

新疆维吾尔自治区地方标准

建筑光伏系统工程技术标准

Engineering Technical standards for photovoltaic
system on buildings

J 18205—2025

DB65/T 8033—2025

主编部门：新疆维吾尔自治区住房和城乡建设厅

批准部门：新疆维吾尔自治区住房和城乡建设厅

新疆维吾尔自治区市场监督管理局

实施日期：2025 年 08 月 01 日

中国建设科技出版社有限责任公司
China Construction Science and Technology Press Co., Ltd.

2025 北 京

新疆维吾尔自治区住房和城乡建设厅
新疆维吾尔自治区市场监督管理局
公 告

2025 年 第 11 号

关于发布自治区工程建设地方标准
《建筑光伏系统工程技术标准》的公告

现批准《建筑光伏系统工程技术标准》为自治区工程建设地方标准，编号为 DB65/T 8033—2025，自 2025 年 8 月 1 日起实施。

本标准由自治区住房和城乡建设厅负责管理，由新疆建筑设计研究院股份有限公司负责具体技术内容的解释。

自治区住房和城乡建设厅 自治区市场监督管理局
2025 年 5 月 28 日

前 言

根据新疆维吾尔自治区住房和城乡建设厅、新疆维吾尔自治区市场监督管理局《关于发布 2024 年第一批自治区工程建设地方标准制（修）订计划的公告》（2024 年 第 5 号）的工作要求，标准编制组经过广泛调查研究，认真总结实践经验，参考相关国家标准、行业标准以及国内其他地区地方标准，针对我区实际情况，结合工程实践，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准共分 9 章和 3 个附录，主要内容包括：总则，术语，基本规定，规划、建筑与结构设计，建筑光伏系统设计，安装与调试，环保、安全和消防，工程验收，运行维护与能效评估。

本标准由新疆维吾尔自治区住房和城乡建设厅归口管理，由新疆建筑设计研究院股份有限公司负责技术内容的解释。执行过程中如发现需要修改和补充之处，请寄送新疆建筑设计研究院股份有限公司（地址：新疆乌鲁木齐市光明路 125 号，邮政编码：830002，电话：0991-8869192，电子邮箱：1728188023@qq.com）。

主 编 单 位：新疆建筑设计研究院股份有限公司

参 编 单 位：新疆新能源研究院有限责任公司

国网新疆电力有限公司

华为数字能源技术有限公司

天合光能股份有限公司

新疆冶金建设（集团）有限责任公司

新疆汇利通新能源科技有限公司

昱能科技股份有限公司

主要起草人：李 梁 马 靖 谢贤莉 唐林权 滕 建
傅 炜 张 浩 杨 宁 张玉龙 罗志巍
陈俞萍 寇小强 黄蓬国 刘孟鑫 张虎成
刘 欣 王玉鹤 韩雪芹 旷 键 何杰元
范 磊 项春晖 马小永 刘玉洁 叶春杏
主要审查人：林 闽 李 疆 杨 栋 吴兰昊 李 刚
邵国林 马志远 张 晔 张 毅 张 忠
罗腾博 葛 强 艾力·马合木提

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	5
4	规划、建筑与结构设计	7
4.1	一般规定	7
4.2	规划设计	8
4.3	建筑设计	9
4.4	结构设计	13
5	建筑光伏系统设计	19
5.1	一般规定	19
5.2	系统分类	20
5.3	接入系统	20
5.4	电气及系统设计	22
5.5	系统设备及材料选型	25
6	安装与调试	31
6.1	一般规定	31
6.2	支架安装	32
6.3	光伏组件安装	34
6.4	电气系统安装	36
6.5	防雷与接地系统安装	39
6.6	储能设备安装	40

6.7	系统调试	41
7	环保、安全和消防	42
7.1	一般规定	42
7.2	环境保护	42
7.3	安全措施	43
7.4	消防	44
8	工程验收	47
8.1	一般规定	47
8.2	分项工程验收	48
8.3	竣工验收	49
9	运行维护与能效评估	51
9.1	一般规定	51
9.2	运行维护管理	52
9.3	能效评估	52
附录 A	新疆主要地区太阳能资源	54
附录 B	光伏并网方案参考表	58
附录 C	新疆主要地区风压、雪压参考值	59
	本标准用词说明	64
	引用标准名录	65
附：	条文说明	69

1 总 则

1.0.1 为推动太阳能光伏系统（简称光伏系统）在建筑中的应用，促进建筑光伏系统一体化发展，规范建筑光伏系统的设计、安装、验收和运行维护，保证工程质量，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于新建、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的光伏系统工程的设计、安装、验收和运行维护。

1.0.3 工业与民用建筑光伏系统设计、安装和验收除应符合本标准外，尚应符合国家和自治区现行有关标准的规定。

1.0.4 本标准适用于 10kV 及以下电压等级，单个并网点总装机容量小于 6MW 的建筑光伏系统。

2 术 语

2.0.1 光伏组件 photovoltaic PV module

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

2.0.2 晶硅光伏组件 crystalline silicon PV module

以单晶硅或多晶硅光伏电池为基本单元组合、封装的光伏组件。

2.0.3 薄膜光伏组件 thin film PV module

以铜铟镓硒、碲化镉、砷化镓、钙钛矿等薄膜太阳能电池组合，封装的光伏组件。

2.0.4 建筑光伏系统 building photovoltaic system

安装在建筑物上，利用太阳能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。

2.0.5 独立光伏系统 stand-alone photovoltaic system

不与公用电网连接的光伏系统，也称为离网光伏系统。

2.0.6 并网光伏系统 grid-connected photovoltaic system

与公用电网连接的光伏系统。

2.0.7 汇流箱 combiner box

在光伏系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

2.0.8 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵的直流电流变换为符合电网要求的交流电流的装置。

2.0.9 建筑集成光伏系统 building integrated photovoltaic system

(BIPV)

光伏设备作为建筑材料或构件，在建筑上应用的形式，也称光伏建筑一体化。

2.0.10 建筑附加光伏系统 building additional photovoltaic system (BAPV)

光伏设备不作为建筑材料或构件，在已有建筑上安装的形式。

2.0.11 热斑效应 hot spot effect

光伏组件因局部损坏或被遮挡等原因而成为光伏发电系统的负载，导致损坏或遮挡部位的局部发热，形成“斑块”的现象。

2.0.12 快速关断装置 rapid shutdown device

能够在紧急状态下快速将光伏组件之间、光伏组件与逆变器、逆变器与并网点之间的电气连接断开，紧急关闭建筑光伏系统的装置。

2.0.13 光伏构件 PV components

经过模块化预制，具备光伏发电功能的建筑材料或构件，包括建材型光伏构件（如光伏瓦、光伏墙板、光伏砖等）和普通型光伏构件。

2.0.14 光伏方阵 photovoltaic array

由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。

2.0.15 光伏组件串 photovoltaic string

光伏系统中，将多个光伏组件以串联方式连接，形成具有所需直流输出电压的最小单元，简称光伏组串。

2.0.16 最大功率点跟踪 maximum power point tracking (MPPT)

对因光伏方阵表面温度变化和太阳辐照度变化而产生的输出电压与电流的变化进行跟踪控制，使方阵一直保持在最大输出工作状态，以获得最大的功率输出的自动调整行为。

2.0.17 孤岛效应 island effect

并网型光伏系统中，当公共电网失压或断开时，光伏系统仍作为独立电源对公共电网中的某一部分线路继续供电的状态。

3 基本规定

3.0.1 新建、改建和扩建的建筑安装光伏系统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。

3.0.2 建筑光伏系统的应用应根据所在建筑物的类型和使用功能，综合考虑太阳光照条件、安装条件、并网接入、电能消纳等因素，符合经济、适用、安全、美观，便于安装和维护等要求。

3.0.3 建筑光伏系统安装应选择火灾危险性低的建筑物，并避开爆炸和火灾危险性环境，甲、乙类的厂房和仓库上不应安装光伏系统。

3.0.4 建筑物上安装的光伏系统，不应降低该建筑及相邻建筑物的日照标准。

3.0.5 在既有建筑物上安装或改造光伏系统，应进行建筑物结构和电气的安全复核，安全复核通过后应按照基本建设程序进行专项工程的设计、施工和验收。

3.0.6 当光伏组件作为建筑构件时，光伏组件除应满足电气安全性能以外，还应符合所在建筑部位的建筑性能和设计使用年限的要求。

3.0.7 当建筑光伏系统直流侧电压等级大于 600V 时，光伏方阵区域应采取有效措施防止非专业人员进入；当直流侧电压大于 120V 但小于等于 600V 时，对于暴露在光伏方阵之外超过 1m 的直流电缆应有安全防护措施。

3.0.8 光伏系统中所有的设备和部件，应符合国家现行相关标准的有关规定，主要设备和部件应通过国家批准的认证机构的产

品认证。

3.0.9 建筑光伏系统施工过程中或完工后，应进行相关的检查、测试与调试，并经验收合格后方可移交给用户，移交时应提供相关的工程文件、产品合格证和使用说明书等资料。

4 规划、建筑与结构设计

4.1 一般规定

4.1.1 建筑光伏系统应与建筑整体风格相协调，不应影响安装部位的建筑功能，不应引起建筑能耗的增加。

4.1.2 建筑光伏系统设计应与建筑设计、结构设计等相关专业密切配合，共同确定光伏系统各组成部分在建筑中的位置。

4.1.3 安装在建筑各部位或直接构成建筑围护结构的光伏组件，应具备带电警告标志及相应电气安全防护措施，并应满足该部位的使用功能、结构安全、电气安全及建筑节能等要求。

4.1.4 建筑光伏系统的建筑设计应符合建筑构件的各项物理性能要求，根据当地的特点，作为建筑构件的光伏组件应采取相应的防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

