

建筑光伏一体化应用技术规程

Technical Specification for Integrated Application of Building
Photovoltaic Systems

目 次

1	总 则	1
2	术 语	2
3	基本规定	3
4	光伏组件和设备	4
4.1	一般规定	4
4.2	光伏组件	4
4.3	逆变器	5
4.4	电缆、汇流箱、配电柜	5
5	建筑光伏一体化设计	6
5.1	一般规定	6
5.2	规划设计	6
5.3	建筑设计	6
5.4	结构设计	8
6	光伏系统设计	10
6.1	一般规定	10
6.2	系统分类	10
6.3	基本条件	10
6.4	系统设计	11
6.5	系统接入	13
6.6	防雷与接地	13
6.7	储能系统	13
6.8	智能管理系统	14
7	光伏系统安装和调试	16
7.1	一般规定	16
7.2	基座与支架	17
7.3	光伏组件	18
7.4	电气工程	18

7.5	防雷与接地.....	19
7.6	系统调试.....	20
8	工程质量验收.....	23
8.1	一般规定.....	23
8.2	分项工程质量验收.....	23
8.3	竣工验收.....	29
9	运行维护.....	31
9.1	一般规定.....	31
9.2	维护管理.....	31
	本规程用词说明.....	33
	引用标准名录.....	34
	附：条文说明.....	36

1 总 则

1.0.1 为促进建筑节能减排，实现“双碳”目标，加快建筑光伏一体化应用发展，做到安全适用、技术先进、经济合理，保证工程质量，制定本规程。

1.0.2 本规程适用于山东省新建、改建、扩建的建筑光伏一体化应用工程以及在既有建筑增设或改造的光伏系统工程的设计、施工、验收、运行和维护。

1.0.3 建筑光伏工程除应符合本规程外，尚应符合国家和山东省现行有关标准的规定。

2 术 语

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

安装在建筑上，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 integrated & attached PV

在建筑上安装光伏系统，并通过专门设计，实现光伏系统与建筑的结合，包括集成式和附着式建筑光伏系统。

2.0.3 光伏组件 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。

2.0.4 光伏构件 PV module component

工厂定型生产、满足安装部位建筑性能要求的光伏组件。

2.0.5 光伏方阵 PV array

由若干光伏组件或光伏构件通过机械及电气方式组装成型、并安装在支撑装置上的直流发电单元。

2.0.6 汇流箱 connecting box

保证光伏组件有序连接和汇流功能的接线装置。

2.0.7 逆变器 inverter

光伏系统内将直流电转换为交流电的设备。

2.0.8 直流主开关 DC main switch

安装在光伏方阵输出汇总点与后续设备之间的开关，包括隔离电器和短路保护电器。

2.0.9 直流分开关 DC branch switch

安装在光伏方阵侧，为维护、检查方阵或分离异常光伏组件而设置的开关，包括隔离电器和短路保护电器。

2.0.10 并网光伏系统 grid-connected PV system

与公共电网联接的光伏系统。

2.0.11 独立光伏系统 stand-alone PV system

不与公共电网联接的光伏系统，也称离网光伏系统。

2.0.12 孤岛效应 islanding effect

当电网中断供电时，光伏并网发电系统仍然向周围的负载供电，从而形成一个无法控制的自给供电孤岛。

3 基本规定

3.0.1 建筑光伏系统的开发利用，应综合考虑所在地新能源发展规划、电网基础设施、区域电网消纳能力等因素。

3.0.2 建筑光伏系统的发电规模和形式应结合太阳能资源、建筑条件、安装条件、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。

