

基于改进碳交易机制的电氢综合能源系统低碳经济调度研究

周欣¹, 曾龙祥^{2*}, 李益帆²

(1. 国网江西省电力有限公司九江供电公司, 江西 九江 332099; 2. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

摘要:【目的】为提升综合能源系统(integrated energy systems, IES)碳减排能力和经济效益, 本文通过改进传统阶梯式碳交易并引入电氢耦合单元, 提出一种基于改进阶梯式碳交易的电氢综合能源系统低碳经济调度策略。【方法】首先, 将电转气划分为电解水制氢和氢气甲烷化两阶段, 构建包含储氢罐、甲烷反应器、氢燃料电池及掺氢CHP机组的电氢耦合单元, 从而提升系统的可再生能源消纳能力。其次, 进一步引入碳捕集设备以实现系统深度碳减排, 同时可将碳捕集电厂捕获的CO₂作为甲烷化过程的原料, 实现CO₂的闭环循环利用。再次, 将传统阶梯式碳交易改进为分段线性函数形式, 以提升模型求解效率。最后, 构建以系统综合成本最小为目标的基于改进碳交易机制的电氢综合能源系统低碳经济调度模型, 并进行多场景仿真分析。【结果】研究表明, 引入电氢耦合单元可显著提升IES系统的新能源消纳能力, 再引入碳捕集设备后, 可使系统实现结构性碳减排。与基准场景相比, 系统整体弃风弃光量从457.02 MW降至32.47 MW, 降幅达92.89%, 同时系统净碳排放量从1 530.05 t显著降至38.56 t。所改进的阶梯式碳交易避免了传统阶梯式碳交易模型需引入的大量0-1变量, 求解效率显著提升, 求解时间由16.42 s缩短至9.57 s。该机制在20~80元/t的碳价区间时可有效降低系统碳排放, 驱动系统总成本从固定碳价的186.75万元降低至122.38万元, 同时碳捕集功率与掺氢热电联产机组功率波动标准差分别由2.75 MW和3.15 MW降低至1.46 MW和1.74 MW, 这使得碳价信号传递更为平滑。【结论】电氢耦合与碳捕集的协同作用显著提升了系统新能源消纳与深度脱碳能力, 同时改进的阶梯式碳交易机制在关键碳价区间有效降低碳排放和计算成本, 且碳价信号传递更平滑, 整套技术体系最终在兼顾经济性的同时, 实现了系统大幅减排与新能源高效利用。

关键词: 电氢耦合; 碳捕集; 电转气; 综合能源系统; 改进阶梯式碳交易

中图分类号: TK01

文章编号: 1674-8069(2025)06-0992-13

文献标志码: A

DOI编号: 10.19944/j.eptep.1674-8069.2025.06.013

[引用本文格式] 周欣, 曾龙祥, 李益帆. 基于改进碳交易机制的电氢综合能源系统低碳经济调度研究[J]. 电力科技与环保, 2025, 41(6): 992-1004.

ZHOU Xin, ZENG longxiang, LI Yifan. Research on low-carbon economic dispatch of hydrogen integrated energy system based on improved carbon trading mechanism[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025, 41(6): 992-1004.

Research on low-carbon economic dispatch of hydrogen integrated energy system based on improved carbon trading mechanism

ZHOU Xin¹, ZENG longxiang^{2*}, LI Yifan²

(1. State Grid Jiangxi Electric Power Company Jiujiang Power Supply Branch, Jiujiang 332099, Jiangxi China; 2. College of Electrical and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, Hubei China)

Abstract: 【Objective】To enhance the carbon reduction capability and economic performance of integrated energy systems (IES), this study improves the traditional stepped carbon trading mechanism and introduces electricity-hydrogen coupling units. A low-carbon economic dispatch strategy for IES is proposed, based on an improved stepped carbon trading mechanism. 【Methods】First, the power-to-gas process is divided into two stages: water electrolysis for

收稿日期: 2025-06-01 录用日期: 2025-09-30

Received: 2025-06-01 Accepted: 2025-09-30

基金项目: 湖北省自然科学基金创新发展联合基金项目(2024AFD350); 湖北省梯级水电站运行与控制重点实验室开放基金项目(2021KJX06)

hydrogen production and hydrogen methanation. Electricity-hydrogen coupling units are established by integrating hydrogen storage tanks, methanation reactors, hydrogen fuel cells, and hydrogen-blended CHP units. This improves the system's ability to accommodate renewable energy. Second, carbon capture facilities are introduced to achieve deep carbon reduction, and the captured CO_2 from carbon capture power plants is used as a feedstock for methanation, enabling a closed-loop CO_2 cycle. Then, the traditional stepped carbon trading is reformulated as a piecewise linear function to improve computational efficiency. Finally, a low-carbon economic dispatch model for IES is constructed, aiming to minimize the total system cost, and multi-scenario simulations are carried out. **[Results]** The research shows that the introduction of the electro-hydrogen coupling unit can significantly improve the new energy absorption capacity of the IES system, and the system can achieve structural carbon emission reduction after the introduction of carbon capture equipment. Compared with the baseline scenario, the overall wind and light abandonment of the system is reduced from 457.02 MW to 32.47 MW, a decrease of 92.89%, and the net carbon emission of the drive system is significantly reduced from 1 530.05 t to 38.56 t. The improved step-by-step carbon trading avoids a large number of 0-1 variables introduced by the traditional step-by-step carbon trading model, and the solution efficiency is significantly improved. The solution time is shortened from 16.42 s to 9.57 s. This mechanism can effectively reduce the carbon emission of the system in the carbon price range of 20 ~ 80 yuan / t, and the total cost of the drive system is reduced from 1.867 5 million yuan of fixed carbon price to 1.223 8 million yuan. At the same time, the standard deviation of power fluctuation of carbon capture power and hydrogen-doped cogeneration unit is reduced from 2.75 MW and 3.15 MW to 1.46 MW and 1.74 MW, respectively, which makes the carbon price signal transmission smoother. **[Conclusion]** The synergy between electricity-hydrogen coupling and carbon capture significantly improves renewable energy integration and deep decarbonization. The improved stepped carbon trading mechanism effectively reduces emissions and computational costs in key carbon price ranges, while ensuring smoother carbon price signals. The proposed technical framework ultimately achieves substantial emission reductions and efficient utilization of renewable energy with favorable economics.

Key words: electricity-hydrogen coupling; carbon capture; power-to-gas; integrated energy system; improved stepped carbon trading

0 引言

低碳发展已经成为当前全球社会发展的重要议题之一。为推动经济高质量发展,实现可持续发展的基本战略,引导各行业朝着绿色低碳方向深度变革,我国提出“双碳”目标^[1-2],这标志着我国能源结构转型进入关键阶段,推动低碳转型已成为国家发展的核心任务之一。氢能作为新型能源载体,在综合能源系统(integrated energy systems, IES)中通过替代化石能源、促进可再生能源消纳、提高系统灵活性等途径发挥显著作用,成为推动能源系统去碳化和绿色转型的关键力量^[3-4]。

如今碳捕集和碳封存技术(carbon capture and storage, CCS)以及电转气技术(power-to-gas, P2G)都是电力行业实现减排的有效技术^[5]。将二者应用于 IES 中,可在有效减排的同时,将封存的 CO_2 作为

电转气过程的原料^[6],进而显著提升系统的经济效益与低碳水平。文献[7]建立了 CCS 与 P2G 的耦合模型,并将其引入含燃气热电联产(combined heat and power, CHP)机组的园区级综合能源系统,验证了模型的有效性和经济性。文献[8]基于改进熵权法,对包含电-热-气耦合、计及 CCS 与 P2G 的综合能源系统优化问题进行求解。文献[9]提出了一种含碳捕集电厂、电转气与液化天然气协同运行的园区综合能源系统低碳经济调度模型,充分发挥了碳捕集电厂的减排能力。上述文献主要聚焦于碳捕集设备和 P2G 系统的联合应用,虽有效实现了 CO_2 的资源化利用并提升了 IES 整体的减排潜力和经济效益,但未充分考虑氢能 in IES 中的深度降碳潜力。

文献[10]建立了碳捕集电厂和氢能多元利用的 IES 模型,验证了氢能可促进电、热、气与可再生能源系统的深度融合。文献[11]提出一种电转氢和热

模型,量化了电解槽运行时的温度、输入电能、产氢速率等参数,并对其释放的余热进行了回收利用建模。文献[12]构建了电解水制氢与天然气制氢,并耦合碳捕集设备的协同生产模型,并提出绿氢-蓝氢协同优化的 IES 框架。文献[13]在分析氢储能多元特性的基础上,提出一种配置氢储能的电-热-气耦合多能系统,从经济效益和环境转型两方面分析其适用场景。上述文献对氢能利用进行了单体或系统化建模,提出深化拓展氢能利用系统,通过氢能多元利用构建电氢耦合单元,进而推动 IES 低碳转型。但均未考虑碳交易机制对提升新能源消纳水平及优化低碳经济调度的积极影响。

