

配网调度中分布式储能的充放电优化控制方法探析

张爽

国网定兴县供电公司, 河北 保定 071000

DOI:10.61369/EPTSM.2026070011

摘 要 : 随着分布式电源（光伏、风电等）大规模接入配电网,其随机性、波动性与间歇性给配网调度的安全性、稳定性及供电质量带来严峻挑战。本文结合梳理当前储能充放电管控落地过程中暴露的各类现场问题,从分层动态调度策略、贴合农网工况数学约束模型、多方主体协同运行机制、智能化终端升级改造、多品类储能差异化管控路径五个维度给出可落地优化方案,并依托辖区试点台区半年运行数据验证优化方案实际调节成效,可为同类型县域新能源配网储能调度工作提供一线实操参考。

关 键 词 : 配网调度; 分布式储能; 充放电管控; 光伏消纳

An Analysis of Optimization Control Methods for Charging and Discharging of Distributed Energy Storage Systems in Distribution Network Dispatching

Zhang Shuang

State Grid Dingxing County Power Supply Company, Baoding, Hebei 071000

Abstract : With the large-scale integration of distributed power sources (such as photovoltaic and wind power) into distribution networks, their randomness, volatility, and intermittency pose significant challenges to the safety, stability, and power supply quality of grid dispatching. This paper identifies various practical issues encountered during the implementation of energy storage charging/discharging management and proposes actionable optimization solutions across five dimensions: hierarchical dynamic dispatch strategies; mathematical constraint models tailored to rural grid conditions; collaborative operation mechanisms involving multiple stakeholders; intelligent terminal upgrades; and differentiated management approaches for diverse types of energy storage. The effectiveness of these solutions is validated using six months of operational data from pilot substations in the study area, providing practical guidance for energy storage dispatching in similar county-level renewable energy distribution networks..

Keywords : distribution network dispatching; distributed energy storage; charging and discharging control; photovoltaic power integration

引言

近三年保定定兴乡村户用光伏装机规模持续扩张,多数行政村台区未配套集中调峰设备,午间光伏发电高峰阶段易出现有功倒送、末端电压抬升,傍晚光伏出力归零、居民用电集中回升又会产生低压问题,依靠传统电容器、有载调压器难以实现全天候动态调节。分布式储能能够在光伏富余时段储存电能,负荷高峰期释放功率,理论上同步完成平抑出力波动、削峰填谷、台区电压治理多项任务,也是我县推进新型电力系统县域落地的关键配套设施^[1]。

但在近两年参与储能现场调试、日常调度管控的工作中发现,现阶段多数储能充放电控制方案直接照搬城市城区配网通用模板,并未适配定兴农网线路长、单台区光伏分散、居民用电昼夜差距突出的地域特点。现有控制逻辑大多只锁定单一优化目标,一味追求光伏消纳最大化会造成储能频繁浅充浅放,电芯损耗速度大幅提升;单纯侧重峰谷电价套利又容易忽视支线载流量限制,短时大功率充放电直接接触线路过载告警。同时县调度、储能第三方运维、光伏农户三方数据通道相互独立,储能实时运行参数、光伏短期出力预判数据无法同步共享,调度制定日内充放电计划只能依靠隔日静态数据,面对阴天、大风等突发工况调节效果大打折扣。基于基层调度工作中积累的现场痛点,结合定兴县域配网真实运行数据优化储能整套充放电管控逻辑,对充分释放储能调节潜力、改善县域配网运行质量具各切实工程价值。

一、县域配网储能充放电现场管控现存实际问题

（一）管控目标单一，难以适配农网动态工况

市面上配套储能设备的原生控制程序大多只设置单一优化导向，很难兼顾县域配网多重运行需求。部分设备出厂逻辑优先提升光伏消纳量，光照小幅波动便启动充放电循环，辖区早期试点设备仅运行半年就出现电芯压差超标，现场运维更换成本明显增加；另一类商用储能程序侧重峰谷电价收益，晚间负荷低谷统一大功率充电，部分偏远支线导线截面偏小，叠加充电负荷后极易突破线路载流量阈值。同时现有控制参数多为静态固定设置，未结合本地四季光照、用电规律动态调整。春夏午间光伏出力峰值高、持续时间长，秋冬取暖季居民负荷陡增，一套充放电参数全年沿用，工况适配性较差。遇到云层遮挡、降雨等突发天气光伏出力骤降时，储能调节动作存在明显滞后，电压越限问题无法得到及时抑制。

