

引用格式:张林垚,吴桂联,倪识远,等.考虑参数自适应阶梯碳交易的含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统优化调度[J].电力科学与技术学报,2024,39(3):228-241.
Citation:ZHANG Linyao, WU Guilian, NI Shiyuan, et al. Optimal scheduling of an integrated rural energy system with coupled hybrid hydrogen-carbon capture considering parameter adaptive stepped carbon trading[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(3): 228-241.

考虑参数自适应阶梯碳交易的含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统优化调度

张林垚¹, 吴桂联¹, 倪识远¹, 林 锟², 刘丽军²

(1. 国网福建省电力有限公司经济技术研究院, 福建 福州 350011; 2. 福州大学电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108)

摘要:建设清洁高效的新型农村能源系统对全面推进乡村振兴战略具有重要意义。构建一种含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统运行模式,并提出考虑参数自适应的阶梯碳交易与阶梯激励型需求响应的低碳经济调度策略。首先,建立掺氢改造后燃气机组的精细化模型,并融合两阶段电转气、碳捕集技术,形成混氢—碳捕集耦合运行模式;其次,引入阶梯激励型需求响应,推进用户用能方式转变,缓解系统负荷高峰期供能压力;最后,引入阶梯碳交易机制并以系统运行成本最小为目标构造运行层优化模型,并采用 CPLEX 进行求解,同时计算碳排放总量,以碳排放量最小作为碳交易机制参数层优化目标,并通过粒子群算法寻优,确定最优碳交易机制参数与运行策略。通过设置不同情景进行对比,验证所提调度策略可有效降低系统碳排放并实现经济运行。

关键词:掺氢;两阶段 P2G;阶梯碳交易;需求响应;农村综合能源系统

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2024.03.025 中图分类号: TM732 文章编号: 1673-9140(2024)03-0228-14

Optimal scheduling of an integrated rural energy system with coupled hybrid hydrogen-carbon capture considering parameter adaptive stepped carbon trading

ZHANG Linyao¹, WU Guilian¹, NI Shiyuan¹, LIN Kun², LIU Lijun²

(1. Institute of Economic and Technology, State Grid Fujian Electric Power Company, Fuzhou 350011, China;

2. College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China)

Abstract: Building clean and efficient integrated rural energy systems is of great significance to the comprehensive promotion of the rural revitalization strategy, an integrated energy system operation model with hydrogen mixing-carbon capture coupling is constructed, and a low-carbon economic scheduling strategy that takes into account the parameter-adaptive stepped carbon trading and stepped incentive-based demand response is proposed in this paper. Firstly, a refined model of gas-fired units after hydrogen doping reform is established, and two-stage electricity-to-gas conversion, carbon capture technologies are integrated to form a coupled hydrogen mixing-carbon capture operation mode; secondly, stepped incentive demand response is introduced to promote the transformation of users' energy use and alleviate the pressure of energy supply during the peak load period of the integrated energy system; finally, a step carbon trading mechanism is introduced to construct an operation optimization model with the aim of minimizing the operating cost, and CPLEX is adopted to optimize the operation mode of the integrated energy system. Finally, the stepped carbon trading mechanism is introduced and the operation model is constructed with the goal of minimizing the system operation cost, and the CPLEX is used to solve the model, while the total carbon emission is calculated to

收稿日期: 2023-09-14; 修回日期: 2023-11-14

基金项目: 福建省创新战略研究项目(2022R0161)

通信作者: 张林垚(1980—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事配电网规划方面的研究; E-mail: 13859086609@139.com

minimize the carbon emission as the optimization goal of the parameters of the carbon trading mechanism, and the particle swarm algorithm is used for finding the optimal parameters of the optimal carbon trading mechanism and the operation strategy. By setting different scenarios for comparison, it is verified that the proposed scheduling strategy can effectively reduce carbon emissions and realize economic operation.

Key words: hydrogen doping; two-stage p2g; stepped carbon trading; demand response; integrated rural energy system

实现农村现代化建设是全面推进乡村振兴战略的总目标,而能源是农民生活水平、农村产业、农村环境的连接纽带,推进农村能源结构改革,形成天然气、风能、氢能等清洁能源耦合的农村“新能源+”发展模式是推动农村现代化建设的關鍵。综合能源系统(integrated energy system, IES)通过集成耦合多种能源,实现农村能源统一管理与调度,满足终端用户电、热、气等多种用能需求。相较于传统农村供能系统,综合能源系统可进一步提升能源利用效率,并降低源侧碳排放^[1-2]。

现阶段关于农村综合能源系统相关研究主要围绕生物质能平替天然气供能进行建模^[3-4],鲜有相关研究考虑引入电转气(power to gas, P2G)技术处理可再生能源不确定性,而农村地区土地广袤,可再生资源丰富,目前已有相关绿氢试点建立^[5]。文献[6-8]引入两阶段P2G技术大大降低了IES弃风弃光现象,降低系统运行成本;文献[9-10]将P2G与碳捕集结合,降低了CO₂购买封存成本,提升了综合能灵活性。上述文献对碳捕集与P2G中的氢能、天然气流耦合过程进行分析,但是未充分考虑氢能可在甲烷化以外的用途,而对燃气机组掺氢改造可进一步提高氢气的利用效率、降低碳排放以及促进新能源消纳。文献[11]建立计及P2G与掺氢燃气机组耦合的协同优化调度模型,有效降低了IES碳排放;文献[12]引入光热甲烷重整制氢与燃气掺氢耦合构建了IES低碳调度模型,提高了新能源消纳水平。上述研究表明引入P2G并对燃气机组掺氢改造可实现IES低碳运行,促进新能源消纳,但对IES的低碳性挖掘仍有待加强。

而碳交易市场的应运而生则进一步推动了IES的低碳运行,文献[13-14]在综合能源系统中引入碳交易成本对系统碳排放进行约束;文献[15]则在含氢综合能源系统中引入阶梯式碳交易机制,更进一步约束了系统碳排放;文献[16]分析了阶梯碳交易参数与掺氢比例对系统低碳经济调度的作用。但上述文献均未调动用户侧资源参与

系统优化调度,仅侧重于降低IES碳排放,未对IES经济性进行挖掘。需求侧响应可实现供需双向互动,降低IES运行成本,提升系统运行灵活性^[17],其中激励型需求响应控制原理简单、不确定性较低且对用户与企业更具有吸引力^[18]。文献[19]构建了考虑激励型需求响应的农村综合能源系统,提升了系统运行的灵活性;文献[20]引入阶梯激励型需求响应机制,更进一步平抑负荷曲线波动,提升了系统新能源消纳率与系统经济效益;文献[21-22]联合阶梯碳交易机制与激励型需求响应机制构建IES多时间尺度优化模型,实现了IES的低碳经济运行。但上述研究中碳交易机制参数均采用固定值,无法根据系统运行情况自适应变化以最大程度约束系统碳排放,而事实上碳交易机制对碳排放奖惩力度过高或过低都会导致系统对碳排放不敏感,因此需要设定合理的碳交易机制参数以深挖系统的低碳潜力。

为此,本文构建含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统并引入参数自适应阶梯碳交易联合阶梯激励型需求响应机制,分别以系统运行成本与系统碳排放总量最小为目标函数构建IES双层模型,基于系统运行层优化结果,以总碳排放量最小为碳交易机制参数优化层目标,通过粒子群算法对目标寻优,确定最优目标下的碳交易机制参数,以达到改进阶梯碳交易机制并兼顾系统经济性目的。最后,基于多种场景分析验证本文所提模型的合理性。

1 含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统结构

本文所提出的含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统如图1所示,能源输入机组包括风电机组、外购电能、外购气能;能量转换设备包括燃气轮机、余热锅炉、燃气锅炉、电解槽、甲烷反应器、氢燃料电池以及基于有机朗肯循环(organic rankine cycle, ORC)的低温余热发电装置;储能设备包括蓄电池、蓄热槽、储气罐、氢储能设备;同时对系统内燃气机组加装碳捕集装置。

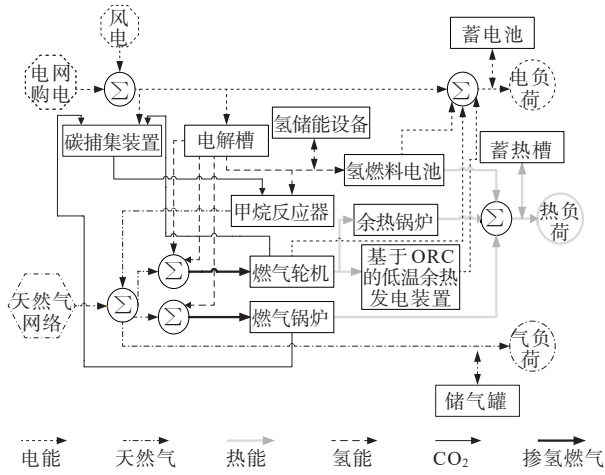


图1 农村综合能源系统结构

Figure 1 Integrated energy system structure diagram

2 考虑碳交易与需求响应的含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统模型

2.1 两阶段P2G运行模型

1) 电解槽(electrolyzer, EL)模型。

$$\begin{cases} P_{EL, H_2} = \eta_{EL} P_{e, EL} \\ P_{EL, H_2} K = L_{H_2} M_{H_2, EL} \\ P_{e, EL}^{\min} \leq P_{e, EL} \leq P_{e, EL}^{\max} \\ P_{e, EL}(t+1) - P_{e, EL}(t) \leq \Delta P_{e, EL, \max} \\ P_{e, EL}(t+1) - P_{e, EL}(t) \geq \Delta P_{e, EL, \min} \end{cases} \quad (1)$$

