

团 体 标 准

T/JES XXX-XXXX

微电网群智能调控技术规范

Technical Specification for Intelligent Control of Microgrid Cluster

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

江苏省电工技术学会 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 符号、代号和缩略语	2
5 总体要求	2
6 微电网集群拓扑结构	2
6.1 分层式拓扑	2
6.2 对等式拓扑	2
6.3 环型拓扑	2
6.4 网状拓扑	2
6.5 混合拓扑	2
7 微电网集群运行方式	3
7.1 基本运行状态	3
7.2 协同控制模式	3
7.3 优化运行模式	3
8 调控技术规范	3
8.1 并网及通信基本要求	3
8.2 功率预测	4
8.3 能量管理	5
8.4 智能互动	6
8.5 协同调控	7
8.6 安全要求	8
附录 A（资料性附录）误差统计指标	10
A.1 均方根误差	10
A.2 平均绝对误差	10
A.3 准确率	10
A.4 合格率	10
附录 B（规范性附录）功率预测模型的性能评估	11

T/JES XXX—XXXX

B.1 平均准确率要求 11

B.2 平均合格率要求 11

表 B.1 分散式风电/分布式光伏平均准确率要求 11

表 B.2 分散式风电/分布式光伏平均合格率要求 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这些专利的责任。

本文件由江苏省电工技术学会提出并归口。

本文件起草单位：国网江苏省电力有限公司南京供电公司、东南大学、国网（江苏）电力需求侧管理指导中心有限公司、国网（苏州）城市能源研究院有限责任公司、南京东博智慧能源研究院有限公司、江苏电力信息技术有限公司、南京智联达科技有限公司、国网南京市江宁区供电公司。

本文件主要起草人：王文天、马璘劫、张航通、汤奕、周珏、陈光、陈爱康、邵伟、吴宇翔、乔宽龙、顾斌、李夫宝、叶振风、周俊、焦系泽、殷鸣、徐述。

本文件为首次发布。

微电网群智能调控技术规范

1 范围

本标准规定了微电网群在智能调控中功率预测、智能互动机制及安全防护等方面的基本管理控制技术要求。

本标准适用于由多个微电网组成的集群系统，涵盖工业园区、城市社区等典型场景，为微电网群协同运行优化提供技术依据。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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 31464-2022	电网运行准则
GB/T 33589-2017	微电网接入电力系统技术规定
GB/T 34930-2017	微电网接入配电网运行控制规范
GB/T 36270-2018	微电网监控系统技术规范
GB/T 36274-2018	微电网能量管理系统技术规范
GB/T 36572-2018	电力监控系统网络安全防护导则
GB/T 40607-2021	调度侧风电或光伏功率预测系统技术要求
GB/T 43333-2023	独立型微电网调试与验收规范
GB/T 43334-2023	独立型微电网能量管理系统技术要求
GB/T 43463-2023	微电网群运行控制要求
DL/T 634.5101-2002	运动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约 基本远动任务配套标准
DL/T 634.5104-2002	运动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC60870-5-101 网络访问
DL/T 1711-2017	电网短期和超短期负荷预测技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

微电网 **Microgrid**

由分布式电源、储能、负荷和控制装置等构成的局部自控发配用电系统，能够基本实现系统智能调节与自平衡，并具备并网和离网两种运行模式。

3.2

微电网群 **Microgrid Cluster**

在一定区域内，由多个具备电气互联且地理邻近的微电网组成，且能够通过能量交互与信息协同来共同优化系统性能和提升能源利用效率的集群。

3.3

微电网群能量管理系统 **Microgrid Cluster Energy Management System**

在一定区域内，依托供需态势预测与调节裕度动态评估技术，通过多微网间的能量互济与协同调控，实现微电网群内资源高效聚合、优化配置与协调运行的综合管理平台。

4 符号、代号和缩略语

SCADA: 数据采集与监控系统 (Supervisory Control and Data Acquisition)

SOC: 储能荷电状态 (State of Charge)

