

ICS:

CCS:

DB65

新疆维吾尔自治区地方标准

J 00000

GB65/T 8000—0000

建筑光伏系统工程技术标准

Engineering Technical standards for photovoltaic
system on buildings

(征求意见稿)

0000-00-00 发布

0000-00-00 实施

新疆维吾尔自治区住房和城乡建设厅 发布
新疆维吾尔自治区质量监督管理局

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 00000-2024

DB65/T 8000-2024

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

实施日期：2024年00月00日

2024 北京

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 00000-2024

DB65/T 8000-2024

*

出版：中国建材工业出版社

地址：北京市海淀区三里河路1号

各地新华书店、建筑、建材书店经销

印刷：北京雁林吉兆印刷有限公司

开本：850mm×1168mm 1/32 印张：00 字数：00 千字

2024年X月第一版 2024年X月第一次印刷

*

统一书号：155160•0000

定价：00.00 元

版权所有 翻版必究

(邮政编码 100044)

本社网址：<http://www.jccbs.com.cn>

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 5 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等。

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：新疆乌鲁木齐光明路 125 号，邮政编码：830002，电话：0991-8869192）。

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乌鲁木齐供电公司

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

主要起草人员：李 梁 唐林权 张 浩 马 靖 谢贤莉

杨 宁 张玉龙 罗志巍 陈俞萍 寇小强
旷 键 何杰元 范 磊 项春晖 马小永

主要审查人员：林 闽 李 疆 杨 栋 吴兰昊 李 刚
邵国林 马致远 张 晔 张 毅

目 次

1	总 则	1
2	术 语	2
3	基本规定	4
4	规划、建筑与结构设计	5
4.1	一般规定	5
4.2	规划设计	6
4.3	建筑设计	6
4.4	结构设计	10
5	建筑光伏系统设计	14
5.1	一般规定	14
5.2	系统分类	15
5.3	接入系统	15
5.4	电气及系统设计	16
5.5	系统设备及材料选型	19
6	安装与调试	25
6.1	一般规定	25
6.2	支架安装	26
6.3	光伏组件安装	28
6.4	电气系统安装	30
6.5	防雷与接地系统安装	33
6.6	储能设备安装	33
6.7	系统调试	34
7	环保、安全和消防	35
7.1	一般规定	35
7.2	环境保护	35
7.3	安全措施	36
7.4	消 防	37

8	工程验收	39
8.1	一般规定	39
8.2	分项工程验收	40
8.3	竣工验收	41
9	运行维护与能效评估	43
9.1	一般规定	43
9.2	运行维护管理	43
9.3	能效评估	44
附录 A	新疆部分地区太阳能资源（2011 年~2022 年）	45
附录 B	光伏并网方案参考表	49
附录 C	新疆主要地区风压、雪压参考值	50
附录 D	验收应提供的档案资料	54
附录 E	验收应准备的备查档案资料	55
	本标准用词说明	56
	引用标准名录	57
附：	条文说明	60

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 本标准适用于新疆维吾尔自治区新建、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 新建、改建和扩建的工业与民用建筑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。

1.0.4 在既有建筑上安装或改造光伏系统应按照基本建设程序进行专项工程的设计、施工和验收。

1.0.5 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。

1.0.6 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。系统一般由光伏组件、储能蓄电池、控制器和离网逆变器组成。

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。系统一般由光伏阵列、逆变器和电网接入设备组成，高压接入需有升压装置。

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

光伏电池因被遮蔽而成为其他光伏电池的负载，导致发热的现象。

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。

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 与新建建筑相结合的光伏系统应纳入建筑工程统一规划中，同步设计、同步施工和验收，宜与建筑工程同时投入使用。
- 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 在既有建筑物上增设或改建光伏系统时，必须进行建筑物结构和电气的安全复核，并应满足相应的安全性要求，不得影响建筑原有的使用功能、安全及消防性能。
- 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、建筑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，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。
- 4.1.7 在既有建筑上增设光伏系统时，应符合现行国家标准《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB 55021 的有关规定，并应进行可靠性鉴定。其中工业建筑的可靠性鉴定应符合《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条件，并应在安装光伏组件的部位设置防止光伏组件损坏、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、防雷和防漏电及结

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宜触摸到的地方，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 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 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 光伏方阵应设置方便人工清洗、维护的设施与通道；

2 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；

3 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；

4 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 光伏建筑荷载结构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、雪荷载应按不低于 50 年一遇的荷载值计算。

4.4.3 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。

4.4.4 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。

4.4.5 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。

4.4.6 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。

4.4.7 偶然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《建筑抗震设计规范》GB 50011 的有关规定。

4.4.8 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。

4.4.9 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。

4.4.10 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。

4.4.11 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。

4.4.12 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。

4.4.13 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。

4.4.14 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。

4.4.15 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。

4.4.16 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。

4.4.17 光伏构件的挠度应符合建筑构件及光伏组件功能的规定。

4.4.18 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。

4.4.19 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 4.4.19 的规定。

表 4.4.19 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。

4.4.20 钢结构光伏支架受压和受拉构件的长细比限值应符合表 4.4.20 的规定。

表 4.4.20 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。

4.4.21 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。

4.4.22 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。

4.4.23 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。

4.4.24 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。

4.4.25 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。

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 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、《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 建筑光伏系统应根据当地电力部门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采集装置，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，对接入的母线、线路、开关等进行短路电流校核，如有必要也可进行动稳定校核。
- 5.3.4 建筑光伏工程并网电压等级应根据当地电网条件，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。采用 T 接线接入系统时，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 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；光伏系统直流侧宜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《光伏电站设计规范》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《光伏电站设计规范》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 光伏系统直流侧不得采用不接地的等电位保护；

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 2.5%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) 汇流箱的输入回路应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 交流配电柜（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) 通过 220/380V 电压等级并网的光伏系统，并网处设置的交流配电柜（箱）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、塑壳及微断等形式。

5.5.3 逆变器的选型应满足下列规定：

1 逆变器的电击防护、能量危险防护、方阵绝缘阻抗检测、方阵残余电流检测和防护等级等电气安全相关项目应满足《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 的要求；

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 逆变器宜具备光伏组串 I-V 扫描与智能诊断功能或使用微型逆变器；

4 逆变器应具备直流电弧故障检测或自动直流关断功能。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 MPPT 级绝缘故障定位功能；

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 储能系统宜具备顶部泄压功能，发生燃爆时，泄压板应打开，储能柜体正面应不打开、不解体；