式中, P_{EL, H_2} 为EL产氢功率; η_{EL} 为EL电制氢能量转换效率; $P_{e, EL}$ 为EL输入的电功率; $M_{H_2, EL}$ 为EL制取所得氢气质量; L_{H_2} 为氢气热值; K 为 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 电能所对应能量, 即 $3.6 \times 10^6 \text{ J}$; $P_{e, EL}^{\max}$ 、 $P_{e, EL}^{\min}$ 分别为输入EL的功率上、下限; $P_{e, EL, \max}$ 、 $P_{e, EL, \min}$ 分别为EL爬坡上、下限。

2) 甲烷反应器(methane reactor, MR)模型。

$$\begin{cases} P_{MR, g} = \eta_{MR} P_{H_2, MR} \\ P_{H_2, MR} = L_{H_2} M_{H_2, MR} \\ P_{H_2, MR, \min} \leq P_{H_2, MR} \leq P_{H_2, MR, \max} \\ P_{MR, g} K = L_{CH_4} M_{CH_4, MR} \\ M_{CO_2, MR} = F M_{CH_4, MR} \end{cases} \quad (2)$$

式中, $P_{MR, g}$ 为MR输出的天然气功率; $P_{H_2, MR}$ 为MR输入的氢能; $M_{H_2, MR}$ 为MR输入的氢气质量; $M_{CH_4, MR}$ 为MR生成的天然气质量; $M_{CO_2, MR}$ 为MR所消耗的 CO_2 质量; F 为MR生成单位质量天然气所消耗的 CO_2 质量; L_{CH_4} 为甲烷的热值; $P_{H_2, MR, \max}$ 、 $P_{H_2, MR, \min}$ 分别为MR输入氢能上、下限。

3) 氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)模型。

$$\begin{cases} P_{HFC, e} = \eta_{HFC}^e P_{H_2, HFC}, P_{HFC, h} = \eta_{HFC}^h P_{H_2, HFC} \\ P_{H_2, HFC} K = L_{H_2} M_{H_2, HFC} \\ P_{H_2, HFC}(t+1) - P_{H_2, HFC}(t) \leq P_{H_2, HFC, \max} \\ P_{H_2, HFC}(t+1) - P_{H_2, HFC}(t) \geq P_{H_2, HFC, \min} \\ 0 \leq P_{H_2, HFC} \leq P_{H_2, HFC}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中, $P_{HFC, e}$ 为HFC输出电能; $P_{HFC, h}$ 为HFC输出热能; $P_{H_2, HFC}$ 为HFC输入氢能; $M_{H_2, HFC}$ 为HFC消耗的氢气质量; $P_{H_2, HFC, \max}$ 、 $P_{H_2, HFC, \min}$ 为氢燃料电池爬坡上、下限; $P_{H_2, HFC}^{\max}$ 为HFC输入的最大氢功率, η_{HFC}^e 、 η_{HFC}^h 分别为HFC的热电转换效率。

2.2 燃气锅炉掺氢运行模型

文献[23]表明对于燃气锅炉(gas boiler, GB)而言, 当掺氢天然气的氢气体积分数比在 $0 \sim 0.4$ 时, 无明显回火风险, 可维持安全运行。

$$\begin{cases} P_{GB, h} = \eta_{GB} P_{g, GB} \\ P_{g, GB} K = M_{CH_4, GB} L_{CH_4} + M_{H_2, GB} L_{H_2} \\ M_{CO_2, GB} = \mu V_{CH_4, GB}, M_{CH_4, GB} = V_{CH_4, GB} \rho_{CH_4} \\ M_{H_2, GB} = V_{H_2, GB} \rho_{H_2} \\ 0 \leq V_{H_2, GB} \leq (V_{H_2, GB} + V_{CH_4, GB}) Y_{H_2, GB}^{\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中, $P_{GB, h}$ 为GB输出热功率; $P_{g, GB}$ 为GB输入的天然气的功率; η_{GB} 为GB转换效率; $M_{CH_4, GB}$ 、 $M_{H_2, GB}$ 分别为GB消耗的甲烷、氢气质量; $V_{CH_4, GB}$ 、 $V_{H_2, GB}$ 分别为GB所消耗的甲烷、氢气体积; μ 为单位体积甲烷完全燃烧产生的 CO_2 质量; ρ_{CH_4} 、 ρ_{H_2} 分别为甲烷、氢气密度; $Y_{H_2, GB}^{\max}$ 为GB掺氢最大比例。

2.3 热电联产(combined heat and power, CHP)机组掺氢运行模型

文献[24]表明对于燃气轮机而言, 当天然气掺氢的氢气体积分数比在 $0.1 \sim 0.2$ 时, 可实现安全稳定燃烧。

$$\begin{cases} P_{g, CHP} K = L_{CH_4} M_{CH_4, CHP} + L_{H_2} M_{H_2, CHP} \\ 0 \leq P_{g, CHP} \leq P_{g, CHP}^{\max} \\ P_{g, CHP}(t+1) - P_{g, CHP}(t) \leq P_{g, CHP, \max} \\ P_{g, CHP}(t+1) - P_{g, CHP}(t) \geq P_{g, CHP, \min} \\ P_{gt, e} = \eta_{gt}^e P_{g, CHP}, P_{gt, h} = \eta_{gt}^h P_{g, CHP} \\ P_{WHB, h} = \eta_{WHB} P_{WHB} \\ 0 \leq P_{WHB} \leq P_{WHB, \max} \\ P_{ORC, e} = P_{ORC} \eta_{ORC} \\ 0 \leq P_{ORC} \leq P_{ORC, \max} \\ P_{gt, h} = P_{ORC} + P_{WHB} \\ \kappa_{CHP, \min} \leq \frac{P_{WHB, h}}{P_{ORC, e} + P_{gt, e}} \leq \kappa_{CHP, \max} \end{cases} \quad (5)$$

式中, $P_{g, \text{CHP}}$ 为燃气轮机输入气功率; $M_{\text{CH}_4, \text{CHP}}, M_{\text{H}_2, \text{CHP}}$ 分别为燃气轮机消耗的甲烷、氢气质量; $P_{g, \text{CHP}}^{\max}$ 为燃气轮机输入功率上限; $P_{g, \text{CHP}, \max}, P_{g, \text{CHP}, \min}$ 分别为燃气轮机爬坡上、下限; $\eta_{\text{gt}}^e, \eta_{\text{gt}}^h$ 分别为燃气轮机的电热转换效率; $P_{\text{gt}, e}, P_{\text{gt}, h}$ 分别为燃气轮机输出电热功率; $P_{\text{WHB}, h}, P_{\text{WHB}}$ 以及 $P_{\text{WHB}, \max}$ 分别为余热锅炉输出热功率、输入功率以及输入功率上限; η_{WHB} 为余热锅炉热转换效率; $P_{\text{ORC}, e}, P_{\text{ORC}}, P_{\text{ORC}, \max}$ 分别为 ORC 余热发电功率、输入功率以及 ORC 输入功率上限; $\kappa_{\text{CHP}, \max}, \kappa_{\text{CHP}, \min}$ 分别为热电联产机组热电比上、下限。

$$\begin{cases} M_{\text{CH}_4, \text{CHP}} = V_{\text{CH}_4, \text{CHP}} \rho_{\text{CH}_4}, M_{\text{H}_2, \text{CHP}} = V_{\text{H}_2, \text{CHP}} \rho_{\text{H}_2} \\ M_{\text{CO}_2, \text{CHP}} = \mu V_{\text{CH}_4, \text{CHP}} \\ 0 \leq V_{\text{H}_2, \text{CHP}} \leq (V_{\text{H}_2, \text{CHP}} + V_{\text{CH}_4, \text{CHP}}) Y_{\text{H}_2, \text{CHP}}^{\max} \end{cases} \quad (6)$$

式中, $V_{\text{CH}_4, \text{CHP}}, V_{\text{H}_2, \text{CHP}}$ 分别为燃气机组消耗的甲烷、氢气体积; $Y_{\text{H}_2, \text{CHP}}^{\max}$ 为燃气轮机掺氢最大比例。

2.4 碳捕集模型

碳捕集模型为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{CCS}} \leq P_{\text{CCS}}^{\max} \\ P_{\text{CCS}} = M_{\text{CO}_2, \text{in}} \eta_{\text{CCS}} \\ M_{\text{CO}_2, \text{out}} = V_{\text{CO}_2, \text{out}} \rho_{\text{CO}_2} \\ V_{\text{F}}(t+1) = V_{\text{F}}(t) + \frac{V_{\text{CO}_2, \text{in}}}{\eta_{\text{in}}} - \frac{V_{\text{CO}_2, \text{out}}}{\eta_{\text{out}}} \\ V_{\text{P}} + V_{\text{F}} = V_{\text{PF}, \max} \\ 0 \leq M_{\text{CO}_2, \text{in}} \leq (M_{\text{CO}_2, \text{CHP}} + M_{\text{CO}_2, \text{GB}}) \zeta \end{cases} \quad (7)$$

