

深圳市工程建设地方标准

SJG

SJG 220 – 2026

## 建筑光伏一体化技术标准

Technical standard for building photovoltaic integration

2026-03-12 发布

2026-05-01 实施

深圳市住房和建设局 发布

深圳市工程建设地方标准

建筑光伏一体化技术标准

Technical standard for building photovoltaic integration

**SJG 220 – 2026**

2026 深圳

## 前 言

根据《深圳市住房和建设局关于发布 2023 年深圳市工程建设标准制订修订计划项目(第一批)的通知》的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国内外先进标准,结合深圳市的实际,并在广泛征求意见的基础上,编制了本标准。

本标准主要技术内容是:1.总则;2.术语;3.基本规定;4.设计;5.设备与材料;6.施工与调试;7.检测与验收;8.运行维护与能效评估。

本标准由深圳市住房和建设局批准发布,由深圳市住房和建设局业务归口并组织中国建材国际工程集团有限公司、香港华艺设计顾问(深圳)有限公司等编制单位负责技术内容的解释。本标准实施过程中如有意见或建议,请寄送香港华艺设计顾问(深圳)有限公司(地址:深圳市南山区大新路 198 号创新大厦 A 栋 11 楼,邮编:518118),以供今后修订时参考。

本标准主编单位:中国建材国际工程集团有限公司  
香港华艺设计顾问(深圳)有限公司  
深圳市绿色建筑协会

本标准参编单位:深圳市房屋安全和工程质量检测鉴定中心  
深圳市建设科技促进中心  
深圳市宝安区住房和建设事务中心  
深圳供电局有限公司  
凯盛玻璃控股有限公司  
深圳市三鑫科技发展有限公司  
南方电网数字平台科技(广东)有限公司  
远东智造(珠海)有限公司  
中建科工集团有限公司  
广东省建筑设计研究院集团股份有限公司  
深圳市建筑设计研究总院有限公司  
深圳凯盛科技工程有限公司  
深圳市深燃清洁能源有限公司  
中海商业发展(深圳)有限公司  
中建科技集团北京低碳智慧城市科技有限公司  
中国南玻集团股份有限公司  
中建三局华南有限公司  
深圳市同济人建筑设计有限公司  
深圳市鑫明光建筑科技有限公司  
深圳市深汇通能源科技发展有限公司  
深圳证券交易所营运服务与物业管理有限公司  
深圳中技绿建科技有限公司  
中建材玻璃新材料研究院集团有限公司  
深圳市旗滨新材料科技有限公司

本标准主要起草人员:彭 寿 陈 竹 王向昱 甘胜保 付琼娅  
董 勇 刘 刚 郑 伟 方志江 马银峰

李 蕾 洪家俊 张译天 刘相前 李美霞  
翟串梅 袁玉华 王法智 柳 洲 罗育林  
李志毅 蔡广剑 李任戈 黄凡旭 齐 贺  
刘纵博 彭丹丹 崔玉明 高 泉 徐 凯  
欧 卫 圣 超 王 帆 刘 超 鲍 田  
范 平 温志稳 何伟荣 胡均杰 王相萍  
李颖杰 李亚松 钟媛玲 袁 媛 叶宇同  
任财龙 丁 荣 于天赤 曾晓武 郝 斌  
孙 逊 刘 毅

本标准主要审查人员：

# 目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	4
4	设计	5
4.1	一般规定	5
4.2	建筑设计	5
4.3	风貌设计	8
4.4	结构设计	8
4.5	电气设计	12
4.6	智能控制及监测设计	14
5	设备与材料	15
5.1	一般规定	15
5.2	光伏组件	15
5.3	变换器、逆变器及功率优化器	16
5.4	电缆及组件连接器	16
6	施工与调试	18
6.1	一般规定	18
6.2	基座施工	18
6.3	支架安装	19
6.4	光伏组件安装	19
6.5	电气设备安装	21
6.6	管线敷设	22
6.7	防雷与接地系统安装	23
6.8	设备和系统调试	23
7	检测与验收	25
7.1	一般规定	25
7.2	结构相关工程验收	27
7.3	光伏组件验收	28
7.4	电气系统验收	29
7.5	分项工程竣工验收	30
8	运行维护与能效评估	33
8.1	一般规定	33
8.2	运行维护	33
8.3	能效评估	36
附录 A	建筑光伏系统工程进场复验抽检频率和检验项目	37
附录 B	建筑光伏系统节能分项工程和检验批的质量验收表	40
附录 C	光伏组件的光电转换效率、系统光电转换效率和光伏组件背板工作温度检测	44
附录 D	建筑光伏系统能效评估表	47

本标准用词说明.....	49
引用标准名录.....	49
附：条文说明.....	51

# Contents

1	General Provisions.....	1
2	Terms.....	2
3	Basic Requirements.....	4
4	Design.....	5
4.1	General Requirements.....	5
4.2	Building Design.....	5
4.3	Architectural Style Design.....	8
4.4	Structure Design.....	8
4.5	Electrical Design.....	12
4.6	Intelligent Control and Monitoring.....	14
5	Equipment and Materials.....	15
5.1	General Requirements.....	15
5.2	Photovoltaic Modules.....	15
5.3	Converters、 Inverter and Power Optimizers.....	16
5.4	Cable and Component Connectors.....	16
6	Construction and Commissioning.....	18
6.1	General Requirements.....	18
6.2	Base Construction.....	18
6.3	Support Installation.....	19
6.4	Photovoltaic Modules Installation.....	19
6.5	Electrical Equipment Installation.....	21
6.6	Embedding Cables.....	22
6.7	Lightning Protection and Grounding.....	23
6.8	Equipment and System Commissioning.....	23
7	Testing and Acceptance.....	25
7.1	General Requirements.....	25
7.2	Structural Engineering Acceptance Testing.....	27
7.3	Photovoltaic Module Acceptance Testing.....	28
7.4	Electrical Acceptance Testing.....	29
7.5	Subdivisions Acceptance Testing.....	30
8	Operational Maintenance and Energy Performance Evaluation.....	33
8.1	General Requirements.....	33
8.2	Operational and Maintenance.....	33
8.3	Energy Performance Evaluation.....	36
Appendix A	Re-inspection Frequency and Inspection Items for Incoming Reinspection of Building Photovoltaic System Projects.....	37
Appendix B	Quality Acceptance Forms for Energy-saving Subprojects and Inspection Batches of Building Photovoltaic Systems.....	40
Appendix C	Testing of Photoelectric Conversion Efficiency of Photovoltaic Modules,	

System Photoelectric Conversion Efficiency, and Operating Temperature of Photovoltaic Module Backsheets.....	44
Appendix D Energy Efficiency Assessment Form for Photovoltaic System.....	47
Explanation of Wording in This Standard.....	49
List of Quoted Standards.....	49
Addition: Explanation of Provisions.....	51

# 1 总 则

**1.0.1** 为贯彻落实国家“双碳”发展战略，推动深圳市光伏系统在建筑中的一体化应用，规范建筑光伏一体化工程建设，保证工程质量，实现安全可靠、技术先进、经济适用、环保美观，制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于深圳市新建、改建、扩建建（构）筑物的光伏系统工程的设计、施工、验收和运行维护。

**1.0.3** 建筑光伏系统的设计、施工、验收和运行维护，除应符合本标准外，尚应符合现行国家和行业有关标准的规定。

## 2 术 语

### 2.0.1 建筑光伏系统 building mounted photovoltaic (PV) system

安装在建（构）筑物上，利用太阳能电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

### 2.0.2 建筑光伏一体化 building photovoltaic integration

建筑光伏系统与建（构）筑物主体进行一体化设计、施工和验收。

### 2.0.3 建筑集成式光伏发电系统 building integrated photovoltaic (BIPV)

光伏发电设备作为建筑材料或构件，在建筑上应用的光伏系统。

### 2.0.4 建筑附加式光伏发电系统 building attached photovoltaic system (BAPV)

光伏发电设备不作为建筑材料或构件，附着在建筑物上的光伏发电系统。

### 2.0.5 光伏组件 photovoltaic (PV) module

具有封装及内部联结，能单独提供直流电输出的最小不可分割的光伏电池组合装置。

### 2.0.6 光伏构件 photovoltaic (PV) module component

同时具有光伏发电和建筑功能的光伏组件或建筑材料或构件。

### 2.0.7 光伏方阵 PV array

将若干个光伏组件（构件）在机械和电气上按一定方式组装在一起并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元，也称为光伏阵列。

### 2.0.8 光伏屋面 photovoltaic roof

光伏组件通过适配性设计及组装，替代或复合原有屋面构造及材料，同时具备光伏发电和建筑所需功能的屋面。

### 2.0.9 光伏采光顶 photovoltaic skylight

由光伏组件、支撑结构、连接固定构件、密封材料等组成，同时具备光伏发电和建筑采光等基础功能的采光顶。

### 2.0.10 光伏幕墙 photovoltaic curtain wall

将光伏组件作为面板材料用于建筑外墙，同时满足光伏发电和建筑要求的幕墙。

### 2.0.11 光伏窗 photovoltaic window

由光伏构件及其支撑、固定、密封构件或材料组成的构造层替代玻璃面板，同时具备光伏发电、采光和通风等功能的窗。

### 2.0.12 光伏遮阳 photovoltaic sunshade

光伏组件与遮阳构件有机结合，同时具备光伏发电功能的遮阳构件。

### 2.0.13 汇流箱 combiner box

在光伏发电系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的电气装置。

### 2.0.14 光伏逆变器 PV inverter

将来自光伏组件的直流电转换为符合电网要求或电器负载要求的交流电流的装置。

### 2.0.15 储能系统 electrical energy storage system

由一个或多个储能单元构成，能够独立实现电能存储、转换及释放功能的系统。

### 2.0.16 光储直柔系统 PEDF (Photovoltaic &Energy storage &Direct current &Flexibility)

在建筑中配置建筑光伏发电，具备储能系统，采用直流配电，并具备功率主动响应功能的新型建筑供配电系统。

### **2.0.17 变换器 converter**

用于建筑光储直柔系统中，具备电能变换和控制功能的电气装置。

### 3 基本规定

**3.0.1** 新建建筑群及建筑的总体规划应为建筑光伏系统运用创造条件。建筑设计宜预留建筑光伏系统建设条件。新建建筑在建设项目可行性研究、建设方案、初步设计文件中应包含建筑光伏利用分析内容。

**3.0.2** 建筑光伏系统的规模和形式应因地制宜，结合太阳光照资源、建筑条件与用电需求等因素确定。应与周边建筑风貌相协调，并满足安全可靠、经济适用、环保美观、便于安装和维护等要求。

**3.0.3** 新建建筑中的建筑光伏系统应纳入建筑工程一体化设计，应与主体建筑同步设计、施工和验收。

**3.0.4** 在既有建筑上增设或改造光伏发电系统时，应对既有建筑的外观、功能以及能源使用情况进行全面评估，对建筑的结构安全及电气安全性进行复核，不得影响建筑原有的使用功能、结构安全、消防性能以及光伏组件所在建筑部位的防风、防水、防雷等技术要求。

**3.0.5** 建筑光伏系统的建设宜结合配置建筑储能、采用直流配电系统以及具备主动响应功能等光储直柔技术，提高系统自销率，宜就地消纳光伏发电量。

## 4 设计

### 4.1 一般规定

- 4.1.1 建筑光伏系统设计应满足建筑的使用功能、建筑节能、建筑防水、结构安全、电气安全及防火安全等要求。
- 4.1.2 建筑光伏系统中安装在建筑各部位或直接构成建筑围护结构的光伏组件，应满足该部位的使用要求，并应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算，应符合现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15—101的有关规定。
- 4.1.3 建筑上设置光伏发电系统时，不得降低建筑本身或相邻建筑的日照标准。
- 4.1.4 对光伏组件可能引起的二次辐射和光污染应进行分析，并应采取相应的措施。建筑光伏系统设计宜结合具体项目开展反射光影响评价。
- 4.1.5 建筑光伏系统在安装光伏组件的部位应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施，并为其安装、运行和维护提供必要的技术条件和操作空间。

### 4.2 建筑设计

#### I 整体设计

- 4.2.1 建筑光伏系统的规划设计应根据建筑场地条件、建筑功能、获取的太阳能资源条件、电网资源等因素，结合建筑的总体布局统筹规划，在满足建筑功能的同时为光伏系统获得更多日照创造条件。
- 4.2.2 新建建筑光伏系统应按照宜建尽建的原则，光伏铺设面积比例应符合现行深圳市有关标准的规定。
- 4.2.3 设计阶段建筑光伏系统的年发电量可按下式估算：

$$E_{pv} = IK_E(1 - K_S)A_p \quad (4.2.3)$$

式中：

- $E_{pv}$  ——光伏系统的总发电量（kWh）；  
 $I$  ——光伏电池表面的年太阳辐射照度（kWh/m<sup>2</sup>）；  
 $K_E$  ——光伏电池的转换效率（%）；  
 $K_S$  ——光伏系统的损失效率（%）；  
 $A_p$  ——光伏系统光伏面板净面积（m<sup>2</sup>）。

- 4.2.4 建筑体形及空间组合应为建筑光伏组件接收充足的日照创造条件。光伏组件应受光均匀，并应避免受到环境或建筑自身及组件自身的遮挡。
- 4.2.5 建筑光伏组件的规格尺寸应与建筑相关部位设计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。
- 4.2.6 建筑光伏的设计安装应避免光伏组件发电时产生的热量对建筑室内外环境及周边设备的正常使用维护产生不利影响，宜预留通风散热条件或构造措施，光伏组件背板温度不应高于组件允许的最高工作温度。
- 4.2.7 当采用的光伏组件不具备自洁能力时，宜设计预留清洗系统或配置清洗设备，并宜就近预留用于清洁的给水管。

## II 光伏方阵设计

4.2.8 光伏方阵设计应综合考虑周边建筑、环境中遮挡物，以及布置于建筑屋面或墙体的建筑设备对光伏方阵的遮挡影响。光伏方阵同一组串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致。

4.2.9 光伏方阵的设计应符合下列规定：

- 1 光伏方阵应根据建筑朝向、安装部位和安装方式合理设计其倾角和方位角；
- 2 光伏方阵的排列宜采用行式排列或矩阵式排列，合理设计光伏方阵的组件间距；
- 3 光伏方阵之间应预留方便人工清洗、维护的设施与通道，宽度不宜小于 0.6m；
- 4 光伏方阵与女儿墙之间应设置净宽不小于 1.0m 的通道，通道沿天井等临空面布置时应设置满足规范要求护栏，并应有防止施工、维修人员和光伏组件坠落的安全措施；
- 5 当光伏方阵的通道作为屋面疏散走道时，其净宽度不应小于 1.1m。

4.2.10 光伏方阵的组件排布不应跨越建筑变形缝，方阵的电缆敷设不应穿越不同防火分区、建筑屋脊。

## III 不同部位要求

4.2.11 光伏构件按照在建筑中的安装部位分类，可分为光伏屋面、光伏采光顶、光伏幕墙、光伏窗、光伏栏板、光伏遮阳板、光伏篷、装饰性构件等。

4.2.12 在屋面上应用光伏时，应通过合理布置屋面设施设备，减少屋面女儿墙及各类突出物对光伏发电系统产生日照遮挡影响。

4.2.13 屋面光伏系统安装高度应符合使用安全及深圳市整体风貌管控要求，并应符合下列要求：

- 1 屋面光伏系统构架的四周均不应围蔽形成封闭空间，不应利用光伏项目增加额外建筑面积；
- 2 屋顶光伏组件的最低点距屋顶之间的距离应满足通风散热的间隙要求，光伏系统安装高度应符合现行深圳市有关标准的规定；
- 3 当屋面光伏构架下方作为上人活动空间必须突破以上光伏安装高度时，应做专项论证。

4.2.14 建筑屋面上应用建筑光伏构件时，应符合下列规定：

- 1 对于有采光要求的屋面系统，建筑光伏一体化应用应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033 和《建筑环境通用规范》GB 55016 等有关规定；
- 2 对于有通风、排烟等要求的屋面体系，不宜在可开启窗扇处设置光伏构件；
- 3 平屋面宜采用倾斜或平铺布置方式，并宜采用南向倾斜布置方式的光伏组件；
- 4 坡屋面上安装光伏组件应与屋面等坡、平齐，并宜与其他朝向的屋面面层材料协调统一，宜设置便于人员检修的相关设施或选用满足上人强度要求的光伏组件；
- 5 光伏组件应与支架牢固连接，应符合抗风要求。根据现场条件，支架结构与支座、基座与屋面结构层应可靠连接，并应在相连的部位采取防水密封措施。

4.2.15 建筑立面上应用建筑光伏构件或光伏幕墙时，应符合下列规定：

- 1 对于有采光要求的立面体系，建筑光伏一体化应用应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033 和《建筑环境通用规范》GB 55016 的有关规定；
- 2 对于有通风要求的立面体系，不宜在可开启窗扇处设置光伏构件；
- 3 光伏构件的设置不应降低建筑室内对应区域的通风条件；
- 4 对于有遮阳需求的立面体系，应根据建筑不同朝向选择适宜的光伏构件布置方式；
- 5 对于有透光要求的建筑光伏一体化立面体系，宜选用透光型薄膜类光伏组件或透光型晶硅组件进行设计；

6 光伏幕墙应满足建筑幕墙的整体性能要求，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；

7 当光伏构件被用作阳台栏板时，应满足建筑防护高度、强度和电气安全要求，应符合现行行业标准《建筑用玻璃与金属护栏》JGJ 342 的有关规定。

**4.2.16** 当光伏构件应用于景观设施设计时，应符合下列规定：

1 当光伏构件应用于地面铺装或遮阳棚时，设计应满足建筑使用耐久性、结构安全性和防排水等相关要求；

2 当光伏构件应用于景观设施时，光伏组件的类型和安装位置应结合日照时长、人体舒适性和安全性等因素综合考虑，且应结合景观照明设计统筹考虑。

#### IV 防火及安全

**4.2.17** 建筑光伏系统的防火设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑防火通用规范》GB 55037 及《建筑光伏系统应用技术标准》GB 51368 等的有关规定。

**4.2.18** 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。建筑光伏构件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级确定，构成建筑材料的光伏构件应采用不燃烧体，光伏遮阳构件可采用难燃烧体。

**4.2.19** 光伏幕墙的防火设计应符合以下规定：

1 光伏幕墙的防火构造应符合现行国家标准《建筑防火通用规范》GB 55037 及行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定；

2 无窗间墙和窗槛墙的幕墙，应在每层楼板外沿设置耐火极限不低于 1.00h、高度不低于 0.8m 的不燃烧实体裙墙，幕墙与每层楼板、隔墙处的缝隙应采用防火封堵材料封堵；

3 光伏幕墙紧靠防火墙两侧的门、窗洞口之间最近边缘的水平距离不应小于 2m，装有固定窗扇或火灾时可自动关闭的乙级防火窗时该距离可不限；

4 同一光伏幕墙组件不应跨越建筑物的两个防火分区。

**4.2.20** 既有建筑增设或改造光伏发电系统时，不应降低建筑防火性能或影响建筑防火疏散通道。

**4.2.21** 建筑光伏系统周围不得堆积易燃易爆物品。在光伏组件及相关配电设施的醒目位置，应设置安全警示标识。

**4.2.22** 应对建筑光伏系统采取抗风保护措施，并应符合以下要求：

1 建筑光伏系统建设各方应关注气象动态，应做好台风预警，并应检查线缆及固定结构的完整度；

2 在光伏设备安装时，应选用满足台风荷载的固定式结构。

#### V 防排水设计

**4.2.23** 光伏系统的应用不应影响所在部位的建筑防水、排水等功能要求，不应产生破坏保温层、防水层和局部积水等情况，并宜便于维修。

**4.2.24** 光伏组件直接构成建筑屋面面层时，基层应满足防水等级，并应符合现行国家及地方相关标准的要求；直接作为屋顶围护结构使用时，材料和构造做法应满足相应的防水等级，并应符合现行国家及地方相关标准的要求。

**4.2.25** 既有建筑屋面增设光伏系统时，支架基座下部应增设附加防水层。光伏发电系统管线穿越墙面及屋面时，应预设防水措施并做防水密封处理，必须开洞时，应保证原结构安全，应做好防水层、保温层等部位的修复。

**4.2.26** 光伏屋面、光伏采光顶的光伏组件面板排水坡度宜大于等于 5%，光伏组件排水宜采用有组织排水，宜就近排入雨水系统。

**4.2.27** 建筑光伏系统的基层采用金属屋面时，应确保光伏构件在强风、暴雨作用下不产生破坏或渗漏，金属屋面防排水设计应满足现行标准的相关要求。

**4.2.28** 建筑光伏系统的基层为非刚性屋面面层时，光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口

和光伏阵列之间的人行通道应铺设刚性屋面保护层，光伏电池板附属设施的支撑预埋件与屋面防水层的连接处应采取防水密封措施。

**4.2.29** 在建筑屋面上安装光伏组件，其支架和基座应与主体结构牢固连接，基座形式应利于屋面排水。

### 4.3 风貌设计

**4.3.1** 建筑光伏一体化系统应与周边建筑、人文景观风貌相协调，光伏整体风貌设计应符合深圳市城市风貌设计管控的相关文件要求。

**4.3.2** 建筑光伏组件应作为建筑元素进行整体设计，光伏组件的选型应结合建筑功能和建筑效果统一考虑，并应符合以下规定：

- 1 光伏组件的颜色应与建筑整体色彩相协调，不应破坏建筑原有的色彩平衡；
- 2 光伏组件的风格质感应与建筑外表面材料质感相匹配；
- 3 屋面安装光伏组件不应影响建筑立面风貌，可利用女儿墙或装饰构件遮挡，也可采取退缩的方式设计。

**4.3.3** 光伏组件的尺寸、支架的粗细等应综合考虑建筑特点、光照条件、功能和美学等要求，宜选择模块化标准组件，光伏组件的规格和类型选择宜符合下列要求：

- 1 对于光照条件相对均匀的建筑，宜选择统一规格的光伏组件进行排布；
- 2 对于光照条件差异较大的建筑，可考虑使用不同规格的光伏组件；
- 3 对于兼顾较高发电和采光需求的建筑，可选择透光、非透光两种类别的光伏组件结合使用；
- 4 对于曲面屋顶或不规则形状的建筑，可选择使用柔性薄膜组件。

### 4.4 结构设计

**4.4.1** 建筑光伏系统的结构设计应包含不少于下列内容：

- 1 结构方案设计，应包括结构选型、构件布置及传力途径；
- 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** 建筑光伏系统的设计工作年限不应低于25年。建筑集成式光伏发电系统的支承结构，结构设计使用年限不应小于其替代的建筑构件的设计工作年限。

**4.4.3** 光伏系统结构设计应分别考虑施工阶段和正常使用阶段的作用和效应，应按弹性设计方法进行结构计算分析。当光伏构件挠度较大时，结构分析宜考虑几何非线性的影响。

**4.4.4** 建筑光伏系统应按建筑的围护结构要求进行设计，建筑光伏系统及光伏构件应能满足承载能力极限状态和正常使用极限状态的要求，按规定进行承载力与变形、稳定性验算，承载力验算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。

