DOI: 10.19666/j.rlfd.202512036

基于 IGDT-RO 的电动汽车充换电站优化调度策略

李占波[1]，见 伟[1]，张天宇[2]，李洪亮[1]
（1. 北京中泰华电科技有限公司，北京 102200；
2. 北方工业大学国家能源用户侧储能创新研发中心，北京 100144）

［摘 要］【目的】针对城市电动汽车充换电站与新能源深度融合过程中存在的电池管理不合理、易受不确定性因素干扰的问题，研发提升充换电站系统运行的经济性与鲁棒性的有效措施。【方法】提出一种基于信息间隙决策理论-鲁棒优化的充换电站优化调度策略，首先，构建整合电网、光伏机组、燃气轮机、储能系统及充换电设备的优化调度模型；其次，设计基于电池荷电状态区间管理与充放电优先级的能量管理策略，实现满电电池库存的动态维持；最后，提出混合不确定性处理方法，采用鲁棒优化应对光伏出力波动，结合信息间隙决策理论风险规避模型管控负荷不确定性。该方法无需依赖概率分布与场景生成，可有效降低计算复杂度。【结果】以华东某园区为算例开展仿真分析，通过设置不同风险态度的仿真场景，得到了对应的电动汽车充换电站优化调度方案，验证了所提模型的可靠性和有效性。【结论】所提基于信息间隙决策理论-鲁棒优化的充换电站优化调度策略可有效解决充换电站电池管理不合理及新能源深度融合带来的不确定性干扰问题，能为充换电站制定可行且经济的调度方案提供支撑，提升系统运行的经济性与鲁棒性。

［关 键 词］充换电站；电动汽车；不确定性分析；信息间隙决策理论；鲁棒优化

［引用本文格式］李占波，见伟，张天宇，等. 基于 IGDT-RO 的电动汽车充换电站优化调度策略[J]. 热力发电, 2026, 55(9): 74. Li Z B, Jian W, Zhang T Y, et al. Optimal scheduling strategy for EV battery charging and swapping stations based on IGDT-RO[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(9): 74.

Optimal scheduling strategy for EV battery charging and swapping stations based on IGDT-RO

Li Zhanbo[1], Jian Wei[1], Zhang Tianyu[2], Li Hongliang[1]
(1. Beijing Zhongtai Huadian Science and Technology Co., Ltd., Beijing 102200, China;
2. National User-side Energy Storage Innovation Research and Development Center, North China University of Technology, Beijing 100144, China)

Abstract: [Objective] To address the critical challenges of unreasonable battery management and heightened vulnerability to various sources of uncertainty interference that emerge during the process of deep integration between urban electric vehicle battery charging and swapping stations and renewable energy sources, this study is dedicated to significantly improving both the operational economy and robustness of battery charging and swapping station systems within the context of high-proportion renewable energy penetration and complex grid interactions. [Methods] To achieve this goal, an innovative and comprehensive optimal scheduling strategy for battery charging and swapping stations is proposed, based on the synergistic combination of information gap decision theory and robust optimization (IGDT-RO). First, a detailed optimal scheduling model is constructed that integrally encompasses multiple key components: the external power grid, photovoltaic generation units, gas turbines, battery energy storage systems, and diverse charging and swapping facilities. Second, a sophisticated energy management strategy is designed, which is founded on refined battery state-of-charge (SOC) interval management and a well-

收 稿 日 期：2025-12-10 修 回 日 期：2026-03-11 接 受 日 期：2026-03-17
基 金 项 目：国家自然科学基金面上项目（52277211）；北方工业大学科研启动基金项目（110051360024XN149-09）
Supported by：General Program of National Natural Science Foundation of China (52277211); Research Start-up Fund Project of North China University of Technology (110051360024XN149-09)
第一作者简介：李占波（1972），男，高级工程师，主要研究方向为新能源发电技术，jianwei@nsea.com.cn。

defined charging/discharging prioritization mechanism, thereby enabling the dynamic maintenance of an adequate inventory of fully charged batteries to meet fluctuating demand. Furthermore, a hybrid uncertainty handling method is innovatively developed: robust optimization is specifically adopted to effectively mitigate the inherent fluctuations in photovoltaic power output, while the information gap decision theory (IGDT) risk-averse model is skillfully integrated to manage the uncertainties associated with load demand. This combined approach fundamentally eliminates the dependency on pre-defined probability distributions or extensive scenario generation, thereby substantially reducing the computational complexity and burden of the scheduling model. [Results] A comprehensive case study, based on a typical industrial park in east China, is meticulously conducted for simulation analysis and validation. By constructing and analyzing multiple simulation scenarios that reflect different decision-maker risk attitudes, the corresponding optimal scheduling schemes for the electric vehicle battery charging and swapping station are derived. The simulation results unequivocally and comprehensively verify the reliability and practical effectiveness of the proposed IGDT-RO-based scheduling model in real-world operational environments, demonstrating its capability to yield both feasible and economically advantageous scheduling outcomes. [Conclusion] The proposed IGDT-RO-based optimal scheduling strategy for battery charging and swapping stations provides a robust and effective solution to the critical challenges of unreasonable battery management and the detrimental impacts of uncertainty interference that arise from the deep integration of renewable energy. It offers robust theoretical and technical support for formulating both economically viable and operationally feasible scheduling schemes for such stations. Consequently, this strategy can significantly enhance the operational economy and bolster the robustness of these station systems, thereby facilitating their reliable and efficient operation within the context of high penetration of renewable energy and supporting the broader goals of sustainable urban energy development.

Key words: battery charging and swapping stations; electric vehicles; uncertainty analysis; information gap decision theory; robust optimization

电动汽车（electric vehicle，EV）作为一种新兴交通方式，凭借其环保、高效、维护成本低的特性得到众多国家的大力支持[1-3]。然而，与传统燃油车相比，电动汽车的补能时间更长，阻碍了其大规模普及[4]。城市电池充换电站（battery charging and swapping station，BCSS）作为连接能源与交通网络的新型基础设施应运而生。BCSS 将站内的电池完全充满电，随后利用机械臂将满电电池与耗尽的电池进行更换，耗尽的电池会被安排后续充电。电池更换大幅缩短了城市内电动汽车的补能时间，成为解决 EV 推广障碍的潜在方案[5-7]。

BCSS 的盈利前景吸引了包括电网、电动汽车品牌、商场和加油站等众多主体参与换电站的建设与运营[8]。合理的电池分配策略可为电力系统提供辅助服务，同时提升 BCSS 的经济运行水平。作为集中式电池管理者，BCSS 有权依据最优市场策略对电池进行定位与管理[9-11]。文献[12]通过考虑区域电池需求的不确定性，对电池进行优化管理，以保障高质量电池更换服务的提供；文献[13]提出了一种 k 均值聚类算法，对电池充电站和电池换电站进行预分区，以简化 BCSS 的电池调度；文献[14]提出一种基于网络演算的换电站服务模型和基于时空网络的电池物流模型，在保证每个换电站向 EV 提供电池更换服务质量的同时，最大化充换电站的收益；文献[15]基于用户的认知偏差和偏好，建立了自适应电池换电模型，实现用户自主决策；文献[16]提出了基于人工智能和边缘计算技术的云辅助在线电池管理方法，通过构建新型云边电池管理系统，将云计算和大数据资源整合到实时车辆电池管理中；还开发了基于深度学习算法的云数据挖掘和电池建模方法，用于估计电池的电压和能量状态。上述研究未针对 BCSS 电池库中不同状态的电池制定合理的分配与调度策略。

