

ICS 33.180.10

CCS M33

T/JSIC

江苏省通信学会团体标准

T/JSIC 020-2024

分布式基站光伏电站建设标准

Construction Standard for Photovoltaic Power Station of Distributed Base
Station

2024-11-12 发布

2024-12-01 实施

江苏省通信学会 发布

江苏省通信学会团体标准公告

2024 年 第 1 号（总第 14 号）

江苏省通信学会和江苏省邮电标准化技术委员会于2023年联合立项编制《分布式基站光伏电站建设标准》（T/JSIC 020—2024）团体标准。经主编单位（中国铁塔股份有限公司江苏省分公司）和参编单位（广东省电信规划设计院有限公司、中通服咨询设计研究院有限公司、华信咨询设计研究院有限公司、中邮通建设咨询有限公司、中邮建技术有限公司）联合起草编制，学会和标委会已组织专家组完成该项团体标准征求意见稿、送审稿、报批稿的技术审查工作，现批准《分布式基站光伏电站建设标准》为江苏省通信学会团体标准，编号为：T/JSIC 020-2024，自2024年12月1日起开始实施。现予公告。

江苏省通信学会

江苏省邮电标准化技术委员会

2024 年 11 月 12 日

前 言

本标准按照国家、行业有关标准化文件、GB/T. 1. 1-2020《标准化工作导则 标准化工作导则 第一部分：标准化文件的结构和起草规则》、苏通学【2022】33号《江苏省通信学会团体标准管理办法》、苏通学【2022】35号《江苏省通信学会团体标准制定程序》及苏通学【2022】36号《江苏省通信学会知识产权管理制度》起草的规则进行起草。

本标准依据相关国家标准和行业标准，结合实际应用需求，提出了分布式基站光伏电站的勘察、设计、施工、验收等建设规范要求，旨在规范分布式基站光伏电站建设流程，降低使用成本，促进技术革新，在推进信息通信行业发展的同时节能减排，实现绿色发展的目标。

本标准在制定过程中，遵循国家有关基本建设的方针政策，依据相关国家标准和行业标准，以现行配套设备技术要求为基础，开展了大量课题研究、技术研讨，广泛征求了建设、勘察、设计、施工、监理、运维等单位意见，最终提出了分布式基站光伏电站建设标准，为江苏省通信运营商基站光伏设备的采购、建设及维护提供技术依据。

本标准由江苏省通信学会和江苏省邮电标准化技术委员会归口管理，由中国铁塔股份有限公司江苏省分公司负责具体内容的解释。

本标准主编单位：中国铁塔股份有限公司江苏省分公司
铁塔能源有限公司江苏分公司

本标准参编单位：广东省电信规划设计院有限公司
中通服咨询设计研究院有限公司
华信咨询设计研究院有限公司
中邮通建设咨询有限公司
中邮建技术有限公司

本标准主要起草人员：彭明瑞 马翼飞 宗润梁 张兆军 于少云
张智峰 刘言彬 黄 鹏 王 钊 童 劲
郭 翔 卢 飞 唐 岱 陈相如 葛开磊
许向东 陈福文 吴桢华 毕帅帅 蔡腾懋
陈爱榕 吴启宗 潘 磊 徐 波 陈健康
王 实 卢智军

本标准主要审查人员：张登银 孙知信 戴 源 宋建刚 万之全
王 荣 童 恩 周 斌 钟秋爽

目 次

1 范 围	1
2 规范性引用文件	2
3 术语和定义	6
4 工程勘察	9
4.1 一般规定	9
4.2 勘察前准备	9
4.3 项目环境	10
4.4 接入及安装条件	10
4.5 勘察成果报告	11
5 工程设计	12
5.1 一般规定	12
5.2 接入系统及接入方式	12
5.3 设备选择	13
5.4 设备布置	16
5.5 发电量计算	17
5.6 保护、监控和通信	19
5.7 光伏支架	20
5.8 防雷与接地设计	28
6 工程施工	30
6.1 基本规定	30
6.2 人员要求	31
6.3 支架安装	32

6.4 组件安装	34
6.5 电缆及防雷接地安装	35
6.6 汇流箱安装	36
6.7 光伏适配器安装	37
6.8 安全文明施工	38
7 调试验收	40
7.1 一般规定	40
7.2 光伏阵列调试	40
7.3 竣工验收	42
7.4 验收交维	44
附表	45
本标准用词说明	58
条文说明	59
条文说明	60

1 范 围

1.0.1 为进一步贯彻落实国家有关法律、法规和政策，充分利用太阳能资源，推进分布式基站光伏电站的建设，特制定本标准。

1.0.2 本标准适用于江苏省内分布式基站光伏电站建设，指导项目勘察、设计、施工、验收等工作。

1.0.3 在光伏电站勘察、设计、施工、验收工作中，除应符合本标准外，尚应符合国家、行业及江苏省现行有关标准的规定。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修订版均不适用于本标准。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

《建筑结构荷载规范》 GB 50009

《建筑设计防火规范》 GB 50016

《建筑防火通用规范》 GB 55037

《钢结构设计标准》 GB 50017

《冷弯薄壁型钢结构技术规范》 GB 50018

《混凝土结构设计标准(2024年版)》 GB/T 50010

《工程测量规范》 GB 50026

《低压配电设计规范》 GB 50054

《建筑物防雷设计规范》 GB 50057

《建筑结构可靠度设计统一标准》 GB 50068

《建筑灭火器配置设计规范》 GB 50140

《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验收规范》 GB 50169

《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规范》 GB 50205

《电力工程电缆设计规范》 GB 50217

- 《建筑工程抗震设防分类标准》 GB 50223
- 《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》 GB 50254
- 《民用建筑可靠性鉴定标准》 GB 50292
- 《安全防范工程技术标准》 GB 50348
- 《铝合金结构设计规范》 GB 50429
- 《钢结构焊接规范》 GB 50661
- 《建筑地基基础设计规范》 GB 50007
- 《工程结构通用规范》 GB 55001
- 《钢结构通用规范》 GB 55006
- 《混凝土结构通用规范》 GB 55008
- 《既有建筑维护与改造通用规范》 GB 55022
- 《通信局(站)防雷与接地工程设计规范》 GB 50689
- 《光伏发电站设计规范》 GB 50797
- 《光伏发电站施工规范》 GB 50794
- 《光伏发电工程验收规范》 GB/T 50796
- 《光伏发电站防雷技术要求》 GB/T 32512
- 《静止式直流电能表》 GB/T33708
- 《混凝土结构耐久性设计规范》 GB/T 50476
- 《工业建筑防腐蚀设计规范》 GB 50046
- 《大垫圈 C 级》 GB/T 96.2
- 《碳素结构钢》 GB/T 700

