

UDC

中华人民共和国行业标准



JGJ 203 - 2010

备案号 J 996 - 2010

P

民用建筑太阳能光伏系统 应用技术规范

Technical code for application of solar photovoltaic system
of civil buildings

2010 - 03 - 18 发布

2010 - 08 - 01 实施



1 5 1 1 2 1 7 8 5 0

统一书号: 15112 · 17850

定 价: 10.00 元

中华人民共和国住房和城乡建设部 发布

中华人民共和国行业标准

民用建筑太阳能光伏系统
应用技术规范

Technical code for application of solar photovoltaic system
of civil buildings

JGJ 203 -2010

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 1 0 年 8 月 1 日

中国建筑工业出版社

2010 北 京

中华人民共和国住房和城乡建设部 公 告

第 521 号

关于发布行业标准《民用建筑 太阳能光伏系统应用技术规范》的公告

现批准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》为行业标准，编号为 JGJ 203-2010，自 2010 年 8 月 1 日起实施。其中，第 1.0.4、3.1.5、3.1.6、3.4.2、4.1.2、4.1.3、5.1.5 条为强制性条文，必须严格执行。

本规范由我部标准定额研究所组织中国建筑工业出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2010 年 3 月 18 日

中华人民共和国行业标准 民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范

Technical code for application of solar photovoltaic system
of civil buildings

JGJ 203-2010

*

中国建筑工业出版社出版、发行（北京西郊百万庄）

各地新华书店、建筑书店经销

北京红光制版公司制版

北京同文印刷有限责任公司印刷

*

开本：850×1168 毫米 1/32 印张：1 $\frac{1}{8}$ 字数：50 千字

2010 年 5 月第一版 2010 年 5 月第一次印刷

定价：10.00 元

统一书号：15112·17850

版权所有 翻印必究

如有印装质量问题，可寄本社退换

（邮政编码 100037）

本社网址：<http://www.cabp.com.cn>

网上书店：<http://www.china-building.com.cn>

前 言

根据原建设部《关于印发〈2007 年工程建设标准规范制订、修订计划(第一批)〉》的通知(建标[2007]125 号)的要求,规范编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,制定本规范。

本规范的主要技术内容是:1 总则;2 术语;3 太阳能光伏系统设计;4 规划、建筑和结构设计;5 太阳能光伏系统安装;6 工程验收。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由中国建筑设计研究院负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送中国建筑设计研究院(地址:北京市西城区车公庄大街 19 号,邮编:100044)。

本 规 范 主 编 单 位:中国建筑设计研究院
中国可再生能源学会太阳能建筑专业委员会

本 规 范 参 编 单 位:中国标准化研究院
中山大学太阳能系统研究所
无锡尚德太阳能电力有限公司
常州天合光能有限公司
英利绿色能源控股有限公司
北京市计科能源新技术开发公司
上海太阳能工程技术研究中心有限公司
上海伏奥建筑科技发展有限公司

深圳市创益科技发展有限公司
深圳南玻幕墙及光伏工程有限公司
广东金刚玻璃科技股份有限公司

本规范主要起草人员:仲继寿 张 磊 李爱仙 沈 辉
孟昭渊 经士农 于 波 叶东嵘
赵欣侃 陈 涛 李 毅 徐 宁
庄大建 张晓泉 林建平 王 贺
娄 霓 曾 雁 张兰英 焦 燕
班 焯 王斯成 邱第明 李新春
郑寿森 熊景峰 李涛勇 李亮龙
黄向阳 何 清 温建军
本规范主要审查人员:赵玉文 张树君 吴达成 张文才
崔容强 王志峰 胡润青 黄 汇
杨西伟

目 次

1 总则	1
2 术语	2
3 太阳能光伏系统设计	4
3.1 一般规定	4
3.2 系统分类	4
3.3 系统设计	5
3.4 系统接入	8
4 规划、建筑和结构设计	10
4.1 一般规定	10
4.2 规划设计	10
4.3 建筑设计	11
4.4 结构设计	13
5 太阳能光伏系统安装	16
5.1 一般规定	16
5.2 基座	17
5.3 支架	17
5.4 光伏组件	18
5.5 电气系统	19
5.6 系统调试和检测	19
6 工程验收	20
6.1 一般规定	20
6.2 分项工程验收	20
6.3 竣工验收	21
本规范用词说明	22
引用标准名录	23
附：条文说明	25

Contents

1 General Provisions	1
2 Terms	2
3 Design of Solar PV System	4
3.1 General Requirement	4
3.2 System Classification	4
3.3 System Design	5
3.4 Grid-connecting of the System	8
4 Plan, Building and Structure Design	10
4.1 General Requirement	10
4.2 Planning Design	10
4.3 Building Design	11
4.4 Structure Design	13
5 Installation of Solar PV System	16
5.1 General Requirement	16
5.2 Foundation	17
5.3 Bracket	17
5.4 PV Module	18
5.5 Electric System	19
5.6 System Commissioning & Test	19
6 Check and Accept	20
6.1 General Requirement	20
6.2 Check and Accept One by One	20
6.3 Finally Check and Accept	21
Explanation of Wording in This Code	22
List of Quoted Standards	23
Addition; Explanation of Provisions	25

1 总 则

1.0.1 为推动太阳能光伏系统（简称光伏系统）在民用建筑中的应用，促进光伏系统与建筑的结合，规范太阳能光伏系统的设计、安装和验收，保证工程质量，制定本规范。

1.0.2 本规范适用于新建、改建和扩建的民用建筑光伏系统工程，以及在既有民用建筑上安装或改造已安装的光伏系统工程的设计、安装和验收。

1.0.3 新建、改建和扩建的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，与建筑工程同时投入使用。

1.0.4 在既有建筑上安装或改造光伏系统应按建筑工程审批程序进行专项工程的设计、施工和验收。

1.0.5 民用建筑应用太阳能光伏系统的设计、安装和验收除应符合本规范外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

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

利用太阳电池的光伏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。

2.0.2 光伏建筑一体化 building integrated photovoltaic (BIPV)

在建筑上安装光伏系统,并通过专门设计,实现光伏系统与建筑的良好结合。

2.0.3 光伏构件 PV components

工厂模块化预制的,具备光伏发电功能的建筑材料或建筑构件,包括建材型光伏构件和普通型光伏构件。

2.0.4 建材型光伏构件 PV modules as building components

太阳电池与建筑材料复合在一起,成为不可分割的建筑材料或建筑构件。

2.0.5 普通型光伏构件 conventional PV components

与光伏组件组合在一起,维护更换光伏组件时不影响建筑功能的建筑构件,或直接作为建筑构件的光伏组件。

2.0.6 光伏电池 PV cell

将太阳辐射能直接转换成电能的一种器件。

2.0.7 光伏组件 PV module

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

2.0.8 光伏方阵 PV array

由若干个光伏组件或光伏构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。

2.0.9 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。

2.0.10 并网光伏系统 grid-connected PV system

与公共电网联结的光伏系统。

2.0.11 独立光伏系统 stand-alone PV system

不与公共电网联结的光伏系统。

2.0.12 光伏接线箱 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。

2.0.13 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。

2.0.14 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。

2.0.15 并网接口 utility interface

光伏系统与电网配电系统之间相互联结的公共连接点。

2.0.16 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。

2.0.17 孤岛效应 islanding effect

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。

2.0.18 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。

2.0.19 应急电源系统 emergency power supply system

当电网因故停电时能够为特定负荷继续供电的电源系统。通常由逆变器、保护开关、控制电路、储能装置(如蓄电池)和充电控制装置等组成,简称应急电源。

3 太阳能光伏系统设计

3.1 一般规定

3.1.1 民用建筑太阳能光伏系统设计应有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,应优先选用光伏构件,并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 太阳能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。

3.1.4 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1部分:结构要求》GB/T 20047.1的相关规定。

3.1.5 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。

3.1.6 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。

3.1.7 太阳能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。

3.2 系统分类

3.2.1 太阳能光伏系统按接入公共电网的方式可分为下列两种系统:

- 1 并网光伏系统;
- 2 独立光伏系统。

3.2.2 太阳能光伏系统按储能装置的形式可分为下列两种系统:

- 1 带有储能装置系统;
- 2 不带储能装置系统。

3.2.3 太阳能光伏系统按负荷形式可分为下列三种系统:

