



T/CECS XXX- 2025

中国工程建设标准化协会标准

建筑光伏系统检测标准

Standard for test of photovoltaic system on building

（报批稿）

（复审 V3.0a，终稿）

中国 XX 出版社

中国工程建设标准化协会标准

建筑光伏系统检测标准

Standard for test of photovoltaic system on building

T/CECS XXX-2025

主编单位：天津城建大学

香港中文大学深圳研究院

批准单位：中国工程建设标准化协会

施行日期：2025 年 X 月 X 日

中国 XX 出版社

2025 北 京

前 言

《建筑光伏系统检测标准》(以下简称“标准”)是根据中国工程建设标准化协会《关于印发<2022 年第二批协会标准制订、修订计划>的通知》(建标协字〔2022〕40 号)的要求进行编制。标准编制组经深入调查研究,认真总结实践经验,参考国内外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,制定本标准。

本标准共分 8 章和 1 个附录,主要内容包括:总则、术语、基本规定、检测仪器与设备、外观检查,电气性能检测、安全检测以及测试数据处理等。

本标准的某些内容可能直接或间接涉及专利,本标准的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国工程建设标准化协会绿色建筑与生态城区分会归口管理,由天津城建大学负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请反馈至天津城建大学能源与安全工程学院(地址:天津市西青区津静公路 26 号,邮编:300384,邮箱:gaorong_hit@163.com)。

主编单位: 天津城建大学

香港中文大学深圳研究院

参编单位: 中国建筑科学研究院有限公司

天津建能节能科技有限公司

天津建科建筑节能环境检测有限公司

内蒙古电投能源股份有限公司蒙东分公司

中新天津生态城环境与绿色建筑实验中心有限公司

天津大学建筑设计规划研究总院有限公司

天津大学

天津海诚工程咨询有限公司

上海建工集团有限公司华北工程分公司

华北电力大学

北京京扬咨询有限公司

中国质量认证中心

北京市西城区政府投资项目建设中心

天津华德智慧科技集团有限公司

河南科技大学

天津龙海科技有限公司

天津卓翔建筑咨询有限公司

天津晟鑫热力集团有限公司。

主要起草人：郭春梅 高 榕 陈 曦 朱荣鑫 贺中禄
杨 斌 陈本美 李 洋 马千里 汪磊磊
薛 航 孙金磊 管德星 包子鹏 王凤亮
王 磊 王丽文 赵 婧 程 响 由玉文
韩东昆 翟 煜 王昌凤 高天宝 张 静
蒋鹏飞 李宪莉 武振菁 王冬计 刘志坚
吴 迪 李胜英 孙培勇 王 辉 李 颖
王 震 张春晓 司小军 孙建军 杜建崔
主要审查人：张昕宇 鞠晓磊 杨洪兴 蔡 波 郑丽红
霍 静 尹 强

目 次

1 总 则.....	(1)
2 术 语.....	(2)
3 基本规定.....	(3)
4 检测仪器与设备.....	(5)
5 外观检查.....	(8)
5.1 一般规定.....	(8)
5.2 系统支架基础.....	(8)
5.3 光伏组件.....	(8)
5.4 逆变器.....	(9)
5.5 电力储能系统.....	(9)
5.6 并网设备.....	(9)
5.7 汇流箱.....	(9)
5.8 交/直流配电柜	(10)
5.9 电缆桥架.....	(10)
6 电气性能检测.....	(11)
7 安全检测.....	(12)
7.1 电气安全.....	(12)
7.2 防火安全.....	(12)
8 测试数据处理.....	(13)
附录 A 检测记录表.....	(15)
用词说明.....	(20)
引用标准名录.....	(21)
附：条文说明.....	(22)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms.....	(2)
3	Basic requirements.....	(3)
4	Testing instruments and equipment	(5)
5	Appearance inspection	(8)
5.1	General requirements	(8)
5.2	System support structure foundation	(8)
5.3	Photovoltaic module	(8)
5.4	Inverter.....	(9)
5.5	Electrical energy storage system.....	(9)
5.6	Grid-connected equipment.....	(9)
5.7	Combiner box.....	(9)
5.8	AC/DC distribution cabinet	(10)
5.9	Cable tray	(10)
6	Electrical performance testing	(11)
7	Safety testing.....	(12)
7.1	Electrical safety.....	(12)
7.2	Fire safety.....	(12)
8	Test data processing	(13)
	Appendix A Test record form	(15)
	Explanation of wording.....	(20)
	List of quoted standards	(21)
	Addition: Explanation of provision	(22)

1 总 则

1.0.1 为规范建筑光伏系统检测方法的技术要求，做到安全适用、技术先进、经济合理，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于建筑光伏系统投入运行后的检测。

1.0.3 建筑光伏系统的检测除应符合本标准规定外，尚应符合国家现行有关标准和现行中国工程建设标准化协会有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 建筑光伏系统 building mounted photovoltaic system

安装在建筑物上,利用太阳能电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

2.0.2 光伏组件 photovoltaic module

具有封装及内部联结、能单独提供直流电输出的完整光伏电池组合。

2.0.3 光伏组串 photovoltaic string

在光伏发电系统中,将多个光伏组件串联后,形成具有直流电输出的电路单元。

2.0.4 光伏阵列 photovoltaic array

将多个光伏组件串按一定规律进行排布连接后形成的直流发电单元。

2.0.5 逆变器 inverter

将光伏直流电变换成单相或多相交流电的电气设备。

2.0.6 电力储能系统 electrical energy storage system (EESS)

由一个或多个储能单元构成,能够独立实现电能存储、转换及释放功能的系统。

2.0.7 微电网 microgrid

由分布式发电、用电负荷、配电和电力传输系统、监控、保护和自动化装置等组成,能够基本实现内部电力电量平衡的小型供用电系统。

3 基本规定

3.0.1 当建筑光伏系统投入使用后，应进行定期检测。建筑光伏系统的检测内容应包括：外观检查、电气性能检测、安全检测等，检测流程及频次应按表 3.0.1 进行。

表 3.0.1 建筑光伏系统的检测流程及检测频次

检测类别	检测项目	检测频次
外观检查	系统支架基础	1 次/半年
	光伏组件	1 次/月
	逆变器	1 次/季度
	电力储能系统	1 次/半年
	并网设备	1 次/年
	汇流箱	1 次/月
	交/直流配电柜	1 次/半年
	电缆桥架	1 次/月
电气性能检测	光伏组件表面温度	1 次/月
	光伏组件背板温度	1 次/月
	光伏组件输出功率	1 次/半年
	逆变器直流输入功率	1 次/半年
	逆变器交流输出功率	1 次/半年
	光伏组串一致性	1 次/半年
	电力储能系统	1 次/年
安全检测	光伏组件接地装置	1 次/年
	电气设备绝缘性	1 次/半年
	光伏阵列与防雷系统通导性	1 次/半年
	蓄电池电压、温度	1 次/半月
	避雷装置	1 次/年
	电气设备、电缆连接处温度	1 次/月

