

T/ZPP

团体标准

T/ZPP XXXX—2026

大规模高密度分布式光伏微电网系统

Large-scale and high-density distributed photovoltaic microgrid system

（征求意见稿）

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

2026 - XX - XX 发布

2026 - XX - XX 实施

浙江省品牌建设促进会 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 1

4 系统架构 1

5 技术要求 2

6 试验方法 2

7 检验规则 4

8 标志、包装、运输及贮存 4

9 运行与维护 5

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××××提出。

本文件由浙江省品牌建设促进会归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

大规模高密度分布式光伏微电网系统

1 范围

本文件规定了大规模高密度分布式光伏微电网系统的系统架构、技术要求、试验方法、检验规则、标志、包装、运输及贮存、运行与维护。

本文件适用于大规模高密度分布式光伏微电网系统。

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 191 包装储运图形符号标志

GB 2894 安全色和安全标志

GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波

GB/T 18802.11 低压电涌保护器(SPD) 第11部分：低压电源系统的电涌保护器 性能要求和试验方法

GB 26859 电力安全工作规程 电力线路部分

GB 26860 电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分

GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求

GB/T 50057 建筑物防雷设计规范

NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

大规模高密度分布式光伏微电网系统 large-scale and high-density distributed photovoltaic microgrid system

在特定区域内，由数量众多、地理上分散且安装密集的光伏发电单元（矩阵）、储能系统、能量转换装置、负荷以及监控保护系统等组成，能够实现电能的本地化生产、存储、协调控制与优化管理，并可独立运行或与配电网柔性互动的电力系统。

3.2

分层控制体系 hierarchical control system

为实现大规模高密度分布式光伏微电网系统协调运行而建立的多级控制架构。

4 系统架构

4.1 总体架构

系统应采用“分层控制+集中管理”的架构，包括本地控制层、区域协调层和集中调度层：

- 本地控制层：负责光伏阵列、储能单元与负荷的实时控制；
- 区域协调层：实现多个光伏微电网之间的功率平衡与谐波抑制；
- 集中调度层：基于大数据与人工智能算法进行全局优化与调度。

4.2 分层控制体系

系统应建立三层控制体系：

- a) 设备层：包括光伏逆变器、储能变流器、滤波装置等；
- b) 区域控制层：实现区域内功率平衡、谐波抑制与电压频率调节；
- c) 集中调度层：负责全网功率预测、负荷调度、故障诊断与能源管理。

4.3 智能化管理平台

系统应部署基于云计算、物联网与人工智能的智能管理平台，支持实时数据采集、动态负荷预测、发电量预测、优化调度、故障诊断与远程监控。

5 技术要求

5.1 系统配置

5.1.1 系统的规划装机容量宜为 5 MWp 至 32 MWp。具体容量应综合考虑可安装面积、区域电网接纳能力、负荷特性和投资效益进行优化设计。

5.1.2 系统宜由多个相对独立的光伏发电单元组成。光伏发电矩阵数量（可按独立建筑单元或并网点划分）宜在 2 个至 99 个之间，以适应高密度、分布式多点接入的应用场景。

5.2 电能质量

5.2.1 在额定运行状态下，系统在公共连接点处产生的总电流谐波畸变率应小于 1%，各次谐波电流的限值应满足 GB/T 14549 的规定。

5.2.2 系统向电网注入的直流电流分量应小于其额定输出电流（ I_n ）的 0.5%。

5.2.3 系统应具备连续调节无功功率的能力。在正常运行状态下，并网点的功率因数应高于 0.99。系统功率因数的动态可调范围应能达到 0.8（超前）至 0.8（滞后），以满足电网调度要求。

