

T/

T/XXX XXXX—XXXX

团 体 标 准

# 户用光储一体化系统设计规范

Design specification of household photovoltaic and energy storage integrated system

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

北京能源学会 发布

# 目次

前言 .....	II
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	2
4 设计总则/基本要求 .....	4
5 主要设备选择/要求 .....	5
6 系统设计 .....	8
7 电气设计 .....	16
8 系统接入设计 .....	17
9 防雷设计 .....	18
10 消防设计 .....	18
11 监控系统 .....	19
12 设计资料要求 .....	19
附录 A（资料性）并网点和公共连接点 .....	20
附录 B（资料性）光伏阵列最佳倾角参考值 .....	21
附录 C（资料性）光伏方阵间距计算方法 .....	23
附录 D（资料性）光伏支架的荷载效应组合的设计值计算方法 .....	26
附录 E（资料性）户用光伏风荷载体型系数计算方法 .....	28
参考文献 .....	30

## 前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由国家电投集团科学技术研究院有限公司提出。

本文件由北京能源学会归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

# 户用光储一体化系统设计规范

## 1 范围

本文件规定了户用光伏储能一体化系统的基本要求、设备要求以及方阵设计、结构设计、电气安全设计、系统接入设计、设计资料等要求。

本文件适用于在居民固定建筑物、构筑物及附属场所建设的以220V或380V电压等级接入用户侧电网或公共电网的户用光伏储能一体化发电系统。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB 2894 安全标志及其使用导则

GB/T 4208 外壳防护等级

GB/T 5237.2 铝合金建筑型材 第2部分 阳极氧化型材

GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型

GB/T 13912 金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层 技术要求及试验方法

GB/T 16895.32 建筑物电气装置 第7-712部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏(PV)电源供电系统

GB/T 18911 地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型

GB/T 19216.11 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 19964 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T 20047.1 光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分 结构要求

GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T 32512 光伏电站防雷技术要求

GB/T 33593 分布式电源并网技术要求

GB/T 34131 电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范

GB/T 34936 光伏电站汇流箱技术要求

GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定

GB 50217 电力工程电缆设计标准

GB 50797 光伏发电站设计规范

GB 51048 电化学储能电站设计规范

DL/T 2028 电力储能基本术语

NB/T 10128 光伏发电工程电气设计规范

Q GDW 10667 分布式电源接入配电网运行控制规范

### 3 术语和定义

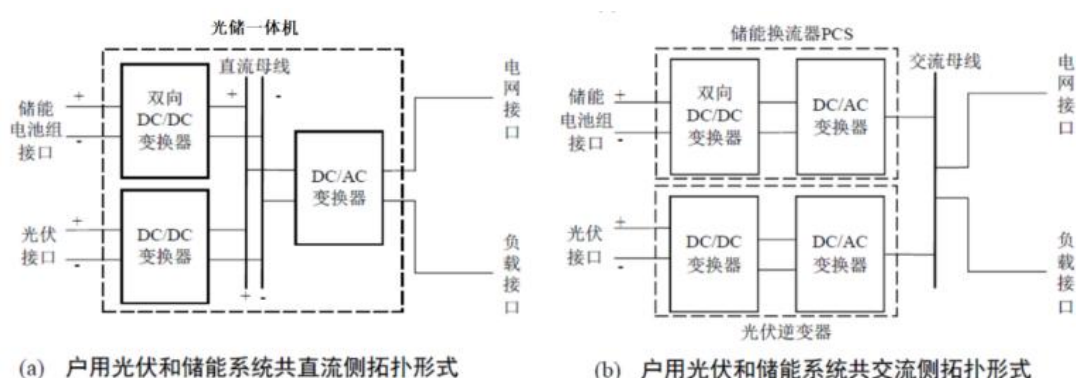
下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1

#### 户用光伏发电与储能一体化系统 **Integrated System of Household Photovoltaic Power Generation and Energy Storage**

指安装于居民固定建筑物、构筑物及附属场所，由光伏组件、电化学储能电池、变流器等组成的、将太阳辐射转换成电能以及通过化学方式存储和释放电能的系统。

注：户用光储一体化系统通常有两种拓扑形式，一种是光伏发电系统与储能系统共直流侧形式，另一种是光伏发电系统与储能系统共交流侧形式。



#### 3.2

#### 户用光储一体机 **Integrated Machine of Household Photovoltaic Energy Storage**

具有光伏、储能、负载及电网接口，并能根据不同运行模式协调接口间电能变换的户用一体化装置。

#### 3.3

#### 光伏组件 **Photovoltaic Module**

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电输出的、最小不可分割的太阳电池组合装置。

#### 3.4

#### 光伏组串 **Photovoltaic String**

在光伏发电系统中，将若干光伏组件串联后，形成具有一定直流电输出的电路单元，简称光伏组串。

#### 3.5

#### 光伏方阵 **Photovoltaic Array**

将若干光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起的并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元，又称光伏阵列。

#### 3.6

#### 光伏发电系统 **Photovoltaic Power Generation System**

利用太阳能电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

#### 3.7

#### 光伏并网逆变器 **Grid-connected Photovoltaic Inverter**

将太阳能电池发出的直流电变换成交流电后馈入电网的电气设备。

#### 3.8

#### 电化学储能系统 **Electrochemical Energy Storage System**

由一个或多个电化学储能单元构成，能够实现电能存储、转换及释放功能的设备组合。

[来源：DL/T 2528-2022，4.2.1.2]

### 3.9

#### **电化学储能 Electrochemical Energy Storage**

以电化学电池为储能载体，通过电能转换进行电能存储、释放的储能形式。

[来源：DL/T 2528-2022，4.2.1.1]

### 3.10

#### **储能单元 Energy Storage Unit**

能够独立实现电能存储、转换及释放的最小设备组合，一般由电能存储设备、储能变流器、变压器及附属设施等构成。

[来源：DL/T 2528-2022，3.1.1]

### 3.11

#### **电池管理系统 battery management system, BMS**

监测储能电池的状态（温度、电压、电流、荷电状态等），为储能电池提供管理及通信接口的系统。

[来源：DL/T 2528-2022，4.2.3.7，有修改]

### 3.12

#### **并网点 entry point**

户用光伏发电系统的输出汇总点。

注：户用光伏发电系统并网点的定义可参见附录A。

### 3.13

#### **公共连接点 common connection point**

户用光伏发电系统接入公用电网的连接处。

注：户用光伏发电系统公共连接点的定义可参见附录A。

### 3.14

#### **孤岛 island**

包含负荷和电源的部分电网，从主网脱离后继续孤立运行的状态。孤岛可分为非计划性孤岛和计划性孤岛。非计划性孤岛指非计划地、不受控地发生孤岛。计划性孤岛指按预先配置的控制策略、有计划地发生孤岛。

### 3.15

#### **防孤岛 anti-islanding**

防止非计划性孤岛现象的发生。

### 3.16

#### **额定功率 rated power**

户用光储一体化系统安装的变流器额定功率之和。

### 3.17

#### **安装容量 installed capacity**

户用光储一体化系统安装的光伏组件和电化学储能电池额定功率之和。

#### 4 设计总则/基本要求

- 4.1 户用光储一体化系统按是否与建筑结合可分为与建筑结合的户用光储一体化系统和独立于建筑、在地面上的户用光储一体化系统。
- 4.2 户用光储一体化系统设计应综合考虑光伏发电和电化学储能系统的技术特性、日照条件、土地和建筑条件、安装、调试、运维、清洗、拆卸和运输条件等因素，并应满足安全可靠、经济适用、环保、美观、便于安装、运行维护、清洗和拆卸的要求。
- 4.3 设计在满足安全性和可靠性的前提下，应优先采用新技术、新材料、新设备和新工艺。
- 4.4 建筑物上安装的户用光储一体化系统，不得降低相邻建筑物的日照标准。
- 4.5 在既有建筑物上增设户用光储一体化系统，应根据安装环境条件、设备性能要求和当地实际情况确定，必须进行建筑物结构和电气的安全复核，并应满足建筑结构及电气的安全性要求，要注意带电设备的安全防护距离。
- 4.6 在既有建筑物上增设户用光储一体化系统，不得影响消防疏散通道和消防设施的使用。
- 4.7 户用光储一体化系统的配置应保证输出电力的电能质量符合国家现行相关标准的规定。
- 4.8 接入公用电网的户用光储一体化系统应安装经当地质量技术监督机构认可的电能计量装置，并经校验合格后投入使用。
- 4.9 户用光储一体化系统中的所有设备和部件，应符合国家现行相关标准的规定，主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。
- 4.10 光储一体化系统的安装位置不应影响居民正常生活，产生噪音及辐射的设备应尽量避免卧室、客厅等区域及周边的门窗。
- 4.11 户用光储一体化系统运行模式应包括并网运行模式和离网运行模式，运行模式应符合表 1 的要求，不同运行模式间可切换。根据储能电池特性，各种运行模式均应满足电化学储能电池的安全运行要求。