2 储能系统应具备电池模组级的管理功能，能主动补偿串联电池包之间的 SOX 差异；

3 电池模块应支持 SOC 自动校准功能；

4 储能系统应在簇级增加主动调节的功能，保证单簇异常不影响整个储能系统正常运行；

5 储能系统应具备新旧电池混用功能；新电池模块更换后应能直接使用。

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、《光伏电站设计规范》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) 当直流侧采用 1500V 电压系统时，电缆的绝缘性、护套厚度，椭圆度，绝缘电阻、热延伸、耐盐雾、烟雾、成束燃烧试验的差异，应通过 1500V 电缆相关测试要求；
- 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。光伏组串、光伏子方阵和光伏方阵的电缆规格应根据相应线路最小额定电流、线路过电流保护值以及线路预期故障电流来确定，取最大电流值确定电缆线径；
- 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严实。

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，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《工程测量规范》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 应定期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 光伏支架安装过程中不应破坏其防腐层，不宜现场切割、开孔或扩孔；

- 2 采用钢结构作为支架基础时，屋面防水工程施工应在钢结构支架施工前结束，钢结构支架施工过程中不应破坏屋面防水层。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；

- 3 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；

- 4 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；

5 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。

6 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°

7 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

8 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

9 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 在既有建筑上安装光伏组件方阵前，应对建筑原有结构进行安全校核，需要加固的应完成加固措施；
- 5 应对光伏组件进行查验，光伏支架安装应验收合格。

6.3.2 光伏组件安装除应满足现行国家标准《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 在安装时应戴低压绝缘手套、穿绝缘鞋、使用绝缘工具；
- 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，不得有杂物堵塞，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 6.4.9 的规定。

表 6.4.9 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 并网箱的安装应满足下列规定：

- 1 并网箱应安装在当地电网公司认可的安装位置且所安装建筑部位的承重满足要求，并应按并网箱实际安装孔位置竖直牢

固固定；

2 并网箱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 并网箱内增设电表及集采器应遵守当地电网公司要求。

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。
- 6.5.2 建筑光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地，接地电阻应小于 4Ω 。
- 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，金属盘门应采用裸铜软导线与金属构架或接地排进行接地。
- 6.5.5 建筑光伏系统的防雷与接地安装应符合设计要求。

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，加强防漏电安全措施。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：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；箱底部位应留有 2 个不小于 8mm 直径的透气孔；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；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 72 h，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、《光伏电站设计规范》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规程及现国家标准《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 90℃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 50037 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。

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，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 建筑集成光伏系统的工程验收应符合国家现行标准《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 建筑光伏系统分项工程检验合格质量标准应符合下列规定：
- 1 主控项目必须符合本规程合格质量标准要求；
 - 2 一般项目其检验结果应有 80% 及以上的检查点（值）符合本规程质量合格标准的要求，且偏差值不应超过其允许偏差值的 1.5 倍；
 - 3 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整。
- 8.2.4 建筑光伏系统分项工程合格质量标准应符合下列规定：

- 1 分项工程所含的各检验均应符合本规程合格质量标准；
- 2 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标准，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及以上电压等级并网，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 建筑光伏系统宜实现组件级的监控，能精细化管理每一块

组件的状况，且能随时掌握组件真实排布信息。

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

9.2.3 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。

9.2.4 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。

9.2.5 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。

9.2.6 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。

9.2.7 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 新疆部分地区太阳能资源(2011年~2022年)

表A 新疆部分地区太阳能资源 (2011年~2022年)

地区	序号	城市名	地理纬度	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)

续表 A

地区	序号	城市名	地理纬度	年均总辐射 (MJ/m ²)
阿勒泰地区	22	富蕴	46° 59'	(5245.6)
	23	哈巴河	48° 4'	(5168.0)
	24	吉木乃	47° 26'	(5100.5)
	25	青河	46° 40'	(5519.3)
伊犁州	26	伊宁	43° 58'	5671.57
	27	察布查尔	43° 50'	(5468.2)
	28	巩留	43° 28'	(5155.5)
	29	霍城	44° 3'	(5551.9)
	30	尼勒克	43° 48'	(5278.2)
	31	特克斯	43° 13'	(5295.0)
	32	新源	43° 26'	(5181.0)
	33	昭苏	43° 9'	(5324.0)
博州	34	博乐	44° 51'	(5214.0)
	35	阿拉山口	45° 10'	(5182.8)
	36	精河	44° 36'	(5175.9)
	37	温泉	44° 58'	(5356.8)
哈密地区	38	哈密	42° 49'	6156.15
	39	巴里坤	43° 36'	(5640.9)
	40	伊吾	43° 15'	(6075.1)
吐鲁番市	41	吐鲁番	42° 56'	5517.36
	42	鄯善	42° 54'	(5686.8)
	43	托克逊	42° 48'	(5278.1)
巴州	44	库尔勒	41° 43'	(5369.9)
	45	焉耆	42° 05'	5758.41
	46	和静	42° 19'	(5452.3)

续表 A

地区	序号	城市名	地理纬度	年均总辐射 (MJ/m ²)
巴 州	47	和硕	42° 17'	(5448.8)
	48	博湖	41° 59'	(5393.4)
	49	轮台	41° 47'	(5188.2)
	50	且末	38° 9'	(5431.7)
	51	若羌	39° 02'	5923.09
	52	尉犁	41° 20'	(5444.5)
阿 克 苏 地 区	53	阿克苏	41° 10'	5591.11
	54	阿瓦提	40° 38'	(5193.1)
	55	拜城	41° 48'	(5192.3)
	56	柯坪	40° 30'	(5216.8)
	57	库车	41° 43'	(5225.4)
	58	沙雅	41° 13'	(5192.3)
	59	温宿	41° 16'	(5237.0)
	60	乌什	41° 13'	(5414.2)
克 州	61	新和	41° 33'	(5198.8)
	62	阿图什	39° 43'	(5588.2)
	63	阿克陶	39° 09'	(5518.0)
	64	阿合奇	40° 56'	(5521.3)
喀 什 地 区	65	乌恰	39° 43'	(6041.6)
	66	喀什	39° 29'	5721.52
	67	疏附	39° 23'	(5584.8)
	68	疏勒	39° 24'	(5538.1)
	69	巴楚	39° 48'	(5365.7)
	70	伽师	39° 29'	(5451.6)
	71	麦盖提	38° 54'	(5430.1)

续表 A

地区	序号	城市名	地理纬度	年均总辐射 (MJ/m ²)
喀什地区	72	莎车	38° 23'	(5382.0)
	73	塔什库尔干	37° 46'	(6079.0)
	74	叶城	37° 53'	(5408.3)
	75	英吉沙	38° 56'	(5455.8)
	76	岳普湖	39° 13'	(5457.3)
	77	泽普	38° 11'	(5380.9)
和田地区	78	和田	37° 08'	6220.89
	79	策勒	37° 00'	(5250.9)
	80	洛浦	37° 04'	(5209.7)
	81	民丰	37° 04'	(5354.4)
	82	墨玉	37° 17'	(5304.9)
	83	皮山	37° 35'	(5424.2)
	84	于田	36° 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
	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

