

UDC

建筑装饰行业工程建设
中国建筑装饰协会标准

CBDA

T/CBDA 39-2020

光电建筑技术应用规程

Application procedures for photoelectric building technology

2020年3月24日 发布

2020年7月1日 实施

中国建筑装饰协会发布

本规章主编单位：中国建筑科学研究院、
中国建筑装饰协会门窗幕墙委员会

本规章编写委员名单：

主任委员：王志东

副主任委员：徐福利、刘新奇、顾龙灿、王春丽

编委：陆鸿志、包钢、郭晓强、何明德、
骆阳、吴国良、徐国华、冯志鹏、
齐鹏飞、刘增胜、李洋、周杰、
詹德凤、武振羽、倪庆成、赖振柑、
陈成锦、高明磊、刘军、范卫华、
李世杰、张传升、王斌、张学佳、
周国伟、刘东、赵京成、郑毅、
丁春明、刘薇、金扬、刘威、
殷新建、柳统林、李慧、陈岩、
张翼飞、吴春华、姚冀众、韩纪升

本规章编写单位名单：中国建筑技术集团有限公司、
上海市节能减排中心有限公司、
建研晖润（北京）能源科技有限公司、
深圳市创益科技发展有限公司、
龙焱能源科技（杭州）有限公司、
明阳集团中山瑞科新能源有限公司、
大庆英辰创新科技有限公司、
衡水神龙实业有限公司、
浙江凌志新材料有限公司、
中铁二局装饰公司、
中清能绿州科技股份有限公司、
中国国土经济学会房地产资源委员会、
杭州市太阳能光伏产业协会、
航天建筑设计研究院有限公司、

同济大学、武汉大学、
浙江昱能科技有限公司、
深圳市优行新能源有限公司、
东方日升新能源股份有限公司、
杭州纤纳光电科技有限公司、
国网电子商务有限公司、
阳光电源股份有限公司、
山东恒力天能新技术科技有限公司、
汉能移动能源控股集团有限公司、
福建省茂盛建设工程有限公司、
苏州腾晖光伏技术有限公司、
中赞国际工程有限公司、
北京金茂绿建科技有限公司、
重庆神华薄膜太阳能科技有限公司、
上海电气工程设计有限公司、
北京冠华东方玻璃科技有限公司、
中国中元国际工程有限公司、
深圳市建筑设计研究总院有限公司北京分院、
保定嘉盛光电科技股份有限公司、
上海岩芯电子科技有限公司、
中建材国际工程集团有限公司、
合肥微纳电工有限公司、

目 录

1 总则.....	3
2 术语、符号.....	4
2.1 术语.....	4
2.2 符号.....	4
3 基本规定.....	7
4 材料.....	8
4.1 一般规定.....	8
4.2 铝合金材料.....	8
4.3 钢材.....	9
4.4 玻璃.....	10
4.5 光电建筑涉光伏外围护结构系统用密封材料.....	10
4.6 光伏发电组件.....	11
4.7 光电建筑构件.....	11
4.8 线缆.....	15
5 涉光伏外围护结构及支承系统设计.....	15
5.1 一般规定.....	15
5.2 光电建筑构件设计.....	16
5.3 光电建筑涉光伏外围护结构支承系统的设计.....	17
6 光伏发电系统设计.....	24
6.1 一般规定.....	24
6.2 光伏发电系统设计.....	25
6.3 电气设备选型.....	25
6.4 光电建筑构件组串设计.....	28
6.5 发电量计算.....	28
6.6 室内综合布线.....	30
7 光伏发电系统接入设计.....	39
7.1 一般规定.....	39
7.2 并网要求.....	39
7.3 通讯.....	39
7.4 电能计量.....	40

8	安全设计标准.....	40
8.1	一般规定.....	40
8.2	安全规定.....	41
9	涉光伏外围护结构、支承及光伏发电系统安装施工.....	42
9.1	一般规定.....	42
9.2	施工安装准备.....	42
9.3	光电建筑构件与支承结构制造.....	43
9.4	光电建筑构件安装.....	43
9.5	光电建筑光伏发电系统安装.....	45
9.6	设备安装.....	46
9.7	施工安全规定.....	47
10	涉光伏外围护结构、支承结构及光伏发电系统测试.....	50
10.1	标签、标识及说明.....	50
10.2	光电建筑构件及设备检查.....	50
10.3	电气安全测试.....	52
10.4	结构安全测试.....	54
10.5	热工性能测试.....	55
10.6	气、水密、抗风压性能测试.....	55
10.7	系性能测试.....	55
11	涉光伏外围护结构、支承及光伏发电系统工程验收.....	58
11.1	一般规定.....	58
11.2	建筑构件及支承结构.....	61
11.3	光电建筑电气设备.....	65
附录 A:	引用标准名录.....	1
附录 B:	总辐射日曝辐量.....	5
附录 C:	我国主要地区光伏最佳倾角参考值.....	7
附录 D:	影响太阳辐射量的因素.....	9
附录 E:	气候带分布图.....	10
附录 F:	光电建筑构件检测内容.....	11
	本标准用词说明.....	12

1 总则

1. 为了引导光电建筑技术创新，促进光电建筑在建筑节能中发挥更大作用，指导光电建筑工程的设计、施工和验收，制定本规程。

2. 本规程适用于以光电建筑构件作为建筑材料的民用并网光电建筑。在建筑上附加安装光伏组件的类型，不适用本规程。

【解析】光电建筑构件是光伏材料以建材的形式，可直接成为屋顶、墙体或幕墙材料，起到外装饰、保温、防水等功用，同时可以发电，承担光电建筑的建材的功能。光电建筑构件必须遵守建筑规范要求。

本规程只涉及建筑由于使用了光电建筑构件，引起建筑变化的部分，未涉及部分按现有建筑规范执行。

3. 光电建筑以建筑节能为宗旨，优先选择节能设计标准达到 75% 的建筑、被动式建筑、近零能耗建筑、零能耗建筑及正能源建筑，最大限度地为建筑负荷提供清洁电力。

2 术语、符号

2.1 术语

2.1.1 光伏发电组件 Photovoltaic power generation components

将太阳能转化为电能的发电单元。

2.1.2 光电建筑构件 Photovoltaic(PV) building component

安装于某类建筑构造的兼具相应建筑功能和光伏发电功能的建筑构件。

2.1.3 光伏发电系统 photovoltaic (PV) system

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。

2.1.4 光电建筑 Photovoltaic building

具有光伏发电功能的建筑。

2.1.5 光电建筑幕墙 PV building curtain wall

具有光伏发电功能的建筑幕墙。

2.1.6 单元式光电建筑幕墙 Unit PV building curtain wall

由光电建筑构件与支承框架在工厂制成完整的光电幕墙结构基本单位，直接安装在主体结构上的光电建筑幕墙。

2.1.7 光电建筑外围护结构 PV building Peripheral structure

由具有光伏发电功能的建筑材料建造的建筑外围护结构。

2.1.8 光电建筑外围护结构支承系统 PV building Peripheral support structure support system

由具有光伏发电功能的建筑材料建造的建筑外围护结构支承系统。

2.1.9 汇流箱 Confluence box

将多路光伏串列并联接入的进行汇流的装置。

2.1.10 电缆 Cable

将直流电力或交流电力等进行传输的导线。

2.1.11 线缆连接器 Cable connector

将两种或以上的导线进行连接的一种装置。

2.1.12 微电网 microgrid

既可以并网运行，又可以离网运行的小型发电系统。

2.2 符号

2.2.1 光电建筑结构

S_{GK} —永久荷载效应标准值

S_{wk} —风荷载效应标准值

S_{EK} —地提作用效应标准值

γ_G —永久荷载分项系数

γ_w —风荷载分项系数

γ_E —地震作用分项系数

φ_w —风荷载的组合值系数

φ_E —地震作用的组合值系数

C_s ——硅酮结构密封胶的粘接宽度 (mm)

w —作用在计算单元上的风荷载设计值 (kN/m²) ;

f_1 —硅酮结构密封胶在风荷载或地震作用下的强度设计值

q_E —作用在计算单元上的地震作用设计值 (kN/m²)

q_G —幕墙玻璃单位面积重力荷载设计值 (kN/m²)

a 、 b —分别为矩形玻璃板的短边和长边长度 (mm)

f_2 —硅酮结构密封胶在永久荷载作用下的强度设计值

t_s —硅酮结构密封胶的粘接厚度 (mm)

u_s —光电幕墙玻璃的相对于铝合金的位移 (mm)

θ —风荷载标准值作用下主体结构的楼层弹性层间位移角限值 (rad)

h_g —玻璃面板高度 (mm) , 取其边长 a 或 b

δ —硅酮结构密封胶的变位承受能力

2.2.2 光电建筑光伏发电系统

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

N —光伏组件的串联数 (N 取整数)

t —光伏组件工作条件下的极限低温 ($^{\circ}\text{C}$)

t' —光伏组件工作条件下的极限高温 ($^{\circ}\text{C}$)

V_{dcmax} —逆变器允许的最大直流输入电压 (V)

$V_{mpptmax}$ —逆变器 MPPT 电压最大值 (V)

$V_{mpptmin}$ —逆变器 MPPT 电压最小值 (V)

V_{oc} —光伏组件的开路电压 (V)

V_{pm} —光伏组件的工作电压 (V)

E_p —理论年发电量 (kWh)

L —光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的年平均光照时长 (h)

P —光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的安装容量 (kW)

E_s —光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的实际年发电量 (kWh) ;

η —光伏系统效率

$\eta 1$ —不可利用的太阳辐射损耗 4%;

$\eta 2$ —随着光伏组件温度的升高, 组件输出的功率就会下降 2%;

$\eta 3$ —灰尘、雪等遮挡损耗 5%;

$\eta 4$ —光伏组件不匹配造成的损耗 2.4%;

$\eta 5$ —逆变器转换效率目前已可达到 97.5%以上, 逆变损失影响 2.5%;

$\eta 6$ —光伏电站线损, 电路交直流部分损耗系数 4%;

$\eta 7$ —系统故障及维护损耗 2%

$\eta 8$ —不同发电材料差异发电系数 (晶硅取 1; 碲化镉、铜铟镓硒取 1.1)

E —光电建筑光伏发电系统整体实际年发电量 (kWh) ;

ΣE_s —所有光电建筑所在地的某一方位角某一倾角实际年发电量之和
(kWh)

E_n —光电建筑光伏发电系统整体实际第 N 年发电量 (kWh) ;

N —某一年, $N=1,2,3,-----$

a —光伏发电材料的年衰减率 (根据实际材料确定, 建议晶硅取 0.8%; 碲化镉、铜铟镓硒取 0.56%)

η_d —光电建筑系统光电转换效率 (%)

n —不同朝向和倾角采光平面上的光伏构件方阵个数

H_i —第 i 个朝向和倾角采光平面上单位面积的太阳辐照量 (MJ/m²)

A_{ci} —第 i 个朝向和倾角平面上的光伏构件电池片面积 (m²)

E_i —第 i 个朝向和倾角采光平面上的光电建筑系统的发电量 (kWh)

$P_{corr-STC}$ —修正到 STC 条件的交流输出功率 (kW)

P_{meas} —实测交流输出功率 (kW)

G_{meas} —实测方阵面辐照 (W/m²)

δ —光电建筑构件相对最大功率温度系数 (%/°C)

T_c —实测光电建筑构件温度

3 基本规定

1. 正常使用状态下，光电建筑使用的光电建筑构件除应具有建筑外围护功能外，还应具有良好的发电性能，为建筑提供安全、可靠的电力能源。

2. 光电建筑涉光伏外围护结构系统设计应根据建筑物的地理位置、光照条件、建筑功能及节能标准、施工条件及经济分析等因素，选择合适的光电建筑构件。

3. 光电建筑涉光伏外围护结构系统设计应与建筑整体设计相协调，应充分考虑建筑的美观、建筑风格、光照条件等因素，其布局应照顾建筑外观及室内功能，满足使用需求。

4. 光电建筑涉光伏外围护结构系统工程的材料、设计、制作、安装施工及验收，除应符合本规程外，尚应符合国家现行有关强制标准的规定。

5. 光电建筑中光电建筑构件的支承结构布置，应满足建筑外维护结构的基本功能，并保证发电系统的正常运行。

6. 光电建筑构件的支承结构，应按建筑外围护结构考虑，需满足现行建筑外围护结构的国家规范标准的相关规定。

7. 光电建筑光伏发电系统是指建筑物内光伏发电系统，不包含供电网接入配电间部分。

8. 光伏发电系统接入电网的电压等级应根据光伏电站的容量及电网的具体情况，在接入系统设计中经技术经济比较后确定。

9. 光电建筑工程验收时应应对光电建筑涉光伏外围护结构、支承及光伏发电系统进行专项验收。

4 材料

4.1 一般规定

光电建筑涉光伏外围护结构系统设计在满足安全性和可靠性的同时，应优先采用具有环境友好特性的新技术、新工艺、新设备、新材料。

4.2 铝合金材料

4.2.1 光电建筑涉光伏外围护结构系统采用的铝合金材料的牌号所对应的化学成分应符合现行国家标准《变形铝及铝合金化学成分》GB/T3190 的相关规定，铝合金型材的质量应符合现行国家标准《铝合金建筑型材》GB/T5237 的规定，型材尺寸偏差应达到高精级。

4.2.2 铝合金型材采用阳极氧化、电泳涂漆、粉末喷涂、氟碳喷涂进行表面处理，应符合《铝合金建筑型材》GB/T5237 的质量要求，表面处理厚度应符合表 4.2.2 的规定：

表 4.2.2：铝合金型材表面处理层的厚度

表面处理方法		膜厚度 涂层种类	厚度 t (μm)	
			平均厚度	局部厚度
阳极氧化		不低于 AA15	t ≥ 15	t ≥ 12
电泳涂漆	阳极氧化膜	B	t ≥ 10	t ≥ 8
	漆膜	B	—	t ≥ 7
	复合膜	B	—	t ≥ 16
粉末喷涂		—	—	40 ≤ t ≤ 120
氟碳喷涂		—	t ≥ 40	t ≥ 34

4.2.3 用穿条工艺生产的隔热铝型材，其隔热材料应使用 PA66GF25（聚酰胺 66+25 玻璃纤维）材料，不得采用 PVC 材料。用浇注工艺生产的隔热铝型材，其隔热材料应使用 PUR（聚氨酯）材料。连接部位抗剪强度必须满足设计要求。

4.2.4 与光电建筑涉光伏外围护结构系统配套用铝合金窗应符合现行国家标准《铝合金窗》GB/T8479 的规定。

4.2.5 与光电建筑涉光伏外围护结构系统配套用附件及紧固件应符合现行国家标准《平开铝合金窗执手》GB/T 9298、《铝合金窗撑挡》GB/T 9299、《铝合金窗不锈钢滑撑》GB/T 9300、《铝合金门窗拉手》GB/T 9301、《铝合金窗锁》GB/T 9302、《紧固件 螺栓和螺钉》GB/T 5277、《十字槽盘头螺钉》GB/T 818、《紧固件机械性能 螺栓 螺钉和螺柱》GB/T 3098.1、《紧固件机械性能 螺母 粗牙螺纹》GB/T 3098.2、《紧固件机械性能 螺栓 细牙螺纹》GB/T 3098.4、《紧固件机械性能 螺栓 自攻螺钉》GB/T 3098.5、《紧固件机械性能 不锈钢螺栓 螺钉和螺柱》GB/T 3098.6、《紧固件机械性能 不锈钢螺母》GB/T 3098.15 的规定。

4.3 钢材

4.3.1 光电建筑涉光伏外围护结构系统用碳素结构钢和铝合金结构钢的钢种、牌号和质量等级应符合现行国家标准和行业标准《碳素结构钢》GB/T 700、《优质碳素结构钢》GB/T 699、《合金结构钢》GB/T 3077、《低合金高强度结构钢》GB/T 1591、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板及钢带》GB/T 912、《碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板及钢带》GB/T 3274、《结构用无缝钢管》GB/T 102 的规定。

4.3.2 光电建筑涉光伏外围护结构系统用不锈钢材宜采用奥氏体不锈钢，且含镍量不应小于 8%。不锈钢材应符合现行国家标准和行业标准《不锈钢棒》GB/T 1220、《不锈钢冷加工棒》GB/T 4226、《不锈钢冷轧钢板》GB/T 3280、《不锈钢热轧钢带》YB/T 5090、《不锈钢热轧钢板》GB/T 4237、《不锈钢和耐热钢冷轧钢带》GB/T 4239 的规定。

4.3.3 光电建筑涉光伏外围护结构系统用耐候钢应符合现行国家标准《高耐候结构钢》GB/T 4171 及《焊接结构用耐候钢》GB/T 4172 的规定。

4.3.4 光电建筑涉光伏外围护结构系统用碳素结构钢和低合金高强度结构钢应采取有效的防腐处理，当采用热浸镀锌防腐蚀处理时，镀膜厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层钢铁制品热镀锌层技术要求》GB/T 13912 的规定。

4.3.5 光电建筑涉光伏外围护结构系统支承结构用碳素钢和低合金高强度结构钢采用氟碳漆喷涂或聚氨酯漆喷涂时，涂膜厚度不宜小于 35 μm ；在空气污染严重及海滨地区，涂膜厚度不宜小于 45 μm 。

4.3.6 钢材之间进行焊接时，应符合现行国家标准《建筑钢结构焊接规程》GB/T

8162、《碳钢焊条》GB/T 5117、《低合金碳钢焊条》GB/T 5118 以及现行行业标准《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ 81 的规定。

4.4 玻璃

4.4.1 光电建筑可根据功能要求选用平板玻璃、超白浮法玻璃、中空玻璃、真空玻璃、钢化玻璃、半钢化玻璃、夹层玻璃、光伏玻璃、着色玻璃、镀膜玻璃、压花玻璃、**U型玻璃**等。

4.4.2 光电建筑涉光伏外围护结构系统用玻璃的外观、质量和性能应符合国家现行标准《平板玻璃》GB 11614、《建筑用安全玻璃 第2部分：钢化玻璃》GB 15763.2、《建筑用安全玻璃 第3部分：夹层玻璃》GB 15763.3、《建筑用安全玻璃 第4部分：均质钢化玻璃》GB 15763.4、《半钢化玻璃》GB 17841、《中空玻璃》GB/T 11944、《镀膜玻璃 第1部分：阳光控制镀膜玻璃》GB/T 18915.1、《镀膜玻璃 第2部分：低辐射镀膜玻璃》GB/T 18915.2、《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551、《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759、《建筑门窗幕墙用钢化玻璃》JG/T 455、《真空玻璃》JC/T 1079、《压花玻璃》JC/511、**《建筑用 U型玻璃》JC/T867**、《超白浮法玻璃》JC/T 2128 的规定。

4.4.3 光伏发电组件与建筑玻璃结合后应符合《建筑用安全玻璃》GB15763.3 中安全玻璃的相关规定。

4.5 光电建筑涉光伏外围护结构系统用密封材料

4.5.1 光电建筑密封胶应符合下列规定：

光电建筑构件采用硅酮结构密封胶用于玻璃与玻璃，玻璃与型材间的结构性粘结，应符合国标《建筑用硅酮结构密封胶》GB16776-2005 和《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》JG/T 475-2015 的规定。