续表 3.0.1

检测类别	检测项目	检测频次
安全检测	快速关闭装置	1 次/年
	电缆、防火封堵	1 次/半年
	浪涌保护器	1 次/年

3.0.2 检测前，人员及相关器具应准备得当，检测过程中人员应做好安全防护。

3.0.3 测试期间检测环境应符合下列规定：

1 天气晴朗且太阳总辐照度不应小于 $700\text{W}/\text{m}^2$ ，太阳总辐照度的不稳定性应为 $\pm 50\text{W}/\text{m}^2$ ；

2 环境空气的平均流动速率不应大于 $4\text{m}/\text{s}$ ；

3 室外环境温度的允许范围应为年平均温度的 $\pm 10^\circ\text{C}$ ；

4 室外环境相对湿度不宜大于 90%。

3.0.4 建筑光伏系统的主要部件在运行阶段应满足设计要求，经检测达不到要求的部件应维修或更换。

3.0.5 在发生大风、雷电、冰雹、暴雨等极端天气前后应进行巡检。

3.0.6 建筑光伏系统的检测数据应进行分析，当发现异常时应增设相应巡检。

3.0.7 停止运行的建筑光伏系统在重新投入运行前应视具体情况开展检测工作。

3.0.8 检测结果应按照本标准附录 A 格式进行记录和存档，且后续整改工作应依据本标准附录 A 内的记录结果开展。

4 检测仪器与设备

4.0.1 检测用仪器应在检定有效使用期内使用。

4.0.2 环境参数的准确度应符合下列规定：

- 1 温度测试仪精度应为 $\pm 0.3^{\circ}\text{C}$ ，量程应为 $(-40\sim 60)^{\circ}\text{C}$ ；
- 2 环境湿度测试仪精度应为 $\pm 3\% \text{RH}$ ，量程应为 $(0\sim 100)\%$ ；
- 3 风速测试仪精度应为 $\pm 0.3\text{m/s}$ ，量程应为 $(0\sim 45)\text{m/s}$ ；
- 4 太阳总辐射测试仪精度应为一级，量程应为 $(0\sim 1500)\text{W/m}^2$ 。

4.0.3 电测量仪表的准确度应符合下列规定：

- 1 电流表、电压表、电功率表的精度应为 0.5 级；
- 2 电流、电压互感器的精度应为 0.2 级。

4.0.4 长度测量仪器的准确度应为 $\pm 1\text{mm}$ 。

4.0.5 时间测量仪器的准确度为 $\pm 0.1\%$ 。

4.0.6 电阻测量仪器的准确度应为 $\pm 1\%$ 。

4.0.7 温度测试仪的准确度应为 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 。

4.0.8 红外热成像仪的准确度应为 $\pm 2\%$ 。

4.0.9 采用无人机检测时，检测设备应符合下列规定：

- 1 无人机机体宜为通用多旋翼无人机，宜具有垂直起降、自由悬停功能，并能够挂载摄像头；
- 2 可见光摄像头的分辨率不宜低于 4K，帧率不宜低于 24fps，并宜配备三轴机器云台进行航拍角度控制；
- 3 红外摄像头的分辨率不宜低于 360p，帧率不宜低于 24fps，并宜配备三轴机器云台进行航拍角度控制；
- 4 定位系统的定位应配备实时动态定位（RTK）系统，精度宜达到厘米级；
- 5 飞行控制系统应包括传感器、机载计算机和伺服作动设备，宜具有实现无人机姿态稳定和控制、无人机任务设备管理和应急控制功能；
- 6 云服务器宜配备云服务器对无人机的飞行进行监管，并宜提供云端数据库进行数据备份。

4.0.10 无人机对建筑光伏系统的检测宜按数据准备、三维重建、AI 检测、地理

信息系统（GIS）注册和管理的步骤开展，检测项目可包括光伏阵列表面热斑、遮挡、裂纹等，具体检测宜按图 4.0.10 所示流程进行，并应符合下列规定：

1 数据准备可包括预规划、现场数据收集、数据预处理，并应符合下列规定：

- 1) 预规划阶段可采用倾斜摄影测量及贴近摄影测量对建筑光伏系统的结构、布局和表面信息进行获取，并在此基础上进行无人机的路径规划，飞行路径宜完全覆盖待检测的光伏系统区域；
- 2) 采用倾斜摄影测量时，无人机飞行相对检测对象高度应为 $30\text{m} \pm 5\text{m}$ 、航向重叠率不应小于 80%、旁向重叠率不应小于 70%、单次航摄覆盖率不应小于 90% 光伏阵列面积；
- 3) 采用贴近摄影测量时，无人机垂直于光伏组件表面的飞行距离应为 $5\text{m} \pm 0.5\text{m}$ 、飞行速度不应大于 2m/s 、单次覆盖面积不应大于 50m^2 ，间隔拍摄时间不应大于 10s；
- 4) 在现场数据收集阶段，无人机应按规划路径进行航拍，并宜同时采集影像数据和飞行数据；
- 5) 无人机作业区域应采取安全隔离措施，无关人员不得进入飞行区域。

2 三维重建可包括模型生成、精度评估和模型集成，并应符合下列规定：

- 1) 建筑光伏系统的三维模型宜使用倾斜摄影测量数据生成，重建算法应确保生成模型空间位置准确、几何完整；
- 2) 模型评估可采用均方根误差（RMSE）指标，模型误差应控制在 10cm 以内，超出范围的数据应重新采集或重建；
- 3) 对于不同分区的光伏系统，生成的模型宜进行空间配准和模型集成，形成统一的三维模型数据库。

3 AI 检测可包括数据集建立、模型训练、模型部署和检测结果输出，并应符合下列规定：

- 1) 在数据集建立阶段，宜选取典型缺陷样本，并建立训练集和测试集；
- 2) 模型训练宜使用经过工程验证的深度学习模型进行持续优化，直到在验证集上的缺陷检测准确率达到 90% 以上；
- 3) 模型部署后，AI 缺陷检测过程宜实时输出带标注缺陷位置和类别的图

像；

4) 检测结果可包括缺陷类型、具体空间位置坐标和模型输出的置信系数等，其中，置信系数不应小于 0.9。

4 检测过程中，宜采用地理信息系统（GIS）对缺陷进行注册和管理，可包括缺陷信息注册、数据融合和状态管理，并宜符合下列规定：

- 1) 缺陷数据宜采用 XML 文件或与其他 GIS 兼容的格式进行记录；
- 2) 检测生成的缺陷位置和信息宜直接导入 GIS；
- 3) 缺陷管理宜具备对历史检测数据的融合和分析功能。

