

吉林省工程建设地方标准

DB22

DB22/JT 144—2015

建筑太阳能光伏系统技术规程

Technical specification for building solar photovoltaic systems

2015-11-02 发布

2015-12-01 实施

吉林省住房和城乡建设厅发布

吉林省工程建设地方标准

建筑太阳能光伏系统技术规程

Technical specification for building solar photovoltaic systems

DB22/JT 144—2015

主编部门：吉林省建设标准化管理办公室

批准部门：吉林省住房和城乡建设厅

实施日期：2015 年 12 月 1 日

2015 · 长 春

吉林省住房和城乡建设厅

公 告

第 386 号

吉林省住房和城乡建设厅

关于发布吉林省工程建设地方标准

《建筑太阳能光伏系统技术规程》的公告

现批准《建筑太阳能光伏系统技术规程》为吉林省工程建设地方标准，统一编号为：DB22/JT 144-2015, 自 2015 年 12 月 1 日起实施。

吉林省住房和城乡建设厅

2015 年 11 月 2 日

前 言

根据吉林省住房和城乡建设厅《关于下达〈2015 年全省工程建设地方标准和标准设计制定（修订）计划（一）〉的通知》吉建办〔2015〕1 号文件要求，在深入调查研究国内外建筑太阳能光伏发电系统的应用情况和全省地理、气象参数的基础上，认真总结多年来国内外建筑太阳能光伏发电技术应用推广和工程实践经验，参考了国内外相关标准、技术文献及有关专家意见制定本规程。

本规程主要内容有：1 总则；2 术语；3 光伏系统设计；4 建筑与结构设计；5 太阳能光伏系统安装；6 工程验收。

本规程由吉林省建设标准化管理办公室负责管理，由吉林省建筑科学研究设计院负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见和建议，请将有关资料寄送到吉林省建设标准化管理办公室（地址：长春市民康路 519 号，邮编 130041，电子邮箱：jljsbz@126.com），以供修订时参考。

本规程主编单位：吉林省建筑科学研究设计院

吉林庆达新能源电力股份有限公司

吉林建工集团

本规程参编单位：吉林省建苑设计集团有限公司

吉林建筑工程学院设计院

本规程主要起草人员：岳利波 崔永生 刘晓东 李永红 林海 刘万学 王巍 李宇

本规程主要审查人员：衣健全 石永桂 王 彪 张乃民 张海泉 李 益

目 次

1	总则.....	1
2	术语和符号.....	2
3	系统设计.....	4
3.1	一般规定.....	4
3.2	系统分类.....	4
3.3	设备、导体选择与配置.....	5
3.4	电气及系统设计.....	6
3.5	系统接入.....	8
3.6	电能质量.....	9
4	规划、建筑与结构设计.....	10
4.1	一般规定.....	10
4.2	规划设计.....	10
4.3	建筑设计.....	10
4.4	结构设计.....	12
5	太阳能光伏系统安装.....	错误！未定义书签。
5.1	一般规定.....	错误！未定义书签。
5.2	基座工程.....	错误！未定义书签。
5.3	支架.....	错误！未定义书签。
5.4	光伏组件.....	错误！未定义书签。
5.5	汇流箱.....	错误！未定义书签。
5.6	逆变器.....	错误！未定义书签。
5.7	电气系统.....	错误！未定义书签。
5.8	接地和防雷.....	错误！未定义书签。
6	工程验收.....	错误！未定义书签。
6.1	一般规定.....	错误！未定义书签。
6.2	分项工程验收.....	错误！未定义书签。
6.3	竣工验收.....	错误！未定义书签。
	附录 A.....	错误！未定义书签。
	附录 B.....	错误！未定义书签。
	本规程用词说明.....	13
	引用标准目录.....	25
	附：条文说明.....	40

1 总则

1.0.1 为规范太阳能光伏系统在工业与民用建筑中的推广应用，促进光伏系统与建筑的结合，规范太阳能光伏系统的设计、施工和验收，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于吉林省新建、改建和扩建的工业与民用建筑光伏系统工程，以及在既有工业与民用建筑上安装或改造已安装的光伏系统工程的设计、施工和验收。

1.0.3 新建、改建和扩建的工业与民用建筑光伏系统设计应纳入建筑工程设计，统一规划、同步设计、同步施工、同步验收。

1.0.4 在既有建筑上改造或安装光伏系统应进行专项工程的设计、施工和验收。

1.0.5 建筑光伏系统设计、施工和验收除应符合本规程外，还应符合现行国家有关标准的规定。

2 术语和符号

2.1 术语

2.1.1 光伏电池 PV cell

将太阳辐射能直接转换成电能的一种器件。也称太阳电池 (solar cell)。

2.1.2 光伏组件 PV 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)。

2.1.3 光伏方阵 PV array

将若干个光伏组件在机械和电气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。又称光伏阵列。

2.1.4 太阳能光伏系统 solar photovoltaic (PV) system

利用光伏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。简称光伏系统。

2.1.5 光伏与建筑一体化 building integrated photovoltaic (BIPV)

光伏系统与建筑物统一设计、统一施工、统一验收，并与建筑物功能及外观协调、有机结合。

2.1.6 构件型光伏组件 elemental photovoltaic module

与建筑构件组合在一起或独立成为建筑构件的光伏构件，如以标准普通光伏组件或根据建筑要求定制的光伏组件构成雨篷构件、遮阳构件、栏版构件等。

2.1.7 建材型光伏组件 material photovoltaic module

将太阳能电池与瓦、砖、卷材、玻璃等建筑材料复合在一起成为不可分割的建筑构件或建筑材料，如光伏瓦、光伏砖、光伏屋面卷材、玻璃光伏幕墙、光伏采光顶等。

2.1.8 光伏电池倾角 tilt angle of PV cell

光伏电池所在平面与水平面的夹角。

2.1.9 并网光伏系统 grid-connected PV system

与公共电网联接的光伏系统。

2.1.10 独立光伏系统 stand-alone PV system

不与公共电网联接的光伏系统。也称离网光伏系统。

2.1.11 光伏汇流箱 PV connecting box

保证光伏组件有序连接和汇流功能的接线装置。该装置能够保障光伏系统在维护、检查时易于分离电路，当光伏系统发生故障时减小停电的范围。

2.1.12 直流主开关 DC main switch

安装在光伏方阵输出汇总点与后续设备之间的开关，包括隔离电器和短路保护电器。

2.1.13 直流分开关 DC branch switch

安装在光伏方阵侧，为维护、检查方阵，或分离异常光伏组件而设置的开关，包括隔离电器和短路保护电器。

2.1.14 并网接口 utility interface

光伏系统与电网配电系统之间相互联接的公共连结点。

2.1.15 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自太阳电池方阵的直流电流变换为符合电网要求的交流电流的装置。