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
	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
	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

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
	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	—	—	—	—	—	—
	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

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
	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
	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）。

附录 D 验收应提供的档案资料

表 D 验收应提供的档案资料目录(模版)

序号	资料名称	分项工程验收	分部工程验收	单位工程验收	启动验收	试运和移交生产验收	竣工验收	提供单位
1	工程建设总结报告				√	√	√	建设单位
2	工程竣工报告						√	建设单位
3	工程概预算执行情况报告						√	建设单位
4	水土保持、环境保护方案执行报告						√	建设单位
5	工程结算报告						√	建设单位
6	工程决算报告						√	建设单位
7	拟验工程清单	√	√	√	√	√	√	建设单位
8	未完工程清单						√	建设单位
9	工程建设监理工作报告	√	√	√	√	√	√	监理单位
10	工程设计工作报告			√	√	√	√	设计单位
11	工程施工管理工作报告			√	√	√	√	施工单位
12	运行管理工作报告					√	√	运行管理单位
13	工程质量和安全监督报告				√	√	√	质量和安全监督机构
14	工程启动计划文件				√			参建单位
15	工程试运行工作报告					√		参建单位
16	重大技术问题专题报告						*	建设单位

注:符号“√”表示“应提供”,符号“*”表示“宜提供”或“根据需要提供”。

附录 E 验收应准备的备查档案资料

表 E 验收应准备的备查档案资料目录(模版)

序号	资料名称	分项工程验收	分部工程验收	单位工程验收	启动验收	试运行和交产收	竣工验收	提供单位
1	前期工作文件及批复文件			√	√	√	√	建设单位
2	主管部门批文			√	√	√	√	建设单位
3	招标投标文件			√	√	√	√	建设单位
4	合同文件			√	√	√	√	建设单位
5	工程项目划分资料	√	√	√	√	√	√	建设单位
6	分项工程质量评定资料	√	√	√	√	√	√	建设单位
7	分部工程质量评定资料		√	√	√	√	√	建设单位
8	单位工程质量评定资料			√	√	√	√	施工单位
9	工程外观质量评定资料			√	√	√	√	施工单位
10	工程质量管理有关文件	√	√	√	√	√	√	参建单位
11	工程安全管理有关文件	√	√	√	√	√	√	参建单位
12	工程施工质量检验文件	√	√	√	√	√	√	施工单位
13	工程监理资料	√	√	√	√	√	√	监理单位
14	施工图设计文件	√	√	√	√	√	√	设计单位
15	工程设计变更资料	√	√	√	√	√	√	设计单位
16	竣工图纸			√	√	√	√	施工单位
17	征地有关文件			√	√	√	√	建设单位
18	重要会议记录	√	√	√	√	√	√	建设单位
19	质量缺陷备案表	√	√	√	√	√	√	监理单位
20	安全、质量事故资料	√	√	√	√	√	√	建设单位
21	竣工决算及审计资料						√	建设单位
22	工程建设中使用的技术标准	√	√	√	√	√	√	参建单位
23	工程建设标准强制性条文	√	√	√	√	√	√	参建单位
24	专项验收有关文件						√	建设单位
25	安全、技术鉴定报告						√	建设单位
26	其他档案资料	根据需要对有关单位提供						

注:符号“√”表示“应提供”。

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

- 《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 55016
- 《既有建筑鉴定与加固通用规范》GB 55021
- 《建筑电气与智能化通用规范》GB 55024
- 《民用建筑通用规范》GB 55031
- 《建筑防火通用规范》GB 55037
- 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 《建筑抗震设计规范》GB 50011
- 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068
- 《民用建筑电气设计标准》GB 51348
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
- 《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》GB 50147
- 《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148
- 《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB 50149
- 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169
- 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168
- 《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB 50254
- 《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172
- 《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
- 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
- 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150
- 《电力工程电缆设计标准》GB 50217

- 《气体灭火系统设计规范》GB 50370
- 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551
- 《电化学储能电站设计规范》GB 51048
- 《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210
- 《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172
- 《混凝土结构工程施工规范》GB 50666
- 《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204
- 《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300
- 《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411
- 《建设工程施工现场供电安全规范》GB 50194
- 《工程测量标准》GB 50026
- 《屋面工程质量验收规范》GB 50207
- 《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212
- 《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
- 《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576
- 《钢结构焊接规范》GB 50661
- 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
- 《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348
- 《坡屋面工程技术规范》GB 50693
- 《光伏电站施工规范》GB 50794
- 《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776
- 《并联电容器装置设计规范》GB 50227
- 《民用建筑隔声设计规范》GB 50118
- 《屋面工程技术规范》GB 50345
- 《电磁兼容通用标准居住、商业和轻工业环境中的发射》
GB17799.3
- 《电磁兼容通用标准工业环境中的发射》GB 17799.4
- 《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083

《低压电气装置第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏（PV）电源系统》GB/T 16895.32

《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964

《光伏系统接入配电网技术规定》GB/T 29319

《太阳能资源等级 总辐射》GB/T 31155

《光伏电站安全规程》GB/T 35694

《高处作业分级》GB/T 3608

《中低压直流配电电压导则》GB/T 35727

《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》GB/T 50224

《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368

《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865

《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

《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145

《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

《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264

《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995

《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448

《电能计量系统设计技术规程》DL/T 5202

《光伏电站防雷技术规程》DL/T 1364

《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》DL/T 724

《配电变压器运行规程》DL/T 1102

《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004

《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034

《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/ T4591

新疆维吾尔自治区地方标准

建筑光伏系统工程技术标准

条文说明

J 00000-2024

DB65/T 8000-2024

目 次

1	总 则	63
2	术 语	64
3	基本规定	65
4	规划、建筑与结构设计	67
	4.1 一般规定	67
	4.2 规划设计	68
	4.3 建筑设计	68
	4.4 结构设计	70
5	建筑光伏系统设计	73
	5.1 一般规定	73
	5.2 系统分类	73
	5.3 接入系统	74
	5.4 电气及系统设计	74
	5.5 系统设备及材料选型	75
6	安装与调试	78
	6.1 一般规定	78
	6.2 支架安装	78
	6.3 光伏组件安装	79
	6.4 电气系统安装	80
	6.5 防雷接地系统安装	81
	6.6 储能设备安装	81
	6.7 系统调试	81
7	环保、安全和消防	82
	7.1 一般规定	82
	7.2 环境保护	82
	7.3 安全措施	82
	7.4 消 防	83

