

中国石化销售股份有限公司企业标准

XS 0003—2021

加油（气、氢）站分布式光伏发电项目实施 技术规范（试行）

Technical code for distributed photovoltaic project in service station

2021 - 07 - 15 发布

2021 -07 - 15 实施

中国石化销售股份有限公司 发 布

前 言

本标准在编制过程中，参考和查阅了大量国家、行业及地方标准，开展了全面深入的调查研究，广泛征求了有关科研单位、光伏组件生产企业、油品销售企业等方面的意见建议，经过多轮讨论和修改，最后经审查定稿。

本标准由中国石化销售股份有限公司编制，由中国石化销售股份有限公司负责归口管理。

本标准主编、参编单位及主要起草人和主要审查人名单：

主编单位：中国石化销售股份有限公司

参编单位：中国石化大连石化研究院

主要起草人：熊 楠 张洪阳 柴晓华 史志强 时振堂 张 磊

主要审定人：赵日峰 陈成敏 冯 云 王维民 江 宁 赵运林 王大鹏 周金广 赵志海 刘 栋

本标准虽经过多方研讨，但由于水平和经验有限、时间仓促，不足之处在所难免，敬请使用单位及个人提出宝贵意见和建议，我们将持续改进，不断完善。

本标准自发布之日起实施。

目 次

1 范围	1
2 术语与定义	1
3 总则	1
4 设计要求	2
4.1 一般要求	2
4.2 系统设计	2
4.3 支架和支撑系统	3
4.4 光伏方阵	3
4.5 电气设计	3
4.6 接入设计	5
4.7 电能计量	5
5 施工要求	5
5.1 一般要求	5
5.2 施工要求	6
6 调试与检测	11
6.1 一般要求	11
6.2 设备检查	11
6.3 光伏组件检测	11
6.4 逆变器调试	11
6.5 并网柜调试	12
6.6 防雷接地系统检查	12
6.7 系统性能测试	12
7 验收	13
7.1 一般要求	13
7.2 验收项目	14
8 运行与维护	14
8.1 一般要求	14
8.2 运行管理要求	15
8.3 维护要求	16
引用标准名录	18

1 范围

- 1.0.1 本标准规定了加油（气、氢）站建设光伏电站项目的术语和定义、设计、施工、验收及运行维护要求。
- 1.0.2 本标准适用于中国石化所属的新建、改建和扩建加油（气、氢）站，其他类似分布式光伏项目可参照执行。
- 1.0.3 本标准适用于以400V电压及以下等级接入，装机容量不大于200kW，安装于加油（气、氢）站建筑物或构筑物上的光伏项目。

2 术语与定义

下列术语和定义适用于本标准。

2.0.1 分布式光伏发电系统 distributed photovoltaic(PV) system

将太阳能光伏组件、交直流汇流设备、并网逆变器、变配电设备、计量计费 and 检测系统等组成的光伏发电系统，采用自发自用为主，多余电量可向电网输送。

2.0.2 光伏组件 photovoltaic(PV) module

具有封装及内部联结，**能单独提供直流电输出的，最小不可分割的光伏电池组合装置**。又称太阳能电池组件。

2.0.3 建筑集成光伏发电系统 building integrated photovoltaic; BIPV

将光伏组件作为建筑材料或构件在建筑上安装，并通过专门设计，实现光伏系统与建筑的良好结合，也称**光伏建筑一体化**。

2.0.4 柔性光伏组件 flexible photovoltaic(PV) module

采用柔性材料封装，可以一定程度弯曲而保持组件各项性能不被破坏的轻型光伏组件。

2.0.5 光伏组串 photovoltaic(PV) modules string

在光伏发电系统中，将**若干个光伏组件串联**后，形成具有一定直流电输出的电路单元。

2.0.6 光伏方阵 photovoltaic(PV) array

将光伏组件在电气上按一定方式连接在一起，并按一定规律进行排布安装的光伏组件串组合。

2.0.7 安装容量 capacity of installation

光伏系统中**安装的光伏组件的标称功率之和**，计量单位是峰瓦（Wp）。

2.0.8 额定容量 rated capacity

光伏系统中安装的**逆变器的额定有功功率之和**，计量单位是千瓦（kW）。

2.0.9 储能设备 Energy storage equipment

能将所获得的电能贮存，并在需要时可转为电能的一种设备或装置，一般选用蓄电池组。

3 总则

- 3.0.1 加油（气、氢）站分布式光伏发电工程应进行勘察、可行性评估，并根据规划设计进行发电量预估。
- 3.0.2 新建、改建加油（气、氢）站应将光伏发电系统纳入建筑工程设计，统一规划、同步设计、同步施工、同步验收，与建筑工程同步投入使用。建筑设计应根据光伏组件的类型、安装位置和安装方式，为光伏组件的安装、使用、维护和保养提供必要的承载条件和空间。

3.0.3 在既有加油（气、氢）站增设分布式光伏系统，应综合考虑辐照条件、建筑条件、并网条件、雷电环境及有关安全防护条件、安装和运输条件等因素，与加油（气、氢）站的建筑及周边环境相协调，做到影响运营最小程度，并应满足安全可靠、经济适用、环保、美观，便于清洗和维护的要求。

3.0.4 考虑到安全防护条件、安全距离等要求，**不应在新建、改建和既有的加气站、加氢站罩棚上增设分布式光伏系统。**

3.0.5 **有充换电业务要求的加油（气、氢）站**实施分布式光伏项目时，应考虑充电设施布置在辅助服务区内。变配电间或室外变压器等应符合加油（气、氢）站相关防爆要求。

3.0.6 加油（气、氢）站分布式光伏系统接地应与加油（气、氢）站接地系统相连接，并满足《汽车加油加气站设计与施工规范》GB50156、《光伏发电站防雷技术要求》GB/T32512、《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T36963 和《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169 的要求。

3.0.7 加油（气、氢）站分布式光伏发电系统设计、施工与验收等应满足《光伏发电站施工规范》GB50794、《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T50795、《光伏发电工程验收规范》GB/T50796 等规定，还应严格遵守中国石化建设项目实施管理规定等的要求。

4 设计要求

4.1 一般要求

4.1.1 光伏组件、逆变器等应符合国家对光伏产品的全部强制性要求 and 市场准入要求，通过国家认监委批准的光伏产品国推认证机构的认证。分布式光伏系统设计在满足安全性和可靠性的同时，优先选择市场占有率靠前的头部企业产品。

