

计及碳捕集和储氢容量协同优化的 综合能源系统低碳调度

牛明博¹, 庞涵语¹, 吕友军², 李国兴¹

(1. 长安大学能源与电气工程学院, 710064, 西安; 2. 西安交通大学绿色氢能全国重点实验室, 710049, 西安)

摘要: 为满足低碳能源需求的日益增长,协调低碳技术的优化配置、实现系统经济性与低碳性的统一,构建了一个计及碳捕集、绿氢和蓝氢储能的综合能源系统模型,通过仿真分析研究了碳捕集、氢储能容量优化及多能协同运行对系统总成本和碳排放的影响。引入阶梯式碳交易机制建立低碳调度模型,对碳排放量进行动态约束。构建双层模型以优化氢储能容量配置,上层模型以全生命周期综合投资费用最小为目标,下层模型以系统总运行费用最小为目标,用遗传算法和混合整数线性规划相结合求解。仿真结果表明,碳捕集技术和碳交易机制的作用下,碳排放量降低了24.3%,系统总成本降低了9.5%。引入蓝、绿氢协同机制可以显著提升系统对可再生能源的消纳能力,惩罚成本降低了92.7%。采用优化后的氢储能容量进一步使系统总成本降低了1.54%,碳排放量降低了10.18%,为实现多能协同推动能源结构转型提供了新的思路。

关键词: 综合能源系统;碳捕集;氢储能;阶梯式碳交易

中图分类号: TM732 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202509005 **文章编号:** 0253-987X(2025)09-0041-12

Low-Carbon Scheduling of Integrated Energy Systems Considering Synergistic Optimization of Carbon Capture and Hydrogen Storage Capacity

NIU Mingbo¹, PANG Hanyu¹, LÜ Youjun², LI Guoxing¹

(1. School of Energy and Electrical Engineering, Chang'an University, Xi'an 710064, China;

2. National Key Laboratory of Green Hydrogen and Electricity, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: To meet the growing demand for low-carbon energy, coordinate the optimal allocation of low-carbon technologies, and achieve system economics and low-carbon performance, this study establishes an integrated energy system model incorporating carbon capture, green hydrogen, and blue hydrogen storage, investigating the impact of carbon capture, hydrogen storage capacity optimization, and multi-energy collaborative operation on total system costs and carbon emissions through simulation analysis. A low-carbon scheduling model is developed using a tiered carbon trading mechanism to dynamically constrain carbon emissions. Moreover, a two-tier model has been developed to optimize hydrogen storage capacity allocation, where the upper model aims to minimize the comprehensive lifecycle investment costs, and the lower model aims to minimize the overall operating costs. The solution combines genetic algorithms and mixed-integer linear programming.

收稿日期: 2025-01-31。 作者简介: 牛明博(1981—),男,教授,博士生导师;李国兴(通信作者),男,讲师,硕士生导师。

基金项目: 国家自然科学基金重点资助项目(52336009)。

网络出版时间: 2025-04-15

网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20250414.1813.007>

Simulation results demonstrate that under the influence of carbon capture and carbon trading, carbon emissions are reduced by 24.3%, and total system costs decrease by 9.5%. The introduction of a collaborative mechanism for blue and green hydrogen significantly enhances the system's capacity to consume renewable energy, reducing penalty costs by 92.7%. Furthermore, adopting the optimized hydrogen storage capacity further reduces the total system costs by 1.54% and carbon emissions by 10.18%. It provides new ideas for realizing multi-energy synergy to promote energy structure transformation.

Keywords: integrated energy system; carbon capture; hydrogen storage; stepped carbon trading

面对全球气候变暖的严峻挑战,二氧化碳等温室气体的排放持续增加,对生态环境和人类社会的发展造成了重大影响^[1]。为了应对这一问题,世界各国正在积极采取措施,积极推动低碳能源转型^[2]。在能源互联网的框架下,综合能源系统(IES)作为一种创新的能源利用模式,逐步成为解决能源与环境问题的重要途径。IES通过整合电、热、氢能等多种能源形式和多种能源转换技术,实现能源生产、传输、存储和消费环节的深度耦合与协调优化,其核心特征体现为能源形式的互联互通、时空分布的灵活调节以及供需关系的高效匹配^[3]。

碳捕集与封存(CCS)作为综合能源系统中的关键技术之一,是应对化石能源使用导致的二氧化碳排放问题的重要手段。通过在能源生产和消费环节捕获二氧化碳并安全封存,CCS技术能够显著降低系统碳排放总量,为综合能源系统实现低碳化和可持续发展提供了有力的保障。碳捕集技术可以分为燃烧后的捕集、燃烧前捕集和富氧燃烧捕集3种^[4]。其中,燃烧后捕集技术因其能够直接从燃烧后的烟气中分离二氧化碳,是目前应用最为广泛的碳捕集方式^[5]。文献[6]的算例结果显示,通过CCS与电转气(P2G)的联合运行可减少弃风的浪费,并大幅降低碳排放量。碳交易机制作为市场化减排政策工具,在综合能源系统的低碳运行中发挥着关键作用,通过对碳排放进行定价,促使能源生产方减少排放或购买碳配额以实现减排目标。相较于传统固定碳价策略,阶梯式碳交易机制根据排放量设定递增的碳价,以更强的激励约束引导能源系统向低碳化方向转型。文献[7]探讨了在电力-天然气综合能源系统调度模型中引入传统碳交易机制的影响,证实了碳交易机制对能源系统的碳排放量具有显著的影响。文献[8]提出了融合碳捕集技术和碳交易机制的园区级综合能源系统模型,核算了园区的碳排放量,还评估了在激励与惩罚相结合的碳交易机制下的成本效益。文献[9]进一步探讨了电-碳-气-绿证

联合交易机制下,CCS与P2G的联合优化运行有助于提升系统供能稳定性与经济效益。

在此背景下,氢能技术凭借其灵活的能量存储与清洁特性,在综合能源系统的低碳运行中扮演着愈发关键的角色。文献[10]利用电解水制氢的绿色优势以及氢能系统的灵活性建立虚拟氢厂来应对风电功率较大时的随机波动性。文献[11]探讨了集成氢能技术的能源系统调度,发现其能提高能源灵活性和可再生能源利用率。文献[12]通过博弈论和算法验证了氢能系统在促进可再生能源消纳和降低碳排放量方面的优势。利用弃风、弃光水解制氢,不仅可以有效利用可再生能源的剩余电力,还能显著降低制氢成本,是实现氢能生产的重要技术路径^[13-15]。氢储能是一种长期储能系统,具有容量大、无污染等优势,能够满足运行需求,逐渐应用在更多系统中^[16-17]。氢能不仅能够作为可再生能源消纳的重要载体,还可通过储氢装置在可再生能源出力富余时存储电能,并在负荷高峰或可再生能源不足时释放电力,为系统提供长周期储能保障,有效平抑功率波动^[18]。因此,合理的储能系统容量规划尤为关键。文献[19]应用全寿命周期成本经济模型对微电网中的氢储能容量进行优化配置,提高系统的经济性。文献[20]提出了考虑电-氢耦合的储能微电网容量优化方法,实现综合经济性与供电可靠性的最优配置。