4.1.5 建筑光伏系统与支撑结构作为建筑突出物时，其应符合现行国家标准《民用建筑通用规范》GB 55031 的有关规定。

4.1.6 建筑光伏系统的结构设计应符合下列规定：

- 1 建筑附加光伏系统的结构设计工作年限应不小于 25 年；
- 2 建筑集成光伏系统的支承结构，其结构设计工作年限不应小于其替代的建筑构件的设计工作年限；
- 3 光伏系统与主体结构的连接设计应与建筑主体结构设计工作年限一致；
- 4 既有建筑的剩余设计工作年限小于 25 年时，应对建筑按

现行国家标准《既有建筑维护与改造通用规范》GB 55022 的有关规定进行评定和改造。

4.1.7 在既有建筑上增设光伏系统时，应对建筑按现行国家标准《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB 55021 的有关规定，进行可靠性鉴定。其中工业建筑的可靠性鉴定还应符合《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144 的有关规定，民用建筑的可靠性鉴定还应符合《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292 的有关规定。

4.1.8 建筑设计应为光伏系统提供安全的安装和检修条件，并应有防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

4.2 规划设计

4.2.1 光伏建筑的规划设计应依据建设地点的地理、气候条件、建筑功能、周围环境、电网情况等因素进行规划设计，并确定建筑布局、朝向、间距、群体组合和空间环境。规划应满足光伏系统设计和安装的技术要求。

4.2.2 安装光伏系统的建筑主要朝向不为南向时，光伏组件宜按最佳朝向布置，建筑设计宜为其提供条件。

4.2.3 光伏系统应与建筑的体型和空间组合有机结合，避免建筑自身及构件、周围设施和绿化植物对光伏组件造成日照遮挡，影响系统效率，并依据日照分析结果进行合理布置，不宜对晶硅光伏组件形成热斑效应。

4.2.4 对光伏组件可能引起的二次辐射和光污染应进行分析并采取相应的措施。

4.2.5 建筑光伏系统的安装面积的要求应符合国家和自治区现行有关标准的规定。

4.2.6 建筑光伏系统接入电网时，应开展接入容量承载力评估，明确可接入容量指标，并应符合现行行业标准《分布式电源接入电网承载能力评估导则》DL/T 2041 的有关规定。

4.3 建筑设计

4.3.1 建筑光伏系统的设计应根据建筑效果、设计理念、可利用面积、安装场地和周边环境等因素选择光伏组件的类型、尺寸、颜色和安装位置。光伏组件的布置应满足建筑物美观的要求。

4.3.2 建筑设计应标明光伏系统主要部件的安装位置、基座定位和构造做法，并满足系统安装、检修及维护的技术要求。

4.3.3 构成建筑围护结构的光伏组件应与建筑整体有机结合，并应满足建筑防护、保温、节能、防火、防水、防雷和接地及结构安全等技术要求。

4.3.4 设置于建筑物内部的光伏系统管线应与建筑物其他管线综合设计、统筹安排，便于安装、检修、维护及管理。

4.3.5 光伏组件不宜设置于易触摸到的地方，且应在显著位置设置高温和触电的标识。

4.3.6 光伏组件应避开厨房排油烟口、排烟口、排风道、通气管、空调系统等设施布置。

4.3.7 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

4.3.8 光伏组件尺寸和形状的选择宜与建筑模数尺寸相协调，且应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002 的有关规定。

4.3.9 作为遮阳或采光构件的光伏组件设计应符合下列规定：

1 在建筑透光区域设置光伏组件应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033 的有关规定；

2 作为遮阳构件的光伏组件应符合室内采光和日照的要求，并应符合遮阳系数的要求；

3 光伏窗应符合采光、通风、观景等使用功能的要求；

4 用于建筑透光区域的光伏组件，其接线盒及管线不应影响室内采光。

4.3.10 光伏组件表面色彩选择应符合下列规定：

1 光伏组件的色彩应与建筑整体色调相匹配；

2 光伏组件边框的颜色应与光伏电池的色彩及建筑整体设计相匹配；

3 对色彩有特殊要求的光伏组件，应根据设计要求确定。

4.3.11 光伏幕墙采用光伏夹层玻璃、中空玻璃、真空玻璃时应符合国家现行标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759、《光伏真空玻璃》GB/T 34337 的有关规定。

4.3.12 由光伏组件构成的幕墙、采光顶、雨篷及屋面面层等光伏构件，应满足建筑相应部位的热工性能、刚度、强度、采光、防雷等要求及防水、排水功能要求。

4.3.13 构成建筑围护结构的光伏幕墙和光伏采光顶的技术性能应符合国家现行标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551、《建筑幕墙》GB/T 21086、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759、《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113、《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定，并应符合建筑节能要求。

4.3.14 光伏组件直接作为屋顶围护结构使用时，其材料和构造做法应满足防水等级的要求。

4.3.15 光伏组件的安装不应影响所在部位的雨水排放。

4.3.16 多雪及多风沙粉尘地区建筑屋面安装光伏组件时，宜设置便于人工融雪、清扫的安全通道。

4.3.17 光伏组件宜采用易于维修、更换的安装方式。

4.3.18 光伏组件的设计、安装宜采取通风的构造措施，保证光伏组件背板温度不高于组件允许的最高工作温度，并避免光伏组件产生的热量对室内产生不利影响，同时不应影响周边设备的安装、维护和通风、散热等要求。

4.3.19 屋面防水层上安装光伏组件时，应采取相应的防水措施。光伏组件管线穿过屋面处应预埋防水套管，并应做防水密封处理。建筑屋面安装光伏系统不应影响屋面防水的周期性更新和维护。

4.3.20 平屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

1 光伏方阵安装宜采用固定式支架，光伏方阵的安装倾角经技术经济比较后确定；

2 固定倾角安装的光伏方阵中，前后排光伏组件的间距宜满足冬至日 9:00—15:00 真太阳时段内前后不产生阴影遮挡的要求；

3 光伏方阵应设置方便人工清洗、维护的设施与通道；

4 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；

5 光伏构件的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；金属埋件与螺

栓宜采用混凝土防护，防护层厚度不应小于 50mm；

6 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宜铺设保护层。

4.3.21 坡屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

1 坡屋面的坡度宜与光伏组件在该地区年利用小时数最大的安装角度相同；

2 光伏组件宜采用平行于屋面、顺坡镶嵌或顺坡架空的安装方式，支架应与埋设在屋面板上的预埋件牢固连接，并应采取相应防水构造措施；

3 光伏瓦宜与屋顶普通瓦模数相匹配，不应影响屋面正常的排水功能；

4 顺坡架空安装的光伏构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。

4.3.22 阳台或平台上安装光伏组件应符合下列规定：

1 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，并有安全与防坠落措施；

2 构成阳台或平台栏板的光伏组件，应符合刚度、强度、防护功能和电气安全要求，其高度应符合护栏高度的要求；

3 直接作为阳台及平台栏板的光伏组件，应满足建筑阳台栏板强度及高度的要求。

4.3.23 墙面上安装光伏组件应符合下列规定：

1 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；

2 对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；

3 光伏组件镶嵌在墙面时，宜与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处理。

4.3.24 建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定：

1 光伏组件的尺寸应符合幕墙设计模数与幕墙协调统一；

2 光伏幕墙的性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定；

3 由光伏幕墙构成的雨篷、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性能规定；

4 开缝式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时，线缆槽应垂直于建筑光伏构件，并应便于开启检查和维护更换；穿过围护结构的线缆槽，应采取相应的防渗水和防积水措施；

5 光伏组件之间的缝宽应满足幕墙温度变形和主体结构位移的要求，并在嵌缝材料受力和变形承受范围之内。

4.3.25 光伏采光顶、透光光伏幕墙、光伏窗的设计应采取隐藏线缆和线缆散热的措施，并应方便线路检修。

4.3.26 不宜采用光伏组件作为可开启的窗扇。

4.3.27 采用螺栓连接的光伏组件，应采用防松、防滑措施；采用挂接、插接连接的光伏组件，应采用防脱、防滑措施。螺栓及挂接、插接件应采取防锈防腐措施。

4.3.28 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 建筑光伏系统的支撑结构设计应包括下列内容：

- 1 结构选型，构件布置；
- 2 作用及作用效应分析；
- 3 结构的极限状态设计；
- 4 结构及构件的构造、连接措施；
- 5 耐久性的要求；
- 6 符合特殊要求结构的专门性能设计。

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；在既有建筑上安装光伏系统，应对既有建筑的结构进行结构安全性复核，必要时进行加固设计。

4.4.3 光伏采光顶结构构件的结构计算应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定。

4.4.4 光伏幕墙构件的结构计算应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。

4.4.5 作为建筑构件的光伏组件的结构设计应包括光伏组件强度及刚度校核、支承构件的强度及刚度校核、光伏组件与支承构件的连接计算、支承构件与主体结构的连接计算。

4.4.6 光伏支架系统除应进行支架构件的强度、刚度、变形验算外，还应进行组件与支撑构件的连接计算、支撑构件与主体结构的连接等节点连接计算，连接薄弱部位应进行专门补充分析。

4.4.7 光伏构件的支架应由预埋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；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。

4.4.8 配重式支架结构附加屋顶光伏系统的支撑系统应计算其

整体抗滑移、抗倾覆能力。在 9 度以上地震地区不宜设置配重式支架结构附加屋面光伏系统。

4.4.9 玻璃的强度设计值及其他物理力学性能应符合现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113 的有关规定。

4.4.10 钢材的强度设计值及其他物理力学性能应按国家现行标准《钢结构设计标准》GB 50017 和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018 的有关规定采用。

4.4.11 铝合金材料的强度设计值及其他物理力学性能应按现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB 50429 的有关规定采用。

