

DOI: 10.19666/j.rlfed.202401008

基于阶梯碳交易的综合能源微电网 联合控制研究

许雅淋¹, 段俊东^{1,2}

(1.河南理工大学电气工程与自动化学院, 河南 焦作 454150;
2.河南省煤矿装备智能检测与控制重点实验室, 河南 焦作 454003)

[摘要] 在“双碳”目标背景下, 为实现微电网系统的低碳排放和风电消纳最大化, 提出了一种含碳捕集电厂 (carbon capture power plant, CCPP) 及电转气 (power-to-gas, P2G) 耦合的综合能源系统 (integrated energy system, IES) 和电车入网 (vehicle to grid, V2G) 的双层模型优化调度策略。首先, 在低碳技术层面上, 针对 CCPP 和 P2G 设备在时间上运行不同步的问题, 在 CCPP 和 P2G 设备中间加设储液罐作为 CO₂ 的缓冲站, 建立含 CCPP、P2G 设备、燃气轮机的数学模型并建立阶梯碳交易对 IES 进行低碳排放约束; 其次, 为了充分发挥电动汽车负荷和储能的双重特性, 以 IES 的弃风时段和高峰时段制定策略引导电动汽车进行充放电, 来进行能量时移; 最后, 在经济效益层面上, 以综合运行成本最低为目标函数, 采用 MATLAB 调用 GUROBI 求解器进行求解。通过设置不同场景进行对比, 结果表明, 该调度策略能在提高微电网风电消纳水平的同时, 实现系统的低碳经济运行。

[关键词] 低碳; 微电网; 储液罐; 电动汽车; 阶梯碳交易

[引用本文格式] 许雅淋, 段俊东. 基于阶梯碳交易的综合能源微电网联合控制研究[J]. 热力发电, 2024, 53(8): 105-115.
XU Yalin, DUAN Jundong. Study on joint control of integrated energy microgrid based on stepped carbon trading[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(8): 105-115.

Study on joint control of integrated energy microgrid based on stepped carbon trading

XU Yalin¹, DUAN Jundong^{1,2}

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454150, China;
2. Henan Key Laboratory of Intelligent Detection and Control of Coal Mine Equipment, Jiaozuo 454003, China)

Abstract: Under the “dual-carbon” background, in order to realize low-carbon emission and maximize wind power consumption of the microgrid system, an optimal scheduling strategy with a two-layer model of integrated energy system (IES) containing carbon capture power plant (CCPP) and power-to-gas (P2G) coupling and vehicle into the grid (V2G) is proposed. Firstly, at the low-carbon technology level, to address the problem that the CCPP and P2G equipment operate out of sync in time, a liquid storage tank is added as a CO₂ buffer station in the middle of the CCPP and the P2G equipment, and a mathematical model containing the CCPP, the P2G equipment and the gas turbine is established. Moreover, a ladder carbon transaction is established to impose low-carbon emission constraints on the IES. Secondly, in order to fully utilize the dual characteristics of EV load and energy storage, strategies are formulated to guide EV charging and discharging during wind abandonment hours and peak hours of the IES to carry out energy time shifting. Finally, at the level of economic efficiency, the integrated operating cost minimization is taken as the objective function, and MATLAB is used to invoke the GUROBI solver to solve the problem. By setting up different scenarios for comparison, the results show that the scheduling

收稿日期: 2024-01-11

基金项目: 国家自然科学基金项目 (61703144)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (61703144)

第一作者简介: 许雅淋 (1999), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统及其自动化, 1053277745@qq.com.

1.1 CCPP 综合灵活运行方式及其原理

传统火电机组加装碳捕集设备进行低碳化改造就成为 CCPP^[20], CCPP 总出力包括燃煤机组净出力、碳捕集运行能耗和碳捕集固定能耗。计算公式为:

$$\begin{cases} P_{G,t} = P_{J,t} + P_{CCS,t} + P_{gu,t} \\ P_{CCS,t} = w_b W_{outCO_2,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{G,t}$ 为 CCPP 在 t 时刻的总输出功率; $P_{J,t}$ 为 t 时刻碳捕集电厂净输出功率; $P_{CCS,t}$ 为 t 时刻碳捕集系统的运行能耗; $P_{gu,t}$ 为碳捕集系统的固定能耗; w_b 为捕集单位 CO_2 所需要的能耗; $W_{outCO_2,t}$ 为 t 时刻碳捕集系统再生塔待处理的 CO_2 质量。

因此相较于常规火电厂, CCPP 提高了电厂的最小出力下限使其能够更好地参与电网的调度。碳捕集系统运行流程如图 2 所示。本文采用烟气分流式碳捕集, 通过烟气旁路将电厂产生的烟气进入吸收塔, 其中一部分排入大气, 另一部分按照特定方式进入 CO_2 再生塔。表达式为:

$$W_{inCO_2,t} = W_{G,t} - W_{q,t} \sqrt{a^2 + b^2} \quad (2)$$

式中: $W_{inCO_2,t}$ 为 t 时刻碳捕集电厂吸收的 CO_2 质量; $W_{G,t}$ 为 t 时刻碳捕集电厂总的碳排量; $W_{q,t}$ 为 t 时刻排入大气的 CO_2 质量。

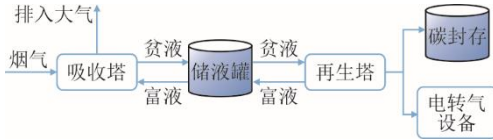


图 2 碳捕集系统运行流程

Fig.2 Operation flow of the carbon capture system

之后解析出的 CO_2 由 P2G 设备制取 CH_4 以供燃气机组使用或者通过碳封存设备进行封存处理。而综合运行方式则是在吸收塔和再生塔之间加装储液罐^[21], 来存储 t 时刻以 CO_2 化合物形式存在的富液量 $V_{FU,t}$ 、贫液量 $W_{PIN,t}$, 其表达式为:

$$\begin{cases} V_{FU,t} = V_{FU,t-1} + v_{FUin,t} - v_{FUout,t} \\ V_{PIN,t} = V_{PIN,t-1} + v_{PINin,t} - v_{PINout,t} \\ v_{FUin,t} = v_{PINout,t} \\ v_{PINin,t} = v_{FUout,t} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $v_{FUin,t}$ 、 $v_{FUout,t}$ 分别为 t 时刻流入和流出富液中的流量; $v_{PINin,t}$ 、 $v_{PINout,t}$ 分别为 t 时刻流入和流出贫液的流量。单位体积的富液与所能吸收的 CO_2 体积之间的关系为:

$$\begin{cases} c_f v_{FUin,t} = W_{inCO_2,t} / \rho_{CO_2} \\ c_f v_{FUout,t} = W_{outCO_2,t} / \rho_{CO_2} \end{cases} \quad (4)$$

