

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Safety of power converters for use in photovoltaic power systems –
Part 2: Particular requirements for inverters**

**Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes
photovoltaïques –
Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109-2 ed 1.0:2011



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2011 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 Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: 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

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Safety of power converters for use in photovoltaic power systems –
Part 2: Particular requirements for inverters**

**Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes
photovoltaïques –
Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

V

ICS 27.160

ISBN 978-2-88912-491-6

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope and object.....	7
1.1 Scope.....	7
2 Normative references	7
3 Terms and definitions	8
4 General testing requirements.....	9
4.4 Testing in single fault condition	9
4.4.4 Single fault conditions to be applied	9
4.4.4.15 Fault-tolerance of protection for grid-interactive inverters.....	9
4.4.4.16 Stand-alone inverters – Load transfer test.....	12
4.4.4.17 Cooling system failure – Blanketing test.....	12
4.7 Electrical ratings tests	12
4.7.3 Measurement requirements for AC output ports for stand-alone inverters	13
4.7.4 Stand-alone Inverter AC output voltage and frequency	13
4.7.4.1 General.....	13
4.7.4.2 Steady state output voltage at nominal DC input	13
4.7.4.3 Steady state output voltage across the DC input range	13
4.7.4.4 Load step response of the output voltage at nominal DC input	13
4.7.4.5 Steady state output frequency.....	13
4.7.5 Stand-alone inverter output voltage waveform	14
4.7.5.1 General.....	14
4.7.5.2 Sinusoidal output voltage waveform requirements.....	14
4.7.5.3 Non-sinusoidal output waveform requirements	14
4.7.5.4 Information requirements for non-sinusoidal waveforms	14
4.7.5.5 Output voltage waveform requirements for inverters for dedicated loads.....	15
4.8 Additional tests for grid-interactive inverters	15
4.8.1 General requirements regarding inverter isolation and array grounding	15
4.8.2 Array insulation resistance detection for inverters for ungrounded and functionally grounded arrays.....	17
4.8.2.1 Array insulation resistance detection for inverters for ungrounded arrays	17
4.8.2.2 Array insulation resistance detection for inverters for functionally grounded arrays	17
4.8.3 Array residual current detection	18
4.8.3.1 General.....	18
4.8.3.2 30 mA touch current type test for isolated inverters.....	19
4.8.3.3 Fire hazard residual current type test for isolated inverters	19
4.8.3.4 Protection by application of RCD's	19
4.8.3.5 Protection by residual current monitoring	19
4.8.3.6 Systems located in closed electrical operating areas.....	22
5 Marking and documentation.....	22
5.1 Marking.....	23

5.1.4	Equipment ratings.....	23
5.2	Warning markings	23
5.2.2	Content for warning markings	23
5.2.2.6	Inverters for closed electrical operating areas	24
5.3	Documentation	24
5.3.2	Information related to installation	24
5.3.2.1	Ratings	24
5.3.2.2	Grid-interactive inverter setpoints	25
5.3.2.3	Transformers and isolation.....	25
5.3.2.4	Transformers required but not provided.....	25
5.3.2.5	PV modules for non-isolated inverters	25
5.3.2.6	Non-sinusoidal output waveform information	25
5.3.2.7	Systems located in closed electrical operating areas.....	26
5.3.2.8	Stand-alone inverter output circuit bonding	26
5.3.2.9	Protection by application of RCD's	26
5.3.2.10	Remote indication of faults.....	26
5.3.2.11	External array insulation resistance measurement and response.....	26
5.3.2.12	Array functional grounding information	26
5.3.2.13	Stand-alone inverters for dedicated loads	27
5.3.2.14	Identification of firmware version(s).....	27
6	Environmental requirements and conditions.....	27
7	Protection against electric shock and energy hazards.....	27
7.3	Protection against electric shock	27
7.3.10	Additional requirements for stand-alone inverters	27
7.3.11	Functionally grounded arrays.....	28
8	Protection against mechanical hazards.....	28
9	Protection against fire hazards.....	28
9.3	Short-circuit and overcurrent protection.....	28
9.3.4	Inverter backfeed current onto the array	28
10	Protection against sonic pressure hazards.....	28
11	Protection against liquid hazards	28
12	Protection against chemical hazards	28
13	Physical requirements	29
13.9	Fault indication.....	29
14	Components	29
	Bibliography.....	30
	Figure 20 – Example system discussed in Note 2 above	11
	Figure 21 – Example test circuit for residual current detection testing	21
	Table 30 – Requirements based on inverter isolation and array grounding	16
	Table 31 – Response time limits for sudden changes in residual current.....	20
	Table 32 – Inverter ratings – Marking requirements	23
	Table 33 – Inverter ratings – Documentation requirements	24

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

SAFETY OF POWER CONVERTERS FOR USE IN PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS –

Part 2: Particular requirements for inverters

FOREWORD

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

International Standard IEC 62109-2 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

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

FDIS	Report on voting
82/636/FDIS	82/648A/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 requirements in this Part 2 are to be used with the requirements in Part 1, and supplement or modify clauses in Part 1. When a particular clause or subclause of Part 1 is not mentioned in this Part 2, that clause of Part 1 applies. When this Part 2 contains clauses that add to, modify, or replace clauses in Part 1, the relevant text of Part 1 is to be applied with the required changes.

Subclauses, figures and tables additional to those in Part 1 are numbered in continuation of the sequence existing in Part 1.

All references to “Part 1” in this Part 2 shall be taken as dated references to IEC 62109-1:2010.

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109 2 ed 1.0 / 2011

INTRODUCTION

This Part 2 of IEC 62109 gives requirements for grid-interactive and stand-alone inverters. This equipment has potentially hazardous input sources and output circuits, internal components, and features and functions, which demand different requirements for safety than those given in Part 1 (IEC 62109-1:2010).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109 2 ed 1.0:2011

SAFETY OF POWER CONVERTERS FOR USE IN PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS –

Part 2: Particular requirements for inverters

1 Scope and object

This clause of Part 1 is applicable with the following exception:

1.1 Scope

Addition:

This Part 2 of IEC 62109 covers the particular safety requirements relevant to d.c. to a.c. inverter products as well as products that have or perform inverter functions in addition to other functions, where the inverter is intended for use in photovoltaic power systems.

Inverters covered by this standard may be grid-interactive, stand-alone, or multiple mode inverters, may be supplied by single or multiple photovoltaic modules grouped in various array configurations, and may be intended for use in conjunction with batteries or other forms of energy storage.

Inverters with multiple functions or modes shall be judged against all applicable requirements for each of those functions and modes.

NOTE Throughout this standard where terms such as “grid-interactive inverter” are used, the meaning is either a grid-interactive inverter or a grid-interactive operating mode of a multi-mode inverter

This standard does not address grid interconnection requirements for grid-interactive inverters.

NOTE The authors of this Part 2 did not think it would be appropriate or successful to attempt to put grid interconnection requirements into this standard, for the following reasons:

- a) Grid interconnection standards typically contain both protection and power quality requirements, dealing with aspects such as disconnection under abnormal voltage or frequency conditions on the grid, protection against islanding, limitation of harmonic currents and d.c. injection, power factor, etc. Many of these aspects are power quality requirements that are beyond the scope of a product safety standard such as this.
- b) At the time of writing there is inadequate consensus amongst regulators of grid-interactive inverters to lead to acceptance of harmonized interconnect requirements. For example, IEC 61727 gives grid interconnection requirements, but has not gained significant acceptance, and publication of EN 50438 required inclusion of country-specific deviations for a large number of countries.
- c) The recently published IEC 62116 contains test methods for islanding protection.

This standard does contain safety requirements specific to grid-interactive inverters that are similar to the safety aspects of some existing national grid interconnection standards.

Users of this standard should be aware that in most jurisdictions allowing grid interconnection of inverters there are national or local requirements that must be met. Examples include EN 50438, IEEE 1547, DIN VDE 0126-1-1, and AS 4777.3

2 Normative references

This clause of Part 1 is applicable, with the following exception:

Addition

IEC 62109-1:2010, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements*

3 Terms and definitions

This clause of Part 1 is applicable, with the following exceptions:

Additional definitions

3.100

functionally grounded array

a PV array that has one conductor intentionally connected to earth for purposes other than safety, by means not complying with the requirements for protective bonding

NOTE 1 Such a system is not considered to be a grounded array – see 3.102.

NOTE 2 Examples of functional array grounding include grounding one conductor through an impedance, or only temporarily grounding the array for functional or performance reasons

NOTE 3 In an inverter intended for an un-grounded array, that uses a resistive measurement network to measure the array impedance to ground, that measurement network is not considered a form of functional grounding.

3.101

grid-interactive inverter

an inverter or inverter function intended to export power to the grid

NOTE Also commonly referred to as “grid-connected”, “grid-tied”, “utility-interactive”. Power exported may or may not be in excess of the local load.

3.102

grounded array

a PV array that has one conductor intentionally connected to earth by means complying with the requirements for protective bonding

NOTE 1 The connection to earth of the mains circuit in a non-isolated inverter with an otherwise ungrounded array, does not create a grounded array. In this standard such a system is an ungrounded array because the inverter electronics are in the fault current path from the array to the mains grounding point, and are not considered to provide reliable grounding of the array

NOTE 2 This is not to be confused with protective earthing (equipment grounding) of the array frame

NOTE 3 In some local installation codes, grounded arrays are allowed or required to open the array connection to earth under ground-fault conditions on the array, to interrupt the fault current, temporarily ungrounding the array under fault conditions. This arrangement is still considered a grounded array in this standard.

3.103

indicate a fault

annunciate that a fault has occurred, in accordance with 13.9

3.104

inverter

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

3.105

inverter backfeed current

the maximum current that can be impressed onto the PV array and its wiring from the inverter, under normal or single fault conditions

3.106

isolated inverter

an inverter with at least simple separation between the mains and PV circuits

NOTE 1 In an inverter with more than one external circuit, there may be isolation between some pairs of circuits and no isolation between others. For example, an inverter with PV, battery, and mains circuits may provide isolation between the mains circuit and the PV circuit, but no isolation between the PV and battery circuits. In this standard, the term isolated inverter is used as defined above in general – referring to isolation between the mains and PV circuits. If two circuits other than the mains and PV circuits are being discussed, additional wording is used to clarify the meaning.

NOTE 2 For an inverter that does not have internal isolation between the mains and PV circuits, but is required to be used with a dedicated isolation transformer, with no other equipment connected to the inverter side of that isolation transformer, the combination may be treated as an isolated inverter. Other configurations require analysis at the system level, and are beyond the scope of this standard, however the principles in this standard may be used in the analysis.

3.107

multiple mode inverter

an inverter that operates in more than one mode, for example having grid-interactive functionality when mains voltage is present, and stand-alone functionality when the mains is de-energized or disconnected

3.108

non-isolated inverter

an inverter without at least simple separation between the mains and PV circuits

NOTE See the notes under 3.106 above.

3.109

stand-alone inverter

an inverter or inverter function intended to supply AC power to a load that is not connected to the mains.

NOTE Stand-alone inverters may be designed to be paralleled with other non-mains sources (other inverters, rotating generators, etc.). Such a system does not constitute a grid-interactive system.

4 General testing requirements

This clause of Part 1 is applicable except as follows:

NOTE In IEC 62109-1 and therefore in this Part 2, test requirements that relate only to a single type of hazard (shock, fire, etc.) are located in the clause specific to that hazard type. Test requirements that relate to more than one type of hazard (for example testing under fault conditions) or that provide general test conditions, are located in this Clause 4.

4.4 Testing in single fault condition

4.4.4 Single fault conditions to be applied

Additional subclauses:

4.4.4.15 Fault-tolerance of protection for grid-interactive inverters

4.4.4.15.1 Fault-tolerance of residual current monitoring

Where protection against hazardous residual currents according to 4.8.3.5 is required, the residual current monitoring system must be able to operate properly with a single fault applied, or must detect the fault or loss of operability and cause the inverter to indicate a fault in accordance with 13.9, and disconnect from, or not connect to, the mains, no later than the next attempted re-start.

NOTE For a PV inverter, the “next attempted re-start” will occur no later than the morning following the fault occurring. Operation during that period of less than one day is allowed because it is considered highly unlikely that a fault in the monitoring system would happen on the same day as a person coming into contact with normally enclosed hazardous live parts of the PV system, or on the same day as a fire-hazardous ground fault.

Compliance is checked by testing with the grid-interactive inverter connected as in reference test conditions in Part 1. Single faults are to be applied in the inverter one at a time, for

example in the residual current monitoring circuit, other control circuits, or in the power supply to such circuits.

For each fault condition, the inverter complies if one of the following occurs:

- a) the inverter ceases to operate, indicates a fault in accordance with 13.9, disconnects from the mains, and does not re-connect after any sequence of removing and reconnecting PV power, AC power, or both,

or

- b) the inverter continues to operate, passes testing in accordance with 4.8.3.5 showing that the residual current monitoring system functions properly under the single fault condition, and indicates a fault in accordance with 13.9,

or

- c) the inverter continues to operate, regardless of loss of residual current monitoring functionality, but does not re-connect after any sequence of removing and reconnecting PV power, AC power, or both, and indicates a fault in accordance with 13.9.

4.4.4.15.2 Fault-tolerance of automatic disconnecting means

4.4.4.15.2.1 General

The means provided for automatic disconnection of a grid-interactive inverter from the mains shall:

- disconnect all grounded and ungrounded current-carrying conductors from the mains, and
- be such that with a single fault applied to the disconnection means or to any other location in the inverter, at least basic insulation or simple separation is maintained between the PV array and the mains when the disconnecting means is intended to be in the open state.

4.4.4.15.2.2 Design of insulation or separation

The design of the basic insulation or simple separation referred to in 4.4.4.15.2.1 shall comply with the following:

- the basic insulation or simple separation shall be based on the PV circuit working voltage, impulse withstand voltage, and temporary over-voltage, in accordance with 7.3.7 of Part 1;
- the mains shall be assumed to be disconnected;
- the provisions of 7.3.7.1.2 g) of Part 1 may be applied if the design incorporates means to reduce impulse voltages, and where required by 7.3.7.1.2 of Part 1, monitoring of such means;
- in determining the clearance based on working voltage in 7.3.7 of Part 1, the values of column 3 of Table 13 of Part 1 shall be used.

NOTE 1 These requirements are intended to protect workers who are servicing the AC mains system. In that scenario the mains will be disconnected, and the hazard being protected against is the array voltage appearing on the disconnected mains wiring, either phase-to-phase, or phase-to-earth. Therefore it is the PV array parameters (working voltage, impulse withstand voltage, and temporary over-voltage) that determine the required insulation or separation. The worker may be in a different location than any PV disconnection means located between the array and the inverter, or may not have access, so the insulation or separation provided in the inverter must be relied on. In a non-isolated inverter, only the required automatic disconnection means separates the mains service worker from the PV voltage. In an isolated inverter, the isolation transformer and other isolation components are in series with the automatic disconnection means, and separate the worker from the PV voltage in the event of failure of the automatic disconnection means.

NOTE 2 Example for a single-phase non-isolated inverter: Assume a non-isolated inverter rated for a floating array with a PV maximum input rating of 1 000 V d.c., and intended for use on a single-phase AC mains with an earthed neutral. See Figure 20 below.

- Subclause 4.4.4.15.2.1 requires the design to provide basic insulation after application of a single fault, in order to protect against shock hazard from the PV voltage for someone working on the mains circuits.
- One common method for achieving the required fault tolerant automatic disconnection means is to use 2 relays (a1 and b1 in Figure 20 below) in the ungrounded AC conductor (line), and another 2 relays (a2 and

b2) in the grounded conductor (neutral). The required single-fault tolerance can then be arranged by having 2 separate relay control circuits (Control A and B) each controlling one line relay and one neutral relay. In any single fault scenario involving one control circuit or one relay, there will still be at least one relay in the line and one relay in the neutral that can properly open to isolate both mains circuit conductors from the inverter and therefore from the array.

