T/CECSxxx-202x

中 国 工 程 建 设 标 准 化 协 会 标 准

**建筑集成光伏系统施工及验收标准**

Construction and acceptance criteria for building integrated photovoltaic systems

（**征求意见稿**）

（提交反馈意见时，请将有关专利连同支持性文件一并附上）

XXX出版社

中 国 工 程 建 设 标 准 化 协 会 标 准

**建筑集成光伏系统施工及验收标准**

Construction and acceptance criteria for building integrated photovoltaic systems

**T/CECS xxx－202x**

主编单位：中国建筑设计研究院有限公司

批准单位：中国工程建设标准化协会

施行日期：202X年XX月XX日

中 国 X X出 版 社

202X年 北 京

##

## 前 言

根据中国工程建设标准化协会《关于印发﹤2021年第二批协会标准制订、修订计划﹥的通知》（建标协字〔2021〕20号）的要求，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。

本规程共分9章和2个附录，主要内容包括总则、术语、基本规定、光伏构件安装、电气设备安装、防雷接地、检查调试、验收、运行维护等。

本标准由中国工程建设标准化协会建筑与市政工程产品应用分会归口管理，由中国建筑设计研究院有限公司负责具体技术内容的解释。在执行过程中如有意见或建议，请寄送中国建筑设计研究院有限公司（地址：北京市西城区车公庄大街19号，邮政编码：100044）。

**主 编 单 位：**中国建筑设计研究院有限公司

**参 编 单 位：××××××××××××××**

××××××××××××××

××××××××××××××

××××××××××××××

××××××××××××××

**主要起草人：**××× ××× ××× ××× ××× ××× ×××

××× ××× ××× ××× ××× ××× ×××

**主要审查人：**××× ××× ××× ××× ××× ××× ×××

**目 次**

1 总则 1

2 术语 2

3 基本规定 3

3.1 施工准备 3

3.2 施工安装 4

3.3 安全措施 5

4 光伏构件安装 6

4.1 一般规定 6

4.2 光伏屋顶 8

4.3 光伏幕墙 10

4.4 光伏采光顶 14

4.5 光伏遮阳 16

4.6 光伏栏板 17

5 电气设备安装 19

5.1 线缆敷设与连接 19

5.2 交直流配电柜 21

5.3 汇流箱 21

5.4 逆变器 22

5.5 电池组及充放电控制器 25

5.6 监测装置 26

5.7 组件级快速关断器 26

6 防雷接地 27

7 检查调试 29

7.1 电气安全检查 29

7.2 系统调试 30

8 验收 35

8.1 一般规定 35

8.2 建筑构造 38

8.3 电气系统 41

8.4 防雷接地 42

9 运行维护 44

9.1 日常维护 44

9.2 定期检查 48

附录A 光伏系统施工质量验收表格 50

附录B 光伏建筑一体化系统巡检周期表 52

用词说明 54

引用标准名录 55

附：条文说明 57

**Contents**

1 General provisions 1

2 Terms 2

3 Basic requirements 3

3.1 Preparation before construction 3

3.2 Construction and installation 4

3.3 Safety requirements 5

4 Installation of PV components 6

4.1 General requirements 6

4.2 Photovoltaic roof 8

4.3 Photovoltaic curtain wall 10

4.4 Photovoltaic daylighting roof 14

4.5 Photovoltaic solar shading 16

4.6 Photovoltaic railing panel 17

5 Installation of electric equipment 19

5.1 Lay and link of wire cable 19

5.2 AC/DC power distribution cabinet 21

5.3 DC combiner box 21

5.4 Inverter 22

5.5 Battery and charger and discharge control installation 25

5.6 Monitoring device 26

5.7 Component-level rapid shutdown device 26

6 Lightning protection and grounding 27

7 Inspection and debugging 29

7.1 Electrical safety inspection 29

7.2 Debugging and testing of equipment and system 30

8 Acceptance 35

8.1 General requirements 35

8.2 Building construction 38

8.3 Electrical system 41

8.4 Lightning protection and grounding 42

9 Operation and Maintenance 44

9.1 Routine maintenance 44

9.2 Periodic inspection 48

Appendix A Acceptance tables of PV system engineering 50

Appendix B Patrol inspection record for building mounted photovoltaic system 52

Explanation of wording 54

List of quoted standards 55

Addition：Explanation of provisions 57

#

# 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，制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于新建、改建和扩建建筑光伏系统的安装、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，除应符合本标准外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

# 2 术语

**2.0.1** 建筑光伏系统 building mounted photovoltaic (PV) System

安装在建筑物上的光伏系统。

**2.0.2** 光伏构件 photovoltaic module component

与建筑构件组合在一起或独立成为建筑构件，同时具备光伏发电和建筑功能的构件。

**2.0.3** 建筑光伏一体化 building integrated photovoltaic (BIPV)

将光伏构件及其他光伏发电设备和材料纳入建筑构件体系，与建筑同步设计、同步施工、同步验收、同步运行管理，实现二者的有机结合。

**2.0.4** 光伏幕墙 PV curtain wall

将光伏构件作为面板材料，具有光伏发电功能的建筑幕墙。

**2.0.5** 金属板屋面metal plate roof

采用压型金属板或金属绝热夹芯板的建筑屋面。

**2.0.6** 单层防水卷材屋面 single-ply roofing

采用一层防水卷材与相关材料构成的屋面系统。

# 3 基本规定

**3.1 施工准备**

**3.1.1** 工程施工前应具备下列条件：

**1** 建设单位应取得相关的施工许可文件；

**2** 施工通道应符合材料、设备运输的要求；

**3** 施工单位的资质、特种作业人员资格、施工机械、施工材料、计量器具等应报监理单位或建设单位审查完毕；

**4** 施工图应通过会审、设计交底应完成，施工组织设计方案应已编审完毕；

**5** 工程定位测量基准应确立。

**3.1.2** 建筑光伏系统工程施工前应编制专项施工组织设计方案：

**1** 新建建筑光伏系统的安装施工应纳入建筑工程施工组织设计，并制定相应的安装施工方案；

**2** 既有建筑光伏系统的安装施工应编制设计技术方案及施工组织设计，并制订相应的安装施工方案。

**3.1.3** 进场的建筑光伏系统设备、构件和原材料应符合设计要求，施工前应对设备进行开箱检查，合格证、说明书、测量记录、附件、备件等应齐全，经验收合格后方可使用。

**3.1.4** 光伏构件的检查应符合下列规定：

**1** 光伏构件产品应完整，每个光伏构件上应标注额定输出功率（或电流）、 额定工作电压、开路电压、短路电流；

**2** 应有合格标志，制造商的贮运、安装和电路连接说明；

**3** 光伏构件产品检测要求应符合表3.1.4的规定。

**表3.1.4 光伏构件产品检测要求**

|  |  |
| --- | --- |
| 检查内容 | 检测要求 |
| 构件质量检查 | 构件外观检查 | 构件应无破损，整体颜色应均匀一致 |
| 玻璃表面应整洁、平直，无明显划痕、压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口、气泡等缺陷 |
| 表面颜色均匀，无可视裂纹，无明显色斑、脏污等 |
| 焊带银白色，且颜色一致，无氧化、黄变、弯曲、露白，无明显偏差 |
| PVB应无气泡、脱层等缺陷 |
| 接线盒应无缺损、无机械损伤、无裂痕斑点、无脱落 |
| 边框表面应表面整洁平整、无破损，无开裂，无明显脏污硅胶残留等 |
| 条形码清晰正确，不遮挡电池，可进行条码扫描 |
| 铭牌标签应清晰正确、耐久 |
| 组串一致性检查 | 同一方阵包含的光伏构件应为同一类型、同一功率、同电流档，不能混装。现场安装光伏构件应与采购协议、设计要求、认证证书上规格型号一致。并联的光伏构件方阵内的所有光伏构件组串均具有类似的开路电压额定电特性和STC下的最大功率点电压以及温度系数 |

**3.1.5** 汇流箱的检查应符合下列规定：

**1** 应提供汇流箱制造商、产品型号、合格证等基本信息，认证资料齐全，规格型号应与采购合同（技术协议）一致；

**2** 箱体外观应无明显划伤、变形，内部元器件固定牢固可靠；

**3** 汇流箱工作电压应符合光伏发电系统设计要求。

**3.1.6** 逆变器的检查应符合下列规定：

**1** 应提供所使用逆变器的制造商、产品型号等基本信息。逆变器规格型号应与采购合同（技术协议）一致；

**2** 逆变器金属箱体应防腐性能良好，现场无明显锈蚀，通风散热应良好，通风孔应无堵塞，风机运转应正常；

**3** 逆变器额定输出功率值，现场接入标称装机容量等应符合设计文件的规定。

**3.1.7** 配电柜的检查应符合下列规定：

**1** 配电箱应有触电警告标识，外观应完好无损，元器件布局应与采购合同（技术协议）一致；

**2** 配电箱应安装防雷、过流保护、断路装置；电气连接应可靠连接且接触良好，应做外壳接地。

**3.1.8** 线缆的检查应符合下列规定：

**1** 应提供线缆检测报告及认证证书，规格型号应符合设计文件的规定；

**2** 线缆绝缘层应完好无损；

**3** 线缆连接头连接应牢固。

**3.1.9** 进场的设备、构件和原材料应分类进行保管；电气设备以及钢筋、水泥等材料应存放在干燥、通风场所。

**3.1.10** 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，吊装机械和货物，不得碰撞周围建筑和公共设施。

**3.1.11** 临时堆放在屋顶、楼面的设备、构件和材料，应考虑屋面的集中荷载、活荷载等最大荷载承受能力，施工单位应在施工组织设计方案中进行规定，并且应均匀、有序摆放，不得集中放置。

**3.2 施工安装**

**3.2.1** 光伏系统安装前应具备以下条件：

**1** 设计文件齐备；

**2** 并网系统应接入手续齐全；

**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。

**3.2.2** 安装光伏系统的建筑主体结构应完成验收。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。

**3.2.3** 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对规定。

**3.2.4** 测量放线工作除应符合现行国家标准《工程测量规范》GB 50026的有关规定外，尚应符合下列规定：

**1** 建筑光伏系统的测量应与主体结构的测量相配合，及时调整、分配、消化测量偏差，不得累积；

**2** 应定期对安装定位基准进行校核；

**3** 测量应在风力不大于四级时进行。

**3.2.5** 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。

**3.2.6** 对已经安装完成的建筑光伏系统的构件和设备，应采取相应的保护措施。

**3.2.7** 焊接作业时，应对光伏构件采取保护措施。

**3.2.8** 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标准附录A的规定进行质量验收记录，并填写竣工验收报告。

**3.3 安全措施**

**3.3.1** 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。

**3.3.2** 施工现场临时用电应符合现行国家标准《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194的有关规定。

**3.3.3** 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。

**3.3.4** 在雨、雪及6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。

**3.3.5** 在坡度大于10°的坡屋面上施工应设置专用踏脚板。

**3.3.6** 现场焊接作业时应采取可靠的防火措施，并应遵守施工现场其它关于防火安全的管理要求。

**3.3.7** 施工现场应采取架设防护网、必要的隔离、警示等保护措施。

**3.3.8** 光伏构件在安装时电池板表面应铺遮光板，防止电击危险。

**3.3.9** 光伏构件的输出电缆不得发生非正常短路。

**3.3.10** 连接无断弧功能的开关时，不得在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开。

**3.3.11** 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏构件破裂的情况应及时设置限制接近的警示牌，并由专业人员处置。

**3.3.12** 接通电路后不得局部遮挡光伏构件，防止热斑效应的不利影响。

**3.3.13** 施工人员应佩带安全防护用品，并设置醒目、清晰的安全标识。

**3.3.14** 在建筑工地安装光伏系统时，施工操作面应与安装场所上空的架空电线保持安全距离，必要时应采取安全隔离措施。

**3.3.15** 严禁触摸光伏构件串的金属带电部位。

**3.3.16** 严禁在雨、雪中进行光伏构件的接线工作。

# 4 光伏构件安装

**4.1 一般规定**

**Ⅰ 构件要求**

**4.1.1** 光伏构件、配件和材料的品种、规格、色泽、性能，具有产品合格证明文件，并应符合设计文件的规定。

**4.1.2** 光伏构件上应标有带电警告标识，光伏构件强度应满足设计强度要求。

**4.1.3** 光伏构件安装前应做下列准备工作：

**1** 由支架支撑的光伏构件，支架的安装应验收合格；

**2** 宜按照光伏构件的电压、电流参数进行分类和组串；

**3** 光伏构件的外观及各部件应完好无损。

**Ⅱ 支撑结构**

**4.1.4** 光伏构件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

**4.1.5** 光伏构件基础应符合下列规定：

**1** 光伏构件支架基座应按设计要求的位置、数量设置，摆放应平稳、整齐。基座与建筑主体结构应有效连接，钢筋混凝土基座的主筋宜锚固在主体结构内，并符合锚固深度相关要求；

**2** 预埋件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实；

**3** 在屋面结构层上现场施工的基座浇注完工后，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的有关规定；

**4** 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，或进行热镀锌处理。

**4.1.6** 光伏构件框架与光伏构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。

**4.1.7** 光伏构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。

**4.1.8** 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。

**4.1.9** 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。

**4.1.10** 光伏构件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，中心线位置的允许偏差应为±3mm；预埋件为螺栓的，中心线位置的允许偏差应为±2mm。

**4.1.11** 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规范》GB 50224的规定。

**4.1.12** 支承光伏构件的钢结构应与建筑接地系统可靠连接。

**Ⅲ 光伏构件安装**

**4.1.13** 光伏构件或方阵应排列整齐。光伏构件之间的连接件，应便于拆卸和更换。

**4.1.14** 光伏构件或方阵与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，并不得被施工等杂物填塞。

**4.1.15** 光伏构件或方阵安装时必须严格遵守生产厂指定的安装条件。

**4.1.16** 在盐雾、寒冷、积雪等地区安装光伏构件时，应与产品生产厂协商制定合理的安装施工和运营维护方案。

**4.1.17** 光伏方阵角度和定位应符合设计要求，安装倾角误差应为±0.5°，方位角误差应为±3°。

**4.1.18** 光伏构件或阵列应排列整齐；周围不安装光伏构件的面上应采用符合设计要求的建筑材料补充，并统一模数，光伏构件之间的连接件、连接方式应便于拆卸和更换。

**4.1.19** 光伏构件的安装应符合下列要求：

**1** 光伏构件应按照设计图纸的型号、规格进行安装；

**2** 光伏构件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定；

**3** 光伏构件安装允许偏差应符合表4.1.19的规定。

**表4.1.19 光伏构件安装允许偏差**

|  |  |
| --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 |
| 倾斜角度偏差 | ±1° |
| 光伏构件边缘高差 | 相邻光伏构件间 | ≤2mm |
| 同组光伏构件间 | ≤5mm |

**Ⅳ 光伏接线**

**4.1.20** 应将光伏构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。

**4.1.21** 光伏构件的串、并联应按照设计要求，用导线将光伏构件的正、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。

**4.1.22** 光伏构件上正、负极和各种类型传感器接线正确，用螺丝刀将线压紧并注意接线盒的防水处理。

**4.1.23** 光伏构件金属部件应可靠接地，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。

**4.1.24** 安装在弧面、艺术面等非平面建筑表面的光伏构件，宜根据入射角的不同将光伏构件进行串并联联接。

**4.1.25** 光伏构件之间的接线应符合下列要求：

**1** 光伏构件连接数量和路径应符合设计要求；

**2** 光伏构件间线缆接插件应连接牢固；

**3** 光伏构件进行组串连接后应对光伏构件串的开路电压和短路电流进行测试；

**4** 光伏构件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐、美观；

**5** 同一光伏构件或光伏构件串的正负极不应短接。

**4.2 光伏屋顶**

**Ⅰ 一般规定**

**4.2.1** 光伏屋顶施工前，应有经审批的施工组织设计及与其配套的专项施工方案和安全方案，并进行现场技术和安全交底。

**4.2.2** 安装前应检查现场清洁情况、机具准备情况、材料设备合格情况以及各项施工安装的条件。

**4.2.3** 安装过程中，应对半成品和成品进行保护。

**4.2.4** 每道工序合格后，再进行下道工序的施工安装。

**4.2.5** 光伏屋顶施工前，应对屋面结构工程进行验收。

**4.2.6** 光伏屋顶施工前应完成深化设计。

**4.2.7** 当涉及既有屋面拆除时，应符合下列规定：

**1** 屋面拆除应与安装同步进行；

**2** 屋面拆除后应对屋面保温层、防水层进行修复。

**4.2.8** 在既有建筑屋面上安装光伏方阵时，应进行结构和电气安全的复核，应保证原有屋面的防水等级、排水能力和热工性能不降低，光伏方阵的防雷系统应与既有屋面防雷系统统一连接。

**Ⅱ 屋面构造层**

**4.2.9** 结构防水层的施工不应损害原建筑物主体结构和屋面防水。

**4.2.10** 细部构造施工应符合屋面要求，首先应处理好细部周边的防水构造，再处理好光伏构件与细部的连接构造，保证连接部位不渗漏。

**4.2.11** 屋面防水工程应在结构防水层基础施工前结束，当结构防水层的连接必须穿透屋面时，应进行防水修补并进行试水试验。

**4.2.12** 保温棉、隔汽膜、防水透气膜施工应符合下列规定：

**1** 屋面保温棉、防水透气膜安装应平整，保温棉间搭接长度不应小于100mm，防水透气膜纵横向搭接长度不应小于100mm，搭接处应采用专用胶连接，搭接缝应采取满粘形式；

**2** 安装时，应确保保温棉下铝箔不破损，不起皱，保温棉上方应采用压条方式固定；

**3** 保温棉、防水透气膜安装宜与光伏构件安装同步，不宜超前过多，并设置防雨、防风措施。

**Ⅲ 光伏构件安装**

**4.2.13** 光伏构件的安装应符合下列规定：

**1** 光伏构件应按预定的安装顺序安装；

**2** 光伏构件的串并联数量和路径应符合设计要求；

**3** 光伏构件的插头之间应插接到位；

**4** 同一光伏构件或光伏组串的正负极不应短接；

**5** 散热间隙不得被杂物堵塞；

**6** 线缆应顺平地放入线槽内。

**4.2.14** 光伏构件的安装允许偏差应符合表4.2.14的规定。

**表4.2.14 光伏构件的安装允许偏差**

|  |  |
| --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 |
| 倾斜角度偏差 | ≤1° |
| 光伏构件边缘高差 | 相邻光伏构件间 | ±2mm |
| 纵向全场（相同标高） | ≤10mm |
| 光伏构件平整度 | 相邻光伏构件间 | ±2mm |
| 纵向全长 | ≤5mm |
| 檐口与屋脊的平行度 | 允许偏差 | ≤12mm |
| 光伏构件对屋脊的垂直度 | 单坡或半坡长度的1/800，且≤25mm |