现有的大多数研究主要聚焦于储氢容量配置对综合能源系统经济调度的单一影响,而对蓝、绿氢的协同运行机制的研究关注不足。在分析储氢装置与CCS的联合运行时,缺乏对二者在能量流动与碳减排策略上的协同优化潜力的探讨。基于此,本文提出了一种计及CCS与P2G协同运行及蓝、绿氢储能容量优化的综合能源系统优化调度策略,有助于提升可再生能源的消纳能力。模型综合考虑了碳捕集装置的减排效益、绿氢与蓝氢的协同供能特性以及阶梯式碳交易机制下的碳排放约束,并通过构建

双层优化调度模型求解储氢容量,确保了系统的供需平衡和设备运行稳定性。

1 综合能源系统模型

本文提出了一种计及 CCS 装置,包含绿氢、蓝氢模块的综合能源系统,多能协同的 IES 结构如图 1 所示。从图 1 中可以看出,系统中的供电侧由上

级电网、风力发电、光伏发电组成,供气侧由上级电网提供。电解槽、甲烷化和气制氢装置能够实现电、气、氢能量形式的转化。负荷侧涵盖电负荷与热负荷,电负荷通过系统的电力来源、燃气轮机和燃料电池提供电力,热负荷由燃气轮机、燃气锅炉和燃料电池联合供应。本模型中 CCS 装置采用燃烧后捕集方式。

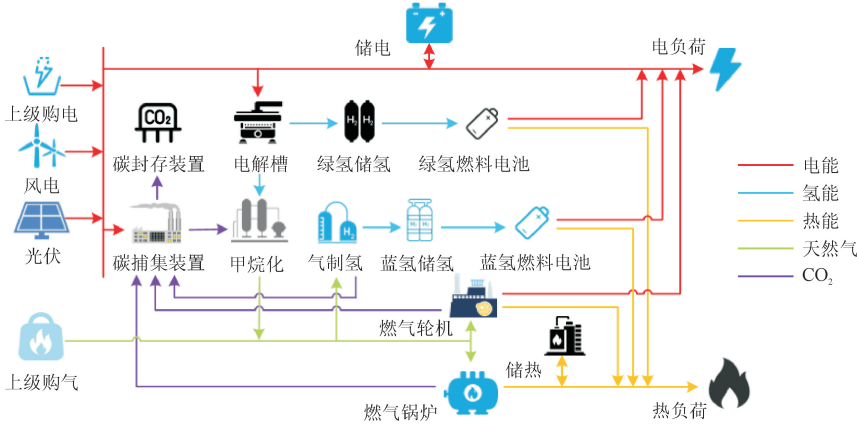


图 1 多能协同的 IES 结构

Fig. 1 IES structure diagram for multi-capacity synergy

1.1 两阶段 P2G 模型

1.1.1 电解槽装置

P2G 技术是综合能源系统中的一种关键技术,通过将电能转化为可储存的气体形式,实现了电力与天然气系统的双向耦合。P2G 技术的工作流程分为两阶段,第一阶段是电解水制氢,通过碱性电解槽将水分解为氢气和氧气,实现对可再生能源的存储,进而缓解了系统内可再生能源发电的不稳定性和波动性^[21]。该过程的功率和生成的氢气量表示为

$$P_{EL,H_2}(t) = \eta_{EL} P_{e,EL}(t) \quad (1)$$

$$V_{EL}(t) = P_{EL,H_2}(t)/q_{H_2} \quad (2)$$

式中: $P_{e,EL}(t)$ 和 $P_{EL,H_2}(t)$ 分别为 t 时刻电解的耗电功率和产氢功率,即装置实际用于制氢的电功率; q_{H_2} 为氢气的低热值; $V_{EL}(t)$ 为 t 时刻电解产生的氢气体积; η_{EL} 为制氢转化效率。

1.1.2 甲烷化装置

在第二阶段,水电解生成的氢气与 CCS 捕获的 CO_2 在甲烷化装置中发生反应,生成甲烷和水。生成的甲烷可以直接用于下级供能设备。该过程表示为

$$\begin{cases} P_{MR,H_2}(t) = q_{H_2} V_{MR}(t) \\ E_{MR}(t) = \mu_{MR} Q_{MR,CH_4}(t) \\ Q_{MR,CH_4}(t) = \eta_{MR} P_{MR,H_2}(t) \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{MR,H_2}(t)$ 、 $Q_{MR,CH_4}(t)$ 分别为 t 时刻甲烷化装置的耗氢功率和产气功率; $V_{MR}(t)$ 和 $E_{MR}(t)$ 分别为 t 时刻甲烷化装置消耗氢气的体积和吸收 CO_2 的质量; η_{MR} 和 μ_{MR} 分别为甲烷转换效率和 CO_2 吸收强度。

1.2 碳捕集装置

CCS 作为一种直接减少 CO_2 排放的方法,能够有效捕获并封存释放的 CO_2 。CCS 模型^[22]可表示为

$$P_{ccpp,op}(t) = \epsilon_{op} E_{capt}(t) \quad (4)$$

$$P_{ccpp}(t) = P_{ccpp,base} + P_{ccpp,op}(t) \quad (5)$$

式中: $P_{ccpp}(t)$ 为 CCS 装置 t 时刻消耗的电功率,包括基础和运行能耗,用 $P_{ccpp,base}$ 和 $P_{ccpp,op}(t)$ 表示; $E_{capt}(t)$ 为 t 时刻捕集 CO_2 的质量; ϵ_{op} 为碳捕集运行能耗系数。

完成捕集后,还需进行碳封存处理。CCS 将捕集到的 CO_2 先提供给甲烷化装置作为反应原料,剩余部分再进行封存。 $E_{stor}(t)$ 为 t 时刻封存 CO_2 的质量,可表示为

$$E_{stor}(t) = E_{capt}(t) - E_{MR}(t) \quad (6)$$

1.3 绿氢和蓝氢模型

考虑到研究对象为氢气,本文仅针对氢气作体积换算求解,忽略天然气的体积,并且由于在制氢过程中用水量较少,忽略消耗水的体积和成本。

1.3.1 制氢模型

绿氢通过电解槽利用多余电力将水分解为氢气和氧气,生产过程无碳排放,与P2G技术的第一阶段一致。蓝氢通过化石燃料制氢,通常为天然气重整,该过程有二氧化碳的排放,蓝氢的生产模型如下

$$\begin{cases} P_{G2H}(t) = \epsilon_{G2H} V_{G2H}(t) \\ E_{G2H}(t) = \mu_{G2H} P_{G2H}(t) \\ V_{G2H}(t) = \eta_{G2H} Q_{G2H}(t) / q_{H_2} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $Q_{G2H}(t)$ 和 $P_{G2H}(t)$ 分别为气制氢装置消耗的气功率和电功率; $V_{G2H}(t)$ 和 $E_{G2H}(t)$ 分别为制得氢气的体积和制氢过程产生 CO_2 的质量; ϵ_{G2H} 和 μ_{G2H} 分别为气制氢的耗电系数和碳排放系数; η_{G2H} 为气转氢效率。