- Since the mains neutral is earthed in this example, there is single fault protection from a possible shock hazard between the neutral and earth regardless of isolation of the mains from the inverter and the PV array. Therefore the shock hazard the relays need to protect against is from the mains line conductor to earth or neutral.
- The single fault scenario prevents one pair of relays from opening, but leaves the remaining un-faulted pair of relays properly able to open and to provide the required basic insulation.
- In order for a shock to occur, current would have to flow from the mains line conductor, through the person, to earth or neutral, and back to the line conductor through both of the remaining relay gaps in series. Therefore the required basic insulation is provided by the total of the air gaps in the two remaining relays.
- From Table 12 of Part 1, the impulse voltage withstand rating for a PV circuit system voltage of 1000 V dc is 4 464 V. From Table 13 of Part 1, the required total clearance is 3,58 mm divided between the air gaps in the two remaining relays. If identical relays are used, each relay must provide approximately 1,8 mm clearance. The required creepage across the open relays depends on the pollution degree and material group, is based on 1000 V d.c., and is divided between the air gaps in the two remaining relays.
- Similar analysis can be done for other system and inverter topologies.

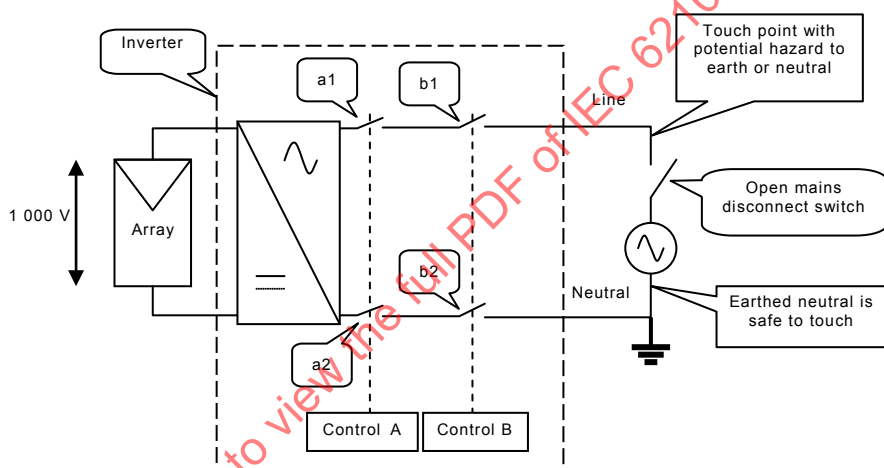


Figure 20 – Example system discussed in Note 2 above

4.4.4.15.2.3 Automatic checking of the disconnect means

For a non-isolated inverter, the isolation provided by the automatic disconnection means shall be automatically checked before the inverter starts operation. After the isolation check, if the check fails, any still-functional disconnection means shall be left in the open position, at least basic insulation or simple separation shall be maintained between the PV input and the mains, the inverter shall not start operation, and the inverter shall indicate a fault in accordance with 13.9.

Compliance with 4.4.4.15.2.1 through 4.4.4.15.2.3 is checked by inspection of the PCE and schematics, evaluation of the insulation or separation provided by components, and for non-isolated inverters by the following test:

With the non-isolated grid-interactive inverter connected and operating as in reference test conditions in Part 1, single faults are to be applied to the automatic disconnection means or to other relevant parts of the inverter. The faults shall be chosen to render all or part of the disconnection means inoperable, for example by defeating control means or by short-circuiting one switch pole at a time. With the inverter operating, the fault is applied, and then PV input voltage is removed or lowered below the minimum required for inverter operation, to trigger a disconnection from the mains. The PV input voltage is then raised back up into the operational range. After the inverter completes its isolation check, any still-functional

disconnection means shall be in the open position, at least basic insulation or simple separation shall be maintained between the PV input and the mains, the inverter shall not start operation, and the inverter shall indicate a fault in accordance with 13.9.

In all cases, the non-isolated grid-interactive inverter shall comply with the requirements for basic insulation or simple separation between the mains and the PV input following application of the fault.

4.4.4.16 Stand-alone inverters – Load transfer test

A stand-alone inverter with a transfer switch to transfer AC loads from the mains or other AC bypass source to the inverter output shall continue to operate normally and shall not present a risk of fire or shock as the result of an out-of-phase transfer.

Compliance is checked by the following test. The bypass a.c. source is to be displaced 180° from the a.c. output of a single-phase inverter and 120° for a 3-phase supply. The transfer switch is to be subjected to one operation of switching the load from the a.c. output of the inverter to the bypass a.c. source. The load is to be adjusted to draw maximum rated a.c. power.

For an inverter employing a bypass switch having a control preventing switching between two a.c. sources out of synchronization, the test is to be conducted under the condition of a component malfunction when such a condition could result in an out-of-phase transfer between the two a.c. sources of supply.

4.4.4.17 Cooling system failure – Blanketing test

In addition to the applicable tests of subclause 4.4.4.8 of Part 1, inadvertent obstruction of the airflow over an exposed external heatsink shall be one of the fault conditions considered. No hazards according to the criteria of subclause 4.4.3 of Part 1 shall result from blanketing the inverter in accordance with the test below.

This test is not required for inverters restricted to use only in closed electrical operating areas.

NOTE The intent of this testing is to simulate unintentional blanketing that may occur after installation, due to lack of user awareness of the need for proper ventilation. For example, inverters for residential systems may be installed in spaces such as closets that originally allow proper ventilation, but later get used for storage of household goods. In such a situation, the heatsink may have materials resting against it that block convection and prevent heat exchange with the ambient air. Tests for blocked ventilation openings and failed fans are contained in Part 1, but not for blanketing of a heatsink.

Compliance is checked by the following test, performed in accordance with the requirements of subclause 4.4.2 of Part 1 along with the following.

The inverter shall be mounted in accordance with the manufacturer's installation instructions. If more than one position or orientation is allowed, the test shall be performed in the orientation or position that is most likely to result in obstruction of the heatsink after installation. The entire inverter including any external heatsink provided shall be covered in surgical cotton with an uncompressed thickness of minimum 2 cm, covering all heatsink fins and air channels. This surgical cotton replaces the cheesecloth required by subclause 4.4.3.2 of Part 1. The inverter shall be operated at full power. The duration of the test shall be a minimum of 7 h except that the test may be stopped when temperatures stabilize if no external surface of the inverter is at a temperature exceeding 90 °C.

4.7 Electrical ratings tests

Additional subclauses:

4.7.3 Measurement requirements for AC output ports for stand-alone inverters

Measurements of the AC output voltage and current on a stand-alone inverter shall be made with a meter that indicates the true RMS value.

NOTE Some non-sinusoidal inverter output waveforms will not be properly measured if an average responding meter is used.

4.7.4 Stand-alone Inverter AC output voltage and frequency

4.7.4.1 General

The AC output voltage and frequency of a stand-alone inverter, or multi-mode inverter operating in stand-alone mode, shall comply with the requirements of 4.7.4.2 to 4.7.4.5.

4.7.4.2 Steady state output voltage at nominal DC input

The steady-state AC output voltage shall not be less than 90 % or more than 110 % of the rated nominal voltage with the inverter supplied with its nominal value of DC input voltage.

Compliance is checked by measuring the AC output voltage with the inverter supplying no load, and again with the inverter supplying a resistive load equal to the inverters rated maximum continuous output power in stand-alone mode. The AC output voltage is measured after any transient effects from the application or removal of the load have ceased.

4.7.4.3 Steady state output voltage across the DC input range

The steady-state AC output voltage shall not be less than 85 % or more than 110 % of the rated nominal voltage with the inverter supplied with any value within the rated range of DC input voltage.

Compliance is checked by measuring the AC output voltage under four sets of conditions: with the inverter supplying no load and supplying a resistive load equal to the inverters rated maximum continuous output power in stand-alone mode, both at the minimum rated DC input voltage and at the maximum rated DC input voltage. The AC output voltage is measured after any transient effects from the application or removal of the load have ceased.

4.7.4.4 Load step response of the output voltage at nominal DC input

The AC output voltage shall not be less than 85 % or more than 110 % of the rated nominal voltage for more than 1,5 s after application or removal of a resistive load equal to the inverter's rated maximum continuous output power in stand-alone mode, with the inverter supplied with its nominal value of DC input voltage.

Compliance is checked by measuring the AC output voltage after a resistive load step from no load to full rated maximum continuous output power, and from full power to no load. The RMS output voltage of the first complete cycle coming after $t = 1,5$ s is to be measured, where t is the time measured from the application of the load step change.

4.7.4.5 Steady state output frequency

The steady-state AC output frequency shall not vary from the nominal value by more than +4 % or –6 %.

Compliance is checked by measuring the AC output frequency under four sets of conditions: with the inverter supplying no load and supplying a resistive load equal to the inverters rated maximum continuous output power in stand-alone mode, at both the minimum rated DC input voltage and at the maximum rated DC input voltage. The AC output frequency is measured after any transient effects from the application or removal of the load have ceased.

4.7.5 Stand-alone inverter output voltage waveform

4.7.5.1 General

The AC output voltage waveform of a stand-alone inverter, or multi-mode inverter operating in stand-alone mode, shall comply with the requirements in 4.7.5.2 for sinusoidal outputs, or 4.7.5.3 and 4.7.5.4 for intentionally non-sinusoidal outputs, or with the dedicated load requirements in 4.7.5.5.

4.7.5.2 Sinusoidal output voltage waveform requirements

The AC output waveform of a sinusoidal output stand-alone inverter shall have a total harmonic distortion (THD) not exceeding of 10 % and no individual harmonic at a level exceeding 6 %.

Compliance is checked by measuring the THD and the individual harmonic voltages with the inverter delivering 5 % power or the lowest continuous available output power greater than 5 %, and 50 % and 100 % of its continuous rated output power, into a resistive load, with the inverter supplied with nominal DC input voltage. The limits above are relative to the magnitude of the fundamental component at each of the load levels above. The THD measuring instrument shall measure the sum of the harmonics from $n=2$ to $n=40$ as a percentage of the fundamental ($n=1$) component.

4.7.5.3 Non-sinusoidal output waveform requirements

4.7.5.3.1 General

The AC output voltage waveform of a non-sinusoidal output stand-alone inverter shall comply with the requirements of 4.7.5.3.2 to 4.7.5.3.4.

4.7.5.3.2 Total harmonic distortion

The total harmonic distortion (THD) of the voltage waveform shall not exceed 40 %.

4.7.5.3.3 Waveform slope

The slope of the rising and falling edges of the positive and negative half-cycles of the voltage waveform shall not exceed $10 \text{ V}/\mu\text{s}$ measured between the points at which the waveform has a voltage of 10 % and 90 % of the peak voltage for that half-cycle.

4.7.5.3.4 Peak voltage

The absolute value of the peak voltage of the positive and negative half-cycles of the waveform shall not exceed 1,414 times 110 % of the RMS value of the rated nominal AC output voltage.

Compliance with 4.7.5.3.2 through 4.7.5.3.4 is checked by measuring the THD, slopes, and peak voltages of the output voltage waveform with the inverter delivering 5 % power or the lowest continuous available output power greater than 5 %, and 50 % and 100 % of its continuous rated output power, into a resistive load. Each test shall be performed at the DC input voltage, within the rated range for the inverter, that creates the worst-case condition for that test. The THD measuring instrument shall measure the sum of the harmonics from $n=2$ to $n=40$ as a percentage of the fundamental ($n=1$) component.

4.7.5.4 Information requirements for non-sinusoidal waveforms

The instructions provided with a stand-alone inverter not complying with 4.7.5.2 shall include the information in 5.3.2.6.

4.7.5.5 Output voltage waveform requirements for inverters for dedicated loads

For an inverter that is intended only for use with a known dedicated load, the following requirements may be used as an alternative to the waveform requirements in 4.7.5.2 to 4.7.5.3.

The combination of the inverter and dedicated load shall be evaluated to ensure that the output waveform does not cause any hazards in the load equipment and inverter, or cause the load equipment to fail to comply with the applicable product safety standards.

Compliance is checked through testing and analysis. Tests as required by this standard and the standard applicable to the dedicated load equipment, shall be performed to determine if the inverter output waveform causes a failure to comply with the applicable requirements. A particular test may be omitted if analysis shows that the output waveform would not have any possible effect on safety relevant parameters.

NOTE The possible effects of the output waveform include, but are not limited to, aspects such as heating, clearances relative to the peak voltage of the inverter waveform, increased input current, breakdown of solid insulation or components due to excessive peak voltages or rise times, misoperation of control circuits, particularly protective circuitry, etc.

The inverter shall be marked with symbols 9 and 15 of Table C.1 of Part 1.

The installation instructions provided with the inverter shall include the information in 5.3.2.13.

Additional subclause:

4.8 Additional tests for grid-interactive inverters

4.8.1 General requirements regarding inverter isolation and array grounding

Inverters may or may not provide galvanic isolation from the mains to the PV array, and the array may or may not have one side of the circuit grounded. Inverters shall comply with the requirements in Table 30 for the applicable combination of inverter isolation and array grounding.

Table 30 – Requirements based on inverter isolation and array grounding ¹⁾

Array grounding:	Ungrounded ^a or functionally grounded	Ungrounded or functionally grounded	Grounded
Inverter isolation:	Non-isolated	Isolated	Isolated
Minimum inverter isolation requirements	Not applicable	Basic or reinforced ^b insulation and Leakage current type testing per 4.8.3.2 (shock hazard) and 4.8.3.3 (fire hazard) to determine the requirements for array ground insulation resistance and array residual current detection, below	
Array ground insulation resistance measurement	Before starting operation, per 4.8.2.1 or 4.8.2.2 Action on fault: indicate a fault in accordance with 13.9, and do not connect to the mains	Before starting operation, per 4.8.2.1 or 4.8.2.2 Action on fault: For inverters with isolation complying with the leakage current limits for both shock and fire hazards under "Minimum inverter isolation requirements" above, indicate a fault in accordance with 13.9 For inverters with isolation not complying with the above minimum leakage current values, indicate a fault in accordance with 13.9, and do not connect to the mains	Not required ^d
Array residual current detection	Either a) 30 mA RCD ^c between the inverter and the mains per 4.8.3.4, or b) monitoring for both continuous excessive residual current per 4.8.3.5.1 a) and excessive sudden changes per 4.8.3.5.1 b) Action on fault: shut down the inverter, disconnect from the mains, and indicate a fault in accordance with 13.9	Not applicable for inverters with isolation complying with the leakage current limits for both shock and fire hazards under "Minimum inverter isolation requirements" above. Inverters with isolation not complying with the leakage current limits for shock hazard per 4.8.3.2 require monitoring for sudden changes in residual current per 4.8.3.5.1 b) or use of an RCD per 4.8.3.4 Inverters with isolation not complying with the leakage current limits for fire hazard per 4.8.3.3 require monitoring for excessive continuous residual current per 4.8.3.5.1 a) or use of an RCD per 4.8.3.4 Action on fault: shut down the inverter, disconnect from the mains, and indicate a fault in accordance with 13.9.	

NOTE Some non-isolated inverter topologies with a grounded array are technologically possible, but IEC 60364-7-712 requires simple separation between the mains and the PV if the array is grounded. A non-isolated inverter where the only connection of the array to ground is through the mains neutral connection to earth is allowed under IEC 60364-7-712 because the system design does not allow current to flow on grounding conductors under normal conditions (except for expected leakage current), and the functionality of any RCD in the system is not impaired.

^a If the only connection of the array to ground is on the mains side of the inverter automatic disconnection means (through the neutral connection to earth), then the array is considered ungrounded.

^b An inverter for use with an array of decisive voltage classification DVC-A is required to use at least reinforced insulation (protective separation) between the array and DVC-B and -C circuits such as the mains.

^c For some types of inverters a type B RCD is required. See 4.8.3.4.

