ICS 27.160
CCS F 12
备案号：94910-2023

DB11

北　京　市　地　方　标　准

DB11/T 1773—2022
代替 DB11/T 1773—2020

分布式光伏发电工程技术规范

Technical code for distributed photovoltaic power engineering

2022 - 12 - 27 发布　　2023 - 04 - 01 实施

北京市市场监督管理局　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 3
4 总体要求 4
5 设计 4
5.1 一般要求 4
5.2 系统设计 4
5.3 电气设计 6
5.4 接入设计 8
5.5 监控系统 10
5.6 安全要求 10
6 施工 11
6.1 一般要求 11
6.2 施工流程 11
6.3 施工要求 13
7 调试 18
7.1 一般要求 18
7.2 光伏矩阵调试与检测 19
7.3 逆变器调试与检测 19
7.4 并网箱调试与检测 19
7.5 监控系统调试 20
7.6 无功补偿装置 20
7.7 系统性能测试 20
8 验收 21
8.1 一般要求 21
8.2 验收项目 22

前　言

本文件按照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。

本文件代替DB11/T 1773—2020《分布式光伏发电工程技术规范》，与DB11/T 1773—2020相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术内容变化如下：

a) 增加了建筑物上安装光伏发电系统与建筑物相协调的要求（见5.1.3）；
b) 删除了柔性轻型光伏组件安装要求（见2020版5.2.1.6）；
c) 更改了建筑上安装光伏系统荷载作用和组合效应计算要求(见5.2.2.2 b,2020版5.2.2.2 b))；
d) 增加了组件旁路二极管和防反二极管的要求（见5.3.1）；
e) 增加了光伏组串电流与电缆线径的要求（见5.3.2.3，2020版5.3.2.3）；
f) 更改了逆变器符合标准要求的描述（见5.3.4.1，2020版5.3.4.1）；
g) 增加了隔离变压器要求（见5.3.4.5 e））；
h) 更改了分布式发电系统快速关断功能要求（见5.6.1，2020版5.6.1）；
i) 更改了直流侧防浪涌能力要求（见5.6.3，2020版5.6.3）；
j) 增加了无金属边框光伏组件防雷体系要求（见5.6.5 e)）；
k) 增加了安装在建筑各部位的光伏组件的功能和性能要求（见5.6.6）；
l) 增加了在既有建筑上增设或改造光伏系统功能要求和建筑节能要求（见5.6.7）；
m) 增加了有限空间作业的要求（见5.6.10）；
n) 增加了消防安全设计（见5.6.12）；
o) 删除了第九章运行与维护。

本文件由北京市发展和改革委员会提出并归口。

本文件由北京市发展和改革委员会组织实施

本文件起草单位：北京节能环保中心、北京鉴衡认证中心有限公司、国家电投集团北京电力有限公司、北京市消防救援总队、西城区消防救援支队、深圳赛能数字能源技术有限公司、北京能源学会、北京市标准化研究院、中国建筑科学研究院有限公司、北京金茂绿建科技有限公司、中节能衡准科技服务（北京）有限公司、北京京能能源技术研究有限责任公司、北京首能信通科技发展有限公司。

本文件主要起草人：孙干、郁灿、吴京涛、陈文华、焦垒、李继伟、周巍、魏彤、杜林芳、黄波、李金鸿、王芳、李云浩、刘大为、尤建军、李文峰、贾月芹、陈向春、尹晓博、韩峦、柳晓斌、李忠武、韩一叶、马若腾、吴晓海、方振雷、冯武军、马运涛、董美智、白燕、刘奎。

本文件及其所代替文件的历次版本发布情况为：

——2020年首次发布为DB11/T 1773—2020《分布式光伏发电工程技术规范》；

——本次为第一次修订。

分布式光伏发电工程技术规范

1 范围

本文件规定了分布式光伏发电项目的总体要求、设计、施工、调试、验收等要求。

本文件适用于以10kV及以下电压等级接入电网，单个并网点总装机容量不超过6MW的光伏发电系统。

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/T 2518 连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带

GB/T 4208 外壳防护等级（IP代码）

GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型

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 14048.2 低压开关设备和控制设备 第2部分：断路器

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

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 16895.32 低压电气装置 第7-712部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏(PV)电源系统

GB/T 18575 建筑幕墙抗震性能振动台试验方法

GB/T 18802.11 低压电涌保护器(SPD) 第11部分 低压电源系统的电涌保护器 性能要求和试验方法

GB/T 18802.31 低压电涌保护器 第31部分:用于光伏系统的电涌保护器 性能要求和试验方法

GB/T 18911 地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型

GB/T 19064 家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法

GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级

GB/T 21086 建筑幕墙

GB/T 29321 光伏发电站无功补偿技术规范

GB/T 32512 光伏发电站防雷技术要求

GB/T 33342 户用分布式光伏发电并网接口技术规范

GB/T 33599 光伏发电站并网运行控制规范

GB/T 34932 分布式光伏发电系统远程监控技术规范

GB/T 34933 光伏发电站汇流箱检测技术规程

GB/T 34936 光伏发电站汇流箱技术要求

GB/T 36963 光伏建筑一体化系统防雷技术规范

GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 37655　光伏与建筑一体化发电系统验收规范
GB 50009　建筑结构荷载规范
GB 50011　建筑抗震设计规范
GB 50017　钢结构设计标准
GB 50018　冷弯薄壁型钢结构技术规范
GB 50052　供配电系统设计规范
GB 50057　建筑物防雷设计规范
GB 50068　建筑结构可靠性设计统一标准
GB 50116　火灾自动报警系统设计规范
GB 50140　建筑灭火器配置设计规范
GB 50150　电气装置安装工程电气设备交接试验标准
GB 50153　工程结构可靠性设计统一标准
GB 50168　电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准
GB 50169　电气装置安装工程接地装置施工及验收规范
GB 50172　电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范
GB 50191　构筑物抗震设计规范
GB 50205　钢结构工程施工质量验收标准
GB 50207　屋面工程质量验收规范
GB 50217　电力工程电缆设计标准
GB/T 50224　建筑防腐蚀工程施工质量验收标准
GB 50227　并联电容器装置设计规范
GB 50303　建筑电气工程施工质量验收规范
GB 50345　屋面工程技术规范
GB 50429　铝合金结构设计规范
GB 50693　坡屋面工程技术规范
GB 50794　光伏发电站施工规范
GB/T 50796　光伏发电工程验收规范
GB 50797　光伏发电站设计规范
GB 50896　压型金属板工程应用技术规范
GB 51022　门式刚架轻型房屋钢结构技术规范
GB/T 51368　建筑光伏系统应用技术标准
DL/T 448　电能计量装置技术管理规程
DL/T 620　交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 621　交流电气装置的接地
DL 5027　电力设备典型消防规程
DL/T 5044　电力工程直流电源系统设计技术规程
DL/T 5137　电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T 5222　导体和电器选择设计规程
JGJ/T 101　建筑抗震试验规程
JGJ 102　玻璃幕墙工程技术规范
JGJ 133　金属与石材幕墙工程技术规范
JGJ/T 139　玻璃幕墙工程质量检验标准
JG/T 490　太阳能光伏系统支架通用技术要求

