

# 综合多模式补电与电池调控的多方需求优化策略

袁建华<sup>1,2</sup>, 张天宇<sup>1,2</sup>, 陈广生<sup>1,2</sup>, 黄涛<sup>1,2</sup>

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室, 湖北 宜昌 443002)

**摘要:** 针对光伏充换电站内电动汽车无序补电以及电池无序充放的现象, 为保障用户补电最优性、光伏充换电站经济性 & 区域电网稳定性, 提出了一种综合多模式补电与电池调控的多方需求协同优化策略, 引导站内用户补电决策及电池调度。首先, 根据电量焦虑及时间冗余原则分群, 基于补电激励及时间焦虑建立价格感知激励模型, 并考虑需求价格弹性和价格感知激励构建用户需求补电量, 进一步基于后悔定理建立补电决策模型。其次, 基于电网负荷水平及电池电量引导, 考虑电池充放状态建立电池调控模型。最后, 建立多方需求优化调度模型, 以充换电站经济效益最大化和区域电网总负荷波动最小化对补电激励及电池充放状态进行优化。仿真验证结果表明, 所提策略显著提高了多方需求满足程度, 用户花费降低了 8.3%, 光伏充换电站经济效益提高了 16.5%, 区域电网负荷波动降低了 41.7%。

**关键词:** 多模式补电; 价格激励; 电池调控; 多目标优化模型

## Multi-Party Demand Optimization Strategy for Comprehensive Multi-Mode Power Replenishment and Battery Regulation

YUAN Jianhua<sup>1,2</sup>, ZHANG Tianyu<sup>1,2</sup>, CHEN Guangsheng<sup>1,2</sup>, HUANG Tao<sup>1,2</sup>

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang, Hubei 443002, China;

2. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station, Yichang, Hubei 443002, China)

**Abstract:** In response to the phenomenon of the negative effects of disorderly charging and discharging of electric vehicles and batteries in photovoltaic battery charging and swapping station (BCSS), a multi-party collaborative optimization strategy integrating multi-mode power replenishment and battery regulation is proposed to ensure user power replenishment optimality, BCSS economy, and regional power grid stability, guiding users' replenishment decisions and battery scheduling within the station. Firstly, based on the principles of power anxiety and time redundancy, a price perception incentive model is established based on power replenishment incentives and time anxiety, and user demand for power replenishment is constructed considering demand price elasticity and price perception incentives. Furthermore, a power replenishment decision model is established based on the regret theorem. Secondly, based on the load level of the power grid and the guidance of battery capacity, a battery regulation model is established considering the charging and discharging status of the battery. Finally, a multi-party demand optimization scheduling model is established to maximize the economic benefits of charging and swapping stations and minimize regional power grid load fluctuations. Simulation results demonstrate the effectiveness of the proposed strategy, with reducing user expenses by 8.3%, increasing economic benefits of BCSS by 16.5%, and reducing regional grid load fluctuations by 41.7%.

**Key words:** multi-mode power replenishment; price incentives; battery regulation; multi-objective optimization model

**基金项目:** 煤燃烧国家重点实验室开放基金资助项目 (FSKLCCA1607); 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室基金资助项目 (2015KJX07)。

**Foundation item:** Supported by the Open Fund of State Key Laboratory of Coal Combustion (FSKLCCA1607); the Fund of Operation and Control of Cascade Hydropower Stations of Hubei Provincial Key Laboratory (2015KJX07)。

## 0 引言

基于新型电力系统构建<sup>[1]</sup>的战略目标以及“源网荷储”<sup>[2]</sup>的新型运营模式,充换电站<sup>[3]</sup>(battery charging and swapping station, BCSS)、电动汽车(electric vehicle, EV)等需求侧资源在平衡调节中将发挥日益重要的作用。中国政府采取各种积极措施<sup>[4]</sup>以推广电动汽车及电动汽车补电方面的研究。同时EV数量<sup>[5]</sup>在进一步提升,且作为新型调度性及灵活性强的电力负荷,具备充电和换电<sup>[6]</sup>两种补电方式。而电池调度<sup>[6]</sup>相对于EV充电调度更加灵活和集中,综合各方目标,光伏充换电站成为了满足各方需求的最佳选择。但也存在一些困境与挑战,例如,站内电池无序充放行为以及不同补电方式之间价格和消耗时间的差异可能导致电动汽车的无序补电行为,进而增加用户成本、降低电站收益,以及影响电网负荷调节效果,不利于用户补电最优性、充换电站经济性及区域电网稳定性。因此,研究综合合理引导EV补电选择及电池高效调度的协同调度至关重要。

目前在关于引导EV有序补电优化调度方面存在大量的研究成果。文献[7]综合讲述了电动汽车有序充电优化调度策略,通过调整充电时长或基于电价机制引导用户充放电优化EV负荷实现削峰填谷。该引导策略其实际应用性尚显不足,忽略了空闲时间有限固定用户的实际需求。文献[8]制定了双层调度模型,上层通过调整换电服务定价来引导用户响应换电模式,下层根据用户响应情况和负荷量调节机组出力实现了系统负荷削峰的同时降低微电网联合系统总运行成本。但相关用户补电方式引导方向研究较少,且需要考虑补电方式间价格、消耗时间的差距较大及时间焦虑<sup>[9-10]</sup>所带来的影响,这些因素会导致用户对价格激励的敏感性<sup>[11]</sup>变化进而影响用户选择及需求补电量<sup>[12]</sup>,通常采用需求价格弹性表示用户对于价格变动做出反应的敏感程度,因此迫切需要进行顾及用户时间焦虑、考虑补电激励的补电方式引导策略研究。

关于充换电站内电池充放电的优化调度国内外学者开展了大量的研究,文献[13]基于预测和实际换电需求使用差分算法对电池的充电功率和充电时间进行优化,削峰效果明显。文献[14]考虑充放电速率和充放电深度对储能电池的影响,结合交替方

向乘子法和模型预测控制,有效降低了运行成本。文献[15]通过对充换电站内的电池日夜充电进行鲁棒性调度,降低充换电站的运营成本。现存电池充放电研究多数以充电功率或充电时间作为优化对象,且没有考虑区域电网负荷水平,不利于平衡能量、电网供需关系及保证充放电策略的灵活性。

综上所述,本文提出了一种综合多模式补电与电池调控的多方需求优化策略,将补电负荷通过时间维度<sup>[15]</sup>完成转移。首先根据电量焦虑及时间冗余原则对EV分群,然后针对现有研究忽略用户时间焦虑对其选择补电方式的影响构建考虑补电激励和时间焦虑的价格感知激励模型,并进一步基于价格感知激励和需求价格弹性表示用户需求补电量,再建立基于时间焦虑和后悔定理的补电决策模型,在尊重用户有限理性决策的同时深入探索其潜在需求和可能性。其次为了充分发挥电池调度的灵活性及平衡电网供需关系,建立基于负荷水平及电池电量,考虑充放状态的电池调控模型。同时通过算例仿真验证了所采取的优化策略在满足多方参与者的需求和利益方面具有明显效果。

## 1 调度框架及模型建立

### 1.1 总体调度架构

本文研究旨在通过调控手段实现EV补电及电池充放的有序调度的同时满足多方需求。首先建立补电调度模型以保障用户最佳选择,充换电站不仅提供多种补电方式<sup>[17]</sup>,还利用站内冗余电池作为调节资源,实现负荷存储<sup>[18]</sup>和电力交易,增强削峰填谷能力。在提升BCSS的经济效益的同时保障电网的安全经济运行,为新型电力系统的建设提供支持,具体示意如图1所示。