T/JSIC 020-2024

《碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板和钢带》 GB/T 912

《低合金高强度结构钢》 GB/T 1591

《太阳光伏能源系统术语》 GB/T 2297

《变形铝及铝合金化学成分》 GB/T 3190

《碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板和钢带》 GB/T 3274

《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

《手持式、可移式电动工具和园林工具的安全第 202 部分：手持式螺丝刀和冲击扳手的专用要求》 GB/T 3883.202

《外壳防护等级(IP 代码)》 GB/T 4208

《电能质量电压波动和闪变》 GB/T 12326

《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》

GB/T 13912

《低压电气装置》 GB/T 16895

《低压电气装置第 5-52 部分：电气设备的选择和安装布线系统》 GB/T 16895.6

《建筑物电气装置第 5-51 部分：电气设备的选择和安装通用规则》 GB/T 16895.18

《低压电气装置第 6 部分》 GB/T 16895.23

《阻燃和耐火电线电缆或光缆通则》 GB/T 19666-2019

《电力工程电缆设计标准》 GB 50217

- 《光伏系统性能监测测量、数据交换和分析导则》 GB/T 20513
- 《建筑物防雷装置检测技术规范》 GB/T 21431
- 《普通混凝土力学性能试验方法标准》 GB/T 50081
- 《混凝土强度检验评定标准》 GB/T 50107
- 《施工现场临时用电安全技术规范》 JGJ 46
- 《建筑施工安全检查标准》 JGJ 59
- 《建筑施工高处作业安全技术规范》 JGJ 80
- 《危险房屋鉴定标准》 JGJ 125
- 《建筑钢结构防腐技术规程》 JGJ/T 251
- 《回弹法检测混凝土抗压强度技术规程》 JGJ/T 23
- 《额定电压 450/750V 及以下橡皮绝缘软线和软电缆第 2 部分：
通用橡套软电缆》 JB/T 8735.2
- 《光伏发电系统用电缆》 NB/T 42073
- 《光伏发电工程电气设计规范》 NB/T 10128
- 《电力建设安全工作规程 第 2 部分：架空电力线路》 DL
5009.2-2004
- 《光伏计量箱技术规范》 CNEZ602006
- 《光伏支架技术及检验规范》 CNEZ601001
- 《光伏电缆技术规范》 CNEZ602024

3 术语和定义

3.0.1 光伏电站 photovoltaic power station

利用太阳电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

3.0.2 分布式基站 distributed base station

将移动通信基站室内基带处理单元（BBU）和远端射频单元（RRU）进行分离。其中基站的基带、主控、传输、时钟等功能集成在基带处理单元（BBU）内；基站收发信机、功放等集成在远端射频单元（RRU）内，安装在天线端，射频单元与基带单元之间通过光纤连接，用于完成网络覆盖。

3.0.3 光伏组件 photovoltaic module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电输出的、最小不可分割的太阳电池组合装置。又称太阳电池组件（solar cell module）。

3.0.4 光伏支架 photovoltaic supporting bracket

光伏发电系统中为了摆放、安装和固定光伏组件而设计的一种专用支架。简称支架。

3.0.5 光伏直流变换器 photovoltaic converter

光伏直流变换器是一种将太阳能电池输出的直流电转化为特定的电压等级或电流幅值的装置，一般具有稳定输出电压的

作用和过电压、欠电压、过热等保护功能。

3.0.6 光伏连接器 photovoltaic connectors

光伏连接器是光伏发电系统内组件、汇流箱、控制器和逆变器各个部件之间相互连接的关键零件，承担起电站成功连接的作用。

3.0.7 光伏组件适配器 photovoltaic module adapter

可进行光伏组件级最大功率点跟踪，将光伏组件输出直流电转换成-48V 电压等级直接对基站通信设备供电的设备，简称适配器。

3.0.8 光伏组件功率优化器 photovoltaic module power optimizer

可对光伏组件执行最大功率点跟踪，对输出参数进行优化和调节的直流变换设备，简称优化器。

3.0.9 汇流箱 combiner-box

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。

3.0.10 直流叠光系统 superimposed photovoltaic power system

在已有市电的通信基站，利用基站机房屋顶、周边空地等闲置空间，叠加安装光伏设备作为市电的补充能源，并优先利用光伏供电。根据光伏组件连接方式不同，直流叠光系统分为

T/JSIC 020-2024

串联和并联两种，并联系统由组件、适配器、汇流箱和直流电表等组成，串联系统由组件、优化器、控制器、直流电表等组成。

3.0.11 电缆敷设 cable laying

电缆敷设是指沿经勘察的路由布放、安装电缆以形成电缆线路的过程。

4 工程勘察

4.1 一般规定

4.1.1 应严格按照法律、法规和工程建设强制性标准进行勘察。勘察人员在现场勘察时若发现现场状况存在安全隐患，或有不合国家和本行业的安全规定的，应及时向建设单位反馈。

4.1.2 勘察人员在勘察前应做好充足的准备，勘察过程应佩戴好安全防护器具，现场初步判断是否具备建设条件，展开详细勘察、测量，做好记录，保留相关图片，并形成勘察报告。

4.1.3 以下基站屋顶不应新建光伏电站：

- 1 有严重遮挡的基站；
- 2 产权纠纷基站；
- 3 租赁基站；
- 4 有明显结构损伤的基站；
- 5 屋面板为脆性材料且工艺上不可更换的基站；
- 6 在政府拆迁计划区域内的基站；
- 7 屋顶剩余使用寿命明显短于光伏设备使用寿命的基站。

4.2 勘察前准备

4.2.1 应准备好满足要求的安全防护用品以及相应的勘察工具。

4.2.2 应提前收集、分析项目现有的相关资料、图纸，以及客户需求，形成有针对性的勘察方案。

4.2.3 对能提前完整收集所需资料的项目，勘察时应仔细核对现场情况与资料的一致性，以现场实际为准；对于无法提前收集到所需资料的项目，应在现场做好详细的勘察测量。

4.3 项目环境

4.3.1 应优先了解备选基站以及周围环境的改造、迁移规划和进度计划，考虑备选基站实施的可行性。

4.3.2 应对项目场地的地理位置、地形地貌进行详细勘察，评估场地可以利用面积。收集日照小时数、太阳辐射量等以及其它相关数据资料。

4.3.3 应考虑环境遮挡物对光伏组件的影响，并测量、记录遮挡物的位置、距离、高度、尺寸等。

4.3.4 应详细记录现场的电力设施、燃气管道、热力管道、重尘污染、建设场地标高、排水口等风险要素的具体位置。

4.3.5 对建筑物的屋面及外立面，应测量相关尺寸，结合前期收集的资料，判断是否具备安装光伏组件支撑构件的条件，并充分考虑建筑物的负荷承载力以及防水性能。

4.4 接入及安装条件

4.4.1 应综合考虑电压等级、设备容量、安装空间、安全间距、运维通道等要素，以便选择合适的接入方式。

4.4.2 考虑原有线路导体载流量及电气设备容量，应核实、记录相关导体、设备的规格型号，有铭牌的应保留设备铭牌图片。

4.4.3 应对项目室内、外的原有空间进行充分勘察测量，记录设备搬运通道及运维通道。

4.4.4 需要开挖或打桩的点位，应根据土建的实施要求，合理采用地质调查、钻探、物理勘探等技术手段，确保勘察结果的准确性和有效性。

4.5 勘察成果报告

4.5.1 勘察成果报告应详细记录各项勘察结果，并对结果进行准确的分析和评价。

4.5.2 根据实际项目需要，应按照机房现场情况绘制勘察平面图，包含以下主要信息：机房尺寸、机房净高、墙体结构完整性、机房顶空间现状、机房内各类设备安装尺寸和位置、走线架位置、照明设备位置、机房门窗位置、通风口位置、空调位置 and 接地位置。平面图要求整体简洁清晰、数据准确、字迹清楚易辨认。

4.5.3 勘察人员应将各项勘察结果按照不同点位、数据类型进行分类归档，勘察手稿应整理成电子文档形式。

4.5.4 勘察结果的分析和评价内容，应包括：勘察结果完整性的描述、现场与前期收资内容的差异点、现场各项风险点和注意点的描述、可安装光伏组件的面积和预计光伏装机容量、接入方式建议、后续开展工作的建议及注意事项。

5 工程设计

5.1 一般规定

- 5.1.1 在项目开始设计前,应充分咨询相关部门以及行业专家,提高项目可行性,减少后期变更。
- 5.1.2 根据项目具体情况和当地气候条件、地理位置等因素,选择合适的光伏组件。
- 5.1.3 建筑物上安装的光伏发电系统,不得对相邻建筑物产生明显遮挡。
- 5.1.4 在既有建筑物上增设光伏发电系统,必须进行建筑物结构和电气的安全复核,并应满足建筑结构及电气的安全性要求。
- 5.1.5 光伏电站中的所有设备和部件,应符合国家现行相关标准的规定,主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。

