

ICS 27.160

F 12

DB1331

雄安新区地方标准

DB1331/T 082-2024

雄安新区建筑光伏一体化应用技术标准

Technical Standard for Building Integrated Photovoltaics (BIPV)

Application in Xiong'an New Area

2024-03-08 发布

2024-03-15 实施

河北雄安新区管理委员会建设和交通管理局
河北雄安新区管理委员会综合执法局

联合发布

雄安新区地方标准

雄安新区建筑光伏一体化应用技术

标准

Technical Standard for Building Integrated Photovoltaics (BIPV)

Application in Xiong'an New Area

DB1331/T 082-2024

批准部门：河北雄安新区管理委员会综合执法局

施行日期：2024-03-15

2024 雄安新区

河北雄安新区管理委员会综合执法局
关于发布《雄安新区城市森林生态服务功能价
值评估技术规程》等 18 项雄安新区
地方标准的公告

2024 年第 1 号

河北雄安新区管理委员会综合执法局会同河北雄安新区管理委员会建设和交通运输局联合发布了《雄安新区城市森林生态服务价值评估技术规程》等 16 项雄安新区地方标准，会同河北雄安新区管理委员会公共服务局联合发布了《地名标志街路巷 设置规范》等 2 项雄安新区地方标准，现予以公告（详细目录见附件）。

本通告可通过中国雄安官网（www.xiongan.gov.cn）“政务信息”中进行查询，标准文本可从标准图书馆网站（<http://www.bzsb.info>）中下载。

附件：批准发布的雄安新区地方标准目录。

河北雄安新区管理委员会综合执法局

2024 年 3 月 8 日

前 言

根据雄安新区管理委员会改革发展局《关于印发 2022 年雄安新区地方标准第一批立项项目计划的通知》的要求，标准编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考国内外相关标准，结合雄安新区实际情况，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准共分 10 章，主要技术内容包括：1. 总则；2. 术语；3. 基本规定；4. 规划策划；5. 建筑设计；6. 结构设计；7. 电气设计；8. 施工安装；9. 竣工验收；10. 运行维护。

本标准由雄安新区管委会建设和交通运输局负责管理，中国建筑设计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和建议，请寄送中国建筑设计研究院有限公司（地址：北京市西城区车公庄大街 19 号，邮编：100044）。

本标准主编单位：中国建筑设计研究院有限公司

河北雄安新区管理委员会建设和交通运输局

本标准参编单位：雄安城市规划设计研究院有限公司

中国建筑节能协会

中国建筑西南设计研究院有限公司

中国建材国际工程集团有限公司

中建深圳装饰有限公司

中国电建集团北京勘测设计院有限公司

北京市建筑设计研究院有限公司

隆基绿能科技股份有限公司西安分公司

华能置业有限公司河北雄安分公司

德州交投新能源有限责任公司

虹昇（北京）新能源科技有限公司

上海电力设计院有限公司

协佳电力工程设计有限公司

天合绿建（上海）光伏科技有限公司

浙江正泰电器股份有限公司

本标准主要起草人员：刘恒、鞠晓磊、黄剑钊、李冲、李劲遐、杨茜、李天阳、仲继寿、鲁永飞、张家豪、李轶楠、吴景山、谢骆乐、罗多、马银峰、兰少锋、徐大辉、姚洪涛、姚增光、杨英、李晓东、高媛、国萃、庾航、段邦禹、李磊、姚翔之、张硕、李烨、程晔新、徐亮、钟鹏、伍仕 、孙云、李政

本标准主要审查人员：徐宗武、薛明、李文江、董岳华、贺静、汤洋、章放

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	3
4	规划策划	4
4.1	一般规定	4
4.2	实施要求	4
5	建筑设计	5
5.1	一般规定	5
5.2	建筑形体	5
5.3	应用部位	5
5.4	规格色彩	6
5.5	使用效能	6
5.6	关联技术	7
6	结构设计	9
6.1	一般规定	9
6.2	结构连接设计	9
7	电气设计	11
7.1	一般规定	11
7.2	直流设计	12
7.3	交流侧设计	13
7.4	并网设计	13
7.5	监测系统	14
7.6	线缆敷设	15
7.7	防雷与接地	15
8	施工安装	17
8.1	一般规定	17
8.2	光伏构件安装	18
8.3	支架与框架	19
8.4	线缆敷设与连接	19
8.5	汇流箱	20
8.6	逆变器	21
8.7	交直流配电柜	22

8.8	蓄电池组及充放电控制器	23
8.9	防雷与接地系统安装	24
9	竣工验收	26
9.1	一般规定	26
9.2	基础与连接构造	27
9.3	光伏组件	27
9.4	电气系统	28
9.5	防雷与接地	29
10	运行维护	31
10.1	一般规定	31
10.2	运维管理	31
10.3	定期检查	32
	本标准用词说明	33
	引用标准名录	34
	附：条文说明	35

Contents

1	General Provisions	1
2	Terms	2
3	Basic Requirements	3
4	Planning	4
4.1	General Requirements	4
4.2	Implementation Requirements	4
5	Architecture Design	5
5.1	General Requirements	5
5.2	Architectural Form	5
5.3	Application Position	5
5.4	Specification and Color	6
5.5	Use Effectiveness	6
5.6	Related Technology	7
6	Structure Design	9
6.1	General Requirements	9
6.2	Structural Connection Design	9
7	Electric Design	11
7.1	General Requirements	11
7.2	Direct Current Design	12
7.3	Alternating Current Design	13
7.4	Grid-connected Design	13
7.5	Monitoring System	14
7.6	Cable Laying	15
7.7	Lightning Protection and Grounding	15
8	Construction and Installation	17
8.1	General Requirements	17
8.2	BIPV Component Installation	18
8.3	Support and Frame	19
8.4	Cable Laying and Connection	19
8.5	Collecting Box	20
8.6	Inverter	21
8.7	AC and DC Power Distribution Cabinet	22

8.8	Storage Battery Pack and the Controller of Charge and Discharge	23
8.9	Installation of Lightning Protection and Grounding System	24
9	Construction and Installation	26
9.1	General Requirements	26
9.2	Foundation and Connective Construction	27
9.3	Photovoltaic Module	27
9.4	Electric System	28
9.5	Lightning Protection and Grounding	29
10	Operation and Maintenance	31
10.1	General Requirements	31
10.2	Operation and Maintenance Management	31
10.3	Periodical Inspection	32
	Explanation of Wording in This Standard	33
	List of Quoted Standards	34
	Addition: Explanation of Provisions	35

1 总 则

1.0.1 为提升雄安新区民用建筑光伏应用的科学性、合理性，强化建筑光伏应用与雄安风貌要求的协调性，规范建筑光伏一体化系统的设计、施工、验收和运行维护，保证工程质量，特制定本标准。

1.0.2 本标准适用于新建、改建或扩建的民用建筑、工业建筑及构筑物光伏一体化工程，以及在既有建筑物或构筑物上安装或改造已安装的建筑光伏系统工程的设计、施工、验收和运行维护。

1.0.3 建筑光伏一体化系统的设计、施工、验收和运行维护除应符合本标准的规定外，尚应符合国家和雄安新区现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 建筑光伏一体化 building integrated photovoltaic (BIPV)

以光伏发电构件替代原有建筑材料、构件或围护结构，使光伏发电构件具备除发电外的建筑功能属性，可与建筑物或构筑物主体同步施工、验收，并满足建筑安全、性能、构造和美观要求的应用形式。

2.0.2 建筑用光伏屋面 photovoltaic roof for building

将光伏构件通过适配性设计及组装，替代或复合原有建筑屋面构造及材料，同时具备发电、保温和防水等功能的屋面，简称光伏屋面。

2.0.3 建筑用光伏采光顶 photovoltaic skylight for building

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

2.0.4 光伏幕墙 photovoltaic curtain wall

将光伏构件作为面板材料用于建筑外墙，同时满足发电和立面效果要求的幕墙，简称光伏幕墙。

2.0.5 建筑用光伏窗 photovoltaic window for building

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

2.0.6 建筑用光伏遮阳 photovoltaic sunshade for building

由光伏构件及其支撑一同固定置于建筑外墙，具备发电功能的遮阳构件，简称光伏遮阳。

2.0.7 上网电量 on-grid energy

光伏发电系统在上网电量计量点向电网输入的电量。

2.0.8 下网电量 off-grid energy

光伏发电系统在下网电量计量点从电网获得的电量。

3 基本规定

- 3.1.1 建筑光伏应用规划及规模应符合雄安新区和电网消纳能力。
- 3.1.2 建筑光伏一体化系统的设计、安装、验收应与主体建筑同步进行。
- 3.1.3 建筑光伏一体化系统在选择安装部位、发电材料和应用方式时，应与雄安新区建筑风貌相协调，并满足安全可靠、经济适用、环境保护、便于安装和维护等要求。
- 3.1.4 建筑光伏一体化系统应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。既有建筑上应用建筑光伏一体化系统时，应对既有建筑的结构安全性、耐久性及电气安全性进行复核。
- 3.1.5 建筑光伏一体化系统的施工安装应符合设计要求，施工单位应编制施工专篇。
- 3.1.6 建筑光伏一体化系统宜作为分部分项工程单独验收。
- 3.1.7 在建筑光伏一体化系统运行阶段，应按照产品使用说明定期检查、检修，做好记录并妥善保管。
- 3.1.8 建筑光伏一体化发电数据应纳入建筑能源监测及管理系统。
- 3.1.9 光伏构件应根据雄安地区气候特点，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。
- 3.1.10 光伏构件应满足对应安装部位的使用功能、建筑节能、结构安全及电气安全等要求，并配置带电警告标识及电气安全防护设施。