5 无人机检测结果应按本标准附录 A 进行记录。

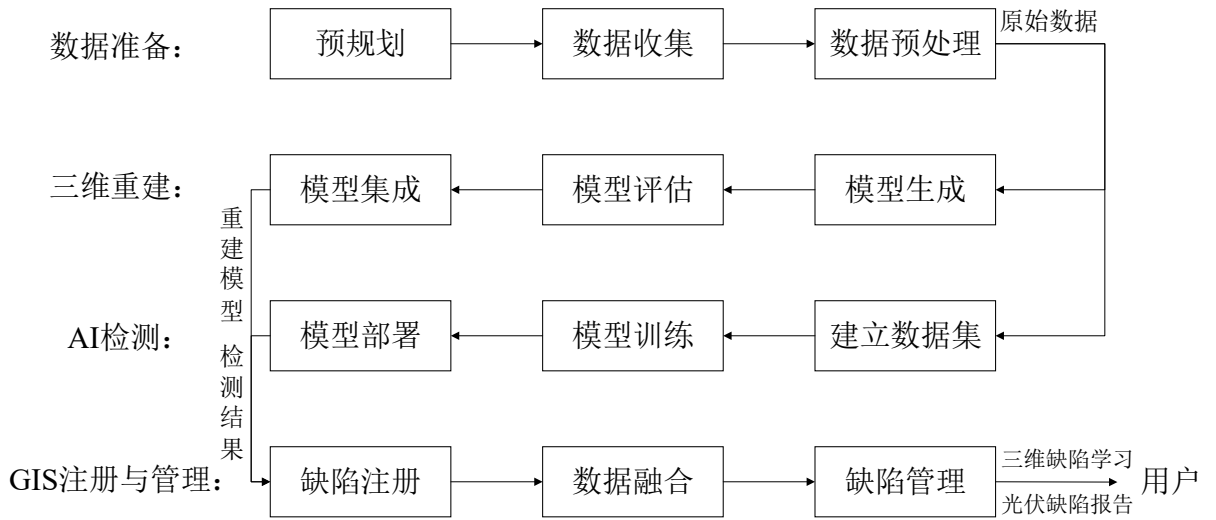


图 4.0.10 无人机对建筑光伏系统的检测基本流程

5 外观检查

5.1 一般规定

- 5.1.1 外观检查应包括系统支架基础、光伏组件、逆变器、电力储能系统、并网设备、汇流箱、交/直流配电柜、电缆桥架等内容。
- 5.1.2 建筑光伏系统的外观检查应在系统运行期间进行。
- 5.1.3 安装在屋顶或立面等人不可达位置的建筑光伏系统,宜利用无人机对外观进行检测。

5.2 系统支架基础

- 5.2.1 建筑光伏系统的混凝土基础、支架表面不应存在裂纹、变形和损坏,表面涂层不应开裂、脱落、锈蚀,防腐涂层不应开裂和脱落。
- 5.2.2 受力构件、连接构件和连接螺栓不应损坏、松动,焊缝不应开焊。
- 5.2.3 光伏幕墙不应开裂、自爆、掉角、泛碱,密封胶不应硬化、老化、开裂和脱落,幕墙开启扇启闭应灵活。
- 5.2.4 安装光伏组件建筑的防水层应平整、顺直,表面不应存在污物。
- 5.2.5 安装光伏组件建筑的金属屋面不应生锈、破损,屋顶天沟等排水通道不应堵塞。

5.3 光伏组件

- 5.3.1 光伏组件的周边树木、架空线路、广告牌等遮挡物,以及布置于屋面或墙体的建筑设备等不应增加对光伏组件的遮挡。
- 5.3.2 光伏组件表面不应存在树叶、鸟粪等覆盖物。
- 5.3.3 光伏组件表面或背面不应存在开裂、弯曲、不规整、外表面破损以及明显的烧黑、烧焦痕迹等。
- 5.3.4 光伏组件内部电池片不应存在裂纹、变色、气泡及脱胶等缺陷。
- 5.3.5 光伏组件接线盒、连接器表面不应存在破损裂纹,连接线应牢固且无松动、开裂、老化或锈蚀。

5.4 逆变器

- 5.4.1 逆变器外壳应完整，油漆或电镀应牢固平整，不应存在损伤、裂纹、变形、剥落或锈蚀。
- 5.4.2 冷却风扇或通风口的积尘不应影响逆变器的正常散热。
- 5.4.3 逆变器的显示屏和指示灯应正常工作且显示正确的状态和信息。
- 5.4.4 逆变器的接线和连接器不应松动、锈蚀，直流侧和交流侧连接状态应完好。
- 5.4.5 逆变器各元件及所接线缆铭牌应清晰，标识及编号应完整，安全警示标志应完好。

5.5 电力储能系统

- 5.5.1 电力储能系统单元的外壳应完整、无鼓包现象。
- 5.5.2 连接线应牢固、不应松动或锈蚀。
- 5.5.3 储能设备的显示屏和指示灯应正常工作并显示正确的状态和信息。

5.6 并网设备

- 5.6.1 并网设备连接点处的螺栓、螺母和插座连接应牢固，连接线不应损坏或磨损。
- 5.6.2 并网设备的显示屏和指示灯应正常工作并显示正确的状态和信息。
- 5.6.3 并网柜不应存在变形、烧焦、锈蚀、漏水现象，柜体外表面的安全警示标识应完整无损。
- 5.6.4 并网柜内各个接线端子应连接牢固，不应松动或锈蚀。

5.7 汇流箱

- 5.7.1 汇流箱表面不应变形、损坏，固定应稳定。
- 5.7.2 汇流箱内直流电缆与母排或接线板应连接紧固，不应存在损坏、变形、变色、虚接以及锈蚀现象。
- 5.7.3 汇流箱内各接线端子应连接牢固，不应松动或锈蚀。
- 5.7.4 汇流箱内熔断器应接触良好，熔断器底座和熔管应完整，熔丝不应出现断裂。
- 5.7.5 电源模块、数据采集装置以及通讯模块不应损坏、灼烧、连接松动，指示

信号应正常。

5.7.6 汇流箱内其他元件应完好。

5.8 交/直流配电柜

5.8.1 交/直流配电柜表面不应变形、损坏或锈蚀。

5.8.2 交/直流配电柜的安全警示标志应清晰、完好。

5.8.3 交/直流配电柜内冷却装置应正常运转，照明应良好。

5.8.4 交/直流配电柜内数据采集装置、通讯模块不应损坏、灼烧、连接松动，指示信号应正常。

5.8.5 交/直流配电柜内接线端子应连接牢固，不应松动或锈蚀。

5.8.6 交/直流配电柜内母排和接线端子排应连接紧固，不应存在损坏、变形、变色以及锈蚀现象。

5.8.7 交/直流配电柜内其他元件应完好。

5.9 电缆桥架

5.9.1 电缆桥架外观不应存在损坏、裂纹、锈蚀的现象。

5.9.2 电缆桥架不应存在松动、变形或脱落的现象。

5.9.3 电缆桥架上的线缆应整齐、扎实，不应存有异味和温度异常的现象。

5.9.4 电缆桥架的走线槽不应存在变形、损坏或锈蚀现象。

5.9.5 电缆桥架的走线槽应清洁，不应存在堵塞的现象。

6 电气性能检测

6.0.1 抽样检测数量宜按设备总数的 20%进行抽样，同一类型太阳能光伏系统的抽检数量应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定。

6.0.2 电气性能检测前应确保系统在正常负载条件下连续运行 3d 以上；检测过程应重复进行 3 次，每次检测时间应为当地太阳正午时前后 1h 范围内；检测期间不应妨碍建筑正常使用。