8	工程验收	86
8.1	一般规定	86
8.2	分项工程验收	86
8.3	竣工验收	86
9	运行维护与能效评估	87
9.1	一般规定	87
9.2	运行维护管理	87
9.3	能效评估	87

1 总 则

1.0.1 目前工业与民用建筑工程中利用太阳能光伏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，本标准编制组在大量工程实例调查分析的基础上，编制了本标准。

1.0.2 本标准不仅适用于新建、扩建和改建工业与民用建筑，也适用于既有工业与民用建筑。

1.0.3 新建工业与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。

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。

1.0.5 建筑光伏系统应用技术涉及到规划、建筑、结构、电气等专业，设计时除了执行本标准外，尚应符合其他有关标准相关规定。

2 术 语

2.0.4 “建筑光伏系统”为本标准主要用语，光伏系统按系统装机容量的大小分为三种系统：小型系统，装机容量 $\leq 20\text{kW}$ ；中型系统， $20\text{kW} < \text{装机容量} < 100\text{kW}$ ；大型系统，装机容量 $> 100\text{kW}$ 。

太阳能光伏与建筑结合当前主要有两种形式：

- 1 光伏组件及系统与建筑外表或建筑环境的一般结合形式；
- 2 光伏构件及系统与建筑围护结构或建筑环境的一体化结合形式。

第二种形式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。这里的建筑环境包括构成环境的建筑小品、围墙、喷泉和景观照明等。

2.0.8 并网逆变器可将电能转换成一种或多种电能形式，以供后续电网使用。并网逆变器一般具备最大功率跟踪等功能。

2.0.12 直流侧没有暴露在组件阵列之外超过 1 米的直流线缆时或直流电压不高于 120V 时，光伏组件之间无需电气连接断开；内部隔离并且直流电压不高于 120V 的逆变器，光伏组件与逆变器之间无需电气连接断开。

2.0.13 光伏构件在建筑中，一般包括建材型光伏构件和组件型光伏构件等模块化形式。前者是指将太阳能电池与瓦、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、光伏幕墙等。后者是指与建筑构件组合在一起或独立成为建筑构件的光伏构件，如光伏雨篷构件、光伏遮阳构件等。

2.0.14 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阵列称为子阵列。

3 基本规定

3.0.1 拟安装光伏系统的新建建筑物，从建筑设计之初就应考虑光伏的有效利用，并为光伏设备安装提供便利和设施共用。为此，需要将光伏系统纳入建筑规划和设计中要做到统一规划、同步设计、同步施工和验收，可以为光伏与房屋建设相互配合创造条件，有利于提高工程建设质量。

3.0.3 建筑物的火灾危险性等级分类按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定，爆炸和火灾危险环境的划分按现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定，甲、乙类厂房和仓库内使用或储存的物品火灾危险性高，故不安装光伏系统。

3.0.4 为了避免与周围临近其他业主的建筑物之间因日照引起纠纷，应在光伏系统建设初期进行日照环境影响分析。

3.0.5 为保障安全，在既有建筑物上增设或改建光伏系统时，必须要由相应资质的单位进行建筑物结构和电气的安全性复核。

3.0.6 建筑一体化光伏系统中的光伏组件同时具有建筑构件功能，故光伏组件既要满足电气性能，又要符合建筑使用性能和设计使用年限的要求。

3.0.7 本条源于国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 中的第 6.7 条。光伏与建筑一体化系统可能存在直流高压，应根据直流电压范围将光伏与建筑一体化系统分成不同区域，并根据不同风险等级采取不同安全措施。直流侧电压大于 120V 但小于等于 600V 的区域，被定义为风险区，当建筑光伏系统的直流侧有暴露在组件阵列之外超过 1m 的直流电缆时，必须采用下列安全保护措施：建立直流高压警示标志；安装直流开关；直流电缆需加金属外套；具有控制光伏系统快速关断的功能。直流侧电压等级小于等于 120V 的区域，无需采取安全防护措施。

3.0.8 为了保证建筑光伏系统寿命期内安全可靠运行，组件、逆

变器、组串汇流箱以及光伏系统相关的其他电气部件要通过国家批准的认证机构的产品认证。

3.0.9 安装后进行相关的检查、测试、调试和验收，是光伏系统并网后安全运行的基本保证。同时，移交时应提供相关的工程文件资料，有利于后续光伏系统运维的正常开展。

4 规划、建筑与结构设计

4.1 一般规定

4.1.1 光伏系统的选型是建筑设计时要关注的重点内容。需要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，考虑连接管线走向及辅助能源和辅助设施条件，明确光伏系统各部分的相对关系，合理安排光伏系统各组成部分在建筑中的位置。安装光伏系统的建筑不应降低建筑的日照、防火等功能要求，外观颜色、造型元素等也应协调统一。

4.1.2 本条强调光伏系统在建筑上的应用，需由建筑设计各专业和光伏系统产品供应商相互配合共同完成，确定光伏系统组件在建筑各部位安装位置。各专业紧密配合是确保光伏系统与建筑成为一体化的重要保障。

4.1.3 安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其它部位的光伏组件，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。

4.1.5 目前应用较为普遍的光伏组件尺寸为 $2278\text{mm} \times 1134\text{mm}$ 和 $2384\text{mm} \times 1304\text{mm}$ ，根据这两种光伏组件尺寸进行排布，平屋面通常采用一行竖向布置或两行横向布置。新疆地域辽阔，跨越多个纬度，假设按照最佳倾角 40° 布置，光伏组件下沿距离屋面不小于 0.5m ，则光伏组件最高处突出屋面为 $2\text{m} \sim 2.2\text{m}$ ，考虑到近年来极端天气较多，从安全角度考虑，平屋面光伏组件最高处突出屋面不宜超过 2.5m 。当建筑为坡屋面结构时，光伏组件安装最高高度与屋面距离一般不宜超过 0.3m 。

4.1.8 一般情况下，建筑的设计寿命是光伏系统寿命的 2 倍~3 倍，光伏组件及系统其他部件在构造、型式上需利于在建筑围护结构上安装，便于维护、修理、局部更换。为此，建筑设计需为

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

4.2.3 在规划光伏组件的安装位置时，不仅要关注可能被周围环境景观、树木绿化及其阴影遮挡的部位，还要避免建筑自身投影对光伏组件产生遮挡阳光的情况，确保光伏组件的正常工作。

4.2.4 规划设计时，应选择光反射较低的光伏构件用于建筑光伏系统，避免造成光污染。

4.3 建筑设计

4.3.3 光伏屋面、光伏采光顶、光伏幕墙的防水密封设计应符合《屋面工程技术规范》GB 50345、《建筑幕墙》GB/T 21086中的相关要求。安装光伏系统的建筑外墙有出挑构件时应采取隔断热桥和保温措施，出屋面的管线套管应加强局部保温措施，突出屋面的设备支墩、设备支座等热桥部位应采取保温措施，避免热桥。具体节点大样详见国家或自治区相关标准图集。

