

北京市地方标准

DB

编号：DB11/T 1008-2024

建筑光伏系统安装及验收规程

Installation and acceptance specification

for solar PV system on civil buildings

2024-03-29 发布

2024-07-01 实施

北京市住房和城乡建设委员会

北京市市场监督管理局

联合发布

北京市地方标准

建筑光伏系统安装及验收规程

Installation and acceptance specification
for solar photovoltaic system on civil buildings

编号：DB11/T 1008—2024

主编部门：北京城建科技促进会

中建一局集团第五建筑有限公司

中铁二十二局集团电气化工程有限公司

批准部门：北京市市场监督管理局

施行日期：2024年07月01日

2024年 北京

前 言

根据北京市市场监督管理局《2021年北京市地方标准制修订项目计划》（京市监发〔2021〕19号）的要求，规程编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考国内相关标准，并在广泛征求意见的基础上，修订本规程。

本规程的主要技术内容是：1 总则；2 术语；3 基本规定；4 光伏组件与构件安装；5 电气设备安装；6 防雷接地系统安装；7 施工安全；8 检查调试；9 质量验收；10 运行维护。

本规程修订的主要技术内容是：

1. 细化了基本要求，增加了光伏系统设计要求施工要求等内容；
2. 光伏方阵安装与构件安装合并为一章，并进行细化；
3. 调整、细化了电气设备安装内容，细化完善了防雷接地要求；
4. 增加了施工安全要求；
5. 调整了检查与调试内容；
6. 增加了系统验收的分项划分、检验批划分和具体的验收项目，验收项目按构造与连接、组件与构件、电气系统、防雷接地、系统功能等分项工程确定了主控项目和一般项目内容。

本规程由北京市住房和城乡建设委员会和北京市市场监督管理局共同负责管理，由北京市住房和城乡建设委员会归口并负责组织实施，北京城建科技促进会负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送北京城建科技促进会（北京市西城区广莲路1号，北京建工大厦A座906室；邮编：100055；电话：010-63965212；电子邮箱：143c@sohu.com），以供今后修订时参考。

本规程主编单位：北京城建科技促进会

中建一局集团第五建筑有限公司

中铁二十二局集团电气化工程有限公司

本规程参编单位：北京市建筑节能与建筑材料管理事务中心

航天规划设计集团有限公司

北京城建亚泰建设集团有限公司

北京城建七建设工程有限公司

北京京能建设集团有限公司

浙江金贝能源科技有限公司

上海宝冶集团有限公司

北京建工新型建材有限责任公司

住房和城乡建设部科技与产业化发展中心

北京东方雨虹防水技术股份有限公司

宝都国际新材料有限公司

天普新能源科技有限公司

中国建筑第二工程局有限公司

中建中环新能源有限公司

华为数字能源技术有限公司

本规程主要起草人员：王建明 刘嘉茵 徐广衍 牛寅平 张 梅 向振宇
吴胜通 夏寅飞 杜苍松 魏 巍 于成龙 邵 珺
胡纯星 戴 磊 王珊珊 赫 然 许 宁 陈慧娜
朱运超 李仁星 周一萌 吕燕柏 潘宏宇 石立国
焦道伟 宋晓鑫 李明辉 徐增辉 陈志中 谢艳峰
张永超 苏小东 陈 峰 张程浩 裴海清 侯隆澍
赵加亮 高 峰 王冬雁 杨 朝 刘东超 李 响
胡京波 江海新 尹宝泉

本规程主要审查人员：鞠晓磊 周卫新 李 栋 李 军 张昕宇 叶 健
乔 泊 徐 征

目 次

1 总 则	1
2 术 语	2
3 基本规定	3
4 光伏组件与构件安装.....	5
4.1 一般规定	5
4.2 光伏组件安装	5
4.3 光伏构件安装	6
5 电气设备安装	8
5.1 一般规定	8
5.2 汇流箱	8
5.3 逆变器	9
5.4 交直流配电柜	10
5.5 线缆敷设与连接	11
5.6 蓄电池组及充放电控制器.....	13
6 防雷接地系统安装	15
7 施工安全	17
8 检查调试	18
8.1 安全性检查	18
8.2 光伏方阵检查	18
8.3 电气设备检查	19
8.4 系统性能调试	20
9 质量验收	23
9.1 一般规定	23
9.2 构造连接与支撑	24
9.3 组件	26
9.4 电气系统	27
9.5 防雷接地	29
9.6 系统功能	30
10 运行维护	32
10.1 一般规定	32
10.2 日常维护管理	32
10.3 定期检查	33
附录 A 光伏系统施工质量验收表格	34
本规程用词说明	36
引用标准名录	37
附：条文说明	38

Contents

1 General provinces	1
2 Terms.....	2
3 Basic requirements.....	3
4 Installation of PV modules and PV components.....	5
4.1 General requirements	5
4.2 PV modules.....	5
4.3 PV components	6
5 Installation of electric system	8
5.1 General requirements	8
5.2 Combiner box	8
5.3 Connected inverter	9
5.4 AC/DC power distribution box	10
5.5 Lay and link of wire cable.....	11
5.6 Galvanic battery and charge/discharge controller.....	13
6 Installation of lightning-protection system	15
7 Construction safety	17
8 Check and adjust.....	18
8.1 Safety check	18
8.2 Check and adjust of PV array.....	18
8.3 Electric check	19
8.4 Adjust of system function	20
9 Quality acceptance.....	23
9.1 General requirements	23
9.2 Structure connecting and support	24
9.3 PV modules and components	26
9.4 Electric system	27
9.5 Lightning-protection	29
9.6 System function.....	30
10 Operation maintenance	32
10.1 General requirements	32
10.2 Routine inspection	32
10.3 Periodic inspection.....	33
Appendix A Acceptance tables of PV system engineering	34
Explanation wording in this standard.....	36
List of quoted standards.....	37
Addition: Explanation of provisions	38

1 总 则

1.0.1 为加强太阳能光伏发电系统在建筑中的推广应用，促进光伏系统与建筑的结合，规范光伏系统的安装、验收与运行维护，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于北京市行政区域内新建、改建和扩建建筑的光伏系统安装、验收与运行维护。

1.0.3 建筑光伏系统的安装、验收与运行维护，除应符合本规程的规定外，尚应符合国家和北京市现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 建筑光伏发电系统 **building mounted solar photovoltaic system**

安装在建筑上的利用太阳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。本规程中简称光伏系统。

2.0.2 光伏组件 **photovoltaic module(PV module)**

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的最小不可分割的太阳电池组合装置。

2.0.3 光伏构件 **photovoltaic module components**

工厂模块化预制的具备建筑构件功能的光伏组件。

2.0.4 光伏幕墙 **photovoltaic curtain wall**

含有光伏构件的幕墙。

2.0.5 光伏方阵 **PV array**

由若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起，并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

2.0.6 光伏方阵方位角 **azimuth angle of PV array**

光伏方阵向阳面的法线在水平面上的投影与正南方向的夹角（向东偏设定为负角度，向西偏设定为正角度），本规程中简称方阵方位角。

2.0.7 光伏方阵倾角 **tilt angle of PV array**

光伏组件所在平面与水平面的夹角，本规程中简称方阵倾角。

2.0.8 汇流箱 **combiner box(combining manifolds)**

在光伏发电系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

2.0.9 并网光伏系统 **grid-connected PV system**

与公共电网连接的光伏系统。

2.0.10 并网接口 **utility interface**

光伏系统与公共电网配电系统之间相互连接的公共连结点。

2.0.11 并网逆变器 **grid-connected inverter**

将来自光伏方阵或光伏组件的直流电变换为符合电网要求的交流电馈入电网并同时具有各种保护功能的设备。

3 基本规定

3.0.1 建筑光伏系统应符合国家现行标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015、《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《建筑新能源应用设计规范》DB11/T 1774 的规定。

3.0.2 接入公用电网的光伏系统应符合现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939 的规定。

3.0.3 光伏构件在建筑群体中的安装位置应合理，光伏构件周围的环境设施与绿化种植不应应对光伏构件的采光形成遮挡。

3.0.4 材料和构配件进场后应进行质量检查和抽样复验。

3.0.5 光伏系统应不影响建筑消防设施的安全运行。

3.0.6 光伏系统各组成部分在建筑中的安装位置应合理布置，并应满足其所在部位的建筑防水、排水和系统的检修、更新与维护的要求。

3.0.7 光伏构件直接构成建筑围护结构时应与建筑周围环境相协调，应满足所在部位的结构安全和建筑围护功能的要求，并且不应应对建筑形体完整构成破坏。

3.0.8 带储能装置的小型光伏系统的蓄电池、并网逆变器、计量仪表、监控器等设备应安装在维护、观察、记录方便的位置。

3.0.9 并网光伏系统与公共电网之间应设隔离装置。光伏系统在并网处应设置并网专用低压开关箱或开关柜，并设置专用标识和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

3.0.10 光伏系统的安装应符合设计要求，并按设计要求单独编制施工方案和采取相应安全措施。

3.0.11 光伏系统安装前应具备以下条件：

- 1 设计文件齐备；
- 2 并网接入手续齐全；
- 3 施工组织设计或施工方案已通过批准；
- 4 建筑、场地、电源和道路等条件能满足正常施工需要；
- 5 预留基座、孔洞、预埋件、预埋管和相关设施符合设计图纸的要求，并已验收合格。