6.0.3 电气性能检测过程中，光伏组件表面不应出现热斑现象即局部温度高于周边温度 10℃以上，背板温度不应超过正常运行设定范围。

6.0.4 光伏组件输出功率检测应符合现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857 的有关规定。

6.0.5 逆变器直流输入功率、交流输出功率应进行数据监测和记录。

6.0.6 光伏组串一致性检测应符合现行行业标准《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034 的有关规定。

6.0.7 电力储能系统的周边环境应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 中关于专用储能电池室的有关规定。

6.0.8 电力储能系统检测应符合现行国家标准《储能用蓄电池 第 1 部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1 的有关规定。检测内容应包括蓄电池容量以及蓄电池容量一致性。

6.0.9 充放电控制应进行数据监测。

7 安全检测

7.1 电气安全

7.1.1 光伏组件接地装置不应锈蚀、断焊。

7.1.2 电气设备绝缘性能的检测内容和方法应符合下列规定：

1 光伏组件电路绝缘电阻检测前，应将光伏组件输出端短接，光伏阵列的各输出端子对地绝缘电阻值不应小于 $10\text{M}\Omega$ ；

2 逆变器绝缘检测时，逆变器输入、输出绝缘电阻不应小于 $20\text{M}\Omega$ ；

3 汇流箱、开关柜的检测方法宜与逆变器相同，输入、输出引线及箱体外壳的绝缘电阻不应小于 $10\text{M}\Omega$ 。

7.1.3 光伏阵列与防雷系统之间的电阻不应大于 4Ω 。

7.1.4 蓄电池电压应在初始设定值 $\pm 0.5\text{V}$ 范围内。

7.1.5 避雷装置的电导电流应进行记录。

7.2 防火安全

7.2.1 逆变器、直流汇流箱和交流汇流箱等电气设备中不应有温度异常部位。

7.2.2 自光伏组件开始至并网点之间的电缆连接处的温度不应超过电缆的正常工作温度上限。

7.2.3 蓄电池表面温度不应高于 50°C 。

7.2.4 快速关闭装置应在设计文件规定的时间内关闭系统。

7.2.5 汇流箱、电缆沟的防火封堵应严密。

7.2.6 电缆裸露部分、绝缘层应完好。

7.2.7 浪涌保护器不应存在烧焦、损坏现象。

8 测试数据处理

8.0.1 测试数据处理结果、数据异常情况应进行记录。

8.0.2 测量数据应取连续 3 次测量结果的平均值。

8.0.3 光伏组件效率计算公式及计算结果应符合下列规定：

1 光伏组件效率应按下式计算：

$$\eta_t = \frac{P_m}{G \times S_t} \times 100\% \quad (8.0.3)$$

式中： η_t ——光伏组件效率；

P_m ——光伏组件最大功率（W）；

G ——太阳辐射密度（W/m²）；

S_t ——测量的组件总面积（m²）。

2 光伏组件效率应符合现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857 的有关规定。

8.0.4 逆变器效率计算公式及计算结果应符合下列规定：

1 逆变器效率应按下式计算：

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{in}} \times 100\% \quad (8.0.4)$$

式中： η_{conv} ——光伏逆变器效率；

P_{out} ——逆变器交流输出功率（W）；

P_{in} ——逆变器直流输入功率（W）。

2 逆变器最大效率不应低于 90%。

8.0.5 光伏组串平均工作电流偏差、光伏组串平均开路电压偏差的计算公式及计算结果应符合下列规定：

1 光伏组串平均工作电流偏差、光伏组串平均开路电压偏差应按下列公式计算：

$$I_{Avg} = \frac{I_1 + I_2 + \dots + I_N}{n} \quad (8.0.5-1)$$

$$I_d = \left| \frac{I_N - I_{Avg}}{I_{Avg}} \right| \times 100\% \quad (8.0.5-2)$$

$$U_{Avg} = \frac{U_1 + U_2 + \dots + U_N}{n} \quad (8.0.5-3)$$

$$U_d = \left| \frac{U_N - U_{Avg}}{U_{Avg}} \right| \times 100\% \quad (8.0.5-4)$$

式中： I_{Avg} ——汇流箱中光伏组串平均电流（A）；

I_d ——光伏组串电流偏差率；

I_N ——第 N 串光伏组串支路电流，N=1, 2, 3 …… ；

n ——单个被测汇流箱连接的光伏组串数；

U_{Avg} ——汇流箱中光伏组串平均开路电压（V）；

U_d ——光伏组串电压偏差率（%）；

U_N ——第 N 串光伏组串支路开路电压，N=1, 2, 3 …… 。

2 电流偏差率和电压偏差率均不应高于 5%。

8.0.6 光伏系统光电转换效率计算公式及计算结果应符合下列规定：

1 光伏系统光电转换效率应按下列公式计算：

$$\eta_d = \frac{3.6 \times \sum_{i=1}^n E_{PV-i}}{\sum_{i=1}^n H_i A_{ci}} \times 100\% \quad (8.0.6)$$

式中： η_d ——太阳能光伏系统光电转换效率（%）；

n ——不同朝向和不同倾角采光平面上的光伏阵列个数；

H_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上单位面积的太阳总辐射量(MJ/m²)；

A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角平面上的太阳能光伏组件采光总面积（m²）；

E_{PV-i} ——第 i 个朝向和倾角采光平面上的太阳能光伏系统的发电量（kW·h）。

2 建筑光伏系统的光电转换效率应符合设计文件规定；当设计文件无具体规定时，光电转换效率应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定。

附录 A 检测记录表

A.0.1 建筑光伏系统外观检查应按表 A.0.1 记录。

表 A.0.1 外观检查记录表

项目名称			
检验类别		委托单位	
检验数量		投入使用时间	
检测时间			
检测地点			
检测项目			
检测设备	名称	型号	编号
检测项目	检测结果	技术要求	结果判定
混凝土基础、支架表面			
表面涂层			
支架受力、连接构件			
光伏幕墙			
光伏组件周围环境			
光伏组件表面清洁程度			
光伏组件表、背面完好程度			
组件内电池片			
光伏组件连接器			
逆变器外壳			
冷却风扇、通风口			
逆变器显示屏、指示灯			
逆变器接线和连接器			
逆变器铭牌			
储能设备外壳			
储能系统接线和连接器			
储能系统显示屏、指示灯			
并网设备接线和连接器			
并网设备显示屏、指示灯			
并网柜完好程度			
并网柜内接线端子			
汇流箱表面完好程度			

续表 A.0.1

检测项目	检测结果	技术要求	结果判定
汇流箱内直流线缆及母排			
汇流箱内接线端子			
汇流箱内熔断器			
汇流箱内电源模块、数据采集装置、通讯模块完好程度			
交/直流配电柜表面完好程度			
交/直流配电柜安全警示牌			
交/直流配电柜内冷却装置			
交/直流配电柜内数据采集装置、通讯模块完好程度			
交/直流配电柜内接线端子			
交/直流配电柜内母排、接线端子排完好程度			
电缆桥架外观完好程度			
电缆桥架稳定性			
线缆			
电缆桥架的走线槽			