光电建筑构件采用硅酮耐候密封胶用于填缝、防水、密封、绝缘等，应采用国标 GB/T14683-2017 硅酮和改性硅酮建筑密封胶。介电强度大于 18KV/mm。

【4.5.1 解析】建筑密封胶和硅酮结构密封胶在使用前，应进行与光伏组件、金属框架的剥离粘结性试验，以及与间隔条、密封垫、定位块及其他相接触有机材料的相容性试验。粘结性试验、相容性试验合格后才能使用。如果使用了与结构密封胶不相容的材料，可能会导致结构密封胶的粘结强度及其粘结性能的下降或丧失，留下安全隐患。

4.5.2 光电建筑防火隔断采用建筑用阻燃密封胶应符合 GB/T24267-2009，同时用于防火封堵时应符合 GB/T23864-2009。

4.5.3 光电建筑电线电缆穿孔应采用建筑用阻燃密封胶，应符合 GB/T23864-2009。

4.5.4 光电建筑密封胶条、密封件应符合下列规定：

光电建筑密封胶条，应符合 JG/T488-2015 建筑用高温硫化硅橡胶密封件，或 GB/T 24498-2009 建筑门窗、幕墙用密封胶条中热老化后回弹大等于 5 级。介电强度大于 18KV/mm。

光电建筑玻璃构件采用明框幕墙安装方式时，应采用太阳能光伏组件用硅橡胶垫块，应符合 JG/T488-2015 建筑用高温硫化硅橡胶密封件。介电强度大于 18KV/mm。

4.6 光伏发电组件

4.6.1 光伏发电组件采用的晶体硅、硅基薄膜、碲化镉、铜铟镓硒、砷化镓、石墨烯有机薄膜、钙钛矿薄膜、染料敏化薄膜或其它新时代光伏发电材料技术的太阳能电池的转换效率，应符合国家现行有关标准的规定。

【4.6.1 解析】随着光伏材料的发展进步，出现了碲化镉、铜铟镓硒等多种从生产过程到应用的全环保光伏材料并且符合建筑审美的材料同一性、美观性、和谐和灵活性，尤其是其弱光可发电、对光线入射角和温度不敏感、抗局部遮挡和落灰的性能，使得光伏与建筑从结合走向了融合，可以制造出光伏建筑构件，从而建造出光电建筑。

4.6.2 某些光伏发电组件的性能指标应符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定 第一部分：结构要求》GB/T 20047.1 的有关规定。

4.7 光电建筑构件

4.7.1 光电建筑构件由光伏发电组件作为基本单元，通过与建筑玻璃深加工的方式，形成夹胶、中空、彩釉、U 型等多种形式的最小发电单元，其材料的选择及生产工艺应符合国家现行有关标准的规定。

【4.7.1 解析】使用在光电建筑上的光伏材料是以建材的方式得以体现的，光伏材料不仅承担发电功能，还起到建筑功能。例如光电幕墙，除了发电功能外，它还有幕墙功能。

4.7.2 光电建筑构件的性能指标应满足国家现行有关标准的规定要求，并应获得国家认可的认证证书。

4.7.3 光电建筑构件应符合建筑模数协调要求，其模数和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《住宅建筑模数协调标准》GB/T 50100 的有关规定。

4.7.4 光电建筑构件应采用夹层玻璃结构，发电层封装在两片玻璃的夹层内，夹层材料选用 PVB（聚乙烯醇缩丁醛）或更优的材料，玻璃符合《建筑用安全玻璃》GB15763.3 中安全玻璃的相关规定，主受力层玻璃厚度应满足计算或实验后的安全要求。

4.7.5 光电建筑构件的性能指标除应符合本规程测试章节要求和国家现行有关标准以外，尚应符合表 4.7.5 的规定：

表 4.7.5：光电建筑构件的性能指标要求

项目	指标	实验方法
抗弯曲强度 (N)	≥2000	按现行国家标准
燃烧性能	≥B1 级	按现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB8624 的有关规定执行
使用寿命 (年)	≥30	老化实验

4.7.6 光电建筑构件的支承结构应符合建筑幕墙龙骨的相关要求，表面需做防腐处理。

4.7.7 光电建筑构件当作屋面或墙面使用时，其屋面和墙面基层、保温层的材料燃烧性能应符合现行国家标准《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 的 B1 级要求。

4.7.8 光电建筑构件的形式为光电幕墙时，光电幕墙在加工制作前应与土建施工图进行核对，对已建主体结构进行复测。并按实测结果对光电幕墙设计进行必要调整。

4.7.9 加工光电幕墙构件所采用的设备、机具应满足幕墙构件加工的精度要求，其量具应定期进行计量认证。

4.7.10 采用硅酮结构密封胶粘结固定隐框光电幕墙构件时，应在洁净、通风的室内进行注胶，且环境温度、湿度条件应符合结构胶产品的规定；注胶宽度和厚度应符合设计要求。

4.7.11 由于光伏发电组件生产工艺存在激光刻划发电膜情况，减弱了粘接强度，当采用光电幕墙安装方式时，不宜采用全隐框安装形式。

4.7.12 单元式光电幕墙的单元组件、半隐框幕墙的装配组件均应在工厂加工组装。

4.7.13 低辐射镀膜玻璃与光伏发电组件结合制作光电建筑构件时,应根据其镀膜材料的粘结性能和其他技术要求,确定加工制作工艺。

4.7.14 光电建筑构件边框制作要求

铝合金构件 (图 4.7.14)

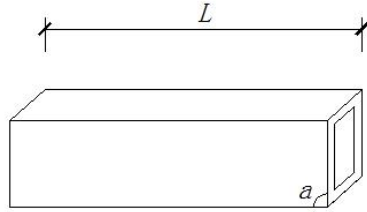


图 4.7.14-1

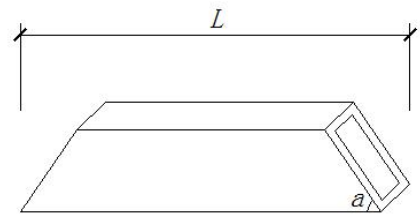


图 4.7.14-2

光电幕墙的铝合金构件的加工应符合下列要求:

1. 铝合金型材截料之前应进行校直调整;
2. 横梁长度允许偏差为 $\pm 0.5\text{mm}$, 立柱长度允许偏差为 $\pm 1.0\text{mm}$, 端头斜度的允许偏差为 -15° 。
3. 截料端头不应有加工变形, 并应去除毛刺;
4. 孔位的允许偏差为 $\pm 0.5\text{mm}$, 孔距的允许偏差为 $\pm 0.5\text{mm}$, 累计偏差为 $\pm 1.0\text{mm}$;
5. 铆钉的通孔尺寸偏差应符合现行国家标准《铆钉用通孔》GB 152.1 的规定;
6. 沉头螺栓的沉孔尺寸偏差应符合现行国家标准《沉头螺钉用沉孔》GB 152.2 的规定。
7. 圆柱头、螺栓的沉孔尺寸应符合现行国家标准《圆柱头、螺栓用沉孔》GB 152.3 的规定;
8. 螺丝孔的加工应符合设计要求。

4.7.15 光电幕墙铝合金构件中槽、豁、榫的加工应符合下列要求:

铝合金构件槽口尺寸 (图 4.7.15) 允许偏差应符合表 4.7.15 的要求;

表 4.7.15: 槽口尺寸允许偏差 (mm)

项目	a	b	c
允许偏差	+0.5	+0.5	± 0.5
	0.0	0.0	

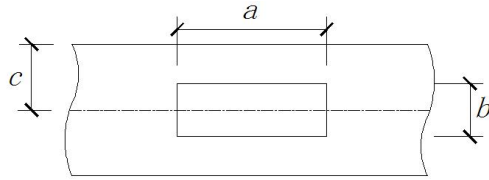


图 4.7.15 槽口示意图

a-槽口长度；b-槽口宽度；c-铝合金构件半径

4.7.16 铝合金构件豁口尺寸（图 4.7.16）允许偏差应符合表 4.7.16 的要求：

表 4.7.16 豁口尺寸允许偏差（mm）

项目	a	b	c
允许偏差	+0.5	+0.5	±0.5
	0.0	0.0	

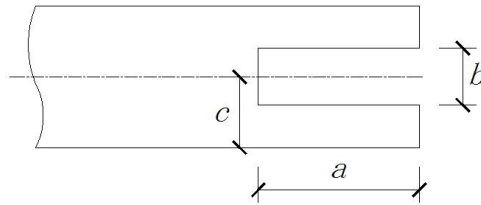


图 4.7.16 豁口示意图

a-槽口长度；b-槽口宽度；c-铝合金构件半径

4.7.17 铝合金构件榫头尺寸（图 4.7.17）允许偏差应符合表 4.7.17 的要求：

表 4.7.17：榫头尺寸允许偏差（mm）

项目	a	b	c
允许偏差	0.0	0.0	±0.5
	-0.5	-0.5	

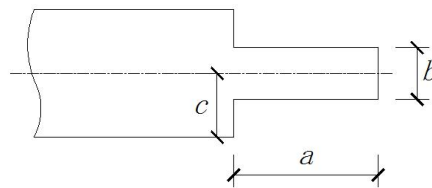


图 4.7.17 榫头示意图

a-槽口长度；b-槽口宽度；c-铝合金构件半径

4.7.18 光电建筑构件制作时，须考虑外框对发电量的影响，发电区域宜距离边框内侧 10mm 以上；边框高出发电区域不宜超过 15mm。

4.7.19 U 型特殊类型光电建筑构件：固定牢固四周边框或支架，U 型光伏构件连续安装，双层安装时内侧采用相同规格的钢化或夹胶 U 型玻璃。墙体与屋顶使用

时,U型光伏构件插入边框 $\geq 12\text{mm}$,墙体圆弧 $R\geq 1500\text{mm}$,屋顶圆弧 $R\geq 2200\text{mm}$,面板之间胶缝 $\geq 3\text{mm}$ 。

4.8 线缆

- 4.8.1 光电建筑光伏发电系统电缆分为直流电缆和交流线缆,电缆应满足系统电压等级要求。
- 4.8.2 光电建筑光伏发电系统应选用无卤素铜芯电缆,并符合有关电气规范。电缆应提供有规定牌号,在护套上连续地标注。
- 4.8.3 光电建筑光伏发电系统电缆规格设计,必须遵循以下原则
 - 1. 方阵内部和方阵之间的连接,选取的电缆载流量为计算所得电缆中最大连续电流的 1.56
 - 2. 交流负载的连接,选取的电缆载流量为计算所得电缆中最大连续电流的 1.25 倍。

5 涉光伏外围护结构及支承系统设计

5.1 一般规定

- 5.1.1 光电建筑涉光伏外围护结构系统设计时应考虑光电建筑构件在建筑群中的安装位置,合理规划。建筑周围的环境与绿化种植不应对光电建筑构件形成遮挡。
- 5.1.2 光电建筑涉光伏外围护结构系统设计及光电建筑构件位置设计时,应考虑建筑构件对光电建筑构件遮挡影响,避免建筑自身结构对光电建筑构件产生永久遮挡。
- 5.1.3 对于露在光电建筑构件外面的建筑结构支承方式,应充分考虑由于建筑结构构件对光电建筑构件遮挡,降低发电效率的因素。对于建筑外露支承结构形式技术条件无法解决遮挡敏感的光电建筑构件的情况,不应在建筑上采用光电建筑构件形式。
- 5.1.4 光电建筑的光电建筑构件应便于清洁维护。清洁维护光电建筑构件时,宜选在阴天无雷雨天气下进行,保证光伏发电系统的正常运行和人身安全。
- 5.1.5 人员流动密度大、青少年或幼儿活动的公共场所,以及使用中容易受到撞击的部位,应设置明显的警示标志。
- 5.1.6 当与光电幕墙相邻的楼面外缘无实体墙时,应设置防撞设施。

5.1.7 在光电建筑中，光电幕墙为最主要的形式，光电幕墙结构、可按弹性方法分别计算施工阶段和正常使用阶段的作用效应，并进行作用效应的组合计算。

5.2 光电建筑构件设计

5.2.1 设计中选择的光电建筑构件，必须满足建筑的各项物理性能要求，包括抗风压、水密性、气密性、平面内变形等物理性能。

5.2.2 光电建筑构件的结构形式，应根据建筑物的整体布局、体型特征以及所在地的地理、气候和环境等条件进行选择。

5.2.3 采用光电幕墙形式的光电建筑构件设计，应满足安全、实用、美观的原则，并应便于制作、安装、维修保养和局部更换。

5.2.4 采用单元式光电建筑构件形式的设计，应满足独立更换，并且考虑单元板块与板块之间的线缆接头集成插接。

5.2.5 光电建筑构件设置在建筑顶部、或边缘情况下，除严格按现有国家相关规范布置防雷体系外，结构支承体系应与防雷网可靠连接。并考虑雷击状态下的防感应静电等其他可预测防雷措施。

5.2.6 明框光电幕墙的接缝部位、单元式光电幕墙的构件对插部位以及幕墙开启部位，宜按雨幕原则进行构造设计。对可能渗入雨水和形成冷凝水的部位，应采取导排构造措施。

5.2.7 光电幕墙的非承重胶缝应采用硅酮建筑密封胶的周边缝隙采用硅橡胶密封条制品密封。

5.2.8 光电幕墙的连接部位，应采取措施防止产生摩擦噪声。光电幕墙的立柱与横梁连接处应避免刚性接触，可设置柔性垫片或预留 1~2mm 的间隙，间隙内填胶。

5.2.9 除不锈钢外，光电幕墙中不同金属材料接触处，应合理设置绝缘垫片或采取其他防腐蚀措施。

5.2.10 光电幕墙玻璃之间的拼接胶缝宽度应能满足玻璃和胶的变形要求，并不宜小于 10mm。

5.2.11 光电幕墙表面和周边与建筑内、外装饰物之间缝隙不宜小于 5mm，可采用柔性材料嵌缝。

5.2.12 明框光电幕墙玻璃下边缘与下边框槽底之间应采用硬橡胶垫块衬托，垫块数量应为 2 个，厚度不应小于 5mm，每块长度不应小于 100mm。

5.2.13 明框光电幕墙的玻璃边缘至边框槽底的间隙应符合下式要求：

$$2c_1(1 + \frac{l_1}{l_2} \times \frac{c_2}{c_1}) \geq u_{lim}$$

式中 u_{lim} —由主体结构层间位移引起的分格框的变形限制 (mm)；

l_1 —矩形玻璃板块竖向边长 (mm)

l_2 —矩形玻璃板块横向边长 (mm)；

c_1 —玻璃与上、下边框的平均间隙 (mm)。取值时应考虑 1.5mm 的施工偏差；

c_2 —玻璃与上、下边框的平均间隙 (mm)。取值时应考虑 1.5mm 的施工偏差。

注：非抗震设计时， u_{lim} 应根据主体结构弹性层间位移角限值确定；抗震设计时， u_{lim}

应根据主体结构弹性层同位角限值的 3 倍确定

5.2.14 光电幕墙的单元板块不应跨越主体建筑的变形缝，其与主体建筑变形缝相对应的构造缝的设计，应能够适应主体建筑变形的要求。

5.2.15 光电幕墙设计应采用节能措施防止冷桥发生。

5.3 光电建筑涉光伏外围护结构支承系统的设计

5.3.1 光电建筑涉光伏外围护结构支承系统应具有足够的承载能力、刚度、稳定性和相对于主体结构的位移能力，采用螺栓连接的光电建筑构件，应有可靠的防松，防滑措施；采用挂接或插接的光电建筑构件，应有可靠的防脱，防滑措施。

5.3.2 光电建筑涉光伏外围护结构支承系统设计应计算下列作用效应：

1. 非抗震设计时，应计算重力荷载和风荷载效应；
2. 抗震设计时，应计算重力荷载、风荷载和地震作用效应。

5.3.3 光电建筑涉光伏外围护结构支承系统应按各效应组合中的最不利组合进行设计。

5.3.4 光电建筑涉光伏外围护结构支承系统应按下列规定验算承载力和挠度：

1. 无地震作用效应组合时，承载力应符合下式要求： $\gamma_0 S \leq R$ 。
2. 有地震作用效应组合时，承载力应符合下式要求： $S_E \leq R/\gamma_{RE}$ 。

式中 S —荷载效应按基本组合的设计值；

S_E —地震作用效应和其他荷载效应按基本组合的设计值；

R —构件抗力设计值； γ_0 —结构构件重要性系数，应取不小于 1.0；

γ_{RE} —结构构件承载力抗震调整系数，应 1.0。

3. 挠度应符合下式要求：

$$d_f \leq d_{f.lim}$$

式中： d_f ——构件在风荷载标准值或永久荷载标准值作用下产生的挠度值；

$d_{f.lim}$ —构件挠度限值。双向受弯的杆件，两个方向的挠度应分别符合本条规定。

5.3.5 框支承光电建筑涉光伏外围护结构支承系统中，当面板相对于横梁有偏心时，框架设计时应考虑重力荷载偏心产生的不利影响。

5.3.6 光电建筑涉光伏外围护结构支承系统设计，应考虑线缆走向，为光电建筑构件的连接端子、光电建筑构件组串的配件及后期检修维护预留装配空间

5.3.7 材料力学性能应符合下列规定：

1. 玻璃的强度设计值应符合表 5.3.7-1 的规定

表 5.3.7-1：玻璃的强度设计值 f_g (N/mm²)

种类	厚度 (mm)	大面	侧面
普通玻璃	5	28.0	19.5
浮法玻璃	5-12	28.0	19.5
	15-19	24.0	17.0
	≥20	20.0	14.0
钢化玻璃	5-12	84.0	58.8
	15-19	72.0	50.4
	≥20	59.0	41.3

注：1、夹层玻璃和中空玻璃的强度设计值可按所采用的玻璃类型确定；
 2、当钢化玻璃的强度标准值达不到浮法玻璃强度标准值的 3 倍时，表中数值应根据实测结果予以调整。
 3、半钢化玻璃强度值达不到浮法玻璃强度标准值的 2 倍时，其设计值根据实测结果予以调整。
 4、侧面指玻璃切割后的断面，其宽度为玻璃厚度。

2. 铝合金型材的强度设计值应符合表 5.3.7-2 的规定：

表 5.3.7-2：铝合金型材的强度设计值 f_g (N/mm²)

铝合金牌号	状态	壁厚 (mm)	强度设计值 f_g		
			抗拉、抗压	抗剪	局部承压

6061	T4	不区分	85.5	49.6	133.0
	T6	不区分	190.5	110.5	199.0
6063	T5	不区分	85.5	49.6	120.0
	T6	不区分	140.0	81.2	161.0
6063A	T5	≤ 10	124.4	72.2	150.0
		> 10	116.6	67.6	141.5
	T6	≤ 10	147.7	85.7	172.0
		> 10	140.0	81.2	163.0

3. 钢材的强度设计值应符合现行国家标准《钢结构设计规范》GB50017 的规定，也可符合表 5.3.7-3 的规定：

表 5.3.7-3：钢材的强度设计值 f_g (N/mm²)

钢材牌号	厚度或直径 d (mm)	抗拉、抗压、抗弯	抗剪	端面承压
Q235	$d \leq 16$	215	125	325
	$16 < d \leq 40$	205	120	
	$40 < d \leq 60$	200	115	
Q345	$d \leq 16$	310	180	400
	$16 < d \leq 35$	295	170	
	$35 < d \leq 50$	265	155	