2.1.16 孤岛效应 islanding effect

在电网失压时，并网光伏系统仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。

2.1.17 电网保护装置 protection device for grid

监测光伏系统并网的运行状态，在技术指标越限情况下将光伏系统与电网安全解列的装置。

2.1.18 安装容量 capacity of installation

光伏电站中安装的光伏组件的标称功率之和，计量单位是峰瓦（Wp）。

2.2 符号

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} ——逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器 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）；

E_A ——水平面太阳能总辐照量（kW·h/m²，峰值小时数）；

E_P ——上网发电量（kW·h）；

E_S ——标准条件的辐照度（常数=1 kW·h/m²）；

P_{AZ} ——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。

3 系统设计

3.1 一般规定

3.1.1 建筑光伏系统应进行专项设计或作为建筑电气工程设计的一部分。

3.1.2 光伏组件或方阵的选型和设计应与建筑结合，在综合考虑发电效率、发电量、电气和结构安全、适用、美观的前提下，宜优先选用光伏构件，构件应与建筑模数相协调，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

3.1.3 光伏并网系统设计应严格按现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T19939 的要求执行。

1 光伏高压并网系统必须安装过电压继电器、欠电压继电器、过频率继电器、欠频率继电器；

2 高压并网，应在高压侧安装接地过电压继电器；

3 10KW 以下小型或民用光伏并网系统，宜选用区域内低压线并网逆变装置进行并网发电，不管有无逆潮功能，均可省略接地过电压继电器；

4 当光伏并网发电设备的输出容量与受电电力容量相比小于 5%，且功率调节器具有高速孤岛检测及防止孤岛现象发生的保护功能时，接地过电压继电器可不设置；

5 由于超限状态导致光伏系统停止向电网送电后，在电网的电压和频率恢复到正常范围后的 2 5min 内，光伏系统不得向电网送电；

6 光伏系统对电网应设置短路保护，当电网短路时，逆变器的过电流应不大于额定电流的 150%，并在 0.1s 以内将光伏系统与电网断开；

7 系统在不可逆流的并网方式下工作，当检测到供电变压器次级处的逆流为逆变器额定输出的 5%时，逆向功率保护应在 0.5s~2s 内将光伏系统与电网断开。

3.1.4 光伏系统输配电和控制用缆线应与其他管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置，满足安装维护的要求。

3.1.5 光伏组件或方阵连接电缆及其输出总电缆应符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定第一部分：结构要求》GB/T20047.1 的相关规定。

3.1.6 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。

3.1.7 并网光伏系统应具有相应的并网保护功能，并应安装必要的计量装置。

3.1.8 光伏系统应满足国家关于电压偏差、闪变、频率偏差、相位、谐波、三相平衡度和功率因数等电能质量指标的要求。

3.1.9 离网独立光伏系统应满足现行国家标准《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的相关要求。

3.1.10 光伏系统应与建筑电气系统相匹配，光伏系统主接线应满足系统损耗小，故障易诊断，易隔离和检修等要求。

3.2 系统分类

3.2.1 光伏系统可按是否接入公共电网分为下列两种系统：

1 并网光伏系统；

2 独立光伏系统。

3.2.2 光伏系统可按是否具有储能装置分为下列两种系统：

- 1 带有储能装置系统;
 - 2 不带储能装置系统。
- 3.2.3 光伏系统可按负荷形式分为下列三种系统:
- 1 直流系统;
 - 2 交流系统;
 - 3 交直流混合系统。
- 3.2.4 光伏系统可按系统的装机容量大小分下列三种系统:
- 1 小型系统,装机容量不大于 20KW_p 的系统;
 - 2 中型系统,装机容量在 20KW_p 至 100KW_p (含 100KW_p) 之间的系统;
 - 3 大型系统,装机容量大于 100KW_p 的系统。
- 3.2.5 光伏系统可按允许通过上级供电变压器向主电网馈电的方式分下列两种系统:
- 1 逆流光伏系统;
 - 2 非逆流光伏系统。
- 3.2.6 并网光伏系统可按其在电网中的并网位置可分为下列两种系统:
- 1 集中并网系统;
 - 2 分散并网系统。

3.3 设备、导体选择与配置

- 3.3.1 应根据新建建筑或既有建筑的使用功能、电网条件、负荷性质和系统运行方式等因素,确定光伏系统为建材型和构件型。
- 3.3.2 光伏系统一般由光伏方阵、光伏汇流箱、逆变器(限于包括交流线路系统)、蓄电池及其充电控制装置(限于带有储能装置系统)、电能表和显示电能相关参数的仪表组成。
- 3.3.3 光伏系统的设备性能及正常使用寿命应符合以下要求:
- 1 系统中设备及其部件的性能应满足国家或行业标准的相关要求,并应获得相关认证;
 - 2 系统中设备及其部件的正常使用寿命应满足国家或行业标准的相关要求。
- 3.3.4 光伏组件应根据类型、峰值功率、转换效率、温度系统数、组件尺寸和重量等技术条件进行选择,同一组串及同一子阵内,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 的离散性应小于 $\pm 3\%$ 。
- 3.3.5 光伏组件应按太阳辐照度、工作温度等使用环境条件进行性能参数校验。
- 3.3.6 光伏组件可分为晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件和聚光光伏组件三种类型,并按下列条件选择:
- 1 依据太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素,经技术经济比较确定。
 - 2 太阳辐射量较高、直射分量较大的地区宜选用晶体硅光伏组件或聚光光伏组件。
 - 3 太阳辐射量较低、散射分量较大、环境温度较高的地区宜选用薄膜光伏组件。
- 3.3.7 用于并网光伏发电系统的逆变器按下列条件选择:
- 1 逆变器应按型式、容量、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪(MPPT)、保护和监测功能、通信接口、防护等级等技术条件进行选择。
 - 2 逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配,逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的光伏方阵的实际最大直流输出功率。
 - 3 光伏组件串的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。
 - 4 逆变器性能应符合接入公用电网相关技术要求的规定,并具有有功功率和无功功率连续可调

