

前 言

根据《河南省住房和城乡建设厅关于印发 2023 年工程建设地方标准复审结果的通知》（豫建科[2024]31 号）的要求，编制组在总结《河南省民用建筑太阳能光伏系统应用技术规程》DBJ41/136-2014 和《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368-2019 实施情况的基础上，结合我省实际，广泛征求意见，通过反复讨论、修改和完善，修订本标准。

本标准的主要技术内容：总则；术语和符号；基本规定；规划与建筑设计；结构设计；光伏系统设计；施工；验收；运行维护；系统能效评估。

本标准修订的主要内容有：1. 调整了部分术语；2. 增加了“基本规定”；3. 补充完善了“光伏建筑一体化”、“构造要求”的内容；4. 增加了“储能和柔性直流配电”和“发电量计算”的内容；5. 增加了“运行维护”和“系统能效评估”。

本标准由河南省住房和城乡建设厅负责管理，由河南省建筑科学研究院有限公司负责具体技术内容的解释。在执行过程中如有意见或建议，请寄送河南省建筑科学研究院有限公司（郑州市金水区丰乐路 4 号，邮政编码：450053，邮箱：jzysbs@163.com）。

主编单位：河南省建筑科学研究院有限公司

参编单位：河南省建筑工程质量检验检测中心站有限公司

郑州市建筑设计研究院有限公司

河南城建学院

中原工学院

华北水利水电大学

河南省零碳建筑与人居环境重点实验室

河南佰泰工程技术有限公司

河南省新科电控设备有限公司

安阳中原高新技术产业发展集团有限公司

编制人员：潘玉勤 杜永恒 付梦菲 徐 起 刘国存
范晓伟 常建国 龙天艳 原瑞增 郑慧凡
刘 忠 刘 玥 杨彦芳 赵德伟 谭 联
王 亮 任秋昊 王旭荣 刘海燕 黄凡凡
卫 旭 郝珈漪 王京雷 张明亮 任丽丹
高景良 高新花 宋朝帅 杜国帅 赵梦蕾
宋龙龙 华 聪 员卿华 王进领 韩振龙
孟光远 苏晓燕 王贺丽 潘玉会 付于魁
审查人员：徐公印 时常青 于秋波 张中善 耿 雪
岳明生 宋立新

目 次

1	总 则	1
2	术语和符号	2
2.1	术语	2
2.2	符号	3
3	基本规定	6
4	规划与建筑设计	7
4.1	一般规定	7
4.2	规划设计	7
4.3	建筑设计	8
4.4	光伏建筑一体化	8
4.5	构造要求	9
5	结构设计	12
5.1	一般规定	12
5.2	设计验算	12
5.3	荷载和作用	14
5.4	光伏构件结构设计	17
5.5	支撑结构设计	17
5.6	连接结构设计	17
6	光伏系统设计	19
6.1	一般规定	19
6.2	系统接入	21
6.3	光伏发电一次系统	22
6.4	光伏方阵	23
6.5	主要设备选择	23
6.6	变压器及配电装置	26
6.7	自用电系统	27
6.8	无功补偿装置	27

6.9	电气二次及监控系统	27
6.10	储能和柔性直流配电	29
6.11	过电压保护、接地和安全措施	31
6.12	电缆选型和敷设	31
6.13	发电量计算	32
7	施工	34
7.1	一般规定	34
7.2	土建工程	35
7.3	电气安装	37
7.4	系统调试	41
8	验收	44
8.1	一般规定	44
8.2	分部分项工程验收	44
8.3	竣工验收	45
9	运行维护	47
9.1	一般规定	47
9.2	光伏方阵	48
9.3	电气设备	48
9.4	储能系统	49
9.5	防雷与接地	50
9.6	电缆	50
10	系统能效评估	52
10.1	一般规定	52
10.2	能效评估	52
附录 A	光伏组件/方阵检查测试项目	54
附录 B	光伏组件背板工作温度测试方法	56
	本标准用词说明	58
	引用标准名录	59
	条文说明	63

1 总 则

1.0.1 为促进建筑领域绿色低碳发展，充分利用太阳能资源，规范建筑光伏系统的应用，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于河南省新建、改建和扩建的建筑光伏系统设计、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，尚应符合国家和河南省现行有关标准的规定。

2 术语和符号

2.1 术语

2.1.1 建筑光伏系统 building mounted photovoltaic system

安装在建筑物上，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。

2.1.2 光伏组件 photovoltaic 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。

2.1.3 光伏构件 photovoltaic module component

具有建筑构件功能的光伏组件。

2.1.4 光伏方阵 photovoltaic array

由光伏组件在电气上按一定方式连接在一起，并按一定规律进行排布、安装后构成的直流发电单元。

2.1.5 并网逆变器 grid connected inverter

将来自光伏方阵或光伏组件的直流电转换为符合电网要求的交流电并馈入电网的设备。

2.1.6 汇流箱 combiner-box

在建筑光伏系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

2.1.7 建筑集成光伏系统 building integrated photovoltaic (BIPV)

光伏发电设备作为建筑材料或构件，在建筑上应用的形式，简称“光伏建筑一体化”。

2.1.8 建筑附加光伏系统 building attached photovoltaic (BAPV)

光伏发电设备不作为建筑材料或构件，在建筑上安装的形式。

2.1.9 独立建筑光伏系统 stand-alone photovoltaic system on building

不与公共电网连接的光伏系统。

2.1.10 光储直柔系统 the system of photovoltaic, energy storage, direct current and flexibility

配置建筑光伏和建筑储能设施，采用直流配电系统，通过控制系统实现用电设备功率主动响应的新型建筑供配电系统。

2.1.11 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。

2.1.12 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。

2.2 符号

2.2.1 结构系数

S ——荷载按基本组合的效应设计值；

γ_0 ——结构构件重要性系数；

R ——构件抗力设计值；

S_E ——地震作用和其他荷载按基本组合的效应设计值；

γ_{RE} ——结构构件承载力抗震调整系数；

S_{G1k} ——起有利作用的永久荷载效应的标准值；

S_{G2k} ——起不利作用的永久荷载效应的标准值；
 S_{Qik} ——第 i 个可变荷载标准值 Q_{ik} 计算的荷载效应值；
 γ_{Li} ——第 i 个可变荷载考虑设计使用年限的调整系数；
 φ_{ci} ——第 i 个可变荷载 Q_i 的组合值系数；
 n ——参与组合的可变荷载数；
 w_k ——风荷载标准值 (kN/m^2)；
 β_{gz} ——阵风系数；
 μ_z ——风压高度变化系数；
 μ_s ——风荷载体型系数；
 w_0 ——基本风压 (kN/m^2)；
 μ_{so} ——风荷载局部体型系数；
 β ——调整系数。

2.2.2 容量、功率

n ——计算时段数，对于一个完整计算年，若按 1 小时间隔计算，则为 8760；
 $H_{i,A}$ ——计算时段水平面太阳总辐照量 (kWh/m^2)；
 $\eta_{i,zq}$ ——计算时段光伏方阵太阳辐照量倾角、方位角修正系数；
 $\eta_{i,yy}$ ——计算时段光伏方阵太阳辐照量阴影遮挡损失修正系数；
 $\eta_{i,rs}$ ——计算时段光伏组件表面太阳入射角损失修正系数；
 $\eta_{i,wd}$ ——计算时段光伏组件工作温度修正系数；
 $\eta_{i,ns}$ ——计算时段逆变器输入功率限制引起的发电量损失修正系数；
 $\eta_{i,nb}$ ——计算时段太阳辐照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率；
 E_p ——上网发电量 (kWh)；

