

UDC

中华人民共和国行业标准

JGJ

P

JGJ/T 365—2015

备案号 J 1993—2015

太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范

Code for electrical design of solar photovoltaic
glass curtain wall

2015—03—13 发布

2015—11—01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部 发布

中华人民共和国住房和城乡建设部 公 告

第 767 号

住房和城乡建设部关于发布行业标准 《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》的公告

现批准《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》为行业标准，编号为 JGJ/T 365 - 2015，自 2015 年 11 月 1 日起实施。

本规范由我部标准定额研究所组织中国建筑工业出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2015 年 3 月 13 日

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2010 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》（建标〔2010〕43 号）的要求，规范编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，参考有关国际标准和国外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，编制了本规范。

本规范的主要技术内容是：1 总则；2 术语；3 光伏幕墙系统设计；4 光伏并网；5 布线系统；6 监测系统；7 安全防护；8 系统环境。

本规范由住房和城乡建设部负责管理，由深圳市创益科技发展有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送深圳市创益科技发展有限公司（地址：深圳市龙岗区宝龙 7 路创益产业园，邮编：518116）。

本 规 范 主 编 单 位：深圳市创益科技发展有限公司

本 规 范 参 编 单 位：深圳市标准技术研究院

广东省电力设计研究院

晶澳（扬州）太阳能光伏工程有限公司

珠海兴业绿色建筑科技有限公司

深圳市计量质量检测研究院

华森建筑与工程设计顾问有限公司

深圳市三鑫玻璃幕墙工程有限公司

深圳蓝波绿建集团股份有限公司

乐山太阳能研究院

浙江公元太阳能科技有限公司

新奥光伏能源有限公司

本规范主要起草人员：崔明现 李 毅 孙 坚 黄曼雪
温利锋 杨 舸 胡希杰 汪少勇
黄伟中 徐 宁 尹 平 罗炳锟
胡盛明 李菊欢 张立军 张桂先
任继伟 刘井山 倪易洲 武振羽
苏乘风 姜希猛 谢 炜 韩占强
本规范主要审查人员：李英姿 孙韵琳 王 健 孙 兰
傅明华 李军生 杨文彪 苏小武
赵 亮

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	光伏幕墙系统设计	4
3.1	一般规定	4
3.2	光伏幕墙系统分类	4
3.3	光伏玻璃幕墙结构	5
3.4	装机容量与发电量	5
3.5	光伏幕墙方阵	6
3.6	主要电气设备选型	7
3.7	储能系统	10
4	光伏并网	12
4.1	一般规定	12
4.2	电能质量	13
4.3	并网保护	13
4.4	通信	13
4.5	电能计量	14
5	布线系统	15
5.1	一般规定	15
5.2	电缆选择	15
5.3	电缆布线要求	16
6	监测系统	19
6.1	一般规定	19
6.2	数据采集装置	19
7	安全防护	21
7.1	一般规定	21

7.2 电击防护	21
7.3 直流侧过电流保护	22
7.4 绝缘故障防护	24
7.5 直流电弧故障防护	26
7.6 防雷与接地	27
7.7 防火要求	28
8 系统环境	29
本规范用词说明	30
引用标准名录	31
附：条文说明	33

Contents

1	General Provisions	1
2	Terms	2
3	Design of PV System for Glass Curtain Wall	4
3.1	General Requirements	4
3.2	System Classification	4
3.3	Structure of PV Glass Curtain Wall	5
3.4	Installation Capacity and Power Generation	5
3.5	Array of PV Modules for Glass Curtain Wall	6
3.6	Selection of Main Electrical Equipment	7
3.7	Energy Storage System	10
4	PV Grid-connecting	12
4.1	General Requirements	12
4.2	Power Quality	13
4.3	Protection for Grid-connecting	13
4.4	Communication	13
4.5	Electric Energy Metering	14
5	System Cabling	15
5.1	General Requirements	15
5.2	Cable Selection	15
5.3	Cabling Requirements	16
6	Monitoring System	19
6.1	General Requirements	19
6.2	Data Acquisition Equipment	19
7	Safety Protection	21
7.1	General Requirements	21

7.2	Protection Against Electric Shock	21
7.3	Protection Against Overcurrent at D. C. Side	22
7.4	Protection Against Effects of Insulation Faults	24
7.5	Protection Against D. C. Arc Faults	26
7.6	Protection Against Effects of Lightning and Earthing	27
7.7	Fire Protection and Prevention	28
8	System Environment	29
	Explanation of Wording in This Code	30
	List of Quoted Standards	31
	Addition; Explanation of Provisions	33

1 总 则

1.0.1 为推动太阳能光伏发电系统在玻璃幕墙中的应用，规范太阳能光伏玻璃幕墙的电气设计，保证光伏玻璃幕墙供电安全可靠、技术先进和经济合理，制定本规范。

1.0.2 本规范适用于新建、扩建和改建的接入交流 220V/380V 电压等级用户侧的并网或离网太阳能光伏玻璃幕墙及采光顶的电气设计。

1.0.3 新建太阳能光伏玻璃幕墙的电气设计应纳入建筑工程设计，统一规划和管理，并应与建筑工程同时投入使用。

1.0.4 扩建和改建太阳能光伏玻璃幕墙的电气设计应按建筑工程设计审批程序进行专项工程的设计。

1.0.5 太阳能光伏玻璃幕墙电气设计，除应符合本规范外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 光伏玻璃幕墙 photovoltaic (PV) glass curtain wall

具有光伏发电功能的玻璃幕墙。

2.0.2 光伏玻璃幕墙组件 PV module for glass curtain wall

可用于玻璃幕墙（采光顶）并作为建筑围护结构材料的光伏组件。

2.0.3 光伏组串 string of PV modules for glass curtain wall

将多个光伏玻璃幕墙组件以串联方式连接，形成具有所需直流输出电压的最小单元。

2.0.4 光伏玻璃幕墙方阵 array of PV modules for glass curtain wall

由若干个光伏玻璃幕墙组件在机械和电气上按一定方式组装在一起的有序方阵，由若干光伏组串并联构成。简称“光伏幕墙方阵”。

2.0.5 光伏玻璃幕墙系统 PV system for glass curtain wall

利用光伏玻璃幕墙组件和其他辅助设备将太阳能转换成电能的光伏系统，是光伏建筑一体化的一种应用形式。简称“光伏幕墙系统”。

2.0.6 并网光伏幕墙系统 grid-connected PV system for glass curtain wall

与公共电网连接的光伏幕墙系统。

2.0.7 离网光伏幕墙系统 off-grid PV system for glass curtain wall

不与公共电网连接的光伏幕墙系统。

2.0.8 光伏专用电缆 PV cable

具有抗紫外线、耐臭氧、耐酸碱和耐高低温等性能，一般用

于光伏系统直流侧的电缆。简称“光伏电缆”。

2.0.9 并网点 point of coupling (POC)

光伏系统的输出与公共电网的连接点。

2.0.10 逆变器 PV inverter

用于将光伏幕墙方阵输出的直流电压和直流电流转换成交流电压和交流电流，并具备最大功率点跟踪功能和保护功能的电气设备。

2.0.11 最大功率点跟踪 maximum power point tracking (MPPT)

实时监测光伏组件（组串）的发电电压，并追踪其最大功率值，使光伏系统以最大功率输出。

2.0.12 标准试验条件下的短路电流 short-circuit current under standard test conditions of PV modules

标准试验条件下光伏玻璃幕墙组件、光伏幕墙子方阵或光伏幕墙方阵的短路电流。

2.0.13 监测系统 monitoring system

用于监测光伏系统运行状态，由数据采集系统和数据传输系统构成，是光伏系统的一个重要部分。

3 光伏幕墙系统设计

3.1 一般规定

3.1.1 光伏幕墙系统宜由光伏幕墙方阵、光伏汇流设备、逆变器、交流配电柜、储能系统、布线系统和监测系统等设备组成。

3.1.2 光伏幕墙系统设计应按负载性质、用电容量、幕墙结构、工程特点、建设规模以及所在建筑的供配电条件，合理确定设计方案，并应符合现行行业标准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203 的规定。

3.1.3 光伏幕墙系统设计应为电气设备提供安全的安装条件。逆变器、交流配电柜和储能装置等电气设备宜安置于配电室或控制室内。配电室或控制室可根据系统规模及建筑物形式采用分散或集中布置。配电室或控制室的设计应符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054 的规定。

3.2 光伏幕墙系统分类

3.2.1 光伏幕墙系统按接入方式可分为下列两种系统：

- 1 并网光伏幕墙系统；
- 2 离网光伏幕墙系统。

3.2.2 光伏幕墙系统按储能装置的配置可分为下列两种系统：

- 1 带有储能装置的光伏幕墙系统；
- 2 不带储能装置的光伏幕墙系统。

3.2.3 光伏幕墙系统按装机容量可分为大、中、小型：

- 1 小型光伏幕墙系统，装机容量不大于 20kW_p；
- 2 中型光伏幕墙系统，装机容量大于 20kW_p 且不大于 100kW_p；
- 3 大型光伏幕墙系统，装机容量大于 100kW_p。

3.3 光伏玻璃幕墙结构

3.3.1 光伏玻璃幕墙支承结构设计和材料选择应符合国家现行标准《建筑幕墙》GB/T 21086 和《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定。

3.3.2 光伏玻璃幕墙支承结构设计应满足电气布线的安全、隐蔽、美观、维护等要求。

3.3.3 光伏玻璃幕墙支承结构宜设置一体化布线型腔。布线型腔的截面积或孔径应根据电缆根数及电缆外径确定，并应满足布线要求。开口型腔应使用扣盖密封。

3.3.4 在光伏玻璃幕墙支承结构上增加穿线孔时，应对支承结构进行结构安全校核。

3.3.5 光伏玻璃幕墙背面应通风良好。

3.3.6 光伏玻璃幕墙组件可采用明框式、隐框式、半隐框式或点支式安装。安装时应保证组件有足够的连接能力。

3.4 装机容量与发电量

3.4.1 并网光伏幕墙系统的装机容量应根据光伏玻璃幕墙组件的可安装面积、类型和建筑供配电条件等因素确定，并应符合下列规定：

1 装机容量应为所安装光伏玻璃幕墙组件的标称功率之和；

2 光伏玻璃幕墙组件的安装数量可由光伏玻璃幕墙组件的可安装面积和单个组件面积的比值确定。

3.4.2 离网光伏幕墙系统的装机容量应根据负载容量、设备性能和当地太阳能资源条件等因素确定。

3.4.3 光伏幕墙系统的发电量应根据所在地的太阳能资源情况、光伏幕墙系统的设计、光伏幕墙方阵的布置和环境条件等因素计算确定。并网光伏幕墙系统的上网电量可按下式估算：

$$E_p = \frac{H_A}{E_s} \cdot P \cdot K \quad (3.4.3)$$

式中： E_p ——上网发电量（kWh）；

H_A ——水平面太阳总辐照量（kWh/m²），计算月发电量时，应取各月的日均水平面太阳总辐照量乘以每月的天数；

E_s ——标准条件下的辐照度（常数），其值为 1kW/m²；

P ——装机容量（kWp）；

K ——综合效率系数，综合了各种因素的修正系数。

3.5 光伏幕墙方阵

3.5.1 光伏幕墙方阵的设计，应符合下列规定：

1 光伏玻璃幕墙组件的类型、规格和安装位置应根据建筑设计和用户需求确定；

2 光伏玻璃幕墙组件应与建筑外观相协调，并应与建筑模数相匹配；

3 应满足室内采光要求；

4 应避免由于朝向和遮挡对光伏发电造成不利影响；

5 应便于排水、除雪、除尘，保证通风良好，并确保光伏幕墙系统电气性能安全可靠；

6 应满足消防要求和防雷要求；

7 应便于光伏幕墙方阵和建筑相关部位的检修和维护，光伏采光顶宜预留检修通道。

3.5.2 光伏幕墙方阵最大电压不应超过 1000 V。光伏幕墙方阵最大电压可由光伏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玻璃幕墙组件供应商提供的数据计算。

3.5.3 光伏幕墙方阵设计应符合下列规定：

1 光伏玻璃幕墙组件的串联数应按现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 的有关规定。对离网光伏幕墙系统，光伏玻璃幕墙组件的串联数还应使光伏组串的最大功率点电压与储能电池组浮充电压相匹配，浮充电压应包括防反二极管和直流