- 1 直流系统;
- 2 交流系统;
- 3 交直流混合系统。

3.2.4 太阳能光伏系统按系统装机容量的大小可分为下列三种系统:

- 1 小型系统,装机容量不大于20kW的系统;
- 2 中型系统,装机容量在20kW至100kW(含100kW)之间的系统;
- 3 大型系统,装机容量大于100kW的系统。

3.2.5 并网光伏系统按允许通过上级变压器向主电网馈电的方式可分为下列两种系统:

- 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 系统设计

3.3.1 应根据建筑物使用功能、电网条件、负荷性质和系统运行方式等因素,确定光伏系统的类型。

3.3.2 光伏系统设计应符合下列规定:

- 1 光伏系统设计应根据用电要求按表3.3.2进行选择;
- 2 并网光伏系统应由光伏方阵、光伏接线箱、并网逆变器、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；

表 3.3.2 光伏系统设计选用表

系统类型	电流类型	是否逆流	有无储能装置	适用范围
并网光伏系统	交流系统	是	有	发电量大于用电量，且当地电力供应不可靠
			无	发电量大于用电量，且当地电力供应比较可靠
		否	有	发电量小于用电量，且当地电力供应不可靠
			无	发电量小于用电量，且当地电力供应比较可靠
独立光伏系统	直流系统	否	有	偏远无电网地区，电力负荷为直流设备，且供电连续性要求较高
			无	偏远无电网地区，电力负荷为直流设备，且供电无连续性要求
	交流系统		有	偏远无电网地区，电力负荷为交流设备，且供电连续性要求较高
			无	偏远无电网地区，电力负荷为交流设备，且供电无连续性要求

3 并网光伏系统的线路设计宜包括直流线路设计和交流线路设计。

3.3.3 光伏系统的设备性能及正常使用寿命应符合下列规定：

- 1 系统中设备及其部件的性能应满足国家现行标准的相关要求，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现行标准的相关要求。

3.3.4 光伏方阵的选择应符合下列规定：

- 1 光伏组件的类型、规格、数量、安装位置、安装方式和可安装场地面积应根据建筑设计及其电力负荷确定；
- 2 应根据光伏组件规格及安装面积确定光伏系统最大装机容量；
- 3 应根据并网逆变器的额定直流电压、最大功率跟踪控制

范围、光伏组件的最大输出工作电压及其温度系数，确定光伏组件的串联数（简称光伏组件串）；

4 应根据总装机容量及光伏组件串的容量确定光伏组件串的并联数。

3.3.5 光伏接线箱设置应符合下列规定：

- 1 光伏接线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，在母排前应分别设置直流分开关，并宜设置直流主开关；
- 3 光伏接线箱内应设置防雷保护装置；
- 4 光伏接线箱的设置位置应便于操作和检修，并宜选择室内干燥的场所。设置在室外的光伏接线箱应采取防水、防腐措施，其防护等级不应低于 IP65。

3.3.6 并网光伏系统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。并网逆变器的数量应根据光伏系统装机容量及单台并网逆变器额定容量确定。并网逆变器的选择还应符合下列规定：

- 1 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；
- 2 逆流型并网逆变器应具备自动电压调整功能；
- 3 不带工频隔离变压器的并网逆变器应具备直流检测功能；
- 4 无隔离变压器的并网逆变器应具备直流接地检测功能；
- 5 并网逆变器应具有并网保护装置，并应与电力系统具备相同的电压、相数、相位、频率及接线方式；
- 6 并网逆变器应满足高效、节能、环保的要求。

3.3.7 直流线路的选择应符合下列规定：

- 1 耐压等级应高于光伏方阵最大输出电压的 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 线路损耗应控制在 2% 以内。

3.3.8 光伏系统防雷和接地保护应符合下列规定：

1 设置光伏系统的民用建筑应采取防雷措施，其防雷等级分类及防雷措施应按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的相关规定执行；

2 光伏系统防直击雷和防雷击电磁脉冲的措施应按现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的相关规定执行；

3.4 系统接入

3.4.1 光伏系统与公用电网并网时，除应符合现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939 的相关规定外，还应符合下列规定：

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 光伏系统专用标识的形状、颜色、尺寸和安装高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894 的相关规定；

4 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自动断路器，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，否则不得采用电子式开关。

3.4.2 并网光伏系统与公共电网之间应设隔离装置。光伏系统在并网处应设置并网专用低压开关箱（柜），并应设置专用标识和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

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

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/T 20046 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，且相线和零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。

3.4.4 逆流光伏系统宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置。

3.4.5 通信与电能计量装置应符合下列规定：

1 光伏系统自动控制、通信和电能计量装置应根据当地公共电网条件和供电机构的要求配置，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，以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；

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，并宜接入自动化终端设备；

4 电能计量装置应符合现行行业标准《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；

5 大型逆流并网光伏系统应配置 2 部调度电话。

3.4.6 作为应急电源的光伏系统应符合下列规定：

1 应保证在紧急情况下光伏系统与公用电网解列，并应切断由光伏系统供电的非消防负荷；

2 开关柜（箱）中的应急回路应设置相应的应急标志和警告标识；

3 光伏系统与电网之间的自动切换开关宜选用不自复方式。

4 规划、建筑和结构设计

4.1 一般规定

4.1.1 光伏组件类型、安装位置、安装方式和色泽的选择应结合建筑功能、建筑外观以及周围环境条件进行，并应使之成为建筑的有机组成部分。

4.1.2 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，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、结构安全和电气安全要求。

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。

4.1.4 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、维护和保养等提供必要的承载条件和空间。

4.2 规划设计

4.2.1 规划设计应根据建设地点的地理位置、气候特征及太阳能资源条件，确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境。安装光伏系统的建筑，主要朝向宜为南向或接近南向。

4.2.2 安装光伏系统的建筑不应降低相邻建筑或建筑本身的建筑日照标准。

4.2.3 光伏组件在建筑群体中的安装位置应合理规划，光伏组件周围的环境设施与绿化种植不应投射到光伏组件上的阳光形成遮挡。

4.2.4 对光伏组件可能引起建筑群体间的二次辐射应进行预测，

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 光伏系统各组成部分在建筑中的位置应合理确定，并应满足其所在部位的建筑防水、排水和系统的检修、更新与维护的要求。

4.3.2 建筑体形及空间组合应为光伏组件接收更多的太阳能创造条件。宜满足光伏组件冬至日全天有 3h 以上建筑日照时数的要求。

4.3.3 建筑设计应为光伏系统提供安全的安装条件，并应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 光伏组件的安装不应影响所在建筑部位的雨水排放。

4.3.6 晶体硅电池光伏组件的构造及安装应符合通风降温要求，光伏电池温度不应高于 85℃。

4.3.7 在多雪地区建筑屋面上安装光伏组件时，宜设置人工融雪、清雪的安全通道。

4.3.8 在平屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

1 光伏组件安装宜按最佳倾角进行设计；当光伏组件安装倾角小于 10°时，应设置维修、人工清洗的设施与通道；

2 光伏组件安装支架宜采用自动跟踪型或手动调节型的可调节支架；

3 采用支架安装的光伏方阵中光伏组件的间距应满足冬至日投射到光伏组件上的阳光不受遮挡的要求；

4 在建筑平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；

5 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做密封处理；

6 在平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；

7 对直接构成建筑屋面面层的建材型光伏构件,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;

8 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保护层;

9 光伏组件的引线穿过平屋面处应预埋防水套管,并应做防水密封处理;防水套管应在平屋面防水层施工前埋设完毕。

4.3.9 在坡屋面上安装光伏组件应符合下列规定:

1 坡屋面坡度宜按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、防水等功能要求;

4 顺坡支架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。

4.3.10 在阳台或平台上安装光伏组件应符合下列规定:

1 低纬度地区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主体结构上的预埋件牢固连接;

3 构成阳台或平台栏板的光伏构件,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。

4.3.11 在墙面上安装光伏组件应符合下列规定:

1 低纬度地区安装在墙面上的晶体硅光伏组件宜有适当的倾角;

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 对设置在墙面上的光伏组件,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 对安装在墙面上提供遮阳功能的光伏构件,应满足室内采光和日照的要求;

7 当光伏组件安装在窗面上时,应满足窗面采光、通风等使用功能要求;

8 应采取保护人身安全的防护措施。

4.3.12 在建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定:

1 安装在建筑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,其使用的夹胶层材料应为聚乙烯醇缩丁醛(PVB),并应满足建筑室内对视线和透光性能的要求;

5 玻璃光伏幕墙的结构性能和防火性能应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102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能要求。

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

4.4 结构设计

4.4.1 结构设计应与工艺和建筑专业配合,合理确定光伏系统各组成部分在建筑中的位置。

4.4.2 在新建建筑上安装光伏系统,应考虑其传递的荷载效应。

4.4.3 在既有建筑上增设光伏系统,应对既有建筑的结构设计、

结构材料、耐久性、安装部位的构造及强度等进行复核算，并应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求。

4.4.4 支架、支撑金属件及其连接节点，应具有承受系统自重、风荷载、雪荷载、检修荷载和地震作用的能力。

4.4.5 对光伏系统的支架和连接件的结构设计应符合下列规定：

1 当非抗震设计时，应计算系统自重、风荷载和雪荷载作用效应；

2 当抗震设计时，应计算系统自重、风荷载、雪荷载和地震作用效应。

4.4.6 应考虑风压变化对光伏组件及其支架的影响。光伏组件或方阵宜安装在风压较小的位置。

4.4.7 蓄电池、并网逆变器等较重的设备和部件宜安装在承载能力大的结构构件上，并应进行构件的强度与变形验算。

4.4.8 当选用建材型光伏构件时，应向生产厂家确认相关结构性能指标，并应满足建筑物使用期间对产品的结构性能要求。

4.4.9 光伏组件或方阵的支架，应由埋设在钢筋混凝土基座中的钢制热浸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；当不能与主体结构锚固时，应设置支架基座。应采取提高支架基座与主体结构间附着力的措施，满足风荷载、雪荷载与地震荷载作用的要求。

4.4.10 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。

4.4.11 支架基座设计应进行抗滑移和抗倾覆等稳定性验算。

4.4.12 当光伏方阵与主体结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：

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；

3 应进行锚栓承载力现场试验，必要时应进行极限拉拔试验；

4 每个连接节点不应少于 2 个锚栓；

5 锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm；

6 不宜在与化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作；

7 锚栓承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的 50%；

8 在地震设防区必须使用抗震适用型锚栓；

9 应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规范》JGJ 145 的相关规定。

4.4.13 安装光伏系统的预埋件设计使用年限应与主体结构相同。

4.4.14 支架、支撑金属件和其他的安装材料，应根据光伏系统设定的使用寿命选择相应的耐候性能材料并应采取适宜的维护保养措施。

4.4.15 受盐雾影响的安装区域和场所，应选择符合使用环境的材料及部件作为支撑结构，并应采取相应的防护措施。

4.4.16 地面安装光伏系统时，光伏组件最低点距硬质地面不宜小于 300mm，距一般地面不宜小于 1000mm，并应对地基承载力、基础的强度和稳定性进行验算。

5 太阳能光伏系统安装

5.1 一般规定

5.1.1 新建建筑光伏系统的安装施工应纳入建筑设备安装施工组织设计,并应制定相应的安装施工方案和采取特殊安全措施。

5.1.2 光伏系统安装前应具备下列条件:

- 1 设计文件齐备,且已审查通过;
- 2 施工组织设计及施工方案已经批准;
- 3 场地、供电、道路等条件能满足正常施工需要;
- 4 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管和设施符合设计要求,并已验收合格。

5.1.3 安装光伏系统时,应制定详细的施工流程与操作方案,应选择易于施工、维护的作业方式。

5.1.4 安装光伏系统时,应对已完成土建工程的部位采取保护措施。

5.1.5 施工安装人员应采取防触电措施,并应符合下列规定:

- 1 应穿绝缘鞋、戴低压绝缘手套、使用绝缘工具;
- 2 当光伏系统安装位置上空有架空电线时,应采取保护和隔离措施;
- 3 不应在雨、雪、大风天作业。

5.1.6 光伏系统安装施工应采取安全措施,并应符合下列规定:

- 1 光伏系统的产品和部件在存放、搬运和吊装等过程中不得碰撞受损;吊装光伏组件时,光伏组件底部应衬垫木,背面不得受到碰撞和重压;
- 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,不得在有负荷或能形成低阻回路的情况下接通正负极或断开;

5 连接完成或部分完成的光伏系统,遇有光伏组件破裂的情况应及时采取限制接近的措施,并应由专业人员处置;

6 不得局部遮挡光伏组件,避免产生热斑效应;

7 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工,应采取专用踏脚板等安全措施。

5.2 基座

5.2.1 安装光伏组件或方阵的支架应设置基座。

5.2.2 基座应与建筑主体结构连接牢固,并应由专业施工人员完成施工。

5.2.3 屋面结构层上现场砌筑(或浇筑)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的规定。

5.2.4 预制基座应放置平稳、整齐,固定牢固,且不得破坏屋面的防水层。

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

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,位置应准确,并应与主体结构牢靠固定。

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 钢结构支架应与建筑物接地系统可靠连接。

5.3.5 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。

5.3.6 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。

5.4 光伏组件

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 光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

5.4.3 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。

5.4.4 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,并不得被施工等杂物填塞。

5.4.5 光伏组件或方阵安装时必须严格遵守生产厂指定的安装条件。

5.4.6 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,且不得渗漏。

5.4.7 光伏幕墙的安装应符合下列规定:

1 双玻光伏幕墙应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 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现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的相关规定;

3 光伏幕墙应与普通幕墙同时施工,共同接受幕墙相关的物理性能检测。

5.4.8 在盐雾、寒冷、积雪等地区安装光伏组件时,应与产品生产厂协商制定合理的安装施工和运营维护方案。

5.4.9 在既有建筑上安装光伏组件,应根据建筑物的建设年代、

结构状况,选择可靠的安装方法。

5.5 电气系统

5.5.1 电气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 的相关规定。

5.5.2 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。

5.5.3 电气系统接地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 的相关要求。

5.5.4 光伏系统直流侧施工时,应标识正负极性,并宜分别布线。

5.5.5 带蓄能装置的光伏系统,蓄电池的上方和周围不得堆放杂物,并应保障蓄电池的正常通风,防止蓄电池两极短路。

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

5.5.7 穿过楼面、屋面和外墙的引线应做防水套管和防水密封处理。

5.6 系统调试和检测

5.6.1 建筑工程验收前应对光伏系统进行调试与检测。

5.6.2 调试和检测应符合国家现行标准的相关规定。

6 工程验收

6.1 一般规定

- 6.1.1 建筑工程验收时应对应光伏系统工程进行专项验收。
- 6.1.2 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）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围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 光伏系统工程验收应根据其施工安装特点进行分项工程验收和竣工验收。
- 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 对影响工程安全和系统性能的工序，必须在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工。主要工序应包括下列内容：
- 1 在屋面光伏系统工程施工前，进行屋面防水工程的验收；
 - 2 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；
 - 3 在建筑管道井封口前，进行相关预留管线的验收；
 - 4 光伏系统电气预留管线的验收；
 - 5 在隐蔽工程隐蔽前，进行施工质量验收；
 - 6 既有建筑增设或改造的光伏系统工程施工前，进行建筑

结构和建筑电气安全检查。

6.3 竣工验收

- 6.3.1 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 设计变更证明文件和竣工图；
 - 2 主要材料、设备、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料；
 - 3 屋面防水检漏记录；
 - 4 隐蔽工程验收记录和分项工程验收记录；
 - 5 系统调试和试运行记录；
 - 6 系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
 - 7 工程使用、运行管理及维护说明书。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,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,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 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 2 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168
- 3 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169
- 4 《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205
- 5 《屋面工程质量验收规范》GB 50207
- 6 《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212
- 7 《建筑防腐蚀工程质量检验评定标准》GB 50224
- 8 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
- 9 《安全标志及其使用导则》GB 2894
- 10 《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939
- 11 《光伏(PV)系统电网接口特性》GB/T 20046
- 12 《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1
- 13 《建筑幕墙》GB/T 21086
- 14 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 15 《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139
- 16 《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145
- 17 《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
- 18 《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137

中华人民共和国行业标准

民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范

JGJ 203 - 2010

条文说明

制 订 说 明

《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203 - 2010, 经住房和城乡建设部 2010 年 3 月 18 日以第 521 号公告批准、发布。

