

# DB35

福建省地方标准

DB35/T XXXX—202X

## 户用光伏发电系统安装技术规范

Technical specifications for installation of residential photovoltaic power systems

征求意见稿

202X-XX-XX 发布

202X-XX-XX 实施

福建省市场监督管理局 发布

# 目 次

前 言 .....	II
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	2
4 基本规定 .....	2
5 户用光伏发电系统安装要求 .....	3
5.1 站址选择 .....	3
5.2 安装前准备 .....	4
5.3 支架安装要求与检验 .....	4
5.4 系统电气安装与检验 .....	6
5.5 防雷与接地 .....	8
5.6 光伏发电系统安装调试 .....	9
6 资料审查 .....	10
附录 A 户用光伏发电系统基本信息表 .....	11
附录 B 户用光伏发电系统设计 .....	12

## 前 言

为充分适应福建省自身特有的地域气候、文化和房屋结构等特点，统一、规范户用光伏发电系统的安装质量，制定本规范。

本规范强化全过程检验，统一要求，规范操作，以户用光伏分布式发电系统的使用特点，突出了规范的实用性和可操作性。

本规范适用于户用分布式光伏发电系统开发单位、质量检测机构、质量监督部门对户用光伏发电系统安装质量的管理、监控和检验。

本规范按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本规范由福建省发展和改革委员会提出并归口。

本规范起草单位：

本规范参编单位：

本规范主要起草人：

# 户用光伏发电系统安装技术规范

## 1 范围

本规范规定了户用分布式光伏发电系统基本规定、安装要求、资料审查的要求，以保证户用光伏发电系统的安全可靠运行，提高系统的发电效率和寿命，同时确保用户的权益和安全。

本规范适用于福建省地区新建、扩建或改建户用分布式光伏发电系统的安装，其他分布式光伏发电系统亦可参考执行。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

- GB 3096 声环境质量标准
- GB 50018 冷弯薄壁型钢结构技术规范
- GB 50205 钢结构工程施工质量验收标准
- GB 50794 光伏电站施工规范
- GB 50797 光伏电站设计规范
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
- GB/T 32512 光伏电站防雷技术要求
- GB/T 32900 光伏电站继电保护技术规范
- GB/T 50064 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程
- DL/T 5202 电能量计量系统设计规程
- DL/T 5222 导体和电器选择设计规程
- DL/T 5429 电力系统设计技术规程
- NB/T 10115 光伏支架结构设计规程
- NB/T 10128 光伏发电工程电气设计规范
- NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范
- IEC TS 61724-2 Photovoltaic system performance - Part 2: Capacity evaluation method

### 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1 户用光伏发电系统

户用光伏包含自然人户用分布式光伏和非自然人户用分布式光伏。自然人户用分布式光伏是指自然人利用自有住宅投资建设、公共连接点电压等级不超过 380V 的分布式光伏；非自然人户用分布式光伏是指非自然人利用居民住宅投资建设、公共连接点电压等级不超过 10kV、总装机容量不超过 6MW 的分布式光伏。

#### 3.2 光伏组件

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

#### 3.3 交流汇流箱

实现组串式逆变器并联的装置。

#### 3.4 并网箱

连接光伏系统与电网，为用户光伏发电系统接入电网提供并网保护的装置。

#### 3.5 逆变器

将光伏发电系统的直流电变换为交流电的设备。

#### 3.6 户用光伏支架

户用光伏发电系统中用于支撑光伏组件的结构，保证光伏发电系统的稳定性和安全性，包括焊接式支架、装配式支架、混合式支架。

#### 3.7 系统功率比

户用光伏发电系统的平均输出功率与预期输出功率的比值。

#### 3.8 防孤岛

防止非计划性孤岛现象的发生。

#### 3.9 焊接式支架

主要连接结合部位都采用焊接工艺进行连接的支架。

#### 3.10 装配式支架

主要连接结合部位都采用螺栓，榫卯等方式进行连接的支架。

#### 3.11 混合式支架

主要连接结合部位部分采用装配式工艺连接，而另一部分采用焊接工艺连接的支架。

### 4 基本规定

4.1 户用光伏发电系统应包括光伏组件、逆变器、并网箱（柜）、光伏支架等。

4.2 户用光伏发电系统应严格按设计图安装。

4.3 户用光伏发电系统的安装应单独编制安装手册。

4.4 设备和材料应符合相关规范要求，不得在安装过程中使用未经检验或不合格的设备 and 材料。

4.5 户用光伏发电系统安装前应具备以下条件：

- a) 设计文件、安装手册齐备；
- b) 屋顶、电源、水源和运输等条件应能满足正常安装需要；
- c) 安装人员必须经培训考核合格方能上岗作业，属于特种作业的应取得特种作业上岗证方可上岗；
- d) 安装区域应进行安装区域隔离，应放置醒目、清晰、易懂的安全防护标识。