**4.4.5** 建筑光伏系统的荷载及作用应符合下列要求：

- 1 非抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载和检修荷载作用效应组合；
- 2 抗震设计时，应考虑系统自重、风荷载、检修荷载和地震作用效应组合；
- 3 作用效应及组合应按照现行国家标准《工程结构通用规范》GB 55001、《建筑结构荷载规范》GB 50009、《建筑抗震设计规范》GB 50011 以及广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T

15—101 的有关规定进行计算。

4.4.6 建筑附加光伏发电系统的风荷载应按下式计算：

$$w_k = \beta_{gz} \mu_s \mu_z w_0 \quad (4.4.6)$$

式中：

$w_k$  ——风荷载标准值（kN/m<sup>2</sup>）

$\beta_{gz}$  ——阵风系数，应按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15—101 的规定采用；

$\mu_z$  ——风压高度变化系数，应按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15—101 的规定采用；

$\mu_s$  ——风荷载体型系数，应按本标准第 4.4.7 条的规定采用；

$w_0$  ——基本风压（kN/m<sup>2</sup>），应按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15—101 的规定采用。

4.4.7 风荷载体型系数应按下式计算：

$$\mu_s = \mu_{s0} \times \beta \quad (4.4.7)$$

式中：

$\mu_{s0}$  ——风荷载局部体型系数，按现行广东省标准《建筑结构荷载规范》DBJ/T 15—101 计算围护结构构件及其连接件的风荷载局部体型系数；

$\beta$  ——调整系数，根据不同形式的附加式屋面光伏系统构造，调整系数取值如下：

1 对于平屋面上设置带倾角的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区取值（图 4.4.7-1 和图 4.4.7-2）；

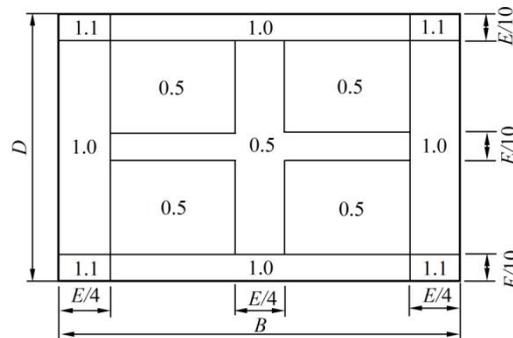


图 4.4.7-1 无女儿墙平屋面

B-建筑迎风宽度

注：E 应取 2H 和 B 中较小值，H 为屋顶高度。

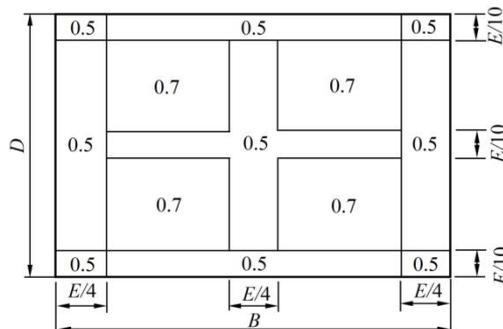


图 4.4.7-2 带 1.5m 高女儿墙平屋面

B-建筑迎风宽度

注：E 应取 2H 和 B 中较小值。

2 对于单坡屋面上设置平行于屋面坡度的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区域取值（图 4.4.7-3）；

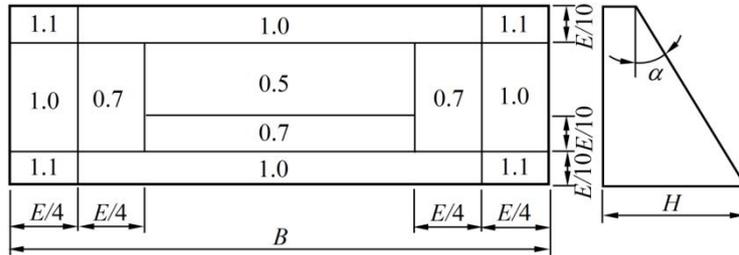


图 4.4.7-3 单坡屋面

H-屋顶高度；B-建筑迎风宽度

注：E 应取 2H 和 B 中较小值。

3 对于双坡屋面上设置平行于屋面坡度的附加式屋面光伏系统，调整系数应分区域取值（图 4.4.7-4）。

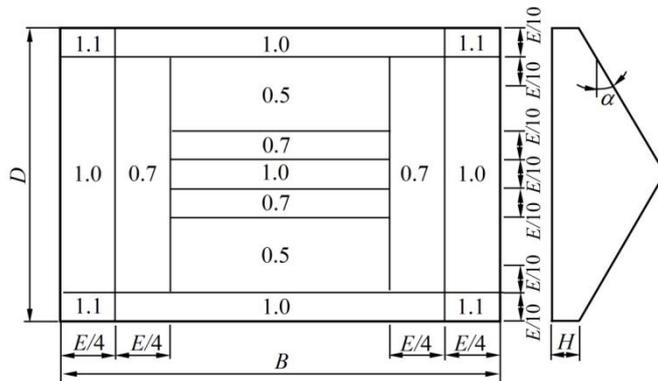


图 4.4.7-4 双坡屋面

H-屋顶高度；B-建筑迎风宽度

注：E 应取 2H 和 B 中较小值。

4.4.8 对于体型复杂、周边干扰效应明显或风敏感的大型光伏系统工程，宜进行风洞试验确定风荷载。

4.4.9 建筑光伏系统的面板、支承结构以及连接构造应根据其应用部位的不同，应按照现行国家及行业标准的相关要求验算其承载能力和稳定性。

4.4.10 光伏组件的封装构造应满足安全性要求，并应按照现行国家及地方标准的有关规定进行结构计算。

4.4.11 光伏组件的挠度应符合下列规定：

1 光伏组件应用于屋面或独立安装时，支承构件或面板的变形扰度允许值不应高于表 4.4.11-1 的规定；

表 4.4.11-1 支承构件或面板的变形扰度允许值

支承构件或面板			最大相对挠度 (L 为跨距)
支承构件	单根金属构件	铝合金构件	L/200
	-	钢/不锈钢构件	L/250
采光顶光伏面板及安装于金属屋面上的光伏面板	简支矩形		短边/60
	简支三角形		长边对应的高/60
	点支承矩形		长边支承点的跨距/60
	点支承三角形		长边对应的高/60
独立安装的光伏面板	简支矩形		短边/40
	点支承矩形		长边/40

2 光伏组件应用于立面时, 支承构件或面板的变形扰度允许值不应高于表 4.4.11-2 的规定。

表 4.4.11-2 支承构件或面板的变形扰度允许值

支承构件或面板			最大相对挠度 (L 为跨距)
支承构件	单根金属构件	铝合金构件	L/180
	-	钢/不锈钢构件	L/250
光伏面板	简支矩形		短边/60
	简支三角形		长边对应的高/60
	点支承矩形		长边支承点的跨距/60
	点支承三角形		长边对应的高/60

4.4.12 光伏系统的构造应能适应主体结构的变形和自身的变形。光伏系统的变形缝设置位置宜与主体结构的变形缝协调, 应根据工程需要, 选择适宜的填缝材料及构造, 并应能满足抗风、抗震、防水、防火、保温等要求。

4.4.13 采用抗震设计的光伏结构体系, 在多遇地震作用下应能正常使用; 在设防烈度地震作用下经修理应仍可以使用; 在罕遇地震作用下支承骨架不应倒塌或坠落。

4.4.14 在既有建筑物上增设光伏发电系统时, 根据建筑物功能类型应分别按照现行国家标准《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144 和《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292 的规定进行可靠性鉴定。

4.4.15 在金属屋面和瓦屋面上安装建筑光伏系统, 支承系统所承受的荷载应通过可靠连接传递至屋面檩条。

4.4.16 在钢筋混凝土屋面上应用建筑光伏系统, 建筑光伏系统的支架及其支承件应具有足够的强度、刚度及抗腐蚀能力, 应与主体结构有可靠的连接和锚固, 光伏方阵的支承系统与主体混凝土结构宜通过预埋件连接。

4.4.17 建筑光伏系统与主体结构采用后置锚栓连接时, 应采取措施保证其连接可靠性, 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, 并应符合下列要求:

- 1 后置锚栓采用碳素钢时应有必要的防腐处理, 防腐处理要求应满足现行行业标准《建筑钢结构防腐技术规程》JGJ/T 251 的相关要求, 后置锚栓宜采用不锈钢材质;
- 2 后置锚栓宜采用后扩底式机械锚栓或定型化学锚栓;
- 3 后置锚栓应进行承载力现场检验;
- 4 锚栓直径应通过承载力计算确定, 且锚栓的公称直径不应小于 10mm;
- 5 与化学锚栓接触的连接件, 在其热影响区范围内不宜进行连续焊缝的焊接操作。

## 4.5 电气设计

**4.5.1** 建筑光伏系统的应用规划及规模应综合考虑本地区的能源发展规划、区域电网消纳电量以及建筑本体消纳电量等因素，遵循自发自用，余电上网的原则。建筑应用光储直柔工程应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 和深圳市标准《建筑光储直柔工程技术规程》SJG 194 的有关规定。

**4.5.2** 建筑光伏发电系统中组件与变换器之间的容量配比应综合考虑光伏阵列的安装方式、可安装容量、光伏阵列至逆变器的各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。

**4.5.3** 建筑光伏发电系统的主要电气设备选择应符合下列规定：

1 电气设备的带电导体、元件都应有外壳隔离保护，设备间的门、盖板或解除联锁应配备专用钥匙或工具；

2 电气设备的构造和元件布置应便于操作和检修；

3 电气设备应考虑所安装地点的潮湿、污秽和盐雾、氨气条件下的影响；室内箱体的防护等级不应低于 IP20，室外箱体的防护等级不应低于 IP54。

**4.5.4** 建筑光伏系统的并网应符合深圳市分布式光伏发电系统接入电网的技术要求，应具备接入深圳市虚拟电厂管理云平台的接口，可实现分布式资源的实时监测与调度。

**4.5.5** 系统接入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 及《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593 的有关规定。

**4.5.6** 接入电网方式应符合下列规定：

1 光伏发电系统应结合电网规划、负荷平衡消纳、经济性与维护便利等综合因素确定，可采用单点集中并网或多点分散并网；

2 以低压接入的光伏发电系统在并网点应安装易操作、具有明显断开点、具备开断故障电流能力的开断设备；

3 以中压接入的光伏发电系统在并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、可开断故障电流的开断设备；

4 连接在光伏发电系统直流侧的设备，允许的工作电压等级应高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压；

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

6 汇流箱的设置位置应便于操作和检修，并宜选择室内干燥的场所。设置在室外的光伏汇流箱应采取防水、防腐措施，其防护等级不应低于 IP65。

**4.5.7** 建筑光伏发电用储能系统应根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、充放电效率、自放电率、有效放电能力等技术条件进行选择。

**4.5.8** 当采用储能电池作为建筑储能进行调节时，安装在建筑物内的储能电池的设计应符合现行国家及地方相关标准的要求，并应符合下列规定：

1 储能电池应具备电池本征安全；

2 储能电池宜配备电池管理系统，电池管理系统应接入光储直柔监控系统；

3 单套储能设施的功率/容量不宜超过 500kW/500kWh；

4 储能设施应配置紧急停止开关。

**4.5.9** 电化学储能系统性能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 36558、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064、《独立光伏系统技术规范》GB 29196 和《电化学储能电站设计规范》GB 51408 的有关规定，并符合下列规定：

- 1 电池在充放电过程中遇有明火或遇到强力撞击时，不应引燃引爆；
  - 2 电池在使用（或充放电）时，不应产生可燃气体，不应存在燃烧爆炸危险性；
  - 3 储能系统备电时间不宜低于 1h~2h。
- 4.5.10 电能量计量应符合下列规定：**
- 1 光伏发电系统应在并网点设置并网计量表计量光伏发电量；
  - 2 对于余电上网的光伏发电系统，接入配电网前，应明确上网电量和下网电量关口计量点，关口计量应设计在产权分界点；
  - 3 通过中压电压等级接入的光伏，关口计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套；低压接入的系统电能表应单套配置。
- 4.5.11 应对光伏发电系统接入电网后并网点的功率因数进行测算，测算结果应满足项目所在区域电力部门的要求。测算结果不满足要求时，应增设无功补偿装置或改造原有无功补偿装置。**
- 4.5.12 光伏发电系统输配电和控制用缆线应与其他管线统筹安排，应安全、隐蔽、集中布置。**
- 4.5.13 光伏发电系统输配电和控制用线缆的设计应符合下列规定：**
- 1 强、弱电线电缆敷设应符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《电力工程电缆设计标准》GB 50217 及《综合布线系统工程设计规范》GB 50311 的有关规定。当敷设环境温度超过线缆运行环境温度时，应采取隔热措施；
  - 2 光伏组件之间、组件与汇流箱之间及汇流箱与逆变器之间的直流电缆应采用耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的光伏专用电缆，并应有固定措施和防晒措施，所有直流侧线缆应标识正负极性；
  - 3 光伏线缆不应敷设在光伏组件的胶缝内，应选择对线缆保护层腐蚀性较小的耐候密封胶；
  - 4 设置于屋顶的线缆和连接器不应永久接触屋面，线缆应采用热镀锌金属套管或金属线槽敷设；
  - 5 光伏玻璃幕墙组件接线盒的位置宜由光伏玻璃幕墙组件的安装方式确定，点支式、隐框式幕墙宜采用背面接线盒，明框式、半隐框式幕墙宜采用侧边接线盒；
  - 6 光伏方阵内电缆桥架的铺设不应应对光伏组件造成遮挡；
  - 7 线缆穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应选用无机防火堵料进行防火封堵；
  - 8 线缆跨越变形缝敷设时，预留长度应满足光伏的变形要求，在跨接处应加设不燃材料并应设置补偿装置的套管进行保护。
- 4.5.14 新建建筑光伏系统的防雷分类应与建筑本身的防雷分类一致。**
- 4.5.15 既有建筑改造光伏系统时，应对建筑物原有防雷装置进行检查、评定，改造后建筑防雷类别不应低于原建筑建成时的防雷类别。**
- 4.5.16 光伏组件金属框架或夹具应与金属支架或金属模条可靠连接，连续贯通光伏组件支架与建筑接地系统应采取至少两点连接。**
- 4.5.17 汇流箱、逆变器直流侧及交流侧及并网柜（箱）等电气设备应安装电涌保护器，升压变压器低压侧宜安装交流无间隙氧化锌避雷器。**
- 4.5.18 居住建筑光伏组串最大电压不应大于 1100V，其他建筑类型的光伏组串最大电压不应大于 1500V，光伏幕墙方阵最大电压不应大于 1000V。**
- 4.5.19 光伏发电系统应在直流侧靠近光伏组件处设置快速关断保护功能，应确保保护动作 30s 内，光伏阵列范围 1m 内的输出电压或组串内任意两点的电压应降至 80V 以下，光伏阵列范围 1m 外的输出电压应降至 30V 以下。快速关断装置应符合下列要求：**
- 1 快速关断装置应能够控制断开光伏发电系统直流电路，直流电路应包括光伏直流电源、储能装置和其他直流电源；

2 安装在同一建筑的光伏发电系统的快速关断装置宜通过一个设备同时启动，启动装置应能快速操作并且清楚的标识各光伏发电系统的工作状态；

3 快速关断装置应设置在易操作的位置，当人工启动快速关断装置时，光伏发电系统不得自动重新启动；

4 设置火灾自动报警系统的建筑物，快速关断装置应与火灾自动报警系统联动。

**4.5.20** 建筑光伏发电系统直流侧光伏阵列的开断装置应具有灭弧能力。

## **4.6 智能控制及监测设计**

**4.6.1** 建筑光伏系统的系统架构、智能运行、智能检修维护、物资管理、市场营销管理、安全管理的技术要求宜符合现行国家标准《智能光伏电站》GB/T 44228 的有关规定。

**4.6.2** 光伏发电系统应根据并网/离网运行模式具备光伏发电、储电、用电、并网各环节的调节功能。

**4.4.3** 光伏发电系统设计光伏发电系统应具备与电网调度机构之间数据通信的能力；宜具备功率因数实时调节功能，调节响时间不宜大于 30s。

**4.6.4** 光伏发电系统监控应具备对储能系统并网点、各单元储能系统连接点处开关以及对储能变流器工作状态进行控制的功能。

**4.6.5** 系统设计时应避免不同朝向的光伏电池组件进行组串，宜采用光伏电池组件级优化装置，优化装置宜采用电力载波通信方案。

**4.6.6** 光伏发电监控系统宜具备远程自动诊断功能。

## 5 设备与材料

### 5.1 一般规定

5.1.1 建筑光伏系统的设备和材料应满足建筑安全要求，并应符合现行国家相关标准的规定。作为建筑材料或构件的光伏组件应满足相应部位的建筑功能需求及现行国家相关标准的规定。

5.1.2 建筑光伏系统的设备和构件应能满足运输、安装和使用的强度、刚度和稳定性要求。

5.1.3 建筑光伏一体化系统中涉及到的金属、玻璃及密封材料的性能参数，均应符合现行国家及地方标准的有关要求。

### 5.2 光伏组件

5.2.1 光伏组件的技术、安全等各项性能指标均应符合现行国家标准及行业标准的有关规定，根据光伏电池的类型与使用功能要求可选用符合现行国家及行业标准规定的晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件及其他类型的光伏组件。

5.2.2 光伏组件的光电转换效率及衰减率宜满足表 5.2.2 的要求。

表 5.2.2 不同类型光伏组件光电转换效率及衰减率

光伏组件类型		组件光电转换效率	第一年效率衰减率	后续每年效率衰减率	25年内累计效率衰减
晶硅电池	单晶硅电池	$\geq 21.2\%$	$\leq 2.0\%$	$\leq 0.55\%$	$\leq 15\%$
	多晶硅电池	$\geq 19.4\%$	$\leq 2.0\%$	$\leq 0.55\%$	$\leq 15\%$
薄膜电池	硅基电池	$\geq 13\%$	$\leq 4.0\%$	$\leq 0.4\%$	$\leq 14\%$
	铜铟镓硒电池	$\geq 16\%$	$\leq 4.0\%$	$\leq 0.4\%$	$\leq 14\%$
	碲化镉电池	$\geq 15\%$	$\leq 4.0\%$	$\leq 0.4\%$	$\leq 14\%$
	其他薄膜电池	$\geq 15\%$	$\leq 4.0\%$	$\leq 0.4\%$	$\leq 14\%$

5.2.3 建筑光伏系统所选用的建筑光伏组件应符合下列规定：

1 光伏组件和配套设备的性能参数应与深圳的气象、气候条件相适应，并应符合现行国家标准的有关规定；

2 玻璃和胶、膜厚度应满足结构性能要求；

3 作为建筑构件的光伏组件应采取防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施；

4 光伏组件抗风性应满足自身抗风性要求，导线应固定并满足抗风要求。

5.2.4 当光伏发电组件附带有边框时，边框不应侵占光伏玻璃发电区域，且不应产生影响发电的阴影。

5.2.5 光伏组件与各类型材料集成为同时具备发电功能与建材属性为一体的光伏构件时，其发电使用寿命不应低于太阳能发电组件的寿命，应符合现行深圳市节能标准的有关规定。

5.2.6 大尺寸的薄膜光伏组件在进行薄膜电池芯片拼接设计时，拼接缝应根据产品模数调整，不应将十字拼接缝设置于整块组件的中间部位。

5.2.7 光伏组件通过与其他材料组成建筑幕墙围护构件时，传热、隔声性能应符合现行国家、广东省和深圳市标准的相关规定。

### 5.3 变换器、逆变器及功率优化器

- 5.3.1** 变换器宜采用模块化结构，并可通过热拔插的方式进行更换。
- 5.3.2** 变换器效率应符合下列规定：
- 1 非隔离型变换器的最高效率不应低于 97%；
  - 2 单向隔离型变换器的最高效率不应低于 95%；
  - 3 在额定电压和 20%额定功率条件下的工作效率，与最高效率的差不应大于 5%。
- 5.3.3** 交直流变换器应符合下列规定：
- 1 应具备直流稳压功能，并可根据指令调整直流电压；
  - 2 当交流电压在允许范围内、直流电流在 0%~100%额定电流范围内变化，且直流电压设定在 80%~105%额定电压范围内任意值时，直流电压控制误差不应大于 1.5%；
  - 3 对于额定功率小于等于 30kW 的交直流变换器，交流侧 100kHz 及以下泄漏电流总有效值应小于等于 300mA；对于额定功率大于 30kW 的交直变换器，交流侧 100kHz 及以下泄漏电流总有效值应小于等于 10mA/kW；
  - 4 谐波、功率因数等技术性能应满足交流电网接入的要求。
- 5.3.4** 光伏变换器宜采用升压型直流-直流变换器，并应符合下列规定：
- 1 应具备最大功率点跟踪和限压功能，并宜具备稳压功能；
  - 2 当直流母线电压低于 70%额定电压且持续时间超过 1s，或有外部指令要求时，光伏变换器应能通过内部可控开关主动从直流母线断开。
- 5.3.5** 电压适配变换器应具备电压和功率控制功能，且电压控制误差不超过 1.5%，宜采用隔离型变换器；电压适配变换器宜具备根据输入电压变化等比例调节输出电压的功能，且变化比例可调节。
- 5.3.6** 在 120%额定功率或 120%额定电流条件下，变换器正常工作时间不应小于 10s。
- 5.3.7** 光伏离网逆变器应符合现行国家标准《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第 1 部分：技术条件》GB 20321.1 的有关规定，并网逆变器性能应符合现行行业标准《光伏并网逆变器技术规范》NB 32004 的有关规定。
- 5.3.8** 光伏并网微型逆变器性能应符合现行行业标准《光伏并网微型逆变器技术规范》NB 42142 的规定，功率优化器性能应符合现行行业标准《光伏组件功率优化器技术规范》NB 42143 的规定。
- 5.3.9** 建筑光伏发电方阵采用负极接地时，可采用带隔离变压器的隔离型光伏逆变器。
- 5.3.10** 光伏逆变器最大功率点跟踪（MPPT）效率应考虑静态效率与动态效率，静态效率不应低于 99.9%，动态效率不应低于 98%。
- 5.3.11** 光伏逆变器及功率优化器外壳防护等级在室内使用时不应低于 IP20，在室外使用时不应低于 IP65。
- 5.3.12** 当系统组串上任意一处直流母线电压超过 80V 时，光伏逆变器应具备电弧检测和保护功能，系统可检测电弧故障并可在 2s 内切断故障回路，系统应具备电弧故障保护清除机制，清除模式可设为手动或者自动。

### 5.4 电缆及组件连接器

- 5.4.1** 建筑光伏系统的电缆选择应满足光伏系统的电压、持续工作电流、允许电压降和敷设环境等条件要求，并应满足热稳定校验要求。电缆选型应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 关于电缆材料性能的各项规定。

**5.4.2 建筑光伏系统用组件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规定的组件连接器；

**2** 组件连接器应采用太阳能光电板自带光伏直流连接器相同的品牌及可互插使用的产品系列型号，不同品牌及不同电压等级的光伏直流连接器禁止互插使用。光伏直流连接器规格选用应与系统连接使用的直流电缆规格匹配。光伏直流连接器完成装配连接后，防护等级要求应达到IP67及以上，接触电阻不应大于0.5mΩ；

