

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

62124

Première édition
First edition
2004-10

**Systèmes photovoltaïques (PV) autonomes –
Vérification de la conception**

**Photovoltaic (PV) stand-alone systems –
Design verification**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 62124:2004

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- **Site web de la CEI** (www.iec.ch)
- **Catalogue des publications de la CEI**

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/searchpub) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- **IEC Just Published**

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/online_news/justpub) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- **Service clients**

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- **IEC Web Site** (www.iec.ch)
- **Catalogue of IEC publications**

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/searchpub) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- **IEC Just Published**

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/online_news/justpub) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- **Customer Service Centre**

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

62124

Première édition
First edition
2004-10

**Systèmes photovoltaïques (PV) autonomes –
Vérification de la conception**

**Photovoltaic (PV) stand-alone systems –
Design verification**

© IEC 2004 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembé, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE

W

*Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	6
1 Domaine d'application et objet	10
2 Références normatives	10
3 Acronymes	12
4 Méthodes d'essais	12
5 Marquage	14
6 Essais	16
7 Critères d'acceptation	18
8 Spécifications relatives à la conception	20
9 Guide de l'utilisateur	24
10 Guide du technicien	26
11 Défauts majeurs	26
12 Spécification de charge	28
13 Essai de performance	28
14 Essais à l'extérieur	36
15 Essais à l'intérieur en utilisant un simulateur solaire	40
16 Essais à l'intérieur en utilisant un simulateur de module PV	50
17 Détermination du point d'équilibre du système	52
18 Modifications	54
19 Rapport	54
Annexe A (normative) Classification de l'exposition énergétique et des systèmes	56
Annexe B (normative) Instrumentation et équipement pour l'essai du système	58
Annexe C (normative) Détermination de la sortie du module pour les essais à l'intérieur en utilisant un simulateur de module PV	62
Bibliographie	76
Figure 1 – Organigramme représentant le processus de vérification	16
Figure 2 – Profil d'essai de l'échantillon pour l'essai de performance du système PV autonome	34
Figure 3 – Profils d'éclairement énergétique journalier pour l'essai fonctionnel, 10 jours	44
Figure 4 – Graphique de caractérisation du système, exemple de séquence de charge avec 3 profils d'exposition énergétique et 10 cycles. Décharge: profil de charge constante	54
Figure C.1 – Organigramme pour obtenir les réglages appropriés pour une source de courant constant simulant le module PV	62
Figure C.2 – Ensemble de caractéristiques IV pour un profil d'éclairement énergétique quotidien (exemple)	66
Figure C.3 – Approximation des caractéristiques du champ PV par un ensemble de lignes de fonctionnement du champ	68
Figure C.4 – Processus d'itération pour l'ajustement du courant	70

CONTENTS

FOREWORD.....	7
1 Scope and object.....	11
2 Normative references	11
3 Acronyms	13
4 Testing methods	13
5 Marking	15
6 Testing	17
7 Pass criteria	19
8 Design specifications.....	21
9 User manual.....	25
10 Technicians manual.....	27
11 Major defects.....	27
12 Load specification	29
13 Performance test	29
14 Outdoor testing.....	37
15 Indoor testing using a solar simulator	41
16 Indoor testing using a PV module simulator	51
17 Determination of the system balance point	53
18 Modifications	55
19 Report	55
Annex A (normative) Classification of irradiation and systems.....	57
Annex B (normative) Instrumentation and equipment for the system test.....	59
Annex C (normative) Determination of the module output for the indoor testing using a PV module simulator.....	63
Bibliography.....	77
Figure 1 – Flow diagram representing the verification process	17
Figure 2 – Sample test profile for the stand-alone PV system performance test	35
Figure 3 – Daily irradiance profiles for functional test, 10 days.....	45
Figure 4 – System characterisation chart, charge sequence example with 3 irradiation profiles and 10 cycles. Discharge: constant load profile	55
Figure C.1 – Flowchart to arrive at appropriate settings for a constant current source simulating the PV module	63
Figure C.2 – Set of IV characteristics for a daily irradiance profile (example)	67
Figure C.3 – Approximation of array characteristics by a set of array operation lines	69
Figure C.4 – Iteration process for current adjustment.....	71

Figure C.5 – Montage expérimental pour les essais de performance du système PV	72
Figure C.6 – Organigramme pour la simulation de la performance du champ présentée pour une étape du profil PTOC	74
Tableau 1 – Gammes acceptables pour la température du module en fonction de l'éclairement énergétique.....	36
Tableau 2 – Cycles de l'essai de performance	46
Tableau 3 – Profils de niveaux types pour les cycles d'exposition énergétique journaliers.....	46
Tableau A.1 – Classes d'exposition énergétique	56
Tableau B.1 – Paramètres à mesurer/déterminer	60

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62124:2004

Figure C.5 – Experimental set-up for PV system performance testing	73
Figure C.6 – Flow chart for simulation of the array performance presented for one time step of the PTOC profile	75
Table 1 – Acceptable ranges for the module temperature depending on the irradiance	37
Table 2 – Cycles of the performance test	47
Table 3 – Typical step profiles for daily irradiation cycles	47
Table A.1 – Irradiation classes	57
Table B.1 – Parameters to be measured/determined	61

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62124:2004

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) AUTONOMES – VÉRIFICATION DE LA CONCEPTION

AVANT-PROPOS

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

La Norme internationale CEI 62124 a été établie par le comité d'études 82 de la CEI: Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
82/355/FDIS	82/364/RVD

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

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

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**PHOTOVOLTAIC (PV) STAND-ALONE SYSTEMS –
DESIGN VERIFICATION**

FOREWORD

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

International Standard IEC 62124 has been prepared by IEC technical committee 82: Solar photovoltaic energy systems.

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

FDIS	Report on voting
82/355/FDIS	82/364/RVD

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

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

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance indiquée sur le site web de la CEI sous «<http://webstore.iec.ch>» dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62124:2004

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

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62124:2004

SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES (PV) AUTONOMES – VÉRIFICATION DE LA CONCEPTION

1 Domaine d'application et objet

Les spécifications, méthodes et procédures d'essai incluses dans le présent document traitent des systèmes photovoltaïques (P)V autonomes. Ce document traite des systèmes contenant un ou plusieurs modules PV, une structure de support, des accumulateurs, un régulateur et des charges habituelles en courant continu comme par exemple les lumières, la radio, la télévision et les réfrigérateurs. Les charges en courant alternatif avec des onduleurs dédiés sont considérées comme des charges en courant continu. La charge, telle que spécifiée par le fabricant, fait partie intégrante du système PV en ce qui concerne la vérification de la conception.

L'objectif des méthodes et des procédures d'essai dans le présent document est limité à l'évaluation des performances du système. Les sous-systèmes et composants individuels peuvent être contrôlés, mais uniquement pour évaluer les performances de l'ensemble du système.

Les résultats de cet essai sont applicables aux composants précis qui sont soumis aux essais. Toute modification des composants ou des spécifications relatives aux composants nécessite une vérification de la conception.

NOTE Une exception à cette règle est la charge. Un nouvel essai n'est pas nécessaire si la puissance nominale de la charge ainsi que ses caractéristiques ne sont pas altérées, s'il est toujours prévu que les nouvelles charges sont testées par type (étant prévu qu'un essai de type existe) et que la fréquence de fonctionnement des commandes électroniques de charges (s'ils existent) ne varie pas plus de 50 % entre la nouvelle par rapport à celle testée et remplacée. De fait, le remplacement d'une charge ohmique pure par des lumières utilisant des ballasts électroniques à haute fréquence nécessiterait un nouvel essai mais pas le changement de lumières électroniques pour d'autres.

La norme est valable pour les essais du système à la fois à l'extérieur dans des conditions existantes et à l'intérieur dans des conditions simulées. Les conditions d'essai sont prévues pour représenter la majorité des zones climatiques pour lesquelles ces systèmes sont conçus.

L'objet de la présente norme est de vérifier la conception du système et les performances des systèmes photovoltaïques autonomes. Tandis que les composants individuels peuvent être qualifiés pour les normes environnementales et de sécurité, le système assemblé nécessite une vérification supplémentaire, afin d'assurer que les composants fonctionnent correctement ensemble, comme spécifié par le fabricant du système. L'essai de performance consiste en une vérification de la fonctionnalité, de l'autonomie et de l'aptitude à récupérer après des périodes de faible état de charge de la batterie, et assure par conséquent de façon honnête que le système ne sera pas défaillant prématurément.

2 Références normatives

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

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

PHOTOVOLTAIC (PV) STAND-ALONE SYSTEMS – DESIGN VERIFICATION

1 Scope and object

The specifications, test methods and procedures included in this document cover stand-alone photovoltaic (PV) systems. It covers systems containing one or more PV modules, a support structure, storage batterie(s), a charge controller and typical DC loads such as lights, radio, television and refrigerators. AC loads with dedicated inverters are considered as DC loads. The load as specified by the manufacturer is an integral part of the PV system with regards to the design verification.

The focus of the test methods and procedures in this document is limited to system performance evaluation. Individual sub-systems and components may be monitored, but only to evaluate the performance of the overall system.

The results of this test are applicable to the exact components that are tested. Any changes in components or components' specifications require design verification.

NOTE An exception to this rule is the load. Retesting is not necessary, if the nominal power of the load and its characteristics are not altered, always provided that the new loads are also type tested (provided a type test is available) and the operation frequency of the loads electronics controller (if any) do not vary more than 50 % from the new one to the one tested and being replaced. Hence, the replacement of a pure ohmic load by lights using high frequency electronic ballasts would require retesting, but not the change from one electronic lighting product to another one.

The standard is valid for system testing both for outdoors in prevailing conditions and indoors under simulated conditions. The testing conditions are intended to represent the majority of climatic zones for which these systems are designed.

The object of this standard is to verify system design and performance of stand-alone photovoltaic systems. While individual components may be qualified to environmental and safety standards, the assembled system needs further verification, to ensure that the components operate properly together as specified by the system manufacturer. The performance test consists of a check of the functionality, the autonomy and ability to recover after periods of low state-of-charge of the battery, and hence gives reasonable assurance that the system will not fail prematurely.

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application 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 60364-7-712, *Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*

CEI 60904-1, *Dispositifs photovoltaïques – Première Partie: Mesure des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques*

CEI 60904-2, *Dispositifs photovoltaïques – Deuxième Partie: Exigences relatives aux cellules solaires de référence*

CEI 60904-5:1993, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 5: Détermination de la température de cellule équivalente (ECT) des dispositifs photovoltaïques (PV) par la méthode de la tension en circuit ouvert*

CEI 61215, *Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation*

CEI 61646, *Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation*

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

CEI 61730-2, *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Partie 2: Exigences pour les essais*

CEI 62093, *Eléments complémentaires des systèmes photovoltaïques – Qualification de conception et d'homologation*¹

3 Acronymes

CA	Courant alternatif
DAS	Système d'acquisition de données
CC	Courant continu
DRT	Temps d'opération quotidien (de la charge)
FS	Plein écran
HVD	Déconnexion à haute tension (du régulateur)
LVD	Déconnexion à basse tension (du régulateur)
NOCT	Température de cellule de fonctionnement nominal
PV	Photovoltaïque(s)
STC	Conditions d'essai normalisées
UBC	Capacité des batteries utilisables
VI	Examen visuel

4 Méthodes d'essais

4.1 Méthodes

Les procédures de l'essai de performance sont subdivisées en 3 essais différents: l'essai fonctionnel, l'essai d'autonomie, et l'essai de reprise. Les essais à l'extérieur et à l'intérieur sont réalisables.

¹ A publier.

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

IEC 60904-2, *Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for reference solar cells*

IEC 60904-5:1993, *Photovoltaic devices – Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method*

IEC 61215, *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*

IEC 61646, *Thin-film silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*

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

IEC 61730-2, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing*

IEC 62093, *Balance-of-system components for photovoltaic systems – Design qualification*¹

3 Acronyms

AC	Alternating current
DAS	Data acquisition system
DC	Direct current
DRT	Daily run time (of the load)
FS	Full screen
HVD	High voltage disconnect (of the charge controller)
LVD	Low voltage disconnect (of the charge controller)
NOCT	Nominal operating cell temperature
PV	Photovoltaic(s)
STC	Stand testing conditions
UBC	Usable battery capacity
VI	Visual inspection

4 Testing methods

4.1 Methods

The procedures of the performance test are subdivided into 3 different tests: the functional test, the autonomy test and the recovery test. Outdoor and indoor tests are feasible.

¹ To be published.

Il est recommandé qu'un essai à l'extérieur ne soit réalisé que si les conditions d'essai extérieures sur le site d'essai sont similaires aux conditions extérieures simulées dans la présente norme. Si les conditions extérieures sur le site d'essai diffèrent fortement, un essai à l'intérieur est recommandé.

Les essais de la présente norme sont réalisés dans des conditions d'éclairement énergétique et de température qui couvrent une grande partie des environnements dans lesquels ces systèmes sont installés. Cependant, ces essais peuvent être adaptés afin de satisfaire à des conditions climatiques spécifiques, si celles-ci sont considérablement différentes des conditions d'essai de la présente norme.

4.2 Echantillonnage

Deux systèmes complets pour les essais de vérification (plus pièces de rechange, comme spécifié par le fournisseur) doivent être pris au hasard d'un ou de plusieurs lots de production. Les systèmes doivent avoir été fabriqués à partir de matériaux et de composants spécifiés conformément aux dessins et fiches d'instruction appropriés et avoir été soumis au contrôle normal, au contrôle de la qualité et aux procédures d'acceptation de la production du fabricant. Les modules doivent être complets jusque dans les moindres détails et doivent être accompagnés des instructions relatives à la manipulation, au montage et à la connexion fournies par le fabricant, y compris les instructions de sécurité.

Il est également essentiel que les batteries des systèmes à soumettre aux essais, qui font partie intégrante de la vérification de la conception, soient identiques aux batteries qui seront plus tard vendues sur place.

Une copie du certificat d'essai approprié des modules PV, des régulateurs, des batteries et des lampes doit être incluse.

Lorsque les systèmes à soumettre aux essais sont des prototypes d'une nouvelle conception et non de la production, ce fait doit être noté dans le rapport d'essai (voir l'Article 19).

5 Marquage

Le fabricant doit fournir l'équipement, les sous-unités et les parties enfichables du système avec les marquages suivants clairs et indélébiles:

- nom, monogramme ou symbole du fabricant/fournisseur;
- type ou numéro de modèle;
- tension d'alimentation, type de tension et fréquence;
- numéro de série ou de lot;
- polarité des bornes ou des fils de sortie;
- points de connexion pour les conducteurs entrants;
- avertissement préventif concernant les exigences particulières relatives au stockage ou à la manipulation.

La date et l'endroit de la fabrication doivent être marqués sur le composant ou être retrouvés à partir du numéro de série.

Tous les composants doivent être équipés de documents appropriés en ce qui concerne leurs caractéristiques, certificats et spécifications dans la langue de l'utilisateur et/ou du technicien. Au lieu d'un guide de l'utilisateur écrit, des illustrations peuvent être utilisées s'il y a lieu.