4.4.12 建筑光伏系统用其他材料应符合下列规定：

1 除不锈钢外，系统中使用的不同金属材料的接触部位应设置绝缘垫片或采取其他防腐蚀措施；

2 建筑光伏系统用连接件、紧固件、组合配件宜选用不锈钢或铝合金材质。

4.4.13 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材料并采取适宜的维护保养方法。

4.4.14 建筑光伏系统荷载取值应符合国家现行标准《工程结构通用规范》GB 55001 和《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定。风荷载、雪荷载应按不小于 50 年一遇的荷载值计算。

4.4.15 混凝土平屋面设置的光伏系统，太阳能支架基座与主体结构连接的屋面荷载应根据光伏组件、支架、基座等自重按等效均布活荷载取值，且不小于 2.0kN/m^2 。储能蓄电池、逆变器应根据实际荷载确定所在部位的荷载取值。

4.4.16 持久设计状况和短暂设计状况的建筑光伏系统结构构件

计算，应包括重力荷载、屋面活荷载、检修荷载、雪荷载、风荷载和温度作用的效应。作用效应组合的计算方法应符合国家现行标准《工程结构通用规范》GB 55001 和《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定。

4.4.17 地震设计状况下建筑光伏系统的抗震设计，应计入地震作用的效应。作用效应组合应符合国家现行标准《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002 和《建筑抗震设计标准》GB/T 50011 的有关规定。

4.4.18 建筑附加光伏系统的风荷载应按现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定进行计算。

4.4.19 风荷载体型系数应按国家现行标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 和《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定进行计算。

4.4.20 建筑光伏系统的地震荷载可按等效静力法计算，当结构动力影响较大时，应采用时程分析法对结构进行分析。

4.4.21 光伏构件挠度计算宜按照有限元方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定进行计算。

4.4.22 光伏构件的挠度应符合建筑构件及光伏组件功能的规定。

4.4.23 带边框的光伏构件其边框挠度不应大于其计算跨度的 $1/120$ 。

4.4.24 光伏支架及构件的变形应符合下列规定：

1 在风荷载标准值作用下，支架的顶点水平位移不宜大于其高度的 $1/60$ 。

2 受弯构件的挠度容许值不应超过表 4.4.24 的规定。

表 4.4.24 受弯构件的挠度容许值

受弯构件		挠度容许值
主梁		$L/250$
次梁	无边框光伏组件	$L/250$
	其他	$L/200$

注：L 为受弯构件的跨度。对悬臂梁，L 为悬伸长度的 2 倍。

4.4.25 钢结构光伏支架受压和受拉构件的长细比限值应符合表 4.4.25 的规定。

表 4.4.25 钢结构光伏支架受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其他构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其他支撑（张紧的圆钢或钢绞线除外）	400

注：对承受静荷载的结构，可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

4.4.26 光伏支架与主体结构的连接应能承受光伏方阵结构传来的应力，并应能有效传递至主体结构。

4.4.27 在金属屋面和瓦屋面上安装建筑光伏系统，光伏支架所承受的荷载应通过连接件传递至屋面檩条。

4.4.28 建筑光伏方阵的支撑系统与主体混凝土结构宜通过预埋件连接。预埋件的计算宜采用有限元的方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定进行计算。

4.4.29 光伏系统与主体结构连接采用的后置锚栓应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的有关规定，并应符合下列规定：

- 1 锚栓产品应有质量合格证明材料；
- 2 采用不锈钢锚栓或经过热镀锌防腐处理的碳素钢锚栓；
- 3 应进行承载力现场检测，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，且不应小于 10mm；
- 6 不应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极限承载力的 50%；
- 8 在地震设防区应使用抗震型锚栓。

5 建筑光伏系统设计

5.1 一般规定

5.1.1 建筑光伏系统应进行专项设计或作为建筑电气设计的一部分。

5.1.2 建筑光伏系统应根据建筑物光照条件、建筑结构、使用功能、用电负荷等情况，结合建筑外观、结构安全、使用年限、并网条件、发电效率、运行维护等因素进行设计。

5.1.3 建筑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符合国家现行标准《电能质量公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量供电电压波动和闪变》GB/T 12326、《电能质量三相电压不平衡》GB/T 15543、《电能质量公用电网间谐波》GB/T 24337 的有关规定。

5.1.4 安装于建筑物上的光伏系统的防火设计应与光伏系统的设计同步进行，并应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

5.1.5 建筑光伏系统应优先采用用户侧并网。用户侧并网的光伏系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式，并入公共电网的光伏系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

5.1.6 建筑光伏系统宜根据当地供电单位及建设方需求配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集终端，并应符合现行国家标准《光伏系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的

有关规定。

5.1.7 建筑光伏系统直流侧系统电压应经技术经济比较后确定。

5.1.8 建筑光伏系统设计时，应给出系统装机容量和年发电总量。

5.2 系统分类

5.2.1 建筑光伏系统按与公共电网连接情况可分为并网光伏系统及独立光伏系统。

5.2.2 并网光伏系统按并网点位置可分为用户侧并网光伏系统及电网侧并网光伏系统。

5.2.3 建筑光伏系统按带储能装置情况可分为带有储能装置光伏系统及不带储能装置光伏系统。

5.2.4 建筑光伏系统按所带用电负荷形式，可分为直流光伏系统、交流光伏系统及交直流混合光伏系统。

5.2.5 建筑光伏系统按电量消纳模式，可分为“自发自用、余电上网”、“全额上网”及“全部自用”。

5.3 接入系统

5.3.1 建筑光伏接入中低压配电系统设计方案的选择应遵循安全可靠的原则，兼顾先进性和灵活性，具备可观、可测、可调、可控的能力，保障电网稳定运行。

5.3.2 建筑光伏接入配电网应遵循就地就近消纳的原则，应考虑地区配电网承载力评估及可开放容量计算。评估结果“绿色”区域，推荐以分布式电源接入。评估结果为“黄色”区域，应开展专项分析。评估结果为“红色”区域，应推动当地配电网

改造、重新规划分布式电源的接入或配置相应储能设施。

5.3.3 在建筑光伏接入前，应以保障电网安全稳定运行和新能源消纳为前提，对接入的配电线路载流量、变压器容量进行校核，并应符合现行行业标准《导体和电气设备选择设计技术规定》DL/T 5222 的有关规定。

5.3.4 建筑光伏工程并网电压等级应根据当地配电网条件，通过技术经济比选论证确定，可按表 5.3.4 确定并网电压等级。

表 5.3.4 建筑光伏并网电压等级选择表

单个并网点容量	并网电压等级
8kW 以下	220V
8kW ~ 400kW	380V
400kW ~ 6MW	10kV

注：最终并网电压等级应根据电网条件，经过技术经济比选论证确定。若高、低两级电压均具备接入条件，优先采用低电压等级接入。

5.3.5 通过 10kV 电压等级接入时，当光伏采用专用送出线路接入变电站、开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线时，宜配置（方向）过流保护，也可配置距离保护；当上述两种保护无法整定或配合困难时，应增配纵联电流差动保护，宜配置带方向或不带方向电流速断和过流保护，当采用带方向或不带方向电流速断和过流保护不能满足选择性、灵敏性或速动性的要求时，应采用光纤纵差保护做主保护，并应装设带方向或不带方向电流保护做后备保护。采用 T 接线路接入系统时，宜在光伏并网点配置无延时过流保护反映内部故障并配置联切装置。

5.3.6 建筑光伏系统采用并网方式接入配电网时，调度自动化、电能质量检测相关技术标准可按照自治区现行地方标准《分布式光伏运行与控制技术规范》DB65/T 4591 的相关规定执行。

5.4 电气及系统设计

5.4.1 光伏一次系统的设计应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定，并应符合下列规定：

1 并网光伏系统可包括光伏组件、汇流箱、逆变器、配电柜等；汇流箱应按所采用的组件和逆变器类型根据需要进行配置；交流配电柜宜设置隔离开关；光伏系统直流侧电压大于120V时应配置直流故障电弧检测和保护功能；

2 独立光伏系统可由光伏组件、汇流箱、充放电控制器、储能系统、逆变器、监控系统及配电柜等组成；

3 不含储能装置的并网建筑光伏系统，逆变器的功率应与其接入的光伏方阵容量相匹配，逆变器的类型和数量选择应符合现行国家标准《光伏发电站设计标准》GB 50797 的有关规定；

4 独立光伏系统中逆变器的功率宜符合交流侧负荷最大功率及负荷特性的要求；

5 直流汇流箱、组串式逆变器宜靠近光伏方阵布置，室内布置的逆变器、汇流箱、变压器应采取通风散热措施；

6 并网建筑光伏系统的接线方式应按安装容量、安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件进行选择，接入用户侧配电网系统时，接入的容量应符合原有上级变压器及电气设备的规定；

7 对于屋顶朝向、倾角不一致的建筑光伏系统，宜采用具备多路最大功率点跟踪功能的逆变器或微型逆变器；当采用组串式逆变器时同一个最大功率跟踪（MPPT）支路上接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角、阴影遮挡影响宜一致；

8 建筑光伏系统的容配比应综合考虑光伏方阵的安装方式、可安装容量、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，宜在 1.0 ~ 1.4 之间。

5.4.2 光伏方阵的设计应符合下列规定：

1 建筑光伏系统光伏方阵宜采用固定式安装，组件的安装倾角应综合考虑建筑结构安全、效益和装机容量等因素，通过技术经济比较后确定；

2 光伏阵列中同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数应保持一致，光伏组件串的串联数应符合现行国家标准《光伏发电站设计标准》GB 50797 的有关规定，并结合组件布置形式及经济性确定；

3 光伏方阵布置应预留满足光伏系统日常维护、检修、清洗、设备更换等要求的运维通道；

4 光伏组件串在当地昼间极端环境条件下的最大开路电压不应高于光伏电站直流发电系统的系统电压；

5 光伏组件串的最大功率工作电压变化范围宜在逆变器的 MPPT 电压范围内；

6 建筑光伏系统设计时，应根据光伏组件在设计安装条件下光伏电池最高工作温度设计其安装方式，保证系统安全稳定运行。

5.4.3 电气二次系统的设计应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定，并应符合下列规定：

1 建筑光伏系统应具备防孤岛保护功能，并应满足现行国家标准《光伏系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的有关规定；