功能。用于大、中型光伏电站的逆变器还应具有低电压穿越功能。

- 5 并网逆变器应具备自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防止孤岛效应功能；
- 6 逆流型并网逆变器应具备自动电压调整功能；
- 7 不带工频隔离变压器的并网逆变器应具备直流检测功能；
- 8 无隔离变压器的并网逆变器应具备直流接地检测功能；
- 9 湿热带、工业污秽严重地区使用逆变器，应考虑潮湿、污秽及盐雾的影响。
- 10 并网逆变器的选择应满足高效、节能、环保的要求。

3.3.8 光伏汇流箱应依据形式、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。

- 1 光伏汇流箱内应设置汇流铜母排；
- 2 每一个光伏组件串应分别由线缆引至汇流母排，在母排前分别设置直流分开关，并设置直流主开关；
- 3 光伏汇流箱内应设置防雷保护装置；
- 4 光伏汇流箱的输入回路宜有防逆流及过流保护；对于多级汇流光伏发电系统，如果前级已有防逆流保护，则后级可不设防逆流保护。
- 5 光伏汇流箱的输出回路应具有隔离保护措施。
- 6 宜设置监测装置。
- 7 光伏汇流箱的设置位置应便于操作和检修，宜选择室内干燥的场所。设置在室外的光伏汇流箱应具有防水防腐措施，其防护等级应为 IP65 以上。

3.3.9 直流线路的选择应遵循以下原则：

- 1 耐压等级应高于光伏方阵电压的 1.25 倍；
- 2 额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器整定值应高于光伏方阵的标称短路电流的 1.25 倍；
- 3 满发状态下，线路电压损失应控制在 3% 以内。

3.3.10 电能储存系统

- 1 电能储存系统宜选用寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的蓄电池。
- 2 电能储存系统应符合现行国家标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044 和《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的相关要求。

3.4 电气及系统设计

3.4.1 光伏方阵的设计应遵循以下原则：

- 1 根据建筑设计及其电力负荷确定光伏组件的类型、规格、安装位置和可安装场地面积；
- 2 根据尽量采用最佳倾角，且便于清除灰尘，保证组件通风良好的原则确定光伏组件的安装方式；

3.4.2 光伏方阵可根据安装容量、安装场地面积和特点、负荷的类别和运行管理方式，由技术经济比较确定。

3.4.3 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下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad (3.4.3-1)$$

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad (3.4.3-2)$$

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} ——逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器 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）；

公式中涉及到的参数由厂家提供。

3.4.4 光伏方阵采用固定式布置时，倾角宜使光伏方阵的倾斜面上受到的全年辐照量最大，对于有特殊要求或做为建材型与建筑结合时，可根据实际需要，经技术经济比较后确定光伏方阵的设计倾角和阵列行距。

3.4.5 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电站系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定。具体数值可按下式计算：

$$E_p = E_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S} \times K \quad (3.4.5)$$

式中： E_A ——水平面太阳能总辐照量（kW·h/m²，峰值小时数）；（当地气象局提供的有效气象资料）

E_p ——上网发电量（kW·h）；

E_S ——标准条件的辐照度（常数=1 kW·h/m²）；

P_{AZ} ——组件安装容量（kW_p）；

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。

3.4.6 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，并符合抗震、抗风和防腐等要求。具体要求如下：

1 光伏支架材料宜采用钢材，材质的选用和支架设计应符合现行国家标准《钢结构设计规范》

GB50017 的规定。

2 支架应按承载力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度。

3 支架在构造上应便于检查和清刷。钢支架防腐宜采用热浸镀锌工艺，镀锌层平均厚度不应小于 55 μm 。

4 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、坚固时，应采取隔离措施。

3.5 系统接入

3.5.1 光伏系统与公用电网并网时，应符合现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T19939 的相关规定。

3.5.2 光伏系统与公共电网之间应设隔离装置，并应符合以下要求：

1 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开关，隔离开关应具有明显断开点指示及断零功能；

2 中型或大型光伏系统宜设置独立控制机房，机房内应设置配电柜、仪表柜、并网逆变器、监视器及蓄电池（限于带有储能装置系统）等；

3 光伏控制机房应按照（变）配电间的设计要求设计，应符合现行国家标准《民用建筑电气设计规范》JGJ 16和其他现行国家标准的相关规定。

4 光伏系统在并网处应设置并网专用低压开关箱（柜）并设置专用标识和“警告”“双电源”等提示性文字和符号；

5 光伏系统在并网处设置的并网专用低压开关箱（柜）应设置手动隔离开关和低压断路器，断路器应采用带可视断点的机械开关，除非当地供电部门要求，不得采用电子式开关。

6 储能光伏系统宜根据容量、种类设置独立的蓄电池存放装置或蓄电池室，蓄电池应符合现行国家标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044的相关规定。

7 光伏系统的交直流线缆可与其他电气系统电缆路径统一设计，但应与其他电气系统线缆隔离敷设。

3.5.3 并网光伏系统应具有自动检测功能及并网切断保护功能，并应符合下列要求：

1 光伏系统应安装电网保护装置，并应符合现行国家标准《光伏（PV）系统电网接口特性》GB/T20046 的相关规定；

2 光伏系统与公共电网之间的隔离开关和断路器均应具有断零功能，且相线和中性线应能同时分断和合闸；

3 当公用电网电能质量超限时，光伏系统应自动与公用电网解列，在公用电网质量恢复正常后的 5min 之内，光伏系统不得向电网供电。

4 光伏系统应具有电压自动检测及并网切断控制功能

3.5.4 逆流型光伏系统宜按照无功就地平衡的原则配置相应的无功补偿装置。

3.5.5 通信与电能计量装置应符合以下要求：

1 根据当地公共电网条件和供电机构的要求配置光伏系统自动控制、通信和电能计量装置，并应与光伏系统工程同时设计、同时建设、同时验收、同时投入使用；

2 光伏系统宜配置相应的自动化终端设备，采集光伏系统装置及并网线路的遥测、遥信数据并传输至相应的调度主站；在并网光伏系统电网接口/公共联络点应配置电能质量实时在线监测装置，并将可测量到所有电能质量参数（电压、频率、谐波、功率因数等）传输至相应的调度主站。

3 光伏系统应在发电侧和电能计量点分别配置、安装专用电能计量装置,并接入自动化终端设备;

4 电能计量装置应符合现行国家标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T 5137 和《电能计量装置技术管理规程》 DL/T 448 的相关规定。