**3** 组件连接器金属端子与线缆连接采用压接连接方式时，应采用光伏直流连接器生产厂商推荐或认可的，与设计、施工选用的光伏直流连接器匹配的专用装配工具进行装配加工；

**4** 在超过35V的光伏装置中的组件连接器不应低于Ⅱ类或同等绝缘；

**5** 不应采用连接家用设备和交流低压电源的插头和插座。

## 6 施工与调试

### 6.1 一般规定

6.1.1 建筑光伏系统工程施工前，施工单位应编制专项施工组织设计方案，施工方案应符合国家关于危大工程的相关规定，专项施工准备工作及条件应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定。

6.1.2 建筑光伏系统安装前应具备以下条件：

- 1 设计文件齐备，并应符合深圳相关图审规定；
- 2 施工组织设计及施工方案应已经批准；
- 3 施工场地电源及道路等条件应满足正常施工需要；
- 4 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管等设施应符合设计图纸要求，并已验收合格。

6.1.3 建筑光伏系统工程的施工安装应符合设计要求，不应损坏建筑物结构，不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载能力，不应破坏屋面防水层和建筑物的附属设施。

6.1.4 建筑光伏系统所使用的材料、构件和设备应符合下列要求：

1 进场安装的光伏系统材料、构件和设备应符合设计要求，进入施工现场应通过验收并见证取样复验合格；

- 2 进场的材料、构件和设备应分类进行保管，存放条件应符合相应的产品标准规定；
- 3 临时堆放在屋顶、楼面的材料、构件和设备应均匀、有序摆放，不得集中放置；
- 4 电气设备以及钢筋、水泥等材料应存放在干燥、通风场所。

6.1.5 建筑光伏系统工程在施工过程中应进行质量检查及资料归集。

6.1.6 建筑光伏系统工程资料文件的形成和积累应纳入工程建设管理的各个环节和有关人员的职责范围，并应符合下列要求：

- 1 工程资料文件应与工程建设进度同步形成；
- 2 建筑光伏一体化系统工程施工完成后应检查是否具备运行条件，应进行验收并作出评价和结论，并应制定完整的后期维护管理规定。

### 6.2 基座施工

6.2.1 建筑光伏系统的基座施工应符合现行国家标准的有关规定。

6.2.2 屋顶光伏系统支架连接部件的安装施工不应降低原有屋面结构的防水性能。

6.2.3 混凝土基座的尺寸允许偏差应符合表 6.2.3 的规定。

表 6.2.3 混凝土基座的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差 (mm)
轴线	±10.0
顶标高	0, -10.0
截面尺寸	±20.0

6.2.4 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表 6.2.4 的规定。

表 6.2.4 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	3.0
	标高 (顶部)	±10.0
预埋钢板	中心线位置	±10.0
	标高	0, -5.0

6.2.5 金属屋面夹具的尺寸允许偏差应符合表 6.2.5 的规定。

表 6.2.5 金属屋面夹具的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差 (mm)
轴线	±10.0
顶标高	0, -10.0
外形尺寸	±5.0

### 6.3 支架安装

6.3.1 支架安装应符合下列规定：

- 1 应在连接部件验收合格后安装支架。采用现浇混凝土基座时，应在混凝土的强度达到设计强度的 70%以上后安装支架；
- 2 支架安装过程中不应破坏防腐涂层；
- 3 支架安装过程中不应气割扩孔；热镀锌钢构件，不宜现场切割、开孔；
- 4 支架安装的尺寸允许偏差应符合表 6.3.1 的规定。

表 6.3.1 支架安装的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差
中心线偏差	±2mm
梁标高偏差 (同组)	±3mm
立柱面偏差 (同组)	±3mm
平屋顶支架倾斜角度	±1°

6.3.2 现场宜采用机械连接的安装方式。当采用焊接工艺时，焊接工艺应符合下列规定：

- 1 现场焊接时应对影响范围内的型材和光伏组件采取保护措施；
- 2 焊接完毕后应对焊缝质量进行检查；
- 3 焊接表面应按设计要求进行防腐处理。

6.3.3 光伏幕墙连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102和《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的有关规定。

6.3.4 光伏采光顶连接部件和构件的安装应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210和现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的有关规定。

6.3.5 光伏遮阳连接部件和构件的安装应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 和现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255、《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274、《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237 的有关规定。

### 6.4 光伏组件安装

6.4.1 光伏组件安装前应对光伏组件进行查验，安装应具备下列条件：

- 1 光伏支架安装应验收合格；
- 2 光伏组件应验收合格，结构强度应满足设计要求，外观应完好无损，且应标有带电警告标识；
- 3 已按光伏组件的电流、电压参数进行分类和组串。

6.4.2 光伏组件的安装应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定，并应符合下列规定：

- 1 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 光伏组件应按设计间距排列整齐，并可靠地固定在光伏支架或连接件上，固定螺栓的矩值应符合设计要求和现行产品标准的有关规定；
- 4 光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换；
- 5 光伏组件安装尺寸允许偏差应符合表 6.4.2 的规定。

表 6.4.2 光伏组件安装尺寸允许偏差

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

6.4.3 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，不应在雨天或雨后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 外接电缆同插接件连接处应搪锡；
- 3 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；
- 4 光伏组件接线前，应采用万用表检查接线极性，同一光伏组件或光伏组件串的正负极不应短接；
- 5 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

6.4.4 坡屋面上安装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。

6.4.5 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。穿墙管线不宜设在混凝土结构柱处。

6.4.6 建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定：

- 1 光伏幕墙的安装应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 和现行行业标准《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，对建筑视觉效果、建筑安全、电气安全进行评估后方可施工；
- 3 光伏幕墙应与玻璃幕墙同时施工，并应同步开展幕墙相关的物理性能检测。

## 6.5 电气设备安装

**6.5.1** 汇流箱的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定，安装前应对汇流箱进行查验，其安装应符合下列条件：

- 1 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试，绝缘电阻不应小于 20MΩ；
- 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 汇流箱的支架和固定螺栓应为防锈件；
- 5 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；
- 6 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，后接光伏组件接插件。

**6.5.2** 汇流箱应安装在清洁、通风、干燥、无直晒的地方，使用环境应符合下列规定：

- 1 汇流箱工作的额定环境温度应为-25℃~+50℃，并应避免阳光直射；
- 2 汇流箱工作的环境相对湿度应为 5%~95%，汇流箱内部不应凝露及结冰。

**6.5.3** 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，安装前应对逆变器进行查验，其安装应符合下列规定：

- 1 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格，并应符合设计要求；
- 2 安装场所应具备安装条件，运输及就位的机具应准备就绪，且应满足荷载要求；
- 3 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 10 mm。逆变器型钢基础尺寸允许偏差应符合表 6.5.3 的规定；

表 6.5.3 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

4 采用壁挂安装的逆变器，安装墙体应具备承载能力与防火性能，安装空间不应有易燃物和易燃气体。逆变器应竖直安装，安装高度应利于观看液晶显示与按钮操作，不应安装在生活区域及儿童可触摸到的地方。逆变器应避免遭受直接的日晒、雨淋和积雪。逆变器安装固定位置的钻孔，应避开墙内的水、电走线；

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 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘、校对电缆相序和极性，并应做好施工记录；

7 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点。

**6.5.4** 高压电器设备的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程高电压电器施工及验收规范》GB 50147 的有关规定。

**6.5.5** 电力变压器的安装应符合现行国家标准《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 的有关规定。

**6.5.6** 二次设备、盘柜的安装及接线应符合设计要求，并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。

**6.5.7** 低压电器的安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB 50254 的有关规定。

**6.5.8** 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。

**6.5.9** 母线装置的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB 50149 的有关规定。

**6.5.10** 环境监测仪的安装除应满足设计文件及产品的技术要求外，尚应符合下列规定：

- 1 环境温度传感器应安装在能反映环境温度的位置；
- 2 太阳辐射传感器应安装稳固，安装位置应全天无遮挡，安装垂直度偏差不应超过 2°；
- 3 风向传感器和风速传感器水平安装时，偏差不应超过 2°；
- 4 各类环境监测仪的安装位置应避开建筑的排气口和通风口。

## 6.6 管线敷设

**6.6.1** 布线系统应符合国家现行标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《建筑物电气装置 第 5 部分：电气设备的选择和安装 第 52 章：布线系统》GB 16895.6 和《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的有关规定。电缆线路的施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168 的有关规定。

**6.6.2** 直流电缆在幕墙内布线时，应符合下列规定：

- 1 直流电缆不应在光伏玻璃幕墙组件间的胶缝内布线；
- 2 直流电缆宜通过幕墙横梁、立柱或副框的开口型腔布线，型腔应通过扣盖扣接密封；
- 3 直流电缆可通过固定在幕墙支承结构上的金属槽盒、金属导管布线；
- 4 金属槽盒、金属导管以及幕墙横梁、立柱、副框的布线型腔内光伏电缆的截面利用率不宜超过 40%；
- 5 金属槽盒和金属导管的连接处，不得设在穿楼板或墙壁等孔处；
- 6 幕墙横梁、立柱以及金属槽盒的电缆引出孔应采用机械加工开孔方法并进行去毛刺处理，管孔端口应采取防止电缆损伤的措施；
- 7 光伏玻璃幕墙组件接线盒的位置宜由光伏玻璃幕墙组件的安装方式确定，点支式、隐框式幕墙宜采用背面接线盒，明框式、半隐框式幕墙宜采用侧边接线盒。

**6.6.3** 直流电缆正负极采用单独导体时，宜靠近敷设。

**6.6.4** 光伏汇流设备布线应符合下列规定：

- 1 光伏组件之间及组件与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施；
- 2 直流电缆未经导管进出光伏汇流设备时，应采用防水端子等方式连接以防止电缆在内部断开并保持设备的外壳防护等级；
- 3 光伏汇流设备内正极和负极导体应隔离；
- 4 进入光伏汇流设备的导体应按极性分组或按回路编号配对。

**6.6.5** 在直流电缆与其他布线系统可能发生混淆的地方，应进行标识并应符合下列规定：

- 1 印有光伏或直流标识的直流电缆，标识应清晰、耐擦除；
- 2 无光伏或直流标识的直流电缆，宜附加印有“SOLARD.C.”等字样的彩色标签。标签间隔不宜超过 5m，平直布线时，间隔可大于 5m 但不应超过 10m，并应在转弯、分支处加密。当电缆布置在导管或槽盒中时，标签应附着在导管或槽盒的外表面上。

**6.6.6** 信号线缆，包括控制电缆与通信线缆，其布线及接口应符合现行国家标准《综合布线系统工程设计规范》GB 50311 的规定，并应符合下列规定：

- 1 室外敷设的信号线缆应采用室外型电缆或采取相应的防护措施；

- 2 信号线缆应采用屏蔽线，宜避免与电力电缆平行布线；
  - 3 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，必要时应使用金属导管屏蔽；
  - 4 线路不宜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；
  - 5 监控控制模拟信号回路控制电缆屏蔽层，宜用集中式一点接地；
  - 6 通讯电缆与其他低压电缆合用桥架时，应各置一侧，中间宜采用隔板分隔。
- 6.6.7 电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留孔洞、电缆管口及桥架防火分区处应进行防火封堵。
- 6.6.8 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：
- 1 槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于 1/100；
  - 2 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5m；
  - 3 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于 0.6m；
  - 4 电缆桥架宜高出地面 2.5m 以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于 0.3m。桥架内横断面的填充率应符合设计要求；
  - 5 电缆桥架内缆线垂直敷设时，缆线的上端和每间隔 1.5m 处宜固定在桥架的支架上。水平敷设时，在缆线的首、尾、转弯及每间隔 3m~5m 处宜进行固定；
  - 6 槽盖在吊顶内设置时，开启面宜保持 80mm 的垂直净空；
  - 7 布放在线槽的缆线宜顺直不交叉，缆线不应溢出线槽，缆线进出线槽、转弯处应绑扎固定。

## 6.7 防雷与接地系统安装

- 6.7.1 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，并应符合下列规定：
- 1 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；
  - 2 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，固定结构的接地做法应符合设计要求；
  - 3 盘柜、槽盒、汇流箱、逆变器等电气设备的金属框架及基础型钢应与保护导体可靠连接；对于装有可开启门的电器，门和金属框架的接地端子间应选用截面积不小于 4mm<sup>2</sup> 的黄绿色绝缘铜芯软导线连接，并应有标识。
- 6.7.2 浪涌保护器型号和参数选择应与被保护系统和设备的设计参数适配。

## 6.8 设备和系统调试

- 6.8.1 建筑光伏系统验收前宜对系统进行调试，系统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发电系统的联合调试，系统调试应符合国家现行标准的相关规定。
- 6.8.2 建筑光伏系统调试前应检查以下项目：
- 1 接线应正确，无碰地、短路、虚焊等情况，设备及布线的对地绝缘电阻应符合产品说明书的规定和设计要求；
  - 2 接地保护应安全可靠；
  - 3 光伏组件应表面清洁。
- 6.8.3 调试过程中应重点测试系统在连续高温天气下的性能，散热系统在连续高温天气下应能

够有效工作，应防止过热影响设备寿命和效率。

**6.8.4** 系统调试应包括电气安全测试，所有电气连接在湿热环境下应安全可靠，应无短路或漏电风险。

## 7 检测与验收

### 7.1 一般规定

**7.1.1** 建筑光伏系统节能分项工程的施工质量验收应符合现行国家及地方相关标准的要求，并应符合下列规定：

1 建筑光伏系统节能分项工程的施工质量验收应符合现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《建筑与市政工程施工质量控制通用规范》GB 55032、《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411、现行深圳市地方标准《建筑节能工程施工质量验收标准》SJG 141和本标准的有关规定；

2 光伏玻璃幕墙工程应符合现行行业标准《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；

3 光伏采光顶工程及光伏遮阳工程尚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 光伏遮阳工程尚应符合现行行业标准《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274、《建筑遮阳工程技术规范》JGJ 237的有关规定；

5 光伏系统和组件的防火性能应满足安装部位的建筑围护结构消防设计要求。

**7.1.2** 建筑光伏系统工程验收应作为建筑工程质量验收的建筑节能分部、可再生能源子部分工程的分项工程进行验收，即建筑光伏系统节能分项工程。当分项工程较大时，可将分项工程分为若干个检验批进行验收，工程施工前，应由施工单位制定检验批的划分方案，并应由监理单位审核通过后实施。

**7.1.3** 建筑光伏节能分项工程检验批质量应按主控项目和一般项目验收，工程进场复检抽检频率和检验项目应符合本标准附录 A 的有关规定，并应符合下列规定：

1 主控项目和一般项目的确定应符合国家现行强制性工程建设规范和现行相关标准的规定；

2 主控项目的质量经抽样检验应全部合格；

3 一般项目的质量应合格，当采用计数检验时，至少应有 90%以上的检查合格，且其余检查点不得有严重缺陷；

4 应具有完整的隐蔽验收记录、质量证明文件、施工操作依据、质量验收记录。

**7.1.4** 建筑光伏系统节能分项工程施工质量验收的各方参加人员资格、程序和组织应符合下列规定：

1 检验批验收和隐蔽工程验收应由专业监理工程师组织施工单位相关专业的质量检查员、施工员等进行验收，必要时可邀请相关专业的第三方检测机构人员参加；

2 总监理工程师组织施工单位项目负责人、项目技术负责人和相关专业的负责人、质量检查员、施工员等进行验收，设计单位项目负责人及相关专业负责人应参加验收，主要设备、材料供应商及分包单位负责人应参加验收，必要时可邀请电网公司相关专业的人员参加验收。

**7.1.5** 建筑光伏系统节能分项工程隐蔽验收应至少包含以下项目：

1 预埋件或后置螺栓（锚栓）连接件；

2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；

3 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的封堵及防水；

4 系统防雷与接地保护的连接节点；

5 隐蔽安装的电气管线工程；

6 幕墙相关构件的验收应至少包含以下项目：

- 1) 结构安装检查。应检查幕墙面板及幕墙龙骨与幕墙结构连的安全稳固性。应检查焊接、螺栓连接和其他固定方式是否符合设计要求和标准；
- 2) 防水性能。应检查太阳能光伏组件与幕墙之间的密封和防水措施，接缝、穿透点和边缘的处理应无渗水的风险；
- 3) 电气隐蔽工程。电缆布线、接线盒的安装位置应符合电气安全要求，并应隐蔽在结构内部，且宜检修。应检查电气连线是否符合电气规范，包括接地和防雷保护措施。

7 金属屋面相关构件的验收应至少包含以下项目：

- 1) 支撑结构安装。应验收金属屋面上太阳能光伏支撑结构的安装质量，包括支架的固定方式和承重能力，应能承受额外的光伏系统重量以及风载和屋面活荷载等；
- 2) 防水和防腐蚀处理。应对所有穿越屋面的部件和固定点进行防水处理，应检查密封剂的应用是否均匀且无漏洞。检查所有金属部件的防腐蚀措施应能满足长期使用的耐久性；
- 3) 电气系统安装。应检查电缆的隐蔽布线规范性，接线盒和逆变器的安装位置和固定方式应符合设计要求，所有电气连接应安全可靠。

7.1.6 建筑光伏系统节能分项工程所使用的材料、构配件和设备进场时应验收，质量应符合设计要求和现行产品标准的有关规定。材料、构配件和设备的进场验收应符合下列规定：

1 应对材料、构配件和设备的品种、规格、型号、外观和包装等进行检查验收，并应经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，形成相应的验收记录；

2 应对材料、构配件和设备的质量证明文件进行核查，并应经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，纳入工程技术档案。质量证明文件应包括产品出厂合格证、产品说明书及相关性能检测报告，定型产品应有型式检验报告；进口材料、构配件和设备应提供出入境商品检验证明；

3 光伏组件（含光伏幕墙）进场时，应在施工现场随机抽样复验。复验应为见证取样送检。当复验的结果不合格时，应在同批组件中双倍抽样复检，复检不合格不得使用。

7.1.7 建筑光伏系统节能分项工程验收时，应对下列资料进行核查：

- 1 项目基本信息、合同技术要求、设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
- 2 主要材料、设备、构件的质量证明文件、进场检验记录、进场复验报告、见证试验报告；
- 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 质量验收记录，必要时应核查检验批验收记录；
- 6 设备单机、系统联合试运转及调试记录；
- 7 设备系统节能性能检验报告；
- 8 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

7.1.8 建筑光伏系统节能分项工程检验批、分项工程、隐蔽验收的质量验收应符合本标准附录 B 的有关规定，并按下列要求填写：

- 1 检验批质量验收应按照本标准附录 B 的表 B.0.1 的规定填写；
- 2 分项工程质量验收应按照本标准附录 B 的表 B.0.2 的规定填写；
- 3 隐蔽验收应按照本标准附录 B 的表 B.0.3 的规定填写。

7.1.9 建筑光伏系统节能分项工程质量验收合格应符合下列规定：

- 1 所含检验批的质量应验收合格；
- 2 所含检验批的质量验收记录应完整、真实；

- 3 有关安全、节能、环境保护和主要使用功能的检验资料应完整，抽样检验结果应符合要求；
- 4 主要使用功能的抽查结果应符合国家现行强制性工程建设规范的规定；
- 5 系统调试、检测、试运行应符合要求，观感质量应符合要求。

#### 7.1.10 光伏幕墙工程的质量验收应符合下列规定：

- 1 应核查幕墙所使用的材料是否符合设计要求和国家标准，应包括玻璃、铝合金框架、密封胶等。材料应具有相应的质量证明文件，并应经过实物检查确认其质量符合规定；
- 2 应核查所有材料在幕墙系统中具有良好的兼容性，应包括玻璃与铝合金框架、密封胶等材料，应满足设计要求和相关标准；
- 3 在施工过程中，监理工程师应对关键施工节点进行现场监督，应包括铝合金框架的安装、玻璃的固定、密封胶的填充等，应确保施工质量符合设计图纸和标准要求；
- 4 对于需要焊接的部位，应确保焊接质量达到标准。焊接之间的缝隙不应超过 1mm，且应用镀锌钢板进行填充。焊接的钢件之间的缝隙应刷涂防锈漆，应确保其防腐性能；
- 5 应对幕墙的安装位置、连接方式、固定结构等进行检查，确保安装精准、牢固。幕墙及铝合金构件在结构上应符合横平竖直的标准，应无变形或突出；
- 6 玻璃与龙骨之间应存在间隙，且幕墙的上下左右空间均应有这样的间隙。应检查橡胶条的嵌塞和密封胶的处理，应确保橡胶条接口处严密，密封胶应填充严密，外表应光滑平整；
- 7 幕墙外观应平整、无划伤、无其他缺陷。玻璃的品种、规格与色彩应与设计相符，色泽应基本均匀。铝合金料不应有析碱、发霉和镀膜脱落等现象；
- 8 应按照相关标准对幕墙进行水密性测试，应确保在暴雨等恶劣天气条件下不出现渗漏现象；
- 9 应对幕墙进行气密性测试，确保室内外空气交换量控制在合理范围内，应维持室内环境的稳定性；
- 10 应根据深圳地区的风压要求，对幕墙进行防风性能测试，应确保在强风天气下不发生损坏或脱落；
- 11 幕墙验收前，应将其表面清洗干净，应确保无污渍、无灰尘等；
- 12 幕墙工程验收时应提交完整的资料，应包括设计图纸、文件、设计修改和材料代用文件、材料构件出厂质量证书、型材试验报告、结构硅酮密封胶相容性和粘结力试验报告、隐蔽工程验收文件、施工安装自检记录等；
- 13 幕墙工程观感检验应按相关要求进行检查，应包括明框幕墙框料应竖直横平、玻璃的安装方向应正确、金属材料的色彩应与设计相符等；
- 14 保修合同中应包含明确的保修条款，约定保修期限、范围和维修责任。

## 7.2 结构相关工程验收

### I 主控项目

- 7.2.1 BAPV 基础类型、强度应符合设计要求。BIPV 基础应在建筑主体结构考虑光伏荷载后，进行基础设计和建筑主体结构同步验收。
- 7.2.2 建筑光伏系统基座应与建筑主体结构连接牢固。当采用后置埋件时，后锚固件的承载力应符合《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的有关规定。
- 7.2.3 在屋面结构层上现场施工的基座完工后，底面基座与屋面连接处应做防水加强处理，防水施工应符合设计要求且不得有渗漏现象。
- 7.2.4 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在光伏组件安装前应涂防腐涂料。防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准规定。

**7.2.5** 支架的材料、形式及制作应符合设计要求，支架应无破损和变形。钢结构支架的安装和焊接应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205 的要求。

**7.2.6** 支架安装位置应准确，并应连接牢固。

**7.2.7** 支架的防腐处理应符合设计要求和国家现行有关标准的规定，钢支架表面的防腐涂层应光滑平整、无流挂、起皱、露底等缺陷。

**7.2.8** 支架的方位和倾角应符合设计要求，允许偏差应为 $\pm 2^\circ$ 。

**7.2.9** 支架的接地电阻应符合设计要求。

## II 一般项目

**7.2.10** 混凝土基座的尺寸允许偏差、锚栓及预埋件的尺寸允许偏差、金属屋面夹具的尺寸允许偏差、支架安装的尺寸允许偏差应符合本标准第 6.2.3、6.2.4、6.2.5、6.3.1 条的规定，地脚螺栓（锚栓）的螺纹应予保护。

**7.2.11** 基座顶面标高应符合设计要求，最大偏差值不应超过 10mm。

**7.2.12** 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧，增加外部丝扣不应少于 2 扣。

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

**7.2.14** 安装组件的孔洞位置应准确，与设计值之间的绝对误差不应大于 3mm。

## 7.3 光伏组件验收

### I 主控项目

**7.3.1** 建筑光伏系统所采用的光伏组件、汇流箱、电缆、逆变器、充放电控制器、储能蓄电池、电网接入单元、主控和监视系统、触电保护和接地、配电设备及配件等产品应进行进场验收，验收结果应经监理工程师检查认可，并形成相应的验收记录。各种材料和设备的质量证明文件和相关资料应齐全，并应符合设计要求和国家现行有关标准的规定。

