

太阳能光伏与建筑一体化技术规程

联系单位：中国能源建设集团黑龙江省电力设计院有限公司（1-7 章内容）
联系人：张圣金
联系电话：15545112616
联系邮箱：253723736@qq.com
联系单位：佳木斯中建材光电材料有限公司（8-10 章内容）
联系人：凌强
联系电话：13674675678
联系邮箱：lingqiangsteel@163.com

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

黑龙江省市场监督管理局
黑龙江省住房和城乡建设厅

发 布

目 次

前言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 2

4 总则 3

5 基本规定 3

 5.1 一般规定 3

 5.2 建筑条件 4

6 建筑一体化光伏组件和设备 4

 6.1 一般规定 4

 6.2 建筑一体化光伏组件 4

 6.3 逆变器 6

 6.4 汇流箱 7

7 电气技术及系统设计 8

 7.1 一体化系统并网接入 8

 7.2 变压器 8

 7.3 电气主接线 8

 7.4 储能系统设计 8

 7.5 防雷接地 9

 7.6 交直流配电柜 9

 7.7 电缆防火及敷设 9

 7.8 电气二次 10

 7.9 电能计量 10

 7.10 监控与数据传输 10

 7.11 运行适应性 10

 7.12 高电压穿越 11

 7.13 低电压穿越 12

8 建筑设计与结构设计 12

 8.1 一般规定 12

 8.2 建筑设计 12

 8.3 结构设计 14

9 安装施工与设备调试 15

 9.1 一般规定 15

 9.2 基座施工 16

 9.3 支架安装 16

 9.4 光伏组件安装 17

9.5 电气设备安装 18

9.6 管线敷设 19

9.7 防雷与接地 20

9.8 设备和系统调试 21

10 检测与验收 21

10.1 一般规定 21

10.2 太阳能光伏系统结构相关工程验收 24

10.3 太阳能光伏系统光伏组件验收 26

10.4 太阳能光伏系统电气系统验收 27

11 运行维护与能效评估 32

11.1 一般规定 32

11.2 运行维护 32

11.3 能效评估 35

附录 A（资料性） 建筑光伏一体化构件分类及应用位置 38

附录 B（资料性） 建筑用常见光伏组件尺寸 39

附录 C（规范性） 太阳能光伏节能分项工程和检验批的质量验收表 40

附录 D（规范性） 光伏方阵标称功率测试 43

附录 E（规范性） 太阳能光伏节能分项工程进场复验抽检频率和检验项目 47

附录 F（规范性） 太阳能光伏系统能效评估表 48

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由黑龙江省住房和城乡建设厅提出并归口。

本文件起草单位：佳木斯市中建材光电材料有限公司、中国能源建设集团、黑龙江省电力设计院有限公司、哈尔滨工业大学。

本文件主要起草人：张圣金、袁冬绪、辛文朋、黄晶、姚峰、范嘉良、高红宝、佟佳鸿、刘阳。

太阳能光伏与建筑一体化技术规程

1 范围

本文件规定了太阳能光伏与建筑一体化技术规程的总则、一般规定、建筑一体化光伏组件和设备、电气技术及系统设计、建筑设计与结构设计、安装施工与设备调试、检测与验收和运行维护与能效评估。

本文件适用于黑龙江省新建、改建、扩建的太阳能光伏与建筑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。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 4208 外壳防护等级（IP 代码）
- GB/T 6451 油浸式电力变压器参数和要求
- GB 8624 建筑材料及制品燃烧性能分级
- GB/T 10228 干式电力变压器技术参数和要求
- GB/T 12325 电能质量供电电压偏差
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14549 电能质量公用电网谐波
- GB/T 19939 光伏系统并网技术要求
- GB/T 19964 光伏发电站接入电力系统技术规定
- GB/T 20047 光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求
- GB/T 21086 建筑幕墙
- GB 24790 电力变压器能效限定值及能效等级
- GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
- GB/T 32512 光伏发电站防雷技术要求
- GB/T 33593 分布式电源并网技术要求
- GB/T 34933 光伏发电站汇流箱检测技术规程
- GB/T 34936 光伏发电站汇流箱技术要求
- GB/T 36558 电力系统电化学储能系统通用技术条件
- GB/T 39857 光伏发电效率技术规范
- GB/T 50002 建筑模数协调标准
- GB 50016 建筑防火设计规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 50797 光伏电站设计规范
- GB/T 50866 光伏发电站接入电力系统设计规范
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- DB23/T 3335 黑龙江省超低能耗公共建筑节能设计标准

DL/T 5222 导体和电器选择设计技术规定
JGJ 102 玻璃幕墙工程技术规范
JGJ 133 金属与石材幕墙工程技术规范
JGJ 237 建筑遮阳工程技术规范
JGJ 255 采光顶与金属屋面技术规程
JGJ 336 人造板材幕墙工程技术规范
JG/T 342 建筑用玻璃与金属护栏
JG/T 492 建筑用光伏构件通用技术要求
NB/T 32015 分布式电源接入配电网技术规定

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

太阳能光伏系统

利用太阳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，简称光伏系统。

3.2

光伏建筑一体化

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良好结合。

3.3

光伏组件

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

3.4

光伏构件

工厂模块化预制的，具备光伏发电功能的建筑材料或建筑构件，包括建材型光伏构件和普通型光伏构件。

3.5

建材型光伏构件

太阳电池与建筑材料复合在一起，成为不可分割的建筑材料或建筑构件。

3.6

普通型光伏构件

与光伏组件组合在一起，维护更换光伏组件时不影响建筑功能的建筑构件，或直接作为建筑构件的光伏组件。

3.7

光伏方阵

由若干个光伏组件或光伏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。

3.8

光伏电池倾角

光伏电池所在平面与水平面的夹角。

3.9

太阳能光伏(PV)电源供电系统

注：光伏(PV)是“太阳光辐射产生电压（伏特）(solar photovoltaic)”一词的缩写。

3.10

雷电电磁脉冲

雷电流通过电阻性、电感和电容性耦合产生的各种电磁效应，包括浪涌和辐射电磁场。雷电电磁脉冲又称雷击电磁脉冲。

3.11

电涌保护器

用于限制瞬态过电压和泄放电涌电流的电器，它至少包含一个非线性的元件。电涌保护器又称浪涌保护器。

3.12

防孤岛

孤岛现象是指当电网因故障/检修停电时，光伏等分布式电源仍向局部电网供电，形成“孤立电网”的防护措施，避免电网恢复供电时的冲击及检修人员触电等风险。

3.13

并网点

对于有升压站的光伏发电系统，指升压站高压侧母线或节点；对于无升压站的光伏发电系统，指光伏发电系统输出汇总

4 总则

4.1 为促进建筑节能减排，实现“双碳”目标，加快太阳能光伏与建筑一体化应用发展，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。

4.2 本规程适用于黑龙江省新建、改建、扩建的太阳能光伏与建筑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。

4.3 太阳能光伏与建筑一体化工程除应符合本规程外，尚应符合国家、行业 and 黑龙江省有关标准。

5 基本规定**5.1 一般规定**

5.1.1 光伏建筑一体化应符合“适用、经济、绿色、美观”的建筑要求，以及“高效、安全、可靠”的光伏发电系统电气要求。

5.1.2 光伏发电系统与建筑工程应双向满足，统一规划、一体化设计、同步施工和同步验收：

- a) 建筑工程项目在前期规划设计时，宜考虑建筑上可加装光伏发电设施的位置、可利用面积，可选用光伏建筑一体化的型式和构造类型；
- b) 建筑工程项目的初步设计宜包含光伏发电对建筑和结构设计的附加要求，以及光伏与建筑结合部位结构和性能方面的要求；
- c) 安装于建筑上的光伏发电系统不应超出建筑物结构轮廓线，其支撑结构的结构样式、建设高度、结构外沿应与建筑物立面相协调；

- d) 建筑工程施工设计宜充分考虑光伏发电在光照利用、结构支撑、设备安装、光伏组件及其他设备散热、运行维护及其他方面的需求；
 - e) 光伏发电系统的施工设计应充分考虑并满足建筑在结构承载、防水、防火、防雷、耐腐蚀、热工、抗震、采光等方面的要求。
- 5.1.3 光伏建筑一体化设计应充分考虑光伏发电与建筑设施的共用：
- a) 光伏组件或建筑用光伏构件具备替代屋面或墙体材料条件时，宜优先选用替代型构造；
 - b) 光伏发电与建筑或所在区域内的变压器、配电设备、供用电线路和通道可以共用时，宜优先实现共用；
 - c) 同场建设的光伏发电和建筑设备用运检设施、通道，宜优先实现共用；
 - d) 建筑或其所在区域的消防和安防及其他可以共用的设施，宜优先实现共用。
- 5.1.4 光伏建筑一体化系统设计不应降低原建筑消防防护水平。
- 5.1.5 积极采用先进技术和产品，以及节能型材料：
- a) 采用高强、耐久、轻质、高效的结构或结构与功能复合型材料；
 - b) 充分考虑采用光储直柔及其他先进系统形式的可行性或为其未来应用预留空间和接口。

5.2 建筑条件

- 5.2.1 工业建筑、农业建筑、住宅和公共建筑的屋面、外墙、其他外围护结构及建筑平台、阳台和突出物上安装光伏发电系统的位置应满足光照条件要求。
- 5.2.2 以下类型建筑，禁止安装光伏建筑一体化系统：
- a) 建筑防火设计规范 GB 50016 中规定的以下建筑：
 - 1) 火灾危险性类别为甲、乙类厂房和仓库、加油站加气（氢）站；
 - 2) 与甲、乙类建筑“明火或散发火花地点”，防火间距低于要求的建筑。
 - b) 设计或残余使用寿命低于光伏发电系统设计使用年限的建筑；
 - c) 木结构建筑；
 - d) 历史建筑，保护建筑，宗教建筑，超高层建筑；
 - e) 周边存在严重遮挡或日照时数低于设计要求的建筑；
- 违法、临时或存在较大安全隐患的建筑。

6 建筑一体化光伏组件和设备

6.1 一般规定

- 6.1.1 光伏发电系统各组成部分在建筑中的位置应满足其所在部位的建筑防水、排水和保温隔热等要求，同时便于系统的维护、检修和更新。
- 6.1.2 光伏系统设备及其部件的性能及正常使用寿命应满足相关标准的要求，并应获得相关认证。
- 6.1.3 在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。
- 6.1.4 光伏系统所用的外露于空气的材料应为难燃或不燃材料，隐蔽材料燃烧后不得释放有毒有害气体。

6.2 建筑一体化光伏组件

6.2.1 光伏组件或方阵的选型和设计应与建筑结合，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，合理选用光伏组件及设备类型，同时应满足安装、清洁、维护和局部更换的要求。

6.2.2 光伏发电系统直流侧的设计电压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，系统中所采用的设备和材料的最高允许电压应不低于该设计电压。

6.2.3 在光伏方阵中，同一光伏组件串各光伏组件的电性能参数宜保持一致，根据光伏电站设计规范 GB 50797 计算串联数，符合公式（1）和公式（2）。

$$N \leq V_{dc\max} / \{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]\} \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$\frac{V_{mppt\min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K_v']} \leq N \leq \frac{V_{mppt\max}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K_v']} \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中：

$V_{dc\max}$ ——直流系统最大电压（V）；

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K_v' ——光伏组件的工作电压温度系数；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（V）；

t ——光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

$V_{mppt\min}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

$V_{mppt\max}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

V_{pm} ——光伏组件的工作电压（V）。

6.2.4 光伏组件的设计使用寿命应不低于 25 年，其光电转换效率的测试与评价应符合光伏发电效率技术规范 GB/T 39857 的规定。光伏组件的支撑材料和附加零部件性能应与光伏组件使用寿命相匹配。

6.2.5 光伏组件的安全性能应符合 GB/T 20047.1 的规定，机械强度、抗冲击性能、防火性能等应符合建筑应用要求，应特别考虑其抗冰雹、抗风压及抗雪荷载。

6.2.6 应合理规划光伏组件的安装位置，建筑物及建筑物周围的环境景观与绿化种植等不应投射到光伏组件上的阳光造成遮挡。光伏系统安装后，不应影响相邻建筑的日照标准。

6.2.7 建筑一体化光伏组件按照在建筑上的应用位置，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/装饰性构件等，建筑一体化光伏组件分类及应用位置可参考附录 A。