3.6 电能质量

3.6.1 光伏系统向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量应受控,在电压偏差、频率、谐波和功率因数方面应满足实用要求并符合标准。出现偏离标准的越限状况,系统应能检测到这些偏差并将光伏系统与电网安全断开。

1 电压偏差,光伏系统中逆变器的输出电压应与电网相匹配。正常运行时,光伏系统和电网接口处的电压允许偏差应符合《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325的规定。三相电压的允许偏差为额定电压的 $\pm 7\%$,单相电压的允许偏差为额定电压的 $+7\%$ 、 -10% 。

2 光伏系统并网时应与电网同步运行。电网额定频率为50Hz,光伏系统并网后的频率允许偏差应符合《电能质量 电力系统频率偏差》GB/T15945的规定,即偏差值允许 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

3 总谐波电流应小于逆变器额定输出的5%。各次谐波应限制在本规范表3.6.1-1、表3.6.1-2所列的百分比之内。此范围内的偶次谐波应小于低的奇次谐波限值的25%。

表3.6.1-1 奇次谐波电流畸变限值

奇次谐波	畸变限值
3次至9次	$<4.0\%$
11次至15次	$<2.0\%$
17次至21次	$<1.5\%$
23次至33次	$<0.6\%$

表3.6.1-2 偶次谐波电流畸变限值

偶次谐波	畸变限值
2次至8次	$<1.0\%$
10次至32次	$<0.5\%$

3.6.2 功率因数:当光伏系统中逆变器的输出大于其额定输出的50%时,平均功率因数应小于0.9 (超前或滞后)。

3.6.3 电压不平衡度:光伏系统并网运行(仅对三相输出)时,电网接口处的三相电压不平衡度应符合《电能质量 三相电压不平衡》GB/T15543规定的数值,允许值为2%,短时不得超过4%。

3.6.4 直流分量:光伏系统并网运行时,逆变器向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的1%。

4 规划、建筑与结构设计

4.1 一般规定

- 4.1.1 应结合建筑功能、建筑外观以及周围环境条件进行光伏组件类型、安装位置、安装方式和色泽的选择，使之成为建筑的有机组成部分。
- 4.1.2 安装在建筑各部位或直接构成建筑围护结构的光伏组件，应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施，并应满足该部位的建筑围护、建筑节能、结构安全、航空安全、消防疏散、电气安全和严寒地区耐久性要求。
- 4.1.3 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，并满足光伏组件所在建筑部位的防火、防水、防雷、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。
- 4.1.4 根据光伏组件类型、安装位置、安装方式对发电量的影响，规划与建筑设计应为其安装、使用、维护和保养等提供必要的承载条件和空间。

4.2 规划设计

- 4.2.1 光伏系统规划应根据建设地点的、气候条件先进行可利用太阳能辐射量、可利用建筑表面部位及其面积大小、邻近电网状况、环境因素、后续发展等方面的专项评估。
- 4.2.2 安装光伏系统的建筑，主要朝向应在南偏东不大于 30° 至南偏西不大于 30° 之间。
- 4.2.3 安装光伏系统的建筑应满足建筑本身及相邻建筑的建筑日照标准要求。
- 4.2.4 建筑体型及空间组合应为光伏组件接收更多的太阳光创造条件，光伏组件的安装部位应避免受景观环境或建筑自身的遮挡，并宜满足光伏组件冬至日全天满足 3h 以上建筑日照时数的要求。
- 4.2.5 应对光伏构件可能引起的二次辐射光污染对本建筑或周围建筑造成的影响进行预测，对可能造成的光污染应采取相应的措施。

4.3 建筑设计

- 4.3.1 应合理确定光伏系统各组成部分在建筑中的位置，并满足其所在部位的建筑防水、排水等功能要求，同时应采取便于系统的检修、更新和维护的必要措施。
- 4.3.2 建筑材料型光伏系统和建筑构件型光伏系统在建筑设计时就需要统筹考虑电气线路的安装布置，同时要保证每一块建筑材料型光伏组件和建筑构件型光伏组件金属外框的可靠接地。
- 4.3.3 建筑设计应为光伏系统提供安全的安装条件。并在安装光伏组件的部位采取安全防护措施。
- 4.3.4 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。
- 4.3.5 光伏组件应综合考虑安装部位的建筑外墙防水设计和建筑屋面防水及雨水系统设计。
- 4.3.6 为防止热桥的产生，光伏组件与建筑应有断热桥等保温构造措施。
- 4.3.7 光伏组件的构造及安装应考虑通风降温措施，保证光伏电池温度不高于 85°C 。
- 4.3.8 建筑屋面安装光伏组件时，必须保证屋面消防通道的畅通，并应考虑消防救援需求。
- 4.3.9 建筑屋面安装光伏组件时，其楼梯间宜出屋面。
- 4.3.10 建筑屋面安装光伏组件时，应考虑设置维修、清洗、清雪和融雪的设施与通道，通道最小净宽应不小于550mm。

4.3.11 平屋面上安装光伏组件应符合以下要求：

- 1 光伏组件安装支架宜采用可调节支架，包括自动跟踪型和手动调节型；
- 2 支架安装型光伏方阵中光伏组件的间距应满足冬至日不遮挡太阳光的要求；
- 3 在建筑屋面上安装光伏组件，应选择不影响屋面排水功能的基座形式和安装方式；
- 4 光伏组件基座与结构层相连时，防水层应包到支座和金属埋件的上部，并在地脚螺栓周围作密封处理；
- 5 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；
- 6 直接构成建筑屋面面层的建材型光伏组件，除应保障屋面排水通畅外，安装基层还应具有一定的刚度。在空气质量较差的地区，还应设置清洗光伏组件表面的设施；
- 7 光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏方阵之间的人行通道上部应铺设屋面保护层；
- 8 光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管，并作防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

4.3.12 坡屋面上安装光伏组件应符合以下要求：

- 1 坡屋面坡度宜按照光伏组件全年获得电能最多的倾角设计；
- 2 光伏组件宜采用顺坡镶嵌或顺坡架空安装方式；
- 3 建材型光伏构件与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求；
- 4 顺坡架空安装的光伏组件与屋面之间的垂直距离应满足安装和通风散热间隙的要求。

4.3.13 阳台或平台上安装光伏组件还应符合以下要求：

- 1 安装在阳台或平台栏板上的晶体硅光伏组件应有适当的倾角；
- 2 安装在阳台或平台栏板上的光伏组件支架应与栏板结构主体构件上的预埋件牢固连接；
- 3 构成阳台或平台栏板的构件型光伏构件，应满足刚度、强度、防护功能和电气安全要求；
- 4 应采取保护人身安全的防护措施。