**7.3.2** 建筑光伏系统采用的光伏组件进场时，应对其发电功率及发电效率进行复验，复验应为见证取样检验。

**7.3.3** 光伏组件应按照设计图纸的型号、规格、连接方式、布置方向进行安装，安装位置、方向、倾角、支撑结构等应符合设计要求，光伏电池板的安装方位角和倾角安装允许误差应为 $\pm 3^\circ$ 以内。

**7.3.4** 光伏组件应按照设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

**7.3.5** 光伏组件间连接应牢固可靠，固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定。

**7.3.6** 安装光伏组件时，周边的防水连接与保温结构应符合设计要求，不得渗漏。

**7.3.7** 光伏组件应按设计间距排列整齐，并可靠固定。光伏组件之间的连接方式应符合设计要求，并应便于拆卸和更换。光伏组件或方阵与建筑面层之间应留有安装和散热空间，且不应被杂物堵塞。

**7.3.8** 光伏组件串、阵列开路电压应符合设计要求，允许偏差应为 $\pm 3\%$ 。

**7.3.9** 连接在同一台逆变器的光伏组件串，电压、电流应一致并符合设计要求，允许偏差应为 $\pm 3\%$ 。

**7.3.10** 光伏组件串的排列应符合设计要求。

**7.3.11** 光伏组件串的最高电压不得超过光伏组件和逆变器的最高允许电压。

**7.3.12** 幕墙用光伏组件的物理性能应符合设计要求和现行相关标准的规定。

## II 一般项目

- 7.3.13 光伏组件上应标有带电警示标识。
- 7.3.14 同一组方阵中的光伏组件安装纵横向偏差不应大于 5mm。
- 7.3.15 光伏组件与建筑面层之间应留有散热间距，散热间距实际值与设计值之间的相对误差应为±5%。
- 7.3.16 防水层应平整、顺直，表面不应有施工残留物和污物。不应有未经处理的错钻孔洞。
- 7.3.17 幕墙用光伏组件安装的允许偏差应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210 和现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 的有关规定。

## 7.4 电气系统验收

### I 主控项目

- 7.4.1 建筑光伏系统的安装应符合下列规定：
- 1 建筑光伏系统的形式应符合设计要求；
  - 2 光伏组件、汇流箱、电缆、逆变器、充放电控制器、储能蓄电池、电网接入单元、主控和监视系统、触电保护和接地、配电设备及配件等应按照设计要求安装齐全，不得随意增减、合并和替换，其品种、规格型号、性能等应符合设计要求和现行相关标准的规定；
  - 3 配电设备和控制设备安装位置等应符合设计要求，应并便于读取数据、操作、调试和维护；逆变器应有足够的散热空间并保证良好的通风；
  - 4 电气设备的外观、结构、标识和安全性应符合设计要求。
- 7.4.2 建筑光伏系统的防雷应符合设计要求。电气系统的接地应符合现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169 的规定，接地电阻值应符合设计要求。
- 7.4.3 建筑光伏系统直流侧应标识正负极性，并应分别布线。
- 7.4.4 汇流箱的安装质量应符合下列要求：
- 1 汇流箱数量、安装位置应符合设计要求，应与支架连接牢固可靠；
  - 2 汇流箱内接线及箱内配置的防雷器，耐压不应低于 2 倍系统的峰值电压，接地电阻不应大于 4Ω，且应接地可靠；
  - 3 汇流箱防水构造措施应符合设计要求和现行相关标准的规定。
- 7.4.5 逆变器的安装质量应符合下列要求：
- 1 逆变器数量、安装位置及通风处理应符合设计要求，与基础或支架连接应牢固可靠；
  - 2 逆变器的接地可靠，其交流测接应有绝缘保护；
  - 3 所有绝缘和开关装置及散热风扇功能应正常。
- 7.4.6 光伏控制器、配电柜的安装质量应符合下列要求：
- 1 光伏控制器、配电柜的数量、安装位置应符合设计要求，安装应牢固可靠；
  - 2 接地应可靠，电阻值应符合设计要求和现行相关标准的规定。
- 7.4.7 储能蓄电池的安装质量应符合下列要求：
- 1 储能蓄电池相互极板间应连接牢固；
  - 2 储能蓄电池房间应通风良好。
- 7.4.8 电缆线路安装应符合设计要求和现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168 的有关规定。
- 7.4.9 监控系统的安装质量应符合下列要求：

- 1 布线线缆的规格、型号和位置及线路敷设路径应符合设计要求；
  - 2 信号传输线的信号传输方式与传输距离应匹配，信号传输质量应满足设计要求；
  - 3 信号传输线与电源电缆应分离布放，屏蔽电缆应可靠接地；
  - 4 传感器、变送器安装位置应能真实地反映被测量值，不应受其他因素的影响；
  - 5 监控软件功能应满足设计要求。
- 7.4.10** 建筑光伏系统安装完成后，应按设计要求或相关标准规定设置标识。
- 7.4.11** 建筑光伏系统的试运行与调试应包括下列内容：
- 1 保护装置和等电位体的连接匹配性；
  - 2 极性；
  - 3 光伏组串电流；
  - 4 系统主要电气设备功能；
  - 5 光伏方阵绝缘阻值；
  - 6 触电保护和接地；
  - 7 光伏方阵标称功率测试，应按照本标准附录 C 的有关规定进行测试计算；
  - 8 电能质量。
- 7.4.12** 建筑光伏系统安装完成经调试后，应具有下列功能，并符合设计要求：
- 1 测量显示功能；
  - 2 数据存储与传输功能；
  - 3 交（直）流配电设备保护功能。
- 7.4.13** 在建筑上增设光伏发电系统时，系统设计应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求，并不得降低相邻建筑的日照标准。
- 7.4.14** 光伏组件的光电转换效率、光伏组件背板最高工作温度、太阳能光伏发电系统年发电量应符合设计文件的规定。
- 7.4.15** 建筑光伏系统的防雷与接地安装应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的有关规定。

## II 一般项目

- 7.4.16** 建筑光伏系统所用的电缆及其附件、汇流箱、光伏控制器、储能蓄电池、逆变器、配电柜等产品外观不应有损坏，标识、标牌齐全。
- 7.4.17** 电气装置安装应符合设计要求和现行国家标准《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、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的有关规定。
- 7.4.18** 电气系统接地装置施工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。
- 7.4.19** 线缆穿过楼面、屋面和外墙时，防水套管和防水密封处理应符合设计要求。
- 7.4.20** 建筑光伏系统并网设施应符合设计要求和现行相关标准的规定。

## 7.5 分项工程竣工验收

- 7.5.1** 建筑光伏系统工程完工后，验收准备阶段应组织有关人员进行自检。验收准备阶段应符合以下要求：
- 1 现场应清理完毕；
  - 2 光伏系统工程使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备，除具有合格证明资料外，还应有进场试验、检验报告；

- 3 各设备安装应检查结束并经确认；
- 4 各设备安装施工应正确、放置稳固、连接紧密；光伏阵列、电气设备、建筑物和附属物之间距离应安全、布局合理，不得影响各设备正常、安全运行，并应便于人员运维检修；
- 5 系统电气设备的保护性接地连接应可靠，接地电阻经测量应符合现行相关标准的规定；
- 6 防雷系统应完善、固定可靠、连接紧密，接地电阻经测量应符合现行相关标准的规定；
- 7 系统各电气设备警示标志应齐全、规范。

**7.5.2 建筑光伏系统工程竣工验收前，项目应对工程质量进行竣工预验收。预验收完成后，施工单位应编写建设工程竣工报告，监理单位应编写工程质量评估报告。预验收阶段应符合以下要求：**

- 1 光伏阵列的首次运行应在光照条件较好的情况下进行，宜在天气晴朗，太阳辐照强度不宜低于  $400\text{W}/\text{m}^2$  的条件下进行；
- 2 光伏发电工程主要设备的控制参数和功能应根据技术手册进行校验无误；
- 3 系统各设备经过现场测试后，应进行试运行；
- 4 试运行的时间依据制造商规定，但不应低于 10d。在光照期内，试运行时间应延长；
- 5 试运行期间应准确记录并应校验光伏方阵各设备电气性能、系统效率等是否符合设计要求；
- 6 试运行人员应取得上岗资格；
- 7 试运行期间发现的问题应责成有关单位限期整改完成。

**7.5.3 建筑光伏系统工程分部工程竣工验收前，应组织有关单位人员参加竣工验收，参加单位及人员资格、程序和组织应按照本标准 7.1.6 条的规定执行。**

**7.5.4 建筑光伏系统工程竣工验收阶段应符合以下要求：**

- 1 已完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容；
- 2 有完整的技术档案和施工管理资料，竣工验收核查资料应包括表 7.5.4 的内容；
- 3 有光伏发电工程使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备的进场试验报告；
- 4 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；
- 5 有施工单位签署的质量保证书。

**表 7.5.4 竣工验收核查资料**

竣工验收核查资料	检查标准和依据
项目基本信息和文件	项目的基本信息提供，检查项目必需的文件资料及合同要求的技术文件
系统设备的合同符合性	对光伏系统设备种类、技术规格、数量以及主要性能进行合同符合性检查
系统的调试	检查光伏系统调试报告
系统的检查	检查光伏系统各个分系统的功能和质量

**7.5.5 申请建筑光伏系统分部工程竣工验收应达到下列要求：**

- 1 已完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容；
- 2 有完整的技术档案和施工管理资料，至少包含项目的基本信息资料：
  - 1) 检查项目必需的文件资料及合同要求的技术资料；
  - 2) 对光伏系统设备种类、技术规格、数量以及主要性能进行合同符合性检查资料；
  - 3) 光伏系统调试报告；光伏系统各个分系统的功能和质量检查资料等。
- 3 有光伏发电工程使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备的进场试验报告；
- 4 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；
- 5 有施工单位签署的质量保证书。

**7.5.6 竣工验收时应从调试结束开始试运行 3 个月，监测并记录 3 个月的累计发电量  $E_p$  和对应**

时间的累积太阳辐射量  $E_p$ ，并按下式（7.5.6-1）对光伏系统的性能进行评价：

$$\frac{E_{p'}}{E_p} \geq 0.85 \quad (7.5.6-1)$$

式中：

$E_{p'}$  ——试运行期间累计发电量，单位为千瓦时（kWh）；

$E_p$  ——按实测累计水平面太阳能总辐照量计算的发电量，按照式（7.5.6-2）计算，单位为千瓦时（kWh）。

$$E_p = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S} \times K \quad (7.5.6-2)$$

式中：

$H_A$  ——实测累计水平面太阳能总辐照量，单位为千瓦时每平方米（kWh/m<sup>2</sup>）；

$P_{AZ}$  ——组件安装容量，单位为峰瓦（Wp）；

$E_S$  ——标准条件下的辐照度（常数=1000W/m<sup>2</sup>）；

$K$  ——综合效率系数。

**7.5.7** 竣工验收结束后，应由建设单位编写建设工程竣工验收报告，提交给相关验收部门及业主单位。

## 8 运行维护与能效评估

### 8.1 一般规定

**8.1.1** 建筑光伏系统的运行与维护应符合国家标准《光伏电站安全规程》GB/T 35694—2017、《低压电气装置 第4-41部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21—2020、《电气设备应用场所的安全要求 第1部分：总则》GB/T 24612.1—2009、《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—2009、《配电线路带电作业技术导则》GB/T 18857—2019以及《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019以及《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264—2012的有关规定。

**8.1.2** 建筑光伏系统正式投入运营前，应有完整建设调试资料交接给项目运行管理单位（部门），包括图纸、设计文件、设施设备清单、测试调试记录、技术说明书、验收报告以及系统运行维护指南等。

**8.1.3** 建筑光伏系统的运行与维护人员应具有相应的专业技能。

**8.1.4** 建筑光伏系统运行管理单位建立完善的技术文件体系及管理制度体系，应在正式投运前，对运行维护人员进行培训；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。

**8.1.5** 系统运行与维护责任单位应建立光伏系统运行信息化管理系统，实现对建筑光伏系统的智能化、标准化管理。建筑光伏系统运行与维护的全部过程应进行记录存档，应包括系统主要设施设备运行的状态、发电量、气象信息、保养记录、故障维修记录、更新改造记录以及并网信息记录等。同时应对每次故障记录进行分析，对故障现象、改进措施以及实施效果进行记录存档备查。

**8.1.6** 建筑光伏系统运行管理单位每年应组织对系统运行与维护情况、运行效果、存在的问题进行总结、分析与评估，并提出改进措施。在极端天气来临前应对设备加强巡检并采取相应防护措施。在极端天气后及系统重新投运前，应对系统进行全面检查。

### 8.2 运行维护

**8.2.1** 建筑光伏系统的运营维护宜包含智慧运维系统、系统监视、异常与故障处理、安全管理、光伏方阵及光伏幕墙组件的运行与维护、控制器及逆变器、接地与防雷系统、配电线路、数据通讯系统。

**8.2.2** 建筑光伏系统的智慧运行维护宜符合以下规定：

1 依据运行监控数据，结合系统类型、工况条件，可实现对光伏系统进行故障预判、系统效率分析评估；

2 依据设备生产性能数据，结合气象数据，可实现对光伏系统发电功率预测；

3 依据系统运行数据，结合经济性分析，可实现对组件清洗评估、技术改造建议的功能；

4 依据系统运行数据，结合管理策略，可实现对运行检修决策、库存优化管理、设备巡检优化管理决策支持；

5 可对系统生产、运行数据及财务数据进行综合分析，并可提供电站投资方面包括系统投资回报率、发电成本以及未来项目投资建设等的分析与建议；

6 可结合建筑光伏系统的全生命周期经济分析。

### 8.2.3 建筑光伏系统的监视应符合以下规定：

1 分布式光伏发电系统监视内容宜主要包含对并网点、逆变器、汇流箱以及环境的模拟量和断路器与刀闸位置、保护动作和告警信号、逆变器运行状态与告警信号等状态量监视；

2 系统监视人员宜通过运维系统实现对分布式光伏发电系统的监视、控制与故障分析处理，进行电网协调、运维人员协调等工作；

3 系统监视人员可通过分布式光伏发电系统视频监控进行现场监视，视频监控系统应具备周边防盗报警和摄像记忆功能，存储时间不小 30d。监视内容包括光伏区设备和周围环境、一次和二次设备室、电站周围的人员活动。

### 8.2.4 当建筑光伏系统出现异常或有故障需要处理时，应符合以下规定：

1 建筑光伏发电系统发生故障影响到建筑物安全，应通知光伏安装部位附近的业主；

2 影响到电网安全的故障，应通知当地电网企业；

3 系统监视人员应对异常信息做出初步分析，并协调现场运维人员进行检查处理；

4 事故发生后应对事故发生的时间、经过、原因、影响范围、人员伤亡情况及直接经济损失等做出记录，并根据有关证据、资料，分析事故的直接、间接原因和事故责任，制定防范措施，编制事故调查报告。

### 8.2.5 建筑光伏系统的安全管理应符合以下规定：

1 项目应每年开展安全风险辨识与评估，并应制定相应的控制措施。安全风险辨识应考虑下列内容：

1) 运维过程中的常规和非常规的活动及情形，应包括工作场所的基础设施、设备、物资和工作条件；

2) 紧急情况，应包括涉及人身安全及设备安全的各种突发事件；

3) 人员，应包括进入工作场所的人员、工作场所附近可能受运维活动影响的人员、因公外出在工作场所外的人员；

4) 其他问题，应包括运维内容的变更、发电系统的历史事件、工作附近的外部因素等。

2 应对控制措施识别出的安全风险制定风险防范措施，保障安全投入，高风险作业应制定专项方案和应急措施，宜使用无人机和机器人进行巡检和组件清洗，减少人员登高作业。

### 8.2.6 光伏方阵及光伏幕墙组件的运行与维护应符合以下规定：

1 组件长期运行的相关参数应符合产品规定参数运行，组件工作温度不应高于最高允许运行温度；

2 运行过程中需要更换组件时，应先断电，运行人员应做好安全措施；

3 光伏幕墙组件更换时所使用的密封材料应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的规定；

4 光伏板表面应无损伤及污染遮挡，严禁用有腐蚀性的溶剂冲洗，严禁用硬物擦拭，避免清洗过程中撞击和损伤光伏幕墙组件。光伏组件的清洗宜每季度开展一次，雨季集中时可延长至半年，非雨季可增加清洗次数，不应在风力大于 4 级或大雨等气象条件下清洗光伏组件；

5 应对光伏系统开展基础检查，检查周期可依据系统运行时间，宜每 2~3 月开展一次。基础检查应包含以下内容：

1) 应检查光伏组件、支架、连线等是否可靠、牢固，系统连接出现松动时应进行紧固；

2) 应检查光伏方阵支架的焊缝是否开焊，出现腐蚀、损坏应进行维修；

3) 应检查光伏组件是否有损坏或异常，如破损或因热斑损坏、连接线变形、扭曲、开裂或烧毁，连接线端子无法良好地连接时，应进行更换，并详细记录光伏组件在光伏方阵的具体安装分布位置。

**8.2.7** 建筑光伏系统的控制器及逆变器的运行维护应符合以下规定：

1 应对逆变器的外观进行检查，应包括逆变器中螺钉无松动，无过热痕迹，无颜色变化；线缆、铜排无破损，无颜色变化、金属器件无锈蚀情况、接触器机械运转良好；

2 逆变器结构和电气连接应保持完整，不应存在锈蚀、积灰等现象，散热环境应良好，逆变器运行时不应有较大振动和异常噪声；逆变器工作异常时应立即停机并切断逆变器输入和输出回路；

3 对逆变器机柜进行维护之前应先断电，并等待 10min，确保机柜内部部件不带电的情况下，对机柜内部部件进行维护操作，在维护操作完全结束后，应确保各个机柜部件恢复安装后，才允许上电；

4 应检查控制器是否正常运行，显示值与实际测量值是否一致，检查控制器的运行工作参数与设计值是否一致，并应进行维修调整。

**8.2.8** 建筑光伏系统的接地与防雷系统的运行维护应符合以下规定：

1 组件接地连接应可靠；

2 支架接地连接应可靠；

3 电缆金属外皮与接地系统的连接应可靠；

4 光伏方阵防雷保护器应有效，应按需要进行更换；

5 各功率调节设备与接地系统应可靠；

6 接地装置的接地电阻值应满足设计要求；

7 在雷雨过后或雷雨季到来之前，光伏并网箱以及各设备内安装的防雷保护器应有效，应根据需要更换。

**8.2.9** 建筑光伏系统配电线路的运行维护应符合以下规定：

1 线缆与建筑物的距离应符合设计要求；

2 线缆不应有损伤、断股，线缆上不应有抛挂物；

3 绝缘子不应破损，绝缘子铁脚不应歪曲和松动；

4 进户线上的熔丝盒应完整，熔丝应合格；

5 固定铅皮卡无松动；

6 光伏系统应根据系统使用年限每 6 个月~12 个月完成一次系统绝缘电阻的检查。

**8.2.10** 数据通讯系统的运行维护应满足以下要求：

1 监控及数据传输系统的设备应保持外观完好，螺栓和密封件应齐全，操作键应接触良好，显示数字应清晰；

2 对于无人值守的数据传输系统，系统的终端显示器，每天应至少检查 1 次有无故障报警，当有故障报警时，应组织专业人员维修；

3 每年应至少对数据传输系统中输入数据的传感器灵敏度进行一次校验，同时应对系统的模拟/数字（A/D）变换器的精度进行检验；

4 超过使用年限的数据传输系统的主要零部件，应进行更换。

**8.2.11** 光伏组件达到使用年限后应进行维护拆换，拆除和废弃的光伏组件应开展分类回收处理，避免废弃光伏组件对环境造成二次污染，光伏组件的回收应符合现行国家标准《光伏组件回收再利用通用技术要求》GB/T 39753、《晶体硅光伏组件回收处理方法 物理法》GB/T 43752、《建筑用薄膜太阳能电池组件回收再利用通用技术要求》GB/T 38785 等的相关要求。

## 8.3 能效评估

**8.3.1** 建筑光伏系统的能效评估可在系统正常运行满一年后进行，能效评估指标宜包含系统的光电转换效率、年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量。

**8.3.2** 光伏系统的能效评估方法可分为设计及检测文件比对法，年监测数据核对法和现场测试等。

**8.3.3** 能效评估前应检查资料，检查的资料应包括下列内容：

- 1 项目立项、审批文件；
- 2 项目施工设计文件审查报告及其意见；
- 3 项目施工图纸；
- 4 与光伏发电系统相关的主要材料、设备和构件的质量证明文件、进场检验记录、进场核查记录、进场复验报告和检测试验报告；
- 5 与光伏发电系统相关的隐蔽工程验收记录和资料；
- 6 光伏发电系统中各分项工程质量验收记录，部分检验批次验收记录；
- 7 项目对相关部位建筑日照、承重和安全的影响分析。

**8.3.4** 能效评估前应进行形式检查，光伏发电系统的光伏组件、光伏方阵、蓄能系统、光伏控制器和逆变器等关键部件应有质检合格证书，性能参数应符合设计和现行相关标准的要求。建筑光伏组件应有符合要求的检测报告。

**8.3.5** 能效评估应测试光伏发电系统的光电转换效率，应按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801的有关规定实施测试。

**8.3.6** 建筑光伏系统的年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量可按照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801的有关规定进行计算。

**8.3.7** 能效评估完成后，应形成能效评估报告，所有能效评估记录应存档保管。能效评估报告应包括光伏发电系统与建筑一体化项目概况、光伏发电系统信息、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，评估报告模板可按照本标准的附录 D 的有关规定编制。

**8.3.8** 当建筑光伏系统的光伏组件类型、组件安装方式、系统与公共电网的关系相同，且系统装机容量偏差在 10%以内时，应视为同一类型太阳能光伏系统。同一类型太阳能光伏系统被测试数量应为该类型系统总数量的 5%，且不得少于 1 套。

**8.3.9** 建筑光伏系统的评价指标及其要求应符合下列规定：

- 1 建筑光伏系统光电转换效率应满足设计要求；
- 2 建筑光伏系统采用彩色光伏组件或透光伏组件时，系统光电转换效率不应低于设计值的 85%；

3 建筑光伏系统的年发电量、光伏组件背板最高工作温度、建筑自消纳比例、费效比、常规能源替代量、二氧化碳减排量、二氧化硫减排量及粉尘减排量应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定，当无文件明确规定时，应在测试评价报告中给出。