2 光伏系统设计为不可逆并网方式时，应配置逆向功率保护设备；当检测到逆向电流超过额定输出的 5% 时，系统应在 2s 内自动降低出力或停止向电网线路送电；

3 监控系统可采用本地监控或远程监控方式，无人值守的光伏系统应安装远程实时监控系统；远程实时监控通信可采用有线通信、无线通信或电力载波的模式进行传输；

4 建筑光伏系统应能接收并自动执行有功功率控制指令，并应满足现行国家标准《光伏系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的有关规定；

5 建筑光伏系统的无功电压控制应满足现行国家标准《光伏系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的有关规定。

5.4.4 建筑光伏系统应对发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐照量进行监测和计量。

5.4.5 防雷、接地和过电压保护的设计应符合下列规定：

1 系统防雷接地应符合国家现行标准《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024、《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的有关规定，光伏系统的防雷及接地保护宜与建筑物防雷及接地系统合用，安装光伏系统后不应降低建筑物的防雷保护等级，且光伏方阵接地电阻不应大于 4Ω ；

2 光伏系统交流侧电气装置过电压保护和接地应符合国家现行标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 和《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的有关规定；

3 光伏组件金属边框应与金属支架可靠连接、连续贯通，

单个光伏方阵支架与建筑接地系统应采取至少两点连接；

4 既有建筑设计光伏系统时，应对建筑物原有防雷和接地设计进行验算，必要时进行改造；

5 晶硅光伏方阵场地附近设置接闪杆时，接闪杆的阴影不应投射到光伏组件上；

6 光伏系统直流侧的设备和金属部件应有可靠接地；

7 光伏系统应设置各级电涌保护装置。

5.5 系统设备及材料选型

5.5.1 光伏组件的选型应满足下列规定：

1 建筑用光伏组件按不同分类方式可选用以下类型：

- 1) 根据与建筑结合方式可选用常规光伏组件和光伏构件；
- 2) 根据光伏电池的类型可选用晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件及其他类型的光伏组件。

2 光伏组件选择应根据太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素，经技术经济比较确定；

3 光伏组件的电气使用寿命应高于 25 年；

4 光伏构件的机械结构寿命不低于相应建筑构件的使用寿命；

5 晶体硅光伏组件应符合现行国家标准《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》GB/T 9535 的有关规定，薄膜光伏组件应符合现行国家标准《地面用薄膜光伏组件设计鉴定和定型》GB/T 18911 的有关规定；

6 光伏组件的安全性能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 的有关规定；

7 建筑光伏系统采用光伏夹层玻璃时应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551 的有关规定，采用光伏中空玻璃时应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759 的有关规定；

8 当光伏构件用作建筑玻璃幕墙时，其质量应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定；

9 建筑物外饰光伏构件的色彩均匀性应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的有关规定；

10 建筑光伏系统应满足干热、高海拔、沙漠、大风及强降雪等当地特殊环境条件要求；

11 单晶硅和薄膜电池组件自项目投产运行之日起，一年内衰减率分别不应高于 2% 和 5%，之后每年衰减不应高于 0.6%；

12 光伏采光顶、透明光伏幕墙、非透光光伏幕墙、光伏窗、光伏遮阳等采用的光伏组件的寿命不应低于建筑围护结构的寿命，并应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 的有关规定；

13 光伏组件的防火等级不应低于所在建筑物部位要求的材料防火等级；

14 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。

5.5.2 汇流箱、配电柜的选型应满足下列规定：

1 汇流箱的选择应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定，并符合下列要求：

- 1) 汇流箱的输入回路宜具有防逆流及过流保护；对于多级汇流光伏系统，只需一级具有防逆流保护；
- 2) 汇流箱壳体宜采用金属材料，汇流箱内所有连接电缆、接线端子、绝缘材料及其他非金属材料等宜采用阻燃性材料；
- 3) 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。技术性能应符合现行国家标准《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512 和现行行业标准《光伏发电站防雷技术规程》DL/T 1364 的有关规定；
- 4) 汇流箱的设置位置应便于操作和检修，设置在室外的光伏汇流箱防护等级不应低于 IP65。

2 并网箱（柜）的选择应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定，并符合下列要求：

- 1) 通过 220/380V 电压等级并网的光伏系统，并网处设置的交流并网箱（柜）内应设置有易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的开关，开关应具备失压跳闸及检有压合闸功能，同时应配置剩余电流保护；
- 2) 断路器应具备短路速断功能，可选用框架、塑壳等形式。

5.5.3 逆变器的选型应满足下列规定：

1 逆变器的性能应满足国家现行标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 或《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004 或《光伏并网微型逆变器技术规范》NB/T 42142 的有关

规定；

2 逆变器应具备限功率功能，最大支持 1.1 倍额定功率运行；高容配比条件时，逆变器应自动限流工作在允许的最大交流输出功率处；

3 组串式逆变器宜具备光伏组串 I-V 扫描与智能诊断功能；

4 直流侧输入电压大于 120V 的逆变器应具备直流电弧故障检测和自动直流关断功能，能在发生电弧 2.5S 或电弧能量小于 750J 时检测到电弧故障；

5 屋顶光伏发电系统直流侧电压大于 120V 时应具备组件快速关断功能；

6 逆变器应具备绝缘故障监测功能；

7 系统为非隔离并网场景，逆变器在运行中宜具备直流对地保护功能；

8 逆变器宜具备直流端子温度检测功能，直流输入端子松动等引起温度过高时，宜自动告警或关机；

9 逆变器运行时，注入电网的电流谐波总畸变率限值应不大于 5%。

5.5.4 储能系统的选型应满足下列规定：

1 建筑光伏系统配置的储能宜采用电化学储能系统；

2 电化学储能系统设计及功能应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的有关规定；

3 电化学储能系统技术条件应符合现行国家标准《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T 36558 的规定。

5.5.5 光伏系统升压变压器应满足下列规定：

1 光伏系统升压主变压器的选择应符合国家现行标准《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052、《光伏电站设计标准》GB 50797、《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、《导体和电器选择设计规程》DL/T 5222 的有关规定；

2 光伏系统升压主变压器的其他要求如下：

- 1) 宜选用自冷低损耗电力变压器且变压器能效等级应高于 3 级；
- 2) 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；
- 3) 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；
- 4) 可选用高压（低压）预装式箱式变压器或变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站；当设备采用户外布置时，防护等级应不低于 IP54。

5.5.6 建筑光伏系统其他材料应满足下列规定：

1 建筑光伏系统材料的选择应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定，宜选用环保低碳、节能高效的材料；

2 建筑光伏系统电缆的选型应符合国家现行标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217、《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定，并满足以下要求：

- 1) 建筑光伏系统电缆宜采用铜芯电缆；
- 2) 直流电缆的绝缘性、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

过光伏系统直流侧额定电压等级的相关测试要求；

- 3) 光伏组件及方阵连接电缆应符合现行行业标准《光伏系统用电缆》NB/T 42073 的有关规定；
 - 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) 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；
 - 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；
 - 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。
- 3 光伏组件连接电缆的电连接器应符合下列规定：**
- 1) 应采用符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 有关规定的电连接器；
 - 2) 用于室外的电连接器防护等级不应低于 IP67。

4 建筑光伏系统宜采用耐腐蚀性钢制电缆桥架，也可根据工程实际需要选用其他金属制电缆桥架或玻璃纤维电缆桥架。电缆桥架和电缆保护管的选择与敷设应满足国家现行标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的有关规定。

6 安装与调试

6.1 一般规定

6.1.1 建筑光伏系统施工前应具备下列条件：

- 1 建设单位已取得相关的施工许可文件；
- 2 施工通道应满足材料、设备运输的要求；
- 3 施工单位的资质、特殊作业人员资质、施工机械、施工材料、计量器具应报监理单位或建设单位审查完毕；
- 4 施工图已通过会审，设计交底完成，施工组织设计方案已审批完毕；
- 5 工程定位测量基准应确立。

6.1.2 建筑光伏系统施工前，应编制专项施工组织设计方案。

6.1.3 建筑光伏系统施工前应结合工程自身特点制定施工安全和职业健康管理方案和应急预案。室外工程应根据需要制定季节性施工措施。施工高空作业防护措施和操作应符合现行国家标准《高处作业分级》GB/T 3608 和现行行业标准《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80 的有关规定。

6.1.4 建筑光伏系统施工前应做好安全围护措施。

6.1.5 施工所需的进场设备和材料应符合设计和相关标准要求并应经验收合格后方可使用。

6.1.6 建筑光伏系统施工过程中，不得破坏建筑物的结构和建筑物的附属设施，不得降低建筑物在设计使用年限内承受各种载荷的能力。

6.1.7 测量放线工作除应符合现行国家标准《工程测量标准》GB 50026 的有关规定外，尚应符合下列规定：

- 1 建筑光伏系统的测量应与主体结构的测量相配合，及时调整、分配、消化测量偏差，不得累积；
- 2 在施工过程中，应对安装定位基准进行校核；
- 3 测量应在风力不大于四级时进行。

6.1.8 施工现场临时用电应符合现行国家标准《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194 的有关规定。

6.1.9 设备和构件在搬运、吊装时应防止撞击造成损坏，并对已经安装完成的建筑光伏系统的构件和设备，应采取相应的保护措施。

6.1.10 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

6.1.11 施工过程中，屋顶不得用作设备和材料的堆场。施工时，设备和材料在屋顶、楼面临时放置时应均匀、有序摆放，不得集中放置，并满足屋顶荷载承重要求。

6.2 支架安装

6.2.1 支架安装应符合下列规定：

- 1 既有建筑上光伏支架安装完成后应满足原建筑的防水、保温性能，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，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的有关规定；