可再生能源与负荷的不确定性是另一个使 BCSS 调度复杂化的问题。近年来混合不确定性管理方法受到研究人员关注，提出了多种不确定性建模方法。文献[17]建立自回归滑动平均模型和拉丁超立方采样方法刻画风电出力不确定性；文献[18]通过两阶段鲁棒优化（robust optimization，RO）刻画可再生能源出力和电力负荷的不确定性；文献[19]构建分布式鲁棒优化（distributed robust optimization，DRO）模型平衡可再生能源出力对系统经济性和鲁棒性的影响；文献[20]提出一种利用随机规划（stochastic optimization，SO）方法处理可再生能源不确定性-RO 方法处理电价不确定性的混合优化方法；文献[21]结合信息间隙决策理论（information gap decision theory，IGDT）-SO 实现气电网络中多类型不确定性的差异化管理。以上研究中大多采用基于概率分布函数的随机优化方法，或将随机优化（stochastic optimization，SO）、鲁棒优化（RO）以

及 IGDT 方法相结合。但在不确定性处理中过度依赖准确的概率分布，当概率分布与实际偏差较大时典型场景的代表性较低，且获取准确的概率分布函数存在难度。

基于上述问题，本文提出了一种基于 IGDT-RO 的充换电站优化调度策略：1）面向内部电池管理，提出了基于 SOC 区间划分与充放电优先级的主动能量管理策略，通过动态调控各状态电池的充放电顺序，实现最大化满电电池库存；2）为应对外部不确定性，构建了 IGDT-RO 混合风险决策模型，该模型协同处理光伏与负荷的双重不确定性，即采用鲁棒优化抵御光伏出力的波动，采用 IGDT 风险规避模型管理负荷预测偏差；3）基于华东某园区算例，设置 5 种不同调度方案，通过 MATLAB 软件进行算例分析，对比验证所提电池能量管理策略与 IGDT-RO 方法在提升系统经济性、鲁棒性及新能源消纳能力方面的可行性和有效性。

1 电动汽车充换电站系统建模

1.1 系统结构

本文提出的 BCSS 系统研究框架如图 1 所示。该系统整合了电网、光伏机组（photovoltaic，PV）、储能（energy storage，ES）、控制中心及充换电设备，在提供电池交换服务的同时，具备极高的运行灵活性。电网、光伏发电以及燃气轮机（gas turbine，GT）作为不可或缺的组成部分，为电池充换站系统提供能源支持。控制中心作为优化调度中心，承担数据采集、处理、传输等服务。电池充换电设备作为 EV 的能源补给站，一方面，为电动汽车提供高效电池交换服务，通过快速更换满电电池替代传统充电，大幅缩短补能时间；另一方面，直接为车辆或站内储备电池提供充电服务，满足不同用户补能需求。

1.2 目标函数

BCSS 优化调度模型的目标是最小化系统运行成本，包括储能和燃气轮机运行成本、充换电收益、购电成本以及光伏余电上网收益。其目标函数表示为：

$$\min F = I_{\text{bat}} + I_{\text{buy}} + I_{\text{om}} - I_{\text{BCSS}} - I_{\text{sell}} \tag{1}$$

式中：I_{BCSS} 为 BCSS 的充换电服务收益；I_{bat} 为电池损耗成本；I_{sell} 为系统余电上网收益；I_{buy} 为系统从电网购电的成本；I_{om} 为设备运行费用。

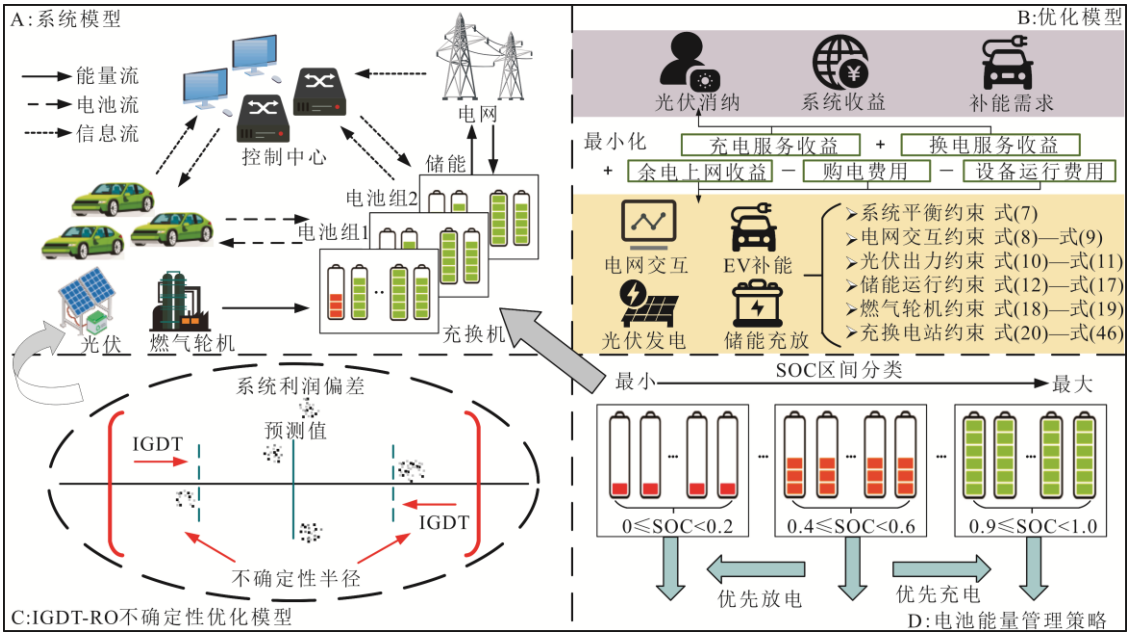


图 1 BCSS 系统研究框架

Fig.1 Research framework of the electric vehicle charging and swapping station system

1）BCSS 的充换电服务收益

$$I_{\text{BCSS}} = \sum_{t=1}^{T} c_t^{\text{cha}} P_t^{\text{cha}} \Delta t + \sum_{t=1}^{T} c_t^{\text{swa}} \sum_{i=1}^{N_t} P_{i,t}^{\text{swa}} \Delta t \tag{2}$$

式中：T 为系统调度周期；c_t^{cha} 为 t 时段 EV 充电价格；P_t^{cha} 为 t 时段站内 EV 充电功率；Δt 为时间步长；c_t^{swa} 为 t 时段 EV 换电服务的价格；N_t 为 t 时段

参与换电的 EV 数量；$P_{i,t}^{\mathrm{swa}}$ 为 t 时段第 i 辆 EV 的换电功率。

2）电池损耗成本

$$I_{\mathrm{bat}}=\max\left\{\sum_{d=1}^{D}\left[(K_N^d N_{\mathrm{day}}+B_N^d)g_d^t\right]\right\} \tag{3}$$