本文策略以补电激励及电池充放状态作为决策变量进行调度分析。研究对象是充换一体出租车车辆,基于智能互联技术及合作共享机制<sup>[19]</sup>考虑市场竞争环境下的信息交互情况<sup>[20]</sup>,补电服务商每隔时间 $\Delta t$ 收集用户传输的预补电需求信息及车辆状态信息,并通过智能电网系统实现电站与电网信息交互,采集区域电网负荷水平及可再生能源<sup>[21]</sup>(decentralised renewable energy, DRE)出力预测状况,然后基于负荷水平信息调控电池充放电状态,并调整补电激励,利用推送通知和电站通告向用户传达站内补电激励和充换电设备数量等信息,通过补电激励差异化引导用

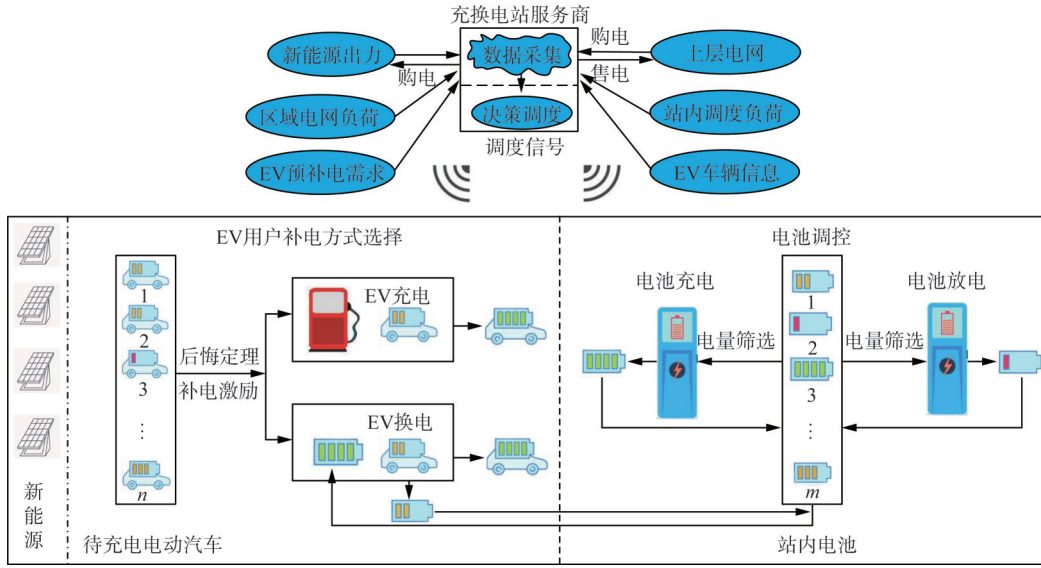


图 1 多方优化调度框架

Fig. 1 Multi-party optimization scheduling framework

户进行补电决策。在能源供给方面, DRE 是主要能源, 当 DRE 供给不足时, 补电服务提供商将直接向上级电网购电<sup>[22]</sup>, 以满足 EV 用户的补电需求。

## 1.2 EV 用户补电调度模型

### 1.2.1 EV 用户分群

在对 EV 可响应调度用户进行策略引导之前, 对 EV 响应能力通过电量焦虑及时间冗余原则判断, 识别出响应性群体和非响应性群体, 随后针对具有响应性的人群进行优化调度的安排, 引导用户选择补电方式。补电时间如式(1)所示, 判断式如式(2)所示。

$$t_{n,u}^{\text{cd}} = \frac{S_n^{\text{de}}}{\eta_{\text{cha}} P_{\text{cha}}} = \frac{s_n \cdot E}{\eta_{\text{cha}} P_{\text{cha}}}, u = 1 \quad (1)$$

$$\begin{cases} S_n^{\text{res}}/C \leq 30\% \\ v \cdot t_{n,u}^{\text{cd}} + t_n^{\text{re}} \leq t_n^{\text{ft}}, u = 1 \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $t_{n,u}^{\text{cd}}$  为第  $n$  辆 EV 的补电时间;  $u$  为选择的补电方式,  $u$  为 1 时为充电模式,  $u$  为 0 时为换电模式;  $P_{\text{cha}}$  为 EV 充电功率;  $\eta_{\text{cha}}$  为 EV 充电效率;  $S_n^{\text{de}}$  为第  $n$  辆 EV 的补电所需充电量;  $s_n$  为第  $n$  辆 EV 的去往补电地点的行驶路程;  $E$  为每千米耗电量;  $S_n^{\text{res}}$  为第  $n$  辆 EV 的剩余电量;  $C$  为 EV 的额定电池容量;  $v$  为最低期待电量系数;  $t_n^{\text{re}}$  为第  $n$  辆 EV 的补电准备时间;  $t_n^{\text{ft}}$  为第  $n$  辆 EV 的补电空闲时间。

### 1.2.2 价格感知激励模型

用户对补电方式的价格感知激励会受到补电方式间以及补电方式本身价格变动的影响, 同时时间冗余程度引起的时间焦虑也影响着用户的价格感知

激励情况, 影响可调度能力, 可表示为:

$$A'_{n,u} = \frac{\kappa^{\text{seff}} A_{n,u} + \kappa^{\text{each}} (A_{n,u,(1-u)} - A_{n,u,(1-u)}^{\text{ini}})}{\left( (t_{n,u}^{\text{cd}} + t_n^{\text{re}}) / (k_u \cdot t_n^{\text{ft}}) \right)^{\frac{1}{\rho}}} \quad (3)$$

式中:  $A'_{n,u}$  为考虑时间焦虑后用户实际感知到的补电方式价格激励;  $\kappa^{\text{seff}}$ 、 $\kappa^{\text{each}}$  分别为自激励系数和交叉激励系数, 表示用户受补电方式价格变动及补电方式间价格差变动的影响程度;  $A_{n,u}$  为第  $n$  辆 EV 用户选择补电方式  $u$  价格变化差;  $A_{n,u,(1-u)}^{\text{ini}}$ 、 $A_{n,u,(1-u)}$  分别为第  $n$  辆 EV 用户补电时补电方式间初始和价格变化后价格差;  $k_u$  为补电方式  $u$  的时间感知系数, 表示用户对自身空闲时间易产生紧张心理而造成时间感知情况;  $\rho$  为 EV 用户受到时间焦虑的影响程度。

### 1.2.3 需求补电量模型

用户需求补电量会受到价格需求弹性及价格激励感知影响, 目前的换电模式尚无法实现电量的个性化选择, 综合考虑后将 EV 需求补电量模型进一步表示为:

$$S_{n,u}^{\text{DE}} = \begin{cases} S_n^{\text{de}} \cdot \left( 1 + \nu^{\text{self}} \frac{A'_{n,u}}{C_{n,u}^{\text{ini}}} - \nu^{\text{each}} \frac{A'_{n,1-u}}{C_{n,1-u}^{\text{ini}}} \right), u = 1 \\ S_n^{\text{de}}, u = 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $S_{n,u}^{\text{DE}}$  为考虑价格需求弹性及价格感知激励后的需求补电量;  $\nu^{\text{self}}$ 、 $\nu^{\text{each}}$  分别为自弹性系数和交叉弹性系数, 表示价格激励对需求充电量的影响;  $C_{n,u}^{\text{ini}}$  为第  $n$  辆 EV 在价格未变动前采用补电方式  $u$  的补电价格。

