

云南省工程建设地方标准

DB

DBJ 53/T-XXX-202X

备案号：J XXXX-202X

光伏幕墙工程技术标准

(征求意见稿)

Technical standards for photovoltaic curtain wall engineering

202X-XX-XX 发布

202X-XX-XX 实施

云南省住房和城乡建设厅 发布

前 言

根据云南省住房和城乡建设厅《关于印发<2023年工程建设地方标准编制计划>的通知》要求，标准编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，结合云南省的实际情况，参考有关国家及其他省市有关先进标准，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准的主要技术内容是：总则、术语、基本规定、设备和材料、建筑设计、结构设计、电气设计、加工制作、施工安装、检测调试、验收、运行维护。

本标准由云南省住房和城乡建设厅负责管理，由云南省绿色能源行业协会负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见和建议，请寄送云南省绿色能源行业协会（地址：云南省昆明市五华区茭菱路中环金界B座1909室，邮编：650106）。

主编单位：云南省绿色能源行业协会

云南省设计院集团有限公司

昆明市建筑设计研究院股份有限公司

参编单位：中建三局集团有限公司

国检测试控股集团云南有限公司

浙江省建筑设计研究院有限公司

杭州市太阳能光伏产业协会

昆明理工大学

国家电投集团云南国际电力投资有限公司

云南师范大学

云南省农村能源工程重点实验室

云南鑫硅新能源有限公司

广东明阳薄膜科技有限公司
云南八冶新能源科技有限公司
云南能晔建设有限公司
云南祥奇电力工程有限公司
红河红发新基建投资运营有限公司
龙焱能源科技（杭州）有限公司
浙江中南光伏幕墙科技有限公司
中国建筑技术集团有限公司工程技术研究院
上海理工大学
云南一森科技有限公司
云南新安恒科技有限公司

主要起草人员： 韩莉娅 唐晋文 邓宏旭 罗文兵
 梁 佶 金 超 席 伟 李 跃
 温绍波 张春燕 鲁树铭 梁海龙
 梁方玲 赵永红 胥 劲 赵时昌
 刘兆丰 史偲岑 王小虎 张晓东
 李法社 徐旭辉 魏 毅 魏鹏飞
 陈旺华 李启诚 徐正鹏 李 昊
 李增连 涂洁磊 陈有海 彭秀林
 刘华军 尹学明 付汝高 赵艳玲
 顾珈荧 陈鸿天 闫 浩 刘志钱
 蒋玲波 徐正阳 梁书龙 胡 博
 王陈朴 俞 刚 杨凤玲 王志东
 李正斌 陶嫣红 李 雷 徐德林
 梁 涛 于国清 钟成斌 刘笑一

李俊平

主要审查人员：

目 录

1	总 则	1
2	术 语	2
3	基本规定	3
4	设备和材料	4
4.1	一般规定	4
4.2	光伏幕墙构件	5
4.3	支承构件	6
4.4	电缆	7
4.5	直流连接器	8
4.6	电缆桥架和电缆保护管	8
4.7	汇流设备	8
4.8	交/直流配电柜	9
4.9	并网逆变器	9
4.10	储能系统	10
4.11	其他设备	11
5	建筑设计	12
5.1	一般规定	12
5.2	性能设计	13
5.3	光伏幕墙设计	15
5.4	光伏幕墙构件划分和设计	15
6	结构设计	17
6.1	一般规定	17
6.2	荷载和作用	17
6.3	支承结构设计	18
6.4	连接结构设计	18
6.5	构造结构设计	19
7	电气设计	21

7.1	一般规定	21
7.2	光伏幕墙组串	22
7.3	布线系统	23
7.4	电击防护	24
7.5	直流侧过电流保护	24
7.6	绝缘故障防护	26
7.7	直流电弧故障防护	28
7.8	防雷及接地保护	28
7.9	并网保护	29
7.10	电能计量	30
7.11	电能质量	30
8	加工制作	31
8.1	一般规定	31
8.2	支承结构	31
8.3	光伏幕墙构件	32
8.4	其他材料	33
9	施工安装	34
9.1	一般规定	34
9.2	施工安装准备	35
9.3	安装工程	35
10	检测调试	38
10.1	一般规定	38
10.2	光伏幕墙基础性能	40
10.3	保护装置和等电位体	43
10.4	光伏组串极性	44
10.5	光伏组串短路电流	47
10.6	光伏幕墙方阵绝缘阻值	47
10.7	光伏幕墙方阵功率	49
11	验收	51
11.1	一般规定	51

11.2	建筑工程	53
11.3	结构工程	55
11.4	电气工程	60
11.5	隐蔽工程	63
12	运行维护	64
12.1	一般规定	64
12.2	清洗维护	65
12.3	监控巡检	67
12.4	安全生产	68
	本标准用词说明	72
	引用标准名录	73
	条文说明	76

Contents

1	General provisions	1
2	Terms	2
3	Basic regulations	3
4	Equipment and materials	4
4.1	General provisions	4
4.2	Photovoltaic curtain wall components	5
4.3	Supporting components	6
4.4	Cable	7
4.5	DC connector	8
4.6	Cable trays and cable protection pipes	8
4.7	Convergence equipment	8
4.8	AC/DC distribution cabinets	9
4.9	Grid connected inverters	9
4.10	Energy storage system	10
4.11	Other devices	11
5	Architectural design	12
5.1	General provisions	12
5.2	Performance design	13
5.3	Photovoltaic curtain wall design	15
5.4	Division and design of photovoltaic curtain wall components	15
6	Structural design	17
6.1	General provisions	17
6.2	Load and action	17
6.3	Support structure design	18
6.4	Connection structure design	18
6.5	Structural design	19
7	Electrical design	21
7.1	General provisions	21
7.2	Photovoltaic curtain wall string	22
7.3	Wiring system	23
7.4	Electric shock protection	24

7.5	DC side overcurrent protection	24
7.6	Insulation fault protection	26
7.7	DC Arc fault protection	28
7.8	Lightning protection and grounding protection	28
7.9	Grid protection	29
7.10	Electricity metering	30
7.11	Power quality	30
8	Processing and production	31
8.1	General provisions	31
8.2	Supporting structure	31
8.3	Photovoltaic curtain wall components	32
8.4	Other materials	33
9	Construction and installation	34
9.1	General provisions	34
9.2	Preparation for construction and installation	35
9.3	Installation engineering	35
10	Testing and debugging	38
10.1	General provisions	38
10.2	Basic performance of curtain wall	40
10.3	Protective devices and equipotential bodies	43
10.4	Polarity of photovoltaic string	44
10.5	Short circuit current of photovoltaic string	47
10.6	Insulation resistance value of photovoltaic array	47
10.7	Photovoltaic curtain wall array power	49
11	Acceptance	51
11.1	General provisions	51
11.2	Construction engineering	53
11.3	Structural engineering	55
11.4	Electrical engineering	60
11.5	Concealed engineering	63
12	Operation and maintenance	64
12.1	General provisions	64
12.2	Cleaning and maintenance	65
12.3	Monitoring and inspection	67

12.4 Safety production.....	68
Explanation of Wording in this code.....	72
Normative standard.....	73
Addition: Explanation of provisions.....	76

1 总 则

1.0.1 为促进建筑节能降碳，推广光伏幕墙在建筑中的应用，规范建筑光伏幕墙的设计、施工、检测、调试、验收和运维，做到智能、安全、可靠耐久、经济合理、风貌融合，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于新建、扩建、改建建筑的光伏幕墙工程。

1.0.3 光伏幕墙工程除应符合本标准外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 光伏幕墙 photovoltaic curtain wall

具有光伏发电功能的建筑幕墙。

2.0.2 光伏幕墙构件 photovoltaic module component

具有建筑幕墙构件功能的光伏组件。

2.0.3 光伏幕墙组串 stored energy battery

将多个光伏玻璃幕墙构件以串联方式连接,形成具有所需直流输出电压的最小单元。

2.0.4 光伏幕墙方阵 photovoltaic curtain array

是由若干个光伏幕墙构件在机械和电气上按一定方式组装在一起并且具有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。

2.0.5 并网逆变器 grid-connected inverter

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

2.0.6 组串式并网逆变器 grid-connected string inverter

将太阳能电池发出的直流电直接接入,不需要直流汇流箱汇流,变换成交流电后馈入电网的设备。

3 基本规定

3.0.1 光伏幕墙的安装容量和应用形式应结合云南省当地太阳能资源、地理位置、地质条件、气候条件、民族文化、建筑物类型、使用功能、安装运输条件、使用者要求等因素综合确定，应与所在地区总体规划相协调，做到全年综合利用。

3.0.2 光伏幕墙应与建筑形式协调统一。光伏幕墙各类设施及管线应与建筑物其他管线统筹安排、集中布置，做到安全、美观、便于安装维护。

3.0.3 光伏幕墙构件、电气设备安装抗震设防烈度为6度及6度以上地区时，其抗震设计应符合现行国家标准《建筑机电工程抗震设计规范》GB 50981的规定，且应与主体结构抗震性能要求一致。

3.0.4 光伏幕墙电气设备安装海拔大于等于2000米的地区时，设备供应商应提供高海拔型式试验报告。

3.0.5 光伏幕墙的防火和灭火系统设计应符合现行国家标准《民用建筑通用规范》GB 55031、《建筑防火通用规范》GB 55037、《消防设施通用规范》GB 55036和《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222和《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定。

3.0.6 新建、改建和扩建的民用建筑光伏幕墙应纳入建筑工程设计，统一规划、同步设计、同步施工、同步验收，与建筑工程同时投入使用。既有建筑上增设光伏幕墙，应对建筑结构、电气安全性进行复核。

3.0.7 光伏幕墙应纳入建筑主体结构和围护结构的荷载计算。光伏幕墙的支承结构布置，应满足建筑幕墙的基本功能，并应保证发电系统的正常运行。

4 设备和材料

4.1 一般规定

4.1.1 光伏幕墙的电气设备性能和标记，应符合现行国家标准《低压成套开关设备和控制设备第1部分：总则》GB 7251.1和《电气设备电源特性的标记安全要求》GB 17285的规定。

4.1.2 光伏幕墙构件和铝型材粘结应采用中性硅酮结构胶，并做相容性测试。

4.1.3 光伏幕墙在逆变器交流侧和电网间宜安装光伏隔离变压器。

4.1.4 光伏幕墙的直流侧电气设备的选取应符合下列规定：

- 1 额定电压不应低于本标准确定的光伏幕墙方阵最大电压；
- 2 用于直流电缆或其他直流设备选型最小电流值不应低于本标准表4.1.4的规定。

表4.1.4 用于直流电缆或其他直流设备选型最小电流值

相应电路	最小电流 (A)	
	有过电流保护	无过电流保护
光伏组串	按本标准第 7.7.2 条确定的光伏组串过电流保护电器额定电流 I_n	单组串光伏幕墙方阵： $1.5 \times I_{sc \text{ mod}}$ 其他情况： $I_n + 1.25 \times I_{sc \text{ mod}} \times (S_{po} - 1)$ 式中： I_n ——最近的下游过电流保护电器额定电流； $I_{sc \text{ mod}}$ 是光伏幕墙构件标准测试条件下短路电流； S_{po} 是最近的过电流保护电器保护的并联光伏组串数
光伏幕墙子方阵	按本标准第 7.7.3 条确定的光伏幕墙子方阵过电流保护电器额定电流 I_n	$1.25 \times I_{sc \text{ s-array}}$ 式中： $I_{sc \text{ s-array}}$ ——光伏幕墙子方阵标准测试条件下的短路电流
光伏幕墙方阵	按本标准第 7.7.4 条确定的光伏幕墙方阵过电流保护电器额定电流 I_n	$1.25 \times I_{sc \text{ array}}$ 式中： $I_{sc \text{ array}}$ ——光伏幕墙方阵在标准测试条件下的短路电流

4.1.5 光伏幕墙的电气设备壳体应符合下列规定：

1 采用冷轧钢板，钢板厚度不应小于1.5mm，表面应采取有效的防腐处理；

2 箱门开关灵活，开启角度大于120°，并设置专用锁，门轴采用暗装形式。外壳防护等级应符合现行国家标准《外壳防护等级（IP代码）》GB 4208的有关规定，用于室外的防护等级不应低于IP54；

3 设专用接地端子，与柜内最大接地导线相匹配，并在接地端子处设置明显永久标志。

4.2 光伏幕墙构件

4.2.1 光伏幕墙构件宜采用装配式。透明光伏幕墙的布线线槽应采用与龙骨一体化设计，穿过龙骨的孔槽宜在工厂加工。

4.2.2 光伏幕墙构件应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定；光伏幕墙构件的安全性能应符合现行行业标准《建筑用光伏幕墙构件通用技术要求》JG/T 492的规定。

4.2.3 建筑物外饰用光伏幕墙构件的色彩均匀性应符合现行行业标准《建筑用光伏幕墙构件通用技术要求》JG/T 492的规定。

4.2.4 光伏幕墙构件的玻璃应符合现行国家标准《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113的有关规定，并符合下列规定：

1 夹层玻璃应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551的有关规定；

2 中空玻璃应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759的有关规定。

4.2.5 中空光伏幕墙构件的中空层厚度不应小于12mm。

4.2.6 制作光伏幕墙构件的胶片应采用聚乙烯醇缩丁醛（PVB）或离

子性中间层胶片（SGP）材料，采用干法加工合成技术。PVB胶片厚度不应小于1.14mm，离子性中间层胶片厚度不应小于0.89mm。

4.2.7 光伏幕墙构件的防火等级不应低于所在建筑物部位要求的材料防火等级；光伏幕墙构件燃烧产烟毒性应符合现行国家标准《材料产烟毒性危险分级》GB/T 20285中不低于ZA2级的要求。

4.2.8 光伏幕墙构件的接线盒选型，应考虑和光伏幕墙有效地集成。

4.2.9 多晶硅、单晶硅和薄膜电池的光伏幕墙构件在辐照度 $\geq 700\text{w/m}^2$ 条件下运行时，一年内衰减率分别不应高于2.5%、3%和5%，之后每年衰减不应高于0.7%。

4.3 支承构件

4.3.1 光伏幕墙宜使用铝、钢型材做幕墙框架，并应符合现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的规定。光伏幕墙支承构件的材料应符合下列规定：

1 采用不同金属材质结合框架时，两种型材接触面应有防双金属腐蚀处理措施；

2 密封材料应符合现行国家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776及《硅酮和改性硅酮建筑密封胶》GB/T 14683的规定；

