Research on Coordinated Dispatch Strategy for Electric Vehicles and Wind Power Considering Carbon Trading Mechanism and Controllable Potential Assessment*

YE Congqi[1], LIU Qiang[2*], YANG Li[2], HUANG Qucan[2], JI Guangjun[2], ZHUANG Suo[2]
(1.State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou Zhejiang 310007, China;
2.NARI Technology Co., Ltd., Nanjing Jiangsu 210008, China)

Abstract: To address the deficiencies in current wind power-integrated power systems, including inadequate consideration of low-carbon goals and thermal power generation stakeholders' interests, as well as the neglect of electric vehicles'(EV) controllable potential and user response behavior, a collaborative scheduling strategy for EV-wind power integration incorporating carbon trading mechanisms and controllable potential assessment is proposed. Firstly, a tiered carbon price-incentive/punishment mechanism for carbon emissions is established under the carbon trading framework to balance the interests of thermal power units. Secondly, an EV charging controllable potential assessment framework is developed from two dimensions, i.e., comprehensive charging regulation capability and dispatchable capacity, aiming to enhance wind power accommodation and reduce carbon emissions. Subsequently, a multi-objective optimization model is constructed to minimize the total load fluctuation of the power grid, EV users' charging costs, and thermal power generation stakeholders' carbon trading costs, thereby maximizing the synergistic benefits among grid operators, EV users, and thermal power generation entities. Finally, case studies validate the feasibility and effectiveness of the proposed method in enhancing system flexibility, reducing operational costs, and promoting low-carbon energy transition.

Key words: wind power-integrated power system; EV aggregation and control; controllable potential assessment; adaptive electricity pricing; Weber-Fechner law; new energy accommodation; optimization scheduling
EEACC: 8110C **doi**: 10.3969/j.issn.1005-9490.2026.03.028

考虑碳交易机制与可控潜力评估的电动汽车-风电协同调度策略研究*

叶聪琪[1], 刘 强[2*], 杨 丽[2], 黄曲粲[2], 汲广军[2], 庄 锁[2]
(1.国网浙江省电力有限公司, 浙江 杭州 310007; 2.国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 210008)

摘 要: 针对目前含风电电力系统内存在的对低碳化与火电机组发电商利益考虑不足、忽视电动汽车(EV)可控潜力与用户响应度的问题, 提出一种考虑碳交易机制与可控潜力评估的 EV-风电协同调度策略研究。首先考虑含风电系统下的碳交易机制, 提出火电机组阶梯奖惩式碳价-碳排放量互动模型; 其次从充电综合调控能力与可调度容量两方面出发, 对 EV 充电可调度潜力进行评估, 增大风电消纳并减少碳排放; 随后提出一种综合考虑电网总负荷峰谷差、EV 用户充电费用、火电机组发电商碳交易成本最低的优化模型, 最大化电网、EV 用户、火电机组发电商三方利益; 最后通过实例仿真验证所提方法的可行性与有效性。

关键词: 含风电电力系统; EV 聚合调控; 可控潜力评估; 自适应电价; 韦伯-费希纳定律; 新能源消纳; 优化调度
中图分类号: TM73 **文献标识码**: A **文章编号**: 1005-9490(2026)03-0672-08

2020 年, 我国提出了双碳战略目标, 为解决环境日渐恶化、化石燃料日益枯竭等全球重大问题表明了中国决心, 也对我国各行各业的低碳化改造提出了新要求。由于电力行业的碳排放量在我国每年排放的二氧化碳总量占比靠前[1-2], 因此推进电力系统低碳化具有重大的现实意义。

项目来源: 国网浙江电力调控中心在线安全分析系统电网运行态势推演和分析决策智能化(YX-NK-WDGS-2600171X)
收稿日期: 2025-06-19 **修改日期**: 2025-08-14

作为一种兼具温室气体排放少、行驶成本低等优点的低碳交通工具,EV 正成为推动实现双碳目标的重要一环。文献[3-5]综合考虑多方需求,通过引导 EV 有序充电补偿新能源的不确定性,实现风电的消纳,但未考虑 EV 可控潜力对优化调度的影响,也没有低碳调度。文献[6]建立不同尺度下的 EV 用户满意度函数,提出有序充电引导调度策略,但其用户满意度模型缺少对车辆 SOC 的考虑,也未计及电网低碳化。文献[7]将 EV 行驶、充电行为进行建模得到 EV 的聚合充电负荷,依据电网最优潮流结果进行碳排放的溯源来辅助调度,但欠缺 EV 用户响应度对优化调度效果的考虑。文献[8-10]对 EV 进行聚类分群并构建经济调度模型,但分群指标不全面,难以全方位衡量 EV 的可控潜力。