**4.2.15** 光伏构件与坡屋面结合时除应满足现行国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345的相关规定外，同时还应满足以下要求：

**1** 在坡屋面上安装光伏构件时，其周边的防水连接构造应按设计要求施工，不得渗漏；在盐雾、寒冷、积雪等地区安装光伏构件时，宜与产品生产厂商协商制定合理的安装施工方案；在既有建筑上安装光伏构件，可根据建筑物的建设年代、建筑结构选择可靠的安装方案；

**2** 在顺水条和挂瓦条安装前，应检查屋面的固定层，确保平整，且有足够的厚度和强度，保证安装的牢固；

**3** 应根据瓦屋面特点及屋面的实际尺寸，与产品生产厂商确定顺水条和挂瓦条的位置线。木质顺水条和挂瓦条应采用等级为Ⅰ级或Ⅱ级的木材（含水率不应大于18%），并应作防腐防蛀处理。顺水条与持钉层连接、挂瓦条与顺水条连接应固定牢固；

**4** 在顺水条和挂瓦条安装前，应检查屋面的固定层，确保平整，且有足够的厚度和强度，保证安装的牢固；

**5** 顺水条、挂瓦条安装间距尺寸，应满足光伏瓦安装要求：

**a)** 尺寸宜为：30×30mm木挂瓦条（供选规格，不能小于此尺寸），如需选择其他材质挂瓦条其截面尺寸需满足项目实际要求，且应满足《坡屋面工程技术规范》GB 50693中相关条例；

**b)** 檐口挂瓦条截面尺寸需根据项目实际要求进行调整，且应满足《坡屋面工程技术规范》GB 50693中相关条例；

**c)** 挂瓦条轴线间距需根据光伏构件尺寸与生产厂家进行协商，且施工过程不可破坏屋面保温及防水构造，且应保证屋面系统安全；

**d)** 挂瓦条应连接牢固，需满足施工验收标准。

**6** 光伏构件或光伏构件宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水、通风散热功能。

**4.2.16** 光伏构件与金属板屋面、单层防水卷材屋面结合应满足以下要求：

**1** 金属屋面除应符合现行国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345中的相关规定外，还应根据屋面结构及荷载能力选择相应的安装方式（热风焊接、夹具及胶粘），且安装过程中不得破坏屋面防水构造；

**2** 支架基础夹具应采用专用的金属屋面夹具，与金属屋面紧密配合，不影响金属屋面的正常使用寿命；

**3** 支架基础夹具应按照设计要求和厂商说明书进行安装，保证夹具与金属屋面的牢固连接，防止松动和滑移；

**4** 支架基础夹具应设置在金属屋面的波峰处，避免在波谷处设置；

**5** 光伏构件与金属板屋面采用结构胶粘接方式连接时，应对金属板屋面表面的尘埃、油渍和其他污物进行清洗。注胶时的环境温度、湿度条件应符合结构胶产品的规定，且注胶宽度和厚度应符合设计要求。硅酮结构密封胶在固化并达到足够承载力前不应搬动。

**6** 单层防水卷材屋面上附设光伏方阵时应选用无穿孔技术，光伏构件应与屋面可靠连接，宜采用热风焊接技术固定；

**7** 单层防水卷材屋面上附设的光伏方阵与屋面层之间应设置通风散热构造，通风散热构造不应影响屋面的防水排水性能。

**4.2.17** 光伏屋顶应在屋脊或檐口设置固定点。

**4.2.18** 安装完毕的天沟应保证排水顺畅，底部不应积水。

**4.2.19** 采用排水槽式的光伏构件，安装前应对其基础预埋件的位置进行复核，排水槽构件的安装应符合下列规定：

**1** 排水槽应按预定的安装顺序安装；

**2** 排水槽安装调整就位后应及时进行紧固；

**3** 横向导水槽的长边方向安装允许偏差应为±4.0mm；

**4** 纵向排水槽的中心线间距允许偏差应为＋1.5mm；

**5** 压块间沿横向排水槽长度方向的孔距允许偏差应为±5.0mm；

**6** 压块间沿纵向排水槽长度方向的孔距允许偏差应为±20mm；

**7** 导水槽与结构层采用螺栓连接时，应对废弃的栓孔进行防水封堵。

**4.2.20** 排水槽采用搭接工艺时，搭接位置应位于檩条处，两根水槽均应固定于支承构件上。屋面坡度不大于10%时搭接长度不应小于250mm；屋面坡度大于10%时搭接长度不应小于200mm。

**4.3 光伏幕墙**

**Ⅰ 一般规定**

**4.3.1** 光伏幕墙连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102和《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的有关规定。

**4.3.2** 光伏幕墙的安装应符合以下要求：

**1** 光伏幕墙应排列整齐，表面平整，缝宽均匀，安装允许偏差应满足《建筑幕墙》GB/T 21086的相关规定；

**2** 光伏幕墙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。

**4.3.3** 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。

**Ⅱ 构件式光伏幕墙**

**4.3.4** 光伏幕墙立柱的安装应符合下列要求：

**1** 立柱安装轴线偏差不应大于2mm；

**2** 相邻两根立柱安装标高偏差不应大于3mm，同层立柱的最大标高偏差不应大于5mm；相邻两根立柱固定点的距离偏差不应大于2mm；

**3** 立柱安装就位、调整后应及时紧固。

**4.3.5** 光伏幕墙横梁安装应符合下列要求：

**1** 横梁应安装牢固，设计中横梁和立柱间留有空隙时，空隙宽度应符合设计要求；

**2** 同一根横梁两端或相邻两根横梁的水平标高偏差不应大于1mm。同层标高偏差：当一幅幕墙宽度不大于35m时，不应大于5mm；当一幅幕墙宽度大于35m时，不应大于7mm；

**3** 当安装完成一层高度时，应及时进行检查、校正和固定。

**4.3.6** 光伏幕墙其他主要附件安装应符合下列要求：

**1** 防火、保温材料应铺设平整且可靠固定，拼接处不应留缝隙；

**2** 冷凝水排出管及其附件应与水平构件预留孔连接严密，与内村板出水孔连接处应密封；

**3** 其他通气槽孔及雨水排出口等应按设计要求施工，不得遗漏；

**4** 封口应按设计要求进行封闭处理；

**5** 光伏幕墙安装用的临时螺栓等，应在构件紧固后及时拆除；

**6** 采用现场焊接或高强螺栓紧固的构件，应在紧固后及时进行防锈处理。

**4.3.7** 幕墙玻璃安装应按下列要求进行：

**1** 玻璃安装前应进行表面清洁。除设计另有要求外，应将单片阳光控制镀膜玻璃的镀膜面朝向室内，非镀膜面朝向室外；

**2** 应按规定型号选用玻璃四周的橡胶条，其长度宜比边框内槽口长1.5% ~ 2%；橡胶条斜面断开后应拼成预定的设计角度，并应采用粘结剂粘结牢固；镶嵌应平整。

**4.3.8** 硅酮建筑密封胶不宜在夜晚、雨天打胶，打胶温度应符合设计要求和产品要求，打胶前应使打胶面清洁、干燥。

**4.3.9** 构件式光伏幕墙中硅酮建筑密封胶的施工应符合下列要求：

**1** 硅酮建筑密封胶的施工厚度应大于3.5mm，施工宽度不宜小于施工厚度的2倍；较深的密封槽口底部应采用聚乙烯发泡材料填塞；

**2** 硅酮建筑密封胶在接缝内应两对面粘结，不应三面粘结。

**Ⅲ 单元式光伏幕墙**

**4.3.10** 单元吊装机具准备应符合下列要求：

**1** 应根据单元板块选择适当的吊装机具，并与主体结构安装牢固；

**2** 吊装机具使用前，应进行全面质量、安全检验；

**3** 吊具设计应使其在吊装中与单元板块之间不产生水平方向分力；

**4** 吊具运行速度应可控制，并有安全保护措施；

**5** 吊装机具应采取防止单元板块摆动的措施。

**4.3.11** 单元构件运输应符合下列要求：

**1** 运输前单元板块应顺序编号，并做好成品保护；

**2** 装卸及运输过程中，应采用有足够承载力和刚度的周转架、村垫弹性垫，保证板块相互隔开并相对固定，不得相互挤压和串动；

**3** 超过运输允许尺寸的单元板块，应采取特殊措施；

**4** 单元板块应按顺序摆放平衡，不应造成板块或型材变形；

**5** 运输过程中，应采取措施减小颠簸。

**4.3.12** 在场内堆放单元板块时，应符合下列要求：

**1** 宜设置专用堆放场地，并应有安全保护措施；

**2** 宜存放在周转架上；

**3** 应依照安装顺序先出后进的原则按编号排列放置；

**4** 不应直接叠层堆放；

**5** 不宜频繁装卸。

**4.3.13** 起吊和就位应符合下列要求：

**1** 吊点和挂点应符合设计要求，吊点不应少于2个。必要时可增设吊点加固措施并试吊；

**2** 起吊单元板块时，应使各吊点均匀受力，起吊过程应保持单元板块平稳；

**3** 吊装升降和平移应使单元板块不摆动、不撞击其他物体；

**4** 吊装过程应采取措施保证装饰面不受磨损和挤压；

**5** 单元板块就位时，应先将其挂到主体结构的挂点上，板块未固定前，吊具不得拆除。

**4.3.14** 连接件安装允许偏差应符合表4.3.14的规定。

**表4.3.14 连接件安装允许偏差**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 允许偏差（mm） | 检查方法 |
| 1 | 标高 | ±1.0（可上下调节时±2.0） | 水准仪 |
| 2 | 连接件两端点平行度 | ≤1.0 | 钢尺 |
| 3 | 距安装轴线水平距离 | ≤1.0 | 钢尺 |
| 4 | 垂直偏差（上、下两端点与垂线偏差） | ±1.0 | 钢尺 |
| 5 | 两连接件连接点中心水平距离 | ±1.0 | 钢尺 |
| 6 | 两连接件上、下端对角线差 | ±1.0 | 钢尺 |
| 7 | 相邻三连接件（上下、左右）偏差 | ±1.0 | 钢尺 |

**4.3.15** 校正及固定应按下列规定进行：

**1** 单元板块就位后，应及时校正；

**2** 单元板块校正后，应及时与连接部位固定，并应进行隐蔽工程验收；

**3** 单元板块固定后，方可拆除吊具，并应及时清洁单元板块的型材槽口；

**4** 单元式光伏幕墙安装固定后的偏差应符合表4.3.15的要求。

**表4.3.15 单元式光伏幕墙安装允许偏差**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 允许偏差（mm） | 检查方法 |
| 1 | 竖缝及墙面垂直度 | 幕墙高度H（m） | ≤10 | 激光经纬仪或经纬仪 |
| H≤30 |
| 30＜H≤60 | ≤15 |
| 60＜H≤90 | ≤20 |
| H＞90 | ≤25 |
| 2 | 幕墙平面度 | ≤2.5 | 2m靠尺、钢板尺 |
| 3 | 竖缝直线度 | ≤2.5 | 2m靠尺、钢板尺 |
| 4 | 横缝直线度 | ≤2.5 | 2m靠尺、钢板尺 |
| 5 | 缝宽度（与设计值比） | ±2 | 卡尺 |
| 6 | 耐候胶缝直线度 | L≤20m | 1 | 钢尺 |
| 20m＜L≤60m | 3 |
| 60m＜L≤100m | 6 |
| L＞100m | 10 |
| 7 | 两相邻面板之间接缝高低差 | ≤1.0 | 深度尺 |
| 8 | 同层单元光伏构件标高 | 宽度不大于35m | ≤3.0 | 激光经纬仪或经纬仪 |
| 宽度大于35m | ≤5.0 |
| 9 | 相邻两光伏构件面板表面高低差 | ≤1.0 | 深度尺 |
| 10 | 两光伏构件对插件接缝搭接长度（与设计值比） | ±1.0 | 卡尺 |
| 11 | 两光伏构件对插件距槽底距离（与设计值比） | ±1.0 | 卡尺 |

**4.3.16** 施工中如果暂停安装，应将对插槽口等部位进行保护；安装完毕的单元板块应及时进行成品保护。

**Ⅳ 点支承光伏幕墙**

**4.3.17** 点支承光伏幕墙支承结构的安装应符合下列要求：

**1** 钢结构安装过程中，制孔、组装、焊接和涂装等工序均应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的有关规定；

**2** 大型钢结构构件应进行吊装设计，并应试吊；

**3** 钢结构安装就位、调整后应及时紧固，并应进行隐蔽工程验收；

**4** 钢构件在运输、存放和安装过程中损坏的涂层以及未涂装的安装连接部位，应按现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的有关规定补涂。

**4.3.18** 张拉杆、索体系中，拉杆和拉索预拉力的施加应符合下列要求：

**1** 钢拉杆和钢拉索安装时，必须按设计要求施加预拉力，并宜设置预拉力调节装置；预拉力宜采用测力计测定。采用扭力扳手施加预拉力时，应事先进行标定；

**2** 施加预拉力应以张拉力为控制量；拉杆、拉索的预拉力应分次、分批对称张拉；在张拉过程中，应对拉杆、拉索的预拉力随时调整；

**3** 张拉前必须对构件、锚具等进行全面检查，并应签发张拉通知单。张拉通知单应包括张拉日期、张拉分批次数、每次张拉控制力、张拉用机具、测力仪器及使用安全措施和注意事项；

**4** 应建立张拉记录；

**5** 拉杆、拉索实际施加的预拉力值应考虑施工温度的影响。

**4.3.19** 支承结构构件的安装偏差应符合表4.3.19的要求。

**表4.3.19 支承结构安装技术要求**

|  |  |
| --- | --- |
| 名称 | 允许偏差（mm） |
| 相邻两竖向构件间距 | ±2.5 |
| 竖向构件垂直度 | l/1000或≤5，l为跨度 |
| 相邻三竖向构件外表面平面度 | 5 |
| 相邻两爪座水平高低差 | 1.5 |
| 爪座水平度 | 2 |
| 同层高度内爪座高低差：间距不大于35m 间距大于35m | 57 |
| 相邻两爪座垂直间距 | ±2.0 |
| 单个分格爪座对角线差 | 4 |
| 爪座端面平面度 | 6.0 |

**4.4 光伏采光顶**

**Ⅰ 一般规定**

**4.4.1** 光伏采光顶安装前，应对主体结构进行测量，经验收合格后方可进行安装施工。

**4.4.2** 光伏采光顶的安装施工应编制施工组织设计，应包括下列内容：

**1** 工程概况、组织机构、责任和权利、施工进度计划和施工程序安排（包括技术规划、现场施工准备、施工队伍及有关组织构等）；

**2** 材料质量标准及技术要求；

**3** 与主体结构施工、设备安装、装饰装修的协调配合方案；

**4** 搬运、吊装方法、测量方法及注意事项；

**5** 试验样品设计、制作要求和物理性能检验要求；

**6** 安装顺序、安装方法及允许偏差要求，关键部位、重点难点部位施工要求，嵌缝收口要求；

**7** 光伏构件和成品的现场保护方法；

**8** 质量要求及检查验收计划；

**9** 安全措施及劳动保护计划；

**10** 光伏系统安装、调试、运行和验收方案；

**11** 相关各方交叉配合方案。

**4.4.3** 光伏采光顶施工完毕，应进行雨后观察、整体或局部淋水试验，檐沟、天沟应进行蓄水试验，并应填写淋水和蓄水试验记录。

**Ⅱ 支承结构**

**4.4.4** 采光顶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，预埋件的位置偏差不应大于20mm。采用后置埋件时，其方案应经确认后方可实施。

**4.4.5** 采光顶支承结构的施工应符合国家现行相关标准的规定。钢结构安装过程中，制孔、组装、焊接和涂装等工序应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的有关规定。

**4.4.6** 大型钢结构构件应进行吊装设计，并宜进行试吊。

**4.4.7** 钢构件在运输、存放和安装过程中损坏的涂层及未涂装的安装连接部位，应按现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的有关规定补涂。

**Ⅲ 光伏构件安装**

**4.4.8** 采光顶玻璃较厚时，可采用上下两面分别注胶。

**4.4.9** 框支承光伏采光顶的安装施工应符合下列规定：

**1** 应根据采光顶分格测量，确定采光顶各分格点的空间定位；

**2** 支承结构应按顺序安装，采光顶框架安装就位、调整后应及时紧固；不同金属材料的接触面应采用隔离材料；

**3** 采光顶的周边封堵收口、屋脊处压边收口、支座处封口处理，均应铺设平整且可靠固定；

**4** 采光顶天沟、排水槽、通气槽及雨水排出口等细部构造应符合设计要求；

**5** 装饰压板应顺流水方向设置，表面应平整，接缝应符合设计要求。

**4.4.10** 框支承光伏采光顶构件安装允许偏差应符合表4.4.10的规定。

**表4.4.10 框支承光伏采光顶构件安装允许偏差**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 尺寸范围 | 允许偏差（mm） |
| 1 | 水平通长构件吻合度 | 构件总长度≤30m | 10.0 |
| 30m＜构件总长度≤60m | 15.0 |
| 60m＜构件总长度≤90m | 20.0 |
| 构件总长度＞90m | 25.0 |
| 2 | 采光顶坡度 | 坡起长度≤30m | ＋10 |
| 30m＜坡起长度≤60m | ＋15 |
| 60m＜坡起长度≤90m | ＋20 |
| 坡起长度＞90m | ＋25 |
| 3 | 单一纵向、横向构件直线度 | 构件总长度≤2000mm | 2.0 |
| 构件总长度＞2000mm | 3.0 |
| 4 | 横向、纵向构件直线度 | 采光顶长度或宽度≤35m | 5.0 |
| 采光顶长度或宽度＞35m | 7.0 |
| 5 | 分格框对角线差 | 对角线长度≤2000mm | 3.0 |
| 对角线长度＞2000mm | 3.5 |
| 6 | 檐口位置差 | 相邻两构件 | 2.0 |
| 长度≤10m | 3.0 |
| 长度＞10m | 6.0 |
| 全长方向 | 10.0 |
| 7 | 构件上缘接缝的位置差 | 相邻两构件 | 2.0 |
| 长度≤15m | 3.0 |
| 长度＞30m | 6.0 |
| 全长方向 | 10.0 |
| 8 | 屋脊位置差 | 相邻两构件 | 3.0 |
| 长度≤10m | 4.0 |
| 长度＞10m | 8.0 |
| 全长方向 | 12.0 |
| 9 | 同一缝隙宽度差 | 与设计值比 | ±2.0 |