3.0.12 光伏系统的施工不应破坏建筑物的结构和建筑物的附属设施，不应影响建

筑物在设计使用年限内承受各种荷载的能力。

3.0.13 光伏系统的零部件及配套设备应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 中建筑构件和附着物防火等级的规定。

3.0.14 完成方阵支架施工并安装完光伏组件后应先对已完成项目设施和设备采取保护措施，再进入电气施工。

3.0.15 光伏系统施工应做好施工记录。光伏系统工程质量验收应按本规程附录 A 的规定进行质量验收记录，并填写系统验收报告。

3.0.16 光伏构件上应标有带电警告标识。安装于可上人屋面的光伏系统的场所应具有人员出入管理制度，并加围栏。

4 光伏组件与构件安装

4.1 一般规定

4.1.1 光伏组件、配件、材料的数量、性能、色彩等应符合设计文件要求，并具有产品合格证明文件。

4.1.2 光伏组件和构件进场后应对其品种、规格、性能进行检查和验收，质量应符合国家现行产品标准和设计文件的规定，并应对发电功率、转换效率进行复验。

4.1.3 光伏方阵处应设警告标识，并应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

4.1.4 方阵应排列整齐，光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换。

4.2 光伏组件安装

4.2.1 光伏组件基础应符合下列规定：

- 1 光伏组件支架基座应按设计要求的位置、数量设置，基座应牢固、整齐；
- 2 基座与建筑主体结构应连接牢固，钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内；
- 3 预埋件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实；
- 4 屋面基座施工完工后应做防水处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 和北京市地方标准《屋面防水技术标准》DB11/T 1945 的规定；
- 5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，应按设计要求的防腐级别涂上防腐涂料，并妥善保护。

4.2.2 光伏组件安装应符合下列规定：

- 1 光伏组件的拆箱和搬运应按照产品的相关操作说明进行；
- 2 安装前应对各光伏组件进行检查，测量每个组件的开路电压、短路电流等技术参数；
- 3 对组件按照其技术参数进行分类，使最佳工作电流相近的串联在一起，最佳工作电压相近的并联在一起；
- 4 用钢螺栓或专用卡件将所有的组件固定在安装支架上；
- 5 按照组件串并联的设计要求，用导线将组件的正、负极进行连接，导线电缆之间的连接必须可靠。宜用带保护皮的不锈钢夹、绑带、鞍形夹或耐老化的塑

料夹将电缆固定在管子或方阵支架上。接线完毕后，应盖上接线盒盖板。当有多个子方阵时，接线可通过分线盒或接线箱集中后输出；

6 光伏方阵角度和定位应符合设计要求，方阵方位角和方阵倾角安装误差应为 $\pm 3^\circ$ ；

7 光伏组件与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，并不得被施工杂物等填塞；

8 光伏组件上正、负极和各种类型传感器接线应正确，压接应牢固，接线盒应采取防水措施；

9 光伏组件金属部件应进行可靠接地，并应符合现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的规定。

4.2.3 建筑光伏构件框架与光伏组件支架及其材料应符合设计要求，钢结构的焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的规定。

4.2.4 根据方阵的数量、安装尺寸和优化设计得出的方阵倾角加工方阵支架和框架，其尺寸应符合设计要求。

4.2.5 光伏组件支架应按设计要求采用从钢筋混凝土基座中伸出的钢制热镀锌等防腐连接件或不锈钢地脚螺栓等方法固定在基座上，位置准确，与基座固定牢靠。

4.2.6 建筑光伏构件框架应按设计要求安装在主体结构上，位置准确，与主体结构固定牢靠。

4.2.7 支架强度、抗风能力、防腐处理和热补偿措施等应符合设计要求或国家现行标准的规定。

4.2.8 在坡屋面结构安装时，埋设在坡屋面结构层内的预埋件，应在结构层施工时埋入，位置应准确。预埋件应做防腐处理，并在光伏方阵安装前妥善保护。

4.2.9 钢结构支架焊接完毕，应做防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工及验收标准》GB/T 50224 的规定。

4.2.10 支承光伏组件的钢结构应与建筑接地系统可靠连接。

4.3 光伏构件安装

4.3.1 光伏构件应按照电气指标进行分类，同组串中各构件的工作电流 I_m （最大功率电流）值应符合设计要求。

4.3.2 光伏幕墙与主体结构连接的预埋件应在主体结构施工时按设计要求埋设。预埋件应牢固，位置准确。预埋件的误差应按设计要求进行复查。预埋件的标高

偏差不应大于 10mm，预埋件位置差不应大于 20mm。

4.3.3 光伏构件应按设计间距排列并可靠地固定在支架或连接件上。光伏构件之间的连接件应便于拆卸和更换。

4.3.4 在建筑物立面上安装的光伏构件，安装区域靠近地面的边缘距离地面宜大于 2.5m。

4.3.5 光伏幕墙构件安装的允许偏差应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定。

4.3.6 光伏采光顶和光伏遮阳构件安装的允许偏差应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的规定。

4.3.7 光伏幕墙的面板安装应符合下列规定：

1 光伏幕墙应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的相关规定；

2 安装允许偏差应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的规定；

3 部分安装光伏幕墙时应与普通幕墙同时施工，共同接受幕墙相关的物理性能检测。

4.3.8 屋面上安装的建筑光伏构件外观整齐美观，承担防水功能的构件间应密封防水。

4.3.9 建筑屋面安装光伏构件时宜设置便于人工融雪、清雪的安全通道，通道的宽度不宜小于 600mm。

5 电气设备安装

5.1 一般规定

5.1.1 光伏系统采用的汇流箱、逆变器、配电设备、蓄电池、电缆等应进行进场验收，其类型、材质、规格及外观等应符合设计和现行标准的规定，质量证明文件和相关资料应齐全有效。

5.1.2 光伏系统的电气装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定。

5.1.3 电缆线路施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168 的规定。

5.1.4 穿过楼板、屋面和墙面的电缆防水套管与建筑主体结构之间的缝隙，进行防水处理。

5.1.5 光伏组件支架、电缆支架应有可靠接地。

5.1.6 系统、方阵和组件串等的所有汇流箱、接线盒均应设带电警示标签。

5.2 汇流箱

5.2.1 汇流箱箱体结构质量及电气元件安装应符合下列规定：

- 1 汇流箱防护等级应符合设计要求，室外不得采用室内箱体；
- 2 箱架组装零部件均应符合各自的技术要求；
- 3 油漆电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象；
- 4 机架面板应平整，文字和符号要求清楚、整齐、规范、正确；
- 5 标牌、标志、标记应完整清晰；
- 6 各种开关应便于操作，灵活可靠。

5.2.2 汇流箱不宜安装在高温、潮湿地方。附近应无发热源，且不应遮挡组件，不应安装在易积水处和易燃易爆环境中。

5.2.3 汇流箱可采用直立挂墙式或抱柱式安装，墙体或柱体应有足够强度承受其重量。挂墙式安装可使用膨胀螺栓，通过汇流箱左右两边的安装孔，将其固定在墙体上。抱柱式安装可使用抱箍、角钢作为支撑架，用螺栓将汇流箱安装其上。安装固定处应无裂痕，安装高度和间距应合理，满足产品安装手册要求。

5.2.4 汇流箱的输入、输出连线时应拧开防水端子，接入连线至熔断器插座，拧

紧螺丝，固定好连线后拧紧外侧的防水端子。

5.2.5 汇流箱内接线应牢固可靠，压接导线不得出现裸露铜线，汇流箱和逆变器进出线不应暴露在阳光下。接头端子应完好无破损，未接的端子应安装密封盖。箱体及电缆孔洞密封严密，雨水不应进入箱体内；未使用的穿线孔洞应用防火泥封堵。

5.2.6 将通讯线屏蔽层接入汇流箱提供的屏蔽层端口，在端子内部两个屏蔽层被短接，整个系统屏蔽层应进行单点接地连接。

5.2.7 输入断路器等级应根据光伏组件的额定等级以及相关标准要求确定。不得在安装和工作时拆装微型断路器。

5.2.8 对外接线宜使用多股阻燃铜线，截面积应符合设计要求；空置的防水端子应拧紧对应尺寸的堵头；对外接线时应确保螺钉紧固，防止接线松动。

5.3 逆变器

5.3.1 逆变器进场后应按下列要求进行开箱检查：

- 1 质量证明文件应齐全有效；
- 2 机器铭牌上标注的规格型号、输入输出功率、输入直流电压、输出交流电压等应符合设计和合同所指定内容的规定；
- 3 逆变器外观应无损伤，逆变器的操作系统应处在关闭状态。

5.3.2 安装时室内环境应符合下列规定：

- 1 室内应通风良好，环境温度相对湿度应符合设计要求，且无凝露；
- 2 应无水蒸气及腐蚀性气体；
- 3 附近应无易燃易爆品；
- 4 应具有符合安全规定的电源。

5.3.3 逆变器的安装位置应符合下列规定：

- 1 逆变器安装位置应符合设计规定，其偏差应不大于 10mm；
- 2 逆变器应垂直安装且连接端子位于下方；
- 3 安装在室外的逆变器应牢靠固定在机架或平台上；
- 4 机架应加固牢固，加固方式应符合设计规定。同一列机架的机面应平直，其偏差每米应不大于 3mm，全列偏差不大于 15mm。机架顶面应平齐，机架间应