It is recommended that an outdoor test be only performed if the outdoor testing conditions at the testing site are similar to the outdoor conditions simulated in this standard. If the outdoor conditions at the testing site greatly differ, an indoor test is recommended.

The tests in this standard are performed under conditions of irradiance and temperature that cover a large part of the world in which these systems are being installed. However these tests can be adapted to meet specific climatic conditions, if these are significantly different from the testing conditions in this standard.

4.2 Sampling

Two complete systems for verification testing (plus spares as specified by the supplier) shall be taken at random from a production batch or batches. The systems shall have been manufactured from specified materials and components in accordance with the relevant drawings and process sheets and have been subjected to the manufacturer's normal inspection, quality control and production acceptance procedures. The systems shall be complete in every detail and shall be accompanied by the manufacturer's handling, mounting and connecting instructions, including safety instructions.

It is also essential that the batteries in the systems to be tested, which are an integral part of the design verification, are identical to the batteries which are later going to be sold in the field.

A copy of the relevant test certificate of the PV modules, charge controllers, batteries and lamps shall be included.

When the systems to be tested are prototypes of a new design and not from production, this fact shall be noted in the test report (see Clause 19).

5 Marking

The manufacturer shall provide equipment, sub-units and plug-in parts of the system with the following clear and indelible markings:

- name, monogram or symbol of the manufacturer/supplier;
- type or model number;
- supply voltage, kind of voltage and frequency;
- serial or batch number;
- polarity of terminals or leads;
- connecting points for the incoming conductors;
- precautionary warning concerning special requirements for storage or handling.

The date and place of manufacture shall be marked on the component or be traceable from the serial number.

All components shall be provided with relevant documents concerning their rating, certificates and specifications in the language of the user and/or technician. Instead of a written user's manual, illustrations may be used where appropriate.

L'étiquetage sur l'équipement doit être conforme aux bons principes ergonomiques, de telle sorte que les notices d'avertissement, les contrôles, les indications, les systèmes d'essai, les fusibles, etc. soient placés judicieusement et groupés logiquement afin de faciliter une identification correcte et non ambiguë.

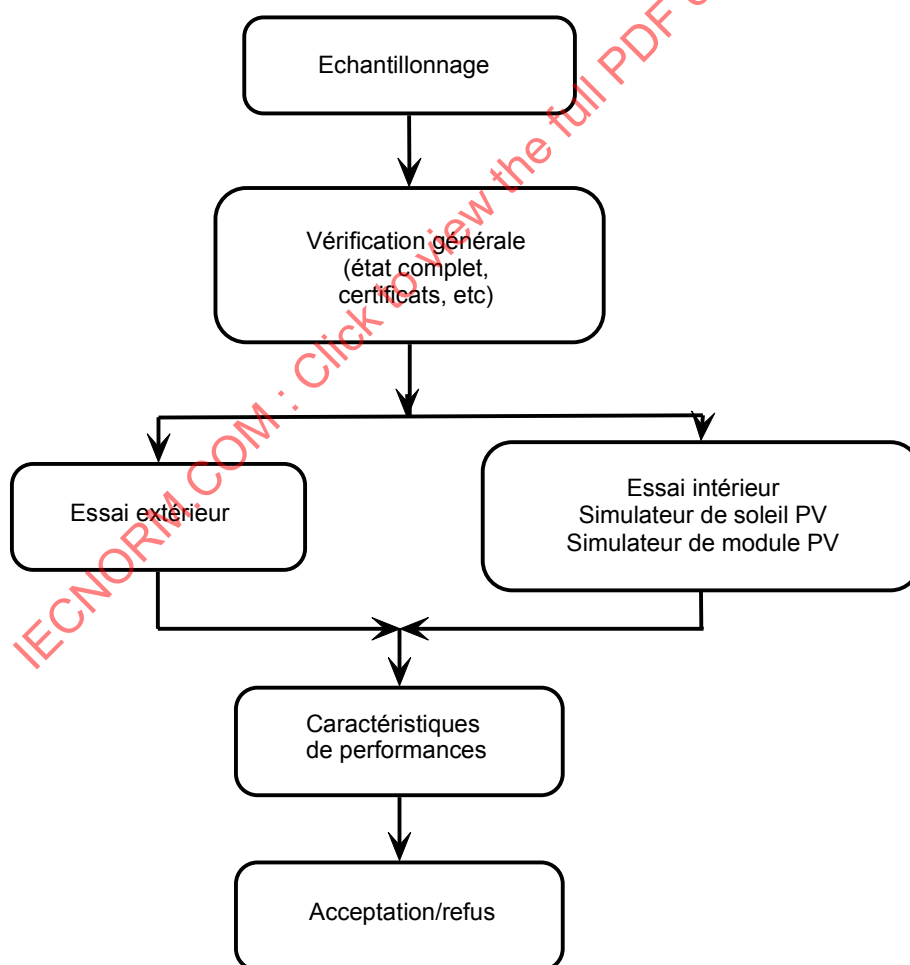
6 Essais

Le système doit être soumis aux séquences d'essai de la présente norme, réalisées suivant l'ordre spécifié.

En réalisant les essais, l'opérateur d'essai doit observer rigoureusement les instructions relatives à la manipulation, au montage et à la connexion fournies par le fabricant.

Dans le cas où l'un des 2 systèmes précédemment échantillonnés fait échouer un essai, un autre système conforme aux exigences de 4.2 doit être soumis à l'ensemble de la séquence d'essais appropriée à partir du début. Si ce système échoue également, on doit juger que la conception n'a pas satisfait aux exigences de vérification.

La Figure 1 représente le processus de vérification.



IEC 1333/04

Figure 1 – Organigramme représentant le processus de vérification

Labelling on equipment shall be in accordance with good ergonomic principles so that warning notices, controls, indications, test facilities, fuses, etc., are sensibly placed and logically grouped to facilitate correct and unambiguous identification.

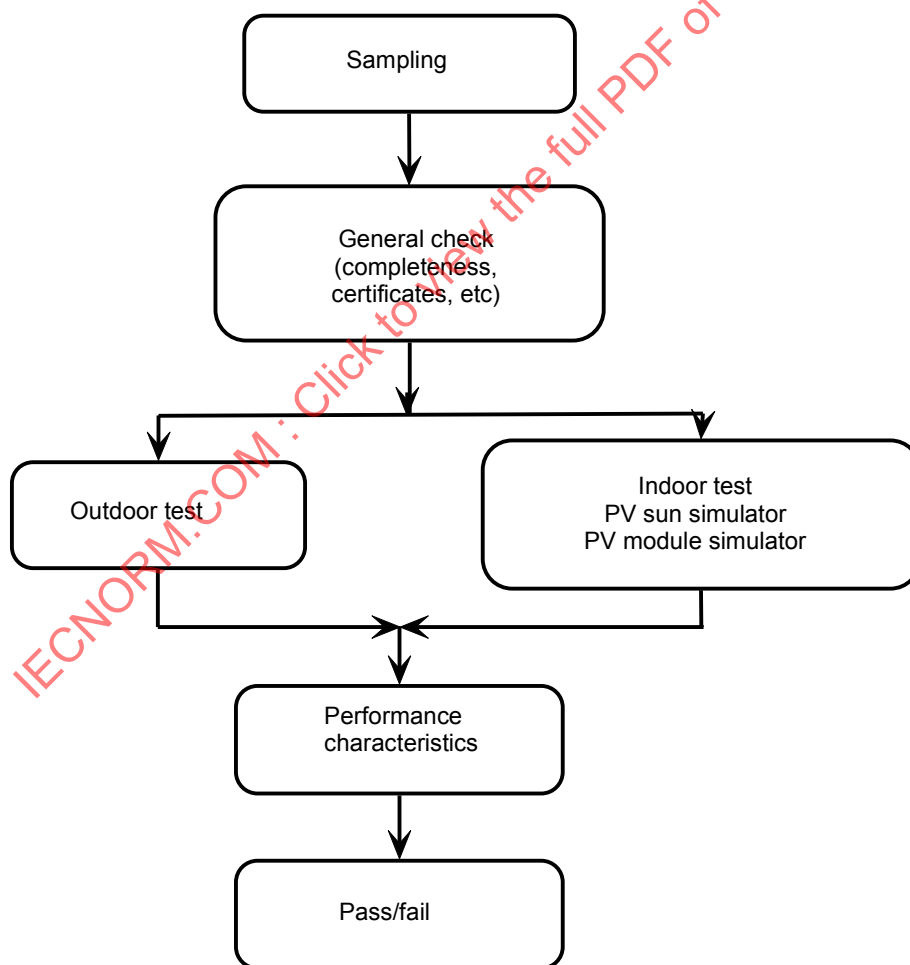
6 Testing

The system shall be subjected to the test sequences in this standard, carried out in the order laid down.

In carrying out the tests, the tester shall strictly observe the manufacturer's handling, mounting and connection instructions.

Should one of the 2 previously sampled systems fail any test, another system meeting the requirements of 4.2 shall be subjected to the whole of the relevant test sequence from the beginning. If this system also fails, the design shall be deemed not to have met the verification requirements.

Figure 1 represents the verification process.



IEC 1333/04

Figure 1 – Flow diagram representing the verification process

7 Critères d'acceptation

Une conception de système doit être estimée comme ayant réussi l'essai de vérification si chaque échantillon d'essai remplit tous les critères suivants:

7.1 Système dans sa totalité

Le système doit être complet, c'est-à-dire contenir les éléments suivants.

- Tout le matériel nécessaire.
- Spécification par le fabricant concernant le temps d'opération quotidien (DRT) dans des conditions d'essai. Un paramètre de conception important est la dimension de la charge et le nombre d'heures pendant lequel le système peut fonctionner quotidiennement en charge dans des conditions d'essai (DRT). Il est fait référence à l'Annexe A pour la classe II d'exposition énergétique. Le temps d'opération quotidien dans des conditions d'essai doit être établi par le fabricant. De plus, le fabricant doit spécifier la classification du système dans des conditions d'essai (voir Annexe A).
- Spécification par le fabricant relative à la charge de conception (Wh), le niveau d'exposition énergétique pour lequel la charge de conception peut-être alimentée par le système, l'autonomie et la classification selon les conditions de conception (voir Annexe A). Ces spécifications permettent au laboratoire d'essai de vérifier les calculs du fabricant.
- Spécification par le fabricant concernant les jours d'autonomie dans des conditions d'essai.
- Certificats (voir 7.2).
- Guide de l'utilisateur, incluant une liste des pièces et des outils détachés, comme spécifié à l'Article 9.
- Le guide du technicien, comme spécifié à l'Article 10, doit être fourni pour l'installation, le fonctionnement et l'entretien.

7.2 Certificats

Les modules PV, le régulateur, la batterie et les charges appropriées comme par exemple l'éclairage ou autres comme spécifié par le fabricant et inclus dans l'ensemble doivent porter un certificat d'agrément de type provenant d'un système de qualité de PV reconnu au niveau international.

Les modules PV doivent être qualifiés conformément à la CEI 61215, la CEI 61730-1 et la CEI 61730-2 dans le cas de modules PV au silicium cristallin et conformément à la CEI 61646, la CEI 61730-1 et la CEI 61730-2 dans le cas de modules PV en couches minces.

Les éléments complémentaires (BOS) doivent être qualifiés conformément à la CEI 62093.

7.3 Essais de performance

Le système doit réussir les essais de performance spécifiés à l'Article 13.

Les critères d'acceptation/de refus suivants s'appliquent:

- 1) la charge doit fonctionner à toutes les étapes de l'essai, à moins que le régulateur n'ait déconnecté la charge en raison d'un faible état de charge de la batterie. (Si la LVD se produit, ces données doivent être notées);
- 2) la capacité de la batterie ne doit pas diminuer pendant la période d'essai de plus de 10 %, ce qui est exprimé par $(UBC_0 - UBC_2) / UBC_0 < 10 \%$ (voir la Figure 2 pour la signification de UBC);

7 Pass criteria

A system design shall be judged to have passed the verification test, if each test sample meets all the following criteria:

7.1 System completeness

The system shall be complete, i.e. contain the following elements.

- All the necessary hardware.
- Specification by the manufacturer concerning daily run time (DRT) under testing conditions. An important design parameter is the size of the load and the daily number of hours the system can service the load under testing conditions (DRT). Reference is made to Annex A for the irradiation class II. Daily run time under testing conditions shall be stated by the manufacturer. In addition, the manufacturer shall specify the classification of the system under testing conditions (see Annex A).
- Specification by the manufacturer concerning the design load (Wh), the irradiation level for which this design load can be energized by the system, the autonomy and the classification under design conditions (see Annex A). These specifications enable the test lab to verify the manufacturer's calculations.
- Specification by the manufacturer concerning the days of autonomy under testing conditions.
- Certificates (see 7.2).
- User manual, including list of spare parts and tools, as laid down in Clause 9.
- Technicians' manual as laid down in Clause 10 shall be supplied for installation, operation and maintenance.

7.2 Certificates

PV-modules, charge controller, battery and the relevant loads such as lighting or others as specified by the manufacturer, and included in the set shall bear a type approval certificate from an internationally recognised PV quality system.

The PV modules shall be qualified according to IEC 61215, IEC 61730-1 and IEC 61730-2 in the case of crystalline silicon PV modules and according to IEC 61646, IEC 61730-1 and IEC 61730-2 in the case of thin film PV modules.

The Balance-Of-System (BOS) components shall be qualified according to IEC 62093.

7.3 Performance tests

The system shall pass the performance tests laid down in Clause 13.

The following pass/fail criteria apply:

- 1) the load shall function at all stages of the test unless the charge controller has disconnected the load due to a low battery state of charge. (If LVD occurred, this data shall be noted);
- 2) the battery capacity shall not decrease over the testing period more than 10 %, expressed by $(UBC_0 - UBC_2) / UBC_0 < 10 \%$ (see Figure 2 for the signification of UBC);

- 3) reprise: il convient que «l'essai de reprise» présente une tendance à la hausse dans la tension du système. Au cours de l'essai de reprise, il convient que la quantité totale d'Ah rechargée dans la batterie soit ≥ 50 % de UBC_1 ;
- 4) après l'essai de capacité UBC_1 , la charge doit commencer à fonctionner à nouveau au cours du troisième cycle de «l'essai de reprise» ou avant celui-ci;
- 5) le point d'équilibre du système (voir tracé de caractérisation du système) doit correspondre à la classe d'exposition énergétique minimale définie ou être inférieur à celle-ci;
- 6) les jours d'autonomie mesurés doivent correspondre aux jours minimaux d'autonomie définis, comme indiqué par le fabricant, ou être au-dessus;
- 7) la charge doit fonctionner sans être endommagée conformément aux spécifications du fabricant à la tension maximale de la batterie se produisant au cours des périodes d'éclairement énergétique élevé et à un état élevé de charge;
- 8) aucun échantillon ne doit présenter de circuit ouvert ou de court-circuit anormaux au cours des essais.

7.4 Preuve visuelle d'un défaut majeur

Il ne doit pas y avoir de preuve visuelle d'un défaut majeur, comme défini à l'Article 11, à la fois avant et après l'essai de performance, comme spécifié à l'Article 13.

7.5 Spécifications relatives à la conception

Les spécifications relatives à la conception spécifiées à l'Article 8 doivent être satisfaites.