4.1.2 在既有加油（气、氢）站的建（构）筑物上增设光伏系统，应对建筑物结构和电气的安全性进行复核，满足建筑结构及电气安全性要求。**型钢结构罩棚使用超过 5 年应进行复核，网架罩棚均应进行复核。**

4.1.3 分布式光伏系统**消防设置**应满足《建筑灭火器配置设计规范》GB50140 和《电力设备典型消防规程》DL5027 的要求。在既有建筑物上增设光伏发电系统，不得影响消防安全疏散通道和消防设施的使用。

4.1.4 分布式光伏发电系统不应降低相邻建筑物的日照标准，不宜产生光污染。

4.1.5 分布式光伏发电系统中光伏方阵与逆变器之间的**容量配比**应综合考虑光伏方阵的**安装类型、场地条件、太阳能资源、光伏方阵至逆变器的各项损耗**等因素，经技术经济比较后确定。

4.1.6 **室外布置的逆变器等电气设备应有防腐、防锈、防暴晒等措施，箱体或柜体的防护等级不宜低于 IP65**，室内布置时不宜低于 IP54。

4.1.7 分布式光伏系统发电量预测应根据系统所在地的太阳能资源情况，并考虑系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定。

4.2 系统设计

4.2.1 在进行光伏发电系统布置时，应避免周边环境、建（构）筑物、绿化种植等对其遮挡。

4.2.2 分布式光伏发电系统应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

4.2.3 分布式光伏发电系统**荷载**应符合《建筑结构荷载规范》GB50009 的要求，**结构安全设计**应符合《建筑结构可靠性设计统一标准》GB50068、《工程结构可靠性设计统一标准》GB50153 的要求。

4.2.4 **分布式光伏系统的单个支架或单个组件不应跨越建筑变形缝和防火分区。**

4.3 支架和支撑系统

4.3.1 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、稳定性和刚度要求，易于维修、更换，并符合抗震、抗风和防腐等要求。

4.3.2 光伏支架材质的选用应符合现行行业标准《太阳能光伏系统支架通用技术要求》JG/T490 的规定。当光伏支架采用钢材时，型钢选用应符合现行国家标准《钢结构设计标准》GB50017 和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018 的规定。当光伏支架采用铝合金材料时，材质的选用应符合现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB50429 的规定。

4.3.3 异质金属接触、紧固时，应采取防止电化学腐蚀的隔离措施。

4.3.4 对安装在有抗震要求的构筑物上的分布式光伏系统，还应根据《构筑物抗震设计规范》GB50191 的要求进行抗震设计。在 9 度以上地震地区不应设置配重式支架结构。

4.4 光伏方阵

4.4.1 当前光伏组件应根据类型、标称功率、转换效率、系统电压、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性、使用环境等条件进行选择。优先选择高转化效率的单晶硅组件，并满足国家有关标准要求，组件光电转换最高效率 $\geq 20\%$ 。建筑集成光伏发电系统（BIPV）宜选用与建筑相协调的光伏组件。对于网架型的单棚和异形单棚上安装光伏方阵，可选用柔性光伏组件。

4.4.2 分布式光伏发电系统用光伏组件应符合《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T492 和《建筑用柔性薄膜光伏组件》JG/T535 的要求。

4.4.3 光伏组件使用寿命应不少于 25 年，首年衰减 $\leq 2.5\%$ ，以后年衰减 $\leq 0.6\%$ ，25 年不高于 17%；提供光伏组件质保书，工艺、外观质保 ≥ 10 年。

4.4.4 光伏方阵应采用固定式布置，最佳倾角应结合项目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。

4.4.5 分布式光伏系统中，接入同一光伏组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串的电压、组件朝向、安装倾角宜保持一致。

4.4.6 光伏组串的最大工作电压变化范围应在逆变器的最大功率追踪范围内。

4.4.7 光伏方阵设计应便于光伏组件表面的清洗，必要时应设置维修、人工清洗的设施与通道。

4.4.8 对安装在加油（气、氢）站建筑物上的光伏方阵设置应满足下列要求：

- a) 应结合屋面的设备和设施统一合理布置；
- b) 光伏组件及方阵布置应满足屋面的建筑防火要求；
- c) 光伏方阵的构造及安装应符合通风散热要求。

4.4.9 对安装在加油（气、氢）站建筑物上的光伏系统的防水设计应满足下列要求：

- a) 不应影响屋面雨水排放；
- b) 光伏组件基座与结构层相连时，防水层应铺设到支座和金属埋件的上部，并应在地脚螺栓周围作密封处理；
- c) 在屋面防水层上安装光伏组件时，其支架基座下部应增设附加防水层；
- d) 光伏系统的引线穿过屋面、阳台、墙体等处应预埋防水套管，并作防水密封处理，穿墙管线不宜设在结构柱处。

4.5 电气设计

4.5.1 电缆

4.5.1.1 加油（气、氢）站分布式光伏系统用电缆的选择与敷设，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB50217 和《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的规定，电缆截面应进行技术经济比较后选择确定。

4.5.1.2 光伏组件与逆变器之间的电缆宜采用单芯电缆，电缆应符合《光伏发电系统用电缆》NB/T42073 的规定。

4.5.1.3 连接光伏组件的电缆宜选用 C 类及以上阻燃电缆，进入建筑内部的电缆应不低于原有建筑对电缆防火等级的要求。

4.5.1.4 控制电缆或通讯电缆不宜与电力电缆敷设在同一电缆沟内，当无法避免时，应各置一侧，宜采用防火槽盒或防火隔板进行分隔。电缆沟敷设时沟内应充砂，并宜设置排水措施，不得作为排水通路。

4.5.1.5 敷设电气线路的沟道、电缆桥架或导管，所穿过的不同区域之间墙或楼板处的孔洞应采用非燃性材料严密封堵，防止油气窜入。

4.5.2 逆变器

4.5.2.1 分布式光伏系统所选用并网逆变器技术要求应满足《光伏并网逆变器技术规范》NB/T32004 的规定，最大转换效率 $\geq 98.4\%$ ，加权效率应通过“领跑者”效率 2 级认证，逆变器使用寿命 ≥ 10 年，质保 ≥ 5 年。

4.5.2.2 光伏系统逆变器总额定容量的选择应根据标准产品型号、光伏系统装机容量确定。

4.5.2.3 逆变器应带有数据通信功能，能够接入销售公司统一建设的光伏发电分布式能源互联网。

4.5.2.4 逆变器性能应符合接入电网的相关技术要求，并具备有功功率和无功功率连续可调功能。

4.5.2.5 逆变器的通风及空气调节应符合下列要求：

- a) 室外放置逆变器宜背阴放置或增加遮阴措施；
- b) 逆变器的环境温度应控制在设备允许范围内；
- c) 逆变器室应有通风设施，确保逆变器产生的废热能排离设备；
- d) 出风口的朝向根据当地主导风向确定；
- e) 进出风口应有防尘，防雨，防植物飞絮等措施。