相互并拢。机架应可靠接地；

5 逆变器背部及侧面离墙壁或其他物件距离应符合设计要求，顶部不可放置任何重型物件，正前方必须有足够的操作空间；

6 主机的位置应安全合理，必须有足够的检修空间；

7 电源线的走线应方便、安全可靠。

5.3.4 逆变器连接导线前应确保整个光伏阵列总短路电流不能超过逆变器最大允许电流。

5.3.5 连接导线时应确保所有开关处于断开状态，正确连接主机直流输入连接线的正负极、交流输出连接线、主机接地线，做到接线紧固可靠，接地良好。

5.3.6 离网逆变器接好线后应先测量输入的直流电压，确认电压正常后，可在空载状态下开启逆变器。

5.3.7 并网逆变器应在确认所接入的交流电网正常、无误状态下开启逆变器。

5.3.8 无断弧功能的开关连接时严禁在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开。

5.3.9 逆变器与系统的直流侧和交流侧应有绝缘隔离的装置。光伏系统直流侧应有电击警示和防止电击安全措施，交流侧输出电缆和负荷设备应接有自动切断保护装置。

5.3.10 通讯线缆的安装可按本规程第 5.5 节中数据采集装置连接方法进行。

5.4 交直流配电柜

5.4.1 设备安装前建筑工程应具备下列条件：

1 设备基础应施工完毕并已验收合格；

2 对电器安装有妨碍的模板、脚手架等应拆除，场地应清扫干净；

3 室内地面基层应施工完毕，并应在墙上标出抹面标高；

4 环境湿度应达到设计要求或产品技术文件的规定；

5 配电室、控制室、操作室的门、窗、墙壁、装饰棚应施工完毕，地面应抹光；

6 设备基础和构架应达到允许设备安装的强度，焊接构件的质量应符合要求，基础槽钢应固定可靠；

7 预埋件及预留孔的位置和尺寸应符合设计要求，预埋件应牢固。

5.4.2 设备安装用的紧固件应采用镀锌或不锈钢制品。户外用的紧固件应采用热镀锌或不锈钢制品。电器接线端子用的紧固件应符合现行国家标准的规定。

5.4.3 配电设备的布置应遵循安全、可靠、适用和经济等原则，并应便于安装、操作、搬运、检修、试验和监测。交直流配电柜可与光伏并网逆变器或其他配电柜并排布置，但应确保设备和操作人员的安全。

5.4.4 落地式配电柜的底部宜抬高，室内宜高出地面 50mm 以上，室外应高出地面 200mm 以上。底座周围应采取封闭措施，并应能防止鼠、蛇类等小动物进入箱内。

5.4.5 配电柜外露可导电部分应与接地装置有可靠的电气连接。成排的配电装置的两端均应与接地线相连。

5.4.6 低压配电柜内的电气设备应经电气交接试验，并出具试验报告，判定符合要求后方可通电试运行。

5.4.7 在控制器、逆变器、配电箱、蓄电池、方阵连接正确后方可将外电网电缆接至交流配电箱的输出端子上。

5.5 线缆敷设与连接

5.5.1 电缆及其附件安装用的钢制紧固件应采用热镀锌或不锈钢制品。

5.5.2 引至设备的电缆管管口位置应便于与设备连接并不妨碍设备拆装和进出。并列敷设的电缆管管口应排列整齐。每根电缆管的弯头不应超过 3 个，直角弯不应超过 2 个。

5.5.3 利用电缆的保护钢管作接地线时应先焊好接地线，有螺纹的接头处应用跳线焊接，再敷设电缆。

5.5.4 电缆敷设前应按下列要求进行检查：

- 1 电缆通道应畅通、排水良好。金属部分的防腐层完整；
- 2 电缆型号、电压、规格应符合设计；
- 3 电缆外观应无损伤、绝缘良好；

4 敷设前应按设计和实际路径计算每根电缆的长度，合理安排每盘电缆，减少电缆接头；

- 5 在带电区域内敷设电缆应有可靠的安全措施。

5.5.5 电缆敷设时不应损坏建构筑物的防水层。

5.5.6 并联使用的电力电缆其长度、型号、规格宜相同。

5.5.7 电力电缆在终端头与接头附近宜留有备用长度。

5.5.8 电缆敷设时电缆应从盘的上端引出，不应使电缆在支架上及地面摩擦拖拉。电缆上不得有铠装压扁、电缆绞拧、护层折裂等未消除的机械损伤。

5.5.9 敷设电缆时电缆允许敷设最低环境温度，在敷设前 24h 内的平均温度以及敷设现场的温度不应低于表 5.5.9 的规定。当温度低于表 5.5.9 规定值时应采取局部升温措施。

表 5.5.9 电缆允许敷设最低温度

电缆类型	电缆结构	允许敷设最低温度(℃)
油浸纸绝缘电力电缆	充油电缆	-10
	其他油纸电缆	0
橡皮绝缘电力电缆	橡皮或聚氯乙烯护套	-15
	裸铅套	-20
	铅护套钢带铠装	-7
塑料绝缘电力电缆		0
控制电缆	耐寒护套	-20
	橡皮绝缘聚氯乙烯护套	-15
	聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套	-10

5.5.10 并列敷设的电缆接头的位置宜相互错开，电缆明敷时的接头应用托板托置固定。

5.5.11 电缆敷设时应排列整齐、固定，不宜交叉，应在路由的起始端和终端设置标志牌。

5.5.12 接入电网前的交流系统单芯电缆或分相后的分相铅套电缆的固定夹具不应构成闭合磁路，裸铅或裸铝套电缆的固定处应加软衬垫保护。

5.5.13 有防火阻燃要求的电缆密集场所和电缆回路应按设计要求设置防火阻燃措施。

5.5.14 光伏方阵内部的电缆应固定在阵列支架上或通过电缆桥架铺设，电缆接头应可靠接合，接头接合后不得承受外力。

5.5.15 任何电缆、电缆保护管或电缆桥架不得对光伏方阵造成遮挡。

5.5.16 穿过屋面或墙外的电线应设置防水套管，并应采取防水密封措施。

5.5.17 电缆进入建筑物、墙壁、支架或行人容易接近等处应设有保护管或加装保护罩。

5.5.18 直流电缆的电缆耐压、绝缘性能、抗老化性能应符合要求。

5.6 蓄电池组及充放电控制器

5.6.1 蓄电池宜安装在距离光伏方阵较近并宜与配电室隔开的场所，并应采取防火防爆措施。安装场所应干燥清洁、通风良好、不受阳光直接照射，距离热源不得小于 2m，环境温度宜在 10℃~25℃之间。

5.6.2 蓄电池的安装应满足下列规定：

1 安装前检查蓄电池的规格、型号、数量应符合设计要求；

2 蓄电池的安装位置、连接方式、连接导线应符合设计要求；

3 置于室内的蓄电池及控制器安装布置应符合现行国家标准《通信电源设备安装工程设计规范》GB 51194 的规定；

4 置于室外的蓄电池组及控制器应设有防雨水措施，在环境温度低于 0℃或高于 35℃时，蓄电池组应设置防冻或防晒、隔热措施；

5 置于室外的蓄电池组应安装在铁壳或硬质塑料壳的箱体内部，箱体空间留有保温或散热的余量，金属箱体的馈电线出口处应加绝缘套管；

6 置于室外的蓄电池组箱体及控制器应用 10mm 以上螺栓紧固在地面上或平台上，且控制器外壳应与接地系统可靠相连；

7 蓄电池间距不宜小于 10mm，蓄电池离箱体四周间距不宜小于 50mm；

8 蓄电池、控制器等设备安装位置周围不宜设置其他无关电气设备或堆放杂物。

5.6.3 开口型蓄电池的施工要求应按现行行业标准《通信电源设备安装工程验收规范》GB 51199 的规定执行。

5.6.4 开口型铅酸蓄电池安装时，玻璃容器及绝缘垫脚等应无裂痕、破损，木质铅衬电槽外表应完整无损，木壳表面防酸漆应完整，铅槽底和壁不得有砂眼、气孔、裂缝。

5.6.5 阀控式密封蓄电池安装前应逐个测量蓄电池的电压并应符合产品要求。

5.6.6 蓄电池与地面之间应采取绝缘措施，并宜安放在专门的蓄电池支架上，安

装在地面时应在蓄电池底部垫上隔离垫。

5.6.7 安装蓄电池支架及摆放蓄电池时应符合下列规定：

1 支架排列位置应符合设计要求，偏差应符合设计要求；

2 支架平整稳固，保持水平，每米水平偏差不应大于 3mm，全长水平偏差不应大于 15mm；

3 支架所有的绝缘垫脚应均匀受力；

4 同一列蓄电池外侧上沿应在一条直线上，其直线度偏差不宜大于 3mm。蓄电池本身及相互间均保持垂直于水平，用 600mm 水平尺测量，偏差应不超过水平准线；

5 蓄电池标志、比重计、温度计应排在外侧；

6 蓄电池间隔应符合设计规定，偏差不应大于 5mm；

7 同一列蓄电池的连接条应平齐，连接螺丝应拧紧，并在连接条与螺丝上涂抹中性凡士林；

8 各组蓄电池的正负极的出线应符合设计规定，蓄电池组及蓄电池均应有清晰明显的标志。

5.6.8 蓄电池线路连接前，应检查每只蓄电池的端电压，每个蓄电池电压宜保持一致，并应采用专用的金属连接件将蓄电池连接成组。

5.6.9 多只蓄电池串联时，应将蓄电池全部连接完毕测量电压正常后再与控制器连接。

5.6.10 控制器接线时应先断开所有输入、输出开关。先连接蓄电池，再连接方阵，在有阳光照射时闭合开关，观察是否有正常的充电电流流过，最后将控制器与逆变器或负载相连接。