4.3.7 建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、抗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主体结构的变形缝。

4.3.15 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。

4.3.16 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。

4.3.18 光伏系统可以将一定比例的太阳光辐射能转化电能，同时也会产生一定的热量。所以建筑设计时，应充分考虑这种独特

性能对建筑节能的重要性。通过在屋面、墙面合理布置通风散热通道，既可以提高光伏系统的效率，也可以使屋面、墙面发挥良好的隔热、保温效果，更好地实现建筑节能。

4.3.19 光伏组件的引线穿过屋面处，应预埋防水套管，并做防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

4.3.20 本条对平屋面上光伏组件的安装进行说明。

4 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，可铺设水泥砖。

4.3.21 本条对坡屋面上光伏组件的安装进行说明。

2 安装在坡屋面上的光伏组件宜根据建筑物实际情况，选择顺坡镶嵌设置或顺坡架空设置式；架空设置其支架基座与结构层应采用螺栓固定，支架与坡屋面结合处容易在排水垂直方向产生挡水，冬季支架与坡屋面结合处容易积雪结冰，应采取措施保证其排水通畅，并应做好防渗漏密封处理。

4 顺坡架空安装的光伏组件与坡屋面间宜留有大于 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。

4.3.22 本条对阳台或平台上光伏组件的安装进行说明。

1 本条强调不论是安装在阳台栏板上或作为栏板使用的光伏组件，均应与栏板或主体结构的预埋件牢固连接，防止坠落事故发生。光伏组件背面温度较高或电气连接损坏都会引起安全事故（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。

2 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。阳台栏板高度应满足建筑阳台栏板高度要求，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。

4.3.23 本条对墙面上光伏组件的安装进行说明。

1 对于采取外挂等其他方式安装在建筑外墙上的光伏组件，结构设计时应作为墙体永久荷载；墙体上安装光伏组件可能造成墙体局部变形、产生局部裂缝的情况，可采取构造措施加以防止；光伏组件支架应锚固在墙体的结构构件上，预埋件应通过结构计算确定；光伏组件安装外保温构造的墙体上时，其与墙面连接部位易产生冷桥，因此需要做特殊断桥或保温构造处理，保证满足墙面整体保温节能的热工要求。

2 光伏组件的引线穿过墙面处应预埋防水套管，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。

3 光伏组件镶嵌在墙面时，应由建筑建设专业结合建筑立面进行统筹设计。作为外墙使用的光伏组件，应具备外墙材料的特性，并应满足外墙保温节能设计要求。

4.3.24 本条对建筑幕墙上光伏组件的安装进行说明。

1 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。

2 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、防火等性能，保证幕墙的整体性能。

4.3.28 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 光伏系统的支架结构及其构件，应具有足够的承载力、刚度、稳定性，应能承受正常安装和正常使用过程中可能发生各种作用和环境的影响，以满足安全性、适用性和耐久性的要求。

4.4.2 根据《光伏电站设计规范》GB50797-2012 第 6.8.4 条、6.8.7 条和《光伏支架结构设计规程》NB/T10115-2018 第 4.1.1 条、4.2.4 条的规定，屋顶附加光伏支架荷载效应计算时，风荷载和雪荷载按 25 年一遇的荷载值取值，建筑光伏一体化设计时，建筑光伏一体化的光伏支架结构，风压和雪压的重现期应与一体化建筑主体结构一致。考虑到光伏支架结构属于对风荷载比较敏感的结构，从安全角度出发，对风压和雪压重现期提高至 50 年，风荷载和雪荷载按不低于 50 年一遇的荷载值计算。新疆地域辽阔，近年来极端天气多发，项目实施前应做好基础资料的收集工作，合理确定基本风压和基本雪压。

对于偏远地区，无法收集到气象资料时，可根据附近地区规定的基本风压、基本雪压或长期资料，通过气象和地形条件的对比分析确定。如有条件也可委托气象部门编制项目气候论证报告，作为项目设计的依据。

4.4.3 根据光伏组件厂家资料和已实施的项目资料，光伏组件重量约 $13\text{kg}/\text{m}^2 \sim 20\text{kg}/\text{m}^2$ ，光伏支架重量约 $10\text{kg}/\text{m}^2 \sim 15\text{kg}/\text{m}^2$ 。对于太阳能支架基座与混凝土主体结构连接的方式，光伏组件、支架、基座自重总计一般不超过 $100\text{kg}/\text{m}^2$ 。安装光伏系统的位置人员不经常出入，可不考虑与上人屋面活荷载叠加，但考虑风荷载或地震作用会产生附加荷载以及荷载的不均匀性、检修荷载等情况，因此规定不小于 $2.0\text{kN}/\text{m}^2$ 。对于不与主体结构连接的配重式基座，因上部支架结构不同，基座的布置方式不同，应根据光伏系统实际设置情况按等效均布活荷载计算。

4.4.4 在既有建筑上安装光伏系统，则应对原有建筑的设计资料进行调查，并对原有建筑的结构材料现状、耐久性进行鉴定，必要时应对材料取样测试。确认后应将增设光伏系统荷载效应进行结构复核算，保证结构的安全。

4.4.5 在新建建筑上安装光伏支架通常采用连接件或锚栓与基座进行连接，连接件与主体结构的锚固承载力应满足设计要求，

任何情况下不应发生锚固破坏。采用锚栓连接时，应有可靠的防松、防滑措施。在既有建筑上光伏支架基座采用配重式基座时，应采取提供基座与主体结构的附着力，并应进行抗滑移和抗倾覆等稳定性验算。

4.4.15 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），但在风荷载比较大的地区，支架基座的稳定性对结构安全起控制作用，必须进行验算并加以保证。

4.4.24 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，应符合现行行业标准《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，应符合现行国家标准《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。

5 建筑光伏系统设计

5.1 一般规定

5.1.2 本条引自《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368，增加了在规划设计建筑光伏系统时，需综合考虑建筑物，特别是彩钢屋顶的使用年限与光伏系统使用年限的匹配问题。

5.1.3 对于并网光伏系统电能质量的要求以及对配置电能质量检测装置的要求，还应满足当地电网公司的要求，具体详见《分布式电源接入电网技术规定》Q/GDW 1480的有关规定。

5.1.7 直流 1500V 已全面应用于大型地面光伏电站，相对于 1000V，可明显降低建设成本、减少线损。但相对于 1000V 系统，1500V 系统在串联适配、直流灭弧等方面的安全隐患要高，应用于建筑上时，需要提高对安全风险的控制程度；另一方面，对于小容量、低压并网的建筑光伏，往往由于组件布置情况受限及逆变器选型等因素，不适合采用直流 1500V 系统。具体项目应综合考虑，经过技术经济比较后确定直流系统电压。