4.5.3 储能装置

4.5.3.1 分布式光伏发电系统可根据需求选配储能装置。储能装置应充分考虑安全性和经济性。

4.5.3.2 加油（气、氢）站应结合实际情况确定储能装置接入规模及配置等。在选择蓄电池组情况下，容量应根据负载功率、额定电压、工作电流、日平均用电时数、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电特性等参数确定。

4.5.3.3 储能电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件和价格等因素选择，并应符合下列规定：

- a) 应符合国家现行相应产品标准的规定。
- b) 宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的储能电池。
- c) 宜选用大容量单体储能电池，减少并联数；储能电池串并联使用时，应由同型号、同容量、同制造厂的产品组成，并应具有一致性。

- d) 储能系统应具有电池管理系统（BMS）。采用在线检测装置进行智能化实时检测，应具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，宜具有人机界面和通信接口。
- e) 充电控制器应具有短路保护、过负荷保护、过充(放)保护、欠(过)压保护、反向放电保护、极性反接保护及防雷保护等功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能。
- f) 充放电控制器应满足电磁兼容性要求。

4.6 接入设计

4.6.1 分布式光伏系统接入电网的设计方案与电压等级应根据系统的容量及电网的具体情况，经技术经济比较后确定。

4.6.2 分布式光伏系统向当地交流负载提供电能和向电网发送的电能质量应符合公用电网的电能质量要求。

4.6.3 分布式光伏系统应具备与电力调度部门之间进行数据通信的能力，并网双方的通信系统应符合电网安全经济运行对电力通信的要求；应能实现数据自主传输和监控的功能。

4.6.4 分布式光伏系统接入电网时，除应符合现行国家标准《光伏发电站并网运行控制规范》GB/T33599和《户用分布式光伏发电并网接口技术规范》GB/T33342的要求，还应满足下列要求：

a) 光伏系统在供电负荷与并网逆变器之间和公共电网与负荷之间应设置隔离装置，隔离装置应具有明显断开点指示及同时切断中性线功能；

b) 光伏系统在并网处设置的并网柜应设置手动隔离开关和自动断路器，断路器应采用可视断点的机械开关，不应采用电子式开关。

c) 并网柜应具有包含提示性文字和符号的醒目标识。标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合《安全标志及其使用导则》GB2894要求。

4.7 电能计量

4.7.1 分布式光伏系统电能计量点宜设置在系统与电网设施的产权分界处或合同协议中规定的贸易结算点；并网光伏系统还应在并网点设置专用的计量装置。

4.7.2 电能计量装置应符合现行标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137和《电能计量装置技术管理规程》DL/T448的相关规定。

5 施工要求

5.1 一般要求

5.1.1 在加油站进行光伏发电施工时应避免干扰正常经营，有条件的情况下在加油站新（改、扩）建时一并考虑增设光伏发电，尽量避免单独改造，降低施工成本，提升HSE管理水平。

5.1.2 分布式光伏发电工程施工包括基座、光伏组（构）件、光伏支架、电气设备等，施工应满足加油（气、氢）站施工作业相关要求。

5.1.3 光伏系统的施工安装应符合设计要求，并单独编制施工安装方案。建筑集成光伏发电系统（BIPV）的安装施工应纳入建筑设备安装施工组织设计，并应包括与主体结构的施工、设备的安装、建筑与环境相协调的配合方案以及安全措施等。

5.1.4 光伏组件安装位置应在**爆炸危险区 3 米**之外，采取固定式安装，安装倾角参考《光伏发电站设计规范》GB50797。光伏方阵各排、列的布置间距应保证每日 9:00-15:00 时段内前、后、左、右互不遮挡。

5.1.5 分布式光伏系统施工安装前应进行**测量放线**。

5.1.6 分布式光伏系统施工安装前应具备以下条件：

- a) 设计文件齐备且已通过审查；
- b) 施工组织设计或施工方案已通过批准；
- c) 施工安全技术措施和环保措施已通过批准；
- d) 建筑、场地、电源和道路等条件满足正常施工需要；
- e) 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；
- f) 施工人员应经过相关安装知识和安全知识培训合格，属于特种作业的还必须取得特种作业上岗证方可上岗。

5.1.7 施工单位还应严格遵守中国石化集团公司和销售公司 HSE 管理和工程施工管理相关要求。

5.1.8 安装型光伏系统施工工艺流程如图 1：

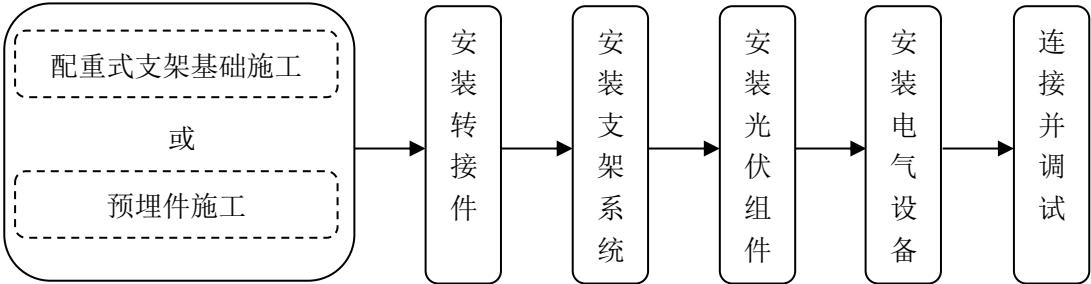


图1 安装型光伏系统施工工艺流程

- 注：1. 在既有加油（气、氢）站建筑物屋顶安装宜选用配重式支架基础；
2. 在新建加油（气、氢）站建筑物屋顶安装宜选用预埋件且与主体结构同时施工。

5.1.9 柔性光伏组件屋面施工工艺流程如图 2：

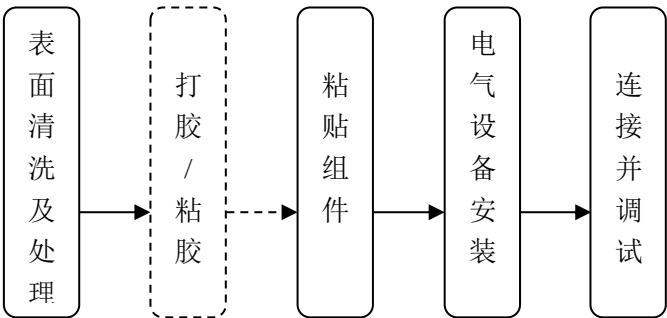


图2 柔性光伏组件屋面施工工艺流程

- 注：1. 加油站网架型罩棚适宜安装柔性光伏组件；
2. 柔性光伏组件采用粘贴式施工工艺，施工前应先进行表面清洗，并保持干燥、无浮尘、油污，必要时还应作除锈处理，重新喷涂防锈漆。