**4.4.11** 点支承光伏采光顶的安装施工应符合下列规定：

**1** 应根据采光顶分格测量，确定采光顶各分格点的空间定位；

**2** 钢桁架及网架结构安装就位、调整后应及时紧固；钢索杆结构的拉索、拉杆预应力施加应符合设计要求；

**3** 采光顶应采用不锈钢驳接构件装配，爪件安装前应精确定出其安装位置；

**4** 玻璃宜采用机械吸盘安装，并应采取必要的安全措施；

**5** 玻璃接缝应采用硅酮耐候密封胶；

**6** 中空玻璃钻孔周边应采取多道密封措施。

**4.4.12** 点支承光伏采光顶构件安装允许偏差应符合表4.4.12的规定。

**表4.4.12 点支承光伏采光顶构件安装允许偏差**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 尺寸范围 | 允许偏差（mm） |
| 1 | 脊（顶）水平高差 | -- | ±3.0 |
| 2 | 脊（顶）水平错位 | -- | ±2.0 |
| 3 | 檐口水平高差 | -- | ±3.0 |
| 4 | 檐口水平错位 | -- | ±2.0 |
| 5 | 跨度（对角线或角到对边垂高）差 | ≤3000mm | 3.0 |
| ≤4000mm | 4.0 |
| ≤5000mm | 6.0 |
| ＞5000mm | 9.0 |
| 6 | 胶缝宽度 | 与设计值相比 | 0，＋2.0 |
| 7 | 胶缝厚度 | 同一胶缝 | 0，＋0.5 |
| 8 | 采光顶接缝及大面玻璃水平度 | 采光顶长度≤30m | ±10.0 |
| 30m＜采光顶长度≤60m | ±15.0 |
| 9 | 采光顶接缝直线度 | 采光顶长度或宽度≤35m | ±5.0 |
| 采光顶长度或宽度＞35m | ±7.0 |
| 10 | 相邻面板平面高低差 | -- | 2.5 |

**4.4.13** 玻璃接缝密封胶的施工应符合下列规定：

**1** 玻璃接缝密封应采用硅酮耐候密封胶，其性能应符合现行行业标准《幕墙玻璃接缝用密封胶》JC/T 882的有关规定，密封胶的级别和模量应符合设计要求；

**2** 密封胶的嵌填应密实、连续、饱满，胶缝应平整光滑、缝边顺直；

**3** 玻璃间的接缝宽度和密封胶的嵌填深度应符合设计要求；

**4** 不宜在夜晚、雨天嵌填密封胶，嵌填温度应符合产品说明书规定，嵌填密封胶的基面应清洁、干燥。

**4.5 光伏遮阳**

**Ⅰ 一般规定**

**4.5.1** 光伏遮阳的施工安装应在主体结构验收合格的基础上进行。

**4.5.2** 光伏遮阳工程应由具备相应安装能力的专业队伍进行施工，施工人员须经过专门培训，并应编制专项施工方案，且应符合《建筑施工组织设计规范》GB/T 50502要求。专项施工方案应包括下列内容：

**1** 工程施工组织设计、工程进度计划、材料供应计划、质量控制和成本管理计划、安装调试计划等；

**2** 与主体结构施工、设备安装、装饰装修的协调配合方案；

**3** 光伏遮阳产品及其附件的搬运、吊装方案，安装后的调试方案；

**4** 遮阳装置安装和组装步骤及施工方法；

**5** 遮阳产品及其附件的堆放与现场保护方法；

**6** 检查验收，并提供施工验收记录资料；

**7** 施工安装过程的安全文明与环保等绿色施工措施。

**4.5.3** 遮阳装置的锚固件应在保温层、防水层施工前固定在基层墙体上，当采用后置式锚固方式施工时，应做好连接处的保温与防水。

**4.5.4** 光伏遮阳产品或构件的金属构架应与主体结构的防雷体系可靠连接，连接部位应清除非导电保护层。

**4.5.5** 遮阳产品存储宜按安装顺序排列，堆放场地必须防雨防火，地面保持干燥并应符合产品标准的要求。运输前光伏遮阳产品或构件应按吊装顺序编号，并做好成品保护；装卸和运输过程中，应保证光伏遮阳产品或构件相互隔开并相对固定，不得相互挤压和串动；光伏遮阳产品或构件应按编号顺序摆放妥当，不应造成遮阳构件变形。

**4.5.6** 应按照设计方案检查预留孔洞或安装遮阳系统所需的管线、埋件等是否符合要求。

**4.5.7** 预埋件、安装座等隐蔽工程完成并验收合格后方可进行后续工序的施工。

**4.5.8** 大型光伏遮阳板构件安装前应对产品的外观质量进行检查。

**Ⅱ 光伏构件安装**

**4.5.9** 现场组装的遮阳装置应按产品的组装、安装工艺流程进行组装。

**4.5.10** 遮阳装置装卸和运输过程中，应保证遮阳构件完好，不得造成遮阳构件变形。光伏遮阳构件相互隔开并相对固定，不得相互挤压和窜动。

**4.5.11** 光伏遮阳装置安装前，后置锚固件应在同条件的主体结构上进行现场见证拉拔试验，并应符合设计要求。

**4.5.12** 遮阳装置起吊和安装时吊点承载力应满足要求。起吊遮阳装置时，应使各吊点均匀受力，起吊过程应保持遮阳装置平稳，不得撞击其他物体，吊装过程中应采取措施保证产品和建筑立面不受磨损和挤压，光伏遮阳产品或构件就位未固定前，吊具不得拆除。

**4.5.13** 遮阳装置安装就位后应及时校正，并与连接部位固定。

**4.5.14** 遮阳装置安装固定后的偏差应符合表4.5.14的要求。

**表4.5.14 遮阳装置安装允许偏差**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 项目 | 水平度 | 垂直度 | 与设计位置偏离 | 遮阳装置实际间隔相对误差距离 |
| 允许偏差（mm） | 2 | 2 | 5 | 5 |

**4.5.15** 光伏遮阳构件的螺栓连接应符合下列要求：

**1** 宜采用有防脱落垫圈的不锈钢螺栓进行连接；

**2** 螺栓连接时，螺栓孔和螺栓要配合；

**3** 连接前应先将螺栓孔四周的保护膜去除。

**4.5.16** 遮阳安装施工安全应符合《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80、《建筑机械使用安全技术规程》JGJ 33和《施工现场临时用电安全技术规范》JGJ 46的有关规定。

**4.6 光伏栏板**

**Ⅰ 一般规定**

**4.6.1** 光伏栏板的安装施工应有施工方案。

**4.6.2** 光伏栏板的防雷施工应符合现行国家标准《建筑物防雷工程施工与质量验收规范》GB 50601的有关规定。

**4.6.3** 在光伏栏板安装施工前，安装施工单位应会同相关单位检查现场情况，确认现场具备光伏栏板施工条件。

**4.6.4** 应检查主体结构施工偏差、预埋件安装位置或预留槽口尺寸和位置是否符合设计要求。当安装预埋件或预留槽口不满足设计要求时，应采取补救措施；主体结构未埋设预埋件或预留槽口时，应重新设计连接方案。补救措施及新设计方案应经原设计单位审查认可。

**4.6.5** 光伏栏板施工应按各工序技术控制准执行，每道工序完成后，应进行检查。未经检查认可，不得进行下道工序施工。隐蔽工程应有隐蔽工程验收记录。

**4.6.6** 光伏栏板的施工测量应符合下列规定：

**1** 光伏栏板分格轴线的测量应与主体结构测量相配合；

**2** 应对安装光伏栏板的主体结构层间进出位置进行测量、监控；

**3** 应定期对光伏栏板的安装定位基准进行校核。

**4.6.7** 光伏栏板安装过中，应及时对半成品、成品进行保护；在构件存放、搬运、安装时应轻拿轻放，不得碰撞、损坏和污染构件；对型材、玻璃等构件的表面应采取保护措施。

**4.6.8** 焊接作业时，应采取保护措施防止焊渣溅落在支承构件和玻璃表面上。

**4.6.9** 光伏栏板所用的铝合金型材，应将电泳喷涂、粉末喷涂、氟碳喷涂等非导电性的表面处理层除去后再安装防雷连接件。光伏栏板与不同金属防雷连接件间应采取措施防止双金属产生电化学腐蚀。

**4.6.10** 光伏栏板安装完成后，应对所有连接件的安装质量、空心构件装饰封盖的安装情况进行全面检查，并应将附着在构件上的砂浆、混凝土或其他杂物清理干净。

**Ⅱ 预埋件、后锚固件及连接件**

**4.6.11** 预埋件、锚栓及连接件产品进场时，应按照合同核对其型号、规格、数量等。锚栓或钢筋及胶粘剂的类别和规格应符合设计要求。锚栓和胶粘剂应有产品生产商提供的产品合格证书、使用说明书、检测报告或认证证书。

**4.6.12** 锚栓的施工要求应符合现行行业标准《混凝结构后锚固技术规程》JGJ 145中对膨胀型锚栓施工、扩底型锚栓施工、化学锚栓施工和植筋施工的相关规定。

**4.6.13** 连接件应在主体结构面完成后、装饰面施工前安装，不应在装饰面施工后安装。

**Ⅲ 光伏栏板安装**

**4.6.14** 光伏栏板安装时，支承块或定位块材质、规格、数量和位置应符合设计要求。玻璃与金属件不得直接接触。

**4.6.15** 框支承光伏栏板的安装应符合下列规定：

**1** 玻璃槽口应使用密封胶或密封胶条充填密实；

**2** 有槽口的构件底部宜设置排水孔等防止腔内积水的措施。

**4.6.16** 扶手焊接安装时，应用挡板对玻璃进行防护。

**4.6.17** 点支承光伏栏板驳接头与玻璃之间的衬垫和衬套均应安装到位。

**4.6.18** 点支承光伏栏板爪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的有关规定。

# 5 电气设备安装

**5.1 线缆敷设与连接**

**5.1.1** 建筑光伏发电系统用直流电缆应符合现行国家标准《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073和现行行业标准《光伏发电系统用电缆》CEEIA B218的要求。

**5.1.2** 建筑光伏发电系统用交流电缆应符合现行国家标准《额定电压1kV（*U*m＝1.2kV）到35kV（*U*m＝40.5kV）挤包绝缘电力电缆及附件》GB/T 12706和《额定电压1kV（*U*m＝1.2kV）到35kV（*U*m＝40.5kV）铝合金芯挤包绝缘电力电缆》GB/T 31840的要求。

**5.1.3** 当建筑光伏发电系统的电缆长期暴露在户外时，应根据现场环境要求选择抗紫外、耐高温、防水、防腐的产品。

**5.1.4** 电缆敷设可采用直埋、保护管、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式，动力电缆和控制电缆宜分开排列，电缆沟不得作为排水通路。电缆保护管宜隐蔽敷设并采取保护措施。

**5.1.5** 建筑光伏发电系统用电缆导体宜采用铜芯；应用于光伏构件到组串汇流箱的直流电缆应镀锡。

**5.1.6** 建筑光伏发电系统的电缆应采用C类及以上阻燃电缆，并满足使用环境要求，敷设时还应满足下列要求：

**1** 电缆不应敷设在变形缝内；

**2** 电缆穿过变形缝时，应在穿过处加设不燃烧材料套管，并应采用不燃烧材料将套管空隙填塞密实；

**3** 电缆不宜穿过防火墙，当需要穿过时，应采用防火封堵材料将墙与管道之间的空隙紧密填实；

**4** 光伏方阵输出的直流电缆不宜敷设进室内，当直流电路需要在室内敷设时应采用独立的封闭型电缆桥架或套管，电缆桥架和套管应为钢制材料,且应在靠近光伏方阵处设置关断开关或断路器。

**5.1.7** 在有腐蚀或特别潮湿的场所应采用电缆桥架布线，并采取铠装、架空、防水等相应的防护措施；电缆桥架、线槽等支撑结构应采用耐腐蚀的刚性材料或采取防腐蚀处理。

**5.1.8** 建筑光伏发电系统的电缆当需要穿过金属腔体时，应设置防割伤保护装置，防止线缆被金属豁口等税利部位刮伤、割破。

**5.1.9** 建筑光伏发电系统的电缆选型、敷设应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217、《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168和《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T 50795的规定。

**5.1.10** 电缆敷设前应按下列要求进行检查：

**1** 电缆型号、电压、规格应符合设计；

**2** 电缆外观应无损伤、绝缘良好；

**3** 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；

**4** 在带电区域内敷设电缆应有可靠的安全措施。

**5.1.11** 并联使用的电力电缆其长度、型号、规格宜相同。

**5.1.12** 电缆敷设时不应损坏建构筑物的防水层。

**5.1.13** 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。

**5.1.14** 电缆密集场所或电缆回路应设置防火阻燃措施。

**5.1.15** 线缆穿过防火隔离区时应用防火材料封堵。

**5.1.16** 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。

**5.1.17** 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。

**5.1.18** 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。

**5.1.19** 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。

**5.1.20** 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的规定；当温度低于表5.1.20规定值时，应采取局部升温措施。

**表5.1.20 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 |

**5.1.21** 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。

**5.1.22** 电缆敷设时应排列整齐、固定，不宜交叉，应及时设置标志牌。

**5.1.23** 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（铝）套电缆的固定处应加软衬垫保护。

**5.1.24** 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。

**5.1.25** 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。

**5.1.26** 电缆进入建筑物、墙壁、支架或行人容易接近等处应设置保护管或保护罩。

**5.1.27** 直流电缆的电缆耐压、绝缘性能、抗老化性能应符合要求。

**5.1.28** 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：

**1** 槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于1/100；

**2** 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于0.5m；

**3** 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于0.6m；

**4** 电缆桥架宜高出地面2.5m以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于0.3m，桥架内横断面的填充率应符合设计要求；

**5** 电缆桥架内缆线竖直敷设时，缆线的上端和每间隔1.5m处宜固定在桥架的支架上；水平敷设时，在缆线的首、尾、转弯及每间隔3m~5m处宜进行固定；

**6** 槽盖在吊顶内设置时，开启面宜保持80mm的垂直净空；

**7** 布放在线槽的缆线宜顺直不交叉，缆线不应溢出线槽；缆线进出线槽、转弯处应绑扎固定。

**5.2 交直流配电柜**

**5.2.1** 配电设备的布置必须遵循安全、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，但要注意设备和操作人员的安全。

**5.2.2** 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。

**5.2.3** 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。

**5.2.4** 配电柜内的电气设备应经电气交接试验，并由试验室出具试验报告，判定符合要求后，方可通电试运行。

**5.2.5** 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。

**5.2.6** 当光伏组串数量较多时可采用两级或多级汇流，多个光伏汇流箱的输出宜由直流配电柜进行总汇流后接入逆变器。

**5.2.7** 直流配电柜可增加对输入电流、电压的测量，直流柜内断路器、电涌保护器状态的监测，并可将采集到的信息上传至光伏监测系统，一般称为智能型直流配电柜。

**5.2.8** 如前级汇流箱已具有防反保护功能，则直流配电柜内可不设放反二极管。

**5.2.9** 光伏汇流箱及直流配电柜等汇流设备应依据型式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流技术条件进行选择，并应符合国家现行相关产品标准的规定。

**5.3 汇流箱**

**5.3.1** 汇流箱箱体结构质量及电气元件安装应符合下列要求：

**1** 汇流箱防护等级应满足设计要求；

**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。

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

**5.3.3** 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M8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M8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。

**5.3.4** 汇流箱的输入、输出连线时应拧开防水端子，然后接入连线至保险丝插座，拧紧螺丝，固定好连线，最后拧紧外侧的防水端子。

**5.3.5** 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。

**5.3.6** 将通讯接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，整个系统屏蔽层需要进行单点接地连接。

**5.3.7** 输入断路器等级应根据光伏构件的额定等级以及相关标准要求而定。微型断路器的最小等级可由光伏构件的短路电流计算而得。严禁在安装和工作时拆装微型断路器。

**5.3.8** 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。

**5.3.9** 汇流箱的安装应符合下列规定：

**1** 应按设计图纸要求核对设备说明书及技术参数；

**2** 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试；

**3** 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；

**4** 汇流箱中的开关应处于分断状态，熔断器熔丝不应放入；

**5** 汇流箱内光伏构件串的电缆接引前，光伏构件侧和逆变器侧应有明显断开点；

**6** 汇流箱与光伏构件串进行电缆连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏构件接插件。

**5.3.10** 光伏组串的输出应经光伏汇流箱就近汇流，且宜采用具有快速关断能力的模块保证建材类光伏产品的运行安全。

**5.3.11** 汇流箱应设置防雷保护装置，起输入回路宜具有过电流及防反保护功能，输出回路应具有隔离保护措施。

**5.3.12** 光伏汇流设备设置在室外时，外壳防护等级不应低于IP54，智能型汇流设备宜为IP65。

**5.4 逆变器**

**5.4.1** 插建筑集成光伏系统用电气设备应符合GB/T 51368-2019《建筑光伏系统应用技术标准》的有关规定，所用逆变器和储能设备性能应符合国家现行标准的有关规定。

**5.4.2** 逆变器宜安装于干燥通风室内，选型的额定容量规格应根据系统装机容量确定。

**5.4.3** 逆变器材料的防火等级应符合国家现行标准的有关规定。

**5.4.4** 逆变器外壳防护等级应符合现行国家标准《外壳防护等级（IP代码）》GB/T 4208的有关规定，室内型不应低于IP20，室外型不应低于IP54。

**5.4.5** 当光伏阵列中开路电压大于120V时，分布式建筑光伏发电系统应具备直流电弧故障检测和保护清除功能，电弧故障保护应具备手动及自动清除机制。电弧检测应满足GB/T 39750-2021《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》或CGC/GF 175—2020《电弧检测及快速关断性能等级评价技术规范》要求。直流拉弧保护等级宜达到CGC机构认证L4或以上水平。