本规范制订过程中, 编制组进行了广泛、深入的调查研究, 总结了国内主要的太阳能光伏系统优秀工程以及国外有代表性的太阳能光伏系统工程的实践经验, 同时参考了德国、日本相关民用建筑太阳能光伏系统的设计指南。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定, 《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明, 对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明, 还着重对强制性条文的强制性理由做了解释。但是, 本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力, 仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1 总则	28
2 术语	29
3 太阳能光伏系统设计	32
3.1 一般规定	32
3.2 系统分类	33
3.3 系统设计	34
3.4 系统接入	36
4 规划、建筑和结构设计	39
4.1 一般规定	39
4.2 规划设计	40
4.3 建筑设计	40
4.4 结构设计	45
5 太阳能光伏系统安装	49
5.1 一般规定	49
5.2 基座	49
5.3 支架	50
5.4 光伏组件	50
5.5 电气系统	51
6 工程验收	52
6.1 一般规定	52
6.2 分项工程验收	52
6.3 竣工验收	52

1 总 则

1.0.1 在我国,民用建筑工程中利用太阳能光伏发电技术正在成为建筑节能的新趋势。广大工程技术人员,尤其是建筑工程设计人员,只有掌握了光伏系统的设计、安装、验收和运行维护等方面的工程技术要求,才能促进光伏系统在建筑中的应用,并达到与建筑结合。为了确保工程质量,本规范编制组在大量工程实例调查分析的基础上,编制了本规范。

1.0.2 在我国,除了在新建、扩建、改建的民用建筑工程中设计安装光伏系统的项目不断增多,在既有建筑中安装光伏系统的项目也在增多。编制规范时对这两个方面的适应性进行了研究,使规范在两个方面均可适用。

1.0.3 新建民用建筑安装光伏系统时,光伏系统设计应纳入建筑工程设计;如有可能,一般建筑设计应为将来安装光伏系统预留条件。

1.0.4 在既有建筑上改造或安装光伏系统,容易影响房屋结构安全和电气系统的安全,同时可能造成对房屋其他使用功能的破坏。因此要求按建筑工程审批程序,进行专项工程的设计、施工和验收。

2 术 语

2.0.1 “太阳能光伏系统”为本规范主要用语,规范给出了英语的全称。在以下条文中简称为“光伏系统”。

2.0.2 光伏建筑一体化在光伏系统与建筑或建筑环境的结合上,具有更深的含义和更高的技术要求,也是当前人们努力追求的较高目标。这里的建筑环境除建筑本体环境外,还包括建筑小品、围墙、喷泉和景观照明等。

2.0.3~2.0.5 在民用建筑中,光伏构件包括建材型光伏构件和普通型光伏构件两种形式。

建材型光伏构件是指将太阳电池与瓦、砖、卷材、玻璃等建筑材料复合在一起、成为不可分割的建筑材料或建筑构件。

建材型光伏构件的表现形式为复合型光伏建筑材料(如光伏瓦、光伏砖、光伏卷材等),或复合型光伏建筑构件(如光伏幕墙、光伏窗、光伏雨篷、光伏遮阳板、光伏阳台板、光伏采光顶等)。

建材型光伏构件的安装形式包括:在平屋面上直接铺设光伏卷材或在坡屋面上采用光伏瓦,并可替代部分或全部屋面材料;直接替代建筑幕墙的光伏幕墙和直接替代部分或全部采光玻璃的光伏采光顶等。

普通型光伏构件是指与光伏组件组合在一起,维护更换光伏组件时不影响建筑功能的建筑构件,或直接作为建筑构件的光伏组件。

普通型光伏构件的表现形式为组合型光伏建筑构件或普通光伏组件。对于组合型光伏建筑构件,由于光伏组件与建筑构件仅仅是组合在一起,可以分开,因此,维护更换时只需针对光伏组件,而不会影响构件的建筑功能;当采用普通光伏组件直接作为

建筑构件时，光伏组件在发电的同时，实现相应的建筑功能。比如，采用普通光伏组件或根据建筑要求定制的光伏组件直接作为雨篷构件、遮阳构件、栏板构件、檐口构件等建筑构件。

普通型光伏构件安装方式一般为支架式安装。为了实现光伏建筑一体化，支架式安装形式包括：在平屋面上采用支架安装的通风隔热屋面形式（如平改坡）；在构架上采用支架安装的屋面形式（如遮阳棚、雨篷）；在坡屋面上采用支架顺坡架空安装的通风隔热屋面形式（坡屋面上的主要安装形式）；在墙面上采用支架或支座与墙面平行安装的通风隔热墙面形式等。

2.0.6 目前已经商业化生产和规模化应用的光伏电池包括晶体硅光伏电池、薄膜光伏电池和硅异质结光伏电池（HIT）。

晶体硅光伏电池是使用晶体硅片制造的光伏电池，包括单晶硅光伏电池和多晶硅光伏电池等。其中，使用单晶硅片制成的光伏电池称单晶硅光伏电池（mono-silicon PV cell），具有较高的光电转化效率和价格；使用多晶硅片制成的光伏电池称多晶硅光伏电池（multi-silicon PV cell），其光电转换效率和价格一般稍低于单晶硅光伏电池。

薄膜光伏电池是以薄膜形态的半导体材料制造的光伏电池，主要有硅薄膜和化合物半导体薄膜等。其优点是消耗半导体材料少，制造成本较低，输出功率受温度影响小，电池组件易于设计成不同的形态。

HIT 电池是以晶体硅和薄膜硅为原料制造的光伏电池，外形和封装工艺更像晶体硅光伏电池。由于其兼有晶体硅和薄膜硅两类光伏电池的优点，光电转换效率较高，价格也较高。

2.0.8 光伏方阵通过对组件串和必要的控制元件，进行适当的串联、并联，以电气及机械方式相连形成光伏方阵，能够输出供变换、传输和使用的直流电压和电功率。光伏方阵不包括基座、太阳跟踪器、温度控制器等类似的部件。如果一个方阵中有不同结构类型的组件，或组件的连接方式不同，一般将结构和连接方式相同的部分方阵称为子方阵。光伏方阵可由几个子方阵串并联

组成。

2.0.9 光伏电池倾角和光伏组件的方位角唯一地决定了光伏电池的朝向。光伏组件的方位角指光伏组件向阳面的法线在水平面上的投影与正南方向的夹角。水平面内正南方向为 0 度，向西为正，向东为负，单位为度（°）。

2.0.16 并网逆变器可将电能变换成一种或多种电能形式，以供后续电网使用。并网逆变器一般包括最大功率跟踪等功能。

3 太阳能光伏系统设计

3.1 一般规定

3.1.1 民用建筑光伏系统由专业人员进行设计,并贯穿于工程建设的全过程,以提高光伏系统的投资效益。光伏系统应符合国家现行相关的民用建筑电气设计规范的要求。光伏组件形式的选择以及安装数量、安装位置的确定需要与建筑师配合进行设计,在设备承载及安装固定等方面需要与结构专业配合,在电气、通风、排水等方面与设备专业配合,使光伏系统与建筑物本身和谐统一,实现光伏系统与建筑的良好结合。

3.1.5 人员有可能接触或接近的、高于直流 50V 或 240W 以上的系统属于应用等级 A,适用于应用等级 A 的设备被认为是满足安全等级 II 要求的设备,即 II 类设备。当光伏系统从交流侧断开后,直流侧的设备仍有可能带电,因此,在光伏系统直流侧设置必要的触电警示和防止触电的安全措施。

3.1.6 对于并网光伏系统,只有具备并网保护功能,才能保障电网和光伏系统的正常运行,确保上述一方如发生异常情况不至于影响另一方的正常运行。同时并网保护也是电力检修人员人身安全的基本要求。另外,安装计量装置还便于用户对光伏系统的运行效果进行统计、评估。同时也考虑到随着国家相关政策的出台,国家对光伏系统用户进行补偿的可能。

3.1.7 光伏系统所产电能应满足国家电能质量的指标要求,主要包括:

1 10kV 及以下并网光伏系统正常运行时,与公共电网接口处电压允许偏差如下:三相为额定电压的 $\pm 7\%$,单相为额定电压的 $+7\%$ 、 -10% ;

2 并网光伏系统与公共电网同步运行,频率允许偏差为

$\pm 0.5\text{Hz}$;

