

ICS 27.160

F12

DB1331

雄 安 新 区 地 方 标 准

DB1331/T 083-2024

雄安新区建筑光伏及光伏构件
设计标准

Technical standard for building intelligent power distribution systems
in Xiong'an New Area

2024-03-08 发布

2024-03-15 实施

河北雄安新区管理委员会建设和交通管理局
河北雄安新区管理委员会综合执法局

联合发布

雄安新区地方标准

雄安新区建筑光伏及光伏构件

设计标准

Technical standard for building intelligent power distribution systems

in Xiong'an New Area

DB1331/T 083-2024

批准部门：河北雄安新区管理委员会综合执法局
施行日期：2024-03-15

2024 雄安新区

河北雄安新区管理委员会综合执法局
关于发布《雄安新区城市森林生态服务功能价
值评估技术规程》等 18 项雄安新区
地方标准的公告

2024 年第 1 号

河北雄安新区管理委员会综合执法局会同河北雄安新区管理委员会建设和交通运输局联合发布了《雄安新区城市森林生态服务价值评估技术规程》等 16 项雄安新区地方标准，会同河北雄安新区管理委员会公共服务局联合发布了《地名标志街路巷 设置规范》等 2 项雄安新区地方标准，现予以公告（详细目录见附件）。

本通告可通过中国雄安官网（www.xiongan.gov.cn）“政务信息”中进行查询，标准文本可从标准图书馆网站（<http://www.bzsb.info>）中下载。

附件：批准发布的雄安新区地方标准目录。

河北雄安新区管理委员会综合执法局

2024 年 3 月 8 日

前 言

根据雄安新区管理委员会改革发展局《关于印发2022年雄安新区地方标准第一批立项项目计划的通知》的要求，标准（规程、导则）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，结合雄安新区实际情况，在广泛征求意见的基础上，制定本标准（规程、导则）。

本指标的主要技术内容是：1. 总则；2. 术语和符号；3. 基本规定；4. 建筑策划；5. 建筑设计；6. 结构设计；7. 电气设计。

本指标由河北雄安新区管理委员会建设和交通运输局负责管理，清华大学建筑设计研究院有限公司负责具体技术内容的解释。在执行过程中如有意见和建议，请寄送至清华大学建筑设计研究院有限公司，邮编：100084，电子邮箱：dqfh@cadg.cn）。

主 编 单 位：亚太建设科技信息研究院有限公司

河北雄安新区管理委员会建设和交通运输局

清华大学建筑设计研究院有限公司

参 编 单 位：雄安新区建设和交通运输局

雄安新区建设工程质量安全检测服务中心

信息产业电子第十一设计研究院科技工程股份有限公司

中国建筑设计研究院有限公司

北京北建大建筑设计研究院有限公司

华东建筑设计研究院有限公司

四川省建筑设计研究院有限公司

江苏省建筑设计研究院股份有限公司

中国建筑一局（集团）有限公司

清华大学

河北雄安新区勘察设计协会

大全集团有限公司

隆基乐叶光伏科技有限公司

北京江河智慧光伏科技有限公司

泛在建筑技术（深圳）有限公司
南京乐作建筑设计事务所有限公司
汉摩尼（江苏）光电科技有限公司

主要起草人员：王学东 宋晔皓 李 冲
李劲遐 刘 章 仲继寿
吕 强 魏 星 刘 恒
刘志军 柴铁锋 孙 洲
孟根宝力高 韩维池 徐 宁
李俊民 徐 华 熊文文
杨 蕾 崔婧瑞 高 磊
卿 鹏 胡 斌 沈俊峰
褚英男 师劭航 张 松
戴 罡 王启战 于 娟
魏 涛 徐大辉

主要审查人员：徐宗武 薛 明 李文江
董岳华 汤 洋 贺 静
章 放

目 次

1 总则.....	1
2 术语和符号.....	2
3 基本规定.....	4
4 建筑策划.....	5
4.1 一般规定.....	5
4.2 消纳方式评估.....	5
4.3 全寿命周期效益评估.....	5
5 建筑设计.....	6
5.1 一般规定.....	6
5.2 光伏屋面.....	6
5.3 墙面光伏.....	7
5.4 遮阳光伏构件.....	7
5.5 清洗维护设计.....	7
6 结构设计.....	9
6.1 一般规定.....	9
6.2 荷载作用与构件设计.....	9
6.3 面板设计.....	13
6.4 连接设计.....	14
7 电气设计.....	15
7.1 一般规定.....	15
7.2 光伏阵列设计.....	15
7.3 建筑光伏系统过电流保护.....	16
7.4 建筑光伏系统过电压防护.....	18
7.5 光伏发电监测系统.....	20
7.6 光伏系统安全要求.....	21
附录 A PV 方针架构组成.....	23
附录 B 建筑并网光伏系统计算.....	27
附录 C 建筑独立光伏系统计算.....	29
引用标准名录.....	31

Contents

1 General Principles.....	1
2 Terminology and Symbols	2
3 Basic Principles.....	4
4 Architectural Programming.....	5
4.1 General requirements	5
4.2 Assessment of consumption patterns	5
4.3 Life cycle benefit assessment.....	5
5 Architectural Design	6
5.1 General requirements	6
5.2 PV roof.....	6
5.3 PV facade	7
5.4 PV shading devices	7
5.5 Cleaning and maintenance design.....	7
6 Structural Design	9
6.1 General requirements	9
6.2 Load effects and component design.....	9
6.3 Panel design	13
6.4 Connection design.....	14
7 Electrical Design.....	15
7.1 General requirements	15
7.2 PV array design.....	15
7.3 Overcurrent protection for building PV systems	16
7.4 Overvoltage protection for building PV systems	18
7.5 PV power generation monitoring system.....	20
7.6 PV system safety requirements	21
Appendix A PV Approach Architecture Components.....	23
Appendix B Building Grid-Tied Photovoltaic System Calculations	27
Appendix C Building Standalone PV System Calculation	29
List of Referenced Standards	31

1 总则

1.0.1 为提升雄安新区民用建筑光伏应用的科学性、合理性，强化建筑光伏应用与雄安新区风貌要求的协调性，规范建筑附属光伏系统的设计、施工、验收和运行维护，保证工程质量，特制定本标准。

1.0.2 本标准适用于新建、改建或扩建的民用建筑、工业建筑及构筑物建筑附属光伏系统工程，以及在既有建筑物或构筑物上安装或改造已安装的建筑附属光伏系统工程的设计、施工、验收和运行维护。

