

团 体 标 准

T/ZIUR XXXX—2026

光伏储能与照明一体化系统集成技术规程

Technical Specification for Integrated System of Photovoltaic Energy Storage and
Lighting

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 基本规定	2
5 系统总体设计	2
6 光伏发电子系统	4
7 储能子系统	5
8 照明子系统	6
9 一体化集成与控制	8
10 安装与调试	10
11 验收与运行维护	11

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。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由XXX提出。

本文件由浙江省产学研合作促进会归口。

本文件起草单位：XXX。

本文件主要起草人：XXX。

光伏储能与照明一体化系统集成技术规程

1 范围

本文件规定了光伏储能与照明一体化系统集成技术的术语和定义、基本规定、系统总体设计、光伏发电子系统、储能子系统、照明子系统、一体化集成与控制、安装与调试、验收与运行维护。

本文件适用于以光伏发电为能量来源、储能系统为储能载体、照明系统为用电负荷，实现发电、储能、照明协同运行的光伏储能与照明一体化系统。

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/T 12325-2008 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 14549-1993 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 17626（所有部分） 电磁兼容 试验和测量技术
- GB/T 20047.1-2025 光伏组件安全鉴定 第1部分：结构要求
- GB/T 24823-2024 普通照明用LED模块性能规范
- GB/T 34120-2023 电化学储能系统储能变流器技术要求
- GB/T 34936-2017 光伏电站汇流箱技术要求
- GB/T 36280-2023 电力储能用铅炭电池
- GB/T 36548-2024 电化学储能电站接入电网测试规程
- GB/T 36558-2023 电力系统电化学储能系统通用技术条件
- GB 44240-2024 电能存储系统用锂离子电池和电池组 安全要求
- GB/T 50034-2024 建筑照明设计标准
- GB 50254-2014 电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范
- GB 50797-2012 光伏发电站设计标准（2024年版）
- GB/T 51048-2025 电化学储能电站设计标准
- NB/T 10115-2018 光伏支架结构设计规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光伏组件 PV 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。又称太阳电池组件（solar cell module）。

[来源：GB 50797-2012，2.1.1]

3.2

光伏方阵 photovoltaic (PV) array

将光伏组件在电气上按一定方式连接在一起，并按一定规律进行排布、安装后构成的直流发电单元。又称光伏阵列。

[来源：GB 50797-2012，2.1.4]

3.3

储能单元 electrochemical 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：GB/T 51048-2025, 2.0.3]

3.4

并行运行模式 grid-connected mode

储能变流器与电网通过交流端口正常连接，可与电网进行能量交换的运行模式。

[来源：GB/T 34120-2023, 3.3]

3.5

离网运行模式 grid-disconnected mode

储能变流器与电网在交流端口或电网侧断开连接，独立建立电压和频率，并与负载或其他设备进行能量供给或交换的运行模式。

[来源：GB/T 34120-2023, 3.4]

3.6

照明负荷 lighting load

光伏储能与照明一体化系统中，用于实现照明功能的用电设备集合，包括各类灯具及配套驱动装置。

4 基本规定

4.1 系统集成应遵循安全可靠、节能高效、经济合理、因地制宜的原则，统筹光伏发电子系统、储能子系统与照明子系统的协同运行。

4.2 系统各子系统间的接口应标准化、规范化，确保信号兼容、能量传输顺畅。

4.3 系统应具备完善的安全防护功能，针对过流、过压、过温、漏电、短路等故障，应设置相应的检测、告警及保护装置。

4.4 系统设计应兼顾后期运行维护的便利性，设备布置应预留检修空间，关键设备应具备可更换性。

4.5 系统集成过程中，应优先采用节能型、环保型设备及材料。

4.6 系统应具备数据采集、传输及存储功能，可实现运行状态监测、故障告警等功能，数据采集精度应满足运维管理需求。

5 系统总体设计

5.1 容量配置原则

5.1.1 系统容量配置应根据照明负荷需求、当地太阳能资源条件、储能时长要求及运行模式，经技术经济比较后确定。

5.1.2 光伏组件容量应根据照明日均耗电量、当地年平均日照时数、系统效率等因素计算确定，宜预留10%~20%的容量冗余，应对日照波动及组件衰减影响，计算方法可参照GB 50797-2012的相关规定。

5.1.3 储能系统容量应满足照明负荷在无日照时段的供电需求，兼顾应急供电要求，储能时长宜根据实际需求确定，一般为4h~12h，特殊场景可适当延长。

5.1.4 不同应用场景的容量配置可参考表1，具体应结合实际情况调整。

表1 不同应用场景容量配置参考表

应用场景	照明日均耗电量 (kWh)	光伏组件容量冗余 (%)	储能时长 (h)
城市道路照明	50~200	15~20	8~12
园区景观照明	10~50	10~15	6~8
乡村道路照明	5~10	10~15	4~6
应急照明	2~5	15~20	12~24