5.2 系统分类

5.2.5 按照《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号）文件第三条明确：鼓励各类电力用户按照“自发自用，余量上网，电网调节”的方式建设光伏系统，因此本条明确了建筑光伏系统的电量消纳模式，建筑光伏系统原则上应“自发自用、余量上网”，需要上网的建筑光伏系统，应取得电力部门的许可。

5.3 接入系统

5.3.1 本条对建筑光伏系统接入配电系统提出了一般规定，结合《分布式电源并网技术要求》GB33593-2017 第 10.1.3 条“通过 10（6）kV 电压等级直接接入公共电网，以及通过 35kV 电压等级并网的分布式电源，与电网调度机构之间通信方式和信息传输应满足电力系统二次安全防护要求。传输的遥测、遥信、遥控、遥调信号可基于 DL/T 634.5104 和 DL/T 634.5101”。

5.3.2 根据部分内地省市光伏推广经验，河南、山东等地区已出现分布式能源反向过载导致新能源无法消纳，造成投资浪费，根据《分布式电源接入电网承载能力评估导则》DL/T 2041-2019 要求，其中绿色可完全就地消纳，电网无反送潮流，推荐分布式电源接入；黄色电网反送潮流不超过设备限额的 80%，对于确需接入的项目，应开展专项分析；红色电网反送潮流超过设备限额的 80%，或电网运行安全存在风险，在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源项目接入。

5.3.5 本条结合《分布式电源并网技术要求》GB 33593-2017、《分布式电源接入配电网运行控制规范》Q/GDW 10667-2016 明确了分布式光伏接入 10kV 电压等级配电网应配置保护类型。

5.3.6 本条结合《分布式电源并网技术要求》GB 33593-2017、《分布式电源接入配电网运行控制规范》Q/GDW 10667-2016 明确了分布式光伏接入 220/380V 电压等级配电网应配置保护类型。

5.4 电气及系统设计

5.4.1 这里的配电柜一般指 220V/380V 并网的光伏系统中在并网节点设置的低压并网柜（箱）。关于逆变器的功率与其接入的光伏方阵容量相匹配的问题，可以根据具体建设条件，通过技术经济比较，考虑一定的容配比。

关于接入点上一级变压器容量限制的问题，一直困扰甚至制约光伏建设，国家能源局对于此问题有明确回复：分布式发电具有就地就近开发建设、就地就近消纳利用的优点，国家大力支持分布式发电发展。自 2016 年起，国家电网已实施最新企业标准《分布式电源接入电网技术规定》Q/GDW 1480-2015，代替此前实施的标准 Q/GDW 480-2010，取消了“分布式电源总容量原则上不宜超过上一级变压器供电区域内最大负荷的 25%”的要求。

建筑光伏安装环境复杂，很多应用场景下，很难保证接入同一个逆变器的光伏组件串直流电压相等，但应尽量保证接入同一个 MPPT 的光伏组件直流电压相等。

为了追求更高的经济性，大型地面光伏电站考虑一定的容配比已成为行业主流。根据新疆地区大型地面光伏电站近几年的建设经验，推荐容配比一般在 1.4 以内。建筑光伏系统可根据具体条件，通过技术经济比较，选取合适的容配比。因此第 8 款对容配比提出要求。

5.5 系统设备及材料选型

5.5.3 本条对逆变器的选型原则进行阐述。

4 直流拉弧故时的高直流电压给安装商和消防员带来巨大的人身安全隐患。在分布式光伏场景，直流拉弧故障的安全风险更高，因此需要逆变器具备可靠的主动拉弧故障及关断安全保护，如直流拉弧检测功能，在发生直流侧拉弧时能够快速安全切断电弧回路，保障系统安全。

5 在屋顶光伏项目中，直流侧光伏板电压通常可达到 600V 至 1000V，为施工运维人员及业主带来潜在风险。尤其是在出现紧急状况的情况下，如火灾等事故时，由于光伏阵列携带高压，救援人员无法到屋顶进行救灾。并且在救援时由于屋顶带电，因此无法通过普通方式用水进行灭火，大大增加了救援难度。

6 在光伏场景中，直流侧绝缘阻抗低为较常见故障。当逆变器绝缘阻抗检测结果显示绝缘阻抗小于规定数值，则逆变器需要强制停机，造成电站的发电量损失，进而影响收益。目前电站中，已经实现逆变器级的绝缘阻抗定位，但是由于在分布式场景中，通常一台逆变器接入直流侧 PV 组件数量较多，且安装方式不便于检修，排查故障点较为麻烦。实现组件级的绝缘阻抗故障定位，将提高运维效率，更好保障人身安全，保证电厂发电收益。

7 在非隔离电网中，当光伏电站直流侧 PV-接地时（电缆破损等），且当逆变器运行中，极易发生炸机情况，威胁人身及资产及设备安全。

8 直流端子温度检测功能可有效识别端子虚接，温度异常等情况，预警重大事故风险，保护人身、资产、设备安全。

9 本条引自《光伏并网逆变器技术规范》NB/T 32004-2018 8.3.1.1 条。

5.5.4 本条为储能系统选型的相关要求。

1 在系统发生不受控制的火灾蔓延，电池释放巨量可燃气体。传统泄爆泄压方向在侧面或正后方，横向或纵向扩散，爆炸冲击波和燃烧气体会扩散波及到附近其他储能设备或人员资产或其他储能设备，容易造成事故范围扩大。储能系统的泄爆系统将柜内的压力向上引导并远离周围人员，避免储能机柜本体解体、泄爆冲击波和热辐射导致的人身伤害，将火灾爆炸的影响限制在柜体周围较小范围内。

2 电池包优化器即电池模组级管理可以规避短木板效应带来的放电能力，单个问题电池包不影响其他电池。

3 SOC 可以在系统运行过程中进行标定，提升系统可用度；

4 储能电池簇由若干电池模块组串联构成，每个电池模组又由多个电芯串并联构成，每个模组或电芯都存在一定的差异、容量不一致、性能存在差异等，为避免单簇失效，整个储能系统宕站，系统无法输出，电量无法放出。

5 帮助用户降低维护成本；单个电池 PACK 更换时需断电，不影响子阵内其他储能系统断电，提升储能系统的可用度。

5.5.5 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015 的 3.3.1 要求电力变压器的能效水平应高于能效限定值或能效等级 3 级的要求，因此本标准要求变压器的能效水平应高于 3 级。