1.0.3 建筑附属光伏系统的设计、施工、验收和运行维护除应符合本标准的规定外，尚应符合国家和雄安新区现行有关标准的规定。

2 术语和符号

2.0.1 建筑光伏系统 **building mounted photovoltaic (PV) system**

安装在建筑物上，利用太阳能电池的光伏效应将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。

2.0.2 建筑附属光伏系统 **building attached photovoltaic (PV) system**

光伏发电设备不作为建筑材料或构件，在已有建筑上安装的形式。

2.0.3 安装容量 **capacity of installation**

光伏电站中安装的光伏组件的标称功率之和，计量单位是峰瓦（W_p）。

2.0.4 额定容量 **rated capacity**

光伏系统中安装的逆变器的额定有功功率之和，计量单位是千瓦（kW）。

2.0.5 光伏方阵 **PV array**

相互电气连接的光伏组件、光伏组串或光伏子方阵的集合。

光伏方阵为从光伏组件连接至逆变器或直流负载输入端的所有部件，但不包括 PV 方阵的设备基础、跟踪装置、热控和其他类似部件。

2.0.6 光伏子方阵 **PV sub-array**

由并联的 PV 组件或 PV 组串组成的 PV 方阵的一部分。

2.0.7 光伏组串汇流箱 **PV string combiner box PV**

组串在其中进行连接且可能含有防过电流保护电器和/或隔离开关的箱子。

2.0.8 光伏方阵汇流箱 **PV array combiner box**

PV 子方阵在其中进行连接且可能含有防过电流保护电器和/或分断电器的箱子。小型方阵通常不包含子方阵而由组串简单组成，而大型方阵通常由多个子方阵组成。

2.0.9 电力转换设备 **power conversion equipment (PCE)**

将 PV 方阵传递的电力转换为适当频率和/或电压值，传递到负载、储存到蓄电池或注入到电网的系统。

2.0.10 逆变器 inverter

将 PV 方阵的直流电压和直流电流转变为交流电压和交流电流的 PCE。

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

利用硬件设备和软件控制策略，让光伏组件串的输出功率始终工作在最大功率点附近。

3 基本规定

- 3.0.1 建筑光伏应用规划及规模应符合雄安新区和电网消纳能力。
- 3.0.2 建筑附属光伏系统不应影响本建筑采光、隔热、隔声等功能。
- 3.0.3 建筑附属光伏系统的设计和建造应当充分考虑安装部位、发电材料、应用方式和产能效益等，与雄安新区建筑风貌相协调，并满足安全性、经济性、安装维护便利等要求。
- 3.0.4 建筑附属光伏系统组件的类型、安装方式和外观，应当充分考虑建筑的布局、朝向、间距等控制性条件，并与建筑、结构、幕墙、电气等相关专业进行协同设计。
- 3.0.5 建筑附属光伏系统应纳入建筑结构的荷载计算。既有建筑上应用建筑附属光伏系统时，应对既有建筑的结构性能进行复核。
- 3.0.6 建筑附属光伏系统中的光伏组件应根据雄安地区气候，采取相应的防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。
- 3.0.7 建筑附属光伏系统中的光伏组件应满足对应安装部位的使用功能、建筑节能、结构安全及电气安全等要求，并配置带电警告标识及电气安全防护设施。

4 建筑策划

4.1 一般规定

4.1.1 应评估场地内光伏系统建设的可行性，充分考虑建筑周围环境对光伏组件的遮挡，合理规划光伏组件的安装位置和组件形式，并充分考虑光伏材料对规划设计方案中建筑风貌的影响。

4.1.2 根据建筑物可安装光伏方阵的位置、面积、方位角、倾角、光伏组件规格确定光伏系统最大装机容量，并结合建筑用电负荷情况、光伏系统形式、光伏系统效率，预测模拟全年发电量和典型年逐月发电量。系统效率估算应逐年递减，综合考虑全生命周期的效率。

4.2 消纳方式评估

4.2.1 应根据光伏系统逐时发电量和用电负荷的逐时用电量，制定光伏发电的消纳方案。

4.2.2 光伏发电系统应根据峰谷平电价政策制定合理的储能容量，确保光伏发电的有效消纳。

4.3 全寿命周期效益评估

4.3.1 应根据光伏系统的组成估算光伏系统的回收期。

4.3.2 应根据光伏系统发电量、储能、峰谷平电价核算光伏系统的投资回收周期。

5 建筑设计

5.1 一般规定

- 5.1.1 应根据所在地区的气象因素，合理确定建筑的布局、朝向、间距等控制性条件。
- 5.1.2 应结合建筑的性能、功能、外观、结构、用电需求等因素，合理选择光伏系统及安装位置。
- 5.1.3 光伏系统应与建筑、结构、幕墙、电气等相关专业进行协同设计。
- 5.1.4 光伏组件的选用及安装应符合下列规定：
- 1 应满足消防通道及消防设施的正常使用；
 - 2 应保证光伏组件所在建筑部位的功能和性能要求；
 - 3 应避免光污染；
 - 4 不应跨越建筑变形缝；
 - 5 应保证建筑的防水、保温、防结露、防雷接地等性能；
 - 6 应避开落水管、排烟口、通风口、消防救援窗等位置；
 - 7 应标准化、单元化，充分考虑加工、运输、安装、维护的可实施性和便利性。
- 5.1.5 在人员可能接触或接近光伏组件的位置，应设置触电警示标识和电气安全防护设施。

5.2 光伏屋面

- 5.2.1 混凝土平屋面安装的光伏组件应设置专用基础。
- 5.2.2 混凝土坡屋面安装的光伏组件宜选择顺坡架空安装方式。
- 5.2.3 金属屋面安装的光伏组件应符合下列规定：
- 1 光伏组件应与主体结构或直立锁边的支座连接牢固；
 - 2 安装于直立锁边支座的光伏组件不应影响屋面板滑移变形；
 - 3 光伏组件应与金属屋面进行整体抗风揭实验。

5.2.4 光伏组件排水坡度应 $\geq 2\%$ 。

5.2.5 光伏组件的安装应避免出屋面楼梯间、检修口、女儿墙、天窗、机电设备、构筑物等的日照遮挡。

5.3 墙面光伏

5.3.1 建筑的形体设计应综合考虑光伏组件的模数规格，结合当地的日照角度进行设计，不宜在建筑北侧设置光伏组件。

5.3.2 光伏组件的颜色和肌理应与建筑墙面协调。

5.3.3 光伏组件应与主体结构的梁、柱有效连接。

5.3.4 光伏组件与实体幕墙连接时应与主要传力构件有效连接。

5.3.5 应避免周边建筑、周边景观绿化种植和建筑自有构件的阴影遮挡光伏构件。

5.4 遮阳光伏构件

5.4.1 光伏遮阳构件应符合国家现行标准《建筑用光伏遮阳板》GB/T 37268、《建筑用光伏遮阳构件通用技术条件》JGJ/T 482 的规定。

5.4.2 应评估不同类型的光伏遮阳构件对建筑节能潜力的影响，结合预期的建筑外观效果选取最优的设计形式。

5.4.3 安装在窗或玻璃幕墙上的光伏遮阳构件应保证连接安全。

5.4.4 不宜在开启扇上安装光伏组件。

5.5 清洗维护设计

5.5.1 光伏组件应便于安全维护和清洁。

5.5.2 高度超过 50m 的光伏组件应设置清洗设施。清洗维护设备应结合建筑体型、幕墙系统特点进行设置。

5.5.3 维护设施应注重构造设计及选用产品的安全性、耐久性和易维护性。

5.5.4 应设置防止光伏组件损坏、坠落的安全防护措施。

6 结构设计

6.1 一般规定

6.1.1 建筑光伏系统的结构设计应包括结构选型、组件布置及连接设计；

6.1.2 作为建筑构件的光伏发电组件的结构设计应包括：荷载及作用效应组合分析、组件强度及刚度校核、支撑构件的强度及刚度校核、光伏发电组件与支撑构件的连接计算、支撑构件与主体结构的连接计算等。