4 规划策划

4.1 一般规定

- 4.1.1 建筑光伏一体化系统应综合考虑当地新能源的发展规划、电力部门并网基础设施、区域电网消纳电量以及建筑本体消纳电量等因素，优先就地消纳。
- 4.1.2 规划设计应统筹考虑场地内建筑物、构筑物可利用表面，综合考虑规划条件、风貌要求、项目定位、工程投资，合理确定建筑光伏一体化应用方案。
- 4.1.3 规划设计及建筑策划阶段中应对建筑表面日照累计数据、光伏应用技术方案以及发电情况进行核算，并编制策划阶段专篇。专篇内容应包括用电负荷估算、光伏材料选择、光伏发电用电方案以及技术经济分析。

4.1 实施要求

- 4.2.1 新建民用建筑光伏系统安装面积不宜少于屋顶可安装面积的 50%；采用幕墙的新建民用建筑，东、西、南三向光伏系统面积不宜少于幕墙总面积的 10%。
- 4.2.2 既有建筑改造时，应综合考虑场地及建筑限制条件、实施成本等要素，合理确定建筑光伏系统应用方式及应用比例。
- 4.2.3 当光伏构件具备可行性时，宜优先采用光伏构件替代传统建筑构件。

5 建筑设计

5.1 一般规定

- 5.1.1 光伏构件的类型、安装位置、安装方式和色泽的选择,应结合建筑功能、建筑效果以及周围环境条件进行,并与建筑外观相协调。
- 5.1.2 应充分考虑周边建筑物、植物以及其他障碍物对建筑屋面、立面的遮挡影响,宜减少弱光区域的光伏构件设置。
- 5.1.3 应采取防止光伏构件损坏、坠落的安全防护措施。
- 5.1.4 光伏构件不宜跨越建筑变形缝。
- 5.1.5 光伏构件在屋面的布局应不影响建筑消防疏散及消防设施的安全运行。
- 5.1.6 对光伏构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。
- 5.1.7 光伏构件宜采用易于维修、更换的安装方式。
- 5.1.8 光伏构件的安装应满足建筑的采光要求,不得降低建筑本身或相邻建筑的建筑日照标准。

5.2 建筑形体

- 5.2.1 建筑形体的主要界面朝向应为相关光伏构件创造更多的太阳照射条件。
- 5.2.2 不宜在建筑形体的自遮阳区域设置光伏构件。

5.3 应用部位

- 5.3.1 当光伏构件应用于屋面体系时,应符合下列规定:
 - 1 对于有采光要求的屋面体系,建筑光伏一体化应用应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033 和《建筑环境通用规范》GB 55016 的有关规定;
 - 2 对于有通风、排烟等要求的屋面体系,不宜在可开启窗扇处设置光伏构件。
- 5.3.2 当光伏构件应用于立面体系时,应符合下列规定:
 - 1 对于有采光要求的立面体系,建筑光伏一体化应用应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033 和《建筑环境通用规范》GB 55016 的有关规定;

- 2 对于有通风要求的立面体系，不宜在可开启窗扇处设置光伏构件；
 - 3 光伏构件的设置不应降低建筑室内对应区域的通风条件；
 - 4 对于有遮阳需求的立面体系，应根据建筑不同朝向选择适宜的光伏构件布置方式；
 - 5 对于有透光要求的建筑光伏一体化立面体系，宜选用透光型薄膜类光伏组件或透光型晶硅组件进行设计；
 - 6 当光伏构件被用作阳台栏板时，应满足建筑防护高度、强度和电气安全要求；
 - 7 光伏构件不宜朝向正北方向。
- 5.3.3** 当光伏构件应用于景观设施设计时，应符合下列规定：
- 1 当光伏构件应用于地面铺装或遮阳棚架时，设计应满足建筑排水、使用耐久性和结构安全性等相关要求；
 - 2 当光伏构件应用于景观座椅时，光伏组件的类型和安装位置应结合长时间人体遮挡、就坐舒适性和结构安全性等因素统筹考虑；
 - 3 景观设施的光伏系统设计宜与景观照明设计统筹考虑。

5.4 规格色彩

- 5.4.1** 光伏构件的规格尺寸应与相关建筑部位设计模数相协调，且符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002 的有关规定。
- 5.4.2** 光伏构件的规格尺寸宜结合相关建筑构件与光伏组件的常规尺寸开展设计，尽量减少非常规、定制化的规格尺寸。
- 5.4.3** 同一项目中，宜采用标准化光伏构件。
- 5.4.4** 当光伏构件需同时满足色彩定制与透光性能要求时，宜优先选用薄膜类组件进行设计。
- 5.4.5** 当光伏构件需要体现色彩变化时，宜将普通彩釉玻璃与光伏彩釉玻璃综合利用。

5.5 使用效能

- 5.5.1** 当光伏构件应用于屋面体系并具有采光要求时，相关光伏组件透光率不宜高于 30%。

5.5.2 当光伏构件应用于立面体系并具有采光要求时，相关光伏组件透光率不宜高于 50%。

5.5.3 当光伏构件为非水平安装时，应结合太阳辐照量分析、建筑形体要求、安装可行性、安全性等因素，经综合考量与计算后确定安装角度。

5.5.4 光伏构件与安装界面之间应具备一定的空气流通性，光伏组件背面温升不应超过 85℃。

5.6 关 联 技 术

5.6.1 有关光伏构件的防水、排水性能应符合下列规定：

1 光伏构件在建筑中的安装位置应合理布置，满足其所在部位的建筑防水、排水的要求，并应符合《屋面工程技术规范》GB 50345、《建筑给排水设计规范》GB 50015 的有关规定；

2 光伏组件表面应合理设计组件横、纵向安装缝的排水构造。

5.6.2 有关光伏构件的采光、通风、散热性能应符合下列规定：

1 光伏幕墙的光学和热学性能应符合《玻璃幕墙光热性能》GB/T 18091 的要求；

2 光伏采光顶、光伏窗、光伏幕墙及其他形式的建筑光伏一体化系统，保温、隔热、遮阳等热工设计应满足《屋面工程技术规范》GB 50345、《建筑幕墙》GB/T 21086 的有关规定；

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

5.6.3 有关光伏构件的防火性能应符合下列规定：

1 建筑光伏一体化系统的防火设计应满足《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定；

2 建筑光伏一体化系统的防火设计应与建筑光伏系统设计同步；

3 光伏组件应满足所替代部位建筑材料或建筑构件燃烧性能分级的要求，并符合《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 的有关规定。

4 当光伏幕墙线缆穿过不同防火分区并外墙敷设时，应做好防火措施且应选择较高的防火等级。

5.6.4 有关光伏构件的构造措施应符合下列规定：

1 玻璃光伏幕墙的建筑和结构设计应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的有关规定；

2 人造板材光伏幕墙的建筑和结构设计应满足现行行业标准《人造板材幕墙工程技术规范》JGJ 336 的有关规定；

3 金属与石材光伏幕墙的建筑和结构设计应满足现行行业标准《金属与石材幕墙工程技术规范》JGJ 133 的有关规定；

4 光伏采光顶的建筑和结构设计应满足现行行业标准《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255 的有关规定。

1) 采用带框光伏构件或明框幕墙、采光顶系统时，应适当增大距离，避免幕墙、采光顶型材对太阳能电池产生阴影遮挡；

2) 不宜将光伏线缆敷设于等压腔内。

5.6.5 有关光伏构件的安全性能应符合下列规定：

1 应用于阳台或平台栏板的光伏构件，应与栏板结构主体上的预埋件牢固连接，并有防坠落措施；

2 由光伏构件构成的雨篷、檐口和采光顶，应满足建筑相应部位的刚度、强度、及防止空中坠物的安全性要求；

3 光伏幕墙设计时应符合下列安全规定：

1) 采用螺栓连接及挂接或插接的光伏构件，应有可靠的防松、防滑、防脱措施；

2) 对于有采光和安全双重性能要求的部位，应采用双玻光伏幕墙，封装用胶采用 PVB 或其它满足安全玻璃要求的夹胶。结构密封胶和建筑密封胶应在有效期内使用，不得将建筑密封胶作为结构密封胶使用；

3) 开缝式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时，线缆槽应垂直于光伏构件，并应便于开启检查和维护更换。

6 结构设计

6.1 一般规定

6.1.1 建筑光伏发电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 满足特殊要求结构的专门性能设计。

6.1.2 建筑光伏一体化系统的结构设计使用年限不应小于所在部位建筑构件或替代建筑构件的设计使用年限。

6.1.3 建筑光伏发电系统的结构计算、设计参数、荷载计算、温度作用应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 的有关规定。

6.1.4 光伏构件应满足承载能力、刚度和稳定性的要求，并具有相对于主体结构的位移能力。

6.1.5 光伏构件结构设计应计算下列作用效应：

- 1 非抗震设计时，应计算重力荷载、风荷载、雪荷载和其他活荷载效应；
- 2 抗震设计时，应计算重力荷载，风荷载、地震作用、雪荷载和其他活荷载效应；
- 3 应按各效应组合中的最不利组合进行设计及考虑温度应力的作用效应。

6.1.6 光伏采光顶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。

6.1.7 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。

6.2 结构连接设计

6.2.1 光伏构件的支撑系统应固定在主体结构上，不应固定在轻质填充墙等非主体结构上。

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

6.2.3 光伏构件与主体结构的连接件的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

7 电气设计

7.1 一般规定

7.1.1 光伏系统应结合建筑条件，综合发电量、系统效率、电网条件、用电负荷、安全和运行维护等要求进行设计，并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。

7.1.2 用户侧并网的建筑光伏发电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发电系统宜采用分散逆变、集中并网的接入方式。