5.2 施工要求

5.2.1 基本要求

5.2.1.1 加油（气、氢）站光伏系统的安装不应破坏建筑物的结构和建筑物的附属设施，不应影响站房、罩棚在设计使用年限内承受各种荷载的能力。

5.2.1.2 完成方阵支架施工并安装完光伏组件后，应**先对已完成项目设施和设备采取保护措施**，再进行电气安装施工。

5.2.1.3 穿过楼板、屋面和墙面的电缆，其防水套管与建筑主体结构之间的**缝隙**，应做好**防水密封**，并做好建筑物表面的**光洁处理**。

5.2.1.4 分布式光伏发电系统的电气装置安装应符合《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303的要求。电缆线路施工，应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168的要求。

5.2.1.5 分布式光伏发电系统所用的**逆变器、接线盒等均应设带电警示标签**。安装光伏系统时应采取以下安全措施：

- a) 光伏系统安装施工时，应有保障施工人员人身安全的措施，应穿绝缘鞋，带低压绝缘手套，使用绝缘工具；
- b) 施工场所应架设防护网，进行施工区域隔离，并放置醒目、清晰、易懂的电气安全标识；
- c) 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；
- d) 安装中的和安装完成的组件不得直接踩踏、重物按压；
- e) 进行组件连线施工时，施工人员应配备安全防护用品，不得触摸金属带电部位；
- f) 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏组件破裂时应及时做更换处置；
- g) 恶劣气象条件（如五级以上强风、雷电、暴雨、大雾等）下不得进行室外施工，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；
- h) 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；
- i) 光伏组件的输出电缆应采取可靠措施，不应非正常短路；
- j) 安装过程中，在进行下道工序前，应断开前后工序的电气主控开关；
- k) 在坡度大于10°的坡屋面上安装施工，应设置专用脚踏板；
- l) 施工人员进行高空作业时，应设置可靠防护措施，佩带安全防护用品，设置醒目、清晰、易懂的安全标识；
- m) 安装施工机具应定期进行安全检测，电动检测机具应进行绝缘电压试验、手持玻璃吸盘及玻璃吸盘机应进行吸附重量和吸附持续时间等试验；
- n) 现场焊接作业时，应采取可靠的防火措施，加油（气、氢）站应停止营业；
- o) 在安装光伏系统时，安装场所上空的架空电线应采取隔离措施；
- p) 工程完成后，应清扫现场并处理施工垃圾。

5.2.2 支架基础、预埋件和转接系统施工

5.2.2.1 支架基础的施工应符合下列要求：

- a) 支架基础的施工不应损害原建筑物主体结构及防水层；
- b) 新建屋面的支架基础宜与主体结构一起施工；
- c) 采用钢结构作为支架基础时，屋面防水工程施工应在钢结构支架施工前结束，钢结构支架施工过程中不应破坏屋面防水层；

- d) 对原建筑物防水结构有影响时,应根据原防水结构重新进行防水处理,并应符合现国家标准《屋面工程质量验收规范》GB50207的要求;
 - e) 接地的扁钢、角钢均应进行防腐处理。
- 5.2.2.2 支架基础和预埋螺栓(预埋件)的偏差:混凝土独立基础、条形基础的尺寸允许偏差,桩式基础尺寸允许偏差,支架基础预埋螺栓(预埋件)允许偏差应符合《光伏电站施工规范》GB50794 的规定。
- 5.2.2.3 基座与建筑主体结构应有效连接:钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内,当受到结构条件的限制无法进行锚固时,应采取措施加大基座与主体结构的附着力。
- 5.2.2.4 预埋件与基座之间的空隙,应采用**细石混凝土填捣密实**。
- 5.2.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的**预埋件**,应按设计要求**涂上防腐涂料并妥善保护**。
- 5.2.3 支撑系统安装
- 5.2.3.1 支架或框架安装前,应做下列检查:
- a) 外观及防腐涂镀层应完好无损;
 - b) 型号、规格及材质应符合设计图纸要求,附件、备件应齐全。
- 5.2.3.2 固定式支架应符合下列规定:
- a) 采用型钢结构的支架,其紧固度应符合设计图纸要求及《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205的相关规定;
 - b) 支架安装过程中**不应焊接打孔,不应破坏支架防腐层**;
 - c) 支架倾斜角度偏差度不应大于 $\pm 1^\circ$;
 - d) 光伏组件支架应按设计要求固定在基座上,位置准确,固定牢靠。
- 5.2.3.3 支架的现场**焊接工艺**除应符合设计要求外,还应符合下列要求:
- a) 支架的组装、焊接与防腐处理应符合《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;
 - b) 焊接工作完毕后,应对焊缝进行检查;
 - c) 支架安装完成后,应对其焊接表面进行防腐处理。防腐施工应符合《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB50224的要求。
- 5.2.4 光伏组件安装
- 5.2.4.1 光伏组件安装前应完成下列准备工作:
- a) 支架的安装应验收合格;
 - b) 安装前应对各光伏组件进行检查,测量每个组件的开路电压、短路电流等技术参数是否正常;
 - c) 应按照光伏组件的电压、电流参数对组件进行分类;
 - d) 光伏组件的外观及各部件应完好无损;
 - e) 在既有建筑上安装光伏组件方阵前,应对建筑原有结构进行安全校核,需要加固的应完成加固措施。
- 5.2.4.2 光伏组件安装应符合下列安全操作要求:
- a) 在安装时应戴低压绝缘手套、穿绝缘鞋、使用绝缘工具;
 - b) 光伏组件输出电缆不得非正常短路,在没有开关连接时,应采取防止触电措施;
 - c) 方阵处应设警告标识,并且按设计要求可靠地固定在支架或连接件上;