JG/T 492　建筑用光伏构件通用技术要求
JG/T 516　建筑装饰用彩钢板
JG/T 535　建筑用柔性薄膜光伏组件
NB/T 32004　光伏并网逆变器技术规范
NB/T 42073　光伏发电系统用电缆
NB/T 42142　光伏并网微型逆变器技术规范
DB11/T 852　有限空间作业安全技术规范
DB11/T 1401　太阳能光伏发电系统数据采集及传输系统技术条件
DB11/T 1402　太阳能光伏在线监测系统接入规范
DB11/T 2036　分布式光伏发电系统电气安全技术规范
DB11/T 2037　光伏建筑一体化设计要求

3　术语和定义

下列术语和定义适用本文件。

3.1

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

在用户现场或靠近用户现场，采用光伏组件，将太阳能辐射直接转换为电能的发电系统。简称“光伏系统”。

3.2

光伏组件 photovoltaic(PV) module

具有封装及内部联结的，能单独提供电流输出的，最小不可分割的太阳电池组合装置。光伏组件按太阳电池封装类型可分为玻璃封装光伏组件和柔性封装光伏组件。

3.3

建材型光伏构件 photovoltaic(PV) module as building components

集成封装光伏发电芯片，具有光伏发电功能和建材功能的建材构件。

3.4

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。

3.5

光伏组件串 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。

3.6

光伏阵列 photovoltaic(PV) array

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

3.7

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）。

3.8

蓄电池 Secondary battery

能将所获得的电能以化学能的形式贮存并将化学能转为电能的一种电化学装置。

4 总体要求

4.1 光伏系统工程应进行勘察与可行性评估，并根据规划设计进行发电量预估。
4.2 光伏系统设计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，与建筑及周边环境相协调，并应符合安全可靠、适用、环保、美观，便于清洗和维护的要求。
4.3 光伏建筑一体化系统应纳入建筑工程管理，统一规划、同步设计、同步施工、同步验收，与建筑工程同时投入使用，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。
4.4 光伏系统的最大系统电压应不大于 1500V DC，建筑光伏系统的最大系统电压宜不大于 1000（＋100）V DC。
4.5 无人值守的光伏系统，应设置生产运行远程监控系统，并定期查看设备运行工况；具备条件的，宜布置远程视频监控系统，作为无人值守的补充监控手段，加强现场安全状态监控特别是恶劣气象条件下的监控。

5 设计

5.1 一般要求

5.1.1 光伏系统应优先选用环保低碳、节能高效的材料和设备。
5.1.2 在既有建筑物上安装光伏系统，必须进行建筑物结构安全复核，必要时须增加支撑结构，并应满足 GB 50153 的要求；电气安全应满足 GB 50303 的要求。
5.1.3 安装于建筑物上的光伏系统不应超出建筑物结构轮廓线，其支撑结构的结构样式、建设高度、结构外沿应与建筑物立面相协调。
5.1.4 安装于建筑物上的光伏系统的防雷设计应符合 GB 50057 的要求。
5.1.5 光伏组件不宜产生光污染。
5.1.6 光伏系统不应降低相邻建筑物的日照标准。
5.1.7 对于采用双面发电光伏组件的光伏系统，可结合光伏方阵布置方案，设置光伏组件背面的反射措施。
5.1.8 与建筑相结合的光伏系统其直流侧最大系统电压大于或等于 120V 时，宜设置直流电弧保护装置。
5.1.9 光伏系统的过电压保护应选用低残压、低残流的防雷技术或产品；接地系统应优先选用隔离式分组接地防护技术。

5.2 系统设计

5.2.1 基本要求

5.2.1.1 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后确定。
5.2.1.2 宜配套组件清洗系统。
5.2.1.3 结构安全设计应符合 GB 50068、GB 50153 的要求。
5.2.1.4 光伏幕墙系统应设置防止构件坠落的警示标识、安全措施，应满足 GB/T 20186、JGJ 133、JGJ/T 365 的有关规定。
5.2.1.5 在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

5.2.2 支架和支撑系统

5.2.2.1 支架和支撑系统材料要求如下：

a) 支架和支撑系统应结合工程实际选用材料，金属支架的选用应符合 JG/T 490 的规定，应使用不燃材料；

b) 异质金属接触、紧固时，应采取防止电化学腐蚀的隔离措施。

5.2.2.2 支架和支撑系统结构设计要求如下：

a) 支撑结构系统的强度、刚度和稳定性应符合 GB 50429 和 GB 50017 的要求；

b) 建筑上安装的光伏系统荷载，荷载作用和组合效应的计算，应符合 GB 50068、GB 50009、GB 50011、GB 50797 及其他标准的相关要求；厂房荷载应符合 GB 51022 的要求；

c) 对安装在有抗震要求的构筑物上的光伏系统，还应根据 GB 50191 的要求进行抗震设计。

5.2.2.3 光伏幕墙结构设计应符合 GB/T 21086、JGJ 102、JGJ 203 的要求。宜根据建筑保温、隔热、隔声、防火、防水、防潮及其他方面的性能要求和光伏发电的结构特点，合理确定墙体结构、墙身构造、外观和区划，包括墙身构造层的功能分配及光伏幕墙的安装方式。建于防水或抗震性能要求较高的光伏幕墙，宜选择适当的结构单元，参照 JGJ/T 101 或 GB/T 18575 进行抗震性能试验。

5.2.2.4 柔性光伏组件的支撑系统要求如下：

a) 组件支撑板件宜采用彩钢板、热镀锌钢板、镀铝锌钢板，材质设计应符合 JG/T 516、GB/T 2518 的规定；

b) 组件支撑板件的板型设计与施工应符合 GB 50896 的相关规定。

5.2.3 光伏方阵

5.2.3.1 光伏方阵安装方式分为固定式、可调式和跟踪式三种，应根据太阳辐射资源、气候条件、使用环境、安装容量、安装场地面积，负荷特性和运行管理方式等进行选择。

注：安装容量指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）。

5.2.3.2 光伏方阵采用固定式布置时，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，应满足建筑屋顶排水坡度要求。

5.2.3.3 光伏系统中，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的电压、组件朝向、安装倾角宜保持一致。

