

新型储能技术在可再生能源系统中的应用



计及调频机会成本的混合储能现货-辅助服务联合市场优化运行策略

苏新凯, 赵璐璐, 褚景春, 寇立夯, 金翼, 孙振新

(国家能源集团新能源技术研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209)

摘要: 在“双碳”目标背景下, 新型储能联合参与电力现货市场与调频辅助服务市场成为提升储能盈利水平、保障新型电力系统安全运行的重要途径。储能在响应调频任务时需要预留功率与容量, 由此放弃现货套利所形成的机会成本, 是制约其参与调频辅助服务积极性的关键因素。本文参考山东电力市场的交易、出清与结算框架, 并采用相关市场参数, 针对锂离子电池+超级电容混合储能系统, 构建了计及调频机会成本的现货-辅助服务联合市场优化运行模型。模型采用日前-实时两阶段结算结构, 显式区分能量型与功率型储能在性能指标、退化成本、SOC边界与频域响应特性上的差异, 并设计了以组合电价偏离度为耦合变量的机会成本系数自适应补偿机制, 使补偿强度可随市场波动自适应调整。基于某地区2025年全年日前与实时实测电价数据, 选取春、夏、秋、冬四类典型日设置四个对比场景进行算例分析。结果表明: 所提机会成本补偿机制可使典型日联合净收益较无补偿情形提升2.79%~7.34%, 秋季在电价波动最显著时增益最大; 敏感性分析表明, 机制效益对调频里程价格和补偿强度系数提高而增加, 对退化成本呈先升后降趋势, 对储能时长不敏感, 表明机会成本补偿的核心驱动力是功率而非能量。所提机制为新型储能在波动型现货市场中合理参与调频辅助服务提供了量化的市场化补偿路径。

关键词: 混合储能; 调频辅助服务; 机会成本补偿; 电力现货市场; 联合优化运行

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0423

中图分类号: TM 7

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (XXXX) XX-1-10

Optimal Operation Strategy for Hybrid Energy Storage System in Joint Spot and Ancillary Service Market Accounting for Frequency Regulation Opportunity Cost

Su Xinkai, Zhao Lulu, Chu Jingchun, Kou Lihang, Jin Yi, Sun Zhenxin

(CHN ENERGY New Energy Technology Research Institute Co., Ltd., Changping, Beijing, China)

Abstract: Under the "dual carbon" goals, joint participation of new-type energy storage in the day-ahead/real-time electricity spot market and the frequency regulation (FR) ancillary service market has become an important way to improve storage profitability and to ensure safe operation of the new-type power system. When a storage facility reserves power and capacity to respond to FR signals, it forgoes potential spot-market arbitrage revenue; the resulting opportunity cost is a key factor constraining willingness to provide FR ancillary service. Taking the Shandong electricity market rules as a basis, this paper develops an optimal operation model for a hybrid energy storage system (HESS) composed of a lithium-ion battery and a

收稿日期: 2026-05-15; 修改稿日期: 2026-07-15。

基金项目: 国家能源集团青海电力公司科技创新项目 (GNQH-2024-04)。

第一作者: 苏新凯 (1996—), 男, 硕士, 助理工程师, 研究方向为储能系统规划, E-mail: 20082058@ceic.com; 通信作者: 赵璐璐, 高级工程师, 研究方向为储能系统规划, E-mail: 20019029@ceic.com。

引用本文: 苏新凯, 赵璐璐, 褚景春, 等. 计及调频机会成本的混合储能现货-辅助服务联合市场优化运行策略[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-10.

Citation: Su Xinkai, Zhao Lulu, Chu Jingchun, et al. Optimal Operation Strategy for Hybrid Energy Storage System in Joint Spot and Ancillary Service Market Accounting for Frequency Regulation Opportunity Cost[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-10.

supercapacitor for the joint spot and FR ancillary service market that explicitly accounts for FR opportunity cost. A strict day-ahead/real-time two-stage settlement structure is adopted. The differences between energy-type and power-type storage in performance index (K), degradation cost, state-of-charge (SOC) boundary, and frequency-domain response characteristics are modeled explicitly. An adaptive compensation mechanism is designed in which the opportunity-cost coefficient μ_t is coupled with the deviation of a combined day-ahead/real-time price from its daily mean, so that the compensation intensity self-adapts to market volatility. A case study is conducted on four seasonal typical days selected from full-year measured day-ahead and real-time price data of a certain region in 2025. Results show that the proposed mechanism increases typical-day joint net revenue by 2.79%~7.34% relative to the no-compensation case, with the largest gain in autumn when price volatility is highest. Sensitivity analysis shows that mechanism benefit increase with the FR mileage price and the compensation intensity coefficient, while it presents a trend of first rising and then falling with the degradation-cost multiplier, and is insensitive to storage duration, indicating that the opportunity cost is driven primarily by power rather than energy. The proposed mechanism provides a quantifiable, market-oriented compensation path for new-type energy storage to participate in FR ancillary service under volatile spot markets.

Keywords: hybrid energy storage system; frequency regulation ancillary service; opportunity cost compensation; electricity spot market; joint optimal operation

随着双碳目标深入推进,我国新能源装机规模持续扩大,但风光出力的随机性与波动性给电力系统安全稳定运行带来严峻挑战。新型储能作为兼具源、荷双重属性的灵活性资源,在调峰调频、新能源消纳、电网稳定支撑等方面发挥不可替代的作用^[1]。然而,目前储能在电力市场中仍然以充放电价差套利为主,盈利渠道仍待拓宽^[2],针对储能的市场补偿机制需要进一步完善^[3]。

随着《电力现货市场基本规则(试行)》(发改能源规〔2023〕1217号)^[4]、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》(发改价格〔2024〕196号)^[5]、《电力市场运行基本规则》(2024年第20号令)^[6]等政策文件的陆续出台,新型储能以独立主体参与现货市场和辅助服务市场的机制逐渐明晰,有望实现通过市场手段最大程度发挥其作用,满足新型电力系统发展需求^[7]。在现货市场与调频辅助服务市场联合运行场景下,储能为响应调频任务需要预留一定功率与容量,从而减少参与现货市场套利的空间,形成显著的机会成本。尤其在现货市场价格波动较大的地区,储能放弃现货套利所带来的潜在收益损失更加突出。若缺乏合理的机会成本补偿机制,将削弱储能参与调频辅助