5.3 主要设备性能

5.3.1 逆变器的最大功率点跟踪（MPPT）效率应不低于 99.9%。

5.3.2 逆变器应支持多组串独立 MPPT 与自主并网功能，并具备远程通信能力，支持故障报警与诊断信息的实时上报。

5.4 智能化要求

5.4.1 系统应实现动态负荷预测与发电量预测，预测误差不超过 5%。

5.4.2 应支持实时优化调度与需求响应，实现源-网-荷-储协同运行。

5.4.3 监控系统应具备云端接入能力，支持发电功率、电能质量、设备状态的实时监控与历史数据分析。

5.5 安全要求

5.5.1 系统应具备完善的电气保护功能，包括但不限于防孤岛保护、过电压/欠电压保护、过频率/欠频率保护、过电流保护、短路保护及漏电保护。

5.5.2 储能系统应配备符合 GB/T 34120 要求的电池管理系统（BMS）及热管理系统，具备电池过充、过放、过流、温差、热失控预警与保护功能。储能舱/柜的防火防爆设计应符合国家相关消防安全标准。

5.5.3 系统的防雷与接地设计应符合 GB/T 50057 的规定。所有关键电气设备端口应配备适配的浪涌保护器（SPD），其性能应符合 GB/T 18802.11 的要求。

5.5.4 监控系统应设置安全访问机制，确保数据通信与远程控制的安全。

6 试验方法

6.1 一般规定

6.1.1 试验应在系统全部设备安装调试完毕、并稳定运行后进行。除特殊规定外，试验应在额定运行状态下进行。

6.1.2 试验所使用的仪器、仪表应在检定或校准有效期内，其精度等级应不低于 0.5 级（电能质量分析仪等相关设备精度应满足相应国家标准要求）。

6.1.3 测试环境条件应符合各被测试设备产品标准的规定。

6.2 系统配置

6.2.1 应通过核查设计图纸、设备采购清单、竣工验收报告等文件，确认系统的规划装机容量、实际安装容量以及光伏发电单元（矩阵）的数量，判定其是否符合 5.1.1 和 5.1.2 的要求。

6.2.2 应现场核查系统内光伏组件、逆变器、储能系统、并网柜、监控系统等主要设备的型号、规格、数量及连接方式，确认其与设计文件一致，且安装牢固、标识清晰、接线正确。

6.3 电能质量测试

6.3.1 应按照 GB/T 14549 的规定，使用电能质量分析仪在系统处于额定功率输出状态下，连续测量至少 24 小时。测量并记录总电流谐波畸变率及各次谐波电流含有率。测量期间，总电流谐波畸变率的最大值应小于 1%，且各次谐波电流含有率均不超过 GB/T 14549 规定的限值。

6.3.2 应在系统额定输出功率下，使用高精度直流电流钳表或具备直流分量测量功能的电能质量分析仪，测量并网点交流电流中的直流分量。测量的直流分量应小于系统额定输出电流的 0.5%。

6.3.3 应在系统额定功率运行状态下，记录其自然功率因数。通过监控系统或本地设置，分别将系统功率因数目标值设定为 0.8（超前）和 0.8（滞后），待系统稳定后，测量并记录实际功率因数。验证系统是否能根据调度指令（模拟或实际）自动调节无功输出，改变功率因数。

6.4 主要设备性能测试

6.4.1 宜在标准测试环境（STC 模拟器）下进行，或选取辐照度稳定（波动小于±2%）的自然晴天进行，按照 NB/T 32004 等相关规定的方法，测量逆变器直流输入功率与交流输出功率，计算其转换效率；并通过改变模拟器输出电压或监测自然条件下组串工作点，评估 MPPT 动态跟踪性能与精度。逆变器的 MPPT 效率应不低于 99.9%。

6.4.2 应在监控主站或云端平台操作，远程查询被测逆变器的实时运行参数（如电压、电流、功率、故障状态等）。监控平台应能正确、实时显示逆变器上传的各项数据和状态，故障报警信息应准确、及时。

6.5 智能化功能验证

6.5.1 应调取系统监控平台在过去一段时间（如 30 天）内对次日发电功率和负荷功率的预测曲线，与实际测量曲线进行对比。计算预测值与实际值的均方根误差（RMSE）或平均绝对百分比误差（MAPE），其值不应超过 5%。

