaliser selon les exigences de l'IEC 60364-6.

11.2 Examen visuel général du site

11.2.1 Tous les systèmes

- a) confirmer que les enveloppes électriques sont accessibles uniquement au personnel autorisé, que leur ouverture est protégée par des outils ou des verrous et que l'accès restreint est signalé;
- b) vérifier la corrosion à l'extérieur des enveloppes et sur les structures portantes;
- c) vérifier la propreté de l'ensemble du site. Il convient qu'il n'y ait aucun débris sous les groupes, dans la zone du socle de l'onduleur ni ailleurs. Il convient de ne rien stocker sous les groupes. Ces obstacles peuvent empêcher la circulation de l'air et le refroidissement du matériel. Il convient de ne stocker aucun élément inflammable sur ou à proximité des onduleurs, afin de réduire le plus possible les risques d'incendie.
- d) vérifier tout signe de végétation excessive et d'activité animale ou parasite sous le groupe.
- e) vérifier la solidité des moyens de gestion des câbles dans les emplacements critiques du système, une défaillance de la gestion des câbles pouvant être à l'origine d'indisponibilités.
- f) examiner les écriteaux de mise en garde, y compris les exigences en matière d'arc électrique ou d'EPI pour accéder au matériel. Satisfaire à tous les écriteaux de mise en garde. Signaler tous les écriteaux manquants, altérés ou inutilisables.

11.2.2 Systèmes installés sur le toit

- a) vérifier la croissance végétale ou les éléments nouveaux qui font de l'ombre (antenne parabolique sur les systèmes installés sur le toit, par exemple);
- b) examiner les pénétrations de toit à la recherche de signes de pénétration d'eau, le cas échéant;
- c) vérifier que le drainage est adapté, que les drains ne sont pas colmatés et confirmer l'absence de signe d'accumulation d'eau excessive aux abords du groupe;
- d) confirmer que les joints de dilatation des longs conduits satisfont aux attentes de conception et que les joints de conduit ne présentent aucun signe d'usure ou de contrainte.

11.2.3 Systèmes montés sur le sol

- a) vérifier l'érosion du sol à proximité des appuis d'un système monté sur le sol ou la corrosion de la structure;
- b) vérifier les mauvaises herbes ou la végétation à proximité ou sous les systèmes montés sur le sol et qui gênent les modules, le câblage ou les enveloppes;
- c) pour les systèmes utilisant des suiveurs, détecter tous les suiveurs individuels qui ne sont pas orientés dans le sens général des suiveurs environnants.

11.3 Examen des composants et maintenance relative à la sécurité

11.3.1 Onduleur et socle électrique principal

Examiner l'onduleur/le socle électrique dans les installations extérieures afin de s'assurer qu'il ne présente aucun signe de fissure, d'usure ou d'affouillement à cause de l'érosion ou d'activités animales. Il convient que l'onduleur soit boulonné à la plateforme de l'équipement en plusieurs points de montage conformément aux exigences d'installation du fabricant. Vérifier les boulons desserrés ou endommagés. Selon la taille, l'emplacement et l'accessibilité du système au personnel non qualifié, il convient que les onduleurs, boîtiers de combineur et sectionneurs exigent des outils ou disposent de verrous pour empêcher tout accès non autorisé à l'équipement.

Procéder à un examen visuel de l'intérieur et de l'extérieur de l'onduleur. Rechercher tout signe de pénétration d'eau, de rongeur ou de poussière dans l'onduleur. Vérifier que les ventilateurs et les passages de ventilation ne sont pas encombrés et sont libres. Vérifier les marques de couple sur les terminaux de secteur. Voir 13.4.1 pour les instructions d'examen spécifiques au fabricant de l'onduleur.

11.3.2 Boîtiers de combineur, interrupteurs-sectionneurs et isolateurs

11.3.2.1 Connexions électriques

Ouvrir les boîtiers de combineur et les enveloppes d'interrupteur-sectionneur accessibles, et vérifier que les marques de couple sur les connexions sont alignées. Rechercher les débris à l'intérieur des boîtes et tout signe de pénétration d'eau. Rechercher une éventuelle décoloration d'arc sur les bornes, les cartes et les porte-fusibles. Si la ligne de marque de couple de serrage entre la cosse et le boîtier est coupée, la cosse s'est déplacée et doit être de nouveau serrée. Les connexions doivent toujours être serrées selon les spécifications du fabricant à l'aide d'une clé dynamométrique ou d'un tournevis dynamométrique indiquant le couple appliqué.

Les porte-fusibles du boîtier de combineur utilisent souvent les bornes à serrage sous tête de vis pour les connexions au câblage de chaîne de terrain (assurées par les installateurs) et aux barres omnibus internes (réalisées au moment de la fabrication). Il convient de vérifier l'intégrité des connexions de terrain et des connexions d'usine et de les serrer régulièrement. Les connexions d'usine peuvent vibrer pendant la livraison ou l'installation, et sont donc également susceptibles de se desserrer au fil du temps.

D'autres connexions à l'aide de petites cosses ou vis ne s'avèrent pas pratiques pour le marquage de couple de serrage. Il convient également de les vérifier, ou l'un de leurs échantillons, régulièrement avec des clés dynamométriques ou des tournevis dynamométriques.

Rechercher des dépôts de poussière fine sur les surfaces de contact qui pourraient réduire la distance électrique effective. L'imagerie thermique peut également permettre de rechercher les connexions (résistives) chauffées, par exemple, par des terminaisons desserrées, de faibles contacts d'interrupteur ou un espacement inadapté entre les composants.

11.3.2.2 Corrosion ou détérioration

Il convient de vérifier les enveloppes pour détecter tout signe de corrosion ou de détérioration. Les connexions du système de terre des enveloppes métalliques présentant des signes de corrosion peuvent s'abîmer au fil du temps ou peuvent laisser pénétrer de l'eau, des débris ou des rongeurs. Les enveloppes non métalliques peuvent se détériorer dans le temps à cause d'une exposition à des éléments à l'origine de problèmes de pénétration ou de perte d'intégrité mécanique ou structurelle. Les charnières, mécanismes de verrouillage et interfaces peuvent exiger un contrôle supplémentaire. Ces problèmes peuvent par la suite donner lieu à des défaillances électriques à l'intérieur du matériel.

De faibles niveaux de corrosion peuvent être maintenus par un nettoyage et l'application de produits d'étanchéité permettant d'éviter toute oxydation supplémentaire. D'autres mesures peuvent être utilisées pour retoucher les points chauds dans différents types d'enveloppes. Il convient de remplacer les enveloppes présentant une dégradation importante.

Détecter toute dégradation significative des poignées ou boutons polymères utilisés avec les sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs ou isolateurs.

11.3.2.3 Pénétration d'eau

L'eau peut pénétrer en raison d'une défaillance d'intégrité de l'enceinte, de présence de condensation dans l'armoire ou de condensation provenant des conduits connectés. Le trajet de l'eau/humidité collectée peut réduire l'espacement ou introduire de nouveaux trajets de conduction. Il convient de vérifier l'enceinte pour détecter la présence d'eau ou de marques de niveau d'eau en bas des enveloppes. En présence, il convient d'identifier la provenance de l'eau, de l'étancher ou de la dérouter. Un ou plusieurs trous de purge supplémentaires peuvent être utilisés avec des fixations correctes et l'accord du fabricant pour purger l'eau restante. Le maintien de l'intégrité de la classe IP prévue de l'enveloppe tout en empêchant l'accumulation d'eau est une étape essentielle de la prévention des pannes et des incendies.

Vérifier la robustesse des joints de porte, qui peuvent faire l'objet d'une usure prématurée dans les environnements extérieurs. Il convient de remplacer les joints présentant une dégradation importante.

11.3.2.4 Débris ou intrusion de rongeur

Des débris peuvent également s'accumuler dans les enceintes ou des rongeurs et insectes y pénétrer en fonction des conditions naturelles. Il convient de procéder à des vérifications afin d'identifier et d'étancher tous les points d'entrée. Il convient également d'éliminer tous les débris existants.

11.3.2.5 Mécanismes électromécaniques

Il peut être nécessaire d'assurer la maintenance des sectionneurs, des isolateurs, des disjoncteurs et de tous les autres composants électromécaniques de protection et de commande (opérations d'ouverture/fermeture annuelle, graissage du mécanisme de fonctionnement, etc.). Le contrôle, la vérification, la maintenance du composant, ainsi que toutes les actions correctives applicables, doivent être réalisés conformément aux instructions du fabricant du dispositif.

11.3.3 Modules

Examiner les modules PV ou les échantillons de module PV pour détecter les défauts qui peuvent se présenter sous la forme de marques de brûlure, de déformations, de microfissures ("bave d'escargot"), de discontinuité ou de séparation entre le verre et le châssis, de décoloration, de délamination ou de verre brisé. Vérifier les modules pour détecter un excès de salissures sous la forme d'accumulation de saletés ou de déjections animales.