注：表中厚度是指计算点的刚才厚度；对轴心受力构件是指截面中较厚板件的厚度。

4. 光电幕墙材料的弹性模量应符合表 5.3.7-4 的规定：

表 5.3.7-4：材料的弹性模量 E (N/mm²)

表 4.3.7.5	
材料	E
玻璃	0.72×10^5
铝合金	0.70×10^5
钢、不锈钢	2.06×10^5
消除应力的高强钢丝	2.05×10^5
不锈钢胶丝	$1.20 \times 10^5 \sim 1.50 \times 10^5$
高强钢绞线	1.95×10^5
钢丝绳	$0.80 \times 10^5 \sim 1.00 \times 10^5$

注：钢绞线弹性模量可按实测值采用。

5. 光电幕墙材料的泊松比应符合表 5.3.7-5 的规定：

表 5.3.7-5：材料的泊松比 μ

材料	μ	材料	μ
玻璃	0.20		
铝合金	0.33		

6. 不锈钢材料的抗拉、抗压强度设计值 f_g 应按其屈服强度标准值 $\sigma_{0.2}$ 除以系数 1.15 采用，其抗剪强度设计值宜按其抗拉强度设计值的 0.58 倍采用。

5.3.8 荷载和地震作用

1. 光电幕墙材料的重力密度标准值应符合表 5.3.8-1 的规定：

表 5.3.8-1：材料的重力密度 γ_g (KN/m³)

材料	γ_g	材料	γ_g
普通玻璃、夹层玻璃、钢化玻璃、半钢化玻璃	25.6	矿棉	1.2~1.5
		玻璃棉	0.5~1.0
钢材	78.5	岩棉	0.5~2.5
铝合金	28.0		

2. 光电幕墙的风荷载标准值应按下列式计算，并且不应小于 1.0KN/m²

$$w_k = \beta_{gz} \mu_s \mu_z w_0$$

式中： w_k —风荷载标准值 (KN/m²)

β_{gz} —阵风系数，应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 的规定；

μ_s —风荷载体型系数，应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定；

μ_z —风压高度变化系数，应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 的规定；

w_0 —基本风压 (kN/m²)，应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定。光电幕墙的风荷载标准值可按风洞试验结果确定：光电幕墙高度大于 200m 或体型、风荷载环境复杂时，宜进行风洞试验确定风荷载。

3. 垂直于光电幕墙平面的分布水平地震作用标准值可按下列式计算：

$$q_{ek} = \beta_E \alpha_{max} G_k / A$$

式中： q_{ek} —垂直于光电幕墙平面的分布水平地震作用标准 (kN/m²)

β_E —动力放大系数，可取 5.0

α_{max} —水平地震影响系数最大值，应按表 5.3.8-2 采用；

G_k —玻璃幕墙构件（包括玻璃面板和铝框）的重力荷载标准值 (kN)；

A —光电幕墙平面面积 (m²)。

表 5.3.8-2：水平地震影响系数最大值 α_{max}

抗震设防烈度	6 度	7 度	8 度
α_{max}	0.04	0.08 (0.12)	0.16 (0.24)

注：7.8 度时括号内数值分别用于设计基本地震加速度 0.15g 和 0.30g 的地区。

平行于光电幕墙平面的集中水平地震作用标准值可按下列公式计算：

$$P_{EK} = \beta_E \alpha_{max} G_k$$

式中： P_{EK} —平行于光电幕墙平面的集中水平地震作用标准值（KN）

光电幕墙的支承结构以及连接件、锚固件所承受的地震作用标准值，应包括光电幕墙构件传来的地震作用标准值和其自身重力荷载标准值产生的地震作用标准值。

5.3.9 作用效应组合

光电幕墙构件承载力极限状态设计时，其作用效应的组合应符合下列规定：

1. 无地震作用效应组合时，应按下列公式进行：

$$S = \gamma_G S_{GK} + \varphi_w \gamma_w S_{wk}$$

2. 有地震作用效应组合时，应按下列公式进行：

$$S = \gamma_G S_{GK} + \varphi_w \gamma_w S_{wk} + \varphi_E \gamma_E S_{EK}$$

式中：S—作用效应组合的设计值；

S_{GK} —永久荷载效应标准值；

S_{wk} —风荷载效应标准值；

S_{EK} —地震作用效应标准值；

γ_G —永久荷载分项系数；

γ_w —风荷载分项系数

γ_E —地震作用分项系数；

φ_w —风荷载的组合值系数；

φ_E —地震作用的组合值系数；

3. 进行光电幕墙构件的承载力设计时，作用分项系数应符合下列规定：

一般情况下，永久荷载、风荷载和地震作用的分项系数 γ_G 、 γ_w 、 γ_E 应分别取 1.2、1.4 和 1.3；

永久荷载的效应起控制作用时，其分项系数 γ_G 应取 1.35；此时，参与组合的可变荷载效应仅限于竖向荷载效应；

当永久荷载的效应对构件有利时，其分项系数 γ_G 的取值不应大于 1.0；

5.3.10 可变作用的组合值系数应按下列规定采用：

1. 一般情况下，风荷载的组合值系数 φ_w 应取 1.0，地震作用的组合值系数 φ_E 应取 0.5；
2. 对水平倒挂玻璃及其框架，可不考虑地震作用效应的组合，风荷载的组合值系数 φ_w 应取 1.0（水久荷载的效应不起控制作用时）或 0.6（永久荷载的效应起控制作用时）。
3. 光电幕墙构间的挠度验算时，风荷载分项系数 γ_w 和永久荷载分项系数 γ_G 均应取 1.0，且可不考虑作用效应的组合。

5.3.11 连接设计

1. 主体结构或结构构件，应能够承受光电幕墙传递的荷载和作用。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。
2. 光电幕墙构件连接处的连接件、焊缝、螺栓、铆钉设计。应符合国家现行标准《钢结构设计规范》GB50017 和《高层民用建筑钢结构技术规程》JGJ 99 的有关规定。连接处的受力螺栓、柳钉不应少于 2 个。
3. 框支承光电幕墙的立柱宜悬挂在主体结构上。
4. 光电建筑构件的连接固定，应安全可靠、更换方便，并满足建筑立面、节能和使用的功能要求。光电建筑构件采用外装压板、或构件外侧有装饰扣板等固定方式时，应考虑装饰扣板对组件阴影遮挡的影响。
5. 光电幕墙立柱与主体混凝土结构应通过预埋件连接，预埋件应在主体结构混凝土施工时埋入，预埋件的位置应准确；当没有条件采用预埋件连接时，应采用其他可靠的连接措施，并通过试验确定其承载力。

5.3.12 硅酮结构密封胶设计

硅酮结构密封胶的粘接宽度应符合本规范的规定，且不应小于 7mm；其粘接厚度应符合本规范的规定，且不应小于 6mm、硅酮结构密封胶的粘接宽度宜大于厚度，但不宜大于厚度的 2 倍。

硅酮结构密封胶应跟据不同的受力情况进行承载力极限状态验算。在风荷载、水平地震作用下，硅酮结构密封胶的拉应力或剪应力设计值不应大于其强度设计值， f_1 、 f_2 应取 0.2N/mm²；在永久荷载作用下，硅酮结构密封胶的拉应力或剪应力设计值不应大于其强度设计值 f_2 ， f_2 应取 0.01N/mm²。

半隐框光电幕墙中玻璃和铝框之间硅酮结构密封胶的粘接宽度 C_s ，应根据受力情况分别按下列规定计算：非抗震设计时，可取第 1、3 项计算的较大值；抗震设计时，可取第 2、3 项计算的较大值。

1. 在风荷载作用下，粘接宽度 C_s 应按下列式计算：

$$C_s = \frac{wa}{2000f_1}$$

式中： C_s ——硅酮结构密封胶的粘接宽度（mm）；

w ——作用在计算单元上的风荷载设计值（kN/m²）；

a ——矩形玻璃板的短边长度（mm）；

f_1 ——硅酮结构密封胶在风荷载或地震作用下的强度设计值，取 0.2N/mm²。

2. 在风荷载和水平地震作用下，粘接宽度 C_s 应按下列式计算：

$$C_s = \frac{(w + 0.5q_E) a}{2000f_1}$$

式中： q_E ——作用在计算单元上的地震作用设计值（kN/m²）。

3. 在玻璃永久荷载作用下，粘接宽度 C_s 应按下列式计算：

$$C_s = \frac{q_G ab}{2000(a + b)f_2}$$

式中： q_G ——幕墙玻璃单位面积重力荷载设计值（kN/m²）；

a 、 b ——分别为矩形玻璃板的短边和长边长度（mm）；

f_2 ——硅酮结构密封胶在永久荷载作用下的强度设计值，取 0.01N/mm²。

水平倒挂的隐框、半隐框玻璃和铝框之间硅酮结构密封胶的粘接宽度 C_s 应按下列式计算：

$$C_s = \frac{wa}{2000f_1} + \frac{q_G a}{2000f_1}$$

硅酮结构密封胶粘接厚度（图 5.3.12）

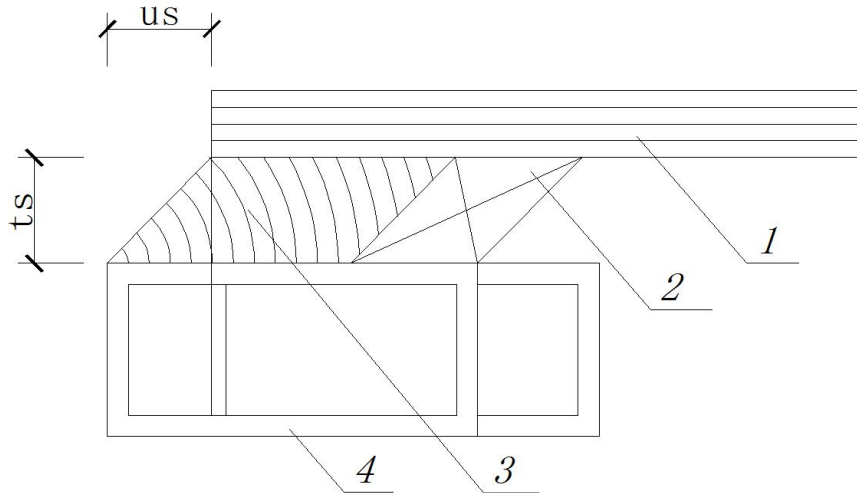


图 5.3.12 硅酮结构密封胶粘接厚度

1—玻璃；2—垫条；3—硅酮结构密封胶；4—铝合金框

硅酮结构密封胶的粘接厚 t_s (图 5.3.12)，应符合下列公式的要求。

$$t_s \geq \frac{u_s}{\sqrt{\delta(2+\delta)}}$$

$$u_s = \theta h_g$$

式中： t_s —硅酮结构密封胶的粘接厚度 (mm)；

u_s —光电幕墙玻璃的相对于铝合金的位移 (mm)，由主体结构侧移产生的相对位移，必要时还应考虑温度变化产生的相对位移；

θ —风荷载标准值作用下主体结构的楼层弹性层间位移角限值 (rad)；

h_g —玻璃面板高度 (mm)，取其边长 a 或 b ；

δ —硅酮结构密封胶的变位承受能力，取对应于其受拉应力为 0.14N/mm^2 时的伸长率。

横向半隐框光电幕墙，每块玻璃的下端宜设置两个铝合金或不锈钢托条，托条应能承受该分格玻璃的重力荷载作用，且其长度本应小于 100mm 、厚度不应小于 2mm 、高度不应超出玻璃外表面，托条上应设置衬垫。

6 光伏发电系统设计

6.1 一般规定

6.1.1 光伏发电系统中的设备及其部件的性能应满足国家现行标准的相关要求，并应获得相关认证。

6.1.2 光伏发电系统中的设备及其部件的正常使用寿命应满足国家现行标准的相

关要求。

- 6.1.3 光电建筑光伏发电系统设计应有专项设计或作为建筑电气工程设计的一部分。
- 6.1.4 光伏发电系统直流侧的设计电压应高于光电建筑构件串的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。
- 6.1.5 光电建筑构件或组串连接电缆及其输出总电缆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/T20047.1的相关规定。
- 6.1.6 并网光伏发电系统应具有相应的并网保护功能，并应安装必要的计量装置。
- 6.1.7 光伏发电系统应满足国家相关电压偏差、闪变、频率偏差、相位、谐波、三项平衡度和功率因数等电能质量指标的要求。

6.2 光伏发电系统设计

- 6.2.1 光伏发电系统控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。
- 6.2.2 光伏发电系统电气设备的控制、测量和信号应符合现行标准。
【6.2.2 解析】建筑光伏系统设计，应综合考虑一年中的太阳总辐照量资源、可安装面积、装机容量、输出电量等因素。并考虑光伏发电效率最大化。
- 6.2.3 主要监控设备应布置在专用设备间，专用设备间面积应满足设备布置和定期巡视维护的要求，并留有备用屏位，屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。
- 6.2.4 光伏发电系统内的电气元件保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定。
- 6.2.5 逆变器的控制应纳入监控系统。
- 6.2.6 光伏系统可用计算机监控系统，主要功能应符合下列要求：
 - 1. 应对发电系统的电气设备进行安全监控。
 - 2. 电气参数的实时监测，也可根据需要实现其他电气设备的监控操作。
- 6.2.7 系统软件应有检测电弧功能，当发生电弧时，可关断单个光电建筑构件与光伏发电系统的连接。
- 6.2.8 光伏发电系统计算机监控系统的电源应安全可靠，站控层应采用交流不停电电源（UPS）系统供电。交流不停电电源（UPS）系统持续工作。

6.3 电气设备选型

6.3.1 逆变器

应按并网方式、安装型式、容量、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪（MPPT）、保护和监测功能、通讯接口、防护等级等综合技术条件进行。用于并网光伏发电系统的逆变器性能应符合接入公用电网相关技术要求的规定。建筑中使用的逆变器宜采用具有多点 MPPT 的逆变器或微型逆变器。

【6.3.1 解析】海拔超过 1500 米，逆变器应按照产品说明书规定的比例降额使用，海拔超过 2000 米，应选用高原型（G）逆变器或降额使用，降额比例应比照当地最大太阳辐照度。

6.3.2 汇流箱

1. 光电建筑光伏发电系统宜采用智能型汇流箱，汇流箱应有汇流、保护、通信等功能，宜采用直流断路器和直流熔断装置。
2. 对于装有过流保护的汇流箱，过流保护能力不小于 1.25 倍的光电建筑构件短路电流。
3. 对装有防反二极管的汇流箱，防反二极管的反向电压应不低于 U 的 2 倍。
4. 汇流箱的连接接口，宜选用可旋紧带止回的方式。
5. 电压保护水平应符合表 6.3.2 的规定：

表 6.3.2：电压保护水平

汇流箱额定直流电压 U_n V	电压保护水平 U_p kV
$U_n \leq 60$	<1.1
$60 < U_n \leq 250$	<1.5
$250 < U_n \leq 400$	<2.5
$400 < U_n \leq 690$	<3.0
$690 < U_n \leq 1\ 000^a$	<4.0
$1\ 000 < U_n \leq 1\ 500^a$	<5.5

^a 可以采用两只低电压的防雷器串联来提高电压等级，但两只串联防雷器的保护水平之和应小于所对应电压等级的保护水平。
^b U_p 是在标称放电电流 I_n 下的测试值。

6. 汇流箱应具有下列保护功能：

1. 汇流箱正负极都应设置防雷保护装置，并应满足下列要求：
 - a) 最大持续工作电压 (U_c)： $U_c > 1.2U_{\alpha}$ (STC)；
 - b) 标称放电电流 I_n ： $I_n(8/20) \geq 10\text{kA}$ ；

c) 电压保护水平 (U) : 应满足表 6.3.2 要求

d) 防雷器应具有脱离器和故障指示功能。

2. 汇流箱的输入回路应具有防逆流及过流保护；对于多数汇流光伏发电系统，如果前级已有防逆流保护，则后级可不做防逆流保护。

3. 汇流箱的输出回路应具有隔离保护措施。

【6.3.2 解析】国际电工委员会 (IEC) 规定光伏直流系统最高电压为 1000V。因此，建筑光伏系统的直流部分，包括建筑光伏构件、光伏电缆、汇流箱、直流配电柜和逆变器的输入端等，均应大于 1000V 耐压。为有效地监控光伏阵列的运行，提升发电量，建议采用带数据采集、处理和输出功能的智能型汇流箱。

6.3.3 线缆

1. 光电建筑光伏发电系统线缆的选择应按照系统类型、电压等级、工作电流、短路热稳定性、允许电压降和敷设环境条件等因素进行选型。线缆导体材质、绝缘类型、绝缘水平、护层类型、导体截面等应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的规定和《建筑物电气装置 第 5 部分：电气设备的选择和安装 第 52 章：布线系统》GB 16895.6 中关于载流量的规定。

2. 直流电缆选型除符合本规范 4.8 条相关规范的规定外，还应符合下列规定：

1. 直流线路耐压等级应高于光伏阵列最大输出电压的 1.25 倍；

2. 直流电缆应选用带非金属护套的电缆或金属铠装电缆；

3. 额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器整定值应高于光伏阵列的标称短路电流的 1.25 倍；

4. 在系统额定功率状态下，光伏发电系统直流侧的线路电压降不应大于 2%。

5. 光电建筑光伏发电系统应尽量减少高压直流线路，光电建筑构件宜采用交流输出。

6.3.4 连接器

光电建筑光伏发电系统线缆连接器应符合下列规定：

1. 光伏发电系统线缆连接器应采用光伏专用连接端子，并符合现行国家标准《光伏 (PV) 组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 的相关规定；

2. 连接器额定承载电压应不小于系统设计电压。

3. 连接器防护等级不应低于 IP65；

4. 连接器应有防脱落的措施，应具备机械锁紧。

6.4 光电建筑构件组串设计

6.4.1 光电建筑构件组串的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。

6.4.2 光电建筑构件的光伏阵列设计应符合下列规定：

1. 同一组串中各光伏建筑构件规格、安装朝向、电性能参数宜保持一致性；
2. 光电建筑构件组串设计不应跨过两个防火分区。
3. 应根据并网逆变器的额定直流电压、最大功率点跟踪控制范围、光电建筑构件的最大输出工作电压及其温度系数，确定光电建筑构件组串数的数量（简称光伏串）。

6.4.3 光电建筑构件的光伏阵列中，光电建筑构件组串的串联数应按下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{\text{dcmax}}}{V_{\text{oc}} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad (6.6.3-1)$$

$$\frac{V_{\text{mpptmin}}}{V_{\text{pm}} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{\text{mpptmax}}}{V_{\text{pm}} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad (6.6.3-2)$$

式中： K_v ——光电建筑构件的开路电压温度系数；

K'_v ——光电建筑构件的工作电压温度系数；

N ——光电建筑构件的串联数（ N 取整）；

t ——光电建筑构件工作条件下的极限低温（℃）；

t' ——光电建筑构件工作条件下的极限高温（℃）；

V_{dcmax} ——逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

V_{mpptmax} ——逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

V_{mpptmin} ——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

V_{oc} ——光电建筑构件的开路电压（V）；

V_{pm} ——光电建筑构件的工作电压（V）。

6.4.4 光电建筑构件应避免多角度组合。

6.5 发电量计算

6.5.1 光电建筑光伏发电系统发电量计算应根据建筑所在地的太阳能资源情况、所处气候带（见附录 4），并考虑光伏发电材料在光电建筑环境中的发电性能、光伏发电系统设计、光电建筑构件布置和环境条件等各种因素后计算确定。使用在光电建筑上的光伏产品在出厂时应粘贴标准工况下的单位发电量标签 $W_p/$

m²。

- 6.5.2 光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的年平均光照时长应由 meteonorm 或 RETScreen 软件计算得出。其中，光电建筑的地理位置、光电建筑构件的安装角度、安装方位，需要人工输入确定。

$$E_p = LP$$

式中： E_p ——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的理论年发电量（kWh）；
 L ——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的年平均光照时长（h）；
 P ——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的安装容量（kW）。