V/f: 电压/频率控制 (Voltage/Frequency Control)。

5 总体要求

- 5.1 微电网群投入运行前,应根据群内各微电网的特点和并网约束条件,制定运行、维护、检修策略,编制运行规程、安全规程,制定应急预案等。
- 5.2 集群内各微电网应具备独立运行能力,宜支持“即插即用”与冗余设计。
- 5.3 微电网群应同时具备与电网调度机构和群内各微电网进行信息交互的功能,通信方式应根据安全性、可靠性、充裕性、快速性等要求进行合理选择,且应兼容标准化通信协议。
- 5.4 微电网群内进行供求预测时,在数据采集端应满足实时性与全面性,在数据处理端应满足完整性与合理性,在数据存储端应满足高效性与可靠性,且数据格式宜进行标准化。
- 5.5 微电网群在并网状态下,需依据电网调度指令动态调节微电网群与配电网、微电网间的交换功率及储能充放电功率,确保功率最大值及变化率符合限值要求;
- 5.6 微电网群在离网状态下,当频率、电压波动时需精准协调群内微电网间的功率互济及储能充放电,实时调节维持系统频率和电压稳定。
- 5.7 微电网群交换功率超限时,各微电网应具备快速响应能力,宜通过调整分布式电源出力、储能充放电及负荷用电实现功率平衡。
- 5.8 微电网群内需建立故障隔离与互助机制,支持故障微电网快速解列或接收邻近微网的有功/无功支援。
- 5.9 微电网群应按照安全、可靠、经济和环保的原则,宜基于多层级架构协调群内各微电网的运行方式,实现全局功率动态平衡与优化。
- 5.10 微电网群宜尽可能采用开放标准,提升不同厂商设备间的兼容性,降低设备更换和升级成本。