随着新能源在电网中渗透率的不断提高,有关含新能源电力系统在碳交易模式下的优化调度的研究越来越多。文献[11]针对综合能源系统提出了一种奖惩阶梯型碳交易模型,通过算例验证了所提模型对碳排放量的控制更加严格。文献[12]基于碳排放流理论,提出了一种考虑碳排放需求响应及碳交易的电力系统双层优化调度模型。文献[13-15]将碳交易机制引入含新能源电力系统模型中,建立考虑碳排放的电力系统调度模型。文献[16-18]构建综合能源系统低碳调度模型。然而,大多数文献对于碳交易机制的建模普遍采用了单一碳价,难以释放碳交易机制推动电力系统低碳化的全部潜力。

基于现有研究,本文将碳交易机制与 EV 潜力评估引入含风电电力系统调度,提出考虑碳交易机制与可控潜力评估的电动汽车-风电协同调度策略。针对目前含风电电力系统调度中对电力系统低碳化考虑不足与忽视火电机组发电商这一重要利益群体的问题,提出火电机组阶梯奖惩式碳价-碳排放量互动模型;针对现有研究制定的调度计划往往不符合 EV 实际情况甚至偏差较大的问题,综合考虑可调度潜力与可调度容量,实现了对单体 EV 可控潜力的精确量化;提出综合考虑电网总负荷峰谷差、EV 用户充电费用、火电机组发电商碳交易成本最低的优化模型,最大化调度中各方利益。最后使用 NSGA-III 算法(Fast and Elitist non-Dominated Sorting Genetic Algorithm-III,NSGA-III)进行仿真,通过对比不同策略在风电正反调峰两种场景下的仿真结果,验证所提方法的有效性。

1　碳交易模型

为减少系统调度中的碳排放,建立阶梯奖惩式碳价-碳排放量互动模型,将碳交易机制合理引入含风电电力系统中,使碳配额在碳交易机制下流动起来,推动电力系统低碳化。

采用基准线法确定碳排放配额,定义火电机组 h 的单位时段平均无偿碳排放配额 $Q_{h,av}$ 为:

$$Q_{h,av}=\frac{\theta_{h,p}\sum_{t=1}^{T}P_{h,t}T_l}{T} \tag{1}$$

式中:$\theta_{h,p}$ 为火电机组 h 的单位发电量碳排放配额;$P_{h,t}$ 为 t 时段火电机组 h 的有功出力;T 为一个调度周期内的调度时段个数;T_l 为一个调度时段的时长。

t 时段火电机组 h 的实际碳排放量 $Q_{h,t}$ 为:

$$Q_{h,t}=\theta_{h,e}P_{h,t}T_l \tag{2}$$

式中:$\theta_{h,e}$ 为火电机组出力排碳常数,表示机组每发单位千瓦时电的出力平均产生的碳排放量。

为降低碳排放,设置 2 个负区间与 3 个正区间分别用于机组出售盈余碳排放量与购买所需碳排放量。定义 t 时段火电机组 h 的碳交易成本 $C_{h,t}$ 为:

$$C_{h,t}=\begin{cases}-(1+\lambda_1)p_bL_n+(1+2\lambda_1)p_b(Q^e_{h,t}+L_n) & Q^e_{h,t}\leqslant -L_n\\ (1+\lambda_1)p_bQ^e_{h,t} & -L_n<Q^e_{h,t}\leqslant 0\\ p_bQ^e_{h,t} & 0<Q^e_{h,t}\leqslant L_p\\ p_bL_0+(1+\varepsilon_1)p_b(Q^e_{h,t}-L_p) & L_p<Q^e_{h,t}\leqslant 2L_p\\ (2+\varepsilon_1)p_bL_p+(1+2\varepsilon_1)p_b(Q^e_{h,t}-2L_p) & Q^e_{h,t}>2L_p\end{cases} \tag{3}$$

$$Q^e_{h,t}=Q_{h,t}-Q_{h,av} \tag{4}$$

式中:λ_1 为盈余奖励系数;p_b 为碳交易基准价格;L_p、L_n 分别为正/负区间长度;ε_1 为碳交易成本增长率;$Q^e_{h,t}$ 为 t 时段火电机组 h 的碳排放量交易额。

2　计及综合可调度潜力与用户响应度的 EV 可控潜力评估模型

EV 可控潜力代表 EV 可接受电网调度的能力,其中综合可调度潜力评估模型考虑可调度能力与调度效益,分别对应 EV 侧与电网侧角度的评估;EV 可调度容量评估模型基于韦伯-费希纳定律,对可调度容量进行合理评估。

2.1　EV 综合可调度潜力评估模型

2.1.1　EV 可调度空间评估

针对充电场景,定义 EV_i 的可调度空间评估指

标 $\sigma_{c,i}$为：

$$\sigma_{c,i}=\frac{\sigma_{\mathrm{cv},i}}{\sigma_{\mathrm{equ},i}} \tag{5}$$

$$\sigma_{\mathrm{cv},i}=\frac{(\mathrm{SOC}_{0,i}-\mathrm{SOC}_{\min})E_i}{T_{r,i}} \tag{6}$$

$$\sigma_{\mathrm{equ},i}=\frac{\bar{P}_{s,i}}{N_i} \tag{7}$$

$$\bar{P}_{s,i}=\frac{\sum_{k=t_{\mathrm{arr},i}}^{t_{\mathrm{dep},i}}|P_{\mathrm{base},k}|}{T_{s,i}} \tag{8}$$