6 防雷接地系统安装

6.0.1 在建筑物上安装光伏系统不应降低建筑物的防雷等级，并应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定，与屋面防雷接地装置进行多点可靠连接。

6.0.2 光伏系统组件边框、支架、控制器、逆变器外壳、电表箱外壳、配电屏外壳、蓄电池支架、电缆外皮、金属电缆保护管或线槽等应进行保护接地和防雷，应与接地干线（网）牢固连接，并对连接处做好防腐处理措施。

6.0.3 电子设备应进行屏蔽接地。

6.0.4 接闪杆、接闪带或接闪网等应按相关规定进行安装。

6.0.5 预防感应雷的措施应符合下列规定：

- 1 汇流箱和直流控制柜内的正、负极对地应安装过电压保护器；
- 2 在交流配电柜输出端应安装过电压保护器。

6.0.6 逆变器的输出端宜安装过电压保护器。

6.0.7 光伏方阵应与建筑接地网连接，直流及交流设备均应可靠与接地网连接。

6.0.8 接地干线（网）与接地网连接或与原有建筑屋顶防雷接地网连接不应少于 2 点，连接应牢固可靠。

6.0.9 混凝土平屋面上屋顶光伏发电组件高于建筑接闪器时，金属边框的光伏组件不宜作为接闪器。

6.0.10 光伏组件金属边框应采用专用接地孔与接地线缆可靠连接，不得采用金属边框直接钻孔做接地孔的方式。

6.0.11 接地干线（网）连接、接地干线（网）与屋顶建筑防雷接地网连接应采用焊接，焊接质量应符合要求，不应出现错位、平行和扭曲等现象，焊接点应进行防腐处理，直线段上不应有高低起伏及弯曲等现象。

6.0.12 电气装置的接地应单独与接地母线或接地网相连接，不得在一条接地线中串联两个及以上需要接地的电气装置。

6.0.13 不得利用金属软管、管道保温层的金属外皮或金属网、低压照明网络的导线铅皮以及电缆金属保护层作为外接地线。

6.0.14 光伏阵列利用其金属支架或建筑物或构筑物金属部件作接地线时，其材料规格应能承受泄放预期雷电流时所产生的机械效应和热效应。不应采用铝导体作

为接地极或接地线。

7 施工安全

- 7.0.1** 光伏系统的施工应由经过培训并考核合格的专业人员完成。属于特种作业的还应取得特种作业操作证方可上岗。
- 7.0.2** 光伏系统施工时应有保障施工人员人身安全的措施。
- 7.0.3** 安装人员应穿绝缘鞋，戴低压绝缘手套，使用绝缘工具。
- 7.0.4** 施工场所应进行施工区域隔离，并应放置醒目、清晰、易懂的电气安全标识。
- 7.0.5** 电动工具应符合现行国家标准《手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程》GB/T 3787 的规定。
- 7.0.6** 在雨、雪及 5 级及以上大风天气情况下不得进行室外高空施工作业，有雷电时应停止电气安装，在环境温度超过 40℃时应停止作业。
- 7.0.7** 光伏系统的产品和部件在存放、搬运、吊装过程中，不应受到碰撞和损坏；吊装作业前应做好安全围护措施；吊装时吊装机械和构件不得碰撞周围建筑和公共设施。
- 7.0.8** 施工中在进行下道工序前应断开前、后工序的主控开关。
- 7.0.9** 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏组件破裂时应及时设置限制接近的措施，并进行处置。
- 7.0.10** 在坡度大于 10° 的坡屋面上施工应设置专用脚踏板。
- 7.0.11** 施工人员进行高空作业时应设置可靠防护措施，佩戴安全防护用品，设置醒目、清晰、易懂的安全标识。患有高血压、心脏病、恐高症或饮酒后禁止登高作业。
- 7.0.12** 施工机具应定期进行安全检测，电动机具应进行绝缘电阻试验、手持玻璃洗盘及玻璃吸盘机应进行吸附重量和吸附持续时间试验等。
- 7.0.13** 现场焊接作业时应采取可靠的防火措施。
- 7.0.14** 施工现场应采取架设防护、隔离、警示等保护措施。
- 7.0.15** 工程完成后应清扫现场和回收废料。

8 检查调试

8.1 安全性检查

8.1.1 检查接地线，系统中设备外部的接地线应采用涂覆裸线或镀锌线，不得采用带有绝缘防护层的导线，接地线应采用单股线径大于 4mm^2 的导体，接地线应标识为黄绿双色，导线的连接应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定。

8.1.2 检查电气接头，当标准电极电位相差较大的导体相连接时应采取使接触处保持干燥的措施，铜线与铝线间应采用过渡端子连接。

8.1.3 检查接地的连续性和接地电极，金属管接头类的机械连接间应加入电气互连设置。等电位连接部件应符合要求。

8.1.4 测量接地电阻，按接地电阻测试仪说明书或作业指导书提供的方法测试系统的接地电阻，防雷接地电阻值不应大于 10Ω ，电气设备的保护接地电阻值不应大于 4Ω 。

8.1.5 检查光伏组件的燃烧性能分类级别，应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。安装支撑物、衬垫等材料的燃烧性分类级别应不低于光伏组件的燃烧性分类级别。

8.1.6 检查防雷设施应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定和光伏系统设计的要求。

8.1.7 检查感应雷屏蔽装置接地和连通可靠有效。

8.1.8 检查光伏系统配套设备的绝缘性能，低压线路与设备绝缘电阻不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ ，控制线路的绝缘电阻一般不应低于 $1\text{M}\Omega$ 。

8.2 光伏方阵检查

8.2.1 方阵外观应平整、美观，组件表面应清洁，无影响发电效率的污渍，组件应无松动、接线固定、接触良好，无破损或者损坏。

8.2.2 光伏系统使用的材料及部件等应符合设计要求，安装质量符合标准的规定。

8.2.3 光伏组件串两端的开路电压应符合设计值。两端的短路电流，应符合设计要求。

8.2.4 所有组件串都检查合格并记录后，应进行光伏组件并联串检查，先对各组件进行测量，所有并联的组件串的开路电压相近时，方可进行并联。

8.2.5 光伏组件串检查合格后方可将方阵输出的正、负极接入接线箱或控制器，然后测量方阵总的工作电流和电压等参数并做记录。

8.2.6 光伏方阵的接地线与防雷接地线的连接应牢固可靠。

8.3 电气设备检查

8.3.1 光伏系统施工完成或阶段完成后应确认光伏组件连接可靠，极性正确，线路连接与设计相同，确认光伏组件无遮挡，受光面清洁，测量开路电压、短路电流值无异常。如发现异常，应分段检查，找出连接错误和失效的元器件或光伏组件，进行纠正或更换。

8.3.2 接线箱接头应无锈蚀、松动，接线箱结构和电气连接完整，无锈蚀和功能衰退等缺陷。电缆线路的接线应正确，无老化或破损等情况。

8.3.3 逆变器、并网保护装置等设备的完整性、锈蚀情况，接线端子应无松动、散热环境良好、安装符合安全和运行要求。

8.3.4 检查电表的接线应正确，并记录电表的初始读数。

8.3.5 控制器检查应符合下列规定：

1 控制器的产品说明书和出厂检验合格证书等应齐全；

2 控制器性能宜进行全面检测，应满足现行国家标准《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的规定；

3 具有输出稳压功能的控制器，可在适当范围内改变输入电压，测量输出电压应保持稳定；

4 具有智能控制、设备保护、数据采集、状态显示、故障报警等功能的控制器，应按照产品说明书进行适当的检测；

5 当确认控制器在出厂前已经调试合格并且在运输和安装过程中并无任何损坏时，在现场可不再进行测试；

6 控制器单独测试完成后，按设计要求与蓄电池连接后，将光伏方阵输出的正、负极与控制器相应的输入端相连接，检查方阵输出电压应正常，应有充电电流流过，并做好记录后。

8.3.6 汇流箱安装完成后应检查汇流箱壳体、内部电气元件、附件及辅助设施质量。安装完成通电调试后汇流箱应能正常工作，应符合汇流箱使用说明要求。

8.3.7 逆变器检查应符合下列规定：

1 安装前应对外观进行检查，查验机壳表面应无锈蚀、裂痕等现象；

2 安装后应对绝缘电阻、接地电阻进行检验。逆变器绝缘性能应符合国家现行标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 或《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142 的规定，接地电阻应不大于 $10\ \Omega$ ；