5.2.3.4 光伏组件串的工作电压变化范围应在逆变器的最大功率追踪电压范围内。

5.2.3.5 当两个以上的光伏组串连接到同一路最大功率点跟踪（MPPT），两个以上的光伏子方阵连接到同一逆变器时，应提供光伏组串/子方阵过电流保护；对于在故障条件下可能会有来自其他电源的电流注入光伏方阵时，应提供光伏方阵过电流保护。

5.2.3.6 光伏方阵设计应便于光伏组件表面的清洗和维修。

5.2.3.7 屋面光伏系统方阵设置要求如下：

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符合屋面的建筑防火要求；

c) 光伏方阵的构造及安装应有利通风散热要求。

5.2.3.8 屋面光伏系统的防水设计要求如下：

a) 不应影响屋面雨水排放；

b) 光伏阵列基座与屋面结构层相连时，基座的强度应符合设计要求，基座与建筑主体结构连接应牢固，并应进行防水处理，其防水制作应符合 GB 50345 的规定；

c) 在屋面防水层上安装光伏组件时，其阵列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

应设在结构柱处。

5.2.3.9 平屋面上安装光伏组件要求如下：

a) 采用安装型光伏组件时宜按最佳倾角设计；
b) 光伏组件可采用固定式或可调节式安装支架；
c) 光伏组件的周围屋面、检修通道、屋面的出入口和光伏方阵之间的人行通道上部应敷设保护层。

注：安装型光伏组件指工厂生产的标准光伏组件。

5.2.3.10 坡屋面上安装光伏组件要求如下：

a) 光伏组件、构件宜采用顺坡镶嵌、钩挂或顺坡架空等安装方式；
b) 在坡屋面上安装光伏组件时，宜采用建材型光伏构件；
c) 建材型光伏构件与周围屋面材料连接部位应设计合理的构造措施，符合屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求。

5.2.3.11 阳台或平台栏板上安装光伏组要求如下：

a) 安装在阳台或平台栏板上的光伏组件宜有适当的倾角；
b) 安装在阳台或平台栏板上的光伏组件支架应与主体结构上的连接件可靠连接；
c) 在阳台或平台栏板安装光伏组件时，应采取保护人身安全的防护措施。

5.2.3.12 墙面上安装光伏组件要求如下：

a) 光伏组件支撑结构应与墙面结构可靠连接；
b) 光伏组件与墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；
c) ~~对~~安装在墙面上提供遮阳功能的光伏构件，应符合室内遮阳系数的要求。

5.2.3.13 光伏幕墙方阵设计要求如下：

a) 应选用建材型光伏构件；
b) 光伏构件尺寸与幕墙分格尺寸应相协调，光伏构件表面颜色、质感应与幕墙协调统一；
c) 光伏幕墙不应降低整体建筑幕墙的抗风压性能、水密性能、气密性能、平面内变形性能、空气隔声性能、耐撞击性能等要求；
d) 光伏幕墙系统不应降低墙体和整体围护结构的保温节能效果；
e) 光伏幕墙设计应符合组件的散热要求；
f) 应考虑设置维修、清洗的设施与通道；
g) 光伏幕墙支撑结构体系设计应符合电气布线的安全和维护要求，对室内可透光位置如采光顶、透光幕墙、发电窗等，应兼顾玻璃采光性能，还应考虑隐藏线缆和接线盒，符合美观和安全的要求；
h) 光伏幕墙的热工性能应符合 DB11/T 2037 的相关要求；
i) 光伏幕墙的结构安全和防火性能应符合 JGJ 102 的要求和 DB11/T 2037 的相关要求；
j) 由建材型光伏构件构成的雨篷、檐口和采光顶，应符合建筑相应部位的刚度、强度、排水功能及防止空中坠物的安全要求。

5.3 电气设计

5.3.1 组件

光伏组件应符合 GB/T 9535、GB/T 18911、JG/T 492、JGJ 203、JG/T 535。光伏组件防反二极管的额定电压应不低于最大系统电压的 2 倍，额定电流应不低于光伏组件短路电流的 1.4 倍。

5.3.2 电缆

5.3.2.1 光伏系统用电缆的选择与敷设，应符合 GB 50217 的规定。

5.3.2.2 当采用 1500V 电压系统时，电缆的绝缘性、护套厚度，椭圆度，绝缘电阻，热延伸，耐盐雾、烟雾、成束燃烧试验的差异，应通过 1500V 电缆相关测试要求。

5.3.2.3 光伏组件与组串汇流箱、光伏组件与组串逆变器之间的电缆应符合 NB/T 42073 的规定。光伏组串、光伏子方阵和光伏方阵的电缆规格应根据相应线路最小额定电流、线路过电流保护值以及线路预期故障电流来确定，取最大电流值确定电缆线径。

5.3.2.4 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类阻燃电缆，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。

5.3.2.5 光伏组件之间及组串与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施。

5.3.2.6 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。

5.3.2.7 电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体时，应采取防火保护措施，洞口、缝隙应采用防火封堵材料填塞密实。

5.3.3 汇流箱

5.3.3.1 光伏直流汇流箱应满足 GB/T 34933 和 GB/T 34936 的要求，直流开关应为光伏专用直流开关。

5.3.3.2 汇流箱应具有低残压、低残流的雷电防护能力，宜采用对接地电阻值不限制，且防护性能好的隔离式防雷接地汇流装置。

5.3.3.3 汇流箱的输入回路宜具有防逆流及过流保护；对于多级汇流光伏发电系统，只需一级具有防逆流保护。

5.3.4 逆变器

5.3.4.1 逆变器应符合 GB/T 37408 或 NB/T 32004 或 NB/T 42142 的规定。

5.3.4.2 逆变器宜具备光伏组串 IV 扫描与智能诊断、电弧检测及关断、智能温控、故障录波等功能。

5.3.4.3 逆变器的总额定容量应根据光伏系统装机容量确定，独立光伏系统逆变器的总额定容量应根据交流侧负荷最大功率及负荷性质确定。逆变器的数量应根据实际安装条件，光伏系统装机容量与单台逆变器额定容量，并结合逆变器允许接入的电流、电压值来确定，超配系数不宜大于 1.7。逆变器最大直流输入功率应符合公式（1）规定：

$$S_{INV} \leq \left(\frac{S_1}{K_1}+\frac{S_2}{K_2}+\cdots+\frac{S_N}{K_N}\right) \quad \cdots\cdots(1)$$

式中：

S_{INV} ——逆变器最大直流输入功率，单位为瓦(W)；

S_1、S_2、S_N —— 组件标称功率，单位为瓦（W）；

K_1、K_2、K_N —— 超配系数。

5.3.4.4 薄膜光伏组件方阵有负极接地要求时，应采用带隔离变压器的隔离型逆变器。

5.3.4.5 隔离变压器的选择要求如下：

a) 应符合逆变器输出额定功率和接入电压等级的要求；
b) 隔离变压器的容量应与逆变器输出额定功率相匹配，且不宜小于逆变器输出额定功率；
c) 隔离变压器电网侧接线组别及接地方式应与接入电网相匹配；
d) 宜选用低损耗、低谐波的隔离变压器；
e) 当变压器为外部隔离变压器时，应无其他设备与逆变器连接到同一线圈。