式中：$\sigma_{\mathrm{cv},i}$为 EV_i 的可调度空间因子，$\sigma_{\mathrm{equ},i}$为 EV_i 的基础负荷影响因子，$\mathrm{SOC}_{\min}$是 SOC 最小值，t 是 EV_i 接入电网时段，N_i 是时段 t 中在网 EV 的总数，$\bar{P}_{s,i}$为 EV_i 在网时段内电网基础负荷的平均值，$P_{\mathrm{base},t}$是时段 t 的基础负荷。

2.1.2 EV 可调度效益评估

定义 EV_i 的可调度效益评估指标 $\sigma_{e,i}$为：

$$\sigma_{e,i}=\left|\frac{\bar{P}_{s,i}-\min P_{\mathrm{base}}}{\max P_{\mathrm{base}}-\min P_{\mathrm{base}}}\right| \tag{9}$$

式中：P_{base}是基础负荷在各时段值的集合。

2.1.3 EV 综合可调度潜力评估

采用熵权法将可调度空间评估指标与可调度效益评估指标结合，得到 EV_k 的综合可调度潜力评估指标 ε_k：

$$\varepsilon_k=\begin{cases}\omega_t^k\sigma_t^k+\omega_p^k\sigma_p^k & \sigma_t^k>0\\ 0 & \sigma_t^k\leqslant 0\end{cases} \tag{10}$$

式中：ω_t^k、ω_p^k 为使用熵权法得到的 EV_k 在可调度空间 σ_t^k、可调度效益 σ_p^k 两种评估指标上的权值。

考虑到电网中有大规模 EV 接入，若将每辆 EV 作为一个控制变量制定调度策略极易导致维数灾难，故需对 EV 进行分群。设共分为 J 个集群，第 j 个集群所辖的 EV 的综合可调度潜力评估 ε_k 满足：

$$\varepsilon_{\min}^j<\varepsilon_k\leqslant\varepsilon_{\max}^j \tag{11}$$

式中：$\varepsilon_{\min}^j$为第 j 个集群所辖的 EV 可控潜力评估总指标的最小值，$\varepsilon_{\max}^j$为第 j 个集群所辖的 EV 可控潜力评估总指标的最大值。综合可调度潜力评估指标为 0 的 EV 在接入电网后立即进行充电，不参与调度。

为引导 EV 参与风电消纳，降低系统的碳排放量，需使电价适应系统内实际情况。根据每个集群的可控潜力给予差异化电价补贴，设置第 j 个集群在 t 时段的自适应电价 $\lambda_{j,t}$为：

$$\lambda_{j,t}=\lambda_{s,t}-\lambda_{s,b}\frac{j}{J}-\lambda_{\mathrm{wind},t} \tag{12}$$

$$\lambda_{\mathrm{wind},t}=\begin{cases}\dfrac{P_{\mathrm{wind},t}-\delta_w P_{\mathrm{base},t}}{\max(P_{\mathrm{wind},t})\delta_t}\lambda_{s,b,w}^{w} & P_{\mathrm{wind},t}>\delta_w P_{\mathrm{base},t}\\ \lambda_{s,b,w}^{b}-\dfrac{P_{\mathrm{base},t}-P_{\mathrm{wind},t}}{\max(P_{\mathrm{base},t})\delta_t}\lambda_{s,b,w}^{b} & P_{\mathrm{wind},t}\leqslant\delta_w P_{\mathrm{base},t}\end{cases} \tag{13}$$

$$\lambda_{\mathrm{wind},\min}\leqslant\lambda_{\mathrm{wind},t}\leqslant\lambda_{\mathrm{wind},\max} \tag{14}$$

式中：$\lambda_{s,t}$为 t 时段的标准分时电价，$\lambda_{s,b}$为 t 时段的基准电价补贴，$\lambda_{\mathrm{wind},t}$为 t 时段的风电消纳影响因子，$\lambda_{s,b,w}$为 t 时段的风电基准电价补贴，$\lambda_{\mathrm{wind},\min}$与 $\lambda_{\mathrm{wind},\max}$风电消纳影响因子的上下限。