除了依赖于先进技术手段,市场机制和策略也发挥着重要的作用,碳交易机制(carbon emission trading, CET)便是通过市场化手段来控制 and 减少温室气体排放的经济政策工具^[14]。而阶梯式碳交易则是通过设置不同层级的碳排放配额、交易规则和价格策略等,形成一个多层次的市场结构,来实现更加公平有效的碳排放控制^[15-16]。然而,传统机制采用固定价格区间和增长系数,未能基于碳交易系统的动态特性对关键参数进行适应性优化,导致碳价信号无法精确匹配 IES 的实时减排需求。因此,文献[17]提出一种考虑季节性碳流动态平衡的优化阶梯式碳交易策略,根据碳配额周期长度调整碳交易价格,以适应季节性调度需求。文献[18]采用差分进化算法对碳排放区间以及价格系数进行优化,从而获取最优的市场参数。文献[20]利用遗传算法和模糊控制原理,实现碳交易机制参数的自适应变化。上述文献主要通过优化碳交易参数以实现碳价的自适应调整,本文则将传统阶梯式碳交易机制改写为分段线性函数形式,即不局限于调整碳价系数或配额参数,而是在多能耦合低碳调度模型内部对传统阶梯式碳交易函数进行结构性重构。与传统阶梯式碳交易机制相比,后者依赖大量 0-1 变量表示分段跳变,导致求解规模膨胀且碳价激励在多能系统中传导不连续,而本文改进的阶梯式碳交易,显著减少 0-1 整数约束,提升调度模型的计算效率和可扩展性,并使碳价信号能够平滑传递至碳捕集功率调节及电氢耦合等低碳单元,实现对低碳技术更稳定、更精准的经济驱动。

随着氢能可在低碳能源体系中的加速应用,碳交易机制对氢能制取和利用也会产生影响。文献[20]

通过碳配额分配激励燃气轮机混氢燃烧,并利用阶梯式碳交易成本信号驱动氢燃料车低谷储氢、高峰放电。文献[21]通过阶梯碳交易机制的高碳价信号主动引导制氢设备调度,结合绿氢生产直接降低系统碳排放配额需求,实现氢能技术与碳交易市场的双向增强闭环。本文综合考虑技术手段与市场机制,提出一种融合改进阶梯式碳交易机制、电氢耦合单元及碳捕集单元协同运行的电氢 IES 低碳经济调度策略。首先将阶梯式碳交易函数改写为分段线性函数,以提升调度模型在多能协同场景下的求解效率,并使碳价激励能在电、氢、热、气多设备间平滑传导。基于碳价信号的经济驱动,电氢耦合单元灵活响应,通过电解制氢、储氢、甲烷化及掺氢 CHP 构建多元利用通道缓解弃风弃光现象。同时,碳捕集装置在低谷期高功率捕集 CO₂ 并在甲烷化过程中实现碳源封存,进一步降低系统整体碳排放水平。仿真结果表明,本研究可显著减少弃风弃光电量,有效平衡成本结构,验证了本文策略的有效性。

1 研究方法

1.1 研究对象

如图1所示,本文构建的 IES 整体架构,参考现有成熟技术并围绕低碳经济调度的核心研究目标进行自主设计与系统集成。该架构主要由能源输入、能源转化与储存以及能源输出三部分组成。其中,能源输入部分包括光伏发电单元、风力发电单元以及以天然气和燃煤为燃料的火电机组和 CHP 机组。能源转化与储存部分则主要包含碳捕集系统、电氢耦合单元和储能设备。

碳捕集系统能有效捕获并封存电力生产过程中产生的 CO₂。由电解槽、电转气设备、甲烷反应器、储氢罐、氢燃料电池以及掺氢 CHP 机组构成的电氢耦合单元则能够实现多能协同利用。同时,电转气设备可将碳捕集系统捕获的 CO₂ 与相关原料结合,用于生成氢气和合成天然气,可有效减少温室气体排放,且与储能设备共同构成系统能源转化与储存部分核心组件,以满足用户侧各类负荷需求。

1.2 电氢耦合单元模型

P2G 技术的工作流程如图2所示,主要分为两阶段:第一阶段为电解水制氢,可利用弃风、弃光或低谷时间段的电力,通过电解槽将水分解为氢气和氧气,实现电能与氢能之间的转换;第二阶段,可将

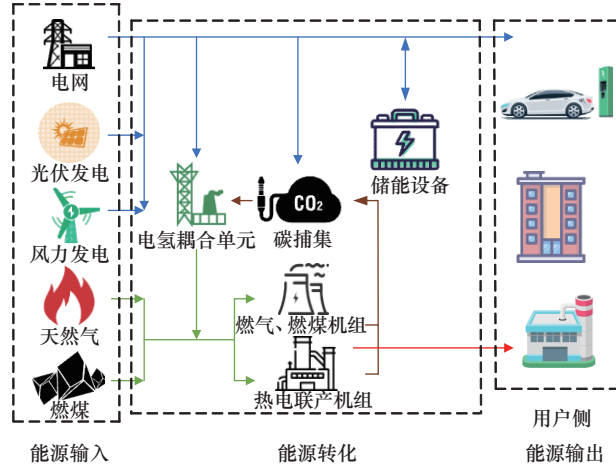


图 1 IES 结构图

Figure 1 Structure of the integrated energy system

第一阶段产生的氢气直接存储,以平抑电网短时波动或实现跨季节能源供需调节;也可通过燃料电池或混氢燃烧将氢能转化为电能与热能;还可与 CCS 捕获的 CO_2 在甲烷反应器中反应生成甲烷,实现与天然气系统的耦合。

而电氢耦合单元作为 P2G 技术的核心模块,主要用于氢能的生产、存储和再利用,主要包括电解槽、甲烷反应器、储氢罐及燃料电池等设备,通过与电力系统、热力系统及天然气系统的协同运行,实现多能互补与低碳调控。

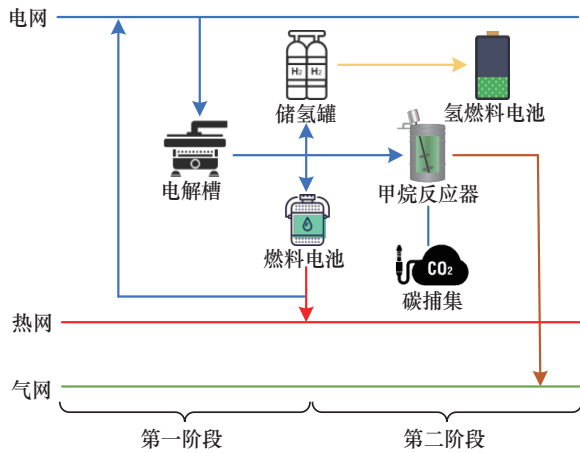


图 2 两阶段运行示意图

Figure 2 Two-stage operation diagram

1.2.1 电解槽模型

目前制氢技术路线最为成熟,最具经济性的电解水制氢设备为碱性电解槽,该设备利用电网输入

富余电力进行电解水反应,将不易存储的电能转换为易存储的氢能^[22]。其阶段如下表示:

$$\begin{cases} P_{\text{H}_2, \text{EL}}(t) = \beta_{\text{EL}} P_{\text{e,EL}}(t) \\ V_{\text{e,H}_2}(t) = P_{\text{H}_2, \text{EL}}(t) / \theta_{\text{H}_2} \\ P_{\text{e,EL}}^{\min} u_{\text{EL},t} \leq P_{\text{e,EL}}(t) \leq P_{\text{e,EL}}^{\max} u_{\text{EL},t} \\ \Delta P_{\text{e,EL}}^{\min} \leq P_{\text{e,EL}}(t+1) - P_{\text{e,EL}}(t) \leq \Delta P_{\text{e,EL}}^{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中, $P_{\text{H}_2, \text{EL}}(t)$ 、 $P_{\text{e,EL}}(t)$ 分别为 t 时刻电解槽的产氢功率和所消耗的电功率, MW; β_{EL} 为电解制氢效率; $V_{\text{e,H}_2}(t)$ 为 t 时刻电解所产生的氢气体积, m^3 ; θ_{H_2} 为氢气低热值, $(\text{kW} \cdot \text{h})/\text{m}^3$; $P_{\text{e,EL}}^{\min}$ 、 $P_{\text{e,EL}}^{\max}$ 为输入电解槽电能的最小值与最大值, MW; $\Delta P_{\text{e,EL}}^{\min}$ 、 $\Delta P_{\text{e,EL}}^{\max}$ 为电解槽的爬坡功率上下限, MW。

