



计及电能量—调频耦合退化的光储联合电站多时间尺度协调竞价方法

董志国¹, 郭新宇¹, 李功强¹, 唐海锋¹, 赵 斌¹, 谢 佳²

(¹国家能源集团青海电力有限公司, 青海省 西宁市 810000; ²华中科技大学, 湖北省 武汉市 430074)

摘 要: 光储联合电站同时参与电能量市场和调频辅助服务市场时, 储能调节能力需在能量交易、偏差平抑和快速调频之间共享, 易出现功率裕度重复占用、荷电状态 (state of charge, SOC) 能量裕度不足及多服务叠加工况寿命损伤低估。针对上述问题, 提出一种计及电能量—调频耦合退化的光储联合电站多时间尺度协调竞价方法。日前阶段联合优化电能量申报、调频容量和 SOC 轨迹, 将调频容量承诺转化为功率与持续响应能量裕度约束, 并将电能量深循环、调频微循环及交互耦合损伤统一计入寿命成本; 日内阶段采用模型预测控制 (model predictive control, MPC) 滚动修正储能出力, 在中标曲线和容量承诺约束下协调偏差平抑、自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 跟踪与 SOC 安全。基于 5 类典型场景和 150 个测试日的结果表明, 完整方法未出现 SOC 越限和调频容量不可用; 相较无 MPC 方法, 偏差超限电量和偏差惩罚均降低约 90.0%; 相较无耦合退化方法, 等效循环次数和寿命成本分别降低约 9.4% 和 11.0%。在约 18% 预测误差的压力场景下, MPC 仍保持 SOC 与调频容量安全, 但超出剩余功率和能量裕度的偏差只能部分修正。结果说明, 容量可交付约束、耦合退化内生化和日内闭环修正能够协同改善多市场参与的风险调整收益、运行可执行性和寿命友好性。

关键词: 光储联合电站; 电力现货市场; 调频辅助服务; 电能量—调频耦合退化; 模型预测控制

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0641

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-13

Multi-Timescale Coordinated Bidding of Photovoltaic-Storage Hybrid Plants Considering Energy-Frequency Regulation Coupled Battery Degradation

DONG Zhiguo¹, GUO Xinyu¹, LI Gongqiang¹, TANG Haifeng¹, ZHAO Bin¹, XIE Jia²

(¹CHN Energy Qinghai Electric Power Company Limited, Xining 810000, Qinghai, China; ²Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, Hubei, China)

Abstract: When photovoltaic-storage hybrid plants participate simultaneously in energy and frequency regulation markets, storage flexibility must be shared among energy trading, imbalance mitigation and fast regulation, which may cause duplicated use of power reserves, insufficient state-of-charge (SOC) energy margins and underestimated degradation under stacked services. A multi-timescale coordinated bidding method considering energy - frequency regulation coupled battery degradation is therefore developed. In the day-ahead

收稿日期: 2026-07-21; 修改稿日期: 2026-08-24。

基金项目: 国家重点研发计划 (2022YFB2404800)。

第一作者: 董志国 (1978—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为储能系统的智能化控制技术, E-mail: msx97117258@163.com; 通信作者: 赵斌, 工程师, 研究方向为新型电力系统储能技术, E-mail: 20109810@ceic.com。

引用本文: 董志国, 郭新宇, 李功强, 等. 计及电能量—调频耦合退化的光储联合电站多时间尺度协调竞价方法[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-13.

Citation: DONG Zhiguo, GUO Xinyu, LI Gongqiang, et al. Multi-Timescale Coordinated Bidding of Photovoltaic-Storage Hybrid Plants Considering Energy-Frequency Regulation Coupled Battery Degradation[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-13.

stage, energy bids, regulation capacity and the SOC trajectory are jointly optimized. Regulation commitments are converted into power-margin and sustained-response energy-margin constraints, while deep-cycle degradation, regulation-induced micro-cycle degradation and their interaction are internalized as lifetime cost. In the intraday stage, model predictive control (MPC) updates storage operation under cleared schedules and committed regulation capacity to coordinate imbalance mitigation, automatic generation control (AGC) tracking and SOC security. Tests using five typical scenarios and 150 operating days show no SOC violation or unavailable committed regulation capacity for the complete method. Compared with the method without MPC, excessive imbalance energy and imbalance penalty are both reduced by about 90.0%; compared with the method without coupled degradation, equivalent cycles and degradation cost are reduced by about 9.4% and 11.0%, respectively. Under a forecast-error stress scenario of about 18%, MPC still maintains SOC security and regulation availability, although deviations beyond the remaining power and energy margins can only be partially corrected. These results show that coordinated modeling of capacity deliverability, coupled degradation and intraday closed-loop correction improves risk-adjusted economic performance, operational feasibility and lifetime-preserving operation in multi-market participation.

Keywords: photovoltaic-storage hybrid plant; electricity spot market; frequency regulation ancillary service; energy-frequency regulation coupled battery degradation; model predictive control

电力现货市场建设持续推进^[1-2], 新能源主体获取电能收益的同时还需承担预测偏差结算责任。2024年《电力市场运行基本规则》^[3]将电能量、辅助服务、容量交易及新型经营主体纳入统一框架; 2025年《电力辅助服务市场基本规则》^[4]进一步明确调频辅助服务的交易与结算机制。光储联合电站可通过能量时移、偏差平抑和快速调频拓展收益, 但储能功率、荷电状态 (state of charge, SOC) 裕度和循环寿命有限, 多市场服务存在显著耦合。

从国内外研究进展看, 国际研究较早围绕独立储能参与调频市场展开, 重点处理性能结算、循环寿命权衡及调频容量配置与运行约束^[5-6]; 国内研究更多面向新能源—储能协同, 关注风光储日前调度与多应用价值协调^[7]。进一步地, 光储联合参与电能量—调频市场的研究已考虑多收益协同^[8], 退化模型^[9]和模型预测控制 (model predictive control, MPC) ^[10]分别为寿命量化与滚动执行提供基础。方法上, 国外多采用独立储能的调频容量—寿命联合优化, 国内则多采用基于风光预测的储能协同调度与多目标优化。比较而言, 现有方法通常将容量预留、退化成本和日内控制分开处理: 调频容量可交

付性多侧重功率或常规 SOC 边界, 对持续响应能量裕度的显式刻画不足; 寿命成本多采用吞吐量或单类循环近似, 难反映电能量深循环与调频微循环叠加的交互损伤; 日前决策与日内闭环修正之间也较少同时传递调频承诺和寿命状态。因此, 三者的统一建模仍有必要。

针对上述问题, 本文在价格接受者假设下提出计及电能量—调频耦合退化的多时间尺度协调竞价方法。该假设适用于单个电站申报规模相对市场较小、报价难以显著影响出清价格的竞争性场景; 具有显著市场力时需进一步引入价格内生机制。日前层联合优化电能量申报、调频容量和 SOC 轨迹, 将容量承诺转化为功率与能量裕度约束并内生化深循环、调频微循环及交互损伤; 日内层采用 MPC 滚动修正, 协调偏差平抑、调频履约与 SOC 安全, 形成日前—日内闭环。

1 光储联合电站多市场耦合关系与容量可交付机理

本节从市场时序和物理约束两个层面刻画光储联合电站的多市场参与关系, 并将调频容量承诺转

化为功率裕度和能量裕度约束，为日前竞价模型提供可执行可行域。

1.1 多时间尺度市场交互机制

光储联合电站在日前阶段基于光伏出力和价格预测申报电能量计划与调频容量；在日内阶段根据超短期预测、实时 SOC 和偏差价格滚动修正储能计划；在实时阶段按 AGC 或调频指令执行快速功率调节，并反馈 SOC 与寿命状态。

日前电能量申报偏高会放大负偏差风险，调频容量增加会压缩套利和偏差平抑裕度，两类服务叠加还会改变循环载荷。图 1 给出了本文采用的多时间尺度协调竞价与控制框架。

图 1 表明，日前层输出电能量申报、调频容量和 SOC 基准轨迹；日内层在中标曲线与容量承诺约束下采用 MPC 修正；实时层执行 AGC 跟踪并反馈 SOC 与寿命状态，形成“日前计划—日内修正—实时执行”的闭环。