2.2 基于韦伯-费希纳定律的 EV 可调度容量评估模型

一般的优化调度模型中常将 EV 用户响应度视为确定量，而实际 EV 用户的响应度同时受充电价与车辆 SOC 的影响，如忽略考虑用户响应度，会使调度计划与 EV 实际可调度容量偏差较大，影响电网安全稳定运行。本文采用韦伯-费希纳定律表示用户响应度：

$$R_j^{\lambda,s}=k_1\ln(\mu+1)+k_2\ln(s+1)+c \tag{15}$$

式中：$R_j^{\lambda,s}$ 表示充电电价为 λ，EV 集群 j 平均 SOC 为 s 时的用户响应度，k_1、k_2 为用户响应度系数，c 为用户响应度常数。

设 $R_{j,\max}^{\lambda,s}$、$R_{j,\min}^{\lambda,s}$分别为集群 j 的用户响应度上下限，当充电电价为 λ 且 EV 集群平均 SOC 为 s 时，该集群用户进行响应的比例满足 $R_{j,\max}^{\mu,s}$和 $R_{j,\min}^{\mu,s}$间的均匀分布。故 EV 集群 j 在时段 t 的实时可调度容量 $P_{j,t}$为：

$$P_{j,t}=\sum_{i=1}^{N_{j,t}}P_{c,i}\times\frac{R_{j,\max}^{\lambda,s}+R_{j,\min}^{\lambda,s}}{2} \tag{16}$$

式中：$N_{j,t}$为集群 j 在 t 时段所辖的 EV 数量。

3 考虑 EV 可控潜力评估的含风电电力系统低碳调度模型

为提高 EV 车主参与调度的积极性和火电机组发电商参与碳交易的积极性，减少系统碳排放，本文不仅考虑了电网安全运行，也在含风电电力系统中对 EV 车主与火电机组发电商利益进行了考虑。

3.1 目标函数

构建的低碳优化调度模型中目标函数需要对电网、EV 与火电机组发电商三方利益进行综合考虑，即：

①电网总负荷方差最小

为保障含风电电力系统的安全运行，建立含风电电力系统负荷曲线波动方差函数 F_1[19]：

$$\min F_1=\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}(P_{\mathrm{base},t}+P_{\mathrm{EV},t}-\bar{P})^2 \tag{17}$$

$$P_{\mathrm{EV},t}=\sum_{t=1}^{T}\sum_{j=1}^{J}P_{j,t} \tag{18}$$

式中:$\bar{P}$ 为所有时段电网总负荷的平均值,$P_{\mathrm{EV},t}$ 为 EV 在 t 时段的总负荷。

②EV 用户的总和充电费用最低

为提高用户参与调度的积极性,基于 EV 自适应分时电价建立 EV 用户总和充电费用函数 F_2:

$$\min F_2=\sum_{t=1}^{T}\sum_{j=1}^{J}P_{j,t}\mu_{c,t} \tag{19}$$

③碳交易成本最低

含风电电力系统中的碳排放量主要由火电机组产生,为了在减少碳排放的同时提高火电机组发电商参加调度的积极性,需要使发电商碳交易成本最小,建立火电机组发电商的碳交易成本函数 F_3:

$$\min F_3=\sum_{t=1}^{T}\sum_{h=1}^{H}C_{h,t} \tag{20}$$

3.2　约束条件

为保证低碳优化调度模型的合理性,需设置约束条件。包括:

①EV 可调度容量约束

根据 EV 充电可调度容量评估模型,计及用户响应度限制,各集群每时段的充电功率应小于集群实时可调度容量,即:

$$0\leqslant T_l P_{j,t}\leqslant P_{j,c,t} \tag{21}$$

式中:$P_{j,c,t}$ 为集群 j 在时段 t 的充电功率。

②EV 电价约束

EV 在时段 t 内的电价应限制在边际成本电价范围内,即:

$$\lambda_{\min}\leqslant\lambda_{j,t}\leqslant\lambda_{\max} \tag{22}$$

式中:$\lambda_{\min}$、$\lambda_{\max}$ 分别为边际电价的上下限。

③EV 的 SOC 约束

任意 EV 在任意时段的 SOC 应限制在一定范围内,即:

$$\mathrm{SOC}_{\min}\leqslant\mathrm{SOC}_i\leqslant\mathrm{SOC}_{\max} \tag{23}$$

式中:SOC_i 为 EV_i 的 SOC。

④EV 充电需求约束

为了保证 EV 用户的出行需求,每辆 EV 停止充电时的 SOC 应达到用户设置的目标 SOC 值:

$$\mathrm{SOC}_{l,i}\geqslant\mathrm{SOC}_{\mathrm{aim},i} \tag{24}$$

式中:$\mathrm{SOC}_{l,i}$ 为 EV_i 停止充电时的 SOC;$\mathrm{SOC}_{\mathrm{aim},i}$ 为 EV_i 设置的目标 SOC。