3.0.3 建筑光伏系统应进行专项设计或作为建筑节能工程设计的一部分。

3.0.4 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。

3.0.5 新建建筑光伏系统应与主体建筑统一规划、同步设计、同步施工、同步验收。

3.0.6 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。

3.0.7 既有建筑上增设光伏系统时，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。

3.0.8 建筑光伏系统设计时，宜采用光储直柔建筑配电技术，提高系统发电利用率。

3.0.9 建筑光伏系统、组件及其安装安全，应符合下列规定：

1 应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施，并符合结构、电气和防火安全的要求；

2 由光伏组件构成的建筑围护结构构件，应满足相应构件的安全性 & 功能性要求；

3 应设置安装和运行维护过程中的安全防护措施，以及防止光伏组件损坏后部件坠落伤人的安全防护设施。

4 光伏组件和设备

4.1 一般规定

4.1.1 光伏组件和设备应符合建筑安全规定，作为建筑构件时应满足安装部位建筑性能要求。

4.1.2 光伏组件和设备的选取应与建筑物外观及使用功能相协调，其物理和化学性能应符合建筑所在地的气候、环境等要求。

4.1.3 光伏系统的支架及其他安装材料，应根据光伏系统设计使用年限和使用环境选择相应的耐候材料，并应采取适宜的维护保养措施。

4.1.4 光伏系统所用的外露于空气的材料应为难燃或不燃材料，所用隐蔽的材料燃烧后不得释放有毒有害气体。

4.2 光伏组件

4.2.1 建筑用光伏组件按照不同分类方式可选用下列类型：

1 根据与建筑结合方式，可选用常规光伏组件和光伏构件；

2 根据光伏电池的类型，可选用晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件和其他类型光伏组件。

4.2.2 光伏组件的设计使用寿命应高于 25 年，多晶硅、单晶硅、薄膜电池组件的转换效率，应符合现行国家标准《光伏发电效率技术规范》GB/T 39857 的有关规定，并应自系统正式运行之日起，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%。

4.2.3 光伏组件的安全性能指标应符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 的有关规定。

4.2.4 光伏构件应符合建筑模数协调要求，其模数与标称尺寸应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002 和《厂房建筑模数协调标准》GB/T 50006 的有关规定。

4.2.5 当光伏构件用做建筑玻璃幕墙时，应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定。

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

4.2.7 光伏采光顶、透光光伏幕墙、非透光光伏幕墙、光伏窗、光伏遮阳等采用的光伏构件的寿命不应低于建筑围护结构的寿命，并应符合现行行业标准《建筑用光伏构件通用技术要求》JG/T 492 和《建筑用光伏遮阳构件通用技术条件》JG/T 482 的有关规定。

4.2.8 光伏构件的燃烧性能和耐火极限应依据建筑的耐火等级确定，并应符合现行国家标准《建筑防火通用规范》GB 55037 和《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

4.3 逆变器

4.3.1 并网建筑光伏系统用逆变器应符合现行国家标准《光伏发电并网逆变器技术要求》GB/T 37408 的有关规定。

4.3.2 独立建筑光伏系统用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》GB/T 20321 的有关规定。

4.3.3 逆变器外壳防护等级应符合现行国家标准《外壳防护等级（IP 代码）》GB/T 4208 的有关规定，室内型不应低于 IP20，室外型不应低于 IP54。

4.4 电缆、汇流箱、配电柜

4.4.1 建筑光伏系统应使用阻燃电缆。电缆阻燃和耐火性能应符合现行国家标准《阻燃和耐火电线电缆或光缆通则》GB/T 19666 的有关规定。

4.4.2 建筑光伏系统输配电和控制用缆线应与其他管线统筹安排，安全、隐蔽、集中布置，满足安装维护的要求。电缆桥架和电缆保护管的选择与敷设，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。

4.4.3 既有建筑加装光伏系统时，光伏系统的电缆敷设应符合建筑结构安全、电气安全要求，并宜建成隐蔽工程，以保持建筑物外观整齐。

4.4.4 建筑光伏系统用汇流箱的性能应符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的有关规定。

4.4.5 交/直流配电柜（箱）设计应符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054 和《低压成套开关设备和控制设备 第 1 部分：总则》GB/T 7251.1 的有关规定。

5 建筑光伏一体化设计

5.1 一般规定

- 5.1.1 建筑光伏一体化设计应合理确定光伏系统各组成部分在建筑中的位置，并为光伏系统的安装、运行、维护和更换等提供必要的承载条件和空间。
- 5.1.2 光伏组件的类型、色彩、安装位置和方式的选择，应结合建筑的功能、外观以及周围环境条件进行，不应影响安装部位的建筑功能，外观应与建筑协调一致。
- 5.1.3 在既有建筑上增设光伏系统，不应影响建筑的采光、通风，不应引起建筑能耗的增加。