E_s ——标准条件下的辐照度，取 1kWh/m^2 ；

P_{AZ} ——组件安装容量（ kWp ）；

K ——其他效率系数；

PR ——建筑光伏系统效率（%）；

G_A ——光伏方阵面太阳总辐照量（ kWh/m^2 ）；

C_{PR} ——光伏发电综合效率（%）；

H_A ——水平面太阳总辐照量（ kWh/m^2 ）。

3 基本规定

3.0.1 建筑光伏系统的规模和形式应结合太阳能资源、建筑条件、安装和运输条件、负荷特点等因素确定，并应满足安全可靠、经济适用、环保美观，便于安装和维护的要求。

3.0.2 建筑光伏系统建设应与所在地区总体规划和电力规划相协调。

3.0.3 建筑光伏系统设计应对当地太阳能资源进行分析，并应分析周围环境对太阳辐射和系统运行的影响。

3.0.4 建筑光伏系统可采用建筑集成光伏系统和建筑附加光伏系统。

3.0.5 建筑光伏系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。

3.0.6 既有建筑上安装建筑光伏系统时，不得影响建筑使用功能，且应对既有建筑的结构安全性和耐久性、电气安全性进行复核。

3.0.7 新建建筑上建设光伏系统应与主体建筑同步设计、同步施工、同步验收，与建筑工程同时投入使用。

3.0.8 建筑光伏系统建设与运行维护的设备和材料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。

3.0.9 建筑光伏系统建设与运行维护的环境保护、劳务安全与职业健康和消防要求应符合现行国家标准《光伏电站设计标准》GB 50797和《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的有关规定。

4 规划与建筑设计

4.1 一般规定

4.1.1 建筑光伏系统的外观应与建筑风格相协调。

4.1.2 在既有建筑上安装光伏系统，不应影响建筑的采光、通风，不应引起建筑能耗的增加。

4.1.3 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发电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。

4.1.4 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。

4.1.5 光伏组件尺寸和形状的选择宜与建筑模数尺寸相协调。

4.1.6 光伏构件的燃烧性能和耐火极限不应低于所在建筑物部位要求的材料的燃烧性能和耐火极限。

4.1.7 建筑光伏系统应采取防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

4.2 规划设计

4.2.1 建筑规划设计应充分考虑建设地点的地理位置、气候特征及太阳能资源等因素。

4.2.2 安装光伏系统的建筑，不应降低建筑物本身的日照标准和相邻建筑的日照标准。

4.2.3 光伏组件在建筑群体中的安装位置应合理规划，避免建筑自身及构件、周围设施和绿化种植对光伏组件造成日照遮挡。

4.3 建筑设计

4.3.1 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《民用建筑设计统一标准》GB 50352 的有关规定。

4.3.2 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。

4.3.3 建筑设计应为建筑光伏系统的安装提供条件，并应在安装光伏组件的部位采取安全防护措施。

4.3.4 光伏组件的色彩、边框的颜色应与建筑整体色调相匹配，满足建筑物的美观要求。对色彩有特殊要求的光伏组件，应根据设计要求确定。

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

4.3.6 建筑光伏方阵不应跨越建筑变形缝。

4.3.7 光伏组件的布置应避开排油烟烟口、屋面排风、排烟道、通气管、空调系统等。

4.4 光伏建筑一体化

4.4.1 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。

4.4.2 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。

4.4.3 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，其接线盒不应影响室内采光。

4.4.4 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。

4.5 构造要求

4.5.1 光伏组件直接作为屋顶围护结构使用时，其材料和构造应符合屋面防水的要求。

4.5.2 光伏组件的安装不应影响所在部位的雨水排放。

4.5.3 多雪地区的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。

4.5.4 光伏组件宜采用易于维修、更换的安装方式。

4.5.5 光伏组件安装方式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，保证系统安全稳定运行。当光伏组件平行于安装部位时，其与安装部位的间距应符合安装和通风散热的要求。

4.5.6 屋面防水层上安装光伏组件时，应采取相应的防水措施。光伏组件的管线穿过屋面处应预埋防水套管，并应做防水密封处

理。建筑屋面安装建筑光伏系统不应影响屋面防水的周期性更新和维护。

4.5.7 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 光伏组件应选择不影响屋面排水功能的基座形式和安装方式。

4.5.8 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发电量最多的安装角度相同；
- 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；
- 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。

4.5.9 阳台或平台栏板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；
- 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 应采取保护人身安全的防护措施。

4.5.10 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 当光伏组件安装在窗面上时,应符合窗面采光等使用功能要求。

4.5.11 金属屋面上安装光伏组件应符合下列要求:

1 光伏组件直接安装在金属屋面上时,应与屋面主体结构牢固连接,并满足金属屋面荷载及保温、防水、排水等性能的要求;

2 宜采用与光伏组件模数协调的光伏专用压型金属板,预留光伏组件下方通风对流散热通道,便于安装和排水,并与屋面主体结构牢固连接;光伏专用压型金属板宜采用直立锁边等构造方式;

3 采用光伏专用压型金属板屋面时,宜采用专用卡接件或专用胶固定光伏组件;

4 坡度较小的金属屋面安装晶硅光伏组件时,宜采用无积污隐患的光伏组件;

5 在原屋面满足增设光伏组件及配件荷载的前提下,可直接安装在原屋面上,并不应破坏原屋面的保温、防水和排水等性能。

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

4.5.13 光伏组件不宜设置为可开启窗扇。

4.5.14 采用螺栓连接的光伏组件,应采取防松、防滑措施;采用挂接或插接的光伏组件,应采取防脱、防滑措施。

5 结构设计

5.1 一般规定

5.1.1 建筑光伏系统的结构设计应包括下列内容：

- 1 结构方案设计，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 支架位移和变形；
- 7 符合特殊要求结构的专门性能设计。

5.1.2 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使用年限不应小于 25 年；
- 2 建筑集成光伏系统的支撑结构，其结构设计使用年限不应小于其替代的建筑构件的设计使用年限。

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

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

5.1.5 作为建筑构件的光伏发电组件的结构设计应包括光伏发电组件强度及刚度校核、支撑构件的强度及刚度校核、光伏发电组件与支撑构件的连接计算、支撑构件与主体结构的连接计算。

5.2 设计验算

5.2.1 建筑附加光伏系统结构构件承载力验算应符合下列规定：

1 无地震作用效应组合时，承载力应符合下式要求：

$$\gamma_0 S \leq R \quad (5.2.1-1)$$

式中：\$S\$——荷载按基本组合的效应设计值；

\$\gamma_0\$——结构构件重要性系数，应按各有关建筑结构设计规范的规定采用；

\$R\$——构件抗力设计值。

2 有地震作用效应组合时，承载力应符合下式要求：

$$S_E \leq R/\gamma_{RE} \quad (5.2.1-2)$$

式中：\$S_E\$——地震作用和其他荷载按基本组合的效应设计值；

\$\gamma_{RE}\$——结构构件承载力抗震调整系数，取 1.0。

5.2.2 当建筑光伏系统结构作为一个刚体，需验算整体稳定性时，应按下列公式中最不利组合进行验算：

$$\gamma_0(1.3S_{G2k} + 1.5\gamma_{L1}S_{Q1k} + \sum_{i=2}^n \gamma_{Li}S_{Qik}) \leq 0.8S_{G1k} \quad (5.2.2-1)$$

$$\gamma_0(1.35S_{G2k} + 1.4 \sum_{i=1}^n \varphi_{ci}\gamma_{Li}S_{Qik}) \leq 0.8S_{G1k} \quad (5.2.2-2)$$

式中：\$S_{G1k}\$——起有利作用的永久荷载效应的标准值；

\$S_{G2k}\$——起不利作用的永久荷载效应的标准值；

\$S_{Qik}\$——第 \$i\$ 个可变荷载标准值 \$Q_{ik}\$ 计算的荷载效应值，其中 \$S_{Q1k}\$ 为诸可变荷载效应中起控制作用者；

\$\gamma_{Li}\$——第 \$i\$ 个可变荷载考虑设计使用年限的调整系数，应按照现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定采用，其中 \$\gamma_{L1}\$ 为主导可变荷载 \$Q_1\$ 考虑设计使用年限的调整系数；

\$\varphi_{ci}\$——第 \$i\$ 个可变荷载 \$Q_i\$ 的组合值系数；

\$n\$——参与组合的可变荷载数。

5.2.3 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。

5.2.4 钢材的强度设计值及其他物理力学性能应按现行国家标准《钢结构设计标准》GB 50017 和《冷弯型钢结构技术标准》GB/T 50018 的规定采用。

5.2.5 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 的规定采用。

5.3 荷载和作用

5.3.1 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现行国家标准《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。