- d) **严禁**触摸光伏组件串的金属带电部位；
 - e) 安装光伏组件时，要轻拿轻放，**严禁**碰撞、敲击；
 - f) 在盐雾、积雪地区安装光伏组件时，应制定专项安装施工方案完成方阵支架施工并安装完光伏组件后，**应先对已完成项目设施和设备采取保护措施，再进入电气安装施工。**
- 5.2.4.3 光伏组件的安装除应符合《光伏电站施工规范》GB50794 有关规定外，还应符合下列要求：
- a) 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格进行安装；
 - b) 方阵应排列整齐，光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换；
 - c) 光伏组件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定；
- 5.2.4.4 建筑集成光伏发电系统（BIPV）的安装还应符合以下要求：
- a) 所用材料及安装方案均应符合设计要求，光伏构件与周围建（构）筑材料连接部位应设计合理的构造措施，符合建（构）筑整体的防水、保温等围护结构功能要求。
 - b) 安装于坡屋面的建筑集成光伏发电系统应符合国家标准《坡屋面工程技术规范》GB50693和《屋面工程质量验收标准》GB50207的要求。
- 5.2.4.5 柔性光伏组件安装还应符合以下特殊要求：
- a) 采用粘贴式施工工艺的柔性光伏组件在安装前，需要将粘贴位置处的建筑**表面**清理干净，确保干燥、无尘土杂物、油污、以及尖锐突出物，必要时需提前涂刷利于组件粘贴用的界面处理剂；
 - b) 安装柔性光伏组件时**严禁**弯折，**严禁**在粘贴前将背胶保护膜撕下；
 - c) 为保证柔性光伏组件粘贴效果，应在温度范围4℃～49℃，湿度<80%RH的环境下进行粘贴施工，阴雨雾霾天禁止施工；
 - d) 柔性光伏组件粘贴过程中需要利用专用压辊对组件均匀施压，以确保背胶与粘贴面贴合紧密，中间部位不能空鼓、边角位置不能因粘贴不牢而翘起；
 - e) 非自粘贴组件需要进行打胶处理，应在建筑物粘贴表面清洗及处理完成后5min之内打胶，打胶后5min之内完成组件粘贴，粘贴前不得刮平胶流，应靠粘贴挤压使胶蔓延，粘贴完成后24h之内禁止对组件施加加压；
 - f) 自粘贴式柔性光伏组件应先撕掉组件一端的胶膜，粘贴固定后用辊轴边压实边撕开剩余胶膜直至粘贴完成。采用双面贴粘接时应先将一面完全粘贴于屋面上，然后撕去另一面胶膜，将柔性光伏组件对齐粘贴于双面贴上并辊压，自粘贴式施工法应一次粘贴到位，不得重复撕开粘贴；
 - g) 在金属屋面上安装柔性光伏组件，还应进行屋面防锈处理，如有必要重新喷涂防锈漆。
- 5.2.4.6 光伏组件之间的接线应符合下列要求：
- a) 光伏组件连接数量和路径应符合设计要求；
 - b) 光伏组件间接插件应连接牢固，同一方阵内光伏组件配套的插接件厂家和型号应一致；
 - c) 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。当有多个子方阵时，接线可通过分线盒或汇流箱集中后输出；
 - d) 光伏组件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐、美观；
 - e) **同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接；**
 - f) 光伏组件金属部件应作接地处理，光伏组件上接地螺丝应与接地线正确连接，并应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169的规定；
 - g) 光伏组件上正、负极和各种类型传感器接线正确，将线压紧并注意接线盒的防水处理；
 - h) 不得在雨中进行光伏组件的连线操作；

- i) 接通光伏组件电路后，不得局部遮挡光伏组件。

5.2.5 逆变器安装

5.2.5.1 逆变器进场后应按下列要求进行开箱检查：

- a) 质量证明文件应齐全有效；
- b) 机器铭牌上标注的规格型号、输入输出容量、输入直流电压、输出交流电压等应符合设计要求；
- c) 逆变器外观应无损伤，逆变器的操作系统应处在关闭状态；
- d) 逆变器允许的直流输入电压应符合光伏方阵输出电压和（或）储能装置的电压。

5.2.5.2 逆变器的安装应符合下列要求：

- a) 当逆变器选择安装在室外时，安装位置应在加油（气、氢）站**爆炸危险区3米**之外，通风良好，环境温度适宜，保持干燥。逆变器应垂直安装，并牢靠固定。注意安装高度，防止雨水浸泡逆变器。为延长使用寿命，逆变器应避免阳光直射和雨淋。留有足够间隙便于观察数据以及维修。
- b) 当逆变器选择安装在室内时，安装地点应通风良好，环境温度适宜，相对湿度应符合设计要求，无凝露，无水蒸汽及腐蚀性气体，附近应无易燃易爆物质。逆变器应垂直安装在固定的水泥墙面上，保证安装位置不会摇晃，安装离地面要有合适的高度，以便观察和读取LED的显示；逆变器通风口或散热系统无遮挡。

5.2.5.3 逆变器的连接应符合下列要求：

- a) 连接导线时应确保所有开关处于关闭状态，正确连接主机直流输入连接线的正负极、主机接地线，做到接线紧固可靠，接地良好；
- b) 离网逆变器接好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；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；
- c) 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；
- d) 逆变器与系统的直流侧和交流侧应按要求设置**绝缘隔离的装置**，光伏系统直流侧应有**必要的触电警示和防止触电安全措施**，交流侧输出电缆和负荷设备应接有**自动切断保护装置**；
- e) 逆变器交流侧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，直流侧电缆接线前必须确认汇流箱侧有明显断开点。

5.2.6 其他电气设备安装

5.2.6.1 储能系统蓄电池宜安装在距离光伏方阵较近并宜与配电室隔开的室内场所，并应采取防火防爆措施。室内应干燥清洁、通风良好、不受阳光直接照射，距离热源**不得小于2 m**，室内温度宜在**10℃~25℃之间**。

5.2.6.2 储能系统蓄电池与地面之间应采取绝缘措施，宜安放在专用蓄电池支架上，安装在地面时应在蓄电池底部设置隔离垫；蓄电池的安装还应符合 GB50172 的规定。

5.2.7 防雷与接地

5.2.7.1 分布式光伏发电系统防雷装置的施工除应符合设计要求外，还应符合《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T36963 和《光伏发电站防雷技术要求》GB/T32512 的要求。

5.2.7.2 分布式光伏发电系统接地装置的施工除应符合设计要求外，还应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169 的要求。

5.2.7.3 分布式光伏发电系统的金属支架应与加油（气、氢）站接地系统可靠连接，且单个支架应至少**采取两点连接**。避雷针、避雷带、避雷网等防雷措施应按相关规定进行安装。

5.2.7.4 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。

5.2.7.5 并网柜、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好。电缆穿线管两端端口应密封并接地。电子设备应进行屏蔽接地。