式中: c_f 为单位体积富液所能吸收的 CO_2 体积的倍数; ρ_{CO_2} 为 CO_2 密度。

储液罐作为 CO_2 “缓冲站”, 将机组高峰时段要捕集的 CO_2 转换到弃风时段进行捕集处理, 实现了 CCPP 的“能量时移”等价于高峰时段高碳机组所提供的碳捕集能耗被转移到弃风时段被大量便宜风电所代替。极大地提高了风电上网电量以及系统的低碳运行。

1.2 上层 CCPP-P2G 综合灵活运行模型

由于碳捕集能耗主要集中于再生塔, CCPP 通过加封储液罐, 在用电高峰时段通过吸收塔吸收部分 CO_2 而不补集, 使 CO_2 以化合物形式存储在储液罐中, 在弃风时段则把储液罐中的 CO_2 送入再生塔处理, 保证了电转气设备在弃风时段运行时有大量碳源合成 CH_4 。以此完成 CCPP 与 P2G 设备的耦合。CCPP-P2G 运行模型为:

$$W_{outCO_2,t} = W_{storage,t} + W_{p2g,t} \quad (5)$$

式中: $W_{storage,t}$ 为 t 时刻碳封存的 CO_2 质量; $W_{p2g,t}$ 为 P2G 设备生产 CH_4 所需要的 CO_2 质量。

由甲烷化反应可知, 制成的甲烷与所需要的二氧化碳体积相等, 则有:

$$W_{p2g} = \rho_{CO_2} V_{CO_2} = \rho_{CO_2} V_{CH_4} = \frac{\rho_{CO_2}}{\rho_{CH_4}} W_{CH_4} \quad (6)$$

$$W_{CH_4,t} = \frac{3.6 \times 10^6 n_{P2G} P_{p2g,t}}{H_{CH_4}} \quad (7)$$

$$W_{CH_4,t} + W_{buy,t} = W_{CH_4,chn,t} \quad (8)$$

$$Q_{CH_4} W_{CH_4,chn,t} / q = P_{chn,t} \quad (9)$$

式中: ρ_{CH_4} 为 CH_4 密度; V_{CO_2} 为甲烷化所需要的 CO_2 体积; V_{CH_4} 、 W_{CH_4} 分别为 P2G 设备所生成的 CH_4 体积和质量; n_{P2G} 为燃气机组发电效率; Q_{CH_4} 为天然气热值; $P_{p2g,t}$ 为 t 时刻 P2G 设备输出的有功功率; $W_{buy,t}$ 为向外网购买的天然气质量; q 为单位电能所能释放的热能, $J/(kW \cdot h)$; $P_{chn,t}$ 为燃煤机组在 t 时刻所输出的有功功率。

1.3 下层 EV 充电策略

本文所建立的下层调度策略所用 EV 完全服从电网管理来进行有序充放电调度, 且假设受调度的 EV 电池状态、充放电功率等参数都保持一致以便计算总的充放电功率。EV 作为具有“源荷”双重

特性,合理进行有序调度把弃风时段的风电储存起来,到高峰时段代替部分高碳机组出力以达到能量时移的目的。

根据美国交通部对全美 EV 调查结果显示:EV 行驶里程 s 近似满足对数正态分布,最后返程时刻近似满足正态分布^[22]。其计算公式为:

$$f(s) = \frac{1}{s\sigma_s\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln s - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right] \quad (10)$$

$$f(x) \begin{cases} \frac{1}{\sigma_x\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right], & \mu_x - 12 < x \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_x\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x + 24 - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right], & 0 < x \leq \mu_x - 12 \end{cases} \quad (11)$$

式中: $\sigma_s=3.2$, $\mu_s=0.88$, $\sigma_x=17.6$, $\mu_x=3.4$ 。

假设上层 IES 弃风时段结束时间为 $T_{start,q}$, 高峰时段起始时间为 $T_{start,g}$ 。通过对比 EV 返程时刻 t_0 和 IES 中弃风时段和高峰时段来确定 EV 的充电开始时刻 $T_{start,c}$ 和放电开始时刻 $T_{start,d}$ 。当 $t_0(i) < T_{start,q}$ 时,充电时刻就是往返时刻即 $T_{start,c}=t_0$; 而当 $T_{start,q} \leq t_0(i) \leq T_{start,g}$ 时,则放电时刻即为 IES 高峰的起始时

刻即 $T_{start,d}=T_{start,g}$; 当 $t_0(i) > T_{start,g}$ 时,则放电时刻即为用户返程时刻即 $T_{start,d}=t_0$ 。

同时,本文所提策略也需要保证电动汽车放电程度不能超过其最大放电深度,并且也不会影响用户日常出行,即电动汽车最大放电量取二者最小值:

$$C_{dis}(i) = \min[(S_{ev}^{max} - S_{ev}^{min})C_{ev} - s(i)w, \gamma C_{ev}] \quad (12)$$

式中: S_{ev}^{max} 、 S_{ev}^{min} 为电动汽车荷电状态的上、下限; C_{ev} 为电动汽车电池电量; $s(i)$ 为第 i 辆电动汽车日出行路程; w 为电动汽车每公里的耗电量; γ 为最大放电深度。

通过对 EV 充放电起始时刻以及最大放电量来确定每辆 EV 的充电时长 T_c 和放电时长 T_d 以及 t 时刻电动汽车总的有序充放电负荷 $P_{ev}(t)$ 。其公式为:

$$\begin{cases} P_{ev,c}(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{T_{start,c}}^{T_{end,c}} P_c \\ P_{ev,d}(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{T_{start,d}}^{T_{end,d}} P_d \end{cases} \quad (13)$$

