

CONSOLIDATED VERSION

VERSION CONSOLIDÉE



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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

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



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED
Copyright © 2018 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 corrigenda or an amendment might have been published.

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

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 also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing 21 000 terms and definitions 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.

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.

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.

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

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 aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient 21 000 termes et définitions 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.

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.

CONSOLIDATED VERSION

VERSION CONSOLIDÉE



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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

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

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 27.160

ISBN 978-2-8322-5949-8

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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

REDLINE VERSION

VERSION REDLINE



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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references.....	8
3 Terms and definitions	9
4 System documentation requirements.....	11
4.1 General.....	11
4.2 System data.....	11
4.2.1 Basic system information.....	11
4.2.2 System designer information	11
4.2.3 System installer information	11
4.3 Wiring diagram.....	11
4.3.1 General	11
4.3.2 Array – General specifications.....	12
4.3.3 PV string information.....	12
4.3.4 Array electrical details.....	12
4.3.5 AC system	12
4.3.6 Earthing and overvoltage protection	12
4.4 String layout.....	13
4.5 Datasheets	13
4.6 Mechanical design information	13
4.7 Emergency systems	13
4.8 Operation and maintenance information.....	13
4.9 Test results and commissioning data	13
5 Verification	13
5.1 General.....	13
5.2 Inspection	14
5.2.1 General	14
5.2.2 DC system – General	14
5.2.3 DC system – Protection against electric shock.....	14
5.2.4 DC system – Protection against the effects of insulation faults	15
5.2.5 DC system – Protection against overcurrent	15
5.2.6 DC system – Earthing and bonding arrangements.....	15
5.2.7 DC system – Protection against the effects of lightning and overvoltage.....	16
5.2.8 DC system – Selection and erection of electrical equipment.....	16
5.2.9 AC system	16
5.2.10 Labelling and identification	16
5.3 Testing	17
5.3.1 General	17
5.3.2 Test regimes and additional tests	17
5.3.3 Test regimes for systems with module level electronics.....	17
5.3.4 Category 1 test regime – All systems.....	18
5.3.5 Category 2 test regime	19
5.3.6 Additional tests	19
6 Test procedures – Category 1	20
6.1 Continuity of protective earthing and equipotential bonding conductors	20

6.2	Polarity test.....	20
6.3	PV string combiner box test.....	20
6.4	PV string – Open circuit voltage measurement.....	21
6.5	PV string – Current measurement.....	21
6.5.1	General	21
6.5.2	PV string – Short circuit test.....	21
6.5.3	PV string – Operational test.....	23
6.6	Functional tests.....	23
6.7	PV array insulation resistance test.....	24
6.7.1	General	24
6.7.2	PV array insulation resistance test – Test method.....	24
6.7.3	PV array insulation resistance – Test procedure	25
7	Test procedures – Category 2.....	26
7.1	General.....	26
7.2	String I-V curve measurement	26
7.2.1	General	26
7.2.2	I-V curve measurement of V_{OC} and I_{SC}	26
7.2.3	I-V curve measurement – Array performance	27
7.2.4	I-V curve measurement – Identification of module / array defects or shading issues	27
7.3	PV array infrared camera inspection procedure.....	28
7.3.1	General	28
7.3.2	IR test procedure	28
7.3.3	Interpreting IR test results	29
8	Test procedures – Additional tests	30
8.1	Voltage to ground – Resistive ground systems.....	30
8.2	Blocking diode test.....	30
8.3	PV array – Wet insulation resistance test.....	30
8.3.1	General	30
8.3.2	Wet insulation test procedure	31
8.4	Shade evaluation	31
9	Verification reports	32
9.1	General.....	32
9.2	Initial verification.....	32
9.3	Periodic verification.....	33
Annex A (informative)	Model verification certificate.....	34
Annex B (informative)	Model inspection report.....	35
Annex C (informative)	Model PV array test report	38
Annex D (informative)	Interpreting I-V curve shapes	39
D.1	General.....	39
D.2	Variation 1 – Steps or notches in curve.....	40
D.3	Variation 2 – Low current.....	40
D.4	Variation 3 – Low voltage	40
D.5	Variation 4 – Rounder knee	41
D.6	Variation 5 – Shallower slope in vertical leg	41
D.7	Variation 6 – Steeper slope in horizontal leg	42

Figure 1 – Example sun-path diagram	32
---	----

Figure D.1 – I-V curve shapes	39
-------------------------------------	----

Table 1 – Modifications to the test regime for systems with module level electronics	18
--	----

Table 2 – Minimum values of insulation resistance – PV arrays up to 10 kWp.....	25
---	----

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

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.

DISCLAIMER

This Consolidated version is not an official IEC Standard and has been prepared for user convenience. Only the current versions of the standard and its amendment(s) are to be considered the official documents.

This Consolidated version of IEC 62446-1 bears the edition number 1.1. It consists of the first edition (2016-01) [documents 82/1036/FDIS and 82/1056A/RVD] and its amendment 1 (2018-08) [documents 82/1415/FDIS and 82/1426/RVD]. The technical content is identical to the base edition and its amendment.

In this Redline version, a vertical line in the margin shows where the technical content is modified by amendment 1. Additions are in green text, deletions are in strikethrough red text. A separate Final version with all changes accepted is available in this publication.

International Standard IEC 62446-1 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

This first edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical change with respect to IEC 62446:2009:

- the scope has been expanded to include a wider range of system test and inspection regimes to encompass larger and more complex PV systems.

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.

The committee has decided that the contents of the base publication and its amendment 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.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

Grid connected PV systems are expected to have a lifetime of decades, with maintenance or modifications likely at some point over this period. Building or electrical works in the vicinity of the PV array are very likely, for example roof works adjacent to the array or modifications (structural or electrical) to a home that has a PV system. The ownership of a system may also change over time, particularly for systems mounted on buildings. Only by the provision of adequate documentation at the outset can the long term performance and safety of the PV system and works, on or adjacent to the PV system, be ensured.

This part of IEC 62446 is split into two sections:

- **System documentation requirements** – This section details the information that shall be provided within the documentation provided to the customer following installation of a grid connected PV system.
- **Verification** – This section provides the information expected to be provided following initial (or periodic) verification of an installed system. It includes requirements for inspection and testing.

This part of IEC 62446 references IEC TS 62548:2013, which is in the process of being converted into an International Standard. It is envisaged that work on the second edition of IEC 62446-1 will start when IEC 62548 is completed.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

1 Scope

This part of IEC 62446 defines the information and documentation required to be handed over to a customer following the installation of a grid connected PV system. It also describes the commissioning tests, inspection criteria and documentation expected to verify the safe installation and correct operation of the system. It can also be used for periodic retesting.

This part of IEC 62446 is written for grid connected PV systems that do not utilize energy storage (e.g. batteries) or hybrid systems.

This part of IEC 62446 is for use by system designers and installers of grid connected solar PV systems as a template to provide effective documentation to a customer. By detailing the expected commissioning tests and inspection criteria, it is also intended to assist in the verification/inspection of a grid connected PV system after installation and for subsequent re-inspection, maintenance or modifications.

This part of IEC 62446 defines the different test regimes expected for different solar PV system types to ensure that the test regime applied is appropriate to the scale, type and complexity of the system in question.

NOTE This part of IEC 62446 does not address CPV (concentrating PV) systems, however many of the parts may apply.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60364-6, *Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification*

IEC ~~TS 62548:2013~~ 62548:2016, *Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements*

NOTE In some countries IEC 60364-7-712 is preferred over IEC 62548. Both standards are expected to provide similar results.

IEC 61730 (all parts), *Photovoltaic (PV) module safety qualification*

IEC 61557 (all parts), *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures*

IEC 61010 (all parts), *Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use*

IEC 60891:2009, *Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

3.1

AC module

PV module with an integrated inverter in which the electrical terminals are AC only

3.2

cable type

description of a cable to enable its rating and suitability for a particular use or environment to be determined

Note 1 to entry: In many countries this is done via a code number (eg "H07RNF").

3.3

data sheet

basic product description and specification

Note 1 to entry: Typically one or two pages. Not a full product manual.

3.4

inspection

examination of an electrical installation using all the senses in order to ascertain correct selection and proper erection of electrical equipment

3.5

inverter

electric energy converter that changes direct electric current to single-phase or polyphase alternating current

3.6

micro inverter

small inverter designed to be connected directly to one or two PV modules.

Note 1 to entry: A micro inverter will normally connect directly to the factory fitted module leads and be fixed to the module frame or mounted immediately adjacent to the module.

3.7

module integrated electronics

any electronic device fitted to a PV module intended to provide control, monitoring or power conversion functions

Note 1 to entry: Module integrated electronics may be factory fitted or assembled on site.

3.8

PV array

assembly of electrically interconnected PV modules, PV strings or PV sub-arrays.

3.9

PV cell

most elementary device that exhibits the photovoltaic effect, i.e the direct non-thermal conversion of radiant energy into electrical energy

3.10

PV module

smallest complete environmentally protected assembly of interconnected PV cells

3.11

PV string

circuit of one or more series-connected PV modules

3.12

PV string combiner box

junction box where PV strings are connected which may also contain overcurrent protection devices, electronics and/or switch-disconnectors

3.13

$I_{MOD_MAX_OCPR}$

PV module maximum overcurrent protection rating determined by IEC 61730-2

Note 1 to entry: This is often specified by module manufacturers as the maximum series fuse rating.

3.14

reporting

recording of the results of inspection and testing

3.15

testing

implementation of measures in an electrical installation by means of which its effectiveness is proved

Note 1 to entry: It includes ascertaining values by means of appropriate measuring instruments, said values not being detectable by inspection.

3.16

verification

all measures by means of which compliance of the electrical installation to the relevant standards is checked

Note 1 to entry: It comprises inspection, testing and reporting.

3.17

string wiring harness

prefabricated cable assembly that aggregates the output of multiple PV string conductors along a single main cable

Note 1 to entry: The harness may or may not include fusing on the individual string conductors. The wiring harness typically does not include a disconnect device in line.

Note 2 to entry: An IEC standard for string wiring harnesses is under development.

3.18

Harness Sub Array

HSA

group of PV strings connected in parallel using a string wiring harness

Note 1 to entry: For the purposes of this document, the HSA shall have a combined I_{SC-STC} of no greater than 30 A and combine no more than 10 PV strings.

Note 2 to entry: In some subclauses of this document, HSA tests are presented as an alternative to individual string tests. The 30 A and 10 string limits defined herein set the limit where a HSA test is considered a safe and valid alternative to individual string tests.

Note 3 to entry: This note applies to the French language only.

4 System documentation requirements

4.1 General

The purpose of Clause 4 is to list the minimum documentation that should be provided following the installation of a grid connected PV system. This information will ensure key system data is readily available to a customer, inspector or maintenance engineer. The documentation includes basic system data and the information expected to be provided in the operation and maintenance manual.

4.2 System data

4.2.1 Basic system information

As a minimum, the following basic system information shall be provided. This “nameplate” information would typically be presented on the cover page of the system documentation pack.

- a) Project identification reference (where applicable).
- b) Rated (nameplate) system power (kW DC or kVA AC).
- c) PV modules and inverters – manufacturer, model and quantity.
- d) Installation date.
- e) Commissioning date.
- f) Customer name.
- g) Site address.

4.2.2 System designer information

As a minimum, the following information shall be provided for all bodies responsible for the design of the system. Where more than one company has responsibility for the design of the system, the following information should be provided for all companies together with a description of their role in the project.

- a) System designer, company.
- b) System designer, contact person.
- c) System designer, postal address, telephone number and e-mail address.

4.2.3 System installer information

As a minimum, the following information shall be provided for all bodies responsible for the installation of the system. Where more than one company has responsibility for the installation of the system, the following information should be provided for all companies together with a description of their role in the project.

- a) System installer, company.
- b) System installer, contact person.
- c) System installer, postal address, telephone number and e-mail address.

4.3 Wiring diagram

4.3.1 General

As a minimum, a single line wiring diagram shall be provided. This diagram shall be annotated to include the information detailed in 4.3.2 to 4.3.6.

In general, it is expected that this information will be presented as annotations to the single line wiring diagram. In some circumstances, typically for larger systems where space on the diagram may be limited, this information may be presented in table form.

4.3.2 Array – General specifications

The wiring diagram or system specification shall include the following array design information.

- a) Module type(s).
- b) Total number of modules.
- c) Number of strings.
- d) Number of modules per string.
- e) Identify which strings connect to which inverter.

Where an array is split into sub-arrays, the wiring diagram shall show the array – sub-array design and include all of the above information for each sub-array.

4.3.3 PV string information

The wiring diagram or system specification shall include the following PV string information.

- a) String cable specifications – size and type.
- b) String overcurrent protective device specifications (where fitted) – type and voltage/current ratings.
- c) Blocking diode type (if relevant).

4.3.4 Array electrical details

The wiring diagram or system specification shall include the following array electrical information (where fitted).

- a) Array main cable specifications – size and type.
- b) Array junction box / combiner box locations.
- c) DC switch disconnect, location and rating (voltage / current).
- d) Array overcurrent protective devices – type, location and rating (voltage / current).
- e) Other array electronic protective circuitry (such as arc fault detection), if applicable – type, location and rating.

4.3.5 AC system

The wiring diagram or system specification shall include the following AC system information.

- a) AC isolator location, type and rating.
- b) AC overcurrent protective device location, type and rating.
- c) Residual current device location, type and rating (where fitted).

4.3.6 Earthing and overvoltage protection

The wiring diagram or system specification shall include the following earthing and overvoltage protection information.

- a) Details of all earth / bonding conductors – size and type. Including details of array frame equipotential bonding cable where fitted.
- b) Details of any connections to an existing Lightning Protection System (LPS).
- c) Details of any surge protection device installed (both on AC and DC lines) to include location, type and rating.

4.4 String layout

For systems with three or more strings, a layout drawing of the PV system showing how the array is split and connected into strings shall be provided.

NOTE This is particularly useful for finding faults in larger systems and on building mounted arrays where access to the rear of the modules is difficult.

4.5 Datasheets

As a minimum, datasheets shall be provided for the following system components.

- a) Module datasheet for all types of modules used in system – to the requirements of IEC 61730-1.
- b) Inverter datasheet for all types of inverters used in system.

The provision of datasheets for other significant system components should also be considered.

4.6 Mechanical design information

A data sheet for the array mounting system shall be provided. If the mounting structure was custom engineered, include the relevant documentation.

4.7 Emergency systems

Documentation of any emergency systems associated with the PV system (fire alarms, smoke alarms, etc). This information shall include both operation and design details.

4.8 Operation and maintenance information

Operation and maintenance information shall be provided and shall include, as a minimum, the following items:

- a) Procedures for verifying correct system operation.
- b) A checklist of what to do in case of a system failure.
- c) Emergency shutdown / isolation procedures.
- d) Maintenance and cleaning recommendations (mechanical, civil & electrical) – if any.
- e) Considerations for any future building works related to the PV array (e.g. roof works).
- f) Warranty documentation for PV modules and inverters – to include starting date of warranty and period of warranty.
- g) Documentation on any applicable workmanship or weather-tightness warranties.

4.9 Test results and commissioning data

Copies of all test and commissioning data shall be provided. As a minimum, these shall include the results from the verification tests detailed in Clause 5 to 9 of this document (see also model forms in Annexes A to C).

5 Verification

5.1 General

Clause 5 provides the requirements for the initial and periodic verification of a grid connected PV electrical installation. It references IEC 60364-6 where appropriate and also details additional requirements or considerations.

Much of the verification of a grid connected PV system should be done with reference to IEC 60364-6, which provides the requirements for initial and periodic verification of any electrical installation.

Every installation of subsystems and components shall be verified with reference to IEC 60364-6 during erection, as far as reasonably practicable, and on completion, before being put into service by the user. Initial verification shall include comparison of the results with relevant criteria to confirm that the requirements of IEC 60364 have been met.

For an addition or alteration to an existing installation, it shall be verified that the addition or alteration complies with IEC 60364 and does not impair the safety of the existing installation.

Initial and periodic verifications shall be made by a skilled person, competent in verification.

NOTE 1 Typical verification test sheets are provided in Annexes A, B and C to this standard.

Initial verification takes place upon completion of a new installation or completion of additions or of alterations to existing installations. Periodic verification shall determine, as far as reasonably practicable, whether the installation and all its constituent equipment remain in a satisfactory condition for use.

For a PV system, the interval between verifications shall be no longer than that required by the AC electrical system that the PV system is connected to.

NOTE 2 In some countries the interval between verifications is stipulated by national regulations.

5.2 Inspection

5.2.1 General

Inspection shall precede testing and shall normally be done prior to energizing the installation. The inspection shall be done to the requirements of IEC 60364-6.

If wiring will not be readily accessible after the installation, wiring may need to be inspected prior to or during installation works.

The following items, specific to grid connected PV systems, shall be included in the inspection.

5.2.2 DC system – General

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) the DC system has been designed, specified and installed to the requirements of IEC 60364 and IEC ~~TS 62548:2013~~ 62548:2016;
- b) the maximum PV array voltage is suitable for the array location (IEC ~~TS 62548:2013~~ 62548:2016 and local codes may dictate that installations above a certain voltage may only be placed in certain locations);
- c) all system components and mounting structures have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, snow, temperature and corrosion;
- d) roof fixings and cable entries are weatherproof (where applicable).

5.2.3 DC system – Protection against electric shock

Inspection of the DC installation shall include at least verification of the measures in place for protection against electric shock:

- a) Protective measure provided by extra low voltage (SELV / PELV) – yes / no.

- b) Protection by use of class II or equivalent insulation adopted on the DC side – yes / no.
- c) PV string and array cables have been selected and erected so as to minimize the risk of earth faults and short-circuits. Typically achieved by the use of cables with protective and reinforced insulation (often termed “double insulated”) – yes / no.

5.2.4 DC system – Protection against the effects of insulation faults

Inspection of the DC installation shall include at least verification of the measures in place for protection against the effects of insulation faults, including the following:

- a) Galvanic separation in place inside the inverter or on the AC side – yes / no.
- b) Functional earthing of any DC conductor – yes / no.
Knowledge of the galvanic separation and functional earthing arrangements is necessary in order to determine if the measures in place to protect against the effects of insulation faults have been correctly specified.
- c) That a PV Array Earth Insulation Resistance detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

NOTE 1 This is typically provided within the inverter.

- d) That a PV Array Earth Residual Current Monitoring detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

NOTE 2 This is typically provided within the inverter.

5.2.5 DC system – Protection against overcurrent

Inspection of the DC installation shall include at least verification of the measures in place for protection against overcurrent in the DC circuits:

- a) For systems without string overcurrent protective device, verify that:
 - $I_{MOD_MAX_OCPR}$ (the module maximum series fuse rating) is greater than the possible reverse current;
 - string cables are sized to accommodate the maximum combined fault current from parallel strings.

NOTE See IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016 for calculation of array reverse currents.
- b) For systems with string overcurrent protective device, verify that:
 - the string overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- c) For systems with array / sub-array overcurrent protective devices, verify that:
 - the overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

The potential for the system inverter(s) to produce a DC back-feed into the PV array circuits shall also be verified. It shall be verified that any back-feed current is lower than both the module maximum fuse rating and the string cable ampere rating.

5.2.6 DC system – Earthing and bonding arrangements

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) where the PV system includes functional earthing of one of the DC conductors, the functional earth connection has been specified and installed to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;
- b) where a PV system has a direct connection to earth on the DC side, a functional earth fault interrupter is provided to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;
- c) array frame bonding arrangements have been specified and installed to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;

NOTE Local codes may require different bonding arrangements.

- d) where protective earthing and/or equipotential bonding conductors are installed, they are parallel to, and bundled with, the DC cables.

5.2.7 DC system – Protection against the effects of lightning and overvoltage

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) to minimize voltages induced by lightning, the area of all wiring loops has been kept as small as possible;
- b) measures are in place to protect long cables (e.g. screening or the use of surge protective devices, SPDs);
- c) where SPDs are fitted, they have been installed to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

5.2.8 DC system – Selection and erection of electrical equipment

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) the PV modules are rated for the maximum possible DC system voltage;
- b) all DC components are rated for continuous operation at DC and at the maximum possible DC system voltage and current as defined in IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;

NOTE Inspection of the DC system requires knowledge of the maximum system voltage and current.

- The maximum system voltage is a function of the string / array design, the open circuit voltage (V_{oc}) of the modules and a multiplier to account for temperature and irradiance variations.
- The maximum possible fault current is a function of the string / array design, the short circuit current (I_{sc}) of the modules and a multiplier to account for temperature and irradiance variations
- c) wiring systems have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, ice formation, temperature, UV and solar radiation;
- d) means of isolation and disconnection have been provided for the PV array strings and PV sub-arrays – to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;
- e) a DC switch disconnector is fitted to the DC side of the inverter to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;

NOTE ~~IEC 60364-9-1 provides four different methods for providing this switch-disconnector.~~ It is expected that the type and location of the switch disconnector be shown on the verification report

- f) if blocking diodes are fitted, their reverse voltage rating is at least $2 \times V_{oc}$ (stc) of the PV string in which they are fitted (see IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016);
- g) plug and socket connectors mated together are of the same type and from the same manufacturer and comply with the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

5.2.9 AC system

Inspection of the PV system shall include at least verification that:

- a) a means of isolating the inverter has been provided on the AC side;
- b) all isolation and switching devices have been connected such that PV installation is wired to the “load” side and the public supply to the “source” side;
- c) the inverter operational parameters have been programmed to local regulations;
- d) where an RCD is installed to the AC circuit feeding an inverter, the RCD type has been selected according to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

NOTE Some inverters require a type B RCD.

5.2.10 Labelling and identification

Inspection of the PV system shall include at least a verification that:

- a) all circuits, protective devices, switches and terminals are suitably labelled to the requirements of IEC 60364 and IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016;
- b) all DC junction boxes (PV generator and PV array boxes) carry a warning label indicating that active parts inside the boxes are fed from a PV array and may still be live after isolation from the PV inverter and public supply;
- c) means of isolation on the AC side is clearly labelled;
- d) dual supply warning labels are fitted at point of interconnection;
- e) a single line wiring diagram is displayed on site;
- f) installer details are displayed on site;
- g) shutdown procedures are displayed on site;
- h) emergency procedures are displayed on site (where relevant);
- i) all signs and labels are suitably affixed and durable.

NOTE The requirements for signs and labelling of the PV system are detailed in IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.

5.3 Testing

5.3.1 General

Testing of the electrical installation shall be done according to the requirements of IEC 60364-6.

Measuring instruments and monitoring equipment and methods shall be chosen in accordance with the relevant parts of IEC 61557 and IEC 61010. If other measuring equipment is used, it shall provide an equivalent degree of performance and safety. The test methods described in this standard are given as reference methods; other methods are not precluded, provided they give no less valid results.

Each test shall be performed as described in Clause 6 of this standard.

All tests shall be carried out where relevant and should be made in the sequence listed.

In the event of a test indicating a fault, once that fault has been rectified all previous tests shall be repeated in case the fault influenced the result of these tests.

In the event of any test indicating failure to comply with the requirements, that test and any preceding test that may have been influenced by the fault shall be repeated.

5.3.2 Test regimes and additional tests

The test regime that is applied to a solar PV system needs to be appropriate to the scale, type, location and complexity of the system in question.

This standard defines two test regimes together with a number of additional tests which can also be performed once the standard sequence is completed.

- Category 1 tests – The minimum requirement – A standard set of tests that shall be applied to all systems.
- Category 2 tests – An expanded sequence of tests that assumes all Category 1 tests have already been undertaken.
- Additional tests – Other tests that may be performed in some circumstances.

5.3.3 Test regimes for systems with module level electronics

For systems constructed using AC modules, power optimizers or with any other form of module level electronics, Table 1 shall be used to determine the correct test regime.

**Table 1 – Modifications to the test regime for systems
with module level electronics**

System	Modification to standard test regime
AC Module	No DC test or inspection works required
Micro inverter <i>No site constructed wiring is used (all connections using module and inverter leads)</i>	- Testing of DC circuits is not required - Inspection of DC works is required
Micro inverter <i>Site constructed wiring is used</i>	- Testing of DC circuits is required - Inspection of DC works is required
Module integrated electronics	- Where possible, a standard test regime to be followed - Manufacturer to be consulted to determine any restrictions to tests (e.g. insulation resistance test) - Manufacturer to be consulted on pass / fail criteria for tests (e.g. expected V_{oc})

Due to the diverse nature of the different module level electronics equipment available, it is not possible to specify what tests can be safely performed or to detail the expected results that may be expected from those tests. In all cases of systems with any form of module level electronics (such as power optimizers), the manufacturer should be consulted prior to commissioning.

NOTE Typically I-V curve testing and electroluminescence inspection are not possible for those systems. Module level data can be used to find performance problems on module level instead.

5.3.4 Category 1 test regime – All systems

A Category 1 test regime is the minimum test sequence that is expected and shall be applied to all systems irrespective of the system scale, type, location or complexity.

System testing needs to address both the AC and DC sides of the PV system. In general, AC testing should be completed prior to proceeding to DC testing.

In some circumstances, AC side testing may only be practical at a later stage in a project and may need to be scheduled after the DC testing phase. Where this is necessary, some of the DC functional tests (e.g. ensuring correct inverter operation) will need to be postponed until after the AC testing is complete.

The following test regime shall be performed on all systems:

AC side

Tests to all AC circuit(s) to the requirements of IEC 60364-6.

DC side

The following tests shall be carried out on the DC circuit(s) forming the PV array.

- Continuity of earthing and/or equipotential bonding conductors, where fitted.
- Polarity test.
- Combiner box test.
- String or HSA open circuit voltage test.
- String or HAS circuit current test (short circuit or operational).
- Functional tests.
- Insulation resistance of the DC circuits.

NOTE 1 These tests are described in detail in Clause 6.

For reasons of safety and for the prevention of damage to connected equipment, the polarity test and combiner box test must be performed before any strings are interconnected.

An I-V curve test (as described in Clause 6) is an acceptable alternative method to derive the string open circuit voltage (V_{oc}) and short circuit current (I_{sc}). Where an I-V test is performed, separate V_{oc} and I_{sc} tests are not required – provided the I-V curve test is performed at the appropriate stage in the Category 1 test sequence.

~~NOTE 2 Some systems are constructed using factory assembled string wiring harnesses, which are cable assemblies that aggregate the output of multiple PV string conductors into a single main conductor. Alternative string test requirements for systems using harnesses are under consideration.~~

5.3.5 Category 2 test regime

A Category 2 test regime includes additional tests and is intended for larger or more complex systems. All Category 1 tests shall have been undertaken and passed before commencing on the additional Category 2 tests.

In addition to the Category 1 tests, the following tests may be applied:

- a) String or HSA I-V curve test.
- b) IR inspection.

As noted in the Category 1 test description, where an I-V curve test is being performed, it provides an acceptable means to derive I_{sc} and V_{oc} .

NOTE 1 In some circumstances just one element or part of the Category 2 test regime may be chosen to be implemented. An example of this is where a client wants the performance evaluation provided by the I-V curve test to be added to the standard Category 1 test sequence.

NOTE 2 In some circumstances Category 2 tests may only be implemented on a sample portion of the system. An example of this is where a client wants I-V curve tests and/or IR inspection on a fixed proportion of the strings.

5.3.6 Additional tests

In addition to the standard suite of tests described in the Category 1 and 2 test sequences, there are also other tests that may be performed in some circumstances. These tests are likely to be implemented either due to a specific request from a client or as a means of detecting faults when other tests or operational abnormalities have suggested a problem that has not been identified by the standard tests.

a) Voltage to ground – resistive ground systems

This test is used to evaluate systems that use a high impedance (resistive) connection to ground. A procedure is described in 8.1.

b) Blocking diode test

Blocking diodes can fail in both open and short circuit states. This test is important for installations where blocking diodes are fitted. A procedure to test blocking diodes is described in 8.2.

c) Wet insulation test

A wet insulation test is primarily used as part of a fault finding exercise: where the results of a standard (nominally dry) insulation test are questionable or where insulation faults due to installation or manufacturing defects are suspected. A wet insulation test procedure is described in 8.3.

d) Shade evaluation

When inspecting a new PV system, a verification of the as-built shade conditions can be a useful record. Like the electrical measurements described in this standard, the shading evaluation provides a baseline for future comparisons as the shading environment changes. A shade record can also be useful to verify that the shading assumptions used

for system design are reflected in the as-built system. Shade records are of particular use where a project is subject to a performance guarantee or other similar performance contract. A procedure to record shade is described in 8.4.

6 Test procedures – Category 1

6.1 Continuity of protective earthing and equipotential bonding conductors

Where protective earthing and/or equipotential bonding conductors are fitted on the DC side, such as bonding of the array frame, an electrical continuity test shall be made on all such conductors. The connection to the main earthing terminal should also be verified.

6.2 Polarity test

The polarity of all DC cables shall be verified using suitable test apparatus. Once polarity is confirmed, cables shall be checked to ensure they are correctly identified and correctly connected into system devices such as switching devices or inverters.

NOTE For reasons of safety and for the prevention of damage to connected equipment, it is extremely important to perform the polarity check before other tests and before switches are closed or string overcurrent protective devices inserted. If a check is made on a previously connected system and reverse polarity of one string is found, it is then important to check modules and bypass diodes for any damage caused by this error.

6.3 PV string combiner box test

A single string connected in reverse polarity within a PV string combiner box can sometimes be easy to miss. The consequence of a reversed string, particularly on larger systems with multiple often interconnected combiner boxes, can be significant. The purpose of the combiner box test is to ensure all strings interconnected at the combiner box are connected correctly.

~~While it is possible to do a polarity test with a digital multimeter, when checking a large number of circuits, the appearance of the "-" symbol can be relatively easy to overlook. As an alternative, the following test sequence indicates a reverse connection through a substantially different voltage reading.~~

Polarity of PV strings may be tested by a digital multimeter between positive and negative, or between one of the poles and ground, and checking that all the measured values are consistently positive or negative.

Sometimes when checking a large number of circuits, the appearance of the "-" symbol can be relatively easy to overlook, so the alternative method detailed below may also be used, and should only be used where the meter being used for tests has a range of at least twice V_{OC} .

The test procedure is as follows and shall be performed before any string fuses / connectors are inserted for the first time:

- Select a volt meter with voltage range at least twice the maximum system voltage.
- Insert all negative fuses / connectors so strings share a common negative bus.
- Do not insert any positive fuses / connectors.
- Measure the open circuit voltage of the first string, positive to negative, and ensure it is an expected value.
- Leave one lead on the positive pole of the first string tested, and put the other lead on the positive pole of the next string. Because the two strings share a common negative reference, the voltage measured should be near-zero, with an acceptable tolerance range of ± 15 V.

- Continue measurements on subsequent strings, using the first positive circuit as the meter common connection.
- A reverse polarity condition will be very evident if it exists – the measured voltage will be twice the system voltage.

6.4 PV string – Open circuit voltage measurement

The purpose of the open circuit voltage (V_{oc}) measurement within the Category 1 test sequence is to check that modules strings are correctly wired, and specifically that the expected number of modules are connected in series within the string. Missing an interconnection or mistakenly interconnecting the wrong number of modules within a string is a relatively common error, particularly on larger systems, and the open circuit voltage test will rapidly identify such faults.

NOTE Voltages significantly less than the expected value may indicate one or more modules connected with the wrong polarity, one or more shorted bypass diodes or faults due to poor insulation, subsequent damage and/or water accumulation in conduits or junction boxes. High voltage readings are usually the result of wiring errors.

The open circuit voltage of each PV string should be measured using suitable measuring apparatus. This should be done before closing any switches or installing string overcurrent protective devices (where fitted).

The resulting string open circuit voltage reading shall then be assessed to ensure it matches the expected value (typically within 5 %) in one of the following ways:

- a) Compare with the expected value derived from the module datasheet or from a detailed PV model that takes into account the type and number of modules and the module cell temperature.
- b) Measure V_{oc} on a single module, then use this value to calculate the expected value for the string (most suitable where there is stable irradiance conditions).
- c) For systems with multiple identical strings and where there is stable irradiance conditions, voltages between strings can be compared.
- d) For systems with multiple identical strings and where there is non-stable irradiance conditions, voltages between strings can be compared using multiple meters, with one meter on a reference string.

6.5 PV string – Current measurement

6.5.1 General

The purpose of a PV string current measurement test is to ensure the correct operational characteristics of the system and to verify that there are no major faults within the PV array wiring. These tests are not to be taken as a measure of module / array performance.

Two tests methods are possible (short circuit test or operational test) and both will provide information on the correct functioning of the PV string. Where possible, the short circuit test is preferred as it will exclude any influence from the inverters.

NOTE An I-V curve test is also independent of the inverter and provides a good alternative means to perform this test (see 7.2).

6.5.2 PV string – Short circuit test

6.5.2.1 General

6.5.2.1.1 Overview

The short circuit current of each PV string or HSA should be measured using suitable test apparatus. The making / interruption of string or HSA short circuit currents is potentially hazardous and a suitable test procedure, such as that described below in 6.5.2.2, should be followed.

