

ICS 27.160

CCS F12

T/GSEA

广东省太阳能协会团体标准

T/GSEAxxx—2026

光伏电站数智化运营与市场化交易协同技术指南 (征求意见稿)

Technical Guidelines for Collaborative Technology of
Digital&Intelligent Operation and Market-oriented Trading of
Photovoltaic Power Stations

2026-XX-XX 发布

2026-XX-XX 实施

广东省太阳能协会 发布

目次

光伏电站数智化运营与市场化交易协同技术指南 1

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 基本要求 3

5 协同组织与职责 3

6 一体化平台技术要求 5

7 运行与交易协同流程 8

8 光储与虚拟电厂协同 9

9 运营综合考核 10

10 极端场景应急 11

前言

本文件按照 GB/T1.1-2020《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。

本文件由广东省太阳能协会提出。

本文件由广东省太阳能协会标准化技术委员会归口管理。

本文件起草单位：。

本文件主要起草人：。

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。

光伏电站数智化运营与市场化交易协同技术指南

1 范围

本文件规定了光伏电站数智化运营与市场化交易协同管理的总体要求、协同组织与职责、一体化平台技术、运维与交易协同流程、光储及虚拟电厂协同、运营综合考核、极端场景应急等技术与管理要求。

本文件适用于集中式光伏电站、分布式光伏电站、光储联合电站，以及发电类虚拟电厂聚合光伏资源的数智化运营与市场化交易协同管理；覆盖集控、运维、电力交易、光储协同、虚拟电厂聚合全业务环节，同时适用于平台、区域、场站多级协同管理体系。

2 规范性引用文件

下列文件对本文件的应用是必不可少的。注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（含修改单）适用于本文件。

GB/T 19582-2008 基于 Modbus 协议的工业自动化网络规范

GB/T 26865.2-2023 电力系统实时动态监测系统 第2部分：数据传输协议

GB/T 34932-2025 分布式光伏发电系统远程监控技术规范

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 39786-2021 信息安全技术信息系统密码应用基本要求

GB/T 44241-2024 虚拟电厂管理规范

GB/T 46812-2025 风光储联合发电站运行控制技术规范

GB/T 47241-2026 虚拟电厂技术导则

NB/T 11347-2023 发电企业生产运营中心光伏发电数据接入系统技术规范

NB/T 32016-2013 并网光伏发电监控系统技术规范

NB/T 32031-2025 光伏发电功率预测系统功能规范

DL/T 634.5104-2009 远动设备及系统第5-104部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC60870-5-101 网络访问