6.2.8 光伏组件在不同应用场景应符合以下要求：

- a) 光伏组件用作采光顶、遮阳棚、雨棚等材料时，其质量应符合行业标准采光顶与金属屋面技术规程 JGJ 255 的有关规定；
 - b) 屋面上应用光伏瓦等光伏构件时，宜采用叠加光伏瓦的安装方式，并与屋面瓦保持外形一致，重叠宽度应与光伏瓦留白宽度一致，其构造应满足固定及防雨水渗入的要求；
 - c) 光伏组件用作建筑物外饰时，其色彩均匀性应符合标准 JG/T 492 的有关规定；
 - d) 光伏组件用作玻璃幕墙时，应满足建筑室内对视线、透光性能及建筑功能的要求。关键部位应设置防止构件坠落的警示标识和安全措施。结构性能应符合 JGJ 102 的规定；
 - e) 坡屋面上安装光伏组件时，其周边的防水及密封保温连接构造应严格按设计要求施工，且不得渗漏。
- 6.2.9 光伏组件作为围护结构时，其抗风压性能、气密性能、水密性能、热工性能、空气隔声性能、耐撞击性能、平面内变形性能和抗震性能应符合 GB/T 21086 的相关规定，并应符合 DB23/T 3335 的相关要求。
- 6.2.10 同一项目中，宜采用标准化光伏组件，尽量减少非常规、定制化的规格尺寸。光伏组件的规格尺寸应与相关建筑部位设计模数相协调，光伏组件的常见规格尺寸可参考本标准的附录 B，且符合 GB/T 50002 的有关规定。
- 6.2.11 光伏组件的燃烧性能和耐火极限应根据建筑的耐火等级确定，光伏组件的燃烧性能不应低于所在建筑物部位要求的材料燃烧性能。建材型光伏构件应采用不燃烧体，光伏遮阳构件可采用难燃烧体。
- 6.2.12 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置，应采用与主体建筑的变形缝相适应的构造措施。
- 6.2.13 建筑屋面安装光伏组件时，宜设置人工清洗、维护、融雪、清雪的安全通道。屋顶与光伏组件之间应留有通风间隙，组件安装应满足通风散热要求，通风间隙不宜小于 100 mm。
- 6.2.14 在屋面防水层上安装光伏组件时，若防水层上没有保护层，其支架基座下部应增设附加防水层。光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管，并做防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。
- 6.2.15 在寒冷、积雪等地区安装光伏组件时，应与产品生产厂家协商制定合理的安装施工方案及运行维护方案。
- 6.2.16 光伏组件应具有国家认可的认证证书，并应在明显位置标注产品型号、电气参数、防火等级、安装说明等信息。

6.3 逆变器

- 6.3.1 逆变器的选型、安装与运行应符合相关标准的规定，应满足建筑光伏系统的安全性、可靠性、高效性及并网要求。应特别考虑其低温启动性能及在寒冷环境下的运行稳定性。
- 6.3.2 逆变器应与光伏方阵容量匹配，其最大直流输入功率不应小于光伏方阵的实际最大输出功率。
- 6.3.3 光伏发电系统中，同一个逆变器接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角宜一致。不同朝向、不同规格的光伏方阵或光伏组串应接入不同逆变器或逆变器的不同 MPPT 输入回路。
- 6.3.4 并网光伏系统应采用符合要求 GB/T 37408 的并网逆变器，并应满足以下要求：
- a) 应具备自动运行和停止功能、最大功率点跟踪（MPPT）控制功能、防止孤岛效应功能；
 - b) 应具备无功和有功调节功能；
 - c) 应具备故障诊断、报警及历史数据记录功能；
 - d) 应满足高效、节能、环保的要求，总谐波畸变率（THD）应符合 GB/T 14549 的规定。
- 6.3.5 独立光伏系统应采用符合离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 GB/T 20321 的离网型逆变器标准，并应满足以下要求：

- a) 应具备输入反接、欠压、过压、过流和短路保护等功能；
 - b) 在额定输入电压变化范围内，输出电压波动不超过 $\pm 5\%$ ；
 - c) 应满足高效、节能、环保的要求，应特别考虑其适用于无电网或弱电网地区。
- 6.3.6 逆变器的监控系统宜具备如下功能：
- a) 监控系统客户端应显示光伏组串的电压和电流、交流输出的电压和电流、日发电量、累计发电量、日期时间、实时功率等参数；
 - b) 监控系统应具备运行数据的监测功能，包括但不限于各直流组串电压、直流组串电流、交流电压、交流电流、日发电量、月发电量、年发电量、实时发电功率、系统日期时间、系统运行状态、系统故障信息等。并应具备下载发电量数据报表和系统故障的功能；
 - c) 移动客户端；
 - d) 无线通信网络传输功能。
- 6.3.7 逆变器外壳防护等级应符合 GB/T 4208 的规定：
- a) 室内安装的逆变器防护等级不应低于 IP 20；使用环境为有粉尘产生的工业厂房等室内环境时逆变器防护等级不应低于 IP 65；
 - b) 室外安装的逆变器防护等级不应低于 IP 54。应特别考虑其防冻、防积雪措施。
- 6.3.8 逆变器外壳及内部材料应满足防火要求，符合 GB 8624 的相关规定。
- 6.3.9 安装与运行环境
- a) 逆变器宜安装在干燥、通风、无腐蚀性气体的环境中，应注意避免安装在易结露或低温潮湿的场所，并应避免阳光直射、雨淋和积雪；
 - b) 非固定到建筑构件上的逆变器应具有稳定性。打开逆变器时应自动开启保持稳定作用的装置或具有警告标识；
 - c) 逆变器的手柄及安装支架均能承受逆变器重力 4 倍的力。质量为 18 kg 及以上的逆变器，应具有搬运指导文件。
- 6.4 汇流箱
- 6.4.1 汇流箱的性能应符合 GB/T 34936 的规定。直流汇流箱内应设置汇流铜母排，用于汇集多个光伏组串的输出电流，母排的截面积应满足最大工作电流和短路电流的要求，应具有良好的导电性和耐腐蚀性。
- 6.4.2 直流/交流汇流箱内每个输入回路应分别设置分开关（或熔断器），在汇流输出回路应设置主开关，用于分段保护和检修隔离，并应在显著位置标明禁止带负载操作。
- 6.4.3 直流/交流汇流箱内均应设置防雷保护装置，其技术性能应符合 GB/T 32512 和 GB 50057 的有关规定。
- 6.4.4 直流/交流汇流箱的绝缘水平、防护等级应符合 GB/T 34936 的规定，室内型汇流箱不应低于 IP 20，室外型汇流箱不应低于 IP 54。在风沙、腐蚀等特殊环境下，室外型汇流箱不应低于 IP 65。
- 6.4.5 汇流箱的设置应符合下列规定：
- a) 直流汇流箱应靠近光伏方阵布置，交流汇流箱应靠近逆变器布置；
 - b) 箱体应安装牢固，支架及固定螺栓应采用防锈材质；
 - c) 箱门应设置安全锁，并应有明显的带电警示标识；
 - d) 进出线电缆应排列整齐、固定可靠，并做好防水、防火及密封保温封堵；
 - e) 汇流箱的安装位置应避免阳光直射、雨雪侵袭和机械损伤。应特别考虑防雪、防冰冻措施。

6.4.6 汇流箱的选型应根据光伏系统的规模、组串数量、最大工作电流、最高工作电压、环境条件等因素综合确定，并应预留一定的扩容余量。

6.4.7 汇流箱的调试与验收应符合 GB/T 34933 的有关规定，满足电气性能、保护功能、绝缘电阻等指标符合设计要求。

7 电气技术及系统设计

7.1 一体化系统并网接入

7.1.1 一体化系统与公用电网并网，应符合 GB/T 19939、GB/T 19964、GB/T 50866、GB/T 33593、NB/T 32015、GB/T 29319、GB/T 12325 和 GB/T 14549 的有关规定。

7.1.2 一体化发电系统并网项目应结合建筑用电量、最大负荷、负荷特性等，按照“以荷定源”原则确定装机规模，电源结构、发电量，合理配置储能等单元、确定发电系统接入公共电网方案。

7.1.3 一体化发电系统并网电压等级根据装机容量参考以下标准：8 kW 以下可接入 220 V，8 kW ~ 400 kW 可接入 380 V，400 kW ~ 6 MW 可接入 6 kV ~ 10 kV。最终并网电压等级应综合考虑接入条件，经技术经济分析后确定。

7.1.4 用电负荷为直流设备，可采用独立光伏系统供电，有连续性要求用电负荷，宜配置储能装置。

7.2 变压器

7.2.1 建筑光伏一体化发电系统变压器的选择应符合 DL/T 5222 的规定，GB/T 6451、GB/T 10228 和 GB 24790 的有关规定进行选择。

7.2.2 变压器可采用油浸式或干式。变压器根据不同环境条件确定防护等级。

7.2.3 变压器容量应与其低压侧汇流接入逆变器最大输出功率匹配，一般按 1:1~1:1.1 的比例选择标准容量。接入用户侧配电网系统时，光伏系统接入的容量应符合上级变压器及电气设备的规定，安装容量一般不超过接入点上级变压器容量的 80%，以确保电网安全稳定运行。

7.2.4 变压器宜采用双绕组、无励磁调压变压器。宜优先选择高效节能型、自冷式、低损耗电力变压器。

7.3 电气主接线

7.3.1 建筑光伏一体化发电系统的电气主接线应根据光伏电池板安装容量、系统安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件进行选择。

7.3.2 建筑光伏一体化发电系统一般以 380 V、6 kV、10 kV 电压等级接入用户配电柜（箱）、箱变或开关站。

7.4 储能系统设计

7.4.1 建筑光伏一体化发电系统可根据需要配置适当容量的储能装置，以提升系统供电能力。储能配置应综合考虑光伏系统安装容量、负荷特性、消纳能力、经济性等因素进行配置。

7.4.2 储能配置应满足以下基本条件：

- a) 建筑光伏一体化发电系统宜采用电化学储能方式，电化学储能系统设计应符合电化学储能电站设计规范 GB 51048，电力系统电化学储能系统通用技术条件 GB/T 36558 的有关规定；
- b) 配套储能原则上应在主要并网点集中建设；

- c) 储能系统不得发生影响周边居民身体健康的现象，在极端情况下，不得发生爆炸、燃烧等危及储能系统及周边居民的安全故障；符合环保要求；储能装置内应配置自动灭火装置；
- d) 易于安装和维护；具有较好的环境适应性，较宽的工作温度范围；
- e) 为提高储能系统可靠性，宜选用大容量单体储能电池，减少并联数。采用储能电池组分组控制充放电，储能系统充电控制器宜选用低能耗节能型产品；
- f) 储能系统宜加装 BMS、EMS 系统。BMS 系统应具有在线识别与控制功能。EMS 系统应与应用场景需求匹配。

7.5 防雷接地

7.5.1 建筑光伏一体化发电系统应采取防雷措施，采用的接闪器、引下线及接地体应符合 GB 50057 和 GB/T 32512 的有关规定。焊接部位应采取防腐蚀措施。

7.5.2 建筑光伏一体化发电系统的防直击雷和防雷击电磁脉冲的措施应按 GB 50057 和 GB/T 36963 的相关规定执行。

7.5.3 利用光伏方阵金属支架、建筑物金属部件作为引下线时，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。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 GB 50057 的有关规定。

7.5.4 无金属边框的光伏组件，防雷措施应符合 GB/T 36963。

7.5.5 光伏支架、光伏框架等金属构件应与建筑物防雷接地系统实现可靠连接，联结点不得少于两处。

7.5.6 根据光伏方阵与建筑物结合方式，建筑光伏一体化发电系统的防雷设计，既要考虑顶层雷击，还要考虑侧向雷击，采用滚球法进行设计防雷，应符合 GB 50057。

7.5.7 光伏系统和并网接口设备的防雷和接地措施，应符合 GB/T 16895.32 和 GB/T 36963。

7.5.8 建筑光伏系统接地应满足交流电气装置的接地设计规范 GB/T 50065 的有关规定。

- a) 建筑物光伏系统接地应与电气系统接地统一设置，接地阻值应采用各电气系统接地最小值。当光伏系统以防雷为目的进行接地时，光伏系统接地电阻不应大于 $4\ \Omega$ ；
- b) 光伏组件的金属边框、支架、汇流箱、逆变器等外露可导电部分均应可靠接地，防止触电和雷击过电压危害。应定期检测接地电阻及连接可靠性；
- c) 光伏系统直流侧不得采用不接地的等电位保护；
- d) 光伏系统的交流配电接地型式应与建筑配电系统接地型式相一致。