L'imagerie thermique peut révéler des problèmes à l'intérieur des modules (cellules en polarisation inverse, défaillance des diodes de dérivation, défaillance des liaisons soudées, raccords lâches ou mauvaises connexions internes, par exemple). Les modules PV en fonctionnement, en fonctionnement partiel et ne fonctionnant pas peuvent faire l'objet de variations de température. Les procédures recommandées en matière d'imagerie thermique et les recommandations relatives à l'amplitude des variations de température sont indiquées dans l'IEC TS 62446-3.

Le cas échéant, la surveillance au niveau du module (MLM) peut être utilisée pour détecter les modules dont les performances sont insuffisantes. Les écarts de puissance et de tension révèlent des problèmes sur lesquels il convient de se pencher (avec l'imagerie thermique, par exemple). Certains problèmes de module sont intermittents. Si la surveillance au niveau du module est disponible, l'historique des données (mises en garde, avertissements) peut également être vérifié.

Il convient de remplacer les modules dont le verre est brisé, les composants séparés, ceux présentant des signes d'arc ou de brûlure, ceux dont les cellules sont fissurées (c'est-à-dire présentant d'importantes fissures visibles avec des signes de corrosion ou d'opacité de la cellule), ceux dont les câbles torsadés sont pincés ou ceux qui présentent des signes de ligne de fuite dans la structure ou de dommages dus à la chaleur sur le revêtement arrière, la boîte de jonction ou les terminaisons.

Il convient également de remplacer éventuellement les modules conformément aux recommandations du fabricant pour les conditions suivantes: Décoloration importante de la cellule ou de la barre omnibus sortant des cellules et modules avoisinants, délamination visible créant un trajet d'humidité ou un ombrage sur la cellule, fissures éliminant une surface active importante d'une ou de plusieurs cellules ou baisse de puissance suspectée provenant d'autres causes.

NOTE Voir les publications IEA PVPS Task 13 pour des informations utiles relatives aux listes de contrôle de défaillance du module, à la documentation et à la consignation.

11.3.4 Connecteurs PV

En général, les connexions des connecteurs PV correctement spécifiés et installés ne font l'objet d'aucune perte d'intégrité, mais leur défaillance est l'une des principales origines de défaillances d'arc en série et d'incendies dans les systèmes PV.

Un certain nombre de raisons expliquent les défaillances de connecteur:

- a) la mise en correspondance imparfaite des différents fabricants ou parties de connecteurs;
- b) la mauvaise installation (mauvais serrage des connecteurs assemblés sur site, par exemple);
- c) la mauvaise connexion du connecteur homologue (qui n'est pas totalement engagé, par exemple);
- d) l'effort de traction ou de flexion excessif sur la connexion du serre-fils, menant au desserrage de la connexion ou à la pénétration d'eau dans la gaine de protection (à cause de câbles suspendus de manière lâche, de câbles raides, de câbles dont le rayon de courbure dépasse la valeur recommandée, par exemple);
- e) la présence de saleté, d'huile ou d'autres débris compromettant la connexion et qui peut ne pas être immédiatement apparente sans examen approfondi;
- f) le cycle de température;
- g) le gel;
- h) la présence de lichens ou de champignons;
- i) les défauts de fabrication et le cycle thermique excessif dû à l'ombrage;
- j) la corrosion due aux conditions humides avant la connexion initiale.

Il convient que les examens périodiques d'un échantillon de connecteurs incluent les vérifications d'étanchéité et les vérifications visuelles de tout signe de dommage thermique, de corrosion ou de pénétration. Les dispositifs d'imagerie thermique peuvent également être utilisés pour balayer les connexions d'un groupe afin de détecter les connexions trop résistives.

11.3.5 Câblage

11.3.5.1 Généralités

En général, le câblage du système PV implique plusieurs sections de passage de câbles dans les groupes à l'extérieur du conduit, des chemins de câbles ou d'autres systèmes de câblage fermés. Il peut également impliquer les transitions entre les systèmes de montage (suivi) mobiles et les plateaux ou structures portantes fixes. Une attention particulière doit être portée à l'examen et à l'entretien du câblage. Il convient de remplacer les étiquettes ou marquages dégradés exigés pour une maintenance ultérieure.

11.3.5.2 Intégrité du conducteur de chaîne PV, de sous-groupe et de groupe

Il convient d'examiner les conducteurs de chaîne PV entre les modules et acheminés vers les boîtiers de combinateur afin de détecter tout signe d'usure de l'isolation et d'entaille le long du trajet d'acheminement. Il convient de porter une attention particulière aux zones dans lesquelles des conducteurs simples ou en faisceau sont en contact avec les coins ou les arêtes des structures portantes, des assemblages de gestion des câbles ou des éléments mobiles des systèmes de suivi. Rechercher les câbles pincés et les éloigner des points de pincement. Rechercher toute torsion anormale du câble et l'éliminer. Il convient également de porter une attention particulière à l'abrasion provoquée par les surfaces (bardeaux de toiture, par exemple).

Le cas échéant, il convient d'examiner et de corriger les fixations de câble de groupe. Par exemple, il convient de remplacer les ligatures non métalliques qui ont rompu, qui présentent un vieillissement avancé ou qui approchent de la fin de vie. Les ligatures métalliques peuvent se déplacer au fil du temps et devenir coupantes, ce qui risque d'endommager l'isolation. Il convient de vérifier l'intégrité des broches d'agrafe ou des guides et de s'assurer qu'ils n'endommagent pas l'isolation. De plus, vérifier si des conducteurs sont mal fixés et susceptibles de frotter ou de générer des mouvements intempestifs dus au vent, à la neige, à la pluie ou une dilatation ou contraction thermique. Vérifier l'absence d'affaissement ou de mouvement excessif des câbles pouvant donner lieu à des défaillances.

11.3.5.3 Intégrité du conducteur de sous-groupe et de groupe

Il convient d'examiner les gaines de conducteur au niveau des transitions de conduit ou d'enveloppe afin de détecter tout signe d'usure liée au mouvement, de contrainte sur le conduit ou les fixations ou de dommages causés par des rongeurs. Il convient de prévoir une protection supplémentaire ou un remplacement du conducteur en présence de signes évocateurs d'usure excessive au fil du temps. Vérifier les espacements critiques entre le câblage de différentes classes de tensions (y compris en courant alternatif et en courant continu) et les espacements générés par les ligatures ou autres moyens de gestion des câbles.

11.3.5.4 Mise à la terre et liaison équipotentielle du matériel

Il convient de procéder à l'examen visuel des connexions de mise à la terre (à la masse) du matériel dans ou sur les enveloppes, les structures de montage, les conduits ou les plateaux, les bâtis de module, les socles, etc., afin de détecter tout signe de détérioration, de corrosion, de glissement de marque de couple de serrage, etc. Il convient de resserrer les connexions avec des clés dynamométriques adaptées ou de les remplacer, le cas échéant.

11.3.6 Système de montage

Examiner les structures portantes pour détecter les défauts, y compris la rouille, la corrosion, les déformations, l'affaissement, la déformation géométrique et des broches ou boulons manquants ou cassés. Il peut être judicieux de vérifier le couple d'un échantillon de boulons pour confirmer le serrage, particulièrement en cas de doute sur la présence d'un décalage. Dans les systèmes montés sur le toit, vérifier l'intégrité des pénétrations ou le mouvement des ballasts. Dans les systèmes montés sur le sol, rechercher tout signe de corrosion des métaux, de fatigue ou de détérioration du bois ou d'autres matériaux, en particulier si le contact de terre est assuré et si de l'humidité, de la neige ou de la glace peut s'accumuler ou leur écoulement

être entravé. Dans les systèmes de suivi, vérifier également l'alignement et tous les autres points recommandés par le fabricant.

Pour les emplacements dont le sol peut geler, la profondeur de gélivation par rapport à la profondeur des fondations des systèmes montés sur le sol peut donner lieu au mouvement des supports structurels. Des études de sol réalisées avant l'installation PV peuvent s'avérer utiles pour déterminer si le soulèvement par le gel a été pris en considération au stade de la conception. Dans certains endroits dont l'état du sol ou la topographie varie, plusieurs échantillons peuvent avoir été exigés. Lors de la première année d'exploitation, il est utile de vérifier si l'étude a été réalisée et si les recommandations ont été mises en œuvre. Plus particulièrement après le premier cycle de gel-dégel, il est recommandé d'examiner le site pour détecter tout signe apparent de mouvement des supports structurels en raison d'un mouvement de terrain. De la même manière, il est recommandé d'examiner le système à la recherche d'un tassement des supports structurels dû à un sol irrégulier et/ou des sols gonflants. Cela est particulièrement important pour les réclamations au titre de la garantie et pour éviter d'endommager encore plus le système.

11.3.7 Conduits et chemins de câbles

Examiner les conduits et les chemins de câbles du support, des traversées, des joints endommagés et des joints de dilatation, le cas échéant. Rechercher la présence d'usure excessive, de fissures, de corrosion ou de détérioration pouvant réduire la protection mécanique des câbles. Rechercher tout fléchissement excessif du chemin de câble et prévoir des soutiens supplémentaires, le cas échéant. Rechercher les ajustements libres, en particulier s'ils font office de trajet de mise à la terre. Retirer le couvercle des chemins de câbles et examiner la disposition des câbles, leur intégrité, la pénétration excessive de plantes ou d'autres matériaux et rechercher tout signe d'activité de rongeur. L'imagerie infrarouge peut s'avérer utile si les câbles ne sont pas directement accessibles.