3 光伏幕墙所用的连接件、紧固件、组合配件宜选用不锈钢或铝合金材质。

4.3.2 钢结构框架的设计、安装和焊接应符合现行国家标准《钢结构设计规范》GB 50017和《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的要求。

4.4 电缆

4.4.1 电缆应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217、《光伏发电系统用电缆》NB/T 42073和《低压电气装置 第5-52部分：电气设备的选择和安装 布线系统》GB 16895.6的规定。

4.4.2 直流电缆应符合下列规定：

- 1 光伏幕墙连接的电缆应选用光伏专用电缆；
- 2 额定电压不应低于光伏幕墙组串最大电压且不小于1000V；
- 3 选用带非金属护套的电缆或金属铠装电缆；
- 4 暴露在室外的直流电缆应采取抗紫外线辐射措施；
- 5 阻燃电缆其阻燃等级及烟毒特性应根据建筑的类别、人流密度及建筑物的重要性等综合考虑，并符合《民用建筑电气设计标准》GB 51348第13.8章的规定。

4.4.3 直流电缆导体截面的选择，应符合根据下列规定确定的导体截面的最大值：

- 1 载流量应不小于过负荷保护电器的额定值或本标准表4.10.1规定的最小电流值；
- 2 载流量应考虑敷设环境温度、位置和敷设方法，根据使用条件差异影响计入载流量校正系数；
- 3 在系统额定功率状态下，光伏幕墙直流侧的线路电压降不应大于3%。

4.5 直流连接器

4.5.1 直流连接器应符合现行国家标准《地面光伏系统用直流连接器》GB/T 33765的有关规定。

4.5.2 光伏幕墙连接电缆的直流连接器应符合下列规定：

- 1 采用符合《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》GB/T 20047.1规定的直流连接器；
- 2 采用相同厂商的同类型的公母头相互连接；
- 3 不应采用用于连接家用设备和交流低压电源的插头和插座。

4.6 电缆桥架和电缆保护管

4.6.1 钢制电缆桥架应符合现行国家标准《节能耐腐蚀钢制电缆桥架》GB/T 23639的有关规定。

4.6.2 电缆应选择金属槽盒、金属导管敷设。桥架及线槽材料宜采用金属材料、玻璃纤维材料。

4.6.3 当电缆桥架、线槽及其支吊架在腐蚀性环境中使用时，应采用耐腐蚀的刚性材料或采取防腐蚀处理措施。

4.6.4 在有防火要求的区段内，电缆桥架及其支架表面应涂刷防火涂层，其整体耐火性能应符合建筑物耐火等级的要求；耐火等级较高的场所，不宜采用铝合金电缆桥架。

4.6.5 电缆应选择金属槽盒、金属导管敷设。

4.7 汇流设备

4.7.1 采用薄膜型光伏幕墙构件在直流汇流时除直流汇流箱外也可

采用汇流套件。

4.7.2 汇流箱应符合现行国家标准《光伏电站汇流箱技术要求》GB/T 34936的有关规定。

4.7.3 汇流箱应依据形式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择，汇流箱输入回路应具有防反功能并设置防逆流措施。并应符合下列规定：

1 符合《低压成套开关设备和控制设备 第1部分：总则》GB 7251.1的规定；

2 设置具有隔离功能的保护电器。

4.7.4 汇流箱内所有连接电缆、接线端子、绝缘材料及其他非金属材料等宜采用阻燃性材料。

4.7.5 汇流套件应符合光伏元器件及电气相关质量认证并具备防反和汇流功能，便于安装检修等功能要求。

4.8 交/直流配电柜

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

4.8.2 交/直流配电柜应按使用环境、绝缘水平、柜体形式、电压等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术参数进行选择。

4.9 并网逆变器

4.9.1 并网逆变器应符合下列规定：

1 应选择具有保护、隔离功能的组串式光伏逆变器；

2 逆变器的功率与台数应根据光伏组串额定功率等确定，并应合理选择逆变器的功率和台数；

3 接入逆变器的光伏组串应具有相同的规格和朝向，不同朝向、不同规格的光伏幕墙方阵或光伏组串应接入不同逆变器或逆变器的不同MPPT输入回路。

4.9.2 如在安全要求特别高的场所应用光伏幕墙时，宜采用微型逆变器或组件级关断器。

4.10 储能系统

4.10.1 并网光伏幕墙系统可配置储能装置并应符合下列规定：

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，在符合存储多余电量的前提下，应减小储能容量的配置。

4.10.2 储能电池应符合下列规定：

1 应符合《锰酸锂蓄电池模块通用要求》JB/T 11139 、《磷酸亚铁锂蓄电池模块通用要求》JB/T 11140的规定；

2 选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的储能电池；

3 选用大容量单体储能电池，减少并联数；

4 储能电池串并联使用时，应保持电性能的一致性。

4.10.3 储能系统应具有电池管理系统。采用在线检测装置进行智能化实时检测，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信接口。

4.10.4 储能系统的充电控制器应具有下列功能：

- 1 短路、过负荷保护；
- 2 过充（放）、欠（过）压保护；
- 3 反向放电保护；
- 4 极性反接保护；
- 5 防雷保护；
- 6 必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能。

4.11 其他设备

4.11.1 隔离变压器应符合下列规定：

- 1 满足逆变器输出额定功率和接入电压等级的要求；
- 2 容量不应小于逆变器输出额定功率；
- 3 变压器电网侧接线组别及接地方式应与接入电网相匹配。

4.11.3 监控系统应符合下列规定：

1 监控系统功能、性能应符合现行国家标准《光伏电站监控系统技术要求》GB/T 31366的有关规定；

2 功能、性能应符合现行国家标准《光伏电站监控系统技术要求》GB/T 31366的有关规定。

4.11.4 光伏幕墙并网自动化系统应符合下列规定：

- 1 应配备防孤岛保护装置；
- 2 光伏幕墙设计为不可逆并网方式时，应配置逆向功率保护设备。逆功率保护应具有当检测到逆向电流超过额定输出的5%时，光伏幕墙应在2s内自动降低出力或停止向电网线路送电。

5 建筑设计

5.1 一般规定

5.1.1 光伏幕墙设计应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、《建筑玻璃应用技术规程》JGJ 113和《建筑玻璃采光顶技术要求》JG/T 231的规定。

5.1.2 光伏幕墙采用的光伏幕墙构件和支承构件的设计工作年限为25年，其性能应符合现行行业标准《建筑用光伏幕墙构件通用技术要求》JG/T 492的有关规定。

5.1.3 光伏幕墙设计在总体规划布局方面应考虑太阳光及周边环境对发电量的影响。部位和朝向应遵循以下原则：

- 1 优先选择屋面；
- 2 先南立面后东西立面；
- 3 北面不宜做光伏幕墙。

5.1.4 光伏幕墙设计应结合当地风貌、建筑结构等要求选择相应规格尺寸、色彩和安装方式光伏幕墙构件。

5.1.5 同一光伏幕墙构件不应跨越建筑物的两个防火分区，建筑光伏系统不得影响建筑间的防火间距及消防疏散。

5.1.6 在既有建筑上安装光伏幕墙，不应影响建筑原有的使用功能、安全及消防，不应引起建筑能耗的增加。

5.1.7 当设计安装的建筑周边有对光环境要求较高的建筑时，应对光伏幕墙可能引起的二次辐射和有害光反射应进行分析并采取相应的措施。

5.1.8 光伏幕墙应采取隐藏线缆和线缆散热的措施，并应方便线路检修及散热。

5.1.9 光伏幕墙与其周边防火分隔构件间的缝隙、与主体结构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。

5.1.10 光伏幕墙的防火封堵构造系统的填充料及其保护性面层材料，应采用耐火极限符合设计要求的不燃烧材料，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。

5.1.11 超过50米的光伏幕墙宜设置幕墙维护和更换所需的装置。

5.2 性能设计

5.2.1 光伏幕墙的抗风压性能设计应符合下列要求：

1 光伏幕墙的抗风压性能指标值，应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009中规定的外围护结构风荷载标准值计算确定，取正、负风荷载标准值的最大绝对值作为指标值，并不得小于1.0kPa；

2 超高层建筑、体型不规则或风环境复杂的幕墙结构，除按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009中规定的计算外，应结合风洞模型试验所得结果进行分析、比较和判断，并符合现行国家标准《建筑工程风洞试验方法标准》JGJ/T 338的规定；

3 双层幕墙的抗风压性能应满足在风荷载指标值作用下，内外两层幕墙的变形均不应超过相对挠度要求，且不应发生任何功能障碍和损坏。

5.2.2 光伏幕墙的水密性能设计应符合下列要求：

1 水密性能设计取值应按下式计算的75%进行设计，且固定

部分的取值不应低于700Pa:

$$P=1000\mu_z\mu_c\omega_0 \quad (5.2.2)$$

式中: P——水密性能设计风压力差值 (Pa) ;

ω_0 ——基本风压 (kN/m²) ;

μ_z ——风压高度变化系数, 应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009的规定采用;

μ_c ——局部风压体型系数, 可取1.2。

2 可开启部分水密性能等级宜与固定部分相对应, 水密性能分级应不低于现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086中规定的2级。开放式建筑幕墙的水密性能不作要求。

5.2.3 光伏幕墙的气密性能应符合建筑节能设计, 可开启部分和幕墙整体的气密性指标分级应不低于现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086中规定的3级。开放式建筑幕墙的气密性能不作要求。

5.2.4 光伏幕墙的平面内变形性能应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086的规定, 平面外变形性能及垂直方向变形性能应满足设计要求, 并应符合现行国家标准《建筑幕墙层间变形性能分级及检测方法》GB/T 18250的规定。在计算时应满足下列要求:

1 主体结构楼层弹性层间位移角控制值应按层间高度内弹性层间位移量计算, 其值由主体设计计算并提供。主体设计未提供时, 可按现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011和现行行业标准《高层建筑混凝土结构技术规程》JGJ 3的规定采用;

2 层间变形性能指标值仅供模拟测试判定使用。测试不满足时, 应调整幕墙连接构造设计。

5.2.5 光伏幕墙的热工性能应符合现行国家标准《民用建筑热工设计

规范》GB 50176的规定。透明光伏幕墙应进行抗结露计算。抗结露计算应按照实际工程的冬季计算条件下幕墙型材和光伏幕墙构件内表面温度是否低于露点温度为判定依据。

5.2.6 光伏幕墙的空气声隔声性能应根据建筑物的使用功能和环境条件确定，符合现行国家标准《民用建筑隔声设计规范》GB 50118的规定，性能指标应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086和《建筑幕墙、门窗通用技术条件》GB/T 31433的规定。

5.2.7 光伏幕墙的耐撞击性能指标应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086和《建筑幕墙、门窗通用技术条件》GB/T 31433的规定，幕墙室内侧耐撞击性能指标不应低于1级，人员流动密度大或青少年、幼儿活动的公共建筑的建筑幕墙，耐撞击性能指标不应低于2级。

5.3 光伏幕墙设计

5.3.1 光伏幕墙设计应保证光伏幕墙构件的通风、散热性能。

5.3.2 光伏幕墙用于建筑透光区域的，应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB 50033的有关规定，并且其接线盒不应影响室内采光。

5.3.3 光伏幕墙开启扇不宜设计安装光伏幕墙构件。

5.3.4 光伏幕墙消防救援口位置不应设计安装光伏幕墙构件。

5.3.5 具有保温功能的光伏幕墙构件可采用中空、真空或复合保温材料的形式，中空光伏幕墙构件应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏中空玻璃》GB/T 29759的有关规定。

5.4 光伏幕墙构件划分和设计

5.4.1 光伏幕墙构件面板的尺寸、形状、花纹图案、色泽等应符合设计要求，并与相邻建筑物及周边环境相协调。

5.4.2 光伏幕墙构件尺寸和形状的选择宜与建筑模数尺寸相协调，且应符合现行国家标准《建筑模数协调标准》GB/T 50002的有关规定。

5.4.3 光伏幕墙构件和槽口配合尺寸应符合现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102第9.5.2、9.5.3条的有关规定。光伏幕墙构件在槽口内部分不应留有太阳能电池。

5.4.4 光伏幕墙传热系数、太阳得热系数、可见光透射比应符合现行国家标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015和《公共建筑节能设计标准》GB 50189的相关规定。

5.4.5 光伏幕墙构件面板应与支承结构可靠连接，应能满足各种荷载和作用所产生的幕墙平面内和平面外的变形。

5.4.6 光伏幕墙应根据应用部位和分割尺寸，选择相应的构件形式。

6 结构设计

6.1 一般规定

6.1.1 光伏幕墙应按围护结构设计，光伏幕墙应具有符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102规定的承载能力、刚度、稳定性和适应主体结构的位移能力。

6.1.2 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和《采光顶与金属屋面技术规程》JGJ 255的有关规定。

6.1.3 光伏幕墙应进行抗震设计。抗震设计时，应计算重力荷载、风荷载和地震作用效应。

6.2 荷载和作用

6.2.1 光伏幕墙的荷载和作用应符合现行国家标准《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068和《建筑结构荷载规范》GB 50009的有关规定。

6.2.2 光伏幕墙结构构件应按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102验算承载力和挠度。

6.2.3 光伏幕墙风荷载标准值应按照现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102计算，并且不应小于 1.0kN/m^2 。

6.2.4 垂直和平行于玻璃幕墙平面的分布水平地震作用标准值应按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102计算。

6.2.5 进行光伏幕墙构件的承载力设计时，作用分项系数应按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102、现行国家标准《工程结构通用规范》GB 55001及现行国家标准《建筑与市政工程通用规范》

GB 55002规定取值。

6.3 支承结构设计

6.3.1 铝合金型材和钢材的强度设计值应分别符合现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB 50429和《钢结构设计标准》GB 50017的规定。

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

6.3.3 点支承光伏幕墙中，张拉杆、索的强度设计值应按下列规定采用：

1 不锈钢拉杆的抗拉强度设计值应按其屈服强度标准值 $\sigma_{0.2}$ 除以系数1.4采用；

2 高强钢绞线或不锈钢绞线的抗拉强度设计值应按其极限抗拉承载力标准值除以系数2.0，并按其等效截面面积换算后采用。当已知钢绞线的极限抗拉承载力标准值时，其抗拉承载力设计值应取该值除以系数2.0采用；

3 拉杆和拉索的不锈钢锚固件、连接件的抗拉和抗压强度设计值可按本标准第6.3.3条的规定采用。

6.4 连接结构设计

6.4.1 光伏幕墙构件间的连接件、焊缝、螺栓、螺钉设计，应符合国家现行标准《钢结构设计标准》GB 50017、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018、《铝合金结构设计规范》GB 50429和《高层民用建