服务的积极性,进而影响储能灵活调节价值的有效发挥。

目前已有部分研究探讨了储能多市场联合优化问题,文献[8]将基于绩效的调节机制与电池循环寿命模型嵌入利润最大化框架,提出了一种分解式在线循环寿命计算方法,提出了电能与备用市场联合最优报价策略;文献[9]提出了独立式、联盟式、共享式三种储能参与现货市场的商业模式,并量化电能价值、辅助服务价值以及其他附加价值;文献[10]构建含火电、新能源、储能的现货-调频顺次与联合出清模型,提出了市场顺次出清策略以及联合出清策略;文献[11]针对竞争性能量与调节备用市场中的电池储能系统,提出基于粒子群算法的双层竞价方法;文献[12]以锂电池储能系统为研究对象,基于机会成本概念构建其提供AGC(Automatic Generation Control,自动发电控制)调频的机会成本模型,提出储能在电能与AGC调频市场的容量最优分配策略;文献[13]针对锂电池+超级电容混合储能系统参与调频市场的容量配置进行优化,考虑了超级电容延缓锂电池退化的协同作用,但未涉及多市场联合优化与机会成本补偿问题;文献[14]构建独立储能参与现货-调频市场的

双层优化模型，验证其可提升储能收益与系统资源配置效率。

上述研究主要集中在储能参与现货与辅助服务市场的联合优化、商业模式设计以及竞价策略分析，但对调频机会成本的研究较少，且现有研究多针对单一储能技术，较少考虑混合储能系统差异化协同作用。随着电力现货市场建设持续推进以及新能源高比例接入，研究计及调频机会成本补偿的混合储能多市场联合优化问题，将更具现实意义。山东作为国内首批电力现货试点省份，本文参考《山东电力市场规则》，梳理储能交易模式与市场框架，针对锂电-超容混合储能构建混合储能多市场联合运行优化模型，并设计了机会成本系数随组合电价偏离度自适应调整的补偿机制，弥补了已有研究在补偿强度市场化耦合方面的不足，最终分析机会成本补偿机制对储能运行策略与市场收益的影响。与文献[12]相比，本文将研究对象由单一锂电池储能拓展至锂电-超容混合储能，显式刻画了能量型与功率型储能在性能指标、退化成本与频域响应上的差异，且补偿强度并非外生设定，而是经组合电价偏离度与市场波动内生耦合；与文献[14]相比，本文进一步将储能因预留调频容量放弃现货套利的机会成本显式化为可结算的补偿项，并给出补偿强度随电价波动自适应调整的机制设计及其参数敏感性边界。

1 储能交易模式及市场框架

1.1 储能参与日前现货市场的交易模式

独立储能以“报量报价”方式参与日前市场经济出清，通过提交分段阶梯报价参与电能量交易，市场以社会福利最大化为目标形成出清电价。储能可利用电价时序波动开展低充高放套利，并受到功率容量、SOC（State of Charge，荷电状态）、安全边界以及“日市场化可用容量”等规则约束。随着新能源渗透率提高，目前多数现货市场具有较高波动性和一定比例负电价时段，储能在现货市场中具备较强套利潜力，同时也为其参与多市场联合优化提供了经济基础。

1.2 储能参与调频辅助服务市场的交易模式

调频辅助服务市场采用基于调频里程的单一制价格机制，储能收益主要由调频里程价格、调频里程以及性能指标K共同决定。市场实行分时段调频

容量出清，不同时段对应不同调频需求；同时将调频性能指标细化为调节速率、调节精度和响应时间三部分，为不同类型储能的性能差异提供量化依据。其中，功率型储能凭借更高的响应速度和综合K值，在调频市场中具有明显竞争优势。

1.3 调频机会成本补偿机制

调频机会成本是指储能因预留容量参与调频辅助服务，而放弃现货市场套利所损失的潜在收益。在高波动电价环境下，该机会成本尤为显著。本文在现行调频里程制结算之外，提出机会成本系数与现货市场电价偏离度动态耦合的内生化补偿机制，使补偿水平能够随市场波动自动调整。当电价波动较大时，提高储能参与调频的机会成本补偿；当电价平稳时，补偿自动减弱甚至趋近于零，从而实现市场化、自适应的储能收益协调机制。

需要说明的是，《山东电力市场规则》中已定义的“调频机会成本”（2026年4月修订版第11.2.9条）是调频辅助服务市场出清排序环节中、用于综合成本排序的成本分量，由市场运营机构依据节点出清电价与机组电量报价测算，其中综合成本=调频里程计算价格×历史小时平均调频里程+调频机会成本；在现行结算机制下，调频费用按里程、性能指标与里程出清价格计算（第14.8.3条），该机会成本本身并不形成对经营主体的直接货币补偿。本文所提“机会成本补偿”与之不同：其针对储能因预留调频容量而放弃现货套利所形成的机会成本，在现行结算框架之外探索显式的、随电价波动自适应调整的市场化补偿路径，属于机制设计层面的拓展性研究。

1.4 储能参与现货-辅助服务市场的总体框架

在日前阶段，混合储能以报量报价方式参与日前现货出清，同时申报调频里程价格参与调频辅助服务市场日前预出清；在运行日，调频辅助服务市场开展正式出清，储能按出清结果提供调频服务，其现货执行电量与日前中标电量的偏差按实时市场规则结算。两个市场的参与行为通过功率容量预留约束和SOC约束相互耦合，而调频机会成本补偿机制则作为协调两个市场利益的关键杠杆，使储能在高波动电价时段自动向现货套利倾斜，在低波动时段向调频服务倾斜，实现多市场收益的动态最优平衡。

在混合储能系统内部，能量型储能承担现货市

场低充高放的能量套利任务及调频指令中的低频分量，功率型储能承担调频指令中的高频分量；该频域分工属于储能电站站内能量管理系统的功率分配策略，与市场产品设计无关。两类储能通过频域互补约束实现分工协作，在满足调频技术指标的同时