6 微电网集群拓扑结构

6.1 分层式拓扑

结构特征:采用主从架构,分为主微电网(主网)和子微电网(子网)。主微电网通常容量较大、稳定性高,负责集群全局调度;子网通过公共连接点(PCC)与主网互联。

应用场景:适用于地理分布集中、存在明确核心能源节点的场景(如工业园区)。

6.2 对等式拓扑

结构特征:各微电网地位平等,无中心控制节点,通过分布式通信协调运行。能量交互以双向流动为主,支持即插即用。

应用场景:分布式可再生能源占比高、地理分散的社区或偏远地区微电网集群。

6.3 环型拓扑

结构特征:微电网之间形成环状连接,能量可在环路内多路径传输,可靠性高。需配置环网保护装置(如快速开关)。

应用场景:对供电连续性要求高的场景(如医院、数据中心集群)。

6.4 网状拓扑

结构特征:多节点互联形成网状结构,具有高冗余度和故障自愈能力,但控制复杂度较高。

应用场景:大规模微电网集群或与主电网弱连接的独立型集群。

6.5 混合拓扑

结构特征:结合分层、对等、环型或网状结构的复合形态,例如局部对等+全局分层。

应用场景：多类型负荷共存、需兼顾灵活性与经济性的复杂系统。

7 微电网集群运行方式

7.1 基本运行状态

7.1.1 并网运行模式

特征：微电网集群与主电网连接，可与主网进行功率双向交换，参与主网频率/电压调节。

关键要求：需满足并网标准，支持双向功率控制，响应电网调度指令。

7.1.2 孤岛运行模式

特征：微电网集群与主电网断开连接，依靠自身资源自主维持内部功率平衡与频率/电压稳定。

关键要求：应具备快速孤岛检测与切换能力；宜至少一个子微电网具备黑启动功能，支持集群快速恢复供电。

7.2 协同控制模式

7.2.1 集中式协调控制

特征：由集群中央控制器（CCU）采集全局信息，进行统一优化计算，并向各子微电网下发控制指令。

适用场景：适用于分层式或混合式拓扑，对通信可靠性要求高。

7.2.2 分布式协调控制

特征：无中心控制节点，各子微电网通过邻近通信交换信息，基于一致性算法等分布式算法，自主决策，协同达成全局优化目标。

适用场景：适用于对等式或网状拓扑，具有高可靠性和可扩展性。

7.2.3 分层式协调控制

特征：融合集中式与分布式的优点，通常分为“设备级-微电网级-集群级”多级控制架构。集群级制定优化目标，微电网级自主调整，设备级快速响应。

适用场景：适用于大规模、多层次结构的复杂集群。

7.3 优化运行模式

7.3.1 自治运行模式

特征：各子微电网以自身优化为目标独立运行，集群层面仅进行状态监视而不做强制性协调。适用于集群协同通信故障或各微电网利益独立的场景。

控制策略：基于本地测量数据实现无通信协调。

7.3.2 能量互济模式

特征：通过集群内部能量共享，平抑可再生能源波动性，降低储能配置需求。

典型策略包括：

- a) 经济调度：以运行成本最低为目标，优化各微电网出力。
- b) 需求响应：通过价格信号或协议调节集群内负荷曲线

7.3.3 多能源互补模式

特征：在能量互济基础上，进一步整合电、热、冷、气等多种异质能源子系统，利用不同能源的时空转换与存储特性，实现跨能源的协同优化，提升综合能效。

典型配置：风光储系统+燃气轮机/燃料电池+热泵/储热罐。

8 调控技术规范

8.1 并网及通信基本要求

8.1.1 分布式发电设备在接入子微电网前，需完成单机调试与联合调试，验证其包含但不限于电压/频率调节、功率响应速度等并网性能，确保与子微电网内储能、负荷及上级微电网群的协同控制能力满足设计要求，需满足GB/T 43333规范要求。

8.1.2 子微电网应具备并网与离网双模式运行能力，并网技术要求应符合GB/T 31464和GB/T 33589的相关规定，并/离网转换控制应支持安全平滑切换及计划/非计划转换，具体要求应符合GB/T 34930规定，且在满足同期条件后可重新并网，以维持系统稳定。

8.1.3 微电网群宜通过统一公共连接点与电网调度机构建立数据通信，实时监测和记录群内子微电网的运行状态，采集各子微电网的电气运行工况，汇总后上传至电网调度机构，同时接收并执行电网调度机构的控制调节指令。

8.1.4 微电网群与调度机构间的通信方式可采用基于DL/T 634.5101和DL/T 634.5104通信协议，涵盖遥测、遥信、遥控、遥调信号的实时传输。

8.1.5 在正常运行情况下，微电网群向电网调度机构提供的信号至少应包括：

- a) 微电网群公共连接点电压、电流；
- b) 微电网群与电网之间交换的有功功率、无功功率、电量等；
- c) 微电网群并网开关状态；
- d) 微电网群内各子微电网分布式电源输出的有功功率、无功功率、电量等。

8.1.6 子微电网与微电网群能量管理系统应至少实时交互以下信息：

- a) 子微电网并网点电压、电流；
- b) 子微电网与微电网群间的功率交换数据；
- c) 子微电网内分布式电源、储能及负荷运行状态；
- d) 故障告警及隔离请求等信号。

8.2 功率预测

8.2.1 一般要求

8.2.1.1 微电网群应建立覆盖群级与子微电网层级的统一功率预测体系，实现对分布式可再生能源与负荷的协同预测。

8.2.1.2 功率预测系统应具备数据采集、模型训练、滚动预测、性能评估及结果可视化等功能。

8.2.1.3 功率预测所用的基础数据，包括历史功率数据、气象监测数据、数值天气预报及设备状态数据，其采集应满足完整性、准确性与时效性要求。

8.2.2 预测对象与数据来源

8.2.2.1 发电功率预测对象应涵盖微电网群内所有分布式光伏、分散式风电。

8.2.2.2 负荷预测对象应涵盖微电网群内所有可监测的用电负荷，并宜按负荷特性进行分类。

8.2.2.3 气象数据来源宜至少包括权威气象服务机构提供的数值天气预报，并宜在群内关键节点部署局地气象监测装置，用于数据修正。

8.2.2.4 功率预测系统应能接入微电网群监控系统(SCADA)或能量管理系统(EMS)，以获取实时及历史的发电、负荷及设备运行数据。

8.2.3 预测时间尺度与周期

8.2.3.1 发电功率与负荷预测均应覆盖短期预测与超短期预测。

- a) 中期预测：应实现中期预测，预测时间尺度宜为未来0h~240h，时间分辨率为15min
- a) 短期预测：应实现日前预测，预测时间尺度不少于未来24 h，时间分辨率为15 min。
- b) 超短期预测：应实现日内滚动预测，预测时间尺度宜为未来0 h ~ 4 h，时间分辨率为15min。