5.2 规划设计

- 5.2.1 规划设计应根据建设地点的地理、气候及太阳能资源条件等因素，统筹确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境，符合光伏系统设计和安装的技术要求。
- 5.2.2 建筑光伏系统不应降低建筑本身或相邻建筑的日照标准，并不得影响建筑之间的防火间距和消防疏散。
- 5.2.3 光伏组件的安装位置，应合理规划，避免遮挡光照，并应避开厨房排油烟口、屋面排风、排烟道、通气管等。
- 5.2.4 对光伏组件可能引起的二次辐射和光污染应进行分析并采取相应措施。

5.3 建筑设计

- 5.3.1 建筑设计应结合功能要求选用相应的组件类型、布置方案和构造措施。
- 5.3.2 建筑设计、建筑形体及空间组合应为光伏构件接收更多太阳光照射面积创造条件。
- 5.3.3 光伏组件不应破坏建筑形体完整构成破坏，同一光伏组件不应跨越建筑物的变形缝和两个防火分区。
- 5.3.4 建筑设计应满足光伏组件的散热要求，可通过插件、支撑件的合理布置形成通风散热通道。
- 5.3.5 光伏组件布置在建筑平屋面上时，应符合下列规定：

1 宜按最佳倾角布置，不应选择影响屋面排水功能的基座或支架形式及安装方式；

2 基座与结构层相连时，防水层应包到支座和预埋件的上部，并在锚栓周围作密封处理；预埋件与螺栓宜采用混凝土防护，防护层厚度不应小于 50mm；

3 基座或支架安装在屋面防水层上面时，不得破坏原屋面防水层；

4 应设置消防、维修通道与清洗设施；

5 光伏组件周围屋面、检修通道、屋面出入口和光伏方阵之间的人行通道上部应铺设屋面保护层；

6 光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管，并作防水密封处理。

5.3.6 光伏组件/构件布置在建筑坡屋面上时，应符合下列规定：

1 坡屋面坡度宜按全年获得发电量最多的倾角设计；

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

3 顺坡架空安装的光伏组件与屋面之间的垂直距离应满足安装和通风散热间隙的要求，并预留好电缆空间；

4 镶嵌式的光伏构件与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面的保温、隔热、防水等围护结构功能要求。

5.3.7 光伏组件/构件布置在阳台上时，应符合下列规定：

1 光伏组件安装在阳台栏板上，应最大程度地满足光照要求；

2 光伏组件及支架应与栏板结构主体上的预埋件牢固连接，并有安全与防坠落措施；

3 用作阳台栏板式的光伏构件应符合阳台栏板的高度、刚度、强度等防护功能的要求。

5.3.8 光伏组件布置在外墙面时，应符合下列规定：

1 光伏组件及支架应与结构主体上的预埋件牢固连接，并不应影响墙体的保温构造和节能效果；

2 安装光伏组件的外墙应对安装部位可能造成的墙体变形、裂缝等不利因素采取必要的技术防护措施；

3 轻质填充墙不应作为光伏组件的支承结构；

4 光伏组件的引线应暗敷，其穿过墙面处应预埋防水套管，穿墙管线不宜设在结构柱节点处；

5 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。

5.3.9 光伏幕墙应符合下列规定：

- 1 尺寸应符合幕墙设计要求，表面颜色、质感应与玻璃幕墙协调统一；
- 2 其性能应符合所安装幕墙整体物理性能的要求，并应满足建筑功能的要求；
- 3 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。

5.3.10 由光伏构件构成遮阳板、雨篷、檐口、窗面和采光顶时，应满足采光、通风、节能等功能要求，其刚度、强度应符合使用要求，还应满足排水功能及防止空中坠物的安全性要求。

5.3.11 光伏系统的设备机房宜采用天然采光、通风；当不具备条件时，应采取机械通风措施。

5.4 结构设计

5.4.1 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 作用和作用效应分析；
- 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。