式中: N 为电动汽车总数量; P_c 和 P_d 分别为每辆 EV 每小时的充、放电功率。EV 充放电策略如图 3 所示。

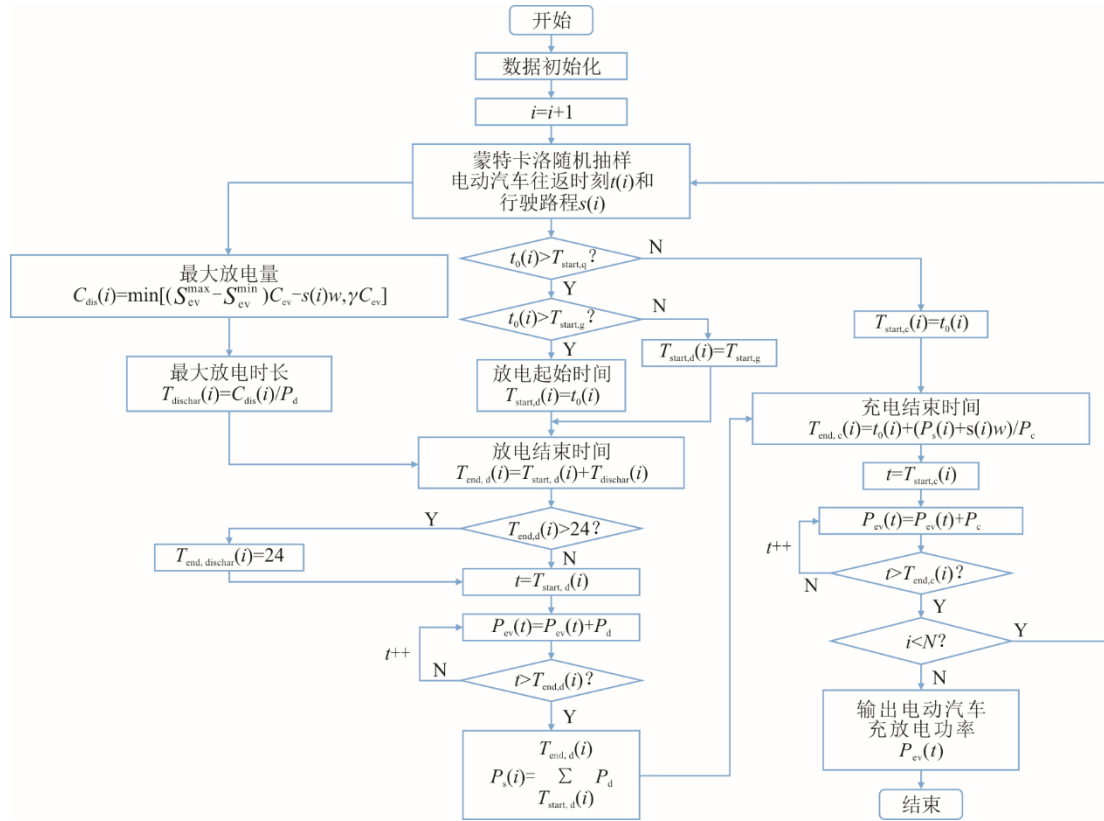


图 3 充放电策略

Fig.3 Schematic diagram of charge/discharge strategy

2 阶梯碳交易

2.1 阶梯碳交易原理

传统的碳交易机制的基本原理是：政府有偿或无偿给予电厂一定的碳配额，其值由上年机组碳排放量确定，通过对碳配额赋予可自由交易的“商品”属性，来约束电厂进行减排。成功减排的电厂可以将多余配额进行出售已达到盈利的目的，而电厂超出给与的碳配额的时候则需要额外购买配额，但由于其碳价固定，限制了碳减排的作用。

而本文所提的阶梯碳交易则是在传统碳交易机制的基础上，采用阶梯型碳价机制，将碳排放权区间进行划分，随着电厂对配额出售或者购买需求增加，所获得的收益和碳排放成本也将进一步提高，以此来进一步约束电厂碳排放和激励电厂进行减排。

2.2 碳配额计算

对于电厂初始碳配额分配，采用无偿分配，利用基准法以行业整体碳排放强度来确定电厂的无偿配额^[23]。本文中具有碳排放配额的机组有燃气机组和燃煤机组，其计算公式为：

$$W_{\text{quota},t} = Y(P_{\text{chp},t} + P_{\text{G},t}) \quad (14)$$

式中： $W_{\text{quota},t}$ 为 t 时刻分配给 IES 的碳排放配额； Y 为机组单位电量碳排放分配额，取区域电力边际排放系数和容量边际系数的加权平均值 0.648^[24]。

2.3 净碳排放量计算

对于本文来说系统净排放量等于燃煤机组与燃气机组总的碳排放量减去碳捕集设备吸收 CO_2 量，其具体公式为：

$$W_{\text{J},t} = \varepsilon_1 P_{\text{G},t} + \varepsilon_2 P_{\text{chp},t} - W_{\text{inCO}_2,t} \quad (15)$$

式中： $W_{\text{J},t}$ 为 t 时刻系统净碳排放量； ε_1 和 ε_2 分别为单位功率燃煤机组与燃气机组所释放的 CO_2 排放量。

2.4 阶梯碳交易模型

根据求得的碳排放配额和净碳排放量，即可求得实际参与到阶梯碳交易机制的碳排放权 W_{IES} 。

$$W_{\text{IES},t} = W_{\text{J},t} - W_{\text{quota},t} \quad (16)$$

将碳排放权分成多个碳排放区间，同时在阶梯碳交易机制中引入补偿系数 δ 和价格增长率 θ 将加大减排的奖励力度和多排的惩罚力度。因此，本文考虑的阶梯碳交易机制模型下与传统的统一型碳

交易相比，阶梯碳交易有着更为严格的约束，阶梯式碳交易成本计算模型为：

$$f_{\text{CO}_2,t} = \begin{cases} -\chi(2+3\delta)L + \chi(1+3\delta)(W_{\text{IES}} + 2L), & W_{\text{IES}} \leq -2L \\ -\chi(1+\delta)L + \chi(1+2\delta)(W_{\text{IES}} + L), & -2L < W_{\text{IES}} \leq -L \\ \chi(1+\delta)W_{\text{IES}}, & -L < W_{\text{IES}} \leq 0 \\ \chi W_{\text{IES}}, & 0 < W_{\text{IES}} \leq L \\ \chi L + \chi(1+\theta)(W_{\text{IES}} - L), & L < W_{\text{IES}} \leq 2L \\ \chi(2+\theta)L + \chi(1+2\theta)(W_{\text{IES}} - 2L), & 2L < W_{\text{IES}} \end{cases} \quad (17)$$