5.2 能量管理策略

5.2.1 系统能量管理应实现光伏发电、储能充放电与照明用电的协同控制，优先利用光伏自发电力供给照明负荷。

5.2.2 并网运行模式下，光伏发电量优先满足照明负荷需求，剩余电量可用于储能系统充电，储能系统充满后，多余电量可并入电网，并网控制应符合 GB/T 36548-2024 的要求。

5.2.3 离网运行模式下，储能系统应根据照明负荷需求合理放电，维持照明系统稳定运行，同时监测光伏发电量，及时为储能系统补充充电。

5.2.4 能量管理应具备智能调节功能，可根据日照强度、照明负荷变化、储能剩余电量等参数，自动调整充放电策略，具体包括：

- 日照充足时，优先用光伏电力供电，剩余电量给储能充电，避免弃光；
- 日照不足或夜间时，由储能系统供电，保障照明需求；
- 应急情况下，储能系统优先保障应急照明供电，切断非必要照明负荷。

5.2.5 储能系统充放电应避免过充、过放，充放电深度应根据电池类型确定，锂离子电池充放电深度宜控制在 20%~80%，铅炭电池宜控制在 30%~70%，符合 GB/T 36280-2023 的规定。

5.3 电能质量要求

5.3.1 系统输出电能质量应符合 GB/T 12325-2008、GB/T 14549-1993 的相关规定。

5.3.2 系统输出电压偏差应控制在±5%以内，频率偏差应控制在±0.5 Hz 以内，三相电压不平衡度不应超过 2%。

5.3.3 系统谐波含量应控制在规定范围内，总谐波畸变率不应超过 5%，各次谐波电压含有率应符合 GB/T 14549-1993 的限值要求，避免谐波对照明设备及电网造成影响。

5.4 并网与离网切换

5.4.1 系统应具备并网与离网模式自动切换功能，切换应平稳、可靠，切换时间不应超过 20 ms，满足无缝备电切换要求，避免照明中断，切换逻辑应符合 GB/T 34120-2023 的规定。

5.4.2 并网模式切换至离网模式的触发条件应包括电网失电、电网电压或频率超出规定范围、系统故障等，切换时应先切断并网回路，再投入储能供电回路。

5.4.3 离网模式切换至并网模式时，应先检测电网电压、频率等参数，待参数稳定且符合并网要求后，再接入电网，实现平滑切换。

5.4.4 系统应设置手动切换功能，当自动切换故障时，可通过手动操作完成模式切换，手动切换应具备防误操作保护措施。

5.5 系统效率指标

5.5.1 系统总效率不应低于 75%，系统总效率计算应包含光伏组件发电效率、储能系统充放电效率、变流器转换效率及线路传输效率。

5.5.2 光伏发电子系统转换效率不应低于 85%，储能子系统充放电综合效率不应低于 80%，照明子系统驱动效率不应低于 90%。

5.6 可靠性设计

5.6.1 系统设计应采用成熟、可靠的设备及技术，关键设备应具备冗余配置，避免单点故障导致系统停运。

5.6.2 光伏组件、储能电池、变流器等关键设备应具备相应的认证证书，设备使用寿命宜不低于 15 年，光伏组件使用寿命宜不低于 25 年。

5.6.3 系统应设置完善的故障检测与告警功能，可实时监测各子系统运行状态，当出现设备故障、参数异常时，应及时发出告警信号，并记录故障信息。

5.6.4 系统线路设计应符合电气安全规范，导线选型应满足载流量要求，线路敷设应规范，避免因线路老化、接触不良等导致故障。

5.6.5 储能系统应具备温度、湿度监测及保护功能，避免因环境温湿度异常影响设备可靠性，热管理措施应符合 GB/T 36558-2023 相关要求。

5.6.6 系统应具备抗电磁干扰能力，设备选型及布置应采取电磁屏蔽措施，避免电磁干扰影响系统正常运行，电磁兼容要求符合 GB/T 17626 系列标准。

5.7 可扩展性要求

- 5.7.1 系统设计应预留扩展接口，可根据后期照明负荷增加、光伏容量扩容、储能容量升级等需求，灵活扩展系统规模。
- 5.7.2 能量管理系统应具备可升级性，可根据技术发展及实际需求，增加新的控制策略、监测功能，无需大规模改造现有系统。
- 5.7.3 设备布置应预留扩展空间，光伏方阵、储能柜、控制设备等安装区域应预留后期扩容位置。

6 光伏发电子系统

6.1 组件选型

- 6.1.1 光伏组件选型应结合安装场景、太阳能资源条件、系统容量需求，选用效率高、可靠性强、耐候性好的产品，符合 GB/T 20047.1-2025 的规定要求。
- 6.1.2 户外安装的光伏组件应具备抗风、抗雪、抗紫外线、抗腐蚀能力，组件表面应采用防反射涂层。
- 6.1.3 组件额定功率、开路电压、短路电流等参数应与系统逆变器、汇流箱等设备参数匹配，避免参数不匹配导致系统效率下降。
- 6.1.4 优先选用单晶硅或多晶硅光伏组件，单晶硅组件转换效率宜不低于 22%，多晶硅组件转换效率宜不低于 20%，家用及小型场景可选用薄膜光伏组件。