7.6 交直流配电柜

7.6.1 光伏并网处应设置并网专用高低压开关柜（箱），应符合 GB 50054、DL/T 5222，3kV ~ 110kV 高压配电装置设计规范 GB 50060 的有关规定。

7.6.2 交直流配电柜(箱)应按使用环境、柜体型式、安装方式、电压等级、绝缘等级、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等参数选择。

7.6.3 交直流配电柜(箱)设计应符合 GB 50054 的有关规定。

7.7 电缆防火及敷设

7.7.1 建筑光伏一体化系统宜采用铜芯电缆。电缆选型应符合 GB 50217 的有关规定。

7.7.2 光伏系统的交直流线缆宜与其他电气系统电缆路径统一设计，应与其他电气系统线缆隔离敷设。

7.7.3 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断点。

7.7.4 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。

7.7.5 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类阻燃电缆。

7.7.6 极寒地区应采用低温电缆。直埋电缆应埋于冻土层以下，当受条件限制时，应采取防止电缆受到损伤的措施。

7.7.7 电缆防火与阻止延燃应符合 GB 50217 的有关规定。

7.8 电气二次

7.8.1 建筑光伏一体化系统宜综合考虑设置光伏独立控制机房或与已有控制机房合并。

7.8.2 监控系统设计应符合 GB/T 51368 的有关规定。

7.8.3 基本要求符合下列内容：

- a) 光伏发电系统的保护应符合可靠性、选择性、速动性的要求，并符合相关标准和规范；
- b) 光伏发电系统应在逆变器输出汇总点设置易于操作、可闭锁且具有明显断开点的开关设备，以确保电力设施检修维护人员的人身安全；
- c) 高/低电压保护、频率保护应满足光伏发电系统接入配电网技术规定 GB/T 2931 的要求；
- d) 通过 6 kV 及以上电压等级并网的光伏发电系统应符合电力系统二次安全防护总体要求。

7.8.4 建筑光伏一体化系统 6 kV、10 kV 及以上电压等级接入电网的光伏发电系统配置的继电保护装置应符合 GB/T 14285 的有关规定。通过 380 V、220 V 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。

7.8.5 建筑光伏系统接入配电网时，应对光伏发电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。

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

7.8.7 一体化发电系统可不设置专用母线保护，发生故障时可由母线有源连接元件的保护切除故障。

7.8.8 光伏发电系统应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力。防孤岛保护动作时间不大于 2 S，且防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

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

7.8.10 并网箱/柜内宜安装过欠压保护设备，其具备失压跳闸、欠压跳闸、过压跳闸及检有压合闸功能。

7.9 电能计量

7.9.1 光伏发电系统电能计量点应设置在并网点。

7.9.2 电能表采用静止式多功能电能表，应具备双向有功和四象限无功计量功能、时间记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

7.10 监控与数据传输

7.10.1 光伏系统应配置监控及数据传输系统对运行状况进行监测。

7.10.2 光伏系统的自动控制、通信装置应根据当地供电机构要求配置。

7.10.3 光伏系统监控系统应实现自动数据存储与数据传输功能。数据传输系统的基本数据应包括系统的累计发电量及日发电量。

7.11 运行适应性

7.11.1 电压范围：通过 220V 和 380V 电压等级并网的一体化发电系统，并网点电压在 85% ~ 110% 标称电压之间时，一体化发电系统应能正常运行。

7.11.2 通过 6 kV ~ 10 kV 电压等级并网一体化发电系统，当并网点电压在 90% ~ 110% 标称电压之间时，一体化发电系统应能正常运行。

7.11.3 频率范围：光伏电站的频率适应性应满足表 1 要求。

表 1 不同电力系统频率范围内的光伏电站运行要求

电力系统频率 (f) 范围	要求
$f < 46.5\text{Hz}$	根据光伏逆变器和无功补偿装置允许运行的最低频率而定
$46.5\text{Hz} \leq f < 47\text{Hz}$	频率每次低于 47Hz 高于 46.5Hz 时，光伏电站应具有至少运行 5s 的能力
$47\text{Hz} \leq f < 47.5\text{Hz}$	频率每次低于 47.5Hz 高于 47Hz 时，光伏电站应具有至少运行 20s 的能力
$47.5\text{Hz} \leq f < 48\text{Hz}$	频率每次低于 48Hz 高于 47.5Hz 时，光伏电站应具有至少运行 60s 的能力
$48\text{Hz} \leq f < 48.5\text{Hz}$	频率每次低于 48.5Hz 高于 48Hz 时，光伏电站应具有至少运行 5min 的能力
$48.5\text{Hz} \leq f \leq 50.5\text{Hz}$	连续运行
$50.5\text{Hz} < f \leq 51\text{Hz}$	频率每次高于 50.5Hz、低于 51Hz 时，光伏电站应具有至少运行 3min 的能力，并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略，不允许停运状态的光伏发电系统并网
$51\text{Hz} < f \leq 51.5\text{Hz}$	频率每次高于 51Hz、低于 51.5Hz 时，光伏电站应具有至少运行 30s 的能力，并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略，不允许停运状态的光伏发电系统并网
$f > 51.5\text{Hz}$	根据光伏电站内光伏逆变器和无功补偿装置允许运行的最高频率而定

7.11.4 系统发生扰动脱网后，在电压和频率恢复到正常运行范围之前光伏电源不允许并网。在电网电压和频率恢复正常后，光伏电源需要经过一定延时时间后才可重新并网，并网延时由电网调度机构给定。

7.11.5 短路比：一体化发电系统应提供必要的转动惯量与短路容量支撑，并网点的多场站短路比不宜小于 1.5。

7.12 高电压穿越

一体化发电系统应具备高电压穿越能力，当电力系统操作或故障引起并网点电压升高在图 1 中电压轮廓线及以下区域内时，光伏发电系统应不脱网连续运行；否则，允许光伏发电系统切出。

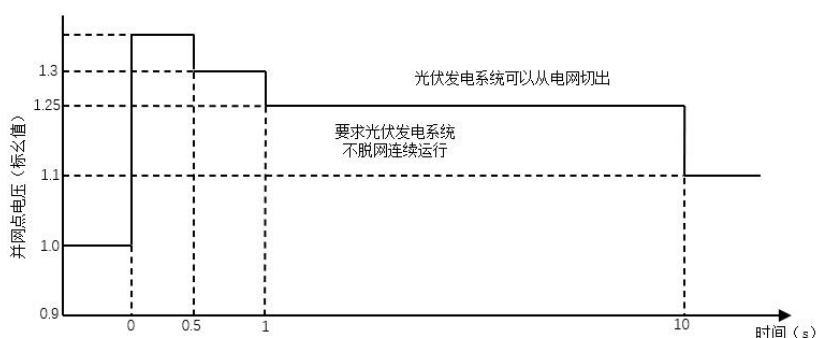


图 1 光伏发电系统的高电压穿越能力

7.13 低电压穿越

- 7.13.1 光伏电站并网点电压跌至 0 时，光伏发电系统应能不脱网连续运行 0.15 s。
- 7.13.2 光伏发电系统并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏发电系统可从电网切出，符合图 2 的规定。

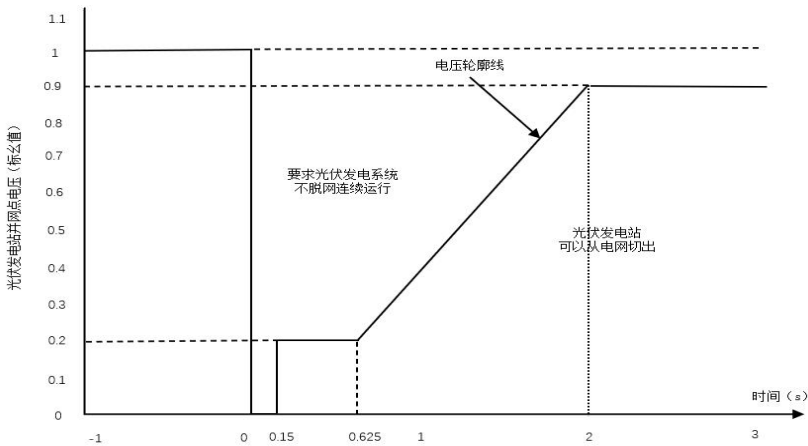


图 2 光伏发电系统的低电压穿越能力

8 建筑设计与结构设计

8.1 一般规定

- 8.1.1 应用光伏系统的建筑，其建筑设计应对建设地点的地理、气候及太阳能资源条件进行分析，确定建筑的布局、朝向、间距、群体组合和空间环境，满足光伏系统设计要求。
- 8.1.2 应结合建筑功能、建筑外观以及周围环境条件进行光伏组件类型、安装位置、安装方式和色彩的选择。
- 8.1.3 安装光伏系统的建筑不应降低建筑本身或相邻建筑的建筑日照标准。
- 8.1.4 光伏组件的安装位置，应避免周围的环境景观对投射到光伏组件上的阳光形成遮挡。
- 8.1.5 对光伏构件可能引起的二次辐射光污染等环境影响应进行预测并采取相应的措施。
- 8.1.6 光伏系统应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施。当光伏组件与建筑相结合时，应满足该部位的结构安全、建筑围护功能、节能、防火、防水、防雷、防静电等相关要求。
- 8.1.7 在既有建筑上增设或改造光伏系统，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全的复核。

8.2 建筑设计

- 8.2.1 光伏组件及其支架的形式和安装方式不应影响安装部位的建筑雨水系统设计，不应造成局部积水、防水层破坏、渗漏等情况。光伏组件及其支架的安装减少保温层破坏，并保证局部保温加强措施。
- 8.2.2 光伏组件的安装部位宜满足光伏组件冬至日全天有 3h 以上建筑日照时数。
- 8.2.3 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。
- 8.2.4 应充分考虑光伏系统组件的吸热对建筑热环境的影响，光伏组件的构造及安装应采用通风降温措施。
- 8.2.5 建筑屋面安装光伏组件时，宜设置便于人工融雪、清雪的安全通道。

8.2.6 光伏发电系统与新建建筑屋顶一体化设计，应符合下列要求：

- a) 平屋顶和坡屋顶建筑上，可采用晶硅、薄膜光伏发电板或光伏瓦等种类，将其作为建筑造型的一部分，产品选型、布置方式、设备安装等宜与建筑的功能、造型、色彩、风格、质感等相协调，形成建筑的整体视觉效果；
- b) 平屋顶和坡屋顶建筑上，可将光伏发电系统作为建筑的功能部件来设计，宜做成光伏屋面、光伏雨篷等形式，与建筑有机结合。

8.2.7 平屋面上安装光伏组件应符合以下要求：

- a) 光伏组件安装应按最佳倾角推荐值进行设计；当光伏组件安装倾角小于 10° 时，应考虑设置维修、人工清洗的设施与通道；
- b) 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上部应铺设屋面保护层；
- c) 光伏组件安装支架宜采用可调节支架，包括自动跟踪型和手动调节型；
- d) 支架安装型光伏阵列中光伏组件的间距应满足冬至日不遮挡太阳光的要求；
- e) 光伏组件基座与结构层相连时，防水层应包到基座和金属埋件的上部，并在地脚螺栓周围做密封处理；
- f) 在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；
- g) 光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管，并做防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕；
- h) 当采用直爬梯做屋面检修梯时，直爬梯应设护笼。

8.2.8 坡屋面上安装光伏组件应符合以下要求：

- a) 建筑屋面坡度设计宜取光伏组件接受阳光的最佳倾角；
- b) 光伏组件宜采用顺坡镶嵌或顺坡架空安装方式；
- c) 光伏组件作为建筑屋面面层时，与周围屋面材料连接部位应做好建筑构造处理，并应满足屋面整体的保温、防水等围护结构功能要求；
- d) 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。