11.3.8 Station météorologique

En présence d'une station météorologique, vérifier que l'emplacement et l'alignement des capteurs sont corrects (inclinaison et azimut). Il convient que le capteur d'éclairement horizontal global soit plat, et il convient d'installer un capteur de densité d'irradiation dans le plan du champ photovoltaïque selon les mêmes pas et orientation que le plateau. Il convient de nettoyer régulièrement les capteurs d'éclairement afin d'éliminer les impuretés, les fientes d'oiseau ou les autres sources de salissures. Il peut également s'avérer nécessaire de nettoyer les écrans thermiques à température ambiante afin d'assurer un écoulement d'air adéquat pour le capteur de température. Un étalonnage, une vérification ou un remplacement régulier du capteur assure des relevés précis.

11.4 Maintenance liée aux performances

11.4.1 Généralités

La maintenance liée aux performances se rapporte à des procédures d'essai ou de maintenance spécifiques visant à permettre au système de générer l'énergie maximale possible en fonction de sa conception, de ses conditions d'installation, de son emplacement et de son âge.

NOTE Les organismes d'exploitation et de maintenance peuvent bénéficier d'incitations financières pour non seulement répondre aux attentes de base en matière de performances, mais également pour améliorer les performances au-delà de ces attentes.

11.4.2 Résistance de la connexion de câblage

Les étapes de la vérification relative à la sécurité décrites en 11.3.2 sont également valables pour la maintenance liée aux performances, étant donné qu'une résistance excessive des connexions donne lieu à des pertes électriques inutiles qui entravent la production de l'ensemble du système.

11.4.3 Évaluation de l'ombre

Il est essentiel de vérifier les conditions d'ombrage de l'installation définitive pour évaluer les performances continues d'un système PV en fonction des attentes. Si les sites comportent des arbres, de la végétation et d'autres sources d'ombrage qui peuvent varier dans le temps, il convient de générer un rapport sur l'ombrage pendant la mise en service (conformément à l'IEC 62446-1:2016) et de l'utiliser comme point de départ pour la comparaison aux conditions évaluées pendant les visites de maintenance. Plus communément, ce type d'évaluation est déclenché par une réduction mesurée des performances. Suivre la procédure décrite en 8.4 de l'IEC 62446-1:2016 pour consigner les conditions d'ombrage existantes pour comparaison.

11.4.4 Essai de la chaîne ou du faisceau électrique

11.4.4.1 Généralités

Les essais de tension et de courant de la chaîne ou du faisceau électrique du module sont réalisés pendant la mise en service, les valeurs de base étant consignées pour des comparaisons ultérieures. Les essais de chaîne ou de faisceau reposent souvent sur des éléments déclencheurs de diminution des performances. Des essais de chaîne réguliers peuvent être réalisés, le cas échéant, pour assurer le suivi des performances. Les essais peuvent être réalisés sur toutes les chaînes (ou tous les faisceaux) ou sur un sous-ensemble d'échantillons.

Les systèmes intégrant une surveillance au niveau du module peuvent utiliser les données enregistrées au niveau du module à la place des essais de chaîne ou de faisceau électrique décrits dans le présent paragraphe.

NOTE Les données suivies en permanence par l'intermédiaire de la surveillance au niveau du module peuvent fournir une indication immédiate des écarts de performances pendant le fonctionnement du système, qu'ils soient provoqués par les modules ou par l'électronique de puissance au niveau du module elle-même.

11.4.4.2 Vérification de tension

Mesurer la tension en circuit ouvert (V_{oc}) pour vérifier que les chaînes ou faisceaux du module sont toujours correctement câblés ou équilibrés ou pour identifier la perte du module en raison d'une diode de dérivation court-circuitée ou d'un autre problème. Il convient de réaliser les essais conformément à 6.4 de l'IEC 62446-1:2016 ou dans le cadre des essais de courbe I-V décrits en 7.2 de l'IEC 62446-1:2016.

Le cas échéant, une surveillance au niveau du module capable d'enregistrer les tensions en circuit ouvert du module peut être utilisée à la place des essais décrits en 6.4 de l'IEC 62446-1:2016.

11.4.4.3 Vérification du courant opérationnel

Soumettre le courant opérationnel de la chaîne ou du faisceau électrique aux essais selon 6.5.3 de l'IEC 62446-1:2016.

Il convient de comparer les valeurs mesurées à la valeur attendue à la suite des mesures de base. En présence de conditions d'éclairement stables, les mesures des courants dans des chaînes ou des faisceaux électriques individuels doivent être comparées. Il convient que ces valeurs soient les mêmes (généralement à 5 % de la moyenne pour des conditions d'éclairement stables).

Le cas échéant, les données enregistrées à partir de la surveillance au niveau du module pour comparer la puissance des modules individuels pendant le fonctionnement normal peuvent être utilisées à la place des essais décrits en 6.5.3 de l'IEC 62446-1:2016. Si un écart de performances est détecté, vérifier les performances des éléments électroniques et des modules. Si des données MLM sont utilisées pour les comparaisons, des informations d'horodatage cohérentes sont indispensables pour s'assurer de la satisfaction aux exigences de condition d'éclairement stable.

NOTE La surveillance au niveau du module peut révéler des performances insuffisantes de modules individuels dans une chaîne qui peuvent par ailleurs ne pas être détectées par des mesures de courant de chaîne seules.

11.4.4.4 Essais de courbe I-V

Les essais de courbes I-V de chaîne ou de faisceau électrique sont recommandés pour les systèmes dépourvus d'électronique au niveau du module (micro-onduleurs ou convertisseurs courant continu/courant continu). Des essais de courbe I-V peuvent apporter les informations suivantes:

- Mesures de la tension en circuit ouvert (V_{oc}) et du courant de court-circuit (I_{sc})
- Mesures de la tension de puissance maximale (V_{mpp}), du courant de puissance maximale (I_{mpp}), de la puissance maximale (P_{max}) et du taux de remplissage (FF)
- Mesure des performances de la chaîne/du faisceau/du groupe
- Identification des défauts ou des problèmes d'ombrage des modules/groupes

Il convient de procéder régulièrement aux essais de courbe I-V dans le cadre de la maintenance liée aux performances afin d'identifier les défaillances de composant du module ou une baisse excessive de la production.

Il convient de prendre les courbes I-V selon les procédures décrites en 7.2 de l'IEC 62446-1:2016.

Il convient de ne pas procéder aux essais de courbe I-V de chaîne sur des systèmes comportant de l'électronique de niveau du module, sauf accord du fabricant. Si le fabricant a donné son accord, il convient de suivre ses instructions afin d'assurer des procédures et une interprétation des résultats correctes. Les enregistrements de courbe I-V sur des modules pourvus d'électronique de puissance peuvent être différents en fonction de la direction du mesurage (V_{oc}/I_{sc} ou I_{sc}/V_{oc} , par exemple) ou du type de charges utilisé par le dispositif de courbe I-V.

Le cas échéant, la surveillance au niveau du module peut être utilisée à la place des essais de courbe I-V pour révéler la plupart des problèmes susceptibles de survenir le plus souvent dans un essai de courbe I-V.

11.4.5 Gestion de la végétation

La gestion de la végétation est particulièrement importante dans les systèmes montés au sol, mais est prise en considération pour tous les systèmes PV. La végétation peut croître et poser des problèmes avec les suiveurs et le câblage du groupe, et peut être à l'origine d'ombrage, ce qui a un impact sur la production, mais peut également endommager le système. Il convient également de contrôler la végétation autour du socle de l'onduleur et dans d'autres zones où est installé un matériel électrique.

- a) La tonte ou la coupe des mauvaises herbes autour du montage au sol peut engendrer des problèmes si ces opérations projettent des débris qui peuvent casser le verre ou provoquer un encrassement général à l'origine d'une baisse du rendement. Le câblage doit être protégé contre les dommages.
- b) Les herbes toxiques peuvent être à l'origine de problèmes environnementaux et de santé.
- c) Un contrôle permanent au moment de l'installation est un moyen idéal de gérer la végétation, en empêchant les plantes d'accéder aux nutriments, à l'eau et à la lumière. Certaines mesures peuvent être prises a posteriori, comme ajouter une couche épaisse de gravier ou de paillis sur le sol pour empêcher les graines en germination d'accéder à la lumière.
- d) Pendant les examens, noter la quantité de végétation apparue et documenter avec des photos.

- e) Travailler avec les propriétaires de site pour élaborer un plan spécifique de gestion de la végétation prévoyant d'éliminer ou de couper la végétation faisant de l'ombre ou dont la croissance risque d'en faire aux parties du groupe.
- f) De nombreuses formes de végétation traitées de manière écologique peuvent être contrôlées à l'aide d'animaux de pâturage utilisés à la place des herbicides. Toutefois, les animaux peuvent endommager les modules ou le câblage si cela n'a pas été correctement anticipé.
- g) Les systèmes volumineux installés sur le toit peuvent être confrontés à des accumulations de poussière ou de débris qui peuvent faciliter la croissance des plantes. Il convient d'en tenir compte dans le plan de gestion de la végétation. Les oiseaux sont le premier vecteur de graines et de matières organiques. Par conséquent, la gestion des populations d'oiseaux (voir 11.4.6) contribue à la réduction de la végétation dans les recoins des groupes installés sur le toit.