8 Spécifications relatives à la conception

8.1 Prévention contre la décharge de la batterie dans le ou les modules

La décharge de la batterie dans le ou les modules doit être minimisée. Les moyens par lesquels cela est obtenu doivent être documentés. Si les diodes anti-retour sont utilisées, la capacité du courant doit être 50 % plus élevée que le courant de court-circuit (en STC). La tension inverse de pointe de la diode doit être au moins le double de la tension de la batterie en circuit ouvert.

Dans tous les cas, il convient que la décharge de la batterie ne dépasse pas les pertes d'énergie associées à la diode anti-retour.

8.2 Structure de support et fondation

Le fabricant doit fournir des calculs/une preuve que la structure de support, avec les modules PV montés, est capable de résister à la vitesse du vent de la conception.

Toute structure extérieure, y compris le matériel pour les connexions externes, doit être résistante à la corrosion. Le fabricant doit attester (par des calculs/preuves) de la résistance adéquate.

8.3 Câblage

Les connexions électriques doivent être conçues pour réduire les pertes dues au cycles thermiques et fournir un serre-câble adapté.

Entre les modules solaires et le régulateur, seuls des câbles résistants à l'eau, résistants mécaniquement et résistants aux UV doivent être utilisés.

- 3) recovery: the 'recovery test' should exhibit an upward trend in the system voltage. During the recovery test, the total net Ah into the battery should be ≥ 50 % of UBC_1 ;
- 4) after capacity test UBC_1 , the load shall begin operating again on or before the third 'recovery test' cycle;
- 5) the system balance point (see system characterisation plot) shall match the defined minimum irradiation class or be below it;
- 6) the measured days of autonomy shall match the defined minimum days of autonomy as indicated by the manufacturer or be above it;
- 7) the load shall operate undamaged according to the manufacturer's specification at the maximum battery voltage occurring during periods of high irradiance and at high state of charge;
- 8) no sample shall exhibit any abnormal open-circuit or short-circuit during the tests.

7.4 Visual evidence of a major defect

There shall be no visual evidence of a major defect, as defined in Clause 11, both before and after the performance test, as laid down in Clause 13.

7.5 Design specifications

The design specifications laid down in Clause 8 shall be met.

8 Design specifications

8.1 Prevention against battery discharge into the module(s)

Battery discharge into the module(s) shall be minimised. The means by which this is achieved shall be documented. If blocking diodes are used, the current capacity shall be 50 % higher than the short circuit current (at STC). The peak inverse voltage of the diode shall be at least double the open circuit battery voltage.

In any event, battery discharge should not exceed energy losses associated with a blocking diode.

8.2 Support structure and foundation

The manufacturer shall provide calculations/evidence that the support structure, with the PV modules mounted, is able to withstand the design wind speed.

Any outdoor structure, including hardware for all external connections, shall be corrosion resistant. The manufacturer shall provide proof (calculation/evidence) of adequate resistance.

8.3 Wiring

Electrical connections shall, by design, be mechanically robust to minimise loosening by thermal cycling and provide adequate strain relief.

Between solar modules and the charge controller, only water resistant, mechanically robust and UV resistant cables shall be used.

Le courant nominal continu maximal des conducteurs (après toute décroissance de température ou des conditions d'installation) dans la source PV et les circuits de sortie doit être d'au moins 125 % de I_{sc} (courant de court-circuit) et ne doit pas être inférieur aux caractéristiques de tout dispositif de protection contre les surintensités protégeant ces conducteurs.

- Calculer ou mesurer la chute de potentiel du ou des modules à la batterie, à l'exclusion des pertes de diode et l'inscrire dans le rapport d'essai. Généralement, elle doit être inférieure à 5 % à la charge en courant maximale.
- Calculer ou mesurer la chute de potentiel de la batterie à la charge, et l'inscrire dans le rapport d'essai. Généralement, elle doit être inférieure à 5 % à la charge en courant maximale.

Tous les câblages doivent posséder un code couleur et/ou être étiquetés.

8.4 Connecteurs

Les raccords et connexions dans le câblage du module doivent être fabriqués avec des dispositifs et des outils agréés par le fabricant, et doivent être installés en utilisant les instructions fournies avec le dispositif. Les dispositifs doivent être appropriés à l'environnement, ils doivent fournir une protection physique appropriée incluant un serre-câble, et le conducteur raccordé ou connecté doit avoir la même conduction mécanique, électrique et les mêmes propriétés d'isolement que le fil non raccordé.

Tous les connecteurs doivent être polarisés et doivent être capables de résister à 156 % du courant de court-circuit en STC.

Le courant limite admissible assigné du connecteur ne doit pas être inférieur au courant nominal du circuit.

8.5 Fusibles et disjoncteurs

La batterie doit être protégée contre le court-circuit par un ou des fusibles, situés aussi près que possible de la ou des bornes de la batterie.

Lorsque des fusibles de calibre différent sont installés, ils doivent avoir un code de couleurs ou un étiquetage clairs ou être de dimension physique différente.

Les fusibles doivent:

- être calibrés en fonction de la dimension du conducteur et en fonction du composant qu'ils protègent, comme spécifié par le fabricant,
- être assignés pour l'environnement dans lequel ils vont être utilisés (on doit veiller à assurer que la corrosion ou l'explosion par dégagement de gaz de la batterie soit évitée),
- être marqués du courant, de la tension et de l'utilisation assignés (CA ou CC),
- être assignés pour un fonctionnement en courant continu dans les applications en courant continu,
- avoir des tensions nominales adaptées au circuit qu'ils protègent.

Les dispositifs de protection contre les surintensités protégeant la source PV et les circuits de sortie et les courants porteurs des modules PV doivent être assignés pour 156 % de I_{sc} (courant de court-circuit) et doivent avoir une tension nominale de 125 % V_{oc} (tension en circuit ouvert).

The continuous maximum current rating of the conductors (after any deratings for temperature or installation conditions) in PV source and output circuits shall be at least 125 % of I_{sc} (short circuit current) and shall not be less than the rating of any overcurrent device protecting those conductors.

- Calculate or measure the voltage drop from the module(s) to the battery, excluding diode losses and list it in the test report. Typically, it shall be less than 5 % at full current load.
- Calculate or measure the voltage drop from the battery to the load and list it in the test report. Typically, it shall be less than 5 % at full current load.

All wiring shall be colour coded and/or labelled.

8.4 Connectors

Splices and connections in module wiring shall be made using devices and tools approved by the manufacturer, and shall be installed using instructions provided with the device. The devices shall be suitable for the environment, provide appropriate physical protection including strain relief, and the spliced or connected conductor shall have at least the same mechanical and electrical conduction and insulation properties as the unspliced wire.

All connectors shall be polarised and be able to withstand 156 % of the short circuit current at STC.

The rated current carrying capacity of the joint shall not be less than the circuit current rating.

8.5 Fuses and circuit breakers

The battery shall be protected against short-circuit by a fuse(s), as close as possible to the battery terminal(s).

Where fuses of different capacity are installed, they shall have clear colour coding or labelling or be of different physical size.

Fuses shall:

- be sized per the conductor size and per the component they are protecting as specified by the manufacturer,
- be rated for the environment they are going to be used in (care shall be taken to ensure that corrosion or explosion by battery gasses is avoided),
- be marked with rated current, voltage and use (AC or DC),
- be rated for DC service in DC applications,
- have appropriate voltage ratings for the circuit they are protecting.

Overcurrent devices protecting PV source and output circuits and carrying currents from the PV modules shall be rated for 156 % of I_{sc} (short circuit current) and shall have a voltage rating of 125 % V_{oc} (open circuit voltage).

Les disjoncteurs doivent:

- s'ils sont utilisés dans un circuit en courant continu, être assignés pour un fonctionnement en courant continu,
- être assignés pour l'environnement dans lequel ils vont être utilisés (on doit veiller à assurer que la corrosion ou l'explosion par dégagement de gaz de la batterie soit évitée),
- être marqués du courant, de la tension et de l'utilisation assignés (CA ou CC),
- avoir des tensions nominales plus importantes que la tension de circuit maximale, et
- être calibrés pour protéger le circuit, comme spécifié dans la CEI 60364-7-712.

Si des surcharges transitoires normales sont prévues, les fusibles ou disjoncteurs doivent avoir un retard approprié avant activation.

9 Guide de l'utilisateur

Le guide de l'utilisateur doit être rédigé en anglais et dans la langue de l'utilisateur et doit inclure ce qui suit.

- Recommandations de sécurité électrique.
- Exigences de sécurité de la batterie.
- Exigences d'entretien de la batterie.
- Exigences de remplacement de la batterie.
- Instruction pour toujours utiliser le tableau de distribution en installant des circuits supplémentaires et éviter les connexions directes à la batterie.
- Description de tout le matériel interactif de l'utilisateur.
- Procédures pour un fonctionnement correct du système, y compris une liste des limitations de charge et toutes les difficultés liées aux charges. Ces procédures doivent inclure un fonctionnement suggéré, incluant la conservation de la charge, au cours des périodes de mauvais temps, et/ou une déconnexion à basse tension. Une vérification des procédures à suivre en cas de défaillance d'un système doit être incluse. Les procédures pour vérifier que le champ PV n'est pas ombragé et pour savoir comment éviter qu'il soit ombragé doivent être expliquées.
- Unités d'entretien.
- Procédures d'arrêt d'urgence.
- Instructions d'installation et de fonctionnement sur le régulateur (conditions ambiantes, réglages de seuil).
- Schéma fonctionnel.

Les performances du système doivent être spécifiées en:

- Approvisionnement en énergie moyen assigné.
- Autonomie.
- Heures d'utilisation des appareils.
- Conditions d'essais.

Circuit-breakers shall:

- if used in a DC circuit, be rated for DC service,
- be rated for the environment they are going to be used in (care shall be taken to ensure that corrosion or explosion by battery gasses is avoided),
- be marked with rated current, voltage and use (AC or DC),
- have voltage ratings greater than the maximum circuit voltage, and
- shall be sized to protect the circuit, as specified in IEC 60364-7-712.

If normal transient surges are expected, the fuses or circuit breakers shall have an appropriate time-delay before activation.

9 User manual

The user manual shall be written in English and the user's language and shall include the following.

- Electrical safety recommendations.
- Battery safety requirements.
- Battery maintenance requirements.
- Battery replacement requirements.
- An instruction to always use the distribution panel when installing additional circuits and avoid direct connections to the battery.
- A description of all user-interactive hardware.
- Procedures for proper system operation, including a list of load limitations and any problem loads. These procedures shall include suggested operation, including load conservation, during periods of inclement weather, and/or a low voltage disconnect event. A checklist of what to do in case of a system failure shall be included. The procedures for checking that the PV array is not shaded and how to prevent shading shall be explained.
- Maintenance items.
- Emergency shut down procedures.
- Installation and operating instructions on the charge controller (ambient conditions, threshold settings).
- Functional block diagram.

System performance shall be specified in:

- Rated average energy supply.
- Autonomy.
- Hours of use of appliances.
- Test conditions.

10 Guide du technicien

Le guide du technicien doit être rédigé en anglais et dans la langue du technicien et doit inclure ce qui suit.

- Une copie du guide de l'utilisateur.
- Une liste complète de tous les composants et pièces détachées du système, avec la documentation, les spécifications et les garanties associées du fabricant.
- Un ensemble complet de diagrammes et de dessins composant la conception finale du système (schéma électrique, composition mécanique et topologie, etc.).
- Une description des outils nécessaires et du matériel exigé pour l'installation.
- Les instructions d'installation.
- Les procédures d'essai d'acceptation après installation, y compris tous les points de réglage appropriés et les procédures d'essai. Elles incluront:
 - les procédures pour la vérification des points de réglage de tension du régulateur, si nécessaire,
 - les procédures pour mesurer le courant à partir du champ, dans des conditions de charge,
 - les procédures d'essai de fonctionnement en charge adéquat,
 - les procédures pour le cyclage de la batterie afin de vérifier la capacité,
 - les procédures pour les mesures de chute de potentiel afin de vérifier la chute de potentiel maximale exigée.
- Un programme d'entretien recommandé, avec des instructions d'entretien.
- Un tableau de diagnostic des pannes référençant tous les composants du système. Cela doit inclure les procédures de réparation et de diagnostic qui peuvent être réalisées par le fournisseur.
- Un schéma fonctionnel.
- Des procédures d'arrêt d'urgence.
- Des instructions de protection de mise à la terre et contre la foudre peuvent être incluses.

Toutes les informations pertinentes pour l'installation, le fonctionnement et l'entretien doivent être incluses dans le guide du technicien et non uniquement référencées, même si elles sont disponibles dans les spécifications de produit ou dans les instructions du fabricant concernant les composants individuels.

11 Défauts majeurs

Pour les besoins de la vérification de la conception, les éléments suivants sont considérés comme étant des défauts majeurs.

- Défaillance de tout composant du système, y compris la charge.
- Surface externe cassée, fissurée, tordue, mal alignée ou déchirée de tout composant (module PV, batterie, régulateur, autre élément complémentaire (BOS)).
- Brunissage de toute carte de circuit imprimé.
- Perte d'intégrité mécanique à tel point que l'installation et/ou le fonctionnement du système seraient affaiblis.
- Détérioration de l'isolation du câblage.
- Fuite d'électrolyte provenant des batteries.
- Signes de surchauffe ou de corrosion.

10 Technicians manual

The technician's manual shall be written in English and in the technicians' language and include the following.

- A copy of the user manual.
- A complete list of all system components and spare parts, with associated manufacturer's literature, specifications and warranties.
- A complete set of diagrams and drawings composing the system final design (electrical schematic, mechanical composition and lay-out, etc.).
- A description of necessary tools and equipment required for installation.
- Installation instructions.
- Post-installation acceptance test procedures, including all appropriate set points and test procedures. They will include:
 - procedures for verification of the voltage set points of the controller, if relevant,
 - procedures for measuring the current from the array under charging conditions,
 - test procedures of proper load operation,
 - procedures for cycling the battery to check the capacity,
 - procedures for voltage drop measurements to verify the required maximum voltage drop.
- A recommended maintenance schedule, with maintenance instructions.
- A troubleshooting guide referencing all the system components. This shall include repairs and diagnostic procedures that can be done by the supplier.
- A functional block-diagram.
- Emergency shutdown procedures.
- Grounding and lightning protection instructions may be included.

All the relevant information for installation, operation and maintenance shall be included in the technician's manual and not referred to, even if they are available at the product specifications or instructions of the manufacturer of the individual components.

11 Major defects

For the purpose of design verification, the following are considered to be major defects.

- Failure of any system component, including load.
- Broken, cracked, bent, misaligned or torn external surface of any component (PV module, battery, charge controller, other balance of system (BOS) component).
- Browning of any printed circuit board.
- Loss of mechanical integrity, to the extent that the installation and/or operation of the system would be impaired.
- Deterioration of wiring insulation.
- Electrolyte leakage from the batteries.
- Signs of overheating or corrosion.