5.2 接入系统及接入方式

- 5.2.1 根据光伏装机容量和一次电气接线情况,应选择合适的接入点,具体需以导体载流量和设备容量为准。
- 5.2.2 光伏电站接入点宜靠近用电负荷节点,减少导体长度。
- 5.2.3 设计人员应根据项目负荷情况、储能配置情况,并考虑天气变化造成的发电量波动,合理选择光伏装机容量,避免造成大量“弃光”现象。

5.3 设备选择

5.3.1 光伏组件应根据基站建设条件选择晶硅类组件或薄膜类组件进行适配；且应优先选择单位面积峰瓦数高、转换效率高、衰减率低的产品；还应满足下列要求：

1 最大功率（实测）与标称值的偏差应大于 0；功率质保期不低于 25 年；

2 接线盒防护等级不低于 IP68。

5.3.2 光伏直流变换器的选择应满足下列要求：

1 应结合项目总装机容量，综合考虑光伏组件安装平面的太阳能辐射量及容配比，选择合适功率的光伏直流变换器，减少发电量损失；

2 光伏直流变换器的输出电压等级，应与接入点电气系统的参数相匹配，选择输出参数与直流系统匹配的光伏直流变换器；

3 光伏直流变换器应具有输出参数调节功能，确保在光伏组件受到阴影遮挡时，能稳定输出参数，减少对并联或串联设备的影响；

4 应具有不小于 1.1 倍的过载能力，并具备短路保护、过载保护、防孤岛保护功能、根据光伏组件光照情况调整稳定输出参数等；

5 不同光伏组件的阴影遮挡情况和布置倾角有差异时，应

选择有足够 MPPT（最大功率点跟踪）接口数量的光伏直流变换器，将光伏组件分组接入，减少组件之间发电量的相互影响；情况复杂时，可考虑选择小功率光伏直流变换器，将每块光伏组件单独接入 MPPT 端口。

5.3.3 汇流箱应依据型式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择，应具有下列保护功能：

1 应设置防雷保护装置；

2 直流汇流箱的输入回路应具有防倒流及过流保护，防止光伏组件成为负载；对于多级汇流光伏发电系统，如果前级已有防倒流保护，则后级可不作防倒流保护；

3 汇流箱的输出回路应具有隔离保护措施；

4 室外汇流箱应具有防腐防锈蚀功能，箱体的防护等级不低于 IP54。

5.3.4 分布式基站光伏电站项目电缆的选择除了应满足《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的要求之外，还应满足下列要求：

1 光伏电缆应选择具有阻燃、抗紫外线、耐老化性能的铜芯电缆；

2 电缆截面不应小于 4mm^2 ，部分线缆敷设长度较长时，应考虑选用较高等级的线缆截面，减少电压和功率损失；

3 在光伏组件的标准测试条件下，光伏组件串至光伏直流

变换器的直流电缆最大压降不宜超过 1.0%；光伏直流变换器至基站原有供配电系统的电缆最大压降不宜超过 1.0%。

5.3.5 断路器应能安全、可靠断开最大预期短路电流。

5.3.6 光伏汇流后输出的总节点应配置计量装置，计量装置的额定电流宜按照所有光伏直流变换器的额定工作电流的 1.5 倍左右选择。当采用直流电表时，直流电表应符合《静止式直流电能表》GB/T33708 的要求，具有 CPA 认证，准确度不低于 1 级，具有正向、反向、分时电能计量、数据通讯等功能。

5.4 设备布置

5.4.1 光伏组件倾角的设计，当光伏组件数量较少无需预留运维通道时，宜优先考虑按照最佳倾角设计，提高光伏组件平面的太阳能辐射量；若考虑充分利用总体安装面积，可降低光伏组件倾角，缩小组件前后之间的距离，但宜保留不小于 500mm 的运维通道。

5.4.2 光伏组件的安装位置宜避开周围物体的阴影遮挡。

5.4.3 光伏方阵中，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按照下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{\text{dcmax}}}{V_{\text{oc}} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad (5.4.3 - 1)$$

$$\frac{V_{\text{mpptmin}}}{V_{\text{pm}} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{\text{mpptmax}}}{V_{\text{pm}} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad (5.4.3 - 2)$$

式中： K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数；

N ——光伏组件的串联数（ N 取整）；

t ——光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

V_{dcmax} ——直流变换器允许的最大直流输入电压（V）；

V_{mpptmax} ——直流变换器 MPPT 电压最大值（V）；

V_{mpptmin} ——直流变换器 MPPT 电压最小值 (V) ;

V_{oc} ——光伏组件的开路电压 (V) ;

V_{pm} ——光伏组件的工作电压 (V) ;

5.4.4 视频监控设备、避雷装置、汇流箱等设备的布置应避免对光伏组件产生阴影遮挡,宜布置在光伏组件的北面或其它方位的较远处。

5.4.5 室内有空余位置的,宜优先考虑将新增设备(如汇流箱、计量装置、通讯装置等)安装在室内,若室内无足够空间,可就近考虑安装在室外,安装在室外的防护等级不应低于 IP54。

5.4.6 各新增设备的操作面应预留足够的操作空间,且不应对原有设备的操作面产生影响。

5.4.7 屋面设备支架基础布置时应符合下列规定:

- 1 设备基础布置不应跨越屋面变形缝;
- 2 设备基础布置不应影响所在屋面部位的建筑防水、排水和保温隔热等要求。

5.5 发电量计算

5.5.1 光伏电站发电量预测应根据站址所在地的太阳能资源情况,并考虑光伏方阵的选型和布置、电站系统设计、环境条件等各种因素后计算确定。

- 1 站址所在地的太阳能资源情况,应按照当地气象站数据为基数进行计算;若无气象站数据,应搜集附近地区近一年相

近方案光伏电站数据，同时结合在线气象平台的数据进行验证，并以其中较低值作为参考值；若附近地区无可参考的光伏电站数据，则使用在线气象平台的数据进行验证，并以其中较低值作为参考值。

2 光伏组件选择双面组件时，应结合组件实际布置情况、站点环境的反射和折射情况，考虑双面组件的发电增益，可通过设计软件得到增益参考值，一般取值范围为 1.00~1.10%。

3 光伏方阵的布置倾角、方位角，均会对发电量产生较大影响，宜采用设计软件调整后得到项目组件采光面总辐射量。若存在不同的方位角和倾角，应进行加权计算。

4 电站系统设计中，设备平均效率、线路阻抗均会减低系统实际发电量，损耗系数宜根据设备制造商提供的设备参数、线缆长度、系统配置情况进行确定，一般取 0.92~0.99。

5 应考虑站址所在地环境条件因素，应根据光伏组件峰值功率温度系数计算站址所在地区平均气温的影响；阴影遮挡、环境清洁度的综合修正系数一般可取 0.9~0.98。

6 由于光伏组件和光伏直流变换器的功率不是严格匹配的，应考虑功率不匹配损失，可通过设计软件计算，或取 0.98~1.00。

7 应考虑检修维护及故障对发电量的影响，可按下列式计算：

$$\eta = \frac{8760 - (H_1 + H_2)}{8760} \quad (5.5.1)$$

式中： H_1 ——一年故障停用小时数（h）；

H_2 ——一年检修小时数（h）。

8 对于其它会明显影响发电量的因素，应根据实际情况适当考虑效率系数。

5.5.2 光伏电站发电量可按式计算：

$$E_p = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (5.5.2)$$

式中： H_A ——水平面太阳能总辐射量（ $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ，峰值小时数）；