5.3.2 抗震设计状况下建筑光伏系统的抗震设计计算，应计入地震作用的效应。作用效应组合应符合现行国家标准《建筑抗震设计标准》GB/T 50011 的有关规定。

5.3.3 建筑附加光伏系统的风荷载应按下式计算：

$$w_k = \beta_{gz} \mu_s \mu_z \omega_0 \quad (5.3.3)$$

式中： w_k ——风荷载标准值（ kN/m^2 ）；

β_{gz} ——阵风系数；

μ_s ——风荷载体型系数，应按本标准第 5.3.4 条的规定采用；

μ_z ——风压高度变化系数；

ω_0 ——基本风压（ kN/m^2 ）。

5.3.4 风荷载体型系数应按下式计算：

$$\mu_s = \mu_{s0} \times \beta \quad (5.3.4)$$

β ——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,调整系数应分区域取值(图 5.3.4-1 和图 5.3.4-2)。

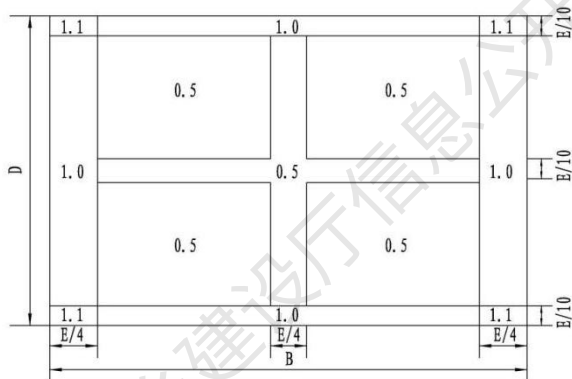


图 5.3.4-1 无女儿墙平屋面

注: E 应取 $2H$ 和 B 中较小值, H 为屋顶高度。

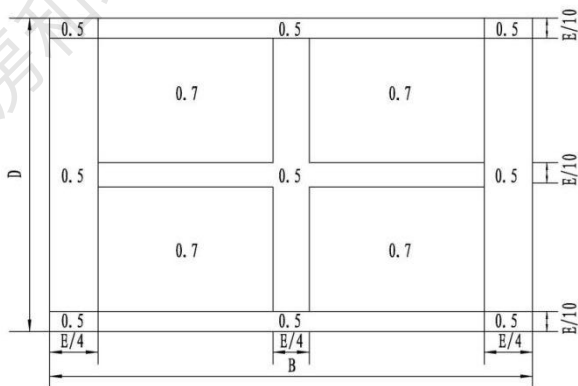


图 5.3.4-2 帶 1.5m 高女儿墙平屋面

B —建筑迎风宽度； D —结构平面进深（顺风向尺寸）或直径； E —常数
注： E 应取 $2H$ 和 B 中较小值， H 为屋顶高度。

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 5.3.4-3）。

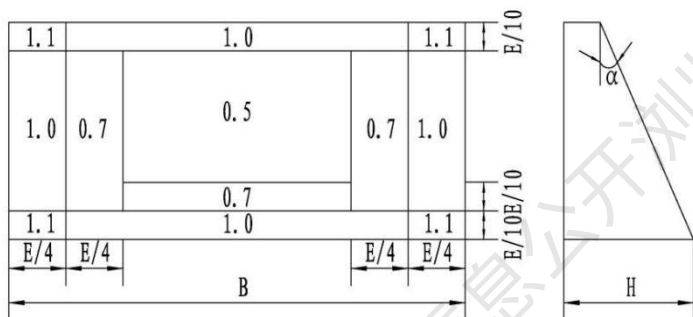


图 5.3.4-3 单坡屋面

H —屋顶高度； B —建筑迎风宽度； α —屋顶坡度； E —常数
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 5.3.4-4）。

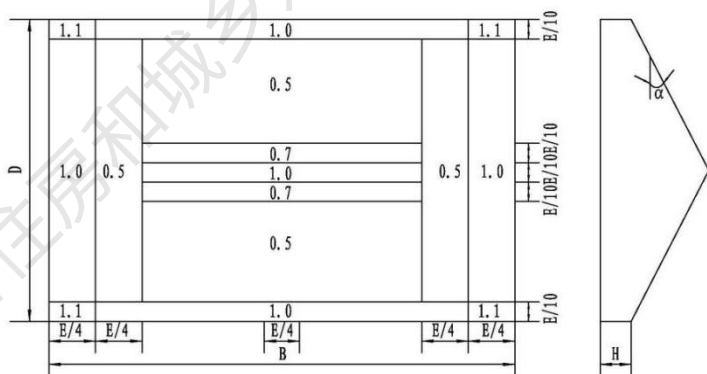


图 5.3.4-4 双坡屋面

H —屋顶高度； B —建筑迎风宽度； α —屋顶坡度； E —常数；
 D —结构平面进深（顺风向尺寸）或直径
注： E 应取 $2H$ 和 B 中较小值。

5.3.5 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。

5.4 光伏构件结构设计

5.4.1 光伏构件所选用的玻璃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。

5.4.2 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 进行计算。

5.4.3 光伏构件的挠度应符合建筑构件及光伏组件功能的规定。

5.4.4 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。

5.5 支撑结构设计

5.5.1 标准荷载作用下产生的挠度应符合表 5.5.1 的规定。

表 5.5.1 标准荷载作用下产生的挠度

铝合金结构	1/180
钢结构	1/200

5.5.2 在标准风荷载作用下，面板支架的顶点水平位移不宜大于其高度的 1/150。

5.5.3 配重式支架结构附加屋面光伏系统的支撑系统应计算其整体抗滑移、抗倾覆能力。

5.6 连接结构设计

5.6.1 支撑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。

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

5.6.3 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 计算。

5.6.4 当光伏方阵的支撑系统与主体混凝土结构采用后置锚栓连接时，应符合下列规定：

1 锚栓连接应进行承载力现场检验；

2 锚栓在可变荷载作用下的承载力设计值应取其承载力标准值除以系数 2.15，在永久荷载作用下的承载力设计值应取其承载力标准值除以系数 2.5；

3 每个连接点锚栓不应少于 2 个，锚栓直径不应小于 10mm；

4 碳素钢锚栓应进行防腐蚀处理；

5 在地震设防区应使用抗震型锚栓。

6 光伏系统设计

6.1 一般规定

6.1.1 建筑光伏系统设计前应取得建设项目所在地的下列环境资料：

- 1 太阳能资源数据；
- 2 建设项目所在地抗震设防要求；
- 3 工程建设地基本风压和基本雪压；
- 4 工程建设地盐雾及酸雨腐蚀性；
- 5 近 10 年年均沙尘暴次数、建筑物雷击次数以及空气污染、

能见度情况；

- 6 周围建筑用户对噪声和光污染的控制要求。

6.1.2 建筑光伏系统设计前宜取得下列建筑资料：

- 1 建筑规模及主要功能；
- 2 工业建筑、民用建筑等建筑类别；
- 3 建筑层数和高度，建筑高度控制要求；
- 4 建筑控制线要求；
- 5 建筑造型及外观设计要求；
- 6 建筑设计使用年限；
- 7 建筑气候分区对建筑围护结构的热工性能要求；
- 8 建筑屋面防水等级及基本构造；
- 9 建筑围护结构的各项建筑物理性能指标的要求、平面内变

形性能和抗震要求；

10 建筑耐火等级及不同耐火等级建筑物相应构件的燃烧性能和耐火极限；

11 建筑结构体系及荷载参数。

6.1.3 建筑光伏系统接入电网设计前宜取得下列资料：

1 建筑光伏系统装机容量、发电量、年利用小时数、投运时间及运行周期；

2 接入电网电压等级、主变容量、主变预留容量、出线间隔预留及扩建条件；

3 线缆敷设方式、型号、长度及路径；

4 接入点其他电源的类型和接入容量；

5 工业用电、商业用电、居民用电等用电负荷类型；

6 建筑用电负荷及区域用电负荷；

7 用电负荷区域内电能质量要求；

8 远程调度要求；

9 上网电量和用网电量计量点及计量方式；

10 消纳方式。

6.1.4 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、并网条件、发电效率、运行维护等因素进行设计。