式中, P_{CCS} 为碳捕集设备所消耗电功率; P_{CCS}^{\max} 为碳捕集设备所消耗电功率上限; η_{CCS} 为吸收处理单位质量 CO_2 所消耗的电能; $M_{\text{CO}_2, \text{in}}, M_{\text{CO}_2, \text{out}}, V_{\text{CO}_2, \text{out}}$ 分别为碳捕集设备吸收处理的 CO_2 质量以及释放再利用的 CO_2 质量与体积, 本文认为所捕集 CO_2 全部用于甲烷化; ρ_{CO_2} 为 CO_2 密度; $V_{\text{P}}, V_{\text{F}}$ 分别为贫液体积、富液体积; $\eta_{\text{in}}, \eta_{\text{out}}$ 分别为单位体积富液、贫液所能吸收的 CO_2 体积; ζ 为碳捕集的烟气分流比例。

2.5 阶梯碳交易模型

1) 实际碳排放模型。

$$\begin{cases} E_{e, \text{buy}}(t) = \alpha P_{e, \text{buy}}(t) \\ E_{\text{ins}}(t) = M_{\text{CO}_2, \text{GB}}(t) + M_{\text{CO}_2, \text{CHP}}(t) - M_{\text{CO}_2, \text{MR}} \\ E_{\text{a}}(t) = E_{e, \text{buy}}(t) + E_{\text{ins}}(t) \end{cases} \quad (8)$$

式中, $P_{e, \text{buy}}(t)$ 为 t 时刻 IES 的购电量; $E_{e, \text{buy}}(t)$ 为 t

时刻因购电所产生的碳排放; α 为燃煤机组产生单位电能所对应的 CO_2 质量; $E_{\text{ins}}(t)$ 为系统内部产生的碳排放量; $E_{\text{a}}(t)$ 为 t 时刻 IES 产生的实际碳排放即系统总碳排放量。

2) 碳排放权配额模型。

$$\begin{cases} Q_{e, \text{buy}}(t) = \beta P_{e, \text{buy}}(t) \\ Q_{\text{CHP}}(t) = \lambda_{\text{h}}(P_{\text{CHP}, \text{h}}(t) + \varphi P_{\text{gt}, e}(t)) \\ Q_{\text{GB}}(t) = \lambda_{\text{h}} P_{\text{GB}, \text{h}}(t) \end{cases} \quad (9)$$

式中, $Q_{e, \text{buy}}(t), Q_{\text{CHP}}(t), Q_{\text{GB}}(t)$ 分别为 t 时刻燃煤机组、热电联产机组、燃气锅炉消耗的碳排放权配额; β 为燃煤机组消耗单位电能对应的碳排放权配额; λ_{h} 为单位供热量的碳排放权配额; φ 为发电量折算为供热量的折算系数。

3) 阶梯碳交易模型。

为进一步约束系统碳排放, 本文采取阶梯碳交易模型, 不同区间的碳排放权购售价格不同, 具体数学模型为

$$E_{\text{IES}, t}(t) = E_{\text{a}}(t) - Q_{e, \text{buy}}(t) - Q_{\text{CHP}}(t) - Q_{\text{GB}}(t) \quad (10)$$

式中, $E_{\text{IES}, t}(t)$ 为 t 时刻 IES 参与到碳交易市场的碳排放权交易额。

$$\begin{cases} f_{\text{CO}_2}(t) = \\ \left. \begin{aligned} & -\varepsilon(2+3\zeta)L + \varepsilon(1+3\zeta)(E_{\text{IES}, t}(t) + 2L), \\ & E_{\text{IES}, t}(t) \leq -2L \\ & -\varepsilon(1+\zeta)L + \varepsilon(1+2\zeta)(E_{\text{IES}, t}(t) + L), \\ & -2L < E_{\text{IES}, t}(t) \leq -L \\ & -\varepsilon(1+\zeta)E_{\text{IES}, t}(t), \\ & -L < E_{\text{IES}, t}(t) \leq 0 \\ & \varepsilon E_{\text{IES}, t}(t), \\ & 0 < E_{\text{IES}, t}(t) \leq L \\ & (1+\theta)\varepsilon(E_{\text{IES}, t}(t) - L) + \varepsilon L, \\ & L < E_{\text{IES}, t}(t) \leq 2L \\ & (1+2\theta)\varepsilon(E_{\text{IES}, t}(t) - 2L) + \varepsilon(2+\theta)L, \\ & E_{\text{IES}, t}(t) \geq 2L \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

式中, $f_{\text{CO}_2}(t)$ 为 t 时刻 IES 的碳交易成本; θ 为价格增长率; ζ 为补偿增长率; ε 为碳交易基价; L 为碳排放量区间长度。

2.6 阶梯激励型需求响应模型

本文针对电、气、热 3 类负荷建立转移型与削减型 2 类响应类型, 即

$$P_{\text{fl}}(t) = P_{\text{fl}}^{\circ}(t) + P_{\text{fl}}^{\text{tran}}(t) - P_{\text{fl}}^{\text{cut}}(t) \quad (12)$$

式中, $P_{kl}(t)$ 为 t 时刻需求响应后的 k 类负荷; $P_{kl}^o(t)$ 为需求响应前的 k 类负荷; $P_{kl}^{\text{tran}}(t)$ 为 t 时刻 k 类负荷转移量; $P_{kl}^{\text{cut}}(t)$ 为 t 时刻 k 类负荷削减量。

1) 可转移负荷。

为避免在一个调度周期内对转入功率和转出功率同时补偿, 可转移负荷的总响应功率按转出功率总和计算:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{kl, \text{tran}}^{\text{sum}} = \sum_{H=1}^{H=H_1} \sum_{t=t_1}^{T_1} P_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t) \\ P_{kl, \text{out}}^{\text{min}} \leq P_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t) \leq P_{kl, \text{out}}^{\text{max}} \\ P_{kl, \text{in}}^{\text{min}} \leq P_{kl, \text{in}}^{\text{tran}}(t) \leq P_{kl, \text{in}}^{\text{max}} \\ P_{kl}^{\text{tran}}(t) = \xi_{kl, \text{in}}^{\text{tran}}(t) P_{kl, \text{in}}^{\text{tran}}(t) - \xi_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t) P_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t) \\ 0 \leq \xi_{kl, \text{in}}^{\text{tran}}(t) + \xi_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t) \leq 1 \\ \sum_{t=1}^T P_{kl}^{\text{tran}}(t) = 0 \end{array} \right. \quad (13)$$

式中, $P_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t)$ 、 $P_{kl, \text{in}}^{\text{tran}}(t)$ 为 t 时刻负荷转出与转入功率; $P_{kl, \text{out}}^{\text{max}}$ 、 $P_{kl, \text{in}}^{\text{max}}$ 分别为负荷转出与转入功率上限; $P_{kl, \text{out}}^{\text{min}}$ 、 $P_{kl, \text{in}}^{\text{min}}$ 分别为负荷转出与转入功率下限; $\xi_{kl, \text{in}}^{\text{tran}}(t) = 1$; $\xi_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t) = 0$ 为 t 时刻转入负荷, 反之则为转出负荷, 同一时刻不能同时转入与转出负荷; t_1 为用户参与转出 k 类负荷时段的初始时刻; T_1 为用户参与转出 k 类负荷时段的最后时刻; H_1 为用户参与转出 k 类负荷的时段数; $P_{kl, \text{tran}}^{\text{sum}}$ 为转出负荷功率总和; T 为调度周期。

2) 可削减型负荷。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{kl, \text{cut}}^{\text{sum}} = \sum_{C=1}^{C=C_1} \sum_{t=t_3}^{T_3} P_{kl}^{\text{cut}}(t) \\ 0 \leq P_{kl}^{\text{cut}}(t) \leq P_{kl, \text{cut}}^{\text{max}} \end{array} \right. \quad (14)$$

式中, $P_{kl}^{\text{cut}}(t)$ 为 t 时刻参与削减的 k 类负荷; $P_{kl, \text{cut}}^{\text{max}}$ 为 k 类负荷削减上限; $P_{kl, \text{cut}}^{\text{sum}}$ 为一个调度周期内参与削减的 k 类负荷总和; t_3 为用户参与削减 k 类负荷时段的初始时刻; T_3 为用户参与削减 k 类负荷时段的最后时刻; C_1 为用户参与削减 k 类负荷的时段数。

3) 需求响应补贴模型。

为进一步激发用户参与需求响应积极性, 本文引入阶梯激励型需求响应数学模型, 同阶梯碳交易机制类似, 响应量越大的区间所对应的补贴金额越高, 具体数学模型为

$$P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} = P_{kl, \text{tran}}^{\text{sum}} + P_{kl, \text{cut}}^{\text{sum}} \quad (15)$$