E_p ——发电量（ $\text{kW}\cdot\text{h}$ ）；

E_s ——标准条件下的辐照度（常数= $1\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ）；

P_{AZ} ——光伏组件安装容量（ kWp ）；

K ——综合效率系数。综合效率系数 K 包括：光伏组件类型修正系数、光伏方阵的倾角、方位角修正系数、光伏发电系统可用率、光照利用率、逆变器效率、集电线路损耗、升压变压器损耗、光伏组件表面污染修正系数、光伏组件转换效率修正系数。

5.6 保护、监控和通信

5.6.1 光伏发电系统接入后，应重新计算所有光伏潮流叠加回路的开关的额定电流、短路开断电流、保护定值是否满足要求，否则应重新更换开关或调整保护定值。

5.6.2 上下级断路器之间应形成级差配合，确保故障情况下的选择性。

5.6.3 若光伏系统的发电量需要限制光伏系统的供电范围，应在限制节点增加防逆流或数据采集装置，反馈信号给光伏直流变换器调节输出功率。

5.6.4 应测量光伏系统总汇流回路的双向有功功率、电流、电压，宜测量不同光伏汇流回路的双向有功功率、电流。

5.6.5 新增的光伏方阵应接入视频监控系统，可增加热成像功能监测光伏组件运行时的发热状态，如识别到光伏组件异常发热，应进行告警，必要时切断对应回路。

5.6.6 光伏系统各类设备的通信方式宜优先考虑与基站通讯系统的兼容性，在减少新增长距离布线需求的前提下，应根据数据类型合理选择通讯方式。

5.6.7 分布式基站光伏电站系统应具备远程数据传输功能，光伏系统总汇流回路的开关可具备消防联动功能、远程控制开断功能。

5.7 光伏支架

5.7.1 光伏支架应结合工程实际选用材料、设计结构方案和构造措施，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚性要求，并符合抗震、抗风和防腐等要求。

5.7.2 光伏支架结构的构件及其连接件可采用冷弯薄壁型钢、

铝合金、热轧钢材和钢筋混凝土等材料。材料及连接设计指标应符合现行国家标准的有关规定。

5.7.3 在既有建筑屋面上设置光伏支架时，支架立柱架宜设在屋面梁上。与屋面坡度相同时，支架梁与屋面板的连接设计应满足承载力的要求，同时支架梁的受力点宜作用在能承受额外组件支架重量的次梁、檩条或主梁上，不宜以彩钢板屋面作为受力点。

5.7.4 支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度，应按正常使用极限状态计算结构和构件的变形。

5.7.5 基站光伏支架设计使用年限应为 25 年，支架结构抗震设防类别应为丁类。

5.7.6 按承载能力极限状态设计结构构件时，应采用荷载效应的基本组合或偶然组合。荷载效应组合的设计值应按下式验算：

$$\gamma_0 S \leq R \quad (5.7.6)$$

式中： γ_0 ——重要性系数。光伏支架的设计使用年限宜为 25 年，安全等级为三级，重要性系数不小于 0.95；在抗震设计中，不考虑重要性系数；

S ——荷载效应组合的设计值；

R ——结构构件承载力的设计值。在抗震设计时，应除以承载力抗震调整系数 γ_{RE} ， γ_{RE} 按现行国家标准《构筑物抗震

设计规范》GB 50191 的规定取值。

5.7.7 按正常使用极限状态设计结构构件时，应采用荷载效应的标准组合。荷载效应组合的设计值应按式(5.7.7)验算：

$$S \leq C \quad (5.7.7)$$

式中：S——荷载效应组合的设计值；

C——结构构件达到正常使用要求所规定的变形限值。

5.7.8 支架的荷载和荷载效应计算应符合下列规定：

1 风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 中 25 年一遇的荷载数值取值。地面和楼顶支架风荷载的体型系数取 1.3。建筑物立面安装的支架风荷载的确定应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的要求。；

2 无地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按式(5.7.8-1)计算：

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_w \Psi_w S_{wK} + \gamma_s \Psi_s S_{sK} + \gamma_t \Psi_t S_{tK} \quad (5.7.8-1)$$

式中：S——荷载效应组合的设计值；

γ_G ——永久荷载分项系数；

S_{GK} ——永久荷载效应标准值；

S_{wK} ——风荷载效应标准值；

S_{sK} ——雪荷载效应标准值；

S_{tK} ——温度荷载效应标准值；

γ_w 、 γ_s 、 γ_t ——风荷载、雪荷载和温度作用的分项系数，取 1.5；

ψ_w 、 ψ_s 、 ψ_t ——风荷载、雪荷载和温度作用的组合值系数。

3 无地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0；承载力计算时，无地震作用荷载组合值系数应符合表 5.7.8-1 的规定。

表 5.7.8-1 无地震作用组合荷载组合值系数

荷载组合	ψ_w	ψ_s	ψ_t
永久荷载、风荷载和温度作用	1.0	—	0.6
永久荷载、雪荷载和温度作用	—	1.0	0.6
永久荷载、温度作用和风荷载	0.6	—	1.0
永久荷载、温度作用和雪荷载	—	0.6	1.0

注：表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

4 有地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下列式计算：

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_{Eh} S_{EhK} + \gamma_w \psi_w S_{wK} + \gamma_t \psi_t S_{tK} \quad (5.7.8-2)$$

式中： S ——荷载效应和地震作用效应组合的设计值；

γ_{Eh} ——水平地震作用分项系数；

S_{EhK} ——水平地震作用标准值效应；

Ψ_w ——风荷载的组合值系数，应取 0.6；

Ψ_t ——温度作用的组合值系数，应取 0.2。

5 有地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0；承载力计算时，有地震作用组合的荷载分项系数应符合表 5.7.8-2 的规定。

表 5.7.8-2 有地震作用组合荷载分项系数

荷载组合	γ_G	γ_{Eh}	γ_w	γ_t
永久荷载和水平地震作用	1.3	1.4	—	—
永久荷载、水平地震作用、风荷载及温度作用	1.3	1.4	1.5	1.5

注：1 γ_G ：当永久荷载效应对结构承载力有利时，应取 1.0；

2 表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

6 支架设计时，应对施工检修荷载进行验算，并应符合下列规定：

1) 施工检修荷载宜取 1kN，也可按实际荷载取用并作用于支架最不利位置；

2) 进行支架构件承载力验算时, 荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载, 永久荷载的分项系数取 1.3, 施工或检修荷载的分项系数取 1.5;

3) 进行支架构件位移验算时, 荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载, 分项系数均应取 1.0。

5.7.9 在风荷载标准值作用下, 光伏支架结构柱顶的水平位移容许值应满足下列规定, 且应满足工艺组件安全运行位移要求。

- 1 单层钢支架结构的柱顶位移不应大于柱高的 $1/60$;
- 2 单层铝合金支架结构的柱顶位移不应大于柱高的 $1/60$;
- 3 单层混凝土支架结构的柱顶位移不应大于柱高的 $1/300$ 。

5.7.10 钢、铝合金结构或构件中受弯构件的挠度计算值宜符合表 5.7.10 的规定。

表 5.7.10 受弯构件挠度容许值

项次	构件类别	挠度容许值
1	支架结构	$L/250$
2	檩条	$L/250$

注: 1 表中 L 为构件跨度;

2 对悬臂梁, 可按悬臂长度的 2 倍计算受弯构件的跨度;

3 混凝土受弯构件的挠度限值宜符合现行国家标准的相关规定。

5.7.11 钢支架的构造应符合下列规定：

- 1 用于次梁的板厚不宜小于 1.5mm，用于主梁和柱的板厚不宜小于 2.5mm；
- 2 受压和受拉构件的长细比限值应符合表 5.7.11 的规定。

表 5.7.11 钢支架受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其他构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其他支撑	400

