

For BIS Use Only

**BUREAU OF INDIAN STANDARDS**  
**DRAFT FOR COMMENTS ONLY**

(Not to be reproduced without the permission of BIS or used as a standard)

*Draft Indian Standard*

**Low-Voltage Surge Protective Devices - Part 32: Surge Protective Devices  
Connected to the d.c. Side of Photovoltaic Installations - Selection and  
Application Principles**

ICS 29.240.01; 29.240.10

---

Surge Arrester Sectional  
Committee, ETD 30

Last date of receipt of comment  
**16-01-2025**

---

**NATIONAL FOREWORD**

This draft Indian Standard which is identical with IEC 61643-32:2017 “Low-voltage surge protective devices - Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic installations - Selection and application principles” issued by the International Electrotechnical Commission (IEC) will be adopted by the Bureau of Indian Standards on the recommendation of the Power Systems Relays Sectional Committee and approval of the Electrotechnical Division Council.

The text of IEC Standard has been approved as suitable for publication as an Indian Standard without deviations. Certain terminologies and conventions are, however, not identical to those used in Indian Standards. Attention is particularly drawn to the following:

- a) Wherever the words ‘International Standard’ appear referring to this standard, they should be read as ‘Indian Standard’.
- b) Comma (,) has been used as a decimal marker, while in Indian Standards the current practice is to use a point (.) as the decimal marker.

In this adopted standard, reference appears to International Standards for which Indian Standards also exists. The corresponding Indian Standards, which are to be substituted, are listed below along with their degree of equivalence for the editions indicated:

<i>International Standard</i>	<i>Corresponding Indian Standard</i>	<i>Degree of Equivalence</i>
IEC 60364-7-712:2017, Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations –	IS 16997: 2018 IEC 60364-7-712, Requirements for Low-Voltage Special Electrical Installations or Locations Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems	Identical

Solar photovoltaic (PV) power supply systems		
IEC 60664-1:2007, Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests	Insulation coordination for equipment within low - Voltage systems: Part 1 principles, requirements and tests (First Revision) (Withdrawn)	Identical
IEC 61000-4-5:2014, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test	IS 14700 (Part 4/Sec 5): 2019 IEC 61000-4-5: 2017, Electromagnetic compatibility (EMC): Part 4 testing and measurement techniques: Sec 5 surge immunity test (First Revision)	Identical
IEC 61643-11:2011, Low-voltage surge protective devices – Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems – Requirements and test methods	IS 16463 (Part 11): 2016 IEC 61643-11: 2011, Low - Voltage surge protective devices: Part 11 surge protective devices connected to low - Voltage power systems - Requirements and test methods	Identical
IEC 61643-12, Low-voltage surge protective devices – Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Selection and application principles	IS 16463 (Part 12): 2017 IEC 61643-12: 2008, Low - Voltage surge protective devices: Part 12 surge protective devices connected to low - Voltage power distribution systems - Selection and application principles	Identical
IEC 62305-2, Protection against lightning – Part 2: Risk management	IS/IEC 62305-2: 2010, Protection against lightning: Part 2 risk management	Identical
IEC 62305-3:2010, Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard	IS/IEC 62305-3: 2010 IEC 62305-3, Protection against lightning: Part 3 physical damage to structures and life hazard	Identical
IEC 62305-4, Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures	IS/IEC 62305-4: 2010, Protection against lightning: Part 4 electrical and electronic systems within structures	Identical

The technical committee has reviewed the provisions of the following international standards referred in this adopted standard and decided that they are acceptable for use in conjunction with this standard.

<i>International Standard</i>	<i>Title</i>
IEC 60364-4-44:2007	<i>Low-voltage electrical installations – Part 4-44: Protection for safety–Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances IEC 60364-4-44:2007/AMD1:2015</i>
IEC 60364-5-53:2015	<i>Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment – Isolation, switching and control</i>
IEC 60364-5-54	<i>Low-voltage electrical installations – Part 5-54: Selection and</i>

	<i>erection of electrical equipment – Earthing arrangements and protective conductors</i>
IEC 61643-21	<i>Low voltage surge protective devices – Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Performance requirements and testing methods</i>
IEC 61643-22	<i>Low-voltage surge protective devices – Part 22: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Selection and application principles</i>
IEC 61643-31	<i>Low-voltage surge protective devices – Part 31: Surge protective devices connected to the DC side of photovoltaic installations – Requirements and test methods1</i>
ITU-T	<i>Recommendation K.20, Resistibility of telecommunication equipment installed in a telecommunications centre to overvoltages and overcurrents</i>
ITU-T	<i>Recommendation K.21, Resistibility of telecommunication equipment installed in customer premises to overvoltages and overcurrents</i>

Only the English language text has been retained while adopting it in this Indian Standard, and as such, the page numbers given here are not the same as in the IEC Publication.

For the purpose of deciding whether a particular requirement of this standard is complied with the final value, observed or calculated expressing the result of a test or analysis shall be rounded off in accordance with IS 2: 2022 ‘Rules for rounding of numerical values (*second revision*)’. The number of significant places retained in the rounded off value should be the same as that of the specified value in this standard.

# INTERNATIONAL STANDARD

## NORME INTERNATIONALE



Low-voltage surge protective devices –  
Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic  
installations – Selection and application principles

# FOR BIS USE

Parafoudres basse tension

Partie 32: Parafoudres connectés au côté courant continu des installations  
photovoltaïques – Principes de choix et d'application



**THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED**  
**Copyright © 2017 IEC, Geneva, Switzerland**

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

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

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

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

#### About the IEC

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

#### About IEC publications

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

#### IEC Catalogue - [webstore.iec.ch/catalogue](http://webstore.iec.ch/catalogue)

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

#### IEC publications search - [www.iec.ch/searchpub](http://www.iec.ch/searchpub)

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

#### IEC Just Published - [webstore.iec.ch/justpublished](http://webstore.iec.ch/justpublished)

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

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

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 16 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

#### IEC Glossary - [std.iec.ch/glossary](http://std.iec.ch/glossary)

65 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

#### IEC Customer Service Centre - [webstore.iec.ch/csc](http://webstore.iec.ch/csc)

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: [csc@iec.ch](mailto:csc@iec.ch).

**FOR B2B USE**

#### A propos de l'IEC

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

#### A propos des publications IEC

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

#### Catalogue IEC - [webstore.iec.ch/catalogue](http://webstore.iec.ch/catalogue)

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

#### Recherche de publications IEC - [www.iec.ch/searchpub](http://www.iec.ch/searchpub)

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

#### IEC Just Published - [webstore.iec.ch/justpublished](http://webstore.iec.ch/justpublished)

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

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

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 16 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

#### Glossaire IEC - [std.iec.ch/glossary](http://std.iec.ch/glossary)

65 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

#### Service Clients - [webstore.iec.ch/csc](http://webstore.iec.ch/csc)

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: [csc@iec.ch](mailto:csc@iec.ch).

# INTERNATIONAL STANDARD

## NORME INTERNATIONALE



Low-voltage surge protective devices –  
Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic  
installations – Selection and application principles

# FOR BIS USE

Parafoudres basse tension –

Partie 32: Parafoudres connectés au côté courant continu des installations  
photovoltaïques – Principes de choix et d'application

INTERNATIONAL  
ELECTROTECHNICAL  
COMMISSION

COMMISSION  
ELECTROTECHNIQUE  
INTERNATIONALE

ICS 29.240.01; 29.240.10

ISBN 978-2-8322-4583-5

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

## CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references .....	7
3 Terms and definitions .....	8
4 Systems and equipment to be protected .....	12
5 Overvoltages in a PV installation .....	12
6 Installation and location of SPDs .....	13
6.1 General.....	13
6.2 Requirements for different PV installations:.....	15
6.2.1 PV installation without an external LPS.....	15
6.2.2 PV installation with an external LPS when the separation distance ( <i>s</i> ) is maintained (excluding multi-earthed solar systems, such as PV power plants) .....	16
6.2.3 PV installation with an external LPS where the separation distance ( <i>s</i> ) cannot be maintained (including multi-earthed systems, such as PV power plants).....	17
6.2.4 PV installation including communication and signalling circuits .....	18
7 Equipotential bonding .....	18
8 Requirements for the installation of surge protective devices (SPDs) in a PV system .....	19
9 Selection and installation of SPDs in PV installations .....	19
9.1 Selection of SPDs on the AC side .....	19
9.1.1 General .....	19
9.1.2 Selection of SPDs with regard to nominal discharge current $I_n$ and impulse current $I_{imp}$ .....	19
9.1.3 Selection of SPDs with regard to voltage protection level $U_p$ .....	20
9.1.4 Installation of SPDs on the AC side .....	20
9.2 Selection of SPDs installed on the DC side .....	22
9.2.1 General .....	22
9.2.2 Selection of SPDs with regard to nominal discharge current $I_n$ and impulse current $I_{imp}$ .....	22
9.2.3 Selection of $U_{CPV}$ of SPDs on the DC side .....	22
9.2.4 Selection of SPDs with regard to voltage protection level $U_p$ .....	22
9.2.5 Installation of SPDs on the DC side .....	23
9.2.6 Cross-sections of connecting conductors for SPDs on the DC side .....	24
9.2.7 Internal connection schemes of multipole SPDs or combinations of SPDs with a single mode of protection on the DC side.....	25
9.2.8 Selection of $I_{SCPV}$ of SPDs on the DC side .....	26
9.2.9 Coordination of SPDs .....	27
10 Maintenance.....	27
Annex A (normative) Determination of the value of $I_{imp}$ or $I_n$ for SPDs according to the simplified approach for different structures protected by an LPS .....	28
A.1 General.....	28
A.2 Building with a PV installation on the roof according to 6.2.3 .....	29
A.3 Free- field PV power plant.....	32
Annex B (informative) Characteristics of a PV source .....	35

FOR BIS USE

B.1	PV source characteristics.....	35
B.2	Calculation of $U_{OC\ MAX}$ .....	36
B.3	Calculation of $I_{SC\ MAX}$ .....	37
Annex C (informative)	Additional information to clause 6: Installation and location of SPD and to clause 7: Equipotential bonding.....	38
C.1	PV installation including communication and signalling circuits .....	38
C.2	PV installation and dimensions of equipotential bonding conductors .....	40
Annex D (informative)	Exceptions in the USA related to Class I tested SPDs .....	42
	Bibliography.....	43
Figure 1	– Installation of SPDs in the case of a building without an external LPS.....	15
Figure 2	– Installation of SPDs in the case of a PV installation with an external LPS where the separation distance (s) is maintained.....	16
Figure 3	– Installation of SPDs in the case of a PV-installation with an external LPS where the separation distance (s) cannot be maintained .....	17
Figure 4	– Installation of SPDs on the AC side with a short distance between the origin of the installation and the PV inverter ( $E < 10\ m$ ) .....	21
Figure 5	– Installation of SPDs on the AC side with a long distance between the origin of the installation and the PV inverter ( $E \geq 10\ m$ ) .....	21
Figure 6	– Example of overvoltage protection on the DC side of a PV installation .....	24
Figure 7	– Example of SPD connections on the DC side of an unearthed PV source .....	25
Figure 8	– Example of SPD connection on the DC side of a reliable earthed PV source .....	26
Figure A.1	– Example of structure with two external down conductors to determine the value of the discharge current for the selection of SPDs.....	30
Figure A.2	– Example of the structure of an extended PV installation. A PV power plant with multiple earthing and a meshed earthing system.....	33
Figure B.1	– Schematic of a PV current source .....	35
Figure B.2	– U/I characteristics of a non-linear PV current source.....	35
Figure C.1	– Example of SPDs installed on a PV system protected by an external LPS where the separation distance (s) is maintained – Installation includes data acquisition and control system.....	39
Figure C.2	– Example of a building with an external LPS – Dimensions of equipotential bonding conductors when the separation distance (s) is maintained, or an isolated LPS is used .....	40
Figure C.3	– Example of a building with an external LPS – Dimensions of equipotential bonding conductors when the separation distance (s) is not maintained.....	41
Table 1	– Selection of SPD test class and cross section of bonding conductor.....	14
Table 2	– Rated impulse voltage $U_w$ for equipment between PV array and inverter (where no other information is available).....	23
Table A.1	– Values of $I_{imp} (I_{10/350})$ and $I_n (I_{8/20})$ for voltage-limiting SPDs on the DC side of a PV installation mounted on the roof of a building with an external LPS if the separation distance is not maintained .....	31
Table A.2	– Values of $I_{imp} (I_{10/350})$ for voltage-switching SPDs on the DC side of a PV installation mounted on the roof of a building with an external LPS, if the separation distance is not maintained .....	31
Table A.3	– Values of $I_{imp} (I_{10/350})$ and $I_n (I_{8/20})$ for SPDs used on the DC side in PV power plants with a central inverter, multiple earthing and a meshed earthing system.....	33



INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**LOW-VOLTAGE SURGE PROTECTIVE DEVICES –**

**Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic installations – Selection and application principles**

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.

FOR BIS USE

International Standard IEC 61643-32 has been prepared by subcommittee 37A: Low-voltage surge protective devices, of IEC technical committee 37: Surge arresters.

The text of this International Standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
37A/302/FDIS	37A/303/RVD

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

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

The following differing practices of a less permanent nature exist in the countries indicated below.

Annex D: Class I tested SPDs are not required (United States)

A list of all parts of the IEC 61643 series can be found, under the general title *Low-voltage surge protection devices*, on the IEC website.

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

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

The contents of the corrigendum of June 2019 have been included in this copy.

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

# FOR BIS USE

## INTRODUCTION

This part of IEC 61643 provides useful information for the selection of SPDs connected to photovoltaic installations.

This part of IEC 61643 provides information to evaluate, with reference to the IEC 62305 series, IEC 60364 series and IEC 61643-12, the additional needs for surge protective devices (SPDs) to be installed on the DC side of a photovoltaic (PV) system, to protect against induced and direct lightning effects. It gives guidance for selection, operation and installation of SPDs, including the selection of SPD test class, surge current values and cross section of bonding conductors. Guidance for selection of SPDs connected to the AC side is also given.

The specific electrical parameters of a PV array or a PV source require specific SPDs on the DC side.

This part of IEC 61643 considers SPDs used in different locations and in different kinds of PV systems. It gives examples and provides a simplified and common approach to determine impulse discharge current values for the DC side of different PV installations.

# FOR BIS USE

## LOW-VOLTAGE SURGE PROTECTIVE DEVICES –

### Part 32: Surge protective devices connected to the DC side of photovoltaic installations – Selection and application principles

#### 1 Scope

This part of IEC 61643 describes the principles for selection, installation and coordination of SPDs intended for use in Photovoltaic (PV) systems up to 1 500 V DC and for the AC side of the PV system rated up to 1 000 V rms 50/60 Hz.

The photovoltaic installation extends from a PV array or a set of interconnected PV-modules to include the associated cabling and protective devices and the inverter up to the connection point in the distribution board or the utility supply point.

This part of IEC 61643 considers SPDs used in different locations and in different kinds of PV systems:

- PV systems located on the top of a building.
- PV systems located on the ground like free field power plants characterized by multiple earthing and a meshed earthing system.

The term PV installation is used to refer to both kinds of PV systems. The term PV power plant is only used for extended free-field multi-earthed power systems located on the ground.

For PV installations including batteries additional requirements may be necessary.

NOTE 1 IEC 60364 series, IEC 62305 series and IEC 61643-12 also apply.

NOTE 2 This standard deals only with SPDs and not with surge protective components integrated inside equipment (e.g. inverters, (PCE) power conversion equipment).

#### 2 Normative references

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

IEC 60364-4-44:2007, *Low-voltage electrical installations – Part 4-44: Protection for safety – Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances*  
IEC 60364-4-44:2007/AMD1:2015

IEC 60364-5-53:2015, *Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment – Isolation, switching and control*

IEC 60364-5-54, *Low-voltage electrical installations – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements and protective conductors*

IEC 60364-7-712:2017, *Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*

IEC 60664-1:2007, *Insulation coordination for equipment within low-voltage systems – Part 1: Principles, requirements and tests*

IEC 61000-4-5:2014, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-5: Testing and measurement techniques – Surge immunity test*

IEC 61643-11:2011, *Low-voltage surge protective devices – Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems – Requirements and test methods*

IEC 61643-12, *Low-voltage surge protective devices – Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Selection and application principles*

IEC 61643-21, *Low voltage surge protective devices – Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Performance requirements and testing methods*

IEC 61643-22, *Low-voltage surge protective devices – Part 22: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Selection and application principles*

IEC 61643-31, *Low-voltage surge protective devices – Part 31: Surge protective devices connected to the DC side of photovoltaic installations – Requirements and test methods*<sup>1</sup>

IEC 62305-2, *Protection against lightning – Part 2: Risk management*

IEC 62305-3:2010, *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard*

IEC 62305-4, *Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures*

ITU-T, Recommendation K.20, *Resistibility of telecommunication equipment installed in a telecommunications centre to overvoltages and overcurrents*

ITU-T, Recommendation K.21, *Resistibility of telecommunication equipment installed in customer premises to overvoltages and overcurrents*

### 3 Terms and definitions

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

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

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

#### 3.1

##### **PV array**

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

Note 1 to entry: For the purposes of this document a PV array is all components up to the d.c. input terminals of the PCE or other power conversion equipment or DC loads. A PV array does not include its foundation, tracking apparatus, thermal control and other such components.

---

<sup>1</sup> Under preparation: Stage at the time of publication: IEC/FDIS 61643-31:2017.

Note 2 to entry: A PV array may consist of a single PV module, a single PV string, or several parallel-connected strings, or several parallel-connected PV sub-arrays and their associated electrical components. For the purposes of this standard the boundary of a PV array is the output side of the PV array disconnecting device.

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.4]

### 3.2

#### **PV module**

smallest complete environmentally protected assembly of interconnected cells

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.2]

### 3.3

#### **PV string**

circuit of one or more series-connected modules

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.3]

### 3.4

#### **PV installation**

erected equipment of a PV power supply installation

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.11]

### 3.5

#### **origin of the electrical installation**

point at which the electric energy is delivered to the electrical installation

[SOURCE: IEC 60050-826:2004, 826-10-01]

FOR BIS USE

### 3.6

#### **lightning protection system**

##### **LPS**

complete system used to reduce physical damage due to lightning flashes to a structure

Note 1 to entry: It consists of both external and internal lightning protection systems.

[SOURCE: IEC 62305-1:2010, 3.42]

### 3.7

#### **external LPS isolated from the structure to be protected**

LPS with an air-termination system and down conductor system installed in such a way that the path of the lightning current has no contact with the structure to be protected

Note 1 to entry: In an isolated LPS dangerous sparks between the LPS and the structure are avoided

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.3]

### 3.8

#### **surge protective device**

##### **SPD**

device that contains at least one nonlinear component that is intended to limit surge voltages and divert surge currents

Note 1 to entry: An SPD is a complete assembly, having appropriate connecting means

[SOURCE: IEC 61643-11:2011, 3.1.1]

### 3.9 separation distance

**s**

distance between two conductive parts at which no dangerous sparking can occur

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.28]

### 3.10 lightning equipotential bonding

**EB**

bonding to the LPS of separated conductive parts, by direct connections or via surge protective devices, to reduce potential differences caused by lightning current

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.23]

### 3.11 bonding bar

metal bar on which metal installations, external conductive parts, electric power and telecommunication lines, and other cables can be bonded to an LPS

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.24]

### 3.12 bonding conductor

conductor connecting separated conductive parts to LPS

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.25]

# FOR BIS USE

### 3.13 standard test conditions

**STC**

standard set of reference conditions used for the testing and rating of photovoltaic cells and modules

Note 1 to entry: See product standard (eg. IEC 61215).

Note 2 to entry: The standard test conditions given in IEC 61215 for PV modules are

- PV cell temperature of 25 °C
- Irradiance in plane of the PV cell or module of 1000 W/m<sup>2</sup>
- Light spectrum corresponding to an atmospheric air mass of 1,5.

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.12]

### 3.14 open-circuit voltage under standard test conditions

 **$U_{OC\ STC}$** 

voltage under standard test conditions across an unloaded (open) PV module, PV string or PV array, or on the DC side of the PV-inverter or power conversion equipment

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.13, modified (addition of "-inverter or power conversion equipment")]

### 3.15 Open-circuit maximum voltage

 **$U_{OC\ MAX}$** 

maximum voltage across an unloaded (open) PV module, PV string or PV array, or on the DC side of the PV-inverter or power conversion equipment

Note 1 to entry: Calculation of  $U_{OC\ MAX}$  is performed in Annex B.

**3.16****short-circuit current under standard test conditions** **$I_{SC\ STC}$** 

short-circuit current of a PV module, PV string or PV array under standard test conditions

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.15]

**3.17****short-circuit maximum current** **$I_{SC\ MAX}$** 

maximum short-circuit current of a PV module, PV string or PV array

Note 1 to entry: Calculation of  $I_{SCMAX}$  is performed in Annex B.

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.16]

**3.18****maximum continuous operating voltage for PV application** **$U_{CPV}$** 

maximum DC voltage which may be continuously applied to the SPD's mode of protection

Note 1 to entry: This value is equal to, or greater than  $U_{OC\ MAX}$ .

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.10]

**3.19****short-circuit current rating of the SPD** **$I_{SCPV}$** 

maximum prospective short-circuit current from the power system for which the SPD, in conjunction with the disconnector specified, is rated

Note 1 to entry: This value is equal to or greater than  $I_{SC\ MAX}$ .

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.25]

**3.20****Open-Circuit Failure Mode****OCFM**

failure behaviour whereby an SPD changes to a permanent high impedance or open circuit state under certain conditions

Note 1 to entry: A low impedance intermediate state is possible for a limited time until the final failure mode is reached.

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.40]

**3.21****Short-Circuit Failure Mode****SCFM**

failure behaviour whereby an SPD changes to a permanent low impedance or short circuit state under certain conditions

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.41]



**3.22****Rated impulse voltage** $U_w$ 

impulse withstand voltage value assigned by the manufacturer to the equipment or to a part of it, characterizing the specified withstand capability of its insulation against transient overvoltages

Note 1 to entry: For the purpose of this standard only withstand voltages between live conductors and earth is considered.

Note 2 to entry:  $U_w$  is measured with a 1,2/50  $\mu$ s voltage impulse wave shape.

Note 3 to entry: In some other standards also called  $U_{imp}$ .

[SOURCE: IEC 60664-1:2007, 3.9.2, modified (addition of Notes to entry)]

**3.23****total discharge current** $I_{Total}$ 

current which flows through the earth conductor of a multipole SPD during the total discharge current test

Note 1 to entry: The aim is to take into account cumulative effects that occur when multiple modes of protection of a multipole SPD conduct at the same time.

Note 2 to entry:  $I_{Total}$  is particularly relevant for SPDs tested according to test class I, and is used for the purpose of lightning protection equipotential bonding according to IEC 62305 series.

[SOURCE: IEC 61643-11:2011, 3.1.44, modified ("PE or PEN conductor" replaced by "earth conductor")]

**4 Systems and equipment to be protected****FOR BIS USE**

Equipment within a PV installation that may require protection includes:

- The inverter, i.e. both the AC interface with the AC LV power system and the DC interface;
- The PV array;
- The wiring (installation itself)
- Components installed between the inverter and the PV array;
- Equipment for controlling and monitoring the PV installation.

Overvoltages can destroy or degrade a PV installation or can cause malfunction, therefore PV installations should be protected.

The evaluation of the need for protection and the proper selection of protective measures requires information from the manufacturer concerning the withstand voltage of the equipment. If such information is not readily available, the rated impulse voltage  $U_w$  for the equipment provided in Subclause 9.1.2 and in Table 2 can be used as a guide. Partial lightning currents can cause uncontrolled flashovers and trigger fires. Surge protection measures may help to reduce the risk of fire (see the IEC 62305 series).

**5 Overvoltages in a PV installation**

Several conditions may cause overvoltages in a PV installation. These include:

- direct strikes (S1) to the external lightning protection system (LPS) of the building or lightning flashes near (S2) to the buildings and/or PV installation,
- direct strikes (S3) and lightning induced currents (S4) distributed into the electrical network,

- overvoltages created by the distribution network, e.g., those due to switching operations

NOTE 1 S1, S2, S3 and S4 are addressed in IEC 62305 series.

NOTE 2 Overvoltages are described in IEC 60364-4-44.

Repetitive switching overvoltages (spikes) on the AC voltage created by electronic inverter / converter technology may require special consideration for the selection of SPDs.

The protection requirements in this document are based on the assumption that the cables interconnecting the DC components of the PV installation are sufficiently protected from direct lightning flashes, either by appropriate routing or by shielding (e.g. the use of an appropriate cable management system).

## 6 Installation and location of SPDs

### 6.1 General

According to IEC 61643-12 and the IEC 62305 series, selection and installation of SPDs for protection of PV systems depend on many factors, but primarily:

- the lightning ground flash density  $N_G$  (1/km<sup>2</sup> / year) or the isokeraunic level  $T_D$  (number of thunder storm days per year) of the location,
- the characteristics of the low-voltage power system (e.g. overhead lines or underground cables) and of the equipment to be protected,
- whether the PV installation needs to be protected against direct lightning with an external LPS.

When installations are protected by an external LPS, the requirements for SPDs depend on:

- the selected class of the LPS (see simplified method in Annex A),
- whether the separation distance (s) is maintained between the LPS and the PV installation (isolated LPS) or not maintained (non-isolated LPS).

For further details on external LPS and separation distance requirements, see IEC 62305-3.

For optimum inverter overvoltage protection, a direct earthing connection between the SPD and the inverter is recommended.

The selection of SPD test class and minimum cross section of bonding conductors shall be done according to Table 1.

**Table 1 – Selection of SPD test class and cross section of bonding conductor**

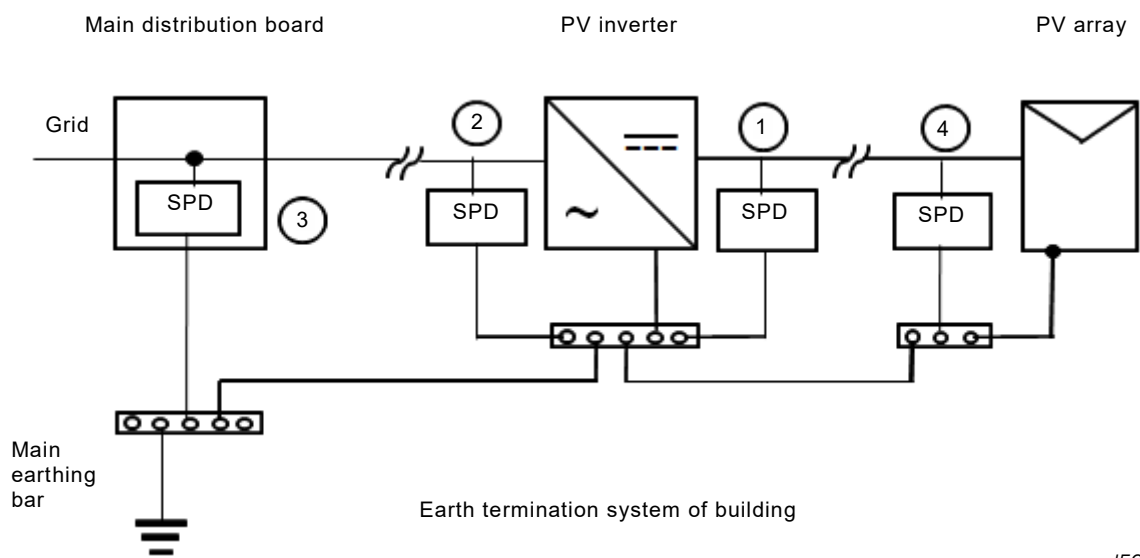
Situation	SPD test class and corresponding bonding cross sectional areas		
	SPD at Location  ③	SPD at Location  ②	SPD at Location  ① and ④
Installation of SPDs in case of PV installation without external LPS (see 6.2.1)	SPD tested according to class I acc. to IEC 61643-11 <sup>a</sup> 16 mm <sup>2</sup> or SPD tested according to class II acc. to IEC 61643-11 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>	SPD tested according to class II acc. to IEC 61643-11 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>	SPD tested according to class II acc. to IEC 61643-31 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>
Installation of SPDs in case of a building with external LPS when separation distance s is kept (see 6.2.2)	SPD tested according to class I acc. to IEC 61643-11 16 mm <sup>2</sup>	SPD tested according to class II acc. to IEC 61643-11 6 mm <sup>2</sup>	SPD tested according to class II acc. to IEC 61643-31 6 mm <sup>2</sup>
Installation of SPDs in case of a building with external LPS when separation distance s is not kept (see 6.2.3 and Annex A)	SPD tested according to class I acc. to IEC 61643-11 16 mm <sup>2</sup>	SPD tested according to class I acc. to IEC 61643-11 <sup>a</sup> 16 mm <sup>2</sup>	SPD tested according to class I acc. to IEC 61643-31 16 mm <sup>2</sup>
<sup>a</sup> If necessary NOTE The minimum cross sectional requirements of conductors differ in some countries. The foreword in IEC 62305-3 explains these differences.			

FOR BIS USE

SPDs according to IEC 61643-31 are marked with a PV sign.