线路的压降。

2 光伏组串的并联数可根据逆变器额定容量及光伏组串的功率确定。

3.5.4 同一方阵内，光伏玻璃幕墙组件电性能参数宜一致。同一组串内，光伏玻璃幕墙组件的短路电流和最大工作点电流的离散性允许偏差应为 $\pm 3\%$ ；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 $\pm 2\%$ 。

3.5.5 光伏幕墙方阵可根据光伏幕墙组件厂商的要求正极或负极功能接地。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，光伏幕墙系统应有本规范第 7.4.2 条规定的绝缘电阻检测保护，且电阻值应符合下式规定：

$$R > \frac{U_{oc\ max}}{0.03} \quad (3.5.5)$$

式中： R ——接地电阻（ Ω ）；

$U_{oc\ max}$ ——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系统，接地连接点应位于光伏幕墙方阵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；带有储能装置的光伏幕墙系统，接地连接点应位于充电控制器和电池保护装置之间。

3.6 主要电气设备选型

3.6.1 光伏玻璃幕墙组件选型应符合下列规定：

1 应选用符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 要求的光伏组件；

2 双玻光伏玻璃幕墙组件应符合现行国家标准《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551 的规定。

3.6.2 光伏幕墙系统的汇流设备、逆变器和交流配电柜等电气设备性能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，其标记应符合现行国家标准《电气设备电源特性的标记 安全要求》GB 17285 的规定。

3.6.3 直流侧电气设备应符合下列规定：

- 1 应适用于直流；
- 2 额定电压不应低于由本规范第 3.5.2 条确定的光伏幕墙方阵最大电压；
- 3 用于直流电缆或其他直流设备选型的最小电流值不应低于本规范表 3.6.3 的规定。

表 3.6.3 用于直流电缆或其他直流设备选型的最小电流值

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	按本规范第 7.3.2 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： $1.25 \times I_{sc\ mod}$ 其他情况： $I_n + 1.25 \times I_{sc\ mod} \times (S_{po} - 1)$ 式中： I_n 是最近的下游过电流保护电器额定电流； $I_{sc\ mod}$ 是光伏玻璃幕墙组件标准测试条件下的短路电流； 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	按本规范第 7.3.3 条确定的光伏幕墙子方阵过电流保护电器额定电流 I_n	$1.25 \times I_{sc\ sarray}$ 式中： $I_{sc\ sarray}$ 是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	按本规范第 7.3.4 条确定的光伏幕墙方阵过电流保护电器额定电流 I_n	$1.25 \times I_{sc\ array}$ 式中： $I_{sc\ array}$ 是光伏幕墙方阵标准测试条件下的短路电流

- 注：1 一些光伏玻璃幕墙组件在安装后最初几周或几个月内，其实际 $I_{sc\ mod}$ 可能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 光伏玻璃幕墙组件及其布线的工作温度会远大于环境温度。对于布置在光伏玻璃幕墙组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。

3.6.4 光伏汇流设备可包括光伏汇流箱和直流配电柜。光伏组串的输出应经光伏汇流箱就近汇流。光伏组串数量较多时应采用两级或多级汇流，多个光伏汇流箱的输出宜由直流配电柜进行总汇流后接入逆变器。

3.6.5 光伏汇流设备应依据形式、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，并应符合下列规定：

1 应符合国家现行相关产品标准的规定。

2 光伏汇流箱输出应设置具有隔离功能的保护电器。直流配电柜的每个配电单元的输入应经隔离电器接至汇流母排。直流配电柜的输出应设置隔离开关或适用于隔离的断路器。

3 安装位置应便于操作和检修，宜选择室内干燥的场所；设置在室外时，应具有防水、防腐、防日照措施，且其外壳防护等级不应低于 IP54。

4 宜能监测各光伏组串的电流、电压。

3.6.6 逆变器的配置应符合下列规定：

1 并网逆变器的总额定功率应根据光伏玻璃幕墙组件的安装容量确定；

2 离网逆变器的总额定功率应根据负载功率和负载性质确定，并应满足最大负载条件下设备对电功率的要求；

3 逆变器的功率与台数应根据光伏幕墙方阵分布情况和光伏幕墙方阵额定功率等确定，并应合理选择逆变器的功率和台数；

4 逆变器允许的最大直流输入电压和功率不应小于其对应的光伏幕墙方阵的最大电压和额定功率；

5 接入逆变器的光伏幕墙方阵或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。

3.6.7 并网逆变器的选型应符合下列规定：

1 应符合现行行业标准《光伏发电并网逆变器技术规范》

NB/T 32004 的规定；

2 大中型光伏幕墙系统应采用带隔离变压器的隔离型逆变器；

3 光伏幕墙方阵正极或负极功能接地时，应采用带隔离变压器的隔离型逆变器；

4 海拔高度在 2000m 及以上高原地区使用的逆变器，应选用高原型产品或降容使用，降容系数可根据厂商产品手册确定。

3.6.8 离网逆变器的选型应符合现行国家标准《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第 1 部分：技术条件》GB/T 20321.1 的规定。

3.6.9 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 隔离变压器的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。

3.7 储能系统

3.7.1 离网光伏幕墙系统应配置储能装置，并应满足向负载提供持续、稳定电力的要求。并网光伏幕墙系统可根据用户需求配置储能装置的容量。

3.7.2 离网光伏幕墙系统储能电池组容量应根据负载功率、额定电压、工作电流、日平均用电时数、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电特性等参数确定。储能电池的总容量可按下式计算：

$$C_c = \frac{D \cdot F \cdot P_0}{U \cdot K_a} \quad (3.7.2)$$

式中： C_c ——储能电池总容量 (kWh)；

D ——最长无日照期间用电时数 (h)；

F ——储能电池放电效率的修正系数，通常为 1.05；

P_0 ——负载功率 (kW)；

U ——储能电池的放电深度，通常为 0.5~0.8；

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

3.7.3 储能电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件和价格等因素选择，并应符合下列规定：

- 1 应符合国家现行相应产品标准的规定；
- 2 宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的储能电池；
- 3 宜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，应由同型号、同容量、同制造厂的产品组成，并应具有一致性。

3.7.4 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。

3.7.5 充电控制器应具有短路保护、过负荷保护、过充（放）保护、欠（过）压保护、反向放电保护、极性反接保护及防雷保护等功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能。

3.7.6 储能系统的标称电压宜为 DC 12V、24V、48V、110V、220V 或 500V。

4 光 伏 并 网

4.1 一 般 规 定

4.1.1 光伏幕墙系统的并网设计应符合下列规定：

1 应结合电网规划、用电负载分布和分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计；

2 光伏幕墙系统可选择单点集中并网，但多个建筑的光伏幕墙系统不应接入同一并网点；

3 并网点可选择用户配电箱（柜）或箱变低压母线。

4.1.2 逆变器的输出应经交流配电柜或并网专用低压开关柜并网，不应直接接入电网。

4.1.3 光伏幕墙系统应在与电网或负载连接的交流配电柜中设置具有隔离、保护、控制和监测功能的并网总断路器。并网总断路器选型及安装应符合下列规定：

1 应根据短路电流水平选择设备开断能力，并应留有一定裕度；

2 应具备过电流保护功能，并应具备反映故障及运行状态的辅助接点及同时切断中性线的功能；

3 安装时，应将电网看作电源，将光伏幕墙系统看作负载。

4.1.4 逆变器、交流配电柜与并网总断路器之间不应接入负载。

4.1.5 光伏幕墙系统每一并网点的并网容量不宜超过上一级变压器额定容量的 25%。

4.1.6 光伏幕墙系统不应作为应急电源。

4.1.7 额定功率大于等于 8 kW 的并网逆变器宜三相接入电网，8 kW 及以下的并网逆变器可单相接入电网。

4.1.8 单相逆变器接入三相电网时，宜使三相平衡，各相接入的逆变器容量宜一致。

4.2 电能质量

4.2.1 光伏幕墙系统向当地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，光伏幕墙系统应能检测到偏差并将其与电网断开。

4.2.2 光伏幕墙系统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。

4.2.3 光伏幕墙系统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），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）。

4.3 并网保护

4.3.1 光伏幕墙系统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。

4.3.2 光伏幕墙系统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 内将光伏幕墙系统与电网断开。

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

4.4 通信

4.4.1 光伏幕墙系统接入电网前，应明确通信要求。

4.4.2 光伏幕墙系统应配置相应的通信装置，并应确定通信方式、传输通道和要传输的信息。

4.4.3 大型光伏幕墙系统可在并网点或公共连接点配置电能质量在线监测装置，并宜将可测量到的电能质量参数传输至相应的调度主站。

4.5 电 能 计 量

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

4.5.2 光伏幕墙系统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。

4.5.3 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，并应符合下列规定：

1 有功电能表准确度等级不应低于 1.0 级，且相关电流互感器、电压互感器的准确度应分别达到 0.5S、0.5 级；

2 关口计量电能表应采用静止式多功能电能表，并至少应具备下列功能：

- 1) 应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能；
- 2) 应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能；
- 3) 应配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能。

5 布 线 系 统

5.1 一 般 规 定

5.1.1 布线系统应符合国家现行标准《民用建筑电气设计规范》JGJ 16、《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。

5.1.2 布线系统应符合下列规定：

1 应安全、隐蔽、集中布置，建筑外观应整齐，应易于安装维护；

2 应能承受预期的外部环境影响，并应避免电缆遭受机械外力、过热、腐蚀等危害；

3 在满足安全条件的前提下应保证电缆路径最短。

5.1.3 新建建筑应预留光伏幕墙系统的电缆通道，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系统时，光伏幕墙系统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。

5.2 电 缆 选 择

5.2.1 电缆的选择应按照电压等级、持续工作电流、短路热稳定性、允许电压降和敷设环境条件等因素进行选型。电缆导体材质、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。

5.2.2 直流电缆选型除符合本规范第 5.2.1 条的规定外，还应符合下列规定：

1 直流电缆的额定电压，应大于本规范第 3.5.2 条确定的光伏幕墙方阵最大电压；

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 曝露在室外的直流电缆应抗紫外线辐射，当采用不抗紫外线辐射的电缆时，电缆应安装在抗紫外线辐射的导管中；

4 直流电缆应为阻燃电缆，阻燃等级及发烟特性应根据建筑的类别、人流密度及建筑物的重要性等综合考虑；

5 光伏玻璃幕墙组件连接电缆应选用光伏电缆。

5.2.3 直流电缆导体截面的选择除符合本规范第 5.2.1 条的规定外，还应符合根据下列规定确定的导体截面的最大值：

1 载流量应大于过电流保护电器的额定值或本规范表 3.6.3 规定的最小电流值；

2 根据电缆敷设环境温度、位置和敷设方法，载流量应乘以载流量校正系数；

3 在系统额定功率状态下，光伏幕墙系统直流侧的线路电压降不应大于 3%。

5.2.4 光伏玻璃幕墙组件连接电缆的电连接器应符合下列规定：

1 应采用符合现行国家标准《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 规定的电连接器；

2 用于室外的电连接器防护等级不应低于 IP55；

3 应采用相同厂商的同类型的公母头相互连接；

4 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。

5.3 电缆布线要求

5.3.1 电缆布线应符合本规范第 5.1.1 条的规定。

5.3.2 直流电缆在幕墙内布线时，应符合下列规定：

1 直流电缆不应在光伏玻璃幕墙组件间的胶缝内布线；

2 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；

3 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；

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 光伏玻璃幕墙组件连接电缆宜用符合本规范第 5.2.4 条规定的电连接器连接；

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 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；

8 光伏玻璃幕墙组件接线盒的位置宜由光伏玻璃幕墙组件的安装方式确定，点支式、隐框式幕墙宜采用背面接线盒，明框式、半隐框式幕墙宜采用侧边接线盒。

5.3.3 直流电缆正负极采用单独导体时，宜靠近敷设。

5.3.4 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。

5.3.5 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。

5.3.6 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 中的规定及下列规定：

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。

6 监测系统

6.1 一般规定

6.1.1 大型光伏幕墙系统宜设置监测系统。监测系统宜由数据采集系统和数据传输系统组成，且应具备下列功能：

- 1 存储和查询历史运行信息和故障记录；
- 2 友好的人机操作界面与监测显示界面；
- 3 与储能系统的电池管理系统相集成；
- 4 接入远程监控的接口，且能以规定的数据格式与远程数据中心传输数据。