**8.3.10** 建筑光伏系统应采用系统光电转换效率、自用率和建筑自消纳比例进行能效分级评价。若系统光电转换效率设计值不小于本标准第 8.3.9 条的规定，且光伏系统能效判定为合格后，可进行能效分级评价。

**8.3.11** 建筑光伏系统光电转换效率的级别划分、系统光电转换效率计算和测试方法应符合现行国家标准的有关规定。

## 附录 A 建筑光伏系统工程进场复验抽检频率和检验项目

**A.0.1** 建筑光伏系统节能工程采用的材料、构件和设备施工进场复验应包括下列内容：

- 1 建筑光伏组件的发电功率及发电效率；
- 2 保温材料的导热系数或热阻、密度、吸水率。

**A.0.2** 建筑光伏系统性能检测应对太阳能光伏发电系统年发电量和组件背板最高工作温度进行检测，检测结果应对照设计要求进行核查。

**A.0.3** 建筑光伏结构、光伏组件、电气系统验收检查（检验）方法及检查数量按表 A.0.3-1~3 的要求实施。

**表 A.0.3-1 建筑光伏结构工程检查（检验）方法及检查数量**

建筑光伏系统结构工程检验项目	检验规定对应的条文编号	检查方法	检查数量
主控项目	7.2.1	对照设计文件进行检查，核查试验报告	BAPV 基础全数检查
	7.2.2	核查承载力检测报告	应符合《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的有关规定
	7.2.3	雨后观察或淋水检验，不渗不漏为合格。采用雨后观察时降雨应达到中雨量级标准；采用淋水检验时持续淋水时间不应少于 2h	全数检查
	7.2.4	观察检查及核查检测报告	以基座为单元检查基座顶面使用的预埋件，检查的单元数量为基座总数的 10%，且不应少于 3 个基座，少于 3 个的应全数检查
	7.2.5	检查材料合格证，观察检查	支架总数的 10%，且不应少于 3 组，少于 3 组的应全数检查
	7.2.6	对照设计要求测量检查、观察检查	支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.2.7	观察检查、核查检测报告	支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.2.8	测量检查	支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.2.9	观察检查，检查检测报告	支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
一般项目	7.2.10	用钢尺、游标卡尺现场检测	以基座为单元进行检测。检测单元数为基座总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.2.11	用水平仪现场实测	基础总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.2.12	观察检查	支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查

续表 A.0.3-1

建筑光伏系统结构工程检验项目	检验规定对应的条文编号	检查方法	检查数量
一般项目	7.2.13	观察检查，用 2m 靠尺测量检查，拉线测量	支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.2.14	观察检查，测量检查	支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查

表 A.0.3-2 建筑光伏组件验收检查（检验）方法及检查数量

建筑光伏系统结构工程检验项目	检验规定对应的条文编号	检查方法	检查数量
主控项目	7.3.1	观察、尺量检查；核查质量证明文件和相关资料	全数检查
	7.3.2	现场随机抽样检验；核查复验报告。	同一类型太阳能光伏系统被测试数量为该类型系统总数的 5%，且不得少于 1 套
	7.3.3	对照设计要求测量检查、观察检查。	光伏组件总数的 10%，且不应少于 10 个，少于 10 个的应全数检查
	7.3.4	观察检查	支架或连接件总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.3.5	观察、手扳、测量检查，对照设计文件进行检查	光伏组件总数抽查 10%，且不应少于 10 个，少于 3 个的应全数检查
	7.3.6	观察检查和雨后或淋雨检验	全数检查
	7.3.7	观察检查	全数检查
	7.3.8	测试检查	光伏组件串、阵列总数的 10%，且不应少于 3 个；少于 3 个的，全数检查
	7.3.9	测试检查	全数检查
	7.3.10	观察检查	全数检查
	7.3.11	测试检查	全数检查
	7.3.12	按照相关设计要求	全数检查
一般项目	7.3.13	观察检查	全数检查
	7.3.14	观察检查，测量检查	光伏组件或方阵总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.3.15	用钢尺检测	光伏组件或方阵总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查
	7.3.16	观察和用钢尺检查。	总面积的 10%，且不应少于 10m
	7.3.17	观察、量测检查	全数检查

表 A.0.3-3 建筑光伏电气系统验收检查（检验）方法及检查数量

建筑光伏系统结构 工程检验项目	检验规定对应的条 文编号	检查方法	检查数量
主控项目	7.4.1	对照设计检查，核查质量证明文件、标识及相关性能检测报告等	全数检查
	7.4.2	观察检查。	全数检查。
	7.4.3	观察检查。	全数检查。
	7.4.4	对照设计检查，观察、量测检查。雨后或淋水检验，淋水检验 2 小时不渗不漏为合格。核查接地电阻测试记录。	抽查汇流箱总数的 20%，且不应少于 3 个。
	7.4.5	对照设计检查，观察和量测检查。核查接地电阻测试记录。	全数检查。
	7.4.6	对照设计文件检查，外观检查，核查接地电阻测试记录。	全数检查。
	7.4.7	外观检查，紧固检查。检查储能蓄电池房间通风能力是否满足环境温度要求。	全数检查。
	7.4.8	对照设计检查，观察检查。	全数检查。
	7.4.9	对照设计检查，观察检查。	全数检查。
	7.4.10	观察检查。	全数检查。
	7.4.11	观察检查；并采用万用表、光照测试仪等仪器测试。	根据项目类型，每个类型抽取不少于 2 个点进行检查。
	7.4.12	观察检查。	全数检查。
	7.4.13	观察检查；核查建筑结构设计、核验相关资料、文件。	全数检查。
	7.4.14	按附录 C 的要求进行；测试参数包括：光伏方阵标称功率、光伏组件背板温度、室外环境平均温度、平均风速、太阳辐照强度、电压、电流、发电功率、光伏组件光照面积。	同一类型太阳能光伏系统被测试数量为该类型系统总数的 5%，且不得少于 1 套。
	7.4.15	观察检查；测试接地电阻、过渡电阻。	全数检查。
一般项目	7.4.16	观察检查。	全数检查。
	7.4.17	对照设计检查，观察检查。	全数检查。
	7.4.18	对照设计文件检查，观察检查。	全数检查。
	7.4.19	观察检查。	全数检查。
	7.4.20	对照设计文件检查，观察检查。	全数检查

## 附录 B 建筑光伏系统节能分项工程和检验批的质量验收表

**B.0.1** 建筑光伏系统节能分项工程检验批工程质量验收应按表 B.0.1 的规定填写

**表 B.0.1 检验批质量验收表**

编号：

单位（子单位）		分部（子分部）		分项工程名称		
工程名称		工程名称				
施工单位		项目负责人		检验批容量		
分包单位		分包单位项目负责人		检验批部位		
施工依据			验收依据			
主控项目	验收项目		设计要求及标准规定	最小/实际抽样数量	检查记录	检查结果
	1					
	2					
	3					
	4					
	5					
	6					
	7					
	8					
	9					
	10					
一般项目	验收项目		设计要求及标准规定	最小/实际抽样数量	检查记录	检查结果
	1					
	2					
	3					
	4					

续表 B.0.1

<p>施工单位 检查结果</p>	<p>专业工长 项目专业质量检查员： 年 月 日</p>
<p>监理单位 验收结论</p>	<p>专业监理工程师 年 月 日</p>

**B.0.2 建筑光伏节能分项工程质量验收汇总应按表 B.0.2 的规定填写**

**表 B.0.2 分项工程质量验收表**

工程名称			检验批件数量		
设计单位			监理单位		
施工单位		项目经理		项目技术负责人	
分包单位		分包单位负责人		分包内容	
序号	检验批部位、区段、系统	施工单位检查评定结果		监理单位验收结论	
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
施工单位检查结论：  项目专业技术负责人 年 月 日			监理单位验收结论：  专业监理工程师 年 月 日		

编号：

**B.0.3 太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收应按表 B.0.3 的规定填写**

**表 B.0.3 隐蔽工程质量验收记录**

编号：

工程名称		工程地点			
施工单位		项目经理		专业工长	
分包单位		分包负责人		专业工长	
分部工程		分项工程名称			
隐蔽工程名称		施工图 编号			
隐蔽工程验收内容和设计 及规范要求					
隐蔽工程验收部位	施工单位自查记录				
	使用的主要材料检查记录	施工质量检查记录			
监理（建设）单位验收意见： 监理工程师： 年 月 日			施工单位检查意见： 质查员： 项目质量（技术）负责人： 年 月 日		

## 附录 C 光伏组件的光电转换效率、系统光电转换效率和光伏组件背板工作温度检测

### C.0.1 检测条件应符合下列规定：

1 建筑光伏系统所采用的太阳能电池方阵、蓄电池组、充放电控制器、逆变器及用电器等关键设备应具有相应资质的检测报告，符合国家相关产品标准的要求；

2 在检测前，应确保系统在正常负载条件下连续正常运行至少 3d，测试期内的负载变化规律应与设计文件一致；

3 短期检测期间，室外环境平均温度  $t_a$  的允许范围应为年平均环境温度  $\pm 10^\circ\text{C}$ ；环境空气的平均流动速率不应大于 4m/s；太阳辐照量短期检测不应少于四种太阳辐照量区间下的测试，每一太阳辐照量区间测试天数不应少于 1d，水平面太阳辐照量区间划分应符合下列规定：

- 1) 太阳辐照量小于  $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；
- 2) 太阳辐照量大于等于  $8\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 且小于  $12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；
- 3) 太阳辐照量大于等于  $12\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 且小于  $16\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ；
- 4) 太阳辐照量大于等于  $16\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 。

4 短期检测不应少于 4d，每天应连续监测 24h。

### C.0.2 检测设备仪器应符合下列规定：

1 太阳总辐照度应采用总辐射表测量，总辐射表应符合现行国家标准《总辐射表》GB/T 19565 的要求；

2 测量空气温度时应确保温度传感器置于遮阳且通风的环境中，应高于地面 1m，距离集热系统的距离应在 1.5m~10.0m 之间，环境温度传感器的附近不应有烟囱、冷却塔或热气排风扇等热源。温度测量仪器以及与它们相关的读取仪表的精度和准确度不应大于表 C.0.2 的限值，响应时间应小于 5s；

表 C.0.2 温度测量仪器的准确度和精度

参数	仪器准确度	仪器精度
环境空气温度	$\pm 0.5^\circ\text{C}$	$\pm 0.2^\circ\text{C}$

3 长度测量的准确度应为  $\pm 1.0\%$ ；

4 测量电功率所用的电功率表的测量误差不应大于 5%

### C.0.3 光伏组件的光电转换效率检测应在实际测试后进行下列 5 项指标校正：

1 光强校正。在非标准条件下测试应当进行光强校正，光强应按照线性法进行校正；

2 温度校正。应按照该型号产品第三方测试报告提供的温度系数进行校正，如无法获得可信数据，可按照晶体硅组件功率温度系数  $-0.35\%/^\circ\text{C}$ ，非晶硅按照功率温度系数  $-0.20\%/^\circ\text{C}$  进行校正。可按照功率随温度变化的公式  $P=P_m \times [1+a \times (T-25^\circ\text{C})]$  ( $P$  为光伏组件峰值功率、 $P_m$  为光伏组件标称功率、 $a$  为功率温度系数、 $T$  为光伏组件背板温度)，计算校正；

3 组合损失校正。太阳能电池组件串并联后会有组合损失，应进行组合损失校正，太阳能电池的组合损失应控制在 5% 以内；

4 最大功率点校正。工作条件下太阳能电池应与功率曲线对比进行校正；对于带有太阳能电池最大功率点跟踪 (MPPT) 装置的系统可不做此项校正；

5 太阳能电池朝向校正。不同朝向的太阳能电池接入同一台逆变器的情况下应进行此项校准。

注：1 光伏方阵标称功率是在标准测试条件测试得到的功率值，实际测试后应当进行以上 5 项的校正，以确保公正；

2 现场功率的测定可采用由第三方检测单位校准过的“太阳能电池方阵测试仪”抽测太阳能电池支路的 I-V 特性曲线，抽检比例不得低于 30%。由 I-V 特性曲线可以得出该支路的最大输出功率，为了将测试得到的最大输出功率转换到峰值功率，需要做以上校正项中的第 1、2、3、5 项的校正；

3 现场功率的测定如果无法采用“太阳能电池方阵测试仪”，也可通过现场测试电站直流侧的工作电压和工作电流得出电站的实际直流输出功率。为了将测试得到的电站实际输出功率转换到峰值功率。需做以上 5 项的校正。

#### C.0.4 系统光电转换效率和光伏组件背板工作温度的检测应符合下列规定：

1 应测试系统每日的发电量、光伏组件表面上的总太阳辐照量、光伏组件的面积、光伏组件背板表面温度、环境温度和风速等参数，采样时间间隔不应大于 10s；

2 对于独立建筑光伏系统，电功率表应接在逆变器或离网控制器的输出端，对于并网建筑光伏系统，电功率表应接在逆变器的输出端；

3 测试开始前，应安装调试好太阳辐射表、电功率表、温度记录仪和风速计，并应计算建筑光伏方阵面积，对于独立建筑光伏系统，应切断所有外接辅助电源；

4 检测开始时，应同时记录总辐射表太阳辐照量读数及各仪表的数据；

5 检测开始后，应每隔 10min 记录一次各仪表数据；

6 应计算检测期间单位太阳能电池板面积的太阳辐照量 H。对于处在不同采光平面上的太阳能电池方阵，应分别计算试验期间不同采光平面单位太阳能电池板面积的太阳辐射量。

#### C.0.5 检测数据应按照下列公式计算：

1 光伏组件的光电转换效率计算应符合下式：

$$\eta = \frac{P_m}{A \times P_{in}} \times 100\% \quad (\text{C.0.5-1})$$

式中：

$\eta$  ——光伏组件的光电转换效率；

$P_m$  ——光伏组件峰值功率（W）；

A ——光伏组件光照面积（m<sup>2</sup>）（注：含光伏组件边框面积）；

$P_{in}$  ——标准条件测试太阳组件的单位面积太阳辐照度，1000W/m<sup>2</sup>。

2 建筑光伏系统试验期间单位面积太阳能电池板的发电量 Q（MJ/m<sup>2</sup>）计算应符合下式：

$$Q = \frac{3.6tw}{A_c} \quad (\text{C.0.5-2})$$

式中：

Q ——发电量，单位：MJ/m<sup>2</sup>；

t ——试验时间，单位：h；

w ——试验期间电功率表的读数，单位：kW；

$A_c$  ——光伏电池采光面积，单位：m<sup>2</sup>。

3 建筑光伏系统的光电转换效率 $\eta_d$ 计算应符合下式：

$$\eta_d = \frac{Q}{H} \times 100 \quad (\text{C.0.5-3})$$

式中：

$\eta_d$  ——建筑光伏系统的光电转换效率，单位：%；

$Q$  ——发电量，单位：MJ/m<sup>2</sup>；  
 $H$  ——太阳辐射量，单位：MJ/m<sup>2</sup>。

4 当光伏组件不在同一采光面时，建筑光伏系统的光电转换效率  $\eta_d$  计算应符合下式：

$$\eta_d = \frac{3.6 \times \sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n H_i A_{ci}} \times 100\% \quad (\text{C.0.5-4})$$

式中：

$\eta_d$  ——光伏系统光电转换效率，单位：%；  
 $n$  ——不同朝向和倾角采光平面上的光伏电池方阵个数；  
 $t$  ——第  $i$  个朝向和倾角采光平面上的试验时间，单位：h；  
 $w$  ——第  $i$  个朝向和倾角采光平面上试验期间电功率表的读数，单位：kW；  
 $H_i$  ——第  $i$  个朝向和倾角采光平面上单位面积的阳光辐射量，单位：MJ/m<sup>2</sup>；  
 $A_{ci}$  ——第  $i$  个朝向和倾角平面上的太阳能电池采光面积，单位：m<sup>2</sup>。

5 短期测试的光伏系统年发电量计算应符合下式：

$$E_n = \frac{\eta_d \times \sum_{i=1}^n H_{ai} \times A_{ci}}{3.6} \quad (\text{C.0.5-5})$$

式中：

$E_n$  ——光伏系统年发电量，单位：kWh；  
 $\eta_d$  ——光伏系统光电转换效率，单位：%；  
 $n$  ——不同朝向和倾角采光平面上的光伏电池方阵个数；  
 $H_{ai}$  ——第  $i$  个朝向和倾角采光平面上全年单位面积的总太阳辐射量，单位：MJ/m<sup>2</sup>；  
 $A_{ci}$  ——第  $i$  个朝向和倾角平面上的太阳能电池采光面积，单位：m<sup>2</sup>。

6 检测结果应符合下列规定：

- 1) 光伏组件的光电转换效率应符合设计文件的规定；
- 2) 建筑光伏系统的光电转换效率应符合设计文件的规定，当设计文件无明确规定时应符合表 C.0.5-6 的规定；

表 C.0.5-6 不同类型太阳能光伏系统的光电转换效率  $\eta_d$  (%)

晶体硅电池	薄膜电池
$\eta_d \geq 18.4$	$\eta_d \geq 13$

- 3) 建筑光伏系统的年发电量应符合项目立项可行性报告等相关文件的规定；
- 4) 建筑光伏系统的组件背板最高工作温度应符合设计要求。

## 附录 D 建筑光伏系统能效评估表

表 D 建筑光伏系统能效评估表

报告编号

第 页 共 页

委托单位			
地址		电话	
工程名称			
工程地址		测评日期	
测评项目			
测评依据			
测评仪表			
形式检查结果			
序号	项目		结论
资料 检查	1	项目立项审批文件	
	2	项目施工设计文件审查报告及其意见	
	3	竣工验收图纸	
	4	项目关键设备检测报告	
	5	隐蔽工程验收记录和资料	
	6	分项工程质量验收记录	
	7	太阳能建筑应用对相关建筑日照、承重、安全的影响分析资料	
	8	关键部件质检合格证书和相应的检测报告	
	9	单机试运转记录、系统调试记录	
实施量 检查	1	实施规模	
	2	系统配置（系统类型、主要设备参数、装机容量、主要部件类型和技术参数、控制系统等）	
评价指标（太阳能光伏系统）			
序号	项目		评价结果
1	项目规模容量（MW）		
2	年度发电量（kWh）		
3	年发电小时数（h）		
4	二氧化碳减排量（t/年）		
5	建筑自消纳比例（%）		
6	光电转换效率（%）		
7	投资金额（万元）		
8	光伏板朝向及倾角、光伏组件颜色		
9	运行维护费用		
10	固定资产残值		

续表 D

11	系统利用效率	
12	自发自用加权电价 (元/kwh)	
判定和分级		
1	合格判定	<input type="checkbox"/> 合格 <input type="checkbox"/> 不合格
2	分级评价	<input type="checkbox"/> 1级 <input type="checkbox"/> 2级 <input type="checkbox"/> 3级
测评机构 (盖章) <span style="margin-left: 200px;">报告日期:     年    月    日</span>		
批准: <span style="margin-left: 100px;">审核:</span> <span style="margin-left: 100px;">主检:</span>		
说明: 此表为检查, 测试及判定结果汇总表, 在报告正文中要求给出具体的结果, 正文至少包括下列几部分内容: 1) 概况; 2) 依据; 3) 形式检查结构; 4) 测评内容; 5) 仪器仪表清单; 6) 测试结果; 7) 判定结果; 8) 测评方案		

## 本标准用词说明

- 1 为了便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：
  - 1) 表示很严格，非这样做不可的用词：  
正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；
  - 2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的用词：  
正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；
  - 3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的用词：  
正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；
  - 4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词，采用“可”。
- 2 条文中指明应按其他有关的标准执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

## 引用标准名录

- 1 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB 55015
- 2 《建筑与市政工程防水通用规范》 GB 55030
- 3 《民用建筑通用规范》 GB 55031
- 4 《建筑与市政工程施工质量控制通用规范》 GB 55032
- 5 《建筑防火通用规范》 GB 55037
- 6 《建筑设计防火规范》 GB 50016
- 7 《建筑工程施工质量验收统一标准》 GB 50300
- 8 《民用建筑设计统一标准》 GB 50352
- 9 《建筑节能工程施工质量验收标准》 GB 50411
- 10 《光伏电站设计标准》 GB 50797
- 11 《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368
- 12 《可再生能源建筑应用工程评价标准》 GB/T 50801
- 13 《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》 GB/T 37655
- 14 《建筑用光伏构件通用技术要求》 JG/T 492
- 15 《分布式光伏接入虚拟电管理云平台技术规范》 DB4403/T 343
- 16 《分布式光伏发电系统接入电网技术规范》 DB4403/T 514
- 17 《公共建筑节能设计标准》 SJG 44
- 18 《居住建筑节能设计标准》 SJG 45
- 19 《建筑节能工程施工质量验收标准》 SJG 141

深圳市工程建设地方标准

建筑光伏一体化技术标准

**SJG 220 - 2026**

条文说明

## 目 次

1	总则.....	53
2	术语.....	54
3	基本规定.....	55
4	设计.....	56
4.1	一般规定.....	56
4.2	建筑设计.....	56
4.3	风貌设计.....	62
4.4	结构设计.....	62
4.5	电气设计.....	63
4.6	智能控制及监测设计.....	64
5	设备与材料.....	65
5.1	一般规定.....	65
5.2	光伏组件.....	65
5.3	变换器、逆变器及功率优化器.....	67
5.4	电缆及组件连接器.....	67
6	施工与调试.....	68
6.1	一般规定.....	68
6.2	基座施工.....	68
6.3	支架安装.....	69
6.8	设备和系统调试.....	69
7	检测与验收.....	70
7.1	一般规定.....	70
7.2	结构相关工程验收.....	70
7.3	光伏组件验收.....	71
7.4	电气系统验收.....	70
7.5	分项工程竣工验收.....	78
8	运行维护与能效评估.....	80
8.1	一般规定.....	80
8.2	运行维护.....	80
8.3	能效评估.....	81

# 1 总 则

**1.0.2** 本标准针对深圳市地域性气候要求提出建筑与光伏系统一体化建设的技术要求。标准适用于深圳市新建、改建和扩建建筑物或构筑物上应用的光伏系统，既适用于建筑集成式光伏发电系统，也适用于建筑附加式光伏发电系统。

**1.0.3** 本条针对建筑光伏系统的设计、施工、验收和运维技术进行统一规定。建筑光伏一体化是建筑学与电气工程的交叉学科。随着技术的快速发展，国家先后发布了《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019、《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655—2019、《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796—2012 等一系列标准规范。《深圳市关于大力推进分布式光伏发电的若干措施》明确由市发展改革委负责制定光伏项目管理操作办法，建立备案、建设、验收、运维全流程管理要求，提出“项目建成后，项目主体应根据国家相关规定和技术标准组织项目验收，电网企业负责并网验收”。《深圳市分布式光伏高质量发展行动计划（2024—2030年）》进一步强化分布式光伏项目的质量管控和安全管理，对项目验收后的运行维护、安全监管提出了更高要求。深圳市地方标准《分布式光伏发电系统接入电网技术规范》则是规定了分布式光伏发电系统接入电网的总体要求。

在项目实施过程中，建筑光伏的设计、施工、验收等需按照国家及地方现行有效的相关技术标准 and 政策规定实施。

## 2 术 语

**2.0.1** 参照《建筑光伏系统应用技术标准》GB 51368—2019 中的定义。建筑光伏系统按照光伏发电系统设备是否作为建筑材料或构件，可分为建筑集成式光伏发电系统（BIPV）和建筑附加式光伏发电系统（BAPV）。当涉及验收时，为与现行相关标准衔接，本标准中的“建筑光伏系统节能分项工程”等同于现行相关验收标准中的“太阳能光伏节能工程”或“太阳能光伏系统工程”。