6.1.3 建筑光伏系统的结构设计应符合建筑附属光伏发电系统的结构设计使用年限不应小于 25 年；按照建筑设计要求进行合理的结构系统选型。

6.1.4 建筑光伏系统的结构设计和构造及性能指标均应符合《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T 51368 与《玻璃幕墙工程技术标准》JGJ 102 及相关规范的规定。

6.2 荷载作用与构件设计

6.2.1 建筑光伏系统

1 建筑光伏系统结构设计应计算下列作用效应：

- 1) 非抗震设计时，应计算重力荷载、风荷载、雪荷载和温度作用效应；
- 2) 抗震设计时，应计算重力荷载、风荷载、雪荷载、温度作用和地震作用效应。

2 建筑光伏系统结构设计，宜对施工阶段进行验算，并应符合下列规定：

1) 施工检修荷载不宜小于 1.0kN，当有可靠模拟依据时，也可按实际荷载取值并作用于最不利位置。

2) 进行构件施工检修荷载承载力验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载进行组合；永久荷载分项系数可取 1.3，施工检修荷载的分项系数可取 1.5。

3) 变形验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载进行组合，永久荷载分项系数取 1.0。

3 规则构件可按解析或近似公式计算作用效应。具有复杂边界或荷载的构件，宜采用有限元方法计算作用效应。采用有限元方法作结构验算时，应明确计算的边界条件、模型的结构形式、截面特征、材料特性、荷载加载情况等信息。

4 构件设计应涵盖最不利构件在最不利工况条件下极限状态的验算。

5 结构件设计考虑温度作用时，可取 $\Delta T=80^{\circ}\text{C}$ 。

6.2.2 建筑光伏系统

1 采光顶结构性能应包括可能承受的风荷载、积水荷载、雪荷载、冰荷载、遮阳装置及照明装置荷载、活荷载及其他荷载，应按 GB 50009 和 GB 50011 的规定对玻璃采光顶承受的各种荷载和作用进行组合，并取最不利工况下的组合荷载标准值为玻璃采光顶结构性能指标。

2 采光顶除应作重力荷载、风荷载计算分析外，必要时还应考虑地震作用(水平及竖向地震作用)和温度效应的影响，采取相应的构造措施。计算竖向地震作用时，地震影响系数最大值按水平地震作用的 65%采用。

3 倾斜面板所受荷载，应分解为垂直于面板和平行于面板的分量，并按分量方向分别计算作用或作用效应组合。

4 锥形或拱形采光顶钢结构，应验算结构体系的承载力、变形和整体稳定性，满足《空间网格结构技术规程》JGJ7 的规定。

5 采光顶和金属屋面应按围护结构进行设计，并应具有规定的承载能力、刚度、稳定性和变形协调能力，应满足承载能力极限状态和正常使用极限状态的要求。

6 采光顶索结构可采用索梁结构、索杆结构、空间索桁架、张弦结构等。

7 索结构设计时，应考虑结构自重、预张力、屋面附加恒荷载、屋面吊挂荷载、屋面活荷载、雪荷载、风荷载、施工荷载、地震作用、温度变化和支承结构变形等作用。

8 当索结构对主体结构刚度敏感时，应明确提出对主体结构刚度的控制指标。

9 形状简单的中小跨度屋面索结构，可采用风振系数的方法近似考虑结构的风动力效应。风振系数可取：单索 1.2~1.5；索网 1.5~1.8；双层索系 1.6~1.9；横向加劲索系 1.3~1.5；其他类型索结构 1.5~2.0。结构跨度较大且自振频率较低者取较大值。

10 索与索的连接、索与其它刚性构件的连接、索与围护结构的连接、索的锚固等节点构造，应与结构分析的计算简图相符。

11 采光顶和金属屋面支承结构及面板的最大挠度应符合表 6.2.2 的规定。

表 6.2.2 采光顶和金属屋面支承结构、面板相对挠度

支承结构或面板		相对挠度(L 为跨距，悬臂结构 L 为 2 倍跨距)	
		上人	不上人
采光顶 金属屋面	玻璃梁	L/400	
	铝合金型材单梁	L/200	L/180
	钢型材单梁	L/250	
	平面金属网架和 网格	L/250	
	空间单层网格	L/200	
	张拉杆件系统	L/250	L/200
	平面单层索网	L/250	L/200
	檩条	L/180	
玻璃面板	简支矩形	短边/200	短边/100
	简支三角形	取高或底边的较大值/200	取高或底边的较大值/100
	简支圆形	直径/200	直径/100
	点支承矩形	长边支承点跨距/200	长边支承点跨距/100
	点支承三角形	取高或底边的较大值/200	取高或底边的较大值/100
金属面板	金属压型板	L/180	
	金属平板	短边/100	
	金属平板中肋	L/120	

6.2.3 光伏遮阳

1 承载力：建筑用光伏遮阳板承载力应符合设计要求。遮阳板性能应符合表 6.2.3-1 的要求。

表 6.2.3-1 承载力性能要求（单位：毫米）

荷载类型		要求
荷载	最大变形 (1)	$L \leq 3000$ 时, $1 \leq L/250$; $L > 3000$ 时, $1 \leq 15$
	其他	应无损坏和功能故障
安全荷载		不应出现断裂、脱落等破坏现象
注: L 为叶片的长度		

2 抗动风压性能: 建筑用光伏遮阳板的动风压性能应符合设计要求。动风压性能分为 12 级,见表 6.2.3-2。试验后光伏遮阳板不应出现损坏和功能故障。

表 6.2.3-2 动态风压性能分级（单位：米每秒）

分级	指标值	分级	指标值
1	$0.3 \leq v < 1.6$	7	$13.9 \leq v < 17.2$
2	$1.6 \leq v < 3.4$	8	$17.2 \leq v < 20.8$
3	$3.4 \leq v < 5.5$	9	$20.8 \leq v < 24.5$
4	$5.5 \leq v < 8.0$	10	$24.5 \leq v < 28.5$
5	$8.0 \leq v < 10.8$	11	$28.5 \leq v < 32.7$
6	$10.8 \leq v < 13.9$	12	32.7
注 1: v 为检测风速			
注 2: 超过 12 级在分级后注明检测风速			