8.2.9 阳台或平台上安装光伏组件应符合以下要求：

- a) 安装在阳台或平台栏板上的晶体硅光伏组件应有适当的倾角；
- b) 安装在阳台或平台栏板上的光伏组件支架应与栏板结构主体构件上的预埋件牢固连接；
- c) 构成阳台或平台栏板的构件型光伏组件，应满足刚度、强度、防护功能和电气安全要求；
- d) 应采取保护人身安全的防护措施。

8.2.10 外墙面上安装光伏组件应符合以下要求：

- a) 安装在外墙面上的光伏组件支架应与墙面结构主体上的预埋件锚固牢靠；
- b) 光伏组件与外墙面的连接不应影响墙体的保温构造和节能效果；
- c) 设置在外墙面的光伏组件的引线穿过墙面处，应预埋防水套管。穿墙管线不应设在结构柱处；
- d) 光伏组件镶嵌在外墙面时，应与墙面装饰材料、色彩、风格等协调处理；
- e) 光伏组件与遮阳装置相结合时，应做遮阳分析，满足室内采光、通风和日照的要求；
- f) 应采取保护人身安全的防护措施。

8.2.11 幕墙上安装光伏组件应符合以下要求：

- a) 光伏组件尺寸应符合幕墙设计模数，并根据建筑立面需要进行统筹设计，光伏组件表面颜色、质感应与幕墙协调统一；
- b) 光伏幕墙的性能应满足所安装幕墙整体物理性能的要求，并应满足建筑节能的要求；

- c) 对于有采光和安全双重性能要求的部位，应使用双玻光伏幕墙，封装用胶采用 PVB 或其他满足安全玻璃要求的夹胶；
 - d) 玻璃光伏幕墙的结构性能应满足行业 JGJ 102 的要求，并应满足建筑室内对视线和透光性能的要求；
 - e) 由光伏组件构成的雨篷、檐口和采光顶，应满足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要求。
- 8.2.12 雨棚上安装光伏组件应符合以下要求：
- a) 安装在雨棚上的光伏组件宜按最佳倾角进行设计。
 - b) 安装在雨棚上的光伏组件支架应与雨棚结构主体上的预埋件锚固牢靠。
 - c) 光伏组件与雨棚的连接不应影响雨棚的保温构造和节能效果。
 - d) 安装在雨棚上的光伏组件主体应安装在雨棚上侧，下侧利用雨棚本体提供防坠落保护。
- 8.2.13 光伏系统控制机房宜采用自然通风，不具备条件时应采取机械通风措施。
- 8.2.14 储能蓄电池、逆变器的设置应符合下列规定：
- a) 储能蓄电池、逆变器宜设置在配电间或专用设备间，也可设置在屋面、露台、阳台上；
 - b) 设置在屋面上的设备、电缆线路不应影响消防疏散等功能；
 - c) 储能蓄电池、逆变器安装部位的结构承载力应满足其最大荷载要求；
 - d) 设置储能蓄电池、逆变器的屋面、露台等室外场所，应设有满足设备安装搬运和检修维护的通道和工作平台，储能蓄电池、逆变器周围应有安全的安装、检修和维护空间，并应有防火、防水、排水等设施。
- 8.2.15 设置储能蓄电池、逆变器的配电间或专用设备间，应符合下列规定：
- a) 应确保逆变器工作温度为 $-25^{\circ}\text{C} \sim +55^{\circ}\text{C}$ 的通风降温设施；
 - b) 应根据逆变器和配电柜的数量、规格来确定平面尺寸，逆变器和配电柜上方及周围应有安装、检修及维护空间，其净空应满足设备专业要求；
 - c) 门宽及通道应能满足设备检修和设备搬运的需要；对有大型设备搬运要求的配电间应采用安装后围护墙体后期砌筑的施工方法；
 - d) 电缆沟设计等应满足设备的相关技术规定；
 - e) 不应与有水的房间直接连通，并不应与允许儿童活动的房间连通；
 - f) 设置在屋面时应在围护墙体下设置高度不小于 600 mm 的混凝土翻梁，且应设置可靠的防水措施；
 - g) 应具有防水、排水、防火、通风、隔热、防潮等措施，并有设备操作照明等设施；
 - h) 应符合 JGJ 16 的相关技术要求，并按变配电房标准进行消防设计。

8.3 结构设计

- 8.3.1 结构设计应符合相关标准的规定。
- 8.3.2 在新建建筑上安装光伏系统，应考虑其传递的荷载效应。
- 8.3.3 在既有建筑上增设光伏系统，应事先对既有建筑的结构设计、结构材料、耐久性、安装部位的构造及强度等进行复核算，并应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求。
- 8.3.4 对光伏系统的支架和连接件的结构设计应符合下列规定：
- a) 非抗震设计时，应计算系统自重、风荷载和雪荷载作用效应；
 - b) 抗震设计时，应计算系统自重、风荷载、雪荷载和地震作用效应。
- 8.3.5 建筑的主体结构或结构构件应能承受光伏系统各组件传递的荷载和作用。

- 8.3.6 蓄电池并网逆变器等较重的设备和部件宜安装在承载能力大的结构构件上，并进行结构构件的强度和变形验算。
- 8.3.7 光伏组件或方阵的支架，宜由埋设在钢筋混凝土基座中的钢制镀锌连接件或不锈钢地脚螺栓固定；钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内；当不能与主体结构锚固时，应设置支架基座。应采取提高支架基座与主体结构间附着力的措施，并满足风荷载、雪荷载与地震荷载作用的要求。
- 8.3.8 新建光伏一体化建筑应在主体结构混凝土施工时埋入预埋件，预埋件的位置应准确。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。
- 8.3.9 支架基座应进行抗滑移、抗倾覆等稳定性验算。
- 8.3.10 轻质填充墙不应作为光伏组件的支承结构。
- 8.3.11 光伏系统与主体结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：
- 锚栓产品应有出厂合格证；
 - 宜采用不锈钢锚栓，或经过热镀锌防腐处理的碳素钢锚栓；
 - 应进行承载力现场实验，必要时应进行极限抗拔实验；
 - 每个连接点不应少于 2 个锚栓；
 - 锚栓直径应通过计算确定并不应小于 10mm；
 - 不应在化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作；
 - 锚栓承载力设计值不应大于其极限承载力的 50%，其计算应力不宜大于 50MPa；
 - 在地震设防区必须使用抗震适用型锚栓；
 - 应满足 JGJ 145 的规定。
- 8.3.12 建筑光伏构件的支撑系统选型与安装应符合下列规定：
- 透明幕墙的支撑系统应符合 JGJ 102 的相关规定；
 - 非透明幕墙的支撑系统应符合 JGJ 102 和人造板材幕墙工程技术规范 JGJ 336 的相关规定；
 - 光伏遮阳的支撑系统应符合 JGJ 237 的相关规定；
 - 光伏护栏的支撑系统应符合 JGJ/T 342 的相关规定。

9 安装施工与设备调试

9.1 一般规定

- 9.1.1 太阳能光伏与建筑一体化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。
- 9.1.2 太阳能光伏与建筑一体化工程施工前，施工单位应编制专项施工组织设计，经公司技术负责人审查通过，报项目总监理工程师批准后实施。专项施工组织设计应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。
- 9.1.3 在既有建筑上安装光伏系统，应根据建筑物的建设年代、结构状况，选择可靠的安装方法。
- 9.1.4 光伏发电系统所使用的材料、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。进场的材料、构件和设备应分类进行保管，其存放条件应符合相应的产品标准规定。在屋顶、楼面的临时堆放应均匀、有序摆放，不得集中放置。应考虑潮湿气候对电气设备的影响，采取防潮措施，如使用防潮包装和存储设备。
- 9.1.5 光伏系统安装前应具备以下条件：
- 设计文件齐备，并符合相关图审规定；
 - 施工组织设计及施工方案已经批准；

- c) 施工场地电源及道路等条件应满足正常施工需要；
- d) 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。

9.2 基座施工

- 9.2.1 混凝土工程的施工应符合 GB 50204 的有关规定。
- 9.2.2 钢结构工程的施工应符合 GB 50205 的有关规定。
- 9.2.3 铝合金工程的施工应符合 GB 50576 的有关规定。
- 9.2.4 屋顶光伏发电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，在设计阶段应进行基础设计。
- 9.2.5 混凝土基座的尺寸允许偏差应符合表 2 的规定。

表 2 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

- 9.2.6 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表 3 的规定。

表 3 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差

项目名称		允许偏差（mm）
锚栓	中心线位置	3.0
	标高（顶部）	±10.0
预埋钢板	中心线位置	±10.0
	标高	0, -5.0

- 9.2.7 金属屋面夹具的尺寸允许偏差应符合表 4 的规定。

表 4 金属屋面夹具的尺寸允许偏差

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

9.3 支架安装

- 9.3.1 支架安装应符合下列规定：
 - a) 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；
 - b) 支架安装过程中不应破坏防腐涂层；
 - c) 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；
 - d) 支架安装的尺寸允许偏差应符合表 5 的规定。

表 5 支架安装的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差
中心线偏差	±2 mm
梁标高偏差（同组）	±3 mm

立柱面偏差（同组）	±3 mm
平屋顶支架倾斜角度	±1°

- 9.3.2 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：
- a) 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；
 - b) 焊接完毕后应对焊缝质量进行检查；
 - c) 焊接表面应按设计要求进行防腐处理。
- 9.3.3 光伏幕墙连接部件和构件的安装施工应符合 JGJ 102 和玻璃幕墙工程质量检验标准 JGJ/T 139 的有关规定。
- 9.3.4 光伏采光顶连接部件和构件的安装施工应符合 JGJ 255 的有关规定。
- 9.3.5 光伏遮阳连接部件和构件的安装施工应符合 JGJ 255 和 JG/T 274 的有关规定。

9.4 光伏组件安装

- 9.4.1 光伏组件安装前应对光伏组件进行查验，其安装应具备下列条件：
- a) 光伏支架安装应验收合格；
 - b) 光伏组件应验收合格，其结构强度应满足设计要求，外观完好无损，且标有带电警告标识；
 - c) 已按光伏组件的电流、电压参数进行分类和组串。
- 9.4.2 光伏组件的安装应符合 GB 50794 的有关规定，并应符合下列规定：
- a) 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；
 - b) 光伏组件应按设计的型号、规格、连接方式进行安装；
 - c) 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产品标准的有关规定；
 - d) 光伏组件之间的连接件应便于拆卸和更换；
 - e) 光伏组件安装尺寸允许偏差应符合表 6 的规定。

表 6 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

- 9.4.3 光伏组件之间的接线应符合下列规定：
- a) 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；
 - b) 外接电缆同插接件连接处应搪锡；
 - c) 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；
 - d) 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；
 - e) 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。
- 9.4.4 光伏组件安装时，光伏组件的金属带电部位应标注带电警告标识。
- 9.4.5 平屋面上安装光伏组件应符合下列规定：
- a) 光伏方阵应设置方便人工清洗、维护的设施与通道；
 - b) 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；
 - c) 光伏构件周围屋面、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。
- 9.4.6 坡屋面上安装光伏组件应符合下列规定：

- a) 光伏构件宜采用平行于屋面、顺坡镶嵌或顺坡架空的安装方式;
 - b) 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。
- 9.4.7 阳台或平台上安装光伏组件应符合下列规定:
- a) 安装在阳台或平台栏板上的光伏构件支架应与栏板主体结构上的预埋件牢固连接;
 - b) 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。
- 9.4.8 墙面上安装光伏组件应符合下列规定:
- a) 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;
 - b) 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;
 - c) 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;
 - d) 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。
- 9.4.9 建筑幕墙上安装光伏组件应符合下列规定:
- a) 光伏组件的尺寸应符合幕墙设计模数, 与幕墙协调统一;
 - b) 开缝式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时, 线缆槽应便于开启检查和维护更换。穿过围护结构的线缆槽, 应采取相应的防渗水和防积水措施;
 - c) 光伏组件之间的缝宽应满足幕墙温度变形和主体结构位移的要求, 并应在嵌缝材料受力和变形承受范围之内。
- 9.4.10 光伏采光顶连接部件和构件的安装应符合 GB 50210 和 JGJ 255 的有关规定。
- 9.4.11 光伏遮阳连接部件和构件的安装应符合 GB 50210 和 JGJ 255、建筑遮阳通用技术要求符合 JG/T 274、建筑遮阳工程符合 JGJ 237 的有关规定。

