

计及细化两阶段电转气和CCS的 综合能源系统优化调度*

陈宇航¹, 李耀辉¹, 卢浩^{1,2†}, 郑传啸²

(1. 新疆大学 智能科学与技术学院, 新疆 乌鲁木齐 830017; 2. 新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017)

摘要: 在“双碳”背景下, 推进能源转型迫在眉睫. 在综合能源系统中耦合利用多种能源, 是缓解能源供应压力、提高能源利用效率的有效途径. 为实现综合能源系统运行的低碳性和经济性, 本文提出了一种考虑综合需求响应的含碳捕集与封存-细化两阶段电转气协同运行的综合能源系统模型, 对电转气过程精细化建模, 提高电转气过程中氢能的利用率. 引入阶梯式碳交易机制, 探究当系统存在可出售碳配额时, 阶梯式碳交易机制下补偿系数对系统运行与碳排放的影响. 结果表明: 与考虑传统电转气设备模型的综合能源系统相比, 考虑细化两阶段P2G设备的综合能源系统运行成本减少了5.86%, 碳排放量减少了4.63%. 此外, 该模型可以更好消纳可再生能源, 降低可再生能源的弃风弃光率.

关键词: 综合能源系统; 细化两阶段电转气; 综合需求响应; 阶梯式碳交易

DOI: 10.13568/j.cnki.651094.651316.2024.11.23.0002

中图分类号: TM73 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-7675(2025)06-0709-014

引文格式: 陈宇航, 李耀辉, 卢浩, 郑传啸. 计及细化两阶段电转气和CCS的综合能源系统优化调度[J]. 新疆大学学报(自然科学版中英文), 2025, 42(6): 709-722.

英文引文格式: CHEN Yuhang, LI Yaohui, LU Hao, ZHENG Chuanxiao. Optimal scheduling of integrated energy systems considering refined two-stage power-to-gas and CCS[J]. Journal of Xinjiang University(Natural Science Edition in Chinese and English), 2025, 42(6): 709-722.

Optimal Scheduling of Integrated Energy Systems Considering Refined Two-Stage Power-to-Gas and CCS

CHEN Yuhang¹, LI Yaohui¹, LU Hao^{1,2}, ZHENG Chuanxiao²

(1. School of Intelligent Science and Technology, Xinjiang University, Urumqi Xinjiang 830017, China;

2. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi Xinjiang 830017, China)

Abstract: In the context of “Dual-Carbon”, it is imperative to promote energy transformation. It is an effective way to achieve this goal with coupling and utilizing multiple energy sources in integrated energy system (IES). To improve the utilization rate of renewable energy in IES and achieve low-carbon and economical operation, an IES model considering integrated demand response (IDR), including carbon capture and storage (CCS) and refined two-stage power-to-gas (P2G) coordinated operation is proposed. The process of P2G is refined and modeled, considering the stage of hydrogen energy. The ladder carbon trading (LCT) mechanism is introduced to explore the impact of compensation coefficients and carbon trading base prices on system operation and carbon emissions when there are sellable carbon quotas in the system. The results show that: compared with the IES considering traditional P2G equipment models, the IES considering refined two-stage P2G equipment reduces operating costs by 5.86% and carbon emissions by 4.63%. In addition, the proposed model can better accommodate renewable energy, thereby reducing the curtailment of wind and solar power.

Key words: integrated energy system; refined two-stage power-to-gas; integrated demand response; ladder carbon trading

* 收稿日期: 2024-11-23

基金项目: 新疆维吾尔自治区重大科技专项“数字电力系统关键技术研发”(2022A01007-1).

作者简介: 陈宇航(2000—), 男, 硕士生, 从事综合能源系统的研究, E-mail: 107552201754@stu.xju.edu.cn.

† 通讯作者: 卢浩(1989—), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事综合能源与流体的研究, E-mail: luhao@xju.edu.cn.

0 引言

随着人类社会对能源需求的不断增长以及环境问题的日益突出,传统的化石燃料已难以满足能源需求,各国政府纷纷加强了对能源转型的推进力度^[1-3]。在此背景下,综合能源系统(Integrated Energy System, IES)作为一种可以整合各种类型能源、提高能源利用效率、促进可再生能源消纳的新型能源系统,已成为热门研究方向^[4-5]。综合能源系统是包含能源生产、能源传输、能源转换、能源存储以及能源消费的综合系统,其能够实现冷-热-电-气等多种能源形式的耦合互补,满足多元化负荷需求,实现能量梯级利用,同时可以减少温室气体排放,保护环境^[6-9]。

国内外在综合能源系统研究领域已构建较完善的理论框架并积累了丰富的工程实践经验,其核心特征表现为“多能协同-技术创新-市场驱动”三位一体的发展路径。研究通过耦合多能流网络、整合低碳技术及智能算法,系统提升了能源系统的经济性、灵活性与环境友好性。Pandey等^[10]提出将固体氧化物电解槽、燃料电池与核能、可再生能源结合,形成高效的多能耦合系统,提升了系统的经济性和环保性,其中氢能作为储能和转换媒介,优化了能源利用效率。Shoja等^[11]整合电动汽车、氢燃料站等多元负荷资源,通过多能互补降低碳排放,提升了系统的灵活性和低碳特性。Guo等^[12]研究电-热-气联产系统,结合需求响应优化碳排放,实现多能协同。Hou等^[13]应用近端策略优化(PPO)算法进行动态调度,通过强化学习框架解决源荷双侧不确定性下的实时调度问题。Rane等^[14]构建电-热系统多目标双层规划模型,权衡经济成本与温室气体排放,推动可持续发展。

目前,国内外对于综合能源系统的研究主要围绕能源系统的建模与优化、综合需求响应以及碳交易机制在综合能源系统中的应用展开。关于能源系统的建模与优化,研究人员针对不同能源的耦合以及经济效益的提升开展了大量工作。殷骏等^[15]在风-光-氢综合能源系统中引入燃料电池,并提出基于变工况效率特性和多模块协同优化策略的运行方法,以提升系统经济性与燃料电池效率。张兴平等^[16]和王辉等^[17]在综合能源系统模型中将碳捕集与封存技术(Carbon Capture and Storage, CCS)和电转气(Power-to-Gas, P2G)技术耦合,提高了风电消纳能力,减少了二氧化碳排放。贾云辉等^[18]构建了一种包含多类型储能装置的综合能源系统模型,通过引入多元储能设备,将无法消纳的风电能源转化为其他形式的能源储存起来,减少了弃风,提高了可再生能源的利用率,增强了综合能源系统运行的灵活性。上述文献对综合能源系统的优化运行提供了重要基础,但是都忽略了供需双方双向互动对综合能源系统的影响。

在综合能源系统的网络框架下,多种能源之间的耦合度不断提高,能源之间的替代性和互补性特征日益突出,这为需求方参与系统优化和调节提供了切实可行的手段,也为综合需求响应(Integrated Demand Response, IDR)提供了研究背景^[19-21]。李艺丰等^[22]通过引入供需双向响应及其补偿机制,优化了综合能源系统的运营成本和碳交易成本,并分析了其在不同情景下的运行效果。李伊竹林等^[23]提出了一种需求侧动态电-碳双响应的多级市场交易方法,挖掘园区综合能源系统碳减排潜力的同时提升新能源消纳率。杨航等^[24]通过引入需求响应模型缓解系统供能压力,并考虑了碳价不确定性对综合能源系统优化调度的影响,实现能源利用率与系统经济性、低碳性的统一。上述研究围绕需求响应展开了深入探讨,并分析了碳交易机制对系统运行的影响。然而鉴于未来碳交易市场可能呈现更高的灵活性,研究应进一步关注阶梯式碳交易机制中各项参数对系统运行性能的具体影响,以更全面地评估其优化潜力。