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

7.1.4 对于屋顶朝向、倾角不一致的建筑光伏发电系统，宜采用具备多路最大功率点跟踪功能的逆变器。接入同一最大功率点跟踪回路的光伏组件串的电压、组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响等宜一致。

7.1.5 光伏发电系统设计时应选定合适的直流侧电压等级，系统直流侧的设备与材料的耐压应不低于所选电压等级。光伏组件串在昼间极端低温下的最大开路电压，不应高于该设计电压等级。

7.1.6 建筑光伏发电系统中光伏组件所安装建筑部位采用可燃性承重构件时，应具有快速关断保护功能，确保保护动作 30s 内，光伏阵列范围 1m 内的输出电压或组串内任意两点的电压降至 80V 以下，光伏阵列范围 1m 外的输出电压降至 30V 以下。

7.1.7 建筑光伏发电系统直流侧光伏阵列的开断装置应具有灭弧能力。

7.1.8 建筑光伏发电系统的主要电气设备选择应符合下列规定：

- 1 电气设备的带电导体、元件都应有外壳隔离保护，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 电气设备应考虑所安装地点的潮湿、污秽和盐雾、氨气条件下的影响；
- 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。

7.1.9 汇流箱、逆变器直流侧及交流侧及并网柜（箱）等电气设备应安装电涌

保护器，升压变压器低压侧宜安装交流无间隙氧化锌避雷器。

7.2 直流设计

7.2.1 光伏组串设计应符合下列规定光伏发电系统光伏应进行光伏组串数设计，光伏组串数应同时符合下列条件：

- 1 同一光伏组串中各光伏构件的电性能参数宜保持一致；
- 2 光伏组串的最大功率点电压应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内；
- 3 光伏组串的最大开路电压不能超过光伏构件昼间环境极限低温下光伏构件最大系统电压及逆变器的最大直流输入电压；
- 4 输入逆变器的光伏组串峰值功率宜不超过逆变器最大输入功率。

7.2.2 光伏发电系统直流侧应具备直流电弧故障检测和断开功能。光伏组串不应直接接入无直流电弧保护功能的逆变器。

7.2.3 直流线缆应符合下列规定：

- 1 直流线路损耗宜小于等于 2%；
- 2 直流电缆应采取防晒措施；
- 3 电缆敷设不应影响检修通道。

7.2.4 储能装置选型应符合下列规定：

- 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光伏发电系统需存储电量、负荷大小以及需要连续供电时间等确定，在满足储存能量要求的前提下，宜尽可能减少储能容量的配置。

3 微网光伏发电系统储能电池组容量受多种因素的影响，其中主要因素为日均用电量、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电特性等参数。储能电池的总容量可按式计算：

$$C_c = D \times F \times P_0 / (U \times K_a)$$

式中：C_c——储能电池总容量（kWh）；

D——最长无日照期间用电时数（h），即当地最大连续阴雨用电时数，一般可取 3-5 天的用电时数；

F——储能电池放电效率的修正系数，通常为 1.05；

P₀——负载功率（kW）；

U——储能电池的放电深度，通常为 0.5-0.8；

Ka——效率系数，包括储能电池的放电效率，控制器、逆变器以及交流回路的效率，通常为 0.7-0.8。

4 储能系统应采用在线检测装置进行智能化实时监测，应具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，宜具有人机界面和通讯接口。

7.2.5 设置储能装置的光伏发电系统，储能装置侧应安装直流电流保护器。

7.3 交流侧设计

7.3.1 交流柜（箱）选型设计应符合下列规定：

- 1 额定电压应与并网接入电压等级相匹配；
- 2 输入回路均应具备过流保护功能；
- 3 输出回路应具备过流保护、过欠压保护和防雷功能。

7.3.2 并网箱（柜）的设计应符合下列规定：

- 1 额定电压应与并网接入电压等级相匹配；
- 2 并网回路应设置可视断点的电气元件；
- 3 并网回路应具备防雷功能；
- 4 计量装置精度应满足当地电力部门的要求；
- 5 计量装置应设置独立计量室，并应铅封处理；
- 6 宜具备剩余电流动作保护功能。

7.3.3 交流线缆选型设计应满足现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的有关规定。

7.4 并网设计

7.4.1 并网接入电压应符合下列规定：

1 对于单个并网节点的光伏发电系统的接入电压等级，应按照安全性、灵活性、经济性的原则，根据发电容量、发电特性、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、项目所在地配电网等情况通过技术经济比选确定，接入电压等级应符合表 7.4.1 的规定。

表 7.4.1 光伏发电系统接入电网电压等级选用表

序 号	容 量	电压等级
1	$S \leq 8\text{kW}$	220V/单相
2	$8\text{ kW} < S \leq 400\text{kW}$	380V/三相
3	$400\text{ kW} < S \leq 6000\text{kW}$	10kV/三相
4	$S > 6000\text{kW}$	35kV及以上/三相

2 当光伏发电系统并网点电压在 90%~110%标称电压之间时，光伏发电系统应能正常运行。

7.4.2 接入电网方式应符合下列规定：

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

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

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

7.4.3 电能量计量应符合下列规定：

1 光伏发电系统应在并网点设置并网计量表，用于光伏发电量计量；

2 对于余电上网的光伏发电系统，接入配电网前，应明确上网电量和下网电量关口计量点，原则上关口计量设计在产权分界点；

3 通过中压电压等级接入的光伏，关口计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套；低压接入的系统电能表单套配置。

7.4.4 应对光伏发电系统接入电网后并网点的功率因数进行测算，测算结果应满足当地电力部门的要求，不满足要求时，应增设无功补偿装置或改造原有无功补偿装置。

7.5 监 测 系 统

7.5.1 光伏发电系统的监测系统应符合无专人值守的规定。

7.5.2 10kV 及以上电压等级接入的光伏发电系统应设置监测系统。

7.5.3 光伏发电系统应设置计算机监测系统，主要功能应符合下列规定：

1 采集电气设备的运行参数，包括直流侧输入电压、电流；光伏阵列所在

地气温、风速、风向、太阳辐射强度等环境参数；逆变器输出电压、电流、发电量等；

- 2 对屋面并网光伏发电系统电气设备的运行参数进行分析；
- 3 运行参数出现异常时发出警示；
- 4 满足电网调度自动化要求；
- 5 具备数据远传功能。

7.5.4 10kV 及以上电压等级接入的屋面并网光伏发电系统宜配置一套时间同步系统，应能接收中国北斗卫星和 GPS 卫星发送的信息。

7.5.5 10kV 及以上电压等级接入的屋面并网光伏发电系统宜配置一套交流不间断电源系统，后备交直流电源系统持续供电时间应不小于 1 小时。

7.5.6 10kV 下列并网发电系统宜配置无线数据采集设备实现逆变器等发电设备的运行状态监测，通过远程控制实现电站运行状态监测。

7.6 线缆敷设

7.6.1 光伏发电系统布线应综合考虑布线美观性、施工便捷性、维护方便性、运行安全性等方面因素。

7.6.2 光伏线缆不宜在光伏胶缝中敷设，应选择对线缆保护层腐蚀性较小的耐候密封胶。

7.6.3 线缆跨越变形缝敷设时，预留长度应满足光伏的变形要求。

7.7 防雷与接地

7.7.1 新建建筑光伏系统的防雷分类应与建筑本身的防雷分类一致。

7.7.2 既有建筑改造光伏系统时，应对建筑物原有防雷装置进行检查、评定，改造后建筑防雷类别应不低于原建筑建成时的防雷类别。

7.7.3 建筑光伏系统防雷接地、系统接地、保护接地等应与建筑物电气装置共用接地体。

7.7.4 建筑光伏系统的金属支架应和等电位连接线连接。当金属支架与防雷装置保持间隔距离时，等电位连接线截面不应小于 6mm² 铜导体；当金属支架与防雷装置连接时，宜连接成环形，等电位连接线截面不应小于 16mm² 铜导体。

7.7.5 当建筑光伏系统需要功能性接地时，应采用 6mm² 铜导体接地线连接光伏

系统的金属支架和光伏组件的金属框架，并应连接到等电位连接板，与建筑物接地系统共用同一接地网。

7.7.6 光伏组件金属框架或夹具应与金属支架或金属模条可靠连接、连续贯通，光伏组件支架与建筑接地系统应采取至少两点连接。

8 施 工 安 装

8.1 一 般 规 定

8.1.1 光伏发电系统施工安装前应具备下列条件：

- 1 设计文件齐备且已通过审查；
- 2 并网接入手续齐全；
- 3 施工组织设计或施工方案已通过批准；
- 4 建筑、场地、电源和道路等条件能满足正常施工需要；
- 5 预留基座、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。

8.1.2 光伏发电系统的施工安装，不应破坏建筑物的结构和建筑物的附属设施，不应影响建筑物在设计使用年限内承受各种荷载的能力。

8.1.3 完成光伏支架施工并安装完光伏构件后，应先对已完成项目设施和设备采取保护措施，再进入电气施工安装。

8.1.4 光伏发电系统施工安装时应采取下列安全措施：

- 1 光伏发电系统的施工安装，应由经过培训并考核合格的专业人员完成，属于特种作业的还应取得特种作业操作证方可上岗；
- 2 光伏发电系统施工安装时，应有保障施工人员人身安全的措施；
- 3 光伏发电系统的产品和部件在存放、搬运、吊装过程中，不应受到碰撞和损坏；吊装作业前，应做好安全围护措施；吊装时，吊装机械和货物，不得碰撞周围建筑和公共设施；
- 4 在雨、雪及 4 级以上大风天气情况下不得进行室外高空施工作业，有雷电时应停止电气施工安装，在环境温度超过 40℃时应停止作业；
- 5 施工安装过程中，在进行下道工序前，应断开前、后工序的主控开关；
- 6 连接完成或部分完成的光伏发电系统，遇有光伏构件破裂时应及时设置限制接近的措施，并由专业人员处置；
- 7 在坡度大于 10° 的坡屋面上施工安装，应设置专用踏脚板；
- 8 施工人员进行高空作业时，应设置可靠防护措施，佩带安全防护用品，设置醒目、清晰、易懂的安全标识，患有高血压、心脏病、恐高症或饮酒后禁止