⑤系统功率平衡约束

所有负荷均由火电机组与风电提供,t 时段含风电电力系统的功率平衡约束为:

$$P_{\mathrm{EV},t}+P_{\mathrm{base},t}=P_{\mathrm{wind},t}+P_{f,t} \tag{25}$$

3.3　模型求解

本文使用 MATLAB 搭建优化模型,给定基础负荷功率、风电预测值、火电机组参数等数据,采用 NSGA-Ⅲ算法对所提出的多目标优化模型进行求解,验证所提出的优化调度模型的有效性。NSGA-Ⅲ算法解决了多样性与收敛性难以平衡的问题,适合求解本文的三目标调度模型。

考虑到各目标函数间数量级不同且彼此间相关性较低,故利用熵权 TOPSIS 模型对 Pareto 解集进行正向化与标准化,计算各目标函数的权重,并输出经过评分排序后的 Pareto 最优折中解[19],得到总和目标函数 F 为:

$$\min F=\omega_1\frac{F_1}{F_{1\max}}+\omega_2\frac{F_2}{F_{2\max}}+\omega_3\frac{F_3}{F_{3\max}} \tag{26}$$

$$\omega_1+\omega_2+\omega_3=1 \tag{27}$$

式中:ω_1、ω_2、ω_3 分别为采用熵权 TOPSIS 模型得到的目标函数 F_1、F_2、F_3 的权重系数。

4　算例分析

4.1　参数设置

为验证本文策略的有效性,将一天分为 24 个时段,选取风电反调峰与正调峰两种场景,对不同碳交易与电价策略下的电网运行安全经济性与各方利益指标进行对比。仿真选用同一型号 EV,参数如表 1 所示。

表 1　EV 参数值

参数	取值
电池容量/kWh	36
充电效率/%	90
充电功率/kW	7
最小 SOC	0.2
最大 SOC	0.9

充电基础电价如表 2 所示。

表 2　EV 充电基础电价

参数	低谷	高峰	平
时段	1~7	10~12	其余
电价/(元/kWh)	0.32	1.28	0.8

按 EV 充电综合调控能力评估模型的评估结果,将 EV 分为 4 个集群,以使 4 个集群所辖 EV 数量基本相同,为标准设置各集群可控潜力评估总指标的最值。

仿真得到充电电价、SOC 与用户响应度之间的关系,如图 1 所示[20]。阶梯奖惩式碳价-碳排放量

互动模型中,火电机组的单位发电量碳排放配额均为 0.798 t/(MW·h),火电机组的出力排碳常数均为 0.838 6 t/(MW·h),碳交易基准价格 p_b=33 元/t,碳排放量正区间长度 L_p=30 t,碳排放量负区间长度 L_n=40 t,碳交易成本增长率 ε_1=0.4,盈余奖励系数 λ_1=0.3。

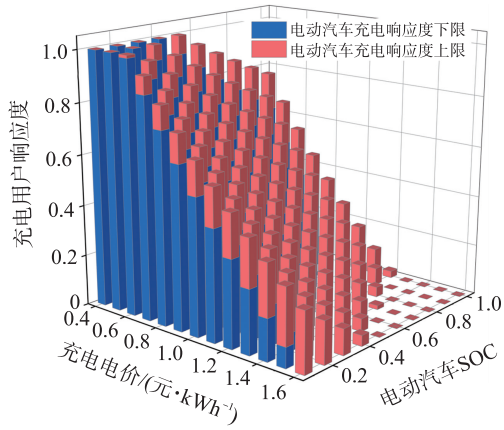

图 1 EV 的用户充电响应度仿真结果

4.2 结果分析

根据美国家庭车辆行驶调查数据,采用蒙特卡洛法生成了 5 000 辆 EV 的负荷数据。EV 无序充电负荷和电网基础负荷功率曲线如图 2 所示。由图可知,两条曲线趋势基本一致,电网在 15 至 20 时段出现了峰上加峰现象,EV 无序充电加剧了电网负荷高峰,对电网运行造成冲击。

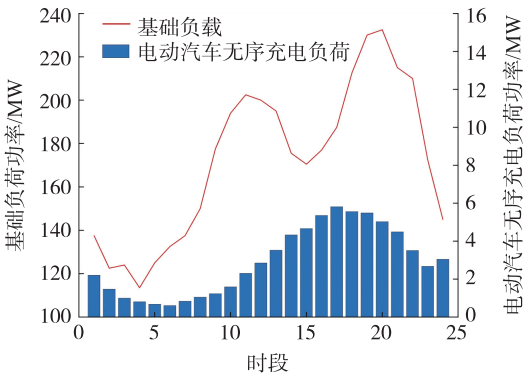

图 2 EV 无序充电和基础负荷曲线趋势比较图

采用 EV 充电综合调控能力评估模型得到 5 000 辆 EV 的可控潜力评估结果,如图 3 所示。

4.2.1 风电反调峰场景

根据风电在反调峰情况下的预测出力值与电网基础负荷值,得到 4 个集群在各时段的自适应电价,如图 4 所示。在 1 至 7 时段之间的基础负荷值与风电出力值间差距不大,为了保证系统功率平衡,叠加火电机组最小出力后系统中产生了严重的弃风现象。而在 10 至 22 时段之间基础负荷与 EV 无序充电较高,此时风电出力不足,需提高火电出力来满足负荷需求,导致火电机组运行的经济稳定性受到影响,增大碳排放。为在减少对火电机组出力计划进行调整的同时增加风电消纳,需调控 EV 的充电功率。如图 4 所示,本文制定的自适应电价很好地适应了风电出力与基础负荷之间数量关系的变化,实现不同情况下对风电曲线或基础负荷曲线的追踪。