## 6.2 Requirements for different PV installations:

### 6.2.1 PV installation without an external LPS



IEC

#### Legend

1 Class II tested SPD according to IEC 61643-31

2 Class II tested SPD according to IEC 61643-11

3 Class I or class II tested SPD according to IEC 61643-31

4 Class II tested SPD according to IEC 61643-31

# FOR BIS USE

**Figure 1 – Installation of SPDs in the case of a building without an external LPS**

In general, two SPDs on the DC side (location 1 and 4) and two SPDs on the AC side of the inverter (location 3 and 2) should be installed as shown in Figure 1.

NOTE When a shielded DC power cable is used, the equipment interfaces with such cable are inherently protected from induced overvoltages.

The SPD in location 2 is not required if:

- The distance between the SPD in the main distribution board and the inverter is less than 10 m, and the PE conductor is routed with the AC power conductors (see 9.1.3). In this case a single SPD shall be installed in the main distribution board at location 3.

or

- The inverter and the main distribution board are connected to the same earthing bar with a cable length each less than or equal to 0.5 m (e.g., the inverter is located inside the main distribution board).

The SPD in location 4 is not required if:

- The distance between the inverter and the PV array is less than 10 m and the protection level ( $U_p$ ) of the SPD installed in location 1 is less than or equal to  $0,8 U_w$  of the PV array's withstand voltage (see 9.2.3),

or

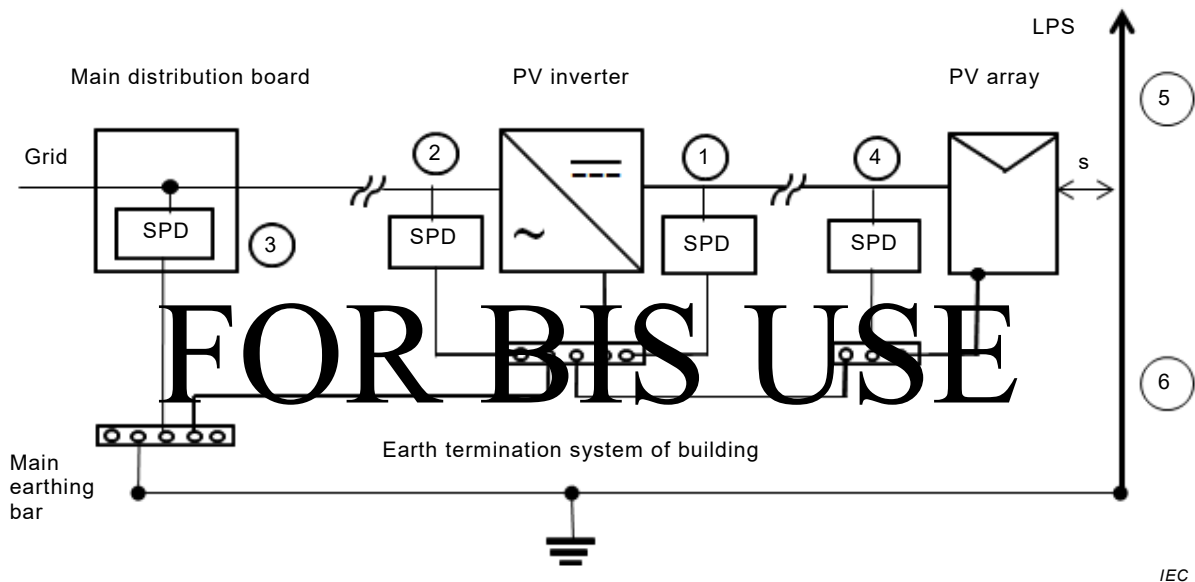
- The protection level ( $U_p$ ) of the SPD installed in location 1 is less than or equal to  $0,5 U_w$  of the PV array's withstand voltage and the PE conductor is routed close to the DC conductors.

**6.2.2 PV installation with an external LPS when the separation distance (s) is maintained (excluding multi-earthed solar systems, such as PV power plants)**

This is a preferable solution compared to the case where the separation distance s is not maintained.

Measures to reduce the separation distance (s) (e.g. multiple or meshed down conductors) or use of an external LPS isolated from the structure (the PV system being part of that structure) to be protected, are preferred in comparison to the measures required in 6.2.3.

An external LPS isolated from the structure to be protected may be used only in the vicinity of the PV-system (partly isolated LPS).



**Legend**

- 1 Class II tested SPD according to IEC 61643-31
- 2 Class II tested SPD according to IEC 61643-11
- 3 Class I tested SPD according to IEC 61643-11
- 4 Class II tested SPD according to IEC 61643-31
- 5 LPS air termination system
- 6 LPS down conductor

**Figure 2 – Installation of SPDs in the case of a PV installation with an external LPS where the separation distance (s) is maintained**

In general, two SPDs on the DC side (location 1 and 4) and two SPDs on the AC side of the inverter (location 3 and 2) should be installed, as shown in Figure 2.

The SPD in location 2 is not required if:

- The distance between the SPDs in the main distribution board and the inverter is less than 10 m and the induced voltage to lightning current flowing in the down conductor can be ignored (see IEC 62305-4).

or

- The inverter and the main distribution board are connected to the same earthing bar with a cable of length less than or equal to 0.5 m (e.g. the inverter is located inside the main distribution board).

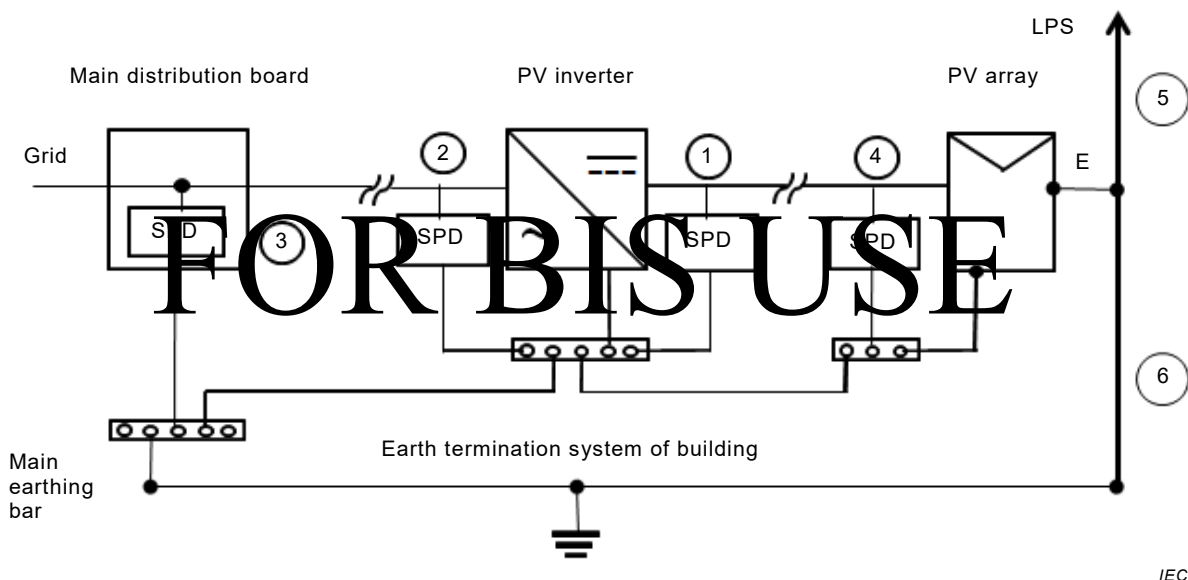
The SPD in location 4 is not required if:

- The distance between the inverter and the PV array is less than 10 m and the protection level ( $U_p$ ) of the SPD installed in location 1 is less than or equal to  $0,8 U_w$  of the PV array's withstand voltage (see 9.2.3),

or

- The protection level ( $U_p$ ) of the SPD installed in location 1 is less than or equal to  $0,5 U_w$  of the PV array's withstand voltage and the PE conductor is routed close to the DC conductors.

### 6.2.3 PV installation with an external LPS where the separation distance (s) cannot be maintained (including multi-earthed systems, such as PV power plants)



#### Legend

- 1 Class I tested SPD according to IEC 61643-31
  - 2 Class I tested SPD according to IEC 61643-11 (see exception below)
  - 3 Class I tested SPD according to IEC 61643-11
  - 4 Class I tested SPD according to IEC 61643-31
  - 5 LPS air termination system
  - 6 LPS down conductor system
- E Equipotential bonding (separation distance is not maintained = non-isolated LPS)

**Figure 3 – Installation of SPDs in the case of a PV-installation with an external LPS where the separation distance (s) cannot be maintained**

When protected by SPDs, other parts of the installation connected to the same bars may require SPDs tested according to class I tests.

In this configuration the AC and the DC conductors act as parallel conductors to the equipotential bonding conductors. Figure A.1 and Tables A.1 and A.2 provide further information relating to the selection of the SPDs.

Test class I SPDs are required for locations 1, 2, 3 and 4. SPDs for location 1 and 2 should be installed as close as possible to the inverter, as shown in Figure 3. The SPD in location 4 should be installed as close as possible to the PV array.

In general, SPDs in location 2 and 3 are required, except where the inverter and the main distribution board are connected to the same earthing bar with a cable length less than or equal to 0,5 m (e.g. the inverter is located inside the main distribution board). In such a case the SPD in location 2 is not required.

#### 6.2.4 PV installation including communication and signalling circuits

Where SPDs are required for the power circuits, SPDs should also be considered for the telecommunication and signalling circuits. An example is shown in Figure C.1.

### 7 Equipotential bonding

The earthing arrangements and protective conductors in PV systems shall follow the rules of IEC 60364-7-712. The present document gives additional information.

Minimum cross sectional area of equipotential bonding conductors should comply with the requirements of IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 and IEC 62305-3.

If the equipotential bonding conductors can be considered as down conductors, their minimum cross sectional area shall be 50 mm<sup>2</sup> copper, or equivalent.

If the equipotential bonding conductors carry partial lightning current, their minimum cross sectional area shall be 16 mm<sup>2</sup> copper, or equivalent.

If the equipotential bonding conductors carry only induced lightning current, their minimum cross sectional area shall be 6 mm<sup>2</sup> copper, or equivalent.

The minimum cross sectional area of the bonding conductors connecting conductive parts to the bonding bar shall be 6 mm<sup>2</sup> copper, or equivalent.

In the case of a PV installation not connected to the LPS, the minimum cross sectional area of the bonding conductor connecting different bonding bars and of conductors connecting the bars to the earth termination system shall be 6 mm<sup>2</sup> copper, or equivalent.

NOTE The minimum cross sectional requirements of conductors differ in some countries. The Foreword in IEC 62305-3 explains these differences.

Components where a significant partial lightning current will flow should comply with the IEC 62561 series.

Whenever a PV installation is protected by an LPS, the minimum separation distance (s) between the LPS and the metal structures of the PV installation should be maintained to prevent partial lightning currents flowing through these structures. An example is provided in Figure C.2. Dimensions of all equipotential bonding conductors shall be 6 mm<sup>2</sup> except the one indicated in Figure C.2, for the earthing conductor of the class I tested SPD located at the main distribution board.

When a PV array is protected by an LPS, and when the separation distance (s) cannot be maintained, a direct connection between the external LPS and the metallic structure of the PV array should be provided. This connection should be able to withstand partial lightning current. Minimum cross sections of equipotential bonding conductors should then be as shown in Figure C.3 and as required by IEC 60364-5-54, IEC 61643-12 and IEC 62305-3. Dimensions of all equipotential bonding conductors shall be 16 mm<sup>2</sup> except the one used to earth the inverter, as shown in Figure C.3.

## 8 Requirements for the installation of surge protective devices (SPDs) in a PV system

The installation of SPDs on the DC and AC sides of a PV installation is mandatory unless indicated otherwise by a risk assessment.

For large PV installations usually IEC 62305-2 is applied, for smaller PV installations other risk evaluation methods such as those described in IEC 61643-12, IEC 60364-4-44:2015, Clause 443 for SPDs on the AC side and IEC 60364-7-712 for SPDs on the DC side, may be used.

When SPDs are installed to protect the PV-installation, it is necessary also to protect any telecommunication and signalling circuits which are part of the PV system.

SPDs shall comply with:

- IEC 61643-11 for surge protective devices connected to AC low-voltage power systems
- IEC 61643-31 for surge protective devices connected to DC photovoltaic systems
- IEC 61643-21 for surge protective devices connected to telecommunication and signalling lines

Additionally the selection and installation of SPDs shall comply with the installation rules given in:

- IEC 60364-5-53:2015, Clause 534, IEC 61643-12 and IEC 62305-4 for the protection of AC power systems
- IEC 61643-22 for IEC 62305-4 for the protection of the control and communication systems.

FOR BIS USE

## 9 Selection and installation of SPDs in PV installations

### 9.1 Selection of SPDs on the AC side

#### 9.1.1 General

The selection and installation of SPDs for the protection of the AC side of PV installations shall follow the rules of IEC 60364-5-53:2015, Clause 534, IEC 61643-12 and IEC 62305-4. The present document takes into account only some specific details for the protection of the equipment on the AC side of the PV installation.

NOTE The voltages between the AC conductors and earth depend on the inverter technology and are not always purely sinusoidal AC voltages. Selection of SPDs on the AC side should take into consideration the voltage waveform distortion, e.g. if significant spikes are expected.

#### 9.1.2 Selection of SPDs with regard to nominal discharge current $I_n$ and impulse current $I_{imp}$

The minimum nominal discharge current  $I_n$  for each mode of protection shall be 5 kA 8/20 for the test class II SPDs. A higher value may result in a longer lifetime.

If a test class I SPD is required at the connection point between the PV installation and the public network (usually at the main distribution board), this SPD shall have a minimum impulse current  $I_{imp}$  as required by IEC 60364-5-53:2015, Clause 534 and IEC 61643-12.

For these installations higher values of  $I_{imp}$ , as defined by the IEC 62305 series may be required. A simplified approach to define the value of  $I_{imp}$  depending on the risk according to the Lightning Protection Level (LPL) is given in IEC 61643-12.



### 9.1.3 Selection of SPDs with regard to voltage protection level $U_p$

In order to select an SPD with the appropriate voltage protection level, it is necessary to determine the rated impulse voltage  $U_w$  of the equipment and its EMC immunity level, as defined by IEC 61000-4-5:

- for power lines and corresponding equipment terminations as defined by IEC 61000-4-5, IEC 60364-4-44:2015, Clause 443 and IEC 60664-1;
- for signalling lines and corresponding equipment terminations as defined by IEC 61000-4-5, ITU-T K.20 and K.21.

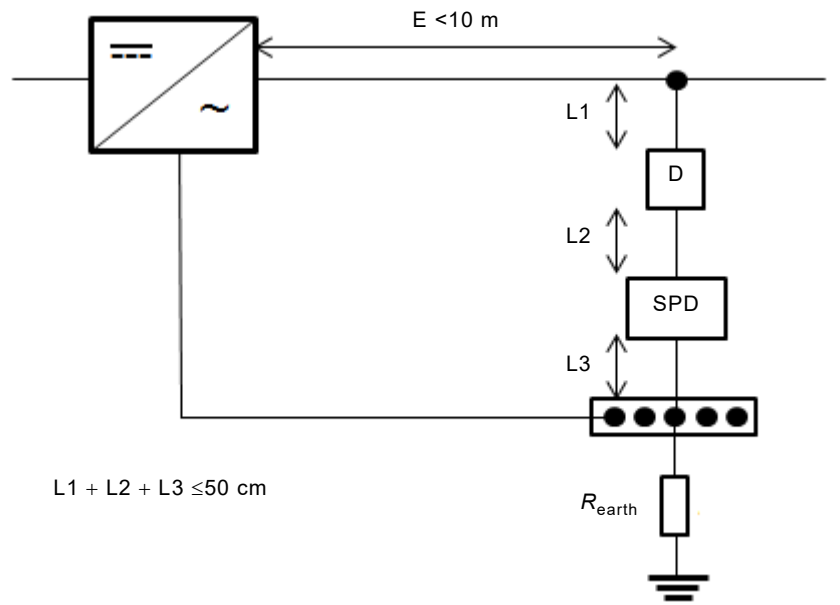
To ensure effective protection of the equipment, the voltage protection level  $U_p$  must be lower than the rated impulse voltage  $U_w$  of the equipment to be protected. In general a safety margin of at least 20 % between the rated impulse voltage of the equipment and  $U_p \leq 0,8$  times  $U_w$  should be maintained (see IEC 61643-12 and IEC 62305-4). See IEC 60364-5-53:2015, Clause 534 for possible exceptions. If not otherwise specified, the acceptable overvoltage category is category II. The maximum impulse voltage expected to reach the equipment is then 2,5 kV for 230/400 V AC systems. This generally requires a protection scheme with a number of coordinated SPDs. The manufacturers of SPDs may provide the necessary information for such coordination.

### 9.1.4 Installation of SPDs on the AC side

An SPD should be installed as close as possible to the origin of the electrical installation, e.g. at the connection point of the PV installation to the public power utility network (Figure 4). If the length of the wiring between this SPD and the inverter (distance E) is equal to or greater than 10 m, it is recommended that the inverter be protected with an additional SPD adjacent to that inverter (Figure 5). In addition, the PE conductor should be routed close to the AC conductors.

NOTE For the case described in 6.2.3, the second SPD at the inverter is mandatory.

If the total wire length as defined in Figure 4 and Figure 5 exceeds 0,5 m the requirements given in Subclause 534.4.8 of IEC 60364-5-53:2015 may apply.

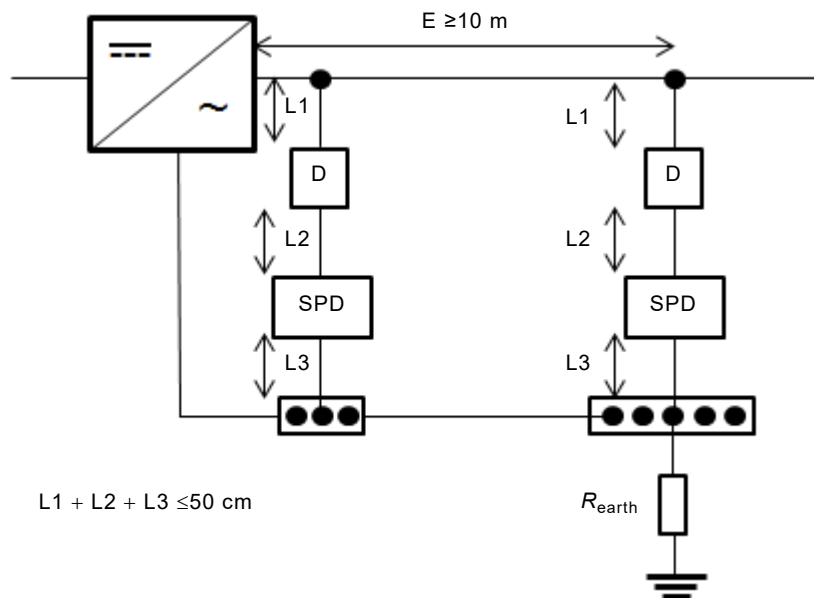


IEC

**Key**

- E Distance between origin of installation and inverter
- L1, L2 and L3 Length of connecting cable
- D external SPD disconnector

**Figure 4 – Installation of SPDs on the AC side with a short distance between the origin of the installation and the PV inverter ( $E < 10\text{ m}$ )**



IEC

**Key**

- E Distance between origin of installation and inverter
- L1, L2 and L3 Length of connecting cable
- D external SPD disconnector

**Figure 5 – Installation of SPDs on the AC side with a long distance between the origin of the installation and the PV inverter ( $E \geq 10\text{ m}$ )**

## 9.2 Selection of SPDs installed on the DC side

### 9.2.1 General

The selection and installation of SPDs for the protection of the DC side of PV installations shall follow the rules of IEC 60364-7-712. The present document gives additional information.

Due to the specific U/I-characteristic of PV systems only SPDs explicitly designated for use on the DC side of PV systems shall be installed. These SPDs shall comply with the requirements of IEC 61643-31.

### 9.2.2 Selection of SPDs with regard to nominal discharge current $I_n$ and impulse current $I_{imp}$

The minimum nominal discharge current  $I_n$  shall be 5 kA 8/20 per mode of protection for the class II tested SPDs. A higher value may result in a longer SPD lifetime.

The selection of impulse current  $I_{imp}$  for class I tested SPDs shall be made according to Annex A. If sufficient data is not available to apply Annex A, the minimum impulse current  $I_{imp}$  is 12,5 kA per mode of protection for LPL III/IV according to IEC 60364-7-712.

### 9.2.3 Selection of $U_{CPV}$ of SPDs on the DC side

The maximum continuous operating voltage  $U_{CPV}$  for all SPD modes of protection (+/-, +/-earth and -/earth) shall be higher than or equal to the maximum open circuit voltage  $U_{OC\ MAX}$  of the PV array under all service conditions (further information is given in Annex B).

NOTE The voltage wave shapes between the DC conductors and earth depend on the inverter technology and are not always smooth. Selection of SPDs on the DC side should take the DC ripple into account.

### 9.2.4 Selection of SPDs with regard to voltage protection level $U_p$

In order to identify the required protection level, it is necessary to determine the rated impulse voltage  $U_w$  of the equipment or the equipment level immunity (see IEC 61000-4-5) at the:

- Power terminals according to IEC 60664-1 and IEC 61000-4-5,
- Signalling and telecommunication ports according to IEC 61000-4-5, ITU-T K.20 and K.21.

To ensure effective protection of the equipment, the voltage protection level  $U_p$  must be lower than the rated impulse voltage  $U_w$  of the equipment to be protected. In general a safety margin of at least 20 % between the rated impulse voltage of the equipment and  $U_p \leq 0,8$  times  $U_w$  should be maintained (see IEC 62305-4). In addition, the PE conductor should be routed close to the DC conductors. If no further information is given, the rated impulse voltage  $U_w$  for the equipment can be selected from Table 2.

For circuits with SPDs consisting of a combination of single protection mode SPDs (A,B,C...X,Y,Z as in Figures 7 and 8), or for multipole SPDs, where not all possible modes of protection are declared by the manufacturer, the voltage protection level of the individual SPDs must be added to get the total voltage protection level.

**Table 2 – Rated impulse voltage  $U_w$  for equipment between PV array and inverter (where no other information is available)**

$U_{OCMAX}$ [V]	$U_w$ [V]			
	Module Class B <sup>g)</sup> basic insulation <sup>a)</sup>	Inverter <sup>b)</sup>	Other equipment <sup>c)</sup>	Modules Class A <sup>g)</sup> and other equipment with double/reinforced insulation <sup>f)</sup>
100	800	2500 (minimum requirement)	800	1 500
150	1 500		1 500	2 500
300	2 500		2 500	4 000
424	4 000		4 000	4 000
600	4 000	4 000	4 000	6 000
800 <sup>d)</sup>	5 000		5 000	6 000
849	6 000		6 000	8 000
1 000	6 000	6 000	6 000	8 000
1 500 <sup>e)</sup>	8 000	8 000	8 000	12 000

All rated impulse voltages correspond to overvoltage category II:

a) IEC 61730-2:2004 basic insulation (Table 8)

b) IEC 62109-1:2010, 7.3.7.1.2 b

c)  $U_{imp}$  acc. IEC 60664-1:2007

d) In accordance with IEC 61730-2:2004, linear interpolation is allowed, and has been applied to this table for clarity

e) Recommended values based on Annex D of IEC 60364-5-53:2011

f) Double/reinforced insulation is a protective measure and therefore the voltage protection levels of the SPD may not exceed the rated impulse voltage or a basic insulation as provided in columns 2 to 4 of this table

g) For further information on Class A and Class B refer to IEC 61730-2:2004

The cables to be protected against direct strikes are:

- The DC power cables from the PV array to the inverter
- Signal cables which connect sensors to the control equipment and data cables from the entrance into the PV installation up to the control equipment, if present.

### 9.2.5 Installation of SPDs on the DC side

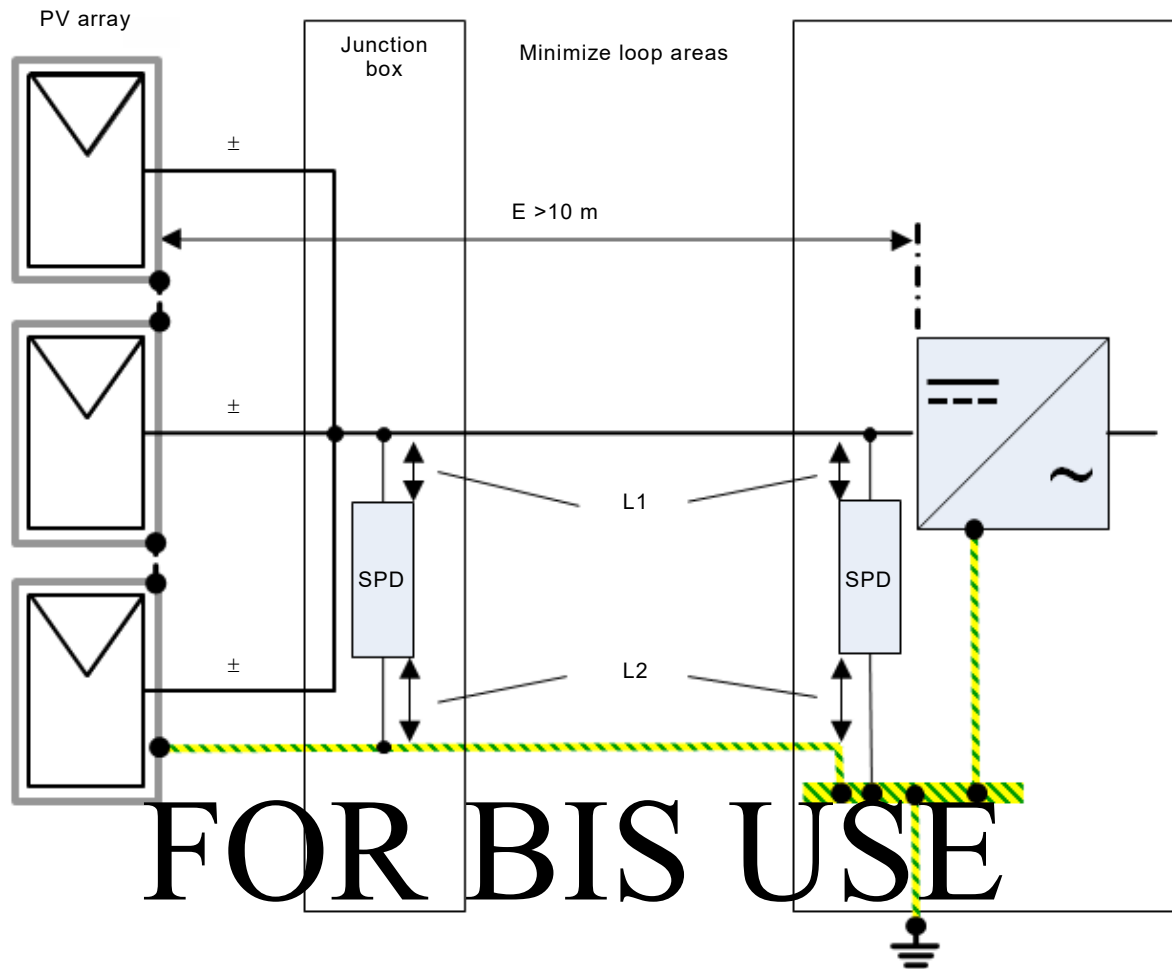
For PV installations described in 6.2.1 and 6.2.2, when the distance E between the PV modules and the inverter is equal to or greater than 10 m, two sets of SPDs are necessary to sufficiently protect both the PV modules and the inverter (see Figure 6).

For PV installations described in 6.2.1 and 6.2.2, when the distance E between the units to be protected is less than 10 meters, one set of SPDs may be enough. For common PV modules, it can be assumed that their rated impulse voltage is higher than the rated impulse voltage  $U_w$  of the inverter. Therefore, it is recommended that the SPD be installed close to the inverter.

The total length of connecting cables ( $L_1+L_2$ ) shall be as short as possible (preferably not exceeding 0,5 m for the total lead length).

If the total wire length, as defined in figure 6, exceeds 0,5 m, the requirements given in Subclause 534.4.8 of IEC 60364-5-53:2015 may apply.

NOTE For case described in 6.2.3, the second SPD at the inverter is mandatory.



IEC

**Figure 6 – Example of overvoltage protection on the DC side of a PV installation**

**9.2.6 Cross-sections of connecting conductors for SPDs on the DC side**

The connection of SPDs should be in accordance with the following rules:

Earthing conductors of class I tested SPDs shall have a minimum cross-section of 16 mm<sup>2</sup> copper or equivalent.

Earthing conductors for class I tested SPDs with short-circuit failure mode SCFM shall have a minimum cross section equal to the cross-section of the corresponding live conductors, if greater than 16 mm<sup>2</sup>.

Earthing conductors of class II tested SPDs shall have a minimum cross-section of 6 mm<sup>2</sup> copper or equivalent.

Earthing conductors for class II tested SPDs with short-circuit failure mode SCFM shall have a minimum cross-section equal to the cross section of the corresponding live conductors, if greater than 6 mm<sup>2</sup>.

NOTE Cross-section requirements are different in some countries. The foreword in IEC 62305-3 explains these deviations

The short circuit-current rating of the SPD ( $I_{SCPv}$ ) must be coordinated with the prospective short circuit current of the PV system at the point of installation and the cross-section of the

connecting conductors shall be rated for that current, taking into account the maximum disconnection time of the maximum backup overcurrent protection.