3 机械耐久性能: 活动式建筑用光伏遮阳板的机械耐久性能不应低于 JG/T 274—2018 中的 3 级规定。

4 抗冲击性能: 建筑用光伏遮阳板的性能应符合 GB/T9535,GB/T 18911 冰雹试验的规定。

5 热斑耐久性能: 建筑用光伏遮阳板应在规定条件下进行热斑耐久试验,不应产生下列问题:

- 1) 光伏电池组件严重外观缺陷;
- 2) 最大输出功率功率衰减超过试验前测试值的 5%;
- 3) 绝缘电阻应满足初始试验同样的要求;
- 4) 焊点融化、叶片变形等问题。

6.2.4 光伏窗

1 光伏窗应计算风荷载、重力荷载及温度作用效应。光伏窗玻璃设计计算可按现行行业标准《建筑玻璃应用技术规程》GJ 113 规定的计算方法执行。

2 启闭频繁或设计使用年限要求高的光伏窗，可根据实际需要提高反复启闭的设计要求。

6.2.5 光伏雨棚与栏板

1 悬挑雨蓬负风压体型系数取-2.0。正风压体型系数按悬挑长度确定，当悬挑长度小于 1.0m 时取+1.0，悬挑长度大于 4.0m 时取+1.4，悬挑长度在 1.0m~4.0m 之间时可线性插值。

2 雨蓬系统设计和构造应适应主体结构的变形。

3 雨蓬的钢结构防火设计，钢结构防火应满足《建筑设计防火规范》GB 50016 及《建筑钢结构防火技术规范》CECS200 中燃烧性能和耐火极限的要求。

4 雨蓬玻璃面板可采用明框、隐框、半隐框和点支承等安装方式，不应采用倒挂钢爪式点支承形式。

5 玻璃构件不宜用作为雨蓬提供结构体系平面内刚度的结构构件。

6 光伏栏板设计应留有布置光伏系统管线的空腔，满足布线和电气线路散热要求。宜设计空腔便于隐藏光伏组件的接线盒和汇流盒，并方便检查电气系统联结情况。

6.3 面板设计

6.3.1 光伏玻璃可采用不同类别的玻璃板块构成，形成具备各种功能和特征的面板结构单元。

6.3.2 光伏玻璃厚度应经强度和刚度计算确定。

6.3.3 光伏面板结构构件的挠度应符合建筑构件及光伏组件功能要求。

6.3.4 透明光伏组件中间的粘结胶膜根据所在位置可选用聚乙烯醇缩丁醛树脂(PVB)、SGP 胶片或 EVA 胶片，胶片厚度不应小于 0.76mm。

6.4 连接设计

6.4.1 面板与支承结构的连接，应能满足荷载、地震和温度作用所产生的平面内和平面外的变形要求。

6.4.2 点支承光伏组件的电池片(电池板)至孔边的距离不宜小于 50mm; 框支承光伏组件电池片(电池板)至玻璃边的距离不宜小于 15mm, 宜和附属构件协同设计, 不应遮挡组件。光伏采光顶电线(缆)、电气设备的连接设计应统筹安排, 安全、隐蔽、集中布置, 应满足安装维护要求。型材断面结构和支承构件设计应考虑光伏系统导线的隐蔽走线和散热空间。

6.4.3 连接光伏系统的支架、双层金属屋面系统中用于支承装饰层或其他辅助层的连接构件不宜穿透金属面板。如果确有必要穿透时, 宜采取柔性防水构造措施进行防水。

6.4.4 连接光伏系统的支架承载力应满足设计和使用要求, 易于实现光伏电池的拆装。

7 电气设计

7.1 一般规定

7.1.1 建筑光伏发电系统一般由光伏组件、光伏方阵、光伏汇流设备（包括光伏汇流箱、直流配电柜和直流电缆等）、储能及控制装置、逆变器、交流配电柜、布线及监测系统等设备组成。

7.1.2 在既有建筑上增设或改造太阳能发电系统，必须经建筑结构安全复核，满足建筑结构的安全性要求。

7.1.3 建筑物上安装太阳能系统不得降低相邻建筑的日照标准，新建建筑上建设光伏系统应与主体建筑同步设计、施工和验收。

7.1.4 建筑光伏系统的设计应与建筑设计同步完成。建筑光伏系统不应影响本建筑采光、隔热、隔声等功能。

7.1.5 太阳能光伏发电系统中的光伏组件设计使用寿命应高于 25 年，系统中多晶硅、单晶硅、薄膜电池组件自系统运行之日起，一年内的衰减率应分别低于 2.5%、3%、5%，之后每年衰减应低于 0.7%。

7.2 光伏阵列设计

7.2.1 光伏方阵（PV 方阵）可由单个 PV 组件、单一 PV 组串、几个并联组串或几个并联 PV 子方阵及其相关电气部件组成。PV 方阵架构组成见附录 1。

7.2.2 并网光伏系统逆变器的总额定容量应根据光伏系统装机容量确定，独立光伏系统逆变器的总额定容量应根据交流侧负荷最大功率及负荷性质确定。

7.2.3 建筑并网光伏系统应计算光伏组串的串联数、光伏组件的并联数、装机容量和发电量，应按附录 2 计算。

7.2.4 建筑独立光伏系统应按附录 3 计算。

7.2.5 储能电池时，应根据电池储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、技术条件等因素选择，并符合下列规定：

- 1 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；
- 2 宜选用大容量单体储能电池，减少并联数；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 储能系统应具有电池管理系统。宜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；
- 4 充放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；
- 5 充放电控制器应符合电磁兼容性要求。

7.3 建筑光伏系统过电流保护

7.3.1 光伏组件的过电流保护应由制造商设置，为 PV 组件和/或其线路选择的过电流保护电器，应在 PV 组件过电流达到其额定电流的 135%时，在 2h 内保持可靠运行。

7.3.2 当满足式(7.3.2)时，光伏组串应设置过电流保护：

$$[(N_S-1) \times I_{sc_max}] > I_{MOD_MAX_OCPR} \quad (7.3.2)$$

式中： I_{sc_max} ——PV 组件、PV 组串或 PV 方阵短路短路的极限值； $I_{sc_max}=K_1 \times I_{sc_STC}$ ， K_1 的最小值为 1.25，考虑环境影响，如反射或太阳强度增强，应增大 K_1 。