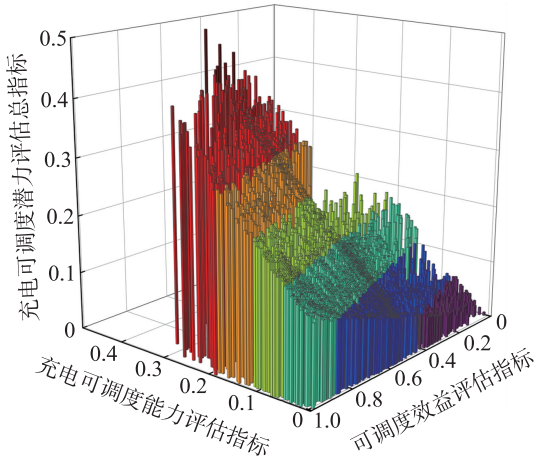

图 3 EV 综合调控能力评估结果

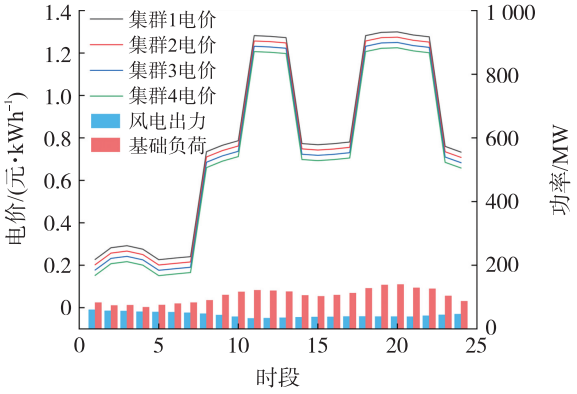

图 4 风电反调峰情况下不同集群的自适应电价图

在风电反调峰场景下,设置 3 种场景进行对比分析:

①场景 1,同时考虑本文所提阶梯奖惩式碳交易机制与 EV 自适应充电电价机制的场景。

②场景 2,仅考虑无奖励阶梯碳交易机制,未考虑 EV 自适应充电电价的场景。

③场景 3,未考虑阶梯奖惩式碳交易机制且未考虑 EV 自适应充电电价的场景。

定义风电消纳受阻量为风电出力叠加火电机组最小出力后与电网负荷的正差值。3 种场景下 EV 参与电网负荷削峰填谷的负荷曲线与基础负荷情况下原风电消纳受阻量如图 5 所示。

表征电网、火电机组发电商、EV 用户三方利益的相关指标结果对比如表 3 所示。

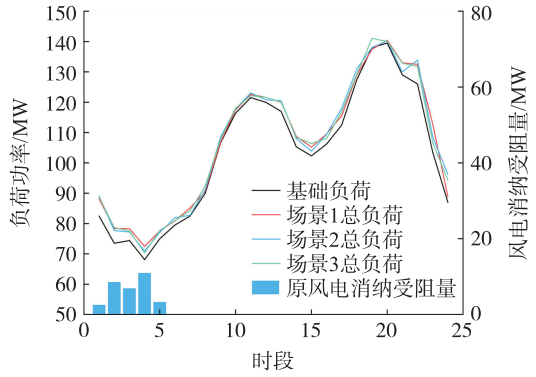

图 5　EV 的用户充电响应度仿真结果

表 3　不同场景下的指标对比表

指标	电网负荷方差/MW²	用户充电费用/元	碳交易成本/元	电网弃风总量/MW	电网总和碳排放量/t
基础负荷	457.9	—	—	32.1	—
场景 1	438.7	47 512	34 896	1.6	60.9
场景 2	442.7	58 038	60 097	3.1	66.5
场景 3	443.1	57 720	—	3.6	67.2

分析如下:

①对于电网,相比于场景 2、场景 3,场景 1 将电网负荷方差分别降低了 0.91%、0.99%,将电网弃风总量分别降低了 48.38%、55.56%,将电网总和碳排放量减少了 8.42%、9.38%。场景 1 方法下的 EV 充电负荷更贴合负荷曲线的变化,引导 EV 在负荷峰时段少充电,在负荷谷时段多充电,大幅降低了电网负荷方差,实现电网削峰填谷。同时,场景 1 方法显著降低了碳交易成本与电网总和碳排放量,极大降低了火电机组发电商的发电成本并推动了电网的低碳化。