5.3.4.6 逆变器的通风及空气调节要求如下：

a) 室外安装时，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) 逆变器安装室内应有通风设施，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。

5.3.5 蓄电池与充放电控制设备

5.3.5.1 光伏系统可根据需求选配储能装置，储能装置容量应根据系统参数与用户需求确定，并应符合向负载提供持续、稳定电力的要求。

5.3.5.2 光伏系统配置的储能电池组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气特性等参数确定。储能电池的总容量可按公式（2）计算:

$$C_C = \frac{D \times F \times P_0}{U \times K_a} \quad \text{.....(2)}$$

式中：

C_C —— 储能电池总容量，单位为千瓦时(kWh)；

D —— 最长无日照期间用电时数，单位为小时(h)；

F —— 储能电池放电效率的修正系数，通常为1.05；

P_0 —— 负载功率，单位为千瓦(kW)；

U —— 储能电池的放电深度，通常为0.5～0.8；

K_a —— 综合效率系数，包括储能电池的放电效率，控制器、逆变器以及交流回路的效率，通常为0.7～0.8。

5.3.5.3 储能电池根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件等因素选择，并符合下列规定：

a) 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；
b) 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；
c) 储能系统应具有电池管理系统。宜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；
d) 充放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；
e) 充放电控制器应符合电磁兼容性要求。

5.4 接入设计

5.4.1 基本要求

5.4.1.1 光伏系统发送的电能质量应符合公用电网的电能质量要求。

5.4.1.2 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，通信系统应符合电网安全运行对电力通信的要求。

5.4.1.3 光伏系统接入电网时，其继电保护、通信和电能计量装置等接入方案应满足当地电网的要求。

5.4.1.4 接入电网时，除应符合 GB/T 33599、GB/T 33342 的要求外，其他要求如下：

a) 光伏系统在供电负荷与并网逆变器之间、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专用低压开关箱（柜）应设置隔离开关和断路器，断路器应采用可视断点的机械开关；
c) 并网专用开关箱（柜）应设置专用标示和“警 告”、“双电源”提示性文字和符号。

5.4.1.5 光伏系统应在并网点设置专用的计量装置，并应符合 DL/T 5137 和 DL/T 448 的相关规定。

5.4.2 变压器

5.4.2.1 升压主变压器的选择应符合 GB 20052、GB 24790、GB 50797、DL/T 5222 的规定。

5.4.2.2 升压主变压器的其他要求如下：

a) 当无励磁调压电力变压器不能满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器；
b) 主变压器容量可按光伏系统的最大连续输出容量进行选取，宜选用标准容量。

5.4.3 电气主接线

5.4.3.1 母线上的电压互感器和避雷器应合用一组隔离开关，并组装在一个柜内。

5.4.3.2 光伏系统内 l0kV 系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定。

5.4.3.3 当采用消弧线圈接地时，应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合 DL/T 620 的规定。

5.4.4 站内电源

5.4.4.1 光伏系统宜设置蓄电池组，向继电保护、信号、自动装置等控制负荷和交流不间断电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明等动力负荷供电，蓄电池组应以全浮充电方式运行。

5.4.4.2 蓄电池组及充电装置的选择可按 DL/T 5044 的规定执行。

5.4.5 无功补偿装置

5.4.5.1 光伏系统的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。光伏系统无功电源特性应符合 GB/T 29321 的要求。

5.4.5.2 并联电容器装置的设计应符合 GB 50227 的规定。

5.4.5.3 无功补偿装置宜选用成套设备，其性能应符合 GB/T 29321 的要求。

5.4.5.4 无功补偿装置配置应充分利用并网逆变器的无功容量及其调节能力 。

5.4.6 过电压保护和接地

5.4.6.1 光伏系统过电压保护设计应符合分布式光伏发电系统电气安全技术规范的要求。

5.4.6.2 升压站区、就地逆变升压室的过电压保护和接地应符合 DL/T 620 和 DL/T 621 的规定。

5.4.6.3 光伏方阵场地内应设置接地网，接地网除应采用人工接地极外，还应充分利用支架基础的金属构件。

5.4.6.4 光伏方阵接地应连续、可靠，接地电阻应满足 GB 50797 的规定。

5.4.6.5 光伏组件金属边框应与金属支架进行可靠的电气连接，且单个金属支架应至少在两端接地。当采用非金属支架时，光伏组件金属边框应使用引下线与接地网直接连接。

5.4.6.6 对于室外布置的箱式逆变器和变压器等设备，宜充分利用其箱体金属外壳对设备进行雷电防护；当采用非金属箱体时，应设置接闪器对设备进行防护。

5.4.7 并网要求

5.4.7.1 除发生电气故障或接收到来自电力调度部门的指令以外，光伏系统同时切除的功率应在电网

允许的最大功率变化率范围内。

5.4.7.2 电压与无功调节要求如下：

a) 应结合无功补偿类型和容量进行接入系统方案设计；

b) 小型光伏系统输出有功功率大于其额定功率的 50％时，功率因数不应小于 0.98(超前或滞后）；输出有功功率在 20％～50%时，功率因数不应小于 0.95(超前或滞后）。

5.4.8 电能质量

5.4.8.1 直接接入公用电网的光伏系统应在并网点装设电能质量在线监测装置；接入用户侧电网的光伏系统的电能质量监测装置应设置在关口计量点。电能质量数据应储存一年以上。

5.4.8.2 光伏系统接入电网后引起电网公共连接点的谐波电压畸变率以及向电网公共连接点注入的谐波电流应符合 GB/T 14549 的规定。

5.4.8.3 接入电网后，公共连接点的电压应符合 GB/T 12325 的规定。

5.4.8.4 引起公共连接点处的电压波动和闪变应符合 GB/T 12326 的规定。

5.4.8.5 并网运行时，公共连接点三相电压不平衡度应符合 GB/T 15543 的规定。

5.4.8.6 并网运行时，向电网馈送的直流电流分量最大不应超过其交流额定值的 0.5%。

5.4.9 继电保护

5.4.9.1 光伏系统的保护应符合 GB/T 14285 的规定，且应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