式中： $f_{\text{CO}_2,t}$ 为碳交易成本； x 为碳交易基价，取 215 元/t； L 为碳排放区间长度，取 500 kg； δ 为补偿系数，取 0.25； θ 为价格增长率，取 25%。

3 系统低碳优化调度

3.1 目标函数

本文以系统综合运行成本最低为目标函数，同时考虑各机组出力约束以兼顾环境效益，来构建低碳经济调度模型，其目标函数为：

$$\min(F) = F_{\text{G}} + F_{\text{cur}} + F_{\text{CO}_2} + F_{\text{feng}} + F_{\text{buy}} + F_{\text{cost}} \quad (18)$$

式中： F_{G} 为燃煤机组运行成本； F_{cur} 为弃风成本； F_{CO_2} 为碳交易成本； F_{feng} 为碳封存成本； F_{buy} 为购气成本； F_{cost} 为电动汽车放电补贴成本。

1) 燃煤机组运行成本 F_{G}

燃煤机组运行成本包括火电机组总的煤耗成本 f_{m} 和启停成本 f_{q} 。

$$F_{\text{G}} = \begin{cases} f_{\text{m}} = \sum_{t=1}^T U_t (aP_{\text{G}}^2(t) + bP_{\text{G}}(t) + c) \\ f_{\text{q}} = \sum_{t=1}^T U_t (1 - U_{t-1}) Q \end{cases} \quad (19)$$

式中： U_t 为燃煤机组在 t 时刻的启停变量，1代表火电机组处于运行状态，0代表火电机组处于关闭状态； a 、 b 、 c 均为燃煤机组的煤耗成本系数； T 为一个调度周期； N 为燃煤机组台数。

2) 弃风成本 F_{cur}

$$F_{\text{cur}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{cur}} P_{\text{Wcur},t} \quad (20)$$

式中： c_{cur} 为弃风惩罚系数； $P_{\text{Wcur},t}$ 为 t 时刻的弃风量。

3) 碳交易成本 F_{CO_2}

$$F_{CO_2} = \sum_{t=1}^T f_{CO_2,t} \quad (21)$$

4) 碳封存成本 F_{feng}

$$F_{feng} = c \sum_{t=1}^T W_{storage,t} \quad (22)$$

式中: c 为单位 CO_2 质量所需要的成本系数。

5) 购气成本 F_{buy}

$$F_{buy} = c_{buy} \sum_{t=1}^T W_{buy,t} \quad (23)$$

式中: c_{buy} 为天然气单价。

6) EV 放电补贴成本 F_{cost}

$$F_{cost} = c_{ev} \sum_{t=1}^T P_{evd,t} \quad (24)$$

式中: c_{ev} 为单位放电功率所需要的补贴成本。

3.2 约束条件

1) 电功率平衡约束

$$P_{G,t} + P_{W,t} + P_{chp,t} + P_{evd,t} = P_{load,t} + P_{p2g,t} + P_{CCS,t} + P_{evc,t} \quad (25)$$

式中: $P_{W,t}$ 为 t 时刻风电机组实际出力; $P_{load,t}$ 为 t 时刻系统基础负荷。

2) 风电处理约束

$$\begin{cases} P_{W,t} + P_{Wcur,t} = P_{Wpre,t} \\ 0 \leq P_{W,t} \leq P_{Wpre,t} \\ 0 \leq P_{Wcur,t} \leq P_{Wpre,t} \end{cases} \quad (26)$$

式中: $P_{Wpre,t}$ 为 t 时刻风电预测出力。

3) 燃煤机组出力约束

$$\begin{cases} P_G^{\min} \leq P_{G,t} \leq P_G^{\max} \\ \Delta P_G^{\downarrow} \leq P_{G,t} - P_{G,t-1} \leq \Delta P_G^{\uparrow} \end{cases} \quad (27)$$

式中: P_G^{\max} 、 P_G^{\min} 分别为燃煤机组出力的上、下限; ΔP_G^{\uparrow} 、 ΔP_G^{\downarrow} 分别为燃煤机组向上、向下爬坡率的上下限。

4) 燃气机组出力约束

$$\begin{cases} P_{chp}^{\min} \leq P_{chp,t} \leq P_{chp}^{\max} \\ \Delta P_{chp}^{\downarrow} \leq P_{chp,t} - P_{chp,t-1} \leq \Delta P_{chp}^{\uparrow} \end{cases} \quad (28)$$

式中: P_{chp}^{\max} 、 P_{chp}^{\min} 分别为燃气机组出力上、下限; $\Delta P_{chp}^{\uparrow}$ 、 $\Delta P_{chp}^{\downarrow}$ 分别为燃气机组向上、向下爬坡率的上下限。

5) P2G 设备出力约束

$$P_{p2g}^{\min} \leq P_{p2g,t} \leq P_{p2g}^{\max} \quad (29)$$

式中: P_{p2g}^{\max} 、 P_{p2g}^{\min} 分别为 P2G 设备出力的上、下限。

6) 碳捕集设备约束

$$\begin{cases} V_{FU}^{\min} \leq V_{FU,t} \leq V_{FU}^{\max} \\ V_{PIN}^{\min} \leq V_{PIN,t} \leq V_{PIN}^{\max} \end{cases} \quad (30)$$

式中: V_{FU}^{\max} 、 V_{FU}^{\min} 分别为富液设备容量的上、下限; V_{PIN}^{\max} 、 V_{PIN}^{\min} 分别为贫液设备的上、下限。储液设备在一个运行周期结束后容量不变, 其公式为:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T (v_{PINin,t} - v_{PINout,t}) = 0 \\ \sum_{t=1}^T (v_{FUin,t} - v_{FUout,t}) = 0 \end{cases} \quad (31)$$

4 算例分析

4.1 算例参数设置

本文微电网系统中包含 1 个 2 000 kW 微型风电场、1 台加装碳捕集设备的燃煤机组^[25]、1 台燃气机组、1 台 P2G 设备、20 辆 EV。本文负荷及风电采用某地区微电网实测数据如图 4 所示, 系统设备其他参数见表 1。