I_{sc_MOD} ——在标准测试条件下，组件或光伏组串的短路电流；

$I_{MOD_MAX_OCPR}$ ——PV 组件的最大过电流保护额定值，通常组件制造商规定为“最大串联熔断器值”；

N_S ——由最近的过电流保护电器保护的并联总组串数。

7.3.3 当两个以上的光伏组串连接到同一路 MPPT 时，每一光伏组串都应装有过电流保护装置，过电流保护装置的标称额定电流 I_n 应满足式(7.3.3-1)和式(7.3.3-2)的要求：

$$1.5 \times I_{SC_MOD} < I_n < 2.4 \times I_{SC_MOD} \quad (7.3.3-1)$$

$$I_n \leq I_{MOD_MAX_OCPR} \quad (7.3.3-2)$$

7.3.4 当两个以上的光伏子方阵连接到同一逆变器时，应为光伏子方阵提供过电流保护，过电流保护装置的标称额定电流值 I_n 应满足式(7.3.4-1)的要求，式(7.3.4-1)中 $I_{SC_S-ARRAY}$ 由式(7.3.4-2)计算：

$$1.25 \times I_{SC_S-ARRAY} < I_n \leq 2.4 \times I_{SC_S-ARRAY} \quad (7.3.4-1)$$

$$I_{SC_S-ARRAY} = I_{SC_MOD} \times N_{SA} \quad (7.3.4-2)$$

式中： $I_{SC_S-ARRAY}$ ——标准测试条件下光伏子方阵的短路电流；

N_{SA} ——光伏子方阵中并联光伏组串的总数量；

7.3.5 对于在故障条件下可能会有来自其他电源的电流注入光伏方阵时，应提供光伏方阵过电流保护。光伏方阵过电流保护装置额定电流 I_n 应满足式(7.3.5-1)的要求，式 7.3.5-1 中 I_{SC_ARRAY} 由式(7.3.5-2)计算：

$$1.25 \times I_{SC_ARRAY} < I_n \leq 2.4 \times I_{SC_ARRAY} \quad (7.3.5-1)$$

$$I_{SC_ARRAY} = I_{SC_MOD} \times N_p \quad (7.3.5-2)$$

式中： I_{SC_ARRAY} ——标准测试条件下光伏方阵的短路电流；

N_p ——为光伏方阵中并联光伏组串总数量。

7.3.6 直流侧过电流保护装置的安装位置应符合下列规定：

1 组串过电流保护装置，应安装在组串电缆与子方阵或方阵电缆连接处，或安装在组串汇流装置处；

2 子方阵过电流保护装置，应安装在子方阵电缆与方阵电缆连接处，或安装在子方阵汇流装置处；

3 方阵过电流保护装置，应安装在方阵电缆与逆变器的连接处。

7.3.7 对 PV 方阵电缆应进行保护，PV 方阵电缆的持续载流量 I_Z 应大于或等于 PV 方阵的最大短路电流。见式(7.3.7)。

$$I_Z \geq I_{sc-max} \quad (7.3.7)$$

7.3.8 直流侧最大系统电压大于或等于 120V 的系统应具备直流串联电弧保护功能。当检测到故障电弧时，应能切断发生电弧故障的组串或关停故障电弧所在的整个阵列，并发出可视的告警信号（就地信号或远程监控信号）。

7.3.9 建筑光伏发电系统宜具备快速关断功能，快速关断装置启动后 30 秒内，以光伏方阵边缘外延 305 mm 为边界，边界范围内的电压应降低到 120 V 以下，边界范围外的电压应降低到 30 V 以下。快速关闭功能的启动装置应最少由以下之一组成：

- 1 电网接入断开装置；
- 2 光伏系统断开装置；
- 3 易于访问的开关，指示其处于“关”或“开”的位置。

7.3.10 交流侧过电流保护为逆变器后的交流配电系统，系统应装设短路保护和过负荷保护，装设的上下级保护电器，其动作应具有选择性，且各级之间应能协调配合，具体应满足 GB 50054 的要求。

7.4 建筑光伏系统过电压防护

7.4.1 光伏组件等设备当不能和建筑外部防雷装置保持间隔距离时，光伏设备外露金属结构应和建筑外部防雷装置进行等电位连接，光伏系统直流侧宜选用 I 级试验的直流电涌保护器，电涌保护器可安装在正极与等电位连接带、负极与等电位连接带以及正负极之间，每一保护模式的冲击电流值 I_{imp} 不应小于表 7.4.1 中的要求。

表 7.4.1 光伏系统直流侧 I_{imp} 的选择

建筑物防雷分类	I_{imp}/kA
第一类	12.5
第二类	10
第三类	6.5

7.4.2 电涌保护器的电压保护水平 U_p 不应大于表 7.4.2 的要求，电涌保护器的有效电压保护水平应小于设备耐冲击电压额定值的 0.8 倍，最大持续工作电压不应小于光伏方阵标准测试条件下开路电压的 1.2 倍。

表 7.4.2 电压保护水平 U_p 的选择

汇流箱额定电压 U_n/V	电压保护水平 U_p/kV
$U_n \leq 60$	1.1
$60 < U_n \leq 250$	1.5
$250 < U_n \leq 400$	2.5
$400 < U_n \leq 690$	3.0
$690 < U_n \leq 1000$	4.0

7.4.3 当光伏汇流箱处的第一级电涌保护器与逆变器之间的线路长度（图 7.4.3 中 E1）大于 10m 时，宜在逆变装置机柜内安装第二级电涌保护器（FC2）。当采用多级汇流，光伏汇流箱和直流配电柜之间的线路长度（图 7.4.3 中 E2）大于 10m 时，宜在直流配电柜安装第二级电涌保护器（FC2'），第二级电涌保护器（FC2, FC2'）可选用 II 级试验的直流电涌保护器，其标称放电电流 I_n 不应小于 5kA。

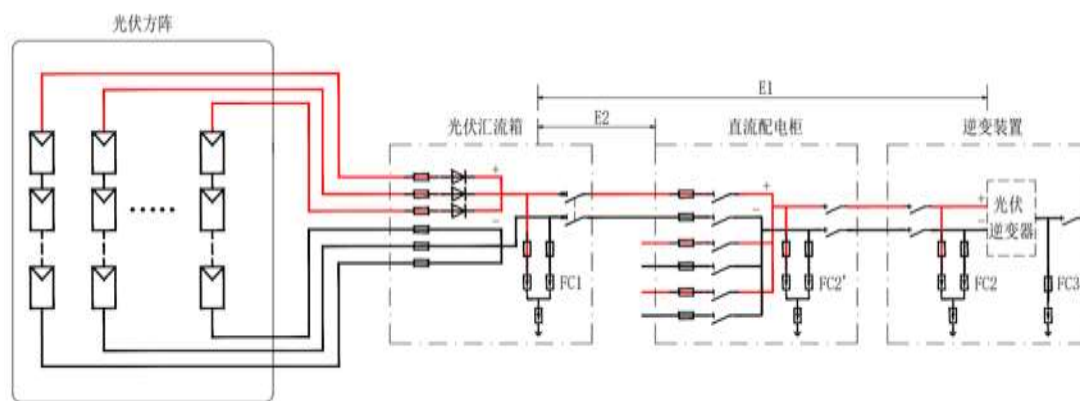


图 7.4.3 光伏系统电涌保护器安装

7.4.4 直流主电缆的长度大于 50m 时，应采取防止过电压措施，宜将电缆安装在接地金属槽盒或导管中，也可采用金属铠装电缆或安装电涌保护器。

7.4.5 用于光伏系统控制及信号传输线路的电涌保护器应根据线路的工作频率、传输介质、传输速率、带宽、工作电压、接口形式、特性阻抗等参数，选择适配的信号线路电涌保护器。