②对于 EV 用户,相比于场景 2、场景 3,场景 1 将用户充电费用分别降低了 18.14%、17.69%。若按表 2 收取充电费用,则 EV 无序充电场景下用户充电费用为 68 129 元,比场景 1 的用户充电费用高 30.79%。场景 1 下 EV 自适应充电电价根据系统状态进行动态调整,引导用户在电网负荷谷-风电出力峰时段内充电以获取电价收益、在电网负荷峰-风电出力谷时段停止充电避免电价惩罚,显著降低了 EV 用户的充电费用,在改善电网运行安全稳定性的同时提高了 EV 用户的满意度。

③对于火电机组发电商,场景 1 考虑了本文所提阶梯奖惩式碳交易机制,允许火电机组在实际碳排放量低于无偿碳配额时将盈余的碳排放额出售以获取利益,显著降低了系统碳交易成本,碳交易成本相比于场景 2 降低了 41.94%。场景 2 中火电机组发电商无权将盈余的碳排放额出售以获取利益,无法如场景 1 保证火电机组发电商的利益与电网的调度需求。

4.2.2　风电正调峰场景

为进一步验证本文所提策略的有效性,针对风电正调峰情况比较不同场景下的优化效果。根据风电在正调峰情况下的预测出力值与电网基础负荷值,得到 4 个集群在各时段的自适应电价,如图 6 所示。由图 6 可知,在正调峰情况下,风电出力高峰时段与基础负荷高峰时段具有相似的趋势,风电并网后,系统负荷峰谷差得到了降低,而 18 至 22 时段不再是系统负荷的最高时段,系统负荷的最高时段发生了转移,且若风电并网容量进一步提高,则有可能导致电网负荷出现峰谷倒置的现象。在此现象下,固定的分时电价无法适应,甚至会起到反效果,而本文所提 EV 自适应充电电价则可以很好地贴合风电并网后的负荷曲线。

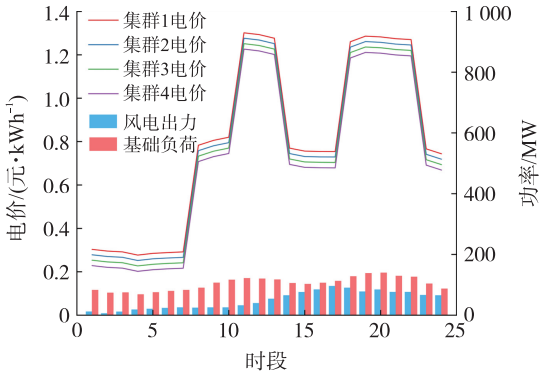

图 6　动态分时电价与风电出力变化关系图

在风电正调峰场景下,设置 2 种场景进行对比分析:

①场景 1,未考虑本文所提阶梯奖惩式碳交易机制,采用表 2 所示的常规电价的场景。

②场景 2,同时考虑本文所提阶梯奖惩式碳交易机制与 EV 自适应充电电价机制的场景。

2 种场景下 EV 参与电网负荷削峰填谷的负荷曲线如图 7 所示。

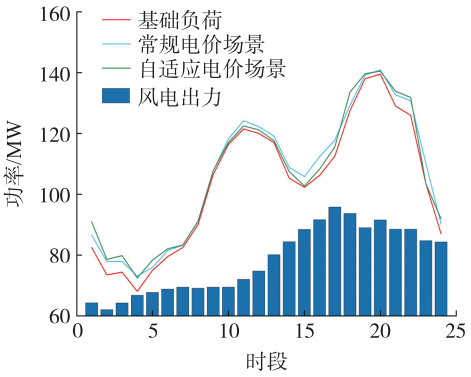

图 7　不同策略下的负荷曲线

表征电网、火电机组发电商、EV 用户三方利益的相关指标如表 4 所示。

表 4 不同电动汽车充电方法下的指标对比表

指标	电网负荷方差/MW²	用户充电费用/元	碳交易成本/元	电网负荷峰谷差/MW	电网总和碳排放量/t
基础负荷	457.9	—	—	71.4	—
场景 1	465.9	59 855	41 696	71.5	112.2
场景 2	435.9	47 268	11 996	68.0	76.95

由图 7 与表 4 可知,在风电正调峰场景下,同时考虑本文所提阶梯奖惩式碳交易机制与 EV 自适应充电电价的场景 2 相较于场景 1 实现了负荷方差与峰谷差更小,用户用电成本更低,降低了碳交易成本与电网总和碳排放量。由此可见本文策略的有效性。

5 结论

本文提出了一种考虑碳交易机制与可控潜力评估奖惩式碳价-碳排放量互动模型,并从充电综合调控能力与可调度容量两方面出发,对 EV 充电可调度潜力进行评估,提出一种综合考虑电网、EV 用户、火电机组发电商三方利益的优化模型。在风电反调峰与风电正调峰两种场景下,通过分别对比不同碳交易机制、不同充电电价策略下三方利益的相关指标,得到以下结论。

