

团 体 标 准

T/CPIA 0010—2019

并网光伏系统文件、检查及测试技术规范

Technical specifications for documentation, inspection and
testing of grid-connected photovoltaic(PV) system

2019-1-28 发布

2019-3-1 实施

中国光伏行业协会 发布

目 次

前 言.....	III
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	2
4 并网光伏系统分类.....	4
5 检查和测试的抽样.....	4
5.1 检查项目抽样.....	4
5.2 测试项目抽样.....	5
6 系统文件要求.....	6
6.1 一般要求.....	6
6.2 系统数据.....	6
6.3 系统竣工图纸.....	7
6.4 规格书.....	8
6.5 应急系统.....	8
6.6 运行和维护信息.....	8
6.7 测试结果和调试数据.....	8
7 验证.....	8
7.1 一般要求.....	8
7.2 检查.....	9
7.3 测试.....	11
8 测试程序—I类测试.....	15
8.1 接地保护和/或等电位连接导体的连续性测试.....	15
8.2 极性测试.....	15
8.3 组串汇流箱测试.....	16
8.4 组串开路电压测试.....	16
8.5 光伏组串短路电流测试.....	17
8.6 功能测试.....	18
8.7 方阵绝缘电阻测试.....	18
9 测试程序—II类测试.....	19
9.1 一般要求.....	19
9.2 组串 I-V 曲线测试.....	19
9.3 光伏方阵红外热像检测程序.....	20
9.4 组件电致发光 (EL) 测试.....	21
9.5 组件功率衰减测试.....	21
9.6 系统性能比 (PR) 测试.....	22
9.7 电网接入性能测试.....	22
10 测试程序—附加测试.....	22

10.1 对地电压（电阻接地系统）	22
10.2 隔离二极管测试.....	22
10.3 光伏方阵湿绝缘测试.....	22
10.4 遮挡评估.....	22
10.5 建筑结构测试.....	23
10.6 系统污渍和灰尘遮挡损失测试.....	23
10.7 系统串并联失配损失.....	23
10.8 直流线损.....	23
10.9 交流线损.....	23
11 验证报告.....	23
11.1 一般要求.....	23
11.2 初始验证.....	23
11.3 定期验证.....	24
附录 A（规范性附录）光伏系统性能比（PR）测试方法.....	25
A.1. 目的.....	25
A.2. 测试条件.....	25
A.3. 特殊情况.....	25
A.4. 测试仪器.....	25
A.5. 系统性能比 PR 计算.....	25
A.6. 标准系统性能比 PR_{STC} 计算.....	25
A.7. 年平均温度系统性能比 $PR'_{annual-eq}$ 计算.....	25
附录 B(资料性附录) I-V 曲线的分析.....	26
B.1 一般要求.....	26
B.2 变化 1—曲线上有台阶和缺口.....	26
B.3 变化 2—低电流.....	27
B.4 变化 3—低电压.....	27
B.5 变化 4—圆滑的弯曲阶段.....	27
B.6 变化 5—斜率减小的垂直阶段.....	28
B.7 变化 6—斜率增大的水平阶段.....	28
附录 C(资料性附录)组件最大反向电流的确定.....	29

前 言

本标准根据 GB/T 1.1-2009 给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国光伏行业协会标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：中国建材检验认证集团股份有限公司、北京鉴衡认证中心有限公司、浙江正泰新能源开发有限公司、江苏固德威电源科技股份有限公司、杭州禾迈电力电子有限公司、杭州杭开电气有限公司、北京曙光新航科技有限公司、英利能源（中国）有限公司、浙江昱能科技有限公司、华为技术有限公司、远景能源有限公司、华润电力控股有限公司、江山永泰投资控股有限公司、湖南红太阳新能源科技有限公司、特变电工新疆新能源股份有限公司。

本标准主要起草人：王立闯、刘睿、李春阳、李洋、孙琳琳、周承军、江涛、刘琪、黄文琦、王聪、张志强、孙仲刚、李英叶、蒋国峰、刘金龙、黄重月、李振豹、杨建、戴仁德、张盛忠、李孟蕾、肖鹏军、王黎、王冬、胡晓阳、霍继钊、刘志民、邸忠华。



并网光伏系统文件、检查及测试技术规范

1 范围

本标准规定了并网光伏系统的术语和定义、并网光伏系统分类、检查和测试的抽样、文件要求、检验、测试程序及验证报告。

本标准可用于验证系统的安装是否安全以及操作正确与否，也可用于定期验证测试。

本标准仅适用于并网光伏系统，不适用于储能系统（如含电池的储能系统）或混合系统，聚光光伏系统可参考使用。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 2828.1:2012 计数抽样检验程序 第1部分：按接收质量限（AQL）检索的逐批检验抽样计划

GB/T 6495.1-1996 光伏器件 第1部分 光伏电流-电压特性的测量

GB/T 16895.23 低压电气装置 第6部分 检验

GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T 32512 光伏电站防雷技术要求

GB 50217 电力工程电缆设计标准

GB 50344 建筑结构检测技术标准

NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范

T/CPIA 0011.4-2019 户用光伏并网发电系统 第4部分：验收规范标准

CNCA/CTS 0016-2015 并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范

IEC 60891 光伏设备 - 温度和辐照度修正测量IV特性程序 (Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics)

IEC 60904-1 光伏器件. 第1部分:光伏电流-电压特性的测量 (Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics)

IEC/TS 60904-13 光伏器件-第13部分:光伏组件电致发光(EL)测试 (Photovoltaic devices - Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules)

IEC 61010 测量、控制和实验室用电气设备的安全要求 (Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use)

IEC 61557 交流1000V和直流1500V以下低压配电系统电气安全 防护措施的试验、测量或监控设备 (Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1000V a.c. and 1500V d.c.-Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures)

IEC 61724-1:2017 光伏系统性能 第1部分: 监测 (Photovoltaic system performance -Part 1: Monitoring)

IEC 61730-1 光伏组件安全鉴定 第1部分: 结构要求 (Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction)

IEC 61730-2:2016 光伏(PV)组件的安全鉴定 第2部分 测试要求 (Photovoltaic(PV) module safety qualification-Part 2:Requirements for testing)

IEC 61829 光伏方阵I-V特性现场测量(Photovoltaic (PV) array —On-site measurement of I-V characteristics)

IEC 62548:2016 光伏方阵-设计要求 (Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements)

EN 50380:2017 光伏组件的数据表和铭牌信息 (Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

交流组件 alternating current module

集成了逆变器且只有交流输出端口的光伏组件。

3.2

电缆型号 cable type

确定线缆等级、特定用途或使用环境的描述。

注：很多国家使用一组代码来表示（例如“H07RNF”）

3.3

规格书 data sheet

基本的产品描述和规格说明。

注：通常只有一两页，不是完整的产品说明书。

3.4

检查 inspection

通过眼、鼻等器官或设备对设施进行检查，以确定其设备的选择是否合适、安装是否正确。

3.5

逆变器 inverter

将直流电转换成单相或多相交流电的电能转换装置。

3.6

微型逆变器 micro inverter

直流输入电压小于120V且交流额定输出电压不超过600V的光伏逆变器。

3.7

组件集成电子装置 module integrated electronics

安装在光伏组件上用于提供控制、监测或能量转换功能的电子设备，如优化器等。

注：组件集成装置可以在工厂安装或现场组装。

3.8

光伏方阵 photovoltaic array

由光伏组件、光伏组串或光伏子方阵电气互联形成的组合。

3.9

光伏电池 photovoltaic cell

具有光生伏特效应（即：通过非热效应的转换将辐射能转换为电能）的最基本元件。

3.10

光伏组件 photovoltaic module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电输出的，最小不可分割的光伏电池组合装置。

3.11

光伏组串 photovoltaic string

由一个或多个光伏组件串联而成的电路单元。

3.12

光伏组串汇流箱 photovoltaic string combiner box

连接多个光伏组串的汇流装置，通常包含过流保护装置、电子器件和/或隔离开关。

3.13

交流汇流箱 combiner box

连接多个光伏逆变器交流输出的汇流装置，通常包含过流保护装置、电子器件和/或隔离开关。

3.14

最大串联熔断电流值 maximum series fuse rating

IEC 61730-2中规定的光伏组件最大过电流保护值，记做 $I_{MOD_MAX_OCPR}$ 。

3.15

报告 reporting

记录检查和测试的结果。

3.16

测试 testing

按照设施的要求，通过适当的测量设备对其特定的预期用途或应用的确定，用于证明其有效性。

注：包括通过适当的测量设备来获得数据，这些数据不是通过检查的方法得到。

3.17

验证 verification

按照设施的要求，对其特定的预期用途或应用的确定，包含检查、测试和报告。

3.18

隔离二极管 blocking diode

与光伏组件、子方阵及方阵串联的二极管，用于防止反向电流流过。

3.19

户用并网光伏发电系统 grid connected residential photovoltaic system

安装于民用住宅以220V或380V接入用户侧电网或公共电网运行的交流输出额定功率不超过30kW光伏发电系统。

3.20

系统性能比 performance ratio

PR

光伏等效利用小时数与峰值日照时数的比值，用百分比表示，可以反映由于阵列温度和系统部件的低效率或故障（包括系统部件的平衡）而导致的系统输出损失的总体影响，是评估光伏电站质量的综合性指标。测试和计算方法见附录A。

3.21

标准性能比 standard performance ratio

PR_{STC}

将光伏组件实际温度修正到标准结温（25℃）后的系统性能比，排除了不同气候区温度差异的影响，用于比较不同气候区光伏电站的质量。测试和计算方法见附录A。

3.22

年平均温度性能比 annual-temperature-equivalent performance ratio

PR_{annual-eq}

将测试期间的光伏组件实际温度修正到预期的年平均工作温度后得到的系统性能比，无论在何时测试，其值均接近年系统性能比。测试和计算方法见附录A。

4 并网光伏系统分类

按照电站规模和复杂程度分类：

- a) 小型系统 并网电压等级400V及以下，装机容量不大于400kW的并网光伏系统。
- b) 中型系统 并网电压等级10kV~35kV，装机容量不大于30MW的并网光伏系统。
- c) 大型系统 并网电压等级35kV以上，装机容量大于30MW的并网光伏系统。