~~Measured values should be compared with the expected value. For systems with multiple identical strings and where there are stable irradiance conditions, measurements of currents in individual strings shall be compared. These values should be the same (typically within 5 % of the average string current, for stable irradiance conditions).~~

~~For nonstable irradiance conditions, the following methods may be adopted:~~

- ~~• Testing may be delayed.~~
- ~~• Tests may be done using multiple meters, with one meter on a reference string.~~
- ~~• An irradiance meter reading or visual appraisal of the sunlight conditions may be used to consider the validity of the current readings.~~

~~NOTE The use of an irradiance meter or visual appraisal of the sunlight conditions is included here solely as a means of determining if the measured current is within the band expected. As noted in the introduction to this section, the short circuit current test is intended to detect faults rather than give any indication of system performance. System performance measurements are deemed to be part of a Category 2 test regime and are best achieved by performing an I-V curve test.~~

The measured values should be compared with either the value from an adjacent identical string or from a calculated expected value.

In general, the measured value should be within $\pm 10 \%$ of the expected value. Where the difference is $> 10 \%$, a visual appraisal of the sunlight conditions may be used to consider the validity of the current readings; the string should also be investigated for any obvious issues such as shading, damage or installation defects.

NOTE The use of an irradiance meter or visual appraisal of the sunlight conditions is included herein solely as a means of determining if the measured current is within the band expected. As noted in 6.5.1, the short circuit current test is intended to detect faults rather than give any indication of system performance. System performance measurements are deemed to be part of a Category 2 test regime and are best achieved by performing an I-V curve test.

6.5.2.1.2 Comparison to calculated value

An expected value can be obtained from the module manufacturer's power curves (selecting the appropriate curve for the irradiation conditions at the time of the test); or calculated from manufacturer's data (normalizing the current at $1\,000\text{ W/m}^2$ to the measured irradiance – see also IEC 60891:2009).

The measured value should typically be within $\pm 10 \%$ of the calculated value.

6.5.2.1.3 Comparison to adjacent string

For systems with multiple identical strings (strings with same number and type of modules), measurements of currents in individual strings can be compared between each other.

Where there are stable irradiance conditions, the currents in the identical strings should be the same (typically within $\pm 10 \%$ of the average string current).

For non-stable irradiance, where the irradiance levels change rapidly due to clouds, etc., it is possible that variations between expected levels and between strings will vary more than 10% . Under such conditions, the following methods may be adopted:

- Testing may be delayed. When irradiance conditions are stable, either short circuit current testing may be performed on the strings again, or alternatively operational testing as per 6.5.3.
- Tests may be done using multiple meters, with one meter on a reference string. The two readings will be taken simultaneously, and would be expected to be within $\pm 10 \%$ of each other.

6.5.2.2 Short circuit test procedure

Ensure that all switching devices and disconnecting means are open and that all PV strings are isolated from each other.

A temporary short circuit shall be introduced into the string under test. This can be achieved by one of the following techniques:

- a) use of a test instrument with a short circuit current measurement function (e.g. a specialized PV tester);
- b) a short circuit cable temporarily connected into a load break switching device already present in the string circuit;
- c) use of a “short circuit switch test box” – a load break rated device that can be temporarily introduced into the circuit to create a switched short circuit.

The test instrument shall have a rating greater than the potential short circuit current and open circuit voltage. Where a switching device and/or short circuit conductor is used to form the short circuit, these shall be rated greater than the potential short circuit current and open circuit voltage.

The short circuit current can then be measured using a suitably rated clip-on ammeter, in-line ammeter or test instrument with a short circuit current measurement function.

The short circuit current shall then be interrupted using the load break switching device and the current checked to have gone to zero before any other connections are changed.

NOTE A “short circuit switch box” is an item of test apparatus that can be used for both short circuit tests and also array insulation tests (see 6.7).

6.5.3 PV string – Operational test

With the system switched on and in normal operation mode (inverters maximum power point tracking), the current from each PV string or HSA should be measured. This is done using a suitable clip-on ammeter placed around the string cable, or by using the ammeters/current transformers integrated into manufacturer string combiner boxes or inverters.

The measured values should be compared with either the ~~expected~~ values from an adjacent identical string as per 6.5.2.1.3 or from a calculated expected value, as per 6.5.2.1.2. ~~For systems with multiple identical strings and where there are stable irradiance conditions, measurements of currents in individual strings shall be compared. These values should be the same (typically within 5 % of the average string current for stable irradiance conditions).~~

For non-stable irradiance conditions, the following methods may be adopted:

- Testing may be delayed.
- Tests may be done using multiple meters, with one meter on a reference string.
- An irradiance meter reading may be used to adjust the current readings.
- A specialized PV test meter (with irradiance measurement) may be used.
- An I-V curve test may be performed.

NOTE I-V curve testing is described in 7.2.

6.6 Functional tests

The following functional tests shall be performed:

- a) Switchgear and other control apparatus shall be tested to ensure correct operation and that they are properly mounted and connected.

- b) All inverters forming part of the PV system shall be tested to ensure correct operation. The test procedure should be as defined by the inverter manufacturer.

Functional tests that require the AC supply to be present (e.g. inverter tests) shall only be performed once the AC side of the system has been tested.

6.7 PV array insulation resistance test

6.7.1 General

PV array DC circuits are live during daylight and, unlike a conventional AC circuit, cannot be isolated before performing this test.

Performing this test presents a potential electric shock hazard; therefore, it is important to fully understand the procedure before starting any work. The following basic safety measures should be followed:

- Limit the access to the working area.
- Do not touch and take measures to prevent any other persons touching any metallic surface when performing the insulation test.
- Do not touch and take measures to prevent any other persons from touching the back of the module/laminate or the module/laminate terminals when performing the insulation test.
- Whenever the insulation test device is energized, there is voltage on the testing area. The equipment shall have automatic auto-discharge capability.
- Appropriate personal protective clothing / equipment should be worn for the duration of the test.

Where the results of the test are questionable, or where insulation faults due to installation or manufacturing defects are suspected, a wet array insulation test may be appropriate and may help locate the location of a fault – see 8.3 for a suitable test procedure.

Where SPDs or other equipment are likely to influence the verification test, or be damaged, such equipment shall be temporarily disconnected before carrying out the insulation resistance test.

6.7.2 PV array insulation resistance test – Test method

The test should be repeated, as minimum, for each PV array or sub-array (as applicable). It is also possible to test individual strings if required.

TEST METHOD 1 – Test between array negative and earth followed by a test between array positive and earth.

TEST METHOD 2 – Test between earth and short circuited array positive and negative.

Where the structure/frame is bonded to earth, the earth connection may be to any suitable earth connection or to the array frame (where the array frame is used, ensure a good contact and that there is continuity over the whole metallic frame).

For systems where the array frame is not bonded to earth (e.g. where there is a class II installation) a commissioning engineer may choose to do two tests: i) between array cables and earth and an additional test ii) between array cables and frame.

For arrays that have no accessible conductive parts (e.g. PV roof tiles) the test shall be between array cables and the building earth.

Where test method 2 is adopted, to minimize the risk from electrical arcs, the array positive and negative cables should be short-circuited in a safe manner. Typically this would be achieved by an appropriate short-circuit switch box. Such a device incorporates a load break rated DC switch that can safely make and break the short circuit connection – after array cables have been safely connected into the device.

The test procedure should be designed to ensure the peak voltage does not exceed module, switch, surge arrester or other system component ratings.

6.7.3 PV array insulation resistance – Test procedure

6.7.3.1 General

Before commencing the test:

- limit access by non-authorized personnel;
- isolate the PV array from the inverter (typically at the array switch disconnect); and
- disconnect any piece of equipment that could have impact on the insulation measurement (i.e. overvoltage protection) in the junction or combiner boxes.

Where a short circuit switch box is being used to test to method 2, the array cables should be securely connected into the short circuit device before the short circuit switch is activated.

The insulation resistance test device shall be connected between earth and the array cable(s) or combiner bus bar – as appropriate to the test method adopted. Test leads should be made secure before carrying out the test.

Follow the insulation resistance test device instructions to ensure the test voltage is according to Table 1 and readings in megaohms.

Ensure the system is de-energized before removing test cables or touching any conductive parts.

6.7.3.2 Insulation resistance – PV arrays up to 10 kWp

For PV arrays of up to 10 kWp, the insulation resistance shall be measured with the test voltage indicated in Table 2. The result is satisfactory if each circuit has an insulation resistance not less than the appropriate value given in Table 2.

Table 2 – Minimum values of insulation resistance – PV arrays up to 10 kWp

System voltage ($V_{oc} \text{ (stc)} \times 1,25$) V	Test voltage V	Minimum insulation resistance MΩ
<120	250	0,5
120 to 500	500	1
> 500 to 1 000	1 000	1
> 1 000	1 500	1

6.7.3.3 Insulation resistance – PV arrays above 10 kWp

For PV arrays of over 10 kWp, one of the following two test methods shall be followed.

Method A

Perform the insulation resistance test on:

- individual strings; or
- combined strings, ~~where the total combined capacity is no more than 10 kWp.~~

The insulation resistance shall be measured with the test voltage indicated in Table 2. The result is satisfactory where the insulation resistance is not less than the appropriate value given in Table 2.

Method B

Method B is an alternative that allows for testing of an entire array (or sub-array) ~~even if it is larger than 10 kWp.~~ Arrays ~~larger than 10 kWp~~ (or sub-arrays) may pass the requirements of Table 2; hence Method B provides a shortcut (testing the entire array at the outset) ~~only if it fails this test should the test be performed on sub-sections as per Method A.~~ If testing fails using Method B, then testing on subsections should be performed using Method A.

The insulation resistance shall be measured with the test voltage indicated in Table 2. The result is satisfactory where the insulation resistance is not less than the appropriate value given in Table 2.

If the measurement falls below the appropriate value given in Table 2, the system should be re-tested using fewer strings in the test circuit.

7 Test procedures – Category 2

7.1 General

Category 2 tests can be implemented on all parts of a system or only upon sample portions.

NOTE It is relatively common, particularly for large systems, that some of the Category 2 tests are performed on a selected sample of the system (a fixed percentage of the strings / modules). Such a selective approach and the percentage of the system to be tested will be agreed with the client prior to commissioning.

7.2 String I-V curve measurement

7.2.1 General

A string I-V curve test can provide the following information:

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

Before undertaking an I-V curve test, the I-V curve test device shall be checked to ensure it is suitably rated for the voltage and current of the circuit under test.

7.2.2 I-V curve measurement of V_{oc} and I_{sc}

An I-V curve test is an acceptable alternative method to derive the string open circuit voltage (V_{oc}) and short circuit current (I_{sc}). Where an I-V curve test is performed, separate V_{oc} and I_{sc} tests are not required – provided the I-V curve test is performed at the appropriate stage in the Category 1 test sequence.

The string or HSA under test should be isolated and connected to the I-V curve test device. If the purpose of the I-V curve test is solely to derive values for V_{oc} and I_{sc} , then there is no requirement to measure irradiance (or cell temperature).

7.2.3 I-V curve measurement – Array performance check

Given suitable irradiance conditions, an I-V curve test provides a means to measure that the performance of a PV array is meeting the rated (nameplate) performance.

PV string or HSA and array performance measurements shall be performed at stable irradiance conditions of at least 400 W/m² as measured in the plane of the array.

NOTE 1 Poor results may be expected where measurements are taken in low irradiance or where the angle of incidence is too oblique. For an assessment of a PV system's performance, see IEC TS 61724-2:2016.

NOTE 2 The maximum power current and voltage of a PV string or HSA are directly affected by irradiance and temperature, and are indirectly affected by any changes in the shape of the I-V curve. In general, I-V curve shape varies slightly with irradiance, and below a critical level of irradiance the curve shape changes dramatically. The details of the variation depend on the PV technology and the extent to which module performance has been degraded over time. Changes in the shape of the curve can cause errors in evaluating array performance, regardless of the method used to characterize string performance (I-V curve tracing or separate current and voltage measurements).

The procedure for undertaking the I-V curve test is as follows:

- Ensure system is shutdown and that no current is flowing.
- The ~~string~~ circuit(s) under test should be isolated and connected to the I-V curve test device.
- The test instrument should be programmed with the characteristics, type and quantity of modules under test.
- The irradiance meter associated with the I-V curve tester should be mounted such that it matches the plane of the array and checked to ensure it is not subject to any localized shade or reflected light (albedo). Where a reference cell device is used, this shall be checked to ensure it is of the same cell technology as the array under test, or suitably corrected for the difference in technologies.
- Where the I-V curve tester uses a cell temperature probe, this shall be in firm contact with the rear of the module and in the centre of a cell towards the centre of a module. Where temperature corrections are calculated by the I-V curve test device, a check shall be undertaken to ensure that the correct module characteristics are inputted onto the device and that the string V_{oc} value is within the range expected.

NOTE 3 A check of V_{oc} is performed to ensure that the string is not missing a module and, to the extent possible, that it has no shorted bypass diodes. Either condition would cause an error in the calculation of temperature from the measured V_{oc} .

- Prior to commencing the test, the irradiance levels shall be checked to ensure they are greater than 400 W/m² in the plane of the array.

On completion of the test, the measured maximum power value should be compared to the rated (nameplate) value of the array under test. The measured value should lie within the stated power tolerance for the modules under test (together with an allowance for the accuracy of the I-V curve test equipment).

7.2.4 I-V curve measurement – Identification of module / array defects or shading issues

The shape of an I-V curve can provide valuable information on the array under test. Defects including the following may be identified:

- Damaged cells / modules.
- Short circuited bypass diodes.

- Local shading.
- Module mismatch.
- The presence of shunt resistance in cells / modules / arrays.
- Excessive series resistance.

If the goal of the I-V curve measurement is to verify that there are no steps or notches of the type caused by mismatch effects, the measurement may be conducted at lower irradiance and greater incident angles than required for performance testing.

For most shape tests, irradiance values should be greater than 100 W/m². However, useful data may also be obtained at lower irradiance levels. Where shape defects are spotted at irradiance levels of less than 100 W/m², while it may merit investigation of the potential fault, the test should also be repeated at a time when values over 100 W/m² are present.

On recording an I-V curve, the shape shall be studied for any deviation from the predicted curve. Deviations to I-V curves demand particular attention as they can signal otherwise undetected and significant faults within the PV array. Information on interpreting deviations to an I-V curve is contained in Annex D.

For systems with multiple identical strings and where there are stable irradiance conditions, curves from individual strings shall be compared (overlaid). Curves should be the same (typically within ~~5~~ 10 % between maximum and minimum values for stable irradiance and temperature conditions).

NOTE Accuracy of measuring equipment, variations in test conditions and module power tolerance are of importance when assessing deviations.

If the irradiance conditions are not stable, visual comparison may be aided by translating the curves to a common irradiance and temperature (eg to Standard Test Conditions, STC) before overlaying.

7.3 PV array infrared camera inspection procedure

7.3.1 General

The purpose of an infrared (IR) camera inspection is to detect unusual temperature variations in operating PV modules in the field. Such temperature variations may indicate problems within the modules and/or array, such as reverse-bias cells, bypass diode failure, solder bond failure, poor connections and other conditions that lead to localized high temperature operation.

NOTE 1 As well as forming part of an initial or periodic verification process, an IR test may also be used to troubleshoot suspected problems in a module, string or array.

NOTE 2 See also IEC TS 62446-3:2017.

7.3.2 IR test procedure

For an IR camera inspection, the array should be in the normal operating mode (inverters maximum power point tracking). Irradiance in the plane of the array should be greater than 400 W/m² and sky conditions should be stable. Ideally, irradiance should be relatively constant and more than 600 W/m² in the plane of the array to ensure that there will be sufficient current to cause discernible temperature differences.

Depending on the module construction and mounting configuration, determine which side of the module produces the most discernible thermal image (the procedure may need to be repeated for each side).

Scan each module in the array or sub-array in question, paying particular attention to the blocking diodes, junction boxes, electrical connections, or any specifically identified array problem that exhibits a discernible temperature difference from its immediate surroundings.

When scanning from the front of an array, the camera and operator shall not cast shadows on the area under investigation.

NOTE Viewing the array from the rear will minimize interference from light reflected from the module glass, but viewing from the front usually provides easily discernible images due to the thermal conductivity of glass.

7.3.3 Interpreting IR test results

7.3.3.1 General

7.3.3.2 to 7.3.3.5 describe typical issues that may be identified during an IR test.

7.3.3.2 IR test results – General

This test is primarily looking for anomalous temperature variations in the array. Normal temperature variations due to mounting points, adhesive stickers, and other items should be identified only in order to avoid recording these normal temperature variations.

On a daily basis, the average temperature of a PV array will vary quite dramatically, so an absolute temperature standard for identifying anomalies is not particularly useful. The temperature difference between the hot spot and the normally operating array is most important. It should be noted that array temperature is a function of irradiance, wind speed, and ambient temperature, which vary significantly throughout the daylight hours.

Document areas of temperature extremes by clearly marking their location on the suspect components themselves, or on the array / string layout drawings. Investigate each thermal anomaly to determine what the cause(s) might be. Use visual inspection and electrical (string and module level) tests to investigate. In some cases an I-V curve of one or more modules with a thermal anomaly compared to the I-V curve of a module without any thermal anomalies may prove a useful tool.

With a wide-angle IR camera, it may be possible to detect modules and strings that are not generating or not connected, as their overall temperature will be noticeably different to that of the neighbouring modules.

In some circumstances repeating a scan with the array segment open circuited may be informative. Allow at least 15 minutes after open circuiting the array for thermal equilibration. Module strings whose IR image does not change may not be producing current under load conditions.

7.3.3.3 IR test results – Module hotspots

Module temperature should be relatively uniform, with no areas of significant temperature difference. However, it is to be expected that the module will be hotter around the junction box compared to the rest as the heat is not conducted as well to the surrounding environment. It is also normal for the PV modules to see a temperature gradient at the edges, labels, periphery and supports.

A hot spot elsewhere in a module usually indicates an electrical problem, possibly series resistance, shunt resistance or cell mismatch. In any case, investigate the performance of all modules that show significant hot spot(s). Visual inspection may show signs of overheating, for example a brown or discoloured area.

7.3.3.4 IR test results – Bypass diodes

If any bypass diodes are hot (on), check the array to look for obvious reasons like shadowing or debris on the module protected by the diode. If there is no obvious cause, suspect a bad module.

7.3.3.5 IR test results – Cable connections

The connections in the wires between modules should not be significantly hotter than the wire itself. If the connections are hotter, check to see if the connection has come loose or is corroded.

8 Test procedures – Additional tests

8.1 Voltage to ground – Resistive ground systems

This test is used to evaluate systems that use a high impedance (resistive) connection to ground. Specific test procedures are provided by the module manufacturers who require resistive ground systems for their modules.

The test shall be performed to the specific requirements of the module manufacturer, to verify that the resistance in place is the correct value and is maintaining the DC system at acceptable voltages relative to ground, or within acceptable ranges of leakage current.

8.2 Blocking diode test

Blocking diodes can fail in both open and short circuit states. This test is important for installations where blocking diodes are fitted.

All diodes shall be inspected to ensure that they are correctly connected (polarity correct) and that there is no evidence of overheating or carbonization.

In normal operating mode, the voltage across the blocking diode (V_{BD}) shall be measured.

- Pass criterion: V_{BD} between 0,5 V and 1,65 V.

Where the voltage is outside this range, the system shall be further investigated to determine if the diode failure is an isolated incident or the result of another system fault.

8.3 PV array – Wet insulation resistance test

8.3.1 General

The wet insulation resistance test is primarily of use as part of a fault finding exercise.

The wet insulation resistance test evaluates the PV array's electrical insulation under wet operating conditions. This test simulates rain or dew on the array and its wiring and verifies that moisture will not enter active portions of the array's electrical circuitry where it may enhance corrosion, cause ground faults, or pose an electrical safety hazard to personnel or equipment.

This test is especially effective for finding above ground defects such as wiring damage, inadequately secured junction box covers, and other similar installation issues. It also may be used to detect manufacturing and design flaws including polymer substrate punctures, cracked junction boxes, inadequately sealed diode cases, and improper (indoor rated) connectors.

A wet insulation test would typically be implemented when the results of a (nominally) dry test are questionable, or where insulation faults due to installation or manufacturing defects are suspected.

The test can be applied to a whole array or on larger systems to selected parts (to specific components or sub-sections of the array). Where only parts of the array are being tested, these are typically selected due to a known or suspected problem identified during other tests. In some circumstances, the wet insulation test may be requested on a sample proportion of the array.

8.3.2 Wet insulation test procedure

The procedure to be followed is to be the same as that described in the standard insulation test but with an additional initial step of wetting the array.

Prior to test, the section of the array under test should be thoroughly wetted with a mixture of water and surfactant. The mixture should be sprayed onto all parts of the array under test. Prior to testing, the area of the array under test should be checked to ensure that all parts are wetted, including the front, rear and edges of modules, together with all junction boxes and cables.

Performing this test presents a potential electric shock hazard and the safety preparations described for a standard insulation test should be followed. The selection of personal protective equipment to be worn during the test should consider the wet environment that the test will be performed under.

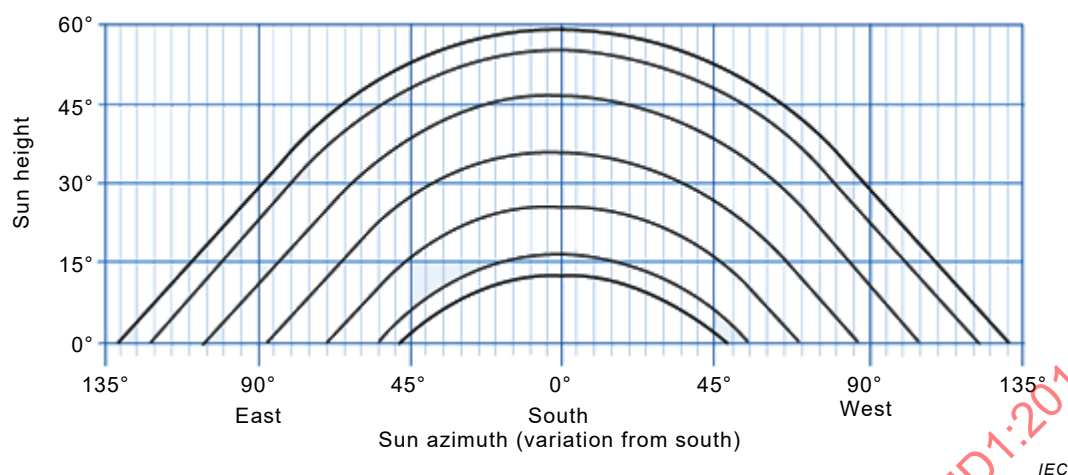
A minimum of two people are recommended to perform this test (as wetness dries up quickly in the field resulting in large variation of results) – one person to conduct the measurement immediately after the second person has completed wetting the area of concern and has given the approval to test.

8.4 Shade evaluation

The purpose of performing a shade evaluation is to record the shade and horizon conditions present at the time – to provide a baseline for future comparisons.

For small systems, the shade record should be taken as close a practical to the centre of the array. For larger systems, for systems with multiple sub-arrays or complex shading, a series of shade measurements may be required.

A number of means exist to measure and record shade. One suitable method is to record the shade scene on a sunpath diagram as shown in Figure 1.



NOTE This is an example sun-path diagram only (sun-path charts vary depending on site latitude).

Figure 1 – Example sun-path diagram

In all cases the shade record shall:

- Record the location that the shade record was taken from.
- Show South or North (as appropriate).
- Be scaled so as to show the elevation (height) of any shade object.

NOTE A description of any shading features that are likely to be an issue in the future can also be a useful record. These include construction projects underway or planned, and any vegetation likely to grow to the point of obstructing part of the array.

9 Verification reports

9.1 General

Upon completion of the verification process, a report shall be provided. This report shall include the following information:

- Summary information describing the system (name, address, etc.).
- A list of the circuits that have been inspected and tested.
- A record of the inspection.
- A record of the test results for each circuit tested.
- Interval until next verification.
- Signature of the person(s) undertaking the verification.

Model verification reports are shown in Annexes A, B and C to this standard.

NOTE In some countries the interval between verifications is stipulated by national regulations.

9.2 Initial verification

Verification of a new installation shall be performed to the requirements of Clause 5 of this standard. The initial verification report shall include additional information regarding the person(s) responsible for the design, construction and verification of the system – and the extent of their respective responsibilities.

The initial verification report shall make a recommendation for the interval between periodic inspections. This shall be determined having regard to the type of installation and equipment,

its use and operation, the frequency and quality of maintenance and the external influences to which it may be subjected.

9.3 Periodic verification

Periodic verification of an existing installation shall be performed to the requirements of Clause 5 of this standard. Where appropriate, the results and recommendations of previous periodic verifications shall be taken into account.

A periodic verification report shall be provided and include a list of any faults and recommendations for repairs or improvements (such as upgrading a system to meet current standards).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

Annex A (informative)

Model verification certificate

PV system verification certificate	☐ Initial verification ☐ Periodic verification
---	---

Client		Description of installation	
Installation address		Rated power – kW DC	
		Location	
Test date		Circuits tested	

Contractor's name and address		IEC 60364-6 inspection report reference:	
		IEC 60364-6 test report reference:	
		PV array inspection report reference:	
		PV array test report reference:	

DESIGN, CONSTRUCTION, INSPECTION AND TESTING		
I/we being the person(s) responsible for the design, construction, inspection and testing of the electrical installation (as indicated by the signature(s) below), particulars of which are described above, having exercised reasonable skill and care when carrying out the design, construction, inspection and testing, hereby certify that the said work for which I/we have been responsible is, to the best of my/our knowledge and belief, in accordance with		
Signature(s): Name(s): Date: (The extent of liability of the signatory(s) is limited to the work described above)	Next inspection recommended after not more than: 	
COMMENTS:		

Annex B (informative)

Model inspection report

PV system inspection report	☐ Initial verification ☐ Periodic verification
Installation address	Reference
	Date
Circuits inspected	Inspector

General

The entire system has been inspected to the requirements of IEC 60364-6 and an inspection report to meet the requirements of IEC 60364-6 is attached.

DC system – General

- ☐ The DC system has been designed, specified and installed to the requirements of IEC 60364 and IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- ☐ The maximum PV array voltage is suitable for the array location.
- ☐ All system components and mounting structures have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, snow, temperature and corrosion.
- ☐ Roof fixings and cable entries are weatherproof (where applicable).

DC system – Protection against electric shock

- ☐ Protective measure provided by extra low voltage (SELV / PELV) – yes / no.
- ☐ Protection by use of class II or equivalent insulation adopted on the DC side – yes / no.
- ☐ PV string and array cables have been selected and erected so as to minimize the risk of earth faults and short-circuits. Typically achieved by the use of cables with protective and reinforced insulation (often termed “double insulated”) – yes / no.

DC system – Protection against the effects of insulation faults

- ☐ Galvanic separation in place inside the inverter or on the AC side – yes / no.
- ☐ Functional earthing of any DC conductor – yes / no.
- ☐ PV Array Earth Insulation Resistance detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- ☐ PV Array Earth Residual Current Monitoring detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

DC system – Protection against overcurrent

- ☐ For systems without string overcurrent protective device:
 - $I_{MOD_MAX_OCPR}$ (the module maximum series fuse rating) is greater than the possible reverse current;

- string cables are sized to accommodate the maximum combined fault current from parallel strings.
- For systems with string overcurrent protective device:
 - string overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- For systems with array / sub-array overcurrent protective devices:
 - overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- For systems where the inverter(s) can produce a DC back-feed into the PV array circuits:
 - any back-feed current is lower than both the module maximum fuse rating and the string cable ampere rating.

DC system – Earthing and bonding arrangements

- Where the PV system includes functional earthing of one of the DC conductors:
 - the functional earth connection has been specified and installed to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Where a PV system has a direct connection to earth on the DC side:
 - a functional earth fault interrupter is provided to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Array frame bonding arrangements have been specified and installed to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Where protective earthing and/or equipotential bonding conductors are installed:
 - they are parallel to, and bundled with, the DC cables.

DC system – Protection against the effects of lightning and overvoltage

- To minimize voltages induced by lightning, the area of all wiring loops has been kept as small as possible.
- Measures are in place to protect long cables (e.g. screening or the use of SPDs).
- Where SPDs are fitted, they have been installed to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

DC system – Selection and erection of electrical equipment

- The PV modules are rated for the maximum possible DC system voltage.
- All DC components are rated for continuous operation at DC and at the maximum possible DC system voltage and current as defined in IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Wiring systems have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, ice formation, temperature, UV and solar radiation.
- Means of isolation and disconnection have been provided for the PV array strings and PV sub-arrays – to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- A DC switch disconnecter is fitted to the DC side of the inverter to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- If blocking diodes are fitted, their reverse voltage rating is at least $2 \times V_{oc}$ (stc) of the PV string in which they are fitted (see IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016).
- Plug and socket connectors mated together are of the same type and from the same manufacturer and comply with the requirements of IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

AC system

- A means of isolating the inverter has been provided on the AC side.

- ☐ All isolation and switching devices have been connected such that PV installation is wired to the “load” side and the public supply to the “source” side.
- ☐ The inverter operational parameters have been programmed to local regulations.
- ☐ Where an RCD is installed to the AC circuit feeding an inverter, the RCD type has been verified to ensure it has been selected according to the requirements of IEC ~~TS~~ 62548: ~~2013~~ 2016.

Labelling and identification

- ☐ All circuits, protective devices, switches and terminals suitably labelled to the requirements of IEC 60364 and IEC ~~TS~~ 62548: ~~2013~~ 2016.
- ☐ All DC junction boxes (PV generator and PV array boxes) carry a warning label indicating that active parts inside the boxes are fed from a PV array and may still be live after isolation from the PV inverter and public supply.
- ☐ Means of isolation on the AC side is clearly labelled.
- ☐ Dual supply warning labels are fitted at point of interconnection.
- ☐ A single line wiring diagram is displayed on site.
- ☐ Installer details are displayed on site.
- ☐ Shutdown procedures are displayed on site.
- ☐ Emergency procedures are displayed on site (where relevant).
- ☐ All signs and labels are suitably affixed and durable.

Annex C (informative)

Model PV array test report

PV array test report	☐ Initial verification ☐ Periodic verification
-----------------------------	---

Installation address	Reference
	Date
Description of work under test	Inspector
	Test instruments

String	String reference	1	2	3	4		n
	Module						
	Quantity						
Array parameters (as specified)	V_{oc} (stc)						
	I_{sc} (stc)						
String overcurrent protective device	Type						
	Rating (A)						
	DC rating (V)						
	Capacity (kA)						
String Wiring	Type						
	Phase (mm ²)						
	Earth (mm ²)						
String test	V_{oc} (V)						
	I_{sc} (A)						
	Irradiance						
Polarity check							
Array insulation resistance	Test voltage (V)						
	Pos – Earth (MΩ)						
	Neg – Earth (MΩ)						
Earth continuity (where fitted)							
Array isolator	Rating (A)						
	Rating (V)						
	Location						
	Functional check						
Inverter	Make and model						
	Serial number						
	Functioning OK						

Comments

Annex D informative)

Interpreting I-V curve shapes

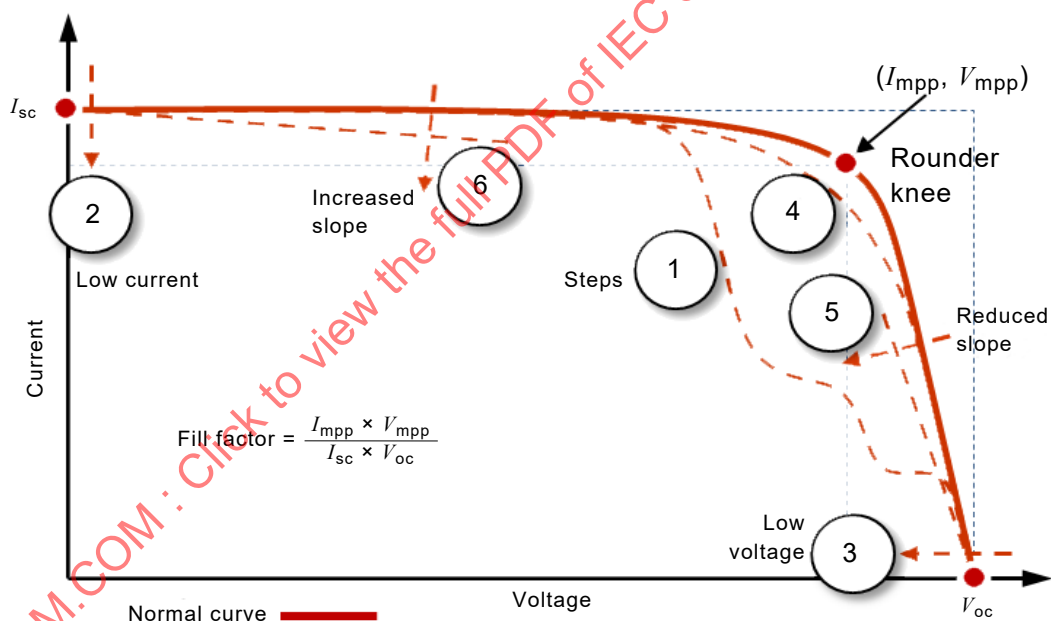
D.1 General

A normal I-V curve has a smooth shape with three distinct parts:

- a “horizontal leg” (slightly sloping down);
- a “downward leg” (approaching vertical);
- a bend or “knee” in the curve between these two regions.