5.4.9.2 光伏系统应具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合 。

5.4.9.3 在并网线路同时 T 接有其他用电负荷情况下，光伏系统防孤岛效应保护动作时间应小于电网侧线路保护重合闸时间。

5.4.10 电能计量

电能计量应满足当地电网标准要求。

5.5 监控系统

监控系统应满足 GB 50797、GB/T 34932、DB11/T 1401、DB11/T 1402 内相关要求。

5.6 安全要求

5.6.1 直流汇流箱的光伏组件串保护、绝缘性能、电气间隙、爬电距离等电气安全相关项目应满足 GB/T 34933 和 GB/T 34936 的要求。

5.6.2 室外型逆变器的外壳防护等级应不低于 GB/T 4208 规定的 IP54。

5.6.3 光伏系统的交流侧浪涌保护器应符合 GB/T 18802.11 的要求，直流侧若使用浪涌保护器应符合 GB/T 18802.31 的要求。

5.6.4 光伏系统防雷要求如下：

a) 建筑上安装的光伏系统应采取防雷措施，并应作为建筑电气防雷设计的一部分，防雷等级分类和防雷措施应按 GB 50057 的相关要求执行；

b) 光伏系统和并网接口设备的防雷和接地措施，应符合 GB/T 16895.32 的相关要求。

5.6.5 光伏系统接地要求如下：

a) 建筑上安装的光伏系统接地应与建筑电气系统接地联合统一设置，接地连接电阻应符合 DB11/T 2036 分布式光伏发电系统电气安全技术规范的要求；

b) 光伏系统直流侧不得采用不接地的等电位保护；
c) 光伏系统的交流配电接地型式应与建筑配电系统接地型式相一致；
d) 光伏组件和构件的金属外框应可靠接地，光伏方阵应与建筑物防雷接地系统连结，连结点不得少于两处；
e) 采用无金属边框组件时，应在方阵周边设置符合建筑防雷要求的防雷体系。

5.6.6 安装在建筑各部位的光伏组件，包括直接构成建筑围护结构的光伏构件及光伏阵列应满足该部位的建筑围护、建筑节能、结构安全和电气安全要求。

5.6.7 在既有建筑上增设或改造光伏系统，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全的复核，并应满足光伏组件所在建筑部位的防火、防雷、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。

5.6.8 光伏系统的安装不应妨碍既有消防措施的功能。

5.6.9 对于光伏组（构）件可能发生高空坠落及危险性较高区域，应明显标注相关警示标识。

5.6.10 施工过程遇有限空间作业时，应确保双人作业，各项人身安全、设备设施安全措施检查后再进行操作；施工单位应指派专人担任施工现场安全员，除固定机位安全监控摄像设备外，应由安全员定时巡场并做好安全检查记录备查。

5.6.11 有限空间作业应符合 DB11/T 852 的要求。

5.6.12 消防安全设计要求如下：

a) 光伏系统周边应设置和配置消火栓、灭火器等消防设施设备，并应符合 GB 50140、GB50794 和 DL 5027 的规定要求；
b) 光伏系统不得影响消防疏散通道和消防设施的使用；
c) 光伏系统不得遮挡窗户，不得影响影响人员逃生和灭火救援、人员施救和破拆排烟等工作；
d) 光伏系统不得直接设置在易燃、可燃、难燃材料的屋面、屋平面、坡屋面、阳台、墙面等位置；
e) 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；
f) 消防器材的配备、安全逃生的要求应符合 GB 50797 的规定；
g) 光伏电站在配电室、电缆夹层及电缆竖井等处应设置火灾自动报警系统，并符合 GB 50116 的规定；
h) 屋面宜使用不燃材料的防水层，或在防水层与系统支架基座之间使用不燃材料进行分隔。

6 施工

6.1 一般要求

6.1.1 光伏系统工程施工包括基座、光伏组（构）件、光伏支架、电气设备等。

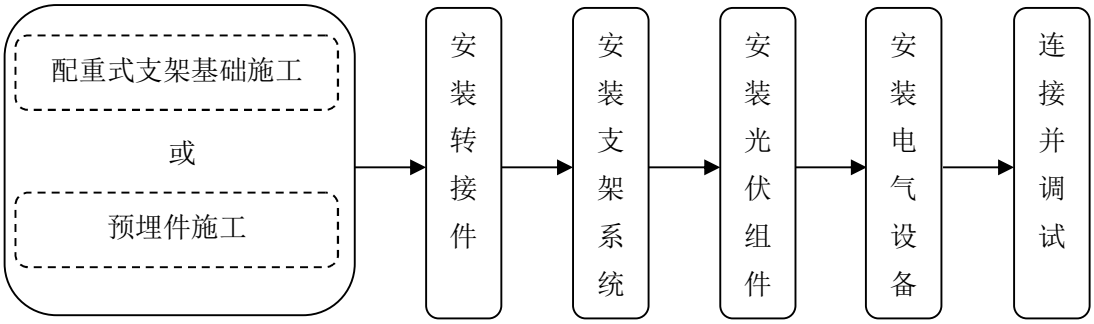
6.1.2 施工安装应符合设计要求。大型项目应单独编制安装施工方案，光伏建筑一体化系统的安装施工应纳入建筑设备安装施工组织设计，并应包括与主体结构施工、设备安装、建筑与环境相协调的配合方案以及安全措施等。