5 检查和测试的抽样

5.1 检查项目抽样

按关键设备型号划分抽样单元，抽样原则见表1。接收质量限AQL应在合同中规定或由负责部门制定，但应避免AQL与检验水平的不协调。

表1 检查项目抽样表

类别	抽样单元	检查项目	抽样数量
直流系统	方阵	一般要求	GB 2828.1-2012 S-1 (正常抽样水平)
		电击防护	
		绝缘故障保护	
		过电流保护	
		接地连接保护	
		防雷击/过电压保护	
		电气设备的选择和安装	
交流系统	逆变器	所有检查内容	GB 2828.1-2012 S-1 (正常抽样水平)
结构	方阵	安全评估	100%
标识	方阵	标签标识	GB 2828.1-2012 S-1 (正常抽样水平)

5.2 测试项目抽样

按关键设备型号划分抽样单元,抽样原则见表2,接收质量限AQL应在合同中规定或由负责部门制定,但应避免AQL与检验水平的不协调。

表2 测试抽样表

类别	抽样单元	测试类别	检查或测试项目	抽样数量
交流系统	逆变器	I类	所有测试	GB 2828.1-2012 S-1 (正常抽样水平)
直流系统	方阵	I类	接地保护和/或等电位连接导体的连续性测试	GB 2828.1-2012 S-1 (正常抽样水平)
			极性测试	GB 2828.1-2012 S-1 (正常抽样水平)
			汇流箱测试	
			组串开路电压测试	
			组串电流测试	
			功能测试	
	绝缘电阻测试			
	方阵	II类	组串I-V曲线测试	
		红外测试		

表2 测试抽样表（续）

类别	抽样单元	测试类别	检查或测试项目	抽样数量
直流系统	组件	II类	EL测试	GB 2828.1-2012 S-4 (正常抽样水平)
			功率衰减测试	
电网接入性	并网点	II类	电能质量	100%
			有功/无功功率控制能力	
			低电压穿越（适用时）	
			电压/频率适应能力	
			防孤岛保护 (电网侧并网时不需要)	
附加测试	附加测试的抽样不做要求，由业主、设计单位、施工单位根据测试目的协商确定。			

6 系统文件要求

6.1 一般要求

本章列出了并网光伏系统安装后需要提供的最基本的文件，确保业主、检查人员、运维工程师可获得所需的关键系统数据，这些文件包括基本的系统数据、系统竣工图纸、规格书、应急系统以及运行和维护信息。

6.2 系统数据

6.2.1 系统基本信息

应提供下列最基本的系统信息。系统“铭牌”信息通常呈现在文件档案的封面上。

- a) 项目名称（适用时）；
- b) 系统额定功率（kW DC或kVA AC）；
- c) 光伏组件和逆变器的生产厂家，型号和数量；
- d) 竣工日期；
- e) 试运行日期；
- f) 业主名称；
- g) 所在地址；
- h) 合规性文件（立项审批、用地许可等）；
- i) 并网点数量及电压等级；
- j) 建筑结构安全评估报告（适用时）。

6.2.2 系统设计单位信息

应至少提供系统设计单位的下列信息。当存在多家设计单位时，应说明每家单位在本项目中的作用。

- a) 系统设计单位的名称；
- b) 系统设计单位的联系人；
- c) 系统设计单位的邮政地址、电话号码及电子邮件地址；
- d) 系统设计单位的资质信息。

6.2.3 系统集成单位信息

应至少提供系统集成单位的下列信息。当存在多家集成单位时，应说明每家单位在本项目中的作用。

- a) 系统集成单位名称；
- b) 系统集成单位联系人；

- c) 系统集成单位邮政地址、电话号码及电子邮件地址；
- d) 系统集成单位的资质信息。

6.3 系统竣工图纸

6.3.1 概述

应至少提供主接线图，接线图应该标注6.3.2~6.3.6中包含的信息。

注：这些信息要标注在主接线图上，当大型系统的接线图位置不够时，这些信息可以另外列在一个表格中。

6.3.2 光伏方阵一般说明

工程图或系统规范书应包括以下方阵设计资料：

- a) 组件型号；
- b) 组件总数；
- c) 组串数量；
- d) 每个组串的组件数量；
- e) 明确每个组串对应连接的逆变器；
- f) 明确每个组串对应连接的汇流箱。

当一个方阵包含多个子方阵时，工程图应体现出方阵—子方阵的设计布局，以及每个子方阵的所有上述信息。

6.3.3 光伏组串信息

工程图或系统规范书应包括下列光伏组串资料：

- a) 组串电缆的规格和型号；
- b) 组串过电流保护装置（如果有）的型号及电压/电流等级；
- c) 隔离二极管型号（如果有）。

6.3.4 光伏方阵电气说明

工程图或系统规范书应包括下列方阵电气信息：

- a) 方阵主电缆的规格和类型；
- b) 组串汇流箱位置（如适用）；
- c) 直流隔离开关的位置和等级（电压/电流）（如适用）；
- d) 方阵过电流保护装置（如适用）的型号、位置和等级（电压/电流）；
- e) 如适用，其他方阵电气保护电路（例如故障电弧检测装置）的型号、位置和等级。

6.3.5 交流系统

工程图或系统规范书应包括下列交流系统信息：

- a) 交流隔离开关的位置、型号和等级；
- b) 交流过电流保护装置的位置、型号和等级；
- c) 漏电保护器的位置，型号和等级（如果有）。

6.3.6 接地和过电压保护

工程图或系统规范书应包括下列接地和过电压保护信息：

- a) 接地/连接导体详细信息—规格和型号，包括方阵框架等电位连接电缆的详细信息（如果有）；
- b) 所有连接到现有防雷系统（LPS）的详细信息；
- c) 所有安装的浪涌保护装置（包括交直流线路）的详细信息，包括位置、型号和等级（如果有）。

6.3.7 组串布置图

含有三个及以上组串的系统，应提供光伏系统布置图，布置图应清晰地显示出方阵和组串的连接关系，布置图还应显示组件、运维通道、电气设备、线缆布置等信息。

6.3.8 支架系统设计图

应提供方阵支架系统的设计图和设计说明，支架系统设计说明书。

6.4 规格书

作为基本要求，应提供下列系统部件的规格书：

- a) 所有类型组件的规格书，应满足IEC 61730-1的要求。提供光伏组件关键原材料（电池、盖板玻璃、胶粘剂、背板、铝边框、密封胶、接线盒等）的信息，包括制造商、型号及等级；
- b) 所有类型逆变器的规格书；
- c) 其他重要的系统部件的规格书也需要提供。

6.5 应急系统

应提供光伏系统的所有应急系统资料（火灾报警，烟雾报警，快速关断装置等），应包括运行和设计的详细信息（适用时）。

6.6 运行和维护信息

运行和维护信息应至少包括下列内容：

- a) 确认系统正确运行的程序；
- b) 系统故障处理检查表；
- c) 紧急关机/隔离程序；
- d) 适用时，对系统中机械、土木和电气部分的维护和清洁建议；
- e) 光伏方阵相关的建设工程规划情况（例如屋顶的施工）；
- f) 光伏组件和逆变器的质量保证文件—包括生效日期和质保期；
- g) 人工操作或防风防雨的保证文件；
- h) 防积雪或异物坠落设施信息。

6.7 测试结果和调试数据

应提供所有测试和试运行数据的记录，至少应包括第7章中规定的测试结果。

7 验证

7.1 一般要求

本章提出了对并网光伏系统的验证要求，包括初次和定期验证，并引用了GB/T 16895.23 中的适用部分，同时详细规定了附加测试要求。

并网光伏系统的验证大多参考了GB/T 16895.23，该标准提供了所有电气设备初次和定期验证的要求。

每个子系统和部件在施工阶段及施工完成后，交付业主使用之前，都应依据GB/T 16895.23 验证合格。初次验证应确保测试结果满足GB/T 16895.23的要求。

对于增加或更换设备，应符合GB/T 16895.23标准的要求，并且不能影响现有设备的安全。

新系统、新增设备或现有设备的更换，均应进行初次验证。为确保系统及其部件满足正常使用要求，应进行定期验证。

光伏系统定期验证的时间间隔不应超过与其相连的交流电力系统定期验证的时间间隔。

7.2 检查

7.2.1 一般要求

检查应在测试之前进行，通常在设备通电前完成。检查应符合GB/T 16895.23 的要求。如果安装完成后不容易靠近线缆，那么接线检查工作应在安装之前或安装期间进行。针对并网光伏系统，检查应包括下列项目。

7.2.2 直流系统的一般要求

直流系统的检查应至少包括下列验证内容：

- a) 直流系统的设计与安装应满足GB/T 16895.23和IEC 62548:2016的要求；
- b) 安装在建筑物上的光伏方阵的最大系统电压不应超过1000V；系统电压不大于60V的系统，允许人员直接接触； $60V < \text{系统电压} \leq 1000V$ 的系统，应安装危险电压警示标识或隔离措施(围栏等)来限制非专业人员进行安装和维护，宜安装电气隔离装置（直流开关等）；
- c) 系统电压大于80V且应用在木质等可燃建筑物上的光伏系统、建筑光伏一体化屋面发电系统(同时具备屋顶功能和光伏发电功能的一体化屋面)或其它形式的建筑光伏一体化发电系统，宜安装安全保护装置（如快速关断装置、直流弧监测装置等），当保护装置动作后，光伏方阵3米范围内或建筑物1.5米范围内的导体电压应在30s内降低到80V以下，光伏方阵3米范围外或建筑物1.5米范围外的导体电压应在30s内降低到30V以下，以确保在特定条件下（如火灾发生时）的人身安全。

7.2.3 直流系统的电击防护

直流安装的检查应至少包括以下验证电击防护措施：

- a) 提供超低压保护措施（安全超低压SELV/保护超低压PELV）；或
- b) 直流侧保护措施采用II类或等同绝缘强度；
- c) 光伏组串和方阵电缆的选择和安装应尽可能降低接地故障和短路时产生的危险，通常采用具有双重绝缘或加强绝缘的电缆。

7.2.4 直流系统的绝缘故障保护

直流安装的检查应包括验证防绝缘故障保护措施：

- a) 直流任意一极具有功能性接地时，逆变器内部或交流侧应具有电气隔离措施；
- b) 检查人员应具有电气隔离和功能接地的相关知识，以判断绝缘故障保护措施是否正确有效。
- c) 按照IEC 62548:2016的要求安装光伏方阵绝缘阻抗检测和报警系统, 或
注：该功能通常由逆变器提供。
- d) 按照IEC 62548:2016的要求安装光伏方阵残余电流检测和报警系统。当逆变器带隔离变压器且符合NB/T 32004要求时，可以不安装上述装置和报警系统。