- 6.5.3 光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的实际年发电量可按下列公式计算：

$$E_s = E_p \eta$$

式中： E_s ——光电建筑所在地的某一方位角某一倾角的实际年发电量（kWh）；

η ——光伏系统效率

$$\eta = \eta 1 \times \eta 2 \times \eta 3 \times \eta 4 \times \eta 5 \times \eta 6 \times \eta 7 \times \eta 8$$

其中：

$\eta 1$ ——不可利用的太阳辐射损耗 4%；

$\eta 2$ ——随着光伏组件温度的升高，组件输出的功率就会下降 2%；

$\eta 3$ ——灰尘、雪等遮挡损耗 5%；

$\eta 4$ ——光伏组件不匹配造成的损耗 2.4%；

$\eta 5$ ——逆变器转换效率目前已可达到 97.5%以上，逆变损失影响 2.5%；

$\eta 6$ ——光伏电站线损，电路交直流部分损耗系数 4%；

$\eta 7$ ——系统故障及维护损耗 2%

$\eta 8$ ——不同发电材料差异发电系数（晶硅取 1；碲化镉、铜铟镓硒取 1.1）

- 6.5.4 光电建筑光伏发电系统整体实际年发电量应按下列公式计算：

$$E = \sum E_s$$

式中： E ——光电建筑光伏发电系统整体实际年发电量（kWh）；

$\sum E_s$ ——所有光电建筑所在地的某一方位角某一倾角实际年发电量之和（kWh）

- 6.5.5 光电建筑光伏发电系统整体实际第 N 年发电量应按下列公式计算：

$$E_n = EN (1 - a)$$

式中： E_n ——光电建筑光伏发电系统整体实际第 N 年发电量（kWh）；

N ——某一年, $N=1,2,3,-----$

a ——光伏发电材料的年衰减率(根据实际材料确定,建议晶硅取 0.8%;碲化镉、铜铟镓硒取 0.56%)

6.6 室内综合布线

6.6.1 一般要求

1. 电缆布线应符合民用建筑中电力设备和线路的相关规定。
2. 直流电缆在幕墙内布线时,应符合下列规定:
 - 1) 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,电缆应有保护套保护;
 - 2) 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;
 - 3) 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%;
 - 4) 光电幕墙构件连接电缆应使用连接器连接;
 - 5) 金属槽盒和金属导管的连接处,不得设在穿楼板或墙壁等孔处;
 - 6) 幕墙横梁、立柱以及金属槽盒的电缆引出孔应采用机械加工开孔方法并进行去毛刺处理,管孔端口应采取防止电缆损伤的措施;
 - 7) 光电幕墙式光电建筑构件接线盒的位置宜由光电幕墙的安装方式确定,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。
3. 直流电缆正负极采用单独导体时,宜靠近敷设。
4. 光伏汇流设备布线应符合下列规定:
 1. 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;
 2. 光伏汇流设备内正极和负极导体应隔离;
 3. 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。
 4. 在直流电缆与其他布线系统可能发生混淆的地方,应进行标识并应符合下列规定:
 - 1) 印有光伏或直流标识的直流电缆,其标识应清晰、耐擦除;
 - 2) 无光伏或直流标识的直流电缆,宜附加印有“SOLAR D.C.”等字样的彩色标签。标签间隔不宜超过 5m,平直布线时,间隔可大于 5m 但不应超过 10m。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。

5. 信号线缆,包括控制电缆与通信线缆,其布线及接口应符合现行国家标准《综合布线系统工程设计规范》GB 50311 中的规定。
6. 选择和敷设布线系统应根据建筑物的环境特征、使用要求、敷设条件及所选用电线或电缆的类型等因素确定。
7. 布线系统的敷设,应避免因环境温度、外部热源、浸水、灰尘聚集及腐蚀性或污染物质存在对布线系统带来的影响和损害,并应防止在敷设和使用过程中因受冲击、振动、电线或电缆自重和建筑物的变形等各种机械应力作用而带来的损害。
8. 金属导管、可挠金属电线保护套管、刚性塑料导管(槽)及金属线槽等布线,应采用绝缘电线和电缆。光伏发电线缆与建筑物内其他电气线缆在同一根导管或线槽内有几个回路时,所有绝缘电线和电缆都应具有与最高标称电压回路绝缘相同的绝缘等级。
9. 布线用塑料导管、线槽及附件应采用燃烧性能为 B1 级的难燃产品,其氧指数不应低于 32。
10. 敷设在钢筋混凝土现浇楼板内的电线导管的最大外径不宜大于板厚的 1/3。
11. 布线系统中,所有金属套管、构架的接地规定及可用做接地保护线的条件,应符合有关规定。
12. 布线用各种电缆、电缆桥架、金属线槽及封闭式母线在穿越防火分区楼板、墙体时,洞口等处应采取防火封堵措施。

6.6.2 线缆固定配件

1. 光电建筑光伏发电系统布线宜采用瓷(塑料)线夹、鼓形绝缘子和针式绝缘子等辅助配件作为线缆固定。
2. 采用瓷(塑料)线夹、鼓形绝缘子、针式绝缘子布线时,应采用绝缘电线。电线至地面的距离应不小于 2.5 米。
3. 采用瓷(塑料)线夹、鼓形绝缘子在室内沿墙体、顶棚布线时,电线固定点的间距应符合表 6.8.2 规定:跨越柱子、桁架布线时,应符合相关规范所规定的机械强度要求。

表 6.8.2: 室内沿墙及顶棚布线的绝缘电线固定点最大间距

布线方式	电线截面 (mm ²)	固定点最大间距 (m)
瓷(塑料)线夹布线	1~4	0.6
	6~10	0.8

鼓形绝缘子布线	1~4	1.5
	6~10	2.0
	16~25	3.0

6.6.3 直敷布线

1. 直敷布线宜用于正常环境室内场所。
2. 建筑物顶棚内，严禁采用直敷布线。
3. 直敷布线应采用护套绝缘电线，其截面不宜大于 6mm²。
4. 直敷布线的护套绝缘电线，应采用线卡沿墙体或建筑物构件表面直接敷设，固定点间距不应大于 0.3m。
5. 不得将护套绝缘电线直接敷设在建筑物墙体及顶棚的抹灰层、保温层及装饰面板内。
6. 直敷布线电线至地面的距离不应小于 2.5 米，电线垂直敷设至地面低于 1.8m 部分应穿管保护。
7. 护套绝缘电线与接地导体及不发热的管道紧贴交叉时，应加绝缘套管保护，敷设在易受机械损伤的场所应用钢套管保护。

【6.6.3 解析】光伏系统的设计应尊重原建筑设计意图，积极与建筑设计方、业主等沟通，建筑应提供所有线缆的线槽和桥架的竖向及横向的安装空间，并应考虑其荷载。

6.6.4 金属导管布线

1. 金属导管布线宜用于室内、外场所，但对金属导管有严重腐蚀的场所不宜采用。建筑物顶棚内，宜采用金属导管布线。
2. 明敷于潮湿场所或埋地敷设的金属导管，应采用管壁厚度不小于 2mm 的厚壁钢管。明敷或暗敷于干燥场所的金属导管可采用管壁厚度不小于 1.5mm 的电线管。
3. 三根及以上绝缘电线穿于同一根导管时，其总截面积（包括外护层）不应超过导管内截面积的 40%。
4. 两根绝缘电线穿于同一根导管时，导管内径不应小于两根电线外径之和的 1.35 倍。
5. 穿金属导管的交流线路，应将同一回路的所有相线和中性线（如果有中性线时）穿于同一根导管内。
6. 不同回路的线路不应穿于同一根金属导管内，但下列情况可以除外：
 - 1) 电压为 50V 及以下的回路；

2) 导管内绝缘电线的根数不应多于 8 根。

7. 金属导管以支架或沿建筑物表面明敷时，其固定点的间距，应符合表 6.8.4 规定：

表 6.8.4：金属导管明敷时的固定点最大间距

金属导管种类	公称直径 (mm)			
	15 ~20	25 ~32	40 ~65	65 以上
	最大间距 (m)			
壁厚>2mm 刚性管	1.5	2.0	2.5	3.5
壁厚≤2mm 刚性管	1.0	1.5	2.0	—

8. 电线管路与热水管、蒸汽管同侧敷设时，应敷设在热水管、蒸汽管的下面。当有困难时，可敷设在其上面。相互间的净距不宜小于下列数值：

- 1) 当管路敷设在热水管下面时为 0.2m，上面时为 0.3m，交叉时为 0.1m；
- 2) 当管路敷设在蒸汽管下面时为 0.5m，上面时为 1m，交叉时为 0.3m，
- 3) 当不能符合上列要求时，应采取隔热措施。对有保温措施的蒸汽管，上下净距均可减至 0.2m。
- 4) 电线管路与其他管道（不包括可燃气体及易燃、可燃液体管道）的平行净距不应小于 0.1m；交叉净距不应小于 50mm。当与水管同侧敷设时，宜敷设在水管的上面。

8. 金属导管布线当管路较长或转弯较多时，宜适当加装拉线盒（箱）。两个拉线点之间的距离应符合以下规定：

- 1) 对无弯的管路，不超过 30m；
- 2) 两个拉线点之间有一个转弯时，不超过 20m；
- 3) 两个拉线点之间有两个转弯时，不超过 15m；
- 4) 两个拉线点之间有三个转弯时，不超过 8m。
- 5) 当加装拉线盒（箱）有困难时，也可适当加大管径

6.6.5 可挠金属电线保护套管布线

1. 可挠金属电线保护套管布线宜用于光伏建筑构件及其他构件或梁、柱空腔内。
2. 在可挠金属电线保护套管有可能受重物压力或明显机械冲击处，应采取保护措施。
3. 可挠金属电线保护套管布线，套管的金属外壳等非带电金属部分应可靠接

地，不得利用套管金属外壳作接地线。

4. 可挠金属电线保护套管之间及其与盒、箱或钢制电线保护导管连接时，应采用专用附件。

6.6.6 金属线槽布线

1. 金属线槽布线宜用于正常环境的室内场所明敷，但对金属线槽有严重腐蚀的场所不宜采用。

2. 具有槽盖的封闭式金属线槽，可在建筑顶棚内敷设。

3. 同一回路的所有相线和中性线（如果有中性线时），应敷设在同一金属线槽内

4. 同一路径无防干扰要求的线路，可敷设于同一金属线槽内。线槽内电线或电缆的总截面（包括外护层）不应超过线槽内截面的 20%，载流导体不宜超过 30 根。

1) 控制、信号或与其相类似的线路，电线或电缆的总截面不应超过线槽内截面的 50%， 电线或电缆根数不限。

2) 有防干扰要求的线路与其他线路敷设于同一金属线槽内时，应采用隔板隔离或采用屏蔽电线、电缆。

注：1、控制、信号等线路可视为非载流导线。

2、三根以上载流电线或电缆在线槽内敷设，当乘以线缆的载流量校正系数时，电线或电缆根数不限。但其在线槽内的总截面仍不应超过线槽内截面的 20%。

5. 电线或电缆在金属线槽内不宜有接头。但在易于检查的场所，可允许在线槽内有分支接头，电线、电缆和分支接头的总截面（包括外护层）不应超过该点线槽内截面的 75%。

6. 属线槽布线，在线路连接、转角、分支及终端处应采用相应的附件。

7. 金属线槽不宜敷设在腐蚀性气体管道和热力管道的上方及腐蚀性液体管道的下方，当有困难时，应采取防腐、隔热措施。

8. 金属线槽垂直或大于 45° 倾斜敷设时，应采取措施防止电线或电缆在线槽内移动。

9. 金属线槽敷设时，吊点及支持点的距离，应根据工程具体条件确定，一般应在下列部位设置吊架或支架：

- 1) 直线段不大于 2 m 或线槽接头处;
 - 2) 线槽首端、终端及进出接线盒 0.5m 处;
 - 3) 线槽转角处。
10. 金属线槽布线，线槽不得在穿过楼板或墙体等处进行连接。
11. 电线在金属线槽内应按回路编号分段绑扎，绑扎点间距不应大于 2m。
12. 由金属线槽引出的线路，可采用金属导管、刚性塑料导管、可挠性塑料及金属导管 或电缆等布线方式。电线或电缆在引出部分不得遭受损伤。
13. 敷设在金属线槽内的线路，每回路应在首端、末端和分支处设有编号、型号及起、止点等标记。
14. 金属线槽及其支架应可靠接地，且全长应不少于 2 处与接地干线（PE）相连。

6.6.7 刚性塑料导管（槽）布线

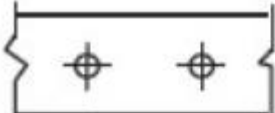
1. 刚性塑料导管（槽）布线宜用于室内场所和有酸碱腐蚀性介质的场所，但在高温和易受机械损伤的场所不宜采用明敷设。
2. 建筑物顶棚内，可采用难燃型刚性塑料导管（槽）布线。
3. 暗敷于墙内或混凝土内的刚性塑料导管，应选用中型以上管材。
4. 电线、电缆在塑料导管（槽）内不得有接头，分支接头应在接线盒内进行。
5. 刚性塑料导管明敷时，其固定点间距应符合表 6.8.7-1 规定：

表 6.8.7-1： 刚性塑料导管明敷时固定点最大间距

公称直径（mm）	20 及以下	25 ~40	50 及以上
最大间距（m）	1.0	1.5	2.0

6. 塑料线槽敷设时槽底固定点间距应根据线槽规格而定，一般应符合表 6.8.7-2 规定：

表 6.8.7-2： 塑料线槽明敷时固定点最大间距

固定点型式	线槽宽度（mm）		
	20-40	60	80-120
	固定点最大间距 L（m）		
	0.8	—	—

	—	1.0	—
	—	—	0.8

7. 刚性塑料导管暗敷或埋地敷设时，引出地（楼）面不低于 0.3m 的一段管路，应采取防止机械损伤的措施。

8. 刚性塑料导管布线当管路较长或转弯较多时，宜适当加装拉线盒（箱）或加大管径。

9. 沿建筑的表面或支架敷设的刚性塑料导管（槽），宜在线路直线段部分每隔 30m 加装伸缩接头或其他温度补偿装置。

10. 刚性塑料导管（槽）在穿过建筑物变形缝时，应装设补偿装置。

11. 塑料线导管（槽）布线，在线路连接、转角、分支及终端处应采用相应附件。

6.6.8 电缆桥架（梯架、托盘）布线

1. 电缆桥架（梯架、托盘）布线适用于电缆数量较多或较集中的场所。

2. 在有腐蚀或特别潮湿的场所采用电缆桥架布线时，应根据腐蚀介质的不同采取相应的防护措施，并宜选用塑料护套电缆。

3. 电缆桥架（梯架、托盘）水平敷设时的距地高度一般不宜低于 2.5m，垂直敷设时距地 1.8m 以下部分应加金属盖板保护，但敷设在电气专用房间（如配电室、电气竖井、技术层等）内时除外。

4. 电缆桥架水平敷设时，宜按荷载曲线选取最佳跨距进行支撑，跨距一般为 1.5~3m。垂直敷设时，其固定点间距不宜大于 2m。

5. 电缆桥架多层敷设时，其层间距离一般为：控制电缆间不应小于 0.2m；电力电缆间不应小于 0.3 m；弱电电缆与电力电缆间不应小于 0.5m，如有屏蔽盖板可减少到 0.3m；桥架上部距顶棚或其他障碍物不应小于 0.3m。

6. 几组电缆桥架在同一高度平行敷设时，各相邻电缆桥架间应考虑维护、检修距离。

7. 在电缆托盘上可以无间距敷设电缆，电缆在托盘内横断面的填充率：电力电缆不应大于 40%；控制电缆不应大于 50%。

8. 下列不同电压、不同用途的电缆，不宜敷设在同一层桥架上：

- 1) 1 kV 以上和 1kV 以下的电缆；
- 2) 同一路径向一级负荷供电的双路电源电缆；
- 3) 应急照明和其他照明的电缆；
- 4) 强电和弱电电缆。

如受条件限制需安装在同一层桥架上时，应用隔板隔开。

9. 电缆桥架不宜敷设在腐蚀性气体管道和热力管道的上方及腐蚀性液体管道的下方。当不能满足上述要求时，应采取防腐、隔热措施。

10. 电缆桥架与各种管道平行或交叉时，其最小净距应符合表 6.8.10 的规定：

表 6.8.10：电缆桥架与各种管道的最小净距

管道类别		平行净距 (m)	交叉净距 (m)
一般工艺管道		0.4	0.3
具有腐蚀性气体管道		0.5	0.5
热力管道	有保温层	0.5	0.3
	无保温层	1.0	0.5

11. 电缆桥架转弯处的弯曲半径，不应小于桥架内电缆最小允许弯曲半径的最大值。

12. 电缆桥架内的电缆应在下列部位进行固定：

- 1) 垂直敷设时，电缆的上端及每隔 1.0~1.5m 处；
- 2) 水平敷设时，电缆的首、尾两端、转弯两侧及每隔 5~10m 处；
- 3) 大于 45° 倾斜敷设时，电缆的上端及每隔 2m 处。

13. 电缆桥架不得在穿过楼板或墙壁处进行连接。

14. 钢制电缆桥架直线段长度超过 30m、铝合金或玻璃钢制电缆桥架长度超过 15m 时，宜设置伸缩节。电缆桥架跨越建筑物变形缝处，应设置补偿装置。

15. 电缆桥架内的电缆应在首端、末端、分支处及每隔 50m 处，设有编号、型号及起、止点等标记。

16. 金属电缆桥架及其支架和引入或引出电缆的金属导管应可靠接地，全长应不少于 2 处与接地干线 (PE) 相连。

6.6.9 电气竖井内布线

1. 电气竖井内布线一般适于多层和高层建筑内垂直干线的敷设。可采用金属管、金属线槽、电缆、电缆桥架及封闭式母线等布线方式。

2. 竖井的位置和数量应根据建筑物规模、用电负荷性质、供电半径、建筑物的变形缝设置和防火分区等因素确定。

选择竖井位置时，应考虑下列因素：

- 1) 宜靠近用电负荷中心，减少干线电缆沟道的长度；
- 2) 不得和电梯井、管道井共用同一竖井；
- 3) 避免邻近烟道、热力管道及其他散热量大或潮湿的设施；
- 4) 在条件允许时宜避免与电梯井及楼梯间相邻。

3. 竖井的井壁应是耐火极限不低于 1h 的非燃烧体。竖井在每层楼应设维护检修门并应开向公共走廊，其耐火等级不应低于丙级。楼层间应做防火密封隔离，隔离措施如下：

- 1) 封闭式母线、电缆桥架、金属线槽、预制分支电缆及矿物绝缘电缆在穿过楼板处采用防火隔板及防火堵料隔离。
- 2) 电缆和绝缘电线穿钢管布线时，应在楼层间预埋钢管，布线后两端管口空隙应以防火堵料做密封隔离。