In a normal curve, these three parts are smooth and continuous. The slopes and the shape of the knee depend on cell technology and manufacture. Crystalline silicon cells have sharper knees; thin film modules usually have rounder gradual knees.

A number of factors can influence the shape of an I-V curve. Figure D.1 illustrates the main types of deviation that may be present. These shape variations may be present individually or in combination.



NOTE The numbers 1 to 6 indicate curve shape variations that are described in D.2 to D.7.

Figure D.1 – I-V curve shapes

Small deviations between the measured and predicted I-V curves are to be expected, given the normal uncertainties associated with the measurement of irradiance, temperature and voltage. Small variations between PV modules, even of a given manufacturer and model, will also have an effect. Shading and soiling will also impact the shape of the curve.

When deviations are seen, a check should first be made to ensure that difference in shape between the measured curve and that predicted is not due to measurement errors, instrument set-up problems or due to an incorrectly entered module / string data.

D.2 Variation 1 – Steps or notches in curve

Steps or notches in the I-V curve are indications of mismatch between different areas of the array or module under test. The deviation in the curve indicates that bypass diodes are activating and some current is being bypassed around the internal cell string protected by the diode (string unable to pass the same current of other strings). This can be due to a number of factors including the following:

- Array or module is partially shaded.
- Array or module is partially soiled or otherwise obscured (snow, etc.).
- Damaged PV cell / module.
- Shorted circuited bypass diode.

NOTE Partial shading of even just one cell in a module can cause the associated bypass diode to turn on and cause a notch in the curve.

D.3 Variation 2 – Low current

A number of factors can be responsible for a variation between the expected current and the measured current. These are summarized below.

Array causes:

- Uniform soiling.
- Strip shade (modules in portrait orientation).
- Dirt dam (modules in portrait orientation).
- PV modules are degraded.

NOTE Strip shade and dirt dam effects have an effect similar to uniform soiling, because they reduce the current of all cell groups by approximately the same amount.

Modelling causes:

- PV module data incorrectly entered.
- Number of parallel strings incorrectly entered.

Measurement causes:

- Irradiance sensor calibration or measurement problem.
- Irradiance sensor not mounted in the plane of the array.
- Irradiance changed between irradiance and I-V curve measurements.
- Albedo effects cause irradiance sensor to record overly high irradiance.
- Irradiance is too low or sun is too close to the horizon.

NOTE While the variation shown on the diagram above is a current lower than expected, it is also possible to find that the measured value is above that predicted by the model I-V curve.

D.4 Variation 3 – Low voltage

Potential causes for a variation in voltage include the following.

Array causes:

- Conducting or shorted bypass diodes.
- Wrong number of modules in PV string.

- Potential Induced Degradation (PID).
- Significant and uniform shading to whole cell / module / string.

Modelling causes:

- PV module data incorrectly entered.
- Number of modules in string incorrectly entered.

Measurement causes:

- PV cell temperature different to measured value.

As cell temperature affects the voltage from the PV module, a disparity between the actual cell temperature and that measured (or assumed) by the I-V curve tracer will cause this shape defect. In such cases a check of the cell temperature measurement method should be instigated before proceeding (e.g. checking a temperature sensor is still attached to the module).

A group of strings measured in close succession will often exhibit slightly different amounts of deviation compared with the predictions of the PV model. This is to be expected given that the temperature is usually sensed at a single module and the temperature profile of the array is non-uniform and varying with time. However, if a single string shows substantially more deviation than the others, this is an issue, particularly if the deviation corresponds to module V_{oc}/N where the modules have N bypass diodes

NOTE While the variation shown on the diagram above is a voltage lower than expected, it is also possible to find that measured value is above that predicted by the model I-V curve.

D.5 Variation 4 – Rounder knee

Rounding of the knee of the I-V curve can be a manifestation of the aging process. Before concluding that this is the case, check the slopes of the horizontal and vertical legs of the I-V curve. If they have changed, it can produce a visually similar effect in the shape of the knee.

D.6 Variation 5 – Shallower slope in vertical leg

The slope of the latter portion of the I-V curve between the maximum power point (V_{mpp}) and V_{oc} is influenced by the series resistance to the circuit under test. An increased resistance will reduce the steepness of the slope in this portion of the curve.

Potential causes of increased series resistance include:

- PV wiring damage or faults (or cables insufficiently sized).
- Faults at module or array interconnects (poor connections).
- Increased module series resistance.

When testing arrays with long cable runs, the resistance of these cables will influence the curve shape and can have an impact on the curve as described here. If this is suspected, either the model can be adjusted to allow for these cables; or the test can be repeated closer to the array (bypassing the long cables).

Where this error is noticed on a curve, special attention should be paid to the quality of the wiring and interconnections within the solar circuit. This error can indicate a significant wiring fault or subsequent damage or corrosion affecting the array circuit.

Increased module series resistance can be due to high resistance faults within cell interconnects or within the module junction box – due to degradation, corrosion or manufacturing error.

An IR scan, as described in the Category 2 test sequence, can be a useful tool to identify high resistance faults.

D.7 Variation 6 – Steeper slope in horizontal leg

A variation in slope in the upper portion of the I-V curve is likely due to:

- Shunt paths in PV cells.
- Module I_{sc} mismatch.
- Tapered shade or soiling (e.g. dirt dams).

Shunt current is any current that bypasses the solar cell – usually due to localized defects in either cell or cell interconnects. Shunt currents can lead to localized hot spots which may also be identified through IR testing.

Differences in I_{sc} between modules in a string can be due to manufacturing discrepancies. If the mismatch is small and randomly distributed across the string, steps or notches may not be present.

While more significant shading will cause steps or notches in the I-V curve, minor shade on some modules in a string or some tapered shade patterns can cause this effect.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	47
INTRODUCTION.....	49
1 Domaine d'application.....	50
2 Références normatives	50
3 Termes et définitions	51
4 Exigences relatives à la documentation du système	53
4.1 Généralités	53
4.2 Données système.....	53
4.2.1 Informations système de base	53
4.2.2 Informations pour le concepteur système.....	53
4.2.3 Informations pour l'installateur système	53
4.3 Schéma de câblage.....	54
4.3.1 Généralités	54
4.3.2 Panneau – Spécifications générales	54
4.3.3 Informations sur les chaînes PV	54
4.3.4 Détails électriques du panneau.....	54
4.3.5 Réseau à courant alternatif	55
4.3.6 Mise à la terre et protection contre les surtensions	55
4.4 Disposition des chaînes.....	55
4.5 Fiches techniques	55
4.6 Informations sur la conception mécanique	55
4.7 Systèmes d'urgence	55
4.8 Informations sur le fonctionnement et la maintenance	55
4.9 Résultats d'essai et données de mise en service	56
5 Vérification	56
5.1 Généralités	56
5.2 Examen	57
5.2.1 Généralités	57
5.2.2 Réseau à courant continu – Généralités	57
5.2.3 Réseau à courant continu – Protection contre les chocs électriques	57
5.2.4 Réseau à courant continu – Protection contre les effets des défauts d'isolement	57
5.2.5 Réseau à courant continu – Protection contre les surintensités	58
5.2.6 Réseau à courant continu – Disposition des mises à la terre et des liaisons	58
5.2.7 Réseau à courant continu – Protection contre les effets de la foudre et des surtensions.....	58
5.2.8 Réseau à courant continu – Choix et mise en œuvre des équipements électriques	59
5.2.9 Réseau à courant alternatif	59
5.2.10 Étiquetage et identification	60
5.3 Essais.....	60
5.3.1 Généralités	60
5.3.2 Programmes d'essai et essais additionnels.....	60
5.3.3 Programmes d'essai pour les systèmes avec électronique de niveau du module	61
5.3.4 Programme d'essai de catégorie 1 – Tous les systèmes.....	61

5.3.5	Programme d'essai de catégorie 2.....	62
5.3.6	Essais supplémentaires.....	63
6	Procédures d'essai – Catégorie 1.....	63
6.1	Continuité des conducteurs de mise à la terre de protection et de liaison équipotentielle	63
6.2	Essai de polarité	63
6.3	Essai des boîtes de combinaison de chaîne PV	64
6.4	Chaîne PV – Mesure de la tension en circuit ouvert	64
6.5	Chaîne PV – Mesure du courant	65
6.5.1	Généralités	65
6.5.2	Chaîne PV – Essai de court-circuit	65
6.5.3	Chaîne PV – Essais opérationnels.....	67
6.6	Essais de fonctionnement.....	67
6.7	Essai de résistance d'isolement des panneaux PV	68
6.7.1	Généralités	68
6.7.2	Essai de résistance d'isolement des panneaux PV – Méthode d'essai	68
6.7.3	Résistance d'isolement des panneaux PV – Méthode d'essai	69
7	Procédures d'essai – Catégorie 2.....	71
7.1	Généralités	71
7.2	Mesure de courbe I-V de chaîne	71
7.2.1	General	71
7.2.2	Mesure de courbe I-V de V_{oc} et I_{sc}	71
7.2.3	Mesure de courbe I-V – Performance du panneau.....	71
7.2.4	Mesure de courbe I-V – Identification des défauts ou des problèmes d'ombrage des modules/panneaux	72
7.3	Procédure d'examen du panneau PV par caméra infrarouge	73
7.3.1	General	73
7.3.2	Procédure d'essai IR	73
7.3.3	Interprétation des résultats d'essai IR.....	74
8	Procédures d'essai – Essais additionnels	75
8.1	Tension par rapport au sol – Systèmes de terre résistive	75
8.2	Essai des diodes de blocage	75
8.3	Panneau PV – Essai de résistance d'isolement humide	75
8.3.1	General	75
8.3.2	Procédure d'essai d'isolement humide	76
8.4	Évaluation de l'ombre	76
9	Rapports de vérification	77
9.1	Généralités	77
9.2	Vérification initiale.....	77
9.3	Vérification périodique.....	78
Annexe A (informative)	Certificat de vérification modèle	79
Annexe B (informative)	Rapport d'examen modèle	80
Annexe C (informative)	Rapport d'essai du panneau PV modèle	83
Annexe D (informative)	Interprétation des formes de courbe I-V.....	84
D.1	Généralités	84
D.2	Variation 1 – Marches ou encoches dans la courbe	85
D.3	Variation 2 – Faible courant.....	85
D.4	Variation 3 – Basse tension	86

D.5	Variation 4 – Genou plus arrondi	86
D.6	Variation 5 – Pente plus douce dans la jambe verticale	86
D.7	Variation 6 – Pente plus raide dans la jambe horizontale.....	87

Figure 1 – Exemple de schéma de trajet solaire.....	77
---	----

Figure D.1 – Formes de courbe I-V.....	84
--	----

Tableau 1 – Modifications au programme d'essai pour les systèmes avec électronique de niveau du module.....	61
---	----

Tableau 2 – Valeurs minimales de la résistance d'isolement – Panneaux PV jusqu'à 10 kWp.....	70
--	----

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

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.

DÉGAGEMENT DE RESPONSABILITÉ

Cette version consolidée n'est pas une Norme IEC officielle, elle a été préparée par commodité pour l'utilisateur. Seules les versions courantes de cette norme et de son(s) amendement(s) doivent être considérées comme les documents officiels.

Cette version consolidée de l'IEC 62446-1 porte le numéro d'édition 1.1. Elle comprend la première édition (2016-01) [documents 82/1036/FDIS et 82/1056A/RVD] et son amendement 1 (2018-08) [documents 82/1415/FDIS et 82/1426/RVD]. Le contenu technique est identique à celui de l'édition de base et à son amendement.

Dans cette version Redline, une ligne verticale dans la marge indique où le contenu technique est modifié par l'amendement 1. Les ajouts sont en vert, les suppressions sont en rouge, barrées. Une version Finale avec toutes les modifications acceptées est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 62446-1 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Cette première édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut la modification technique majeure suivante par rapport à l'IEC 62446:2009:

- le domaine d'application a été étendu pour inclure une gamme plus vaste d'essais de système et de programmes d'examen permettant d'englober des systèmes PV plus importants et plus complexes.

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.

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de son amendement 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. A cette date, la publication sera

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

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

Les systèmes PV connectés au réseau sont destinés à avoir une durée de vie de plusieurs décennies, avec des opérations de maintenance et des modifications éventuelles à un moment donné au cours de cette période. Les constructions ou les travaux d'électricité au voisinage du panneau PV font partie des événements très probables, par exemple des travaux sur les toits à proximité du panneau ou des modifications (structurelles ou électriques) au niveau d'un logement qui comporte un système PV. Les propriétaires d'un système peuvent également changer dans le temps, en particulier avec les systèmes installés sur des bâtiments. Seul le fait de fournir une documentation appropriée dès le départ peut assurer la performance et la sécurité à long terme du système PV et des travaux effectués sur le système PV ou à proximité de celui-ci.

La présente partie de l'IEC 62446 est divisée en deux sections:

- **Exigences relatives à la documentation du système** – Cette section détaille les informations devant être contenues dans la documentation fournie au client à la suite de l'installation d'un système PV connecté au réseau.
- **Vérification** – Cette section fournit les informations qui devraient être fournies à la suite d'une vérification initiale (ou périodique) d'un système installé. Elle inclut des exigences pour l'examen et les essais.

La présente partie de l'IEC 62446 référence l'IEC TS 62548:2013 qui est en cours de conversion en Norme internationale. Il est envisagé de commencer le travail sur la deuxième édition de l'IEC 62446-1 une fois l'IEC 62548 terminée.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

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

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62446 définit les informations et la documentation exigées devant être remises à un client à la suite de l'installation d'un système PV connecté au réseau. Elle décrit également les exigences des essais de mise en service, des critères d'examen et de la documentation prévus pour vérifier la sécurité d'installation et le fonctionnement correct du système. Elle peut également être utilisée pour de nouveaux essais périodiques.

La présente partie de l'IEC 62446 ne concerne que les systèmes PV connectés au réseau qui n'utilisent pas le stockage de l'énergie (par exemple les batteries) ou les systèmes hybrides.

La présente partie de l'IEC 62446 est utilisée par des concepteurs et installateurs de systèmes PV solaires connectés au réseau, en tant que modèle pour une documentation efficace destinée à un client. En détaillant les essais de mise en service et critères d'examen prévus, elle est également destinée à aider à la vérification/l'examen d'un système PV connecté au réseau, après installation et en vue, ultérieurement, d'un nouvel examen, d'opérations de maintenance ou de modifications.

La présente partie de l'IEC 62446 définit les différents programmes d'essai attendus pour les différents types de systèmes PV, afin de s'assurer que le programme d'essai qui est appliqué à un système PV solaire est adapté à l'échelle, au type et à la complexité du système en question.

NOTE La présente partie de l'IEC 62446 ne concerne pas les systèmes CPV (PV à concentration), mais de nombreuses parties peuvent s'appliquer.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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).

IEC 60364-6, *Installations électriques à basse tension – Partie 6: Vérification*

~~IEC TS 62548:2013, *Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements* (disponible en anglais seulement)~~

IEC 62548:2016, *Groupes photovoltaïques (PV) – Exigences de conception*

NOTE Dans quelques pays la norme IEC 60364-7-712 est préférée par rapport à l'IEC 62548. Les deux normes fournissent des résultats similaires.

IEC 61730 (toutes les parties), *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)*

IEC 61557 (toutes les parties), *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection*

IEC 61010 (toutes les parties), *Règles de sécurité pour appareils électriques de mesurage, de régulation et de laboratoire*

IEC 60891:2009, *Dispositifs photovoltaïques – Procédures pour les corrections en fonction de la température et de l'éclairement à appliquer aux caractéristiques I-V mesurées*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

3.1

module CA

module PV doté d'un onduleur intégré dans lequel les bornes électriques sont uniquement en courant alternatif

3.2

type de câble

description d'un câble permettant d'en déterminer les caractéristiques assignées et le caractère adéquat pour une utilisation particulière ou un environnement à déterminer

Note 1 à l'article: Dans de nombreux pays, cela s'effectue au moyen d'un numéro de code (par ex. "H07RNF").

3.3

fiche technique

description et spécification de produit de base

Note 1 à l'article: Généralement une ou deux pages. Il ne s'agit pas d'un manuel de produit complet.

3.4

examen

examen d'une installation électrique au moyen de tous les sens afin de s'assurer du choix correct et de la mise en œuvre appropriée des matériels électriques

3.5

onduleur

convertisseur d'énergie électrique transformant le courant électrique continu en courant alternatif monophasé ou polyphasé

3.6

micro-onduleur

petit onduleur conçu pour être relié directement à un ou deux modules PV

Note 1 à l'article: Un micro-onduleur est normalement relié directement aux fils de module installés en usine; il se fixe au bâti du module ou se monte à une position immédiatement adjacente à celle du module.

3.7

électronique intégrée au module

tout dispositif électronique doté d'un module PV conçu pour fournir des fonctions de commande, de surveillance ou de conversion de puissance

Note 1 à l'article: Peut être installé en usine ou assemblé sur site.

3.8

panneau PV

ensemble de modules PV, de chaînes PV ou de sous-panneaux PV interconnectés électriquement

3.9

cellule PV

dispositif le plus élémentaire présentant l'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la conversion non thermique directe d'énergie rayonnante en énergie électrique

3.10

module PV

ensemble de cellules PV interconnectées le plus petit protégé sur le plan environnemental

3.11

chaîne PV

circuit composé d'un ou de plusieurs modules PV connectés en série

3.12

boîte de combinaison de chaîne PV

boîte de jonction à laquelle des chaînes PV sont connectées, qui peut également contenir des dispositifs de protection contre les surintensités, de l'électronique et/ou des interrupteurs-sectionneurs

3.13

$I_{MOD_MAX_OCPR}$

valeur assignée maximale pour la protection contre les surintensités du module PV, déterminée par l'IEC 61730-2

Note 1 à l'article: Cette valeur est souvent spécifiée par les fabricants de modules comme étant la valeur maximale de fusible série.

3.14

production de rapports

enregistrement des résultats d'examen et d'essais

3.15

essais

application de mesures dans une installation électrique, permettant d'en démontrer l'efficacité

Note 1 à l'article: Cela inclut le fait de s'assurer des valeurs au moyen d'appareils de mesure appropriés, lesdites valeurs n'étant pas détectables par l'examen.

3.16

vérification

toutes mesures au moyen desquelles la conformité de l'installation électrique aux normes applicables est vérifiée

Note 1 à l'article: Ceci comprend l'examen, les essais et la production de rapports.

3.17

harnais de chaînes de câbles

assemblage de câbles préfabriqué qui regroupe la sortie de plusieurs chaînes de conducteurs PV le long d'un même câble principal

Note 1 à l'article: Le harnais peut ou non comprendre des fusibles sur les différentes chaînes de conducteurs. Un harnais de câbles ne comporte généralement pas de dispositif de sectionnement en ligne.

Note 2 à l'article: Une norme IEC applicable aux harnais de chaînes de câbles est en cours d'élaboration.

3.18

sous-groupe de harnais

HSA

groupe de chaînes PV reliées en parallèle utilisant un harnais de chaînes de câbles

Note 1 à l'article: Pour les besoins du présent document, le HSA doit présenter une valeur I_{SC-STC} combinée inférieure ou égale à 30 A et ne doit pas rassembler plus de 10 chaînes PV.

Note 2 à l'article: Dans certains paragraphes du présent document, les essais de HSA sont présentés comme une alternative aux essais de chaînes individuelles. Les limites de 30 A et 10 chaînes définies ici fixent la limite pour qu'un essai de HSA soit considéré comme une alternative sûre et valable aux essais de chaînes individuelles.

Note 3 à l'article: L'abréviation «HSA» est dérivée du terme anglais développé correspondant «Harness Sub Array».

4 Exigences relatives à la documentation du système

4.1 Généralités

L'objet de l'Article 4 est d'énumérer la documentation minimale qu'il convient de fournir à la suite de l'installation d'un système PV connecté au réseau. Ces informations garantissent que des données systèmes clés sont aisément disponibles pour un client, un inspecteur ou un technicien de maintenance. La documentation comprend des données systèmes de base et les informations prévues pour être intégrées dans le manuel d'utilisation et de maintenance.

4.2 Données système

4.2.1 Informations système de base

Au minimum, les informations liées au système de base suivantes doivent être fournies. Ces informations de "plaque signalétique" sont généralement présentées sur la page de couverture du kit de documentation du système.

- Référence d'identification du projet (si applicable).
- Puissance assignée (plaque signalétique) du système (kW courant continu ou kVA courant alternatif).
- Modules et onduleurs PV – fabricant, modèle et quantité.
- Date d'installation.
- Date de mise en service.
- Nom du client.
- Adresse du site.

4.2.2 Informations pour le concepteur système

Au minimum, les informations suivantes doivent être fournies à toutes les entités en charge de la conception du système. Si plus d'une entreprise a la responsabilité de la conception du système, il convient de fournir les informations suivantes à toutes les entreprises, ainsi qu'une description de leur rôle dans le projet.

- Concepteur système, entreprise.
- Concepteur système, personne à contacter.
- Concepteur système, adresse postale, numéro de téléphone et adresse de courrier électronique.

4.2.3 Informations pour l'installateur système

Au minimum, les informations suivantes doivent être fournies à toutes les entités en charge de l'installation du système. Si plus d'une entreprise a la responsabilité de l'installation du système, il convient de fournir les informations suivantes à toutes les entreprises, ainsi qu'une description de leur rôle dans le projet.

- a) Installateur système, entreprise.
- b) Installateur système, personne à contacter.
- c) Installateur système, adresse postale, numéro de téléphone et adresse de courrier électronique.

4.3 Schéma de câblage

4.3.1 Généralités

Au minimum, un schéma de câblage monophasé doit être fourni. Ce schéma doit mentionner les informations précisées dans les paragraphes 4.3.2 à 4.3.6.

En général, il est prévu que ces informations apparaissent sous forme de notes sur le schéma de câblage monophasé. Dans certains cas, généralement pour des systèmes de plus grande taille pour lesquels la place sur le schéma peut être limitée, ces informations peuvent se présenter sous la forme d'un tableau.

4.3.2 Panneau – Spécifications générales

Le schéma de câblage ou la spécification du système doit comprendre les informations suivantes sur la conception du panneau.

- a) Type(s) de module.
- b) Nombre total de modules.
- c) Nombre de chaînes.
- d) Nombre de modules par chaîne.
- e) Identification indiquant quelles chaînes sont reliées à quel onduleur.

Lorsqu'un panneau est divisé en sous-panneaux, le schéma de câblage doit montrer la conception panneau/sous-panneau et donner toutes les informations ci-dessus pour chaque sous-panneau.

4.3.3 Informations sur les chaînes PV

Le schéma de câblage ou la spécification du système doit comprendre les informations suivantes sur les chaînes PV.

- a) Spécifications sur les câbles des chaînes – taille et type.
- b) Spécifications sur les dispositifs de protection contre les surintensités (lorsqu'ils sont installés) – caractéristiques assignées de type et de tension/courant.
- c) Type de diode de blocage (le cas échéant).

4.3.4 Détails électriques du panneau

Le schéma de câblage ou la spécification du système doit comprendre les informations suivantes sur les composants électriques du panneau (s'ils sont installés).

- a) Spécifications sur les câbles principaux du panneau – taille et type.
- b) Emplacement des boîtes de jonction/boîtes de combinaison du panneau.
- c) Interrupteur-sectionneur en courant continu, emplacement et caractéristiques assignées (tension/courant).
- d) Dispositifs de protection contre les surintensités du panneau – type, emplacement et caractéristiques assignées (tension/courant).
- e) Autres circuits électriques de protection du panneau (tels que la détection des défauts d'arcs électriques), si applicable – type, emplacement et caractéristiques assignées.

4.3.5 Réseau à courant alternatif

Le schéma de câblage ou la spécification du système doit comprendre les informations suivantes sur le réseau à courant alternatif.

- a) emplacement, type et caractéristiques assignées du sectionneur en courant alternatif.
- b) emplacement, type et caractéristiques assignées du dispositif de protection contre les surintensités en courant alternatif.
- c) emplacement, type et caractéristiques assignées du dispositif différentiel résiduel (lorsqu'il est installé).

4.3.6 Mise à la terre et protection contre les surtensions

Le schéma de câblage ou la spécification du système doit comprendre les informations suivantes sur la mise à la terre et la protection contre les surtensions.

- a) Détails de tous les conducteurs de terre/de liaison – taille et type. Y compris les détails des câbles de liaison équipotentielle du bâti de panneau lorsqu'ils sont installés.
- b) Détails de toutes connexions à un système de protection contre la foudre (SPF) existant.
- c) Détails de tout dispositif de protection contre les surtensions installé (tant sur les lignes en courant alternatif que sur les lignes en courant continu) incluant l'emplacement, le type et les caractéristiques assignées.

4.4 Disposition des chaînes

Pour les systèmes comportant trois chaînes ou plus, un schéma de disposition du système PV montrant comment le panneau est divisé et câblé en chaînes doit être fourni.

NOTE Ceci est particulièrement utile pour la détection des défauts dans les systèmes de grandes tailles et dans les panneaux montés sur des bâtiments dans lesquels il est difficile d'accéder à l'arrière des modules.

4.5 Fiches techniques

Au minimum, des fiches techniques doivent être fournies pour les composants système suivants.

- a) Fiche technique de module pour tous les types de modules utilisés dans le système – conformément aux exigences de l'IEC 61730-1.
- b) Fiche technique d'onduleur pour tous les types d'onduleurs utilisés dans le système.

Il convient également d'envisager de fournir des fiches techniques pour les autres composants importants du système.

4.6 Informations sur la conception mécanique

Une fiche technique relative au système de montage du panneau doit être fournie. Si la structure de montage était de conception personnalisée, inclure la documentation appropriée.

4.7 Systèmes d'urgence

Documentation de tout système d'urgence associé au système PV (alarmes incendie / détecteurs de fumée, etc.). Ces informations doivent inclure à la fois les détails relatifs au fonctionnement et à la conception.

4.8 Informations sur le fonctionnement et la maintenance

Des informations sur le fonctionnement et la maintenance doivent être fournies et doivent inclure, au minimum, les éléments suivants:

- a) Procédures permettant de vérifier le bon fonctionnement du système.

- b) Une check-list des actions à réaliser en cas de défaillance du système.
- c) Procédures d'arrêt d'urgence/d'isolement.
- d) Recommandations relatives à la maintenance et au nettoyage (d'ordres mécanique, civil et électrique) – le cas échéant.
- e) Considérations pour tous travaux futurs de construction liés au panneau PV (comme les travaux sur les toits).
- f) Documentation de garantie pour modules PV et onduleurs – indiquant la date de début de la garantie et la période de garantie.
- g) Documentation sur toutes les garanties applicables de qualité d'exécution ou d'étanchéité aux intempéries.

4.9 Résultats d'essai et données de mise en service

Des copies de toutes les données d'essais et de mise en service doivent être fournies. ~~Au minimum, celles-ci doivent inclure les résultats des essais de vérification détaillés à l'Article 5 de la présente Norme.~~ Celles-ci doivent inclure au minimum les résultats des essais de vérification détaillés dans les Articles 5 à 9 du présent document (voir également les modèles de formulaires dans les Annexes A à C).

5 Vérification

5.1 Généralités

L'Article 5 fournit les exigences pour la vérification initiale et les vérifications périodiques d'une installation électrique PV connectée au réseau. Il cite en référence l'IEC 60364-6 si approprié et précise également les exigences ou considérations supplémentaires.

Il convient d'effectuer une grande partie de la vérification d'un système PV connecté au réseau en référence à l'IEC 60364-6, qui donne les exigences pour la vérification initiale et périodique de toute installation électrique.

Toute installation de sous-systèmes et de composants doit être vérifiée durant la mise en place, dans toute la mesure du possible, ainsi que lors de l'achèvement, avant la mise en service par l'utilisateur par référence à l'IEC 60364-6. La vérification initiale doit inclure la comparaison des résultats avec les critères appropriés pour confirmer que les exigences de l'IEC 60364 ont été satisfaites.

Pour un ajout ou une modification sur une installation existante, il doit être vérifié que l'ajout ou la modification satisfait à l'IEC 60364 et ne compromet pas la sécurité de l'installation existante.

La vérification initiale et les vérifications périodiques doivent être effectuées par une personne qualifiée et compétente pour effectuer les vérifications

NOTE 1 Les fiches types d'essais de vérification sont fournies dans les Annexes A, B et C de la présente Norme.

La vérification initiale a lieu à l'issue d'une nouvelle installation ou après l'achèvement des ajouts ou des modifications apporté(e)s à des installations existantes. La vérification périodique doit déterminer, pour autant que cela soit raisonnablement réalisable, si l'installation et tout le matériel qui la compose demeurent dans des conditions d'utilisation satisfaisantes.

Pour un système PV, l'intervalle entre deux vérifications ne doit pas excéder celui exigé pour le système électrique en courant alternatif auquel le système PV est connecté.

NOTE 2 Dans certains pays, l'intervalle entre deux vérifications est défini par des règlements nationaux.

5.2 Examen

5.2.1 Généralités

L'examen doit précéder les essais et doit normalement être effectué avant la mise sous tension de l'installation. L'examen doit être effectué selon les exigences de l'IEC 60364-6.

Si le câblage n'est pas facilement accessible après l'installation, il peut être nécessaire d'examiner le câblage avant ou pendant les travaux d'installation.

Les points suivants, spécifiques aux systèmes PV connectés au réseau, doivent être compris dans l'examen.

5.2.2 Réseau à courant continu – Généralités

L'examen de l'installation en courant continu doit au moins comporter la vérification selon laquelle:

- a) le réseau à courant continu a été conçu, spécifié et installé selon les exigences de l'IEC 60364 en général et de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;
- b) la tension de panneau PV maximale est adaptée pour l'emplacement des panneaux (l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016 et les codes locaux peuvent imposer que les installations dépassant un certain niveau de tension puissent être situées exclusivement à certains emplacements);
- c) tous les composants du système et toutes les structures de montage ont été sélectionnés et mis en place de façon à être capables de supporter les influences externes prévisibles telles que le vent, la neige, les extrêmes de température et la corrosion;
- d) les fixations de toit et les entrées de câble sont étanches aux intempéries (si applicable).

5.2.3 Réseau à courant continu – Protection contre les chocs électriques

L'examen de l'installation en courant continu doit au moins comporter la vérification des mesures en place pour la protection contre les chocs électriques:

- a) Mesure de protection fournie par très basse tension (TBTS/TBTP) – oui/ non.
- b) Protection par l'utilisation d'une isolation de classe II ou équivalente adoptée côté courant continu – oui / non.
- c) Les câbles de panneaux et chaînes PV ont été sélectionnés et mis en œuvre de façon à réduire au maximum les risques de défauts à la terre et courts-circuits. On y parvient généralement en utilisant des câbles avec isolations de protection et renforcées (souvent désignées par "à double isolation") – oui/non.

5.2.4 Réseau à courant continu – Protection contre les effets des défauts d'isolement

L'examen de l'installation en courant continu doit au moins comporter la vérification des mesures en place pour la protection contre les effets des défauts d'isolement, notamment:

- a) Séparation électrique en place à l'intérieur de l'onduleur ou sur le côté courant alternatif – oui /non.
- b) Mise à la terre fonctionnelle sur tous les conducteurs en courant continu – oui / non.
Une connaissance de la séparation électrique et des agencements de mise à la terre fonctionnels est nécessaire pour déterminer si les mesures en place pour offrir une protection contre les effets des défauts d'isolement ont été correctement spécifiées.
- c) Qu'un système d'alarme et de détection de résistance d'isolement de terre pour les panneaux PV est installé – selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

NOTE 1 Celui-ci est généralement disposé dans l'onduleur.

- d) Qu'un système d'alarme et de détection de surveillance de courant résiduel de terre pour les panneaux PV est installé – selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.

NOTE 2 Celui-ci est généralement disposé dans l'onduleur.

5.2.5 Réseau à courant continu – Protection contre les surintensités

L'examen de l'installation en courant continu doit au moins comporter la vérification des mesures en place pour la protection contre les surintensités dans les circuits en courant continu:

- a) Pour les systèmes sans dispositif de protection contre les surintensités des chaînes, vérifier que:
- $I_{MOD_MAX_OCPR}$ (la valeur maximale de fusible série du module) est supérieur au plus grand courant inverse possible;
 - les câbles des chaînes sont dimensionnés pour recevoir le courant de défaut combiné maximal des chaînes parallèles.

NOTE Voir l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016 pour le calcul des courants inverses de panneau.