DL/T 698.45-2017 电能信息采集与管理系统第4-5部分：通信协议一面向对象的数据交换协议

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1 数智化运营

依托云计算、大数据、人工智能、物联网、数字孪生等新一代信息技术，对光伏电站开展集中监控、智能运维、数据研判、协同管控的一体化运营管理模式。

3.2 市场化交易协同

光伏数智化集控、运维业务与电力中长期交易、现货交易、绿电交易、辅助服务等市场化业务实现数据互通、流程联动、策略统一、执行联动的综合管理模式。

3.3 三级协同

以集团为统筹主体、区域为执行主体、场站为现场作业主体，构建权责清晰、指令贯通、闭环管控的光伏运营与交易三级管理体系。

3.4 光储协同

光伏电站与配套储能系统，在出力预测、报价申报、实时调度、设备检修、偏差管控等环节开展联合运行、联合管控的工作模式。

3.5 "四可"能力

光伏电站及聚合资源具备**可观、可测、可控、可调**的综合管控能力，是参与电网调度与市场化交易的基础条件。

3.6 出力预测

综合气象数据、设备状态、历史运行数据、市场电价、调度信息，对光伏（含光储）未来发电功率进行预判的工作，分为日前预测、日内滚动预测、实时预测。

3.7 履约偏差

光伏实际发电功率/电量与市场化交易曲线、电网调度指令之间的差值，是交易考核的核心指标。

3.8 一体化平台

采用云-边-端架构，集成集控监控、智能运维、电力交易、光储调度、虚拟电厂管理、辅助服务等功能，支撑三级协同业务的统一数智化管理平台。

3.9 云-边-端架构

由云端算力平台、边缘计算网关、现场智能终端共同组成的分层技术架构，实现数据分层处理、分级控制、就地响应。

3.10 集控运维

依托远程集中监控系统，对多座光伏电站开展远程监视、远程操作、集中运维、统一调度的管理方式。

3.11 聚合资源

由虚拟电厂运营商按照电力市场规则、电网接入要求统一整合、集中管控，可协同参与发电、调节及各类电力市场交易的分布式能源集合，本文件主要指光伏及配套储能发电项目。

3.12 发电类虚拟电厂

以分布式光伏、风电等电源及独立储能为主体，聚合后整体呈现发电特性、可参与电能量市场(含中长期和现货)交易的虚拟电厂类型。

4 基本要求

4.1 基本原则

开展光伏电站数智化运营与市场化交易协同管理，应坚持**市场导向、数据贯通、权责清晰、安全高效、闭环优化**的原则，依托数据互通与流程联动，平衡收益与风险，严守各类安全规范，并通过全流程复盘迭代持续提升协同运行水平。

4.2 组织职责

依托平台、区域、场站三级管理体系开展协同管控，明确各级职责边界，构建交易统筹、运维落地、专业协同的运行模式，打通数智化运维与市场化交易的数据及业务链路。建立健全权责划分、分级审批、日常沟通、考核闭环的三级协同工作机制。

4.3 平台融合

系统应采用统一的公共数据模型与数据交换规范，打破业务系统之间的数据孤岛，实现全环节数据的统一汇聚、共享与复用。平台应满足虚拟电厂资源“四可”能力管理要求，接受电力调度机构指令的还应符合GB/T 36572的要求。

4.4 协同基础

4.4.1 运营方应构建光伏电站运维与市场化交易协同体系，形成全周期、闭环式数智化协同运行机制，打通设备运维生产与电力市场交易的业务壁垒，提升光伏电站市场化运行的规范性、稳定性与综合经济效益。

4.4.2 区域运营方和一体化平台系统应满足电力调度系统和电力交易市场的准入要求，并配备交易运营人员。

4.4.3 光伏电站应按照相关政策标准配置监测、调控装置，满足光伏电站可观、可测、可调、可控的“四可”能力要求。

4.4.4 一体化平台应能聚合多元异构光伏电站资源，并具备对接电力交易主站的能力和交易申报的功能。

5 协同组织与职责

5.1 平台层面

5.1.1 统筹全域技术体系、功率预测数据管理、一体化协同平台搭建与日常运维，统一搭建全域交易辅助决策模型，支撑中长期、现货、绿电、辅助服务全品类交易策略研判。

5.1.2 开展跨省、跨区市场化交易业务时，由平台层面统筹对接，统筹跨省绿电合约洽谈、跨区电量申报，集中开展全域交易考核、电费结算、市场交易风险管控。

5.1.3 汇总各区域报送的运行、交易、电价、偏差数据，分析各片区交易收益、履约偏差发展趋势。

5.1.4 解读电力市场、新能源行业相关政策，统一梳理市场规则变动要点，从整体交易运营方向对各区域开展政策与业务指导。

5.2 区域层面

5.2.1 承接落实平台下达全部工作要求，编制片区中长期、现货、绿电、辅助服务整体交易策略，统筹辖区光伏、储能资源规划，制定属地交易、运维配套管理细则。

5.2.2 对接属地电力交易中心、电网调度机构，负责片区日常交易申报、合约变更、电量调整、偏差申诉全流程办理，统筹辖区光储设备、虚拟电厂聚合资源实时调度，同步统筹设备检修时序安排，规避高电价时段停机造成交易收益损失。

5.2.3 落地交易账号、密钥、报价、合约数据全流程信息保密管理，持续优化运维与交易联动内部业务流程。

5.2.4 开展片区内部交易履约考核、月度电量结算、区域电价波动与出力偏差风险管控。

5.2.5 优化区域功率预测模型、储能配套充放电运行方案，依托虚拟电厂聚合资源开展联合报价；具备资质条件时，履行属地虚拟电厂交易运营管理主体职能。

5.3 场站层面

5.3.1 承担现场设备日常运维、缺陷排查治理工作，完成功率预测基础数据、设备运行、发电量、上网电量等全量数据采集并按时上报。

5.3.2 配合区域完成现场端交易辅助操作，核对交易曲线、申报电量、结算计量数据，实时反馈现场实际出力与交易申报曲线的偏差情况。

5.3.3 配合上级单位开展现场核查、交易复盘、指标核验、月度结算对账等工作。

5.3.4 依据区域下发调控指令，在自身操作权限范围内完成现场执行操作，同步完成光储设备实际运行参数修正调整，降低交易履约偏差考核风险。

5.4 交易协同基础

5.4.1 纵向协同严格按照三级管理体系运行，集团统筹全局管理与考核风控，区域承担策略制定与片区管控职责，场站负责现场执行落地。各单位按统一流程完成信息上报、指令反馈，保障层级间运转高效。