4. 竖井大小除满足布线间隔及端子箱、配电箱布置所必须尺寸外，并宜在箱体前留有不小于 0.8m 的操作、维护距离，当建筑平面受限制时，可利用公共走道满足操作、维护距离的要求。

5. 竖井内垂直布线时，应考虑以下因素：

- 1) 顶部最大变位和层间变位对干线的影响；
- 2) 电线、电缆及金属保护管、罩等自重所带来的荷重影响及其固定方式；
- 3) 垂直干线与分支干线的联接方法。

6. 竖井内高压、低压和应急电源的电气线路，相互之间应保持 0.3m 及以上距离或采取隔离措施，并且高压线路应设有明显标志。强电和弱电线路，有条件时宜分别设置在不同竖井内。如受条件限制必须合用时，强电与弱电线路应分别布置在竖井两侧或采取隔离措施以防止强电对弱电的干扰。

7. 竖井内应设电气照明及检修电源插座。

8. 竖井内应敷有接地干线和接地端子。

9. 竖井内不应有与其无关的管道等通过。

7 光伏发电系统接入设计

7.1 一般规定

- 7.1.1 光伏发电系统向当地交流负载提供电能和向电网发送的电能质量应符合公用电网的电能质量要求。
- 7.1.2 光伏发电系统应具有相应的继电保护功能。
- 7.1.3 纳入微电网的光伏发电系统应具备与电力调度部门之间进行数据通信的能力，并网双方的通信系统应符合电网安全经济运行对电力通信的要求。

7.2 并网要求

- 7.2.1 有功功率控制应符合下列要求：

纳入微电网的光伏发电系统应配置有功功率控制系统，具有接收并自动执行电力调度部门发送的有功功率及其变化速率的控制指令、调节光伏电站有功功率输出、控制光伏电站停机的能力。

- 7.2.2 光伏发电系统的逆变器应具备过载能力，在 1.2 倍额定电流以下，光伏电站可靠工作时间不应小于 1 分钟。
- 7.2.3 光伏发电系统应在并网点内侧设置易于操作、可闭锁且具有明显断开点的并网总断路器。

7.3 通讯

- 7.3.1 光伏发电系统通信可分为站内通信与系统通信。通信设计应符合现行行业标准《电力系统通信管理规程》DL/T544 和《电力系统通信自动交换网技术规格》DL/T598 的规定。中、小型光伏电站可根据当地电网实际情况对通信设备进行简化。

- 7.3.2 系统内通信应符合下列要求：

1. 光伏发电系统内通信应包括生产管理通信和生产调度通信。
2. 型光伏电站为满足生产调度需要，宜设置生产过程控调度交换机，统一供生产管理通信和生产调度通信使用。
3. 型光伏发电系统内通信设备所需的交流电源，应又能自动切换的、可靠的、来自不同站用电母线段的双回路交流电源供电。
4. 系统内通信设备可使用专用通信直流电源或 DC/DC 变换直流电源，电源宜为直流 48V。通信专用电源的容量，应按发展所需最大负荷确定，在交流电

源失电后能维持放电不小于 1h。

5. 光伏发电系统可不单独设置通信机房，通信设备宜与线路保护、调度自动化设备共同安装于同一机房内。

7.3.3 系统通信应符合下列要求：

1. 光伏发电系统应装设与电力调度部门联系的专用调度通信设施。通信系统应满足调度自动化、继电保护、安全自动装置及调度电话等对电力通信的要求。
2. 光伏发电系统至电力调度部门间应有可靠的调度通道。大型光伏电站至电力调度部门应有两个互相独立的调度通道，且至少一个通道为光纤通道。中型光伏电站至电力调度部门宜有两个互相独立的调度通道。
3. 光伏发电系统与电力调度部门之间通信方式和信息传输应由双方协商一致后确定，并在接入系统方案设计中明确。

7.4 电能计量

7.4.1 光伏发电系统电能计量点宜设置在电站与电网设施的产权分界处或合同协议中规定的贸易结算点；光伏电站用电取自公用电网时，应在高压引入线高压侧设施计量点，每个计量点均应装设电能计量装置。电能计量装置应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T448 和《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137 的规定

7.4.2 光伏发电系统应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置，同一计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主备电能表各一套

7.4.3 光伏发电系统电能计量装置采集的信息应接入电力调度部门的电能信息采集系统。

8 安全设计标准

8.1 一般规定

7.1.1 直、交流回路的过电流和过压保护设计按照《光伏电站继电保护技术规范》GB/T 32900 的规定进行。

7.1.2 绝缘故障保护按照《光伏电站绝缘技术监督规程》NB/T 10114 的规定进行。

7.1.3 直、交流回路的故障电弧保护

光电建筑发生电弧故障可能会导致火灾和电击伤害，电弧故障保护装置按下

列要求设置：

1 直流电弧故障保护装置应符合《UL 光伏直流电弧故障电路保护标准》UL 1699B 的要求；交流电弧故障保护装置应符合《电弧故障保护电器(AFDD)的一般要求》GB/T 31143 的要求；

2 直流侧输入电压小于 80V 的光伏系统可不安装直流电弧故障保护装置。

7.1.4 光电建筑的电磁防护设计应符合《电磁环境控制限值》GB 8702 和《直流线路电磁环境参数限值》DL/T 1088 的规定。

8.2 安全规定

8.2.1 光电建筑构件应根据不同系统需求，满足防火防雷和绝缘保护要求。

8.2.2 光伏系统的防火设计应符合现行国家标准《建筑设施防火规范》GB50016 的有关规定；高层建筑光电幕墙的防火设计尚应符合现行国家标准《高层民用建筑设计防火规范》GB50045 的有关规定。

8.2.3 光电幕墙与周边防火分隔构件间的缝隙、与楼板或隔墙外沿间的缝隙，与实体墙面洞口边缘间的缝隙等，应进行防火封堵设计。

8.2.4 光电幕墙的防火封堵构造系统。在正常使用条件下，应具有伸缩变形能力、密封性和耐久性；在遇火状态下，应在规定的耐火时限内，不发生开裂或脱落，保持相对稳定性

8.2.5 光电幕墙防火封堵构造系统的填充料及其保护性面层材料，应采用防火极限符合设计要求的不燃烧材料或难燃烧材料。

8.2.6 无窗槛墙的光电幕墙，应在每层楼板外沿设置耐火极限，不低于 1.0 h，高度不低于 0.8m 的不燃烧实体裙墙或防火玻璃裙墙。

8.2.7 光电幕墙与各层楼板、隔墙外沿间的缝隙，当采用岩棉或矿棉封堵时，厚度不应小于 100mm。并应填充密实，楼层间水平防烟带的岩棉或矿棉宜采用厚度不小于 1.5mm 的镀锌钢板承托；承托板与主体结构、幕墙结构及承托板之间的缝隙宜填充防火密封材料。当建筑要求防火分区间设置通透隔断时，可采用防火玻璃，其耐火极限应符合设计要求

8.2.8 同一光电建筑构件不得跨越防火分区独立存在。

8.2.9 人员流动密度大、青少年或幼儿活动的公共场所以及使用中容易受到撞击的光电建筑构件应在光电建筑构件背面标示明显的警示标志，避免不必要的触电等伤害事件的发生。

- 8.2.10 高压直流电弧是产生光伏系统火灾的主要原因，在发电系统设计时应尽量减少使用直流线路。直流系统电压不宜高于 80 伏。
- 8.2.11 光伏系统控制中要有电弧发生检测能力、单个光电建筑构件与系统断开装置。当电弧或火灾发生时，30 秒内关断光电建筑构件与系统的联接。
- 8.2.12 光电建筑防雷安全设计应依据现行的《雷电保护 第 3 部分 建筑物的物理损坏和生命危险》GB/T 21714.3 以及现行《建筑物防雷设计规范》GB 50057 进行。如果建筑物上已安装雷电防护系统（LPS），则应依据 GB/T 21714.3 以及 GB 50057 将光电建筑系统整合到 LPS 中。

9 涉光伏外围护结构、支承及光伏发电系统安装施工

9.1 一般规定

- 9.1.1 光电建筑构件、配件和材料的品种、规格、色泽、性能，应符合相关标准和设计文件的要求。
- 9.1.2 施工测量应符合下列要求：
- 1.分格轴线的测量应与主体结构测量相配合，偏差应及时调整，不得积累；
 - 2.定期对安装定位基准进行校核；
 - 3.高层建筑的测量应在风力不大于 4 级时进行。
- 9.1.3 在安装过程中，构件的存放、搬运、吊装不应碰撞和损坏，安装完成的部分应及时采取保护措施。
- 9.1.4 焊接作业时，应对光电建筑构件采取保护措施。
- 9.1.5 注意外围护结构系统与光伏发电系统的衔接和配合。

9.2 施工安装准备

- 9.2.1 施工安装之前，施工单位应会同主体结构施工单位检查现场情况，确认脚手架和起重运输设备等是否具备安全施工使用条件。
- 9.2.2 光电建筑构件储存时，应依照安装顺序排列放置，储存架应有足够的承载力和刚度。
- 9.2.3 光电建筑构件与主体结构连接的预埋件，应在主体结构施工时按设计要求埋设，预埋件为钢板的，其中心线位置偏差不应大于 3mm；预埋件为螺栓的，其中心线位置偏差不应大于 2mm。

【9.2.3 解析】光伏方阵分格轴线、控制线的测量应与主体结构测量相配合，并应及时将测量反映出来的主体结构施工误差反馈给设计人员，对光伏方阵的分格进行调整，合理分配，不得积

累。施工过程中，应定期对光伏方阵的安装定位基准进行校核，确保光伏方阵的安装质量。

9.2.4 预埋件的位置偏差过大或未设预埋件时，应制定补救措施，经相关各方确认后，方可实施。

9.2.5 光电建筑构件安装前应进行检验和校正，不合格的光电建筑构件不得安装。安装前应根据光电建筑构件参数进行合格证检查，并进行抽检测试，其参数值应符合相关标准规定。

9.2.6 连接逆变器同一个 MPPT 的光电建筑构件的工作参数应接近。

9.2.7 施工前应对设备进行开箱检查，合格证、说明书、测量记录、附件、备件等应齐全。

9.2.8 光电建筑构件的型号、规格、数量和完好程度应符合设计要求。

9.2.9 光电建筑系统安装前应进行安全交底和技术交底。

9.3 光电建筑构件与支承结构制造

9.3.1 光电建筑构件在加工制作前，应与施工图进行核对，对建筑主体结构进行复测，并按实测结果对相关设计进行必要的调整。

9.3.2 各种构件的加工应根据设计加工图进行，并应编制加工工艺文件，制作合理的工艺流程和建立质量保证体系。

9.3.3 铝合金构件、钢构件应在加工厂加工制作完成后，到现场组装。

9.3.4 加工设备、机具应满足构件加工精度要求，检验工具、量具应定期进行计量检测和校正。

9.3.5 设计需更改时，应取得设计单位同意，并签署设计变更文件。

9.3.6 光电建筑构件应按照 5% 进行随机抽样检查，每种光电建筑构件不应少于 5 件。当有一个光电建筑构件不符合要求时，应加倍抽查，复检合格后方可出厂。

9.4 光电建筑构件安装

9.4.1 光电建筑涉光伏外围护结构的典型工程一般包括构件式光电幕墙、单元式光电幕墙、全玻璃光电幕墙和光电采光顶等。

9.4.2 构件式光电幕墙立柱的安装应符合下列要求：

1. 立柱安装标高偏差不应大于 3mm，轴线前后偏差不应大于 2mm，左右偏差不应大于 3mm；
2. 相邻两根立柱安装标高偏差不应大于 3mm，同层立柱的最大标高偏差不应大于 5mm，相邻两根立柱的距离偏差不应大于 2mm。

9.4.3 构件式光电幕墙横梁安装应符合下列要求：

- 1.横梁两端连接件及垫片应安装在立柱的预定位置，并应安装牢固，接缝应严密；
- 2.相邻两根横梁的水平标高偏差不应大于 1mm，当一幅幕墙宽度小于或等于 35m 时，同层标高偏差不应大于 5mm，当一幅幕墙宽度大于 35m 时，同层标高偏差不应大于 7mm。

9.4.4 光伏构件安装应符合下列要求：

- 1.横竖连接件应进行检查、测量、调整；
- 2.光电建筑构件安装时，左右、上下的偏差不应大于 1.5mm；
- 3.光电建筑构件空缝安装时，必须有防水措施，并有符合设计要求的排水出口。

9.4.5 钢构件施焊后，表面应采取有效的防腐措施。

9.4.6 竖向和横向板材的组装允许偏差应符合表 9.4.6 的规定：

表 9.4.6：光电建筑幕墙竖向和横向光电建筑构件的组装允许偏差

项目	尺寸范围	允许偏差	检查方法
相邻两竖向组件间距尺寸 (固定端头)	—	±2.0	钢卷尺
两块相邻的组件	—	±1.5	靠尺
相邻两横向组件的间距尺寸	间距≤2000 时	±1.5	钢卷尺
	间距>2000 时	±2.0	
分格对角线差	对角线长≤2000 时	≤3.0	钢卷尺 (伸缩尺)
	对角线长>2000 时	≤3.5	
相邻两横向组件的水平标高差	—	≤2	钢板尺 (水平仪)
横向组件水平度	构件长≤2000 时	≤2	水平仪 (水平尺)
	构件长>2000 时	≤3	
竖向板材直线度	—	2.5	2m 靠尺、 钢板尺
组件下连接托板水平夹角允许向上倾斜，不准向下倾斜	—	+2.0 度 0	塞规

组件上连接托板水平夹角允许向下倾斜	—	0 -2.0 度	—
-------------------	---	-------------	---

9.4.7 光电建筑幕墙安装允许偏差应符合表 9.4.7 的规定：

表 9.4.7：光电建筑幕墙安装允许偏差

项目		允许偏差 (mm)	检查方法
竖缝及墙面垂直度	幕墙高度 (H) (m)	≤ 10	激光经纬仪 (经纬仪)
	$H \leq 30$		
	$60 \leq H < 30$	≤ 15	
	$92 \leq H < 60$	≤ 20	
	$H > 90$	≤ 25	
幕墙平面度		≤ 2.5	2m 靠尺、钢板尺
竖缝直线度		≤ 2.5	2m 靠尺、钢板尺
横缝直线度		≤ 2.5	2m 靠尺、钢板尺
缝宽度 (与设计值比较)		± 2.0	卡尺
两相邻组件之间接缝高低差		≤ 1.0	深度尺

9.4.8 单元式光电建筑幕墙安装允许偏差应符合 9.4.8 的规定：

表 9.4.8：单元式光电建筑幕墙安装允许偏差 (mm)

项目		允许偏差	检查方法
同层单元组件标高	宽度 $\leq 35m$	≤ 3.0	激光经纬仪 (经纬仪)
相邻两组件表面高低差		≤ 1.0	深度尺
两组件对插件接缝搭接长度 (与设计值比)		± 1.0	卡尺
两组件对插件距槽底距离 (与设计值比)		± 1.0	卡尺

9.4.9 光电建筑光电采光顶的光电建筑构件应排列整齐、表面平整、缝宽均匀。

9.4.10 光电建筑光电采光顶的光电建筑构件应进行相关的物理性能检测。

9.5 光电建筑光伏发电系统安装

9.5.1 光电建筑构件的光伏发电系统结构强度应满足设计强度的要求。

- 9.5.2 光伏方阵安装、接线应符合设计图纸要求，光电建筑构件之间的电气连接件应便于拆卸和更换。
- 9.5.3 光伏方阵与建筑面层之间的散热间隙，不应被施工材料或杂物填塞。
- 9.5.4 在屋面上安装光电建筑构件时，屋面防水构造应按设计要求施工，不得渗漏。
- 9.5.5 在盐雾、寒冷、积雪等地区安装光电建筑构件时，应与产品生产厂家协商，合理确定施工方案。
- 9.5.6 施焊时，应配备防火棉和防溅的接火斗。
- 9.5.7 光电建筑构件电气系统安装应符合下列要求：
1. 按设计要求检查光电建筑构件的型号、规格、数量和完好程度；
 2. 对每块光电建筑构件开路电压、短路电流检查测试，其参数值应符合出厂指标；
 3. 安装人员不应携带金属物，并使用绝缘工具；
 4. 在下雨或风力较大的天气，不应安装施工；
 5. 高空安装应采取安全措施；
 6. 安装前应对工人进行安装培训和技术交底，且持证上岗。

9.6 设备安装

- 9.6.1 汇流箱安装前应做如下准备：
1. 检查汇流箱内元器件完好，连接线无松动；
 2. 汇流箱的所有开关和熔断器宜断开。
- 9.6.2 汇流箱安装应符合以下要求：
1. 安装位置应符合设计要求；
 2. 接地应牢固、可靠，接地线的截面应符合设计要求；
 3. 进线端及出线端与汇流箱接地端之间的绝缘电阻不应小于 $1M\Omega$ (DC1000V)；
 4. 光伏组串电缆接引前应确认光伏组串处于断路状态。
- 9.6.3 逆变器安装前应作如下准备：
1. 检查逆变器的型号、规格正确无误，外观完好无损；
 2. 机具准备就绪，且满足荷载要求；
- 9.6.4 逆变器的安装与调整应符合下列要求：
1. 逆变器与基础型钢之间固定应牢固可靠；
 2. 逆变器直流侧电缆接线前，应确认汇流箱侧有明显断开点，电缆极性正确，

绝缘良好；

3. 逆变器交流侧电缆接线前，应检查电缆绝缘，校对电缆相序；
4. 电缆接引完毕后，逆变器本体的预留孔洞及电缆管口应做好封堵；
5. 逆变器应安装在通风、湿度合适、屏蔽电磁干扰的室内。

9.6.5 并网柜安装前应对设备和现场进行以下勘察：

1. 并网柜型号、尺寸、电气参数符合设计要求；
2. 检查并网柜内外元器件，确保各部件无损坏；
3. 并网柜安装现场应符合设计要求。

9.6.6 并网柜的施工应按施工图进行安装。

9.6.7 监控系统的调试应满足以下基本要求：

1. 计量设备和数据采集装置应提供出厂合格证等技术文件；
2. 计量设备和数据采集装置的证明文件应归档；
3. 量设备的校核时间为每年校核一次；
4. 计量设备的校核可委托计量检定资质单位进行。

9.7 施工安全规定

9.7.1 光电建筑安装施工时应采取以下安全措施：

1. 不得在光电建筑构件表面上作业；
2. 光电建筑构件在安装时表面应铺遮光板；
3. 光电建筑构件的输出线缆不得非正常短路；
4. 对无断弧功能的开关进行连接时，不得在有负荷或能够形成低阻回路的情况下接通正负极或断开；
5. 遇有光电建筑构件破损的情况，应及时设置限制接近的措施，由专业人员处置；
6. 电路接通后应注意热斑效应，不得局部遮挡光电建筑构件；
7. 在坡度大于 10° 的坡屋面上安装施工，应设置专用踏脚板；
8. 标识、警告和特殊说明，必须置于明显位置；
9. 施工安装人员应采取必要的防触电措施，施工场所应有醒目、清晰、易懂的电气安全标识，不得在雨、雪、大风天作业，施工场所上空有架空电线时，应有隔离措施。