式中：D 为分段区间数量；K_N^d 和 B_N^d 为在放电深度的第 d 个区间的线性化成本系数[22]；N_{day} 为电池的日循环次数；g_d^t 为二进制变量。

3）余电上网收益

$$I_{\mathrm{sell}}=\sum_{t=1}^{T}c_t^{\mathrm{sell}}P_t^{\mathrm{sell}}\Delta t \tag{4}$$

式中：c_t^{sell} 为 BCSS 在 t 时段余电上网的价格；P_t^{sell} 为 BCSS 在 t 时段余电上网的功率。

4）购电费用

$$I_{\mathrm{buy}}=\sum_{t=1}^{T}c_t^{\mathrm{buy}}P_t^{\mathrm{buy}}\Delta t \tag{5}$$

式中：c_t^{buy} 为 BCSS 在 t 时段购电的价格；P_t^{buy} 为 BCSS 在 t 时段购电的功率。

5）设备运行费用

$$I_{\mathrm{om}}=c_0\sum_{t=1}^{T}(P_t^{\mathrm{ES,c}}+P_t^{\mathrm{ES,d}})\Delta t-\theta\sum_{t=1}^{T}A_t^{\mathrm{GT}}\Delta t \tag{6}$$

式中：c_0 为储能单位运行成本；$P_t^{\mathrm{ES,c}}$ 和 $P_t^{\mathrm{ES,d}}$ 分别为 ES 在 t 时段的充、放电功率；θ为天然气价格；A_t^{GT} 为天然气消耗量。

1.3 约束条件

1）系统功率平衡约束

$$P_t^{\mathrm{GT}}+P_t^{\mathrm{PV,u}}+P_t^{\mathrm{BCSS,d}}+P_t^{\mathrm{ES,d}}+P_t^{\mathrm{buy}}=P_t^{\mathrm{BCSS,c}}+P_t^{\mathrm{ES,c}}+P_t^{\mathrm{cha}}+P_t^{\mathrm{L}} \tag{7}$$

式中：P_t^{GT} 为 t 时段 GT 的输出功率；$P_t^{\mathrm{PV,u}}$ 为 t 时段 PV 参与 BCSS 运行的就地消纳功率；$P_t^{\mathrm{BCSS,c}}$ 和 $P_t^{\mathrm{BCSS,d}}$ 分别为 t 时段 BCSS 的充放电功率；P_t^{L} 为 t 时段 BCSS 内的负荷功率。

2）电网交互功率约束

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{buy}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{grid,\,buy}} \tag{8}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{sell}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{grid,\,sell}} \tag{9}$$

式中：$P_{\max}^{\mathrm{grid,\,buy}}$为 BCSS 从电网购电功率的上限；$P_{\max}^{\mathrm{grid,\,sell}}$ 为 BCSS 余电上网功率的上限。

3）PV 发电约束

$$P_t^{\mathrm{sell}}+P_t^{\mathrm{PV,u}}=P_t^{\mathrm{PV}} \tag{10}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{PV}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{PV}} \tag{11}$$

式中：P_t^{PV} 为 PV 在 t 时段的发电功率；$P_{\max}^{\mathrm{PV}}$ 为 PV 的发电功率上限。

4）ES 运行约束

$$E_t^{\mathrm{ES}}=E_{t-1}^{\mathrm{ES}}+(P_t^{\mathrm{ES,c}}\eta^{\mathrm{ES,c}}-P_t^{\mathrm{ES,d}}/\eta^{\mathrm{ES,d}})\Delta t \tag{12}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{ES,c}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{ES,c}}\sigma_t^{\mathrm{ES,c}} \tag{13}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{ES,d}}\leqslant P_{\max}^{\mathrm{ES,d}}\sigma_t^{\mathrm{ES,d}} \tag{14}$$

$$\sigma_t^{\mathrm{ES,c}}+\sigma_t^{\mathrm{ES,d}}\leqslant 1 \tag{15}$$

$$\lambda_{\min}^{\mathrm{ES}}E_{\mathrm{rate}}^{\mathrm{ES}}\leqslant E_{\mathrm{t}}^{\mathrm{ES}}\leqslant\lambda_{\max}^{\mathrm{ES}}E_{\mathrm{rate}}^{\mathrm{ES}} \tag{16}$$

$$E_0^{\mathrm{ES}}=E_{24}^{\mathrm{ES}} \tag{17}$$

式中：E_t^{ES} 为 t 时刻的 ES 电量；$P_{\max}^{\mathrm{ES,c}}$、$P_{\max}^{\mathrm{ES,d}}$ 分别为 ES 的最大充、放电功率；$\eta^{\mathrm{ES,c}}$、$\eta^{\mathrm{ES,d}}$ 分别为 ES 的充、放电效率；$\sigma_t^{\mathrm{ES,c}}$、$\sigma_t^{\mathrm{ES,d}}$ 为 ES 的充、放电状态二进制变量；$E_{\mathrm{rate}}^{\mathrm{ES}}$ 为 ES 的额定容量；$\lambda_{\min}^{\mathrm{ES}}$、$\lambda_{\max}^{\mathrm{ES}}$ 分别为 ES 的电量最低和最高状态。

5）燃气轮机约束

$$-P^{\mathrm{ramp}}\leqslant P_t^{\mathrm{GT}}-P_{t-1}^{\mathrm{GT}}\leqslant P^{\mathrm{ramp}} \tag{18}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{GT}}\leqslant P_t^{\mathrm{GTmax}} \tag{19}$$

式中：P^{ramp} 为 GT 的爬坡速率约束；P_t^{GTmax} 为 GT 的最大输出功率。

2 电池能量管理策略

为使 BCSS 提供更好的 EV 换电服务，本节提出一种电池能量管理策略，通过站内电池荷电状态（state of charge，SOC）区间管理与充放电优先级，动态维持满电电池库存。首先，BCSS 的运行约束和供需平衡约束定义如下：

$$E_{t+1}^{\mathrm{BCSS}}=E_t^{\mathrm{BCSS}}+P_t^{\mathrm{BCSS,c}}-P_t^{\mathrm{BCSS,d}}+e_t^{\mathrm{BAT,in}}-e_t^{\mathrm{BAT,out}} \tag{20}$$

$$P_t^{\mathrm{BCSS,c}}=\eta^{\mathrm{BCSS,c}}\sum_i\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,c}}P_t^{\mathrm{rec,c}} \tag{21}$$

$$P_t^{\mathrm{BCSS,d}}=\sum_i\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,d}}P_t^{\mathrm{rec,d}}/\eta^{\mathrm{BCSS,d}} \tag{22}$$

$$\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,c}}+\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,d}}\leqslant 1 \tag{23}$$

$$N_t^{\mathrm{BCSS}}\geqslant N_t^{\mathrm{EV,bs}} \tag{24}$$

$$\sum_i\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,c}}\leqslant N^{\mathrm{cha}} \tag{25}$$

$$\sum_i\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,d}}\leqslant N^{\mathrm{cha}} \tag{26}$$