筑钢结构技术规程》JGJ 99的有关规定。采用螺栓或螺钉连接时，连接处的受力螺栓、螺钉不应少于2个。

6.4.2 光伏幕墙构件与主体结构的连接件可采用螺栓连接或焊接。连接件钢板厚度不宜小于6mm；采用螺栓连接时，螺栓直径不宜小于10mm，螺栓数量不应少于2个。支承构件与主体结构的连接应能承受光伏幕墙方阵结构传来的应力，并应能有效传递至主体结构。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。

6.4.3 光伏幕墙方阵的支承结构与主体混凝土结构应通过预埋件连接。

6.4.4 由锚板和对称配置的锚固钢筋所组成的受力预埋件，其设计应符合现行国家标准《混凝土结构设计规范》GB 50010及现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定。

6.4.5 当光伏幕墙的支承结构与主体混凝土结构采用后加锚栓连接时，应符合下列规定：

- 1 锚栓连接应进行承载力现场试验和极限拉拔试验；
- 2 每个连接点锚栓不应少于2个，锚栓直径不应小于12mm；
- 3 碳素钢锚栓应进行防腐蚀处理；
- 4 在地震设防区应使用抗震型锚栓。

6.4.6 光伏幕墙与砌体结构连接时，应在连接部位的主体结构上增设钢筋混凝土或钢结构梁、柱。轻质填充墙不得作为光伏幕墙的支承结构。

6.5 构造结构设计

6.5.1 光伏幕墙应考虑风压变化对光伏组件及其支架的影响。

6.5.2 光伏幕墙构件或方阵与建筑面层之间应留有安装空间和散热间隙，并不得被杂物填塞。

6.5.3 光伏幕墙构件或方阵应排列整齐,光伏幕墙构件之间的连接件应便于拆卸和更换。

7 电气设计

7.1 一般规定

7.1.1 光伏幕墙设计应符合现行国家标准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203和《低压配电设计规范》GB 50054的规定，电气设备宜安装于配电室或控制室内。

7.1.2 光伏幕墙应在配电线路上设置电气火灾监控系统，并符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054的规定。

7.1.3 火灾自动报警系统的设置应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116的规定。

7.1.4 光伏幕墙的发电量计算应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368的规定。

7.1.5 光伏幕墙电气系统组成可参考图7.1.5。

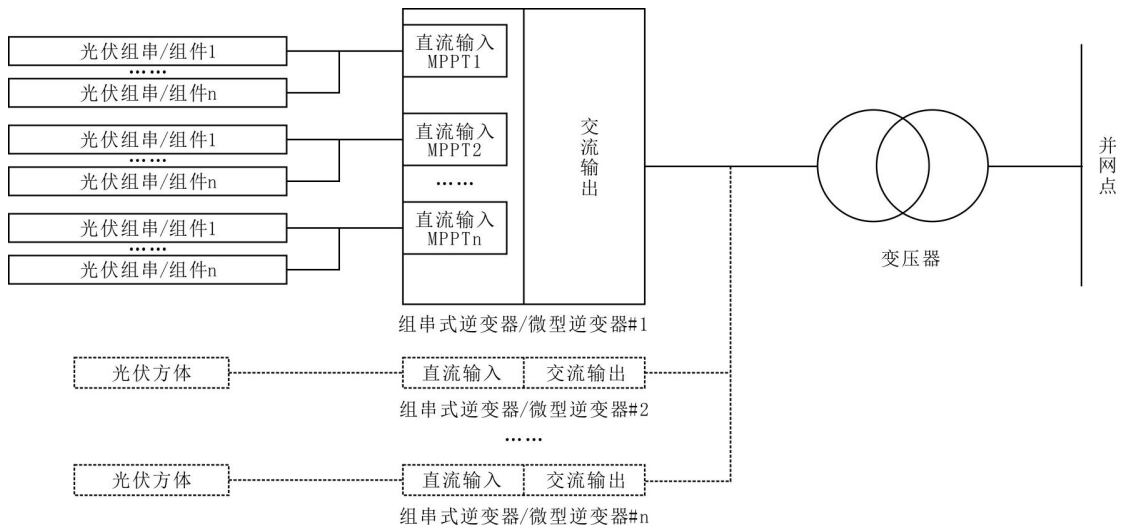


图7.1.5 光伏幕墙电器系统组成

7.1.6 光伏幕墙的无功功率和电压调节能力应符合《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319和《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964中的相关要求。

- 7.1.7 光伏幕墙构件的电缆及其连接端不应外露敷设。
- 7.1.8 在有防火要求的区段内，电缆桥架及其支架表面应涂刷防火涂层，其整体耐火性能应符合建筑物耐火等级的要求。
- 7.1.9 光伏幕墙的灭火设施应配备磷酸铵盐干粉灭火器和灭火毯。
- 7.1.10 线缆穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应进行防火封堵，并应选用无机防火堵料。

7.2 光伏幕墙组串

- 7.2.1 光伏幕墙组串最大电压不应超过1000V。
- 7.2.2 光伏幕墙的串联数应符合现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797的规定；组串的并联数可根据逆变器额定容量及光伏幕墙组串的功率确定。
- 7.2.3 同一组串内，光伏幕墙构件电性能参数宜一致，光伏幕墙构件的短路电流和最大工作点电流的离散性允许偏差应为±3%；有并联关系的各组串间，总开路电压和最大功率点电压的离散性允许偏差应为±2%。
- 7.2.4 光伏幕墙组串功能接地应符合下列规定：

1 宜通过电阻接地。通过电阻接地时，光伏幕墙应有绝缘电阻检测保护，且电阻值应符合下式规定：

$$R > \frac{U_{OCmax}}{0.03} \quad (7.2.4)$$

式中：R——接地电阻（Ω）；

U_{OCmax} ——光伏幕墙方阵最大电压（V）。

2 功能接地应单点连接到接地母排。不带储能装置的光伏幕墙，接地连接点应位于光伏幕墙组串的隔离开关和逆变器之间，且应尽量靠近逆变器或位于逆变器内。

7.3 布线系统

7.3.1 布线系统应符合现行国家标准《民用建筑电气设计标准》GB 51348、《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和《电力工程电缆设计规范》GB 50217的有关规定。

7.3.2 布线系统应符合下列规定：

- 1 安全、隐蔽、易于安装维护；
- 2 应能承受预期的外部环境影响；
- 3 保证电缆路径最短。

7.3.3 新建建筑应预留光伏幕墙的电缆通道，并宜与建筑本身的电缆通道综合设计。既有建筑增设光伏幕墙时，光伏幕墙电缆通道应满足建筑结构和电气安全，梯架、托盘及槽盒等电缆通道宜单独设置。

7.3.4 直流电缆正负极采用单独导体时，宜靠近敷设。

7.3.5 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。

7.3.6 在直流电缆与其他布线系统可能发生混淆的地方，应进行标识并应符合下列规定：

- 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，附加区分标签。

7.3.7 信号线缆，包括控制电缆与通信线缆，其布线及接口应符合现

行国家标准《综合布线系统工程设计规范》GB 50311，并应符合下列规定：

- 1 室外敷设的信号线缆应采用室外型电缆或采取相应的防护措施；
- 2 信号线缆应采用屏蔽线，宜避免与电力电缆平行布线；
- 3 线路不应敷设在易受机械损伤、有腐蚀性介质排放、潮湿及有强磁场和强静电场干扰的区域，必要时应使用金属导管屏蔽。

7.4 电击防护

7.4.1 电击防护应符合现行国家标准《低压电气装置 第4-41部分：安全防护 电击防护》GB 16895.21的规定。

7.4.2 光伏幕墙直流侧宜优先选择II类设备或与其绝缘等效的保护方式。

7.4.3 光伏幕墙方阵外露金属部件的连接应符合本标准第6.4节的规定。

7.5 直流侧过电流保护

7.5.1 光伏幕墙组串应装设符合本标准第7.5.2条～第7.5.6条以及光伏幕墙构件制造商要求的过电流保护电器。

7.5.2 当可能的反向故障电流大于光伏幕墙组串的最大过电流保护额定值时，应为光伏组串提供过电流保护。过电流保护电器宜安装在光伏汇流箱中，且应符合下列规定：

- 1 应为每个光伏组串都装设过电流保护电器，过电流保护电器的额定电流 I_n 应按下列公式确定：

$$1.5 \times I_{sc \text{ mod}} < I_n < 2.4 \times I_{sc \text{ mod}} \quad (7.5.2-1)$$

$$I_n \leq I_{\text{mod max ocpr}} \quad (7.5.2-2)$$

2 当 $I_{\text{mod max ocpr}} > 4I_{\text{sc mod}}$ 时，多个并联的光伏组串可共用一个过电流保护电器。过电流保护电器的额定电流 I_n 应按下式确定：

$$1.5 \times S_g \times I_{\text{sc mod}} < I_n < I_{\text{mod max ocpr}} - (S_g - 1)I_{\text{sc mod}} \quad (7.5.2-3)$$

式中： I_n ——熔断器熔体额定电流或断路器额定电流或整定电流(A)；

$I_{\text{sc mod}}$ ——光伏幕墙构件在标准测试条件下的短路电流 (A)；

$I_{\text{mod max ocpr}}$ ——光伏幕墙构件最大过电流保护额定值 (A)；

S_g ——同一过电流保护电器保护下的光伏组串数量。

7.5.3 当超过两个光伏幕墙子方阵连接到同一逆变器或充电控制器时，应为光伏幕墙子方阵设置过电流保护。光伏幕墙子方阵过电流保护电器应安装在直流配电柜中的过电流保护电器，其额定电流 I_n 应符合下式规定：

$$1.25 \times I_{\text{sc s-array}} < I_n \leq 2.4 \times I_{\text{sc s-array}} \quad (7.5.3)$$

式中： $I_{\text{sc s-array}}$ ——光伏幕墙子方阵标准测试条件下的短路电流 (A)，

其值为光伏幕墙子方阵并联的光伏组串数与光伏幕墙构件标准测试条件下短路电流的乘积

$$(I_{\text{sc s-array}} = N \times I_{\text{sc mod}})$$

N ——光伏幕墙方阵并联的光伏组串数。

7.5.4 用于光伏幕墙组串保护的熔断器应符合下列规定：

1 熔断体应符合现行国家标准《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的规定；

2 熔断体及熔断器底座的额定电压应等于或高于光伏幕墙方阵最大电压；

3 分断能力应大于可能的反向故障电流。反向故障电流来自

并联的光伏组串、并联的光伏幕墙子方阵和连接的其他电源。

7.5.5 用于光伏幕墙组串保护的断路器应符合下列规定：

- 1 应选用直流断路器；
- 2 直流断路器当采用多断点串联形式时，各触头在结构设计上应保证同步接触与分断；
- 3 用于光伏组串和光伏幕墙子方阵保护的直流断路器，应无极性；
- 4 分断能力应大于可能的反向故障电流。反向故障电流来自并联的光伏组串、并联的光伏幕墙子方阵和连接的其他电源。

7.5.6 光伏汇流箱的每个输入回路可安装防反二极管，防止故障条件下的逆流，但不应代替过电流保护电器。防反二极管应符合下列规定：

- 1 额定电压应高于2倍光伏幕墙组串最大电压；
- 2 额定电流应大于1.4倍所保护光伏组串标准测试条件下的短路电流 $n \times I_{scmod}$ （ n 为光伏幕墙构件数量）；
- 3 应选择压降低、热阻小、热循环能力强的二极管。

7.6 绝缘故障防护

7.6.1 光伏幕墙应根据光伏幕墙组串功能接地方式及逆变器类型，设置对地绝缘故障检测、保护和报警措施。光伏幕墙对地绝缘故障防护要求应符合现行国家标准《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T 365中表7.4.1的规定。

7.6.2 光伏幕墙应在直流侧装设绝缘监测系统或具备光伏幕墙组串对地绝缘电阻检测功能，并应符合下列规定：

- 1 应在系统启动前检测；

- 2 光伏幕墙方阵对地绝缘电阻，按本标准式（7.2.4）计算；
- 3 光伏幕墙方阵正极或负极直接接地，即未经电阻接地时，在检测时可断开该功能接地。

7.6.3 光伏幕墙应设置剩余电流监测系统（RCM）保护，其限值及保护响应时间应符合下列规定：

- 1 连续剩余电流超过下列限值时，RCM应在0.3s内断开与电网的连接或隔离发生故障的光伏幕墙方阵；
- 2 剩余电流突变超过表7.6.3规定的限值时，RCM应在表7.6.3规定的时间内断开与电网的连接或隔离发生故障的光伏幕墙方阵。

表7.6.3 剩余电流突变的响应时间

剩余电流突变（mA）	断开的最大时间（s）
30	0.30
60	0.15
150	0.04

7.6.4 光伏幕墙直流侧和交流侧没有最低限度的简单分隔防护时，可在逆变器与交流电网间设置剩余电流保护动作电器（RCD）来提供额外保护。RCD应选用符合《剩余电流动作保护电器的一般要求》GB/Z 6829规定的B型RCD。

7.6.5 当光伏幕墙组串正极或负极直接接地时，应设置接地故障中断装置，用来检测和中断故障电流。接地故障中断装置应符合下列规定：

- 1 接地故障中断装置应与功能接地导体串联；
- 2 接地故障中断装置的额定电流值应按表7.6.5的规定取值；

表7.6.5 接地故障中断装置的额定电流值

逆变器接入光伏幕墙组串功率（kWp）	额定电流（A）
≤25	≤1
>25 且≤50	≤2

>50 且≤100	≤3
>100 且≤250	≤4
>250	≤5

- 3 在检测到接地故障时，应指示故障，断开功能接地，但不得断开保护接地。必要时可隔离发生故障的光伏幕墙组串；
- 4 因故障断开后不得自动闭合。

7.7 直流电弧故障防护

7.7.1 光伏幕墙直流侧宜配置光伏用直流电弧故障断路器或能够提供等效保护功能的设备。

7.7.2 光伏用直流电弧故障防护应符合下列规定：

- 1 保护应能侦测并切断因直流侧的导体、接线盒、光伏幕墙构件或其他系统设备的电路连接失效而引起的故障电弧；
- 2 故障时，应能在不大于2.5秒且电弧能量小于750J，切断或关闭连接到故障电路的逆变器或充电控制器或故障电路中的光伏幕墙设备；
- 3 被切断或关闭的设备应采用手动方式重新启动；
- 4 报警时应发出声、光报警信号，并应予以保持，直至手动复位。

7.8 防雷及接地保护

7.8.1 光伏幕墙的防雷设计应作为建筑电气防雷设计的一部分，其防雷等级应与建筑物的防雷等级一致，并应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057和《民用建筑电气设计标准》GB 51348的