5.4.2 建立分级运行会商机制，结合发电出力、设备状态、市场行情开展常态化市场研判，及时处置运行异常、履约偏差等问题。

5.4.3 提高交易决策效率，强化集控、交易、运维、数据分析等岗位横向协同，实现运行数据、市场信息、设备状态实时共享，保障常规运行及应急场景下联动处置顺畅。

5.4.4 针对交易履约、设备检修、缺陷治理、问题整改等全业务环节实施闭环管理，明确各节点工作要求、办理时限与责任划分。

6 一体化平台技术要求

6.1 架构要求

6.1.1 云侧：部署集控监控、运维、电力交易、虚拟电厂聚合及光储协同等业务应用技术系统，负责数据汇聚、策略优化、市场决策与协同管理，支撑多级协同管控。

6.1.2 边侧：应具备数据采集、指令分解、边缘计算及协同控制能力，实现端内自治、边端互动、云边协同的运行模式。对于虚拟电厂应用，边侧终端应满足 GB/T 47241-2026 对虚拟电厂终端的“四可”能力要求，

6.1.3 端侧：包含光伏逆变器、储能系统、各类传感器、保护及测控终端等现场设备，应满足 GB/T 34932、NB/T 32016 对数据采集与精度的要求。具备远动功能（遥测、遥信、遥控、遥调），确保现场数据的可靠采集与控制指令的精准执行。

6.1.4 高可靠与可扩展：关键业务模块应采用冗余部署机制，支持集群部署与水平扩展。技术支持系统宜在功能、性能和通信接口方面应具备可扩展性，满足动态的聚合资源扩展需求，并预留电力市场新业务接口。