最大化联合收益。本文所构建的联合优化模型正是在上述框架下，以全生命周期净收益最大化为目标，对混合储能系统的日运行策略进行优化求解。基本框架如图1所示。

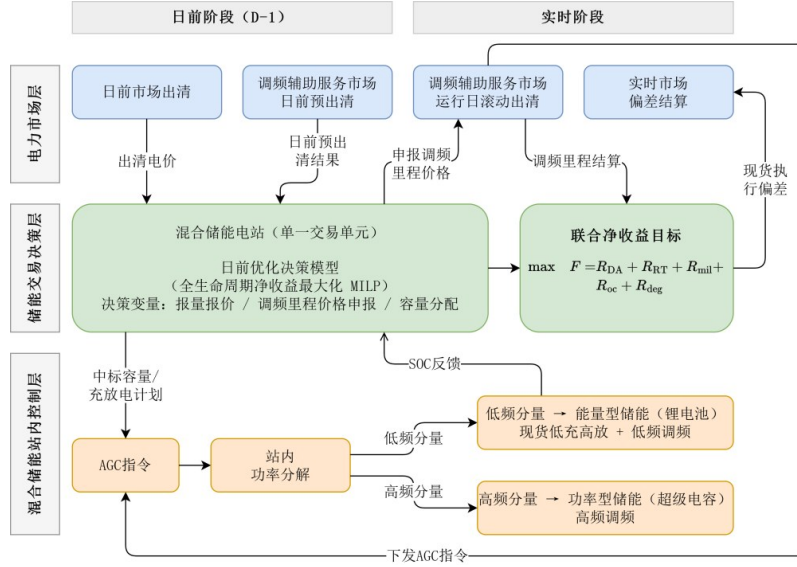


图1 混合储能参与现货-调频辅助服务市场总体框架

Figure 1 Framework for Hybrid Energy Storage Participating in Electricity Spot & Frequency Regulation Ancillary Service Markets

2 混合储能多市场联合运行优化模型

2.1 目标函数

以混合储能联合净收益最大化为目标：

$$\max F = R_{DA} + R_{RT} + R_{mil} + R_{oc} - C_{deg} \quad (1)$$

式中， F 为混合储能联合参与现货与辅助服务市场净收益，元； R_{DA} 为日前现货电能量收益，元； R_{RT} 为实时偏差结算收益，元； R_{mil} 为调频辅助服务收益，元； R_{oc} 为调频机会成本补偿，元； C_{deg} 为储能充放电所带来的退化成本，元。

日前现货电能量收益按下式计算：

$$R_{DA} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{DA} \sum_{i=1}^N (P_{DA,i,t}^{dis} - P_{DA,i,t}^{ch}) \Delta t \quad (2)$$

式中， λ_t^{DA} 为 t 时段日前出清电价，元/MWh； $P_{DA,i,t}^{ch}$ 、 $P_{DA,i,t}^{dis}$ 为储能 i 在 t 时刻日前申报的储能充电、放电功率，MW； T 为优化所涉及时段长度； N 为混合储能所涉及的储能类型总数量； Δt 为时段长度。

实时偏差结算收益按下式计算：

$$R_{RT} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{RT} \sum_{i=1}^N [(P_{RT,i,t}^{dis} - P_{RT,i,t}^{ch}) - (P_{DA,i,t}^{dis} - P_{DA,i,t}^{ch})] \Delta t \quad (3)$$

式中， λ_t^{RT} 为 t 时段实时出清电价，元/MWh； $P_{DA,i,t}^{ch}$ 、 $P_{DA,i,t}^{dis}$ 为储能 i 在 t 时刻实时执行的储能充电、放电功率，MW。

调频辅助服务收益按下式计算：

$$R_{mil} = \sum_{t=1}^T \lambda_t^{mil} \sum_{i=1}^N K_{i,t} C_{i,t}^{FR} \quad (4)$$

式中： λ_t^{mil} 为 t 时段调频里程单价，元/MW； γ_t 为 t 时段里程系数； $K_{i,t}$ 为储能 i 在 t 时段调频综合性能指标； $C_{i,t}^{FR}$ 为储能 i 在 t 时段调频的里程，MW。

储能预留容量 C^{FR} 参与调频时，放弃了在两阶段现货市场套利的潜在收益。机会成本应当综合反映日前与实时两阶段的套利机会，因此采用组合电价 $\lambda^{combined}$ 作为基准：

$$\lambda_t^{combined} = \alpha \lambda_t^{DA} + (1 - \alpha) \lambda_t^{RT} \quad (5)$$

式中， α 为日前结算占比。

基于该组合电价，机会成本补偿表示为：

$$R_{oc} = \sum_{t=1}^T \mu_t \lambda_t^{combined} \sum_{i=1}^N C_{i,t}^{FR} \Delta t \quad (6)$$

式中, μ_t 为时段 t 的机会成本系数, 反映时段 t 组合电价相对均值的偏离程度, 按下式计算:

$$\mu_t = \kappa \frac{|\lambda_t^{\text{combined}} - \bar{\lambda}_t^{\text{combined}}|}{\bar{\lambda}_t^{\text{combined}}} \quad (7)$$

$$\bar{\lambda}_t^{\text{combined}} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T \lambda_i^{\text{combined}} \quad (8)$$

式中, κ 为补偿强度系数。

储能充放电所带来的退化成本按下式进行计算^[15]:

$$C_{\text{deg}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [(P_{i,t}^{\text{dis}} + P_{i,t}^{\text{ch}}) + \rho^{\text{FR}} \gamma_i C_{i,t}^{\text{FR}}] c_i^{\text{deg}} \Delta t \quad (9)$$

式中, ρ^{FR} 调频里程退化系数, 反映调频等高频充放电工况相比常规充放电的退化加速程度; c_i^{deg} 为单位能量退化成本^[16], 元/MWh。

为便于后文区分, 将退化成本显式拆分为常规充放电退化与调频里程退化两部分:

$$C_{\text{deg}} = C_{\text{deg}}^{\text{E}} + C_{\text{deg}}^{\text{FR}} \quad (10)$$

其中 $C_{\text{deg}}^{\text{E}}$ 为现货低充高放等常规充放电产生的退化成本, $C_{\text{deg}}^{\text{FR}}$ 为调频里程响应产生的退化成本。

2.2 约束条件

2.2.1 功率约束

混合储能系统每种储能类型均应满足充放电状态约束, 确保储能在同一时段不能同时充电与放电:

$$u_{i,t}^{\text{ch}} + u_{i,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (11)$$