4.3.14 墙面上安装光伏组件应符合以下要求：

- 1 安装在墙面上的晶体硅光伏组件应有适当的倾角；
- 2 安装在墙面的光伏组件支架应与墙面结构主体上的预埋件牢固锚固；
- 3 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；
- 4 设置在墙面的光伏组件的引线穿过墙面处，应预埋防水套管。穿墙管线不宜设在结构柱处；
- 5 光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、分格等协调处理；
- 6 光伏组件安装在窗面上时，应满足窗面采光、通风等围护结构功能要求；
- 7 应采取保护人身安全的防护措施。

4.3.15 幕墙上安装光伏组件应符合以下要求：

- 1 安装在幕墙上的光伏组件宜采用建材型光伏构件；
- 2 光伏组件尺寸应符合幕墙设计模数，光伏组件表面颜色、质感应与幕墙协调统一；
- 3 光伏幕墙的性能应满足所安装幕墙整体物理性能的要求，并应满足建筑节能的要求；
- 4 对于有采光和安全双重性能要求的部位应使用双玻光伏幕墙其使用的夹胶层应为 PVB 或其它满足安全玻璃要求的材料；

5 玻璃光伏幕墙的结构性能应满足现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的要求，并应满足建筑室内对视线和透光性能的要求；

6 由玻璃光伏幕墙构成的雨篷、檐口和采光顶，应满足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性要求。

4.3.16 光伏系统控制机房宜采用自然通风，不具备条件时应采取机械通风措施。

4.4 结构设计

4.4.1 光伏建筑工程应根据光伏系统的类型，对光伏组件的安装结构、支承光伏系统的主体结构或结构构件及相关连接件进行专项结构设计。

4.4.2 光伏建筑结构荷载取值按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009的规定采用。对于体形、风荷载环境比较复杂的光伏建筑工程，如无可靠的参照依据，宜通过风洞试验确定风荷载。

4.4.3 光伏建筑工程的结构设计应计算以下效应：

- 1 按6度设防进行抗震设计时，应计算系统自重荷载、风荷载和雪荷载作用效应；
- 2 按6度以上设防进行抗震设计时，应计算系统自重荷载、风荷载、雪荷载和地震作用效应。

4.4.4 在既有建筑上安装光伏系统，应事先对既有建筑的结构进行可靠性鉴定。确认需要加固时应符合《混凝土结构加固设计规范》GB50367的要求。

4.4.5 光伏组件或方阵的支架，应由预埋在钢筋混凝土基座中的钢制热镀锌连接件或不锈钢地脚螺栓固定，钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内。不能与主体结构锚固时，应设置支架基座，并采取措施提高支架基座与主体结构间的附着力，满足风荷载、雪荷载与地震荷载作用的要求。

4.4.6 连接件与基座的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

4.4.7 支架基座设计应进行结构稳定性、抗滑移和抗倾覆验算。地面安装光伏系统时，光伏组件最低点距地面不宜小于300mm。

4.4.8 光伏方阵与主体结构采用后加锚栓连接时，应符合现行国家标准《混凝土结构后锚固技术规范》JGJ145及以下规定：

- 1 锚栓产品应有出厂合格证。
- 2 碳素钢锚栓应经过防腐处理。不应在化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作。
- 3 应进行承载力现场试验，必要时应进行极限拉拔试验。
- 4 每个连接点设置不应少于两个锚栓。
- 5 锚栓直径应通过计算确定，并不应小于10mm。

4.4.9 安装光伏系统的预埋件设计使用年限应与主体结构相同。预埋件的锚筋应采用HPB300、HRB335或HRB400级，严禁采用冷加工钢筋。

4.4.10 支架及其它的安装材料，应根据光伏系统的使用寿命选择相应的耐候材料，并采取抵御使用环境的大气腐蚀及火灾的防护措施。

4.4.11 地面安装光伏系统时，应对地基承载力、基础的强度和稳定性进行验算。

4.4.12 轻质填充墙不宜作为光伏组件的支撑结构

5 太阳能光伏系统安装

5.1 一般规定

5.1.1 新建建筑太阳能光伏系统的安装施工应进行质量控制，制定相应的安装施工方案和特殊安全措施。具体包括下列内容：

- 1 与主体结构施工、设备安装、装饰装修协调配合方案；
- 2 材料质量标准及技术要求；
- 3 搬运、吊装方法；
- 4 测量方法及注意事项；
- 5 安装方法及允许偏差要求，关键部位、重点、难点施工部位安装方法应单独列出；
- 6 安装顺序及嵌缝收口要求；
- 7 构件、组件和成品的现场保护措施；
- 8 质量要求及检查验收方法；
- 9 安全措施及劳动保护措施；

5.1.2 建筑太阳能光伏系统安装前应具备以下条件：

- 1 安装人员应经过相关安装知识的培训，掌握相关操作要领。
- 2 设计文件齐备，且已审查通过；并网接入系统已获有关部门批准并备案。
- 3 施工组织设计及施工方案已经批准；
- 4 场地、电源、道路等条件能满足正常施工需要；
- 5 设备和材料的规格应符合设计要求，并经进场验收合格；
- 6 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管和设施符合设计图纸要求，并已验收合格。

5.1.3 建筑太阳能光伏系统安装前，应对主体结构的相关部位进行检查测量，经验收合格后方可进行安装施工。安装建筑太阳能光伏系统时，应对安装部位已完成的土建工程采取保护措施。

5.1.4 在既有建筑上安装建筑太阳能光伏系统，应根据建筑物的建设年代、结构状况，制定相应的安装施工方案和特殊安全措施，必要时应进行可行性论证后方可施工。

5.1.5 施工安装人员应采取以下防触电措施：

- 1 应穿绝缘鞋，带低压绝缘手套，使用绝缘工具；
- 2 不应在雨、雪、大风天作业。
- 3 在安装场所上空有架空电线的应有隔离防护措施。

5.1.6 建筑太阳能光伏系统安装施工时还应采取以下安全措施：

- 1 建筑太阳能光伏系统的产品和部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞受损。光伏组件吊装时，其底部要衬垫木块，背面不得受到任何碰撞和重压；
- 2 光伏组件在安装时表面应铺遮光板，遮挡阳光，防止电击危险；
- 3 光伏组件的输出电缆不得非正常短路；
- 4 对无断弧功能的开关进行连接时，不得在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开其正负极；
- 5 连接完成或部分完成的建筑太阳能光伏系统，遇有光伏组件破裂的情况应及时设置限制接近的措施，并由专业人员处置；
- 6 电路接通后应注意热斑效应的影响，不得局部遮挡光伏组件；
- 7 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工，应设置专用脚踏板。