8.2.3.2 中期、日前预测应每日至少执行两次，日内预测宜每15 min滚动执行一次。并在规定时间节点前上报预测结果。

8.2.4 预测性能指标

8.2.4.1 微电网集群内功率预测性能指标要求宜符合GB/T 40607的规定，功率预测系统应定期对预测性能进行评估，误差统计指标至少应包括均方根误差、平均绝对误差、准确率与合格率，指标计算方法见附录A。

8.2.4.2 微电网群内分布式光伏与分散式风电的功率预测平均准确率与平均合格率应符合附录B中表B.1、表B.2的规定。

8.2.4.3 负荷预测的性能指标应符合DL/T 1711的规定，其日平均准确率宜不低于90%。

8.2.4.4 当预测性能指标连续不达标时，系统应具备预警功能，并应启动模型再训练或参数优化流程。

8.2.5 预测功能要求

8.2.5.1 功率预测系统应具备数据预处理功能，能够对异常数据、缺失数据进行自动识别、清洗与修复。

8.2.5.2 功率预测系统宜支持概率预测功能，提供不同置信水平（如95%、90%、85%）下的预测功率区间，为风险评估与备用容量配置提供依据。

8.2.5.3 功率预测结果应在微电网群能量管理系统中实现实时共享，为发电计划制定、备用容量分配及市场交易决策提供支撑。

8.2.5.4 系统宜具备预测结果的人工修正接口，允许运行人员基于特殊工况（如设备检修、特殊天气）对预测曲线进行经验性调整。

8.2.6 系统接口与维护

8.2.6.1 功率预测系统与微电网群能量管理系统、数据采集与监控系统的接口应采用标准化通信协议与数据格式。

8.2.6.2 预测模型及核心算法应定期进行维护与更新，以适应微电网群内电源与负荷结构的变化。

8.3 能量管理

8.3.1 一般要求

8.3.1.1 微电网群能量管理系统（MGC-EMS）应具备数据集成、优化计算、计划制定、实时控制与统计分析等功能。

8.3.1.2 MGC-EMS应基于功率预测结果、实时运行状态、市场电价信息及电网调度指令，统筹优化微电网群内分布式电源、储能系统、柔性负荷等资源。

8.3.1.3 微电网群能量管理系统的功能与性能应符合GB/T 36274、GB/T 43334及GB/T 43463的相关规定。

8.3.2 优化目标与周期

8.3.2.1 MGC-EMS的优化运行应综合考虑经济性、安全性、可靠性与环保性等多目标，并可设置不同运行场景下的目标优先级。

8.3.2.2 能量管理应覆盖多时间尺度，包括：

a) 日前计划：以24 h为周期，时间分辨率不大于15 min，制定发电、用电及储能充放电计划。

b) 日内滚动计划：以0 h~4 h为周期，时间分辨率不大于15 min，根据超短期预测结果和实时状态滚动修正日前计划。

c) 实时控制：秒级至分钟级，执行并维持优化计划，或响应系统波动与调度指令。

8.3.3 发电计划与优化

8.3.3.1 在集中优化模式下，MGC-EMS应能够制定微电网群总的发电计划，并下发至各子微电网。

8.3.3.2 发电计划的制定应优先调度可再生能源电力，并通过集群内部分布式电源的互补，平抑可再生能源出力波动。

8.3.3.3 对于可控分布式电源（如燃气轮机、柴油发电机等），系统应建立其出力模型，包括启停特性、爬坡速率、最小启停时间及发电成本等，并将其作为优化约束条件。

8.3.4 负荷管理

8.3.4.1 在集中优化模式下，MGC-EMS宜支持负荷分类管理，根据负荷的重要性和可调节性，将其划分为关键负荷、可调节负荷、可中断负荷等，并设定不同的控制优先级。