注：该功能通常由逆变器提供。

7.2.5 直流系统的过电流保护

直流安装的检查应包括验证直流电路中的过电流保护措施：

- a) 对于没有组串过电流保护装置的系统，进行下列验证：
 - 1) $I_{\text{MOD_MAX_OCPR}}$ (最大串联熔断电流值) 大于可能出现的反向电流，即 $I_{\text{MOD_MAX_OCPR}} > (NS-1) \times I_{\text{SC_MOD, ISC_MOD}}$ 为组串在STC条件下的短路电流，NS为并联的组串数量；
 - 2) 组串电缆的规格型号应能承受其它并联组串产生的最大故障电流；

- b) 对于有组串过电流保护装置的系统,过电流保护装置的电流值额定值 I_n 应按照组件制造商给出的最大反向电流保护额定值 $I_{MOD_MAX_OCPR}$ 来确定,该组串的连接电缆亦应按照该电流进行设计。如果采用隔离二极管来防止出现反向电流,则过电流保护的数值可以按照 $1.5 \times I_{SC_MOD} < I_n < 2.4 \times I_{SC_MOD}$ 进行设计。

注1:由于隔离二极管的失效常态是短路,一旦隔离二极管短路就无法起到保护作用,因此不建议采用隔离二极管来防止反向电流。

注2: $I_{MOD_MAX_OCPR}$ 应按照EN 50380标准测得,具体可参考附录C。

- c) 对于具有方阵/子方阵过电流保护装置的系统,进行下列验证:
- 1) 过电流保护装置应满足IEC 62548:2016规定的要求,其额定电流在 $1.25 \times I_{SC_S_ARRAY}$ 和 $2.4 \times I_{SC_S_ARRAY}$ 之间。
 - 2) 系统逆变器产生的直流反馈电流注入光伏方阵电路的潜在可能性也应被验证。所有的反馈电流应低于最大串联熔断电流值和组串电缆的额定电流值。

7.2.6 直流系统的接地连接保护

直流安装检查应包括下列验证内容:

- a) 当光伏系统直流某一极采用功能性接地时,功能性接地的设计和安装应满足IEC 62548:2016的要求;
- b) 当光伏系统直流侧直接接地时,应按照IEC 62548:2016要求提供功能接地故障断路器;
- c) 方阵支架接地的设计和安装应满足IEC 62548:2016及GB/T 32512的要求;
注:当地规范可能要求不同的连接。
- d) 保护接地和/或等电位连接导线应与直流电缆平行。

7.2.7 直流系统的防雷击/过电压保护

直流安装检查应包括下列验证内容:

- a) 直流线缆应捆扎在一起,线缆环路面积应尽可能小,使闪电引发的感应电压降到最低;
- b) 长线缆的保护措施(例如:采用屏蔽措施或使用浪涌保护器,SPDs);
- c) 浪涌保护器的安装应满足IEC 62548:2016及GB/T 32512的要求(如适用)。

7.2.8 直流系统电气设备的选择与安装

直流安装的检查应包括下列验证内容:

- a) 光伏组件的应用等级应与最大直流系统电压匹配;
- b) 所有直流部件应能在直流状态持续工作,且其性能参数应与IEC 62548:2016规定的最大直流系统电压和电流匹配;
注:检查直流系统需要具备最大系统电压和电流的知识。
 - 最大系统电压由组串/方阵设计、组件开路电压(V_{oc})以及与辐照度和温度变化相关的修正系数决定;
 - 最大故障电流由组串/方阵设计、组件短路电流(I_{sc})以及与辐照度和温度变化相关的修正系数决定。
- c) 线缆的选择和安装应能够抵抗外在因素的影响,如风、结冰、温度、紫外和太阳辐射的影响线缆的型号选择应符合GB 50217的要求;
- d) 光伏组串和子方阵应按照IEC 62548:2016的要求提供绝缘保护和隔离开关(直流线缆长度小于1.5m时可不提供);
- e) 直流隔离开关的参数应与逆变器的直流侧匹配,并符合IEC 62548:2016的要求;
注:GB/T 16895-9-1提供四种关于隔离开关的不同方式,隔离开关的型号和位置一般在检验报告中体现。
- f) 如果安装有隔离二极管,其反向额定电压至少是光伏组串开路电压 V_{oc} (标准工作条件下)的2倍(见IEC 62548:2016);

- g) 安装在一起的公母连接头应是同一制造商的同一型号，并符合IEC 62548:2016的要求（交流组件及系统电压小于120V且安装后直流线缆长度不超过1.5m的逆变器不适用本条款）。

7.2.9 交流系统

光伏系统交流部分的检查应至少包括下列验证内容：

- a) 并网电压等级在380V以上的系统，逆变器的交流侧应有隔离措施，隔离设施可安装在逆变器内部或外部；
- b) 所有的隔离和开关装置按照光伏阵列安装在“负载”端，公共电网连接在“电源”端的连接方式安装；
- c) 逆变器的运行参数应符合当地规定；
- d) 逆变器交流侧安装残余电流保护器（RCD）时，应依据IEC 62548:2016的要求进行选择。

注：一些逆变器要求使用B型RCD。

7.2.10 结构评估

所有系统部件和支架结构的选择和安装应能抵抗外在因素的影响，如风、雪、温度和腐蚀的影响；与建筑结合的光伏系统，应由有资质的设计单位对建筑的承载能力进行复验，确保建筑承载能力满足新增载荷要求。设计单位无法复验时，应由有资质的第三方机构按照7.3.1进行测试评估。家庭户用光伏发电系统结构安全应符合T/CPIA 0011.4-2019的要求。

屋顶固定装置和电缆入口应进行防水处理（如有）。

7.2.11 标识

光伏系统标识的检查应至少包括下列验证内容：

- a) 所有电路、保护装置、开关及接线端子应按照GB/T 16895.23和IEC 62548:2016的要求进行标识。
- b) 所有直流汇流箱及配电柜应带有警示标识，表明内部带电部件与逆变器和电网断开后仍会带电。
- c) 交流侧的隔离方式应给出明显标识。
- d) 并网光伏系统属于双路电源供电的系统，应在并网点粘贴双电源警示标识。
- e) 现场应有系统主接线图。
- f) 现场应有关机操作规程。
- g) 现场应有紧急关机操作规程（如需要）。
- h) 所有符号和标签都应牢固粘贴并持久耐用。

7.3 测试

7.3.1 一般要求

电气安装测试按照GB/T 16895.23 的要求进行。

建筑结构测试按照GB/T 50344及相关标准的要求进行。

测试设备、监控装备及测试方法应符合IEC 61557和IEC 61010 的相关要求，或采用具有等效性能和安全的测试设备。本标准描述的测试方法为参考方法，并不排除其它能给出有效结果的测试方法。

每项测试应符合第8~10章的要求。

所有相关的测试应按照第8~10章的测试程序依次进行。

如果某次测试指示故障，在该故障纠正后，应重复进行之前的所有测试，以防止该故障影响之前的测试结果。

如果某一个测试的结果不符合标准要求，该测试和之前的所有可能受该不符合项影响的测试项目应重复进行。

7.3.2 测试类别和附加测试

测试类别应符合太阳能光伏系统的规模、类型、位置和复杂程度。

测试类别分为 I 类测试和 II 类测试两类标准测试,此外还有一系列的附加测试,附加测试可在 I 类、II 类测试完成后进行。

I 类测试—适用于所有系统的测试序列。

II 类测试—I类测试完成后的扩展测试序列。

附加测试—在某些情况下可以进行的其他测试。

7.3.3 采用组件集成电子装置的系统标准测试修正

由交流组件、功率优化器或其他任何形式的组件集成电子装置构成的系统,标准测试需进行相应修正,如表3所示。

表3 组件集成电子装置构成的系统标准测试修正表

系统	标准测试的修正
交流组件	1) 不需要进行直流侧的测试或检查
微型逆变器(组件和逆变器通过端子直接相连)	1) 不需要进行直流电路测试 2) 需要进行直流系统检查
微型逆变器(组件和逆变器通过外部接线相连)	1) 需要进行直流电路测试 2) 需要进行直流系统检查
组件集成电子装置	1) 遵循标准测试(如可行) 2) 与制造商协商不适用的测试内容,例如绝缘电阻测试 3) 与制造商协商确定测试通过/不通过的判定标准,例如预期的开路电压

7.3.4 I 类测试

I类测试是最基本的测试序列,无论系统的规模、类型、位置和复杂程度如何,I类测试都应进行。系统测试应在光伏系统的直流侧和交流侧进行,通常先进行交流侧的测试。

在某些情况下,交流侧的测试可能实际上在测试后期进行,并且可能会安排在直流侧测试之后。如果有必要,一些直流侧的功能测试(例如:确保逆变器正常运行)需延迟至交流侧测试结束后进行。

出于对安全性和防止损坏连接设备的考虑,应在所有组串进行相互连接之前进行极性和汇流箱测试。所有系统应遵循下列测试规则:

a) 交流侧

依据GB/T 16895.23的要求测试所有的交流电路。

b) 直流侧

光伏方阵直流电路应依据以下测试序列进行测试:

1) 接地保护和/或等电位连接导体的连续性测试。测试程序见 8.1。安装在直流侧的保护接地和/或等电位连接导体,例如光伏支架的等电位连接、边框与支架的等电位连接、支架与接地端子的等电位连接、汇流箱及逆变器外壳和接地端子的等电位连接等,所有连接导体均应进行连续性测试。接地连续性测试结果应不大于 0.5Ω 。

2) 极性测试。测试程序见 8.2。应验证所有直流电缆的极性。电缆极性确认之后,应检查电缆标识是否正确,并检查电缆与开关(断路器)或逆变器等系统部件的连接是否正确。

注:为了安全和预防设备损坏,极性测试应在其他测试、开关闭合以及组串过流保护装置安装前进行。如果在已经连通的系统上检查出组串的极性反接,还应该检查组串和旁路二极管是否因此被损坏。

3) 汇流箱测试(适用于使用直流汇流箱的系统)。测试程序见 8.3。应验证汇流箱内部的所

有接线的极性是否正确。

- 4) 组串开路电压测试。测试程序见 8.4。组串开路电压测试目的是核查组串接线及组串中组件数量是否正确。尤其在大型系统中，缺少一块组件或者组件数目错误较为常见。开路电压测试可以快速找到这些错误。