登高作业；

9 施工安装机具应定期进行安全检测，电动机具应进行绝缘电阻试验、手持玻璃吸盘及玻璃吸盘机应进行吸附重量和吸附持续时间试验等；

10 现场焊接作业时，应采取可靠的防火措施；

11 施工现场应采取架设防护网、必要的隔离、警示等保护措施；

12 工程完成后，应清扫现场和回收废料。

8.1.5 光伏系统与电网间在连接处应有明显的带有标志的可视断开点，应通过变压器等进行电气隔离。电缆线路施工，应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168 的有关规定。

8.2 光伏构件安装

8.2.1 光伏构件安装工程应按设计要求制定施工方案和采取相应安全措施。

8.2.2 光伏产品、配件、材料的数量、性能、色彩等应符合设计要求，并具有产品合格证明文件。

8.2.3 光伏构件的拆箱和搬运应按照产品的相关操作说明进行。

8.2.4 光伏构件安装应制定合理的施工方案和操作流程，不应损坏已完成的土建工程。

8.2.5 光伏构件安装部位应设警告标识，并应按设计要求可靠地固定在支架或连接件上。

8.2.6 安装前应对各光伏构件进行检查，测量每个构件的开路电压、短路电流等技术参数。

8.2.7 对构件应按照其技术参数进行分类，使最佳工作电流相近的串联在一起，最佳工作电压相近的并联在一起。

8.2.8 光伏构件与建筑面层之间不应被施工杂物等填塞。

8.2.9 光伏构件金属部件应可靠接地，并应符合现行国家标准《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169 的有关规定。

8.2.10 在建筑物立面上安装的光伏构件，安装区域靠近地面的边缘距离地面宜大于 2.5m。

8.3 支架与框架

8.3.1 建筑光伏构件框架与光伏构件支架及其材料应符合设计要求，钢结构的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。

8.3.2 光伏构件支架应按设计要求采用从钢筋混凝土基座中伸出的钢制热镀锌等防腐连接件或不锈钢地脚螺栓等方法固定在基座上，位置准确，与基座固定牢靠。

8.3.3 建筑光伏构件框架应按设计要求安装在主体结构上，位置准确，与主体结构固定牢靠。

8.3.4 埋设在坡屋面结构层内的预埋件，应在结构层施工时埋入，预埋件应做防腐处理，并在光伏阵列安装前妥善保护。

8.3.5 钢结构支架焊接完毕，应做防腐处理。防腐施工应符合现行国家标准《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50224 的有关规定。

8.3.6 支撑光伏构件的钢结构应与建筑接地系统可靠连接。

8.4 线缆敷设与连接

8.4.1 穿过楼板、屋面和墙面的电缆防水套管与建筑主体结构之间的缝隙，应进行防水处理。

8.4.2 电缆及其附件安装用的钢制紧固件，应采用热镀锌或不锈钢制品。

8.4.3 利用电缆的保护钢管作接地线时，应先焊好接地线；有螺纹的接头处，应用跳线焊接，再敷设电缆。

8.4.4 电缆敷设前应按下列规定进行检查：

- 1 电缆型号、电压、规格应符合设计；
- 2 电缆外观应无损伤、绝缘良好；
- 3 敷设前应按设计和实际路径计算每根电缆的长度，合理安排每盘电缆，减少电缆接头；

- 4 在带电区域内敷设电缆，应有可靠的安全措施。

8.4.5 电缆敷设时，不应损坏建（构）筑物的防水层。

8.4.6 电缆敷设时，电缆应从盘的上端引出，不应使电缆在支架上及地面摩擦

拖拉。电缆上不得有铠装压扁、电缆绞拧、护层折裂等未消除的机械损伤。

8.4.7 敷设电缆时，电缆允许敷设环境温度，在敷设前 24h 内的平均温度以及敷设现场的温度不应低于表 8.4.7 的规定；当温度低于表 8.4.7 规定值时，应采取措

表 8.4.7 电缆允许敷设最低温度表

序号	电缆类型	电缆结构	允许敷设最低温度（℃）
1	橡皮绝缘电力电缆	橡皮或聚氯乙烯护套	-15
2		裸铅套	-20
3		铅护套钢带铠装	-7
4	塑料绝缘电力电缆		0
5	控制电缆	耐寒护套	-20
6		橡皮绝缘聚氯乙烯护套	-15
7		聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套	-10

8.4.8 并列敷设的电缆，其接头的位置宜相互错开，电缆明敷时的接头，应用托板托置固定。

8.4.9 电缆敷设时应排列整齐、固定，不宜交叉，应及时设置标志牌。

8.4.10 接入电网前的交流系统的单芯电缆或分相后的分相铅套电缆的固定夹具不应构成闭合磁路；裸铅（铝）套电缆的固定处，应加软衬垫保护。

8.4.11 电缆密集场所或电缆回路应设置防火阻燃措施。

8.4.12 光伏阵列内部的电缆应固定在阵列支架上或通过电缆桥架铺设，电缆接头应可靠接合，接头接合后不得承受外力。

8.4.13 任何电缆、电缆保护管或电缆桥架不得对光伏阵列造成遮挡。

8.4.14 电缆进入建筑物、墙壁、支架或行人容易接近等处应设置保护管或保护罩。

8.5 汇 流 箱

8.5.1 汇流箱进场后应按下列规定进行开箱检查：

- 1 汇流箱防护等级应满足设计要求；
- 2 油漆电镀应牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象；
- 3 机架面板应平整，文字和符号要求清楚、整齐、规范、正确；

4 标牌、标志、标记应完整清晰；

5 各种开关应便于操作，灵活可靠。

8.5.2 汇流箱不宜安装在高温、潮湿地方。附近应无发热源，且不应遮挡组件，不应安装在易积水处和易燃易爆环境中。

8.5.3 汇流箱内接线应牢固可靠，压接导线不得出现裸露铜线，汇流箱和逆变器进出线不应暴露在阳光下。接头端子应完好无破损，未接的端子应安装密封盖。箱体及电缆孔洞密封严密，雨水不应进入箱体内；未使用的穿线孔洞应用防火泥封堵。

8.5.4 应将通讯接线屏蔽层接入汇流箱提供的屏蔽层端口，在端子内部两个屏蔽层被短接，整个系统屏蔽层需要进行单点接地连接。

8.5.5 不应在安装和工作时拆装微型断路器。

8.5.6 对外接线宜使用多股阻燃铜线，截面积应符合设计要求。空置的防水端子，应拧紧对应尺寸的堵头。对外接线时，应确保螺钉紧固，防止接线松动。

8.6 逆 变 器

8.6.1 逆变器进场后应按下列规定进行开箱检查：

1 质量证明文件应齐全有效；

2 机器铭牌上标注的规格型号、输入输出功率、输入直流电压、输出交流电压等应符合设计和合同所指定内容的规定；

3 逆变器外观应无损伤，逆变器的操作系统应处在关闭状态。

8.6.2 逆变器的安装位置应符合下列规定：

1 逆变器安装位置应符合设计规定，其偏差应在 $\pm 10\text{mm}$ 内；

2 逆变器应垂直安装且连接端子位于下方；

3 安装在室外的逆变器，应牢靠固定在机架或平台上；

4 机架应加固牢固，加固方式应符合设计规定；同列机架的机面应平直，其偏差每米应在 $\pm 3\text{mm}$ 内，全列偏差应在 $\pm 15\text{mm}$ 内；机架顶面应平齐，机架间应相互并拢；

5 逆变器背部及侧面离墙壁或其它物件距离应符合设计要求；顶部不可放置任何重型物件；正前方必须有足够的操作空间；

6 主机的位置应安全合理，必须有足够的检修空间；

7 电源线的走线要方便、安全可靠。

8.6.3 逆变器连接导线前，应确保整个光伏阵列总短路电流不能超过逆变器最大允许电流。

8.6.4 连接导线时应确保所有开关处于断开状态，正确连接主机直流输入连接线的正负极、交流输出连接线、主机接地线，做到接线紧固可靠，接地良好。

8.6.5 离网逆变器接好线后应先测量输入的直流电压，确认电压正常后，可在空载状态下开启逆变器。

8.6.6 并网逆变器应在确认所接入的交流电网正常、无误状态下开启逆变器。

8.6.7 无断弧功能的开关连接时严禁在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开。

8.6.8 逆变器与系统的直流侧和交流侧应有绝缘隔离的装置。光伏系统直流侧应有必要的电击警示和防止电击安全措施，交流侧输出电缆和负荷设备应接有自动切断保护装置。

8.7 交直流配电柜

8.7.1 设备安装前建筑工程应具备下列条件：

- 1 屋顶、楼板应施工完毕，不得渗漏；
- 2 对电器安装有妨碍的模板、脚手架等应拆除，场地应清扫干净；
- 3 室内地面基层应施工完毕，并应在墙上标出抹面标高；
- 4 环境湿度应达到设计要求或产品技术文件的规定；
- 5 配电室、控制室、操作室的门、窗、墙壁、装饰棚应施工完毕，地面应抹光；
- 6 设备基础和构架应达到允许设备安装的强度；焊接构件的质量应符合要求，基础槽钢应固定可靠；