表1 户用光伏发电与储能一体化系统运行模式

离网运行模式	并网运行模式
光伏发电+储能发电	光伏发电+储能待机
光伏发电+储能待机	光伏待机+储能发电
光伏发电+储能充电	光伏发电+储能发电
光伏待机+储能发电	光伏发电+储能充电
	光伏待机+储能充电
注：根据储能电池特性，各种运行模式均应满足电化学储能电池的安全运行要求。	

4.12 户用光储一体化系统应具备能量流动管理功能，至少具备以下能量流动模式：

- 能量由光伏组件流向电化学储能电池；
- 能量由光伏组件流向交流电网；
- 能量由电化学储能电池流向交流电网。

## 5 主要设备选择/要求

5.1 户用光储一体化系统包括光伏组件、光伏逆变器、汇流箱、计量表、电化学储能电池、储能变流器等部分。

5.2 光储系统中的所有设备和部件，应符合现行国家和行业相关法规和产品标准的规定，并通过国家相关认证机构的产品认证。

5.3 光伏发电主要设备应符合GB/T 19964的有关规定，储能系统主要设备应符合GB/T 36547的有关规定。

### 5.4 光伏组件的选型

5.4.1 光伏组件应根据类型、标称功率、转换效率、系统电压、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性、使用环境、衰减特性等技术条件进行选择，并按太阳辐照度、工作温度等使用环境条件进行性能参数校验。

5.4.2 光伏组件的类型按下列条件选择：

- 根据太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素，经技术经济比较后确定。
- 与建筑结合的户用光伏发电系统，宜选用与建筑相协调的光伏组件。建材型的光伏组件，应符合相应建筑材料或构件的技术要求。
- 对于轻型结构屋顶和异形屋面上安装光伏方阵，可选用柔性光伏组件。
- 当光伏组件安装场地的反光性能较好时，可选用双面发电组件。
- 宜选用高转化效率的光伏组件。
- 在高温、高湿、高盐雾环境下，宜选用具备抗电势诱导衰减、抗腐蚀的光伏组件。

5.4.3 晶体硅光伏组件应符合GB/T 9535的有关规定，薄膜光伏组件应符合GB/T 18911的有关规定。

5.4.4 光伏组件的安全性能应符合GB/T 20047.1的有关规定。

### 5.5 光伏逆变器

5.5.1 应按型式、额定功率、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率跟踪、PID防护、保护和监测功能、通信接口、防护等级等技术条件进行选择，并按环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级等使用环境条件进行校验，并应符合GB/T 37408-2019规定的技术要求及相关国家标准。

5.5.2 光伏逆变器的容量应与光伏方阵的装机容量相匹配，逆变器最大允许接入直流功率不应小于系统光伏组件的总额定功率。

5.5.3 光伏逆变器的最高输入电压不应低于光伏组串在当地极端低温下的最大开路电压。

5.5.4 光伏逆变器应具备最大功率跟踪（MPPT）控制功能和防孤岛效应功能；对应用场地地形较复杂、光伏阵列易受遮挡影响的情形，逆变器应具有多路MPPT功能；逆变器最大功率点跟踪的控制范围，应覆盖各种情况下光伏组串可能输出的电压范围。

5.5.5 光伏逆变器的防护等级应符合GB/T 4208的有关规定，室内型不低于IP20，室外型不低于IP54、并应有防腐、防锈、防暴晒等措施。

5.5.6 在高温、高湿、高盐雾环境下，宜选用抗腐蚀的光伏逆变器。

5.5.7 在海拔高度 2000m 及以上高原地区使用的光伏逆变器，应选用高原型产品或采取降容使用措施。

5.5.8 宜选择加权平均转换效率高的光伏逆变器。

5.5.9 光伏逆变器直流侧宜具备直流绝缘监测功能。

5.5.10 并网光伏逆变器的监控系统宜具备下列功能：

——移动客户端；

——无线通讯网络传输功能；

——监控系统客户端至少能显示光伏组串的电压和电流、交流输出的电压和电流、日发电量、累计发电量、日期时间、实时功率等参数；

——监控系统应具备运行数据的监测功能，包括且不限于各直流组串电压、直流组串电流、交流电压、交流电流、日发电量、月发电量、年发电量、发电量、实时发电功率、系统日期时间、系统运行状态、系统故障信息等。具备下载发电量数据报表和系统故障的功能。

## 5.6 光伏支架

5.6.1 户用光储一体化系统的光伏支架应结合工程实际选用材料，设计结构方案和构造措施，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，并符合抗震、抗风和防腐等要求。

5.6.2 光伏支架材料及夹具等配件宜采用钢材、铝合金或不锈钢等材料。当光伏支架采用钢材时，型钢选用应符合GB 50017和GB 50018的规定。碳钢支架应对支架表面进行热浸镀锌处理，热浸镀锌处理应符合GB/T 13912的有关规定。当光伏支架采用铝合金材料时，材质的选用应符合GB 50429的规定。铝合金支架应对支架表面进行表面氧化、镀膜等防腐处理，表面处理应符合GB/T 5237.2的规定。

5.6.3 光伏支架材料及结构应保证在运输、安装和使用过程中满足强度、刚度、防腐和稳定性等要求。

## 5.7 汇流箱

5.7.1 汇流箱的性能应符合GB/T 34936的有关规定。

5.7.2 汇流箱应根据使用环境、绝缘水平、防护等级、额定电压、输入输出回路数、输入输出额定电流等因素进行选择。

5.7.3 汇流箱输入回路应具备防反功能并设置防逆流措施。

5.7.4 汇流箱输出回路设置具有隔离功能的断路器。

## 5.8 储能电池

5.8.1 储能电池应选择安全、可靠、环保型电池，可选择铅酸（铅炭）电池、锂离子电池，宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、充放电深度能力、自放电率和环境适应能力等技术条件进行选择。

5.8.2 储能电池应符合GB/T 36558、GB/T 36276、GB/T 36280、GB T 22473.1的有关规定。

5.8.3 根据电池的配置功率和容量，选取合适的电池种类和型号，如光伏发电系统自发自用、峰谷电价优化管理，住宅建筑备用电源宜选用锂电池或铅蓄电池等；电池组的成组方式应根据直流电压等级、安全性、均衡特性等原则确定。电池组的电池裕度应根据电池的寿命特性、充放电特性及最佳充放电区间和经济性进行配置。

5.8.4 电池组回路应配置直流断路器、隔离开关等开断、保护设备。

5.8.5 直流侧电压应根据电池特性、耐压水平、绝缘性能确定，不宜高于1kV。

5.8.6 直流侧接地形式，应符合GB/T 16895.1的规定。

## 5.9 电池管理系统

5.9.1 电池管理系统的设备选型应与储能电池性能相匹配，应符合GB/T 34131的规定。

5.9.2 电池管理系统应具有数据采集、通信、控制、报警和保护、均衡检测、绝缘电阻检测、状态估算、参数设置、数据存储、数据统计、自诊断和时间同步等功能，宜具有显示功能。

5.9.3 电池管理系统应全面监测电池的运行状态，包括单体 / 模块和电池系统电压、电流、温度和电池荷电量等，事故时发出告警信息。

## 5.10 储能变流器

5.10.1 储能变流器的设备选型应与电池管理系统、储能电池性能相匹配，应符合GB/T 34120的规定。

5.10.2 户用光储一体化系统的变流器应具备充放电功能、有功功率控制功能、无功功率调节功能，宜具备并网切换功能。

5.10.3 对于户用光储一体化系统共直流侧拓扑形式接入的储能系统，储能变流器的额定功率宜不大于光伏方阵安装容量与储能电池模块额定功率之和。对于户用光储一体化系统共交流侧拓扑形式接入的储能系统，储能变流器的额定功率应不小于储能电池模块额定功率。