6.1.2 监测系统应能监测、记录及保存下列参数：

- 1 太阳总辐射、环境温度、湿度等环境参数；
- 2 光伏玻璃幕墙组件温度、发电功率和累计发电量；
- 3 直流侧电压、电流，交流侧的电压、电流和频率等；
- 4 监控涉及的全部开关量，包括与断路器相关的程控、报警等信号开关量。

6.1.3 监测系统应采用开放的通信协议和标准通信接口。

6.1.4 监测系统供电电源应稳定可靠。宜设置交流不间断电源保证监测系统在电源失电或电源不符合要求时能正常工作至少 2h。

6.2 数据采集装置

6.2.1 数据采集系统应至少包括一个太阳总辐射传感器、一个环境温度传感器、一个光伏玻璃幕墙组件温度传感器和电参数监测设备。当有多种类型的光伏玻璃幕墙组件时，每种类型的光伏玻璃幕墙组件都应设置一个温度传感器。

6.2.2 数据采集系统应至少设置一个数据采集器，并应符合下

列规定：

- 1 应支持标准的通信协议与接口；
- 2 应具有识别和传输运行状态的能力，并应支持对数据采集接口、通信接口以及光伏幕墙系统的故障定位和诊断；
- 3 一个数据采集模块的多路模拟量输入信号之间电压差不得大于 24V。

6.2.3 监测系统在并网点装设的电能质量在线检测装置，应符合下列规定：

- 1 应符合现行国家标准《电能质量 监测设备通用要求》GB/T 19862 的规定；
- 2 电能质量数据应能保存 1 年以上。

7 安全防护

7.1 一般规定

7.1.1 电气设备的安全性应符合本规范及现行国家标准《国家电气设备安全技术规范》GB 19517 的规定。

7.1.2 逆变器的直流侧应装设具有隔离和通断负荷功能的隔离开关。

7.1.3 光伏幕墙系统应在靠近电网或负载的连接处装设过电流保护电器。

7.1.4 在人员有可能接触或接近光伏幕墙系统带电设备的位置，应设置明显的防电击警示标识。标识应标明“警告”、“高压危险”等提示性文字和符号，并应符合下列规定：

1 逆变器和交流配电柜或专用低压开关柜的标识应标明“警告”、“双电源”等提示性文字和符号；

2 光伏汇流设备应设置警示标签，标明在逆变器隔离断开后，设备内带电部分仍可存在带电危险；

3 标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894 的规定。

7.1.5 光伏玻璃幕墙组件温度超过 90℃时，光伏幕墙系统应指示故障，并宜断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。

7.2 电击防护

7.2.1 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。

7.2.2 光伏幕墙系统直流侧宜优先选择Ⅱ类设备或与其绝缘等效的保护方式。

7.2.3 光伏幕墙方阵外露金属部件的连接应符合本规范第

7.6.4 条的规定。

7.3 直流侧过电流保护

7.3.1 光伏幕墙方阵应装设符合本规范第 7.3.2 条～第 7.3.4 条以及光伏玻璃幕墙组件制造商要求的过电流保护电器。

7.3.2 当可能的反向故障电流大于光伏玻璃幕墙组件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。光伏组串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 每个光伏组串都应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：

$$1.5 \times I_{sc \text{ mod}} < I_n < 2.4 \times I_{sc \text{ mod}} \quad (7.3.2-1)$$

$$I_n \leq I_{\text{mod_max_ocpr}} \quad (7.3.2-2)$$

2 当 $I_{\text{mod_max_ocpr}} > 4I_{sc \text{ mod}}$ 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：

$$1.5 \times S_g \times I_{sc \text{ mod}} < I_n < I_{\text{mod_max_ocpr}} - (S_g - 1) \times I_{sc \text{ mod}} \quad (7.3.2-3)$$

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)；

$I_{sc \text{ mod}}$ ——光伏玻璃幕墙组件在标准测试条件下的短路电流 (A)；

$I_{\text{mod_max_ocpr}}$ ——光伏玻璃幕墙组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。

7.3.3 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，应设置光伏幕墙子方阵过电流保护。光伏幕墙子方阵过电流保护电器应安装在直流配电柜中，其额定电流 I_n 应符合下式要求：

$$1.25 \times I_{sc \text{ s-array}} < I_n \leq 2.4 \times I_{sc \text{ s-array}} \quad (7.3.3)$$

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 (A)，其值为光伏幕墙子方阵并联的光伏组串

数与光伏玻璃幕墙组件标准测试条件下短路电流的乘积。

7.3.4 有储能装置的光伏幕墙系统，应在充电控制器和储能电池组之间靠近储能电池组安装光伏幕墙方阵过电流保护电器。过电流保护电器的额定电流 I_n 应符合下式要求：

$$1.25 \times I_{sc \text{ array}} < I_n \leq 2.4 \times I_{sc \text{ array}} \quad (7.3.4)$$

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（A），其值为光伏幕墙方阵并联的光伏组串数与光伏玻璃幕墙组件标准测试条件下短路电流的乘积。

7.3.5 用于光伏幕墙方阵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。

7.3.6 用于光伏幕墙方阵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。

7.3.7 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倍光伏幕墙方阵最大电压；

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；

3 应选择压降低、热阻小、热循环能力强的二极管。

7.4 绝缘故障防护

7.4.1 光伏幕墙系统应根据光伏幕墙方阵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。不同类型的光伏幕墙系统对地绝缘故障防护要求应符合表 7.4.1 的规定。

表 7.4.1 不同类型的光伏幕墙系统对地绝缘故障防护要求

防护项目		光伏幕墙系统类型		
		非隔离型逆变器 且光伏幕墙方 阵无功能接地	隔离型逆变器 且光伏幕墙方 阵功能接地	隔离型逆变器 且光伏幕墙方阵 无功能接地
光伏幕 墙方阵 对地绝 缘电阻	检测	符合本规范第 7.4.2条	符合本规范第 7.4.2条	符合本规范 第7.4.2条
	故障保 护动作	1) 关闭逆变器且限制 接入电网；或 2) 隔离发生故障的光 伏幕墙方阵	允许继续接入 电网	允许继续接 入电网
	故障 指示	是	是	是
光伏幕 墙方阵 剩余电 流监测 系统	检测	应设置符合本规范第 7.4.3条规定的剩余电 流监测系统或本规范第 7.4.4条规定的剩余电 流保护动作电器	宜设置符合本规 范第7.4.3条规定 的剩余电流监测 系统	不需要
	故障保 护动作	1) 关闭逆变器且限制 接入电网；或 2) 隔离发生故障的光 伏幕墙方阵	1) 断开功能接 地；或 2) 隔离发生故障 的光伏幕墙方阵	不需要
	故障 指示	是	是	不需要

- 注：1 本规范中，逆变器直流侧和交流侧虽有简单分隔但泄漏电流超过限值的逆变器归类为非隔离型逆变器；逆变器直流侧和交流侧没有简单分隔但外置有隔离变压器的，该逆变器归类为隔离型逆变器。
- 2 逆变器输出连接到中性点不接地系统且光伏幕墙方阵无功能接地时，可不设置剩余电流监测系统保护。
- 3 剩余电流监测系统宜设置到光伏子方阵或光伏组串层级，以便提高检测精度及确定故障位置。

7.4.2 光伏幕墙系统应在直流侧装设绝缘监测器或具备光伏幕墙方阵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应符合本规范式（3.5.5）的规定；

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。

7.4.3 光伏幕墙系统应按本规范表 7.4.1 的规定设置剩余电流监测系统（RCM）保护。RCM 应能监测连续剩余电流和突变剩余电流，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：

1) 对于额定输出功率小于或等于 30kVA 的逆变器，限值为 300mA；

2) 对于额定输出功率大于 30kVA 的逆变器，限值为 10mA/kVA。

2 剩余电流突变超过表 7.4.3 规定的限值时，RCM 应在表 7.4.3 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 7.4.3 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

7.4.4 光伏幕墙系统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 应选用符合现行国家标准《剩余电流动作保护电器的一般要求》GB/Z 6829 规定的 B 型 RCD。

7.4.5 光伏幕墙方阵正极或负极直接接地的光伏幕墙系统，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 7.4.5 的规定取值；

表 7.4.5 接地故障中断装置的额定电流值

逆变器接入光伏幕墙方阵功率 (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方阵；

- 4 因故障断开后不得自动闭合。

7.5 直流电弧故障防护

7.5.1 光伏幕墙系统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。

7.5.2 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、光伏玻璃幕墙组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系统设备；
- 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。

7.6 防雷与接地

7.6.1 光伏幕墙系统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。防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定。

7.6.2 新建建筑的光伏幕墙系统的防雷和接地应与建筑物的防雷和接地系统统一设计。既有建筑增设光伏玻璃幕墙时，应对建筑物原有防雷和接地设计进行验证，不满足设计要求时应进行改造。

7.6.3 光伏幕墙系统应装设过电压保护，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。

7.6.4 光伏幕墙系统的接地设计应符合现行行业标准《民用建筑电气设计规范》JGJ 16 的规定，并应符合下列规定：

1 光伏幕墙系统的外露可导电部分及设备的金属外壳应进行可靠的等电位联结，且应与所在建筑物接地系统共用同一接地网；

2 光伏玻璃幕墙组件的金属边框应通过光伏玻璃幕墙的金属框架与主体结构的接地多点可靠连接，连接部位应清除非导电保护层；

3 移除任一光伏玻璃幕墙组件时，应保证接地的连续性；

4 光伏幕墙系统的防雷接地与工作接地、安全保护接地共

用一组接地装置时，接地装置的接地电阻值应按接入设备中要求的最小值确定；

5 同一并网点有多台逆变器时，应将所有逆变器的保护接地导体接至同一接地母排上；

6 光伏幕墙系统的交流配电接地形式应与建筑配电系统接地形式相一致。

7.7 防火要求

7.7.1 光伏幕墙系统的防火设计，应符合国家现行标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定。

7.7.2 光伏幕墙系统宜设置符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054 规定的防止配电线路电气火灾的措施，并宜与建筑电气火灾监控系统集成。

7.7.3 同一光伏幕墙玻璃方阵不宜跨越建筑物的两个防火分区。

7.7.4 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。

8 系统环境

8.0.1 幕墙设计应为光伏玻璃幕墙组件接收更多的太阳能创造条件，并应满足光伏玻璃幕墙组件的防尘、防污染、防遮挡等相关功能要求。

8.0.2 光伏幕墙系统选用电气设备发出的噪声限值应符合现行国家标准《社会生活环境噪声排放标准》GB 22337 的规定。

8.0.3 光伏玻璃幕墙应避免引起二次反射光污染。

8.0.4 光伏幕墙系统的电磁兼容应符合现行国家标准《电磁兼容》GB/T 17626 的规定。设备本身产生的电磁干扰不应超过相关设备标准：

1 储能电池的电磁兼容性应符合国家现行相应产品标准规定或设计要求。锰酸锂蓄电池、磷酸亚铁锂蓄电池的电磁兼容性应分别符合现行行业标准《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 逆变器的电磁辐射应符合现行国家标准《电磁兼容》GB/T 17626 中的规定。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的用词：

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用词：

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用词：

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 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 2 《低压配电设计规范》GB 50054
- 3 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 4 《电力工程电缆设计规范》GB 50217
- 5 《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
- 6 《光伏电站设计规范》GB 50797
- 7 《安全标志及其使用导则》GB 2894
- 8 《剩余电流动作保护电器的一般要求》GB/Z 6829
- 9 《低压成套开关设备和控制设备 第1部分：总则》
GB 7251.1
- 10 《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
- 11 《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
- 12 《低压电气装置 第4-41部分：安全防护 电击防护》
GB 16895.21
- 13 《电磁兼容》GB/T 17626
- 14 《电气设备电源特性的标记 安全要求》GB 17285
- 15 《国家电气设备安全技术规范》GB 19517
- 16 《电能质量 监测设备通用要求》GB/T 19862
- 17 《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分：结构要求》GB/T
20047.1
- 18 《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第1部分：
技术条件》GB/T 20321.1
- 19 《建筑幕墙》GB/T 21086

- 20 《社会生活环境噪声排放标准》GB 22337
- 21 《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319
- 22 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》GB 29551
- 23 《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
- 24 《锰酸锂蓄电池模块通用要求》JB/T 11139
- 25 《磷酸亚铁锂蓄电池模块通用要求》JB/T 11140
- 26 《民用建筑电气设计规范》JGJ 16
- 27 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
- 28 《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203
- 29 《光伏发电并网逆变器技术规范》NB/T 32004