式中, $P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}}$ 为调度周期内 k 类负荷参与需求响应的总功率。

$$C_{kl, \text{dr}} = \left\{ \begin{array}{l} \delta P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}}, \\ 0 \leq P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} \leq m \\ \delta m + (1 + \omega) \delta (P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} - m), \\ m \leq P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} \leq 2m \\ (2 + \omega) \delta m + (1 + 2\omega) \delta (P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} - 2m), \\ 2m \leq P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} \leq 3m \\ (3 + 3\omega) \delta m + (1 + 3\omega) \delta (P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} - 3m), \\ 3m \leq P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} \leq 4m \\ (4 + 6\omega) \delta m + (1 + 4\omega) \delta (P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} - 3m), \\ P_{kl, \text{dr}}^{\text{sum}} \geq 4m \end{array} \right. \quad (16)$$

式中, $C_{kl, \text{dr}}$ 为 k 类负荷需求响应补贴成本; δ 为补偿基价; ω 为补贴增长率; m 为补贴区间。

3 考虑参数自适应阶梯碳交易与阶梯激励型需求响应的 IES 优化模型

3.1 用户侧优化目标

用户基于需求响应补贴金额调整用能策略以实现用能效益最大化, 而调整用电行为所带来的不舒适成本可用二次型函数为^[25], 具体数学模型为

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{kl, \text{dr}}(t) = P_{kl, \text{out}}^{\text{tran}}(t) + P_{kl}^{\text{cut}}(t) \\ C_{u, k} = C_{kl, \text{dr}} - \sum_{t=1}^T \tau (P_{kl, \text{dr}}(t))^2 \end{array} \right. \quad (17)$$

式中, $C_{u, k}$ 为用户对于 k 类负荷用能效益的量化指标; τ 为用户参与需求响应的不舒适系数。用户侧优化目标为用能效益最大化。

3.2 系统供能侧优化目标

系统供能侧以运行总成本最小为目标优化系统内各设备出力, 具体数学模型为

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{IES}} = C_{\text{buy}} + \sum_{t=1}^T f_{\text{CO}_2}(t) + C_{\text{storage}} + C_{\text{WT}} + C_{kl, \text{dr}} + C_{\text{save}} \\ C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T (P_{\text{ie}}(t) P_{\text{e, buy}}(t) + P_{\text{ig}}(t) P_{\text{g, buy}}(t)) \\ C_{\text{storage}} = \sum_{t=1}^T a_{\text{CO}_2} m_{\text{storage}}(t) \\ C_{\text{WT}} = \sum_{t=1}^T a_{\text{WT}} P_{\text{WT, f}}(t) \\ C_{\text{save}} = \sum_{j \in E_q} \sum_{t=1}^T P_j \varphi_j \end{array} \right. \quad (18)$$

式中, C_{IES} 、 C_{buy} 、 C_{storage} 、 C_{WT} 、 C_{save} 分别为 IES 的运行成本、购能总成本、碳封存成本、弃风成本、运行维护成本; $P_{\text{ie}}(t)$ 、 $P_{\text{ig}}(t)$ 分别为 t 时刻电价与天然气价格; $P_{\text{e, buy}}(t)$ 、 $P_{\text{g, buy}}(t)$ 分别为 t 时刻购电量与购气量;

a_{CO_2} 、 a_{WT} 分别为单位质量的 CO_2 封存价格与弃风成本系数; $m_{storage}(t)$ 、 $P_{WT,f}(t)$ 分别为 t 时刻碳封存质量与弃风功率; E_Q 为系统内所有设备构成的集合; P_j 为第 j 个设备的输入功率; φ_j 为第 j 个设备的单位运行维护成本。

3.3 约束条件

1) 风电出力约束。

本文视日前风电预测出力值为日内风电机组实际出力下限, 日内系统实际消纳风电相关模型为

$$0 \leq P_{WT}(t) \leq P_{WT,max} \quad (19)$$

式中, $P_{WT,max}$ 为日前风电预测出力; $P_{WT}(t)$ 为日内 t 时刻系统实际消纳的风电出力。

2) 储能运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ES,n}^{cha}(t) \leq B_{ES,n}^{cha}(t) P_{ES,n}^{max} \\ 0 \leq P_{ES,n}^{dis}(t) \leq B_{ES,n}^{dis}(t) P_{ES,n}^{max} \\ S_n(1) = S_n(T) \\ B_{ES,n}^{dis}(t) + B_{ES,n}^{cha}(t) = 1 \\ S_n^{min} \leq S_n(t) \leq S_n^{max} \\ S_n(t) = S_n(t-1) + \eta_{ES,n}^{cha} P_{uES,n}^{cha}(t) - P_{uES,n}^{dis}(t) / \eta_{ES,n}^{dis} \end{cases} \quad (20)$$

式中, $P_{ES,n}^{cha}(t)$ 、 $P_{ES,n}^{dis}(t)$ 分别为第 n 类储能装置在 t 时刻的充放功率; $P_{ES,n}^{max}$ 为储能装置单次充、放电最大功率; $B_{ES,n}^{dis}(t)=1$, $B_{ES,n}^{cha}(t)=0$ 时, 为第 n 类储能装置在放能, 反之, 则为处于充能状态; $S_n(1)$ 、 $S_n(t)$ 、 $S_n(T)$ 分别为第 n 类储能装置在初始时刻, t 时刻以及调度周期最后时刻的容量; $P_{uES,n}^{cha}(t)$ 、 $P_{uES,n}^{dis}(t)$ 分别为第 n 类储能在 t 时刻充放电功率与额定充放功率的比值; $\eta_{ES,n}^{cha}$ 、 $\eta_{ES,n}^{dis}$ 分别为第 n 类储能的充放效率。

3) 电功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{e,buy} = P_{el}(t) + P_{e,EL}(t) + P_{ES,e}^{cha}(t) - P_{WT}(t) - P_{gt,e}(t) - P_{HFC,e}(t) - P_{ES,e}^{dis}(t) \\ 0 \leq P_{e,buy}(t) \leq P_{e,buy,max} \end{cases} \quad (21)$$

式中, $P_{e,buy,max}$ 为向上级电网的购电上限; $P_{ES,e}^{cha}(t)$ 、 $P_{ES,e}^{dis}(t)$ 分别为 t 时刻蓄电池充、放电功率。

4) 天然气功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{g,buy}(t) = P_{gl}(t) + P_{ES,g}^{cha}(t) - P_{ES,g}^{dis}(t) + P_{CH_4,CHP}(t) + P_{CH_4,GB}(t) - P_{MR,g}(t) \\ P_{CH_4,CHP} = L_{CH_4} M_{CH_4,CHP} / K \\ P_{CH_4,GB} = L_{CH_4} M_{CH_4,GB} / K \end{cases} \quad (22)$$

式中, $P_{ES,g}^{cha}(t)$ 、 $P_{ES,g}^{dis}(t)$ 分别为 t 时刻储气槽的充、放功率; $P_{CH_4,CHP}$ 、 $P_{CH_4,GB}$ 分别为 t 时刻热电联供机组与燃气锅炉消耗的天然气功率。

5) 热功率平衡约束。

$$P_{HFC,h}(t) + P_{CHP,h}(t) + P_{GB,h}(t) = P_{hl}(t) + P_{ES,h}^{cha}(t) - P_{ES,h}^{dis}(t) \quad (23)$$

式中, $P_{ES,h}^{cha}(t)$ 、 $P_{ES,h}^{dis}(t)$ 分别为 t 时刻蓄热槽的充、放功率。

6) 氢能平衡约束。

$$\begin{cases} P_{EL,H_2}(t) = P_{H_2,MR}(t) + P_{H_2,HFC} + P_{ES,H_2}^{cha}(t) + P_{H_2,CHP} + P_{H_2,GB} - P_{ES,H_2}^{dis}(t) \\ P_{H_2,CHP} = L_{H_2} M_{H_2,CHP} \\ P_{H_2,GB} = L_{H_2} M_{H_2,GB} \end{cases} \quad (24)$$

式中, $P_{ES,H_2}^{cha}(t)$ 、 $P_{ES,H_2}^{dis}(t)$ 分别为 t 时刻氢储能设备的充放功率; $P_{H_2,CHP}$ 、 $P_{H_2,GB}$ 分别为热电联供机组与燃气锅炉的耗氢功率。

3.4 模型线性化及求解

本文所构建的参数自适应阶梯碳交易与阶梯需求响应的 IES 优化模型为混合整数非线性模型, 通过引入 0-1 二进制变量将式(11)、(16)转换为混合整数线性模型。基于式(12)~(17), 调用 CPLEX 求解器求取用户对于各类负荷用能效益最大化时的负荷响应量。采用粒子群算法生成阶梯碳交易机制参数, 基于响应后的负荷曲线与式(18), 调用 CPLEX 求解器优化 IES 调度策略, 基于优化结果以系统总碳排放量最低为目标, 利用粒子群算法对目标迭代寻优, 最终确定兼顾经济性与低碳性的阶梯碳交易机制参数及 IES 优化调度策略, 具体流程如图 2 所示。