1.3.2 储氢罐模型

为充分利用氢气,绿氢和蓝氢生产后可以储存在储氢罐中以备需求。储氢罐的模型^[23]表示如下

$$S_{HS}(t) = S_{HS}(t-1) + \frac{\eta_{HS} V_{HS}^{ch}(t) - V_{HS}^{dis}(t)}{V_{HS}^{max}} \quad (8)$$

式中: $S_{HS}(t)$ 为 t 时刻储氢罐的容量; $V_{HS}^{ch}(t)$ 、 $V_{HS}^{dis}(t)$ 和 V_{HS}^{max} 分别为 t 时刻储氢罐的输入量、输出量和最大储氢容量; η_{HS} 为存储效率。

1.3.3 氢燃料电池模型

氢燃料电池可将氢能转换为电能,同时收集余热供给热能。绿氢和蓝氢燃料电池建模过程^[23]相同

$$\begin{cases} P_{HFC}(t) = q_{H_2} \epsilon_{HFC,e} V_{HFC}(t) \\ H_{HFC}(t) = q_{H_2} \epsilon_{HFC,h} V_{HFC}(t) \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P_{HFC}(t)$ 、 $H_{HFC}(t)$ 分别为 t 时刻燃料电池的供电和供热功率; $\epsilon_{HFC,e}$ 、 $\epsilon_{HFC,h}$ 分别为燃料电池的氢电、氢热转化效率; $V_{HFC}(t)$ 为 t 时刻燃料电池的耗氢量。

1.4 其他模型

1.4.1 燃气轮机

燃气轮机在输出电功率的同时也可以产生热量以满足热负荷,工作过程可以表示为

$$P_{GT}(t) = \eta_{GT} Q_{GT}(t) \quad (10)$$

$$H_{GT}(t) = \eta_{GTh} Q_{GT}(t) \quad (11)$$

式中: $P_{GT}(t)$ 、 $H_{GT}(t)$ 和 $Q_{GT}(t)$ 分别为燃气轮机在 t 时刻的产电、产热功率和消耗的气功率; η_{GT} 和 η_{GTh} 分别为燃气轮机的电和热效率。

1.4.2 燃气锅炉

燃气锅炉是用于产生热能的装置,在区域供热系统和综合能源系统中广泛应用,运行过程表示为

$$H_{GB}(t) = \eta_{GB} Q_{GB}(t) \quad (12)$$

式中: $H_{GB}(t)$ 、 $Q_{GB}(t)$ 分别为燃气锅炉在 t 时刻的产热功率和耗气功率; η_{GB} 为燃气锅炉的热效率。

1.4.3 储能装置

在IES中,蓄电池和储热罐作为关键的储能装置,分别用于存储电能和热能,以应对电力和热能需求的波动,模型^[24]表示为

$$\begin{cases} S_{HS}(t) = S_{HS}(t-1) + H_{HS}^{ch}(t) \eta_{HS}^{ch} - H_{HS}^{dis}(t) / \eta_{HS}^{dis} \\ S_{ES}(t) = S_{ES}(t-1) + P_{ES}^{ch}(t) \eta_{ES}^{ch} - P_{ES}^{dis}(t) / \eta_{ES}^{dis} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $S_{HS}(t)$ 、 $S_{ES}(t)$ 分别为 t 时刻储热和储电设备的容量; $H_{HS}^{ch}(t)$ 、 $H_{HS}^{dis}(t)$ 、 $P_{ES}^{ch}(t)$ 、 $P_{ES}^{dis}(t)$ 分别为储热设备和储电设备在 t 时刻的充、放功率; η_{HS}^{ch} 、 η_{HS}^{dis} 、 η_{ES}^{ch} 、 η_{ES}^{dis} 分别为热能和电能的充、放效率。

2 碳交易模型

碳交易机制通过分配碳排放权配额并允许市场交易来控制碳排放。生产商根据配额安排生产,多余配额可出售,不足则需购买。阶梯式碳交易机制模型包括配额分配、实际排放和阶梯交易3个部分。

2.1 碳交易配额

碳配额是指每个排放设备在一定调度周期内所允许的二氧化碳排放量。该配额通常分配给系统的各装置,在本系统中包括燃气轮机、燃气锅炉和外购电等,具体的配额模型如下

$$E_e(t) = E_{ebuy}(t) + E_{eGT}(t) + E_{eGB}(t) \quad (14)$$

$$\begin{cases} E_{ebuy}(t) = \chi_{buy} P_{buy}(t) \\ E_{eGT}(t) = \chi_{gas} (P_{GT}(t) + H_{GT}(t)) \\ E_{eGB}(t) = \chi_{gas} H_{GB}(t) \end{cases} \quad (15)$$

式中: E_e 、 E_{ebuy} 、 E_{eGT} 和 E_{eGB} 分别为总碳排放权、购电、燃气轮机和燃气锅炉配额; χ_{buy} 、 χ_{gas} 分别为燃煤机组单位电力消耗、燃天然气机组单位天然气消耗的碳排放权配额^[25]; $P_{buy}(t)$ 为 t 时刻的购电功率。

2.2 实际碳排放模型

实际的碳排放量是系统运行中的总 CO_2 排放量,表示为

$$\begin{cases} E_{GT}(t) = \mu_{GT} (P_{GT}(t) + H_{GT}(t)) \\ E_{GB}(t) = \mu_{GB} H_{GB}(t); E_{buy}(t) = \mu_{buy} P_{buy}(t) \\ E_{capt}(t) = \mu_{capt} (E_{GT}(t) + E_{GB}(t) + E_{G2H}(t)) \\ E_{total}(t) = E_{GT}(t) + E_{GB}(t) + E_{G2H}(t) + \\ E_{buy}(t) - E_{capt}(t) \end{cases} \quad (16)$$

式中: $E_{GT}(t)$ 、 $E_{GB}(t)$ 、 $E_{buy}(t)$ 、 $E_{total}(t)$ 和 $E_{capt}(t)$ 分

别为 t 时刻燃气轮机、燃气锅炉、购电碳排放量、碳排放总量和 CCS 捕获 CO_2 的质量; μ_{GT} 、 μ_{GB} 、 μ_{buy} 和 μ_{capt} 分别为燃气轮机、燃气锅炉、购电的碳排放系数和 CCS 捕集系数。

2.3 阶梯式碳交易

在传统碳交易机制中,碳交易价格通常是固定的。系统的碳排放量如果超出配额,只需按固定的单价支付超出排放量的费用,而阶梯式碳交易机制是一种改进的碳交易方法,通过设置多个排放量区间,每个区间的碳排放成本逐步递增。当碳排放量在低区间时,价格较低;但随着排放量超出高区间,碳交易成本会急剧上升。其核心在于提高了超额排放的边际成本,激励低碳运行,模型^[26]表示为

$$E_{\text{la}}(t) = E_{\text{total}}(t) - E_{\text{e}}(t) \quad (17)$$

$$F_{\text{CO}_2}^{\text{price}} = \begin{cases} \lambda E_{\text{la}}(t), E_{\text{la}}(t) \leq l \\ \lambda(1+\alpha)(E_{\text{la}}(t) - l) + \lambda l, \\ l \leq E_{\text{la}}(t) \leq 2l \\ \lambda(1+2\alpha)(E_{\text{la}}(t) - 2l) + \lambda(2+\alpha)l, \\ 2l \leq E_{\text{la}}(t) \leq 3l \\ \lambda(1+3\alpha)(E_{\text{la}}(t) - 3l) + \lambda(3+3\alpha)l, \\ 3l < E_{\text{la}}(t) \end{cases} \quad (18)$$