1.2.2 甲烷反应器模型

氢气甲烷化的过程主要在甲烷反应器中进行,在催化剂的催化作用下, CO 与 CO_2 被还原成甲烷和水,进而合成天然气用于下级供能设备。甲烷化过程如下:

$$\begin{cases} P_{\text{J,H}_2}(t) = \theta_{\text{H}_2} V_{\text{J,H}_2}(t) \\ W_{\text{J,H}_2}(t) = \delta_{\text{J}} Q_{\text{J,CH}_4}(t) \\ Q_{\text{J,CH}_4}(t) = s_{\text{J}} P_{\text{J,H}_2}(t) \\ P_{\text{J,H}_2}^{\min} \leq P_{\text{J,H}_2}(t) \leq P_{\text{J,H}_2}^{\max} \\ \Delta P_{\text{J,H}_2}^{\min} \leq P_{\text{J,H}_2}(t+1) - P_{\text{J,H}_2}(t) \leq \Delta P_{\text{J,H}_2}^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中, $P_{\text{J,H}_2}(t)$ 、 $Q_{\text{J,CH}_4}(t)$ 为甲烷化设备消耗的电功率以及所产生的天然气功率, MW; $V_{\text{J,H}_2}(t)$ 、 $W_{\text{J,H}_2}(t)$ 为 t 时刻甲烷化设备所消耗的氢气体积以及吸收的 CO_2 量, m^3 ; δ_{J} 、 s_{J} 分别为甲烷转换效率和 CO_2 吸收强度; $P_{\text{J,H}_2}^{\min}$ 、 $P_{\text{J,H}_2}^{\max}$ 为甲烷化设备允许消耗的最小、最大电功率, MW; $\Delta P_{\text{J,H}_2}^{\min}$ 、 $\Delta P_{\text{J,H}_2}^{\max}$ 为甲烷反应器的最小和最大爬坡能力, MW。

1.2.3 储氢罐模型

储氢为电氢应用中至关重要的环节,由电解槽电解制成的氢气并不能被全部直接利用,部分会注入储氢罐中进行存储,用于平抑短时波动或实现跨季节能量转移。同时储氢罐除了直接储氢之外,还能将存储的氢气向燃料电池和甲烷化设备进行供给^[23]。因此,储氢罐的实时储量是由上一时刻的储量、当前时刻的注入量以及当前时刻的消耗量即流向燃料电池和甲烷反应器的消耗量共同决定的。故储氢过程如下:

$$S_{\text{H}_2}(t) = S_{\text{H}_2}(t-1) + V_{\text{e,H}_2}(t) - V_{\text{fc,H}_2}(t) - V_{\text{J,H}_2}(t) \quad (3)$$

式中, $S_{H_2}(t)$ 为 t 时刻储氢罐中的氢气储量, m^3 ;
 $V_{fc,H_2}(t)$ 为 t 时刻燃料电池消耗的氢气量, m^3 。

1.2.4 氢燃料电池模型

氢燃料电池是一种清洁、高效的能源转换技术,并且氢燃料电池可以直接消耗氢气,避免了氢气转换为天然气过程中的能量损耗,燃烧过程中也不会产生 CO_2 ,助力能源低碳转型和可持续发展目标^[24]。氢燃料电池模型如下:

$$\begin{cases} V_{fc,H_2}(t) = \frac{P_{fcin,H_2}(t)}{\theta_{H_2}} \\ P_{fcout,H_2}(t) + Q_{fc,h}(t) = \xi_{fc} P_{fcin,H_2}(t) \\ \Gamma_{fc}^{\min} \leq \frac{Q_{fc,h}(t)}{P_{fcout,H_2}(t)} \leq \Gamma_{fc}^{\max} \\ P_{fcin,H_2}^{\min} \leq P_{fcin,H_2}(t) \leq P_{fcin,H_2}^{\max} \\ \Delta P_{fc}^{\min} \leq P_{fcin,H_2}(t+1) - P_{fcin,H_2}(t) \leq \Delta P_{fc}^{\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中, $P_{fcin,H_2}(t)$ 、 $P_{fcout,H_2}(t)$ 为氢燃料电池的输入、输出功率, MW; $Q_{fc,h}(t)$ 为 t 时刻氢燃料电池的输出热功率, MW; ξ_{fc} 为氢燃料电池的发电效率; $\Gamma_{fc}^{\max}$ 、 $\Gamma_{fc}^{\min}$ 为氢燃料电池热电比上、下限; $P_{fcin,H_2}^{\min}$ 、 $P_{fcin,H_2}^{\max}$ 为氢燃料电池输入功率的最小值和最大值, MW; $\Delta P_{fc}^{\max}$ 、 $\Delta P_{fc}^{\min}$ 为氢燃料电池最大上、下限爬坡能力, MW。

1.2.5 掺氢 CHP 机组模型

本文构建模型如下:

$$\begin{cases} \Phi_{H_2}(t) = \frac{P_{CHP,H_2}(t)}{\theta_{H_2}} \bigg/ \left(\frac{P_{CHP,H_2}(t)}{\theta_{H_2}} + \frac{P_{CHP,g}(t)}{\theta_{CH_4}} \right) \\ 0 \leq \Phi_{H_2}(t) \leq 20\% \\ P_{chp}(t) = \theta_{mix} \left(\frac{P_{CHP,H_2}(t)}{\theta_{H_2}} + \frac{P_{CHP,g}(t)}{\theta_{CH_4}} \right) \\ \theta_{mix} = \Phi_{H_2}(t)\theta_{H_2} + (1 - \Phi_{H_2}(t))\theta_{CH_4} \\ P_{chp,e}(t) = \beta_e P_{chp}(t) \\ Q_{chp,h}(t) = \beta_h P_{chp}(t) \\ \beta_e^{\min} \leq \beta_e \leq \beta_e^{\max} \\ \beta_h^{\min} \leq \beta_h \leq \beta_h^{\max} \end{cases} \quad (5)$$

式中, $\Phi_{H_2}(t)$ 为 t 时刻燃料掺氢比; $P_{CHP,H_2}(t)$ 、 $P_{CHP,g}(t)$ 分别为 t 时刻输入掺氢 CHP 机组的氢气与天然气功率, MW; $P_{chp}(t)$ 为 t 时刻机组的混合燃气功率, MW; θ_{CH_4} 、 θ_{mix} 分别为天然气和混合燃气的低热值, $(kW \cdot h)/m^3$; $P_{chp,e}(t)$ 、 $Q_{chp,h}(t)$ 分别为掺氢 CHP 机组的电、热功率, MW; β_e 、 β_h 分别为掺氢 CHP 机组的电、热转化效率。

CHP 机组通过同时生产电能与热能,可大幅提升能源综合利用率。然而,传统的 CHP 机组依赖天然气或燃煤为燃料,尽管具备较高的效率,但运行过程中会造成大量碳排放,因此掺氢热电联产机组应运而生,成为实现能源系统清洁低碳转型的关键技术^[28]。掺氢热电联产机组通过将氢气按比例掺入天然气中燃烧,由于氢气燃烧产物仅为水,因此可实现近零碳排放,这也使机组燃料来源更清洁,同时兼顾高效供能与低碳转型需求。根据现有研究,当掺氢比例低于 20% 时,可满足系统整体安全运行与平稳响应的要求^[15]。

1.3 碳捕集系统模型

传统电厂燃烧化石燃料产生的废气常未经深度处理便直接排放,加剧了空气污染与温室效应。通过碳捕集技术可将其改造为碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP),该电厂可实现 CO_2 的捕集和存储,被捕集的 CO_2 可作为电转气技术(power-to-gas, P2G)的原料。这种改造不仅可有效降低 CO_2 排放,还能最大限度提升碳捕集效率并减少能量损耗。碳捕集系统的流程如图 3 所示。

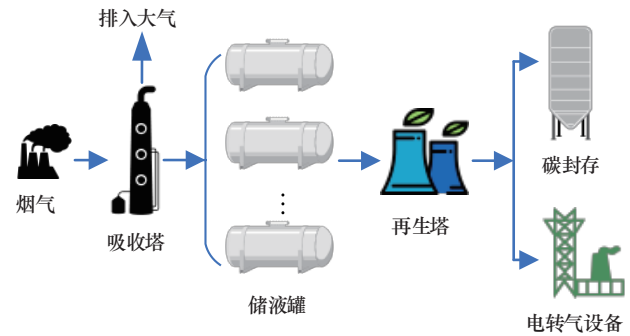


图3 碳捕集系统流程图

Figure 3 Flow diagram of the carbon capture system

图3中,当烟气从锅炉或者燃烧装置排出后,通过烟气旁路设备将其引入吸收塔,一部分 CO_2 直接排放到大气之中,另一部分 CO_2 则经过相应处理后进入再生塔,其表达式如下:

$$\begin{cases} P_{total}(t) = P_o(t) + P_{ccs}(t) \\ P_{ccs}(t) = P_{cp}(t) + P_{cpo}(t) \\ W_G(t) = W_{inCO_2}(t) + W_{store}(t) + W_{emit}(t) \\ W_{inCO_2}(t) = \delta_{capt}(W_G(t) - W_{store}(t) - W_{J,H_2}(t)) \end{cases} \quad (6)$$