8 施工人员登高作业时应有防滑倒、防坠落措施，周边应有提示标识。

5.1.7 建筑太阳能光伏系统的安装应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB50794 要求。

5.2 基座

5.2.1 安装光伏组件或方阵的支架应设置基座，基座应与主体结构连接牢固。

5.2.2 新建建筑的基座预埋件应在主体结构施工时按设计要求埋设，预埋件应位置准确、牢固。

5.2.3 屋面结构层上现场砌（浇）筑的基座，完工后应做防水处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的要求。

5.2.4 预制基座应放置平稳、整齐，不得破坏屋面的防水层，对原有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。

5.2.5 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在支架安装前应涂防腐涂料，并妥善保护。

5.2.6 连接件与基座之间的空隙，应采用细石混凝土填捣密实。

5.3 支架

5.3.1 安装光伏组件或方阵的支架应按设计要求制作。钢结构支架的安装和焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的要求。

5.3.2 支架应按设计要求安装在主体结构上，位置准确，与主体结构固定牢靠。

5.3.3 固定支架前应根据现场安装条件采取合理的抗风措施。

5.3.4 钢结构支架焊接完毕，应按设计要求做防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212 和《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224 的要求。

5.3.5 装配式方阵支架梁柱连接节点应保证结构的安全可靠，不得采用单一摩擦型节点连接方式，各支架部件的防腐镀层要求应由设计根据实际使用条件确定。

5.3.6 钢结构支架应与建筑物接地系统可靠连接。

5.4 光伏组件或方阵

5.4.1 光伏组件上应标有带电警告标识，光伏组件强度应满足设计强度要求。

5.4.2 光伏组件或方阵安装倾角和定位应符合设计要求，安装倾角误差为 $\pm 3^\circ$ 。

5.4.3 光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

5.4.4 光伏组件或方阵应排列整齐，光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换。

5.4.5 光伏组件或方阵与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，不得被施工杂物等填塞。

5.4.6 光伏组件或方阵安装时必须严格遵守生产厂家指定的其他条件。

5.4.7 坡屋面上安装光伏组件时，其周边的防水连接构造必须严格按设计要求施工，不得渗漏。

5.4.8 光伏幕墙的安装应符合以下要求：

1 双玻光伏幕墙应满足现行国家标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T139 的相关规定；

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

3 光伏幕墙应与普通幕墙同步施工，共同接受幕墙相关的物理性能检测。

幕墙中常用的双玻光伏幕墙也是建材型光伏构件的一种，是指由两片以上的玻璃，采用 PVB 胶片将太阳能电池组装在一起，能单独提供直流输出的光伏构件。现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ102 要求，玻璃幕墙采用夹层玻璃时，应采用干法加工合成，其夹层宜采用聚乙烯醇缩丁醛（PVB）胶片；夹层玻璃合片时，应严格控制温、湿度。

5.4.9 在寒冷、积雪等地区安装光伏组件时，应与产品生产厂家协商制定合理的安装施工方案及运行维护方案。

5.5 光伏接线箱

5.5.1 光伏接线箱安装前应符合下列要求：

- 1 光伏接线箱内元器件应完好，连接线应无松动。
- 2 光伏接线箱的所有开关和熔断器应处于断开状态。

5.5.2 光伏接线箱安装应符合下列要求：

- 1 光伏接线箱安装位置应符合设计要求。支架和固定螺栓应为防锈件。
- 2 光伏接线箱安装接地应牢固 可靠。接地线的截面应符合设计要求；
- 3 光伏接线箱内光伏组件串的电缆接引前，必须确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。
- 4 光伏接线箱进线端及出线端与光伏接线箱接地端绝缘电阻不应小于 $2M\Omega$ （DC1000V）。

5.6 逆变器

5.6.1 逆变器安装前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。

5.6.2 预埋件及预留孔的位置和尺寸，应符合设计要求，预埋件应牢固。

5.6.3 检查安装逆变器的型号、规格应正确无误；逆变器外观检查完好无损。

5.6.4 逆变器的安装方向应符合设计规定。

5.6.5 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。

5.6.8 逆变器直流侧电缆接线前必须确认光伏接线箱侧有明显断开点。

5.6.9 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。

5.7 电缆线路和电控装置

5.7.1 电缆线路施工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 的相关要求。用于敷设电线、电缆的线槽或桥架，其材质和截面尺寸应满足设计要求，应具有足够的敷设空间及空余量。

5.7.2 电控装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的相关要求。

5.7.3 建筑太阳能光伏系统直流侧施工时，应标明正负极性，且分别布线。

5.7.4 带蓄能装置的建筑太阳能光伏系统，蓄电池的上方和周围不得堆放杂物，保障蓄电池的正常通风，防止蓄电池两极短路。蓄电池的安装还应符合现行国家标准《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172 的相关要求。

5.7.5 在并网逆变器 控制器的表面，不得设置其他电气设备和堆放杂物，保证设备的通风环境。

5.7.6 穿过楼面 屋面和外墙的引线应做防水套管和防水密封措施。

5.8 防雷和接地

5.8.1 建筑太阳能光伏系统的防雷措施应符合设计文件的要求。

5.8.2 建筑太阳能光伏系统的主副支架等金属构件以及光伏接线箱、逆变器、控制柜等电气设备金属外壳应采用接地干线与建筑物综合接地装置可靠连接，其接地电阻阻值应满足设计要求。

5.8.3 建筑太阳能光伏系统的接地系统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》GB50169 的相关要求外，还应符合设计文件的要求。

5.9 系统调试和检测

5.9.1 工程验收前应按照现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T19939 《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T19064 的要求对建筑太阳能光伏系统进行调试和检测。