^d New information at the time of publication indicates that grounded arrays would benefit from the additional protection offered by the use of array ground insulation resistance measurement before inverter connection to the grid. That added protection feature can significantly reduce the risk of fire hazards on grounded arrays due to ground faults caused by improper system installation, commissioning, or maintenance, leading to undetected first ground faults followed by subsequent additional ground faults. Table 30 above indicates "Not required" for this technique on

¹⁾ As noted in the Foreword, the numbering of tables and figures in this Part 2 continues the existing numbering scheme in Part 1 to avoid any confusion that might arise from identical numbering between the two parts.

inverters for grounded arrays, but an IEC 62109-2 amendment is planned for the near future and requirements are under consideration for improved ground fault protection for grounded arrays. At that time IEC 62109-2 will also be coordinated with the system protection requirements in IEC 62548 currently under development.

4.8.2 Array insulation resistance detection for inverters for ungrounded and functionally grounded arrays

NOTE The requirements in this subclause regarding detection and response to abnormal array insulation resistance to ground are intended to reduce fire or shock hazard due to an inadvertent connection between the array and ground. In a non-isolated inverter, an array ground fault will result in potentially hazardous current flow as soon as the inverter connects to the mains, due to the earthed neutral on the mains, so the inverter must not connect to the mains. In an isolated inverter, if a first ground fault in a floating or functionally grounded array goes undetected, a second ground fault can cause hazardous current to flow. The detection and indication of the first fault is required, but the inverter is allowed to connect and commence operating, because the isolation in the inverter means the earthed neutral on the mains will not provide a return current path for the fault current.

4.8.2.1 Array insulation resistance detection for inverters for ungrounded arrays

Inverters for use with ungrounded arrays shall have means to measure the DC insulation resistance from the PV input (array) to ground before starting operation, or shall be provided with installation instructions in accordance with 5.3.2.11.

If the insulation resistance is less than $R = (V_{\text{MAX PV}}/30 \text{ mA})$ ohms, the inverter:

- for isolated inverters, shall indicate a fault in accordance with 13.9 (operation is allowed); the fault indication shall be maintained until the array insulation resistance has recovered to a value higher than the limit above;
- for non-isolated inverters, or inverters with isolation not complying with the leakage current limits in the minimum inverter isolation requirements in Table 30, shall indicate a fault in accordance with 13.9, and shall not connect to the mains; the inverter may continue to make the measurement, may stop indicating a fault and may connect to the mains if the array insulation resistance has recovered to a value higher than the limit above.

The measurement circuit shall be capable of detecting insulation resistance below the limit above, under normal conditions and with a ground fault in the PV array.

Compliance is checked by analysis of the design and by testing, as follows:

Compliance with the values of current shall be determined using an RMS meter that responds to both the AC and DC components of the current, with a bandwidth of at least 2 kHz.

The inverter shall be connected to PV and AC sources as specified in the reference test conditions in Part 1, except with the PV voltage set below the minimum operating voltage required for the inverter to attempt to start operating. A resistance 10 % less than the limit above shall be connected between ground and each PV input terminal of the inverter, in turn, and then the PV input voltage shall be raised to a value high enough that the inverter attempts to begin operation. The inverter shall indicate a fault in accordance with 13.9 and take the action (operating or not operating as applicable) required above.

It is not required to test all PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.

NOTE The resistance to ground of the DC supply or simulated array used to power the inverter during this test, must be taken into account unless it is large enough not to significantly influence the test result.

4.8.2.2 Array insulation resistance detection for inverters for functionally grounded arrays

Inverters that functionally ground the array through an intentional resistance integral to the inverter, shall meet the requirements in a) and c), or b) and c) below:

NOTE System designers using resistance between the array and ground that is not integral to the inverter, must consider whether a shock hazard on the array is created or made worse by the addition of the resistance, based on the array design, resistance value, protection against direct contact with the array, etc. Requirements for such considerations are not included here because if the inverter does not provide the resistance, it is neither the cause of, nor capable of protecting against, the hazard.

- a) The value of the total resistance, including the intentional resistance for array functional grounding, the expected insulation resistance of the array to ground, and the resistance of any other networks connected to ground (for example measurement networks) must not be lower than $R = (V_{MAX PV}/30 \text{ mA})$ ohms. The expected insulation resistance of the array to ground shall be calculated based on an array insulation resistance of 40 MΩ per m², with the surface area of the panels either known, or calculated based on the inverter power rating and the efficiency of the worst-case panels that the inverter is designed to be used with.

NOTE Designers should consider adding design margin, based on considerations such as panel aging which will reduce the array insulation resistance over time and any AC component of the leakage current caused by array capacitance to ground. The array insulation resistance measurement in c) below will ensure that total resistance is not too low and the system remains safe, but if the design margin is not adequate, the system will refuse to connect following the array insulation resistance check.

The installation instructions shall include the information required in 5.3.2.12.

- b) As an alternative to a), or if a resistor value lower than in a) is used, the inverter shall incorporate means to detect, during operation, if the total current through the resistor and any networks (for example measurement networks) in parallel with it, exceeds the residual current values and times in Table 31 and shall either disconnect the resistor or limit the current by other means. If the inverter is a non-isolated inverter, or has isolation not complying with the leakage current limits in the minimum inverter isolation requirements in Table 30, it shall also disconnect from the mains.

The inverter may attempt to resume normal operation if the array insulation resistance has recovered to a value higher than the limit in 4.8.2.1.

NOTE For the inverter to make the measurement of array insulation resistance and meet the limit in 4.8.2.1, the array functional grounding resistor will need to remain disconnected (or the current limiting means will have to remain in effect) until after the array insulation resistance measurement has been made.

Compliance with a) or b) is checked by analysis of the design and for case b) above, by the test for detection of sudden changes in residual current in 4.8.3.5.3.

- c) The inverter shall have means to measure the DC insulation resistance from the PV input to ground before starting operation, in accordance with 4.8.2.1.

4.8.3 Array residual current detection

4.8.3.1 General

Ungrounded arrays operating at DVC-B and DVC-C voltages can create a shock hazard if live parts are contacted and a return path for touch current exists. In a non-isolated inverter, or an inverter with isolation that does not adequately limit the available touch current, the connection of the mains to earth (i.e. the earthed neutral) provides a return path for touch current if personnel inadvertently contact live parts of the array and earth at the same time. The requirements in this section provide additional protection against this shock hazard through the application of residual current detectors (RCD's) per 4.8.3.4 or by monitoring for sudden changes in residual current per 4.8.3.5, except neither is required in an isolated inverter where the isolation provided limits the available touch current to less than 30 mA when tested in accordance with 4.8.3.2.

Ungrounded and grounded arrays can create a fire hazard if a ground fault occurs that allows excessive current to flow on conductive parts or structures that are not intended to carry current. The requirements in this section provide additional protection against this fire hazard by application of RCD's per 4.8.3.4 or by monitoring for continuous excessive residual current per 4.8.3.5, except neither is required in an isolated inverter where the isolation provided limits the available current to less than:

- 300 mA RMS for inverters with rated continuous output power ≤ 30 kVA, or
- 10 mA RMS per kVA of rated continuous output power for inverters with rated continuous output power rating > 30 kVA.

when tested in accordance with 4.8.3.3.

NOTE In the above paragraphs and in the following tests, the current is defined in different ways. The 30 mA limit on touch currents is tested using a human body model touch current test circuit, since that requirement relates to shock hazard. The current limit for fire hazard purposes is measured using a standard ammeter and no human body model circuit because the fire hazard is related to current in an unintended conductor, not current in the human body.

4.8.3.2 30 mA touch current type test for isolated inverters

Compliance with the 30 mA limit in 4.8.3.1 is tested with the inverter connected and operating under reference test conditions, except that the DC supply to the inverter must not have any connection to earth, and the mains supply to the inverter must have one pole earthed. It is acceptable (and may be necessary) to defeat array insulation resistance detection functions during this test. The touch current measurement circuit of IEC 60990, Figure 4 is connected from each terminal of the array to ground, one at a time. The resulting touch current is recorded and compared to the 30 mA limit, to determine the requirements for array ground insulation resistance and array residual current detection in Table 30.

NOTE 1 For convenience, IEC 60990 test figure 4 is reproduced in Annex H of Part 1.

NOTE 2 Consideration should be given to the impact on the touch current measurement that capacitance between external test sources and earth could have on the result (for example a d.c. supply with capacitors to earth can increase the measured touch current unless the d.c. supply is not earthed to the same earth as the PCE under test).

4.8.3.3 Fire hazard residual current type test for isolated inverters

Compliance with the 300 mA or 10 mA per kVA limit in 4.8.3.1 is tested with the inverter connected and operating under reference test conditions, except that the DC supply to the inverter must not have any connection to earth, and the mains supply to the inverter must have one pole earthed. It is acceptable (and may be necessary) to defeat array insulation resistance detection functions during this test. An ammeter is connected from each PV input terminal of the inverter to ground, one at a time. The ammeter used shall be an RMS meter that responds to both the AC and DC components of the current, with a bandwidth of at least 2 kHz.

The current is recorded and compared to the limit in 4.8.3.1, to determine the requirements for array ground insulation resistance and array residual current detection in Table 30.

NOTE Consideration should be given to the impact on the current measurement that capacitance between external test sources and earth could have on the result (for example a d.c. supply with capacitors to earth can increase the measured current unless the d.c. supply is not earthed to the same earth as the PCE under test).

4.8.3.4 Protection by application of RCD's

The requirement for additional protection in 4.8.3.1 can be met by provision of an RCD with a residual current setting of 30 mA, located between the inverter and the mains. The selection of the RCD type to ensure compatibility with the inverter must be made according to rules for RCD selection in Part 1. The RCD may be provided integral to the inverter, or may be provided by the installer if details of the rating, type, and location for the RCD are given in the installation instructions per 5.3.2.9.

4.8.3.5 Protection by residual current monitoring

4.8.3.5.1 General

Where required by Table 30, the inverter shall provide residual current monitoring that functions whenever the inverter is connected to the mains with the automatic disconnection

means closed. The residual current monitoring means shall measure the total (both a.c. and d.c. components) RMS current.

As indicated in Table 30 for different inverter types, array types, and inverter isolation levels, detection may be required for excessive continuous residual current, excessive sudden changes in residual current, or both, according to the following limits:

- a) Continuous residual current: The inverter shall disconnect within 0,3 s and indicate a fault in accordance with 13.9 if the continuous residual current exceeds:
- maximum 300 mA for inverters with continuous output power rating ≤ 30 kVA;
 - maximum 10 mA per kVA of rated continuous output power for inverters with continuous output power rating > 30 kVA.

The inverter may attempt to re-connect if the array insulation resistance meets the limit in 4.8.2.

- b) Sudden changes in residual current: The inverter shall disconnect from the mains within the time specified in Table 31 and indicate a fault in accordance with 13.9, if a sudden increase in the RMS residual current is detected exceeding the value in the table.

Table 31 – Response time limits for sudden changes in residual current

Residual current sudden change	Max time to inverter disconnection from the mains
30 mA	0,3 s
60 mA	0,15 s
150 mA	0,04 s

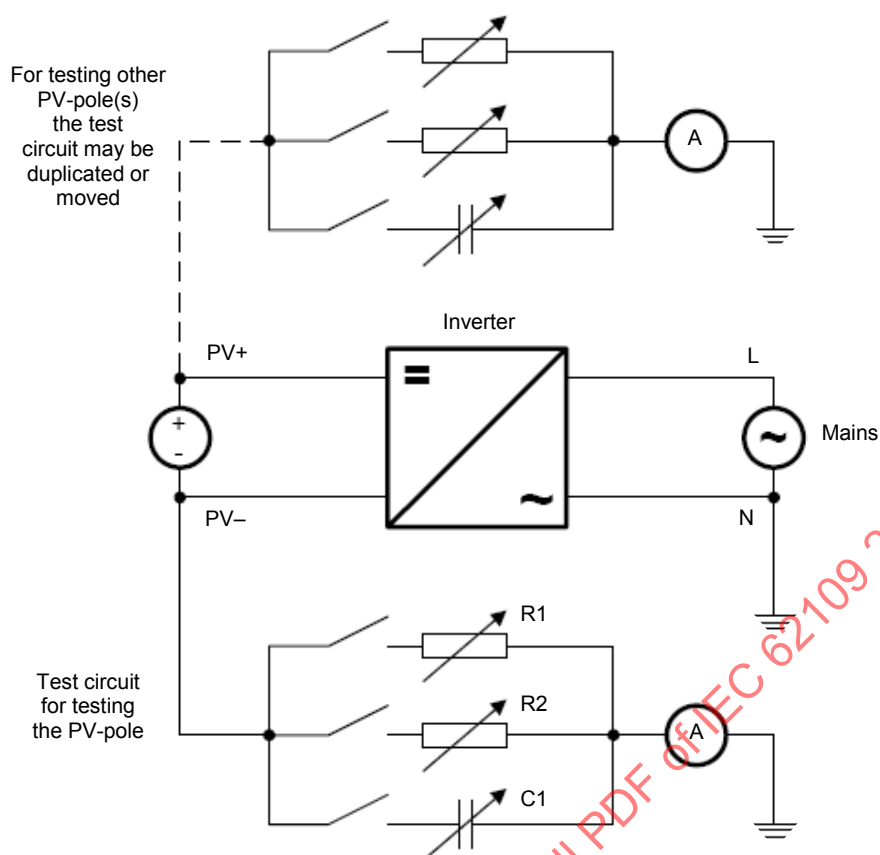
NOTE These values of residual current and time are based on the RCD standard IEC 61008-1.

Exceptions:

- monitoring for the continuous condition in a) is not required for an inverter with isolation complying with 4.8.3.3;
- monitoring for the sudden changes in b) is not required for an inverter with isolation complying with 4.8.3.2.

The inverter may attempt to re-connect if the array insulation resistance meets the limit in 4.8.2.

Compliance with a) and b) is checked by the tests of 4.8.3.5.2 and 4.8.3.5.3 respectively. Compliance with the values of current shall be determined using an RMS meter that responds to both the AC and DC components of the current, with a bandwidth of at least 2 kHz. An example of a test circuit is given in Figure 21 below.



For the continuous residual current test, R1 establishes a baseline current just below the trip point, and R2 is switched in to cause the current to exceed the trip point. Capacitor C1 is not used.

For the sudden change residual current test, C1 establishes a baseline current and R1 or R2 is switched in to cause the desired value of sudden change. The other resistor is not used.

IEC 1013/11

Figure 21 – Example test circuit for residual current detection testing

4.8.3.5.2 Test for detection of excessive continuous residual current

An external adjustable resistance is connected from ground to one PV input terminal of the inverter. The resistance shall be steadily lowered in an attempt to exceed the residual current limit in a) above, until the inverter disconnects. This determines the actual trip level of the sample under test, which shall be less than or equal to the continuous residual current limit above. To test the trip time, the test resistance is then adjusted to set the residual current to a value approximately 10 mA below the actual trip level. A second external resistance, adjusted to cause approximately 20 mA of residual current to flow, is connected through a switch from ground to the same PV input terminal as the first resistance. The switch is closed, increasing the residual current to a level above the trip level determined above. The time shall be measured from the moment the second resistance is connected until the moment the inverter disconnects from the mains, as determined by observing the inverter output current and measuring the time until the current drops to zero.

This test shall be repeated 5 times, and for all 5 tests the time to disconnect shall not exceed 0,3 s.

The test is repeated for each PV input terminal. It is not required to test all PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.

NOTE The approximate values of 10 mA and 20 mA above are not critical, but it is important to ensure that the residual current change applied is small enough to trigger disconnection due to the continuous residual current detection system, not due to the sudden change residual current detection system

4.8.3.5.3 Test for detection of sudden changes in residual current

This test shows that the residual current sudden change function operates within the limits for residual current and trip time, even when the sudden change is superimposed over a pre-existing baseline level of continuous residual current.