主检人：

校对人：

审核人：

日期：

A.0.2 建筑光伏系统电气性能检测应按表 A.0.2 记录。

表 A.0.2 电气性能检测记录表

项目名称			
检验类别		委托单位	
检验数量		投入使用时间	
检测时间			
检测地点			
检测项目			
检测设备	名称	型号	编号
环境条件	室外环境条件		
	逆变器室环境条件		
	蓄电池室环境条件		
	并网设备室环境条件		
检测项目	检测结果	技术要求	结果判定
光伏组件表面温度			
光伏组件背板温度			
光伏组件输出功率			
逆变器直流输入功率			
逆变器交流输出功率			
光伏组串一致性			
蓄电池容量			
蓄电池容量一致性			
充放电控制			

主检人：

校对人：

审核人：

日期：

A.0.3 建筑光伏系统安全性能检测应按表 A.0.3 记录。

表 A.0.3 安全性能检测记录表

项目名称			
检验类别		委托单位	
检验数量		投入使用时间	
检测时间			
检测地点			
检测项目			
检测设备	名称	型号	编号
检测项目	检测结果	技术要求	结果判定
光伏组件接地装置			
光伏组件电路绝缘性能			
逆变器绝缘电阻			
汇流箱、开关柜绝缘电阻			
光伏阵列与防雷系统间电阻			
蓄电池电压			
避雷装置电导电流			
电气设备温度			
电缆温度			
蓄电池表面温度			
快速关闭装置			
汇流箱、电缆沟的防火封堵			
电缆完好程度			
浪涌保护器			

主检人：

校对人：

审核人：

日期：

A.0.4 建筑光伏系统无人机检测应按表 A.0.4 记录。

表 A.0.4 无人机检测记录表

项目名称			
检验类别		委托单位	
检验数量		投入使用时间	
检测时间			
检测地点			
检测项目			
检测设备	名称	型号	编号
检测项目	检测结果	技术要求	结果判定
光伏阵列表面热斑			
光伏阵列表面遮挡			
光伏阵列表面裂纹			

主检人：

校对人：

审核人：

日期：

用词说明

为便于在执行本标准条款时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

- 1 表示很严格，非这样做不可的：
正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；
- 2 表示严格，在正常情况下均应这样做的：
正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；
- 3 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：
正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；
- 4 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

引用标准名录

本标准引用下列标准。其中，注日期的，仅该日期对应的版本适用本标准；不注日期的，其最新版适用于本标准。

《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801

《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1

《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857

《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034

中国工程建设标准化协会标准

建筑光伏系统检测标准

T/CECS XXX-2025

条 文 说 明

制 定 说 明

本标准制定过程中，编制组进行了认真细致的调查研究，总结了我国工程建设中关于建筑光伏系统检测的实践经验，同时参考了国外先进技术法规、技术标准。

为便于广大技术和管理人员在使用本标准时能正确理解和执行条款规定，《建筑光伏系统检测标准》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明，对条款规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项等进行了说明。

本条文说明不具备与标准正文及附录同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握条文规定的参考。

目 次

1	总 则.....	(25)
3	基本规定.....	(27)
4	检测仪器.....	(29)
5	外观检查.....	(32)
	5.3 光伏组件.....	(32)
	5.4 逆变器.....	(32)
	5.7 汇流箱.....	(33)
	5.8 交/直流配电柜	(34)
	5.9 电缆桥架.....	(34)
6	电气性能检测.....	(35)
7	安全检测.....	(36)
	7.1 电气安全.....	(36)
	7.2 防火安全.....	(36)
8	测试数据处理.....	(37)

1 总 则

1.0.1 制定本标准的宗旨。根据联合国环境规划署《2021 年全球建筑建造业现状报告》发布的统计数据可知，2020 年全球建筑行业的能源消耗和碳排放占比分别高达 36%和 37%。光伏系统作为一种可持续能源系统，现已被我国大力推广并广泛应用于建筑行业的各个领域。2022 年 6 月住房和城乡建设部《城市建设领域碳达峰实施方案》指出“推进建筑太阳能光伏一体化建设，到 2025 年新建公共机构建筑、新建厂房屋顶光伏覆盖率力争达到 50%”。大力推广建筑光伏系统的应用是实现建筑节能减碳的重要发展方向，建筑光伏发电系统检测技术的应用是建筑行业达成双碳目标、落实绿色发展的重要路径。

建筑光伏系统在寿命周期中，组件效率、电气元件性能会逐步降低，发电量随之逐年递减。除去这些自然老化的因素之外，光伏系统在实际运行中还可能存在逆变器电路板、检测电路、功率回路、通讯回路等电路故障，灰尘、阴影、积雪遮挡，线缆损失，太阳能组件、接线盒、直流电缆、逆变器、交流电缆、接线端子对地短路或者绝缘层破坏等问题。如若不采用合理的检测技术对光伏系统进行适时的检测、排除故障，必将造成较大的损失。因此，光伏系统定期检测变得尤为重要。

目前涉及建筑光伏系统检测的行业、地方标准及规程，主要分为两大类：一类标准规程的侧重对象为光伏建筑或光伏组件，主要描述光伏系统的设计与安装；另一类规程则重点强调检测技术。此外，现有的标准仅粗略建议建筑光伏系统应定期检修维护，并总结了光伏系统的常规运维形式，并未精准的对光伏系统检测的流程及频次进行明确的规定。综上，适用于建筑光伏系统检测的针对性内容几乎处于空白领域。

本标准的制定不仅可降低系统出现故障或性能衰减的风险，保障使用者及相关利益方的投资回报，是实现建筑光伏系统长期稳定运行并持续高效产能的关键手段，而且还可为我国建筑光伏系统的检测提供技术依据，最终为中国实现 2060 年碳中和目标提供重要支撑。

1.0.2 本标准的适用范围限定于已经通过验收并投入运行的建筑光伏系统。这意味着该系统已经完成了设计、安装和初步调试，并已正式投入运行阶段。在此阶

段，系统将面临着长期运行和持续产能的考验，因此需要进行定期的检测以确保其使用性能和安全性能得到有效维护。本标准明确了建筑光伏系统的外观、电气性能以及安全的检查检测项目及部分检测方法，适用于运营方、检测方或检测机构，以帮助他们对建筑光伏系统进行全面的检查和检测。通过执行本标准规定的检测流程，运营方、检测方或检测机构可以及时发现系统存在的潜在问题或隐患，后续可采取相应的措施进行修复和改进，从而确保系统能够持续稳定地运行，并保障使用者和相关利益方的安全和利益。

1.0.3 本标准并未涵盖所有其他国家现行有关强制性标准规定条文，因此在检测时除应符合本标准的规定以外，尚应符合国家现行有关标准和现行中国工程建设标准化协会有关标准的规定。