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开展相应的前期准备工作，为施工顺利开展创造条件。
- 6.1.2 本条强调了建筑光伏系统施工应编制专项施工方案。
- 6.1.3 为了保证施工安全，施工前应制定施工安全和职业健康管理方案、应急预案，施工现场还应遵照相关规定做好相应的安全防护措施。
- 6.1.5 合格的进场设备和材料是保证工程质量的前置条件，应加强进场设备和材料管理。
- 6.1.6 建筑光伏系统施工过程中，不能破坏建筑物的结构和建筑物的附属设施，任何破坏建筑物结构的施工行为，都会降低建筑物承受载荷的能力。
- 6.1.7 测量放线工作是保证施工质量的前提条件，必须按照相关标准和要求有序开展。
- 6.1.8 施工现场临时用电要遵循相关标准，安全规范使用。
- 6.1.9 施工过程中要对正在运输的设备和已经安装完成的设备进行有效保护。
- 6.1.10 施工过程记录及相关试验记录要齐全，这有利于后续工程验收和移交顺利开展。
- 6.1.11 由于屋顶对荷载承重能力是有限的，为了保证安全，施工过程中，屋顶严禁用作设备和材料的堆场，施工过程中如果设备和材料在屋顶上临时放置时应均匀分布，并满足屋顶荷载承重。

6.2 支架安装

- 6.2.1 本条对支架安装提出规定。

1 屋顶光伏系统支架的连接部件一般包括混凝土基座、锚栓（预埋或后植）、预埋件、金属屋面夹具等。连接部件宜与主体结构同时施工，当在既有屋顶施工时，对于采用后植锚栓等需破坏防水层的基座形式，应根据原防水结构或其他经批准的方案进行防水处理。

6 安装支架的连接部件的施工偏差不仅影响光伏系统的结构安全，还会影响后续支架的安装质量，因此在此施工环节应严把质量关，为后续支架安装提供便利条件。本条对不同连接构件施工偏差的限定，主要参考《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204、《光伏电站施工规范》GB 50794、《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101 等现行国家标准和通过对行业普遍的施工水平调研而来。

6.3 光伏组件安装

6.3.1 本条对光伏组件安装前应满足的条件进行说明。

1 光伏组件的性能参数应与设计值一致，按照设计要求进行分组。不同品牌、不同朝向、不同倾角、不同数量的组件串不应接入到逆变器的同一路 MPPT 中是为了尽可能提升系统效率，减少短板效应。

6.3.2 本条对光伏组件安装过程的相关要求进行说明。

1 光伏组件在运输搬运过程中不得受到碰撞及重压，主要为了避免损坏。

2 同一光伏组件串各光伏组件的电流若不保持一致，则电流偏小的组件将影响其他组件，进而使整个光伏组件串电流偏小，影响系统效率。

3 光伏组件安装过程中组件输出端子带直流电压，需采取安全措施。

4 光伏组件安装过程中输出端子带直流电压，因此输出电缆

不得非正常短路，需要采取防触电措施。

6.3.4 为抑制光伏组件使用期间产生温升，光伏组件后应留有通风间隙，并保持良好的通风环境。

6.4 电气系统安装

6.4.4 本条对汇流箱安装作了规定。

1 汇流箱的開箱检查尤为重要，要核对和图纸要求是否有差异。要检查和紧固箱内螺栓是否拧紧，防止运输过程振动等产生的松动。要检查箱门之间是否有接地线连接、地排是否和接地导通。

4 逆变器的直流侧通过电缆和汇流箱连接，往往在接引此部分电缆时，部分光伏组件已组串完毕，并接引至汇流箱中。此时在汇流箱的正负极两端将会产生很高的直流开路电压，为保障人身安全，需要在逆变器直流侧电缆接线前，必须确认汇流箱侧有明显断开点，并做好安全防护措施。

6.4.5 本条对逆变器安装作了规定。

5 逆变器应可靠接地，接地线规格符合设计要求，最低不得小于 16mm^2 。

6 逆变器的安装支架应具有不低于光伏组件支架的防腐等级。要符合设计规定的安装高度及间距要求，设计无规定时，应符合本条的规定。尤其是户用项目，其逆变器底部的安装高度应不小于 1500mm ，甚至更高，以避免小孩误碰，防止发生触电等安全事故。

6.4.6 本条对并网箱安装作了规定。

3 各地电网公司对并网要求不同，并网箱的设备配备应遵守当地电网公司要求。

6.4.7 本条对电缆线路的施工作了规定。

2 光伏组件或组件串连接电缆必须采用光伏专用直流电缆，

不得采用一般的电力电缆，还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/T 20047.1的有关规定；

5 电缆桥架在屋面安装时应采取防水措施，通常可采用防雨桥架，考虑到桥架在屋顶被太阳直射温度升高，对电缆寿命及绝缘造成不利影响，因此屋面桥架安装时候如有条件尽可能安装在不被太阳直射的位置。屋面安装的桥架一般选带有泄水孔和散热孔的型号，以便雨水进入后可及时排除、增加通风散热降低电缆温度。

6.5 防雷接地系统安装

6.5.2 光伏方阵接地应连续、可靠，接地电阻应小于 4Ω 。 4Ω 来源于《光伏电站设计规范》GB 50797-2012。

6.5.6 安装光伏工程后不应降低建筑物的防雷保护等级，是要求光伏防雷接地设计、施工必须按照原建筑物的防雷保护等级的相关防雷措施要求。

6.6 储能设备安装

6.6.1 常用的电化学储能电池主要包括铅酸蓄电池和锂离子电池等。

6.7 系统调试

6.7.1 调试和检测应有调试记录和过程资料。

7 环保、安全和消防

7.1 一般规定

7.1.4 新疆属于典型的温带大陆性干旱气候，降水稀少，水资源短缺。光伏组件需要定期进行人工清洗，清洗水源宜采用中水回用系统，既环保又节约用水。

7.2 环境保护

7.2.1 在施工过程中，为了减少对环境的污染，需要采取一系列的控制措施来管理固体废弃物、粉尘、噪声等污染。

固体废弃物控制措施包括垃圾分类、存放、回收利用、运输和处理等环节。

施工现场产生的粉尘可以通过湿法施工、设置临时防尘网或封闭式施工等措施来减少扩散，也可采用粉尘抑制剂来抑制粉尘的产生。

噪音控制措施可以采用将噪音源与敏感区域隔离、使用低噪音设备等降噪措施，并合理安排作业时间，避免在夜间或对周围居民造成严重影响的时段进行施工作业。

7.3 安全措施

7.3.2 在既有建筑物上建设光伏系统，有可能对既有建筑物的安全性造成不利影响，威胁人身安全，因此必须进行安全复核。这些不利影响包括但不限于增加了既有建筑物的荷载，对既有建筑物的结构造成了破坏，导热不利致使既有建筑物局部温度过高，防雷接地性能不足等。