式中, $u_{i,t}^{\text{ch}}$ 和 $u_{i,t}^{\text{dis}}$ 为充放电二元变量, 取值为 0 或 1。

并应满足功率约束:

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{ch}} \leq P_i^{\text{max}} \times u_{i,t}^{\text{ch}} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{dis}} \leq P_i^{\text{max}} \times u_{i,t}^{\text{dis}} \quad (13)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dis}}$ 为储能 i 在 t 时刻的功率, MW; P_i^{max} 为储能 i 的额定功率, MW。

应满足现货-调频容量预留约束:

$$P_{i,t}^{\text{ch}} + C_{i,t}^{\text{FR}} \leq P_i^{\text{max}}, P_{i,t}^{\text{dis}} + C_{i,t}^{\text{FR}} \leq P_i^{\text{max}} \quad (14)$$

式中, $C_{i,t}^{\text{FR}}$ 为调频申报容量, MW。该约束确保储能预留足够功率响应可能的 AGC 调用, 避免现货和调频任务冲突。

同时, 应满足日前-实时偏差约束:

$$|P_{\text{RT},i,t}^{\text{dis}} - P_{\text{DA},i,t}^{\text{dis}}| \leq \Delta P_i^{\text{max}}, |P_{\text{RT},i,t}^{\text{ch}} - P_{\text{DA},i,t}^{\text{ch}}| \leq \Delta P_i^{\text{max}} \quad (15)$$

式中, ΔP_i^{max} 为允许最大偏差, MW。

2.2.2 SOC 约束

储能 i 的 SOC 按下式进行计算:

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + \left(\eta_i^{\text{ch}} \times P_{i,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{i,t}^{\text{dis}}}{\eta_i^{\text{dis}}} \right) \times \frac{\Delta t}{E_i^{\text{cap}}} - \Delta S_{i,t}^{\text{FR}} \quad (16)$$

式中, $S_{i,t}$ 为储能 i 在 t 时段末的 SOC, %; η_i^{ch} 、 η_i^{dis} 为储能 i 的充、放电效率, %; E_i^{cap} 为储能 i 的额定容量, MWh; $\Delta S_{i,t}^{\text{FR}}$ 为调频任务调用造成的 SOC 变化, 按照下式计算:

$$\Delta S_{i,t}^{\text{FR}} = (1 - \eta_i^{\text{rt}}) \times \gamma_t \times C_{i,t}^{\text{FR}} \times \frac{\Delta t}{E_i^{\text{cap}}} \quad (17)$$

式中, η_i^{rt} 为往返效率, 其值等于 η_i^{ch} 与 η_i^{dis} 的乘积, %; $\gamma_t \times C_{i,t}^{\text{FR}} \times \Delta t$ 即 t 时段调频调用的能量, MWh。

同时, SOC 应满足上下限、初值与终值要求:

$$S_i^{\text{min}} \leq S_{i,t} \leq S_i^{\text{max}} \quad (18)$$

$$S_{i,0} = S_i^0 \quad (19)$$

$$|S_{i,T} - S_i^{\text{end}}| \leq \varepsilon \quad (20)$$

式中, S_i^{min} 、 S_i^{max} 为储能 i 允许 SOC 上下限, %; S_i^0 为储能 i 初始 SOC, %; S_i^{end} 为储能 i 结束时期望 SOC, %; ε 为结束时 SOC 偏差容忍度, %。

2.2.3 调频约束

参与调频市场时, 应增加额外的 SOC 约束:

$$C_{i,t}^{\text{FR}} \times \Delta t \leq \eta_i^{\text{dis}} \times E_i^{\text{cap}} \times (S_{i,t-1} - S_i^{\text{min}}) \quad (21)$$

$$C_{i,t}^{\text{FR}} \times \Delta t \leq E_i^{\text{cap}} \times \frac{(S_i^{\text{max}} - S_{i,t-1})}{\eta_i^{\text{ch}}} \quad (22)$$

储能调频中标总量受全天可用容量限制, 每种储能各自满足如下约束:

$$\sum (C_{i,t}^{\text{FR}} \times \Delta t) \leq P_i^{\text{max}} \times K_i^{\text{avail}} \times H_i^{\text{avail}} \quad (23)$$

式中: 左侧为全天调频申报量的能量等效累计, MWh; 右侧为允许的日可用容量, MWh; K_i^{avail} 为日可用系数; H_i^{avail} 为日可用等效小时数, h。

同时, 应满足调频需求约束:

$$\sum_{i=1}^N C_{i,t}^{\text{FR}} \leq D_t^{\text{FR}} \quad (24)$$

式中, D_t^{FR} 为 t 时段调频需求, MW。

2.2.4 混合储能频域互补约束

能量型与功率型储能在调频信号频域上具有天然互补特性, 能量型储能适合响应低频分量, 功率型储能适合响应高频分量, 这是混合储能系统相比单一储能的核心优势^[17]。设功率型储能在调频中应承担最低占比 θ_{min} , 反映高频分量必须由功率型储能承担, 确保混合储能频谱互补特性在调度结果中得到体现, 而非退化为单一储能形式参与:

$$(1 - \theta_{\text{min}}) \times C_{s,t}^{\text{FR}} \geq \theta_{\text{min}} \times C_{b,t}^{\text{FR}} \quad (25)$$

该约束等价于：

$$\frac{C_{s,t}^{FR}}{C_{s,t}^{FR} + C_{b,t}^{FR}} \geq \theta_{\min} \quad (26)$$

式中， $\theta_{\min}$ 为功率型储能站内调频功率分配中的最低占比阈值，%； $C_{s,t}^{FR}$ 为功率型储能调频里程，MW； $C_{b,t}^{FR}$ 为能量型储能调频里程，MW。

3 算例分析

3.1 参数设置

本文采用的混合储能系统由10MW/20MWh锂离子电池、5MW/1MWh超级电容组成，其关键参数见表1，并设置电力市场相关参数如表2。

表1 算例用混合储能系统关键参数

Table 1 Key Parameters of Hybrid Energy Storage System for Calculation Example

参数	锂离子电池	超级电容
额定功率 (MW)	10.0	5.0
额定容量 (MWh)	20.0	1.0
充电效率 (%)	0.95	0.97
放电效率 (%)	0.95	0.97
起始 SOC (%)	0.50	0.50
结束 SOC 偏差容忍度 (%)	0.02	0.02
SOC 上下限 (%)	[0.10, 0.90]	[0.20, 0.80]
K 值	1.5	2.0
单位退化成本 (元/MWh)	200	50