式中: $E_{\text{la}}(t)$ 是参与交易 CO_2 的质量; $F_{\text{CO}_2}^{\text{price}}$ 为阶梯式碳交易成本; λ 为碳交易基价,取 0.25 元/kg; l 为碳排放量区间长度,取 1 000 kg; α 为价格增长率,取 0.25。

3 双层优化配置模型及其求解算法

考虑到 IES 实际运行策略,本文构建了计及 IES 规划与运行的双层优化配置模型,上层优化主要是储能容量的配置优化,旨在实现全生命周期内的综合投资成本最小化;下层优化侧重于解决综合能源系统的最优运行问题,目标是 minimized 综合能源系统的运行成本。上层的容量配置优化结果传递给下层,下层求解出最优调度方案反馈回上层。通过迭代优化,最终获得系统最优容量配置方案。

3.1 上层优化模型

本文的研究重点是氢储能对系统的优化作用,故只考虑两个储氢罐的容量配置问题,并设置为决策变量。上层以综合成本最小 F_1 为目标函数,即

$$F_1 = F_2 + \frac{F_{\text{inv}} + F_{\text{REP}}}{365} \quad (19)$$

$$F_{\text{inv}} = \partial_{\text{inv}}(V_{\text{GHS}}^{\text{max}} + V_{\text{BHS}}^{\text{max}})r^{\text{RK}} \quad (20)$$

$$r^{\text{RK}} = \frac{\nu(1+\nu)^{y_k}}{(1+\nu)^{y_k} - 1} \quad (21)$$

$$F_{\text{REP}} = \partial_{\text{REP}}(V_{\text{GHS}}^{\text{max}} + V_{\text{BHS}}^{\text{max}})r^{\text{RK}} \quad (22)$$

$$r^{\text{RK}} = \frac{\nu(1+\nu)^{y_k}}{[(1+\nu)^{y_k} - 1](1+\nu)^{y_k}} \quad (23)$$

式中: F_{inv} 和 F_{REP} 分别为氢储能装置的等年值投资成本和置换成本; ∂_{inv} 和 ∂_{REP} 分别为储氢罐的单位容量投资成本和置换成本; $V_{\text{GHS}}^{\text{max}}$ 和 $V_{\text{BHS}}^{\text{max}}$ 分别为绿氢和蓝氢储氢罐的最大容量; r^{CR} 和 r^{RK} 分别为投资和置换的资金收回系数; ν 为贴现率,取值为 0.05; y_k 为设备的运行年限,一般取 10; F_2 为系统综合成本,表达式见 3.2 节。

3.2 下层优化模型

整个系统综合成本 F_2 包括购能成本 F_{buy} 、惩罚成本 F_{cur} 、系统的运行维护成本 F_{ns} 和 CO_2 总成本 F_{CO_2} , 表示为

$$F_2 = F_{\text{buy}} + F_{\text{cur}} + F_{\text{ns}} + F_{\text{CO}_2} \quad (24)$$

3.2.1 购能成本

该系统的购能成本包括购电成本 $F_{\text{buy,e}}$ 和购气成本 $F_{\text{buy,g}}$, 计算式为

$$\begin{cases} F_{\text{buy,e}} = \partial_{\text{buy,e}} \sum_{i=1}^T P_{\text{buy}}(t) \\ F_{\text{buy,g}} = \partial_{\text{buy,g}} \sum_{i=1}^T Q_{\text{buy}}(t) \\ F_{\text{buy}} = F_{\text{buy,e}} + F_{\text{buy,g}} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $\partial_{\text{buy,e}}$ 和 $\partial_{\text{buy,g}}$ 分别为分时电价和气价; $Q_{\text{buy}}(t)$ 为 t 时刻的购气功率; T 为调度周期。

3.2.2 惩罚成本

该系统的惩罚成本为浪费的风电成本 F_{windcur} 和光伏成本 F_{pvcur} , 计算式为

$$\begin{cases} F_{\text{windcur}} = \partial_{\text{wind}} \sum_{i=1}^T P_{\text{windcur}}(t) \\ F_{\text{pvcur}} = \partial_{\text{pv}} \sum_{i=1}^T P_{\text{pvcur}}(t) \\ F_{\text{cur}} = F_{\text{windcur}} + F_{\text{pvcur}} \end{cases} \quad (26)$$

式中: ∂_{wind} 和 ∂_{pv} 分别为弃风和弃光惩罚的成本系数; $P_{\text{windcur}}(t)$ 和 $P_{\text{pvcur}}(t)$ 分别为 t 时刻的弃风和弃光功率。

3.2.3 运维成本

该系统的运维成本为投建设备的运行维护成本,包括蓄电池、储热罐、CCS 装置、P2G 装置、燃气轮机和燃气锅炉,计算式为

$$\begin{aligned} F_{\text{ns}} = & \partial_{\text{ns1}} \sum_{i=1}^T (P_{\text{ES}}^{\text{dis}}(t) + H_{\text{HS}}^{\text{dis}}(t)) + \\ & \partial_{\text{ns2}} \sum_{i=1}^T (P_{\text{CCPP}}(t) + P_{\text{e,EL}}(t) + \\ & P_{\text{MR,H}_2}(t) + P_{\text{GT}}(t) + Q_{\text{GB}}(t)) \end{aligned} \quad (27)$$

式中: ∂_{ns1} 和 ∂_{ns2} 分别为储能设备和其他设备的维护成本系数。

3.2.4 CO₂ 总成本

该系统的 CO₂ 总成本包括碳交易成本 $F_{\text{CO}_2}^{\text{price}}$ 和碳封存成本 F_{stor} , 计算公式为

$$F_{\text{stor}} = \partial_{\text{stor}} \sum_{i=1}^T E_{\text{stor}}(t) \quad (28)$$

$$F_{\text{CO}_2} = F_{\text{stor}} + F_{\text{CO}_2}^{\text{price}} \quad (29)$$

式中: ∂_{stor} 为碳封存成本系数。

3.3 约束条件

本文系统所涉及的约束条件主要包含系统平衡约束及设备运行约束, 系统平衡约束主要包含电、热、气、氢功率平衡约束。涉及到的所有功率为下层的决策变量。

3.3.1 功率平衡约束

电功率平衡为

$$P_{\text{load}}(t) + P_{\text{e,EL}}(t) + P_{\text{ccpp}}(t) + P_{\text{G2H}}(t) + P_{\text{ES}}^{\text{ch}}(t) = P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{GT}}(t) + P_{\text{buy}}(t) + P_{\text{ES}}^{\text{dis}}(t) + P_{\text{BHFC}}(t) + P_{\text{GHFC}}(t) \quad (30)$$

式中: $P_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻的电负荷功率; $P_{\text{BHFC}}(t)$ 和 $P_{\text{GHFC}}(t)$ 分别为蓝氢和绿氢燃料电池供电功率。