- b) Pour les systèmes munis de dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes, vérifier que:
- les dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes sont installés et correctement spécifiés selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.
- c) Pour les systèmes munis de dispositifs de protection contre les surintensités des panneaux/sous-panneaux, vérifier que:
- les dispositifs de protection contre les surintensités sont installés et correctement spécifiés selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.

Le potentiel de l'onduleur (ou des onduleurs) système pour produire un retour d'énergie en courant continu dans les circuits du panneau PV doit également être vérifié. Une vérification doit également être effectuée en vue de s'assurer que tout courant de retour d'énergie est inférieur à la fois à la valeur maximale de fusible du module et à l'ampérage du câble de chaîne.

5.2.6 Réseau à courant continu – Disposition des mises à la terre et des liaisons

L'examen de l'installation en courant continu doit au moins comporter la vérification des points suivants:

- a) Si le système PV a une mise à la terre fonctionnelle de l'un des conducteurs en courant continu, la connexion de terre fonctionnelle a été spécifiée et installée selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.
- b) Si un système PV a une connexion directe avec la terre côté courant continu, un interrupteur de défaut de terre fonctionnelle a été mis en place selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.
- c) Les agencements des liaisons des bâtis de panneau ont été spécifiés et installés selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.

NOTE Les codes locaux peuvent exiger des agencements différents pour les liaisons.

- d) Si des conducteurs de mise à la terre de protection et/ou de liaison équipotentielle sont installés, ils sont parallèles aux câbles en courant continu et mis en faisceau avec ces câbles.

5.2.7 Réseau à courant continu – Protection contre les effets de la foudre et des surtensions

L'examen de l'installation en courant continu doit au moins comporter la vérification des points suivants:

- a) Pour réduire au maximum les tensions induites par la foudre, la surface de l'ensemble des boucles de câblage est maintenue aussi réduite que possible.
- b) Des mesures sont en place pour protéger les câbles longs (par ex. utilisation d'écrans ou de parafoudres).
- c) Si des parafoudres ont été installés, ils l'ont été selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

5.2.8 Réseau à courant continu – Choix et mise en œuvre des équipements électriques

L'examen de l'installation en courant continu doit au moins comporter la vérification selon laquelle:

- a) les modules PV ont des caractéristiques assignées pour la valeur maximale possible de la tension du réseau à courant continu;
- b) tous les composants en courant continu ont des caractéristiques assignées permettant un fonctionnement continu en courant continu aux valeurs maximales possibles de courant et de tension du réseau à courant continu définies dans l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;

NOTE L'examen du réseau à courant continu exige la connaissance de la tension maximale et du courant maximal du système.

- La tension maximale du système est fonction de la conception des chaînes/panneaux, de la tension en circuit ouvert (V_{oc}) des modules et d'un multiplicateur permettant de tenir compte des variations de température et d'éclairement.
 - Le courant de défaut maximal possible est fonction de la conception des chaînes/panneaux, du courant de court-circuit (I_{sc}) des modules et d'un multiplicateur permettant de tenir compte des variations de température et d'éclairement
- c) les systèmes de câblage ont été choisis et mis en œuvre pour résister aux influences externes prévisibles telles que vent, formation de glace, extrêmes de température, rayonnement UV et solaire;
 - d) des moyens d'isolement et de déconnexion ont été mis en place pour les chaînes de panneaux PV et les sous-panneaux PV – selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;
 - e) un interrupteur-sectionneur en courant continu est installé du côté continu de l'onduleur selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;

NOTE ~~L'IEC 60364-9-1 propose quatre méthodes différentes pour mettre en place cet interrupteur-sectionneur.~~ Il est prévu que le type et l'emplacement de l'interrupteur-sectionneur figurent dans le rapport de vérification

- f) si des diodes de blocage sont installées, leur tension inverse assignée est au moins $2 \times V_{oc}$ (stc) de la chaîne PV dans laquelle elles sont installées (voir l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016);
- g) les connecteurs prise et socle accouplés sont du même type, proviennent du même fabricant et satisfont aux exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

5.2.9 Réseau à courant alternatif

L'examen du système PV doit inclure au minimum la vérification selon laquelle:

- a) des moyens d'isolement de l'onduleur ont été prévus du côté alternatif;
- b) tous les dispositifs d'isolement et de commutation ont été connectés de telle façon que l'installation PV soit interconnectée du côté "charge" et le réseau public d'alimentation du côté "source";
- c) les paramètres de fonctionnement de l'onduleur ont été programmés selon les réglementations locales;
- d) lorsqu'un RCD (dispositif à courant différentiel résiduel) est installé sur le circuit en courant alternatif alimentant un onduleur, le type de RCD a été sélectionné selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

NOTE Certains onduleurs exigent un RCD de type B.

5.2.10 Étiquetage et identification

L'examen du système PV doit au moins comporter la vérification selon laquelle:

- a) tous les circuits, dispositifs de protection, interrupteurs et toutes les bornes sont étiquetés de manière appropriée conformément aux exigences de l'IEC 60364 et de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016;
- b) toutes les boîtes de jonction en courant continu (générateur PV et boîtes de panneaux PV) portent un marquage de mise en garde indiquant que des parties actives internes à ces boîtes sont alimentées par un panneau PV et peuvent toujours être sous tension après isolement de l'onduleur PV et du réseau public d'alimentation;
- c) un moyen d'isolement côté courant alternatif est clairement étiqueté;
- d) des étiquettes de mise en garde de double alimentation sont installées au point d'interconnexion;
- e) un schéma de câblage monophasé est affiché sur le site;
- f) les détails donnés par l'installateur sont affichés sur le site;
- g) les procédures d'arrêt sont affichées sur le site;
- h) les procédures d'urgence sont affichées sur le site (lorsque cela s'applique);
- i) toutes les signalisations et étiquettes sont convenablement apposées et de manière durable.

NOTE les exigences concernant les signalisations et les étiquettes des systèmes PV sont détaillées dans l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

5.3 Essais

5.3.1 Généralités

Les essais de l'installation électrique doivent être effectués selon les exigences de l'IEC 60364-6.

Les instruments de mesure et les équipements et méthodes de surveillance doivent être choisis conformément aux parties pertinentes de l'IEC 61557 et de l'IEC 61010. Si d'autres équipements de mesure sont utilisés, ils doivent offrir un degré équivalent de performances et de sécurité. Les méthodes d'essai décrites dans la présente Norme sont données comme méthodes de référence, d'autres méthodes ne sont pas exclues, à condition qu'elles ne donnent pas de résultats moins valables.

Chaque essai doit être effectué comme décrit à l'Article 6 de la présente Norme.

Tous les essais doivent être exécutés lorsqu'il est pertinent de le faire, et il convient de les effectuer dans la séquence indiquée.

Dans le cas d'un essai indiquant un défaut: dès lors que le défaut a été corrigé, tous les essais précédents doivent être répétés si le défaut a influencé les résultats de ces essais.

Dans l'éventualité d'un essai indiquant une non-conformité aux exigences, cet essai ainsi que tout essai précédent qui peut avoir été influencé par le défaut doivent être répétés.

5.3.2 Programmes d'essai et essais additionnels

Le programme d'essai qui est appliqué à un système PV solaire doit être adapté à l'échelle, au type, à l'emplacement et à la complexité du système en question.

La présente Norme définit deux programmes d'essai, ainsi qu'un certain nombre d'essais additionnels pouvant également être réalisés une fois que la séquence normalisée a elle-même été effectuée.

- Essais de catégorie 1 – L'exigence minimale – Un ensemble normalisé d'essais qui doit être appliqué à tous les systèmes.
- Essais de catégorie 2 – Une séquence d'essais étendue qui présuppose que tous les essais de catégorie 1 ont déjà été effectués.
- Essais additionnels – Autres essais pouvant être réalisés dans certaines circonstances.

5.3.3 Programmes d'essai pour les systèmes avec électronique de niveau du module

Pour les systèmes fabriqués avec des modules CA, des optimiseurs de puissance ou toute autre forme d'électronique de niveau du module, le Tableau 1 doit être utilisé pour la détermination du programme d'essai approprié.

Tableau 1 – Modifications au programme d'essai pour les systèmes avec électronique de niveau du module

Système	Modification au programme d'essai normalisé
Module CA	• Pas d'essais en courant continu ou de travaux d'examen exigés
Micro-onduleur <i>Aucun câblage fabriqué sur le site n'est utilisé (toutes les connexions utilisant les câbles des modules et des onduleurs)</i>	• L'essai des circuits en courant continu n'est pas exigé • L'examen des travaux en courant continu est exigé
Micro-onduleur <i>Utilisation d'un câblage fabriqué sur le site</i>	• L'essai des circuits en courant continu est exigé • L'examen des travaux en courant continu est exigé
Électronique intégrée au module	• Si possible, un programme d'essai normalisé doit être suivi • Le fabricant doit être consulté pour la détermination de toutes les restrictions concernant les essais (par ex., essai de résistance d'isolement) • Le fabricant doit être consulté sur les critères de réussite/de rejet pour les essais (par ex. V_{oc} attendu)

Étant donné la nature diverse des différents équipements électroniques de niveau du module disponibles, il n'est pas possible de spécifier les essais qui peuvent être effectués en toute sécurité ou de détailler les résultats pouvant être attendus de ces essais. Dans tous les cas de systèmes comportant n'importe quelle forme d'électronique de niveau du module (par exemple des optimiseurs de puissance), il convient de consulter le fabricant avant la mise en service.

NOTE Généralement, les essais de courbe I-V et l'examen d'électroluminescence sont impossibles au niveau de ces systèmes. Les données du niveau du module peuvent être utilisées à leur place pour détecter les problèmes de performance au niveau du module.

5.3.4 Programme d'essai de catégorie 1 – Tous les systèmes

Un programme d'essai de catégorie 1 désigne la séquence d'essais minimale attendue qui doit être appliquée à tous les systèmes, quels que soient leur échelle, leur type, leur emplacement et leur complexité.

Les essais du système doivent concerner à la fois les côtés courant alternatif et courant continu du système PV. En général, il convient que les essais en courant alternatif soient terminés avant les essais en courant continu.

Dans certaines circonstances, les essais côté courant alternatif peuvent uniquement être pratiqués à une étape ultérieure d'un projet et peuvent devoir être planifiés après la phase d'essai en courant continu. Si cela s'avère nécessaire, certains des essais fonctionnels en

courant continu (par exemple pour garantir un fonctionnement correct de l'onduleur) devront être reportés jusqu'à ce que les essais en courant alternatif soient achevés.

Le programme d'essai suivant doit être effectué sur tous les systèmes:

Côté courant alternatif

Essais sur tous les circuits en courant alternatif selon les exigences de l'IEC 60364-6.

Côté courant continu

Les essais suivants doivent être effectués sur le ou les circuits en courant continu formant le panneau PV.

- a) Continuité des conducteurs de mise à la terre et/ou de liaison équipotentielle, lorsqu'ils sont installés.
- b) Essai de polarité.
- c) Essai des boîtes de combinaison.
- d) Essai de tension de circuit ouvert de chaîne ou HSA.
- e) Essai de courant de circuit de chaîne ou HSA (court-circuit ou opérationnel).
- f) Essais de fonctionnement.
- g) Résistance d'isolement des circuits en courant continu.

NOTE 1 Ces essais sont décrits en détail à l'Article 6.

Pour des raisons de sécurité et pour éviter tout endommagement de l'équipement connecté, l'essai de polarité et l'essai de boîte de combinaison doivent être réalisés avant que toute chaîne ne soit interconnectée.

Un essai de courbe I-V (tel que décrit à l'Article 6) est une variante de méthode acceptable pour déduire la tension de circuit ouvert (V_{oc}) et le courant de court-circuit (I_{sc}) de chaîne. Lorsqu'un essai I-V est réalisé, il n'est pas exigé de procéder à des essais V_{oc} et I_{sc} séparés – à la condition que l'essai de courbe I-V soit effectué au stade approprié de la séquence d'essais de catégorie 1.

~~NOTE 2 Certains systèmes sont construits en utilisant des harnais de chaînes de câbles assemblés en usine, qui sont des assemblages de câbles regroupant la sortie de plusieurs conducteurs de chaîne de PV en un seul conducteur principal. D'autres exigences de test de chaîne pour les systèmes utilisant des harnais sont à l'étude.~~

5.3.5 Programme d'essai de catégorie 2

Un programme d'essai de catégorie 2 comporte des essais additionnels et est conçu pour des systèmes de plus grande taille ou plus complexes. Tous les essais de catégorie 1 doivent être effectués et réussis avant de procéder aux essais additionnels de la catégorie 2.

Outre les essais de catégorie 1, les essais suivants peuvent être appliqués:

- a) Essai de courbe I-V de chaîne ou HSA.
- b) Examen IR.

Comme noté dans la description des essais de catégorie 1, lorsqu'un essai de courbe I-V est réalisé, celui-ci donne un moyen acceptable de déduire I_{sc} et V_{oc} .

NOTE 1 Dans certaines circonstances, un seul élément ou une seule partie du programme d'essai de catégorie 2 peut être choisi(e) pour être mis en œuvre. Un exemple concerne une situation où un client souhaite que l'évaluation de performance fournie par l'essai de courbe I-V soit ajoutée à la séquence d'essai normalisée de catégorie 1.

NOTE 2 Dans certaines circonstances, les essais de catégorie 2 peuvent uniquement être mis en œuvre sur une portion d'échantillon du système. Un exemple concerne une situation où un client souhaite des essais de courbe I-V et/ou un examen IR sur une proportion fixe des chaînes.

5.3.6 Essais supplémentaires

Outre la suite normalisée des essais décrits dans les séquences d'essais des catégories 1 et 2, il existe également d'autres essais qui peuvent être effectués dans certaines circonstances. En général, ces essais sont mis en œuvre soit à la suite d'une demande spécifique d'un client, soit comme moyen de détecter des défauts lorsque d'autres essais ou anomalies opérationnelles ont mis en évidence un problème qui n'a pas été détecté par les essais normalisés.

a) Tension par rapport au sol – systèmes de terre résistive

Cet essai est utilisé pour évaluer les systèmes qui utilisent une connexion (résistive) à haute impédance par rapport au sol. Une procédure est décrite en 8.1.

b) Essai des diodes de blocage

Les diodes de blocage peuvent connaître des défaillances aussi bien à l'état de circuit ouvert qu'à l'état de court-circuit. Cet essai est important pour les installations dans lesquelles des diodes de blocage sont installées. Une procédure pour soumettre à essai les diodes de blocage est décrite en 8.2.

c) Essai d'isolement humide

Les essais d'isolement humide sont principalement utilisés comme partie d'un exercice de recherche de défauts: lorsque les résultats d'un essai d'isolement (nominalement sec) normalisé sont douteux ou que l'existence de défauts d'isolement dus à l'installation ou à des défauts de fabrication est soupçonnée. Une procédure d'essai d'isolement humide est décrite en 8.3.

d) Évaluation de l'ombre

Lorsqu'un nouveau système PV est examiné, il peut être utile de consigner les données de vérification des conditions d'ombrage de l'installation définitive. Comme les mesures électriques décrites dans la présente Norme, l'évaluation de l'ombrage offre une base pour les comparaisons futures à mesure que l'ombrage environnant change. Un enregistrement des ombres peut également être utile pour vérifier que les hypothèses concernant l'ombrage utilisées pour la conception du système sont reflétées dans le système définitif. Les enregistrements des ombres sont particulièrement utiles dans le cas d'un projet soumis à une garantie de performances ou à tout autre contrat de performances similaire. Une procédure pour enregistrer les ombres est décrite en 8.4.

6 Procédures d'essai – Catégorie 1

6.1 Continuité des conducteurs de mise à la terre de protection et de liaison équipotentielle

Lorsque des conducteurs de mise à la terre de protection et/ou de liaison équipotentielle sont installés côté courant continu, comme la liaison du bâti du panneau, un essai de continuité électrique doit être effectué sur l'ensemble de ces conducteurs. Il convient de vérifier également la connexion à la borne principale de la terre.

6.2 Essai de polarité

La polarité de tous les câbles en courant continu doit être vérifiée au moyen d'appareils d'essai adaptés. Une fois la polarité confirmée, les câbles doivent être vérifiés pour s'assurer qu'ils sont correctement identifiés et correctement connectés dans les dispositifs du système, tels que les dispositifs de commutation ou les onduleurs.

NOTE Pour des raisons de sécurité et pour éviter d'endommager l'équipement connecté, il est extrêmement important d'effectuer un contrôle de polarité avant les autres essais et avant que les interrupteurs ne soient fermés ou les dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes insérés. Si un contrôle sur un système préalablement installé est effectué, et que la polarité inverse d'une chaîne est constatée, il est important de contrôler les modules et les diodes de dérivation pour vérifier qu'ils n'ont pas été endommagés par cette erreur.

6.3 Essai des boîtes de combinaison de chaîne PV

Le fait qu'une chaîne particulière soit connectée en polarité inverse dans une boîte de combinaison de chaînes PV peut parfois passer facilement inaperçu. Les conséquences de l'inversion d'une chaîne, en particulier sur des systèmes de grande taille comportant de multiples boîtes de combinaison, souvent interconnectées, peuvent être très importantes. L'objet de l'essai des boîtes de combinaison est de garantir que toutes les chaînes interconnectées sur la boîte de combinaison sont connectées correctement.

~~Un essai de polarité avec un multimètre numérique peut être effectué, mais lorsqu'un grand nombre de circuits est vérifié, il est facile de passer à côté de l'affichage du signe "-". En variante, la séquence d'essais suivante indique une connexion inversée au moyen d'une lecture de tension sensiblement différente.~~

Un essai de polarité des chaînes PV avec un multimètre numérique peut être réalisé entre le pôle positif et le pôle négatif, ou entre un des pôles et la terre, et en vérifiant que toutes les valeurs mesurées sont invariablement positives ou négatives.

Parfois, lors de la vérification d'un grand nombre de circuits, il est relativement facile de ne pas remarquer que le symbole "-" s'affiche, par conséquent, il est autorisé d'avoir aussi recours à une méthode alternative qui est détaillée ci-dessous, mais il convient de ne l'employer que si l'appareil de mesure utilisé pour les essais a une plage égale à au moins deux fois V_{oc} .

La procédure d'essai est la suivante: elle doit être effectuée avant la toute première insertion des fusibles de chaîne/connecteurs:

- Choisir un voltmètre dont la plage de tensions est au moins le double de la tension maximale du système.
- Insérer tous les fusibles/connecteurs négatifs de telle manière que les chaînes partagent un bus négatif commun.
- Ne pas insérer de fusibles/connecteurs positifs.
- Mesurer la tension de circuit ouvert de la première chaîne, du positif au négatif, et vérifier qu'elle a la valeur attendue.
- Laisser un fil sur le pôle positif de la première chaîne soumise à essai et placer l'autre fil sur le pôle positif de la chaîne suivante. Du fait que les deux chaînes partagent une référence négative commune, il convient que la tension mesurée soit proche de 0, avec une plage de tolérance acceptable de ± 15 V.
- Poursuivre les mesures sur les chaînes suivantes, en utilisant le premier circuit positif comme connexion commune pour l'appareil de mesure.
- Une situation d'inversion de polarité est tout à fait évidente si elle existe – la tension mesurée est le double de la tension du système.

6.4 Chaîne PV – Mesure de la tension en circuit ouvert

L'objectif de la mesure de tension de circuit ouvert (V_{oc}) dans la séquence d'essais de catégorie 1 est de vérifier que les chaînes de modules sont câblées correctement, et en particulier que le nombre de modules connectés en série dans la chaîne correspond à la valeur attendue. Oublier une interconnexion ou interconnecter par erreur un nombre incorrect de modules dans une chaîne est une erreur relativement courante, en particulier dans les systèmes de grande taille, et l'essai de tension de circuit ouvert permet de repérer rapidement ces défauts.

NOTE Des tensions nettement inférieures à la valeur attendue peuvent indiquer qu'au moins un module est connecté avec la mauvaise polarité, qu'il existe une ou plusieurs diodes de dérivation en court-circuit ou des défauts dus à une mauvaise isolation, des dommages ultérieurs et/ou une accumulation d'eau dans les conduits ou les boîtes de jonction. Les relevés de haute tension sont habituellement le résultat d'erreurs de câblage.

Il convient de mesurer la tension de circuit ouvert de chaque chaîne PV au moyen d'appareils de mesure adaptés. Il convient de l'effectuer avant la fermeture de tout interrupteur ou l'installation de dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes (s'ils sont installés).

La mesure de tension de circuit ouvert de chaîne résultante doit ensuite être vérifiée pour s'assurer qu'elle correspond à la valeur attendue (habituellement à plus ou moins 5 %), de l'une des façons suivantes:

- a) Comparer à la valeur attendue dérivée de la fiche technique du module ou d'un modèle PV détaillé tenant compte du type et du nombre de modules et de la température de cellule du module.
- b) Mesurer V_{oc} sur un module unique, puis utiliser cette valeur pour calculer la valeur attendue pour la chaîne (méthode la plus appropriée si les conditions d'éclairement sont stables).
- c) Pour les systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et soumis à des conditions d'éclairement stables, les tensions entre les chaînes peuvent être comparées.
- d) Pour les systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et soumis à des conditions d'éclairement instables, les tensions entre les chaînes peuvent être comparées en utilisant plusieurs appareils de mesure, l'un d'eux étant sur une chaîne de référence.

6.5 Chaîne PV – Mesure du courant

6.5.1 Généralités

L'essai de mesure du courant de chaîne PV a pour objet de garantir les caractéristiques opérationnelles correctes du système et de vérifier qu'il n'y a pas de défauts majeurs dans le câblage du panneau PV. Ces essais ne doivent pas être considérés comme une mesure de la performance du module/du panneau.

Deux méthodes d'essai sont possibles (essai de court-circuit ou essai opérationnel), et toutes deux donnent des informations sur le fonctionnement correct de la chaîne PV. Si possible, l'essai de court-circuit est préférable, puisque celui-ci exclut toute influence des onduleurs.

NOTE Un essai de courbe I-V dépend également de l'onduleur et constitue une bonne alternative pour réaliser cet essai (voir 7.2).

6.5.2 Chaîne PV – Essai de court-circuit

6.5.2.1 General

6.5.2.1.1 Vue d'ensemble

Il convient de mesurer le courant de court-circuit de chaque chaîne PV ou HSA au moyen d'appareils d'essai adaptés. L'établissement/l'interruption des courants de court-circuit des chaînes ou des HSA est potentiellement dangereux et il convient de suivre une méthode d'essai adaptée, telle que celle décrite ~~ci-dessous~~ en 6.5.2.2.

~~Il convient de comparer les valeurs mesurées à la valeur attendue. Pour les systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et soumis à des conditions d'éclairement stables, les mesures de courant dans les chaînes individuelles doivent être comparées. Il convient que ces valeurs soient les mêmes (généralement à 5 % du courant de chaîne moyen, pour des conditions d'éclairement stables).~~

~~Pour des conditions d'éclairement non stables, les méthodes suivantes peuvent être adoptées:~~

- ~~• Les essais peuvent être retardés.~~
- ~~• Les essais peuvent être effectués en utilisant plusieurs appareils de mesure, avec un appareil de mesure sur une chaîne de référence.~~

- ~~On peut utiliser la valeur donnée par un appareil de mesure d'éclairement ou apprécier visuellement les conditions d'ensoleillement pour estimer la validité des mesures de courant.~~

~~NOTE L'utilisation d'un appareil de mesure d'éclairement ou l'appréciation visuelle des conditions d'ensoleillement sont indiquées ici simplement comme un moyen de déterminer si le courant mesuré se trouve dans la bande attendue. Comme mentionné dans l'introduction de cette section, l'essai de courant de court-circuit a davantage pour objet de détecter des défauts que de donner une quelconque indication des performances du système. Les mesures de performances du système sont considérées comme faisant partie d'un programme d'essais de catégorie 2, et il est préférable de les effectuer au moyen d'un essai de courbe I-V.~~

Il convient de comparer les valeurs mesurées soit avec la valeur d'une chaîne identique adjacente soit avec la valeur attendue calculée.

En général, il convient que la valeur mesurée se situe dans les limites de $\pm 10\%$ de la valeur attendue. Lorsque la différence est $> 10\%$, une appréciation visuelle des conditions d'ensoleillement peut être utilisée pour étudier la validité des valeurs lues pour le courant; il convient aussi d'examiner la chaîne afin de rechercher tout problème évident de type ombrage, dommage ou défauts d'installation.

NOTE L'utilisation d'un appareil de mesure de l'éclairement ou l'appréciation visuelle des conditions d'ensoleillement est indiquée ici simplement comme un moyen de déterminer si le courant mesuré se trouve dans la bande attendue. Comme cela est mentionné en 6.5.1, l'essai de courant de court-circuit a davantage pour objet de détecter des défauts que de donner une quelconque indication des performances du système. Les mesures de performances du système sont considérées comme faisant partie d'un programme d'essais de catégorie 2, et il est préférable de les effectuer au moyen d'un essai de courbe I-V.

6.5.2.1.2 Comparaison avec la valeur calculée

Une valeur attendue peut être obtenue en utilisant les courbes de puissance du fabricant du module (en choisissant la courbe appropriée pour les conditions d'exposition énergétique au moment de l'essai); ou bien la valeur peut être calculée à partir des données du fabricant (en normalisant le courant à $1\,000\text{ W/m}^2$ par rapport à l'éclairement mesuré – voir aussi l'IEC 60891:2009).

En général, il convient que la valeur mesurée se situe dans les limites de $\pm 10\%$ de la valeur calculée.

6.5.2.1.3 Comparaison avec une chaîne adjacente

Dans le cas de systèmes avec plusieurs chaînes identiques (chaînes avec le même nombre et le même type de modules), les mesures des courants dans les différentes chaînes peuvent être comparées les unes avec les autres.

Pour des conditions d'éclairement stables, il convient que les courants dans des chaînes identiques soient les mêmes (dans les limites de $\pm 10\%$ du courant de chaîne moyen).

En cas d'instabilité de l'éclairement, lorsque les niveaux d'éclairement varient rapidement en raison des nuages, etc., il est possible que les variations entre les niveaux attendus et entre les chaînes fluctuent de plus de 10% . Dans de telles conditions, les méthodes suivantes peuvent être adoptées:

- Les essais peuvent être repoussés. Lorsque les conditions d'éclairement sont stables, il est possible de réaliser un nouvel essai de courant de court-circuit sur les chaînes, ou bien en variante des essais opérationnels selon 6.5.3.
- Les essais peuvent être réalisés en utilisant plusieurs appareils de mesure, avec un appareil sur une chaîne de référence. Les deux valeurs seront prises simultanément, et il serait normal qu'elles se situent à $\pm 10\%$ l'une de l'autre.

6.5.2.2 Méthode d'essai de court-circuit

S'assurer que tous les dispositifs de commutation et moyens de déconnexion sont ouverts et que toutes les chaînes PV sont isolées les unes des autres.

Un court-circuit temporaire doit être introduit dans la chaîne en essai. Cela peut être accompli de différentes manières:

- a) en utilisant un instrument d'essai doté d'une fonction de mesure de courant de court-circuit (par ex., un appareil d'essai de PV spécialisé);
- b) un câble en court-circuit temporairement connecté dans un dispositif de commutation coupe-charge déjà présent dans le circuit de la chaîne;
- c) l'utilisation d'une "boîte d'essai d'interrupteur de court-circuit" – un dispositif assigné coupe-charge pouvant être temporairement introduit dans le circuit pour créer un court-circuit commuté.

L'instrument d'essai doit posséder des caractéristiques assignées supérieures au courant de court-circuit potentiel et à la tension de circuit ouvert potentielle. Si un dispositif de commutation et/ou un conducteur de court-circuit sont utilisés pour former le court-circuit, ceux-ci doivent avoir une valeur assignée supérieure au courant de court-circuit potentiel et à la tension de circuit ouvert potentielle.

Le courant de court-circuit peut alors être mesuré au moyen d'un ampèremètre à pince, d'un ampèremètre en ligne ou d'un instrument d'essai de valeur assignée convenable, disposant d'une fonction de mesure de courant de court-circuit.

Le courant de court-circuit doit alors être interrompu en utilisant le dispositif de commutation de rupture de charge et il doit être vérifié que le courant est passé à zéro avant que toute autre connexion ne soit modifiée.

NOTE Une "boîte d'interrupteur de court-circuit" est un élément d'appareillage d'essai qui peut être utilisé pour les essais de court-circuit ainsi que les essais d'isolement des panneaux (voir 6.7)

6.5.3 Chaîne PV – Essais opérationnels

Il convient de mesurer le courant de chaque chaîne ou HSA PV lorsque le système est alimenté et en mode de fonctionnement normal (conversion optimale d'énergie des onduleurs). La mesure est réalisée en utilisant un ampèremètre à pince adapté placé autour du câble de la chaîne ou en utilisant les ampèremètres/transformateurs de courant intégrés dans les boîtes de combinaison de chaînes ou les onduleurs du fabricant.

Il convient de comparer les valeurs mesurées soit avec les valeurs d'une chaîne identique adjacente selon 6.5.2.1.3, soit avec la valeur attendue calculée selon 6.5.2.1.2. ~~Pour les systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et soumis à des conditions d'éclairement stables, les mesures de courant dans les chaînes individuelles doivent être comparées. Il convient que ces valeurs soient les mêmes (généralement à 5 % du courant de chaîne moyen pour des conditions d'éclairement stables).~~

Pour des conditions d'éclairement non stables, les méthodes suivantes peuvent être adoptées:

- Les essais peuvent être ~~retardés~~ repoussés.
- Les essais peuvent être ~~effectués~~ réalisés en utilisant plusieurs appareils de mesure, avec un appareil ~~de mesure~~ sur une chaîne de référence.
- ~~On peut utiliser~~ Une valeur de l'appareil de mesure d'éclairement ~~peut être utilisée~~ pour ajuster les mesures de courant.
- Un ~~multimètre~~ appareil de mesure d'essai PV spécialisé (avec mesure de l'éclairement) peut être utilisé.

- Un essai de courbe I-V peut être effectué.

NOTE Les essais de courbe I-V sont décrits en 7.2.

6.6 Essais de fonctionnement

Les essais de fonctionnement suivants doivent être effectués:

- a) L'appareillage de connexion et les autres appareillages de commande doivent être soumis à essai pour s'assurer de leur bon fonctionnement et veiller à ce qu'ils soient montés et connectés de manière appropriée.
- b) Tous les onduleurs faisant partie du système PV doivent être soumis à essai pour vérifier le bon fonctionnement. Il convient que la procédure d'essai soit celle définie par le fabricant d'onduleurs.

Des essais de fonctionnement exigeant que l'alimentation en courant alternatif soit présente (par exemple essais d'onduleur) doivent uniquement être effectués une fois le côté courant alternatif du système soumis à essai.

6.7 Essai de résistance d'isolement des panneaux PV

6.7.1 Généralités

Les circuits à courant alternatif des panneaux PV sont sous tension pendant la journée et, contrairement au circuit à courant alternatif conventionnel, ils ne peuvent pas être isolés avant d'accomplir cet essai.

La réalisation de cet essai présente un risque potentiel de choc électrique, aussi est-il important de bien comprendre la procédure avant de commencer toute opération. Il convient de suivre les mesures de sécurité de base suivantes:

- Limiter l'accès à la zone de travail.
- Lors de l'exécution de l'essai d'isolement, ne toucher aucune surface métallique et prendre des mesures pour empêcher les personnes de toucher des surfaces métalliques.
- Lors de l'exécution de l'essai d'isolement, ne pas toucher l'arrière du module/stratifié ou les bornes du module/stratifié, et prendre des mesures pour empêcher les personnes de toucher ces emplacements.
- Lorsque le dispositif d'essai d'isolement est sous tension, une tension est présente sur la zone d'essai. Le matériel doit avoir une fonctionnalité d'autodécharge automatique.
- Il convient de porter les vêtements/l'équipement de protection individuels appropriés pendant la durée de l'essai.

Si les résultats de l'essai sont douteux, ou si la présence de défauts d'isolement dus à l'installation ou à des défauts de fabrication est soupçonnée, un essai d'isolement de panneau humide peut être recommandé et peut permettre de localiser l'emplacement d'un défaut – voir à l'Article 8.3 la procédure appropriée pour l'essai.

Si des SPD ou d'autres équipements sont susceptibles d'influencer l'essai de vérification ou d'être endommagés, ces équipements doivent être déconnectés provisoirement avant de procéder à l'essai de résistance d'isolement.

6.7.2 Essai de résistance d'isolement des panneaux PV – Méthode d'essai

Il convient de répéter l'essai, au minimum, pour chaque panneau ou sous-panneau PV (le cas échéant). Des chaînes individuelles peuvent également être soumises à essai, si cela est exigé.

MÉTHODE D'ESSAI 1 – Essai entre potentiel négatif du panneau et la terre suivi d'un essai entre le potentiel positif du panneau et la terre.

MÉTHODE D'ESSAI 2 – Essai entre la terre et les potentiels positif et négatif du panneau court-circuités.