表2 算例用电力市场关键参数

Table 2 Key Parameters of Electricity Market for Calculation Example

参数	值
调频里程出清价格 λ_t^{mil}	[0.0, 12.0]
日前-日内最大偏差 $\Delta P_i^{\max}$	0.30
日前结算占比 α	0.85
里程系数 γ_t	1
日可用系数 K_t^{avail}	1
调频里程退化系数 ρ^{FR}	0.30
功率型储能在调频中的最低占比阈值 $\theta_{\min}$	0.40

3.2 场景设计

本文设计4个对比场景，见表3。

3.3 典型日选取

本文现货市场出清价格选用某地区2025年全年日前、实时价格进行分析，统计得到其全年统计情况如表4。将其按照季节划分为4个典型日，如图2所示。

典型日按如下规则选取：将2025年全年交易日按季节分组，在每个季节内选取日前电价日均值与该季节日前电价均值偏差最小的工作日作为该季节典型日（春：2025年3月18日；夏：2025年7月2日；秋：2025年10月17日；冬：2025年2月19日），其96时段电价曲线为该日实测出清价格，未作平滑或合成处理。需说明，所选秋季典型日16:00附近的价格尖峰为该日的观测值，并非每日普遍现象。

为避免单一典型日结论以偏概全，本文进一步对四个季节的全部交易日逐日求解S3、S4场，统计各季节 $\Delta F = F(S4) - F(S3)$ 的分布，分季节统计表5。结果表明：机制收益增量 ΔF 在全年所有的交易日为正，各季节典型日的 ΔF 均落在所在季节分布的合理分位区间内，表明机制有效性并不依赖于特定典型日。

3.4 场景设计与收益对比

基于第3章所述的多市场联合运行优化模型，分析得到典型日下的四场景典型日净收益对比如表6所示。由表中可知，S4场景（含机会成本补偿）在所有季节的净收益均高于S3场景（无机会成本补偿），日均收益增量 ΔF 从夏季的+152.16元（+2.79%）到秋季的596.22元（+5.29%）不等，验证了所提机会成本补偿机制的有效性。

以S4场景为例，其收益构成如表7所示。秋季机会成本补偿机制效益最为显著，原因是秋季典型日电价波动最大（标准差246.1元/MWh）， μ_t 在高波动时段取值较高，使得机会成本补偿 R_{oc} 达到

表3 算例场景设置方案

Table 3 Scenario Setting Plan for Calculation Example

编号	现货	调频辅助服务	机会成本补偿	设计含义
S1	√	×	×	仅参与现货市场
S2	×	√	×	仅参与调频辅助服务市场
S3	√	√	×	同时参与现货-调频辅助服务，无机会成本补偿机制
S4	√	√	√	同时参与现货-调频辅助服务，有机会成本补偿机制

表4 某地区2025年全年日前、实时价格分析
Table 4 Analysis of 2025 Full-Year Day-Ahead and Real-Time Price in a Certain Region

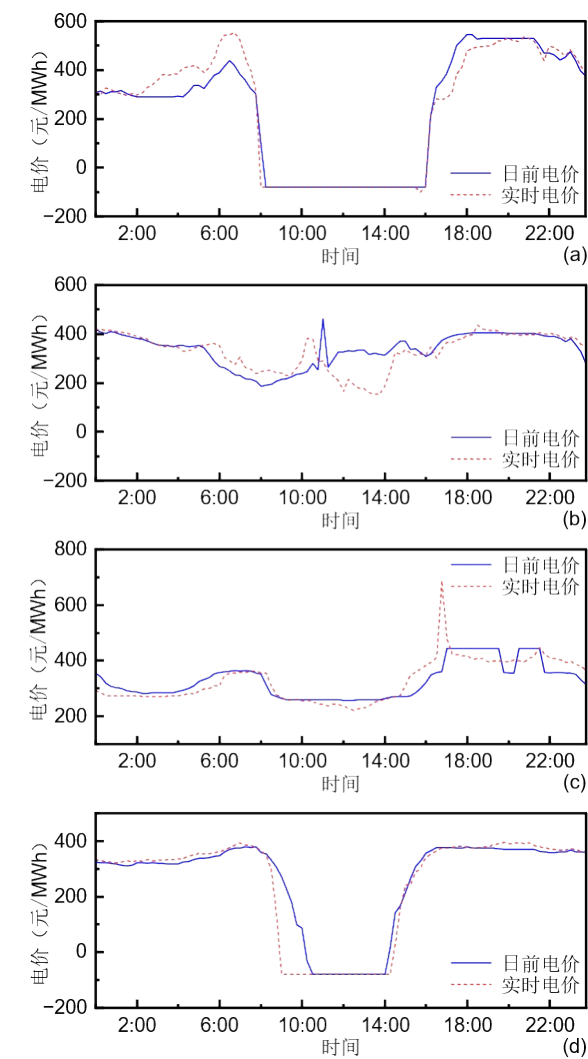
项目	日前电价	实时电价	日前-实时价差
均值 (元/MWh)	292.69	285.37	-7.32
标准差 (元/MWh)	197.53	197.76	104.2
中位数 (元/MWh)	344.42	348.00	0.00
变异系数	0.6749	0.6930	14.2289
P5 (元/MWh)	-80.00	-80.00	123.67
P95 (元/MWh)	540.00	516.94	-189.12

表5 分季节统计表
Table 5 Seasonal Statistics

季节	春	夏	秋	冬
样本天数	92	92	91	90
ΔF 均值	803	371.2	292.5	510.6
ΔF 中位数	664.8	307.4	232.5	238.3
ΔF_{P25}	464.3	155.3	155.5	104.8
ΔF_{P75}	916.5	496.8	317.9	664.6
ΔF 最小	76.7	50.2	16.4	40.2
ΔF 最大	5201.6	1901.4	1748.8	2846
ΔF 为正占比%	100	100	100	100
$\Delta F\%$ 均值	9.08	5.35	4.08	6.72
典型日 ΔF	305.6	152.2	596.2	198.3