- 2 钢结构支架的安装应符合国家现行标准《钢结构工程施工规范》GB 50755、《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定；

3 所有钢结构支架不得放置在长期积水的部位；放置在屋面上的钢结构支架应符合国家现行标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207 的有关规定；支架搁置部位应采取合理的排水措施，确保排水通畅；

4 新建屋面的支架基础宜与主体结构一起施工，金属光伏支架应与建筑物防雷接地系统可靠连接，接地的扁钢、角钢均应进行防腐处理；

5 光伏支架安装尺寸允许偏差应符合表 6.2.1-1 的规定；

表 6.2.1-1 光伏支架安装尺寸允许偏差

项目	单位	允许偏差
中心线	mm	2， -2
横梁标高（同组）	mm	3， -3
立柱面偏差（同组）	mm	3， -3
平屋顶支架倾斜角度	—	1°

6 混凝土基座的尺寸允许偏差应符合表 6.2.1-2 的规定；

表 6.2.1-2 混凝土基座的尺寸允许偏差允许偏差

项目名称	允许偏差（mm）
中轴线	±10
顶标高	0， -10
截面尺寸	±20

7 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表 6.2.1-3 的规定；

表 6.2.1-3 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差

项目名称		允许偏差 (mm)
锚栓	中心线位置	± 5
	标高 (顶部)	+20, 0
预埋钢板	中心线位置	± 10
	标高	0, -5

8 金属屋面夹具的尺寸允许偏差应符合表 6.2.1-4 的规定。

表 6.2.1-4 金属屋面夹具的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差 (mm)
轴线	± 10
顶标高	0, -10
外形尺寸	± 5

6.3 光伏组件安装

6.3.1 光伏组件安装前应按如下要求对光伏组件进行检查：

- 1 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；
- 2 应按照光伏组件的电压、电流参数对组件进行分类；
- 3 光伏组件的外观及各部件应完好无损；
- 4 应对光伏组件进行查验，光伏支架安装应验收合格。

6.3.2 光伏组件安装除满足现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定外，还应符合下列规定：

- 1 光伏组件应验收合格，其结构强度应满足设计要求，外观完好无损且标有带电警告标识，光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应做好保护，且不得受到碰撞及重压；

- 2 光伏组件应按设计的型号、规格、连接方式进行安装；
- 3 不得在雨中进行光伏组件的接线作业；
- 4 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；
- 5 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；
- 6 严禁触摸光伏组件串的金属带电部位。
- 7 光伏组件安装允许偏差应符合表 6.3.2 的规定。

表 6.3.2 光伏组件安装允许偏差

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

6.3.3 建筑集成光伏系统的组（构）件安装应满足下列要求：

1 光伏幕墙的安装应符合国家现行标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的有关规定；

2 光伏幕墙组件大面积安装之前，应进行试安装，并对其建筑视觉效果、建筑安全、电气安全进行评估后方可施工；

3 在建筑立面上安装的光伏组（构）件，安装高度距离地面宜大于 2.5m；

4 光伏幕墙构件安装要求应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的有关规定，安装允许偏差应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的有关规定；

5 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；

6 光伏瓦片的挂装、瓦片之间的防水连接必须严格按照要求施工。

6.3.4 光伏组件安装后应检查背面散热空间，不得有杂物填塞，通风散热良好。

6.3.5 光伏组件之间的接线应符合下列规定：

1 光伏组件连接数量和路径应符合设计要求，不得在雨天或潮湿环境下进行光伏组件的接线作业；光伏组件之间插件应连接牢固，光伏组件之间的接线可利用支架进行固定，并应整齐美观；

2 光伏组件进行组串连接后应对光伏组件串的开路电压和短路电流进行测试；

3 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件；

4 同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接；

5 光伏组件的金属部件应做接地处理，光伏组件上接地螺丝应与接地线正确连接，并符合现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定。

6.4 电气系统安装

6.4.1 电气设备安装前，应对电气设备进行编号，电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留洞口孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

6.4.2 电气装置的安装应符合国家现行标准《建筑电气安装工程 质量验收规范》GB 50303、《电气装置安装工程 低压电器施工

及验收规范》GB 50254、《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147、《低压电气装置 第 5-52 部分：电气设备的选择和安装 布线系统》GB/T 16895.6、《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB 50254 和《建筑物电气装置 第 5-51 部分：电气设备的选择和安装 通用规则》GB/T 16895.18 的有关规定。

6.4.3 储能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 的有关规定。

6.4.4 汇流箱安装应符合下列规定：

- 1 汇流箱的进出线端与接地端应进行绝缘测试；
- 2 汇流箱内元器件应完好，连接线应无松动；
- 3 汇流箱中的开关应处于分断状态、熔断器熔丝不应放入；
- 4 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点；

5 汇流箱与光伏组件串进行电缆连接时，应先接汇流箱内的输入端子，后接光伏组件插接件。

6.4.5 逆变器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB 50171 的有关规定，并应符合下列规定：

- 1 逆变器应安装在清洁、通风、干燥、无直晒的地方；
- 2 不应将逆变器安装在高温发热、易燃易爆物品及腐蚀性化学物品附近；
- 3 安装位置应足够坚固且能长时间支撑逆变器的重量，确保不会晃动；
- 4 接线及安装应符合逆变器产品手册要求，并确保逆变器

的接地装置安装合理；

5 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接；

6 安装场所应具备安装条件，运输及就位的机具应准备就绪，且满足荷载要求；采用型钢基础的逆变器，其预埋件、预留孔的位置和尺寸应符合设计要求，预埋件应固定牢靠。型钢基础顶部宜高出抹平地面 10mm。逆变器型钢基础尺寸允许偏差应符合表 6.4.5 的规定。

表 6.4.5 逆变器型钢基础尺寸允许偏差

项 目	允许偏差	
	mm/m	mm/m（全长）
直线度	<1	<3
水平度	<1	<3
位置误差及不平行度	—	<3

6.4.6 并网箱（柜）的安装应满足下列规定：

1 并网箱（柜）应安装在当地供电单位认可的安装位置且所安装建筑部位的承重满足要求，并按并网箱（柜）实际安装孔位置竖直牢固固定；

2 并网箱（柜）至并网点连接电缆如为铝电缆时应配铜铝转换接头，以免出现电腐蚀；

3 并网箱（柜）内增设电表及集采器应遵守当地供电单位要求。

6.4.7 电缆线路的施工应符合下列规定：

1 直流光伏电缆和光伏连接器应排列整齐、绑扎固定牢固，电缆与连接器连接处不应弯曲拉扯过紧，应松紧适度，组件间的

直流光伏电缆宜采用绝缘金属轧带固定在支架上；

2 直流光伏电缆宜采用“太阳能直流/PV 电缆”字样或特殊颜色进行标识；

3 光伏方阵间的连接电缆宜采用热镀锌钢管或阻燃型 PVC 管（槽盒）进行保护，对室外、穿越楼板、屋面和墙面的电缆，其防水套管与建筑物主体间的间隙，应采用防火材料密封；

4 电缆允许的最小弯曲半径应符合电缆绝缘及其构造特性要求，电缆敷设应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》GB 50168 的有关规定；

5 桥架在屋面安装时应采取防水措施，宜安装在背阴处，桥架内横断面的填充率应符合设计要求；

6 光伏幕墙的电气布线宜隐蔽敷设，并有保护措施；

7 通信电缆及光缆的敷设应符合国家现行标准《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 和《综合布线系统工程验收规范》GB/T 50312 的有关规定；

8 通信电缆应采用屏蔽线，不宜与强电电缆共同敷设，线路不宜敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿以及有强磁场和强静电场干扰的区域；

9 线路不宜与平行敷设在高温工艺设备、管道的上方和具有腐蚀性液体介质的工艺设备、管道的下方。

6.5 防雷与接地系统安装

6.5.1 建筑光伏系统的防雷与接地安装应符合设计要求和国家现行标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《建筑物防雷工程施工与质量验收规范》GB 50601、《光伏建筑一体化系统防雷技

术规范》GB/T 36963 和《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定。

6.5.2 光伏发电系统的防雷及接地保护宜与建筑物防雷及接地系统合用，安装光伏发电系统后不应降低建筑物的防雷保护等级。光伏系统的接地电阻值应符合设计要求。

6.5.3 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，其固定结构的接地做法应符合设计要求。

6.5.4 盘柜、桥架、汇流箱、逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导电良好，金属盘门应采铜软导线与金属构架或接地排进行接地。

6.6 储能设备安装

6.6.1 储能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 的有关规定。

6.6.2 建筑光伏系统的储能系统应安全、可靠，加强防触电安全措施。太阳能光伏系统储能系统应具备散热、防火、防水和防漏液措施。

6.6.3 建筑光伏系统的储能系统可按照设计要求设置在指定的位置，固定可靠。

6.6.4 建筑光伏系统的储能系统安装完毕后，应进行系统运行试验，确保系统的稳定运行，各部件应方便拆卸更换。

6.6.5 安装在户外的蓄电池需加装蓄电池箱，并符合下列要求：

1 箱体应具备防雨水流入和保证蓄电池在寒冷季节的防冻保温要求；

2 箱底部位应留有 2 个不小于 8mm 直径的透气孔；

3 蓄电池装入箱后，与箱体四周上方应留有间隙，间隙不小于 50mm；

4 金属箱出线口应加绝缘套管。

6.7 系统调试

6.7.1 光伏系统的调试应包括光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备调试及光伏系统的联合调试。