注：电压明显低于预期值表明有一块或多块组件的极性连接错误，一个或多个旁路二极管短路以及绝缘不良、线槽或汇流箱积水造成的故障。电压高于预期值通常是接线错误导致的。

测试结果应在±3%以内。在测试结果超过3%时，可选择进行方阵红外测试来验证是否存在旁路二极管短路等问题。

- 5) 组串电流测试（短路电流或工作电流）。测试程序见 8.5。光伏组串电流测试目的是确保系统的正确运行，并验证光伏方阵接线无严重错误。

该测试并不用于测量组件/方阵的性能。

本测试可采用短路电流测试或工作电流测试。如果条件允许，尽可能选择短路电流测试，该测试方法不受逆变器的影响。

注：I-V曲线测试不受逆变器的影响，是一种较好的组串短路电流替代测试方法。

测试结果应在±10%以内。

- 6) 功能测试。测试程序见 8.6。功能测试包含以下内容：

- 测试汇流箱、开关设备和其他控制设备的功能，包括但不限于显示、控制、通讯、开关机等功能，确保正确地安装、连接及运行。
- 测试光伏系统中所有的逆变器，确保其正确运行。

- 7) 直流电路的绝缘电阻测试。测试程序见 8.7。测试方阵电路对地的绝缘电阻，结果应满足表 2 的要求。

注：I-V曲线测试对于获取组串的开路电压和短路电流而言，是一种可行的代替方法。如果进行 I-V 曲线测试，就不需要单独测试开路电压和短路电流，只需要在 I 类测试序列的适宜位置加入 I-V 曲线测试即可。

7.3.5 II类测试

II类测试适用于中型和大型系统。所有I类测试已经完成并通过才可以开始进行II类测试。

除了I类测试，还可以选择进行以下测试内容：

- a) 组串I-V曲线测试。测试程序见9.2。组串的I-V曲线测试可提供下列信息：

- 1) 组串开路电压（Voc）和短路电流（Isc）的测量值；
- 2) 最大功率点的电压（Vmpp）、电流（Impp）和最大功率（Pmax）的测量值；
- 3) 方阵性能的测量值；
- 4) 组件/组串填充因子的测量值；
- 5) 识别组件/方阵的缺陷和遮挡问题。

不同测试目的的I-V曲线测试要求如下：

- 1) I-V曲线测试—Voc和Isc。I-V曲线测试为获取组串开路电压和短路电流提供了一种合理的代替方法。如果执行I-V曲线测试，那么单独的电压和电流测试则无需进行。应隔离测试中的组串，并连接I-V曲线测试设备。如果I-V曲线测试目的是为了获取开路电压和短路电流值，则无需测量辐照度（或者电池温度）。
- 2) I-V曲线测试—方阵性能检查。在适宜的辐照度条件下，可用I-V曲线测试来衡量光伏方阵是否满足额定（铭牌）性能。测试完成后，测得的最大功率值应与被测方阵额定（铭牌）值相比较，测量值应在规定的功率误差范围内，并联在一起的光伏组串的功率偏差在修正到同一辐照度和温度条件后的偏差应在±10%以内。
- 3) I-V曲线测试—识别光伏组件/方阵的缺陷或阴影遮挡问题。I-V曲线的形状可提供关于光

伏方阵的一些重要信息，包括可能识别出下列缺陷：

- 损坏的电池/组件；
- 短路的旁路二极管；
- 局部阴影遮挡；
- 组件不匹配；
- 在电池/组件/方阵中存在并联电阻；
- 串联电阻过大。

I-V曲线形状分析可参考附录B。在记录一条I-V曲线时，其形状应被用于研究与预期曲线的偏离。特别需要注意偏离曲线表明的信息，因为偏离曲线指明了光伏方阵中可能的重大缺陷。偏离I-V曲线的分析信息包含在附录B。

对于完全相同（组件型号、组件数量、安装情况、散热条件等）组串并联的系统，在辐照度稳定的条件下，曲线的偏差（ $V_{oc}/I_{sc}/V_{mpp}/I_{mpp}$ ）在10%以内。

在辐照度不稳定的条件下，可将曲线转换到相同的温度和辐照度条件（例如STC标准条件下）进行比较。

- b) 红外（IR）测试。测试程序见9.3。红外（IR）热像检测目的是发现实际工作中的光伏组件不寻常的温度变化，该温度变化或许暗示着方阵和/或组件的内部问题，例如反向偏置电池，旁路二极管损坏，焊接故障，接触不良和其它可能导致局部高温的故障。

注：除了初次和定期检验外，红外（IR）检测可用于排查组件、组串和方阵中的可疑问题。

- 1) 红外测试结果—组件热斑。组件的温度应是相对均匀地，不同区域没有太大的温差。通常组件接线盒附近的温度要高于其他区域的温度，这是因为热量没有很好地传导至周围的环境中。对于光伏组件来说，在边框、标签、外围和支撑结构上看到温度梯度也属于正常现象。方阵面辐照度大于 $600\text{W}/\text{m}^2$ 时，从组件或方阵正面测试，同一组件内电池的温差应不高于 20°C 。组件上某个热斑通常代表着一个电气问题，可能由串联电阻、并联电阻或者电池失配造成。无论何种情况，都要调查所有显著热斑组件的性能及造成的原因。外观检查也可以发现组件过热的迹象，比如因局部过热造成的一个棕色区域或者变色区域。
 - 2) 红外测试结果—旁路二极管。如果任意一个旁路二极管发热，检查阵列寻找原因，例如由于组件上阴影遮挡或外部碎片导致二极管工作，如果没有明显的原因，则可能是组件内部损坏。
 - 3) 红外测试结果—电缆连接。两块组件电缆连接处温度不应明显地高于电缆本身，最大温差不超过 5°C ，如果连接处较热，应查看连接处是否松弛或者腐蚀。
- c) 组件EL测试。测试程序见9.4。根据拍摄的照片，给出每块组件的EL结果，结果应包含：组件安装位置、序列号、型号、缺陷类型、缺陷数量等。按照组件制造商提供的EL判定标准进行判定，未提供判定标准时，由业主、设计单位、施工单位、组件制造商协商确定。
- d) 组件功率衰减测试。测试程序见9.5。多晶硅电池组件和单晶硅电池组件衰减率首年分别不高于2.5%和3%，后续每年不高于0.7%，25年内不高于20%；薄膜电池组件衰减率首年不高于5%，后续每年不高于0.4%，25年内不高于15%。
- e) 系统性能比测试。测试程序见9.6。组件安装倾角和方位角一致的光伏系统，标准系统性能比应大于83%。组件安装倾角和方位角不一致时，选择所有安装倾角和方位角中最优的方位角和倾角的一个发电单元进行测试，该发电单元的标准系统性能比应大于80%。年平均温度性能比结果判定由系统业主、安装单位、设计单位协商确定。
- f) 电网接入性能测试。测试程序见9.7。测试结果应满足GB/T 19964的要求。

7.3.6 附加测试

除了标准测试中的I类和II类测试外，在某些情况下，也会执行其他测试。

- a) 对地电压—电阻接地系统。测试程序见10.1。该测试用于评估高阻抗（电阻）接地系统。按照组件制造商的具体要求执行，目的是验证接地电阻值是否正确，直流系统对地电压值是否维持在可接受范围内，以及漏电流是否在可接受的变化范围内。
- b) 隔离二极管测试。测试程序见10.2。隔离二极管在开路或者短路状态下均可能失效。对安装了隔离二极管的设备而言，该项测试非常重要。 V_{BD} 应在0.5V~1.65V之间。如果电压超出了这个范围，应进一步进行调查，判定二极管是单独失效，还是系统其它故障导致其受损。
- c) 湿绝缘测试。测试程序见10.3。湿绝缘测试主要用于寻找故障：当直流电路的绝缘电阻测试结果有疑问或者由于安装或制造缺陷引起绝缘故障时，湿绝缘测试可用于寻找故障。湿绝缘电阻测试是排查故障的主要方法。用于评估光伏方阵在潮湿条件下运行时的电气绝缘性能。该测试模拟雨或露水在方阵和线缆上，核查水汽是否进入到方阵电路中的带电部分，造成加速腐蚀、引起接地故障或带来人员及设备的电气安全风险。该测试对寻找接地故障非常有效，例如导线损坏、不安全的接线盒盖、以及其它类似的安装问题。也可用于检验制造工艺和设计瑕疵，包括聚合物背板刺破、破裂的接线盒、未充分密封的二极管和未正确使用的连接器（仅用于户内使用的型号）。当干绝缘测试结果发现问题时，或由于安装或制造缺陷造成系统有绝缘故障隐患时，必须执行湿绝缘测试。该测试应用于整个方阵或者一个大系统的选定部分（特定的设备或者子阵列）。通常选择在其它测试中确定的已知或可疑的部分方阵区域进行测试。在一般情况下，可根据方阵的抽样比例要求进行湿绝缘测试。
- d) 遮挡评估。测试程序见10.4。当检查一个新的光伏系统时，有必要验证竣工后的遮挡情况。像本标准中描述的电气测量一样，遮挡评估为未来的阴影变化比较提供基准。遮挡记录也可用于验证已竣工系统的设计和预期的遮挡情况是否一致。此外，对于受制于履约保证或者其他履约合同的项目来说，遮挡记录非常有用。
- e) 建筑结构测试。测试程序见10.5。与建筑结合的光伏系统，在无法提供有资质的第三方机构的评估报告时，应进行结构测试。
- f) 系统污渍和灰尘遮挡损失测试。测试程序见10.6，以光伏系统的运维目标为准，实测结果应满足运维目标，没有规定运维目标的光伏系统，测试结果平均值应不大于5%。
- g) 系统串并联失配损失。测试程序见10.7，组件串联平均失配损失、组串并联平均失配损失、汇流箱并联平均失配损失应不大于2%。
- h) 直流线损。测试程序见10.8，平均直流线损应不大于2%。
- i) 交流线损。测试程序见10.9，平均交流线损应不大于2%。

