

储能测试与评价



考虑寿命损耗与SOC均衡的分层-分布式储能聚合控制策略

刘宝昌^{1,2}, 张珺玮¹, 徐峰¹, 李玉昇¹, 康重庆², 陈安慈¹, 赵晓丹¹

(¹中国移动通信集团设计院有限公司, 北京 100080; ²清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京 100084)

摘要: 随着可再生能源大规模接入, 储能在提升电力系统灵活性、平抑负荷波动及保障系统运行安全等方面发挥重要作用。针对分布式储能单元在容量规模、功率等级、荷电状态 (state of charge, SOC) 及健康状态 (state of health, SOH) 等方面的多维差异, 提出了一种面向储能集群的分层-分布式聚合控制策略。首先, 基于自适应滤波算法, 实现动态工况和测量噪声不确定条件下的储能单元高精度状态估计, 并构建储能可调度能力模型。其次, 提出分层储能聚合控制架构, 上层采用集中优化策略, 以运行经济性和负荷平滑为双重目标, 求解储能集群最优聚合功率响应; 下层采用分布式协调控制方法, 将储能单元SOC均衡与寿命损耗成本纳入加权分配机制, 实现各储能单元功率的动态协调分配。以某区域夏季典型日负荷为例开展仿真分析, 结果表明, 该聚合控制策略能够有效平抑电网负荷波动并获取电价差收益, 日最大负荷由2 MW降至1.568 MW, 负荷峰谷差从1.35 MW减小至0.669 MW。且在满足系统功率响应需求的同时, 能有效抑制储能单元间的状态不一致以及健康差异的扩展, 单体SOC方差较传统方案降低50%, 寿命损耗成本降低2%。所提方法对提升储能系统的整体运行效率与全生命周期健康水平具有重要意义。

关键词: 储能系统; 聚合控制; 状态估计; 寿命损耗; 荷电状态

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0039

中图分类号: TM 911

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 06-2355-13

Hierarchical-distributed aggregation control strategy for energy storage considering lifetime degradation and SOC balancing

LIU Baochang^{1,2}, ZHANG Junwei¹, XU Feng¹, LI Yusheng¹, KANG Chongqing², CHEN Anci¹, ZHAO Xiaodan¹

(¹China Mobile Group Design Institute Co., Ltd., Beijing 100080, China; ²Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: Energy storage systems assume a pivotal role in the large-scale integration of renewable energy, enhancing the flexibility of power systems, mitigating load fluctuations, and ensuring operational security. This paper proposes a hierarchical-distributed aggregation control strategy for energy storage clusters, in response to the multidimensional differences among energy storage units in terms of capacity, power, State of Charge, and State of Health.

收稿日期: 2026-01-14; 修改稿日期: 2026-02-28。

基金项目: 国家重点研发计划 (2023YFB2407900)。

第一作者: 刘宝昌 (1977—), 男, 博士研究生, 教授级高级工程师, 主要研究方向为信息能源融合创新、新型储能技术等, E-mail: liubaochang@cmdi.chinamobile.com; 通信作者: 康重庆, 教授, 研究方向为电力系统规划、电力系统优化运行、可再生能源、低碳电力技术、负荷预测、电力市场等, E-mail: cqkang@tsinghua.edu.cn。

引用本文: 刘宝昌, 张珺玮, 徐峰, 等. 考虑寿命损耗与SOC均衡的分层-分布式储能聚合控制策略[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(6): 2355-2367.

Citation: LIU Baochang, ZHANG Junwei, XU Feng, et al. Hierarchical-distributed aggregation control strategy for energy storage considering lifetime degradation and SOC balancing[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(6): 2355-2367.

First, an adaptive filtering algorithm is employed to attain high-precision state estimation of energy storage units under dynamic operating conditions and uncertain measurement noise. Subsequently, a dispatchable capability model for energy storage is constructed. Secondly, a hierarchical control architecture is proposed. The upper layer employs a centralized optimization to determine the optimal power response of the energy storage cluster, with operational economy and load smoothing as dual objectives. The lower layer implements a distributed coordinated control scheme, incorporating unit SOC balancing and life cost into a weighted allocation mechanism to achieve dynamic and coordinated power dispatch among energy storage units. A simulation is conducted to assess the load of a specific region on a typical summer day. The findings indicate that the proposed aggregation control strategy can effectively mitigate grid load fluctuations and capture benefits from electricity price differences. Daily peak load was reduced from 2 to 1.568 MW, and the peak-valley load difference was decreased from 1.35 MW to 0.669 MW. Furthermore, while satisfying the power response requirements of the system, it effectively mitigates the propagation of state inconsistencies and health disparities among storage units, thereby reducing the variance of SOC by 50% and life cost by 2% in comparison with conventional methods. The proposed method exhibits considerable significance in terms of enhancing the overall operational efficiency and promoting the full lifecycle health of the energy storage system.

Keywords: energy storage system; aggregation control; state estimation; life loss; state of charge

“双碳”目标驱动下,以风电、光伏为代表的高比例可再生能源加速并网,其出力的强随机性与波动性对电力系统功率实时平衡提出严峻挑战。分布式储能凭借其灵活调节能力,成为提升电网消纳与运行韧性的关键支撑^[1-3]。随着电池成本下降与政策支持,分布式储能正步入规模化发展阶段。然而,海量分布式储能单体容量小、分布广泛、运行状态异构,若缺乏协同聚合与优化调控,难以发挥规模化效益。如何将地理分散、多元异构的储能资源聚合为协调响应的“虚拟电厂”,参与电网调度与市场交易,成为学术界与工业界共同关注的核心问题^[4-5]。

现有储能聚合控制研究主要围绕控制架构、控制策略两方面展开。控制架构方面,主流方法包括集中式、分布式与分层式。集中式控制通过中央控制器收集全局信息并进行统一决策,该架构可实现全局最优^[6-7]。然而,集中式控制策略随着单元数量增加,决策变量呈指数增长,求解时间急剧增加,计算复杂度大,单点故障风险高。为克服集中式控制的缺陷,基于多智能体协同的分布式架构受到关注。该架构中,各单元作为智能体,通过局部信息

交换实现自组织协调。典型的协调机制包括一致性算法^[8-9]、交替方向乘子法(ADMM)^[10]等,鲁棒性与扩展性良好,但通常只能达到次优解,且收敛速度受通信拓扑影响。分层式控制融合二者优势,形成“集中优化-分布执行”的混合架构。文献[11]提出分层优化、分区协同的控制思想,对大规模分布式电源并网功率实现区域协同优化。文献[12]建立了配电网两级优化调度模型,并利用ADMM算法实现层间信息交互的协同求解架构。分层式控制策略平衡了优化性能与计算负担,成为当前的主流研究方向,但其关键难点在于合理划分决策层级与界定优化边界。

在控制策略方面,最简单的分配策略是按额定容量比例或剩余容量比例进行分配^[13]。这类策略计算简单,但未考虑单元状态差异,可能导致运行效率低下。常见的改进方法是将储能单元的荷电状态(state of charge, SOC)一致性纳入控制策略的考虑因素^[14-15]。文献[16]考虑了各储能单元SOC对充放电功率的影响,提出保持SOC相对均衡的分布式储能聚合控制方法。文献[17]同样基于一致性原理提出SOC分布式控制策略,减小了分布式储

能集群的SOC越限风险。针对容量差异较大的分布式储能单元,文献[18]提出了一种基于SOC均衡误差补偿的非线性控制方法,通过自适应电流分配和动态一致性协议实现SOC动态调节,有效提升SOC均衡速度与稳态性能。虽然SOC均衡是分布式储能控制的重要目标之一,但仅关注SOC可能无法全面反映储能的性能状态。当前一些研究开始将电池寿命、健康状态(state of health, SOH)等性能指标纳入分布式控制框架^[19]。文献[20]考虑了充放电策略对储能寿命的影响,提出新型储能规划配置方法,使得储能全寿命周期内收益最大。文献[21]构建了计及电池寿命损耗成本的储能配置模型,并基于储能电池实时动态高精度估计结果实现SOC自适应约束。文献[22]在分布式能量管理策略中引入SOH与SOC双重均衡指标,通过改进的二分聚类模型,实现多个电池组之间的SOC与SOH同步平衡,有效降低运行中的寿命损耗。文献[23]从功率分配机制入手,通过竞争-合作调度等方法,使不同储能单元在参与负载调节时考虑SOH与SOC,使分布式控制不仅实现调度目标,还兼顾生命周期优化。此类方法中,储能系统的高精度状态估计是实现功率合理分配的关键,而目前尚缺乏对储能状态估计与聚合控制之间统一协调框架的研究。此外,随着人工智能等技术的发展,一些研究尝试将智能算法与分布式控制结合,以提升状态估计、决策效率。文献[24]提出分层分区架构的储能聚合控制方法,以综合运行成本最小为目标,基于深度强化学习构建储能聚合控制决策模型。文献[25]采用深度强化学习实现储能单元容量的分配优化。但此类深度学习算法在实际应用中面临着计算量和实时性的挑战。