7.3.3 设置警示标识主要是提醒人员注意高处光伏组件的存在，

并避免接近危险区域。坠落危险性较高区域主要包括横跨城市人行、机动车行、消防通道的地面上空建筑连接体、沿道路红线悬挑建筑的外立面等。

7.3.4 现行国家标准《高处作业分级》GB 3608对“高处作业”的规定是：“凡距坠落高度基准面2m或2m以上有可能坠落的高处进行的作业”。施工现场内的作业平台、人行通道、施工通道等，如临边高度在2m及以上时，必须沿周边设置防护栏杆。洞口的防护措施应能确保防止人与物的坠落，各类洞口的防护应根据具体情况采取加盖板、设置防护栏杆及密目网或工具式栏板等措施，其具体所示可参考《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80的相关规定。

7.3.8 在人员有可能接触或接近光伏系统中的可导电光伏组件部位，设置防接触的遮栏或外护物、警示标识、隔离防护措施，主要是为了保障人身安全。有时也会出现这种情况，即使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，对光伏系统应设置触电警示标识和防止触电的安全措施，以确保人员的安全。

7.3.9 光伏组件热斑因电池片性能不一致或遮挡形成，导致电流变化、温度升高、降低效率，增加安全隐患和成本。定期清洁、去除遮挡、更换损坏电池片，采用优质组件和正确安装方式是预防措施。

7.4 消 防

7.4.1 根据《建筑防火设计规范》GB 50016-2014（2018年版）规定，生产车间以及存储仓库的火灾危险等级可以分为甲、乙、丙、丁、戊类，由于甲、乙类厂房及仓库火灾危险等级较高，因此严禁在该类厂房上部建设光伏电站。在甲、乙类厂房及仓库附近的其他建筑物或场地建设分布式光伏发电项目时，防火间距应

满足该规范第 3.3 节和 3.4 节的相关规定。

7.4.2 在既有建筑物上建设光伏发电系统，有可能对既有建筑物的消防设施造成不利影响，威胁人身安全，因此必须进行复核。这些不利影响包括但不限于在屋面防、排烟风机的风口附近安装光伏设备，对消防风机的进风、排烟造成不利影响，在建筑立面安装光伏幕墙，对自然排烟窗以及消防救援窗造成影响等。

7.4.3 光伏组件安装于建筑屋面或作为建筑物外部结构的一部分，其燃烧性能尤为重要。一旦光伏组件发生火灾，不仅会给人身安全带来威胁，也会造成巨大的财产损失。因此，选择燃烧性能等级合适的光伏组件，是保障光伏发电系统安全稳定运行的重要因素。根据国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624-2012 中对建筑材料防火等级的要求，光伏组件的燃烧性能等级可分为 A1、A2、B1、B2、B3 五个等级，A1、A2 为不燃材料，B1 级为难燃材料，B2 级为可燃材料，B3 级为易燃材料。设计人员应根据《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 年版）3.2.1 条、5.1.2 条规定的建筑的耐火等级或应用部位的耐火极限和燃烧性能要求，选择相应燃烧性能等级的光伏组件。

7.4.4 将建筑的疏散楼梯通至屋顶，可使人员多一条疏散路径，有利于人员及时避难和逃生。《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 年版）规定，有条件时，屋面为平屋面或具有连通相邻两楼梯间的屋面通道，均要尽量将楼梯间通至屋面。因此，设计需要结合建筑物屋面的疏散路径合理布置光伏发电系统各组成部分在屋面的位置，并满足所在部位防水、排水等技术要求。

一般情况下，建筑的设计寿命是光伏系统寿命的数倍，光伏组件及系统其他部件在使用过程中需要维护、修理和局部更换。为此建筑设计应为光伏组件的安装、维护、清洗、更换提供必要的安全便利条件。安装光伏构建的建筑，宜将光伏构建布置在人工清洁、清雪方便的位置。

7.4.6 防火分区之间的分隔是建筑内防止火灾在分区之间蔓延

的关键防线，因此要采用防火墙进行分隔。《建筑设计防火规范》**GB 50016-2014（2018年版）**规定，当防火墙凸出墙的外表面**0.4m**以上，且防火墙两侧的外墙采用宽度均不小于**2.0m**的不燃性墙体时，其耐火极限不低于外墙的耐火极限时，光伏玻璃可以不采用防火玻璃。如果因使用功能需要不能采用防火墙分隔时，可以采用防火玻璃进行分隔。

7.4.7 光伏发电系统的设备周围应保持良好通风，以保证系统散热和正常工作。

7.4.11 光伏发电系统为非消防负荷，火灾时应切断。当建筑物设置火灾自动报警系统时，火灾自动报警系统应能切断光伏发电系统电源。

8 工程验收

8.1 一般规定

8.1.2 为保证建筑光伏系统的验收质量，光伏组件作为建筑外围护结构的一部分，首先必须符合国家、行业和地方现行标准的相关规定。

8.1.3 建筑光伏系统施工完毕后，有些部位或节点已被装饰材料遮封隐蔽，在工程验收时无法观察和检测，但这些部位或节点的施工质量至关重要，必须在安装施工过程中完成隐蔽项目验收。工程验收时，应对隐蔽项目验收文件进行认真的审核。

8.2 分项工程验收

8.2.1~8.2.4 规定了建筑光伏系统分项、隐蔽验收及检验质量验收项目及合格要求。

8.3 竣工验收

8.3.1~8.3.5 规定了建筑光伏系统竣工验收依据、合格要求、资料归档要求。

9 运行维护与能效评估

9.1 一般规定

9.1.1 工程承包单位应当配合设备运行管理单位开展建筑光伏系统现场运行与维护规程的编制和培训工作，确保系统正式投运后的正常运行。

9.1.4 建筑光伏系统并入地区 10kV 电网，应当按照电网运行管理要求，接受地区调度控制指令，确保电力系统安全稳定运行。

9.2 运行维护管理

9.2.1 本条规定了建筑光伏系统监控系统配置要求。

9.2.3 本条明确了建筑光伏系统的网络安全日志保留时间，为后期安全事件追溯提供系统历史数据。

9.2.5 为确保建筑光伏系统正常运行，本条规定了每年需对外观、运行参数等进行监测。

9.2.6 考虑新疆地区气象条件恶劣，本条明确了在恶劣天气后需要开展相应的运维检修工作。

9.3 能效评估

9.3.1 本条明确了建筑光伏系统的能效评估指标，为后期碳排放测算分析提供依据。

9.3.3 建筑光伏系统能效评估工作完成后应当出具相应的评估报告，为系统能效管理提升提供决策参考。