3 并网光伏系统的输出有较低的电压谐波畸变率和谐波电流含有率;总谐波电流含量小于功率调节器输出电流的 5% ;

4 光伏系统并网运行时,逆变器向公共电网馈送的直流分量不超过其交流额定值的 1% 。

3.2 系统分类

3.2.1 并网光伏系统主要应用于当地已存在公共电网的区域,并网光伏系统为用户提供电能,不足部分由公共电网作为补充;独立光伏系统一般应用于远离公共电网覆盖的区域,如山区、岛屿等边远地区,独立光伏系统容量需满足用户最大电力负荷的需求。

3.2.2 光伏系统所提供电能受外界环境变化的影响较大,如阴雨天气或夜间都会使系统提供电能大大降低,不能满足用户的电力需求。因此,对于无公共电网作为补充的独立光伏系统用户,要满足稳定的电能供应就需设置储能装置。储能装置一般用蓄电池,在阳光充足的时间产生的剩余电能储存在蓄电池内,阴雨天或夜间由蓄电池放电提供所需电能。对于供电连续性要求较高用户的独立光伏系统,需设置储能装置,对于无供电连续性要求的用户可不设储能装置。并网光伏系统是否设置成蓄电型系统,可根据用电负荷性质和用户要求设置。如光伏系统负荷仅为一般负荷,且又有当地公共电网作为补充,在这种情况下可不设置储能装置;若光伏系统负荷为消防等重要设备,就应该根据重要负荷的容量设置储能装置,同时,在储能装置放电为重要设备供电时,需首先切断光伏系统的非重要负荷。

3.2.3 只有直流负荷的光伏系统为直流系统。在直流系统中,由太阳电池产生的电能直接提供给负荷或经充电控制器给蓄电池充电。交流系统是指负荷均为交流设备的光伏系统,在此系统中,由太阳电池产生的直流电需经功率调节器进行直—交流转换再提供给负荷。对于并网光伏系统功率调节器尚需具备并网保护

功能。负荷中既有交流供电设备又有直流供电设备的光伏系统为交直流混合系统。

3.2.4 装机容量 (Capacity of installation) 指光伏系统中所采用的光伏组件的标称功率之和, 也称标称容量、总容量、总功率等, 计量单位是峰瓦 (W_p)。规范对光伏系统的大、中、小型系统规模进行了界定, 既参照了日本建筑光伏系统的规模分级标准, 也符合《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/Z 19964 关于大规模光伏电站为 100kW 及以上的规定, 同时可为将来出台其他建筑光伏电站管理规定提供规范依据。

3.2.5 在公共电网区域内的光伏系统往往是并网系统, 原因是光伏系统输出功率受制于天气等外界环境变化的影响。为了使用户得到可靠的电能供应, 有必要把光伏系统与当地公共电网并网, 当光伏系统输出功率不能满足用户需求时, 不足部分由当地公共电网补充。反之, 当光伏系统输出电能超出用户本身的电能需求时, 超出部分电能则向公共电网逆向流入。此种并网光伏系统称为逆流系统。非逆流并网光伏系统中, 用户本身电能需求远大于光伏系统本身所产生的电能, 在正常情况下, 光伏系统产生的电能不可能向公共电网送入。逆流或非逆流并网光伏系统均须采取并网保护措施。各种光伏系统在并网前均需与当地电力公司协商取得一致后方能并入。

3.2.6 集中并网光伏系统的特点是系统所产生的电能被直接输送到当地公共电网, 由公共电网向区域内电力用户供电。此种光伏系统一般需要建设大型光伏电站, 规模大、投资大、建设周期长。由于上述条件的限制, 目前集中并网光伏系统的发展受到一定的抑制。分散并网光伏系统由于具备规模小、占地面积小、建设周期短、投资相对少等特点而发展迅速。

3.3 系统设计

3.3.3 民用建筑光伏系统各部件的技术性能包括: 电气性能、耐久性能、安全性能、可靠性能等几个方面。

①电气性能强调了光伏系统各部件产品要满足国家标准中规定的电性能要求。如太阳电池的最大输出功率、开路电压、短路电流、最大输出工作电压、最大输出工作电流等, 另外, 系统中各电气部件的电压等级、额定电压、额定电流、绝缘水平、外壳防护类别等。

②耐久性能规定了系统中主要部件的正常使用寿命。如光伏组件寿命不少于 20 年, 并网逆变器正常使用寿命不少于 8 年。在正常使用寿命期间, 允许有主要部件的局部更换以及易损件的更换。

③安全性能是光伏系统各项技术性能中最重要的一项, 其中特别强调了并网光伏系统需带有保证光伏系统本身及所并电力电网的安全。

④可靠性能强调了光伏系统要具有防御各种自然条件异常的能力, 其中包括应有可靠的防结露、防过热、防雷、抗雹、抗风、抗震、除雪、除沙尘等技术措施。

⑤在民用建筑设计中, 可采用各种防护措施以保证光伏系统的性能。如采用电热技术除结露、除雪, 预留给水、排水条件除沙尘, 在太阳电池下面预留通风道防电池板过热, 选用抗雹电池板, 光伏系统防雷与建筑物防雷统一设计施工, 在结构设计上选择合适的加固措施防风、防震等。

3.3.5 设置在室外的光伏接线箱要具有可靠防止雨水向内渗漏的结构设计。

3.3.6 并网逆变器还需满足电能转换效率高、待机电能损失小、噪声小、谐波少、寿命长、可靠性高及起、停平稳等功能要求。

3.3.8 光伏系统防雷和接地保护的要求:

i 支架、紧固件等正常时不带电金属材料要采取等电位联结措施和防雷措施。安装在建筑屋面的光伏组件, 采用金属固定构件时, 每排(列)金属构件均可靠联结, 且与建筑物屋顶避雷装置有不少于两点可靠联结; 采用非金属固定构件时, 不在屋顶避雷装置保护范围之内光伏组件, 需单独加装避雷装置。

2 光伏组件需采取严格措施防直击雷和雷击电磁脉冲,防止建筑光伏系统和电气系统遭到破坏。

3.4 系统接入

3.4.1 光伏系统并网需满足并网技术要求。大型并网光伏系统要进行接入系统的方案论证,并先征得当地供电机构同意方可实施。

根据日本、德国等国家的经验,接入公共电网的光伏系统,其总装机容量一般控制在上级变压器单台主变额定容量的30%以内。

光伏系统电网接入点选择要根据系统总装机容量、电网条件和当地供电机构的要求确定:当系统总装机容量小于或等于100kW时,接入点电压等级宜为400V;当系统总装机容量大于100kW时,接入点电压等级可选择400V或10kV。

在中型或大型光伏系统中,功率调节器柜(箱)、仪表柜、配电柜较多,且系统又存留一定量的备品备件,因此,宜设置独立的光伏系统控制机房。

3.4.2 光伏系统并网后,一旦公共电网或光伏系统本身出现异常或处于检修状态时,两系统之间如果没有可靠的脱离,可能带来对电力系统或人身安全的影响或危害。因此,在公共电网与光伏系统之间一定要有专用的联结装置,在电网或系统出现异常时,能够通过醒目的联结装置及时人工切断两者之间的联系。另外,还需要通过醒目的标识提示光伏系统可能危害人身安全。

3.4.3 光伏系统和公共电网异常或故障时,为保障人员和设备安全,应具有相应的并网保护功能和装置,并应满足光伏系统并网保护的基本技术要求。

1 光伏系统要能具有电压自动检测及并网切断控制功能。

1) 在公共电网接口处的电压超出表1规定的范围时,光伏系统要停止向公共电网送电。

表1 公共电网接口处的电压

电压(公共电网接口处)	最大分闸时间 ^[注1]
$U < 50\% U_{\text{正常}}$ ^[注2]	0.1s
$50\% U_{\text{正常}} \leq U < 85\% U_{\text{正常}}$	2.0s
$85\% U_{\text{正常}} \leq U \leq 110\% U_{\text{正常}}$	继续运行
$110\% U_{\text{正常}} < U < 135\% U_{\text{正常}}$	2.0s
$135\% U_{\text{正常}} \leq U$	0.05s

注1:最大分闸时间是指异常状态发生到逆变器停止向公共电网送电的时间;