The cross-section of connecting conductors for short-circuit failure mode SCFM SPDs and for open-circuit failure mode OCFM SPDs shall be in line with the characteristic of the SPD disconnectors (if any), as tested for the SPDs failure mode behaviour in accordance with IEC 61643-31.

Conductors connecting SPDs and overcurrent protective devices (if any) to live conductors shall be rated to withstand the expected prospective short-circuit current and shall have a cross-sectional area not less than:

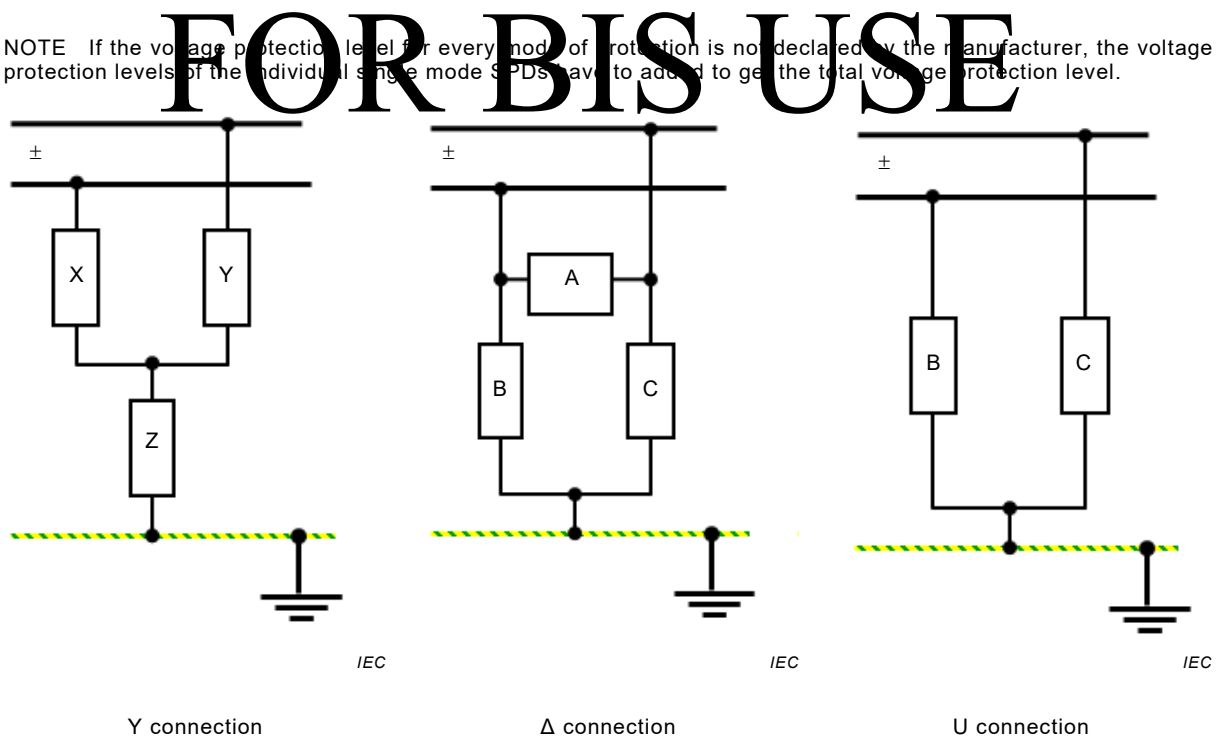
- 2,5 mm<sup>2</sup> copper or equivalent for class II tested SPDs installed at the DC side
- 6 mm<sup>2</sup> copper or equivalent for class I tested SPDs installed at the DC side

### 9.2.7 Internal connection schemes of multipole SPDs or combinations of SPDs with a single mode of protection on the DC side

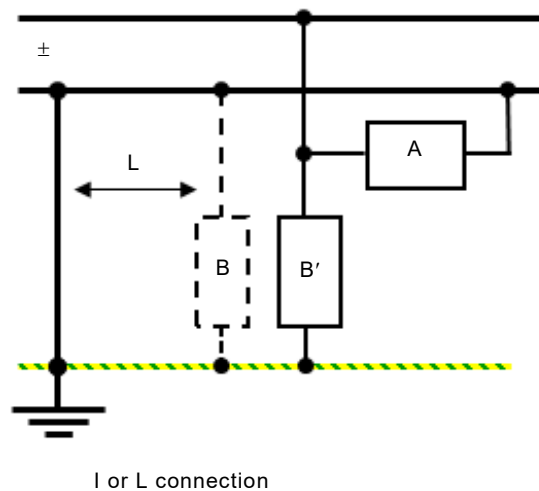
Examples for connecting SPDs to the PV installation are given in Figures 7 and 8.

Protection can be either a combination of SPDs with a single mode of protection (A,B,C...X, Y, Z) in figures 7 and 8 or a multipole SPD. The protective components used in SPDs can be voltage-limiting, voltage-switching or a combination of both. The SPD elements (A,B,C, X, Y and Z) are also called a current branch of an SPD. Such a current branch may be different from a single mode of protection of a multipole SPD (e.g. in Y-connection and  $\Delta$ -connection). Elements X, Y and Z may e.g. be three identical SPDs with a single mode of protection.

NOTE If the voltage protection level for every mode of protection is not declared by the manufacturer, the voltage protection levels of the individual single mode SPDs have to be added to get the total voltage protection level.



**Figure 7 – Example of SPD connections on the DC side of an unearthened PV source**



IEC

NOTE Element B may not be needed if the distance between B and the reliable earthing is less than 1 m.

**Figure 8 – Example of SPD connection on the DC side of a reliable earthed PV source**

**9.2.8 Selection of  $I_{SCPV}$  of SPDs on the DC side**

If the SPD changes into a low impedance stage at its end of life, the fault current will depend upon the number of PV strings, the SPD's point of installation and the solar irradiance level. Due to the non-linear characteristic of PV modules, the short circuit current of PV modules is slightly higher than the current at the maximum power point (MPP). This makes short circuit detection within a PV installation difficult because the resulting fault currents may not trip overcurrent protective devices, such as fuses or circuit breakers. This is true, as well, for external overcurrent protective devices or overcurrent protective devices which are integrated into the SPD.

The short-circuit current rating  $I_{SCPV}$  of the SPD shall be equal to or greater than the maximum short-circuit current  $I_{SC MAX}$  available from the PV array at the SPD's point of installation. Further information is given in Annex B.

SPDs in PV installations can be damaged for the following reasons:

- by thermal runaway due to a high number of lightning strikes not exceeding their ratings, but leading to a slow degradation of their internal components;
- by sudden failure due to a stress going beyond their ratings, thus leading to a sudden degradation of their impedance.

Therefore, the SPD shall be equipped with a dedicated protective device suited to operate under all sun radiation conditions (high or low) at whatever the current level provided by the PV array is. Devices that may ensure a safe disconnection or a safe short-circuit of the SPD are:

- built-in disconnectors to reach open-circuit failure mode (OCFM) where the behaviour of the SPD is to disconnect from the DC power.
- external disconnectors installed in series with the SPD and coordinated with the overload behaviour of the SPD to reach open-circuit failure mode (OCFM) (for example: fuses or similar other overcurrent protective components),
- a combination of the above mentioned.
- an internal means for short circuiting the SPD (SC-means) which is able to handle  $I_{SCPV}$  for an unlimited time to reach a safe short circuit failure mode (SCFM).

NOTE 1 Not all PV systems and inverter technologies are able to tolerate a short circuit on the DC side. A permanent short circuit to ground may cause a safety risk in some systems. External disconnectors may be required by other installation standards. More information is given in IEC 60364-7-712.

NOTE 2 Additional requirements may apply when batteries are connected to the DC circuits, due to the fact that short-circuit currents delivered by batteries may be much higher than the current the PV array can deliver.

The characteristics of the devices used for disconnection purposes or short circuiting purposes shall be provided by the SPD manufacturer.

Failure modes of SPDs are:

- open-circuit failure mode (OCFM) or
- short-circuit failure mode (SCFM).

The influence of the protective components (e.g. disconnector, SC-means, etc.) on the DC system should be taken into consideration based on information provided by the manufacturer of the SPD.

Due to a possible hazard to people and property caused by DC arcing during the replacement of plug-in SPDs with short circuit failure mode (SCFM) behaviour, the appropriate disconnection means shall be declared by the manufacturer. The disconnection means are required to have isolating capability and load switching capability up to  $I_{SC\ MAX}$ .

### 9.2.9 Coordination of SPDs

Coordination of SPDs within an installation is essential. See IEC 61643-12 for further information. The manufacturer's instructions on how to achieve proper coordination between SPDs shall be followed.

## 10 Maintenance

SPDs shall be installed in such a way that they can easily be inspected.

FOR BIS USE



## Annex A (normative)

### Determination of the value of $I_{imp}$ or $I_n$ for SPDs according to the simplified approach for different structures protected by an LPS

#### A.1 General

The IEC 62305 series takes a global approach to the protection of buildings against lightning. The purpose is protection of the entire installation against direct lightning impacts (protection of the structure itself) and against induced overvoltages (protection of the network feeding the installation). It is based on a complete risk analysis found in IEC 62305-2. For each particular situation, the risk analysis will assign a level of risk ranging from I to IV, the so-called lightning protection level (LPL), to the installation under consideration. When required, an Lightning Protection System (LPS) (which is the protection of the building itself) will be designed and erected to protect the structure in accordance with the LPL needs.

For installations equipped with an LPS, the use of class I tested SPD is required to protect the networks at the building entrance (origin of the installation). Indeed, a large part of the lightning current strike conducted by the LPS will be injected into the circuits inside the building via the overall earthing system of the installation.

A simplified and common approach for the protection of the AC side of the PV installation is given in IEC 61643-12.

Determination of  $I_{imp}$  is a consequence of that LPS

**FOR BIS USE**

This annex provides a simplified and common approach to determine  $I_{imp}$  values for the DC side of different PV installations.

For the calculation of the expected current sharing, numerical transient network programs may be used.

Measurements and simulations have shown that a reduction of the duration of the 10/350  $\mu$ s current waveform of the partial lightning current injected into the DC cables via the DC SPDs is a characteristic of the lightning current distribution in buildings with a roof mounted PV array. To be able to compare this energy content with the SPD parameters specified in the standard IEC 61643-31, the real values need to be converted into a standardized 10/350  $\mu$ s lightning current impulse by calculating the equivalent impulse energy.

The partial lightning current which flows via the SPDs into the DC system depends on:

- the class of LPS
- the earth resistivity
- the number of external down conductors of the termination system
- the distance (wire length) between roof level and the location of the inverter or the equipotential bonding bar located in the ground level
- impedance of the SPD (depending on whether voltage limiting or voltage switching technology)

Due to the configuration of the down conductors, and with the SPDs effectively connected in parallel with these down conductors, the current through the SPDs is modified from the conventional 10/350  $\mu$ s waveform. Thus, the SPDs should be tested with an 8/20  $\mu$ s impulse equal to the calculated peak current and for the calculated energy tested with a standardized 10/350  $\mu$ s impulse.

The results of calculations for different PV installations are summarized in this annex. Tables A.1, A.2 and A.3 give guidance for the selection of SPDs and for selecting of test values for each mode of protection and  $I_{\text{Total}}$  for multipole SPDs.

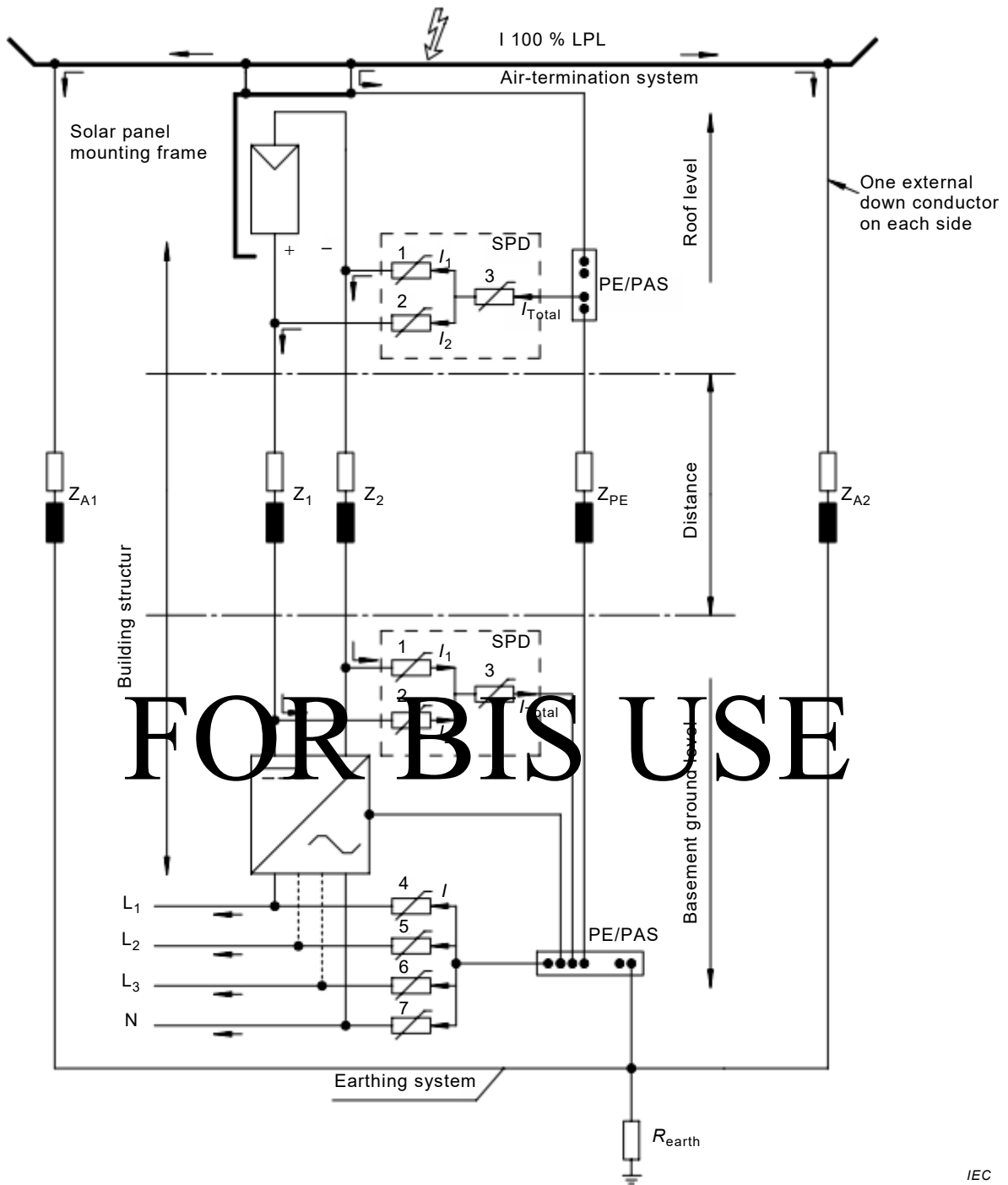
PV cables subject to partial lightning current may flow should be routed away from other electrical installations.

## **A.2 Building with a PV installation on the roof according to 6.2.3**

This clause provides guidance on how to determine the value of the peak discharge current on the DC side of a PV installation with an external LPS, if the separation distance is not maintained and when the metal structure of the PV module is connected to the air-termination system (LPS).

The example shown in Figure A.1 is based on measurements and on simulation of a structure of a building with two external down conductors and voltage-limiting SPDs. This configuration leads to the different values of  $I_{\text{imp}}$  (10/350  $\mu\text{s}$ ) and  $I_{\text{n}}$  (8/20  $\mu\text{s}$ ) in Table A.1.

# FOR BIS USE



**Legend**

- $Z_{A1} \dots Z_{A2}$  = Impedance of the external down conductors
- $Z_1 \dots Z_2$  = Impedance of the DC power conductor
- $Z_{PE}$  = Impedance of equipotential bonding conductor
- PE/PAS = Equipotential bonding bar
- $I_1 \dots I_2$  = Current through each pole (or branch) of the DC SPDs (1, 2)
- $I_{Total}$  = Total current through the DC SPDs (3)
- $I_4 \dots I_7$  = Current through each pole of the AC SPDs (4...7)

**Figure A.1 – Example of a structure with two external down conductors to determine the value of the discharge current for the selection of SPDs**

**Table A.1 – Values of  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) and  $I_n$  ( $I_{8/20}$ ) for voltage-limiting SPDs on the DC side of a PV installation mounted on the roof of a building with an external LPS if the separation distance is not maintained**

LPL Maximum current corresponding to LPL (10/350)		Number of external down conductors			
		< 4		≥ 4	
		Test class I values for voltage-limiting SPDs based on a selection of $I_{8/20}$ (8/20 μs) and $I_{10/350}$ (10/350 μs)			
		$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} =$ $I_{Total}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$	$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} =$ $I_{Total}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$
I or unknown	200 kA	17 / 10	34 / 20	10 / 5	20 / 10
II	150 kA	12,5 / 7,5	25 / 15	7,5 / 3,75	15 / 7,5
III or IV	100 kA	8,5 / 5	17 / 10	5 / 2,5	10 / 5

Voltage-limiting SPDs may also be a combination SPD having voltage-limiting and voltage-switching type components in a series connection.

For this application, if using voltage-limiting SPDs, there are two options:

- use an SPD tested according to class I with  $I_{imp} = I_{10/350}$  defined in Table A.1 and class II with  $I_n = I_{8/20}$  defined in Table A.1
- use an SPD tested according to class I only with  $I_{imp}$  equal to the peak value required for  $I_{8/20}$  defined in Table A.1

Example for LPL III/IV with less than 4 external down conductors, it is possible to select SPDs tested:

- according to class I with  $I_{imp}$  of at least 5 kA per mode and tested according to class II with  $I_n$  of at least 8,5 kA per mode
- or according to class I only with  $I_{imp}$  of at least 8,5 kA per mode

Depending upon the impedance and other characteristics of different SPD technologies, the current sharing values for voltage-switching SPDs are different from those of voltage-limiting SPDs. For the selection of voltage-switching SPDs according to test class I,  $I_{imp} = I_{10/350}$  values are defined in Table A.2.

**Table A.2 – Values of  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) for voltage-switching SPDs on the DC side of a PV installation mounted on the roof of a building with an external LPS, if the separation distance is not maintained**

LPL Maximum current corresponding to LPL (10/350)		Number of external down conductors			
		< 4		≥ 4	
		Test class I values for voltage-switching SPDs			
		$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} =$ $I_{Total}$ $I_{10/350}$	$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} =$ $I_{Total}$ $I_{10/350}$
I or unknown	200 kA	25	50	12,5	25
II	150 kA	18,5	37,5	9	18
III or IV	100 kA	12,5	25	6,25	12,5

Voltage-switching SPDs may also be a combination SPD have voltage-switching and voltage-limiting type components in a parallel connection.

If the separation distance (s) is not maintained and a metallic connection between the LPS and the PV module frame or the construction frame is required, the use of a shielded cable for the DC wires is recommended. In this case, the shield shall be able to carry a partial lightning current equal to  $I_{Total}$ . The shield shall be grounded at both ends.

In the case of several solar panels (PV arrays) with several SPDs (one for each) the current 8/20 and 10/350 defined in Table A.1 and Table A.2 may be reduced taking into account the current sharing between different SPDs.

### A.3 Free- field PV power plant

This section describes how the peak discharge current on the DC side of a PV installation with an external LPS can be determined.

The following example is a simplified approach based on a structure comprising an extended PV installation. This free-field PV power plant is characterized by multiple earthing and a meshed earthing system, mesh size 20 m by 20 m. This leads to values of  $I_{imp}$  in Table A.3.

A ground-mounted PV installation is, in general, an isolated structure ( $C_D = 1$ ), located in a rural area ( $C_E = 1$ ).

This PV installation is typically connected to the grid by an HV ( $c_T = 0,2$ ) three phase aerial ( $c_1 = 1$ ) unshielded ( $C_{LD} = 1$ ,  $C_{RD} = 1$ ) power line whose length can be assumed equal to 5 km, when more detailed information is not available.

NOTE Detailed information for the terms of risk management are given in IEC 62305-2.

LV power lines are connected in the main board to the internal line which terminates in the inverter or inverters of the PV installation. The PE conductor is typically distributed in the same cable as the phase conductors.

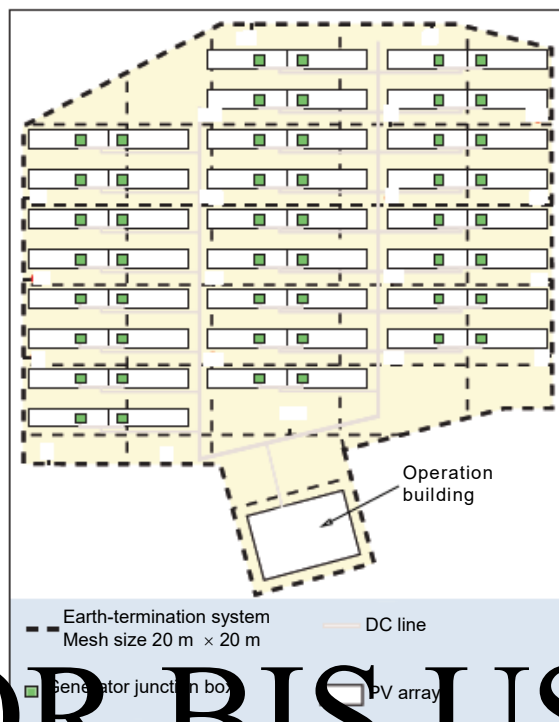
A signalling line, connected to the control and monitoring equipment, could enter the PV installation.

The partial lightning current which flows via the SPDs into the DC system depends on:

- The class of LPS
- For ground-mounted solar power plants LPL III is usually sufficient.
- The earth resistivity
- A higher earth resistivity results in higher partial currents flowing into the DC system via the SPDs.
- The mesh size of the earth termination system
- Larger mesh size results in higher partial currents flowing into the DC system via the SPDs.
- impedance of the SPD (depending whether voltage limiting or voltage switching technology is used)
- Type of inverter system (centralized or distributed: several string inverters). In the case of a centralized inverter system, partial lightning currents flow in the DC cabling. In the case of a distributed inverter system, partial lightning currents flow in the AC cabling.

Measurements and simulations have shown a reduction of the duration of the 10/350  $\mu$ s current waveform of the partial lightning current injected into the DC cables via the DC SPDs. This is a characteristic of the lightning current distribution in free field PV power plants,

characterized by multiple earthing and a meshed earthing system. To be able to compare this energy content with the SPD parameters specified in IEC 61643-31, the real values need to be converted into a standardized 10/350  $\mu$ s lightning current impulse by calculating the equivalent impulse energy.



# FOR BIS USE

**Figure A.2 – Example of the structure of an extended PV installation.  
A PV power plant with multiple earthing and a meshed earthing system**

**Table A.3 – Values of  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) and  $I_n$  ( $I_{8/20}$ ) for SPDs used on the DC side in PV power plants with a central inverter, multiple earthing and a meshed earthing system**

LPL Maximum current corresponding to LPL (10/350)		SPDs connected to the DC side $I_{imp}$ in kA (10/350 $\mu$ s), $I_n$ in kA (8/20 $\mu$ s)					
		Voltage-limiting SPDs				Voltage-switching SPDs	
		$I_{10/350}$		$I_{8/20}$		$I_{10/350}$	
		Each Mode [kA]	$I_{Total}$ [kA]	Each Mode [kA]	$I_{Total}$ [kA]	Each Mode [kA]	$I_{Total}$ [kA]
III or IV	100 kA	5	10	15	30	10	20

Voltage-limiting SPDs may also be a combination type SPD having voltage-limiting and voltage-switching type components in a series connection.

Voltage-switching SPDs may also be a combination type SPD having voltage-switching and voltage-limiting type components in a parallel connection.

For this application, there are three options:

- use voltage-limiting SPDs tested according to class I with  $I_{imp} = I_{10/350}$  and tested according to class II with  $I_n = I_{8/20}$  as required in Table A.3 for voltage limiting SPDs

- use voltage-limiting SPDs tested according to class I only with  $I_{imp}$  equal to the peak value required for  $I_{8/20}$  in Table A.3
- use voltage-switching SPDs tested according class I with  $I_{imp} = I_{10/350}$  as required in Table A.3 for voltage-switching SPDs.

For example, it is possible to select:

- voltage-limiting SPDs:
  - tested according to class I with  $I_{imp}$  of at least 5 kA per mode and tested according to class II with  $I_n$  of at least 15 kA per mode
  - or tested according to class I only with  $I_{imp}$  of at least 15 kA per mode
- or, if voltage-switching SPDs are used:
  - tested according to class I with  $I_{imp}$  of at least 10 kA per mode.

NOTE 3 Table A.3 may not cover a direct strike to the facility housing of the inverter (operation building). If such a case is to be considered, specific simulations need to be performed.

The use of a shielded cable for the DC wires between the PV array and the central inverter station is also recommended to reduce induction of lightning currents into the DC system. In this case, the shield must be able to carry partial lightning currents equal to  $I_{Total}$  for each junction box. The shield shall be grounded at both ends.

In large solar power plants using several string inverters, the values given in Table A.3 apply to the class I SPDs on the AC side of the string inverters and the low voltage side of the central transformer. On the DC side of the string inverter, class II SPDs are normally sufficient, provided only one set of SPDs is included on this DC side.

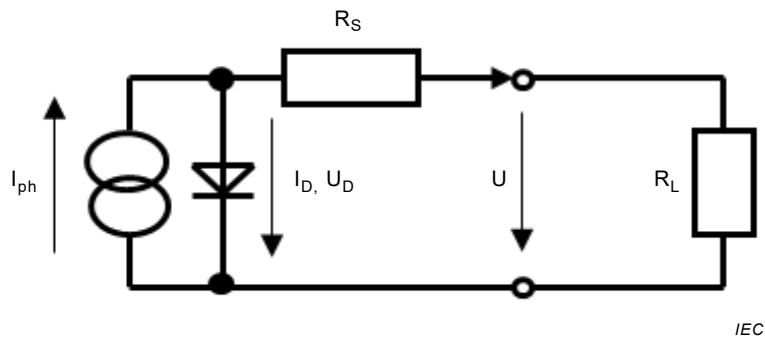
# FOR BIS USE

**Annex B**  
(informative)

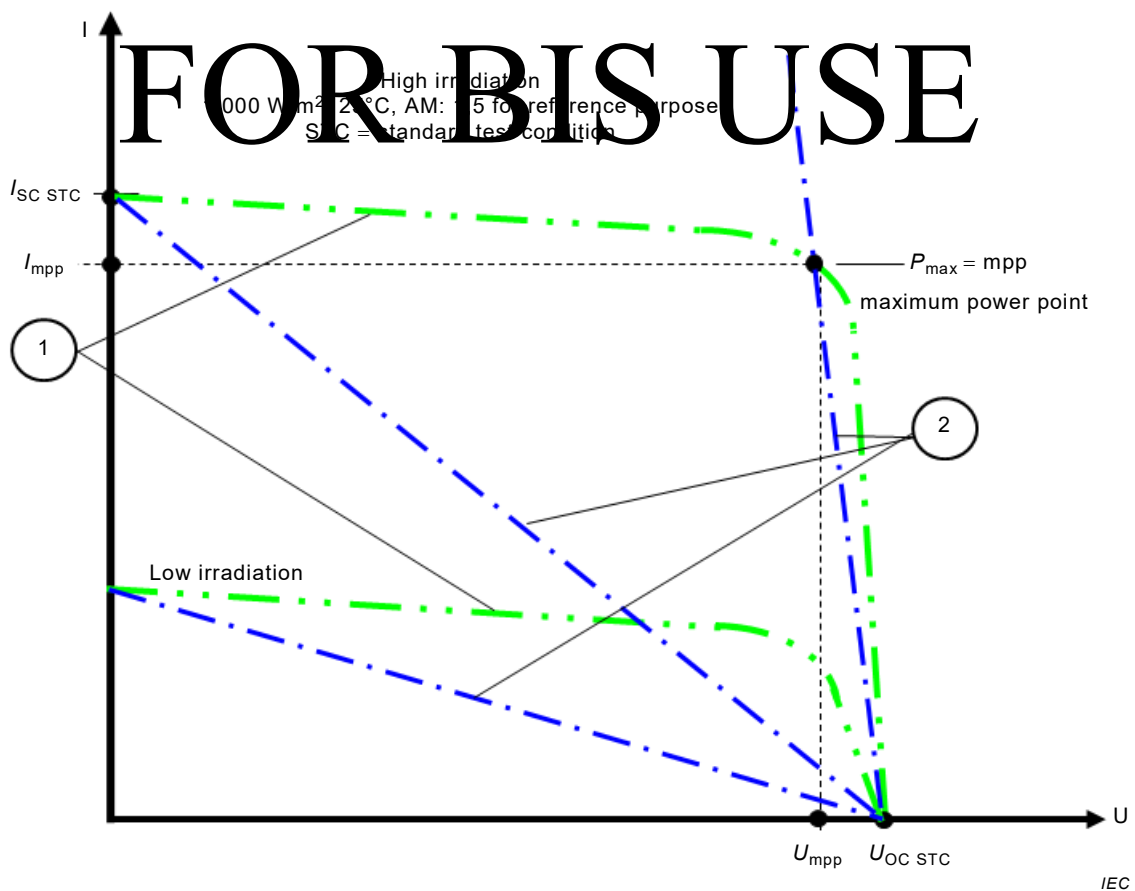
**Characteristics of a PV source**

**B.1 PV source characteristics**

Figure B.1 shows a schematic of a PV current source, and Figure B.2 U/I characteristics of a non-linear PV current source.