12 Spécification de charge

Le fabricant doit fournir le système avec les charges réelles pour lesquelles le système est conçu. Dans le cas de charges multiples, le fabricant doit spécifier la séquence de commutation, si nécessaire. Dans ce cas, la séquence de commutation requise doit également être indiquée sur une étiquette visible sur le tableau ou tout autre emplacement approprié, clairement visible par l'utilisateur final. Toutes les charges doivent être mises en fonctionnement simultanément dans tous les essais.

Le fabricant doit spécifier le nombre d'heures pendant lequel le système peut fonctionner quotidiennement en charge dans les conditions d'essai décrites dans la présente norme (DRT). Ce nombre doit être dérivé en utilisant la classe II d'exposition énergétique, spécifiée à l'Annexe A.

Pour les besoins de l'essai et pendant que les modules PV sont connectés, la charge n'est jamais mise en fonctionnement à la lumière du jour ou lorsque l'éclairement énergétique solaire est au-dessus de 50 W/m^2 .

13 Essai de performance

13.1 Instruments et matériel

L'Annexe B contient une description des instruments et du matériel nécessaire pour les essais du système.

13.2 Documentation d'essai

En plus d'enregistrer toutes les données pertinentes du système, l'opérateur d'essai doit garder les données d'essai pertinentes, les calculs et les commentaires appropriés. Une copie électronique des données du système doit être gardée pour référence ultérieure.

13.3 Installation

13.3.1 Généralités

Installer le système conformément aux instructions du fabricant.

Pour les essais à l'extérieur, garantir une fenêtre solaire non obstruée, c'est-à-dire que le champ PV ne doit pas être ombragé par des objets, des bâtiments ou de la végétation au cours de la période d'essai.

Pour les essais à l'intérieur, un simulateur solaire de classe C ou une alimentation électronique simulant le module peuvent être utilisés.

En fonction de la configuration du système, il peut être plus simple d'installer le système d'acquisition de données au cours de l'assemblage du système.

L'opérateur d'essai ne doit pas modifier ni ajouter d'éléments au système: le système doit uniquement être installé et soumis aux essais comme il est reçu et comme spécifié dans la documentation.

Si le câblage est prédécoupé pour l'installation du système, l'opérateur d'essai doit utiliser la longueur totale de câble reçue avec le système.

NOTE Il convient de veiller à l'installation du régulateur, parce que certains doivent être connectés dans une séquence spécifiée pour empêcher les dommages. Consulter les instructions du fabricant.

12 Load specification

The manufacturer shall provide the system together with the actual loads the system is designed for. In the case of multiple loads, the manufacturer shall specify the switching sequence, if relevant. In such a case, the required switching sequence shall also be indicated on a visible label at the switchboard or any appropriate location clearly visible by the end user. All loads shall be operated simultaneously in all tests.

The manufacturer shall specify the daily number of hours the system can service the load under the test conditions described in this standard (DRT). This number shall be derived using the irradiation class II, specified in Annex A.

For the purpose of the test and while the PV modules are connected, the load is never operated during daylight or at times when the solar irradiance is above 50 W/m².

13 Performance test

13.1 Instrumentation and equipment

Annex B contains a description of the instrumentation and equipment for the system tests.

13.2 Test documentation

In addition to recording all the relevant system data, the tester shall keep relevant test data, calculations, and appropriate comments. An electronic copy of the system data shall be kept for future reference.

13.3 Installation

13.3.1 General

Install the system according to the manufacturer's instructions.

For outdoor testing, ensure an unobstructed solar window, i.e. the PV array shall not be shaded by any objects, buildings or vegetation during the testing period.

For indoor testing, a class C solar simulator or an electronic power supply simulating the module can be used.

Depending upon the system configuration, it may be easier to install the data acquisition system during the system assembly.

The tester shall not modify or add to the system: the system shall only be installed and tested as it is received and as specified in the documentation.

If cabling is pre-cut for system installation, the tester shall use the full length of cable received with the system.

NOTE Caution should be used when installing the charge controller, as some need to be connected in a specified sequence to avoid damage. Consult the manufacturer's instructions.

13.3.2 Préconditionnement du système

Suivre les instructions du fabricant pour un ajout d'électrolyte et un preconditionnement de la batterie pour que le système fonctionne.

Si le preconditionnement de la batterie n'est pas prévu dans le système de documentation, le système doit être soumis à:

- au moins 5 cycles de HVD à LVD dans un essai à l'extérieur ou
- au moins 5 cycles à C_{10} pour un essai à l'intérieur.

Certains régulateurs avancés ont besoin de quelques jours/cycles pour trouver les réglages optimaux correspondant à la conception du système. Le fabricant doit établir cela et l'essai de performance doit être précédé du nombre prescrit de cycles.

Les modules PV présentant une dégradation provoquée par la lumière (par exemple silicium amorphe) doivent être soumis à une immersion initiale à la lumière conformément à la CEI 61646.

13.3.3 Vérifier le fonctionnement en charge

La charge fait partie intégrante du système et le dimensionnement de la charge est un paramètre de conception important. Pour les besoins de cet essai, toutes les charges doivent être installées et doivent être mises en fonctionnement simultanément.

Vérifier que la charge démarre et fonctionne correctement.

Dans les systèmes comportant des charges multiples, vérifier que chaque charge individuelle peut démarrer et fonctionner tandis que toutes les autres charges fonctionnent.

Pour cet essai, il est uniquement nécessaire de mettre les charges en fonctionnement pendant suffisamment de temps pour déterminer si elles fonctionnent correctement. Par exemple, faire fonctionner une lampe à vapeur de sodium à basse pression jusqu'à ce qu'elle brille complètement, généralement environ 15 min.

Arrêter toutes les charges après avoir vérifié qu'elles fonctionnent correctement.

13.3.4 Notes d'installation

Noter toutes les étapes manquantes ou difficultés dans le suivi des procédures d'installation fournies par le fabricant.

13.3.5 Installation du système d'acquisition de données

Installer le plan du capteur d'éclairement énergétique du champ PV (dispositif de référence). Le capteur d'éclairement énergétique doit être aussi près que possible du champ PV sans ombrager le champ PV et il doit être monté dans le même plan et à environ $\pm 5^\circ$ de l'angle d'inclinaison du champ PV.

Programmer le système d'acquisition de données pour surveiller les paramètres de mesure et mémoriser en moyenne toutes les 5 min.

Installer les capteurs de température:

- Le capteur de température ambiante doit être monté dans une protection aspirée ou doublement ombragée.

13.3.2 System preconditioning

Follow the manufacturer's instructions for adding electrolyte and preconditioning the battery for system operation.

If battery preconditioning is not called for in the system documentation, the system shall be subjected to:

- at least 5 cycles from HVD to LVD in an outdoor test or
- at least 5 cycles at C_{10} for an indoor test.

Certain advanced charge controllers need a few days/cycles to find the optimum settings matching the system design. The manufacturer shall state this and the performance test shall be preceded by the prescribed number of cycles.

PV modules exhibiting light-induced degradation (for example amorphous silicon) shall be subjected to initial light soaking according to IEC 61646.

13.3.3 Verify load operation

The load is an integral part of the system and the size of the load is an important design parameter. For the purpose of this test, all the loads shall be installed and shall be operated simultaneously.

Verify that the load starts and operates properly.

In systems with multiple loads, verify that each individual load can start and run while all other loads are operating.

For this test, it is only necessary to operate the loads long enough to determine if they function correctly. For example, run a low-pressure sodium lamp until it reaches full brightness, usually about 15 min.

Turn off all loads after verifying they operate properly.

13.3.4 Installation notes

Note any missing steps or difficulties in following the manufacturer-supplied installation procedures.

13.3.5 Data acquisition system installation

Install the plane of array irradiance sensor (reference device). The irradiance sensor shall be as close as possible to the array without shading the array and shall be mounted in the same plane and within $\pm 5^\circ$ of the array tilt angle.

Program the data acquisition system to monitor the measurement parameters and store as five-minute averages.

Install the temperature sensors:

- The ambient temperature sensor shall be mounted in an aspirated or double shaded shield.

- Le capteur de température situé à l'arrière du module doit être monté au milieu d'un élément solaire au centre d'un module, utilisant une pâte thermique et couvrant le capteur avec le matériau isolant et la feuille.

Le capteur de température de la batterie doit être monté aussi près que possible du capteur de compensation de température. Si la compensation de température est interne au régulateur, un capteur de température en plus du capteur de température de la batterie doit être monté pour détecter la température du régulateur.

Installer les capteurs de tension pour le champ PV et les charges.

Installer le capteur de tension pour la batterie sur les bornes de la batterie.

Les valeurs maximales et minimales des signaux spécifiées dans le Tableau B.1 doivent également être rassemblées et conservées.

Installer les capteurs de courant pour le champ PV, la batterie et les charges.

Calculer la puissance en courant continu du champ PV et de la charge. La puissance en courant continu peut être calculée en multipliant la tension continue moyenne et le courant continu moyen.

Installer un capteur pour détecter le fonctionnement en charge approprié, par exemple un capteur de lumière en face d'une lampe.

NOTE Dans le cas d'une lampe fluorescente, il ne serait pas adéquat de seulement observer le courant de la charge comme un indicateur de fonctionnement de la charge puisque l'ampoule pourrait mal fonctionner bien que le ballast puisse continuer à consommer du courant.

Noter la méthode de fonctionnement en charge.

Modifier une copie du schéma pour présenter les emplacements des capteurs du système d'acquisition de données.

Ce schéma modifié doit être inclus dans le rapport de l'Article 19.

13.3.6 Photographies du système

Photographier le système PV et la charge après que le système a été installé et instrumenté. Inclure les photos à la documentation.

13.4 Examen visuel

Le système et ses composants doivent être contrôlés en ce qui concerne les dommages et l'exécution (par exemple aptitude des éléments structurels).

Après chaque essai, courber tous les conducteurs sur toute leur longueur en notant toute décoloration ou fragilité de l'isolation. Les conducteurs sous-dimensionnés et les connexions faibles auront tendance à surchauffer, entraînant une isolation fragile et décolorée.

Toutes les particularités observées doivent être documentées avec soin dans le rapport (Article 19) et, si nécessaire, au moyen de photographies.

Vérifier que toutes les parties répertoriées sur la liste des pièces sont présentes. Noter toutes les parties manquantes du système qu'il aurait été recommandé d'inclure. Si des parties essentielles, c'est-à-dire sans lesquelles le système ne peut pas subir la procédure d'essai, sont manquantes, le système échoue à l'essai et doit être retourné au fabricant.

- The temperature sensor on the back of the module shall be mounted in the middle of a solar cell within the center of a module, using thermal paste and covering the sensor with insulation material and foil.

The battery temperature sensor shall be mounted as close as possible to the temperature compensation sensor. If temperature compensation is internal to the charge controller, a temperature sensor in addition to the battery temperature sensor shall be mounted to sense the controller temperature.

Install voltage sensors for the PV array and loads.

Install the voltage sensor for the battery at the battery terminals.

Maximum and minimum values of the signals specified in Table B.1 shall also be collected and stored.

Install current sensors for the PV array, battery and loads.

Calculate array and load DC Power. DC power may be computed by multiplying average DC voltage and average DC current.

Install a sensor to detect proper load operation, for example a light sensor in front of a lamp.

NOTE In the case of a fluorescent lamp, it would not be adequate to only look at the current load as an indicator of load operation as the bulb could malfunction yet the ballast may continue to draw current.

Note the load operation method.

Modify a copy of the schematic to show the data acquisition system sensor locations.

This modified schematic shall be included in the report of Clause 19.

13.3.6 System photographs

Photograph the PV system and load after the system has been installed and instrumented. Include the photos with the documentation.

13.4 Visual inspection

The system and its components shall be checked for damage and workmanship (for example suitability of structural elements).

After each test, flex all conductors along their entire length noting any discoloration or brittleness of the insulation. Undersized conductors and poor connections will tend to overheat, leading to brittle and discoloured insulation.

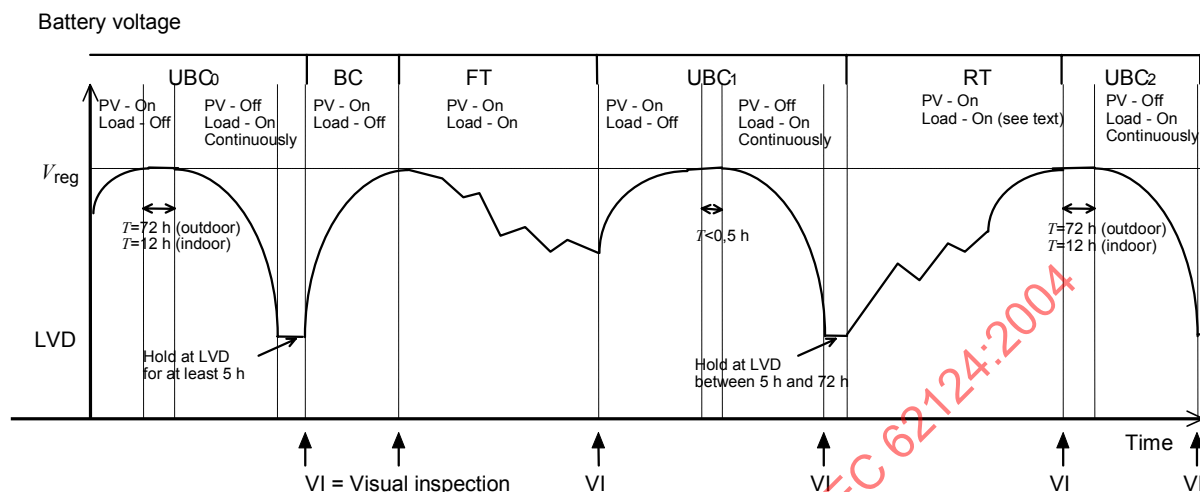
Any particularities observed shall be carefully documented in the report (Clause 19) and if necessary by means of photography.

Verify that all parts listed on the parts list are present. Note any missing system parts that should have been included. If essential parts, i.e. parts without which the system cannot go through the testing procedure, are missing, the system fails the test and shall be sent back to the manufacturer.

Déterminer le point d'équilibre du système.

13.5 Test sequences

Figure 2 indicates the different steps of the system performance test:



IEC 1334/04

Key

- UBC₀ Initial usable battery capacity: initial capacity test – after installing the system, charge and discharge the battery, measure the usable battery capacity (UBC)
- V_{reg} Voltage level at which the controller determines a 'full battery level'
- BC Battery charging: recharge the battery before running the functional test
- FT Functional test: run the functional test to verify that the system and load operate properly
- UBC₁ First usable battery capacity: second capacity test and autonomy test – charge and discharge the battery. Measure the usable battery capacity. Determine the system autonomy
- RT Recovery test: determine the ability of the PV system to recharge the discharged battery
- UBC₂ Second usable battery capacity: final capacity test – charge and discharge the battery. Measure the usable battery capacity

Figure 2 – Sample test profile for the stand-alone PV system performance test

Various test sequences are applied during the test to verify performance for low discharge, battery recovery, functionality operation and ability to reach HVD under normal operation even after having been completely discharged, sunny weather provided.

The system performance test can be done indoors or outdoors.

13.6 System characterisation graph

Plot the values found in the tests and construct the system characterisation graph as described in Clause 17.

Determine the system balance point.