注2: $U_{\text{正常}}$ 为正常电压值(范围)。

2) 光伏系统在公共电网接口处频率偏差超出规定限值时,频率保护要在0.2s内动作,将光伏系统与公共电网断开。

3) 当公共电网失压时,防孤岛效应保护应在2s内完成,将光伏系统与公共电网断开。

4) 光伏系统对公共电网应设置短路保护。当公共电网短路时,逆变器的过电流不大于额定电流的1.5倍,并在0.1s内将光伏系统与公共电网断开。

5) 非逆流并网光伏系统在公共电网供电变压器次级设置逆流检测装置。当检测到的逆电流超出逆变器额定输出的5%时,逆向功率保护在0.5s~2s内将光伏系统与公共电网断开。

2 在光伏系统与公共电网之间设置的隔离开关和断路器均应具有断零功能。目的是防止在并网光伏系统与公共电网脱离时,由于异常情况的出现而导致零线带电,容易发生电击检修人员的危险。

3 当公用电网异常而导致光伏系统自动解列后,只有当公用电网恢复正常到规定时限后光伏系统方可并网。

3.4.4 光伏系统并入上级电网宜按照“无功就地平衡”的原则配置相应的无功补偿装置,对接入公共连接点的每个用户,其“功率因数”要符合现行的《供电营业规则》(中华人民共和国电

力工业部 1996 年第 8 号令) 的相关规定。光伏系统以三相并入公共电网, 其三相电压不平衡度不超过《电能质量 三相电压允许不平衡度》GB/T 15543 的相关规定。对接入公共连接点的每个用户, 其电压不平衡度允许值不超过 1.3%。

3.4.5 与民用建筑结合的光伏系统设计应包括通信与计量系统, 以确保工程实施的可行性、安全性和可靠性。

3.4.6 作为应急电源的光伏系统应符合以下规定:

1 当光伏系统作为消防应急电源时, 需先切断光伏系统的日常设备负荷, 并与公用电网解列, 以确保消防设备启动的可靠性。

2 光伏系统的标识需符合消防设施管理的基本要求。

3 当光伏系统与公用电网分别作为消防设备的二路电源时, 配电末端所设置的双电源自动切换开关宜选用自投不自复方式。因为电网是否真正恢复供电需判定, 自动转换开关来回自投自复反而对设备和人身安全不利。

4 规划、建筑和结构设计

4.1 一般规定

4.1.1 光伏系统的选型是建筑设计的重要内容, 设计者不仅要创造新颖美观的建筑立面、设计光伏组件安装的位置, 还要结合建筑功能及其对电力供应方式的需求, 综合考虑环境、气候、太阳能资源、能耗、施工条件等因素, 比较光伏系统的性能、造价, 进行技术经济分析。

光伏系统设计应由建筑设计单位和光伏系统产品供应商相互配合共同完成。建筑师不仅需要根据建筑类型和使用要求确定光伏系统的类型、安装位置、色调和构图要求, 还应向建筑电气工程师提出对于电力的使用要求; 电气工程师进行光伏系统设计、布置管线、确定管线走向; 结构工程师在建筑结构设计时, 应考虑光伏系统的荷载, 以保证结构的安全性, 并埋设预埋件, 为光伏构件的锚固、安装提供安全牢靠的条件。光伏系统产品供应商需向建筑设计单位提供光伏组件的规格、尺寸、荷载, 预埋件的规格、尺寸、安全位置及安全要求; 提供光伏系统的发电性能等技术指标及其检测报告; 保证产品质量和使用性能。

4.1.2 安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其他部位的光伏组件, 应满足该部位的承载、保温、隔热、防水及防护要求, 并应成为建筑的有机组成部分, 保持与建筑和谐统一的外观。

4.1.3 在既有建筑上增设或改造的光伏系统, 其重量会增加建筑荷载。另外, 安装过程也会对建筑结构和建筑功能有影响, 因此, 必须进行建筑结构安全、建筑电气安全等方面的复核和检验。

4.1.4 一般情况下, 建筑的设计寿命是光伏系统寿命的 2~3 倍, 光伏组件及系统其他部件在构造、形式上应利于在建筑围护

结构上安装,便于维护、修理、局部更换。为此建筑设计不仅要考虑地震、风荷载、雪荷载、冰雹等自然破坏因素,还应为光伏系统的日常维护,尤其是光伏组件的安装、维护、日常保养、更换提供必要的安全便利条件。

4.2 规划设计

4.2.1 根据安装光伏系统的区域气候特征及太阳能资源条件,合理进行建筑群体的规划和建筑朝向的选择。建筑群体或建筑单体朝南可为光伏系统接收更多的太阳能创造条件。

4.2.2 安装光伏系统的建筑,建筑间距应满足所在地区日照间距要求,且不得因布置光伏系统而降低相邻建筑的日照标准。

4.2.3 在进行建筑周围的景观设计和绿化种植时,要避免对投射到光伏组件上的阳光造成遮挡,从而保证光伏组件的正常工作。

4.2.4 建筑上安装的光伏组件应优先选择光反射较低的材料,避免自身引起的太阳光二次辐射对本栋建筑或周围建筑造成光污染。

4.3 建筑设计

4.3.1 建筑设计应与光伏系统设计同步进行。建筑设计根据选定的光伏系统类型,确定光伏组件形式、安装面积、尺寸大小、安装位置方式;了解连接管线走向;考虑辅助能源及辅助设施条件;明确光伏系统各部分的相对关系。然后,合理安排光伏系统各组成部分在建筑中的位置,并满足所在部位防水、排水等技术要求。建筑设计应为光伏系统各部分的安全检修、光伏构件表面清洗等提供便利条件。

4.3.2 光伏组件安装在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位,不应有任何障碍物遮挡太阳光。光伏组件总面积根据需要电量、建筑上允许的安裝面积、当地的气候条件等因素确定。安装位置要满足冬至日全天有3h以上日照时数的要求。有时,为争取更多

的采光面积,建筑平面往往凹凸不规则,容易造成建筑自身对太阳光的遮挡。除此以外,对于体形为L形、U形的平面,也要注意避免自身的遮挡。

本条中用于确定建筑日照条件的建筑日照时数(insolation standards)与用于计算光伏系统发电量的峰值日照时数(peak sun hours)不同。日照标准是根据建筑物所在的气候区,城市大小和建筑物的使用性质决定的,在规定的日照标准日(冬至日或大寒日)有效时间范围内,以底层窗台面为计算起点的建筑外窗获得的日照时间。峰值日照时数是指当地水平面上单位面积接受到的年平均辐射能转化为标准日照条件(AM1.5, 1000W/m², 25℃)的小时数。按年计算是全年标准日照时数,计量单位是(h/a);按日计算是平均每天的标准日照时数,计量单位是(h/d)。

4.3.3 建筑设计时应考虑在安装光伏组件的墙面、阳台或挑檐等部位采取必要的安全防范措施,防止光伏组件损坏而掉下伤人,如设置挑檐、入口处设置雨篷或进行绿化种植等,使人不易靠近。

4.3.4 建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、防震缝的变形缝两侧会发生相对位移,光伏组件跨越变形缝时容易遭到破坏,造成漏电、脱落等危险。所以光伏组件不应跨越主体结构的变形缝,或应采用与主体建筑的变形缝相适应的构造措施。

4.3.5 光伏组件不应影响安装部位建筑雨水系统设计,不应造成局部积水、防水层破坏、渗漏等情况。

4.3.6 安装光伏组件时,应采取必要的通风降温措施以抑制其表面温度升高。一般情况下,组件与安装面层之间设置50mm以上的空隙,组件之间也留有空隙,会有效控制组件背面的温度升高。

4.3.7 冬季光伏组件上的积雪不易清除,因此在多雪地区的建筑屋面上安装光伏组件时,应采取融雪、扫雪及避免积雪滑落后遮挡光伏组件的措施。如采取扫雪措施,应设置扫雪通道及人员

安全保障设施。

4.3.8 平屋面上安装光伏组件应符合以下要求：

1 在太阳高度角较小时，光伏方阵排列过密会造成彼此遮挡，降低运行效率。为使光伏方阵实现高效、经济的运行，应对光伏组件的相互遮挡进行日照计算和分析。

2 采用自动跟踪型和手动调节型支架可提高系统的发电量。自动跟踪型支架还需配置包括太阳辐射测量设备、计算机控制的步进电机等自动跟踪系统。手动调节型支架经济可靠，适合于以月、季度为周期的调节系统。