现有研究只考虑了传统的电转气,未将电转气两阶段中的氢能引入综合能源系统调度中,同时也没有考虑当系统存在可出售碳配额时,阶梯式碳交易机制下补偿系数对系统运行与碳排放的影响。故本文提出了一种基于综合需求响应的含细化两阶段电转气和CCS的综合能源系统优化调度模型,并探究其在阶梯式碳交易市场中的运行机制,以促进可再生能源的消纳,减少二氧化碳排放。本文的主要贡献和创新点如下:

- 1) 提出了一种新的考虑综合需求响应的含细化两阶段P2G和CCS的综合能源系统模型,将P2G设备产生的氢能纳入调度中,以促进可再生能源的消纳与能量供需平衡,减少弃风弃光。
- 2) 探究了系统在阶梯式碳交易市场中的运行机制,以及当系统存在可出售碳配额时,阶梯式碳交易机制下补偿系数对系统运行与碳排放的影响。
- 3) 通过典型算例以及与其他传统模型的对比,验证了该模型的低碳性与经济性。

1 综合能源系统建模

本研究在传统模型的基础上细化电转气两阶段,将电转气过程中的氢能纳入调度。系统外部主要连接电网和

气网补充供电, 系统内部则依靠各设备供电、储能和转换能量. 系统的能源生产设备包括光伏电源 (Photovoltaic, PV) 和风电机组 (Wind Turbine, WT), 能够自身生产能量满足系统部分能量需求; 储能设备包括蓄电池 (Electricity Storage, ES) 和蓄热槽 (Heat Storage, HS), 本身无法生产能量但是能够对能量以及资源进行储存, 从而实现能源和资源的时移; 能量转换设备包括微型燃气轮机 (Micro Gas Turbine, MT)、燃气锅炉 (Gas Boiler, GB)、余热锅炉 (Waste Heat Boiler, WHB)、吸收式制冷机 (Absorption Chillers, AC)、电制冷机 (Electric Chillers, EC)、CCS装置和P2G设备, 能够从电网、气网或系统中获取能量并进行转换, 满足多类型能源需求, 其中P2G设备被细化为两阶段运行, 具体结构如图1所示.

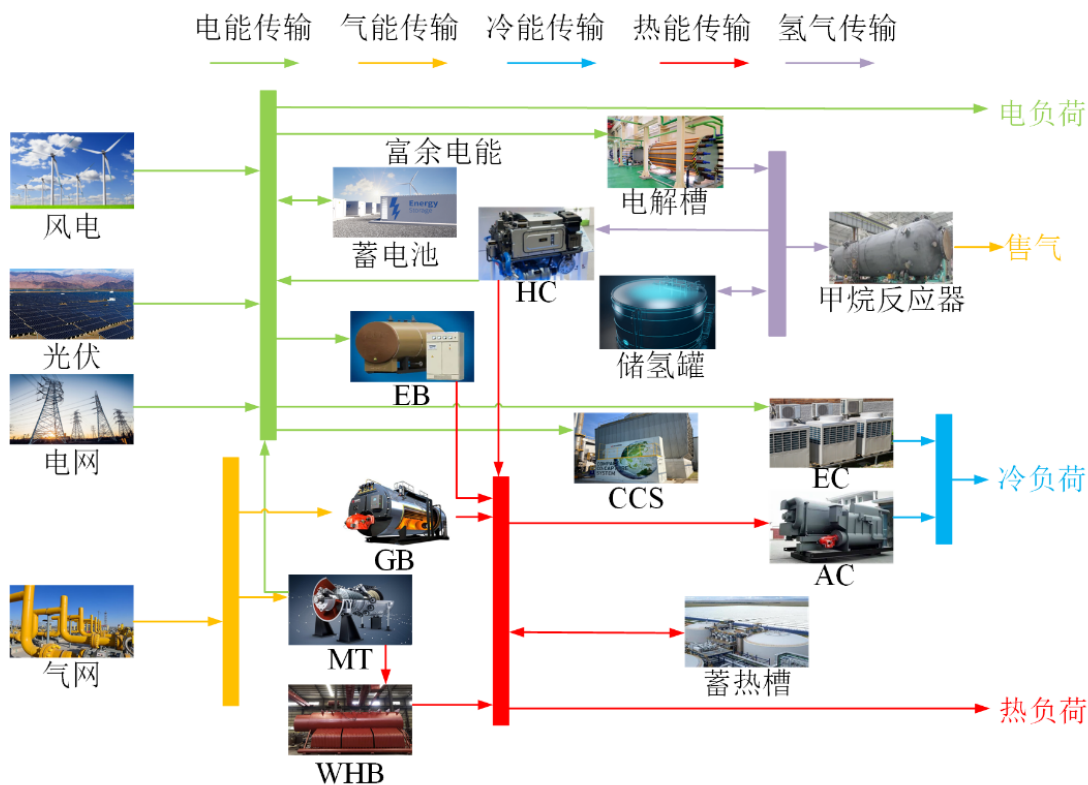


图 1 综合能源系统架构

1.1 P2G细化两阶段运行过程及建模

电转气过程包含两个阶段, 分别是电解槽制氢气和氢气甲烷化. 在第一个阶段中, 电解槽利用电力系统无法消纳的风能和光能电解水制氢气, 一部分氢气被输入到第二阶段的甲烷反应器中, 与CCS捕捉到的二氧化碳发生反应转化为甲烷, 供应给燃气轮机或气网. 同时考虑到甲烷反应器的最大功率限制, 将一部分甲烷反应器无法消纳的氢气供给氢燃料电池, 将氢能直接转化为电能和热能.

1) 电解槽 (EL) 模型

电解槽可以将电力系统无法消纳的风光电能转化为氢能, 其平衡方程和约束条件如下:

$$\begin{cases} P_{EL}^t = \eta_{H_2} P_{P2G}^t, \\ P_{P2G, \min} \leq P_{P2G}^t \leq P_{P2G, \max}, \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_{P2G}^t 为 t 时段输入电转气设备的总功率; P_{EL}^t 为 t 时段电解槽设备输出的氢功率; η_{H_2} 为电解槽设备的电氢转化效率; $P_{P2G, \min}$ 和 $P_{P2G, \max}$ 分别为电解槽设备功率的下限和上限.

2) 甲烷反应器 (MR) 模型

甲烷反应器用来将电解槽产生的氢气转化为甲烷, 其平衡方程和约束条件如下:

$$\begin{cases} P_{MR}^t = \eta_{MR} P_{EL,MR}^t, \\ T_{P2G}^t = \chi_{MR} P_{MR}^t, \\ V_{P2G}^t = \frac{3.6 P_{MR}^t}{H_{CH_4}}, \\ V_{P2G}^t = V_{P2G,d}^t + V_{P2G,sel}^t, \\ P_{EL,MR,min} \leq P_{EL,MR}^t \leq P_{EL,MR,max}, \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{EL,MR}^t$ 为 t 时段电解槽输入甲烷反应器的氢功率; P_{MR}^t 为 t 时段甲烷反应器输出的天然气功率; η_{MR} 为氢气转甲烷的效率; T_{P2G}^t 为 t 时段甲烷反应器需要的二氧化碳量; χ_{MR} 为二氧化碳转化系数; V_{P2G}^t 为 t 时段甲烷反应器产生的甲烷体积; $V_{P2G,d}^t$ 和 $V_{P2G,sel}^t$ 分别为直接用于系统的甲烷和出售给气网的甲烷; $P_{EL,MR,min}$ 和 $P_{EL,MR,max}$ 分别为甲烷反应器输入功率的下限和上限, 其功率还受CCS捕获的二氧化碳量限制。