### 1.2.4 补电决策模型

本文基于后悔理论构建用户补电决策模型，后悔理论是一种“不完全理性”理论，它认为决策者的方案决策行为会受到当前方案与其他方案效果对比引起的后悔情绪影响。

通过补电初始花费与价格感知激励的差值得到补电价格落差值如式(5)所示。

$$W_{n,u}^{\text{Pri}} = C_{n,u}^{\text{ini}} - A'_{n,u} \quad (5)$$

式中  $W_{n,u}^{\text{Pri}}$  为价格变动后第  $n$  辆 EV 选择补电方式  $u$  产生的价格落差值。

本文采用后悔值来量化用户不同补电方式的综合成本进行比较选出最优补电方式，综合补电成本分为价格成本与时间成本，如式(6)所示。

$$\begin{cases} W_{n,u}^{\text{Pri}} = \max \left\{ 0, \frac{S_{n,u}^{\text{DE}} W_{n,u}^{\text{Pri}} - S_{n,1-u}^{\text{DE}} W_{n,1-u}^{\text{Pri}}}{S_{n,u}^{\text{DE}}} \right\} \\ W_{n,u}^{\text{T}} = \max \{ 0, \alpha^{\text{T}} (t_{n,u}^{\text{cd}} - t_{n,1-u}^{\text{cd}}) \} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $W_{n,u}^{\text{Pri}}$ 、 $W_{n,u}^{\text{T}}$  分别为 EV 用户  $n$  相对于选择补电方式  $u$ 、选择补电方式  $1-u$  的价格后悔值和时间后悔值； $\alpha^{\text{T}}$  为 EV 用户单位时间成本。

基于后悔最小化理论<sup>[23]</sup> EV 用户在补电方案中选择后悔值最小的补电方式作为最终补电方式。

$$W_n^{\text{fin}} = \min(W_{n,u}, W_{n,1-u}) \quad (7)$$

式中： $W_{n,u}$  为补电方式总后悔值，即为  $W_{n,u}^{\text{T}}$ 、 $W_{n,u}^{\text{Pri}}$  的和； $W_n^{\text{fin}}$  为 EV 用户最终所选择的补电方式所对应的后悔值。

### 1.3 电池调控模型

本文中采用基于负荷水平和电池电量的双重引导策略进行电池调控，考虑了电池充放状态的调控。当负荷水平过高时，电池不进行充电，并选择非满电电池进行放电以满足用户需求。在负荷处于中高水平时，为了保障电池的充放循环性，只有满电电池可以进行放电。而在负荷处于低水平时，电池不进行放电，而是根据电量高低进入充电状态。经过电池调控后，将充换电站的负荷叠加，更新系统平均负荷水平。

$$\begin{cases} Q_{k,t} = \max(Q_{1,t}, Q_{2,t}, \dots, Q_{m,t}) \\ I_k^{\text{dis}} = |Y_{k,t} - 1| \\ \sum_{m \in Z} I_{m,t}^{\text{cha}} = 0, P_t > P_{t,\text{ave}} \cdot \zeta_{\text{max}} \\ I_{k,t}^{\text{cha}} = |Y_{k,t} - 1|, P_t < P_{t,\text{ave}} \cdot \zeta_{\text{min}} \\ I_{m,t}^{\text{dis}} = |Y_{m,t} - 1|, P_{t,\text{ave}} \cdot \zeta_{\text{lowmax}} < P_t < P_{t,\text{ave}} \cdot \zeta_{\text{max}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $Q_{m,t}$  为电池  $m$  在  $t$  时段开始时的电量； $k$  为电量最多的电池编号； $I_{m,t}^{\text{cha}}$ 、 $I_{m,t}^{\text{dis}}$  分别为电池  $m$  在  $t$  时段内充、放状态，取 1 表示处于状态中，取 0 为非处于状态中； $Y_{k,t}$  为电量最多的电池  $k$  在  $t$  时段的满电状态； $Y_{m,t}$  为电池  $m$  在  $t$  时段的满电状态，取 1 表示处于满电状态，取 0 表示未充满电； $Z$  为 BCSS 内电池数量； $\zeta_{\text{max}}$ 、 $\zeta_{\text{min}}$ 、 $\zeta_{\text{lowmax}}$  分别为上界、下界、上临界的负荷水平调节系数； $P_t$  为  $t$  时段叠加充换电站负荷的系统负荷； $P_{t,\text{ave}}$  为更新后  $t$  时段的系统平均负荷。

## 2 优化调度策略模型

### 2.1 调度流程

本文调度流程如图 2 所示。主要包括准备、调度决策、策略求解 3 个阶段。

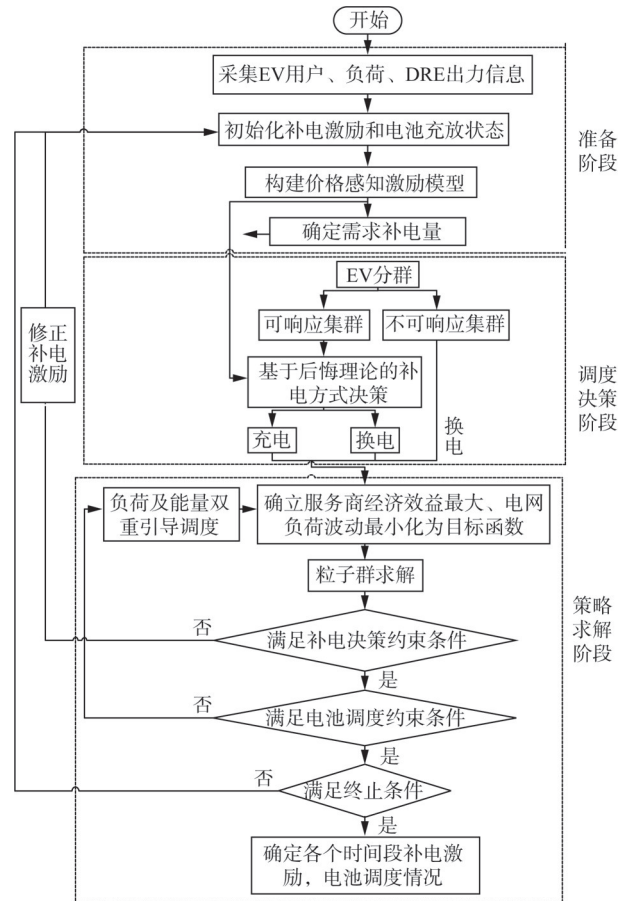


图2 调度流程模型

Fig. 2 Scheduling process model

在准备阶段进行信息采集、初始化补电激励及电池充放状态，然后建立受补电激励和时间焦虑影

响的用户价格感知激励模型, 进一步考虑价格感知激励及需求价格弹性构建需求补电量模型。

在调度决策阶段, 首先根据电量焦虑和空闲时间冗余原则对 EV 用户进行集群划分, 然后利用补电决策模型对可响应集群进一步划分。最后根据区域负荷预测信息及电池电量信息调控电池充放。

在调度策略求解阶段, 构建目标函数模型采用动态改变惯性权重的改进粒子群算法进行求解, 不满足约束条件则对补电激励或电池充放状态进行修正, 满足终止条件后停止。

## 2.2 目标函数

在实际应用场景中, 需要协调系统各方的需求, 以确保整体的经济性和安全性。本文以光伏充换电站的经济效益最大化和区域电网总负荷波动最小化作为目标函数优化补电激励及电池充放状态, 用户会根据其对激励感知情况做出补电决策, 选择最优补电方式。在统筹充换电站与区域电网的协调运行的前提下, 同时考虑用户最佳选择。