中华人民共和国行业标准

太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范

JGJ/T 365 - 2015

条文说明

制 订 说 明

《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T 365-2015，经住房和城乡建设部 2015 年 3 月 13 日以第 767 号公告批准、发布。

本规范编制过程中，编制组进行了广泛、深入的调查研究，总结了国内主要的太阳能光伏玻璃幕墙优秀工程，以及国外有代表性的太阳能光伏玻璃幕墙工程的实践经验，同时参考了国外相关太阳能光伏电气系统设计资料。

为便于广大设计、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定，《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

1	总则	37
2	术语	39
3	光伏幕墙系统设计	40
3.1	一般规定	40
3.2	光伏幕墙系统分类	40
3.3	光伏玻璃幕墙结构	41
3.4	装机容量与发电量	42
3.5	光伏幕墙方阵	44
3.6	主要电气设备选型	46
3.7	储能系统	49
4	光伏并网	51
4.1	一般规定	51
4.2	电能质量	52
4.3	并网保护	52
4.4	通信	53
4.5	电能计量	54
5	布线系统	56
5.1	一般规定	56
5.2	电缆选择	56
5.3	电缆布线要求	59
6	监测系统	62
6.1	一般规定	62
6.2	数据采集装置	62
7	安全防护	63
7.1	一般规定	63

7.2	电击防护	63
7.3	直流侧过电流保护	64
7.4	绝缘故障防护	66
7.5	直流电弧故障防护	68
7.6	防雷与接地	69
7.7	防火要求	70
8	系统环境	71

1 总 则

1.0.1 玻璃幕墙工程中利用太阳能光伏发电技术正在成为玻璃幕墙节能的新趋势。广大工程技术人员，尤其是玻璃幕墙工程设计人员，只有掌握了光伏幕墙系统设计方面的工程技术要求，才能促进光伏发电系统在玻璃幕墙中的应用，并达到与玻璃幕墙的结合。为了确保工程质量，本规范编制组在大量工程实例调查分析的基础上，编制了本规范。所述的玻璃幕墙包括采光顶。

1.0.2 除了新建光伏玻璃幕墙，将普通玻璃幕墙改建成光伏玻璃幕墙的工程改建、扩建项目不断增多。编制规范时在这两个方面的适应性进行了研究，使规范在两个方面均可适用。

接入交流 220V/380V 电压等级是指光伏幕墙系统输出直接接入用户侧配电柜的额定电压。若光伏幕墙系统并网点在变压器输出侧，则接入电压一般会提高 5%，即 230V/400V。220V/380V 接入电压等级的选择是根据工程实例和经济性确定的。通常光伏幕墙系统由于安装面积及安装倾角、方位角的限制，光伏幕墙系统发电量通常为 kWp 级别，通常来自发自用，接入建筑的配电柜，并且配电变压器基本可满足安装容量的要求。为减少在升压和降压过程中的损失，直接采用 220V/380V 的电压等级。

1.0.3 新建光伏玻璃幕墙时，光伏幕墙系统设计应纳入建筑工程设计。如有可能，一般建筑设计应为将来安装光伏幕墙系统预留条件。

1.0.4 对既有的太阳能光伏玻璃幕墙进行改造、升级，以及把既有的玻璃幕墙改造为光伏玻璃幕墙时，容易影响幕墙的结构安全和电气系统的安全，同时可能造成对幕墙其他使用功能的破

坏。因此要求按照建筑工程审批程序，进行专项工程的设计。

1.0.5 本规范仅规定了光伏玻璃幕墙电气设计的特殊要求。因此，除应符合本规范的规定外，光伏玻璃幕墙的设计还应符合玻璃幕墙、建筑、电气等适用标准、规范的规定。

2 术 语

2.0.2 “光伏玻璃幕墙组件”不同于普通光伏组件。作为玻璃材料用于建筑时，除应满足光伏组件标准外，还应同时满足相应的安全玻璃标准和玻璃幕墙标准的要求。

2.0.3 “光伏组串”定义来自于《光伏电站设计规范》GB 50797。

2.0.4 “光伏幕墙方阵”定义来自于《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203。每个光伏玻璃幕墙可由若干光伏幕墙方阵组成，每个光伏幕墙方阵可分为若干子方阵。接入单个逆变器或逆变器的每个 MPPT 输入回路的所有并联光伏组串称为一个光伏幕墙方阵。

2.0.6 “并网光伏幕墙系统”定义来自于《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203。

2.0.7 “离网光伏幕墙系统”定义来自于《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203。

2.0.10 逆变器可分为隔离型逆变器和非隔离型逆变器。隔离型逆变器在直流输入和交流输出之间有基本隔离且泄漏电流小于限值；本规范中，隔离型逆变器也包含内部无电气隔离但外置有隔离变压器的逆变器。

2.0.12 标准试验条件在“Crystalline silicon terrestrial photovoltaic PV modules-Design qualification and type approval”（地面用晶体硅光伏组件-设计鉴定与定型）IEC 61215 中予以规定，提供一个共同的试验条件来标称光伏组件的性能。标准试验条件为：1000W/m²辐照且符合 AM1.5 标准太阳光谱辐照度分布，25℃太阳电池温度。

2.0.13 监测系统用于监测光伏幕墙系统的运行和安全状态，以区别于建筑的监控系统。

3 光伏幕墙系统设计

3.1 一般规定

3.1.1 本章所指的光伏玻璃幕墙系统是指从发电端的光伏玻璃幕墙组件到并网点的部分。光伏幕墙系统根据系统的装机容量或系统配置，其组成部分可略有不同。例如，部分小系统可不需要直流配电柜，而储能系统仅适用于带有储能装置的光伏幕墙系统。本章主要涉及系统的配置及设计要求，系统布线、安全要求等在其他章节规定。

3.1.2 光伏幕墙系统设计时要综合考虑各种因素并进行技术经济比较，以满足安全、供电可靠、技术先进和经济合理的目的。光伏玻璃幕墙组件形式的选择以及安装数量、安装位置的确定需要与建筑师配合进行设计，在设备承载及安装固定等方面需要与结构专业配合，在电气、通风、排水等方面与设备专业配合，实现光伏幕墙系统与建筑的良好结合。因为光伏幕墙系统属于建筑太阳能光伏系统的一种，所以还应满足现行行业标准《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203 的设计要求。

3.1.3 光伏幕墙系统设计时应考虑电气设备的布置和安装。主要电气设备宜置于配电室或控制室内，便于管理。光伏幕墙系统规模较大且负载较分散时，配电室或控制室可分散布置以便于就近并网及减少线路损耗。

3.2 光伏幕墙系统分类

3.2.1 并网光伏幕墙系统主要应用于当地已存在公共电网的区域，并网光伏幕墙系统为用户提供部分电能，不足部分由公共电网作为补充。离网光伏幕墙系统一般应用于远离公共电网覆盖的区域，如山区、岛屿等边远地区，离网光伏幕墙系统容量需满足

用户最大电力负荷的需求。

3.2.2 光伏幕墙系统所提供电能受到外界环境变化的影响较大，如阴雨天气或夜间都会使其无法输出电力，不能满足用户的电力需求。因此，对于无公共电网作为补充的离网光伏幕墙系统用户，需满足稳定的电能供应就需设置储能装置。并网光伏幕墙系统是否设置储能装置，可根据用电负载性质和用户要求确定。

3.2.3 装机容量指光伏幕墙系统中所采用的光伏玻璃幕墙组件的标称功率之和，也称标称容量、总容量、总功率等，计量单位是峰瓦（峰值功率）。本规范沿用了《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203 对光伏幕墙系统的大、中、小型系统规模的界定。要注意的是，光伏幕墙系统由于安装面积及安装倾角的限制，装机容量及发电量多为 kWp 级别，无法与地面电站或屋顶电站相比，光伏电站的分类标准不适用于光伏幕墙系统。

3.3 光伏玻璃幕墙结构

3.3.1 光伏玻璃幕墙作为建筑幕墙的一种形式，其设计应符合国家现行标准《建筑幕墙》GB/T 21086 和《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 对玻璃幕墙支承结构、材料、性能和分级的相关规定。

3.3.2 不同于传统玻璃幕墙，光伏玻璃幕墙的直流电缆需要隐蔽在支承结构中。因此支撑结构设计应满足电气布线的安全、隐蔽、美观等要求。

3.3.3 光伏玻璃幕墙的支承结构（横梁、立柱等）在设计时宜设计一内部型腔，作为布线型腔，以满足布线隐蔽、安全等要求。型腔的结构可根据幕墙结构等而不同，但一般应为开口型腔且有扣盖密封。型腔的尺寸应满足电缆线径和数量的要求。

3.3.4 当在支承结构上增加穿线孔时，应对支承结构进行结构安全校核，以保证不破坏支承结构的强度。

3.3.5 光伏玻璃幕墙组件的名义工作温度可达 40℃ 以上，实际工作温度可达 60℃ 以上。要求幕墙背面具有良好通风的原因有二：1) 组件效率随着温度的升高而降低；2) 减少火灾危险。推

荐采用双层可通风的呼吸式幕墙设计或保持光伏玻璃幕墙组件与墙壁或屋顶之间有一定的空隙。光伏玻璃幕墙组件不建议采用直接与墙壁或屋顶接触的方式安装。

3.3.6 光伏玻璃幕墙组件可采用明框式、隐框式和点支式安装。点支式结构在支撑孔周围应用建筑密封胶进行可靠密封。隐框式结构采用建筑密封胶粘结板块时,不能使结构胶长期处于单独受力状况。明框结构需要降低横向框架高度或仅用竖向框架以减少遮挡,其布线钻孔要尽量选择在凹槽内,并用建筑密封胶固定密封。但不论采用何种方式安装,一定要保证组件有足够的连接能力。薄膜光伏玻璃幕墙组件不建议采用隐框式安装。光伏玻璃幕墙组件的安装可参考国家建筑标准设计图集《建筑太阳能光伏系统设计及安装》10J 908-5。

3.4 装机容量与发电量

3.4.1 并网光伏幕墙系统的装机容量一般由光伏玻璃幕墙组件的可安装面积和所选光伏玻璃幕墙组件的类型确定,但应受限于当地电网和建筑的供配电条件。

3.4.2 离网光伏幕墙系统的装机容量可按下式计算:

$$P = \frac{P_0 \cdot D_t \cdot F \cdot E_s}{H_A \cdot K} \quad (1)$$

式中: P_0 ——负载容量 (kW);

D_t ——为负载日用电时数 (h),两者由用户确定;

H_A ——太阳辐射最差月份的日均水平面太阳总辐照量
[kWh/(m²·d)];

F ——考虑连续阴雨天数的裕量系数,根据具体情况可取 1.2~2.0;

K ——光伏幕墙系统综合效率系数。

3.4.3 本条给出的光伏幕墙系统发电量的计算方法,可用于估算每月或全年发电量。逐月计算的全年发电量可用于光伏幕墙系统设计的效益评估。光伏幕墙系统的发电量不但与所在地的太阳

能资源情况有关，还与光伏幕墙系统的设计及设备的选型有关。当全年水平面太阳总辐照数据已知时，即可计算全年发电量。太阳辐照数据一般要求采用当地实测值。没有实测值时，也可采用其他可靠的太阳能资源及气候要素数据库的数据，如 NASA、Solar GIS 等。

光伏发电系统综合效率系数 K 综合了各种因素影响后的修正系数，包括：光伏幕墙方阵的安装倾角与方位角修正系数，光伏玻璃幕墙组件衰减修正系数、温度修正系数、表面污染及遮挡修正系数，光伏组串适配系数，光伏幕墙系统可用系数，逆变器平均效率和集电线路损耗系数等。在最佳倾角时，一般可取 0.75~0.85。综合效率系数 K 可按下式计算：

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \tag{2}$$

式中各参数可按下列原则确定：

1 光伏幕墙方阵的安装倾角与方位角修正系数 K_1 ：将水平面太阳能总辐射量转换到光伏幕墙方阵陈列面上的折算系数，可根据组件的安装方式，结合所在地纬度、经度确定。以下给出几个典型城市的数据供参考，设计时可采用相应的设计软件进行计算。