Si la structure/le bâti est relié à la terre, le raccordement à la terre peut correspondre à tout raccordement de terre approprié ou au bâti du panneau (si le bâti du panneau est utilisé, s'assurer du bon contact et de la continuité sur l'ensemble du bâti métallique).

Pour les systèmes dans lesquels le bâti de panneau n'est pas relié à la terre (par ex. s'il existe une installation classe II), un technicien de mise en service peut choisir d'effectuer les deux essais: i) entre les câbles du panneau et la terre et un essai additionnel ii) entre les câbles du panneau et le bâti.

Pour les panneaux ne comportant pas de parties conductrices accessibles (par exemple les tuiles PV), l'essai doit s'effectuer entre les câbles du panneau et la terre du bâtiment.

Si la méthode d'essai 2 est adoptée, pour réduire au maximum les risques d'arc électrique, il convient de court-circuiter les câbles positifs et négatifs du panneau d'une manière sûre. À cet effet, une "boîte d'interrupteur de court-circuit" appropriée est généralement utilisée. Ce dispositif contient un interrupteur à courant continu assigné de coupure de charge pouvant, en toute sécurité, établir et couper la connexion de court-circuit – après que les câbles du panneau ont été connectés en toute sécurité dans le dispositif.

Il convient de concevoir la procédure d'essai de façon à s'assurer que la tension de crête n'excède pas les caractéristiques assignées des modules, des commutateurs, des SPD et autres composants du système.

6.7.3 Résistance d'isolement des panneaux PV – Méthode d'essai

6.7.3.1 General

Avant de commencer l'essai:

- limiter l'accès du personnel non autorisé;
- isoler le panneau PV de l'onduleur (généralement au niveau de l'interrupteur-sectionneur du panneau); et
- déconnecter toute partie de l'équipement susceptible d'avoir un impact sur la mesure de l'isolation (à savoir, protection contre les surtensions) dans les boîtes de jonction ou de combinaison.

Si une boîte d'interrupteur de court-circuit est utilisée pour l'essai selon la méthode 2, il convient de fixer correctement les câbles du panneau dans le dispositif de court-circuit, avant d'activer l'interrupteur de court-circuit.

Le dispositif d'essai de résistance d'isolement doit être connecté entre la terre et le(s) câble(s) des panneaux ou la barre de bus de combinaison, selon ce qui est approprié pour la méthode d'essai adoptée. Il convient de fixer correctement les câbles d'essai avant d'effectuer l'essai.

Suivre les instructions du dispositif d'essai de résistance d'isolement pour s'assurer que la tension d'essai est conforme au Tableau 1 et aux relevés en megaohms.

S'assurer que le système est mis hors tension avant d'enlever les câbles d'essai ou de toucher les parties conductrices.

6.7.3.2 Résistance d'isolement – Panneaux PV jusqu'à 10 kWp

Pour les panneaux PV jusqu'à 10 kWp, la résistance d'isolement doit être mesurée avec la tension d'essai indiquée au Tableau 2. Le résultat est satisfaisant si chaque circuit comporte une résistance d'isolement ayant au moins la valeur appropriée donnée au Tableau 2.

Tableau 2 – Valeurs minimales de la résistance d'isolement – Panneaux PV jusqu'à 10 kWp

Tension du système ($V_{oc} \text{ (stc)} \times 1,25$) V	Tension d'essai V	Résistance d'isolement minimale MΩ
<120	250	0,5
120 to 500	500	1
> 500 à 1 000	1 000	1
> 1 000	1 500	1

6.7.3.3 Résistance d'isolement – Panneaux PV de plus de 10 kWp

Pour les panneaux PV de plus de 10 kWp, une des deux méthodes d'essai suivantes doit être suivie:

Méthode A

Effectuer l'essai de résistance d'isolement sur:

- des chaînes individuelles; ou
- des chaînes combinées, ~~si la capacité totale combinée ne dépasse pas 10 kWp.~~

La résistance d'isolement doit être mesurée avec la tension d'essai indiquée au Tableau 2. Le résultat est satisfaisant si la résistance d'isolement n'est pas inférieure à la valeur appropriée donnée au Tableau 2.

Méthode B

La méthode B est une méthode alternative permettant de soumettre ~~à~~ aux essais un panneau entier (ou un sous-panneau), ~~et ce même s'il est supérieur à 10 kWp.~~ Les panneaux (ou sous-panneaux) ~~supérieurs à 10 kWp~~ peuvent satisfaire aux exigences du Tableau 2; par conséquent, la méthode B fournit un raccourci (essais de l'ensemble du panneau dès le départ) ~~uniquement en cas d'échec, il convient d'effectuer l'essai sur des sous-sections conformément à la méthode A.~~ En cas d'échec de la méthode B, il convient d'effectuer l'essai sur des sous-sections selon la méthode A.

La résistance d'isolement doit être mesurée avec la tension d'essai indiquée au Tableau 2. Le résultat est satisfaisant si la résistance d'isolement n'est pas inférieure à la valeur appropriée donnée au Tableau 2.

Si les mesures tombent au-dessous de la valeur appropriée donnée au Tableau 2, il convient de soumettre à nouveau le système à essai en introduisant un nombre de chaînes plus réduit dans le circuit d'essai.

7 Procédures d'essai – Catégorie 2

7.1 Généralités

Les essais de catégorie 2 peuvent être mis en œuvre sur toutes les parties d'un système ou uniquement sur des portions de l'échantillon.

NOTE Il est relativement fréquent, en particulier pour des systèmes de grande taille, que certains des essais de catégorie 2 soient effectués sur un échantillon choisi du système (un pourcentage fixe des chaînes / modules). Une telle approche et le pourcentage du système à soumettre à essai feront l'objet d'un accord entre le client avant la mise en service.

7.2 Mesure de courbe I-V de chaîne

7.2.1 General

Un essai de courbe I-V de chaîne peut apporter les informations suivantes:

- Mesures de la tension de circuit ouvert (V_{oc}) et du courant de court-circuit (I_{sc}) de chaîne
- Mesures de la tension de puissance maximale (V_{mpp}), du courant de puissance maximale (I_{mpp}) et de la puissance maximale (P_{max})
- Mesure de la performance du panneau
- Mesure du taux de remplissage du module / de la chaîne
- Identification des défauts ou des problèmes d'ombrage des modules/panneaux

Avant d'effectuer un essai de courbe I-V, le dispositif d'essai de courbe I-V doit être vérifié pour s'assurer qu'il a les valeurs assignées qui conviennent à la tension et au courant du circuit soumis à essai.

7.2.2 Mesure de courbe I-V de V_{oc} et I_{sc}

Un essai de courbe I-V est une variante de méthode acceptable pour déduire la tension de circuit ouvert (V_{oc}) et le courant de court-circuit (I_{sc}) de chaîne. Lorsqu'un essai de courbe I-V est réalisé, il n'est pas exigé de procéder à des essais V_{oc} et I_{sc} séparés – à la condition que l'essai de courbe I-V soit effectué au stade approprié de la séquence d'essais de catégorie 1.

Il convient que la chaîne ou le HSA soumise aux essais soit isolée et reliée au dispositif d'essai de courbe I-V. Si l'objectif de l'essai de courbe I-V est uniquement d'obtenir des valeurs pour V_{oc} et I_{sc} , il n'existe alors aucune exigence de mesurer l'éclairement (ou la température de cellule).

7.2.3 Mesure de courbe I-V – Vérification de la performance du panneau

En présence de conditions d'éclairement appropriées, un essai de courbe I-V offre un moyen de vérifier par des mesures que la performance d'un panneau PV satisfait à la performance assignée (plaque signalétique).

Les mesures de performance de chaîne ou de HSA et de panneau PV doivent être effectuées dans des conditions d'éclairement stables d'au moins 400 W/m², mesurées dans le plan du panneau.

NOTE 1 Des résultats médiocres peuvent apparaître si les mesures sont effectuées sous faible éclairement ou si l'angle d'incidence est trop oblique. Pour évaluer la performance d'un système PV, voir l'IEC TS 61724-2:2016.

NOTE 2 Le courant et la tension de puissance maximale Les valeurs maximales de puissance, de courant et de tension d'une chaîne ou d'un HSA PV sont affectés directement par l'éclairement et la température, et sont affectés indirectement par des modifications de la forme de la courbe I-V. En général, la forme de la courbe I-V varie légèrement en fonction de l'éclairement et, sous un niveau critique d'éclairement, la forme de la courbe varie intensément. Les détails de la variation dépendent de la technologie PV et de l'étendue des dégradations ayant affecté la performance du module au fil du temps. Les variations dans la forme de la courbe peuvent provoquer des

erreurs lors de l'évaluation de la performance du panneau, quelle que soit la méthode utilisée pour caractériser la performance de la chaîne (tracé de courbe I-V ou mesures de courant et de tension séparées).

La procédure pour effectuer l'essai de courbe I-V est la suivante:

- S'assurer que le système est fermé et qu'aucun courant ne circule.
- Il convient que ~~la chaîne soumise à essai~~ le(s) circuit(s) soumis à l'essai soi(en)t isolé(e)s et relié(e)s au dispositif d'essai de courbe I-V.
- Il convient de programmer l'instrument d'essai avec les caractéristiques, le type et la quantité de modules soumis à essai.
- Il convient d'installer l'appareil de mesure d'éclairement associé à l'appareil d'essai de courbe I-V de façon à ce qu'il corresponde au plan du panneau, puis de s'assurer qu'il n'est pas soumis à une ombre localisée ou à de la lumière réfléchie (albédo). Si un dispositif à cellule de référence est utilisé, il doit être vérifié qu'il est constitué de la même technologie de cellule que le panneau soumis à essai, ou le dispositif doit être corrigé de façon appropriée pour tenir compte des différences de technologies.
- Si l'appareil d'essai de courbe I-V utilise une sonde de température de cellule, celle-ci doit être en contact ferme avec l'arrière du module et dans le centre d'une cellule en direction du centre d'un module. Si le dispositif d'essai de courbe I-V calcule des corrections de température, des vérifications doivent être effectuées pour s'assurer que les caractéristiques de module correctes sont entrées dans le dispositif et que la valeur V_{oc} de la chaîne se trouve dans la plage attendue.

NOTE 3 Un contrôle de V_{oc} est effectué afin de garantir que la chaîne n'est pas manquante dans un module et, dans la mesure du possible, qu'elle ne comporte aucune diode de dérivation en court-circuit. L'une de ces conditions provoquerait une erreur lors du calcul de la température à partir de la valeur mesurée V_{oc} .

- Avant de commencer l'essai, les niveaux d'éclairement doivent être vérifiés pour s'assurer qu'ils sont supérieurs à 400 W/m² dans le plan du panneau

Lorsque l'essai est terminé, il convient de comparer la valeur de puissance maximale mesurée à la valeur assignée (plaque signalétique) du panneau soumis à essai. Il convient que la valeur mesurée se trouve à l'intérieur de la tolérance de puissance indiquée pour les modules soumis à essai (en même temps, tenir compte de la précision de l'équipement d'essai de courbe I-V).

7.2.4 Mesure de courbe I-V – Identification des défauts ou des problèmes d'ombrage des modules/panneaux

La forme d'une courbe I-V peut fournir des informations utiles sur le panneau en essai. Des défauts tels que les suivants peuvent être identifiés:

- Cellules/modules endommagés.
- Diodes de dérivation en court-circuit.
- Ombrage local.
- Disparité de modules.
- La présence d'une résistance shunt dans les cellules/modules/panneaux.
- Résistance série excessive.

Si l'objectif de la mesure de courbe I-V est de vérifier qu'il n'y a pas de marches ou d'encoches du type de ceux causés par les effets de disparité, la mesure peut être effectuée à un éclairement inférieur et à des angles d'incidence supérieurs à ceux exigés pour les essais de performance.

Pour la plupart des essais de forme, il convient que les valeurs d'éclairement soient supérieures à 100 W/m². Cependant, des valeurs utiles peuvent aussi être obtenues à des niveaux d'éclairement plus faibles. Si des défauts de forme à des niveaux d'éclairement de moins de 100 W/m² sont constatés, même si cela peut justifier de rechercher un défaut

potentiel, il est également recommandé de répéter l'essai à un moment où des valeurs supérieures à 100 W/m² sont présentes.

Lors de l'enregistrement d'une courbe I-V, la forme doit être étudiée en vue d'y rechercher tout écart par rapport à la courbe prédite. Les écarts par rapport aux courbes I-V nécessitent une attention particulière car ils peuvent signaler des défauts importants dans le panneau PV qui n'auraient pas été détectés autrement. Des informations concernant l'interprétation des écarts par rapport à une courbe I-V sont données à l'Annexe D.

Pour les systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et soumis à des conditions d'éclairement stables, les courbes provenant de chaînes individuelles doivent être comparées (superposées). Il convient que les courbes soient les mêmes (généralement ~~à 5 %~~ dans les limites de 10 % entre les valeurs minimale et maximale pour des conditions d'éclairement stables).

NOTE L'exactitude de l'équipement de mesure, les variations des conditions d'essai et la tolérance de puissance du module jouent un rôle important lors de l'évaluation des écarts.

Si les conditions d'éclairement ne sont pas stables, une comparaison visuelle peut être ajoutée en traduisant les courbes à des valeurs d'éclairement et de température communes (par exemple par rapport aux conditions d'essai normalisées) avant la superposition.

7.3 Procédure d'examen du panneau PV par caméra infrarouge

7.3.1 General

Un examen par caméra infrarouge (IR) a pour objet de détecter des variations de température inhabituelles dans les modules PV en fonctionnement sur le terrain. De telles variations de température peuvent indiquer des problèmes dans les modules et/ou panneaux, tels que des cellules en polarisation inverse, une défaillance des diodes de dérivation, une défaillance des liaisons soudées, de mauvaises connexions et d'autres conditions qui conduisent à un fonctionnement à température localement élevée.

NOTE 1 Tout en faisant partie d'un processus de vérification initial ou périodique, l'essai IR peut aussi être utilisé pour trouver l'origine de problèmes suspectés dans un module, une chaîne ou un panneau.

NOTE 2 Voir aussi l'IEC TS 62446-3:2017.

7.3.2 Procédure d'essai IR

Pour un examen par caméra IR, il convient que le panneau soit en mode de fonctionnement normal (avec suivi des points de puissance crête des onduleurs). Il convient que l'éclairement dans le plan du panneau soit supérieur à 400 W/m² et il convient également que les conditions climatiques soient stables. Dans l'idéal, il convient que l'éclairement soit relativement constant et supérieur à 600 W/m² dans le plan du panneau pour s'assurer qu'il y ait suffisamment de courant pour engendrer des différences de températures perceptibles.

Suivant la construction du module et sa configuration de montage, déterminer le côté du module qui produit l'image thermique la plus parlante (il peut être nécessaire de répéter la méthode de chaque côté).

Examiner chaque module du panneau ou du sous-panneau en question, en faisant particulièrement attention aux diodes de blocage, aux boîtes de jonction, aux raccordements électriques ou à tout problème, spécifiquement identifié, d'un panneau présentant une différence de température perceptible par rapport à son environnement immédiat.

Lors de l'examen de la face d'un panneau, la caméra et l'opérateur ne doivent pas projeter d'ombres sur la surface examinée.

NOTE Regarder le module par l'arrière minimise les interférences dues à la lumière réfléchie par le verre du module, mais regarder le module de face fournit généralement des images facilement parlantes grâce à la conductivité thermique du verre

7.3.3 Interprétation des résultats d'essai IR

7.3.3.1 General

Les paragraphes 7.3.3.2 à 7.3.3.5 décrivent les problèmes habituels qui peuvent être rencontrés durant un essai IR.

7.3.3.2 Résultats d'essai IR – Généralités

L'essai recherche en premier lieu les variations de température anormales dans le panneau. Il convient d'identifier les variations de température normales dues aux points de montage, aux étiquettes adhésives et aux autres éléments uniquement dans le but d'éviter d'enregistrer ces variations de température normales.

Au quotidien, la température moyenne d'un panneau PV varie de façon relativement importante, donc une valeur normalisée de température absolue pour identifier les anomalies n'est pas spécialement utile. La différence de température entre le point chaud et le reste du panneau fonctionnant normalement est plus importante. Il convient de noter que la température du panneau dépend de l'éclairement, de la vitesse du vent et de la température ambiante, laquelle varie de façon significative au cours des heures d'ensoleillement.

Documenter les zones présentant des extrêmes de températures en marquant clairement leur emplacement sur le composant suspect lui-même, ou sur les dessins de disposition du panneau/des chaînes. Rechercher toute anomalie thermique pour déterminer quelle(s) peu(ven)t être la ou les cause(s) éventuelle(s). Utiliser un examen visuel et les essais électriques (niveau de la chaîne et du module) pour les rechercher. Dans certains cas, une courbe I-V d'un ou plusieurs modules présentant une anomalie thermique comparée à la courbe I-V d'un module sans anomalie thermique peut se révéler être un outil utile.

Avec une caméra IR grand-angle, il peut être possible de détecter des modules et des chaînes qui ne génèrent pas d'énergie ou ne sont pas connectés, car leur température globale sera significativement différente de celle de leurs modules voisins.

Dans certaines circonstances, répéter un examen sur un segment du panneau en circuit ouvert peut apporter des informations utiles. Laisser au panneau au moins 15 minutes après l'ouverture du circuit pour s'équilibrer thermiquement. Les chaînes de module dont l'image IR ne change pas peuvent ne pas produire du courant dans les conditions de charge.

7.3.3.3 Résultats d'essai IR – Points chauds des modules

Il convient que la température du module soit relativement uniforme, sans zone de différence de température significative. Cependant, il est à prévoir que le module soit plus chaud autour de la boîte de jonction qu'ailleurs puisqu'il n'y a pas de conduction aussi bonne de la température dans son environnement immédiat. Il est également normal de voir un gradient de température sur les bords, les étiquettes, la périphérie et les supports des modules PV.

Un point chaud à un endroit quelconque d'un module indique généralement un problème électrique, éventuellement une résistance série, une résistance en parallèle ou une disparité de cellule. Dans tous les cas, étudier la performance de tous les modules qui présentent un ou plusieurs points chauds significatifs. Un examen visuel peut mettre en évidence des signes de surchauffe, par exemple une zone de couleur marron ou décolorée.

7.3.3.4 Résultats d'essai IR – Diodes de dérivation

Si l'une des diodes de dérivation est chaude (passante), vérifier le panneau pour rechercher des raisons évidentes comme l'ombrage ou des débris sur le module protégé par la diode. S'il n'y a pas de cause évidente, suspecter un module défaillant.

7.3.3.5 Résultats d'essai IR – Connexions des câbles

Il convient que les connexions des câbles entre les modules ne soient pas sensiblement plus chaudes que le câble lui-même. Si les connexions sont plus chaudes, les inspecter pour voir si la connexion est desserrée ou corrodée.

8 Procédures d'essai – Essais additionnels

8.1 Tension par rapport au sol – Systèmes de terre résistive

Cet essai est utilisé pour évaluer les systèmes qui utilisent une connexion (résistive) à haute impédance par rapport au sol. Des procédures d'essai spécifiques sont proposées par les fabricants de modules qui exigent des systèmes de terre résistive pour leurs modules.

L'essai doit être effectué pour les exigences spécifiques du fabricant de modules, pour vérifier que la résistance en place est de la valeur correcte et maintient le système en courant continu à des tensions acceptables par rapport à la masse, ou dans des plages acceptables de courant de fuite.

8.2 Essai des diodes de blocage

Les diodes de blocage peuvent connaître des défaillances aussi bien à l'état de circuit ouvert qu'à l'état de court-circuit. Cet essai est important pour les installations dans lesquelles des diodes de blocage sont installées.

Toutes les diodes doivent être examinées pour s'assurer qu'elles sont connectées correctement (polarité correcte) et qu'elles ne présentent aucun signe de surchauffe ou de carbonisation.

En mode de fonctionnement normal, la tension doit être mesurée aux bornes de la diode de blocage (V_{BD}).

- Critère d'acceptation – V_{BD} compris entre 0,5 V et 1,65 V.

Si la tension se trouve en dehors de cette plage, le système doit être soumis à d'autres recherches permettant de déterminer si la défaillance de la diode est un incident isolé ou le résultat d'un autre défaut du système.

8.3 Panneau PV – Essai de résistance d'isolement humide

8.3.1 Général

L'essai de résistance d'isolement humide est principalement utilisé comme partie d'un exercice de recherche de défauts.

L'essai de résistance d'isolement humide évalue l'isolation électrique du panneau PV dans des conditions de fonctionnement humides. Cet essai simule la pluie ou la rosée sur le panneau et son câblage, et permet de vérifier qu'il n'y a pas de pénétration d'humidité dans les parties actives des circuits électriques du panneau qui peut favoriser la corrosion, provoquer des défauts de terre ou exposer le personnel ou le matériel à des dangers concernant la sécurité électrique.

Cet essai est particulièrement efficace pour détecter des défauts en surface tels que des câblages endommagés, des capots de boîtes de jonction mal fermés et d'autres problèmes d'installation similaires. Il peut également être utilisé pour détecter les défauts de fabrication et de conception tels que les piqûres des supports polymères, les boîtes de jonction fêlées, les boîtiers de diodes manquant d'étanchéité et les connecteurs inappropriés (dont les valeurs assignées correspondent à une utilisation en intérieur).

Un essai d'isolement humide est habituellement mis en œuvre lorsque les résultats d'un essai à sec (nominale) sont douteux, ou lorsqu'il existe une suspicion d'existence de défaillances dans l'isolation, dues à des défauts d'installation ou de fabrication.

L'essai peut être appliqué à un panneau entier ou sur des systèmes de grande taille à des parties choisies (à des composants spécifiques ou des sous-sections du panneau). Lorsque seules certaines parties du panneau sont soumises à essai, celles-ci sont généralement choisies d'après un problème connu ou suspecté, identifié au cours d'autres essais. Dans certaines circonstances, l'essai d'isolement humide peut être exigé sur une partie d'un échantillon du panneau.

8.3.2 Procédure d'essai d'isolement humide

La procédure à suivre doit être la même que celle décrite dans l'essai d'isolement normalisé, mais avec une étape initiale additionnelle consistant à humidifier le panneau.

Avant l'essai, il convient d'humidifier abondamment la section du panneau soumis à essai avec un mélange d'eau et d'agent de surface. Il convient de pulvériser le mélange sur toutes les parties du panneau en essai. Avant l'essai, il convient de vérifier la zone du panneau soumis à essai pour s'assurer que toutes les parties sont humidifiées, y compris l'avant, l'arrière et les bords des modules, de même que toutes les boîtes de jonction et les câbles.

L'exécution de cet essai comporte des risques de choc électrique, il convient donc de suivre les préparations de sécurité décrites pour un essai d'isolement normalisé. Lors du choix d'un équipement de protection individuel à porter durant l'essai, il convient de tenir compte de l'humidité de l'environnement dans lequel l'essai est effectué.

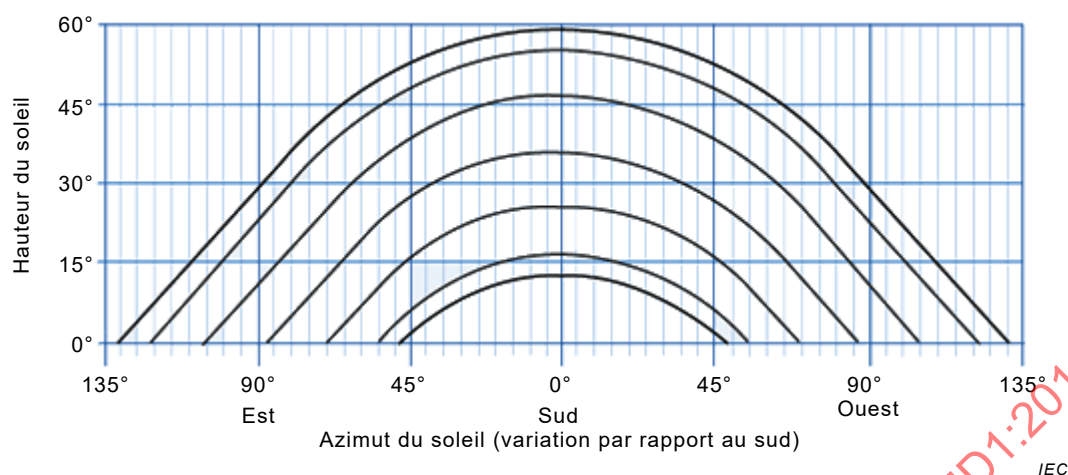
La présence d'au moins deux personnes est recommandée pour effectuer cet essai (puisque l'humidité sèche rapidement sur le terrain, ce qui donne lieu à une grande variation des résultats) – une personne pour effectuer les mesures immédiatement après que la deuxième a terminé d'humidifier la zone d'intérêt et a donné l'approbation de procéder à l'essai.

8.4 Évaluation de l'ombre

L'objectif de l'évaluation de l'ombre est de consigner les conditions d'ombrage et d'horizon présentes à ce moment-là – pour fournir une base pour les comparaisons futures.

Pour les petits systèmes, il convient que l'enregistrement de l'ombre soit effectué aussi près que possible du centre du panneau. Pour les systèmes plus gros, pour les systèmes comportant plusieurs sous-panneaux ou un ombrage complexe, une série de mesures d'ombre peut être exigée.

Il existe un certain nombre de moyens pour mesurer et enregistrer l'ombre. Une méthode appropriée consiste à enregistrer la scène d'ombrage sur un schéma de trajet solaire, comme indiqué à la Figure 1.



NOTE Exemple de schéma de trajet solaire uniquement (les courbes de trajet solaire varient en fonction de la latitude du site).

Figure 1 – Exemple de schéma de trajet solaire

Dans tous les cas, l'enregistrement de l'ombre doit:

- Mentionner l'emplacement où l'enregistrement de l'ombre a été effectué.
- Indiquer le sud ou le nord (selon ce qui est approprié).
- Être dimensionné de façon à montrer l'élévation (hauteur) de n'importe quel objet faisant de l'ombre.

NOTE Une description de caractéristiques de l'ombrage susceptibles de poser des problèmes à l'avenir peut également être utile dans cet enregistrement. Il s'agit en particulier des projets de construction en cours ou prévus, et de toute végétation susceptible de pousser au point d'obstruer une partie du panneau.

9 Rapports de vérification

9.1 Généralités

À l'issue du processus de vérification, un rapport doit être émis. Ce rapport doit comprendre les informations suivantes:

- Informations de synthèse décrivant le système (nom, adresse, etc.).
- Une liste des circuits ayant été examinés et soumis aux essais.
- Un procès-verbal de l'examen.
- Un rapport des résultats d'essai pour chaque circuit soumis à essai.
- L'intervalle avant la prochaine vérification.
- La signature de la (des) personne(s) entreprenant la vérification.

Les rapports de vérification modèles figurent dans les Annexes A, B et C de la présente Norme.

NOTE Dans certains pays, l'intervalle entre deux vérifications est défini par des règlements nationaux.

9.2 Vérification initiale

La vérification d'une nouvelle installation doit être réalisée selon les exigences de l'Article 5 de la présente Norme. Le rapport de vérification initiale doit inclure des informations supplémentaires concernant la(les) personne(s) responsable(s) de la conception, la construction et la vérification du système – et l'étendue de leurs responsabilités respectives.

Le rapport de vérification initiale doit faire une recommandation sur l'intervalle de temps entre les examens périodiques. Celui-ci doit être déterminé en tenant compte du type d'installation et d'équipement, de son utilisation et son fonctionnement, de la fréquence et la qualité des opérations de maintenance et des influences externes auxquels ils peuvent être soumis.

9.3 Vérification périodique

La vérification périodique d'une installation existante doit être réalisée selon les exigences de l'Article 5 de la présente Norme. S'il y a lieu, les résultats et recommandations des vérifications périodiques précédentes doivent être pris en compte.

Un rapport de vérification périodique doit être fourni, incluant une liste de tous défauts et recommandations en vue de réparations ou améliorations (telles que la mise à niveau d'un système pour satisfaire aux normes en vigueur).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

Annexe A (informative)

Certificat de vérification modèle

Certificat de vérification du système PV	☐ Vérification initiale ☐ Vérification périodique
---	--

Client		Description de l'installation.	
Adresse de l'installation		Puissance assignée – kW courant continu	
Date d'essai		Emplacement	
		Circuits soumis à essai	

Nom et adresse de l'entreprise		Référence du rapport d'examen selon l'IEC 60364-6:	
		Référence du rapport d'essai selon l'IEC 60364-6:	
		Référence du rapport d'examen du panneau PV:	
		Référence du rapport d'essai du panneau PV:	

CONCEPTION, FABRICATION, EXAMEN ET ESSAIS		
Je/nous soussigné(s), la(s) personne(s) en charge de la conception, de la fabrication, de l'examen et des essais de l'installation électrique dont les détails figurent ci-dessus, ayant fait preuve d'expérience et de diligence lors de la réalisation de la conception, de la fabrication, de l'examen et des essais, certifie/certifions par la présente que lesdits travaux dont j'ai eu /nous avons eu la charge sont, pour autant que je/nous le sache(sachions), conformes à		
Signature(s):	Prochain examen recommandé après un intervalle de temps inférieur à:	
Nom(s): Date: (Le champ de responsabilité du ou des signataires est limité aux travaux décrits ci-dessus)	COMMENTAIRES:	

Annexe B (informative)

Rapport d'examen modèle

Rapport d'examen du système PV	☐ Vérification initiale ☐ Vérification périodique
Adresse de l'installation	Référence
	Date
Circuits examinés	Inspecteur

Généralités

L'ensemble du système a été examiné selon les exigences de l'IEC 60364-6 et un rapport d'examen est joint en vue de satisfaire aux exigences de l'IEC 60364-6.

Réseau à courant continu – Généralités

- ☐ Le réseau à courant continu a été conçu, spécifié et installé selon les exigences de l'IEC 60364 et de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.
- ☐ La tension maximale de panneau PV est adaptée pour l'emplacement du panneau.
- ☐ Tous les composants du système et toutes les structures de montage ont été sélectionnés et mis en place de façon à être capables de supporter les influences externes prévisibles telles que le vent, la neige, les extrêmes de température et la corrosion.
- ☐ Les fixations de toit et les entrées de câble sont étanches aux intempéries (si applicable).

Réseau à courant continu – Protection contre les chocs électriques

- ☐ Mesure de protection fournie par très basse tension (TBTS/TBTP) – oui / non.
- ☐ Protection par l'utilisation d'une isolation de classe II ou équivalente adoptée côté courant continu – oui / non.
- ☐ Les câbles de panneaux et chaînes PV ont été sélectionnés et mis en œuvre de façon à réduire au maximum les risques de défauts à la terre et courts-circuits. On y parvient généralement en utilisant des câbles avec isolations de protection renforcées (souvent désignées par "à double isolation") – oui / non.

Réseau à courant continu – Protection contre les effets des défauts d'isolement

- ☐ Séparation électrique en place à l'intérieur de l'onduleur ou sur le côté courant alternatif – oui / non.
- ☐ Mise à la terre fonctionnelle sur tous les conducteurs en courant continu – oui / non.
- ☐ Un système d'alarme et de détection de résistance d'isolement de terre pour les panneaux PV est installé – selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.
- ☐ Un système d'alarme et de détection de surveillance de courant résiduel de terre pour les panneaux PV est installé – selon les exigences de l'IEC ~~TS 62548:2013~~ 2016.

Réseau à courant continu – Protection contre les surintensités

- ☐ Pour les systèmes sans dispositif de protection contre les surintensités des chaînes:

- $I_{MOD_MAX_OCPR}$ (la valeur maximale de fusible série du module) est supérieur au plus grand courant inverse possible;
- les câbles des chaînes sont dimensionnés pour recevoir le courant de défaut combiné maximal des chaînes parallèles.
- Pour les systèmes munis de dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes:
 - les dispositifs de protection contre les surintensités sont installés et correctement spécifiés selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Pour les systèmes munis de dispositifs de protection contre les surintensités des panneaux/sous-panneaux:
 - les dispositifs de protection contre les surintensités sont installés et correctement spécifiés selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Pour les systèmes où le ou les onduleurs peuvent produire un retour d'énergie en courant continu dans les circuits du panneau PV:
 - tout courant de retour d'énergie est inférieur à la fois à la valeur maximale de fusible du module et à l'ampérage du câble de chaîne.

Réseau à courant continu – Disposition des mises à la terre et des liaisons

- Lorsque le système PV comprend une mise à la terre fonctionnelle de l'un des conducteurs en courant continu:
 - la connexion de terre fonctionnelle a été spécifiée et installée selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Lorsqu'un système PV a une connexion directe avec la terre côté courant continu:
 - un interrupteur de défaut de terre fonctionnelle a été mis en place selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Les agencements des liaisons des bâtis de panneau ont été spécifiés et installés selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Si des conducteurs de mise à la terre de protection et/ou de liaison équipotentielle sont installés:
 - ils sont parallèles aux câbles à courant continu et mis en faisceau avec ceux-ci.