### 2.2.1 PV BCSS 经济效益最大化

作为以盈利为目的的组织, 充换电站服务商的主要目标是实现盈利, 充换电站需综合考虑用户收益、电力交易、消纳补贴和政府削峰补贴等因素, 以协助电网实现削峰填谷, 保障电网稳定性, 并最大化其收益, 因此将经济效益最大化作为目标之一, 为便于后续计算, 取经济效益目标函数值的相反数作为目标进行优化。因此目标函数为:

$$F_1 = -(C_A + C_{Abs} + C_{sd} + C_{xf} - C_{bat} - C_{ela}) \quad (9)$$

$$C_A = \sum_{i=1}^N \sum_{t \in T_i^{ch}} (\psi_i^{cha} + q_{t,1}) \frac{P_i^{cha}}{\alpha^{cha}} + \sum_{j=1}^M S_j^{de} (\psi_j^{sw} + q_{t,0}) \quad (10)$$

$$C_{Abs} = \sum_{t=0}^T c_{ne} \cdot P_t^{ne} \quad (11)$$

$$C_{sd} = \sum_{t=0}^T c_t^{sd} P_{sd,t}^{swdis} \quad (12)$$

$$C_{xf} = q^{xf} \left( \sum_{t \in T} (P_{1,t} - P_t) \right) \quad (13)$$

$$C_{ela} = \sum_{t=0}^T (q_{ne,t} P_t^{ne} + q_{buy,t} P_t^{buy}) \quad (14)$$

式中:  $F_1$  为充换电站收益模型;  $C_A$ 、 $C_{Abs}$ 、 $C_{sd}$ 、 $C_{xf}$ 、 $C_{bat}$ <sup>[24]</sup>、 $C_{ela}$  分别为用户花费、DRE 单位消纳效益、售电收益、削峰补贴、电池折旧成本、购电成本;  $T_i^{ch}$  为第  $i$  辆 EV 的充电时段;  $\psi_i^{cha}$ 、 $\psi_i^{sw}$  分别为  $t$  时段充、电初始电价;  $q_{t,1}$ 、 $q_{t,0}$  分别为  $t$  时段充、

换电补电激励;  $S_j^{de}$  为第  $j$  辆选择换电的 EV 的补电量;  $N$ 、 $M$  分别为选择充、换电 EV 用户数量;  $c_{ne}$  为消纳效益;  $P_t^{ne}$  为  $t$  时段充换电站的 DRE 消纳量;  $c_t^{sd}$  为  $t$  时段内售电单价;  $P_{sd,t}^{swdis}$  为充换电站上网放电量;  $q^{xf}$  为削峰政府补贴;  $P_{1,t}$  为  $t$  时段系统初始负荷;  $q_{ne,t}$  为  $t$  时段可再生能源的电量价格;  $q_{buy,t}$  为  $t$  时段内从电网购电的电量价格;  $P_t^{buy}$  为  $t$  时段因 DRE 无法满足需求而额外所需电能;  $T$  为时段数量。

### 2.2.2 区域电网总负荷波动最小化

本文使用负荷曲线方差指数作为在调度时间内区域电网中负荷起伏状况的指标, 指数结果越大, 说明其起伏越大, 反之则越小, 目标函数如式(15)所示。

$$F_2 = \frac{1}{T} \sum_{t \in T} (P_t - P_{ave})^2 \quad (15)$$

式中:  $F_2$  为区域电网负荷波动模型;  $P_{ave}$  为系统平均负荷。

### 2.2.3 多优化目标处理

由于光伏充换电站经济收益与区域电网总负荷波动量纲不同, 为确保单位统一, 在求解前对目标函数进行无量纲化处理, 处理后的总目标函数为:

$$\min F = \gamma_1 \frac{F_1}{F_{1,max}} + \gamma_2 \frac{F_2}{F_{2,max}} \quad (16)$$

式中:  $F$  为处理后的总目标函数;  $F_{1,max}$  为经济效益的相反数最大值;  $F_{2,max}$  为区域电网符合波动最大值;  $\gamma_1$ 、 $\gamma_2$  为各个目标函数的权重值, 为兼顾目标将权重分别设为 0.5、0.5。

## 2.3 约束条件

### 2.3.1 EV 充电电量约束

为了防止电池损伤, 本文在对 EV 电池电量进行约束。

$$Q^{\min} \leq S_{n,t}^{\text{res}} \leq Q^{\max} \quad (17)$$

式中  $Q^{\min}$ 、 $Q^{\max}$  分别为电池电量容许最小、最大值。

### 2.3.2 时间约束

$$\begin{cases} T_{n,le} \leq t_n^{\text{ft}} + T_{n,ar} \\ T_{n,le} = t_n^{\text{cd}} + T_{n,ar} \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $T_{n,ar}$  为抵达时间;  $T_{n,le}$  为离开时间。

### 2.3.3 电池状态约束

$$I_{m,t}^{\text{dis}} + I_{m,t}^{\text{cha}} \leq 1 \quad (19)$$

式中所示约束条件使电池不同时处于充电和放电状态。

### 2.3.4 电池状态转变次数约束

本文在满电电池选择换电顺序上采用了随机轮换制，每经过 8 个时间周期，满电电池被选择的顺序发生改变，以防止单个电池充放状态转变过多。

$$\begin{cases} \sum_{m \in Z} (I_{m,t}^{\text{cha}} + I_{m,t}^{\text{dis}}) \leq N_{\text{fast}} \\ \sum_{t \in T} (|I_{m,t}^{\text{cha}} - I_{m,t-1}^{\text{cha}}| + |I_{m,t}^{\text{dis}} - I_{m,t-1}^{\text{dis}}|) \leq N_U \end{cases} \quad (20)$$

式中： $N_{\text{fast}}$  为电池充放电桩数量； $N_U$  为充放电转变次数限值。

### 2.3.5 换电约束

换电约束条件保证各电池电量不超过额定值，以及换出电池为满电电池。

$$\begin{cases} Q^{\min} \leq Q_{m,t} \leq Q^{\max} \\ H_{m,t} \leq Y_{m,t} \\ \sum_{m=1}^Z Y_{m,t} \geq v_t^{\text{num}} \\ Q_{m,t} = H_{m,t} \cdot S_{j,t}^{\text{res}} \\ Q_{m,t+1} = Q_{m,t} + (I_{m,t}^{\text{cha}} \alpha^{\text{swcha}} P^{\text{swcha}} - I_{m,t}^{\text{dis}} \frac{P^{\text{swdis}}}{\alpha^{\text{swdis}}}) \Delta t \end{cases} \quad (21)$$

式中： $H_{m,t}$  为换电状态，取 1 表示电池  $m$  在  $t$  时段为换出状态，取 0 则为未换出状态； $v_t^{\text{num}}$  为  $t$  时段的换电需求值； $S_{j,t}^{\text{res}}$  为第  $j$  辆选择换电的 EV 的电量； $\alpha^{\text{swcha}}$ 、 $\alpha^{\text{swdis}}$  分别为电池充、放电效率； $P^{\text{swcha}}$ 、 $P^{\text{swdis}}$  分别为电池充、放电功率； $\Delta t$  为时段。