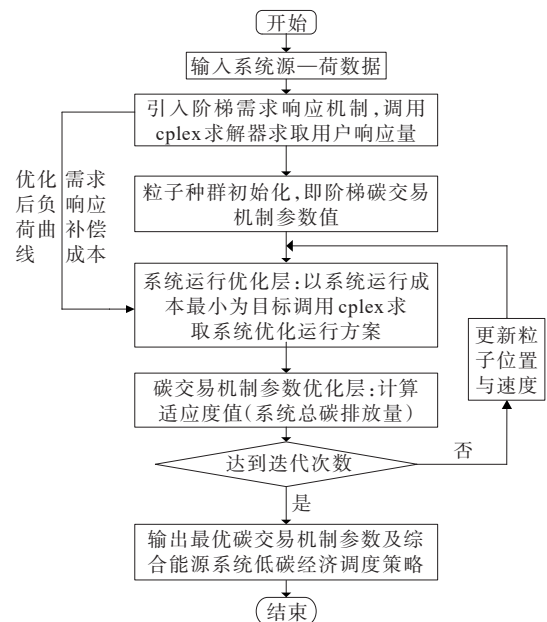


图 2 IES 双层模型求解流程

Figure 2 Flowchart for solving the IES two-layer model

4 算例分析

为验证本文所提农村综合能源系统的低碳经济调度策略有效性,设置相关算例进行验证。本文以24 h为周期,1 h为步长进行优化调度。农村风电与负荷需求预测值如图3所示,购能价格如图4所示,粒子群算法种群规模设置为50,最大迭代次数设置为100,粒子群算法的惯性权重与学习因子计算见参考文献[26]。

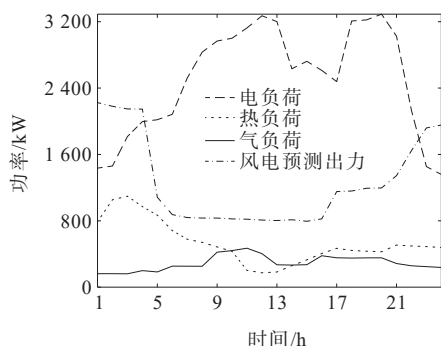


图3 风电及负荷预测出力

Figure 3 Wind power and load forecast output

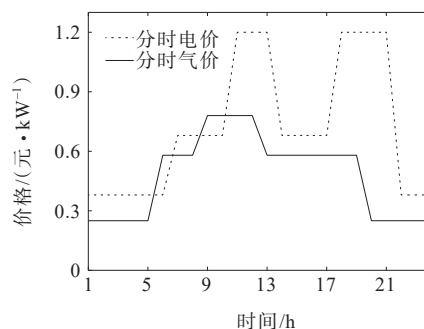


图4 各时刻能源价格

Figure 4 Energy prices at all times

4.1 混氢—碳捕集耦合模式分析

4.1.1 P2G—碳捕集耦合模式分析

为验证P2G—碳捕集耦合模式的有效性与其合理性,设置3种运行情景进行对比分析:情景1不考虑碳捕集模式,综合能源系统内部产生的CO₂全部排入大气;情景2系统内不含两阶段P2G设备,即MR、EL、HFC;情景3采取P2G—碳捕集耦合模式,3种情景均未考虑碳交易机制、需求响应机制以及掺氢改造。其优化调度结果如表1所示。

表1 P2G—碳捕集耦合模式效益对比

Table 1 P2G-Carbon capture coupling mode benefit comparison table

情景	购电成本/元	购气成本/元	碳封存成本/元	总碳排放量/kg	系统内碳排放量/kg	碳捕集量/kg	弃风成本/元	运行维护成本/元	总成本/元
1	28 094	4 135	0	35 300	488	0	98	10 812	43 112
2	25 320	11 052	160	32 802	3 480	1 058	742	11 101	48 269
3	28 042	4 391	0	35 067	681	225	88	10 793	43 314

由表1可知,情景1碳排放高于情景2。一方面,情景1不考虑碳捕集模式,系统产生的CO₂全部排入大气,因此也不存在碳封存成本;另一方面,情景2购电成本相较于情景1降低了9.8%,购气成本相较于情景1增加了167.3%,即6 917元,这是因为两阶段P2G设备的缺失切断了系统电能转换为热能、气能的途径,使得系统只能从外界气网购气以满足热负荷与气负荷需求,这使得情景2相较于情景1购气成本大大增加,购电成本则一定程度上有所减少,而天然气相较于煤炭更加清洁。上述原因导致了情景1系统总碳排放量相较于情景2高出7.6%。

同时,情景2总成本高于情景1。一方面,情景2弃风成本与运行维护成本相较于情景1增加了644元与289元,这是因为两阶段P2G设备的缺失使得富余风电无法充分消纳,加重了弃风现象,同

理,燃气机组供能压力增加,也使得运行维护成本上升;另一方面,由于情景2未考虑电—气转换设备,使得捕集的CO₂无法充分利用只能封存,导致碳封存成本相较于情景1增加了160元;而情景2购能成本又比情景1高出12.8%。上述原因导致情景2总成本相较于情景1增加12.0%。

情景3由于考虑了两阶段P2G设备,使得富余风电得到一定消纳,弃风成本相较于情景2减少了88.1%,大大减轻弃风现象;同时,燃气机组供能压力得到缓解,使得运行维护成本相较于情景2降低了308元。虽然两阶段P2G设备减小了系统对外界气网的依赖,增大了系统购电量,导致情景3相较于情景2总碳排放增加了6.9%。但是,由于部分时段下天然气价格高于电价,而情景2只能依靠购气以满足气、热负荷供应需求,使得情景3相较于情景2购能成本降低了10.8%,总成本降低了10.3%。碳

捕集装置的引入,则使得情景3相较于情景1总碳排放降低了0.6%。同时,由于碳捕集装置仅在风电富余时段利用富余电力捕集CO₂,使得情景3相较于情景1弃风成本降低了10.2%。

4.1.2 掺氢模式分析

为验证本文所提掺氢改造方式的合理性,设置情景4与情景3进行对比分析,情景4在情景3基础

上考虑掺氢改造,2种情景优化调度结果如表2所示。

由表2可知,对燃气机组进行掺氢改造后,系统内部碳排放量降低了1.6%,这是因为掺氢改造后的燃气机组以高热清洁的氢能取代了部分天然气,导致燃气机组出力相同情况下,掺氢改造后的燃气机组碳排放更低。

表2 掺氢模式对比分析

Table 2 Comparative analysis of hydrogen doping modes

情景	购电成本/ 元	购气成本/ 元	总碳排放量/ kg	系统内碳排 放量/kg	碳捕集量/ kg	弃风成本/ 元	运行维护 成本/元	总成本/ 元
3	28 042	4 391	35 067	681	225	88	10 793	43 314
4	28 038	4 393	35 056	670	220	80	10 885	43 395

情景4相较于情景3系统弃风成本降低了9.5%,这是因为对燃气机组进行掺氢改造后,为避免燃气机组运行时电解槽强制出力以增加额外的购电成本与碳排放,电解槽仅利用富余风电制氢。情景4燃气机组耗氢功率及净负荷分布如图5所示。可知,00:00—04:00与23:00—24:00这2个时段净负荷小于0;同时,仅在这2个时段内燃气机组耗氢功率大于0,表明掺氢改造可在促进风电消纳的同时降低燃气机组碳排放。

而情景4相较于情景3,系统总碳排放几乎不变,这是由于系统内部碳排在总碳排放中占比小,且燃气机组并非永远处于掺氢运行状态,因此掺氢改造对系统总碳排放影响较小。其主要起到提升风电消纳水平的作用,需要引入碳交易机制以及需求响应机制,进一步优化系统内各设备出力情况以及购能情况,从而降低总碳排放量。

4.2 参数自适应碳交易机制分析

4.2.1 碳交易机制效益分析

为验证本文所提参数自适应阶梯碳交易机制的有效性,设置4种运行情景进行对比分析:情景5在情景4基础上考虑传统碳交易机制,情景6考虑阶梯碳交易机制,情景7考虑参数自适应阶梯碳交易机制。结合图2流程求解得到情景7碳交易机制参数如下:区间长度为125 kg,碳交易基价为0.5元/kg,补偿增长率为20%,价格增长率为65%。4种情景均考虑掺氢改造但不考虑需求响应机制,其中区间长度、碳交易基价、价格增长率与补偿增长率寻优范围分别为(0,1 000]、(0,0.5]、(0,0.8]与(0,0.8],其优化调度结果如表3所示。

由表3可知,引入碳交易机制后可有效减少碳排放,而改进阶梯碳交易机制,则可进一步挖掘系统低碳潜力。情景5、6、7相较于情景4系统总碳排放量分别降低了0.87%、1.65%、5.53%。虽然碳交易机制的引入可有效降低碳排放,但从购能成本来看,情景5、6、7相较于情景4购能成本分别提升了0.23%、0.79%、8.88%,其中情景5的购电成本与购气成本相较于情景4分别降低了1.72%以及增加了12.70%,情景6的购电成本与购气成本相较于情景4分别降低了3.78%以及增加了29.90%,情景7的

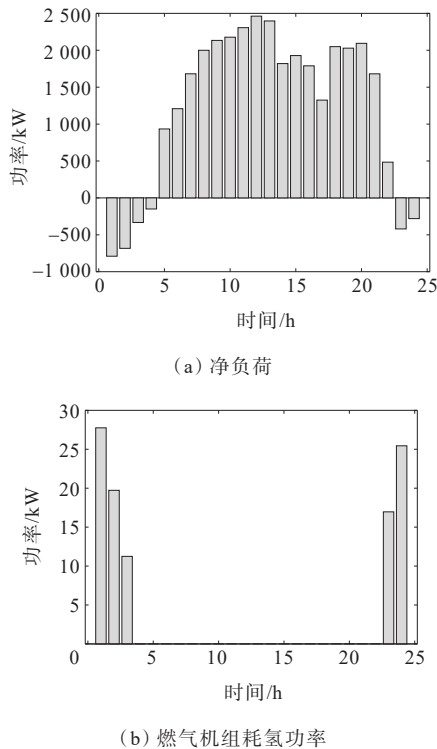


图5 净负荷及耗氢功率分布

Figure 5 Net load and hydrogen consumption power distribution

表3 改进碳交易机制效益对比分析

Table 3 Comparative analysis of the benefits of improving carbon trading mechanisms