1.2 并网偏差传导与调频容量可交付性

光储联合电站并网功率由光伏出力和储能净出力共同决定，功率类变量单位均为 MW：

$$P_{\text{grid},t} = P_{\text{pv},t} + P_{\text{dis},t} - P_{\text{ch},t} \quad (1)$$

式中， $P_{\text{grid},t}$ 为并网功率， $P_{\text{pv},t}$ 为光伏出力， $P_{\text{dis},t}$ 和 $P_{\text{ch},t}$ 分别为储能放电功率和充电功率；下标 t 表示调度时段。若日前中标或申报并网功率为 $P_{\text{DA},t}$ ，则日内实际并网偏差为：

$$\Delta P_t = P_{\text{grid,act},t} - P_{\text{DA},t} \quad (2)$$

式中， ΔP_t 为第 t 时段日内实际并网偏差。该偏差构成日内偏差惩罚和滚动控制的直接依据。当实际并网功率高于日前计划时，联合电站可能面临正偏差处理或弃电风险；当实际并网功率低于日前

计划时，则需通过储能补偿或承担负偏差考核。因此，日前竞价不仅要追求电价套利收益，也要为日内偏差修正保留功率与能量裕度。

调频容量申报同时占用瞬时功率裕度和持续响应能量裕度。为避免因充放电基线不同导致可交付能力重复计算，本文采用储能净出力 $p_{b,t} = P_{\text{dis},t} - P_{\text{ch},t}$ 表示容量预留基线。上、下调频功率裕度约束为：

$$\begin{aligned} 0 \leq R_{\text{up},t} &\leq P_{\text{dis,max}} - p_{b,t} \\ 0 \leq R_{\text{down},t} &\leq p_{b,t} + P_{\text{ch,max}} \end{aligned} \quad (3)$$

式中， $P_{\text{dis,max}}$ 和 $P_{\text{ch,max}}$ 分别为储能最大放电功率和最大充电功率， $R_{\text{up},t}$ 和 $R_{\text{down},t}$ 分别为上、下调频容量。进一步考虑调频持续响应对能量裕度的占用，能量裕度约束写为：

$$\begin{aligned} E_t - E_{\min} &\geq \tau_{\text{reg}} R_{\text{up},t} / \eta_{\text{dis}} \\ E_{\max} - E_t &\geq \eta_{\text{ch}} \tau_{\text{reg}} R_{\text{down},t} \end{aligned} \quad (4)$$

式中， E_t 为储能电量， $E_{\min}$ 和 $E_{\max}$ 分别为储能电量下限和上限， τ_{reg} 为调频持续响应时间要求， η_{ch} 和 η_{dis} 分别为充、放电效率。式（3）和式（4）将调频容量承诺显式转化为功率裕度和持续响应能量裕度两类可交付约束，避免日前调频容量被电能量套利重复占用。若忽视上述约束，日前模型可能过度申报调频容量，并在日内运行中引发 SOC 超限或调频容量不可用。

2 电能量—调频联合服务下的储能退化模型

寿命成本连接短期收益与长期资产价值。为避免将复杂电化学过程直接嵌入竞价模型，本文采用面向市场决策的降阶损伤模型，将储能功率分解为

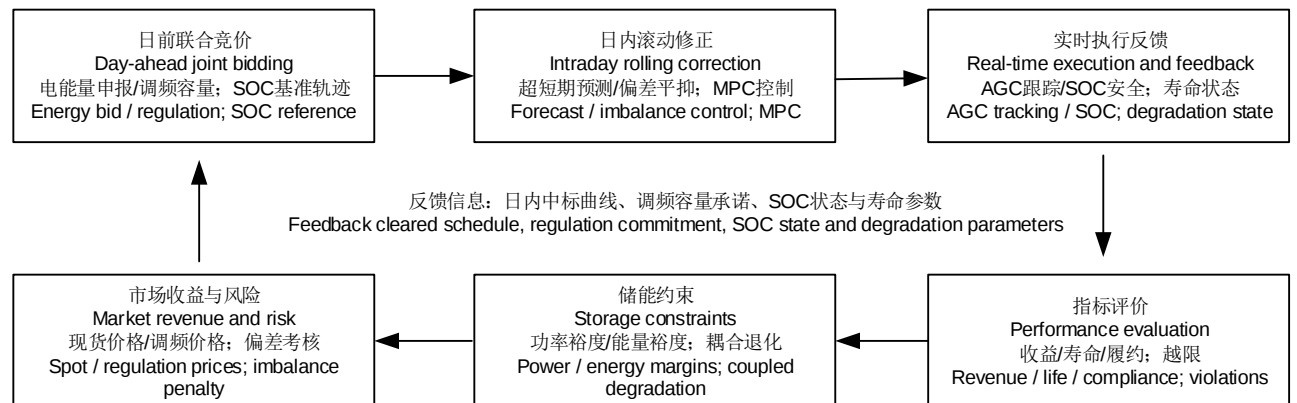


图 1 光储联合电站多时间尺度协调竞价与控制框架

Fig. 1 Multi-timescale coordinated bidding and control framework for a photovoltaic-storage hybrid plant

低频电能量基线和高频调频扰动，分别刻画深循环、微循环及二者叠加的附加退化。

2.1 联合服务工况下的循环载荷分解

锂离子电池循环老化受放电深度（depth of discharge, DOD）、平均 SOC、倍率、温度和载荷路径影响^[11]。在日前一日内优化尺度上，以 DOD、能量通量和高频功率扰动表征循环老化，可在保留物理含义的同时保证模型可求解性。

低频电能量基线决定 SOC 漂移和主循环深度，高频调频扰动在该基线上形成大量往复微循环。若退化应力函数具有非线性，深循环损伤与调频损伤不能简单视为相互独立；基于雨流计数的退化模型可为其优化近似提供基础^[12]。

因此，本文将累计循环损伤分解为电能量大循环、调频微循环和耦合附加损伤三部分。耦合项仅在两类载荷同时为正时起作用，用于表征“电能量基线改变 SOC 与 DOD 工作点—高频调频在该工作点叠加”产生的附加损伤。

2.2 计及深循环—微循环交互的寿命成本模型

先将电能量充放电通量折算为等效循环次数，并用 DOD 应力函数修正单位通量损伤。第 t 时段电能量计划产生的等效循环增量为：

$$n_{E,t} = \frac{(P_{ch,t}\eta_{ch} + P_{dis,t}/\eta_{dis})\Delta t}{2E_{rated}} \quad (5)$$

式中， $n_{E,t}$ 为第 t 时段由电能量计划产生的等效循环增量， E_{rated} 为储能额定容量， η_{ch} 和 η_{dis} 分别为充、放电效率。进一步引入与 DOD 相关的应力函数，可将大循环寿命成本写为：

$$C_{E,t} = c_{rep} n_{E,t} [1 + \alpha_E (DOD_t)^{\beta_E}] \quad (6)$$

式中， $C_{E,t}$ 为电能量大循环寿命成本， c_{rep} 为更换成本折算系数， DOD_t 为近似放电深度， α_E 和 β_E 为大循环退化参数。该形式可由循环寿命与 DOD 之间的逆关系解释：当 $\alpha_E > 0$ 、 $\beta_E > 0$ 时，循环深度增加将提高边际寿命损伤。相关综述指出，锂离子电池老化具有明显的工况依赖性，容量衰减模型需考虑温度、倍率、DOD 及 SOC 区间等因素^[13]。进一步的动态循环研究表明，路径依赖会影响容量衰减速率^[14]。

本文取近似放电深度 $DOD_t = |E_t - E_{t-1}|/E_{rated}$ ，用于反映时段能量摆幅对边际寿命损伤的影响；若具备电芯实测数据，可进一步采用 SOC 区间、倍率和温度联合修正。

调频指令通常近零均值、频繁换向且幅值较小。本文以调频响应功率绝对值的时间积分作为微循环通量代理，以反映 SOC 轨迹总变差并保持模型可求解性：

$$n_{R,t} = \frac{\sum_{s \in S_t} |P_{reg,s}| \Delta t_{reg}}{2E_{rated}} \quad (7)$$