### 2.3.6 补电激励约束

因用户对补电激励的反应符合消费心理学，并出于确保补电激励调整的连续性和合理性的考虑，对补电激励进行了约束。

$$q_{t,u} = \begin{cases} q_{t-1,u} & (|q_{t,u} - q_{t-1,u}|/q_t \leq \theta) \\ q_{t,u} & (|q_{t,u} - q_{t-1,u}|/q_t > \theta) \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} q_{t,1} \leq \varepsilon_1 \psi_t^{\text{cha}} \\ q_{t,0} \leq \varepsilon_0 \psi_t^{\text{sw}} \end{cases} \quad (23)$$

式中： $q_{t,u}$  为  $t$  时刻补电方式  $u$  的补电激励； $\theta$  为激励变化系数； $\varepsilon_u$  为补电方式  $u$  的激励系数。

## 3 算例仿真与分析

### 3.1 基础数据

考虑充换电站为全天运营，时间范围设置为 00:00—次日 00:00，每个时段为 15 min，即共有 96 个调度时段。EV 用户预数量为 510，预计到站补电时间参考文献[25]，充换电站内电池数量为 150。

交叉弹性系数，自弹性系数设置取自文献[26]。将粒子群优化算法的迭代轮数设定为 1 000 次，种群数量设定为 1 000 个个体，同时设定学习因子  $c_1$  和  $c_2$  的值为 1.5。惯性因子为 0.9，动态惯性权重为 0.8。其他参数如表 1 所示。

表 1 参数表

Tab. 1 Parameters table

| 参数名称                                                 | 数值      | 参数名称                                             | 数值   |
|------------------------------------------------------|---------|--------------------------------------------------|------|
| $t_{n,0}^{\text{cd}}/\text{min}$                     | 5~10    | $\zeta_{\text{lowmax}}$                          | 1.5  |
| $P_{\text{cha}}/\text{kW}$                           | 36      | $q^{\text{xf}}/(\text{r} \cdot \text{kWh}^{-1})$ | 1.5  |
| $C/\text{kWh}$                                       | 60      | $c_{\text{ne}}/(\text{r} \cdot \text{kWh}^{-1})$ | 0.2  |
| $E/\text{kWh}$                                       | 0.15    | $N_{\text{fast}}$                                | 85   |
| $v$                                                  | 0.9     | $N_U$                                            | 20   |
| $t_n^{\text{re}}/\text{min}$                         | 5~10    | $Q^{\min}/\text{kWh}$                            | 12   |
| $t_n^{\text{fi}}/\text{min}$                         | 30~100  | $Q^{\max}/\text{kWh}$                            | 57   |
| $\kappa^{\text{seff}}$                               | 0.5     | $\alpha^{\text{swdis}}$                          | 0.95 |
| $\kappa^{\text{each}}$                               | 0.5     | $\alpha^{\text{swcha}}$                          | 0.95 |
| $k_u$                                                | 0.9     | $\eta_{\text{cha}}$                              | 0.9  |
| $\rho$                                               | 0.9~1.1 | $P^{\text{swcha}}/\text{kW}$                     | 50   |
| $\alpha^{\text{T}}/(\text{r} \cdot \text{min}^{-1})$ | 0.5     | $P^{\text{swdis}}/\text{kW}$                     | 50   |
| $\zeta_{\text{max}}$                                 | 2       | $\varepsilon_1$                                  | 0.5  |
| $\zeta_{\text{min}}$                                 | 0.8     | $\varepsilon_0$                                  | 0.3  |

各时段各电价的具体参数如表 2 所示。

表 2 各时段电价

Tab. 2 Electricity prices for each time period

| 电价类型   | 元/kWh                      |                            |             |
|--------|----------------------------|----------------------------|-------------|
|        | 峰                          | 平                          | 谷           |
|        | 08:00—12:00<br>17:00—21:00 | 12:00—17:00<br>21:00—00:00 | 00:00—08:00 |
| 外购电价   | 0.64                       | 0.43                       | 0.31        |
| DRE 电价 | 0.44                       | 0.3                        | 0.19        |
| 充电电价   | 1.524                      | 0.826                      | 0.532       |
| 换电电价   | 2.12                       | 2.12                       | 2.12        |
| 售电电价   | 0.51                       | 0.39                       | 0.21        |

### 3.2 调度策略分析

本文设置 4 种对比策略进行分析验证本文策略的有效性，具体对比参数如表 3 所示。

1) 对比策略 1：只考虑空闲时间冗余状态选择补电方式，采用负荷及电量双重引导电池充放电。

2) 对比策略 2：考虑价格激励，忽略用户时间焦虑，采用负荷及电量双重引导电池充放电。

3) 对比策略 3：考虑价格激励和时间焦虑，不

考虑引导电池调度。

4)对比策略 4: 考虑价格激励和时间焦虑, 不考虑电池筛选仅采用负荷引导电池充放电。

同时, 也将本文提出的策略作为对照, 该策略考虑了价格激励和时间焦虑, 并采用了负荷及电量双重引导电池充放电。

表 3 对比策略参数表

Tab. 3 Comparison strategy parameters table

| 对比参数 |      |      |      |               |
|------|------|------|------|---------------|
| 策略   | 价格激励 | 时间焦虑 | 负荷引导 | 负荷及电量<br>双重引导 |
| 策略 1 | ×    | ×    | ×    | √             |
| 策略 2 | √    | ×    | ×    | √             |
| 策略 3 | √    | √    | ×    | ×             |
| 策略 4 | √    | √    | √    | ×             |
| 本文策略 | √    | √    | ×    | √             |

注: 表内“√”表示采用该参数, “×”表示未采用该参数。

本文策略与各对比策略下用户花费, 充换电站收益、电网总负荷波动如表 4 所示。

表 4 各个策略下的优化调度结果

Tab. 4 Optimization scheduling results under various strategies

| 策略   | 用户总花费/万元 | 充换电站收益<br>/万元 | 电网总负荷波动<br>/kW |
|------|----------|---------------|----------------|
| 策略 1 | 2. 199 9 | 2. 575 7      | 2. 834 7       |
| 策略 2 | 2. 074 8 | 2. 808 4      | 2. 799 5       |
| 策略 3 | 2. 247 0 | 2. 254 1      | 6. 161 3       |
| 策略 4 | 2. 167 8 | 1. 989 8      | 4. 917 5       |
| 本文策略 | 2. 017 6 | 3. 000 1      | 1. 652 6       |

由表 4 可知, 本文策略在充换电站收益、区域电网总负荷波动、用户总补电花费 3 个方面效果均优于其他策略。与策略 1、2、3、4 相比, 充换电站收益增加了 4 244 元、1 917 元、7 460 元、10 103 元; 区域电网总负荷波动降低了 41. 7 %、40. 9 %、73. 1 %、66. 4 %; 用户总花费减少了 1 823 元、572 元、2 294 元、1 502 元。

进一步结合图 3—4 中的各负荷曲线对比, 可观察到以上对比策略整体效果均逊于本文策略。因为在策略 1 中 EV 用户仅通过自身空闲时间冗余情况选择补电方式, 对 EV 用户调度的能力不足。

策略 2 未考虑时间焦虑, 部分 EV 用户未参与调度, 因此整体参与调度的 EV 数量低于本文策略。

策略 3 虽然考虑了价格激励和时间焦虑进行 EV 调度, 优于前两个策略, 但未合理引导电池充放电, 导致电网负荷波动较大。

策略 4 不仅考虑了价格激励和时间焦虑的 EV 调度, 还通过负荷调度控制电池充放电, 但未根据电池电量筛选电池, 且并未及时调整电网负荷均值, 导致负荷调节能力不足。