8.3.4.2 系统宜具备需求响应管理功能，可根据内部优化需求或外部价格信号，自动生成或执行负荷调节策略，包括负荷中断、负荷平移与负荷削减。

8.3.4.3 在离网或功率受限情况下，系统应能按照预设的负荷优先级，自动执行切负荷控制，确保关键负荷的供电。

8.3.5 储能系统管理

8.3.5.1 在集中优化模式下，MGC-EMS应制定集群级与子微电网级的储能系统充放电计划，优化目标包括削峰填谷、平抑波动、应急备用等。

8.3.5.2 储能充放电策略应严格考虑储能系统的技术约束，包括但不限于：

- a) 储能荷电状态（SOC）的上下限；
- b) 最大充放电功率及持续时间；
- c) 充放电效率与循环寿命。

8.3.5.3 系统应能实时监控储能SOC，避免集群内多个储能单元同时进入满充或满放状态，确保系统具备持续的功率调节能力。

8.3.6 运行模式与切换管理

8.3.6.1 在集中优化模式下，MGC-EMS应基于电价机制和调度指令，优化微电网群与主网之间的交换功率，积极参与电网调峰、调频等辅助服务。

8.3.6.2 离网（孤岛）运行模式下，MGC-EMS应启动自主协同控制机制，快速平衡群内发电与负荷，通过调节分布式电源出力和储能，并协调切负荷，维持系统频率和电压稳定。

8.3.6.3 系统应具备并/离网平滑切换能力。切换过程应自动、快速，且不对主网和微电网群内部造成冲击。计划性切换应预设切换条件与流程；非计划性切换应能自动检测故障并执行切换策略。

8.3.7 统计分析

8.3.7.1 在集中优化模式下，MGC-EMS宜具备完善的统计分析功能，对微电网群的运行数据进行记录与分析。

8.3.7.2 统计分析内容宜包括：

- a) 可再生能源渗透率、自发自用率、能源利用率；
- b) 微电网群与外部电网的功率交互统计，宜包括但不限于：购电量、售电量、峰值功率、平均交换功率；
- c) 微电网群内部的功率互济统计，宜包括但不限于：各子微电网间的电能交易量、互济电量占比，以及互济行为对集群整体经济运行与可再生能源消纳的贡献度分析；
- d) 碳排放统计与分析；
- e) 设备利用小时数、负荷率；
- f) 运行成本与收益分析。

8.4 智能互动

8.4.1 通信架构与数据交互

8.4.1.1 微电网群应构建高可靠性、高实时性的综合通信网络，支持光纤、无线专网、工业以太网等多种通信方式，并宜采用主备链路冗余设计，实现无扰切换。

8.4.1.2 微电网群与上级电网调度机构之间、微电网群能量管理系统与各子微电网之间、子微电网与本地设备之间的通信协议与数据接口宜遵循标准化原则，确保互联互通。

8.4.1.3 应制定统一的信息模型与数据规范，实现设备层、子微电网层与微电网群层的多级数据跨层融合与共享。

8.4.2 设备即插即用与边缘智能

8.4.2.1 微电网群宜支持分布式电源、储能系统、柔性负荷等智能设备的即插即用接入。新设备接入后，应能自动识别设备类型、技术参数与调控能力，并完成基本的注册与通信配置。

8.4.2.2 关键智能设备应具备运行状态自诊断与健康状态评估功能，能将异常状态、故障预警等信息主动上送至本地控制器或微电网群能量管理系统。

8.4.2.3 宜在子微电网或关键设备集群部署边缘计算单元，实现本地数据的快速处理与闭环控制。对于频率/电压（V/f）紧急支撑、故障隔离等场景，边缘控制单元的响应时间应达到毫秒级。

8.4.3 多时间尺度互动协调

8.4.3.1 微电网群应建立多时间尺度的内部互动协调机制，包括：

- a) 秒级互动：主要用于实现紧急功率支援、快速频率/电压控制与故障隔离。
- b) 分钟级互动：主要用于执行经济功率互济、备用容量共享与负荷侧需求响应。
- c) 小时级及以上互动：主要用于制定与执行日前能量计划、检修计划与市场交易策略。

8.4.3.2 不同时间尺度的互动指令应协调一致，分钟级与小时级指令不应影响秒级安全稳定控制的执行。

8.4.4 与上级电网的互动

8.4.4.1 微电网群应作为整体与上级配电网调度机构进行双向互动，实时上传群内总体的运行状态、可调节能力及故障信息。

8.4.4.2 微电网群应具备接收并响应上级电网调度指令的能力，指令类型可包括：

- a) 总有功/无功功率控制指令；
- b) 峰值功率限制指令；
- c) 频率/电压调整指令；
- d) 需求响应参与指令。

8.4.4.3 在并网运行时，微电网群应根据调度指令或市场信号，主动提供调峰、调频、无功支撑等辅助服务。

8.4.5 人机交互与智能决策

8.4.5.1 微电网群能量管理系统应提供友好的人机交互界面，支持运行人员对系统状态进行全景监视，并对控制策略参数进行授权调整。

8.4.5.2 系统宜利用人工智能、大数据分析等技术，为运行人员提供智能告警、故障诊断、运行优化建议等决策支持。系统应记录人工干预的完整轨迹，并能对比分析策略调整前后的运行效果，形成“人在回路”的混合增强智能闭环。