7.4.6 直流电缆正极和负极应尽量靠近敷设。

7.5 光伏发电监测系统

7.5.1 光伏系统的监视、测量、控制宜采用一体化的监控系统。

7.5.2 监控范围宜包括光伏发电区、储能系统区和配电区的电气设备、继电保护和专用装置。

7.5.3 光伏发电监测系统数据采集信息宜包含表 7.5.3 的内容。

表 7.5.3 光伏发电监测系统数据采集信息

设备类型	采集内容	设备类型	采集内容
汇流设备	各路直流输入电流	电能计量装置	系统频率
	直流输出电流/电压		各相/线电压
	开关设备状态		各相/线电流
逆变器	直流侧电压		系统有功功率
	直流侧电流		系统无功功率
	总直流功率		系统视在功率
	交流侧相/线电压		系统功率因数
	交流侧相/线电流		正向电能
	总有功功率		反向电能
	总无功功率		电压平均总谐波畸变率
	总功率因数		电流平均总谐波畸变率
	电网频率	环境监测设备	环境温度、湿度
	逆变器效率		组件温度
	日发电量		风速、风向
	总发电量		日照辐射强度

7.5.4 监控系统应具备经济运行决策、自动巡检及状态分析、设备状态检修等功能。

7.5.5 逆变器具备监测通信功能，实时监测相关数据，数据采集精准可靠，故障智能报警，可进行远程控制。

7.5.6 监控系统应采取抵御黑客、病毒、恶意代码等对系统的破坏、攻击以及非法操作的安全防护措施，满足电力监控系统安全防护要求。

7.6 光伏系统安全要求

7.6.1 光伏系统应符合现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865、《光伏电站接入电力系统设计规范》、GB/T 50866《低压配电设计规范》GB 50054、《低压电气装置 第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求 太阳能光伏（PV）电源系统》GB/T 16895.32、《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365 等标准规定。

7.6.2 光伏发电系统的最大系统电压应不大于 1500V DC。

7.6.3 光伏组件应无外观缺陷，组件的可触及性、抗划伤性、等电位连接连续性、脉冲耐受电压、绝缘耐受电压、湿漏电流和引出端强度应满足标准要求。

7.6.4 组件防反二极管的额定电压应至少为最大系统电压的 2 倍，额定电流至少为组件短路电流的 1.4 倍。

7.6.5 直流汇流箱中直流开关应为光伏专用直流开关。直流汇流箱宜具备电弧检测及关断功能。

7.6.6 逆变器应具备限功率功能，高容配比条件时，逆变器应自动限流工作在允许的最大交流输出功率处。逆变器宜具备光伏组串 IV 扫描与智能诊断、电弧检测及关断、智能温控、故障录波等先进技术功能。

7.6.7 交流汇流设备的防护等级、电击防护、介电性能、短路保护和短路耐受强度应满足标准要求。

7.6.8 光伏直流连接器的防触电保护、IP 防护等级、绝缘和耐压性能应满足标准要求。配对使用的连接器应是同厂家同型号。

7.6.9 光伏电缆选择应综合考虑载流量、热稳定、电压降、绝缘耐压、保护配合等因素。光伏组串、光伏子方阵和光伏方阵的电缆规格应根据相应线路的短路电流、电缆的最小载流量以及电缆的损耗压降值来确定。

7.6.10 组件接地应满足：组件边框之间的跨接线宜选用不小于 $\text{BVR } 1 \times 4\text{mm}^2$ 的黄绿线。支架至地面的引下导体宜选用直径不小于 10mm^2 的热镀锌圆钢、截面不小于 80mm^2 的热镀锌扁钢或截面积 16mm^2 以上的铜导线或其它等效的导体。其他类接地的导体，应采用截面积不小于 6mm^2 的铜或其他等效导体。

7.6.11 汇流箱、逆变器宜设置警示标识及隔离保护措施,设置在室外的箱体采用金属箱体，并具有防水、防腐等措施，其防护等级不低于 IP65。设置位置应便于操作和维修。

7.6.12 并网处设置的并网箱（柜）应设置警示标识，箱（柜）内设置具有明显断点的隔离开关和断路器。

7.6.13 并网逆变器应具备过载能力。在 $1.0 \sim 1.2$ 倍额定输出电流时，光伏系统连续可靠工作时间不应小于 1 分钟，在 10 分钟以内将光伏系统与电网断开。