**2.0.2** 建筑光伏系统与建（构）筑物主体进行一体化设计、施工和验收，是保障建筑光伏系统工程质量，推进光伏系统在建筑上广泛应用的重要途径。为此，本标准中提出建筑光伏一体化的概念，以强调建筑与光伏系统“一体化”的建设实施。

**2.0.3** 建筑集成式发电系统（BIPV）应同时具备光伏发电及建筑功能属性，必须与建筑主体同步施工。

**2.0.14** 国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 的术语仅对并网逆变器做了定义，并网逆变器适用于并网光伏发电系统，直接向电网供电；而离网逆变器（独立逆变器）适用于独立光伏发电系统，通常与储能系统配合使用，为本地负载供电。本标准对于逆变器定义同时覆盖了这两种应用场景。

### 3 基本规定

**3.0.1** 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015—2021 提出“新建建筑群及建筑的总体规划应为可再生能源利用创造条件，并应有利于冬季增加日照和降低冷风对建筑影响，夏季增强自然通风和减轻热岛效应。”同时规定，建设项目可行性研究报告、建设方案和初步设计文件需包含建筑光伏利用分析内容，施工图设计文件应明确建筑光伏系统运营管理要求。

深圳市积极推广建筑光伏系统，尤其是建筑光伏一体化技术的应用，《深圳市关于大力推进分布式光伏发电的若干措施》深发改规〔2022〕13号文件提出：“充分利用工业园区、企业厂房、物流仓储基地、公共建筑、交通设施和居民住宅等建筑物屋顶、外立面或其他适宜场地，按照‘宜建尽建’原则积极开展光伏项目建设，大力推广建筑光伏一体化（BIPV）”。为推动深圳市光伏系统在建筑中的一体化应用，本标准明确新建建筑从可行性研究、建筑方案设计阶段就应依据场地周边太阳能资源条件，充分考虑建筑光伏系统的应用实施，并提供相关光伏专项设计内容。

**3.0.4** 在既有建筑上增设或改造光伏系统，可能会引起结构荷载的增加，安装过程也会对建筑结构和建筑功能产生影响，因此，在既有建筑上改造或安装光伏系统前，需先对建筑结构安全、电气安全等进行全面的复核和检验。

根据《建筑工程施工许可管理办法》规定需取得施工许可证的建筑工程项目，应按照本标准 requirements 实施。其他可按照相关管理规定实施，宜参照本标准相关技术要求。

**3.0.5** 建筑光伏系统的大规模建设需要统筹考虑深圳市区域电网的可消纳电量，需符合深圳市标准《分布式光伏发电系统接入电网技术规范》DB4403/T 514—2024 和《分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台技术规范》DB4403/T 343—2023 的有关规定，分布式光伏应根据实际情况合理选择全量上网或自发自用、余量上网模式。建筑可通过配置建筑储能、采用直流配电系统，以及具备主动响应功能的光储直柔技术，宜就地消纳光伏发电量。

## 4 设计

### 4.1 一般规定

- 4.1.1** 建筑光伏系统的设计需根据深圳市气候特点，采取防水、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等，及保证电气安全的技术措施。
- 4.1.2** 光伏发电设备安装在建筑各部位或直接构成建筑围护结构的，需同时满足光伏发电及建筑使用要求。光伏屋面、光伏幕墙、光伏栏板等使用时需满足屋面、幕墙及阳台栏板的结构安全，保温隔热等建筑节能性能，以及防火和防漏电等安全要求和防水等技术要求。
- 4.1.3** 在日照计算时，建议按照《建筑日照计算参数标准》GB/T 50947—2014的相关要求，对遮挡建筑所建模型应能完整准确地反映实际情况，因此造成遮挡的部分都应建模，但为了提高计算效率，确实不遮挡其他建筑的部分可以忽略。被遮挡建筑的光伏构件明显不产生自身遮挡，则不需要建模。
- 4.1.4** 对高反射率组件或特殊场景（如城市敏感区域）需进行光污染专项评估。建筑光伏构件面板玻璃应优先选用低反射率光伏玻璃，如超白钢化玻璃。建筑光伏玻璃组件通过采用抗反射镀膜玻璃，相比传统的玻璃具有更低的反射率，可有效降低眩光效应影响。在建筑规划设计阶段宜结合项目周边环境条件，对建筑光伏组件开展反射光影响评价，以减少光污染。在建筑上应用光伏玻璃幕墙或光伏采光顶时，应符合国家标准《玻璃幕墙光热性能》GB/T 18091—2015和深圳市标准《建筑玻璃幕墙反射光影响评价标准》SJG 188—2025的有关规定。
- 4.1.5** 设计需依据光伏组件的类型、安装位置和方式，为其安装、运行和维护提供必要的技术条件和操作空间。晶硅组件（刚性组件）的重量较大，设计时需验算屋顶或立面的结构承载力，尤其是既有建筑需加固梁、板结构，确保荷载满足设计要求；设计预留光伏系统预埋件或安装基座，避免破坏原有防水层；屋顶边缘预留安全通道并配备护栏或防滑措施，光伏方阵间预留检修通道。薄膜组件（柔性或半柔性组件）在立面弧形结构、采光顶等曲面部位需设计平滑，确保组件贴附紧密；设计时需预埋穿线管，避免线缆外露；立面安装时，可预留吊点便于吊篮作业。特殊位置的光伏遮阳篷等的设计还需兼顾遮阳与发电效果，下方预留高度满足行人通行需要，棚顶设置检修孔等。

### 4.2 建筑设计

#### I 整体设计

- 4.2.2** 新建公共建筑的光伏铺设比例可根据深圳市标准《公共建筑节能设计标准》SJG 44—2025第8.1.3条的有关规定实施，新建公共建筑可再生能源利用率不低于表1的值；新建居住建筑的光伏铺设比例可根据深圳市《居住建筑节能设计标准》SJG 45—2025第9.0.4条的有关规定实施。

表1 新建建筑可再生能源利用率

（来源：深圳市标准《公共建筑节能设计标准》SJG 44—2025）

建筑高度 H (m)	可再生能源利用率
$H \leq 24$	$\geq 15\%$
$24 < H \leq 50$	$\geq 10\%$
$50 < H \leq 75$	$\geq 7\%$

续表 1

建筑高度 H (m)	可再生能源利用率
75 < H ≤ 100	≥5%
H > 100	≥3%

**4.2.3** 设计阶段可以通过太阳能资源情况、系统形式等信息计算光伏系统年发电量。发电量计算可依据国家标准《建筑碳排放计算标准》GB/T 51366—2019 的有关规定。

$I$ ——光伏电池表面的年太阳辐射照度，建筑所在地的太阳能辐射量是决定发电量的关键因素，可依据深圳市气象局公布的深圳太阳能水平面总辐射照度取值。根据深圳市气象局 2024 年发布的《风能太阳能资源和开发潜力精细化评估报告》：“深圳太阳能水平面总辐射年总量为 1245-1452kWh/m<sup>2</sup>”。

$K_E$ ——光伏电池的转换效率，可依据所采用的光伏电池产品参数取值。计算建筑光伏系统年发电量首先要考虑光伏组件的光电转换效率。不同类型的组件，如晶硅组件和薄膜组件的光电效率不同，不同类型组件的光电转换效率应依据光伏产品说明中的参数取值。

$K_S$ ——光伏系统的损失效率，光伏发电量的计算要考虑光伏发电系统在光电转化和输配过程中存在能量的损失，例如，光伏电池产生的直流电在通过逆变器转换为交流电的过程中产生的损失；光伏组件的部分表面被灰尘阴影等遮挡，造成系统发电量的损失；由于光伏组件温度升高导致光电转换效率下降等等。建议按照国家标准《建筑碳排放计算标准》GB 51366—2019 的条文说明第 4.5.4 条的有关规定取值，光电系统损失效率不大于表 2 的规定值。

表2 光电系统损失效率

系统损失类型	损失效率
转换器损失	7.5%
组件遮光	2.5%
组件温度	3.5%
遮光	2.0%
失配和直流损失	3.5%
最大功率点失配误差	1.5%
交流损失	3.0%
其他	1.5%
总损失	25.0%

**4.2.4** 设计前期，可通过日照和阴影分析实现建筑体形和空间组合优化，避免光伏组件受到遮挡，为建筑光伏系统接收充足的日照创造条件。建筑光伏系统的日照和阴影分析，应依据《民用建筑绿色性能计算标准》JGJ/T 449—2018 的有关规定进行物理建模，在实际建模过程中，还应考虑周边建筑、树木、山体、架空线路等遮挡物，以及布置于屋面或墙体的建筑设备等对光伏方阵的遮挡影响，凹凸不规则的建筑自身形态造成的遮挡，对于安装位置较低的光伏组件，还应考虑常绿、高密树种的遮挡等。当项目周边有明显遮挡时，应进行全年辐照量模拟分析以评估发电潜能。当周边存在永久性遮挡（如高层建筑）时，可通过优化组件倾角或增加储能系统补偿发电量损失。

**4.2.5** 根据《民用建筑设计统一标准》GB 50352—2019 中第 3.2.1 的有关规定：“普通民用建筑物的设计使用年限为 50 年”，通常建筑设计使用年限是光伏系统寿命的 2~3 倍。通过选用与建筑相关部位设计模数协调的光伏组件，有利于光伏组件在建筑上的安装、维护、修理、局部更换等。由于目前市场上光伏组件规格尺寸并未形成统一规格，建议按照光伏行业协会标准《地面

用晶硅光伏组件外形尺寸及安装孔技术要求》T/CPIA 003—2022 中的有关规定及光伏行业产品常用规格尺寸,参考表 3 和表 4 进行选型。

表 3 不同尺寸电池片构成的光伏组件外形尺寸

(来源:《地面用晶硅光伏组件外形尺寸及安装孔技术要求》T/CPIA 0003—2022)

电池片尺寸 (mm)	电池类型	组件类型	电池片数量 (pcs)	组件长度 (mm)	组件宽度(mm)
156.75	整片电池	单玻有框	60	1650±2	992±2
			72	1960±2	
		双玻有框	60	1664±2	996±2
			72	1977±2	
	半片电池	单玻有框	120	1675±2	992±2
			144	2000±2	
		双玻有框	120	1698±2	996±2
			144	2020±2	
158.75	整片电池	单玻有框	60	1665±2	1002±2
			72	1979±2	
	半片电池	单玻有框	120	1684±2	1002±2
			144	2008±2	
		双玻无框	120	1698±2	1008±2
			144	2024±2	
		双玻有框	120	1704±2	
			144	2031±2	
166	半片电池	单玻有框/双玻有框	120	1755±2	1038±2
			144	2094±2	
182	半片电池	单玻有框/双玻有框	108	1722±2	1134±2
			144	2278±2	
210	半片电池	单玻有框/双玻有框	110	2384±3	1096±3
			120	2172±3	1303±3
			132	2385±3	

表 4 薄膜类电池片组件外形尺寸

(来源:光伏企业行业数据)

电池类型	组件长度 (mm)	组件宽度 (mm)
铜钢镓硒	1200	600
碲化镉	1600	1200
	1200	600/800
钙钛矿	125	125
	156	156

4.2.6 高温对光伏组件效率有影响,根据国际电工委员会(IEC)等相关标准机构规定的光伏组件可靠性检测实验最高工作温度 85°C,高温运行检测标准为 90°C~100°C。根据国内光伏企业行业提供的光伏组件产品参数说明,大部分光伏组件工作温度在-40°~85°范围内。此外,光伏系统发电时产生热量,可能对建筑设备产生影响。为此光伏发电系统需与建筑设备保持一定的距离,

不影响建筑其他设备的使用功能。

**4.2.7** 光伏发电系统的周边环境可能对光伏组件表面造成污染，不仅影响发电量、设备散热，还会降低转换效率，需要对光伏组件进行局部或全部清洁维护，设计时可就近预留用于清洁的给水点。

## II 光伏方阵设计

**4.2.8** 光伏方阵设计需避免遮挡，可使用专业模拟软件进行全年阴影分析，确定遮挡物对光伏方阵的影响范围，对于无法避免的遮挡，可通过增加储能系统或调整组件倾角等措施补偿发电量损失。同一光伏组件串中各光伏组件的电流若不保持一致，电流偏小的组件将影响其他组件，进而影响发电效率。因此在光伏方阵设计中宜选用电性能参数一致的组件组成同一组串。

**4.2.9** 屋面上应用光伏需要根据屋面坡度和朝向选用合适的光伏组件类型，晶硅光伏组件宜朝南、南偏东、南偏西设置，薄膜光伏组件的日照遮挡条件可适当放宽，宜朝南、东、西设置。

光伏方阵的最佳倾角，需综合考虑太阳辐射角度、建筑物的朝向以及周围遮挡物等因素综合比较，选取发电效益最优的方式铺设。深圳市为低纬度地区，理论上接近纬度约为  $22.5^\circ$  时，接收的太阳辐射量相对较多，考虑深圳夏季太阳高度角较高，可适当降低倾角平衡全年发电量。建筑上应用光伏方阵需要综合考虑气象数据、建筑条件、应用场景、经济性等因素，采用软件模拟+原型测试+动态优化的设计方法，确保系统全生命周期效益最优。

平屋面上安装的光伏组件，需设置满足人工清洗、维修的设施及通道，参照日常通行空间设计每股人流宽度  $0.55\text{m}$  的要求，标准规定屋面光伏方阵之间宜预留不小于  $600\text{mm}$  的检修通道。为满足屋面光伏组件的安全防护要求，参考行业标准《医疗机构患者活动场所及坐卧设施安全要求 第1部分：活动场所》WS 444.1—2014 中关于“座椅离护栏距离  $\geq 1000\text{mm}$ ”的规定，为避免光伏组件作为可踩踏面构成安全隐患，提出光伏方阵与女儿墙之间应设置不小于  $1\text{m}$  的通道要求。当光伏方阵之间的通道作为屋面疏散走道时，其净宽度应满足《建筑防火通用规范》GB 55037—2022 中对于建筑疏散走道宽度的要求不应小于  $1.1\text{m}$ 。

**4.2.10** 建筑光伏方阵设计不能跨越建筑变形缝，避免因建筑主体变形导致方阵损坏而引发火灾。例如，在地震或建筑沉降等情况下，跨越变形缝的方阵可能会破裂、短路等，从而产生火灾隐患。可通过在变形缝两侧设置独立支架且保持一定间距，避免组件跨越导致结构应力集中。

## III 不同部位要求

**4.2.11** 常见建筑光伏构件分类及应用位置可按照表 5 进行设计选型。

表 5 建筑光伏构件的分类及应用位置

构件分类	构件特点	应用位置
光伏屋面	直接作为屋面围护结构。具有相应的热工性能、刚度、强度、防雷、防水等功能要求。	平屋面、坡屋面、屋面构架等处。如坡屋面采用与屋面瓦外形、色彩协调的光伏瓦
光伏采光顶	用于需要采光的屋面。具有相应的热工性能、刚度、强度、防雷、防水等功能要求，透光。	建筑中庭等设置采光顶的位置
光伏幕墙	直接作为外围护结构，满足建筑幕墙热工性能、刚度、强度、防雷、防水等功能要求，可分为透光或不透光。	适合或规范允许设置幕墙的建筑物外立面

续表 5

构件分类	构件特点	应用位置
光伏窗	直接作为建筑物外窗，符合建筑外窗的强度、抗风压、水密性、气密性、透光率等要求。	建筑外窗
光伏栏板	直接作为栏板。符合防护栏板的刚度、强度和高度及防攀爬等安全防护，可透光或不透光。	阳台、露台栏板或其它防护栏板
光伏篷	直接作为雨篷。能够提供遮阳和避雨的功能。	建筑入口处雨篷、屋顶、阳台或露台上的篷、停车棚
光伏遮阳板/装饰构件	可作为建筑立面上的遮阳或装饰构件，安装在建筑外立面上。	建筑外立面洞口处的遮阳及立面上的装饰、标识构件等
其他	光伏隔声屏、光伏地砖等。	道路隔声、室外地面铺装等 景观小品或构筑物

**4.2.12** 屋面应用光伏时，需要通过合理布置屋面设施设备，避免因建筑物的排风排烟导致的油烟附着在光伏面板上，影响散热导致光伏组件工作温度偏高，进而影响光伏组件的发电效率。同时光伏系统发电时产生热量，可能对建筑设备产生影响，光伏发电系统应与建筑设备保持一定的距离，不应影响建筑其他设备的使用功能。

**4.2.13** 关于屋顶安装光伏的安装高度，《深圳市关于大力推进分布式光伏发电的若干措施》深发改规〔2022〕13号中规定“光伏项目安装最高点距离屋面不得超过2.8m，其中有楼梯间的居民光伏项目，安装最高点应不高于楼梯间屋面1m（最高点应不高于顶屋屋面4m）；且四面均不得围蔽形成建筑使用空间，不得利用光伏项目增加额外建筑面积。在实际项目建设中，为同时满足屋顶上人活动及设置光伏的要求，光伏系统按照高度往往需要超过最高点2.8m的限制。为推进建筑光伏建设，结合相关规定，本标准对于屋顶光伏安装高度规定如图1所示：屋顶光伏系统支承结构的底部距离建筑屋顶完成面的高度不得超过2.8m。这一高度既能够为光伏组件采取适宜的安裝傾角提供弹性空间，也能满足一般活动空间需求。考虑到一些建筑屋面为满足特定上人活动需求而需要突破这一高度限制，则需要进行专项论证，确保高度满足风貌管控及安全合理等相关要求。

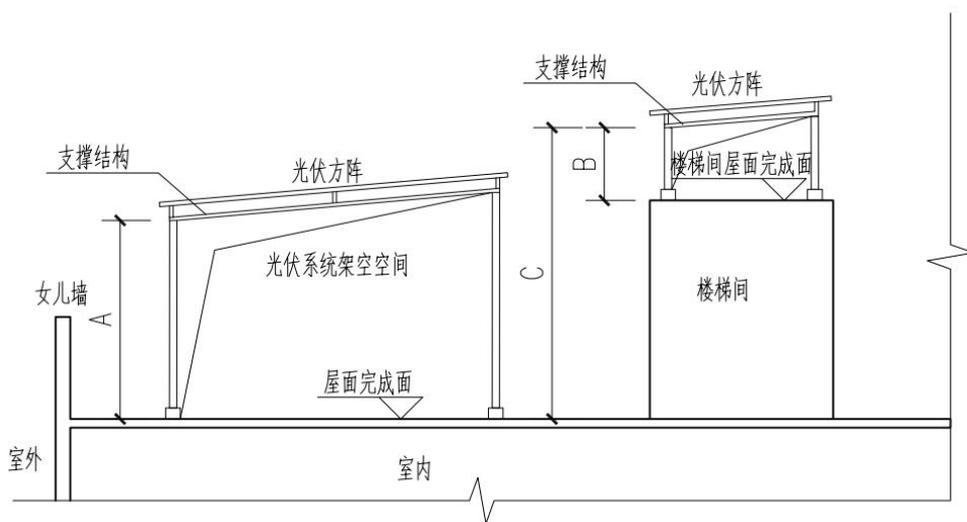


图1 建筑屋面光伏安装高度示意图

注：A-光伏系统支撑结构底部距建筑屋顶完成面的高度；B-楼梯间顶部光伏支撑结构底部距楼梯间完成面的高度；C-楼梯间顶部光伏支撑结构底部距建筑屋顶完成面的高度。

**4.2.16** 光伏构件应用于地面铺装时，需要选用防滑耐磨的光伏地砖，抗压强度等需满足行业标准《地面用晶体硅单面双玻光伏组件》T/ZZB 1372—2019的有关规定，光伏地砖接缝处需设置排水槽。

景观设施安装光伏组件时，需避开人体接触区域，防止触电或烫伤。当光伏组件发电应用于景观设施，发电优先供应景观照明。

当光伏构件应用于高大或施工困难的装饰或遮阳构筑物上时，需要充分考虑其施工和维护的安全措施。

**4.2.18** 建筑上应用光伏组件的燃烧性能等级和分级判据、防火性能测试需符合国家标准《建筑材及制品燃烧性能分级》GB 8624—2025和《光伏组件防火性能试验方法》GB/T 46980—2025的有关规定。

#### IV 防火及安全

**4.2.20** 在既有建筑上增设或改造安装光伏发电系统时可能会影响光伏组件所在部位的使用功能和安全要求，管线宜利用原有管井和路由进行敷设，做好穿越屋面及墙体部位的防水及防火处理。当必须开洞时，需要保证原结构安全，做好防水层、保温层等部位的修复。

#### V 防排水设计

**4.2.24** 在屋面安装光伏组件时，需要采取相应的防水措施，不能影响屋面防水的周期性更新及维护，可按照现行国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345—2012和《建筑给排水设计规范》GB 50015—2019的有关规定进行设计，平屋面防水层上安装光伏组件时，其支架基座下部需要增设附加防水层。

**4.2.25** 在既有建筑屋面上铺设光伏组件的支座与结构层相连时，防水层需要包到支座和金属埋件的上部，形成较高的泛水。当光伏发电系统穿越墙面时，需预设防水套管，防水套管与墙面交接处进行可靠的防水密封处理，系统管线不得裸露。光伏发电系统穿屋面处需预设管井，并在保温隔热层和防水层施工前施工完毕，还需要对其做防水密封处理。

**4.2.26** 国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345—2012规定“一般的屋面排水坡度要求不应小于2%，找坡层最薄处厚度不应小于20mm。对于种植屋面，排水坡度宜为1%~3%。金属屋面积水容易产生腐蚀等问题，玻璃采光顶由于其特殊构造和使用功能，均需要较好的排水条件保证屋面的使用寿命。国家标准《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030—2022中规定“压型金属板、金属夹芯板屋面排水坡度 $\geq 5\%$ ；单层防水卷材金属屋面排水坡度 $\geq 2\%$ ；玻璃采光顶屋面排水坡度 $\geq 5\%$ ”。综合考虑光伏组件表面积污容易影响发电效率，同时为避免雨水长期在组件表面停留造成电池性能下降等问题，本标准建议光伏屋面、光伏采光顶的光伏面板排水坡度宜按照不小于5%设置。

**4.2.27** 金属屋面防排水设计可按照现行国家标准《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030—2022和广东省标准《强风易发多发地区金属屋面技术规程》DBJ/T 15—148—2018的相关要求实施。金属屋面的接缝处采用密封胶或密封条进行防水处理；固定支座设置防水垫片，防止雨水渗漏；金属屋面的排水坡度可根据板型、板厚、排水距离等因素确定，不宜小于5%；金属屋面的抗风掀力设计应通过风洞试验或计算确定，确保在设计风速下不发生破坏。

**4.2.28** 非刚性屋面（如卷材防水屋面等柔性屋面）在承受较大压力或摩擦时容易损坏，在光伏组件维修过程中，人员走动、设备搬运等操作会对屋面产生破坏。铺设刚性屋面保护层可以有效分散压力，防止屋面防水层被破坏，从而保障屋面的防水性能。考虑到维修人员可能需要频繁在这些区域活动，在这些部位铺设刚性保护层能够提供一个稳定的行走和操作表面，避免屋面变形或损坏导致雨水渗漏等问题。