5.4.2 新建建筑光伏系统应考虑其传递的荷载效应；既有建筑上增设光伏系统，应根据复核结果采取相应措施，必要时进行加固设计。

5.4.3 光伏组件的支撑结构设计应计算系统自重、风荷载、雪荷载、检修荷载和地震作用效应。

5.4.4 光伏组件应与主体结构锚固连接，连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

5.4.5 光伏组件不能与主体结构锚固连接时，应采用配重基座、夹具等连接措施保证其满足风荷载、雪荷载与地震作用的要求，并应进行整体抗滑移、抗倾覆验算。

5.4.6 光伏组件与主体结构采用后加锚栓连接时，应符合现行行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的规定，并应符合下列规定：

- 1 每个连接节点不应少于 2 个锚栓；

- 2 锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm；
- 3 锚栓承载力设计值不应大于其极限承载力的 50%。
- 5.4.7 光伏系统的预埋件的设计使用年限应与主体结构相同。
- 5.4.8 在既有建筑上安装光伏组件，应根据建筑物的屋面、墙体和阳台栏板等部位的结构、承重现状，选择可靠的安装方式，明确细部构造及做法。

6 光伏系统设计

6.1 一般规定

6.1.1 光伏组件的选型和设计应与建筑相结合，在综合考虑发电效率、发电量、电气和结构安全、适用、经济、美观的前提下，合理选用光伏组件/构件型式，并与建筑模数相协调，满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

6.1.2 用户侧并网光伏系统宜采用分散逆变、就地用户侧并网的接入方式，电网侧并网光伏系统宜采用分散逆变、集中电网侧并网的接入方式。

6.1.3 并网光伏系统应具有相应的并网保护功能、电能计量等设备，并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、《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 关于电压偏差、闪变、频率偏差、相位、谐波、三相电压不平衡度和功率因数等电能质量指标的要求。

6.1.4 独立光伏系统应符合现行国家标准《独立光伏系统 技术规范》GB/T 29196 的有关规定。

6.1.5 光伏系统设计时，应给出系统装机容量和年总发电量。

6.2 系统分类

6.2.1 光伏系统按接入公共电网的形式可分为并网光伏系统和独立光伏系统。

6.2.2 并网光伏系统按并网点位置可分为用户侧并网光伏系统和电网侧并网光伏系统。

6.2.3 光伏系统按储能装置的形式可分为带有储能系统的光伏系统和不带储能系统的光伏系统。

6.3 基本条件

6.3.1 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 太阳能资源数据和资源分析报告；
- 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。

6.3.2 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、民用建筑等建筑类型;
 - 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 建筑结构类型及荷载标准值。
- 6.3.3 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。

6.4 系统设计

- 6.4.1 建筑光伏系统的类型应根据建筑的使用功能、接入电网条件和负荷性质等因素确定。
- 6.4.2 建筑光伏系统的装机容量应根据光伏组件/构件规格、可安装面积、并网条件、用户需求及经济合理性综合确定。
- 6.4.3 光伏方阵的选择和设计应符合下列规定:

- 1 光伏组件的类型、规格、数量、安装位置和安装方式应根据建筑设计、可安装场地面积、采光条件及电力负荷确定；
 - 2 应根据并网逆变器的额定直流电压、最大功率跟踪控制范围、光伏组件的开路电压及其温度系数，确定光伏组件/构件的串联数量；
 - 3 应根据总装机容量及光伏组件的容量确定并联数量。
- 6.4.4 光伏汇流箱设置应符合下列规定：
- 1 光伏汇流箱内应设置汇流铜母排；
 - 2 每一个光伏方阵应分别由光伏专用线缆引至汇流母排，在母排前分别设置直流分开关或直流熔断器，并在输出端设置直流主开关；
 - 3 光伏汇流箱内应设置防雷保护装置；
 - 4 光伏汇流箱的设置位置应便于操作和检修，宜选择室内干燥的场所。设置在室外的光伏汇流箱应具有防水、防尘、防腐措施，其防护等级应为 IP54 以上。
- 6.4.5 并网建筑光伏系统逆变器选择应符合下列规定：
- 1 配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配；
 - 2 应具备自动运行和停止功能，最大功率点跟踪（MPPT）控制功能和防止孤岛效应功能；
 - 3 不带工频隔离变压器应具备直流检测、漏电流检测、抑制功能；
 - 4 无隔离变压器的并网逆变器应具备直流接地检测功能；
 - 5 应具有并网保护装置，并应与电力系统具备相同的电压、相数、相位、频率及接线方式；
 - 6 应满足计量、高效、节能、环保的要求；
 - 7 逆变器应按环境温度、相对湿度、地震烈度、污秽等级、盐雾影响等使用环境条件进行校验。
- 6.4.6 独立建筑光伏系统逆变器的总额定容量应根据交流侧负荷最大功率及负荷性质确定。
- 6.4.7 直流线缆的选择应符合下列规定：
- 1 耐压等级不应小于光伏方阵额定输出电压的 1.25 倍；
 - 2 额定载流量不应小于短路保护电器整定值；
 - 3 线路损耗应小于 2%。

6.5 系统接入

6.5.1 光伏系统接入电网的电压等级应根据光伏系统容量和电网的具体情况，进行技术经济比较后确定。

6.5.2 光伏系统与公共电网并网时，应符合现行国家标准《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866、《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865、《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 和《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的有关规定。

6.5.3 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，并应设置专用标识和“当心触电”“双电源”等提示性文字和符号。

6.5.4 大型光伏系统宜设置独立配电室，并设置配电柜、仪表柜、监视器及蓄电池等；当采用容量在 200A·h 以上的阀控式密封铅酸蓄电池或防酸式铅酸蓄电池或容量在 100A·h 以上的镉镍碱性蓄电池时宜设置专用的蓄电池室。

6.6 防雷与接地

6.6.1 建筑光伏系统防雷装置使用材料应根据建筑防雷等级要求、现场土壤条件和气候条件进行选择。

6.6.2 建筑光伏系统用接闪器、引下线及接地体应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《光伏电站防雷技术要求》GB/T 32512 的有关规定。

6.6.3 建筑光伏系统防直击雷和防雷击电磁脉冲的措施应符合现行国家标准《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的有关规定。

6.6.4 利用光伏方阵金属支架、建筑物金属部件作引下线时，其材料及尺寸应能承受泄放预期雷电流时所产生的机械效应和热效应。

6.6.5 光伏系统防雷装置利用钢筋混凝土屋面、梁、柱、基础内的钢筋作为引下线和接地装置时，钢筋的规格尺寸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。

6.6.6 建筑光伏系统接闪器、引下线和接地装置焊接部位应采取防腐蚀措施。

6.7 储能系统

6.7.1 建筑光伏系统宜配置适当容量的电化学储能装置，可根据实际需要配置充电桩。

6.7.2 电化学储能装置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。

6.7.3 用于储能的蓄电池组应满足高效、环保、寿命长、可靠性好、维护简单的要求，并应布置在无高温、无潮湿、无振动、少灰尘、避免阳光直射、通风的场所。

6.7.4 带储能装置的建筑光伏系统应配置充电控制装置，充电控制装置宜选用低能耗节能型产品，并应具有下列功能：

- 1 过充电保护功能；
- 2 反向放电保护功能；
- 3 最大电流跟踪功能；
- 4 蓄电池过放电保护功能；
- 5 负载的短路保护和极性反接保护功能。

6.7.5 储能装置内应配置自动灭火装置，并应满足全天候火灾防护功能。

6.8 智能管理系统

6.8.1 建筑光伏系统应配置智能管理系统对运行状况进行监测，并应至少包括建筑光伏系统累计发电量、年发电量、当日发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳能总辐射量等基本数据。