式中：E_t^{BCSS} 为 t 时段 BCSS 存储的电量；$e_t^{\mathrm{BAT,in}}$、$e_t^{\mathrm{BAT,out}}$ 分别为 t 时段 BCSS 换入、换出电池的总电量；$\eta^{\mathrm{BCSS,c}}$、$\eta^{\mathrm{BCSS,d}}$ 分别为 BCSS 的充、放电效率；$P_t^{\mathrm{rec,c}}$、$P_t^{\mathrm{rec,d}}$ 分别为 t 时段充电机的充、放电功率；$\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,c}}$、$\delta_{i,t}^{\mathrm{BCSS,d}}$ 分别为 t 时段 BCSS 的充、放电状态变量；N_t^{BCSS} 为 t 时段 BCSS 满电电池的数量；$N_t^{\mathrm{EV,bs}}$ 为 t 时段 EV 的换电需求量；N^{cha} 为 BCSS 的

充电机数量。

本节将 BCSS 中存放电池的 SOC 划分为以下 k 个区间：[SOC0，SOC1]，[SOC1，SOC2]...[SOCk–1，SOCk]，并定义所有 SOC 区间的区间长度相同，k 代表 SOC 的总区间数。当 SOC 处于区间[SOCk–1，SOCk]的电池视为满电电池，SOC 处于[SOC0，SOC1]区间的电池视为 EV 更换下来的亏电电池。为尽可能增加满电电池数量，SOC 较高的电池被设定为拥有充电优先级；同理，为尽可能减少满电电池数量的损耗，SOC 较低的电池被设定为拥有放电优先级。

BCSS 内各 SOC 区间的电池数量变化情况可以表示为：

$$\begin{cases} N_t^{1,s} = N_{t-1}^{1,s} + N_t^{\text{new}} - N_t^{1,c} + N_t^{2,d} \\ N_t^{2,s} = N_t^{2,s} + N_t^{1,c} - N_t^{2,c} - N_t^{2,d} + N_t^{3,d} \\ \cdots \\ N_t^{k,s} = N_{t-1}^{k,s} + N_t^{k-1,c} - N_t^{k,d} - N_t^{\text{new}} \end{cases} \tag{27}$$

式中：$N_t^{k,s}$ 为 t 时段各 SOC 区间电池的数量；N_t^{new} 为 t 时刻 EV 更换电池的数量。

BCSS 内的充、放电电池数量约束为：

$$N_t^{\text{all},c} = \sum_{i=1}^{k-1} N_t^{i,c} \tag{28}$$

$$N_t^{\text{all},d} = \sum_{i=2}^{k} N_t^{i,d} \tag{29}$$

$$0 \leqslant N_t^{i,c} \leqslant N_{t-1}^{i,s} \tag{30}$$

$$0 \leqslant N_t^{i+1,d} \leqslant N_{t-1}^{i+1,s} \tag{31}$$

式中：$N_t^{\text{all},c}$、$N_t^{\text{all},d}$ 分别为 t 时刻对应的充电、放电电池数量。

为确保站内处于高 SOC 区间的电池优先充电，采用大 M 法构建充电优先级约束：

$$0 \leqslant \beta_t^{i,c} - \left(N_t^{\text{all,c}} - \sum_{k=1}^{i} N_t^{K-k,s} \right) \tag{32}$$

$$\beta_t^{i,c} - \left(N_t^{\text{all,c}} - \sum_{k=1}^{i} N_t^{K-k,s} \right) \leqslant M_1(1-\delta_t^{i,c}) \tag{33}$$

$$0 \leqslant \beta_t^{i,c} \leqslant M_1 \delta_t^{i,c} \tag{34}$$

$$N_{t-1}^{K-i,s} - M_1(1-\delta_t^{i,c}) \leqslant N_t^{K-i,c} \tag{35}$$

$$N_t^{K-i-1,c} \leqslant M_1 \delta_t^{i,c} \tag{36}$$

$$\delta_t^{i+1,c} \leqslant \delta_t^{i,c} \tag{37}$$

式中：$\beta_t^{i,c}$ 为连续变量；M_1 为大 M 常数；$\delta_t^{i,c}$ 为充电优先级的开关变量；K–k 为 SOC 区间的倒序编号索引，作用是从最高 SOC 区间开始，由高到低依次选取 SOC 区间。

电池放电优先级约束可表示为：

$$0 \leqslant \alpha_t^{i,d} - \left(N_t^{\text{all},d} - \sum_{k=1}^{i} N_t^{k+1,s} \right) \tag{38}$$

$$\alpha_t^{i,d} - \left(N_t^{\text{all},d} - \sum_{k=1}^{i} N_t^{k+1,s} \right) \leqslant M_1(1-\theta_t^{i,c}) \tag{39}$$

$$0 \leqslant \alpha_t^{i,d} \leqslant M_1 \theta_t^{i,d} \tag{40}$$

$$N_{t-1}^{i+1,s} - M_1(1-\theta_t^{i,d}) \leqslant N_t^{i+1,d} \tag{41}$$

$$N_t^{i+2,d} \leqslant M_1 \theta_{c,t}^{i,d} \tag{42}$$

$$\theta_t^{i+1,d} \leqslant \theta_t^{i,d} \tag{43}$$

式中：$\alpha_t^{i,d}$ 为连续变量；$\theta_t^{i,d}$ 为放电优先级的开关变量。

为保证充放电电池的最大数量不超过充电机总数，约束条件可以表示为：

$$0 \leqslant N_{c,t}^{\text{all}} \leqslant N^{\text{cha}} \sigma_{c,t} \tag{44}$$

$$0 \leqslant N_{d,t}^{\text{all}} \leqslant N^{\text{cha}} \sigma_{d,t} \tag{45}$$

$$\sigma_{c,t} + \sigma_{d,t} \leqslant 1 \tag{46}$$

式中：$P_{\text{fix},c}$ 和 $P_{\text{fix},d}$ 分别为单块电池的固定充电功率与固定放电功率；$\sigma_{c,t}$ 和 $\sigma_{d,t}$ 为充放电状态变量。

为保证 BCSS 的连续运行，在 1 个调度周期始末电池存储的总能量偏差需控制在允许范围内，约束条件可以表示为：

$$-\Delta E_{\max} \leqslant \sum_{i=1}^{K} N^{i,0}(i-1) - \sum_{i=1}^{K} N_T^{i,s}(i-1) \leqslant \Delta E_{\max} \tag{47}$$

式中：$\Delta E_{\max}$ 为允许的电池总能量最大偏差。

3 不确定性处理

在 BCSS 确定性优化模型中，通常假设 PV 发电量与负荷参数可被准确预测，不确定性往往被忽略。但在实际运行过程中，PV 发电和负荷存在随机性和波动性，实际结果可能严重偏离预测值，影响系统经济性[23-24]。