3) 氢燃料电池 (HC) 模型

$$\begin{cases} P_{HC,e}^t = \eta_{HC}^e P_{EL,HC}^t, \\ P_{HC,h}^t = \eta_{HC}^h P_{EL,HC}^t, \\ \eta_{HC}^e + \eta_{HC}^h = \eta_{HC}, \\ k_{HC,min} \leq \frac{\eta_{HC}^h}{\eta_{HC}^e} \leq k_{HC,max}, \\ P_{EL,HC,min} \leq P_{EL,HC}^t \leq P_{EL,HC,max}, \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{EL,HC}^t$ 为 t 时段输入氢燃料电池的氢功率; $P_{HC,e}^t$ 和 $P_{HC,h}^t$ 分别为氢燃料电池输出的电功率和热功率; η_{HC}^e 、 η_{HC}^h 和 η_{HC} 分别为氢电转化效率、氢热转化效率和总转化效率; $k_{HC,min}$ 和 $k_{HC,max}$ 分别为氢燃料电池热电比的下限和上限; $P_{EL,HC,min}$ 和 $P_{EL,HC,max}$ 分别为氢燃料电池输入功率的下限和上限。

1.2 CCS运行过程及建模

电力系统无法消纳的风光电能一部分供给P2G设备制气, 另一部分供给CCS捕碳, 设备平衡方程如下:

$$\begin{cases} T_{CCS}^t = \chi_{CCS} P_{CCS}^t, \\ T_{CO_2,S}^t = T_{CCS}^t - T_{P2G}^t, \\ T_{CCS,S}^t = \sum_{n=1}^t T_{CCS}^n - \sum_{n=1}^t T_{P2G}^n, \\ 0 \leq P_{CCS}^t \leq P_{CCS,max}, \\ 0 \leq T_{CO_2,S}^t \leq T_{CCS}^t, \\ 0 \leq T_{CCS,S}^t \leq T_{CCS,S,max}, \\ 0 \leq T_{P2G}^t \leq T_{CCS,S}^{t-1} + T_{CCS}^t, \end{cases} \quad (4)$$

式中: P_{CCS}^t 为 t 时段输入CCS的功率; T_{CCS}^t 为 t 时段CCS捕获的二氧化碳量; χ_{CCS} 为二氧化碳捕获系数; $P_{CCS,max}$ 为CCS捕碳的最大功率; $T_{CO_2,S}^t$ 和 $T_{CCS,S}^t$ 分别为 t 时段二氧化碳的封存量和储碳设备的储碳量; $T_{CCS,S,max}$ 为储碳设备的最大储碳量。

1.3 综合需求响应模型

根据综合需求响应的基本概念和管理范围, 可按特性将柔性负荷分为3种类型, 分别是可削减负荷、可转移负荷和可替代负荷。

1.3.1 可削减负荷

可削减负荷指用户根据分时能源价格信号和激励机制调整或停止某种能源的用量, 这些负荷通常与非必要

的电力需求有关,如照明、空调、供暖设备等。具体模型及约束条件如下:

$$\begin{cases} L_i^t = \bar{L}_i^t + \Delta L_{i,\text{cut}}^t, \\ \Delta L_{i,\text{cut}}^t \leq L_{i,\text{cut},\text{max}}^t, \end{cases} \quad (5)$$

式中: i 为可削减负荷涉及的能量种类, $i \in \{e, g\}$; \bar{L}_i^t 和 L_i^t 分别为可削减需求响应前后的 i 类能源负荷; $\Delta L_{i,\text{cut}}^t$ 为 i 类负荷在 t 时段内的削减量; $L_{i,\text{cut},\text{max}}^t$ 为 $\Delta L_{i,\text{cut}}^t$ 的最大限制。

1.3.2 可转移负荷

可转移负荷是指负荷中能根据情况从某些时段转移至另外时段的部分,能源供应商会引导用户自发将用能从高峰时段转移至非高峰时段。可转移负荷需求响应模型如下:

$$\begin{cases} L_i^t = \bar{L}_i^t + \Delta L_{i,\text{sft}}^t, \\ \Delta L_{i,\text{sft}}^t = \bar{L}_i^t \sum_{t'=1}^T \frac{\mathbf{E}_i(t, t')(c_i^t - \bar{c}_i^t)}{\bar{c}_i^t}, \\ 0 \leq |\Delta L_{i,\text{sft}}^t| \leq L_{i,\text{sft},\text{max}}^t, \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\Delta L_{i,\text{sft}}^t$ 为 t 时段 i 类负荷的转移量; $L_{i,\text{sft},\text{max}}^t$ 为 i 类负荷在 t 时段内的最大转移量限制; T 为调度时段,设定为24 h; \mathbf{E}_i 为能源价格弹性矩阵,参照文献[25]; \bar{c}_i^t 和 c_i^t 分别为可转移负荷需求响应前后的能源价格。

1.3.3 可替代负荷

可替代负荷指可以被其他种类能源替代来满足能源需求的负荷,如热水器、空调、电炉、工业加热设备等。可替代负荷需求响应模型如下:

$$\begin{cases} L_i^t = \bar{L}_i^t + \Delta L_{i,\text{rpl}}^t, \\ 0 \leq |\Delta L_{i,\text{rpl}}^t| \leq L_{i,\text{rpl},\text{max}}^t, \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{bmatrix} L_e^t \\ L_h^t \\ L_c^t \\ L_g^t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{L}_e^t \\ \bar{L}_h^t \\ \bar{L}_c^t \\ \bar{L}_g^t \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & k_{he} & k_{ce} & k_{ge} \\ k_{eh} & 0 & k_{ch} & k_{gh} \\ k_{ec} & k_{hc} & 0 & k_{gc} \\ k_{eg} & k_{hg} & k_{cg} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{L}_e^t \\ \bar{L}_h^t \\ \bar{L}_c^t \\ \bar{L}_g^t \end{bmatrix}, \quad (8)$$

式中: $\Delta L_{i,\text{rpl}}^t$ 为 t 时段 i 类负荷的替代量; $L_{i,\text{rpl},\text{max}}^t$ 为 i 类负荷在 t 时段内的最大转移量限制; k_{ij} 为 i 种能源和 j 种能源之间的替代转换效率,且 $k_{ij} = -1/k_{ji}$, $i, j \in \{e, h, c, g\}$, $i \neq j$ 。不考虑冷能和热能之间的替代,故 $k_{hc} = k_{ch} = 0$ 。

1.3.4 需求响应后负荷模型

综上,考虑综合需求响应后的负荷模型如下:

$$L_i^t = \bar{L}_i^t + \Delta L_{i,\text{DR}}^t = \bar{L}_i^t + \Delta L_{i,\text{cut}}^t + \Delta L_{i,\text{sft}}^t + \Delta L_{i,\text{rpl}}^t, \quad (9)$$

式中: $\Delta L_{i,\text{DR}}^t$ 为综合需求响应的负荷变化。负荷端可以根据价格/激励信号的交互响应来调整负荷曲线,从而实现综合能源系统的高效经济运行。

1.4 阶梯式碳交易机制

为实现系统低碳运行的经济激励,本节构建阶梯式碳交易机制,分别为碳排放计算模型、碳配额分配模型和碳交易成本模型。

1.4.1 碳排放计算模型

系统总碳排放包括购电、购气及微型燃气轮机运行产生的碳排放,模型如下:

$$\begin{cases} T_{\text{CO}_2}^t = T_{\text{P}_b}^t + T_{\text{G}_b}^t + T_{\text{MT}}^t - T_{\text{CCS}}^t, \\ T_{\text{P}_b}^t = \varepsilon_{\text{P}_b} P_b^t, \\ T_{\text{G}_b}^t = \varepsilon_{\text{G}_b} (G_b^t - V_{\text{MT}}^t), \\ T_{\text{MT}}^t = \varepsilon_{\text{MT}} P_{\text{MT}}^t, \end{cases} \quad (10)$$