6.8.2 智能管理系统宜具备下列监测功能：

- 1 监测系统的发电单元交直流侧电压、交直流侧电流、有功功率、无功功率、异常告警及故障等运行状态信息；
- 2 监测储能设备及设施的储能电池组工作电压、工作电流、荷电状态（SOC）、充放电功率、运行温度、异常告警及故障等信息；
- 3 安装组件级智能优化装置的系统应监测优化装置的输入/输出电压、输入/输出电流、故障告警等信息以及终端设备用能信息；
- 4 可根据系统发电和终端用能进行储能调度，实现系统发电最大化消纳；
- 5 应支持自动诊断功能，实时定位系统故障点位置，降低系统故障、异常状态的处理时间；
- 6 应对日常监测的项目内容做好电子运行记录，并定期对系统的各类运行记录进行备份检查并导出。

6.8.3 光伏系统的电能计量装置应符合下列规定：

- 1** 电能计量装置应符合供电部门的要求；
- 2** 应在发电侧和电能计量点分别配置安装专用电能计量装置，并接入自动化终端设备；
- 3** 电能计量点应设置在产权分界点，计量装置应符合现行行业标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 和《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448 的有关规定。

7 光伏系统安装和调试

7.1 一般规定

7.1.1 光伏系统安装施工应纳入施工组织设计，并应制定安装施工方案与安全技术措施。

7.1.2 光伏系统安装前应具备以下条件：

- 1 设计文件齐备，并网接入系统已获有关部门批准并备案；
- 2 施工组织设计与施工方案已经批准；
- 3 建筑、场地、电源、道路等条件能满足正常施工需要；
- 4 预留基座、预留孔洞、预埋件、预埋管和相关设施符合设计图纸的要求，并已验收合格。

7.1.3 安装光伏系统时，应对已完工土建工程的部位采取防护措施。

7.1.4 施工安装人员应采取以下安全措施：

- 1 施工场所应有醒目、清晰、易懂的安全标识；
- 2 在雨、霜、雾、雪等天气进行高处作业时，应采取防滑、防冻措施，并应及时清除作业面上的水、冰、雪、霜；当遇有 6 级以上强风、浓雾、大雪等恶劣气候，不得进行露天攀登与悬空高处作业；
- 3 使用手持式电动工具应符合现行国家标准《手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程》GB/T 3787 的有关规定；
- 4 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工，应设置专用踏脚板；
- 5 施工人员进行高空作业时，应设置可靠防护措施；
- 6 系统运行调试时应穿绝缘鞋，戴低压绝缘手套，使用绝缘工具。

7.1.5 安装光伏系统时应采取以下安全措施：

- 1 光伏系统各部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞受损，大型光伏构件吊装时，其底部要衬垫木，背面不得受到任何碰撞和重压；
- 2 光伏组件/构件在安装时，表面应盖上遮光物挡住阳光照射，防止电击危险；
- 3 光伏组件的输出电缆应采取可靠的绝缘措施，不应非正常短路；
- 4 不得在雨中进行光伏组件的连接作业；
- 5 连接完成或部分完成的光伏系统，遇有光伏组件破裂的情况应及时设置

限制接近的措施，并由专业人员处置；

6 接通光伏组件电路后应注意热斑效应的影响，不得局部遮挡光伏组件。

7.1.6 进场安装的光伏组件和设备应符合设计要求，经现场验收合格后方可使用，并对光伏组件的发电功率和发电效率进行复验。

7.1.7 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。

7.1.8 对已经安装的光伏组件和设备，应采取相应的保护措施。

7.1.9 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

7.2 基座与支架

7.2.1 混凝土基座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 和行业标准《混凝土结构后锚固技术规程》JGJ 145 的有关规定。

7.2.2 钢结构支架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 铝合金支架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 支架及连接件的施工偏差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。

7.2.5 支架安装应符合下列规定：

1 应在连接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；

4 热镀锌钢构件不宜现场开孔。

7.2.6 支架安装宜采用螺栓、扣接等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。

7.2.7 光伏幕墙连接部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。

7.2.8 光伏采光顶连接部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。

7.2.9 光伏遮阳连接部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 光伏组件

7.3.1 光伏组件或方阵应按设计要求可靠地固定在支架上。

7.3.2 光伏组件或方阵应排列整齐，光伏组件或方阵与建筑面层之间的散热空间应符合设计要求并保持畅通。

7.3.3 屋面上安装光伏组件时，屋面防水应符合现行国家标准《屋面工程技术规范》GB 50345 和《建筑与市政工程防水通用规范》GB 55030 的有关规定。

7.3.4 墙面光伏组件和光伏幕墙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 和行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定，并应符合下列规定：