6.5.2 应设计典型测试场景（如光伏出力骤降、负荷突增），观察并记录系统内储能系统的响应动作（充放电切换）、可控负荷的调节情况以及系统与电网的功率交换变化。系统应根据预设策略或实时指令，自动协调内部资源，平滑净功率输出波动或实现既定的运行目标（如自给自足、削峰填谷）。

6.5.3 应现场操作及远程登录监控系统，逐一检查其是否具备 5.4.3 条所述的各项功能。监控系统应能完整显示实时数据、存储历史数据、生成分析报表，并实现云端数据安全传输与访问。

6.6 安全性能

6.6.1 应按照 GB/T 29319、NB/T 32004 规定的方法，或在确保安全的前提下模拟故障条件（如电网失压、过压、频率异常等），测试系统的防孤岛保护、过/欠电压保护、过/欠频率保护等功能是否正常动作，动作时间和动作值是否符合标准要求。所有被测保护功能应正确、可靠动作，动作特性符合设备技术文件及相关国家标准的规定。

6.6.2 检查 BMS 的人机界面或监控数据，确认其能实时显示电池电压、电流、温度、SOC、SOH 等参数。模拟电池过充、过放、过温等极限条件，验证 BMS 的保护逻辑是否正确执行（如切断充放电回路、告警）。BMS 监测参数齐全准确，保护功能动作及时、可靠。消防设施配置应符合设计要求。

6.6.3 应检查避雷针、引下线、接地网的安装是否符合 GB/T 50057 及设计图纸要求；检查各级 SPD 的安装位置、型号参数。使用接地电阻测试仪测量系统主接地网的接地电阻，接地电阻值应符合设计要求。SPD 安装规范，标识清晰。

6.6.4 应检查监控系统及云端平台的用户权限管理、登录认证、操作审计日志、网络通信加密等措施。系统应具备完善的访问控制机制，关键操作有日志记录，通信协议具备安全保障。

7 检验规则

7.1 检验分类

分为出厂检验与型式检验。

7.2 出厂检验

每套系统出厂前应进行主要设备性能测试、保护功能测试，全部合格方可出厂。

7.3 型式检验

型式检验应包括本文件规定的所有项目，在下列情况之一时进行：

- 新产品定型；
- 结构、材料、工艺重大变更；
- 停产一年后恢复生产；
- 出厂检验结果与上次型式检验有较大差异时；
- 质量监督机构要求。

7.4 判定规则

全部项目合格时，则判该批产品合格。如有一项不合格，允许加倍抽样复检，如仍有一项不合格，则判该批产品不合格。

8 标志、包装、运输及贮存

8.1 标志

8.1.1 系统关键设备与主要构成单元均应设置清晰、牢固、耐久且易于观察的产品标志铭牌。标志内容应使用中文，计量单位应符合国家法定单位制。

8.1.2 在系统主控柜或集中监控单元的显著位置，应设置系统集成标志铭牌，内容至少包括：

- 系统名称；
- 系统型号；
- 主要技术参数：总装机容量、额定交流电压、额定频率、系统最大输出功率、并网点编号（如有）；
- 设计单位与集成商名称；
- 出厂日期及系统编号；
- 执行标准编号。

8.1.3 系统内各主要独立设备，包括但不限于光伏汇流箱、模块化逆变器、储能变流器（PCS）、储能电池柜、集中控制器、智能网关等，均应在壳体明显位置设置独立的铭牌，信息应至少包括：

- 设备名称及型号；
- 主要技术参数（如额定输入/输出电压、电流、功率、容量、转换效率等）；
- 制造商名称；
- 生产日期及设备序列号；
- 全认证标志（如适用）。

8.1.4 系统应在关键电气操作位置、高压危险区域、紧急停机装置、消防设备存放点以及管道阀门等处，设置符合 GB 2894 规定的永久性安全警示标志、操作指示标志及接地标识。

