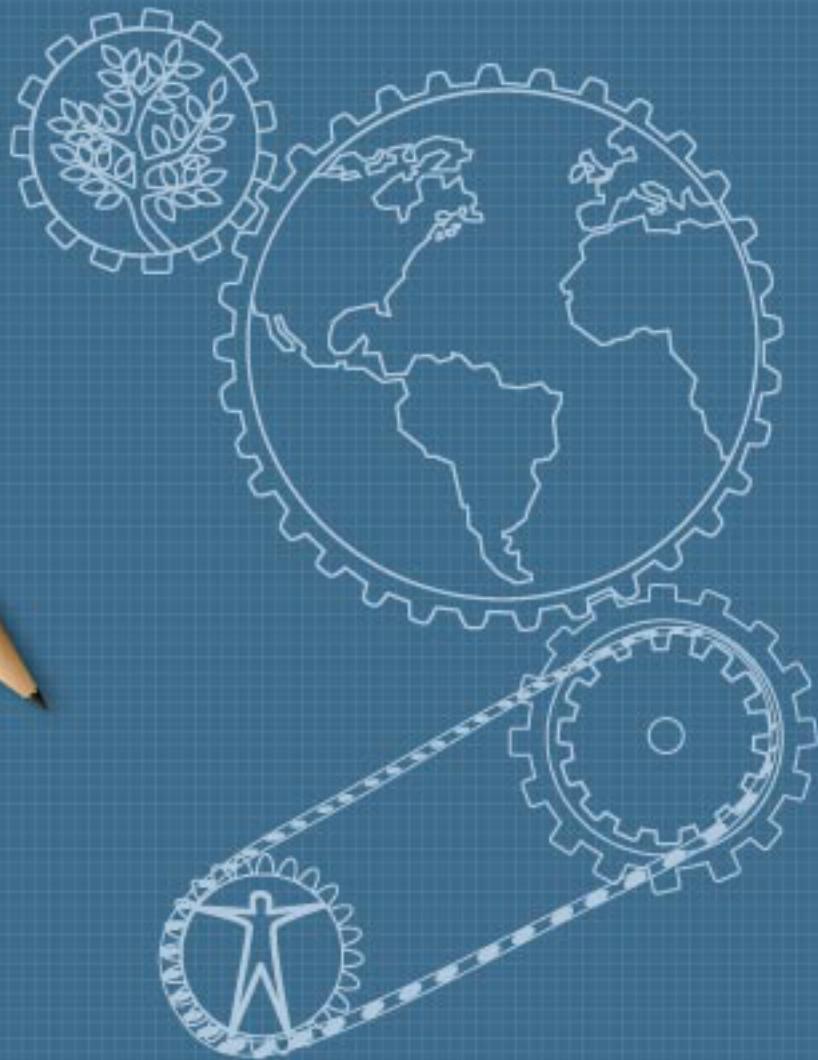
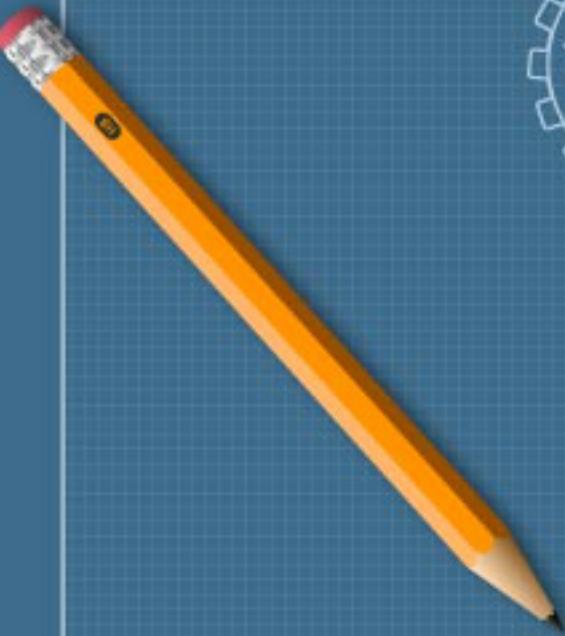


# IEC 62446



## INTERNATIONAL STANDARD:

### Grid connected photovoltaic systems

Minimum requirements for system  
documentation, commissioning  
tests and inspection



<http://solargostaran.com>

**solarahroba.ir**

# INTERNATIONAL STANDARD

## NORME INTERNATIONALE

**Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection**

**Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique – Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et l'examen**





## THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2009 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI de votre pays de résidence.

IEC Central Office  
3, rue de Varembé  
CH-1211 Geneva 20  
Switzerland  
Email: [inmail@iec.ch](mailto:inmail@iec.ch)  
Web: [www.iec.ch](http://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.

- Catalogue of IEC publications: [www.iec.ch/searchpub](http://www.iec.ch/searchpub)

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: [www.iec.ch/online\\_news/justpub](http://www.iec.ch/online_news/justpub)

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details twice a month all new publications released. Available on-line and also by email.

- Electropedia: [www.electropedia.org](http://www.electropedia.org)

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary online.

- Customer Service Centre: [www.iec.ch/webstore/custserv](http://www.iec.ch/webstore/custserv)

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: [csc@iec.ch](mailto:csc@iec.ch)

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

---

## A propos de la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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 CEI

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

- Catalogue des publications de la CEI: [www.iec.ch/searchpub/cur\\_fut-f.htm](http://www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm)

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: [www.iec.ch/online\\_news/justpub](http://www.iec.ch/online_news/justpub)

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille deux fois par mois les nouvelles publications parues. Disponible en-ligne et aussi par email.

- Electropedia: [www.electropedia.org](http://www.electropedia.org)

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International en ligne.

- Service Clients: [www.iec.ch/webstore/custserv/custserv\\_entry-f.htm](http://www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm)

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: [csc@iec.ch](mailto:csc@iec.ch)

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00



IEC 62446

Edition 1.0 2009-05

# INTERNATIONAL STANDARD

# NORME INTERNATIONALE

**Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection**

**Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique – Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et l'examen**

INTERNATIONAL  
ELECTROTECHNICAL  
COMMISSION

COMMISSION  
ELECTROTECHNIQUE  
INTERNATIONALE

PRICE CODE  
CODE PRIX

T

ICS 27.160

ISBN 2-8318-1037-6

<http://solargostaran.com>

® Registered trademark of the International Electrotechnical Commission

Copyright International Electrotechnical Commission de la Commission Electrotechnique Internationale

Provided by IHS under license with IEC

No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale

## CONTENTS

FOREWORD .....	4
INTRODUCTION .....	6
1 Scope and object .....	7
2 Normative references .....	7
3 Terms and definitions .....	7
4 System documentation requirements .....	8
4.1 General .....	8
4.2 System data .....	8
4.2.1 Basic system information .....	8
4.2.2 System designer information .....	8
4.2.3 System installer information .....	9
4.3 Wiring diagram .....	9
4.3.1 General .....	9
4.3.2 Array - general specifications .....	9
4.3.3 PV string information .....	9
4.3.4 Array electrical details .....	9
4.3.5 Earthing and overvoltage protection .....	9
4.3.6 AC system .....	10
4.4 Datasheets .....	10
4.5 Mechanical design information .....	10
4.6 Operation and maintenance information .....	10
4.7 Test results and commissioning data .....	10
5 Verification .....	10
5.1 General .....	10
5.2 General .....	11
5.3 Inspection .....	11
5.3.1 General .....	11
5.3.2 DC system inspection .....	11
5.3.3 Protection against overvoltage / electric shock .....	12
5.3.4 AC system .....	12
5.3.5 Labelling and identification .....	12
5.4 Testing .....	13
5.4.1 General .....	13
5.4.2 Continuity of protective earthing and/or equipotential bonding conductors .....	13
5.4.3 Polarity test .....	13
5.4.4 PV string - open circuit voltage measurement .....	13
5.4.5 PV string - current measurement .....	14
5.4.6 Functional tests .....	15
5.4.7 PV array Insulation resistance test .....	15
5.5 Verification reports .....	17
5.5.1 General .....	17
5.5.2 Initial verification .....	17
5.5.3 Periodic verification .....	17
Annex A (informative) Model verification certificate .....	18
Annex B (informative) Model inspection report .....	19

Annex C (informative) Model PV array test report .....	21
Annex D (informative) PV array infrared camera inspection procedure.....	23
Table 1 – Minimum values of insulation resistance.....	17

IEC 62446

## INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

---

### **GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS – MINIMUM REQUIREMENTS FOR SYSTEM 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 provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

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

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

FDIS	Report on voting
82/558A/FDIS	82/564/RVD

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

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

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result 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.