Réseau à courant continu – Protection contre les effets de la foudre et des surtensions

- Pour réduire au maximum les tensions induites par la foudre, la surface de l'ensemble des boucles de câblage a été maintenue aussi réduite que possible.
- Des mesures sont en place pour protéger les câbles longs (par ex. utilisation d'écrans ou de dispositifs de protection contre les surtensions).
- Si des dispositifs de protection contre les surtensions ont été installés, ils l'ont été selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

Réseau à courant continu – Choix et mise en œuvre des équipements électriques

- Les modules PV ont des valeurs assignées pour la valeur maximale possible de la tension du réseau à courant continu.
- Tous les composants en courant continu ont des valeurs assignées permettant un fonctionnement en courant continu continuels aux valeurs maximales possibles de courant et de tension du réseau à courant continu définies dans l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Les systèmes de câblage ont été choisis et mis en œuvre pour résister aux influences externes prévisibles telles que vent, formation de glace, extrêmes de température, rayonnement UV et solaire.
- Des moyens d'isolation et de déconnexion ont été mis en place pour les chaînes de panneaux PV et les sous-panneaux PV – selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

- Un interrupteur-sectionneur en courant continu est installé du côté continu de l'onduleur selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Si des diodes de blocage sont installées, leur tension inverse assignée est au moins $2 \times V_{oc}$ (stc) de la chaîne PV dans laquelle elles sont installées (voir l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016).
- Les connecteurs prise et socle accouplés sont du même type, proviennent du même fabricant et satisfont aux exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

Réseau à courant alternatif

- Des moyens d'isolement de l'onduleur ont été prévus du côté alternatif.
- Tous les dispositifs d'isolement et de commutation ont été connectés de telle façon que l'installation PV soit interconnectée du côté "charge" et le réseau public d'alimentation du côté "source".
- Les paramètres de fonctionnement de l'onduleur ont été programmés selon les réglementations locales.
- Lorsqu'un RCD (dispositif à courant différentiel résiduel) est installé sur le circuit en courant alternatif alimentant un onduleur, le type de RCD a été vérifié pour s'assurer qu'il a été sélectionné selon les exigences de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.

Étiquetage et identification

- Tous les circuits, dispositifs de protection, interrupteurs et toutes les bornes sont étiquetés de manière appropriée conformément aux exigences de l'IEC 60364 et de l'IEC ~~TS~~ 62548:2013 2016.
- Toutes les boîtes de jonction en courant continu (générateur PV et boîtes de panneaux PV) portent un marquage de mise en garde indiquant que des parties actives internes à ces boîtes sont alimentées par un panneau PV et peuvent toujours être sous tension après isolement de l'onduleur PV et du réseau public d'alimentation.
- Un moyen d'isolement côté courant alternatif est clairement étiqueté.
- Des étiquettes de mise en garde de double alimentation sont installées au point d'interconnexion.
- Un schéma de câblage monophasé est affiché sur le site.
- Les détails donnés par l'installateur sont affichés sur le site.
- Les procédures d'arrêt sont affichées sur le site.
- Les procédures d'urgence sont affichées sur le site (lorsque cela s'applique).
- Toutes les signalisations et étiquettes sont convenablement apposées et de manière durable.

Annexe C (informative)

Rapport d'essai du panneau PV modèle

Rapport d'essai du panneau PV		☐ Vérification initiale ☐ Vérification périodique					
Adresse de l'installation		Référence					
		Date					
Description des travaux en cours d'essai		Inspecteur					
		Instruments d'essai					

Chaîne	Référence chaîne	1	2	3	4		n
Chaîne	Module						
	Quantité						
Paramètres du panneau (tels que spécifiés)	V_{oc} (stc)						
	I_{sc} (stc)						
Chaîne dispositif de protection contre les surintensités	Type						
	Assigné (A)						
	CC assigné (V)						
	Capacité (kA)						
Chaîne Câblage	Type						
	Phase (mm ²)						
	Terre (mm ²)						
Essai de chaîne	V_{oc} (V)						
	I_{sc} (A)						
	Éclairement						
Vérification de polarité							
Résistance d'isolement des panneaux	Tension d'essai (V)						
	Pos – Terre (MΩ)						
	Nég – Terre (MΩ)						
Continuité du circuit de terre (s'il y a lieu)							
Isolateur de panneau	Assigné (A)						
	Assigné (V)						
	Emplacement						
	Vérification fonctionnelle						
Onduleur	Marque et modèle						
	Numéro de série						
	Fonctionnement OK						

Commentaires

Annexe D (informative)

Interprétation des formes de courbe I-V

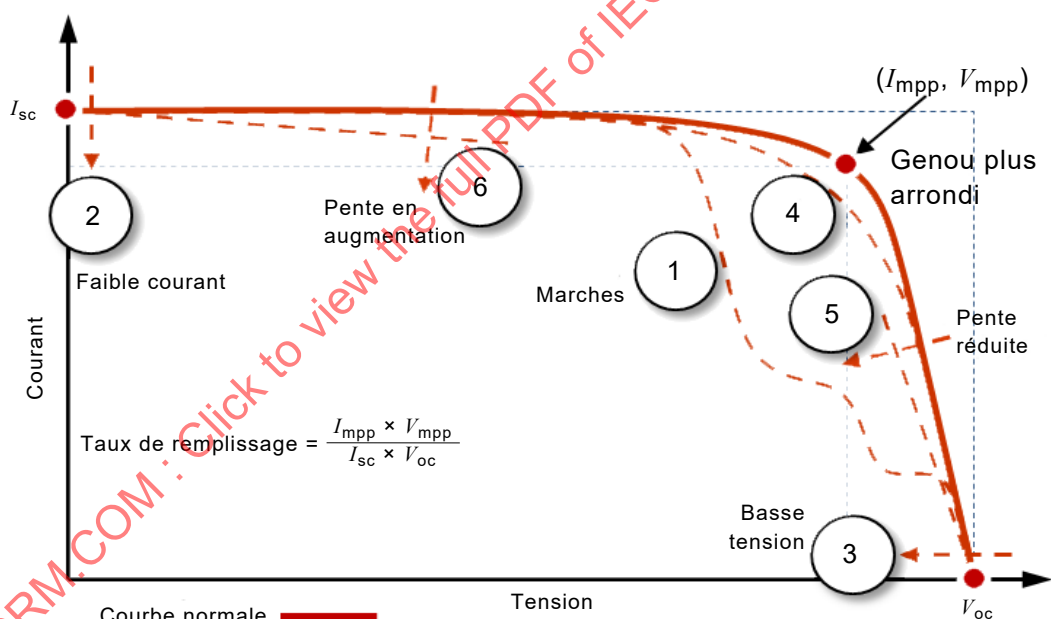
D.1 Généralités

Une courbe I-V normale a une forme lisse comportant trois parties distinctes:

- une "jambe horizontale" (légère pente descendante);
- une "jambe descendante" (proche de la verticale);
- une courbure ou un "genou" dans la courbe entre ces deux régions.

Dans une courbe normale, ces trois parties sont lisses et continues. Les pentes et la forme du genou dépendent de la technologie des cellules et de leur fabrication. Les cellules au silicium cristallin ont des genoux plus pointus; les modules à film fin ont des genoux plus graduels et arrondis.

Un certain nombre de facteurs peut influencer la forme d'une courbe I-V. La Figure D.1 illustre les principaux types d'écarts pouvant survenir. Ces variations de formes peuvent être présentes individuellement ou en combinaison.



NOTE Les chiffres 1 à 6 indiquent les variations des formes de courbe qui sont décrites en D.2 à D.7.

Figure D.1 – Formes de courbe I-V

De petits écarts sont à prévoir entre les courbes I-V prédites et les courbes mesurées, du fait des incertitudes normales liées à la mesure de l'éclairement, de la température et de la tension. De petits écarts entre les modules PV, même si ces modules sont du même modèle et du même fabricant, ont également un effet. L'ombrage et la saleté ont également un impact sur la forme de la courbe.

Lorsque des écarts sont constatés, il convient d'effectuer d'abord une vérification pour s'assurer que la différence de forme entre la courbe mesurée et celle prédite n'est pas due à

des erreurs de mesure, des problèmes de configuration d'instrument ou des données incorrectement entrées concernant les modules/les chaînes.

D.2 Variation 1 – Marches ou encoches dans la courbe

Les marches ou les encoches de la courbe I-V sont des signes de disparité entre les différentes zones du panneau ou du module soumis à essai. L'écart dans la courbe indique que les diodes de dérivation sont en train de s'activer et qu'un certain courant est en train de contourner la chaîne de cellules internes protégée par la diode (chaîne incapable de faire passer le même courant que celui d'autres chaînes). Cela peut être dû à un certain nombre de facteurs tels que les suivants:

- Le panneau ou le module est partiellement ombragé.
- Le panneau ou le module est partiellement sale ou masqué d'une quelconque façon (neige, etc.).
- Cellule/module PV endommagé(e).
- Diode de dérivation en court-circuit.

NOTE L'ombrage partiel d'une cellule d'un module seulement peut activer la diode de dérivation associée et provoquer une encoche dans la courbe.

D.3 Variation 2 – Faible courant

Un certain nombre de facteurs peuvent être responsables d'un écart entre le courant attendu et le courant mesuré. Ils sont résumés ci-dessous:

Causes relatives au panneau:

- Saleté uniforme.
- Bandeaux d'ombre (modules en orientation portrait).
- Amas de saleté (modules en orientation portrait).
- Les modules PV sont dégradés.

NOTE Les effets des bandeaux d'ombre et des amas de saleté sont similaires à ceux de la saleté uniforme, car ils réduisent le courant de tous les groupes de cellules dans à peu près la même proportion.

Causes relatives à la modélisation:

- Données des modules PV entrées incorrectement.
- Nombre de chaînes parallèles incorrectement entré.

Causes relatives aux mesures:

- Problème d'étalonnage ou de mesure du capteur d'éclairement.
- Capteur d'éclairement non monté dans le plan du panneau.
- L'éclairement a changé entre les mesures d'éclairement et les mesures de courbe I-V.
- Les effets d'albédo sont tels que le capteur d'éclairement mesure un éclairement excessivement élevé.
- L'éclairement est trop faible ou le soleil est trop proche de l'horizon.

NOTE L'écart représenté sur le schéma ci-dessus est un courant inférieur à celui attendu, mais la valeur mesurée peut aussi être supérieure à celle prédite par la courbe I-V modèle.

D.4 Variation 3 – Basse tension

Les causes potentielles d'un écart de tension comprennent les suivantes.

Causes relatives au panneau:

- Diodes de dérivation conductrices ou en court-circuit.
- Nombre de modules dans la chaîne PV incorrect.
- Dégradation potentielle induite (PID).
- Ombrage important et uniforme de la cellule entière, du module entier ou de la chaîne entière.

Causes relatives à la modélisation:

- Données des modules PV entrées incorrectement.
- Le nombre de modules de la chaîne a été entré incorrectement.

Causes relatives aux mesures:

- Température de cellule PV différente de la valeur mesurée.

Du fait que la température de cellule influe sur la tension produite par le module PV, une disparité entre la température de cellule réelle et celle mesurée (ou supposée) par le traceur de courbe I-V provoque ce défaut de forme. Dans ces cas-là, il convient de mettre en place une méthode de mesure de température de cellule avant de continuer (vérifier par exemple qu'un capteur de température est toujours fixé au module).

Un groupe de chaînes mesurées de manière rapprochée présente souvent de légers écarts par rapport aux prédictions du modèle PV. Ceci est à prévoir du fait que la température est généralement mesurée au niveau d'un seul module et que le profil de température du panneau n'est pas uniforme et varie dans le temps. Cependant, si une chaîne particulière présente un écart sensiblement plus important que les autres, cela pose un problème, en particulier si l'écart correspond à V_{oc} du module/ N , où N est le nombre de diodes de dérivation des modules.

NOTE L'écart représenté sur le schéma ci-dessus est une tension inférieure à celle attendue, mais la valeur mesurée peut aussi être supérieure à celle prédite par la courbe I-V modèle.

D.5 Variation 4 – Genou plus arrondi

L'arrondi du genou de la courbe I-V peut être une manifestation du processus de vieillissement. Avant de conclure que c'est le cas, vérifier les pentes des jambes horizontales et verticales de la courbe I-V. Si elles ont changé, cela peut produire un effet visuellement similaire dans la forme du genou.

D.6 Variation 5 – Pente plus douce dans la jambe verticale

La pente de la dernière partie de la courbe I-V entre le point de puissance maximale (V_{mpp}) et V_{oc} est influencée par la résistance en série avec le circuit soumis à essai. Une augmentation de la résistance réduit la raideur de la pente dans cette partie de la courbe.

Les causes possibles d'une augmentation de la résistance série sont:

- Défauts ou dommages dans le câblage PV (ou câbles insuffisamment dimensionnés).
- Défauts aux interconnexions des modules ou des panneaux (connexions de mauvaise qualité).

- Augmentation de la résistance série du module.

Lorsque des panneaux dotés de câbles déployés sur de grandes longueurs sont soumis à essai, la résistance de ces câbles a une influence sur la forme de la courbe et peut avoir un impact sur la courbe, comme décrit dans ce qui suit. S'il est soupçonné que c'est le cas, soit le modèle peut être ajusté pour tenir compte de ces câbles, soit l'essai est reconduit plus près du panneau (de façon à supprimer l'influence de la longueur des câbles).

Si cette erreur est observée sur une courbe, il convient de prêter une attention particulière à la qualité du câblage et des interconnexions à l'intérieur du circuit solaire. L'erreur peut indiquer un défaut important dans le câblage ou des dommages ultérieurs ou de la corrosion affectant le circuit du panneau.

Une augmentation de la résistance série du module peut être due à des défauts créant des résistances élevées dans les interconnexions de cellules ou à l'intérieur de la boîte de jonction du module – dus à la dégradation, la corrosion ou un défaut de fabrication.

Un balayage IR, comme décrit dans la séquence d'essais de la catégorie 2, peut être un outil utile pour identifier les défauts créant des résistances élevées.

D.7 Variation 6 – Pente plus raide dans la jambe horizontale

Une variation de pente dans la partie supérieure de la courbe I-V est due vraisemblablement à:

- Des trajets de dérivation dans les cellules PV
- Une désadaptation du courant I_{sc} des modules
- Ombre effilée ou salissures (par exemple, amas de saleté)

Un courant de dérivation désigne n'importe quel courant qui contourne la cellule solaire – il est habituellement dû à des défauts localisés qui se trouvent soit dans une cellule, soit dans des interconnexions de cellule. Les courants de dérivation peuvent conduire à des points chauds localisés, pouvant également être identifiés par des essais IR.

Les différences de courant I_{sc} entre les modules d'une chaîne peuvent être dues à des disparités de fabrication. Si la désadaptation est faible et distribuée de façon aléatoire sur l'ensemble de la chaîne, les marches ou encoches peuvent ne pas être présentes.

Un ombrage plus important introduit des marches ou des encoches dans la courbe I-V, mais une ombre mineure sur certains modules d'une chaîne ou des motifs d'ombre effilés peut provoquer cet effet.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

FINAL VERSION**VERSION FINALE**

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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

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

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references.....	8
3 Terms and definitions	9
4 System documentation requirements.....	11
4.1 General.....	11
4.2 System data.....	11
4.2.1 Basic system information.....	11
4.2.2 System designer information	11
4.2.3 System installer information	11
4.3 Wiring diagram.....	11
4.3.1 General	11
4.3.2 Array – General specifications.....	12
4.3.3 PV string information.....	12
4.3.4 Array electrical details.....	12
4.3.5 AC system	12
4.3.6 Earthing and overvoltage protection	12
4.4 String layout.....	13
4.5 Datasheets	13
4.6 Mechanical design information	13
4.7 Emergency systems	13
4.8 Operation and maintenance information.....	13
4.9 Test results and commissioning data	13
5 Verification	13
5.1 General.....	13
5.2 Inspection	14
5.2.1 General	14
5.2.2 DC system – General	14
5.2.3 DC system – Protection against electric shock.....	14
5.2.4 DC system – Protection against the effects of insulation faults	15
5.2.5 DC system – Protection against overcurrent	15
5.2.6 DC system – Earthing and bonding arrangements.....	15
5.2.7 DC system – Protection against the effects of lightning and overvoltage.....	16
5.2.8 DC system – Selection and erection of electrical equipment.....	16
5.2.9 AC system	16
5.2.10 Labelling and identification	16
5.3 Testing	17
5.3.1 General	17
5.3.2 Test regimes and additional tests	17
5.3.3 Test regimes for systems with module level electronics.....	17
5.3.4 Category 1 test regime – All systems.....	18
5.3.5 Category 2 test regime	19
5.3.6 Additional tests	19
6 Test procedures – Category 1	20
6.1 Continuity of protective earthing and equipotential bonding conductors	20

6.2	Polarity test.....	20
6.3	PV string combiner box test.....	20
6.4	PV string – Open circuit voltage measurement.....	20
6.5	PV string – Current measurement.....	21
6.5.1	General	21
6.5.2	PV string – Short circuit test.....	21
6.5.3	PV string – Operational test.....	23
6.6	Functional tests.....	23
6.7	PV array insulation resistance test.....	23
6.7.1	General	23
6.7.2	PV array insulation resistance test – Test method.....	24
6.7.3	PV array insulation resistance – Test procedure	24
7	Test procedures – Category 2.....	25
7.1	General.....	25
7.2	String I-V curve measurement	26
7.2.1	General	26
7.2.2	I-V curve measurement of V_{OC} and I_{SC}	26
7.2.3	I-V curve measurement – Array performance	26
7.2.4	I-V curve measurement – Identification of module / array defects or shading issues	27
7.3	PV array infrared camera inspection procedure.....	27
7.3.1	General	27
7.3.2	IR test procedure	28
7.3.3	Interpreting IR test results	28
8	Test procedures – Additional tests	29
8.1	Voltage to ground – Resistive ground systems.....	29
8.2	Blocking diode test.....	29
8.3	PV array – Wet insulation resistance test.....	30
8.3.1	General	30
8.3.2	Wet insulation test procedure	30
8.4	Shade evaluation	30
9	Verification reports	31
9.1	General.....	31
9.2	Initial verification.....	31
9.3	Periodic verification.....	32
Annex A (informative)	Model verification certificate.....	33
Annex B (informative)	Model inspection report.....	34
Annex C (informative)	Model PV array test report	37
Annex D (informative)	Interpreting I-V curve shapes	38
D.1	General.....	38
D.2	Variation 1 – Steps or notches in curve.....	39
D.3	Variation 2 – Low current.....	39
D.4	Variation 3 – Low voltage	39
D.5	Variation 4 – Rounder knee	40
D.6	Variation 5 – Shallower slope in vertical leg	40
D.7	Variation 6 – Steeper slope in horizontal leg	41

Figure 1 – Example sun-path diagram	31
---	----

Figure D.1 – I-V curve shapes	38
-------------------------------------	----

Table 1 – Modifications to the test regime for systems with module level electronics	18
--	----

Table 2 – Minimum values of insulation resistance – PV arrays up to 10 kWp.....	25
---	----

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

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.

DISCLAIMER

This Consolidated version is not an official IEC Standard and has been prepared for user convenience. Only the current versions of the standard and its amendment(s) are to be considered the official documents.

This Consolidated version of IEC 62446-1 bears the edition number 1.1. It consists of the first edition (2016-01) [documents 82/1036/FDIS and 82/1056A/RVD] and its amendment 1 (2018-08) [documents 82/1415/FDIS and 82/1426/RVD]. The technical content is identical to the base edition and its amendment.

This Final version does not show where the technical content is modified by amendment 1. A separate Redline version with all changes highlighted is available in this publication.

International Standard IEC 62446-1 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

This first edition constitutes a technical revision.

This edition includes the following significant technical change with respect to IEC 62446:2009:

- the scope has been expanded to include a wider range of system test and inspection regimes to encompass larger and more complex PV systems.

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.

The committee has decided that the contents of the base publication and its amendment 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.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

Grid connected PV systems are expected to have a lifetime of decades, with maintenance or modifications likely at some point over this period. Building or electrical works in the vicinity of the PV array are very likely, for example roof works adjacent to the array or modifications (structural or electrical) to a home that has a PV system. The ownership of a system may also change over time, particularly for systems mounted on buildings. Only by the provision of adequate documentation at the outset can the long term performance and safety of the PV system and works, on or adjacent to the PV system, be ensured.

This part of IEC 62446 is split into two sections:

- **System documentation requirements** – This section details the information that shall be provided within the documentation provided to the customer following installation of a grid connected PV system.
- **Verification** – This section provides the information expected to be provided following initial (or periodic) verification of an installed system. It includes requirements for inspection and testing.

This part of IEC 62446 references IEC TS 62548:2013, which is in the process of being converted into an International Standard. It is envisaged that work on the second edition of IEC 62446-1 will start when IEC 62548 is completed.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

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

Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection

1 Scope

This part of IEC 62446 defines the information and documentation required to be handed over to a customer following the installation of a grid connected PV system. It also describes the commissioning tests, inspection criteria and documentation expected to verify the safe installation and correct operation of the system. It can also be used for periodic retesting.

This part of IEC 62446 is written for grid connected PV systems that do not utilize energy storage (e.g. batteries) or hybrid systems.

This part of IEC 62446 is for use by system designers and installers of grid connected solar PV systems as a template to provide effective documentation to a customer. By detailing the expected commissioning tests and inspection criteria, it is also intended to assist in the verification/inspection of a grid connected PV system after installation and for subsequent re-inspection, maintenance or modifications.

This part of IEC 62446 defines the different test regimes expected for different solar PV system types to ensure that the test regime applied is appropriate to the scale, type and complexity of the system in question.

NOTE This part of IEC 62446 does not address CPV (concentrating PV) systems, however many of the parts may apply.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60364-6, *Low-voltage electrical installations – Part 6: Verification*

IEC 62548:2016, *Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements*

NOTE In some countries IEC 60364-7-712 is preferred over IEC 62548. Both standards are expected to provide similar results.

IEC 61730 (all parts), *Photovoltaic (PV) module safety qualification*

IEC 61557 (all parts), *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1 000 V a.c. and 1 500 V d.c. – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures*

IEC 61010 (all parts), *Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use*

IEC 60891:2009, *Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

3.1

AC module

PV module with an integrated inverter in which the electrical terminals are AC only

3.2

cable type

description of a cable to enable its rating and suitability for a particular use or environment to be determined

Note 1 to entry: In many countries this is done via a code number (eg "H07RNF").

3.3

data sheet

basic product description and specification

Note 1 to entry: Typically one or two pages. Not a full product manual.

3.4

inspection

examination of an electrical installation using all the senses in order to ascertain correct selection and proper erection of electrical equipment

3.5

inverter

electric energy converter that changes direct electric current to single-phase or polyphase alternating current

3.6

micro inverter

small inverter designed to be connected directly to one or two PV modules.

Note 1 to entry: A micro inverter will normally connect directly to the factory fitted module leads and be fixed to the module frame or mounted immediately adjacent to the module.

3.7

module integrated electronics

any electronic device fitted to a PV module intended to provide control, monitoring or power conversion functions

Note 1 to entry: Module integrated electronics may be factory fitted or assembled on site.

3.8

PV array

assembly of electrically interconnected PV modules, PV strings or PV sub-arrays.

3.9

PV cell

most elementary device that exhibits the photovoltaic effect, i.e the direct non-thermal conversion of radiant energy into electrical energy

3.10

PV module

smallest complete environmentally protected assembly of interconnected PV cells

3.11

PV string

circuit of one or more series-connected PV modules

3.12

PV string combiner box

junction box where PV strings are connected which may also contain overcurrent protection devices, electronics and/or switch-disconnectors

3.13

$I_{MOD_MAX_OCPR}$

PV module maximum overcurrent protection rating determined by IEC 61730-2

Note 1 to entry: This is often specified by module manufacturers as the maximum series fuse rating.

3.14

reporting

recording of the results of inspection and testing

3.15

testing

implementation of measures in an electrical installation by means of which its effectiveness is proved

Note 1 to entry: It includes ascertaining values by means of appropriate measuring instruments, said values not being detectable by inspection.

3.16

verification

all measures by means of which compliance of the electrical installation to the relevant standards is checked

Note 1 to entry: It comprises inspection, testing and reporting.

3.17

string wiring harness

prefabricated cable assembly that aggregates the output of multiple PV string conductors along a single main cable

Note 1 to entry: The harness may or may not include fusing on the individual string conductors. The wiring harness typically does not include a disconnect device in line.

Note 2 to entry: An IEC standard for string wiring harnesses is under development.

3.18

Harness Sub Array

HSA

group of PV strings connected in parallel using a string wiring harness

Note 1 to entry: For the purposes of this document, the HSA shall have a combined I_{SC-STC} of no greater than 30 A and combine no more than 10 PV strings.

Note 2 to entry: In some subclauses of this document, HSA tests are presented as an alternative to individual string tests. The 30 A and 10 string limits defined herein set the limit where a HSA test is considered a safe and valid alternative to individual string tests.

Note 3 to entry: This note applies to the French language only.

4 System documentation requirements

4.1 General

The purpose of Clause 4 is to list the minimum documentation that should be provided following the installation of a grid connected PV system. This information will ensure key system data is readily available to a customer, inspector or maintenance engineer. The documentation includes basic system data and the information expected to be provided in the operation and maintenance manual.

4.2 System data

4.2.1 Basic system information

As a minimum, the following basic system information shall be provided. This “nameplate” information would typically be presented on the cover page of the system documentation pack.

- a) Project identification reference (where applicable).
- b) Rated (nameplate) system power (kW DC or kVA AC).
- c) PV modules and inverters – manufacturer, model and quantity.
- d) Installation date.
- e) Commissioning date.
- f) Customer name.
- g) Site address.

4.2.2 System designer information

As a minimum, the following information shall be provided for all bodies responsible for the design of the system. Where more than one company has responsibility for the design of the system, the following information should be provided for all companies together with a description of their role in the project.

- a) System designer, company.
- b) System designer, contact person.
- c) System designer, postal address, telephone number and e-mail address.

4.2.3 System installer information

As a minimum, the following information shall be provided for all bodies responsible for the installation of the system. Where more than one company has responsibility for the installation of the system, the following information should be provided for all companies together with a description of their role in the project.

- a) System installer, company.
- b) System installer, contact person.
- c) System installer, postal address, telephone number and e-mail address.

4.3 Wiring diagram

4.3.1 General

As a minimum, a single line wiring diagram shall be provided. This diagram shall be annotated to include the information detailed in 4.3.2 to 4.3.6.

In general, it is expected that this information will be presented as annotations to the single line wiring diagram. In some circumstances, typically for larger systems where space on the diagram may be limited, this information may be presented in table form.

4.3.2 Array – General specifications

The wiring diagram or system specification shall include the following array design information.

- a) Module type(s).
- b) Total number of modules.
- c) Number of strings.
- d) Number of modules per string.
- e) Identify which strings connect to which inverter.

Where an array is split into sub-arrays, the wiring diagram shall show the array – sub-array design and include all of the above information for each sub-array.

4.3.3 PV string information

The wiring diagram or system specification shall include the following PV string information.

- a) String cable specifications – size and type.
- b) String overcurrent protective device specifications (where fitted) – type and voltage/current ratings.
- c) Blocking diode type (if relevant).

4.3.4 Array electrical details

The wiring diagram or system specification shall include the following array electrical information (where fitted).

- a) Array main cable specifications – size and type.
- b) Array junction box / combiner box locations.
- c) DC switch disconnect, location and rating (voltage / current).
- d) Array overcurrent protective devices – type, location and rating (voltage / current).
- e) Other array electronic protective circuitry (such as arc fault detection), if applicable – type, location and rating.

4.3.5 AC system

The wiring diagram or system specification shall include the following AC system information.

- a) AC isolator location, type and rating.
- b) AC overcurrent protective device location, type and rating.
- c) Residual current device location, type and rating (where fitted).

4.3.6 Earthing and overvoltage protection

The wiring diagram or system specification shall include the following earthing and overvoltage protection information.

- a) Details of all earth / bonding conductors – size and type. Including details of array frame equipotential bonding cable where fitted.
- b) Details of any connections to an existing Lightning Protection System (LPS).
- c) Details of any surge protection device installed (both on AC and DC lines) to include location, type and rating.

4.4 String layout

For systems with three or more strings, a layout drawing of the PV system showing how the array is split and connected into strings shall be provided.

NOTE This is particularly useful for finding faults in larger systems and on building mounted arrays where access to the rear of the modules is difficult.

4.5 Datasheets

As a minimum, datasheets shall be provided for the following system components.

- a) Module datasheet for all types of modules used in system – to the requirements of IEC 61730-1.
- b) Inverter datasheet for all types of inverters used in system.

The provision of datasheets for other significant system components should also be considered.

4.6 Mechanical design information

A data sheet for the array mounting system shall be provided. If the mounting structure was custom engineered, include the relevant documentation.

4.7 Emergency systems

Documentation of any emergency systems associated with the PV system (fire alarms, smoke alarms, etc). This information shall include both operation and design details.

4.8 Operation and maintenance information

Operation and maintenance information shall be provided and shall include, as a minimum, the following items:

- a) Procedures for verifying correct system operation.
- b) A checklist of what to do in case of a system failure.
- c) Emergency shutdown / isolation procedures.
- d) Maintenance and cleaning recommendations (mechanical, civil & electrical) – if any.
- e) Considerations for any future building works related to the PV array (e.g. roof works).
- f) Warranty documentation for PV modules and inverters – to include starting date of warranty and period of warranty.
- g) Documentation on any applicable workmanship or weather-tightness warranties.

4.9 Test results and commissioning data

Copies of all test and commissioning data shall be provided. As a minimum, these shall include the results from the verification tests detailed in Clause 5 to 9 of this document (see also model forms in Annexes A to C).

5 Verification

5.1 General

Clause 5 provides the requirements for the initial and periodic verification of a grid connected PV electrical installation. It references IEC 60364-6 where appropriate and also details additional requirements or considerations.

Much of the verification of a grid connected PV system should be done with reference to IEC 60364-6, which provides the requirements for initial and periodic verification of any electrical installation.

Every installation of subsystems and components shall be verified with reference to IEC 60364-6 during erection, as far as reasonably practicable, and on completion, before being put into service by the user. Initial verification shall include comparison of the results with relevant criteria to confirm that the requirements of IEC 60364 have been met.

For an addition or alteration to an existing installation, it shall be verified that the addition or alteration complies with IEC 60364 and does not impair the safety of the existing installation.

Initial and periodic verifications shall be made by a skilled person, competent in verification.

NOTE 1 Typical verification test sheets are provided in Annexes A, B and C to this standard.

Initial verification takes place upon completion of a new installation or completion of additions or of alterations to existing installations. Periodic verification shall determine, as far as reasonably practicable, whether the installation and all its constituent equipment remain in a satisfactory condition for use.

For a PV system, the interval between verifications shall be no longer than that required by the AC electrical system that the PV system is connected to.

NOTE 2 In some countries the interval between verifications is stipulated by national regulations.

5.2 Inspection

5.2.1 General

Inspection shall precede testing and shall normally be done prior to energizing the installation. The inspection shall be done to the requirements of IEC 60364-6.

If wiring will not be readily accessible after the installation, wiring may need to be inspected prior to or during installation works.

The following items, specific to grid connected PV systems, shall be included in the inspection.

5.2.2 DC system – General

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) the DC system has been designed, specified and installed to the requirements of IEC 60364 and IEC 62548:2016;
- b) the maximum PV array voltage is suitable for the array location (IEC 62548:2016 and local codes may dictate that installations above a certain voltage may only be placed in certain locations);
- c) all system components and mounting structures have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, snow, temperature and corrosion;
- d) roof fixings and cable entries are weatherproof (where applicable).

5.2.3 DC system – Protection against electric shock

Inspection of the DC installation shall include at least verification of the measures in place for protection against electric shock:

- a) Protective measure provided by extra low voltage (SELV / PELV) – yes / no.

- b) Protection by use of class II or equivalent insulation adopted on the DC side – yes / no.
- c) PV string and array cables have been selected and erected so as to minimize the risk of earth faults and short-circuits. Typically achieved by the use of cables with protective and reinforced insulation (often termed “double insulated”) – yes / no.

5.2.4 DC system – Protection against the effects of insulation faults

Inspection of the DC installation shall include at least verification of the measures in place for protection against the effects of insulation faults, including the following:

- a) Galvanic separation in place inside the inverter or on the AC side – yes / no.
- b) Functional earthing of any DC conductor – yes / no.
Knowledge of the galvanic separation and functional earthing arrangements is necessary in order to determine if the measures in place to protect against the effects of insulation faults have been correctly specified.
- c) That a PV Array Earth Insulation Resistance detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC 62548:2016.

NOTE 1 This is typically provided within the inverter.

- d) That a PV Array Earth Residual Current Monitoring detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC 62548:2016.

NOTE 2 This is typically provided within the inverter.

5.2.5 DC system – Protection against overcurrent

Inspection of the DC installation shall include at least verification of the measures in place for protection against overcurrent in the DC circuits:

- a) For systems without string overcurrent protective device, verify that:
 - $I_{MOD_MAX_OCPR}$ (the module maximum series fuse rating) is greater than the possible reverse current;
 - string cables are sized to accommodate the maximum combined fault current from parallel strings.