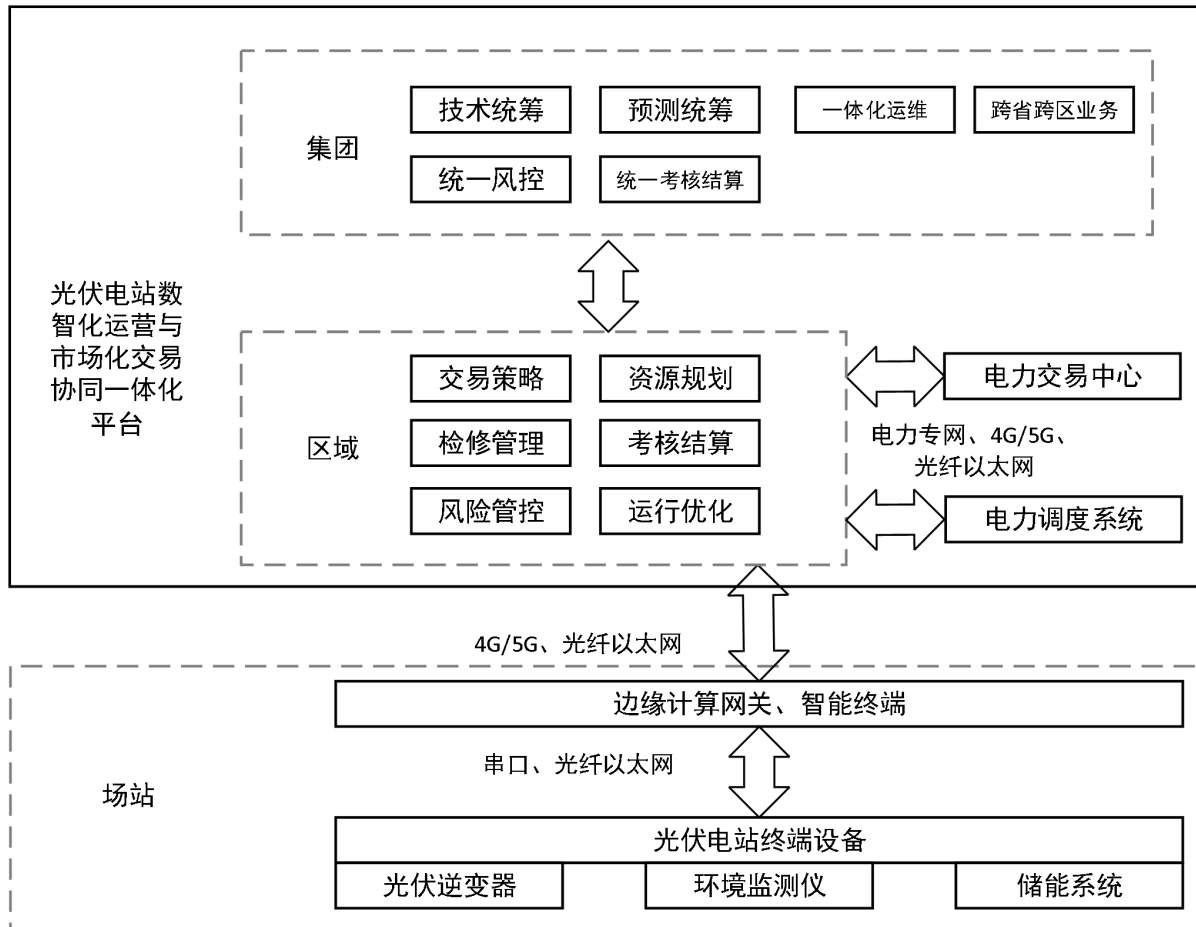


图 1 光伏电站数智化运营与市场化交易协同一体化平台架构图

6.2 数据技术要求

6.2.1 一体化平台应采用标准化的通信协议体系，应采用专用通信网络(包括虚拟专用通信网络)，宜采用符合 GB/T 19582（所有部分）或 DL/T 698.45 等标准的通信协议，支持和调度系统的接入，实现聚合资源的优化调控与信息交互。

6.2.2 光伏电站数据传输规约应满足 GB/T 26865.2-2023 和 DL/T 634.5104 的要求。

6.2.3 光伏电站数据传输宜支持 Modbus、DL/T 634.5104、FTP、MQTT 等协议，数据传输的测点信息可参考 NB/T 11347 中的附录。

6.2.4 光伏电站数据宜采用双通道通讯，网络带宽不低于 2 Mbit/s，网络延迟不宜大于 500ms，稳定性不低于 99%，满足 NB/T 11347-2023 的数据传输要求。

6.2.5 光伏电站数据传输安全应满足 GB/T 39786 的相关要求。

6.3 功能技术要求

6.3.1 系统的集控、运维功能模块宜采用符合 GB/T 34932-2025、GB/T 36274-2018、GB/T 36270-2018 等监控系统的功能要求，具备数据采集、运行监视、功率控制、发电预测、统计分析、报警等功能。

6.3.2 系统的光储协同、交易、虚拟电厂聚合功能模块宜采用符合 GB/T 36270-2018、GB/T 32672-2016、GB/T 47241-2026、GB/T 44241-2024 等虚拟电厂技术支持系统的功能要求，可实现用户管理、资源管理、实时信息交互、运行模式控制、运行管理等功能。

6.3.3 一体化平台应能集中展示所有光伏电站的整体运行状态，包括总发电量/上网电量数据、运维工单信息、光伏发电功率预测数据、负荷预测数据、限电状态、气象数据、电力市场披露信息等。

6.3.4 一体化平台应具备多元异构光伏电站资源的聚合能力，包括台账管理、资源建模、设备管理等功能，满足参与电力市场的资源聚合要求。

6.3.5 一体化平台应能获取电网预测数据、电网运行数据、电力市场行情、气象预测数据，作为交易申报的数据基础。

6.3.6 一体化平台应具备电力交易的能力，覆盖电力交易的完整流程，包含发电预测、负荷预测、交易申报、运行计划管理等功能。

6.3.7 一体化平台应具备辅助电力交易的能力，应能够根据电力市场披露数据、气象数据和光伏电站运行状态数据，结合 AI 算法模型，输出预测置信度、预测准确率和推荐申报系数等参数，辅助运营人员制定交易策略，包括市场行情分析、交易申报策略、申报策略对比分析、运行监控等功能。

6.3.8 一体化平台应能接收并解析电力调度系统和电力交易中心的指令数据，并且能够结合 AI 调度算法模型，将指令分解为各光伏电站调控策略，包括执行时段、计划发电功率、设备调控计划等参数。