**4.2.29** 在建筑屋面上安装光伏组件时，支架与基座、基座与主体结构层应牢固连接，基础宜与

屋面整体浇筑，满足屋面的防水、排水等性能要求，还需要满足以下要求：

1 根据所在建筑屋面的结构形式和光伏支架结构形式，合理设计基座的形式，可优先选用与排水方向一致的条形基础，基座的安全性和稳定性设计应满足 25 年使用寿命周期的要求；

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

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

4 光伏组件下方建筑屋面的面材要有利于排水和清洁。

### 4.3 风貌设计

4.3.1 光伏组件选型、光伏安装高度、安装部位及光伏组件规格尺寸等需要与建筑风貌协调，保持建筑立面的统一性、连续性和视觉景观的完整性，可按照深圳市《城市第六立面设计标准》SJG 195—2025 相关要求设计实施。

4.3.2 光伏系统设计时，宜结合建筑立面及屋顶造型效果、设计理念、可利用面积、安装场地和周边环境等因素，通过合理选型和配置单晶硅、多晶硅、薄膜等光伏组件，实现建筑光伏系统与建筑效果和城市整体建筑风貌保持协调统一。当光伏组件突出屋面时，宜因地制宜选用与建筑本体色彩协调的光伏支承构件、光伏系统边框等材料，结合地域建筑文化要素，将光伏系统与建筑一体化外观设计，形成与环境协调的建筑整体形象。平屋面上设计光伏发电系统，可通过加高女儿墙或采取与立面造型风格协调的装饰性构件进行遮挡。

### 4.4 结构设计

4.4.1 建筑光伏系统的结构设计关系到建筑主体的结构安全，需要兼顾光伏系统主体的协调作用。作为建筑构件的光伏发电组件的结构设计还包括光伏发电组件强度及刚度校核、支承构件的强度及刚度校核、光伏发电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等。建筑光伏系统的结构设计不能按普通附属结构要求设计，需结合建筑本体的耦合特征、户外复杂荷载环境及长期服役等特殊要求，针对承载性能、连接可靠性、耐久性、抗灾能力及建筑兼容性开展专门设计，确保结构安全且不损害建筑原有功能。

4.4.2 建筑光伏系统的设计工作年限要求适用于建筑光伏系统中的系统面板和连接面板的支承结构设计工作年限，均需要不低于25年。

4.4.4 建筑光伏系统主要承受直接作用在其上的风荷载、重力荷载、积灰荷载、活荷载、地震作用、温度作用等，不承担主体结构承受的荷载和地震作用。建筑光伏系统的结构体系需满足承载能力极限状态和正常使用极限状态的基本要求，建筑光伏系统面板与支承结构之间、支承结构与主体结构之间，需有足够的变形能力，以适应主体结构的变形。当主体结构在外荷载作用下产生变形时，不能使构件产生强度破坏和不能允许的变形。光伏结构构件的强度与刚度的计算需考虑永久荷载、可变荷载、温度荷载等以及它们的组合作用，还需考虑施工、附属设施及检修荷载等作用。

4.4.9 当建筑光伏系统应用于立面时，需按照行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102—2003 中的相关规定验算光伏系统的面板、支承体系以及连接构造的承载能力、稳定性；当建筑光伏系统应用于屋面时，需根据现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255—2012中的相关规定验算光伏系统的面板、支承体系以及连接构造的承载能力、稳定性。

**4.4.10** 金属板封装的光伏构件得板材选型和结构计需符合行业标准《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133—2017中的有关规定；人造板封装的光伏构件的板材选型和结构计算需符合行业标准《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336—2016中的有关规定；建筑附加光伏发电系统所选用的光伏组件需符合行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492—2016中结构安全的有关规定。

**4.4.11** 屋面或独立安装的光伏构件，采用单根金属构件铝合金型材的变形挠度需符合行业标准《建筑金属围护系统工程技术标准》JGJ/T 473—2019的有关规定，其余的构件变形挠度需符合行业标准《采光顶与技术屋面技术规程》JGJ 255—2012的有关规定。立面光伏构件的变形挠度需符合行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102—2003的有关规定。

**4.4.12** 建筑幕墙上安装光伏组件之间的缝宽需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。

**4.4.14** 既有建筑增设光伏系统，需要核算主体结构的承载力并出具相应的复核报告。充分考虑屋面的固定荷载、风压荷载、地震荷载等，在安装光伏发电装置前需要对建筑屋面进行评估与分析，提供有专业资质的第三方单位出具的建筑屋面荷载报告等建筑结构安全相关证明文件，以确保光伏系统及建筑物的结构安全。

**4.4.15** 在轻型屋面上应用建筑光伏系统及其支承结构，支承与主体结构的连接要能承受光伏屋面结构传来的应力，能有效传递至主体结构；可根据建筑造型及风荷载分布，按区域合理选取不同的檩条截面及间距，支承结构的截面及间距应根据计算确定。

**4.4.16** 光伏构件与建筑主体结构通过预埋件连接时，预埋件在主体结构施工时埋入，当没有条件采用预埋件连接时，可采用后置锚栓或其他可靠的连接措施，并通过试验确定其承载力。

## 4.5 电气设计

**4.5.2** 光伏发电系统中光伏阵列与逆变器之间的容量配比需要综合考虑光伏阵列的安装类型、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。设计阶段建议适当的提高容配比能够提升系统的经济性，同时需要因地制宜地综合考虑设备选型(支架类型、组件类型等)。

**4.5.4** 《深圳市关于大力推进分布式光伏发电的若干措施》深发改规〔2022〕13号文明确提出：“鼓励光伏项目‘自发自用，余量上网’，所有新增分布式光伏并网后，需接入虚拟电厂管理云平台进行统一管理。分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台技术需要符合深圳市标准《分布式光伏接入虚拟电厂管理云平台技术规范》DB 4403/T343—2023的有关规定。

**4.5.5** 光伏发电系统接入电网的电压等级与电站的装机容量、周边电网的接入条件等因素有关，需要在接入系统设计中，经技术经济比较后确定，系统各并网点电压等级宜根据装机容量按表6选取，当高、低两级电压均具备接入条件时，宜采用低电压等级接入。光伏发电系统并网点电压在90%~110%标称电压之间时，光伏发电系统应能正常运行。

表6 光伏发电系统并网电压等级

序号	容量	电压等级
1	$S \leq 8\text{kW}$	220V/单相
2	$8\text{kW} < S \leq 500\text{kW}$	380V/三相
3	$500\text{kW} < S \leq 6000\text{kW}$	10(20)kV/三相
4	$S > 6000\text{kW}$	35kV及以上/三相

**4.5.12** 交流电缆的选择需要按照电压等级、持续工作电流、短路热稳定性、允许电压降等因素进行选型。直流电缆的额定电压，需大于光伏阵列最高输出电压，室外直流电缆应抗紫外线辐射，

或设在抗紫外线辐射的导管中，直流电缆应为阻燃电缆，阻燃等级及发烟特性应根据建筑的类别、人流密度等综合考虑。对防火要求高的建筑物需采用低烟、低卤或无卤的阻燃电缆。

**4.5.20** 考虑到紧急状态时在通流回路下使用安全，直流侧光伏阵列的开断装置需要具有灭弧能力。

## **4.6 智能控制及监测设计**

**4.6.5** 光伏组件级优化装置需要实现对每块组件的电压、电流、温度等数据实时监控，实现组件状态的精确管理，确保系统通信可靠性。

## 5 设备与材料

### 5.1 一般规定

**5.1.1** 建筑光伏系统所用材料需符合国家现行标准的有关规定；无相应标准的材料需符合设计要求，有出厂合格证。有使用期限的材料必须在有效期内使用。涉及到既有规定、标准未明确要求的新产品、新材料的应用场景，宜进行专项论证。

**5.1.3** 建筑光伏一体化系统中涉及到的金属、玻璃及密封材料性能，不得由于光电材料的导入和光伏功能的增加，降低其理化、强度、耐候性要求。目前建筑光伏系统对于传统材料的应用技术相对成熟可靠，在此基础上，可适当鼓励引入高强度轻量化、耐腐蚀耐候、绝缘不导电的新型材料，如石墨烯改性复合强结构材料、聚氨酯材料、碳纤维、玻璃纤维、玄武岩纤维等新型材料。引入的新型材料各项性能经检测验证均不得低于本标准有关规定。

### 5.2 光伏组件

**5.2.1** 用于建筑光伏一体化系统的光伏组件各项性能需满足国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 的有关规定；晶体硅光伏组件的性能需符合行业标准《地面用晶体硅光伏组件》NB/T 42104.1-4—2024 的有关规定；薄膜光伏组件需符合行业标准《建筑用柔性薄膜光伏组件》JG/T 535—2017 的有关规定；光伏组件的技术、安全等各项性能指标需符合国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1—2006 和行业标准《建筑用光伏构件通用技术标准》JG/T 492—2016 的有关规定。

**5.2.2** 建筑光伏系统需要采用满足《光伏制造行业规范条件（2024 年本）》要求的光伏组件产品。光伏组件的光电转换效率及衰减率需满足《深圳市公共建筑节能设计标准》SJG 44—2025 相关要求，具体实施中可结合市场上的光伏产品，在建筑上应用光伏面积相对有限的情况下，宜优先选用光电转换效率高，衰减率低的光伏产品。

本条文所述光伏组件是指具有封装及内部联结，能单独提供直流电输出的最小不可分割的光伏电池组合装置。当光伏组件经过合片加工、激光刻划等附加工艺实现建筑围护建筑构件性能要求后，整体光电转化效率不可避免的产生折减和下降。本条针对光伏产品光电转化效率的规定针对标准不可分割的光伏材料单元提出。

**5.2.3** 建筑光伏系统所选用的光伏组件需包括下列基本性能指标：

**1** 电气参数：峰值功率、峰值工作电压、峰值工作电流、短路电流、开路电压、输出功率公差、温度系数；

**2** 安装参数：尺寸、重量、结构、接线盒、工作温度、面板材料、背板材料、颜色、电缆直径、接线端子。

同时，建筑光伏组件及配套设备的性能需符合现行国家及行业标准的要求，为便于查找对应的指标性能可依据表 7 所列相关标准。

表 7 发电部件性能指标要求一览表

序号	指标性能	执行标准	备注
1	抗风压性能	《建筑幕墙气密、水密、抗风压性能检测方法》GB 15227	工程

续表 7

序号	指标性能	执行标准	备注
2	气密性能	《建筑幕墙气密、水密、抗风压性能检测方法》GB 15227	工程
3	水密性能		
4	层间变形性能		
5	传热系数	《建筑幕墙保温性能检测方法》GB/T 29043	工程
6	空气声隔声性能	《建筑门窗空气声隔声性能分级及检测方法》GB/T 8485	工程
7	可见光透射比	《夹层玻璃》GB 15763.3	工程
8	可见光反射比		工程
9	落球冲击试验	《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551	工程
10	霰弹冲击试验		工程
11	露点	《中空玻璃》GB/T 11944	工程
12	耐热性	《夹层玻璃》GB 15763.3	产品
13	耐火性能	《防火玻璃》GB 15763.1	产品
14	光热性能	《玻璃幕墙光热性能》GB/T 18091	产品
15	可开启部分启闭力	《建筑门窗力学性能检测方法》GB/T 9158	产品
16	耐紫外辐照性能	《中空玻璃》GB/T 11944	产品
17	密封胶相容性	《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》GB 16776	工程
18	结构胶剥离粘结性		工程

**5.2.4** 太阳能发电组件标准产品一般不带边框，若根据安装需要增加边框，边框不能侵占太阳能发电组件的发电区域，且不能产生影响发电的阴影。

**5.2.5** 建筑光伏集成式发电系统不同部位的光伏构件性能应符合深圳市《公共建筑节能设计标准》SJG 44—2025、《居住建筑节能设计规范》SJG 45—2025 和《建筑节能工程施工质量验收标准》SJG 141—2023 等的有关要求，相关部位建材的性能参数不应由于集成了太阳能发电材料而产生折减。

**5.2.6** 在实际的光伏工程应用中，大尺寸的光伏薄膜光伏组件在进行薄膜电池芯片拼接设计时，拼接缝应根据产品模数调整，有利于实现标准化和模块化生产；同时，十字拼接缝不应设置于整块组件的中间部位，一方面可以使应力更均匀地分布在整個组件上，有助于提高构件的抗风、抗震等机械性能，延长薄膜光伏组件的使用寿命；另一方面十字拼接缝在中间可能会对电流的传导产生不利影响，薄膜电池芯片拼接处的电阻相对较大，十字拼接缝在中间会使电流需要经过更多的高电阻区域，增加了能量损耗。而且中间的拼接缝更容易受到灰尘、水分等环境因素的影响，从而降低组件的发电效率。

**5.2.7** 由 LOW-E 玻璃组成的中空或真空玻璃与太阳能发电材料集成的光伏幕墙，其他中空或真空玻璃与太阳能发电材料集成的光伏幕墙，其传热系数需满足深圳市标准《公共建筑节能设计规范》SJG 44—2025 和《居住建筑节能设计标准》SJG 45—2025 的指标要求；中空或真空玻璃与太阳能发电材料集成的光伏幕墙，其隔声性能需满足国家标准《民用建筑隔声设计规范》GB 50118—2010 中的要求。

### 5.3 变换器、逆变器及功率优化器

**5.3.8** 在建筑美学造型有特殊要求的情况下，光伏发电系统往往无法做到组件的安装朝向、角度高度一致，采用组件级别的微型逆变器或功率优化器是较为理想的解决方案。

**5.3.9** 目前项目实施中负极接地做法不多，如果采用负极接地做法需要用隔离变压器，为防止电势诱导衰减（Potential Induced Degradation, PID）效应，太阳能发电组件通常要求做负极功能接地。PID 的直接危害就是大量电荷聚集在电池片表面，引起电池表面钝化，电池组件的功率急剧衰减。PID 的真正原因到目前为止没有明确的定论，但各个光伏电池组件厂和研究机构的数据表明，PID 与电池、玻璃、胶膜、温度、湿度和电压有关。隔离变压器的选择需符合下列规定：

- 1 满足逆变器输出额定功率和接入电压等级的要求。
- 2 隔离变压器的容量需与逆变器输出额定功率相匹配，不宜小于逆变器输出额定功率。
- 3 隔离变压器电网侧接线组别及接地方式需与接入电网相匹配。

### 5.4 电缆及组件连接器

**5.4.2** 依据最新的国际标准 IEC 62852 光伏连接器标准，在接受 TC200(通额定电流)、DH1000(长期性测试)测试后，光伏连接器公头、母头对插后的接触电阻，增量不可大于  $5\text{m}\Omega$  或电阻终值必须小于初始值的 150%。我国行业标准要求公母插头接触电阻不大于  $0.35\text{m}\Omega$ ，因此要求接触电阻不大于  $0.5\text{m}\Omega$ 。

组件连接器金属端子与线缆连接采用无焊连接压接连接方式时，需按照国家标准《无焊连接 第 2 部分：压接连接一般要求、试验方法和使用导则》GB/T 18290.2—2015 的有关规定进行拉力、电性能相关检验。金属端子与线缆连接采用无焊连接压入式连接方式时，需按照国家标准《无焊连接 第 5 部分：无焊压入式连接 一般要求、试验方法和使用导则》GB/T 18290.5—2015 的有关规定进行拉力、电性能相关检验。

## 6 施工与调试

### 6.1 一般规定

**6.1.1** 建筑光伏系统工程的专项施工方案，需要经专项技术负责人审查通过，报项目总监理工程师批准后实施；专项施工方案包括与主体结构施工、设备安装、建筑装饰装修等交叉作业相协调的配合方案及安全技术措施等内容；必要时进行可行性论证。

建筑光伏工程的施工需要符合国家现行相关标准的规定，当工程内容包含起重吊装工程、脚手架工程、拆除工程、建筑幕墙安装工程、钢结构安装工程等危险性较大的分部分项工程，还需要符合国家关于危大工程的相关规定。

**6.1.2** 光伏系统施工前准备工作及条件需符合国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 的相关规定，施工单位应结合工程特点，制定施工安全、职业健康管理方案和应急预案，室外工程依据需要指定季节性施工措施，施工时需按照下列要求实施：

1 施工作业人员必须按照国家规定经过专门的安全作业培训并取得特种作业操作资格证书；

2 施工现场临时用电需按照国家标准《建设工程施工现场供电安全规范》GB50194 和现行行业标准《建筑与市政工程施工现场临时用电安全技术标准》JGJ46 的有关规定实施并经验收合格后，方可使用；

3 五级及以上大风、浓雾等恶劣天气必须停止露天起重吊装和高处作业。

**6.1.5** 施工过程质量检查的主要内容有：

1 按照设计文件进行建设；

2 收集设计、施工、设备安装等过程中的相关资料。设备安装前，对照图纸对建筑设备能效指标进行核查；

3 对隐蔽部位在隐蔽前进行验收，并有详细的文字记录和必要的图像资料。验收通过后方可隐蔽；

4 施工安装不得破坏建筑物的结构、屋面、地面防水层和附属设施，不得削弱建筑物在寿命期内承受荷载的能力。

### 6.2 基座施工

**6.2.1** 混凝土工程的施工需符合国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204—2015 的有关规定；钢结构工程的施工需符合国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205—2020 的有关规定。铝合金工程的施工需符合国家标准《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576—2010 的有关规定。

**6.2.3** 在施工过程中，混凝土基座尺寸、锚栓和预埋件的尺寸允许偏差过大，会导致光伏支架无法牢固与建筑结构连接，在遇到大风、地震等自然灾害时，光伏组件及支架可能会发生松动、位移甚至倒塌，对人员和周围设施造成严重的安全威胁。混凝土基座的尺寸允许偏差需符合国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 中第 9.2.5 条的规定。

**6.2.4** 当锚栓、预埋件等连接部件的位置和尺寸偏差过大时，会使支架在长期使用过程中受力不均，加速部件的老化和损坏，缩短光伏系统的使用寿命。锚栓和预埋件的尺寸允许偏差需符合国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 中第 9.2.5 条的规定。

**6.2.5** 金属屋面夹具的尺寸偏差过大，可能会使光伏系统在运行过程中产生额外的应力，影响

系统的稳定性。金属屋面夹具的尺寸允许偏差需满足国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 中第 9.2.5 条的规定。

### 6.3 支架安装

**6.3.1** 支架安装时过程应对支架进行防护措施，外露金属埋件、支架构件应进行防腐防锈处理，防止因受损失去强度。支架在基座上的安装位置不正确会引起偏心，影响结构受力。允许偏差需符合国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 第 9.2.6 条的规定。

**6.3.2** 支架现场安装可采用焊接和螺栓连接，采用焊接工艺时应确保焊接质量可靠。

### 6.8 设备和系统调试

**6.8.1** 建筑光伏系统的调试需符合国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368—2019 的相关规定；电气设备的调试需符合国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2024 的相关规定；光伏组件串调试可按行业标准《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034—2016 的方法进行；汇流箱的调试可按国家标准《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933—2017 的有关规定进行；逆变器调试需符合国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794—2012 的有关规定；配电柜的调试需符合国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2024 和《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233—2016 的有关规定；电化学储能系统的调试需符合国家标准《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—2021、《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120—2023、《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133—2023 的有关规定。

## 7 检测与验收

### 7.1 一般规定

**7.1.1** 光伏系统和组件的防火性能需要满足安装部位的建筑围护结构消防设计要求。光伏组件的燃烧防火等级及分级应符合国家标准《建筑材及制品燃烧性能分级》GB 8624—2025 和《光伏组件防火性能试验方法》GB/T 46980—2025 的有关规定。

**7.1.4** 本条是对建筑节能工程验收程序、组织和参加人员的具体规定。参加工程施工质量验收的各方人员资格包括岗位、专业和技术职称等应符合国家、行业或地方有关法律法规及规范标准的规定，其验收的程序和组织需与现行国家标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300—2021 的规定一致，即应由监理单位主持，会同参与工程建设各方共同进行验收。鉴于在工程实际中常出现施工现场未严格落实节能设计措施，或因设计深度不足导致施工结果达不到设计要求，甚至不满足强条的情况。因此，规定设计人员应参与分项验收，在项目前期发现施工问题，避免降低项目节能标准。随着施工图审查环节的取消，设计单位的责任意识需要进一步增强，应加大设计单位对施工和验收过程的参与度。建设单位作为工程质量的第一责任人，也应参与重要的分部工程验收。

参照现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655—2019 第 4.2 条有关规定，BIPV 应由总监组织施工单位项目经理进行验收。

**7.1.5** 太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收的通用步骤：

**1** 文档审查：审查安装图纸、设计规范和产品资料，确保施工过程中的所有材料和工艺都按照规定执行；

**2** 测试和试验：在隐蔽工程完成后，进行必要的电气测试和性能测试，如绝缘电阻测试、接地电阻测试等，确保系统安全可靠；

**3** 验收记录：所有隐蔽验收工作应有详细记录，包括检查日期、检查内容、参与人员和检查结果，以便日后查询和维护。

**7.1.7** 建筑光伏系统节能分项工程验收时，需核查主要设备的种类、技术规格、数量以及主要性能等资料；核查构件的质量证明文件，包括产品出厂合格证、有效期内的型式检验报告等。

### 7.2 结构相关工程验收

#### I 主控项目

**7.2.1** 《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796—2012 中关于光伏组件支架基础的验收要求：混凝土独立（条形）基础的验收应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204—2015 的有关规定；桩基础的验收应符合现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202—2018 的有关规定。

桩基工程施工前应对放好的轴线和桩位进行复核，群桩桩位的放样允许偏差应为 20mm，单排桩桩位的放样允许偏差为 10mm，预制桩（钢桩）的桩位偏差符合表 8 所示的规定，斜桩倾斜度的偏差应为倾斜角正切值的 15%。

表 8 预制桩（钢桩）的桩位允许偏差

项目名称		允许偏差 (mm)
带有基础梁的桩	垂直基础梁的中心线	$\leq 100+0.01H$
	沿基础梁的中心线	$\leq 150+0.01H$
承台桩	桩数为 1~3 根桩基中的桩	$\leq 100+0.01H$
	桩数大于或等于 4 根桩基中的桩	$\leq 1/2$ 桩径 $+0.01H$ 或 $1/2$ 边长 $+0.01H$

注： $H$  为桩基施工面至设计桩顶的距离 (mm)。

7.2.2 在现有有关光伏发电系统预埋件的验收规范中，行业标准《太阳能光伏发电系统与建筑一体化技术规程》CECS 418—2015 规定预埋件或后置螺栓（或锚栓）连接件需要在安装施工中完成现场验收，验收时应确保预埋件的位置、数量、型号等符合设计要求，并且安装牢固，不得破坏屋面的防水层；《光伏电站施工规范》GB 50794—2012 规定支架基础的轴线、标高、截面尺寸及垂直度以及预埋螺栓（预埋件）的尺寸偏差应符合要求，其中预埋件的允许偏差符合表 9 的规定。

表 9 支架基础预埋螺栓（预埋件）允许偏差

项目名称		允许偏差 (mm)
标准偏差	预埋螺栓	+20,0
	预埋件	0,-5
轴线偏差	预埋螺栓	2
	预埋件	$\pm 5$

7.2.3 屋面结构层上进行基座施工后，需要加强底面基座与屋面连接处的防水处理，做法可参考《屋面工程质量验收规范》GB 50207—2012 第 9.0.8 条规定“检查屋面有无渗漏、积水和排水系统是否通畅，应在雨后或持续淋水 2h 后进行”，以及《建筑外墙防水工程技术规程》JGJ/T 235—2011 第 7.1.3 条规定“外墙防水层完工后应进行检验验收，防水层渗漏检查应在雨后或持续淋水 30min 后进行”。