6.7.2 系统调试应符合下列要求：

1 设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，接地应可靠；

2 设备内部接线和外部接线正确无误；

3 断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护符合规定要求；

4 为保障系统用电的安全可靠，应检查各光伏支路的开路电压及系统的绝缘性能；

5 在完成以上检验并调整合格后，进一步对各系统进行联合调整试验。

6.7.3 调试和检测完成后应有调试记录。

6.7.4 当光伏系统全部安装完毕，并具备电网接入条件时，应由业主单位组织，并邀请设计单位、施工单位与监理单位参加系统的试运行工作。试运行时间为连续运行 72h，同时保留试运行过程的全部实时监控记录。

7 环保、安全和消防

7.1 一般规定

7.1.1 建筑光伏系统对项目所在地环境空气质量的影响应符合现行国家标准《环境空气质量标准》GB 3095 的有关规定。

7.1.2 建筑光伏系统的环保、劳动安全应符合国家现行标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368、《光伏电站设计标准》GB 50797 的有关规定。

7.1.3 建筑光伏系统不应使用对环境产生危害的光伏组件和设备，对破损和废旧的光伏组件和设备应进行回收处理。

7.1.4 建筑光伏系统组件的清洗用水宜采用中水或雨水。

7.1.5 施工单位应针对现场可能发生的危害及事故制定针对性的处置预案，并应对现场作业人员进行安全培训。

7.1.6 建筑光伏系统防火和灭火系统设计应符合国家现行标准《建筑防火通用规范》GB 55037、《消防设施通用规范》GB 55036、《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222、《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116、《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的有关规定。

7.2 环境保护

7.2.1 建筑光伏系统的设备选型及工程安装应符合环保、卫生的要求，施工过程中产生的固体废弃物、粉尘、噪声等各项污染需采取控制措施。

7.2.2 建筑光伏系统不应使用对环境产生危害的光伏组件和设备，对破损或废旧的光伏组件和设备应进行回收处理。

7.2.3 光伏组件产生的光辐射应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的有关规定。

7.2.4 建筑光伏系统噪声防治应符合国家现行标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 和《民用建筑隔声设计规范》GB 50118 的有关规定。

7.2.5 在居住、商业和轻工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过现行国家标准《电磁兼容通用标准居住、商业和轻工业环境中的发射》GB 17799.3 规定的发射限值，连接到工业电网和在工业环境中正常工作的逆变器的电磁发射应不超过现行国家标准《电磁兼容通用标准工业环境中的发射》GB 17799.4 规定的发射限值，并符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348 的有关规定。

7.3 安全措施

7.3.1 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。

7.3.2 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。

7.3.3 对于光伏组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。

7.3.4 平台、走道、吊装孔等有坠落风险处，应设置防护栏杆

或盖板；楼梯、平台均应采取防滑措施；需登高检查、维修及更换光伏设备处应设操作平台或扶梯；没有安全防护设施的施工部位应预留相应固定设施，并采取相应的防坠落措施。

7.3.5 防坠落伤害设计应符合国家现行标准《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083、《固定式钢梯及平台安全要求》GB 4053的有关规定。

7.3.6 电气设备的安全性应符合本标准及现行国家标准《国家电气设备安全技术规范》GB 19517的有关规定。电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施，避免发生人身触电事故。

7.3.7 防电气伤害设计应符合现行国家标准《低压电气装置 第4-41部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21的有关规定。

7.3.8 人员可触及的可导电的光伏组件部位应采取电击安全防护措施并设警示标识。

7.3.9 为避免光伏组件热斑效应，不应在强光照射下局部遮挡光，并应定期对组件进行检查和清洁。

7.4 消防

7.4.1 严禁利用火灾危险性类别为甲类、乙类的建筑物以及具有甲、乙类火灾危险性部位的厂房和仓库建设光伏项目。利用此类建筑物附近的其他建筑物或场地建设光伏项目的，防火间距应满足现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定，必要时加大防火间距；火灾危险性是其他类别的建筑物建设光伏系统时，当屋面设有易燃、易爆气体、粉尘排放口时，应避开规范规定的易燃、易爆区域。

- 7.4.2** 建筑光伏系统的安装不应妨碍既有消防措施的功能。
- 7.4.3** 光伏构件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级或应用部位的耐火极限和燃烧性能要求确定。
- 7.4.4** 设置于屋面的光伏阵列不得影响建筑自身的消防疏散，其安装区域应结合清洗、检修和维护通道设置消防疏散通道。
- 7.4.5** 光伏幕墙的防火构造应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。
- 7.4.6** 同一光伏幕墙组件或构件不宜跨越建筑物的两个防火分区，确需跨越防火分区时应满足防火玻璃的要求。当防火墙及两侧墙体的构造满足现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定时，可不采用防火玻璃。
- 7.4.7** 建筑光伏系统的设备周围不得堆积易燃易爆物品，设备应具备通风散热条件。
- 7.4.8** 光伏幕墙组件背板温度超过 85℃ 时，光伏幕墙系统应指示故障，并宜断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。
- 7.4.9** 建筑光伏系统应有遇火灾时及时断开汇流箱输入侧的功能。
- 7.4.10** 自动灭火系统及火灾自动报警系统的设置应符合国家现行标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《建筑防火通用规范》GB 55037 的有关规定。
- 7.4.11** 发生火灾时，建筑光伏系统控制装置应能手动或自动切断光伏系统电源。设置火灾自动报警系统的建筑，建筑光伏系统应与火灾自动报警系统联动。
- 7.4.12** 用户侧储能系统的消防应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的有关规定。

7.4.13 储能系统用电池室应采用防爆型灯具，室内不得装设普通型开关和电源插座。

8 工程验收

8.1 一般规定

8.1.1 建筑光伏系统为建筑节能分部的分项工程，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，并应根据其施工安装特点进行分项工程验收和竣工验收。

8.1.2 建筑光伏系统的工程验收应符合国家现行标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015、《光伏电站设计标准》GB 50797、《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411、《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《建筑幕墙》GB/T 21086、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139、《建筑玻璃采光顶》JG/T 231 的相关规定。

8.1.3 建筑光伏系统工程验收前，应在安装施工中完成以下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。

8.1.4 建筑光伏系统工程验收应具备以下条件：

- 1 设计文件和合同约定的各项施工内容已经施工完毕；
- 2 施工项目自检验收合格；
- 3 完整且符合验收规定的工程竣工资料；
- 4 光伏系统工程使用的各种材料、构（组）件进场证明及相关试验、检测报告。

8.1.5 建筑光伏系统工程竣工验收资料归档应包括以下内容：

- 1 工程准备阶段文件；
- 2 施工文件和过程资料；
- 3 质量保证资料、检验评定资料；
- 4 工程验收记录；
- 5 工程竣工总结资料。

8.1.6 建筑光伏系统工程竣工技术文件要保证质量，做到外观整洁、内容齐全、数据准确和记录详细。

8.2 分项工程验收

8.2.1 建筑光伏系统分项工程验收应包括以下内容：

- 1 在隐蔽工程隐蔽前，进行施工质量验收；
- 2 建筑光伏系统电气及设备部分施工质量验收。

8.2.2 建筑光伏系统隐蔽工程质量验收应包括以下项目：

- 1 预埋件或后置化学锚栓连接件，不得使用膨胀螺栓，必要时做第三方认证检测；
- 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做法；
- 4 需进行防水处理工程节点；

- 5 系统防雷与接地保护的连接节点；
 - 6 隐蔽安装的电气管线工程。
- 8.2.3** 主控项目和一般项目的验收应符合现行国家标准《建筑节能工程质量验收标准》GB 50411 的有关规定。
- 8.2.4** 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整，分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整。

8.3 竣工验收

- 8.3.1** 建筑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合格后进行。
- 8.3.2** 建筑光伏系统竣工验收依据应包括以下内容：
- 1 批准的设计文件、施工图纸及说明书；
 - 2 双方签订的施工合同；
 - 3 设备技术说明书；
 - 4 设计变更通知书和施工洽商文件（发生时）；
 - 5 施工验收规范及质量验收标准。
- 8.3.3** 竣工验收应检查下列文件和记录：
- 1 设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
 - 2 材料、设备和构件的产品出厂合格证、检验报告、进场检验记录、有效期内的型式检验报告；
 - 3 后置埋件、防雷装置测试记录；
 - 4 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
 - 5 工程质量验收记录；
 - 6 系统联合试运转及调试记录；
 - 7 系统检测报告；

- 8 其他对工程质量有影响的重要技术资料。
- 8.3.4 建筑光伏系统竣工验收合格质量标准应符合下列规定：
 - 1 所有分项工程均应符合本标准合格质量标准；
 - 2 质量控制资料完整；
 - 3 安全和功能性检测结果符合规定；
 - 4 观感质量验收符合规定。
- 8.3.5 建筑光伏系统工程竣工验收资料归档应包括以下内容：
 - 1 工程准备阶段文件；
 - 2 施工文件和过程资料；
 - 3 质量保证资料、检验评定资料；
 - 4 工程验收记录；
 - 5 工程竣工总结资料。

9 运行维护与能效评估

9.1 一般规定

9.1.1 建筑光伏系统正式投运前，应编制现场运行与维护技术要求，并开展运行与维护人员培训。

9.1.2 建筑光伏系统应建立管理制度、编写应急预案，管理制度及应急预案的关键条款应张贴在醒目位置。

9.1.3 建筑光伏系统运行与维护应符合国家现行标准《低压电气装置 第4-41 部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21、《配电线路带电作业技术导则》GB/T 18857、《电气设备应用场所的安全要求 第2 部分：在断电状态下操作的安全措施》GB/T 24612.2 和《光伏电站安全规程》GB/T 35694 的有关规定。

9.1.4 建筑光伏系统通过 10kV 及以下电压等级并网，应将光伏系统的运行参数上传至电网调度机构，并接受电网调度控制指令。

9.1.5 建筑光伏系统切除发生故障或接收到来自电网调度机构指令以外，切除引起的功率变化率不应超过电网调度机构规定的限值。

9.1.6 建筑光伏系统因扰动脱网后，在电网电压和频率恢复到正常运行范围之前不允许并网运行。

9.1.7 建筑光伏系统运行期间的电压偏差、电压波动和闪变、谐波、电压不平衡度等方面应满足国家标准和行业标准规定，应在与电网的公共连接点装设满足现行国家标准《电能质量监测设