## 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 standard is split into 2 parts:

- **System documentation requirements** (Clause 4) – This clause details the information that shall be provided, as a minimum, within the documentation provided to the customer following the installation of a grid connected PV system.
- **Verification** (Clause 5) – This clause provides the information expected to be provided following initial (or periodic) verification of an installed system. It includes requirements for inspection and testing.

## GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS – MINIMUM REQUIREMENTS FOR SYSTEM DOCUMENTATION, COMMISSIONING TESTS AND INSPECTION

### 1 Scope and object

This International Standard defines the minimal information and documentation required to be handed over to a customer following the installation of a grid connected PV system. This standard also describes the minimum commissioning tests, inspection criteria and documentation expected to verify the safe installation and correct operation of the system. The document can also be used for periodic retesting.

This standard is written for grid connected PV systems only and not for AC module systems or systems that utilize energy storage (e.g. batteries) or hybrid systems.

**NOTE** It is expected that additional information and commissioning tests will be required in some circumstances, e.g. for large commercial installations.

This standard 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 minimum 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.

### 2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this standard. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60364 (all parts), *Low-voltage electrical installations*

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

IEC 60364-7-712:2002, *Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*

IEC/TR 60755:2008, *General requirements for residual current operated protective devices*

IEC 61557 (all parts), *Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1000 V AC and 1500 V DC – Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures*

IEC 61730-1, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction*

### 3 Terms and definitions

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

#### 3.1

##### **verification**

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

<http://solargostaran.com>

NOTE it comprises inspection, testing and reporting.

**3.2  
inspection**

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

**3.3  
testing**

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

NOTE It includes ascertaining values by means of appropriate measuring instruments, said values not being detectable by inspection.

**3.4  
reporting**

recording of the results of inspection and testing

**3.5  
data sheet**

a basic product description and specification

NOTE Typically one or two pages. Not a full product manual.

## **4 System documentation requirements**

### **4.1 General**

The purpose of this Clause 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 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. <http://solargostaran.com>

- 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 the following subclauses:

**NOTE** 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 shall include the following array design information

- a) Module type(s)
- b) Total number of modules
- c) Number of strings
- d) Modules per string

##### **4.3.3 PV string information**

The wiring diagram shall include the following PV string information

- a) String cable specifications – size and type.
- b) String over-current 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 shall include the following array electrical information

- a) Array main cable specifications – size and type.
- b) Array junction box locations (where applicable).
- c) DC isolator type, location and rating (voltage / current).
- d) Array over-current protective devices (where applicable) – type, location and rating (voltage / current).

##### **4.3.5 Earthing and overvoltage protection**

The wiring diagram shall include the following earthing and overvoltage protection information

- a) Details of all earth / bonding conductors – size and connection points. 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.

#### **4.3.6 AC system**

The wiring diagram 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).

#### **4.4 Datasheets**

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

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

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

#### **4.5 Mechanical design information**

A data sheet for the array mounting system shall be provided.

#### **4.6 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 (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.

#### **4.7 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 of this standard.

### **5 Verification**

#### **5.1 General**

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.

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

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

NOTE Typical verification test sheets are provided in the annexes to this standard.

## 5.2 General

Every installation of subsystems and components shall be verified during erection, as far as reasonably practicable, and on completion, before being put into service by the user with reference to IEC 60364-6. 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.

## 5.3 Inspection

### 5.3.1 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.

It is to be ensured that the following items, specific to grid connected PV systems, are included in the inspection:

### 5.3.2 DC system inspection

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 in general and IEC 60364-7-712 in particular.
- b) All DC components are rated for continuous operation at DC and at the maximum possible DC system voltage and maximum possible DC fault current ( $V_{oc\ stc}$  corrected for local temperature range and based on module type; and current at  $1,25 \times I_{sc\ stc}$  according to IEC 60364-7-712.433:2002).
- c) Protection by use of class II or equivalent insulation adopted on the DC side – yes / no (class II preferred - IEC 60364-7-712.413.2:2002).
- d) PV string cables, PV array cables and PV DC main cables have been selected and erected so as to minimize the risk of earth faults and short-circuits (IEC 60364-7-712.522.8.1:2002). Typically achieved by the use of cables with protective and reinforced insulation (often termed “double insulated”).
- e) Wiring systems have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, ice formation, temperature and solar radiation (IEC 60364-7-712.522.8.3:2002).
- f) For systems without string over-current protective device: verify that the module reverse current rating ( $I_r$ ) is greater than the possible reverse current; also, verify that the string cables are sized to accommodate the maximum combined fault current from parallel strings (IEC 60364-7-712.433:2002).
- g) For systems with string over-current protective device: verify that the string over-current protective devices are fitted and correctly specified to local codes or to the manufacturer's instructions for protection of PV modules according to the NOTE of IEC 60364-7-712.433.2:2002.
- h) Verify that a DC switch disconnector is fitted to the DC side of the inverter (IEC 60364-7-712.536.2.2.5:2002).

<http://solargostaran.com>

- i) If blocking diodes are fitted, verify that their reverse voltage rating is at least  $2 \times V_{oc\ stc}$  of the PV string in which they are fitted (IEC 60364-7-712.512.1.1:2002).
- j) If one of the DC conductors is connected to earth, verify that there is at least simple separation between the AC and DC sides and that earth connections have been constructed so as to avoid corrosion (IEC 60364-7-712.312.2:2002).

NOTE 1 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 (IEC 60364-7-712.433:2002).

NOTE 2 Where a module reverse current rating ( $I_r$ ) is not provided by the manufacturer it should be taken to be  $1,35 \times$  the modules over-current protection rating.

NOTE 3 Module over-current protection rating should be taken as the value provided by the manufacturer as per the requirements of IEC 61730-1.

### **5.3.3 Protection against overvoltage / electric shock**

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

- a) Verification of type B RCD where: an RCD is installed and the PV inverter is without at least simple separation between the AC side and the DC side, - according to IEC 60755 (IEC 60364-7-712.413.1.1.1.2:2002 and Figure 712.1).
- b) To minimize voltages induced by lightning, verify that the area of all wiring loops has been kept as small as possible (IEC 60364-7-712.444.4:2002).
- c) Where required by local codes, verify that array frame and/or module frame protective earthing conductors have been correctly installed and are connected to earth. Where protective earthing and/or equipotential bonding conductors are installed, verify that they are parallel to, and bundled with, the DC cables (IEC 60364-7-712.54:2002).

### **5.3.4 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? (IEC 60364-7-712.536.2.2.1:2002);
- c) the inverter operational parameters have been programmed to local regulations.

### **5.3.5 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.
- 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) The main AC isolating switch 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) Inverter protection settings and installer details are displayed on site.
- g) Emergency shutdown procedures are displayed on site.
- h) All signs and labels are suitably affixed and durable.

## 5.4 Testing

### 5.4.1 General

Testing of the electrical installation shall be done 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. If other measuring equipment is used, it shall provide an equivalent degree of performance and safety. The test methods described in this Clause are given as reference methods; other methods are not precluded, provided they give no less valid results.

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.

The following tests shall be carried out where relevant and should preferably be made in the following sequence:

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

Once tests to the AC circuit(s) are complete, the following tests shall be carried out on the DC circuit(s) forming the PV array.