针对上文总结的不足,本研究提出了一种考虑储能寿命损耗与SOC均衡的分层-分布式储能聚合控制策略,其贡献如下:①采用自适应扩展卡尔曼滤波(adaptive extended Kalman filter, AEKF)算法实现SOC与SOH的高精度联合估计,并建立考虑能量状态、功率极限、循环寿命衰减及运行约束的精细化储能可调度能力模型。②设计了“集中优化-分布分配”的储能分层协同控制机制,上层基于全局信息进行慢时间尺度的多目标优化,生成最优集总功率指令;下层通过仅依赖局部通信的一致性算法,实现功率的动态实时分配,具有良好的

可扩展性与工程实用性。③集中优化策略中构建了同时考虑日运行经济收益最大化与电网负荷方差最小化的多目标协同优化模型。④设计了考虑储能单元SOH差异与SOC均衡的加权一致性功率分配策略,在响应全局指令的同时,实现集群内部状态均衡,延缓整体寿命衰减。

1 分层-分布式储能聚合控制策略总体架构

本研究所提出的分层-分布式储能聚合控制策略总体架构如图1所示。整体可分为储能状态感知、功率集中优化与分布式执行3部分,上层集中优化功率响应,下层实时调整各单元功率分配。准确、可靠的储能单元状态感知是实现高质量聚合控制的前提。首先针对储能单元运行过程中存在的测量噪声不确定性与模型参数漂移问题,构建了基于自适应扩展卡尔曼滤波的高精度状态估计方法,实现对储能单元SOC与SOH的联合估计。在此基础上,结合状态估计与条件约束,构建涵盖可调度能量、可调度功率、SOC约束与SOH约束等多维状态信息的储能可调度能力模型,并形成能够反映个体差异的储能集群等效模型,为聚合控制提供精细化决策依据。

其次,在分层控制架构的上层,集中对储能集群的整体功率响应进行优化。综合考虑分时电价、负荷波动特性及储能运行约束,构建以系统运行经济性与负荷平滑性能为双目标的优化模型,采用二次规划求解调度周期内的最优功率响应曲线。在分层控制架构的下层,通过引入储能单元SOC一致性与寿命损耗成本加权的功率分配机制,将上层给出的聚合功率指令合理分配至各储能单元。其中,SOC一致性因子用于抑制单元间荷电状态差异的进一步扩大,而寿命损耗因子则根据SOH状态动态调整单元参与功率响应的优先级,降低健康水平较差单元的响应强度,从而使得各储能单元在协同完成系统功率响应任务的同时,有效延缓储能集群整体寿命衰减。

2 分布式储能可调度能力建模与状态估计

在分布式储能的管理与调度中,其可调度能力

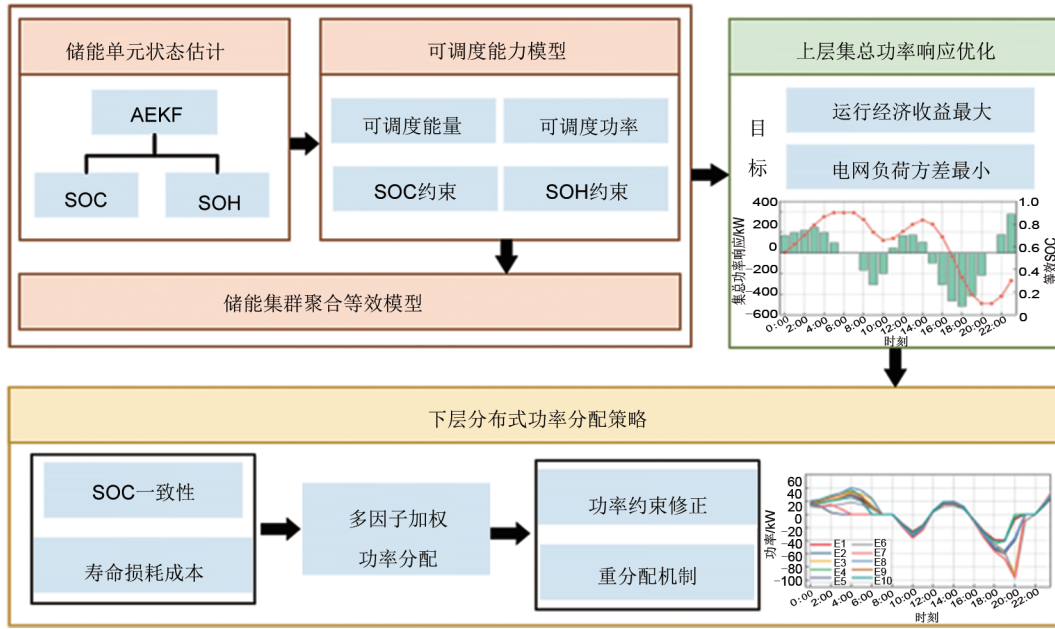


图1 储能聚合控制策略架构图

Fig. 1 Architecture diagram of energy storage aggregation control strategy

的精确描述与状态估计对系统安全运行与经济优化具有重要意义。本部分围绕储能的可调度能力建模、集群等效化方法以及储能系统健康状态与荷电状态的联合估计展开研究，为后续的协同优化调度提供理论支撑。

2.1 储能可调度能力模型

分布式储能系统的可调度能力主要体现在储能系统的充放电功率约束、可用能量约束、寿命退化约束以及充放电效率等方面。

2.1.1 SOC动态模型

定义储能单元在 t 时刻的功率响应为 P_t ，采用有向形式，充电为正，放电为负。储能单元在充电时SOC增大，在放电时SOC减小，其任意时刻储能单元SOC可表示为

$$\text{SOC}_{i,t+1} = \text{SOC}_{i,t} + \left(\frac{P_{i,t}^+ \eta_i^{\text{ch}}}{E_i} - \frac{P_{i,t}^-}{\eta_i^{\text{dch}} E_i} \right) \Delta t \quad (1)$$

式中， $P_{i,t}^+$ 和 $P_{i,t}^-$ 分别表示储能单元 i 在时刻 t 的充电功率和放电功率； η_i^{ch} 和 η_i^{dch} 分别为储能单元的充电效率和放电效率； E_i 是储能单元完整可用能量。

为保证运行安全，储能单元在充放电的过程中需保持其SOC在合理的区间内，物理约束为

$$\text{SOC}_{\min} < \text{SOC}_{i,t} < \text{SOC}_{\max} \quad (2)$$

式中， $\text{SOC}_{\min}$ 和 $\text{SOC}_{\max}$ 分别表示储能单元所允许的SOC下限值和上限值，分别设置为10%和90%。

2.1.2 可调度能量与功率约束

储能单元当前可调度能量可根据完整可用能量和SOC计算得到，如式(3)所示。对应的充放电功率约束如式(4)、式(5)所示。

$$E_{i,t}^{\text{avail}} = E_i \cdot \text{SOC}_{i,t} \quad (3)$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{ch_max}} = \min \left\{ P_{i,t}^{\text{rate}}, \frac{(\text{SOC}_{\max} - \text{SOC}_{i,t}) E_i}{\eta_i^{\text{ch}} \Delta t} \right\} \\ P_{i,t}^{\text{dch_max}} = \min \left\{ P_{i,t}^{\text{rate}}, \frac{(\text{SOC}_{i,t} - \text{SOC}_{\min}) E_i \eta_i^{\text{dch}}}{\Delta t} \right\} \end{cases} \quad (4)$$

$$-P_{i,t}^{\text{dch_max}} < P_{i,t} < P_{i,t}^{\text{ch_max}} \quad (5)$$

式中， $P_{i,t}^{\text{rate}}$ 为储能单元 i 的额定充放电功率； $P_{i,t}^{\text{ch_max}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{dch_max}}$ 为储能单元 i 当前最大充/放电功率。