热功率平衡为

$$H_{\text{load}}(t) + H_{\text{HS}}^{\text{ch}}(t) = H_{\text{GB}}(t) + H_{\text{GT}}(t) + H_{\text{HS}}^{\text{dis}}(t) + H_{\text{BHFC}}(t) + H_{\text{GHFC}}(t) \quad (31)$$

式中: $H_{\text{load}}(t)$ 为 t 时刻的热负荷功率; $H_{\text{BHFC}}(t)$ 和 $H_{\text{GHFC}}(t)$ 分别为蓝氢和绿氢燃料电池供热功率。

气功率平衡为

$$Q_{\text{buy}}(t) + Q_{\text{MR,CH}_4}(t) = Q_{\text{GT}}(t) + Q_{\text{GB}}(t) + Q_{\text{G2H}}(t) \quad (32)$$

氢功率平衡为

$$\begin{cases} V_{\text{EL}}(t) + V_{\text{gHS}}^{\text{dis}}(t) = V_{\text{gHS}}^{\text{ch}}(t) + V_{\text{GHFC}}(t) + V_{\text{MR}}(t) \\ V_{\text{G2H}}(t) + V_{\text{bHS}}^{\text{dis}}(t) = V_{\text{bHS}}^{\text{ch}}(t) + V_{\text{BHFC}}(t) \end{cases} \quad (33)$$

式中: $V_{\text{gHS}}^{\text{ch}}(t)$ 和 $V_{\text{gHS}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻绿氢储氢罐的输入、输出量; $V_{\text{bHS}}^{\text{ch}}(t)$ 和 $V_{\text{bHS}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻蓝氢储氢罐的输入、输出量; $V_{\text{GHFC}}(t)$ 和 $V_{\text{BHFC}}(t)$ 分别为 t 时刻绿氢、蓝氢燃料电池的耗氢量。

3.3.2 各机组出力约束

各机组出力约束为

$$\begin{cases} 0 \leq P(t) \leq P^{\text{max}} \\ 0 \leq Q(t) \leq Q^{\text{max}} \\ 0 \leq H(t) \leq H^{\text{max}} \\ P_{\text{wind}}(t) + P_{\text{windcur}}(t) = P_{\text{wind}}^{\text{max}} \\ P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{PVcur}}(t) = P_{\text{PV}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (34)$$

式中: $P_{\text{wind}}(t)$ 和 $P_{\text{PV}}(t)$ 分别为 t 时刻风电和光伏的输出功率; P^{max} 、 Q^{max} 和 H^{max} 分别为机组最大电、气和热功率。

3.3.3 储能装置的约束

储电与储热罐约束条件相同, 表示为

$$\begin{cases} S_{\text{ns}}^{\text{min}} \leq S_{\text{ns}}(t) \leq S_{\text{ns}}^{\text{max}} \\ 0 \leq N_{\text{ns}}^{\text{ch}}(t) \leq u_{\text{ns}}^{\text{ch}}(t) N_{\text{ns}}^{\text{ch,max}}, u_{\text{ns}}^{\text{dis}}(t) + u_{\text{ns}}^{\text{ch}}(t) = 1 \\ 0 \leq N_{\text{ns}}^{\text{dis}}(t) \leq u_{\text{ns}}^{\text{dis}}(t) N_{\text{ns}}^{\text{dis,max}}, S_{\text{ns}}(0) = S_{\text{ns}}(T) \end{cases} \quad (35)$$

式中: $S_{\text{ns}}^{\text{min}}$ 和 $S_{\text{ns}}^{\text{max}}$ 分别为储能容量上、下限; $N_{\text{ns}}^{\text{ch,max}}$ 和 $N_{\text{ns}}^{\text{dis,max}}$ 分别为储能设备的最大充放功率; $u_{\text{ns}}^{\text{ch}}(t)$ 和 $u_{\text{ns}}^{\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻设备的充放状态; $S_{\text{ns}}(0)$ 和 $S_{\text{ns}}(T)$ 分别为储能设备一个调度周期始末的等效荷电状态。

储氢罐约束为

$$\begin{cases} S_{\text{HS}}^{\text{min}} \leq S_{\text{HS}}(t) \leq S_{\text{HS}}^{\text{max}} \\ 0 \leq V_{\text{HS}}^{\text{ch}}(t) \leq \varphi I_{\text{HS}}^{\text{ch}}(t) V_{\text{HS}}^{\text{max}}, I_{\text{HS}}^{\text{ch}}(t) + I_{\text{HS}}^{\text{dis}}(t) = 1 \\ 0 \leq V_{\text{HS}}^{\text{dis}}(t) \leq \varphi I_{\text{HS}}^{\text{dis}}(t) V_{\text{HS}}^{\text{max}}, S_{\text{HS}}(0) = S_{\text{HS}}(T) \end{cases} \quad (36)$$

式中: φ 为单次充放限制系数; $I_{\text{HS}}^{\text{ch}}$ 和 $I_{\text{HS}}^{\text{dis}}$ 分别为储氢罐在第 t 个时段的输入、输出状态, 均为 0-1 变量; $S_{\text{HS}}(0)$ 和 $S_{\text{HS}}(T)$ 分别为储氢罐一个调度周期始末的等效荷电状态。

3.4 模型求解

在上层模型中主要解决容量配置问题, 采用遗传算法, 通过染色体编码方式直观地反映容量选择方案。下层模型则聚焦于运行优化, 构建了一个具有大量决策变量的多约束线性规划问题。阶梯式碳交易机制是混合整数非线性模型, 要进行分段线性化处理以便后续求解。定义优化问题中的决策变量和目标函数, 并在优化模型中加入设备运行约束和系统平衡约束等相关条件, 确保模型的可行性, 最后调用 Matlab 中的 Cplex 求解器对线性化的优化模型进行求解, 并输出最终的调度结果。双层模型求解流程如图 2 所示。

4 算例分析

4.1 算例设置

为验证所建模型的有效性, 采用算例进行计算分析。本文所设计的系统中包含 P2G、CCS、燃气轮机、燃气锅炉、氢燃料电池和储能设备等单元。以 24 h 为一个调度周期, 仿真步长设置为 1 h。园区的风、光出力预测曲线如图 3 所示, 电和热负荷预测曲线如图 4 所示。购能价格、设备参数设置见表 1、表 2, 包括系统效率参数、能量转换参数、购入功率约束、设备功率上限、经济性参数及储能相关参数等 40 个参数。