9.7.2 防火保护

1. 一般要求

- 1) 光电建筑的防火保护设计应满足《建筑设计防火规范》GB 50016 等现行国家相关标准的有关规定。
- 2) 光电建筑的防火保护设计应与建筑光伏系统设计同步。
- 3) 光电建筑的防火保护设计文件中应注明建筑光伏系统防火相关的材料性能，防火装置性能和安装位置。

2. 防火保护装置要求

光电建筑应设置快速关闭装置并符合下列要求：

- 1) 快速关闭装置能控制断开光伏系统直流和交流电路，直流电路包括光伏直流电源、储能装置或其他直流电源；
- 2) 在快速关闭装置开始工作的 10s 内，受控导线的电压应被限制不超过 120V 或回路电流应被限制不超过 1mA。电压或回路电流应在任意两个导线之间或任意一个导线与地之间进行测量；
- 3) 安装在同一个建筑的所有光伏系统的快速关闭装置宜通过一个设备同时启动。启动装置应能快速操作并且清晰地标示各光伏系统的工作状态；
- 4) 当人工启动快速关闭装置关闭光伏系统后，光伏系统不得自动重新启动；
- 5) 快速关闭装置应设置在易于观察和操作的位置。

2. 标记

- 1) 为便于火灾事故发生时快速了解现场情况，快速实施保护措施，避免火灾救援时发生二次电击伤害，应在光电建筑平面图上标记建筑光伏系统开关位置、快速关闭装置开关位置、连接的备用供电系统开关位置，并在实物附近用标记提示其位置、描述功能和操作方法。
- 2) 在光电建筑的快速关闭装置开关位置 1m 内的正面可视位置对其进行指示，并做“光伏系统快速关闭装置开关”标示，其内容符合下列要求：
 - a 若快速关闭装置可以将光伏阵列解列并且将光伏构件与系统断开，进行如下标记：“此光伏系统安装了快速关闭装置，将快速关闭装置开关扳至关闭位置，整个光伏系统会被关闭。”标记使用绿色衬底，白色字，字体大小、安装位置和材质符合《安全标志及其使用导则》GB 2894 的要求；

b 若快速关闭装置仅仅可以将光伏阵列的输出与设备断开，但无法将光伏阵列关闭，进行如下标记：“此光伏系统安装了快速关闭装置，将快速关闭装置开关扳至关闭位置，建筑内的光伏系统会被关闭，但光伏构件未被关闭，光伏构件高压危险！”标签使用红色衬底，白色字，字体大小、安装位置和材质符合《安全标志及其使用导则》GB 2894 的要求；

c 同一栋光电建筑上的光伏系统，如果安装了不同类型的快速关闭装置，那么应该在安装快速关闭装置开关的位置提供详细的光伏系统分布图，指出不同光伏系统的位置，并且标明在关闭光伏系统后的带电区域。

3) 在汇流箱的外壳易于观察的位置进行标记，内容为“警告：光伏电源”。标记应为红底衬底，白色字，字的高度不小于 10cm。标记应反光，耐候。

4. 材料安全

1) 光伏构件

光电建筑采用的光伏构件应具备防火性能，其性能符合下列规定：

a 燃烧性能应符合《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 中不低于 B1 级的要求；

b 燃烧产烟毒性应符合《材料产烟毒性危险分级》GB/T 20285 中不低于 ZA2 级的要求。

2) 光电建筑采用的智能光伏构件除应符合 8.8.1.4.1.1 的要求外，还应符合下列规定：

a 应具备过流保护功能；

b 应具备能够将故障、电流、电压和温度等信息输出的通信功能；

c 应具备漏电或触电自动保护功能；

d 应能够自动或人工控制其电气连接的通断；

e 宜具备串联电弧、并联电弧及组串回路接触不良等故障自动检测与保护功能。

汇流箱

光电建筑采用的汇流箱应符合《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936 的要求，采用一级汇流箱的，应在一级汇流箱配置防逆流二极管。

逆变器

1) 光伏并网逆变器应符合《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试

验方法》GB/T 30427 的要求。

2) 光电建筑采用的具有防火保护功能的逆变器应符合下列规定：

a 逆变器应安装交流侧电弧故障保护装置；

b 若逆变器直流侧输入电压不小于 80V，应安装直流侧电弧故障保护装置；

c 逆变器应具有本体的温度监测功能，并能在温度过高时保护。

电缆

光电建筑系统应使用阻燃电缆，电缆的选型根据使用环境按设计要求执行。

9.7.3 防雷保护

光电建筑的直击雷防护和雷电电磁脉冲防护应符合《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963 的规定。

10 涉光伏外围护结构、支承结构及光伏发电系统测试

10.1 标签、标识及说明

光电建筑光伏发电系统标签、标识和说明的检查，包含如下项目：

1. 所有的电路、开关和终端设备都必须粘贴相应的标签。

2. 所有的直流接线盒必须粘贴警告标签，标签上应说明光电建筑构件方阵接线盒内含有源部件，并且当逆变器和公共电网脱离后仍有可能带电。

10.2 光电建筑构件及设备检查

10.2.1 光电建筑构件

光电建筑构件产品应是完整的，每个光电建筑构件上的标志应符合 IEC 61215 或 IEC 61646 中第 4 章的要求，标注额定输出功率（或电流）、额定工作电压、开路电压、短路电流；有合格标志；附带制造商的贮运、安装和电路连接指示。

光电建筑构件产品检测要求应符合表 10.2.1 的规定：

表 10.2.1：光电建筑构件产品检测内容

检查内容		检测内容
构件	构件	构件无破损，整体颜色均匀一致，；
质量	外观	玻璃表面应整洁、平直，无明显划痕、压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可
检查	检查	擦除污物、开口、气泡等缺陷；

		表面颜色均匀，无可视裂纹，无明显色斑，脏污等；
		焊带银白色，且颜色一致，无氧化、黄变、弯曲、露白，无明显偏；
		PVB应无气泡、脱层等缺陷；
		接线盒无缺损、无机械损伤、无裂痕斑点、无脱落；
		边框表面应表面整洁平整、无破损，无开裂，无明显脏污、硅胶残留等；
		条形码清晰正确，不遮挡电池，可进行条码扫描；
		铭牌标签应清晰正确、耐久。
组串一致性检查		同一方阵包含的光电建筑构件应为同一类型、同一功率、同一电流档，不能混装。现场安装光电建筑构件应与采购协议、设计要求、认证证书上规格型号一致。并联的光电建筑构件方阵内的所有光电建筑构件组串均具有类似的开路电压额定电特性和 STC 下的最大功率点电压以及温度系数

10.2.2 逆变器

1. 应提供所使用逆变器的制造商、数量、产品型号等基本信息。选用通过认证的逆变器产品，逆变器规格型号应与采购合同（技术协议）一致。
2. 逆变器若采用金属箱体应防腐性能良好，现场无明显锈蚀；若采用非金属箱体应无明显形变和色变；通风散热良好，通风孔无堵塞，风机运转正常。
3. 逆变器显示屏应具备运行故障记录、故障报警、发电量累计等功能。
4. 逆变器金属外壳、外部散热器、安装支架等非载流导体应可靠接地。安装位置、安装方式、固定方式应满足相关标准及设计要求。
5. 逆变器额定输出功率值，现场接入标称装机容量等应满足设计要求。

10.2.3 配电箱

1. 配电箱应有触电警告标识，外观质量水平，元器件布局，应与采购合同（技术协议）一致；配电箱的安装位置、安装方式、固定方式应满足相关标准及设计要求。
2. 配电箱应安装防雷，过流保护、断路装置；电气连接应可靠连接且接触良好，外壳是金属的，需要做外壳接地。

10.2.4 线缆

1. 应提供线缆检测报告及认证证书，光电建筑构件到逆变器输入端线缆应采用

直流专用线缆，规格型号应与设计要求相一致。

2. 线缆应符合表 10.2.4 的规定：

表 10.2.4：线缆检查内容

检查项目	检查内容
线缆质量 检查	光电建筑构件到逆变器输入端线缆应采用直流专用线缆，规格型号应与设计要求相一致；
	电缆绝缘层应完好无破损；
	线缆未敷设于电缆沟内的部分，应采用保护套管等合适的方式进行防护；
	线缆套管端口应用防火泥等材料封堵；
	组串内公母头连接应牢固。

10.3 电气安全测试

10.3.1 交直流电路的隔离防护

光电建筑光伏发电系统交直流电路的隔离应满足现行《户用并网光伏发电系统电气安全设计技术要求》CGC/GF 093 的技术要求。

10.3.2 电击防护

1. 光电建筑光伏发电系统的直流侧应采用电击防护措施，主要包括：

- 1) 系统直流侧电路带电部分与地之间采用双重或加强绝缘。
- 2) 采用安全低电压电路
- 3) 带电部分应采用基本绝缘作为基本的防护；同时采用保护等电位连接并且在故障的情况下自动切断电源作为故障情况下的防护。

2. 光电建筑光伏发电系统的直流侧的防电击保护应满足现行《低压电气装置第 4-11 部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21 的技术要求。

10.3.3 绝缘保护

1. 根据光电建筑光伏发电系统直流电路的接地方式，应对光电建筑构件阵列采取绝缘保护措施，主要包括以下几种：

- 1) 如果光电建筑构件边框没有接地，直流电路主电缆与大地之间、方阵电缆和构件边框之间应采用绝缘措施，并满足绝缘电阻最低限值要求。
- 2) 如果光电建筑构件边框接地，方阵电缆的正负极与大地之间应采用绝缘措施，并满足绝缘电阻最低限值要求。

2. 当直流系统电压小于 120V 时，光伏构件与大地之间的绝缘电阻不应小于为

0.5M Ω ；当直流系统电压大于或等于小于 120V 时，光伏构件与大地之间的绝缘电阻不应小于为 1.0M Ω 。

10.3.4 过流保护

1. 光电建筑构件中的过电流来自于方阵接线中的接地故障，或光电建筑构件、接线盒、汇流箱或构件引线内的短路而引起的故障电流。
2. 光电建筑构件方阵、光电建筑构件子方阵和光电建筑构件组串过流保护装置应安装在下列位置：
 - 1) 光电建筑构件组串过流保护装置应安装在组串汇流箱中，组串电缆与子方阵或方阵电缆连接处；
 - 2) 子方阵过流保护装置应安装在方阵汇流箱中，子方阵电缆与方阵电缆连接处；
 - 3) 方阵过流保护装置应安装在方阵电缆与应用电路或功率转换设备的连接处。
3. 光电建筑光伏发电系统的过电流保护装置应是符合现行《低压熔断器 第 6 部分：太阳能光伏系统保护用熔断体的补充要求》GB/T 13539.6 标准的保险丝，或符合 GB 10963 的直流断路器，确保不超过电缆电流承载能力，光电建筑构件最大反向电流额定值和其他设备的最大电流。

10.3.5 防雷保护

1. 光电建筑光伏发电系统需要安装防雷保护措施，应依据现行的《雷电保护 第 3 部分 建筑物的物理损坏和生命危险》GB/T 21714.3 以及现行《建筑物防雷设计规范》GB 50057 给出安装方法。如果建筑物上已安装雷电防护系统（LPS），则应依据 GB/T 21714.3 以及 GB 50057 将光电建筑系统整合到 LPS 中。
2. 对于构件带金属边框的系统，光电建筑构件边框和支架应连接到建筑物原有接地系统，或者通过引下线和接地极接地；对于光电建筑构件无边框的系统，光电建筑光伏发电系统支架应连接到建筑物原有接地系统，或者通过引下线和接地极接地。
3. 光电建筑构件的防雷接地电阻要求应小于 10 Ω ，逆变器和配电箱接地电阻应小于 4 Ω 。对于达不到接地电阻要求的，通常采用添加降阻剂或选择土壤率较低的地方埋入。

10.3.6 过电压保护

1. 当建筑物不要求安装防雷系统，或采用独立的光电建筑构件方阵时，方阵、逆变器及设施的所有部分仍应进行过电压保护，主要措施包括：

- 1) 直流主电缆安装在接地金属导管或线槽中；
- 2) 直流主电缆埋在地下，并采用适当的机械保护；
- 3) 带机械防护的电缆以提供屏障；
- 4) 通过电涌保护器（SPD）进行保护。

2. 所有直流电缆安装应满足同一光电建筑构件组串的正极和负极电缆、主方阵电缆集束安装，以避免系统中产生环路。所有相关的接地/联结导体也应集束安装。

3. 若通过电涌保护器（SPD）进行保护，直流侧电涌保护器应满足现行《低压电涌保护器 特殊应用(含直流)的电涌保护器 第 31 部分 用于光伏系统的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》GB/T 18802.31 的要求，交流侧电涌保护器应根据现行《低压电涌保护器(SPD) 第 12 部分:低压配电系统的电涌保护器 选择和使用导则》GB/T 18802.12 进行选择，并满足现行《低压电涌保护器(SPD) 第 1 部分：低压配电系统的电涌保护器 性能要求和试验方法》GB/T 18802.1 的要求；信号用电涌保护器应根据现行《低压电涌保护器 第 22 部分 电信和信号网络的电涌保护器（SPD）选择和使用导则》GB/T 18802.22 进行选择，并满足现行《低压电涌保护器 第 21 部分 电信和信号网络的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》GB/T 18802.21 的要求。

10.3.7 接地连续性

1. 保护装置或联接体应具备较好的连接可靠性，接地连接不应该出现连接松动或者不完全接触情况。
2. 对于光电建筑构件边框之间、光电建筑构件边框与光电建筑构件支架之间、光电建筑构件支架与接地扁铁之间、逆变器保护接地与接地排保护连接，接地连接电阻应不高于 $0.5\ \Omega$ 。

10.4 结构安全测试

10.4.1 光电建筑构件

1. 将光伏发电材料与建筑材料复合在一起，成为不可分割的光电建筑材料或光电建筑构件，如光伏瓦、光伏墙板、光伏砖等。
2. 光电建筑构件的性能指标除应符合国家现行有关标准外，还应满足使用寿命

不低于 25 年，吸水率不低于 0.5%，抗弯曲强度不低于 2000N，燃烧性能应不低于 B1 级的要求。

3. 光电建筑构件覆盖屋面或墙面时，屋面和墙面基层、保温层的材料燃烧性能应符合现行《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624 的 A 级要求。

4. 光电建筑构件支撑材料的使用寿命应不低于 25 年，耐候性与抗腐蚀性应与使用寿命匹配，燃烧性能应不低于 B1 级。

10.4.2 支架

1. 支架材料、支架的形式、支架的制作应符合产品设计要求。钢结构支架的安装和焊接应符合现行的 GB 50205《钢结构工程施工质量验收规范》的要求。

2. 支架应无破损和变形，钢结构件应经防锈涂镀处理，无明显锈蚀，满足长期室外使用要求。支架构件之间的连接应牢固、可靠，无明显偏移。

3. 光电建筑构件和方阵使用的紧固件应采用不锈钢件或经表面涂镀处理的金属件或具有足够强度的其它防腐材料。

10.5 热工性能测试

光电建筑系统传热系数应按现行国家标准 GB/T 29043-2012《建筑幕墙保温性能分级及检测方法》要求进行试验，并给出光电建筑系统传热系数 K 值。

10.6 气、水密、抗风压性能测试

光电建筑系统气密、水密、抗风压性能应按现行国家标准 GB/T 15225《建筑幕墙物理性能分级》要求进行试验，并给出光电建筑系统气密、水密、抗风压性能值标。

【10.6 解析】进行幕墙设计时，除了满足本条的规定外，还应符合现行相关的国家标准、行业标准和地方标准的要求。

10.7 系性能测试

光电建筑系统性能测试分为短期测试和长期监测两种方式，应测试系统的发电量和光电转换效率。

10.7.1 短期测试条件应符合下列规定：

1. 在测试前，应确保系统在正常负载条件下连续运行 3d，测试期内的负载变化规律应与设计文件一致。

2. 短期测试期间，室外环境平均温度 t_a 应满足：年平均环境温度 $-10^{\circ}\text{C} \leq t_a \leq$ 年平均环境温度 $+10^{\circ}\text{C}$ ；

3. 短期测试期间，环境空气的平均流动速率应不大于 4m/s；
4. 短期测试期间，日累计太阳辐照量应 $\geq 17\text{MJ}/\text{m}^2$ ，应从当地太阳正午前 4h 到太阳正午时后 4h 进行测试。

10.7.2 长期监测条件应符合下列规定：

1. 长期监测的周期以年为单位，且应连续完成。
2. 长期监测系统应由以下部分组成：计量监测设备、数据采集装置和数据中心软件组成。计量监测参数包括室外温度、太阳总辐射、室外风速、光伏构件背板表面温度传感器、系统逆变前发电量、后发电量。
3. 计量监测设备、数据采集装置及监测系统相关设备应有出厂合格证等质量证明文件，并符合相关产品标准的技术要求。
4. 计量监测设备性能参数应符合表 10.7.2 规定：

表 10.7.2： 计量监测设备性能参数要求

序号	监测参数	最大允许误差/准确度等级
1	室外温度	$\pm 0.3^\circ\text{C}$
2	太阳总辐射	一级表
3	室外风速	$\pm 0.1\text{m/s}$
4	光伏构件背板温度	$\pm 0.2^\circ\text{C}$
5	发电量	$\pm 3\%\text{FS}$

10.7.3 光电转换效率的测试应符合下列要求：

1. 应测试系统每日的发电量、光伏构件表面上的总太阳辐照量、光伏构件电池片的面积、光伏构件背板表面温度、环境温度和风速等参数，采样时间间隔不得大于 10 s。
2. 于离网光电建筑系统，功率分析仪应接在蓄电池组的输入端，对于并网光电建筑系统，功率分析仪应接在逆变器的输出端。
3. 测试开始前，应切断所有外接辅助电源，安装调试好太阳总辐射表、功率分析仪、环境温度传感器、光伏构件背板温度传感器及风速计，并测量光伏构件电池片的面积。
4. 测试期间，数据记录时间间隔不应大于 600 s，采样时间间隔不应大于 10 s。
5. 太阳能光伏发电系统光电转换效率应按下列公式计算：

$$\eta_d = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n H_i A_i \times 3.6}$$

式中： η_d ——光电建筑系统光电转换效率（%）；

n ——不同朝向和倾角采光平面上的光伏构件方阵个数；

H_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上单位面积的阳光辐照量(MJ/m²)；

A_{ci} ——第 i 个朝向和倾角平面上的光伏构件电池片面积(m²)。

E_i ——第 i 个朝向和倾角采光平面上的光电建筑系统的发电量(kWh)。

10.7.4 系统功率比

1. 测试条件

光电建筑系统没有限功率运行；

方阵面辐照强度 $\geq 700\text{W/m}^2$ ，辐照度波动在 $\pm 5\text{W}$ 以内，光电建筑构件背板温度波动在 $\pm 0.5^\circ\text{C}$ 以内；