3 独立逆变器的连接与使用应符合下列规定：

1) 直流侧连接前应检测并确定蓄电池电压应与逆变器直流输入电压一致，逆变器的交流输出开关处于“关断”位置，“正、负极”的连接应正确；

2) 负载连接前应对逆变器交流输出端的电压等级进行测量，并应符合设计要求；

3) 打开逆变电源开关至开启状态，检查逆变电源的前面板指示器等输入电压显示应正常，如有异常报警信号，应立即关机并检查蓄电池与电源之间的连线。

4 并网逆变器线路连接检查及试运行应符合下列规定：

1) 方阵、接线箱、并网逆变器、交流配电箱等应正确连接；

2) 测量接线箱中光伏方阵各组串输出电压符合设计要求；

3) 测量并网逆变器输出端的交流电压符合要求；

4) 若以上均符合设计要求，则可闭合接线箱中部分汇流开关，使加载至并网逆变器的光伏方阵功率为10%左右标称功率；

5) 使并网逆变器启动运行，各项参数、指标正常后，逐一闭合接至该并网逆变器的所有汇流开关；

6) 测量输入、输出电压、电流、功率等技术数据，同时记录太阳辐照度、环境温度、风速等参数，应与设计要求相符合；

7) 若光伏系统各个部分均工作正常，即可投入试运行。

5 当光伏系统设计为非逆流方式运行时，应当试验其逆向功率保护功能；

6 逆变器应能正常运行，电压、电流等参数稳定，逆变器与电网的连接应正确。

8.4 系统性能调试

8.4.1 工程验收前应按照现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的规定对光伏系统进行检查与调试。对光伏组件、逆变器、电缆等进行检查和测试，发电系统应

能正常工作。

8.4.2 对照系统设计图纸和设备配置清单进行检查，按电气原理图及安装接线图进行检查，确认设备内部接线和外部接线正确无误，应符合低压电力系统设计规范和并网光伏系统设计规范的规定；并网光伏系统与电网间在联结处应有明显的带有标志的可视断开点，应通过变压器等进行电气隔离。

8.4.3 对照设计施工图检查光伏方阵、逆变器和并网保护装置等设备的安装，应与设计图纸一致，检查设备安装与布线及防水等工程的施工记录，满足设计要求，并应符合相关规范的规定。

8.4.4 光伏系统的保护装置，按设备使用说明书有关电气系统调整方法及调试要求，采用模拟操作检查其工艺动作、指示、信号和联锁装置灵敏可靠性，光伏系统安装的断路器容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等，应符合设计要求。系统应能在故障或异常情况下及时停机，保护设备和人身安全。

8.4.5 对光伏发电系统和储能系统之间的连接进行测试两个系统应能够正常协同工作。对储能蓄电池组、充放电控制器、直流配电柜等进行测试，储能系统应能正常工作。

8.4.6 对光伏储能系统的自动化控制系统进行调试，系统应能自动化运行，实现最优化的能量转换和储存。对光伏储能系统的数据监测系统调试，应能实时监测系统的运行状态、发电量、储能量等数据。

8.4.7 系统绝缘性能应按下列要求与方法进行检查：

1 将光伏方阵、接线箱、逆变器、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用 DC500V 欧姆表测量主回路各极性与地或外壳的绝缘电阻，应不小于 $1M\Omega$ ；

2 将光伏方阵、接线箱、逆变器、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用 AC2000V 工频交流耐压仪测量主回路各极与地或外壳的绝缘耐压，应能承受 AC2000V、1min 工频交流电耐压，无闪络、无击穿现象；

3 在现场对并网光伏系统的主要设计工作特性进行验证检验，应符合设计要求。

8.4.8 调整或模拟光伏方阵的发电功率或发电电压达到设定值并经一定延时后，并网光伏系统启动并入电网运行；调整或模拟光伏方阵的发电功率或发电电压低于设计值并经一定延时后，并网光伏系统停止运行并与电网解列；起动/停止动作值，应符合设计功率或发电电压值要求，不得出现频繁起动和停止现象。

8.4.9 调整或模拟电网的电压和频率在规定范围内变化，观察并网光伏系统的输出，并网光伏系统的输出应可以跟踪电网电压和频率的变化稳定运行，交流输出

功率、交流输出电流（高次谐波）、功率因数，应符合设计值。

8.4.10 在光伏系统并网运行时，调节光伏方阵或直流功率，使其输出达到并网光伏系统额定值的 50% 和 75%（偏差值在±10%以内）时，测量光伏方阵输出的直流功率和系统输出的交流功率，计算转换效率，应符合设计要求。

8.4.11 光伏组件背板最高工作温度，应不高于设计规定的温度。

8.4.12 有应急运行功能时应按下列要求与方法进行调试：

1 并网光伏系统在应急状态独立运行时，调整负载，在输出功率分别为 50% 和 75% 额定功率（偏差在±10%以内）时，测量逆变器输出的电压、频率、电流谐波、功率因数及电压不平衡度等交流电能质量，应符合设计要求和用电负载要求；

2 模拟电网停电和恢复 3 次，观察运行状态切换时的稳定性，在并网和应急不同状态切换时应稳定。

9 质量验收

9.1 一般规定

9.1.1 光伏系统的工程质量验收可划分为构造连接与支撑、组件与构件、电气系统、系统功能等部分。

9.1.2 光伏系统工程施工中应完成下列隐蔽项目的现场验收：

- 1 预埋件或后置螺栓、锚栓连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构连接节点；
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体结构之间的建筑做法；
- 4 光伏系统防雷接地的连接节点；
- 5 隐蔽安装的电气管线工程。

9.1.3 附加式建筑光伏系统宜作为子分部工程进行验收，集成光伏系统宜按相对应的幕墙、屋面等子分部工程进行合并验收。光伏系统验收可按表 9.1.3 的规定进行。

表 9.1.3 建筑光伏系统分部分项工程划分

分部工程	子分部工程	分项工程
建筑节能	光伏系统	构造与连接，组件、电气系统、防雷接地、监测装置、系统功能

9.1.4 光伏系统分项工程的检验批可按屋面、幕墙的规定进行划分，并应符合下列规定：

1 采用同一型号、同一规格光伏组件的光伏方阵每 1000m² 方阵面积为一个检验批，不足 1000m² 也应划分为一个检验批；

2 采用相同规格光伏构件、工艺和施工做法的光伏屋面，每 1000m² 屋面面积为一个检验批，不足 1000m² 也应划分为一个检验批；

3 采用相同规格光伏构件、工艺和施工做法的光伏幕墙，每 1000m² 划分为一个检验批，不足 1000m² 也为一个检验批；

4 检验批的划分也可根据与施工流程相一致且方便施工与验收的原则，由施工单位与监理工程师共同商定。

9.1.5 下列工序应在前道工序验收合格后方可进行施工：

- 1 在屋面光伏系统施工前，应进行屋面防水工程的验收；

- 2 在光伏组件或方阵支架就位前，应进行基座、支架和框架的验收；
- 3 在建筑管道井封口前，应进行相关预留管线的验收；
- 4 光伏系统电器预留管线的验收；
- 5 在隐蔽项目隐蔽前，应进行隐蔽验收。

9.1.6 光伏系统工程交付用户前应进行系统验收。系统验收应在分项工程验收合格后进行。

9.1.7 建设单位收到施工单位提交的系统验收申请报告后，应由建设单位负责人组织设计、施工、监理等单位负责人对光伏系统工程质量控制资料、系统设计功能及技术性能指标、现场实物质量组织验收。

9.1.8 竣工验收应提交下列文件、图纸、资料：

- 1 设计文件、设计变更文件和竣工图；
- 2 主要材料、设备、成品、半成品、仪表等的出厂合格证或检验报告；
- 3 屋面防水检漏记录；
- 4 隐蔽项目验收记录和分项工程验收记录；
- 5 电线电缆绝缘测试记录、接地电阻测试记录、光伏系统调试和试运行记录；
- 6 光伏系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
- 7 光伏系统及主要部件的使用维护手册。

9.2 构造连接与支撑

I 主控项目

9.2.1 混凝土基础、屋顶混凝土结构块与建筑物连接应符合设计要求，牢固可靠，连接处防腐和防水处理完好，质量合格。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查，查验防水验收报告。

9.2.2 采用结构胶粘结地脚螺栓，连接处应牢固无松动。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查。

9.2.3 预埋地脚螺栓和预埋件螺母、垫圈三者应匹配和配套，预埋地脚螺栓的螺

纹和螺母完好无损，安装平整、牢固、无松动，防腐处理规范。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查。

9.2.4 光伏支架的材质、结构型式，及制作形式应符合设计要求，支架紧固件应牢固，应有防松动措施，不应出现抱箍松动和弹垫未压平现象。

检查数量：全数检查。

检验方法：查验参量质量证明文件、制作相关证明文件，对照设计文件观察检查。

9.2.5 光伏支架的安装方式应符合设计要求，支架与紧固件螺栓、螺母、垫圈三者应匹配和配套，安装平整、牢固、无松动。

检查数量：按检验批抽查 5%。

检验方法：查验参量质量证明文件、制作相关证明文件，对照设计文件观察检查。

II 一般项目

9.2.6 混凝土基础、屋顶混凝土结构块外表应无严重的裂缝、蜂窝面或麻面、孔洞、露筋等情况，其强度、尺寸和重量应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查。

9.2.7 基础、混凝土结构块位置正确，整齐平整，无明显歪斜，基础位置偏差不应大于 10mm。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查，尺量检查。

9.2.8 屋面保持清洁完整，无积水、油污、杂物，通道和楼梯处的平台应无杂物阻塞。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查。