3 屋面上设置光伏方阵时，前排光伏组件的阴影不应影响后排光伏组件正常工作。另外，还应注意组件的日斑影响。

4 在建筑屋面上安装光伏组件支架，应选择点式的基座形式，以利于屋面排水。特别要避免与屋面排水方向垂直的条形基座。

5 光伏组件支座与结构层相连时，防水层应包到支座和金属埋件的上部，形成较高的泛水，地脚螺栓周围缝隙容易渗水，应作密封处理。

6 支架基座部位应做附加防水层。附加层宜空铺，空铺宽度不应小于 200mm。为防止卷材防水层收头翘边，避免雨水从开口处渗入防水层下部，应按设计要求做好收头处理。卷材防水层应用压条钉压固定，或用密封材料封严。

7 构成屋面面层的建材型光伏构件，其安装基层应为具有一定刚度的保护层，以避免光伏组件变形引起表面局部积灰现象。

8 需要经常维修的光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口以及人行通道上面应设置刚性保护层保护防水层，一般可铺设水泥砖。

9 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。

4.3.9 坡屋面上安装光伏组件还应符合以下要求：

1 为了获得较多太阳光，屋面坡度宜采用光伏组件全年获得电能最多的倾角。一般情况下可根据当地纬度 $\pm 10^\circ$ 来确定屋面坡度，低纬度地区还要特别注意保证屋面的排水功能。

2 安装在坡屋面上的光伏组件宜根据建筑设计要求，选择顺坡镶嵌设置或顺坡架空设置方式。

3 建材型光伏构件安装在坡屋面上时，其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 顺坡架空在坡屋面上的光伏组件与屋面间宜留有大于 100mm 的通风间隙。控制通风间隙的目的有两个，一是通过加强屋面通风降低光伏组件背面温升，二是保证组件的安装维护空间。

4.3.10 阳台或平台上安装光伏组件应符合以下要求：

1 在低纬度地区，由于太阳高度角较小，安装在阳台栏板上的光伏组件或直接构成阳台栏板的光伏构件应有适当的倾角，以接受较多的太阳能光。

2 对不具有阳台栏板功能，通过其他连接方式安装在阳台栏板上的光伏组件，其支架应与阳台栏板上的预埋件牢固连接，并通过计算确定预埋件的尺寸与预埋深度，防止坠落事件的发生。

3 作为阳台栏板的光伏构件，应满足建筑阳台栏板强度及高度的要求。阳台栏板高度应随建筑高度而增高，如低层、多层住宅的阳台栏板净高不应低于 1.05m，中高层、高层住宅的阳台栏板不应低于 1.10m，这是根据人体重心和心理因素而定的。

4 光伏组件背面温度较高，或电气连接损坏都可能会引起安全事故（儿童烫伤、电气安全），因此要采取必要的保护措施，避免人身直接接触及光伏组件。

4.3.11 墙面上安装光伏组件应符合以下要求：

1 在低纬度地区，由于太阳高度角较小，因此安装在墙面上或直接构成围护结构的光伏组件应有适当的倾角，以接受较多

的太阳光;

2 通过支架连接方式安装在外墙上的光伏组件,在结构设计时应作为墙体的附加永久荷载。对安装光伏组件而可能产生的墙体局部变形、裂缝等等,应通过构造措施予以防止;

3 光伏组件安装在外保温构造的墙体上时,其与墙面连接部位易产生冷桥,应作特殊断桥或保温构造处理;

4 预埋防水套管可防止水渗入墙体构造层;管线穿越结构柱会影响结构性能,因此穿墙管线不宜设在结构柱内;

5 光伏组件镶嵌在墙面时,应由建筑设计专业结合建筑立面进行统筹设计;

8 建筑设计时,为防止光伏组件损坏而掉下伤人,应考虑在安装光伏组件的墙面采取必要的安全防护措施,如设置挑檐、雨篷,或进行绿化种植等,使人不易靠近。

4.3.12 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光伏幕墙,并根据建筑立面的需要进行统筹设计;

2 安装在幕墙上的光伏组件尺寸应符合所安装幕墙板材的模数,既有利于安装,又与建筑幕墙在视觉上融为一体;

3 光伏幕墙的性能应与所安装普通幕墙具备同等的强度,以及具有同等保温、隔热、防水等性能,保证幕墙的整体性能;

4 PVB (Polyvinyl butyral) 中间膜是一种半透明的薄膜,是由聚乙烯醇缩丁醛树脂经增塑剂塑化挤压成型的一种高分子材料。使用 PVB 夹胶层的光伏构件可以满足建筑上使用安全玻璃的要求;用 EVA (Ethylene vinyl acetate) 层压的光伏构件需要采用特殊的结构,防止玻璃自爆后因 EVA 强度不够而引发事故;

5 层间防火构造在正常使用条件下,应具有伸缩变形能力、密封性和耐久性;在遇火状态下,应在规定的耐火极限内,不发生开裂或脱落,保持相对稳定性;防火封堵时限应高于建筑幕墙本身的防火时限要求;玻璃光伏幕墙应尽量避免遮挡建筑室内视

线,并应与建筑遮阳、采光统筹考虑;

6 为防止光伏组件损坏而掉下伤人,应安装牢固并采取必要的防护措施。

4.3.13 光伏系统控制机房,一般会布置较多的配电柜(箱)、逆变器、充电控制器等设备,上述设备在正常工作中都会产生一定的热量;当系统带有储能装置时,系统中的蓄电池在特定情况下可能对空气产生一定的污染,因此,控制机房应采取通风措施。

4.4 结构设计

4.4.1 结构设计应根据光伏系统各组成部分在建筑中的位置进行专门设计,防止对结构安全造成威胁。

4.4.2 在新建建筑上安装光伏系统,结构设计时应事先考虑其传递的荷载效应。

4.4.3 既有建筑结构形式和使用年限各不相同。在既有建筑上增设光伏系统必须进行结构验算,保证结构本身的安全性。

4.4.4 进行结构设计时,不但要校核安装部位结构的强度和变形,而且需要计算支架、支撑金属件及各个连接节点的承载能力。

光伏方阵与主体结构的连接和锚固必须牢固可靠,主体结构的承载力必须经过计算或实物试验予以确认,并要留有余地,防止偶然因素产生破坏。光伏方阵和支架的重量大约在 $(0.24 \sim 0.49) \text{ kg/m}^2$, 建议设计时取不小于 1.0 kN/m^2 。

主体结构必须具备承受光伏方阵等传递的各种作用的能力。主体结构为混凝土结构时,混凝土强度等级不应低于 C20。

4.4.5 光伏系统结构设计应区分是否抗震。对非抗震设防的地区,只需考虑系统自重、风荷载和雪荷载;对抗震设防的地区,还应考虑地震作用。

安装在建筑屋面等部位的光伏方阵主要受风荷载作用,抗风设计是主要考虑的因素。但由于地震是动力作用,对连接节点会

产生较大影响,使连接发生震害甚至造成光伏方阵脱落,所以,除计算地震作用外,还必须加强构造措施。

4.4.6 墙角、凹口、山墙、屋檐、屋面坡度大于 10° 的屋脊等部位,风压大,变化复杂,在这些部位安装光伏系统,对抗风压性能要求较高,因此宜将光伏组件或方阵安装在风压较小的部位,如屋顶中央。在坡屋面上安装光伏组件或方阵时,宜采用与屋面平行的方式,减小风荷载的作用。

4.4.8 建材型光伏构件,应满足该类建筑材料本身的结构性能。如光伏幕墙,应至少满足普通幕墙的强度、抗风压和防热炸裂等要求,以及在木质、合成材料和金属框架上的安装要求,应符合《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 或《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 中对幕墙材料结构性能的要求;作为屋面材料使用的光伏构件,应满足相应屋面材料的结构要求。

4.4.10 连接件与主体结构的锚固承载力应大于连接件本身的承载力,任何情况不允许发生锚固破坏。采用锚栓连接时,应有可靠的防松、防滑措施;采用挂接或插接时,应有可靠的防脱、防滑措施。

4.4.11 大多数情况下支架基座比较容易满足稳定性要求(抗滑移、抗倾覆)。但在风荷载较大的地区,支架基座的稳定性对结构安全起控制作用,必须经过验算来确保。

4.4.12 当土建施工中未设预埋件,预埋件漏放或偏离设计位置较远,设计变更,或在既有建筑增设光伏系统时,往往要使用后锚固螺栓进行连接。采用后锚固螺栓(机械膨胀螺栓或化学锚栓)时,应采取多种措施,保证连接的可靠性及安全性。