1 墙面光伏组件应排列整齐、表面平整、缝隙均匀，安装允许偏差应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 的有关规定；

2 墙面光伏组件应与普通墙面建筑材料同时施工，共同接受相应的质量检测。

7.3.5 光伏采光顶和光伏遮阳安装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。

7.4 电气工程

7.4.1 汇流箱的安装应符合下列规定：

1 汇流箱进线端、出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试；

2 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；

3 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。

7.4.2 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 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；

- 2 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;
 - 3 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。
- 7.4.3 二次设备、盘柜的安装及接线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 的有关规定和设计要求。
- 7.4.4 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标准》GB 50168 的有关规定。
- 7.4.5 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。
- 7.4.6 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。
- 7.4.7 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 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。

7.5 防雷与接地

- 7.5.1 建筑光伏系统的防雷装置施工应符合设计要求和现行国家标准《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的有关规定。
- 7.5.2 建筑光伏系统的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 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 带金属边框的光伏组件应将边框可靠接地,不带金属边框的光伏组件,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,金属盘面应采用截面积不小于4mm²黄绿色绝缘铜芯软导线与金属构架或接地排进行接地。

7.6 系统调试

7.6.1 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光伏发电系统的联合调试。

7.6.2 设备和系统调试前，应具备以下条件：

- 1 安装工程已完成并验收合格；
- 2 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；
- 3 受电后无法进行或影响运行安全的工程应施工完毕。

7.6.3 调试前应按设计图纸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。

7.6.4 光伏组件串调试可按现行行业标准《光伏电站现场组件检测规程》NB/T 32034 的方法进行，并应符合下列规定：

- 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，相同测试条件下，光伏组件串之间的电流偏差不应超过 5%。

7.6.5 汇流箱的调试可按现行国家标准《光伏电站汇流箱检测技术规程》GB/T 34933 的有关规定进行，并应符合下列规定：

- 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中均采用熔断器时，投、退熔断器前，均应将逆变器解列。

7.6.6 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，并应符合下列规定：

1 逆变器停运后，需打开盘门进行检测时，应切断直流、交流和控制电源，并确认无电压残留后，在有人监护的情况下进行；

2 逆变器在运行状态下，不得断开无灭弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

7.6.7 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。

7.6.8 电化学储能系统的调试除应符合现行国家标准《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120、《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133 和行业标准《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 的有关规定外，尚应检测电化学储能电池反接保护、防雷保护、防反向放电保护。

7.6.9 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。

7.6.10 系统联合调试应在分步调试完成，具备电网接入条件后进行，并应按照下列程序进行：

1 合上逆变器电网侧交流空气断路器，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空气断路器，并合上相应直流配电柜空气断路器及逆变器侧直流空气断路器，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。

7.6.11 独立光伏发电系统调试应按照下列程序进行：

- 1 首先确认接线正确，无极性反接及松动情况；
- 2 合上直流侧断路器后，检查设备指示是否正常；
- 3 启动逆变器，电源及电压表指示正确，方可合上交流断路器。

7.6.12 调试和检测完成后，应填写相关调试记录。

8 工程质量验收

8.1 一般规定

8.1.1 建筑光伏一体化应用工程验收应纳入建筑节能分部工程进行验收。既有建筑安装的光伏系统应作为单位工程进行专项验收，并应根据其施工安装特点进行分项工程验收和竣工验收。

8.1.2 建筑光伏一体化应用工程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 和《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411 的有关规定。

8.1.3 光伏系统工程验收应具备以下条件：

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

8.1.4 隐蔽工程质量验收应包括以下项目：

- 1 预埋件或后置化学锚栓连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体围护结构之间的建筑做法；
- 4 需进行防水处理工程节点；
- 5 系统防雷与接地保护的连接节点；
- 6 隐蔽安装的电气管线。