6.1.3 施工安装前应进行测量放线。

6.2 施工流程

6.2.1 安装型光伏系统施工工艺流程

安装型光伏系统施工工艺流程见图 1。



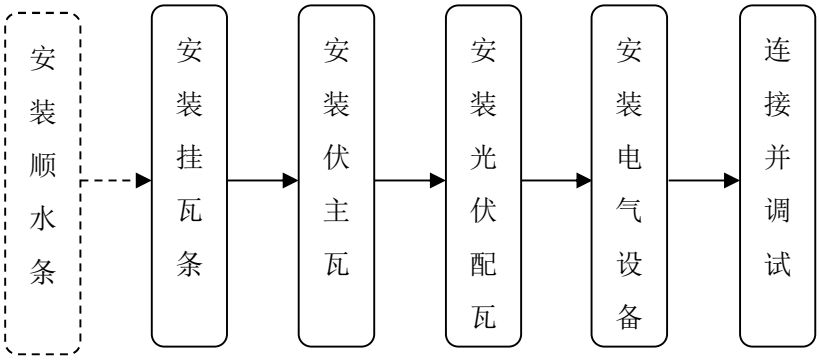
注1：在既有屋顶安装宜选用配重式支架基础；

注2：在新建建筑屋顶或墙体等部位安装宜选用预埋件且预埋件应与主体结构同时施工。

图1　安装型光伏系统施工工艺流程

6.2.2　光伏发电瓦屋面系统施工工艺流程

光伏发电瓦屋面系统施工工艺流程见图 2。

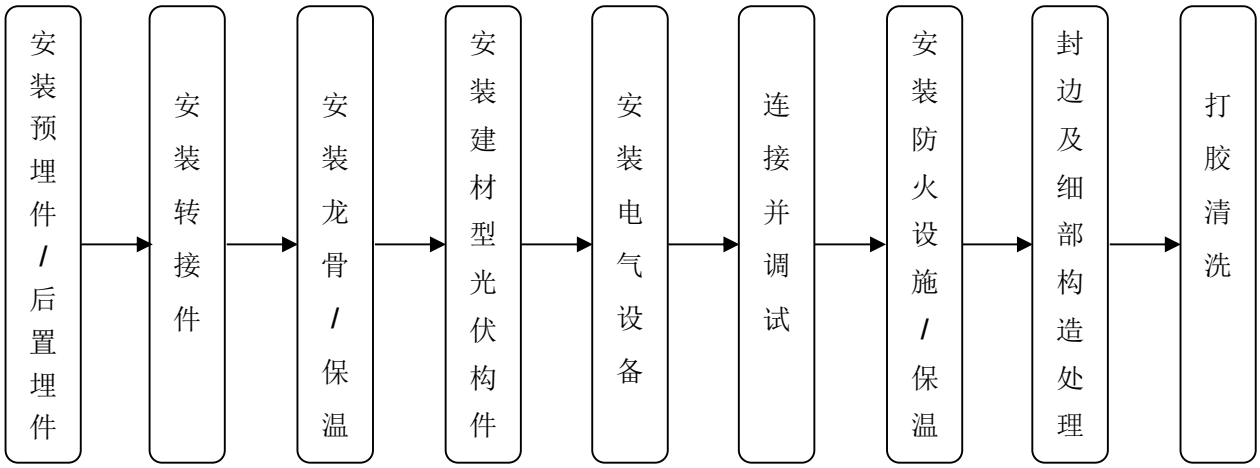


注：光伏发电瓦具有光伏发电功能和建材功能的瓦片。

图2　光伏瓦屋面光伏系统施工工艺流程

6.2.3　光伏幕墙施工工艺流程

光伏幕墙施工工艺流程见图 3。



注：根据幕墙构造形式不同，第4步“安装建材型光伏构件”和第7步“安装防火设施/保温”可互换。当采用单元式幕墙形式时，龙骨、光伏构件、保温防火材料等在工厂提前组装好，即第3步、第4步和第7步合成一步，直接在现场进行整体吊装。

图3　光伏幕墙施工工艺流程

6.2.4 粘接式柔性光伏组件屋面施工工艺流程

粘接式柔性光伏组件屋面施工工艺流程见图 4。

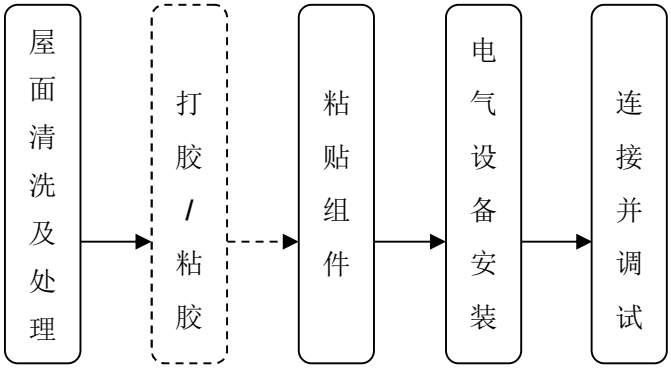


图4 粘接式柔性光伏组件屋面施工工艺流程

6.2.5 框架式柔性光伏组件屋面施工工艺流程

框架式柔性光伏组件屋面施工工艺流程见图 5。

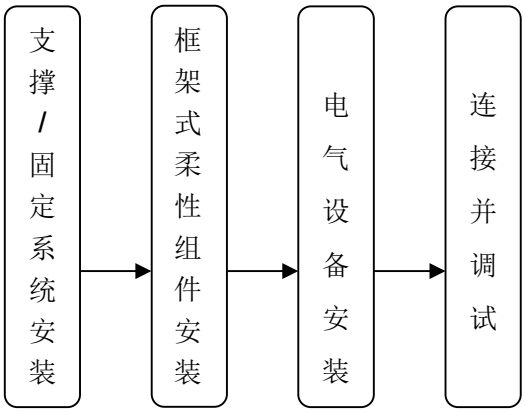


图5 框架式柔性光伏组件屋面施工工艺流程

6.3 施工要求

6.3.1 基本要求

6.3.1.1 建筑物上的光伏系统的安装与施工，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。

6.3.1.2 方阵支架施工及组件安装完成后，应先对设施和设备采取保护措施，再进入电气安装施工。

6.3.1.3 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、防火密封，并做好建筑物表面的光洁处理。

6.3.1.4 光伏系统的电气装置安装应符合 GB 50303 的要求。电缆线路施工，应符合 GB 50168 的要求。

6.3.1.5 系统、光伏方阵、组串等所用的光伏汇流箱、接线盒均应设带电警示标签。

6.3.1.6 各分部分项工程施工完毕后应及时进行验收并形成记录。

6.3.1.7 安装光伏系统时采取以下安全措施：

a) 应制定专项光伏施工方案，明确作业内容、危险因素、安全要求和应急措施等内容；

b) 应有保障施工人员人身安全的措施，应戴安全帽、穿绝缘鞋，带低压绝缘手套，使用绝缘工具；

c) 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；
d) 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；
e) 安装中的和安装完成的组件不得直接踩踏、重物按压；
f) 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；
g) 在雨、雪及 4 级以上风的天气情况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；其表面应铺遮光板遮挡阳光；
i) 不得局部遮挡光伏组件；
j) 光伏组件的输出电缆应采取可靠措施，不应非正常短路；
k) 安装过程中，在进行下步工序前，应断开前后工序的电气主控开关；
l) 在坡度大于 10°的坡屋面上安装施工，应设置专用踏脚板；
m) 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；
n) 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；
o) 现场焊接作业时，应采取可靠的防火措施；
p) 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；
q) 工程完成后，应清扫现场并处理施工垃圾；
r) 建立安装施工消防安全管理组织方案，制定并落实施工消防安全制度；
s) 施工前应清理周边可燃杂物、封堵周边孔洞；
t) 施工时应明确由专人携带灭火器、灭火毯等简易消防器材进行看护，同时应安排人员对周边及下方实行不间断巡查。

6.3.2 支架基础、预埋件和转接系统施工

6.3.2.1 支架基础的施工要求如下：
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 GB 50207 的要求；
e) 接地的扁钢、角钢均应进行防腐处理。