Il convient que les personnes chargées de gérer la végétation soient attentives à la présence de serpents, d'araignées, d'abeilles et d'autres animaux venimeux.

11.4.6 Encrassement et nettoyage de groupe

L'encrassement réduit l'énergie de sortie du groupe PV et peut donner lieu à des défaillances de point chaud localisées si l'encrassement est inégal. Lors du nettoyage du groupe, des précautions doivent être prises pour ne pas endommager les composants. Suivre les recommandations du fabricant du module PV pour nettoyer le groupe.

En présence de salissures uniformes, il convient de procéder à une analyse coût/bénéfices locale spécifique au site pour déterminer si le nettoyage ordinaire est garanti. Une méthode de nettoyage peut ne pas être exigée du tout si le climat et les caractéristiques de précipitation du site empêchent l'accumulation de manière adéquate. Si le nettoyage s'avère nécessaire, la fréquence déterminée peut être saisonnière, en fonction des caractéristiques de précipitation et de poussière.

Il convient de concéder des efforts pour réduire l'encrassement inégal (les fientes d'oiseau ou l'accumulation de matière sur le bord inférieur des modules inclinés, par exemple).

Le nettoyage peut avoir lieu à intervalle défini ou "en fonction des conditions", et l'impact de l'encrassement peut être mesuré par des instruments pour déclencher un nettoyage (un capteur avec ou sans obturateur de verre sali).

L'encrassement et la méthode de nettoyage qui en découle dépendent des sources locales de matières. Un échantillon prélevé de la surface du module PV peut être amené à un laboratoire d'analyse pour déterminer son origine. Les sources de salissure qui peuvent indiquer la nécessité d'une méthode de nettoyage sont les suivantes:

- a) Poussière agricole: le nettoyage peut être planifié après le labour. Dans certaines parties du monde sans conservation active du sol, la présence de poussière persistante peut exiger un nettoyage fréquent.
- b) Poussière de construction: le nettoyage peut être planifié à la fin d'une construction à proximité. Encourager le directeur de travaux à mettre en place des moyens d'élimination de la poussière.
- c) Pollen: planifier le nettoyage à la fin de la saison pollinique.
- d) Matière organique: la croissance (lichen ou algues dans les climats plus humides, par exemple) peut exiger des méthodes de nettoyage plus fréquentes et/ou spécialisées.
- e) Fientes d'oiseau: un nettoyage peut être exigé en présence d'une importante population d'oiseaux. Des mesures d'atténuation supplémentaires peuvent être prises pour réduire les fientes, comme l'utilisation de barrières à oiseaux, de filets, de pièges, de rapaces strigiformes ou des faucons en plastique.

- f) Suie de Diesel: présente dans les villes et à certaines concentrations (dépôt de bus, par exemple) et peut exiger un nettoyage fréquent.
- g) Sources industrielles: des activités comme la cuisine ou la fabrication peuvent être des sources d'encrassement de groupe. Cela peut être identifié en soumettant les échantillons de saleté à essai.

Nettoyer le matériel des modules et groupes PV à l'aide de solutions, d'outils et de méthodes de nettoyage satisfaisant aux exigences et instructions spécifiques fournies par les fabricants de modules et de composants, y compris en ce qui concerne le gerbage, le câblage et les ligatures. Si les instructions du fabricant de modules ne fournissent aucune recommandation, il convient de prendre en considération les lignes directrices indiquées ci-dessous:

- h) Utiliser de l'eau pure, avec des détergents, des oxydants ou des agents de surface utilisés uniquement en cas de besoin pour éliminer l'huile ou les saletés organiques. Il convient d'éviter l'eau de javel ou les produits chimiques nocifs pour l'environnement afin de réduire le plus possible l'impact environnemental.
- i) Réduire le plus possible la consommation d'eau et l'excès de pulvérisation et l'écoulement de produits chimiques.
- j) Il est recommandé d'utiliser des vaporisateurs basse pression (par exemple $< 1 \text{ MP}_a$).
- k) Il convient de documenter la solution de nettoyage utilisée soit par sa formule chimique et sa concentration, soit par la fabrication et le nom du produit.
- l) Dans la mesure du possible, éviter les agents nettoyants acides ou l'eau dont le pH n'est pas compris entre 6 et 9.
- m) Les minéraux dissous tels que le calcium et le magnésium augmentent la dureté de l'eau, réduisant l'efficacité du détergent et laissant des traces. La consommation de détergent est réduite le plus possible si la dureté est inférieure à 20 mg de CaCO_3 par litre.
- n) Utiliser uniquement des brosses ou des éponges spécifiées par le fabricant du module PV prévues pour des systèmes de nettoyage manuels et robotisés. Si cela n'est pas spécifié, choisir un matériau doux (microfibres clivées, par exemple) et consulter le fabricant du module pour vérifier que le matériau est bien prévu pour les revêtements en verre de module PV. Vérifier que la saleté récupérée par la brosse de nettoyage ne va pas rayer les modules.
- o) Il convient de procéder au nettoyage dans des conditions de faible éclaircissement, afin de ne pas endommager les modules chauds ou partiellement ombragés et éviter ainsi la perte de production.

NOTE Des systèmes de nettoyage montés sur machine ou robotisés sont disponibles pour les systèmes volumineux.

La conception du groupe peut augmenter ou diminuer l'accumulation de neige. L'espace libre évite les entraînements par le vent et permet à la neige de glisser. En général, la neige glisse des groupes abrupts, mais par des groupes à faible pente. Il n'est pas recommandé de déneiger, mais il est parfois exigé de réduire le poids de la neige sur un toit ou de retirer les barrages de glace. L'utilisation d'une puissante turbine pour déneiger est un moyen efficace pour la neige poudreuse ou sèche, et s'avère préférable à l'utilisation d'une pelle ou d'autres moyens mécaniques.

L'accumulation imprévue et localisée de neige provoquée par le vent ou d'autres facteurs peut se produire au fil du temps. Vérifier les modules pour détecter d'éventuelles ruptures et déformations de la structure PV dans ces zones. Dans certains cas, il peut être exigé de renforcer la structure.

12 Dépannage et maintenance corrective

12.1 Généralités

Les défaillances se produisant dans un système PV donnent en général des indications quant à une cause ou une source. Si le symptôme d'un problème est connu, mais qu'il ne s'agit pas de la cause profonde, le dépannage doit être entrepris afin d'identifier le problème. Une fois le problème identifié, les procédures de maintenance corrective peuvent être réalisées pour atténuer le problème ou la défaillance, et empêcher qu'il/elle ne se reproduise. Il convient de suivre la procédure d'atténuation appropriée indiquée dans le présent document ou dans les manuels d'utilisation du composant.

La maintenance corrective peut avoir lieu pendant les visites de maintenance régulières ou, selon l'importance, dans le cadre d'une procédure non planifiée. Les défaillances relatives à la sécurité peuvent engendrer un danger permanent ou sérieux et demandent une réponse immédiate. Les temps de réparation des problèmes de performances ou des problèmes non essentiels (qui n'engendrent aucun danger ni ne remettent en question la sécurité) relèvent des exigences du propriétaire, des exigences contractuelles, etc., et peuvent être dans une large mesure déterminés par les analyses coût/bénéfices, comme celles recommandées pour le nettoyage des groupes.

12.2 Arrêt du matériel en réponse à des défaillances dangereuses

En cas d'action corrective en réponse à un risque relatif à la sécurité ou à un incendie en cours, le personnel doit suivre les procédures d'arrêt d'urgence. Les procédures d'arrêt d'urgence spécifiques au projet doivent être développées et conservées sur le site du projet. Les procédures générales d'arrêt d'urgence sont décrites en 13.3.1.

Une fois les conditions d'urgence établies, les procédures normales de verrouillage d'isolation (verrouillage, étiquetage ou LOTO) doivent être suivies avant de travailler sur le matériel électrique. Selon le mode de défaillance, il convient de noter que le matériel peut toujours présenter un risque.

12.3 Dépannage des défaillances ne présentant aucun risque

Si les défaillances ne présentent aucun risque, les procédures de maintenance corrective peuvent consister à soumettre à essai, examiner ou intervenir sur les composants comportant des parties sous tension. Dans ce cas, il convient de suivre les procédures d'isolation normales décrites en 13.3.2, ainsi que toutes les procédures de sécurité appropriées (verrouillage, étiquetage ou LOTO, par exemple) définies en 13.2.1 et à l'Annexe E avant d'intervenir.

12.4 Dépannage d'incidents ou de problèmes déclenchés par événement

Les problèmes ou défaillances déclenché(e)s par un événement peuvent être signalé(e)s par un système de surveillance, et présenté(e)s comme étant la perte d'un composant de traitement de puissance particulier (un onduleur, un boîtier de combiné, une chaîne, un transformateur, un disjoncteur, etc.).