8.1.5 光伏系统检验批合格质量标准应符合下列规定：

- 1 主控项目应全部符合本规程合格质量标准要求；
- 2 一般项目应合格，当采用计数检验时，至少应有 80% 的检查点符合本规程质量合格标准的要求，且超差点最大偏差值应在允许偏差值的 1.5 倍范围内；
- 3 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整。

8.1.6 光伏系统工程宜测试系统的光电转换效率，其测试和计算应符合《可再生能源建筑应用工程评价标准》GB/T 50801 的有关规定。

8.2 分项工程质量验收

8.2.1 基座工程验收的主控项目应符合下列规定：

1 基座类型、强度应符合设计要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查，核查质量证明文件。

2 后置埋件的承载力应符合设计要求。

检查数量：以基座为单元检查基座使用的后置埋件，检查的单元数量为基座总数的1%，且不应少于3个基座。

检查方法：核查检测报告。

3 基座有防水要求的，防水处理应符合设计要求和现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB 50207的规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查，淋水试验。

4 钢基座及混凝土基座顶面的预埋件，在支架安装前应涂防腐涂料，并妥善保护。

检查数量：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。

检查方法：观察检查。

8.2.2 基座工程验收的一般项目应符合下列规定：

1 连接件与基座之间的空隙应采用细石混凝土填捣密实。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查。

2 锚栓的螺纹应予保护，尺寸偏差应符合表8.2.2的规定。

检查数量：按基座总数的10%，且不应少于3个。

检查方法：测量检查。

表 8.2.2 锚栓的尺寸偏差（mm）

项目	尺寸偏差
轴线	3
标高	±10
螺栓（锚栓）露出长度	+5.0 0.0
螺纹长度	+5.0 0.0

3 基座顶面标高应符合设计要求，最大偏差值不超过 10mm。

检查数量：基础总数的 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：测量检查。

8.2.3 支架工程验收的主控项目应符合下列规定：

1 支架材料、支架的形式、支架的制作应符合设计要求。钢结构支架的安装和焊接应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 的有关规定。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 组。

检查方法：观察检查，核查质量证明文件。

2 支架安装位置准确，连接牢固。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

3 支架的防腐处理应符合设计要求和现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工规范》GB 50212、《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》GB/T 50224 的有关规定；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。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，核查检测报告。

4 支架的方位和倾角应符合设计要求，其允许偏差为 $\pm 2^\circ$ 。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：测量检查。

5 支架接地系统、接地电阻应符合设计要求。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：核查检测报告。

8.2.4 支架工程验收的一般项目应符合下列规定：

1 支架安装所有连接螺栓应加防松垫片并拧紧，螺栓外露丝扣不应少于 2 扣。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

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

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

3 安装组件的孔洞位置应准确，偏差值不应大于 3mm。

检查数量：按支架总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查，测量检查。

8.2.5 光伏组件安装工程验收的主控项目应符合下列规定：

1 光伏组件的品种、规格、性能等应符合设计文件和国家现行产品标准、工程标准的要求。

检查数量：全数检查。

检查方法：核查质量证明文件、标志及检验报告。

2 光伏幕墙的物理性能检测和安装应符合设计要求和现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086 和行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139 的有关规定。

检查数量：全数检查。

检查方法：按设计文件和有关标准规范要求。

3 光伏组件应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

检查数量：按组件或方阵总数抽查 10%，且不应少于 3 个。

检查方法：观察检查。

4 安装光伏组件时，其周边的防水连接构造应符合设计要求，不得渗漏。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查，淋水试验。

5 光伏组件间的连接、光伏构件与支架连接、光伏构件支架间的连接应可靠、牢固；支架与接地系统的连接应可靠、牢固。

检查数量：全数检查。

检查方法：观察检查，测试检查。

6 光伏方阵电性能参数应符合设计要求，其允许偏差为 $\pm 3\%$ 。

检查数量：全数检查。

检查方法：测试检查。

7 连接在同一台逆变器的光伏方阵，其电压、电流应一致并符合设计要求，其允许偏差为 $\pm 3\%$ 。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/586001125131010031>