式中, $P_{total}(t)$ 、 $P_o(t)$ 、 $P_{ccs}(t)$ 、 $P_{cp}(t)$ 、 $P_{cpo}(t)$ 分别为

碳捕集电厂的总功率、净输出功率、总能耗、固定能耗和运行能耗, MW; $W_c(t)$ 为 t 时刻燃煤燃气机组的总碳排放量, t; $W_{inCO_2}(t)$ 为 t 时刻碳捕集电厂捕集的 CO_2 完成量, t; $W_{store}(t)$ 为 CO_2 的临时储存量, 即处于高峰时段吸收塔还未处理的 CO_2 , t; $W_{emit}(t)$ 为未经过处理直接排入大气的 CO_2 排放量, t; δ_{capt} 为捕集效率。

1.4 改进阶梯式碳交易机制

碳交易机制是一种基于总量控制、实现配额交易的市场化政策工具, 其核心是通过政府设定碳排放总量上限, 将碳排放权转化为可交易的配额资产, 以控制碳排放。整个阶梯式碳交易机制模型主要由碳交易配额分配、系统实际碳排放核算以及阶梯式交易三部分组成。

1.4.1 碳交易配额模型

碳配额制度通过设定排放上限, 即每个单位的碳配额都对应一定量的 CO_2 排放量。该配额需精确分配至系统各设备, 以适应 IES 的多能耦合特性与差异化碳排放强度。为解决高碳设备转型动力不足的困境, 本模型通过引入紧缩系数制造配额缺口, 同时参考新能源汽车积分奖励政策, 引入奖励系数将氢能替代贡献转化为配额资产^[25], 并通过补偿因子补偿技术能耗损失, 以激励低谷期储碳行为^[26]。在本系统中主要包括向上级电网购电、燃煤机组、燃气机组、掺氢 CHP 机组及碳捕集设备的碳配额, 各设备碳配额计算模型具体如下:

$$\begin{cases} E_{buy}(t) = \chi_{grid} P_{buy}(t) \gamma_{tight} \\ E_{coal}(t) = \chi_{coal} P_{coal}(t) \alpha_{coal} \\ E_{gas}(t) = \chi_{gas} (P_{GT}(t) + Q_{GT}(t)) \alpha_{gas} \\ E_{chp}(t) = \beta(\Phi_{H_2}(t)) \varpi_{chp} (P_{chp,e}(t) + Q_{chp,e}(t)) \\ \beta(\Phi_{H_2}(t)) = 1 + 0.4 \Phi_{H_2}(t) \\ E_{ccs}(t) = \xi_{comp} \varpi_{ccs} P_{ccs}(t) \\ \Delta E_{new} = \lambda_{new} \sum_{t=1}^T (P_{wind}^{use}(t) + P_{pv}^{use}(t)) \end{cases} \quad (7)$$

$$E_c^{total} = \sum_{t=1}^T \left[E_{buy}(t) + E_{coal}(t) + E_{gas}(t) + E_{chp}(t) + E_{ccs}(t) \right] + \Delta E_{new} \quad (8)$$

式中, E_c^{total} 为调度周期内总碳排放配额, t; $E_{buy}(t)$ 、 $E_{coal}(t)$ 、 $E_{gas}(t)$ 、 $E_{chp}(t)$ 、 $E_{ccs}(t)$ 分别为 t 时刻向上级电网购电获得的配额, 燃煤机组、燃气机组、掺氢 CHP 机组以及碳捕集设备的碳排放配额, t; ΔE_{new} 为新能源消纳奖励配额, t; χ_{coal} 、 χ_{gas} 分别为燃煤机组单

位电力消耗配额和燃气机组单位燃气消耗配额, t/(MW·h); γ_{tight} 为购电紧缩系数, 用于抑制高碳电力依赖; α_{coal} 为燃煤机组紧缩系数, 用于制造配额缺口倒逼机组参与碳捕集; α_{gas} 为燃气机组宽松系数, 为掺氢改造预留缓冲; $\beta(\Phi_{H_2}(t))$ 为奖励系数, 参考文献[27]设定: 掺氢比每增加 10%, 配额奖励系数增加 4%; ϖ_{chp} 、 ϖ_{ccs} 为掺氢 CHP 机组和碳捕集设备单位功率基准配额, t/(MW·h); ξ_{comp} 为补偿因子, 通过给予超额配额, 激励其在低谷期运行; λ_{new} 为绿电转换因子, t/(MW·h); $P_{wind}(t)$ 、 $P_{pv}(t)$ 为风电、光伏出力, MW。

1.4.2 净碳排放量模型

合适的净碳排放核算机制能够确保排放数据的公平性与准确性, 从而减少排放配额分配中的争议和误差, 提升市场效率。本文通过建立碳排放源减去碳汇的闭环核算机制, 实现对低碳技术实际贡献的精准量化, 具体计算方式如下:

$$\begin{aligned} W_{net} &= W_{buy} + W_{coal} + W_{gas} + W_{chp} - W_{ccs} - W_J \quad (9) \\ \begin{cases} W_{buy} = \sum_{t=1}^T \mu_{buy} P_{buy}(t) \\ W_{coal} = \sum_{t=1}^T \mu_{coal} (a_1 + b_1 P_{coal}(t) + c_1 P_{coal}^2(t)) \\ W_{gas} = \sum_{t=1}^T \mu_{gas} (P_{GT}(t) + Q_{GT}(t)) \\ W_{chp} = \sum_{t=1}^T \mu_{chp} (1 - \kappa(t)) (P_{chp,e}(t) + Q_{chp,e}(t)) \\ W_{ccs} = \sum_{t=1}^T \delta_{capt} (W_{coal}(t) + W_{gas}(t) + W_{chp}(t)) - \sum_{t=1}^T \mu_{ccs} P_{ccs}(t) \\ W_J = \sum_{t=1}^T \mu_J P_{J,H_2}(t) \end{cases} \quad (10) \end{aligned}$$

式中, W_{net} 为系统整体的净碳排放量; W_{buy} 、 W_{coal} 、 W_{gas} 、 W_{chp} 、 W_{ccs} 和 W_J 分别为向上级电网购电、燃煤机组、燃气机组、掺氢 CHP 机组、碳捕集系统以及甲烷反应器的碳排放量, t; μ_{buy} 、 μ_{coal} 、 μ_{gas} 、 μ_{chp} 和 μ_J 分别为向上级电网购电、燃煤机组、燃气机组、掺氢 CHP 机组和甲烷反应器碳排放系数; a_1 、 b_1 、 c_1 分别为燃煤机组的排放系数; T 为调度周期, 取 24 h。

式(10)中包含二次项, 导致模型为混合整数非线性规划问题 (mixed integer nonlinear programming problem, MINLP), 为降低模型复杂度同时体现改进碳交易机制在求解效率上的优势, 对该式进行切线不等式线性化处理, 将原 MINLP 问题转换成混合整

数线性规划问题后调用商业 Gurobi 求解器进行求解,这样在保证求解精度的同时可以避免引入额外 0-1 变量,具体过程如下:引入辅助变量并定义 $A_s(t) \geq P_{\text{coal}}^2(t)$,表示二次项的上界逼近值,并在功率区间 $[P_{\text{coal}}^{\min}, P_{\text{coal}}^{\max}]$ 选取 M 个支撑点 s_m ,对每个支撑点 s_m 都添加切线不等式:

$$A_s(t) \geq 2s_m P_{\text{coal}}(t) - S_m^2 \quad \forall m = 1, 2, \dots, M \quad (11)$$

则公式可改写为

$$W_{\text{coal}} = \sum_{t=1}^T \mu_{\text{coal}}(a_1 + b_1 P_{\text{coal}}(t) + c_1 A_s(t)) \quad (12)$$

选取区间端点与中点,作为 3 个支撑点,得到不等式约束如下:

$$\begin{cases} A_s(t) \geq 2P_{\text{coal}}^{\min} P_{\text{coal},l}(t) - (P_{\text{coal}}^{\min})^2 \\ A_s(t) \geq 2\left(\frac{P_{\text{coal}}^{\min} + P_{\text{coal}}^{\max}}{2}\right) P_{\text{coal},l}(t) - \left(\frac{P_{\text{coal}}^{\min} + P_{\text{coal}}^{\max}}{2}\right)^2 \\ A_s(t) \geq 2P_{\text{coal}}^{\max} \cdot P_{\text{coal},l}(t) - (P_{\text{coal}}^{\max})^2 \end{cases} \quad (13)$$