**Figure B.1 – Schematic of a PV current source**



**Legend**

- 1 Shows the non-linear PV characteristics at different irradiation levels
- 2 Shows 3 different linear sources to simulate the PV characteristic for an alternative test method without using a PV source or PV source simulator.

**Figure B.2 – U/I characteristics of a non-linear PV current source**



For testing at levels of low and high radiation, a PV simulator shall be used. A combination of three different linear sources may also be accepted if under testing with the linear source(s), the characteristic at low radiation, up to the maximum power point, is comparable with a non-linear PV source.

SPDs with different internal design and technologies, using voltage limiting type components or voltage switching type components or a combination thereof may have different behaviour depending on the U/I characteristic of the test source used when testing under DC power conditions. They may produce a line follow current under normal operation. The failure behaviour under end of life conditions is dependent upon the U/I characteristic of the test source used. The test source shall be able to simulate the real conditions of a PV installation. A PV array is a non-linear current source and the values of voltage and current are dependent upon the prevailing temperature and sun radiation. The SPDs' behaviour, with their internal design and their internal or external disconnectors (fuses), shall be taken into consideration at maximum solar radiation and also at low solar radiation. If a linear DC source is used for testing, it should be understood that results may differ from those using a non-linear PV source or a specific PV source simulator. This means that a linear source with a higher short circuit current to reach the maximum power point (MPP) of a real PV source or a PV source simulator is required.

The maximum DC voltage and the maximum possible DC current, which may be continuously applied to the SPD's mode of protection, may be calculated, see Annex B.2 and B.3. The selected or given ratings for the SPD  $U_{CPV}$  and  $I_{SCPV}$  shall be equal to, or greater than the calculated maximum values.

## B.2 Calculation of $U_{OC\ MAX}$

$U_{OC\ MAX}$  is the maximum voltage across an unloaded (open circuit) PV module or PV string or PV array calculated by the following formula:

$$U_{OC\ MAX} = K_U U_{OC\ STC}$$

The correction factor  $K_U$  takes into account the increase of open circuit voltage of modules, considering the lowest ambient temperature  $T_{min}$  [°C] at the PV installation site and the temperature variation coefficient  $\acute{a}U_{OC}$  [%/°C] of  $U_{OC}$  voltage provided by the PV module manufacturer:

$$K_U = 1 + (\acute{a}U_{OC} / 100)(T_{min} - 25)$$

$\acute{a}U_{OC}$  is a negative factor, which can be provided by the module manufacturer either in mV/°C or in %/°C. When  $\acute{a}U_{OC}$  is expressed in mV/°C, convert to %/°C by using the following formula:

$$\acute{a}U_{OC}(\%/^{\circ}C) = 0,1 \acute{a}U_{OC} (mV/^{\circ}C) / U_{OC\ STC-Module} (V)$$

Example of module with  $\acute{a}U_{OC}$  expressed in mV/°C:

– For a multicrystalline module:

$$U_{OC\ STC-Module} = 38,3\ V\ \text{et}\ \acute{a}U_{OC} = -133\ mV/^{\circ}C \implies \acute{a}U_{OC} = -0,35\ \%/^{\circ}C$$

–  $T_{min} = -15^{\circ}C \implies (T_{min} - 25) = -40^{\circ}C \implies K_U = 1,14 \implies U_{OC\ MAX} = 1,14 U_{OC\ STC}$

$\acute{a}U_{OC}$  can have very different values depending upon the technology of the PV modules.

For amorphous silicon modules, electrical characteristics during the first weeks of operation are higher than the specified characteristics. This phenomenon is indicated by the module manufacturer and has to be considered in the calculation of  $U_{OC\ MAX}$ .

Without information of the expected minimum temperature at the site or without information about the temperature coefficient of the PV module,  $U_{OC\ MAX}$  shall be chosen equal to  $1,2U_{OC\ STC}$ .

### **B.3 Calculation of $I_{SC\ MAX}$**

The maximum short-circuit current of a PV module or PV string or PV array is calculated by the following formula:

$$I_{SC\ MAX} = K_i I_{SC\ STC}$$

The minimum value for  $K_i$  is 1,25.

Under certain conditions,  $K_i$  should be increased to take into account environmental situations, for example increased reflection or solar intensity.

# FOR BIS USE

**Annex C**  
(informative)

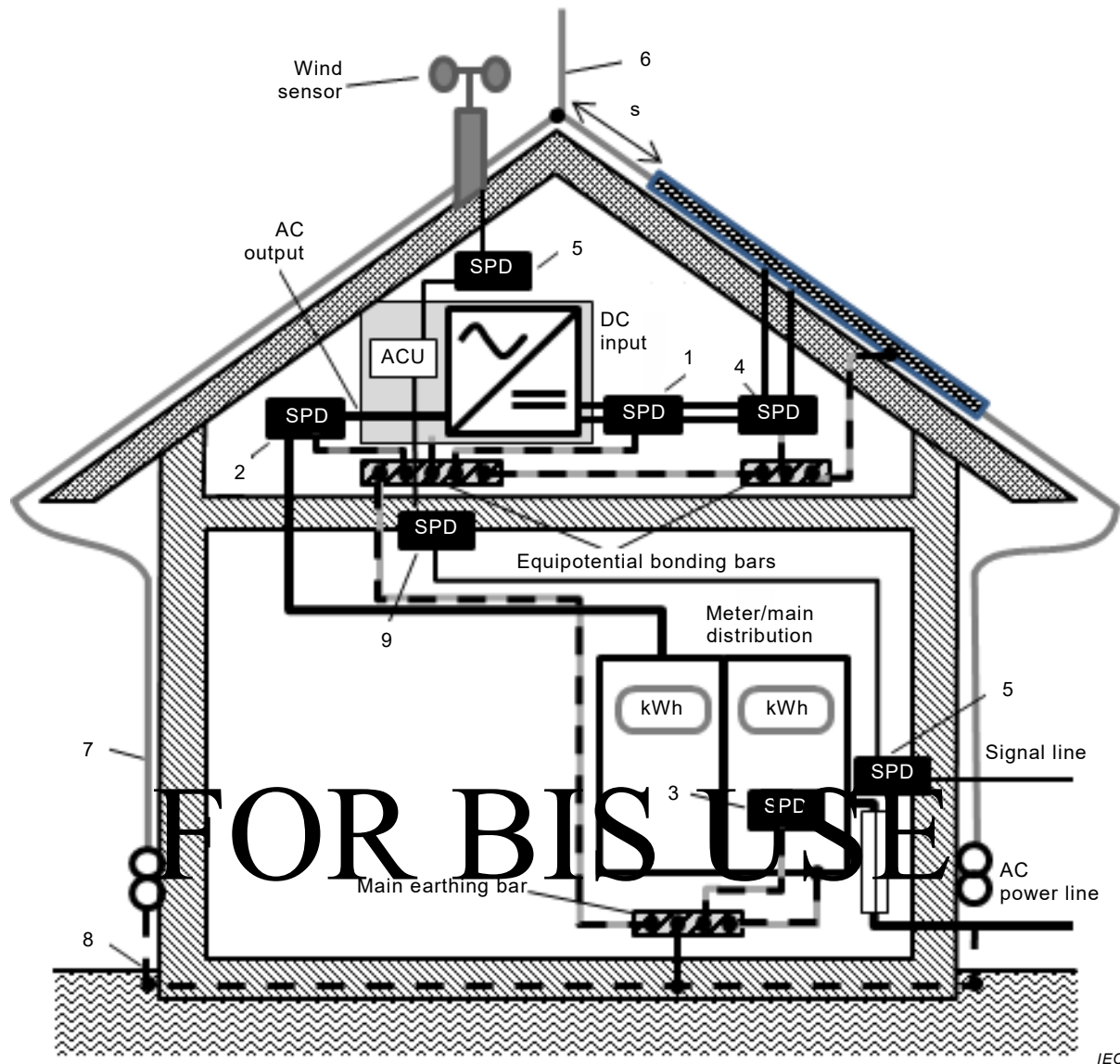
**Additional information to clause 6: Installation and location of SPD  
and to clause 7: Equipotential bonding**

**C.1 PV installation including communication and signalling circuits**

NOTE Figures C.1 to C.3 show conceptual examples and may not necessarily consider all details and requirements given in this standard.

For effective overvoltage protection it is recommended that the equipotential bonding conductor(s), the DC cables and the signalling and communication lines are routed as close as possible to each other and any unnecessary loops are avoided.

**FOR BIS USE**



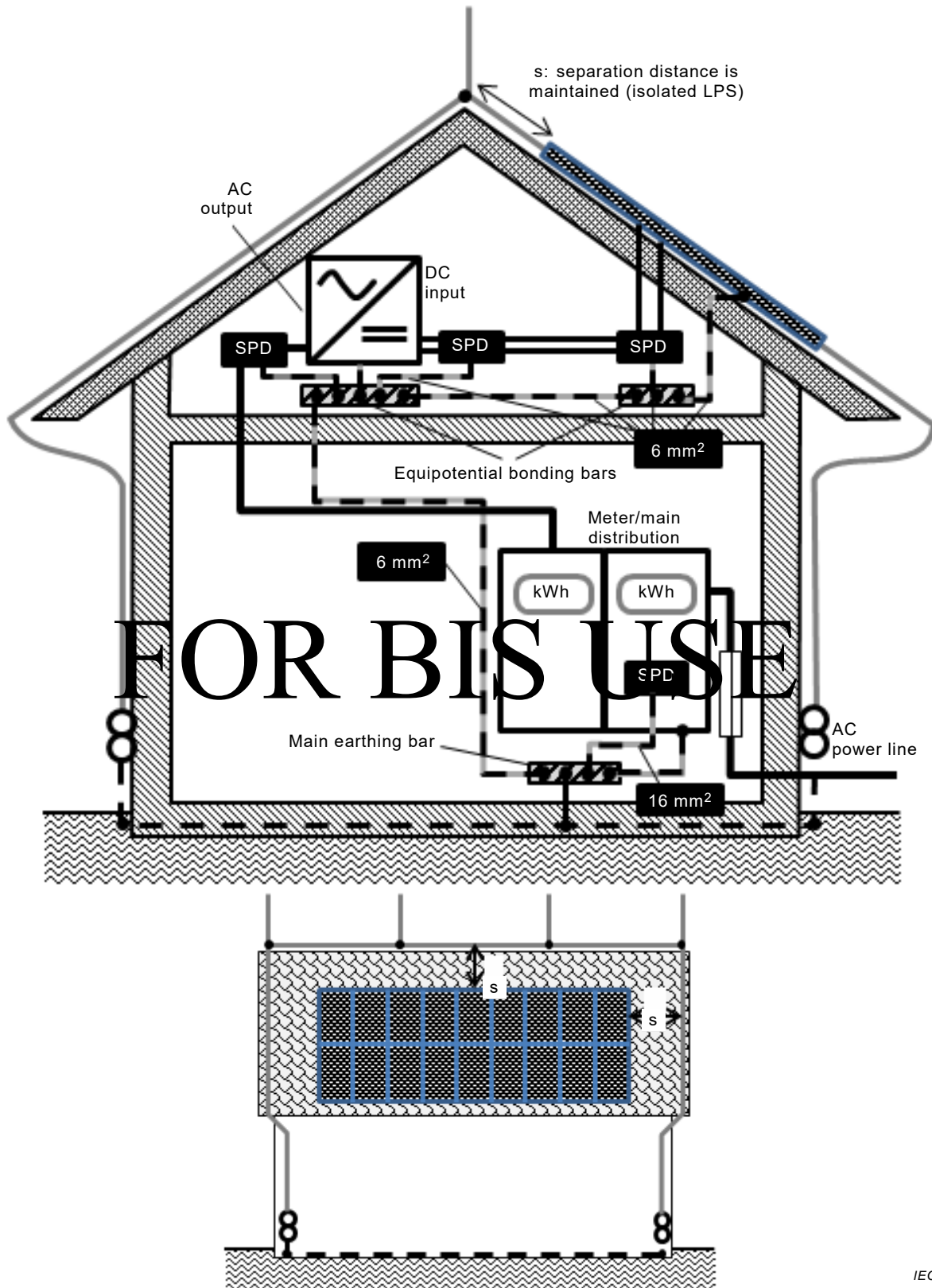
IEC

**Legend**

- s separation distance (s) is maintained (isolated LPS)
- SPD Surge Protective Device
- ACU Acquisition and Control Unit
- 1 class II tested SPD accordance IEC 61643-31
- 2 class II tested SPD accordance IEC 61643-11
- 3 class I tested SPD accordance IEC 61643-11
- 4 class II tested SPD accordance IEC 61643-31
- 5 SPD Category D1 for signal line according to IEC 61643-21
- 6 LPS air termination system
- 7 LPS down conductor system
- 8 Earth termination system
- 9 SPD Category C for signal line according IEC 61643-21

**Figure C.1 – Example of SPDs installed on a PV system protected by an external LPS where the separation distance (s) is maintained – Installation includes data acquisition and control system**

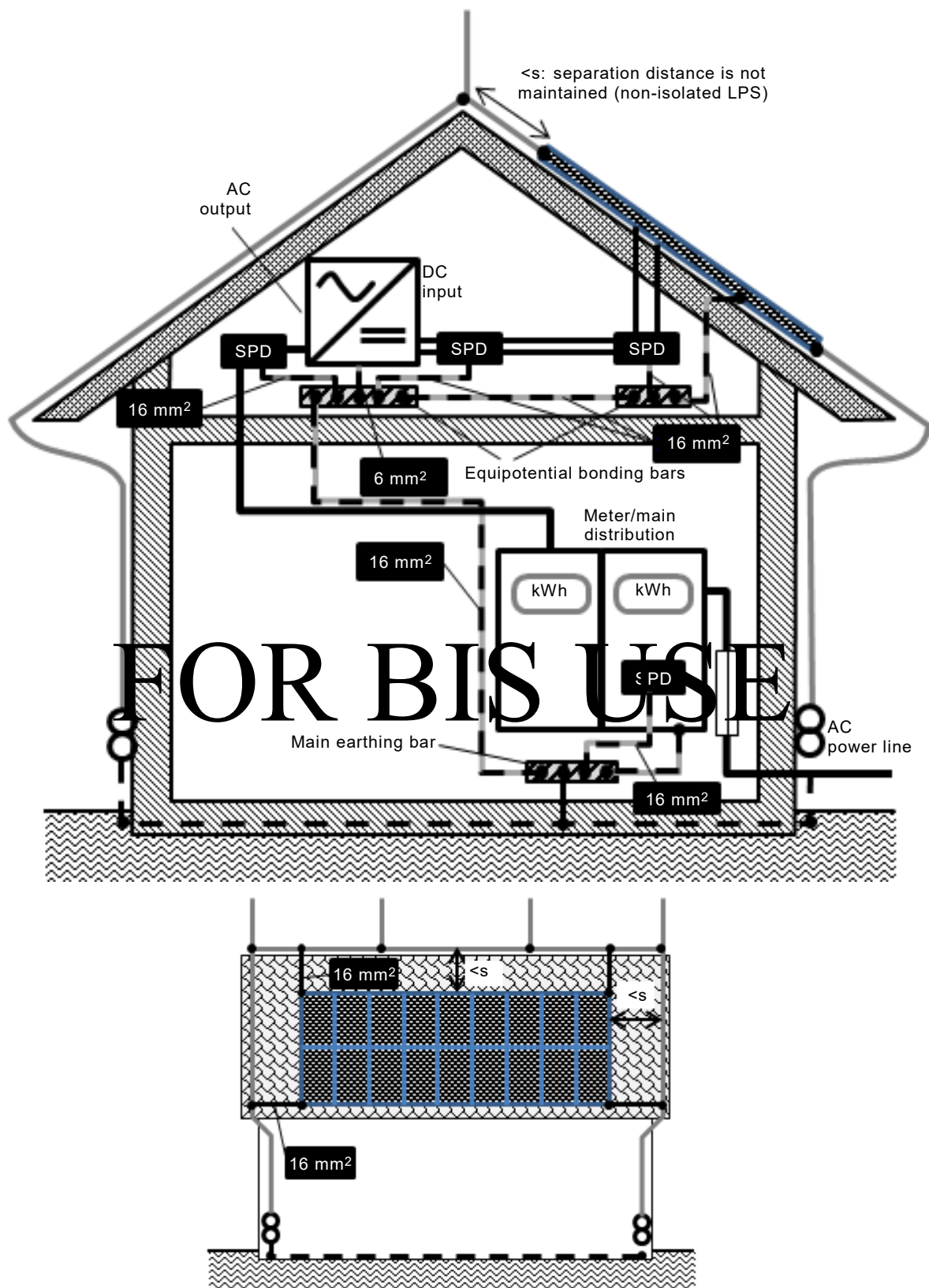
### C.2 PV installation and dimensions of equipotential bonding conductors



IEC

NOTE It is recommended that the LPS air termination system is positioned in a way to prevent a direct strike to the PV array and at the same time to minimize shadows on the PV modules.

**Figure C.2 – Example of a building with an external LPS – Dimensions of equipotential bonding conductors when the separation distance (s) is maintained, or an isolated LPS is used**



IEC

NOTE It is recommended that the LPS air termination system is positioned in a way to prevent a direct strike to the PV array and at the same time to minimize shadows on the PV modules.

**Figure C.3 – Example of a building with an external LPS – Dimensions of equipotential bonding conductors when the separation distance ( $s$ ) is not maintained**

**Annex D**  
(informative)

**Exceptions in the USA related to Class I tested SPDs**

In the USA, Class I tested SPDs are not required. This exception applies to the entire document and in particular to the following locations:

Clause	Subclause	Paragraph/Table/Figure	Line of paragraph
3	3.23	Note 2	1 <sup>st</sup> Line
6	6.1	Table 1	Entire Table
6	6.2.1	Figure 1, Legend	3 <sup>rd</sup> line
6	6.2.2	Figure 2, Legend	3 <sup>rd</sup> line
6	6.2.3	Figure 3, Legend	1 <sup>st</sup> line, 2 <sup>nd</sup> line, 3 <sup>rd</sup> line, 4 <sup>th</sup> line
6	6.2.3	1st Paragraph below Figure 3	2 <sup>nd</sup> line
6	6.2.3	3rd Paragraph below Figure 3	1 <sup>st</sup> line
7		10 <sup>th</sup> paragraph	5 <sup>th</sup> line
9	9.1.2	2 <sup>nd</sup> paragraph	1 <sup>st</sup> line
9	9.2.2	2 <sup>nd</sup> paragraph	1 <sup>st</sup> line
9	9.2.6	2 <sup>nd</sup> paragraph	1 <sup>st</sup> line
9	9.2.6	3 <sup>rd</sup> paragraph	1 <sup>st</sup> line
9	9.2.6	4 <sup>th</sup> paragraph	5 <sup>th</sup> line
Annex A	A.1	2 <sup>nd</sup> paragraph	1 <sup>st</sup> line
Annex A	A.2	Table A.1	Entire Table
Annex A	A.2	2 <sup>nd</sup> Paragraph below Table A.1	2 <sup>nd</sup> line
Annex A	A.2	2 <sup>nd</sup> paragraph below Table A.1	4 <sup>th</sup> line
Annex A	A.2	3 <sup>rd</sup> paragraph below Table A.1	3 <sup>rd</sup> line, 5 <sup>th</sup> line
Annex A	A.2	4 <sup>th</sup> paragraph below Table A.1	3 <sup>rd</sup> line
Annex A	A.2	Table A.2	Entire Table
Annex A	A.3	Table A.3	Entire Table
Annex A	A.3	3 <sup>rd</sup> paragraph below Table A.3	2 <sup>nd</sup> line, 3 <sup>rd</sup> line, 5 <sup>th</sup> line
Annex A	A.3	4 <sup>th</sup> paragraph below Table A.3	3 <sup>rd</sup> line, 5 <sup>th</sup> line, 7 <sup>th</sup> line
Annex A	A.3	Last paragraph of A.3	2 <sup>nd</sup> line
Annex C	C.1	Legend of Figure C.1	6 <sup>th</sup> line

**FOR BIS USE**

## Bibliography

IEC 60904-3, *Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*

IEC TR 62066:2002, *Surge overvoltages and surge protection in low-voltage a.c. power systems – General basic information*

IEC 62305-1:2010, *Protection against lightning – Part 1: General principles*

IEC 62561 (all parts), *Lightning protection system components (LPSC)*

---

FOR BIS USE



## SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	47
INTRODUCTION.....	49
1 Domaine d'application .....	50
2 Références normatives .....	50
3 Termes et définitions .....	51
4 Systèmes et matériels à protéger .....	56
5 Surtensions dans une installation photovoltaïque .....	56
6 Installation et emplacement des parafoudres .....	57
6.1 Généralités .....	57
6.2 Exigences concernant différentes installations photovoltaïques: .....	59
6.2.1 Installation photovoltaïque sans installation extérieure du système de protection contre la foudre .....	59
6.2.2 Installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre avec maintien de la distance de séparation (s) (à l'exclusion des systèmes solaires mis à la terre en des points multiples, tels que les centrales photovoltaïques).....	60
6.2.3 Installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre lorsque la distance de séparation (s) ne peut être maintenue (y compris les systèmes mis à la terre en des points multiples, tels que les centrales photovoltaïques).....	62
6.2.4 Installation photovoltaïque incluant des circuits de signaux et de télécommunications .....	63
7 Liaison équipotentielle.....	63
8 Exigences relatives à l'installation de parafoudres (SPD) dans un système photovoltaïque.....	64
9 Choix et installation des parafoudres dans les installations photovoltaïques .....	64
9.1 Choix des parafoudres en courant alternatif .....	64
9.1.1 Généralités .....	64
9.1.2 Choix des parafoudres selon le courant nominal de décharge $I_n$ et le courant de choc $I_{imp}$ .....	64
9.1.3 Choix des parafoudres selon le niveau de protection en tension $U_p$ .....	65
9.1.4 Installation de parafoudres en courant alternatif .....	65
9.2 Choix des parafoudres installés en courant continu .....	67
9.2.1 Généralités .....	67
9.2.2 Choix des parafoudres selon le courant nominal de décharge $I_n$ et le courant de choc $I_{imp}$ .....	67
9.2.3 Choix de la valeur $U_{CPV}$ des parafoudres en courant continu .....	67
9.2.4 Choix des parafoudres selon le niveau de protection en tension $U_p$ .....	67
9.2.5 Installation de parafoudres en courant continu.....	68
9.2.6 Sections des conducteurs de connexion pour les parafoudres en courant continu.....	69
9.2.7 Schémas de connexion interne des parafoudres multipôles ou combinaisons de parafoudres avec un mode de protection unique en courant continu.....	70
9.2.8 Choix du courant de court-circuit présumé $I_{SCPV}$ du parafoudre en courant continu.....	71
9.2.9 Coordination des parafoudres.....	73
10 Maintenance.....	73

FOR BIS USE

Annexe A (normative) Détermination de la valeur de $I_{imp}$ ou de $I_n$ pour les parafoudres selon l'approche simplifiée pour différentes structures protégées par un système de protection contre la foudre (SPF) .....	74
A.1 Généralités .....	74
A.2 Bâtiment comportant une installation photovoltaïque sur le toit selon 6.2.3 .....	75
A.3 Centrale photovoltaïque en champ libre .....	78
Annexe B (informative) Caractéristiques d'une source photovoltaïque.....	82
B.1 Caractéristiques d'une source de courant photovoltaïque.....	82
B.2 Calcul de $U_{OC MAX}$ .....	83
B.3 Calcul de $I_{SC MAX}$ .....	84
Annexe C (informative) Informations complémentaires à l'Article 6: Installation et emplacement des parafoudres, et à l'Article 7: Liaison équipotentielle .....	85
C.1 Installation photovoltaïque incluant des circuits de signaux et de télécommunications .....	85
C.2 Installation photovoltaïque et dimensions des conducteurs de liaison équipotentielle .....	87
Annexe D (informative) Exceptions aux États-Unis relatives aux parafoudres soumis à l'essai selon la classe I .....	89
Bibliographie.....	90

Figure 1 – Installation des parafoudres dans le cas d'un bâtiment sans installation extérieure du système de protection contre la foudre .....	59
Figure 2 – Installation de parafoudres dans le cas d'une installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre avec maintien de la distance de séparation (s).....	60
Figure 3 – Installation de parafoudres dans le cas d'une installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre lorsque la distance de séparation (s) ne peut être maintenue .....	62
Figure 4 – Installation de parafoudres en courant alternatif avec une faible distance entre l'origine de l'installation et l'onduleur photovoltaïque ( $E < 10$ m) .....	66
Figure 5 – Installation de parafoudres en courant alternatif avec une grande distance entre l'origine de l'installation et l'onduleur photovoltaïque ( $E \geq 10$ m).....	66
Figure 6 – Exemple de protection contre les surtensions en courant continu d'une installation photovoltaïque .....	69
Figure 7 – Exemple de connexions de parafoudres en courant continu sur une source photovoltaïque non mise à la terre .....	71
Figure 8 – Exemple de connexion de parafoudres en courant continu sur une source photovoltaïque mise à la terre fiable .....	71
Figure A.1 – Exemple de structure comportant deux conducteurs de descente externes afin de déterminer la valeur du courant de décharge pour le choix des parafoudres.....	76
Figure A.2 – Exemple de la structure d'une installation photovoltaïque étendue. Centrale photovoltaïque comportant plusieurs mises à la terre et un système de mise à la terre maillé.....	80
Figure B.1 – Schéma d'une source de courant photovoltaïque .....	82
Figure B.2 – Caractéristiques U/I d'une source de courant photovoltaïque non linéaire.....	82
Figure C.1 – Exemple de parafoudres installés sur un système photovoltaïque protégé par une installation extérieure du système de protection contre la foudre en cas de maintien de la distance de séparation (s) – Installation comprenant un système d'acquisition et de contrôle des données.....	86
Figure C.2 – Exemple de bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre – Dimensions des conducteurs de liaison équipotentielle	

en cas de maintien de la distance de séparation (s) ou d'utilisation d'un système de protection contre la foudre isolé..... 87

Figure C.3 – Exemple de bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre – Dimensions des conducteurs de liaison équipotentielle en cas de non-maintien de la distance de séparation (s)..... 88

Tableau 1 – Choix de la classe d'essai du parafoudre et de la section du conducteur d'équipotentialité..... 58

Tableau 2 – Tension assignée de tenue aux chocs  $U_W$  pour le matériel entre le groupe photovoltaïque et l'onduleur (en l'absence de toute autre information) ..... 68

Tableau A.1 – Valeurs de  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) et  $I_n$  ( $I_{8/20}$ ) pour les parafoudres à limitation de tension en courant continu d'une installation photovoltaïque montée sur le toit d'un bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre en cas de non-maintien de la distance de séparation ..... 77

Tableau A.2 – Valeurs de  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) pour les parafoudres à coupure de tension en courant continu d'une installation photovoltaïque montée sur le toit d'un bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre en cas de non-maintien de la distance de séparation ..... 78

Tableau A.3 – Valeurs de  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) et  $I_n$  ( $I_{8/20}$ ) pour les parafoudres utilisés en courant continu dans les centrales photovoltaïques avec onduleur central, plusieurs mises à la terre et système de mise à la terre maillé..... 80

# FOR BIS USE

## COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

## PARAFONDRES BASSE TENSION –

**Partie 32: Parafoudres connectés au côté courant continu des installations photovoltaïques – Principes de choix et d'application**

## AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale IEC 61643-32 a été établie par le sous-comité 37A: Dispositifs de protection basse tension contre les surtensions, du comité d'études 37 de l'IEC: Parafoudres.

Le texte de cette Norme internationale est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
37A/302/FDIS	37A/303/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.

Ce document a été rédigé selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Les différentes pratiques suivantes, à caractère moins permanent, existent dans les pays indiqués ci-après:

Annexe D: les parafoudres soumis à l'essai selon la classe I ne sont pas exigés (Etats-Unis)

Une liste de toutes les parties de la série IEC 61643, publiées sous le titre général *Parafoudres basse tension*, peut être consultée sur le site web de l'IEC.

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

- reconduit,
- supprimé,
- remplacé par une édition révisée, ou
- amendé.

Le contenu du corrigendum de juin 2019 a été pris en considération dans cet exemplaire.

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

**FOR BIS USE**

## INTRODUCTION

La présente partie de l'IEC 61643 fournit des informations utiles pour le choix des parafoudres (SPD – surge protective device) connectés aux installations photovoltaïques.

La présente partie de l'IEC 61643 fournit des informations permettant d'évaluer, en référence aux séries IEC 62305 et IEC 60364 ainsi qu'à l'IEC 61643-12, les éléments supplémentaires nécessaires aux parafoudres (SPD) destinés à être installés en courant continu sur un système photovoltaïque (PV) afin de les protéger contre les effets induits et directs de la foudre. Cette norme donne des préconisations relatives au choix, à l'exploitation et à l'installation des parafoudres, y compris le choix de la classe d'essai du parafoudre, des valeurs de courant de choc et de la section des conducteurs d'équipotentialité. Des préconisations relatives aux parafoudres installés en courant alternatif sont également données.

Les paramètres électriques spécifiques d'un groupe ou d'une source photovoltaïque exigent l'installation de parafoudres spécifiques en courant continu.