2.1.3 基于SOH的完整可用能量约束

考虑储能的完整可用能量受运行环境及运行工况等因素影响会随着使用时间增加而逐渐衰减，引入储能健康状态对可调度能力的影响。SOH通常定义为当前最大可用能量与额定能量的比值，如式(6)所示。

$$\text{SOH}_i = \frac{E_i}{E_i^{\text{rate}}} \quad (6)$$

式中， E_i^{rate} 是储能单元额定能量。通过对各储能单元的SOH进行精确估计，实现对储能单元完整可用能量 E_i 的修正，构建更精准的储能可调度能量及功率约束。

2.2 储能集群聚合等效模型

为满足配电网大功率需求响应, 通常需要将若干个分布式储能单元通过聚合控制节点统一参与调度。为实现可计算性, 将 N 个异构储能单元聚合为等效储能模型。等效模型包括以下关键参数。

等效储能可调度能量定义为各储能单元可调度能量之和, 如式(7)、式(8)所示。

$$E_{\text{agg}} = \sum_{i=1}^N E_i \quad (7)$$

$$E_{\text{agg}, t}^{\text{avail}} = \sum_{i=1}^N E_i \cdot \text{SOC}_{i, t} \quad (8)$$

等效储能的SOC定义为式(9), 且同样满足上下限约束。

$$\text{SOC}_{\text{agg}, t} = \frac{E_{\text{agg}, t}^{\text{avail}}}{E_{\text{agg}}} \quad (9)$$

$$\text{SOC}_{\min} < \text{SOC}_{\text{agg}, t} < \text{SOC}_{\max} \quad (10)$$

等效储能可调度功率定义为各储能单元可调度功率之和, 且满足充放电功率约束, 如式(11)~式(13)所示。

$$P_{\text{agg}, t} = \sum_{i=1}^N P_{i, t} \quad (11)$$

$$\begin{cases} P_{\text{agg}, t}^{\text{ch_max}} = \sum_{i=1}^N P_{i, t}^{\text{ch_max}} \\ P_{\text{agg}, t}^{\text{dch_max}} = \sum_{i=1}^N P_{i, t}^{\text{dch_max}} \end{cases} \quad (12)$$

$$-P_{\text{agg}, t}^{\text{dch_max}} < P_{\text{agg}, t} < P_{\text{agg}, t}^{\text{ch_max}} \quad (13)$$

通过上述建模, 可将大规模分布式储能单元集群简化为等效储能系统, 提高调度模型的可操作性。

2.3 基于自适应扩展卡尔曼滤波的储能SOC-SOH联合估计

精确的储能状态估计是构建储能可调度模型的前提。为此, 本节基于储能单元等效电路模型, 基于AEKF算法实现对其SOC与SOH的联合估计。一阶RC等效电路模型因结构简洁、物理意义明确、计算量低, 被广泛应用于电池状态估计领域。其模型架构如图2所示, 主要包括开路电压 U_{OCV} 、欧姆电阻 R_0 , 以及由极化电阻 R_p 与极化电容 C_p 组成的RC网络。储能电池端电压表达式为

$$U_t = U_{\text{OCV}}(\text{SOC}_t) - I_t R_0 - U_{p, t} \quad (14)$$

式中, 开路电压与SOC之间满足确定的函数对应关系; I_t 为电流; $U_{p, t}$ 为极化电压, 其满足式(15)。

$$\frac{dU_{p, t}}{dt} = \frac{I_t}{C_p} - \frac{U_{p, t}}{R_p C_p} \quad (15)$$

采用欧拉法对式(15)进行离散化处理, 可得

$$U_{p, k+1} = a U_{p, k} + b I_k \quad (16)$$

$$\begin{cases} a = e^{-\Delta t / (R_p C_p)} \\ b = R_p (1 - e^{-\Delta t / (R_p C_p)}) \end{cases} \quad (17)$$

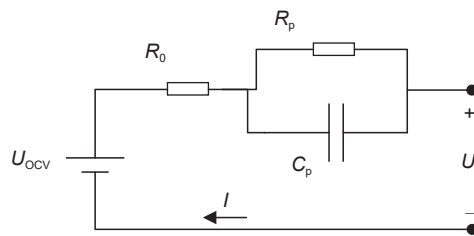


图2 储能单元等效电路模型

Fig. 2 Equivalent circuit model of energy storage unit

采用全SOC区间下电池0.05C低倍率恒流充放电测试, 对充放电电压曲线进行平均处理, 构建电池OCV-SOC函数关系。其余模型参数采用混合脉冲功率测试方法进行辨识: 在给定SOC点施加电流阶跃信号, 根据电流突变瞬间的电压跃变量计算欧姆内阻 R_0 ; 同时基于脉冲电流加载后的端电压响应曲线, 结合式(16)、式(17)采用最小二乘法对 R_p 与 C_p 进行辨识。传统扩展卡尔曼滤波(extended Kalman filter, EKF)在进行电池状态估计时通常采用固定的噪声信息, 但考虑到电池参数受温度、循环次数等因素影响, 过程噪声具有随机性, 因此采用噪声协方差自动匹配的AEKF进行储能电池状态估计。具体而言, 通过指数加权方式更新过程噪声矩阵:

$$\mathbf{Q}_k = \alpha \mathbf{Q}_{k-1} + (1 - \alpha) [(\hat{\mathbf{x}}_{t|t} - \hat{\mathbf{x}}_{t|t-1})(\hat{\mathbf{x}}_{t|t} - \hat{\mathbf{x}}_{t|t-1})^T] \quad (18)$$

式中, $\mathbf{Q}_k$ 为噪声协方差矩阵; $0 < \alpha < 1$ 为遗忘因子; $\hat{\mathbf{x}}_t$ 为系统状态估计值。

AEKF的执行步骤如下: 首先构建系统状态方程及测量方程, 如式(19)、式(20)所示。

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k) + \mathbf{w}_k \quad (19)$$

$$\mathbf{z}_k = \mathbf{h}(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k) + \mathbf{v}_k \quad (20)$$

式中, $\mathbf{x}_k$ 为系统状态向量; $\mathbf{u}_k$ 为系统输入, 即充放电电流; $\mathbf{z}_k$ 为系统观测量, 即端电压; $\mathbf{w}_k$ 和 $\mathbf{v}_k$ 分别是过程噪声和测量噪声。由于储能系统是典型的非线性系统, 为了使用卡尔曼滤波, 需要对两个函数进行线性化, 构建状态转移函数和测量方程的雅可比矩阵:

$$\mathbf{F}_k = \frac{\partial \mathbf{f}(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k)}{\partial \mathbf{x}} \quad (21)$$

$$H_k = \frac{\partial h(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k)}{\partial \mathbf{x}} \quad (22)$$

给定系统状态和协方差初始化, 对系统状态和协方差进行预测, 输出当前时刻的先验估计:

$$\hat{\mathbf{x}}_{k|k-1} = \mathbf{f}(\hat{\mathbf{x}}_{k-1|k-1}, \mathbf{u}_k) \quad (23)$$

$$\mathbf{P}_{k|k-1} = \mathbf{F}_k \mathbf{P}_{k-1|k-1} \mathbf{F}_k^T + \mathbf{Q}_k \quad (24)$$

当 k 时刻观测量 $\mathbf{z}_k$ 到来后, 计算 k 时刻的后验状态以及协方差并对预测值进行修正, 计算卡尔曼增益如式(25)所示, 系统状态和协方差更新如式(26)、式(27)所示。最后, 根据式(18)自适应更新过程噪声矩阵 $\mathbf{Q}_k$ 。

$$\mathbf{K}_k = \frac{\mathbf{P}_{k|k-1} \mathbf{H}_k^T}{\mathbf{H}_k \mathbf{P}_{k|k-1} \mathbf{H}_k^T + \mathbf{R}_k} \quad (25)$$

$$\hat{\mathbf{x}}_{k|k} = \hat{\mathbf{x}}_{k|k-1} + \mathbf{K}_k [\mathbf{z}_k - h(\hat{\mathbf{x}}_{k|k-1}, \mathbf{u}_k)] \quad (26)$$

$$\mathbf{P}_{k|k} = (\mathbf{I} - \mathbf{K}_k \mathbf{H}_k) \mathbf{P}_{k|k-1} \quad (27)$$