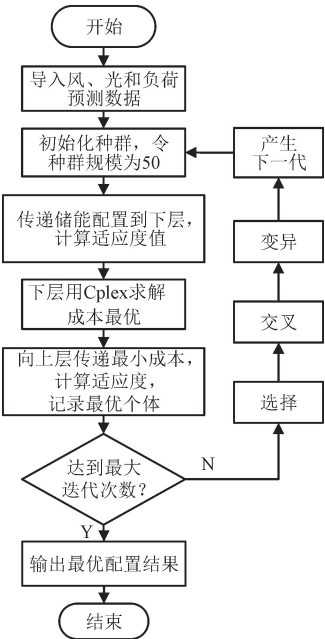


图 2 双层迭代优化模型求解流程

Fig. 2 Flowchart for solving two-layer iterative optimization model

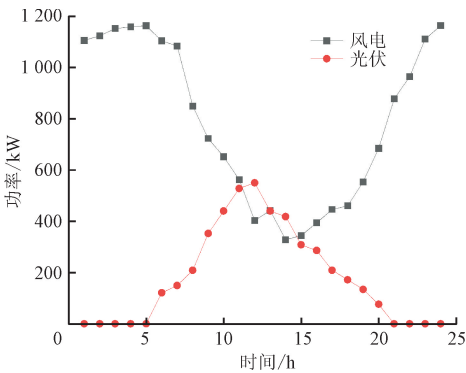


图 3 风、光发电预测曲线

Fig. 3 Wind and solar power forecast curve

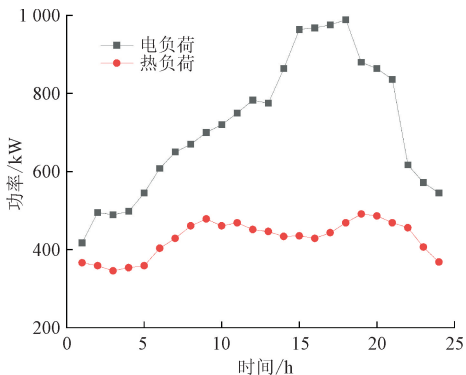


图 4 电和热负荷预测曲线

Fig. 4 Electricity and heat load forecast curve

表 1 分时段外购能源价格		
Table 1 Time-phased purchased energy price		
时段	气价/ (元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	电价/ (元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)
00:00—08:00	0.35	0.40
09:00—11:00,15:00—17:00	0.35	0.70
12:00—14:00,18:00—23:00	0.35	1.35

注:电价采用分时电价,以整点计费。

表 2 综合能源系统参数设置			
Table 2 Integrated energy system parameter setting			
参数	数值	参数	数值
ϵ_{op}	0.9	η_{HS}	0.95
ϵ_{G2H}	0.2	η_{GTe}	0.40
$\epsilon_{HFC,e}$	0.55	η_{GTh}	0.55
$\epsilon_{HFC,h}$	0.35	η_{HS}^{ch}	0.95
∂_{pV}	0.16	η_{HS}^{dis}	0.95
∂_{wind}	0.16	η_{ES}^{ch}	0.9
∂_{nss1}	0.018	η_{ES}^{dis}	0.9
∂_{nss2}	0.07	η_{MR}	0.8
∂_{stor}	0.04	P_{buy}^{max}/kW	1 500
μ_{capt}	0.6	P_{ccpp}^{max}/kW	500
μ_{GT}	1.2	Q_{buy}^{max}/kW	2 000
μ_{GB}	0.8	Q_{GB}^{max}/kW	1 500
μ_{G2H}	0.9	Q_{GT}^{max}/kW	1 000
μ_{buy}	2.8	$Q_{MR,CH_4}^{max}/kW$	250
μ_{MR}	0.8	$P_{ES}^{ch,max}/kW$	300
χ_{gas}	0.202	$P_{ES}^{dis,max}/kW$	300
χ_{buy}	0.28	$P_{e,EL}^{max}/kW$	300
η_{GB}	0.9	S_{ns}^{max}/kW	500
η_{EL}	0.85	S_{ns}^{min}	0
$\partial_{inv}/元$	1 500	S_{ns}^0	0
$q_{H_2}/(kW \cdot h \cdot m^{-3})$	4.6	φ	0.8
P_{BHFC}^{max}/kW	180	P_{GHFC}^{max}/kW	150
$H_{HS}^{dis,max}/kW$	150	$\partial_{REP}/元$	1 500
H_{GB}^{max}/kW	1 500	$H_{HS}^{ch,max}/kW$	150

4.2 碳捕集与氢能设备对系统运行的效益评估

在考虑阶梯式碳交易机制的情况下,通过设置以下 3 种运行情景进行结果对比,可以体现出 CCS 装置在系统运行的作用,同时对比考虑氢能参与运行时的效益。由于不涉及氢储能容量优化配置问题,求解时仅考虑下层模型,调用 Cplex 求解器。

情景 1 为系统中只有燃气轮机和燃气锅炉供能,不含 CCS 和氢能相关设备;情景 2 为系统中含有 CCS 装置,不含氢能相关设备;情景 3 为系统中含有 CCS 和氢能相关设备。

为保证相同的调度灵活性,得到有效的对比结果,3 种情景下只有装置不同,其他参数均保持一

致。以上 3 种情景的调度结果见表 3。

表 3 3 种情景下的调度结果对比

Table 3 Comparison of scheduling results for 3 scenarios

情景	总成本/元	购能成本/元	惩罚成本/元
情景 1	9 214.20	4 415.92	1 092.04
情景 2	8 338.47	4 726.13	96.14
情景 3	7 405.43	4 706.86	78.90

情景	CO ₂	总成本/元	运维成本/元	碳排放质量/kg
情景 1	2 786.84		919.40	8 897.65
情景 2	1 710.27		1 805.91	6 734.80
情景 3	838.27		1 069.62	4 176.12

注：天然气低热值取为 9.7 kW · h/m³。

对比情景 1 和 2 可知,在加入 CCS 后,碳排放量降低了 24.3%,系统总成本降低了 9.5%,但购能成本增加。这说明 CCS 在工作过程中消耗了电能,但可以有效降低 CO₂ 排放量。CO₂ 被捕获后,一部分被直接封存,而剩余的 CO₂ 被用于 P2G 作为反应原料,减少了对传统化石燃料的依赖。弃风、弃光的惩罚成本减少了 995.9 元,这是由于凌晨时分风力发电量较大,而此时的电力需求相对较低,导致弃风量较大。在情景 2 中,在 CCS 和 P2G 装置耦合作用下,风电和光伏的发电量可以通过电解槽消耗。这种集成 CCS 与 P2G 技术的方案能够实现碳循环和提高能源利用率以降低成本。

相比情景 2,引入氢能相关设备的情景 3 在总成本和碳排放量上均有所降低,说明加入氢能设备对整体系统有优化效果。图 5 展示了情景 1 和情景 3 下的电功率平衡。对比负荷的波动幅度可以看出,情景 3 的功率波动幅度小于情景 1,由于氢能设备利用电解水装置在夜间低谷时段将富余的风电转化为氢气并储存,在电力需求高峰期间通过燃料电池将氢气重新转化为电力,系统消纳新能源的能力大大提升。惩罚成本降低了 92.7%,同时平抑了功率波动,使系统电力供需更加平衡。