①所提计及综合可调度潜力与用户响应度的 EV 可控潜力评估模型合理表征了 EV 的可控潜力,反应了 EV 的实际可调度情况。

②相比于普通分时电价,本文所提的自适应分时电价可跟踪系统需求,合理引导 EV 充电行为。

③在风电正反调峰两种场景下,本文所提策略的调度效果最佳,有效促进电网削峰填谷与风电消纳,提高电网运行安全性低碳性的同时保障 EV 用户与火电机组发电商的利益。

但本文也存在不足,如未考虑 EV 的 V2G 反向充电,也未计及系统中除风电外如虚拟电厂等要素的影响,未来会进一步考虑 EV 有序充放电下计及 EV 可控潜力评估的新型电力系统低碳调度。

参考文献:

[1] 吴含欣,董树锋,张祥龙,等. 考虑碳交易机制的含风电电力系统日前优化调度[J]. 电网技术,2024,48(1):70-80.

[2] Xuan A,Shen X W,Guo Q L,et al. Two-Stage Planning for Electricity-Gas Coupled Integrated Energy System with Carbon Capture,Utilization,and Storage Considering Carbon Tax and Price Uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2023,38(3):2553-2565.

[3] 马永翔,王希鑫,闫群民,等. EV 双层优化模型的充放电调度策略[J]. 重庆理工大学学报(自然科学),2024,38(2):267-276.

[4] 朱磊,黄河,高松,等. 计及风电消纳的电动汽车负荷优化配置研究[J]. 中国电机工程学报,2021,41(S1):194-203.

[5] Haddadian G,Khalili N,Khodayar M,et al. Security-Constrained Power Generation Scheduling with Thermal Generating Units,Variable Energy Resources,and Electric Vehicle Storage for V2G Deployment[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2015,73:498-507.

[6] 蒋怡静,于艾清,黄敏丽. 考虑用户满意度的 EV 时空双尺度有序充电引导策略[J]. 中国电力,2020,53(4):122-130.

[7] 叶宇剑,袁泉,汤奕. 面向双碳目标的交通网-电网耦合网络中 EV 负荷低碳优化方法[J]. 中国电力,2023,56(5):72-79.

[8] 周鹏华,赖伟鹏,张昌鸿,等. 考虑电动汽车集群及碳捕集厂的经济调度研究[J]. 科技创新与应用,2023,13(4):29-35.

[9] 葛晓琳,郝广东,夏澍,等. 考虑规模化电动汽车与风电接入的随机解耦协同调度[J]. 电力系统自动化,2020,44(4):54-62.

[10] 孙国强,袁智,耿天翔,等. 含电动汽车的虚拟电厂鲁棒随机优化调度[J]. 电力系统自动化,2017,41(6):44-50,79.

[11] 赵依茗,彭道刚,徐春梅,等. 计及奖惩阶梯型碳交易和源荷不确定性的综合能源调度研究[J]. 电测与仪表,2025,62(3):208-216.

[12] 张妍,冷媛,尚楠,等. 考虑碳排放需求响应及碳交易的电力系统双层优化调度[J]. 电力建设,2024,45(5):94-104.

[13] 邢家维,赵帅,杨颂,等. 计及阶梯碳交易机制的热电氢联供型综合能源系统多目标优化调度[J]. 山东电力技术,2025,52(3):21-31.

[14] 张程飞,袁越,张新松,等. 考虑碳排放配额影响的含风电系统日前调度计划模型[J]. 电网技术,2014,38(8):2114-2120.

[15] 叶浩劼,谢丽蓉,邓佳桐,等. 考虑碳交易机制的风-火协调低碳优化调度[J]. 太阳能学报,2023,44(6):106-112.

[16] 杨龙,张沈习,程浩忠,等. 区域低碳综合能源系统规划关键技术与挑战[J]. 电网技术,2022,46(9):3290-3303.

[17] 秦婷,刘怀东,王锦桥,等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化,

2018,42(14):8-13.
[18] 张笑演,熊厚博,王楚通,等. 基于最优出力区间和碳交易的园区综合能源系统灵活经济调度[J]. 电力系统自动化,2022,46(16):72-83.
[19] 王均,黄钶然,许潇,等. 基于阶梯碳价和自适应分时电价的 EV 有序充电[J]. 电力自动化设备,2024,44(2):64-71.
[20] 李军,梁嘉诚,刘克天,等. 计及用户响应度的 EV 充放电优化调度策略[J]南方电网技术,2023,17(8):123-132.

叶聪琪(1989—),男,硕士,高级工程师,从事电气工程研究,Ycongqi_1989@126.com;

刘　强(1976—),男,通讯作者,博士,高级工程师,从事电力系统及其自动化研究,Liuqiang2@ sgepri.sgcc.com.cn。