式中， $n_{R,t}$ 为第 t 时段调频微循环等效循环增量， S_t 为日前时段 t 内的调频控制步集合， $P_{reg,s}$ 为第 s 个调频控制步的储能调频响应功率， Δt_{reg} 为调频控制步长。调频信号净能量可能接近零，但频繁部分循环仍会引起容量和内阻变化，其寿命成本不能按净能量近似为零^[15]。调频微循环寿命成本表示为：

$$C_{R,t} = c_{rep} \alpha_R (n_{R,t})^{\beta_R} (R_t/P_{rated})^{\gamma_R}, R_t = R_{up,t} = R_{down,t} \quad (8)$$

式中， $C_{R,t}$ 为调频微循环寿命成本， α_R 、 β_R 和 γ_R 为调频微循环退化参数， P_{rated} 为储能额定功率；其余变量含义同前。式（8）中 $n_{R,t}$ 反映实际高频调节通量， $(R_t/P_{rated})^{\gamma_R}$ 用于近似容量占用和倍率应力对微循环损伤的修正。其中， R_t 为第 t 时段预留的调频容量；本文对称调频场景下，上、下调频容量取相同值。

电能量套利与调频响应同时发生时，电能量基线改变平均 SOC、DOD 和能量裕度，高频调频再叠加其上。联合服务实验表明，同时承担能量套利与调频时的退化不能由单一服务结果线性外推^[16]，说明两类循环载荷存在非可加交互。为在竞价优化中保留该效应并控制复杂度，采用深循环强度与微循环强度的乘性项作为最低阶近似：

$$C_{cou,t} = \kappa_c c_{rep} (n_{E,t})^{\alpha_c} (n_{R,t})^{\beta_c} \quad (9)$$

式中， $C_{cou,t}$ 为电能量—调频耦合退化项， κ_c 为耦合退化系数， α_c 和 β_c 为耦合退化参数；本文二者均取 1，以保持最低阶双线性耦合形式；其余变量含义同前。深循环和微循环强度均采用归一化等效循环或归一化通量表示， κ_c 用于将交互强度映射为货币化寿命成本。 κ_c 并非电芯材料常数；文献^[16]支持“存在非可加退化”的结构假设，但不能直接标定该系数。因此，以 $\kappa_c = 0$ 的可加模型为结构基线，在 0~0.40 区间开展敏感性校核，0.20 仅作为方法对比基准。工程应用应通过目标电池联合工况试验或运行数据辨识 κ_c 及相关参数。式（9）主要服务于优化决策而非高保真寿命预测；在缺乏目标

电池联合工况实测数据时，其绝对退化量精度暂不作定量声明，表7敏感性分析仅用于验证交互结构的决策稳定性。

于是，第 t 时段储能寿命成本为：

$$C_{\text{deg},t} = C_{E,t} + C_{R,t} + C_{\text{cou},t} \quad (10)$$

式（9）满足单一载荷下耦合损伤为零、耦合系数为零时退化为可加模型、耦合系数为正时损伤随两类载荷共同增强而增加三项边界条件。式（10）由此将大循环、微循环及交互损伤统一映射为时段寿命成本。

3 计及可交付性与寿命成本的日前协调竞价模型

本节将市场收益、偏差惩罚、调频容量预留和储能运行约束统一纳入日前联合竞价模型，以确定电能量申报曲线、调频容量申报量和 SOC 基准轨迹，并为日内 MPC 提供可执行初始计划。与前述价格接受者假设适用范围一致，决策重点为电能量申报功率、调频容量申报量及储能运行计划的联合优化。

3.1 日前联合收益与风险成本建模

日前阶段以光伏日前预测出力、电能量价格、调频容量价格和调频里程价格为外生输入。竞价决策体现为电能量申报功率、储能充放电计划、调频容量和 SOC 轨迹优化，其目标为日前预期综合收益最大化：

$$\max \Pi_{DA} = \sum_{t \in T} (\lambda_{E,t} P_{DA,t} \Delta t + \lambda_{\text{cap},t} R_t + \lambda_{\text{mil},t} m_t R_t - C_{\text{deg},t}) - C_{\text{imb}} - C_{\text{risk}} \quad (11a)$$

式中， Π_{DA} 为日前期望综合收益， T 为日前调度时段集合， $\lambda_{E,t}$ 为电能量价格， $P_{DA,t}$ 为日前计划功率， Δt 为时段长度； $\lambda_{\text{cap},t}$ 为调频容量价格， R_t 为参与结算的调频容量，与式（8）中的定义一致。对称调频容量场景下取 $R_t = R_{\text{up},t} = R_{\text{down},t}$ ，非对称出清时可将上、下调频容量按对应价格分项计入。 $\lambda_{\text{mil},t}$ 为调频里程价格， m_t 为历史里程系数或调用强度； $C_{\text{deg},t}$ 为第 t 时段储能寿命成本， C_{imb} 为偏差惩罚期望成本， C_{risk} 为约束违约风险成本。

日前申报功率需与光伏预测、储能计划及弃光变量闭合：

$$P_{DA,t} = P_{\text{pv},t}^{DA} - P_{\text{cur},t} + P_{\text{dis},t} - P_{\text{ch},t}, \quad 0 \leq P_{\text{cur},t} \leq P_{\text{pv},t}^{DA} \quad (11b)$$

式中， $P_{\text{pv},t}^{DA}$ 为日前光伏预测出力， $P_{\text{cur},t}$ 为日前弃光功率；若算例不考虑主动弃光，则可令 $P_{\text{cur},t} =$

0。

为刻画光伏预测误差对日前决策的影响，构建光伏预测误差场景集 Ω 。第 ω 个场景发生概率为 π_ω ，单位偏差惩罚价格为 λ_{imb} ，偏差免考核带为 ε_{pen} ，则 C_{imb} 可表示为：

$$C_{\text{imb}} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \sum_{t \in T} \lambda_{\text{imb}} \max(0, |P_{\text{grid},t,\omega} - P_{DA,t}| - \varepsilon_{\text{pen}}) \Delta t \quad (12)$$

式中， $P_{\text{grid},t,\omega} = P_{\text{pv},t,\omega} - P_{\text{cur},t} + P_{\text{dis},t} - P_{\text{ch},t}$ 为场景 ω 下第 t 时段的并网功率， $P_{\text{pv},t,\omega}$ 为该场景下光伏实际出力。式（12）采用正、负偏差同价的对称考核形式；若实际市场规则区分正负偏差，可将偏差惩罚价格分项设置。

式（11a）中各价格均折算为时段收益口径；若容量或里程价格按 MW·h 计价，则相应收益项需乘以 Δt 。 C_{risk} 用于表示除偏差惩罚外的 SOC 终端松弛或约束违约风险成本，本文算例不单独设置额外风险惩罚，取 $C_{\text{risk}} = 0$ ；偏差风险由 C_{imb} 统一刻画。日前阶段根据申报容量、历史里程系数和典型 AGC 统计特征估计期望调频通量，日内 MPC 再按实际指令更新响应功率与寿命成本。

在市场规则映射方面，本文依据现行国家级规则将模型参数划分为交易组织、计量结算和主体准入三类：交易组织对应日前电能量申报、调频容量申报及容量—里程收益项；计量结算对应偏差电量、调频里程、性能系数和容量费用的清分结算；主体准入对应储能等新型经营主体需具备可观、可测、可调、可控能力并履行出清结果或调度指令。由于国家规则给出统一框架，具体品种、出清周期、价格机制和考核参数由区域实施细则确定，因此本文将调频容量价格、里程价格、偏差免考核带和单位偏差惩罚价格设置为可调参数，并在 5.4 节开展市场规则参数敏感性校核^{[3][4]}。

3.2 储能运行边界与调频容量可交付约束

日前申报能否在日内兑现，取决于储能状态连续性、功率边界、互斥运行和容量可交付约束。模型在每个调度时段施加如下约束。储能能量状态动态方程为：

$$E_{t+1} = E_t + \eta_{\text{ch}} P_{\text{ch},t} \Delta t - P_{\text{dis},t} \Delta t / \eta_{\text{dis}} \quad (13)$$