表 1 各地光伏幕墙方阵的安装倾角与方位角修正系数 K_1

城市	倾角 (与水平面夹角；方位角 固定 90°)				方位角 (与正北向夹角，正北为 0°；倾角 固定 90°)				
	0°	30°	45°	60°	90°	135°	180°	225°	270°
沈阳	1.00	1.15	1.14	1.08	0.59	0.75	0.80	0.75	0.59
北京	1.00	1.14	1.13	1.06	0.58	0.73	0.77	0.73	0.58
上海	1.00	1.06	1.01	0.92	0.56	0.63	0.64	0.63	0.56
广州	1.00	1.03	0.97	0.87	0.56	0.60	0.60	0.60	0.56

2 光伏玻璃幕墙组件衰减修正系数 K_2 ：其中，晶体硅光伏玻璃幕墙组件的衰减可取年衰减 0.8%或根据产品手册确定，其

能资源情况有关，还与光伏幕墙系统的设计及设备的选型有关。当全年水平面太阳总辐照数据已知时，即可计算全年发电量。太阳辐照数据一般要求采用当地实测值。没有实测值时，也可采用其他可靠的太阳能资源及气候要素数据库的数据，如 NASA、Solar GIS 等。

光伏发电系统综合效率系数 K 综合了各种因素影响后的修正系数，包括：光伏幕墙方阵的安装倾角与方位角修正系数，光伏玻璃幕墙组件衰减修正系数、温度修正系数、表面污染及遮挡修正系数，光伏组串适配系数，光伏幕墙系统可用系数，逆变器平均效率和集电线路损耗系数等。在最佳倾角时，一般可取 0.75~0.85。综合效率系数 K 可按下式计算：

$$K = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \quad (2)$$

式中各参数可按下列原则确定：

1 光伏幕墙方阵的安装倾角与方位角修正系数 K_1 ：将水平面太阳能总辐射量转换到光伏幕墙方阵陈列面上的折算系数，可根据组件的安装方式，结合所在地纬度、经度确定。以下给出几个典型城市的数据供参考，设计时可采用相应的设计软件进行计算。

表 1 各地光伏幕墙方阵的安装倾角与方位角修正系数 K_1

城市	倾角 (与水平面夹角；方位角 固定 90°)				方位角 (与正北向夹角，正北为 0°；倾角 固定 90°)				
	0°	30°	45°	60°	90°	135°	180°	225°	270°
沈阳	1.00	1.15	1.14	1.08	0.59	0.75	0.80	0.75	0.59
北京	1.00	1.14	1.13	1.06	0.58	0.73	0.77	0.73	0.58
上海	1.00	1.06	1.01	0.92	0.56	0.63	0.64	0.63	0.56
广州	1.00	1.03	0.97	0.87	0.56	0.60	0.60	0.60	0.56

2 光伏玻璃幕墙组件衰减修正系数 K_2 ：其中，晶体硅光伏玻璃幕墙组件的衰减可取年衰减 0.8% 或根据产品手册确定，其

他类型光伏玻璃幕墙组件的衰减率需参考产品手册。

3 光伏玻璃幕墙组件温度修正系数 K_3 ：由光伏玻璃幕墙组件的峰值功率温度系数和当地平均气温决定，可由下式计算：

$$K_3 = 1 + K_p(t_{\text{avg}} - 25) \quad (3)$$

式中： K_p ——光伏玻璃幕墙组件峰值功率温度系数（%/℃），其中晶硅组件可取 $-0.45\%/^{\circ}\text{C}$ ，非晶硅组件取 $-0.2\%/^{\circ}\text{C}$ ；

t_{avg} ——当地平均气温（℃），计算月发电量时，应取当地月平均气温。

4 光伏玻璃幕墙组件表面污染及遮挡修正系数 K_4 ：光伏玻璃幕墙组件表面由于灰尘或其他污垢蒙蔽而产生的遮光影响，以及由于障碍物对投射到组件表面光照的遮挡及光伏幕墙方阵各方阵之间的互相遮挡而产生的遮光影响。

5 光伏组串适配系数 K_5 ：因为光伏玻璃幕墙组件输出电流及电压的不一致而导致的光伏幕墙方阵输出的衰减，由光伏组串的电压、电流离散性确定。

6 光伏幕墙系统可用率 K_6 ：全年总小时数与光伏幕墙系统检修维护及故障小时数的差值除以全年总小时数。

7 逆变器平均效率 K_7 ：逆变器平均效率是逆变器将输入的直流电能转换成交流电能可在不同功率段下的加权平均效率，可由逆变器厂商的数据确定。

8 集电线路损耗系数 K_8 ：包括光伏幕墙系统直流侧的直流电缆损耗、逆变器至计量点的交流电缆损耗。

3.5 光伏幕墙方阵

3.5.1 本条规定了光伏幕墙方阵设计的原则：

2 光伏玻璃幕墙所选光伏玻璃幕墙组件应尽可能与建筑外观协调，在垂直幕墙上尽量选用颜色一致性高的光伏玻璃幕墙组件。同时，光伏玻璃幕墙组件的尺寸应与建筑模数相匹配，便于设计及安装。

3 有采光要求时,光伏幕墙方阵宜通过选用可透光的光伏玻璃幕墙组件来满足采光要求。

4 设计光伏玻璃幕墙的时候,建筑体形及空间组合在规划和设计时应为光伏玻璃幕墙组件接收更多的太阳能创造条件。光伏幕墙方阵宜南向倾斜布置,条件不具备时也可在南向垂直布置或在东立面或西立面布置。

5 光伏采光顶宜带有一定的倾角,便于排水、除雪、除尘。光伏玻璃幕墙应保证通风良好,避免由于组件和线缆的温度过高而影响性能和造成火灾。

7 在设计光伏玻璃幕墙时,需要为后续的安装和安全防护考虑安装条件和防护措施。

3.5.2 对于建筑光伏幕墙系统,光伏幕墙方阵最大电压一般不应超过1000V。光伏幕墙方阵最大电压是光伏组串在当地极端低温下的开路电压。可通过标准测试条件下的开路电压进行修正确定。电压修正系数一般由光伏玻璃幕墙组件生产商提供。若无法获取相应数据时,对于单晶硅和多晶硅光伏玻璃幕墙组件,修正系数可按表2的规定取值。

表 2 单晶硅和多晶硅光伏玻璃幕墙组件电压修正系数

最低预期工作温度 (°C)	修正系数
24~20	1.02
19~15	1.04
14~10	1.06
9~5	1.08
4~0	1.10
-1~-5	1.12
-6~-10	1.14
-11~-15	1.16
-16~-20	1.18
-21~-25	1.20
-26~-30	1.21
-31~-35	1.23
-36~-40	1.25

3.5.3 光伏组串的最大输出电压不应超过逆变器允许的最大直流输入电压。

3.5.4 规定了光伏玻璃幕墙组件电性能参数离散性的要求。光伏玻璃幕墙组件电性能参数相差较大时，光伏组串和方阵的输出将会降低，影响发电能力。为了保持方阵内组件电性能的一致性，一般由生产企业在出厂检验时对组件电性能进行测试，并按设计要求对组件进行编号；施工时按编号将组件安装到对应位置。

3.5.5 为减少光伏组件性能的电致衰减，非晶硅光伏组件一般要求负极接地，部分晶硅光伏组件（例如背接触式组件）要求正极接地，称为功能接地。该功能接地的目的与电气安全无关，只是为了降低极化效应等对光伏组件性能衰减的影响。与保护接地和防雷接地不同的是，该功能接地在光伏幕墙系统运行中可以断开而不会导致着火危险和电击危害。薄膜光伏玻璃幕墙组件通过负极功能接地可避免因电场导致的钠化学反应导致 TCO 导电层损坏；背接触晶硅光伏玻璃幕墙组件可通过正极接地来避免因极化效应导致组件效率降低。实际上，功能接地仅是避免电致衰减的方法之一，也可通过在夜间对光伏组件施加反向电压来实现同样的目的。

功能接地宜通过电阻接地，并通过电阻将故障电流限制在 30mA 以下，避免因接地故障而造成电击危害以及着火危险。直接接地会降低光伏幕墙系统的安全性，现已较少采用。

3.6 主要电气设备选型

3.6.1 光伏玻璃幕墙组件选型的要求，应符合相应的产品标准。对于建筑用光伏幕墙组件，要选用符合《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》GB/T 20047.1 要求的应用等级为 A 级的产品。此处的 A 级指电气安全等级，而非外观等级。

3.6.2 光伏幕墙系统主要设备应满足低压成套开关设备国家标准的要求，设备的安全标记应满足相应国家标准的规定。

3.6.3 直流侧设备应满足的要求：

1 适用于直流的含义包括：专门为直流设计或可应用于直流系统。

2 直流电气设备的额定电压应高于光伏幕墙方阵的最大电压。

3 表 3.6.3 给出了直流电气设备的额定电流和直流电缆载流量的最小值。对于包含过电流保护电器的线路，直流设备的电流最小值应大于过电流保护电器的额定电流。对于没有过电流保护电器的线路，电流最小值应大于计算电流和可能的反向电流。

3.6.4 光伏汇流箱的输入回路数一般不会超过 16，若光伏组串数量超过时，建议采用多级汇流。多个光伏汇流箱的输出经直流配电柜进行总汇流后再接入逆变器。光伏汇流箱所接回路数不能超过设备允许的数量。就近汇流可减少光伏电缆的用量及线路损失。

3.6.5 光伏汇流箱/直流配电柜的选型要求：

1 目前汇流箱认证所采用的标准为《光伏汇流箱技术规范》CNCA/CTS0001-2011，在新的产品标准发布前适用。新标准发布后，新标准适用。

2 光伏汇流箱的输出在 SPD 之前需要装设具有隔离功能的保护电器，一般为适用于隔离的直流断路器，以便检修维护。直流配电柜的输出需要装设隔离开关，必要时可装设具有隔离功能的保护电器。直流配电柜的每个输入端需要安装隔离电器，隔离电器选用直流断路器时可取代过电流保护电器。

3 设备在室外时，需要采取防水、防腐和防日照措施，其外壳防护等级不应低于 IP54。具有保护和监测功能的光伏汇流箱，其外壳防护等级宜为 IP65。同时，设备的安装位置应便于检修、维护。

4 要求光伏汇流箱和配电柜宜能监测光伏组串的电流、电压，以便监测系统的运行及迅速判断故障所在，该类设备一般称为智能型设备。

3.6.6 逆变器的配置与光伏幕墙方阵设计是一个交互的过程。

1 对于并网光伏幕墙系统，逆变器的额定功率应与光伏玻璃幕墙组件的安装容量相匹配。

2 离网逆变器应具有足够的额定功率和负载能力，避免过载运行。以单一设备为负载的逆变器，当用电设备为纯阻性负载或功率因数大于 0.9 时，逆变器额定容量应为用电设备功率的 1.1 倍~1.15 倍。当逆变器以多个设备为负载时，因为多个设备一般不会同时运行，所以逆变器额定容量还要乘以负载同时系数。当负载为感性负载（如电机、空调等），需要考虑感性负载容量启动系数（一般为 5~8）以及感性负载所占比重。

3 逆变器的功率和台数与光伏幕墙方阵的布置有关。不同朝向、不同倾角或不同类型的光伏幕墙方阵需要单独配置逆变器。为了保证逆变器有较高的性能和稳定性，逆变器的台数一般不宜少于 2 台。从而在设备故障时不会完全切断供电，并且可以在负载较小时能够灵活投切。

5 为了保证逆变器的 MPPT 能达到其最大效果，接入同一逆变器的光伏幕墙方阵应具有相同朝向、相同规格。

3.6.7 并网逆变器选型的原则：

1 并网逆变器应满足相应的产品标准并获得产品认证。

2 隔离变压器可以在光伏幕墙系统直流侧和交流侧提供有效的电气隔离，提供接地保护和避免直流分量注入公共电网。当逆变器没有隔离时，当使用者接触到方阵带电部分和地时，电网和地的连接将为接触电流提供一个回路，从而产生触电危险；接地故障的发生还会导致不应载流的导体或结构承载电流，产生着火危险。从建筑电气安全和电网稳定等角度考虑，大中型光伏幕墙系统应采用带隔离变压器的逆变器。

3 无隔离变压器的逆变器其光伏幕墙方阵的正负极均不得接地，否则会造成逆变器不可恢复的破坏。因为光伏幕墙系统使用无隔离变压的逆变器时，光伏幕墙系统直流侧和交流侧没有电气隔离，光伏幕墙方阵的任一极接地都会造成电网对地短路。