6.3.9 一体化平台应具备光储资源调度的能力，满足交易申报策略和电力调度的要求，包括调控策略生成及下发、实时监测、状态预警等功能。

6.3.10 一体化平台应具备交易复盘的能力，支持查询和展示历史交易申报策略、申报量价、出清电量、出清价格、实际执行电量及偏差电量等核心数据，支持对比不同策略组合下的收益与风险表现。

6.3.11 一体化平台应具备考核评价的能力，支持展示光伏电站的履约偏差、短期以及超短期发电功率预测准确率、调节速率、响应时间、调节精度等核心参数，考核各光伏电站的设备可用率以及响应合格率。

6.4 性能指标要求

6.4.1 光伏场站功率预测指标应符合所在地区电力并网运行管理规定（“两个细则”）的相关要求；无明确规定的，宜参照国家及行业相关标准执行。

6.4.2 光伏场站接入电网调度主站具备至少两路相对独立的通信通道，网络延时不超过 500ms，丢包率不高于 0.5%，通道可用率不低于 99.9%，并满足所在区域内虚拟电厂相关管理细则对通信通道的要求。

6.4.3 计量装置应具备按约定时刻冻结电能量数据的能力，最小冻结间隔不大于 15 分钟，并满足所在区域内虚拟电厂相关管理细则对计量装置的要求。

6.5 安全要求

6.5.1 平台应严格遵循《电力监控系统安全防护规定》、《电力行业网络安全等级保护实施指南》等行业规范，达到网络安全等级保护二级及以上标准，并从安全分区、操作审计、数据安全、应急与灾备、第三方接入五个方面构建纵深安全防护体系。

6.5.2 按照电力监控系统“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”原则划分安全区域，平台部署于第三方系统与电网主站（调度中心、交易中心）之间的中间安全区；第三方系统不得直连电网主站，所有数据交互均经安全区完成身份认证、协议转换与安全过滤，平台与电网主站间仅保留专用通信通道并部署隔离防护装置，实现严格的边界管控。

6.5.3 所有用户操作（登录、交易申报、指令下达、参数配置、数据导出等）均通过堡垒机执行并完整留存操作日志，日志保存时间 ≥ 1 年；支持日志查询、统计与审计分析，全部操作行为可追溯，满足等保二级安全审计要求。

6.5.4 交易数据、设备数据、用户信息等敏感数据传输采用 TLS 加密（加密率 100%），存储采用加密算法处理，敏感字段在展示和导出时实施数据脱敏；建立定时备份+实时增量备份机制，备份数据保留 90 天以上，确保数据的保密性、完整性与可恢复性。

6.5.5 针对数据泄露、网络攻击、系统故障等突发事件制定应急处置预案，明确响应流程与责任人，确保快速响应、及时整改；系统采用主备双机高可用部署，主节点故障时备节点 30 秒内自动切换，数据恢复时间 ≤ 30 分钟，保障交易业务不中断。

6.5.6 第三方系统接入须先通过安全评估与授权，经安全区提供的标准接口进行数据交互——业务类系统（电力交易平台、电网调度系统等）采用 HTTP/HTTPS 接口，智能量测终端等设备类系统采用 DL/T 645 等电力

行业标准通信规约，禁止直接访问平台内部核心网络；对接入方实施身份认证、访问控制与流量监控，接入响应时间 ≤ 10 分钟，确保接入行为可控、可审计。

7 运行与交易协同流程

7.1 市场研判

7.1.1 市场研判是光伏运营在交易前的主要协同工作，包括数据校验、风险评估、检修计划优化的资源评估等工作。

7.1.2 平台应具备数据融合校验功能，整合电站运维数据、设备运行数据、气象数据、电网披露数据、市场交易数据等多元异构数据，并进行统一规整、核对筛查与质量核验，剔除错误、缺失、滞后、冲突数据，为交易决策提供可靠数据支撑。

7.1.3 区域应开展出力与电价风险评估，结合光伏历史出力特性、节点区域气象预测、节点电价波动规律，评估发电出力偏差、电价波动等潜在风险，提前制定风险应对预案。

7.1.4 区域应实现检修计划与电价匹配优化，结合全市场机组检修计划、西电东送计划、发电预测、市场价格、合同履约及用能负荷等因素，在满足人身、设备及电网安全以及设备检修时限要求的前提下，统筹电站检修时序，最大化降低光伏电站收益损失。