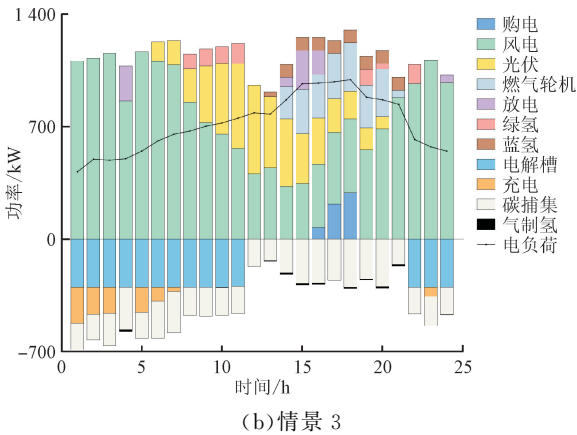
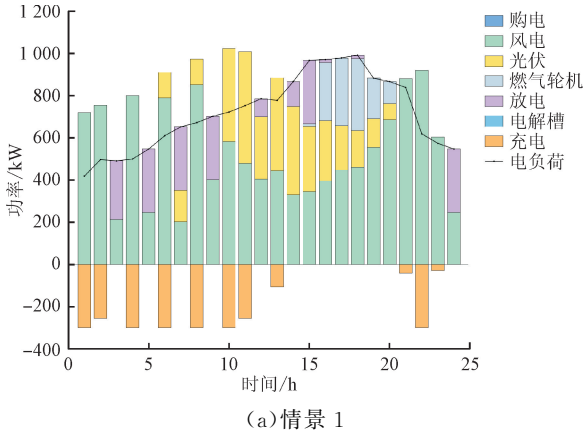


图 5 电功率平衡曲线
Fig. 5 Electric power balance curve

4.3 碳捕集与储氢优化协同运行的效能分析

为了分析 CCS 装置与储氢容量优化在低碳综合能源系统中的协同作用,本研究设置了运行情景 4、5,并对其调度结果进行了详细对比分析。同时,在传统碳交易机制下,设置情景 6 与情景 3 作对比,分析不同碳交易机制下的协同优化调度结果。

情景 4 为系统中包含所有设备,储氢装置为优化后的容量;情景 5 为系统中不包含 CCS,储氢装置为优化后的容量;情景 6 为传统碳交易机制下系统中包含所有设备,储氢装置为给定容量。

情景 3~6 的调度结果见表 4。其中,情景 4 和 5 优化后的储氢容量为双层迭代求解 20 次结果取均值。储氢容量优化时的范围设置为 50~350 m³。

表 4 4 种情景下的调度结果对比

Table 4 Comparison of scheduling results for 4 scenarios

情景	总成本/元	购能成本/元	惩罚成本/元	CO ₂ 总成本/元
情景 3	7 405.43	4 706.86	78.90	838.27
情景 4	7 291.09	4 589.34	67.48	616.47
情景 5	9 431.36	3 884.70	618.32	3 556.85
情景 6	7 302.57	4 707.09	78.90	735.44

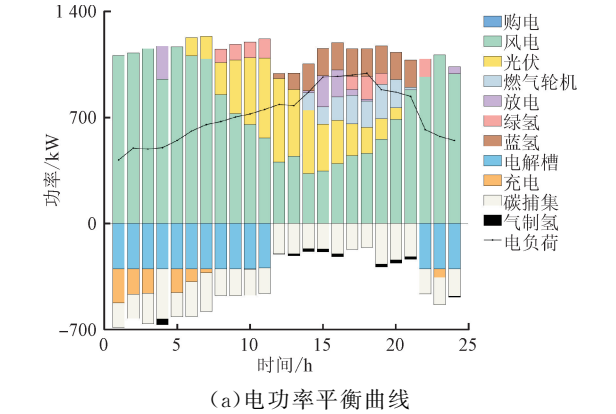
情景	运维成本/元	碳排放质量/kg	绿氢罐容量/m ³	蓝氢罐容量/m ³
情景 3	1 609.62	4 176.12	100.00	100.00
情景 4	2 017.80	3 750.80	232.54	269.55
情景 5	1 371.49	7 483.16	162.51	152.56
情景 6	1 609.30	4 185.32	100.00	100.00

从经济性的角度来说,情景 4 的总成本最低,仅为 7 291.09 元。情景 3 中储氢容量固定,系统在应对波动时的调节能力有限,导致惩罚成本较高。相比情景 3,情景 4 购能成本降低了 2.50%,惩罚成本降低了 14.47%,这表明优化后的储氢罐容量能够

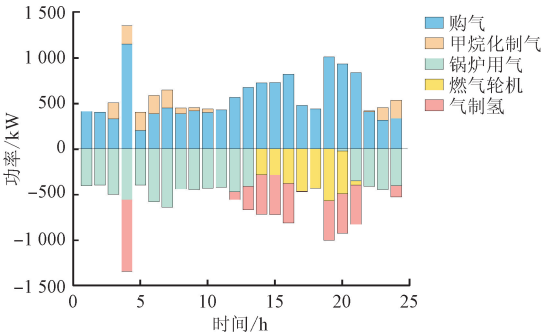
更适配系统需求,增强了系统对富余风电的消纳能力,进一步减少了因弃风带来的经济损失。更加合理的储氢容量能够提升系统对可再生能源的利用率,减少外购能源需求。由于未引入 CCS 装置,情景 5 中系统的总成本达到 9 431.36 元,这是因为系统在缺少 CCS 的情况下,CO₂ 排放量显著增加导致 CO₂ 成本增加。相比情景 5,情景 4 的总成本减少了 2 140.27 元,CO₂ 总成本减少了 2 940.38 元,表明 CCS 装置的引入在优化运行成本方面发挥了重要作用。总体来说,情景 4 在引入 CCS 装置的基础上进一步优化了储氢容量,系统总成本降低了 1.54%,展现了储氢优化与 CCS 技术协同作用在经济性上的显著优势。

从碳排放控制角度分析,情景 3 的碳排放量为 4 176.12 kg,而情景 4 在进一步优化储氢容量后,碳排放量减少了 10.18%,表明更加合理的储氢容量能够使系统更大程度地利用清洁能源,提升可再生能源利用率。由于缺少 CCS 装置,情景 5 中碳排放量高达 7 483.16 kg。与情景 4 对比可以看出,CCS 技术是实现大幅碳减排的关键,并且 CCS 与氢储能容量优化两者协同可以进一步优化碳减排效果。此外,情景 3 固定情境下储氢罐容量均为 100 m³,而情景 4 优化后提高了储氢容量,经济成本和碳排放量均降低,反映了优化后的储氢容量能够更好地适应系统供需特性。

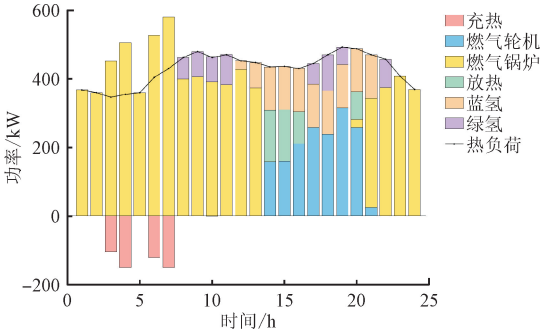
通过以上分析结果可以看出,CCS 装置和储氢容量优化在综合能源系统优化中发挥了重要的作用,而两者的协同应用则在经济性、碳减排和系统灵活性方面产生了显著作用。具体而言,相比情景 3,情景 4 通过储氢容量优化,系统的购能成本和惩罚成本得到了降低,同时进一步减少了碳排放;与情景 5 相比,引入 CCS 装置后,情景 4 中系统的碳排放量和碳排放成本大幅下降,并有效缓解了因弃风现象带来的波动性问题。CCS 与储氢容量优化的协同运行是实现低碳高效综合能源系统的关键。以情景 4 为例,功率平衡优化调度结果如图 6 所示。