8.2 包装

8.2.1 所有设备的包装设计应能确保产品在正常的装卸、运输和贮存条件下，免受机械损伤、环境条件（如雨雪、潮气、盐雾）侵蚀以及电磁干扰。包装材料宜符合环保要求。

8.2.2 包装箱外部的运输标志应符合 GB/T 191 的规定，清晰标示以下信息：

- 收货单位与发货单位信息；
- 产品名称、型号及箱内数量；
- 箱体尺寸（长×宽×高）、毛重/净重；
- “向上”“怕雨”“禁止翻滚”“堆码层数极限”等图示标志；
- 对于储能电池，必须增加相应的危险品运输标志。

8.2.3 每个独立包装箱内均应附有装箱单。整机或核心系统设备的包装箱内应至少包含：

- 产品合格证；
- 使用说明书或技术手册；
- 主要部件清单及保修卡；
- 电气原理图或接线图（可置于技术手册中）；
- 必要的安装工具或附件。

8.3 运输

8.3.1 产品运输过程中，应避免剧烈振动、撞击、挤压、倒置及日晒雨淋。运输工具应清洁、干燥、无污染物，并具备必要的防雨、防晒措施。

8.3.2 大型或重型设备应使用适宜的起重设备和运输工具，装卸及固定过程应符合设备指明的要求，防止结构变形或内部部件松动。

8.3.3 储能电池系统运输应委托具有危险货物运输资质的承运商，并严格遵守国家关于锂电池运输的法规和标准。运输过程中应监控环境温度，避免长时间暴露在高于 60℃ 或低于 -20℃ 的环境中。

8.3.4 光伏组件运输时应保持包装箱直立放置，严禁在箱体上堆放重物。

8.4 贮存

8.4.1 产品应贮存在干燥、通风良好、无腐蚀性气体（如酸、碱蒸气）和易燃易爆物品的室内仓库中。贮存环境条件应符合以下要求：

- 温度：-20℃~+50℃；
- 相对湿度：不大于 85%，无凝露；
- 避免受到强烈的机械振动、电磁场干扰及阳光直射。

8.4.2 产品应按型号、批次分类存放，堆放整齐，标识清晰。包装箱的堆叠高度不应超过其标明的堆码层数极限，以防底层包装箱压损。

8.4.3 光伏组件应保持包装箱直立存放，长期贮存时建议定期（如每半年）检查包装完好性。储能电池的贮存应符合以下要求。

- 电池系统宜在荷电状态（SOC）为 30%~60% 的条件下贮存。
- 长期贮存时，应定期检查电池单体和系统的电压、外观及环境温度，并依据制造商指导进行充电，以维持健康荷电状态，防止过放损坏。
- 电池贮存区域应配备相应的消防设施，并与其他物料保持安全距离。

8.4.4 电子设备（逆变器、控制器等）应保持原包装状态，注意防尘防潮。

8.4.5 在满足本文件规定的贮存条件下，产品的有效贮存期自出厂之日起不宜超过 12 个月。超过贮存期或贮存条件不满足要求时，应在安装使用前对产品进行全面检查与性能测试，合格后方可使用。

9 运行与维护

9.1 一般要求

9.1.1 大规模高密度分布式光伏微电网系统的运行维护单位应建立完善的运行维护管理体系，制定并落实涵盖日常操作、定期维护、故障处理的规章制度，并须明确针对火灾、雷电、台风、电网故障、储能系统热失控等突发事件的专项应急预案。

9.1.2 运行维护团队应配置具备电力系统、自动化、信息技术等复合型专业知识的人员。所有运维人员应经过专业培训并考核合格，从事电气作业的人员应持有有效的特种作业操作证。负责智能调度平台操作的人员应具备相应的数据分析或算法基础。

9.1.3 运行维护人员应熟练掌握系统安全操作规程，正确使用各类监控、测量仪器、安全防护用具及智能运维工具。进行现场检修、调试等作业时，应执行工作票制度，且现场作业人员不得少于2人。

9.1.4 系统在竣工验收后、正式投运前，建设单位应对运行维护单位进行全面的技術交底和操作维护培训，并移交完整的系统使用手册与技术档案。使用手册内容应包含：

- 系统架构与工作原理；
- 各层级（设备层、区域层、集中层）控制策略说明；
- 智能平台操作指南；
- 日常与定期维护规程；
- 典型故障诊断与排除方法；
- 应急预案与处置流程。