6.3.2.2 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 GB 50794 的要求。

6.3.2.3 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。

6.3.2.4 预埋件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。

6.3.2.5 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。

6.3.2.6 电缆沟的施工要求如下：
a) 电缆沟的预留孔洞应做好防水措施；
b) 电缆沟道变形缝的施工应严格按设计要求进行；

c) 室外电缆沟盖板应做好防水措施。

6.3.3 支撑系统安装

6.3.3.1 支架或框架安装前要求如下：

a) 支架到场后做好型号、规格、材质、外观及防腐涂层检查；
b) 对存放在滩涂、盐碱等腐蚀性强的场所的支架做好防腐蚀工作。

6.3.3.2 固定式支架及手动可调支架的安装要求如下：

a) 支架安装和紧固符合设计图纸要求及 GB 50205 的相关规定；
b) 支架倾斜角度偏差度不应大于±1°；
c) 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。

6.3.3.3 支架的现场焊接工艺除符合设计要求外，还应符合下列要求：

a) 支架的组装、焊接与防腐处理应符合 GB 50018 及 GB 50017 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 GB/T 50224 的要求。

6.3.3.4 光伏建筑一体化系统的支撑系统安装要求如下：

a) 支撑系统所用材料及安装方案均应符合设计要求，钢结构的焊接应符合 GB 50205 的要求；
b) 支撑系统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，并按设计要求对安装偏差进行检测。预埋件的标高偏差不应大于 10 mm，预埋件位置差不应大于 20 mm；
c) 光伏瓦支撑系统安装应符合 GB 50693 和 GB 50207 的要求。

6.3.4 光伏组件安装

6.3.4.1 光伏组件安装前要求如下：

a) 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；
b) 应按照光伏组件的电压、电流参数对组件进行分类；
c) 光伏组件的外观及各部件应完好无损；
d) 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。

6.3.4.2 光伏组件安装要求如下：

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) 光伏组件安装允许偏差应符合表 1 的规定。

表1 光伏组件安装允许偏差

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

6.3.4.3 光伏建筑一体化系统的组（构）件安装要求如下：

a) 在建筑物立面上安装的光伏组（构）件，安装高度距离地面宜大于 2.5m；

b) 光伏幕墙构件安装要求应符合 JGJ/T 139 的要求，安装允许偏差应符合 GB/T 21086 的规定；
c) 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；
d) 光伏瓦片的挂装、瓦片之间的防水连接必须严格按要求施工。

6.3.4.4 柔性光伏组件安装要求如下：

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洁干净，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胶膜撕下；
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。

6.3.4.5 光伏组件之间接线要求如下：

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并连接牢固，同一方阵内光伏组件配套的插接件厂家和型号应一致；彩钢瓦屋面光伏项目具备条件的，可在接插件外加装陶瓷套管，防止接插件不牢固，对彩钢屋面放电拉弧造成安全隐患；
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 GB 50169 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。

6.3.5 逆变器安装

6.3.5.1 逆变器进场后开箱检查要求如下；

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）蓄电池的电压。

6.3.5.2 逆变器安装要求如下：

a) 逆变器安装前，建筑结构工程应完成施工，工作面清理干净；
b) 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；
c) 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；

d) 室内安装应通风良好，环境温度适宜；相对湿度应符合设计要求，且无凝露；应无水蒸汽及腐蚀性气体；附近应无易燃易爆品；应具有符合安全规定的电源。

6.3.5.3 逆变器安装与调整要求如下：

a) 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 2 的规定；

表2 逆变器基础型钢安装允许偏差

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

b) 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；

c) 逆变器应垂直安装且连接端子位于下方，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；电源线的走线要安全可靠；

d) 安装在室外的逆变器，应牢靠固定在机架或平台上，机架加固方式应符合设计规定。一列机架水平偏差每米应不大于 3mm，全列偏差不大于 15mm；机架顶面应平齐，机架间应相互并拢；机架接地电阻值应符合设计规定；

e) 电缆接引完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

6.3.5.4 逆变器连接要求如下：

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。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。

6.3.6 交直流汇流箱安装

6.3.6.1 光伏汇流箱箱体结构质量及电气元件安装要求如下：

a) 汇流箱有关零部件均应符合各自的技术要求；

b) 油漆电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象；

c) 机架面板应平整，文字和符号要求清楚、整齐、规范、正确；

d) 标牌、标志、标记应完整清晰；

e) 各种开关应便于操作，灵活可靠。

6.3.6.2 光伏汇流箱不宜安装在高温、潮湿地方。

6.3.6.3 光伏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。

6.3.6.4 室外安装的光伏汇流箱，其安装高度不宜低于 1.5 m。

6.3.6.5 通讯接线屏蔽层需接入光伏汇流箱提供的屏蔽层端口，在端子内部两个屏蔽层应被短接，整个系统屏蔽层应进行单点接地连接。

6.3.6.6　输入断路器等级应根据光伏组件的额定等级以及相关标准要求而定。微型断路器的最小等级可由光伏组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。

6.3.6.7　对外接线宜使用多股阻燃铜线，线径应符合设计要求， 并不应小于推荐值。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。

6.3.7　监控系统安装

6.3.7.1　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。

6.3.7.2　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。

6.3.7.3　通讯电缆应按设计要求采用专用电缆单独敷设。单层屏蔽电缆的屏蔽层应一端可靠接地；双层绝缘隔离屏蔽的电缆，其最外屏蔽层应两端接地、最内屏蔽层应一端接地。通讯电缆与交流电缆并行敷设时，应穿金属管或采用铠装型电缆。金属箱体进线孔处应使用电缆护套管。

6.3.7.4　数据采集器的金属外壳、固定框架应接零或接地，应符合 GB 50169 的有关规定。

6.3.8　蓄电池安装

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

6.3.8.2　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。

6.3.8.3　蓄电池的安装还应符合 GB 50172 的要求。

6.3.8.4　蓄电池摆放及支架安装应符合设计要求。

6.3.8.5　蓄电池线路连接前，应检查每只蓄电池的端电压，每只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。

6.3.8.6　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。

6.3.9　防雷与接地

6.3.9.1　防雷装置的施工除应符合设计要求外，还应符合 GB/T 36963、GB/T 32512 和 GB 50169 的要求。

6.3.9.2　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。接闪杆、接闪带或接闪网等防雷措施应按相关规定进行安装。

6.3.9.3　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。

6.3.9.4　汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好。电子设备应进行屏蔽接地。

6.3.9.5　光伏系统接地体的安装电阻阻值应符合设计要求。

6.3.9.6　根据建筑物防雷规范，建筑物二类防雷引下线间距要求不大于 18m，三类防雷引下线间距要求不大于 25m，光伏系统防雷应与建筑物防雷等级一致。

7　调试

7.1　一般要求

7.1.1　安装工作完成验收后，方可进行设备和系统调试。

7.1.2　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。

7.1.3　系统检测应符合相应国标要求。

7.2 光伏矩阵调试与检测

7.2.1 光伏组件串的调试

7.2.1.1 汇流箱内光伏组件串的极性应正确。
7.2.1.2 汇流箱内熔断器或开关应在断开位置。
7.2.1.3 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%。
7.2.1.4 光伏组件串电缆温度应无超温等异常情况。
7.2.1.5 所有组件串检查应合格并记录。
7.2.2 检测光伏组件并联串，开路电压相近时再进行并联。
7.2.3 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。