3 基本规定

3.0.1 建筑光伏系统投入使用后，定期检测是确保其安全、稳定和高效运行的重要措施。由于光伏系统由多种设备组成，每种设备的性能衰减、运行环境和技术要求不同，因此检测周期应根据设备类型和运行条件进行差异化安排。例如：系统支架基础结构受风荷载、雨雪等环境影响，可能出现松动或腐蚀，建议每办年进行一次全面检查，确保其稳固性和耐久性；光伏组件是系统的核心部分，易受环境因素（如灰尘、阴影、温度等）影响，建议每个月进行一次外观检查、每半年进行一次输出功率检测，确保其性能稳定；逆变器是电能转换的关键设备，其运行状态直接影响光伏系统效率，建议每半年进行一次输入功率、输出功率数据监测和记录等。表 3.0.1 根据不同设备的特点和运行要求，规定了光伏系统检测流程并制定了差异化的检测频次，以确保系统整体性能和安全。

3.0.4 建筑光伏系统的主要部件包括系统支架基础、光伏组件、逆变器、电力储能系统、并网设备、汇流箱、交/直流配电柜、电缆桥架等内容。

3.0.5 为了确保检测过程的安全性和准确性，在大风、大雨等恶劣天气条件下进行建筑光伏系统检测可能存在严重的安全风险和设备故障隐患。这些天气状况可能导致设备操作不稳定，增加事故发生的概率。因此，为了保护工作人员的安全以及确保检测数据的可靠性，在恶劣天气条件下应暂停所有检测活动，待天气条件改善后再进行，以确保检测结果的有效性和安全性。

3.0.6 当建筑光伏系统在运行过程中，检查情况、检测数据与正常值或预期值出现明显偏差，或系统运行状态出现不符合设计要求和安全标准的情况视为出现异常。常见的光伏系统异常类型包括但不限于以下几类：（1）性能下降：逆变器输出功率不稳定或低于预期值，光伏组件效率下降等；（2）设备故障：光伏组件损坏，架松动或锈蚀，逆变器出现报警、过热或停机等现象；（3）电气系统异常：电气连接不可靠，电缆或设备的绝缘电阻低于安全标准，接地系统失效等。当发生异常情况时，不能仅依照表 3.0.1 内原有的频次对光伏系统进行常规检测，而应视具体情况增加检测频次。

3.0.7 当发生设备故障、电网接入限制、系统维护等状况时建筑光伏系统会出现停止运行的情况。停运周期长短决定了在重新投入运行前开展光伏系统检测的项

目不同。当停运周期小于 3 个月，在重新投入运行前重点开展外观检查；对于停运周期小于 6 个月的情况，需增加电气性能检测；而当停运周期超过 6 个月，则需对光伏系统进行全面检测，包括外观检查、电气性能检测、安全检测，以确保系统安全可靠地重新投入运行。

3.0.9 本条要求检测结果按照本标准附录 A 格式记录和存档，旨在实现检测工作的规范化、可追溯性和高效性。附录 A 提供了标准化的检测记录表格，确保检测结果的记录格式统一、内容完整，便于后续查阅和分析。在附录 A 中检测记录包括检测时间、检测项目、检测结果、技术要求、结果判定、检测人员等信息，确保所有关键数据可追溯。检测结果作为系统运行和维护的历史依据妥善存档，为后续工作提供参考。此外，附录 A 中记录的检测结果数据如何进行分析、以及如何开展整改工作，需根据实际需求和相关技术标准另行确定，不在本标准的管辖范围内。

4 检测仪器

4.0.1 确保仪器在有效使用期内，并经过国家计量部门检测和校正，以保证检测结果准确可靠。如果仪器不符合要求，可能会导致检测数据偏差，影响系统性能评估和维护决策。

4.0.9 考虑到建筑光伏系统的复杂性和检测的难度，引入无人机检测的技术。无人机能够在不直接接触的情况下，提供高质量的图像和视频数据，有效地识别潜在的结构性问题、设备损伤或污染情况，减少维修成本，延长光伏系统寿命。与此同时，无人机能迅速扫描大面积光伏阵列，远快于人工检测，减少人工巡检需求，节省时间和费用。利用无人机进行检测不仅提高了检测的效率和安全性，还能减少人员在危险环境下工作的风险，确保检测结果的全面性和准确性。无人机检测主要应用于系统外观检测，其检测设备要求严格。

2 三轴机器云台是一种稳定系统，主要用于摄影和摄像设备，以减少相机在拍摄过程中因震动或移动导致的图像模糊。它通过三个独立的轴（俯仰轴、横滚轴和偏航轴）进行调整，自动补偿相机的各种运动，实现平稳、稳定的拍摄效果。该技术广泛应用于无人机、运动相机和虚拟现实等领域。

4 实时动态定位（RTK）系统是一种高精度的卫星定位技术，利用实时差分校正来提高 GPS/GNSS 系统的位置精度。它通过基准站和移动站之间的无线通信，实时传输差分修正数据，纠正卫星信号中的误差。RTK 系统能够实现厘米级的定位精度，广泛应用于测量、导航、无人驾驶等领域。与传统的 GPS 系统相比，RTK 提供了更高的准确性和实时性。

6 云服务器是一种基于云计算的服务平台，专门用于处理无人机采集的数据和管理无人机的任务。它提供存储、处理和分析无人机数据（如航拍图像、视频和传感器数据）的能力，同时支持实时监控、任务调度和数据共享。通过云服务器，无人机操作员可以远程访问和管理无人机任务，进行数据分析，提升操作效率和决策支持。

4.0.10 本标准引入无人机与 AI 诊断技术集成等先进方法。无人机凭借其灵活机动的特性，可以轻松抵达那些人力难以触及的部位，如高层建筑的屋顶光伏阵列边缘区域、狭窄的安装间隙等，通过搭载高清摄像头和专业的检测设备，全方

位采集光伏组件的图像和数据信息。这些数据实时传输回地面控制中心后，借助 AI 诊断技术强大的数据分析能力，能够快速、准确地判断出组件的健康状况、潜在故障隐患等，极大地提高了检测效率和准确性，实现了对建筑光伏系统的无损、高效检测。

1 数据准备指通过预规划和无人机航拍，对待检测对象进行数据收集，并进行数据预处理的过程，其中待测对象包括建筑立面光伏系统、屋顶光伏系统，二者遵循相同的检测流程。在预规划阶段，倾斜摄影测量需无人机距离待测目标适宜高度从不同角度进行航拍，为后续三维重建提供图像数据；贴近摄影测量需无人机贴近待测目标表面，垂直于待测表面进行全覆盖航拍。

在数据收集阶段，无人机需按照预先规划路径进行航拍，实现完整的待测检测对象数据收集，同时对检测中发现的问题进行二次数据采集。在无人机航拍采集的数据中，影像数据包括分辨率大于或等于 4096×2160 的可见光照片和像素大于或等于 640×360 的红外热成像照片；飞行数据包括精准定位信息和机体状态信息，其中，精准定位信息包括经纬度、海拔高度，机体状态信息包括姿态角度、飞行速度、电池电量等。