7.1.5 区域应统筹同一现货市场出清节点（220 千伏及以上电压等级母线）下分布式能源包括光伏、储能等，依托虚拟电厂联合调控能力整合可调资源，评估资源的调节能力、调节时段，优化现货市场报量报价策略，提升市场交易竞争力。

7.2 交易决策

7.2.1 光伏运营在交易过程中应完成状态监测、运维联动、调令响应、交易履约等协同工作内容。

7.2.2 平台在运行日应加强对全站实时运行监控，动态监测逆变器、储能设备等核心设备运行状态，实时跟踪实际发电出力与短期/超短期功率的偏差情况，对异常状态实时告警。

7.2.3 区域应实现运维动态联动，针对监控发现的设备故障、出力异常等问题，快速触发运维响应机制，即时开展故障排查、应急处置，通过动态运维调整修正发电出力，降低交易考核风险。

7.2.4 场站应高效响应电网调度指令，严格接收、解析电网实时调度调控要求，联动运维侧快速调整电站运行方式、出力水平，保障调度指令精准落地。

7.2.5 区域应强化交易履约过程保障，全程把控发电出力、上网电量、功率预测申报等核心指标，即时联动运维修正申报策略偏差，杜绝大幅发电偏差情况，保障交易过程平稳合规。

7.3 复盘分析

7.3.1 光伏运营在完成交易后进入复盘分析阶段，应完成偏差分析、考核分析、策略模型优化、运维作业优化等协同工作内容。

7.3.2 平台应针对单次交易的出力偏差、电量偏差、报价偏差等核心数据进行汇总分析，按区域开展交易偏差复盘，明确偏差产生的运维、预测、策略等各类成因。

7.3.3 区域组织考核分析，对照电力市场交易考核规则，梳理交易考核问题与损失，针对性制定整改措施，落实责任闭环，规避同类考核问题重复发生，推进考核结果闭环管控。

7.3.4 平台应基于实际发电数据、电力交易合同数据、运维检修数据、节点现货价格数据，更新出力预测、电价研判、报价优化、风险评估等核心算法模型，完成模型算法迭代优化，提升预测精度与策略合理性。

7.3.5 区域结合交易情况、运维联动痛点，优化运维与交易协同机制、作业流程、联动规范，实现协同流程持续改进，持续提升电站数智化运维与市场化交易协同效率、经济效益。

8 光储与虚拟电厂协同

8.1 光储协同

8.1.1 光伏电站和光储联合电站应建立短期和超短期功率预测模型，预测模型的基础信息和统计指标宜参考 NB/T 32031。光伏电站和光储联合电站光伏短期以及超短期出力预测准确率应满足所在区域的“两个细则”标准。

8.1.2 光储联合电站参与电力市场交易时，应制定联合报价策略，联合报价策略应以最大化联合运营收益为目标，综合考虑联合出力预测、储能充放电成本、电能量市场价格及辅助服务市场价格等因素。虚拟电厂技术支持系统具备智能报价决策功能，提升市场交易效率。

8.1.3 光储联合电站应能基于联合出力预测和联合报价策略的结果，实现光储联合调度控制，联合调度控制宜参考 GB/T 46812 不同控制类型的协调控制要求。

8.1.4 应建立光储联合电站的联合检修计划优化机制，基于光伏阵列、逆变器、储能电池及能量管理系统等关键设备的健康状态、检修周期及历史故障数据，综合考虑发电预测、市场价格、合同履约及用能负荷等因素统筹开展人员、设备统一调度，科学排布检修力量与作业时序。

8.1.5 应建立光储联合偏差管理体系，偏差管理应遵循“谁造成偏差、谁承担责任”的基本原则，实行差异化责任认定。

8.2 虚拟电厂协同

8.2.1 虚拟电厂聚合资源宜满足 GB/T 47241 中的规定，即整体容量应不小于 10MW，其中有效调节容量不应低于 5MW，单聚合单元调节能力不应低于 1MW，调节速率不应低于调节容量的 3%/min，持续调节时间不应低于 1h。