1.4.3 改进阶梯式碳交易模型

在传统碳交易机制中,碳交易价格通常固定;而阶梯式碳交易的核心思想,是通过设置不同的排放层级及相应的价格策略,迫使碳排放较高的系统承担更高的减排责任,并支付更高的碳减排成本。

为有效限制系统碳排放,需优化传统阶梯式碳交易机制。改进方案沿用“将碳排放量划分为多个区间、不同区间对应不同碳价”的思路,但传统阶梯式碳交易模型因引入大量 0-1 变量导致求解效率低。因此,本文采用分段线性函数替代传统阶梯式函数,通过分段线性函数的连续性特征,避免传统阶梯式函数的分段跳变问题,从而提升模型求解效率。同时,将可交易的碳排放权量划分为“售出”和“购入”两部分,其中购入部分进一步划分为若干个连续区间,并对每个区间设置容量上限,碳价可依照每个区间线性变化^[28-30]。具体构建如下:

$$W_{\text{trad}}(t) = W_{\text{net}}(t) - E_c^{\text{total}}(t) \quad (14)$$

$$F_c(t) = \varepsilon M_{\text{sell}}(t) + \sum_{n=1}^N [\varepsilon + (n-1)\varphi\varepsilon] M_n(t) \quad (15)$$

$$W_{\text{trad}}(t) = M_{\text{sell}}(t) + \sum_{n=1}^N M_n(t) \quad (16)$$

$$\begin{cases} M_{\text{sell}}(t) \leq 0 \\ 0 \leq M_n(t) \leq d \quad n = 1, 2, \dots, N-1 \end{cases} \quad (17)$$

式中, $W_{\text{trad}}(t)$ 为 t 时刻可交易的碳排放权量, t ;

$M_{\text{sell}}(t)$ 为 t 时刻系统碳排放量小于碳配额量时,可出售的碳排放权量, t ; ε 为单位碳价, 元/ t ; φ 为碳价增长幅度; d 为碳交易区间长度, t ; $M_n(t)$ 为 t 时刻处于第 n 个区间的碳交易权量, t 。

1.5 低碳经济调度模型

1.5.1 目标函数

为验证本文模型对新能源消纳和系统低碳转型的作用,设定以 IES 总经济成本最低为目标函数 F_{total} 的优化方向,并综合考虑弃风弃光惩罚成本 F_{cut} 、上级电网购能成本 F_{buy} 、设备运行成本 F_{op} 以及碳交易成本 F_c ,构建目标函数如下:

$$\min F_{\text{total}} = F_{\text{cut}} + F_{\text{buy}} + F_{\text{op}} + F_c \quad (18)$$

1) 弃风弃光惩罚成本

因新能源出力波动性较大,有时需弃用部分新能源以维持系统稳定,当风光出力过剩时,直接弃用虽可能比将其存储或转换为其他能源形式更经济,但弃风弃光行为仍会产生惩罚成本,具体如下:

$$F_{\text{cut}} = \sum_{t=1}^T \left[\lambda_w (P_{\text{wind}}^{\max}(t) - P_{\text{wind}}^{\text{use}}(t)) + \lambda_{\text{pv}} (P_{\text{pv}}^{\max}(t) - P_{\text{pv}}^{\text{use}}(t)) \right] \quad (19)$$

$$\begin{cases} P_{\text{wind}}^{\text{use}}(t) = (1 - k_{\text{wind}}(t)) P_{\text{wind}}^{\max}(t) \\ P_{\text{pv}}^{\text{use}}(t) = (1 - k_{\text{pv}}(t)) P_{\text{pv}}^{\max}(t) \end{cases} \quad (20)$$

式中, λ_w 、 λ_{pv} 为单位弃风、弃光惩罚系数, 元/($\text{kW} \cdot \text{h}$); $P_{\text{wind}}^{\max}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}^{\max}(t)$ 为 t 时刻最大可用风电、光伏功率, MW ; $P_{\text{wind}}^{\text{use}}(t)$ 、 $P_{\text{pv}}^{\text{use}}(t)$ 为 t 时刻实际风电、光伏并网功率, MW ; $k_{\text{wind}}(t)$ 、 $k_{\text{pv}}(t)$ 为 t 时刻弃风率、弃光率。

2) 上级电网购能成本

本文 IES 中由于包含燃气机组和掺氢 CHP 机组,因此该系统的购能成本由购电成本 $F_{\text{buy,e}}$ 和购气成本 $F_{\text{buy,g}}$ 组成,具体构建如下:

$$\begin{cases} F_{\text{buy,e}} = \xi_{\text{buy,e}} \sum_{t=1}^T P_{\text{buy,e}}(t) \\ F_{\text{buy,g}} = \xi_{\text{buy,g}} \sum_{t=1}^T P_{\text{buy,g}}(t) \end{cases} \quad (21)$$

$$F_{\text{buy}} = F_{\text{buy,e}} + F_{\text{buy,g}} \quad (22)$$

式中, $\xi_{\text{buy,e}}$ 、 $\xi_{\text{buy,g}}$ 为分时电价与分时气价, 元/($\text{MW} \cdot \text{h}$); $P_{\text{buy,e}}(t)$ 、 $P_{\text{buy,g}}(t)$ 为 t 时刻购电、购气功率, MW 。

3) 设备运维成本

本文的设备运维成本主要包括碳捕集设备、风电、光伏以及由储氢罐、电解槽、氢燃料电池、掺氢 CHP 机组、甲烷反应器等设备构成的 P2G 系统组

成,具体构建如下:

$$F_{op} = \sum_{t=1}^T \left[a_2 P_{coal}(t) + b_2 (P_{GT}(t) + Q_{GT}(t)) + c_2 (P_{e,EL}(t) + P_{J,H_2}(t) + P_{fcout,H_2}(t) + Q_{fc,h}(t) + P_{chp,e}(t) + Q_{chp,e}(t)) + d_2 P_{ccs}(t) + e_2 P_{wind}^{use}(t) + f_2 P_{pv}^{use}(t) \right] \quad (23)$$

式中, $a_2, b_2, c_2, d_2, e_2, f_2$ 分别为燃煤机组、燃气机组、电氢耦合单元、碳捕集设备、风电、光伏设备的单位运维成本,元/MW。

1.5.2 约束条件

1) 电功率平衡约束

$$P_{wind}(t) + P_{pv}(t) + P_{coal}(t) + P_{GT}(t) + P_{chp,e}(t) + P_{fcout,H_2}(t) + P_{buy,e}(t) = P_{load,e}(t) + P_{e,EL}(t) + P_{ccs}(t) + P_{J,H_2}(t) \quad (24)$$

式中, $P_{load,e}(t)$ 为 t 时刻为电负荷需求, MW。

2) 热功率平衡约束

$$Q_{GT}(t) + Q_{chp,h}(t) + Q_{fc,h}(t) = Q_{load}(t) + Q_{loss}(t) \quad (25)$$

式中, $Q_{load}(t)$ 为 t 时刻热负荷需求, MW; $Q_{loss}(t)$ 为 t 时刻热网传输损耗, MW。

3) 气功率平衡约束

$$P_{buy,g}(t) + Q_{J,CH_4}(t) = \frac{P_{chp,g}(t)}{\theta_{CH_4}} + \frac{P_{GT}(t)}{\theta_{CH_4}} + G_{load}(t) \quad (26)$$

式中, $G_{load}(t)$ 为 t 时刻气负荷需求, MW。

4) 储氢罐约束

$$\begin{cases} S_{H_2}^{min} \leq S_{H_2}(t) \leq S_{H_2}^{max} \\ 0 \leq P_{tan k, in}(t) \leq P_{tan k, in}^{max} \\ 0 \leq P_{tan k, out}(t) \leq P_{tan k, out}^{max} \\ P_{tan k, in}(t) \cdot P_{tan k, out}(t) = 0 \end{cases} \quad (27)$$

式中, $S_{H_2}^{max}, S_{H_2}^{min}$ 分别为储氢容量上、下限, m^3 ; $P_{tan k, in}(t), P_{tan k, out}(t)$ 分别为 t 时刻储氢罐注入、释放功率, MW; $P_{tan k, in}^{max}$ 为储氢罐注入功率上限, MW; $P_{tan k, out}^{max}$ 为储氢罐释放功率上限, MW。