4.6 户用光伏发电系统不应影响建筑（构）物的承受能力和正常使用。

4.7 户用光伏发电系统电气安装应在户用光伏支架安装完成后，电气安装时应优先安装光伏组件。

4.8 户用光伏发电系统光伏支架按安装方式可分为焊接式支架、装配式支架、混合式支架。

#### 4.9 如采用焊接式支架，则应符合下列规定：

- a) 承担焊接工程的安装单位应具有相应的焊接质量管理体系和技术标准；
- b) 承担焊接工程的安装单位应具有相应资格的焊接技术人员及焊接质量检验检测人员；
- c) 承担焊接工程的安装单位应具有与所承担的焊接工程相适应的焊接设备、检验和试验设备；
- d) 焊接技术人员应按所从事钢结构的钢材种类、焊接节点形式、焊接方法、焊接位置等要求进行技术资格考试，并取得相应的资格证书，其施焊范围不得超越资格证书的规定；
- e) 焊接检验人员应接受过专门的技术培训，有一定的焊接实践经验和技术水平，并具有检验人员上岗资格证；
- f) 检验仪器、仪表应经计量检定、校准合格且在有效期内；
- g) 焊接施工作业时，应在现场配备相应的消防灭火器材。

#### 4.10 户用光伏发电系统安装时应采取以下安全措施：

- a) 应有保障安装人员人身安全的措施；
- b) 系统部件在存放、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；
- c) 在雨、雪及4级以上大风天气情况下不得进行室外高空安装作业，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；
- d) 光伏组件吊装时，其底部应衬垫木，背面不得受到任何碰撞和重压；
- e) 光伏组件的输出电缆应采取可靠措施，不应非正常短路；
- f) 安装人员进行高空作业时，应设置可靠的防护措施，佩戴安全防护用品；
- g) 现场焊接作业时，应采取可靠的防火措施；
- h) 安装离场后保持现场整洁，无安装废料等遗留；
- i) 所有暴露在阳光下的线缆均须套PVC管减缓氧化，穿管布线尽量避开高温发热物体。

#### 4.11 户用光伏发电系统支架强度、抗风能力、耐久性应符合设计要求。

#### 4.12 户用光伏发电系统紧固件宜采用热镀锌或不锈钢材质，镀层应符合国家现行标准的规定，不得使用冷镀锌材质。

#### 4.13 户用光伏发电系统的电气设计和支架设计可参照本规范附录B执行。

### 5 户用光伏发电系统安装要求

#### 5.1 站址选择

##### 5.1.1 户用光伏发电系统安装前，应对用户屋顶进行站址评估。站址应适合光伏发电系统安装，且不应存在影响发电效果和安全的因素和隐患，具体的站址评估内容如下：

- a) 地方政策：包括发展规划和建设管理等政策，确保新建户用光伏发电系统符合当地政策，确保建成后并网并发挥实效；
- b) 日照条件：包括总体日照时数、遮挡物对日照的影响等，应确保站址具备足够的日照资源，以保证光伏发电系统获得良好的发电效果；
- c) 阴影遮挡：通过阴影分析工具，评估站址周围的阴影情况，避免阴影遮挡导致发电效率降低；
- d) 空间位置：评估站址可用空间是否足够容纳所需的光伏组件数量，并且不受其他设备或建筑物的限制；
- e) 房屋朝向：根据站址的朝向和倾角，结合当地的经纬度信息，评估光伏组件的布置方式，以最大程度地提高发电效率；
- f) 房屋结构：应考虑房屋建造质量情况，房屋结构宜为框架结构、框剪结构、钢结构、砖混结构等，屋顶应满足新增光伏荷载相关承载要求；
- g) 其他因素：还应考虑当地过往台风等极端天气情况、电网接入条件、房屋产权性质及所属、运营维护便利性等因素。

### 5.1.2 户用光伏发电系统安装后，具体要求如下：

- a) 站址周围不宜有新增的影响发电的因素和安全隐患，且系统安装不应应对站址造成损失和引发安全隐患；
- b) 应确保设备运行时产生的噪声在周围居民区域内不会对居民的生活造成干扰，应满足 GB 3096 相关规定；
- c) 应采取适当的防雷措施，确保系统不受雷击影响；
- d) 不应导致墙面开裂、沉降或其他具有发展性的缺陷；
- e) 用户屋面不应出现新增裂缝、渗漏水现象。