14 Essais à l'extérieur

14.1 Conditions d'essai, à l'extérieur

La température des batteries et du régulateur doit être maintenue à $30\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Au cours des essais, la température du module doit être surveillée. Sur une base quotidienne, les valeurs moyennes enregistrées toutes les heures doivent être calculées et tracées par rapport aux valeurs d'éclairement énergétique moyennes sur la même période de temps. A la fin de chaque journée, ces valeurs doivent être comparées avec les valeurs figurant dans le Tableau 1. Les valeurs comprises entre les valeurs indiquées dans le tableau peuvent être calculées par interpolation linéaire.

NOTE Cette procédure assure une compatibilité de la sortie de l'énergie du champ PV du module de $\pm 5\%$ au maximum par rapport aux méthodes de mesure à l'intérieur pour le cas le plus défavorable (éléments au silicium cristallin).

Dans le cas où l'une des températures moyennes du module relevées toutes les heures est en dehors de la gamme, l'essai complet doit être répété.

Tableau 1 – Gammes acceptables pour la température du module en fonction de l'éclairement énergétique

Éclairement énergétique W/m ²	Gamme de températures du module acceptable °C
100	14 à 34
200	18 à 38
300	21 à 41
400	28 à 48
500	32 à 52
600	40 à 60
700	43 à 63
800	50 à 70
900	54 à 74
1 000	58 à 78

Si les jours d'exposition énergétique solaire faible doivent être «simulés», par exemple dans l'essai fonctionnel, la seule alternative pour faire cela est d'incliner le champ PV afin de réduire l'énergie d'entrée comme exigé pour la simulation de conditions de mauvais temps. Le fait de déconnecter le PV après avoir atteint l'entrée d'énergie exigée dans des conditions de puissance maximale n'est pas acceptable.

14.2 Essai de capacité initial, à l'extérieur

S'assurer que le système a été correctement préconditionné conformément à 13.3.2.

Le PV étant en marche et la charge arrêtée, permettre au système de charger la batterie. Une fois que le système atteint un état de régulation, permettre au système de rester dans cet état pendant 72 h (cumulatives). La batterie peut ensuite être considérée comme chargée pour les besoins de cet essai.

Le PV étant arrêté et la charge en marche continuellement, permettre au système de décharger la batterie jusqu'à atteindre la LVD. La batterie est considérée comme déchargée lorsqu'elle atteint la LVD. Permettre à la batterie de rester à la LVD pendant au moins 5 h. Enregistrer le nombre d'Ah déchargés de la batterie et la gamme de températures de la batterie. Cela correspond à la capacité initiale des batteries utilisables (UBC₀).

Réaliser un examen visuel conformément 13.4.

14 Outdoor testing

14.1 Testing conditions, outdoor

The temperature of the batteries and charge controller shall be kept at a temperature of $30\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

During the testing, the module temperature shall be monitored. On a daily basis, average hourly values shall be calculated and plotted against the average irradiance values over the same time period. At the end of each day, these values shall be compared with the values in Table 1. Values in between the values stated in the table may be calculated by linear interpolation.

NOTE This procedure ensures a compatibility of the energy output of the module array of maximum $\pm 5\%$ compared to the indoor measurement methods for the worst case (crystalline silicon cells).

Should any of the average hourly module temperatures fall outside of the range, the complete test shall be repeated.

Table 1 – Acceptable ranges for the module temperature depending on the irradiance

Irradiance W/m^2	Acceptable module temperature range $^{\circ}\text{C}$
100	14 to 34
200	18 to 38
300	21 to 41
400	28 to 48
500	32 to 52
600	40 to 60
700	43 to 63
800	50 to 70
900	54 to 74
1 000	58 to 78

If days with low solar irradiation have to be 'simulated', for example in the functional test, the only option to do so is to tilt the PV array in order to reduce the input energy as required for simulating bad weather conditions. Disconnecting the PV after having reached the required energy input on full power conditions is not acceptable.

14.2 Initial capacity test, outdoor

Make sure the system has been properly preconditioned in accordance with 13.3.2.

With the PV on and the load off, allow the system to charge the battery. Once the system reaches a state of regulation, allow the system to remain in this state for 72 h (cumulative). The battery can then be regarded as charged for the purpose of this test.

With the PV off and the load continuously on, allow the system to discharge the battery down to LVD. The battery is considered discharged when it reaches LVD. Allow the battery to remain at LVD for at least 5 h. Record the number of Ah discharged from the battery and battery temperature range. This is the initial usable battery capacity (UBC_0).

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

14.3 Cycle de charge de la batterie, à l'extérieur

Déconnecter la charge. Le PV étant en marche et la charge arrêtée, laisser le système recharger la batterie jusqu'à ce qu'elle ait atteint une régulation (HVD). Permettre au système de rester à cet état pendant 0,5 h au maximum.

14.4 Essai fonctionnel du système, à l'extérieur

Cet essai vérifie que le système peut fonctionner en charge comme prévu.

Le PV étant en marche et la charge en marche comme spécifié par le fabricant conformément à l'Article 12, permettre au système de fonctionner normalement pendant 10 jours. Il convient que la période de mesure inclue au moins 2 jours consécutifs d'exposition énergétique faible ($< 2 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$) et au moins 3 valeurs d'exposition énergétique quotidienne significativement différentes. Ces 3 valeurs d'exposition énergétique sont nécessaires pour dessiner le graphique de caractérisation du système, à partir duquel le «point d'équilibre du système» peut être dérivé. Deux valeurs d'exposition énergétique ont par conséquent besoin de correspondre à des valeurs d'exposition énergétique plus élevées que le «point d'équilibre du système» illustré à l'Article 17. L'exposition énergétique quotidienne moyenne au cours des 10 jours doit être de $4 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour} \pm 0,3 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$.

Si la condition de 2 jours de mauvais temps et un niveau moyen de $4 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour}$ n'est pas satisfait après ces 10 jours, la période peut être prolongée jusqu'à un maximum de 20 jours jusqu'à ce que dans les 10 derniers jours de la période de mesure, cette condition ait été remplie. Si ce n'est pas le cas, répéter cet essai en commençant par 14.3.

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

14.5 Essai de capacité secondaire, à l'extérieur

Déconnecter la charge après l'essai fonctionnel. Le PV étant en marche et la charge arrêtée, recharger la batterie jusqu'à ce qu'elle ait atteint la régulation (HVD) et reste ainsi pendant 0,5 h au maximum. Déconnecter le champ PV et connecter la charge. Permettre au système de décharger la batterie jusqu'à ce qu'elle atteigne la LVD.

Déterminer le nombre d'Ah déchargés de la batterie et le temps total pour décharger. Cela correspond à la capacité secondaire des batteries utilisables (UBC_1).

Maintenir le système à la LVD pendant au moins 5 h mais pas plus de 72 h.

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

14.6 Essai de reprise, à l'extérieur

Connecter le champ PV et déconnecter la charge. Attendre jusqu'à ce que le système ait été exposé à 5 kWh/m^2 , puis connecter la charge comme spécifié par le fabricant conformément à l'Article 12.

NOTE 1 Le système peut encore avoir une protection basse tension à ce moment.

NOTE 2 Le système ne doit pas nécessairement être exposé à 5 kWh/m^2 en un jour.

Une combinaison d'une phase de chargement conduisant à une exposition énergétique globale de 5 kWh/m^2 et une phase de charge consécutive comme spécifié par le fabricant conformément à l'Article 12 est appelée un «cycle d'essai de reprise».

Répéter ces cycles d'essai de reprise jusqu'à ce que le système soit exposé à une exposition énergétique globale de 35 kWh/m^2 . Si le système atteint la HVD, enregistrer après combien de cycles d'essai de reprise la HVD a été atteinte.

Enregistrer au cours de quel «cycle d'essai de reprise» la charge a commencé à fonctionner.

14.3 Battery charge cycle, outdoor

Disconnect the load. With PV on and load off, let the system recharge the battery until it has reached regulation (HVD). Allow the system to remain in this state for a maximum of 0,5 h.

14.4 System functional test, outdoor

This test verifies the system can service the load as intended.

With PV on and load on as specified by the manufacturer in accordance with Clause 12, allow the system to operate normally for 10 days. The measuring period should include at least 2 consecutive days of low irradiation ($<2 \text{ kWh/m}^2\text{-day}$) and at least 3 significantly different daily irradiation values. These 3 irradiation values are necessary to draw the system characterisation graph, from which the 'system balance point' can be derived. Two irradiation values need therefore to correspond to higher irradiation values than the 'system balance point' illustrated in Clause 17. The average daily irradiation over the 10 days shall be $4 \text{ kWh/m}^2\text{-day} \pm 0,3 \text{ kWh/m}^2\text{-day}$.

If the condition of 2 bad days and an average level of $4 \text{ kWh/m}^2\text{-day}$ is not met after these 10 days, the period can be extended up to a maximum of 20 days until in the last 10 days of the measuring period this condition has been met. If this is not the case, repeat this test beginning with 14.3.

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

14.5 Second capacity test, outdoor

Disconnect the load after the functional test. With PV on and load off, recharge the battery until it has reached regulation (HVD) and stays there for a maximum of 0,5 h. Disconnect the PV array and connect the load. Allow the system to discharge the battery until it reaches LVD.

Determine the number of Ah discharged from the battery and the total time to discharge. This is the second usable battery capacity (UBC_1).

Keep the system at LVD for at least 5 h but not more than 72 h.

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

14.6 Recovery test, outdoor

Connect the PV array and disconnect the load. Wait until the system has been exposed to 5 kWh/m^2 , then connect the load as specified by the manufacturer according to Clause 12.

NOTE 1 The system may still have low voltage protection at this time.

NOTE 2 The system does not necessarily have to be exposed to 5 kWh/m^2 in one day.

A combination of a charging phase leading to an overall irradiation of 5 kWh/m^2 and a consecutive load phase as specified by the manufacturer according to Clause 12 is called a 'recovery test cycle'.

Repeat these recovery test cycles until the system is exposed to an overall irradiation of 35 kWh/m^2 . If the system reaches HVD, record after how many recovery test cycles HVD was reached.

Record during which 'recovery test cycle' the load started to operate.

Mesurer le nombre total d'Ah lors de la charge de la batterie et lors du fonctionnement de la charge au cours de 7 cycles d'essai de reprise.

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

14.7 Essai de capacité final, à l'extérieur

Après ces cycles d'essai de reprise, déconnecter la charge et attendre jusqu'à ce que le système atteigne un état de régulation. Une fois que le système atteint un état de régulation, permettre au système de rester dans cet état pendant 72 h (consécutives). La batterie peut ensuite être considérée comme chargée.

Le PV étant arrêté et la charge en marche continuellement, permettre au système de décharger complètement la batterie. La batterie sera considérée comme déchargée lorsqu'elle atteint la LVD. Permettre à la batterie de rester à la LVD pendant au moins 5 h. Enregistrer le nombre d'Ah déchargés de la batterie et la gamme de températures. Cela correspond à la capacité finale des batteries utilisables (UBC₂).

14.8 Fonctionnement à la tension maximale

Vérifier l'aptitude de la charge mise en fonctionnement à la tension maximale de la batterie se produisant au cours des périodes d'éclairement énergétique élevé et à un état élevé de charge. La charge doit être mise en fonctionnement pendant 1 h dans ces conditions. La charge doit fonctionner sans être endommagée.

14.9 Examen visuel

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

14.10 Circonstances inhabituelles

Noter toutes les circonstances inhabituelles au cours de la période d'essai. Celles-ci peuvent inclure des courts-circuits ou des circuits ouverts non prévus, des défaillances du système d'acquisition de données, etc.

15 Essais à l'intérieur en utilisant un simulateur solaire

15.1 Conditions d'essai, à l'intérieur, en utilisant un simulateur solaire

La température des batteries doit être maintenue à $30\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$.

La température ambiante générale au cours des essais doit être de l'ordre de $25\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$.

A ce point, seul un simulateur solaire doit être utilisé, qui a la capacité de simuler le jour solaire de référence comme décrit dans la présente norme. Le simulateur solaire doit être de classe B ou supérieure. Cependant, pour les jours à exposition énergétique solaire importante, un profil à 3 niveaux est autorisé. Pour les jours avec une exposition énergétique solaire faible, une valeur constante de l'éclairement énergétique est autorisée. La présente norme peut être amendée pour permettre l'utilisation de simulateurs non solaires sur la publication formelle de la CEI 61853 ².

² CEI 61853, ____ *Evaluation de la puissance et de l'énergie des modules photovoltaïque (PV) (à l'étude)*

Measure the net Ah into the battery and to the load during 7 recovery test cycles.

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

14.7 Final capacity test, outdoor

After these recovery test cycles, disconnect the load and wait until the system reaches a state of regulation. Once the system reaches a state of regulation, allow the system to remain in this state for 72 h (consecutive). The battery can then be regarded as charged.

With the PV off and the load on continuously, allow the system to fully discharge the battery. The battery will be considered discharged when it reaches LVD. Allow the battery to remain at LVD for at least 5 h. Record the number of Ah discharged from the battery and the temperature range. This is the final usable battery capacity (UBC_2).

14.8 Operation at maximum voltage

Verify the suitability of the load operated at the maximum battery voltage occurring during periods of high irradiance and at high state of charge. The load shall be operated for a period of 1 h under these conditions. The load shall operate undamaged.

14.9 Visual inspection

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

14.10 Unusual occurrences

Note any unusual occurrences during the test period. These may include unplanned short or open circuits, data acquisition system malfunctions, etc.

15 Indoor testing using a solar simulator

15.1 Testing conditions, indoor using a solar simulator

The temperature of the batteries shall be kept at a temperature of $30\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$.

The general ambient temperature during testing shall be within $25\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$.

At this point only a solar simulator shall be used, which has the ability to simulate the reference solar day as described in this standard. The solar simulator shall be class B or better. However, for days with a high solar irradiation, a three-step profile is allowed. For days with a low solar irradiation, a constant value of the irradiance is allowed. This standard may be amended to allow the use of non-solar simulators upon the formal publication of IEC 61853 ².

² IEC 61853, Performance testing and energy rating of terrestrial photovoltaic (PV) modules (under consideration)

15.2 Essai de capacité initial, à l'intérieur, en utilisant un simulateur solaire

S'assurer que le système a été correctement préconditionné conformément à 13.3.2.

Le PV étant en marche et la charge arrêtée, permettre au système de charger la batterie en imposant au moins 700 W/m^2 . Une fois que le système atteint un état de régulation, maintenir le système à cet état pendant 12 h. La batterie sera ensuite considérée comme chargée.

Le PV étant arrêté et la charge en marche continuellement, permettre au système de décharger complètement la batterie. La batterie est complètement déchargée lorsqu'elle atteint la LVD. Permettre à la batterie de rester à la LVD pendant 5 h. Enregistrer le nombre d'Ah déchargés de la batterie. Cela correspond à la capacité initiale des batteries utilisables (UBC_0).

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

15.3 Cycle de charge de la batterie, à l'intérieur, en utilisant un simulateur solaire

Déconnecter la charge. Régler le simulateur sur $700 \text{ W/m}^2 \pm 50 \text{ W/m}^2$. Le PV étant en marche et la charge arrêtée, laisser le système recharger la batterie jusqu'à ce qu'elle ait atteint une régulation (HVD). Permettre au système de rester à cet état pendant 0,5 h au maximum. Enregistrer le nombre d'Ah rechargés dans la batterie.