规定。

7.8.2 光伏幕墙应装设过电压保护措施，并应符合下列规定：

1 光伏汇流箱输出端，包括正极对地、负极对地和正负极之间应安装直流电涌保护器；

2 光伏汇流箱与逆变器之间的直流电缆长度大于50m时，应在直流配电柜的输出端或逆变器的直流输入端安装第二级直流电涌保护器；电缆安装在金属槽盒或金属导管中或采用金属铠装电缆时，可不安装第二级直流电涌保护器；

3 直流电涌保护器的有效保护水平应低于被保护设备的耐冲击电压额定值；

4 直流电涌保护器最大持续工作电压应大于光伏组串标准测试条件下开路电压的1.2倍。

7.9 并网保护

7.9.1 光伏幕墙的并网保护应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319的规定。

7.9.2 光伏幕墙应对电网设置短路保护。当交流侧短路时，并网逆变器的过电流不应大于1.5倍额定输出电流，并应在0.1s内将光伏幕墙与电网断开。

7.9.3 并网逆变器应具备过载能力。光伏幕墙在1.0倍~1.2倍额定输出电流时，并网逆变器连续可靠工作时间不应小于1min，且可在10min以内将光伏幕墙与电网断开连接。

7.10 电能计量

7.10.1 光伏幕墙接入电网前，应明确并网点和上网、下网电量关口计量点。关口计量点宜设置在产权分界点。

7.10.2 光伏幕墙应在每个并网点和关口计量点分别设置单套电能计量装置。并网点位于关口计量点处时，可仅设置一套关口电能计量装置。

7.10.3 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/T 448的规定。

7.11 电能质量

7.11.1 光伏幕墙向交流负载提供电能或向电网馈送电能的质量应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319的规定。电能质量出现偏离标准的越限状况时，光伏幕墙应能检测到偏差并将其与电网断开。

7.11.2 光伏幕墙向电网馈送的直流电流分量不应超过其输出交流电流额定值的0.5%或5mA，并应取两者中的较大值。

7.11.3 光伏幕墙输出功率因数应符合下列规定：

1 输出有功功率大于其额定功率的50%时，功率因数不应小于0.98（超前或滞后）；

2 输出有功功率在20%~50%之间时，功率因数不应小于0.95（超前或滞后）。

8 加工制作

8.1 一般规定

8.1.1 光伏幕墙材料的加工制作，应按照规定加工工艺流程，对需要使用特殊设备或仪器进行装配加工的，应当采用指定设备或仪器进行加工；对制作完成的材料，应按照规定要求进行功能和质量检验。

8.1.2 光伏幕墙材料或连接件制作前应与幕墙设计施工图进行核对，对已建主体结构进行复测，并应按实测结果对幕墙设计进行调整。

8.1.3 加工构件与支承结构所采用的设备、机具应满足其加工精度要求，量具应定期进行计量认证，检验工具应定期进行计量检测和校正。

8.1.4 各种构件应根据设计文件进行制作，设计需更改时，应取得设计单位同意，并应签署设计变更文件。

8.2 支承结构

8.2.1 光伏幕墙支承结构的加工应符合现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定，钢支承结构应符合现行国家标准《钢结构通用规范》GB 55006的有关规定。

8.2.2 光伏幕墙支承结构的铝合金构件、钢构件的加工应符合下列要求：

1 构件加工前，应对材质、规格尺寸、外观质量、表面保护等进行检查，明确符合设计要求；

2 有现场防腐处理要求的构件，宜先进行加工，后进行防腐处理；

3 构件加工过程中，应及时去除飞边毛刺；

4 构件焊接后，应进行外观变形检查和校正处理；

5 构件加工后，应进行检验，并做好成品保护和标识。

8.2.3 除不锈钢材料外，支承结构中不同的金属材料接触部位应设置绝缘垫片或采取其他防腐蚀措施。

8.2.4 光伏幕墙支承构件的制作应考虑接线盒、连接器和电线电缆的预留空间，且支承构件不应与光伏幕墙构件的接线盒直接接触；

8.2.5 光伏幕墙支承构件若与光伏幕墙构件相互接触受力时，应确保受力面有弹性伸缩材质，避免构件与光伏幕墙构件之间受力形变从而产生破损。

8.3 光伏幕墙构件

8.3.1 光伏幕墙构件的加工应符合现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的有关规定。

8.3.3 夹层光伏幕墙构件的加工质量，应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB/T 29551的有关规定。

8.3.4 光伏幕墙构件原材料应符合以下规定：

1 夹层光伏幕墙构件应具备防止水汽侵蚀电池片的措施；

2 采用U型光伏幕墙构件的产品，其U型玻璃应符合现行国家标准《建筑用U型玻璃》JC/T 867的有关规定；

3 复合轻质玻璃钢蜂窝板、铝蜂窝板或其他板材的光伏幕墙构件，宜参考《建筑装饰用石材蜂窝复合板》JG/T 328和《石材复合板工艺技术规范》JC/T 2385的有关规定；

4 光伏幕墙构件边框或附框安装时，宜采用硅酮结构密封胶，且安装前需要进行胶与粘接基材的兼容性测试，并应符合现行国

家标准《建筑用硅酮结构密封胶》GB 16776的有关规定。

8.4 其他材料

8.4.1 直流连接器宜工厂预制加工，如现场制作的，应采用直流连接器装配的专用工具，并严格按照安装指导书进行操作。组装后的直流连接器需按照5%的比例抽测连接电阻值和拉拔力值，并应符合现行国家标准《地面光伏系统用直流连接器》GB/T 33765的有关规定；

8.4.2 光伏幕墙电气设备箱体的预留开口加工、桥架或槽盒开孔以及套管加工等，需在切口处抛光处理，并在切口的过线位置增加柔性护套，防止电缆皮割破或划伤；

8.4.3 仿光伏的配套收边材料，宜采用同种材质。如采用其他材质代替的，应考虑颜色、质感和效果的一致性。

9 施工安装

9.1 一般规定

9.1.1 光伏幕墙应编制施工安全专项方案，并应符合现行行业标准《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80的有关规定。

9.1.2 安全防护设施在施工作业前，应进行检查、验收，合格后方可进行施工作业。

9.1.3 光伏幕墙的安装应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139和《电力建设安全工作规程》DL 50009的相关规定；

9.1.4 光伏幕墙与主体结构同步施工或分段施工的，应采取可靠的安全隔离措施。

9.1.5 光伏幕墙构件及附件的材料品种、规格、色泽和性能，应符合设计要求。光伏幕墙构件应进行进场验收，不合格的光伏幕墙构件不得安装使用。

9.1.6 光伏幕墙安装施工需在上道工序完工验收合格后方可进入下道工序。

9.1.7 光伏幕墙安装前应对预埋件及后置埋件锚栓的承载力进行检测，并应符合设计要求。

9.1.8 光伏幕墙安装过程中，应及时对半成品、成品进行保护；在构件存放、搬动、吊装时不得碰撞、损坏和污染构件。

9.1.9 光伏幕墙与其他建筑围护面层之间应留有维修空间或维修口，并保证一定的散热间隙。

9.1.10 光伏幕墙可采用框支承或点支承式安装。

9.2 施工安装准备

9.2.1 安装施工前，应检查现场情况，脚手架和起重运输设备等应具备安全施工使用条件。

9.2.2 光伏幕墙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，预埋件位置偏差不应大于20mm。

9.2.3 构件存储时，应按安装顺序排列放置，储存架承载力和刚度应满足储存要求。

9.2.4 安装前应根据光伏幕墙构件参数进行合格证检查，并应进行批次抽检测试，抽检测试数量不应少于5%，不合格的光伏幕墙构件不得安装。

9.2.5 光伏幕墙安装前应进行安全交底和技术交底。

9.3 安装工程

9.3.1 光伏幕墙框架安装应符合下列要求：

1 应按设计要求制作、安装。铝合金框架安装应符合《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的要求；钢结构框架安装应符合《钢结构工程施工质量验收规范》GB 52025的要求。

2 光伏幕墙框架与主体结构连接位置应准确、牢固可靠。

9.3.2 光伏幕墙构件安装应符合下列要求：

1 光伏幕墙构件上应有带电警告标识；

2 光伏幕墙构件安装应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102的相关规定；

3 由光伏幕墙构件构成的雨篷、檐口和采光顶，应符合建筑相应部位的刚度、强度、排水功能及防止空中坠物的安全性能规

定；

4 开放式光伏幕墙或幕墙设有通风百叶时，线缆槽应垂直于建筑光伏幕墙构件，并应便于开启检查和维护更换；穿过围护结构的线缆槽，应采取相应的防渗水和防积水措施；

5 光伏幕墙构件之间的缝宽应满足幕墙温度变形和主体结构位移的要求，并应在嵌缝材料受力和变形承受范围之内；

6 光伏幕墙构件的有效发电部分不宜嵌入槽口或边框造成受光面的遮挡，如无法避免遮挡，应设计合理电路避开遮挡或作为仿片组件不接入系统发电；

7 安装施工人员应穿绝缘鞋、戴低压绝缘手套、使用绝缘工具，做好个人防护；

8 安装时必须保持接线端子干燥和清洁，不应将其他金属物体插入接插头内；

9 安装时严禁触碰组件上的外露电缆；对有龟裂、损坏的光伏幕墙构件由专业人员处理；

10 安装时应先确定光伏幕墙构件接线盒位置和方向；

11 横梁上安装光伏幕墙构件时所用垫块应高于光伏幕墙构件的接线盒高度；

12 光伏幕墙框架电缆走线孔绝缘套件应安装牢固。

9.3.3 光伏幕墙布线及安装应符合下列要求：

1 光伏幕墙布线可采用框架外铺设固定导管（或槽口型材）布线。导管（槽）内电缆的总截面积不宜超过导管（槽）内截面

积的40%，位于板缝之间的接线盒，应选择耐高温的接线盒；

2 光伏幕墙布线可采用支承腔体布线。支承腔体穿线孔应安装专用绝缘套，横梁、穿线孔宜采用机械加工开孔方式，当穿线孔对支承结构的强度有影响时，应对支承结构进行安全性校核。

9.3.4 光伏幕墙设备安装应符合下列要求：

1 光伏幕墙电力设备防雷与建筑物防雷应同时设计施工；

2 光伏幕墙防雷系统和建筑物接地装置共用时连接应可靠；其接地电阻值应在设计范围内；

3 光伏幕墙并网逆变器线路引入的交流配电柜，应设置相应的电涌保护器。电涌保护器选择应符合现行国家标准《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343的相关要求；

4 逆变器等电气设备的接地应牢固可靠、导通良好，金属阀门应用裸铜软导线与金属构架或接地排可靠连接。

9.3.5 光伏幕墙电缆安装应符合下列要求：

1 应按照《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168的有关规定执行；

2 宜利用光伏幕墙框架作为电缆敷设的通道和固定；

3 光伏幕墙外部的电缆安装应利用建筑本身的桥架和电井敷设。利用桥架和电井敷设走线时应与建筑电气同时设计；

4 光伏电缆敷设的受力应考虑热胀冷缩造成的线缆断裂；

5 光伏电缆敷设时，应满足电缆最小允许弯曲半径的要求。

10 检测调试

10.1 一般规定

10.1.1 光伏幕墙应在完成安装施工后进行检测和调试。

10.1.2 光伏幕墙检测与调试前应进行下列准备工作：

1 检测与调试人员应穿绝缘鞋、戴绝缘手套，并采取防电击措施；

2 准备相关的调试工具及仪表；

3 根据设计图纸，检查各设备的配置及连接是否符合设计要求；

4 检查各设备的周围环境是否达到安全标准要求。

10.1.3 光伏幕墙检测与调试应在辐照度 $\geq 700\text{w/m}^2$ 、环境相对湿度范围在10%~90%，风速不大于4m/s的条件下进行，若调试时处于非稳定光照条件时，可以采用以下方法进行检测与调试：

1 延长检测与调试时间；

2 采用多个仪表同时对多个光伏幕墙组串进行测量，一个仪表测量一个光伏幕墙组串；

3 使用辐照表标定当前读数。

10.1.4 光伏幕墙检测与调试应符合下列规定：

1 应提供所有相关设备及线路的安装记录。安装记录应包括安装时间、检测记录及设备更换记录。

2 检测与调试工作开始前，目视检查各线路及设备安装符合

综合设计图纸及相关技术要求；

3 检测与调试过程中，按照操作顺序和设备相关说明书进行操作，如发现漏电或其他威胁调试人员安全的情况，应立刻停止并进行安全排查，危险解除后，检测与调试工作方可继续；

4 检测与调试结束后，各装置及设备应复位至一般工作状态，所有安全保护装置应可靠接入光伏幕墙，并处于工作状态。

10.1.5 光伏幕墙检查应符合以下规定：

1 按电气原理图及安装接线图进行连接检查，确认设备内部接线和外部接线正确无误；

2 按建筑光伏系统的类型、等级与容量，检查断流容量、熔断器容量、过压、欠压、过流保护等；

3 按设备使用说明书有关电气系统调整方法及调试要求，用模拟操作检查工艺动作、指示、信号和联锁装置；

4 检查各支路电气线路的绝缘性能。

10.1.6 光伏幕墙调试与检测应按下列顺序进行：

1 光伏幕墙气密性、水密性、抗风压性等基础性能检测；

2 保护装置和等电位体调试与检测；

3 光伏组串极性调试与检测；

4 建筑光伏系统功能调试与检测；

5 光伏幕墙方阵绝缘阻值调试与检测；

6 根据光伏幕墙方阵间的差值调整组件位置。

10.1.7 在调试过程中若发生不合格项，应对光伏幕墙进行调整后重

新逐项检测与调试。

10.1.8 光伏幕墙组串、汇流箱、逆变器的调试及计算机检测系统的调试应符合现行国家标准《光伏电站施工规范》GB 50794的有关规定。

10.2 光伏幕墙基础性能

10.2.1 光伏幕墙中幕墙检测项目、抽样样本容量及检测结果判定应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086、《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102和《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的规定。

10.2.2 存在下列情况之一的，应进行专项评估后考虑是否进行检测调试：

- 1 未按光伏幕墙规范设计和施工；
- 2 工程技术资料、质量证明资料不齐全；
- 3 停建的光伏幕墙工程复工前；
- 4 遭遇地震、火灾，或强风袭击发生幕墙损坏；
- 5 发生幕墙面板碎裂（不含合理的自爆）、开启部分坠落或构件损坏等情况；
- 6 光伏幕墙使用过程中出现质量问题，业主或主管部门有评估要求；
- 7 大型及特大型光伏幕墙工程的安全、节能及防火应进行专项评估。