5.10.4 对于户用光储一体化系统共直流侧拓扑形式接入的储能系统，应采集储能变流器交、直流侧电压、电流等模拟量和装置正常运行、告警故障等开关量信息。对于户用光储一体化系统共交流侧拓扑形式接入的储能系统，应同时采集储能变流器和光伏逆变器交、直流侧电压、电流等模拟量和装置正常运行、告警故障等开关量信息，实现光储一体化系统的能量控制。

## 5.11 连接电缆

5.11.1 光储一体化系统中的连接电缆应结合电压等级、持续工作电流、允许电压降、短路热稳定性和敷设环境条件等因素进行选型，并符合GB 50217和GB/T 16895.32的规定。

5.11.2 户用光储一体化系统共交流侧拓扑形式接入的储能系统，交流母线电缆的载流量应不小于光伏发电系统与储能系统最大电流之和。电缆的截面应满足电压降落要求，交流电压降落不宜大于3%，直流电压降落不宜大于2%；在系统额定功率状态下，线路功率损失直流不高于2%，交流不高于1%；且应符合NB/T 10128-2019的规定。

5.11.3 电化学储能系统内部及储能电池与储能变流器之间的连接电缆宜采用单芯电缆。

5.11.4 电缆应采用C类及以上阻燃电缆，电力电缆宜选择铜导体。电缆耐火性能应符合GB/T 19216.11的有关规定。直流电缆耐压等级应高于直流系统电压。控制电缆、信号线缆应采用屏蔽线缆。

5.11.5 电缆的敷设应符合GB 50217的规定。电缆敷设方式宜采用沟道、槽盒或穿保护管敷设。电气设备电缆出线孔与地面之间需要设置电缆保护管，应有固定措施和防暴晒措施。特殊情况采用直埋敷设时，应采用铠装电缆或采取穿管保护。长期暴露在户外的电缆，应根据抗臭氧、抗紫外线、耐酸碱、耐高温、耐湿热、耐严寒、耐凹痕、无卤、阻燃、经手机械冲击等环境条件进行选择。

## 6 系统设计

### 6.1 总体要求

6.1.1 设计应遵循紧凑合理、节约资源的原则，综合考虑社会经济环保影响，从全局出发，统筹兼顾，远近期相结合。

6.1.2 设计应与建筑主体及周边环境协调统一，充分考虑周边的建筑状况、园林绿化、电力通信设施、水源状况、防风防洪设施等，避免遮挡光伏方阵。

6.1.3 建筑（构）物上安装户用光储一体化系统，应满足以下要求：

- 应避开空气经常受到悬浮物或腐蚀性气体污染的区域；
- 不得影响该建筑物的采光、通风、排水、防水、伸缩变形等功能；
- 不得影响邻近建筑物的采光要求；
- 不得超出建筑物或其加固后的承载能力，也不得影响建筑结构的安全可靠性。

6.1.4 设计应充分考虑结构、防火、防水等方面的安全。

6.1.5 安装在地面的户用光储一体化系统，光伏发电系统宜选择在地势平坦或北高南低的场地；与建筑物相结合的户用光伏发电系统，主要朝向宜为南向或接近南向，且应避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。

6.1.6 共交流侧户用光储一体化系统的并网点宜就近布置，储能系统接地点宜与光伏系统共同布置。

## 6.2 光伏方阵设计

6.2.1 户用光储一体化系统的光伏发电系统直流侧的设计电压应高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压，系统中所采用的设备和材料的最高允许电压应不低于该设计电压。

6.2.2 户用光储一体化系统的光伏发电系统中，接入同一最大功率跟踪回路的光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，电缆压降、组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响也宜一致。光伏组件串的串联数应按下列公式计算：

$$\frac{V_{\text{MPPTmin}}}{V_{\text{pm}} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{\text{dcmax}}}{V_{\text{oc}} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad (1)$$

式中： $K_v$ ——光伏组件的开路电压温度系数；

$K'_v$ ——光伏组件的工作电压温度系数；

$N$ ——光伏组件串联数（ $N$ 取整）；

$t$ ——光伏组件昼间环境极限低温（ $^{\circ}\text{C}$ ）；

$t'$ ——工作状态下光伏组件的电池极限高温（ $^{\circ}\text{C}$ ）；

$V_{\text{dcmax}}$ ——逆变器和光伏组件允许的最大系统电压，取两者小值（直流， $\text{V}$ ）

$V_{\text{MPPTmin}}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（ $\text{V}$ ）；

$V_{\text{oc}}$ ——光伏组件的开路电压（ $\text{V}$ ）；

$V_{\text{pm}}$ ——光伏组件最佳工作电压（ $\text{V}$ ）。

6.2.3 对于安装在斜屋面上的光伏方阵宜采用顺应屋面坡度布置的安装方式。

6.2.4 安装在地面和平屋面的光伏方阵倾角宜选择使其单位安装容量的全年发电量最大的最佳倾角，并可根据实际需要，充分考虑辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构、经济性等因素调整方阵的设计倾角，光伏方阵最佳倾角可参考GB 50797中附录B。

6.2.5 方阵各排、列的布置间距应保证每天9:00—15:00（当地真太阳时）时段内前、后、左、右互不遮挡。光伏方阵各排、列间距的计算方法见附录C。

6.2.6 光伏方阵中，应根据实际情况预留满足光伏发电系统的日常维护、检修、清洗、设备更换等要求的运维通道，同时多雪地区宜方便人工融雪、清雪。

6.2.7 光伏方阵内电缆的敷设应综合考虑通道、建（构）筑物构造、施工及检修等因素确定。

6.2.8 光伏方阵组件排布在建筑中的位置应满足其所在部位的建筑防水、排水和保温隔热等要求。

6.2.9 光伏方阵排布应远离易燃易爆、高温发热、腐蚀性物质。

### 6.3 光伏支架设计

6.3.1 光伏支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度，按正常使用极限状态计算结构和构件的变形，计算方法可参见附录 D。

6.3.2 当抗震设防烈度大于 8 度时，支架应进行抗震验算，抗震验算中结构重要性系数取 1.0，结构构件抗力的设计值应除以承载力抗震调整系数  $\gamma_{RE}$ ， $\gamma_{RE}$  的取值按照 GB 50191 的规定。

6.3.3 对于受水平力（包括力矩与水平剪力）较小的户用系统支架群桩基础，按下列公式计算柱、墩、基座等的桩基承载力：

——竖向力作用下：

$$N_K = G_K + F_K \quad (2)$$

式中： $N_K$ ——负风荷载效应下，作用在组件背面的竖直向上分力；

$G_K$ ——系统本身的自重，包括组件、支架、墩（即配重）等；

$F_K$ ——系统中预埋柱、基座等的竖向抗拔力。

——水平力作用下：

$$H_K = F_M + F_L \quad (3)$$

式中： $H_K$ ——负风荷载效应下，作用在组件背面的水平分力；

$F_M$ ——系统本身的正压力产生的最大静摩擦力；

$F_L$ ——系统中的钢索、型钢等加固部件的水平抗拉力。

6.3.4 建筑物表面的风荷载标准值，应按下式计算：

$$\omega_k = \beta_z \mu_s \mu_z \omega_0 \quad (4)$$

式中： $\omega_k$ ——风荷载标准值（ $\text{kN/m}^2$ ）；

$\beta_z$ ——高度  $z$  处的风振系数；

$\mu_s$ ——风荷载体型系数；

$\mu_z$ ——风压高度变化系数；

$\omega_0$ ——基本风压（ $\text{kN/m}^2$ ）。

6.3.5 支架的荷载和荷载效应计算应符合下列规定：

——基本风压、雪压和温度应根据 GB 50009 标准之规定，按不小于 25 年一遇的数值取值（酌情可取

10 年一遇与 50 年一遇的平均值)。

- 风荷载标准值中高度  $z$  处的风振系数、风压高度变化系数应按 GB 50009 的规定取值，风荷载体型系数按照附录 E 计算。
- 在钢结构金属屋面和瓦屋面上安装光伏发电系统，宜优先选用沿屋面坡度平行安装的结构形式，采用铝合金支架，避免屋面风荷载体形系数改变对原结构的影响。
- 在平屋顶或居民住宅建筑附近地面安装光伏发电系统，宜按照最佳倾角进行设计，采用型钢支架。
- 当需要考虑施工检修荷载时，检修荷载按实际荷载计算并作用于支架最不利位置。