光电建筑构件方阵没有被遮挡，且没有积雪等特殊情况。

2. 测试仪器

总辐照度计或标准发电材料，总辐照度计应符合 ISO 二级标准，标准发电材料应和所测光电建筑系统的光电建筑构件具有相同的光谱响应。

温度传感器，温度传感器量程应覆盖现场实际测试温度范围，准确度不低于 $\pm 1^\circ\text{C}$ 。

功率分析仪，含电压、电流传感器的整体测量准确度应在 $\pm 5\%$ 以内。

3. 测试程序

准确统计光电建筑系统的光电建筑构件标称功率之和，记做 $Prat\text{-STC}$ (kW)；

将辐照度测试设备安装于光电建筑构件阵列面，测试光电建筑构件方阵面的辐照度 G_{mean} (W/m²)；

将温度传感器粘贴在光电建筑构件背面中心位置，确保和背板中间无空隙，测试光电建筑构件背板的温度 TC (°C)；

将功率分析仪接入交流并网点火逆变器输出端，采用间隔不大于 60s，仪器应设置为自动采集和存储，测试光伏电站的输出功率 P_{meas} (kW)；

记录同一时刻的光电建筑光伏发电系统的输出功率 P_{meas} 、 G_{meas} 、 T_c ；

将测试的光电建筑光伏发电系统的交流输出功率 P_{meas} (kW) 修正到 STC 条件

($1000W/m^2$, $25^\circ C$)，得到修正后的输出功率 $P_{corr-STC}$ ，修正公式如下：

$$P_{corr-STC} = P_{meas} / ((G_{meas}/G_{STC}) [1 + \delta (T_c - T_{STC})])$$

式中： $P_{corr-STC}$ ，修正到 STC 条件的交流输出功率，kW；

P_{meas} ，实测交流输出功率，kW；

G_{meas} ，实测方阵面辐照， W/m^2 ；

G_{STC} ， $1000W/m^2$ ；

δ ，光电建筑构件相对最大功率温度系数， $\%/^\circ C$ ；

T_c ，实测光电建筑构件温度；

T_{STC} ， $25^\circ C$ 。

计算光电建筑光伏发电系统功率比 $RS = P_{corr-STC}/P_{rat-STC} \times 100\%$ 。

重复测试三次，取三次结果的算术平均值作为最终结果。

光电建筑光伏发电系统功率比不包括温升损失、早晚遮挡损失、弃光损失、光电建筑光伏发电系统停机损失等与时间相关的损失。

测试结果出现异常时，应从灰尘污渍遮挡、光伏构件功率衰减、直流电路损失、串并联失配损失、MPPT 跟踪误差、逆变器效率、变压器效率、交流线损等方面进行分析。

11 涉光伏外围护结构、支承及光伏发电系统工程验收

11.1 一般规定

11.1.1 系统工程专项验收应按下列规定执行：

1. 新建光电建筑系统工程为建筑电气和建筑装饰装修分部下的子分部，其验收应纳入建筑工程进行验收；
2. 既有建筑安装的系统应作为单项工程进行专项验收。

11.1.2 光电建筑系统工程验收申请报告应提供以下基本信息：

- 1 项目概况：项目名称和地点、项目建设单位、设计单位和施工单位；
- 2 额定峰值功率；
- 3 光电建筑构件型号、数量和制造商；

- 4 光伏方阵建筑类型；
- 5 光电建筑系统类型；
- 6 光电建筑系统调试和试运行报告。

11.1.3 光电建筑系统子分部分项工程包括光电幕墙、光电采光顶等。

11.1.4 光电建筑系统工程验收时，应根据工程实际情况提交下列资料的部分或全部：

1. 立项审批文件；
2. 并网发电项目需提交电网企业同意接入电网的文件；
3. 工程承包合同；
4. 项目总体设计方案、设计文件、图纸会审记录、设计变更和洽商记录；
5. 材料、构件的出厂合格证、检验报告、进场检验记录、关键电气部件（光电建筑构件、并网逆变器和监控系统等）的使用认证证书、出厂合格证和调试报告；
6. 关键电气部件（光电建筑构件、并网逆变器和监控系统等）的技术手册和使用维护手册；
7. 隐蔽工程验收记录和相关图像资料；
8. 防雷装置测试记录；
9. 后置埋件的现场拉拔强度检测报告；
10. 屋面防水试验记录；
11. 工程质量检验记录；
12. 光伏方阵的抗风压、气密、水密性能及平面内变形性能检测报告；
13. 光电建筑系统调试和试运行记录；
14. 光电建筑系统运行、监控、显示、计量等功能的检验记录；
15. 工程使用、运行管理及维护说明书；
16. 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

11.1.5 光电建筑系统工程施工过程中，应按相关国家现行标准的规定进行下列隐蔽项目的现场验收：

1. 预埋件和后置锚固件；
2. 与主体结构的连接节点；
3. 光电建筑系统防火与防烟构造；

4. 光电建筑系统防雷与接地保护构造；
 5. 光电建筑构件安装节点；
 6. 隐蔽安装的电气管线工程；
 7. 防水处理构造和建筑光伏系统封口节点。
- 11.1.6** 光电建筑系统工程质量验收应进行观感检验、抽样检验和系统检测，并按下列规定划分抽样检验批，每幅光伏方阵均应检验：
1. 相同设计、材料、工艺和施工条件的光伏方阵每 500 m²~1000 m²应划分为一个检验批，不足 500 m²也应划分为一个检验批；
 2. 同一单位工程的不连续的光伏方阵应单独划分检验批；
 3. 对于异型或特殊要求的光伏方阵，检验批的划分应根据光伏方阵的结构、工艺特点及光伏方阵规模，由监理单位（或建设单位）和施工单位协商确定。
- 11.1.7** 每个检验批的抽样检验数量应符合下列规定：
1. 质量证明文件应按照出厂检验批进行核查；
 2. 光电建筑系统电气工程质量验收时应对相关电气设备和子光伏系统进行全数检查；
 3. 构件和节点抽样检查时，每个检验批应按各类构件和节点总数的 5%抽样检验，且每类构件和节点抽验数量不应少于 3 个；
 4. 竖向构件或竖向接缝和横向构件或横向接缝应各抽查 5%，并均不得少于 3 处。
 5. 光电建筑系统工程防雷连接的抽样检查，当均压环的楼层数少于 3 层时，应全数检查；多于 3 层时，抽查数量不得少于 3 层，无均压环的楼层抽查不得少于 2 层，女儿墙盖顶处必须检查，每层至少应查 3 处；
 6. 后置锚固件应按 5%抽样检验，且每种后置锚固件不得少于 5 件。
- 11.1.8** 建筑光伏系统子分部分项工程检验批合格质量标准应符合下列规定：
1. 主控项目必须符合相关规范规定的合格质量标准要求；
 2. 抽查样本 80%以上应符合相关规范规定的一般项目的规定，其余样本不得有影响使用功能或明显影响装饰效果的缺陷，其中有允许偏差要求的一般检验项目，其最大偏差不得超过相关规范规定的允许偏差的 1.5 倍；
 3. 隐蔽验收记录、质量证明文件应完整。
- 11.1.9** 光电建筑系统子分部分项工程合格质量标准应符合下列规定：

1. 分项工程所含的各检验批均应符合本导则和相关规范规定的合格质量标准；
2. 分项工程所含的各检验批质量验收记录应完整；
3. 光电建筑系统调试、检测和试运行应符合要求。

11.1.10 光电建筑系统工程子分部工程质量验收合格质量标准应符合下列规定：

1. 各分项工程质量均应符合合格质量标准；
2. 质量控制资料 and 文件应完整；
3. 有关安全及功能的检验和见证检测结果，应符合相关规范和设计要求，并提供相应的合格试验报告；
4. 有关观感质量，应符合相关规范规定的合格质量标准的的要求。

11.1.11 光电建筑系统工程子分部工程的质量验收记录，应符合下列规定：

1. 施工现场质量管理检查记录；
2. 分项工程检验批质量验收记录；
3. 分项工程质量验收记录；
4. 分部（子分部）工程质量验收记录。

11.2 建筑构件及支承结构

11.2.1 光电建筑构件所使用的各种材料的质量，应符合设计要求及国家现行产品标准和工程技术规范的规定。

检验方法：核查材料、构件和建筑发电机组的质量证明文件（或产品合格证书）、进场验收记录、性能检测报告和材料的复验报告。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.2 光电建筑构件的金属框架与主体结构的连接、立柱连接形式应符合设计要求，安装必须牢固、可靠。

检验方法：核对设计文件；核查隐蔽工程验收记录；观察检查。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.3 立柱、横梁连接节点的安装质量应符合下列要求：

1. 立柱与横梁的连接方式应符合设计要求；
2. 连接件、螺栓的规格、品种、数量应符合设计要求，螺栓应有防松脱的措施；
3. 立柱、横梁连接应牢固、不松动，两端连接处应设弹性橡胶垫片或以密封胶密封；
4. 与铝合金接触的螺钉及金属配件应采用不锈钢或铝制品。

5. 检验方法：观察和手动检查，卡尺和分辨率为 0.02mm 的塞尺测量。
6. 检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.4 光电建筑构件的安装质量应符合下列要求：

1. 光电建筑构件的连接形式、安装位置应满足设计要求；
2. 光电建筑构件的配件应齐全，安装牢固、可靠；
3. 光电建筑构件间的接缝尺寸、高低差和角度应满足设计要求；
4. 压（扣）板位置应安装正确，紧固件应牢固固定；
5. 密封胶缝应连续饱满、密实、平滑。

检验方法：观察、尺量检查；核对设计文件和施工记录。

检查数量：应按本规程条规定执行。

11.2.5 光电建筑系统工程防火节点构造、防火材料品种和性能、耐火等级等应符合设计文件和国家现行有关标准的规定。

检验方法：核查隐蔽工程验收记录。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.6 光电建筑系统金属框架和女儿墙部位的防雷接地系统构造应符合设计要求。

主要金属构件之间应相互连接形成导电通路，并与建筑主体避雷系统可靠连通。与建筑防雷系统的连接电阻满足设计要求。

检验方法：核查隐蔽工程验收记录。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.7 光电建筑构件的防水连接构造必须符合设计要求，不得渗漏。

检验方法：观察检查；雨后或淋水检验。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.8 光电建筑构件表面应平整、洁净，接缝宽度均匀，并应符合设计要求。

检验方法：观察检查。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.9 连接件的安装允许偏差和检验方法应符合表 11.2.9 的规定：

表 11.2.9：连接件安装允许偏差和检验方法

项次	项目	允许偏差 (mm)	检验方法
1	连接件的标高	±2.0	水准仪(全站仪)
2	连接件的水平距离	±3.5	水准仪(全站仪)

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.10 光伏方阵周边封口的安装和密封质量应符合下列要求：

1 光电建筑构件的转角、上下、侧边、封口及周边墙体的连接构造应符合设计要求，安装牢固并满足密封防水要求，外表面应整齐美观；

2 光电建筑构件的四周与主体结构之间缝隙的防火、保温构造应符合设计要求，缝隙填塞严密；

检验方法：观察检查；核对设计图纸。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.11 光电建筑构件外观感质量应符合下列要求：

光电建筑构件的品种、规格与色彩应符合设计要求；

检验方法：观察、尺量检查。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.12 型材表面应清洁，无明显擦伤、划伤；铝合金型材及玻璃表面不应有油斑、脱膜及其他污垢，铝合金型材表面不应有铝屑、毛刺。型材的色彩应符合设计要求并应均匀，一个分格铝合金型材的表面质量和检验方法应符合表 11.2.12 的规定：

表 11.2.12：一个分格铝合金型材的表面质量和检验方法

项次	项目	质量要求	检验方法
1	擦伤，划痕深度	不大于表面膜厚	观察
2	擦伤总面积（mm ² ）	不大于 500	用钢尺检查
3	划伤总长度（mm）	不大于 150	用钢尺检查
4	擦伤和划伤处数	不超过 4 处	目测

注：一个分格铝合金型材指该分格四周的框架型材。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.13 光电建筑系统工程防火节点的安装质量，应符合《建筑设计防火规范》GB50016 的相关规定，并符合下列规定：

1 防火材料应安装牢固，填充饱满、密实、均匀，表面平整；

2 防火层与光伏方阵和主体结构间的缝隙应采用防火密封胶封闭严密。

检验方法：核查隐蔽工程验收记录。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.14 光电建筑构件安装的允许偏差和检验方法应符合表 11.2.14 的规定。

表 11.2.14: 光电建筑构件安装的允许偏差和检验方法

项次	项目		允许偏差 (mm)	检验方法
1	垂直度 (高度 H)	$H \leq 30\text{m}$	10.0	用经纬仪检查
		$30\text{m} < H \leq 60\text{m}$	15.0	
		$60\text{m} < H \leq 90\text{m}$	20.0	
		$90\text{m} < H \leq 150\text{m}$	25.0	
2	水平度	层高 $\leq 3\text{m}$	3.0	用水平仪检查
		层高 $> 3\text{m}$	5.0	
3	表面平整度		2.0	用 2m 靠尺和塞尺检查
4	立面垂直度		2.0	
5	上沿水平度		2.0	
6	相邻错位		1.0	
7	阳角方正		2.0	
8	接缝直线度		3.0	
9	接缝高低差		1.0	
10	接缝宽度		1.0	

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.15 各种受力螺栓应有防松动措施；焊接连接应符合设计要求和焊接规范的规定。

检验方法：观察；检查隐蔽工程验收记录和施工记录。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.2.16 密封胶的注胶质量应符合下列规定：

1. 密封胶的粘结形式、宽度应符合设计要求；
2. 密封胶表面应光滑，注胶应饱满、平整、密实、无缝隙。

检验方法：观察、尺量检查；检查施工记录；必要时也可进行胶割检查。

检查数量：应按本规程规定执行。

11.3 光电建筑电气设备

【11.3 解析】建筑光伏系统工程验收时，应根据工程实际情况提交相关的资料，作为建筑光伏系统工程验收的依据及验收的一个重要组成部分，并作为竣工资料存档。

11.3.1 有防顶雷装置的建筑，其屋面光电建筑构件应处于屋顶避雷带的保护范围内；屋面光电建筑构件的框架接地系统安装及接地电阻应符合设计要求。

检验方法：核对设计文件；检查检测报告；外观检查。

检查数量：框架总数的 10%且不少于 3 个。

11.3.2 控制器及配电柜的安装质量和电气参数特性应符合现行国家相关产品标准和设计要求。

检验方法：观察、调试检查。

检查数量：全数检查。

11.3.3 汇流箱安装质量应符合下列要求：

1. 汇流箱型号、规格应符合设计要求；
2. 采用金属箱体的汇流箱应可靠接地；
3. 汇流箱电缆线连接牢固、可靠，并应有防松动零件；
4. 各光伏支路进线端及子方阵出线端，以及接线端子与汇流箱接地端绝缘电阻应符合设计要求。

检验方法：观察、调试检查。

检查数量：全数检查。

11.3.4 逆变器的安装质量应符合下列要求：

1. 逆变器的防护等级应满足设计和使用环境的要求；
2. 逆变器电缆线连接牢固、可靠，并有防松动零件。
3. 外观无损坏及变形，安装牢固。

检验方法：观察、调试检查。

检查数量：全数检查。

11.3.5 光电建筑构件电缆的长期使用设计载流量，应不低于光电建筑构件标准调试条件下的电流的 1.25 倍。

检验方法：核查设计文件和调试报告。

检查数量：全数检查。

11.3.6 电缆的固定、弯曲半径、相序排列等应符合相关规范要求。电缆外观无损伤，

绝缘良好。电缆连接应符合设计要求。连接紧固无松动，裸露未加铠装的传输电缆防护管配置符合设计要求。

检验方法：检查隐蔽工程验收记录。

检查数量：全数检查。

11.3.7 光电建筑构件和光伏发电系统触电保护和接地连接应满足下列要求：

1. 光电建筑构件框架及屋面所有可导电物体之间均应做等电位连接，并应与引下线可靠连接；
2. 电气设备的外露可导电部分应可靠接地。

检验方法：观察、调试检查。

检查数量：全数检查。

11.3.8 穿过建筑墙面或屋面处预埋的电缆线套管设置和防水密封处理应符合设计要求。不得渗漏。

检验方法：检查隐蔽工程验收记录。

检查数量：全数检查。

11.3.9 电缆布线应符合下列规定：

1. 电缆布线型式应符合设计要求；
2. 布线施工应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168 的相关规定；
3. 电缆布线应有支承、固紧和防护等措施，电缆线应留有适当余量；
4. 光电建筑构件的输出端应有明显的极性标志和编号标志。

检验方法：检查隐蔽工程验收记录。

检查数量：全数检查。

11.3.10 光电建筑光伏发电系统防止人身触电伤害的措施应符合下列规定：

1. 防雷系统引下线应采取绝缘保护措施；
2. 系统带电部位在人员易接触区域应设置警示标识。

检验方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

11.3.11 光电建筑光伏发电系统标签与标识应满足下列要求：

1. 所有的电路、开关和终端设备应粘贴相应的标签；
2. 所有的直流接线盒应粘贴警告标签，标签上应说明光伏方阵接线盒内含带电

部件，并且当逆变器和公共电网脱离后仍有可能带电；

3. 交流主隔离开关应有明显标识；
4. 并网光伏系统属于双路电源供电的系统，应在两电源点的交汇处粘贴双电源警告标签；
5. 应在设备柜门内侧粘贴光电建筑光伏发电系统单线图；
6. 应在合适的位置粘贴逆变器保护的标签；
7. 应在合适位置粘贴紧急关机程序；
8. 所有的标识和标签都必须以适当的形式持久粘贴在设备上。

检验方法：观察检查。

检查数量：全数检查。

附录 A: 引用标准名录

- 1 《铆钉用通孔》GB 152.1
- 2 《沉头螺钉用沉孔》GB 152.2
- 3 《圆柱头、螺栓用沉孔》GB 152.3
- 4 《安全标志及其使用导则》GB 2894
- 5 《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624
- 6 《电磁环境控制限值》GB 8702
- 7 《平板玻璃》GB 11614
- 8 《建筑用安全玻璃 第2部分:钢化玻璃》GB 15763
- 9 《建筑用安全玻璃 第3部分:夹层玻璃》GB 15763.3
- 10 《建筑用安全玻璃 第4部分:均质钢化玻璃》GB 15763.4
- 11 《建筑用硅酮结构密封胶》GB16776-2005
- 12 《建筑物电气装置 第5部分:电气设备的选择和安装 第52章:布线系统》
GB 16895.6
- 13 《低压电气装置 第4-11部分:安全防护 电击防护》GB 16895.21
- 14 《半钢化玻璃》GB 17841
- 15 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551
- 16 《建筑设施防火规范》GB50016
- 17 《高层民用建筑设计防火规范》GB50045
- 18 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 19 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168
- 20 《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205
- 21 《电力工程电缆设计规范》GB 50217
- 22 《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
- 23 《优质碳素结构钢》GB/T 699
- 24 《碳素结构钢》GB/T 700
- 25 《十字槽盘头螺钉》GB/T 818
- 26 《碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板及钢带》GB/T 912
- 27 《不锈钢棒》GB/T 1220