以往研究多采用 SO 或 DRO 管理不确定性，但这些方法需要概率分布函数和场景生成，会增加计算时间。因此，本文提出一种 IGDT-RO 方法来处理 BCSS 中 PV 发电和负荷的不确定性。RO 聚焦 PV 出力的供给侧约束，通过最坏场景覆盖保障供电可靠性；IGDT 聚焦负荷的需求侧约束，通过风险边界管控平衡经济性，二者协同处理 2 类不确定性。IGDT 和 RO 方法均为无需概率分布函数的风险管理方法，因此采用该混合方法时无需生成场景。

3.1 鲁棒优化模型

本节选择 RO 方法应对 PV 不确定性，该方法

属于悲观主义方法，会考虑不确定参数的最坏情况。RO 方法的通用表述可参考文献[25]，本文不再赘述。基于此，本文提出的考虑 PV 不确定性的鲁棒调度模型如下：

$$\min F \tag{48}$$

s.t.

$$P_t^{\mathrm{GT}}+P_t^{\mathrm{BCSS,d}}+\max(P_t^{\mathrm{PV,u}}-\beta P_t^{\mathrm{PV,u}})+P_t^{\mathrm{ES,d}}+P_t^{\mathrm{buy}}=P_t^{\mathrm{BCSS,c}}+P_t^{\mathrm{ES,c}}+P_t^{\mathrm{cha}}+P_t^{\mathrm{L}} \tag{49}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{PV,u}}\leqslant \max(P_t^{\mathrm{PV,u}}+\beta^{\mathrm{PV,u}}P_t^{\mathrm{PV,u}}) \tag{50}$$

$$0\leqslant \beta^{\mathrm{PV,u}}\leqslant 1 \tag{51}$$

式(8)—式(10)、式(12)—式(47)　　(52)

式中：$\beta^{\mathrm{PV,u}}$为光伏不确定性系数。

所建立的 PV 发电鲁棒优化模型为一个 min-max 问题，最大化问题是以最大化 PV 不确定性对系统的不利影响为目标，确定 PV 实际出力的最坏场景；最小化问题是在考虑 PV 不确定性的前提下，通过合理调度各类资源降低系统总运行成本。现有求解器难以直接求解，采用对偶理论将式(49)—式(51)转化为可求解的 min 问题，转换后得到的单级模型为：

$$P_t^{\mathrm{GT}}+P_t^{\mathrm{BCSS,d}}+\max(\overline{P}_t^{\mathrm{PV,u}}-q_t-\varepsilon_t\Gamma_t)+P_t^{\mathrm{ES,d}}+P_t^{\mathrm{buy}}=P_t^{\mathrm{BCSS,c}}+P_t^{\mathrm{ES,c}}+P_t^{\mathrm{cha}}+P_t^{\mathrm{L}} \tag{53}$$

$$0\leqslant P_t^{\mathrm{PV,u}}\leqslant \overline{P}_t^{\mathrm{PV,u}}+q_t+\varepsilon_t\Gamma_t \tag{54}$$

$$q_t+\varepsilon_t\geqslant P_t^{\mathrm{PV,u}} \tag{55}$$

$$q_t,\varepsilon_t\geqslant 0 \tag{56}$$

式中：$\overline{P}_t^{\mathrm{PV,u}}$为 PV 发电预测上限；$q_t$和$\varepsilon_t$为刻画 PV 不确定性的对偶变量；$\Gamma_t$为 PV 不确定性的鲁棒系数。

3.2 IGDT 模型

IGDT 主要包含机会寻求（risk seeking，RS）与风险规避（risk aversion，RA）2 类优化模型。其具体优化模型可以表示为：

$$\max F(U,X) \tag{57}$$

s.t.

$$G(U,x)=0 \tag{58}$$

$$H(U,x)\geqslant 0 \tag{59}$$

式中：U为不确定参数；X为决策变量；$G(U,x)$=0 和 $H(U,x)$分别为等式约束和不等式约束。

3.3 IGDT-RO 模型

BCSS 本质是提供可靠的能源服务，在实际系统调度中更倾向于采用 RA 处理不确定性。其电力负荷的不确定集可以表示为：

$$\begin{cases}U(\gamma^{\mathrm{L}},\tilde{P}_t^{\mathrm{L}})=\left\{P_t^{\mathrm{L}}:|P_t^{\mathrm{L}}-\tilde{P}_t^{\mathrm{L}}|\leqslant\gamma^{\mathrm{L}}\tilde{P}_t^{\mathrm{L}}\right\}\\ \gamma^{\mathrm{L}}\geqslant 0\end{cases} \tag{60}$$

式中：γ^{L}为负荷不确定半径；$\tilde{P}_t^{\mathrm{L}}$为负荷预测值。

IGDT 的 RA 优化模型可以表示为：

$$\max \gamma^{\mathrm{L}} \tag{61}$$

s.t.

$$\max[I_{\mathrm{cha}}+I_{\mathrm{swa}}+I_{\mathrm{sell}}-I_{\mathrm{buy}}-I_{\mathrm{om}}]\leqslant(1+\Delta)\cdot\underline{F} \tag{62}$$

$$\overline{P}_t^{\mathrm{L}}(1-\gamma^{\mathrm{L}})\leqslant P_t^{\mathrm{L}}\leqslant\overline{P}_t^{\mathrm{L}}(1+\gamma^{\mathrm{L}}) \tag{63}$$

式(52)—式(56)　　(64)

式中：Δ为利润偏差系数；$\underline{F}$为系统最小利润。

式(61)—式(64)所建立的 IGDT 模型仍为双层模型，但可转化为单级模型。由于 IGDT 是 RA 型方法，当电力负荷高于预测值时，式(62)可取得最大值，因此单级模型可表示为：

$$\max \gamma^{\mathrm{L}} \tag{65}$$

s.t.

$$I_{\mathrm{cha}}+I_{\mathrm{swa}}+I_{\mathrm{sell}}-I_{\mathrm{buy}}-I_{\mathrm{om}}\leqslant(1+\Delta)\cdot\underline{F} \tag{66}$$

$$P_t^{\mathrm{L}}=\overline{P}_t^{\mathrm{L}}(1+\gamma^{\mathrm{L}}) \tag{67}$$

式(52)—式(56)　　(68)

4 算例分析

4.1 算例设置

为验证本文所提优化模型的有效性和可行性，以华东某园区作为算例进行仿真分析，调度周期为 24 h，以 1 h 为调度时长，系统参数设置如表 1 所示，分时电价如表 2 所示。本文中设置 5 种不同方案作对比，以验证考虑电池能量管理策略和 IGDT-RO 方法对系统经济性的影响。

方案 1：不考虑电池能量管理策略，且不考虑不确定性的 BCSS 优化调度。

方案 2：考虑电池能量管理策略，但不考虑不确定性的 BCSS 优化调度。

方案 3：考虑电池能量管理策略，并采用 IGDT 处理不确定性的 BCSS 优化调度。

方案 4：考虑电池能量管理策略，并采用随机优化处理不确定性的 BCSS 优化调度。

方案 5：考虑电池能量管理策略，并采用 IGDT-RO 处理不确定性的 BCSS 优化调度。

表 1 系统参数设置
Tab.1 System parameter settings

参数	数值
BCSS 电池总数量/个	300
BCSS 电池容量/kW	2.5
充电机最大数量/个	150
充电机最大充、放电功率/kW	50.0
充电机充、放电效率	0.95
光伏容量/MW	1.5
燃气轮机容量/MW	1.0
储能容量/(kW h)	500
储能充、放电效率	0.95
储能最大充、放电功率/kW	500.0
电池总能量最大偏差	10