储能安全边界为：

$$E_{\min} \leq E_t \leq E_{\max} \quad (14)$$

充放电功率约束和互斥约束为：

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{\text{dis},t} &\leq u_{\text{dis},t} P_{\text{dis},\max}, \\ 0 \leq P_{\text{ch},t} &\leq u_{\text{ch},t} P_{\text{ch},\max}, \\ u_{\text{dis},t} + u_{\text{ch},t} &\leq 1, \end{aligned} \quad (15)$$

其中, $u_{\text{dis},t}$ 和 $u_{\text{ch},t}$ 均为 0-1 变量。并网点功率约束为:

$$P_{\text{grid},\min} \leq P_{\text{grid},t} \leq P_{\text{grid},\max} \quad (16a)$$

式中, $P_{\text{grid},\min}$ 和 $P_{\text{grid},\max}$ 分别为并网点允许功率下限和上限。为保证模型首末状态一致性, 日前阶段设置终端 SOC 约束:

$$E_{T+1} = E_1 \text{ 或 } |E_{T+1} - E_1| \leq \delta_E. \quad (16b)$$

式中, δ_E 为允许的终端电量偏离量; 若采用软约束, 则对应偏离量计入 C_{risk} 或终端 SOC 惩罚。调频容量预留约束由式 (3) 和式 (4) 给出, 并补充 $R_{\text{up},t} \geq 0$ 、 $R_{\text{down},t} \geq 0$ 。为防止同一时段同时充放电, 本文采用二进制变量描述充放电互斥关系; 若工程应用中允许采用净功率模型, 也可通过功率分解变量进一步线性化处理。

对于非线性退化项, 可采用分段线性化处理 DOD 应力函数和幂函数, 并引入辅助变量描述深循环强度、调频微循环强度及其乘积关系:

$$z_t \approx x_t y_t, \quad (x_t, y_t, z_t) \in \mathcal{M}_{\text{Mc}} \quad (17)$$

式 (17) 中, x_t 和 y_t 分别表示经分段线性化后的深循环强度与微循环强度, z_t 为二者乘积辅助变量; 上标 L 和 U 分别表示变量下界和上界。为保证线性化可复现, 本文采用标准 McCormick 包络描述乘积变量关系; 式 (17) 中的集合符号表示由变量上下界确定的 McCormick 包络可行域, 其约束形式为:

$$\begin{aligned} z_t &\geq x^L y_t + y^L x_t - x^L y^L, \\ z_t &\geq x^U y_t + y^U x_t - x^U y^U, \\ z_t &\leq x^U y_t + y^L x_t - x^U y^L, \\ z_t &\leq x^L y_t + y^U x_t - x^L y^U. \end{aligned}$$

其中, 变量上下界由等效循环和调频通量的物理上限确定。在线性化精度给定、变量上下界明确, 且式 (6)、式 (8)、式 (9) 中的幂函数均采用分段线性化处理时, 日前模型可转化为混合整数线性规划 (mixed-integer linear programming, MILP); 若保留原始非线性退化函数, 则采用混合整数非线性规划 (mixed-integer nonlinear programming, MINLP) 求解。

3.3 模型性质与线性化求解处理

从收益驱动看, 电能量收益、调频收益、偏差惩罚和寿命成本分别推动套利、容量预留、申报稳

健和损伤抑制, 四类目标在有限功率、有限能量和 SOC 安全边界下相互竞争。

从机会成本看, 调频容量的最优申报取决于调频边际收益与储能被占用后的机会成本比较。可将第 t 时段调频容量的净边际价值概括为:

$$MV_{\text{reg},t} = \lambda_{\text{cap},t} + \lambda_{\text{mil},t} m_t - \mu_{P,t} - \mu_{E,t} - \partial C_{\text{deg},t} / \partial R_t \quad (18)$$

式中, $\mu_{P,t}$ 和 $\mu_{E,t}$ 分别表示功率裕度和能量裕度的机会成本, $MV_{\text{reg},t}$ 表示第 t 时段调频容量的净边际价值, m_t 含义同式 (11a), 表示历史里程系数或调用强度。当 $MV_{\text{reg},t} > 0$ 时, 增加调频容量有利于提高综合收益; 当 $MV_{\text{reg},t} < 0$ 时, 继续增加调频容量会因挤占套利空间、提升偏差风险或增加耦合退化而降低收益。式 (18) 用于解释后续消融结果中调频容量、收益与风险之间的权衡, 不作为额外求解约束。

因此, 日前模型输出不是实时控制终点, 而是日内 MPC 的约束基准。模型应形成“可滚动修正”的计划, 避免 SOC 轨迹过于贴近上下限而削弱日内偏差修正和调频跟踪能力。

4 面向日前一日内闭环衔接的滚动优化控制

日前模型基于预测形成经济性较优的基准计划, 但不能完全覆盖日内云团变化、AGC 波动和 SOC 偏移。为此, 本文在日前结果基础上建立 MPC 滚动修正方法, 使储能市场履约约束下动态平抑偏差并跟踪调频指令。

4.1 日内 MPC 滚动修正模型

日内 MPC 在滚动预测窗口内以偏差平抑、调频跟踪、寿命成本和 SOC 回归的加权成本最小为目标。预测窗口取 8 个 15 min 时段, 控制窗口为首个 15 min 时段; 每次优化仅下发首步控制量:

$$\begin{aligned} \min J_k = \sum_{i=0}^{H-1} & \left[w_{\text{dev}} e_{k+i}^{\text{dev}} + w_{\text{reg}} e_{k+i}^{\text{reg}} \right. \\ & \left. + w_{\text{deg}} C_{\text{deg},k+i} + w_{\text{soc}} (E_{k+i} - E_{\text{ref},k+i})^2 \right] + w_T (\xi_{k,U} + \xi_{k,L}) \end{aligned} \quad (19)$$

式中, J_k 为第 k 次滚动优化目标函数, H 为滚动预测窗口; $e_{k+i}^{\text{dev}} = \max(0, |P_{\text{grid},k+i} - P_{\text{DA},k+i}| - \varepsilon_{\text{pen}})$ 为并网偏差惩罚项, $e_{k+i}^{\text{reg}} = |P_{k+i}^{\text{reg}} - P_{k+i}^{\text{cmd}}|$ 为调频跟踪误差项, P_{k+i}^{reg} 为储能实际调频响应功率,

P_{k+i}^{cmd} 为 AGC 或调频指令功率, $E_{\text{ref},k+i}$ 为 SOC 参考电量; w_{dev} 、 w_{reg} 、 w_{deg} 和 w_{soc} 分别为偏差平抑、调频跟踪、寿命成本和 SOC 回归权重, w_T 为终端 SOC 松弛惩罚权重。各权重按偏差惩罚价格、调频性能考核强度、寿命成本系数和 SOC 回归要求折算设定。

为避免滚动优化在预测窗口末端过度释放储能

能量, 本文设置终端 SOC 软约束。具体而言, 当预测窗口末端电量低于下调频能量裕度要求或高于上调频能量裕度要求时, 引入非负松弛变量 $\xi_{k,U}$ 、 $\xi_{k,L}$, 并要求 $\xi_{k,U}, \xi_{k,L} \geq 0$, 在目标函数中施加较高惩罚。该处理允许模型在极端预测误差或调频指令下保持可行, 同时通过高权重惩罚抑制频繁依赖松弛变量。

表 1 MPC 主要权重与约束设置

Table 1 Main Weights and Constraint Settings of MPC

符号 Symbol	含义 Meaning	设置原则 Setting basis	作用 Function
w_{dev}	偏差平抑权重 Imbalance mitigation weight	按偏差惩罚价格折算 Scaled by imbalance penalty price	抑制超过免考核带的并网偏差 Suppress grid imbalance beyond the tolerance band
w_{reg}	调频跟踪权重 Regulation tracking weight	按调频性能考核强度折算 Scaled by regulation performance penalty intensity	提高 AGC 跟踪精度 Improve AGC tracking accuracy
w_{deg}	寿命成本权重 Degradation-cost weight	采用第 2 节寿命成本模型参数 Based on the degradation-cost model in Section 2	约束深循环和微循环损耗 Limit deep-cycle and micro-cycle degradation
w_{soc}	SOC 回归权重 SOC recovery weight	按终端能量裕度要求设定 Set by the terminal energy-margin requirement	避免窗口末端能量过度释放 Avoid excessive energy release at the window end
H	预测窗口 Prediction horizon	8 个 15 min 时段 Eight 15-min intervals	与算例设置保持一致 Consistent with the case-study setting
$\xi_{k,L}, \xi_{k,U}$	终端 SOC 松弛变量 Terminal SOC slack variables	高权重惩罚 High-weight penalty	保证极端场景下优化可行 Maintain feasibility under extreme scenarios