8 测试程序—I类测试

8.1 接地保护和/或等电位连接导体的连续性测试

8.1.1 测试仪器

使用接地电阻测试仪进行测试，量程至少(0.00~19.99) Ω ，分辨率不低于0.01 Ω 。

8.1.2 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 将测试导线一端连接至测试仪器；
- b) 短接测试导线，测试导线内阻，并进行导线内阻补偿；
- c) 将测试导线另一端连接至测试对象，测试连接通路的连接电阻；
- d) 记录测试位置、测试结果。

8.2 极性测试

8.2.1 测试仪器

使用数字万用表进行测试，量程应和系统电压相匹配，分辨率不低于0.1V。

8.2.2 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 在其他测试、开关闭合以及组串过流保护装置安装前进行该测试；
- b) 按照子方阵、方阵的顺序进行测试；
- c) 记录测试结果；
- d) 记录测试位置的极性标识情况。

注：如果在已经连通的系统上检查出组串的极性反接，还应该检查组件和旁路二极管是否因此被损坏。

8.3 组串汇流箱测试

8.3.1 测试仪器

使用数字万用表进行测试，量程应和系统电压相匹配，分辨率不低于0.1V。

8.3.2 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 在其他测试、开关闭合以及组串过流保护装置安装前进行该测试；
- b) 测试汇流箱内每个组串的极性；
- c) 当需要检查大量的电路时，数字万用表电压测量值的负号容易被忽视。可用下列测试代替。测试步骤如下：
 - 1) 选择量程至少是最大系统电压两倍的电压表；
 - 2) 插入所有的负极保险丝/连接器，使组串共用一个负极；
 - 3) 禁止插入任何正极保险丝/连接器；
 - 4) 测量第一个组串的开路电压（正极到负极），并确保结果符合期望值；
 - 5) 将一根测试线连接到第一个被测组串的正极，将另一根测试线连接到下一个组串的正极。由于这两个组串共用一个负极，测量电压应该接近0，测量误差±15V；
 - 6) 继续测量后面的组串，使用第一个组串正极作为电压表连接的公共端；
 - 7) 如果某个组串极性反接，可以很明显的发现其测量电压将是系统电压的两倍。
- d) 记录测试结果；
- e) 记录测试组串位置的极性标识情况。

8.4 组串开路电压测试

8.4.1 测试仪器

使用数字万用表进行测试，量程应和系统电压相匹配，分辨率不低于0.1V。

使用总辐射表或参考电池监控方阵面辐照，辐照值应能实时显示，便于测试者实时读取。

8.4.2 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 在其他测试、开关闭合以及组串过流保护装置安装前进行该测试；
- b) 安装辐照监控设备，并观察辐照波动情况；
- c) 在辐照度稳定时（波动不超过±5W/m²），测试组串的开路电压；
- d) 记录组串开路电压、辐照度、组串编号或位置；
- e) 按照以下方法进行计算：

- 1) 和预期值进行比较, 二者的差值与预期值相比。该预期值来自组件规格书或来自于组件类型、数量和电池温度。也可以测量单个组件的开路电压, 然后用这个值计算组串的预期值 (在具有稳定辐照度条件的地方);
- 2) 对于完全相同 (组件型号、组件数量、安装情况、散热条件等) 组串并联的系统, 在辐照度稳定的情况下, 可以将并联在一起的组串的最大值和最小值进行比较, 二者的差值和最小值相比;
- 3) 对于完全相同 (组件型号、组件数量、安装情况、散热条件等) 组串并联的系统, 在辐照度不稳定的情况下, 组串之间的电压可使用多个仪表测量并比较, 其中一个仪表用于测试参考组串的电压, 测试值和参考值进行比较, 二者的差值和参考值相比。

8.5 光伏组串短路电流测试

8.5.1 测试仪器

使用钳形表、电流表或I-V测试仪进行测试, 量程应和系统电压和电流等级相匹配, 分辨率不低于0.01A。

使用总辐射表或参考电池监控方阵面辐照, 辐照值应能实时显示, 便于测试者实时读取。

8.5.2 组串短路电流测试步骤

按照以下步骤进行测试:

- a) 断开组串的开关或过流保护装置;
- b) 使用“短路开关测试箱”或I-V测试仪, 通过它可在组串回路中串联一个短路开关, 使组串暂时短路;

注: “短路开关测试箱”是一个可用于短路电流测试和方阵绝缘测试的测试设备。
- c) 安装辐照监控设备, 并观察辐照波动情况;
- d) 在辐照稳定时 (波动不超过 $\pm 5\text{W}/\text{m}^2$), 测试组串的短路电流;
- e) 按照以下方法进行计算:
 - 1) 测量值与预期值相比较, 二者的差值与预期值相比。该预期值来自组件规格书或来自于组件型号、辐照度和组件工作温度。
 - 2) 对于完全相同 (组件型号、组件数量、安装情况、散热条件等) 组串并联的系统, 在辐照度稳定的条件下, 应比较单个组串的电流值和平均电流的偏差, 电流值偏差应在平均组串电流的 $\pm 10\%$ 范围内 (电流偏差= (最大值-最小值) / 平均值 $\times 100\%$)。
- f) 在辐照度不稳定的条件下, 可使用下述方法:
 - 1) 延长测试时间;
 - 2) 使用多个仪表进行测试, 其中一个仪表用于测试参考组串的电流;
 - 3) 通过辐照度计读数或目测来评估当前的日照条件, 以评价电流读数的有效性。

8.5.3 组串工作电流测试步骤

按照以下步骤进行测试:

- a) 确认系统进入正常工作模式 (逆变器最大功率点跟踪);
- b) 安装辐照监控设备, 并观察辐照波动情况;
- c) 在辐照稳定时 (波动不超过 $\pm 5\text{W}/\text{m}^2$), 使用钳形表测试组串的工作电流;
- d) 按照以下方法进行计算:
 - 1) 测量值与预期值相比较, 二者的差值与预期值相比。该预期值来自组件规格书或来自于组件型号、辐照度和组件工作温度。
 - 2) 对于完全相同 (组件型号、组件数量、安装情况、散热条件等) 组串并联的系统, 在辐照度稳定的条件下, 应比较单个组串的电流值和平均电流的偏差, 电流值偏差应在平均组串

电流的±10%范围内（电流偏差=（最大值-最小值）/平均值×100%）。

- e) 在辐照度不稳定的条件下，可使用下述方法：
- 1) 延长测试时间；
 - 2) 使用多个仪表进行测试，其中一个仪表用于测试参考组串的电流；
 - 3) 使用辐照度计的读数修正电流读数，修正公式依据 IEC 60891:2009；
 - 4) 使用专业的光伏测试仪（具有辐照度测量功能）。

8.6 功能测试

8.6.1 测试仪器

通过目视检查进行该项测试。

8.6.2 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 按照测试对象的说明书进行操作，确认其各种功能能够正常运行；
- b) 逆变器的功能测试程序应由逆变器制造商提供，只有在系统的交流侧完成测试后才能进行逆变器功能测试。
- c) 记录测试结果，测试设备的位置、型号及序列号等信息。

8.7 方阵绝缘电阻测试

8.7.1 一般要求

光伏阵列直流电路在白天处于带电状态，与传统的交流电路不同，在进行这项测试之前直流电路不能被隔离。因此执行这项测试可能会出现触电危险，因此，在开始任何工作之前，应充分了解本测试程序并遵循下列基本安全措施：

- a) 禁止无关人员进入工作区域；
- b) 进行绝缘测试时，请勿触摸并采取措施防止其他人员接触金属表面；
- c) 进行绝缘测试时，请勿触摸并采取措施防止其他人员接触组件的背面或接线端子；
- d) 当绝缘测试设备通电时，测试区域会有高压，设备应具备自动放电功能；
- e) 在整个测试过程中应穿戴合适的个人防护服/防护装备。

如果对测试结果有疑问，或怀疑由于安装问题或制造缺陷引起的绝缘故障，可采用方阵湿绝缘测试确定故障的位置，相关测试步骤见 10.3。

浪涌保护器或其它设备可能会影响本测试，或在测试期间被损坏，因此在进行绝缘测试之前应临时断开这些设备。

作为基本要求，本测试应对每个光伏方阵或子方阵（如适用）重复进行，也可能需要测试每一个组串。

绝缘电阻测试有以下两种方法：

测试方法 1—先测试方阵负极和地之间的绝缘电阻，再测试方阵正极和地之间的绝缘电阻。

测试方法 2—测试方阵正负极短接后和地之间的绝缘电阻。

当方阵支架接地时，测试仪器的接地端可连接至任何适宜的接地连接或方阵支架（仪器接地端应确保与支架良好接触，且整个支架连接完好）。

当方阵支架没有接地（例如采用了 II 级绝缘）时，可选择以下两个测试：

- a) 在方阵正负极和地之间进行绝缘电阻测试；
- b) 在方阵正负极和支架之间进行绝缘电阻测试。

对于没有可触及导电部件的方阵（例如：光伏屋顶瓦片），该测试应在方阵正负极和建筑接地之间进行。

如果采用方法 b)，为了使形成电弧的危险降到最低，方阵的正负极应采用安全的方式短接，可采

用短路开关盒。该装置由一个额定直流负荷开关组成，当方阵正负极连接到该装置后，可安全地形成和断开短路连接。

测试程序应保证测试峰值电压不会超过组件、开关、避雷器和其他系统部件的额定值。

8.7.2 测试仪器

使用绝缘电阻测试仪进行测试，量程至少为 $2\text{M}\Omega$ ，分辨率不低于 $0.1\text{M}\Omega$ ，设备应能施加表 4 要求的测试电压。

8.7.3 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 严禁未经允许的人员接近；
- b) 隔离逆变器和光伏方阵（典型做法是在方阵里加隔离开关）；
- c) 断开汇流箱中任何可能影响绝缘测试的设备（例如：过电压保护）；
- d) 如果使用方法 2 中的短路开关盒，在短路开关闭合前，方阵正负极应安全地连接到短路设备上；
- e) 将绝缘电阻测试仪连接在地与方阵正负极之间，在进行测试之前应确保接线连接牢固；
- f) 按照绝缘电阻测试设备的说明，确保测试电压依照表 2 进行，且设备读数显示为欧姆；
- g) 拆除测试设备。在拆除测试电缆或接触任何导电部件之前，确保系统处于断电状态；
- h) 对于 10kWp 及以下光伏方阵，绝缘电阻的测试电压按照表 2 的要求选择；
- i) 对于 10kWp 以上的光伏方阵，首先测试整个方阵，在整个方阵结果不满足要求时，单独测试每个组串或子方阵的绝缘电阻，单个组串或子方阵的容量不大于 10kWp ，测试电压按照表 4 的要求选择。