7.3 逆变器调试与检测

7.3.1 逆变器安装后，应对绝缘电阻进行检测。微型逆变器的绝缘电阻应符合 NB/T 42142 的要求，其余类型逆变器的绝缘电阻应符合 GB/T 37408 的要求。
7.3.2 逆变器安装后，应对接地电阻进行检验，接地电阻应符合 GB/T 37408 的规定 。

7.3.3 逆变器调试与检测要求

7.3.3.1 光伏方阵各组串输出电压应符合设计要求。
7.3.3.2 并网逆变器输出端的交流电压应符合设计要求。
7.3.3.3 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。
7.3.3.4 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。

7.4 并网箱调试与检测

7.4.1 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 GB 50150 的相关规定进行操动机构测试。

7.4.2 并网接口断路器要求

7.4.2.1 并网箱内应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。
7.4.2.2 断路器应具备短路速断、分励脱扣等功能，并应符合 GB/T 14048.2 的相关要求。
7.4.2.3 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。
7.4.2.4 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。
7.4.2.5 并网箱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。
7.4.2.6 失压跳闸定值宜整定为 20%U_N，欠压跳闸定值宜整定为 20%U_N～70%U_N，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%U_N，且检有压合闸宜在 10s～60s 内动作。

7.4.3 防雷与浪涌要求

7.4.3.1 并网箱内应安装防雷浪涌保护器，以保护负载设备不被浪涌过电压损坏。
7.4.3.2 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。

7.5 监控系统调试

7.5.1 监控系统的调试主要包括在线监测与远程控制。

7.5.2 监控系统调试要求

7.5.2.1 设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，接地应可靠。
7.5.2.2 防误操作功能应完备可靠。
7.5.2.3 主备切换功能应符合技术要求。
7.5.2.4 在线监测系统调试应符合 DB11/T 1402 的要求。
7.5.2.5 数据监测装置采集的数据应有效。数据采集设备接收数据应正常，并能按照接收的指令进行数据发送。
7.5.2.6 远程控制设备操作功能应准确、可靠。

7.6 无功补偿装置

无功补偿装置的补偿功能应能符合设计文件的技术要求，其他电气设备的应符合GB 50150的相关规定。

7.7 系统性能测试

7.7.1 工程验收前应按照 GB/T 19064、GB/T 33342 和 GB/T 33599 的要求对光伏系统进行检查与调试。
7.7.2 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 GB 50052 和 GB 50797 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。
7.7.3 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。
7.7.4 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。
7.7.5 检查光伏方阵的接地线与防雷接地线的连接，应牢固可靠。

7.7.6 系统绝缘性能要求

7.7.6.1 将光伏方阵、汇流箱、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本文件 7.4.2 的要求。
7.7.6.2 将光伏方阵、汇流箱、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/T 37408 的要求。
7.7.6.3 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。

7.7.7 系统发电效率检测

7.7.7.1 光伏系统发电效率可用 PRSTC 来检测，可按公式（3）得到：

$$PR_{STC}=[E/(C\times P_s)]/(H/G) \quad \text{……(3)}$$

式中：

E —— 光伏系统发电量，单位为千瓦时（kWh）；
C —— 修正到 25℃的光伏组件功率温度修正系数，按公式（4）计算；
P0 —— 光伏方阵额定功率，单位为千瓦（kW）；
H —— 光伏方阵面辐射量，单位为千瓦时/每平方米（kWh/m²）；
G —— 标准条件下的辐照度，单位为 1 千瓦/每平方米（1kW/㎡）。

$$C = 1 + \delta \times (T_{cell} - 25℃) \quad \cdots\cdots (4)$$

式中：
δ —— 光伏组件的温度修正系数即功率温度系数；
T_{cell} —— 实测评估周期内太阳电池平均工作结温。

7.7.7.2 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。

7.7.7.3 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。

7.7.7.4 测试仪器应经过有资质的专业技术人员与机构校准。

7.7.7.5 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。

7.7.7.6 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。

8 验收

8.1 一般要求

8.1.1 光伏系统工程移交用户前应进行竣工验收。

8.1.2 工程的验收除应符合本规范的规定外，还应符合 GB/T 50796、GB/T 37655 和 GB/T 51368 的要求。

8.1.3 工程验收，应做好过程记录、文件签署、立案归档。

8.1.4 工程竣工验收要求

8.1.4.1 设计文件和合同约定的各项施工内容已经施工完毕。

8.1.4.2 工程现场已清理干净。

8.1.4.3 系统调试合格。

8.1.4.4 工程竣工资料完整且符合验收规定。

8.1.4.5 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。

8.1.5 光伏系统工程竣工验收合格要求

8.1.5.1 检验项目全部合格。

8.1.5.2 质量控制资料完整。

8.1.5.3 系统工程的质量和安全控制资料以及功能性检测资料完整。

8.1.6 光伏系统工程竣工验收资料要求

8.1.6.1 设计文件、图纸会审记录、设计变更、洽商记录和竣工图。
8.1.6.2 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。
8.1.6.3 隐蔽工程验收记录和相关图像资料。
8.1.6.4 工程施工安装记录、工程质量验收记录。
8.1.6.5 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。
8.1.6.6 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）。
8.1.6.7 光伏系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录。
8.1.6.8 光伏系统及主要部件的使用、运行管理及维护说明书等。
8.1.6.9 进口材料应提供入境商品检验报告。
8.1.6.10 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。

8.2 验收项目

8.2.1 支架和支撑系统

8.2.1.1 支架与基座或建筑主体结构固定牢靠。
8.2.1.2 支架之间的连接应牢固、可靠，无明显偏移。
8.2.1.3 支架和支撑系统金属防护涂层应完整无破损。
8.2.1.4 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。

8.2.2 光伏组（构）件

8.2.2.1 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。
8.2.2.2 组件边框应表面整洁平整、无破损，无明显脏污、硅胶残留等。
8.2.2.3 建材型光伏构件与龙骨固定牢靠。

8.2.3 电气设备

8.2.3.1 光伏系统使用的电缆、汇流箱、光伏控制器、储能蓄电池、逆变器、配电柜等电气系统的工程验收参照 GB 50303、GB 50168、GB 50169，以及其它相关和行业标准的规定。
8.2.3.2 检查汇流箱、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。
8.2.3.3 电气设备通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常。
8.2.3.4 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。
8.2.3.5 光伏系统用线缆的规格、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。