- a) Setting the pre-existing baseline level of continuous residual current: An adjustable capacitance is connected to one PV terminal. This capacitance is slowly increased until the inverter disconnects by means of the continuous residual current detection function. The capacitance is then lowered such that the continuous residual current is reduced below that disconnection level, by an amount equal to approximately 150 % of the first residual current sudden change value in 4.8.3.5.1 b) to be tested (e.g. 45 mA for the 30 mA test) and the inverter is re-started.
- b) Applying the sudden change in residual current: An external resistance, pre-adjusted to cause 30 mA of residual current to flow, is connected through a switch from ground to the same PV input terminal as the capacitance in step a) above. The time shall be measured from the moment the switch is closed (i.e. connecting the resistance and applying the residual current sudden change) until the moment the inverter disconnects from the grid, as determined by observing the inverter output current and measuring the time until the current drops to zero. This test shall be repeated 5 times, and all 5 results shall not exceed the time limit indicated in the 30 mA row of Table 31.

Steps a) and b) shall then be repeated for the 60 mA and 150 mA values and times in Table 31.

The above set of tests shall then be repeated for each PV terminal. It is not required to test all PV input terminals if analysis of the design indicates that one or more terminals can be expected to have the same result, for example where multiple PV string inputs are in parallel.

If the inverter topology is such that the AC component of the voltage on the PV terminals is very small, a very large amount of capacitance may be needed to perform step a) of this test. In this case it is allowable to use resistance in place of or in addition to the capacitance to achieve the required amount of residual current. This method may not be used on inverter topologies that result in an AC component on the PV terminals that is equal to or greater than the RMS value of the half-wave rectified mains voltage.

For inverters with high power ratings, because the limit increases with power rating, a very large amount of capacitance may be needed to perform step a) of this test. In cases where this is impractical, it is allowable to use resistance in place of or in addition to the capacitance to achieve the required amount of residual current. This method may only be used if analysis of the detection method and circuitry proves that the detection system can accurately measure resistive, capacitive, and mixed types of current.

4.8.3.6 Systems located in closed electrical operating areas

For systems in which the inverter and a DVC-B or DVC-C PV array are located in closed electrical operating areas, the protection against shock hazard on the PV array in subclauses 4.8.2.1, 4.8.2.2, 4.8.3.2, 4.8.3.4, and 4.8.3.5.1 b) is not required if the installation information provided with the inverter indicates the restriction for use in a closed electrical operating area, and indicates what forms of shock hazard protection are and are not provided integral to the inverter, in accordance with 5.3.2.7. The inverter shall be marked as in 5.2.2.6.

5 Marking and documentation

This clause of Part 1 is applicable with the following exceptions:

5.1 Marking

5.1.4 Equipment ratings

Replacement:

In addition to the markings required in other clauses of Part 1 and elsewhere in this Part 2, the ratings in Table 32 shall be plainly and permanently marked on the inverter, where it is readily visible after installation. Only those ratings that are applicable based on the type of inverter are required.

NOTE For example a.c. input quantities are only required for inverters having an a.c. input port in addition to the a.c. output port, or a single a.c. port that may operate as an input in one or more modes.

Table 32 – Inverter ratings – Marking requirements

Rating	Units
PV input ratings:	
V _{max} PV ^a (absolute maximum)	d.c. V
I _{sc} PV ^a (absolute maximum)	d.c. A
a.c. output ratings:	
Voltage (nominal or range)	a.c. V
Current (maximum continuous)	a.c. A
Frequency (nominal or range)	Hz
Power (maximum continuous)	W or VA
Power factor range	
a.c. input ratings:	
Voltage (nominal or range)	a.c. V
Current (maximum continuous)	a.c. A
Frequency (nominal or range)	Hz
d.c. input (other than PV) ratings:	
Voltage (nominal or range)	d.c. V
Current (maximum continuous)	d.c. A
d.c. output ratings:	
Voltage (nominal or range)	d.c. V
Current (maximum continuous)	d.c. A
Protective class ^a (I, II, or III)	
Ingress protection ^a (IP) rating per Part 1	
^a These terms are defined in Clause 3 of Part 1.	

An inverter that is adjustable for more than one nominal output voltage shall be marked to indicate the particular voltage for which it is set when shipped from the factory. It is acceptable for this marking to be in the form of a removable tag or other non-permanent method.

5.2 Warning markings

5.2.2 Content for warning markings

Additional subclause:

5.2.2.6 Inverters for closed electrical operating areas

Where required by 4.8.3.6, an inverter not provided with full protection against shock hazard on the PV array shall be marked with a warning that the inverter is only for use in a closed electrical operating area, and referring to the installation instructions.

5.3 Documentation

5.3.2 Information related to installation

Additional subclauses:

5.3.2.1 Ratings

Subclause 5.3.2 of Part 1 requires the documentation to include ratings information for each input and output. For inverters this information shall be as in Table 33 below. Only those ratings that are applicable based on the type of inverter are required.

Table 33 – Inverter ratings – Documentation requirements

Rating	Units
PV input quantities:	
V _{max} PV ^a (absolute maximum)	d.c. V
PV input operating voltage range	d.c. V
Maximum operating PV input current	d.c. A
I _{sc} PV ^a (absolute maximum)	d.c. A
Max. inverter backfeed current to the array	a.c. or d.c. A
a.c. output quantities:	
Voltage (nominal or range)	a.c. V
Current (maximum continuous)	a.c. A
Current (inrush)	a.c. A (peak and duration)
Frequency (nominal or range)	Hz
Power (maximum continuous)	W or VA
Power factor range	
Maximum output fault current	a.c. A (peak and duration), or RMS ^b
Maximum output overcurrent protection	a.c. A
a.c. input quantities:	
Voltage (nominal or range)	a.c. V
Current (maximum continuous)	a.c. A
Current (inrush)	a.c. A (peak and duration)
Frequency (nominal or range)	Hz
d.c. input (other than PV) quantities:	
Voltage (nominal or range)	d.c. V
Nominal battery voltage	d.c. V
Current (maximum continuous)	d.c. A
d.c. output quantities:	
Voltage (nominal or range)	d.c. V
Nominal battery voltage	d.c. V
Current (maximum continuous)	d.c. A

Rating	Units
Protective class ^a (I, II, or III)	
Ingress protection ^a (IP) rating per Part 1	
^a These terms are defined in section 3 of Part 1. ^b The output short circuit test section in Part 1 specifies the type of measurement and the required units for this rating.	

5.3.2.2 Grid-interactive inverter setpoints

For a grid-interactive unit with field adjustable trip points, trip times, or reconnect times, the presence of such controls, the means for adjustment, the factory default values, and the limits of the ranges of adjustability shall be provided in the documentation for the PCE or in other format such as on a website.

NOTE Some local interconnect standards require that adjustments to such setpoints must be protected by a password or made inaccessible to the user in some fashion. In the above requirement, the documentation for the "means for adjustment" is not meant to require the documentation to disclose the password or other security feature.

The settings of field adjustable setpoints shall be accessible from the PCE, for example on a display panel, user interface, or communications port.

5.3.2.3 Transformers and isolation

An inverter shall be provided with information to the installer regarding whether an internal isolation transformer is provided, and if so, what level of insulation (functional, basic, reinforced, or double) is provided by that transformer. The instructions shall also indicate what the resulting installation requirements are regarding such things as earthing or not earthing the array, providing external residual current detection devices, requiring an external isolation transformer, etc.

5.3.2.4 Transformers required but not provided

An inverter that requires an external isolation transformer not provided with the unit, shall be provided with instructions that specify the configuration type, electrical ratings, and environmental ratings for the external isolation transformer with which it is intended to be used.

5.3.2.5 PV modules for non-isolated inverters

Non-isolated inverters shall be provided with installation instructions that require PV modules that have an IEC 61730 Class A rating. If the maximum AC mains operating voltage is higher than the PV array maximum system voltage then the instructions shall require PV modules that have a maximum system voltage rating based upon the AC mains voltage.

5.3.2.6 Non-sinusoidal output waveform information

The instruction manual for a stand-alone inverter not complying with 4.7.5.2 shall include a warning that the waveform is not sinusoidal, that some loads may experience increased heating, and that the user should consult the manufacturers of the intended load equipment before operating that load with the inverter. The inverter manufacturer shall provide information regarding what types of loads may experience increased heating, recommendations for maximum operating times with such loads, and shall specify the THD, slope, and peak voltage of the waveforms as determined by the testing in 4.7.5.3.2 through 4.7.5.3.4.

5.3.2.7 Systems located in closed electrical operating areas

Where required by 4.8.3.6, an inverter not provided with full protection against shock hazard on the PV array shall be provided with installation instructions requiring that the inverter and the array must be installed in closed electrical operating areas, and indicating which forms of shock hazard protection are and are not provided integral to the inverter (for example the RCD, isolation transformer complying with the 30 mA touch current limit, or residual current monitoring for sudden changes).

5.3.2.8 Stand-alone inverter output circuit bonding

Where required by 7.3.10, the documentation for an inverter shall include the following:

- if output circuit bonding is required but is not provided integral to the inverter, the required means shall be described in the installation instructions, including which conductor is to be bonded and the required current carrying capability or cross-section of the bonding means;
- if the output circuit is intended to be floating, the documentation for the inverter shall indicate that the output is floating.

5.3.2.9 Protection by application of RCD's

Where the requirement for additional protection in 4.8.3.1 is met by requiring an RCD that is not provided integral to the inverter, as allowed by 4.8.3.4, the installation instructions shall state the need for the RCD, and shall specify its rating, type, and required circuit location.

5.3.2.10 Remote indication of faults

The installation instructions shall include an explanation of how to properly make connections to (where applicable), and use, the electrical or electronic fault indication required by 13.9.

5.3.2.11 External array insulation resistance measurement and response

The installation instructions for an inverter for use with ungrounded arrays that does not incorporate all the aspects of the insulation resistance measurement and response requirements in 4.8.2.1, must include:

- for isolated inverters, an explanation of what aspects of array insulation resistance measurement and response are not provided, and an instruction to consult local regulations to determine if any additional functions are required or not;
- for non-isolated inverters:
 - an explanation of what external equipment must be provided in the system, and
 - what the setpoints and response implemented by that equipment must be, and
 - how that equipment is to be interfaced with the rest of the system.

5.3.2.12 Array functional grounding information

Where approach a) of 4.8.2.2 is used, the installation instructions for the inverter shall include all of the following:

- a) the value of the total resistance between the PV circuit and ground integral to the inverter;
- b) the minimum array insulation resistance to ground that system designer or installer must meet when selecting the PV panel and system design, based on the minimum value that the design of the PV functional grounding in the inverter was based on;
- c) the minimum value of the total resistance $R = V_{MAX\ PV}/30\text{ mA}$ that the system must meet, with an explanation of how to calculate the total;
- d) a warning that there is a risk of shock hazard if the total minimum resistance requirement is not met.

5.3.2.13 Stand-alone inverters for dedicated loads

Where the approach of 4.7.5.5 is used, the installation instructions for the inverter shall include a warning that the inverter is only to be used with the dedicated load for which it was evaluated, and shall specify the dedicated load.

5.3.2.14 Identification of firmware version(s)

An inverter utilizing firmware for any protective functions shall provide means to identify the firmware version. This can be a marking, but the information can also be provided by a display panel, communications port or any other type of user interface.

6 Environmental requirements and conditions

This clause of Part 1 is applicable.

7 Protection against electric shock and energy hazards

This clause of Part 1 is applicable with the following exceptions:

7.3 Protection against electric shock

Additional subclauses:

7.3.10 Additional requirements for stand-alone inverters

Depending on the supply earthing system that a stand-alone inverter is intended to be used with or to create, the output circuit may be required to have one circuit conductor bonded to earth to create a grounded conductor and an earthed system.

NOTE In single-phase and star-connected (wye-connected) three-phase systems this grounded conductor is also referred to as an earthed neutral.

The means used to bond the grounded conductor to protective earth may be provided within the inverter or as part of the installation. If not provided integral to the inverter, the required means shall be described in the installation instructions as per 5.3.2.8.

The means used to bond the grounded conductor to protective earth shall comply with the requirements for protective bonding in Part 1, except that if the bond can only ever carry fault currents in stand-alone mode, the maximum current for the bond is determined by the inverter maximum output fault current.

Output circuit bonding arrangements shall ensure that in any mode of operation, the system only has the grounded circuit conductor bonded to earth in one place at a time. Switching arrangements may be used, in which case the switching device used is to be subjected to the bond impedance test along with the rest of the bonding path.

Inverters intended to have a circuit conductor bonded to earth shall not impose any normal current on the bond except for leakage current.

Outputs that are intentionally floating with no circuit conductor bonded to ground, must not have any voltages with respect to ground that are a shock hazard in accordance with Clause 7 of Parts 1 and 2. The documentation for the inverter shall indicate that the output is floating as per 5.3.2.8.

7.3.11 Functionally grounded arrays

All PV conductors in a functionally grounded array shall be treated as being live parts with respect to protection against electric shock.

NOTE The intent of this requirement is to ensure that the functionally grounded conductor is not assumed to be at ground potential during evaluation of insulation coordination aspects such as clearance to ground etc., because its connection to ground does not comply with the requirements for protective bonding in Part 1.

8 Protection against mechanical hazards

This clause of Part 1 is applicable.

9 Protection against fire hazards

This clause of Part 1 is applicable with the following exceptions:

9.3 Short-circuit and overcurrent protection

Additional subclause:

9.3.4 Inverter backfeed current onto the array

The backfeed current testing and documentation requirements in Part 1 apply, including but not limited to the following.

Testing shall be performed to determine the current that can flow out of the inverter PV input terminals with a fault applied on inverter or on the PV input wiring. Faults to be considered include shorting all or part of the array, and any faults in the inverter that would allow energy from another source (for example the mains or a battery) to impress currents on the PV array wiring. The current measurement is not required to include any current transients that result from applying the short circuit, if such transients result from discharging storage elements other than batteries.

This inverter backfeed current value shall be provided in the installation instructions regardless of the value of the current, in accordance with Table 33.

NOTE This requirement protects against overloading of array wiring due to backfeed currents from the inverter. For example, such currents can be generated when fault conditions allow currents derived from other sources such as the mains or a battery to flow out of the PV input terminals of the inverter. If this backfeed current is limited to the maximum normal current the array can source, wiring and other devices in the current path will be adequately sized to carry the backfeed current without overload. If this backfeed current is not limited to the maximum normal current, providing the value of the max current to the installer is critical to allow determination of any increase in wiring sizes or added overcurrent protection necessary.

10 Protection against sonic pressure hazards

This clause of Part 1 is applicable.

11 Protection against liquid hazards

This clause of Part 1 is applicable.

12 Protection against chemical hazards

This clause of Part 1 is applicable.

13 Physical requirements

This clause of Part 1 is applicable with the following exception:

Additional subclause:

13.9 Fault indication

Where this Part 2 requires the inverter to indicate a fault, both of the following shall be provided:

- a) a visible or audible indication, integral to the inverter, and detectable from outside the inverter, and
- b) an electrical or electronic indication that can be remotely accessed and used.

The installation instructions shall include information regarding how to properly make connections (where applicable) and use the electrical or electronic means in b) above, in accordance with 5.3.2.10.

NOTE The requirement in b) is intended to allow a variety of techniques such as provision of a signal using relay contacts, an open-collector output, a message sent on a network communication system (for example wired or wireless Ethernet), etc. The intent is that the fault indication will be received by the person responsible for the system, when that person is located in a different location than the PV system.