- b) continuity of protective earthing and/or equipotential bonding conductors, where fitted (see 5.4.2);
- c) polarity test (see 5.4.3);
- d) string open circuit voltage test (see 5.4.4)
- e) string short circuit current test (see 5.4.5)
- f) functional tests (see 5.4.6);
- g) insulation resistance of the DC circuits (see 5.4.7).

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.

### 5.4.2 Continuity of protective earthing and/or equipotential bonding conductors

Where protective or 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.

### 5.4.3 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 over-current 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 cause by this error.

### 5.4.4 PV string - open circuit voltage measurement

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 over-current protective devices (where fitted).

Measured values should be compared with the expected value. Comparison to expected values is intended as a check for correct installation, not as a measure of module or array performance. Verification of module / array performance is outside the scope of this standard.

For systems with multiple identical strings and where there is stable irradiance conditions, voltages between strings shall be compared. These values should be the same (typically within 5 % for stable irradiance conditions). For non stable irradiance conditions, the following methods can be adopted:

- testing may be delayed
- tests can be done using multiple meters, with one meter on a reference string
- an irradiance meter reading may be used to adjust the current readings.

**NOTE** Voltages less than the expected value may indicate one or more modules connected with the wrong polarity, 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.

#### **5.4.5 PV string - current measurement**

##### **5.4.5.1 General**

Like the open circuit voltage measurements the purpose of a PV string current measurement test is 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 and both will provide information on string performance. Where possible the short circuit test is preferred as it will exclude any influence from the inverters.

##### **5.4.5.2 PV string – short circuit test**

The short circuit current of each PV string should be measured using suitable test apparatus. The making / interruption of string short circuit currents is potentially hazardous and a suitable test procedure, such as that described below, 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 % for stable irradiance conditions).

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

- testing may be delayed
- tests can be done using multiple meters, with one meter on a reference string
- an irradiance meter reading may be used to adjust the current readings.

##### **5.4.5.2.1 Short circuit test procedure**

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

A temporary short circuit shall be introduced into the string under test. This can be achieved by either:

- a) A short circuit cable temporarily connected into a load break switching device already present in the string circuit.
- b) The 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.

In either case the switching device and short circuit conductor shall be rated greater than the potential short circuit current and open circuit voltage.

The short circuit current can then be measured using either a clip on ammeter or by an in-line ammeter.

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 5.4.7).

#### **5.4.5.3 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 should be measured using a suitable clip on ammeter placed around the string cable.

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 % for stable irradiance conditions).

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

- testing may be delayed
- tests can be done using multiple meters, with one meter on a reference string
- an irradiance meter reading may be used to adjust the current readings.

#### **5.4.6 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 the procedure defined by the inverter manufacturer.
- c) A loss of mains test shall be performed: With the system operating, the main AC isolator shall be opened – it should be observed (e.g. on a display meter) that the PV system immediately ceases to generate. Following this, the AC isolator should be re-closed and it should be observed that the system reverts to normal operation.

NOTE The loss of mains test can be amended during stable irradiance conditions. In such cases, before opening the main AC isolator, loads within the building can be selected so as to match, as close as is practical, the power being generated by the PV system.

#### **5.4.7 PV array insulation resistance test**

##### **5.4.7.1 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, it is important to fully understand the procedure before starting any work. It is recommended that the following basic safety measures are followed:

- Limit the access to the working area.
- Do not touch and take measures to prevent any other persons to touch any metallic surface with any part of your body 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 with any part of your body when performing the insulation test. <http://solargostaran.com>

- Whenever the insulation test device is energised there is voltage on the testing area. The equipment is to have automatic auto-discharge capability.
- Appropriate personal protective clothing / equipment should be worn for the duration of the test.

NOTE For some installations, for example larger systems or where insulation faults due to installation or manufacturing defects are suspected, or where the results of the dry test are questionable, a wet array insulation test may be appropriate. Wet array insulation test procedures can be found in ASTM Std E 2047, Test Method for Wet Insulation Integrity Testing of PV Arrays.

#### **5.4.7.2 PV array insulation resistance test - test method**

The test should be repeated for each PV array as a minimum. It is also possible to test individual strings if required. Two test methods are possible:

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 utilised, 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: a) between array cables and earth and an additional test b) 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.

NOTE 1 Where test method 2 is adopted, to minimise 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.

NOTE 2 The test procedure should be designed to ensure peak voltage does not exceed module or cable ratings.

#### **5.4.7.3 PV array insulation resistance - test procedure**

Before commencing with the test: limit access to non-authorized personnel; isolate the PV array from the inverter (typically at the array switch disconnector); and disconnect any piece of equipment that could have an 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) 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 MΩ. The insulation resistance, measured with the test voltage indicated in Table 1, is satisfactory if each circuit has an insulation resistance not less than the appropriate value given in Table 1.

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

**Table 1 – Minimum values of insulation resistance**

<b>Test method</b>	<b>System voltage (<math>V_{oc\ stc} \times 1,25</math>) V</b>	<b>Test voltage V</b>	<b>Minimum insulation resistance MΩ</b>
Test method 1  Separate tests to array positive and array negative	<120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	>500	1 000	1
Test method 2  Array positive and negative shorted together	<120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	>500	1 000	1

## 5.5 Verification reports

### 5.5.1 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.
- Recommended interval until next verification.
- Signature of the person(s) undertaking the verification.

Model verification reports are shown in the annexes to this standard.

### 5.5.2 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.

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

### 5.5.3 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).

**Annex A**  
(informative)

**Model verification certificate**

<b>PV System verification certificate</b>		Initial verification Periodic verification
Client		
Installation address	Description of installation	
	Rated power - kW DC	
	Location	
	Circuits tested	
Test date		
Contractors 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:	
<b>DESIGN, CONSTRUCTION, INSPECTION AND TESTING</b>		
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):	Next inspection recommended after not more than:	
	COMMENTS:	
Name(s):		
Date:		
(The extent of liability of the signatory(s) is limited to the work described above)		

<http://solargostaran.com>

**Annex B**  
(informative)

**Model inspection report**

<b>PV System inspection report</b>	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.

**PV array design and installation**

DC system designed, specified and installed to the requirements of IEC 60364 in general and IEC 60364-7-712 in particular.

DC components rated for continuous DC operation.

DC components rated for current and voltage maxima ( $V_{oc\ stc}$  corrected for local temperature range and module type; current at  $I_{sc\ stc} \times 1,25$  - IEC 60364-7-712.433:2002).

Protection by use of class II or equivalent insulation adopted on the DC side – yes / no (class II preferred - IEC 60364-7-712.413.2:2002).

PV string cables, PV array cables and PV DC main cables have been selected and erected so as to minimize the risk of earth faults and short-circuits (IEC 60364-7-712.522.8.1:2002).

Wiring systems have been selected and erected to withstand the expected external influences such as wind, ice formation, temperature and solar radiation (IEC 60364-7-712.522.8.3:2002).

Systems without string over-current protective devices: String cables sized to accommodate the maximum combined fault current from parallel strings (IEC 60364-7-712.433:2002).

Systems with string over-current protective devices: over-current protective devices are correctly specified to local codes or to the PV module manufacturer's instructions – to NOTE of IEC 60364-7-712.433.2:2002.

DC switch disconnector fitted to the DC side of the inverter (IEC 60364-7-712.536.2.2.5:2002).

If blocking diodes are fitted, verify that their reverse voltage rating is at least  $2 \times V_{oc\ stc}$  of the PV string in which they are fitted (IEC 60364-7-712.512.1.1:2002).

If one of the DC conductors is connected to earth, verify that there is at least simple separation between the AC and DC sides and that earth connections have been constructed so as to avoid corrosion (IEC 60364-7-712.312.2:2002).

### **PV system - protection against overvoltage / electric shock**

if an RCD is installed and the PV inverter is without at least simple separation between the AC side and the DC side: is the RCD of type B according to IEC 60755 (IEC 60364-7-712.413.1.1.1.2:2002 and Figure 712.1).

Area of all wiring loops has been kept as small as possible (IEC 60364-7-712.444.4:2002).

Array frame equipotential bonding has been installed (to local codes).