15.4 Essai fonctionnel du système, à l'intérieur, en utilisant un simulateur solaire

Cet essai vérifie que le système peut fonctionner en charge comme prévu.

Le PV étant en marche et la charge en marche comme spécifié par le fabricant conformément à l'Article 12, permettre au système de fonctionner «normalement» pendant 10 jours.

La Figure 3 donne un aperçu des profils d'éclairement énergétique recommandés à utiliser dans l'essai.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62124:2004

15.2 Initial capacity test, indoor using a solar simulator

Make sure the system has been properly preconditioned in accordance with 13.3.2.

With PV on and load off, allow the system to charge the battery by imposing at least 700 W/m^2 . Once the system reaches a state of regulation, keep the system at this state for 12 h. The battery will then be regarded as charged.

With PV off and load on continuously, allow the system to fully discharge the battery. The battery is fully discharged when it reaches LVD. Allow the battery to remain at LVD for 5 h. Record the number of Ah discharged from the battery. This is the initial usable battery capacity (UBC_0).

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

15.3 Battery charge cycle, indoor using a solar simulator

Disconnect the load. Set the simulator at $700 \text{ W/m}^2 \pm 50 \text{ W/m}^2$. With PV on and load off let the system recharge the battery until it has reached regulation (HVD). Allow the system to stay there for a maximum of 0,5 h. Record the number of Ah recharged into the battery.

15.4 System functional test, indoor using a solar simulator

This test verifies the system can service the load as intended.

With PV on and load on as specified by the manufacturer in accordance with Clause 12, allow the system to operate 'normally' for 10 days.

Figure 3 gives an overview over the recommended irradiance profiles to be used in the test:

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 62124:2004

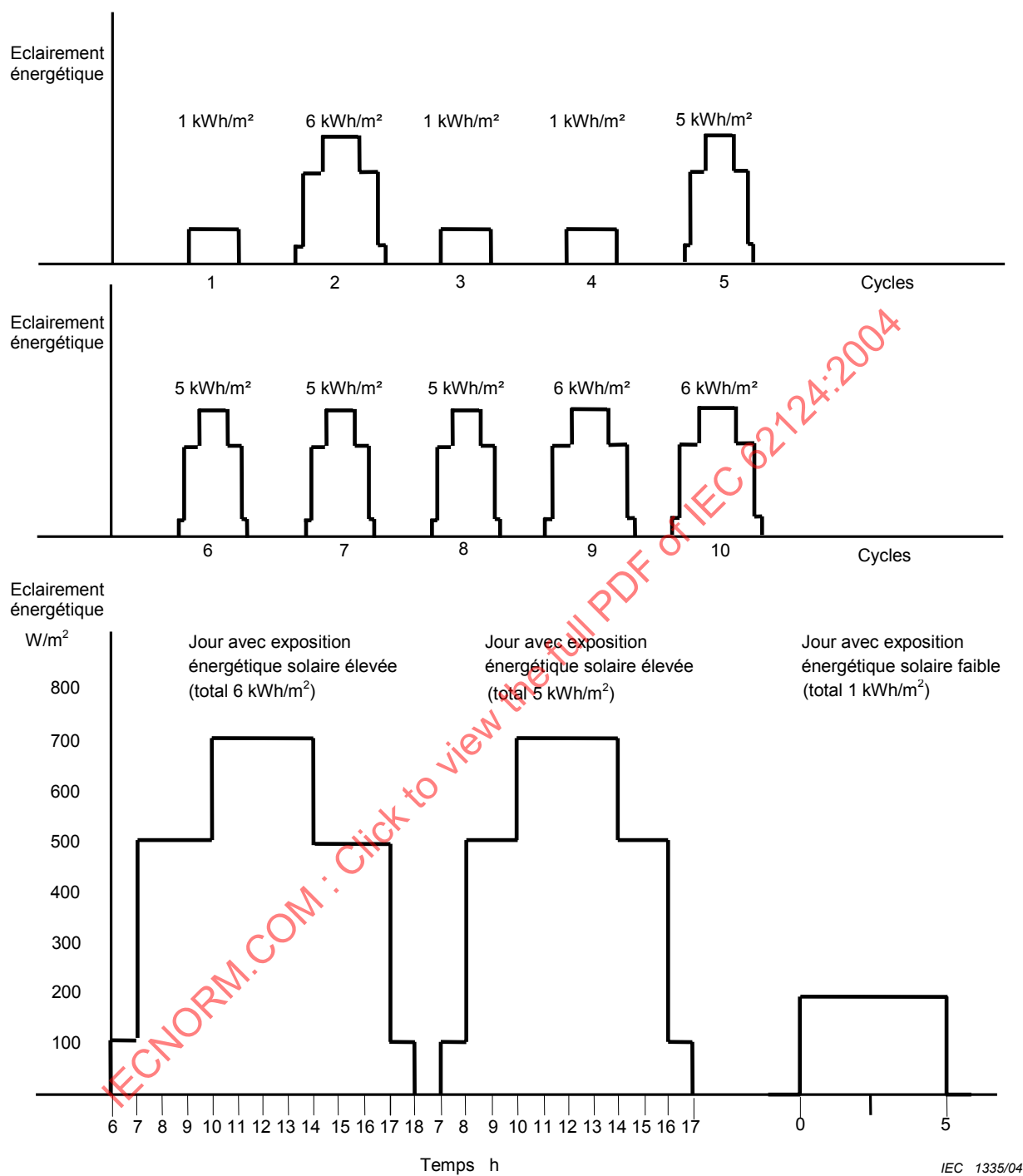


Figure 3 – Profils d'éclairement énergétique journalier pour l'essai fonctionnel, 10 jours

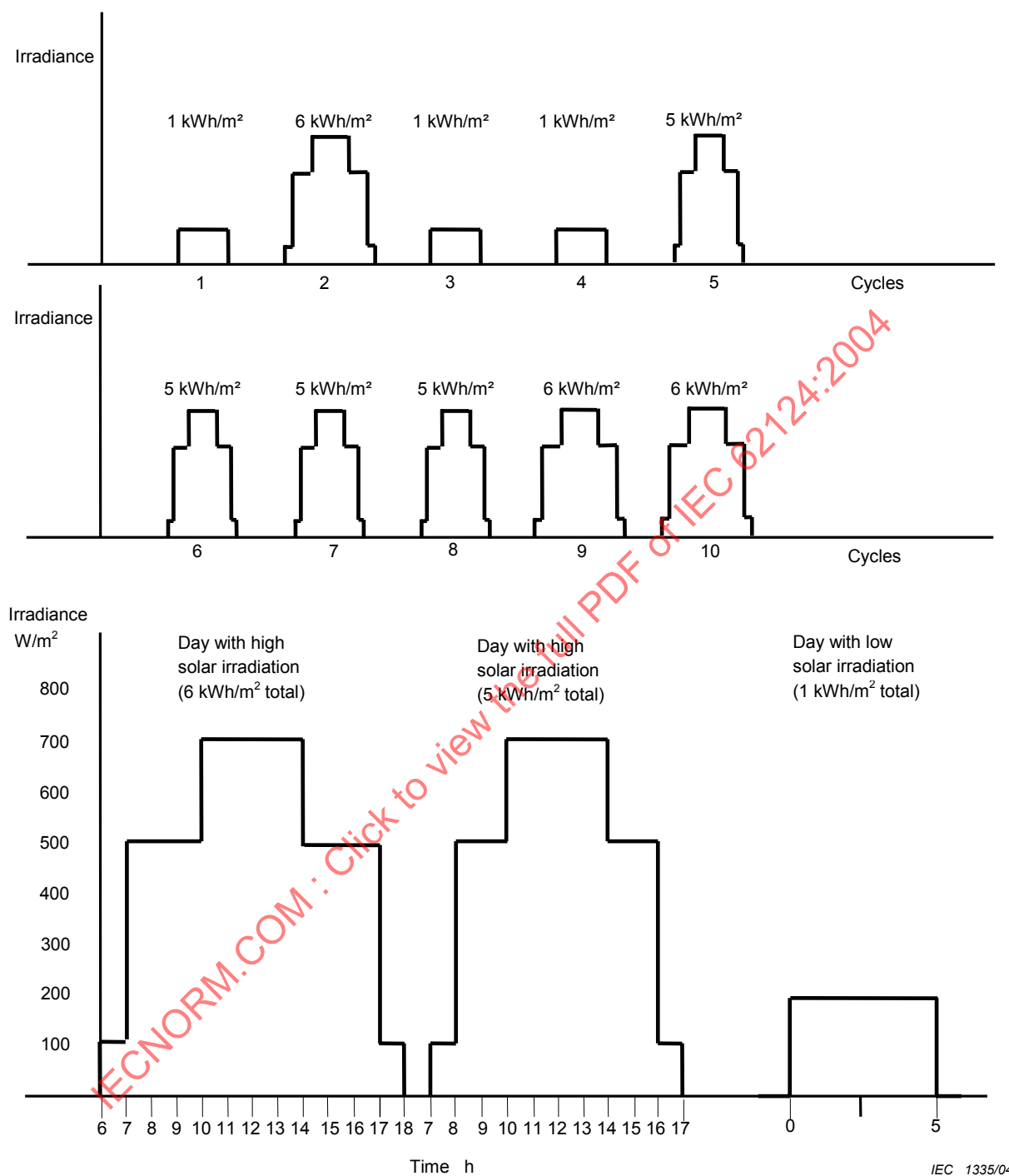


Figure 3 – Daily irradiance profiles for functional test, 10 days

Tableau 2 – Cycles de l'essai de performance

Cycle n°	Profil d'éclairement énergétique
Cycle 1	Jour avec exposition énergétique faible (1 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 2	Jour avec exposition énergétique élevée (6 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 3	Jour avec exposition énergétique faible (1 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 4	Jour avec exposition énergétique faible (1 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 5	Jour avec exposition énergétique élevée (5 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 6	Jour avec exposition énergétique élevée (5 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 7	Jour avec exposition énergétique élevée (5 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 8	Jour avec exposition énergétique élevée (5 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 9	Jour avec exposition énergétique élevée (6 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement
Cycle 10	Jour avec exposition énergétique élevée (6 kWh/m ²), mettre la charge en fonctionnement

Le Tableau 2 contient la séquence des cycles journaliers pour l'essai de performance.

Les cycles ne doivent pas nécessairement couvrir 24 h, dans la mesure où aucun temps de repos entre le fonctionnement de la charge et le chargement du PV n'est exigé.

Les profils d'exposition énergétique suivants (voir Tableau 3) sont des exigences minimales qui doivent être appliquées, des profils meilleurs (plus réguliers) entraînant une somme quotidienne similaire sont également autorisés:

Tableau 3 – Profils de niveaux types pour les cycles d'exposition énergétique journaliers

Jour avec exposition énergétique solaire élevée (6 kWh/m ² ·jour ± 0,3 kWh/m ²)
1 h à 100 W/m ²
3 h à 500 W/m ²
4 h à 700 W/m ²
3 h à 500 W/m ²
1 h à 100 W/m ²
Jour avec exposition énergétique solaire élevée (5 kWh/m ² ·jour ± 0,3 kWh/m ²)
1 h à 100 W/m ²
2 h à 500 W/m ²
4 h à 700 W/m ²
2 h à 500 W/m ²
1 h à 100 W/m ²
Jour avec exposition énergétique solaire faible (1 kWh/m ² ·jour ± 0,3 kWh/m ²)
5 h à 200 W/m ²

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

Table 2 – Cycles of the performance test

Cycle No.	Irradiance profile
Cycle 1	Day with low irradiation (1 kWh/m ²), operate load
Cycle 2	Day with high irradiation (6 kWh/m ²), operate load
Cycle 3	Day with low irradiation (1 kWh/m ²), operate load
Cycle 4	Day with low irradiation (1 kWh/m ²), operate load
Cycle 5	Day with high irradiation (5 kWh/m ²), operate load
Cycle 6	Day with high irradiation (5 kWh/m ²), operate load
Cycle 7	Day with high irradiation (5 kWh/m ²), operate load
Cycle 8	Day with high irradiation (5 kWh/m ²), operate load
Cycle 9	Day with high irradiation (6 kWh/m ²), operate load
Cycle 10	Day with high irradiation (6 kWh/m ²), operate load

Table 2 contains the sequence of the daily cycles for the performance test.

The cycles do not necessarily have to cover 24 h, since no rest time between operation of the load and the PV charging is required.

The following irradiation profiles (see Table 3) are minimum requirements that shall be applied, better (smoother) profiles leading to a similar daily sum are also allowed:

Table 3 – Typical step profiles for daily irradiation cycles

Day with high solar irradiation (6 kWh/m ² ·day ± 0,3 kWh/m ²)
1 h at 100 W/m ²
3 h at 500 W/m ²
4 h at 700 W/m ²
3 h at 500 W/m ²
1 h at 100 W/m ²
Day with high solar irradiation (5 kWh/m ² ·day ± 0,3 kWh/m ²)
1 h at 100 W/m ²
2 h at 500 W/m ²
4 h at 700 W/m ²
2 h at 500 W/m ²
1 h at 100 W/m ²
Day with low solar irradiation (1 kWh/m ² ·day ± 0,3 kWh/m ²)
5 h at 200 W/m ²

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

15.5 Essai de capacité secondaire plus essai d'autonomie, à l'intérieur, en utilisant un simulateur solaire

Déconnecter la charge après l'essai fonctionnel. Régler le simulateur sur $700 \text{ W/m}^2 \pm 50 \text{ W/m}^2$. Le PV étant en marche et la charge arrêtée, recharger la batterie jusqu'à ce qu'elle ait atteint la régulation (HVD) et reste ainsi pendant 0,5 h au maximum. Déconnecter le champ PV et connecter la charge. Permettre au système de décharger la batterie jusqu'à ce qu'elle atteigne la LVD.

Déterminer l'autonomie du système.

Déterminer le nombre d'Ah déchargés de la batterie et le temps total pour décharger. Cela correspond à la capacité secondaire des batteries utilisables (UBC_1).

Permettre à la batterie de rester à la LVD pendant au moins 5 h mais pas plus de 72 h.

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

15.6 Essai de reprise, à l'intérieur, en utilisant un simulateur solaire

Connecter le champ PV et déconnecter la charge. Mettre en fonctionnement le simulateur solaire avec un profil d'éclairement énergétique d'un jour avec une exposition énergétique solaire élevée (5 kWh/m^2) conformément à 15.4. Puis connecter la charge comme spécifié par le fabricant conformément à l'Article 12.

NOTE Le système peut encore avoir une protection basse tension à ce moment. Si c'est le cas, déconnecter la charge à nouveau et mettre en fonctionnement le simulateur solaire avec un profil d'éclairement énergétique d'un jour avec une exposition énergétique solaire élevée (5 kWh/m^2) conformément à 15.4. Puis connecter la charge comme spécifié par le fabricant conformément à l'Article 12.