6.1.5 用户侧并网的建筑光伏系统宜采用分散逆变、就地并网的接入方式，并入公共电网的建筑光伏系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

6.1.6 并网建筑光伏系统应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置，独立建筑光伏系统应配置计量装置。

6.1.7 建筑光伏系统应对系统光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳能总辐照量进行监测，对系统的发电量进行计量。

6.1.8 建筑光伏系统中逆变器、汇流箱、变压器、配电柜、无功补偿装置等应满足环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、

污秽等级等使用环境条件要求。

6.1.9 建筑光伏系统应优先就近消纳、就地平衡，不宜远距离、跨区域送电。

6.2 系统接入

6.2.1 建筑光伏系统的并网接入应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 和《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 的有关规定。

6.2.2 建筑光伏系统的并网电压等级宜根据装机容量按表 6.2.2 选取，最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比选论证确定。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。

表 6.2.2 光伏系统并网电压等级

单个并网点容量	并网电压等级
$S \leq 8\text{kW}$	380 (220) V
$8\text{kW} < S \leq 400\text{kW}$	380V
$400\text{kW} < S \leq 6\text{MW}$	10 (6) kV
$6\text{MW} < S$	35kV 及以上

6.2.3 建筑光伏系统无功补偿容量应计算逆变器调节能力、汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素，必要时应增加无功补偿装置。建筑光伏系统的无功功率和电压调节能力应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 和《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。

6.2.4 建筑光伏系统向公共连接点注入的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。建筑光伏系统的电能质量中，谐波、电压偏差、

三相电压不平衡、电压波动和闪变等应符合国家现行标准的有关规定。

6.2.5 建筑光伏系统公共连接点处电能质量在线监测装置应符合现行国家标准《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862 的有关规定。

6.2.6 建筑光伏系统应在并网点设置易于操作、可闭锁、具有明显断开点的并网断开装置。

6.2.7 电能计量装置及电能计量远方终端应符合下列规定：

1 建筑光伏系统电能计量点应设在光伏系统与电网的产权分界处，用户侧并网的建筑光伏系统还应在并网点光伏电源侧装设电能计量装置；

2 上网电能计量装置应具备双向有功和四象限无功计量功能；通过 10（6）kV 及以上电压等级接入电网的光伏系统的上网电量关口点应配置相同的两块表计，两块表计应按主/副方式运行；

3 关口计量点的电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级、无功 2.0 级；电压互感器准确度等级应为 0.2 级，电流互感器准确度等级不应低于 0.5S 级。

6.2.8 通过 10（6）kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统，光伏系统至调度端应具备一路调度通信通道。

6.3 光伏发电一次系统

6.3.1 建筑光伏系统的电气主接线应符合现行国家标准《光伏发电站设计标准》GB 50797。

6.3.2 光伏方阵易受遮光影响、组件布置倾角和朝向不同时，建筑光伏系统宜选择具有多路最大功率点跟踪功能的逆变设备。同

一个最大功率点跟踪支路接入的光伏组件串电压、组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响等宜一致。

6.3.3 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。

6.3.4 独立建筑光伏系统中光伏组件的安装容量应根据负载特性、当地太阳能资源条件，结合储能装置效率、建筑光伏系统效率等因素确定。

6.3.5 连接在建筑光伏系统直流侧的设备，其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。

6.3.6 直流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、变压器应采取散热通风措施。

6.3.7 并网型电化学储能设施接入电网应符合现行国家标准《电化学储能电站接入电网技术规定》GB/T 36547 的规定。

6.4 光伏方阵

6.4.1 根据太阳能资源、气象条件、使用环境、安装容量、安装场地面积和特点、负荷特性和运行管理方式等因素确定光伏方阵。

6.4.2 光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的串联数应符合现行国家标准《光伏发电站设计标准》GB 50797 的规定。

6.4.3 光伏方阵采用固定式或倾角可调式布置时，方阵倾角应结合当地的太阳能资源、风速、雨水、积雪等条件进行选择。

6.5 主要设备选择

6.5.1 建筑光伏发电系统的主要电气设备选择应符合下列要求：

1 电气设备的带电导体、元件都应有外壳隔离保护，并需要依靠钥匙或工具才能打开门、盖板或解除联锁；

2 电气设备的构造和元件布置应便于操作和检修；

3 电气设备应满足所安装地点的温度、散热、日晒、灰尘、污秽、湿度等环境条件；湿热和工业污秽严重地区使用的所有电气设备，应考虑潮湿、污秽及盐雾的影响；

4 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。

6.5.2 光伏组件应根据组件类型、峰值功率、转换效率、温度系数、尺寸和重量、功率辐照度特性、机械性能、电气性能和使用寿命等技术条件进行选择。

6.5.3 光伏组件的类型选择应符合下列要求：

1 依据太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素，经技术经济比较后确定；

2 宜选用与建筑、结构相协调的光伏组件或光伏构件，光伏构件应符合相应建筑部品或构件的技术要求；

3 光伏组件的设计使用寿命应不低于 25 年，多晶硅、单晶硅、薄膜电池组件自系统运行之日起，一年内的衰减率应分别低于 2.5%、3%、5%，之后每年衰减应低于 0.7%；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；

4 用于建筑光伏发电系统的光伏组件的反射比应低于 0.15；

5 对于受阴影遮挡影响较大的建筑部位安装的光伏组件，宜选用弱光性能好的组件；

6 当光伏组件安装倾角小于 10° 时，宜选用具有防积灰、自清洁等功能的组件；

7 当建筑承载受限时，宜采用轻质光伏组件。

6.5.4 逆变器应按形式、容量、相数、频率、功率因数、过载能力、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪，保护和监测功能、通信接口、温升、冷却方式、防护等级等技术条件进行选择。

6.5.5 并网逆变器应根据设备额定功率、直流输入路数、交流额定电压等进行选型，并应与其接入的光伏方阵容量相匹配。

6.5.6 独立建筑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。

6.5.7 光伏组串汇流箱应依据型式、电压、防护等级、输入回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择，并符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的规定。

6.5.8 建筑光伏发电系统的并网箱或并网柜应符合下列要求：

- 1 并网箱或并网柜内应设置有通断、隔离、保护的断路器；
- 2 断路器应具备短路速断功能，可选用框架、塑壳，微断等形式；
- 3 并网箱或并网柜应具备过压、欠压保护功能，同时宜具备过压、欠压自恢复功能；
- 4 低压并网箱或并网柜宜具备剩余电流动作保护功能。

6.5.9 建筑光伏发电系统直流侧电弧保护的设置应符合现行国家标准《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750 的规定，光伏发电系统直流电弧保护装置宜由电弧检测器和电弧断路器组成，并应符合下列要求：

- 1 保护装置在检测到故障电弧并动作后，应能切断发生电弧故障的光伏组串，并发出可视的告警信号，当不能判断发生电弧故障的组串时应关停故障电弧所在的整个阵列；

2 保护装置的过流分断能力不应小于电弧断路器安装处短路电流的 1.25 倍；

3 保护装置应在检测到发生电弧 2.5s 内且电弧能量小于 750J 时动作；

4 保护装置复位可采用就地手动复位、远程手动复位或自动复位三种方式；

5 设置有绝缘监测装置时，可不设独立的对地并联电弧保护装置。

6.6 变压器及配电装置

6.6.1 建筑光伏系统升压变压器的选择应符合现行国家标准《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052 的有关规定。

6.6.2 建筑光伏系统升压变压器的选择应符合下列规定：

1 宜选用自冷式低损耗电力变压器；

2 当无励磁调压电力变压器不满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器；

3 升压变压器容量可按建筑光伏系统的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量。

6.6.3 0.4kV~35kV 电压等级的配电装置宜采用柜式结构，配电柜宜布置于户内或户外预制箱房（舱）内。

6.6.4 装有配电装置的房间可设固定窗采光，并应采取防止雨、雪、小动物、风沙及污秽尘埃进入的措施。

6.6.5 高低压配电设备选择及布置应符合现行国家标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060 和《低压配电设计规范》GB 50054 的有关规定。