La présente partie de l'IEC 61643 traite des parafoudres utilisés dans différents emplacements et avec différents types de systèmes photovoltaïques. Elle fournit des exemples et spécifie une approche commune et simplifiée de détermination des valeurs de courant de choc de décharge en courant continu de différentes installations photovoltaïques.

# FOR BIS USE

## PARAFODRES BASSE TENSION –

### Partie 32: Parafoudres connectés au côté courant continu des installations photovoltaïques – Principes de choix et d'application

#### 1 Domaine d'application

La présente partie de l'IEC 61643 décrit les principes de choix, d'installation et de coordination des parafoudres destinés à être utilisés dans les systèmes photovoltaïques (PV) jusqu'à une tension maximale de 1 500 V en courant continu, et en courant alternatif dans un système photovoltaïque d'une tension assignée maximale de 1 000 V en valeur efficace sous une fréquence de 50 Hz/60 Hz.

Une installation photovoltaïque englobe à la fois un groupe photovoltaïque ou un ensemble de modules photovoltaïques interconnectés, des dispositifs de câblage et de protection associés, ainsi que l'onduleur et le point de connexion d'un tableau de distribution ou le point d'alimentation du réseau.

La présente partie de l'IEC 61643 traite des parafoudres utilisés dans différents emplacements et avec différents types de systèmes photovoltaïques:

- Les systèmes photovoltaïques situés au sommet d'un bâtiment.
- Les systèmes photovoltaïques au sol comme les centrales électriques en champ libre caractérisés par plusieurs mises à la terre et un système de mise à la terre maillé.

Le terme «installation photovoltaïque» fait référence aux deux types de systèmes photovoltaïques. Le terme «centrale photovoltaïque» s'applique uniquement aux réseaux d'alimentation étendus mis à la terre en des points multiples en champ libre au sol.

Des exigences supplémentaires peuvent être nécessaires pour les installations photovoltaïques comportant des batteries.

NOTE 1 La série IEC 60364, la série IEC 62305 et l'IEC 61643-12 s'appliquent également.

NOTE 2 La présente norme traite uniquement des parafoudres et non des composants de protection contre les surtensions intégrés dans des matériels (par exemple, onduleurs, équipements de conversion de puissance (PCE – power conversion equipment)).

#### 2 Références normatives

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

IEC 60364-4-44:2007, *Installations électriques à basse tension – Partie 4-44: Protection pour assurer la sécurité – Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques*

IEC 60364-4-44:2007/AMD1:2015

IEC 60364-5-53:2015, *Installations électriques des bâtiments – Partie 5-53: Choix et mise en oeuvre des matériels électriques – Sectionnement, coupure et commande*

IEC 60364-5-54, *Installations électriques basse-tension – Partie 5-54: Choix et mise en oeuvre des matériels électriques – Installations de mise à la terre et conducteurs de protection*

IEC 60364-7-712:2017, *Installations électriques à basse tension – Partie 7-712: Exigences applicables aux installations ou emplacements spéciaux – Installations d'énergie solaire photovoltaïque (PV)*

IEC 60664-1:2007, *Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension – Partie 1: Principes, exigences et essais*

IEC 61000-4-5:2014, *Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4-5: Techniques d'essai et de mesure – Essai d'immunité aux ondes de choc*

IEC 61643-11:2011, *Parafoudres basse tension – Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes basse tension – Exigences et méthodes d'essai*

IEC 61643-12, *Parafoudres basse tension – Partie 12: Parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension – Principes de choix et d'application*

IEC 61643-21, *Parafoudres basse tension – Partie 21: Parafoudres connectés aux réseaux de télécommunications – Prescriptions de fonctionnement et méthodes d'essais*

IEC 61643-22, *Parafoudres basse tension – Partie 22: Parafoudres connectés aux réseaux de signaux et de télécommunications – Principes de choix et d'application*

IEC 61643-31, *Low-voltage surge protective devices – Part 31: Surge protective devices connected to the a.c. side of photovoltaic installations – Requirements and test methods* (disponible en anglais seulement)<sup>1</sup>

IEC 62305-2, *Protection contre la foudre – Partie 2: Evaluation des risques*

IEC 62305-3:2010, *Protection contre la foudre – Partie 3: Dommages physiques sur les structures et risques humains*

IEC 62305-4, *Protection contre la foudre – Partie 4: Réseaux de puissance et de communication dans les structures*

Recommandation UIT-T K.20, *Immunité des équipements de télécommunication des centres de télécommunication aux surtensions et aux surintensités*

Recommandation UIT-T K.21, *Immunité des équipements de télécommunication installés dans les locaux d'abonné aux surtensions et aux surintensités*

### **3 Termes et définitions**

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

---

<sup>1</sup> En préparation. Stagd au moment de la publication: IEC/FDIS 61643-31:2017.



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

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

### 3.1

#### **groupe PV (photovoltaïque)**

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

Note 1 à l'article: Pour les besoins du présent document, un groupe PV représente tous les composants jusqu'aux bornes d'entrée du côté courant continu du PCE (ou autres équipements de conversion de puissance) ou des charges en courant continu. Un groupe PV ne comprend pas les fondations des supports, le système de suivi de trajectoire, les dispositifs de contrôle thermique et autres accessoires.

Note 2 à l'article: Un groupe PV peut être constitué d'un seul module PV, d'une seule chaîne PV ou de plusieurs chaînes montées en parallèle ou de plusieurs sous-groupes PV montés en parallèle ainsi que des composants électriques qui leur sont associés. Pour les besoins de la présente norme, la limite d'un groupe PV est le côté sortie du dispositif de sectionnement du groupe PV.

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.4]

### 3.2

#### **module PV (photovoltaïque)**

plus petit ensemble complètement protégé contre l'environnement de cellules interconnectées

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.2]

### 3.3

#### **chaîne PV (photovoltaïque)**

circuit constitué d'un ou de plusieurs modules connectés en série

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.3]

### 3.4

#### **installation PV (photovoltaïque)**

équipements mis en œuvre dans une installation d'alimentation PV

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.11]

### 3.5

#### **origine de l'installation électrique**

point de livraison de l'énergie électrique à l'installation électrique

[SOURCE: IEC 60050-826:2004, 826-10-02]

### 3.6

#### **système de protection contre la foudre**

##### **SPF**

installation complète permettant de réduire les dangers de dommages physiques dus aux coups de foudre directs sur une structure

Note 1 à l'article: Elle comprend à la fois une installation extérieure et une installation intérieure de protection contre la foudre.

[SOURCE: IEC 62305-1:2010, 3.42]

### 3.7

#### **installation extérieure du système de protection contre la foudre isolé de la structure à protéger**

système de protection contre la foudre dont le dispositif de capture et le conducteur de descente sont placés de manière que le trajet du courant de foudre n'ait aucun contact avec la structure à protéger

Note 1 à l'article: Dans un SPF isolé, des étincelles dangereuses entre le SPF et la structure sont évitées

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.3]

### 3.8

#### **dispositif de protection contre les surtensions parafoudre SPD**

dispositif incluant au moins un composant non linéaire destiné à limiter les surtensions et à écouler les courants de foudre

Note 1 à l'article: Un parafoudre (SPD) est un ensemble complet disposant de moyens de connexion appropriés.

Note 2 à l'article: L'abréviation «SPD» est dérivée du terme anglais développé correspondant «surge protective device».

[SOURCE: IEC 61643-11:2011, 3.1.1]

### 3.9

#### **distance de séparation**

**s**

distance entre deux parties conductrices telle qu'aucune étincelle dangereuse ne puisse apparaître

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.28]

### 3.10

#### **liaison équipotentielle de foudre EB**

interconnexion du SPF aux parties conductrices séparées d'une installation par des connexions directes ou par des parafoudres, réduisant les différences de potentiel engendrées par le courant de foudre

Note 1 à l'article: L'abréviation «EB» est dérivée du terme anglais développé correspondant «equipotential bonding».

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.23]

### 3.11

#### **barre d'équipotentialité**

barre métallique sur laquelle les installations métalliques, les parties conductrices extérieures, les masses, les lignes de puissance et de communication et d'autres câbles peuvent être reliés à un SPF

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.24]

### 3.12

#### **conducteur d'équipotentialité**

conducteur de connexion de parties conductrices séparées au SPF

[SOURCE: IEC 62305-3:2010, 3.25]

**3.13****conditions d'essai normalisées****STC**

ensemble normalisé de conditions de référence utilisées pour les essais et le dimensionnement des cellules et des modules photovoltaïques

Note 1 à l'article: Voir la norme de produit (par exemple, IEC 61215).

Note 2 à l'article: Les conditions d'essai normalisées indiquées dans l'IEC 61215 pour les modules PV sont:

- a) une température de cellule PV de 25 °C
- b) un éclairement énergétique dans le plan de la cellule ou du module PV de 1 000 W/m<sup>2</sup>
- c) un spectre lumineux correspondant à une masse d'air atmosphérique de 1,5.

Note 3 à l'article: L'abréviation «STC» est dérivée du terme anglais développé correspondant «standard test conditions».

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.12]

**3.14****tension en circuit ouvert dans des conditions d'essai normalisées** **$U_{OC\ STC}$** 

tension, dans des conditions d'essai normalisées, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV ou d'un groupe PV non chargé (ouvert) ou aux bornes, côté courant continu de l'onduleur ou du convertisseur de puissance photovoltaïque

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.13, modifié (ajout de «ou du convertisseur de puissance photovoltaïque»)]

**3.15****tension maximale en circuit ouvert** **$U_{OC\ MAX}$** 

tension maximale aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV ou d'un groupe PV non chargé (ouvert) ou aux bornes, côté courant continu de l'onduleur ou du convertisseur de puissance photovoltaïque

Note 1 à l'article: Le calcul de  $U_{OC\ MAX}$  est décrit en Annexe B.

**3.16****courant de court-circuit dans des conditions d'essai normalisées** **$I_{SC\ STC}$** 

courant de court-circuit d'un module PV, d'une chaîne PV ou d'un groupe PV dans des conditions d'essai normalisées

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.15]

**3.17****courant maximal de court-circuit** **$I_{SC\ MAX}$** 

courant maximal de court-circuit d'un module PV, d'une chaîne PV ou d'un groupe PV

Note 1 à l'article: Le calcul de  $I_{SC\ MAX}$  est décrit en Annexe B.

[SOURCE: IEC 60364-7-712:2017, 712.3.16]

**3.18****tension maximale de régime permanent pour une application photovoltaïque** **$U_{CPV}$** 

tension continue maximale qui peut être appliquée en régime permanent au mode de protection du parafoudre

Note 1 à l'article: Cette valeur est supérieure ou égale à  $U_{OC\ MAX}$ .

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.10]

### 3.19 courant de court-circuit assigné du parafoudre

$I_{SCPV}$

valeur maximale présumée d'un courant de court-circuit du réseau d'alimentation pour lequel les caractéristiques assignées du parafoudre, associé à ses déconnecteurs spécifiés, sont prévues

Note 1 à l'article: Cette valeur est supérieure ou égale à  $I_{SC MAX}$

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.25]

### 3.20 mode de défaillance en circuit ouvert OCFM

comportement en situation de défaut par lequel un parafoudre passe à une haute impédance permanente ou à un état de circuit ouvert sous certaines conditions

Note 1 à l'article: Un état intermédiaire de basse impédance est possible pendant une durée limitée jusqu'à ce que le mode de défaillance final soit atteint.

Note 2 à l'article: L'abréviation «OCFM» est dérivée du terme anglais développé correspondant «open circuit failure mode».

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.40]

### 3.21 mode de défaillance en court-circuit SCFM

comportement en situation de défaut par lequel un parafoudre passe à une basse impédance permanente ou à un état de court-circuit sous certaines conditions

Note 1 à l'article: L'abréviation «SCFM» est dérivée du terme anglais développé correspondant «short-circuit failure mode».

[SOURCE: IEC 61643-31:–, 3.1.41]

### 3.22 tension assignée de tenue aux chocs

$U_w$

valeur de tension de tenue aux chocs fixée par le constructeur aux matériels ou à une partie d'entre eux, caractérisant la capacité de tenue spécifiée de son isolation contre les surtensions transitoires

Note 1 à l'article: Pour les besoins de la présente norme, seules les tensions de tenue entre les conducteurs sous tension et la terre sont prises en considération.

Note 2 à l'article:  $U_w$  est mesurée avec une forme d'onde de tension de tenue aux chocs de 1,2/50  $\mu$ s.

Note 3 à l'article: Appelée également  $U_{imp}$  dans certaines autres normes.

[SOURCE: IEC 60664-1:2007, 3.9.2, modifiée (ajout des Notes à l'article)]

### 3.23 courant total de décharge

$I_{Total}$

courant qui circule à travers le conducteur de terre d'un parafoudre multipôle pendant l'essai du courant total de décharge

Note 1 à l'article: Cet essai est utilisé pour vérifier les effets cumulés de modes de protection multiples d'un parafoudre multipôle simultanément appliqués.

Note 2 à l'article:  $I_{\text{Total}}$  est notamment pertinent pour des parafoudres soumis à des essais de classe I et est utilisé pour assurer une liaison équipotentielle de protection contre la foudre conformément à la série IEC 62305.

[SOURCE: IEC 61643-11:2011, 3.1.44, modifiée (remplacement de «conducteur PE ou PEN» par «conducteur de terre»)]

#### 4 Systèmes et matériels à protéger

Les matériels composant une installation photovoltaïque et qui peuvent exiger une protection incluent:

- l'onduleur, c'est-à-dire l'interface en courant alternatif avec le réseau d'alimentation électrique basse tension en courant alternatif et l'interface en courant continu;
- le groupe photovoltaïque;
- le câblage (l'installation proprement dite);
- les composants installés entre l'onduleur et le groupe photovoltaïque;
- les matériels de contrôle et de surveillance de l'installation photovoltaïque.

Les surtensions peuvent détruire ou dégrader une installation photovoltaïque, voire provoquer un dysfonctionnement. Il convient donc de protéger les installations photovoltaïques.

L'évaluation de la nécessité d'une protection et le choix approprié de mesures de protection exigent du constructeur qu'il fournisse des informations concernant la tension de tenue du matériel. Lorsque ces informations ne sont pas disponibles immédiatement, la tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  applicable aux matériels indiqués en 9.1.2 et dans le Tableau 2 peut servir de guide. Des courants de foudre partiels peuvent provoquer des contournements non contrôlés et déclencher des incendies. Les mesures de protection contre la foudre peuvent permettre de réduire le risque d'incendie (voir la série IEC 62305).

FORBIS USE

#### 5 Surtensions dans une installation photovoltaïque

Plusieurs conditions peuvent provoquer des surtensions dans une installation photovoltaïque. Ces conditions incluent:

- les coups de foudre directs (S1) sur l'installation extérieure du système de protection contre la foudre (SPF) du bâtiment ou les coups de foudre à proximité (S2) des bâtiments et/ou de l'installation photovoltaïque,
- les coups de foudre directs (S3) et les courants induits par la foudre (S4) répartis sur le réseau électrique,
- les surtensions générées par le réseau de distribution, par exemple, celles provoquées par les manœuvres.

NOTE 1 S1, S2, S3 et S4 sont traités dans la série IEC 62305.

NOTE 2 Les surtensions sont décrites dans l'IEC 60364-4-44.

Les surtensions de manœuvre répétées (impulsions brèves) sur la tension alternative générées par la technologie de l'onduleur/convertisseur électronique peuvent exiger une analyse spéciale pour le choix des parafoudres.

Les exigences de protection spécifiées dans le présent document sont fondées sur l'hypothèse selon laquelle les câbles d'interconnexion avec des composants en courant continu de l'installation photovoltaïque sont suffisamment protégés contre les coups de foudre directs, soit par un cheminement approprié, soit par un blindage (par exemple, l'utilisation d'un système de gestion de câbles approprié).

## 6 Installation et emplacement des parafoudres

### 6.1 Généralités

Le choix et l'installation de parafoudres pour la protection des systèmes photovoltaïques dépendent, conformément à l'IEC 61643-12 et à la série IEC 62305, de nombreux facteurs, mais principalement:

- de la densité de foudroiement  $N_G$  (1/km<sup>2</sup>/an) ou du niveau isokéraunique  $T_D$  (nombre de jours d'orage dans une année) de l'emplacement,
- des caractéristiques du réseau d'alimentation électrique basse tension (par exemple, lignes aériennes ou câbles souterrains) et du matériel à protéger,
- de la nécessité éventuelle de protéger l'installation photovoltaïque contre le coup de foudre direct au moyen d'une installation extérieure du système de protection contre la foudre.

Lorsque les installations sont protégées par une installation extérieure du système de protection contre la foudre, les exigences relatives aux parafoudres dépendent:

- de la classe choisie pour le système de protection contre la foudre (voir méthode simplifiée à l'Annexe A),
- du maintien de la distance de séparation ( $s$ ) entre le système de protection contre la foudre et l'installation photovoltaïque (SPF isolé) ou du non-maintien de cette distance (SPF non isolé).

Voir l'IEC 62305-3 pour de plus amples informations sur les exigences relatives à l'installation extérieure du système de protection contre la foudre et à la distance de séparation.

Une connexion à la terre directe entre le parafoudre et l'onduleur est recommandée pour assurer une protection optimale de l'onduleur contre les surtensions.

La classe d'essai du parafoudre et la section minimale des conducteurs d'équipotentialité doivent être choisies selon le Tableau 1.

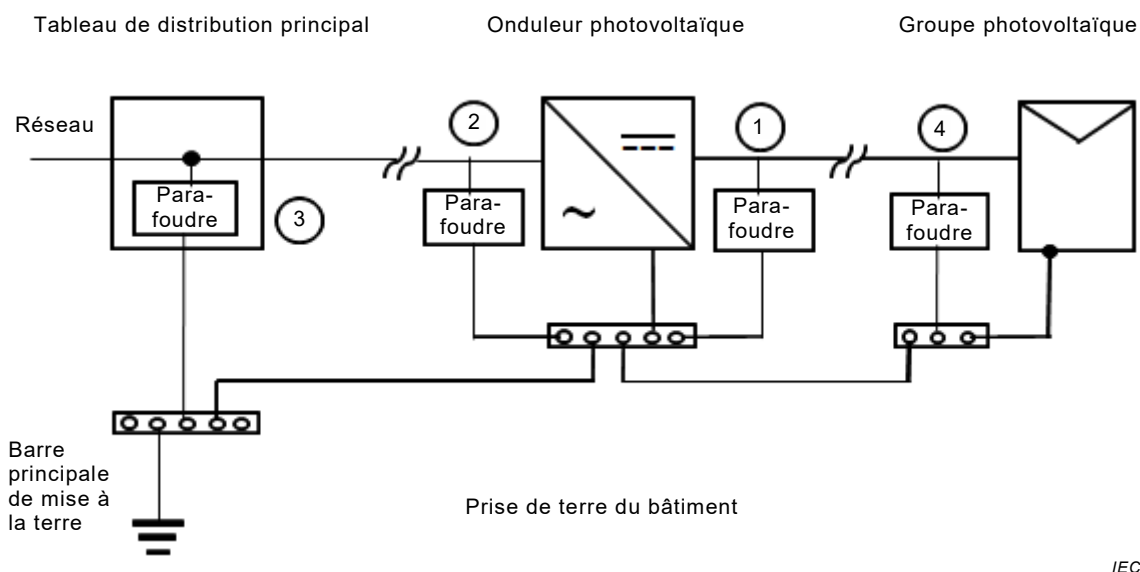
**Tableau 1 – Choix de la classe d’essai du parafoudre et de la section du conducteur d’équipotentialité**

Situation	Classe d’essai du parafoudre et sections d’équipotentialité correspondante		
	Parafoudre à l'emplacement  ③  Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11 <sup>a</sup> 16 mm <sup>2</sup> ou Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-11 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>	Parafoudre à l'emplacement  ②  Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-11 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>	Parafoudre aux emplacements  ① et ④  Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>
Installation des parafoudres dans le cas d'une installation photovoltaïque sans installation extérieure du système de protection contre la foudre (voir 6.2.1)	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11 16 mm <sup>2</sup>	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-11 6 mm <sup>2</sup>	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>
Installation des parafoudres dans le cas d'un bâtiment avec installation extérieure du système de protection contre la foudre avec maintien de la distance de séparation s (voir 6.2.2)	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11 16 mm <sup>2</sup>	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-11 6 mm <sup>2</sup>	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31 <sup>a</sup> 6 mm <sup>2</sup>
Installation des parafoudres dans le cas d'un bâtiment avec installation extérieure du système de protection contre la foudre sans maintien de la distance de séparation s (voir 6.2.3 et Annexe A)	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11 16 mm <sup>2</sup>	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11 16 mm <sup>2</sup>	Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-31 16 mm <sup>2</sup>
<sup>a</sup> Si nécessaire  NOTE Les exigences concernant la section minimale des conducteurs sont différentes dans certains pays. L'Avant-propos de l'IEC 62305-3 explique ces différences.			

Les parafoudres conformes à l'IEC 61643-31 portent un marquage de signal photovoltaïque.

## 6.2 Exigences concernant différentes installations photovoltaïques:

### 6.2.1 Installation photovoltaïque sans installation extérieure du système de protection contre la foudre



IEC

#### Légende

1 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31

2 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-1

3 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I ou la classe II conformément à l'IEC 61643-1

4 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31

**Figure 1 – Installation des parafoudres dans le cas d'un bâtiment sans installation extérieure du système de protection contre la foudre**

Généralement, il convient d'installer deux parafoudres en courant continu (emplacements 1 et 4) et deux parafoudres en courant alternatif sur l'onduleur (emplacements 3 et 2) tel que représenté à la Figure 1.

NOTE En cas d'utilisation d'un câble d'alimentation en courant continu blindé, les interfaces du matériel avec ce type de câble sont protégées intrinsèquement contre les surtensions induites.

Le parafoudre à l'emplacement 2 n'est pas exigé si:

- La distance entre le parafoudre du tableau de distribution principal et l'onduleur est inférieure à 10 m, et si le cheminement du conducteur de mise à la terre de protection utilise les conducteurs de puissance en courant alternatif (voir 9.1.3). Dans ce cas, un parafoudre unique doit être installé au niveau du tableau de distribution principal à l'emplacement 3.

ou

- En cas de connexion de l'onduleur et du tableau de distribution principal à la même barre de mise à la terre avec une longueur de câble inférieure ou égale à 0,5 m (par exemple, l'onduleur est situé à l'intérieur du tableau de distribution principal).

Le parafoudre à l'emplacement 4 n'est pas exigé si:

- La distance entre l'onduleur et le groupe photovoltaïque est inférieure à 10 m et le niveau de protection ( $U_p$ ) du parafoudre installé à l'emplacement 1 est inférieur ou égal à  $0,8 U_w$  de la tension de tenue du groupe photovoltaïque (voir 9.2.3),



ou

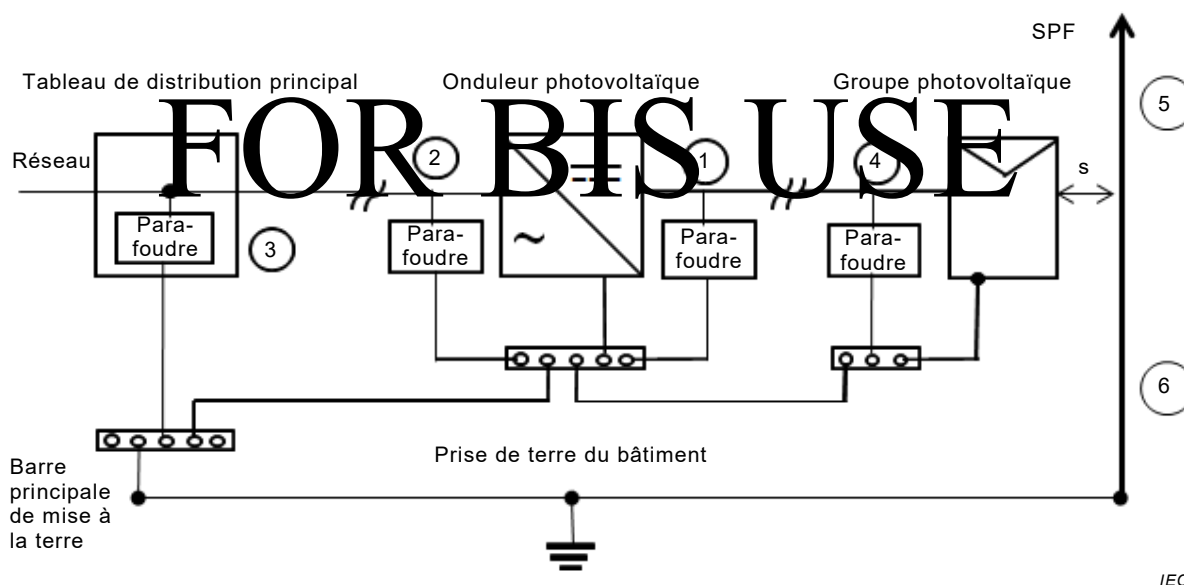
- Le niveau de protection ( $U_p$ ) du parafoudre installé à l'emplacement 1 est inférieur ou égal à  $0,5 U_w$  de la tension de tenue du groupe photovoltaïque et le cheminement du conducteur de mise à la terre de protection est proche des conducteurs en courant continu.

**6.2.2 Installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre avec maintien de la distance de séparation (s) (à l'exclusion des systèmes solaires mis à la terre en des points multiples, tels que les centrales photovoltaïques)**

Il s'agit d'une solution préférable par comparaison au cas de non-maintien de la distance de séparation s.

Les mesures qui visent à réduire la distance de séparation (s) (par exemple, conducteurs de descente multiples ou maillés) ou l'utilisation d'une installation extérieure du système de protection contre la foudre isolé de la structure (le système photovoltaïque faisant partie intégrante de cette structure) à protéger sont préférables aux mesures exigées en 6.2.3.

Une installation extérieure du système de protection contre la foudre isolé de la structure à protéger peut être utilisée uniquement au voisinage du système photovoltaïque (système de protection contre la foudre partiellement isolé).



**Légende**

- 1 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31
- 2 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-11
- 3 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11
- 4 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31
- 5 Dispositif de capture du SPF
- 6 Conducteur de descente du SPF

**Figure 2 – Installation de parafoudres dans le cas d'une installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre avec maintien de la distance de séparation (s)**

Généralement, il convient d'installer deux parafoudres en courant continu (emplacements 1 et 4) et deux parafoudres en courant alternatif sur l'onduleur (emplacements 3 et 2) tel que représenté à la Figure 2.

Le parafoudre à l'emplacement 2 n'est pas exigé si:

- La distance entre les parafoudres du tableau de distribution principal et l'onduleur est inférieure à 10 m et si la tension induite dans le courant de foudre qui s'écoule dans le conducteur de descente peut ne pas être prise en compte (voir IEC 62305-4).

ou

- En cas de connexion de l'onduleur et du tableau de distribution principal à la même barre de mise à la terre avec une longueur de câble inférieure ou égale à 0,5 m (par exemple, l'onduleur est situé à l'intérieur du tableau de distribution principal).

Le parafoudre à l'emplacement 4 n'est pas exigé si:

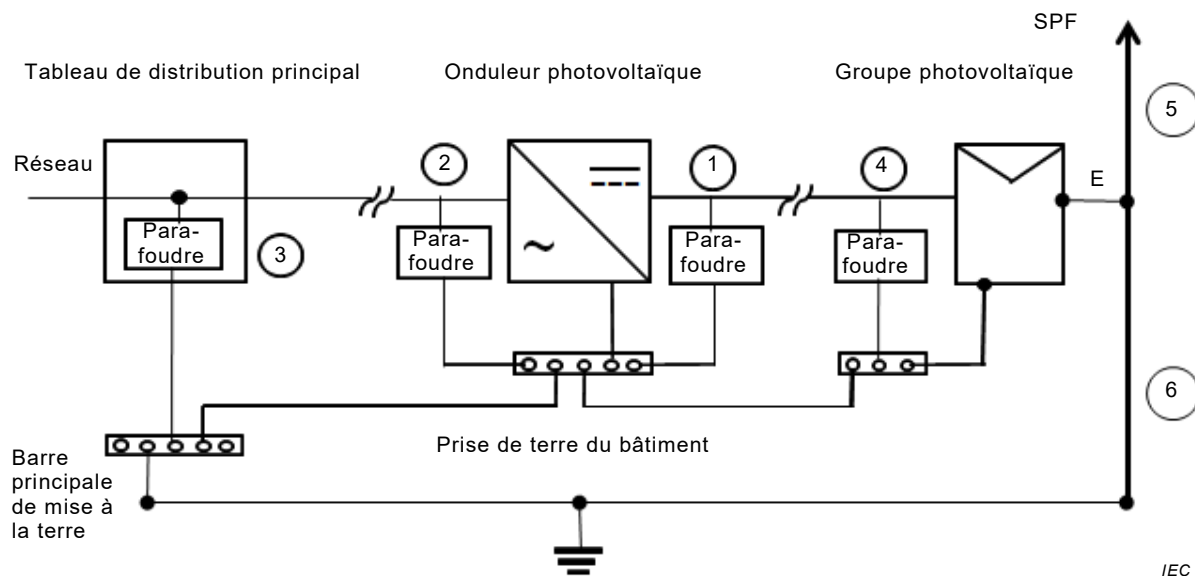
- La distance entre l'onduleur et le groupe photovoltaïque est inférieure à 10 m et le niveau de protection ( $U_p$ ) du parafoudre installé à l'emplacement 1 est inférieur ou égal à  $0,8 U_w$  de la tension de tenue du groupe photovoltaïque (voir 9.2.3),

ou

- Le niveau de protection ( $U_p$ ) du parafoudre installé à l'emplacement 1 est inférieur ou égal à  $0,5 U_w$  de la tension de tenue du groupe photovoltaïque et le cheminement du conducteur de mise à la terre de protection est proche des conducteurs en courant continu.