相比之下, 本文策略对 EV 调度响应良好, 并采用了负荷及电量双重引导调度, 明显降低了电网负荷波动, 进而实现了“削峰填谷”的效果。

本文策略下所制定的充、换电的价格激励具体如图 5 所示。

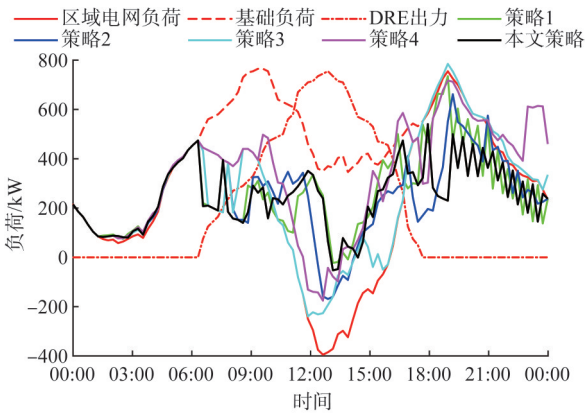


图 3 不同调度策略下电网负荷曲线对比

Fig. 3 Comparison of power grid load curves under different scheduling strategies

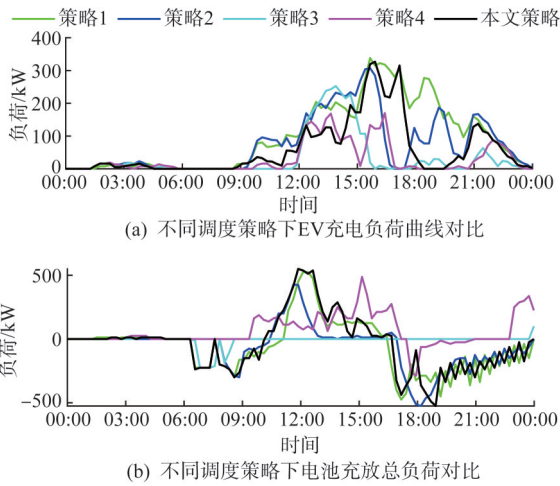


图 4 不同调度策略下各负荷曲线对比

Fig. 4 Comparison of EV charging load curves under different scheduling strategies

综合图 4—5 可知, 针对电网负荷低水平时段, 以 12:00—17:00 的时段为例, 多数时段充电激励

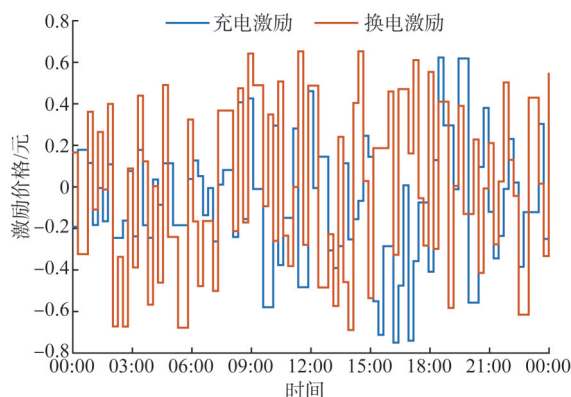


图5 本文策略下的价格激励

Fig. 5 Prices incentives under the strategy of this article

多于换电激励,引导用户选择充电补电,增加就地消纳。同时在18:00—21:00,由于针对电网负荷高水平时段,且充电的价格激励少于换电的价格激励,选择换电方式的价格激励和时间焦虑都更加符合用户的真实需求,因此该时段内EV用户受价格激励影响大多选择换电,避免了“峰上加峰”。

### 3.3 基于后悔理论的补电方式决策分析

为了进一步分析时间焦虑对EV用户补电方式响应情况的影响及用户决策过程,对20:00—20:30内的用户补电方式调度分析。对比策略1,策略2以及本文策略下EV补电决策结果如图6所示。

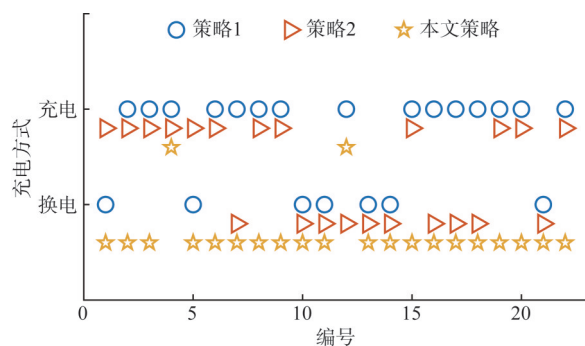


图6 20:00—20:30内EV用户补电方式选择结果

Fig. 6 Results of EV user's power replenishment method selection between 20:00 and 20:30

根据图5—6的分析结果,在特定时段内,引导EV用户选择换电方式补充电能,以降低电网负荷。在价格激励调整下,20:00—20:30时段内,仅有2辆EV用户选择充电方式补电,而有20辆选择换电方式补电。本文策略下参与调度的数量增加,这是因为用户的补电激励感知在考虑到时间因素后增强,选择换电后悔值最小,从而影响其决策结

果。这表明由于补电激励和时间焦虑的影响用户在选择补电方式时并非简单地作出决定,而是在一定程度上受到后悔心理的影响,表现出不完全理性的倾向。同时,用户的价格激励敏感性存在时间因素的影响,进一步促使其补电方式的选择发生改变,进而最大程度地挖掘用户的响应潜力。

### 3.4 价格激励和空闲时间对补电决策的影响

本节研究主要考察了在EV用户决策中价格激励和时间焦虑两大因素的影响。通过在固定用户空闲时间的前提下对补电激励进行调整,并设置用户数量为200,进行了1000次蒙特卡罗模拟。目的是分析补电方式间价格差异变化对用户补电选择的影响,研究结果如图7所示。

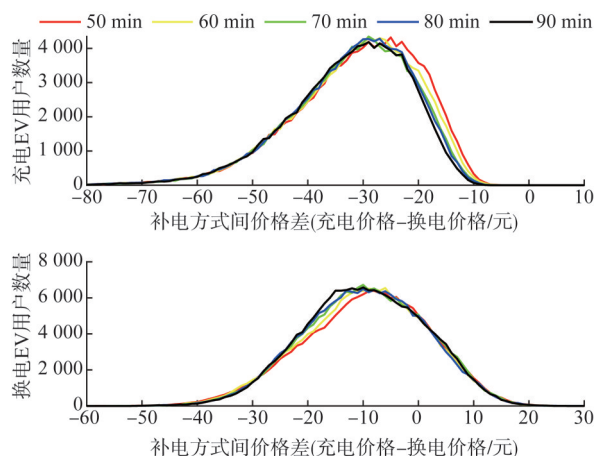


图7 补电方式价格差对用户选择的影响

Fig. 7 Impact of price difference in power replenishment methods on user choices

根据图7的结果显示,随着补电方式间价格差异的增加,用户选择换电的数量也增加,反之用户选择充电的数量增加。用户在补电方式决策过程中对价格差异的敏感性随着空闲时间冗余越多也越高,因此考虑用户的时间焦虑有利于调整价格激励实现更好的调度效果。图7还表明,在平衡用户空闲时间和花费后,补电方式间价格差异在-23元左右时,时间焦虑的影响减弱,选择充电方式和选择换电方式的用户数量比较接近。

### 3.5 用户补电决策对调度结果的影响

通过对比表4中的策略1、2和本文策略的数据,可以确定本文策略在降低用户成本和确保充电站收益方面表现出良好效果。进一步分析表5所示的数据,以元为单位衡量成本和收益。