另外,在地震设防区使用金属锚栓时,应符合建筑行业标准《混凝土用膨胀型、扩孔型建筑锚栓》JG 160 相关抗震专项性能试验要求;在抗震设防区使用的化学锚栓,应符合国家标准《混凝土结构加固设计规范》GB 50367 中相关适用于开裂混凝土的定型化学锚栓的技术要求。

4.4.13 应进行光伏系统与建筑的同生命周期设计。预埋件的设

计使用年限应与主体结构相同,避免光伏构件更新时对主体结构造成损害。

4.4.14 支架、支撑金属件应根据光伏系统设定的使用寿命选择材料及其维护保养方法。根据目前常见方法以及使用经验,给出如下几种建议:

1 钢制+表面涂漆(有颜色):5~10年,再涂漆。

2 钢制+热浸镀锌:20~30年。

镀锌层的厚度要求取决于使用条件和使用寿命,应根据环境变化确定镀锌层的厚度。日本的经验表明,要获得20年的使用寿命,在国内重要工业区或沿海地区镀锌量为 $550\text{g}/\text{m}^2 \sim 600\text{g}/\text{m}^2$ 以上,郊区为 $400\text{g}/\text{m}^2$ 以上。

在任何特定的使用环境里,锌镀层的保护作用一般正比于单位面积内锌镀层的质量(表面密度),通常也正比于锌镀层的厚度,因此,对于某些特殊的用途,可采用 $40\mu\text{m}$ 厚度的锌镀层。

在我国,采用碳素钢和低合金高强度结构钢作为支撑结构时,一般采取热浸镀锌防腐处理,锌膜厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制品热浸镀锌技术要求》GB/T 13912 的相关规定。

钢构件采用氟碳喷涂或聚氨酯喷涂的表面处理办法时,涂膜厚度应满足《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 中的相关规定。

3 不锈钢:30年以上。

不锈钢对盐害等具有高抵抗性,但价格较高,在海上安装の場合应用较多。

4 铝合金+氟碳漆喷涂:20年以上。

铝合金型材采用氟碳喷涂进行表面处理时,应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB/T 5237 规定的质量要求,表面处理层的厚度:平均膜厚 $t \geq 40\mu\text{m}$,局部膜厚 $t \geq 34\mu\text{m}$ 。其他表面处理方法应满足《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 中的相关规定。

4.4.15 在有盐害的地方,不同的金属材料相互接触会产生接触

腐蚀，所以应在不同金属材料之间垫上绝缘物，或采用同一金属材料的支撑结构。

4.4.16 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。光伏组件最低点距地面应有一定距离。当为一般地面时，为防止泥沙上溅或小动物的破坏，不宜小于1000mm。

5 太阳能光伏系统安装

5.1 一般规定

5.1.1 目前光伏系统施工安装人员的技术水平差别较大，为规范光伏系统的施工安装，应先设计后施工，严禁无设计的盲目施工。施工组织设计、施工方案以及安全措施应经监理和建设方审批后方可施工。

5.1.2 光伏系统安装应按照建筑设计和施工要求进行，应具备施工组织设计及施工方案。

5.1.3 光伏系统安装应进行施工组织设计，制定详细的施工流程与操作方案。

5.1.4 鉴于光伏系统的安装一般在土建工程完工后进行，而土建部位的施工多由其他施工单位完成，因此应加强对已施工土建部位的保护。

5.1.5 光伏系统安装时应采取防触电措施，确保人员安全。

5.1.6 光伏系统安装时应采取安全措施，以保证设备、系统和人员的安全。

5.2 基座

5.2.1 光伏组件或方阵的支架应固定在预设的基座上，不得直接放置在建筑面层上，否则既无法保证支架安装牢固，还会对建筑面层造成损害。

5.2.2 基座关系到光伏系统的稳定和安全，因此必须由专业技术人员来完成。

5.2.3 一般情况下，光伏组件或方阵的承重基座都是在屋面结构层上现场砌筑（或浇筑）。对于在既有建筑上安装的光伏系统工程，需要揭开建筑面层做基座，因此将破坏建筑原有的防水结

构。基座完工后,被破坏的部位应重新做防水工程。

5.2.4 不少光伏系统工程采用预制支架基座,直接放置在建筑屋面上,易对屋面构造造成损害,应附加防水层和保护层。

5.2.5 对外露的金属预埋件应进行防腐防锈处理,防止预埋件受损而失去强度。

5.2.6 连接件与基座之间的空隙,多为金属构件,为避免此部位锈蚀损坏,安装完毕后应采用细石混凝土填捣密实。

5.3 支 架

5.3.2 支架在基座上的安装位置不正确将造成支架偏移,影响主体结构的受力。

5.3.3 光伏组件或方阵的防风主要是通过支架实现的。由于现场条件不同,防风措施也不同。

5.3.4 为防止漏电伤人,钢结构支架应与建筑接地系统可靠连接。

5.3.6 由于光伏方阵支吊架用于室外,受到风、雪荷载作用,如果使用单一摩擦型节点连接方式,容易造成支架的松脱,存在使用安全隐患。

5.4 光 伏 组 件

5.4.1 由于安装在不同建筑部位,光伏组件所受的风荷载、雪荷载和地震作用等均不同,安装时光伏组件的强度应与设计时选定的产品强度相符合。

5.4.2 光伏组件应按设计要求可靠地固定在支架上,防止脱落、变形,影响发电功能。

5.4.4 为抑制光伏组件使用期间产生温升,屋顶与光伏组件之间应留有通风间隙,从施工方便角度,通风间隙不宜小于100mm。

5.4.5 光伏组件的强度,一般与无色透明强化玻璃的厚度、铝框的厚度及形状、固定用金属零件或螺栓的直径、数量等有关,

安装时必须严格遵守产品厂家指定的安装条件。

5.4.6 坡屋面上安装光伏组件时,会破坏周边的防水连接构造,因此必须制定专门的构造措施,如附加防水层等,并严格按照要求施工,不得出现渗漏。

5.4.7 由于光伏幕墙的施工安装目前还没有对应的国家标准,光伏幕墙的安装应符合《玻璃幕墙建筑工程技术规范》JGJ 102和《建筑装饰装修工程质量验收规范》GB 50210等现行国家标准的相关规定。

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。《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102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。

5.4.8 在盐雾、寒冷、积雪等地区,光伏系统对设备选型、材料和安装工艺均有特殊要求,产品生产厂家和安装施工单位应共同研究制定适宜的安装施工方案。

5.4.9 既有建筑的建造年代、承载状况等均不同,安装光伏系统时,应根据具体情况,选择支架式、叠合式或一体式的安装方法。

5.5 电 气 系 统

5.5.4 光伏系统直流部分的接线,由于目前采用了标准接头,一般不会发生正负极性错接的情况。但也经常会发生把接头切去、加长电缆后重新连接的情况,此时应严格防止接线错误。

5.5.5 蓄电池周围应保持良好通风,以保证蓄电池散热和正常工作。

5.5.6 并网逆变器等控制器的工作环境应保持良好的,以保证其安全工作和检修方便。

5.5.7 光伏系统中的电缆防水套管与建筑主体之间的缝隙必须做好防水密封,建筑表面需进行光洁处理。

6 工程验收

6.1 一般规定

6.1.1 民用建筑光伏系统工程验收应包括建筑工程验收和光伏系统工程验收。

6.1.3 光伏系统工程验收应规范化。分项工程验收应由监理工程师（或建设单位项目技术负责人）组织施工单位专业质量（技术）负责人等进行验收。

6.1.4 光伏系统工程施工验收后，施工单位应向建设单位提交竣工验收报告和光伏系统施工图。建设单位收到工程竣工验收报告后，应组织设计、施工、监理等单位（项目）负责人联合进行竣工验收。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 由于光伏系统工程施工受多种条件的制约，分项工程验收可根据工程施工特点分期进行。

6.2.2 为了保证工程质量，避免返工，光伏系统工程施工工序必须在前一道工序完成并质量合格后才能进行下道工序，并明确了必须验收的项目。

6.3 竣工验收

6.3.1 当分项工程验收或检验合格后方可进行竣工验收。