# FOR BIS USE

**6.2.3 Installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre lorsque la distance de séparation (s) ne peut être maintenue (y compris les systèmes mis à la terre en des points multiples, tels que les centrales photovoltaïques)**



**Légende**

- 1 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-31
- 2 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11 (voir exception ci-dessous)
- 3 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11
- 4 Parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-31
- 5 Dispositif de capture du SPF
- 6 Système de conducteur de descente du SPF
- E Liaison équipotentielle (non-maintien de la distance de séparation = système de protection contre la foudre non isolé)

**Figure 3 – Installation de parafoudres dans le cas d'une installation photovoltaïque avec une installation extérieure du système de protection contre la foudre lorsque la distance de séparation (s) ne peut être maintenue**

Lorsqu'elles sont protégées par des parafoudres, les autres parties de l'installation connectées aux mêmes barres peuvent exiger que les parafoudres soient soumis à l'essai selon des essais de classe I.

Dans cette configuration, les conducteurs en courant alternatif et en courant continu servent de conducteurs parallèles aux conducteurs de liaison équipotentielle. La Figure A.1 et les Tableaux A.1 et A.2 donnent de plus amples informations sur le choix des parafoudres.

Des parafoudres de classe d'essai I sont exigés pour les emplacements 1, 2, 3 et 4. Il convient d'installer les parafoudres pour les emplacements 1 et 2 le plus près possible de l'onduleur, tel que représenté à la Figure 3. Il convient d'installer le parafoudre à l'emplacement 4 le plus près possible du groupe photovoltaïque.

Les parafoudres aux emplacements 2 et 3 sont généralement exigés sauf en cas de connexion de l'onduleur et du tableau de distribution principal à la même barre de mise à la terre avec une longueur de câble inférieure ou égale à 0,5 m (par exemple, l'onduleur est situé à l'intérieur du tableau de distribution principal). Le parafoudre à l'emplacement 2 n'est pas exigé dans ce type de cas.

#### 6.2.4 Installation photovoltaïque incluant des circuits de signaux et de télécommunications

Lorsque des parafoudres sont exigés pour les circuits de puissance, il convient également de les prendre en compte pour les circuits de signaux et de télécommunications. Un exemple est représenté à la Figure C.1.

### 7 Liaison équipotentielle

Les installations de mise à la terre et les conducteurs de protection des systèmes photovoltaïques doivent observer les règles de l'IEC 60364-7-712. Le présent document fournit des informations complémentaires à cet effet.

Il convient que la section minimale des conducteurs de liaison équipotentielle satisfasse aux exigences de l'IEC 60364-5-54, de l'IEC 61643-12 et de l'IEC 62305-3.

La section minimale des conducteurs de liaison équipotentielle, lorsqu'ils peuvent être considérés comme des conducteurs de descente, doit être de 50 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent.

La section minimale des conducteurs de liaison équipotentielle, lorsqu'ils acheminent un courant de foudre partiel, doit être de 16 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent.

La section minimale des conducteurs de liaison équipotentielle, lorsqu'ils acheminent uniquement un courant de foudre induit, doit être de 6 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent.

La section minimale des conducteurs d'équipotentialité qui relient les parties conductrices à la barre d'équipotentialité doit être de 6 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent.

**FOR BIS USE**

Dans le cas d'une installation photovoltaïque non connectée au système de protection contre la foudre, la section minimale du conducteur d'équipotentialité qui relie différentes barres d'équipotentialité et des conducteurs qui relient les barres à la prise de terre doit être de 6 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent.

NOTE Les exigences concernant la section minimale des conducteurs sont différentes dans certains pays. L'Avant-propos de l'IEC 62305-3 explique ces différences.

Il convient que les composants dans lesquels s'écoule un courant de foudre partiel important soient conformes à la série IEC 62561.

Lorsqu'une installation photovoltaïque est protégée par un système de protection contre la foudre (SPF), il convient de maintenir la distance de séparation minimale (s) entre le SPF et les structures métalliques de l'installation photovoltaïque afin d'éviter l'écoulement de courants de foudre partiels dans ces structures. Un exemple est représenté à la Figure C.2. Les dimensions de tous les conducteurs de liaison équipotentielle doivent être de 6 mm<sup>2</sup> à l'exception du conducteur indiqué à la Figure C.2 pour le conducteur de terre du parafoudre soumis à l'essai selon la classe I situé au niveau du tableau de distribution principal.

Lorsqu'un groupe photovoltaïque est protégé par un système de protection contre la foudre, et lorsque la distance de séparation (s) ne peut être maintenue, il convient de prévoir une connexion directe entre l'installation extérieure du système de protection contre la foudre et la structure métallique du groupe photovoltaïque. Il convient que cette connexion soit capable de résister au courant de foudre partiel. Il convient alors que les sections minimales des conducteurs de liaison équipotentielle soient telles que représentées à la Figure C.3 et comme l'exigent l'IEC 60364-5-54, l'IEC 61643-12 et l'IEC 62305-3. Les dimensions de tous les conducteurs de liaison équipotentielle doivent être de 16 mm<sup>2</sup> à l'exception du conducteur de mise à la terre de l'onduleur, comme le représente la Figure C.3.

## 8 Exigences relatives à l'installation de parafoudres (SPD) dans un système photovoltaïque

L'installation de parafoudres en courant continu et en courant alternatif sur une installation photovoltaïque est obligatoire sauf indication contraire résultant d'une appréciation du risque.

L'IEC 62305-2 s'applique généralement pour les installations photovoltaïques de grande dimension. Pour les installations photovoltaïques plus petites, d'autres méthodes d'évaluation des risques peuvent être utilisées, telles que celles décrites dans l'IEC 61643-12 ou à l'Article 443 de l'IEC 60364-4-44:2015 pour les parafoudres en courant alternatif et celles décrites dans l'IEC 60364-7-712 pour les parafoudres en courant continu.

Lorsque des parafoudres sont installés pour protéger l'installation photovoltaïque, il est également nécessaire de protéger les circuits de signaux et de télécommunications éventuels qui font partie intégrante du système photovoltaïque.

Les parafoudres doivent être conformes à:

- l'IEC 61643-11 pour les parafoudres connectés aux réseaux d'alimentation électrique basse tension en courant alternatif
- l'IEC 61643-31 pour les parafoudres connectés aux systèmes photovoltaïques en courant continu
- l'IEC 61643-21 pour les parafoudres connectés aux réseaux de signaux et de télécommunications

De plus, le choix et l'installation des parafoudres doivent satisfaire aux règles d'installation spécifiées dans:

- l'IEC 60364-5-53:2015, Article 534, l'IEC 61643-12 et l'IEC 62305-4 pour la protection des réseaux d'alimentation électrique en courant alternatif.
- l'IEC 61643-22 ou l'IEC 62305-4 pour la protection des systèmes de commande et de communication.

## 9 Choix et installation des parafoudres dans les installations photovoltaïques

### 9.1 Choix des parafoudres en courant alternatif

#### 9.1.1 Généralités

Le choix et l'installation de parafoudres pour la protection des installations photovoltaïques en courant alternatif doivent observer les règles de l'IEC 60364-5-53:2015, Article 534, de l'IEC 61643-12 et de l'IEC 62305-4. Le présent document ne prend en compte que certaines informations détaillées spécifiques pour la protection du matériel en courant alternatif de l'installation photovoltaïque.

NOTE Les tensions entre les conducteurs en courant alternatif et la terre dépendent de la technologie de l'onduleur et ne sont pas toujours des tensions alternatives purement sinusoïdales. Il convient de prendre en compte la distorsion de la forme d'onde de tension lors du choix des parafoudres en courant alternatif, par exemple lorsque des impulsions brèves sont prévues.

#### 9.1.2 Choix des parafoudres selon le courant nominal de décharge $I_n$ et le courant de choc $I_{imp}$

Le courant nominal minimal de décharge  $I_n$  pour chaque mode de protection doit être de 5 kA 8/20 pour les parafoudres de classe d'essai II. Une valeur supérieure peut allonger la durée de vie.

Lorsqu'un parafoudre de classe d'essai I est exigé au point de connexion entre l'installation photovoltaïque et le réseau public (habituellement au niveau du tableau de distribution

principal), le courant de choc minimal  $I_{imp}$  de ce parafoudre doit être tel qu'exigé par l'IEC 60364-5-53:2015, Article 534 et l'IEC 61634-12.

Des valeurs supérieures de  $I_{imp}$  telles que définies par la série IEC 62305 peuvent être exigées pour ces installations. L'IEC 61643-12 spécifie une approche simplifiée qui permet de définir la valeur de  $I_{imp}$  en fonction du risque selon le niveau de protection contre la foudre (NPF).

### 9.1.3 Choix des parafoudres selon le niveau de protection en tension $U_p$

Le choix d'un parafoudre avec le niveau de protection en tension approprié nécessite de déterminer la tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  du matériel, ainsi que son niveau d'immunité CEM, comme le définit l'IEC 61000-4-5:

- pour les lignes de puissance et les connexions de matériels correspondantes telles que définies par l'IEC 61000-4-5, l'IEC 60364-4-44:2015, Article 443 et l'IEC 60664-1;
- pour les réseaux de signaux et les connexions de matériels correspondantes telles que définies par l'IEC 61000-4-5, et les UIT-T K.20 et K.21.

Afin d'assurer une protection efficace du matériel, le niveau de protection en tension  $U_p$  doit être inférieur à la tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  du matériel à protéger. Généralement, il convient de maintenir une marge de sécurité d'au moins 20 % entre la tension assignée de tenue aux chocs du matériel et  $U_p \leq 0,8$  fois  $U_w$  (voir IEC 61643-12 et IEC 62305-4). Voir l'IEC 60364-5-53, Article 534, pour des exceptions éventuelles. La catégorie de surtension acceptable est la catégorie II sauf spécification contraire. La tension de choc maximale à laquelle le matériel est censé être soumis est alors de 2,5 kV pour des systèmes en courant alternatif de 230 V/400 V. Cette disposition exige généralement un schéma de protection utilisant un certain nombre de parafoudres coordonnés. Les constructeurs de parafoudres peuvent fournir les informations nécessaires à ce type de coordination.

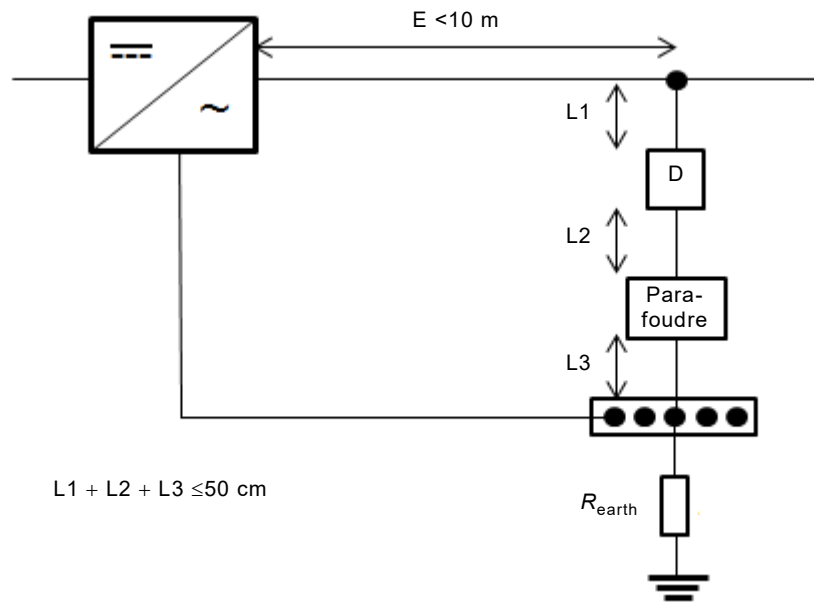
FOR BIS USE

### 9.1.4 Installation de parafoudres en courant alternatif

Il convient d'installer un parafoudre le plus près possible de l'origine de l'installation électrique, par exemple, au point de connexion de l'installation photovoltaïque avec le réseau d'électricité public (Figure 4). Lorsque la longueur du câblage entre ce parafoudre et l'onduleur (distance E) est supérieure ou égale à 10 m, il est recommandé de protéger l'onduleur au moyen d'un parafoudre supplémentaire adjacent à cet onduleur (Figure 5). De plus, il convient que le cheminement du conducteur de mise à la terre de protection soit proche des conducteurs en courant alternatif.

NOTE Le second parafoudre installé au niveau de l'onduleur est obligatoire dans le cas décrit en 6.2.3.

Lorsque la longueur totale de câble telle que définie à la Figure 4 et à la Figure 5 dépasse 0,5 m, les exigences spécifiées en 534.4.8 de l'IEC 60364-5-53:2015 peuvent s'appliquer.

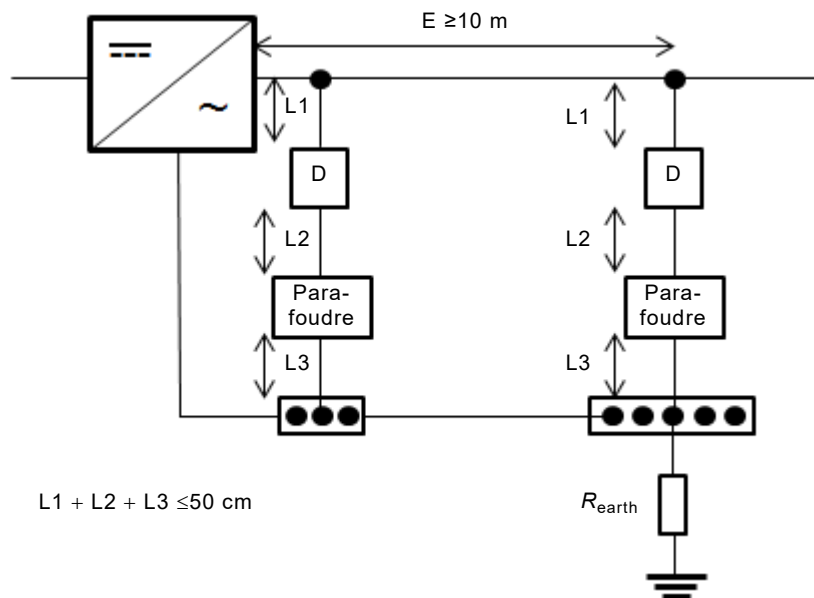


**Légende**

- E Distance entre l'origine de l'installation et l'onduleur
- L1, L2 et L3 Longueur du câble de connexion
- D Déconnecteur de parafoudre externe

**Figure 4 – Installation de parafoudres en courant alternatif avec une faible distance entre l'origine de l'installation et l'onduleur photovoltaïque ( $E < 10 \text{ m}$ )**

FOR BIS USE



**Légende**

- E Distance entre l'origine de l'installation et l'onduleur
- L1, L2 et L3 Longueur du câble de connexion
- D Déconnecteur de parafoudre externe

**Figure 5 – Installation de parafoudres en courant alternatif avec une grande distance entre l'origine de l'installation et l'onduleur photovoltaïque ( $E \geq 10 \text{ m}$ )**

## 9.2 Choix des parafoudres installés en courant continu

### 9.2.1 Généralités

Le choix et l'installation de parafoudres pour la protection des installations photovoltaïques en courant continu doivent observer les règles de l'IEC 60364-7-712. Le présent document fournit des informations complémentaires à cet effet.

En raison des caractéristiques U/I spécifiques des systèmes photovoltaïques, seuls doivent être installés les parafoudres conçus explicitement pour une utilisation en courant continu sur ces systèmes. Ces parafoudres doivent satisfaire aux exigences de l'IEC 61643-31.

### 9.2.2 Choix des parafoudres selon le courant nominal de décharge $I_n$ et le courant de choc $I_{imp}$

Le courant nominal minimal de décharge  $I_n$  doit être de 5 kA 8/20 pour chaque mode de protection pour les parafoudres soumis à l'essai selon la classe II. Une valeur supérieure peut allonger la durée de vie des parafoudres.

Le courant de choc  $I_{imp}$  pour les parafoudres soumis à l'essai selon la classe I doit être choisi selon l'Annexe A. S'il n'existe pas suffisamment de données pour appliquer l'Annexe A, le courant minimal de choc  $I_{imp}$  est de 12,5 kA par mode de protection pour le niveau NPF III/IV selon l'IEC 60364-7-712.

### 9.2.3 Choix de la valeur $U_{CPV}$ des parafoudres en courant continu

La tension maximale de régime permanent  $U_{CPV}$  pour tous les modes de protection des parafoudres (+/-, +/terre et -/terre) doit être supérieure ou égale à la tension maximale en circuit ouvert  $U_{OC,MAX}$  du groupe photovoltaïque dans toutes les conditions de service (l'Annexe B fournit de plus amples informations).

NOTE Les formes d'ondes de tension entre les conducteurs en courant continu et la terre dépendent de la technologie de l'onduleur et ne sont pas toujours en courant continu lisse. Il convient que le choix des parafoudres en courant continu tienne compte de l'ondulation du courant continu.

### 9.2.4 Choix des parafoudres selon le niveau de protection en tension $U_p$

L'identification du niveau de protection exigé nécessite de déterminer la tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  du matériel ou le niveau d'immunité d'un matériel (voir IEC 61000-4-5) aux:

- bornes de puissance conformément à l'IEC 60664-1 et à l'IEC 61000-4-5,
- accès par les bornes de signaux et de télécommunications conformément à l'IEC 61000-4-5 et aux UIT-T K.20 et K.21.

Afin d'assurer une protection efficace du matériel, le niveau de protection en tension  $U_p$  doit être inférieur à la tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  du matériel à protéger. Généralement, il convient de maintenir une marge de sécurité d'au moins 20 % entre la tension assignée de tenue aux chocs du matériel et  $U_p \leq 0,8$  fois  $U_w$  (voir IEC 62305-4). De plus, il convient que le cheminement du conducteur de mise à la terre de protection soit proche des conducteurs en courant continu. En l'absence d'informations supplémentaires, la tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  du matériel peut être choisie dans le Tableau 2.

Pour les circuits comportant des parafoudres constitués de parafoudres à mode de protection unique combinés (A,B,C...X,Y,Z comme représenté aux Figures 7 et 8) ou pour les parafoudres multipôles, pour lesquels le constructeur ne déclare pas tous les modes de protection possibles, le niveau de protection en tension des parafoudres individuels doit être ajouté afin d'obtenir le niveau total de protection en tension.



**Tableau 2 – Tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  pour le matériel entre le groupe photovoltaïque et l'onduleur (en l'absence de toute autre information)**

$U_{OCMAX}$ [V]	$U_w$ [V]			
	Isolation principale <sup>a)</sup> pour modules de classe B <sup>g)</sup>	Onduleur <sup>b)</sup>	Autres matériels <sup>c)</sup>	Modules de classe A <sup>g)</sup> et autres matériels avec double isolation/isolation renforcée <sup>f)</sup>
100	800	2 500 (exigence minimale)	800	1 500
150	1 500		1 500	2 500
300	2 500		2 500	4 000
424	4 000		4 000	4 000
600	4 000	4 000	4 000	6 000
800 <sup>d)</sup>	5 000		5 000	6 000
849	6 000		6 000	8 000
1 000	6 000	6 000	6 000	8 000
1 500 <sup>e)</sup>	8 000	8 000	8 000	12 000

Toutes les tensions assignées de tenue aux chocs correspondent à la catégorie de surtension II:

a) IEC 61730-2:2004, isolation principale (Tableau 8)

b) IEC 62109-1:2010, 7.3.7.1.2 b

c)  $U_{imp}$  conformément à l'IEC 60664-1:2007

d) Conformément à l'IEC 61730-2:2004, une interpolation linéaire est admise, et a été appliquée dans ce tableau à des fins de clarté

e) Les valeurs recommandées sont basées sur l'Annexe D de l'IEC 60664-2-1:2011

f) La double isolation/isolation renforcée est une mesure de protection. Par conséquent, les niveaux de protection en tension du parafoudre peuvent ne pas dépasser la tension assignée de tenue aux chocs pour une isolation principale comme cela est indiqué dans les colonnes 2 à 4 de ce tableau

g) Se reporter à l'IEC 61730-2:2004 pour de plus amples informations sur la classe A et la classe B

Les câbles à protéger contre les coups de foudre directs sont les suivants:

- Les câbles de puissance en courant continu entre le groupe photovoltaïque et l'onduleur
- Les câbles de signaux qui relient les capteurs au matériel de commande et les câbles de données entre l'entrée dans l'installation photovoltaïque et le matériel de commande, le cas échéant.

### 9.2.5 Installation de parafoudres en courant continu

Pour les installations photovoltaïques décrites en 6.2.1 et 6.2.2, deux ensembles de parafoudres sont nécessaires pour assurer une protection suffisante des modules photovoltaïques et de l'onduleur, lorsque la distance E entre les modules photovoltaïques et l'onduleur est supérieure ou égale à 10 m (voir Figure 6).

Pour les installations photovoltaïques décrites en 6.2.1 et 6.2.2, un ensemble de parafoudres peut s'avérer suffisant lorsque la distance E entre les unités à protéger est inférieure à 10 m. La tension assignée de tenue aux chocs des modules photovoltaïques courants peut par hypothèse être supérieure à la tension assignée de tenue aux chocs  $U_w$  de l'onduleur. Une installation du parafoudre à proximité de l'onduleur est par conséquent recommandée.

La longueur totale des câbles de connexion (L1+L2) doit être la plus courte possible (ne dépassant pas de préférence 0,5 m pour la longueur totale de câble).

Lorsque la longueur totale de câble telle que définie à la Figure 6 dépasse 0,5 m, les exigences spécifiées en 534.4.8 de l'IEC 60364-5-53:2015 peuvent s'appliquer.

NOTE Le second parafoudre installé au niveau de l'onduleur est obligatoire dans le cas décrit en 6.2.3.

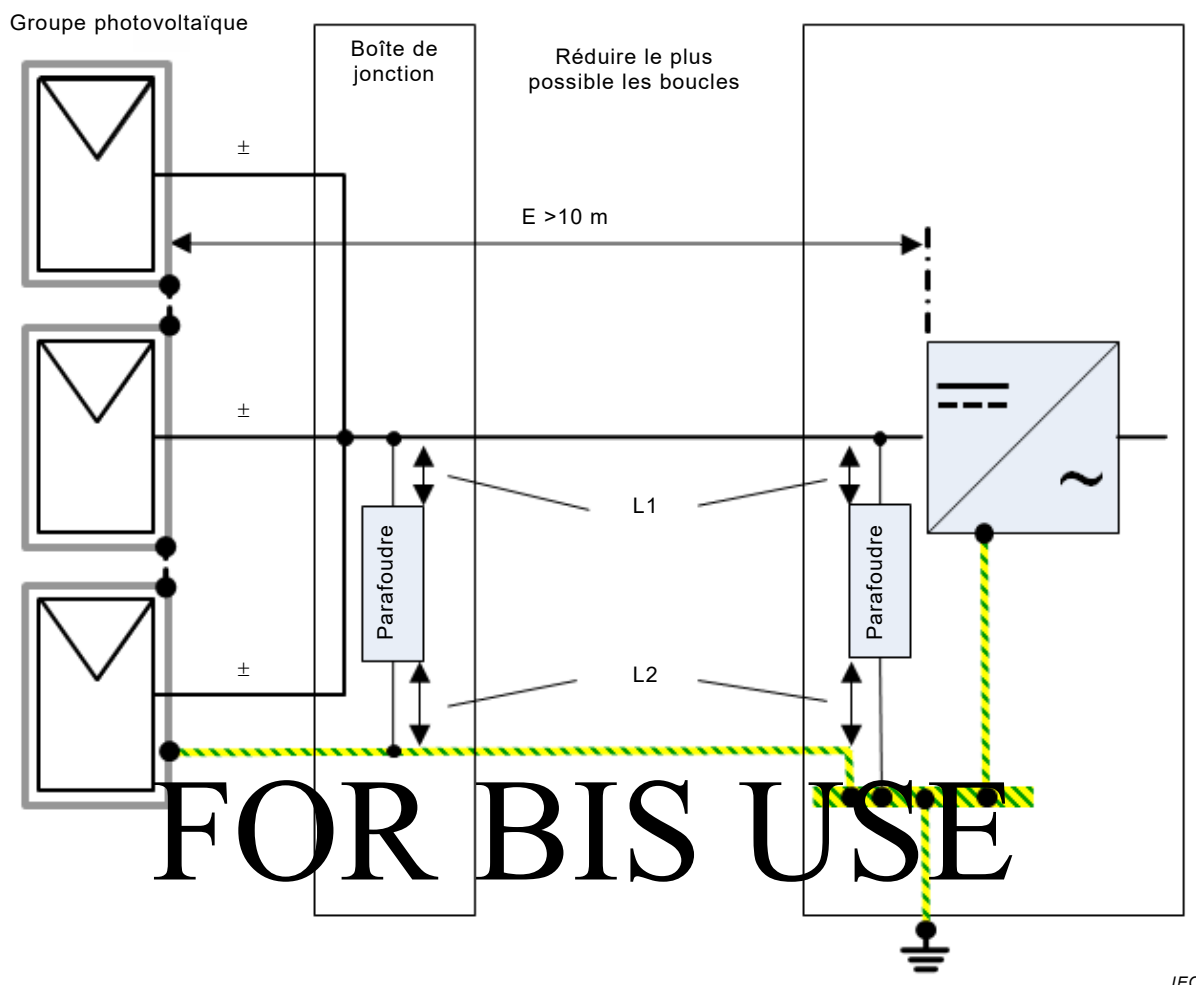


Figure 6 – Exemple de protection contre les surtensions en courant continu d'une installation photovoltaïque

### 9.2.6 Sections des conducteurs de connexion pour les parafoudres en courant continu

Il convient que la connexion des parafoudres soit conforme aux règles suivantes:

La section minimale des conducteurs de mise à la terre des parafoudres soumis à l'essai selon la classe I doit être de 16 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent.

La section minimale des conducteurs de mise à la terre des parafoudres soumis à l'essai selon la classe I en mode de défaillance en court-circuit (SCFM) doit être égale à la section des conducteurs sous tension correspondants, si elle est supérieure à 16 mm<sup>2</sup>.

La section minimale des conducteurs de mise à la terre des parafoudres soumis à l'essai selon la classe II doit être de 6 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent.

La section minimale des conducteurs de mise à la terre des parafoudres soumis à l'essai selon la classe II en mode de défaillance en court-circuit (SCFM) doit être égale à la section des conducteurs sous tension correspondants, si elle est supérieure à 6 mm<sup>2</sup>.

NOTE Les exigences concernant la section sont différentes dans certains pays. L'Avant-propos de l'IEC 62305-3 explique ces écarts.

Le courant de court-circuit assigné du parafoudre ( $I_{SCPV}$ ) doit être coordonné avec le courant de court-circuit présumé du système photovoltaïque au point d'installation et la section des conducteurs de connexion doit être assignée pour ce courant, compte tenu du temps de déconnexion maximum de la protection maximale de secours contre les surintensités.

La section des conducteurs de connexion pour les parafoudres à mode de défaillance en court-circuit (SCFM) et pour les parafoudres à mode de défaillance en circuit ouvert (OCFM) doit être conforme à la caractéristique des déconnecteurs de parafoudres (lorsqu'ils existent), comme cela est vérifié par essai pour le comportement en mode de défaillance des parafoudres conformément à l'IEC 61643-31.

Les conducteurs qui relient les parafoudres et les dispositifs de protection contre les surintensités (lorsqu'ils existent) aux conducteurs sous tension doivent avoir une valeur assignée capable de supporter le courant de court-circuit présumé prévu et doivent avoir une section d'au moins:

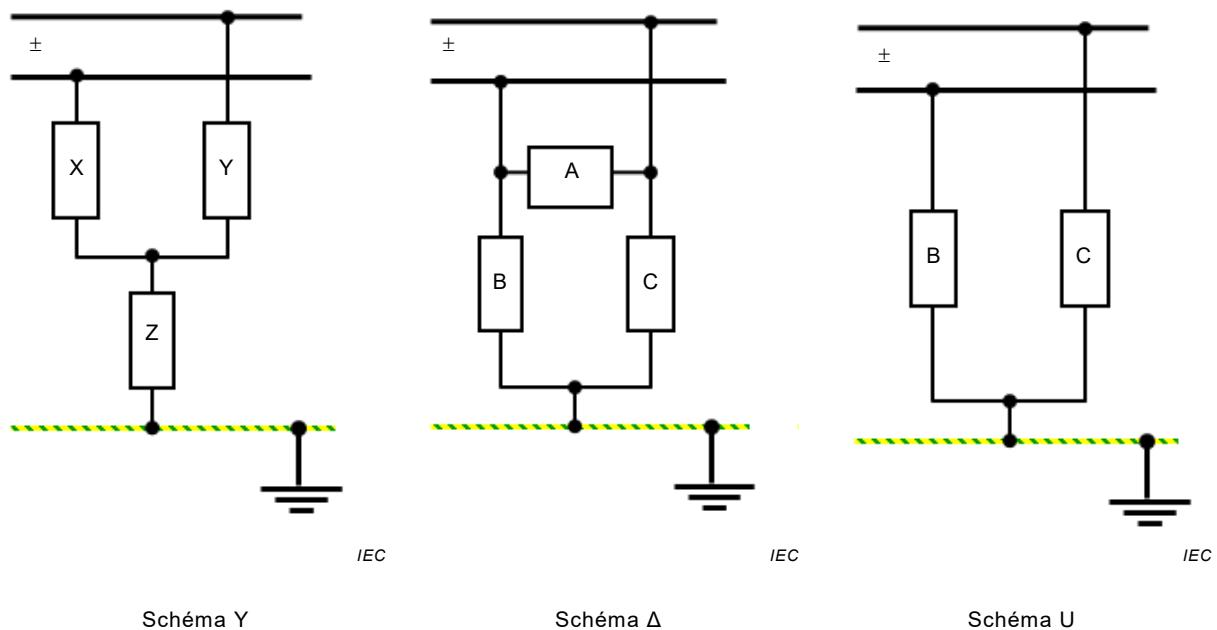
- 2,5 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent pour les parafoudres installés en courant continu soumis à l'essai selon la classe II,
- 6 mm<sup>2</sup> pour le cuivre ou équivalent pour les parafoudres installés en courant continu soumis à l'essai selon la classe I.