Where installed, equipotential bonding conductors are laid parallel to and bundled with the DC cables.

### **PV system - AC circuit special considerations**

Means of isolating the inverter have been provided on the AC side.

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 (IEC 60364-7-712.536.2.2.1:2002).

Inverter protection settings are programmed to local regulations.

### **PV system - labelling and identification**

All circuits, protective devices, switches and terminals are suitably labelled.

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.

Main AC isolator are clearly labelled.

Dual supply warning labels are fitted at point of interconnection.

Single line wiring diagram is displayed on site.

Inverter protection settings and installer details are displayed on site.

Emergency shutdown procedures are displayed on site.

All signs and labels are suitably affixed and durable.

### **PV system - general installation (mechanical)**

Ventilation provided behind array to prevent overheating / fire risk.

Array frame and material corrosion proof.

Array frame correctly fixed and stable; roof fixings weatherproof.

Cable entry weatherproof.

**Annex C**  
(informative)

**Model PV array test report**

<b>PV array test report</b>	Initial verification Periodic verification
Installation address	Reference
	Date
Description of work under test	Inspector
	Test instruments

String	1	2	3	4		n
Array	Module					
	Quantity					
Array parameters (as specified)	Voc (stc)					
	Isc (stc)					
String over-current protective device	Type					
	Rating (A)					
	DC rating (V)					
	Capacity (kA)					
Wiring	Type					
	Phase (mm <sup>2</sup> )					
	Earth (mm <sup>2</sup> )					
String test	Voc (V)					
	Isc (A)					
	Irradiance					
Polarity check						
Array insulation resistance	Test voltage (V)					
	Pos – Earth (MΩ)					
	Neg – Earth (MΩ)					
Earth continuity (where fitted)						
Switchgear functioning correctly						
Inverter make / model						
Inverter serial number						
Inverter functions correctly						
Loss of mains test						

Comments

<http://solargostaran.com>

## Annex D (informative)

### **PV array infrared camera inspection procedure**

#### **D.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.

This inspection may be incorporated as a part of an initial or periodic verification process. It may also be used to troubleshoot suspected problems in a module, string or array.

#### **D.2 Procedure**

For an IR camera inspection, the array should be in the normal operating mode (peak power tracking). Irradiance in the plane of the array should be greater than 400 W/m<sup>2</sup> and sky conditions should be stable. Ideally, irradiance should be relatively constant and more than 600 W/m<sup>2</sup> 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 discernable 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 discernable temperature difference from its immediate surroundings.

Where scanning from the front of an array, care should be taken to ensure the camera and operator are not casting shadows on the area under investigation.

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

#### **D.3 Interpreting results**

##### **D.3.1 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 for purposes 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 <http://solargostaran.com>)

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.

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

### D.3.2 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 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.

### D.3.3 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.

### D.3.4 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.

---

<http://solargostaran.com>

## SOMMAIRE

AVANT-PROPOS .....	28
INTRODUCTION .....	30
1 Domaine d'application et objet .....	31
2 Références normatives .....	31
3 Termes et définitions .....	32
4 Exigences relative à la documentation du système .....	32
4.1 Généralités .....	32
4.2 Données système .....	32
4.2.1 Informations système de base .....	32
4.2.2 Informations du concepteur système .....	33
4.2.3 Informations pour l'installateur système .....	33
4.3 Schéma de câblage .....	33
4.3.1 Généralités .....	33
4.3.2 Panneau - spécifications générales .....	33
4.3.3 Informations sur les chaînes PV .....	33
4.3.4 Détails électriques du panneau .....	33
4.3.5 Mise à la terre et protection contre les surtensions .....	34
4.3.6 Réseau à courant alternatif .....	34
4.4 Fiches techniques .....	34
4.5 Informations sur la conception mécanique .....	34
4.6 Informations sur le fonctionnement et la maintenance .....	34
4.7 Résultats d'essai et données de mise en service .....	35
5 Vérification .....	35
5.1 Généralités .....	35
5.2 Généralités .....	35
5.3 Examen .....	35
5.3.1 Généralités .....	35
5.3.2 Examen du réseau à courant continu .....	35
5.3.3 Protection contre les surtensions / chocs électriques .....	36
5.3.4 Réseau à courant alternatif .....	37
5.3.5 Etiquetage et identification .....	37
5.4 Essais .....	37
5.4.1 Généralités .....	37
5.4.2 Continuité des conducteurs de mise à la terre de protection et/ou de liaison équivalente .....	38
5.4.3 Essai de polarité .....	38
5.4.4 Chaîne PV – mesure de la tension en circuit ouvert .....	38
5.4.5 Chaîne PV – mesure du courant .....	39
5.4.6 Essais de fonctionnement .....	40
5.4.7 Essai de résistance d'isolement des panneaux PV .....	40
5.5 Rapports de vérification .....	42
5.5.1 Généralités .....	42
5.5.2 Vérification initiale .....	42
5.5.3 Vérification périodique .....	43
Annexe A (informative) Certificat de vérification modèle .....	44
Annexe B (informative) Rapport d'examen modèle .....	45

Annexe C (informative) Rapport d'essai du panneau PV modèle .....	47
Annexe D (informative) Méthode d'examen du panneau PV par caméra infrarouge.....	49
Tableau 1 – Valeurs minimales de résistance d'isolation.....	42

## COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

---

### **SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTÉS AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE – EXIGENCES MINIMALES POUR LA DOCUMENTATION DU SYSTÈME, LES ESSAIS DE MISE EN SERVICE ET L'EXAMEN**

#### AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI 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, la CEI – 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 la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

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

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/558A/FDIS	82/564/RVD

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

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

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI 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.

## INTRODUCTION

Les systèmes PV connectés au réseau sont destinés à avoir une durée de vie de plusieurs décennies, avec des opérations de maintenance et de modifications éventuelles à un moment donné au cours de cette période. Des constructions ou des travaux d'électricité au voisinage du panneau PV sont très probables, par exemple, des travaux sur les toits adjacents au panneau ou des modifications (structurelles ou électriques) au niveau d'un logement qui comporte un système PV. Le droit de propriété d'un système peut également changer avec le temps, en particulier pour des systèmes montés sur des bâtiments. Seule la fourniture d'une documentation appropriée dès le début peut assurer la performance et la sécurité à long terme du système PV et des travaux sur le système PV ou adjacents à celui-ci.

La présente Norme est divisée en 2 parties:

- **Exigences relatives à la documentation du système** (Article 4) - Cet Article détaille les informations devant être contenues, au minimum, dans la documentation fournie au client, suivant l'installation d'un système PV connecté au réseau.
- **Vérification** (Article 5) – Cet article fournit les informations attendues devant être fournies à la suite d'une vérification initiale (ou périodique) d'un système installé. Il inclut des exigences pour l'examen et les essais.

# SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTÉS AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE – EXIGENCES MINIMALES POUR LA DOCUMENTATION DU SYSTÈME, LES ESSAIS DE MISE EN SERVICE ET L'EXAMEN

## 1 Domaine d'application et objet

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

La présente Norme ne concerne que les systèmes PV connectés au réseau et non pas des systèmes de modules en courant alternatif ou des systèmes qui utilisent le stockage de l'énergie (comme les batteries) ou encore les systèmes hybrides.

NOTE Il est prévu que des informations et essais de mise en service supplémentaires soient exigés dans certains cas, par exemple pour des installations de grande taille à usage commercial.

La présente Norme 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 minimaux prévus, il est également destiné 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.

## 2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

CEI 60364 (toutes les parties), *Installations électriques à basse tension*

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

CEI 60364-7-712:2002, *Installations électriques des bâtiments – Partie 7-712: Règles pour les installations et emplacements spéciaux – Alimentations photovoltaïques solaires (PV)*

CEI/TR 60755:2008, *Exigences générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel*

CEI 61557 (toutes les parties), *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1000 V c.a. et 1500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection*

CEI 61730-1, *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Partie 1: Exigences pour la construction*

### 3 Termes et définitions

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

#### 3.1

##### **vérification**

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

NOTE Ceci comprend l'examen, les essais et le compte-rendu.