9.5 电气设备安装

- 9.5.1 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。
- 9.5.2 汇流箱的安装应符合 GB 50169 及 GB 50794 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:
- a) 汇流箱进线端和出线端与汇流箱接地端应进行绝缘测试, 绝缘电阻不小于 $20\text{ M}\Omega$;
 - b) 汇流箱内元器件应完好, 连接线应无松动;
 - c) 汇流箱中的开关应处于分断状态, 熔断器熔丝不应放入;
 - d) 汇流箱的支架和固定螺栓应为防锈件;
 - e) 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;
 - f) 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。
- 9.5.3 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:
- a) 环境温度: 汇流箱工作的额定环境温度为 $-25\text{ }^{\circ}\text{C}\sim+50\text{ }^{\circ}\text{C}$, 应避免阳光直射;
 - b) 相对湿度: $5\% \sim 95\%$, 汇流箱内部不应凝露, 不应结冰。
- 9.5.4 逆变器的安装除应符合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, 安装前应对逆变器进行查验, 其安装应符合下列规定:
- a) 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格, 并应符合设计要求;
 - b) 安装场所应具备安装条件, 运输及就位的机具应准备就绪, 且满足荷载要求;
 - c) 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 7 的规定;

表 7 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

- d) 采用壁挂安装的逆变器，安装墙体必须具备承载能力与防火性能，安装空间不可有易燃物和易燃气体。逆变器需竖直安装，垂直偏差不大于 1.5mm。安装高度应利于观看液晶显示与按钮操作，不可安装在生活区域及儿童可触摸到的地方。避免逆变器受到直接日晒、雨淋和积雪。逆变器安装固定位置钻孔，应避开墙内水、电走线；
 - e) 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；
 - f) 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，并做好施工记录；
 - g) 逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点；
 - h) 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。
- 9.5.5 高压电器设备的安装应符合 GB 50147 的有关规定。
- 9.5.6 电力变压器的安装应符合 GB 50148 的有关规定。
- 9.5.7 二次设备、盘柜的安装及接线处应符合 GB 50171 的有关规定外，尚应符合设计要求。
- 9.5.8 低压电器的安装应符合 GB 50254 的有关规定。
- 9.5.9 蓄电池的安装应符合 GB 50172 的有关规定。
- 9.5.10 母线装置的施工应符合 GB 50149 的有关规定。
- 9.5.11 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：
- a) 环境温度传感器应安装在能反映环境温度的位置；
 - b) 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°；
 - c) 风向传感器和风速传感器水平安装时，偏差不应超过 2°；
 - d) 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。

9.6 管线敷设

- 9.6.1 布线系统应符合 GB 51348、GB 16895.6 和 GB 50217 的有关规定，电缆线路的施工应符合 GB 50168 的有关规定。
- 9.6.2 布线系统应符合下列规定：
- a) 应安全、隐蔽、集中布置，建筑外观应整齐，应易于安装维护；
 - b) 应能承受预期的外部环境影响，并应避免电缆受机械外力、过热、腐蚀等危害；
 - c) 在满足安全条件的前提下应保证电缆路径最短。
- 9.6.3 直流电缆在幕墙内布线时，应符合下列规定：
- d) 直流电缆不应在光伏玻璃幕墙组件间的胶缝内布线；
 - e) 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；
 - f) 直流电缆也可通过固定在幕墙支承结构上的金属槽盒、金属导管布线；
 - g) 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%；
 - h) 光伏玻璃幕墙组件连接电缆宜选用符合本规范规定的电连接器连接；
 - i) 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；

- j) 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；
 - k) 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。
- 9.6.4 直流电缆正负极采用单独导体时，宜靠近敷设。
- 9.6.5 光伏汇流设备布线应符合下列规定：
- a) 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；
 - b) 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；
 - c) 光伏汇流设备内正极和负极导体应隔离；
 - d) 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。
- 9.6.6 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：
- a) 印有光伏或直流标识的直流电缆，其标识应清晰、耐擦除；
 - b) 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 5 M，平直布线时，间隔可大于 5 M 但不应超过 10 M。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。
- 9.6.7 信号线缆，包括控制电缆与通信线缆，其布线及接口应符合 GB 50311 的规定及下列规定：
- a) 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；
 - b) 信号线缆应采用屏蔽线，宜避免与电力电缆平行布线；
 - c) 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；
 - d) 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；
 - e) 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；
 - f) 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。
- 9.6.8 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。
- 9.6.9 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：
- a) 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；
 - b) 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5 m；
 - c) 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于 0.6 m；
 - d) 电缆桥架宜高出地面 2.5 m 以上，桥架顶部距顶棚或其他障碍物不宜小于 0.3 m。桥架内横断面的填充率应符合设计要求；
 - e) 电缆桥架内缆线竖直敷设时，缆线的上端和每间隔 1.5 m 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 3 m~5 m 处宜进行固定；
 - f) 槽盖在吊顶内设置时，开启面宜保持 80 mm 的垂直净空；
 - g) 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。

9.7 防雷与接地

9.7.1 建筑光伏发电系统的防雷与接地安装应符合设计要求和 GB 50169 的有关规定。

9.7.2 等电位及防雷接地应可靠连接并有效贯通，连接点间的连接电阻应不高于 0.1 Ω ，包括：

- a) 组件边框间和（或）与下部支撑结构间的等电位连接及其与接地主干网间的连接；
- b) 逆变器、汇流箱及其他布置于建筑屋面或墙体的电气设备与接地主干网间的连接；
- c) 光伏建筑一体化防雷体系与建筑主体结构防雷体系间的连接。

9.7.3 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。

9.8 设备和系统调试

9.8.1 系统调试前应检查以下项目：

- a) 接线是否正确，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厂家说明书的规定和设计要求；
- b) 接地保护安全可靠；
- c) 光伏组件表面清洁。

9.8.2 光伏系统验收前应对系统进行调试，系统调试应符合相关标准的规定。

9.8.3 光伏系统应按设计检定规程调试，内容包括阵列、配电系统、数据采集系统、监控系统及整体系统调试。

9.8.4 调试过程中要重点测试系统在连续高温天气下的性能，确保散热系统能够有效工作，防止过热影响设备寿命和效率。

9.8.5 系统调试应包括电气安全测试，确保所有电气连接在湿热环境下仍然安全可靠，无短路或漏电风险。

10 检测与验收

10.1 一般规定

10.1.1 本章适用于太阳能光伏节能分项工程施工质量验收。

10.1.2 太阳能光伏节能分项工程的施工质量验收应符合 GB 50300、GB 50411 和本规程的有关规定。对于光伏玻璃幕墙工程尚应符合 JGJ 102、JGJ/T 139 的有关规定，JGJ 255 的有关规定，JG/T 274、JGJ 237 的有关规定。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。

10.1.3 太阳能光伏与建筑一体化系统工程验收应作为建筑工程质量验收的建筑节能分部、可再生能源子分部工程的分项工程进行验收，即太阳能光伏节能分项工程：

- a) 太阳能光伏节能分项工程分为结构工程、光伏组件、电气系统三个工程；
- b) 当分项工程较大时，可以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，并由监理单位审核通过后实施。

10.1.4 太阳能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，并应符合下列规定：

- a) 主控项目和一般项目的确定应符合强制性工程建设规范和相关标准的规定；
- b) 主控项目的质量经抽样检验应全部合格；
- c) 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；
- d) 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。

10.1.5 当太阳能光伏节能分项工程检验批施工质量不符合验收标准时，应按下列规定进行处理：

- a) 经返工或返修的检验批，应重新进行验收；
- b) 经有资质的检测机构检测能够达到设计要求的检验批，应予以验收；

- c) 经有资质的检测机构检测达不到设计要求,但经原设计单位核算认可能够满足安全和使用功能的检验批,应予以验收。
- 10.1.6 太阳能光伏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:
- a) 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;
 - b) 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。
- 10.1.7 太阳能光伏节能分项工程施工中应及时进行质量检查,主要工作内容有:
- a) 按照设计文件进行建设;
 - b) 及时收集设计、施工、设备安装等过程中的相关资料。设备安装前,应对照图纸对建筑设备能效指标进行核查;
 - c) 对隐蔽部位在隐蔽前及时进行验收,并应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;
 - d) 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。
- 10.1.8 太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收应至少包含以下项目:
- a) 预埋件或后置螺栓(锚栓)连接件;
 - b) 基座、支架、光伏组件四周与主体结构连接节点;
 - c) 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;
 - d) 系统防雷与接地保护的连接节点;
 - e) 隐蔽安装的电气管线工程;
 - f) 幕墙相关构件:
 - 1) 结构安装检查:确保幕墙面板及幕墙龙骨与幕墙结构安全、稳固地连接,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:检查太阳能光伏组件与幕墙之间的密封和防水措施,确保没有渗水的风险。特别注意接缝、穿透点和边缘的处理;
 - 3) 电气隐蔽工程:电缆布线、接线盒的安装位置需符合电气安全要求,应隐蔽在结构内部,且方便日后检修。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。
 - g) 金属屋面相关构件
 - 1) 支撑结构安装: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,确保其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:对所有穿越屋面的部件和固定点进行防水处理,检查密封剂的应用是否均匀且无漏洞。同时,检查所有金属部件的防腐蚀措施,确保长期使用的耐久性;
 - 3) 电气系统安装:同样,需要检查电缆的隐蔽布线是否规范,接线盒和逆变器的安装位置和固定方式是否符合要求,以及所有电气连接是否安全可靠。
- 10.1.9 太阳能光伏节能分项工程所使用的材料、构配件和设备进场时应验收,其质量应符合设计要求和产品标准的有关规定。材料、构配件和设备的进场验收应遵守下列规定:
- a) 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;

- b) 对材料、构配件和设备的质量证明文件进行核查，并经专业监理工程师（或建设单位项目技术负责人）确认，纳入工程技术档案。质量证明文件主要包括：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；
 - c) 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。
- 10.1.10 太阳能光伏节能分项工程验收时，应对下列资料进行核查：
- a) 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；
 - b) 主要材料、设备（种类、技术规格、数量以及主要性能等）、构件的质量证明文件（产品出厂合格证、有效期内的型式检验报告等）、进场检验记录、进场复验报告、见证试验报告；
 - c) 后置埋件、防雷装置测试记录；
 - d) 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
 - e) 质量验收记录，必要时应核查检验批验收记录；
 - f) 设备单机、系统联合试运转及调试记录；
 - g) 设备系统节能性能检验报告；
 - h) 其他对工程质量有影响的重要技术资料。
- 10.1.11 太阳能光伏节能分项工程检验批、分项工程、隐蔽验收的质量验收应按本标准附录 C 的要求填写：
- a) 检验批质量验收应按本标准附录 C 表 B.1 的要求填写；
 - b) 分项工程质量验收应按本标准附录 C 表 B.2 的要求填写；
 - c) 隐蔽验收应按本标准附录 C 表 B.3 的要求填写。
- 10.1.12 太阳能光伏节能分项工程质量验收合格应符合下列规定：
- a) 所含检验批的质量应验收合格；
 - b) 所含检验批的质量验收记录应完整、真实；
 - c) 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；
 - d) 主要使用功能的抽查结果应符合相关强制性工程建设规范的规定；
 - e) 系统调试、检测、试运行应符合要求，观感质量应符合要求。
- 10.1.13 当经返修或加固处理的太阳能光伏节能分项工程确认能够满足安全及使用功能要求时，应按技术处理方案和协商文件的要求予以验收。经返修或加固处理仍不能满足安全或重要使用功能要求的太阳能光伏节能分项工程，严禁验收。
- 10.1.14 太阳能光伏与建筑一体化系统工程应建立工程质量信息公示制度。工程竣工验收合格后，建设单位应在建（构）筑物的明显位置设置有关工程质量责任主体的永久性标牌。
- 10.1.15 太阳能光伏与建筑一体化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，全面反映工程建设活动和工程实际情况。工程资料文件应随工程建设进度同步形成。太阳能光伏与建筑一体化系统工程施工完成后应检查是否具备运行条件，及时进行验收并作出评价和结论，制定完整的后期维护管理规定。
- 10.1.16 太阳能光伏与建筑一体化系统工程资料归档应符合下列规定：
- a) 勘察、设计、施工、监理等单位应将本单位形成的工程文件立卷后向建设单位移交；
 - b) 工程竣工验收备案前，建设单位应根据工程类别和市城市建设档案管理机构的要求，将全部工程文件收集齐全、整理立卷，向市城市建设档案管理机构移交。
- 10.1.17 光伏幕墙工程应符合下列规定：