I 材料

10.2.3 光伏幕墙使用的材料、构件进场时，应对其下列性能进行复验，复验应为见证取样检验：

1 保温隔热材料的导热系数或热阻、密度、吸水率、燃烧性能（不燃材料除外）；

2 光伏幕墙构件的可见光透射比、传热系数、遮阳系数，中空玻璃的密封性能；

3 隔热型材的抗拉强度、抗剪强度；

4 透光、半透光遮阳材料的太阳光透射比、太阳光反射比。

检查数量：同厂家、同品种产品，光伏幕墙面积在3000m²以内时应复验1次；面积每增加3000m²应增加1次。同工程项目、同施工单位且同期施工的多个单位工程，可合并计算抽检面积。

10.2.4 硅酮结构密封胶、硅酮建筑密封胶及密封材料检验：

1 硅酮结构密封胶检验相容性、剥离粘结性、邵氏硬度、标准状态拉伸粘结性能、破坏形式、样板的注胶宽度、厚度、密实度和截面色泽等；

2 硅酮建筑密封胶检验相容性、粘结性能、样板的注胶宽度、厚度、密实度、表面状态等；

3 其他密封材料及衬垫材料检验相容性、粘结性能等。

II 幕墙性能

10.2.5 光伏幕墙性能应委托具备资质的第三方检测机构检测，检测

项目应根据幕墙的型式、功能和性能要求确定。

10.2.6 检测的光伏幕墙样品应该满足以下规定：

1 样品规格、型号和材料等应与设计图纸一致，样品应按设计要求安装，不得加设任何附件或采取其他措施，样品应干燥；

2 样品高度至少应包括一个层高，样品宽度至少应包括承受设计荷载的一组竖向构件，并在竖直方向上与承重结构至少有两处连接。样品组件及安装的受力状况应和实际工况相符；

3 单元式幕墙应至少包括与实际工程相符的一个典型十字缝，其中一个单元的四边接缝构造与实际工况相同；

4 样品应包括典型的垂直接缝、水平接缝和可开启部分。开启部位的五金件必须按照设计规定选用与安装，排水孔位应准确齐全；

5 样品应包括面板的不同类型，并包括不同类型面板交界部分的典型节点。样品周边应密封处理。

10.2.7 检测方法应该满足以下规定：

1 气密性能、水密性能、抗风压性能检测应符合现行国家标准《建筑幕墙气密、水密、抗风压性能检测方法》GB/T 15227的规定；

2 动态水密性能检测应符合现行国家标准《建筑幕墙动态风压作用下水密性能检测方法》GB/T 29907的规定；

3 平面内变形性能检测应符合现行国家标准《建筑幕墙层间变形性能分级及检测方法》GB/T 18250的规定；

4 热循环试验检测应符合现行行业标准《建筑幕墙热循环试验方法》JG/T 397的规定；

5 耐撞击性能检测应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086的规定；

6 抗震性能振动台检测应符合现行国家标准《建筑幕墙抗震性能振动台试验方法》GB/T 18575的规定。

III 现场

10.2.8 光伏幕墙预埋件与主体结构的连接质量应进行现场检验，抽检数量为同规格、同型号、同受力模式、同装配关系的埋件及其与光伏幕墙的连接作为一个检测单元，每个检测单元不应少于3个样品。检测方法应符合《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的规定。

10.2.9 当光伏幕墙有水密性要求时，应按《玻璃幕墙工程质量检验标准》JGJ/T 139的规定进行检测。

10.2.10 按建筑设计要求，对热工性能有较高要求的建筑幕墙，可现场检测热工性能，检测应符合现行国家标准《建筑幕墙》GB/T 21086的规定。

10.3 保护装置和等电位体

10.3.1 光伏幕墙的保护装置包括：熔断器、断路器、隔离开关和过电压保护设备。等电位体包括：等电位连接带、接闪网、局部等电位连接体。

10.3.2 光伏幕墙检测应包括下列内容：

1 目测：相关设备及线路完好，标签完整、清晰；

2 功能调试：保护装置满足厂商提供的技术参数，符合国家现行规范要求；断路器和隔离开关操作灵活，不应出现卡顿现象；过电压保护设备的接地电阻值应满足国家现行规范要求；等电位体各个等电位连接线接头处应接触良好。

10.3.3 接地系统检测与调试应符合下列要求：

1 按照施工图纸标示，找出建筑光伏系统的接地系统，按照接地点的位置与建筑光伏系统的连接方式，确定接地系统检测点；

2 利用接地电阻测试仪，检测接地系统的接地电阻值，对比设计要求或设计图纸，检查绝缘电阻值是否满足要求；

3 光伏幕墙方阵接地电阻值不应大于 3Ω ；与电气和电子设备共用接地装置时，不应大于 10Ω ；电气设备的接地电阻值不应大于 1Ω 。

10.4 光伏组串极性

10.4.1 直流端极性调试应检测直流系统极性的正确性，避免直流系统发生内部环路自放电。

10.4.2 极性调试应符合下列要求：

1 检查并标明直流电缆的极性，确保电缆连接正确；

2 直流系统极性检测应采用经校准并合格的仪器仪表；

3 测量开始前，应确保汇流箱内输出开关、光伏组串输入开关和过电流保护装置，直流柜内开关和逆变器内交直流开关处于断开状态；

4 在光伏组串出线连接器处测量每个光伏组串的开路电压；

5 光伏组件间电压测量值与设计值的差值不应超过5%:

6 测试结果正常的情况下,恢复各光伏组串连接器与组串延长电缆连接器之间的连接。

10.4.3 直流侧设备的检测与调试应符合下列要求:

1 在各汇流箱处,确认汇流箱的输出开关处于断开状态,各光伏组串正负极开关和过电流保护装置处于断开的状态下,分别检测每一光伏组串的对地绝缘电阻,检测浪涌保护器的接地极的接地电阻,确保接地可靠;

2 在各汇流箱处,确认线路开关处于断开状态,分别检测每一光伏组串正负极之间的开路电压,并与设计值比较;接入同一台逆变器的各光伏组串的开路电压离散性应小于 $\pm 3\%$,电压检测值应根据检测时的环境状态换算为标准测试条件下的值与设计值比较,检测值换算后的数值应在设计值95%~105%的范围内;如发现某光伏组串无输出电压或与设计值或多数光伏组串电压相差较多,应对该光伏组串内部电气连接进行检查;

3 各汇流箱处的光伏组串正负极之间的开路电压测试完成,且测试结果正常,闭合各汇流箱内光伏组串开关和过电流保护装置应确保汇流箱输出断路器处于断开状态;

4 在直流柜处,确认各汇流箱的直流开关处于断开状态,直流柜输出断路器处于断开状态,依次闭合各汇流箱的输出断路器,并在直流柜输入开关处测量汇流箱输入开路电压值,开路电压检测值应根据检测时的环境状态换算为标准测试条件下的值后与设计值进行比较,检测值换算后的数值应在设计值95%~105%

的范围内；

5 直流柜内各汇流箱的输入开路电压正常后，闭合直流柜内的各汇流箱直流开关，测量直流柜内直流母线的开路电压数值和极性，检测正常后，闭合输出断路器；

6 在逆变器直流输入开关处于断开状态下，在逆变器直流输入开关处测量逆变器直流输入的开路电压数值和极性，检测正常后，闭合逆变器输入直流开关；

7 按各直流设备使用说明书中的有关调试方法和要求，采用模拟操作方法检查工艺动作、指示、信号和联锁装置是否正确和灵敏可靠；

8 各设备调试完毕后，断开逆变器的直流输入开关。

10.4.4 交流侧设备的检测与调试应符合下列要求：

1 检查交流侧送电开关处于断开状态，开关与供电线路连接部位的端头应带电；

2 测量各控制装置和交流设备的接地电阻值，确保接地连接可靠；

3 检测交流侧送电开关与建筑光伏系统交流设备连接的各线路的通断状态，确保各开关装置与各交流设备按照设计图纸可靠连接；

4 闭合交流侧送电开关，确保电网与建筑光伏系统交流侧电路联通，依次向逆变器方向逐级闭合各支路开关；

5 根据各交流设备使用说明书中有关的调试方法和调试要

求，启动各交流设备，进行相应的功能调试，并检查交流配电箱/柜中各仪表的显示情况；

6 各设备调试完毕后，断开交流侧送电开关。

10.5 光伏组串短路电流

10.5.1 光伏组串电流调试应检验光伏幕墙方阵的接线是否正确，调试不用于衡量光伏组串/方阵的性能。

10.5.2 光伏组串短路电流的调试应符合下列要求：

1 用调试设备测量每一光伏组串的短路电流；

2 将测量值与设计值进行比较，用比较的结果作为检查安装是否正确的依据，对于多个相同的光伏组串，应在光照条件较强的（辐照度 $\geq 600\text{w/m}^2$ ）条件下对光伏组串之间的电流进行比较，在稳定的光照和环境温度条件下，光伏组串短路电流偏差不应超过5%。

10.5.3 光伏组串短路电流的调试应按下列步骤进行：

1 确保光伏组串是相互独立的，汇流箱内的开关、隔离器和过电流保护装置处于断开状态；

2 汇流箱内过电流保护装置输入端子处采用导线短接光伏组串的正负极；

3 用钳型电流表测量光伏组串的短路电流值。

10.6 光伏幕墙方阵绝缘阻值

10.6.1 光伏幕墙方阵绝缘阻值应按下列要求进行检测与调试：

- 1 调试时限制非授权人员进入工作区；
- 2 不得用手直接接触带电导体；
- 3 绝缘调试装置应具有自动放电功能；
- 4 在调试期间应当穿着具备防穿刺功能的绝缘鞋、佩戴绝缘手套并采取防电击措施。

10.6.2 光伏幕墙方阵绝缘阻值可采用下列检测与调试方法：

- 1 将光伏幕墙方阵正极接地，测量光伏幕墙方阵负极对地的绝缘电阻，将光伏幕墙方阵负极接地，调试光伏幕墙方阵正极对地的绝缘电阻；

- 2 调试光伏幕墙方阵正极与负极短路时对地的绝缘电阻。

10.6.3 对于光伏幕墙方阵边框没有接地的系统，按下列方法进行调试：

- 1 在电缆与大地之间做绝缘调试；
- 2 在光伏幕墙方阵电缆和建筑光伏组件边框之间做绝缘调试；
- 3 对于没有接地的导电部分，应在光伏幕墙方阵电缆与接地体之间进行绝缘调试。

10.6.4 光伏幕墙方阵绝缘阻值的检测与调试应符合下列要求：

- 1 在开始调试前，未经授权人员禁止进入调试区，从逆变器到光伏幕墙方阵的电气连接应断开；

- 2 在短路开关闭合之前，光伏幕墙方阵的电缆应安全地连接到短路开关上；

3 采用适当的方法进行绝缘电阻调试，测量连接到地与光伏幕墙方阵电缆之间的绝缘电阻，绝缘电阻最小值见表10.6.4；

4 调试之前要保证安全，在确认建筑光伏系统电源切断之后，才能进行电缆调试或接触任何带电导体。

表10.6.4 绝缘电阻最小值

调试方法	系统电压 (V)	调试电压 (V)	最小绝缘电阻 (MΩ)
调试方法 1	120	250	0.5
	<600	500	1.0
	<1000	1000	1.0
调试方法 2	120	250	0.5
	<600	500	1.0
	<1000	1000	1.0

10.7 光伏幕墙方阵功率

10.7.1 建筑光伏系统检测结果和理论设计值的偏差不应大于质量保证书的保证值。

10.7.2 现场功率的测定应采用由第三方检测机构校准合格的“光伏幕墙方阵调试仪”，抽测太阳能电池支路的I-V特性曲线，抽检比例一般不得低于30%。

10.7.3 由I-V特性曲线得出支路的最大输出功率，为了将调试得到的最大输出功率转换到峰值功率，应按下列要求进行校正：

1 在非标准条件下调试，应进行光强校正，光强按照线性法进行校正；

2 按照第三方调试报告提供的温度系数进行校正，如无法获得可信数据，可按照晶体硅光伏组件功率温度系数-0.35%/°C，非晶硅按照功率温度系数-0.35%/°C进行校正；

3 光伏组串并联后会有组合损失，应当进行组合损失校正，组串的组合损失应当控制在5%以内；

4 工作条件下太阳能电池很难保证工作在最大功率点，需要与功率曲线对比进行校正；对于带有太阳能电池最大功率点跟踪（MPPT）装置的建筑光伏系统可以不做此项校正；

5 如果有不同朝向的建筑光伏组串接入同一台逆变器时，需要进行校准；如果没有“光伏幕墙方阵调试仪”，也可以通过现场调试建筑光伏系统直流侧的工作电压和工作电流得出实际直流输出功率。

10.7.4 经过校正的实测建筑光伏系统功率应与设计容量对比，建筑光伏系统检测功率应在质量保证书装机容量保证值内。

11 验 收

11.1 一般规定

11.1.1 光伏幕墙工程符合本标准规定外，尚应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB 50210和《建筑节能工程施工质量验收标准》GB 50411的相关规定。