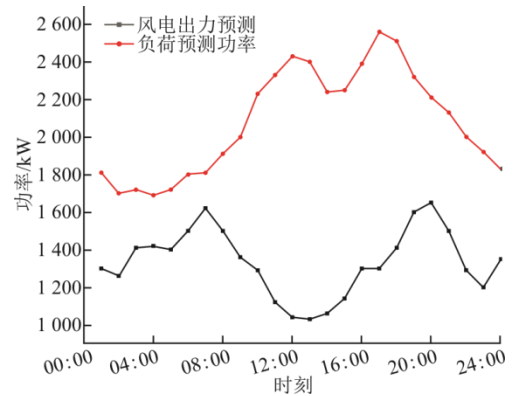


图 4 风电及负荷出力预测曲线

Fig.4 Forecast curves of the wind power and load output

表 1 其他参数值

Tab.1 Other parameters' values

项目	数值	项目	数值
c_f	25	$w/(kW \cdot km^{-1})$	0.15
$\rho_{CO_2}/(kg \cdot m^{-3})$	1.964	C_{ev}/kW	24
$w_b/(kW \cdot kg^{-1})$	269	r	0.25
n_{P2G}	0.85	$c_{cur}/(\bar{元} \cdot kW^{-1})$	0.6
$H_{CH_4}/(MJ \cdot kg^{-1})$	5.071×10^4	$c/(\bar{元} \cdot t^{-1})$	50
$q/(kJ \cdot kW^{-1})$	3.6×10^6	$c_{buy}/(\bar{元} \cdot m^{-3})$	3.5
P_{p2g}^{\max} 、 P_{p2g}^{\min}/kW	7 000、0	P_{chp}^{\max} 、 P_{chp}^{\min}/kW	10 000、0
P_G^{\max} 、 P_G^{\min}/kW	2 000、400		

4.2 算例仿真求解

本文所建立的 CCPP-P2G 耦合模型和 V2G 的低碳经济调度模型为非线性模型，因此需要将其转化为线性模型来进行求解。借鉴文献[15]的方法将其转化为混合整数线性模型并使用 MATLAB 采用 YALMIP 构建模型，调用 GUROBI 求解器进行求解。而 EV 充放电负荷则通过蒙特卡洛模拟法来确定。

4.3 CCPP-P2G 耦合低碳经济模型验证

为验证 CCPP-P2G 的经济性、低碳性以及储液罐对于 CCPP “能量时移”的作用，现设置以下 3 种场景：场景 1，不考虑 CCPP 与 P2G 作用的 IES 运行调度；场景 2，考虑 CCPP 与 P2G 但不含储液罐的 IES 运行调度；场景 3，考虑 CCPP-P2G 的耦合（含储液罐）的 IES 运行调度。3 种场景均考虑阶梯式碳交易。表 2 给出了 3 种场景的优化调度结果。

表 2 不同场景下的优化调度结果

Tab.2 Optimized scheduling results for different scenarios

场景	场景 1	场景 2	场景 3
总成本/元	26 228	18 909	18 743
购气成本/元	21 637	18 888	18 136
碳排放成本/元	3 648	3 956	4 226
碳配额出售/元	3 296	5 287	5 642
煤耗成本/元	400	1 033	1 486
弃风成本/元	3 810	317	275
碳封存成本/元	0	0	106
碳排放/t	17.32	13.93	14.88

由表 2 可以看出，场景 2 相较于场景 1 来说总成本下降了 27.91%，弃风成本减少了 3 493 元，碳排放量降低了 3.39 t，但煤耗成本却增加了 633 元。这是由于相较于常规电厂，CCPP 加装了碳捕集设备来捕集火电机组所排放的 CO₂，并售卖多余的碳配额来进行获利使得总调度成本下降。但 CCPP 额外需要承担碳捕集的运行能耗，并且相较于场景 1 多了 P2G 进行甲烷化过程，因此所需要的电能也相应增加，提高了燃煤机组的出力以及风电的消纳；从碳交易成本来看，场景 3 相较于场景 1 由于阶梯碳价的影响，碳排放成本增加了 15.85%，而碳捕集电厂与 P2G 耦合减少了碳排放量，所以出售碳配额收益增加了 71.18%，因此总体碳交易收益增加 1 768 元。场景 3 在场景 2 的基础上加装了储液罐，从系统碳排放量上看，相较于场景 2 碳排放量增加

了 0.94 t，弃风成本减少了 40 元，碳封存成本增加了 106 元，综合成本却降低了 166 元。这是由于 CCPP-P2G 的耦合使得碳捕集电厂与风电场给予碳捕集设备和 P2G 设备的能耗增加，碳配额出售相应的增加，且大于碳排放成本的增加，所以碳交易的收益增加了 85 元。

因此 CCPP-P2G 的耦合虽然会增加碳捕集设备以及 P2G 设备的能耗以至于使燃煤机组的出力大大提高，但其能够实现 CO₂ 的循环利用并减少了向外界购气，同时也提高了本文所提模型的经济效益且具有良好的消纳效果。

4.4 P2G 容量灵敏性分析

P2G 运行功率不仅受其原料因素制约外，还受其容量因素制约进而影响对于风电的消纳情况。假设在免除原料因素制约的条件下，通过选用 400、500、600、700、800、900 kW 的 P2G 设备来分析其对于弃风率和碳排放的影响。

不同功率的 P2G 设备与系统弃风情况和碳排放量的对比如图 5 所示。由图 5 可以看出，随着 P2G 的容量的增大，弃风率随之降低，碳排放量逐渐升高。在 700 kW 到 800 kW 时，弃风率与碳排放量分别缓慢降低、增加，随着容量到达 800 kW 往后时弃风率为 0，系统已经无多余风电供给 P2G 设备，使得燃煤机组加大发力，碳排放量开始迅速增加。