#### 6.3.6 户用光伏发电系统的连接结构设计应符合下列规定：

- 支架群桩基础应由埋设在钢筋混凝土基座中的钢制热浸镀锌连接件或不锈钢地脚螺栓固定。钢筋混凝土基座的主筋应锚固在主体结构内，当不能与主体结构锚固时，应设置支架基座，采取提高支架基座与主体结构间附着力的措施以满足风荷载、雪荷载作用的要求；同时进行抗滑移和抗倾覆等稳定性验算。
- 在钢结构金属屋面和瓦屋面上安装光伏发电系统，光伏发电系统结构所承受的外力应通过连接件传递至下部结构，连接件应分别进行材料本身、材料与屋面板连接的抗拉、抗剪、抗压强度的验算，必要时可按试验确定。

#### 6.3.7 钢支架及构件的变形应符合下列规定：

- 支架的柱顶位移不应大于柱高的  $1/60$ ；
- 倾角可调式支架、柔性悬索结构的柱顶位移不应大于柱高的  $1/80$ ；
- 受弯构件的挠度容许值不应超过表 2 的规定。

表 2 受弯构件的挠度容许值

受弯构件		挠度容许值
主梁		$L/250$
次梁	无边框光伏组件	$L/250$
	其它	$L/200$

注：L 为受弯构件的跨度。对悬臂梁，L 为悬伸长度的 2 倍。

#### 6.3.8 支架的构造应符合下列规定：

- 普通碳钢构件除受拉构件外壁厚不宜小于 2mm；采用屈服强度不小于  $420\text{N/mm}^2$  的连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带时，应符合 GB/T 2518 和 GB/T 14978 的规定，构件最小壁厚不应小于 0.8mm；铝合金构件最小壁厚应符合 GB 50429 的规定。
- 受压和受拉构件的长细比限值应符合表 3、表 4 的规定：

表 3 钢支架受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其它构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其它支撑（张紧的圆钢或钢绞线除外）	400

注：对承受静荷载的结构，可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

表 4 铝合金、连续热镀锌、热镀锌锌合金镀层钢板及钢带支架受压和受拉构件的长细比限值

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	150
	其它构件、支撑等	200
受拉构件	主要构件	350
	其它支撑	400

注：1 计算单角铝受压构件的长细比时，应采用角铝的最小回转半径，但计算在交叉点相互连接的交叉杆件平面外的长细比时，可采用与角铝肢边平行轴的回转半径。

2 受压构件由容许长细比控制截面的杆件，在计算其长细比时，可不考虑扭转效应。

3 受拉构件在永久荷载与风荷载组合下受压时，其长细比不宜超过 250。

### 6.3.9 支架的防腐应符合下列要求：

- 支架的防腐蚀设计应综合考虑使用环境、使用年限、施工和维修条件等因素，因地制宜，进行防腐蚀设计。
- 支架在结构类型、布置、构造上应便于检查和维修。
- 普通碳素钢支架可综合采用金属覆盖层、涂层、增加腐蚀余量等防腐措施，金属覆盖层厚度和腐蚀余量应根据当地腐蚀速率进行确定。当无实测资料时，热浸镀锌层平均厚度不宜小于 55 $\mu\text{m}$ 。涂层应按照涂层配套进行设计，应综合考虑底涂层与基材的适应性，涂料各层之间相容性和适应性，涂料品种与施工方法的适应性，附着力不宜低于 5MPa。腐蚀速率当无实测资料时可按表 5 进行确定。

表5 大气环境对普通碳素钢的腐蚀速率

腐蚀环境			腐蚀速率 (mm/a)
大气环境	大气环境气体类型	年平均环境相对湿度 (%)	
乡村大气	A	<60	<0.001
乡村大气	A	60~75	0.001~0.025
城市大气	B	<60	
乡村大气	A	>75	0.025~0.05
城市大气	B	60~75	
工业大气	C	<60	
城市大气	B	>75	0.05~0.2
工业大气	C	60~75	
海洋大气	D	<60	
工业大气	C	>75	
海洋大气	D	60~75	0.2~1.0
海洋大气	D	>75	
海洋大气	D	>75	1.0~5.0

注：1 在特殊场合与额外腐蚀复合作用下，应提高腐蚀速率。

2 处于潮湿状态下或不可避免结露部位，环境相对湿度应取大于 75%。

3 铝合金支架应进行表面防腐处理，可采用阳极氧化处理措施。

4 连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带支架，对于一般腐蚀性地区，结构构件镀层的镀锌量不应低于 180g/m<sup>2</sup>(双面)或镀铝锌量不应低于 100g/m<sup>2</sup>(双面)；对于高腐蚀性地区，镀锌量不应低于 275g/m<sup>2</sup> (双面)或镀铝锌量不应低于 100g/m<sup>2</sup>(双面)，并应满足现行国家或行业标准的规定。

5 支架用耐候钢、复合材料等耐候材料时，应经专项论证，经济技术对比后采用。

## 6.4 电化学储能系统设计

6.4.1 电化学储能系统布置应遵循安全、可靠、适用的原则，同时方便安装、调试、操作及检修。

6.4.2 电化学储能系统配置应符合下列规定：

——系统容量应根据负荷特点满足平滑出力的要求；

——系统容量应结合光伏发电系统所需存储电量、负荷大小以及需要连续供电时间等因素确定，在符合存储多余电量的前提下，选用尽可能小的储能容量。

6.4.3 户用光伏配置储能系统可用于光伏系统自发自用、峰谷电价优化管理、备用电源供电等应用场景。

6.4.4 户用光伏配置储能系统的额定充放电功率和能量应根据光伏组件功率、预期的用电负荷和供电时长等因素经过技术经济比较确定，并满足以下规定：

——用于光伏系统自发自用的户用光伏配置储能系统，主要用于电价较高或光伏并网无补贴及补贴较低的场景，安装户用光伏配置储能系统以降低用电支出。光伏系统的能量除日间使用之外，剩余的能量存储到储能系统中用于夜间使用。户用光伏配置储能系统额定功率和充放电能量可按照公式（5）和公式（6）确定：

$$P_B \geq \sum_{i=1}^n P_i \times K_{\Sigma P} \quad (5)$$

$$\begin{cases} E_B = E_{PV} - E_D \\ E_B \leq E_N \end{cases} \quad (6)$$

式中：

$P_B$ ——户用光伏配置储能系统额定功率

$\sum_{i=1}^n P_i$ ——所有预期同时用电设备有功功率之和

$K_{\Sigma P}$ ——有功功率同时系数，可取 0.8~0.9

$E_B$ ——户用光伏配置储能系统额定能量

$E_{PV}$ ——光伏发电系统日均发电能量

$E_D$ ——日间平均用电能量

$E_N$ ——夜间平均用电能量

——用于峰谷电价优化管理的户用光伏配置储能系统，主要用于日间电价和夜间电价差价较大的场景，在电价低谷时对户用光伏配置储能系统进行充电，电价高峰时进行放电，以此降低整体用电支出。户用光伏配置储能系统额定功率和充放电能量可按照公式（7）和公式（8）确定：

$$P_B = \sum_{i=1}^n P_i \times K_{\Sigma P} \quad (7)$$

$$E_B \geq 0.5E_p \quad (8)$$

$P_B$ ——户用光伏配置储能系统额定功率

$\sum_{i=1}^n P_i$ ——所有预期同时用电设备有功功率之和

$K_{\Sigma P}$ ——有功功率同时系数，可取 0.8~0.9

$E_B$ ——户用光伏配置储能系统额定能量

$E_p$ ——电价高峰期平均用电能量

——用于备用电源供电的户用光伏配置储能系统，主要用于电网不稳定或有重要负载的场景，电网正常时

对户用光伏配置储能系统进行充电，电网停电时户用光伏配置储能系统给重要负载提供供电。户用光伏配置储能系统额定功率和充放电能量可按照公式（9）和公式（10）确定：

$$P_B \geq \sum_{i=1}^n P_i \quad (9)$$

$$E_B \geq P_B \times T_d \quad (10)$$

$P_B$  ——户用光伏配置储能系统额定功率

$\sum_{i=1}^n P_i$  ——所有预期同时用电设备有功功率之和

$K_{\Sigma p}$  ——有功功率同时系数，可取 0.8~0.9

$E_B$  ——户用光伏配置储能系统额定能量

$T_d$  ——电价高峰期平均用电量

- （4）——用于多应用场景的户用光伏配置储能系统，应综合所有预期应用场景，户用光伏配置储能系统额定功率和充放电能量宜按照各场景最大功率和充放电能量选取，电化学储能电池额定容量与光伏组件安装容量之比不宜小于 10%。