式中: $T_{\text{CO}_2}^t$ 为 t 时段 IES 的总碳排放量; $T_{\text{P}_b}^t$ 和 $T_{\text{G}_b}^t$ 分别为系统购电和购气的折算碳排放量; T_{MT}^t 为微型燃气轮机的碳排放量; ε_{P_b} 、 ε_{G_b} 和 ε_{MT} 分别为单位购电碳排系数、单位购气碳排系数以及微型燃气轮机碳排系数。

1.4.2 碳配额分配模型

本文采用的配额方法为无偿配额, 系统碳配额由购电、燃气轮机、风电和光伏的基准排放决定, 碳配额分配模型如下:

$$\begin{cases} T_{\text{free}}^t = T_{\text{P}_b, \text{free}}^t + T_{\text{MT}, \text{free}}^t + T_{\text{WT}, \text{free}}^t + T_{\text{PV}, \text{free}}^t, \\ T_{\text{P}_b, \text{free}}^t = \delta_{\text{P}_b} P_b^t, \\ T_{\text{MT}, \text{free}}^t = \delta_{\text{MT}} P_{\text{MT}}^t, \\ T_{\text{WT}, \text{free}}^t = \delta_{\text{WT}} P_{\text{WT}}^t, \\ T_{\text{PV}, \text{free}}^t = \delta_{\text{PV}} P_{\text{PV}}^t, \end{cases} \quad (11)$$

式中: T_{free}^t 为系统在 t 时段的碳配额; $T_{\text{P}_b, \text{free}}^t$ 、 $T_{\text{MT}, \text{free}}^t$ 、 $T_{\text{WT}, \text{free}}^t$ 和 $T_{\text{PV}, \text{free}}^t$ 分别为系统购电碳配额、微型燃气轮机碳配额、风电碳配额和光伏碳配额; δ_{P_b} 、 δ_{MT} 、 δ_{WT} 、 δ_{PV} 分别为购电碳配额系数、微型燃气轮机碳配额系数、风电碳配额系数和光伏碳配额系数。

故实际参与碳交易市场中的碳排放量 T_a^t 为:

$$T_a^t = T_{\text{CO}_2}^t - T_{\text{free}}^t. \quad (12)$$

1.4.3 碳交易成本模型

碳交易成本模型如下:

$$C_{\text{CO}_2, \text{T}}^t = \begin{cases} m(1+3g)T_a^t - m(1+3g)L, & T_a^t \leq -2L, \\ m(1+2g)(T_a^t + L) - m(1+2g)L, & -2L < T_a^t \leq -L, \\ m(1+g)T_a^t, & -L < T_a^t \leq 0, \\ mT_a^t, & T_a^t < L, \\ m(1+\tau)(T_a^t - L) + mL, & L \leq T_a^t < 2L, \\ m(1+2\tau)(T_a^t - 2L) + m(2+\tau)L, & T_a^t \geq 2L, \end{cases} \quad (13)$$

式中: m 为交易基价; g 为补偿系数; τ 为价格增长率; L 为碳排放等价区间。

2 含细化两阶段P2G和CCS的综合能源系统优化经济调度模型

2.1 目标函数

本文以综合能源系统的最低日运行综合成本为目标函数, 计算方式如下:

$$C = \min(C_{\text{em}} + C_{\text{buy}} + C_{\text{wpc}} + C_{\text{dr}} + C_{\text{CO}_2}), \quad (14)$$

式中: C 为系统运行综合成本; C_{em} 为设备运维成本; C_{buy} 为系统购能成本; C_{wpc} 为弃风弃光成本; C_{dr} 为需求响应成本; C_{CO_2} 为碳交易和碳封存成本。

1) 设备运维成本为:

$$C_{\text{em}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N c_{\text{em}, n} P_n^t, \quad (15)$$

式中: T 为时间周期, 24 h; N 为设备总数; $c_{\text{em}, n}$ 和 P_n^t 为某设备的单位运维成本和输出功率。

2) 系统购能成本为:

$$C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T (c_p^t P_b^t + c_g^t G_b^t + c_h^t H_b^t), \quad (16)$$

式中: c_p^t 、 c_g^t 和 c_h^t 为电、气、热能在 t 时段的价格; P_b^t 、 G_b^t 和 H_b^t 为 t 时段系统向能源网络购买的电量、气量和热量。

3) 弃风弃光成本为:

$$C_{wpc} = \sum_{t=1}^T c_{wpc} (P_{WC}^t + P_{PC}^t), \quad (17)$$

式中: c_{wpc} 为弃风弃光成本系数; P_{WC}^t 和 P_{PC}^t 为 t 时段弃风功率与弃光功率.

4) 需求响应成本为:

$$\begin{cases} C_{dr} = C_{cut} + C_{sft}, \\ C_{cut} = c_{cut} P_{cut}, \\ C_{sft} = c_{sft} P_{sft}, \end{cases} \quad (18)$$

式中: C_{cut} 和 C_{sft} 分别为可削减负荷需求响应和可转移负荷需求响应的补偿成本; c_{cut} 和 P_{cut} 为可削减负荷单位补偿成本和总削减负荷; c_{sft} 和 P_{sft} 为可转移负荷单位补偿成本和总转移负荷.

5) 碳交易和碳封存成本为:

$$C_{CO_2} = \sum_{t=1}^T c_{CO_2,S} T_{CO_2,S}^t + \sum_{t=1}^T C_{CO_2,T}^t, \quad (19)$$

式中: $c_{CO_2,S}$ 为单位碳封存成本; $C_{CO_2,T}^t$ 为 t 时段系统碳交易成本; 系统碳排放计算模型、碳配额分配模型和阶梯式碳交易成本模型主要参考文献[19]中的相关模型.

2.2 约束条件

约束条件包括能量平衡约束、能源采购约束、设备运行约束和需求响应约束.

1) 能量平衡约束为:

$$\begin{cases} P_{WT}^t + P_{PV}^t + P_b^t + P_{MT}^t + P_{es,d}^t + P_{HC,e}^t = P_{L,dr}^t + P_{EC}^t + P_{es,c}^t + P_{P2G}^t + P_{CCS}^t, \\ P_{WC}^t + P_{VN}^t = P_{P2G}^t + P_{CCS}^t, \\ H_b^t + H_{MT}^t + H_{hs,d}^t + H_{HC,h}^t = H_{L,dr}^t + H_{AC}^t, \\ C_{AC}^t + C_{EC}^t = C_{L,dr}^t, \\ G_b^t + V_{P2G,d}^t = V_{MT}^t + G_{L,dr}^t, \end{cases} \quad (20)$$

式中参数参考本文第1节.

2) 能源采购约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_b^t \leq P_{b,max}, \\ 0 \leq H_b^t \leq H_{b,max}, \\ 0 \leq G_b^t \leq G_{b,max}, \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{b,max}$ 、 $H_{b,max}$ 和 $G_{b,max}$ 为系统从能源网络中购买的最大能量量.

3) 设备运行约束

系统的设备运行约束如本文第1节所示.

4) 需求响应约束

系统的需求响应约束如本文第1节所示.

3 仿真分析

3.1 场景设置

本文选取一个典型的综合能源系统作为仿真对象, 负荷水平及风电、光伏的预测曲线选用西北某高海拔地区一天的预测值, 如图2所示, 系统设备的参数参考文献[26], 利用Matlab调用CPLEX求解器求解.