注：对承受静荷载的结构，可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

5.7.12 铝合金支架的构造应符合下列规定：

- 1 纵梁跨度 ≤ 1.2 米时，铝合金型材纵梁截面主要受力部位厚度宜不小于 2mm；当纵梁跨度 > 1.2 米时，纵梁截面主要受力部位厚度宜不小于 2.5mm；
- 2 铝型材立柱截面开口部位厚度应不小于 3mm，闭口部位厚度应不小于 2.5mm。
- 3 受压和受拉构件的长细比限值应符合表 5.7.12 的规定。

表 5.7.12 铝合金支架受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	柱、桁架的杆件	150
	支撑、用于减小受压构件长细比的杆件	200
受拉杆件	桁架的杆件	350
	其他拉杆、支撑等（张紧的拉杆除外）	400

注： 1 包括空间桁架在内的桁架的受压腹杆，当其内力等于或小于承载能力的 50% 时，容许长细比值可取 200；

2 受拉构件在永久荷载与风荷载组合下受压时，其长细比不宜超过 250；

3 承受静力荷载的结构中，可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

5.7.13 支架结构防腐根据材质应按照现行国家标准《混凝土结构耐久性设计规范》GB/T 50476、《工业建筑防腐蚀设计规范》GB 50046、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018、《铝合金建筑型材》GB/T 5237 和现行行业标准《建筑钢结构防腐蚀技术规程》JGJ/T 251 等的相关规定设计。

5.7.14 支架的防腐应符合下列要求：

- 1 支架在构造上应便于检查和清刷；
- 2 钢支架防腐宜采用热镀锌，镀锌层平均厚度不应小于

65 μm ；

- 3 当铝合金材料与除不锈钢以外的其他金属材料或与酸、

碱性的非金属材料接触、紧固时，宜采取隔离措施；

4 铝合金支架应进行表面防腐处理，可采用阳极氧化处理措施，阳极氧化膜的最小厚度应符合表 5.7.14 的规定。

表 5.7.14 氧化膜的最小厚度

腐蚀等级	最小平均膜厚 (μm)	最小局部膜厚 (μm)
弱腐蚀	15	12
中等腐蚀	20	16
强腐蚀	25	20

5.7.15 支架应采用螺栓连接方式，严禁采用焊接连接，支架连接螺栓直径应不小于 8mm。

5.8 防雷与接地设计

5.8.1 汇流箱应配置 SPD 模块或具有等效防雷功能的设备，SPD 的额定通流量 $\geq 10\text{kA}$ ，根据 GB/T 16895.32—2021《建筑物电气装置 第 7-712 部分_特殊装置或场所的要求 太阳能光伏(PV)电源供电系统》第 712.534.4.4.101.2 及 712.534.4.4.101.7 条，当采用 I 类测试 SPD 时，其冲击电流无法计算时，则不应小于 12.5kA。

5.8.2 保护接地点应有明显的标志，接地点应用 M8 的铜螺母，接地线应不小于 16mm² 铜芯线缆。配电部分外壳、所有可触及的金属零部件与接地螺母间的电阻应不大于 0.1 Ω 。

5.8.3 其余各项防雷和接地要求应满足 GB 50689《通信局(站)防雷与接地工程设计规范》及《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 的要求。

6 工程施工

6.1 基本规定

6.1.1 基站光伏施工前应编制施工组织设计文件，并制订专项应急预案。

6.1.2 开工前应具备下列条件：

1 施工现场应具备通电、通路、通无线通信信号的条件，施工场地应保证平整；

2 施工单位的资质、特殊作业人员资格、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；

3 开工所必需的施工图应通过会审并有会审记录文件；应完成设计交底；应完成施工组织设计及重大施工方案的审批；应确定项目划分及质量评定标准；

4 施工单位应根据施工总平面布置图要求完成施工临建设施的布置；

5 应确立工程定位测量基准。

6.1.3 设备和材料的规格应符合相关规范及设计要求，严禁在工程中使用不合格的设备材料。

6.1.4 进场设备和材料的合格证、测试或试验记录文件、附件、备件等均应齐全。

6.1.5 设备和器材的运输、保管，应符合相关规范要求；当产

品有特殊要求时，应满足产品要求的专门规定。

6.1.6 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

6.2 人员要求

6.2.1 施工单位应取得建筑业企业资质证书、安全生产许可证、承装（修、试）电力设施许可证等相关资质，相关资质应在有效期内。施工单位、施工人员严禁借用、变造或伪造相关资质证书。

6.2.2 施工单位应配备足够数量的专职技术人员及施工设备。

6.2.3 光伏发电系统安装前施工人员应提前熟悉设计文件、产品出厂检验记录和有关技术文件，并根据现场实际情况组织施工。

6.2.4 施工人员应经专业技术培训，具备相应的技术能力，持证上岗。

6.3 支架安装

6.3.1 屋面支架基础的施工应符合下列要求：

- 1 支架基础的施工不应损害原建筑物主体结构；
- 2 支架安装过程中应尽量避免破坏原有建筑防水保温层，如施工中对原防水保温层产生破坏或损伤，需及时对其进行功能性恢复；
- 3 新建屋面的支架基础宜与主体结构一起施工；
- 4 接地的扁钢、角钢均应进行防腐处理。

6.3.2 屋面支架混凝土基础的尺寸允许偏差应符合表 6.3.2 的规定：

表 6.3.2 屋面支架混凝土基础的尺寸允许偏差

项目名称		允许偏差（mm）
轴线		± 20
垂直度	每米	≤ 5
	全高	≤ 10
重量允许误差	$\geq -5\text{kg}$	

注：针对采用基墩方案的预制板，则要求基墩尽量落在承重墙上，同时需确保单块板上基墩重量不超过 160kg。

6.3.3 屋面支架混凝土基础预埋螺栓允许偏差应满足表 6.3.3 的规定：

表 6.3.3 屋面支架混凝土基础预埋螺栓允许偏差

项目名称		允许偏差 (mm)
标高偏差	预埋螺栓	+ 20, 0
	预埋件	0, -5
轴线偏差	预埋螺栓	2
	预埋件	± 5

6.3.4 支架安装和紧固应符合下列要求：

1 用型钢结构的支架，其紧固度应符合设计图纸要求及现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的相关规定；

2 支架安装过程中不应强行敲打，不应气割扩孔。对热镀锌材质的支架，不应现场打孔；

3 光伏组件支架应按设计要求安装在支架基础上，且与支架基础固定牢靠；

4 螺栓的连接和紧固应按照厂家说明和设计图纸上要求的数目和顺序穿放；

5 紧固螺栓配套的平垫片、弹垫片必须齐全，螺栓应紧固到位；

6 支架安装过程中不应破坏支架防腐层；

7 在支架安装完成后，对所有的连接点进行紧固，确保连接。

6.3.5 支架安装的允许偏差应符合表 6.3.5 的规定：

表 6.3.5 支架安装的允许偏差

项目名称	允许偏差（mm）
中心线偏差	≤ 2
梁标高偏差（同组）	≤ 3
立柱面偏差（同组）	≤ 3

6.4 组件安装

6.4.1 光伏组件安装应符合以下要求：

1 光伏组件吊装过程及吊装至屋面后，应采取固定和防坠落保护措施。光伏组件不得受碰撞或重压；

2 光伏组件转运前应采取防磕碰措施，采取的转运方式不应光伏组件造成损坏，转运时应走专用通道并按照光伏组件安装顺序有序转运；

3 安装前及安装过程中应使用不透明材料覆盖光伏组件表面，所使用材料不得损坏光伏组件表面；

4 对于平铺式光伏组件安装工程，安装前应考虑光伏组件接线的可操作性，受接线操作空间限制时，宜采用先接线后安

装光伏组件的方式进行；

5 在施工中，汇流箱直流断路器应处于断开状态，每个组串应留一块光伏组件暂不接入组串，待组串全部接入汇流箱后再将其接入。

6.4.2 严禁触摸光伏组件串的金属带电部位。

6.4.3 严禁在雨中进行光伏组件的连线工作。

6.4.4 光伏组件之间的接线应符合以下要求：

- 1 组件间连接件应连接牢固；
- 2 组串连接后应检测组串的开路电压和短路电流；
- 3 光伏阵列间的跨接线缆应穿管或采用桥架进行保护；
- 4 同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接。