6.4.5 与户用光伏配置储能系统相结合建筑的主体结构或结构构件应能够承受光伏发电用储能系统传递的荷载。

6.4.6 电化学储能电池的布置应满足电池的防火、防爆和通风要求，不同类型的储能电池组应分开布置并设置分隔屏障。

6.4.7 户外布置的电化学储能系统安装位置应避免高温、潮湿、振动、阳光直射、且有良好通风防尘条件。柜体装置外壳防护等级宜不低于 GB 4208 的规定。

6.4.8 户内布置的电化学储能系统应设置防止凝露引起事故的安全措施。

## 6.5 安全防护设计

6.5.1 户用光储一体化系统的直流侧应至少提供以下防护手段之一：

- 系统直流侧电路带电部分与地之间采用双重或加强绝缘；
- 采用安全低电压电路。

6.5.2 户用光储一体化系统的交流侧应提供以下防护手段：

- 带电部分应采用基本绝缘作为基本的防护；
- 采用保护等电位连接并且在故障的情况下自动切断电源作为故障情况下的防护。

6.5.3 过电压保护和绝缘配合设计，应符合 GB/T 16935、GB/T 21697 和 GB/T 50064 的规定。

6.5.4 应在系统安装范围内与安全有关的醒目地方设置相关安全标志，满足以下要求：

——符合 GB/T 2894 的有关规定；

——安全标志与带电设备的安全距离应符合有关规定，不影响运维人员对设备的巡视检查和检修；

——安全标志的设置应兼顾考虑建筑的美观，且不影响所在建筑的安全和使用。

6.5.5 户用光储一体化系统并网点应有醒目标识。标识应标明“警告”、“双电源”等提示性文字和符号。标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合 GB 2894 的相关要求。

## 7 电气设计

7.1 电气设计应在保证人身和财产安全的前提下，遵循提高系统效率、技术先进、功能完善、经济合理、安装运行方便和可靠的原则。

7.2 电气设计应符合 GB 50797、GB 51048 的有关规定。

7.3 电气主接线应综合考虑出线回路数、设备特点及负荷特性等因素，满足运行可靠灵活、操作检修方便、经济节约等要求。

7.4 电气设备的控制、测量和信号应符合 DL/T 5136、GB 50797、GB 51048 的有关规定。

7.5 电气元件保护应符合 GB/T 14285 的有关规定。

### 7.6 安全与保护

7.6.1 户用光储一体化系统应在并网点设置易于操作、可开断故障电流的开断设备。

7.6.2 户用光储一体化系统应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护动作时间不应大于 2s，同时发出警示信号。

7.6.3 户用光储一体化系统应在并网点安装剩余电流保护装置，并应符合 GB/T 13955 和 GB 50054 的相关要求。

7.6.4 接入 380V 配电网的户用光储一体化系统，可配置快速熔丝或低压过流保护开关，并应配置剩余电流保护装置；接入 220V 配电网的户用光伏发电系统，可配置低压过流保护开关和剩余电流保护装置。

7.6.5 当户用光储一体化系统并网点电压超出 85%~110%标称电压范围时，应在相应的时间内停止向电网线路送电，保护动作时间要求应符合表 6 的规定。此要求适用于多相系统中的任何一相。

表 6 保护动作时间要求

并网点电压	要求
$U < 50\%U_N$	最大分闸时间不超过 0.2s
$50\%U_N \leq U < 85\%U_N$	最大分闸时间不超过 2.0s

$85\%U_N \leq U < 110\%U_N$	连续运行
$110\%U_N \leq U < 135\%U_N$	最大分闸时间不超过2.0s
$135\%U_N \leq U$	最大分闸时间不超过0.2s
注：1 $U_N$ 为并网点电网额定电压； 2 最大分闸时间是指异常状态发生到电源停止向电网送电时间。	

7.6.6 当户用光储一体化系统因电网扰动脱网后，在电网电压和频率恢复到正常运行范围之前，光伏发电系统不允许并网；在电网电压和频率恢复正常后 5min 内自动恢复并网。

7.6.7 当户用光储一体化系统设计为不可逆流并网方式时，应配置逆向功率保护设备。当检测到逆向电流超过额定输出的 5%时，户用光伏发电系统应在 2s 内自动降低出力或停止向电网送电。

## 7.7 通信

7.7.1 户用光储一体化系统可与上级单位进行通信，通信可采用有线或无线的方式，户用光储一体化系统与上级单位进行通信的信息可包括：

- 光伏组串、储能单元和户用光储一体化系统的电压、电流；
- 光伏组串、储能单元和户用光储一体化系统的有功功率、无功功率及方向；
- 开断设备的开断信号。

## 7.8 电能计量

7.8.1 户用光储一体化系统接入电网前，应明确上网电量计量点。上网电量计量点应按照户用类型设置在并网点和公共连接点。

7.8.2 上网电量应独立计量，计量点装设的电能计量装置的配置和技术要求应符合DL/T 448的相关要求。

## 8 系统接入设计

8.1 户用光储一体化系统接入电网的电压等级应根据户用光储一体化系统的安装容量及当地电网的具体情况来确定。接入系统设计应符合 GB/T 19964、GB/T 29319、GB/T 33593 的有关规定，同时在遵循“就近接入、就地消纳”原则的基础上，根据系统发电量的消纳电网具体情况，选择合适的接入方式。

8.2 户用光储一体化系统接入电网的电量计量点应根据产权分界点进行设置。

8.3 户用光储一体化系统并网点的电压在 85%~110%标称电压之间、频率在 48.5Hz~50.5Hz 范围之内、电能质量满足相关国家标准要求时，户用光储一体化系统应能正常运行。

8.4 户用光储一体化系统应具有相应的继电保护功能。

8.5 户用光储一体化系统向电网发送的电能，应在谐波、电压偏差、电压不平衡度、电压波动和闪变等质量方面满足相关规定。

8.6 户用光储一体化系统并网要求和继电保护配置应符合 GB/T 33342 的规定。

8.7 户用光伏发电系统配置储能系统形成光储一体化系统后原则上不应改变原上网电量计量方式，上网电量计量点应按照户用光储一体化系统类型设置在并网点和公共连接点，上网电量应独立计量，计量点装设的电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 的要求。

注：1 户用光伏发电系统并网点和公共连接点的位置应符合附录 A 的要求；

2 电能计量装置安装位置应满足 T/CEC 333 的要求。

8.8 光储一体化系统接入配电网的方式宜采用全额上网、自发自用余电上网、全部自用三种接入方式，示意图见附录A。

——全额上网。在该接入方式下，光储一体化系统所产生的电力全部逆流入公共电网。光伏发电系统发电量与用户用电量分别计量。

——自发自用、余电上网。在该接入方式下，光储一体化系统产生的电量优先供用电负荷使用，剩余电量逆流入公共电网。逆流电量和用户用电量采用双向智能电表计量。

——全部自用。在该接入方式下，光储一体化系统所产生的电力全部被用户用电负载消耗，用电不足部分由公共电网补充。光储一体化系统没有电量逆流入公共电网。

## 9 防雷设计

9.1 户用光储一体化系统应采取直击雷防护措施，接闪器不应遮挡光伏组件。

9.2 户用光储一体化系统的防雷设计应符合GB/T 32512、GB 51048的有关规定，还应符合GB 50057、GB/T 50064的相关要求。

9.3 在无防雷系统的建筑物和地面上布置光伏方阵时，光伏方阵、逆变器及设施的所有部分应进行过电压保护。

9.4 当建筑物上已安装雷电防护系统（LPS），应复核该雷电防护系统对户用光伏发电系统的适应性，并依据 GB/T 21714.3 和 GB 50057 将光储一体化系统适当的整合到 LPS。

9.5 当户用光储一体化系统光伏方阵的安装使建筑物的物理特性或突出结构发生了明显变化时，应根据 GB/T 21714.2 评估原防雷保护系统的适应性；如需完善，则应依据 GB/T 21714.3 和 GB 50057 进行完善。