3 分布式储能双层聚合控制策略

3.1 基于二次规划的上层集总功率响应优化

在分布式储能大规模接入配电网的背景下, 上层调度中心需在保证系统安全与经济性运营的前提下, 使储能群组实现负荷平抑、削峰填谷以及参与电力市场交易等多种应用场景。本节依托所构建的储能集群聚合等效模型, 基于全天分时电价及负荷预测曲线, 对储能集总输出功率进行优化决策。在上层优化策略中, 考虑储能运行经济效益最大化与电网负荷方差最小化两个优化目标: 一方面利用峰谷电价差和电能交易实现“低储高发”的套利收益, 提高储能系统投资回报率; 另一方面利用储能的灵活调节能力, 平抑电网净负荷波动, 提高电网运行的安全性与稳定性。定义经济性目标函数和平滑性目标函数如式(28)所示。

$$\begin{cases} \min F_1 = \sum_{t=1}^T (C_{\text{grid}, t} P_{\text{agg}, t} \Delta t) \\ \min F_2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_{\text{load}, t} + P_{\text{agg}, t} - \overline{P_{\text{load}} + P_{\text{agg}}})^2 \end{cases} \quad (28)$$

式中, $C_{\text{grid}, t}$ 为分时电价; $P_{\text{load}, t}$ 为原始负荷; $P_{\text{agg}, t}$ 为储能集群与电网交互功率, 购电为正, 售电为负。为求解该多目标优化问题, 采用线性加权和法将其转化为单目标优化问题, 定义综合目标函数为

$$\min F = \alpha F_1 + \beta F_2, \alpha, \beta \in [0, 1] \quad (29)$$

式中, 权重系数 α 和 β 分别表示两个优化目标的相对重要程度, 本研究取 $\alpha=\beta=0.5$, 即对两个目

标赋予同等决策权重。此外, 本研究选取调度周期 T 为24 h, 执行步长 Δt 为1 h。在一个完整的调度周期 T 内, 通过优化等效储能的集总充放电功率序列 $P_{\text{agg}, t}$, 实现电能交易收益最大化与电网负荷曲线平滑的双重目标。等效储能的SOC满足式(10)的约束条件, 决策变量 $P_{\text{agg}, t}$ 的取值范围满足式(13)给定的物理边界。

观察目标函数 F 可发现, 负荷方差项 F_2 展开后, 关于决策变量 $P_{\text{agg}, t}$ 的部分是一个二次型函数。定义决策向量 $\mathbf{x} = [P_{\text{agg}, 1}, P_{\text{agg}, 2}, \dots, P_{\text{agg}, T}]^T$, 并忽略常数项, 则上层优化问题可被转化为一个标准的凸二次规划问题, 如式(30)所示。

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} \quad & \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{H} \mathbf{x} + \mathbf{f}^T \mathbf{x} \\ \text{s.t.} \quad & \mathbf{A}_{\text{eq}} \mathbf{x} = \mathbf{b}_{\text{eq}} \\ & \mathbf{A} \mathbf{x} < \mathbf{b} \end{aligned} \quad (30)$$

式中, 矩阵 $\mathbf{H}$ 为对称半正定矩阵, 主要由目标函数 F_2 中的二次项决定, 向量 $\mathbf{f}$ 则由 F_1 和 F_2 中的线性项组成; $\mathbf{A}$ 与 $\mathbf{A}_{\text{eq}}$ 分别描述不等式约束和等式约束。采用内点法对所构建的凸二次规划问题进行凸优化求解。本研究利用MATLAB的quadprog优化工具箱实现内点法求解, 获得上层优化的全局最优集总功率响应曲线。

3.2 考虑SOC一致性与寿命损耗的下层分布式功率分配策略

在分布式储能系统中, 各储能单元的功率分配策略直接影响系统的整体性能和经济效益。传统的功率分配方法通常基于简单的功率均衡原则, 即按照各单元额定功率比例进行分配, 这种方法忽略了储能单元之间的状态差异, 可能导致SOC不一致性加剧、寿命损耗不均衡等问题, 进而增加运行风险。本节提供一种考虑储能单元SOC一致性与寿命损耗均衡的功率分配策略, 在满足上层总功率需求的前提下, 综合考虑各单元即时输出性能和长期寿命, 通过多因子加权方法实现智能化、均衡化的功率分配。

3.2.1 分布式储能功率分配流程

下层分布式储能功率分配流程如图3所示。依托2.3小节提出的AEKF模型对各储能单元进行SOC与SOH联合估计。保持储能单元间SOC的均衡是提升系统整体可用容量和运行安全性的关键, 因此, 在充电响应中鼓励SOC低的单元多充电, 在放电响应中鼓励SOC高的单元多出力, 从而避

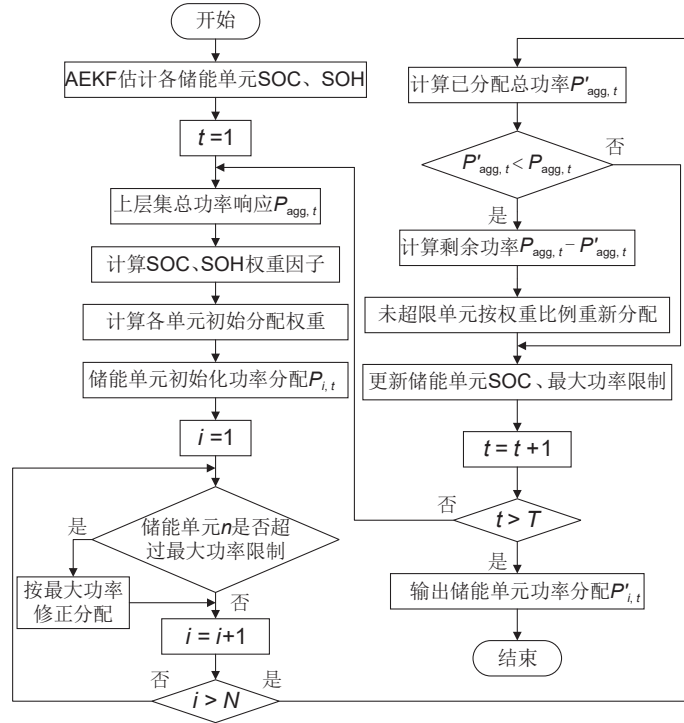


图 3 分布式储能功率分配流程

Fig. 3 Distributed energy storage power allocation process

免高 SOC 过充和低 SOC 过放。各储能单元 SOC 权重因子计算如式(31)所示。此外, SOH 作为表征电池老化程度的关键指标, 储能单元间不均衡的老化会缩短系统整体寿命, 且若 SOH 较低的薄弱单元承担与健康单元相同的功率应力, 可能会加速其老化进程, 形成恶性循环。一般认为储能容量衰退到 80% 时达到寿命终止条件, 定义各储能单元 SOH 权重因子如式(32)所示。该因子通过赋予健康度更高的单元更大的功率分配权重, 能够实现对薄弱单元的保护性调度, 促进整个系统可持续发展。

$$Z_{i,t}^{\text{SOC}} = \begin{cases} \frac{\text{SOC}_{\max} - \text{SOC}_{i,t}}{\text{SOC}_{\max} - \text{SOC}_{\min}}, P_{\text{agg},t} \geq 0 \\ \frac{\text{SOC}_{i,t} - \text{SOC}_{\min}}{\text{SOC}_{\max} - \text{SOC}_{\min}}, P_{\text{agg},t} < 0 \end{cases} \quad (31)$$

$$Z_{i,t}^{\text{SOH}} = \frac{\text{SOH}_{i,t} - 0.8}{1 - 0.8} \quad (32)$$

各储能单元的综合得分通过加权求和得到, 如式(33)所示。 ω_1 和 ω_2 是调整 SOC 和 SOH 重要性的参数, 需要根据实际需求设定。将所有单元的综合得分归一化, 得到每个单元的功率分配权重, 结合集总功率响应对各单元初始功率进行分配, 如式(34)所示。

$$Z_{i,t} = \omega_1 Z_{i,t}^{\text{SOC}} + \omega_2 Z_{i,t}^{\text{SOH}} \quad (33)$$

$$P_{i,t} = \frac{P_{\text{agg},t} Z_{i,t}}{\sum_{i=1}^N Z_{i,t}} \quad (34)$$

考虑到储能单元在响应时需考虑充放电功率约束, 因此进一步增加了功率约束修正与重分配机制。依托式(4)、式(5)计算得到储能单元最大充放电功率, 并对超出功率限制的单元按最大功率修正分配:

$$P'_{i,t} = \begin{cases} P_{i,t}, -P_{i,t}^{\text{dch_max}} < P_{i,t} < P_{i,t}^{\text{ch_max}} \\ P_{i,t}^{\text{ch_max}}, P_{i,t} \geq P_{i,t}^{\text{ch_max}} \\ -P_{i,t}^{\text{dch_max}}, P_{i,t} \leq -P_{i,t}^{\text{dch_max}} \end{cases} \quad (35)$$