表 5 不同调度策略对调度结果的影响  
Tab. 5 Impact of different scheduling strategies on scheduling results

| 策略 | 电池折旧成本/元 | 售电收益/元  | 消纳收益/元 | 削峰收益/元  | 购电成本/元  | 负荷均值/kw |
|----|----------|---------|--------|---------|---------|---------|
| 1  | 257.8    | 4 902.7 | 847.3  | 4 688.3 | 6 422.9 | 268.2   |
| 2  | 300.0    | 4 800.0 | 695.1  | 7 502.1 | 4 920.7 | 238.4   |
| 本文 | 254.5    | 4 797.3 | 836.9  | 9 394.6 | 4 949.1 | 244.9   |

根据表 4—5 以及图 3—4 的数据呈现, 本研究的策略有效降低了用户成本, 同时增加了充换电站的收益, 并成功引导用户进行补电决策, 从而有效避免了负荷高峰期。相较于对比策略 1, 本文策略与对比策略 2 虽然导致了充换电站收益中用户收益的降低, 但通过合理的用户决策引导增强了负荷削峰效果, 并提高了负荷削峰收益, 同时降低了购电成本和电池折旧成本。本文策略对比策略 2, 用户收益再度降低, 但购电成本和售电收益之间的差距不大, 同时电池折旧成本得到了一定程度的降低, 负荷削峰效果和收益也得到了显著提高。综合而言, 本文策略通过合理引导用户的补电调度, 不仅降低了用户成本, 还确保了充换电站的收益, 从而取得了良好的效果。

3.6 电池调控对调度结果的影响

不同的电池调度策略对电池损耗、系统负荷以及充换电站的各项成本收益产生不同的影响, 成本收益计量单位为元, 系统负荷均值的单位为 kW。图 8 为不同电池调度策略的电池充、放电负荷曲线, 表 6 详细展示了各电池策略对调度结果的影响。

根据表 6 以及图 3—4 和图 8 的数据所示, 策略 3 未考虑引导电池调度及电力市场交易, 仅满足用户换电需求, 导致消纳效果不佳和负荷波动过高。而策略 4 在引导电池过程中未考虑电池的筛选以及平均负荷的变化, 导致电池调度混乱且无法及时调整, 进而使系统负荷均值过高。相比之下, 本文所提出的电池调度策略考虑了负荷和电量的双重调度, 以及充放电规律。与策略 4 相比, 电池折旧成本下降, 系统负荷均值降低; 与策略 3 相比, 表现出良好的就地消纳效果, 且“削峰填谷”效果更为显著。综合来看, 本文提出的电池充放电调度策略在总体上优于另外两种策略。

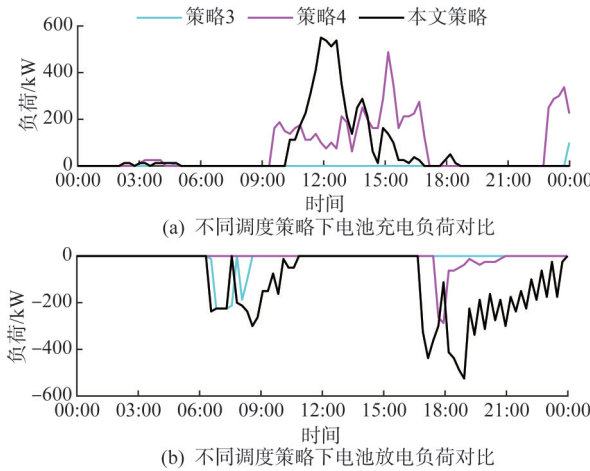


图 8 不同电池调度策略的电池充、放电负荷  
Fig. 8 Battery charging and discharging loads for different battery scheduling strategies

表 6 不同电池调度策略对调度结果的影响  
Tab. 6 Impact of different battery scheduling strategies on scheduling results

| 策略 | 电池折旧成本/元 | 售电收益/元  | 消纳收益/元 | 削峰收益/元  | 购电成本/元  | 负荷均值/kW |
|----|----------|---------|--------|---------|---------|---------|
| 3  | 209.1    | 319.75  | 489.2  | 622.3   | 1151    | 251.1   |
| 4  | 211.9    | 536.5   | 695.8  | 1 246.5 | 4 047.3 | 320.7   |
| 本文 | 254.5    | 4 797.3 | 836.9  | 9 394.6 | 4 949.1 | 244.9   |

4 结论

随着新型电力系统的不断建设, 可再生能源的渗透率持续增加, 充换电站内电池无序充放行为以及电动汽车无序补电行为对用户补电最优性、充换电站经济性以及区域电网稳定性构成威胁。本文提出了综合多模式补电与电池调控的多方需求优化策略, 并通过仿真验证得出以下结论。

- 1) 综合考虑补电激励和时间焦虑的影响, 构建了价格感知激励模型, 并基于价格感知激励和需求价格弹性表示 EV 充电时的需求补电量。通过考虑用户理性状况的后悔补电决策模型, 更符合在面临补电选择时用户的不完全理性表现, 能够充分发挥 EV 用户的响应潜力, 从而确保 EV 用户在有限空闲时间内做出最优的补电选择。
- 2) 通过电网负荷及电池电量调控 PV BCSS 内电池充放, 释放电池潜力, 保证了电池充放的灵活性和合理性。这提升了各时段的 DRE 消纳水平, 并降低了电网负荷波动, 实现了“削峰填谷”的效

果,有效防止了“峰上加峰”的现象。在电力交易的同时,一定程度上保证了能源的自治性,满足了充换电站的经济效益需求,同时保障了电网的稳定性。

3)本文提出的策略综合考虑了用户补电方式选择及电池充放调度,充分照顾到了用户、光伏充换电站和电网三方的需求。在释放用户和电池潜力的同时,保障了用户的补电最优性、光伏充换电站的经济性以及电网负荷的稳定性,实现了多方需求的共赢。