En cas de défaut d'un onduleur, suivre la procédure générale de diagnostic présentée en 13.6.2, ainsi que les procédures d'isolation et de sécurité (LOTO, par exemple), selon le cas.

Les déclenchements d'onduleur peuvent ne pas être le résultat d'un problème avec ledit onduleur, mais plutôt une réponse appropriée à des défaillances dans le groupe. Les informations de diagnostic de l'onduleur peuvent mettre en évidence des problèmes liés au groupe (des défauts à la terre, par exemple) qui doivent faire l'objet d'un examen plus approfondi avant de pouvoir procéder à une maintenance corrective. Les procédures suivantes peuvent être garanties, selon le cas:

- a) Essai de défaut à la terre selon 13.5.1.

- b) Essai de chaîne selon 11.4.4.
- c) Essai de fusible selon 13.5.2.
- d) Essais de résistance d'isolement des groupes PV selon 6.7 de l'IEC 62446-1:2016.
- e) Essai de continuité du système de mise à la terre selon 6.1 de l'IEC 62446-1:2016.
- f) Essais de diagnostic du système d'acquisition de données (DAS) selon 12.5.
- g) Essais d'imagerie IR selon 7.3 de l'IEC 62446-1:2016, procédures spécifiques trouvées dans les manuels d'exploitation du fabricant et/ou recommandées par l'IEC TS 62446-3.

12.5 Diagnostic de problèmes relatifs aux performances

Les opérateurs système ou les propriétaires peuvent prendre connaissance des performances insuffisantes d'une installation PV par l'un des moyens suivants:

- a) alerte prédéfinie du système d'acquisition de données correspondant à des performances prévues corrigées des aléas climatiques, résultant de la comparaison avec d'autres systèmes d'un portefeuille ou de la comparaison avec d'autres parties surveillées du système d'un site (un site comportant plusieurs onduleurs et/ou sous-groupes ou comportant une chaîne et/ou une MLM, par exemple);
- b) examen manuel des données du système d'acquisition de données par l'intermédiaire d'un portail en ligne signalant les anomalies de performances;
- c) comparaison des performances actuelles aux résultats d'essai de performances obtenus à la suite de précédentes visites de maintenance; et
- d) signalements d'un éventuel problème par le client ou une entité extérieure (en raison de l'augmentation imprévue d'une facture mensuelle, par exemple).

Dès que l'insuffisance des performances est confirmée, le personnel doit en déterminer la cause. Les étapes du diagnostic des insuffisances de production d'énergie incluent:

- e) l'examen des données de surveillance afin d'identifier les variations de performances du sous-système.
- f) les images aériennes des grands systèmes peuvent permettre d'identifier les problèmes à moindre effort.
- g) Si la prise d'images aériennes s'avère peu pratique ou inappropriée, envoyer un technicien sur le site pour:
 - 1) contrôler les courants du sous-groupe et de la chaîne dans les boîtiers de combinateur de ces mêmes éléments (s'ils ne sont pas surveillés ou enregistrés à distance). Souvent, les problèmes de performances sont liés à une/des chaînes dont le fusible a fondu ou d'autres problèmes mis en évidence par une mesure de chaîne.
 - 2) vérifier que les appareils de mesure des performances sur site présentent des valeurs similaires et qu'ils ont été correctement étalonnés. Souvent, la surveillance des performances de degré d'homologation des systèmes peut être comparée aux totaux affichés par l'onduleur. Une phase présentant un résultat différent des autres peut résulter d'un transformateur de courant (CT) défectueux ou d'un fusible qui a sauté dans le circuit du transformateur de courant (c'est-à-dire un problème d'instrumentation).
 - 3) Vérifier que la tension du point de puissance de crête est dans les limites de la plage de suivis des points de puissance de crête de l'onduleur, en utilisant un traceur de courbe I-V sur un échantillon de chaîne ou un groupe de chaînes. Les modules se dégradent avec le temps et un groupe qui est mis en service à la valeur basse de la plage de tensions à la puissance maximale de l'onduleur peut se dégrader jusqu'à ce que sa tension à la puissance maximale sorte de cette plage, accentuant les effets de dégradation du module.
 - 4) Rechercher les causes externes de la chute de production (un ombrage imprévu sur le groupe, par exemple). La végétation est le plus souvent à l'origine d'un ombrage, mais il n'est pas inhabituel qu'une antenne parabolique ou qu'un autre objet, absent au moment de la construction du système, fasse de l'ombre au groupe. Prendre des photos en précisant les coordonnées utilisables de l'installation lors de la mise en service et

conserver un enregistrement visuel de toutes les différences notables constatées pendant les visites de maintenance.

- 5) Rechercher tout signe d'activité animale sur l'isolation, de dommages anormaux/imprévus ou d'autres problèmes de connectivité pouvant fausser les données de sortie.
- h) Procéder à un contrôle général du système, si nécessaire, pour identifier les problèmes:
 - 1) Suivre la procédure de diagnostic du système DAS selon 13.6.1.
 - 2) Vérifier tous les fusibles de l'onduleur et régler les boîtiers de combinateur selon 13.5.2. À chaque fois qu'un fusible qui a fondu est détecté, en chercher la cause et, si ces défaillances se répètent, rechercher la cause sous-jacente. Lors du remplacement des fusibles, il est essentiel de déterminer la taille, le type et les caractéristiques assignées appropriés. Ne pas partir du principe que la taille, le type et les caractéristiques assignées du fusible remplacé sont corrects, car une caractéristique assignée ou une taille incorrecte peut expliquer la fonte du fusible. Il peut être nécessaire de consulter le manuel du produit, les spécifications de conception et les schémas pour s'assurer qu'il s'agit bien du bon fusible. Il est fréquent de tomber sur des systèmes d'exploitation dont les fusibles sont incorrects.
 - 3) Tracer une courbe I-V de chaîne selon 7.2 de l'IEC 62446-1:2016 pour évaluer I_{sc} , V_{oc} , P_{max} et le taux de remplissage. Il s'agit de la méthode préférentielle, tous les problèmes d'obstructions ou d'encrassement et de dégradation du taux de remplissage apparaissant dans les mesures I-V. D'autre part, procéder aux essais de tension et de courant de chaîne selon l'Article 6 de l'IEC 62446-1:2016.
 - 4) Valider les capteurs météorologiques.
 - 5) Rechercher les salissures. Si les salissures peuvent être le problème, soumettre à l'essai une chaîne individuelle (V_{oc} , I_{mp} , courbe I-V), puis la nettoyer et procéder de nouveau à l'essai.
 - 6) Prendre des images infrarouges (IR) des cellules PV selon 7.3 de l'IEC 62446-1:2016 ou prendre des images aériennes, selon le cas.

13 Procédures supplémentaires

13.1 Généralités

Les procédures définies dans le présent article sont issues de plusieurs sections de la spécification technique, selon le cas, pour la tâche correspondante.

13.2 Procédures de sécurité

13.2.1 Généralités

Voir l'Annexe E pour connaître les exigences de base en matière de sécurité, les considérations et les références utiles concernant les règles locales.

13.2.2 Fonctionnement sûr des interrupteurs-sectionneurs

L'activation ou la désactivation d'un contacteur électrique ou d'un sectionneur peut être l'une des opérations les plus dangereuses à réaliser dans le cadre de l'entretien d'un système PV si elle n'est pas réalisée correctement. Les travailleurs doivent porter un équipement de protection individuelle (EPI) adapté, et il convient qu'ils veillent à utiliser la bonne technique de fonctionnement des interrupteurs-sectionneurs.

Avant d'ouvrir un sectionneur en courant continu, il convient d'arrêter le système en mettant l'onduleur connecté hors tension, en ouvrant un interrupteur-sectionneur assigné à coupure de charge et/ou en déclenchant la commande d'arrêt, le cas échéant. Les sectionneurs utilisés pour commander les circuits en courant continu des systèmes PV qui ne sont pas assignés pour un fonctionnement à coupure de charge doivent être étiquetés comme étant "non assignés

à coupure de charge" et ne doivent jamais être ouverts lorsque le système fonctionne. Voir l'Annexe E pour plus de détails.

13.3 Procédures d'isolement

13.3.1 Arrêt d'urgence

13.3.1.1 Socle de l'onduleur

Accéder au socle de l'onduleur ou à la zone du matériel uniquement si l'accès est sûr et si le matériel lui-même ne présente aucun risque apparent pour la sécurité. Si les onduleurs sont équipés de boutons d'arrêt d'urgence, appuyer dessus sur chacun des onduleurs. Si l'onduleur est équipé d'un interrupteur marche/arrêt, le mettre en position arrêt. Il convient de mettre manuellement l'onduleur en position arrêt. Cette opération ouvre immédiatement les contacteurs internes en courant alternatif ou en courant continu (s'ils sont présents) à l'intérieur de l'onduleur et/ou déclenche la commande d'arrêt, le cas échéant.