## 5.2 安装前准备

### 5.2.1 户用光伏发电系统安装前应进行如下工作：

- a) 确保具有相关设计文件或安装手册，且进行安装前交底工作；
- b) 光伏组件：复核组件的类型、规格、质量和数量，确保其满足系统输出功率的需求；
- c) 逆变器：复核逆变器的负载容量和技术规格；
- d) 系统设计和布线：包括安装位置、光伏组件的摆放方式、电缆敷设路径等。复核系统的整体设计和布线，确保光伏发电系统能够合理地与电网连接，并满足国家电力标准和安全规范；
- e) 宜对发电系统所处建筑（构）物进行复勘，确保安装工作顺利完成。

### 5.2.2 针对极端台风天气，应进行以下工作，以确保系统在遭受台风时可安全运行：

- a) 支架结构的抗台措施应经过专业设计，且应针对抗台措施进行安装交底，确保户用光伏发电系统在台风工况下能够维持安全稳定；
- b) 导线固定：户用光伏发电系统的电缆和导线应使用固定夹具或连接件进行固定，以防止在强风中晃动或脱落；
- c) 电气设备选择：选择具备抗台风功能的电气设备，此类设备通常应具有防水、防尘、抗冲击等特点，能够在极端气候下正常运行。

### 5.2.3 户用光伏发电系统安装前，应结合设计文件或者安装标准对电站防腐措施进行施工前交底，以确保系统在使用寿命内能够有效地抵抗腐蚀：

- a) 支架材料选择：选择适合户用光伏发电系统的支架材料，在遇到潮湿或腐蚀环境时能够保持稳定性能，宜采用锌镁铝材质；
- b) 防腐涂层：对于暴露在室外环境的光伏组件和设备，在安装前可以涂上防腐涂层，增加其耐腐蚀能力；
- c) 导线防护措施：采取措施保护光伏发电系统的电缆和导线免受腐蚀。

## 5.3 支架安装要求与检验

### 5.3.1 支架基础安装

5.3.1.1 柱脚的固定方式可以采用螺栓连接、焊接等方法。选择固定方式时应根据具体情况和设计要求进行决定，确保安装可靠。

5.3.1.2 柱脚的安装位置应符合设计要求，并确保与结构的其他部分相协调。柱脚的位置应精确测量并标记，以避免错误安装。

5.3.1.3 安装柱脚时宜使用水平仪和垂直仪等工具来确保立柱的垂直度。立柱高度 $\leq 3$  m时，倾斜角度偏差 $\leq 1^\circ$ ；立柱高度 $> 3$  m时，倾斜角度偏差 $\leq 0.5^\circ$ 。

5.3.1.4 当采用混凝土浇筑时，应根据具体的设计方案和结构要求确定混凝土的尺寸，确保柱脚能够承受相应的荷载，并在结构上保持稳定。

5.3.1.5 当采用地脚螺栓连接时，应根据具体的设计方案和结构要求确定柱脚螺栓的尺寸和数量，确保柱脚能够承受相应的荷载，并在结构上保持稳定，同时在角部、平面拐角等风压敏感部位宜适当增加地脚螺栓数量，柱脚处四面宜设置柱脚加劲板。

5.3.1.6 当采用地脚螺栓连接时，应满足以下要求：

- a) 钻孔结束应立即进行吹扫，孔内不应有任何残留物；
- b) 地脚螺栓应确保进入房屋结构层，螺栓数量和规格应满足设计文件要求；
- c) 柱脚应进行防水处理，孔内应打防水胶，表面涂抹沥青层，沥青层厚度不宜小于 3mm。

### 5.3.2 焊接式支架安装

5.3.2.1 焊接式支架及其焊接材料应符合设计文件要求，并应具有钢厂和焊接材料厂出具的产品质量证明书或检验报告，其化学成分、力学性能和其他质量要求应符合国家现行有关标准的规定。

5.3.2.2 支架如采用冷弯薄壁型钢，则焊接工艺应符合 GB 50018 相关规定。

5.3.2.3 焊缝质量等级及缺陷分级应符合 GB 50205 相关规定。

5.3.2.4 设计要求全焊透的一级和二级焊缝的检验应符合 GB 50205 相关规定。

5.3.2.5 外观质量检测应符合下列规定：

- a) 所有焊缝应冷却到环境温度后方可进行外观检测；
- b) 电渣焊、气电立焊接头的焊缝外观成形应光滑，不得有未熔合、裂纹等缺陷；当板厚小于 30 mm 时，压痕、咬边深度不应大于 0.5 mm；板厚不小于 30 mm 时，压痕、咬边深度不应大于 1.0 mm；
- c) 焊缝外观质量应符合本规范表 1 的规定。