MPC 约束包含式 (13) 至式 (16a), 并在滚动窗口内逐时段承接日前调频容量承诺。对每个 $i = 0, 1, \dots, H-1$, 有:

$$\begin{aligned}
 |P_{k+i}^{\text{reg}}| &\leq R_{\text{DA},k+i} \\
 P_{k+i}^{\text{reg}} &\leq P_{\text{dis,max}} - p_{b,k+i} \\
 -P_{k+i}^{\text{reg}} &\leq p_{b,k+i} + P_{\text{ch,max}} \\
 E_{k+i} - E_{\min} &\geq \tau_{\text{reg}} R_{\text{up},k+i} / \eta_{\text{dis}} \\
 E_{\max} - E_{k+i} &\geq \eta_{\text{ch}} \tau_{\text{reg}} R_{\text{down},k+i}
 \end{aligned} \quad (20)$$

其中, $R_{\text{DA},k+i}$ 为日内需要承接的调频容量包络, 对称调频容量场景下可取 $R_{\text{DA},k+i} = R_{\text{up},k+i} =$

$R_{\text{down},k+i}$ 。预测窗口末端进一步设置 E_{k+H} 与 $E_{\text{ref},k+H}$ 的软回归约束, 以提升下一窗口的容量可交付性。国内研究已将 MPC 用于光储电站调频控制, 以在多约束条件下滚动优化光储出力^[7]。因此, 式 (19) 中的寿命成本项并非附加惩罚, 而是日前寿命友好竞价思想在日内层的延续。

4.2 日前计划承接与闭环执行机制

为明确每个控制周期内“预测—优化—执行—反馈”的闭环逻辑, 图 2 展示日内 MPC 滚动执行过程。

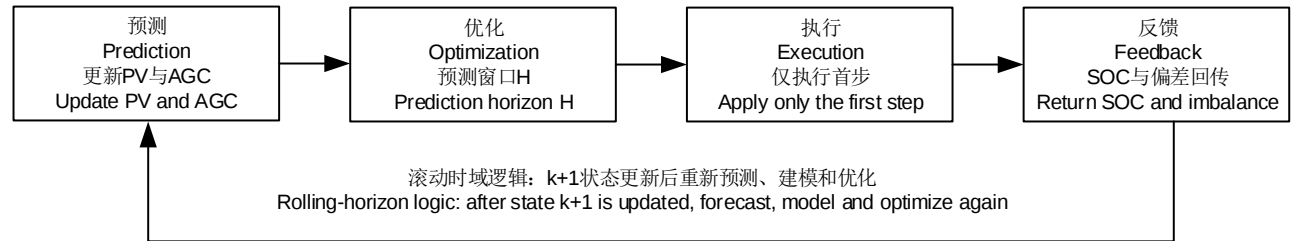


图 2 日内 MPC 滚动控制执行逻辑

Fig. 2 Execution logic of intraday MPC rolling control

每个滚动时刻由式 (19) 求得首步充电功率、放电功率和调频响应功率, 并仅执行当前预测窗口

的首步控制量。储能电量状态按下式更新:

$$E_{k+1} = f(E_k, P_{\text{ch},k}^{\text{opt}}, P_{\text{dis},k}^{\text{opt}}, P_k^{\text{reg,opt}}). \quad (21)$$

式中, $P_{ch,k}^{opt}$ 、 $P_{dis,k}^{opt}$ 和 $P_k^{reg,opt}$ 分别为第 k 个滚动时刻实际执行的充电功率、放电功率和调频响应功率, E_k 为第 k 个滚动时刻的储能电量, $f(\cdot)$ 与式(13)一致, 为考虑充放电效率和调频净功率后的离散能量状态更新函数。若调频响应按净功率并入执行功率, 则相应计入该步充放电功率及寿命成本。每次滚动优化仅执行当前预测窗口的首个控制量, 并在下一周期根据更新后的光伏预测、调频指令和 SOC 状态重新求解, 从而降低一次性日前计划对预测误差的敏感性。

综合日前联合竞价和日内 MPC, 所提方法由日前联合竞价、计划传递、日内滚动优化执行和指标统计四个环节组成。该“日前收益优化一日内闭环修正”结构避免在单一超大规模模型中同时处理日前场景、实时 AGC 和电池退化细节, 兼顾主要耦合关系和工程可操作性。

5 算例验证与机制分析

为验证容量预留、耦合退化和日内闭环修正的作用, 本文构造 5 类可复现运行场景, 每类 30 组独立扰动样本, 共 150 个测试日。所有方法采用相同光储容量、初始 SOC、价格曲线和结算参数。

5.1 场景构造与评价指标

五类场景覆盖资源条件、预测质量、辅助服务需求和价格驱动等不确定来源: 光伏出力参考 PVWatts 模型生成^[18], 组件参数与仿真设置参考 System Advisor Model (SAM) 技术手册^[19]。价格和调频需求曲线用于构造可复现的对比场景; 为检验市场规则差异对方法表现的影响, 本文进一步设置偏差考核强度和调频收益强度扰动情景, 开展规则参数适应性校核。我国电力市场建设路径会影响价格和结算参数设置^[20], 新能源上网电价市场化改革和现货市场机制完善将改变新能源主体的市场参与方式及价格风险暴露^[21]; 新型储能项目的工程边界需结合现行政策要求校核^[22]。

表 2 汇总容量、市场、偏差、调频、寿命成本和求解参数, 表 3 给出场景扰动设置; 价格、AGC 扰动和 MPC 权重均按时段口径统一折算。本文算例用于方法有效性和消融可比性验证, 不对应某一具体区域市场的单日复现: 容量、效率和 SOC 边界采用工程代表性示例值; 光伏出力由 PVWatts 与 SAM 相关模型生成; 价格、偏差考核和调频需求

作为可调规则参数, 用于形成不同对比情景。所有方法均采用相同随机种子、扰动轨迹和结算口径, 以保证横向比较公平。实际应用中, 可按目标区域市场规则、价格机制、实测 AGC 信号和电池运行数据替换或修正相关参数。

为保证对比公平, 所有扰动均由固定随机种子生成 (seed=20240601), 并在各消融方法和基准方法中使用同一随机轨迹。

为识别各创新环节贡献, 设置 A1 无容量预留、A2 无耦合退化、A3 无 MPC 和 A4 完整方法四类消融方案; 同时设置 B1 电能量单市场、B2 调频优先、B3 固定吞吐量寿命成本和 B4 规则型 SOC 控制四类基准方法。所有方法的寿命成本均采用完整模型进行事后统一核算, 以保证横向可比。基准方法设置参考了独立储能调峰—调频协同优化研究的对比思路^[23]; 其中, 峰谷套利与调频联合优化方案参考相关联合优化研究^[24], 新能源—储能联合投标方案参考双结算模式下风储一体化电站两阶段市场投标调度研究^[25]。工程应用中的项目边界与运行要求还需依据现行管理规范校核^[26]。

评价指标包括综合收益、寿命成本、等效循环次数、调频跟踪误差, 以及安全边界、调频履约和能量计划履约三类风险指标。综合收益定义为:

$$\Pi = R_E + R_{reg} - C_{deg} - C_{imb} \quad (22)$$

式中, R_E 和 R_{reg} 分别为电能量收益和调频收益, C_{deg} 和 C_{imb} 含义同前。SOC 越限次数为:

$$N_{SOC} = \sum_k I(E_k < E_{min} \text{ 或 } E_k > E_{max}) \quad (23)$$

式中, $I(\cdot)$ 为示性函数。调频履约指标分为跟踪误差率和容量不可用率。跟踪误差率用于衡量实际响应与指令之间的偏差:

$$\rho_{track} = \frac{\sum_k |P_k^{reg,act} - P_k^{cmd}|}{\sum_k |P_k^{cmd}|} \quad (24a)$$