4 随着海拔高度增加,空气密度减小,这会影响逆变器等电器的散热和绝缘性能。因此,在海拔较高地区使用的逆变器,其容量应有足够的裕量,否则会频繁过流、过载、过热等跳闸现象。故逆变器在高于海拔 2000m 的高原地区使用时,需选用高原型产品或根据产品手册提供的降容系数或降容曲线进行降容选用。此处 2000m 的规定是根据逆变器产品标准及产品手册确定,主要考虑节电强度的下降。

3.6.8 离网逆变器认证目前采用国家标准《离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第 1 部分:技术条件》GB/T 20321.1。

3.6.9 该要求适用于单独设置的隔离变压器,也适用于逆变器内部集成的隔离变压器。

3.7 储能系统

3.7.1 储能系统是离网光伏幕墙系统的必要配置,目的是为了满足不同负载提供持续、稳定电力的要求;并网光伏幕墙系统仅在用户有需求时配置一定容量的储能装置,目的是为了改善光伏发电系统输出特性,包括平滑输出功率曲线、电力调峰、应急供电等。

3.7.2 离网光伏幕墙系统储能电池组容量受多种因素的影响,其中主要因素为日平均用电量、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电特性等参数。本条给出了离网光伏幕墙系统储能电池组容量的确定方法。

本条中,储能电池总容量 C_c 的计算考虑了环境温度对其容量的影响,并可根据储能电池供应商提供的“温度-容量”曲线进行修正。

最长无日照期间用电时数 D 也即当地最大连续阴雨用电时数。对供电要求不严格的负载,设计时可适当减少自给时数,一般可取 (3~5) 天的用电时数,通过调节用电需求来满足供电。

储能电池的放电深度 U 通常取为 0.5~0.8。放电深度的选取涉及电池成本与寿命的平衡。一般而言,浅循环蓄电池的最大

允许放电深度为 50%，而深循环蓄电池的最大允许放电深度为 80%。根据测算和实际运行经验，较为适中的放电深度是 50%。国外有关资料称 50% 的蓄电池循环放电深度为最佳储能—成本系数。

K_d 是包含了储能电池放电效率，控制器和逆变器效率，以及交流回路损耗的修正系数。储能电池的放电效率与放电速率有关，放电速率越快，效率越低，具体数值可查产品说明书或手册确定；交流回路线路损耗不大于 3%；控制与逆变器的效率一般为 85% 左右，具体数值可查产品手册。

3.7.3 储能电池一般采用铅酸电池、磷酸亚铁锂电池等。铅酸电池技术成熟、价格低，但寿命短，实际使用寿命为（2~3）年。磷酸亚铁锂电池单位价格高，但寿命长。

铅酸蓄电池、锰酸锂蓄电池、磷酸亚铁锂蓄电池应分别满足国家现行标准《储能用铅酸蓄电池》GB/T 22473、《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 的要求。

一致性要求是储能电池组的一项重要指标。一致性较差时会极大地影响储能电池组的寿命和输出。锂离子蓄电池应满足《锂离子蓄电池总成通用要求》JB/T 11137 - 2011 第 5.2.2 条规定的一致性要求。其他产品应满足相应的标准要求或用户要求。

4 光 伏 并 网

4.1 一 般 规 定

4.1.1 规定了光伏并网的设计原则。分布式电源就近分散接入，就地平衡消纳的原则同样适用于光伏幕墙系统。光伏幕墙系统可根据项目特点选择单点集中并网或多点分散并网方式。并网点的选择和电网条件、负载和线路损耗等因素有关，但是安装在多个建筑上的光伏幕墙系统不建议接入同一并网点，以减少线路损耗。

4.1.2 逆变器的输出不能直接接入电网，以有效保护设备及监测系统运行。交流配电柜中一般装有计量装置、并网断路器及防雷模块等。

4.1.3 光伏幕墙系统与电网和负载的连接需要有效的隔离和保护，以便于检修和维护方便。一般设置具有隔离功能的断路器。该断路器称为并网总断路器，在光伏幕墙系统中担负着隔离、保护、控制和监测等多重任务，其性能的优劣直接关系到电力系统的安全运行。

根据并网电流的大小可选用微型、塑壳式或框架式断路器。在并网总断路器接线时，要把电网接到电源侧，将光伏幕墙系统的输出接到负载侧。

4.1.4 逆变器、交流配电柜与并网总断路器之间不可接入负载，否则无法有效保护负载及设备。

4.1.5 由于昼夜交替和天气的影响，光伏发电不可能具有比较平稳的功率输出，具有不可控性和间歇性。为了不对电网及其设备造成大的冲击，一般要求每个并网点的并网容量不超过上一级变压器额定容量的 25%。但可根据项目实际情况予以调整，在用户侧能消耗到所发电力时，可适当放宽要求，但仍需获得电力

部门的认可。

4.1.6 消防应急电源要求有很高的可靠性，而一般的光伏幕墙系统因其输出不可控性和间歇性而无法满足。由于光伏幕墙系统多为并网光伏幕墙系统，不具备消防应急电源的基本要求，所以不能把光伏幕墙系统作为本建筑的消防应急电源使用。

4.1.7 根据国家电网《分布式光伏发电接入系统典型设计》要求，功率大于 8kW 时，一般采用低压接入三相电网的方式；功率小于等于 8kW 时，可采用单相逆变器单相接入电网。

4.1.8 当单相逆变器需要接入三相电网时，在设计时应尽量保证三相平衡，即每一单相逆变器的输出及接入每一相的容量应尽量一致。

4.2 电能质量

4.2.1 本条规定了光伏幕墙系统向当地交流负载提供电能和向电网馈送电能的电能质量要求，以保障电网和设备安全、稳定、经济运行。光伏幕墙系统向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量应满足国家相关的标准要求。现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 中规定了频率偏差、电压偏差、谐波和波形畸变、功率因数、电压波动和闪变等要求。

4.2.2 采用非隔离逆变器的光伏幕墙系统，有可能向电网馈送直流电流分量，从而影响交流侧设备的运行和安全。现行行业标准《光伏发电并网逆变器技术规范》NB/T 32004 中额外规定了对逆变器输出直流分量的要求，该要求同样适用于光伏幕墙系统的输出。

4.2.3 光伏幕墙系统一般不需要额外装设无功功率调节装置，可通过逆变器内置的功能来实现小范围的无功功率控制。

4.3 并网保护

4.3.1 并网供电时，应有并网保护措施。当光伏幕墙系统和电

网发电异常或故障时，能够自动将光伏幕墙系统与电网分离。现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 规定了光伏幕墙系统并网保护要求，主要是对电网电压、频率异常的响应，防孤岛保护等要求。一般地，对接入 380 V 电压等级的光伏幕墙系统，对低电压穿越能力可不作要求。因为各地电网条件不同，并网保护还应满足电力部门的要求。

4.3.2 现行国家标准《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939 规定了此要求。为了避免电网侧短路对光伏幕墙系统造成影响，光伏幕墙系统应有相应保护，该保护主要通过逆变器的设计来实现。一般地，逆变器会在电网故障时，将输出电流强制限定到额定电流的 150%，并迅速通过断路器将光伏幕墙系统与电网断开。

4.3.3 当电网重负荷运行时，并网点或公共连接点电压水平偏低，有可能导致光伏幕墙系统输出电流超过额定值。此时光伏幕墙系统不应立即解列，而要能够对电网提供短时支撑。现行国家标准《光伏电站设计规范》GB 50797 规定了该要求。该条款要求逆变器有短时 1min 以上过载的能力，但不要求在过载时一定要工作 1min 以上才断开。根据调研结果，当逆变器输出电流超过 1.2 倍额定电流时，逆变器一般会在 10 min 内自动关闭输出。

4.4 通 信

4.4.1 调度与通信要求与光伏幕墙系统大小及当地电力部门要求有关，具体要求可根据电力部门的要求及参考相关标准。因为光伏幕墙系统发电量一般较小，380V 电压等级接入用户侧电网一般无调度要求，只需要根据电力部门要求具备一定的通信能力。通信要求根据光伏幕墙系统大小和各地电力部门的要求而有不同，但一般包括发电量的上传，电话通信等。

4.4.2 若当地电力部门有通信要求时，特别是针对超出 1MW 的大型光伏幕墙系统，具体的通信方式和内容需要符合电力部门

的规定。正常运行情况下，大中型光伏幕墙系统向电力调度部门提供的信号包括：并网状态、辐照度、环境温度、有功和无功输出、发电量、功率因数、并网点电压和频率、注入电网电流、变压器分接头挡位、主断路器开关状态等。小型光伏幕墙系统一般只要求上传发电量信息，用于电价补贴。可在用户配电箱、配变或配电室配置 1 套无线采集终端装置，也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。无线采集终端采用 220V 交流电源。并网运行信息统一采集后，要经统一的通信通道传输至相关部门。

4.4.3 根据当地电力部门的要求，大型并网光伏幕墙系统一般需要在光伏幕墙系统并网点配置电能质量在线监测装置，将电能质量等数据传输至调度主站。

4.5 电 能 计 量

4.5.1、4.5.2 光伏幕墙系统中的电能表按照计量用途分为两类：关口计量电能表，用于用户与电网间上、下网电量的计量结算，原则上设置在产权分界点。产权分界点处不适宜安装电能计量装置的，关口计量点可与电网企业协商确定。并网电能表，用于光伏发电量统计和电价补偿。

接入用户侧电网时，一般采用全部自用方式或自发自用余电上网方式。全部自用时，关口计量点不需要上网电量计量电能表；并网电能表用于光伏发电量计量和国家、地方对于光伏发电的电价补贴。自发自用余电上网时，关口计量点需要上网电量计量电能表，用于上网电量计费，而并网电能表仍用于对光伏发电量计量和电价补贴。当光伏发电直接接入公共电网，可由关口计量电能表同时完成电价补偿计量和关口电费计量。

计量表采集信息可能需要分别接入电网管理部门和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）的电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

4.5.3 电能计量装置要得到电力公司的认可，并经校验合格后方可投入使用。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。根据国家电网公司《分布式光伏发电接入系统典型设计》的规定，“380/220V 电压等级接入配电网，关口计量装置一般选用不低于Ⅲ类电能计量装置”，而Ⅲ类电能计量装置准确度等级不低于 1.0 级。

5 布线系统

5.1 一般规定

5.1.2 施工安装搬运中的拉伸是最基础的影响因素；安装好后，外部环境的过热、腐蚀、日光照射、紫外线辐射等都会对电缆性能造成影响，而同时因磨损、剪断和碾压等外界机械力也会带来很大影响。应在设计阶段即对这些外部环境对电缆寿命和安全性影响予以考虑。

3 为了减小线路损耗和电缆成本，应尽量减少线缆路径。

5.1.3 光伏幕墙系统的电缆通道宜与建筑本身电缆通道合并设计、单独布置。新建建筑应为光伏幕墙系统预留电缆通道。

5.2 电缆选择

5.2.1 现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 对电缆芯线材质、电力电缆芯数、电缆绝缘水平、电缆绝缘类型、电缆外护层类型、电力电缆截面均作了规范性的要求。

电缆截面的选择直接关系到设备、电缆本身的运行经济、安全，是电缆选择中最为重要和复杂的环节。电缆截面的选择应满足现行国家标准《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。电缆截面选择的基本原则为：

1 按允许载流量选择，即最大工作电流作用下的缆芯温度，不得超过按电缆使用寿命确定的允许值；

2 按允许电压降选择，即连接回路在最大工作电流下的电压降，不得超过该回路允许值；

3 按机械强度选择；

4 按短路热稳定校验。

对 10kV 及以下电缆按持续工作电流确定特定条件下的允许最小缆芯截面时，还应按环境温度、电缆多根并列等差异影响计入校正系数所确定的允许载流量。

5.2.2 光伏幕墙系统用直流电缆比普通电力电缆有更高的要求。曝露在室外的直流电缆因常常会在恶劣环境条件下使用，如高温、低温和紫外线辐射，将大大影响电缆的使用寿命。从而会增加电缆损失，增大电缆短路风险；从中长期看，发生火灾或人员伤害的可能性也更高。因此直流电缆的选型除满足本规范第 5.2.1 条的要求外，还应满足：