14 Components

This clause of Part 1 is applicable.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109-2:2011

Bibliography

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

IEC 61008-1, *Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs) – Part 1: General rules*

IEC 61727, *Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface*

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

IEC 62116, *Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters*

EN 50438, *Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks*

IEEE 1547, *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*

DIN V VDE V 0126-1-1, *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid*

AS 4777.3, *Grid connection of energy systems via inverters – Grid protection requirements*

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109-2 ed 1.0:2011

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109 2 ed 1.0:2011

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	35
INTRODUCTION	37
1 Domaine d'application et objet	38
1.1 Domaine d'application	38
2 Références normatives	39
3 Termes et définitions	39
4 Exigences d'essai générales	40
4.4 Essais dans des conditions de défaut unique	41
4.4.4 Conditions de défaut unique à appliquer	41
4.4.4.15 Tolérance aux défauts de la protection pour les onduleurs couplés au réseau	41
4.4.4.16 Onduleurs autonomes – Essai de transfert de charge	43
4.4.4.17 Défaillance du système de refroidissement – Essai d'étouffement	44
4.7 Essais relatifs aux caractéristiques assignées électriques	44
4.7.3 Exigences de mesure pour les ports de sortie en courant alternatif pour les onduleurs autonomes	44
4.7.4 Tension et fréquence de sortie en courant alternatif d'un onduleur autonome	45
4.7.4.1 Généralités	45
4.7.4.2 Tension de sortie en régime établi pour une entrée nominale en courant continu	45
4.7.4.3 Tension de sortie en régime établi sur la plage d'entrée en courant continu	45
4.7.4.4 Réponse à un échelon de charge de la tension de sortie à entrée nominale en courant continu	45
4.7.4.5 Fréquence de sortie en régime établi	45
4.7.5 Forme d'onde de tension de sortie d'un onduleur autonome	46
4.7.5.1 Généralités	46
4.7.5.2 Exigences relatives à une forme d'onde de tension de sortie sinusoïdale	46
4.7.5.3 Exigences relatives à une forme d'onde de sortie non sinusoïdale	46
4.7.5.4 Exigences relatives aux informations pour les formes d'onde non sinusoïdales	47
4.7.5.5 Exigences relatives à une forme d'onde de tension de sortie pour les onduleurs pour les charges dédiées	47
4.8 Essais complémentaires pour les onduleurs couplés au réseau	47
4.8.1 Exigences générales concernant l'isolation des onduleurs et la mise à la terre des générateurs	47
4.8.2 Détection de la résistance d'isolement d'un générateur pour des onduleurs pour générateurs non mis à la terre et ceux avec mise à la terre fonctionnelle	49
4.8.2.1 Détection de la résistance d'isolement d'un générateur pour des onduleurs pour générateurs non mis à la terre	49
4.8.2.2 Détection de la résistance d'isolement d'un générateur pour des onduleurs pour générateurs avec mise à la terre fonctionnelle	50
4.8.3 Détection du courant résiduel d'un générateur	51
4.8.3.1 Généralités	51

4.8.3.2	Essai de type de courant de contact de 30 mA pour des onduleurs isolés	51
4.8.3.3	Essai de type de courant résiduel de danger d'incendie pour des onduleurs isolés	52
4.8.3.4	Protection par application du RCD	52
4.8.3.5	Protection par surveillance du courant résiduel	52
4.8.3.6	Systèmes situés dans des zones de fonctionnement électrique fermées	56
5	Marquage et documentation	56
5.1	Marquage	56
5.1.4	Caractéristiques assignées de l'équipement	56
5.2	Marquages d'avertissement	57
5.2.2	Contenu des marquages d'avertissement	57
5.2.2.6	Onduleurs situés dans des zones de fonctionnement électrique fermées	57
5.3	Documentation	58
5.3.2	Informations relatives à l'installation	58
5.3.2.1	Caractéristiques assignées	58
5.3.2.2	Points de réglage d'un onduleur couplé au réseau	59
5.3.2.3	Transformateurs et isolation	59
5.3.2.4	Transformateurs requis mais non fournis	59
5.3.2.5	Modules photovoltaïques pour onduleurs non isolés	59
5.3.2.6	Informations relatives à une forme d'onde de sortie non sinusoïdale	59
5.3.2.7	Systèmes situés dans des zones de fonctionnement électrique fermées	60
5.3.2.8	Liaison de circuit de sortie d'un onduleur autonome	60
5.3.2.9	Protection par application du RCD	60
5.3.2.10	Indication à distance de défauts	60
5.3.2.11	Mesure de la résistance d'isolement externe du générateur et réponse	60
5.3.2.12	Informations relatives à la mise à la terre fonctionnelle du générateur	60
5.3.2.13	Onduleurs autonomes pour charges dédiées	61
5.3.2.14	Identification de la(des) version(s) de micrologiciels	61
6	Exigences et conditions d'environnement	61
7	Protection contre les chocs électriques et les dangers liés à l'électricité	61
7.3	Protection contre les chocs électriques	61
7.3.10	Exigences supplémentaires pour les onduleurs autonomes	61
7.3.11	Générateurs avec mise à la terre fonctionnelle	62
8	Protection contre les dangers mécaniques	62
9	Protection contre les dangers d'incendie	62
9.3	Protection contre les courts-circuits et les surintensités	62
9.3.4	Courant de réalimentation d'un onduleur sur le générateur	62
10	Protection contre les dangers de la pression sonore	63
11	Protection contre les dangers liés aux liquides	63
12	Protection contre les dangers chimiques	63
13	Exigences physiques	63
13.9	Indication de défauts	63

14 Composants	63
Bibliographie.....	64
Figure 20 – Exemple de système évoqué dans la Note 2 ci-dessus.....	43
Figure 21 – Exemple de circuit d'essai en vue de l'essai de détection du courant résiduel.....	54
Tableau 30 – Exigences fondées sur l'isolation de l'onduleur et la mise à la terre du générateur	48
Tableau 31 – Limites de temps de réponse pour les variations brusques du courant résiduel.....	53
Tableau 32 – Caractéristiques assignées de l'onduleur – Exigences en matière de marquage	57
Tableau 33 – Caractéristiques assignées de l'onduleur – Exigences relatives à la documentation	58

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109-2:2011

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SÉCURITÉ DES CONVERTISSEURS DE PUISSANCE UTILISÉS DANS LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES –

Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs

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 elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de la CEI. La CEI n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à 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 62109-2 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
82/636/FDIS	82/648A/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.

Les exigences de la présente Partie 2 doivent être utilisées avec les exigences de la Partie 1 et elles complètent ou modifient les articles de la Partie 1. Lorsqu'un article ou paragraphe particulier de la Partie 1 n'est pas mentionné dans la présente Partie 2, c'est l'article de la Partie 1 qui s'applique. Lorsque la présente Partie 2 contient des articles qui ajoutent, modifient ou remplacent des articles de la Partie 1, on doit appliquer le texte approprié de la Partie 1 avec les modifications requises.

Les paragraphes, figures et tableaux supplémentaires par rapport à la Partie 1 sont numérotés dans la continuité de la séquence existante dans la Partie 1.

Toutes les références à la "Partie 1" dans la présente Partie 2 doivent être considérées comme des références datées à la CEI 62109-1:2010.

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109-2 ed 1.0 2011

INTRODUCTION

La présente Partie 2 de la CEI 62109 indique les exigences relatives aux onduleurs couplés au réseau et aux onduleurs autonomes. Ces appareils contiennent des sources d'entrée et des circuits de sortie potentiellement dangereux, des composants internes et des caractéristiques et fonctions nécessitant des exigences de sécurité différentes de celles qui sont indiquées dans la Partie 1 (CEI 62109-1:2010).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62109 2 ed 1.0:2011

SÉCURITÉ DES CONVERTISSEURS DE PUISSANCE UTILISÉS DANS LES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES –

Partie 2: Exigences particulières pour les onduleurs

1 Domaine d'application et objet

Cet article de la Partie 1 est applicable à l'exception de ce qui suit:

1.1 Domaine d'application

Addition:

La présente Partie 2 de la CEI 62109 couvre les exigences de sécurité particulières concernant les onduleurs transformant un courant continu en courant alternatif, ainsi que les produits possédant ou exécutant des fonctions d'onduleur en plus d'autres fonctions, lorsque l'onduleur est destiné à être utilisé dans des systèmes photovoltaïques.

Les onduleurs couverts par la présente norme peuvent être des onduleurs couplés au réseau, autonomes ou multimodes, ils peuvent être alimentés par des modules photovoltaïques simples ou multiples regroupés en diverses configurations de générateurs et ils peuvent être destinés à être utilisés conjointement avec des batteries ou avec d'autres formes de stockage d'énergie.

Les onduleurs multifonctions ou multimodes doivent être estimés vis-à-vis de toutes les exigences applicables pour chacune de ces fonctions et chacun de ces modes.

NOTE Dans l'ensemble de la présente norme, lorsqu'on utilise des termes tels que «onduleurs couplés au réseau», cela signifie soit un onduleur couplé au réseau, soit un mode de fonctionnement avec couplage au réseau d'un onduleur multimode.

La présente norme ne traite pas des exigences d'interconnexion au réseau pour les onduleurs couplés au réseau.

NOTE Les auteurs de cette Partie 2 estiment qu'il n'est pas approprié ou nécessaire d'essayer d'inclure les exigences d'interconnexion au réseau dans la présente norme, pour les raisons suivantes:

- a) Les normes d'interconnexion au réseau contiennent généralement à la fois des exigences de protection et de qualité de l'énergie tenant compte d'aspects tels que la déconnexion dans des conditions de tension ou de fréquence anormale sur le réseau, la protection contre l'îlotage, la limitation des courants harmoniques et l'injection de courant continu, le facteur de puissance, etc. Un grand nombre de ces aspects sont des exigences de qualité de l'énergie qui sont exclues du domaine d'application d'une norme de sécurité de produit telle que celle-ci.
- b) Au moment où la présente norme a été rédigée, il n'a pas été trouvé de consensus adéquat entre les organismes de régulation des onduleurs couplés au réseau conduisant à l'acceptation d'exigences d'interconnexion harmonisées. La CEI 61727, par exemple, fournit des exigences d'interconnexion au réseau mais n'a pas fait l'objet d'une approbation significative et la publication de l'EN 50438 a nécessité l'insertion de divergences spécifiques à certains pays, pour un grand nombre de pays.
- c) La CEI 62116, qui a été publiée récemment, contient des méthodes d'essais pour la protection contre l'îlotage.

La présente norme contient des exigences de sécurité propres aux onduleurs couplés au réseau qui sont similaires aux considérations de sécurité de certaines normes nationales existantes relatives à l'interconnexion au réseau.

Il convient que les utilisateurs de la présente norme soient informés que dans la plupart des juridictions autorisant l'interconnexion des onduleurs au réseau, certaines exigences nationales ou locales existent et qu'elles doivent être satisfaites. On peut citer comme exemples: l'EN 50438, l'IEEE 1547, la DIN VDE 0126-1-1, et l'AS 4777.3.

2 Références normatives

Cet article de la Partie 1 est applicable à l'exception de ce qui suit:

Addition

IEC 62109-1:2010, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements* (disponible en anglais seulement)

3 Termes et définitions

Cet article de la Partie 1 est applicable à l'exception de ce qui suit:

Définitions supplémentaires

3.100

générateur fonctionnellement mis à la terre

générateur PV (ou photovoltaïque) dont un conducteur est intentionnellement mis à la terre pour des raisons autres que la sécurité, par des moyens ne satisfaisant pas aux exigences de liaison de protection

NOTE 1 Un tel système n'est pas considéré comme un générateur mis à la terre – voir 3.102.

NOTE 2 Des exemples de mise à la terre fonctionnelle d'un générateur comportent la mise à la terre d'un conducteur via une impédance ou la mise à la terre uniquement temporaire du générateur pour des raisons fonctionnelles ou de performance.

NOTE 3 Dans un onduleur destiné à un générateur non mis à la terre, utilisant un réseau de mesure résistif pour mesurer l'impédance du générateur par rapport à la terre, ce réseau de mesure n'est pas considéré comme une forme de mise à la terre fonctionnelle.

3.101

onduleur couplé au réseau

onduleur ou fonction d'onduleur destiné(e) à exporter l'énergie vers le réseau

NOTE En anglais, on le désigne également communément sous les termes "*grid-connected*" (connecté au réseau), "*grid-tied*" (couplé au réseau), "*utility-interactive*" (couplé au réseau public). La puissance exportée peut ou peut ne pas être supérieure à la charge locale.

3.102

générateur mis à la terre

générateur PV (ou photovoltaïque) dont un conducteur est intentionnellement mis à la terre par des moyens satisfaisant aux exigences de liaison de protection

NOTE 1 La liaison à la terre du circuit secteur dans un onduleur non isolé avec un générateur par ailleurs non mis à la terre, ne crée pas de générateur mis à la terre. Dans la présente norme, un tel système est un générateur non mis à la terre, car les circuits électroniques de l'onduleur sont traversés par le courant de défaut allant du générateur jusqu'au point de mise à la terre du réseau d'alimentation et on considère qu'ils ne procurent pas une mise à la terre fiable du générateur.

NOTE 2 Ceci ne doit pas être confondu avec la mise à la terre de protection (mise à la terre de l'équipement) du châssis du générateur.

NOTE 3 Dans certains codes d'installation locaux, il est admis ou requis que des générateurs mis à la terre ouvrent la connexion à la terre du générateur dans des conditions de défaut de terre du générateur, pour interrompre le courant de défaut, ne mettant temporairement pas à la terre le générateur pendant les conditions de défaut. Dans la présente norme, on considère toujours que cet agencement est un générateur mis à la terre.

3.103

indiquer un défaut

annoncer qu'un défaut s'est produit, conformément au 13.9

3.104

onduleur

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

3.105

courant de réalimentation de l'onduleur

courant maximum pouvant être imposé au générateur photovoltaïque et à son câblage à partir de l'onduleur, dans des conditions normales ou de défaut unique

3.106

onduleur isolé

onduleur doté au minimum d'une séparation simple entre le circuit d'alimentation et le circuit PV

NOTE 1 Dans un onduleur comportant plusieurs circuits externes, il peut exister une isolation entre certaines paires de circuits et aucune isolation entre d'autres. Par exemple, un onduleur comportant des circuits PV, de batterie, et d'alimentation peut fournir une isolation entre le circuit d'alimentation et le circuit PV, mais peut ne fournir aucune isolation entre les circuits PV et de batterie. Dans la présente norme, le terme "onduleur isolé" est utilisé tel que défini ci-dessus en général – faisant référence à l'isolation entre les circuits d'alimentation et PV. Si deux circuits autres que les circuits d'alimentation et PV sont mentionnés, un libellé supplémentaire est utilisé pour en clarifier la signification.

NOTE 2 S'agissant d'un onduleur dépourvu d'isolation interne entre les circuits d'alimentation et PV, mais devant être utilisé avec un transformateur de séparation dédié, sans raccordement d'autres équipements du côté onduleur de ce transformateur de séparation, cette combinaison peut être considérée comme un onduleur isolé. D'autres configurations exigent l'analyse au niveau du système, et elles ne relèvent pas du domaine d'application de la présente norme; toutefois, les principes figurant dans la présente norme peuvent être utilisés dans l'analyse.

3.107

onduleur multimode

onduleur fonctionnant dans plus d'un mode, comportant par exemple une fonctionnalité de couplage au réseau lorsque la tension du réseau d'alimentation est présente et une fonctionnalité autonome lorsque le réseau d'alimentation est mis hors tension ou déconnecté

3.108

onduleur non isolé

onduleur dépourvu au minimum d'une séparation simple entre le circuit d'alimentation et le circuit PV

NOTE Se reporter aux notes figurant sous le 3.106 ci-dessus.

3.109

onduleur autonome

onduleur ou fonction d'onduleur destiné(e) à délivrer de l'énergie en courant alternatif à une charge, qui n'est pas connecté(e) au réseau d'alimentation

NOTE Les onduleurs autonomes peuvent être conçus pour être mis en parallèle avec d'autres sources, différentes du réseau d'alimentation (autres onduleurs, génératrices rotatives, etc.). Un tel système ne constitue pas un système couplé au réseau.