情景	购电成本/ 元	购气成本/ 元	碳交易成本/ 元	总碳排放量/ kg	系统内碳排 放量/kg	弃风成本/ 元	运行维护 成本/元	总成本/ 元
4	28 038	4 393	0	35 056	680	80	10 885	43 395
5	27 555	4 950	2 347	34 756	974	99	11 299	46 250
6	26 979	5 708	3 049	34 484	1 380	136	12 145	48 017
7	24 850	10 428	4 585	33 125	3 267	130	12 285	52 275

购电成本与购气成本相较于情景4分别降低了11.37%以及增加了137.38%。这是因为天然气相较于煤炭属于更为清洁的化石能源,且本文的综合能源系统内部燃气机组采取了掺氢改造,相比传统燃气机组碳排放更低。因此,系统向上级电网购电量减少,转而增加内部CHP、GB等清洁燃气机组输出功率。这也说明碳交易机制引导系统能源结构低碳清洁化,从而增加向外界气网的购气量,使得情景5、6、7的运行维护成本相较于情景4分别增加了414、1 260、1 400元。同时,碳交易机制的引入与改进使得情景5、6、7的碳交易成本相较于情景4分别增加2 347、3 049、4 585元。

综上,情景5、6、7相较于情景4碳排放量虽有所降低,但总成本分别增加了6.58%、10.65%、20.00%。说明碳交易机制的引入会牺牲一定调度经济性以降低系统碳排放量,而参数自适应碳交易机制对系统碳排放约束最强;同时,其对系统能源结构低碳清洁化引导力度最大,但调度总成本也是最大。

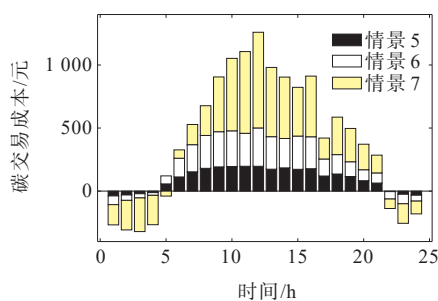


图6 碳交易成本分布

Figure 6 Carbon trading cost distribution

图6为情景5~7碳交易成本分布情况,01:00—04:00与22:00—24:00各情景的碳交易成本为负,系统将碳排放权出售获得收益;其余时刻碳交易成本为正,系统需要支付碳交易成本以购买碳排放权。这是因为这2个时段系统向主网购电量很小,系统碳排放主要为燃气机组产生的系统内部碳排放,由式(8)、(9)计算得知燃气机组实际碳排放量小于其碳排放权配额,因此在这2个时段内系统可

通过碳交易市场获利,而其余时刻系统需要向主网额外购电以满足负荷供应需求。由此表明,当系统向主网购电量较大时,碳交易机制对于系统总体上呈现惩罚性质。

当碳交易成本为正时,情景5~7中系统支付的碳交易成本依次增大;碳交易成本为负时,情景5~7中系统通过碳交易机制所得收益也依次增大,这是因为传统碳交易机制、阶梯碳交易机制、参数自适应碳交易机制对碳排放的奖惩力度依次增大,对系统碳排放的约束依次增强。而当系统购电量较大时,就会导致三者的碳交易成本随系统依次上升。

上述分析表明,当风电无法满足系统大部分负荷需求,系统向主网购电量较大时,碳交易机制对于系统总体上呈现惩罚性质,其中参数值自适应碳交易机制对系统惩罚力度最大,又由于购能成本的大幅增加,导致参数自适应碳交易机制的引入在降低系统碳排放的同时也降低其经济效益。

4.2.2 碳交易机制参数分析

不同碳交易机制参数均会对IES调度结果产生影响,本节将基于情景7碳交易机制参数结果,围绕碳交易机制参数对总成本及总碳排放的影响以验证所提参数自适应碳交易机制的有效性,如图7所示。

图7(a)为碳交易基价取0.5元/kg,补偿增长率取20%,价格增长率取65%时,不同区间长度下的系统总成本与总碳排放。由式(11)可得,当碳排放权交易额大于0时,主要分为 $(0, L]$ kg、 $(L, 2L]$ kg及 $(2L, +\infty)$ kg 3个区间,3个区间的碳交易梯度价位依次增大。当区间长度在 $(0, 125]$ kg时,碳排放权交易额与 $2L$ 差值较大,系统对碳排放约束较强,但是区间长度过小会导致系统对碳交易机制不敏感。因此,当区间长度位于该范围内时,系统总碳排放变化很小,且当 $L=125$ kg时系统总碳排放最小。当区间长度在 $(125, 394]$ kg时,系统总碳排放与区间长度呈正相关,这是因为尽管总碳排放增加对应着碳排放权交易额增加,但区间长度的增加仍

使得处于第3区间的碳排放权交易额减少并导致碳交易对系统碳排放约束减弱。当区间长度在(394, 509] kg时,系统总碳排放随区间长度增加略微减小,这是因为此时系统碳排放交易额约等于 $2L$ kg,若系统碳排放增加将导致处于第3区间的碳排放交易额增加,此时区间长度的增加将导致碳交易对系统碳排放约束略微增强。当区间长度在(509, 776] kg时,系统总碳排放与区间长度呈正相关,这是因为此时碳排放权交易额仅分为 $(0, L]$ kg与 $(L, 2L]$ kg 2个区间范围,且区间长度增加时,处于第2区间的碳排放权交易额逐渐减少,并导致碳交易对系统碳排放约束减弱。当区间长度位于(776, 1 000] kg时,系统仅以第1区间梯度价位进行碳交易,此时系统总碳排放与总成本均达到稳定。而当区间长度在(50, 776] kg时,系统总成本与区间长度呈负相关。

图7(b)为区间长度取125 kg,补偿增长率取20%,价格增长率取65%时,不同碳交易基价下的系统总成本及总碳排放。当碳交易基价位于(0, 0.32]元/kg时,随着碳交易基价增加,碳交易成本在总成本中所占比重不断增大,系统总碳排放量逐渐减少以降低碳交易成本。当碳交易基价位于(0.32, 0.41]元/kg时,系统碳排放量略微上升,这是

因为随着碳交易基价上升,相较于因不调整购能策略而上升的碳交易成本,系统因调整购能策略而上升的购能成本更高。因此,当碳交易基价位于该范围内时,系统对碳排放约束减弱。当碳交易基价位于(0.41, 0.44]元/kg时,随着碳交易基价上升碳交易成本进一步上升促使系统继续调整购能策略降低碳排放。当碳交易基价位于(0.44, 0.5]元/kg时,由于固有负荷需求,系统内各设备出力与碳排放量趋于稳定,且当碳交易基价取0.5元/kg时,系统碳排放量达到最小。由于碳交易成本,系统总成本与碳交易基价呈正相关。

图7(c)为碳交易基价取0.5元/kg,补偿增长率取20%,区间长度取125 kg时,不同价格增长率下的系统总成本与总碳排放。当价格增长率位于(0, 0.61]时,系统总碳排放量随价格增长率上升而下降或因对碳交易机制不敏感而小幅波动。由于固有负荷需求,当价格增长率位于(0.61, 0.8]时,系统内各设备出力趋于稳定,碳排放基本不变,且当价格增长率取65%时,系统碳排放最小。而各区间碳交易梯度价位随着价格增长率上升而增加,这是因为若价格增长率过高,相较于不调整购能策略而增加的碳交易成本,调整购能策略所增加的购能成本更高,导致总成本与价格增长率呈正相关。