Une fois que la charge progresse, attendre jusqu'à ce que le système atteigne la LVD ou jusqu'à ce que le temps d'opération quotidien se soit écoulé.

Répéter cet essai jusqu'à ce que le système ait subi 7 cycles d'essai de reprise. Le système a ensuite été exposé à une exposition énergétique globale de 35 kWh/m^2 . Si le système atteint la HVD, enregistrer après combien de cycles d'essai de reprise la HVD a été atteinte.

Enregistrer au cours de quel «cycle d'essai de reprise» la charge a commencé à fonctionner.

Mesurer le nombre total d'Ah à l'intérieur de la batterie et à la charge au cours de 7 cycles d'essai de reprise.

Après ces cycles d'essai de reprise, déconnecter la charge, régler le simulateur sur $700 \text{ W/m}^2 \pm 50 \text{ W/m}^2$ et attendre jusqu'à ce que le système atteigne un état de régulation. Une fois que le système atteint un état de régulation, le maintenir à cet état pendant 12 h. La batterie peut ensuite être considérée comme pleine.

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

15.7 Essai de capacité final, à l'intérieur, en utilisant un simulateur solaire

Le PV étant arrêté et la charge en marche continuellement, permettre au système de décharger complètement la batterie. La batterie est complètement déchargée lorsqu'elle atteint la LVD. Permettre à la batterie de rester à la LVD pendant 5 h. Enregistrer le nombre d'Ah déchargés de la batterie. Cela correspond à la capacité finale des batteries utilisables (UBC_2).

15.5 Second capacity test plus autonomy test, indoor, using a solar simulator

Disconnect the load after the functional test. Set the simulator at $700 \text{ W/m}^2 \pm 50 \text{ W/m}^2$. With PV on and load off recharge the battery till it has reached regulation (HVD) and stays there for a maximum of 0,5 h. Disconnect the PV array and connect the load. Allow the system to discharge the battery until it reaches LVD.

Determine the system autonomy.

Determine the number of Ah discharged from the battery and the total time to discharge. This is the second usable battery capacity (UBC_1).

Allow the battery to remain at LVD for at least 5 h but not more than 72 h.

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

15.6 Recovery test, indoor, using a solar simulator

Connect the PV array and disconnect the load. Operate the solar simulator with an irradiance profile of a day with high solar irradiation (5 kWh/m^2) in accordance with 15.4. Then connect the load as specified by the manufacturer in accordance with Clause 12.

NOTE The system may still have low-voltage protection at this time. If that is the case, disconnect the load again and operate the solar simulator with an irradiance profile of a day with high solar irradiation (5 kWh/m^2) in accordance with 15.4. Then connect the load as specified by the manufacturer in accordance with Clause 12.

Once the load comes on, wait until the system reaches LVD or the daily run time has passed.

Repeat this test until the system has gone through 7 recovery test cycles. The system has then been exposed to an overall irradiation of 35 kWh/m^2 . If the system reaches HVD, record after how many recovery test cycles HVD was reached.

Record at which 'recovery test cycle' the load started to operate.

Measure the net Ah into the battery and to the load during 7 recovery test cycles.

After these recovery test cycles, disconnect the load, set the simulator at $700 \text{ W/m}^2 \pm 50 \text{ W/m}^2$ and wait until the system reaches a state of regulation. Once the system reaches a state of regulation, keep it at this state for 12 h. The battery can then be regarded as full.

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

15.7 Final capacity test, indoor using a solar simulator

With PV off and load on continuously, allow the system to fully discharge the battery. The battery is fully discharged when it reaches LVD. Allow the battery to remain at LVD for 5 h. Record the number of Ah discharged from the battery. This is the final usable battery capacity (UBC_2).

15.8 Fonctionnement à la tension maximale

Vérifier l'aptitude de la charge mise en fonctionnement à la tension maximale de la batterie se produisant au cours des périodes d'éclairement élevé (entre 800 kWh/m² et 1 000 kWh/m²) et à un état élevé de charge. La charge doit être mise en fonctionnement pendant 1 h dans ces conditions. La charge ne doit pas être endommagée pendant l'opération.

15.9 Examen visuel

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

15.10 Circonstances inhabituelles

Noter toutes les circonstances inhabituelles au cours de la période d'essai. Celles-ci peuvent inclure des courts-circuits ou des circuits ouverts non prévus, des défaillances du système d'acquisition de données, etc.

16 Essais à l'intérieur en utilisant un simulateur de module PV

16.1 Conditions d'essai, à l'intérieur, en utilisant un simulateur de module PV

Une alimentation électronique simulant les caractéristiques du module doit être utilisée, qui a la capacité de simuler le jour solaire de référence conformément à 15.4.

L'Annexe C décrit les calculs conduisant aux caractéristiques de courant et de tension simulant le module PV dans des conditions prescrites dans la présente norme.

La température des batteries doit être maintenue à $30\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$.

La température ambiante générale au cours des essais doit être de l'ordre de $25\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$.

16.2 Essai de capacité initial, à l'intérieur, en utilisant un simulateur de module PV

Réaliser cet essai conformément à 15.2.

16.3 Cycle de charge de la batterie, à l'intérieur, en utilisant un simulateur de module PV

Réaliser cet essai conformément à 15.3.

16.4 Essai fonctionnel du système, à l'intérieur, en utilisant un simulateur de module PV

Réaliser l'essai fonctionnel conformément à 15.4.

16.5 Essai de capacité secondaire, à l'intérieur, en utilisant un simulateur de module PV

Réaliser cet essai conformément à 15.5.

16.6 Essai de reprise, à l'intérieur, en utilisant un simulateur de module PV

Réaliser cet essai conformément à 15.6.

16.7 Essai de capacité final, à l'intérieur, en utilisant un simulateur de module PV

Réaliser cet essai conformément à 15.7.

15.8 Operation at maximum voltage

Verify the suitability of the load operated at the maximum battery voltage occurring during periods of high irradiance (between 800 kWh/m² and 1 000 kWh/m²) and at high state of charge. The load shall be operated for a period of 1 h under these conditions. The load shall not be damaged at any point during operation.

15.9 Visual inspection

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

15.10 Unusual occurrences

Note any unusual occurrences during the test period. These may include unplanned short or open circuits, data acquisition system malfunctions, etc.

16 Indoor testing using a PV module simulator

16.1 Testing conditions, indoor, using a PV module simulator

An electronic power supply simulating the module characteristics shall be used, which has the ability to simulate the reference solar day in accordance with 15.4.

Annex C describes the calculations leading to current and voltage characteristics simulating the PV module under conditions prescribed in this standard.

The temperature of the batteries shall be kept at a temperature of 30 °C ± 3 °C.

The general ambient temperature during testing shall be within 25 °C ± 5 °C.

16.2 Initial capacity test, indoor, using a PV module simulator

Perform this test in accordance with 15.2.

16.3 Battery charge cycle, indoor, using a PV module simulator

Perform this test in accordance with 15.3.

16.4 System functional test, indoor, using a PV module simulator

Perform the functional test in accordance with 15.4.

16.5 Second capacity test, indoor, using a PV module simulator

Perform this test in accordance with 15.5.

16.6 Recovery test, indoor, using a PV module simulator

Perform this test in accordance with 15.6.

16.7 Final capacity test, indoor, using a PV module simulator

Perform this test in accordance with 15.7.

16.8 Fonctionnement à la tension maximale

Réaliser cet essai conformément à 15.8.

16.9 Examen visuel

Réaliser un examen visuel conformément à 13.4.

16.10 Circonstances inhabituelles

Noter toutes les circonstances inhabituelles au cours de la période d'essai. Celles-ci peuvent inclure des courts-circuits ou des circuits ouverts non prévus, des défaillances du système d'acquisition de données, etc.

17 Détermination du point d'équilibre du système

Le tracé de caractérisation du système donne une représentation graphique de l'exposition énergétique moyenne minimale que l'emplacement prévu doit avoir pour que le système fonctionne correctement.

Faire la somme des Ah dans la batterie et de l'exposition énergétique pour chaque jour au cours des essais fonctionnel et de reprise. Tracer les Ah de la batterie le long de l'axe Y et l'exposition énergétique le long de l'axe X.

Il convient que les données aient tendance à se situer le long de et entre 2 lignes similaires à celles présentées en exemple à la Figure 4.

Une ligne horizontale est dessinée à travers le point avec la valeur minimale d'Ah pour les jours où le régulateur limite le courant du champ PV circulant dans la batterie. Une ligne inclinée est dessinée à travers l'origine et le point avec la valeur la plus élevée pour les jours où le régulateur ne limite pas le courant circulant dans la batterie à n'importe quel moment. Le point d'équilibre du système est défini par l'intersection de ces lignes.

Le point d'équilibre du système peut être déterminé par calcul ou par l'utilisation de moyens graphiques.

Ce système, comme représenté à la Figure 4, sera, par exemple, adapté aux emplacements qui ont au moins 2,5 kWh/m²·jour comme une moyenne annuelle. Par conséquent, le système serait qualifié pour la classe I d'exposition énergétique (Annexe A) et le profil de charge quotidien spécifié (temps d'opération quotidien) qui doit être établi dans le rapport d'essai final et pour lequel il doit correspondre à la déclaration de performance du système du fabricant.

NOTE Un profil de charge différent entraîne un graphique de caractérisation différent.

16.8 Operation at maximum voltage

Perform this test in accordance with 15.8.

16.9 Visual inspection

Perform a visual inspection in accordance with 13.4.

16.10 Unusual occurrences

Note any unusual occurrences during the test period. These may include unplanned short or open circuits, data acquisition system malfunctions, etc.

17 Determination of the system balance point

The system characterisation plot gives a graphical representation of the minimum average irradiation that the intended location shall have for the system to function properly.

Sum the Ah into the battery and the irradiation for each day during the functional and recovery tests. Plot the battery Ah along the Y-axis versus irradiation along the X-axis.

The data should tend to fall along and in between 2 lines similar to those shown in example in Figure 4.

A horizontal line is drawn through the point with the minimum value of Ah for days when the charge controller limits the array current flowing into the battery. A sloped line is drawn through origin and the point with the highest value on days the controller does not limit the current flowing into the battery at any time. The system balance point is defined by the intersection of these lines.

The system balance point can be determined by calculation or by using graphical means.

This system as shown in Figure 4 will, for example, be suitable for locations that have at least 2,5 kWh/m²-day as a yearly average. Therefore, the system would be qualified for irradiation class I (Annex A) and the specified daily load profile (daily run time) which shall be stated in the final test report and should correspond with the manufacturers system performance declaration.

NOTE A different load profile results in a different characterisation chart.

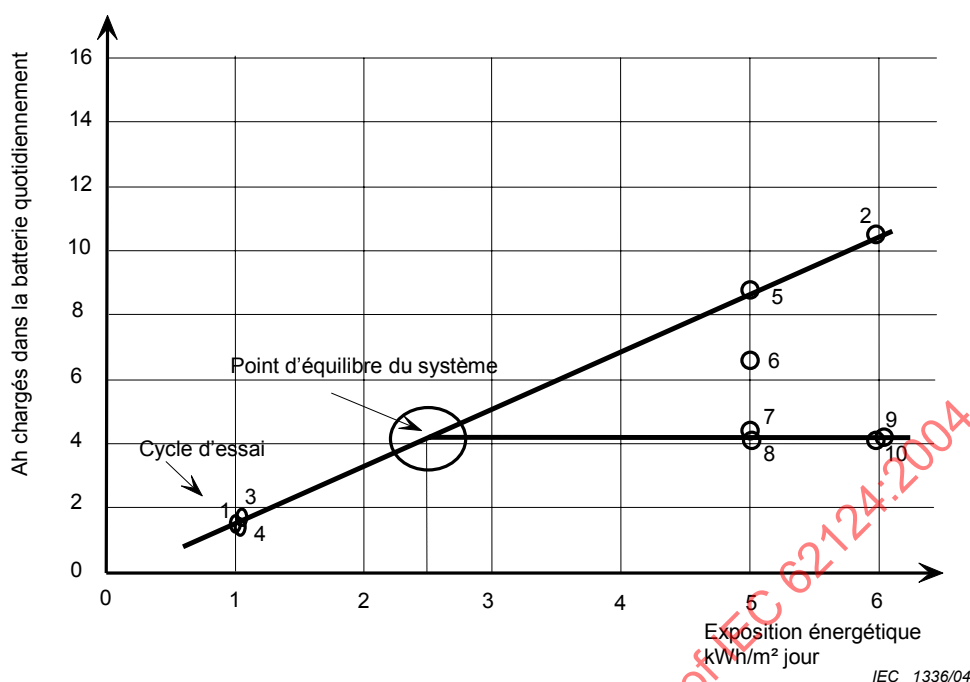


Figure 4 – Graphique de caractérisation du système, exemple de séquence de charge avec 3 profils d'exposition énergétique et 10 cycles. Décharge: profil de charge constante

18 Modifications

Toute modification dans la conception, les matériaux, les composants ou les traitements du système peut nécessiter une répétition de certains ou de l'ensemble des essais de vérification pour maintenir une vérification de la conception.

19 Rapport

Un rapport des essais de vérification, avec les caractéristiques de performance mesurées et les détails de toutes les défaillances et des nouveaux essais, doit être préparé par le laboratoire d'essai. Le fabricant, pour des besoins de référence, doit garder une copie de ce rapport.

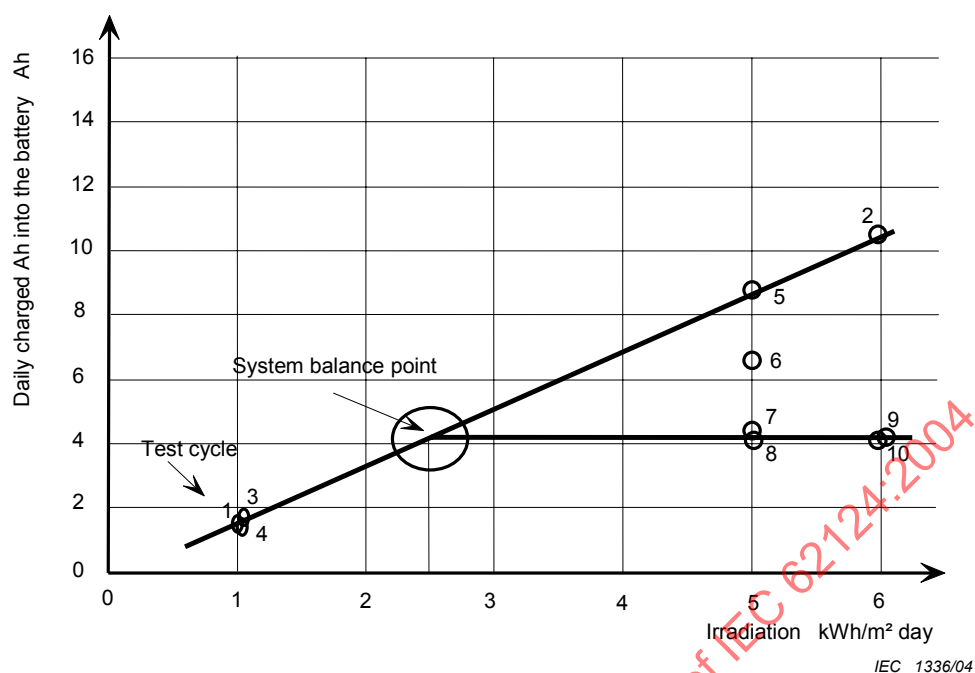


Figure 4 – System characterisation chart, charge sequence example with 3 irradiation profiles and 10 cycles. Discharge: constant load profile

18 Modifications

Any change in the design, materials, components or processing of the system may require a repetition of some or all of the verification tests to maintain design verification.