8.2.2 虚拟电厂技术支持系统应建立面向光伏、储能等多类分布式资源的协同控制策略，实现聚合资源的灵活调度与优化配置。虚拟电厂协同控制应以电力市场交易策略为导向，根据价格信号调动分布式资源出力，通过储能充放电时序转移、光伏出力调整等手段，实现预测、交易、调度闭环控制。系统同时具备人员、设备调度功能，可根据运行工况与检修需求合理统筹人力、物资与设备，有序安排各类检修作业时序。

8.2.3 光伏电站和光储联合电站的联合市场化交易可参与的交易品种应包括需求响应市场、电能量市场、辅助服务市场及绿电绿证市场等。虚拟电厂技术支持系统应具备交易辅助决策功能，提升联合市场化交易效率。

8.2.4 虚拟电厂应建立收益分摊机制，机制设计应遵循公平合理、可量化、可操作的原则，保障资源聚合的可持续性，建立差异化收益分配模型。

8.2.5 虚拟电厂应建立风险共担机制，机制设计应遵循及时、公平的原则，应包括市场价格波动风险、预测偏差风险、设备故障风险及极端天气风险等类型。

9 运营综合考核

9.1 总体框架

本章建立平台、区域、场站三级分层考核实施机制，将过程管控与运行成效评估相结合，考核涉及经营效益、功率预测、交易履约、运维运行等内容；设置月度常规核算、季度指标对标、年度综合复盘常态化管理机制，相关考核工作按三级管理主体分层落地执行。

9.2 三级考核分层职责

9.2.1 平台职责：统一制定全域考核指标、量化评分标准、行业对标基准，明确各层级指标管控权重；依托一体化平台自动归集全域交易、集控、运维数据，出具月度考核通报；牵头组织季度、年度综合评估，识别全域运行短板并制定统一优化方案；跟踪各区域整改落地成效，年度评估结果作为次年指标分解、资源配置、绩效评优核心依据。

9.2.2 区域职责：承接统一考核规则，结合本地消纳、资源条件制定辖区场站差异化考核阈值；按月归集场站运行数据，完成场站指标打分、偏差溯源并形成片区考核报告；组织辖区场站指标对标，下达场站整改任务并现场核验整改效果，整改情况纳入次月考核；配合平台开展季度、年度综合评估，落实全域优化管理举措。

9.2.3 场站职责：落实区域下达全部考核指标，自主管控预测精度、履约偏差、设备缺陷率等现场指标；按月开展站内运行、交易、运维问题自查整改；配合区域完成现场核查、数据核验、整改效果验证，按期闭环考核问题；反馈设备、平台、业务流程优化建议。

9.3 统一考核核心指标体系

9.3.1 经营效益类指标

9.3.1.1 市场化电量完成率：统计年度和月度中长期、现货、绿电交易电量完成进度或履约进度。

9.3.1.2 综合结算均价：将片区、单站电价与同区域同类型电站均价对标管控。

9.3.1.3 绿色增值收益完成额：考核绿电溢价、绿证、辅助服务增收目标达成情况。

9.3.1.4 市场考核费用总额：按电力市场考核、功率预测偏差考核、两个细则指标不达标考核等产生的经济损失。

9.3.2 运维运行类指标

9.3.2.1 光伏、储能主辅设备年度可用率；

9.3.2.2 设备缺陷消缺及时率；

9.3.2.3 非计划停机发生频次、累计停机时长；

9.3.4.4 运行、气象、电量原始数据报送准确率。

9.4 分周期评估与对标管理

9.4.1 月度评估：每月依托一体化平台归集全维度运行数据，区域完成场站数据核验、月度打分、偏差溯源并上报片区评估材料；平台汇总全域数据开展跨区域指标对标，下发月度考核通报；区域向场站下达整改任务，次月核验整改成效。

9.4.2 季度对标复盘：每季度开展全域指标横向对标，对比各区域预测精度、结算均价、考核损失、运维效率；针对指标落后片区开展专项复盘，从设备、市场、管理、流程维度分析问题根源，各区域制定季度优化方案备案跟踪。

9.4.3 年度全局复盘：年末整合全年月度、季度考核数据开展全域综合复盘，梳理运营、平台、光储与虚拟电厂运行系统性短板；结合当年市场、政策变化，调整次年考核指标、作业流程、平台迭代需求。

9.5 问题识别与闭环改进机制

9.5.1 分层分类识别问题：结合各周期评估对标结果，按平台、区域、场站划分问题归属，区分设备技术、管理流程、人员操作、外部市场四类成因，建立分级问题清单，明确问题影响、责任层级、整改时限。