5.9.2 建筑太阳能光伏系统的调试应按单体调试 分系统调试和整套光伏系统启动调试三个步骤进行。

1 按电气原理图及安装接线图进行，确认设备内部接线和外部接线正确无误。

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

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

4 检查各光伏支路的开路电压及系统的绝缘性能。

5 上述四项检查调整合格后，再进行各系统的联合调整试验。

5.9.3 建筑太阳能光伏系统的空载试运行时间应不少于 1h，检查相关参数及各部位无异常，然后逐个投入光伏回路，直至系统满负荷运行，记录运行电压电流值。在光照充足情况下，连续运行 3 天，系统输出电量达到设计指标的 95%，各项指标符合设计要求且系统运行无故障，方可进行验收。

5.9.5 系统调试和检测完成后，应填写相关现场检验记录（附录 A）。

6 工程验收

6.1 一般规定

6.1.1 新建建筑太阳能光伏系统工程为建筑节能分部的一个子分部工程，其验收应纳入建筑节能分部工程进行验收。既有建筑安装的太阳能光伏系统应作为单位工程进行专项验收。

6.1.2 建筑太阳能光伏系统工程验收前，应在安装施工中完成下列隐蔽项目的现场验收：

- 1 预埋件或后置螺栓（或锚栓）的连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体维护结构之间的建筑构造做法；
- 4 系统防雷与接地保护的连接节点；
- 5 隐蔽安装的电气管线工程。

6.1.3 建筑太阳能光伏系统验收应根据施工安装特点进行分项工程验收和竣工验收。验收的标准和程序应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB50300 的要求。

6.1.4 所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

6.2 分项工程验收

6.2.1 分项工程验收宜根据工程施工特点分期进行。

6.2.2 分项工程验收应包括下列内容：

- 1 材料、设备进场，应进行检查验收。核对其产品技术文件应符合设计要求和国家相关规范规定，填写附录 B。
- 2 在屋面建筑太阳能光伏系统工程施工前，进行屋面防水工程的验收；
- 3 在光伏组件或方阵支架就位前，进行基座、支架和框架的验收；
- 4 在建筑管道井封口前，进行相关预留管线的验收；
- 5 建筑太阳能光伏系统电气部分的验收；
- 6 在隐蔽工程隐蔽前，应进行隐蔽施工质量验收；
- 7 既有建筑增设或改造的建筑太阳能光伏系统工程施工前，进行建筑结构和建筑电气安全检查。

6.2.3 建筑太阳能光伏系统施工中，应进行过程验收，主要进行隐蔽工程验收和工序交接检查验收并填写附录 C 相关表格。对影响工程安全和系统性能的工序，隐蔽工程验收和工序检查验收不合格，不得进入下一道工序的施工。

6.2.4 系统设备安装完成后，应进行设备安装质量验收并经绝缘检测、接地测试合格后，方可进行建筑太阳能光伏系统试运行，并填写相关测试和试运转记录表（见附录 D）。

6.2.5 建筑太阳能光伏系统按基座、支架、光伏组件与方阵、光伏接线箱、逆变器、电缆线路和电控装置、防雷和接地等检验批（见表 6.2.5）进行质量验收，并填写相关质量验收表（见附录 E）。

表 6.2.5 建筑太阳能光伏系统质量验收划项目表

分部工程	子分部工程	分项工程	主要验收内容
------	-------	------	--------

建筑节能	可再生能源	太阳能光伏节能	基座 支架 光伏组件或方阵 光伏接线箱 逆变器 电缆线路和电控装置 防雷和接地
------	-------	---------	---

6.2.6 建筑太阳能光伏系统检验批验收标准 检查数量及方法如下：

1 基座

1) 主控项目包括：

a 基座类型、强度应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：对照设计文件进行检查，核查试验报告。

b 后置埋件的承载力应符合设计要求。

检查数量：抽取锚栓总数的 1%，且不少于 3 件。

检查方法：检查承载力检测报告。

c 基座有防水要求的，防水处理应符合设计要求且不得有渗漏现象。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查和雨后或淋水检验，淋水检验的时间 2 小时不渗不漏为合格。

2) 一般项目包括：

地脚螺栓的尺寸偏差应符合表 6.2.6-1 的规定。地脚螺栓的螺纹应予保护。

检查数量：按基座数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检验方法：用钢尺现场实测。

表 6.2.6-1 地脚螺栓的尺寸允许偏差（mm）

项目	允许偏差
轴线	Φ3
标高	±10
螺栓（锚栓）露出长度	+5.0 0.0
螺纹长度	+5.0 0.0

2 支架

1) 主控项目包括：

a 支架材料、支架的形式、支架的制作应符合设计要求。钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205 的要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 组。

检查方法：检查材料合格证，观察检查。

b 支架安装位置准确，连接牢固。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：对照设计要求测量检查 观察检查。

c 支架的防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查、核查检测报告。

d 支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于 $\pm 3^\circ$ 。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：测量检查。

e 支架接地系统 接地电阻应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，检查检测报告。

2) 一般项目包括：

a 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

b 安装组件的支架面应平直，直线度不大于 1‰，平整度不大于 3mm，机架上组件间的风道间隙应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，用 2m 靠尺测量检查，拉线测量。

c 安装组件的孔洞位置应准确，偏差值不应大于 3mm。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

3 光伏组件或方阵

1) 主控项目包括：

a 光伏组件的品种 规格 性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查组件的质量合格证明文件 标志及检验报告等。

b 光伏幕墙的物理性能检测应符合设计要求及现行国家标准和工程技术规范规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：按相关设计要求。

c 光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查数量：按组件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

d 安装光伏组件时，其周边的防水连接构造必须符合设计要求，不得渗漏。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查和雨后或淋水检验。

e 组件间的连接 组件与支架连接 方阵支架间的连接应可靠 牢固；支架与接地系统的连接应可靠 牢固。

检查数量：抽查总数的 10%。

检查方法：观察检查和测试检验。

f 组件串 方阵电性能参数应符合设计要求，其误差不得大于 $\pm 3\%$ 。

检查数量：全数检查

检查方法：测试检查

g 连接在同一台逆变器的组件串，其电压 电流应一致并符合设计要求，误差不得大于±3%。

检查数量：核查检测报告

检查方法：测试检查

h 组件串的排列应符合设计要求，每个组件光照条件宜相同。

检查数量：全数检查

检查方法：观察检查

i 组件串的最高电压不得超过光伏组件的最高允许电压。

检查数量：全数检查

检查方法：测试检查

2) 一般项目包括：

a 光伏组件上应标有带电警告标识。

检查数量：全数检查

检查方法：观察检查

b 同一组方阵中的组件安装纵横向偏差不应大于 5mm。

检查数量：按组件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

c 光伏组件或方阵与建筑面层之间应留有的安装空间和散热间距，其间距误差不得超过设计参数的 5%

检查数量：按组件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

d 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法应符合表 6.2.6-3 的规定：

表 6.2.6-3 光伏幕墙安装允许偏差和检验方法

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

4 光伏接线箱

1) 主控项目包括：

a 光伏接线箱的防护等级 品种 规格等技术标准应符合设计文件和合同文件的要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查光伏接线箱的质量合格证明文件 产品检验报告等。

b 光伏接线箱汇流箱内元器件完好，连接线无松动。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

c 光伏接线箱防水应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：按总数抽查 20%，且不应少于 3 个。