6.6.6 预装式变电站的选择及布置应符合现行国家标准《高压/低压预装式变电站》GB/T 17467 的有关规定。

6.7 自用电系统

6.7.1 建筑光伏系统自用电系统的电压宜采用 380（220）V，自用电系统应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式。

6.7.2 自用电工作电源引接方式宜符合下列规定：

1 当建筑光伏系统设有接入母线时，宜从接入母线上引接供给自用负荷；

2 可由建筑配电系统引接电源供给建筑光伏系统自用负荷；

3 逆变器及升压变压器的用电可由各发电单元逆变器交流出线侧引接。

6.7.3 并网建筑光伏系统应采用与建筑配电系统相同的供电电源方式。操作电源采用直流供电时，蓄电池组电压可采用 220V 或 110V。

6.8 无功补偿装置

6.8.1 建筑光伏系统无功补偿装置应按电力系统并网接入要求配置。

6.8.2 无功补偿装置的性能应符合现行国家标准《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321 的规定。

6.8.3 无功补偿装置应根据环境条件、设备技术参数及运行维护和检修条件选定。

6.9 电气二次及监控系统

6.9.1 建筑光伏系统继电保护应符合下列规定：

1 通过 10（6）kV 及以上电压等级接入电网的建筑光伏系统配置的继电保护装置应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关规定。通过 380V 电压等级接入电网的建筑光伏系统宜采用熔断器或断路器，可不配置专用的继电保护装置；

2 建筑光伏系统接入配电网时，应对建筑光伏系统送出线路及相邻线路现有保护进行校验，当不符合规定时应重新配置；

3 当建筑光伏系统接入配电网后使单侧电源线路变为双电源线路时，应按双侧电源线路设置保护配置；

4 建筑光伏系统交流母线可不设专用母线保护，发生故障时可由母线有源连接元件的保护切除故障。

6.9.2 建筑光伏系统并网自动化系统应符合下列规定：

1 并网建筑光伏系统应具备防孤岛保护功能；

2 建筑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。逆功率保护应具有当检测到逆向电流超过额定输出的 5% 时，建筑光伏系统应在 2s 内自动降低出力或停止向电网线路送电；

3 通过 10（6）kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统，应根据调度自动化系统的要求及接线方式，提出远动信息采集要求。远动信息应包括并网状态，建筑光伏系统有功、无功、电流等运行信息，逆变器状态信息，无功补偿装置信息，并网点的频率电压信息，继电保护及自动装置动作信息；

4 通过 10（6）kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统应符合电力系统二次安全防护总体要求。

6.9.3 监控系统应符合下列规定：

1 通过 10（6）kV 及以上电压等级并网的建筑光伏系统的监控系统应包括数据采集、数据处理、控制操作、防误闭锁、报警、事件处理、人机交互、对时、通信等基本功能，功能、性能应符合现行国家标准《光伏电站监控系统技术要求》GB/T 31366 的有关规定；

2 监控系统可采用本地监控或远程监控方式，无人值守的建筑光伏系统应安装远程实时监控系统；

3 通过 10（6）kV 及以上电压等级接入电网的建筑光伏系统的监控系统，应具备接收并执行电网调度部门远方发送的有功和无功功率出力控制指令能力。

6.10 储能和柔性直流配电

6.10.1 建筑光伏系统配置的储能宜采用电化学储能系统，电化学储能系统设计应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的有关规定。

6.10.2 储能系统配置应符合下列规定：

1 储能系统的容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求；

2 储能系统的容量应根据建筑光伏系统需存储电量、负荷大小以及需要连续供电时间等确定，在符合存储多余电量的前提下，应减小储能容量的配置。

6.10.3 储能系统的容量宜根据建筑整体用电柔度，并结合用电负荷、建筑光伏发电出力、电池充放电效率以及建筑电力交互需求等因素，按典型日平衡原则进行确定。

6.10.4 直流配电的电压等级不宜多于三级，并宜采用 DC750V（ $\pm 375V$ ）、DC220V（ $\pm 110V$ ）和 DC48V 等通用电压等级。

6.10.5 光伏和储能宜通过独立的回路接入直流母线，并宜与直流用电设备接入同一直流母线。

6.10.6 光伏与直流母线连接的变换器应符合下列规定：

1 变换器选型应以直流母线侧的额定功率、额定电压和额定电流为依据；

2 变换器应具备最大功率点跟踪和稳压功能；

3 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；

4 变换器应具备速断和反时限保护以及电压异常保护功能；

5 变换器宜采用非隔离升压型直直变换器。

6.10.7 直流回路均应设置过负荷保护及短路保护，并应具备电流上升率保护、低电压保护、过电压保护、过热保护、漏电流保护和逆功率保护等功能。

6.10.8 直流母线宜配置绝缘监测装置。

6.10.9 保护装置应具有精准切除故障的功能。

6.10.10 光伏和储能设备的通信协议应与调度控制系统相匹配。

6.10.11 光储直柔系统应尽量接入具有柔性调节能力的负载，最大化系统的柔性调节能力；柔性控制应通过三级用电负荷和建筑储能进行调节，二级及以上用电负荷不应参与调节。

6.10.12 光储直柔的控制系统应具备下列功能：

1 优先利用建筑光伏发电；

2 根据用户需求和设备用电柔度实现用电分级调度；

3 通过控制直流母线电压，调整直流设备用电功率，实现功率主动响应功能；

4 通过调节储能系统和用电设备实现电力交互。

6.11 过电压保护、接地和安全措施

6.11.1 建筑光伏系统防雷接地应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057，建筑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，安装建筑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 。

6.11.2 建筑光伏系统交流侧电气装置过电压保护和接地应符合现行国家标准《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。

6.11.3 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两点连接。

6.11.4 光伏组件直接作为建筑的外围护结构时，应配置快速关断装置。快速关断装置应符合下列要求：

1 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，建筑光伏系统不得自动重新启动；

2 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。

6.12 电缆选型和敷设

6.12.1 电缆选型及敷设应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 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。

6.12.2 建筑光伏系统用电缆材质宜采用铜导体；应用于组件到组串汇流箱的直流电缆芯线应镀锡。

6.12.3 建筑光伏发电系统用直流电缆应符合现行行业标准《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073 的规定。

6.12.4 建筑光伏发电系统用交流电缆应符合相关产品标准的规定。

6.12.5 电缆敷设可采用直埋、保护管、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式，动力电缆和控制电缆宜分开排列，电缆沟不得作为排水通路。电缆保护管宜隐蔽敷设并采取保护措施。

6.12.6 集中敷设于沟道、槽盒中的线缆应选用阻燃电缆。

6.12.7 在有腐蚀或特别潮湿的场所采用电缆桥架布线时，应根据腐蚀介质的不同采取相应的防护措施；电缆桥架、线槽等支撑结构应采用耐腐蚀的刚性材料或采取防腐蚀处理。

6.12.8 光伏方阵内电缆桥架的铺设不应应对光伏组件造成遮挡。

6.13 发电量计算

6.13.1 光伏发电量预测应根据光伏方阵所在地的太阳能资源情况，并考虑建筑光伏系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定。

6.13.2 发电量的计算可按下式计算：

$$E_p = \sum_{i=1}^n H_{i,A} \times \eta_{i,zq} \times \eta_{i,yy} \times \eta_{i,rs} \times \eta_{i,wd} \times \eta_{i,ns} \times \eta_{i,nb} \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (6.13.2)$$