7 预埋件及预留孔的位置和尺寸，应符合设计要求，预埋件应牢固。

8.7.2 设备安装用的紧固件除地脚螺栓外应采用镀锌制品。户外用的紧固件应采用热镀锌制品。电器接线端子用的紧固件应符合国家现行有关标准的规定。

8.7.3 配电设备的布置必须遵循安全、可靠、适用和经济等原则，并应便于安装、操作、搬运、检修、试验和监测。交直流配电柜可与光伏并网逆变器或其他配电柜并排布置，但要注意设备和操作人员的安全。

8.7.4 落地式配电柜的底部宜抬高，室内宜高出地面 50mm 以上，室外应高出地面 200mm 以上。底座周围应采取封闭措施，并应能防止鼠、蛇类等小动物进入箱内。

8.7.5 配电柜外露可导电部分应接地装置有可靠的电气连接。成排的配电装置的两端均应与接地线相连。

8.7.6 配电柜内的电气设备，要经电气交接试验，并由试验室出具试验报告，判定符合要求后，方可通电试运行。

8.7.7 在控制器、逆变器、配电箱、蓄电池、阵列连接正确后方可将外电网电缆接至交流配电箱的输出端子上。

8.8 蓄电池组及充放电控制器

8.8.1 蓄电池的安装应符合下列规定：

- 1 安装前检查蓄电池的规格、型号、数量应符合设计要求；
- 2 蓄电池的安装位置、连接方式应按设计规定执行；
- 3 置于室外的蓄电池组及控制器应设有防雨水措施，在环境温度低于 0℃ 时，或高于 35℃ 时，蓄电池组应设置防冻或防晒、隔热措施；
- 4 置于室外的蓄电池组应安装在铁壳或硬质塑料壳的箱体内部，箱体空间留有保温或散热的余量，金属箱体的馈电线出口处应加绝缘套管；
- 5 置于室外的蓄电池组箱体及控制器应用 10mm 以上螺栓紧固在地面上或平台上，且控制器外壳应与接地系统可靠相连；
- 6 蓄电池间距不宜小于 10mm，蓄电池离箱体四周间距不宜小于 50mm；
- 7 蓄电池上方及四周不得堆放杂物；
- 8 控制器等设备安装位置周围不宜设置其他无关电气设备或堆放杂物。

8.8.2 开口型蓄电池的施工要求应按现行行业标准《通信电源设备安装工程验收规范》GB 51199 的有关规定执行。

8.8.3 开口型铅酸蓄电池安装时，玻璃容器及绝缘垫脚等应无裂痕、破损，木质铅衬电槽外表应完整无损，木壳表面防酸漆应完整，铅槽底和壁不得有砂眼、气孔、裂缝。

8.8.4 阀控式密封蓄电池安装前应逐个测量蓄电池的电压并应符合产品要求。

8.8.5 蓄电池与地面之间应采取绝缘措施，并宜安放在专门的蓄电池支架上，

安装在地面时应在蓄电池底部垫上隔离垫。

8.8.6 安装电池支架及摆放电池时应符合下列规定：

- 1** 支架排列位置及偏差应符合设计要求；
- 2** 支架平整稳固，保持水平，每米标高偏差不应大于 3mm，全长标高偏差不应大于 15mm；
- 3** 支架所有的绝缘垫脚应均匀受力；
- 4** 同一列电池外侧上沿应在一条直线上，其偏差不宜大于 3mm。电池本身及相互间均保持垂直于水平，用 600mm 水平尺测量，偏差应不超过水平准线；
- 5** 电池标志、比重计、温度计应排在外侧；
- 6** 电池间隔应符合设计规定，偏差不应大于 5mm；
- 7** 同一列电池的连接条应平齐，连接螺丝应拧紧，并在连接条与螺丝上涂抹中性凡士林；
- 8** 各组电池的正负极的出线应符合设计规定，电池组及电池均应有清晰明显的标志。

8.8.7 蓄电池线路连接前，应检查每只蓄电池的端电压，每个蓄电池电压宜保持一致，并应采用专用的金属连接件将蓄电池连接成组。

8.8.8 多只蓄电池串联时，应将蓄电池全部连接完毕测量电压正常后再与控制器连接。

8.8.9 控制器接线时应先断开所有输入、输出开关。先连接蓄电池，再连接阵列，在有阳光照射时闭合开关，观察是否有正常的充电电流流过，最后将控制器与逆变器或负载相连接。

8.9 防雷与接地系统安装

8.9.1 光伏组件边框、支架、控制器、逆变器外壳、电表箱外壳、配电屏外壳、蓄电池支架、电缆外皮、金属电缆保护管或线槽等应进行保护接地和防雷，应与接地干线（网）牢固连接，并对连接处做好防腐处理措施。

8.9.2 电子设备应进行屏蔽接地。

8.9.3 接闪杆、接闪带或接闪网等应按相关规定进行安装。

8.9.4 预防感应雷的措施应符合下列规定：

- 1** 汇流箱和直流控制柜内的正、负极对地应安装过电压保护器；

- 2 在交流配电柜输出端应安装过电压保护器；
 - 3 逆变器的输出端宜安装过电压保护器。
- 8.9.5** 光伏阵列应与建筑接地网连接，直流及交流设备均应可靠与接地网连接。
- 8.9.6** 接地干线（网）与接地网连接或与原有建筑屋顶防雷接地网连接不应少于 2 点，连接应牢固可靠。
- 8.9.7** 光伏组件金属边框应采用专用接地孔与接地线缆可靠连接，不得采用金属边框直接钻孔做接地孔的方式。
- 8.9.8** 接地干线（网）连接、接地干线（网）与屋顶建筑防雷接地网连接应采用焊接，焊接质量应符合要求，不应出现错位、平行和扭曲等现象，焊接点应进行防腐处理，直线段上不应有高低起伏及弯曲等现象。
- 8.9.9** 电气装置的接地应单独与接地母线或接地网相连接，不得在一条接地线中串联两个及以上需要接地的电气装置。
- 8.9.10** 不应利用金属软管、管道保温层的金属外皮或金属网、低压照明网络的导线铅皮以及电缆金属保护层作为外接地线。
- 8.9.11** 光伏阵列利用其金属支架或建（构）筑物金属部件作接地线时，其材料规格应能承受泄放预期雷电流时所产生的机械效应和热效应。不应采用铝导体作为接地极或接地线。

9 竣工验收

9.1 一般规定

9.1.1 光伏系统的工程质量验收可划分为构造连接与支撑、组件与构件、电气系统、防雷系统等部分。

9.1.2 光伏系统工程应进行下列项目的现场验收：

- 1 预埋件或后置螺栓、锚栓连接件；
- 2 基座、支架、光伏组件四周与主体结构的连接节点；
- 3 基座、支架、光伏组件四周与主体结构之间的建筑做法；
- 4 光伏系统防雷接地的连接节点；
- 5 隐蔽安装的电气管线工程。

9.1.3 建筑光伏一体化系统宜按相对应的幕墙、屋面等子分部工程进行合并验收。光伏系统验收可按表 9.1.3 的规定进行。

表 9.1.3 建筑光伏系统分部分项工程划分表

序号	分部工程	子分部工程	分项工程
1	建筑装饰装修	幕墙	光伏幕墙
2	屋面	瓦面与板面	光伏屋面

9.1.4 下列工序必须在前道工序验收合格后方可进行施工：

- 1 在屋面光伏系统施工前，应进行屋面防水工程的验收；
- 2 在光伏组件或阵列支架就位前，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 光伏系统电器预留管线的验收；
- 5 在隐蔽项目隐蔽前，应进行隐蔽验收。

9.1.5 光伏系统工程交付用户前，应进行系统验收。系统验收应在分项工程验收合格后进行。

9.1.6 系统验收应提交下列文件、图纸、资料：

- 1 设计文件、设计变更文件和竣工图；
- 2 主要材料、设备、成品、半成品、仪表等的出厂合格证或检验报告；
- 3 屋面防水检漏记录；

- 4 隐蔽项目验收记录和分项工程验收记录;
- 5 电线电缆绝缘测试记录、接地电阻测试记录、光伏系统调试和试运行记录;
- 6 光伏系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录;
- 7 光伏系统及主要部件的使用维护手册。

9.2 基础与连接构造

- 9.2.1 混凝土基础与原建（构）筑物连接应符合设计要求，牢固可靠，连接处防腐和防水处理完好，质量合格。
- 9.2.2 壁挂安装的配电箱、逆变器等设备，安装方式符合设计要求，墙体结构荷载满足要求承重要求。
- 9.2.3 采用结构胶粘结地脚螺栓，连接处应牢固无松动。
- 9.2.4 预埋地脚螺栓和预埋件螺母、垫圈三者应匹配和配套，预埋地脚螺栓的螺纹和螺母完好无损，安装平整、牢固、无松动，防腐处理规范。
- 9.2.5 光伏支架的材质、结构型式，及制作形式应符合设计要求，支架紧固件应牢固，应有防松动措施，不应出现抱箍松动和弹垫未压平现象。
- 9.2.6 光伏支架的安装方式应符合设计要求，支架与紧固件螺栓、螺母、垫圈三者应匹配和配套，安装平整、牢固、无松动。
- 9.2.7 混凝土基础应无严重的裂缝、蜂窝面或麻面、孔洞、露筋等情况，其强度、尺寸和重量应符合设计要求。
- 9.2.8 基础块、砌筑位置应正确，整齐平整，无明显歪斜，基础位置偏差不应大于 10mm。
- 9.2.9 屋面应保持清洁完整，无积水、油污、杂物，通道和楼梯处的平台应无杂物阻塞。
- 9.2.10 光伏支架外观及防腐涂镀层不应出现明显受损情况。
- 9.2.11 光伏支架安装整齐，不应出现明显错位、偏移和歪斜。