5) 氢功率约束

$$P_{H_2, EL}(t) + P_{tan k, out}(t) = P_{tan k, in}(t) + P_{J, H_2}(t) + P_{fcin, H_2}(t) + P_{chp, H_2}(t) \quad (28)$$

6) 新能源消纳约束

本文的 IES 包含风力发电和光伏发电机组, 风能与太阳能作为可再生能源, 其碳排放为零, 但发电过程受天气、季节等因素影响较大, 导致新能源

出力具有较强的波动性与不确定性。因此, 在并网过程中需同时兼顾净负荷曲线平滑处理与弃风弃光成本控制。为此定义: 本文所建 IES 的初始电负荷与风电、光伏系统并网实际功率之差, 即为系统净负荷; 同时以净负荷波动符合 IES 运行规定为目标, 建立新能源的优化约束。

$$\frac{1}{\Delta T} \sum_{t=1}^T \left[\frac{P_{ini}(t) + (k_{wind}(t) - 1)P_{wind}^{max}(t) + (k_{pv}(t) - 1)P_{pv}^{max}(t)}{P_{base}} \right]^2 \leq \rho_b \quad (29)$$

$$P_{ini}(t) = P_{load,e}(t) + \xi_h Q_{load}(t) + \xi_g G_{load}(t) - P_{wind}^{use}(t) - P_{pv}^{use}(t) \quad (30)$$

$$P_{base} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{ini}(t) \quad (31)$$

式中, $P_{ini}(t)$ 为初始净负荷, MW; ρ_b 为电网的最大功率波动值, MW。 ξ_h 为热-电当量转换系数; ξ_g 为气-电当量转换系数; P_{base} 为基准功率, MW。

1.6 算例选择

算例基于 Matlab 2021a 软件进行仿真编程, 采用切线线性化方法将非线性问题转换, 最后通过 YALMIP 工具箱调用 Gurobi 求解器求解。系统风光出力预测情况和电、热、气负荷需求情况分别如图 4 和图 5 所示。分时电价与气价参数如表 1 所示。

表 1 分时电价气价表

Table 1 Time-of-use electricity and gas price table

单位: 元·(kW·h)⁻¹

时段	电价	气价
00:00—08:00	0.30	0.25
09:00—11:00、15:00—17:00	0.85	0.80
12:00—14:00、18:00—23:00	0.55	0.80

2 结果与讨论

2.1 碳捕集系统动态特性分析

为验证碳捕集系统对碳排放的直接影响及系统(含碳捕集的 IES)的动态特性, 本文模拟分析了碳捕集系统在日负荷变化下的运行效果, 并对碳捕集消耗功率和碳排放量进行了研究, 得到碳捕集功率和碳排放量在日负荷变化下的动态特性, 如图 6 所示。

由图 6 可知, 碳捕集系统的捕集能力与系统碳

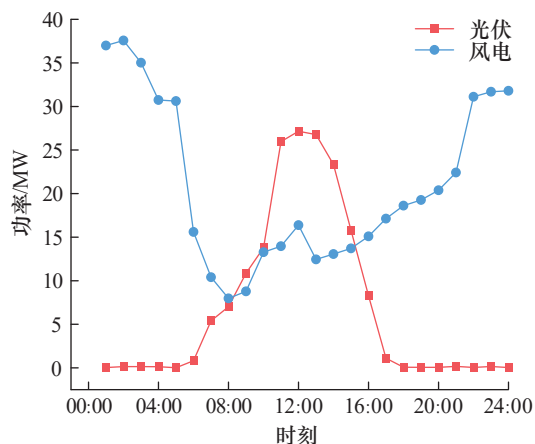


图4 风光出力曲线

Figure 4 Power output curves of wind and photovoltaic generation

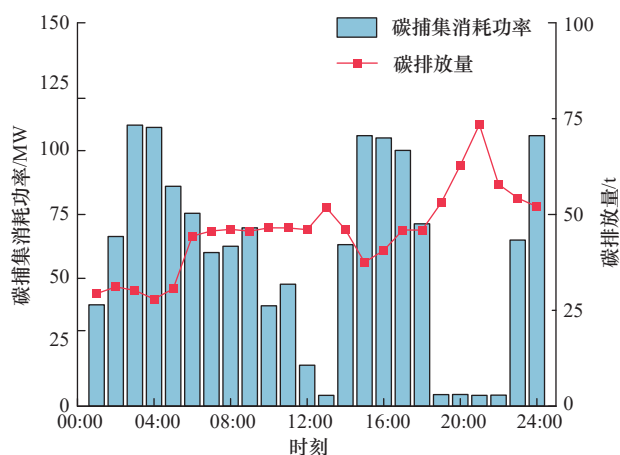


图6 碳捕集功率与碳排放量的关系

Figure 6 Relationship Between Carbon Capture Power Consumption and Carbon Emissions

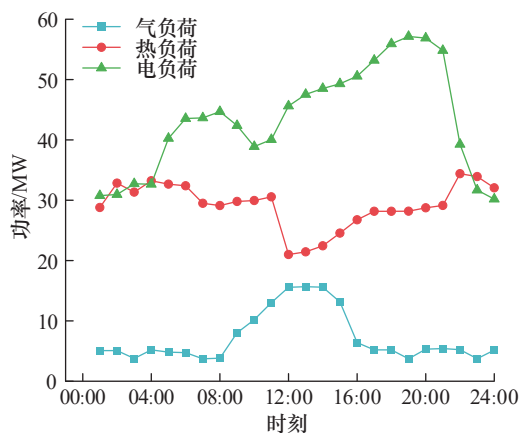


图5 电、热、气负荷出力曲线

Figure 5 Power output curves of electric, thermal, and gas loads

排放量呈现出一定的动态波动特征。碳捕集功率在用电低谷期(即03:00—06:00)显著提升至峰值109.96 MW,此时系统能耗成本较低,碳捕集系统选择大功率运行,将所捕集的CO₂存储起来,进而使直接碳排放量降至最低;而在用电高峰期(即17:00—22:00),碳捕集功率明显降低。此时,系统利用低谷期捕集的CO₂进行调度,缓解高峰期的电力需求,但由于捕集能力减弱,同时系统总体负荷较高,碳排放量也攀升至峰值。

2.2 技术协同场景对比分析

为验证本文模型在纳入碳捕集系统与电氢耦合设备进行低碳经济调度时的新能源消纳能力,本文的模型构建基于统一的边界条件,其关键参数参照文献[29]中的标准设定,以确保场景对比的基准

统一与结果可信,因此设定以下场景进行验证——场景1:不考虑碳捕集系统和P2G系统;场景2:引入碳捕集系统;场景3:在场景2的上进一步引入电氢耦合单元中的电解水制氢和短期储氢模块;场景4:将场景3中的中短期储氢拓展为跨季节储氢并添加燃料电池模块;场景5:在场景4的基础上引入掺氢CHP机组。

不同场景的弃风弃光量如图7所示。由图7可知,在不引入任何低碳技术时,系统的弃风弃光量达到峰值,日内累计弃电量达457.02 MWh,单时段最大弃电功率达91.53 MW。这也体现出仅依赖传统能源供给的系统存在弊端——新能源消纳完全依赖化石能源的调节能力,这导致高峰期大量清洁能源被迫弃用,不符合低碳经济要求。

在引入碳捕集设备后,系统在负荷低谷期间通过消耗富余新能源使碳捕集设备大功率运行,提升了新能源消纳能力,弃风弃光量得到一定降低,降幅达到20%左右。但碳捕集系统存在技术限制,无法动态响应系统负荷与新能源出力波动,这也说明仅靠碳捕集技术无法从根本上解决新能源消纳问题。而在同时引入碳捕集系统与电氢耦合单元(含电转气功能)后,日内弃风弃光量降至364.19 MWh,实现了结构性改善,但储氢瓶颈依旧凸显:在07:00和13:00时,弃电量分别达到30.71 MW和23.46 MW的高位,这表明日内短期储氢容量还不足以消纳高峰期间的持续新能源出力,系统仍会弃用35%~40%的新能源出力。

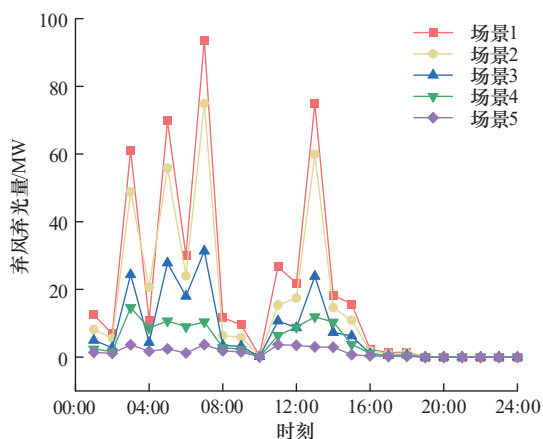


图7 不同场景的弃风弃光量

Figure 7 Wind and solar curtailment under different scenarios

将场景3中的短期储氢系统升级为跨季节储氢系统,并引入氢燃料电池后,系统整体的弃风弃光量大幅降低至103.56 MWh。07:00时段,通过氢燃料电池消纳新能源后,弃电量仅为10.23 MW,相较于场景1、2、3显著降低,系统弃电量波动幅度也大幅下降,验证了跨季节储氢这类长期储能技术对能源结构低碳转型的价值。