4 Exigences d'essai générales

Cet article de la Partie 1 est applicable avec les exceptions suivantes:

NOTE Dans la CEI 62109-1 et par conséquent, dans cette Partie 2, les exigences d'essai qui ne se rapportent qu'à un seul type de danger (chocs, feu, etc.) figurent dans l'article spécifique à ce type de danger. Les exigences d'essais se rapportant à plusieurs types de danger (par exemple, des essais dans des conditions de défaut) ou qui fournissent des conditions générales d'essais, figurent dans le présent Article 4.

4.4 Essais dans des conditions de défaut unique

4.4.4 Conditions de défaut unique à appliquer

Paragraphes supplémentaires:

4.4.4.15 Tolérance aux défauts de la protection pour les onduleurs couplés au réseau

4.4.4.15.1 Tolérance aux défauts de la surveillance du courant résiduel

Lorsqu'une protection contre des courants résiduels dangereux selon 4.8.3.5 est requise, le système de surveillance du courant résiduel doit être capable de fonctionner correctement en cas d'application d'un défaut unique ou il doit détecter le défaut ou la perte de fonctionnalité et provoquer l'indication d'un défaut par l'onduleur selon le 13.9, et le déconnecter du réseau d'alimentation ou ne pas l'y connecter, au plus tard avant la tentative de redémarrage suivante.

NOTE Pour un onduleur photovoltaïque, la "tentative de redémarrage suivante" s'effectuera au plus tard le matin qui suit l'apparition du défaut. L'exploitation est autorisée durant cette période inférieure à une journée, car on considère qu'il est hautement improbable qu'un défaut du système de surveillance se produise le même jour, par exemple qu'une personne se trouve en contact avec des parties dangereuses sous tension du système photovoltaïque normalement enfermées, ou par exemple, qu'un défaut de terre entraînant un danger d'incendie.

La conformité est contrôlée par un essai, en connectant l'onduleur couplé au réseau de la même manière que dans les conditions d'essai de référence de la Partie 1. Les défauts uniques doivent être appliqués un par un à l'onduleur, par exemple dans le circuit de surveillance du courant résiduel, les autres circuits de contrôle ou dans l'alimentation de ces circuits.

Pour chaque condition de défaut, l'onduleur est conforme si l'une des conditions suivantes est satisfaite:

- a) l'onduleur cesse de fonctionner, indique un défaut selon le 13.9, se déconnecte du réseau d'alimentation et ne se reconnecte pas après une quelconque séquence de retrait et de reconnexion de l'énergie photovoltaïque, de l'alimentation en courant alternatif ou des deux,
- ou
- b) l'onduleur continue à fonctionner, réussit les essais selon 4.8.3.5, ce qui montre que le système de surveillance du courant résiduel fonctionne correctement dans des conditions de défaut unique et indique un défaut selon le 13.9,
- ou
- c) l'onduleur continue à fonctionner, indépendamment de toute perte de fonctionnalité de surveillance du courant résiduel, mais ne se reconnecte pas après une quelconque séquence de retrait et de reconnexion de l'énergie photovoltaïque, de l'alimentation en courant alternatif ou des deux et indique un défaut selon le 13.9.

4.4.4.15.2 Tolérance aux défauts du moyen de déconnexion automatique

4.4.4.15.2.1 Généralités

Le moyen prévu pour la déconnexion automatique du réseau d'alimentation d'un onduleur couplé au réseau doit:

- déconnecter du réseau d'alimentation tous les conducteurs actifs, mis à la terre et non mis à la terre, et
- se comporter de façon que lorsqu'un défaut unique est appliqué au moyen de déconnexion ou à un quelconque autre emplacement dans l'onduleur, au moins une isolation principale ou une séparation simple soit maintenue entre le générateur photovoltaïque et le réseau d'alimentation, lorsque le moyen de déconnexion est prévu pour être à l'état ouvert.

4.4.4.15.2.2 Conception de l'isolation ou de la séparation

La conception de l'isolation principale ou de la séparation simple à laquelle il est fait référence au 4.4.4.15.2.1, doit être conforme à ce qui suit:

- l'isolation principale ou la séparation simple doit être fondée sur la tension de fonctionnement du circuit PV, la tension de tenue aux chocs, et la surtension temporaire, conformément au 7.3.7 de la Partie 1;
- le réseau d'alimentation doit être supposé déconnecté;
- les dispositions du 7.3.7.1.2 g) de la Partie 1 peuvent être appliquées si la conception incorpore des moyens de réduire les tensions de chocs, et lorsque 7.3.7.1.2 de la Partie 1 l'exige, de contrôler lesdits moyens;
- lors de la détermination de la distance d'isolement fondée sur la tension de fonctionnement du 7.3.7 de la Partie 1, les valeurs de la colonne 3 du Tableau 13 de la Partie 1 doivent être utilisées.

NOTE 1 Les exigences sont destinées à protéger le personnel qui effectue l'entretien du réseau d'alimentation alternatif. Dans ce scénario, le réseau sera déconnecté, et le danger dont il faut protéger ces personnes est la tension du générateur apparaissant sur le câblage du réseau déconnecté, soit entre phases, soit phase-terre. De ce fait, ce sont les paramètres du générateur PV (tension de fonctionnement, tension de tenue aux chocs, et surtension temporaire) qui déterminent l'isolation ou la séparation exigée. Le personnel peut se trouver dans un emplacement différent d'un quelconque moyen de déconnexion PV situé entre le générateur et l'onduleur, ou peut ne pas y avoir accès, de sorte que l'on doit compter sur l'isolation ou la séparation prévue dans l'onduleur. Dans un onduleur non isolé, seul le moyen de déconnexion automatique exigé procure une séparation entre le personnel d'entretien du réseau d'alimentation et la tension PV. Dans un onduleur isolé, le transformateur de séparation et d'autres composants de séparation sont en série avec le moyen de déconnexion automatique, et procurent une séparation entre le personnel et la tension PV dans l'éventualité d'une défaillance du moyen de déconnexion automatique.

NOTE 2 Exemple pour un onduleur monophasé non-isolé: Supposer un onduleur non isolé assigné pour un générateur flottant avec une entrée maximale PV assignée de 1 000 V c.c., et destiné à être utilisé sur un réseau c.a. monophasé avec un neutre mis à la terre. Voir la Figure 20 ci-dessous.

- Le paragraphe 4.4.4.15.2.1 exige que la conception prévienne une isolation de base après l'application d'un défaut unique, pour protéger quelqu'un travaillant sur les circuits d'alimentation contre les dangers de choc dus à la tension PV.
- Une méthode générale pour obtenir le moyen de déconnexion automatique exigé résistant au défaut est d'utiliser 2 relais (a1 et b1 dans la Figure 20 ci-dessous) dans le conducteur c.a. non mis à la terre (ligne) et 2 autres relais (a2 et b2) dans le conducteur mis à la terre (neutre). La tolérance au défaut unique exigée peut alors être obtenue en ayant 2 circuits de commande de relais séparés (Commande A et B), chacun commandant un relai de ligne et un relai de neutre. Dans tout scénario de défaut unique impliquant un circuit de commande ou un relai, il y aura toujours un relai en ligne et un relai dans le neutre qui peuvent s'ouvrir correctement pour isoler les conducteurs du circuit d'alimentation à la fois de l'onduleur et ainsi du générateur.
- Puisque le neutre du réseau d'alimentation est mis à la terre dans cet exemple, il y a une protection de défaut unique contre un danger de choc possible entre le neutre et la terre, indépendamment de l'isolation de l'alimentation, de l'onduleur et du générateur PV. C'est pourquoi le danger de choc contre lequel les relais doivent protéger provient du conducteur en ligne de l'alimentation vers la terre ou le neutre.
- Le scénario de défaut unique empêche une paire de relais de s'ouvrir, mais laisse capable de s'ouvrir convenablement et de fournir l'isolation de base exigée, la paire de relais restante qui n'est pas en défaut.
- Pour qu'un choc se produise, le courant doit circuler du conducteur en ligne de l'alimentation, via la personne, vers la terre ou le neutre, puis retourner au conducteur en ligne à travers les deux espaces de relai restants en série. C'est pourquoi l'isolation de base exigée est fournie par la totalité des espaces d'air dans les deux relais restants.
- A partir du Tableau 12 de la Partie 1, la résistante assignée de la tension d'impulsion pour une tension de circuit PV de 1 000 V c.c. est 4 464 V. A partir du Tableau 13 de la Partie 1, l'isolation totale exigée est de 3,58 mm divisée entre les espaces d'air dans les deux relais restants. Si des relais identiques sont utilisés, chaque relai doit fournir approximativement une isolation de 1,8 mm. L'éloignement exigé entre les relais ouverts dépend du degré de pollution et du groupe de matériau, est basé sur 1000 V c.c. et est divisé entre les espaces d'air des deux relais restants.
- Une analyse similaire peut être faite pour d'autres topologies de systèmes et d'onduleur.

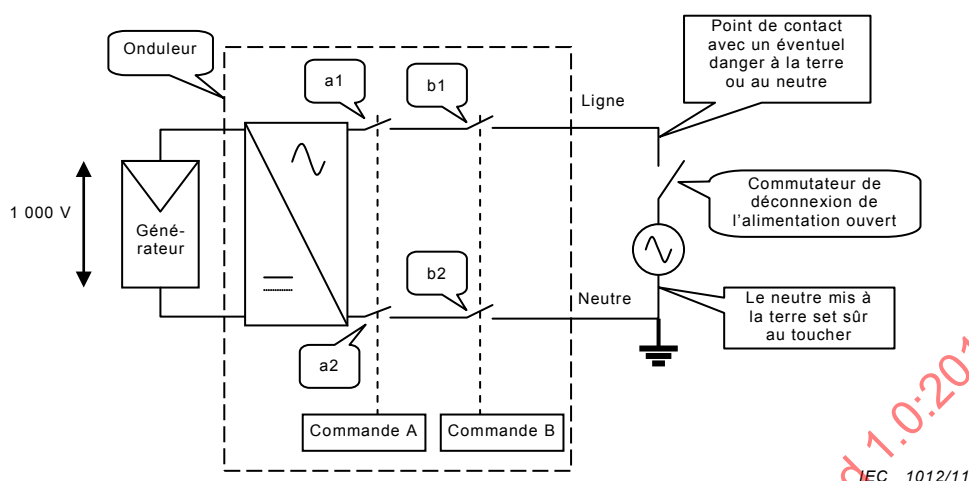


Figure 20 – Exemple de système évoqué dans la Note 2 ci-dessus

4.4.4.15.2.3 Vérification automatique du moyen de déconnexion

Pour un onduleur non isolé, l'isolation procurée par le moyen de déconnexion automatique doit être contrôlée automatiquement avant que l'onduleur ne commence à fonctionner. Après la vérification de l'isolation, si cette vérification n'est pas satisfaisante, tout moyen de déconnexion toujours fonctionnel doit être laissé en position ouverte, au minimum une isolation principale ou une séparation simple doit être maintenue entre le générateur photovoltaïque et le réseau d'alimentation, l'onduleur ne doit pas commencer à fonctionner, et ce dernier doit indiquer un défaut conformément au 13.9.

La conformité avec le 4.4.4.15.2.1 jusqu'au 4.4.4.15.2.3 est contrôlée par l'inspection du PCE (équipement de conversion de puissance) et du schéma, l'évaluation de l'isolation ou de la séparation procurée par les composants et, pour les onduleurs non isolés, par l'essai suivant:

L'onduleur couplé au réseau non isolé étant connecté et fonctionnant comme dans les conditions d'essai de référence de la Partie 1, des défauts uniques doivent être appliqués au moyen de déconnexion automatique ou aux autres parties concernées de l'onduleur. Les défauts doivent être choisis pour rendre inopérant tout ou partie du moyen de déconnexion, par exemple en invalidant les dispositifs de commande ou en court-circuitant un pôle de commutateur à la fois. L'onduleur étant en fonctionnement, on applique le défaut et on supprime ensuite la tension d'entrée photovoltaïque ou on l'abaisse au-dessous du minimum requis pour le fonctionnement de l'onduleur, afin de déclencher une déconnexion du réseau d'alimentation. La tension d'entrée photovoltaïque est ensuite remontée dans la plage de fonctionnement. Après que l'onduleur a accompli sa vérification de l'isolation, tout moyen de déconnexion toujours fonctionnel doit être laissé en position ouverte, au minimum une isolation principale ou une séparation simple doit être maintenue entre le générateur photovoltaïque et le réseau d'alimentation, l'onduleur ne doit pas commencer à fonctionner, et ce dernier doit indiquer un défaut conformément au 13.9.

Dans tous les cas, l'onduleur couplé au réseau non isolé doit satisfaire aux exigences de l'isolation principale ou de la séparation simple entre le réseau d'alimentation et le générateur photovoltaïque, à la suite de l'application du défaut.

4.4.4.16 Onduleurs autonomes – Essai de transfert de charge

Un onduleur autonome avec un commutateur de transfert destiné à transférer des charges de courant alternatif depuis le réseau d'alimentation ou une autre source de dérivation de courant alternatif vers la sortie de l'onduleur doit continuer à fonctionner normalement et ne doit pas présenter de risque d'incendie ou de choc résultant d'un transfert déphasé.

La conformité est vérifiée par l'essai suivant. La source de dérivation de courant alternatif doit être déplacée de 180° par rapport à la sortie en courant alternatif d'un onduleur monophasé et de 120° pour une alimentation triphasée. Le commutateur de transfert doit faire l'objet d'une opération de commutation de la charge depuis la sortie en courant alternatif de l'onduleur vers la source de dérivation de courant alternatif. La charge doit être réglée de manière à consommer la puissance assignée maximale en courant alternatif.

Pour un onduleur utilisant un commutateur de dérivation comportant une commande empêchant la commutation entre deux sources de courant alternatif désynchronisées, l'essai doit être effectué en condition de dysfonctionnement d'un composant lorsqu'une telle condition peut donner lieu à un transfert déphasé entre les deux sources d'alimentation en courant alternatif.

4.4.4.17 Défaillance du système de refroidissement – Essai d'étouffement

Outre les essais applicables du paragraphe 4.4.4.8 de la Partie 1, l'obstruction fortuite du débit d'air sur un dissipateur extérieur exposé doit constituer l'une des conditions de défaut envisagées. Aucun danger selon les critères du paragraphe 4.4.3 de la Partie 1 ne doit occasionner l'étouffement de l'onduleur selon l'essai ci-dessous.

Cet essai n'est pas exigé pour les onduleurs dont l'utilisation est restreinte aux seules zones de fonctionnement électrique fermées.

NOTE Cet essai a pour but de simuler un étouffement intempestif susceptible d'avoir lieu après l'installation, du fait d'une méconnaissance de l'utilisateur quant à la nécessité d'une ventilation appropriée. Par exemple, les onduleurs pour systèmes résidentiels peuvent être installés dans des espaces tels que des placards qui à l'origine permettent une ventilation correcte, mais ultérieurement sont utilisés pour le rangement de biens ménagers. Dans un tel cas, le dissipateur thermique peut comporter des matériaux reposant dessus, qui bloquent la convection et empêchent l'échange thermique avec l'air ambiant. Les essais relatifs aux ouvertures de ventilation bloquées et aux ventilateurs en panne figurent dans la Partie 1, mais ne concernent pas l'étouffement d'un dissipateur thermique.

La conformité est vérifiée par l'essai suivant, réalisé conformément aux exigences du paragraphe 4.4.2 de la Partie 1 avec ce qui suit.