9.1.5 系统的并网运行控制应满足 GB/T 33592、GB/T 29319 等要求，其安全作业应符合 GB 26859、GB 26860 的规定。

9.1.6 系统全生命周期的技术文件（包括但不限于设计图纸、竣工资料、验收记录、设备说明书、智能平台算法模型说明、运维规程及历次维修记录）应由运维单位妥善归档保存，保存期限不应少于系统的设计使用寿命。

9.2 运行管理要求

9.2.1 项目应建立健全涵盖安全管理、档案管理、备品备件管理、智能算法模型管理等方面的运维管理制度，制定详细的运行规程、巡检规程、性能评估规程以及应急管理预案。

9.2.2 配备的安全防护器材（如绝缘用具、消防设施、防护服装等）应合格、适用，并定期检查，确保在有效期内且状态良好。

9.2.3 运维所使用的检测仪器、仪表（如电能质量分析仪、绝缘电阻测试仪、红外热成像仪等）应按规定周期进行检定或校准，确保测量数据准确可靠。

9.2.4 系统运行值班与调度人员应具备相应的电力行业从业资质，并经过本系统专项培训，熟悉分层控制逻辑与智能调度平台的操作。

9.3 维护要求

9.3.1 系统的启停、运行模式切换（并网/离网）、区域协调策略调整等操作，必须严格遵循操作规程及智能调度平台的指令流程执行。

9.3.2 巡检与定期维护应符合下列规定。

- 系统应至少每季度进行一次全面巡检，每年进行一次预防性试验和深度维护。在遭遇恶劣天气（如台风、暴雨、冰雹）、自然灾害或电网重大扰动后，应立即进行特巡。
- 系统内各设备（如光伏组件、逆变器、储能单元、滤波装置、智能终端等）的维护周期应遵循产品说明书要求，并纳入维护计划。
- 定期巡检与性能评估应由专业运维机构执行，需调阅智能平台历史数据，分析发电效率、电能质量、调度指令响应、负荷预测准确率等关键指标，全面评估系统健康状况。
- 巡检应包括外观检查与关键节点检查，重点关注电气连接点（特别是大电流回路）、功率器件、散热系统、电缆桥架及易受环境影响（锈蚀、松动）的部位。
- 应定期检查模块化分布式逆变器的运行状态、散热情况、MPPT 效率及通信状态，核对告警信息。
- 应定期检查储能系统（BMS）数据，包括电池簇电压均衡性、温度分布、健康状态（SOH）和充放电深度，及时更换异常或失效的电池模块。
- 宜采用红外热成像仪定期对光伏阵列接线盒、汇流箱、逆变器、开关柜、电缆接头等电气设备进行测温，及时发现并处理过热隐患。
- 每年应至少进行一次系统级的绝缘电阻、接地电阻测试，并对电能质量（谐波、电压偏差、频率偏差）进行普测，验证谐波抑制算法与无功调节功能的有效性。
- 应定期检查、测试消防系统与储能系统的专用消防设施，确保其处于有效待用状态。
- 应根据当地环境情况，制定光伏组件清洗计划，确保发电效率。清洁时应注意设备与人身安全。

- 应定期对智能调度平台的负荷预测、发电预测算法模型进行回溯评估与优化更新，确保预测精度。
 - 应定期验证分层控制体系中各层级间的协调与控制指令的响应性能。
- 9.3.3 运行维护记录应系统、完整，并电子化归档，包括但不限于以下内容：
- 日常巡检与定期维护记录。
 - 智能调度平台运行日志，包括发电与负荷预测曲线与实际曲线对比、优化调度指令、告警事件等。
 - 主要设备（逆变器、储能变流器、集中控制器）的运行状态与关键参数记录。
 - 详细的故障记录，包括发生时间、设备位置、故障现象、原因分析、处理措施及修复后验证数据。
 - 电能质量定期测试报告。
 - 安全工器具、检测仪器的检定/校准记录。
 - 智能算法模型版本更新与性能评估记录。
 - 应急预案演练记录。
-