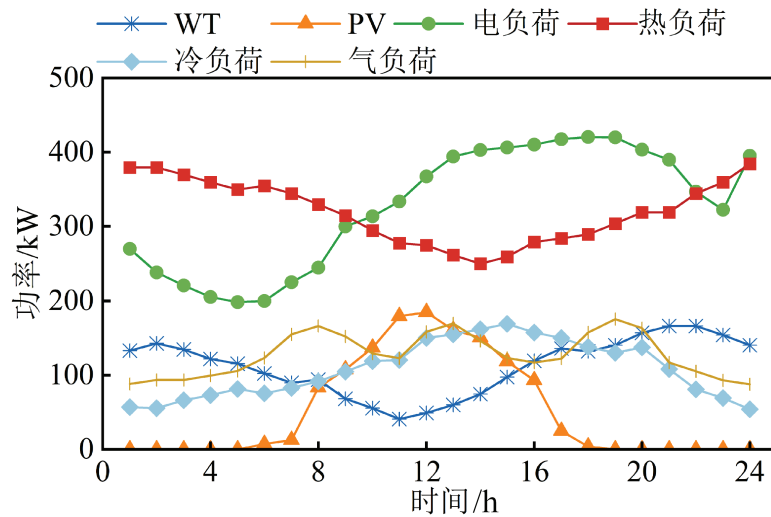


图 2 光伏、风电、负荷预测曲线

为验证本文所提模型的经济性与低碳性,设置了4个不同场景,对4个场景进行了仿真分析(表1)。场景1:不考虑综合需求响应;场景2:考虑综合需求响应;场景3:考虑综合需求响应、传统P2G设备和CCS;场景4:考虑综合需求响应、细化两阶段P2G设备和CCS。4种不同场景优化所得成本结果如表1所示。

表 1 不同场景下系统运行成本及碳排放

参数	场景1	场景2	场景3	场景4
碳排放量/千克	5 852.30	4 625.60	3 810.87	3 634.61
碳封存成本/元	0	0	23.10	23.10
碳交易成本/元	53.55	-5.09	-127.30	-145.98
设备运行成本/元	169.17	230.59	222.57	222.65
能源采购成本/元	18 828.49	13 387.46	11 007.14	10 274.11
需求响应成本/元	0	1 695.01	1 695.01	1 695.01
弃风弃光成本/元	470.19	463.21	0	0
总成本/元	19 521.40	15 771.18	12 820.52	12 068.89

3.2 运行成本分析

结合图3可知,与场景1相比,场景2加入需求响应后综合能源系统总成本降低了3 750.22元,降幅为19.21%,碳排放量减少了1 226.7千克,降幅为20.96%,弃风弃光成本减少了6.98元,需求响应成本增加了1 695.01元,能源采购成本减少了5 441.03元。结合图4可知,这是由于加入需求响应后在满足用户用能需求的同时改变了用户用能结构,有效实现电-气-热-冷负荷的横向互补替代和纵向时移,在分时能源价格较低时买入能源,减少了能源采购成本;结合图5可知,与场景2相比,场景3加入传统P2G设备和CCS后总成本减少了2 950.66元,碳排放量减少了814.73千克,弃风弃光成本减少了463.21元,能源采购成本降低了2 380.32元,这一变化不仅源于P2G和CCS对风光电量的直接消纳,更与阶梯式碳交易激励机制密切相关。系统通过出售富余碳配额获得收益,如场景3碳交易成本为-127.30元,用于部分抵消设备运维成本,同时激励系统优先采用低碳技术,减少对高价气能的依赖,由图6中场景3的气负荷需求下降可知,能源采购成本显著降低。尽管场景3中设备运维成本增加至222.57元,但其通过捕集二氧化碳并生产甲烷燃料,替代了部分需高价采购的天然气,间接优化了能源采购结构。结合图6可知,场景4在场景3的基础上将电转气的两阶段细化,总成本减少了751.63元,降幅为5.86%(较场景1降幅为38.18%),碳排放量减少了176.26千克,降幅为4.63%(较场景1降幅为37.89%),能源采购成本减少了733.03元,这体现了碳交易与设备运行成本的间接联动机制。细化两阶段后的P2G设备通过氢能梯级利用,将富余氢能经燃料电池直接转化为电、热能,降低对高价天然气的依赖,进一步削减气能采购成本。同时,阶梯式碳交易的补偿系数

提升促使系统更积极捕集二氧化碳并参与碳交易,通过出售配额进一步抵消能源采购成本,场景4碳交易成本为-145.98元.此外,CCS与P2G的协同运行减少了储碳罐封存压力,场景4碳封存成本稳定在23.10元,避免了高成本的碳封存操作,间接优化了总成本结构.上述结果表明,尽管表1中碳交易和设备运行成本的数值相对较小,但其通过技术协同与经济杠杆作用,显著影响能源采购这一主要成本,最终实现系统总成本与碳排放的同时下降.