### **9.2.7 Schémas de connexion interne des parafoudres multipôles ou combinaisons de parafoudres avec un mode de protection unique en courant continu**

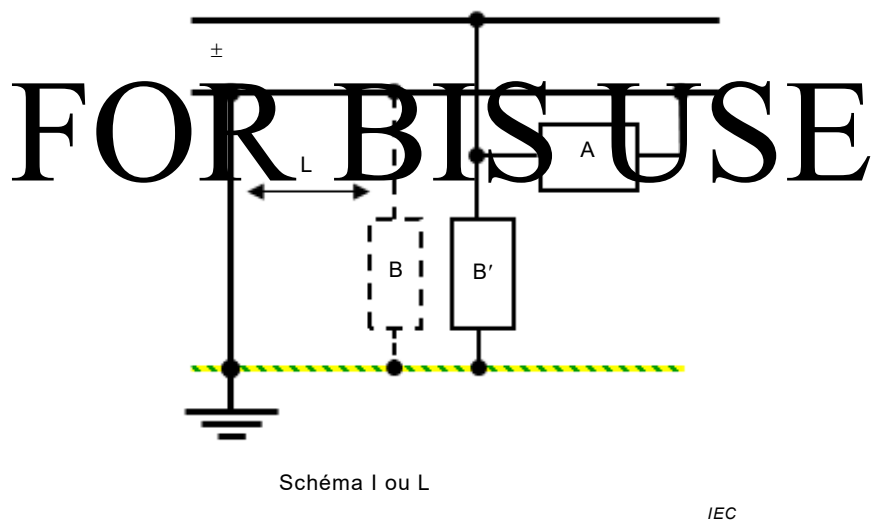
Les Figures 7 et 8 donnent des exemples de connexion des parafoudres à l'installation photovoltaïque.

La protection peut prendre la forme d'une combinaison de parafoudres avec un mode de protection unique (A,B,C, X, Y et Z) comme représenté aux Figures 7 et 8 ou d'un parafoudre multipôle. Les composants de protection des parafoudres peuvent être des composants à limitation de tension, des composants à coupure de tension ou une combinaison des deux. Les éléments d'un parafoudre (A,B,C, X, Y et Z) sont également appelés branche de courant d'un parafoudre. Cette branche de courant peut être différente d'un mode de protection unique d'un parafoudre multipôle (par exemple, schéma Y et schéma  $\Delta$ ). Les éléments X, Y et Z peuvent être, par exemple, trois parafoudres identiques avec un mode de protection unique.

NOTE Lorsque le niveau de protection en tension pour chaque mode de protection n'est pas déclaré par le constructeur, les niveaux de protection en tension des parafoudres individuels à mode de protection unique doivent être ajoutés pour obtenir le niveau total de protection en tension.



**Figure 7 – Exemple de connexions de parafoudres en courant continu sur une source photovoltaïque non mise à la terre**



NOTE L'élément B peut ne pas être nécessaire si la distance entre B et la mise à la terre fiable est inférieure à 1 m.

**Figure 8 – Exemple de connexion de parafoudres en courant continu sur une source photovoltaïque mise à la terre fiable**

### 9.2.8 Choix du courant de court-circuit présumé $I_{SCPV}$ du parafoudre en courant continu

Si le parafoudre passe à une phase de basse impédance à la fin de son cycle de vie, le courant de défaut dépend du nombre de chaînes photovoltaïques, du point d'installation du parafoudre et du niveau d'éclairement solaire. Le courant de court-circuit des modules photovoltaïques est légèrement plus élevé que le courant au point de fonctionnement à puissance maximale (MPP – maximum power point) en raison de la caractéristique non linéaire des modules photovoltaïques. Cette disposition rend difficile la détection d'un court-circuit au sein d'une installation photovoltaïque dans la mesure où les courants de défaut résultants peuvent ne pas déclencher les dispositifs de protection contre les surintensités tels que des fusibles ou des disjoncteurs. Cette situation se vérifie également pour les dispositifs

externes de protection contre les surintensités ou les dispositifs de protection contre les surintensités intégrés au parafoudre.

Le courant de court-circuit assigné  $I_{SCPV}$  du parafoudre doit être supérieur ou égal au courant maximal de court-circuit  $I_{SC MAX}$  du groupe photovoltaïque au point d'installation du parafoudre. L'Annexe B fournit de plus amples informations.

Les parafoudres des installations photovoltaïques peuvent être endommagés pour les raisons suivantes:

- emballement thermique dû à un nombre élevé de coups de foudre ne dépassant pas les caractéristiques assignées des parafoudres, mais entraînant une lente dégradation de leurs composants internes;
- défaillance soudaine due à une contrainte supérieure aux caractéristiques assignées des parafoudres, entraînant ainsi une dégradation soudaine de leur impédance.

Le parafoudre doit par conséquent comporter un dispositif de protection dédié capable de fonctionner dans toutes les conditions de rayonnement solaire (élevé ou faible) quel que soit le niveau de courant fourni par le groupe photovoltaïque. Les dispositifs qui peuvent garantir une déconnexion en toute sécurité ou un court-circuit en toute sécurité du parafoudre sont les suivants:

- les déconnecteurs intégrés qui adoptent le mode de défaillance en circuit ouvert (OCFM) lorsque le comportement du parafoudre doit se traduire par une déconnexion de la source de puissance en courant continu,
- les déconnecteurs externes installés en série avec le parafoudre et coordonnés avec le comportement en surcharge de ce dernier pour obtenir le mode de défaillance en circuit ouvert (CCFM) (par exemple, des fusibles ou d'autres composants analogues de protection contre les surintensités),
- une combinaison des déconnecteurs susmentionnés,
- un dispositif interne de mise en court-circuit du parafoudre (dispositif de mise en court-circuit) capable de traiter le courant  $I_{SCPV}$  pendant une durée illimitée pour obtenir un mode de défaillance en court-circuit (SCFM) sûr.

NOTE 1 Les systèmes photovoltaïques et les technologies d'onduleur ne sont pas tous capables de supporter un court-circuit en courant continu. Un court-circuit permanent à la terre peut engendrer un risque de sécurité dans certains systèmes. D'autres normes d'installation peuvent exiger des déconnecteurs externes. L'IEC 60364-7-712 fournit de plus amples informations.

NOTE 2 Des exigences supplémentaires peuvent s'appliquer lors de la connexion de batteries aux circuits à courant continu du fait que les courants de court-circuit fournis par les batteries peuvent être bien plus élevés que le courant qui peut être fourni par le groupe photovoltaïque.

Les caractéristiques des dispositifs utilisés à des fins de déconnexion ou de mise en court-circuit doivent être fournies par le constructeur de parafoudres.

Les modes de défaillance des parafoudres sont les suivants:

- mode de défaillance en circuit ouvert (OCFM) ou
- mode de défaillance en court-circuit (SCFM).

Il convient de tenir compte de l'effet des composants de protection (par exemple, déconnecteur, dispositif de mise en court-circuit, etc.) sur le réseau à courant continu sur la base des informations fournies par le constructeur du parafoudre.

Les dispositifs de déconnexion appropriés doivent être déclarés par le constructeur du fait des éventuelles situations dangereuses pour les personnes et les biens engendrées par la formation d'arcs en courant continu lors du remplacement de parafoudres enfichables avec comportement en mode de défaillance en court-circuit (SCFM). Il est exigé que les dispositifs de déconnexion disposent d'une capacité de sectionnement et d'une capacité de coupure en charge atteignant  $I_{SC MAX}$ .

### **9.2.9 Coordination des parafoudres**

La coordination des parafoudres dans une installation est primordiale. Voir l'IEC 61643-12 pour de plus amples informations. Les instructions du constructeur concernant le mode de réalisation d'une coordination appropriée entre les parafoudres doivent être suivies.

## **10 Maintenance**

L'installation des parafoudres doit permettre de les examiner aisément.

# FOR BIS USE

## Annexe A (normative)

### Détermination de la valeur de $I_{imp}$ ou de $I_n$ pour les parafoudres selon l'approche simplifiée pour différentes structures protégées par un système de protection contre la foudre (SPF)

#### A.1 Généralités

La série IEC 62305 adopte une approche globale de protection des bâtiments contre la foudre. L'objectif est de protéger l'installation complète contre les impacts de foudre directs (protection de la structure proprement dite) et contre les surtensions induites (protection du réseau d'alimentation de l'installation). Cette protection repose sur une analyse du risque complète définie dans l'IEC 62305-2. Pour chaque situation particulière, l'analyse du risque attribue à l'installation à l'étude un niveau de risque de I à IV, à savoir un niveau appelé niveau de protection contre la foudre (NPF). Un SPF, c'est-à-dire un système de protection contre la foudre (qui constitue la protection du bâtiment proprement dit), est conçu et installé si nécessaire pour protéger la structure conformément aux besoins du NPF.

Les installations équipées d'un SPF exigent l'utilisation d'un parafoudre soumis à l'essai selon la classe I afin de protéger les réseaux situés à l'entrée du bâtiment (origine de l'installation). Le système de mise à la terre global de l'installation introduit effectivement une partie importante du courant dû aux coups de foudre acheminé par le SPF dans les circuits internes au bâtiment.

L'IEC 61643-32 spécifie une approche commune et simplifiée pour la protection côté courant alternatif de l'installation photovoltaïque.

# FOR BIS USE

Ce niveau de protection contre la foudre conditionne la détermination de la valeur  $I_{imp}$ .

La présente annexe fournit une approche commune et simplifiée de détermination des valeurs  $I_{imp}$  applicables en courant continu de différentes installations photovoltaïques.

Des programmes numériques pour réseaux transitoires peuvent être utilisés pour calculer le partage du courant prévu.

Les mesurages et les simulations indiquent qu'une réduction de la durée des formes d'ondes de courant de 10/350  $\mu$ s du courant de foudre partiel introduit dans les câbles à courant continu par les parafoudres en courant continu constitue une caractéristique de la répartition du courant de foudre dans les bâtiments comportant un groupe photovoltaïque monté sur le toit. Pour pouvoir comparer cette valeur énergétique avec les paramètres de parafoudre spécifiés dans la norme IEC 61643-31, il est nécessaire de convertir les valeurs réelles en un choc de courant de foudre normalisé de 10/350  $\mu$ s par le calcul de l'énergie de choc équivalente.

Le courant de foudre partiel qui s'écoule dans le réseau à courant continu par l'intermédiaire des parafoudres dépend:

- de la classe du système de protection contre la foudre (SPF)
- de la résistivité du sol
- du nombre de conducteurs de descente externes du dispositif de capture
- de la distance (longueur de câble) entre le niveau du toit et l'emplacement de l'onduleur ou de la barre de liaison équipotentielle au sol
- de l'impédance du parafoudre (en fonction de la technologie de limitation de tension ou de coupure de tension)

Le courant qui s'écoule dans les parafoudres varie en fonction de la forme d'onde classique de 10/350  $\mu\text{s}$  en raison de la configuration des conducteurs de descente et de la connexion effective des parafoudres parallèlement à ces conducteurs. Il convient ainsi de soumettre les parafoudres à l'essai avec un choc de courant de 8/20  $\mu\text{s}$  égal au courant de crête calculé et pour l'énergie calculée vérifiée par essai par l'application d'un choc de courant normalisé de 10/350  $\mu\text{s}$ .

La présente annexe récapitule les résultats des calculs effectués pour différentes installations photovoltaïques. Les Tableaux A1, A2 et A3 donnent des préconisations relatives au choix des parafoudres et au choix des valeurs d'essai pour chaque mode de protection, ainsi que la valeur  $I_{\text{Total}}$  pour les parafoudres multipôles.

Il convient de poser à distance des autres installations électriques les câbles photovoltaïques dans lesquels un courant de foudre partiel peut s'écouler.

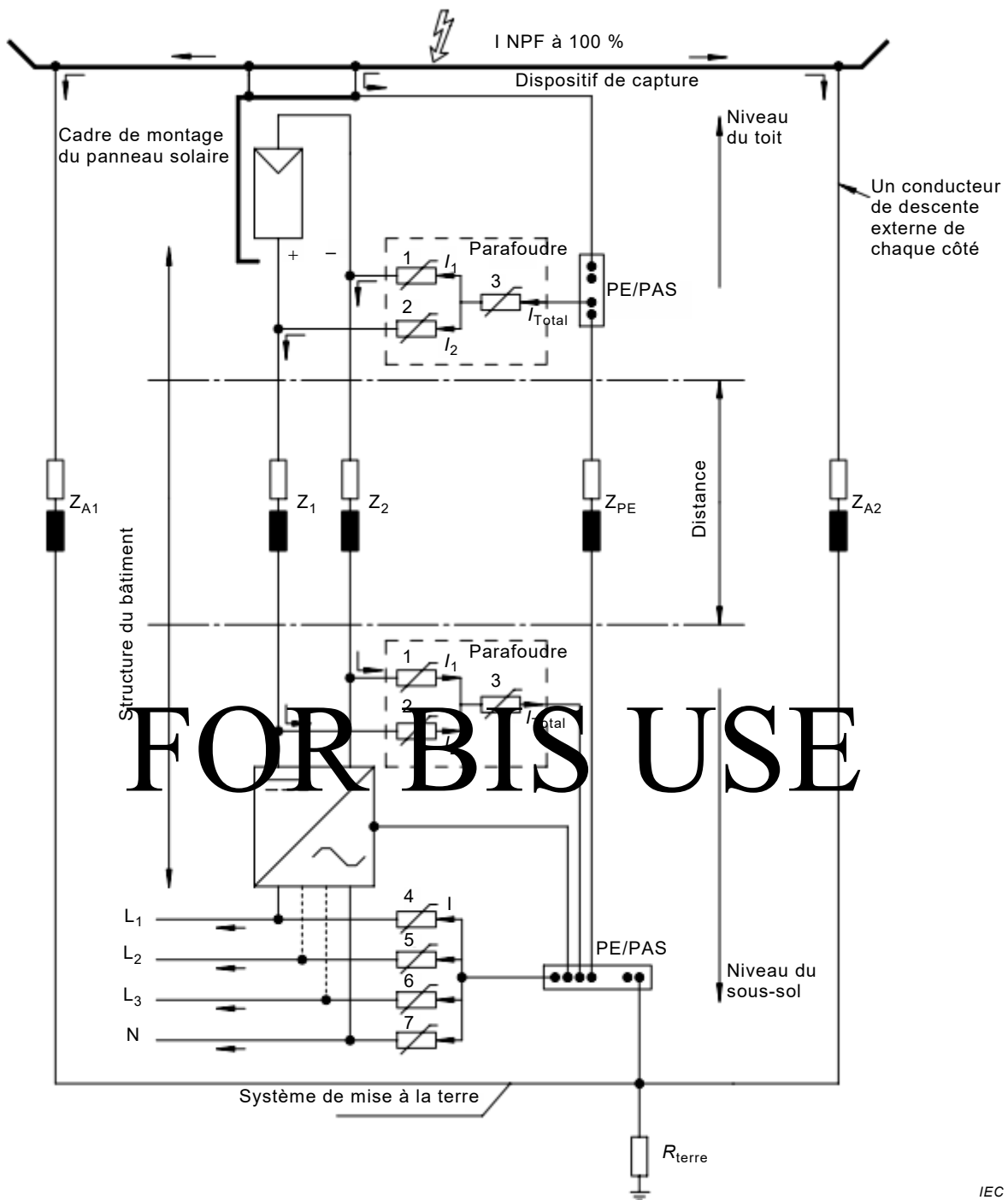
## A.2 Bâtiment comportant une installation photovoltaïque sur le toit selon 6.2.3

Cet article fournit des préconisations concernant le mode de détermination de la valeur du courant de crête de décharge en courant continu d'une installation photovoltaïque comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre. Ce mode de détermination s'applique en cas de non-maintien de la distance de séparation et lors de la connexion de la structure métallique du module photovoltaïque au dispositif de capture (système de protection contre la foudre).

L'exemple donné dans la Figure A.1 est fondé sur des mesurages et sur la simulation d'une structure d'un bâtiment comportant deux conducteurs de descente externes et des parafoudres à limitation de tension. Cette configuration conduit aux différentes valeurs de  $I_{\text{imp}}$  (10/350  $\mu\text{s}$ ) et  $I_n$  (8/20  $\mu\text{s}$ ) du tableau A.1.

FORBIS USE





**Légende**

- $Z_{A1} \dots Z_{A2}$  = Impédance des conducteurs de descente externes
- $Z_1 \dots Z_2$  = Impédance du conducteur de puissance en courant continu
- $Z_{PE}$  = Impédance du conducteur de liaison équipotentielle
- PE/PAS** = Barre de liaison équipotentielle
- $I_1 \dots I_2$  = Courant traversant chaque pôle (ou branche) des parafoudres en courant continu (1, 2)
- $I_{Total}$  = Courant total traversant les parafoudres en courant continu (3)
- $I_4 \dots I_7$  = Courant traversant chaque pôle des parafoudres en courant alternatif (4...7)

**Figure A.1 – Exemple de structure comportant deux conducteurs de descente externes afin de déterminer la valeur du courant de décharge pour le choix des parafoudres**

**Tableau A.1 – Valeurs de  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) et  $I_n$  ( $I_{8/20}$ ) pour les parafoudres à limitation de tension en courant continu d'une installation photovoltaïque montée sur le toit d'un bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre en cas de non-maintien de la distance de séparation**

NPF Courant maximal correspondant au NPF (10/350)		Nombre de conducteurs de descente externes			
		< 4		≥ 4	
		Valeurs de classe d'essai I pour les parafoudres à limitation de tension sur la base du choix de $I_{8/20}$ (8/20 μs) et $I_{10/350}$ (10/350 μs).			
		$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{Total}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$	$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{Total}$ $I_{8/20} / I_{10/350}$
I ou valeur inconnue	200 kA	17 / 10	34 / 20	10 / 5	20 / 10
II	150 kA	12,5 / 7,5	25 / 15	7,5 / 3,75	15 / 7,5
III ou IV	100 kA	8,5 / 5	17 / 10	5 / 2,5	10 / 5

Les parafoudres à limitation de tension peuvent être également un parafoudre de type combiné dont les composants de type à limitation de tension et à coupure de tension relèvent d'une connexion en série.

Lorsque des parafoudres à limitation de tension sont utilisés, deux options sont offertes pour cette application:

- utilisation d'un parafoudre soumis à l'essai selon la classe I avec les valeurs  $I_{imp} = I_{10/350}$  définies dans le Tableau A.1 et selon la classe II avec les valeurs  $I_n = I_{8/20}$  définies dans ce même tableau
- utilisation d'un parafoudre soumis à l'essai selon la classe I uniquement avec  $I_{imp}$  égale à la valeur de crête exigée pour  $I_{8/20}$  définie dans le Tableau A.1.

Pour le niveau NPF III/IV comportant moins de 4 conducteurs de descente externes, par exemple, il est possible de choisir les parafoudres soumis à l'essai:

- selon la classe I avec  $I_{imp}$  égale à au moins 5 kA selon le mode et soumis à l'essai selon la classe II avec  $I_n$  égale à au moins 8,5 kA selon le mode
- ou selon la classe I uniquement avec  $I_{imp}$  égale à au moins 8,5 kA selon le mode

Selon l'impédance et d'autres caractéristiques de différentes technologies de parafoudres, les valeurs de partage du courant applicables aux parafoudres à coupure de tension sont différentes de celles applicables aux parafoudres à limitation de tension. Le Tableau A.2 définit les valeurs  $I_{imp} = I_{10/350}$  pour le choix des parafoudres à coupure de tension selon la classe d'essai I.

**Tableau A.2 – Valeurs de  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) pour les parafoudres à coupure de tension en courant continu d'une installation photovoltaïque montée sur le toit d'un bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre en cas de non-maintien de la distance de séparation**

NPF Courant maximal correspondant au NPF (10/350)		Nombre de conducteurs de descente externes			
		< 4		≥ 4	
		Valeurs de classe d'essai I pour les parafoudres à coupure de tension			
		$I_{SPD1} = I_{SPD2} = I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{Total} = I_{10/350}$	$I_{SPD1} = I_{SPD2} = I_{10/350}$	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{Total} = I_{10/350}$
I ou valeur inconnue	200 kA	25	50	12,5	25
II	150 kA	18,5	37,5	9	18
III ou IV	100 kA	12,5	25	6,25	12,5

Les parafoudres à coupure de tension peuvent être également un parafoudre de type combiné dont les composants de type à coupure de tension et à limitation de tension relèvent d'une connexion en parallèle.

Il est recommandé d'utiliser un câble blindé pour les fils à courant continu en cas de non-maintien de la distance de séparation (s) et lorsqu'une connexion métallique est exigée entre le système de protection contre la foudre et le cadre du module photovoltaïque ou le cadre de construction. Dans ce cas, le blindage doit être capable d'acheminer un courant de foudre partiel égal à  $I_{Total}$ . Les deux extrémités du blindage doivent être mises à la terre.

FOR BIS USE

Dans le cas de plusieurs panneaux solaires (groupes photovoltaïques) comportant plusieurs parafoudres (un parafoudre pour chaque panneau), les courants 8/20 et 10/350 définis dans le Tableau A.1 et le Tableau A.2 peuvent être réduits en tenant compte du partage du courant entre les différents parafoudres.

### A.3 Centrale photovoltaïque en champ libre

Cet article décrit le mode de détermination de la valeur du courant de crête de décharge en courant continu d'une installation photovoltaïque comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre.

L'exemple suivant représente une approche simplifiée basée sur une structure comprenant une installation photovoltaïque étendue. Cette centrale photovoltaïque en champ libre se caractérise par plusieurs mises à la terre et un système de mise à la terre maillé (maillage de 20 m par 20 m). Cette configuration donne les valeurs de  $I_{imp}$  indiquées dans le Tableau A.3.

Une installation photovoltaïque au sol est généralement une structure isolée ( $C_D = 1$ ), implantée en zone rurale ( $C_E = 1$ ).

Cette installation photovoltaïque est généralement connectée au réseau par le biais d'une ligne de puissance aérienne non blindée ( $C_{LD} = 1$ ,  $P_{LD} = 1$ ) triphasée ( $c_1 = 1$ ) haute tension ( $c_T = 0,2$ ) dont la longueur peut par hypothèse être égale à 5 km, en l'absence d'informations plus détaillées.

NOTE L'IEC 62305-2 donne des informations détaillées sur l'évaluation des risques.

Les lignes de puissance basse tension sont connectées dans le tableau principal à la ligne interne qui aboutit à ou aux onduleurs de l'installation photovoltaïque. La répartition du

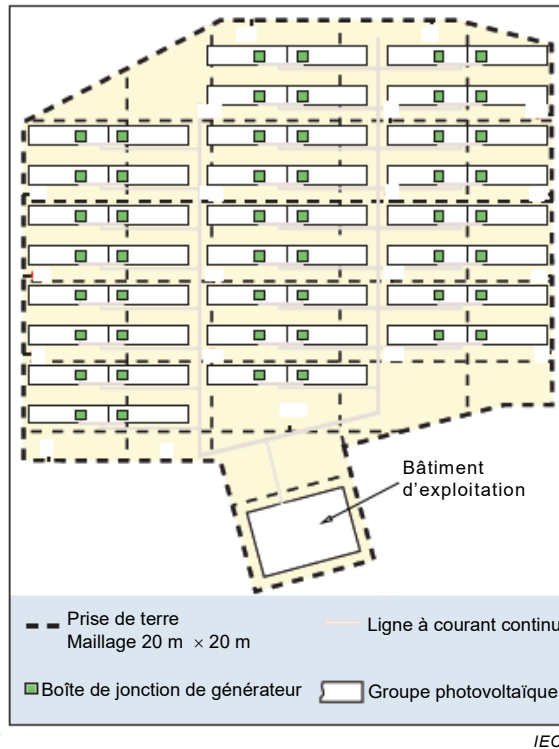
conducteur de mise à la terre de protection s'effectue généralement dans le même câble que les conducteurs de phase.

Un réseau de signaux, connecté au matériel de commande et de surveillance, peut pénétrer dans l'installation photovoltaïque.

Le courant de foudre partiel qui s'écoule dans le réseau à courant continu par l'intermédiaire des parafoudres dépend:

- de la classe du système de protection contre la foudre
- un niveau de protection contre la foudre III est généralement suffisant pour les centrales solaires au sol.
- de la résistivité du sol
- une résistivité du sol plus élevée génère l'écoulement de courants partiels plus élevés dans le réseau à courant continu par l'intermédiaire des parafoudres.
- du maillage de la prise de terre
- un maillage plus important génère l'écoulement de courants partiels plus élevés dans le réseau à courant continu par l'intermédiaire des parafoudres.
- de l'impédance du parafoudre (en fonction de la technologie de limitation de tension ou de coupure de tension utilisée)
- du type de réseau d'onduleurs (centralisé ou réparti: plusieurs onduleurs de branches). Dans le cas d'un réseau d'onduleurs centralisé, les courants de foudre partiels s'écoulent dans le câblage à courant continu. Dans le cas d'un réseau d'onduleurs réparti, les courants de foudre partiels s'écoulent dans le câblage à courant alternatif.

Les mesurages et les simulations indiquent une réduction de la durée de formes d'ondes de courant de 10/350  $\mu$ s du courant de foudre partiel introduit dans les câbles à courant continu par les parafoudres en courant continu. Cette réduction constitue une caractéristique de la répartition du courant de foudre dans des centrales photovoltaïques en champ libre caractérisées par plusieurs mises à la terre et un système de mise à la terre maillé. Pour pouvoir comparer cette valeur énergétique avec les paramètres de parafoudre spécifiés dans l'IEC 61643-31, il est nécessaire de convertir les valeurs réelles en un choc de courant de foudre normalisé de 10/350  $\mu$ s par le calcul de l'énergie de choc équivalente.



IEC

Figure A.2 – Exemple de la structure d'une installation photovoltaïque étendue.  
Centrale photovoltaïque comportant plusieurs mises à la terre et un système de mise à la terre maillé

Tableau A.3 – Valeurs de  $I_{imp}$  ( $I_{10/350}$ ) et  $I_n$  ( $I_{8/20}$ ) pour les parafoudres utilisés en courant continu dans les centrales photovoltaïques avec onduleur central, plusieurs mises à la terre et système de mise à la terre maillé

NPF Courant maximal correspondant au NPF (10/350)		Parafoudres connectés en courant continu $I_{imp}$ en kA (10/350 $\mu$ s), $I_n$ en kA (8/20 $\mu$ s)					
		Parafoudres à limitation de tension				Parafoudres à coupure de tension	
		$I_{10/350}$		$I_{8/20}$		$I_{10/350}$	
		Chaque Mode [kA]	$I_{Total}$ [kA]	Chaque Mode [kA]	$I_{Total}$ [kA]	Chaque Mode [kA]	$I_{Total}$ [kA]
III ou IV	100 kA	5	10	15	30	10	20

Les parafoudres à limitation de tension peuvent être également un parafoudre de type combiné dont les composants de type à limitation de tension et à coupure de tension relèvent d'une connexion en série.

Les parafoudres à coupure de tension peuvent être également un parafoudre de type combiné dont les composants de type à coupure de tension et à limitation de tension relèvent d'une connexion en parallèle.

Trois options sont offertes pour cette application:

- utilisation de parafoudres à limitation de tension soumis à l'essai selon la classe I avec  $I_{imp} = I_{10/350}$  et soumis à l'essai selon la classe II avec  $I_n = I_{8/20}$  comme l'exige le Tableau A.3 pour ce type de parafoudre
- utilisation de parafoudres à limitation de tension soumis à l'essai selon la classe I uniquement avec  $I_{imp}$  égale à la valeur de crête exigée pour  $I_{8/20}$  dans le Tableau A.3.

- utilisation de parafoudres à coupure de tension soumis à l'essai selon la classe I avec  $I_{imp} = I_{10/350}$  comme l'exige le Tableau A.3 pour ce type de parafoudre.