**5.4.6** 分布式建筑光伏发电系统直流侧宜具备组件快速关断功能，即紧急情况下，光伏方阵内任意两点的电压在30秒内应降到120V以下，光伏方阵范围外电压30秒内应降到30V以下。快速关断设备应支持实时状态上传到指定的可视化管理系统。

**5.4.7** 建筑集成光伏并网逆变器应具备电网友好性功能，如防孤岛、高电压穿越和低电压穿越能力，相关能力指标应满足国家现行标准的有关规定。

**5.4.8** 分布式光伏系统宜具备通讯能力，设备可通过安全加密链路连接管理系统，保障供电体系安全稳定运行。

**5.4.9** 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。

**5.4.10** 安装时室内环境应满足下列要求：

**1** 室内应通风良好，环境温度适宜；

**2** 相对湿度应符合设计要求，且无凝露；

**3** 应无水蒸汽及腐蚀性气体；

**4** 附近应无易燃易爆品；

**5** 应具有符合安全规定的电源。

**5.4.11** 逆变器的安装位置应满足下列要求：

**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；

**5** 逆变器背部及侧面离墙壁或其它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** 电源线的走线要方便、安全可靠；

**5.4.12** 逆变器的安装与调整应符合下列要求：

**1** 采用基础型钢固定的逆变器，逆变器基础型钢安装的允许偏差应符合表5.4.12的规定；

**2** 基础型钢安装后，其顶部宜高出抹平地面10mm。基础型钢应有明显的可靠接地；

**3** 逆变器的安装方向应符合设计规定；

**表5.4.12 逆变器基础型钢安装的允许偏差**

|  |  |
| --- | --- |
| 项目 | 允许偏差 |
| mm/M | mm/全长 |
| 不直度 | ＜1 | ＜3 |
| 水平度 | ＜1 | ＜3 |
| 位置误差及不平行度 | -- | ＜3 |

**5.4.13** 安装逆变器应选择合适的位置，一般选择在通风良好、避免阳光直射、靠近配电箱或电表处。若户外安装，应选择防水、防尘、防腐蚀的逆变器，并宜采取遮阳、防雨等措施。

**5.4.14** 逆变器固定在墙壁或支架上时，应注意调整逆变器的水平度和垂直度，保证逆变器的稳定性和牢固性。

**5.4.15** 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。

**5.4.16** 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。

**5.4.17** 逆变器与接线盒连接时，应使用专用的电缆和接头，且应注意电缆的长度、方向和颜色，避免交叉或混乱。

**5.4.18** 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。

**5.4.19** 并网逆变器与配电箱或电表连接时，应使用专用的电缆与接头连接交流侧输出端口和配电箱或电表输入端口，且应遵循国家电网或当地供电部门的要求，进行并网申请和并网检测。

**5.4.20** 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。

**5.4.21** 安装储能逆变器宜设置通讯模块并根据现场及相关法规政策选择合适的通讯方式。能通过相应页面或程序，对储能逆变器进行调试设置参数，如选择电池类型，充放电策略等。

**5.4.22** 储能逆变器安装时应检查与光伏构件、储能电池、电网负载的匹配性，并离网切换时间不宜超过20ms，确保符合规格要求。

**5.4.23** 储能逆变器的保护要求应满足规定的动作时间和条件，如绝缘阻抗检测、残余电流监测、输入反接保护、防孤岛保护、交流过流保护、交流短路保护、交流过流保护、直流浪涌保护以及设置智能关断器等。

**5.4.24** 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。

**5.4.25** 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必要的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。

**5.4.26** 逆变器的安装除应符合现行国家标准《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171的有关规定外，尚应符合下列规定：

**1** 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；

**2** 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接；

**3** 逆变器交流测和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性；

**4** 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点；

**5** 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

**5.4.27** 逆变器安装前应作下列准备：

**1** 室内安装的逆变器安装前，建筑工程应具备下列条件：

**a)** 屋顶、楼板应施工完毕，不得渗漏；

**b)** 室内地面基层应施工完毕，并应在墙上标出抹面标高；室内沟道无积水、杂物；门、窗安装完毕；

**c)** 进行装饰时有可能损坏已安装的设备或设备安装后不能再进行装饰的工作应全部结束。

**2** 对安装有妨碍的模板、脚手架等应拆除，场地应清扫干净；

**3** 混凝土基础及构件应达到允许安装的强度，焊接构件的质量应符合要求；

**4** 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** 运输及就位的机具应准备就绪，且满足荷载要求；

**6** 大型逆变器就位时应检查道路畅通，且有足够的场地。

**5.5 电池组及充放电控制器**

**5.5.1** 建筑光伏项目建议配置一定比例的储能系统。电化学储能电站应具备模块级安全分断和簇级均流控制等安全防护功能，宜具备电芯内短路检测。

**5.5.2** 蓄电池的运输应按照厂商提供的运输说明，采用专业的运输工具和人员，避免碰撞、挤压、震动等对电池造成损坏，并记录运输过程中的操作和异常情况。

**5.5.3** 蓄电池的存放应在干燥、通风、阴凉的环境中，远离火源、热源、强磁场等，避免日晒、雨淋、积雪等，控制存放温度和湿度在适宜范围内，定期检查电池状态和SOC。

**5.5.4** 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15℃~30℃之间。

**5.5.5** 蓄电池的安装应满足以下要求：

**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、连接方式应按设计规定执行；

**3** 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；

**4** 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，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；

**5** 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；

**6** 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；

**7** 蓄电池上方及四周不得堆放杂物；

**8** 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。

**5.5.6** 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。

**5.5.7** 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。

**5.5.8** 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。

**5.5.9** 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。

**5.5.10** 安装电池支架及摆放电池时应满足下列要求：

**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，每米标高偏差不应大于3mm，全长标高偏差不应大于15mm；

**3** 支架所有的绝缘垫脚应均匀受力；

**4** 同一列电池外侧上沿应在一条直线上，其偏差不宜大于3mm。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** 电池标志、比重计、温度计应排在外侧；

**6** 电池间隔应符合设计规定，偏差不应大于5mm；

**7** 同一列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** 各组电池的正负极的出线应符合设计规定，电池组及电池均应有清晰明显的标志。

**5.5.11** 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。

**5.5.12** 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。

**5.5.13** 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。

**5.6 监测装置**

**5.6.1** 光伏监测装置应满足准确度、可靠性、工作容量、抗干扰能力、动作速度、工作频段等技术要求。

**5.6.2** 数据采集器的室外安装，应安装在无阳光直射和有良好接地的室外机箱中。

**5.6.3** 数据采集器安装高度及与周围的距离，应根据施工现场情况确定。

**5.6.4** 通讯电缆应按图纸标注采用专用电缆单独敷设。单层屏蔽的电缆，其屏蔽层应一端可靠接地；双层绝缘隔离屏蔽的电缆，其最外层屏蔽应两端接地、最内层屏蔽应一端接地。如需与交流电并行敷设时，应穿金属管或采用铠装型电缆，并宜增加一芯等电位接地线。金属箱体进线孔处使用电缆护套管保护电缆。

**5.6.5** 数据采集器的金属外壳、固定框架的接零或接地，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。

**5.6.6** 环境监测仪的安装除应满足设计文件及产品的技术要求外，尚应符合下列规定：

**1** 环境温度传感器应安装在能反映环境温度的位置；

**2** 太阳辐射传感器应安装稳固，安装位置应全天无遮挡，安装垂直度偏差不应超过2°；

**3** 风向传感器和风速传感器水平安装时，偏差不应超过2°；

**4** 各类环境检测仪的安装位置应避开建筑的排气口和通风口。

**5.7 组件级快速关断器**

**5.7.1** 为保证建筑太阳能光伏系统在发生火灾或其他紧急状态下，具备即时断电并进入无危险状态的能力，光伏发电系统宜安装组件级快速关断装置。

**5.7.2** 快速关断装置应具备远程或手动启动的功能，以便在发生火灾或其他紧急情况时，能够及时切断光伏构件之间的连接。

**5.7.3** 快速关断装置应采用体积小、质量轻的装置，以便于安装在光伏构件边框或背板上，不影响光伏构件的性能和美观。包含接收器和信号发射器等装置。

**5.7.4** 在快速关断启动后30秒内，光伏监测控制系统能将光伏构件矩阵305mm范围内的电压降至80V以下。

**5.7.5** 快速关断装置应具备高效率的特点，以减少功率损耗和发热量。

**5.7.6** 快速关断装置应具备防水、防尘、防腐蚀等防护功能，以适应各种恶劣的环境条件。

**5.7.7** 快速关断装置应定期进行检测和维护，以保证其正常运行和有效性。

# 6 防雷接地

**6.0.1** 光伏发电系统和并网接口设备的防雷和接地，应符合国家现行标准《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512和现行行业标准《光伏发电站防雷技术规程》DL/T 1364的规定。

**6.0.2** 对需要接地的光伏发电系统设备，应保持接地的连续性和可靠性。光伏发电系统的防雷及接地保护宜与建筑物防雷及接地系统合用，安装光伏发电系统后不应降低建筑物的防雷保护等级，且光伏方阵接地电阻不应大于4Ω。

**6.0.3** 光伏构件金属框架、金属支承结构、金属管、槽盒、汇流箱接地端子、线缆金属外皮、信号线路屏蔽层、电涌保护器接地端等应进行可靠的等电位连接，且应与所在建筑物共用接地系统。光伏系统直流侧不得采用不接地的等电位联结保护。

**6.0.4** 建筑光伏系统的防雷、接地施工除应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169的有关规定外，尚应符合下列规定：

**1** 建筑光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地；

**2** 带边框的光伏构件应将边框可靠接地，不带边框的光伏构件，固定结构的接地做法应符合设计要求；

**3** 盘柜、桥架、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导电良好，金属盘门应采用裸铜软导线与金属构架或接地排进行接地。

**6.0.5** 光伏构件边框、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。

**6.0.6** 电子设备应进行屏蔽接地。

**6.0.7** 所有防雷接地点应设置标识。

**6.0.8** 采用避雷带时，避雷带的安装应与下部结构构件完全紧固接触，在建筑物的变形缝处应设置防雷跨越措施。

**6.0.9** 接闪杆、接闪带或接闪网等应按相关规定进行安装。

**6.0.10** 接闪装置应避免遮挡光伏构件，接闪杆宜设置在光伏方阵北侧。对需要接地的光伏设备，应保持接地的连续性和可靠性，当任一光伏构件披移除时，不应影响其他光伏构件及其金属结构的接地；

**6.0.11** 当光伏设备不能和建筑外部防雷系统保持间隔距离时，应该在外部防雷系统和光伏设备外露金属装置间进行等电位连接，光伏设备金属外壳、金属框架和支承结构等应就近与接闪带连接，用于直击雷防护的光伏构件金属框架其材料和最小尺寸应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057的相关要求。

**6.0.12** 光伏系统的控制及信号传输等线路应采用屏蔽线、穿金属管或敷设在金属槽盒内进行屏蔽保护，线路屏截层应首尾电气贯通，并就近与光伏构件金属构件、设备金属外壳等进行等电位连接。

**6.0.13** 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；

**3** 逆变器的输出端宜安装过电压保护器。

**6.0.14** 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。

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

**6.0.16** 混凝土平屋面上屋顶光伏发电光伏构件高于原建筑避雷针时，金属边框的光伏构件不宜作为包括光伏发电项目在内的原建筑的接闪器。

**6.0.17** 光伏构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。

**6.0.18** 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。

**6.0.19** 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。

**6.0.20** 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。

**6.0.21** 光伏阵列利用其金属支架或建（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。

**6.0.22** 光伏控制室、配电室等处应设置等电位连接端子板。

# 7 检查调试

**7.1 电气安全检查**

**7.1.1** 检查接地线，系统中设备外部的接地线应采用涂覆祼线或镀锌线，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4mm2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。

**7.1.2** 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，或在两种金属间设置标准电极电位介于两者之间的第三种金属。

**7.1.3** 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。

**7.1.4** 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，其值应小于10Ω，屏蔽接地时应小于4Ω。

**7.1.5** 检查光伏构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构件的燃烧性分类级别。

**7.1.6** 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。

**7.1.7** 检查感应雷屏蔽装置接地和连通可靠有效。

**7.1.8** 检查光伏系统配套设备的绝缘性能，其接地电阻应小于10Ω，屏蔽接地时应小于4Ω。

**7.1.9** 光伏系统施工完成或阶段完成后应确认光伏构件连接可靠，极性正确，线路连接与设计相同，确认光伏构件无遮挡，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构件，加以纠正或更换。

**7.1.10** 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。

**7.1.11** 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。

**7.1.12** 检查电表的接线应正确，并记录电表的初始读数。

**7.1.13** 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。

**7.1.14** 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。

**7.1.15** 独立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。逆变器直流输入与机壳间的绝缘电阻不应小于50MΩ，逆变器交流输入与机壳间的绝缘电阻不应小于50MΩ，接地电阻应小于等于10Ω；

**3** 独立逆变器的连接与使用应符合下列规定：

**a)** 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；

**b)** 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；

**c)** 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要求：

**a)** 方阵、接线箱、并网逆变器、交流配电箱等应正确连接；

**b)** 测量接线箱中光伏方阵各组串输出电压符合设计要求；

**c)** 测量并网逆变器输出端的交流电压符合要求；

**d)** 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一较小值（以10%左右标称功率为宜）；

**e)** 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；

**f)** 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；

**g)** 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。

**7.2 系统调试**

**Ⅰ 一般规定**

**7.2.1** 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。对光伏构件、逆变器、电缆等进行检查和测试，发电系统应能正常工作。

**7.2.2** 光伏系统的调试应包括单体调试、分系统调试和整套光伏系统启动调试，并应按下列步骤进行：

**1** 按电气原理图及安装接线图进行，确认设备内部接线和外部接线正确无误；

**2** 按光伏系统的类型、等级与容量，检查其断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等，检查内容均应符合其规定值；

**3** 按设备使用说明书有关电气系统调整方法及调试要求，用模拟操作检查其工艺动作、指示、讯号和联锁装置的正确、灵敏可靠；

**4** 检查各光伏支路的开路电压及系统的绝缘性能；

**5** 本条第1款~第4款检查调整合格后，再进行各系统的联合调整试验。

**7.2.3** 设备和系统调试前，应完成安装工作并验收合格；装有空调或通风装置等特殊设施的，应安装完毕并投入运行。受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕。

**7.2.4** 调试前应按设计图纸确认电气设备的参数符合设计值；确认设备及各回路电缆绝缘良好，符合接地要求；确认设备及线路标识清晰、准确。

**7.2.5** 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，测量逆变器输出的交流电能质量（包括电压、频率、电流谐波、功率因数及电压不平衡度），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。

**7.2.6** 独立光伏发电系统调试时应首先确认接线正确、无极性反接及松动情况，合上直流侧断路器后检查设备指示应正常，启动逆变器，电源及电压表指示正确后合上交流断路器。

**7.2.7** 调试和检测完成后，应填写相关调试记录。

**Ⅱ 光伏构件串测试**

**7.2.8** 光伏构件串调试可按现行行业标准《光伏发电站现场组件检测规程》NB/T 32034的方法进行，并应符合下列规定：

**1** 同一光伏构件串的生产厂家、型号及技术参数应一致；

**2** 测试宜在辐照度不低于600W/m2的条件下进行；

**3** 接入汇流箱内的光伏构件串的极性测试应正确；

**4** 相同测试条件下，同一汇流箱内各分支回路光伏构件串之间的开路电压偏差不应大于2%且不应超过5V；

**5** 在发电情况下，对同一汇流箱内各光伏构件串的电流进行检测，相同测试条件下，光伏构件串之间的电流偏差不应超过5%。

**Ⅲ 逆变器调试**

**7.2.9** 逆变器调试前，应对其做下列检查：

**1** 逆变器接地应牢固可靠、导通良好；

**2** 逆变器内部元器件应完好，无受潮、放电痕迹；

**3** 逆变器内部所有电缆连接螺栓、插件、端子应连接牢固，无松动；

**4** 当逆变器本体配有手动分合闸装置时，其操作应灵活可靠、接触良好，开关位置指示正确；

**5** 逆变器本体及各回路标识应清晰准确；

**6** 逆变器内部应无杂物，并经过清灰处理。

**7.2.10** 逆变器调试应符合下列要求：

**1** 逆变器控制回路带电时，应对其做下列检查：

**a)** 工作状态指示灯、人机界面屏幕显示应正常；

**b)** 人机界面上各参数设置应正确；

**c)** 散热装置工作应正常。

**2** 逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，应进行下列工作：

**a)** 测量直流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内；

**b)** 检查人机界面显示直流侧对地阻抗值应符合要求。

**3** 逆变器直流侧带电、交流侧带电，具备并网条件时，应进行下列工作：

**a)** 测量交流侧电压值和人机界面显示值之间偏差应在允许范围内；交流侧电压及频率应在逆变器额定范围内，且相序正确；

**b)** 具有门限位闭锁功能的逆变器，逆变器盘门在开启状态下，不应作出并网动作。

**4** 逆变器并网后，在下列测试情况下，逆变器应跳闸解列：

**a)** 具有门限位闭锁功能的逆变器，开启逆变器盘门；

**b)** 逆变器交流侧掉电；

**c)** 逆变器直流侧对地阻抗低于保护设定值；

**d)** 逆变器直流输入电压高于或低于逆变器的整定值；

**e)** 逆变器直流输入过电流；

**f)** 逆变器交流侧电压超出额定电压允许范围；

**g)** 逆变器交流侧频率超出额定频率允许范围；

**h)** 逆变器交流侧电流不平衡超出设定范围；

**Ⅳ 汇流箱调试**

**7.2.11** 汇流箱的调试可按现行国家标准《光伏发电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933的有关规定进行，并应符合下列规定：

**1** 汇流箱中输出断路器应处于分断状态，熔断器熔丝未放入；

**2** 汇流箱及内部浪涌保护器接地应牢固、可靠；

**3** 汇流箱的投、退顺序应符合下列规定：

**a)** 汇流箱的总开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入光伏构件串开关或熔断器，后投入汇流箱开关；先退出汇流箱开关，后退出光伏构件串开关或熔断器；

**b)** 汇流箱总输出采用熔断器，分支回路光伏构件串的开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入汇流箱输出熔断器，后投入光伏构件串开关；先退出箱内所有光伏构件串开关，后退出汇流箱输出熔断器；