1 直流电缆要有足够的耐压等级，其额定电压要高于光伏幕墙方阵最大电压。

2 为避免直流电缆因绝缘破坏而导致绝缘故障，要选用加强绝缘或双重绝缘电缆，包括：1) 选用带非金属护套的电缆；2) 金属铠装电缆（仅用于直流主电缆）；3) 直流电缆正极和负极导体布置在单独的非金属导管或线槽中。符合以上要求的电缆是Ⅱ类电气设备或可等效为Ⅱ类电气设备，符合基本保护和故障保护的要求。

3 当直流电缆有可能曝露在室外时，绝缘材料在紫外线、臭氧、剧烈温度变化和化学侵蚀等环境下使用，将导致电缆护套易碎，甚至会分解电缆绝缘层。因此，要选用耐紫外型电缆，或将电缆敷设在耐紫外辐射的导管中。

4 直流电缆应为阻燃电缆，阻燃性能需要根据建筑要求确定。一般建筑宜至少选用 YJV 阻燃电力电缆。对于需满足着火燃烧时低烟、低毒要求的场合，如高层建筑和特殊重要公共设施等人流密集场所，或重要性较高的厂房，不建议采用聚氯乙烯绝缘或护套类电缆，而要采用低烟、低卤或无卤的阻燃电缆。

5 光伏玻璃幕墙组件连接电缆要选用经过认证的光伏电缆。目前多采用 TUV 的 2PFG 1169/08.2007 标准认证，电缆型号为 PV1-F。这种光伏电缆的绝缘和护套采用辐照交联聚烯烃，可实现 A 级阻燃，额定温度可达 120℃，具有优越的防紫外线、水、

臭氧、酸、盐的侵蚀能力，优越的全天候能力和耐磨损能力。依据组件功率大小的不同，该类电缆截面积可选 1.5mm²、2.5mm²、4.0mm²、6.0 mm²等四种规格。

5.2.3 电缆截面应根据使用的过电流保护额定值（或最小电流值）、电压降和预期故障电流等确定，需要选用这些因素确定的最大线径。

1 表 3.6.3 规定的最小电流确定值适用于一般地区和场合，部分高辐照地区和高温场合可根据表 3.6.3 的表注要求进行适当调整。

2 在考虑敷设方法、环境温度和位置时，应采用电缆载流量校正系数。校正系数可根据现行国家标准《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 确定（新版本的 GB 16895.6 发布实施后，新版 GB 16895.6 适用）。单芯光伏电缆的载流量也可采用德国标准“Requirements for cables for use in photovoltaic-systems”（光伏系统电缆要求）2PfG 1169/08.2007，具体规定见表 3。

表 3 单芯光伏电缆的载流量

标称截面	绝缘方式		
	在空气中自由敷设	敷设在设备表面	在设备表面相邻敷设
mm ²	A	A	A
1.5	30	29	24
2.5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

3 光伏直流侧的线路电压降不应大于 3%。3% 的电压降限

值是一个较为宽松的值，此要求与《Design requirements for photovoltaic (PV) arrays》IEC/TS 62548 一致，过大的设计压降会导致线路损耗增大。因此，在经济合理的条件下，宜选用较小的线路电压降。线路压降可按 $\Delta U = \rho \cdot 2 \cdot L \cdot I_r / S$ 确定。式中： ρ 为导体电阻率 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)； L 为电缆敷设长度 (m)； I_r 为回路计算电流 (A)； ΔU 为线路电压降 (V)， S 为导体截面 (mm^2)。

5.2.4 一般光伏玻璃幕墙组件连接采用 MC3/MC4 插接头，组装简易、快速，有自动锁扣，能防水和承载高电流。为了保证湿漏电性能，其防护等级应不低于 IP55，宜采用 IP67。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 中规定了相关要求。

第 3 款规定不同厂商的电连接器不能配合使用，否则易导致事故隐患。因为不同厂商的产品其尺寸公差和接触电阻可能不同，易因接触电阻变大、发热、无法适应长期大电流的导通而易引发火灾。当前已有光伏系统因不恰当地使用连接器公母头而引发火灾的实例。

第 4 款规定的目的是为了防止交流线路和直流线路的混淆。

5.3 电缆布线要求

5.3.1 现行国家标准《低压配电设计规范》GB 50054、《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 中详细规定了布线系统敷设方法的选择及要求，主要应考虑各种外部因素的影响合理选择。

5.3.2 本条规定了直流电缆在光伏玻璃幕墙中布线时的特殊要求：

1 光伏组件连接电缆布置在光伏玻璃幕墙组件间的胶缝内并用结构胶密封后，不但不利于电缆的散热，也不利于后期的维护更换。

2 为了线路隐蔽及安全,光伏组件连接电缆、光伏子方阵电缆宜布置在幕墙支承结构(包括横梁、立柱或副框)的开口型腔内,布线型腔应通过扣盖扣接密封。

3 当支承结构不具备内部布线型腔时,可在支承结构上额外设置金属槽盒或金属导管布线。金属槽盒和导管具有较好的机械强度、阻燃能力且便于接地。

4 为了保证电缆在金属导管或槽盒内能够有效地散热,《低压配电设计规范》GB 50054 规定了金属导管或槽盒内布线时对导线面积的要求。该要求同样适用于幕墙横梁、立柱、副框布线腔内的布线。

5 光伏玻璃幕墙组件连接器具有很好的绝缘、防水、防湿漏电能力。

6 出于防火的规定,槽盒连接处不得设在穿楼板或墙壁等孔处。

7 为了保护穿线时绝缘不被破坏,管孔端口及开口应采取防电缆损伤的措施,例如采用橡胶护圈等予以保护。

8 规定了光伏玻璃幕墙组件接线盒位置的选取原则。

5.3.3 为了减少光伏幕墙系统直流侧的感应过电压,直流电缆正极和负极应尽量靠近,减少直流电缆组成的环路区域部分的面积(如图1所示)。图中左侧为错误的连接方法,右侧为正确的连接方法。

5.3.4 规定了在光伏汇流设备中布线的要求:

1 防水端子、电缆密封套可提供有效的应力释放措施,防止电缆在内部断开,同时还可保持设备的外壳防护等级不受影响;

2 汇流设备内正负极导体隔离可有效减少导体因绝缘损坏或意外短路而产生直流电弧的危险;

3 导体成对分组有助于区分各路导体,减少接线错误,便于检修。

5.3.5 出于安全要求,规定了直流电缆的识别标志要求以区分

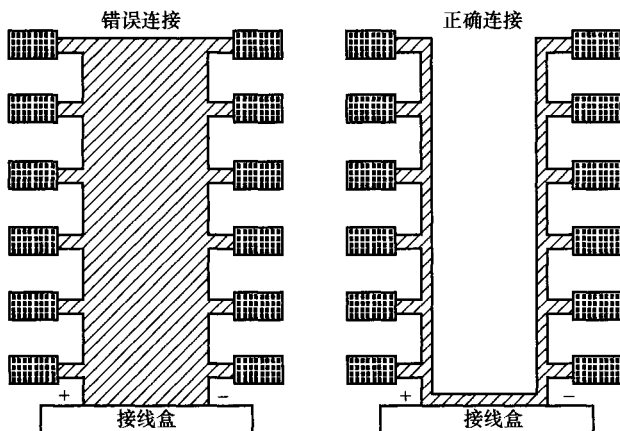


图 1 光伏玻璃幕墙组件连接示意图

其他电缆。电缆上无明显直流标识的，宜额外附加标签。

5.3.6 本规范中的信号线缆应包括控制与通信线缆：

1 室外敷设时，应采用室外型电缆或采取相应的防紫外辐射、防日照、防水等防护措施；

2、3 此两款的目的是为了 避免外部环境对信号线缆的影响。

6 监测系统

6.1 一般规定

6.1.1 根据光伏幕墙系统装机容量的大小，对于光伏监测系统的要求也不同。大型光伏幕墙系统宜设置监测系统，中小型系统可根据用户需求配置监测系统。监测系统宜本条列出的必要功能。在与数据中心进行数据传输时，应采用符合要求的数据传输格式。《用户侧并网光伏电站数据监测系统技术规范》CCNA/CTS 004 - 2012 规定了数据传输格式要求，可参考执行。

6.1.2 规定了监测系统应能监测和记录的数据，便于对光伏幕墙系统的控制和跟踪。

6.1.3 监测系统采用开发的通信协议与标准通信接口有利于设备的选型及更换。监测系统一般具有 RS-485 标准串行电气接口，采用 MODBUS 标准开放协议，支持 RTU 和 TCP 传输模式。

6.1.4 监测系统作为整个光伏幕墙系统的核心，为了保证系统在断电时的数据完整和安全运行，宜配置 UPS 提供不间断电源，且满足至少 2h 的用电需求。

6.2 数据采集装置

6.2.1 本规范中的数据采集装置包括各类传感器、监测仪等监测设备。对监测设备的要求可参考《用户侧并网光伏电站数据监测系统技术规范》CCNA/CTS 004-2012。

6.2.2 数据采集器可以是专用设备，也可以是通用、专用或嵌入式计算机。

6.2.3 电能质量在线检测装置的配置由当地电力部门确定。当无数据传输要求时，电能质量数据应能保存 1 年以上，以备查询。

7 安全防护

7.1 一般规定

7.1.1 光伏幕墙系统所用电气设备的电气安全性应满足的通用标准。

7.1.2 为了检修和维护的方便，在逆变器的直流侧应装设具有隔离和通断负荷功能的隔离开关。该开关一般称为直流主开关。宜选择具有隔离功能的直流断路器，同时起到通断、保护和监测功能。

7.1.3 光伏幕墙系统的交流输出，应在靠近电网或负载的连接处装设过电流保护电器，防止电网短路时的故障电流对交流电缆和光伏幕墙系统设备造成损坏。过电流保护电器一般为熔断器或断路器。

7.1.4 《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203 和《光伏电站设计规范》GB 50797 都对电气设备的警示标志作出了强制性要求，特别是逆变器和交流配电柜（或并网开关柜）都需要“双电源”标识。

7.1.5 本条出于防止高温着火的目的，规定了光伏幕墙在高温时应故障报警，在需要时应断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接，也可直接关闭逆变器。光伏幕墙系统设计人员应评估光伏幕墙方阵高温时的着火危险。90℃的规定是“Photovoltaic (PV) module safety qualification-Part 2 Requirements for testing”（光伏组件安全鉴定 第2部分 试验要求）IEC 61730-2 的温度试验中对橡胶、边框表面及其相邻结构温度限值的规定。该条款的要求可通过监测系统来实现。

7.2 电击防护

7.2.1 出于电击防护的目的，包括基本保护（直接接触防护）

和故障保护（间接接触防护），光伏幕墙系统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。

7.2.2 II 类设备的防电击保护不仅靠基本绝缘还具备像双重绝缘或加强绝缘这样的附加安全措施以减少触电危险。光伏幕墙系统直流侧，光伏玻璃幕墙组件、接线盒、直流电缆、电连接器（接头）等设备都应选择 II 类设备。

7.2.3 光伏幕墙方阵的支承结构、光伏幕墙组件的金属边框应可靠多点接地。逆变器内的高频 IGBT 会在直流侧形成高频交流电压波动并积累在边框上，从而造成事故隐患。对于直流侧和交流侧没有简单分隔的光伏幕墙系统，光伏幕墙方阵和交流电网之间存在直接电气连接。当光伏幕墙方阵出现接地故障时，会在支承结构或边框上产生交流电压，如果边框没有接地，人体接触时会导致电击危险。

7.3 直流侧过电流保护

7.3.1 当光伏幕墙方阵仅有 1 个或 2 个光伏组串时，不需要装设过电流保护电器。当光伏组串数大于 2 时，一般应装设过电流保护电器。

光伏幕墙方阵中的过电流来自于故障条件下的反向电流。可能的过电流来源包括：1) 并联的相邻光伏组串或光伏子方阵；2) 连接的外部电源（如储能电池组等）；3) 连接的多 MPPT 回路的逆变器等。因为处于光伏组串的末端且额定电流大于光伏组串的短路电流，汇流箱、直流柜输入回路过电流保护装置的主要作用不是为了保护本回路光伏组串的过载、短路，而是为了防止其他并联回路（回路数 >2 ）向故障点汇流而造成事故扩大。当汇流箱输入回路为 1 路或 2 路时，无需安装过电流保护电器。即使安装，过电流保护电器也可能无法动作。