9.6 当光伏组件边框作为接闪器时，则应满足 GB 50169 的要求。

## 10 消防设计

- 10.1 户用光储一体化系统消防设计应遵循“预防为主、防消结合”的原则，防止或减少火灾损失，保障人身和财产安全。
- 10.2 户用光储一体化系统消防设计不应影响所在建筑的消防功能。
- 10.3 户用光储一体化系统消防设计应符合GB 51048及GB 50797的有关规定。
- 10.4 户用光储一体化系统消防设计应符合 GB 50016、GB 50140、GB 50974 的规定。
- 10.5 户用光储一体化系统直流侧宜装设快速关断装置，用于切断直流侧火灾。
- 10.6 户用光储一体化系统的安装应采取相应防护措施且不应影响建筑物消防安全。
- 10.7 户用光储一体化系统防火措施应与建（构）筑物设施设备相结合，且应符合安全要求。
- 10.8 户用光储一体化系统灭火器配置应符合 GB/T 51368 的规定，定期检测结果应符合 XF 95 的规定。

## 11 监控系统

### 11.1 监控系统应具备下列功能：

- 移动客户端；
- 无线通讯网络传输功能；
- 监控系统客户端至少能显示光储一体化系统的光伏部分的电压和电流、交流输出的电压和电流、日发电量、累计发电量、日期时间、实时功率等参数；储能部分应包括储能单元运行状态，电池系统电压、电流、温度和电池荷电量等参数。
- 监控系统应具备运行数据的监测功能，包括且不限于各光伏组串和储能单元的直流电压、直流电流，系统的交流电压、交流电流、日发电量、月发电量、年发电量、发电量、实时发电功率、系统日期时间、系统运行状态、系统故障信息等。具备下载发电量数据报表和系统故障的功能。

## 12 设计资料要求

- 12.1 设计资料的模板、格式、计量单位和设计语言应遵循国家和行业标准，做到统一、清晰、无争议。
- 12.2 资料内容应准确、完整，并可追溯。
- 12.3 设计输出的资料包括但不限于：
  - 设计图纸：总图、土建施工图、电气施工图等；
  - 计算书：系统结构计算书等；
  - 其他资料：设计资料清单、设计变更单、系统设备及部件清单、设备选型说明书、系统安装说明书、系统维护说明书、通讯系统资料等。

## 附录 A

(资料性)

### 并网点和公共连接点

**A.1** 户用光伏发电与储能一体化系统的并网点，是指户用光伏发电与储能一体化系统与电网的连接点，而该电网可能是公用电网，也可能是用户内部电网。户用光伏发电与储能一体化系统的公共连接点，是指用户接入公用电网的连接处。

**A.2** 并网点和公共连接点的图例说明如图 A.1 所示：虚线框为户用光伏发电与储能一体化系统内部电网，分别为全额上网户用光伏发电与储能一体化系统，自发自用、余电上网户用光伏发电与储能一体化系统，全部自用户用光伏发电与储能一体化系统。

**A.3** 全额上网户用光伏发电与储能一体化系统通过 A 点与公用电网相连，A 点既是并网点也是公共连接点。

**A.4** 自发自用、余电上网户用光伏发电与储能一体化系统通过 D 点与用户电网相连，通过 B 点与公共电网相连，D 点为并网点，B 点为公共连接点。

**A.5** 全部自用户用光伏发电与储能一体化系统通过 E 点与用户电网相连，通过 C 点与公共电网相连，E 点为并网点，C 点为公共连接点。

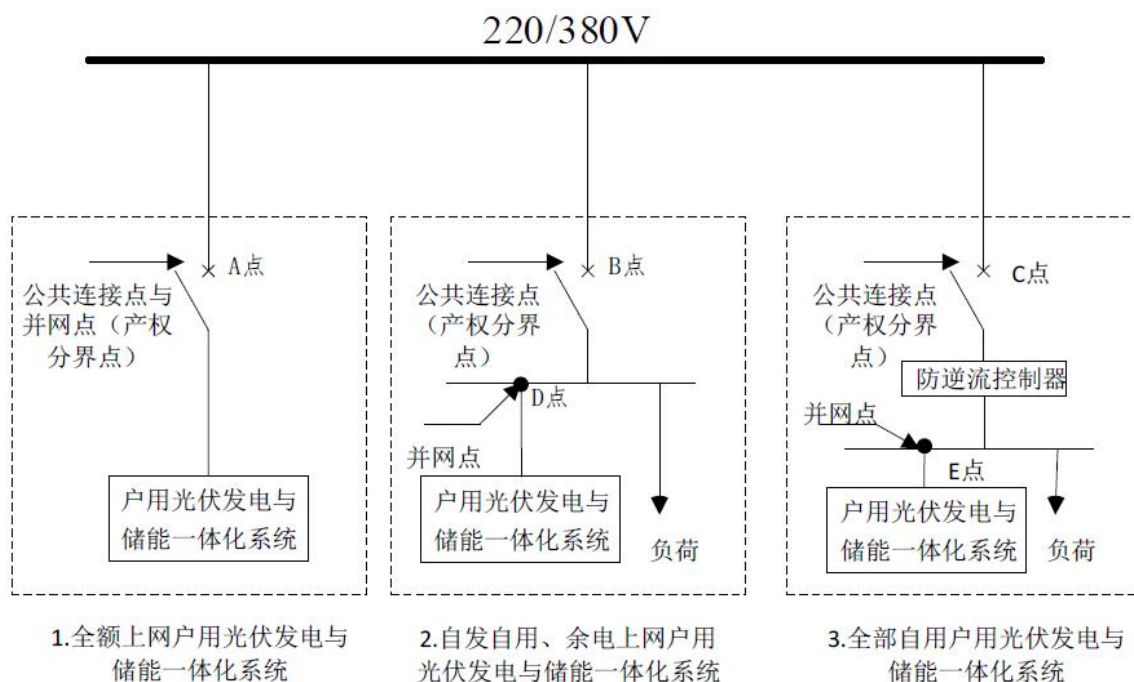


图 A.1 并网点和公共连接点图例说明

## 附录 B

(资料性)

光伏阵列最佳倾角参考值

表 B.1 全国各大城市光伏阵列最佳倾角参考值

城市	纬度 $\phi$ (°)	斜面日均辐 射量 (kJ/m <sup>2</sup> )	日辐射量 (kJ/m <sup>2</sup> )	独立系统推 荐倾角 (°)	并网系统推 荐倾角 (°)
哈尔滨	45.68	15835	12703	$\phi+3$	$\phi-3$
长春	43.9	17127	13572	$\phi+1$	$\phi-3$
沈阳	41.7	16563	13793	$\phi+1$	$\phi-8$
北京	39.8	18035	15261	$\phi+4$	$\phi-7$
天津	39.1	16722	14356	$\phi+5$	$\phi-3$
呼和浩特	40.78	20075	16574	$\phi+3$	$\phi-3$
太原	37.78	17394	15061	$\phi+5$	$\phi-6$
乌鲁木齐	43.78	16594	14464	$\phi+12$	$\phi-3$
西宁	36.75	19617	16777	$\phi+1$	$\phi-1$
兰州	36.05	15842	14966	$\phi+8$	$\phi-9$
银川	38.48	19615	16553	$\phi+2$	$\phi-2$
西安	34.3	12952	12781	$\phi+14$	$\phi-5$
上海	31.17	13691	12760	$\phi+3$	$\phi-7$
南京	32	14207	13099	$\phi+5$	$\phi-4$
合肥	31.85	13299	12525	$\phi+9$	$\phi-5$
杭州	30.23	12372	11668	$\phi+3$	$\phi-4$
南昌	28.67	13714	13094	$\phi+2$	$\phi-6$
福州	26.08	12451	12001	$\phi+4$	$\phi-7$
济南	36.68	15994	14043	$\phi+6$	$\phi-2$
郑州	34.72	14558	13332	$\phi+7$	$\phi-3$
武汉	30.63	13707	13201	$\phi+7$	$\phi-6$
长沙	28.2	11589	11377	$\phi+6$	$\phi-6$
广州	23.13	12702	12110	$\phi+0$	$\phi-1$
海口	20.03	13510	13835	$\phi+12$	$\phi-3$