- a) 材料质量：核查幕墙所使用的材料是否符合设计要求和国家标准，包括但不限于玻璃、铝合金框架、密封胶等，材料应具有相应的质量证明文件，并经过实物检查确认其质量符合规定；
- b) 材料兼容性：确保所有材料在幕墙系统中具有良好的兼容性，特别是玻璃与铝合金框架、密封胶等材料的配合，应满足设计要求和相关标准；
- c) 施工节点监督：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，包括但不限于铝合金框架的安装、玻璃的固定、密封胶的填充等，确保施工质量符合设计图纸和规范要求；
- d) 焊接质量：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一毫米，且应用镀锌钢板进行填充。同时，焊接的钢件之间的缝隙应涂刷防锈漆，确保其防腐性能；
- e) 安装位置与精度：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，无变形或突出；
- f) 间隙与密封性：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。同时，检查橡胶条的嵌塞和密封胶的处理，确保橡胶条接口处严密，密封胶填充严密，外表光滑平整；
- g) 外观质量：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；
- h) 水密性测试：按照相关标准对幕墙进行水密性测试，确保在暴雨等恶劣天气条件下不出现渗漏现象；
- i) 气密性测试：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，维持室内环境的稳定性；
- j) 防风性能测试：根据地区的风压要求，对幕墙进行防风性能测试，确保在强风天气下不发生损坏或脱落；
- k) 清洁度：幕墙验收前，应将其表面擦洗干净，确保无污渍、无灰尘等；
- l) 提交资料：幕墙工程验收时应提交完整的资料，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；
- m) 观感检验：幕墙工程观感检验应按相关要求进行，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合；
- n) 保修条款：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。

10.2 太阳能光伏系统结构相关工程验收

10.2.1 主控项目

10.2.1.1 太阳能光伏建筑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：

- a) 检查方法：对照设计文件进行检查，核查试验报告；
- b) 检查数量：太阳能光伏建筑基础全数检查。

10.2.1.2 光伏发电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 45 的有关规定：

- a) 检查方法：核查承载力检测报告；
- b) 检查数量：应符合混凝土结构后锚固技术规程 JGJ 145 的有关规定。

10.2.1.3 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：

- a) 检查方法：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；
 - b) 检查数量：全数检查。
- 10.2.1.4 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相关标准规定：
- a) 检查方法：观察检查及核查检测报告；
 - b) 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，少于 3 个的应全数检查。
- 10.2.1.5 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 GB 50205 的要求：
- a) 检查方法：检查材料合格证，观察检查；
 - b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 组，少于 3 组的应全数检查。
- 10.2.1.6 支架安装位置准确，连接牢固：
- a) 检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查；
 - b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查。
- 10.2.1.7 支架的防腐处理应符合设计要求和相关标准规定，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：
- a) 检查方法：观察检查、核查检测报告。
 - b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查；
- 10.2.1.8 支架的方位和倾角应符合设计要求，其偏差不应大于 $\pm 2^\circ$ ：
- a) 检查方法：测量检查；
 - b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查。
- 10.2.1.9 支架的接地电阻应符合设计要求：
- a) 检查方法：观察检查，检查检测报告；
 - b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查。
- 10.2.2 一般项目
- 10.2.2.1 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 9.2.5、9.2.6、9.2.7、9.3.1 条的规定，地脚螺栓（锚栓）的螺纹应予以保护：
- a) 检测方法：用钢尺、游标卡尺现场检测；
 - b) 检测数量：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。
- 10.2.2.2 基座顶面标高应符合设计要求，最大偏差值不超过 10 mm：
- a) 检测方法：用水平仪现场实测；
 - b) 检测数量：基础总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查。
- 10.2.2.3 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：
- a) 检查方法：观察检查；
 - b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查。
- 10.2.2.4 安装组件的支架面应平直，直线度不大于 1%，平整度不大于 3 mm，机架上组件间的风道间隙应符合设计要求：

- a) 检查方法：观察检查，用 2 m 靠尺测量检查，拉线测量；
- b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查。

10.2.2.5 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 3 mm：

- a) 检查方法：观察检查，测量检查；
- b) 检查数量：支架总数的 10%，且不应少于 3 个，少于 3 个的应全数检查。

10.3 太阳能光伏系统光伏组件验收

10.3.1 主控项目

10.3.1.1 太阳能光伏系统建筑所采用的光伏组件、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相关标准的规定：

- a) 检验方法：观察、尺量检查；核查质量证明文件和相关资料；
- b) 检查数量：全数检查。

10.3.1.2 太阳能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：

- a) 检验方法：现场随机抽样检验；核查复验报告；
- b) 检查数量：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。

10.3.1.3 光伏组件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，且光伏电池板的安装方位角和倾角安装误差应在 $\pm 3^\circ$ 以内：

- a) 检查方法：对照设计要求测量检查、观察检查；
- b) 检查数量：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。

10.3.1.4 光伏组件按照设计要求可靠地固定在支架或连接件上：

- a) 检查方法：观察检查；
- b) 检查数量：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。

10.3.1.5 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：

- a) 检查方法：观察、手扳、测量检查，对照设计文件进行检查；
- b) 检查数量：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。

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

- a) 检查方法：观察检查和雨后或淋雨检验；
- b) 检查数量：全数检查。

10.3.1.7 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，并不应被杂物堵塞：

- a) 检查方法：观察检查；
- b) 检查数量：全数检查。

10.3.1.8 光伏组件串、阵列开路电压应符合设计要求，其允许偏差为 $\pm 3\%$ ：

- a) 检查方法：测试检查；
- b) 检查数量：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。

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

- a) 检查方法：测试检查；

- b) 检查数量：全数检查。

10.3.1.10 光伏组件串的排列应符合设计要求：

- a) 检查方法：观察检查；
- b) 检查数量：全数检查。

10.3.1.11 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：

- a) 检查方法：测试检查；
- b) 检查数量：全数检查。

10.3.1.12 幕墙用光伏组件的物理性能应符合设计要求及国家标准和工程技术规范规定：

- a) 检查方法：按照相关设计要求；
- b) 检查数量：全数检查。

10.3.2 一般项目

10.3.2.1 光伏组件上应标有带电警示标识：

- a) 检查方法：观察检查；
- b) 检查数量：全数检查。

10.3.2.2 同一组方阵中的光伏组件安装纵横向偏差不应大于 5 mm：

- a) 检查方法：观察检查，测量检查；
- b) 检查数量：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。

10.3.2.3 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不应大于±5%：

- a) 检测方法：用钢尺检测；
- b) 检测数量：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。

10.3.2.4 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：

- a) 检测方法：观察和用钢尺检查；
- b) 检测数量：总面积的 10%，且不应少于 10m。

10.3.2.5 幕墙用光伏组件安装的允许偏差应符合建筑装饰装修工程质量验收标准 GB 50210、玻璃幕墙工程技术规范 JGJ 102、金属与石材幕墙工程技术规范 JGJ 133 等国家、地方相关标准的规定：

- a) 检查数量：全数检查；
- b) 检查方法：观察、量测检查。

10.4 太阳能光伏系统电气系统验收

10.4.1 主控项目

10.4.1.1 太阳能光伏系统的安装应符合下列规定：

- a) 太阳能光伏系统的形式应符合设计要求；
- b) 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相关标准的规定；
- c) 配电设备和控制设备安装位置应符合设计要求，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；
- d) 电气设备的外观、结构、标识和安全性应符合设计要求。

检验方法：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。

检查数量：全数检查。

10.4.1.2 太阳能光伏系统的防雷应符合设计要求。电气系统的接地应符合 GB 50169 的规定，接地电阻值应符合设计要求：

- a) 检查方法：观察检查；
- b) 检查数量：全数检查。

10.4.1.3 光伏发电系统直流侧应标识正负极性，并分别布线：

- a) 检查方法：观察检查；
- b) 检查数量：全数检查。

10.4.1.4 汇流箱的安装质量应符合下列要求：

- a) 汇流箱数量、安装位置应符合设计要求，与支架连接牢固可靠；
- b) 汇流箱内接线及箱内配置的防雷器，其耐压不低于2倍系统的峰值电压，接地电阻不大于4 Ω ，且接地可靠；
- c) 汇流箱防水构造措施应符合设计要求和相关标准的规定。

检查方法：对照设计检查，观察、量测检查。雨后或淋水检验，淋水检验2h不渗不漏为合格。核查接地电阻测试记录。

检查数量：抽查汇流箱总数的20%，且不应少于3个。

10.4.1.5 逆变器的安装质量应符合下列要求：

- a) 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；
- b) 逆变器的接地可靠，其交流侧接应有绝缘保护；
- c) 所有绝缘和开关装置及散热风扇功能应正常。

检查方法：对照设计检查，观察和量测检查。核查接地电阻测试记录。

检查数量：全数检查。

10.4.1.6 光伏控制器、配电柜的安装质量应符合下列要求：

- a) 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；
- b) 接地应可靠，电阻值应符合设计要求和相关标准的规定。

检查方法：对照设计文件检查，外观检查，核查接地电阻测试记录。

检查数量：全数检查。

10.4.1.7 储能蓄电池的安装质量应符合下列要求：

- a) 储能蓄电池相互极板间的连接牢固；
- b) 储能蓄电池房间的通风良好。

检查方法：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。

检查数量：全数检查。

10.4.1.8 电缆线路安装应符合设计要求和 GB 50168 的有关规定：

- a) 检查方法：对照设计检查，观察检查。
- b) 检查数量：全数检查。

10.4.1.9 监控系统的安装质量应符合下列要求：

- a) 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；
- b) 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；
- c) 信号传输线与电源电缆应分离布放，屏蔽电缆应可靠接地；
- d) 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；
- e) 监控软件功能应满足设计要求。

检查方法：对照设计检查，观察检查。

检查数量：全数检查。

10.4.1.10 太阳能光伏系统安装完成后，应按设计要求或相关标准规定进行标识：

检验方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

10.4.1.11 太阳能光伏系统的试运行与调试应包括下列内容：

- a) 保护装置和等电位体的连接匹配性；
- b) 极性；
- c) 光伏组串电流；
- d) 系统主要电气设备功能；
- e) 光伏方阵绝缘阻值；
- f) 触电保护和接地；
- g) 光伏方阵标称功率；
- h) 电能质量。

检验方法：观察检查；并采用万用表、光照测试仪等仪器测试；

检查数量：根据项目类型，每个类型抽取不少于 2 个点进行检查。

10.4.1.12 太阳能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：

- a) 测量显示功能；
- b) 数据存储与传输功能；
- c) 交（直）流配电设备保护功能。

检验方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

10.4.1.13 在建筑上增设太阳能光伏发电系统时，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：

- a) 检验方法：观察检查；核查建筑设计、核验相关资料、文件；
- b) 检查数量：全数检查。

10.4.1.14 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：

- a) 检验方法：按附录 E 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；
- b) 检查数量：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。