13.3.1.2 Sectionneurs

Certains onduleurs sont dépourvus d'interrupteur marche/arrêt ou de bouton d'arrêt d'urgence. Pour ces onduleurs, il est nécessaire de mettre le système hors tension à l'aide des interrupteurs-sectionneurs associés ou situés à proximité des onduleurs. Ne pas ouvrir les sectionneurs ou les interrupteurs portant l'étiquette "Ne pas déconnecter sous charge" tant qu'un interrupteur-sectionneur à coupure de charge n'a pas été ouvert et que le courant circule toujours. En général, il est plus sûr de faire d'abord fonctionner en amont le premier interrupteur-sectionneur en courant alternatif à coupure de charge ou le disjoncteur (avant l'interrupteur-sectionneur en courant continu), car l'onduleur arrête immédiatement le pont de transistor lorsque la tension alternative est coupée. Dès que le système est à l'arrêt, les isolateurs restants côté courant continu peuvent être ouverts et le système peut être verrouillé tant que la condition de défaut n'a pas été réparée ou que la sécurité n'est pas assurée en cas de remise sous tension.

NOTE Les contacts côté courant continu peuvent être toujours sous tension lorsque les sectionneurs ou les isolateurs sont ouverts.

En cas de doute quant à l'emplacement d'un défaut ou d'une défaillance, vérifier l'absence de tension sur l'armoire de commande ou les poignées métalliques, et vérifier que l'armoire ou la poignée ne surchauffe pas avant de faire fonctionner l'interrupteur-sectionneur. À l'issue de ces vérifications, suivre la procédure d'ouverture de l'interrupteur-sectionneur décrite en 13.2.1.

13.3.1.3 Boîtier de combinateur

Dans une situation d'urgence, il peut être important d'isoler les boîtiers de combinateur ou les sous-groupes du reste des circuits du groupe. Passer à la zone du matériel uniquement si l'accès est sûr et si les boîtes ou les enveloppes elles-mêmes ne présentent aucun risque apparent pour la sécurité. Vérifier l'absence de tension sur l'armoire de commande ou les poignées métalliques, et vérifier que l'armoire ou la poignée ne surchauffe pas avant de faire fonctionner l'interrupteur-sectionneur. À l'issue de ces vérifications, suivre la procédure d'ouverture de l'interrupteur-sectionneur décrite en 13.2.1. Ouvrir le boîtier de combinateur. S'il est nécessaire d'isoler des circuits de chaîne individuels, s'assurer que le courant ne circule pas dans la chaîne à l'aide d'une pince ampèremétrique avant de tenter de déposer ou d'ouvrir le fusible de chaîne.

13.3.1.4 Module et câblage de chaîne

Ne pas tenter d'isoler le module ou le câblage de chaîne en cas d'urgence. En effet, il convient préalablement de couper l'alimentation ou le passage du courant de défaut par l'intermédiaire de l'onduleur et des interrupteurs d'isolement. Après cette étape, les circuits de chaîne individuels peuvent être isolés en ouvrant les connecteurs PV au niveau de la chaîne ou entre les modules. Les connecteurs PV n'étant pas des appareils à coupure de charge, il convient en premier lieu de toujours vérifier le courant avant d'ouvrir le connecteur.

13.3.2 Arrêt non urgent

13.3.2.1 Composants du socle de l'onduleur

Utiliser les procédures suivantes pour déconnecter un seul onduleur du réseau. Le cas échéant, suivre les lignes directrices du fabricant de l'onduleur relatives à l'arrêt commandé à l'aide du clavier d'interface pour naviguer et sélectionner un arrêt.

- a) Vérifier la présence d'un défaut d'isolement ou de terre dans le groupe PV au niveau de l'onduleur ou du DAS. Si c'est le cas, voir 13.5.1 pour connaître la procédure de diagnostic et de réhabilitation.
- b) Si l'onduleur est équipé d'un interrupteur marche/arrêt, le mettre en position arrêt.
- c) Mettre hors tension l'interrupteur-sectionneur en courant alternatif de l'onduleur.
- d) Mettre hors tension l'interrupteur-sectionneur en courant continu sur l'onduleur et/ou déclencher une commande d'arrêt, le cas échéant.
- e) Mettre hors tension tous les interrupteurs-sectionneurs ou isolateurs restants connectés à l'onduleur.
- f) Installer des dispositifs de verrouillage sur tous les interrupteurs-sectionneurs, en les verrouillant en position ouverte ou arrêt.
- g) Répéter l'opération pour tous les onduleurs et interrupteurs-sectionneurs de manière à isoler totalement l'ensemble du système PV du réseau et les onduleurs de la source d'alimentation PV.

13.3.2.2 Isolement du transformateur

Utiliser les procédures suivantes pour arrêter le transformateur:

- a) Pour les onduleurs connectés au transformateur, mettre l'interrupteur marche/arrêt hors tension.
- b) Mettre le sectionneur en courant alternatif hors tension pour les onduleurs connectés au transformateur.
- c) Mettre hors tension le sectionneur en courant continu pour les onduleurs connectés au transformateur et/ou déclencher une commande d'arrêt, le cas échéant.
- d) Installer des dispositifs de verrouillage sur les sectionneurs.
- e) Mettre l'interrupteur du transformateur côté réseau sous tension, qui est un disjoncteur autonome dédié, un interrupteur-sectionneur ou un élément se trouvant dans l'appareillage.
- f) Installer un dispositif de verrouillage sur l'interrupteur du transformateur.
- g) Répéter l'opération pour tous les transformateurs afin de les isoler totalement de l'appareillage.

13.3.2.3 Isolement des boîtiers de combinateur

Pour isoler les boîtiers de combinateur sur le terrain:

- a) Mettre les onduleurs hors tension comme indiqué ci-dessus.
- b) Actionner l'interrupteur-sectionneur du combinateur (le cas échéant) en tournant la poignée en position arrêt. Si un isolateur est utilisé, vérifier que le courant ne circule pas au niveau des conducteurs de sortie en courant continu du boîtier de combinateur avant d'ouvrir l'isolateur.
- c) Utiliser une pince ampèremétrique pour courant continu afin de confirmer que le courant ne traverse pas les conducteurs de chaîne dans le boîtier de combinateur, puis ouvrir tous les fusibles.
- d) S'il s'avère nécessaire d'isoler la boîte dans une plus large mesure, utiliser les schémas de chaîne pour rechercher les raccords des chaînes PV.

- e) Utiliser une pince ampèremétrique pour courant continu afin de confirmer que la chaîne n'est pas traversée par un courant, puis déconnecter la chaîne en ouvrant les connecteurs positif et négatif du câblage individuel et en plaçant des chapeaux sur les connecteurs de circuit source.
- f) Retourner au boîtier de combinateur et utiliser un détecteur de tension avec un testeur pour confirmer que chaque chaîne a été correctement déconnectée.

13.3.2.4 Module et isolement du câblage de chaîne

Après avoir mis l'onduleur hors tension et isolé les boîtiers de combinateur du groupe, déconnecter les modules individuels de la chaîne:

- a) Avant de déconnecter une chaîne, utiliser une pince ampèremétrique pour courant continu afin de confirmer que le courant ne traverse pas la chaîne.
- b) Utiliser l'outil de déverrouillage de connecteur approprié pour dégager le connecteur de module.
- c) Répéter l'opération pour chaque module à isoler du système.
- d) Si des modules sont retirés d'un système, même provisoirement, les techniciens doivent s'assurer que le système de mise à la terre du matériel reste intact pour les modules restants.
- e) Les techniciens doivent avoir conscience qu'un circuit peut aisément être remis sous tension involontairement et que la plupart des modules ne peuvent pas être mis "hors tension", générant donc souvent la tension assignée lorsqu'ils sont exposés à la lumière du soleil, quel que soit le verrouillage des transformateurs, des onduleurs, des boîtiers de combinateur, etc.

13.4 Examen et procédures de maintenance préventive

13.4.1 Procédures spécifiques au fabricant d'onduleurs

Les exigences en matière d'examen, d'essai, de services et de documentation sont spécifiques à chaque fabricant d'onduleurs pour satisfaire à ses obligations de garantie. Les exigences classiques relatives aux examens d'onduleur comprennent:

- a) Enregistrer et valider toutes les tensions et valeurs de production sur l'interface.
- b) Enregistrer la dernière erreur système consignée.
- c) Nettoyer ou remplacer les filtres.
- d) Nettoyer l'intérieur de l'enceinte.
- e) Soumettre le bon fonctionnement des ventilateurs à essai.
- f) Vérifier les fusibles.
- g) Vérifier le couple de serrage sur les terminaisons.
- h) Vérifier le(s) joint(s) d'étanchéité.
- i) Confirmer la présence des étiquettes de mise en garde.
- j) Rechercher toute décoloration provenant d'une accumulation excessive de chaleur.
- k) Vérifier l'intégrité des parafoudres.
- l) Vérifier la continuité du système de mise à la terre et des connexions.
- m) Vérifier la fixation mécanique de l'onduleur au mur ou au sol.
- n) Vérifier l'opération de déconnexion interne.
- o) Vérifier que le dernier logiciel ou que le logiciel applicable est installé. Une version plus ancienne du logiciel peut parfois être appropriée pour des raisons de compatibilité.
- p) Contacter l'installateur et/ou le fabricant concernant les problèmes rencontrés.
- q) Documenter les observations pour tout le travail réalisé.