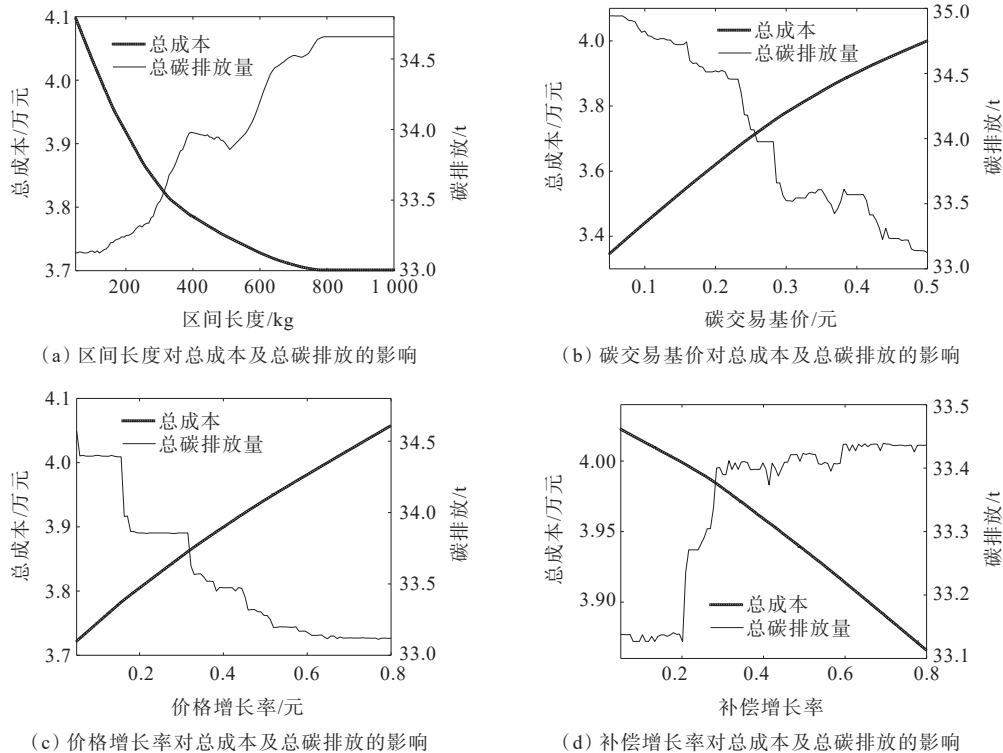


图7 碳交易机制参数对总成本及总碳排放的影响

Figure 7 The impact of carbon trading parameters on the total cost and carbon emissions

图7(d)为碳交易基价取0.5元/kg,区间长度取125 kg,价格增长率取65%时不同补偿增长率下的系统总成本与总碳排放。由于补偿增长率仅在碳排放权交易额小于0时作用,因此由图3可知,仅在01:00—04:00与22:00—24:00这2个风电富余时段系统碳排放会随着补偿增长率上升而下降。由于这2个时段系统碳排放占总碳排放中占比较小,因此当补偿增长率在(0,0.2]时,系统总碳排放波动较小,且当补偿增长率取20%时系统总碳排放最小。当补偿增长率在(0.2,0.3]时,风电富余时段内系统随着补偿增长率上升,碳排放进一步减小,且系统出售的碳排放权进一步增加,导致其余时段的系统可调整购能策略降低购能成本并减小对碳排放的约束,增加的碳交易成本可与风电富余时段增加的碳排放权出售收益相抵,进而使得其余时段系统碳排放大幅增加,最终出现系统总碳排放与补偿增长率呈正相关的情况。当补偿增长率在(0.3,0.8]时,由于固有负荷需求,风电富余时段内补偿增长率对系统碳排放及碳交易成本作用逐渐减小,系统在风电富余时段内产生的碳排放及出售的碳排放权趋于稳定,导致其余时段系统对购能策略调整程度减小,使得系统总碳排放趋于稳定。由于补偿增长率上升会导致系统在风电富余时段因碳交易机制获利增加且其余时段会通过调整购能策略减小购能成本,因此总成本与补

偿增长率呈负相关。

上述分析表明碳交易机制如果对碳排放的奖惩力度过大或过小,都会导致系统对碳交易机制敏感性降低,甚至适得其反,使得碳交易机制失去对系统碳排放的引导作用。而参数自适应碳交易机制相较于以往碳交易机制对参数设置更合理,对系统碳排放约束更强。而IES内固有负荷需求也会影响最优碳交易机制参数的选取,仅靠参数自适应碳交易机制挖掘系统低碳性会遇到瓶颈并降低系统运行经济效益。

4.3 参数自适应碳交易联合需求响应机制分析

为进一步深挖综合能源系统低碳性的同时兼顾其经济性,考虑引入阶梯激励型需求响应联合参数自适应阶梯碳交易机制。利用需求响应机制引导用户削减、转移负荷,实现“削峰填谷”,使系统购能成本降低,从而弥补考虑碳交易机制时系统购能成本上升的不足。为验证二者结合的有效性,设置情景8、9与情景7作对比,情景8在情景7基础上引入传统激励需求响应机制,情景9则引入阶梯激励型需求响应机制,由图2流程得情景8碳交易机制参数如下:区间长度为50 kg,碳交易基价0.5元/kg,补偿增长率为12%,价格增长率为65%;情景9碳交易机制参数如下:区间长度为177 kg,碳交易基价为0.48元/kg,补偿增长率为10%,价格增长率为65%。三者对比结果如表4所示。

表4 碳交易联合需求响应机制效益对比分析

Table 4 Comparative analysis of the benefits of carbon trading joint demand response mechanism

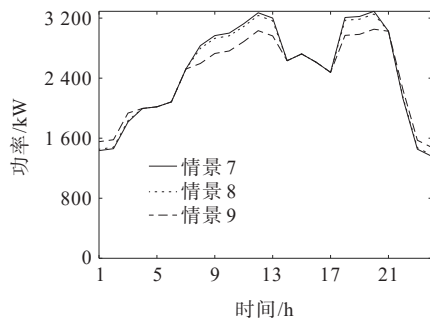
情景	购电成本/ 元	购气成本/ 元	碳交易成 本/元	需求响应 成本/元	总碳排放量/ kg	系统内部碳 排放量/kg	弃风成本/ 元	运行维护 成本/元	总成本/ 元
7	24 850	10 428	4 585	0	33 125	3 267	130	12 285	52 275
8	24 452	10 287	5 514	60	32 752	3 320	121	12 193	52 656
9	22 963	9 230	4 334	1 003	30 982	2 484	77	12 130	49 749

由表4可知,由于需求响应机制引导用户参与响应计划,使得负荷供应需求有所降低,导致情景8与情景9相较于情景7购电成本、购气成本与设备运行维护成本均有所降低,购能成本分别降低了1.5%、8.7%;运行维护成本分别降低了93元、155元;同样,由于用户侧消费需求直接导致源侧产生碳排放,而在阶梯激励型需求响应机制作用下,情景9系统固有负荷需求相较于情景7、8大幅降低,系统供能压力与碳排放亦随之降低,导致情景9设定的碳交易机制参数对系统碳排放约束可以表现得更为宽松,且情景9总碳排放与碳交易成本相较

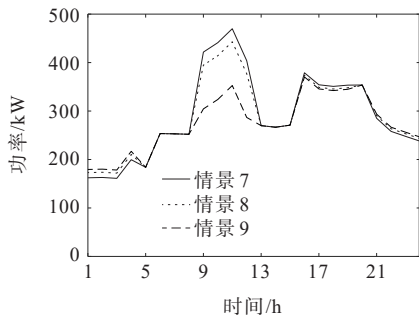
于情景7分别降低了6.6%与5.5%,相较于情景8分别降低了5.7%与21.4%。表明引入阶梯激励型需求响应机制可降低系统购能成本、运行维护成本,使得设定的碳交易机制参数对碳排放约束表现更为宽松的同时,还可以降低系统碳排放,兼顾系统运行经济性与低碳性。

情景7~9的负荷需求响应结果如图8所示。可知,电负荷高峰期主要集中于08:00—13:00的午间时段与18:00—21:00的夜间时段,考虑引入需求响应机制后,情景8与情景9电负荷转移量分别为109、714 kW,11:00—13:00内的电负荷分别转移至

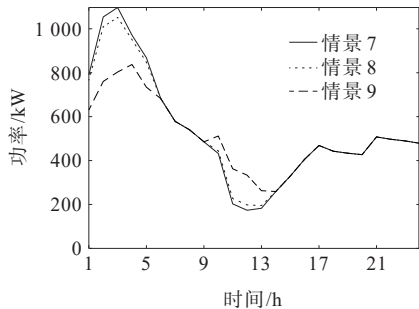
22:00—24:00与01:00—03:00这2个电负荷低谷时段;情景8与情景9电负荷削减量分别为109、695 kW,08:00—10:00与18:00—20:00这2个高峰时段的电负荷得到削减,情景9相较于情景8电负荷转移量与削减量分别提升了605、586 kW。同理,情景9相较于情景8热负荷转移量与削减量分别提升了407、374 kW;情景9相较于情景8气负荷转移量与削减量分别提升了50、336 kW。



(a) 电负荷对比



(b) 气负荷对比



(c) 热负荷对比

图8 负荷需求响应结果

Figure 8 Load demand response result chart

综上,考虑引入需求响应机制不仅可降低系统负荷峰谷差,使负荷曲线更加平滑,同时也降低系统购能成本,还可以辅助碳交易机制挖掘系统低碳性,降低系统总碳排放。其中,阶梯激励型需求响应机制下用户参与响应积极性最强,并且可进一步降低系统碳交易成本与总成本,从而弥补仅碳交易机制作用时系统在调度经济性上的劣势。

5 结语

本文构建含混氢—碳捕集耦合的农村综合能源系统模型,并引入参数自适应阶梯碳交易联合阶梯激励型需求响应机制,有效提高农村新能源消纳水平,平抑负荷曲线波动,实现多能耦合的农村“新能源+”发展模式与IES低碳经济运行。通过算例分析,得出以下结论。

1) P2G—碳捕集耦合模式可在降低系统碳排放的同时促进新能源消纳。对燃气机组进行掺氢改造后则可通过约束燃气机组碳排放从而更进一步降低系统碳排放,同时,掺氢改造促使氢能需求增大,进一步提升新能源消纳水平。