对修正后的储能单元功率进行求和并计算功率分配偏差 ΔP_t , 如式(36)所示。若 $\Delta P_t > 0$ 说明存在未满足的功率需求, 针对这部分剩余功率, 对未超出功率约束的其他单元按原权重比例进行剩余功率重新分配。

$$\Delta P_t = P_{\text{agg},t} - \sum_{i=1}^N P'_{i,t} \quad (36)$$

在每个时间步长末端, 基于式(1)、式(4)对储能单元 SOC 和最大功率约束进行更新, 最终得到各单元完整时间周期 T 内的功率响应曲线。

3.2.2 评价指标

所提出的储能单元功率分配策略同时考虑了短

期运行单元间 SOC 的一致性和长期运行单元间老化速率的均衡。储能单元之间 SOC 一致性可通过 SOC 方差进行评价, 考虑 SOH 带来的延缓整体老化速率、降低全生命周期成本的效果, 采用雨流计数法和寿命损伤曲线构建储能寿命损耗模型, 以单日或多日储能总损耗成本作为评价指标。以日循环损耗成本为例, 对当日储能单元每段充放电时间序列进行雨流计数分析, 识别出所有充放电“半循环”和“循环”, 并记录每个循环深度。有研究总结了储能电池循环次数与循环深度之间的演变关系^[26]:

$$N_a = N_i \left(\frac{D_i}{D_a} \right)^{0.19} e^{1.69 \left(1 - \frac{D_i}{D_a} \right)} \quad (37)$$

式中, D_i 和 N_i 分别表示额定放电深度及对应的循环次数, D_i 通常定义为 1, 即完整放电深度; D_a 和 N_a 分别表示实际放电深度与对应的循环次数。对识别出的每个循环, 计算其造成的损耗成本:

$$\text{loss} = \frac{C_i}{N_a} \quad (38)$$

式中, C_i 表示储能单元的全寿命周期成本。半循环成本假设全循环成本的一半。对所有储能单元单日全部循环损耗成本进行求和, 得到储能聚合体单日完整寿命损耗成本, 如式(39)所示。通过对比不同策略下的储能寿命损耗成本, 可以对不同策略所产生的全生命周期成本降低收益进行评估。

$$\text{loss}_{\text{agg}} = \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^K \text{loss}_{i,k} \quad (39)$$

4 算例分析

4.1 算例参数配置

为验证本研究所提出的分层-分布式储能聚合控制策略的有效性及其可行性, 本节构建了一个典型的小型配电网场景下的算例, 包含一个由 10 个分布式储能单元组成的聚合系统。各储能单元采用磷酸铁锂电池, 单位容量投资成本为 1000 元/kWh, 循环寿命约 6000 次。额定容量分布在 200~400 kWh 之间, 初始 SOC 在 10%~90% 内随机配置, SOH 在 90%~100% 内随机配置, 以模拟实际应用中储能单元的异质性。充放电能量效率统一设置为 95%。各储能单元详细参数配置如表 1 所示。储能集群聚合等效总容量约为 2.9 MWh。

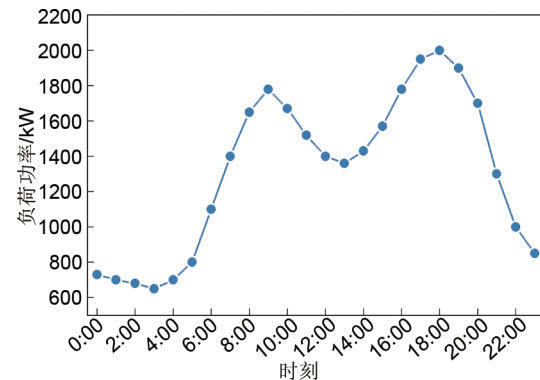
选取某区域夏季典型日的负荷数据, 以及该地区的电网分时电价政策。负荷曲线如图 4(a) 所示, 该区

表 1 储能单元参数配置

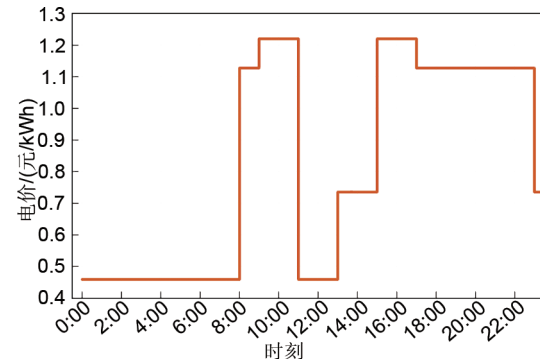
Table 1 Parameter configuration of energy storage units

储能编号	额定容量/kWh	额定功率/kW	充放电效率	初始 SOC	初始 SOH
1	200	100	0.95	0.24	0.90
2	300	150	0.95	0.47	0.97
3	400	200	0.95	0.44	0.95
4	200	100	0.95	0.11	0.95
5	300	150	0.95	0.85	0.98
6	400	200	0.95	0.68	0.91
7	400	200	0.95	0.81	0.98
8	300	150	0.95	0.23	0.96
9	200	100	0.95	0.12	0.91
10	200	100	0.95	0.35	0.92

域负荷曲线呈现典型的“双峰”特征, 7:00—11:00 与 15:00—21:00 时段为负荷高峰, 全天负荷峰值为 2 MW, 谷值为 0.65 MW, 峰谷负荷差为 1.35 MW。分时电价曲线如图 4(b) 所示, 采用低谷-平时-高峰-尖峰四段式结构, 电价分别为 0.4589 元/kWh、0.7357 元/kWh、1.1278 元/kWh、1.22 元/kWh。



(a) 负荷功率曲线



(b) 分时电价曲线

图 4 负荷功率及分时电价情况

Fig. 4 Load power and time-of-use electricity price

4.2 储能单元状态联合估计结果

首先对比了传统扩展卡尔曼滤波算法与自适应扩展卡尔曼滤波算法在SOC与SOH联合估计中的性能表现。基于电池动态应力测试工况模拟了储能系统在实际运行过程中频繁变化的功率需求特性,包含多种幅值和持续时间不同的充放电脉冲。依托MATLAB仿真平台构建了储能电池一阶RC等效电路模型,并分别实现了EKF与AEKF两种状态估计方法。两种算法在初始状态、模型参数及工况输入等条件上保持一致,以保证对比结果的公平性。

储能单元SOC估计结果与误差曲线如图5(a)所示。在工况早期阶段,算法误差稍大,这是由于初始SOC设定值与实际值存在偏差,算法需要一定时间进行收敛。在达到收敛之后,EKF与AEKF两种算法均能较好地跟踪实际SOC的变化趋势,估计误差在0.1%以内,但AEKF算法的估计结果与实际值更加接近,且收敛速度更快,波动幅度更小,表现出更加稳定的跟踪性能。以平均绝对误差(mean absolute error, MAE)和均方根误差(root mean square error, RMSE)为评价指标,表2展示了两种算法的误差结果。相比之下,AEKF算法表现出更低的误差水平,平均绝对误差仅为0.016%,均方根误差为0.121%。该算法通过在线调整测量噪声协方差,有效抑制了测量噪声不确定性对估计结果的影响。图5(b)展示了储能单元SOH估计结果及误差曲线对比。相似地,EKF算法误差波动明显,在达到收敛后SOH估计误差依旧在高于1%的水平,平均绝对误差为1.580%,RMSE为1.3%。相比之下,AEKF算法较快收敛且误差保持在0.5%以内的水平,平均绝对误差为0.430%,RMSE仅为0.723%。因此,AEKF在动态工况下对噪声不确定性具有更强的适应能力,能够同时提升SOC与SOH的估计精度,在储能状态联合估计框架中表现出更好的鲁棒性和稳定性,为后续储能单元聚合控制提供可靠支撑。