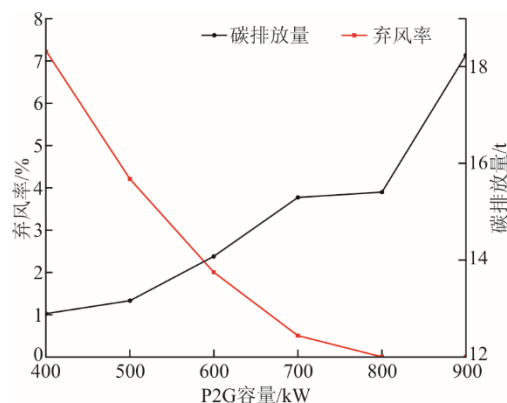


图 5 不同 P2G 设备容量下弃风率与碳排放量的对比
Fig.5 Comparison of wind abandonment rate and carbon emission for different P2G equipment capacities

4.5 V2G 不同调度策略分析

为验证本文所提调度策略的有效性，分以下 2 种场景进行对比：场景 4，在场景 3 基础上接入蒙特卡洛无序充电负荷；场景 5，在场景 3 基础上接入本文所提策略的充放电负荷。无序充电负荷以及有序充放电负荷如图 6 所示，不同场景下的总负

荷功率如图 7 所示, EV 在无序充电和有序充放电策略下的仿真结果对比见表 3。

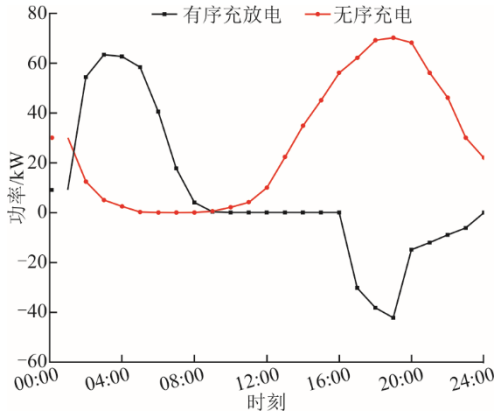


图 6 有序充放电以及无序充电负荷功率曲线
Fig.6 Load power curves of sequential charging and discharging and disordered charging

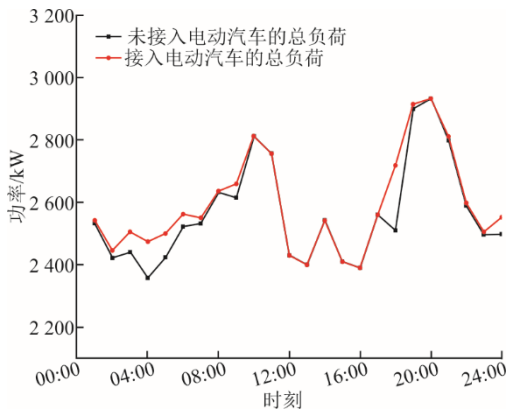


图 7 不同场景下的总负荷功率曲线
Fig.7 Total load power curves for different scenarios

表 3 EV 在无序充电和有序充放电策略下的仿真结果对比
Tab.3 Simulation results of EV under disordered charging and ordered charging/discharging strategies

场景	场景 3	场景 4	场景 5
总成本/元	18 743	20 122	18 591
购气成本/元	18 136	18 212	18 753
碳排放成本/元	4 226	4 607	3 626
碳配额出售/元	-5 642	-4 806	-5 296
煤耗成本/元	1 486	1 565	1 218
弃风成本/元	275	270	37
放电补贴成本/元	0	0	129
碳排放/t	14.88	15.09	14.01

从图 6 可以看出, 上层 IES 弃风时段主要集中在凌晨 02: 00 到 06: 00, 高峰时段主要集中在 17: 00—22: 00。结合表 3 可以看出, 系统在无序充电接入下, 由于其充电集中在高峰时段, 此时风电场已无多余风电提供, 燃煤机组和燃气机组加大

出力, 造成了“峰上加峰”的现象, 并且碳排放量增加了 0.21 t。而本文所提的充放电策略虽然放电损耗成本增加了 129 元, 但总调度成本相较于场景 3 却降低了 152 元。这是由于 V2G 在弃风时段接入大量便宜风电进行充电, 到高峰时段代替部分燃煤机组发电, 实现了系统的“能量时移”。同时弃风成本与碳排放量分别降低 138 元与 0.87 t, 验证了本文所提低碳与风电消纳最大化的经济调度模型的有效性。此外, 通过图 7 可以看出, 随着有序充放电的电动汽车负荷接入, 在凌晨时段的弃风被加以利用增大了用电负荷以至于减小了负荷峰谷差。

4.6 阶梯碳交易机制分析

为验证阶梯碳交易的有效性, 现设置以下 3 种场景进行对比: 场景 6, 不考虑碳交易机制; 场景 7, 考虑统一型碳交易机制; 场景 8, 考虑本文所提的阶梯碳交易机制。图 8 为不同碳交易机制下各场景成本对比, 图 9、图 10 分别为场景 7、场景 8 下不同基价的总成本与碳排放。

经过计算, 得到不同场景下系统碳排放量分别为 17.65、16.82、14.88 t。通过图 8 可以看出: 场景 7 相较于场景 6 总成本下降了 675 元, 碳排放量下降了 0.83 t; 场景 8 相较于场景 7 总成本下降了 336 元, 碳排放量下降了 1.94 t。由此可以看出阶梯碳交易机制的碳排放量的约束能力以及经济性高于统一型碳交易。

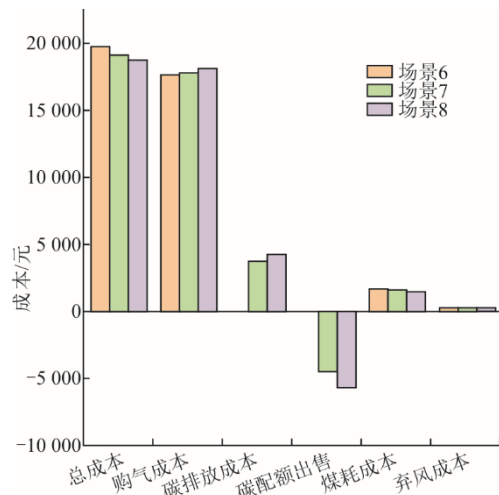


图 8 不同碳交易机制下各场景成本对比
Fig.8 Comparison of the cost of each scenario under different carbon trading mechanisms