表 4 方阵绝缘电阻要求

系统电压 ($V_{ocSTC} \times 1.25$) V	测试电压 V	最小绝缘电阻 $\text{M}\Omega$
<120	250	0.5
120 至 500	500	1
500-1000	1000	1
>1000	1500	1

9 测试程序—II 类测试

9.1 一般要求

II 类测试抽样规则见表 1，选择的方法和应在调试之前与客户达成一致意见，建议尽可能的采用辅助 I-V 巡检技术扩大抽检比例。

9.2 组串 I-V 曲线测试

9.2.1 测试仪器

使用专用的光伏 I-V 测试仪进行测试，其量程应和所测组串的开路电压和短路电流相匹配。

直流电压、直流电流、功率的测试准确度不低于 $\pm 1\%$ 。辐照度测试准确度不低于 $\pm 1\%$ ，温度测试准确度不低于 $\pm 1^\circ\text{C}$ ，重复性优于 $\pm 0.5^\circ\text{C}$ 。

9.2.2 I-V 曲线测试— V_{oc} 和 I_{sc}

I-V 曲线测试为获取组串开路电压和短路电流提供了一种合理的代替方法。如果执行 I-V 曲线测试，那么单独的电压和电流测试则无需进行。

应隔离测试中的组串，并连接 I-V 曲线测试设备。如果 I-V 曲线测试目的是为了获取开路电压和短路电流值，则无需测量辐照度（或者电池温度）。

9.2.3 I-V 曲线测试—方阵性能检查

在适宜的辐照度条件下，可用 I-V 曲线测试来衡量光伏方阵是否满足额定（铭牌）性能。

光伏组串和方阵的性能测量应在稳定的辐照度条件下进行，且方阵平面的辐照度至少为 $700\text{W}/\text{m}^2$ 。

I-V 曲线测试按照以下步骤进行：

- a) 确保系统处于断开状态，且所有回路中没有电流；
- b) 隔离准备测试的光伏组串，并与 I-V 曲线测试设备连接；
- c) 设置测试仪器，使其与被测组件的特性、类型和数量相匹配；
- d) 安装与 I-V 曲线测试仪相关的辐照度计，使它与方阵平面平行，并确保辐照度计不受局部阴影遮挡和反光的影响。如果使用参考电池器件，确保该电池与被测方阵拥有同样的电池工艺，或者对电池工艺上的差异进行适当的光谱修正。
- e) 如果 I-V 曲线测试仪采用了电池温度探头，该探头应牢牢固定在组件背面，接近组件中心的电池中心。如果需要通过 I-V 测试仪计算温度修正值，应确保正确的组件特性被录入 I-V 测试仪，
- f) 开始测试之前，应检查辐照度水平，以确保在方阵平面上的辐照度不小于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 。测试完成后，测得的最大功率值应与被测方阵额定（铭牌）值相比较，测量值应在规定的功率误差范围内。
- g) 测试步骤依据 IEC 61829 的要求，测试数据的辐照度和温度修正参考 IEC 60891。

9.2.4 I-V 曲线测试—识别光伏组件/方阵的缺陷或阴影遮挡问题

如果 I-V 曲线测试目的在于验证没有失配效应产生的台阶或缺口，则测量可以在较低的辐照度和较大的入射角条件下进行。

对于大多数 I-V 曲线形状测试，辐照度应不小于 $100\text{W}/\text{m}^2$ 。然而，在较低的辐照度水平上也可以获得有用的数据。当在低于 $100\text{W}/\text{m}^2$ 的辐照度水平上发现形状缺陷时，需要进一步通过检测了解潜在的故障，因此测试应重新在不低于 $100\text{W}/\text{m}^2$ 条件下进行。

在记录一条 I-V 曲线时，其形状应被用于研究与预期曲线的偏离。特别需要注意偏离曲线表明的信息，因为偏离曲线指明了光伏方阵中可能的重大缺陷。偏离 I-V 曲线的分析信息包含在附录 B。

9.3 光伏方阵红外热像检测程序

9.3.1 测试仪器

使用便携式红外热像仪进行测试，红外热像仪量程应能覆盖测试可能出现的温度，精度不低于 $\pm 2^\circ\text{C}$ ，分辨率不低于 $240\text{像素} \times 180\text{像素}$ 。

使用总辐射表或参考电池监控方阵面辐照，辐照值应能实时显示，便于测试者实时读取。

9.3.2 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 方阵应处在正常的工作模式下（逆变器最大功率点跟踪）；
- b) 方阵平面的辐照度应不小于 $400\text{W}/\text{m}^2$ ，且天空条件稳定。在理想情况下，方阵平面的辐照度应相对稳定并维持在 $600\text{W}/\text{m}^2$ 以上，确保有足够的电流产生明显温差；
- c) 根据组件及其安装结构，确定组件哪一面可以产生最清晰的热图像（这可能需要在组件各侧重复进行）。选定测试面后，在测试仪器中设定相对应的发射率参数；

注：从后面观察阵列将最大限度地减少组件玻璃表面反射光的干扰，由于玻璃的热导率，从前面观察可提供容易识别的图像。

- d) 扫描组件、接线盒、组件接头、汇流箱等设备。特别注意隔离二极管、接线盒、电气连接或任何造成方阵与周围环境呈现明显温差的特殊问题；

- e) 当从方阵的正面扫描时，应注意红外热像仪和测试人员不要在测试区域留下阴影；
- f) 拍摄存在温度异常的设备的红外和可见光照片。记录下温度异常设备的位置、编号、序列号、照片编号等信息；
- g) 通过外观检查和电气（组串或组件）测试查出可能导致温度异常的原因。在某些情况下，通过有温度异常点和无温度异常点I-V曲线之间的比较是非常有用的方法。
- h) 对于广角红外热像仪，可以检测未发电或未连接的组件或组串，因为他们的整体温度会明显不同于相邻组件。
- i) 在某些情况下，通过有温度异常点和无温度异常点所在组串的I-V曲线之间的比较是非常有用的方法。

9.4 组件电致发光（EL）测试

9.4.1 测试仪器

测试装置主要包括电致发光成像相机、直流电源、图像采集辅助软件、图像处理软件。

在测试不同电池材料的光伏组件时，应按照 IEC TS 60904-13 的要求选择相机镜头。

电源、图像采集辅助软件和图像处理软件均应按照 IEC TS 60904-13 的要求进行选择。

测试可在暗室内进行，测试期间确保尽量少的太阳光线进入暗室。如果条件允许，可在夜间进行测试。

9.4.2 测试步骤

按照以下步骤进行测试：

- a) 对积灰严重的组件进行适当的清洗，确保灰尘不会影响EL图像的判定；
- b) 按照制造商指定的程序进行相机校准。应将时间和日期正确地输入到照相机或图像记录计算机中，以便稍后采集的图像与时间和日期有关；
- c) 相机平面与组件的法线垂直（条件允许时）；
- d) 相机分辨率及其它设置应按照IEC TS 60904-13的要求进行；
- e) 根据组件的特征确定相机的各项配置及参数。在采集图像期间，无论是相机还是组件都不能移动；
- f) 将组件的引出端正极接到直流电源的正极，负极连接到直流电源的负极。施加偏置电压，使偏置电流通过组件，电流大小等于测试组件的 I_{sc} ，直到组件温度处于稳定状态，然后在相同的偏置电流下拍摄EL图像；
- g) 保存EL图像，并记录组件位置、型号、序列号；
- h) 使用图像处理软件对图像进行处理，以便于进行图像分析；
- i) 依据组件EL判定标准分析并记录缺陷类型、缺陷数量。

9.5 组件功率衰减测试

9.5.1 测试仪器

现场检测时，使用便携式光伏组件 I-V 测试仪。直流电压、直流电流、功率的测试准确度不低于±1%。辐照度测试准确度不低于±1%，温度测试准确度不低于±1℃，重复性优于±0.5℃。测试结果按照 IEC 60891 修正到 STC 条件，修正公式应在报告中注明。

实验室测量时，使用满足 IEC 60904-1 要求的太阳模拟器和 I-V 测试仪测试组件在 STC 条件下的性能，并得到最大功率衰减率，该结果可作为最大功率衰减的判定。

9.5.2 测试步骤

现场测量时，按照GB/T 6495.1-1996第3章进行测试，测试期间方阵面辐照度应不低于 $800\text{W}/\text{m}^2$ 。

实验室测量时，按照GB/T 6495.1-1996第4章（稳态模拟器）和第5章（暂态模拟器）进行测试。

组件功率衰减率=（标称最大功率-测试的STC最大功率）/标称最大功率×100%。

9.6 系统性能比（PR）测试

系统性能比测试按照附录A进行。系统性能比测试日期由系统业主、安装单位、设计单位协商确定。

测试时间应不少于7d，且累计辐照应不小于30kWh/m²。

9.7 电网接入性能测试

电网接入性能测试至少应包括电能质量测试、有功/无功功率控制能力测试、低电压穿越测试、电压/频率适应能力测试、防孤岛保护测试（电网侧并网时不需要进行）等。此项测试需由有资质的检测机构完成。测试结果应满足GB/T 19964的要求。