19 Report

A report of the verification tests, with measured performance characteristics and details of any failures and retests, shall be prepared by the test agency. For reference purposes, the manufacturer shall keep a copy of this report.

Annexe A (normative)

Classification de l'exposition énergétique et des systèmes

A.1 Détermination de la classe d'exposition énergétique et de l'exposition énergétique de la conception

Déduire l'exposition énergétique horizontale quotidienne moyenne par an et la gamme d'exposition énergétique d'une station météorologique près de l'emplacement de l'utilisation prévue.

La gamme d'exposition énergétique (H_{range}) est la différence entre l'exposition énergétique horizontale quotidienne moyenne par mois dans le mois avec l'exposition énergétique la plus élevée et l'exposition énergétique horizontale quotidienne moyenne par mois dans le mois avec l'exposition énergétique la plus faible (en kWh/m²·jour).

Le Tableau A.1 contient un système de classification pour les emplacements avec des schémas d'exposition énergétique différents.

Chaque emplacement peut par conséquent être attribué à une classe d'exposition énergétique.

Tableau A.1 – Classes d'exposition énergétique

Classe d'exposition énergétique	I	II	II	III	III	IV
Exposition énergétique horizontale quotidienne moyenne par an [kWh/m ² ·jour]	<4,5	<4,5	4,5 à 5,5	4,5 à 5,5	>5,5	>5,5
Gamme [kWh/m ² ·jour]	>1,5	<1,5	>1,5	<1,5	>1,5	<1,5

NOTE Le calcul du DRT est basé sur la classe II d'exposition énergétique.

A.2 Caractéristiques

Pour un système donné à un emplacement spécifique, l'énergie quotidienne effective disponible pour la charge peut être calculée. Celle-ci sera ensuite exprimée comme l'énergie quotidienne effective disponible pour la charge pour un système de marque X à l'emplacement Y et elle doit être exprimée en Wh. Le même système peut se classer différemment dans un autre pays, ou même à un autre emplacement dans le même pays.

Annex A (normative)

Classification of irradiation and systems

A.1 Determination of the irradiation class and design irradiation

Derive the yearly average daily horizontal irradiation and the irradiation range from a meteorological station near the location of intended use.

The irradiation range (H_{range}) is the difference between the monthly average daily horizontal irradiation in the month with the highest irradiation and the monthly average daily horizontal irradiation in the month with the lowest irradiation (in kWh/m²·day).

Table A.1 contains a classification system for locations with different irradiation patterns.

Every location can thus be allocated to an irradiation class.

Table A.1 – Irradiation classes

Irradiation class	I	II	II	III	III	IV
Yearly average daily horizontal irradiation [kWh/m ² ·day]	<4,5	<4,5	4,5 to 5,5	4,5 to 5,5	>5,5	>5,5
Range [kWh/m ² ·day]	>1,5	<1,5	>1,5	<1,5	>1,5	<1,5

NOTE The calculation of the DRT is based on Irradiation class II.

A.2 Rating systems

For a given system at a specific location, the effective daily energy available to the load can be calculated. This will then be expressed as the effective daily energy available to the load for a system of make X at location Y and shall be expressed in Wh. The same system may be classified differently in another country, or even at another location in the same country.

Annexe B (normative)

Instrumentation et équipement pour l'essai du système

B.1 Généralités

Les instruments et le matériel suivants sont nécessaires pour conduire les essais du système.

- Appareils de mesure de la tension continue et du courant continu.
- Ampèremètre continu ou tout autre moyen de contrôle.
- Compteur horaire ou tout autre moyen de contrôle.
- Un dispositif de référence PV qui a été sélectionné et étalonné conformément à la CEI 60904-2 afin de correspondre aux modules du champ PV d'essai concernant la réponse spectrale.
- Instruments appropriés pour vérifier que le dispositif de référence et le champ PV sont coplanaires de l'ordre de $\pm 5^\circ$.
- Capteurs de température.
- Un moyen d'identifier l'orientation.
- Système d'acquisition de données automatisé pour faciliter le contrôle du système au cours de l'essai.

B.2 Spécifications relatives au système d'acquisition de données

L'enregistreur de données doit utiliser au moins un convertisseur analogique-numérique de 12 bits et avoir une gamme d'entrée qui dépasse les tensions maximales positive et négative attendues. Le système d'acquisition de données doit être fiable: si plus de 4 h de données sont perdues, ou si toute donnée cruciale est perdue en raison d'une coupure de courant au cours des essais, cet essai doit alors être recommencé.

Le taux d'échantillonnage de l'enregistreur de données dépend du type de régulateur. Pour les régulateurs marche-arrêt, le taux d'échantillonnage de l'enregistreur de données doit être au moins 2 fois plus rapide que la période de commutation du régulateur. A titre d'exemple, si le fonctionnement des circuits de tension de régulation se produit toutes les 10 s, le taux d'échantillonnage doit alors se produire une fois toutes les 5 s, ou plus rapidement.

Pour les régulateurs utilisant des circuits de tension constante ou de modulation de largeur d'impulsion, la période de commutation peut être en millisecondes, et non en secondes. Il convient que le taux d'échantillonnage de l'enregistreur de données soit au moins le double de la fréquence de commutation du régulateur. Si le taux d'échantillonnage de l'enregistreur de données utilisé n'est pas assez rapide, une méthode consiste alors à échantillonner une fois par seconde avec un circuit intégrateur/filtrant ajouté à l'entrée du système d'acquisition de données. La constante de temps de l'intégrateur/du filtre devra être d'au moins 2 fois la période d'échantillonnage.

Un oscilloscope peut être exigé pour déterminer le type de régulateur et sa fréquence de commutation.

Les données doivent être mémorisées en moyenne toutes les 5 min comme approprié pour chaque essai.

Annex B (normative)

Instrumentation and equipment for the system test

B.1 General

The following instrumentation and equipment is necessary for conducting the system tests.

- DC voltage and DC current measuring instruments.
- DC amp-hour meter or some other means of monitoring.
- Elapsed time meter or some other means of monitoring.
- A PV reference device that has been selected and calibrated in accordance with IEC 60904-2 to match the test array modules regarding the spectral response.
- Suitable instrumentation to check that the reference device and the array are co-planar to within $\pm 5^\circ$.
- Temperature sensors.
- A means to identify orientation.
- Automated data acquisition system to facilitate system monitoring during the test.

B.2 Data acquisition system specifications

The datalogger shall use at least a 12 bit analog-to-digital converter and have an input range that exceeds the expected positive and negative maximum voltages. The data acquisition system shall be reliable: if more than 4 h of data is lost, or if any critical data is lost due to power failure during any test, then that test shall be restarted.

The sample rate of the datalogger is dependent on the type of charge controller. For ON-OFF controllers, the datalogger sample rate shall be at least 2 times faster than the switching period of the controller. As an example, if the operation of the regulation voltage circuitry is every 10 s, then the sample rate shall be once every 5 s, or faster.

For charge controllers using constant-voltage or pulse-width-modulation circuitry, the switching period may be milliseconds, not seconds. The sampling rate of the datalogger should be at least double the switching frequency of the charge controller. If the sample rate of the used datalogger is not fast enough, then one method is to sample once per second with an integrator/filter circuit added to the data acquisition system input. The time constant of the integrator/filter will need to be at least 2 times the sample period.

An oscilloscope may be required to determine the controller type and its switching frequency.

Data shall be stored as 5 min averages as appropriate for each test.

Les paramètres du Tableau B.1 doivent être mesurés/déterminés.

Tableau B.1 – Paramètres à mesurer/déterminer

Paramètre mesuré	Valeurs enregistrées	Commentaires
Tension du champ PV Tension de charge Tension de la batterie	Minimale, moyenne et maximale Minimale, moyenne et maximale Minimale, moyenne et maximale	Tension au champ, avant les diodes anti-retour Mesurée sur la batterie
Courant du champ PV Courant de charge Courant de la batterie	Minimal, moyen et maximal Minimal, moyen et maximal Ah produits par les batteries sous tension et hors tension	
Température de l'air Température du module Température de la batterie	Moyenne Moyenne Moyenne	Utiliser la CEI 60904-5 Sur le capteur de compensation de température ou sur la borne négative de la batterie
Eclairement solaire Fonctionnement en charge	Exposition énergétique solaire Temps d'opération de la charge	Dispositif de référence, courant de court-circuit et température du dispositif

B.3 Spécifications relatives au capteur

Les capteurs de tension doivent avoir une gamme dépassant la tension maximale attendue et la mesure doit avoir une résolution de 0,01 V ou meilleure. Les capteurs de courant doivent avoir une gamme dépassant le courant maximal positif et négatif attendu et les mesures doivent avoir une résolution de 0,01 A ou meilleure.

Les appareils de mesure de la tension continue et du courant continu conformes à la CEI 60904-1, sauf que la précision doit être de l'ordre de ± 1 % en FS.

Les capteurs de température doivent avoir une gamme dépassant les températures du système et ambiantes positives et négatives maximales attendues et une résolution de mesure de 1 K ou meilleure. La précision de la mesure de la température doit être de ± 2 K ou meilleure.

Le capteur d'éclairement énergétique doit avoir une gamme appropriée et une précision d'au moins ± 5 % de la lecture.

The parameters shown in Figure B.1 shall be measured/determined.

Table B.1 – Parameters to be measured/determined

Measured parameter	Recorded values	Comments
Array voltage	Minimum, average and maximum	Voltage at the array, before blocking diodes
Load voltage	Minimum, average and maximum	Measured at the battery
Battery voltage	Minimum, average and maximum	
Array current	Minimum, average and maximum	
Load current	Minimum, average and maximum	
Battery current	Battery Ah in and out	
Air temperature	Average	Use IEC 60904-5 At temperature compensation sensor or negative battery terminal
Module temperature	Average	
Battery temperature	Average	
Solar irradiance	Solar irradiation	Reference device, short circuit current and temperature of device
Load operation	Load run time	

B.3 Sensor specifications

The voltage sensors shall have a range exceeding the maximum expected voltage and the measurement shall have a resolution of 0,01 V or better. The current sensors shall have a range exceeding the expected maximum positive and negative current and the measurements shall have a resolution of 0,01 A or better.

DC voltage and DC current measuring instruments complying with IEC 60904-1, except that the accuracy shall be within ± 1 % FS.

The temperature sensors shall have a range exceeding the expected maximum positive and negative system and ambient temperatures and measurement resolution of 1 K or better. The temperature measurement accuracy shall be ± 2 K or better.

The irradiance sensor shall have a suitable range and an accuracy of at least ± 5 % of the reading.

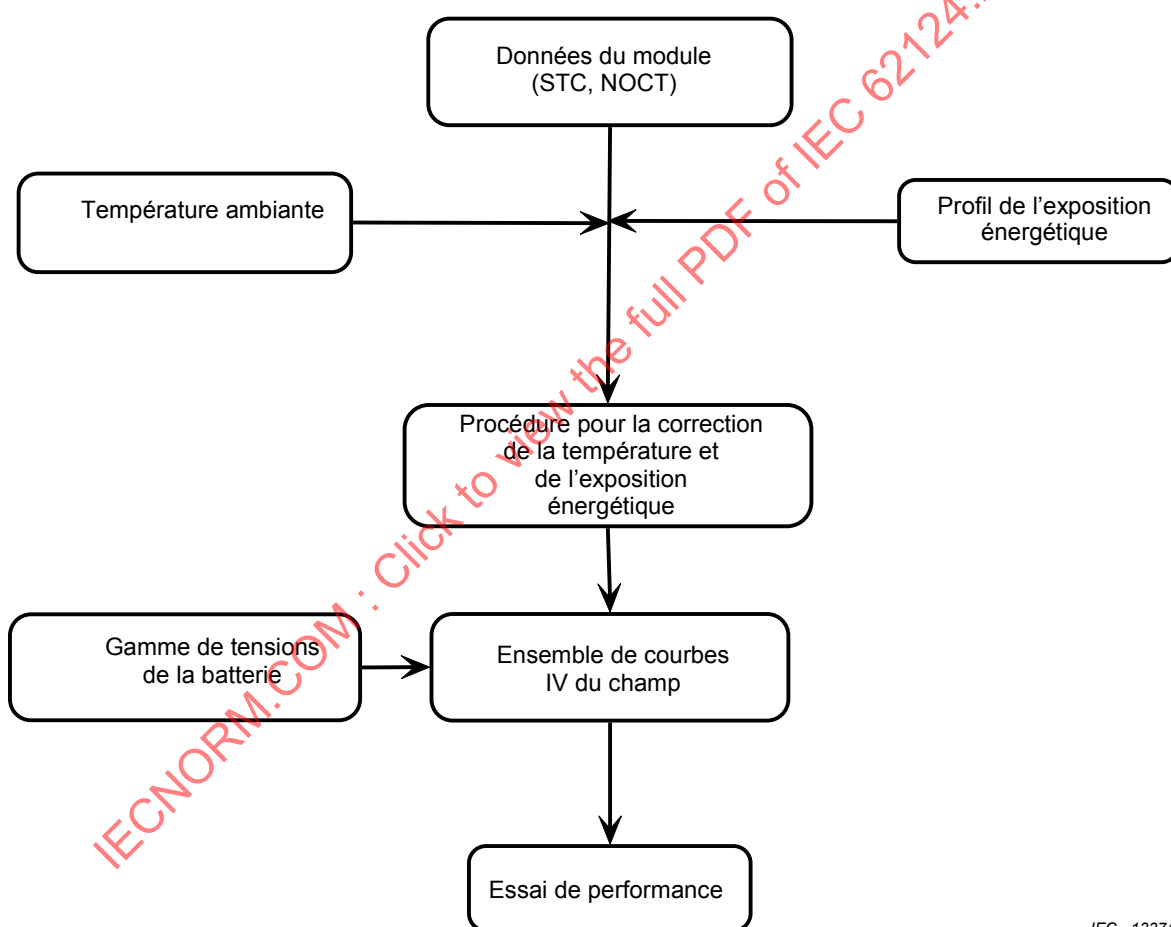
Annexe C (normative)

Détermination de la sortie du module pour les essais à l'intérieur en utilisant un simulateur de module PV

NOTE Certains simulateurs de module PV peuvent ne pas être compatibles avec tous les types de régulateurs en raison des fréquences de commutation internes.

C.1 Simulation de source de courant constant

L'organigramme donné à la Figure C.1 explique les étapes à suivre pour arriver à des réglages appropriés pour une source de courant constant simulant le module PV.



IEC 1337/04

Figure C.1 – Organigramme pour obtenir les réglages appropriés pour une source de courant constant simulant le module PV

En supposant que la NOCT du module est déterminée, seule la performance du module en STC doit être mesurée (se reporter aux données de performance du module).