6.4.5 光伏组件安装允许偏差应符合表 6.4.5 规定

表 6.4.5 光伏组件安装允许偏差

项目	允许偏差	
倾斜角度偏差	$\pm 1^\circ$	
光伏组件边缘高差	相邻光伏组件间	$\leq 2\text{mm}$
	同组光伏组件间	$\leq 5\text{mm}$

6.5 电缆及防雷接地安装

6.5.1 电缆敷设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规范》GB 50168 的相关规定。

6.5.2 电缆在终端头与接头附近宜留有备用长度，并联使用的电缆应采用相同的规格和型号。

6.5.3 电缆敷设宜采用穿线管或金属槽盒，不少于两点可靠接地，且不应损坏建（构）筑物的防水层。

6.5.3 电缆允许的最小弯曲半径应符合电缆绝缘及其构造特性要求。

6.5.5 光伏发电站接地系统的施工工艺及要求除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 的相关规定外，还应符合设计文件的要求。

6.5.6 带边框的光伏组件应将边框可靠接地；不带边框的光伏组件，其接地做法应符合设计要求。屋顶光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接。

6.6 汇流箱安装

6.6.1 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，必须确认光伏组件侧有明显断开点。

6.6.2 汇流箱安装应符合下列要求：

- 1 汇流箱不应遮挡光伏组件；
- 2 汇流箱安装前，应对汇流箱内各元件进行绝缘测试；
- 3 在雨雪天时不得对汇流箱进行开箱操作；

4 对于倾角式支架，汇流箱宜采用挂墙式和抱柱式安装；

5 对于平铺式支架，汇流箱宜采用卧式安装，且不应破坏屋面的防水层；

6 采用自然冷却方式的汇流箱不宜安装在阳光直射区域，且安装环境温度应符合设备手册或设计规定；

7 对外接线时，螺丝应紧固、防水端子应拧紧。

6.7 光伏适配器安装

6.7.1 适配器安装固定在光伏组件背面边框上，如下图：

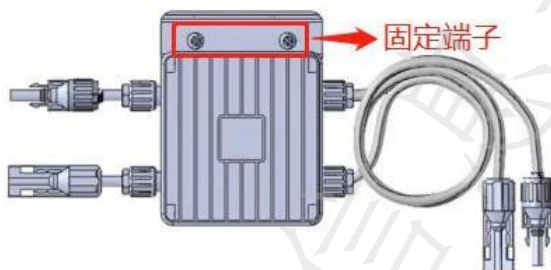


图 6.7.1 光伏适配器安装位置

6.7.2 光伏适配器安装

1 确认好光伏适配器安装位置。

2 拧松光伏适配器顶端固定夹子螺丝，如下图所示：



3 将光伏适配器固定卡槽插入光伏组件边框，拧紧固定螺钉，将光伏适配器固定到光伏组件背面底侧边（底边）边框上。

注意事项：

光伏适配器固定在光伏组件上，并对光伏适配器标号标识，标号与相连接的光伏组件、设计图纸对应。

光伏适配器安装位置和输入输出方向要充分考虑现场连接线缆需求，光伏适配器安装后的布线长度尽量短，布线美观、扎线固定方便、接头位置不会被雨淋日晒。

各光伏适配器排布整齐、美观。

光伏适配器的安装必须夹紧，平整，美观。

6.8 安全文明施工

6.8.1 施工应建立工程施工安全管理组织体系，健全各项管理制度，制定保障施工安全的组织措施和技术措施，落实安全生产责任制。

6.8.2 施工前应做好劳动防护，应对施工人员进行安全技术交底。

6.8.3 施工前应采取屋面保护措施，在屋面铺设施工人行通道。混凝土屋面应针对防水层采取保护措施。

6.8.4 危险区域应设置明显的安全、警示标志或隔离带。

6.8.5 所有电气设备都应有可靠接地或接零措施，对配电盘、漏电保护器应定期检验并标识其状态，并在使用前进行确认。施工用电线路布线应合理、安全、可靠。

6.8.6 施工人员应具备登高作业资格证，并配备安全防护用品。高处作业人员应配带工具袋，较大的工具应系保险绳，传递物品时严禁抛掷，以免砸伤设备和人，交叉作业时，施工工具必须系好安全绳，以防止高空坠物。

6.8.7 工程完工后，应对工程施工环境开展检查，符合环保要求后方可正式撤离现场。

7 调试验收

7.1 一般规定

- 7.1.1 设备和系统调试前，安装工作应完成并验收合格。
- 7.1.2 调试人员应具备相应资质。
- 7.1.3 调试设备应检定合格。
- 7.1.4 使用万用表进行测量时，必须保证万用表档位和量程正确。
- 7.1.5 室内安装的系统和设备调试前，建筑工程应具备下列条件：
 - 1 所有装饰工作应完毕并清扫干净；
 - 2 受电后无法进行或影响运行安全的工作，应施工完毕；
 - 3 设备和系统调试前，安装工作应全部完成并通过验收。

7.2 光伏阵列调试

7.2.1 光伏支架调试

应检查并测量支架安装位置及角度，手动检查安装支架的固定强度，做好记录。

7.2.2 光伏组串调试

光伏组串的调试应满足以下要求：

- 1 直流各连接电缆无短路和破损；
- 2 组串电压正负极连接正确；
- 3 调试前，汇流箱内的熔断器或开关应在断开位置；

4 组件串通电前，应逐个测量组件串的绝缘电阻及开路电压；

5 在发电情况下应使用钳形万用表对汇流箱内光伏组件串的电流进行检测，确保各组串正常接入光伏电站系统。

7.2.3 电表箱调试

电表箱的调试应满足以下要求：

1 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；

2 各器件在电气额定参数范围内应正常工作，异常或故障情况下，应能可靠、快速响应。

7.2.4 防雷接地调试

防雷接地的调试应满足以下要求：

1 用接地电阻测试仪测量光伏方阵的接地电阻，应满足设计要求并做好记录；

2 光伏发电系统的接地电阻阻值应满足设计要求；

3 汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻不应小于 $20\text{M}\Omega$ ；

4 其余各项防雷和接地要求应满足《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512 的要求。

7.2.5 数据采集器调试

数据采集器的调试应满足以下要求：

- 1 数据采集器通信良好并具有抗干扰能力，符合设计要求；
- 2 采集的数据应实时准确的反映逆变器的运行状态、数据和各种故障信息。

7.2.6 光伏适配器调试

适配器标有输入、输出、正、负标识，光伏组件输出正与适配器的输入正进行对插 连接，光伏组件输出负与适配器的输入负进行对插连接，须保证对插连接可靠，不得虚接。

7.3 竣工验收

7.3.1 工程竣工验收应在试运行结束后进行。

7.3.2 试运行和移交生产完成后，如发现与设计 and 规范要求有差异的地方且在质保期内，由相应设备厂家或相关单位进行整改，直至达到设计和规范要求。

7.3.3 屋顶光伏电站工程验收前，应在安装施工中完成下列隐蔽项目的现场验收：

- 1 预埋件、后置锚固件；
- 2 支架、光伏组件四周与主体结构连接节点；
- 3 系统防雷与接地保护的连接节点；
- 4 隐蔽安装的电气管线工程；
- 5 光伏组件安装节点。