10 测试程序—附加测试

10.1 对地电压（电阻接地系统）

当组件制造商对系统正负极有接地要求时，可采用高阻值电阻接地的光伏系统。该测试用于评估采用高阻值电阻接地的光伏系统，具体测试程序由组件制造商提供。

10.2 隔离二极管测试

在常规工作模式下，使用数字多用表测量隔离二极管两端的电压（VBD），隔离二极管在开路 and 短路状态下均可能失效，该测试对隔离二极管的安装非常重要。

应检查所有二极管确保正确连接（极性正确），并且没有过热或者碳化的迹象。

10.3 光伏方阵湿绝缘测试

10.3.1 一般要求

当干绝缘测试结果发现问题时，或由于安装或制造缺陷造成系统有绝缘故障隐患时，可以执行湿绝缘测试来进行故障分析。

10.3.2 测试步骤

测试前应采用水和表面活性剂混合物将待测方阵的区域彻底浸湿，混合物应喷涂在待测方阵的所有位置，确保组件前后表面、边框、接线盒和线缆全部浸湿。

执行此项测试存在潜在的触电危险，应按照本标准中绝缘测试的要求准备安全措施。个人防护设备的选择应考虑测试的潮湿环境。

要求至少两个人执行此项测试（因为在现场水很快就会变干，导致测试结果发生很大的变化），一个人将相关区域进行湿处理并通知测试开始后，另一个人应立即开始测试。

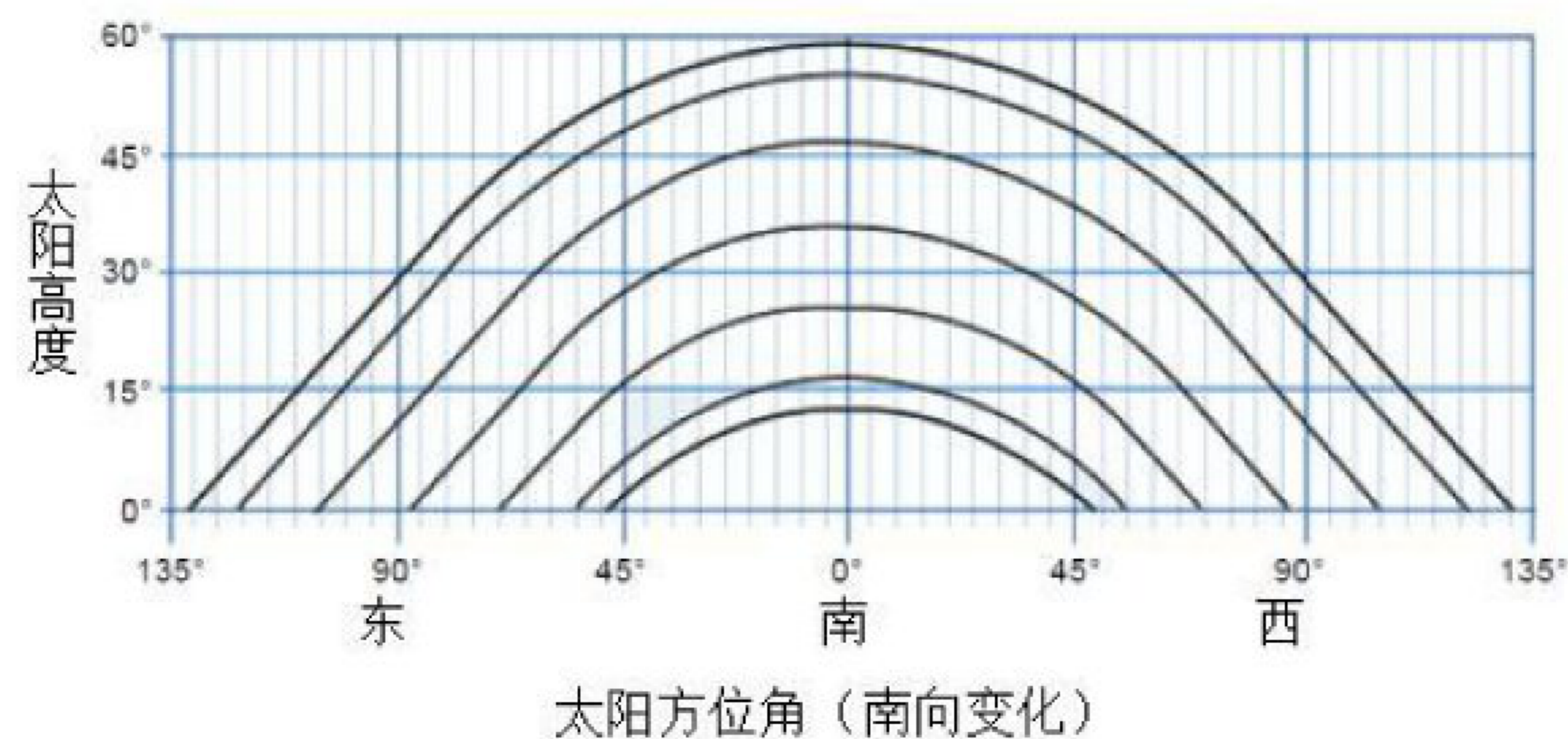
方阵彻底打湿后，按照 8.7 进行测试。根据测试结果分析方阵绝缘故障产生的原因。记录测试方阵的位置、编号等信息。

10.4 遮挡评估

遮挡评估目的是记录目前存在的遮挡状况，为未来遮挡评估比较提供基准。

对于小系统，应在接近方阵实际中心位置形成遮挡记录。对于较大的系统，以及具有多个子阵列或复杂阴影条件的系统，可能需要记录大量的遮挡测量值。

目前存在大量测量和记录遮挡阴影的方法，一个适当的方法就是记录遮挡阴影随太阳轨道位置的变化情况，如图 1 所示：



注：这仅是太阳轨道图的一个例子（太阳轨道的变化取决于纬度）。

图 1 太阳轨道示意图

遮挡记录应包括：

- a) 记录进行阴影遮挡评估的位置；
- b) 指南或北方向（如适用）；
- c) 通过缩放比例显示所有遮挡物体的高度。

注：对将来可能成为问题的任何阴影特征的描述也可能是有用的记录。这些描述包括计划中或正在进行的建设项目，以及所有生长高度可能超过方阵的植被。

10.5 建筑结构测试

按照GB/T 50344进行测试。

10.6 系统污渍和灰尘遮挡损失测试

按照CNCA/CTS 0016-2015中9.3进行测试。

10.7 系统串并联失配损失

按照CNCA/CTS 0016-2015中9.7进行测试。

10.8 直流线损

按照CNCA/CTS 0016-2015中9.8进行测试。

10.9 交流线损

按照CNCA/CTS 0016-2015中9.10进行测试。

11 验证报告

11.1 一般要求

完成上述检查和测试过程后，应形成验证报告，验证报告至少包括以下内容：

- a) 系统基本信息（名称，地址等）；
- b) 已检查和测试的电路列表；
- c) 检查结果记录；
- d) 每个电路测试结果的记录；
- e) 下次检查和测试的间隔；
- f) 检查和测试人员签名。

11.2 初始验证

对新安装系统的验收应按照第 7 章的要求进行，初始验收报告应包括设计、建设和验证责任人的详细资料，以及他们的各自职责范围。

初始验收报告应当对定期验证的间隔提出建议，应考虑装置和设备的类型、使用和操作、维护的频率和质量以及其它可能受到的外部影响。

11.3 定期验证

对现有设备的定期验证应按照第 7 章的要求进行。在适当情况下，应考虑以前定期验证的结果和建议。

应提供定期验证报告，并将任何故障和建议列入维修或改进的清单(如升级系统以满足现行标准)。



附录 A

(规范性附录)

光伏系统性能比 (PR) 测试方法

A. 1. 目的

光伏系统系统性能比测试 (PR) 用于证明光伏系统的整体转换效率能够满足系统设计转换效率的要求。

A. 2. 测试条件

测试的数据记录从测试周期第一天的0:00点开始, 到测试周期最后一天的24:00点结束, 以便被测设备在早晨自动开始运行, 输出功率, 然后在傍晚自动进入待机状态。

光伏系统无限电或断电情况。

光伏系统正常运行所需的所有设备均应当按照正常的自动模式或手动模式运行。

在完成功能测试和正常调试程序后, 应马上进行测试, 以便所有关键系统均能够正常运行。

A. 3. 特殊情况

A. 3.1 冰雪

当冰雪覆盖了光伏阵列的任何一部分时, 此段时间不应计入性能测试周期。此时, 性能测试周期应延长或者推迟, 直至整个光伏阵列没有被冰雪覆盖及其它障碍物遮挡。

A. 3.2 断电、限电

测试期间有断电或限电情况发生时, 该期间的测试数据不参与计算, 但是需要在测试报告中注明。

A. 3.3 不可抗力

如果在测试周期内发生无法控制的不可抗力所导致的发电量下降不应计入性能测试的计算结果。此时, 性能测试周期应延长或者推迟, 直至系统恢复正常运行, 应在测试记录中记录不可抗力导致发电量下降的情况。

A. 4. 测试仪器

用于测量光伏阵列表面辐照度的仪器应全部安装到位并且工作状态良好。

辐照、温度等设备应满足IEC 61724-1: 2017中等级B的要求。

根据IEC 61829标准中所规定的位置进行温度测量, 并且应均匀布置于整个场地。将传感器粘附在组件背面。

A. 5. 系统性能比 PR 计算

按照IEC 61724-1:2017中10.3.1进行计算。

A. 6. 标准系统性能比 PR_{STC} 计算

不同气候区或不同季节由于环境温度不同而会影响到性能比, 而温度差异造成的PR不同并不属于电站质量问题。为了排除温度的影响, 可以用标准性能比 PR_{STC} 对光伏电站进行评估, 标准性能比是将温度条件修正到标准测试条件 (25°C) 的性能比。