式中： n ——计算时段数，对于一个完整计算年，若按 1 小时间隔计算，则为 8760；

$H_{i,A}$ ——计算时段水平面太阳总辐照量（ kWh/m^2 ）；

$\eta_{i,zq}$ ——计算时段光伏方阵太阳辐照量倾角、方位角修正系

数；

$\eta_{i,yy}$ ——计算时段光伏方阵太阳辐照量阴影遮挡损失修正系；

$\eta_{i,rs}$ ——计算时段光伏组件表面太阳入射角损失修正系数；

$\eta_{i,wd}$ ——计算时段光伏组件工作温度修正系数；

$\eta_{i,ns}$ ——计算时段逆变器输入功率限制引起的发电量损失修正系数，如果该时段逆变器没有功率限制，取 1；

$\eta_{i,nb}$ ——计算时段太阳辐照条件下的逆变器输入功率对应的转化效率；

E_p ——发电量（kWh）；

E_s ——标准条件下的辐照度，取 1kWh/m^2 ；

P_{AZ} ——组件安装容量（kWp）；

K ——其他效率系数。其他效率系数 K 包括：光伏组件类型修正系数、建筑光伏系统可用率、光伏组件输出功率偏离峰值、组串适配损失、光伏组件衰减、集电线路损耗、升压变压器损耗、光伏组件表面污染站用电率等修正系数。

6.13.3 建筑光伏系统效率可按下式计算：

$$PR = \frac{E_p}{G_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s}} \times 100\% \quad (6.13.3)$$

式中： PR ——建筑光伏系统效率（%）；

G_A ——光伏方阵面太阳总辐照量（ kWh/m^2 ）。

6.13.4 光伏发电综合效率可按下式计算：

$$C_{PR} = \frac{E_p}{H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s}} \times 100\% \quad (6.13.4)$$

式中： C_{PR} ——光伏发电综合效率（%）；

H_A ——水平面太阳总辐照量（ kWh/m^2 ）。

7 施工

7.1 一般规定

7.1.1 工程施工前应具备下列条件：

- 1** 施工通道应符合材料、设备运输的要求；
- 2** 设计文件应通过会审、设计交底完成，施工组织设计方案应编审完毕；
- 3** 工程定位测量基准应确立。

7.1.2 建筑光伏系统工程施工前应编制专项施工组织设计方案。

7.1.3 开工前应结合工程自身特点制定施工安全、职业健康管理方案和应急预案。室外工程应根据需要制定季节性施工措施。

7.1.4 安装建筑光伏系统的建筑主体结构应完成验收。

7.1.5 采用脚手架施工时，脚手架方案应与主体结构施工用脚手架相结合，并应经过验收合格后方可使用。

7.1.6 5级及以上大风、大雪、浓雾等恶劣气候应停止露天起重吊装和高处作业。

7.1.7 测量放线应符合下列规定：

- 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4级时进行。

7.1.8 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。

7.1.9 光伏组件安装的散热空间应符合设计要求。

7.1.10 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。

7.1.11 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

7.1.12 进场的设备、构件和原材料应分类进行保管；电气设备以及钢筋、水泥等材料应存放在干燥、通风场所。

7.1.13 临时堆放在屋顶、楼面的设备、构件和材料应均匀、有序摆放，不得集中放置。

7.2 土建工程

7.2.1 混凝土工程的施工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 的有关规定。

7.2.2 钢结构工程的施工应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定。

7.2.3 铝合金工程的施工应符合现行国家标准《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576 的有关规定。

7.2.4 屋顶建筑光伏系统支架连接部件的安装施工不应降低屋面的防水性能。施工损坏的屋面原有防水层应进行修复或重新进行防水处理。

7.2.5 支架连接部件的施工偏差应符合下列规定：

1 混凝土基座的尺寸允许偏差应符合表 7.2.5-1 的规定。

表 7.2.5-1 混凝土基座的尺寸允许偏差

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

2 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表 7.2.5-2 的规定。

表 7.2.5-2 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

3 金属屋面卡接件的尺寸允许偏差应符合表 7.2.5-3 的规定。

表 7.2.5-3 金属屋面卡接件的尺寸允许偏差

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

7.2.6 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 7.2.6 的规定。

表 7.2.6 支架安装的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差
中心线偏差	$\pm 2\text{mm}$
梁标高偏差 (同组)	$\pm 3\text{mm}$
立柱面偏差 (同组)	$\pm 3\text{mm}$
平屋顶支架倾斜角度	$\pm 1^\circ$

7.2.7 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。

7.2.8 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。

7.2.9 光伏采光顶连接部件和构件的安装施工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。

7.2.10 光伏遮阳连接部件和构件的安装施工应符合现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 和《建筑遮阳通用技术要求》JG/T 274 的有关规定。

7.3 电气安装

7.3.1 电气设备安装时，应对设备进行编号；电缆及线路接引完毕后，应对线路进行标识，各类预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵。

7.3.2 光伏组件安装除应符合现行国家标准《光伏发电站施工规范》GB 50794 的有关规定外，尚应符合下列规定：

1 光伏幕墙组件安装的允许偏差应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定；光伏采光顶和光伏遮阳组件安装的允许偏差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；

2 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应进行防护，不得受到碰撞及重压；

3 不得在雨中进行光伏组件的连线作业；

- 4 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

7.3.3 汇流箱的安装应符合下列规定：

- 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；
- 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，后接光伏组件接插件；

7.3.4 逆变器的安装除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 的有关规定外，尚应符合下列规定：

- 1 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格；
- 2 逆变器柜体应进行接地，单列柜与接地扁钢之间应选取两点进行连接；
- 3 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；
- 4 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点；
- 5 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

7.3.5 二次设备、盘柜的安装及接线除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 的有关规定外，尚应符合设计要求。

7.3.6 电缆线路的施工应符合现行行业标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》DL/T 5891 的有关规定。

7.3.7 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 电缆桥架内缆线竖直敷设时,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。

7.3.8 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。

7.3.9 防雷、接地施工除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 的有关规定外,尚应符合下列规定:

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,单独接地时,应与建筑物接地进行等电位联接;

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、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。

7.3.10 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。

7.3.11 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。

7.3.12 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。

7.3.13 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 高压电器施工及验收规范》GB 50147 的有关规定。

7.3.14 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。

7.3.15 通信电缆布线应符合下列规定：

- 1 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，宜使用钢管屏蔽；
- 2 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；
- 3 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；
- 4 通信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。

7.4 系统调试

7.4.1 建筑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建筑光伏系统的联合调试。

7.4.2 设备和系统调试前，应完成安装工作并验收合格；装有空调或通风装置等特殊设施的，应安装完毕并投入运行。受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕。

7.4.3 调试前应按设计文件确认设备接线正确无误，牢固无松动；确认电气设备的参数符合设计值；确认设备及各回路电缆绝缘良好，符合接地要求；确认设备及线路标识清晰、准确。

7.4.4 光伏组件串调试应符合下列规定：

- 1 同一光伏组件串的组件生产厂家、型号及技术参数应一致；
- 2 测试宜在辐照度不低于 $600\text{W}/\text{m}^2$ 的条件下进行；
- 3 接入汇流箱内的光伏组件串的极性测试应正确；
- 4 相同测试条件下，同一汇流箱内各分支回路光伏组件串之间的开路电压偏差不应大于 2% 且不应超过 5V；
- 5 在发电情况下，对同一汇流箱内各光伏组件串的电流进行检测，在相同测试条件下，光伏组件串之间的电流偏差不应超过 5%。

7.4.5 汇流箱的调试应符合下列规定：

- 1 汇流箱中输出断路器应处于分断状态，熔断器熔丝未放入；
- 2 汇流箱及内部浪涌保护器接地应牢固、可靠；
- 3 汇流箱的投、退顺序应符合下列规定：
 - 1) 汇流箱的总开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入光伏组件串开关或熔断器，后投入汇流

箱开关；先退出汇流箱开关，后退出光伏组件串开关或熔断器。

2) 汇流箱总输出采用熔断器，分支回路光伏组件串的开关具备灭弧功能时，其投、退应按下列步骤执行：先投入汇流箱输出熔断器，后投入光伏组件串开关；先退出箱内所有光伏组件串开关，后退出汇流箱输出熔断器。

3) 汇流箱总输出和分支回路的光伏组件串均采用熔断器时，投、退熔断器前，均应将逆变器解列。

7.4.6 逆变器调试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。配电柜的调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 和《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233 的有关规定。

7.4.7 电化学储能系统的调试除应符合国家现行标准《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、《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T 34120 等的有关规定。

7.4.8 建筑光伏系统无功补偿装置的设备调试应符合现行国家标准《光伏发电站无功补偿技术规范》GB/T 29321 和《光伏发电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931 中的有关规定。