7.3.4 工程竣工验收资料应包括且不限于下列内容：

- 1 建设工程档案资料验收意见书；

- 2 工程竣工图纸；
- 3 主要光伏设备质量文件；
- 4 工程变更相关程序文件；
- 5 工程验收文件；
- 6 发电系统调试、试运行文件；
- 7 工程质量评估报告（监理（如有）、建设（或投资）、运维等单位出具）；
- 8 工程概预算执行情况报告；
- 9 工程竣工报告；
- 10 网络性能测试文件；
- 11 整改完成报告书。

7.3.5 工程竣工验收主要工作应包括下列内容：

- 1 应审查各项项目批准性文件（规划、消防、环保等（如有））；
- 2 应检查竣工资料是否完整齐全；
- 3 应审查工程试运和移交生产阶段问题是否整改完善；
- 4 应审查工程预决算执行情况；
- 5 应审查工程竣工报告；
- 6 应对工程进行总体评价；
- 7 当发现重大问题时，验收委员会应停止验收或者停止部分工程验收，并督促相关单位限期处理，对其进行评审或抽样复验，其复验结果需满足国家现行标准和设计要求；

8 应签发“工程竣工验收结论”。

7.4 验收交维

7.4.1 交维验收包括：现场验收、工程文档资料验收、IT 监控系统数据验收等三个部分。

7.4.2 现场验收

包含支架、光伏组件、适配器、汇流箱、防雷及接地系统、监控系统、电缆敷设等部件设备配置和质量工艺验收，具体验收要求详见附表 1-附表 7。

7.4.3 工程文档资料验收

包含设计资料、竣工资料、隐蔽工程关键点照片等，相关资料需有设计、施工、监理单位签字盖章。

7.4.4 监控系统数据验收

包含 PMS 系统、运维监控系统、光伏电站系统独立监控平台等各类支撑系统数据的完整性和准确性。

附表

附表 1：光伏电站现场验收表(支架)

序号	项目	验收标准	验收结论	备注
1	支架基础	混凝土配重块尺寸，外露的金属预埋件位置、规格是否按设计要求制作	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		光伏组件支架基础应按设计要求的位置、数量摆放，基础摆放应平稳、整齐，且表面平滑，外形方正，无漏筋、蜂窝、空洞、夹杂、疏松、裂缝、外形或表面缺陷的问题	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		混凝土配重块水泥配比标号大于等于 C25，支架基础在安装支架前，混凝土养护应达到 70% 的强度	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		在屋面结构层上现场施工的基座浇筑完工后，应按设计要求进行防水处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB50207 的要求，严禁出现漏水、漏雨等现象	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		屋面支架基础的施工不应破坏建筑物的结构和削弱建筑物在寿命期内承受任何荷载的能力；在屋面防水层上安装配重基础时，若防水层出现局部破坏，需在施工完成后对破坏部分进行防水处理(采用沥青、砂浆或防水卷材进行修补)	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

		若在房顶打固定螺栓,施工后,需做防水测试。 防水测试要求:屋顶倾斜角度大于 5 度时,可采用淋水测试;屋顶倾斜角度小于 5 度时,需采用蓄水测试,蓄水测试不少于 24 小时	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项
2	钢 绞 拉 线 固 定	光伏支架安装于机房顶部,支架应采用钢绞拉线固定,拉线一端固定在支架斜梁上,另一端固定在机房墙体或机房顶部外沿(主墙体外)	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项
		钢绞拉线直径 $\geq 8\text{mm}$	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项
		剪切拉线后切面处需进行防护处理,如喷涂防腐漆、黄油。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项
		拉线在墙体(或机房顶楼板边缘)固定端,应根据设计需加装连接件,用膨胀螺栓将连接件固定在墙体(或机房顶楼板边缘)	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项
3	支 架 焊 接	支架柱脚的焊接处理应符合现行国家标准《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018 及《钢结构设计标准》GB50017 的相关规定	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项
		考虑到某些部位可能出现焊接变形过大的情况,允许在非关键部位局部采用点焊	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项
		统一明确支架、固定螺栓选材要求,包括材料类型、尺寸等	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项

		支架安装完成后,应对其焊接表面按照设计要求进行防腐处理	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		支架的防腐处理应符合现行国家标准《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018 及《钢结构设计规范》GB50017 的相关规定,所有镀锌层破坏的位置(切口、焊接位置)必须做好防锈处理,应满足以下要求:1. 焊接和切口位置清除铁锈,并保持切口干燥;2. 在涂切口和焊接位置涂上环氧富锌底漆,作为底漆;3. 在切口和焊接部位再涂上环氧云铁中间漆;4. 最后在切口和焊接部位外面涂上丙烯酸聚氨酯面漆。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
4	支架防腐	当铝合金材料与除不锈钢以外的其他金属材料或与酸、碱性的非金属材料接触、紧固时应采用材料隔离	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

附表 2 光伏电站现场验收表(组件安装)

序号	项目	验收标准	验收结论	备注
1	组件	安装方式应与竣工图纸一致。原则上应选用光照条件良好的屋面,并采用坡面安装。如采用其它安装形式,应提供设计说明以及安全性计算书。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		现场查验组件标签,应同认证证书保持一致。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		组件表面不得出现严重色差,不得出现黄变。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		抽查开路电压和电路电流,判断其功率和一致性,如所提供的第三方组件测试是在普通户外测试,允许小范围的偏差。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		光伏组件与组件方阵倾斜角度应符合设计和安全要求。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
2	组件连	光伏连接器外观完好,表面无破损,重要标识无模糊脱落现象	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

	接	光伏连接器应与直流光伏电缆线径相匹配	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		光伏连接器应按照供应商提供的产品安装手册进行安装，且应使用专用安装工具安装	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		光伏连接器不应放置于宜积水区域	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		不应出现两种不同厂家光伏连接器连接使用的情况	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		同一光伏组件、同一光伏组串的正负极不应短接，光伏连接器未连接前应采用密封盖密封防止异物或雨水进入	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		组件布线施工时，施工人员应配备安全防护用品，不应触摸带电部位	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		直流光伏电缆和光伏连接器应排列整齐、固定牢固，不应出现自然下垂现象，电缆与连接器连接处不应弯曲拉扯过紧，应松紧适度	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
3	组串连	光伏组件连接数量和路径应符合设计要求	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

	接	光伏组件间接插件应连接牢固	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		光伏组件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐、美观	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		严禁在雨中进行光伏组件的连线工作	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
4	组件接地	组件边框应可靠接地	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		组件接地电阻应符合设计要求	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

附表 3：光伏电站现场验收表(适配器)

序号	项目	验收标准	验收结论	备注
1	适配器	适配器应固定在支架上，与光代主件间保持合适散热距离，不得紧贴光伏组件安装。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		适配器应有明确标号标识，且标号与光伏组件的连接关系应按设计图纸一一对应，	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		适配器安装位置和输入输出方向要充分考虑现场连接线缆需求，适配器安装后的布线长度尽量短，布线美观、扎线固定方便、接头位置不会被雨淋日晒	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		各适配器排布整齐、安装必须夹紧，平整，美观	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

附表 4 光伏电站现场验收表(汇流箱)

序号	项目	验收标准	验收结论	备注
1	汇流箱	根据设计图纸要求确定汇流箱安装位置,其位置偏差 $\leq 10\text{mm}$,应在显要位置设置铭牌、编号、高压警告标识,不得出现脱落和褪色。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		箱体外观完好,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。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		汇流箱安装按照平垫、弹簧垫、螺母的顺序安装,紧固固定,膨胀螺栓大小应需符合设计要求。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		箱体门内侧应有接线示意图,接线处应有明显的规格统一的标识牌,字迹清晰、不褪色。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		箱体安装应牢固可靠,且不得遮挡组件,不得安装在易积水处或易燃易爆环境中。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		箱内接线牢固可靠,压接导线不得出现裸露铜丝,箱外电缆箱外电缆不应直接暴露在外。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		箱门及电缆孔洞密封严密,雨水不得进入箱体内;未使用的穿线孔洞应用防火泥封堵。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