按照IEC 61724-1:2017中10.3.2.2进行计算。

A. 7. 年平均温度系统性能比 $PR'_{annual-eq}$ 计算

按照IEC 61724-1:2017中10.3.2.3进行计算。

附录 B
(资料性附录)
I-V 曲线的分析

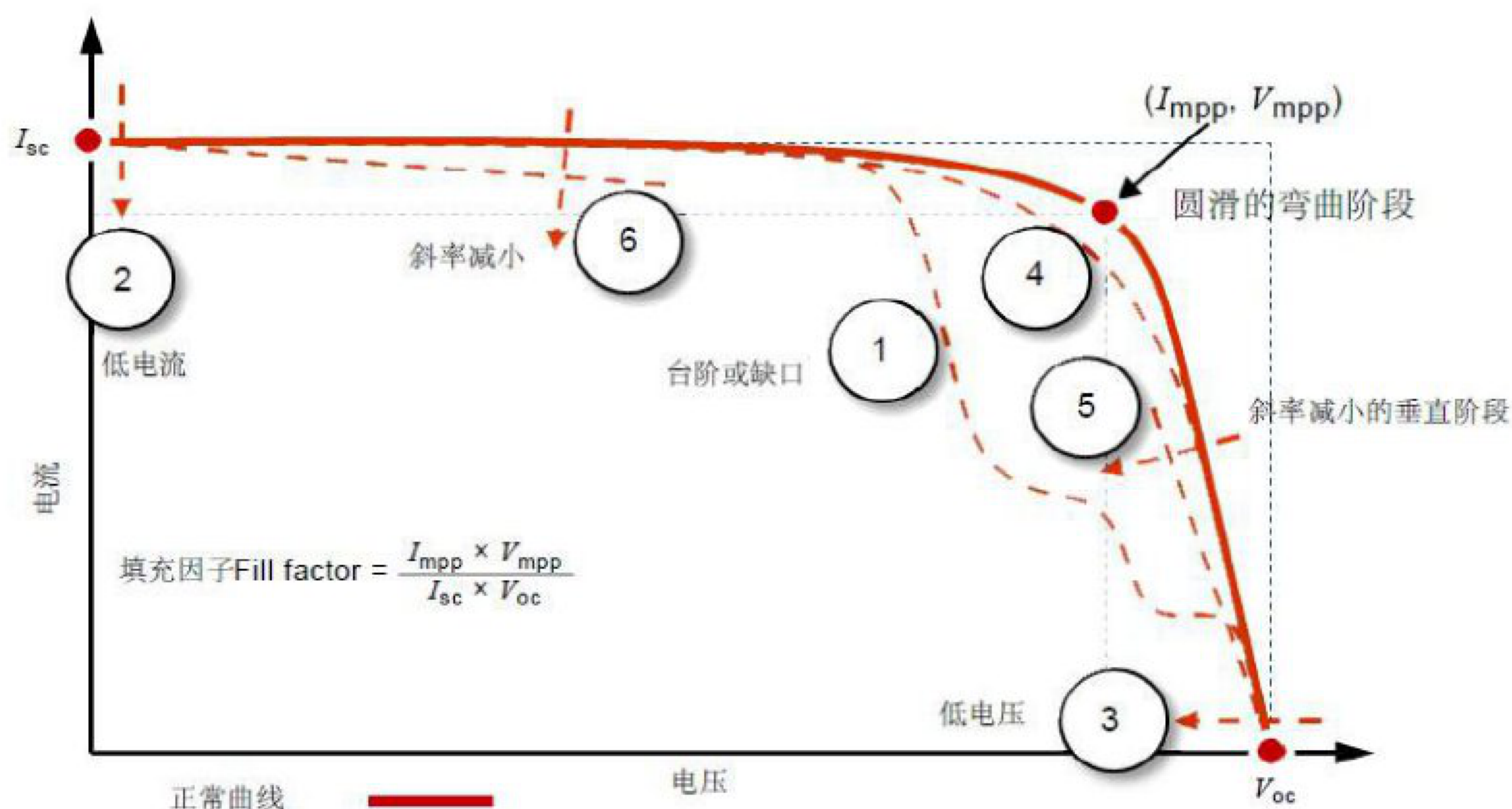
B.1 一般要求

正常的I-V曲线是一条平滑曲线，由三个不同的部分组成：

- a) 水平部分（稍微倾斜的）；
- b) 下降部分（接近垂直的）；
- c) 弯曲部分（在上述两者之间）。

在一条正常曲线中，这三个部分都是平滑连续的，弯曲部分的倾斜度和形状取决于光伏电池的技术水平和制造工艺，晶体硅电池的I-V曲线拥有更陡峭的弯曲部分，薄膜电池的弯曲部分则接近一个圆弧。

许多因素能影响到I-V曲线的形状，图B.1显示了可能存在偏差的主要类型，这些形状的变化可能单独存在，也可能结合在一起出现。



注：B2到B7条款描述曲线1到6的变化。

图 B.1 I-V 曲线形状

由于辐照度、温度和电压存在测量不确定度，允许测量I-V曲线与预期I-V曲线的有较小偏离。即使是同一制造商生产相同型号的组件，细微变化也在所难免。此外，阴影和污渍也会影响曲线的形状。

当发现偏离时，首先应核查并确认实测值与预期值之间的差异不是由于测试错误引起的，也不是由于仪器设置错误或者输入组件/组串的数据错误引起的。

B.2 变化1—曲线上有台阶和缺口

若曲线上有台阶和缺口，表明被测方阵或组件的不同区域之间不匹配。曲线上的偏差表明旁路二极管开始工作，有电流绕过受二极管保护的内部电池串（该串不能通过其他串经过的电流），这可能是由于很多因素造成，包括以下部分：

- a) 方阵或组件局部遮挡；
- b) 方阵或组件局部被灰尘或雪等遮挡；
- c) 损坏的光伏电池/组件；
- d) 旁路二极管短路。

注：即使组件上某块电池片有部分遮挡，也会导致相关旁路二极管启动，并在曲线上出现一个缺口。

B.3 变化 2—低电流

造成电流测量值与期望值不同的原因有很多，总结如下：

a) 方阵的原因：

- 1) 均匀的灰尘遮挡；
- 2) 条形遮挡（组件纵向安装）；
- 3) 土壤污渍（组件纵向安装）；
- 4) 光伏组件性能衰减。

注：条形遮挡和土壤污渍产生的影响与均匀灰尘遮挡的影响相似，因为它们遮蔽了数量大致相同的电池组，影响了这些电池组产生的电流。

b) 模型的原因：

- 1) 输入 I-V 测试仪的光伏组件参数错误；
- 2) 输入 I-V 测试仪的并联组串的数量错误。

c) 测量原因：

- 1) 辐照度传感器校准或测量问题；
- 2) 辐照度传感器没有安装在方阵平面上；
- 3) 辐照度在介于真实辐照度与 I-V 曲线测量值之间变化；
- 4) 反射效应导致传感器记录了过高的辐照度；
- 5) 辐照度太低或者太阳过于接近地平线。

注：虽然上图中展示的变化是电流测试值低于预期值，也有可能发生测试值高于预期值的 I-V 曲线模型。

B.4 变化 3—低电压

造成曲线在电压方面偏差的潜在原因包括：

a) 方阵的原因：

- 1) 旁路二极管导通或者短路；
- 2) 组串上的组件数量错误；
- 3) 电位诱导衰减效应 (PID)；
- 4) 整个电池/组件/组串严重被均匀遮挡。

b) 组件模型的原因：

- 1) 输入 I-V 测试仪光伏组件参数错误；
- 2) 输入 I-V 测试仪的组串中的组件数量错误。

c) 测量的原因：

光伏电池温度与测量值有差异；由于电池温度会影响光伏组件的电压，如果真实的电池温度和 I-V 曲线测试仪的测试值不同，将会导致低电压 I-V 图形缺陷。在这种情况下，应在 I-V 曲线测试之前检查电池温度测量方法（例如检查温度传感器是否仍然连接在组件上）。

在连续进行大量组串检测时，往往会出现与预期光伏模型稍有不同电压偏差量。究其原因，测量的温度通常由单一组件上温度传感器给出，整个方阵的温度分布也不均匀，并且温度会随时间变化，而不同组件温度测量值的变化直接影响光伏组件的电压。无论如何，若一个组串相比其他组串出现较大偏差时，这个组串肯定存在问题，尤其当组件有 N 个旁路二极管时，而偏差值正好对应 V_{oc}/N 。

注：上图显示电压测试值低于预期值，也有可能发生测试值高于预期值的 I-V 曲线模型。

B.5 变化 4—圆滑的弯曲阶段

曲线的弯曲部分可以看作是一种性能衰减的表现，在得出这个结论之前，应检查 I-V 曲线的下降部分与水平部分的斜率，如果他们发生变化，将会产生一个视觉上接近膝盖的曲线形状。

B.6 变化 5—斜率减小的垂直阶段

在最大功率点电压(V_{mpp})和开路电压(V_{oc})之间的曲线斜率受到测试电路中串联电阻的影响,在这一部分曲线中,增大串联电阻值可以降低斜率(斜坡的陡峭程度)。

可能导致串联电阻增大的原因有:

- a) 组串接线受损或者发生故障(或者电缆横截面积较小);
- b) 组件或方阵的互联发生故障(连接失效);
- c) 组件串联电阻增大。

当被测试方阵采用长电缆时,长电缆的电阻会影响I-V曲线的形状,并且会产生垂直阶段斜率减小的现象。如果发现这些可疑问题,要么调整I-V测试仪的测试模型,要么绕过长电缆,靠近方阵重复测试。

如果发现垂直阶段斜率减小,应特别关注光伏方阵的接线质量或组件内部电路互联质量。该阶段的斜率减小表明电路出现了接线故障,或出现了后续影响方阵电路的损坏或腐蚀。

电池互联或者接线盒性能衰减、腐蚀和制造工艺均可能导致组件串联电阻增大。

如II类测试所述,红外扫描可以很好的识别串联电阻增大的故障。

B.7 变化 6—斜率增大的水平阶段

这部分曲线斜率变化可能是:

- a) 光伏电池内部的并联分流电路;
- b) 组件短路电流 I_{sc} 不匹配;
- c) 锥形阴影或污渍遮挡(组件底部形成的“污渍坝”)。

分流电流是绕过太阳能电池的电流,通常是由于电池或电池间的局部缺陷引起的。分流电流会导致局部热斑,可通过红外(IR)测试识别。

由于制造工艺的差异可能造成同一组串中的组件的短路电流不同,如果组件短路电流差异很小且组件随机分散在组串中,曲线可能就不存在台阶或缺口。

更为严重的遮挡可能会引起曲线上出现更多的台阶或缺口,某个组串中数块组件的微小阴影遮挡或者锥形阴影遮挡也能引起这种效果。

附录 C

(资料性附录)

组件最大反向电流的确定

按照以下步骤确定组件的最大反向电流：

- a) 按照 IEC 61215-2 10.6 测试组件在 STC 条件下的最大功率 P_{max} ；
- b) 将组件放置在温度为 $60^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 的环境箱内；
- c) 使用直流电源给组件施加第 i 次(第 1 次施加时, $i=1$)反向电流, 反向电流大小等于 I_{sc} , 并在无光条件下保持 8h;
注: 某些类型的组件可能需要短期的光照, 以避免长期在无光条件下储存造成损坏;
- d) 按照 IEC 61215-2 10.6 测试组件在 STC 条件下的最大功率 $P_{max, i}$ ；
- e) 按照 IEC 61215-2 10.1 进行外观检查, 按照 IEC 61215-2 10.3 进行绝缘试验；
- f) 以一定步长增大施加的反向电流, 重复上述步骤, 直到组件的最大功率衰减超过 5%或外观或绝缘试验不符合标准要求；
- g) 记录出现该结果时施加的反向电流值, 该值即为组件的最大反向电流。