在引入掺氢CHP机组后,系统整体弃电量降低92.89%,仅为32.47 MWh,展现出显著的新能源消纳优势。这是通过在天然气管道中掺混氢气,实现了风光出力的即时消纳,规避了场景2中碳捕集设备动态调节能力不足的缺陷,以及场景3中短期储氢的容量瓶颈;同时还能降低场景4中跨季节储氢可能面临的气候变化风险。

图7中,不同场景下弃风弃光量的变化揭示了低碳技术对新能源消纳的影响,随着各项技术的逐步引入,系统的可再生能源消纳能力不断提升。为进一步量化各项技术对系统整体运行综合效益的影响,选取成本和碳排放作为核心指标,从经济与环境两方面验证本文模型多能协同策略的有效性,具体结果如表2所示。

表2数据体现出IES在不同技术路径下的结构性改善。作为基准场景的场景1,因未引入任何减排技术,碳排放量达到峰值1 530.05 t,弃风弃光惩罚成本也高达14.52万元;尽管运维成本维持在28.35万元的较低水平,但综合经济负担仍不低,体现了传统能源系统高碳排放、高成本的困境。

在场景2中引入碳捕集设备后,减排幅度约为

表2 场景对比与减排分析

Table 2 Scenario comparison and emission reduction analysis

指标	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
惩罚成本/万元	14.52	10.28	6.74	3.19	1.62
运维成本/万元	28.35	38.52	45.23	51.34	57.29
投资成本/万元	92.44	84.27	76.20	70.25	63.47
碳排放量/t	1 530.05	768.40	246.95	92.67	38.56

49.8%,惩罚成本下降至10.28万元,购能成本同时减少至84.27万元。这表明碳捕集设备不仅捕获了大量CO₂,其利用低谷期富余可再生能源运行的特性,也提升了本地清洁能源消纳水平。然而,碳捕集设备运行本身产生额外能耗与维护需求,导致运维成本上升至38.52万元。尽管运维成本显著增加,但因惩罚成本与购能成本下降幅度更大,场景2总成本反而比场景1降低3.24万元。这证明了在当前模型参数下,引入碳捕集设备具有积极的净经济效益,初步实现了减排目标与成本控制的协同优化,为后续技术升级奠定了基础。

场景3进一步引入电解水制氢和短期储氢模块后,系统整体碳排放大幅下降至246.90 t,惩罚成本同步降至6.74万元,体现出储氢在吸纳可再生能源波动、减少弃电中的关键作用。尽管运维成本提升至45.23万元,但更多可再生能源被用于替代外购电力,推动购能成本同步下降9.58%,系统整体运行成本得到明显改善。

在场景4中,将储氢系统扩展至跨季节尺度,并引入氢燃料电池实现氢能再电转化后,系统灵活性显著提升。此时惩罚成本显著降低至3.19万元,碳排放量也减少至92.67 t。跨期调节和氢燃料电池的应用进一步优化了能源结构,购能成本下降至70.25万元。但更复杂的设备配置导致运维成本较场景3增加了6.11万元。此时总成本较场景3略有下降,表明跨期储氢和氢燃料电池在深度消纳新能源方面具有价值,其带来的成本增加可被购能成本节约覆盖。最终引入掺氢CHP机组后,所构建的IES实现结构性碳减排,碳排放量较场景1下降约97.5%,弃能损失显著降低,惩罚成本仅1.62万元。

掺氢CHP实现了对天然气的直接部分替代,规避了单一依赖CCS调节或储氢容量瓶颈的问题,并充分利用了管道网络的即时消纳能力,使得购能成

本较场景4减少6.78万元。尽管设备数量增加将运维成本推高至57.29万元,但总成本降至所有场景最低,且远低于基准场景1。这充分证明了通过电氢耦合与多能协同,可以在实现深度脱碳的同时,显著优化系统的整体经济性,展现了低碳与经济双赢的巨大潜力。

2.3 阶梯式碳交易动态特性与性能分析

图8呈现了碳交易机制在碳减排与经济成本之间的平衡关系,通过对比不同时间段内碳交易价格的变化与燃料成本的波动,揭示了二者间的相互影响及动态关联。在制定碳交易机制时,需考虑碳交易价格与燃料成本的联动效应,以确保既能有效推动减排,又不至于对系统经济运行造成过大负担。

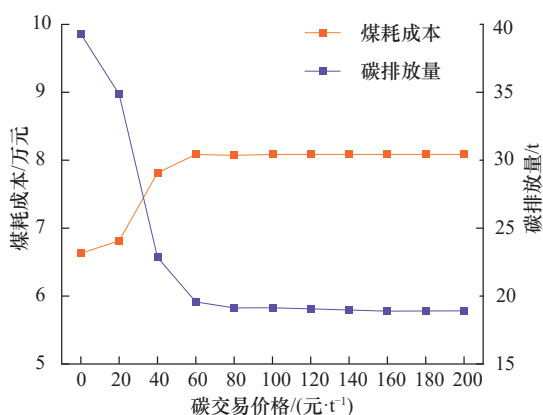


图8 阶梯式碳交易价格与碳排放量的关系

Figure 8 The relationship between tiered carbon trading prices and carbon emissions

由图8可知,阶梯式碳交易价格的上升在初期能够有效促进碳排放减少,当碳价进入20~80元/t区间时,系统碳排放量进入快速衰减阶段。但当碳价超过80元/t后,碳排放量下降趋势显著减缓,煤耗成本增速也同步放缓,最终煤耗成本与碳排放量分别趋于8.25万元和31 t的稳定值。此时系统因减排技术瓶颈进入碳交易调节死区,需要通过氢能替代或采用其他低碳技术协同突破瓶颈,而非继续提高碳价。

同时,为验证本文提出的改进阶梯式碳交易机制在多能协同系统调度中的适用性与优越性,并进一步明确不同碳交易模型对系统调度性能和求解效率的影响,本文在场景5的基础上,设置固定碳价机制、采用大M法线性化的传统碳交易机制,以及本文所提改进机制进行对比研究,具体调度性能与求解效率对比

结果如表3所示。

表3 不同碳交易模型的优化效果对比

Table 3 Comparison of optimization effects of different carbon trading models

碳交易模型	0-1变量 个数	求解用 时/s	碳捕集功 率波动标 准差/MW	掺氢 CHP 功率波动 标准差/ MW	总成本/ 万元
固定碳交易	0	5.21	1.32	1.58	186.75
传统阶梯碳 交易	48	16.42	2.75	3.15	122.38
本文改进的 阶梯碳交易	0	9.57	1.46	1.74	122.38

由表3可知,采用固定碳交易机制时,由于缺乏对不同碳排放水平的分段激励,系统碳排放惩罚成本显著偏高,使总成本达到186.75万元。引入阶梯式碳交易机制后,通过对高排放区间实施更高碳价,系统碳排放水平显著降低,从而使系统总成本降至122.38万元。然而,传统阶梯式碳交易机制依赖大M法线性化阶梯函数,需引入大量0-1变量,这显著增加了优化模型的求解难度并延长了计算时间,求解用时达到16.42 s。本文提出的改进阶梯式碳交易机制在实现相同碳排放控制效果与经济成本水平的前提下,完全避免了0-1变量的引入,求解时间下降至9.57 s,碳捕集设备和掺氢CHP机组功率波动标准差分别降至1.46 MW和1.74 MW,验证了本文方法在多能系统低碳调度中的计算效率优势与系统运行平滑性优势。

3 结论

本文通过构建基于改进阶梯式碳交易的电氢IES低碳经济调度模型,结合仿真算例验证了该模型的有效性与实用性,并分析了碳捕集系统和改进阶梯式碳交易的动态特性,以及不同场景下电氢耦合系统的减排效果与运行效益,得出结论如下:

1)碳捕集系统通过“低谷期高功率捕集储存CO₂,高峰期低功率运行并利用存储的CO₂参与调度”的运行策略,显著缓解了高峰期电力需求,实现了经济成本与减排效益的动态平衡。