940 元。而夏季电价波动最小（标准差 82.8 元/MWh）， μ_t 值普遍偏低， R_{oc} 仅 202 元，机会成本补偿机制对收益的增幅有限。值得注意的是，冬季日前收益 R_{DA} 为负，表明储能系统在前日市场以充电申报为主，而实时偏差结算 R_{RT} 为正，反映实时执行时在高价时段放电的套利策略。这一“日前充电、实时放电”的跨市场策略是冬季典型日下储能收益的主要来源。调频里程收益 R_{mi} 在四季均为 408 元，说明在 λ_{mi} 为 12 元/MW 时调频容量申报达到日可用容量上限。退化成本 C_{deg} 在夏季由于电价平稳，充放电动作少，其退化成本仅 232 元，而其他季节均为 6000 元左右。

从调度结果分析，如图 3 所示。S4 场景下混合储能系统呈现显著的时段特征：（1）深谷时段，锂电池满功率充电，SOC 从 0.10 上升至 0.90，利用负电价获得充电收益；（2）尖峰时段，锂电池满功率放电，同时申报少量调频容量，兼顾现货与调频收益；（3） μ_t 在深谷和尖峰时段取值最高（约 0.399~0.420），验证了机会成本机制补偿在电价偏离均值最大时提供最强补偿的设计逻辑。在 θ_{min} 为



注：(a)春季 (b)夏季 (c)秋季 (d)冬季
English 图注：(a) Spring (b) Summer (c) Autumn (d) Winter
图2 某地区典型日电价曲线

Figure 2 Typical Daily Electricity Price Curve of a Certain Region

表6 四场景典型日净收益对比
Table 6 Four-Scenario Typical Day Net Revenue Comparison

典型日	不同场景净收益 (元)				对比	
	S1	S2	S3	S4	ΔF (S4-S3)	增幅/%
春	3,998.21	1,086.82	4,166.30	4,471.93	+305.63	+7.34
夏	5,319.62	324.78	5,453.90	5,606.06	+152.16	+2.79
秋	11,097.34	1,945.46	11,269.59	11,865.81	+596.22	+5.29
冬	4,046.50	1,199.37	4,212.16	4,410.50	+198.34	+4.71

0.4 时，超级电容日可用容量成为调频容量的短板，96 个时段中仅约 8 个高电价时段申报调频容量。当超级电容调频容量用尽时，锂电池调频容量上限仅

表7 S4场景典型日收益构成

Table 7 Revenue Composition of Typical Day under Scenario S4

典型日	R_{DA}	R_{RT}	R_{mil}	R_{OC}	C_{deg}	C_{deg}^{FR}	F
春	29,528	-19,103	408	369	-6,521	-210	4,472
夏	33,666	-28,228	408	202	-232	-210	5,606
秋	35,293	-17,731	408	940	-6,835	-210	11,866
冬	-12,879	23,413	408	259	-6,581	-210	4,411

0.125MWh, 仅占锂离子电池日可用容量的10%, 超级电容日可用容量成为机会成本补偿机制效益提升能力的关键瓶颈。

本文优化模型为日前容量承诺层面的决策模型, 调频里程按预期里程系数 γ 聚合刻画并按里程制计入收益, 图2展示的是该层面的中标容量、充放电计划与SOC轨迹。为验证日前中标调频容量在真实调用下的可执行性, 并展示混合储能站内的频域功率分配, 构造代表性归一化AGC调频信号对S4场景典型日的优化结果进行时序仿真。信号以4s为步长, 由不同时间常数的随机过程叠加生成, 并按15min结算时段去均值以满足公式中的单时段近似能量中立假设。混合储能电站作为单一交易单元接收该指令, 站内能量管理系统经一阶低通滤波将其分解为低频分量(由锂电池承担)与高

频残差(由超级电容承担)。

仿真结果表明: 站级指令跟踪达到99.9%; 两类储能SOC全程位于安全限值内且与图3的MILP(Mixed-Integer Linear Programming, 混合整数线性规划)计划轨迹吻合, 验证了图3所示日前调度结果的可执行性; 超级电容承担站级里程的88.93%, 展示了站内频域互补分工; 按分钟级计量口径统计的实现里程系数均值为2.55, 与表中 γ 取值同量, 表明结论对该假设合理。

3.5 调频机会成本敏感性分析

3.5.1 调频里程价格与补偿强度系数

对调频里程价格 λ_{mil} 与补偿强度系数 κ 进行二维敏感性分析, 结果如图4所示。 ΔF 与 κ 和 λ_{mil} 均呈正相关。低 κ 与低 λ_{mil} 区域, ΔF 接近0甚至为负, 调频机会成本补偿机制无效益; 高 κ 与高 λ_{mil} 区域 $\Delta F > 234$ 元, 调频机会成本补偿机制有效。 κ 为0.50、 $\lambda_{mil}=12.0$ 时 ΔF 达到最大值552元。整体 ΔF 良好, 说明调频机会成本补偿机制可提升混合储能系统参与调频市场的积极性。

3.5.2 单位退化成本

单位退化成本 c_{deg} 敏感性系数对机会成本补偿效益的影响呈先升后降趋势, 如图5所示。 ΔF 在 c_{deg} 倍率=1.0时达到最大值(305.63元)。退化成