表 2 分时电价
Tab.2 Time-of-use pricing

类别	购/售电价/(元 (kW h)$^{-1}$)	时段
峰时段	1.20/0.60	11:00—13:00 18:00—22:00
平时段	0.75/0.40	08:00—10:00 14:00—17:00
谷时段	0.40/0.20	01:00—07:00 23:00—24:00

4.2 系统供需平衡分析

以 BCSS 在方案 1 下运行的确定性优化调度结果进行系统供需平衡分析，结果如图 2 所示。00:00—07:00 时段，系统负荷较低，光伏出力几乎为零，由于此时购电电价最低，系统主要通过购电满足基础负荷，并利用储能装置进行充电，以储备电能。08:00—11:00 时段，光伏发电开始出力，随着充换电负荷逐渐上升，系统在满足负荷需求的同时继续进行储能充电。12:00—15:00 时段，光伏发电达到峰值，除满足负荷和充换电需求外，仍有较多盈余功率用于储能充电，系统购电明显减少。16:00—19:00 时段，光伏出力逐渐降低，负荷仍维持较高水平，储能开始放电以弥补功率缺额，燃气轮机出力也有所提升。20:00—23:00 时段，光伏出力为零，系统主要依靠储能放电、燃气轮机以及部分购电来满足夜间负荷与充换电需求。

4.3 电池能量管理策略分析

为验证电池能量管理策略的有效性，本节对方案 2 进行仿真分析，BCSS 内部电池运行调度结果如图 3—图 5 所示。图 3 展示了在 1 个调度周期内 BCSS 中各 SOC 区间电池数量的动态分布情况。由图 3 可知，站内电池总数量恒为 300 块，在 00:00—07:00 的谷时段，系统负荷较低，且电网购电电价处于最低水平。BCSS 控制中心在满足基础负荷的前提下，安排大量电池进行充电。充电功率优先分配给 SOC 已处于较高水平的电池，使其能快速进入满电状态区间，从而迅速提升了站内可用电池的库存水平。此时，高 SOC 区间的电池数量开始稳步累积，而低 SOC 区间的电池数量则显著减少，验证了 SOC 较高的电池拥有充电优先级。

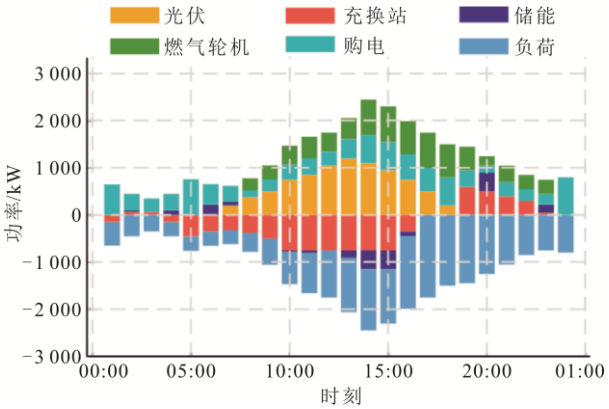


图 2 确定性模型下 BCSS 的运行结果
Fig.2 Operation results of BCSS under the deterministic model

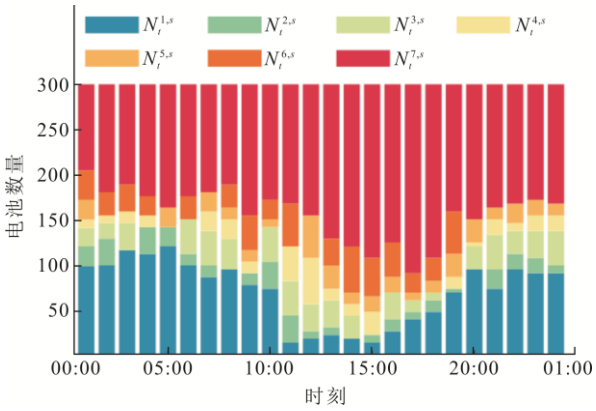


图 3 各 SOC 区间的电池数量
Fig.3 Number of batteries in various SOC intervals

进入 08:00—11:00 的平时段，光伏开始出力，EV 的充换电负荷也逐渐攀升。系统在平衡供需的同时，继续利用光伏出力和部分网电进行充电。满电电池区间的数量继续增长，而中低 SOC 区间的电池在充电机容量允许下依次被提升其 SOC 水平，最大限度地提高了充电效率，确保了在午间负荷高峰来临前，BCSS 已储备了充足的可换电电池。

12:00—15:00 时段，光伏出力达到峰值，系统内存在盈余功率。此时，除了减少向电网购电外，BCSS 以最大功率对电池进行充电。满电电池区间的数量在此阶段达到调度周期内的最大值。与此同时，由于换电服务的持续进行，部分满电电池被换

走，导致该区间数量出现小幅波动，但通过充电能力及时进行补充，保证了服务的连续性。

图 4 和图 5 分别展示了参与放电和充电的电池数量随时间的变化。图 4 反映了 BCSS 放电电池数量变化情况，在 16:00—19:00 以及 20:00—23:00 的晚高峰及夜间时段，光伏出力降低或为零，系统负荷维持高位，电网电价也处于峰时。为了降低高昂的购电成本并保障系统功率平衡，BCSS 开始放电，验证了 SOC 较低的电池拥有放电优先级。在放电初期，优先被调用的是 SOC 处于较低区间的电池，可以有效保护高 SOC 的满电电池，使其能够优先用于满足 EV 的换电需求，避免了因站内放电而导致换电服务能力下降。只有当低 SOC 电池无法完全满足放电功率需求时，更高 SOC 区间的电池才会被依次启用。

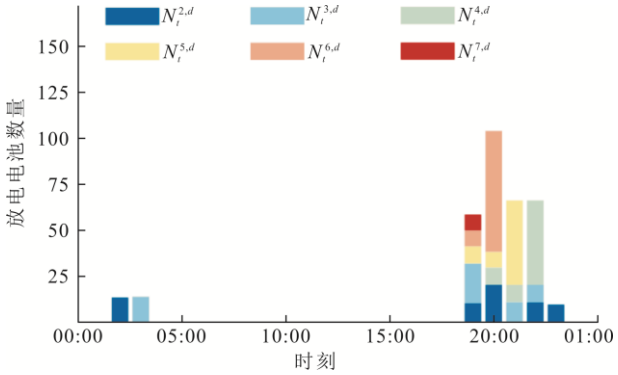


图 4 BCSS 放电电池数量

Fig.4 Number of discharging batteries in BCSS

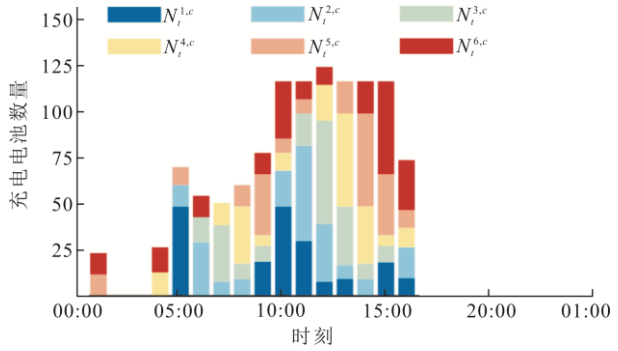


图 5 BCSS 充电电池数量

Fig.5 Number of charging batteries in BCSS

BCSS 充电电池数量变化情况如图 5 所示。除了前述的 00:00—07:00 和 12:00—15:002 个主要充电阶段外，在其他任何存在光伏盈余或电价较低的时段 BCSS 都会适时启动充电。同时，充电机会优先分配给 SOC 最高的可用电池。随着可用充电功率的增加，次高 SOC 区间的电池才会开始被纳入充电计划，确保 BCSS 能够以最快的速度创造新的满电电池，从而提升 BCSS 的运行收益。