6.2 方阵布置

- 6.2.1 光伏方阵布置应根据安装场地的地形、朝向、空间大小，结合当地日照条件，合理确定方阵倾角、间距，最大限度提高太阳辐照接收量，布置应符合 GB 50797-2012 的规定。
- 6.2.2 光伏方阵朝向宜为正南方向，偏差不应超过 $\pm 15^\circ$ ，若受场地限制，可适当调整朝向，但应核算发电量损失，确保满足系统容量需求。
- 6.2.3 方阵倾角应根据当地纬度确定，一般等于当地纬度或当地纬度 $\pm 5^\circ$ ，可根据实际日照数据优化调整，最大限度提升年发电量。
- 6.2.4 光伏组件之间的间距应避免相互遮挡，东西向间距宜不小于组件宽度的 1.5 倍，南北向间距应根据冬至日正午太阳高度角计算确定，确保无遮挡。
- 6.2.5 方阵布置应便于维护检修，组件排列整齐，检修通道宽度宜不小于 0.6 m，户外方阵应设置排水措施。

6.3 支架结构

- 6.3.1 光伏支架应具备足够的强度、刚度和稳定性，能够承受风荷载、雪荷载、地震荷载及组件自重，支架设计应符合 NB/T 10115-2018 的规定。
- 6.3.2 支架材质应根据安装场景选择，户外地面安装宜采用热镀锌钢材，防腐性能优良，使用寿命宜不低于 20 年。
- 6.3.3 支架倾角应可调节，便于根据季节变化调整光伏组件角度，提升发电量，调节机构应灵活、可靠，具备锁紧功能，防止角度偏移。
- 6.3.4 支架安装应牢固，与基础连接应可靠，地面支架基础宜采用混凝土基础，屋顶支架应与屋顶结构可靠连接。
- 6.3.5 支架表面应进行防腐处理，热镀锌层厚度宜不小于 $80 \mu\text{m}$ ，铝合金支架应进行阳极氧化处理，氧化层厚度宜不小于 $15 \mu\text{m}$ 。
- 6.3.6 支架应设置接地装置，与系统防雷接地系统可靠连接，接地电阻不应大于 4Ω 。

6.4 直流汇流

- 6.4.1 光伏组件串应通过汇流箱进行汇流，汇流箱选型应符合 GB/T 34936-2017 的规定，其额定电压、额定电流应与组件串参数匹配。
- 6.4.2 汇流箱应具备过流、过压、防雷等保护功能，内部应设置熔断器或断路器，可对每路组件串进行保护，故障时能及时切断故障回路。
- 6.4.3 汇流箱安装位置应靠近光伏方阵，减少直流线路损耗，户外安装的汇流箱防护等级宜不低于 IP65，内部接线应规范，接线端子应牢固，做好绝缘处理。

6.4.4 汇流箱应具备监测功能，可实时监测每路组件串的电流、电压参数，监测数据应传输至系统监控平台。

6.4.5 直流汇流线路应选用阻燃、耐候性好的电缆，电缆截面应根据载流量确定，线路敷设应规范，避免破损、老化，敷设方式宜采用穿管或桥架敷设。

6.5 防雷接地

6.5.1 光伏方阵应设置避雷针或避雷带，避雷针保护范围应覆盖整个光伏方阵，避免雷电直接击中组件，避雷装置安装高度应根据方阵高度合理确定。

6.5.2 光伏组件金属边框、支架、汇流箱、逆变器等金属设备应可靠接地，形成等电位连接，接地电阻不应大于 4Ω ，土壤电阻率较高地区可采用降阻措施。

6.5.3 直流线路应设置防雷器，安装在汇流箱输入端、逆变器输入端。

6.5.4 防雷器应定期检查、维护，发现损坏、老化应及时更换。

6.5.5 接地体应采用镀锌钢材或铜材，接地体埋深宜不小于 0.8m ，接地体之间连接应牢固。

7 储能子系统

7.1 储能类型选择

7.1.1 储能类型选择应结合系统应用场景、容量需求、运行成本及环境条件，经技术经济比较后确定。

7.1.2 不同储能类型的适用场景及技术参数可参考表 2，具体应结合实际需求调整。

表 2 不同储能类型选型参考表

储能类型	适用场景	循环寿命（次）	适用环境温度（℃）
锂离子电池	城市道路、园区、大型户外照明	≥ 3000	$-20\sim 60$
铅炭电池	乡村道路、小型照明、应急备用	≥ 1500	$-10\sim 50$
钠离子电池	低温地区、户外恶劣环境照明	≥ 2500	$-30\sim 60$
超级电容	短期应急照明、频繁启停场景	≥ 100000	$-40\sim 70$