光伏幕墙（子）方阵过电流保护电器建议选用直流断路器，原因是：断路器具有保护、控制和分段功能，能为线路提供更好

的保护。同时,可避免不正确地选用熔断器而影响光伏幕墙系统设备和电缆的安全。目前的工程中,光伏子方阵和光伏幕墙方阵过电流保护电器多采用直流断路器,而光伏组串的过电流保护多数采用熔断器。

7.3.2 光伏组串的过电流保护可以在光伏组串发生短路或接地故障时,切断来自其他并联光伏组串的反向故障电流。一般需要为每个光伏组串都安装过电流保护,但也可在光伏玻璃幕墙组件最大过电流保护电流额定值 $I_{\text{mod_max_ocpr}}$ 大于 4 倍标准测试条件下的短路电流 $I_{\text{sc mod}}$ 时,多个并联的光伏组串共用一个过电流保护。共用过电流保护时,过电流保护电器的额定值应大于 1.5 倍的所有被保护光伏组串的总电流。

7.3.3 当两个以上并联光伏幕墙子方阵连接到同一个逆变器时,需要为光伏幕墙子方阵提供过电流保护。过电流保护电器一般为应安装在直流配电柜的输入回路。

7.3.4 有储能装置的光伏幕墙系统,过电流保护电器应装设在充电控制器和储能电池组之间且靠近储能电池组。该过电流保护称为光伏幕墙方阵过电流保护的原因是,安装在该位置的过电流保护,能同时保护充电控制器和直流主电缆,而光伏幕墙方阵和充电控制器之间不再需要电缆过电流保护。

7.3.6 本条规定了光伏幕墙方阵保护用断路器要求。

1 应选用符合标准的光伏用直流断路器,以提供足够的灭弧能力。至少应满足《低压开关设备和控制设备 第 2 部分:断路器》GB 14048.2,或《家用及类似场所用过电流保护断路器 第 2 部分:用于交流和直流的断路器》GB 10963.2,或“Outline of investigation for molded-case circuit breakers, molded-case Switches, and circuit-breaker enclosures for use with photovoltaic (PV) systems”(光伏系统用塑壳断路器、塑壳开关和断路器外壳测试大纲) UL 489B。

2 可采用多级串联来提高断路器的直流耐压值。但采用多断点串联时,应能保证各级的同步接触和分段。

3 直流断路器应无极性。光伏幕墙方阵中的短路故障会导致反向电流，此时断路器应能正常动作，而一般的有永磁磁吹结构的断路器只能对顺向电流进行保护，不能满足逆向电流的要求。

4 断路器分段能力应大于可能的反向电流。无储能装置的光伏幕墙系统，最大反向电流可按 $(N-1)$ 倍的光伏组串标准测试条件下的短路电流计算， N 为光伏幕墙方阵并联的光伏组串数；具有储能装置的光伏幕墙系统，还应加上储能电池组的反向电流。

7.3.7 光伏汇流箱中防反二极管（也称为隔离或阻塞二极管）可以阻止其他回路向故障回路汇流，也能防止储能系统的反向电流。防反二极管可以在低辐照情况下提供额外的保护：当辐照度较低且当某一组串出现故障时，来自其他并联组件的反向电流可能小于过电流保护电器的额定电流而无法使其动作，但此时防反二极管却可有效避免反向电流，使其他组串正常工作。

防反二极管不能取代过电流保护电器的原因是：防反二极管可能因多种原因会被击穿，从而无法起到保护作用。

7.4 绝缘故障防护

7.4.1 光伏幕墙系统发生对地绝缘故障时，易引发火灾危险和电击危害。本规范规定了不同类型的光伏幕墙系统在接地故障检测及保护要求。根据所选用逆变器的类型、光伏幕墙方阵功能接地的形式，规定了光伏幕墙方阵绝缘电阻检测和剩余电流检测及保护的要求。本规范仅规定了基本的防护要求。

7.4.2 作为绝缘故障防护的一部分，本条规定了光伏幕墙方阵绝缘检测的要求。光伏幕墙方阵绝缘电阻检测通过检测光伏幕墙方阵正极和负极对地电阻并采取相应的保护来发现绝缘老化以及接地故障。绝缘阻抗检测一般在逆变器启动前进行。本规范中，逆变器分为两种类型，隔离型逆变器和非隔离型逆变器。采用非隔离型逆变器的光伏幕墙系统，不允许采用功能接地，因此不考

考虑该类系统的要求。

采用隔离型逆变器的光伏幕墙系统，因为直流侧和交流侧之间有电气隔离，在首次检测到绝缘损坏或接地故障时，一般不会造成电击或着火危险，因此仅需指示故障，但仍可接入电网。

光伏幕墙方阵通过电阻来接地的光伏幕墙系统，包括该电阻在内的总绝缘电阻应超过最小限值。最小限值为： $U_{OC\ MAX}/30\text{mA}$ ， $U_{OC\ MAX}$ 为光伏幕墙方阵最大电压（V）。

光伏幕墙方阵直接接地的系统，在检测时可人工或自动断开功能接地，检测完成后恢复连接。直接接地的光伏系统提供绝缘阻抗检测，可提前发现因为不当安装、施工和维护等原因而造成的接地故障，从而显著降低因接地故障而导致的着火危险。

7.4.3 规定了光伏幕墙方阵剩余电流监测系统的要求。采用剩余电流监测的原因是：对于直流侧和交流侧无电气隔离或虽有电气隔离但泄露电流超过规定的限值的光伏幕墙系统，即采用非隔离逆变器的光伏幕墙系统，当使用者同时接触到光伏幕墙方阵的带电导体和地时，电网和地的连接将为接触电流提供一个回路，从而产生电击危险。同时，接地故障的发生会导致不应载流的导体和结构承载电流，从而存在着火危险。

剩余电流监测保护提供了光伏幕墙系统运行过程中发生接地故障时的保护方式。剩余电流监测包括连续剩余电流监测和剩余电流突变监测。

7.4.4 当采用RCD作为故障保护时，应选用B型RCD，而不是AC型或A型，因为只有B型RCD可检测全部直流漏电流和交流漏电流。

7.4.5 本条规定了光伏幕墙系统正极或负极直接接地时的接地故障防护要求。该接地故障中断装置也可简称为GFDI（Ground Fault Detector/Interrupter），其作用是在发生接地故障时，通过内置的过电流保护装置（熔断器或断路器）来切断故障电流，同时发出报警信号，必要时还可断开光伏幕墙方阵或光伏幕墙系统

与电网的连接。光伏幕墙方阵正极或负极直接接地时，在正常运行状态下，流过功能接地导体的电流一般仅为很小的泄露电流；当发生接地故障时，较大的故障电流会直接流过功能接地导体，从而造成电击危害和火灾危险。为此，“Design requirements for photovoltaic (PV) arrays”（光伏方阵设计要求）IEC/TS 62548 规定，对该类型的光伏幕墙系统，应在功能接地导体上串联 GF-DI 来中断故障电流。接地故障中断装置熔断器或断路器的额定电流与逆变器所接入的光伏幕墙方阵功率有关，光伏幕墙方阵功率越大，额定电流也越大。

7.5 直流电弧故障防护

7.5.1 随着光伏系统的越来越广泛的使用，光伏系统防火问题也越来越突出。据美国保险商实验室 UL 和德国 TUV 的专家对光伏系统防火的调查和分析，引起火灾最多的原因是电弧，发生火灾的位置最多的是在光伏组件（包括组件接线盒和旁路二极管）和汇流箱，光伏系统火灾往往引发建筑物起火。为此，美国已于 2009 年针对 National Electrical Code (NEC) 2011 中第 690.11 节提出了直流电弧故障保护要求，对应的产品标准为《Photovoltaic (PV) DC arc-fault circuit protection》（光伏直流电弧故障电路保护）UL 1699B。因此，本规范建议条件许可时在光伏系统中安装直流电弧故障保护。

7.5.2 直流电弧故障主要有 3 种：

- 1) 由于电缆错误连接或短路或接触不良导致的串联电弧；
- 2) 由电缆局部短路导致的并联电弧；
- 3) 由于绝缘故障而导致的接地电弧。

并联电弧的危害最大，但通过采用Ⅱ类设备以及双重绝缘电缆可最大限度地避免此类故障的发生。本条主要用于串联电弧故障的保护。保护可通过单独的电弧故障保护断路器来实现，也可通过集成在汇流箱、逆变器内部的相应模块来实现。

7.6 防雷与接地

7.6.1 光伏幕墙系统属于建筑物的一部分，因此其防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的有关规定，防雷等级应与建筑物的防雷等级一致。

7.6.2 光伏玻璃幕墙的直击雷保护宜和建筑物的防雷保护一体考虑，接闪装置应避免遮挡光伏玻璃幕墙。光伏幕墙系统可利用建筑物本身的直击雷防护措施，一般不需额外装设防雷设施。但对于改建的光伏玻璃幕墙，应验证原有的防雷和接地设计是否符合设计要求，不符合时应予以改进。

7.6.3 规定了光伏幕墙系统直流侧过电压防护的要求，以防止雷击电磁脉冲引起的过电压。交流侧本规范不再特别规定。

根据直流侧光伏汇流箱与逆变器之间的线路距离，直流侧应装设 1 级或 2 级直流 SPD 或采取安装在金属槽盒、金属导管或采用金属铠装电缆等其他防止感应过电压的措施。

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。光伏玻璃幕墙组件的耐冲击电压一般大于逆变器的耐冲击电压，因此，直流侧可按逆变器的耐冲击电压确定。

7.6.4 规定光伏幕墙系统的接地设计的要求。

1~3 光伏幕墙系统的外露非载流金属部件（包括光伏玻璃幕墙组件边框、光伏玻璃幕墙金属支承结构及连接件等），应与建筑物接地系统有效多点可靠连接。当任一光伏玻璃幕墙组件因损坏而被移除时，不应影响其他光伏玻璃幕墙组件及其支承结构的接地。光伏幕墙系统直流侧不得采用不接地的等电位联结。

4 光伏幕墙系统一般共用建筑物的接地系统，且防雷接地可与工作接地、安全保护接地共用一组接地装置。共用接地装置时，接地装置的接地电阻值应按接入设备中要求的最小值确定；其中，光伏幕墙方阵功能接地对接地电阻值没有要求。当防雷接地单独设置时，接地电阻不应大于 10Ω 。现行国家标准《建筑物电气装置 第 5-54 部分：电气设备的选择和安装 接地配置、

保护导体和保护联结导体》GB 16895.3 中规定了对接地的要求。

5 同一并网点的多台逆变器应接至同一接地母排上，避免接地保护线之间存在较大的电压差而影响设备的安全、稳定运行。

7.7 防火要求

7.7.1 光伏玻璃幕墙作为建筑的一部分，其防火设计首先需要符合建筑的防火设计要求，即现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016，此外还应满足现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的要求。

7.7.2 《低压配电设计规范》GB 50054 - 2011 中第 6.4.2、6.4.3 条规定了防止电气火灾的要求。光伏系统的输出靠近交流配电柜侧宜装设剩余电流保护电器 RCD，以便在漏电流大于 300 mA 以致形成火灾前可切断电源。该设备可与建筑电气火灾监控系统集成。

7.7.3 此条引自现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102。在存在电气连接的情况下，应尽可能避免同一个光伏幕墙方阵跨越两个防火分区，以免加剧火势的传播。

7.7.4 线缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应进行防火封堵。根据现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 中的防火技术要求，需要选用难燃、不燃材料或防火密封材料。

8 系 统 环 境

8.0.1 光伏玻璃幕墙设计是建筑设计的重要内容。设计者不仅要考虑建筑外观，还要考虑电气安装及发电能力，在满足美观、安全的前提下，能考虑光伏发电对安装位置的要求。

8.0.2 光伏系统的噪声主要来源于各种电源设备及通风设备，应采取有效措施，减轻、避免对周围居民造成环境噪声污染。

8.0.3 光伏玻璃幕墙上安装的光伏玻璃幕墙组件应优先选择光反射较低的材料，避免自身引起的太阳光二次反射对本栋建筑或周围建筑造成光污染。

8.0.4 光伏玻璃幕墙电气系统设备自身产生的电磁干扰是电磁干扰的来源之一。因此在选取储能电池、逆变器等设备时首先其电磁兼容性应满足相关标准的要求。