10.4.1.15 建筑物光伏系统的防雷与接地安装应符合本标准及 GB 50057 的规定：

- a) 检查方法：观察检查；测试接地电阻、过渡电阻；
- b) 检查数量：全数检查。

10.4.2 一般项目

10.4.2.1 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，其外观不应有损坏，标识、标牌齐全：

- a) 检查方法：观察检查；
- b) 检查数量：全数检查。

10.4.2.2 电气装置安装应符合设计要求和 GB 50171、GB 50303 的有关规定：

- a) 检查方法：对照设计检查，观察检查；
 - b) 检查数量：全数检查。
- 10.4.2.3 电气系统接地装置施工应符合设计要求和 GB 50169 的有关规定：
- a) 检查方法：对照设计文件检查，观察检查；
 - b) 检查数量：全数检查。
- 10.4.2.4 线缆穿过楼面、屋面和外墙时，其防水套管和防水密封处理应符合设计要求：
- a) 检查方法：观察检查；
 - b) 检查数量：全数检查。
- 10.4.2.5 光伏发电系统并网设施应符合设计要求和相关标准的规定：
- a) 检查方法：对照设计文件检查，观察检查；
 - b) 检查数量：全数检查。
- 10.4.3 太阳能光伏系统分项工程竣工验收
- 10.4.3.1 太阳能光伏与建筑一体化系统工程完工后，验收准备阶段由施工单位组织有关人员进行自检。验收准备阶段应符合以下要求：
- a) 现场应清理完毕；
 - b) 光伏发电项目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；
 - c) 各设备安装检查结束并经确认；
 - d) 各设备安装施工正确，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安全、布局合理，不影响各设备正常、安全运行，便于人员运维检修；
 - e) 系统电气设备的保护性接地连接可靠，接地电阻经测量符合相关的电气标准和规程；
 - f) 防雷系统完善，固定可靠，连接紧密，接地电阻经测量符合相关的电气标准和规程；
 - g) 系统各电气设备警示标志齐全、规范。
 - h) 太阳能光伏与建筑一体化系统工程的施工质量验收应在施工单位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，并形成验收文件和图像资料。
- 10.4.3.2 收到太阳能光伏与建筑一体化系统工程施工单位提交的单位工程竣工验收申请后，项目总监理工程师应组织各专业监理工程师对工程质量进行竣工预验收。预验收阶段应符合以下要求：
- a) 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，太阳辐照强度不低于 400 W/m² 的条件下进行；
 - b) 光伏发电工程主要设备（光伏组件、汇流箱、逆变器等）的控制参数和功能根据技术手册进行校验无误；
 - c) 系统各设备经过现场测试后，进行试运行；
 - d) 试运行的时间依据制造商规定，但不应低于 10 d。在光照期内，试运行时间应适当延长；
 - e) 试运行期间应准确记录并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；
 - f) 试运行人员应取得上岗资格；
 - g) 试运行期间发现的问题应责成有关单位限期整改完成。
 - h) 预验收完成后，由施工单位编写建设工程竣工报告，由监理单位编写工程质量评估报告。
- 10.4.3.3 收到光伏发电项目施工单位提交的太阳能光伏系分部工程竣工验收申请后，建设单位应及时组织有关设计、工程监理、施工、第三方检测、电力等有关单位参加竣工验收，参加人员应按照本标准的要求执行。

10.4.3.4 太阳能光伏与建筑一体化系统工程竣工验收阶段应符合以下要求：

- a) 完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容；
- b) 有完整的技术档案和施工管理资料，至少包含表 8 中的内容；
- c) 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；
- d) 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；
- e) 有施工单位签署的质量保证书。

表 8 竣工验收核查资料

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	系统的检查	检查光伏系统各个分系统的功能和质量

10.4.3.5 申请太阳能光伏系统分部工程竣工验收应达到如下要求：

- a) 完成光伏发电项目工程设计和合同约定的各项内容；
- b) 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；检查项目必需的文件资料及合同要求的技术资料；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；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；
- c) 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；
- d) 有设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；
- e) 有施工单位签署的质量保证书。

10.4.3.6 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 EP' 和对应时间的累积太阳辐射量 EP ，并按公式（1）对光伏系统的性能进行评价：

$$\frac{E_{P'}}{E_P} \geq 0.85 \quad \dots\dots\dots (3)$$

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，按照公式（2）计算，单位为千瓦时（kWh）。

$$E_P = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_S} \times K \quad \dots\dots\dots (4)$$

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/m²）；

P_{AZ} ——组件安装容量，单位为峰瓦（W_p）；

E_S ——标准条件下的辐照度（常数=1000 W/m²）；

K ——设计提供的综合效率系数。

10.4.3.7 竣工验收结束后，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。

11 运行维护与能效评估

11.1 一般规定

11.1.1 建筑光伏系统运行与维护应委托专业部门（人员）或专业运行管理单位承担建筑光伏系统运行与维护工作。

11.1.2 建筑光伏系统正式投入运营前，系统设计与施工单位应提交完整建设调试资料至运行管理单位（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。

11.1.3 建筑光伏系统运行管理单位应建立完善的技术文件体系及管理制度体系，用以指导光伏系统日常运行与维护管理工作。

11.1.4 建筑光伏系统的运行与维护人员应具有相应的专业技能。

11.1.5 建筑光伏系统运行与维护应符合 GB/T 35694、GB 16895.21、GB/T 24612.1、GB/T 24612.2、GB/T 51368 及 JGJ/T 264 的有关规定。

11.1.6 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，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。

11.1.7 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、存在问题进行总结、分析与评估，提出改进措施。

11.2 运行维护

11.2.1 太阳能光伏与建筑一体化智慧运维系统的运行维护应满足以下要求：

- a) 根据运行监控数据，结合系统类型、工况条件，实现对光伏系统进行故障预判、系统效率分析评估；
- b) 根据设备生产性能数据，结合气象数据，实现对光伏系统发电功率预测；
- c) 根据系统运行数据，结合经济性分析，实现对组件清洗评估、技术改造建议的功能；
- d) 根据系统运行数据，结合管理策略，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；
- e) 根据系统生产、运行数据及财务数据进行综合分析，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；
- f) 结合太阳能光伏与建筑一体化系统的全生命周期经济分析，将系统的初始投资、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，并进行评价，评估系统投资回收周期是否为投资方可接受，运营费用是否为使用方可接受，以此保障项目能持续运营，收获实效。

11.2.2 太阳能光伏与建筑一体化系统的集中监视应满足以下要求：

- a) 集中监视人员通过集中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；

- b) 分布式光伏发电系统监视内容主要包含对并网点、逆变器、汇流箱以及环境的模拟量和断路器和刀闸位置、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；
 - c) 集中监视人员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，存储时间不小于 30 天。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。
- 11.2.3 当太阳能光伏与建筑一体化系统出现异常或有故障需要处理时，应满足下列要求：
- a) 集中监视人员应对异常信息做出初步分析，通知现场运维人员进行检查处理，集中运维主站与运维子站通信通道中断时，应转为现场运行模式；
 - b) 分布式光伏发电系统发生故障时，影响到建筑物安全的，应及时报告屋顶业主；
 - c) 影响到电网安全的故障，应及时报告当地电网企业；
 - d) 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。
- 11.2.4 太阳能光伏与建筑一体化的安全管理应满足下列要求：
- a) 设计时应明确项目应定期开展安全风险辨识与评估，并制定相应的控制措施。安全风险辨识应至少考虑以下过程：
 - 1) 运维过程中的常规和非常规的活动及情形，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，包括：涉及人身安全及设备安全的各种突发事件（含火灾、触电、高空坠落等）；
 - 3) 人员，包括：进入工作场所的人员（含运维人员、承包商人员、访客及其他人员）、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，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。
 - b) 在设计中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，特别是登高作业、组件清洗等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。
- 11.2.5 光伏方阵及光伏幕墙组件的运行应满足下列要求：
- a) 组件可长期按照铭牌及技术规范规定参数连续运行，光伏组件最高允许运行温度应低于 85 ℃；
 - b) 运行过程中可能有发生伤害的风险，包括电击，运行人员应做好安全措施，检查巡视组件要穿绝缘靴戴绝缘手套；
 - c) 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。不管组件有没有连接都不应直接接触接线端；
 - d) 在检查巡视的过程中，为阻止高压电和电流的产生，应用一块不透明材料将组件遮盖，同时不应接触组件接线端子或电线；
 - e) 运行人员要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。
- 11.2.6 光伏方阵及光伏幕墙组件的维护应满足以下要求：
- a) 光伏组件表面无损伤及污染遮挡；
 - b) 应定期清洗，清洗时应先用清水冲洗，严禁用有腐蚀性的溶剂冲洗，或用硬物擦拭；
 - c) 应定期检查光伏组件间连线是否可靠、牢固，连线是否接地并检查连线是否绝缘；

- d) 定期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等；及时更换，并详细记录光伏组件在光伏方阵的具体安装分布位置；
 - e) 清洗光伏幕墙组件过程中不得撞击和损伤光伏幕墙组件，同时应在其作业的下方设置警戒线；光伏清洗作业应制定高空作业事故处理应急预案。清洗高空作业人员，鉴于劳动强度，每次作业时长不宜超过 3 h，清洗人员应穿戴柔软防滑鞋套，不应穿硬质或易掉色的鞋子，防止破坏光伏幕墙组件表面玻璃；
 - f) 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；
 - g) 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；
 - h) 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；
 - i) 光伏幕墙组件更换时所使用的密封材料应符合 GB/T 21086 的规定。
- 11.2.7 太阳能光伏与建筑一体化系统的控制器及逆变器的运行维护应满足以下要求：
- a) 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；
 - b) 逆变器中模块、电抗器、变压器的散热器风扇根据温度自行启动和停止的功能应正常，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；
 - c) 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；
 - d) 对逆变器机柜进行维护之前应先断电，并等待 10 分钟，确保机柜内部部件不带电的情况下，才允许对机柜内部部件进行维护操作，在维护操作完全结束后，同时确保各个机柜部件恢复安装后，才允许上电；
 - e) 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；
 - f) 怀疑逆变器有故障时，请不要继续进行操作和使用，也不要私自对逆变器进行维修，应及时切断输入和输出，通知厂家的检修人员检查维修；
 - g) 定期检查控制器的运行工作参数与设计值是否一致，如不一致应按要求进行调整；
 - h) 定期检查控制器显示值与实际测量值是否一致，以判断控制器是否正常。
- 11.2.8 太阳能光伏与建筑一体化系统的接地与防雷系统的运行维护应满足以下要求：
- a) 组件接地连接可靠；
 - b) 支架接地连接可靠；
 - c) 电缆金属外皮与接地系统的连接可靠；
 - d) 光伏方阵防雷保护器是否失效，按需要进行更换；
 - e) 检查各功率调节设备与接地系统是否连接可靠；
 - f) 测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求；
 - g) 在雷雨过后或雷雨季到来之前，检查光伏并网箱以及各设备内安装的防雷保护器是否失效，并根据需要及时更换。

11.2.9 太阳能光伏与建筑一体化系统配电线路的运行维护应满足以下要求：

- a) 线缆与建筑物的距离应符合设计要求；
- b) 线缆不应有损伤、断股，线缆上不应有抛挂物；
- c) 绝缘子不应破损，绝缘子铁脚不应歪曲和松动；
- d) 进户线上的熔丝盒应完整，熔丝应合格；
- e) 固定铅皮卡无松动；
- f) 光伏系统应定期完成一次系统绝缘电阻的检查。

11.2.10 数据通讯系统的运行维护应满足以下要求：

- a) 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；
- b) 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，应及时维修；
- c) 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，同时对系统的模拟/数字（A/D）变换器的精度进行检验；
- d) 超过使用年限的数据传输系统的主要零部件，应及时更换。

11.3 能效评估

11.3.1 太阳能光伏与建筑一体化系统经验收合格后，在系统投用前，应制定运行与维护技术手册。

11.3.2 太阳能光伏与建筑一体化系统不应对人体或建筑物造成危害，其运行与维护应保证系统本身安全，并应保持正常的发电能力。

11.3.3 太阳能光伏与建筑一体化系统主要部件在运行期间，应满足第 5 章节的设计要求，达不到要求的部件应及时维修或更换。

11.3.4 太阳能光伏与建筑一体化系统的主要部件周围不得堆积易燃易爆物品，设备本身及周围环境应散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。

11.3.5 太阳能光伏与建筑一体化系统的各个接线端子应牢固可靠，设备的接线孔处应采取有效封堵措施。

11.3.6 太阳能光伏与建筑一体化系统的主要部件在运行时，温度、声音、气味等不应出现异常情况，指示灯应正常工作并保持清洁。

11.3.7 太阳能光伏与建筑一体化系统中的计量设备和器具应符合计量的要求。

11.3.8 太阳能光伏与建筑一体化系统的能效评估应在系统正常运行后进行，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。

11.3.9 对于可再生能源建筑应用示范、超低能耗建筑、近零碳建筑、既有建筑节能改造（已实施光伏系统）等项目，竣工验收后，应由具备相应检测资质的检测机构进行能效评估。

11.3.10 能效评估前应检查资料，检查的资料应包括但不限于下列内容：

- a) 项目立项、审批文件；
- b) 项目施工设计文件审查报告及其意见；
- c) 项目施工图纸；
- d) 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；
- e) 与光伏发电系统相关的隐蔽工程验收记录和资料；
- f) 光伏发电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；

g) 项目对相关部位建筑日照、承重和安全的影响分析。

11.3.11 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相关标准的要求。太阳能光伏组件应有符合要求的检测报告。