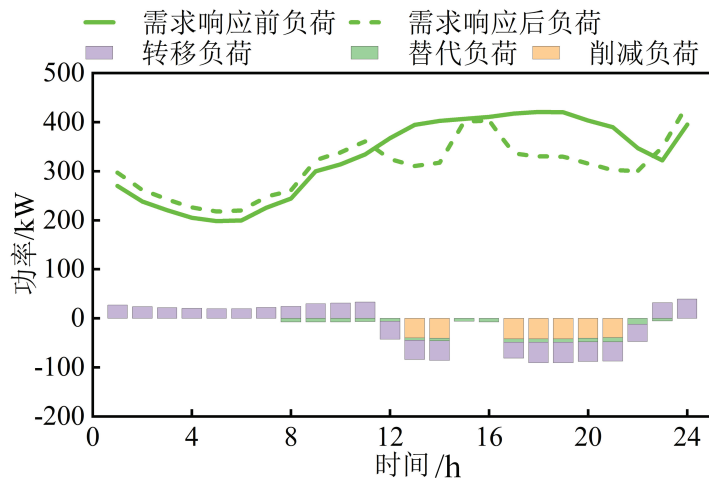


图3 电负荷需求响应前后变化

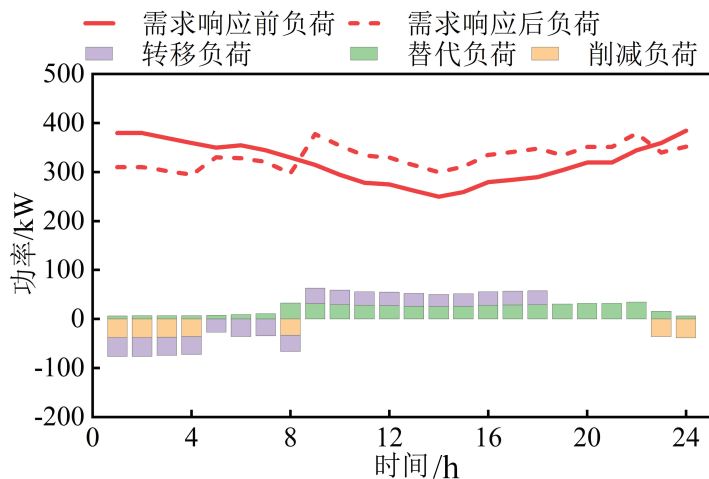


图4 热负荷需求响应前后变化

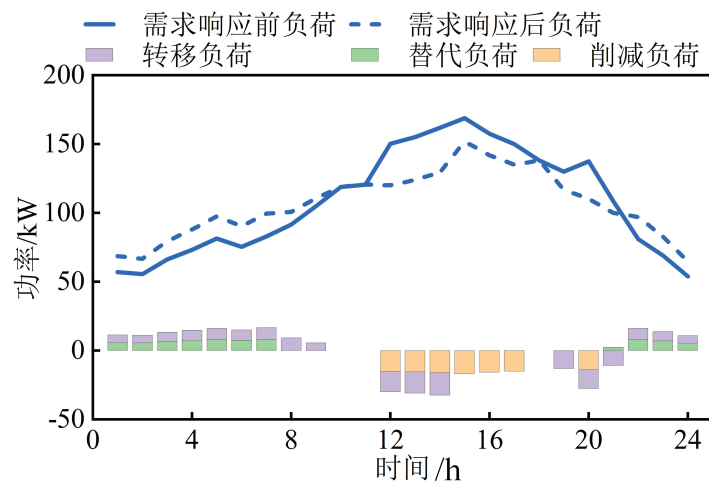


图5 冷负荷需求响应前后变化

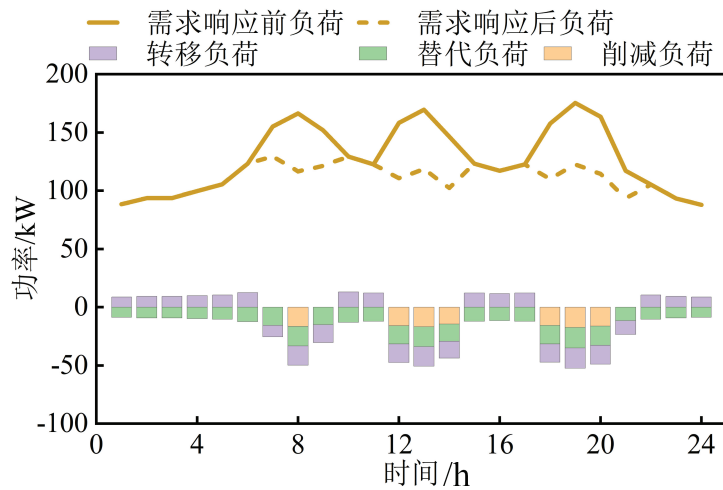


图 6 气负荷需求响应前后变化

3.3 调度结果分析

对场景4进行具体分析. 由图7 (a) 可知, 1~7 h时段风机出力较高且此时段电价较低, 系统会偏向于购电来满足能源需求, 同时储电设备会将富余的风电和低价电能储存起来, 并在用能需求高的峰时能源价格段19~20 h放出; 在8~22 h时段系统购电会明显减少, 系统电负荷主要由微型燃气轮机和风电、光伏电站承担; 在11~14 h、16~24 h时段P2G设备大功率运行, 这是由于该时段CCS储碳压力较大, P2G稳定运行来缓解储碳压力, 同时HC出力来缓解过高的电、热负荷. 由图7 (b) 可知, 由于10~22 h微型燃气轮机大功率运行, 且该时段购热成本较其他时段低, 储热设备会在热能富余的15~16 h时段充能, 并在购热成本较高、微型燃气轮机不运行的其他时段将热能放出. 由图7 (c) 可知, 冷负荷主要由电制冷机和吸收式制冷机供应, 在电价较高的时段冷负荷需求主要由AC满足, 其余的部分由EC补足. 由图7 (d) 可知, EL多在可再生能源发电高峰时段运行, 不过转化成的甲烷体积较少, 主要作用是消纳风光电能以及处理CCS吸收的二氧化碳.

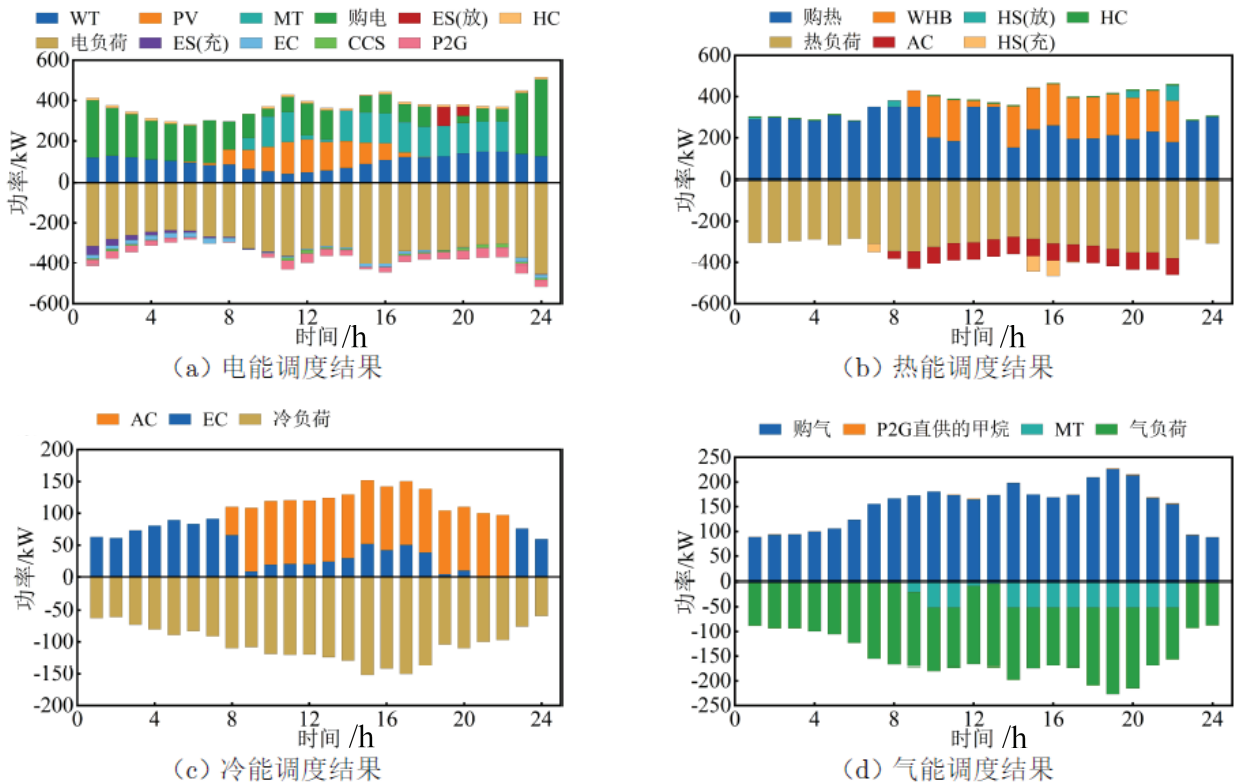


图 7 多能流优化调度结果

3.4 系统的碳排放、碳封存容量对系统运行成本的影响

系统的碳排放分为两部分,一部分在缴纳一定碳交易费用后直接排放,另一部分被CCS捕集后封存起来或者供给P2G设备制气.由于碳封存价格远低于碳交易基价,系统往往倾向于将捕集的二氧化碳封存,故有必要研究碳封存容量对系统运行成本的影响.本文比对了12种不同碳封存容量下的系统运行成本,由图8可知,随着储碳设备容量的增加,碳交易成本降低,系统的总运行成本也随之降低,这是由于系统可以将更多的二氧化碳储存起来,减少向大气排放,在碳交易市场中获得更多收益;由于CCS捕碳同时受运行功率上限和系统富余电能的影响,当碳封存容量超过某一特定值时,系统的总成本和碳交易收益不再随其增加而变化,运行成本趋于稳定.