表 1 焊缝外观质量要求

项目		焊缝等级及相应缺陷允许偏差 (mm)		
		一级	二级	三级
焊缝质量等级		一级	二级	三级
外观缺陷	未焊透	不允许		
	表面气孔	不允许		最大直径≤1
	裂纹、烧穿	不允许		
	未焊满	≤0.05	≤1	
	电弧擦伤	不允许		允许个别电弧擦伤
	表面夹渣	不允许		

### 5.3.3 装配式支架安装

5.3.3.1 支架各部件应无明显弯曲、变形、偏移、锈蚀。

5.3.3.2 装配式支架安装时应明确安装支架的位置和高度，严格按照发电系统的要求和图纸设计；逐级配备所需的支架材料，包括横梁、立柱、连接件、螺栓等。

5.3.3.3 应根据设计要求，在用户屋面上进行放样定位。

5.3.3.4 应按照设计图纸的位置，将光伏支架立柱通过膨胀螺栓或化学锚栓固定在屋面混凝土结构层上，将立柱与屋面紧密连接。

5.3.3.5 应根据设计要求和实际需要，将横梁安装在立柱的顶部，宜采用连接件将横梁与立柱连接，确保连接牢固可靠。

5.3.3.6 应根据具体需要，安装支架的配件，如支架系杆、柱间支撑、斜撑、排水构件等。

5.3.3.7 完成支架的安装后，螺杆应露出不少于 3~4 个丝牙，支架各构件应确保安装牢固无明显松动，所有螺栓应设置平垫和弹垫防松动措施。

5.3.3.8 紧固件可采用普通螺栓，也可以采用高强螺栓。

5.3.3.9 钢结构制作和安装单位应按 GB50205 相关规定分别进行高强度螺栓连接摩擦面的抗滑移系数试验复检，如存在现场处理的构件摩擦面，则应进行摩擦面抗滑移系数试验，其结果均应符合设计文件要求。

5.3.3.10 高强度大六角头螺栓连接副终拧完成 1h 后、在之后的 48h 之内应进行终拧扭矩检查。检查数量按节点数抽查 10%且不少于 10 个；每个被抽查节点按螺栓数抽查 10%且不应少于 2 个。检查结果应满足 GB50205 附录 B 的要求。