5.2.7.6 并网柜、逆变器等电气设备的工作接地、防雷电接地、防静电接地、保护接地及信息系统的接地应共用接地装置，并进行等电位连接，接地电阻不应大于 4Ω 。

6 调试与检测

6.1 一般要求

6.1.1 设备和系统调试前，安装工作应完成并验收合格，并有完整的工序验收和隐蔽工程验收记录。

6.1.2 系统调试过程中发生不合格项目时，应对之前所有项目逐项重新测试。

6.2 设备检查

6.2.1 光伏组件型号、数量及连接应符合设计要求，光伏组件串和光伏方阵应按照设计文件连接。

6.2.2 逆变器、并网保护装置等设备完整、无锈蚀情况、接线端子无松动、散热环境良好，应符合安全和运行要求。

6.2.3 接线箱中接头无锈蚀、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。

6.3 光伏组件检测

6.3.1 光伏组件串的检测应符合下列要求：

- a) 光伏组件串的极性应正确；
- b) 检测光伏组件串的开路电压和短路电流，应满足设计要求，且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5%；
- c) 光伏组件串电缆温度应无超温等异常情况；
- d) 所有组件串检查应合格并记录。

6.3.2 检测光伏组件并联串，开路电压相近时再进行并联。

6.3.3 光伏组件串检查合格后，将方阵输出的正、负极接入接线箱或控制器，并测量记录方阵的工作电流和电压等参数。

6.4 逆变器调试

6.4.1 逆变器安装前，应对外观进行检查，机壳表面无锈蚀、裂痕。

6.4.2 逆变器安装后，应对接地电阻进行检验，接地电阻应符合《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T37408的规定。

6.4.3 逆变器接线检查及试运行应符合下列要求：

- a) 光伏方阵各组串输出电压应符合设计要求；
- b) 并网逆变器输出端的交流电压应符合设计要求；
- c) 启动运行并网逆变器，各项参数、指标正常后，逐一闭合该并网逆变器的所有汇流开关；
- d) 检测输入、输出电压、电流、功率等技术数据，并记录太阳辐照度、环境温度、风速等参数，应与设计要求相符合。
- e) 具备信号采集、分析、上传功能，通过传感器、通讯装置及相关软件，可实现逆变器的远程监控、短路报警等功能，可实时显示光伏电站的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、累计CO₂总减排量、每天发电功率曲线图等。

6.5 并网柜调试

6.5.1 并网点安装的**断路器、隔离开关**等并网开断设备,应根据具体的设备类型,按照《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50150的相关规定进行操动机构测试。

6.5.2 **并网接口断路器**应满足下列要求:

- a) 并网柜内应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器;
- b) 断路器应具备短路速断、分励脱扣等功能,并应符合《低压开关设备和控制设备 低压断路器》GB14048.2的相关要求;
- c) 宜采用具备电源、负荷端反接能力的断路器,当采用不具备反接能力的断路器时,电源端应接入电网侧;
- d) 断路器分断能力应根据并网接口处短路电流水平进行选取,并应留有一定裕度;
- e) 并网柜内宜安装过欠压保护设备,具备失压跳闸、欠压跳闸、过压跳闸及检有压合闸功能;
- f) 失压跳闸定值宜整定为20%UN,欠压跳闸定值宜整定为20%UN~70%UN,过压跳闸定值宜整定135%UN,跳闸宜在1s内动作,检有压定值宜整定为大于85%UN,且检有压合闸宜在10s~60s内动作。

6.5.3 **防雷击**应满足下列要求:

- a) 并网箱内应安装防雷击浪涌保护器,以保护负载设备不被浪涌过电压损坏;
- b) 浪涌保护器前宜加装断路器或熔断器,其分断能力必须大于该处的最大短路电流。

6.6 防雷接地系统检查

6.6.1 防雷接地系统检查主要包含**避雷设施、感应雷屏蔽装置、光伏方阵与电气设备接地电阻阻值、接地电极与接地连续性**。

6.6.2 **防雷接地系统检查**应符合下列规定:

- a) 避雷设施应符合《建筑物防雷设计规范》GB50057和光伏系统设计的要求;
- b) 感应雷屏蔽装置的接地和联通应可靠有效;
- c) 光伏方阵的接地电阻阻值应符合设计要求;
- d) 电气设备接地电阻阻值应符合设计要求;
- e) 检查接地的连续性,金属管接头的机械连接间应有电气互连设置;
- f) 检查接地电极,等电位连接部件应符合设计要求。

6.7 系统性能测试

6.7.1 **工程验收**前应按照《家用太阳能光伏电源系统 技术条件和试验方法》GB/T19064、《户用分布式光伏发电并网接口技术规范》GB/T33342和《光伏电站并网运行控制规范》GB/T33599的要求对光伏系统进行检查与调试。

6.7.2 应按系统设计图、电气原理图及安装接线图进行检查,确认设备内部接线和外部接线正确无误,应符合《供配电系统设计规范》GB50052和《光伏电站设计规范》GB50797的要求;**并网型光伏系统与电网间在联结处应有明显的带有标志的可视断开点**。

6.7.3 应按设计施工图检查光伏方阵、逆变器和并网保护装置等设备的安装,应与设计图纸一致;检查设备安装、布线及防水等工程的施工记录,应满足设计要求。

6.7.4 检查光伏系统的保护装置,按设备使用说明书有关电气系统调整方法及调试要求,采用模拟操作检查其动作、指示、信号和联锁装置灵敏可靠性;光伏系统安装的断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等,应符合设计要求。

6.7.5 检查光伏方阵的接地线与防雷接地线的连接，应牢固可靠。

6.7.6 系统绝缘性能应按下列要求与方法进行检查：

- a) 将光伏方阵、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用DC1000V欧姆表测量主回路各极性与地（外壳）的绝缘电阻，应**不小于1MΩ**，其中逆变器的绝缘电阻应符合有关《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T37408、《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T42142的要求。
- b) 将光伏方阵、并网保护装置等设备的连接回路断开，分别用AC2000V工频交流耐压仪测量主回路各极性与地（外壳）的绝缘耐压，应能承受AC2000V、1min工频交流电耐压，无闪络、无击穿现象，其中逆变器的绝缘耐压应符合GB/T37408的要求。
- c) 对并网型光伏系统的主要设计工作特性进行现场检验，应符合设计要求。