9.3 光伏组件

- 9.3.1 光伏产品、配件、材料的数量、性能、色彩等应符合设计及产品标准的规定，并具有产品合格证明文件。组件标签同认证证书应保持一致。

- 9.3.2** 光伏组件的发电功率、发电效率应符合设计要求。
- 9.3.3** 组件安装应满足设计要求：组件阵列与阵列位置、连接数量和路径应符合设计要求，倾角和方位角安装误差在 $\pm 3^\circ$ 以内。
- 9.3.4** 光伏组件不应出现破碎、开裂、弯曲或外表面脱附，包括上层、下层、边框和接线盒。组件表面不得出现严重色差，不应出现黄变。
- 9.3.5** 光伏组件上正、负极和各种类型传感器接线应正确，接线盒的防水处理合理。
- 9.3.6** 光伏连接器接头压接牢固，连接器应固定牢固，宜采用耐候性材料固定，不应出现自然垂地的现象，不宜安装在C型钢支架内。
- 9.3.7** 光伏连接器不应放置于积水和污染区域，不应直接安装在因受降雨、降雪、冷凝等影响可能带来水汽的区域。
- 9.3.8** 光伏阵列应平整，平面和边缘无波浪形、锯齿形和剪刀形。
- 9.3.9** 组件夹具固定位置应合理，满足设计要求。
- 9.3.10** 光伏连接器应外观完好。

9.4 电 气 系 统

- 9.4.1** 电缆规格型号、质量应符合设计要求。
- 9.4.2** 电缆敷设应固定牢固，电缆不应直接暴露在阳光下，应采取桥架、管线等防护措施且应符合下列规定：
- 1** 单芯交流电缆的敷设应严格按照相关规范要求，严禁单独敷设在金属管或桥架内，以避免涡流现象的产生；
 - 2** 双拼和多拼电缆的敷设应严格保证路径同程、电气参数一致；
 - 3** 电缆穿越隔墙的孔洞间隙处，均应采用防火材料封堵。各类配电设备进出口处均应密封性好。
- 9.4.3** 电缆连接应符合下列规定：
- 1** 应采用专用的电缆中间连接器，或设置专用的电缆连接盒（箱）；
 - 2** 铝或铝合金电缆在铜铝连接时应采用铜铝过渡接头；
 - 3** 光伏组串连接电缆应采用光伏专用电缆。
- 9.4.4** 汇流箱和光伏并网逆变器的铭牌型号与设计应一致，设备编号应在显要位置设置，需清晰标明负载的连接点和直流侧极性；应有安全警示标志。

- 9.4.5** 汇流箱和光伏并网逆变器安装位置应符合设计要求，安装应牢固可靠。
- 9.4.6** 汇流箱和光伏并网逆变器接线应牢固可靠，箱体及电缆孔洞应密封严密。
- 9.4.7** 电气设备房光伏项目电站标识应清晰，并标注装机容量。室内运维制度和运维人员联系方式应合理有效、光伏系统一次模拟图和光伏并网柜的标识正确；室内灭火器等消防用具和安全工器具设置应符合规范要求，且标识正确、清晰。
- 9.4.8** 电缆进出口防火封堵措施应符合设计和标准要求，接地正确可靠，标识明显。
- 9.4.9** 电缆外观与标识应符合下列规定：
- 1 外观完好，表面无破损；
 - 2 电缆两端应设置规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色。
- 9.4.10** 电缆敷设应排列整齐，不应出现自然下垂现象。电缆在竖直通道敷设时每个支架处均需固定，所用的电缆夹具必须统一，且保持美观和牢固。
- 9.4.11** 汇流箱和光伏并网逆变器标识与外观应符合下列规定：
- 1 外观完好，无形变、破损迹象。箱门表面标志清晰，无明显划痕、掉漆等现象；
 - 2 有独立风道的逆变器，进风口与出风口不应有物体堵塞，散热风扇工作应正常；
 - 3 所接线缆应有规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色；
 - 4 汇流箱体门内侧应有电气接线图，接线处应有规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色；
 - 5 箱体宜有防晒措施。

9.5 防雷与接地

- 9.5.1** 接地线的材质、规格尺寸应符合设计要求。接地跨接线不得采用裸露的编织铜线，不得利用金属软管、管道保温层的金属外皮或金属网、低压照明网络的导线铅皮以及电缆金属保护层作为外接地线。
- 9.5.2** 所有支架、电缆的金属外皮、金属保护管线、桥架、电气设备外壳、基础槽钢和需接地的装置均应按设计要求与接地干线（网）牢固连接。
- 9.5.3** 接地干线（网）与接地网连接或与原有建筑屋顶防雷接地网连接的方式、连接质量、连接点数量应符合设计要求，连接应牢固可靠，不应出现因加工造成

接地线截面积减小，强度减弱或锈蚀等问题。

9.5.4 电气设备的接地电阻不应大于 4Ω ，并应满足屏蔽接地和工作接地的要求；逆变器、蓄电池的中性点、电压互感器和电流互感器的二次线圈直接接地时接地电阻不应大于 10Ω 。

9.5.5 接地干线（网）连接、接地干线（网）与屋顶建筑防雷接地网连接不应出现错位、不平行和扭曲等现象，直线段上未出现高低起伏及弯曲等现象。

9.5.6 防雷接地连接处、焊接点防腐处理应符合设计要求。

10 运行维护

10.1 一般规定

10.1.1 光伏系统应设置运行维护的安全防护措施，竣工验收后施工单位应向建设单位或用户办理交接手续，进行工作原理交底和操作培训，并提交使用手册，手册应包括系统的构成、系统的日常操作、系统的日常维护、常见故障排除方法、应急处理措施等。

10.1.2 光伏系统交付使用前，建设单位应建立光伏系统的管理制度，宜由取得职业资格专业技术人员负责光伏系统的运行管理。

10.1.3 应对光伏发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐射量进行监测和计量。

10.1.4 当光伏系统运行异常时，应及时与专业维修人员联系，在专业维修人员的指导下进行处理，主要设备和控制装置应由专业人员维修。

10.1.6 在进行维修工作前，应先断开逆变器和负载的连接，再断开直流侧的电气连接，并等待不少于 5min 直至内部元件放电完毕后方可进行。

10.1.7 检查维修控制器时，应先断开光伏阵列，再断开负载，最后断开蓄电池，严禁在光伏阵列未断开前断开蓄电池。

10.2 运维管理

10.2.1 光伏系统运行管理人员，应了解设备仪表显示的工作状况及计量数值，并做好运行记录。

10.2.2 应根据气候状况定期清除灰尘和污垢。定期检查阵列有无接线脱落、连接不牢固等情况。

10.2.3 应定期检查阵列安装支架连接牢固度，支架表面无腐蚀、保护层脱落等情况。

10.2.4 设备日常维护应检查下列事项：

- 1 所有设备外观，查看有无锈蚀、损坏等情况；
- 2 设备外壳有无温度异常情况；
- 3 外露的导线有无绝缘老化、机械性损坏、箱体内有否进水等情况；

- 4 有无小动物对设备形成侵扰等其他情况；
- 5 设备运行有无异常声响、运行环境有无异味。

10.2.5 储能维护管理应检查下列事项：

1 配置储能的光伏系统，应观察储能电池充、放电状态。在维护储能电池时，维护人员应佩戴防护眼镜和防护用品，使用绝缘器械，防止人身事故和蓄电池短路；

2 清洁储能电池外部的污垢和灰尘，保持室内清洁；

3 如果储能电池有密封盖或通气栓塞，必须检查和保持通气孔畅通；

4 在有负载的情况下，定期检查每个储能电池的电压，并把这个电压值与所有蓄电池电压的平均值相比对，根据储能电池手册确定需要更换新的蓄电池。

10.3 定期 检查

10.3.1 应进行外观检查和设备内部检查，主要涉及活动和连接部分、导线，特别是大电流密度的导线、功率器件、容易锈蚀的地方等。

10.3.2 应定期清洁逆变器冷却风扇机内的灰尘，检查各端子螺钉是否紧固、有无过热后留下的痕迹及损坏的器件、电线是否老化。

10.3.3 配置储能电池的系统，应定期检查储能电池的工作状况，及时更换损坏的储能电池。

10.3.4 可采用红外探测的方法对光伏阵列线路和电气设备进行检查，找出异常发热点和故障点，并及时解决。

10.3.5 光伏系统每年应对照系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，并对逆变、控制装置进行一次全项目的电能质量和保护功能的检查和试验。

10.3.6 所有维护管理记录、特别是专业巡检记录，均应存档妥善保管。

本标准用词说明

1 为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，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 《建筑采光设计标准》 GB 50033
- 2 《建筑环境通用规范》 GB 55016
- 3 《建筑模数协调标准》 GB/T 50002
- 4 《屋面工程技术规范》 GB 50345
- 5 《建筑给排水设计规范》 GB 50015
- 8 《建筑幕墙》 GB/T 21086
- 9 《建筑设计防火规范》 GB 50016
- 10 《建筑材料及制品燃烧性能分级》 GB 8624
- 11 《建筑材料或制品的单体燃烧试验》 GB/T 20284
- 12 《建筑材料可燃性试验方法》 GB/T 8626
- 13 《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368
- 14 《电力工程电缆设计标准》 GB 50217
- 15 《建筑工程施工质量验收统一标准》 GB 50300
- 16 《砌体结构工程质量验收规范》 GB 50203
- 17 《建筑混凝土结构工程施工质量验收规范》 GB 50204
- 18 《钢结构工程施工质量验收标准》 GB 50205
- 19 《屋面工程质量验收规范》 GB 50207
- 20 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》 GB 50168
- 21 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》 GB 50169
- 23 《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》 GB 50224
- 24 《通信电源设备安装工程验收规范》 GB 51199
- 25 《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102
- 26 《人造板材幕墙工程技术规范》 JGJ 336
- 27 《金属与石材幕墙工程技术规范》 JGJ 133
- 28 《采光顶与金属屋面技术规程》 JGJ 255

