

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 罗炳锬
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

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

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（kW_p）；

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	$1.25 \times I_{sc\ s-array}$ 式中: $I_{sc\ s-array}$ 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装机容量确定；

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，应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的影响，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 应按下列公式确定：

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

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 应符合下列公式要求：

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

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 (kW _p)	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