**c)** 汇流箱总输出和分支回路的光伏构件串均采用熔断器时，投、退熔断器前，均应将逆变器解列。

**Ⅴ 二次系统调试**

**7.2.12** 二次系统的调试内容主要可包括：计算机监控系统、继电保护系统、远动通信系统、电能量信息管理系统、不间断电源系统、二次安防系统等。

**7.2.13** 计算机监控系统调试应符合下列规定：

**1** 计算机监控系统设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，接地应可靠；

**2** 遥信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠；

**3** 计算机监控系统防误操作功能应完备可靠；

**4** 计算机监控系统定值调阅、修改和定值组切换功能应正确；

**5** 计算机监控系统主备切换功能应满足技术要求；

**6** 站内所有智能设备的运行状态和参数等信息均应准确反映到监控画面上，对可远方调节和操作的设备，远方操作功能应准确、可靠。

**7.2.14** 继电保护系统调试应符合下列要求：

**1** 调试时可按照现行行业标准《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995的相关规定执行；

**2** 继电保护装置单体调试时，应检查开入、开出、采样等元件功能正确；开关在合闸状态下模拟保护动作，开关应跳闸，且保护动作应准确、可靠，动作时间应符合要求；

**3** 保护定值应由具备计算资质的单位出具，且应在正式送电前仔细复核；

**4** 继电保护整组调试时，应检查实际继电保护动作逻辑与预设继电保护逻辑策略一致；

**5** 站控层继电保护信息管理系统的站内通信、交互等功能实现应正确；站控层继电保护信息管理系统与远方主站通信、交互等功能实现应正确；

**6** 调试记录应齐全、准确。

**7.2.15** 远动通信系统调试应符合下列要求：

**1** 远动通信装置电源应稳定、可靠；

**2** 站内远动装置至调度方远动装置的信号通道应调试完毕，且稳定、可靠；

**3** 调度方遥信、遥测、遥控、遥调功能应准确、可靠；

**4** 远动系统主备切换功能应满足技术要求。

**7.2.16** 电能量信息采集系统调试应符合下列要求：

**1** 光伏发电站关口计量的主、副表，其规格、型号及准确度应符合设计要求，且应通过当地电力计量检测部门的校验，并出具报告；

**2** 光伏发电站关口表的电流互感器、电压互感器应通过当地电力计量检测部门的校验，并出具报告；

**3** 光伏发电站投入运行前，电能表应由当地电力计量部门施加封条、封印；

**4** 光伏发电站的电量信息应能实时、准确地反应到后台监控画面。

**7.2.17** 不间断电源系统调试应符合下列要求：

**1** 不间断电源的主电源、旁路电源及直流电源间的切换功能应准确、可靠，且异常告警功能应正确。

**2** 计算机监控系统应实时、准确地反映不间断电源的运行数据和状况。

**7.2.18** 二次系统安全防护调试应符合下列要求：

**1** 二次系统安全防护应主要由站控层物理隔离装置和防火墙构成，应能够实现自动化系统网络安全防护功能；

**2** 二次系统安全防护相关设备运行功能与参数应符合要求；

**3** 二次系统安全防护运行情况应与预设安防策略一致。

**Ⅵ 其他电气设备调试**

**7.2.19** 无功补偿装置的补偿功能应能满足设计文件的技术要求。

# 8 验收

**8.1 一般规定**

**8.1.1** 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、防雷系统功能等部分。

**8.1.2** 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、光伏构件四周与主体结构的连接节点；

**3** 基座、支架、光伏构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。

**8.1.3** 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8.1.3的规定进行。

**表8.1.3 建筑光伏系统分部分项工程划分**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 分部工程 | 子分部工程 | 分项工程 |
| 1 | 建筑节能 | 附加式光伏系统 | 构造与连接，光伏构件、电气系统、储能设备、防雷接地、监测装置、系统功能 |
| 2 | 建筑装饰装修 | 幕墙 | 光伏幕墙 |
| 3 | 屋面 | 瓦面与板面 | 光伏屋面 |

**8.1.4** 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，并宜符合下列规定：

**1** 采用同一型号、同一规格光伏构件的光伏方阵每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。

**8.1.5** 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。

**8.1.6** 光伏发电系统工程验收应通过单位工程验收、工程启动验收、工程试运和移交生产验收以及工程竣工验收。

**8.1.7** 光伏发电系统工程验收应符合下列规定：

**1** 单位工程的验收应由监理工程师组织，并应在施工单位自行检查评定合格的基础上进行；

**2** 工程启动验收应在单位工程验收合格的基础上进行；

**3** 工程试运和移交生产验收应在工程启动验收完成并应具备工程试运和移交生产验收条件后进行；

**4** 工程竣工验收应在试运和移交生产验收合格后进行。

**8.1.8** 光伏发电系统分项工程检验批质量验收合格标准应符合下列规定：

**1** 主控项目应符合质量合格标准要求；

**2** 一般项目其检验结果应有80%及以上的检查点（值）符合质量合格标准要求。

**8.1.9** 光伏发电系统分项工程质量验收合格标准应符合下列规定：

**1** 分项工程所含的各检验批均应符合质量合格标准要求；

**2** 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整。

**8.1.10** 光伏发电系统分部工程质量验收合格标准应符合下列规定：

**1** 质量控制资料应完整；

**2** 分部工程所含分项工程的质量验收应合格；

**3** 观感质量验收应符合要求。

**8.1.11** 光伏发电系统单位工程质量验收合格标准应符合下列规定：

**1** 质量控制资料应完整；

**2** 单位工程所含分部工程的质量验收应合格；

**3** 主要功能项目的抽查结果应符合相应的技术要求；

**4** 观感质量验收应符合要求。

**8.1.12** 单位工程验收组应由建设单位组建，并应由建设、设计、监理、施工、调试等有关单位负责人及专业技术人员组成。

**8.1.13** 工程启动验收委员会应由建设单位组建，并应由建设、监理、调试、生产、设计、政府相关部门和电力主管部门等有关单位组成，施工单位、设备制造商等参建单位应列席工程启动验收会议。

**8.1.14** 工程试运和移交生产验收组应由建设单位组建，并应由建设、监理、调试、生产运行、设计等有关单位组成。

**8.1.15** 工程竣工验收应符合下列规定：

**1** 竣工资料应完整齐备；

**2** 工程应按批准的设计要求进行建设；

**3** 应检查已完工程在设计、施工、设备制造安装等过程中与质量相关资料的收集、整理和签证归档情况；

**4** 应检查施工安全管理情况；

**5** 工程应具备运行或进行下一阶段工作的条件；

**6** 应检查工程投资控制和资金使用情况；

**7** 应对验收遗留问题提出处理意见。

**8.1.16** 对影响工程安全和系统性能的工序，应依次验收合格，并包括下列工序：

**1** 在光伏系统工程施工前，进行屋面防水、墙面保温等工程验收；

**2** 在光伏构件或阵列支撑架构就位前，进行支座、基础的验收；

**3** 在建筑管道井封口前，进行相关预留管线的验收；

**4** 对预留管线的验收；

**5** 在隐蔽工程隐蔽前，进行施工质量验收；

**6** 对既有建筑增设或改造的光伏系统工程施工前，进行建筑结构和建筑电气安全检查。

**8.1.17** 竣工验收宜提交下列资料：

**1** 经批准的设计文件、竣工图纸及相应的工程变更文件；

**2** 工程竣工决算报告及其审计报告；

**3** 工程竣工报告；

**4**  主要材料、设备、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料；

**5** 屋面防水检漏记录；

**6** 隐蔽工程验收记录、检验批质量验收记录和分项工程质量验收记录；

**7** 系统调试和试运行记录；

**8** 系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；

**9** 工程使用、运行管理及维护说明书。

**8.1.18** 光伏与建筑一体化发电系统验收的程序和组织应符合GB 50300的要求，并符合下列规定：

**1** 光伏与建筑一体化发电系统工程的检验批验收和隐蔽工程验收应由监理工程师主持，施工单位相关专业的质量检查员与施工员参加，必要时可邀请相关专业的第三方检验检测机构的人员参加；

**2** 光伏与建筑一体化发电系统分项工程验收应由总监理工程师主持，施工单位项目经理、项目技术负责人和相关专业的质量检查员、施工员参加；设计单位主要设计人员也应参加；必要时可邀请电网公司相关技术人员参加。

**3** 既有建筑安装的光伏与建筑一体化发电系统工程验收应由建设单位项目负责人主持，其他参加人员应符合前款要求。

**8.1.19** 光伏与建筑一体化发电系统验收应包含但不限于下列工作内容：

**1** 检查是否按照设计文件进行建设；

**2** 检查设计、施工、设备安装等过程中相关资料的收集、整理和归档情况；

**3** 检查是否具备运行条件；

**4** 做出验收评价和结论；

**5** 制定完整的后期维护管理规定。

**8.1.20** 验收中相关单位应及时收集、整理验收资料，应对其提交资料的真实性负责，建设单位对验收资料进行完整性、规范性检查。验收中相关单位职责如下：

**1** 建设单位职责应包括但不限于：

**a)** 组织协调各分项验收及验收过程管理工作；

**b)** 参加各分项验收的现场检查工作；

**c)** 提供系统建设总结报告。

**2** 勘察设计单位职责应包括但不限于：

**a)** 对土建工程与地基工程有关施工记录校验；

**b)** 负责处理设计中的技术问题，负责必要的设计修改；

**c)** 对系统设计方案负责，为系统验收提供设计总结报告。

**3** 施工单位职责应包括但不限于：

**a)** 提交完整的施工记录、试验记录和施工总结；

**b)** 参与各分项验收并完成消除缺陷工作；

**c)** 协同建设单位进行系统调试和交付用户使用前的现场安全、消防、治安保卫及检修工作；

**d)** 按照建设单位要求，移交完工资料，移交备品备件、专用工具、仪器仪表等。

**4** 监理单位职责应包括但不限于：

**a)** 根据设计文件和验收要求对工程质量进行评定；

**b)** 对系统建设过程中的质量、安全、进度进行监督管理。

**8.1.21** 相关消防工程的验收，应由消防部门组织实施。

**8.2 建筑构造**

**Ⅰ 基础工程验收**

**主控项目**

**8.2.1** 基础类型、强度应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件进行检查，核查试验报告。

**8.2.2** 光伏发电系统基座应与建筑主体结构连接牢固。当采用后置埋件时，后置埋件的承载力应符合设计要求。

检查数量：以基座为单元检查基座使用的后置埋件，检查的单元数量为基座总数的1%，且不应少于3个基座。

检验方法：核查承载力检测报告。

**8.2.3** 在屋面结构层上现场施工的基座完工后，底面基座与屋面连接处应做防水加强处理，防水施工应符合设计要求且不得有渗漏现象。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查和雨后或淋水检验，淋水检验的时间2h不渗不漏为合格。

**8.2.4** 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在光伏与建筑一体化发电系统安装前应涂防腐涂料。防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定。

检查数量：以基座为单元检查基座顶面使用的预埋件，检查的单元数量为基座总数的10%，且不应少于3个基座。

检验方法：观察检查及核查检测报告。

**一般项目**

**8.2.5** 地脚螺栓（锚栓）的尺寸偏差应符合表8.2.5的规定。地脚螺栓（锚栓）的螺纹应予保护。

检查数量：以基座为单元进行检测，检测单元数为基座总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：用钢尺现场检测。

**表8.2.5 地脚螺栓（锚栓）的尺寸允许偏差**

|  |  |
| --- | --- |
| 项目 | 允许偏差（mm） |
| 轴线 | 3.0 |
| 标高 | ±10.0 |
| 螺栓（锚栓）露出长度 | ＋5.00.0 |
| 螺纹长度 | ＋5.00.0 |

**8.2.6** 基座顶面标高应符合设计要求，最大偏差值不超过10mm。

检查数量：基础总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：用水平仪现场实测。

**Ⅱ 支架工程验收**

**主控项目**

**8.2.7** 支架的材料、形式及制作应符合设计要求，支架应无破损和变形。钢结构支架的安装和焊接应符合GB 50205的要求。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3组。

检验方法：检查材料合格证，观察检查。

**8.2.8** 支架安装位置准确，连接牢固。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：对照设计文件要求测量检查、观察检查。

**8.2.9** 支架的防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定，钢支架表面的防腐涂层应光滑平整、无流挂、起皱、露底等缺陷。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：观察检查、核查检测报告。

**8.2.10** 支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于±2°。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：测量检查。

**8.2.11** 支架的接地电阻应符合设计要求。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：观察检查，检查检测报告。

**一般项目**

**8.2.12** 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧。增加外部丝扣不应少于2扣。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：观察检查。

**8.2.13** 安装光伏构件的支架面应平直，直线度不大于1‰，平整度不大于3mm，机架上光伏构件间的风道间隙应符合设计要求。

检查数量：支架总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：观察检查，用2m靠尺测量检查，拉线测量。

**Ⅲ 光伏构件系统安装工程验收**

**主控项目**

**8.2.14** 光伏构件系统安装工程及其组成材料、构配件的性能应符合设计文件和国家、地方现行工程建设标准、产品标准的要求。

检查数量：全数检查。

检验方法：检查光伏构件的质量合格证明文件、标志及检验报告等。

**8.2.15** 光伏构件按照设计图纸的型号、规格、连接方式、布置方向进行安装。

检查数量：光伏构件总数的10%，且不应少于10个。

检验方法：对照设计要求测量检查、观察检查。

**8.2.16** 光伏构件按照设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查数量：支架或连接件总数总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：观察检查。

**8.2.17** 光伏构件间连接应牢固可靠，固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定。

检查数量：光伏构件总数抽查10%，且不应少于 10个。

检验方法：观察、手板、测量检查，对照设计文件进行检查。

**8.2.18** 安装光伏构件时，其周边的防水连接与保温结构应符合设计要求，不得渗漏。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查和雨后或淋雨检验。

**8.2.19** 幕墙用光伏构件的物理性能应符合设计要求及国家标准和工程技术规范规定。

检查数量：全数检查。

检验方法：按照相关设计要求。

**一般项目**

**8.2.20** 光伏构件上应标有带电警示标识。

检查数量：全数检查。

检验方法：观察检查。

**8.2.21** 同一组方阵中的光伏构件安装纵横向偏差不应大于5mm。

检查数量：光伏构件或方阵总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：观察检查，测量检查。

**8.2.22** 光伏构件与建筑面层之间应留有散热间距，散热间距实际值与设计值之间的相对误差不应大于5%。

检查数量：光伏构件或方阵总数的10%，且不应少于3个。

检验方法：用钢尺检测。

**8.2.23** 防水层应平整、顺直，表面不应有施工残留物和污物。不应有未经处理的错钻孔洞。

检查数量：总面积的10%，且不应少于10m2。

检验方法：观察和用钢尺检查。

**8.2.24** 幕墙用光伏构件安装的允许偏差和检验方法应符合表8.2.24的规定。

**表8.2.24 幕墙用光伏构件安装的允许偏差和检验方法**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 项次 | 项目 |  | 允许偏差 | 检验方法 |
| 1 | 幕墙垂直度 | 幕墙高度≤30m | 10mm | 用经纬仪检查 |
| 30m＜幕墙高度≤60m | 15mm |
| 60m＜幕墙高度≤90m | 20mm |
| 幕墙高度＞90m | 25mm |
| 2 | 幕墙水平 | 幕墙幅宽≤35m | 5mm | 用水平仪检查 |
| 幕墙幅宽＞35m | 7mm |
| 3 | 幕墙倾斜面角度 | 0.5° | 用角度仪检查 |
| 4 | 构件直线度 | 2mm | 用2m靠尺和塞尺检查 |
| 5 | 构件水平 | 构件长度≤2m | 2mm | 用水平仪检查 |
| 构件长度＞2m | 3mm |
| 6 | 相邻构件错位 | 1mm | 用钢直尺检查 |
| 7 | 分格框对角线长度差 | 对角线长度≤2m | 3mm | 用钢尺检查 |
| 对角线长度＞2m | 4mm |