Par exemple, il est possible de choisir:

- des parafoudres à limitation de tension:
  - soumis à l'essai selon la classe I avec  $I_{imp}$  égale à au moins 5 kA selon le mode et soumis à l'essai selon la classe II avec  $I_n$  égale à au moins 15 kA selon le mode
  - ou soumis à l'essai selon la classe I uniquement avec  $I_{imp}$  égale à au moins 15 kA selon le mode
- ou, en cas d'utilisation de parafoudres à coupure de tension:
  - soumis à l'essai selon la classe avec  $I_{imp}$  égale à au moins 10 kA selon le mode.

NOTE 3 Le Tableau A.3 peut ne pas traiter des coups de foudre directs frappant l'enveloppe de l'onduleur (bâtiment d'exploitation). Il est nécessaire d'effectuer des simulations spécifiques si ce type de cas doit être pris en considération.

Il est également recommandé d'utiliser un câble blindé pour les fils à courant continu entre le groupe photovoltaïque et le poste onduleur central afin de réduire l'induction des courants de foudre dans le réseau à courant continu. Dans ce cas, le blindage doit être capable d'acheminer des courants de foudre partiels égaux à  $I_{Total}$  pour chaque boîte de jonction. Les deux extrémités du blindage doivent être mises à la terre.

Dans les centrales solaires de grande dimension qui utilisent plusieurs onduleurs de branches, les valeurs données dans le Tableau A.3 s'appliquent aux parafoudres de classe I installés en courant alternatif sur les onduleurs de branches et du côté basse tension du transformateur central. Des parafoudres de classe II sont normalement suffisants en courant continu sur l'onduleur de branche, à condition qu'un seul ensemble de parafoudres soit inclus en courant continu.

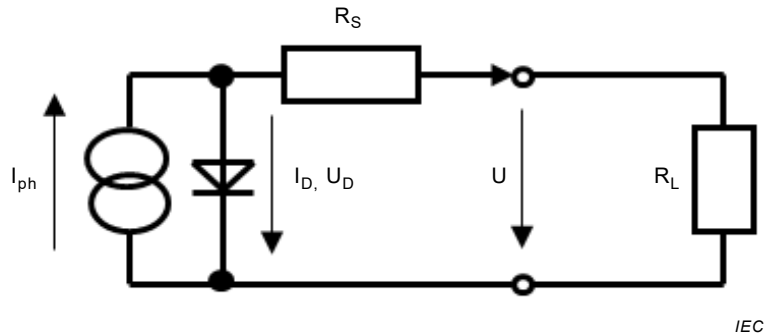
FOR BIS USE

**Annexe B**  
(informative)

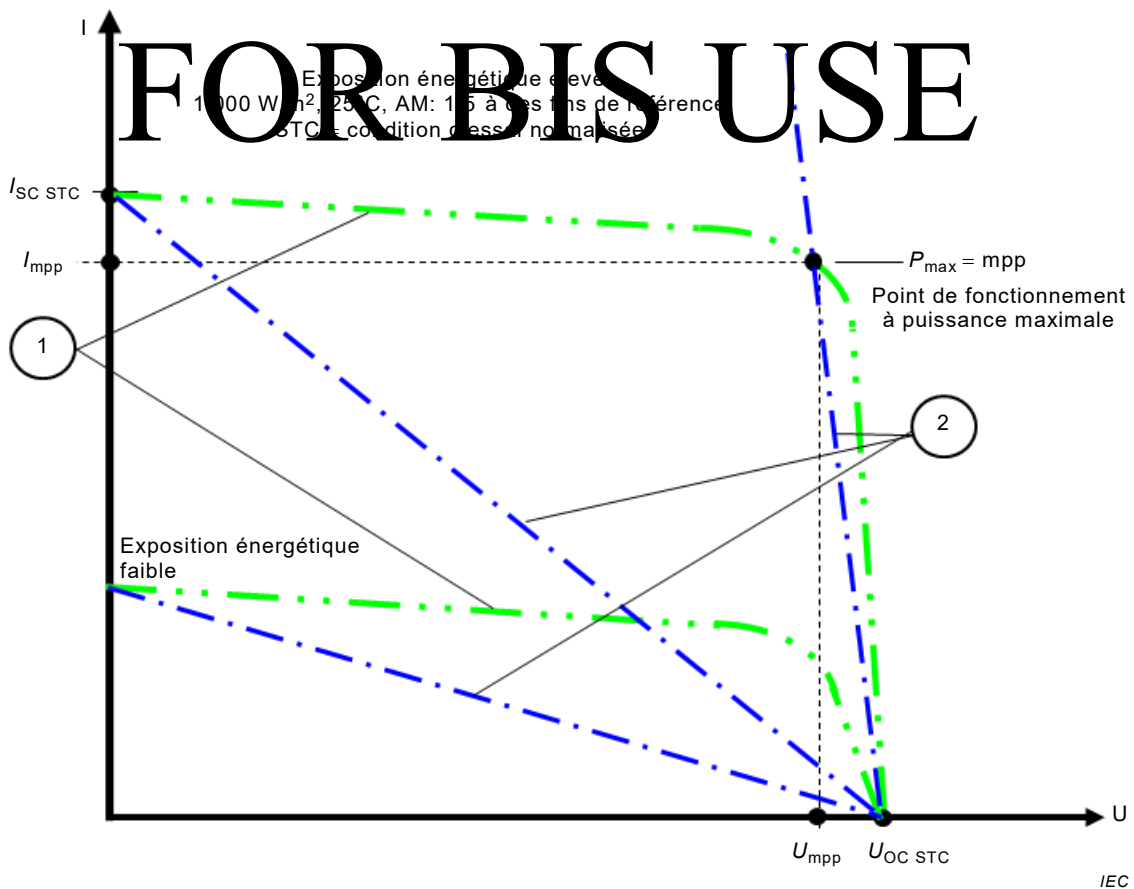
**Caractéristiques d'une source photovoltaïque**

**B.1 Caractéristiques d'une source de courant photovoltaïque**

La Figure B.1 représente le schéma d'une source de courant photovoltaïque, et la Figure B.2 les caractéristiques U/I d'une source de courant photovoltaïque non linéaire.



**Figure B.1 – Schéma d'une source de courant photovoltaïque**



**Légende**

- 1 Indication des caractéristiques photovoltaïques non linéaires à des niveaux d'exposition énergétique différents.
- 2 Indication de 3 sources linéaires différentes afin de simuler la caractéristique photovoltaïque dans le cas d'une méthode d'essai différente sans utiliser de source photovoltaïque ou de simulateur de source photovoltaïque.

**Figure B.2 – Caractéristiques U/I d'une source de courant photovoltaïque non linéaire**

Dans le cas d'essais à des niveaux de rayonnement faible et élevé, un simulateur photovoltaïque doit être utilisé. Une combinaison de trois sources linéaires différentes peut être également acceptée si, dans le cas d'essais effectués avec la ou les sources linéaires, la caractéristique à un rayonnement faible jusqu'au point de fonctionnement à puissance maximale est comparable à une source photovoltaïque non linéaire.

Le comportement des parafoudres dont la conception interne et les technologies sont différentes, et qui utilisent des composants de type à limitation de tension ou à coupure de tension ou une combinaison de ces composants, peut être différent selon la caractéristique  $U/I$  de la source d'essai utilisée (dans le cas d'essais effectués dans des conditions de puissance en courant continu). Ces parafoudres peuvent générer un courant de suite de ligne en fonctionnement normal. Le comportement en cas de défaillance dans des conditions de fin de cycle de vie dépend de la caractéristique  $U/I$  de la source d'essai utilisée. La source d'essai doit être capable de simuler les conditions réelles d'une installation photovoltaïque. Un groupe photovoltaïque est une source de courant non linéaire et les valeurs de tension et de courant dépendent de la température dominante et du rayonnement solaire. Il doit être tenu compte du comportement des parafoudres, ainsi que de leur conception interne et de leurs déconnecteurs (fusibles) internes ou externes, à un rayonnement solaire maximum, de même qu'à un rayonnement solaire faible. Lorsque les essais sont effectués avec une source en courant continu linéaire, il convient de réaliser que les résultats peuvent être différents de ceux obtenus avec une source photovoltaïque non linéaire, ou un simulateur de source photovoltaïque spécifique. Cette situation signifie qu'il est exigé d'utiliser une source linéaire avec un courant de court-circuit plus élevé afin d'obtenir le point de fonctionnement à puissance maximale (MPP) d'une source photovoltaïque réelle ou d'un simulateur de source photovoltaïque.

La tension continue maximale et le courant continu maximal possible, qui peuvent être appliqués de manière continue au module de protection du parafoudre, peuvent être calculés, voir Annexes B.1 et B.3. Les valeurs assignées choisies ou fournies pour la tension  $U_{CPV}$  et le courant  $I_{SPV}$  du parafoudre doivent être supérieures ou égales aux valeurs maximales calculées.

## B.2 Calcul de $U_{OC\ MAX}$

$U_{OC\ MAX}$  est la tension maximale appliquée sur un module PV, une chaîne PV ou un groupe PV (circuit ouvert) non chargé, et calculée à l'aide de la formule suivante:

$$U_{OC\ MAX} = K_U U_{OC\ STC}$$

Le facteur de correction  $K_U$  prend en compte l'augmentation de la tension en circuit ouvert des modules, en prenant en considération la température ambiante la plus basse  $T_{min}$  [°C] sur le site de l'installation photovoltaïque et le coefficient de variation de température  $\alpha U_{OC}$  [%/°C] de la tension  $U_{OC}$  fourni par le constructeur de modules photovoltaïques:

$$K_U = 1 + (\alpha U_{OC} / 100)(T_{min} - 25)$$

$\alpha U_{OC}$  est un facteur négatif, qui peut être fourni par le constructeur de modules, exprimé soit en mV/°C, soit en %/°C. Lorsque  $\alpha U_{OC}$  est exprimé en mV/°C, le convertir en %/°C à l'aide de la formule suivante:

$$\alpha U_{OC}(\%/^{\circ}C) = 0,1 \alpha U_{OC} (mV/^{\circ}C) / U_{OC\ STC-Module} (V)$$

Exemple de module avec  $\alpha U_{OC}$  exprimé en mV/°C:

– Pour un module multicristallin:

$$U_{OC\ STC-Module} = 38,3\ V \text{ et } \alpha U_{OC} = -133\ mV/^{\circ}C \quad \Rightarrow \quad \alpha U_{OC} = -0,35\ \%/^{\circ}C$$



$$- T_{\min} = -15 \text{ °C} \implies (T_{\min} - 25) = -40 \text{ °C} \implies K_U = 1,14 \implies U_{OC \text{ MAX}} = 1,14 U_{OC \text{ STC}}$$

Les valeurs de  $\alpha U_{OC}$  peuvent être très différentes selon la technologie des modules photovoltaïques.

Les caractéristiques électriques des modules au silicium amorphe sont plus importantes que les caractéristiques spécifiées pendant les premières semaines d'exploitation. Ce phénomène, indiqué par le constructeur de modules, doit être pris en compte dans le calcul de  $U_{OC \text{ MAX}}$ .

En l'absence d'informations sur la température minimale prévue sur le site, ou en l'absence d'informations sur le coefficient de température du module photovoltaïque,  $U_{OC \text{ MAX}}$  doit être choisie égale à  $1,2U_{OC \text{ STC}}$ .

### B.3 Calcul de $I_{SC \text{ MAX}}$

Le courant maximal de court-circuit d'un module PV, d'une chaîne PV ou d'un groupe PV est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$I_{SC \text{ MAX}} = K_i I_{SC \text{ STC}}$$

La valeur minimale de  $K_i$  est égale à 1,25.

Dans certaines conditions, il convient d'augmenter  $K_i$  afin de tenir compte des différentes situations environnementales, par exemple, une réflexion ou une intensité solaire accrue.

# FOR BIS USE

## **Annexe C** (informative)

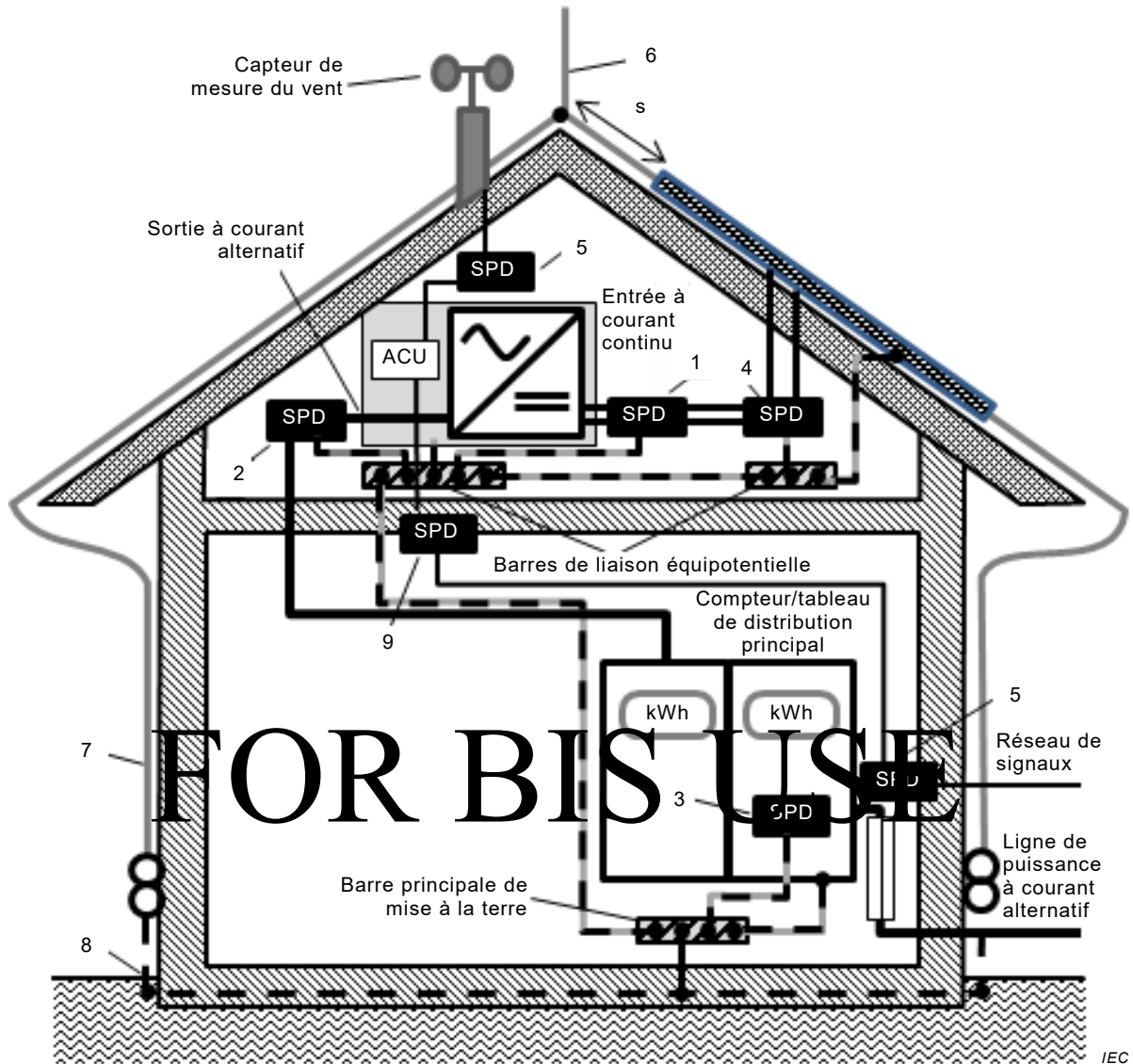
### **Informations complémentaires à l'Article 6: Installation et emplacement des parafoudres, et à l'Article 7: Liaison équipotentielle**

#### **C.1 Installation photovoltaïque incluant des circuits de signaux et de télécommunications**

NOTE Les Figures C.1 à C.3 présentent des exemples théoriques et peuvent ne pas nécessairement prendre en compte toutes les informations détaillées et toutes les exigences de la présente norme.

Pour une protection efficace contre les surtensions, il est recommandé que les cheminements respectifs du ou des conducteurs de liaison équipotentielle, des câbles à courant continu et des réseaux de signaux et de télécommunications soient les plus proches possible. Il est également recommandé d'éviter les boucles inutiles.

# FOR BIS USE

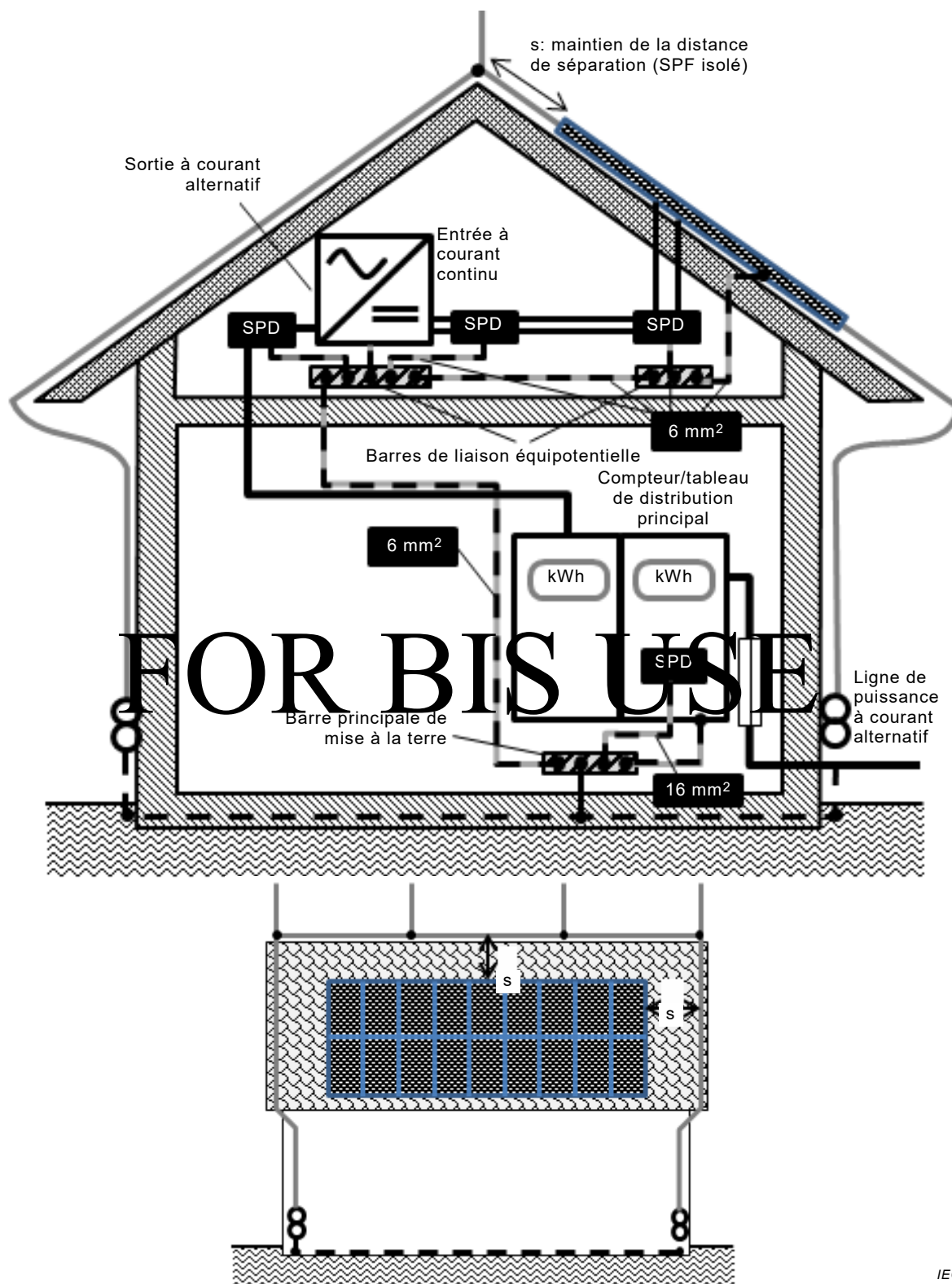


**Légende**

- s      Maintien de la distance de séparation (s) (SPF isolé)
- SPD    Parafoudre/Dispositif de protection contre les surtensions
- ACU    Unité d'acquisition et de contrôle (ACU – Acquisition and Control Unit)
- 1      parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31
- 2      parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-11
- 3      parafoudre soumis à l'essai selon la classe I conformément à l'IEC 61643-11
- 4      parafoudre soumis à l'essai selon la classe II conformément à l'IEC 61643-31
- 5      Catégorie de parafoudre D1 pour le réseau de signaux conformément à l'IEC 61643-21
- 6      Dispositif de capture du SPF
- 7      Réseau de conducteurs de descente du SPF
- 8      Prise de terre
- 9      Catégorie de parafoudre C pour le réseau de signaux conformément à l'IEC 61643-21

**Figure C.1 – Exemple de parafoudres installés sur un système photovoltaïque protégé par une installation extérieure du système de protection contre la foudre en cas de maintien de la distance de séparation (s) – Installation comprenant un système d'acquisition et de contrôle des données**

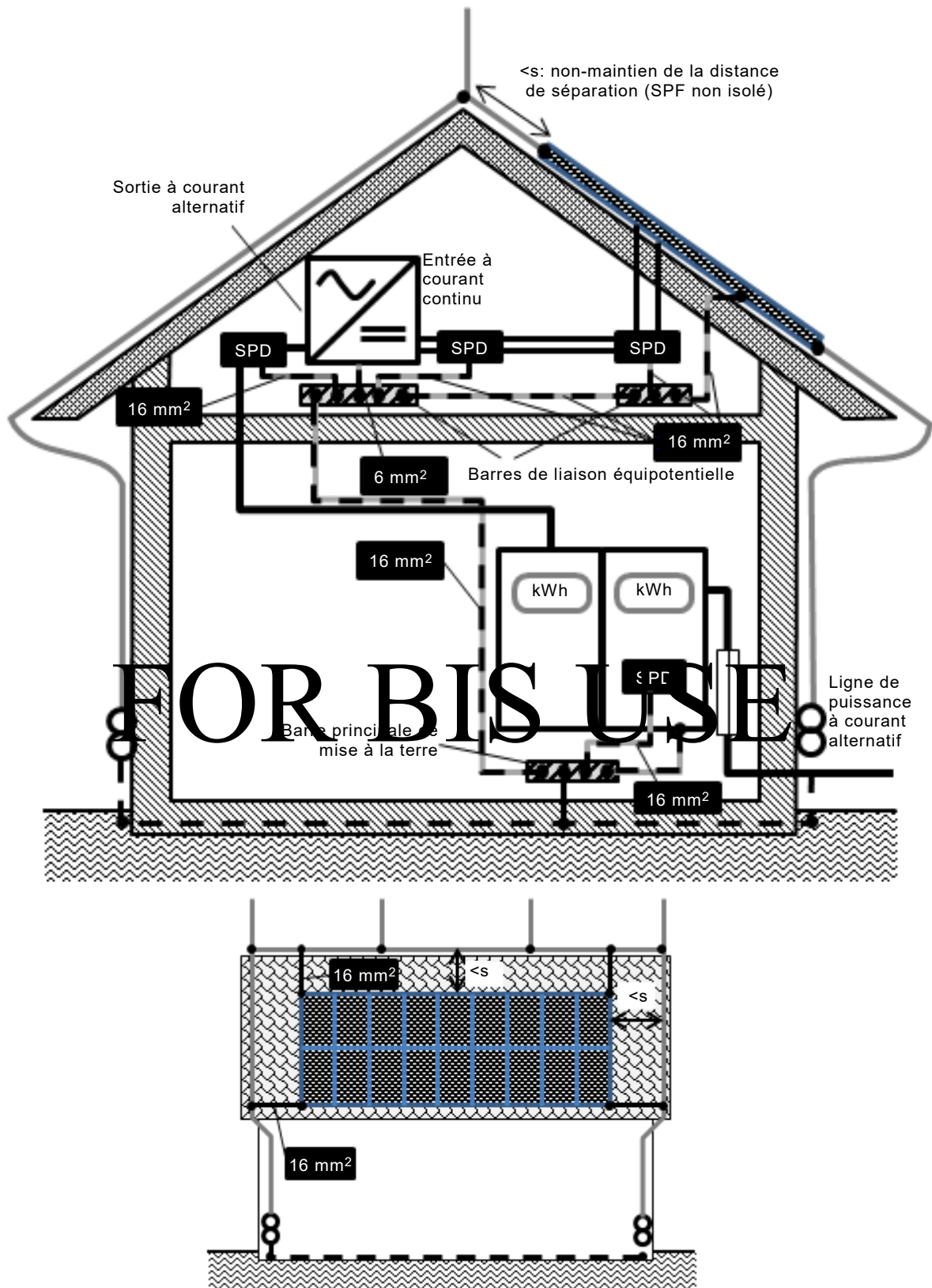
## C.2 Installation photovoltaïque et dimensions des conducteurs de liaison équipotentielle



IEC

NOTE Il est recommandé de positionner le dispositif de capture du système de protection contre la foudre de manière à éviter un coup de foudre direct sur le groupe photovoltaïque et à réduire simultanément le plus possible les ombres produites sur les modules photovoltaïques.

**Figure C.2 – Exemple de bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre – Dimensions des conducteurs de liaison équipotentielle en cas de maintien de la distance de séparation (s) ou d'utilisation d'un système de protection contre la foudre isolé**



IEC

NOTE Il est recommandé de positionner le dispositif de capture du système de protection contre la foudre de manière à éviter un coup de foudre direct sur le groupe photovoltaïque et à réduire simultanément le plus possible les ombres produites sur les modules photovoltaïques.

**Figure C.3 – Exemple de bâtiment comportant une installation extérieure du système de protection contre la foudre – Dimensions des conducteurs de liaison équipotentielle en cas de non-maintien de la distance de séparation (s)**

## Annexe D (informative)

### Exceptions aux États-Unis relatives aux parafoudres soumis à l'essai selon la classe I

Aux États-Unis, les parafoudres soumis à l'essai selon la classe I ne sont pas exigés. Cette exception s'applique à l'ensemble du document, notamment aux emplacements suivants:

Article	Paragraphe	Alinéa/Tableau/Figure	Ligne de l'alinéa
3	3.2.3	Note 2	1 <sup>re</sup> ligne
6	6.1	Tableau 1	Ensemble du Tableau
6	6.2.1	Figure 1, Légende	3 <sup>e</sup> ligne
6	6.2.2	Figure 2, Légende	3 <sup>e</sup> ligne
6	6.2.3	Figure 3, Légende	1 <sup>re</sup> ligne, 2 <sup>e</sup> ligne, 3 <sup>e</sup> ligne, 4 <sup>e</sup> ligne
6	6.2.3	1 <sup>er</sup> alinéa en dessous de la Figure 3	2 <sup>e</sup> ligne
6	6.2.3	3 <sup>e</sup> alinéa en dessous de la Figure 3	1 <sup>re</sup> ligne
7		10 <sup>e</sup> alinéa	5 <sup>e</sup> ligne
9	9.1.2	2 <sup>e</sup> alinéa	1 <sup>re</sup> ligne
9	9.2.2	2 <sup>e</sup> alinéa	1 <sup>re</sup> ligne
9	9.2.6	2 <sup>e</sup> alinéa	1 <sup>re</sup> ligne
9	9.2.6	3 <sup>e</sup> alinéa	1 <sup>re</sup> ligne
9	9.2.6	9 <sup>e</sup> alinéa	5 <sup>e</sup> ligne
Annexe A	A.1	2 <sup>e</sup> alinéa	1 <sup>re</sup> ligne
Annexe A	A.2	Tableau A.1	Ensemble du Tableau
Annexe A	A.2	2 <sup>e</sup> alinéa en dessous du Tableau A.1	2 <sup>e</sup> ligne
Annexe A	A.2	2 <sup>e</sup> alinéa en dessous du Tableau A.1	4 <sup>e</sup> ligne
Annexe A	A.2	3 <sup>e</sup> alinéa en dessous du Tableau A.1	3 <sup>e</sup> ligne, 5 <sup>e</sup> ligne
Annexe A	A.2	4 <sup>e</sup> alinéa en dessous du Tableau A.1	3 <sup>e</sup> ligne
Annexe A	A.2	Tableau A.2	Ensemble du Tableau
Annexe A	A.3	Tableau A.3	Ensemble du Tableau
Annexe A	A.3	3 <sup>e</sup> alinéa en dessous du Tableau A.3	2 <sup>e</sup> ligne, 3 <sup>e</sup> ligne, 5 <sup>e</sup> ligne
Annexe A	A.3	4 <sup>e</sup> alinéa en dessous du Tableau A.3	3 <sup>e</sup> ligne, 5 <sup>e</sup> ligne, 7 <sup>e</sup> ligne
Annexe A	A.3	Dernier alinéa de A.3	2 <sup>e</sup> ligne
Annexe C	C.1	Légende de la Figure C.1	6 <sup>e</sup> ligne

## Bibliographie

IEC 60904-3, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 3: Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence*

IEC TR 62066:2002, *Surge overvoltages and surge protection in low-voltage a.c. power systems – General basic information* (disponible en anglais seulement)

IEC 62305-1:2010, *Protection contre la foudre – Partie 1: Principes généraux*

IEC 62561 (toutes les parties), *Composants de système de protection contre la foudre (CSPF)*

---

FOR BIS USE

**FOR BIS USE**



INTERNATIONAL  
ELECTROTECHNICAL  
COMMISSION

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

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

FOR BIS USE