#### 5.3.4 压块安装

5.3.4.1 压块的材料选择应符合设计安装要求，通常采用耐候性好、耐腐蚀的材料，宜采用锌铝镁材质或铝合金材质。

5.3.4.2 压块的形状应与光伏支架的槽口形状相匹配，并且能够提供足够的压力来固定光伏组件，防止其在台风等恶劣天气条件下的移动和松动。

5.3.4.3 压块安装时，应按照设计要求进行布置，保证每个光伏组件都有足够的压力均匀作用于其表面，避免局部受力过大导致组件破损。

5.3.4.4 应在角部或拐角处等对风压敏感的部位适当增加压块数量。

5.3.4.5 安装过程中，应注意压块与光伏组件之间的接触面要干净无尘，以确保良好的密封效果，防止灰尘和水分侵入。

#### 5.3.5 系杆、柱间支撑、斜拉索的安装

5.3.5.1 材料应选择符合设计安装要求，通常采用耐候性好、耐腐蚀的材料，宜采用锌铝镁材质。

5.3.5.2 系杆和联系梁，连墙件等构件可采用钢管或者 C 型钢，应按设计文件要求选择其规格型号，设置规则方式以及系杆和联系梁的连接节点做法。

5.3.5.3 柱间支撑可采用方钢、C 型钢或者角钢，也可以采用张紧的圆钢或拉索，应按设计文件要求选择其规格型号和设置规则方式，同时柱间支撑应双向设置。

5.3.5.4 系杆、柱间支撑、斜拉索应按设计要求进行设置。

#### 5.3.6 支架防腐质量

5.3.6.1 当户用光伏发电系统的支架可能与液态腐蚀性物质或固态腐蚀性物质接触时，应采取隔离措施。

5.3.6.2 户用光伏发电系统的支架构件应采用金属保护层的防腐方式进行防腐；支架所用紧固件其防腐性能不应低于支架防腐要求。

5.3.6.3 户用光伏发电系统的支架切口、钻孔处防锈处理应覆盖到位。

5.3.6.4 焊接式光伏支架防腐宜采用热镀锌，镀层平均厚度不应小于 55  $\mu\text{m}$ 。

注：应根据电站设施的具体腐蚀速率情况并结合腐蚀速率计算确定。

5.3.6.5 焊接式支架在进行焊接作业前，应选择合适的焊接方案，控制焊接应力，避免对镀层产生过大破坏。焊接作业完成后，应对被破坏的镀层进行修复。

5.3.6.6 焊接式支架焊接处应符合下列规定：

- a) 应采用可靠的方法进行防锈处理，防锈处理方法可采用涂抹防锈处理剂、涂覆防锈漆、热浸镀锌和阳极保护等；
- b) 应确保焊接处的清洁和涂覆均匀。

5.3.6.7 装配式光伏支架宜采用锌铝镁合金镀层防腐处理，应进行双面镀层且单面镀层附着量不应少于 138  $\text{g}/\text{m}^2$ 。

### 5.4 系统电气安装与检验

#### 5.4.1 光伏方阵

5.4.1.1 户用光伏发电系统的光伏组件在真太阳时 9 点至 15 点之间，应该避开障碍物阴影遮挡。

- 5.4.1.2 光伏方阵采用固定式布置时,最优倾角应结合站址当地多年月平均辐照度,直射分量辐照度、散射分量辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件进行设计,宜满足建筑屋顶排水坡度要求。
- 5.4.1.3 户用光伏发电系统中,接入同一光伏组件串的各光伏组件的电性能参数宜保持一致,接入同一最大功率跟踪回路的光伏组件串电压、组件朝向、安装倾角宜保持一致。
- 5.4.1.4 光伏方阵安装宜符合以下规定:
- 光伏方阵的构造及安装有利通风散热要求;
  - 根据逆变器的额定电压、最大功率跟踪范围以及光伏组件的最大输出工作电压、温度系数,确定光伏组件的串联数;
  - 根据总装机容量及光伏组件串联数的容量确定光伏组件的并联数;
  - 不同路 MPPT (Maximum Power Point Tracking 最大功率点跟踪) 控制器之间,组件数量之差宜不大于 8 块;
  - 各坡面组件应单独组串,不宜跨坡面混接;
  - 同一光伏组件串联数及同一子阵内,组件电性能参数宜尽可能一致,其中最大输出功率 ( $P_m$ )、最大工作电流 ( $I_m$ ) 的离散性不宜超过  $\pm 3\%$ 。
- 5.4.1.5 应检查光伏系统的装机容量,测试光伏发电系统的光伏方阵面辐照度、组件背板温度、光伏系统的输出功率,按照 IEC TS 61724-2 中的方法进行光伏系统功率比计算,光伏系统功率比结果不宜小于 80%。

## 5.4.2 光伏组件

### 5.4.2.1 光伏组件安装宜满足以下要求:

- 组件的开路电压,电流技术参数应满足 GB 50794 规范要求,相同测试条件下的相同光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于 2%,但最大偏差不应超过 5V;相同测试条件下且辐照度不应低于  $700 \text{ W/m}^2$  时,相同光伏组件串之间的电流偏差不应大于 5%;
- 同一电站内组件的品牌、型号、规格选型宜保持一致;
- 光伏组件的外观及各部件完好无损。

## 5.4.3 逆变器

5.4.3.1 逆变器的输出电能质量应满足 GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 12326、GB/T 24337、GB/T 12325、GB/T 15945、GB/T 19964 要求。

5.4.3.2 逆变器防护等级应不低于 IP66。

5.4.3.3 当逆变器输出 100% 的额定功率时,在距离设备水平位置 1m 处,用声压级计测量满载时的噪声宜昼间  $\leq 65 \text{ dB(A)}$ ,夜间  $\leq 50 \text{ dB(A)}$ 。

### 5.4.3.4 逆变器安装应满足以下要求:

- 安装逆变器时宜直立安装,不宜平放、横放或倒放安装;
- 逆变器前方宜留有不小于 1 m 的空间便于观察数据以及维修;设备两侧宜分别留有 0.5 m 空间以满足设备散热要求;
- 逆变器应避免儿童接触,安装高度不宜低于 1.8 m;若实际设备安装高度低于 1.8 m,则宜在设备周边加装围栏等防护措施;
- 逆变器宜安装在清洁、通风、散热好,避免阳光直射,便于维护的地方,如无屋檐遮挡必须安装遮阳棚确保能够最大限度的保证逆变器的安全使用,安装场地环境温度宜为  $-25 \text{ }^\circ\text{C} \sim 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ,大气湿度不应超过 95%,且应无凝露。不应将逆变器安装在影响行人通行、高温发热、易燃易爆物品及腐蚀性化学物品附近;
- 逆变器的通风孔应无堵塞,风机运转正常;
- 逆变器安装宜有防护措施,如钢制雨棚,以避免雨水的侵蚀;
- 逆变器外壳应可靠接地。