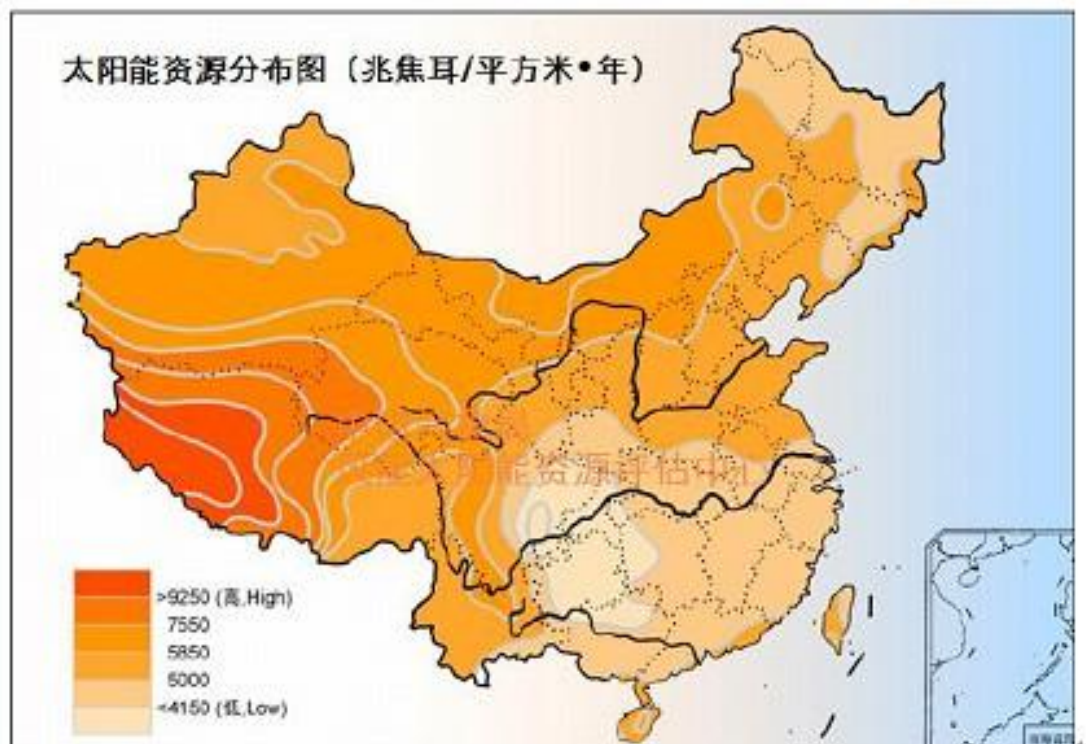
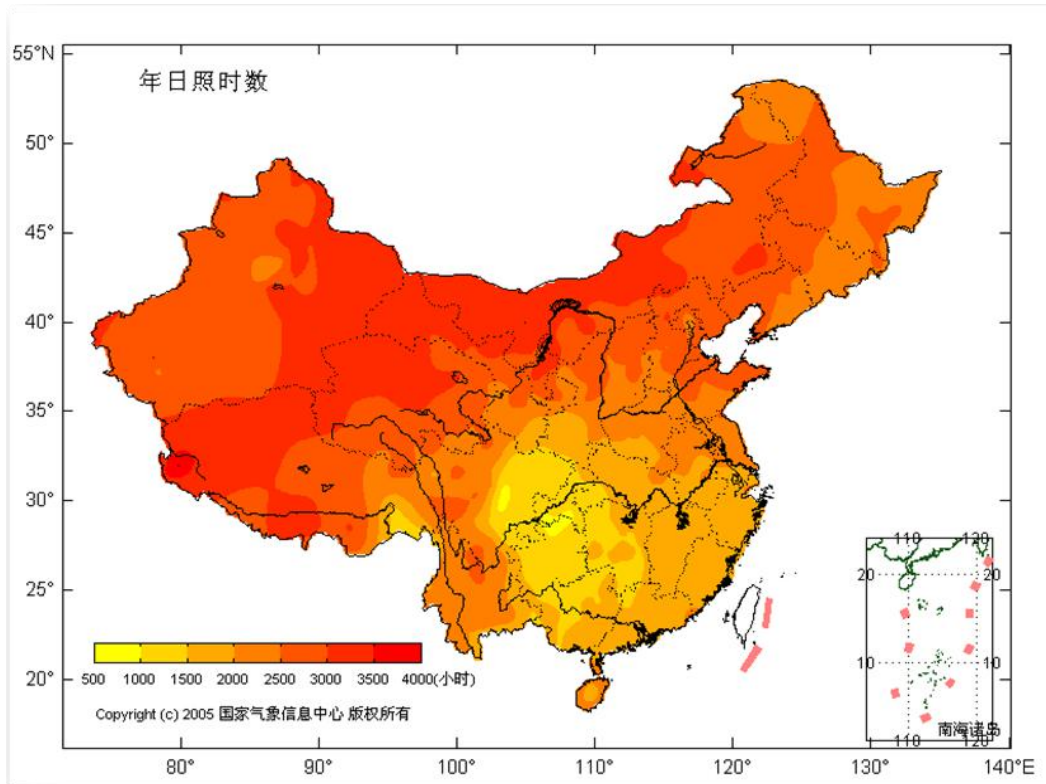
- 28 《低合金高强度结构钢》GB/T 1591
- 29 《合金结构钢》GB/T 3077
- 30 《紧固件机械性能 螺栓 螺钉和螺柱》GB/T 3098.1
- 31 《紧固件机械性能 螺母 粗牙螺纹》GB/T 3098.2
- 32 《紧固件机械性能 螺栓 细牙螺纹》GB/T 3098.4
- 33 《紧固件机械性能 螺栓 自攻螺钉》GB/T 3098.5
- 34 《紧固件机械性能 不锈钢螺栓 螺钉和螺柱》GB/T 3098.6
- 35 《紧固件机械性能 不锈钢螺母》GB/T 3098.15
- 36 《变形铝及铝合金化学成分》GB/T3190
- 37 《碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板及钢带》GB/T 3274
- 38 《不锈钢冷轧钢板》GB/T 3280
- 39 《高耐候结构钢》GB/T4171
- 40 《焊接结构用耐候钢》GB/T 4172
- 41 《不锈钢冷加工棒》GB/T 4226
- 42 《不锈钢热轧钢板》GB/T 4237
- 43 《不锈钢和耐热钢冷轧钢带》GB/T 4239
- 44 《碳钢焊条》GB/T 5117
- 45 《低合金碳钢焊条》GB/T 5118
- 46 《铝合金建筑型材》GB/T5237
- 47 《紧固件 螺栓和螺钉》GB/T 5277
- 48 《建筑钢结构焊接规程》GB/T 8162
- 49 《建筑材料及制品燃烧性能分级》GB 8624
- 50 《平开铝合金窗执手》GB/T 9298
- 51 《铝合金窗撑挡》GB/T 9299、
- 52 《铝合金窗不锈钢滑撑》GB/T 9300、
- 53 《铝合金门窗拉手》GB/T 9301、
- 54 《铝合金窗锁》GB/T 9302、
- 55 《中空玻璃》GB/T 11944
- 56 《低压熔断器 第6部分：太阳能光伏系统保护用熔断体的补充要求》GB/T 13539.6

- 57 《金属覆盖层钢铁制品热镀锌层技术要求》GB/T 13912
- 58 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
- 59 《建筑幕墙物理性能分级》GB/T 15225
- 60 《低压电涌保护器(SPD) 第1部分：低压配电系统的电涌保护器 性能要求和试验方法》GB/T 18802.1
- 61 《低压电涌保护器(SPD) 第12部分：低压配电系统的电涌保护器 选择和使用导则》GB/T 18802.12
- 62 《低压电涌保护器 第21部分 电信和信号网络的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》GB/T 18802.21
- 63 《低压电涌保护器 第22部分 电信和信号网络的电涌保护器(SPD)选择和使用导则》GB/T 18802.22
- 64 《低压电涌保护器 特殊应用(含直流)的电涌保护器 第31部分 用于光伏系统的电涌保护器(SPD)性能要求和试验方法》GB/T 18802.31
- 65 《镀膜玻璃 第1部分：阳光控制镀膜玻璃》GB/T 18915.1
- 66 《镀膜玻璃 第2部分：低辐射镀膜玻璃》GB/T 18915.2
- 67 《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分：结构要求》GB/T 20047
- 68 《雷电保护 第3部分 建筑物的物理损坏和生命危险》GB/T 21714.3
- 69 《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759
- 70 《钢结构设计规范》GB50017
- 71 《光伏(PV)组件安全鉴定 第一部分：结构要求》GB/T 20047.1
- 72 《材料产烟毒性危险分级》GB/T 20285
- 73 《建筑幕墙保温性能分级及检测方法》GB/T 29043-2012
- 74 《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》GB/T 30427
- 75 《电弧故障保护电器(AFDD)的一般要求》GB/T 31143
- 76 《光伏电站继电保护技术规范》GB/T 32900
- 77 《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936
- 78 《光伏建筑一体化系统防雷技术规范》GB/T 36963
- 79 《建筑模数协调标准》GB/T 50002
- 80 《住宅建筑模数协调标准》GB/T 50100
- 81 《结构用无缝钢管》GB/T 102

- 82 《不锈钢热轧钢带》 YB/T 5090
- 83 《压花玻璃》 JC/511
- 84 《建筑用 U 型玻璃》 JC/T867
- 85 《真空玻璃》 JC/T 1079
- 86 《超白浮法玻璃》 JC/T 2128
- 87 《建筑钢结构焊接技术规程》 JGJ 81
- 88 《 高层民用建筑钢结构技术规程》 JGJ 99
- 89 《建筑门窗幕墙用钢化玻璃》 JG/T 455
- 90 《建筑幕墙用硅酮结构密封胶》 JG/T 475-2015
- 91 《电能计量装置技术管理规程》 DL/T448
- 92 《电力系统通信管理规程》 DL/T544
- 93 《电力系统通信自动交换网技术规格》 DL/T598
- 94 《直流线路电磁环境参数限值》 DL/T 1088
- 95 《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T5137
- 96 《光伏电站绝缘技术监督规程》 NB/T 10114
- 97 《UL 光伏直流电弧故障电路保护标准》 UL 1699B
- 98 《户用并网光伏发电系统电气安全设计技术要求》 CGC/GF 093

附录 B: 总辐射日曝辐量

中国是太阳能资源丰富的国家，全年辐射量在 $91.7\sim 2333\text{KWH m}^2/\text{年}$ 之间。国土总面积三分之二以上地区年日照时数大于 2000 小时，全国绝大部分地区都可以利用太阳能解决生活和生产上的日常需要。



按照日照辐射强度上图中将我国分为四类地区。

一类地区（最丰富带）

全年辐射量在 6300MJ/m² 以上。主要包括青藏高原、甘肃北部、宁夏北部、新疆南部、河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部等地。

二类地区（很丰富带）

全年辐射量在 5040~6300MJ/m²。主要包括山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、江苏中北部和安徽北部等地。

三类地区（较丰富带）

全年辐射量在 3780~5040MJ/m²。主要是长江中下游、福建、浙江和广东的一部分地区，春夏多阴雨，秋冬季太阳能资源还可以。

四类地区（一般带）

全年辐射量在 3780MJ/m² 以下。主要包括四川、贵州两省。此区是我国太阳能资源最少的地区。

二、三类地区，年辐射量不小于 3780MJ/m²，是我国太阳能资源丰富或较丰富的地区，面积较大，约占全国总面积的 2/3 以上，具有利用太阳能的良好条件。四类地区虽然太阳能资源条件较差，但仍有一定的利用价值。

等级	资源等级编号	年总辐射量 (MJ/m ²)	年总辐射量 (kWh/m ²)	平均日辐射量 (kWh/m ²)
最丰富带	I	≥ 6300	≥ 1750	≥ 4.8
很丰富带	II	5040~6300	1400~1750	3.8~4.8
较丰富带	III	3780~5040	1050~1400	2.9~3.8
一般	IV	< 3780	< 1050	< 2.9

表 1 我国光资源分布划分

附录 C：我国主要地区光伏最佳倾角参考值

从气象站或 NASA 数据库得到的资料，一般为水平面上的太阳辐射量，为了使得光伏方阵表面接收到更多太阳的能量，根据日地运行规律，方阵表面最好是朝向赤道（方位角为 0° ）安装，即在北半球朝向正南，南半球朝向正北，并且应该倾斜安装，其原因是：

(1) 能够增加全年方阵表面所接受到的太阳辐射，在北半球，太阳主要在南半边天空中运转，若将方阵表面向南倾斜，显然可以增加全年所接受到的太阳辐射量。

(2) 能够改变各个月份方阵表面所接受到的太阳辐射量分布。在北半球，夏天时，太阳偏头顶运转，高度角大；而冬天则偏南边运转，高度角小。因此如将方阵向南倾斜，可以使得夏天接收到的太阳辐射量减少，而冬天接受到的太阳辐射量会有所增加，也就是使得全年太阳辐射量趋近于平衡。

方阵的最佳倾角应根据不同情况而定，有些文献提出光伏方阵的安装倾角等于当地纬度，或当地纬度加上 $5^\circ \sim 15^\circ$ ，也有些文献提出，纬度 $0^\circ \sim 25^\circ$ ，倾角等于纬度，纬度 $26^\circ \sim 40^\circ$ ，倾角等于纬度加 $5^\circ \sim 15^\circ$ ，纬度 $41^\circ \sim 55^\circ$ 倾角等于纬度加 $10^\circ \sim 15^\circ$ ，纬度 $> 55^\circ$ ，倾角等于纬度加 $15^\circ \sim 20^\circ$ 。这些都是不合适的，实际上即使纬度相同的两个地方，其太阳辐射量及其组成也往往相差很大，例如，我国拉萨和重庆地区纬度基本相同（仅相差 0.05° ），而水平面上的太阳辐射量确相差一倍以上，拉萨地区的太阳直射辐射量占总辐射量的 67.7%，而重庆地区的直射辐射量只占 33.8%。显然加上相同的度数是不妥当的。

根据 Klien 和 Theilacker 在 1981 年提出的采用各向异性模型计算公式，计算不同倾斜面上的太阳辐射量并进行比较，从而得到当地全年能接收到的最大太阳辐射量，其相应的倾角即为方阵最佳倾角。根据计算公式，只要当地纬度和太阳总辐射量中的直射辐射量与散射辐射量的比例一定，该地的并网光伏系统方阵的最佳倾角就可确定。

中国部分地区并网光伏系统朝向赤道的方阵最佳倾角见下表。其中，当地月平均辐射量是根据国家气象中心发布的 1981~2000 年“中国气象辐射资料年册”统计整理得到，有少数地点统计的年份稍有出入。

表中列出的是朝向赤道的方阵最佳倾角，如果太阳能电池方阵不是朝向赤道，即方位角不为零时，当地全年接收到的最大太阳辐射量就不一样，其方阵最佳倾角就要另行计算。

地区	当地纬度 ($^\circ$)	最佳倾角 ($^\circ$)	方阵面上全年平均太阳辐射量 $\text{kwh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$	地区	当地纬度 ($^\circ$)	最佳倾角 ($^\circ$)	方阵面上全年平均太阳辐射量 $\text{kwh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$
海口	20.02	10	3.892	泸州	28.53	9	2.528
中山	22.32	15	3.065	峨眉	29.31	28	3.711
南宁	22.38	13	3.453	重庆	29.35	10	2.452
广州	23.10	18	3.106	拉萨	29.40	30	5.863
蒙自	23.23	21	4.362	杭州	30.14	20	3.183

地区	当地纬度 (°)	最佳倾角 (°)	方阵面上全年平均太阳辐照量 kwh/(m ² ·d)	地区	当地纬度 (°)	最佳倾角 (°)	方阵面上全年平均太阳辐照量 kwh/(m ² ·d)
汕头	23.24	18	3.847	武汉	30.37	19	3.145
韶关	24.48	17	2.993	成都	30.40	11	2.454
昆明	25.01	25	4.424	宜昌	30.42	17	2.906
腾冲	25.01	28	4.436	昌都	31.09	30	4.830
桂林	25.19	16	2.983	上海	31.17	22	3.600
赣州	25.51	15	3.421	绵阳	31.27	13	2.739
福州	26.05	16	3.377	合肥	31.52	22	3.344
贵阳	26.35	12	2.653	南京	32.00	23	3.377
丽江	26.52	28	5.020	固始	32.10	22	3.504
遵义	27.42	10	2.325	噶尔	32.30	33	6.348
长沙	28.13	15	3.068	南阳	33.02	23	3.587
南昌	28.36	18	3.276	西安	34.18	21	3.318
郑州	34.43	25	3.881	北京	39.56	33	4.228
侯马	35.39	26	3.949	大同	40.06	34	4.633
兰州	36.03	25	4.077	敦煌	40.09	35	5.566
格尔	36.25	33	5.997	沈阳	41.44	35	4.083
济南	36.36	28	3.824	哈密	42.49	37	5.522
西宁	36.43	31	4.558	延吉	42.53	37	4.054

地区	当地纬度 (°)	最佳倾角 (°)	方阵面上全年平均太阳辐照量 kwh/(m ² ·d)	地区	当地纬度 (°)	最佳倾角 (°)	方阵面上全年平均太阳辐照量 kwh/(m ² ·d)
玉树	33.01	31	4.937	通辽	43.26	39	4.456
和田	37.08	31	4.867	二连浩	43.39	40	5.762
烟台	37.30	30	4.225	乌鲁木	43.47	31	4.208
太原	37.47	30	4.196	长春	43.54	38	4.470
银川	38.29	33	5.098	伊宁	43.57	36	4.740
民勤	38.38	35	5.353	哈尔滨	45.45	38	4.231
大连	38.54	31	4.311	佳木斯	46.49	40	4.047
若羌	39.02	33	5.222	阿勒泰	47.44	39	4.938
天津	39.06	31	4.074	海拉尔	49.13	44	4.769
喀什	39.28	29	4.630	黑河	50.15	45	4.276

摘自《太阳能光伏发电应用技术》

附录 D: 影响太阳辐射量的因素

影响太阳辐射量的因素

序号	因素	影响
1	纬度	纬度低, 太阳辐射强; 反之, 则弱;
2	海拔	海拔越高, 太阳辐射越强; 反之, 则弱;
3	地形	不同坡度、坡向、坡形、坡位, 所接受的太阳辐射量不同, 山地接收的太阳总辐射较平地少, 向阳坡太阳总辐射量高于背阴坡;
4	气候	不同的气候条件, 太阳辐射和日照时数不同;
5	季节	夏季太阳辐射量最高, 冬季最低;
6	天气	晴天太阳辐射量高, 阴雨天则低;

7	时间	正午太阳辐射量最高，早晚则低；
8	空气质量	太阳辐射量随空气污染指数的升高而下降；
9	朝向	朝向赤道方向太阳辐射量最高。

附录 E：气候带分布图

- 气候区划名称
- 寒冷辐照丰富区
 - 湿热冬冷辐照一般
 - 温和辐照丰富区
 - 炎热高湿辐照一般区
 - 严寒辐照丰富区
 - 严寒辐照较富区
 - 寒冷夏热辐照较富区



附录 F：光电建筑构件检测内容

光电建筑构件产品除常规的光伏检测内容外，还应进行下表中的内容测试：

	检测项目	检测方法	建议项目	可选项目	
外观尺寸	外观	目测	√		
	尺寸	卡尺测量	√		
物理性能	抗风压性能	GB/T 15227	√		
	水密性能	GB/T 15227	√		
	气密性能	GB/T 15227	√		
	层间变形性能	GB/T 18250	√		
	抗震性能	GB/T 18575		√	
	抗风携碎物冲击性能	GB/T 29738		√	
	保温性能		GB/T 29043	√	
			现场检测		√
	隔热性能	JGJ/T 151	√		
	光热性能（光热比）	GB/T 18091		√	
	空气声隔声性能	GB/T 8485	√		
热循环性能	JG/T 397		√		
力学性能	可开启部分启闭力	GB/T 9158	√		
	耐撞击性能	GB/T 21086	√		

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的，采用“可”。

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