8.4.5.3 系统宜具备面向用户的互动功能，通过移动应用、Web门户等方式，向用户发布用能信息、电价信号，并接收用户设定的用能偏好，实现个性化的能效管理与需求响应。

8.5 协同调控

8.5.1 调控架构与功能分层

微电网群宜采用“集中优化-分布自治”的分层协同调控架构。该架构应包含以下三个层级：

a) 群级协调控制层：负责制定全局优化目标，并通过集中式优化计算，向各子微电网下发功率参考指令。

b) 子微电网自治控制层：根据群级指令和本地实时信息，进行快速决策与控制，维持本微电网的功率平衡与安全稳定。

c) 设备级直接控制层：执行来自自治控制层的具体操作指令，实现对分布式电源、储能变流器、负荷开关等设备的快速、精确控制。

8.5.2 功率互济与优化分配

8.5.2.1 微电网群应建立常态化的功率互济机制，根据各子微电网的实时发电能力与负荷需求，动态调整其间的电能交换功率。

8.5.2.2 功率互济应以提升整个集群的经济性、可再生能源消纳率为主要目标，并宜采用基于边际成本或一致性算法的动态电价信号引导互济行为。

8.5.2.3 群级能量管理系统应优化集群内部联络线的潮流分布，避免线路过载，并降低网络损耗。

8.5.3 稳定控制与电压/频率支撑

8.5.3.1 微电网群宜建立联合调频调峰机制。当系统频率偏差超过 ± 0.2 Hz时，集群应能自动调整总出力，响应电网频率调节需求。

8.5.3.2 在孤岛运行或与主网弱连接时，微电网群应能自主维持系统频率和电压稳定。宜通过配置虚拟同步机(VSG)技术，为系统提供必要的惯性支撑和阻尼效果，虚拟同步机的惯量常数宜不低于4 s。

8.5.3.3 集群内应协调控制分布式电源、储能系统的无功出力，实现电压的分层分区控制，确保各节点电压在标准允许范围内。

8.5.4 黑启动与故障恢复

8.5.4.1 微电网群应制定完整的黑启动预案。预案应明确具备黑启动能力的电源（如储能、柴油发电机）、恢复路径，以及关键负荷的优先恢复次序。

8.5.4.2 在黑启动过程中，充当启动电源的微电网应能建立稳定的电压和频率参考，并逐步为其他微电网恢复供电。群控系统应协调这一过程，确保合环冲击电流在安全限值内。

8.5.4.3 主站系统应能快速识别故障微电网，并指挥其从集群中解列。故障排除后，应能指挥其安全并回集群。

8.5.5 分布式协同控制

8.5.5.1 在对等式或网状拓扑中，宜采用分布式协同控制策略。各微电网的本地控制器通过邻近通信，交换功率、电压等状态信息，并基于一致性算法等分布式算法，自主达成全局功率平衡或优化目标。

8.5.5.2 分布式协同控制器应具备即插即用功能，当微电网投入或退出集群时，不应影响其余微电网协同控制系统的稳定运行。

8.5.6 备用容量共享

8.5.6.1 微电网群宜建立旋转备用、快速响应备用的共享池。各子微电网宜根据其可控资源容量和运行状态，承担相应的备用义务。

8.5.6.2 群级能量管理系统应实时评估集群的总备用容量，并在需要时统一调用，以应对可再生能源波动或设备突发故障。

8.5.6.3 微电网群的总备用容量需求应根据集群内可再生能源出力的波动特性、负荷预测偏差、设备故障率及与主网的交换功率计划等因素综合确定。

8.6 安全要求

8.6.1 网络安全

8.6.1.1 微电网群应根据“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则，划分安全区域，在不同区域之间部署工业防火墙、网闸等具有访问控制功能的设备进行逻辑隔离。