7.2 电池组配置

7.2.1 电池组配置应根据储能系统容量要求、充放电特性及电池类型，合理确定串联、并联数量，符合 GB/T 51048-2025 的规定。

7.2.2 电池组内电芯宜采用串联连接方式，电池模块应采用模块化设计。

7.2.3 电池组串联数量应根据系统直流电压等级确定，串联后的总电压应与储能变流器、电池管理系统参数匹配。

7.2.4 电池组并联数量应严格控制，宜减少电池簇并联数，并联后的总电流应满足储能变流器输入电流要求，且各并联支路电流应均衡。

7.2.5 电池组配置应预留一定的容量冗余，冗余度应根据电池衰减特性、充放电特性和应用场景，经技术经济比较确定。

7.2.6 储能单元直流回路、电池簇回路应配置直流开断、保护设备，确保故障能及时切断回路。

7.2.7 电池组应选用同一厂家、同一型号、同一批次的电芯，避免因电芯参数差异导致充放电不均衡，影响电池组寿命。

7.3 电池管理系统

7.3.1 参数监测

7.3.1.1 电池管理系统（BMS）应具备电芯电压、电流、温度等参数的实时监测功能。

7.3.1.2 BMS 应能监测电池组总电压、总电流，实时计算电池剩余电量（SOC），SOC 计算误差不应超过 $\pm 5\%$ ，为能量管理策略提供数据支撑。

7.3.1.3 温度监测应覆盖电池组所有电芯，监测点布置应均匀，当电芯温度超出规定范围时，应及时发出告警信号，并触发热管理或保护措施。

7.3.2 均衡控制与保护

7.3.2.1 BMS 应具备电芯均衡控制功能，可采用被动均衡或主动均衡方式，均衡电流应根据电池容量确定，确保各电芯电压保持一致。

7.3.2.2 均衡控制应在电池充电末期、放电末期及静置阶段自动启动，均衡结束后应能自动停止。

7.3.2.3 BMS 应具备过充、过放、过流、过温、短路等保护功能，保护响应时间不应超过 50 ms。

7.3.2.4 BMS 应具备故障记录功能，可存储至少 1 年的故障数据。

7.4 储能变流器

7.4.1 储能变流器（PCS）额定功率、电压等级应与电池组及系统需求匹配。

7.4.2 并网运行场景宜选用具备构网型功能的储能变流器，可自主建立电压和频率。

7.4.3 储能变流器转换效率不应低于 95%，待机损耗不应大于额定功率的 0.5%。

7.4.4 储能变流器应具备双向转换功能，可实现电池组充电（整流）和放电（逆变）的灵活切换，切换过程应平稳，无明显电压波动。

7.4.5 储能变流器与监控系统宜采用网络通信接口，接口宜采用双网冗余通信方式。

7.4.6 储能变流器应具备过流、过压、过温、孤岛保护等功能，并网时应具备相位同步功能。

7.5 热管理要求

7.5.1 储能子系统热管理应符合 GB/T 36558-2023 的要求，确保电池组工作在适宜温度范围。

7.5.2 锂离子电池工作温度宜控制在 15℃~35℃，铅炭电池宜控制在 10℃~40℃，超出温度范围时，应启动热管理装置。

7.5.3 户外储能柜宜采用自然通风结合强制风冷的散热方式，室内储能柜可采用液冷方式，散热效率应满足电池组散热需求。

7.5.4 热管理系统应具备温度调节自动控制功能，可根据电池组温度自动启动或停止散热、加热装置，同时应设置温度告警阈值，异常时及时告警。

7.5.5 储能电池舱应设置热扩散抑制装置，满足 GB 44240-2024 要求，确保系统级热失控后 24 小时内不蔓延、无外部火焰、外壳不破裂。

7.6 安全防护

7.6.1 储能柜应采用防火、防爆、防水结构，外壳材料阻燃等级应达到 V-0 级，户外安装防护等级宜不低于 IP65。

7.6.2 储能子系统应设置绝缘监测装置，实时监测电池组与外壳之间的绝缘电阻，绝缘电阻低于规定值时，应切断电源并告警。

7.6.3 电池组应设置泄压装置，泄压方向应避开人员通道和关键设备，泄压时间不应超过 0.3 s。

7.6.4 储能区域应配备相应的消防设施，可选用干粉灭火器、二氧化碳灭火器等，严禁使用水灭火，消防设施应定期检查、维护。

7.6.5 储能子系统应设置防短路保护装置，电缆选型应符合电气安全规范，接线端子应牢固，做好绝缘处理。

7.6.6 储能区域应设置警示标识，标明“高压危险”“禁止烟火”等字样，严禁无关人员进入。

7.6.7 储能子系统应具备防反接保护功能，避免电池组正负极接反导致设备损坏或安全事故。

7.6.8 电池组运输、安装过程中应避免剧烈碰撞、挤压，防止电芯损坏，安装后应进行绝缘测试和充放电测试，合格后方可投入使用。

8 照明子系统

8.1 光源选型

8.1.1 光源选型应结合照明场景、亮度需求、节能要求，选用高效、节能、长寿命的产品，符合 GB/T

50034-2024。

8.1.2 光伏储能照明系统宜优先选用 LED 光源，其发光效率高、功耗低、寿命长，符合 GB/T 24823-2024 的规定。

8.1.3 不同照明场景光源选型参数可参考表 3，具体应结合实际场景调整。

表 3 不同照明场景光源选型参考表

照明场景	光源类型	光效 (lm/W)	显色指数 (Ra)	使用寿命 (h)
城市道路照明	LED 路灯、高压钠灯	≥120	≥70	≥50000
乡村道路照明	低功率 LED 灯	≥100	≥60	≥30000
园区景观照明	彩色 LED 灯	≥110	≥80	≥40000
应急照明	应急型 LED 灯	≥90	≥70	≥50000