此外，在数据预处理阶段可对原始数据执行以下操作：首先，进行异常数据清洗，包括去除模糊、过曝或欠曝的照片和传感器异常记录的数据；随后，根据数据类型进行分类，分别存储可见光数据、红外热成像数据及飞行数据；最后，进行数据集成，将不同类型的数据进行同步，确保不同类型数据的空间坐标和时间序列保持一致，便于后续分析。

2 三维重建是利用航拍获得的多视角图片对目标物体进行点云生成的过程，该过程可构建待检测对象的三维模型。模型生成是三维重建的算法主体，用来获得待测目标的三维模型，其步骤如下：首先输入采集的图片，通过运动恢复结构算法生成目标的稀疏点云；而后通过多视角密集匹配算法，基于相机位姿进行稠密重建，得到稠密点云；最后基于点云构建目标物体的网格、体素或者纹理。模型评估指生成的模型需要经过评估以保证精确度。一方面，三维重建算法可以在公开数据集上进行测试，验证算法性能；另一方面，可以比对重建模型和物体实际尺寸，进行模型精度的校验。模型集成指模型需要通过集成方法与实际地理坐标进行匹配。通过地理信息系统（GIS）将精度达标的模型与其对应的地理信

息进行手动匹配，建立模型和实际待测对象的映射。

3 AI 检测是通过数据驱动的方法实现对图片中缺陷的自动诊断，需要针对特定缺陷建立数据集，并选定 AI 模型进行训练，经过评估选定效果最佳的模型进行部署，得到缺陷诊断结果，其中典型缺陷样本包括热斑、遮挡、表面裂纹等。建立数据集指 AI 模型的训练需要对应的数据集。数据集的建立有两种方式，一是利用现有公开数据集，二是收集相关对象的数据并进行手动标注。而后，对所建立的数据集进行划分，一般缺陷数据集的规模较小，在千或者万级，常用的分配比例是 60%训练集、20%验证集、20%测试集。对于缺陷数据集规模小于千级的情况，可使用图像增强技术，如几何数据增强、强化学习增强等。模型训练指选定特定的 AI 算法并在数据集上训练，在此过程中调整超参数以实现最好的准确度，常用的深度学习模型包括 Faster-RCNN、YOLO 系列等。模型部署指在模型评估的基础上，选出对待测缺陷表现最优的 AI 模型，而后在待测图片数据上进行部署，生成检测结果。

4 缺陷的注册和管理是基于 GIS，对缺陷信息和模型进行数据融合，并实现结果可视化的过程，其为后续维护措施制定提供依据。缺陷注册指通过 AI 检测的结果和航拍图片所对应的地理信息，进行缺陷定位。一方面，参考图片的直接地理位置粗略定位；另一方面，参考图片的直接地理位置和缺陷在图片中的相对位置，对单个缺陷进行精细定位。数据融合指将二维缺陷对象和三维模型进行集成，形成多维度可视化模型。缺陷对象通常由 XML 文件进行记录，而三维模型通常由 obj 等三维格式构成，而后在服务器中进行存储、挂载和可视化，通过网络地理信息系统可以实现多维数据的统一表征，缺陷数据包含缺陷坐标信息、类型、严重程度、发现时间及现场照片链接。缺陷管理指在已知缺陷和模型信息的基础上，形成统计报告和网页端，以实现用户交互，为缺陷的管理和交互提供便利。基于网络地理信息系统进行二次开发，形成用户友好的交互界面，可以实现方便的项目管理和结果交付，对后续维护提供指导。

5 外观检查

5.3 光伏组件

5.3.1 在光伏组件的设计安装过程中，设计人员为确保发电效率最大化，需避免周围环境对光伏组件的遮挡。然而当光伏系统建成后，周围环境会不断变化，周边树木生长，架空线路、屋面设备增多，广告牌增设等因素都可能对光伏组件造成阴影遮挡，进而影响光伏系统效率。因此为避免阴影的影响，需开展定期检查阴影遮挡问题，并通过合理规划设备安装位置等手段，确保光伏组件周围无新增遮挡物。

5.3.2~5.3.5 热斑现象是指光伏组件的局部温度显著高于周边温度，通常是由于组件内部缺陷或外部遮挡造成的，可能导致效率降低或设备损坏。通过检查温度并及时清理遮挡物，可以避免热斑效应的发生。与此同时，鸟粪、灰尘等污染物可能含有腐蚀性物质，长期附着会损坏组件表面的保护层，影响其使用寿命。此外，组件表面的裂纹或破损可能导致电气连接问题，甚至引发短路、火灾等安全隐患。因此需按本标准要求对光伏组件表面进行逐一检查，以防止过热、遮挡、物理损坏等因素影响光伏组件的性能和寿命。

5.4 逆变器

5.4.1 逆变器外壳作为设备的第一道防护屏障，其完整性直接影响内部元件的安全性和运行稳定性。本条规定旨在确保外壳能够有效抵御环境因素（如湿度、温度变化、紫外线辐射等）的侵蚀，同时防止外部物理冲击对内部电路和元件的损害。

5.4.2 逆变器的冷却风扇或通风口是散热系统的关键组成部分，其工作状态直接影响设备的温升和运行效率。积尘会阻碍空气流动，降低散热效率，导致设备过热，进而影响性能甚至引发故障。因此，必须定期清理积尘，确保冷却系统正常运行，维持逆变器在允许的温度范围内工作。

5.4.3 逆变器的显示屏和指示灯是设备运行状态的主要反馈界面，逆变器显示屏能够准确显示运行参数（如输入功率、输出功率等）和状态信息（如故障代码、运行模式等），指示灯应能正确反映设备的工作状态（如运行、待机、故障等），

以便操作人员及时发现问题并采取相应措施。其正常工作对于监控设备性能和故障诊断至关重要。

5.4.4 逆变器的接线和连接器是电能传输的关键环节，其可靠性直接影响系统的电气安全和运行稳定性。松动或锈蚀的接线可能导致接触电阻增大，引发局部过热甚至火灾风险。因此，必须定期检查并确保所有连接处于完好状态。

5.4.5 逆变器及其线缆的铭牌、标识和安全警示标志是设备管理和维护的重要依据。本条标准对铭牌标识的要求便于设备识别和追溯。安全警示标志完好无损，确保操作人员能够清晰了解设备的安全操作要求和潜在风险，从而避免误操作引发事故。

5.7 汇流箱

5.7.1 汇流箱表面变形或损坏可能导致内部元件暴露于外部环境，增加短路、漏电等电气故障的风险。固定不稳定则可能引发机械振动，进而导致连接松动或元件脱落，影响系统的长期稳定运行。因此，汇流箱的表面应保持完好，固定装置应确保其在各种工况下均能保持稳定。

5.7.2 汇流箱内直流电缆与母排或接线板的连接质量直接影响电流的传输效率和系统的安全性。连接不紧固或存在虚接会导致接触电阻增大，引发局部过热，甚至可能引发火灾。损坏、变形或变色通常是过载或短路的迹象，表明该部分可能已经承受了超出其设计极限的电流。锈蚀则会降低导电性能，增加电阻，进一步加剧发热问题。因此，这些连接点必须保持紧固且无任何异常现象。