#### 3.2

##### **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

#### 3.3

##### **essais**

application de mesures dans une installation électrique au moyen desquelles son efficacité est prouvée

NOTE 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.

#### 3.4

##### **compte-rendu**

enregistrement des résultats d'examen et d'essais

#### 3.5

##### **fiches techniques**

description et spécification de produit de base.

NOTE Généralement une ou deux pages. Il ne s'agit pas d'un manuel de produit complet.

### 4 Exigences relative à la documentation du système

#### 4.1 Généralités

L'objet de cet Article 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 assureront que des données systèmes clés sont aisément disponibles à un client, un inspecteur ou un ingénieur 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 "plaque signalétique" sont généralement présentées sur la page de garde du kit de documentation du système.

- a) Référence d'identification du projet (si applicable).
- b) Puissance assignée du système (kW c.c. ou kVA c.a.).
- c) Modules et onduleurs PV - fabricant, modèle et quantité.
- d) Date d'installation.
- e) Date de la mise en service.
- f) Nom du client.

<http://solargostaran.com>

g) Adresse du site.

#### **4.2.2 Informations du concepteur système**

Au minimum, les informations suivantes doivent être fournies à tous les organismes 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.

- a) Concepteur système, entreprise.
- b) Concepteur système, personne à contacter.
- c) 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 tous les organismes 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 suivants:

**NOTE** En général, il est prévu que ces informations se présentent sous forme de notes sur le schéma de câblage monophasé. Dans certains cas, généralement pour des systèmes de plus grande taille où l'espace sur le schéma peut être limité, ces informations peuvent se présenter sous la forme d'un tableau.

#### **4.3.2 Panneau - spécifications générales**

Le schéma de câblage 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) Modules par chaîne

#### **4.3.3 Informations sur les chaînes PV**

Le schéma de câblage doit comprendre les informations suivantes sur les chaînes PV

- a) Spécifications sur les câbles des chaînes – taille et type.
- b) Spécifications sur le dispositif de protection contre les surintensités (lorsqu'il est installé)- 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 doit comprendre les informations électriques suivantes sur le panneau

- a) Spécifications sur les câbles principaux du panneau – taille et type.
- b) Emplacement des boîtes de jonction du panneau (si applicable).
- c) Type de sectionneur c.c., emplacement et caractéristiques assignées (tension / courant).
- d) Dispositifs de protection contre les surintensités du panneau (si applicable) – type, emplacement et caractéristiques assignées (tension / courant).

#### **4.3.5 Mise à la terre et protection contre les surtensions**

Le schéma de câblage 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 points de connexion, incluant les détails de câbles de liaison équipotentielle du bâti du 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 c.a. que les lignes c.c.) incluant l'emplacement, le type et les caractéristiques assignées.

#### **4.3.6 Réseau à courant alternatif**

Le schéma de câblage doit comprendre les informations suivantes sur le réseau à courant alternatif:

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

### **4.4 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 la CEI 61730-1.
- b) Fiche technique d'onduleur pour tous les types d'onduleurs utilisés dans le système.

NOTE Il convient également d'envisager la fourniture de fiches techniques pour d'autres composants système significatifs.

### **4.5 Informations sur la conception mécanique**

Une fiche technique relative au système de montage du panneau doit être fournie.

### **4.6 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 en vue d'une vérification de fonctionnement correct du système.
- b) Une liste de contrôle des actions à réaliser en cas de défaillance du système.
- c) Procédures d'arrêt d'urgence / de sectionnement.
- d) Recommandations pour la maintenance et le nettoyage (le cas échéant).
- e) Considérations pour tous travaux futurs de construction liés aux panneaux PV (comme les travaux sur les toits).
- f) Documentation de garantie pour modules et onduleurs PV - incluant la date de début de la garantie et la période de garantie.

<http://solargostaran.com>

- g) Documentation sur toutes les garanties applicables de qualité d'exécution ou d'étanchéité aux intempéries.

#### 4.7 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, elles doivent inclure les résultats des essais de vérification détaillés dans l'Article 5 de la présente Norme.

### 5 Vérification

#### 5.1 Généralités

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

Cet Article fournit les exigences pour la vérification initiale et périodique d'une installation électrique PV connectée au réseau, en particulier. Elle cite en référence la CEI 60364-6 si approprié et précise également les exigences ou considérations supplémentaires en vue de la vérification d'un système PV.

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.

NOTE Les fiches types d'essais de vérification sont fournies dans les annexes de la présente Norme.

#### 5.2 Généralités

Chaque installation de sous-systèmes et de composants doit être vérifiée au cours de la mise en œuvre, pour autant que cela soit raisonnablement réalisable, et à l'issue de ceci, avant d'être mise en service par l'utilisateur en référence à la CEI 60364-6. La vérification initiale doit comprendre une comparaison des résultats avec les critères applicables pour confirmer que les exigences de la CEI 60364 ont été satisfaites.

Pour un ajout ou une modification sur une installation existante, on doit vérifier que l'ajout ou la modification est conforme à la CEI 60364 et ne compromet pas la sécurité de l'installation existante.

La vérification initiale doit être effectuée par une personne qualifiée et compétente pour les vérifications.

#### 5.3 Examen

##### 5.3.1 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 la CEI 60364-6.

On doit s'assurer que les points suivants, spécifiques aux systèmes PV connectés au réseau, sont compris dans l'examen:

##### 5.3.2 Examen du réseau à courant continu

L'examen de l'installation en courant continu doit comprendre au moins la vérification que:

<http://solargostaran.com>

- a) Le réseau à courant continu a été conçu, spécifié et installé selon les exigences de la CEI 60364 en général et de la CEI 60364-7-712 en particulier.
- b) Tous les composants à courant continu sont assignés pour un service continu en courant continu et à la tension système courant continu maximale possible et au courant de défaut continu maximal possible ( $V_{oc\ stc}$  corrigée pour la plage de températures locales et fondée sur le type de module; et courant à  $1,25 \times I_{sc\ stc}$  selon la CEI 60364-7-712.433:2002).
- c) Protection par l'emploi de matériels de classe II ou par une isolation équivalente côté continu – oui / non (classe II privilégiée - CEI 60364-7-712.413.2:2002).
- d) Les câbles de chaîne PV, les câbles du panneau PV et les câbles principaux PV en courant continu ont été choisis et mis en œuvre de manière à minimiser le risque de défauts à la terre et de courts-circuits (CEI 60364-7-712.522.8.1:2002). On y parvient généralement par l'utilisation de câbles avec isolations de protection et renforcées (souvent désignées par "à double isolation").
- e) Les canalisations ont été choisies et mises en œuvre pour résister aux influences externes présumées telles que vent, formation de glace, température et rayonnement solaire (CEI 60364-7-712.522.8.3:2002).
- f) Pour des systèmes sans dispositif de protection contre les surintensités des chaînes: vérifier que les caractéristiques assignées ( $I_r$ ) de courant inverse du module sont supérieures au courant inverse possible; aussi, vérifier que les câbles des chaînes sont dimensionnés pour recevoir le courant de défaut combiné maximal des chaînes parallèles (CEI 60364-7-712.433:2002).
- g) Pour des 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 codes locaux ou selon les instructions des fabricants en vue de la protection des modules PV conformément à la NOTE de la CEI 60364-7-712.433.2:2002.
- h) Vérifier qu'un sectionneur à courant continu est installé du côté continu de l'onduleur (CEI 60364-7-712.536.2.2.5:2002).
- i) Si des diodes de blocage sont installées, vérifier que les caractéristiques assignées de leur tension inverse valent au moins  $2 \times V_{oc\ stc}$  de la chaîne PV dans laquelle elles sont installées (CEI 60364-7-712.512.1.1:2002).
- j) Si l'un des conducteurs à courant continu est relié à la terre, vérifier qu'il existe au moins une séparation simple entre les côtés continu et alternatif et que les connexions à la terre ont été construites de façon à éviter la corrosion (CEI 60364-7-712.312.2:2002).