检查方法：雨后或淋水检验，淋水检验的时间 2 小时不渗不漏为合格。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

d 光伏接线箱光伏接线箱安装前所有开关和熔断器应断开。组件串的电缆接引前必须确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

e 光伏接线箱内接线及箱内配置的避雷器的耐压不低于 2 倍系统的峰值电压。

检查数量：全数检查。

检查方法：测量检查。

2) 一般项目包括：

a 光伏接线箱汇流箱安装位置应符合设计要求。

b 光伏接线箱支架和固定螺栓应为镀锌件。

c 地面悬挂式光伏接线箱安装垂直度允许偏差应小于 1.5mm。

d 光伏接线箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻 不小于 $2M\Omega$ 。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查，测量检查。

5 逆变器

1) 主控项目包括：

a 逆变器的品种 规格 性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查逆变器的质量合格证明文件 中文标志及国家指定的权威部门的检验报告等。

b 逆变器直流侧电缆接线前必须确认光伏接线箱侧有明显断开点。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

2) 一般项目包括：

a 逆变器外观无损坏及变形，安装牢固。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

b 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。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

6 电缆线路及电控装置

1) 主控项目包括：

a 系统使用的电缆及其附件 蓄电池及充电控制器 配电柜的品种 规格 性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查质量合格证明文件 中文标志及检验报告等。

b 组件串和光伏方阵电缆的长期使用设计载流量，应不低于组件串或方阵标准测试条件下的短路电流的 1.25 倍。

检查数量：全数检查。

检查方法：测试检查

c 充电控制器及配电柜的电气参数特性应符合现行国家相关产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：示波器 常用仪表测量。

d 蓄电池相互极板间的连接牢固。

检查数量：检查数量：按总数抽查 20%，且不应少于 5 个。

检查方法：外观检查，人工常用工具紧固。

e 蓄电池房间的通风良好。

检查数量：全数检查。

检查方法：检查蓄电池房间的是否安装换气扇。

f 裸露未加铠装的传输电缆防护管配置符合要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查。

2) 一般项目包括：

a 电缆线路施工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 的相关要求。

b 电控装置安装应符合现行国家标准《建筑电气工程施工质量验收规范 GB50303 的相关要求。

c 蓄电池的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172 的相关要求。

7 防雷与接地

1) 主控项目包括：

a 建筑太阳能光伏系统的防雷措施应符合设计文件的要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：按相关设计要求检查。

b 接地装置的接地电阻值必须符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：测试检查。

2) 一般项目包括：

a 接地系统的施工工艺及要求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 的相关要求。

b 支架及金属构件应接地良好，光伏接线箱 充电控制器 逆变器及配电柜的避雷器接地连接安装应牢固；电阻值应符合现行国家相关产品标准和设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：外观检查，用测量工具检查，接地电阻不大于 4Ω。

6.3 竣工验收

6.3.1 建筑太阳能光伏系统工程交付用户前，应进行竣工验收。竣工验收应在分项工程验收或检验合格后进行。

6.3.2 竣工验收应提交下列资料：

- 1 经批准的设计文件、竣工图纸及相应的工程变更文件；
- 2 主要材料、设备、仪表的出厂合格证明或检验资料；
- 3 屋面防水检漏记录；
- 4 屋面保温层验收记录；
- 5 隐蔽工程验收记录和分项工程验收记录；
- 6 系统调试和试运行记录；
- 7 系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录
- 8 工程竣工决算报告及其审计资料；
- 9 工程竣工申请报告；
- 10 工程使用、运行管理及维护说明书。

6.3.3 建筑太阳能光伏系统工程完工后，总监理工程师应组织专业监理工程师对工程质量进行竣工预验收。存在施工质量问题时应发出整改通知，施工单位应按照通知规定的期限予以整改，整改完并经验收合格后向建设单位提交工程竣工验收申请报告（见附录 F），申请竣工验收。

6.3.4 建设单位收到工程竣工验收申请报告后，应由建设单位项目负责人组织设计 施工 监理等单位相关负责人共同进行竣工验收，并出具竣工验收报告。

6.3.5 系统工程竣工图纸 资料一式四份，经建设单位签收盖章后，存档备查。

本规程用词说明

- 1 为便于在执行本规程条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：
 - 1) 表示很严格，非这样做不可的用词：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用词：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用词：正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。
- 2 条文中指明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”。

引用标准名录

- 1 《建筑结构荷载规范》 GB50009
- 2 《建筑物防雷设计规范》 GB50057
- 3 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》 GB50150
- 4 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》 GB50168
- 5 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》 GB50169
- 6 《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》 GB50171
- 7 《建筑地基基础施工质量验收规范》 GB50202
- 8 《钢结构工程施工质量验收规范》 GB50205
- 9 《屋面工程施工质量验收规范》 GB50207
- 10 《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》 GB50224
- 11 《建筑工程施工质量验收统一标准》 GB50300
- 12 《建筑电气工程施工质量验收规范》 GB50303
- 13 《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》 GB/T19064
- 14 《光伏（PV）组件安全鉴定 第一部分：结构要求》 GB/T20047.1
- 15 《光伏系统并网技术要求》 GB/T 19939
- 16 《建筑幕墙》 GB/T 21086
- 17 《光伏（PV）系统电网接口特性》 GB/T 20046
- 18 《太阳光伏电源系统安装工程施工及验收技术规范》 CECS 85:96
- 19 《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102
- 20 《混凝土结构后锚固技术规程》 JGJ 145
- 21 《玻璃幕墙工程质量检验标准》 JGJ/T139
- 22 《电能计量装置技术管理规程》 DL/T 448
- 23 《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T 5137
- 24 《光伏（PV）发电系统的过电压保护一导则》 SJ/T 11127
- 25 《建筑工程资料管理标准》 DB22/JT127

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/835201130102011240>