**8.3 电气系统**

**主控项目**

**8.3.1** 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。

**8.3.2** 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。

**8.3.3** 电缆连接应符合下列要求：

**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（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。

**8.3.4** 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。

**8.3.5** 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，需清晰标明负载的连接点和直流侧极性；应有安全警示标志。

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。

**8.3.6** 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。

**8.3.7** 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。

**8.3.8** 电气设备房光伏项目电站标识应清晰，并标注装机容量。室内运维制度和运维人员联系方式合理有效、光伏系统一次模拟图和光伏并网柜的标识正确；室内灭火器等消防用具和安全工器具设置符合规范要求，且标识正确、清晰。

检查数量：按检验批抽查，全数检查。

检验方法：观察检查、查验产品质量合格证明文件。

**一般项目**

**8.3.9** 电缆外观与标识应符合下列要求：

**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。

**8.3.10** 电缆敷设应排列整齐，不应出现自然下垂现象。电缆在竖直通道敷设时每个支架处均需固定，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。

**8.3.11** 汇流箱和光伏并网逆变器标识与外观应符合下列要求：

**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** 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；

**4** 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。

**8.4 防雷接地**

**主控项目**

**8.4.1** 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。

**8.4.2** 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。

**8.4.3** 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。

**8.4.4** 电气设备的接地电阻不得大于4Ω，并应满足屏蔽接地和工作接地的要求；逆变器、蓄电池的中性点、电压互感器和电流互感器的二次线圈直接接地时接地电阻不得大于10Ω。

检查数量：按检验批抽查5%。

检验方法：欧姆表测量检查。

**8.4.5** 电气装置的接地应按设计要求单独与接地母线或接地网相连接。

检查数量：全数检查。

检验方法：对照设计文件观察检查。

**一般项目**

**8.4.6** 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。

**8.4.7** 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。

**8.4.8** 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 运行维护

**9.1 日常维护**

**Ⅰ 基本规定**

**9.1.1** 光伏建筑一体化系统经验收合格后，在系统投用前，应制定运行与维护技术手册。

**9.1.2** 光伏建筑一体化系统不应对人员或建筑物造成危害，其运行与维护应保证系统本身安全，并应保持正常的发电能力。

**9.1.3** 光伏建筑一体化系统主要部件在运行期间，应始终符合国家现行有关产品标准的规定，达不到要求的部件应及时维修或更换。

**9.1.4** 光伏建筑一体化系统的主要部件周围不得堆积易燃易爆物品，设备本身及周围环境应散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。

**9.1.5** 光伏建筑一体化系统的主要部件在运行时，温度、声音、气味等不应出现异常情况，指示灯应正常工作并保持清洁。

**9.1.6** 光伏建筑一体化系统运行和维护人员应具备相应的专业技能。

**9.1.7** 光伏建筑一体化系统运行和维护的全部过程应进行记录，且所有记录应存档，并应对每次故障记录进行分析。

**9.1.8** 光伏建筑一体化系统的日常维护宜选择在晚上或阴天进行。

**9.1.9** 光伏建筑一体化系统维护前应做好安全准备，并应断开所有应断的开关，必要时应穿绝缘鞋，戴绝缘手套，使用绝缘工具。

**Ⅱ 光伏方阵**

**9.1.10** 安装型光伏建筑一体化系统中光伏构件的运行与维护应符合下规定：

**1** 光伏构件表面应保持清洁，清洗光伏构件时应符合下列规定：

**a)** 可使用柔软洁净的布料擦拭光伏构件，不应使用腐蚀性溶剂或硬物擦拭光伏构件；

**b)** 不宜使用与光伏构件温差较大的液体清洗光伏构件；

**c)** 不应在风力大于4级、大雨或大雪等气象条件下清洗光伏构件。

**2** 光伏构件应根据本规范附录B的要求定期检查，当出现下列情况之一时应及时调整或更换光伏构件：

**a)** 光伏构件存在玻璃破碎、背板灼焦、明显的颜色变化；

**b)** 光伏构件中存在与构件边缘形成连通通道的气泡；

**c)** 光伏构件中存在与任何电路形成连通通道的气泡；

**d)** 光伏构件接线盒变形、扭曲、开裂或烧毁，接线端子无法良好连接；

**3** 光伏构件上的带电警告标识不得缺失；

**4** 对于使用金属边框的光伏构件，边框应可靠接地。边框和支撑结构应结合良好，两者之间接触电阻不应大于4Ω；

**5** 当太阳辐照度为500W/m2以上，风速不大于2m/s，且无阴影挡时，同一光伏构件外表面（电池正上方区域）温度差异应小于20℃。装机容量大于50kWp的光伏电站，宜配备用于检测光伏构件外表面温度差异的红外线热像仪。

**9.1.11** 建材型和构件型光伏建筑一体化系统的运行与维护，除应符合本规范第9.1.10条的相关规定外，还应符合下列规定：

**1** 光伏建材和光伏构件应根据本规范附录B的要求定期由专业人员检查、清洗、保养和维护，当出现下列情况时应立即调整或更换：

**a)** 太阳能光伏中空玻璃内结露、进水，影响光伏幕墙工程的视线和热性能；

**b)** 玻璃炸裂，包括玻璃热炸裂和钢化玻璃自爆炸裂；

**c)** 镀膜玻璃脱膜；

**d)** 玻璃松动、开裂、破损等。

**2** 光伏建材和光伏构件的排水系统应根据本规范附录B的要求定期疏通、保持畅通；

**3** 采用光伏建材或光伏构件的门、窗应启闭灵活，五金附件应无功能障碍或损坏，安装螺栓或螺钉不应有松动和失效等现象；

**4** 光伏建材和光伏构件的密封胶应无脱胶、开裂、起泡等不良现象，密封胶条不应发生脱落或损坏。

**5** 对光伏建材和光伏构件进行检查、清洗、保养、维修时所采用的机具设备应牢固，操作灵活方便，安全可靠，并应有防止撞击和损伤光伏建材和光伏构件的措施。

**6** 在室内清洁光伏建材和光伏构件时，应防止水流入防火隔断材料及光伏构件或方阵的电气接口。

**9.1.12** 支撑结构的维护应符合下列规定：

**1** 螺栓、焊缝和支撑结构的连接等应牢固可靠；

**2** 支撑结构表面的防腐层，不应存在开裂和脱落现象，否则应及时处理。

**9.1.13** 光伏方阵与建筑物结合部分应符合下列规定：

**1** 光伏方阵应与建筑主体结构连接牢固，在台风、暴雨等恶劣天气过后，应普查光伏方阵的方位角及倾角，使其符合设计要求；

**2** 光伏方阵整体不应有变形、错位、松动；

**3** 用于固定光伏方阵的植筋或后置螺栓不应松动；采取预制基座安装的光伏方阵，预制基座应保持平稳、整齐，不得移动；

**4** 光伏方阵的主要受力构件、连接构件和连接螺栓不应损坏、松动，焊缝不应开焊，金属材料的防锈涂膜应完整，不应有剥落、锈蚀现象；

**5** 光伏方阵支撑结构上或光伏方阵区域内不应附加其他设施；光伏系统区域内不应增设对光伏系统运行及安全可能产生影响的设施。

**Ⅲ 直流汇流箱、直流配电柜**

**9.1.14** 直流汇流箱和直流配电柜不得存在影响使用的变形、锈蚀、漏水、积灰，箱体外表面的安全警示标识应完整无破损，箱体上的防水锁启闭应灵活。

**9.1.15** 直流汇流箱和直流配电柜各个接线端子不应松动、锈蚀。

**9.1.16** 直流汇流箱和直流配电柜的直流输出母线的正极对地、负极对地的绝缘电阻应大于0.5MΩ。

**9.1.17** 直流汇流箱和直流配电柜配备的直流断路器规格应符合设计要求，动作应灵活，性能应稳定可靠。

**9.1.18** 直流汇流箱和直流配电柜配置的浪涌保护器应有效。

**9.1.19** 直流汇流箱内直流熔丝的规格应符合设计要求。

**9.1.20** 直流配电柜的直流输入接口与直流汇流箱的连接应稳定可靠。

**9.1.21** 直流配电柜的直流输出与并网主机直流输入处的连接应稳定可靠。

**Ⅳ 控制器、逆变器**

**9.1.22** 控制器的运行与维护应符合下列规定：

**1** 控制器的过充电电压、过放电电压的设置应符合设计要求；

**2** 控制器上的警示标识应完整清晰；

**3** 控制器各接线端子不得出现松动、锈蚀现象；

**4** 控制器内的直流熔丝的规格应符合设计要求；

**5** 直流输出母线的正极对地、负极对地、正负极之间的绝缘电阻应大于0.5MΩ。

**9.1.23** 逆变器的运行与维护应符合下列规定：

**1** 逆变器不应存在锈蚀、积灰等现象，散热环境应良好，逆变器运行时不应有较大振动和异常噪声；

**2** 逆变器上的警示标识应完整无破损；

**3** 逆变器中模块、电抗器、变压器的散热风扇应能根据温度变化自动启动和停止；散热风扇运行时不应有较大振动及异常噪声，当出现异常情况时应断电检查；

**4** 应根据本规范表的要求定期通过断开交流输出侧断路器，检查逆变器的工作情况，当出现异常情况时应断电检查；

**5** 逆变器中直流母排电容温度过高或超过使用年限时，应及时更换；

**6** 逆变器的输出电能质量应符合电网并网或系统设计的要求。

**Ⅴ 接地与防雷系统**

**9.1.24** 光伏接地系统与建筑接地装置的连接应可靠。

**9.1.25** 光伏方阵与防雷系统共用接地装置的接地电阻值应在设计规定的范围内。

**9.1.26** 光伏方阵的监视、控制系统、功率调节设备接地线与防雷系统之间的过电压保护装置功能应有效，其接地电阻应在设计规定的范围内。

**9.1.27** 光伏方阵防雷装置应有效，并应在雷雨季节到来之前、雷雨过后及时检查。

**Ⅵ 交直流配电柜**

**9.1.28** 交流配电柜维护前应提前通知停电起止时间，并应将维护所需工具准备齐全。

**9.1.29** 交流配电柜维护的安全事项应符合下列规定：

**1** 操作电源侧（或带电侧）真空断路器时，应穿绝缘靴，戴绝缘手套，并应有专人监护；

**2** 停电后应验电，并应确保在配电柜不带电的状态下进行维护；

**3** 分段保养配电柜时，带电和不带电配电柜交界处应装设隔离装置；

**4** 电容器对地放电之前，不得触摸电容器柜；

**5** 配电柜保养完毕送电前，应确保无工具遗留在配电柜内。

**9.1.30** 交流配电柜维护时应检查下列项目：

**1** 配电柜的金属底座与基础型钢的镀锌螺栓应可靠连接，防松零件应齐全；

**2** 配电柜标明被控设备编号、名称或操作位置的标识器件应完整，编号应清晰、工整；

**3** 母线接头应连接紧密、无变形、无放电变黑痕迹，绝缘应无松动和损坏，紧固连接螺栓不应生锈；

**4** 手车、抽出式成套配电柜推拉应灵活，无卡阻碰撞现象；动触头与静触头的中心线应一致，且触头应接触紧密；

**5** 配电柜中开关的主触点不应有烧熔痕迹，灭弧罩不应烧黑和损坏，各接线螺栓应紧固，配电柜内应保持清洁；

**6** 应把各分开关单元从抽展柜中取出，紧固各接线端子，应检查电流互感器、电流表、电度表的安装和接线，紧固断路器进出线，清洁开关柜内和配电柜后面引出线处的灰尘；手柄操作机构应灵活可靠；

**7** 低压电器发热物件散热应良好，切换压板应接触良好，信号回路的信号灯、按钮、光字牌、事故报警等动作和信号显示应准确；

**8** 配电柜间线路的线间和线对地间绝缘电阻值，馈电线路应大于0.5MΩ；二次回路应大于1MΩ。

**Ⅶ 电缆**

**9.1.31** 电缆不应在过负荷的状态下运行，电缆的铅包不应出现膨胀、龟裂现象。

**9.1.32** 电缆在进出设备处的部位应封堵完好，不应存在直径大于10mm的孔洞。

**9.1.33** 对于电缆对设备外壳造成过大压力、拉力的部位，电缆的支撑点应完好。

**9.1.34** 电缆保护钢管口不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平；金属电缆管不应有严重锈蚀。

**9.1.35** 室外电缆井内的堆积物、垃圾应及时清理。

**9.1.36** 电缆沟或电缆井的盖板应完好无缺；电缆沟内不应有积水或杂物；电缆沟内支架应牢固，无锈蚀和松动现象；铠装电缆外皮及铠装不应有影响性能的锈蚀。

**9.1.37** 当光伏系统中使用双拼或多拼电缆时，应检查电流分配和电缆外皮的温度。

**9.1.38** 电缆终端头接地应良好，绝缘套管应完好、清洁，无闪络放电痕迹；电缆相色应明显、准确。

**9.1.39** 金属电缆桥架及其支架和引入或引出的金属电缆导管应可靠接地；金属电缆桥架间应可靠连接。

**9.1.40** 桥架穿墙处防火封堵应严密、无脱落。

**Ⅷ 蓄电池**

**9.1.41** 蓄电池室温度宜控制在5℃~25℃之间，通风状况应良好。

**9.1.42** 在维护或更换蓄电池时，所用工具应带绝缘套。

**9.1.43** 蓄电池在使用过程中应避免过充电和过放电。

**9.1.44** 蓄电池的上方和周围不得堆放杂物。

**9.1.45** 蓄电池表面应保持清洁，当出现腐蚀漏液、凹瘪或鼓胀现象时，应及时处理，并应查找原因。

**9.1.46** 蓄电池单体间连接螺栓应保持紧固。

**9.1.47** 每季度宜对蓄电池进行2次~3次均衡充电。当蓄电池组中单体电池的电压异常时，应及时处理。

**9.1.48** 对停用时间超过3个月以上的蓄电池，应补充充电后再投入运行。

**9.1.49** 更换电池时，宜采用同品牌、同型号的电池。

**9.1.50** 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；

**4** 在有负载的情况下，定期检查每个蓄电池的电压，并把这个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。

**Ⅸ 数据通信系统**

**9.1.51** 监控及数据传输系统的设备应保持外观完好，螺栓和密封件应齐全，操作键应接触良好，显示数字应清晰。

**9.1.52** 对于无人值守的数据传输系统，系统的终端显示器，每天应至少检查1次有无故障报警，当有故障报警时，应及时维修。

**9.1.53** 每年应至少对数据传输系统中输入数据的传感器灵敏度进行一次校验，同时应对系统的模拟/数字（A/D）变换器的精度进行检验。

**9.1.54** 超过使用年限的数据传输系统中的主要部件，应及时更换。

**9.2 定期检查**

**9.2.1** 建筑光伏系统宜每年对外观、一致性、接地性能、电流-电压特性、光伏构件内部缺陷进行检测。

**9.2.2** 建筑光伏系统应定期检查光伏方阵遮挡情况。当光伏方阵被遮挡时，应及时进行处理。

**9.2.3** 建筑光伏系统的光伏构件、支架等的紧固情况应定期检查，出现松动应及时紧固，出现腐蚀、损坏应及时维修。

**9.2.4** 雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏方阵，发现异常应及时进行处理。大雪天气中可根据情况对光伏方阵进行临时巡检，应采取保障措施后进行积雪清扫。

**9.2.5** 建筑光伏系统中电缆进出电气设备、电缆沟槽管及墙体处的封堵状态应定期检查，发现封堵材料脱落应及时修补。

**9.2.6** 户外线缆的敷设和保护措施的完整性应定期检查，出现损坏应及时维修；电缆支架结构松动、腐蚀时应及时维修。

**9.2.7** 户外电缆的连接情况应定期检查，出现脱落及松动时应及时维护。

**9.2.8** 电力线路的标牌应定期检查，丢失应及时补充，出现无法辨识时应及时更换。

**9.2.9** 建筑光伏系统中逆变升压等高压设备的安装结构应定期检查，电气设备试验应符合现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596的有关规定。

**9.2.10** 电气设备的散热器件应定期检查，出现异常时应及时维修。

**9.2.11** 电气设备的接线端子紧固情况应定期检查，出现松动时应及时紧固。

**9.2.12** 断路器应定期检查，主触电有烧熔痕迹、灭弧罩烧黑或损坏时应及时维修。

**9.2.13** 电气设备的壳体及防护情况应定期检查，出现变形、锈蚀等影响防护等级的情况应及时修复。

**9.2.14** 建筑光伏系统中储能系统的支撑结构、接线端子应定期检查，出现松动、腐蚀时应及时维修。

**9.2.15** 建筑光伏系统防雷与接地系统每年应定期检查，并应符合下列规定：

**1** 避雷器接闪器、引下线等防雷装置应安装牢靠、连接良好，无断裂、锈蚀、烧损痕迹等；

**2** 各关键设备内部浪涌保护器（SPD）应符合设计要求，并应处于有效状态；

**3** 各接地线及标识、标志应完好，接地电阻应符合设计要求。

**9.2.16** 建筑光伏系统各关键设备的防雷装置在雷雨季节到来之前，应进行检查并对接地电阻进行测试。不符合要求时应及时处理。雷雨季节后应再次进行检查。

**9.2.17** 地下防雷装置应根据土壤腐蚀情况，定期开挖检查其腐蚀程度，当出现严重腐蚀情况时应及时修复、更换。

# 附录A 光伏系统施工质量验收表

**表A.0.1 光伏系统竣工验收报告表**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 工程名称 | 验收意见 | 建设单位名称 |  |
| 施工单位名称 |  |
| 备注 | 分项项目负责人 | 日期 |
| 主要材料设备等的合格检验 | 光伏构件 |  |  |  |  |
| 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 |  |  |  |  |
| 屋面防水检验 |  |  |  |  |
| 光伏构件外观检验 |  |  |  |  |
| 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 |  |  |  |  |
| ⑩ |  |  |  |  |
| 竣工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 |

# 附录B 光伏建筑一体化系统巡检周期表

**表B.0.1 巡检周期表**

|  |  |
| --- | --- |
| 检查内容 | 巡检周期 |
| 小于50kWp | 50kWp~1000kWp | 大于1000kWp |
| 光伏构件 | 光伏构件表面清洁情况 | 1次/月 | 1次/周 | 1次/周 |
| 光伏构件外观、气味异常 | 1次/月 | 1次/周 | 1次/周 |
| 光伏构件带电警告标识 | 1次/月 | 1次/周 | 1次/周 |
| 光伏构件接地情况 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 光伏构件温度异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 组串电流一致性 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 支撑结构 | 支撑结构连接情况 | 1次/半年 | 1次/月 | 1次/月 |
| 支撑结构防腐蚀情况 | 1次/半年 | 1次/月 | 1次/月 |
| 相关的建筑构件系统 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |
| 排水系统 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |
| 门窗、五金件、螺栓 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |
| 密封胶 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/周 |
| 光伏方阵与建筑物结合部分 | 光伏方阵角度 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 光伏方阵整体情况 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 光伏系统锚固结构 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 受力构件、连接构件、螺栓 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 光伏系统周边情况 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 直流汇流箱 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 接线端子异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 绝缘电阻 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |
| 直流断路器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 浪涌保护器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 直流熔丝 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 直流配电柜 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 接线端子异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 绝缘电阻 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |
| 直流断路器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 浪涌保护器 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 直流输入连接 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 直流输出连接 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 控制器 | 过充电电压设置 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 过放电电压设置 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 警示标识 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 接线端子异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 直流熔丝 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |
| 绝缘电阻 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |
| 逆变器 | 外观异常 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 警示标识 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 散热风扇 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 断路器 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |
| 母排电容温度 | 1次/季度 | 1次/月 | 1次/月 |
| 电能质量 | 1次/2年 | 1次/2年 | 1次/2年 |
| 接地与防雷系统 | 光伏接地系统与建筑接地装置连接 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 光伏构件、支撑结构、电缆金属铠装接地连接 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 接地线的接地电阻 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 过电压保护装置 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 防雷装置 | 1次/半年 | 1次/半年 | 1次/半年 |
| 配电线路 | 交流配电柜 | 1次/半年 | 1次/季度 | 1次/月 |
| 电缆 | 1次/半年 | 1次/季度 | 1次/季度 |
| 蓄电池 | 蓄电池室温度及通风 | 1次/周 | 1次/天 | 1次/天 |
| 蓄电池组周围情况 | 1次/月 | 1次/月 | 1次/月 |
| 蓄电池表面异常 | 1次/月 | 1次/月 | 1次/月 |
| 蓄电池单体连接螺栓 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |
| 蓄电池组电压 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |
| 单体蓄电池电压 | 1次/季度 | 1次/季度 | 1次/季度 |
| 数据通信系统 | 外观异常 | 1次/周 | 1次/周 | 1次/周 |
| 终端显示器 | 1次/天 | 1次/天 | 1次/天 |
| 传感器灵敏度 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |
| 模拟/数字（A/D）变换器精度 | 1次/年 | 1次/年 | 1次/年 |
| 主要部件使用年限 | 1次/月 | 1次/月 | 1次/月 |

注：光伏建筑一体化系统运行不正常或遇自然灾害时，应立即检查。

# 用词说明

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：

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

本规程引用下列标准。其中，注日期的，仅对该日期对应的版本适用于本规程；不注日期的，其最新版适用于本规程。

《建筑节能与可再生能源利用通用技术规范》GB 55015

《建筑设计防火规范》GB 50016

《建筑物防雷设计规范》GB 50057

《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168

《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169

《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205

《屋面工程质量验收规范》GB 50207

《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50224

《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300

《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303

《屋面工程技术规范》GB 50345

《光伏发电站施工规范》GB 50794

《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865

《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866

《通信电源设备安装工程设计规范》GB 51194

《通信电源设备安装工程验收规范》GB 51199

《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

《安全标志及其使用导则》GB 2894

《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

《家用和类似用途电器的安全 第1部分：通用要求》GB 4706.1

《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064

《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939

《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB 19964

《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T 20046

《建筑幕墙》GB/T 21086

《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319

《户用分布式光伏发电并网接口技术规范》GB/T 33342

《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655

《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102

《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139

《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145

《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255

《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264

《建筑防护栏杆技术标准》JGJ/T 470

中国工程建设标准化协会标准

建筑集成光伏系统施工及验收标准

T/CECS xxx－202x

条 文 说 明

**目 次**

[3 基本规定 5](#_Toc3054813)9

[3.1 施工准备 5](#_Toc3054814)9

[3.2 施工安装 5](#_Toc3054815)9

[3.3 安全措施 5](#_Toc3054816)9

[4 光伏构件安装](#_Toc3054817) 60

[4.1 一般规定 60](#_Toc3054818)