6.7.7 效率检测**最小周期为一个月，最长周期为一年**，测试应该从测试周期第一天的零点开始，到测试周期最后一天的零点结束。

6.7.8 测试期间应当穿好个人防护服及设备，禁止用手直接触摸电气设备，禁止非授权人员进入工作区。

6.7.9 测试仪器应经过有资质的专业技术人员与机构校准。

6.7.10 测试数据由电站数据采集系统或者关键设备自带的控制系统进行记录，数据采集设备与方法需经专业技术人员确认。

6.7.11 测试周期内对光伏系统发电量、光伏方阵正面辐射量、太阳能电池工作温度进行准确测量与记录，应保证数据可靠。

7 验收

7.1 一般要求

7.1.1 布式光伏发电系统工程移交用户前应进行竣工验收。

7.1.2 分布式光伏发电系统工程的质量验收除应符合本规范的规定外，还应符合《光伏发电工程验收规范》GB/T50796和《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368的要求。

7.1.3 分布式光伏发电系统工程验收，应做好过程记录、文件签署、立案归档。

7.1.4 分布式光伏发电系统工程竣工验收应具备以下条件：

- a) 设计文件和合同约定的各项施工内容已经施工完毕；
- b) 工程现场已清理干净；
- c) 系统调试合格；
- d) 工程竣工资料完整且符合验收规定；
- e) 光伏系统使用的主要材料、构配件和设备的出厂合格证、中文说明书、性能检测报告及工程相关试验、检测报告齐全。

7.1.5 分布式光伏发电系统工程竣工验收合格，应符合下列要求：

- a) 检验项目应全部合格；
- b) 质量控制资料应完整；
- c) 系统工程的质量和安全管理控制资料以及功能性检测资料应完整。

7.1.6 分布式光伏发电系统工程竣工验收应对下列资料进行核查，并纳入竣工技术档案：

- a) 设计文件、图纸会审记录、设计变更、竣工图等；

- b) 主要材料、设备、成品、半成品、仪表等的出厂合格证、性能检验报告；
- c) 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
- d) 工程施工安装记录、工程质量验收记录；
- e) 防水检漏记录、后置螺栓（或锚栓）锚固力现场拉拔试验报告及防雷、接地电阻测试记录；
- f) 光伏系统调试和运行记录（并应包括电线电缆绝缘测试记录、接地电阻测试记录等）；
- g) 光伏系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
- h) 光伏系统及主要部件的使用、运行管理及维护说明书等；
- i) 进口材料应提供入境商品检验报告；
- j) 柔性组件采用粘接安装方式还应提供组件背胶与基座或支架接触部位的粘接强度测试报告。

7.2 验收项目

7.2.1 支架和支撑系统

应符合设计文件，并满足下列要求：

- a) 支架与基座或建筑主体结构固定牢靠；
- b) 支架之间的连接应牢固、可靠，无明显偏移；
- c) 支架和支撑系统金属防护涂层应完整无破损；
- d) 金属龙骨与建筑物接地系统可靠连接，且焊接、防腐处理应符合要求。

7.2.2 光伏组（构）件

7.2.2.1 光伏组件或构件表面颜色均匀一致，无热斑、鼓泡；组件表面应整洁、平直，无明显划痕、裂纹、不可擦除污物、开口、气泡等缺陷；

7.2.2.2 组件边框应表面整洁平整、无破损，无明显脏污、硅胶残留等；

7.2.2.3 光伏组件背板无灼焦现象，无划伤现象；

7.2.2.4 光伏组件接线盒无变形、开裂或烧毁现象，连接线无脱落、损坏现象；

7.2.2.5 BIPV 组件与龙骨固定牢靠。

7.2.3 电气设备

7.2.3.1 系统使用的电缆、逆变器、并网柜等电气系统的工程验收参照《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303、《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168、《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50169，以及其他相关现行国家标准和行业标准的规定。

7.2.3.2 检查逆变器等电气设备规格、型号、防护等级应符合设计文件要求，金属箱体表面无锈蚀、形变和色变。

7.2.3.3 电气设备通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常。

7.2.3.4 电气设备金属外壳、外部散热器、安装支架等非载流导体应可靠接地。安装位置、安装方式、固定方式应符合相关标准及设计要求。

7.2.3.5 分布式光伏发电系统用线缆的规格、型号、连接方式应与设计要求相一致。连接器应可靠连接。电缆绝缘层应完好无破损；线缆套管端口应用防火泥等材料封堵；线缆未敷设于电缆沟内的部分，应采用保护套管等合适的方式进行防护。

8 运行与维护

8.1 一般要求

- 8.1.1 分布式光伏发电系统日常自动化运行，应减少人员上下的安全风险。
- 8.1.2 光伏发电设备周边**不应堆积易燃易爆物品**，保持**通风散热良好**，光伏组件表面应**保持清洁**，严禁使用**腐蚀性溶剂或用硬物擦拭光伏组件**。
- 8.1.3 光伏发电主要部件上的各种警示标识应保持完整，各个接线端子应牢固可靠，设备的接线孔处应采取有效措施防止蛇、鼠等小动物进入设备内部。
- 8.1.4 光伏发电主要部件在运行时，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。
- 8.1.5 光伏发电主要部件应始终运行在产品标准规定的范围之内，达不到要求的部件应及时维修或更换。**设备更换应由专业技术人员操作。**
- 8.1.6 分布式光伏发电系统竣工验收后，施工单位应向有关单位办理交接手续，进行技术交底和操作培训。分布式光伏发电系统正式投运前，应编制**现场运行和维护操作手册**，建立**管理制度、编写应急预案**。**现场运行和维护操作手册**内容应包含**系统的构成、系统日常操作方法、日常维护方法、常见故障排除方法**等。
- 8.1.7 应定期对光伏系统检查，以便及时发现隐患并对问题进行处理。
- 8.1.8 当光伏系统运行发生异常时，应及时与维修人员联系，**在专业维修人员的指导下进行处理**，**主要设备和控制装置应由专业人员维修**。
- 8.1.9 在进行维修工作前，**应先断开逆变器和负载的连接**，**再断开直流侧的电气连接**，并等待不少于5min，直至内部元件放电完毕后进行。
- 8.1.10 检查维修逆变器时，**应先断开光伏组（构）件方阵**，**再断开负载**，**最后断开蓄电池**，**严禁在光伏组（构）件方阵未断开前断开蓄电池**。
- 8.1.11 运行和维护所需技术文件应包含设计文件、验收记录、产品说明书与产品操作手册，技术文件应妥善保存，保存期限不少于设备的寿命期。
- 8.1.12 运行维护记录应妥善保存，包括但不限于以下内容：
- 光伏方阵巡查及维护记录；
 - 配电设备、逆变器、电能计量装置运行状态与运行参数记录；
 - 故障记录，包含：故障发生时间、发生故障的设备或部件、故障现象表征、故障排除后的设备运行参数与状态；
 - 运维使用的安全类设备如有校准要求，宜保留其校准维护记录。
- 8.2 运行管理要求
- 8.2.1 日常运行管理
- 8.2.1.1 操作分布式光伏发电系统人员应经过专业**培训**，**做好日常运行记录**。
- 8.2.1.2 观察光伏方阵表面清洁状况，根据气候状况定期清除灰尘和污垢，可用清水冲洗，不得使用化学试剂或硬物清洗，应及时清扫组件表面积雪，定期检查方阵接线松脱情况、连接牢固度。
- 8.2.1.3 运行人员在启动与停止操作时应符合以下要求：
- 应按启动与停止操作说明书及流程操作；
 - 正常使用的分布式光伏并网发电系统由于以下原因应切断电源：
 - 自然灾害已经发生或预计对分布式光伏并网发电系统有影响；
 - 修整基础设施或调整光伏支架方位；
 - 更换部件；