8.2 灯具技术要求

8.2.1 户外照明灯具防护等级宜不低于 IP65，潮湿环境宜不低于 IP67，防止雨水、灰尘进入。

8.2.2 灯具外壳应采用耐腐蚀、抗老化材料，户外灯具宜采用铝合金或不锈钢外壳，表面进行防腐处理，使用寿命宜不低于 15 年。

8.2.3 灯具光学设计应合理，配光曲线应符合照明场景需求，减少眩光，道路照明灯具眩光值 (GR) 不应大于 18。

8.2.4 LED 灯具应配备恒流驱动电源，驱动电源效率不应低于 90%，功率因数不应低于 0.9，具备过流、过压、过温保护功能。

8.2.5 灯具安装应牢固，道路照明灯具安装高度宜根据路面宽度确定，间距宜为安装高度的 3~5 倍。

8.2.6 景观照明灯具应具备防水、防漏电功能，接线方式应规范，避免因接线不当导致故障，同时应兼顾装饰性与实用性。

8.2.7 灯具应具备可维护性，灯罩、光源应便于拆卸、更换，减少运维成本。

8.3 照明控制策略

8.3.1 照明控制策略应结合日照强度、照明需求、储能剩余电量，实现智能控制。

8.3.2 系统应具备光控功能，通过光照传感器检测环境光照强度，当光照强度低于设定阈值时，自动开启照明；高于设定阈值时，自动关闭照明。

8.3.3 系统应具备时控功能，可预设照明开启、关闭时间，结合光控功能实现双重控制。

8.3.4 储能剩余电量低于设定值时，应自动调整照明策略，可降低照明亮度或关闭非必要照明负荷，优先保障应急照明。

8.3.5 智能照明控制应具备以下功能，适配智慧照明需求：

- 根据峰谷电政策及 AI 电价预测，调整照明用电策略，优化能源配置；
- 极端天气时，自动启动应急照明模式，确保照明不断电；
- 可根据人流、车流变化，动态调整照明亮度，实现节能与照明质量兼顾。

8.4 调光与调色要求

8.4.1 需要调光的照明场景，灯具应具备调光功能，调光范围宜为 10%~100%，调光过程应平稳，无频闪。

8.4.2 调光方式宜采用恒流调光，调光精度不应低于 ±5%，避免因调光导致光源寿命缩短或光色偏移。

8.4.3 彩色照明场景应具备调色功能，可实现色温、色调的调节，色温调节范围宜为 2700 K~6500 K，满足不同场景的照明需求。

8.4.4 调光、调色控制应与系统能量管理联动，当储能电量不足时，可自动降低调光亮度，优先保障核心区域照明。

8.4.5 调光、调色信号传输应稳定，无干扰，可通过有线或无线方式实现控制，控制响应时间不应超过 1s。

8.5 照明配电

- 8.5.1 照明配电应符合 GB 50254-2014 的规定。
- 8.5.2 照明配电系统宜采用 TN-S 系统，中性线与保护线分开设置，保护接地电阻不应大于 4Ω 。
- 8.5.3 照明线路应选用阻燃、耐候性好的电缆，电缆截面应根据照明负荷电流确定，避免线路过载，户外线路敷设宜采用穿管或桥架敷设。
- 8.5.4 照明配电箱应具备过载、短路、漏电保护功能，保护装置动作应灵敏、可靠，配电箱防护等级宜不低于 IP54，户外安装宜不低于 IP65。
- 8.5.5 不同区域的照明负荷应分回路配电，便于控制和维护，每个回路负荷不宜超过 10 A，灯具数量不宜超过 20 盏。

8.6 照明质量指标

- 8.6.1 照明质量应符合 GB/T 50034-2024 的规定，确保照明亮度、均匀度、显色性等指标满足使用需求。
- 8.6.2 不同照明场景质量指标可参考表 4，具体应结合实际场景调整。

表 4 不同照明场景质量指标参考表

照明场景	平均照度 (lx)	均匀度 (U0)	显色指数 (Ra)	频闪频率 (Hz)
城市主干道	≥ 30	≥ 0.4	≥ 70	≥ 3125
城市次干道	≥ 20	≥ 0.3	≥ 70	≥ 3125
园区、庭院	10~20	≥ 0.3	≥ 70	≥ 3125
景观照明	5~10	≥ 0.25	≥ 80	≥ 3125