4.3 储能集总功率响应优化结果

基于日典型负荷曲线与分时电价情况,对储能集总功率响应进行优化,响应结果如图6(a)中柱状图所示,储能聚合等效SOC如图6(a)中折线图所示。在全天调度周期内储能等效SOC严格运行在安全边界内。在电价较低时段(如00:00—06:00、11:00—15:00)

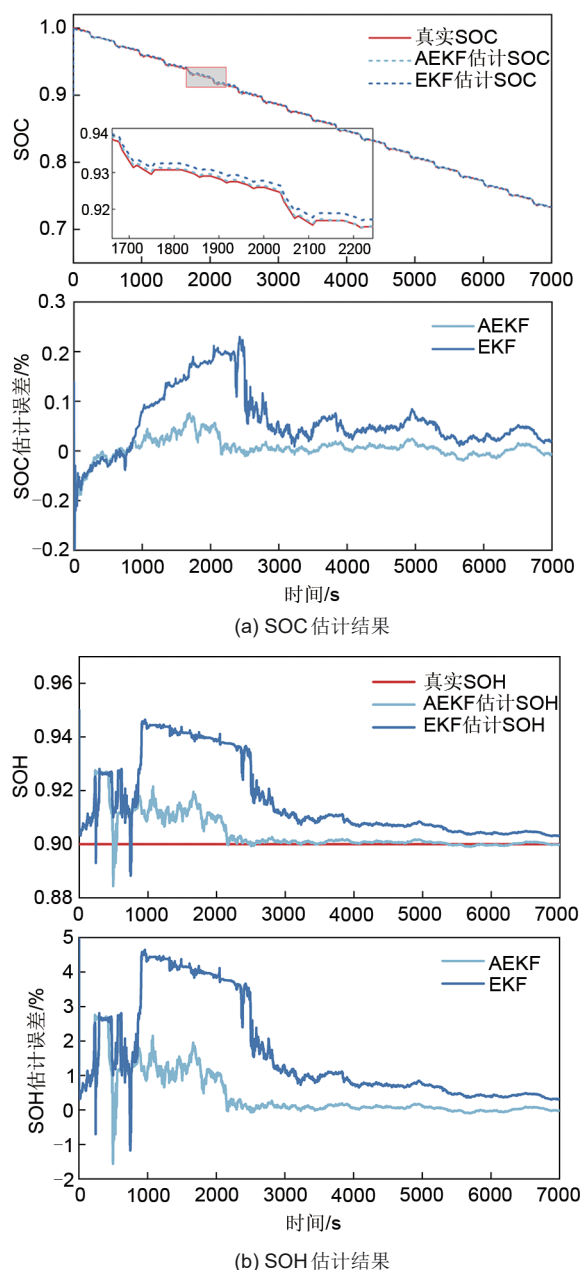


图5 储能单元状态联合估计结果与误差曲线

Fig. 5 Estimation results and error curves of energy storage unit status

表2 不同状态估计方法结果对比

Table 2 Comparison of results from different state estimation methods

状态	算法	MAE/%	RMSE/%
SOC	EKF	0.066	0.147
	AEKF	0.016	0.121
SOH	EKF	1.580	1.300
	AEKF	0.430	0.723

对储能进行集中补电,有效降低购电成本;在电价峰时段(如08:00—11:00、15:00—21:00)对储能进行放电供给负荷,实现“低储高发”,平滑局部负荷波动。图6(b)展示了原始负荷曲线与储能响应后净负荷曲线的对比,聚合储能的功率响应对原始负荷曲线具有显著的“削峰填谷”作用,整个净负荷曲线变得更为平坦,单日最大负荷由2 MW降至1.568 MW,降低了21.6%,负荷峰谷差从优化前的1.35 MW降低至0.669 MW,降低了50.4%,负荷平滑效果显著。

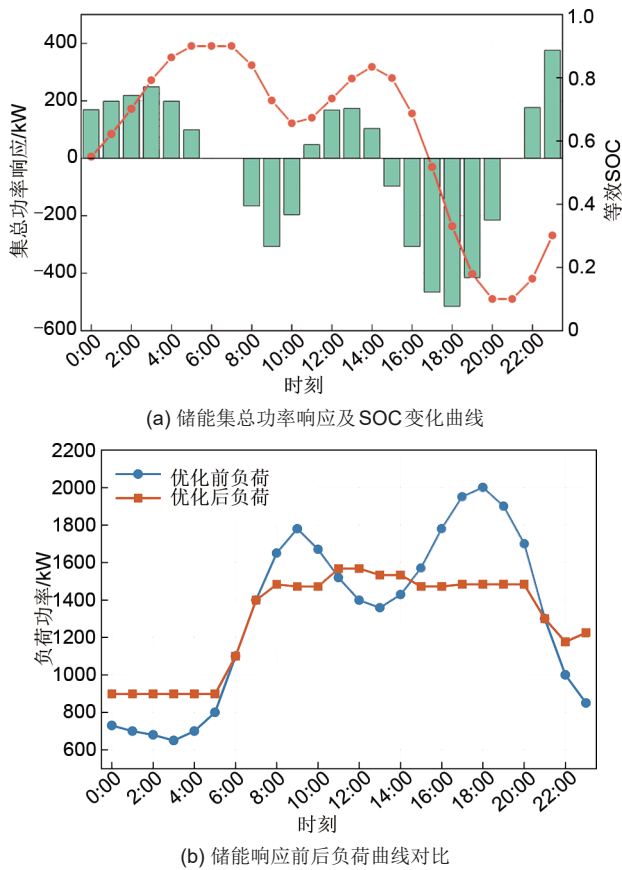


图6 储能集总功率优化结果及优化前后负荷曲线对比
Fig. 6 Optimization results of energy storage aggregated power and comparison of load curves before and after optimization

储能集总功率响应优化过程中同时考虑了运行经济性和负荷平滑性双重目标,以实现平滑负荷的同时获取相应的电价差收益。对比了采用不同优化目标下的负荷平滑效果与电价收益情况,结果如表3所示。仅考虑经济收益最大化为优化目标时,储能聚合带来的电能交易收益最为可观,日峰谷套利可达2888元,但由此带来的问题是电网负荷波

动性进一步加剧,日负荷极差扩大至2.156 MW。单纯追求经济性而忽视其对电网运行造成的额外压力,并非理想的优化方向。仅考虑负荷方差最小化为优化目标时,储能对电网负荷的平滑效果最佳,日负荷极差降至0.6022 MW,但相应的峰谷电价收益也随之大幅降低,经济性表现欠佳。相比之下,本研究所提出的双目标优化策略在负荷平滑与电价收益之间实现了较好的平衡,将日负荷极差控制在0.669 MW的同时,仍可获得1585元的日电价收益,体现出其在协调电网安全运行与储能经济价值方面的优越性。

表3 不同优化目标下的结果对比

Table 3 Comparison of results under different optimization objectives			
优化目标	优化前日负荷极差/kW	优化后日负荷极差/kW	峰谷电价日收益/元
经济收益最大	1350	2156	2888
负荷方差最小	1350	602.2	1229
双目标优化	1350	669	1585

4.4 分布式储能功率分配结果

基于上层优化得出的储能集总功率调度指令,并结合各储能单元的实时状态估计结果,对各储能单元功率进行分配,结果如图7(a)所示,各储能单元SOC动态响应曲线如图7(b)所示,E1~E10依次对应10个储能单元。初始时刻,各储能单元SOC分散分布在0.1~0.9区间内,最大SOC差异达到0.73。随着响应时间的推进,各单元SOC差异逐渐缩小。由于储能单元之间容量的异质性,以及功率分配策略中同时引入了SOC均衡目标与老化状态权重因子,因此各单元SOC变化轨迹并不收敛到完全一致,但仍能看出所提策略在提高储能单元SOC一致性方面的有效性。