11.1.2 工程验收组应由建设单位组建，并应由建设、设计、监理、施工、调试等有关单位负责人及专业技术人员组成。

11.1.3 光伏幕墙工程验收应进行技术资料审查、现场观感检查和实物抽样检验。验收前应将幕墙表面清洗干净，保持立面完好及清洁。

11.1.4 光伏幕墙工程验收时，应审查下列资料，并检查与工程实际情况的一致性：

1 竣工图、结构计算书、热工性能计算书、设计变更文件及其他设计文件；

2 所用材料、构件及组件、紧固件及其他附件的产品合格证书、性能检测报告、进场验收记录，进口材料应有商检证明；

3 均质钢化玻璃除应提供产品合格证外，尚应提供均质加工过程记录；

4 光伏幕墙工程所用硅酮结构胶的认定证书和抽查合格证明，国家认可的检测机构出具的硅酮结构胶相容性和剥离粘结性试验报告；

5 注胶及养护环境的温度、湿度记录；双组分硅酮结构胶的混匀性试验记录及拉断试验记录；

6 后置埋件的现场抗拔（抗剪）检测报告、槽式埋件的现场承载力检测报告；

7 光伏幕墙抗风压性能、气密性能、水密性能、平面内变形性能检测报告及有其他规定的性能检测报告；

8 光伏幕墙与主体结构防雷接地点之间的电阻检测记录；

9 绝缘电阻测试记录；

10 等电位联结导通性测试记录；

11 隐蔽工程验收文件；

12 光伏幕墙构件、组件和面板的加工制作检验记录；

13 光伏幕墙安装施工质量检查记录；

14 张拉索杆体系预拉力张拉记录；

15 现场淋水试验记录；

16 系统调试、检测和试运行记录（并应包括电线电缆绝缘测试记录等）；

17 光伏幕墙及主要部件的使用维护说明书；

18 接入电网意见函、接入系统方案确认单、电力并网验收意见单；

19 其他对工程质量有影响的重要技术资料。

11.1.5 光伏幕墙工程质量检验应按下列规定划分检验批，每幅幕墙均应检验：

1 相同设计、材料、工艺和施工条件的幕墙工程每1000m²应划分为一个检验批，不足1000m²也应划分为一个检验批。每个

检验批每100m²应至少抽查一处，每处不得小于10m²；

2 同一单位工程不连续的幕墙应单独划分检验批；

3 对于异形或特殊要求的幕墙，检验批的划分应根据幕墙的结构、工艺特点及幕墙工程规模，可由监理单位、建设单位和施工单位协商确定。

11.1.6 光伏幕墙安装验收，可划分为幕墙结构的验收和光伏发电系统验收两部分。幕墙结构验收应按现行国家标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102及其他有关标准执行；光伏发电系统验收应按现行国家标准《并网光伏电站启动验收技术规范》GB/T37658、《建筑电气工程施工质量验收规范》GB 50303、《电气装置安装工程接地装置施工与验收规范》GB 50169和《并网光伏系统的验收要求》IEC 62446-1等规范中相关规定执行。

11.1.7 安装方应提供下述隐蔽工程验收记录：

1 光伏幕墙构件的安装节点和验收记录；

2 光伏幕墙的防雷接地连接节点、验收记录；

3 光伏幕墙的电缆设计布线图纸及走线验收记录。

11.1.8 光伏幕墙安装验收，应做好记录、签署有关文件并立案归档。

11.1.9 光伏幕墙安装完成，经竣工验收后方可向地方电力管理部门提出申请并网连接。

11.2 建筑工程

11.2.1 光伏幕墙的形式和立面风格应符合设计要求。

检验方法：观察；尺量检查。

11.2.2 主体结构的预埋件和后置埋件的位置、数量、规格尺寸及槽

式预埋件、后置埋件的拉拔力应符合设计要求。

检验方法：检查进场验收记录、隐蔽工程验收记录；槽式预埋件、后置埋件的拉拔试验检测报告。

11.2.3 光伏幕墙防火、保温、防潮材料的设置应符合设计要求，填充应密实、均匀、厚度一致。

检验方法：观察；检查隐蔽工程验收记录。

11.2.4 有水密性要求的光伏幕墙应无渗漏。板缝注胶应饱满、密实、连续、均匀、无气泡，宽度和厚度应符合设计要求。密封胶的施工厚度不应小于3.5mm。

检验方法：观察；尺量检查；检查施工记录，在易渗漏部位进行淋水试验。

11.2.5 金属框架、连接件及焊缝的防腐处理应符合设计要求，不同金属材料之间应避免双金属腐蚀。

检验方法：观察；检查隐蔽工程验收记录。

11.2.6 开启窗的配件应齐全，安装应牢固，安装位置和开启方向、角度及开启距离应符合设计要求；开启应灵活，关闭应严密。

检验方法：观察；手扳检查；开启和关闭检查。

11.2.7 光伏幕墙外表面应平整、洁净，不得有污染和镀膜损坏。

检验方法：观察。

11.2.8 玻璃、铝合金型材的表面质量和检验方法应符合表12.2.8-1和表12.2.8-2的规定：

表 12.2.8-1 每平方米玻璃的表面质量和检验方法

项次	项目	质量要求	检验方法
1	明显划伤和长度>100mm 的轻微划伤	不允许	观察

2	长度≤100mm 的轻微划伤	≤8 条	用钢板尺检查
3	擦伤总面积	≤500mm ²	用钢板尺检查

表12.2.8-2 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	明显划伤和长度>100mm 的轻微划伤	不允许	观察
2	长度≤100mm 的轻微划伤	≤2 条	用钢板尺检查
3	擦伤总面积	≤500mm ²	用钢板尺检查

11.2.9 外露框料或装饰条应光滑顺直，颜色、规格应符合设计要求，安装应牢固。

检验方法：观察；手扳检查。

11.2.10 玻璃板块之间的拼缝应均匀，顺直。

检验方法：观察；钢板尺。

11.2.11 密封胶缝应饱满、光滑顺直、宽窄均匀，不得有气泡、气孔；开放式板缝宽度均匀，符合设计规定。

检验方法：观察；手摸检查。

11.2.12 隐蔽节点的遮封装修牢固、整齐、美观。

检验方法：观察；手扳检查。

11.3 结构工程

11.3.1 玻璃光伏幕墙周边、内表面与主体结构之间的连接节点、各种变形缝、墙角、压顶的连接节点应符合设计要求。

检验方法：观察；检查隐蔽工程验收记录和施工记录。

11.3.2 光伏幕墙框架与主体结构预埋件或后置埋件的连接、幕墙构件之间的连接、面板与幕墙构架的连接、安装应可靠并应符合设计要求。

检验方法：手扳检查；检查隐蔽工程验收记录。

11.3.3 隐框或半隐框玻璃幕墙的每块玻璃下端应设置两个铝合金或不锈钢托条，其长度不应少于100 mm，材料规格符合设计要求。

检验方法：观察；检查施工记录。

11.3.4 明框玻璃光伏幕墙压板应通长，隔热条不得承受永久荷载，固定螺钉规格、间距应符合设计要求。

检验方法：观察；检查施工记录。

11.3.5 全玻璃光伏幕墙采用悬挂安装方式时，应吊挂在主体结构上，吊夹具与玻璃连接构造应符合设计要求。

检验方法：观察；检查隐蔽工程验收记录和施工记录。

11.3.6 预埋件与幕墙连接的检验指标，应符合下列规定：

- 1 连接件、绝缘片、紧固件的规格、数量应符合设计要求；
- 2 连接件应安装牢固。螺栓应有防松脱措施；
- 3 连接件的可调节构造应用螺栓牢固连接，并有防滑动措施。角码调节范围应符合使用要求；
- 4 连接件与预埋件之间的位置偏差使用钢板或型钢焊接调整时，构造形式与焊缝应符合设计要求；
- 5 预埋件、连接件表面防腐层应完整、不破损。

检验方法：应在预埋件与幕墙连接节点处观察，手动检查，并应采用分度值为1 mm的钢直尺和焊缝量规测量。

11.3.7 锚栓连接的检验指标，应符合下列规定：

- 1 使用锚栓进行锚固连接时，锚栓的类型、规格、数量、布置位置和锚固深度必须符合设计和有关标准的规定；

2 锚栓的埋设应牢固、可靠，不得露套管。

检验方法：用精度不大于全量程的2%的锚栓拉拔仪、分辨率为0.01mm的位移计和记录仪检验锚栓的锚固性能；观察检查锚栓埋设的外观质量，用分辨率为0.05mm的深度尺测量锚固深度。

11.3.8 幕墙顶部连接的检验指标，应符合下列规定：

1 女儿墙压顶坡度正确，罩板安装牢固，不松动、不渗漏、无空隙。女儿墙内侧罩板深度不应小于150 mm，罩板与女儿墙之间的缝隙应使用密封胶密封；

2 密封胶注胶应严密平顺，粘结牢固，不渗漏，不污染相邻表面。

检验方法：应在光伏幕墙顶部和女儿墙压顶部位手动和观察检查，必要时也可进行淋水试验。

11.3.9 光伏幕墙底部连接的检验指标，应符合下列规定：

1 镀锌钢材的连接件不得同铝合金立柱直接接触；

2 立柱、底部横梁及幕墙板块与主体结构之间应有伸缩空隙。空隙宽度不应小于15 mm，并用弹性密封材料嵌填，不得用水泥砂浆或其他硬质材料嵌填；

3 密封胶应平顺严密、粘结牢固。

检验方法：应在光伏幕墙底部采用分度值为1 mm的钢直尺测量和观察检查。

11.3.10 立柱连接的检验指标，应符合下列规定：

1 芯管材质、规格应符合设计要求；

- 2 芯管插入上下立柱的长度均不得小于200 mm;
- 3 上下两立柱间的空隙不应小于10 mm;
- 4 立柱的上端应与主体结构固定连接, 下端应为可上下活动的连接。

检验方法: 应在立柱连接处观察检查, 并应采用分辨率为0.05mm的游标卡尺和分度值为1mm的钢直尺测量。

11.3.11 梁、柱连接节点的检验指标, 应符合下列规定:

- 1 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。同一连接处的连接螺栓不应少于两个, 且不应采用自攻螺钉;

- 2 梁、柱连接应牢固不松动, 两端连接处应设弹性橡胶垫片, 或以密封胶密封;

- 3 与铝合金接触的螺钉及金属配件应采用不锈钢或铝制品。

检验方法: 应在梁、柱节点处观察和手动检查, 并应采用分度值为1mm的钢直尺和分辨率为0.02 mm的塞尺测量。

11.3.12 变形缝节点连接的检验指标, 应符合下列规定:

- 1 变形缝构造、施工处理应符合设计要求;

- 2 罩面平整、宽窄一致, 无凹瘪和变形;

- 3 变形缝罩面与两侧幕墙结合处不得渗漏。

检验方法: 应在变形缝处观察检查, 并应采用淋水试验检查其渗漏情况。

11.3.13 光伏幕墙内排水构造的检验指标, 应符合下列规定:

1 排水孔、槽应畅通不堵塞，接缝严密，设置应符合设计要求；

2 排水管及附件应与水平构件预留孔连接严密，与内衬板出水孔连接处应设橡胶密封圈。

检验方法：应在设置内排水的部位观察检查。

11.3.14 全玻璃幕墙玻璃与吊夹具连接的检验指标，应符合下列规定：

1 吊夹具和衬垫材料的规格、色泽和外观应符合设计和标准要求；

2 吊夹具应安装牢固，位置准确；

3 夹具不得与玻璃直接接触；

4 夹具衬垫材料与玻璃应平整结合、紧密牢固。

检验方法：应在玻璃的吊夹具处观察检查，并对夹具进行力学性能试验。

11.3.15 拉杆（索）结构接点的检验指标，应符合下列规定：

1 所有杆（索）受力状态应符合设计要求；

2 焊接节点焊缝应饱满、平整光滑；

3 节点应牢固，不得松动。紧固件应有防松脱措施。

检验方法：应在光伏幕墙索杆部位观察检查，也可采用应力测定仪对索杆的应力进行测试。

11.3.16 点支承装置的检验指标，应符合下列规定：

1 点支承装置和衬垫材料的规格、色泽和外观应符合设计和标准要求；

2 点支承装置不得与玻璃直接接触，衬垫材料的面积不应小于点支承装置与玻璃的结合面；

3 点支承装置应安装牢固，配合严密。

检验方法：应在点支承装置处观察检查。

11.4 电气工程

11.4.1 逆变器、汇流设备、储能蓄电池、配电柜、线缆的品种、规格、性能等应符合现行国家产品标准和设计要求。

检查方法：检查设备的质量合格证明文件、中文标志及国家指定的权威部门的检验报告等。

11.4.2 快速关断系统应满足设计要求。

检验方法：通过监控系统启动发电系统快速关断功能，检测任意两个光伏幕墙组串间是否连通。

11.4.3 电缆与直流连接器连接应符合相关规范要求，连接紧固无松动。

检查数量：不小于总数量的10%。

11.4.4 光伏幕墙电缆的长期使用设计载流量，不应低于光伏幕墙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。

11.4.5 汇流箱、逆变器、配电柜的接地系统连接应牢固，电阻值应符合现行国家相关产品标准和设计要求。直流汇流箱内接线及箱内配置的避雷器的耐压不应低于2倍系统的峰值电压，接地电阻值应与建筑物防雷接地系统接地电阻值相一致。

检验方法：观察、调试检查。

11.4.6 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文件的规定。不得渗漏。

检验方法：检查隐蔽工程验收记录。

11.4.7 汇流箱、逆变器、配电柜的安装质量应符合下列规定：

- 1 防护等级应满足设计和使用环境的要求
- 2 线缆连接应牢固、可靠，并有防松动零件
- 3 采用金属箱体的汇流箱应可靠接地；
- 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文件的规定。

检验方法：观察、调试检查。

11.4.8 汇流箱、逆变器、配电柜的电气参数特性应符合设计文件的规定。

检验方法：观察、调试检查。

11.4.9 线缆敷设应符合下列规定：

- 1 线缆敷设型式应符合设计文件的规定；
- 2 线缆敷设施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准》GB 50168的有关规定；
- 3 线缆敷设应有支承、固紧和防护等措施，线缆应留有适当余量；
- 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。

11.4.10 电缆的固定、弯曲半径、相序排列等应符合现行国家标准《电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准》GB 50168的有关规定，裸露未加铠装的传输电缆防护管配置符合设计文件的规定。

检验方法：检查隐蔽工程验收记录。

11.4.11 防雷装置必须与主体结构的防雷装置可靠连接，防雷装置的设置应符合设计要求。

检验方法：检查设计文件。

11.4.12 光伏幕墙金属框架连接的检验指标，应符合下列规定：

- 1 光伏幕墙所有金属框架应互相连接，形成导电通路。
- 2 连接材料的材质、截面尺寸、连接长度必须符合设计要求。
- 3 连接接触面应紧密可靠，不松动。

检验方法：用接地电阻仪或兆欧表测量检查；观察、手动试验，并用分度值为1mm的钢卷尺、分辨率为0.05mm的游标卡尺测量。

11.4.13 光伏幕墙与主体结构防雷装置连接的检验指标，应符合下列规定：

- 1 连接材质、截面尺寸和连接方式必须符合设计要求；
- 2 幕墙金属框架与防雷装置的连接应紧密可靠，应采用焊14接或机械连接，形成导电通路。连接点水平间距不应大于防雷引下线的间距，垂直间距不应大于均压环的间距；
- 3 女儿墙压顶罩板宜与女儿墙部位幕墙构架连接，女儿墙部位幕墙构架与防雷装置的连接节点宜明露，其连接应符合设计的规定。