7.4.9 其他电气设备调试应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 的有关规定。

7.4.10 建筑光伏系统在完成分步调试、具备电网接入条件后应进行系统联合调试，系统联合调试应符合下列规定：

1 合上逆变器电网侧交流断路器，测量电网侧电压和频率应符合逆变器并网要求；

2 在电网电压、频率均符合并网要求的情况下，合上任意一至两路汇流箱输出直流断路器，并合上相应直流配电柜断路器及

逆变器侧直流断路器，直流电压值应符合逆变器输入条件；

3 交流、直流均符合并网运行条件，且逆变器无异常，启动逆变器并网运行开关，检测直流电流、三相输出交流电流波形符合要求，逆变器运行应正常；

4 在试运行过程中，听到异响或发现逆变器有异常，应停止逆变器运行；

5 正常运行后，应检测功率限制、启停机、紧急停机等功能；

6 应逐步增加直流输入功率检测各功率点运行时的电能质量。

7.4.11 建筑光伏系统并网投运应符合国家现行标准的有关规定。

7.4.12 独立建筑光伏系统调试时应首先确认接线正确、无极性反接及松动情况，合上直流侧断路器后检查设备指示应正常，启动逆变器，电源及电压表指示正确后合上交流断路器。

8 验收

8.1 一般规定

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

- 1 预埋件或后置螺栓（或锚栓）连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体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。

8.1.2 建筑光伏系统工程验收应根据其施工安装特点进行分部分项工程验收和竣工验收。

8.1.3 所有验收应做好记录，签署文件，立卷归档。

8.1.4 建筑光伏系统工程验收应符合现行国家标准《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655 和《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303 的规定。

8.2 分部分项工程验收

8.2.1 分部分项工程验收宜根据工程特点分期进行。

8.2.2 对影响工程安全和系统性能的工序，应在本工序验收合格后才能进入下一道工序的施工，主要工序包括下列内容：

- 1 在屋顶光伏工程施工前，应进行屋顶防水工程的验收；

2 在光伏组件或方阵支架就位前,应进行基座、支架和框架的验收;

3 在建筑管道井封口前,应进行相关预留管线的验收;

4 光伏系统电气预留管线的验收;

5 在隐蔽工程隐蔽前,应进行施工质量验收;

6 既有建筑增设或改造的光伏系统工程施工前,应进行建筑结构和建筑电气安全检查。

8.2.3 建筑光伏系统检验批质量验收合格标准应符合下列规定:

1 主控项目应符合质量合格标准要求;

2 一般项目其检验结果应有 80% 及以上的检查点(值)符合质量合格标准要求。

8.2.4 建筑光伏系统分项工程质量验收合格标准应符合下列规定:

1 分项工程所含的各检验批均应符合质量合格标准要求;

2 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整。

8.2.5 建筑光伏系统分部工程质量验收合格标准应符合下列规定:

1 质量控制资料应完整;

2 分部工程所含分项工程的质量验收应合格;

3 观感质量验收应符合相关要求。

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。

8.3.2 光伏组件或方阵检查测试表宜按本标准附录A填写。

8.3.3 工程竣工验收应符合下列规定:

1 竣工资料应完整齐备,并包含表 8.3.3 中的内容;其中光伏组件最高工作温度的测试方法应按本标准附录 B 进行;

2 检查设计、施工、设备制造安装等过程中与质量相关资料的收集、整理和签证归档情况；

3 检查施工安全管理情况；

4 工程应具备运行工作的条件。

表 8.3.3 竣工验收资料核查资料

编号	竣工验收核查资料	检查标准和依据
1	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
2	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
3	系统的调试	检查光伏系统调试报告
4	系统性能检测	对建筑光伏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
5	系统的检查	检查光伏系统各个分系统的功能和质量

9 运行维护

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规程，并应对运行与维护人员进行培训。

9.1.2 建筑光伏系统的运行与维护人员应具有相应的专业技能。

9.1.3 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。

9.1.4 建筑光伏系统运行与维护应符合现行国家标准《光伏电站安全规程》GB/T 35694、《电气设备应用场所的安全要求 第1部分：总则》GB/T 24612.1等的有关规定。

9.1.5 建筑光伏系统的光伏组件应根据实际情况选择人工擦拭、冲洗或机器清洗；清洗过程不应踩踏光伏组件，不应使用腐蚀性溶剂或硬物工具，不应在风力大于4级、大雨或大雪的气象条件下清洗。

9.1.6 建筑光伏系统的运行出现异常时应及时进行处理。

9.1.7 每年对光伏系统、支架及锚固结构等应进行一次检查。在极端天气来临前应对设备加强巡检，并应采取相应防护措施。极端天气以后及系统重新投运前，应对系统进行全面检查。

9.1.8 建筑光伏系统的警告标识等不得缺失、模糊。

9.1.9 建筑光伏系统中的计量设备和器具应定期进行校验。

9.1.10 建筑光伏系统的消防通道应保持畅通，消防器具应保持完备并应在使用期内，疏散标识应定期检查。

9.1.11 建筑光伏系统运行与维护记录应及时归档。

9.1.12 建筑光伏系统通过10（6）kV及以上电压等级并网，应将建筑光伏系统的运行参数上传至电网调度机构，并接受电网调度机构控制。

9.2 光伏方阵

9.2.1 建筑光伏系统的光伏组件运行维护过程中不应损坏光伏组件/构件的表面及封装结构，影响光伏支撑系统的稳固性和建筑物的结构与性能。

9.2.2 建筑光伏系统应定期对外观、一致性、接地性能、电流-电压特性、组件内部缺陷进行检测。

9.2.3 光伏组件出现下列异常状态时应及时维护或更换：

- 1 封装材料及边框破损、腐蚀；
- 2 封装材料灼焦及明显的颜色变化；
- 3 封装结构内有明显的结露、进水及气泡；
- 4 接线盒变形、开裂、烧毁，电缆破损，接线端子接触不良。

9.2.4 建筑光伏系统应定期检查光伏方阵遮挡情况。当光伏方阵被遮挡时，应及时进行处理。

9.2.5 建筑光伏系统的光伏组件、支架等的紧固情况应定期检查，出现松动应及时紧固，出现腐蚀、损坏应及时维修。

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。

9.3 电气设备

9.3.1 建筑光伏系统电气设备的运行环境应符合设计要求。

9.3.2 建筑光伏系统中逆变升压等高压设备的安装结构应定期检查，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。

9.3.3 电气设备的散热器件应定期检查，出现异常时应及时维修。

9.3.4 电气设备的接线端子紧固情况应定期检查，出现松动时应及时紧固。

9.3.5 断路器应定期检查，主触点有烧熔痕迹、灭弧罩烧黑或损坏时应及时维修。

9.3.6 逆变器、控制系统等电气设备异常时，应查明原因修复后方可开机。

9.3.7 电气设备熔断装置断裂、保护装置启动后应及时排除故障，并应更换符合设计要求的熔断器、保护装置复位。

9.3.8 电气设备的壳体及防护情况应定期检查，出现变形、锈蚀等影响防护等级的情况应及时修复。

9.3.9 应定期对直流配电系统的设备进行巡检和维护，并建立相应的巡检维护日志。

9.3.10 应定期检查不间断电源的电压、电流、温度，清洁电池极端及连接器，检查不间断电源的容量和健康状况，及时更换老化或故障的电源。

9.4 储能系统

9.4.1 建筑光伏系统中的蓄电池等设备的运行与维护应符合现行行业标准《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的有关规定。