L'onduleur doit être monté conformément aux instructions d'installation du fabricant. Si plusieurs positions ou orientations sont autorisées, l'essai doit être réalisé selon l'orientation ou la position la plus susceptible de donner lieu à une obstruction du dissipateur thermique après installation. L'ensemble de l'onduleur, comprenant tout dissipateur thermique externe fourni doit être recouvert de coton hydrophile d'une épaisseur non comprimée d'au moins 2 cm, couvrant toutes les ailettes du dissipateur thermique et tous les canaux d'air. Ce coton hydrophile remplace l'étamine requise par le paragraphe 4.4.3.2 de la Partie 1. L'onduleur doit être mis fonctionnellement à pleine puissance. La durée de l'essai doit être d'au moins 7 h, hormis le fait que l'essai peut être arrêté lorsque les températures se stabilisent si aucune surface extérieure de l'onduleur n'est à une température supérieure à 90 °C.

4.7 Essais relatifs aux caractéristiques assignées électriques

Paragraphe supplémentaires:

4.7.3 Exigences de mesure pour les ports de sortie en courant alternatif pour les onduleurs autonomes

Les mesures de la tension de sortie en courant alternatif et du courant sur l'onduleur autonome doivent être effectuées avec un appareil de mesure indiquant la vraie valeur efficace.

NOTE Certaines formes d'onde de sortie non sinusoïdales de l'onduleur ne sont pas correctement mesurées, si un appareil de mesure à réponse quadratique moyenne est utilisé.

4.7.4 Tension et fréquence de sortie en courant alternatif d'un onduleur autonome

4.7.4.1 Généralités

La tension et la fréquence de sortie en courant alternatif d'un onduleur autonome ou d'un onduleur multimode fonctionnant en mode autonome doivent satisfaire aux exigences du 4.7.4.2 au 4.7.4.5.

4.7.4.2 Tension de sortie en régime établi pour une entrée nominale en courant continu

La tension de sortie en courant alternatif en régime établi ne doit pas être inférieure à 90 % ou supérieure à 110 % de la tension assignée nominale, l'onduleur étant alimenté à sa valeur nominale de tension d'entrée en courant continu.

La conformité est vérifiée en mesurant la tension de sortie en courant alternatif, l'onduleur n'alimentant aucune charge puis de nouveau, l'onduleur alimentant une charge résistive égale à la puissance de sortie continue maximale assignée de l'onduleur en mode autonome. La tension de sortie en courant alternatif est mesurée après que tous les effets transitoires ont cessé suite à l'application ou au retrait de la charge.

4.7.4.3 Tension de sortie en régime établi sur la plage d'entrée en courant continu

La tension de sortie en courant alternatif en régime établi ne doit pas être inférieure à 85 % ou supérieure à 110 % de la tension assignée nominale, l'onduleur étant alimenté avec une quelconque valeur appartenant à la plage assignée de la tension d'entrée en courant continu.

La conformité est contrôlée en mesurant la tension de sortie en courant alternatif dans quatre ensembles de conditions: l'onduleur n'alimentant aucune charge puis alimentant une charge résistive égale à la puissance de sortie continue maximale assignée de l'onduleur en mode autonome, à la fois à la tension d'entrée minimale assignée en courant continu et à la tension d'entrée maximale assignée en courant continu. La tension de sortie en courant alternatif est mesurée après que tous les effets transitoires ont cessé suite à l'application ou au retrait de la charge.

4.7.4.4 Réponse à un échelon de charge de la tension de sortie à entrée nominale en courant continu

La tension de sortie en courant alternatif ne doit pas être inférieure à 85 % ou supérieure à 110 % de la tension assignée nominale pendant plus de 1,5 s après application ou retrait d'une charge résistive égale à la puissance de sortie continue maximale assignée de l'onduleur en mode autonome, l'onduleur étant alimenté avec sa valeur nominale de tension d'entrée en courant continu.

La conformité est contrôlée en mesurant la tension de sortie en courant alternatif après un échelon de charge résistive allant d'une absence de charge à une puissance de sortie continue maximale assignée complète et allant de la puissance complète à l'absence de charge. La tension de sortie efficace du premier cycle complet se produisant après $t = 1,5$ s doit être mesurée, t étant le temps mesuré à partir de l'application du changement d'échelon de charge.

4.7.4.5 Fréquence de sortie en régime établi

La fréquence de sortie en courant alternatif en régime établi ne doit pas varier de plus de +4 % ou de -6 % par rapport à la valeur nominale.

La conformité est contrôlée en mesurant la fréquence de sortie en courant alternatif dans quatre ensembles de conditions: l'onduleur n'alimentant aucune charge puis alimentant une charge résistive égale à la puissance de sortie continue maximale assignée de l'onduleur en mode autonome, à la fois à la tension d'entrée minimale assignée en courant continu et à la

tension d'entrée maximale assignée en courant continu. La fréquence de sortie en courant alternatif est mesurée après que tous les effets transitoires ont cessé suite à l'application ou au retrait de la charge.

4.7.5 Forme d'onde de tension de sortie d'un onduleur autonome

4.7.5.1 Généralités

La forme d'onde de tension de sortie en courant alternatif d'un onduleur autonome ou d'un onduleur multimode fonctionnant en mode autonome doit satisfaire aux exigences du 4.7.5.2 pour les sorties sinusoïdales ou du 4.7.5.3 et du 4.7.5.4 pour les sorties intentionnellement non sinusoïdales, ou encore aux exigences du 4.7.5.5 relatives à la charge dédiée.

4.7.5.2 Exigences relatives à une forme d'onde de tension de sortie sinusoïdale

La forme d'onde de sortie en courant alternatif d'un onduleur autonome à sortie sinusoïdale doit avoir une distorsion harmonique totale (THD) ne dépassant pas 10 % et aucun harmonique individuel ayant un niveau dépassant 6 %.

La conformité est contrôlée en mesurant la THD et les tensions harmoniques individuelles, l'onduleur délivrant une puissance égale à 5 % de la puissance de sortie disponible continue la plus basse supérieure à 5 % et 50 % et 100 % de sa puissance de sortie assignée continue dans une charge résistive, l'onduleur étant alimenté avec une tension d'entrée nominale en courant continu. Les limites ci-dessus sont relatives à l'amplitude de la composante fondamentale pour chacun des niveaux de charge ci-dessus. L'appareil de mesure de la THD doit mesurer la somme des harmoniques de $n=2$ à $n=40$ en pourcentage de la composante fondamentale ($n=1$).

4.7.5.3 Exigences relatives à une forme d'onde de sortie non sinusoïdale

4.7.5.3.1 Généralités

La forme d'onde de la tension de sortie en courant alternatif d'un onduleur autonome à sortie non sinusoïdale doit satisfaire aux exigences du 4.7.5.3.2 au 4.7.5.3.4.

4.7.5.3.2 Distorsion harmonique totale

La distorsion harmonique totale (THD) de la forme d'onde de tension ne doit pas dépasser 40 %.

4.7.5.3.3 Pente de la forme d'onde

La pente des fronts montants et descendants des demi-cycles positifs et négatifs de la forme d'onde de tension ne doit pas dépasser 10 V/ μ s, mesurée entre les points auxquels la forme d'onde a une tension de 10 % et de 90 % de la tension de crête pour ce demi-cycle.

4.7.5.3.4 Tension de crête

La valeur absolue de la tension de crête des demi-cycles positifs et négatifs de la forme d'onde ne doit pas dépasser 1,414 fois 110 % de la valeur efficace de la tension de sortie nominale assignée en courant alternatif.

La conformité avec 4.7.5.3.2 à 4.7.5.3.4 est vérifiée en mesurant la THD, les pentes et les tensions de crête de la forme d'onde de tension de sortie, l'onduleur délivrant une puissance de 5 % de la puissance de sortie disponible continue la plus basse supérieure à 5 % et 50 % et 100 % de sa puissance de sortie assignée continue, dans une charge résistive. Chaque essai doit être réalisé à la tension d'entrée en courant continu, dans la plage assignée pour l'onduleur, ce qui crée la condition la plus défavorable pour cet essai. L'appareil de mesure de la THD doit mesurer la somme des harmoniques de $n=2$ à $n=40$ en pourcentage de la composante fondamentale ($n=1$).

4.7.5.4 Exigences relatives aux informations pour les formes d'onde non sinusoïdales

Les instructions fournies avec un onduleur autonome ne satisfaisant pas au 4.7.5.2 doivent inclure les informations figurant au 5.3.2.6.

4.7.5.5 Exigences relatives à une forme d'onde de tension de sortie pour les onduleurs pour les charges dédiées

Pour un onduleur destiné à être utilisé uniquement avec une charge dédiée connue, les exigences suivantes peuvent être appliquées en tant qu'alternative aux exigences de forme d'onde du 4.7.5.2 au 4.7.5.3.

La combinaison de l'onduleur et de la charge dédiée doit être évaluée pour s'assurer que la forme d'onde de sortie ne provoque aucun danger à l'équipement de charge et à l'onduleur, ou bien entraîne le fait que l'équipement de charge ne parvienne pas à répondre aux normes applicables de sécurité de produit.

La conformité est vérifiée par des essais et l'analyse. Les essais exigés par la présente norme et par la norme applicable à l'équipement de charge dédiée doivent être réalisés en vue de déterminer si la forme d'onde de sortie de l'onduleur donne lieu à une non conformité avec les exigences applicables. Un essai particulier peut être omis si l'analyse démontre que la forme d'onde de sortie n'a aucun effet possible sur les paramètres de sécurité correspondants.

NOTE Les effets éventuels de la forme d'onde de sortie comprennent, de façon non limitative, des aspects tels que l'échauffement, les distances d'isolement liées à la tension de crête de la forme d'onde de l'onduleur, l'augmentation du courant d'entrée, le claquage de l'isolation solide ou des composants du fait de tensions de crête excessives ou de temps de montée excessifs, un dysfonctionnement des circuits de commande, en particulier les circuits de protection, etc.

L'onduleur doit comporter les symboles 9 et 15 du Tableau C.1 figurant dans la Partie 1.

Les instructions d'installation fournies avec l'onduleur doivent contenir les informations figurant dans le 5.3.2.13.

Paragraphes supplémentaires:

4.8 Essais complémentaires pour les onduleurs couplés au réseau

4.8.1 Exigences générales concernant l'isolation des onduleurs et la mise à la terre des générateurs

Les onduleurs peuvent ou non fournir une isolation galvanique entre le réseau d'alimentation et le générateur photovoltaïque et le générateur peut ou non avoir un côté du circuit mis à la terre. Les onduleurs doivent satisfaire aux exigences du Tableau 30 en ce qui concerne la combinaison applicable d'isolation de l'onduleur et de mise à la terre du générateur.

**Tableau 30 – Exigences fondées sur l'isolation de l'onduleur ¹⁾
et la mise à la terre du générateur**

Mise à la terre du générateur:	Sans mise à la terre ^a ou mise à la terre fonctionnelle	Sans mise à la terre ou mise à la terre fonctionnelle	Mise à la terre
Isolation de l'onduleur	Non isolé	Isolé	Isolé
Exigences minimales d'isolation de l'onduleur	Non applicable	Isolation principale ou renforcée ^b et Essai de type de courant de fuite selon 4.8.3.2 (danger de choc) et 4.8.3.3 (danger d'incendie) pour déterminer les exigences de résistance d'isolement de terre du générateur et de détection du courant résiduel du générateur, ci-dessous	
Mesure de la résistance d'isolement à la terre du générateur	Avant de démarrer le fonctionnement, selon le 4.8.2.1 ou 4.8.2.2 Action en cas de défaut: Signaler un défaut selon le 13.9 et ne pas connecter au réseau d'alimentation	Avant de démarrer le fonctionnement, selon le 4.8.2.1 ou 4.8.2.2 Action en cas de défaut: Pour les onduleurs avec isolation satisfaisant aux limites de courant de fuite à la fois pour les dangers de choc et d'incendie selon les "Exigences minimales d'isolation des onduleurs" ci-dessus, signaler un défaut selon le 13.9. Pour les onduleurs avec isolation ne satisfaisant pas aux valeurs minimales de courant de fuite ci-dessus, signaler un défaut selon le 13.9 et ne pas connecter au réseau d'alimentation	Non exigé ^d
Détection du courant résiduel d'un générateur	Soit a) 30 mA de RCD ^c entre l'onduleur et le réseau d'alimentation selon 4.8.3.4, soit b) surveillance à la fois du courant résiduel continu excessif selon 4.8.3.5.1 a) et des variations brusques excessives selon 4.8.3.5.1 b) Action en cas de défaut: arrêter l'onduleur, déconnecter du réseau d'alimentation, signaler un défaut selon le 13.9	Ne s'applique pas aux onduleurs avec isolation satisfaisant aux limites de courant de fuite pour les dangers de choc et d'incendie selon les "Exigences minimales d'isolation des onduleurs" ci-dessus. Les onduleurs avec isolation ne satisfaisant pas aux limites de courant de fuite pour le danger de choc selon 4.8.3.2 nécessitent une surveillance des variations brusques de courant résiduel selon 4.8.3.5.1 b) ou l'utilisation d'un RCD selon 4.8.3.4. Les onduleurs avec isolation ne satisfaisant pas aux limites de courant de fuite pour le danger d'incendie selon 4.8.3.3 nécessitent une surveillance du courant résiduel continu excessif selon 4.8.3.5.1 a) ou l'utilisation d'un RCD selon 4.8.3.4. Action en cas de défaut: arrêter l'onduleur, déconnecter du réseau d'alimentation, signaler un défaut selon le 13.9.	

NOTE Certaines topologies d'onduleurs non isolés avec une mise à la terre du générateur sont possibles du point de vue technologique, mais la CEI 60364-7-712 exige une séparation simple entre le réseau d'alimentation et le circuit photovoltaïque si le générateur est mis à la terre. Un onduleur non isolé pour lequel le seul raccordement du générateur relié à la masse s'effectue par la connexion du neutre du secteur à la terre est autorisé selon la CEI 60364-7-712 car la conception du système ne permet pas au courant de circuler sur les conducteurs de terre dans des conditions normales (excepté pour le courant de fuite prévu), et la fonctionnalité d'un quelconque RCD dans le système n'est pas altérée.

^a Si la seule liaison à la terre du générateur s'effectue du côté secteur du moyen de déconnexion automatique de l'onduleur (par la connexion du neutre à la terre), alors le générateur est considéré comme non mis à la terre.

^b Il est requis qu'un onduleur utilisé avec un générateur de classe de tension déterminante DVC-A utilise au moins une isolation renforcée (séparation protectrice) entre le générateur et les circuits DVC-B et -C, par exemple le réseau d'alimentation.

^c Pour certains types d'onduleurs, un RCD de type B est requis. Voir 4.8.3.4.

¹⁾ Comme mentionné dans l'Avant-propos, la numérotation des tableaux et figures dans la présente Partie 2 poursuit le schéma de numérotation existant dans la Partie 1 pour éviter toute confusion qui pourrait naître d'une numérotation identique dans les deux parties.

^d De nouvelles informations au moment de la publication ont indiqué que les générateurs mis à la terre bénéficieraient de la protection supplémentaire offerte par l'utilisation d'une mesure de la résistance d'isolement à la terre du générateur avant la connexion de l'onduleur au réseau. Ce moyen de protection supplémentaire peut réduire de façon significative le risque de dangers d'incendie des générateurs mis à la terre, dus aux défauts à la terre engendrés par une installation du système, une mise en service ou une maintenance incorrectes, conduisant à des défauts à la terre non détectés en premier lieu, suivis pas des défauts à la terre supplémentaires ultérieurs. Le Tableau 30 ci-dessus indique « Non exigé » pour cette technique concernant les onduleurs des générateurs mis à la terre, mais un amendement à la CEI 62109-2 est prévu dans un futur proche et les exigences sont à l'étude pour une meilleure protection contre les défauts à la terre des générateurs mis à la terre. A cette occasion, la CEI 62109-2 sera également coordonnée avec les exigences de protection des systèmes de la CEI 62548 actuellement en cours de développement.