由于场景 6 不含碳交易成本, 在调度过程中会优先使用便宜火电来使综合成本达到最低, 因此其

碳排放量远远高于其他场景；场景 7 采用统一型碳交易虽然相较于场景 6 总成本与碳排放量都有下降，但固定碳价限制了碳减排的作用；而场景 8 采用阶梯式碳交易，虽然其碳排放成本相较于场景 7 增加了 16.84%。但随着碳排放量的提高，碳价呈现阶梯式增长，系统调整更多低碳的燃气机组来代替高碳排的燃煤机组出力，实现了系统的低碳运行。从而将多余的碳配额进行售卖，获得的收益相较于场景 7 增加了 28.0%，并且售卖配额所获得的利益高于采用阶梯碳价增加的成本。因此，在碳交易机制下，本文所提的策略在约束碳排放的同时兼顾了系统的经济效益。

此外，通过图 9、图 10 可知在不同基价下统一型碳交易与阶梯碳交易对系统碳排放量与总成本的影响。从碳排放量上可以看出，随着基价的升高，通过售出单位碳排放权配额价格增加，因此通过降低碳排放量来获取收益增加，直至基价在 180 元后趋于稳定。而统一型碳交易在基价 220 元时碳排放量才趋于稳定。

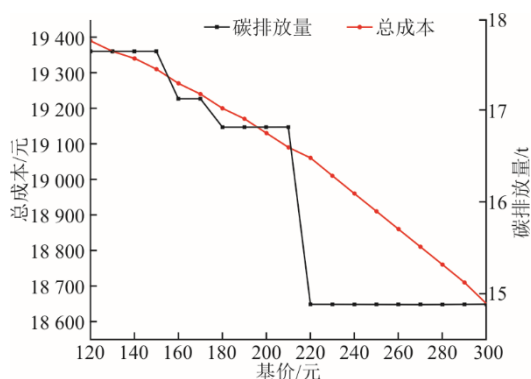


图 9 场景 7 下不同基价的总成本与碳排放
Fig.9 Total cost and carbon emissions for different base prices under harmonized carbon trading

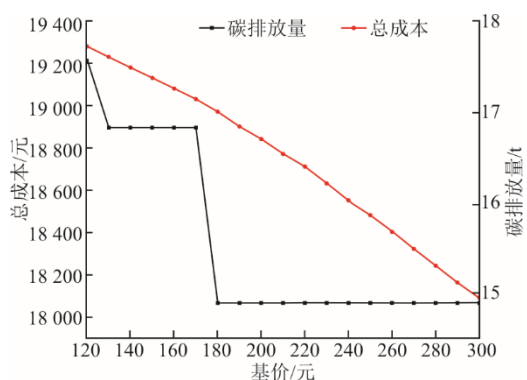


图 10 场景 8 下不同基价的总成本与碳排放
Fig.10 Total cost and carbon emissions for different base prices under stepped carbon trading

因此阶梯碳交易相对于统一型碳交易有更为严格的碳排放约束。从系统成本而言，在不同基价下，阶梯碳交易总成本都比统一型碳交易低。在基价为 300 元时，阶梯碳交易总成本降至 18 090 元，而统一型碳交易为 18 650 元。可以看出阶梯碳交易对于含 CCPP 与 P2G 耦合的系统有更好的经济性。

5 结 论

本文提出了基于阶梯碳交易的 CCPP-P2G 耦合和 V2G 的虚拟电厂低碳经济调度模型，将储液罐作为 CO₂ “缓冲站”来耦合 CCPP 与 P2G，在此基础上引入 V2G 来进行系统的能量时移来提升风电上网率，并引入阶梯碳交易机制来约束 VPP 系统低碳排放。通过设置不同场景进行分析得出以下结论。

1) 相较于传统燃煤机组，CCPP 通过捕集 CO₂ 作为原料供给给 P2G 设备，既能降低系统整体的碳排放量又能给系统带来收益，并且由于其改变净出力的下限，从而提高了风电消纳的能力。

2) 通过采用储液罐作为 CO₂ “缓冲站”来连接 CCPP 与 P2G 设备，实现了 CO₂ 的循环利用，减少了购气成本，使得系统综合成本下降并降低了弃风量，电力系统的灵活性得到了进一步提升。

3) 通过对 IES 接入 EV，在弃风时段接入大量便宜风电进行充电，到高峰时段代替部分燃煤机组发电，实现了系统的“能量时移”。具有良好低碳经济效益的同时实现了风电消纳的最大化。

4) 相较于阶梯型碳交易，统一型碳交易结合碳捕集虽然也能减少碳排放量与系统成本，但其统一碳价并不能很好调度系统各机组的出力。阶梯碳交易引入阶梯式碳价，与碳捕集结合后进一步地挖掘了系统的低碳特性同时也兼顾了系统的经济效益。

[参 考 文 献]

- [1] 李政, 陈思源, 董文娟, 等. 碳约束条件下电力行业低碳转型路径研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 3987-4000.
LI Zheng, CHEN Siyuan, DONG Wenjuan, et al. Low carbon transition pathway of power sector under carbon emission constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 3987-4000.
- [2] 谢启跃, 应雨龙. 基于深度确定性策略梯度的电-气综合能源微网优化调度研究[J]. 热力发电, 2022, 51(3): 141-147.
XIE Qiyue, YING Yulong. Research on optimal dispatch of electricity-gas integrated energy microgrid based on deep deterministic policy gradient[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(3):141-147.
- [3] MCLAUGHLIN H, LITTLEFIELD A A, MENEFFEE M, et al. Carbon capture utilization and storage in review:

- Sociotechnical implications for a carbon reliant world[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023, 177: 113215.
- [4] YUN Y, ZHANG D, YANG S, et al. Low-carbon optimal dispatch of integrated energy system considering the operation of oxy-fuel combustion coupled with power-to-gas and hydrogen-doped gas equipment[J]. *Energy*, 2023, 283: 129127.
- [5] 崔杨, 张聪, 张璐, 等. 基于风电-碳捕集电力系统的灵活性调峰策略[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(6): 10-17.
- CUI Yang, ZHANG Cong, ZHANG Lu, et al. Flexible peak shaving strategy of power system based on wind power-carbon capture[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(6): 10-17.
- [6] 周任军, 肖钧文, 唐夏菲, 等. 电转气消纳新能源与碳捕集电厂碳利用的协调优化[J]. *电力自动化设备*, 2018, 38(7): 61-67.
- ZHOU Renjun, XIAO Junwen, TANG Xiafei, et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2018, 38(7): 61-67.
- [7] 王义军, 李梦涵, 齐岩. 计及碳捕集电厂综合灵活运行方式的含 P2G 综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(1): 1-8.
- WANG Yijun, LI Menghan, QI Yan. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system with P2G considering comprehensive and flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(1): 1-8.
- [8] 崔杨, 姜涛, 仲悟之, 等. 电动汽车与热泵促进风电消纳的区域综合能源系统经济调度方法[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(2): 1-7.
- CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, et al. Economic dispatch approach of RIES for electric vehicle and heat pump to promote wind power accommodation[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(2): 1-7.
- [9] 孟明, 腊志源, 王喜平, 等. 基于光热电站与电动汽车的综合能源系统风电消纳策略[J]. *热力发电*, 2022, 51(9): 42-53.
- MENG Ming, LA Zhiyuan, WANG Xiping, et al. Wind power consumption strategy of integrated energy system based on concentrating solar power and electric vehicle[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(9): 42-53.
- [10] 李怡然, 张姝, 肖先勇, 等. V2G 模式下计及供需两侧需求的电动汽车充放电调度策略[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(3): 129-135.
- LI Yiran, ZHANG Shu, XIAO Xianyong, et al. Charging and discharging scheduling strategy of EVs considering demands of supply side and demand side under V2G mode[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(3): 129-135.
- [11] SIDDHARTHA P, SUJEETH T, SHIVA B, et al. Integration of renewable energy sources with power management strategy for effective bidirectional vehicle to grid power transfer[J]. *Procedia Computer Science*, 2023, 218: 9-23.
- [12] 张程, 匡宇, 邹复民, 等. 考虑风光不确定性与电动汽车的综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(10): 236-244.
- ZHANG Cheng, KUANG Yu, ZOU Fumin, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy system considering wind and solar uncertainty and electric vehicles[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(10): 236-244.
- [13] 贾士铎, 康小宁, 黑皓杰, 等. 基于 V2G 负荷反馈修正的电热氢综合能源系统多层协调优化调度[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(15): 100-110.
- JIA Shiduo, KANG Xiaoning, HEI Haojie, et al. Multi-layer coordinated optimization scheduling of electric-thermal-hydrogen integrated energy system based on V2G load feedback correction[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(15): 100-110.
- [14] 胡福年, 徐伟成, 陈军. 计及电动汽车充电负荷的风电-光伏-光热联合系统协调调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(13): 10-20.
- HU Funian, XU Weicheng, CHEN Jun. Coordinated scheduling of wind power photovoltaic solar thermal combined system considering electric vehicle charging load[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(13): 10-20.
- [15] 任德军, 刘自发, 高峰, 等. 考虑碳交易机制与需求响应的园区综合能源系统电热协同运行优化研究[J]. *热力发电*, 2022, 51(3): 119-130.
- REN Dejun, LIU Zifa, GAO Feng, et al. Electrothermal coordinated operation optimization of park integrated energy system considering carbon trading mechanism and demand response[J]. *Thermal Power Generation*, 2022, 51(3): 119-130.
- [16] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(6): 2042-2054.
- CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2042-2054.
- [17] 喻鑫, 胡志坚, 陈锦鹏, 等. 阶梯碳下考虑 P2G-CCS 与供需灵活响应的 IES 优化调度[J/OL]. *武汉大学学报(工学版)*: 1-14. [2023-10-26]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1675.T.20230516.1341.002.html>.
- YU Xin, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering P2G-CCS coupling and supply-demand flexible response under stepped carbon[J/OL]. *Engineering Journal of Wuhan University*: 1-14. [2023-10-26]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1675.T.20230516.1341.002.html>.
- [18] 骆钊, 王菁慧, 王华, 等. 考虑碳捕集和电转气的综合能源系统优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(12): 127-134.
- LUO Zhao, WANG Jinghui, WANG Hua, et al. Optimized scheduling of integrated energy system considering carbon capture and power-to-gas[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(12): 127-134.
- [19] 张响, 段俊东, 康博阳. 考虑电动汽车灵活储能的微电网双重激励优化调度[J]. *储能科学与技术*, 2023, 12(8): 2556-2564.
- ZHANG Xiang, DUAN Jundong, KANG Boyang. Dual incentive optimal scheduling of microgrid considering flexible energy storage of electric vehicles[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2023, 12(8): 2556-2564.

- [20] 李玉婷, 彭敏放. 考虑碳捕集与甲烷化的综合能源微电网分布式优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(3): 46-53.
LI Yuting, PENG Minfang. Distributed optimal dispatching of integrated energy microgrid considering carbon capture and methanation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(3): 46-53.
- [21] 崔杨, 曾鹏, 惠鑫欣, 等. 考虑碳捕集电厂综合灵活运行方式的低碳经济调度[J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1877-1886.
CUI Yang, ZENG Peng, HUI Xinxin, et al. Low-carbon economic dispatch considering the integrated flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1877-1886.
- [22] 侯慧, 薛梦雅, 陈国炎, 等. 计及电动汽车充放电的微电网多目标分级经济调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(17): 55-62.
HOU Hui, XUE Mengya, CHEN Guoyan, et al. Multi-objective hierarchical economic dispatch for microgrid considering charging and discharging of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(17): 55-62.
- [23] 李健华, 陈雪, 付浩, 等. 碳电市场环境下火电厂市场竞争策略及交易技术[J]. 四川电力技术, 2023, 46(3): 46-52.
LI Jianhua, CHEN Xue, FU Hao, et al. Bidding strategy and trading technology of thermal power plant in the environment of carbon and electricity market[J]. Sichuan Electric Power Technology, 2023, 46(3): 46-52.
- [24] 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.
QIN Ting, LIU Huaidong, WANG Jinqiao, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 8-13.
- [25] 王开艳, 梁岩, 贾嵘, 等. 不确定环境下基于纳什谈判的含掺氢燃气综合能源多微网两阶段优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3141-3159.
WANG Kaiyan, LIANG Yan, JIA Rong, et al. Two-stage optimal scheduling of nash negotiation-based integrated energy multi-microgrids with hydrogen-doped gas under uncertain environment[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3141-3159.

(责任编辑 邓玲惠)