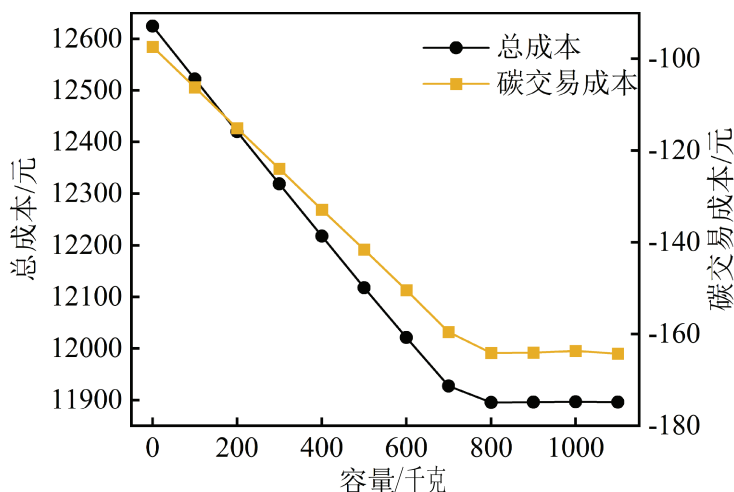


图 8 碳封存容量对系统运行影响

3.5 阶梯式碳交易参数影响

当碳交易基价、补偿系数发生改变时,均会对系统运行产生影响,本节基于场景4对其展开分析.由图9可知,当碳交易基价低于0.25元/千克时,总成本随基价增加而减少,总碳排放减少约18.7%,能源采购成本同步下降21.3%.这是由于碳交易基价增加时,系统的单位碳配额交易收益增加,为减少运行成本,系统会主动降低碳排放以获得更多的碳交易配额,从而在减少碳排放的同时降低系统运行成本;当碳交易基价超过0.25元/千克时,系统的总碳排放不再随基价变化而变化,而是趋于稳定,但是总成本仍会继续减少,能源采购成本进一步减少9.8%.这是由于碳交易收入持续抵消能源采购成本,同时系统通过精细化调度,如储能在低价时段充能来进一步优化能源采购结构.

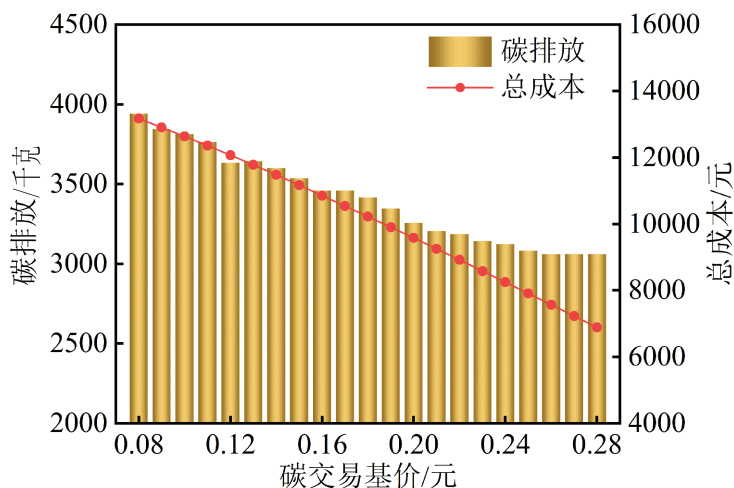


图 9 碳交易基价对系统运行影响

当CCS的运行成本低于其捕碳所带来的碳交易收益时,系统会主动增加捕碳来减少总运行成本.由图10可知,随着补偿系数从0.1增至0.15,系统总运行成本下降7.2%,能源采购成本减少6.5%,但碳排放量仅下降2.1%.这是由于补偿系数较低时,系统捕碳动力不足,主要依赖现有低碳技术降低能源采购需求.补偿系数进一步提高至0.2~0.4后,总成本进一步下降14.8%,能源采购成本减少17.3%,碳排放量减少11.6%.此阶段补偿系数显著激励CCS捕碳,捕集的二氧化碳通过P2G生产甲烷燃料,替代了19.7%的气能采购量(图6中气负荷需求下降至场景4的82.3%),从而大幅削减采购成本.当补偿系数增至0.45~0.55时,总成本与碳排放量同步加速下降,能源采购成本进一步降低24.1%,碳排放量减少28.9%.此时系统通过动态调整冷/热负荷替代比例(图5中冷负荷替代率提升至35%),进一步减少高价电能采购.当补偿系数大于0.6时,碳排放量不再随补偿系数增加而减少,保持不变,但系统运行成本仍随系数增加而下降,表明系统通过碳交易收益最大化和储能调度优化,持续降低对传统能源的依赖.

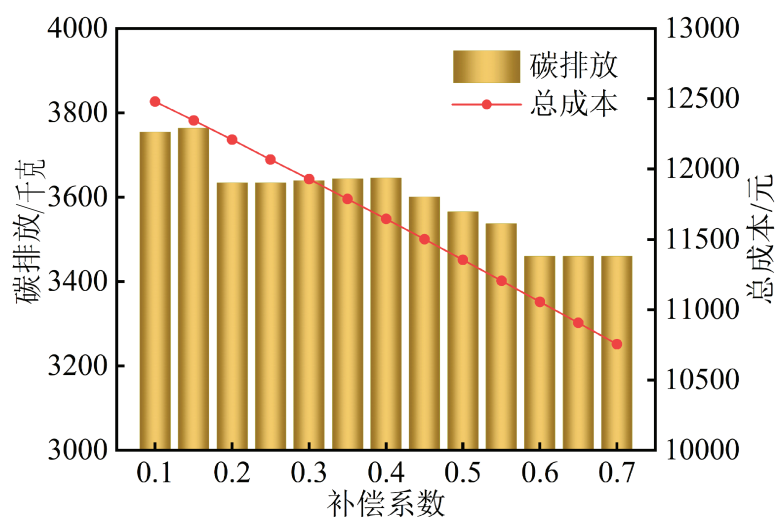


图 10 补偿系数对系统运行影响

4 结论

本文提出了一种基于IDR的含细化两阶段P2G和CCS的综合能源系统优化调度模型,并探究了其在阶梯式碳交易市场中的运行机制.基于仿真结果,可以得到如下结论:

1) 该模型能够有效降低运行成本,在促进能量供需平衡的同时减少碳排放,有利于系统的低碳经济运行以及能源的梯级利用.引入综合需求响应后,系统运行成本减少了19.21%,碳排放量减少了20.96%.在此基础上考虑细化两阶段P2G设备和CCS协同运行后,系统运行成本减少了38.18%,碳排放量减少了37.89%,相较于传统的P2G模型,碳排放量优化了约5%,该模型可以更好地消纳可再生能源.

2) CCS的储碳容量会对系统运行以及碳排放产生影响,随着储碳容量增加,系统运行总成本与碳排放量逐渐降低,当储碳容量超过周期内CCS的最大封存量时,系统运行成本与碳排放趋于稳定.

3) 分析了当系统存在可出售碳配额时,阶梯式碳交易市场的碳交易基价和补偿系数对系统运行成本以及碳排放的影响.当碳交易基价与补偿系数增加时,系统运行成本稳定下降,碳排放量下降到某一程度后保持稳定,可以通过适当调节碳交易参数改善系统经济性与低碳性.

本文为电转气技术在综合能源系统中的应用提供了一定的理论参考,但未考虑电转气设备运行时可再生能源的不确定性对其运行的影响,未来将针对不确定性进一步开展研究.