#### 5.4.4 并网箱

- 5.4.4.1 室外并网箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施，外壳防护等级不应低于 IP54。
- 5.4.4.2 并网箱内布线整齐美观，每个进线端子均宜标编号，便于检修和安装。端子排宜具有隔板、标号线套和端子螺丝。
- 5.4.4.3 并网箱内应设置接地铜排，铜排布置于并网箱底部并方便接线，并网箱的箱体框架和所有设备的其它不载流金属部件都应和接地铜排可靠连接，铜排上预留有接地端子，能与电站接地网通过接地线直连。
- 5.4.4.4 并网箱的箱体框架及其它不载流金属部件都应和接地母线可靠连接，柜体内的接地端子应以截面不小于  $16\text{mm}^2$  的多股黄绿铜线与接地母线直连。并网箱内至少设置接地端子供建设单位方 1 根  $16\text{mm}^2$  线缆接地，接地端子处应标有明显的保护接地符号。
- 5.4.4.5 并网箱外置铭牌宜采用耐腐蚀的金属铭牌。
- 5.4.4.6 并网箱安装宜满足以下要求：
- 并网箱前方留有不小于  $1\text{m}$  的空间便于观察数据以及维修；设备两侧分别留有  $0.5\text{m}$  空间以满足设备散热要求；
  - 并网箱安装高度不低于  $1.8\text{m}$ ；若实际设备安装高度低于  $1.8\text{m}$ ，则在设备周边加装围栏等防护措施避免人员接触；
  - 并网箱外壳有锁闭装置，并使用到位；
  - 并网箱内的电气连接可靠、无松动；
  - 并网箱运行时，打开柜门后，所有导电部件均有防护措施以防止人手触及；
  - 并网箱进出线孔封堵完好，无进水或积尘现象；
  - 并网箱外壳可靠接地。

#### 5.4.5 电缆敷设

- 5.4.5.1 电缆敷设宜横平竖直，不过度拉扯，敷设时每隔  $1\text{m}$  进行固定绑扎。
- 5.4.5.2 在任何敷设方式下，弯曲半径宜  $\geq 15D$ （ $D$  为线缆线径）。
- 5.4.5.3 设计走线图将同回路组串进行串联，如组件自带线缆长度不够，应使用 MC4 接头及专用直流电缆制作串联线进行连接，禁止直接用直流线进行铰接或使用其他线缆代替。
- 5.4.5.4 所有暴露在阳光下的线缆均须套 PVC 管减缓氧化，穿管布线尽量避开高温发热物体。
- 5.4.5.5 预留检修长度后，穿阻燃 PVC 管，不同回路、不同电压的交流与直流电线，不应穿于同一导管内；管内电线不得有接头。
- 5.4.5.6 线缆管应预留不小于  $1/4$  面积空间。
- 5.4.5.7 PVC 管禁止悬空、禁止采用炮钉枪固定，应该采用不锈钢 304 材质的骑马卡固定，水平/竖间距不大于  $1.5\text{m}$ ，转角处间距不大于  $30\text{cm}$ ，线缆进出口用防火堵泥封堵。
- 5.4.5.8 连接逆变器处可采用黑色包塑金属软管，每一组串回路都应有线缆标识管。
- 5.4.5.9 铝线接入刀闸、断路器必须使用铜铝转换接头。
- 5.4.5.10 电缆桥架采用钢制槽式电缆桥架，桥架应热浸锌处理，镀层厚度  $\geq 65\mu\text{m}$ 。
- 5.4.5.11 电缆桥架从室内穿墙至室外时，在墙的外侧应采取防止雨水流入室内的措施。
- 5.4.5.12 梯架内动力电缆的填充率不超过  $40\%$ ，控制电缆的填充率不超过  $50\%$ 。

#### 5.5 防雷与接地

- 5.5.1 防雷接地安装应满足以下要求：
- 带边框的组件、支架、电缆的金属外皮、金属保护管线、桥架、电气设备外壳导电部分应与接地干线（网）牢固连接；
  - 不带边框的组件接地应符合设计要求；
  - 铝型材连接应刺破外层氧化膜，当采用焊接连接时，焊接质量应符合要求，焊接点应做好防腐

防锈处理，并做好标识；

- d) 接地系统的连接应可靠，不应因加工造成接地线截面减小、强度减弱或锈蚀问题；
- e) 接地极之间连接应采用同种金属，避免使用存在电化学腐蚀的异种金属直接连接。