4.8.2 Détection de la résistance d'isolement d'un générateur pour des onduleurs pour générateurs non mis à la terre et ceux avec mise à la terre fonctionnelle

NOTE Les exigences de ce paragraphe ayant trait à la détection et à la réponse à une résistance d'isolement anormale du générateur à la terre sont destinées à réduire les dangers d'incendie ou de chocs liés à une connexion fortuite entre le générateur et la masse. Dans un onduleur non isolé, un défaut à la terre du générateur donnera lieu à une circulation de courant potentiellement dangereux dès que l'onduleur est connecté au réseau d'alimentation, en raison du neutre relié à la terre sur le secteur; de ce fait l'onduleur ne doit pas être connecté au réseau d'alimentation. Dans un onduleur isolé, si un premier défaut à la terre dans un générateur flottant ou avec mise à la terre fonctionnelle n'est pas détecté, un second défaut à la terre peut provoquer la circulation d'un courant dangereux. La détection et l'indication du premier défaut sont exigées, mais on autorise que l'onduleur soit connecté et commence à fonctionner, parce que l'isolation dans l'onduleur signifie que le neutre relié à la terre sur le secteur ne fournira pas un retour du courant pour le courant de défaut.

4.8.2.1 Détection de la résistance d'isolement d'un générateur pour des onduleurs pour générateurs non mis à la terre

Les onduleurs utilisés avec des générateurs non mis à la terre doivent comporter un moyen pour mesurer la résistance d'isolement en courant continu entre l'entrée photovoltaïque (générateur) et la terre avant de commencer à fonctionner, ou ils doivent être fournis avec des instructions d'installation conformément au 5.3.2.11.

Si la résistance d'isolement est inférieure à $R = (V_{MAX PV}/30 \text{ mA})$ ohms, l'onduleur:

- s'agissant des onduleurs isolés, doit indiquer un défaut conformément au 13.9 (le fonctionnement est autorisé); l'indication du défaut doit être maintenue jusqu'à ce que la résistance d'isolement du générateur soit restituée à une valeur supérieure à la limite ci-dessus;
- s'agissant des onduleurs non isolés ou des onduleurs avec une isolation ne satisfaisant pas aux limites de courant de fuite selon les exigences d'isolation minimales de l'onduleur figurant au Tableau 30, doit indiquer un défaut selon le 13.9 et ne pas effectuer de connexion au réseau d'alimentation; l'onduleur peut continuer à effectuer la mesure, il peut mettre fin à l'indication de défaut et peut se connecter au secteur si la résistance d'isolement du générateur est rétablie à une valeur supérieure à la limite ci-dessus.

Le circuit de mesure doit être capable de détecter une résistance d'isolement inférieure à la limite ci-dessus, dans les conditions normales et avec un défaut à la terre dans le générateur photovoltaïque.

La conformité est vérifiée par l'analyse de la conception et par l'essai, comme suit:

La conformité avec les valeurs du courant doit être déterminée au moyen d'un appareil de mesure de la valeur efficace qui réponde tant à la composante alternative que continue du courant, avec une largeur de bande d'au moins 2 kHz.

L'onduleur doit être connecté à la source photovoltaïque et à celle de courant alternatif, comme spécifié dans les conditions d'essai de référence de la Partie 1, excepté avec la tension PV réglée en dessous de la tension de fonctionnement minimale requise pour permettre à l'onduleur de tenter de débiter le fonctionnement. Une résistance de 10 % inférieure à la limite ci-dessus doit être reliée entre la terre et chaque borne d'entrée PV de l'onduleur successivement, à la suite de quoi la tension d'entrée PV doit être portée à une valeur suffisamment élevée pour permettre à l'onduleur de commencer à fonctionner.

L'onduleur doit indiquer un défaut selon le 13.9 et agir (en fonctionnement ou non, suivant le cas) selon les exigences ci-dessus.

Il n'est pas requis de soumettre à l'essai toutes les bornes d'entrées photovoltaïques si l'analyse de la conception indique que l'on peut s'attendre à ce qu'une ou plusieurs bornes donnent le même résultat, par exemple lorsque des entrées de chaînes photovoltaïques multiples sont en parallèle.

NOTE Il faut que la résistance à la terre de l'alimentation en courant continu ou du générateur simulé utilisé pour alimenter l'onduleur pendant cet essai, soit prise en compte, à moins qu'elle ne soit suffisamment grande pour ne pas influencer de manière significative sur le résultat d'essai.

4.8.2.2 Détection de la résistance d'isolement d'un générateur pour des onduleurs pour générateurs avec mise à la terre fonctionnelle

Les onduleurs assurant la mise à la terre fonctionnelle du générateur par l'intermédiaire d'une résistance intentionnelle intégrée à l'onduleur doivent satisfaire aux exigences du a) et c) ou b) et c) ci-dessous:

NOTE Les concepteurs de systèmes utilisant une résistance entre le générateur et la terre ne faisant pas partie intégrante de l'onduleur doivent tenir compte du fait qu'un danger de choc sur le générateur est créé ou s'aggrave en ajoutant la résistance, en se fondant sur la conception du générateur, la valeur de la résistance, la protection contre un contact direct avec le générateur, etc. Les exigences relatives à ces considérations ne sont pas ici incluses car si l'onduleur ne comporte pas de résistance, il n'est pas ni la cause du danger, ni capable d'assurer une protection contre le danger.

- a) La valeur de la résistance totale, comprenant la résistance intentionnelle pour la mise à la terre fonctionnelle du générateur, la résistance d'isolement prévue du générateur relié à la terre, et la résistance de tout autre réseau relié à la terre (par exemple les réseaux de mesure) doit être supérieure ou égale à $R = (V_{MAX PV}/30 \text{ mA}) \text{ ohms}$. La résistance d'isolement prévue du générateur relié à la terre doit être calculée en se fondant sur une résistance d'isolement du générateur de $40 \text{ M}\Omega \text{ par m}^2$, dont la surface des panneaux est soit connue soit calculée sur la base de la puissance assignée de l'onduleur et du rendement des panneaux dans les cas les plus défavorables avec lesquels l'onduleur est conçu pour être utilisé.

NOTE Il convient que les concepteurs envisagent l'ajout d'une marge de conception, en se fondant sur des considérations telles que le vieillissement des panneaux susceptible de réduire la résistance d'isolement du générateur avec le temps et toute composante alternative du courant de fuite provoqué par la capacité du générateur par rapport à la terre. La mesure de la résistance d'isolement du générateur en c) figurant ci-dessous assurera que la résistance totale n'est pas trop faible et que le système demeure sûr, mais si la marge de conception n'est pas adéquate, le système refusera la connexion à la suite de la vérification de la résistance d'isolement du générateur.

Les instructions d'installation doivent inclure les informations requises dans le 5.3.2.12.

- b) En variante au a), ou si une valeur de résistance inférieure à celle de a) est utilisée, l'onduleur doit comporter un moyen pour détecter durant le fonctionnement, si le courant total traversant la résistance et tout réseau (par exemple, les réseaux de mesure) en parallèle avec elle, dépasse les valeurs et les temps du courant résiduel du Tableau 31 et doit, soit déconnecter la résistance, soit limiter le courant par d'autres moyens. Si l'onduleur est un onduleur non isolé, ou avec une isolation ne satisfaisant pas aux limites de courant de fuite selon les exigences d'isolation minimales de l'onduleur figurant au Tableau 30, sa déconnexion du réseau d'alimentation doit également être effectuée.

L'onduleur peut tenter de reprendre son fonctionnement normal si la résistance d'isolement du générateur est rétablie à une valeur supérieure à la limite précisée en 4.8.2.1.

NOTE Pour permettre à l'onduleur d'effectuer la mesure de la résistance d'isolement du générateur et de satisfaire à la limite figurant au 4.8.2.1, il est nécessaire que la résistance de mise à la terre fonctionnelle du générateur demeure déconnectée (ou que le dispositif de limitation de courant reste effectif), jusqu'au moment consécutif à la réalisation de la mesure de la résistance d'isolement du générateur.

La conformité avec a) ou b) est vérifiée par l'analyse de la conception et pour le cas b) ci-dessus, par l'essai de détection des variations brusques du courant résiduel figurant au 4.8.3.5.3.

- c) L'onduleur doit comporter un moyen pour mesurer la résistance d'isolement en courant continu de l'entrée photovoltaïque à la terre avant le début du fonctionnement, conformément au 4.8.2.1.

4.8.3 Détection du courant résiduel d'un générateur

4.8.3.1 Généralités

Les générateurs non mis à la terre fonctionnant à des tensions DVC-B et DVC-C peuvent créer un danger de choc en cas de contact avec des parties sous tension et s'il existe un chemin de retour pour un courant de contact. Dans un onduleur non isolé ou un onduleur avec une isolation qui ne limite pas de manière adéquate le courant de contact disponible, la connexion du réseau d'alimentation à la terre (c'est-à-dire, le neutre relié à la terre) fournit un chemin de retour pour le courant de contact en cas de contact fortuit d'une personne simultanément avec des parties sous tension du générateur et la terre. Les exigences de cette section fournissent une protection supplémentaire contre ce danger de choc par l'application de détecteurs de courant résiduel (RCD) selon le 4.8.3.4 ou par la surveillance des variations brusques du courant résiduel selon le 4.8.3.5, hormis le fait que ni l'un ni l'autre n'est requis dans un onduleur isolé lorsque l'isolation prévue limite le courant de contact disponible à une valeur inférieure à 30 mA, lorsque l'essai est effectué selon 4.8.3.2.

Des générateurs non mis à la terre et mis à la terre peuvent créer un danger d'incendie si un défaut de terre apparaît, permettant à un courant excessif de circuler sur des parties ou des structures conductrices qui ne sont pas destinées à acheminer du courant. Les exigences de cette section fournissent une protection supplémentaire contre ce danger d'incendie par l'application du RCD selon 4.8.3.4 ou par la surveillance du courant résiduel continu excessif selon 4.8.3.5, hormis le fait que ni l'un ni l'autre n'est requis dans un onduleur isolé lorsque l'isolation prévue limite le courant disponible à une valeur inférieure à :

- 300 mA (valeur efficace) pour les onduleurs comportant une puissance de sortie continue assignée ≤ 30 kVA, ou
- 10 mA (valeur efficace) par kVA de puissance de sortie continue assignée pour les onduleurs dotés d'une puissance de sortie continue assignée > 30 kVA.

lorsque l'essai est effectué selon le 4.8.3.3.

NOTE Dans les alinéas ci-dessus et dans les essais qui suivent, le courant est défini de différentes manières. L'essai de la limite de 30 mA des courants de contact est effectué en utilisant un circuit d'essai de courant de contact sur un modèle de corps humain, car cette exigence concerne un danger de choc. La limite de courant relative au danger d'incendie est mesurée en utilisant un ampèremètre normalisé et aucun circuit avec modèle de corps humain car le danger d'incendie est associé à un courant dans un conducteur non prévu, et non à un courant dans le corps humain.

4.8.3.2 Essai de type de courant de contact de 30 mA pour des onduleurs isolés

L'essai de conformité avec la limite de 30 mA selon 4.8.3.1 est effectué, l'onduleur étant connecté et fonctionnant dans les conditions d'essai de référence, hormis le fait que l'alimentation en courant continu de l'onduleur ne doit comporter aucune connexion à la terre et qu'un pôle de l'alimentation de l'onduleur par le réseau d'alimentation doit être mis à la terre. Il est acceptable (et il peut s'avérer nécessaire) de désactiver durant cet essai les fonctions de détection de résistance d'isolement du générateur. Le circuit de mesure du courant de contact selon la Figure 4 de la CEI 60990, est connecté à chaque borne du générateur à la terre, une par une. Le courant de contact résultant est enregistré et comparé à la limite de 30 mA pour déterminer les exigences de résistance d'isolement à la terre du générateur et de détection du courant résiduel du générateur selon le Tableau 30.

NOTE 1 Pour plus de clarté, la Figure 4 de l'essai de la CEI 60990 est reproduite en Annexe H de la Partie 1.

NOTE 2 Il convient de prendre en compte l'impact que peut avoir sur le résultat de la mesure du courant de contact la capacité entre les sources d'essai externes et la terre (par exemple, une alimentation en courant continu avec des condensateurs mis à la terre peut augmenter le courant de contact mesuré, sauf si l'alimentation en courant continu n'est pas mise à la même terre que le PCE soumis à essai).

4.8.3.3 Essai de type de courant résiduel de danger d'incendie pour des onduleurs isolés

L'essai de conformité avec la limite de 300 mA ou de 10 mA par kVA selon 4.8.3.1 est effectué, l'onduleur étant connecté et fonctionnant dans les conditions d'essai de référence, hormis le fait que l'alimentation en courant continu de l'onduleur ne doit comporter aucune connexion à la terre et qu'un pôle de l'alimentation de l'onduleur par le réseau d'alimentation doit être mis à la terre. Il est acceptable (et il peut s'avérer nécessaire) de désactiver durant cet essai les fonctions de détection de résistance d'isolement du générateur. Un ampèremètre est connecté entre chaque borne d'entrée PV de l'onduleur et la terre, une par une. L'ampèremètre utilisé doit être un appareil de mesure de la valeur efficace qui réponde tant à la composante alternative que continue du courant, avec une largeur de bande d'au moins 2 kHz.

Le courant est enregistré et comparé à la limite figurant au 4.8.3.1 pour déterminer les exigences de résistance d'isolement à la terre du générateur et de détection du courant résiduel du générateur selon le Tableau 30.

NOTE Il convient de prendre en compte l'impact que peut avoir sur le résultat de la mesure du courant la capacité entre les sources d'essai externes et la terre (par exemple, une alimentation en courant continu avec des condensateurs mis à la terre peut augmenter le courant mesuré sauf si l'alimentation en courant continu n'est pas mise à la même terre que le PCE soumis à essai).

4.8.3.4 Protection par application du RCD

L'exigence d'une protection supplémentaire selon 4.8.3.1 peut être satisfaite en prévoyant un RCD avec un réglage du courant résiduel de 30 mA, situé entre l'onduleur et le réseau d'alimentation. La sélection du type de RCD en vue de garantir sa compatibilité avec l'onduleur doit être effectuée selon les règles de sélection des RCD figurant dans la Partie 1. Le RCD peut être intégré à l'onduleur ou il peut être fourni par l'installateur si les détails concernant les caractéristiques assignées, le type et l'emplacement du RCD sont donnés dans les instructions d'installation selon le 5.3.2.9.

4.8.3.5 Protection par surveillance du courant résiduel

4.8.3.5.1 Généralités

Lorsque le Tableau 30 l'exige, l'onduleur doit prévoir une surveillance du courant résiduel fonctionnant à chaque fois que l'onduleur est connecté au réseau d'alimentation, le moyen de déconnexion automatique étant fermé. Le moyen de surveillance du courant résiduel doit mesurer le courant efficace total (les composantes alternative et continue de celui-ci).

Comme indiqué dans le Tableau 30 pour différents types d'onduleurs, types de générateurs et niveaux d'isolement de l'onduleur, une détection du courant résiduel continu excessif, ainsi que des variations brusques excessives du courant résiduel ou des deux, conformément aux limites suivantes peut être requise:

- a) Courant résiduel continu: L'onduleur doit se déconnecter dans les 0,3 s et signaler un défaut conformément au 13.9, si le courant résiduel continu dépasse:
 - 300 mA maximum pour les onduleurs avec une puissance de sortie continue assignée ≤ 30 kVA;
 - 10 mA maximum par kVA de puissance de sortie continue assignée pour les onduleurs comportant une puissance de sortie continue assignée > 30 kVA

L'onduleur peut tenter de se reconnecter si la résistance d'isolement du générateur répond à la limite figurant au 4.8.2.

- b) Variations brusques du courant résiduel: L'onduleur doit être déconnecté du réseau d'alimentation dans le laps de temps spécifié dans le Tableau 31 et indiquer un défaut selon le 13.9, si une augmentation brusque de la valeur efficace du courant résiduel est détectée, dépassant la valeur indiquée dans le tableau.