7.6.14 当光伏发电系统采用非逆流并网时，应配置逆向功率保护装置：当检测到逆流电流超过额定输出的 5% 时，光伏发电系统应在 2s 内停止向电网送电。

7.6.15 光伏发电系统与配电网之间的开关应具有同时切断相导体和中性导体的功能。

7.6.16 光伏发电系统应配置防孤岛保护，当检测到孤岛时，断开与配电网的连接。

7.6.17 光伏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。

附录 A PV 方针架构组成

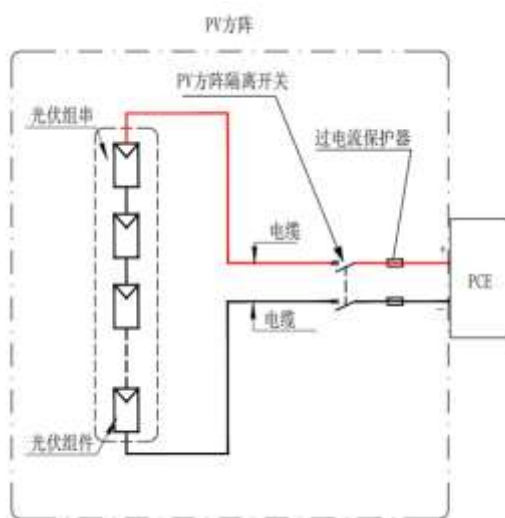


图 A.1 单个组串的 PV 方阵

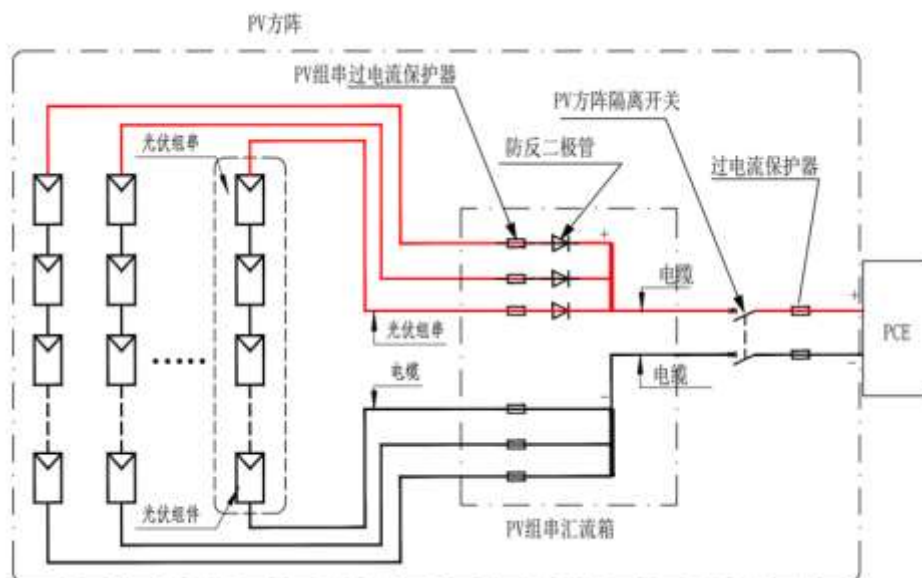


图 A.2 多个组串并联的 PV 方阵

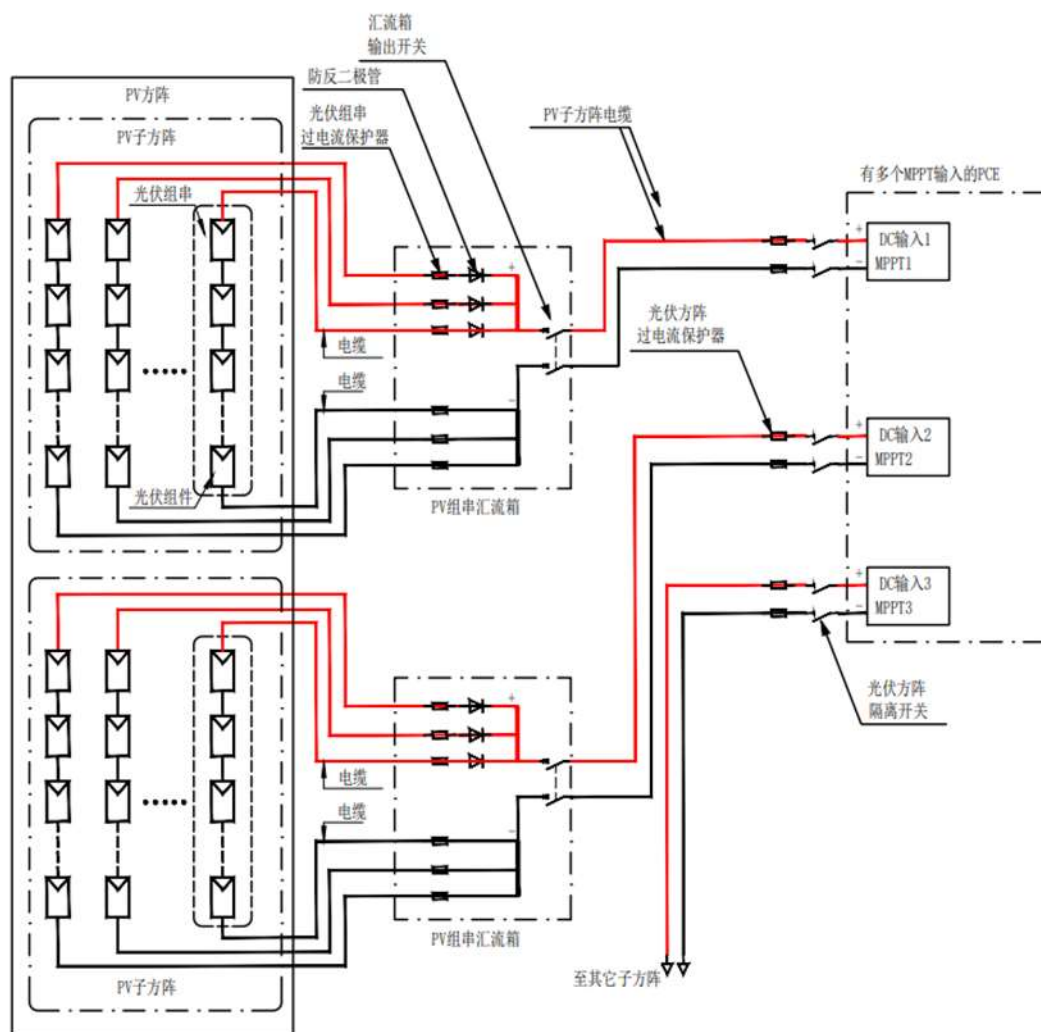


图 A.4 具有多路 MPPT 直流输入 PCE 的 PV 方阵

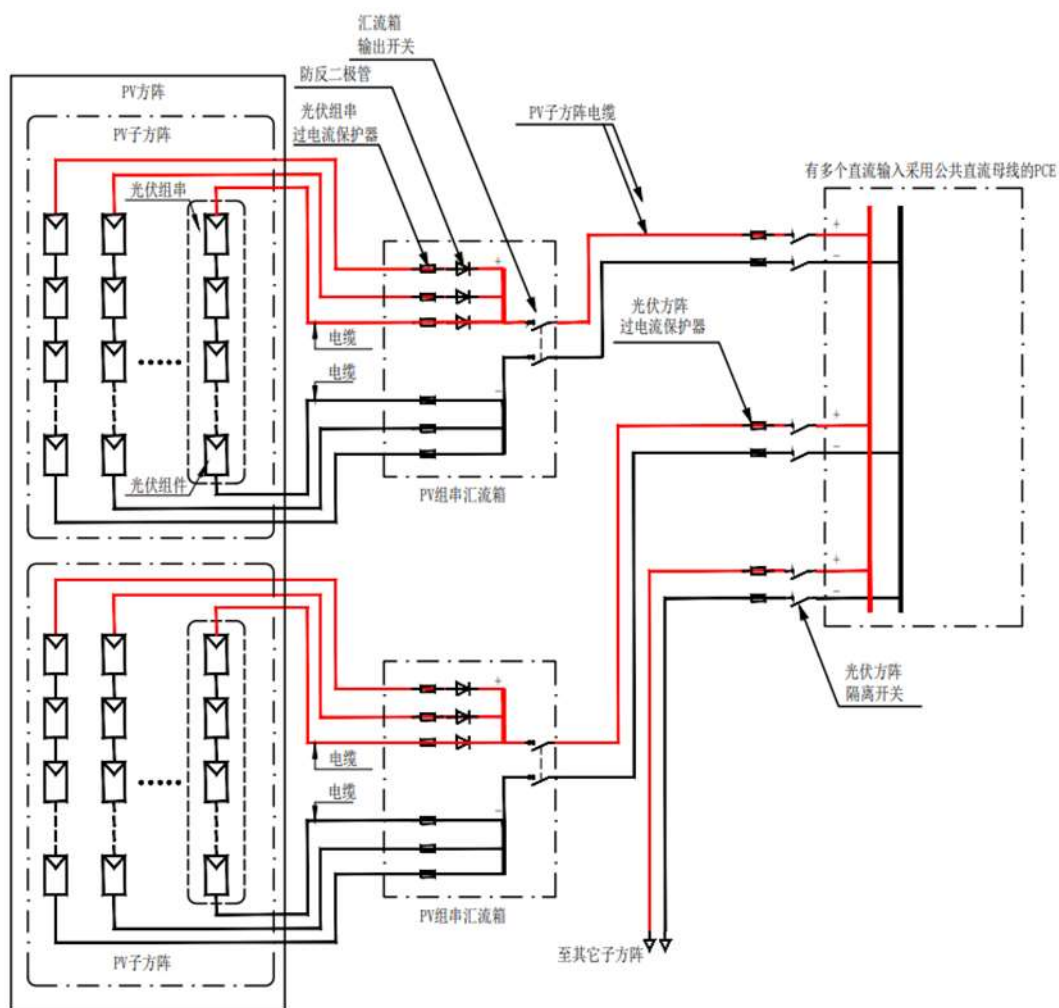


图 A.5 具有多路直流输入公共直流母线 PCE 的 PV 方阵

附录 B 建筑并网光伏系统计算

B.1 光伏组串的串联数计算

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

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（℃）；

t' ——工作状态下光伏组件的电池极限高温（℃）；

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

$V_{MPPTmin}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值（V）；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（V）；

V_{pm} ——光伏组件最佳工作电压（V）。

B.2 光伏组件的并联数计算

光伏组件并联数可根据逆变器额定容量及光伏组串的功率确定。

$$N_p \leq \frac{P_n}{P_m \times N} \quad (B.2)$$

式中： N_p ——光伏组件的并联数（取整）；

P_n ——逆变器额定功率（kW）；

P_m ——单块光伏组件峰值功率（kWp）；

N ——光伏组件串联数（ N 取整）；

B.3 光伏系统装机容量估算

$$P = N \times N_p \times P_m \quad (B.3)$$

式中： P ——光伏系统装机容量（kWp）；

B.4 并网系统发电量估算

$$E_p = H_A / E_s \times P \times K = H_A \times A \times \eta \times K \quad (B.4)$$

式中： E_p ——并网发电量（kWh）；

P ——光伏系统装机容量（kWp）；

E_s ——标准条件下的辐照度（常数）（ 1kW/m^2 ）；

H_A ——水平面太阳总辐射量（ 1kWh/m^2 ）；计算月发电量时，应为各月的日均水平面太阳总辐射量和每月的天数乘积；

A ——计算范围内方阵组件的总面积（ m^2 ）

η ——组件转换效率（%），由制造商提供的数据确定；

K ——光伏系统综合效率系数，由 $K_1 \sim K_8$ 组成，光伏方阵在最佳倾角安装时，一般可取 0.75~0.85。

附录 C 建筑独立光伏系统计算

C.1 独立光伏系统装机容量计算

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

式中：P——独立光伏系统装机容量（kWp）；

P_0 ——负载容量（kW），由用户需求确定；

D_t ——负载日用电时数（h），由用户确定；

F——考虑连续阴雨天数的裕量系数，可取 1.2~2.0；

E_s ——标准条件下的辐照度（常数）（ $1\text{kW}/\text{m}^2$ ）；