检验方法：应在幕墙框架与防雷装置连接部位，采用接地电阻仪或兆欧表测量和观察检查。

11.4.14 储能蓄电池的安装质量应符合下列要求：

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

检查方法：外观检查，紧固检查。检查储能蓄电池房间通风能力是否满足环境温度要求。

11.5 隐蔽工程

11.5.1 光伏幕墙应在安装施工过程中对下列隐蔽工程项目进行验收，应有详细的文字记录和图文及影像资料。

- 1 预埋件或后置埋件及锚栓；
- 2 构件与主体结构的连接节点；
- 3 幕墙四周、幕墙内表面与主体结构之间的封堵；
- 4 幕墙伸缩缝、抗震缝、沉降缝及墙面转角处的构造节点；
- 5 幕墙面板与支承结构的连接节点；
- 6 幕墙防雷连接节点；
- 7 幕墙防火、隔烟节点；
- 8 单元式玻璃幕墙的封口节点。

12 运行维护

12.1 一般规定

12.1.1 光伏幕墙的运行维护应符合现行国家标准《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368及行业标准《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》JGJ/T 264的有关规定。

12.1.2 光伏幕墙应经调试合格，并应通过验收合格后方可投入运行。

12.1.3 光伏幕墙正式投运前，应具备合格的现场和运行维护规程，并有合格的运行维护人员。

12.1.4 应根据光伏幕墙的特点和工作条件，制定详细的运维计划，包括定期巡检、设备维护、故障排查和数据监测等内容。

12.1.5 光伏幕墙运维的全部过程应进行记录，且所有记录应存档，并应对每次故障记录进行分析。

12.1.6 光伏幕墙的运行与维护应配备必要工具、防护用品和运行所需要的备品备件，备品备件应合格、适用且在有效使用年限内。

12.1.7 光伏幕墙外表面的检查、清洗、保养与维护工作宜选择在早晚或阴天进行，不应在4级以上风力和雨雪天进行。

12.1.8 光伏幕墙维护前应做好安全准备，并应断开所有应断开的开关和刀闸。

12.1.9 光伏幕墙的运维过程中不应损坏光伏幕墙构件的表面及封装结构，不应影响支承结构的稳固性和建筑物的结构与性能。

12.1.10 光伏幕墙运维主体应制定操作使用手册，并对重大安全事件、高危漏洞及重复发生的共性安全问题进行原因分析并跟踪改进。

12.2.11 光伏幕墙的计量设备和器具应符合计量的要求，并将计量装置应定期按照DL/T 448的要求进行校验。

12.1.12 光伏幕墙宜采用智能化运行与维护设备，以提高运行与维护效率和提升运行与维护效果。

12.2 清洗维护

12.2.1 运维清洗应符合现行国家国标《建筑外墙清洗维护技术规程》JGJ 168的规定。

12.2.2 光伏幕墙宜每年对外观、一致性、接地性能、电流—电压特性、组件内部缺陷进行检测。

12.2.3 高度超过50米的光伏幕墙应设置满足面板清洗、更换和维护要求的装置。

12.2.4 光伏幕墙的主要部件周围不得堆积易燃易爆物品，设备本身及周围环境应散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。

12.2.5 光伏幕墙的各个接线端子应保持牢固可靠，设备的接线孔处应确保有效封堵措施。

12.2.6 光伏幕墙构件的运维应符合下列规定：

- 1** 应保持光伏幕墙构件表面清洁；
- 2** 光伏幕墙构件不应有玻璃破碎、背板灼焦等明显变化；
- 3** 清洁光伏幕墙构件时，应防止水流入防火隔断材料及组件的电气接口。

12.2.7 应检查光伏幕墙构件金属边框接地线和负极接地线连接是否紧固、可靠，有无松动、脱落。存在上述现象时，应对接地线进行紧固或替换，确保可靠接地。

12.2.8 定期检查和维修应符合下列规定：

- 1** 在光伏幕墙竣工验收后满一年，应对光伏幕墙进行一次全面的检查，此后每五年检查一次；

2 拉杆或拉索幕墙在工程竣工验收后六个月时，必须对该幕墙进行一次全面的拉力检查和调整，此后应每三年应检查一次；

3 幕墙工程使用10年后应对工程不同部位的结构硅酮密封。

12.2.9 对易损耗部件，应有备件，并建立备件库，定期核对记录。应每季度对备品备件进行检查或保养。

12.2.10 控制及逆变器的检查项目、内容和维护周期，应按照制造厂家的规定进行。

12.2.11 防雷接地应定期检查，出现问题应立即处理，检查内容包括以下项目：

1 组件接地连接可靠；

2 支架接地连接可靠；

3 电缆金属铠装与接地系统的连接可靠；

4 检查方阵防雷保护装置是否失效，按需要进行更换；

5 定期检查各功率调节设备与接地系统是否连接可靠；

6 测量接地装置的接地电阻值是否满足设计要求；

7 检查方阵汇流盒以及各设备内安装的防雷保护装置是否失效，并根据需要及时更换；

8 电涌保护器连接应良好，接头应牢固可靠。

12.2.12 配电线路应定期检查，出现问题应立即处理，检查内容包括以下项目：

1 线缆是否破损，有无抛挂物；

2 绝缘子是否破损，其铁脚有无歪曲和松动；

3 进户线上的保护电器是否完好；

4 电缆保护套管口不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平；金属电缆套管不应有严重锈蚀；

5 电缆宜处于松弛状态，不得对电缆、连接器施加任何应力，不得敲打接线盒或拉扯电缆。

12.2.13 升压变压器的运行管理与维护，应符合现行行业标准《配电变压器运行规程》DL/T 1102的规定。

12.2.14 继电保护及二次回路应定期检查，出现问题立即处理，检查内容包括以下项目：

1 继电保护装置外观清洁无损，二次回路相关编号清晰、接线端子无松动；

2 继电保护装置的设定值与经过审批的继电保护整定值相同；

3 并网柜、升压变压器、电缆线路、逆变器、直流配电柜保护装置运行是否正常。

12.3 监控巡检

12.3.1 光伏发电系统巡视检查宜符合下列规定：

1 巡视检查分为日常巡视检查、定期巡视检查和特殊巡视检查；

2 日常巡视检查可通过远程监视及时进行，并将检查结果记入工作日志；

3 定期巡视检查系统的工程现场；

4 雷雨过后、极寒、极热等特殊天气或发生严重缺陷情况下进行特殊巡视检查。

12.3.2 光伏幕墙宜建立智慧管理平台，具备配置数据采集及就地监控数据服务，包括光伏发电设备、环境气象设备（如有）及并网点电气设备数据。

12.3.3 光伏幕墙的监控系统应能够根据设备运行数据，实现对设备巡检检修并提供优化管理决策支持，运维人员定期对光伏发电系统进行巡检和维修，做好记录。

12.3.4 监控系统应能够主动分析预警设备运行故障异常状况，提醒运维人员及时处理。

12.3.5 应根据系统监控运行数据和经济性，有效评估光伏组件清洗方法、时间节点和次数。

12.3.6 应根据监控运行数据，分析发现由于遮挡、污染、组串断路、组件隐裂、线损等原因导致的发电损失，并及时采取措施。

12.3.7 应根据监控运行数据和日常巡检检修的结论，对系统进行必要的技改，确保系统安全高效运行。

12.4 安全生产

I 安全作业

12.4.1 运维时的高空作业应符合现行行业标准《建筑施工高处作业安全技术规范》JGJ 80的相关规定。

12.4.2 光伏幕墙运维时安全生产应符合下列要求：

- 1** 非上人的光伏采光顶，安装时应避免踩踏；
- 2** 光伏幕墙构件在晴天安装时，应避免直接用手接触组件连接器金属端口，应采取防尘帽将连接器封闭或采取遮光措施防止构件产生放电现象；

3 光伏幕墙构件对与无灭弧功能的开关进行连接时，其所在回路电路应断开后再进行连接，严禁直接带负载插拔连接器和无灭弧功能的开关；

4 光伏幕墙构件有破损的，应及时放置专门区域进行保存，且需限制人员接近，联系生产厂家进行无害化处理。

II 消防管理

12.4.3 应贯彻执行相关消防法规、运维主体的消防安全管理制度。

12.4.4 应拟定逐级消防安全责任制，制定和执行各岗位消防安全职责、消防安全操作规程，消防设施运行和检修规程等制度。

12.4.5 应制定光伏区、变电站等重点防火部位的灭火和应急疏散预案。

12.4.6 消防安全重点部位应设置明显的防火标志，并在出入口位置悬挂防火警示标示牌。标识牌的内容应包括消防安全重点部位的名称、消防管理措施、灭火和应急疏散方案及防火责任人。

12.4.7 生产生活区域应备有必要的消防设施和消防防护装备，并按规定使用和存放，定期检验确保随时可用。生产生活区域消防通道应保持畅通。

12.4.8 应建立消防安全教育培训制度，定期组织消防演练，提高运维人员预防火灾和扑救火灾的能力。对新上岗的运维人员应进行上岗前消防安全培训，对在岗运维人员每年应至少进行一次消防安全培训。

12.4.9 运维人员应每月定期检查一次消防器材的放置、完好情况，检查灭火器压力表应在合格范围内，本体应清洁。

12.4.10 电气设备和材料发生火灾，应进行如下处理：

1 光伏幕墙发生火灾时，应先切断与电网的连接，并迅速将

火灾点位的前后端电气开关进行断开，确保火灾点无危害电源后再进行灭火；

2 光伏幕墙构件及连接电缆着火时，应立即切断对应的直流汇流箱开关，取下对应的直流保险，迅速采取灭火措施；

3 汇流箱着火时，应立即切断对应开关柜内的进线开关，同时切断该汇流箱所有组串的进线电缆，迅速采取灭火措施；

4 逆变器出现声音异常、焦味、冒烟等异常情况时，应立即停止逆变器运行。逆变器发生火灾时，应立即断开两侧的交、直流开关和电缆，后进行灭火。

III 防灾防害

12.4.11 连续高温天气情况时，应对光伏幕墙加强温度监控，对温度异常的应及时进行切断处理，并及时检测光伏幕墙构件材料是否存在黄变、烧斑印记或玻璃破损等现象；

12.4.12 应定期组织开展气象灾害应急演练，提高应急救援能力。

12.4.13 大雪来临前应检查光伏幕墙的牢固程度，当光伏幕墙构件受到严重覆盖或遮挡时，应根据实际情况进行表面清洁。

12.4.14 雷雨季节前应对光伏幕墙的防雷接地进行测试和检查。

12.4.15 雷雨季节前后应及时检查光伏幕墙方阵的防雷保护装置，确保防雷保护装置处于正常状态。

12.4.16 雨季来临前应检查光伏幕墙构件的防水密封性能，并对光伏组件和设备进行绝缘测试。

12.4.17 大风、冰雹、大雨、大雪及雷电等恶劣天气过后，应对光伏幕墙构件外观、光伏幕墙结构和光伏组件发电情况进行检查。

12.4.19 为预防和避免由于小动物而引起的光伏发电系统设备事故，可采用捕、药、驱、罩、关、清、管等办法综合开展捕捉小动物活动。

12.4.19 光伏设备间或配电房门窗关闭应严密，有孔洞或安装设备打孔处应及时封堵，配电房门封闭不严时应加装挡鼠板，进出配电房应随手关门。

本标准用词说明

1 为便于在执行本规程条文时区别对待，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) 表述允许稍有选择，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”。

引用标准名录

- 1 《外壳防护等级（IP代码）》 GB 4208
- 2 《低压成套开关设备和控制设备 第1部分：总则》 GB 7251.1
- 3 《建筑用硅酮结构密封胶》 GB 16776
- 4 《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
- 5 《低压电气装置 第4—41部分：安全防护 电击防护》 GB 16895.21
- 6 《电气设备电源特性的标记 安全要求》 GB 17285
- 7 《建筑结构荷载规范》 GB 50009
- 8 《建筑抗震设计规范》 GB 50011
- 9 《建筑设计防火规范》 GB 50016
- 10 《钢结构设计规范》 GB 50017
- 11 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》 GB 50018
- 12 《低压配电设计规范》 GB 50054
- 13 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057
- 14 《建筑结构可靠性设计统一标准》 GB 50068
- 15 《火灾自动报警系统设计规范》 GB 50116
- 16 《民用建筑隔声设计规范》 GB 50118
- 17 《公共建筑节能设计标准》 GB 50189
- 18 《钢结构工程施工质量验收规范》 GB 50205
- 19 《电力工程电缆设计规范》 GB 50217
- 20 《建筑内部装修设计防火规范》 GB 50222
- 21 《综合布线系统工程设计规范》 GB 50311
- 22 《铝合金结构设计规范》 GB 50429

- 23 《光伏电站设计规范》 GB 50797
- 24 《民用建筑电气设计标准》 GB 51348
- 25 《钢结构工程施工质量验收规范》 GB 52025
- 26 《民用建筑通用规范》 GB 55031
- 27 《消防设施通用规范》 GB 55036
- 28 《建筑防火通用规范》 GB 55037
- 29 《电缆和光缆绝缘和护套材料 通用试验方法 第11部分：通用试验方法厚度和外形尺寸测量机械性能试验》 GB/T 2951.11
- 30 《电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法 第12部分：通用试验方法热老化试验方法》 GB/T 2951.12
- 31 《电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法 第51部分：填充膏专用试验方法—滴点—油分离—低温脆性—总酸值—腐蚀性—23℃时的介电常数—23℃和100℃时的直流电阻率》 GB/T 2951.51
- 32 《建筑幕墙层间变形性能分级及检测方法》 GB/T 18250
- 33 《在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第11部分：试验装置—火焰温度不低于750℃的单独供火》 GB/T 19216.11
- 34 《在火焰条件下电缆或光缆的线路完整性试验 第21部分：试验步骤和要求额定电压0.6/1.0kV及以下电缆》 GB/T 19216.21
- 35 《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》 GB/T 20047.1
- 36 《材料产烟毒性危险分级》 GB/T 20285
- 37 《建筑幕墙》 GB/T 21086
- 38 《节能耐腐蚀钢制电缆桥架》 GB/T 23639
- 39 《光伏发电系统接入配电网技术规定》 GB/T 29319
- 40 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB/T 29551
- 41 《建筑用太阳能光伏中空玻璃》 GB/T 29759