9.2.9 光伏支架外观及防腐涂镀层完好，不应出现明显受损情况。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查，尺量检查。

9.2.10 光伏支架安装整齐，不应出现明显错位、偏移和歪斜。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查，尺量检查。

9.3 组件

I 主控项目

9.3.1 光伏组件、配件、材料的数量、性能、色彩等应符合设计及产品标准的规定，并具有产品合格证明文件。组件标签同认证证书应保持一致。

检查数量：全数检查。

检验方法：查验质量合格证明文件、进场复验报告。

9.3.2 光伏组件的发电功率、发电效率应符合设计要求。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 2 件。

检验方法：查验质量合格证明文件、进场复验报告。

9.3.3 组件安装应满足设计要求：组件方阵与方阵位置、连接数量和路径应符合设计要求，倾角和方位角安装误差在 $\pm 3^\circ$ 以内。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、经纬仪、罗盘、坡度仪等检查、查验施工记录。

9.3.4 光伏组件不应出现破碎、开裂、弯曲或外表面脱附，包括上层、下层、边框和接线盒。组件表面不得出现严重色差，不得出现黄变。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验施工记录。

9.3.5 光伏组件上正、负极和各种类型传感器接线正确，接线盒的防水处理合理。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验施工记录。

9.3.6 光伏连接器接头压接牢固，连接器固定牢固，宜采用耐候性材料固定，不应出现自然垂地的现象，不宜安装在 C 型钢支架内。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验施工记录。

9.3.7 光伏连接器不应放置于积水和污染区域，不应直接安装在因受降雨、降雪、冷凝等影响可能带来水汽的区域。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查。

II 一般项目

9.3.8 光伏方阵平整美观，平面和边缘无波浪形、锯齿形和剪刀形。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查。

9.3.9 组件夹具固定位置应合理，满足设计要求。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验施工记录。

9.3.10 光伏连接器应外观完好。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查。

9.4 电气系统

I 主控项目

9.4.1 电缆规格型号、质量应符合设计要求。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

9.4.2 电缆敷设应固定牢固，电缆不应直接暴露在阳光下，应采取桥架、管线等防护措施且应符合下列规定：

1 单芯交流电缆的敷设应严格按照相关规范要求，严禁单独敷设在金属管或桥架内，以避免涡流现象的产生；

2 双拼和多拼电缆的敷设应严格保证路径同程、电气参数一致；

3 电缆穿越隔墙的孔洞间隙处，均应采用防火材料封堵。各类配电设备进出口处均应密封性好。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

9.4.3 电缆连接应符合下列规定：

- 1 应采用专用的电缆中间连接器，或设置专用的电缆连接盒或接线箱；
- 2 铝或铝合金电缆在铜铝连接时应采用铜铝过渡接头；
- 3 光伏组串连接电缆应采用光伏专用电缆。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

9.4.4 壁挂安装的配电箱、逆变器等设备，安装方式符合设计要求，墙体结构荷载满足承重要求。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查。

9.4.5 汇流箱和光伏并网逆变器的铭牌型号与设计应一致，设备编号应在显要位置设置，应清晰标明负载的连接点和直流侧极性，并应设置安全警示标志。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

9.4.6 汇流箱和光伏并网逆变器安装位置应符合设计要求，安装应牢固可靠。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

9.4.7 汇流箱和光伏并网逆变器接线应牢固可靠，箱体及电缆孔洞密封严密。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

9.4.8 电气设备标识应清晰。光伏系统一次模拟图标识正确、清晰。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

9.4.9 电缆进出口防火封堵措施符合设计和标准要求，接地正确可靠，标识明显。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

II 一般项目

9.4.10 电缆外观与标识应符合下列规定：

- 1 外观完好，表面无破损；
- 2 电缆两端应设置规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查。

9.4.11 电缆敷设应排列整齐，不应出现自然下垂现象。电缆在垂直通道敷设时每个支架处均应固定，所用的电缆夹具必须统一，且保持美观和牢固。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查。

9.4.12 汇流箱和光伏并网逆变器标识与外观应符合下列规定：

- 1 外观完好，无形变、破损迹象。箱门表面标志清晰，无明显划痕、掉漆等现象；
- 2 有独立风道的逆变器，进风口与出风口不得有物体堵塞，散热风扇工作应正常；
- 3 所接线缆应有规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色；
- 4 汇流箱体门内侧应有电气接线图，接线处应有规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色；
- 5 箱体宜有防晒措施。

检查数量：按检验批抽查，每批不少于 5 点。

检验方法：观察检查。

9.5 防雷接地

I 主控项目

9.5.1 接地线的材质、规格尺寸应符合设计要求。接地跨接线不得采用裸露的编织铜线，不得利用金属软管、管道保温层的金属外皮或金属网、低压照明网络的导线铅皮以及电缆金属保护层作为外接地线。

检查数量：全数检查，规格尺寸按检验批抽查 5%。

检验方法：观察检查，查验材质质量合格证明文件，尺量检查。

9.5.2 所有支架、电缆的金属外皮、金属保护管线、桥架、电气设备外壳、基础槽钢和需接地的装置均应按设计要求与接地干线（网）牢固连接。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查。

9.5.3 接地干线（网）与接地网连接或与原有建筑屋顶防雷接地网连接的方式、连接质量、连接点数量应符合设计要求，连接应牢固可靠，不应出现因加工造成接地线截面积减小，强度减弱或锈蚀等问题。

检查数量：按检验批抽查 5%。

检验方法：对照设计文件观察检查。

9.5.4 电气设备的接地应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查。

II 一般项目

9.5.5 接地干线（网）连接、接地干线（网）与屋顶建筑防雷接地网连接不应出现错位、不平行和扭曲等现象，直线段上未出现高低起伏及弯曲等现象。

检查数量：按检验批抽查 5%。

检验方法：观察检查。

9.5.6 防雷接地连接处、焊接点防腐处理应符合设计要求。

检查数量：按检验批抽查 5%。

检验方法：对照设计文件观察检查。

9.5.7 接地线跨接建（构）筑物伸缩缝、沉降缝处时的补偿装置应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查。

9.6 系统功能

9.6.1 系统应具备远程可视功能，可通过网页或手机远程查看系统运行状态、报警信息及发电量等数据。

9.6.2 应显示系统当日发电量、累计发电量和发电功率，并支持设备性能分析和系统性能分析。

9.6.3 显示信息宜包含汇流箱直流电流、直流电压、逆变器直流侧、交流侧电压电流，配电柜交流电流、交流电压和电气一次图。

9.6.4 显示信息宜包含太阳辐射、环境温度、组件温度、风速、风向等，并支持历史数据查询报和报表生成等功能。

10 运行维护

10.1 一般规定

10.1.1 光伏系统交付使用前，建设单位应建立光伏系统的管理制度，运行管理宜由专业技术人员负责。

10.1.2 光伏系统应设置运行维护的安全防护措施，竣工验收后施工单位应向建设单位或用户办理交接手续，进行工作原理交底和操作培训，并提交使用手册，手册应包括系统的构成、系统的日常操作、系统的日常维护、常见故障排除方法、应急处理措施等。

10.1.3 应对光伏发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐射量进行监测和计量。

10.1.4 应定期对光伏系统检查，及时发现隐患并对问题进行处理。

10.1.5 当光伏系统运行发生异常时，应及时与专业维修人员联系，在专业维修人员的指导下进行处理，主要设备和控制装置应由专业人员维修。

10.1.6 在进行维修工作前，应先断开逆变器和负载的连接，再断开直流侧的电气连接，并等待不少于 5min 直至内部元件放电完毕后方可进行。

10.1.7 检查维修控制器时，应先断开光伏方阵，再断开负载，最后断开蓄电池，在光伏方阵未断开前不得断开蓄电池。

10.1.8 所有维护管理记录、专业巡检记录均应存档妥善保管。

10.2 日常维护管理

10.2.1 光伏系统运行管理人员，每天观察光伏系统运行情况，了解设备仪表显示的工作状况及计量数值，并做好运行记录。

10.2.2 观察光伏方阵表面清洁状况，根据气候状况定期清除灰尘和污垢，可用清水冲洗或用干净抹布擦拭，不得使用化学试剂或硬物清洗。下雪天，应及时清扫组件表面积雪。定期检查方阵有无接线脱落、连接不牢固等情况。

10.2.3 检查方阵安装支架连接牢固度，支架表面无腐蚀、保护层脱落等情况，并及时进行处理。

10.2.4 设备日常维护应检查以下事项：

- 1 所有设备外观，查看有无锈蚀、损坏等情况；
- 2 设备外壳有无温度异常情况；

- 3 外露的导线有无绝缘老化、机械性损坏、箱体内有否进水等情况；
- 4 有无小动物对设备形成侵扰等其他情况；
- 5 设备运行有无异常声响、运行环境有无异味。

10.2.5 蓄电池维护管理应检查以下事项：

- 1 配置蓄电池的系统，应观察蓄电池充、放电状态。在维护蓄电池时，维护人员应佩戴防护眼镜和防护用品，使用绝缘器械，防止人身事故和蓄电池短路；
- 2 清洁蓄电池外部的污垢和灰尘，保持室内清洁；
- 3 如果蓄电池有密封盖或通气栓塞，必须检查和保持通气孔畅通。