[4.3 光伏幕墙 61](#_Toc3054820)

[4.4 光伏采光顶 6](#_Toc3054820)2

[4.5 光伏遮阳 6](#_Toc3054820)3

[4.6 光伏栏板 6](#_Toc3054820)4

[5 电气设备安装 6](#_Toc3054821)5

[5.3 汇流箱 6](#_Toc3054824)5

[5.4 逆变器 6](#_Toc3054825)5

[5.5 电池组及充放电控制器 6](#_Toc3054825)6

[5.6 监测装置 6](#_Toc3054825)7

[7 检查调试 6](#_Toc3054821)8

[7.1 电气安全检查 6](#_Toc3054825)8

[7.2 系统调试 6](#_Toc3054825)8

[8 验收 7](#_Toc3054821)1

[8.1 一般规定 7](#_Toc3054825)1

[9 运行维护 7](#_Toc3054821)2

[9.1 日常维护 7](#_Toc3054825)2

# 3 基本规定

**3.1 施工准备**

**3.1.1** 不同于地面电站，建筑光伏系统工程的施工，开工前除应保证室外施工道路符合材料和设备运输的需要外，还应考虑室内施工和高空作业时，各类材料和设备的运输通道应通畅。

**3.1.9** 为防止已经验收合格的设备、构件和原材料在仓储过程中发生性能改变，需要根据产品的性质来确定防雨、防潮、防刮、防撞、防锈等措施。

**3.1.11** 为避免在屋顶、楼面安装光伏发电系统时的施工荷载超过屋面的承载能力而对屋面造成破坏，本条规定施工所用的各类设备、构件和材料应均匀摆放，避免荷载集中，且应根据施工工序，合理有序地安排设备、构件和材料的吊运，避免集中堆放。必要时，在设计阶段应验算屋顶在施工工况下的结构强度。

**3.2 施工安装**

**3.2.2** 安装建筑光伏系统的建筑主体结构，应完成验收。一方面是保证建筑光伏发电的系统安装施工和运行的安全，另一方面是避免新建建筑物在光伏发电系统安装结束后验收不便。现行常用的主体结构验收国家规范有《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《砌体结构工程质量验收规范》GB 50203、《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204、《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205、《屋面工程质量验收规范》GB 50207等。

**3.2.6** 光伏系统的安装一般在土建工程完工后进行，而土建部位的施工多由其他施工单位完成，因此应加强对已施工土建部位的保护。

**3.3 安全措施**

**3.3.1** 光伏发电站中有许多设施，如光伏构件、逆变器等设备，施工人员应在安装前进行相关培训，以防技术质量事故的发生，保证人身及设备安全。

**3.3.15** 本条为强制性条文，必须严格执行。由于光伏构件在接收光辐射时，在导线两端就会产生电压。当光伏构件组成一个组串时，电压往往很高。为保障人身安全，在施工过程中严禁碰触光伏构件串的金属带电部位。

**3.3.16** 本条为强制性条文，必须严格执行。光伏构件的接线是一项带电操作的工作。在雨、雪中由于天气潮湿，人体接触电阻变小，极易造成人身触电事故，所以规定在雨、雪中严禁进行此项工作。

# 4 光伏构件安装

**4.1 一般规定**

**4.1.2** 由于安装在不同建筑部位，光伏构件所受的风荷载、雪荷载和地震作用等均不同，安装时光伏构件的强度应与设计时选定的产品强度相符合。

**4.1.3** 本条对光伏构件在安装前的准备工作做出了规定。

**1** 本款对光伏构件安装前提出要求。对由支架支撑光伏构件来说，支架的安装质量决定了光伏构件的安装质量，其工作顺序也是互相依托的。在光伏构件安装前支架应该通过质检和监理部门的验收，方可进行光伏构件的安装。

**2** 将电压、电流偏差过大的光伏构件进行组串，会产生短板效应。但光伏发电站中光伏构件数量众多，现场测试的准确性及工作量都不好把控。若光伏构件厂家将出厂的光伏构件进行了分类，则应按照厂家提供的类别进行组串。

**3** 光伏构件经过运输、保管等环节，在安装前应进行外观检查。主要对光伏构件玻璃面板及接线盒等位置进行检查。

**4.1.4** 光伏构件应按设计要求可靠地固定在支架上，防止脱落、变形，影响发电功能。

**4.1.10** 本条中预埋件中线的测量建议与主体结构测量相配合，并及时将测量反映出来的主体结构施工误差反馈给设计人员，对建筑光伏方阵的分格进行调整，合理分配，不得积累。施工过程中定期对光伏方阵的安装定位基准进行校核，确保光伏方阵的安装质量。

**4.1.14** 为抑制光伏构件使用期间产生温升，屋顶与光伏构件之间应留有通风间隙，从施工方便角度，通风间隙不宜小于50mm。

**4.1.15** 光伏构件的强度，一般与无色透明强化玻璃的厚度、铝框的厚度及形状、固定用金属零件或螺栓的直径、数量等有关，安装时必须严格遵守产品厂家指定的安装条件。

**4.1.16** 在盐雾、寒冷、积雪等地区，光伏系统对设备选型、材料和安装工艺均有特殊要求，产品生产厂家和安装施工单位应共同研究制定适宜的安装施工方案。

**4.1.19** 本条对光伏构件的安装作出了规定。

**1** 在光伏发电站的建设中，往往会选用不同规格和型号的光伏构件，而不同的光伏构件，其电性能不同。若偏差值较大，则不允许在一个组串内安装。安装前应按照设计图纸仔细核对光伏构件规格和型号。

**2** 不同的生产厂家生产的光伏构件各有不同。在安装过程中，生产厂家会针对自己的产品如何固定、固定螺栓的力矩值，提出不同要求。尤其是无边框的薄膜光伏构件，如果在安装过程中紧固力矩过小，可能会在今后的运行过程中脱落；如果紧固力矩过大，又会导致光伏构件破裂。故在施工过程中，应严格遵守设计文件或生产厂家的要求。

**3** 根据支架安装的偏差要求，提出了光伏构件安装的偏差要求，其中最主要的是控制好光伏构件的安装角度。

**4.1.25** 本条对光伏构件之间的接线提出要求。经过对光伏发电站建设项目的调研，在施工过程中，往往会在光伏构件连接线施工环节上，存在组串数量不对、插接件不牢等问题，从而造成光伏构件串电压过高或过低，甚至无电压。施工人员应认真按照设计图纸施工，并仔细检查回路的开路电压或短路电流，以便在投入运行前，发现并解决问题。规定同一光伏构件或光伏构件串不应短接，是因为虽然光伏构件的工作电流值和短路电流值差别不大，但光伏构件或光伏构件串长时间处于短路状态也会对设备和线缆的绝缘造成损伤。

**4.3 光伏幕墙**

**4.3.2** 由于光伏幕墙的施工安装目前还没有对应的国家标准，光伏幕墙的安装应符合《玻璃幕墙建筑工程技术规范》JGJ 102和《建筑装饰装修工程质量验收规范》GB 50210等国家现行标准的相关规定。

幕墙中常用的双玻光伏幕墙也是建材型光伏构件的一种，是指由两片以上的玻璃，采用PVB胶片将太阳电池组装在一起，能单独提供直流输出的光伏构件。现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102要求，玻璃幕墙采用夹层玻璃时，应采用干法加工合成，其夹层宜采用聚乙烯醇缩丁醛（PVB）胶片；夹层玻璃合片时，应严格控制温、湿度。

**4.3.4** 立柱安装的准确性和质量，影响整个幕墙的安装质量，是幕墙安装施工的关键之一。通过连接件的幕墙平面轴线与建筑物的外平面轴线距离的允许偏差应控制在2mm以内，特别是建筑平面呈弧形、圆形和四周封闭的幕墙，其内外轴线距离影响到幕墙的周长，影响玻璃板的封闭，应认真对待。

立柱一般根据建筑要求、受力情况、施工及运输条件确定其长度，通常一层楼高为一整根，接头应有一定空隙，空隙不宜小于20mm，立柱可以采用套芯连接方式，以适应和消除建筑受力变形及温差变形的影响。

**4.3.5** 横梁一般分段与立柱连接，横梁两端与立柱连接处可以留出空隙，也可以采用弹性橡胶垫，橡胶垫应有20%~35%的压缩变形能力，以适应和消除横向温度变形的影响。

**4.3.6** 防火、保温材料应可靠固定，铺设平整。拼接处不应留缝隙，应符合设计要求。如果冷凝水排出管及附件与水平构件预留孔连接不严密，与内衬板出水孔连接处不密封，冷凝水会进入幕墙内部，造成内部浸水，腐蚀材料，影响幕墙性能和使用寿命。

**4.3.7** 幕墙玻璃安装采用机械或人工吸盘，故要求玻璃表面擦拭干净，以避免发生漏气，保证施工安全。实际工程中，阳光控制镀膜玻璃曾发现有镀膜面安反的现象，这不仅影响装饰效果，而且影响其耐久性和使用寿命。因此，单片阳光控制镀膜玻璃的镀膜面一般应朝室内一侧；阳光控制镀膜中空玻璃镀膜面应在第二面；LowE中空玻璃镀膜层位置应符合设计要求。

安装玻璃的构件框槽底部应设两块定位橡胶块，玻璃四周的嵌入量及空隙应符合要求，左右空隙宜一致，使玻璃在建筑变形及温度变形时，在胶垫的夹持下竖向和水平向滑动，消除变形对玻璃的不利影响。

**4.3.8** 硅酮建筑密封胶的施工必须严格遵照施工工艺进行。夜晚光照不足，雨天缝内潮湿，均不宜打胶；打胶温度应在指定的温度范围，打胶前应使打胶面干燥、清洁无尘。

**4.3.9** 框支承玻璃幕墙玻璃板材间硅酮建筑密封胶的施工厚度，一般要控制在3.5~4.5mm，太薄对保证密封质量和防止雨水渗漏不利，同时对承受铝合金框热胀冷缩产生的变形也不利。当胶承受拉应力时，太厚也容易被拉断或破坏，失去密封和防渗漏作用。硅酮建筑密封胶的施工宽度不宜小于厚度的2倍或根据实际接缝宽度决定。

较深的密封槽口底部可用聚乙烯发泡垫杆填塞，以保证硅酮建筑密封胶的设计施工位置。

硅酮建筑密封胶在接缝内要形成两面粘结，不要三面粘结，否则，胶在反复拉压时，容易被撕裂，失去密封和防渗漏作用。为防止形成三面粘结，可在硅酮建筑密封胶施工前，用无粘结胶带置于胶缝的底部（槽口底部），将缝底与胶分开。

**4.3.10** 选择适当吊装机具将板块可靠地安装到主体结构上，是保证单元吊装的前提条件；强调吊具与单元板块之间，在起吊中不应产生水平方向分力，是为防止产生过大挤压力或拉力，使单元内构件受损。

**4.3.11** 不规范的运输会造成单元板块变形、破碎，影响单元幕墙质量。因此单元板块运输时应采取必要的措施。

**4.3.12** 单元板块宜设置专用堆放场地，并应有安全保护措施。周转架方便运输、转卸和存放，对保证单元板块质量作用很大，单元板块存放时应依照安装顺序先出后进的原则排列放置，防止多次搬运对单元板块造成损坏、变形，保证幕墙质量；单元板块应避免直接叠层堆放，防止单元板块因重力作用造成变形或损坏。

**4.3.13** 起吊和就位时，检查吊具、吊点和主体结构上的挂点，是安全需要。对吊点数量、位置进行复核，保证单元吊装的准确性、可靠性。如果吊点处没有足够强度和刚度，单元板块容易损坏，产生危险，因此，必要时可对吊装点进行必要加固和试吊。采用吊具起吊单元板块时，应使各吊装点的受力均匀，起吊过程应保持单元板块平稳，以减小动能和冲量。吊装就位时。应先把单元板块挂到主体结构的挂点上；板块未固定前，吊具不得拆除，防止意外坠落。

**4.3.16** 施工中和安装完毕后，对单元板块进行保护处理，防止污染和损坏。

**4.3.17** 支承结构是点支承光伏幕墙的主要受力结构，其位置、形状、外观效果、承载能力和变形能力均有严格要求，安装施工必须加以保证。

大型钢结构的吊装设计包括吊装受力计算、吊点设计、必要的附件设计、就位和固定方案、就位后的位置调整等。对支承钢结构不附属于另外主体结构（即支承钢结构自身也是主体结构）的情况，吊装时，一般应设置支撑平台作为临时支撑，并设置千斤顶等调整位置的设备，以便准确安装。

**4.3.18** 拉杆、拉索体系的拉杆和拉索施加预拉力大小对支承结构的安全性及外形的准确性至关重要，因此在安装过程中必须严格控制。

**4.4 光伏采光顶**

**4.4.1** 采光顶属于外围护结构，为保证安装施工质量，要求主体结构应满足采光顶安装的基本条件，并符合有关结构施工质量验收规范的规定。

**4.4.2** 安装施工是保证采光顶工程质量的关键，又是多工种的联合施工，和其他分项工程施工难免有交叉和衔接的工序。因此，为保证采光顶的安装施工质量，要求安装施工承包单位单独编制采光顶的施工组织设计方案。

**4.4.3** 光伏采光顶的现场淋水试验和天沟、排水槽蓄水试验，是屋面工程质量验收的功能性检验项目，应在光伏采光顶施工完毕后进行。淋水时间不应小于2h，蓄水时间不应小于24h，观察有无渗漏现象，并应填写淋水或蓄水试验记录。

**4.4.4** 采光顶多为空间异形结构，为保证其安装准确性，在安装前应检查采光顶各部件的加工精度和配合性，并确认预埋件的位置偏差不应大于20mm。因预埋件偏差过大或其他原因采用后置埋件时，其方案应经业主、监理、建筑设计单位共同认可后再进行安装施工。

**4.4.6** 大型钢结构的吊装设计包括吊装受力计算、吊点设计、附件设计、就位和固定方案、就位后的位置调整等。对支承钢结构本身即是主体结构的情况，吊装时一般应设置支撑平台作为临时支撑，并设置千斤顶等调整位置的设备，以便准确安装。

**4.4.7** 钢构件在空气中容易产生锈蚀，作为采光顶支承结构的钢构件，应按现行国家标准的有关规定进行防腐处理。

**4.4.8** 为保证采光顶的水密性能及外观质量，采光顶玻璃内外密封胶注胶宜分别进行。

**4.4.10** 采光顶框架安装的准确性和安装质量，影响整个采光顶的安装质量，是采光顶安装施工的关键之一，其安装允许偏差应控制在合理的范围内。特别是弧形、球形及椭球形等采光顶，其内外轴线的距离影响到采光顶的周长，影响玻璃面板的封闭，应认真对待。

对弧形、球形及椭球形等不规则形状的采光顶，其支承结构的安装顺序对采光顶框架的安装很重要，可能影响采光顶结构的封闭，应严格按施工组织设计的要求顺序安装。

采光顶处于建筑物的外表面，其受热胀冷缩的影响最大，在框架安装时应留有一定的缝隙，以适应和消除温差变形的影响。

采光顶处于建筑物的外表面，对水密性能的要求比幕墙要高，因此对采光顶的装饰压板、周边封堵收口、屋脊处压边收口、支座处封口、天沟、排水槽、通气槽、雨水排出口及隐蔽节点处理应按设计要求铺设平整且可靠固定，防止出现渗漏现象。

**4.4.13** 按现行行业标准《幕墙玻璃接缝用密封胶》JC/T 882规定，密封胶的位移能力分为20级和25级两个级别，同一级别又有高模量（HM）和低模量（LM）之分，选用时必须分清产品级别和模量；产品进场验收时，必须检查产品外包装上级别和模量标记的一致性，不能采用无标记的产品。当玻璃接缝采用二道密封时，则第一道密封宜采用低模量产品，第二道用高模量产品，这样有利于提高接缝密封表面的耐久性。如果选用高强度、高模量新型产品，可显著提高接缝防水密封的安全可靠性和耐久性，目前已出现HM100/50和LM100/50级别的产品，但必须经验证后选用。

夹层玻璃的厚度一般在10mm左右，玻璃接缝密封的深度宜与夹层玻璃的厚度一致。中空玻璃在有保温设计的采光顶中普遍得到使用，中空玻璃的总厚度一般在22mm左右，玻璃接缝密封深度只需满足接缝宽度50%~70%的要求，通常是在接缝处密封胶底部设置背衬材料，其宽度应比接缝宽度大20%，嵌入深度应为密封胶的设计厚度。背衬材料可采用聚乙烯泡沫棒，以预防密封胶与底部粘结，三面粘会造成应力集中并破坏密封防水。

**4.5 光伏遮阳**

**4.5.1** 为保证光伏遮阳的安装质量，要求主体结构应满足遮阳安装的基本条件，特别是结构尺寸的偏差与外表面平整度。

**4.5.2** 光伏遮阳安装施工往往与其他工序交叉作业，编制遮阳工程专项施工方案有利于整个工程的联系配合。

**4.5.5** 对于遮阳产品，在运输、储存过程中，应特别注意防止碰撞、污染、潮湿等；在室外储存时更要采取有效保护措施。

**4.5.6** 为保证遮阳设施与主体结构连接的可靠性，预埋件应在主体结构施工时按设计要求的位置与方法埋设；如预埋件位置偏差过大或未设预埋件时，应协商解决，并制定书面文件。

**4.5.10** 不规范的运输和装卸会造成遮阳产品变形损坏，因此在运输过程中，应采取必要的保护措施。

**4.5.11** 后置锚固件的安全可靠是保证遮阳装置安全使用的关键。为避免破坏主体结构，拉拔试验应在同条件的主体结构上进行，并必须见证进行，做到切实无误。

**4.5.14** 与设计位置偏离是指安装后的遮阳产品位置与设计图纸规定的位置偏离。通常画线安装，误差控制在1mm~3mm；当误差大于5mm以上时，业内人员观感明显。

遮阳装置实际间隔相对误差距离是指遮阳构件的间隔与设计时的间隔之间的误差。设计间隔一般都设计成等距离安装遮阳构件，如安装时与设计位置偏离5mm，虽然符合要求，但如果左一幅往左偏，右一幅往右偏，中间的实际间隔就会有10mm，观感明显。为此规定为实际间隔相对误差的偏差为5mm。