备通用要求》GB/T 19862 标准描述的 A 级电能质量在线监测装置，监测历史数据应至少保存 1 年。

9.2 运行维护管理

9.2.1 建筑光伏系统宜具备组串级的监控功能，包含健康诊断功能或故障识别精准定位功能。

9.2.2 建筑光伏系统运维主体应按照相关网络安全法律法规要求和安全事件追溯需要，记录相关安全日志，并应至少保留 6 个月。

9.2.3 建筑光伏系统电气设备应定期开展检查工作，电气设备试验应符合现行行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596 的有关规定。

9.2.4 建筑光伏系统宜每年对外观、一致性、接地性能、电流-电压特性、组件内部缺陷进行监测。

9.2.5 雨、雪、大风、冰雹等恶劣天气过后应及时检查光伏方阵，发现异常应及时进行处理。大雪天气中可根据情况对光伏方阵进行临时巡检，应采取保障措施后进行积雪清扫。

9.2.6 维管理单位按照建筑消防设施运维管理要求，定期组织人员针对建筑光伏系统消防设施开展巡视、隐患排查和整改等工作。

9.3 能效评估

9.3.1 建筑光伏系统可按照年度开展能效评估工作，能效评估指标主要包含系统的光电转换效率、年发电量、年二氧化碳减排量等。

9.3.2 光电转换效率、年发电量和年二氧化碳减排量等指标按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定开展评估工作。

9.3.3 能效评估工作完成后应出具包含光伏系统信息、形式检查结果、评估依据、测试仪器、测试结果、评估结论等内容的能效评估报告。

附录 A 新疆主要地区太阳能资源

表 A 新疆主要地区太阳能资源

地区	序号	城市名	纬度（N）	年均总辐射（MJ/m ² ）
直 属 市	1	乌鲁木齐	43°47′	5763.76
	2	达坂城	43°32′	(5778.7)
	3	克拉玛依	45°54′	(5083.6)
	4	石河子	44°19′	(5051.9)
昌 吉 州	5	昌吉	44°48′	(5235.8)
	6	阜康	44°30′	(5239.3)
	7	呼图壁	44°24′	(5131.1)
	8	玛纳斯	44°40′	(5135.7)
	9	吉木萨尔	44°7′	(5292.9)
	10	奇台	44°12′	(5379.1)
	11	木垒	43°51′	(5429.5)
塔 城 地 区	12	塔城	46°44′	5481.54
	13	乌苏	44°25′	(4989.0)
	14	额敏	46°32′	(5286.1)
	15	和布克赛尔	46°48′	(5348.0)
	16	沙湾	44°17′	5370.66
	17	托里	45°58′	(5156.7)
	18	裕民	46°12′	(5258.6)
阿 勒 泰 地 区	19	阿勒泰	47°44′	5672.03
	20	布尔津	47°42′	(5158.2)
	21	福海	47°7′	(5081.1)
	22	富蕴	46°59′	(5245.6)

续表 A

地区	序号	城市名	纬度 (N)	年均总辐射 (MJ/m^2)
阿勒泰地区	23	哈巴河	$48^{\circ}4'$	(5168.0)
	24	吉木乃	$47^{\circ}26'$	(5100.5)
	25	青河	$46^{\circ}40'$	(5519.3)
伊犁州	26	伊宁	$43^{\circ}58'$	5671.57
	27	察布查尔	$43^{\circ}50'$	(5468.2)
	28	巩留	$43^{\circ}28'$	(5155.5)
	29	霍城	$44^{\circ}3'$	(5551.9)
	30	尼勒克	$43^{\circ}48'$	(5278.2)
	31	特克斯	$43^{\circ}13'$	(5295.0)
	32	新源	$43^{\circ}26'$	(5181.0)
	33	昭苏	$43^{\circ}9'$	(5324.0)
博州	34	博乐	$44^{\circ}51'$	(5214.0)
	35	阿拉山口	$45^{\circ}10'$	(5182.8)
	36	精河	$44^{\circ}36'$	(5175.9)
	37	温泉	$44^{\circ}58'$	(5356.8)
哈密地区	38	哈密	$42^{\circ}49'$	6156.15
	39	巴里坤	$43^{\circ}36'$	(5640.9)
	40	伊吾	$43^{\circ}15'$	(6075.1)
吐鲁番市	41	吐鲁番	$42^{\circ}56'$	5517.36
	42	鄯善	$42^{\circ}54'$	(5686.8)
	43	托克逊	$42^{\circ}48'$	(5278.1)
巴州	44	库尔勒	$41^{\circ}43'$	(5369.9)
	45	焉耆	$42^{\circ}05'$	5758.41
	46	和静	$42^{\circ}19'$	(5452.3)
	47	和硕	$42^{\circ}17'$	(5448.8)

续表 A

地区	序号	城市名	纬度 (N)	年均总辐射 (MJ/m^2)
巴州	48	博湖	$41^{\circ}59'$	(5393.4)
	49	轮台	$41^{\circ}47'$	(5188.2)
	50	且末	$38^{\circ}9'$	(5431.7)
	51	若羌	$39^{\circ}02'$	5923.09
	52	尉犁	$41^{\circ}20'$	(5444.5)
阿克苏地区	53	阿克苏	$41^{\circ}10'$	5591.11
	54	阿瓦提	$40^{\circ}38'$	(5193.1)
	55	拜城	$41^{\circ}48'$	(5192.3)
	56	柯坪	$40^{\circ}30'$	(5216.8)
	57	库车	$41^{\circ}43'$	(5225.4)
	58	沙雅	$41^{\circ}13'$	(5192.3)
	59	温宿	$41^{\circ}16'$	(5237.0)
	60	乌什	$41^{\circ}13'$	(5414.2)
	61	新和	$41^{\circ}33'$	(5198.8)
克州	62	阿图什	$39^{\circ}43'$	(5588.2)
	63	阿克陶	$39^{\circ}09'$	(5518.0)
	64	阿合奇	$40^{\circ}56'$	(5521.3)
	65	乌恰	$39^{\circ}43'$	(6041.6)
喀什地区	66	喀什	$39^{\circ}29'$	5721.52
	67	疏附	$39^{\circ}23'$	(5584.8)
	68	疏勒	$39^{\circ}24'$	(5538.1)
	69	巴楚	$39^{\circ}48'$	(5365.7)
	70	伽师	$39^{\circ}29'$	(5451.6)
	71	麦盖提	$38^{\circ}54'$	(5430.1)
	72	莎车	$38^{\circ}23'$	(5382.0)
	73	塔什库尔干	$37^{\circ}46'$	(6079.0)

续表 A

地区	序号	城市名	纬度 (N)	年均总辐射 (MJ/m^2)
喀什地区	74	叶城	$37^{\circ}53'$	(5408.3)
	75	英吉沙	$38^{\circ}56'$	(5455.8)
	76	岳普湖	$39^{\circ}13'$	(5457.3)
	77	泽普	$38^{\circ}11'$	(5380.9)
和田地区	78	和田	$37^{\circ}08'$	6220.89
	79	策勒	$37^{\circ}00'$	(5250.9)
	80	洛浦	$37^{\circ}04'$	(5209.7)
	81	民丰	$37^{\circ}04'$	(5354.4)
	82	墨玉	$37^{\circ}17'$	(5304.9)
	83	皮山	$37^{\circ}35'$	(5424.2)
	84	于田	$36^{\circ}52'$	(5186.7)

- 注：1 表中无括号辐射数据出自当地辐射观测气象站 2011 年 ~ 2022 年统计数据；
- 2 带括号辐射数据出自 Solargis 1999 年 ~ 2023 年数据，仅供参考。

附录 B 光伏并网方案参考表

表 B 光伏并网方案参考表

接入电压	接入模式	接入点	送出回路数	单个并网点参考容量
10kV	全部上网 (接入公共电网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	3MW ~ 6MW
		接入公共电网 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	0.40MW ~ 3MW
		T 接公共电网 10kV 线路	1 回	0.40MW ~ 2MW
	自发自用/余电上网 (接入用户电网)	接入用户 10kV 母线	1 回	0.40MW ~ 6MW
380V	全部上网 (接入公共电网)	公共电网配电箱/线路	1 回	≤100kW, 8kW 及以下可单相接入
		公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	20kW ~ 400kW
	自发自用/余电上网 (接入用户电网)	用户配电箱/线路	1 回	≤400kW, 8kW 及以下可单相接入
		用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	20kW ~ 400kW

附录 C 新疆主要地区风压、雪压参考值

表 C 新疆各城市的风压、雪压

地区	序号	城市名	风压 (kN/m ²)			雪压 (kN/m ²)		
			R = 10	R = 50	R = 100	R = 10	R = 50	R = 100
直 属 市	1	乌鲁木齐	0.40	0.60	0.70	0.65	0.90	1.00
	2	乌鲁木齐县达坂城	0.55	0.80	0.90	0.15	0.20	0.20
	3	克拉玛依	0.65	0.90	1.00	0.20	0.30	0.35
	4	石河子	—	(0.60)	—	0.50	0.70	0.80
昌 吉 州	5	昌吉	—	(0.60)	—	—	(0.70)	—
	6	阜康	—	—	—	—	(0.50)	—
	7	呼图壁	—	—	—	—	(0.70)	—
	8	玛纳斯	—	—	—	—	(0.80)	—
	9	吉木萨尔	—	—	—	—	(0.60)	—
	10	奇台	—	—	—	0.55	0.75	0.85
	11	木垒	—	—	—	—	(0.75)	—
塔 城 地 区	12	塔城	—	(0.85)	—	1.10	1.55	1.75
	13	乌苏	—	(0.60)	—	0.40	0.55	0.60
	14	额敏	—	(0.75)	—	—	(0.95)	—
	15	和布克赛尔	—	(0.50)	—	0.25	0.40	0.45
	16	沙湾	—	—	—	—	(0.80)	—
	17	托里	—	(0.75)	—	0.55	0.75	0.85
	18	裕民	—	(0.75)	—	—	(1.10)	—
阿 勒 泰 地 区	19	阿勒泰	0.40	0.70	0.85	1.20	1.65	1.85
	20	布尔津	—	—	—	—	(1.00)	—
	21	福海	—	—	—	0.30	0.45	0.50