9 一体化集成与控制

9.1 能量管理控制器

- 9.1.1 能量管理控制器是系统一体化集成的核心，应具备统筹协调光伏、储能、照明各子系统运行的功能。
- 9.1.2 能量管理控制器应具备数据采集、处理、传输功能，可实时接收各子系统运行参数，进行分析计算，输出控制指令。
- 9.1.3 控制器应具备冗余设计，主控制器故障时，备用控制器应能自动切换。
- 9.1.4 能量管理控制器应具备参数设置功能，可通过人机交互界面或远程终端，设置充放电阈值、照明控制参数等。
- 9.1.5 控制器应具备故障自诊断功能，自身出现故障时，应及时发出告警信号，并记录故障信息。

9.2 通信与数据采集

- 9.2.1 系统通信应采用标准化通信协议，确保各子系统、设备之间通信兼容，可选用 Modbus、DL/T 860 等协议。
- 9.2.2 数据采集应覆盖光伏组件、储能电池、变流器、照明灯具等关键设备，采集参数包括电压、电流、功率、温度、剩余电量等。
- 9.2.3 数据采集精度应满足运维管理需求，电压、电流采集精度不应低于 $\pm 1\%$ ，功率采集精度不应低于 $\pm 2\%$ ，温度采集精度不应低于 $\pm 0.5\text{ }^\circ\text{C}$ 。
- 9.2.4 通信方式可采用有线或无线方式，户外远距离通信宜采用无线通信，通信应稳定、可靠，数据传输延迟不应超过 1s。
- 9.2.5 敏感数据传输应采用加密方式，防止数据泄露、篡改，保障系统安全。

9.3 智能控制策略

9.3.1 协同控制逻辑

9.3.1.1 智能控制策略应实现光伏发电子系统、储能子系统、照明子系统的协同运行，优先利用光伏发电电力。

9.3.1.2 日照充足时，控制策略应优先将光伏电力供给照明负荷，剩余电力用于储能系统充电，储能充满后，可控制多余电力并网（并网模式）。

9.3.1.3 日照不足或夜间时，控制策略应优先调用储能系统电力供给照明负荷，储能电量不足时，可切换至并网供电（并网模式）或关闭非必要照明。

9.3.2 自适应调节

9.3.2.1 系统应具备自适应调节功能，可根据日照强度、照明负荷变化、储能剩余电量等参数，自动调整控制策略，无需人工干预。

9.3.2.2 照明负荷突变时，系统应快速调整储能放电功率或光伏出力，维持电压、频率稳定，避免照明亮度波动。

9.3.2.3 季节变化导致日照时长、强度变化时，系统应自动调整光伏方阵工作模式、储能充放电阈值，确保系统适配季节变化。

9.3.2.4 智能控制策略应具备以下自适应调整功能：

- 电网电压、频率异常时，自动切换至离网模式，保障照明系统稳定运行；
- 储能电池衰减时，自动调整充放电深度，延长电池使用寿命；
- 照明灯具老化导致功耗变化时，自动调整供电功率，确保照明质量。