容量不可用率用于衡量在指令方向上无法提供的容量比例:

$$\rho_{unav} = \frac{\sum_k \max(0, |P_k^{cmd}| - R_k^{avail})}{\sum_k |P_k^{cmd}|} \quad (24b)$$

式中, R_k^{avail} 为第 k 个控制步在指令方向上的可用调频裕度; 当 $P_k^{cmd} \geq 0$ 时取上调可用裕度, 当 $P_k^{cmd} < 0$ 时取下调可用裕度。偏差超限电量为:

$$E_{dev} = \sum_k \max(0, |\Delta P_k| - \epsilon_{stat}) \Delta t \quad (25)$$

式中, ϵ_{stat} 为偏差超限统计阈值, 与式(12)中的偏差惩罚免考核带 ϵ_{pen} 分别取值。本文算例中

表2 主要参数设置
Table 2 Main Parameter Settings

参数 Parameter	数值 Value	来源/依据 Source/Basis	说明 Description
光伏额定容量 Rated PV capacity	10 MW	示例设定 Example setting	10 MW 级光伏示例 10 MW-class PV example
储能额定功率/容量 Rated storage power/capacity	5 MW/10 MWh	示例设定 Example setting	2 h 储能示例 2 h storage example
SOC 运行范围 SOC operating range	0.20~0.90	工程安全边界 Engineering safety limit	防止过充过放 Prevent overcharge/overdischarge
初始 SOC Initial SOC	0.50	示例设定 Example setting	安全区间中部 Midpoint of the safe range
充放电效率 Charging/discharging efficiency	0.95	工程经验值 Engineering empirical value	充、放电效率同值 Same charging and discharging efficiency
日前时间尺度 Day-ahead time step	1 h	市场申报时段假设 Market bidding-interval assumption	对应 24 时段日前模型 Corresponding to the 24-period day-ahead model
日内 MPC 步长 Intraday MPC step	15 min	滚动控制设定 Rolling-control setting	对应快速偏差修正 For rapid imbalance correction
调频持续响应时间 Regulation sustained-response duration	0.25 h	规则示例值 Illustrative rule value	用于持续响应能量裕度 For sustained-response energy margin
偏差免考核带 Imbalance tolerance band	0.20 MW	规则示例值 Illustrative rule value	用于偏差惩罚函数 Used in the imbalance penalty function
偏差超限统计阈值 Imbalance exceedance threshold	0.45 MW	统计设定 Statistical setting	用于风险指标统计 Used in risk-metric statistics
耦合退化系数基准值 Baseline coupled-degradation coefficient	0.20	敏感性分析基准 Sensitivity-analysis baseline	非电芯材料常数，需标定 Not a cell-material constant; calibration is required
随机种子 Random seed	20240601	复现实验设定 Reproducibility setting	各方法采用同一扰动轨迹 Same disturbance trajectory for all methods

表3 多场景设置
Table 3 Multi-Scenario Settings

场景 Scenario	主要特征 Main feature	光伏扰动 PV disturbance	预测误差水平 Forecast error level	调频需求 Regulation demand	电价特征 Price profile
C1 晴天 C1 Sunny	平滑出力基准 Smooth-output baseline	弱随机扰动 Weak random disturbance	低（约 3%） Low (about 3%)	基准 Baseline	常规峰谷 Normal peak-valley profile
C2 多云 C2 Cloudy	午间多段云遮 Multiple midday cloud passages	快速波动与功率跌落 Rapid fluctuations and power drops	中（约 10%） Medium (about 10%)	基准 Baseline	常规峰谷 Normal peak-valley profile
C3 极端预测偏差 C3 Extreme forecast error	预测偏差持续并换向 Persistent and sign-changing forecast error	正弦偏差叠加随机噪声 Sinusoidal forecast error plus random noise	压力（约 18%） Stress level (about 18%)	基准 Baseline	常规峰谷 Normal peak-valley profile
C4 高调频需求 C4 High regulation demand	AGC 需求集中增强 Concentrated increase in AGC demand	中等随机扰动 Moderate random disturbance	中（约 8%） Medium (about 8%)	基准的 1.55 倍 1.55× baseline	常规峰谷 Normal peak-valley profile
C5 强电价波动 C5 Strong price volatility	晚高峰价差放大 Amplified evening peak spread	中等随机扰动 Moderate random disturbance	中（约 8%） Medium (about 8%)	基准 Baseline	峰谷幅度的 1.65 倍 1.65× peak-valley amplitude

注：预测误差水平为场景构造的目标扰动强度；C3 约 18% 的误差定义为相对基准显著放大的“极端预测偏差压力场景”，采用持续换向的系统偏差叠加随机扰动，用于检验日前场景化不确定性与日内 MPC 滚动修正下的闭环鲁棒性，不代表特定区域统计极值。C4 和 C5 分别按基准调频需求和峰谷价差的 1.55 倍、1.65 倍构造，所有随机扰动使用相同随机种子。
Note: Forecast error denotes the target disturbance intensity. C3 uses an about 18% stress error, formed by persistent sign-changing systematic deviation plus random disturbance, to test the closed-loop robustness of day-ahead scenario modeling and intraday MPC; it is not a statistical extreme for a specific region. C4 and C5 use 1.55× baseline regulation demand and 1.65× baseline peak-valley price spread, respectively; all random disturbances use the same random seed.

$\epsilon_{\text{pen}} = 0.20 \text{ MW}$ ， $\epsilon_{\text{stat}} = 0.45 \text{ MW}$ 。上述指标用于判断方法是否以牺牲可执行性换取名义收益。

5.2 多场景统计与消融对比分析
为分别验证容量可交付约束、耦合退化项和 MPC 闭环控制的作用，本文将 A1、A2、A3 分别

作为对应消融方案，并以 A4 完整方法作为统一对照。

均值与标准差；若 SOC 越限次数和调频容量不可用率在所有样本中均为零，则仅给出均值。

表 4 列示完整方法在每类场景 30 个测试日上的

表 4 完整方法的多场景统计结果

Table 4 Multi-Scenario Statistical Results of the Complete Method

场景 Scenario	综合收益/万元 Net revenue / 10 ⁴ CNY	寿命成本/万元 Degradation cost / 10 ⁴ CNY	偏差超限电量/ MWhExcess imbalance energy / MWh	SOC 越限次 数 SOC violations / times	调频容量不可用 率/%Regulation- capacity unavailability / %	等效循环次数 Equivalent cycles
晴天 Sunny	3.017±0.049	0.070±0.002	0.002	0.00	0.00	1.534
多云 Cloudy	2.798±0.074	0.073±0.002	0.000	0.00	0.00	1.589
极端预测偏差 Extreme forecast error	2.925±0.080	0.077±0.004	0.448	0.00	0.00	1.656
高调频需求 High regulation demand	3.239±0.083	0.078±0.004	0.008	0.00	0.00	1.751
强电价波动 Strong price volatility	3.310±0.086	0.068±0.002	0.007	0.00	0.00	1.505

完整方法在五类场景下均未出现 SOC 越限和调频容量不可用。多云和极端预测偏差场景收益降低，主要由于偏差修正占用部分套利空间；C3 偏差超限电量增至 0.448 MWh，但 SOC 越限和调频容量不可用率仍为 0。MPC 单步可完全修正的偏差功率上限由两类剩余裕度共同限定：扣除调频承诺后的充放电功率裕度，以及按控制步长折算的剩余 SOC 能量裕度，取二者较小值；滚动窗口内还须满足式（13）—（16a）的状态约束。超出该边界的偏差进入结算，不以破坏 SOC 边界或调频承诺为代价。因此，18% 并非统计意义上的极值，而是用于使系统进入“部分偏差已超出可完全修正裕

度、但 SOC 与调频容量仍保持安全”的压力区间；由上述边界定义可知，继续增大至 20% 或 30% 主要增加越界偏差量，并不改变 MPC 的物理覆盖边界。高调频需求场景的寿命成本和等效循环次数增加，但容量承诺仍可执行；强电价波动场景收益最高且未出现明显过度深循环。