续表 B.1

南宁	22.82	12734	12515	$\varphi+5$	$\varphi-4$
成都	30.67	10304	10392	$\varphi+2$	$\varphi-8$
贵阳	26.58	10235	10327	$\varphi+8$	$\varphi-8$
昆明	25.02	15333	14194	$\varphi+0$	$\varphi-1$
拉萨	29.7	24151	21301	$\varphi+0$	$\varphi+2$

## 附录 C

(资料性)

### 光伏方阵间距计算方法

C.1 光伏方阵各排、列的布置间距，无论是固定式还是跟踪式均应保证在下述情况下光伏方阵南北方向和东西方向互不遮挡。

C.2 南北向间距计算推荐条件：冬至日 9:00 点~15:00 点（当地真太阳时）各排方阵南北向互不遮挡，南北向光伏方阵间距可按下列公式计算，示意图如图 C.1 所示：

$$D = D1 + D2 = L \times \cos Z + L \times \sin Z \times \cos(\beta - r) / \tan \alpha \quad (\text{C.1})$$

$$D1 = L \times \cos Z \quad (\text{C.2})$$

$$D2 = L' \times \cos(\beta - r) \quad (\text{C.3})$$

$$L' = H / \tan \alpha \quad (\text{C.4})$$

$$H = L \times \sin Z \quad (\text{C.5})$$

式中：

$D$ ——光伏方阵南北方向前后排间距；

$L$ ——光伏方阵纵向长度；

$Z$ ——光伏方阵向南倾角；

$H$ ——光伏方阵垂直高度；

$L'$ ——太阳射线在地面上的投影；

$\beta$ ——太阳方位角  $\cos\beta = (\sin\varphi\sin\alpha - \sin\delta) / (\cos\alpha\cos\varphi)$ ，正南为零，东向为正，西向为负；

$r$ ——方阵方位角正南为零，东向为正，西向为负；

$\alpha$ ——太阳高度角  $\sin\alpha = \sin\varphi\sin\delta + \cos\varphi\cos\delta\cos\omega$ ；

$\varphi$ ——当地纬度；

$\omega$ ——太阳时角正午为零，上午为正，下午为负（太阳时）；

$\delta$ ——太阳赤纬角  $\delta = 23.45 \sin(360 \times (284 + N) / 365)$ ，式中  $N$  代表从 1 月 1 日算起的天数。

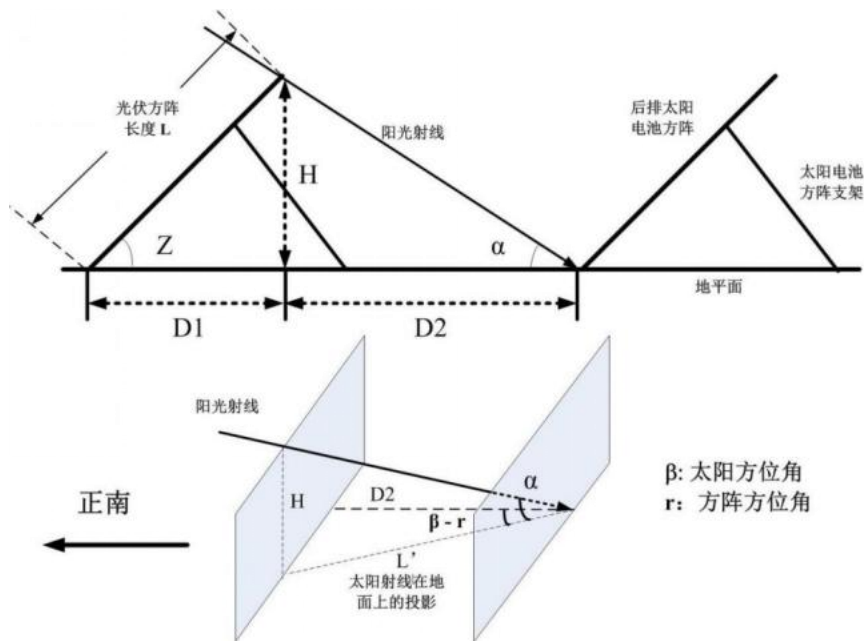


图 C.1 南北向光伏方阵间距示意图

东西向间距计算推荐条件：冬至日 9:00 点~15:00 点（当地真太阳时）各排方阵东西向互不遮挡，东西向光伏方阵间距可按下列公式计算，示意图如图 C.2 所示：

$$D = D1 + D2 = K \times \cos A + K \times \sin A \times \cos \beta' / \tan \alpha \quad (\text{C.0.2-1})$$

$$D1 = K \times \cos A \quad (\text{C.0.2-2})$$

$$D2 = L' \times \cos \beta' \quad (\text{C.0.2-3})$$

$$L' = H / \tan \alpha \quad (\text{C.0.2-4})$$

$$H = K \times \sin A \quad (\text{C.0.2-5})$$

式中：

$D$ ——光伏方阵东西方向前后排间距；

$K$ ——光伏方阵长度；

$A$ ——光伏方阵向东倾角；

$\Omega$ ——方阵向东旋转角从三角关系可知，总有： $A = \Omega$ ；

$H$ ——光伏方阵垂直高度；

$L'$ ——太阳射线在地面上的投影；

$\beta'$ ——太阳方位角的余角（ $90 - \beta$ ）；

$\alpha$ ——太阳高度角  $\sin \alpha = \sin \varphi \sin \beta + \cos \varphi \cos \beta \cos \omega$ ；

$\varphi$ ——当地纬度；

$\omega$ ——太阳时角正午为零，上午为正，下午为负（太阳时）；

$\delta$ ——太阳赤纬角  $\delta = 23.45 \sin(360 \times (284 + N) / 365)$ ，式中  $N$  代表从 1 月 1 日算起的天数。

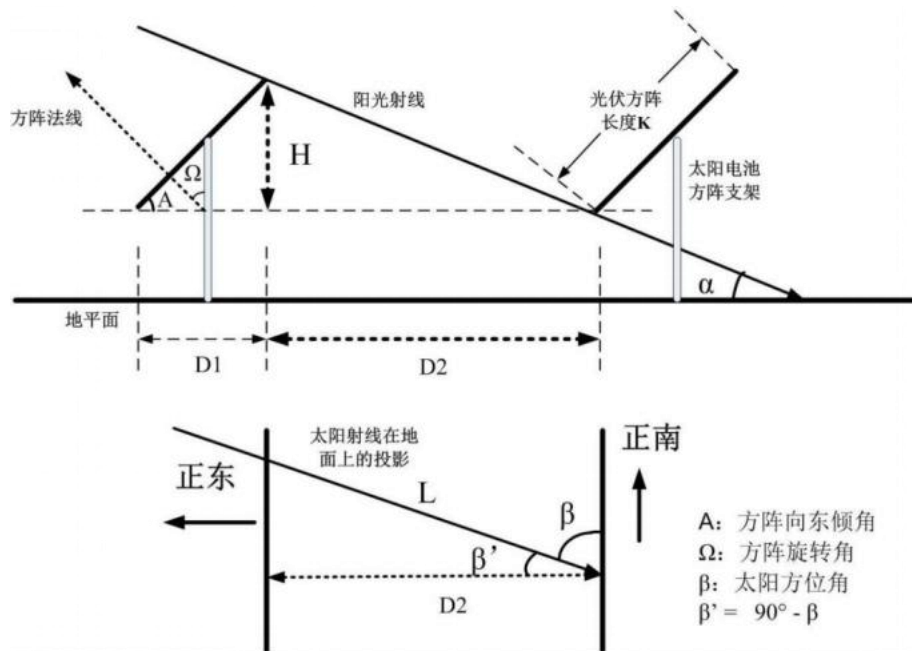


图 C.2 南北向光伏方阵间距示意图

## 附录 D

(资料性)

### 光伏支架的荷载效应组合的设计值计算方法

对于承载能力极限状态，应按荷载的基本组合计算荷载组合的效应设计值，按下列公式计算：

$$\gamma_0 S \leq R \quad (\text{D-1})$$

式中： $\gamma_0$ ——重要性系数。光伏结构的设计使用年限宜为 25 年，安全等级为三级，重要性系数不小于 0.95；  
在抗震设计中重要性系数取 1.0；

$S$ ——荷载效应组合的设计值；

$R$ ——结构构件承载力的设计值。

承载能力极限状态下，荷载基本组合的效应设计值  $S$  应按公式 D-2 确定：

$$S = \gamma_G S_{Gk} + \gamma_S \Psi_{Sk} S_{Sk} + \gamma_M \Psi_{Mk} S_{Mk} + \gamma_t \Psi_t S_{tk} \quad (\text{D-2})$$