## 参考文献

- [1] WANG W, YU T, HUANG Y, et al. The situation and suggestions of the new energy power system under the background of carbon reduction in China[J]. Energy Reports, 2021(7): 1477 – 1484.
- [2] 李建林, 郭兆东, 马速良, 等. 新型电力系统下“源网荷储”架构与评估体系综述[J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4330 – 4342.  
LI Jianlin, GUO Zhaodong, MA Suliang, et al. Overview of “source network load storage” architecture and evaluation system in new power systems[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48 (11): 4330 – 4342.
- [3] 吴克河, 王继业, 李为, 等. 面向能源互联网的新一代电力系统运行模式研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(4): 966 – 979.  
WU Kehe, WANG Jiye, LI Wei, et al. Research on the operation mode of the new generation power system facing the energy internet [J]. Proceedings of the CESS, 2019, 39 (4): 966 – 979.
- [4] ZHAO X, PENG B, ZHENG C, et al. Closed-loop supply chain pricing strategy for electric vehicle batteries recycling in China [J]. Environment, Development and Sustainability, 2022, 24(6): 7725 – 7752.
- [5] 朱继忠, 何晨可, 刘云, 等. 面向电动汽车高渗透率综合能源系统的换电模式综述与展望[J]. 南方电网技术, 2023, 17(10): 133 – 151.  
ZHU Jizhong, HE Chenke, LIU Yun, et al. Review and prospect of battery swapping modes for high penetration integrated energy systems of electric vehicles [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17 (10): 133 – 151.
- [6] 刘春辉, 王宇婷, 沈润杰. 浅析新能源汽车换电模式未来发展前景[J]. 时代汽车, 2020(24): 95 – 97.  
LIU Chunhui, WANG Yuting, SHEN Runjie. Analysis of the future development prospects of new energy vehicle battery exchange models [J]. Times Automotive, 2020 (24): 95 – 97.
- [7] 梁振锋, 祁芙蓉, 王国阳, 等. 电动汽车有序充电优化策略综述[J]. 新型电力系统, 2023, 1(3): 256 – 271.  
LIANG Zhenfeng, QI Furong, WANG Guoyang, et al. Review of optimization strategies for ordered charging of electric vehicles [J]. New Power Systems, 2023, 1 (3): 256 – 271.
- [8] 崔杨, 李翼成, 付小标, 等. 基于换电服务定价策略及动态调控方法的含充换放储一体化电站微电网系统双层优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(5): 1998 – 2011.  
CUI Yang, LI Yicheng, FU Xiaobiao, et al. Double layer optimization scheduling of a microgrid system with integrated charging, swapping, discharging, and storage based on a pricing strategy and dynamic control method for battery swapping services [J]. Power System Technology, 2023, 47 (5): 1998 – 2011.
- [9] 郭晓利, 祝伟庭, 曲朝阳, 等. 基于车辆时空状态链的电动汽车充换电需求模型[J]. 电测与仪表, 2020, 57(17): 20 – 28.  
GUO Xiaoli, ZHU Weiting, QU Chaoyang, et al. A charge and exchange demand model for electric vehicles based on vehicle spatiotemporal state chains [J]. Electrical Measurement and Instrumentation, 2020, 57 (17): 20 – 28.
- [10] 徐素秀, 谢冰, 秦威, 等. 电动汽车充电与换电模式定价及投资策略[J]. 交通运输系统工程与信息, 2021, 21(5): 183 – 189.  
XU Suxiu, XIE Bing, QIN Wei, et al. Pricing and investment strategies for electric vehicle charging and swapping modes [J]. Transportation System Engineering and Information, 2021, 21 (5): 183 – 189.
- [11] BITHER S W, HOWARD J A, SHETH J N. The theory of buyer behavior[J]. Journal of Marketing, 1971, 35(1): 102 – 103.
- [12] 徐广达, 张利, 梁军, 等. 基于设备用电特征的居民电力需求价格弹性评估[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(13): 48 – 55.  
XU Guangda, ZHANG Li, LIANG Jun, et al. Evaluation of price elasticity of residential electricity demand based on equipment electricity consumption characteristics [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44 (13): 48 – 55.
- [13] 程飞, 郭春林, 高泽阳, 等. 参与电网削峰调节的电动重卡换电站调度策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48, (9): 120 – 128.  
CHENG Fei, GUO Chunlin, GAO Zeyang, et al. Dispatching strategy for electric heavy-duty truck swapping stations participating in grid peak shaving regulation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48, (9): 120 – 128.
- [14] 常喜茂, 田资. 考虑储能电池的微电网群双层优化调度策略[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 112 – 120.  
CHANG Ximao, TIAN Zi. Double layer optimization scheduling strategy for microgrid groups considering energy storage batteries [J]. Thermal Power Generation, 2021, 50 (8): 112 – 120.
- [15] ZHAO X, XU Q, YANG Y, et al. Distributed distributionally robust optimization of distribution network incorporating novel battery charging and swapping station [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024(155): 109643. 1 – 109643. 12.
- [16] 罗金满, 刘丽媛, 刘飘, 等. 考虑源网荷储协调的主动配电网优化调度方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(1): 167 – 173.  
LUO Jinman, LIU Liyuan, LIU Piao, et al. Research on active distribution network optimization and scheduling method considering source network load storage coordination [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50 (1): 167 – 173.
- [17] 田晟, 李乐洋. 考虑调度可行性的电动出租车时空双层充电优化[J]. 南方电网技术, 2025, 19(2): 57 – 67.  
TIAN Sheng, LI Leyang. Spatiotemporal bi-level charging optimization of electric taxi considering scheduling feasibility [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19 (2): 57

- 67.
- [18] 李景丽, 时永凯, 张琳娟, 等. 考虑电动汽车有序充电的光储充电站储能容量优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(7): 94 - 102.
- LI Jingli, SHI Yongkai, ZHANG Linjuan, et al. Optimization strategy for energy storage capacity of photovoltaic charging stations considering orderly charging of electric vehicles [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49 (7) : 94 - 102.
- [19] 张美霞, 孙铨杰, 杨秀. 考虑多源信息实时交互和用户后悔心理的电动汽车充电负荷预测[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 632 - 645.
- ZHANG Meixia, SUN Quanjie, YANG Xiu. Electric vehicle charging load prediction considering real-time interaction of multi-source information and user regret psychology [J]. Power System Technology, 2022, 46 (2) : 632 - 645.
- [20] 孙毅, 葛明洋, 王献春, 等. 考虑补偿激励的电动汽车多区域优化调度策略[J]. 上海交通大学学报, 2024, 58(5): 636 - 646.
- SUN Yi, GE Mingyang, WANG Xianchun, et al. Multi regional optimization scheduling strategy for electric vehicles considering compensation incentives [J]. Journal of Shanghai Jiao Tong University, 2024, 58(5): 636 - 646.
- [21] 颜湘武, 王庆澳, 卢俊达, 等. 计及电动汽车和柔性负荷的微电网能量调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(17): 69 - 79.
- YAN Xiangwu, WANG Qingao, LU Junda, et al. Microgrid energy scheduling taking into account electric vehicles and flexible loads [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51 (17): 69 - 79.
- [22] WU S, PANG A. Optimal scheduling strategy for orderly charging and discharging of electric vehicles based on spatiotemporal characteristics [J]. Journal of Cleaner Production, 2023(392): 136318. 1 - 136318. 15.
- [23] LI M, HUANG H J. A regret theory-based route choice model [J]. Transportmetrica, 2017, 13(3): 250 - 272.
- [24] BRISSAUD C, REUMONT G, SMAHA J P, et al. Structural and morphological study of damage in lead/acid batteries during cycling and floating tests [J]. Journal of Power Sources, 1997, 64(1 - 2): 117 - 122.
- [25] U. S. Department of Transportation Federal Highway Administration. 2017 national household travel survey[R/OL]. [http: // nhts.ornl. gov](http://nhts.ornl.gov).
- [26] PARK S W, CHO K S, HOEFTEGGER G, et al. Electric vehicle charging management using location-based incentives for reducing renewable energy curtailment considering the distribution system[J]. Applied Energy, 2022(305): 117680. 1 - 117680. 11.

收稿日期: 2024-02-20; 网络首发日期: 2024-06-28

作者简介:

袁建华(1978), 男, 副教授, 博士, 研究方向为光电子技术应用、微电网运行与控制, [sd.yjh@mail.sdu.edu.cn](mailto:sd.yjh@mail.sdu.edu.cn);

张天宇(2000), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电动汽车调度及电池调度, [19862515059@163.com](mailto:19862515059@163.com);

陈广生(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为算法调度及故障检测, [1315857706@qq.com](mailto:1315857706@qq.com)。

## 广 告

南方电网公司电网仿真重点实验室 ..... 封二  
南方电网科技创新中心 ..... 封三  
《南方电网技术》杂志 ..... 封底

《电力系统保护与控制》杂志 ..... A1  
中电普瑞电力工程有限公司 ..... A2