NOTE 1 L'examen du réseau à courant continu nécessite la connaissance de la tension et du courant maximum 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 pour tenir compte des variations de température et d'éclairage.
- Le courant maximal de défaut possible est fonction de la conception des chaînes / panneaux, du courant de court-circuit ( $I_{sc}$ ) des modules et d'un multiplicateur pour tenir compte des variations de température et d'éclairage (CEI 60364-7-712.433:2002).

NOTE 2 Lorsque les caractéristiques assignées du courant inverse d'un module ne sont pas fournies par le fabricant, il doit valoir comme  $1,35 \times$  les caractéristiques assignées de protection contre les surintensités des modules.

NOTE 3 Il convient de prendre les valeurs fournies par le fabricant pour les caractéristiques assignées de protection contre les surintensités du module, selon les exigences de la CEI 61730-1.

### **5.3.3 Protection contre les surtensions / chocs électriques**

L'examen du système PV doit inclure au moins la vérification que:

- a) Vérification du dispositif différentiel de type B où: un dispositif différentiel est installé et l'onduleur PV ne présente pas au moins une séparation simple entre le côté alternatif et le côté continu, - conformément à la CEI 60755 (CEI 60364-7-712.413.1.1.2:2002 et Figure 712.1).

- b) Pour minimiser les tensions induites par la foudre, vérifier que la surface de l'ensemble des boucles est maintenue aussi faible que possible (CEI 60364-7-712.444.4:2002).
- c) Si les codes locaux l'exigent, vérifier que la liaison équipotentielle du bâti du panneau a été installée et est connectée à la terre. Si des conducteurs de mise à la terre de protection et/ou de liaison équipotentielle sont mis en œuvre, vérifier qu'ils sont parallèles et mis en faisceau avec les câbles en courant continu (IEC 60364-7-712.54:2002).

#### **5.3.4 Réseau à courant alternatif**

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

- a) Des moyens de sectionnement de l'onduleur ont été prévus du côté alternatif.
- b) Tous les dispositifs de sectionnement et de coupure ont été connectés de sorte que l'installation PV soit interconnectée du côté "charge" et le réseau public d'alimentation du côté "source" (CEI 60364-7-712.536.2.2.1:2002).
- c) Les paramètres de fonctionnement de l'onduleur ont été programmés selon les réglementations locales.

#### **5.3.5 Etiquetage et identification**

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

- a) Tous les circuits, dispositifs de protection, interrupteurs et bornes sont étiquetés convenablement.
- b) Toutes les boîtes de jonction en courant continu (générateur PV et panneaux PV) portent un marquage d'avertissement indiquant que des parties actives internes à ces boîtes sont alimentées par un panneau PV et peuvent toujours être sous tension après sectionnement de l'onduleur PV et du réseau public d'alimentation.
- c) L'interrupteur de sectionnement principal en courant alternatif porte un marquage lisible.
- d) Etiquettes d'avertissement de double alimentation installées au point d'interconnexion.
- e) Un schéma de câblage monophasé est affiché sur le site.
- f) Les réglages de protection de l'onduleur et les précisions de l'installateur sont affichés sur le site.
- g) Les procédures d'arrêt d'urgence sont affichées sur le site.
- h) Toutes les signalisations et étiquettes sont convenablement apposées et de manière durable.

### **5.4 Essais**

#### **5.4.1 Généralités**

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

Les instruments de mesure ainsi que les matériels et méthodes de surveillance doivent être choisis conformément aux parties applicables de la CEI 61557. Si un autre matériel de mesure est utilisé, il doit fournir un degré équivalent de performance et de sécurité. Les méthodes d'essai décrites dans cet Article sont données comme méthodes de référence; d'autres méthodes ne sont pas exclues, à condition qu'elles ne donnent pas de résultats moins valables.

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

Les essais suivants doivent être exécutés là où ils sont pertinents et il convient de les effectuer, de préférence, dans l'ordre suivant:

- a) Essais sur tous les circuits en courant alternatif selon les exigences de la CEI 60364-6. <http://solargostaran.com>

A l'issue des essais sur les circuits en courant alternatif, les essais suivants doivent être effectués sur le(s) circuit(s) en courant continu constituant le panneau PV.

- b) continuité des conducteurs de mise à la terre de protection et/ou de liaison équipotentielle, lorsqu'ils sont installés (voir le 5.4.2);
- c) essai de polarité (voir le 5.4.3);
- d) essai de tension en circuit ouvert de chaîne (voir le 5.4.4);
- e) essai de courant de court-circuit de chaîne (voir le 5.4.5);
- f) essais de fonctionnement (voir le 5.4.6);
- g) résistance d'isolement des circuits c.c. (voir le 5.4.7).

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

#### **5.4.2 Continuité des conducteurs de mise à la terre de protection et/ou de liaison équipotentielle**

Là où des conducteurs de protection ou de liaison sont installés du côté continu, tels que 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.

#### **5.4.3 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 système, tels que les dispositifs de coupure ou les onduleurs.

**NOTE** Pour des raisons de sécurité et pour la protection contre les dommages de l'équipement connecté, il est extrêmement important de réaliser le contrôle de polarité avant les autres essais et avant que les interrupteurs soient fermés ou les dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes insérés. Si un contrôle est fait sur un système préalablement installé et que la polarité inverse d'une chaîne est constatée, il est alors important de contrôler les modules et les diodes by-pass vis-à-vis de tout dommage engendré par cette erreur.

#### **5.4.4 Chaîne PV – mesure de la tension en circuit ouvert**

Il convient de mesurer la tension en 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).

Il convient de comparer les valeurs mesurées avec la valeur attendue. La comparaison selon les valeurs attendues est destinée à vérifier que l'installation est correcte, et non pas à mesurer la performance du module ou du panneau. La vérification de la performance du module / panneau ne fait pas partie du domaine d'application de la présente Norme.

Pour des systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et où les conditions d'éclairement sont stables, les tensions entre les chaînes doivent être comparées. Il convient que ces valeurs soient les mêmes (généralement à 5 % 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 faits en utilisant plusieurs appareils de mesure, avec un appareil de mesure sur une chaîne de référence
- une lecture de l'appareil de mesure de l'éclairement peut être utilisée pour le réglage des lectures de courant.

NOTE Des tensions inférieures à la valeur attendue peuvent indiquer qu'au moins un module est connecté à la mauvaise polarité ou la présence de défauts en raison d'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.

#### 5.4.5 Chaîne PV – mesure du courant

##### 5.4.5.1 Généralités

Comme pour les mesures de la tension en circuit ouvert, un essai de mesure du courant de chaîne PV a pour objet 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 et toutes deux fourniront des informations sur les performances de la chaîne. Lorsque cela est possible, l'essai de court-circuit est préférable puisqu'il exclut toute influence de l'onduleur.

##### 5.4.5.2 Chaîne PV – essai de court-circuit

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

Il convient de comparer les valeurs mesurées avec la valeur attendue. Pour des systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et où les conditions d'éclairement sont stables, les mesures de courants dans les chaînes individuelles doivent être comparées. Il convient que ces valeurs soient les mêmes (généralement à 5 % 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 faits en utilisant plusieurs appareils de mesure, avec un appareil de mesure sur une chaîne de référence
- une lecture de l'appareil de mesure de l'éclairement peut être utilisée pour le réglage des lectures de courant.

##### 5.4.5.2.1 Méthode d'essai de court-circuit

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

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

- a) un câble en court-circuit temporairement connecté dans un appareil de connexion coupe-chARGE déjà présent dans le circuit de la chaîne;
- b) 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.

Dans l'un ou l'autre cas, l'appareil de connexion et le conducteur en court-circuit doivent être assignés à une valeur supérieure au courant de court circuit potentiel et à la tension en circuit ouvert.

Le courant de court-circuit peut ensuite être mesuré en utilisant soit une pince ampèremétrique soit par un ampèremètre en ligne.

NOTE Un “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 5.4.7).