### 7.3 光伏组件验收

#### I 主控项目

7.3.1 本条为对太阳能光伏系统节能工程采用的产品进场验收与核查的规定。要求材料的品种、规格、性能等应符合设计要求和相关产品标准的规定，不能随意改变和替代。在材料进场时通过目视和尺量等方法检查，并对其质量证明文件进行核查确认，最终确定材料是否符合设计要求。

7.3.7 晶体硅光伏电池背面的温度直接影响发电效率，因此本条强调了光伏建筑构件背面的通风层应保证通风良好。

### 7.4 电气系统验收

#### I 主控项目

7.4.1 太阳能光伏系统的安装应符合《建筑物电气装置第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求太阳能光伏 (PV) 电源供电系统》GB/T 16895.32—2021 的有关规定，并应符合下列规定：

1 直流系统的检查，至少包含如下项目：

1) 直流系统的设计、说明与安装应符合《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—2014 的有关规定；

- 2) 在额定情况下所有直流元器件能够持续运行，并且在最大直流系统电压和最大直流故障电流下能够稳定工作，开路电压的修正值是根据当地的温度变化范围和组件本身性能确定，故障电流为短路电流的 1.25 倍；
  - 3) 在直流侧保护措施采用 II 类或等同绝缘强度；
  - 4) 光伏组串电缆，光伏方阵电缆和光伏直流主电缆的选择与安装应尽可能降低接地故障和短路时产生的危险；
  - 5) 配线系统的选择和安装应能抵抗外在因素的影响，比如风速、覆冰、温度和太阳辐射等；
  - 6) 对于没有装设组串过电流保护装置的系统：组件的反向额定电流值（ $I_r$ ）应大于可能产生的反向电流，同样组串电缆载流量应与并联组件的最大故障电流总和相匹配；
  - 7) 装设了过电流保护装置的系统：应检查组串过电流保护装置的匹配性，可采用光伏组件保护说明来检查制造说明书的正确性和详细性；
  - 8) 直流隔离开关的参数是否与直流侧的逆变器相匹配；
  - 9) 阻塞二极管的反向额定电压至少是光伏组串开路电压的两倍；
  - 10) 如果直流导线中有任何一端接地，应确认在直流侧和交流侧设置了分离装置，并且接地装置应合理安装，以避免电气设备腐蚀。
- 2 太阳光伏组件的检查应包括如下项目：
- 1) 光伏组件必须选用按 IEC 61215，IEC 61646 或 IEC 61730 的要求通过产品质量认证的产品；
  - 2) 材料和元件应选用符合相应的图纸和工艺要求的产品，并应经过常规检测、质量控制与产品验收等程序；
  - 3) 组件产品应是完整的，每个太阳能电池组件上的标志应符合 IEC 61215 或 IEC 61646 中第 4 章的要求，标注额定输出功率（或电流）、额定工作电压、开路电压、短路电流；有合格标志；附带制造商的贮运、安装和电路连接指示；
  - 4) 组件互连应符合方阵电气结构设计。
- 3 汇流箱检查应包括如下项目：
- 1) 产品质量应安全可靠，通过相关产品质量认证；
  - 2) 室外使用的汇流箱应采用密封结构，设计应能满足室外使用要求；
  - 3) 采用金属箱体的汇流箱应可靠接地；
  - 4) 采用绝缘高分子材料加工的，所选用材料应有良好的耐候性，并附有所用材料的说明书、材质证明书等相关技术资料；
  - 5) 汇流箱接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，应有防松动零件，对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜质零件；
  - 6) 各光伏支路进线端及子方阵出线端，以及接线端子与汇流箱接地端绝缘电阻不应小于  $1M\Omega$ （DC500V）。
- 4 在较大的光伏方阵系统中应设计直流配电柜，将多个汇流箱汇总后输出给并网逆变器柜，检查项目应包括：
- 1) 直流配电柜结构的防护等级设计应能满足使用环境的要求；
  - 2) 直流配电柜应进行可靠接地，并具有明显的接地标识，设置相应的浪涌保护器；
  - 3) 直流配电柜的接线端子设计应能保证电缆线可靠连接，应有防松动零件，对既导电又作紧固用的紧固件，应采用铜质材料。
- 5 连接电缆检查应包括如下项目：
- 1) 连接电缆应采用耐候、耐紫外辐射、阻燃等抗老化的材料；

- 2) 连接电缆的线径应满足方阵各自回路通过最大电流的要求，以减少线路的损耗；
- 3) 电缆与接线端应采用连接端头，并且有抗氧化措施，连接紧固无松动。
- 6 触电保护、接地触电保护和接地检查，至少应包括如下内容：
  - 1) B类漏电保护：漏电保护器应确认能正常动作后才允许投入使用；
  - 2) 为了减少雷电感应电压的侵袭，应尽可能减小接线环路面积；
  - 3) 光伏方阵框架应对等电位连接导体进行接地。等电位体的安装应把电气装置外露的金属及可导电部分与接地体连接起来。所有附件及支架都应采用导电率不低于截面为 $35\text{mm}^2$ 铜导线导电率的接地材料和接地体相连，接地应有防腐及降阻处理；
  - 4) 光伏并网系统中的所有汇流箱、交直流配电柜、并网功率调节器柜、电流桥架应保证可靠接地，接地应有防腐及降阻处理。
- 7 光伏系统交流部分的检验，至少包含下列项目：
  - 1) 在逆变器的交流侧应有绝缘保护；
  - 2) 所有的绝缘和开关装置功能正常；
  - 3) 逆变器保护。

**7.4.10 太阳能光伏系统标识检查应包括如下项目：**

- 1 所有的电路、开关和终端设备都必须粘贴相应的标签；
- 2 所有的直流接线盒（光伏发电和光伏方阵接线盒）必须粘贴警告标签，标签上应说明光伏方阵接线盒内含有源部件，并且当光伏逆变器和公共电网脱离后仍有可能带电；
- 3 交流主隔离开关要有明显的标识；
- 4 并网光伏系统属于双路电源供电的系统，应在两电源点的交汇处粘贴双电源警告标签；
- 5 应在设备柜门内侧粘贴系统单线图；
- 6 应在逆变器室合适的位置粘贴逆变器保护设定细节的标签；
- 7 应在合适位置粘贴紧急关机程序；
- 8 所有的标志和标签都必须以适当的形式持久粘贴在设备上。

**7.4.11 太阳能光伏系统的试运行与测试需符合电气设备的测试并测试合格，并符合国家标准《建筑物电气装置》GB/T 16895、《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置原则》DL/T 5004、《家用太阳能光伏电源系统技术条件和试验方法》GB/T 19064 的相关要求，并符合下列规定：**

电气设备的测试必须符合《低压电气装置第6部分：检验》GB 16895.23 的要求。

测量仪器和监测设备及测试方法应参照《交流 1000V 和直流 1500V 以下低压配电系统电气安全防护措施的试验、测量或监控设备》GB/T 18216 的相关要求。如果使用另外的设备代替，设备必须达到同一性能和安全等级。

在测试过程中如发现不合格，需要对之前所有项目逐项重新测试。

在适当的情况下应按照下面顺序进行逐项测试：

- 1) 交流电路的测试；
- 2) 保护装置和等势体的连接匹配性测试；
- 3) 极性测试；
- 4) 组串开路电压测试；
- 5) 组串短路电流测试；
- 6) 系统主要电气设备功能测试；
- 7) 直流回路的绝缘电阻测试。

按一定方式串联、并联使用的光伏组件 I-V 特性曲线应具有良好的一致性，以减小方阵组合损失；优化设计的光伏子系统组合损失不应大于 8%。

## 1 保护装置和等电位体的测试

保护或联接体应可靠连接。

## 2 极性测试

应检查所有直流电缆的极性并标明极性，确保电缆连接正确。

注：为了安全起见和预防设备损坏，极性测试应在进行其他测试和开关关闭或组串过流保护装置接入前进行。

应测量每个光伏组串的开路电压。在对开路电压测量之前，应关闭所有的开关和过电流保护装置（如安装）。

测量值应与预期值进行比较，将比较的结果作为检查安装是否正确的依据。对于多个相同的组串系统，应在稳定的光照条件下对组串之间的电压进行比较。在稳定的光照条件下这些组串电压值应该是相等的（电压值误差应在 5%范围内）。对于非稳定光照条件，可以采用以下方法：

- 1) 延长测试时间；
- 2) 采用多个仪表，一个仪表测量一个光伏组串；
- 3) 使用辐照表来标定读数。

注：测试电压值低于预期值可能表明一个或多个组件的极性连接错误，或者绝缘等级低，或者导管和接线盒有损坏或有积水；高于预期值并有较大出入通常是由于接线错误引起的。

## 3 光伏组串电流的测试

### 1) 一般要求

光伏组串电流测试的目的是检验光伏方阵的接线是否正确，该测试不用于衡量光伏组串或方阵的性能。

### 2) 光伏组串短路电流的测试

用适合的测试设备测量每一光伏组串的短路电流。组串短路电流的测试有相应的测试程序和潜在危险，应以下面要求的测试步骤进行。

测量值必须与预期值作比较。对于多个相同的组串系统并且在稳定的光照条件下，单个组串之间的电流应该进行比较。在稳定的光照条件下这些组串短路电流值应该是相同的（电压值误差应在 5%范围内）。

对于非稳定光照条件，可以采用以下方法：

- a. 延长测试时间；
- b. 采用多个仪表，一个仪表测量一个光伏组串；
- c. 使用辐照表标定当前读数。

### 3) 短路电流测试

- a. 确保所有光伏组串是相互独立的并且所有的开关装置和隔离器处于断开状态；
- b. 短路电流可以用钳型电流表 and 同轴安培表进行测量。

### 4) 光伏组串运转测试

测量值必须同预期值作比较。对于多种相同组串的系统，在稳定光照辐射情况下，各组串应该分别进行比较。这些组串电流值应该是相同的（在稳定光照情况下，应在 5%范围内）。对于非稳定光照条件下，可以采用以下方法：

- a. 延长测试时间；
- b. 测试采用多个仪表，一个仪表测量一个光伏组串；
- c. 使用辐照表来标定当前的读数。

## 4 系统主要电气设备功能测试按照如下步骤执行：

- 1) 开关设备和控制设备都应进行测试以确保系统正常运行；

2) 应对逆变器进行测试, 以确保系统正常运行: 测试过程应由逆变器供应商提供;

3) 电网故障测试过程如下: 交流主电路隔离开关断开一光伏系统应立即停止运行。在此之后, 交流隔离开关应重合闸使光伏系统恢复正常的工作状态。

注: 电网故障测试能在光照稳定的情况下进行修正, 在这种情况下, 在闭合交流隔离开关之前, 负载宜地匹配以接近光伏系统所提供的实际功率。

## 5 光伏方阵绝缘阻值测试

### 1) 一般要求

光伏方阵应按照如下要求进行测试:

- a. 测试时限制非授权人员进入工作区;
- b. 不得用手直接触摸电气设备以防止触电;
- c. 绝缘测试装置应具有自动放电的能力;
- d. 在测试期间应当穿好适当的个人防护服并佩戴防护设备。

注: 对于某些系统安装, 例如大型系统绝缘安装出现事故或怀疑设备具有制造缺陷或对干燥时的测试结果存有疑问时, 可以适当采取测试湿方阵的方法, 测试程序参考 ASTM StdE 2047。

### 2) 测试方法

a. 可以采用下列两种测试方法:

测试方法 1: 先测试方阵负极对地的绝缘电阻, 然后测试方阵正极对地的绝缘电阻。

测试方法 2: 测试光伏方阵正极与负极短路时对地的绝缘电阻。

b. 对于方阵边框没有接地的系统 (如有 II 类绝缘), 可以选择做如下两种测试:

测试方法 1: 在电缆与大地之间做绝缘测试。

测试方法 2: 在方阵电缆和组件边框之间做绝缘测试。

c. 对于没有接地的导电部分 (如: 屋顶光伏瓦片) 应在方阵电缆与接地体之间进行绝缘测试。

注: 凡采用本款 a 中测试方法 2, 应减少电弧放电, 在安全方式下使方阵的正极和负极短路; 指定的测试步骤要保证峰值电压不能超过组件或电缆额定值。

### 3) 测试过程

在开始测试之前: 禁止未经授权的人员进入测试区, 从逆变器到光伏方阵的电气连接必须断开。

本款 a 中测试方法 2, 若采用短路开关盒时, 在短路开关闭合之前, 方阵电缆应安全地连接到短路开关装置。采用适当的方法进行绝缘电阻测试, 测量连接到地与方阵电缆之间的绝缘电阻, 具体见表 10。

在做任何测试之前要保证测试安全。保证系统电源已经切断之后, 才能进行电缆测试或接触任何带电导体。

表 10 绝缘电阻最小值

测试方法	系统电压 (V)	测试电压 (V)	最小绝缘电阻 (MΩ)
测试方法 1	120	250	0.5
	<600	500	1
	<1000	1000	1
测试方法 2	120	250	0.5
	<600	500	1
	<1000	1000	1

6 光伏方阵标称功率测试，应符合附录 D 的要求。

7 电能质量的测试。

1) 首先将光伏电站与电网断开，测试电网的电能质量参数，测试内容如表 11 所示：

表 11 光伏电站与电网断开时的测试内容

序号	测试内容
1	A 相电压偏差（或单相电压）
2	B 相电压偏差
3	C 相电压偏差
4	A 相频率偏差（或单相频率）
5	B 相频率偏差
6	C 相频率偏差
7	A 相电压谐波含量与畸变率（或单相谐波）
8	B 相电压谐波含量与畸变率
9	C 相电压谐波含量与畸变率
10	三相电压不平衡度
11	直流分量
12	是否存在电压波动与闪变事件
13	A 相功率因数（或单相功率因数）
14	B 相功率因数
15	C 相功率因数

2) 将逆变器并网，待稳定后测试并网点的电能质量。测试内容如表 12 所示：

表 12 逆变器并网稳定后的测试内容

序号	测试内容
1	A 相电压偏差（或单相电压）
2	B 相电压偏差
3	C 相电压偏差
4	A 相频率偏差（或单相频率）
5	B 相频率偏差
6	C 相频率偏差
7	A 相电压谐波含量与畸变率（或单相谐波）
8	B 相电压谐波含量与畸变率
9	C 相电压谐波含量与畸变率
10	三相电压不平衡度
11	直流分量
12	A 相功率因数（或单相功率因数）
13	B 相功率因数
14	C 相功率因数

## 8 系统电气效率测试

1) 光伏系统电气效率应按照如下要求进行测试：

- a.测试时限制非授权人员进入工作区；
- b.不得用手直接触摸电气设备以防止触电；
- c.系统电气效率测试应在日照强度大于 500W/m<sup>2</sup> 的条件下进行；
- d.在测试期间应当穿好适当的个人防护服并佩戴防护设备。

注：当光伏组件安装为一定的倾角时，日照强度测试装置应与组件保持统一的倾斜角度。

2) 光伏系统电气效率应按照如下步骤进行测试：

- a.首先用标准的日射计测量当前的日照强度；
- b.在测量日照强度的同时，测量并网逆变器交流并网点侧的交流功率；
- c.根据光伏方阵功率、日照强度及温度功率系数，根据计算公式，可以计算当时的光伏方阵的产生功率；
- d.根据下列公式可计算出系统的电气效率。

系统输出功率与光伏组件在一定条件下产生的电功率之比。

系统效率计算公式：

$$\eta_p = P_{op} / P_{sp} \quad (1)$$

式中： $\eta_p$ ——系统电气效率；

$P_{op}$ ——系统输出功率（kW）；

$P_{sp}$ ——光伏组件产生的总功率（kW）。

### 7.4.12 太阳能光伏系统的性能在安装完成后经调试应具备下列功能：

1 测量显示应符合下列规定：

- 1) 逆变设备应有主要运行参数的测量显示和运行状态的指示。参数测量精度不应低于 1.5 级。测量显示参数应至少包括直流输入电压、输入电流、交流输出电压、输出电流、功率因数；状态指示显示逆变设备状态（运行、故障、停机等）。
- 2) 显示功能：显示内容为直流电流、直流电压、直流功率、交流电压、交流电流、交流频

率、功率因数、交流发电量、系统发电功率、系统发电量、气温、日射量等。状态显示应主要包括运行状态、异常状态、解列状态、并网运行、应急运行、告警内容代码等。

## 2 数据存储与传输

并网光伏发电系统须配置现地数据采集系统，能够采集系统的各类运行数据，并按规定的协议通过 GPRS/CDMA 无线通道、电话线路或 Internet 公众网上传。

## 3 交（直）流配电设备至少应具有如下保护功能：

- 1) 输出过载、短路保护；
- 2) 过电压保护（含雷击保护）；
- 3) 漏电保护功能。

**7.4.13** 在建筑上增设或改造太阳能光伏发电系统时，系统设计必须充分考虑建筑结构安全，并应满足建筑结构及其他相应的安全性要求，不得因此降低相邻建筑的日照标准。当涉及主体和承重结构改动或增加荷载时，必须由原结构设计单位或具备相应资质（不低于原设计单位资质）的设计单位核查有关原始资料，对既有建筑结构的安全性进行核验、确认；需要时报请有关部门批准。

## 7.5 分项工程竣工验收

**7.5.1** 建筑光伏一体化系统工程的施工质量验收应在施工单位组织人员自行检查合格的基础上进行。由施工单位申请，监理组织或建设单位组织验收，并应形成验收文件和图像资料。

**7.5.6** 光伏发电系统的预测发电量，在国内往往采用公式计算法，这种方法普遍存在着主观性强、误差大、分析不全面等缺点。采用专业模拟软件进行光伏发电系统的分析和计算，利用软件自带的气象、光伏组件、逆变器等基本数据库，能够较完整地光伏发电系统进行模拟、计算和数据分析，效果较好。

本条是根据国内的实际情况，给出一种计算公式。在确定公式中的综合效率系数  $K$  时，需要考虑光伏组件设置的位置、角度、产品性能参数以及电气系统等诸多因素的影响。在最佳条件下，可取 0.65~0.85。综合效率系数取值影响因素如下：

**1** 光伏组件类型修正系数及转换效率修正系数：光伏组件类型修正系数通常根据组件类型和厂家参数确定，转换效率修正系数与组件衰减率、工作温度系数以及输出功率偏离值等都有关，例如：

光伏组件输出的直流功率通常是标称功率。在现场运行的光伏组件往往达不到标准测试条件，输出的允许偏差为 5%，其输出功率就要考虑到 0.95 的影响系数。

光伏组件随着温度的升高，输出功率会下降。对于晶体硅组件，当光伏组件内部的温度达到 50°C~75°C 时，输出功率约降为额定功率的 89%，其输出功率就要考虑到 0.89 的影响系数。

光伏组件表面灰尘的累积，会影响辐射到电池板表面的太阳辐射强度，最终影响光伏组件的输出功率。据相关文献报道，某种光伏组件表面灰尘会对光伏组件的出力产生 7% 的影响，其输出功率就要考虑到 0.93 的影响系数；

**2** 光伏组件的位置修正系数与光伏组件安装的倾角、方位角等有关，与所在地的太阳能资源数据及纬度、经度有关；

**3** 光照利用率是指由于太阳辐射的不均匀性，光伏组件几乎不可能同时达到最大功率输出，因此光伏阵列的输出功率要低于各个组件的标称功率之和；

**4** 障碍物对光伏组件上的太阳光造成的遮挡以及光伏组件之间的遮挡都可能影响到光伏板

表面的太阳辐射强度。因此，光照利用率不可能达到 1.0；

**5** 光伏发电电气系统的效率与光伏组件、逆变器及逆变器至并网点之间的电气装置和连接线缆以及逆变器的效率等均有关系。

## 8 运行维护与能效评估

### 8.1 一般规定

**8.1.4** 技术文件体系包括建立光伏系统的设备技术档案和设计施工图纸档案、运行与维护技术手册以及运行档案记录等。管理制度体系包括：管理目标、管理组织架构、工作岗位职责、巡查管理制度、交接班制度、操作票制度、警示标识、安全管理制度以及相关应急预案。并应在正式投运前，对运行维护人员进行培训。

### 8.2 运行维护

**8.2.2** 利用建筑光伏智慧运维系统，能够通过对系统初始投资、运行的周期使用费（如月度使用费、年度使用费）与建筑使用者可接受费用进行调查和统计，按照一定的经济性评价体系实现效益评价，可保障项目能持续运营，收获实效。

**8.2.6** 单个组件在阳光照射下可能会产生 30V 以上的电压，30V 以上直流电压是非安全电压，在运行过程中可能发生包括电击等伤害的风险，运行人员应做好安全措施，检查巡视更换组件时应穿戴绝缘靴和绝缘手套。

光伏组件的运行与日常维护还应满足以下要求：

**1** 在运行过程中应正确使用数字万用表监测串联组件的开路电压，测量值应等于单个组件开路电压的总和；

**2** 在阳光照射下，断开组件连接端子时，连接端子会产生火花、燃烧、电击，无论组件是否连接都不应直接接触接线端；

**3** 在检查巡视的过程中，为阻止高压电和电流的产生，可用一块不透明材料遮盖组件，同时应避免接触组件接线端子或电线；

**4** 运行人员应认真填写运行日志及巡回检查记录，对光伏发电的运行状况作出判断，如发现问题，立即维护和检修；

**5** 对光伏幕墙组件维修、更换时所采用的机具设备（清洗机、吊篮等）应牢固，操作灵活方便，安全可靠，并应有防止撞击和损伤光伏建材和光伏构件的措施；

**6** 光伏幕墙组件拆卸时应认真观察结构及构件的刚度和稳定性，按先上后下、先重后轻、先外后内原则，不应使用电气焊进行切割作业或采用大锤类重物对构件打击，拆卸时需要保证人员安全，其他人员应保持在安全距离范围，做好防护标识；光伏幕墙组件拆开后应观察内部结构的小构件和各个节点的连接是否有脱开、松动、变形、滑落、移动和损坏。

**8.2.7** 建筑光伏系统中的逆变器中模块、电抗器、变压器的散热器风扇应根据温度自行启动和停止，散热风扇运行时不应有较大振动及异常噪声，如有异常情况应断电检查；当光伏发电系统出现严重故障时，逆变器会跳机并进入永久故障状态，以保证系统的安全。在永久故障模式下，逆变器不会自动清除故障并会一直维持在此模式，建议此时应断开交/直流空气开关，让逆变器完全断电后再合上交/直流空气开关，检查逆变器是否仍然会报此类错误。

**8.2.9** 绝缘电阻的检查应符合电力行业标准《电力设备预防性试验规程》DL/T 596—2021 相关要求。

### 8.3 能效评估

**8.3.10** 建筑自消纳比例=（太阳能光伏系统逐时发电量-光伏系统逐时并网电量）/太阳能光伏系统逐时发电量。系统光电转换效率、自用率和建筑自消纳比例的能效分级评价可按照《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801—2013（2025 局部修订）中第 5.4.3 条和 5.4.4 条相关规定实施。

**8.3.11** 建筑光伏系统的级别划分、计算和测试方法可参照现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 第 5.3 章节和 5.4 章节中的有关规定实施。