9.4 一体化监控平台

9.4.1 一体化监控平台应具备集中监控、数据展示、指令下发等功能，可实现对整个系统的统一管理。

9.4.2 监控平台应能实时展示各子系统运行状态、设备参数、故障信息等，采用图形化界面，直观清晰。

9.4.3 平台应具备数据存储功能，可存储至少 1 年的运行数据、故障数据，数据存储格式应标准化，便于数据查询、分析。

9.4.4 监控平台应具备指令下发功能，运维人员可通过平台远程下发控制指令，调整系统运行参数、控制设备启停。

9.4.5 平台应具备权限管理功能，根据运维人员岗位设置不同操作权限，防止误操作，保障系统安全。

9.4.6 监控平台应具备报表生成功能，可自动生成日、周、月运行报表，统计发电量、耗电量、储能充放电电量等数据，为运维管理提供支撑。

9.4.7 平台部署应灵活，可采用本地部署或云端部署，小型系统宜采用本地部署，大型系统可采用云端部署，支持多终端访问。

9.5 远程运维接口

9.5.1 系统应具备远程运维接口，便于远程运维、故障排查。

9.5.2 远程运维接口应采用标准化接口，支持 TCP/IP 协议，可通过互联网实现远程访问，接口应具备加密功能，保障运维安全。

9.5.3 通过远程运维接口，运维人员可远程查看系统运行状态、下载运行数据、下发控制指令。

9.5.4 远程运维接口应具备故障告警推送功能，系统出现故障时，可自动将故障信息推送至运维人员手机、电脑等终端，及时提醒处理。

9.5.5 接口应具备兼容性，可与第三方运维平台对接，实现运维数据共享，减少运维成本。

9.6 故障诊断与保护

9.6.1 系统应具备完善的故障诊断与保护功能，可实时监测各子系统、设备运行状态，及时发现故障并采取保护措施。

9.6.2 故障诊断应覆盖光伏组件、储能电池、变流器、照明灯具、控制器等所有关键设备，诊断方式包括参数监测、状态分析等。

9.6.3 常见故障诊断及保护措施应包括：

- 光伏组件故障：诊断后发出告警，切断故障组件回路，不影响其他组件运行；
- 储能电池故障：诊断后触发保护，停止充放电，启动热管理装置；

——变频器故障：诊断后切断变频器电源，切换至备用设备（如有）；

——照明灯具故障：诊断后发出告警，切断故障回路，保障其他灯具正常运行。

9.6.4 故障保护应具备分级保护功能，轻微故障仅发出告警，严重故障应切断相关设备电源。

9.6.5 故障诊断系统应具备自学习功能，可根据历史故障数据，优化诊断算法。

9.6.6 故障发生后，系统应记录故障类型、发生时间、故障参数、处理结果等信息。

9.7 人机交互界面

9.7.1 人机交互界面应简洁、直观、操作便捷，便于运维人员操作、设置参数，符合人体工程学要求。

9.7.2 界面应显示系统运行状态、关键参数、故障信息等，采用中文显示，字体清晰，颜色搭配合理。

9.7.3 界面应具备参数设置功能，可设置储能充放电阈值、照明控制参数、通信参数等，设置过程应简单，具备参数校验功能。

9.7.4 界面应具备故障查询功能，可按故障类型、发生时间等条件查询故障记录，便于故障排查、分析。

9.7.5 人机交互界面可分为本地界面和远程界面，两者功能应一致，数据应同步。

9.7.6 界面应具备操作记录功能，记录所有操作行为，包括操作人、操作时间、操作内容等。

10 安装与调试

10.1 施工准备

10.1.1 施工前应编制详细的施工方案，明确施工流程、技术要求、安全措施及进度计划，方案应经审核批准后实施。

10.1.2 施工人员应具备相应的专业资质，熟悉系统设备性能及安装规范，施工前应进行技术交底和安全培训，考核合格后方可上岗。

10.1.3 施工所需设备、材料应提前进场，进场时应进行检验，核对型号、规格、数量及质量证明文件，不符合要求的设备、材料不应使用。

10.1.4 施工场地应清理平整，划分施工区域、材料堆放区域及运维通道，做好排水、防火、防盗措施，户外施工应考虑天气影响，避免恶劣天气施工。

10.1.5 施工所需工具、仪器应提前校验，确保精度符合要求，高压测试仪器、绝缘测试仪等应定期检定，检定合格后方可使用。

10.2 设备安装

10.2.1 光伏组件安装前应检查组件外观，无破损、裂纹、脱膜等缺陷后方可安装。

10.2.2 光伏组件安装角度、间距应符合设计要求，组件固定应牢固，避免松动，安装过程中应避免划伤组件表面，组件之间的连接应规范，接触良好。

10.2.3 储能柜安装应水平、牢固，间距宜不小于 0.8 m，便于散热和维护，钠硫电池室应采用单层建筑并设置甲级防火门。

10.2.4 控制设备安装应平整、牢固，安装位置应便于操作和维护，远离潮湿、高温区域。

10.2.5 光伏支架基础应牢固，与地面或屋顶结构连接可靠，避免破坏屋顶防水或地面结构。

10.3 电气接线

10.3.1 电气接线前应检查电缆、接线端子的质量，无破损、氧化等缺陷。

10.3.2 直流线路与交流线路应分开敷设，避免交叉干扰，电缆敷设应规范，穿管或桥架敷设时，电缆排列整齐，固定牢固，弯曲半径符合要求，管内导线无折皱凹陷。

10.3.3 接线端子应压接牢固，接线应规范，标识清晰，注明电缆走向、设备名称等信息，避免接反、接错，镀锌钢管连接处应采用专用接地线卡跨越。

10.3.4 接地系统接线应可靠，光伏组件边框、支架、储能设备外壳、控制设备外壳等金属部件应可靠接地。

10.3.5 接线完成后，应进行绝缘测试，直流回路绝缘电阻不应低于 1 M Ω ，交流回路绝缘电阻不应低于 0.5 M Ω ，测试合格后方可进行下一步调试。

10.4 系统调试

10.4.1 子系统调试

10.4.1.1 光伏发电子系统调试应检查光伏组件串电压、电流，汇流箱工作状态，逆变器转换效率及并网参数。