13.4.2 Procédures spécifiques au fabricant de suiveurs

Les exigences en matière d'examens, d'essai, de service et de documentation sont spécifiques aux fabricants de suiveurs pour satisfaire à leurs obligations de garantie. Les exigences classiques en matière de maintenance et de démarrage des systèmes de suivi sont les suivantes:

- a) Graisser le suiveur en insérant de la graisse dans les chapeaux à l'aide d'une pompe de graissage conformément aux recommandations du fabricant en matière de maintenance.
- b) Vérifier les tensions à l'intérieur du boîtier de commande.
- c) Pour les éléments électroniques du suiveur dont le couvercle d'enveloppe est transparent, vérifier que les composants internes ne présentent aucun défaut après une exposition au soleil.
- d) Vérifier l'absence d'accumulation excessive d'humidité dans l'enceinte de l'appareil de commande.
- e) Utiliser un niveau numérique pour vérifier l'étalonnage et le positionnement des inclinomètres.
- f) Vérifier le groupe pour détecter des parties qui se cognent ou se frottent.
- g) Vérifier la présence de contraintes métalliques, de faux contact ou de couple ou déformation inhabituels du châssis du suiveur ou des interfaces du dispositif.
- h) Éliminer la végétation à proximité de l'arbre de transmission ou des composants mobiles.
- i) Vérifier le fonctionnement de l'arrimage pour résister au vent.
- j) Vérifier les communications avec les composants de station météorologique applicables, les passerelles et les anémomètres.
- k) Vérifier le bon fonctionnement et la position des inclinomètres, le cas échéant.

13.4.3 Procédures spécifiques au système d'acquisition de données

Les exigences en matière d'examens, d'essai, de service, d'étalonnage et de documentation sont spécifiques aux fabricants de systèmes d'acquisition de données (DAS) pour satisfaire à leurs obligations de garantie. Les exigences classiques en matière de maintenance et de démarrage des systèmes d'acquisition de données sont les suivantes:

- relevés de tension des alimentations électriques,
- validation des relevés du transducteur de courant par comparaison au matériel étalonné, et
- validation des relevés de capteur par comparaison au matériel étalonné.

Pour confirmer le bon fonctionnement du système d'acquisition de données, il convient de vérifier les valeurs mesurées par ce système par rapport à celles provenant de dispositifs avec enregistrements d'étalonnage traçables. La comparaison des mesures d'éclairement, de température et de puissance enregistrées par le DAS aux valeurs obtenues par des instruments étalonnés permet d'identifier les problèmes d'étalonnage de capteur pouvant donner lieu à des données DAS incorrectes. Si la synchronisation temporelle des données a été exigée, confirmer qu'elle fonctionne correctement. Vérifier que le DAS dispose d'une communication avec le serveur concerné et qu'il n'y a pas de discontinuité dans les données stockées. Chercher la cause d'éventuelles discontinuités fréquentes de données (problèmes de câblage ou interférences avec d'autres matériels, par exemple).

Les capteurs et dispositifs de surveillance dont l'étalonnage est exigé doivent être étalonnés à des intervalles ne dépassant pas ceux indiqués dans les certifications et recommandations du fabricant, sauf justification écrite approuvée par les propriétaires et opérateurs système.

En fonction de la granularité du système, comparer les données équivalentes du module, de la chaîne, du sous-groupe ou de l'onduleur pour détecter les incohérences et les anomalies, selon le cas.

La documentation DAS est souvent omise ou insuffisamment détaillée. À la suite d'une omission, les examens initiaux ne recherchent pas les erreurs de conception DAS, et les inspecteurs ne disposent d'aucun élément de comparaison de l'installation définitive pour établir la conformité. Si le système d'acquisition de données est intégré au système de technologie de l'information du bâtiment, il convient que le personnel O&M sache que les mises à niveau du réseau du bâtiment ou que la maintenance de routine peut être à l'origine de problèmes de connectivité.

13.5 Procédures d'essai électrique

13.5.1 Essais de défaut à la terre

13.5.1.1 Généralités

Les défauts à la terre peuvent être difficiles à dépanner selon leur sévérité et leur emplacement. Toutefois, une procédure peut être suivie pour résoudre de manière efficace les défauts à la terre dans un système PV.

Les essais peuvent être réalisés dans toutes les conditions, avec un éclairage suffisant pour produire de la tension. Toutefois, certains défauts sont uniquement apparents dans certaines conditions (lorsque les composants sont mouillés ou que le groupe est exposé à des niveaux d'éclairement plus élevés, par exemple). Il peut s'avérer nécessaire de répliquer ces conditions pour résoudre correctement le défaut.

Les systèmes dépourvus de mise à la terre fonctionnelle (ou systèmes IT) contrôlés par un IMD conformément à l'IEC 61557-8 peuvent utiliser des systèmes de localisation de défaut d'isolement (IFLS) selon l'IEC 61557-9 pour simplifier ce processus.

13.5.1.2 Procédure d'essai – onduleurs de chaîne

- a) Mettre l'onduleur hors tension au niveau de l'interrupteur-sectionneur marche/arrêt, le cas échéant.
- b) Mettre les sectionneurs en courant alternatif hors tension (peuvent être les mêmes que l'interrupteur-sectionneur).
- c) Pour les systèmes équipés d'une mise à la terre fonctionnelle:
 - 1) Dans de nombreux petits onduleurs, le fusible est le chemin à la terre. Si le fusible est retiré du système, le conducteur mis à la terre ne l'est plus, en principe. Vérifier que le courant ne circule pas dans le fusible ou l'appareil de sectionnement.
 - 2) Retirer et soumettre à essai la continuité du fusible de défaut à la terre avec un ohmmètre. Si le fusible est correct, il peut ne pas s'agir d'un défaut à la terre. Vérifier en soumettant à essai les tensions à la terre, fusible retiré. Si les valeurs obtenues sont dans les limites des spécifications, remplacer le fusible et redémarrer l'onduleur. Si l'essai de continuité du fusible n'est pas concluant, il peut s'agir d'un défaut à la terre.
 - 3) Vérifier que les caractéristiques assignées, le type et la taille du fusible sont corrects.

Si les extrémités du circuit sont isolées, il convient que la tension en circuit ouvert des chaînes ne soit pas bien définie lors de l'essai à partir du conducteur à la terre. Si la tension est bien définie, il peut s'agir d'un défaut. En général, les petits onduleurs disposant de quatre entrées au maximum, isoler la chaîne du défaut en retirant les fusibles du boîtier de combinateur.

- d) Les fusibles étant retirés, soumettre à essai la tension depuis le côté source des bornes de fusible par rapport à la terre.
- e) Pour les systèmes avec mise à la terre fonctionnelle, si la tension est présente sur toutes les bornes par rapport à la terre, isoler les conducteurs normalement mis à la terre en ouvrant la connexion de terre (retirer le fusible de défaut à la terre) ou en les retirant de l'interconnexion par bus.
- f) Répéter l'opération tant que la chaîne présentant le défaut n'a pas été trouvée.

- g) Prendre la chaîne isolée avec le défaut et enregistrer la tension entre le pôle positif et la terre (V_{pos}) et entre le pôle négatif et la terre (V_{neg}). Vérifier que $V_{\text{pos}} - V_{\text{neg}}$ (c'est-à-dire la somme des valeurs absolues) est environ égal à la tension totale en circuit ouvert du groupe. Si ce n'est pas le cas, il peut s'agir d'autres défauts. Si la tension indiquée dans une mesure est basse (équivalente à une tension en circuit ouvert de zéro à un ou deux modules, par exemple), le défaut se situe probablement à cette extrémité de la chaîne. Si la valeur de la tension est différente, le défaut est susceptible de se trouver quelque part au milieu du groupe, voire dans un module.
- h) Déterminer l'endroit exact du défaut en prenant la tension V_{pos} ou V_{neg} dont l'amplitude est inférieure, puis la diviser par la tension en circuit ouvert d'un module (c'est-à-dire $N_x = \text{amplitude de } (V_{\text{pos}} \text{ ou } V_{\text{neg}}) / V_{\text{oc}}$ d'un module). Si le défaut se trouve dans le câblage entre les modules, il convient que le résultat N_x soit proche d'un nombre entier, et que ce nombre indique le nombre de modules entre le pôle associé à la mesure et le défaut.

Par exemple, soient 10 modules dans une chaîne présentant chacun un V_{oc} de 50 V en courant continu, le module un étant relié au câble principal négatif et le module 10 au câble principal positif. Si l'essai au niveau du boîtier de combinateur entre le côté source de la borne négative et la terre donne $V_{\text{neg}} = -100$ V en courant continu et que l'essai entre la borne positive et la terre donne $V_{\text{pos}} = 400$ V en courant continu, alors $N_x = 2$, le défaut se situant quelque part entre le deuxième et le troisième module dans la chaîne en partant de la connexion principale négative. Soit le même câble que celui indiqué ci-dessus, mais avec un relevé de 0 V en courant continu à partir du côté négatif et de 500 V en courant continu à partir du côté positif, le défaut se trouvant alors dans le câble négatif.