5.7.4 熔断器是电路中的过载保护装置，其正常工作对于防止电路过载和短路至关重要。接触不良会导致熔断器无法及时熔断，失去保护作用。底座和熔管的完整性确保熔断器能够正确安装和固定，防止因机械振动导致的接触不良。熔丝断裂则表明熔断器已经失效，无法提供过载保护。因此，熔断器必须保持良好的接触状态，且所有部件应完整无缺。

5.7.6 汇流箱内的其他元件，如继电器、电容器、电阻器等，虽然可能不直接参与电流的传输，但其完好性对于系统的整体稳定性和安全性同样重要。任何元件的损坏或失效都可能导致系统功能异常，甚至引发更严重的故障。因此，汇流箱内的所有元件都应保持完好，确保系统的整体性能和可靠性。

5.8 交/直流配电柜

5.8.3 冷却装置是维持配电柜内部温度稳定的关键设备，其正常运转能够有效散热，防止因温度过高导致的元件老化、性能下降甚至故障。良好的照明条件则确保操作人员能够清晰观察柜内设备状态，便于日常维护和故障排查。冷却装置失效可能导致局部过热，引发设备损坏或火灾风险；照明不良则可能增加操作失误的概率。因此，冷却装置必须保持正常运转，照明系统应提供充足的光线，以确保配电柜的安全运行和维护效率。

5.8.4 数据采集装置和通讯模块是配电柜智能化运行的核心组件，负责实时监测系统状态并传输数据。损坏或灼烧通常表明这些组件曾经历电气过载或短路，可能导致功能失效或数据丢失；连接松动会影响信号传输的稳定性，导致数据中断或误报。因此需对数据采集装置和通讯模块进行定期检查，以确保光伏系统的实时监控和可靠运行。

5.9 电缆桥架

5.9.3 电缆桥架上的线缆杂乱可能导致机械应力集中，增加磨损或断裂的风险；固定不牢固则可能因振动或外力作用导致连接松动，进而引发接触不良或短路；异味通常是绝缘材料过热或老化的表现，可能预示着潜在的电气故障；温度异常则可能是过载或接触不良的直接结果，可能导致绝缘层损坏甚至火灾。因此，需定期对其开展检查工作。

5.9.4、5.9.5 电缆桥架的走线槽的结构完整性直接影响电缆的保护效果和系统的长期稳定性；电缆桥架的走线槽的清洁度直接影响电缆的散热效果和维护操作的便利性。走线槽的变形、损坏或锈蚀增加电缆损坏的风险；灰尘、杂物或其他异物堵塞走线槽会阻碍空气流通，导致电缆散热不良，可能引发局部过热，加速绝缘材料老化甚至引发火灾；此外，堵塞还会增加日常维护和故障排查的难度。因此，走线槽必须保持清洁且结构完整，以确保电缆的正常散热和系统的可维护性。

6 电气性能检测

6.0.1 本条对光伏系统设备抽样检测比例作出规定。抽样检测数量建议按设备总数的 20% 执行；若同一类型太阳能光伏系统在建筑中应用，其抽检数量需同步符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的专项要求。检测优先覆盖不同安装位置、朝向或容量的设备，避免抽样偏差。未明确分项时，总抽样量仍需满足 20% 基础比例。

6.0.2 在进行建筑光伏系统电气性能检测之前，系统应在正常负载下持续运行 72h 以上，以消除初始波动并稳定工况；检测需要重复进行 3 次，每次均在太阳正午时 ±1 小时内进行，以减少因光照角度变化而引起的误差，数据取平均值以降低偶然误差。检测期间需避免中断建筑正常用能，若遇突发负载变化应暂停并重新计时。

6.0.3 电气性能检测时，需通过红外成像仪或无人机技术监测光伏组件表面温度分布，确保无局部热斑。同时，背板温度应处于制造商规定的正常运行范围内。若发现异常升温，立即中断检测并排查遮挡、电池片破损或接线故障。检测报告需附温度场分布图及背板温度记录，数据采集间隔不大于 5min。

6.0.5 功率分析仪同步采集直流输入与交流输出功率数据，监测时长不少于系统满负荷运行 30min，数据记录间隔不大于 1s，测量时长覆盖典型负载工况。输入/输出功率波动率不大于 5%，且符合现行国家标准《光伏发电系统逆变器检测规程》GB/T 37408 的效能限值，避免波动干扰。

6.0.9 充放电控制过程通过电池管理系统实时监测关键参数，包括充放电电流、电压、温度及荷电状态，采样间隔不大于 10s。数据需连续记录完整充放电循环，重点验证过充/过放保护阈值、均衡功能及效率。若采用双向变流器，需同步监测交流侧功率响应。

7 安全检测

7.1 电气安全

7.1.1 检测时需重点核查支架及组件边框的接地装置完好程度，确保接地导体无锈蚀、断裂或虚焊。若发现镀锌层破损或焊点氧化，应当立即修复并复测。此外，沿海、高湿度地区可以考虑缩短检查周期。

7.1.4 电压偏差限值基于电池化学特性与充放电控制精度设定。检测时使用精度为 0.5 级的电压表，在空载和额定负载条件下分别测量，采样间隔不大于 1min。

7.1.5 电导电流数值反映避雷器内部绝缘劣化或受潮程度，检测需在额定电压下采用专用微安表测量，记录应包括电流值、环境温湿度及检测时间。

7.2 防火安全

7.2.1 在定期检测逆变器、直流/交流汇流箱等电气设备时，需确保无局部过热，重点检查接线端子、开关触点等易发热部位，异常温度需立即停运排查。

7.2.4 快速关断装置的关断时间需进行检测，检测需验证关断装置能否在设计要求的时间阈值内完全切断光伏系统直流侧电压。检测需记录从触发到电压衰减至安全值的全过程时间，并检查各支路断路器的同步性。每年至少进行一次实际负载条件下的全功能测试。

7.2.5 在验证密封性过程中，可采用目视结合烟雾试验法，重点检查电缆贯穿处、箱体进出线口等关键部位，封堵层应能防止火焰和烟气渗透。

7.2.7 烧焦或损坏表明浪涌保护器可能因过载、劣化或雷击冲击导致内部元件失效，丧失泄放浪涌电流的能力。检测需通过目视，重点观察接线端子、外壳及泄放通道的物理状态，确认无碳化痕迹、熔断裂纹或电弧灼伤。

8 测试数据处理

8.0.2 测量数据通过连续 3 次重复测量获取，剔除明显异常值后取算术平均值作为最终结果，以减小偶然误差。每次测量需在相同环境条件下进行，采样间隔时间需保持一致。若单次测量值与平均值偏差超过 $\pm 5\%$ ，应补充测量并分析原因。

8.0.3~8.0.6 计算结果保留至小数点后两位，单位统一为百分比。

8.0.5 电流偏差率指实际工作电流与额定值的相对偏差，电压偏差率同理计算，限值设定基于设备耐受阈值与系统均衡性需求。检测需在规定的辐照条件及满负荷工况下，采用高精度电流/电压表同步测量组串各节点数据，剔除瞬时波动干扰后取 3 次测量的算术平均值。