1 个调度周期内方案 1 和方案 2 的优化调度结果如表 3 所示。2 种方案运行下的燃气轮机运行成本和电网购售电收益一致，但由于电池能量管理策略不同，导致满充状态电池数量存在差异，使得充换电收益不同。在 1 个调度周期内，考虑优先级时的满充电池数量都多于不考虑优先级的情况，直接提升了 BCSS 的充换电服务能力与收入。

表 3 调度结果对比　　单位：元

Tab.3 Comparison of optimal scheduling results

成本	方案 1	方案 2
总运行成本	5 481.1	4 903.6
燃气轮机成本	12 034.7	12 034.7
购电成本	2 749.4	2 749.4
余电上网收益	769.9	769.9
充换电收益	8 713.3	9 204.8
电池损耗成本	180.2	174.2

4.4 不确定性方法对比分析

为验证本文所提出的 IGDT-RO 混合方法在应对 PV 出力和电力负荷不确定性时的性能，本节重点分析鲁棒系数Γ与利润偏差系数Δ这两个关键参数对系统运行成本的影响，其结果分别如图 6 和图 7 所示。

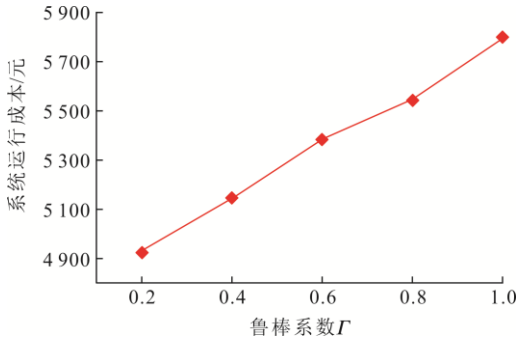


图 6 鲁棒系数对 BCSS 运行成本的影响

Fig.6 Impact of the robustness coefficient on the operating cost of BCSS

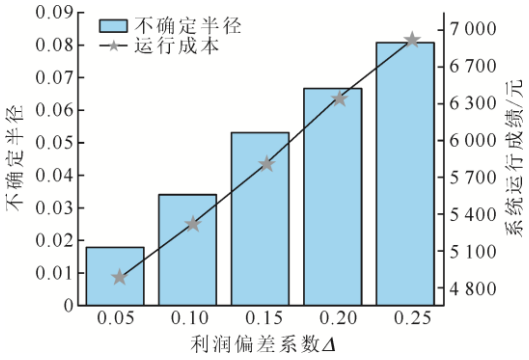


图 7 利润偏差系数对 BCSS 运行成本的影响

Fig.7 Impact of the profit deviation coefficient on the operating cost of BCSS

由图 6 可知，BCSS 运行总成本随鲁棒系数 Γ 的增大呈递增趋势。当 Γ=0 时，系统未考虑光伏不确定性，采用确定性调度策略，运行总成本最低，主要依赖光伏就地消纳与储能灵活调节，购电成本与燃气轮机出力成本占比显著较低；当 Γ 从 0 逐步提升至 0.3 时，总成本增幅较为平缓，此阶段系统通过优化储能充放电时序与余电上网策略，可部分抵消光伏波动带来的不利影响，如在光伏出力可能不足的时段提前储备电能，减少高峰时段购电支出；当 Γ 超过 0.3 后，总成本增幅明显加剧，此时为应对极端光伏出力短缺场景，系统需持续维持更高的燃气轮机备用出力与电网购电冗余，导致燃气轮机运行成本与购电成本大幅上升，且储能深度放电频率增加，设备运行损耗成本进一步叠加。

表 4 给出了不同利润偏差系数下，BCSS 在采用风险规避应对策略时的系统不确定半径和总运行成本。以Δ=0.1 为例，系统调度偏向保守，对应的不确定度为 0.024，日利润为 5 747.3 元，此阶段 Δ 较小，仅允许总成本超支在 5%以内，对应的负荷不确定性范围较窄。即实时负荷需求在正向 0.024 及以下范围内波动时，能保证该偏差系数下的 BCSS 调度总运行成本不低于 5 747.3 元。

表 4 不同利润偏差系数下的运行结果
Tab.4 Operating results under different profit deviation coefficients

利润偏差系数Δ	不确定半径γ^L	总运行成本/元
0	0	4 903.6
0.05	0.007	5 317.8
0.10	0.024	5 747.3
0.15	0.042	5 747.3
0.20	0.062	6 588.1
0.25	0.081	7 086.0

图 7 展示了利润偏差系数Δ与 BCSS 运行总成本的关联特性。Δ 在 0.05~0.25 取值范围内，不确定半径与运行成本均随 Δ 的增大呈单调递增趋势。其中 Δ=0.05~0.15 区间为成本敏感区，系统对利润偏差的约束较为严格，为保障利润不低于最低阈值，需采用保守的调度策略，Δ每提升 0.05，系统运行成本平均增幅约 10.8%；Δ>0.15 后进入成本趋稳区，增幅降至 5.6%。由此可知：若追求成本可控，Δ建议控制在 0.15 以内；若需覆盖极端负荷波动，需同步扩容充电机与储能设备以支撑更高Δ的有效运行，验证了利润偏差系数需结合换电需求波动特征进行合理设定。

为验证本文所提 IGDT-RO 方法处理 BCSS 运行中不确定问题的优越性，将其与采用 IGDT 和随机优化方法的优化求解结果进行对比，结果如表 5 所示。由表 5 可得，IGDT-RO 相较于 IGDT 和随机优化具有更好的鲁棒性，在消纳更多新能源的同时兼顾更好的经济性，能有效促进能源的利用。

表 5 不同方法求解结果对比
Tab.5 Solution results of different methods

方案	方法	总运行成本/元	运行时间/s
3	IGDT	5 663.3	2 365
4	随机优化	6 038.1	2 649
5	IGDT-RO	5 317.8	2 049

5 结 论

本文针对 BCSS 与新能源深度融合过程中存在的电池管理不合理和不确定性分析等问题，提出了一种基于 IGDT-RO 的充换电站优化调度方法，通过算例仿真验证了所提策略的有效性与优越性，主要结论如下。