NOTE See IEC 62548:2016 for calculation of array reverse currents.
- b) For systems with string overcurrent protective device, verify that:
 - the string overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC 62548:2016.
- c) For systems with array / sub-array overcurrent protective devices, verify that:
 - the overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC 62548:2016.

The potential for the system inverter(s) to produce a DC back-feed into the PV array circuits shall also be verified. It shall be verified that any back-feed current is lower than both the module maximum fuse rating and the string cable ampere rating.

5.2.6 DC system – Earthing and bonding arrangements

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) where the PV system includes functional earthing of one of the DC conductors, the functional earth connection has been specified and installed to the requirements of IEC 62548:2016;
- b) where a PV system has a direct connection to earth on the DC side, a functional earth fault interrupter is provided to the requirements of IEC 62548:2016;
- c) array frame bonding arrangements have been specified and installed to the requirements of IEC 62548:2016;

NOTE Local codes may require different bonding arrangements.

- d) where protective earthing and/or equipotential bonding conductors are installed, they are parallel to, and bundled with, the DC cables.

5.2.7 DC system – Protection against the effects of lightning and overvoltage

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) to minimize voltages induced by lightning, the area of all wiring loops has been kept as small as possible;
- b) measures are in place to protect long cables (e.g. screening or the use of surge protective devices, SPDs);
- c) where SPDs are fitted, they have been installed to the requirements of IEC 62548:2016.

5.2.8 DC system – Selection and erection of electrical equipment

Inspection of the DC installation shall include at least verification that:

- a) the PV modules are rated for the maximum possible DC system voltage;
- b) all DC components are rated for continuous operation at DC and at the maximum possible DC system voltage and current as defined in IEC 62548:2016;

NOTE Inspection of the DC system requires knowledge of the maximum system voltage and current.

- The maximum system voltage is a function of the string / array design, the open circuit voltage (V_{oc}) of the modules and a multiplier to account for temperature and irradiance variations.
- The maximum possible fault current is a function of the string / array design, the short circuit current (I_{sc}) of the modules and a multiplier to account for temperature and irradiance variations
- c) wiring systems have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, ice formation, temperature, UV and solar radiation;
- d) means of isolation and disconnection have been provided for the PV array strings and PV sub-arrays – to the requirements of IEC 62548:2016;
- e) a DC switch disconnecter is fitted to the DC side of the inverter to the requirements of IEC 62548:2016;

NOTE It is expected that the type and location of the switch disconnecter be shown on the verification report

- f) if blocking diodes are fitted, their reverse voltage rating is at least $2 \times V_{oc}$ (stc) of the PV string in which they are fitted (see IEC 62548:2016);
- g) plug and socket connectors mated together are of the same type and from the same manufacturer and comply with the requirements of IEC 62548:2016.

5.2.9 AC system

Inspection of the PV system shall include at least verification that:

- a) a means of isolating the inverter has been provided on the AC side;
- b) all isolation and switching devices have been connected such that PV installation is wired to the “load” side and the public supply to the “source” side;
- c) the inverter operational parameters have been programmed to local regulations;
- d) where an RCD is installed to the AC circuit feeding an inverter, the RCD type has been selected according to the requirements of IEC 62548:2016.

NOTE Some inverters require a type B RCD.

5.2.10 Labelling and identification

Inspection of the PV system shall include at least a verification that:

- a) all circuits, protective devices, switches and terminals are suitably labelled to the requirements of IEC 60364 and IEC 62548:2016;

- b) all DC junction boxes (PV generator and PV array boxes) carry a warning label indicating that active parts inside the boxes are fed from a PV array and may still be live after isolation from the PV inverter and public supply;
- c) means of isolation on the AC side is clearly labelled;
- d) dual supply warning labels are fitted at point of interconnection;
- e) a single line wiring diagram is displayed on site;
- f) installer details are displayed on site;
- g) shutdown procedures are displayed on site;
- h) emergency procedures are displayed on site (where relevant);
- i) all signs and labels are suitably affixed and durable.

NOTE The requirements for signs and labelling of the PV system are detailed in IEC 62548:2016.

5.3 Testing

5.3.1 General

Testing of the electrical installation shall be done according to the requirements of IEC 60364-6.

Measuring instruments and monitoring equipment and methods shall be chosen in accordance with the relevant parts of IEC 61557 and IEC 61010. If other measuring equipment is used, it shall provide an equivalent degree of performance and safety. The test methods described in this standard are given as reference methods; other methods are not precluded, provided they give no less valid results.

Each test shall be performed as described in Clause 6 of this standard.

All tests shall be carried out where relevant and should be made in the sequence listed.

In the event of a test indicating a fault, once that fault has been rectified all previous tests shall be repeated in case the fault influenced the result of these tests.

In the event of any test indicating failure to comply with the requirements, that test and any preceding test that may have been influenced by the fault shall be repeated.

5.3.2 Test regimes and additional tests

The test regime that is applied to a solar PV system needs to be appropriate to the scale, type, location and complexity of the system in question.

This standard defines two test regimes together with a number of additional tests which can also be performed once the standard sequence is completed.

- Category 1 tests – The minimum requirement – A standard set of tests that shall be applied to all systems.
- Category 2 tests – An expanded sequence of tests that assumes all Category 1 tests have already been undertaken.
- Additional tests – Other tests that may be performed in some circumstances.

5.3.3 Test regimes for systems with module level electronics

For systems constructed using AC modules, power optimizers or with any other form of module level electronics, Table 1 shall be used to determine the correct test regime.

**Table 1 – Modifications to the test regime for systems
with module level electronics**

System	Modification to standard test regime
AC Module	No DC test or inspection works required
Micro inverter <i>No site constructed wiring is used (all connections using module and inverter leads)</i>	- Testing of DC circuits is not required - Inspection of DC works is required
Micro inverter <i>Site constructed wiring is used</i>	- Testing of DC circuits is required - Inspection of DC works is required
Module integrated electronics	- Where possible, a standard test regime to be followed - Manufacturer to be consulted to determine any restrictions to tests (e.g. insulation resistance test) - Manufacturer to be consulted on pass / fail criteria for tests (e.g. expected V_{oc})

Due to the diverse nature of the different module level electronics equipment available, it is not possible to specify what tests can be safely performed or to detail the expected results that may be expected from those tests. In all cases of systems with any form of module level electronics (such as power optimizers), the manufacturer should be consulted prior to commissioning.

NOTE Typically I-V curve testing and electroluminescence inspection are not possible for those systems. Module level data can be used to find performance problems on module level instead.

5.3.4 Category 1 test regime – All systems

A Category 1 test regime is the minimum test sequence that is expected and shall be applied to all systems irrespective of the system scale, type, location or complexity.

System testing needs to address both the AC and DC sides of the PV system. In general, AC testing should be completed prior to proceeding to DC testing.

In some circumstances, AC side testing may only be practical at a later stage in a project and may need to be scheduled after the DC testing phase. Where this is necessary, some of the DC functional tests (e.g. ensuring correct inverter operation) will need to be postponed until after the AC testing is complete.

The following test regime shall be performed on all systems:

AC side

Tests to all AC circuit(s) to the requirements of IEC 60364-6.

DC side

The following tests shall be carried out on the DC circuit(s) forming the PV array.

- Continuity of earthing and/or equipotential bonding conductors, where fitted.
- Polarity test.
- Combiner box test.
- String or HSA open circuit voltage test.
- String or HAS circuit current test (short circuit or operational).
- Functional tests.
- Insulation resistance of the DC circuits.

NOTE 1 These tests are described in detail in Clause 6.

For reasons of safety and for the prevention of damage to connected equipment, the polarity test and combiner box test must be performed before any strings are interconnected.

An I-V curve test (as described in Clause 6) is an acceptable alternative method to derive the string open circuit voltage (V_{oc}) and short circuit current (I_{sc}). Where an I-V test is performed, separate V_{oc} and I_{sc} tests are not required – provided the I-V curve test is performed at the appropriate stage in the Category 1 test sequence.

5.3.5 Category 2 test regime

A Category 2 test regime includes additional tests and is intended for larger or more complex systems. All Category 1 tests shall have been undertaken and passed before commencing on the additional Category 2 tests.

In addition to the Category 1 tests, the following tests may be applied:

- a) String or HSA I-V curve test.
- b) IR inspection.

As noted in the Category 1 test description, where an I-V curve test is being performed, it provides an acceptable means to derive I_{sc} and V_{oc} .

NOTE 1 In some circumstances just one element or part of the Category 2 test regime may be chosen to be implemented. An example of this is where a client wants the performance evaluation provided by the I-V curve test to be added to the standard Category 1 test sequence.

NOTE 2 In some circumstances Category 2 tests may only be implemented on a sample portion of the system. An example of this is where a client wants I-V curve tests and/or IR inspection on a fixed proportion of the strings.

5.3.6 Additional tests

In addition to the standard suite of tests described in the Category 1 and 2 test sequences, there are also other tests that may be performed in some circumstances. These tests are likely to be implemented either due to a specific request from a client or as a means of detecting faults when other tests or operational abnormalities have suggested a problem that has not been identified by the standard tests.

a) Voltage to ground – resistive ground systems

This test is used to evaluate systems that use a high impedance (resistive) connection to ground. A procedure is described in 8.1.

b) Blocking diode test

Blocking diodes can fail in both open and short circuit states. This test is important for installations where blocking diodes are fitted. A procedure to test blocking diodes is described in 8.2.

c) Wet insulation test

A wet insulation test is primarily used as part of a fault finding exercise: where the results of a standard (nominally dry) insulation test are questionable or where insulation faults due to installation or manufacturing defects are suspected. A wet insulation test procedure is described in 8.3.

d) Shade evaluation

When inspecting a new PV system, a verification of the as-built shade conditions can be a useful record. Like the electrical measurements described in this standard, the shading evaluation provides a baseline for future comparisons as the shading environment changes. A shade record can also be useful to verify that the shading assumptions used for system design are reflected in the as-built system. Shade records are of particular use where a project is subject to a performance guarantee or other similar performance contract. A procedure to record shade is described in 8.4.

6 Test procedures – Category 1

6.1 Continuity of protective earthing and equipotential bonding conductors

Where protective earthing and/or equipotential bonding conductors are fitted on the DC side, such as bonding of the array frame, an electrical continuity test shall be made on all such conductors. The connection to the main earthing terminal should also be verified.

6.2 Polarity test

The polarity of all DC cables shall be verified using suitable test apparatus. Once polarity is confirmed, cables shall be checked to ensure they are correctly identified and correctly connected into system devices such as switching devices or inverters.

NOTE For reasons of safety and for the prevention of damage to connected equipment, it is extremely important to perform the polarity check before other tests and before switches are closed or string overcurrent protective devices inserted. If a check is made on a previously connected system and reverse polarity of one string is found, it is then important to check modules and bypass diodes for any damage caused by this error.

6.3 PV string combiner box test

A single string connected in reverse polarity within a PV string combiner box can sometimes be easy to miss. The consequence of a reversed string, particularly on larger systems with multiple often interconnected combiner boxes, can be significant. The purpose of the combiner box test is to ensure all strings interconnected at the combiner box are connected correctly.

Polarity of PV strings may be tested by a digital multimeter between positive and negative, or between one of the poles and ground, and checking that all the measured values are consistently positive or negative.

Sometimes when checking a large number of circuits, the appearance of the "-" symbol can be relatively easy to overlook, so the alternative method detailed below may also be used, and should only be used where the meter being used for tests has a range of at least twice V_{oc} .

The test procedure is as follows and shall be performed before any string fuses / connectors are inserted for the first time:

- Select a volt meter with voltage range at least twice the maximum system voltage.
- Insert all negative fuses / connectors so strings share a common negative bus.
- Do not insert any positive fuses / connectors.
- Measure the open circuit voltage of the first string, positive to negative, and ensure it is an expected value.
- Leave one lead on the positive pole of the first string tested, and put the other lead on the positive pole of the next string. Because the two strings share a common negative reference, the voltage measured should be near-zero, with an acceptable tolerance range of ± 15 V.
- Continue measurements on subsequent strings, using the first positive circuit as the meter common connection.
- A reverse polarity condition will be very evident if it exists – the measured voltage will be twice the system voltage.

6.4 PV string – Open circuit voltage measurement

The purpose of the open circuit voltage (V_{oc}) measurement within the Category 1 test sequence is to check that modules strings are correctly wired, and specifically that the expected number of modules are connected in series within the string. Missing an

interconnection or mistakenly interconnecting the wrong number of modules within a string is a relatively common error, particularly on larger systems, and the open circuit voltage test will rapidly identify such faults.

NOTE Voltages significantly less than the expected value may indicate one or more modules connected with the wrong polarity, one or more shorted bypass diodes or faults due to poor insulation, subsequent damage and/or water accumulation in conduits or junction boxes. High voltage readings are usually the result of wiring errors.

The open circuit voltage of each PV string should be measured using suitable measuring apparatus. This should be done before closing any switches or installing string overcurrent protective devices (where fitted).

The resulting string open circuit voltage reading shall then be assessed to ensure it matches the expected value (typically within 5 %) in one of the following ways:

- a) Compare with the expected value derived from the module datasheet or from a detailed PV model that takes into account the type and number of modules and the module cell temperature.
- b) Measure V_{oc} on a single module, then use this value to calculate the expected value for the string (most suitable where there is stable irradiance conditions).
- c) For systems with multiple identical strings and where there is stable irradiance conditions, voltages between strings can be compared.
- d) For systems with multiple identical strings and where there is non-stable irradiance conditions, voltages between strings can be compared using multiple meters, with one meter on a reference string.

6.5 PV string – Current measurement

6.5.1 General

The purpose of a PV string current measurement test is to ensure the correct operational characteristics of the system and to verify that there are no major faults within the PV array wiring. These tests are not to be taken as a measure of module / array performance.

Two tests methods are possible (short circuit test or operational test) and both will provide information on the correct functioning of the PV string. Where possible, the short circuit test is preferred as it will exclude any influence from the inverters.

NOTE An I-V curve test is also independent of the inverter and provides a good alternative means to perform this test (see 7.2).

6.5.2 PV string – Short circuit test

6.5.2.1 General

6.5.2.1.1 Overview

The short circuit current of each PV string or HSA should be measured using suitable test apparatus. The making / interruption of string or HSA short circuit currents is potentially hazardous and a suitable test procedure, such as that described in 6.5.2.2, should be followed.

The measured values should be compared with either the value from an adjacent identical string or from a calculated expected value.

In general, the measured value should be within $\pm 10\%$ of the expected value. Where the difference is $> 10\%$, a visual appraisal of the sunlight conditions may be used to consider the validity of the current readings; the string should also be investigated for any obvious issues such as shading, damage or installation defects.

NOTE The use of an irradiance meter or visual appraisal of the sunlight conditions is included herein solely as a means of determining if the measured current is within the band expected. As noted in 6.5.1, the short circuit current test is intended to detect faults rather than give any indication of system performance. System performance measurements are deemed to be part of a Category 2 test regime and are best achieved by performing an I-V curve test.

6.5.2.1.2 Comparison to calculated value

An expected value can be obtained from the module manufacturer's power curves (selecting the appropriate curve for the irradiation conditions at the time of the test); or calculated from manufacturer's data (normalizing the current at 1 000 W/m² to the measured irradiance – see also IEC 60891:2009).

The measured value should typically be within $\pm 10\%$ of the calculated value.

6.5.2.1.3 Comparison to adjacent string

For systems with multiple identical strings (strings with same number and type of modules), measurements of currents in individual strings can be compared between each other.

Where there are stable irradiance conditions, the currents in the identical strings should be the same (typically within $\pm 10\%$ of the average string current).

For non-stable irradiance, where the irradiance levels change rapidly due to clouds, etc., it is possible that variations between expected levels and between strings will vary more than 10 %. Under such conditions, the following methods may be adopted:

- Testing may be delayed. When irradiance conditions are stable, either short circuit current testing may be performed on the strings again, or alternatively operational testing as per 6.5.3.
- Tests may be done using multiple meters, with one meter on a reference string. The two readings will be taken simultaneously, and would be expected to be within $\pm 10\%$ of each other.

6.5.2.2 Short circuit test procedure

Ensure that all switching devices and disconnecting means are open and that all PV strings are isolated from each other.

A temporary short circuit shall be introduced into the string under test. This can be achieved by one of the following techniques:

- a) use of a test instrument with a short circuit current measurement function (e.g. a specialized PV tester);
- b) a short circuit cable temporarily connected into a load break switching device already present in the string circuit;
- c) use of a "short circuit switch test box" – a load break rated device that can be temporarily introduced into the circuit to create a switched short circuit.

The test instrument shall have a rating greater than the potential short circuit current and open circuit voltage. Where a switching device and/or short circuit conductor is used to form the short circuit, these shall be rated greater than the potential short circuit current and open circuit voltage.

The short circuit current can then be measured using a suitably rated clip-on ammeter, in-line ammeter or test instrument with a short circuit current measurement function.

The short circuit current shall then be interrupted using the load break switching device and the current checked to have gone to zero before any other connections are changed.

NOTE A “short circuit switch box” is an item of test apparatus that can be used for both short circuit tests and also array insulation tests (see 6.7).

6.5.3 PV string – Operational test

With the system switched on and in normal operation mode (inverters maximum power point tracking), the current from each PV string or HSA should be measured. This is done using a suitable clip-on ammeter placed around the string cable, or by using the ammeters/current transformers integrated into manufacturer string combiner boxes or inverters.

The measured values should be compared with either the values from an adjacent identical string as per 6.5.2.1.3 or from a calculated expected value, as per 6.5.2.1.2. For non-stable irradiance conditions, the following methods may be adopted:

- Testing may be delayed.
- Tests may be done using multiple meters, with one meter on a reference string.
- An irradiance meter reading may be used to adjust the current readings.
- A specialized PV test meter (with irradiance measurement) may be used.
- An I-V curve test may be performed.

NOTE I-V curve testing is described in 7.2.

6.6 Functional tests

The following functional tests shall be performed:

- a) Switchgear and other control apparatus shall be tested to ensure correct operation and that they are properly mounted and connected.
- b) All inverters forming part of the PV system shall be tested to ensure correct operation. The test procedure should be as defined by the inverter manufacturer.

Functional tests that require the AC supply to be present (e.g. inverter tests) shall only be performed once the AC side of the system has been tested.

6.7 PV array insulation resistance test

6.7.1 General

PV array DC circuits are live during daylight and, unlike a conventional AC circuit, cannot be isolated before performing this test.

Performing this test presents a potential electric shock hazard; therefore, it is important to fully understand the procedure before starting any work. The following basic safety measures should be followed:

- Limit the access to the working area.
- Do not touch and take measures to prevent any other persons touching any metallic surface when performing the insulation test.
- Do not touch and take measures to prevent any other persons from touching the back of the module/laminate or the module/laminate terminals when performing the insulation test.
- Whenever the insulation test device is energized, there is voltage on the testing area. The equipment shall have automatic auto-discharge capability.
- Appropriate personal protective clothing / equipment should be worn for the duration of the test.

Where the results of the test are questionable, or where insulation faults due to installation or manufacturing defects are suspected, a wet array insulation test may be appropriate and may help locate the location of a fault – see 8.3 for a suitable test procedure.

Where SPDs or other equipment are likely to influence the verification test, or be damaged, such equipment shall be temporarily disconnected before carrying out the insulation resistance test.

6.7.2 PV array insulation resistance test – Test method

The test should be repeated, as minimum, for each PV array or sub-array (as applicable). It is also possible to test individual strings if required.

TEST METHOD 1 – Test between array negative and earth followed by a test between array positive and earth.

TEST METHOD 2 – Test between earth and short circuited array positive and negative.

Where the structure/frame is bonded to earth, the earth connection may be to any suitable earth connection or to the array frame (where the array frame is used, ensure a good contact and that there is continuity over the whole metallic frame).

For systems where the array frame is not bonded to earth (e.g. where there is a class II installation) a commissioning engineer may choose to do two tests: i) between array cables and earth and an additional test ii) between array cables and frame.

For arrays that have no accessible conductive parts (e.g. PV roof tiles) the test shall be between array cables and the building earth.

Where test method 2 is adopted, to minimize the risk from electrical arcs, the array positive and negative cables should be short-circuited in a safe manner. Typically this would be achieved by an appropriate short-circuit switch box. Such a device incorporates a load break rated DC switch that can safely make and break the short circuit connection – after array cables have been safely connected into the device.

The test procedure should be designed to ensure the peak voltage does not exceed module, switch, surge arrestor or other system component ratings.

6.7.3 PV array insulation resistance – Test procedure

6.7.3.1 General

Before commencing the test:

- limit access by non-authorized personnel;
- isolate the PV array from the inverter (typically at the array switch disconnect); and
- disconnect any piece of equipment that could have impact on the insulation measurement (i.e. overvoltage protection) in the junction or combiner boxes.

Where a short circuit switch box is being used to test to method 2, the array cables should be securely connected into the short circuit device before the short circuit switch is activated.

The insulation resistance test device shall be connected between earth and the array cable(s) or combiner bus bar – as appropriate to the test method adopted. Test leads should be made secure before carrying out the test.

Follow the insulation resistance test device instructions to ensure the test voltage is according to Table 1 and readings in megaohms.

Ensure the system is de-energized before removing test cables or touching any conductive parts.

6.7.3.2 Insulation resistance – PV arrays up to 10 kWp

For PV arrays of up to 10 kWp, the insulation resistance shall be measured with the test voltage indicated in Table 2. The result is satisfactory if each circuit has an insulation resistance not less than the appropriate value given in Table 2.

Table 2 – Minimum values of insulation resistance – PV arrays up to 10 kWp

System voltage ($V_{oc} \text{ (stc)} \times 1,25$) V	Test voltage V	Minimum insulation resistance MΩ
<120	250	0,5
120 to 500	500	1
500 to 1 000	1 000	1
> 1 000	1 500	1

6.7.3.3 Insulation resistance – PV arrays above 10 kWp

For PV arrays of over 10 kWp, one of the following two test methods shall be followed.

Method A

Perform the insulation resistance test on:

- individual strings; or
- combined strings.

The insulation resistance shall be measured with the test voltage indicated in Table 2. The result is satisfactory where the insulation resistance is not less than the appropriate value given in Table 2.

Method B

Method B is an alternative that allows for testing of an entire array (or sub-array). Arrays (or sub-arrays) may pass the requirements of Table 2; hence Method B provides a shortcut (testing the entire array at the outset). If testing fails using Method B, then testing on subsections should be performed using Method A.

The insulation resistance shall be measured with the test voltage indicated in Table 2. The result is satisfactory where the insulation resistance is not less than the appropriate value given in Table 2.

If the measurement falls below the appropriate value given in Table 2, the system should be re-tested using fewer strings in the test circuit.

7 Test procedures – Category 2

7.1 General

Category 2 tests can be implemented on all parts of a system or only upon sample portions.

NOTE It is relatively common, particularly for large systems, that some of the Category 2 tests are performed on a selected sample of the system (a fixed percentage of the strings / modules). Such a selective approach and the percentage of the system to be tested will be agreed with the client prior to commissioning.

7.2 String I-V curve measurement

7.2.1 General

A string I-V curve test can provide the following information:

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

Before undertaking an I-V curve test, the I-V curve test device shall be checked to ensure it is suitably rated for the voltage and current of the circuit under test.

7.2.2 I-V curve measurement of V_{oc} and I_{sc}

An I-V curve test is an acceptable alternative method to derive the string open circuit voltage (V_{oc}) and short circuit current (I_{sc}). Where an I-V curve test is performed, separate V_{oc} and I_{sc} tests are not required – provided the I-V curve test is performed at the appropriate stage in the Category 1 test sequence.

The string or HSA under test should be isolated and connected to the I-V curve test device. If the purpose of the I-V curve test is solely to derive values for V_{oc} and I_{sc} , then there is no requirement to measure irradiance (or cell temperature).

7.2.3 I-V curve measurement – Array performance check

Given suitable irradiance conditions, an I-V curve test provides a means to measure that the performance of a PV array is meeting the rated (nameplate) performance.

PV string or HSA and array performance measurements shall be performed at stable irradiance conditions of at least 400 W/m² as measured in the plane of the array.

NOTE 1 Poor results may be expected where measurements are taken in low irradiance or where the angle of incidence is too oblique. For an assessment of a PV system's performance, see IEC TS 61724-2:2016.

NOTE 2 The maximum power current and voltage of a PV string or HSA are directly affected by irradiance and temperature, and are indirectly affected by any changes in the shape of the I-V curve. In general, I-V curve shape varies slightly with irradiance, and below a critical level of irradiance the curve shape changes dramatically. The details of the variation depend on the PV technology and the extent to which module performance has been degraded over time. Changes in the shape of the curve can cause errors in evaluating array performance, regardless of the method used to characterize string performance (I-V curve tracing or separate current and voltage measurements).

The procedure for undertaking the I-V curve test is as follows:

- Ensure system is shutdown and that no current is flowing.
- The circuit(s) under test should be isolated and connected to the I-V curve test device.
- The test instrument should be programmed with the characteristics, type and quantity of modules under test.
- The irradiance meter associated with the I-V curve tester should be mounted such that it matches the plane of the array and checked to ensure it is not subject to any localized shade or reflected light (albedo). Where a reference cell device is used, this shall be checked to ensure it is of the same cell technology as the array under test, or suitably corrected for the difference in technologies.
- Where the I-V curve tester uses a cell temperature probe, this shall be in firm contact with the rear of the module and in the centre of a cell towards the centre of a module. Where temperature corrections are calculated by the I-V curve test device, a check shall be

undertaken to ensure that the correct module characteristics are inputted onto the device and that the string V_{oc} value is within the range expected.

NOTE 3 A check of V_{oc} is performed to ensure that the string is not missing a module and, to the extent possible, that it has no shorted bypass diodes. Either condition would cause an error in the calculation of temperature from the measured V_{oc} .

- Prior to commencing the test, the irradiance levels shall be checked to ensure they are greater than 400 W/m² in the plane of the array.

On completion of the test, the measured maximum power value should be compared to the rated (nameplate) value of the array under test. The measured value should lie within the stated power tolerance for the modules under test (together with an allowance for the accuracy of the I-V curve test equipment).

7.2.4 I-V curve measurement – Identification of module / array defects or shading issues

The shape of an I-V curve can provide valuable information on the array under test. Defects including the following may be identified:

- Damaged cells / modules.
- Short circuited bypass diodes.
- Local shading.
- Module mismatch.
- The presence of shunt resistance in cells / modules / arrays.
- Excessive series resistance.

If the goal of the I-V curve measurement is to verify that there are no steps or notches of the type caused by mismatch effects, the measurement may be conducted at lower irradiance and greater incident angles than required for performance testing.

For most shape tests, irradiance values should be greater than 100 W/m². However, useful data may also be obtained at lower irradiance levels. Where shape defects are spotted at irradiance levels of less than 100 W/m², while it may merit investigation of the potential fault, the test should also be repeated at a time when values over 100 W/m² are present.

On recording an I-V curve, the shape shall be studied for any deviation from the predicted curve. Deviations to I-V curves demand particular attention as they can signal otherwise undetected and significant faults within the PV array. Information on interpreting deviations to an I-V curve is contained in Annex D.

For systems with multiple identical strings and where there are stable irradiance conditions, curves from individual strings shall be compared (overlaid). Curves should be the same (typically within 10 % between maximum and minimum values for stable irradiance and temperature conditions).

NOTE Accuracy of measuring equipment, variations in test conditions and module power tolerance are of importance when assessing deviations.

If the irradiance conditions are not stable, visual comparison may be aided by translating the curves to a common irradiance and temperature (eg to Standard Test Conditions, STC) before overlaying.

7.3 PV array infrared camera inspection procedure

7.3.1 General

The purpose of an infrared (IR) camera inspection is to detect unusual temperature variations in operating PV modules in the field. Such temperature variations may indicate problems

within the modules and/or array, such as reverse-bias cells, bypass diode failure, solder bond failure, poor connections and other conditions that lead to localized high temperature operation.

NOTE 1 As well as forming part of an initial or periodic verification process, an IR test may also be used to troubleshoot suspected problems in a module, string or array.

NOTE 2 See also IEC TS 62446-3:2017.

7.3.2 IR test procedure

For an IR camera inspection, the array should be in the normal operating mode (inverters maximum power point tracking). Irradiance in the plane of the array should be greater than 400 W/m^2 and sky conditions should be stable. Ideally, irradiance should be relatively constant and more than 600 W/m^2 in the plane of the array to ensure that there will be sufficient current to cause discernible temperature differences.

Depending on the module construction and mounting configuration, determine which side of the module produces the most discernible thermal image (the procedure may need to be repeated for each side).

Scan each module in the array or sub-array in question, paying particular attention to the blocking diodes, junction boxes, electrical connections, or any specifically identified array problem that exhibits a discernible temperature difference from its immediate surroundings.

When scanning from the front of an array, the camera and operator shall not cast shadows on the area under investigation.

NOTE Viewing the array from the rear will minimize interference from light reflected from the module glass, but viewing from the front usually provides easily discernible images due to the thermal conductivity of glass.

7.3.3 Interpreting IR test results

7.3.3.1 General

7.3.3.2 to 7.3.3.5 describe typical issues that may be identified during an IR test.

7.3.3.2 IR test results – General

This test is primarily looking for anomalous temperature variations in the array. Normal temperature variations due to mounting points, adhesive stickers, and other items should be identified only in order to avoid recording these normal temperature variations.

On a daily basis, the average temperature of a PV array will vary quite dramatically, so an absolute temperature standard for identifying anomalies is not particularly useful. The temperature difference between the hot spot and the normally operating array is most important. It should be noted that array temperature is a function of irradiance, wind speed, and ambient temperature, which vary significantly throughout the daylight hours.

Document areas of temperature extremes by clearly marking their location on the suspect components themselves, or on the array / string layout drawings. Investigate each thermal anomaly to determine what the cause(s) might be. Use visual inspection and electrical (string and module level) tests to investigate. In some cases an I-V curve of one or more modules with a thermal anomaly compared to the I-V curve of a module without any thermal anomalies may prove a useful tool.

With a wide-angle IR camera, it may be possible to detect modules and strings that are not generating or not connected, as their overall temperature will be noticeably different to that of the neighbouring modules.

In some circumstances repeating a scan with the array segment open circuited may be informative. Allow at least 15 minutes after open circuiting the array for thermal equilibration. Module strings whose IR image does not change may not be producing current under load conditions.

7.3.3.3 IR test results – Module hotspots

Module temperature should be relatively uniform, with no areas of significant temperature difference. However, it is to be expected that the module will be hotter around the junction box compared to the rest as the heat is not conducted as well to the surrounding environment. It is also normal for the PV modules to see a temperature gradient at the edges, labels, periphery and supports.

A hot spot elsewhere in a module usually indicates an electrical problem, possibly series resistance, shunt resistance or cell mismatch. In any case, investigate the performance of all modules that show significant hot spot(s). Visual inspection may show signs of overheating, for example a brown or discoloured area.

7.3.3.4 IR test results – Bypass diodes

If any bypass diodes are hot (on), check the array to look for obvious reasons like shadowing or debris on the module protected by the diode. If there is no obvious cause, suspect a bad module.

7.3.3.5 IR test results – Cable connections

The connections in the wires between modules should not be significantly hotter than the wire itself. If the connections are hotter, check to see if the connection has come loose or is corroded.

8 Test procedures – Additional tests

8.1 Voltage to ground – Resistive ground systems

This test is used to evaluate systems that use a high impedance (resistive) connection to ground. Specific test procedures are provided by the module manufacturers who require resistive ground systems for their modules.

The test shall be performed to the specific requirements of the module manufacturer, to verify that the resistance in place is the correct value and is maintaining the DC system at acceptable voltages relative to ground, or within acceptable ranges of leakage current.

8.2 Blocking diode test

Blocking diodes can fail in both open and short circuit states. This test is important for installations where blocking diodes are fitted.

All diodes shall be inspected to ensure that they are correctly connected (polarity correct) and that there is no evidence of overheating or carbonization.

In normal operating mode, the voltage across the blocking diode (V_{BD}) shall be measured.

- Pass criterion: V_{BD} between 0,5 V and 1,65 V.

Where the voltage is outside this range, the system shall be further investigated to determine if the diode failure is an isolated incident or the result of another system fault.

8.3 PV array – Wet insulation resistance test

8.3.1 General

The wet insulation resistance test is primarily of use as part of a fault finding exercise.

The wet insulation resistance test evaluates the PV array's electrical insulation under wet operating conditions. This test simulates rain or dew on the array and its wiring and verifies that moisture will not enter active portions of the array's electrical circuitry where it may enhance corrosion, cause ground faults, or pose an electrical safety hazard to personnel or equipment.

This test is especially effective for finding above ground defects such as wiring damage, inadequately secured junction box covers, and other similar installation issues. It also may be used to detect manufacturing and design flaws including polymer substrate punctures, cracked junction boxes, inadequately sealed diode cases, and improper (indoor rated) connectors.