A1 仅用于说明容量预留约束的重要性，不作为可实施方法。表 5 和表 6 均为 150 个测试日的平均结果，其中表 5 用于比较容量预留、耦合退化和 MPC 闭环控制的消融效果，表 6 用于比较不同基准方法的综合表现。

表 5 消融方法对比

Table 5 Comparison of Ablation Methods

方法 Method	综合收益/ 万元 Net revenue / 10 ⁴ CNY	寿命成本/万元 Degradation cost / 10 ⁴ CNY	等效循环次数 Equivalent cycles	偏差超限电量/ MWhExcess imbalance energy / MWh	SOC 越限/次 SOC violations / times	调频容量不可用 率/%Regulation- capacity unavailability / %	偏差惩罚/万元 Imbalance penalty / 10 ⁴ CNY
A1 无预留 A1 No capacity reserve	3.109	0.092	1.987	0.112	5.33	2.85	0.263
A2 无耦合 A2 No coupling	3.023	0.082	1.773	0.154	0.00	0.01	0.044
A3 无 MPC A3 No MPC	2.883	0.071	1.538	0.929	0.00	0.00	0.231
A4 完整方法 A4 Complete method	3.058	0.073	1.607	0.093	0.00	0.00	0.023

消融结果显示，A1 取消容量预留后平均每个测试日出现 5.33 次 SOC 越限，调频容量不可用率达到 2.85%；需要指出的是，A1 的收益高于完整方法主要源于未对调频容量占用的功率裕度和能量裕度进行约束，其收益提升伴随 SOC 越限和调频容量不可用，因此不具备实际可执行性。A2 取消耦合退化后，等效循环次数和寿命成本分别由完整

方法的 1.607、0.073 万元增至 1.773、0.082 万元；A3 取消 MPC 后，偏差超限电量和偏差惩罚分别增至 0.929 MWh、0.231 万元。

基准对比显示，B1 因不参与调频而收益最低，B2 因调频优先压缩套利和偏差修正空间，B3 低估深循环与高频调频叠加损伤，B4 因缺少预测窗口内优化协调而偏差惩罚较高。完整方法在收益、寿

表6 基准方法对比
Table 6 Comparison of Benchmark Methods

方法Method	综合收益/ 万元Net revenue / 10 ⁴ CNY	寿命成本/万元 Degradation cost / 10 ⁴ CNY	等效循环次 数 Equivalent cycles	偏差超限电量/ MWhExcess imbalance energy / MWh	SOC越限/次 SOC violations / times	调频容量不可用 率/% Regulation- capacity unavailability / %	偏差惩罚/万 元 Imbalance penalty / 10 ⁴ CNY
B1 单市场B1 Energy-only market	2.612	0.059	1.318	0.128	0.00	—	0.033
B2 调频优先B2 Regulation-priority	2.934	0.087	1.824	0.121	0.67	0.42	0.036
B3 固定吞吐B3 Fixed-throughput	3.037	0.085	1.845	0.138	0.00	0.02	0.039
B4 规则SOCB4 Rule-based SOC	2.946	0.075	1.645	0.514	0.33	0.20	0.112
A4 完整方法A4 Complete method	3.058	0.073	1.607	0.093	0.00	0.00	0.023

注：“—”表示该方法不参与调频服务，故不统计调频容量不可用率。Note: “—” indicates that the method does not provide frequency-regulation service; therefore, regulation-capacity unavailability is not calculated.

命成本、SOC 安全和调频可用性之间取得较好折中。

图3给出极端预测偏差压力场景下的代表性SOC轨迹，横向虚线为SOC上、下限0.90和0.20。无容量预留时SOC多次触及边界；无耦合退化时轨迹更接近上下边界，表现出更深循环倾向；无MPC时轨迹较平滑但偏差响应不足。完整方法将SOC更多维持在中间区间，为上、下调频及偏差修正保留裕度。

5.3 耦合退化结构对比与参数敏感性分析

表7选取高调频需求与强电价波动叠加的代表性测试日进行结构对比与参数敏感性校核。其中，耦合退化系数为0对应式（10）退化为深循环成本与调频微循环成本的可加模型，可作为无交互项的

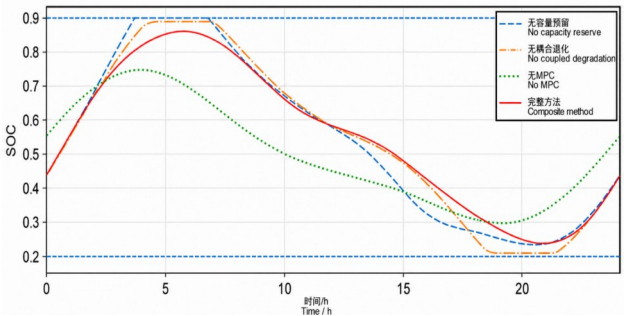


图3 极端预测偏差压力场景下不同方法的SOC轨迹
Fig. 3 SOC trajectories under the extreme forecast-error stress scenario

结构基线；其余系数用于考察交互损伤增强后的决策变化。表7中的等效循环次数为该代表日内与调频叠加工况相关的增量等效循环，不与表4至表6的全场景平均结果直接等同。

表7 代表日耦合退化系数敏感性分析

Table 7 Sensitivity Analysis of the Coupled Degradation Coefficient on a Representative Day

系数Coefficient	综合收益/万元Net revenue / 10 ⁴ CNY	平均调频容量/ MWMean regulation capacity / MW	偏差惩罚/万元 Imbalance penalty / 10 ⁴ CNY	寿命成本/万元 Degradation cost / 10 ⁴ CNY	等效循环次数 Equivalent cycles
0.00	3.45	2.20	0.09	0.06	0.31
0.10	3.42	2.03	0.09	0.08	0.27
0.20	3.39	1.82	0.10	0.09	0.23
0.30	3.32	1.67	0.11	0.11	0.21
0.40	3.25	1.55	0.12	0.12	0.19

表7表明，相较耦合系数为0的可加基线，基准值0.20时平均调频容量由2.20 MW降至1.82 MW，等效循环次数由0.31降至0.23，说明引入交互项后模型会主动抑制联合服务强度；当系数继续增至0.40时，平均调频容量和等效循环次数进一步

降至1.55 MW和0.19，综合收益由3.45万元降至3.25万元。寿命成本与等效循环次数不必然同向变化：耦合系数增大时，单位附加损伤价格同步提高，模型虽减少循环次数和调频容量，但货币化寿命成本仍可能上升。该敏感性分析仅验证交互项

对优化决策的结构影响,不构成 κ_c 的实验标定。

5.4 市场规则参数适应性校核

为进一步检验所提方法对不同市场规则参数的适应性,依据2024年《电力市场运行基本规则》关于电能量交易、辅助服务交易和结算管理的统一要求,以及2025年《电力辅助服务市场基本规则》关于交易组织、服务调用、调频费用计算和“日清月结”结算的规定[3-4],本文在表4至表6所用算

例基础上设置偏差考核强度和调频收益强度扰动情景。 $M1$ 为温和偏差考核,单位偏差惩罚价格取基准的0.7倍; $M2$ 为基准规则; $M3$ 为严格偏差考核,单位偏差惩罚价格取基准的1.3倍; $M4$ 为高调频收益,调频容量价格和里程价格均取基准的1.3倍。其余光储容量、预测误差、寿命参数和随机轨迹保持不变,以避免规则参数变化与资源扰动混杂。

表8 市场规则参数敏感性校核结果

Table 8 Sensitivity Verification of Market Rule Parameters

情景 Scenario	综合收益/万元 Net revenue / 10^4 CNY	偏差惩罚/万元 Imbalance penalty / 10^4 CNY	平均调频容量/ MW Mean regulation capacity / MW	SOC越限/次 SOC violations / times	调频容量不可用率/% Regulation-capacity unavailability / %	等效循环次数 Equivalent cycles
$M1$ 温和考核 $M1$ Mild penalty	3.064	0.016	1.64	0.00	0.00	1.589
$M2$ 基准规则 $M2$ Baseline rules	3.058	0.023	1.71	0.00	0.00	1.607
$M3$ 严格考核 $M3$ Strict penalty	3.041	0.028	1.58	0.00	0.00	1.575
$M4$ 高调频收益 $M4$ High regulation revenue	3.236	0.026	2.05	0.00	0.00	1.686