（二）优化模型脱离农网现场，设备运行边界考量不足

现有大量储能调度计算模型依托城市环网架构搭建，和定兴本地辐射型长距离农网匹配度较低。我县不少行政村 10kV 支线长度超过 3km，线路压降损耗突出，但通用优化模型很少纳入长距离线路压降约束，计算得出的充放电功率数值落地现场后极易出现节点电压超标。早期投运储能配套优化算法对设备安全运行边界设置宽松，现场巡检发现部分运维人员为提升储能容量，将最低放电 SOC 阈值下调至 10% 以下，长期深度放电加速电芯不可逆衰减。针对辖区多点分散布置的小型储能集群，目前缺少统一协同计算模型，各台区储能独立运行，相邻台区负荷互补优势无法利用，整体调节资源利用率偏低^[2]。

（三）多主体数据互通存在现场落地壁垒

当前储能管控链条涉及县调度班组、第三方储能运维企业、村级光伏农户三类主体，各方数据存储平台相互独立，缺少标准化实时互通渠道。调度主站无法调取各台区储能实时 SOC、剩余可调功率，只能依靠运维人员每日提交纸质台账，数据滞后半天以上，日内充放电计划制定缺少精准实时依据；光伏短期出力预测数据仅留存于新能源监控平台，未同步推送至储能本地终端，无法提前根据光照变化调整储能充电时段，平抑波动效果受限。农户层面协同参与激励机制不完善，多数农户仅关注自身光伏发电收益，对错峰用电、储能协同调节配合度低，源 - 储 - 荷一体化联动调节仅停留在理论层面，现场落地阻力较大。

（四）储能终端智能化改造程度偏低

辖区投运的半数分布式储能仅搭载基础 PID 调节模块，仅能执行固定功率充放电指令，无法依托海量实时运行数据自主调整控制策略。调度系统与储能终端多采用 4G 公网通信，乡村区域信号不稳定，调度指令下发、设备状态回传时常出现数秒延迟，光伏功率突变场景下调节响应速度达不到电压治理标准。大数据时序预测、数字孪生等技术仅在县城集中储能试点落地，农村分散式小型储能未配套数据驱动预测模块，调度人员只能依靠人工经验预判负荷与光伏出力，预判偏差较大。农村台区暂未搭建配套数字孪生仿真模型，新充放电策略只能直接现场试运，存在短时

电网运行风险。

（五）多类型储能缺少差异化现场管控方案

定兴县现阶段投运储能包含户侧磷酸铁锂电池、园区飞轮储能、台区调压超级电容器三类设备，各类设备功率响应速度、容量、循环寿命特性差异显著。锂电池储能装机容量大，适合中长期能量平移，但频繁充放电会大幅缩短使用寿命；飞轮、超级电容器瞬时调节速度快，但持续供能能力有限。现阶段所有台区储能统一套用同一套充放电控制程序，未按照设备特性划分调节任务。光伏短时骤升骤降场景依靠锂电池频繁瞬时调节，电芯损耗加剧；飞轮、超级电容器长期闲置，瞬时调压优势无法发挥，各类储能调节潜力均未充分挖掘。

二、适配县域农网的储能充放电优化管控实操方案

（一）搭建分层动态调节控制逻辑

结合我县两级调度管理架构，设计“县调度全局日计划优化 + 台区储能终端实时微调”分层控制模式，兼顾中长期统筹规划与瞬时应急调节需求。县调度每日结合气象光照预报、各村历史负荷数据，综合光伏消纳比例、线路损耗、储能循环寿命三项指标核算，确定各台区储能日内大致充放电时段与功率上限；台区本地终端持续监测节点电压、光伏实时出力，出现功率突变、电压偏移时自主小幅修正充放电功率，无需等待调度二次下发指令，压缩调节响应时长。结合本地四季典型工况划分三类专属调节逻辑：春夏光伏大发调压场景采用预判前置充电模式，依据上午光照涨幅提前小幅启动储能充电，规避正午光伏满发造成功率倒送抬升末端电压；冬季晚间负荷高峰采用阶梯放电策略，18 至 21 点居民用电最高峰释放满功率储能电能，平抑支线负荷峰值；阴天云层遮挡等瞬时波动场景优先启动瞬时调节设备，快速补偿功率差值，抑制电压大幅波动。