Selon le scénario ci-dessus, il serait judicieux d'utiliser un appareil d'essai de résistance d'isolement sur la totalité des conducteurs présents dans le conduit, afin de s'assurer que le défaut est isolé au niveau du conducteur.

Certains onduleurs ou systèmes contiennent une fonctionnalité de localisation de défaut. Consulter le manuel du fabricant pour savoir comment l'appliquer.

13.5.1.3 Procédure d'essai – onduleur central

Compte tenu de leur taille relative, les onduleurs centraux exigent des procédures supplémentaires visant à restreindre la source d'un défaut à la terre.

- a) Mettre l'onduleur hors tension au niveau de l'interrupteur marche/arrêt, le cas échéant.
- b) Mettre hors tension les sectionneurs en courant alternatif et en courant continu connectés à l'onduleur.
- c) Pour les systèmes faisant l'objet d'une mise à la terre fonctionnelle avec un fusible, un contacteur ou un disjoncteur dans la connexion mise à la terre, vérifier que le courant ne circule pas dans la connexion. Retirer et soumettre à essai la continuité du fusible de défaut à la terre avec un ohmmètre. Si le fusible est correct, il peut ne pas s'agir d'un défaut à la terre. Vérifier en soumettant à essai les tensions à la terre, fusible retiré. Si le fusible est correct, le remettre en place. Si l'essai de continuité du fusible n'est pas concluant, il peut s'agir d'un défaut à la terre. Vérifier que les caractéristiques assignées, le type et la taille du fusible sont corrects.
- d) En cas de doute quant à la présence d'un défaut à la terre, retirer le fusible pour procéder à des essais ultérieurs.
- e) Pour les systèmes faisant l'objet d'une mise à la terre fonctionnelle utilisant un disjoncteur, un contacteur ou un autre dispositif de commutation dans la connexion mise à la terre, ouvrir le dispositif de commutation.
- f) Au niveau des bornes d'entrée en courant continu de l'onduleur (où les câbles entre le boîtier de combinateur et l'onduleur se terminent dans l'enveloppe de l'onduleur), mesurer la tension entre chaque pôle et la masse. Un défaut à la terre est susceptible d'exister si la tension entre le pôle en courant continu et la masse est faible ou nulle.

- g) Vérifier un par un les circuits entrants partant de chaque boîtier de combineur pour déterminer le circuit présentant le défaut.
- h) Les configurations d'entrée en courant continu des onduleurs centraux varient considérablement. Consulter le fabricant d'onduleurs pour obtenir des instructions détaillées relatives à l'isolement des circuits d'entrée en courant continu individuels.
- i) Si les câbles de sortie des boîtiers de combineur comportent des interrupteurs-sectionneurs, ouvrir l'interrupteur-sectionneur et vérifier de nouveau la tension à la masse. Si la basse tension est toujours présente, le défaut se trouve dans les câbles entre le boîtier de combineur et l'onduleur. Sinon, le défaut se trouve dans les chaînes de groupe.
- j) Pour identifier l'emplacement du défaut à la terre dans les chaînes, suivre les procédures d'essai de chaîne en 13.5.1.1.

13.5.2 Essais de fusible

Les fusibles peuvent être vérifiés dans toutes les conditions d'essai. Il convient de ne jamais remplacer ni soumettre à essai les fusibles lorsque le circuit est sous tension. Isoler le groupe ou le sous-groupe avant d'intervenir sur les fusibles.

Procédure d'essai des fusibles:

- a) Utiliser les procédures de sécurité appropriées (LOTO, par exemple)
- b) Confirmer que le système est hors tension avec un voltmètre.
- c) Vérifier avec une pince ampèremétrique que le courant ne circule pas dans le fusible (si l'espace le permet).
- d) Placer l'ohmmètre sur une surface solide.
- e) Retirer le fusible à soumettre à essai du porte-fusible, sauf s'il paraît évident qu'aucun autre chemin de continuité ne peut exister et donner un relevé erroné.
- f) Utiliser l'ohmmètre pour soumettre le fusible à essai en connectant une sonde d'essai aux bornes à chaque extrémité du fusible, en veillant à ce que les doigts ne touchent pas les bornes du fusible ou les extrémités de la sonde d'essai, au risque d'obtenir un relevé de résistance pouvant être trompeur pour un fusible ouvert. Confirmer que le relevé de résistance correspond bien à celui d'un fusible correct.
- g) Examiner le fusible et confirmer sa taille, son type et ses caractéristiques assignées.
- h) Si le fusible ne réussit pas l'essai ou que sa taille ou son type assigné n'est pas correct, le remplacer par un fusible correct.
- i) Toujours soumettre le fusible de remplacement à essai avant l'installation pour confirmer que le fusible était correct lors de sa mise en service.

Autres meilleures pratiques:

Lors de l'essai des tensions, le système étant hors tension et les fusibles ouverts, préparer la boîte pour les essais de courant. Couper l'attache mono-usage, le cas échéant, et vérifier que les conducteurs sont bien fixés dans leurs bornes et ne sortent pas lorsque la pince ampèremétrique est placée à leur proximité lors de la phase suivante de l'essai.

Procéder aux essais avec deux personnes, l'une pouvant tenir le matériel de sécurité et prendre les relevés, pendant que l'autre enregistre les relevés. Cela permet de réaliser les essais de manière plus efficace, la personne qui prend les relevés pouvant les saisir directement dans un formulaire. De plus, en matière de sécurité, cela présente l'avantage d'avoir deux personnes présentes lors de l'intervention sur un matériel sous tension.

13.5.3 Essai des diodes de dérivation

13.5.3.1 Généralités

Les diodes de dérivation peuvent connaître des défaillances en circuit ouvert ou en court-circuit. Si la tension moyenne d'une chaîne est basse par rapport à celle des autres chaînes, cela peut révéler la présence d'une ou de plusieurs diodes en court-circuit. Les diodes en circuit ouvert peuvent ne pas être aussi visibles. Consulter le fabricant de modules pour déterminer si la diode de dérivation défaillante peut être remplacée ou s'il convient de déposer et de remplacer l'ensemble du module. Il convient de remplacer les diodes connaissant des défaillances en circuit ouvert ou de déposer le module s'il fait l'objet d'un ombrage régulier.

13.5.3.2 Essais de diode en circuit ouvert

Si la boîte de jonction permet d'accéder directement aux diodes, ces dernières peuvent être soumises à essai en mesurant la continuité. Une diode en bon état conduit dans le sens avant et passe en circuit ouvert dans le sens opposé.

En l'absence d'accès aux diodes, les diodes en court-circuit peuvent être détectées en utilisant l'ombrage sélectionné des modules et des parties de modules dans une chaîne en série. Il convient de réaliser cet essai dans des conditions d'ensoleillement stables de manière à ne pas interpréter les variations de courant provoquées par un ensoleillement variable comme des défaillances de diode.

- Procéder à des mesures continues du courant de la chaîne en essai. Le fait d'isoler la chaîne en essai des autres chaînes connectées en parallèle, le cas échéant, comme sur les systèmes de petite taille comportant peu de chaînes PV, peut donner des résultats plus révélateurs.
- Ombler de manière sélective les zones de chaque module segmentées par la diode de dérivation (utiliser la fiche technique du module pour identifier le nombre de diodes et les partitions de chaîne de cellules.)
- Chaque zone étant ombrée, rechercher les chutes de courant. Une diode en court-circuit ne peut pas créer un chemin de dérivation pour les cellules ombrées, le courant chutant donc de manière significative.

13.5.3.3 Essais de diode en court-circuit

Une diode en court-circuit peut être identifiée par imagerie thermique (voir 7.2 de l'IEC 62446-1:2016) ou par détection du/des modules dont la tension est basse dans la chaîne. Pour ce faire, il s'agit d'isoler (déconnecter) les modules et de mesurer la tension au niveau du module. Pour les longues chaînes, avant de déconnecter tous les modules, il est conseillé de diviser la chaîne en sections égales et de déterminer laquelle présente la basse tension. Le cas échéant, la surveillance au niveau du module peut être utilisée à la place de cet essai. Une diode de dérivation en court-circuit peut être détectée, si elle n'a pas déjà été signalée par le système d'acquisition de données, en comparant les tensions de module. Si un module basse tension est identifié, et si la boîte de jonction comporte un accès, la diode défaillante mesure la continuité dans les sens avant et inverse.

13.6 Procédures de diagnostic

13.6.1 Validation des systèmes d'acquisition de données (DAS)

13.6.1.1 Généralités

Les vérifications du système d'acquisition de données permettent de valider les systèmes existants. Si un composant n'est pas conforme aux spécifications, il peut s'avérer plus rapide et moins onéreux de le remplacer par un nouveau composant, plutôt que de tenter de modifier ses paramètres. Dans certains cas, l'option la meilleure et la moins onéreuse peut consister à mettre en place une stratégie de remplacement du matériel (les capteurs d'éclairement, par exemple) à intervalles réguliers plutôt que de perdre du temps à valider les données et à procéder au remplacement si l'étalonnage n'est plus correct. Prendre en considération