式中： $S_{Gk}$ ——永久荷载作用标准值  $G_k$  的效应；

$S_{Wk}$ 、 $\Psi_W$ ——风荷载作用标准  $Q_{Wk}$  值的效应和其组合值系数；

$S_{Sk}$ 、 $\Psi_S$ ——雪荷载作用标准值  $Q_{Sk}$  的效应和其组合值系数；

$S_{Mk}$ 、 $\Psi_M$ ——施工检修荷载作用标准值  $Q_{Mk}$  的效应和其组合值系数；

$S_{tk}$ 、 $\Psi_t$ ——温度荷载作用标准值  $Q_{tk}$  的效应和其组合值系数；

$\gamma_G$ ——永久荷载作用的分项系数，一般情况下应取 1.2，当永久荷载对结构有利时，不应大于 1.0；

$\gamma_W$ ——风荷载作用的分项系数，应取 1.4；

$\gamma_S$ ——雪荷载作用的分项系数，应取 1.4；

$\gamma_M$ ——施工检修荷载作用的分项系数，应取 1.4；

$\gamma_t$ ——温度荷载作用的分项系数，应取 1.4。

对于正常使用极限状态，应采用荷载的标准组合，并按公式 D-3 进行设计：

$$S \leq C \quad (\text{D-3})$$

式中： $C$ ——结构或结构构件达到正常使用要求的规定限值，例如变形、裂缝、振幅、加速度、应力等限值，应按相关建筑结构设计规范的规定采用。

正常使用极限状态下，荷载标准组合的效应设计值  $S$  应按公式 D-4 进行计算：

$$S_d = S_{Gk} + \Psi_W S_{Wk} + \Psi_M S_{Mk} + \Psi_t S_{tk} \quad (\text{D-4})$$

各种组合工况下的可变荷载组合值系数应符合表 D 的规定。

表 D.1 各种组合工况下的可变荷载组合值系数

荷载作用组合工况	$\Psi_w$	$\Psi_s$	$\Psi_M$	$\Psi_t$
永久荷载+负风荷载+温度荷载	1.0	-	-	0.6
永久荷载+正风荷载+雪荷载+温度荷载	1.0	0.7	-	0.6
永久荷载+雪荷载+正风荷载+温度荷载	0.6	1.0	-	0.6
永久荷载+施工检修荷载	-	-	1.0	

注：1 表中“-”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应；

2 正风荷载指组件正面为受荷面时的风荷载，负风荷载指组件背面为受荷面时的风荷载。

3 当支架长度小于 120m，不考虑温度荷载；大于等于 120m，应考虑温度荷载。

4 户用光伏发电系统一般不考虑施工荷载。

对于地面用光伏组件的支架，当设防烈度小于 8 度时，可以不进行抗震验算；对于与建筑结合的光伏组件的支架，应按相应的设防烈度进行抗震验算。

## 附录 E

(资料性)

### 户用光伏风载荷体型系数计算方法

在地面设备式（独立）中顺风（正压力）的情况下，户用光伏发电系统的风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = 0.65\alpha + 0.009 \quad (\text{E.1})$$

式中： $\alpha$  ——组件倾角，且适用于  $15^\circ \leq \alpha \leq 45^\circ$ 。

在地面设备式（独立）中逆风（负压力）的情况下，风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = 0.71\alpha + 0.016 \quad (\text{E.2})$$

式中： $\alpha$  ——组件倾角，且适用于  $15^\circ \leq \alpha \leq 45^\circ$ 。

在斜屋顶平行安装型中顺风（正压力）的情况下，风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = 0.95\beta - 0.017 \quad (\text{E.3})$$

式中： $\beta$  ——斜屋顶倾角，且适用于  $12^\circ \leq \beta \leq 27^\circ$ 。

在斜屋顶平行安装型中逆风（负压力）的情况下，风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = -0.1 + 0.077\beta - 0.0026 \quad (\text{E.4})$$

式中： $\beta$  ——斜屋顶倾角，且适用于  $12^\circ \leq \beta \leq 27^\circ$ 。

在平屋顶安装型中顺风（正压力）的情况下，当组件倾角  $\alpha$  范围为  $0^\circ \leq \alpha < 15^\circ$  时，风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = 0.785\alpha \quad (\text{E.5})$$

当组件倾角  $\alpha$  范围为  $15^\circ \leq \alpha \leq 45^\circ$  时，风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = 0.65\alpha + 0.009 \quad (\text{E.6})$$

在平屋顶安装型中逆风（负压力）的情况下，当组件倾角  $\alpha$  范围为  $0^\circ \leq \alpha \leq 15^\circ$  时，风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = 0.95\alpha \quad (\text{E.7})$$

当组件倾角  $\alpha$  范围为  $15^\circ \leq \alpha \leq 45^\circ$  时，风载荷体型系数  $\mu_s$  应按下列下式计算：

$$\mu_s = 0.71\alpha + 0.016 \quad (\text{E.8})$$

表 E.1 户用光伏组件平面的风荷载体型系数

安装方式	风荷载体型系数 $\mu_s$		图解
	顺风（正压力）	逆风（负压力）	
地面设备式（独立）			当有两个或以上支撑结构时，近似公式的数值可用于边缘部分，一半的近似公式数值用于中心部分
斜屋顶平行安装型			当有高度大于或等于10cm的突起物时，比如：屋顶瓦片、在屋梁上，近似公式的荷载数值可能只得出1/2。此外，适用范围应为除去屋檐和末端的侧墙线。
平屋顶安装型			当它是被安装在屋顶的外围部分时，它就在适用范围之外。外围部分指的是屋顶的每侧边缘长度为10%的范围（当10%的数值大于3米时，用3米）
注：  风向       风压的方向			

其他安装方式的户用光伏组件的风荷载的体型系数应通过风洞试验确定。无实验数据时，可取 1.3。

## 参 考 文 献

- [1] GB/T 2518 《连续热镀锌钢板及钢带》
- [2] GB 5083 《生产设备安全卫生设计总则》
- [3] GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》
- [4] GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》
- [5] GB/T 13955 《剩余电流动作保护装置安装和运行》
- [6] GB/T 14549 《电能质量 公用电网谐波》
- [7] GB/T 14978 《连续热镀铝锌合金镀层钢板及钢带》
- [8] GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》
- [9] GB/T 16895.21 《低压电气装置 第4-41部分：安全防护 电击防护》
- [10] GB/T 16935.1 《低压系统内设备的绝缘配合 第1部分 原理、要求和试验》
- [11] GB/T 21714.2 《雷电防护 第2部分：风险管理》
- [12] GB/T 21714.3 《雷电防护 第3部分：建筑物的物理损坏和生命危险》
- [13] GB/T 24337 《电能质量 公用电网间谐波》
- [14] GB/T 37408 《光伏发电并网逆变器技术要求》
- [15] GB 50007 《建筑地基基础设计规范》
- [16] GB 50009 《建筑结构荷载规范》
- [17] GB 50011 《建筑抗震设计规范》
- [18] GB 50016 《建筑设计防火规范》
- [19] GB 50017 《钢结构设计标准》
- [20] GB 50018 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》
- [21] GB 50054 《低压配电设计规范》
- [22] GB 50057 《建筑物防雷设计规范》
- [23] GB/T 50064 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》
- [24] GB/T 50065 《交流电气装置的接地设计规范》
- [25] GB 50140 《建筑灭火器配置设计规范》
- [26] GB 50150 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》
- [27] GB 50169 《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》
- [28] GB 50191 《构筑物抗震设计规范》
- [29] GB 50217 《电力工程电缆设计标准》
- [30] GB 50429 《铝合金结构设计规范》
- [31] GB 50797 《光伏发电站设计规范》
- [32] GB 50974 《消防给水及消火栓系统技术规范》
- [33] GB 51101 《太阳能发电站支架基础技术规范》
- [34] NB/T 10128 《光伏发电工程电气设计规范》
- [35] T/CEC 333-2020 《户用光伏发电系统并网技术要求》
- [36] DL/T 448 《电能计量装置技术管理规程》
- [37] DL/T 5044 《电力工程直流电源系统设计技术规程》
- [38] JGJ 79 《建筑地基处理技术规范》
- [39] JGJ 94 《建筑桩基技术规范》