9.4.2 建筑光伏系统中蓄电池的运行环境与周期检验应符合现行

国家标准《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1的有关规定。

9.4.3 建筑光伏系统中储能系统的支撑结构、接线端子应定期检查，出现松动、腐蚀时应及时维修。

9.4.4 建筑光伏系统电化学储能电池出现漏液、变形时应及时处理。

9.5 防雷与接地

9.5.1 建筑光伏系统防雷与接地系统每年应定期检查，并应符合下列规定：

1 避雷器接闪器、引下线等防雷装置应安装牢靠、连接良好，无断裂、锈蚀、烧损痕迹等；

2 各关键设备内部浪涌保护器应符合设计要求，并应处于有效状态；

3 各接地线及标识、标志应完好，接地电阻应符合设计要求。

9.5.2 建筑光伏系统各关键设备的防雷装置在雷雨季节到来之前，应进行检查并对接地电阻进行测试。不符合要求时应及时处理。雷雨季节后应再次进行检查。

9.5.3 地下防雷装置应根据土壤腐蚀情况，定期开挖检查其腐蚀程度，当出现严重腐蚀情况时应及时修复、更换。

9.5.4 建筑光伏系统防雷与接地系统的运行与维护应符合现行国家标准《光伏发电站防雷技术要求》GB/T 32512的有关规定。

9.6 电缆

9.6.1 建筑光伏系统中电缆进出电气设备、电缆沟槽管及墙体处

的封堵状态应定期检查，发现封堵材料脱落应及时修补。

9.6.2 户外线缆的敷设和保护措施的完整性应定期检查，出现损坏应及时维修；电缆支架结构松动、腐蚀时应及时维修。

9.6.3 电缆沟、井、管、槽、架内的杂物应定期清理并应及时清理架空线路上的抛挂物。

9.6.4 户外电缆的连接情况应定期检查，出现脱落及松动时应及时维护。

9.6.5 电力线路的标牌应定期检查，丢失应及时补充，出现无法辨识时应及时更换。

10 系统能效评估

10.1 一般规定

10.1.1 能效评估应在系统正常运行后进行。

10.1.2 能效评估单位应配备相应检测评估人员和仪器设备。

10.1.3 所有能效评估记录应存档妥善保管。

10.2 能效评估

10.2.1 建筑光伏系统的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。评价方法应符合现行国家标准《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801的规定。

10.2.2 能效评估前应检查资料，检查的资料宜包括下列内容：

- 1 项目立项、审批/备案文件；
- 2 项目设计文件；
- 3 与建筑光伏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、进场复验报告和见证试验报告；
- 4 与建筑光伏系统相关的隐蔽工程验收记录和资料；
- 5 建筑光伏系统中各分项工程质量验收记录，并核查部分检验批次验收记录；
- 6 项目对相关部位建筑日照、承重和安全的影响分析。

10.2.3 能效评估前应进行形式检查，建筑光伏系统的光伏组件、光伏方阵、储能系统、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。光伏组件应有符合要求的检测报告。

10.2.4 能效评估完成后，应出具能效评估报告。能效评估报告应包括建筑光伏系统的项目概况、建筑光伏系统信息、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。

附录 A 光伏组件/方阵检查测试项目

A.0.1 光伏组件/方阵检查项目宜按表 A.0.1 的格式填写。

表 A.0.1 光伏组件/方阵检查项目

检查项目												
组件串			方阵组串 过电流保护		直流电缆 1 (汇流箱出线)		直流电缆 2 (直流柜出线)		交流电缆 (逆变器出线)		逆变器	
组件 型号	组件 数量		额定 值(A)	额定 值(V)	类型	截面积 (mm ²)	类型	截面积 (mm ²)	类型	截面积 (mm ²)	序号	型号
1												
2												
3												
4												
5												
...												

A.0.2 光伏组件/方阵测试项目宜按表 A.0.2 的格式填写。

表 A.0.2 光伏组件/方阵测试项目

测试项目											
	现场组串测试				极性 检查	方阵绝缘电阻			接地 电阻 测试	开关装 置正常 运行	逆变器 正常运 行
	Vcc	Icc	辐照度 (W/m²)	温度 (℃)		测试电压 (V)	正极对地绝缘 电阻 (MΩ)	负极对地绝缘 电阻 (MΩ)			
1											
2											
3											
4											
5											
...											

注：Vcc 为方阵开路电压，Icc 为方阵短路电流。

附录 B 光伏组件背板工作温度测试方法

B.0.1 当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，视为同一类型光伏系统。同一类型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。

B.0.2 光伏组件背板工作温度的短期测试条件应符合下列规定：

- 1 在测试前，应确保系统在正常负载条件下连续运行 3d，测试期内的负载变化规律应与设计文件一致；
- 2 短期测试不应少于 3d，测试期间应包含每天当地太阳正午时前 2h 到太阳正午时候 2h 时段；
- 3 短期测试期间，太阳总辐照度应大于等于 700W/m^2 ；
- 4 短期测试期间，室外环境平均温度的允许范围为年平均环境温度 $\pm 10^\circ\text{C}$ ；环境空气的平均流动速率不应大于 4m/s 。

B.0.3 光伏组件背板工作温度应采用自动检测仪检测，数据存储方式应适合于计算机分析。温度测量不确定度不应大于 0.5°C 。

B.0.4 温度传感器的安装应符合下列规定：

- 1 同一类型光伏系统温度检测点应不少于 3 个测点，测试点选取应兼顾不同朝向和位置，均匀分布，并避免测试期间检测点光伏组件被周边遮挡；
- 2 温度传感器应安装在靠近光伏组件背板表面中心并与受检表面紧密接触，且应避免阳光直接照射和室外固有冷热源的影响。

B.0.5 光伏组件背板工作温度测试期间数据记录间隔不应大于 600s，采样时间间隔不应大于 10s。

B.0.6 光伏组件背板最高工作温度的数据应取测量的最高值作为测试值，检测结果符合设计要求，判定合格。

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：

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该这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 1 《工程结构通用规范》GB 55001
- 2 《低压成套开关设备和电控设备基本试验方法》GB/T 10233
- 3 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
- 4 《高压/低压预装式变电站》GB/T 17467
- 5 《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862
- 6 《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964
- 7 《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052
- 8 《储能用蓄电池 第1部分：光伏离网应用技术条件》GB/T 22473.1
- 9 《电气设备应用场所的安全要求 第1部分：总则》GB/T 24612.1
- 10 《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319
- 11 《光伏电站无功补偿技术规范》GB/T 29321
- 12 《光伏电站监控系统技术要求》GB/T 31366
- 13 《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512
- 14 《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T 34120
- 15 《光伏电站无功补偿装置检测技术规程》GB/T 34931
- 16 《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936
- 17 《光伏电站安全规程》GB/T 35694
- 18 《电化学储能电站接入电网技术规定》GB/T 36547
- 19 《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》GB/T 37655
- 20 《光伏发电系统直流电弧保护技术要求》GB/T 39750
- 21 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 22 《建筑抗震设计标准》GB/T 50011
- 23 《钢结构设计标准》GB 50017

- 24 《冷弯型钢结构技术标准》GB/T 50018
- 25 《建筑采光设计标准》GB 50033
- 26 《低压配电设计规范》GB 50054
- 27 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 28 《3~110（6）kV 高压配电装置设计规范》GB 50060
- 29 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064
- 30 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065
- 31 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147
- 32 《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
- 33 《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》GB 50149
- 34 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150
- 35 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169
- 36 《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
- 37 《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》GB 50172
- 38 《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194
- 39 《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204
- 40 《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205
- 41 《电力工程电缆设计标准》GB 50217
- 42 《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB 50254
- 43 《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303
- 44 《民用建筑设计统一标准》GB 50352
- 45 《铝合金结构设计规范》GB 50429
- 46 《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB 50576

- 47 《光伏电站施工规范》 GB 50794
- 48 《光伏电站设计标准》 GB 50797
- 49 《可再生能源建筑应用工程评价标准》 GB/T 50801
- 50 《光伏发电接入配电网设计规范》 GB/T 50865
- 51 《电化学储能电站设计规范》 GB 51048
- 52 《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368
- 53 《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102
- 54 《建筑玻璃应用技术规程》 JGJ 113
- 55 《玻璃幕墙工程质量检验标准》 JGJ/T 139
- 56 《采光顶与金属屋面技术规程》 JGJ 255
- 57 《建筑遮阳通用技术要求》 JG/T 274
- 58 《建筑用光伏构件通用技术要求》 JG/T 492
- 59 《电力设备预防性试验规程》 DL/T 596
- 60 《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
- 61 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》 DL/T 5891
- 62 《光伏发电系统用电缆》 NB/T 42073