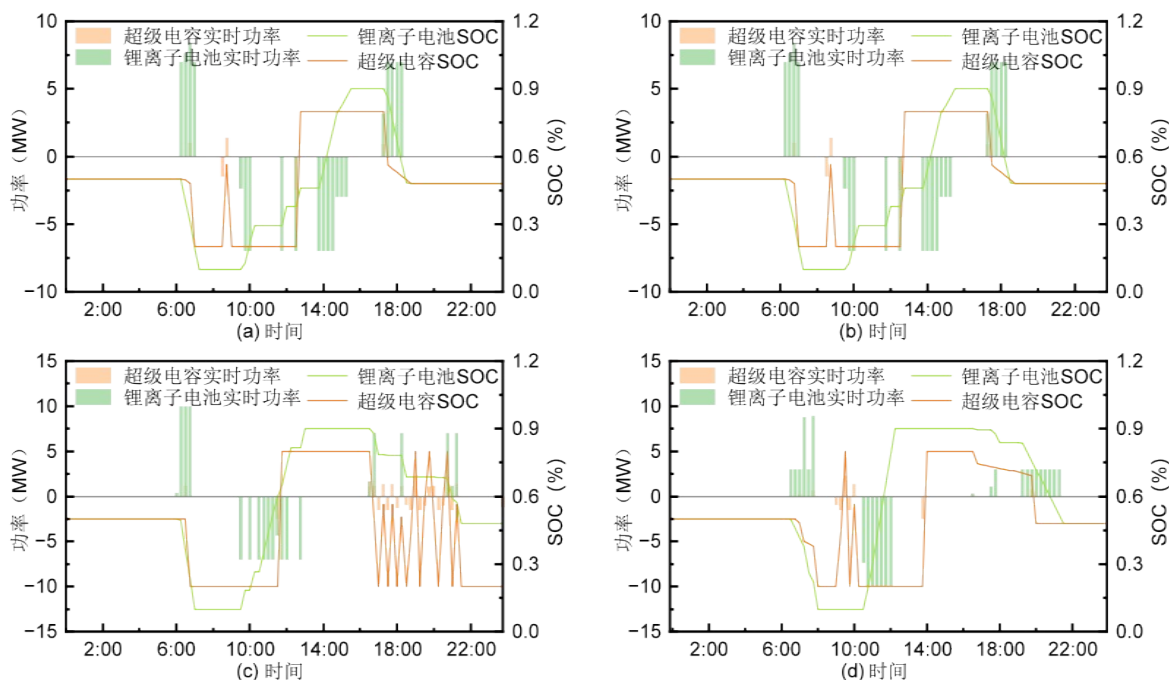


图3 S4场景典型日运行曲线(a) 春季 (b) 夏季 (c) 秋季 (d) 冬季

Figure 3 Typical Day Operation Curve under Scenario S4 (a) Spring (b) Summer (c) Autumn (d) Winter

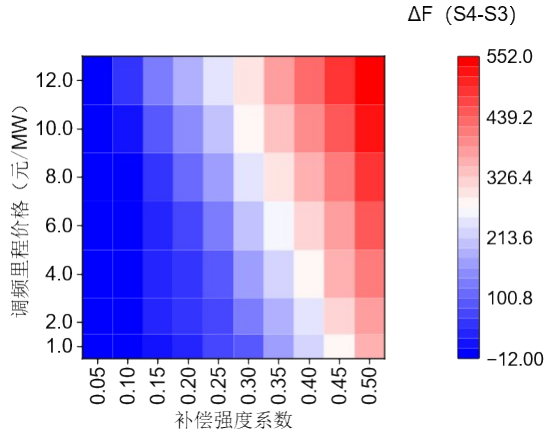


图4 调频里程价格与补偿强度系数对机会成本补偿效益敏感性分析

Figure 4 Sensitivity Analysis of the Impact of Frequency Regulation Mileage Price and Compensation Intensity Coefficient on Opportunity Cost Compensation Benefit

本过低时（0.5 倍），储能充放电不受约束，S3 已能充分优化， $\Delta F=239.67$ 元；退化成本过高时（2.0 倍），S3 和 S4 都因高退化成本减少了调频参与， ΔF 降至 189.29 元。机会成本补偿机制在退化成本 0.75~1.25 倍基准值时效益最显著。

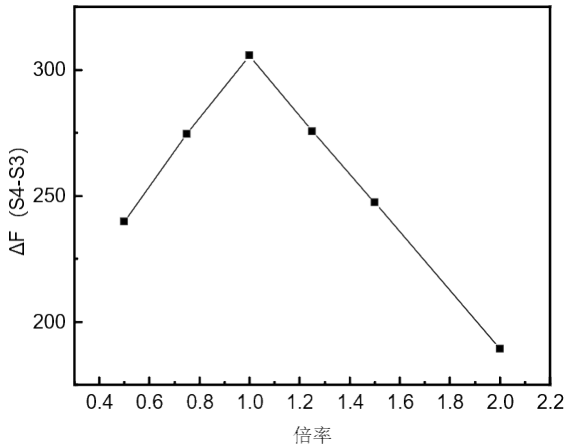


图5 单位退化成本敏感性系数对机会成本补偿效益影响敏感性分析

Figure 5 Sensitivity Analysis of the Impact of Unit Degradation Cost Sensitivity Index on the Benefit of Opportunity Cost Compensation Mechanism

3.5.3 储能时长

对储能时长进行敏感性分析，结果如图6所示。储能时长从2h增至8h时， ΔF 保持在约300元不变，说明机会成本补偿效益主要由功率决定，与能量弱相关。总收益F随储能时长增长而提升，但

边际效益递减。说明机会成本补偿的核心逻辑是补偿因参与调频而放弃的现货收益机会，该机会成本主要取决于功率而非能量。

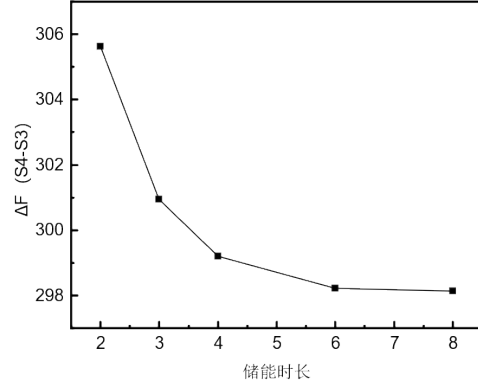


图6 储能时长对机会成本补偿效益影响敏感性分析
Figure 6 Sensitivity Analysis of the Impact of Energy Storage Duration on Opportunity Cost Compensation Benefit

4 结 论

本文针对混合储能系统在电力现货市场与调频辅助服务市场的联合优化运行问题，以山东电力市场规则为依据，构建了计及调频机会成本的现货-辅助服务联合市场优化运行模型，并通过基于2025年全年日前与实时实测电价数据的算例分析，验证了所提机制的有效性。主要结论如下：

（1）所提机会成本补偿机制能够有效提升混合储能参与调频辅助服务的市场收益：与无机会成本补偿方案（S3）相比，含机会成本补偿方案（S4）在春、夏、秋、冬四季典型日的联合净收益分别提升7.34%、2.79%、5.29%和4.71%，说明机制在不同市场条件下均能实现正向收益增量。