- 42 《建筑幕墙、门窗通用技术条件》 GB/T 31433
- 43 《光伏电站防雷技术要求》 GB/T 32512
- 44 《地面光伏系统直流连接器》 GB/T 33765
- 45 《光伏电站汇流箱技术要求》 GB/T 34936
- 46 《建筑模数协调标准》 GB/T 50002
- 47 《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368
- 48 《电力建设安全工作规程》 DL 50009
- 49 《光伏电站防雷技术规程》 DL/T 1364
- 50 《建筑玻璃采光顶技术要求》 JG/T 231
- 51 《建筑幕墙热循环试验方法》 JG/T 397
- 52 《建筑用光伏幕墙构件通用技术要求》 JG/T 492
- 53 《高层建筑混凝土结构技术规程》 JGJ 3
- 54 《高层民用建筑钢结构技术规程》 JGJ 99
- 55 《玻璃幕墙工程技术规范》 JGJ 102
- 56 《建筑玻璃应用技术规程》 JGJ 113
- 57 《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》 JGJ 203
- 58 《采光顶与金属屋面技术规程》 JGJ 255
- 59 《玻璃幕墙工程质量检验标准》 JGJ/T 139
- 60 《光伏建筑一体化系统运行与维护规范》 JGJ/T 264
- 61 《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》 JGJ/T 365
- 62 《建筑工程风洞试验方法标准》 JGJ/T 338
- 63 《光伏发电并网逆变器技术规范》 NB/T 32004

云南省工程建设标准

光伏幕墙工程技术标准

DBJ 53/T-XXX-202X

条文说明

(征求意见稿)

目 次

3	基本规定	78
4	设备和材料	79
4.1	一般规定	79
4.2	光伏幕墙构件	79
4.4	电缆	80
4.7	汇流设备	80
4.8	交/直流配电柜	80
4.10	储能系统	80
5	建筑设计	81
5.1	一般规定	81
5.2	性能设计	81
5.3	光伏幕墙设计	81
5.3	光伏幕墙构件划分和设计	82
6	结构设计	83
6.1	一般规定	83
6.4	连接结构设计	83
7	电气设计	84
7.1	一般规定	84
7.2	光伏幕墙组串	84
7.3	布线系统	84
7.5	直流侧过电流保护	85
7.6	绝缘故障防护	85
9	施工安装	86
9.2	施工安装准备	86
12	运行维护	87
12.1	一般规定	87
12.2	清洗维护	87
12.3	监控巡检	88

3 基本规定

3.0.1 光伏幕墙在设计、施工、运维等阶段均应充分考虑云南省当地特点，如项目所在地区很可能会有处于破坏性地震高发带、高海拔地区较多、紫外线强、昼夜温差大、干热或者湿热气候，以及少数民族集聚区的文化特色鲜明等特点。

3.0.8 光伏发电是直流电，光伏幕墙应用中光伏以建材出现，直流高压条件下如产生直流电弧难以熄灭，将对于建筑安全造成威胁，因此在光伏幕墙项目中推荐采用组串级关断器，从而具备可以在直流拉弧情况下系统迅速切断光伏组串之间的连接，对电站实施安全救援。

4 设备和材料

4.1 一般规定

4.1.3 安装光伏隔离变压器，可以防止直流电流串入电网，减少谐波对电网的影响；可以稳定系统电压提高安全系数。

4.1.4 本条对光伏幕墙的直流侧电气设备的选取做出了规定：

1 一些光伏幕墙构件在安装后最初几周或几个月内，其实际 $I_{sc\ mod}$ 可能采用公大于标称值或会随时间而增大，在确定电缆载流量时应予以考虑。

2 光伏幕墙构件及其布线的工作温度会远大于环境温度。对于布置在光伏幕墙构件附近或与其有接触的电缆，其最小工作温度应等于预期最大环境温度加上40℃。

3 对于可调的保护电器，额定电流 I_n 是给定的整定电流。

4.2 光伏幕墙构件

4.2.4 根据JGJ 113—2015《建筑玻璃应用技术规程》第4.1.13条，面板玻璃应选用超白玻璃，超白玻璃的透光率不宜小于90%。JGJ 102-2003《玻璃幕墙工程技术规范》第6.1.1条规定：“框支承玻璃幕墙单片玻璃的厚度不应小于6mm，夹层玻璃的单片厚度不宜小于5mm。夹层玻璃和中空玻璃的单片玻璃厚度相差不宜大于3mm。”光伏幕墙构件当采用轻质物理钢化玻璃时，轻质物理钢化玻璃应符合GB/T 34328-2017《轻质物理强化玻璃》的有关规定。

4.2.8 侧边接线盒：接线盒位于光伏幕墙构件前后或左右端部玻璃切割面。

4.4 电缆

4.4.3 校正系数参考《电力工程电缆设计标准》GB 50217。

4.7 汇流设备

4.7.3 汇流箱安装位置应便于巡检、操作和检修，宜选择室内干燥场所；设置在室外时，应具有防水、防腐、防日照措施。

4.7.5 防反二极管用于防止故障时的反向电流，其额定电压应高于2倍光伏幕墙方阵最大电压，额定电流应大于1.4倍所保护光伏组串标准测试条件下的短路电流。

4.8 交/直流配电柜

4.8.2 交/直流配电柜安装位置应便于巡检、操作和检修，宜选择室内干燥场所；设置在室外时，应具有防水、防腐、防日照措施。

4.10 储能系统

4.10.3 完整的电化学储能系统主要由：电池组、电池管理系统(BMS)、能量管理系统(EMS)、储能变流器(PCS)以及其他电气设备构成。在储能系统中，电池组将状态信息反馈给电池管理系统BMS，BMS将其共享给能源管理系统EMS和储能变流器PCS；EMS根据优化及调度决策将控制信息下发至PCS与BMS，控制单体电池/电池组完成充放电等。

5 建筑设计

5.1 一般规定

5.1.7 本款所指的对光环境要求较高的建筑是指居民小区或者机场等或类似功能要求的建筑类型。

5.1.11 本款是工程建设全生命周期“全覆盖”的相关条文，规定了50米以上光伏幕墙清洗、更换和维护的要求。幕墙外立面清洗和维护的装置通常称为擦窗机，在保障幕墙外立面安全、正常清洗和维护中有重要的作用。特别是在大尺寸大重量幕墙板块的更换维修中，是不可缺少的设备。为满足超高层和异形多变建筑的发展需要，擦窗机的设计和布置大都是非标准设计和制造，其安装、使用和管理难度在不断地提高。故此，光伏幕墙用擦窗机的设计和布置需在建筑设计阶段加以考虑，在光伏幕墙的设计阶段加以完成。

5.2 性能设计

5.2.7 现阶段各类光伏幕墙构件难以实现耐撞击性能2级要求，若实际可达到该要求，也可应用。

5.3 光伏幕墙设计

5.3.3 GB 50797—2012《光伏电站设计规范》第6.1.2条规定：“光伏发电系统中，同一个逆变器接入的光伏组件串电压、方阵朝向、安装倾角宜一致。”光伏幕墙开启扇因开启通风时要有一定的角度与其他光伏幕墙构件的角度不同而影响发电效率；设计时可考虑将开启扇做单独的组串，或采用不发电或与光伏幕墙构件颜色相近的玻璃面板。

5.3.4 光伏幕墙救援口位置不应采用夹层玻璃,可采用与光伏幕墙构件颜色相近的玻璃面板。

5.3 光伏幕墙构件划分和设计

5.4.2 光伏幕墙构件尺寸在常规模数基础上有3mm~5mm的允许偏差。在圆形或不规则形状屋顶或墙面安装光伏幕墙构件时,往往受到总面积和光伏幕墙构件回路模数的影响,此时,采用外形一致但无发电功能的光伏幕墙构件予以填充,此类光伏幕墙构件称为“装饰片”,其外形往往呈现不规则形状。除了充作“装饰片”的光伏幕墙构件不安装接线盒和单线外,其他部分的材料和制作工艺应一致。

5.4.6 通常光伏幕墙构件的几种组合形式如图5.4.6。

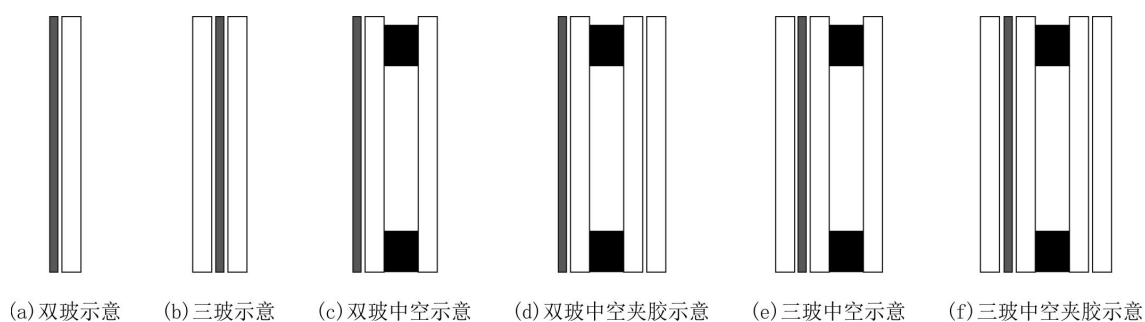


图5.4.6 光伏幕墙构件组合形式

6 结构设计

6.1 一般规定

6.1.1 采用螺栓连接的构件，应有可靠的防松、防滑措施；采用挂接或插接的构件，应有可靠的防脱、防滑措施。

6.1.3 温度作用不可忽略时，变形受到约束的支承结构尚应考虑温度作用的影响，并应采取相应构造措施。与水平面夹角小于75度的光伏幕墙还应考虑雪荷载、活荷载或积灰荷载。

6.4 连接结构设计

6.4.3 预埋件的计算宜采用有限元的方法进行，也可按现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102计算。

7 电气设计

7.1 一般规定

7.1.5 光伏幕墙若采用组串式逆变器或微型逆变器，可不配备直流汇流设备。

7.1.6 建筑光伏发电系统无功补偿容量应计算逆变器调节能力、汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素，必要时应增加无功补偿装置。

7.1.8 耐火等级较高的场所，不宜采用铝合金电缆桥架。

7.1.9 火灾发生时，不准使用泡沫灭火剂或水对光伏发电设备进行灭火。灭火时，机体、喷嘴及带电体的最小距离不应小于0.4m。使用灭火毯方法进行扑救的主要作用是用来遮挡阳光，使得光伏组件降低或失去电压，同时覆盖火源、阻隔空气，以达到安全灭火的目的。

7.2 光伏幕墙组串

7.2.1 光伏幕墙组串最大电压可由光伏幕墙组串在标准测试条件下的开路电压通过最低预期工作温度修正后确定。最低预期工作温度下，电压修正系数可根据光伏幕墙构件供应商提供的数据计算。

7.3 布线系统

7.3.2 直流电缆在幕墙内布线时，应符合下列规定：

- 1 正负极接头不应放置在胶缝处；
- 2 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；

3 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；

4 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%；

5 光伏幕墙构件连接电缆宜用符合本规范第4.5条规定的直流连接器连接；

6 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；

7 光伏幕墙构件接线盒的位置宜由光伏幕墙构件的安装方式确定。

7.3.6 无光伏或直流标识的直流电缆，宜附加印有“SOLARD.C.”等字样的彩色标签。标签间隔不宜超过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。

7.5 直流侧过电流保护

7.5.5 光伏组串反向故障电流=最大可靠功率/最大可靠电压。

7.6 绝缘故障防护

7.6.3 本条规定光伏幕墙应设置剩余电流监测系统（RCM）保护的限值及保护响应时间：

1 额定输出功率小于或等于30kVA的逆变器，限值为300mA；

2 额定输出功率大于30kVA的逆变器，限值为10mA/kVA。

7.6.5 采用非晶硅、铜铟镓硒组件时要正负极接地，碲化镉薄膜组件不需要正负极接地。

9 施工安装

9.2 施工安装准备

9.2.2 预埋件位置偏差过大或未设预埋件时，应制定补救措施或可靠的连接方案，经与业主、土建设计单位洽商同意后，方可实施。

12 运行维护

12.1 一般规定

12.1.3 运行和维护人员应熟悉光伏系统的原理、结构和性能，工序和质量标准，了解安全工作规程，并具有相关的专业技能。

12.1.8 开关和刀闸应有肉眼可见的开断点。

12.2 清洗维护

12.2.2 光伏幕墙的主要部件在运行时，温度、声音、气味、电压、电流、功率等不应出现异常情况，指示灯应正常工作并保持清洁。

12.2.8 本条规定在光伏幕墙竣工验收后满一年，应对光伏幕墙进行一次全面的检查的内容：

- 1 光伏幕墙整体是否变形、错位、松动；
- 2 主要承力构件、连接件和连接螺栓等连接是否可靠、有无锈蚀；
- 3 面板、外露构件有无松动和损坏；
- 4 硅酮胶有无脱胶、开裂、起泡，胶条有无脱落、老化等损坏现象；
- 5 开启窗是否启闭灵活，五金件是否有功能障碍或损坏，螺栓和螺钉是否松动和失效；
- 6 幕墙有无渗漏，排水系统是否通畅。

上述检查不符合要求的应进行维修或更换，维修与更换应符合原设计要求。

12.3 监控巡检

12.3.2 智慧管理平台应实现人、财、物集约化管理，数据平台、管理平台、决策平台集中于一体，形成统一管理体系，各平台宜具备以下功能：

1 数据平台宜具备集中监视、智能诊断、全景可视化等功能，实现自动故障诊断和关联告警推送；

2 管理平台宜具备安全管理、工单管理、巡检管理、物资管理等功能，实现安全管理信息在线录入、巡检维修自动派单、运维服务全程电子化记录；

3 决策平台宜具备数据看板、数据分析、统计报表等功能，实现系统发电水平、运维水平、能耗水平对标分析和设备性能质量评估分析。

12.3.3 光伏幕墙的运行监视应符合以下要求：

1 监视系统的遥感信号、遥控信号、遥测量是否正常；

2 监视系统的发电单元交直流侧电压、交直流侧电流、有功功率、无功功率、异常告警及故障等运行状态信息；

3 储能设备及设施的储能电池组工作电压、工作电流、荷电状态（SOC）、充放电功率、运行温度、异常告警及故障等信息；

4 安装有组件级智能优化装置的系统应监视优化装置的输入/输出电压、输入/输出电流、故障告警等信息以及终端设备用能信息（如分时用电量等）；

5 支持系统发电量预测功能，宜具备终端用能预测功能，并可根据系统发电和终端用能进行储能调度，实现系统发电最大化消纳；

6 支持低效发电单元分析、功率离散率对比分析、设备故障

分析等功能，并可根据系统运行数据，主动分析故障类型、预警设备运行故障异常状况，实现对系统巡检检修提供优化管理决策支持；

7 支持远程自动诊断功能，包括智能电流电压（I-V）巡检和无人机红外快速扫描巡检等，降低系统故障、异常状态的处理时间；

8 具备设备故障信息显示，实时定位系统故障点位置的功能；

9 对日常监控检查的项目内容做好运行记录，并定期对系统的各类运行记录进行备份检查并导出，保存时间不少于5年。