附表 5：光伏电站现场验收表(防雷与接地)

序号	项目	验收标准	验收结论	备注
1	防雷与接地	通信光伏系统接地系统的施工工艺要求除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》GB50169 的相关规定外，还应符合设计文件的要求。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		符合统一明确接地线材质的要求；	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		屋顶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	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		带边框的光伏组件应将边框可靠接地；不带边框的光伏组件，其接地做法应符合设计要求	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		支架、设备及组件间接地的选材、安装应符合设计要求，接地电阻不应大于设计要求值	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		接地干线应在不同的两点及以上与接地网连接或与原有建筑屋顶防雷接地网连接。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

	接地干线(网)连接、接地干线(网)与屋顶建筑防雷接地网的连接应牢固可靠。铝型材连接需刺破外层氧化膜；当采用焊接连接时，焊接质量符合要求，不应出现错位、平行和扭曲等现象，焊接点应做好防腐处理。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	带边框的组件、所有支架、电缆的金属外皮、金属保护管线、桥架、电气设备外壳导电部分应与接地干线(网)牢固连接，并对连接处做好防腐处理措施。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	测试地阻达标，应小于 5Ω	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	接地线采用黄绿双色铜导线，线径 $\geq 16\text{mm}^2$ 。接地引线要与光伏支架、汇流安装位置综合考虑，保证接地引线尽可能短。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

附表 6：光伏电站现场验收表(监控系统)

序号	项目	验收标准	验收结论	备注
1	监控系统	光伏组件、控制器和逆变器已全部接入光伏电站统一监控平台	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		每块组件输出电压、电流、累计发电量数据是否记录并可导出	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		控制器和逆变器输入电压、电流和输出电压电流、实时功率、累计发电量是否记录并可导出	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		总装机容量，系统实时、每日、每月发电量是否记录并可以导出	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		设备各类告警门限是否已按要求进行配置，告警是否可正常触发	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		计量电表等级、认证情况是否满足技术规范要求	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		摄像头纳入公司统一平台进行管理，要求视频传输正常，存储达到一个月以上。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

附表 7：光伏电站现场验收表(电缆敷设)

序号	项目	验收标准	验收结论	备注
1	电 缆 敷 设	电缆敷设前检查电缆型号、电压等级、规格、长度应与敷设清册相符，外观检查电缆应无损坏并对电缆进行绝缘检测，检测合格后才能敷设	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		布放电缆的规格、路由、截面和位置应符合施工图的规定，电缆排列必须整齐，外皮无损伤。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		线缆的敷设路由及截面应符合设计文件规定。直流线缆与交流线缆宜分开敷设，避免捆在同一线束内或同一管道管内	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		敷设线缆应平直靠拢、整齐、不得有急剧弯曲和凹凸不平现象；在柜内走线架上敷设线缆的绑扎间隔应符合设计规定(每隔 400～500mm 至少捆扎一)，绑扎线扣整齐、松紧合适	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		线缆转弯时，弯曲半径应符合设计规定。	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		按照电缆清册逐根敷设，敷设时按实际路径计算每根电缆长度，合理安排每盘电缆敷设条数	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
		电缆敷设应做到横看成线，纵看成行，引出方向一致，余量一致，相互间距离一致，避	☐ 合格 ☐ 不合格	

	免交叉压叠，达到整齐美观	☐ 未涉及此项	
	光伏方阵间的连接线缆(处于非过人通道位置)可采用阻燃型 PVC 管进行保护；处于过人通道位置/经常会受到人员踩踏的位置应注意适当增加防护措施	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	对室外、穿越楼板、屋面和墙面的电缆，其防水套管与建筑物主体间的间隙，应采用防火材料密封	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	当电缆导体为单芯铜线，电缆可采用旋绕法(电缆导体需旋绕一圈，且旋绕方向与螺钉拧紧方向一致)或插接法直接与设备端子连接，需确保螺钉拧紧，连接可靠，适当拉拽不脱落	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	当电缆导体为多股铜绞线时，需用压接鼻将电缆与设备进行连接，压接鼻型号应与电缆型号匹配，确保电缆压接与连接可靠，适当拉拽不脱落	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	当电缆导体为铝线时，需采用铜铝过度鼻将电缆与设备进行连接，压接鼻型号应与电缆型号匹配，确保电缆压接与连接可靠，适当拉拽不脱落	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	
	计量箱出线采用铝电缆与电网连接时，若供电公司无特殊要求，优先采用线夹将电缆固定后再与电网进行连接	☐ 合格 ☐ 不合格 ☐ 未涉及此项	

本标准用词说明

1 为便于执行本标准条文时区别对待，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：

正面词采用“可”。

2 条文中指定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”。

T/JSIC 020-2024

江苏省通信学会团体标准

分布式基站光伏电站建设标准

T/JSIC 020-2024

条文说明

条文说明

4.2.1 现场勘察人员应佩戴安全帽，穿戴反光衣，脚穿绝缘防滑鞋，手戴绝缘手套，登高人员佩戴五点式安全带（坠落悬挂类 Z-Y），要求各种劳保用品未过保，有合格证，外观完好无破损。

4.2.2 项目相关资料应充分收集原有建设图纸、照片、卫星图、负荷数据等，以便充分分析考察项目情况。勘察方案主要根据项目前期资料形成，其内容可包括但不限于：项目名称、经纬度、勘察工具、勘察线路、勘察步骤、重点勘察点位等。应确认原建筑物防雷系统、接地系统的完整性，如有断裂或严重锈蚀处，应记录其位置并保留照片。

4.3.1 历史气象数据条件可通过就近气象站、公开数据资料、专业气象软件取得，其中，太阳辐射量是影响发电量的关键因素。所获取的历史气象数据仅具有统计参考价值，无法作为具体发电量计算用。

4.3.2 阴影遮挡产生的光斑对光伏组件的发电量有较大影响，严重的情况下会缩短组件寿命。环境遮挡物主要来自预安装光伏组件点位的上方以及东、西、南方向，例如：杆塔、电线、女儿墙、避雷带、树木等，并应适当考虑周边绿植未来的生长是否造成遮挡。**尤其注意，若需进行树木砍伐，应先与相关行业主管部门做好充分沟通，防止法律风险。**

4.4.1 项目或存在多个供电电源，可能包含交、直流电源，应确认市电引入情况、备用电源供电来源、电气一次接线、不同电源的切换逻辑，作为光伏电源接入的基本依据。**5.2.3** 当光伏可能的最大发电量未能完全被本项目消纳时，应考虑其它方式消纳多余光伏电量，如：结合电池的充放电进行调整、采用储能设备、修改并网模式等。

5.3.2 光伏组件功率一般以峰值功率标出，指的是在标准测试条件下的最大发电功率。受限于安装现场的光照条件、安装倾角、温度等因素，光伏组件大部分情况下无法达到峰值发电功率，可提高容配比，合理选择光伏直流变换器的功率，降低投

资成本。

5.3.5 应同时考虑两侧分别短路时流经断路器的最大短路电流，取其大。

5.4.2 对于每块组件带有独立的变换器或控制器的情况下，组件受到遮挡时，其变换器或控制器会进行调节输出参数，可减少对其它组件发电效率的影响，此时在有活动阴影的区域，仍可考虑布置光伏组件，但应避免长期阴影遮挡。