2) 参数自适应碳交易机制相较于传统碳交易机制对系统碳排放约束最强,但由于碳交易成本及购能成本上升,相较于传统碳交易机制系统的经济效益最低。

3) 探讨了阶梯碳交易机制参数对系统总碳排放与总成本的作用。由于系统固有负荷的存在及购能策略的调整,对碳排放的奖惩力度过大或过小,均会导致对系统低碳性的挖掘不充分。

4) 需求响应机制的引入可弥补仅考虑碳交易机制时系统在经济性上的劣势。同时,由于需求响应机制对负荷曲线进行了优化,促使碳交易机制更进一步降低系统碳排放。而阶梯激励型需求响应机制相较于传统激励需求响应机制,对用户参与需求响应的吸引力更强。

参考文献:

- [1] 雷嘉明,姜爱华,吴新飞,等.计及源荷不确定性的综合能源系统近端策略优化调度[J].电力科学与技术学报,2023,38(5):1-11.
LEI Jiaming, JIANG Aihua, WU Xinfei, et al. Proximal policy optimization dispatch of integrated energy system considering source-load uncertainty[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2023,38(5):1-11.
- [2] 康丽虹,贾燕冰,谢栋,等.考虑混氢天然气的综合能源系统低碳经济调度[J].电网与清洁能源,2023,39(7):108-117.
KANG Lihong, JIA Yanbing, XIE Dong, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated energy system considering hydrogen enriched compressed natural gas[J].Power System and Clean Energy,2023,39(7):108-117.
- [3] 王永利,韩煦,刘晨,等.基于生—光耦合利用的乡村电—热综合能源系统规划[J].电力建设,2023,44(3):1-14.

- WANG Yongli, HAN Xu, LIU Chen, et al. Rural electricity-heat integrated energy system planning based on coupling utilization of biomass and solar resources[J]. Electric Power Construction,2023,44(3): 1-14.
- [4] 冯凯辉,闫湖,戴吴珍,等. 计及能源利用效率的含生物质沼气发电农村能源系统优化运行[J]. 中国电力,2022,55(7): 172-178.
- FENG Kaihui, YAN Hu, DAI Wuzhen, et al. Optimal operation of rural energy system with biomass biogas power generation considering energy utilization efficiency[J]. Electric Power,2022,55(7): 172-178.
- [5] 王延欣. 新疆库车项目: 打造绿氢炼化示范案例[J]. 中国石化,2023(8): 32-33.
- WANG Yanxin. Xinjiang kuqa project: creating a demonstration case of green hydrogen refining and chemical industry[J]. Sinopec Monthly,2023(8): 32-33.
- [6] 崔杨,闫石,仲悟之,等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术,2020,44(11): 4254-4264.
- CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermoelectric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. Power System Technology, 2020,44(11): 4254-4264.
- [7] 初壮,赵蕾,孙健浩,等. 考虑热能动态平衡的含氢储能的综合能源系统热电优化[J]. 电力系统保护与控制, 2023,51(3): 1-12.
- CHU Zhuang, ZHAO Lei, SUN Jianhao, et al. Thermoelectric optimization of an integrated energy system with hydrogen energy storage considering thermal energy dynamic balance[J]. Power System Protection and Control,2023,51(3): 1-12.
- [8] 陈维荣,冉韵早,韩莹等. 考虑两阶段P2G的区域综合能源系统优化调度[J/OL]. 西南交通大学学报:1-9 [2023-10-07]. <https://kns-cnki-net.webvpn.fzu.edu.cn/kcms/detail/51.1277.U.20211230.0937.002.html>.
- CHEN Weirong, RAN Yunzao, HAN Ying et al. Optimized scheduling of integrated regional energy systems considering two-phase P2G[J/OL]. Journal of Southwest Jiaotong University: 1-9[2023-10-07]. <https://kns-cnki-net.webvpn.fzu.edu.cn/kcms/detail/51.1277.U.20211230.0937.002.html>.
- [9] 鲁肖龙,潘森,鞠立伟,等. 考虑碳捕集和电转气的热电联合虚拟电厂调度优化模型[J]. 电力建设,2023,44(8): 107-117.
- LU Xiaolong, PAN Miao, JU Liwei, et al. Dispatching optimization model of combined heat and power virtual power plant considering carbon capture and power-to-gas [J]. Electric Power Construction,2023,44(8): 107-117.
- [10] 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.
- [11] 樊伟杰,崔双喜,李浩博. 考虑两阶段P2G和燃气掺氢的综合能源系统双层优化调度[J/OL]. 电测与仪表:1-11[2023-07-03]. <https://kns-cnki-net.webvpn.fzu.edu.cn/kcms/detail/23.1202.TH.20230322.0956.004.html>.
- FAN Weijie, CUI Shuangxi, LI Haobo. Two-tier optimal scheduling of an integrated energy system considering two-stage P2G and gas-fired hydrogen doping [J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation: 1-11[2023-07-03]. <https://kns-cnki-net.webvpn.fzu.edu.cn/kcms/detail/23.1202.TH.20230322.0956.004.html>.
- [12] 倪志,文中,王灿,等. 含光热MRH和燃气掺氢的综合能源系统优化运行[J]. 广西师范大学学报(自然科学版), 2024,42(1): 54-66.
- NI Zhi, WEN Zhong, WANG Can, et al. Optimal operation of integrated energy system with photothermal MRH and gas doping[J]. Journal of Guangxi Normal University (Natural Science Edition),2024,42(1): 54-66.
- [13] 瞿凯平,黄琳妮,余涛,等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. 中国电机工程学报,2018,38(3): 697-707.
- QU Kaiping, HUANG Linni, YU Tao, et al. Decentralized dispatch of multi-area integrated energy systems with carbon trading[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(3): 697-707.
- [14] 崔杨,邓贵波,王铮,等. 计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(9): 232-239.
- CUI Yang, DENG Guibo, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(9): 232-239.
- [15] 陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备, 2021,41(9): 48-55.
- CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(9): 48-55.
- [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] 林文智,杨苹,陈芯羽,等.计及需求响应不确定性的园区综合能源系统日前经济优化调度[J].电力建设,2021,42(12): 9-20.
LIN Wenzhi, YANG Ping, CHEN Xinyu, et al. Day-ahead optimal economic dispatch of park integrated energy system considering uncertainty of demand response[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(12): 9-20.
- [18] 徐弘升,陆继翔,杨志宏,等.基于深度强化学习的激励型需求响应决策优化模型[J].电力系统自动化,2021,45(14): 97-103.
XU Hongsheng, LU Jixiang, YANG Zhihong, et al. Decision optimization model of incentive demand response based on deep reinforcement learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(14): 97-103.
- [19] 刘莹,宋丽敏,龚强,等.考虑需求响应的乡村综合能源系统源网荷储协调规划模型研究[J].湖南电力,2023,43(3): 21-28.
LIU Ying, SONG Limin, GONG Qiang, et al. Research on source-grid-load-storage coordinated planning model of rural integrated energy system considering demand response[J]. Hunan Electric Power, 2023, 43(3): 21-28.
- [20] 刘文霞,姚齐,王月汉,等.基于阶梯型需求响应机制的供需主从博弈电源规划模型[J].电力系统自动化,2022,46(20): 54-63.
LIU Wenxia, YAO Qi, WANG Yuehan, et al. Generation planning model of stackelberg game between supply and demand based on stepped demand response mechanism [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20): 54-63.
- [21] 李天格,胡志坚,陈志,等.计及电—气—热—氢需求响应的综合能源系统多时间尺度低碳运行优化策略[J].电力自动化设备,2023,43(1):16-24.
LI Tiange, HU Zhijian, CHEN Zhi, et al. Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 16-24.
- [22] 王俊伟,任艺,郭尊,等.基于综合需求响应和奖惩阶梯型碳交易的综合能源系统优化调度[J].储能科学与技术,2022,11(7): 2177-2187.
WANG Junwei, REN Yi, GUO Zun, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering integrated demand response and reward and punishment ladder carbon trading[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(7): 2177-2187.
- [23] 王天天,张海,张扬,等.掺氢天然气在燃气锅炉和灶具中的回火风险分析[J].力学与实践,2022,44(3): 543-553.
WANG Tiantian, ZHANG Hai, ZHANG Yang, et al. Flashback risk analysis of hydrogen-enriched natural gas in boilers and domestic appliances[J]. Mechanics in Engineering, 2022, 44(3): 543-553.
- [24] 崔耀欣,刘晓佩,陈明敏.F级重型燃气轮机燃烧器天然气掺氢全压试验研究[J].燃气轮机技术,2021,34(2): 38-42.
CUI Yaixin, LIU Xiaopei, CHEN Mingmin. Experimental study of natural gas mixed with hydrogen under full pressure of F-class heavy duty gas turbine burner[J]. Gas Turbine Technology, 2021, 34(2): 38-42.
- [25] 熊宇峰,司杨,郑天文,等.基于主从博弈的工业园区综合能源系统氢储能优化配置[J].电工技术学报,2021,36(3): 507-516.
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen storage in industrial park integrated energy system based on stackelberg game[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 507-516.
- [26] 李兴杰.基于改进粒子群算法的配电网无功优化研究[D].哈尔滨:东北农业大学,2021.
LI Xingjie. Research on reactive power optimization of distribution network based on improved particle swarm optimization[D]. Harbin: Northeast Agricultural University, 2021.