参考文献:

- [1] 任晨星,任清洁,高翔.“双碳”背景下我国低碳电力发展研究[J].热力发电,2024,53(2):1-7.
REN C X, REN Q J, GAO X. Research on low-carbon electric power development in China under “Carbon Neutralization and Carbon Peak” background[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(2): 1-7. (in Chinese)

- [2] 张雅娟,王铮,李双成. 能源电力系统转型对中国环境影响评估[J]. 资源科学, 2023, 45(9): 1830-1843.
ZHANG Y J, WANG Z, LI S C. Environmental impact assessment of energy and power system transformation in China[J]. Resources Science, 2023, 45(9): 1830-1843. (in Chinese)
- [3] 俞和胜,祁海鹰,谭忠超. “双碳”背景下传统化石能源脱碳制氢增值化利用技术[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2023, 63(8): 1226-1235.
YU H S, QI H Y, TAN Z C. Decarbonization, hydrogen production, and value-added utilization of conventional fossil fuels under the background of “Double-Carbon”[J]. Journal of Tsinghua University(Science and Technology), 2023, 63(8): 1226-1235. (in Chinese)
- [4] 沈赋,杨光兵,王健,等. 计及电-气园区综合能源系统多重不确定性的变置信区间优化调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(11): 33-40.
SHEN F, YANG G B, WANG J, et al. Optimal scheduling of variable confidence intervals considering multiple uncertainties in integrated electric-gas park energy systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(11): 33-40. (in Chinese)
- [5] 马广超,颜宁,王明强,等. 基于“碳-能”协同响应的综合能源系统季节性低碳经济优化调度方法[J]. 电网技术, 2025, 49(3): 955-965.
MA G C, YAN N, WANG M Q, et al. Seasonal low-carbon economic optimal scheduling method for integrated energy system based on “carbon-energy” synergistic response[J]. Power System Technology, 2025, 49(3): 955-965. (in Chinese)
- [6] 张志一,窦震海,于润泽,等. 考虑电-热等效虚拟储能的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力建设, 2024, 45(3): 16-26.
ZHANG Z Y, DOU Z H, YU R Z, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering electric-thermal equivalent virtual energy storage[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(3): 16-26. (in Chinese)
- [7] 李兴国,任永峰,孟庆天,等. 考虑可控负荷的含CSP和P2G的综合能源系统优化调度[J]. 太阳能学报, 2023, 44(12): 552-559.
LI X G, REN Y F, MENG Q T, et al. Optimal scheduling of integrated energy system with CSP and P2G considering controllable loads[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(12): 552-559. (in Chinese)
- [8] 杨挺,刘豪,王静,等. 基于深度强化学习的园区综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3604-3613.
YANG T, LIU H, WANG J, et al. Low-carbon economic dispatch for park-level integrated energy system based on deep reinforcement learning[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3604-3613. (in Chinese)
- [9] 张海华,刘福才. 考虑风电消纳的区域综合能源系统优化运行分析[J]. 太阳能学报, 2023, 44(10): 585.
ZHANG H H, LIU F C. Optimal operation analysis of regional integrated energy system considering wind power accommodation[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2023, 44(10): 585. (in Chinese)
- [10] PANDEY S, MAHMUD S, KATIKANENI S, et al. Modeling of solid oxide-electrolyzer and-fuel cell for nuclear-renewable integrated energy systems[C]//2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting(PESGM). Orlando, FL, USA. IEEE, 2023: 1-5.
- [11] SHOJA Z M, MIRZAEI M A, SEYEDI H, et al. Sustainable energy supply of electric vehicle charging parks and hydrogen refueling stations integrated in local energy systems under a risk-averse optimization strategy[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 55: 105633.
- [12] GUO W, WANG Q, LIU H, et al. Multi-energy collaborative optimization of park integrated energy system considering carbon emission and demand response[J]. Energy Reports, 2023, 9: 3683-3694.
- [13] HOU S R, SALAZR E M, VERGARA P P, et al. Performance comparison of deep RL algorithms for energy systems optimal scheduling[C]//2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe(ISGT-Europe). Novi Sad, Serbia. IEEE, 2022: 1-6.
- [14] RANE D, SHARMA S, VERMA A. Multi-objective building energy management for integrated energy systems considering greenhouse gas emissions[C]//2022 22nd National Power Systems Conference(NPSC). New Delhi, India. IEEE, 2022: 530-535.
- [15] 殷骏,李笑竹,杜锡力,等. 考虑燃料电池变工况特性的风-光-氢综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 151-158.
YIN J, LI X Z, DU X L, et al. Optimal scheduling of wind-photovoltaic-hydrogen integrated energy system considering variable operating characteristics of fuel cells[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 151-158. (in Chinese)
- [16] 张兴平,张又中. 计及P2G和CCS的园区级电-热-气综合能源系统多目标优化[J]. 电力建设, 2020, 41(12): 90-99.
ZHANG X P, ZHANG Y Z. Multi-objective optimization for park-level electricity-heat-gas integrated energy system incorporating P2G and CCS[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(12): 90-99. (in Chinese)
- [17] 王辉,周珂锐,吴作辉,等. 含电转气和碳捕集耦合的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 214-226.

- WANG H, ZHOU K R, WU Z H, et al. Multi-time scale optimal scheduling of integrated energy system with power-to-gas and carbon capture coupling[J]. *China Electric Power*, 2024, 57(8): 214-226. (in Chinese)
- [18] 贾云辉, 张峰. 考虑分布式风电接入下的区域综合能源系统多元储能双层优化配置研究[J]. *可再生能源*, 2019, 37(10): 1524-1532.
- JIA Y H, ZHANG F. Bi-level optimal configuration of multi-energy storage for regional integrated energy system considering distributed wind power integration[J]. *Renewable Energy*, 2019, 37(10): 1524-1532. (in Chinese)
- [19] 王利猛, 刘雪梦, 李扬, 等. 阶梯式碳交易机制下考虑需求响应的综合能源系统低碳优化调度[J]. *电力建设*, 2024, 45(2): 102-114.
- WANG L M, LIU X M, LI Y, et al. Low-carbon optimal scheduling of integrated energy system considering demand response under tiered carbon trading mechanism[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(2): 102-114. (in Chinese)
- [20] 杨志豪, 刘沅, 文明, 等. 考虑综合需求响应混合不确定性的综合能源系统优化调度策略[J]. *电力建设*, 2022, 43(9): 66-76.
- YANG Z H, LIU H, WEN M, et al. Optimal scheduling strategy for integrated energy system considering hybrid uncertainties of integrated demand response[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(9): 66-76. (in Chinese)
- [21] 马斌, 杨立波, 陈辰, 等. 计及需求响应的综合能源系统协同优化策略[J]. *可再生能源*, 2023, 41(5): 676-684.
- MA B, YANG L B, CHEN C, et al. Collaborative optimization strategy for integrated energy system considering demand response[J]. *Renewable Energy*, 2023, 41(5): 676-684. (in Chinese)
- [22] 李艺丰, 黄曲黎, 闫朝阳, 等. 基于奖惩机制碳交易的综合能源系统供需双响应低碳调控[J]. *可再生能源*, 2024, 42(8): 1111-1119.
- LI Y F, HUANG Q C, YAN Z Y, et al. Low-carbon regulation of supply-demand dual response in integrated energy system based on reward-punishment carbon trading mechanism[J]. *Renewable Energy*, 2024, 42(8): 1111-1119. (in Chinese)
- [23] 李伊竹林, 韩肖清, 李廷钧, 等. 基于动态电-碳需求响应的综合能源系统日前多元低碳交易方法[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(12): 24-35.
- LI Y Z L, HAN X Q, LI T J, et al. Day-ahead diversified low-carbon transaction method for integrated energy system based on dynamic electricity-carbon demand response[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(12): 24-35. (in Chinese)
- [24] 杨航, 张涛, 冉华军, 等. 考虑需求响应与碳价不确定性的综合能源系统优化调度[J]. *现代电力*, 2025, 42(4): 640-649.
- YANG H, ZHANG T, RAN H J, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems considering demand response and carbon price uncertainty[J]. *Modern Electric Power*, 2025, 42(4): 640-649. (in Chinese)
- [25] LI P, WANG Z X, WANG N, et al. Stochastic robust optimal operation of community integrated energy system based on integrated demand response[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2021, 128: 106735.
- [26] LI P, WANG Z X, WANG J H, et al. Two-stage optimal operation of integrated energy system considering multiple uncertainties and integrated demand response[J]. *Energy*, 2021, 225: 120256.

责任编辑: 刘 敏