9.5.2 整改落地验证：各级主体对照清单制定优化方案，明确整改内容、责任人、完成节点；整改完成后由对应层级复核数据、现场核查，验证指标改善效果；整改未达预期则重新调整方案、延长整改周期。

9.5.3 经验固化迭代：将落地见效的运维策略、交易报价模型、平台配置参数固化至管理制度、作业规范；每年复盘结论用于次年指标设定、流程优化、平台功能迭代，持续提升电站市场化运营效益。

9.6 考核结果应用

9.6.1 场站层面：月度考核结果可作为现场班组绩效、年度评优的参考依据。

9.6.2 区域层面：季度、年度综合评估结果作为片区资源配置、内部管理优化的核心依据。

9.6.3 全域统筹层面：年度综合评估结论用于调整全域交易策略、平台建设投入、光储及虚拟电厂资源布局规划。

10 极端场景应急

10.1 通用管理要求

10.1.1 应急遵循预防为主、分级联动、运维交易协同原则，根据企业内部应急元划分 I / II / III 三级，按等级处置，执行预警、处置、上报、复盘全流程；应急时段 24 小时值守，配齐应急物资，全程资料归档保密。

10.1.2 一体化平台支撑应急管控，处置优先保障人身、设备、电网安全，兼顾交易履约。

10.2 各类场景处置

10.2.1 极端天气：收到气象预警，平台提前修正出力预测，区域统筹风险研判，场站落实现场防护；灾害期间分级管控出力、运维停工避险、办理交易调整，隐患排查完毕方可复电。

10.2.2 重大设备故障：故障触发告警后平台推送异常信息，区域统筹抢修资源，场站执行故障隔离处置，火情同步消防处置；运维开展消缺抢修，交易岗位同步向调度反馈、调整交易；故障闭环后复盘溯源纳入考核。

10.2.3 市场异常：平台监控识别市场异动，区域研判经营风险，场站维持设备稳定运行，系统故障切换备用通道，电价/规则异动及时交易岗位优化光储、虚拟电厂报价风控。

10.2.4 调度异常：平台转发调度管控指令，区域传导管控要求，场站严格执行出力调节；运维加密设备巡检，交易办理偏差报备相关手续。

10.2.5 通信及一体化平台故障：构建通信与平台故障降级运行机制，由边侧实现就地安全管控并缓存运行数据，待通信恢复后完成数据补传。区域、交易岗位及时报备故障，依据离线前工况预判出力，按规则开展交易报备、偏差预处置；通信恢复后补传全量运行数据，复盘履约偏差。

10.2.6 预测与气象数据源中断：气象、功率预测数据源失效时，应切换备用数据源或启用历史相似工况替代预测，同步标记预测数据异常；交易岗位评估履约风险，必要时保守调整交易申报，数据源恢复后重新校核预测结果。

10.2.7 交易申报、调度指令接收失败：交易申报失败应启用备用申报渠道重试，调度指令接收失败通过备用通信链路获取指令；集控、交易双向核对指令与申报结果，确认业务生效；无法恢复时及时向交易机构、调度报备，留存操作记录。

10.2.8 叠加险情：直接提升应急等级，专人跨岗联动，安全优先再处置履约事项。

10.3 培训演练与闭环改进

10.3.1 常态化开展应急培训，每半年组织一次演练；应急处置完成后复盘问题，落实整改并持续优化应急流程。

参 考 文 献

- [1] 《中华人民共和国网络安全法》
 - [2] 《中华人民共和国密码法》
 - [3] 《中华人民共和国数据安全法》
 - [4] 《关键信息基础设施安全保护条例》
 - [5] 《网络安全审查办法》
 - [6] 《电力监控系统安全防护规定》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 27 号令）
 - [7] 《电力行业信息安全等级保护管理办法》
 - [8] GB/T 33599-2017 光伏电站并网运行控制规范
 - [9] GB/T 37025-2022 信息安全技术物联网数据传输安全技术要求
 - [10] GB/T 38335-2019 光伏电站运行规程
 - [11] GB/T 38946-2020 分布式光伏发电系统集中运维技术规范
 - [12] GB/T 47032-2026 风光储联合发电站运行评价规程
 - [13] NB/T 11346-2023 光伏电站维护规程
 - [14] NB/T 32025-2015 光伏发电调度技术规范
-