5.5.2 光伏系统接地电阻测量可通过钳型接地电阻测试仪，钳住待测接地扁钢进行测试。所测接地电阻读数应符合以下要求：

- a) 若支架防雷接地和设备电气接地分别引下线两点接地，则支架防雷接地电阻不应大于 $10\ \Omega$ ，逆变器及电气箱柜的设备保护电气接地电阻不应大于 $4\ \Omega$ ；
- b) 若支架防雷接地与电气接地共用接地极单点接地，则接地电阻不应大于 $4\ \Omega$ ；

5.5.3 光伏组件金属边框应与金属支架可靠连接、连续贯通，应进行光伏组件边框之间、光伏组件边框与光伏支架之间、光伏支架与接地扁铁之间、逆变器保护接地与接地排之间、并网箱保护接地与接地排之间的接地连续性测试，测试结果应满足5.5.2的要求。

5.5.4 应进行接地扁铁与大地之间，或接地极与大地之间的接地电阻测试，结果应满足5.5.2的要求。

5.5.5 应在光伏发电系统非运行状态下使用 $500\ \text{V}/1000\ \text{V}$ 绝缘电阻测量仪，进行光伏方阵与大地之间的绝缘电阻测试，测试结果绝缘电阻应大于 $1\ \text{M}\Omega$ 。

## 5.6 光伏发电系统安装调试

5.6.1 光伏组串调试：

- a) 检查直流各连接电缆，确保电缆无短路和破损；
- b) 应检查组串内电缆连接次序，避免出现跨串错接、漏接等情况；
- c) 应检查组串电压正负极连接是否正确；
- d) 应检查各组串直流开路电压，开路电压应在设计值范围内。

5.6.2 逆变器调试：

- a) 应检查直流输入电缆极性、交流输出电缆线序是否正确；
- b) 应检查金属机壳接地是否漏接或虚接。
- c) 应检查工作状态指示灯和人机界面屏幕显示是否正常、界面操作是否正常；
- d) 应检查人机界面上各参数设置是否正确、故障报警信息是否正常；
- e) 应检查散热装置工作是否正常；
- f) 测量直流侧、交流测电压值和人机界面显示值之间偏差应在设计值允许范围内；
- g) 交流侧电压及频率应在逆变器额定范围内，且相序正确。

5.6.3 并网箱调试：

- a) 并网箱内保护器件应满足电气安全及电力部门的要求；
- b) 手动操作开关器件应正常分合，机构能运动灵活，无卡滞及操作力过大现象；
- c) 应检查输入电缆、输出电缆线序是否正确；
- d) 应检查金属机壳接地及内部元器件是否漏接或虚接。

5.6.4 防雷接地调试：

- a) 光伏方阵的接地电阻阻值应满足设计要求；
- b) 电气装置的接地电阻阻值应满足设计要求。

5.6.5 监控模块调试：

- a) 监控模块应通信良好并具有抗干扰能力，通讯协议应符合设计要求；
- b) 采集的数据应实时准确地反映逆变器的运行状态、数据和各种故障信息。

5.6.6 系统绝缘电阻检查：光伏组串和直流电缆对地绝缘电阻应符合5.5.5的要求。

## 6 资料审查

### 6.1 户用光伏发电系统安装过程中的文件资料审查要求：

- a) 户用光伏发电系统应有系统基本信息表，含安装位置，装机容量，关键部件相关信息等，可参考附录 A 表 A.1；
- b) 关键设备部件的制造商、型号、数量等应与设计要求一致；
- c) 设计图纸、安装手册应一致，且与户用光伏发电系统实际情况一致；
- d) 特种作业人员上岗证；
- e) 焊接工艺评定报告；
- f) 户用光伏发电系统安装质量检验表。

## 附录 A

## 户用光伏发电系统基本信息表

表 A. 1 户用光伏发电系统基本信息表

户主			户主联系方式		
安装地址					
系统安装商					
安装日期			并网日期		
并网类型			并网电压		
房屋结构分类			屋面分类		
关键设备部件	名称	制造商	型号	功率/线径	数量
	组件				
	逆变器				
	并网箱				
	直流电缆				
	交流电缆				
	接地电缆				
运维方式			运维单位		
备注：若不涉及或不适用，则“/”					

## 附录 B

### 户用光伏发电系统设计

#### B.1 一般规定

- B.1.1 光伏电站直流发电系统的系统电压应经技术经济比较后确定。
- B.1.2 光伏电站直流发电系统中光伏组件与逆变器之间的容配比，宜综合考虑当地太阳能资源、使用环境条件、组件安装方式、直流损耗等因素，经技术经济比较后确定。
- B.1.3 光伏组件串在当地昼间极端环境条件下的最大开路电压不宜高于光伏电站直流发电系统的系统电压。
- B.1.4 接入同一个 MPPT 模块的光伏组件串，其工作电压、电缆压降、方阵朝向、安装倾角、阴影遮挡影响宜一致。
- B.1.5 光伏组件串的最大功率工作电压变化范围宜在逆变器的 MPPT 电压范围内。
- B.1.6 在高湿、高盐雾环境条件下，光伏发电系统宜采取防光伏组件电势诱导衰减（PID）措施。
- B.1.7 主要设备选择：参考 NB/T 10128。