#### 5.4.5.3 Chaîne PV – Essais opérationnels

Lorsque le système est alimenté et en mode de fonctionnement normal (conversion optimale d'énergie des onduleurs), il convient de mesurer le courant de chaque chaîne PV en utilisant une pince ampèremétrique placée autour du câble de la chaîne.

Il convient de comparer les valeurs mesurées avec la valeur attendue. Pour des systèmes comportant plusieurs chaînes identiques et où les conditions d'éclairement sont stables, les mesures de courants dans les chaînes individuelles doivent être comparées. Il convient que ces valeurs soient les mêmes (généralement à 5 % 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 faits en utilisant plusieurs appareils de mesure, avec un appareil de mesure sur une chaîne de référence
- une lecture de l'appareil de mesure de l'éclairement peut être utilisée pour le réglage des lectures de courant.

#### 5.4.6 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 l'essai pour s'assurer de leur fonctionnement correct et s'assurer qu'ils sont montés et connectés de manière appropriée.
- b) Tous les onduleurs faisant partie du système PV doivent être essayés pour vérifier leur fonctionnement correct. Il convient que la méthode d'essai corresponde à la méthode définie par le fabricant d'onduleurs.
- c) Un essai de perte de connexion réseau doit être réalisé: Tandis que le système fonctionne, le sectionneur principal à courant alternatif doit être ouvert – il convient d'observer (par exemple sur un appareil de mesure à affichage) que le système PV cesse immédiatement sa production. A la suite de cela, il convient de refermer le sectionneur à courant alternatif et d'observer que le système revient au fonctionnement normal.

NOTE L'essai de perte de connexion réseau peut être modifié pendant des conditions d'éclairement stables. Dans ces cas, avant d'ouvrir le sectionneur principal en courant alternatif, des charges à l'intérieur du bâtiment peuvent être choisies de façon à correspondre, aussi près que possible en pratique, à la puissance générée par le système PV.

#### 5.4.7 Essai de résistance d'isolement des panneaux PV

##### 5.4.7.1 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, il est important de bien cerner la procédure avant de commencer tous travaux. Il est recommandé de suivre les mesures de sécurité de base suivantes:

- Limiter l'accès à la zone de travail.
- Ne pas toucher et prendre des mesures pour empêcher toute personne de toucher toute surface métallique avec une partie quelconque du corps lors de l'exécution de l'essai d'isolement.

- Ne pas toucher et prendre des mesures pour empêcher toute personne de toucher l'arrière du module/stratifié ou les bornes de module/stratifié avec une partie quelconque du corps lors de l'exécution de l'essai d'isolement.
- Lorsque le dispositif d'essai d'isolement est sous tension, la tension est présente sur la zone d'essai. Le matériel doit avoir une capacité d'autodécharge automatique.
- Il convient de porter les vêtements / l'équipement de protection personnels appropriés pendant la durée de l'essai.

NOTE Pour certaines installations, par exemple des systèmes plus grands ou si l'on suspecte des défauts d'isolement en raison de défauts d'installation ou de fabrication, ou encore si l'on met en doute les résultats de l'essai à sec, un essai d'isolement des panneaux sous pluie peut être approprié. Les méthodes d'essai d'isolement des panneaux sous pluie figurent dans l'ASTM Std E 2047, Méthode d'essai pour les essais d'intégrité de l'isolement sous pluie des panneaux PV.

#### **5.4.7.2 Essai de résistance d'isolement des panneaux PV – méthode d'essai**

Il convient de répéter l'essai pour chaque panneau PV au minimum. Il est également possible d'essayer des chaînes individuelles, si nécessaire. Deux méthodes d'essai sont possibles:

MÉTHODE D'ESSAI 1 – Essai entre potentiel négatif du panneau et la terre suivi par 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-circuité.

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

Pour des systèmes où le bâti du panneau n'est pas relié à la terre (par exemple si l'installation est de classe II) un ingénieur de mise en service peut choisir d'effectuer deux essais: a) entre les câbles du panneau et la terre et un essai supplémentaire b) 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.

NOTE 1 Si la méthode d'essai 2 est adoptée, pour minimiser le risque d'arcs électriques, il convient de court-circuiter les câbles positifs et négatifs du panneau d'une manière sûre. A cet effet, on utilise généralement une "boîte d'interrupteur de court-circuit" appropriée. Un tel dispositif intègre 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.

NOTE 2 Il convient de désigner la méthode d'essai de façon à s'assurer que la tension de crête n'excède pas les caractéristiques assignées du module ou du câble.

#### **5.4.7.3 Résistance d'isolement des panneaux PV - méthode d'essai**

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'isolement (à savoir, protection contre les surtensions) dans les boîtes de jonction ou de combinaison.

Là où une boîte d'interrupteur de court-circuit est utilisée pour l'essai selon la méthode 2, il convient de connecter de façon sûre les câbles du panneau dans le dispositif de court-circuit, avant que l'interrupteur de court-circuit ne soit activé.

Le dispositif d'essai de résistance d'isolement doit être connecté entre la terre et le(s) câble(s) des panneaux, selon ce qui est approprié pour la méthode d'essai adoptée. Il convient de rendre les connexions d'essai sûres avant d'effectuer l'essai.

<http://solargostaran.com>

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 MΩ. La résistance d'isolement, mesurée avec la tension d'essai indiquée dans le Tableau 1 est satisfaisante si chaque circuit comporte une résistance d'isolement d'au moins la valeur appropriée donnée dans le Tableau 1.

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

**Tableau 1 – Valeurs minimales de résistance d'isolement**

Méthode d'essai	Tension du système ( $V_{oc\ stc} \times 1,25$ ) V	Tension d'essai V	Résistance d'isolement minimale MΩ
Méthode d'essai 1  Essais séparés pour le potentiel positif du panneau et le potentiel négatif du panneau	<120	250	0,5
	120 - 500	500	1
	>500	1 000	1
Méthode d'essai 2  Potentiels positif et négatif de panneaux court-circuités ensemble	<120	250	0,5
	120 - 500	500	1
	>500	1 000	1

## 5.5 Rapports de vérification

### 5.5.1 Généralités

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

- Information 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 essayé.
- L'intervalle de temps recommandé avant la prochaine vérification.
- La signature de la (des) personne(s) entretenant la vérification.

Les rapports de vérification modèles figurent dans les annexes de la présente Norme.

### 5.5.2 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 le champ 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, son utilisation et son fonctionnement, la fréquence et la qualité des opérations de maintenance et les influences externes auxquels ils peuvent être soumis.

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

### 5.5.3 Vérification périodique

La vérification périodique d'une installation existante doit être réalisée selon les exigences de l'Article 5 de la présente Norme. Lorsque cela est approprié, les résultats et recommandations des vérifications périodiques précédentes doivent être pris en compte.

Un rapport de vérification périodique doit être fourni et inclure 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).

**Annexe A**  
(informative)

**Certificat de vérification modèle**

<b>Certificat de vérification du système PV</b>		Vérification initiale Vérification périodique
Client		
Adresse de l'installation	Description de l'installation	
	Puissance assignée kW c.c.	
	Emplacement	
Date d'essai	Circuits essayés	
Nom et adresse des entreprises	Référence du rapport d'examen selon la CEI 60364-6:	
	Référence du rapport d'essai selon la CEI 60364-6:	
	Référence du rapport d'examen du panneau PV:	
	Référence du rapport d'essai du panneau PV:	
<b>CONCEPTION, FABRICATION, EXAMEN ET ESSAIS</b>		
<p>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 desquels j'ai eu /nous avons eu la charge est, pour autant que je/nous le sache(sachions), conforme à .....</p>		
<p>Signature(s):</p> <p>Nom(s):</p> <p>Date:</p> <p>(Le champ de responsabilité du(des) signataire(s) est limité aux travaux décrits ci-dessus)</p>	Prochain examen recommandé après un intervalle de temps inférieur à:	
	COMMENTAIRES:	

**Annexe B**  
(informative)

**Rapport d'examen modèle**

<b>Rapport d'examen du système PV</b>		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 la CEI 60364-6 et un rapport d'examen est joint en vue de satisfaire aux exigences de la CEI 60364-6.