11.3.12 能效评估应测试光伏发电系统的光电转换效率，测试方法标准可再生资源建筑应用工程评价标准 GB/T 50801 进行。

11.3.13 光伏发电系统的年发电量、年常规能源替代量、年二氧化碳减排量可按照国家标准可再生资源建筑应用工程评价标准 GB/T 50801 计算。

11.3.14 光伏系统的能效评估方法分为：设计及检测文件比对法，监测数据核对法和现场测试等。光伏系统的能效分为 1 级，2 级和 3 级等三个等级，其中 1 级最高。

11.3.15 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但不限于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，具体评估报告模板可参考附录 F。

11.3.16 当太阳能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。

11.3.17 太阳能光伏系统的评价指标及其要求应符合下列规定：

- a) 太阳能光伏系统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 9 的规定（其中，薄膜系统的光电转换效率 η_d 为有效孔径转化效率）；

表 9 核心层光电转换效率 η_d (%)

晶体硅系统	薄膜系统
$\eta_d \geq 13.0$	$\eta_d \geq 10.0$

- c) 太阳能光伏系统采用均匀透明光伏组件时，无初始光电转化效率要求。采用彩色光伏组件时，系统光电转换效率不宜低于核心层光电转换效率的 60 %；

- d) 太阳能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。

11.3.18 太阳能光伏系统应采用系统光电转换效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 11.3.17 条的规定，且太阳能光伏系统能效判定为合格后，可进行能效分级评价。

11.3.19 太阳能光伏系统光电转换效率的级别应按表 10 的规定划分，系统光电转换效率分 3 级，其中 1 级最高。太阳能光伏系统采用彩色光伏组件时，可不参与分级。系统光电转换效率计算和测试方法依据 GB/T 50801。

表 10 不同类型太阳能光伏系统光电转换效率 η_d (%) 级别划分

系统类型	1 级	2 级	3 级
晶硅系统	$\eta_d \geq 18$	$18 > \eta_d \geq 15$	$15 > \eta_d \geq 13$
薄膜系统	$\eta_d \geq 15$	$15 > \eta_d \geq 12$	$12 > \eta_d \geq 10$

11.3.20 太阳能光伏系统的建筑自消纳比例的级别应按表 11 的规定划分，自消纳比例分 3 级，其中 1 级最高，建筑自消纳比例计算和测试方法依据可再生资源建筑应用工程评价标准 GB/T 50801。

表 11 太阳能光伏系统的建筑自消纳比例 y (%) 级别划分

1 级	2 级	3 级
$y \geq 30$	$30 > y \geq 20$	$20 > y \geq 10$

- 11.3.21 太阳能光伏系统的能效分级评价应符合下列规定：
- a) 系统光电转换效率和建筑自消纳比例级别相同时，能效级别应与此级别相同；
 - b) 系统光电转换效率和建筑自消纳比例级别不同时，能效级别应与其中较低级别相同。

附录 A
(资料性)

建筑光伏一体化构件分类及应用位置

表 A.1 规定了建筑光伏一体化构件分类及应用位置的内容。

表 A.1 建筑光伏一体化构件分类及应用位置

构件分类	结构特点	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。安装在屋面完成之上	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，具有相应的热工性能、刚度、强度、防雷、防水等功能要求。透光或不透光	适合或规范允许设置幕墙的建筑物外立面
光伏窗	直接作为建筑物外窗，符合外窗的强度、抗风压、水密性、气密性、透光率等要求	建筑外窗阳台、露台等空间的安全防护用栏板
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要求，并满足电气安全要求。透光或不透光安装在栏板上	阳台、露台等空间的安全防护用栏板
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	光伏蓬、光伏隔声屏、光伏地砖等	建筑物雨篷、檐口等处；车棚；道路隔声；景观构筑物、室外地面铺装等

附录 B
(资料性)
建筑用常见光伏组件尺寸

表 B.1 规定了建筑用常见光伏组件尺寸的内容。

表 B.1 建筑用常见光伏组件尺寸

序号	光伏组件类型	组件尺寸
1	铜铟镓硒发电玻璃	1587 664 mm
2	碲化镉发电玻璃 1	1600×1200 mm
3	碲化镉发电玻璃 2	1200×600 mm
4	晶硅太阳能组件 1	2278×1134×35 mm
5	晶硅太阳能组件 2	2278×1134×30 mm
6	晶硅太阳能组件 3	2172×1303×35 mm
7	晶硅太阳能组件 4	2384×1303×35 mm
8	晶硅太阳能组件 5	1722×1134×30 mm
9	晶硅太阳能组件 6	2465×1134×30 mm
10	晶硅太阳能组件 7	2382×1134×30 mm
11	晶硅太阳能组件 8	2094×1038×35 mm
12	晶硅太阳能组件 9	2384×1303×33 mm
13	柔性晶硅太阳能组件 1	1985×1165×4 mm
14	柔性晶硅太阳能组件 2	384×856×2.5 mm
15	柔性晶硅太阳能组件 3	720×838×2.5 mm
16	柔性晶硅太阳能组件 4	720×1595×2.5 mm
17	柔性晶硅太阳能组件 5	2054×1000×2.5 mm
18	柔性晶硅太阳能组件 6	2054×1084×2.5 mm

附录 C
(规范性)

太阳能光伏节能分项工程和检验批的质量验收表

C.1 表 C.1 规定了太阳能光伏节能分项工程检验批工程质量验收表的内容。

表 C.1 太阳能光伏节能分项工程检验批工程质量验收表

编号:					
单位(子单位) 工程名称		分部(子分部) 工程名称		分项工程名称	
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				
	5				
施工单位 检查结果	专业工长 项目专业质量检查员: 年 月 日				
监理单位 验收结论	专业监理工程师: 年 月 日				

C.3 表 C.3 规定了太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收表。

表 C.3 太阳能光伏节能分项工程隐蔽验收表

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：		施工单位检查意见：			
监理工程师：		质查员：			
		项目质量（技术）负责人：			
年 月 日		年 月 日			

附录 D
(规范性)
光伏方阵标称功率测试

D.1 检测条件

- D.1.1 太阳能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。
- D.1.2 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 3 天，测试期内的负载变化规律应与设计文件一致。
- D.1.3 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 $\pm 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ；环境空气的平均流动速率不应大于 4 m/s ；检测起止时间应为当地太阳正午时前 1 h 到太阳正午时后 1 h，共计 2 h；检测期间内，太阳辐照度不应小于 700 W/m^2 ，太阳总辐照度的不稳定性不应大于 $\pm 50\text{ W}$ 。

D.2 检测设备仪器

- D.2.1 太阳总辐照度应采用总辐射表测量，总辐射表应符合 GB/T 19565 的要求。
- D.2.2 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，高于地面约 1 m，距离集热系统的距离在 $1.5\text{ m} \sim 10.0\text{ m}$ 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。温度测量仪器以及它们相关的读取仪表的精度和准确度不应大于表 D.1 的限值，响应时间应小于 5 s：

表 D.1 温度测量仪器的准确度和精度

晶体硅电池	薄膜电池
$\eta_d \geq 8$	$\eta_d \geq 4$

- a) 长度测量的准确度应为 $\pm 1.0\%$ ；
- b) 测量电功率所用的电功率表的测量误差不应大于 5%。

D.3 光伏组件的光电转换效率检测

- D.3.1 现场功率的测定可以采用由第三方检测单位校准过的“太阳电池方阵测试仪”抽测太阳电池支路的 I-V 特性曲线，抽检比例一般不得低于 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。
- D.3.2 如果没有“太阳电池方阵测试仪”，也可以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。需要做如下所有项目的校正。
- D.3.3 光伏方阵标称功率是在标准测试条件下测试得到的功率值，因此实际测试后应当进行如下 5 项的校正，以确保公正：
- a) 光强校正：在非标准条件下测试应当进行光强校正，光强按照线性法进行校正；

- b) 温度校正：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 %/℃，非晶硅按照功率温度系数— 0.20 %/℃进行校正。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；
- c) 组合损失校正：太阳能电池组件串并联后会有组合损失，应当进行组合损失校正，太阳能电池的组合损失应当控制在 5 % 以内；
- d) 最大功率点校正：工作条件下太阳能电池很难保证工作在最大功率点，需要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）装置的系统可以不做此项校正；
- e) 太阳能电池朝向校正：不同的太阳能电池朝向具有不同的功率输出和功率损失，如果有不同朝向的太阳能电池接入同一台逆变器的情况下，需要进行此项校准。

D.4 太阳能光伏系统的光电转换效率检测

D.4.1 对于独立太阳能光伏系统电功率表应接在蓄电池组的输入端，对于并网太阳能光伏系统，电功率表应接在逆变器的输出端。

D.4.2 检测开始前，应切断所有外接辅助电源，安装调试好太阳辐射表、电功率表、温度记录仪和风速计，并测量太阳能电池方阵面积，在测量太阳能光伏系统电池面积时，应扣除电池的间隙距离，将电池的有效面积逐个累加，得到总有效采光面积。

D.4.3 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。

D.4.4 检测开始后，应每隔十分钟记录一次各仪表数据。

D.4.5 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。

D.5 检测数据

D.5.1 光伏组件的光电转换效率按照公式 D.1 计算：

$$\eta = \frac{P_m}{A \times P_{in}} \times 100\% \quad \dots\dots\dots (D.1)$$

式中：

η ——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^2 ）（注：一般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， 1000 W/m^2 。

D.5.2 太阳能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^2 ）按照公式 D.2 计算：

$$Q = \frac{3.6tw}{A_c} \quad \dots\dots\dots (D.2)$$

式中:

Q ——发电量, 单位: MJ/m²;

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——太阳能电池采光面积, 单位: m²。

D.5.3 太阳能光伏系统的光电转换效率 η_d 按照公式 D.3 计算:

$$\eta_d = \frac{Q}{H} \times 100 \quad \dots\dots\dots (D.3)$$

式中:

η_d ——太阳能光伏系统的光电转换效率, 单位: %;

Q ——发电量, 单位: MJ/ m²;

H ——太阳辐射量, 单位: MJ/ m²。

D.5.4 当太阳能电池板不在同一采光面时, 太阳能光伏系统的光电转换效率 η_d 按照公式 D.4 计算:

$$\eta_d = \frac{3.6 \times \sum_{i=1}^n tw}{\sum_{i=1}^n H_i A_{ci}} \times 100 \quad \dots\dots\dots (D.4)$$

式中:

η_d ——太阳能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太阳能电池方阵个数;

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太阳辐射量, 单位: MJ/ m²;

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: m²。

D.5.5 短期测试的太阳能光伏系统年发电量按照公式 D.5 计算:

$$E_n = \frac{3.6 \times \eta_d \times \sum_{i=1}^n H_{ai} \times A_{ci}}{100} \quad \dots\dots\dots (D.5)$$

式中：

E_n ——太阳能光伏系统年发电量，单位：kWh；

η_d ——太阳能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太阳能电池方阵个数；

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/ m2；

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：m²。

D.6 检测结果

D.6.1 光伏组件的光电转换效率应符合设计文件的规定。

D.6.2 太阳能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标表 D.2 的规定：

表 D.2 不同类型太阳能光伏系统的光电转换效率 η_d (%)

晶体硅电池	薄膜电池
$\eta_d \geq 8$	$\eta_d \geq 4$

- a) 太阳能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；
- b) 太阳能光伏系统的组件背板最高工作温度应符合设计要求。

附录 E

(规范性)

太阳能光伏节能分项工程进场复验抽检频率和检验项目

E.1 太阳能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：

- a) 太阳能集热器的安全性能及热性能；
- b) 太阳能光伏组件的发电功率及发电效率；
- c) 保温材料的导热系数或热阻、密度、吸水率。

E.2 太阳能系统性能检测应符合下列规定：

- a) 应对太阳能热利用系统的太阳能集热系统的热量、集热效率、太阳能保证率进行检测，检测结果应对照设计要求进行核查；
- b) 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。

附 录 F
(规范性)
太阳能光伏系统能效评估表

表 F.1 规定了太阳能光伏系统能效评估表。

表 F.1 太阳能光伏系统能效评估表

测评机构			
评估报告			
报告编号		第 页 共 页	
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		光电转换效率（%）	
2		年度发电量（kWh）	
3		建筑自消纳比例（%）	
4		二氧化碳减排量（t/年）	
5			
6			
7			