**4.6 光伏栏板**

**4.6.4** 主体结构、预埋件及预留槽口应满足光伏栏板安装的基本要求，光伏栏板安装前，应对主体结构、预埋件及预留槽口的施工质量进行了解、验收。主体结构、预埋件及预留槽口应与建筑结构设计相符，当不满足设计要求时，应采取补救措施。

**4.6.6** 测量放线是光伏栏板安装质量符合设计要求的基础，本条内容强调了进行测量放线时，应注意下列事项：

**1** 光伏栏板分格轴线、控制线的测量应与主体结构测量相配合，并应及时将发现的主体结构施工误差反映给光伏栏板设计人员，对光伏栏板的分格进行调整；

**2** 为使不同楼层光伏栏板的进出位置保持一致，应对安装光伏栏板的主体结构层间进出位置进行测量、监控；

**3** 为确保光伏栏板的安装质量，应定期对光伏栏板的安装定位基准进行校核。

**4.6.7** 由于多工种交叉作业和施工环境较差，容易污染或损坏光伏栏板半成品、成品，应对半成品、成品采取保护措施。

**4.6.8** 焊接施工时，掉落的焊接熔渣（焊渣）温度非常高，很容易烧伤铝合金型材的表面处理层和碳钢型材表面的涂层以及面板保护膜，应采取措施进行防护。烧焊后，应对钢型材表面进行检查。发现碳钢型材表面有灼伤时，应清理干净并进行防腐蚀处理；发现不锈钢型材表面有灼伤时，应及时清理，防止熔渣中的铁生锈，产生锈点、锈斑，影响表面质量。

**4.6.12** 现行行业标准《混凝结构后锚固技术规程》JGJ 145中，对防护栏杆工程中常用的膨胀型锚栓、扩底型锚栓、化学锚栓和植筋的施工进行了详细规定，按照该标准进行施工，能保证后锚固连接的可靠性。

**4.6.16** 扶手焊接安装时，用挡板对玻璃进行防护以免焊接火花飞溅损坏玻璃栏板。

**4.6.17** 栏板驳接头与玻璃之间的衬垫和衬套是为了避免金属与玻璃产生刚性接触，从而导致玻璃碎裂，因此衬垫和衬套的安装非常重要，均应安装到位。

# 5 电气设备安装

**5.3 汇流箱**

**5.3.2** 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。

**5.3.4** 汇流箱的输入输出端以及通讯、电源、接地等接线端子位于机壳的下部。汇流箱最多允许接入光伏构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。

**5.3.7** 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。

**5.3.8** 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。

**5.3.9** 安装前，应检查汇流箱的防护等级，元器件的品牌和型号是否符合设计图纸要求。在运输、保管过程中，箱内元器件及连线有可能损坏或松动，应进行检查。汇流箱在进行电缆接引时，如果光伏构件串已经连接完毕，那么在光伏构件串两端就会产生直流高电压；而逆变器侧如果没有断开点，其他已经接引好的光伏构件串电流可能会从逆变器侧逆流到汇流箱内，很容易对人身和设备造成伤害。所以在汇流箱的光伏构件串电缆引接前，需确保没有电压，确认光伏构件侧和逆变器侧均有明显断开点。

**5.4 逆变器**

**5.4.9** 逆变器和控制器在开箱时，应先检查有无质保卡、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，应及时与生产厂家联系解决。

**5.4.10** 逆变器和控制器一般应安装在室内，避免安装在阳光直射处，如具有防护等级IP20的逆变器仅允许安装在室内。安装存放处应避开高腐蚀、高粉尘、高温、高湿环境，特别应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℃~40℃的室内环境下操作，但进行开启时的温度最好高于0℃，理想的操作温度为10℃~25℃。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应符合设计要求，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。

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

**5.4.12** 本条对逆变器的安装与调整提出了具体要求。

**1** 本规范表是参照现行国家标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171中有关规定制订的。

**2** 参考同类规范中对盘柜基础的要求。非手车式开关基础，其基础型钢顶部一般都高出抹平地面10mm。基础型钢与接地干线应可靠焊接。

**3** 逆变器的安装方向应按设计图纸施工，同时应考虑方便运行人员的操作和检修。

**5.4.26** 建筑光伏系统可能会在不同区域安装不同规格、型号的逆变器，要求在逆变器安装前按照图纸进行复核，以免安装位置出现错误，造成不必要的返工。单列柜与接地扁钢之间至少应选取两点进行连接，以做到重复接地，保证系统接地的可靠性。本条对逆变器安装使用的环境提出了相应的要求，这对保证安装质量和设备安全是必要的（如为了防止设备受潮，提出安装地点的屋面、楼板等不得有渗漏现象）。逆变器交流侧电缆接引至升压变压器低压侧或直接接入电网后，不便于电缆绝缘和相序的校验，直流侧电缆的极性和绝缘同样非常重要，故在接引前应仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性，并做好施工记录。逆变器的直流侧电缆连接时，部分光伏构件串已经串接完毕，此时会产生很高的直流开路电压。为保证人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认逆变器直流侧前端有明显的断开点，并做好安全防护措施。

**5.4.27** 本条对逆变器安装前应具备的基本条件和准备工作提出了要求。

**1** 为了避免现场施工混乱，实行文明施工，为了给安装工程创造施工条件，本款对室内放置的逆变器安装前，建筑工程应具备的条件提出了具体要求，这对保证安装质量和设备安全是必要的（如为了防止设备受潮，提出逆变器安装前，屋面、楼板不得有渗漏现象、沟道无积水等要求）。

**5** 按照逆变器的重量、外形尺寸及现场实际条件等因素，选择相应的机具进行运输和吊装。严禁超负荷使用机具。

**6** 随着逆变器功率的不断增大，逆变器的体积和重量也越来越大。500kW和1MW的大型逆变器已被广泛应用到光伏发电站的建设中，所以要求在大型逆变器就位时要考虑道路和场地的因素，以便于施工。

**5.5 电池组及充放电控制器**

**5.5.4** 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，因此应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。

**5.5.5** 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，应视具体情况确定。蓄电池不得倒置、不得受任何机械冲击和重压，安放的位置应方便接线和维护检修。

**5.5.9** 蓄电池与地面之间采取绝缘措施，可免因蓄电池与地面短路而放电。

**5.5.10** 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应紧密接触，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，因此连接后应用接线盖盖上蓄电池接线端子。

**5.6 监测装置**

**5.6.1** 数据采集部分是监测装置的最前端，是监测装置与光伏系统的连接桥梁。数据采集是从传感器和其他待测设备等模拟和数字单元中自动采集信息的过程。数据采集部分是结合基于计算机的测量软硬件产品来实现灵活的、用户自定义的测量部分，采集的数据对象可根据具体的光伏系统而定。

数据传输可分为远程数据传输和近程数据传输。目前实际应用中的为有线和无线两种传输方式。有线方式较无线方式可靠性高、传输容量大；无线方式较有线方式灵活方便、设备和运行费用低（在距离较远时）。工程上目前一般多采用有线方式。

监测部分是光伏监测装置的终端设备，用于实时监测传输来的光伏系统数据，当发现超过某一阈值的异常数据时，立即产生相应的操作。

**5.6.3** 设计施工图一般只给出数据采集器设备平面示意位置，具体安装高度及与周围的距离，应根据施工经验及施工现场情况确定。

# 7 检查调试

**7.1 电气安全检查**

**7.1.13** 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，也应安装完成后，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，同时应有温度补偿功能。

**7.1.15** 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，应符合设计要求。



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

**7.2 系统调试**

**7.2.3** 安装工作是设备和系统调试的前一工序，因此在设备和系统调试前，应完成安装工作并通过验收。由于很多设备对散热要求比较严格，设计时采取了安装空调或通风装置的措施，在设备调试前要求通风及制冷系统具备投入运行的条件并在调试前投运。

**7.2.8** 光伏构件串在串接过程中，可能会出现接插头反装，因而导致光伏构件串的极性反接现象，在测试过程中，应对此项进行认真检测。相同规格型号的光伏构件串完毕后，在相同测试条件下，其电压、电流偏差不应太大，若电压超出正文规定，应对光伏构件串内的光伏构件进行检查，必要时可对光伏构件进行更换调整。

**7.2.9** 逆变器经过长途运输、现场保管和安装等环节后，调试前还应对本体进行仔细检查，以确保设备安全。逆变器良好、可靠的接地，是保证调试人员人身安全的前提条件需检查确认；对于逆变器内部的电路板、插接件及端子等部件，应仔细检查是否在运输过程中造成松动或损坏。

**7.2.10** 本条对逆变器调试过程中提出要求并规定了应做的检查项目。

**1** 逆变器在控制回路带电时应对逆变器的参数进行检验和设置，同时检查逆变器自带的散热通风装置工作是否正常，以保证逆变器能够稳定地投入运行。

**2** 在逆变器直流侧带电而交流侧不带电时，可以通过逆变器的显示器查看直流侧的电压值，并和实际测量值进行比较，检测逆变器数据采集的准确性。同时可以查看到逆变器直流侧对地阻抗值是否满足要求，如果显示值偏低，应进一步查明原因。

**3** 逆变器能够并网发电需要具备三个基本条件，即控制电源带电、直流侧带电且满足逆变器要求和交流侧带电且满足逆变器要求。通过编写组对光伏发电站的调研，前两个条件都可以提前实现，但逆变器交流侧带电，通常都是在电站即将并网启动时才具备条件，因为只有电站整体安装、调试工作结束，并通过一系列审查和质检合格以后，才具备倒送电条件，也就意味着光伏发电站可以并网运行，所以本规范按照这样的顺序进行编写。在逆变器交流侧也带电时，可以对交流侧的相关参数进行检查，确认是否满足逆变器并网条件。另外，对于一些具有门限位闭锁功能的逆变器，也需要确认其闭锁功能。

**4** 逆变器的保护功能直接涉及光伏发电站接入电网的稳定运行，甚至人身生命安全，所以其保护功能尤为重要。虽然逆变器生产单位在出厂前都经过此方面的测试，但按照现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150中的相关规定，应该在施工现场进行复测。因逆变器的保护功能只能在并网状态下进行，故需要逆变器厂家、施工方和建设方充分沟通并达成共识。具体操作可以通过更改逆变器参数的方法来进行测试。

**7.2.11** 本条规定了逆变器在投入运行之后，投、退汇流箱的顺序，主要是为防止带负荷拉刀闸。

**7.2.12** 本条规定了光伏发电站中二次系统调试的主要内容。

**7.2.13** 本条规定强调计算机监控系统调试应符合的条件。计算机监控系统能够实现对主要设备的监视，提高系统运行的可靠性，所以要求其准确、可靠。在光伏发电站实施前期，业主方将会就监控系统等很多方面向设计方提出要求，设计方按照设计联络会的要求进行设计，故电站的监控系统应能满足设计要求。同时大多光伏发电站运行都采用无人值守或少人值守，其智能化要求较高。因此，监控系统能够实时、准确地反映现场设备的运行工况，十分重要。

**7.2.14** 继电保护系统是电力系统的重要组成部分，对保证电力系统的安全经济运行，防止事故发生和扩大起决定作用。继电保护的基本要求是选择性、速动性、灵敏性和可靠性。在继电保护装置的测试过程中，应按照单体调试、带开关调试和整组调试的顺序进行，验证其能否满足要求。现场调试环节应做好调试记录。

**7.2.15** 在电网运行中，电网调度部门无疑是集中控制和管理的中心，每时每刻都要向发电厂、变电站提取大量的信息，同时又要将大量任务下达。远动通信系统运行的稳定、可靠，将给电网调度部门提供必要的前提和保障。调试时应先保证通信通道畅通，然后检测遥信、遥测、遥控、遥调，即“四遥”功能。若采用101和104等两种规约方式进行传输时，则应分别测试。

**7.2.16** 本条规定电能量采集系统的配置首先应满足当地电网部门的规定，因为光伏发电站投运后的费用结算都将与电能量的计量密切相关。在电站的初步设计、技术设计和施工图设计阶段，都应和当地电力计量部门充分沟通。符合其要求。

**7.2.17** 不间断电源为光伏发电站重要的设备提供稳定、可靠的电源。通常由主电源、旁路电源和直流电源供电，在任何一路电源失电的情况下，不间断电源系统应能够持续、不间断的供电，以保证重要设备的可靠运行。监控画面上应能够反映其运行的状态。

**7.2.18** 为保障电力系统的安全稳定运行，国家电力监管委员会颁布的《电力二次系统安全防护规定》对相关要求已经做出具体规定，现场调试时，可遵照执行。

**7.2.19** 对配置有无功补偿装置的光伏发电站，其补偿性能要满足设计文件的相关技术要求。

# 8 验收

**8.1 一般规定**

**8.1.16** 由于光伏系统工程施工受多种条件的制约，分项工程验收可根据工程施工特点分期进行。为了保证工程质量，避免返工，光伏系统工程施工工序应在前一道工序完成并检查合格后才能进行下道工序，并明确了必须验收的项目。

# 9 运行维护

**9.1 日常维护**

**9.1.2** 光伏建筑一体化系统的运行与维护，首先要确保安全问题，其次要通过经济合理的维护周期、维护方法，使得系统运行在最佳发电状态，延长使用寿命，产生最大的经济、社会效益。

**9.1.3** 光伏建筑一体化系统的主要部件包括光伏构件、支撑结构、直流汇流箱、直流配电柜、控制器、逆变器、交流配电柜及线路、建筑结合部件、储能装置、数据通信系统等，各个部件的使用寿命、使用环境、产品性能等参数不尽相同。为保证光伏建筑一体化系统的运行，各个部件均应按照产品标准的规定来使用。对不能正常使用的部件，需要及时维修、更换，防止事故发生。

**9.1.4** 为了防止火灾等事故发生，光伏建筑一体化系统主要部件的周围应避免放置杂物。为了防止设备过热、短路等事故，延长设备使用寿命，增加发电量，需保持设备的洁净和周围环境的通风散热。

**9.1.5** 为了防止噪声污染，光伏建筑一体化系统运行时所产生的声音应符合设计要求。另外，温度、声音、气味的异常也是判断系统出现故障的重要信号。指示灯正常工作以便观察系统运行状态。

**9.1.6** 由于光伏建筑一体化系统本身的特点，要求运行与维护人员根据自身的工作内容熟悉相应的光伏、电气或建筑的相关知识。

**9.1.7** 为了衡量系统的性能以及做好管理工作，光伏建筑一体化系统运行和维护的全过程需做好详细的记录。

**9.1.9** 为了防止在运行和维护过程中发生人员触电事故，需注意断电、绝缘等事项。

**9.1.10** 光伏构件的运行与维护要求：

**1** 光伏构件表面的灰尘、污垢等不洁物会严重影响光伏系统的发电效率，因此光伏构件表面需要保持清洁，有必要对光伏构件表面进行清洗。

**2** 光伏构件的玻璃破碎、背板灼焦等明显的颜色变化表明光伏构件已经损坏，会大大降低系统的发电量，且存在不安全因素；其中，光伏构件明显的颜色变化主要指封装材料脱层、光伏构件中进入水汽等现象。

**3、4** 光伏构件是整个系统的发电部件，需要安全接地，并有明显的警告标识。

**5** 在正常运行状态下，同一光伏构件电池上方的表面温度差异在5℃~10℃。因为系统安装的地理位置、辐照量等都会影响到温差，并且检测方法不同，温差也会有一定的不同，考虑到恶劣的环境，同一光伏构件电池上方的光伏构件外表面温度差异需小于20℃，如超过20℃会降低系统的发电效率，还存在较大安全隐患。

**9.1.11** 太阳能光伏中空玻璃一旦出现结露、进水、炸裂、脱膜、松动和开裂等现象，除了影响幕墙美观外，还严重影响其隔热、发电等功能，因此需要由专业人士进行定期巡检、维护，及时更换相关部件等。

**9.1.12** 支撑结构是保证光伏系统正常运行的必要外部条件。

**9.1.13** 光伏方阵与建筑物结合部分的运行与维护要求：

本条第5款中，支撑结构只用来支撑光伏方阵和光伏构件所承受的风荷载或地震作用，不能在支撑结构上或光伏系统区域内附加其他设施和重物，如遮阳设施、管线、广告牌等。

**9.1.14** 直流汇流箱和直流配电柜是否完好、接线端子接触是否良好会直接影响光伏发电系统的电性能安全，如存在问题，可能会导致打火漏电等安全隐患。

**9.1.15** 直流汇流箱和直流配电柜是否完好、接线端子接触是否良好会直接影响光伏发电系统的电性能安全，如存在问题，可能会导致打火漏电等安全隐患。

**9.1.16** 直流输出母线的正极对地、负极对地、正负极之间的绝缘电阻过小，会影响人身安全。

**9.1.21** 直流配电柜的直流输出与并网主机直流输入处的连接情况，直接影响发电系统的稳定性和可靠性。

**9.1.22** 控制器的运行与维护要求：

**3** 控制器是否完好、接线端子接触是否良好，会直接影响光伏发电系统的电性能安全，如存在问题，可能会导致打火漏电等安全隐患。控制器保护电压对发电系统的安全性和可靠性至关重要。

**5** 直流输出母线的正极对地、负极对地、正负极之间的绝缘电阻过小，会影响人身安全。

**9.1.23** 逆变器的运行与维护要求：

**1** 逆变器的散热环境直接影响逆变器的稳定性和可靠性。

**3** 逆变器中模块、电抗器、变压器的温度，直接影响设备的安全和寿命。

**9.1.24** 建筑结构钢筋构成整体网笼，使用竖向钢管穿过建筑基础并埋入地数米，通常具有良好的接地性能。光伏接地系统一般是连接在建筑结构钢筋上，需要保持连接可靠。

**9.1.30** 本条是参考现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303关于成套配电柜、控制柜（屏、台）和动力、照明配电箱（盘）安装中相关内容而确定的。

**9.1.35** 电缆井内堆积物、垃圾如不能及时清理，将会影响电缆的检修、维护甚至造成电缆的损坏。

**9.1.39** 桥架与支架间螺栓、桥架连接板螺栓固定完好，以达到可靠连接的目的。

**9.1.42** 使用带绝缘套工具，是为了防止蓄电池短路。

**9.1.44** 蓄电池的上方或周围堆放杂物可能会导致蓄电池两极短路。