### Conception et installation des panneaux PV

Réseau à courant continu conçu, spécifié et installé selon les exigences de la CEI 60364 en général et de la CEI 60364-7-712 en particulier;

composants à courant continu assignés pour un service continu en courant continu;

composants à courant continu assignés pour des maxima de courant et de tension ( $V_{oc\ stc}$  corrigée pour une plage de températures locales et un type de module; courant  $I_{sc\ stc} \times 1,25$  - CEI 60364-7-712.433:2002);

protection par l'emploi de matériels de classe II ou par une isolation équivalente côté continu – oui / non (classe II privilégiée - CEI 60364-7-712.413.2:2002);

les câbles de chaîne PV, les câbles de panneau PV et les câbles principaux PV en courant continu ont été choisis et mis en œuvre de manière à minimiser le risque de défauts à la terre et de courts-circuits (CEI 60364-7-712.522.8.1:2002);

les canalisations ont été choisies et mises en œuvre pour résister aux influences externes présumées telles que vent, formation de glace, température et rayonnement solaire (CEI 60364-7-712.522.8.3:2002);

systèmes sans dispositif de protection contre les surintensités des chaînes: câbles des chaînes dimensionnés pour recevoir le courant de défaut combiné maximal des chaînes parallèles (CEI 60364-7-712.433:2002);

systèmes munis de dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes: les dispositifs de protection contre les surintensités des chaînes correctement spécifiés selon les codes locaux ou selon les instructions des fabricants de modules PV - conformément à la NOTE de la CEI 60364-7-712.433.2:2002;

sectionneur de type c.c. installé du côté continu de l'onduleur (CEI 60364-7-712.536.2.2.5:2002);

si des diodes de blocage sont installées, vérifier que les caractéristiques assignées de leur tension inverse valent au moins  $2 \times V_{oc\ stc}$  de la chaîne PV dans laquelle elles sont installées (CEI 60364-7-712.512.1.1:2002);

si l'un des conducteurs à courant continu est relié à la terre, vérifier qu'il existe au moins une séparation simple entre les côtés continu et alternatif et que les connexions

à la terre ont été construites de façon à éviter la corrosion (CEI 60364-7-712.312.2:2002).

#### **Système PV - protection contre les surtensions / chocs électriques**

si un dispositif différentiel est installé et si l'onduleur PV ne présente pas au moins une séparation simple entre le côté alternatif et le côté continu: le dispositif différentiel est-il de type B conformément à la CEI 60755 (CEI 60364-7-712.413.1.1.1.2:2002 et Figure 712.1);

surface de l'ensemble des boucles maintenue aussi faible que possible (CEI 60364-7-712.444.4:2002);

liaison équipotentielle du bâti du panneau installée (selon les codes locaux);

s'ils sont installés, les conducteurs de liaison équipotentielle sont parallèles et mis en faisceau avec les câbles en courant continu.

#### **Système PV – considérations spéciales pour les circuits en courant alternatif**

des moyens de sectionnement de l'onduleur ont été prévus du côté alternatif;

les dispositifs de sectionnement et de coupure ont été connectés de sorte que l'installation PV soit interconnectée du côté "charge" et le réseau public d'alimentation du côté "source" (CEI 60364-7-712.536.2.2.1:2002);

régagements de protection de l'onduleur programmés selon les réglementations locales.

#### **Système PV - Étiquetage et identification**

tous les circuits, dispositifs de protection, interrupteurs et bornes sont étiquetés convenablement;

toutes les boîtes de jonction en courant continu (générateur PV et panneaux PV) portent un marquage d'avertissement indiquant que des parties actives internes à ces boîtes sont alimentées par un panneau PV et peuvent toujours être sous tension après sectionnement de l'onduleur PV et du réseau public d'alimentation;

le sectionneur principal en courant alternatif porte un marquage lisible;

étiquettes d'avertissement de double alimentation installées au point d'interconnexion;

schéma de câblage monophasé affiché sur le site;

régagements de protection de l'onduleur et précisions de l'installateur affichés sur le site;

procédures d'arrêt d'urgence affichées sur le site;

toutes les signalisations et étiquettes sont convenablement apposées et de manière durable.

#### **Système PV - installation générale (mécanique)**

ventilation prévue derrière le panneau pour prévenir une surchauffe / un risque d'incendie;

bâti du panneau et résistance à la corrosion du matériau;

bâti du panneau correctement fixé et stable; fixations sur toit résistant aux intempéries; entrées de câbles résistant aux intempéries.

**Annexe C**  
(informative)

**Rapport d'essai du panneau PV modèle**

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

Chaîne	1	2	3	4		n
Panneau	Module					
	Quantité					
Paramètres du panneau (tels que spécifiés)	Voc (stc)					
	Isc (stc)					
Dispositif de protection contre les surintensités de chaîne	Type					
	Caractéristiques assignées (A)					
	Caractéristiques assignées en courant continu (V)					
	Capacité (kA)					
Câblage	Type					
	Phase (mm <sup>2</sup> )					
	Terre (mm <sup>2</sup> )					
Essai de chaîne	Voc (V)					
	Isc (A)					
	Eclairement					
Vérification de polarité						
Résistance d'isolation des panneaux PV	Tension d'essai (V)					
	Pos – Terre (MΩ)					
	Nég – Terre (MΩ)					
Continuité du circuit de terre (s'il y a lieu)						
Appareillage de connexion fonctionnant correctement						
Marque / modèle de l'onduleur						
Numéro de série de l'onduleur						
Onduleur en fonctionnement correct						
Essai de perte de connexion réseau						

Observations

## Annexe D (informative)

### **Méthode d'examen du panneau PV par caméra infrarouge**

#### **D.1 Généralités**

Un examen par caméra infrarouge (IR) a pour objet de détecter des variations de températures 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 de la diode by-pass, une défaillance de l'appareil de brasage, de mauvaises connexions et d'autres conditions qui conduisent à un fonctionnement à température élevée localisé.

Cet examen peut être intégré sous la forme d'une partie d'un processus de vérification initiale ou périodique. Il peut aussi être utilisé pour localiser des problèmes suspectés dans un module, une chaîne ou un panneau.

#### **D.2 Méthode**

Pour un examen par caméra IR, il convient que le panneau soit en mode de fonctionnement normal (conversion de la puissance crête). Il convient que l'éclairement dans le plan du panneau soit supérieur à  $400 \text{ W/m}^2$  et que les conditions climatiques soient stables. Dans l'idéal, il convient que l'éclairement soit relativement constant et supérieur à  $600 \text{ W/m}^2$  dans le plan du panneau pour s'assurer qu'il y aura 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).

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

Lors du balayage de la face d'un panneau, il convient de faire attention à ce que la caméra et l'opérateur ne projettent pas d'ombre sur la surface balayée.

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

#### **D.3 Interprétation des résultats**

##### **D.3.1 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, une valeur normalisée de température absolue pour identifier les anomalies n'est donc 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

<http://solargostaran.com>

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 en déterminer l'(les) éventuelle(s) cause(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.

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

### **D.3.2 Points chauds du module**

Il convient que la température du module soit relativement uniforme, sans zone de différence de température significative. Cependant, on s'attend à ce 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 à son environnement immédiat. Il est également normal de voir un gradient de température sur les bords 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(des) point(s) chaud(s) significatif(s). Un examen visuel peut mettre en évidence des signes de surchauffe, par exemple une zone de couleur marron ou décolorée.

### **D.3.3 Diodes by-pass**

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

### **D.3.4 Connexions des câbles**

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

-----

<http://solargostaran.com>

INTERNATIONAL  
ELECTROTECHNICAL  
COMMISSION

3, rue de Varembé  
PO Box 131  
CH-1211 Geneva 20  
Switzerland

Tel: + 41 22 919 02 11  
Fax: + 41 22 919 03 00  
[info@iec.ch](mailto:info@iec.ch)  
[www.iec.ch](http://www.iec.ch)

<http://solargostaran.com>