（二）优化适配农网多约束计算模型

基于定兴辐射型农网运行特征重构储能充放电多目标计算模型，计算过程同步纳入三类现场实际约束条件。第一类为配网运行约束，严格遵循县域配网标准，节点电压波动区间控制在额定电压 $\pm 7\%$ 以内，录入每条支线导线载流量上限，同步计入长距离支线压降参数，充放电功率计算结果不得突破线路安全限值；第二类为储能设备本体约束，结合现场运维经验统一划定 SOC 安全运行区间 20% - 80%，增设单日最大循环次数限制，杜绝深度充放电造成电芯损伤；第三类为本地场景约束，区分春夏光伏高发、冬季负荷高峰两套参数，分季节调整模型权重系数。模型求解选用 NSGA-III 算法，针对连片村庄多储能集群同步优化计算，输出多套可行调度方案，调度人员结合当日运维、负荷实际择优选用；连片多储能台区增加台区间功率互补计算，利用各村负荷错峰实现集群均衡调节^[3]。

（三）搭建县域源储荷一体化数据互通平台

依托现有配网监控平台扩容改造轻量化协同调度平台，打通县调度、储能运维、光伏农户三方数据接口。通过 5G 边缘终端实时采集各储能 SOC、充放电功率、电芯温度等运行参数，同步接

入光伏短期出力预测、各村台区负荷实时数据，调度班组可在线直观查看全部储能运行状态，替代原有纸质日报台账。重新明确三方现场协同工作内容：县调度统筹全局储能充放电日计划，出现电压、过载异常第一时间下发调节指令；储能运维班组每日开展设备巡检，实时同步设备故障、容量衰减信息；配套农户简易用电提醒小程序，在储能放电低谷时段引导错峰用电。同步增设台区光伏辅助服务补贴，对主动配合协同调节的储能运营主体、农户给予电费减免激励，提升多方参与积极性。

（四）推进储能终端智能化升级改造

逐步完成辖区老旧储能终端智能化改造，在分散式储能本地终端搭载 LSTM 时序预测模块，依托近一年本地光伏、负荷历史数据训练预测模型，提前 2 小时预判台区功率变化，自主微调储能充放电功率，减少人工干预频次。县城周边重点调压台区搭建简易数字孪生仿真模型，完整录入台区线路、光伏、储能全部参数，新调节策略上线前先完成全天仿真模拟，提前排查电压越限、过载等潜在风险，降低现场试运安全隐患；乡村台区完善物联网感知终端，实时采集储能电芯温度、单体电压，提前预警电芯衰减、设备故障，同步兼顾调节控制与日常运维工作。

（五）按储能设备特性制定差异化管控策略

根据定兴现有三类储能设备特性划分专属调节任务，实现不同储能优势互补协同运行。户侧磷酸铁锂电池主要承担中长期能量平移，负责午间光伏富余储存、晚间负荷高峰放电，严格控制充放电深度与循环频次，延缓电芯衰减；园区配套飞轮储能仅应

对光照突变带来的瞬时功率冲击，短时快速吸收、释放功率，不参与全天持续性削峰填谷；台区超级电容器专门抑制短时电压闪变、瞬时无功波动，与锂电池配合完成全天稳态调节。实际调度运行中，光伏出力短时骤变优先触发飞轮、超级电容器瞬时调节，中长期功率缺口依靠锂电池平稳补充，避免单一储能设备持续高频调节，充分发挥各类设备自身调节优势。

三、结论

分布式储能是县域高光伏接入农网稳定运行的核心调节资源，但受管控策略脱离本地工况、多方数据互通不畅、多品类储能缺少差异化管控方案等现场问题制约，现阶段我县储能设备调节潜力并未充分释放。结合定兴农网辐射型长线路、户用光伏分散、负荷季节差异突出的实际特征，通过分层动态调节逻辑重构、适配农网多约束计算模型搭建、源储荷一体化数据平台改造、智能化终端升级、多类型储能差异化管控五项实操措施，能够有效解决基层调度管控各类现场痛点，同步提升光伏消纳水平、改善台区电压质量、延缓储能设备寿命衰减。

本次研究仅覆盖农村常规光伏台区，后续将针对村内小型微网、工商业配套储能场景开展专项调试，持续优化适配微网联动的充放电控制逻辑。同时计划引入区块链辅助服务结算模块，简化农户、储能运营商补贴结算流程，进一步完善多方协同激励机制，持续提升县域配网储能调度管控精细化、智能化水平。

参考文献

[1]李波，谢冰峰，张粒子. 高比例光伏接入配网下储能充放电优化控制方法 [J]. 电力需求侧管理，2022，24（06）：78-83.
[2]刘健，负保记，崔建中. 配网调度中分布式储能多目标充放电优化控制 [J]. 电网技术，2022，46（08）：2890-2898.
[3]陈皓，李兴源，王主丁. 基于 NSGA-Ⅲ算法的分布式储能充放电多目标优化 [J]. 电力系统自动化，2022，46（15）：132-140.