表8表明,在严格偏差考核情景下,模型通过降低激进申报和调频占用抑制偏差惩罚, SOC 越限和调频容量不可用率仍为0;在高调频收益情景下,平均调频容量有所提高,但容量可交付约束限制了过度申报,等效循环次数仅小幅增加。结果说明,所提方法在偏差考核和调频收益强度变化下仍能保持调频可交付与 SOC 安全,具有一定的市场规则参数适应性。

6 结论

本文构建了计及电能量—调频耦合退化的光储联合电站日前竞价一日内 MPC 闭环方法,主要结论如下:(1)功率与持续响应能量双重预留避免了调频容量与电能量计划重复占用,150个测试日中完整方法的 SOC 越限和调频容量不可用率均为0;(2)耦合退化内生后,相较无耦合退化方法,等效循环次数和寿命成本分别降低约9.4%和11.0%, $\kappa_c = 0$ 可加基线的敏感性结果表明交互项可抑制过强的联合服务,但 κ_c 仍需目标电池联合工况数据标定;(3)日内 MPC 使偏差超限电量和偏差惩罚较无 MPC 方法均降低约90.0%,在约18%预测误差压力场景下仍保持 SOC 和调频容量安全,其偏差覆盖边界由剩余功率裕度与 SOC 能量裕度共同决定。市场规则敏感性结果表明该方法具有一定参数

适应性。后续可结合实测光伏出力、AGC信号、市场价格及电池联合工况数据开展参数标定与验证,并研究显著市场力场景下的价格内生竞价。

参考文献

- [1] 国家发展改革委,国家能源局. 电力现货市场基本规则(试行): 发改能源规〔2023〕1217号[Z]. 2023.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Basic rules for electricity spot market (trial): NDRC Energy Regulation [2023] No. 1217[Z]. 2023.
- [2] 陈启鑫,房曦晨,郭鸿业,等. 电力现货市场建设进展与关键问题[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 3-15.
CHEN Q X, FANG X C, GUO H Y, et al. Progress and key issues for construction of electricity spot market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 3-15.
- [3] 国家发展改革委. 电力市场运行基本规则: 中华人民共和国国家发展和改革委员会令第20号[Z]. 2024.
National Development and Reform Commission. Basic rules for electricity market operation: Order No. 20 of the National Development and Reform Commission of the People's Republic of China[Z]. 2024.
- [4] 国家发展改革委,国家能源局. 关于印发《电力辅助服务市场基本规则》的通知: 发改能源规〔2025〕411号[Z]. 2025.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on issuing the Basic Rules for Electric Power Ancillary Service Market: NDRC Energy Regulation [2025] No. 411[Z]. 2025.
- [5] HE G, CHEN Q, KANG C, PINSON P, XIA Q. Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering

- performance-based regulation and battery cycle life[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(5): 2359-2367.
- [6] XU B, SHI Y, KIRSCHEN D S, ZHANG B. Optimal battery participation in frequency regulation markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6715-6725.
- [7] 赵小磊, 姚良忠, 刘运鑫, 等. 面向储能多应用价值协同的风光储系统日前优化调度方法[J]. 高电压技术, 2024, 50(6): 2511-2522.
- ZHAO X L, YAO L Z, LIU Y X, et al. Day-ahead optimal dispatch for wind-photovoltaic-storage system considering synergistic multi-application value of energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(6): 2511-2522.
- [8] BIAN J, SONG Y, DING C, CHENG J, LI S, LI G. Optimal bidding strategy for PV and BESSs in joint energy and frequency regulation markets considering carbon reduction benefits[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 12(2): 427-439.
- [9] XU B, OUDALOV A, ULBIG A, ANDERSSON G, KIRSCHEN D S. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1131-1140.
- [10] MORSTYN T, HREDZAK B, AGUILERA R P, AGELIDIS V G. Model predictive control for distributed microgrid battery energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2018, 26(3): 1107-1114.
- [11] 王睿茜, 周星, 王羽, 等. 基于微分曲线的锂离子电池老化诊断研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(22): 8920-8936.
- WANG R X, ZHOU X, WANG Y, et al. A review of degradation diagnosis of lithium-ion batteries based on differential curves[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(22): 8920-8936.
- [12] SHI Y, XU B, TAN Y, ZHANG B. A convex cycle-based degradation model for battery energy storage planning and operation[C]//Proceedings of the 2018 Annual American Control Conference (ACC). Milwaukee, WI, USA: IEEE, 2018: 4590-4596.
- [13] 李卓昊, 石琼林, 王康丽, 等. 锂离子电池健康状态估计方法研究现状与展望[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(20): 109-129. DOI: 10.7500/AEPS20231221006.
- LI Z H, SHI Q L, WANG K L, et al. Research status and prospects of state of health estimation methods for lithium-ion batteries[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(20): 109-129. DOI: 10.7500/AEPS20231221006.
- [14] KARGER A, WILDFEUEER L, AYGÜL D, MAHESHWARI A, SINGER J P, JOSSEN A. Modeling capacity fade of lithium-ion batteries during dynamic cycling considering path dependence[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 52: 104718.
- [15] URQUIZO J, SINGH P. Partial cycling aging of Li-ion batteries in frequency regulation applications[J]. Journal of Power Sources, 2024, 592: 233908.
- [16] ELLIS B, WHITE C, SWAN L. Degradation of lithium-ion batteries that are simultaneously servicing energy arbitrage and frequency regulation markets[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 66: 107409.
- [17] 赵晶晶, 张宇, 杜明, 等. 基于模型预测控制的新型电力系统光储电站调频控制策略[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 99-107.
- ZHAO J J, ZHANG Y, DU M, et al. Frequency Regulation Control Strategy Based on Model Predictive Control for Combined PV and Energy Storage Power Station in New Power System[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(11): 99-107.
- [18] DOBOS A P. PVWatts Version 5 Manual[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2014. NREL/TP-6A20-62641.
- [19] GILMAN P, DOBOS A, DIORIO N, FREEMAN J, JANZOU S, RYBERG D. SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2018. NREL/TP-6A20-67399.
- [20] 马莉, 范孟华, 曲昊源, 等. 中国电力市场建设路径及市场运行关键问题[J]. 中国电力, 2020, 53(12): 1-9.
- MA L, FAN M H, QU H Y, et al. Construction path and key operation issues of electricity market in China[J]. Electric Power, 2020, 53(12): 1-9.
- [21] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知: 发改价格〔2025〕136号[Z]. 2025.
- National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on deepening market-oriented reform of feed-in tariffs for new energy and promoting high-quality development of new energy: NDRC Price [2025] No. 136[Z]. 2025.
- [22] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加快推动新型储能发展的指导意见: 发改能源规〔2021〕1051号[Z]. 2021.
- National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guiding opinions on accelerating the development of new energy storage: NDRC Energy Regulation [2021] No. 1051[Z]. 2021.
- [23] 李军徽, 张靖祥, 穆钢, 等. 辅助服务市场下独立储能调峰调频协同优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(2): 650-665.
- LI J H, ZHANG J X, MU G, et al. Collaborative optimal dispatch of peak shaving and frequency modulation with independent energy storage based on auxiliary service market[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(2): 650-665.
- [24] SHI Y, XU B, WANG D, ZHANG B. Using battery storage for peak shaving and frequency regulation: Joint optimization for superlinear gains[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2882-2894.
- [25] 何翔路, 娄素华, 吴耀武, 等. 双结算模式下风储一体化电站两阶段市场投标调度策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(4): 47-55. DOI: 10.7500/AEPS20210705005.
- HE X L, LOU S H, WU Y W, et al. Two-stage market bidding and scheduling strategy of integrated wind power and energy storage station in dual-settlement mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(4): 47-55. DOI: 10.7500/AEPS20210705005.
- [26] 国家能源局. 新型储能项目管理规范(暂行): 国能发科技规〔2021〕47号[Z]. 2021.
- National Energy Administration. Management specification for new energy storage projects (interim): NEA Science and Technology Regulation [2021] No. 47[Z]. 2021.