雄安新区地方标准

雄安新区建筑光伏一体化应用技术

标准

DB1331/T 082-2024

条文说明

目 次

3	基本规定	37
4	规划策划	38
4.1	一般规定	38
4.2	实施要求	38
5	建筑设计	39
5.1	一般规定	39
5.2	建筑形体	40
5.3	应用部位	40
5.4	规格色彩	40
5.5	使用效能	41
5.6	关联技术	41
6	结构设计	43
6.1	一般规定	43
6.2	结构连接设计	43
7	电气设计	44
7.1	一般规定	44
7.2	直流设计	44
7.4	并网设计	44
7.5	监测系统	44
7.6	线缆敷设	45
8	施工安装	46
8.1	一般规定	46
8.5	汇流箱	46
8.6	逆变器	46
8.8	蓄电池组及充放电控制器	47
9	竣工验收	48
9.3	光伏组件	48
10	运行维护	49
10.1	一般规定	49
10.2	运维管理	49

3 基本规定

3.1.4 本条对建筑光伏一体化系统设计过程中与建筑结构相关的要求。无论采用安装式光伏还是构件式光伏，结构均应针对相应的光伏支撑结构、预埋件、荷载要求等进行计算，并依据计算结果开展相应的结构设计工作。在既有建筑改建/扩建过程中采用建筑光伏一体化系统时，应首先对既有建筑的主体结构安全性、电气系统的安全性进行评估，并根据评估结果开展相应的设计工作，保证建筑光伏一体化系统使用过程中在结构、电气方面的安全性与耐久性。

3.1.10 安装在建筑上的光伏系统，应配置带电警告标识，同时不影响原建筑功能，符合建筑结构、建筑节能、电气性能、安全性的要求。

4 规划策划

4.1 一般规定

4.1.1 本条文主要针对光伏建筑一体化系统在技术决策阶段的考虑因素进行了明确。一般来说，各省、市在建筑节能、绿色建筑或可再生能源发展规划中会针对光伏发电的应用比例和装机容量提出具体要求。同时，针对并网发电和电力对外输送的情况，应同步考虑电网部门的并网基础设施是否完善，区域电网负荷是否能够消纳所发电量等问题，防止弃光现象产生。

4.1.2 本条文主要针对光伏建筑一体化系统在规划设计阶段的考虑因素进行了明确。场地内建筑物的布局、数量不仅影响光伏发电设施的安装部位，同时也可能因相互遮挡或自遮挡等情况导致部分区域不适宜布置光伏发电设施；规划设计过程中应考虑项目定位及工程投资对于应用部位及材料选择的要求，最终确定合理的建筑光伏一体化的应用方案。

4.1.3 本条文对建筑策划阶段对建筑光伏一体化系统的分析、论证工作提出要求，并明确编制相应专篇，说明当地的资源禀赋情况、项目应用情况以及应用效益。本条文同时规定了光伏发电效益的核算方法，确保各项目可根据统一计算标准进行横向比较。

4.2 实施要求

4.2.2 相比新建建筑设计过程中，既有建筑在改建、扩建时面临更多的限制条件，包括场地遮荫或遮挡、建筑布局与形体、结构安全、既有电气系统等。因此，在确定建筑光伏一体化安装容量时，应根据项目的具体情况，以尽可能利用太阳能发电为目标，综合考虑既有条件的限制、实施成本与技术难度，进行技术经济性分析，综合确定建筑光伏一体化系统的应用方式以及应用比例。不宜以过高的成本增量一味追求建筑光伏一体化应用比例。

4.2.3 本条文对不同建筑光伏一体化系统的形式进行了推荐。从鼓励技术创新的角度出发，当项目具备一定的投资支持条件，且建筑本身具备应用条件时，应优先采用光伏构件替代传统的建筑玻璃、幕墙和屋面等构件。当采用光伏构件时，其材料性能等级、参数及构造设计应满足本标准及国家、地方有关标准的规定。

5 建筑设计

5.1 一般规定

5.1.2 光伏构件安装在建筑屋面、阳台、墙面或其他部位，不应有任何障碍物遮挡太阳光。光伏构件的总面积根据需要电量、建筑上允许的安装面积、当地的气候条件等因素确定。安装位置要满足冬至日全天有 3 小时以上日照时数的要求。有时，为争取更多的采光面积，建筑平面往往凹凸不规则，容易造成建筑自身对太阳光的遮挡。除此以外，对于体形为 L 型、└型的平面，也要注意避免自身的遮挡。

5.1.3 建筑设计时应考虑在安装光伏构件的屋面、墙面、阳台或挑檐等部位采取必要的安全防范措施，防止光伏构件损坏而掉下伤人，可设置挑檐、入口处设置雨蓬或进行绿化种植等，使人不易靠近。

5.1.4 建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、抗震缝的变形缝两侧会发生相对位移，光伏组件跨越变形缝时容易遭到破坏，造成漏电、脱落等危险。所以光伏组件不应跨越主体结构的变形缝，或应采用与主体建筑的变形缝相适应的构造措施。

5.1.5 在火灾发生时，房屋的屋顶通道能够有效释放过热气体，帮助被困人员逃生，因此在屋面布置光伏构件时，宜适当预留出合理的消防疏散通道，同时屋顶层光伏构件的布置应保障建筑消防设施能够安全运行。

5.1.6 在设计阶段就应对光伏构件的朝向、布局进行分析、模拟，通过合理的位置选择来避免二次辐射与光污染。除此之外，建筑上安装的光伏构件应优先选择光反射较低的材料。注意不可采用影响建筑整体设计表达的措施，如在光伏构件周围增设遮挡物等。

5.1.7 一般情况下，建筑的设计寿命是光伏系统寿命的 2 倍~3 倍。光伏组件及系统其他部件在构造、形式上应利于在建筑围护结构上安装，便于维护、修理、局部更换。因此，建筑设计不仅要考虑地震、风荷载、雪荷载、冰雹等自然破坏因素，还应为光伏系统的日常维护，尤其是光伏构件的安装、维护、日常保养、更换提供必要的安全便利条件。

5.1.8 安装光伏系统的建筑，建筑间距应满足所在地区日照间距要求，且不得因布置光伏系统而降低相邻建筑的日照标准，在进行建筑周围的景观设计和绿化

种植时， 要避免遮挡投射到光伏组件上的阳光，从而保证光伏组件正常工作。

5.2 建筑形体

5.2.1 建筑形体的主要界面是指形体构成中表面面积相对较大的界面。若此建筑需要考虑建筑光伏一体化的做法，那么表面面积相对较大的界面朝向，应尽量设计成南向、西南或西向，以此提升光伏发电的效能。

5.2.2 就目前的光伏技术发展水平来看，各类光伏组件在弱光环境下的光伏效能均并不够理想。从光伏投资收益的角度来说，光伏构件的布置，还是应以能长时间接收到阳光直射的区域为主。

5.3 应用部位

5.3.1 本条文对应用于屋面的光伏构件作了规定：

2 光伏构件的角度会直接影响光伏转化效能。对于有通风要求的屋面体系来说，可开启窗扇会经常处于开启状态，且角度随机，虽然只是局部屋面处于不利于光伏发电的角度，但造成的影响确是屋面整体光伏系统的效能下降。

5.3.2 本条文对应用于立面的光伏构件作了规定：

2 与 5.3.1 条文中的第 2 款相同；

4 一般来说，建筑遮阳的布置方式分为水平与垂直两种。考虑到光伏能效因素，光伏构件的布置方式一般以水平为主；若有建筑形式表达的特殊要求，且能一定程度地兼顾遮阳效果和光伏能效，也可考虑垂直遮阳的光伏构件布置方式。

5.3.3 本条文对应用于景观设施的光伏构件作了规定：

2 部分类型的光伏组件在有障碍物直接覆盖、遮挡的情况下，极易发生组件损坏、电路受损的情况，进而引发潜在的安全风险；

3 可考虑将景观设施所产电能用于景观照明。

5.4 规格色彩

5.4.2 作为光伏构件的组成要素，建筑构件和光伏组件都有各自不同的模数与常规构件尺寸。光伏构件的尺寸规格应基于建筑构件和光伏组件的模数变化来确定。此工作应在设计初期重点关注，以免对后续阶段的工程投资控制造成影响。

5.4.5 色彩定制化光伏构件工程造价较高，宜考虑采用具有相同完成面效果的替代产品，综合利用。

5.5 使用效能

5.5.1 根据工程实践经验来说，用于屋面的光伏构件具备最优的光电转化条件，因此，光伏构件的应用应以发电为主、采光为辅。若因采光需求而导致透光率过高，会影响整体光伏系统的综合效益。因为光伏组件透光率与光电转化效率的衰减呈线性关系，故给出的 30%数值，是一个立足于综合效益分析之上相对合理的参考数值，实际工程中可根据具体的使用场景和技术应用需求，做出进一步研判。

5.5.2 根据工程实践经验来说，用于立面的光伏构件不应过度影响室内的采光环境，因此，光伏构件的应用应以采光为主、发电为辅。但这并不代表透光率越高越好。因为光伏组件透光率与光电转化效率的衰减呈线性关系，故给出的 50%数值，是一个立足于综合效益分析之上相对合理的参考数值，实际工程中可根据具体的使用场景和技术应用需求，做出进一步研判。