4) 收到电力管理部门通知。

8.3 维护要求

8.3.1 日常维护要求

8.3.1.1 光伏方阵日常维护应检查项包括：

- a) 光伏组件玻璃有无自爆，中空玻璃有无结露现象；
- b) 光伏组件胶膜有无变黄、鼓泡现象；
- c) 接缝密封胶有无损坏；
- d) 光伏组件表面有无落物、积灰或阴影遮挡；
- e) 方阵金属支架是否出现腐蚀情况；
- f) 新生长的植物是否遮挡太阳光；

如遇以上情况，应做好记录并对出现的问题及时处理。

8.3.1.2 电气设备日常维护应检查项包括：

- a) 设备外观有无损坏、锈蚀，警示标识脱落或损毁；
- b) 设备外壳有无温度异常、运行异响、特殊异味；
- c) 设备箱体有无进水或受动物飞禽侵扰；
- d) 线缆保护套和线缆有无外皮老化或被人与动物破坏。

8.3.1.3 储能设备的维护管理注意事项：

- a) 储能设备维护时，应穿戴防护眼镜、防护手套、防护绝缘鞋，使用绝缘器械，防止人身事故和蓄电池短路；
- b) 观察蓄电池充、放电状态，定期检查每只蓄电池的电压，并与所有蓄电池平均电压做对比，根据蓄电池手册确定是否需要更换新的蓄电池；
- c) 定期清洁蓄电池外部污垢和灰尘，保持蓄电池安装室内清洁；
- d) 配置密封盖或通气栓塞的蓄电池，需检查并保证通气孔畅通。

8.3.2 定期巡检与维护

8.3.2.1 并网型分布式光伏发电系统宜按照月进行一次常规检查，每半年进行一次专业检查，遇恶劣天气或自然灾害对发电系统可能造成一定影响时，应进行特殊检查。

8.3.2.2 并网型分布式光伏发电系统各组成设备或部件有维护周期要求时，按要求执行。

8.3.2.3 当地电力管理部门有相关规定时，按照电力管理部门的相关规定执行。

8.3.2.4 由专业机构或专业人员定期巡检，查看运行记录，了解运行情况，分析光伏系统的运行数据，对光伏系统的运行状况做出判断，如发现问题，应立刻进行专业维修。

8.3.2.5 进行外观检查和设备内部检查，主要涉及活动和连接部位、线缆，特别是大电流密度的导线、功率器件、易锈蚀和松动的部位。

8.3.2.6 定期检查逆变器运行状况，清洁冷却风扇和机内灰尘，检查各端子螺栓螺钉是否紧固，有无过热留下的痕迹，有无线路老化，元器件损坏。

8.3.2.7 定期检查蓄电池工作状况，应及时更换损坏的蓄电池。

8.3.2.8 宜采用红外探测器对光伏方阵和线路及电气设备进行检查，如有异常发热点和故障点，应及时维修或更换。

8.3.2.9 分布式光伏发电系统每年应按系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，并对逆变、控制装置进行一次全项目电能质量和保护功能的检查和测试。

8.3.2.10 做好定期巡检记录，形成巡检报告，并归档保存。

8.3.3 异常与故障处理

8.3.3.1 加油（气、氢）站员工对监控系统反馈异常信息应做出初步分析，及时联系设备厂家运行维护人员进行检查处理。

8.3.3.2 运行维护人员监视检查后，若发现光伏系统存在异常，应使用检测设备对异常部件进行故障诊断，及时处理。

引用标准名录

- 《安全标志及其使用导则》GB 2894
《低压开关设备和控制设备 低压断路器》GB 14048.2
《三相配电变压器能效限定值及节能评价值》GB 20052
《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790
《建筑结构荷载规范》GB 50009
《钢结构设计规范》GB 50017
《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018
《供配电系统设计规范》GB 50052
《建筑物防雷设计规范》GB 50057
《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
《建筑结构可靠性设计统一标准》GB50068
《工程结构可靠性设计统一标准》GB50153
《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150
《汽车加油加气站设计与施工规范》GB 50156
《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
《构筑物抗震设计规范》GB 50191
《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205
《屋面工程质量验收标准》GB 50207
《电力工程电缆设计规范》GB 50217
《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50224
《并联电容器装置设计规范》GB 50227
《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
《建筑节能工程施工质量验收规范》GB 50411
《铝合金结构设计规范》GB50429
《光伏电站设计规范》GB 50797
《压型金属板工程应用技术规范》GB 50896
《坡屋面工程技术规范》GB 50693
《光伏电站施工规范》GB 50794
《连续热镀锌钢板及钢带》GB/T 2518
《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
《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451
《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228
《电能质量供电电压偏差》GB/T 12325
《电能质量电压波动和闪变》GB/T 12326
《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
《电能质量公用电网谐波》GB/T 14549
《电能质量三相电压不平衡》GB/T 15543

《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》GB/T 16895.32

《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064

《光伏发电无功补偿技术》GB/T 29321

《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512

《户用分布式光伏发电并网接口技术规范》GB/T 33342

《光伏电站并网运行控制规范》GB/T 33599

《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963

《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408

《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T 50795

《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796

《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620

《交流电气装置的接地》DL/T 621

《电力设备典型消防规程》DL 5027

《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044

《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137

《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222

《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203

《太阳能光伏系统支架通用技术要求》JG/T 490

《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492

《建筑装饰用彩钢板》JG/T 516

《建筑用柔性薄膜光伏组件》JG/T 535

《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004

《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073

《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142