续表 C

地区	序号	城市名	风压 (kN/m^2)			雪压 (kN/m^2)		
			R = 10	R = 50	R = 100	R = 10	R = 50	R = 100
阿勒泰地区	22	富蕴	—	(0.70)	—	0.95	1.35	1.50
	23	哈巴河	—	—	—	0.70	1.00	1.15
	24	吉木乃	—	—	—	0.85	1.15	1.35
	25	青河	—	—	—	0.90	1.30	1.45
	26	北塔山	—	—	—	0.55	0.65	0.70
伊犁州	27	伊宁	0.40	0.60	0.70	1.00	1.40	1.55
	28	察布查尔	—	—	—	—	(1.00)	—
	29	巩留	—	—	—	—	(0.70)	—
	30	霍城	—	—	—	—	(1.20)	—
	31	尼勒克	—	—	—	—	(1.00)	—
	32	特克斯	—	—	—	—	(0.80)	—
	33	新源	—	—	—	—	(1.00)	—
	34	昭苏	0.25	0.40	0.45	0.65	0.85	0.95
博州	35	博乐	—	(0.80)	—	—	(0.70)	—
	36	阿拉山口	0.95	1.35	1.55	0.20	0.25	0.25
	37	精河	—	—	—	0.20	0.30	0.35
	38	温泉	—	—	—	0.35	0.45	0.50
哈密地区	39	哈密	0.40	0.60	0.70	0.15	0.25	0.30
	40	巴里坤	—	—	—	—	(0.60)	—
	41	伊吾	—	—	—	—	(0.70)	—
吐鲁番市	42	吐鲁番	0.50	0.85	1.00	0.15	0.20	0.25
	43	鄯善	—	—	—	—	(0.20)	—
	44	托克逊	—	—	—	—	(0.20)	—
巴州	45	库尔勒	0.30	0.45	0.50	0.15	0.20	0.30
	46	焉耆	—	—	—	0.15	0.20	0.25

续表 C

地区	序号	城市名	风压 (kN/m^2)			雪压 (kN/m^2)		
			R = 10	R = 50	R = 100	R = 10	R = 50	R = 100
巴州	47	巴音布鲁克	0.25	0.35	0.40	0.55	0.75	0.85
	48	和静	—	—	—	—	(0.30)	—
	49	和硕	—	—	—	—	(0.30)	—
	50	博湖	—	—	—	—	(0.25)	—
	51	轮台	—	—	—	0.15	0.20	0.30
	52	巴伦台	—	—	—	0.20	0.30	0.35
	53	且末	—	—	—	0.10	0.15	0.20
	54	若羌	—	—	—	0.10	0.15	0.20
	55	尉犁	—	—	—	—	(0.20)	—
阿克苏地区	56	阿克苏	0.30	0.45	0.50	0.15	0.25	0.30
	57	阿瓦提	—	—	—	—	(0.20)	—
	58	拜城	—	—	—	0.20	0.30	0.35
	59	柯坪	—	—	—	0.05	0.10	0.15
	60	库车	0.35	0.50	0.60	0.15	0.20	0.30
	61	沙雅	—	—	—	—	(0.30)	—
	62	温宿	—	—	—	—	(0.30)	—
	63	乌什	—	—	—	—	(0.50)	—
	64	新和	—	—	—	—	(0.45)	—
克州	65	阿图什	—	—	—	—	(0.65)	—
	66	阿克陶	—	—	—	—	(0.60)	—
	67	阿合奇	0.25	0.35	0.40	0.25	0.35	0.40
	68	乌恰	0.25	0.35	0.40	0.35	0.50	0.60
喀什地区	69	喀什	0.35	0.55	0.65	0.30	0.45	0.50
	70	疏附	—	—	—	—	—	—
	71	疏勒	—	—	—	—	—	—

续表 C

地区	序号	城市名	风压 (kN/m^2)			雪压 (kN/m^2)		
			R = 10	R = 50	R = 100	R = 10	R = 50	R = 100
喀什地区	72	巴楚	—	—	—	0.10	0.15	0.20
	73	伽师	—	—	—	—	(0.30)	—
	74	麦盖提	—	(0.55)	—	—	(0.45)	—
	75	莎车	—	—	—	0.15	0.20	0.25
	76	塔什库尔干	—	—	—	—	(0.35)	—
	77	叶城	—	—	—	—	(0.35)	—
	78	英吉沙	—	(0.55)	—	—	(0.45)	—
	79	岳普湖	—	(0.55)	—	—	(0.55)	—
	80	泽普	—	(0.55)	—	—	(0.55)	—
和田地区	81	和田	0.25	0.40	0.45	0.10	0.20	0.25
	82	策勒	—	—	—	—	(0.20)	—
	83	洛浦	—	—	—	—	(0.25)	—
	84	民丰	0.20	0.30	0.35	0.10	0.15	0.15
	85	安德河	0.20	0.30	0.35	0.05	0.05	0.05
	86	墨玉	—	—	—	—	(0.30)	—
	87	皮山	0.20	0.30	0.35	0.15	0.20	0.25
	88	于田	0.20	0.30	0.35	0.10	0.15	0.15
其他地区 (兵团)	89	北屯	—	(0.70)	—	—	(0.50)	—
	90	五家渠	—	(0.60)	—	—	(0.80)	—
	91	奎屯	—	—	—	—	(0.80)	—
	92	阿拉尔	—	(0.45)	—	0.05	0.10	0.10
	93	图木舒克	—	—	—	—	—	—
	94	蔡家湖	—	—	—	0.40	0.50	0.55
	95	七角井	—	—	—	0.05	0.10	0.15
	96	库米什	—	—	—	0.10	0.15	0.15

续表 C

地区	序号	城市名	风压 (kN/m^2)			雪压 (kN/m^2)		
			R = 10	R = 50	R = 100	R = 10	R = 50	R = 100
其他地区 (兵团)	97	吐尔格特	—	—	—	0.40	0.55	0.65
	98	铁干里克	—	—	—	0.10	0.15	0.15
	99	塔吉克	—	—	—	0.15	0.25	0.30
	100	红柳河	—	—	—	0.10	0.15	0.15

注：表中数据来源《新疆维吾尔自治区实施国家 2010（建筑结构）系列规范细则》XJJ 012—2016，城市基本雪压、基本风压可按表中数据采用（其中括号内数字仅供参考）。

本标准用词说明

为了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”。

引用标准名录

本标准引用下列标准。其中，注日期的，仅对该日期对应的版本适用本标准；不注日期的，其最新版适用于本标准。

- 《工程结构通用规范》 GB 55001
- 《建筑与市政工程抗震通用规范》 GB 55002
- 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB 55015
- 《既有建筑鉴定与加固通用规范》 GB 55021
- 《既有建筑维护与改造通用规范》 GB 55022
- 《建筑电气与智能化通用规范》 GB 55024
- 《民用建筑通用规范》 GB 55031
- 《消防设施通用规范》 GB 55036
- 《建筑防火通用规范》 GB 55037
- 《建筑结构荷载规范》 GB 50009
- 《建筑设计防火规范》 GB 50016
- 《钢结构设计标准》 GB 50017
- 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》 GB 50018
- 《建筑采光设计标准》 GB 50033
- 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057
- 《火灾自动报警系统设计规范》 GB 50116
- 《工业建筑可靠性鉴定标准》 GB 50144
- 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》 GB 50169
- 《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》 GB 50172
- 《屋面工程质量验收规范》 GB 50207

《电力工程电缆设计标准》 GB 50217
《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》 GB 50254
《民用建筑可靠性鉴定标准》 GB 50292
《建筑电气工程施工质量验收规范》 GB 50303
《铝合金结构设计规范》 GB 50429
《光伏电站施工规范》 GB 50794
《光伏电站设计标准》 GB 50797
《电化学储能电站设计规范》 GB 51048
《民用建筑电气设计标准》 GB 51348
《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB/T 29551
《建筑抗震设计标准》 GB/T 50011
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》 GB/T 50064
《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T 50065
《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368
《电能质量公用电网谐波》 GB/T 12325
《电能质量供电电压偏差》 GB/T 12326
《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
《建筑幕墙》 GB/T 21086
《电能质量公用电网间谐波》 GB/T 24337
《光伏系统接入配电网技术规定》 GB/T 29319
《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB/T 29551
《建筑用太阳能光伏中空玻璃》 GB/T 29759
《光伏电站防雷技术要求》 GB/T 32512
《电力系统电化学储能系统通用技术条件》 GB/T 36558

《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
《建筑施工高处作业安全技术规范》 JGJ 80
《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102
《建筑玻璃应用技术规程》 JGJ 113
《混凝土结构后锚固技术规程》 JGJ 145
《采光顶与金属屋面技术规程》 JGJ 255
《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
《分布式电源接入电网承载能力评估导则》 DL/T 2041
《导体和电气设备选择设计技术规定》 DL/T 5222
《光伏并网逆变器技术规范》 NB/T 32004
《光伏系统用电缆》 NB/T 42073
《光伏并网微型逆变器技术规范》 NB/T 42142
《村镇建筑离网型太阳能光伏系统》 NB/T 10774
《分布式电源接入电网承载能力评估导则》 DL/T 2041
《分布式光伏运行与控制技术规范》 DB65/T 4591