#### B.2 光伏阵列

- B.2.1 光伏阵列中同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的串联数应符合 GB 50797 的有关规定，并结合组件布置形式及经济性确定。
- B.2.2 计算接入逆变器直流侧的功率时，应计及组件不匹配影响损失。
- B.2.3 对于组串式逆变器，连接光伏组件串和逆变器直流侧的直流电缆最大压降在标准测试条件下不宜超过 1.0%；连接组串式逆变器和变压器低压侧交流电缆最大压降不宜超过 1.0%。

#### B.3 电气设计

- B.3.1 光伏发电工程接入电力系统设计应符合 GB/T 19964、GB/T 29319、DL/T 5429 的有关规定。
- B.3.2 光伏发电工程接入电力系统方案应根据电力系统发展规划、光伏发电工程规划容量、本期容量及其出力特性、总布置、地理位置等，经技术经济比较后确定。
- B.3.3 光伏发电工程接入电力系统方案应包括下列内容：
- a) 现有电力系统地理接线图及各规划年地理接线图、短路电流计算结果；
  - b) 出线电压等级、回路数、导线截面、各回出线落点及送出容量；
  - c) 系统中性点接地方式的要求。
- B.3.4 电气主接线：参考 NB/T 10128。
- B.3.5 配电装置：参考 GB 50797。
- B.3.6 导体和电器选择应符合 DL/T 5222 的有关规定。
- B.3.7 导体和电器选择应根据电力系统规划水平年进行短路电流计算。
- B.3.8 中性点接地方式：参考 GB 50797。
- B.3.9 过电压保护和接地：光伏发电工程过电压保护和接地设计应符合 GB/T 32512、GB/T 50064、GB/T 50065 的有关规定。
- B.3.10 光伏阵列区接地网应利用支架基础的金属构件。
- B.3.11 光伏组件金属边框应可靠接地。
- B.3.12 电缆选择与敷设：参考 NB/T 10128。
- B.3.13 光伏发电工程控制、保护、通信等系统的设计应满足电站安全、经济运行的需要，同时也应满足所在电力系统调度自动化、系统继电保护和自动装置、电能计费、系统通信以及电力系统生产调度管理等方面的要求。
- B.3.14 监控系统：参考 NB/T 10128。

- B. 3. 15 配置继电保护和安全自动装置时，应充分考虑光伏发电系统短路状况下的电流源特性。
- B. 3. 16 逆变器保护应满足 GB/T 32900、NB/T 32004 的有关规定。
- B. 3. 17 关口电能计量点应设在光伏发电工程与电网的产权分界处。
- B. 3. 18 电能量采集终端应具备对上网电能量的信息采集、数据处理、分时存储、长时间保存、远方传输等功能。
- B. 3. 19 电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 5137 和 DL/T 5202 的有关规定。
- B. 3. 20 通讯：参考 NB/T 10128。

#### B. 4 支架设计及构造措施

- B. 4. 1 支架设计应按承载能力极限状态计算强度、稳定性以及连接强度，按正常使用极限状态计算变形。
- B. 4. 2 焊接式支架主要受力构件的焊接母材最小厚度不宜小于 3 mm，焊接式次要受力构件的最小厚度不宜小于 2 mm；装配式支架主要受力构件的最小厚度不宜小于 1.5 mm，次要受力构件的最小厚度不宜小于 1.2 mm。
- B. 4. 3 焊接式支架设计文件中应体现焊缝形式和相应质量等级，其主要受力构件的焊接节点质量等级不应低于二级，次要受力构件可为三级。
- B. 4. 4 光伏支架的构件应分别进行强度计算、整体及局部稳定计算，对于立柱还应验算柱顶位移；对于梁和檩条应验算挠度值。
- B. 4. 5 在支架设计文件中应注明设计使用年限、材料牌号、焊缝形式、焊缝等级及对安装的要求。
- B. 4. 6 风荷载计算可参照 NB/T 10115 相关规定，如有可靠风洞实验数据，经专家论证后可按照风洞试验统计分析后的参数进行风荷载计算。
- B. 4. 7 在台风区域，应采取计算措施或构造措施，防止地脚螺栓被拔出。
- B. 4. 8 在台风区域，应加强抗侧移构造措施。