A wet insulation test would typically be implemented when the results of a (nominally) dry test are questionable, or where insulation faults due to installation or manufacturing defects are suspected.

The test can be applied to a whole array or on larger systems to selected parts (to specific components or sub-sections of the array). Where only parts of the array are being tested, these are typically selected due to a known or suspected problem identified during other tests. In some circumstances, the wet insulation test may be requested on a sample proportion of the array.

8.3.2 Wet insulation test procedure

The procedure to be followed is to be the same as that described in the standard insulation test but with an additional initial step of wetting the array.

Prior to test, the section of the array under test should be thoroughly wetted with a mixture of water and surfactant. The mixture should be sprayed onto all parts of the array under test. Prior to testing, the area of the array under test should be checked to ensure that all parts are wetted, including the front, rear and edges of modules, together with all junction boxes and cables.

Performing this test presents a potential electric shock hazard and the safety preparations described for a standard insulation test should be followed. The selection of personal protective equipment to be worn during the test should consider the wet environment that the test will be performed under.

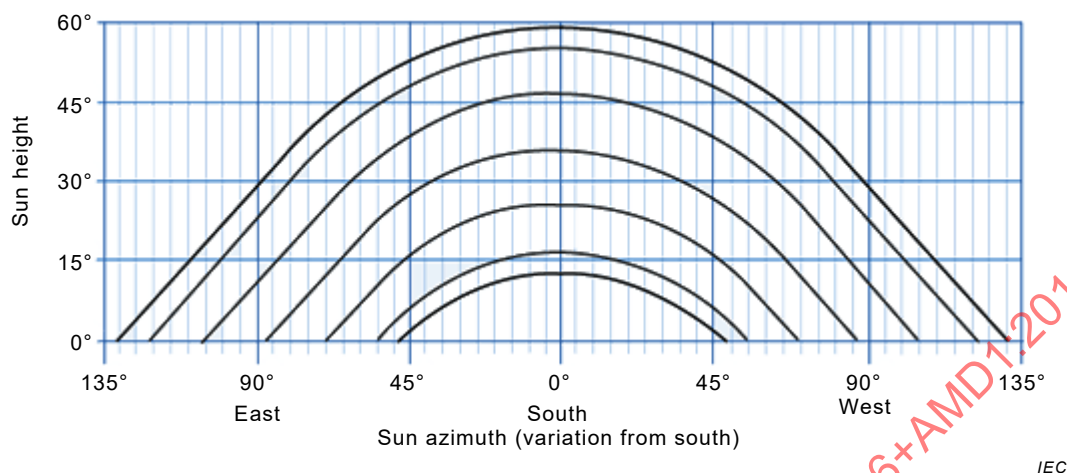
A minimum of two people are recommended to perform this test (as wetness dries up quickly in the field resulting in large variation of results) – one person to conduct the measurement immediately after the second person has completed wetting the area of concern and has given the approval to test.

8.4 Shade evaluation

The purpose of performing a shade evaluation is to record the shade and horizon conditions present at the time – to provide a baseline for future comparisons.

For small systems, the shade record should be taken as close a practical to the centre of the array. For larger systems, for systems with multiple sub-arrays or complex shading, a series of shade measurements may be required.

A number of means exist to measure and record shade. One suitable method is to record the shade scene on a sunpath diagram as shown in Figure 1.



NOTE This is an example sun-path diagram only (sun-path charts vary depending on site latitude).

Figure 1 – Example sun-path diagram

In all cases the shade record shall:

- Record the location that the shade record was taken from.
- Show South or North (as appropriate).
- Be scaled so as to show the elevation (height) of any shade object.

NOTE A description of any shading features that are likely to be an issue in the future can also be a useful record. These include construction projects underway or planned, and any vegetation likely to grow to the point of obstructing part of the array.

9 Verification reports

9.1 General

Upon completion of the verification process, a report shall be provided. This report shall include the following information:

- Summary information describing the system (name, address, etc.).
- A list of the circuits that have been inspected and tested.
- A record of the inspection.
- A record of the test results for each circuit tested.
- Interval until next verification.
- Signature of the person(s) undertaking the verification.

Model verification reports are shown in Annexes A, B and C to this standard.

NOTE In some countries the interval between verifications is stipulated by national regulations.

9.2 Initial verification

Verification of a new installation shall be performed to the requirements of Clause 5 of this standard. The initial verification report shall include additional information regarding the person(s) responsible for the design, construction and verification of the system – and the extent of their respective responsibilities.

The initial verification report shall make a recommendation for the interval between periodic inspections. This shall be determined having regard to the type of installation and equipment, its use and operation, the frequency and quality of maintenance and the external influences to which it may be subjected.

9.3 Periodic verification

Periodic verification of an existing installation shall be performed to the requirements of Clause 5 of this standard. Where appropriate, the results and recommendations of previous periodic verifications shall be taken into account.

A periodic verification report shall be provided and include a list of any faults and recommendations for repairs or improvements (such as upgrading a system to meet current standards).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

Annex A (informative)

Model verification certificate

PV system verification certificate	☐ Initial verification ☐ Periodic verification
---	---

Client		Description of installation	
Installation address		Rated power – kW DC	
		Location	
		Circuits tested	
Test date			

Contractor's name and address		IEC 60364-6 inspection report reference:	
		IEC 60364-6 test report reference:	
		PV array inspection report reference:	
		PV array test report reference:	

DESIGN, CONSTRUCTION, INSPECTION AND TESTING		
I/we being the person(s) responsible for the design, construction, inspection and testing of the electrical installation (as indicated by the signature(s) below), particulars of which are described above, having exercised reasonable skill and care when carrying out the design, construction, inspection and testing, hereby certify that the said work for which I/we have been responsible is, to the best of my/our knowledge and belief, in accordance with		
Signature(s): Name(s): Date: (The extent of liability of the signatory(s) is limited to the work described above)	Next inspection recommended after not more than: 	
COMMENTS:		

Annex B (informative)

Model inspection report

PV system inspection report	☐ Initial verification ☐ Periodic verification
Installation address	Reference
	Date
Circuits inspected	Inspector

General

The entire system has been inspected to the requirements of IEC 60364-6 and an inspection report to meet the requirements of IEC 60364-6 is attached.

DC system – General

- ☐ The DC system has been designed, specified and installed to the requirements of IEC 60364 and IEC 62548:2016.
- ☐ The maximum PV array voltage is suitable for the array location.
- ☐ All system components and mounting structures have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, snow, temperature and corrosion.
- ☐ Roof fixings and cable entries are weatherproof (where applicable).

DC system – Protection against electric shock

- ☐ Protective measure provided by extra low voltage (SELV / PELV) – yes / no.
- ☐ Protection by use of class II or equivalent insulation adopted on the DC side – yes / no.
- ☐ PV string and array cables have been selected and erected so as to minimize the risk of earth faults and short-circuits. Typically achieved by the use of cables with protective and reinforced insulation (often termed “double insulated”) – yes / no.

DC system – Protection against the effects of insulation faults

- ☐ Galvanic separation in place inside the inverter or on the AC side – yes / no.
- ☐ Functional earthing of any DC conductor – yes / no.
- ☐ PV Array Earth Insulation Resistance detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☐ PV Array Earth Residual Current Monitoring detection and alarm system is installed – to the requirements of IEC 62548:2016.

DC system – Protection against overcurrent

- ☐ For systems without string overcurrent protective device:
 - $I_{MOD_MAX_OCPR}$ (the module maximum series fuse rating) is greater than the possible reverse current;

- string cables are sized to accommodate the maximum combined fault current from parallel strings.
- ☐ For systems with string overcurrent protective device:
 - string overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☐ For systems with array / sub-array overcurrent protective devices:
 - overcurrent protective devices are fitted and correctly specified to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☐ For systems where the inverter(s) can produce a DC back-feed into the PV array circuits:
 - any back-feed current is lower than both the module maximum fuse rating and the string cable ampere rating.

DC system – Earthing and bonding arrangements

- ☐ Where the PV system includes functional earthing of one of the DC conductors:
 - the functional earth connection has been specified and installed to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☐ Where a PV system has a direct connection to earth on the DC side:
 - a functional earth fault interrupter is provided to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☐ Array frame bonding arrangements have been specified and installed to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☐ Where protective earthing and/or equipotential bonding conductors are installed:
 - they are parallel to, and bundled with, the DC cables.

DC system – Protection against the effects of lightning and overvoltage

- ☐ To minimize voltages induced by lightning, the area of all wiring loops has been kept as small as possible.
- ☐ Measures are in place to protect long cables (e.g. screening or the use of SPDs).
- ☐ Where SPDs are fitted, they have been installed to the requirements of IEC 62548:2016.

DC system – Selection and erection of electrical equipment

- ☐ The PV modules are rated for the maximum possible DC system voltage.
- ☐ All DC components are rated for continuous operation at DC and at the maximum possible DC system voltage and current as defined in IEC 62548:2016.
- ☐ Wiring systems have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, ice formation, temperature, UV and solar radiation.
- ☐ Means of isolation and disconnection have been provided for the PV array strings and PV sub-arrays – to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☒ A DC switch disconnecter is fitted to the DC side of the inverter to the requirements of IEC 62548:2016.
- ☐ If blocking diodes are fitted, their reverse voltage rating is at least $2 \times V_{oc}$ (stc) of the PV string in which they are fitted (see IEC 62548:2016).
- ☐ Plug and socket connectors mated together are of the same type and from the same manufacturer and comply with the requirements of IEC 62548:2016.

AC system

- ☐ A means of isolating the inverter has been provided on the AC side.
- ☐ All isolation and switching devices have been connected such that PV installation is wired to the “load” side and the public supply to the “source” side.

- ☐ The inverter operational parameters have been programmed to local regulations.
- ☐ Where an RCD is installed to the AC circuit feeding an inverter, the RCD type has been verified to ensure it has been selected according to the requirements of IEC 62548:2016.

Labelling and identification

- ☐ All circuits, protective devices, switches and terminals suitably labelled to the requirements of IEC 60364 and IEC 62548:2016.
- ☐ All DC junction boxes (PV generator and PV array boxes) carry a warning label indicating that active parts inside the boxes are fed from a PV array and may still be live after isolation from the PV inverter and public supply.
- ☐ Means of isolation on the AC side is clearly labelled.
- ☐ Dual supply warning labels are fitted at point of interconnection.
- ☐ A single line wiring diagram is displayed on site.
- ☐ Installer details are displayed on site.
- ☐ Shutdown procedures are displayed on site.
- ☐ Emergency procedures are displayed on site (where relevant).
- ☐ All signs and labels are suitably affixed and durable.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

Annex C (informative)

Model PV array test report

PV array test report	☐ Initial verification ☐ Periodic verification
-----------------------------	---

Installation address	Reference
	Date
Description of work under test	Inspector
	Test instruments

String	String reference	1	2	3	4		n
	Module						
	Quantity						
Array parameters (as specified)	V_{oc} (stc)						
	I_{sc} (stc)						
String overcurrent protective device	Type						
	Rating (A)						
	DC rating (V)						
	Capacity (kA)						
String Wiring	Type						
	Phase (mm ²)						
	Earth (mm ²)						
String test	V_{oc} (V)						
	I_{sc} (A)						
	Irradiance						
Polarity check							
Array insulation resistance	Test voltage (V)						
	Pos – Earth (MΩ)						
	Neg – Earth (MΩ)						
Earth continuity (where fitted)							
Array isolator	Rating (A)						
	Rating (V)						
	Location						
	Functional check						
Inverter	Make and model						
	Serial number						
	Functioning OK						

Comments

Annex D informative)

Interpreting I-V curve shapes

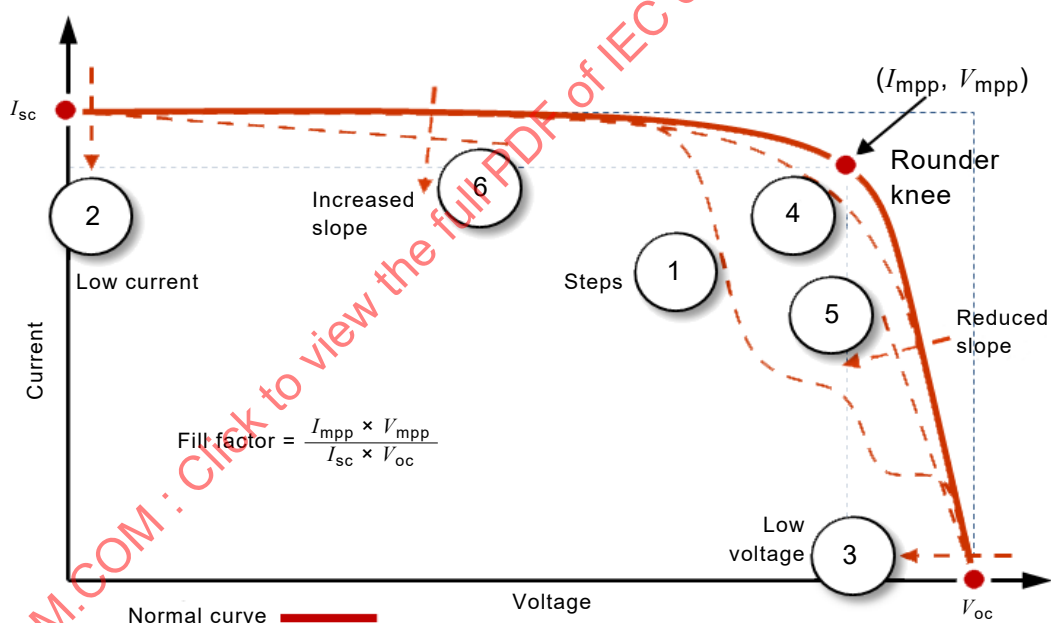
D.1 General

A normal I-V curve has a smooth shape with three distinct parts:

- a “horizontal leg” (slightly sloping down);
- a “downward leg” (approaching vertical);
- a bend or “knee” in the curve between these two regions.

In a normal curve, these three parts are smooth and continuous. The slopes and the shape of the knee depend on cell technology and manufacture. Crystalline silicon cells have sharper knees; thin film modules usually have rounder gradual knees.

A number of factors can influence the shape of an I-V curve. Figure D.1 illustrates the main types of deviation that may be present. These shape variations may be present individually or in combination.



NOTE The numbers 1 to 6 indicate curve shape variations that are described in D.2 to D.7.

Figure D.1 – I-V curve shapes

Small deviations between the measured and predicted I-V curves are to be expected, given the normal uncertainties associated with the measurement of irradiance, temperature and voltage. Small variations between PV modules, even of a given manufacturer and model, will also have an effect. Shading and soiling will also impact the shape of the curve.

When deviations are seen, a check should first be made to ensure that difference in shape between the measured curve and that predicted is not due to measurement errors, instrument set-up problems or due to an incorrectly entered module / string data.

D.2 Variation 1 – Steps or notches in curve

Steps or notches in the I-V curve are indications of mismatch between different areas of the array or module under test. The deviation in the curve indicates that bypass diodes are activating and some current is being bypassed around the internal cell string protected by the diode (string unable to pass the same current of other strings). This can be due to a number of factors including the following:

- Array or module is partially shaded.
- Array or module is partially soiled or otherwise obscured (snow, etc.).
- Damaged PV cell / module.
- Shorted circuited bypass diode.

NOTE Partial shading of even just one cell in a module can cause the associated bypass diode to turn on and cause a notch in the curve.

D.3 Variation 2 – Low current

A number of factors can be responsible for a variation between the expected current and the measured current. These are summarized below.

Array causes:

- Uniform soiling.
- Strip shade (modules in portrait orientation).
- Dirt dam (modules in portrait orientation).
- PV modules are degraded.

NOTE Strip shade and dirt dam effects have an effect similar to uniform soiling, because they reduce the current of all cell groups by approximately the same amount.

Modelling causes:

- PV module data incorrectly entered.
- Number of parallel strings incorrectly entered.

Measurement causes:

- Irradiance sensor calibration or measurement problem.
- Irradiance sensor not mounted in the plane of the array.
- Irradiance changed between irradiance and I-V curve measurements.
- Albedo effects cause irradiance sensor to record overly high irradiance.
- Irradiance is too low or sun is too close to the horizon.

NOTE While the variation shown on the diagram above is a current lower than expected, it is also possible to find that the measured value is above that predicted by the model I-V curve.

D.4 Variation 3 – Low voltage

Potential causes for a variation in voltage include the following.

Array causes:

- Conducting or shorted bypass diodes.
- Wrong number of modules in PV string.

- Potential Induced Degradation (PID).
- Significant and uniform shading to whole cell / module / string.

Modelling causes:

- PV module data incorrectly entered.
- Number of modules in string incorrectly entered.

Measurement causes:

- PV cell temperature different to measured value.

As cell temperature affects the voltage from the PV module, a disparity between the actual cell temperature and that measured (or assumed) by the I-V curve tracer will cause this shape defect. In such cases a check of the cell temperature measurement method should be instigated before proceeding (e.g. checking a temperature sensor is still attached to the module).

A group of strings measured in close succession will often exhibit slightly different amounts of deviation compared with the predictions of the PV model. This is to be expected given that the temperature is usually sensed at a single module and the temperature profile of the array is non-uniform and varying with time. However, if a single string shows substantially more deviation than the others, this is an issue, particularly if the deviation corresponds to module V_{oc}/N where the modules have N bypass diodes

NOTE While the variation shown on the diagram above is a voltage lower than expected, it is also possible to find that measured value is above that predicted by the model I-V curve.

D.5 Variation 4 – Rounder knee

Rounding of the knee of the I-V curve can be a manifestation of the aging process. Before concluding that this is the case, check the slopes of the horizontal and vertical legs of the I-V curve. If they have changed, it can produce a visually similar effect in the shape of the knee.

D.6 Variation 5 – Shallower slope in vertical leg

The slope of the latter portion of the I-V curve between the maximum power point (V_{mpp}) and V_{oc} is influenced by the series resistance to the circuit under test. An increased resistance will reduce the steepness of the slope in this portion of the curve.

Potential causes of increased series resistance include:

- PV wiring damage or faults (or cables insufficiently sized).
- Faults at module or array interconnects (poor connections).
- Increased module series resistance.

When testing arrays with long cable runs, the resistance of these cables will influence the curve shape and can have an impact on the curve as described here. If this is suspected, either the model can be adjusted to allow for these cables; or the test can be repeated closer to the array (bypassing the long cables).

Where this error is noticed on a curve, special attention should be paid to the quality of the wiring and interconnections within the solar circuit. This error can indicate a significant wiring fault or subsequent damage or corrosion affecting the array circuit.

Increased module series resistance can be due to high resistance faults within cell interconnects or within the module junction box – due to degradation, corrosion or manufacturing error.

An IR scan, as described in the Category 2 test sequence, can be a useful tool to identify high resistance faults.

D.7 Variation 6 – Steeper slope in horizontal leg

A variation in slope in the upper portion of the I-V curve is likely due to:

- Shunt paths in PV cells.
- Module I_{sc} mismatch.
- Tapered shade or soiling (e.g. dirt dams).

Shunt current is any current that bypasses the solar cell – usually due to localized defects in either cell or cell interconnects. Shunt currents can lead to localized hot spots which may also be identified through IR testing.

Differences in I_{sc} between modules in a string can be due to manufacturing discrepancies. If the mismatch is small and randomly distributed across the string, steps or notches may not be present.

While more significant shading will cause steps or notches in the I-V curve, minor shade on some modules in a string or some tapered shade patterns can cause this effect.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	45
INTRODUCTION.....	47
1 Domaine d'application.....	48
2 Références normatives	48
3 Termes et définitions	49
4 Exigences relatives à la documentation du système	51
4.1 Généralités	51
4.2 Données système.....	51
4.2.1 Informations système de base	51
4.2.2 Informations pour le concepteur système.....	51
4.2.3 Informations pour l'installateur système	51
4.3 Schéma de câblage.....	52
4.3.1 Généralités	52
4.3.2 Panneau – Spécifications générales	52
4.3.3 Informations sur les chaînes PV	52
4.3.4 Détails électriques du panneau.....	52
4.3.5 Réseau à courant alternatif	52
4.3.6 Mise à la terre et protection contre les surtensions	53
4.4 Disposition des chaînes.....	53
4.5 Fiches techniques	53
4.6 Informations sur la conception mécanique	53
4.7 Systèmes d'urgence	53
4.8 Informations sur le fonctionnement et la maintenance	53
4.9 Résultats d'essai et données de mise en service	54
5 Vérification	54
5.1 Généralités	54
5.2 Examen	54
5.2.1 Généralités	54
5.2.2 Réseau à courant continu – Généralités	55
5.2.3 Réseau à courant continu – Protection contre les chocs électriques	55
5.2.4 Réseau à courant continu – Protection contre les effets des défauts d'isolement	55
5.2.5 Réseau à courant continu – Protection contre les surintensités	55
5.2.6 Réseau à courant continu – Disposition des mises à la terre et des liaisons	56
5.2.7 Réseau à courant continu – Protection contre les effets de la foudre et des surtensions.....	56
5.2.8 Réseau à courant continu – Choix et mise en œuvre des équipements électriques	57
5.2.9 Réseau à courant alternatif	57
5.2.10 Étiquetage et identification	57
5.3 Essais.....	58
5.3.1 Généralités	58
5.3.2 Programmes d'essai et essais additionnels.....	58
5.3.3 Programmes d'essai pour les systèmes avec électronique de niveau du module	59
5.3.4 Programme d'essai de catégorie 1 – Tous les systèmes.....	59

5.3.5	Programme d'essai de catégorie 2.....	60
5.3.6	Essais supplémentaires.....	60
6	Procédures d'essai – Catégorie 1.....	61
6.1	Continuité des conducteurs de mise à la terre de protection et de liaison équipotentielle	61
6.2	Essai de polarité	61
6.3	Essai des boîtes de combinaison de chaîne PV	61
6.4	Chaîne PV – Mesure de la tension en circuit ouvert	62
6.5	Chaîne PV – Mesure du courant	63
6.5.1	Généralités	63
6.5.2	Chaîne PV – Essai de court-circuit	63
6.5.3	Chaîne PV – Essais opérationnels.....	64
6.6	Essais de fonctionnement.....	64
6.7	Essai de résistance d'isolement des panneaux PV	65
6.7.1	Généralités	65
6.7.2	Essai de résistance d'isolement des panneaux PV – Méthode d'essai	66
6.7.3	Résistance d'isolement des panneaux PV – Méthode d'essai	66
7	Procédures d'essai – Catégorie 2.....	68
7.1	Généralités	68
7.2	Mesure de courbe I-V de chaîne	68
7.2.1	General	68
7.2.2	Mesure de courbe I-V de V_{oc} et I_{sc}	68
7.2.3	Mesure de courbe I-V – Performance du panneau.....	68
7.2.4	Mesure de courbe I-V – Identification des défauts ou des problèmes d'ombrage des modules/panneaux	69
7.3	Procédure d'examen du panneau PV par caméra infrarouge	70
7.3.1	General	70
7.3.2	Procédure d'essai IR	70
7.3.3	Interprétation des résultats d'essai IR.....	71
8	Procédures d'essai – Essais additionnels	72
8.1	Tension par rapport au sol – Systèmes de terre résistive	72
8.2	Essai des diodes de blocage	72
8.3	Panneau PV – Essai de résistance d'isolement humide	72
8.3.1	General	72
8.3.2	Procédure d'essai d'isolement humide	73
8.4	Évaluation de l'ombre	73
9	Rapports de vérification	74
9.1	Généralités	74
9.2	Vérification initiale.....	74
9.3	Vérification périodique.....	75
	Annexe A (informative) Certificat de vérification modèle	76
	Annexe B (informative) Rapport d'examen modèle	77
	Annexe C (informative) Rapport d'essai du panneau PV modèle	80
	Annexe D (informative) Interprétation des formes de courbe I-V.....	81
D.1	Généralités	81
D.2	Variation 1 – Marches ou encoches dans la courbe	82
D.3	Variation 2 – Faible courant.....	82
D.4	Variation 3 – Basse tension	83

D.5	Variation 4 – Genou plus arrondi	83
D.6	Variation 5 – Pente plus douce dans la jambe verticale	83
D.7	Variation 6 – Pente plus raide dans la jambe horizontale.....	84
Figure 1 – Exemple de schéma de trajet solaire.....		74
Figure D.1 – Formes de courbe I-V.....		81
Tableau 1 – Modifications au programme d'essai pour les systèmes avec électronique de niveau du module.....		59
Tableau 2 – Valeurs minimales de la résistance d'isolement – Panneaux PV jusqu'à 10 kWp.....		67

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

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

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.

DÉGAGEMENT DE RESPONSABILITÉ

Cette version consolidée n'est pas une Norme IEC officielle, elle a été préparée par commodité pour l'utilisateur. Seules les versions courantes de cette norme et de son(s) amendement(s) doivent être considérées comme les documents officiels.

Cette version consolidée de l'IEC 62446-1 porte le numéro d'édition 1.1. Elle comprend la première édition (2016-01) [documents 82/1036/FDIS et 82/1056A/RVD] et son amendement 1 (2018-08) [documents 82/1415/FDIS et 82/1426/RVD]. Le contenu technique est identique à celui de l'édition de base et à son amendement.

Cette version Finale ne montre pas les modifications apportées au contenu technique par l'amendement 1. Une version Redline montrant toutes les modifications est disponible dans cette publication.

La Norme internationale IEC 62446-1 a été établie par le comité d'études 82 de l'IEC: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Cette première édition constitue une révision technique.

Cette édition inclut la modification technique majeure suivante par rapport à l'IEC 62446:2009:

- le domaine d'application a été étendu pour inclure une gamme plus vaste d'essais de système et de programmes d'examen permettant d'englober des systèmes PV plus importants et plus complexes.

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.

Le comité a décidé que le contenu de la publication de base et de son amendement 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. A cette date, la publication sera

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

IMPORTANT – Le logo "colour inside" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

Les systèmes PV connectés au réseau sont destinés à avoir une durée de vie de plusieurs décennies, avec des opérations de maintenance et des modifications éventuelles à un moment donné au cours de cette période. Les constructions ou les travaux d'électricité au voisinage du panneau PV font partie des événements très probables, par exemple des travaux sur les toits à proximité du panneau ou des modifications (structurelles ou électriques) au niveau d'un logement qui comporte un système PV. Les propriétaires d'un système peuvent également changer dans le temps, en particulier avec les systèmes installés sur des bâtiments. Seul le fait de fournir une documentation appropriée dès le départ peut assurer la performance et la sécurité à long terme du système PV et des travaux effectués sur le système PV ou à proximité de celui-ci.

La présente partie de l'IEC 62446 est divisée en deux sections:

- **Exigences relatives à la documentation du système** – Cette section détaille les informations devant être contenues dans la documentation fournie au client à la suite de l'installation d'un système PV connecté au réseau.
- **Vérification** – Cette section fournit les informations qui devraient être fournies à la suite d'une vérification initiale (ou périodique) d'un système installé. Elle inclut des exigences pour l'examen et les essais.

La présente partie de l'IEC 62446 référence l'IEC TS 62548:2013 qui est en cours de conversion en Norme internationale. Il est envisagé de commencer le travail sur la deuxième édition de l'IEC 62446-1 une fois l'IEC 62548 terminée.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62446-1:2016+AMD1:2018 CSV

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

1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 62446 définit les informations et la documentation exigées devant être remises à un client à la suite de l'installation d'un système PV connecté au réseau. Elle décrit également les exigences des essais de mise en service, des critères d'examen et de la documentation prévus pour vérifier la sécurité d'installation et le fonctionnement correct du système. Elle peut également être utilisée pour de nouveaux essais périodiques.

La présente partie de l'IEC 62446 ne concerne que les systèmes PV connectés au réseau qui n'utilisent pas le stockage de l'énergie (par exemple les batteries) ou les systèmes hybrides.

La présente partie de l'IEC 62446 est utilisée par des concepteurs et installateurs de systèmes PV solaires connectés au réseau, en tant que modèle pour une documentation efficace destinée à un client. En détaillant les essais de mise en service et critères d'examen prévus, elle est également destinée à aider à la vérification/l'examen d'un système PV connecté au réseau, après installation et en vue, ultérieurement, d'un nouvel examen, d'opérations de maintenance ou de modifications.

La présente partie de l'IEC 62446 définit les différents programmes d'essai attendus pour les différents types de systèmes PV, afin de s'assurer que le programme d'essai qui est appliqué à un système PV solaire est adapté à l'échelle, au type et à la complexité du système en question.

NOTE La présente partie de l'IEC 62446 ne concerne pas les systèmes CPV (PV à concentration), mais de nombreuses parties peuvent s'appliquer.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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).

IEC 60364-6, *Installations électriques à basse tension – Partie 6: Vérification*

IEC 62548:2016, *Groupes photovoltaïques (PV) – Exigences de conception*

NOTE Dans quelques pays la norme IEC 60364-7-712 est préférée par rapport à l'IEC 62548. Les deux normes fournissent des résultats similaires.

IEC 61730 (toutes les parties), *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)*

IEC 61557 (toutes les parties), *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection*

IEC 61010 (toutes les parties), *Règles de sécurité pour appareils électriques de mesure, de régulation et de laboratoire*

IEC 60891:2009, *Dispositifs photovoltaïques – Procédures pour les corrections en fonction de la température et de l'éclairement à appliquer aux caractéristiques I-V mesurées*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

3.1

module CA

module PV doté d'un onduleur intégré dans lequel les bornes électriques sont uniquement en courant alternatif

3.2

type de câble

description d'un câble permettant d'en déterminer les caractéristiques assignées et le caractère adéquat pour une utilisation particulière ou un environnement à déterminer

Note 1 à l'article: Dans de nombreux pays, cela s'effectue au moyen d'un numéro de code (par ex. "H07RNF").

3.3

fiche technique

description et spécification de produit de base

Note 1 à l'article: Généralement une ou deux pages. Il ne s'agit pas d'un manuel de produit complet.

3.4

examen

examen d'une installation électrique au moyen de tous les sens afin de s'assurer du choix correct et de la mise en œuvre appropriée des matériels électriques

3.5

onduleur

convertisseur d'énergie électrique transformant le courant électrique continu en courant alternatif monophasé ou polyphasé

3.6

micro-onduleur

petit onduleur conçu pour être relié directement à un ou deux modules PV

Note 1 à l'article: Un micro-onduleur est normalement relié directement aux fils de module installés en usine; il se fixe au bâti du module ou se monte à une position immédiatement adjacente à celle du module.

3.7

électronique intégrée au module

tout dispositif électronique doté d'un module PV conçu pour fournir des fonctions de commande, de surveillance ou de conversion de puissance

Note 1 à l'article: Peut être installé en usine ou assemblé sur site.

3.8

panneau PV

ensemble de modules PV, de chaînes PV ou de sous-panneaux PV interconnectés électriquement

3.9

cellule PV

dispositif le plus élémentaire présentant l'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la conversion non thermique directe d'énergie rayonnante en énergie électrique

3.10

module PV

ensemble de cellules PV interconnectées le plus petit protégé sur le plan environnemental

3.11

chaîne PV

circuit composé d'un ou de plusieurs modules PV connectés en série

3.12

boîte de combinaison de chaîne PV

boîte de jonction à laquelle des chaînes PV sont connectées, qui peut également contenir des dispositifs de protection contre les surintensités, de l'électronique et/ou des interrupteurs-sectionneurs

3.13

$I_{MOD_MAX_OCPR}$

valeur assignée maximale pour la protection contre les surintensités du module PV, déterminée par l'IEC 61730-2

Note 1 à l'article: Cette valeur est souvent spécifiée par les fabricants de modules comme étant la valeur maximale de fusible série.

3.14

production de rapports

enregistrement des résultats d'examen et d'essais

3.15

essais

application de mesures dans une installation électrique, permettant d'en démontrer l'efficacité

Note 1 à l'article: Cela inclut le fait de s'assurer des valeurs au moyen d'appareils de mesure appropriés, lesdites valeurs n'étant pas détectables par l'examen.

3.16

vérification

toutes mesures au moyen desquelles la conformité de l'installation électrique aux normes applicables est vérifiée

Note 1 à l'article: Ceci comprend l'examen, les essais et la production de rapports.

3.17

harnais de chaînes de câbles

assemblage de câbles préfabriqué qui regroupe la sortie de plusieurs chaînes de conducteurs PV le long d'un même câble principal

Note 1 à l'article: Le harnais peut ou non comprendre des fusibles sur les différentes chaînes de conducteurs. Un harnais de câbles ne comporte généralement pas de dispositif de sectionnement en ligne.

Note 2 à l'article: Une norme IEC applicable aux harnais de chaînes de câbles est en cours d'élaboration.

3.18

sous-groupe de harnais

HSA

groupe de chaînes PV reliées en parallèle utilisant un harnais de chaînes de câbles

Note 1 à l'article: Pour les besoins du présent document, le HSA doit présenter une valeur I_{SC-STC} combinée inférieure ou égale à 30 A et ne doit pas rassembler plus de 10 chaînes PV.