H_A ——太阳辐射最差月份日均水平面太阳总辐射量（ $1\text{kWh}/\text{m}^2/\text{day}$ ）；

K——光伏系统综合效率系数，由 $K_1 \sim K_8$ 组成，光伏方阵在最佳倾角安装时，一般可取 0.75~0.85。

C.2 光伏组串的串联数计算

光伏组串峰值工作电压应满足储能电池组浮充电压（包括防反二极管和直流线路的压降）的要求，即：

$$N = \frac{V_{SC}}{V_m} \quad (C.2)$$

式中： V_{SC} ——储能电池组浮充电压（V），可按 $V_{SC}=1.43V_s$ 估算，

V_s ——系统直流工作电压（V）；

V_m ——光伏组件峰值工作电压（V）；

N——光伏组件串联数（N 取整）；

C.3 光伏组件的并联数计算

$$N = \frac{P}{P_m \times N} \quad (C.3)$$

式中： N_p ——光伏组件的并联数（取整）；

P_m ——单块光伏组件峰值功率（kWp）；

C.4 储能电池总容量计算

$$C_c = \frac{D \times F \times P_0}{U \times K_a} \quad (C.4)$$

式中： C_c ——储能电池总容量，单位为千瓦时（kWh）；

D ——最长无日照期间用电时数，单位为小时（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，单位为千瓦（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。

C_A ——储能电池总容量，单位为安时（Ah）；当蓄电池容量以安时（Ah）为单位时， $C_A = 1000 C_c / V_s$ ；

V_s ——系统直流工作电压（V）。

引用标准名录

- 1 《光伏电站设计规范》 GB 50797-2012
- 2 《民用建筑电气设计标准》 GB 51348-2019
- 3 《光伏发电系统接入配电网技术规定》 GB/T 29319-2012
- 4 《光伏系统并网技术要求》 GB/T 19939-2005
- 5 《低压配电设计规范》 GB 50054-2011
- 6 《建筑物防雷设计规范》 GB 50057-2010
- 7 《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T 50065-2011
- 8 《通用用电设备配电设计规范》 GB 50055-2011
- 9 《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》 JGJ/T365-2015
- 10 《光伏系统并网技术要求》 GB/T 19939-2005
- 11 《电力工程电缆设计标准》 GB 50217-2018
- 12 《建筑用太阳能光伏夹层玻璃》 GB/T 29551-2023
- 13 《晶体硅光伏器件的 I—V 实测特性的温度和辐照度修正方法》 GB/T 6495.4-1996
- 14 《光伏器件 第 1 部分：光伏电流-电压特性的测量》 GB/T 6495.1-1996
- 15 《光伏器件 第 2 部分：标准太阳能电池的要求》 GB/T 6495.2-1996
- 16 《光伏器件 第 3 部分：地面用太阳光伏器件的测试原理及标准光谱辐照度数据》
GB/T 6495.3-1996
- 17 “Glass in building - Laminated solar photovoltaic glass for use in buildings” PD ISO/TS
18178:2018
- 18 “Photovoltaics in buildings – Part 1: Requirements for building-integrated photovoltaic
modules” IEC 63092-1
- 19 “Photovoltaics in buildings – Part 2: Requirements for building-integrated photovoltaic
systems” IEC 63092-2