10.4.1.2 储能子系统调试应检查电池组电压、剩余电量（SOC），电池管理系统（BMS）监测精度及均衡功能，储能变流器（PCS）充放电转换及保护功能。

10.4.1.3 照明子系统调试应检查灯具启停、调光调色功能，照明亮度、均匀度，配电回路工作状态，确保灯具正常工作。

10.4.1.4 各子系统调试过程中，应记录相关参数，发现异常时应及时排查故障，调试合格后方可进行整体联动调试。

10.4.2 整体联动调试

10.4.2.1 整体联动调试应测试光伏、储能、照明子系统的协同运行状态，验证能量管理策略的合理性，确保各子系统接口兼容、信号传输顺畅。

10.4.2.2 测试并网与离网切换功能，切换过程应平稳，无照明中断、电压波动等现象，切换时间不应超过 20ms。

10.4.2.3 测试智能控制功能，验证光照传感器、温度传感器等采集设备的准确性，确保系统能根据环境变化自动调整运行模式。

10.4.2.4 测试故障诊断与保护功能，模拟过流、过压、过温等故障，检查系统告警及保护措施的有效性。

10.4.2.5 整体联动调试应连续进行不少于 24 小时，运行参数稳定、无故障后，方可进入试运行阶段。

10.5 试运行

10.5.1 系统调试合格后，应进行不少于 72 小时的连续试运行，试运行期间应实时监测系统运行状态，记录发电量、耗电量、储能充放电量等参数。

10.5.2 试运行期间，应检查各设备运行声音、温度是否正常，无异常振动、异响、过热等现象，储能系统热管理功能运行正常。

10.5.3 试运行期间若出现故障，应及时停机排查，故障处理完成后，重新开始计算试运行时间。

10.5.4 试运行结束后，应整理试运行记录，分析运行数据，确认系统运行符合设计要求及相关标准后，方可申请验收，试运行记录应完整归档。

10.5.5 试运行期间，应做好安全防护措施，严禁擅自操作设备，运维人员应全程值守，及时处理各类异常情况。

11 验收与运行维护

11.1 检测项目与方法

11.1.1 验收检测应委托具备相应资质的第三方检测机构进行，系统各子系统检测项目和方法可参考表 5，具体检测内容应结合设计要求调整。

表 5 系统验收检测项目与方法参考表

子系统	检测项目	检测方法
光伏发电子系统	组件转换效率、方阵发电量、汇流箱参数	采用光伏组件测试仪、功率分析仪检测，连续监测24小时
储能子系统	电池容量、充放电效率、BMS监测精度	采用电池测试仪、万用表检测，模拟充放电循环
照明子系统	照明亮度、均匀度、显色指数、调光功能	采用照度计、显色指数测试仪检测，现场实测
一体化控制	切换功能、控制精度、故障诊断功能	模拟故障及环境变化，测试系统响应及控制效果
整体系统	系统总效率、电能质量、接地电阻	采用功率分析仪、电能质量测试仪、接地电阻测试仪检测

11.1.2 检测过程中,应记录检测数据,形成检测报告,检测数据应真实、准确,对不合格项目应提出整改意见,整改完成后重新检测。

11.2 验收评定准则

11.2.1 验收评定应分为合格、不合格、整改后重新验收三个等级,评定依据本规程、设计要求及相关国家标准。

11.2.2 系统所有检测项目均符合设计要求及相关标准,验收资料齐全、规范,试运行无重大故障,评定为合格,可正式投入使用。

11.2.3 存在重大安全隐患、关键检测项目不合格,或验收资料严重缺失、不规范,评定为不合格,应限期整改,整改完成后重新申请验收。

11.2.4 验收合格后,应出具验收报告,明确验收结论,验收报告应由建设单位、施工单位、检测单位、监理单位共同签字确认,归档留存。

11.3 运行维护制度

11.3.1 日常维护

11.3.1.1 应建立日常维护制度,运维人员每日对系统进行巡检,检查设备运行状态、仪表显示参数,及时清理设备表面灰尘、杂物。

11.3.1.2 日常维护应重点检查光伏组件表面清洁度,及时清理遮挡物、灰尘,避免影响发电效率;检查储能设备温度、声音,确保无异常。

11.3.1.3 应检查照明灯具工作状态,及时更换损坏的灯具、光源;检查接线端子是否松动,有无发热、氧化现象,及时处理隐患。

11.3.2 定期维护

11.3.2.1 定期维护周期应根据设备性能、环境条件确定,一般分为每月、每季度、每年维护,维护内容应明确,记录完整,存档备查。

11.3.2.2 每月维护应检查储能电池剩余电量、电压均衡情况,测试接地电阻,检查监控系统数据采集准确性,校准传感器参数。

11.3.2.3 每季度维护应清洁光伏组件、汇流箱、逆变器,检查支架结构稳定性,紧固松动部件;检查储能变流器、能量管理控制器工作状态。

11.3.2.4 每年维护应委托专业机构对系统进行全面检测,包括组件效率、电池容量、电能质量等,更换老化的部件、电缆,对系统进行优化调整。

11.3.2.5 定期维护应做好安全防护措施,停电操作时应严格执行停电操作规程,防止触电、设备损坏等安全事故。

11.4 故障处理流程

11.4.1 系统出现故障时,运维人员应立即响应,首先切断相关设备电源,采取安全防护措施,防止故障扩大。

11.4.2 故障处理应遵循以下流程:

- a) 故障上报:运维人员发现故障后,及时向负责人上报,说明故障现象、发生时间、影响范围等信息;
- b) 故障排查:根据故障现象,结合监控数据、设备运行记录,排查故障原因,明确故障部位;
- c) 故障处理:制定故障处理方案,由专业人员进行维修、更换部件;
- d) 故障复核:故障处理完成后,启动设备进行测试,复核故障是否彻底解决,系统运行是否正常;
- e) 记录归档:将故障处理过程、原因、结果等信息记录归档,便于后期分析、优化。

11.4.3 重大故障应立即停机,启动应急处置预案,及时联系设备供应商、专业技术人员协助处理。