1）所搭建模型以电动汽车充换电站为中心，构建了包含电网、EV 及新能源消纳的协同调控架构，对推进 BCSS 高效、经济性运营具有指导意义。

2）提出的基于 SOC 区间管理与充放电优先级的能量管理策略，有效解决了 BCSS 内电池分配调度不合理的问题。该策略通过将电池 SOC 划分为均等区间，赋予高 SOC 电池充电优先级与低 SOC 电池放电优先级，实现了满电电池库存的动态维持。

3）构建的 IGDT-RO 混合不确定性处理方法，提升了 BCSS 应对光伏出力与负荷波动的鲁棒性与经济性。该方法通过鲁棒优化模型刻画光伏出力的最坏场景，结合 IGDT 风险规避模型管控负荷不确定性，无需依赖概率分布函数与场景生成，降低了计算复杂度。

[参 考 文 献]

[1] 王震坡, 张瑾, 刘鹏, 等. 电动汽车充电站规划研究综述[J]. 中国公路学报, 2022, 35(12): 230.
Wang Z P, Zhang J, LIU P, et al. Overview of planning of electric vehicle charging stations[J]. China Journal of Highway and Transport, 2022, 35(12): 230.

[2] 朱继忠, 何晨可, 陈婧韵, 等. 综合能源系统环境下电动汽车充换电设施规划综述[J]. 南方电网技术, 2022, 16(1): 14.
Zhu J Z, He C K, Chen Jingyun, et al. Overview of electric vehicle charging and swapping facilities planning under the environment of integrated energy system[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(1): 14.

[3] Cui D, Wang Z, Liu P, et al. Operation optimization

approaches of electric vehicle battery swapping and charging station: a literature review[J]. Energy, 2023, 263: 126095.

[4] Li J, Shi Z, Liang Z. A review on electricity-hydrogen coupling system: methodologies, applications, and prospects[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2026, 14(2): 399.

[5] 王勇, 严干贵. 电力现货市场下换电站多时间尺度能量管理优化方法[J]. 电网技术, 2026, 50(1): 135.
Wang Y, Yan G G. Optimization method of multi-time scale energy management in battery swapping station in electricity spot market[J]. Power System Technology, 2026, 50(1): 135.

[6] 郭毅娜, 廖凯, 杨健维, 等. 兼顾配电网韧性提升的电动汽车换电站容量优化配置方法[J]. 电网技术, 2025, 49(2): 470.
Guo Y N, Liao K, Yang J W, et al. Optimal capacity allocation method of battery swapping station considering distribution system resilience enhancement[J]. Power System Technology, 2025, 49(2): 470.

[7] 颜勤, 涂晓帆. 天气影响下基于风险评估的电动汽车光伏充电站需求响应[J]. 重庆大学学报, 2023, 46(4): 37.
Yan Q, Tu X F. Demand response of photovoltaic electric vehicle charging stations based on weather-impact risk assessment[J]. Journal of Chongqing University, 2023, 46(4): 37.

[8] 张文昕, 栗然, 臧向迪, 等. 基于强化学习的电动汽车换电站实时调度策略优化[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(10): 134.
Zhang W X, Li R, Zang X D, et al. Real-time scheduling strategy optimization for electric vehicle battery swapping station based on reinforcement learning[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(10): 134.

[9] 薛贵挺, 汪柳君, 刘哲, 等. 考虑碳排放的光储充一体站日前运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 103.
Xue G T, Wang L J, Liu Z, et al. Day-ahead operation strategy of an integrated photovoltaic storage and charging station considering carbon emissions[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 103.

[10] 刘敦楠, 王玲湘, 汪伟业, 等. 基于深度强化学习的大规模电动汽车充换电负荷优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(4): 36.
Liu D N, Wang L X, Wang W Y, et al. Optimal scheduling of electric vehicle load for large-scale charging and battery swapping based on deep reinforcement learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(4): 36.

[11] 代亮, 刘治南, 陈天泉, 等. 基于自供给模式的电动汽车换电站供需均衡运营策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 128.
Dai L, Liu Z N, Chen T Q, et al. Supply-demand equilibrium operation strategy of electric vehicle battery swapping station based on self-supply mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 128.

[12] Liu X C, Soh C B, Yao S H, et al. Operation management of multiregion battery swapping-charging networks for electrified public transportation systems[J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2020, 6(3): 1013.

[13] Zhang X, Wang G. Optimal dispatch of electric vehicle batteries between battery swapping stations and charging stations[C]. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2016.

[14] Liu X, Zhao T, Yao S, et al. Distributed operation management of battery swapping-charging systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(5): 5320.

[15] Li S, He H, Wei Z, et al. Edge computing for vehicle battery management: cloud-based online state estimation[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 55: 105502.

[16] 孙波, 董浩, 王璐, 等. 计及电动汽车需求响应的风储混合系统日前联合优化调度模型[J]. 太阳能学报, 2021, 42(4): 107.
Sun B, Dong H, Wang L, et al. Joint optimal scheduling model for wind-storage hybrid system considering demand response of electric vehicle[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(4): 107.

[17] Lu S, Gu W, Xu Y, et al. Unlock the thermal flexibility in integrated energy systems: a robust nodal pricing approach for thermal loads[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(4): 2734.

[18] Zhong J, Li Y, Wu Y, et al. Optimal operation of energy hub: An integrated model combined distributionally robust optimization method with Stackelberg game[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(3): 1835.

[19] Mirzapour-Kamanaj A, Talebi A, Zare K, et al. Optimal look-ahead strategic bidding/offering of integrated renewable power plants and CAES with stochastic-robust approach[J]. IEEE Access, 2022, 10: 107901.

[20] Mirzaei M A, Nazari-Heris M, Mohammadi-Ivatloo B, et al. A novel hybrid framework for co-optimization of power and natural gas networks integrated with emerging technologies[J]. IEEE Systems Journal, 2020, 14(3): 3598.

[21] 王俊, 王馨, 朱金大, 等. 考虑动态定价的新能源汽车能源站优化运行[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(22): 82.
Wang J, Wang X, Zhu J D, et al. Optimal operation of renewable-energy vehicle energy stations considering dynamic pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(22): 182.

[22] 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.
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.

[23] 李翼成, 赵钰婷, 崔杨, 等. 考虑充放电策略的换电站与风电-碳捕集虚拟电厂的低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(6): 27.
Li Y C, Zhao Y T, Cui Y, et al. Low-carbon economic dispatching of battery swapping station and wind power-carbon capture virtual power plant considering charging and discharging strategy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(6): 27.

[24] 杨景旭, 唐渊, 姚蓝霓, 等. 考虑服务能力和削峰任务约束的换电站削峰方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(15): 29.
Yang J X, Tang Y, Yao L N, et al. Peak-shaving method for battery swap station considering service capacity and peak-shaving task constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(15): 29.

[25] Qian L, Lin S, Muyeen S M, et al. Integrated energy-water nexus optimization in rural microgrids: leveraging quantum-classical robust optimization for sustainability[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2026, 11(3): 41.

（责任编辑　杨嘉蕾）