8.6.1.2 微电网群与上级调度中心、各子微电网之间的纵向通信宜采用经过加密装置或加密技术，实现数据的机密性和完整性保护，并具备双向身份认证功能，防范中间人攻击。

8.6.1.3 宜部署网络入侵检测系统，实时监测网络流量，对分布式拒绝服务攻击、恶意代码传播、异常指令等网络攻击行为进行识别和告警。

8.6.1.4 关键通信网络与链路应采用冗余配置，并具备自愈能力，保证在单点故障时通信不中断。网络安全防护的具体要求应符合GB/T 36572、GB/T 36270及GB/T 36274的相关规定。

8.6.2 数据安全

8.6.2.1 在数据的采集、传输、存储和处理的全生命周期内，应采取与之相应的安全防护措施。

8.6.2.2 微电网群内传输的敏感数据（如控制指令、实时运行数据、用户隐私信息）应进行端到端加密，严格遵循国家数据安全规范，防止数据泄露和非法访问。

8.6.2.3 应建立统一的数据备份与灾难恢复机制，对配置文件、模型参数、历史运行数据等核心数据定期备份。

8.6.2.4 对系统数据应实行分级分类管理，严格控制不同用户和系统组件的访问权限，实现权限分离与最小授权原则。

8.6.3 设备安全

8.6.3.1 微电网群内的智能终端、控制器、智能电表等设备应具备硬件级安全防护能力，宜采用安全启动、固件签名、可信计算等技术，确保设备运行环境的可信。

8.6.3.2 设备的管理接口（如调试端口、Web服务）应进行严格的访问控制，宜强制使用强口令认证。

8.6.4 隐私保护

8.6.4.1 微电网群在采集和处理用户用电数据时，应严格遵守国家个人信息保护相关法律法规。

8.6.4.2 在对外共享数据用于统计分析或增值服务前，应对涉及用户隐私的敏感信息进行匿名化或去标识化处理，使其无法关联到特定个人或企业。

8.6.4.3 应建立用户隐私数据访问的审计日志，记录数据的查询、使用和导出操作。

8.6.5 安全监控与管理

8.6.5.1 对网络、主机、应用和数据进行集中监控，实现安全事件的统一管理和可视化展示。

8.6.5.2 应制定全面的安全应急预案，针对网络攻击、数据泄露、设备故障等不同场景，明确处置流程和恢复措施。

8.6.5.3 应保存不少于6个月的系统日志、操作日志、安全事件日志，并保证其完整性，用于安全事件追溯与分析。

附录 A
(资料性附录)
误差统计指标

A.1 均方根误差 (E_{rmse})

$$E_{rmse} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i - P'_i}{M_i} \right)^2} \quad (\text{A.1})$$

式中:

n - 样本总数;

P_i - 第 i 时刻实际功率;

P'_i - 第 i 时刻预测功率;

M_i - 第 i 时刻开机容量。

A.2 平均绝对误差 (E_{mae})

$$E_{mae} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P_i - P'_i}{M_i} \right| \quad (\text{A.2})$$

A.3 准确率 (C_r)

$$C_r = 1 - E_{rmse} \quad (\text{A.3})$$

A.4 合格率 (Q_r)

$$Q_r = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n B_i \times 100\% \quad (\text{A.4})$$

$$B_i = \begin{cases} 1, & \frac{|P_i - P'_i|}{M_i} < 0.25 \\ 0, & \frac{|P_i - P'_i|}{M_i} \geq 0.25 \end{cases} \quad (\text{A.5})$$

式中:

B_i - 第 i 时刻的预测合格率判定结果。

附录 B
(规范性附录)
功率预测模型的性能评估

B.1 平均准确率要求

表 B.1 分散式风电/分布式光伏平均准确率要求

预测时间尺度	分散式风电	分布式光伏
日前功率预测	日前 $\geq 83\%$	日前 $\geq 85\%$
日内功率预测	日内 $\geq 87\%$	日内 $\geq 90\%$

B.2 平均合格率要求

表 B.2 分散式风电/分布式光伏平均合格率要求

预测时间尺度	分散式风电	分布式光伏
日前功率预测	日前 $\geq 83\%$	日前 $\geq 85\%$
日内功率预测	日内 $\geq 87\%$	日内 $\geq 90\%$