2)阶梯式碳交易机制初期减排效果显著,但当碳价进入20~80元/t区间时边际效益减弱;超过

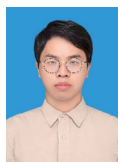
80 元/t 后,系统进入碳交易调节死区,需辅以其他技术手段。改进的阶梯式碳交易机制求解时间相较于传统模型降低 41.7%,且能更平滑地传递碳价信号。

3)逐级引入低碳技术后,系统的新能源消纳能力逐渐提升;引入完整低碳技术体系后,系统整体弃风弃光量较基准场景大幅降低 97.5%,且总成本也降低 9.6%,证明电氢耦合与多能协同可兼顾深度脱碳与经济性。

参考文献:

- [1] 秦博宇,周星月,丁涛,等.全球碳市场发展现状综述及中国碳市场建设展望[J].电力系统自动化,2022,46(21):186-199.
QIN Boyu, ZHOU Xingyue, DING Tao, et al. Review on development of global carbon market and prospect of china's carbon market construction[J]. Automation of electric power systems, 2022, 46(21):186-199.
- [2] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8):2806-2819.
- [3] 夏佳伟,张一帆,雷浩,等.考虑高效氢能利用和碳捕集的综合能源系统低碳优化调度[J].电力建设,2024,45(12):100-111.
XIA Jiawei, ZHANG Yifan, LEI Hao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering efficient hydrogen utilization and carbon capture equipment[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12):100-111.
- [4] DUAN P F, ZHAO B X, ZHANG X H, et al. A day-ahead optimal operation strategy for integrated energy systems in multi-public buildings based on cooperative game[J]. Energy, 2023, 275, 127395.
- [5] 田丰,贾燕冰,任海泉,等.考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J].电网技术,2020,44(9):3346-3355.
TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, et al. "Source-load" low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. Power System Technology, 2020, 44(9):3346-3355.
- [6] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等.双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J].电力系统自动化,2022,46(8):189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8):189-207.
- [7] 李欣,刘立,黄婧琪,等.含耦合 P2G 和 CCS 的园区级综合能源系统优化调度[J].电力系统及其自动化学报,2023,35(4):18-25.
LI Xin, LIU Li, HUANG Jingqi, et al. Optimal scheduling of park-level integrated energysystem with coupling of P2G and CCS[J]. Proceeding of the CSU-EPSA, 2023, 35(04):18-25.
- [8] 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 Xingping, ZHANG Youzhong. Multi-objective optimization model for park-level electricity-heat-gas integrated energy system considering P2G and CCS[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(12):90-99.
- [9] 骆钊,杨林燕,王华,等.含碳捕集电厂-电转气-液化天然气协同的综合能源系统优化调度[J].太阳能学报,2025,46(1):438-448.
LUO Zhao, YANG Linyan, WANG Hua, et al. Optimization and scheduling of integrated energy system with carbon capture power plant, electricity to gas and liquefied natural gas synergy[J]. Acta energiae solaris sinica, 2025, 46(01):438-448.
- [10] 刘妍,胡志坚,陈锦鹏,等.含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统低碳经济调度[J].电力系统自动化,2024,48(1):31-40.
LIU Yan, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture power plant and multi-utilization of hydrogen energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(01):31-40.
- [11] LI J R, LIN J, SONG Y H, et al. Operation optimization of power to hydrogen and heat (P2HH) in ADN coordinated with the district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(4): 1672-1683.
- [12] 李志伟,赵雨泽,吴培,等.基于制氢设备精细建模的综合能源系统绿氢蓝氢协调低碳优化策略[J].电网技术,2024,48(6):2317-2326.
LI Zhiwei, ZHAO Yuze, WU Pei, et al. Low-carbon dispatching strategy of integrated energy system with coordination of green hydrogen and blue hydrogen based on fine modeling of hydrogen production equipment[J]. Power System Technology, 2024, 48(06):2317-2326.
- [13] 熊宇峰,陈来军,郑天文,等.考虑电热气耦合特性的低碳园区综合能源系统氢储能优化配置[J].电力自动化设备,2021,41(9):31-38.
XIONG Yufeng, CHEN Laijun, ZHENG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen energy storage in low-carbon park integrated energy system considering electricity-heat-gas coupling characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(09):31-38.
- [14] 韩肖清,李廷钧,张东霞,等.双碳目标下的新型电力系统规划新问题及关键技术[J].高电压技术,2021,47(9):3036-3046.
HAN Xiaoqing, LI Tingjun, ZHANG Dongxia, et al. New issues and key technologies of new power system planning under double carbon goals[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3036-3046.
- [15] 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.
- [16] 邹宇航, 曾艾东, 郝思鹏, 等. 阶梯式碳交易机制下综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2185–2198.
- ZOU Yuhang, ZENG Aidong, HAO Sipeng, et al. Multi-time-scale optimal dispatch of integrated energy systems under stepped carbon trading mechanism[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2185–2198.
- [17] YAN N, MA G C, LI X J, et al. Low-carbon economic dispatch method for integrated energy system considering seasonal carbon flow dynamic balance[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(1): 576–586.
- [18] 刘海涛, 刘杨, 荀汉龙, 等. 绿证与改进型阶梯式碳交易互动机制下的CHP系统低碳经济调度研究[J]. 电测与仪表, 2024, 61(12): 144–155.
- LIU Haitao, LIU Yang, XUN Hanlong, et al. A study of low-carbon economic dispatching in CHP system under the interactive mechanism of green certificates and improved stepped carbon trading[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2024, 61(12): 144–155.
- [19] 周伟, 孙永辉, 谢东亮, 等. 计及改进阶梯型碳交易和热电联产机组灵活输出的园区综合能源系统低碳调度[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 61–73.
- ZHOU Wei, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Low-carbon dispatch of park-level integrated energy system considering improved ladder-type carbon trading and flexible output of combined heat and power unit[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 61–73.
- [20] LI R Q, REN H B, WU Q, et al. Cooperative economic dispatch of EV–HV coupled electric–hydrogen integrated energy system considering V2G response and carbon trading[J]. Renewable Energy, 2024, 227: 120488.
- [21] TAN H, ZHANG Y L, WANG Q, et al. Dispatch model of park-level integrated energy system with photovoltaic/thermal hydrogen generation equipment: A scenario analysis method based on improved K-means clustering[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, 97: 657–672.
- [22] CHENG Y, LIU M B, CHEN H L, et al. Optimization of multi-carrier energy system based on new operation mechanism modelling of power-to-gas integrated with CO₂-based electrothermal energy storage[J]. Energy, 2021, 216: 119269.
- [23] LI J L, LI G H, MA S L, et al. Modeling and simulation of hydrogen energy storage system for power-to-gas and gas-to-power systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2023, 11(3): 885–895.
- [24] 刘应都, 郭红霞, 欧阳晓平. 氢燃料电池技术发展现状及未来展望[J]. 中国工程科学, 2021, 23(4):162–171.
- LIU Yingdu, GUO Hongxia, OUYANG Xiaopeng. Development status and future prospect of hydrogen fuel cell technology[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(04):162–171.
- [25] 中华人民共和国工业和信息化部. 关于修改《乘用车企业平均燃料消耗量与新能源汽车积分并行管理办法》的决定[RB/OL]. (2023–07–06)[2025–04–11]. https://wap.miit.gov.cn/jgsj/zbys/gzdt/art/2023/art_02e935e2cce74be4a641d7b8ca5621b4.html.
- [26] 国家发展改革委 国家能源局. 关于印发《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027年)》的通知(发改能源〔2024〕831号)[EB/OL]. (2024–06–24) [2025–07–20]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202407/content_6963501.htm.
- [27] 周永旺, 许灿城, 蔡政彤, 等. 基于动态掺氢比和RPLTCT的综合能源系统的优化调度方法: CN118710013A[P]. 2024–09–27.
- [28] ZHAO J J, SONG Y Y, FAN H C. Optimization scheduling of hydrogen-integrated energy systems considering multi-timescale carbon trading mechanisms[J]. Energies, 2025, 18(7): 1612.
- [29] 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.
- [30] 邓倩文, 李奇, 邱宜彬, 等. 考虑多灵活性资源联合运行的综合能源系统优化配置方法[J]. 上海交通大学学报, 2025, 59(7): 912–922.
- DENG Qianwen, LI Qi, QIU Yibin, et al. Optimal allocation method of integrated energy system considering joint operation of multiple flexible resources[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2025, 59(7): 912–922.



第一作者简介:周欣(1994—),男,工程师,主要从事电力系统优化运行和规划方面的技术和管理等方面的研究, ketero@foxmail.com;



通信作者简介:曾龙祥(2000—),男,硕士研究生,主要从事电力系统低碳经济调度等方面的研究, zenglx@ctgu.edu.cn;



李益帆(2004—),男,本科,主要从事电力系统低碳经济调度等方面的研究, 420166272@qq.com。

(编辑 林正根)