为进一步探究所提储能功率分配策略在协调SOC均衡与延缓电池寿命损耗方面的协同优化效果,设计了4种对比方案进行分析。方案一(平均分配):各储能单元功率平均分配总功率指令,不考虑其实际运行状态差异;方案二(SOC一致性分配):仅基于SOC一致性原则进行功率分配,未考虑电池SOH差异对长期运行经济性的影响;方案三(寿命敏感分配):以延缓整体寿命损耗为目标,优先调度SOH较高的单元,但未协调各单元间的SOC均衡;方案四(本研究所提策略):采用

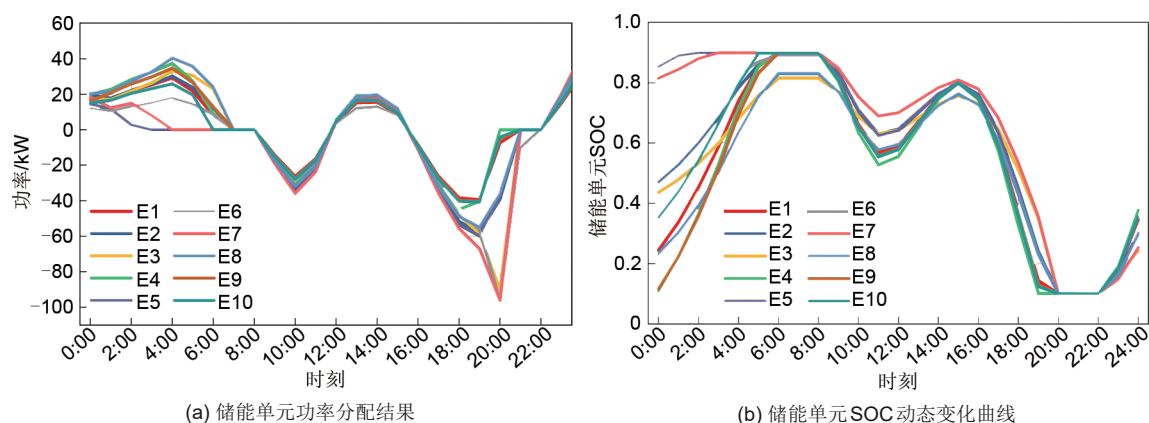


图7 储能单元功率分配结果及SOC变化曲线

Fig. 7 Power response and SOC dynamic change curve of energy storage units

融合SOC一致性与SOH加权的多因子协同分配策略,优化短期SOC均衡与长期经济性。

为提高对比结果的可靠性与说服力,基于蒙特卡罗抽样对储能单元初始SOC与SOH进行随机配置,生成100组样本,依次开展4种方案的仿真,并对结果进行统计分析。采用各时段储能单元SOC方差反映SOC一致性情况,采用单日储能寿命损耗成本反映考虑SOH因素带来的经济性。在4种功率分配方案下,全部样本的储能单元SOC方差平均变化曲线及95%置信区间如图8(a)所示,日寿命损耗成本的统计分布如图8(b)中箱形图所示。平均分配方案(方案一)下各储能单元SOC方差显著高于其余3种方案。方案二能够在各个时段将SOC方差保持在较低的水平,对储能单元间SOC均衡的效果最为显著,但该方案也带来了最高的寿命损耗成本,平均单日成本达632.1元。方案三充分考虑储能单元健康状态差异,寿命损耗成本最低,平均单日成本达597.8元,但其在SOC均衡方面的表现略为逊色。相较之下,方案四有效融合了方案二与方案三的优势,全周期SOC平均方差为0.01,相较传统方案一降低了50%;同时,平均日寿命损耗成本降低了约2%,体现出良好的多目标协同优化能力。

对比分析了不同储能SOC与SOH权重下的结果,如表4所示。随着SOH因素权重的增加,系统整体寿命损耗成本呈下降趋势;而随着SOC因素权重的增加,储能单元间SOC差异逐渐缩小。在实际工程应用中,可通过灵活调整二者的权重分配,以满足对经济性、SOC均衡性等不同方面的

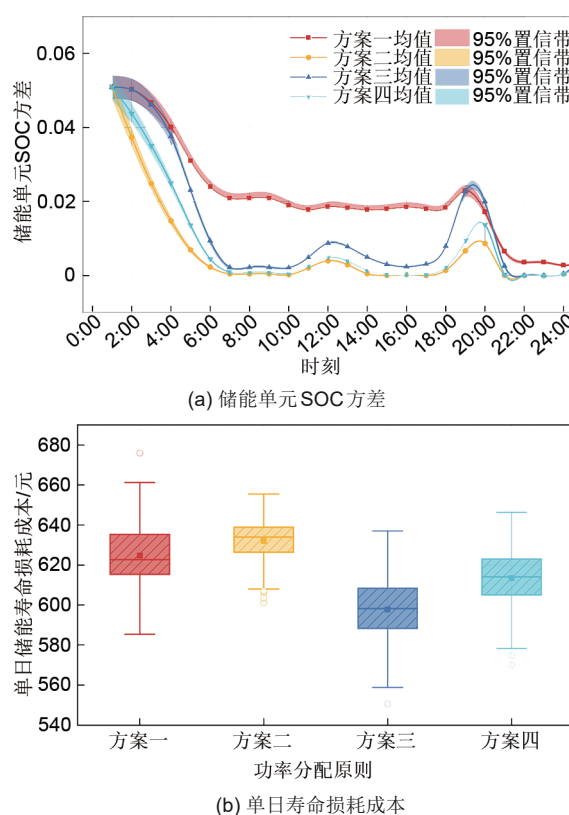


图8 不同方案下储能单元SOC一致性与寿命损耗成本对比

Fig. 8 Comparison of SOC consistency and cost of life loss of energy storage for different solutions

功能需求,从而实现控制策略的定制化。

5 结论

针对分布式储能在多维状态差异条件下的能量聚合调度问题,本研究围绕储能单元状态感知、可调度能力建模、功率优化调度等多个层面展开系统

表 4 不同权重因子下的结果对比

Table 4 Comparison of results under different weight factors

SOC 权重	SOH 权重	日平均 SOC 极差	日储能寿命损耗成本/元
0	1	0.26	607.4
0.2	0.8	0.22	608.6
0.4	0.6	0.2	617.4
0.6	0.4	0.18	618.6
0.8	0.2	0.17	629.5
1	0	0.17	634.1

研究，提出一种考虑储能寿命损耗与 SOC 均衡的分层能量聚合控制策略。首先，在状态感知层面，构建了基于自适应扩展卡尔曼滤波的储能 SOC-SOH 联合估计方法，有效应对复杂工况和测量噪声不确定性对状态估计精度的影响，实现误差 1% 以内的储能单元高精度状态估计。结合各储能单元状态信息与条件约束，构建储能集群可调度能力模型，为聚合控制提供可靠的状态信息支撑。其次，在系统调度与控制层面，提出分层-分布式储能聚合控制框架。上层集中优化层在满足多重运行约束的前提下，以系统经济性与负荷平滑为双目标，对储能集总功率响应曲线进行优化；下层分布式功率分配机制则充分考虑储能单元状态差异，通过引入 SOC 均衡与寿命损耗成本权重，实现功率分配与健康管理的协同优化。仿真结果表明，该聚合控制策略能够有效平抑系统负荷波动，单日最大负荷降低 21.6%，负荷峰谷差降低 50.4%，且在保证系统功率响应性能的同时，显著改善储能单元间的 SOC 一致性并降低寿命损耗成本。所提策略能够有效避免储能单元使用不均衡问题，有助于延缓储能系统整体老化进程，为大规模储能系统的高效协调运行与全生命周期健康管理提供了一种系统性解决思路。

参 考 文 献

[1] 刘海丞, 王旭阳, 李红军, 等. 面向分布式光伏消纳的需求侧灵活资源与输配协同规划[J]. 电力建设, 2025, 46(10): 58-72. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2025.10.006.

LIU H C, WANG X Y, LI H J, et al. Multiple flexible resources and transmission and distribution collaborative planning for distributed PV consumption[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(10): 58-72. DOI:10.12204/j.issn.1000-7229.2025.10.006.

[2] 陈郑平, 李文忠, 陈飞雄, 等. 分布式资源助力新型电力系统灵活性提升研究综述[J]. 电力工程技术, 2025, 44(2): 145-159. DOI:

10.12158/j.2096-3203.2025.02.014.