5.5.3 项目的日照时数应经由绿建专项模拟分析得出，除此之外，还应咨询建筑、结构专业关于形体要求和结构安全性的意见，必要时，应基于光伏安装节点的构造设计和结构计算结果来确定安装角度。

5.6 关联技术

5.6.1 本条文对光伏构件的防水、排水性能作了规定：

1 光伏构件的防水设计与建筑防水设防等级适配，布置及安装方式不应影响其安装部位或替代部位的建筑雨水系统设计，应保证排水畅通，不发生与淤塞、积水、回流、避免光伏组件及其电气连接和控制器件发生浸泡；

2 在最大暴雨强度下，下层水槽或其他排水结构渗漏水承接量不应超过其允许范围，组件边框及安装缝周边不发生积水。

5.6.2 本条文对光伏构件的采光、通风、散热性能作了规定：

2 光伏采光顶、光伏窗、光伏幕墙及其他形式的建筑光伏一体化系统，应满足“寒冷 B 区（2B）”的保温及隔热设计要求。光伏窗不宜采用开启扇；

3 为保证建筑外观效果干净简洁，光伏电缆线缆的安装应提前结合幕墙龙骨等进行施工预埋，保证线缆通风散热，使整个供电线路安全可靠。

5.6.3 本条文对光伏构件的防火性能作了规定：

3 建筑光伏一体化的防火设计应根据现行国家规范及建筑物耐火等级要求，明确光伏构件的燃烧性能和耐火等级，应与建筑设计要求适配；光伏组件、光伏构件的燃烧性能不宜低于《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 中的 B1 级；宜根据《建筑材料或制品的单体燃烧试验》GB/T 20284、《建筑材料可燃性试验方法》GB/T 8626 或其他等效标准进行燃烧性能试验。

6 结构设计

6.1 一般规定

6.1.1 结构方案设计非常重要，不仅关系到建筑光伏发电系统自身的安全性，还关系到建筑主体的结构安全，同时还需要兼顾建筑光伏发电系统与主体建筑的协调美观和整体的经济性，因此要予以重视。

6.1.5 本条文对光伏构件结构设计应计算作用效应作了规定：

3 光伏系统结构设计应区分是否抗震。对非抗震设防的地区，只需考虑系统自重、风荷载 和雪荷载；对抗震设防的地区，还应考虑地震作用。

6.2 结构连接设计

6.2.2 当工程中不具备采用预埋件的条件时，应采用其他可靠的连接措施，并通过试验确定其承载力。通常可采用后加化学植筋螺栓连接，而在后置埋件上的焊接施工，影响普通化学锚栓的锚固性能，在使用中根据工程实际的情况，需优先考虑采用定型化学锚栓或后扩底锚栓；所采用的螺栓直径、长度和数量应通过承载力计算确定，且应进行承载力现场试验，必要时应进行极限拉、拔试验。施工操作时，应避开主体结构的受力钢筋及防止截断其受力筋。

7 电气设计

7.1 一般规定

7.1.3 光伏发电系统中光伏阵列与逆变器之间的容量配比应综合考虑光伏阵列的安装类型、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。

适当的提高容配比提供高系统的经济性，鉴于环境和设备的复杂性，需综合考虑光伏阵列的安装类型、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，简言之，设计方案需综合考虑设备选型（支架类型、组件类型等），同时也要因地制宜。

7.1.5 光伏发电系统直流侧电压等级常用的有 600V、1000V、1500V 等，建筑光伏系统设计时要根据系统建设规模、建筑物分布等情况选择合适的直流侧电压等级。系统直流侧的设备与材料的耐压要满足各种工况下电压要求。

7.1.6 建筑部位采用可燃性承重构件，例如木结构屋顶、木结构房屋等，当发生火灾时容易坍塌，为了提高安全性以及火灾扑救人员安全，故提出本条配置要求。

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

7.2 直流设计

7.2.2 光伏电站中的火灾事故 80%以上是由直流侧故障引起，对光伏系统的直流串联电弧保护、快速关断是减少火灾隐患的重要手段。

7.4 并网设计

7.4.1 本条文对并网接入电压作了规定：

2 光伏发电系统接入电网的电压等级与电站的装机容量、周边电网的接入条件等因素有关，一般需要在接入系统设计中，经技术经济比较后确定。本条根据目前电网的情况推荐了接入电压等级。

7.5 监测系统

7.5.4 大型光伏系统宜设置监测系统中小型系统可根据用户需求配置监测系统。

监测系统由数据采集系统和数据传输系统组成。监测系统应采用开放的通信协议和标准通信接口。

监测系统应能监测、记录及保存下列参数：

- 1 太阳总辐射、环境温度、风力、光伏组件温度等环境参数；
- 2 直流侧电压、电流和功率等；
- 3 交流侧的电压、电流、功率、频率和发电量、电能质量等；
- 4 涉及的全部开关量：包括与断路器相关的程控、报警等信号开关量。

7.6 线缆敷设

7.6.1 交流电缆的选择应按照电压等级、持续工作电流、短路热稳定性、允许电压降等因素进行选型。直流电缆的额定电压，应大于光伏阵列最高输出电压，室外直流电缆应抗紫外线辐射，或设在抗紫外线辐射的导管中，直流电缆应为阻燃电缆，阻燃等级及发烟特性应根据建筑的类别、人流密度等综合考虑。对防火要求高的建筑物应采用低烟、低卤或无卤的阻燃电缆。

8 施 工 安 装

8.1 一 般 规 定

8.1.1 安装建筑光伏发电系统的建筑主体结构，应完成验收，一方面是保证建筑光伏发电的系统安装施工和运行的安全，另一方面是避免新建建筑物在光伏发电系统安装结束后验收不便。现行常用的主体结构验收规范有《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300、《砌体结构工程质量验收规范》GB 50203、《建筑混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204、《钢结构工程施工质量验收标准》GB 50205 和《屋面工程质量验收规范》GB 50207 等。

8.5 汇 流 箱

8.5.1 安装前，应检查汇流箱的防护等级，元器件的品牌和型号符合设计图纸要求。在运输、保管过程中，箱内元器件及连线有可能损坏或松动，应进行检查。汇流箱在进行电缆接引时，如果光伏组件串已经连接完毕，那么在光伏组件串两端就会产生直流高电压；而逆变器侧如果没有断开点，其它已经引接好的光伏组件串电流可能会从逆变器侧逆流到汇流箱内，很容易对人身和设备造成伤害。所以在汇流箱的光伏组件串电缆引接前，必须确保没有电压，确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

8.6 逆 变 器

8.6.1 ~ 8.6.3 建筑光伏发电系统可能会在不同区域安装不同规格、型号的逆变器，要求在逆变器安装前按照图纸进行复核，以免安装位置出现错误，造成不必要的返工。单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接，以做到重复接地，保证系统接地的可靠性。本条文对逆变器安装使用的环境提出了相应的要求，这对保证安装质量和设备安全是必要的（如为了防止设备受潮，提出安装地点的屋面、楼板等不得有渗漏现象）。逆变器交流侧电缆接引至升压变压器低压侧或直接接入电网后，不便于电缆绝缘和相序的校验，直流侧电缆的极性和绝缘同样非常重要，故在接引前应仔细检查电缆绝缘，校对电缆相序和极性，并做好施工记录。逆变器的直流侧电缆连接时，若部分光伏组件已串接完毕，此时会产生很高

的直流开路电压。为保证人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认逆变器直流侧前端有明显的断开点，并做好安全防护措施。

8.8 蓄电池组及充放电控制器

8.8.1 阵列的最佳工作电压以及蓄电池组的端电压都是额定的，为保证蓄电池组的充电效率与用电设备正常工作，要求阵列控制器，蓄电池组及用电设备尽量靠近，以减少传输导线长度，减少线路上的压降。

8.8.5 蓄电池与地面之间采取绝缘措施，可避免因蓄电池与地面短路而放电。

8.8.8 进行蓄电池线路连接时要注意正、负极不能接错。蓄电池极柱与接线夹头之间应紧密接触，否则由于接触不良会增加电阻，甚至造成断路。可在各个连接点涂一层凡士林油膜，以防锈蚀。在蓄电池极柱连线时必须特别注意防止短路。若有金属工具或物体掉落在蓄电池极柱之间，会形成放电，产生很大电流和火花，可能损坏设备造成人身事故，因此连接后应用接线盖盖上蓄电池接线端子。

9 竣工验收

9.3 光伏组件

9.3.1 ~ 9.3.3 一般情况下组件串中的组件规格和型号都应一致，可根据生产厂家提供的技术参数，查出单块组件的开路电压，将其乘以串联的数目，应大致等于组件串两端的开路电压。通常由 36 片、60 片或 72 片电池串联的组件，其开路电压约为 21V、37V 或 42V 左右。如有若干块组件串联，其组件串两端的开路电压应约为 21V、37V 或 42V 的整数倍。若组件串联的数目较多，可能开路电压很高，测量时要注意安全。光伏组件串两端的开路电压若相差太大，可能存在组件损坏、极性接反或是连接处接触不良等问题，应逐个检查组件的开路电压及连接状况，清除故障。

10 运行维护

10.1 一般规定

10.1.2 职业资格主要包括：特种作业操作证（电工）、国家职业资格证（电工或太阳能利用工）、电工进网作业许可证；以 400V 以上电压等级接入电网的光伏系统运维人员应具有高压类职业资格证，接入公共电网的光伏系统运维人员应具有电工进网作业许可证。

10.2 运维管理

10.2.4 设备温度检查需用手背触碰；上述检查出现异常情况，应找出原因，并立即采取有效措施加以解决，若发现严重异常情况，除立即切断电源并采取有效措施外，还应报告专业人员并同时做好记录。