（2）机会成本补偿机制具有自适应特性：电价波动越大，机会成本系数 μ_t 越高，补偿强度越大，激励储能在高套利价值时段合理退出调频；电价平稳时，补偿自动趋零，不造成额外市场扭曲。秋季典型日电价波动最大、机会成本补偿最高、收益增幅高于夏季，验证了机制的自适应设计逻辑。

（3）敏感性分析揭示了机制效益的关键驱动因素：机制效益 ΔF 对调频里程价格与补偿强度系数均呈正向稳健性，在全参数范围内均能保持正效益；对退化成本呈倒U型敏感，过高或过低时均有所下降；对储能能量时长不敏感，说明机会成本的

核心驱动力是功率而非能量。

(4) 混合储能的频域互补约束在模型中发挥了关键作用：以功率型储能最低调频占比阈值为40%时，超级电容日可用容量成为决定机会成本补偿效益提升空间的关键瓶颈。因此在实际项目规划中应重视功率型储能容量的合理配置，以充分发挥混合储能的频域协同优势。

参考文献

- [1] 王义军, 左雪. 锂离子电池荷电状态估算方法及其应用场景综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(14): 193-207.
WANG Y, ZUO X. Review on Estimation Methods for State of Charge of Lithium-ion Battery and Their Application Scenarios[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(14): 193-207.
- [2] 郑步高, 陈前, 崔宇, 等. 我国新型储能行业发展现状、难点及相关建议[J]. 石油石化绿色低碳, 2024, 9(5): 15-20, 43.
ZHENG B, CHEN Q, CUI Y, et al. Development, Difficulties and Related Recommendations of New Energy Storage in China[J]. Green Petroleum & Petrochemicals, 2024, 9(5): 15-20, 43.
- [3] 张健, 张颜, 袁家海. 高比例新能源电力市场建设的实践经验与启示[J]. 华北电力大学学报(社会科学版), 2025(4): 50-64.
ZHANG J, ZHANG Y, YUAN J. Practical Experience and Enlightenment of Constructing Electricity Markets with High Proportion of Renewable Energy. Journal of North China Electric Power University(Social Sciences), 2025(4): 50-64.
- [4] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于印发《电力现货市场基本规则(试行)》的通知[EB/OL]. [2023-09-07]. https://www.gov.cn/gongbao/2023/issue_10846/202311/content_6917342.html.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on Issuing the Basic Rules for Electricity Spot Market (Trial Implementation)[EB/OL]. [2023-09-07]. https://www.gov.cn/gongbao/2023/issue_10846/202311/content_6917342.html.
- [5] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知[EB/OL]. [2024-02-07]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6931026.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on Establishing and Improving the Pricing Mechanism for Electricity Ancillary Services Market[EB/OL]. [2024-02-07]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202402/content_6931026.htm.
- [6] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 电力市场运行基本规则[EB/OL]. [2024-04-25]. https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue_11386/202406/content_6955758.html.
National Development and Reform Commission of the People's Republic of China. Basic Rules for the Operation of Electricity Market[EB/OL]. [2024-04-25]. https://www.gov.cn/gongbao/2024/issue_11386/202406/content_6955758.html.
- [7] 代江, 朱思霖, 田年杰, 等. 基于储能灵活能量状态的现货电能量-辅助服务市场联合出清机制[J]. 南方电网技术, 2024, 18(1): 58-68.
DAI J, ZHU S, TIAN N, et al. Joint Clearing Mechanism of Spot Power Energy-Auxiliary Service Market Considering Flexible State of Energy in Energy Storage[J]. SOUTHERN POWER SYSTEM TECHNOLOGY, 2024, 18(1): 58-68.
- [8] HE G, CHEN Q, KANG C, et al. Optimal Bidding Strategy of Battery Storage in Power Markets Considering Performance-Based Regulation and Battery Cycle Life[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017: 2359-2367.
- [9] 李迁, 姜欣, 张钧钊, 等. 规模化储能参与电力现货市场的商业模式[J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(12): 1543-1558.
LI Q, JIANG X, ZHANG J, et al. Business Models for Large-Scale Energy Storage Systems to Participate in Electricity Spot Market[J]. JOURNAL OF SHANGHAI JIAO TONG UNIVERSITY, 2023, 57(12): 1543-1558.
- [10] 高雪峰, 叶晨曦, 时雨, 等. 提升新能源消纳的储能参与现货-调频市场出清策略[J]. 东北电力大学学报, 2025, 45(5): 74-83.
GAO X, YE C, SHI Y, et al. Clearing Strategy for Energy Storage Participating in the Spot-Frequency Regulation Market to Enhance Renewable Energy Integration[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2025, 45(5): 74-83.
- [11] RAFAEL G T, MARTINEZ M. Optimal bidding strategy for price maker battery energy storage systems in energy and regulation reserves markets[J]. Electric Power Systems Research, 2025, 242.
- [12] 张硕, 陈媛丽, 李英姿, 等. 计及电力现货机会成本的构网型储能电站调频辅助服务竞价出清双层博弈模型[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(z1): 146-158.
ZHANG S, CHEN Y, LI Y, et al. A Bi-level Game Model for Frequency Regulation Ancillary Service Bidding and Clearing of Grid-forming Energy Storage Stations Considering Opportunity Cost of Electricity Spot Trading[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(z1): 146-158.
- [13] BAEK M K, ROH J H, PARK J B, et al. Optimal Sizing of Battery/ Supercapacitor Hybrid Energy Storage Systems for Frequency Regulation[J]. Journal of Electrical Engineering & Technology, 2022, 17(1): 111-120.
- [14] 郭秉霖, 张竞宇, 臧启勇. 基于双层交易模型的独立新型储能参与现货-调频市场协同优化策略[J/OL]. 综合智慧能源, 1-9[2026-05-14].
GUO B, ZHANG J, ZANG Q. Coordinated optimization strategy for independent new energy storage participating in spot frequency regulation markets based on bi-level trading model[J/OL]. Integrated Intelligent Energy, 1-9[2026-05-14].
- [15] XU B, ZHAO J, ZHENG T, et al. Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, PP(99): 1-1.
- [16] XU B, OUDALOV A, ULBIG A, et al. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016.
- [17] CAO Y, WU Q, ZHANG H, et al. Optimal sizing of hybrid energy storage system considering power smoothing and transient frequency regulation[J]. International journal of electrical power and energy systems, 2022.