CHEN Z P, LI W Z, CHEN F X, et al. Summary of research on improving the flexibility of new power systems with distributed resources[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2025, 44(2): 145-159. DOI:10.12158/j.2096-3203.2025.02.014.

[3] 张媛一, 刘震宇, 孟继军, 等. 分布式光伏储能系统的优化配置与运行控制研究[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(10): 3917-3919.

ZHANG Y Y, LIU Z Y, MENG J J, et al. Research on the optimal configuration and operation control of distributed photovoltaic energy storage systems[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(10): 3917-3919.

[4] ZHAO D, XU C, TAO R, et al. Review on flexible regulation of multiple distributed energy storage in distribution side of new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1776-1799.

[5] ZHANG D, SHAFIULLAH G M, DAS C K, et al. A systematic review of optimal planning and deployment of distributed generation and energy storage systems in power networks[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 56: 105937. DOI: 10.1016/j.est.2022.105937.

[6] 张世旭, 李姚旺, 刘伟生, 等. 面向微电网群的云储能经济-低碳-可靠多目标优化配置方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(1): 21-30.

ZHANG S X, LI Y W, LIU W S, et al. Economic, low-carbon and reliable multi-objective optimal configuration method of cloud energy storage for microgrid clusters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 21-30.

[7] 蔡福霖, 胡泽春, 曹敏健, 等. 提升新能源消纳能力的集中式与分布式电池储能协同规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(20): 23-32. DOI:10.7500/AEPS20220331010.

CAI F L, HU Z C, CAO M J, et al. Coordinated planning of centralized and distributed battery energy storage for improving renewable energy accommodation capability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20): 23-32. DOI: 10.7500/AEPS20220331010.

[8] 张亮亮. 基于多智能体一致性理论的智能电网内分布式储能系统自治控制方法[J]. 高压电器, 2024, 60(8): 230-237, 258. DOI: 10.13296/j.1001-1609.hva.2024.08.027.

ZHANG L L. Autonomous control method for distributed energy storage system in smart grid based on multi-agent consistency theory[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(8): 230-237, 258. DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2024.08.027.

[9] 梁海峰, 丁政, 李鹏. 基于改进一致性算法的孤岛直流微电网储能系统分布式控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16): 59-71. DOI:10.19783/j.cnki.pspc.230115.

LIANG H F, DING Z, LI P. Distributed control strategy of an energy storage system in an isolated DC microgrid based on an improved consensus algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 59-71. DOI:10.19783/j.cnki.pspc.230115.

[10] 彭大健, 肖浩, 裴玮, 等. 基于 ADMM 的共享储能参与电网辅助服务的分布式优化模型[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(2): 1-8.

PENG D J, XIAO H, PEI W, et al. Distributed optimization model of shared energy storage participating in power grid auxiliary

- service based on ADMM[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(2): 1-8.
- [11] 张颖, 寇凌峰, 季宇, 等. 计及储能与分布式电源协同的配电网分层分区优化控制[J]. 中国电力, 2021, 54(2): 104-112.
ZHANG Y, KOU L F, JI Y, et al. Hierarchical and partitioned optimal control of distribution networks considering the coordination between energy storage and distributed generation systems[J]. Electric Power, 2021, 54(2): 104-112.
- [12] 李军徽, 马得轩, 朱星旭, 等. 基于ADMM算法的主动配电网分层优化经济调度[J]. 电力建设, 2022, 43(8): 76-86.
LI J H, MA D X, ZHU X X, et al. Multi-level optimization of economic dispatching based on ADMM algorithm for active distribution network[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(8): 76-86.
- [13] 米阳, 王晓敏, 钱翌明, 等. 考虑通信时延的直流微电网分布式储能单元协调控制[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 91-100.
MI Y, WANG X M, QIAN Yuming, et al. Coordinated control method of distributed energy storage units in a DC microgrid considering communication delay[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 91-100.
- [14] GU J P, YANG X D, ZHANG Y B, et al. Fuzzy droop control for SOC balance and stability analysis of DC microgrid with distributed energy storage systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 12(4): 1203-1216. DOI: 10.35833/MPCE.2023.000119.
- [15] 张天海, 杨小龙, 周帅, 等. 考虑储能SOC的分布式光伏一次调频优化控制方法[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(10): 3796-3807. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0295.
ZHANG T H, YANG X L, ZHOU S, et al. Optimization control method for distributed photovoltaic primary frequency regulation considering energy storage SOC[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(10): 3796-3807. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0295.
- [16] 刘根才, 陆志欣, 杨智诚, 等. 考虑SOC均衡的分布式储能聚合控制方法[J]. 电力电容器与无功补偿, 2020, 41(3): 174-181. DOI: 10.14044/j.1674-1757.pcrpc.2020.03.028.
LIU G C, LU Z X, YANG Z C, et al. Distributed energy storage aggregation control method considering SOC equalization[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2020, 41(3): 174-181. DOI: 10.14044/j.1674-1757.pcrpc.2020.03.028.
- [17] 贺悝, 谭庄熙, 李欣然, 等. 考虑荷电状态一致性的分布式储能电站一次调频控制策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(2): 902-913. DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20221884.
HE K, TAN Z X, LI X R, et al. Control strategy of primary frequency regulation for distributed energy storage stations considering SOC consensus[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 902-913. DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20221884.
- [18] 李飞, 刘添一, 朱芯乐, 等. 基于SOC均衡误差补偿的分布式储能系统非线性控制方法[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(11): 123-130. DOI: 10.26963/j.psce.2025.11015.
LI F, LIU T Y, ZHU X (L/Y), et al. The nonlinear control method of the distributed energy storage system based on SOC balancing error analysis[J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(11): 123-130. DOI: 10.26963/j.psce.2025.11015.
- [19] ALRUMAYH O, WONG S, BHATTACHARYA K. Inclusion of battery SoH estimation in smart distribution planning with energy storage systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2323-2333. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3036448.
- [20] 丰俊杰, 曾平良, 李亚楼, 等. 考虑充放电策略对储能寿命影响的新型分布式储能优化配置研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(3): 26-32.
FENG J J, ZENG P L, LI Y L, et al. Research on optimal configuration of novel distributed energy storage considering the impact of charging and discharging strategy on energy storage life[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(3): 26-32.
- [21] 李陇杰, 李蒙恩, 卢勇, 等. 计及寿命损耗及需求响应的储能优化配置方法[J]. 电源学报, 2025, 23(3): 208-219. DOI: 10.13234/j.issn.2095-2805.2025.3.208.
LI L J, LI M E, LU Y, et al. Optimal configuration method for energy storage taking into account lifetime losses and demand response[J]. Journal of Power Supply, 2025, 23(3): 208-219. DOI: 10.13234/j.issn.2095-2805.2025.3.208.
- [22] YU Y, WANG B X, LI M L, et al. Optimized distributed energy management for BESS incorporating time-varying delays with an improved bipartite grouping model simultaneously balancing SOH and SOC[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 126: 117006. DOI: 10.1016/j.est.2025.117006.
- [23] 余洋, 李梦璐, 王卜潇, 等. 基于竞争合作机制的电池储能系统分布式功率分配策略[J]. 电工技术学报, 2025, 40(7): 2335-2352. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.240593.
YU Y, LI M L, WANG B X, et al. A distributed power allocation strategy for battery energy storage systems based on competitive-cooperative mechanism[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(7): 2335-2352. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.240593.
- [24] 柳丹, 康逸群, 熊平, 等. 基于深度强化学习的分布式储能聚合控制方法研究[J]. 可再生能源, 2025, 43(9): 1260-1267.
LIU D, KANG Y Q, XIONG P, et al. Research on aggregate control architecture and decision method of multi-point distributed energy storage system[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(9): 1260-1267.
- [25] 谭金龙, 陈军, 赵启, 等. 基于改进型双重深度确定性策略梯度与自适应分布式模型预测控制融合的电网侧储能系统协同优化方法[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(11): 4289-4299.
TAN J L, CHEN J, ZHAO Q, et al. A grid-side energy storage system optimization method based on improved twin deep deterministic policy gradient and adaptive distributed model predictive control[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(11): 4289-4299.
- [26] ZHOU C K, QIAN K J, ALLAN M, et al. Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2011, 26(4): 1041-1050. DOI: 10.1109/TEC.2011.2159977.