10.3 定期检查

10.3.1 检查、了解运行记录，分析光伏系统的运行情况，对光伏系统的运行状态做出判断。如发现问题，应立即进行专业的维护和指导。

10.3.2 进行外观检查和设备内部检查，主要涉及活动和连接部分、导线，特别是大电流密度的导线、功率器件、容易锈蚀的地方等。

10.3.3 应定期清洁逆变器冷却风扇，并检查是否正常，定期清除机内的灰尘，检查各端子螺钉是否紧固，检查有无过热后留下的痕迹及损坏的器件，检查电线是否老化。

10.3.4 配置蓄电池的系统应定期检查蓄电池的工作状况。在有负载的情况下定期检查每个蓄电池的电压，并将电压值与所有蓄电池电压的平均值相比对，根据蓄电池手册确定是否需要更换新的蓄电池。

10.3.5 可采用红外探测的方法对光伏方阵线路和电气设备进行检查，找出异常发热点和故障点，及时解决。

10.3.6 光伏系统每年应对照系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，并对逆变、控制装置进行一次全项目的电能质量和保护功能的检查和试验。

10.3.7 检查新生长的植物是否遮挡太阳光，并及时清除。

附录 A 光伏系统施工质量验收表格

表 A.0.1 光伏系统验收报告表

工程名称				
建设单位		施工单位		
主要材料 设备等的 合格检验	验收项目	验收意见	技术负责人	验收日期
	光伏组件			
	逆变器/控制器			
	接线箱和配电柜			
	电缆槽、电缆管			
	方阵支架			
	计量仪表和通信系统			
隐蔽工程质量验收				
电缆安装检验				
电气安装检验				
电气测试试验				
通信和控制系统检验				
光伏系统 调试记录	①			
	②			
	③			
	④			
	⑤			
	⑥			
	⑦			
	⑧			
	⑨			
系统验收 意见及验 收单位	建设单位（盖章） 项目负责人： 年 月 日	监理单位（盖章）： 总监理工程师： 年 月 日	施工单位（盖章）： 项目经理： 年 月 日	设计单位（盖章）： 项目负责人： 年 月 日

表 A.0.2 光伏系统分项工程质量验收记录

工程名称		结构类型		检验批数	
施工单位		项目经理		项目技术负责人	
分包单位		分包单位负责人		分包项目经理	
序号	检验内容、部位、区段	施工单位检查评定结果	监理（建设）单位验收结论		
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
检查结论	项目专业 技术负责人： 年 月 日	验收结论	监理工程师 年 月 日		

本规程用词说明

1 为便于在执行本规程条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的用词：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均这样作的用词：

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，首先应这样做的用词：

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”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

1	《建筑设计防火规范》	GB 50016
2	《建筑物防雷设计规范》	GB 50057
3	《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》	GB 50168
4	《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》	GB 50169
5	《钢结构工程施工质量验收标准》	GB 50205
6	《屋面工程质量验收规范》	GB 50207
7	《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》	GB/T 50224
8	《建筑电气工程施工质量验收规范》	GB 50303
9	《通信电源设备安装工程设计规范》	GB 51194
10	《通信电源设备安装工程验收规范》	GB 51199
11	《建筑光伏系统应用技术标准》	GB/T 51368
12	《建筑节能与可再生能源利用通用规范》	GB 55015
13	《手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程》	GB/T 3787
14	《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》	GB/T 19064
15	《光伏系统并网技术要求》	GB/T 19939
16	《建筑幕墙》	GB/T 21086
17	《光伏发电并网逆变器技术要求》	GB/T 37408
18	《玻璃幕墙工程技术规范》	JGJ 102
19	《玻璃幕墙工程质量检验标准》	JGJ/T 139
20	《采光顶与金属屋面技术规程》	JGJ 255
21	《光伏并网微型逆变器技术规范》	NB/T 42142
22	《建筑新能源应用设计规范》	DB11/T 1774
23	《屋面防水技术标准》	DB11/T 1945

北京市地方标准

建筑光伏系统安装及验收规程

Installation and acceptance specification
for solar PV system on civil buildings

DB11/T 1008-2024

条文说明

2024 北京

目 次

2 术语.....	40
4 光伏组件与构件安装.....	42
4.1 一般规定.....	42
4.2 光伏组件安装.....	42
4.3 光伏构件安装.....	43
5 电气设备安装.....	44
5.1 一般规定.....	44
5.2 汇流箱.....	44
5.3 逆变器.....	44
5.6 蓄电池组及充放电控制器.....	45
8 检查调试.....	46
8.2 光伏方阵检查.....	46
8.3 电气设备检查.....	46
9 质量验收.....	47
10 运行维护.....	48
10.2 日常维护管理.....	48

2 术 语

2.0.1 根据国家标准 GB/T 38946-2020《分布式光伏发电系统集中运维技术规范》给出的分布式光伏发电系统明确的定义：在用户现场或靠近用户现场，采用光伏组件，将太阳辐射能直接转换为电能的发电系统。建筑光伏系统属于分布式光伏发电系统。建筑光伏系统按与建筑结合形式的不同划分的建筑附加型光伏系统（BAPV）和建筑集成型系统（BIPV），也成为建筑光伏一体化系统。

按安装位置的不同划分的安装在建筑物上的系统、安装在建筑区域内地面上的系统以及一部分安装在建筑物上，一部分安装在建筑区域内地面的混合系统。

本规程规定了安装在建筑本体上的光伏发电系统。

2.0.4 该术语来自国家标准《建筑幕墙术语》GB/T 34327-2017。

2.0.5 并网系统中 PV 方阵所产生电力除了供给交流负载外，多余的电力反馈给电网。当光伏阵列没有产生电能或者产生的电能不能满足负载需求时就由电网供电。因为直接将电能输入电网，免除配置蓄电池，省掉了蓄电池储能和释放的过程，可以充分利用 PV 方阵所发的电力从而减小了能量的损耗，并降低了系统的成本。但是系统中需要专用的并网逆变器，以保证输出的电力满足电网电力对电压，频率等指标的要求。因为逆变器效率的问题，还是会有部分的能量损失。这种系统通常能够并行使用市电和太阳能光伏组件阵列作为本地交流负载的电源。降低了整个系统的负载缺电率。而且并网 PV 系统可以对公用电网起到调峰作用。但是，并网光伏供电系统作为一种分散式发电系统，对传统的集中供电系统的电网会产生一些不良的影响，如谐波污染，孤岛效应等。

实际工程中还有一种混合工作模式，这种太阳能光伏系统中除了使用太阳能光伏组件阵列之外，还使用了油机作为备用电源。使用混合供电系统的目的就是为综合利用各种发电技术的优点，避免各自的缺点。比方说，上述的几种独立光伏系统的优点是维护少，缺点是能量的输出依赖于天气，不稳定。综合使用柴油发电机和光伏阵列的混合供电系统和单一能源的独立系统相比就可以提供不依赖于天气的能源。

随着太阳能光电子产业的发展，出现了可以综合利用太阳能光伏组件阵列，市电和备用油机的并网混合供电系统。

很多在偏远无电地区的通信电源和民航导航设备电源，因为对电源的要求很高，都是采用的混合系统供电，以求达到最好的性价比。我国新疆、云南建设的很多乡村光伏电站就是采用光/柴混合系统。

2.0.8 原规程中采用的是光伏接线箱，根据现行国家标准《建筑光伏系统应用技

术标准》GB 51368-2019 改为汇流箱，其作用是保证光伏组件有序连接和汇流功能的接线装置。该装置能够保障光伏系统在维护、检查时易于分离电路，当光伏系统发生故障时减小停电的范围。

4 光伏组件与构件安装

4.1 一般规定

4.1.3 标称功率 (Nominal power) 是光伏 (PV) 设备 (例如太阳能电池, 面板和系统) 的铭牌容量, 并且通过测量电路中的电流和电压来确定, 同时在精确定义的条件改变电阻。这些标准测试条件 (STC) 在 IEC 61215, IEC 61646 和 UL 1703 等标准中规定; 具体而言, 光强为 $1000\text{W}/\text{m}^2$, 其光谱与夏季 (气质 1.5) 在北纬 35°N 处撞击地球表面的光相似, 电池温度为 25°C 。在改变开路 and 闭路之间的模块上的电阻负载 (在最大和最小电阻之间) 的同时测量功率。这样测量的最高功率是模块的“标称”功率, 单位为瓦特。该标称功率除以落在光伏器件的给定区域上的光功率 (面积 $\times 1000\text{W}/\text{m}^2$) 定义了其效率, 即器件的电输出与入射能量的比率。

标称功率对于设计安装非常重要, 以便正确确定其布线和转换器的尺寸。如果可用面积有限, 则太阳能电池效率以及与之相关的每面积标称功率 (例如 kW/m^2) 也是相关的。对于比较模块, 每个标称功率的价格 (例如 $\$/\text{W}$) 是相关的。对于给定安装的物理方向和位置, 假设标称功率即容量因子很重要, 则每年产量的预期年产量 (例如 kWh) 是重要的。利用预计的容量系数, 可以估算给定安装的每个预计年产量 (例如 $\$/\text{kWh}$) 的价格。最后, 根据生产的预计值, 可以估算安装成本的摊销。

光伏组件的转换效率 (conversion efficiency) 指受光照太阳电池的最大功率与入射到该太阳电池上的全部辐射功率的百分比。

最佳工作电压 optimum operating voltage (V_m) 在太阳电池的伏安特性曲线上, 最大功率点所对应的电压。

最佳工作电流 optimum operating current (I_m) 在太阳电池的伏安特性曲线上, 最大功率点所对应的电流。

应特别注意极性不能接错。导线电缆连接不能太紧, 需留有余量, 以免冬天温度降低时形成接触不良, 甚至拉断电缆。方阵输出的正、负极和接地线需用不同颜色的导线电缆连接, 以免混淆极性, 造成事故。

4.2 光伏组件安装

4.2.4 通常框架和支架采用热镀锌钢材或涂防锈漆的角钢制造。需根据组件的重量、支架的大小、当地的风力及积雪等情况来确定整体结构, 要使方阵具有足够的强度、刚度及稳定性。

在压型金属屋面上安装光伏系统时，也可采用专用卡件将光伏组件卡在屋面压型金属板上。

4.3 光伏构件安装

4.3.5 光伏构件安装高度须能躲避周边建筑物、行人、树木植物以及未来生长的植物对光伏构件的遮挡，如有其他安全防护措施，可不受此限制。

5 电气设备安装

5.1 一般规定

5.1.5 在光伏系统的汇流箱、接线盒等处设有注明“当汇流箱从光伏逆变器断开后，汇流箱内的器件仍有可能带电”或相似内容文字。

5.2 汇流箱

5.2.2 汇流箱虽然可以安装在户外，为防水产品，但同时其为一电子设备，故尽量不要安装在潮湿的地方。汇流箱的冷却方式为自然冷却，为保证正常运行及使用寿命，尽量不要将其安装在阳光直射或者环境温度过高区域。

5.2.4 汇流箱的输入输出端以及通讯、电源、接地等的对接线端子位于机壳的下部。汇流箱最多允许接入光伏组件路数由具体汇流箱确定。

如果针对同一个逆变器使用超过三个汇流箱，可能需要在汇流箱与逆变器之间添加保险丝。

5.2.7 在任何电力系统中，微型断路器被用来配电和保护电子器件免受过电流的危害，如果不加保护，此过电流有可能导致电子器件失灵、过热、损坏甚至起火。如果微型断路器保护电流等级过大，无法提供保护功能，如果过小，则无法正常工作。微型断路器承受来自逆变器和光伏方阵的高压，因此在此单独提出严禁在安装和工作时拆装微型断路器。

5.2.8 接线时，有可能因端子滑丝或端子卡口提不上来，造成接触不良。端子拧紧后，用手拉拔一下线缆，检查是否紧固。接线箱线径推荐值可参照接线箱用户手册说明。

5.5.20 直流干线是光伏组件系统经汇流箱汇流后到逆变器的传输用线。直流干线系统采用不接地方案，如果电缆发生接地故障，将会给系统甚至设备带来相比交流大得多的危害，因此，标准对直流电缆的电缆耐压、绝缘性能、抗老化性能进行了强调。

5.3 逆变器

5.3.1 逆变器和控制器在开箱时，需先检查有无质保卡、出厂检验合格证和产品说明书、外观有否损坏、内部接线和螺钉是否松动，如有问题，需及时与生产厂家联系解决。

5.3.2 逆变器和控制器安装位置避免安装在阳光直射处，安装存放处需避开高腐蚀、高粉尘、高温、高湿环境，避免金属物质落入其中。配电室的位置要尽量接近方阵和用户，以减少线路损耗。控制器不能直接放在蓄电池上，以免蓄电池产

生的腐蚀性气体对控制器的电子元器件造成不良影响。

逆变器在 $-10^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ 的室内环境下操作,但进行开启时的温度最好高于 0°C ,理想的操作温度为 $10^{\circ}\text{C}\sim 25^{\circ}\text{C}$ 。安装环境需要有一个良好的散热系统,理想的安装环境是在安装有温恒湿设备、强制性通风设备宽敞的房间。

所选择安装场地环境相对湿度需符合设计要求,不得超过 95%,且无凝露。

对于中小型逆变器和控制器可以根据要求固定在墙壁或摆放在工作台上。大型逆变器和控制器一般直接安放在地面上,与墙壁之间要留有一定距离,以便接线和检修,同时也便于通风。要避免阳光直接照射在逆变器和控制器上。隔离开关、漏电保护器、防雷开关、开关柜等设备可以依次固定在墙上或地面上。

5.3.3 逆变器一般采用自然冷却方式,选择安装场地需保证逆变器周围空气流通顺畅。逆变器前方需留有足够间隙使得易于观察数据以及维修。

5.6 蓄电池组及充放电控制器

5.6.1 酸性蓄电池充电或放电过程中,其电解液会分解出大量的氢气,同时产生一定的热量,正常运行时也会产生一些氢气。酸性蓄电池电解液分解出的氢气与空气中的氧气混合,当氢氧混合物浓度达到爆炸极限时,一旦遇明火或火星就会发生爆炸,且其爆炸的上、下限范围较大,因此蓄电池室具有较大的火灾、爆炸危险性,因此需注意铅酸蓄电池的防火防爆,必须采取相应措施,如加强通风、室内采用防爆电器、严禁在室内使用火炉或电炉取暖等。

5.6.2 方阵的最佳工作电压以及蓄电池组的端电压都是额定的,为保证蓄电池组的充电效率与用电设备正常工作,要求方阵控制器,蓄电池组及用电设备尽量靠近,以减少传输导线长度,减少线路上的压降。

安放蓄电池组的箱体尺寸与放置蓄电池数量,蓄电池间隔,采用保温材料,保温方式(箱内保温,箱外保温)及气候状况有密切关系,需视具体情况确定。蓄电池不得倒置、不得受任何机械冲击和重压,安放的位置需方便接线和维护检修。

5.6.7 蓄电池与地面之间采取绝缘措施,可避免因蓄电池与地面短路而放电。

5.6.9 进行蓄电池线路连接时要注意正、负极不能接错。蓄电池极柱与接线夹头之间需紧密接触,否则由于接触不良会增加电阻,甚至造成断路。可在各个连接点涂一层凡士林油膜,以防锈蚀。在蓄电池极柱连线时必须特别注意防止短路。若有金属工具或物体掉落在蓄电池极柱之间,会形成放电,产生很大电流和火花,可能损坏设备造成人身事故,因此连接后需用接线盖盖上蓄电池接线端子。

8 检查调试

原规程第 8 章内容，并根据近年工程经验进行了部分内容的调整

8.2 光伏方阵检查

8.2.3 一般情况下组件串中的组件规格和型号都需一致，可根据生产厂提供的技术参数，查出单块组件的开路电压，将其乘以串联的数目，需大致等于组件串两端的开路电压。通常由 36 片、60 片或 72 片电池串联的组件，其开路电压约为 21V、37V 或 42V 左右。如有若干块组件串联，其组件串两端的开路电压约为 21V、37V 或 42V 的整数倍。若组件串联的数目较多，可能开路电压很高，测量时要注意安全。光伏组件串两端的开路电压若相差太大，可能存在组件损坏、极性接反或是连接处接触不良等问题，需逐个检查组件的开路电压及连接状况，清除故障。

光伏组件串两端的短路电流若相差较大，则可能的组件性能不良，需更换。在测量短路电流时，需注意安全，电流太大时会造成设备或人身事故。

8.3 电气设备检查

8.3.5 控制器的主要功能是防止蓄电池过充电/过放电。如现场不具备在与光伏系统连接前先对控制器单独进行调试的条件，也需安装完成后，对控制进行过充断开、过充恢复、过放断开、过放恢复等几项功能进行测试，同时需有温度补偿功能。

8.3.7 独立逆变器必须具备产品说明书和出厂检验合格证书。

逆向功率保护功能可按如图 1 所示试验电路进行。光伏系统通过电力变压器并网运行，由重到轻改变变压器光伏系统侧的可变交流负载或由小到大调整光伏系统的输出功率，直到电网侧出现逆向功率。记录电网解/并点的动作值（即：电网解/并点动作时的逆向交流功率值）和动作时间，需符合设计要求。

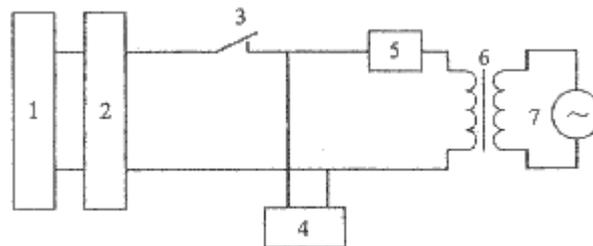


图 1 逆向功率保护参考试验电路

1—光伏方阵；2—并网逆变器；3—电网解/并点；4—可变交流负载（或用户负载）；5—逆向功率检测装置；6—电力变压器；7—电网

9 质量验收

本章中原规程 9.2 分项验收、9.3 竣工验收部分内容并入 9.1 一般规定中，并补充分项划分等内容，删除分项验收的管理内容。

10 运行维护

10.2 日常维护管理

10.2.4 设备温度检查可用手背触碰；上述检查出现异常情况，需找出原因，并立即采取有效措施加以解决，若发现严重异常情况，除立即切断电源并采取有效措施外，还需报告专业人员并同时做好记录。