(a)电功率平衡曲线



(b)气功率平衡曲线



(c)热功率平衡曲线

图 6 情景 4 优化调度结果

Fig. 6 Optimized scheduling results for scenario 4

从图 6(a)可以看出,在负荷低谷时段,可再生能源发电的富余功率通过电解水设备转化为氢气储存,减少了弃风、弃光。在负荷高峰时段,燃料电池将储存的氢气重新转化为电力,弥补了传统能源供给的不足。这种运行模式有效平抑了电力波动,减少了系统对外购电力的依赖。从图 6(b)可以看出,天然气的利用在高峰负荷时段有所增加,但整体需求较为平稳。由于 CCS 装置和氢能设备的协同作用,使得天然气消耗量在满足负荷的同时得到了严格控制,碳排放减少。通过天然气制氢补充系统氢气需求的方式,进一步增强了系统对波动性负荷的适应能力。从图 6(c)可以看出,氢能设备通过燃料电池在满足电力需求的同时,为系统提供了稳定的热能输出。在热负荷高峰时段,燃料电池联产的热能成为热力供应的重要来源,降低了对燃气锅炉和燃气轮机的依赖。

图 7 展示了情景 4 下蓝、绿氢供能分配与总负荷对比情况。绿氢能够实现可再生能源的充分利用,在 0~6 h 时,风电过剩,负荷较低,富余风电和光伏电力被转化为绿氢进行储存。在 7~11 h 时,负荷需求增加,这些储存的氢气通过燃料电池释放出电力和热量。蓝氢由天然气制得,生产成本更低,主要在负荷高峰时段用于补充系统负荷需求和燃料

电池发电。CCS 装置的引入捕集了部分制氢过程中产生的碳排放,弥补了蓝氢生产过程中对环境的影响。在 11~21 h 时,可再生能源供给不足,需要蓝氢提供高负荷时的快速响应和供能。在 16~20 h 时,当蓝氢燃料电池供能达到上限而供能不足时,绿氢供能作为补充。这种蓝、绿氢协同的生产与供能模式,不仅提升了氢能在综合能源系统中的应用灵活性,还增强了系统的运行稳定性和适应性。储氢容量优化与 CCS 装置协同作用显著改善了综合能源系统的运行表现。氢能通过在电、热、气 3 种能源形式之间灵活转换,实现了能量流动的高效分配。系统不仅在低谷时段最大化利用了可再生能源发电,还在高峰时段通过储氢和燃料电池实现了负荷响应和多能协同,显著提升了系统的经济性、灵活性和碳减排能力。

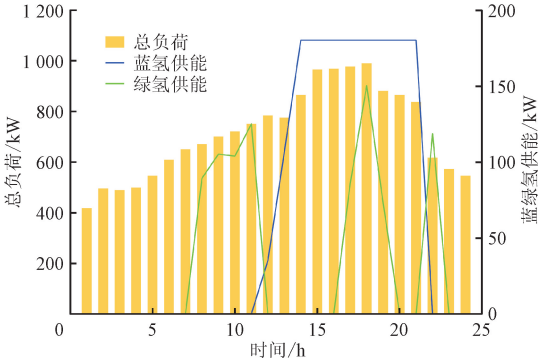


图 7 蓝绿氢供能分配

Fig. 7 Blue-green hydrogen supply energy distribution

4.4 低碳减排结果分析

4.4.1 碳交易机制下优化结果对比分析

情景 3 和 6 比较了阶梯式、传统式碳交易机制下系统的优化结果。可以看出,在传统式碳交易机制下,企业或系统可以通过支付较低的碳交易费用来满足碳排放要求,从而控制整体运行成本;但这种方式缺乏对碳排放的强制性约束,导致碳排放总量较高,难以达到低碳发展的长期目标。阶梯式碳交易机制通过设置逐步上升的碳交易费用,随着排放量的增加,碳成本上升,从而对高排放的行为形成经济约束。总体来看,传统式碳交易在短期内有助于降低成本,但减排力度不足;阶梯式碳交易通过高成本激励实现低碳排放,尽管总成本增加,却为实现长期的环境可持续性目标奠定了基础。

4.4.2 碳捕集装置固碳效果分析

为了体现 CCS 对减少碳排放量的显著作用,计算出 5 种情景下的碳足迹,如表 5 所示。其中,碳排放量为整个系统运行产生的 CO₂ 量减去碳捕集量后

排放到大气中的实际排放量。情景 1 未考虑碳捕获与封存,因此产生的 CO₂ 全部排放,达到 8 897.65 kg。情景 2 引入 P2G 和 CCS 装置,能够捕获一部分 CO₂,同时封存一部分 CO₂,使得碳排放量降低至 6 734.80 kg,还可以利用捕获的 CO₂ 合成 CH₄,碳利用率显著提升。情景 3 加入了氢能设备,实现了蓝氢、绿氢的协同运行,更大程度地利用了清洁能源,碳排放量下降至 4 176.12 kg,较情景 2 减少了 37.93%。在情景 3 的基础上,情景 4 通过优化储氢容量和协同运行策略,进一步减少了系统碳排放量,同时碳捕获效率从 39.61%提高至 41.10%,验证了优化模型在降低碳排放和提高碳利用率方面的有效性。情景 5 只考虑了氢储能容量配置,未考虑 CCS 装置,碳排放量较情景 1 略有减少,但相较于情景 2~4 仍没有达到减排效果。结果显示,情景 4 的综合碳排放性能最优,实现了低碳运行。上述分析验证了 P2G 和 CCS 系统的协同作用及储氢容量优化的重要性,也为实现园区低碳发展目标提供了理论依据和优化方向。

表 5 5 种情景下的碳足迹分析

Table 5 Carbon trail analysis under five scenarios

情景	碳排放 质量/kg	碳捕获 质量/kg	碳封存 质量/kg
情景 1	8 897.65	0	0
情景 2	6 734.80	5 755.87	3 886.78
情景 3	4 176.12	5 276.64	3 867.06
情景 4	3 750.80	5 123.32	3 950.74
情景 5	7 483.16	0	0

5 结 论

本文通过构建计及碳捕集、绿氢和蓝氢模块的综合能源系统模型,系统地分析了不同情景下设备的协同运行效能以及阶梯式碳交易机制的经济和减排影响,研究结论如下。

(1)蓝、绿氢的协同运行显著提升了可再生能源的利用效率,通过在负荷低谷时存储富余电力、高峰负荷时灵活调度供能,显著减少了系统的购能成本和弃风惩罚成本,同时增强了系统的运行稳定性,为多能协同优化提供了有力的支撑。

(2)氢储能容量的双层优化在降低系统总成本方面发挥了关键作用。上层优化通过综合分析系统投资成本和运行经济性,确定储氢容量的全局配置方案;下层优化基于优化后的储氢容量,确定最优运行方案。优化后的储氢装置最大化地吸收了可再生

能源的富余出力,进一步提升了系统的经济性和资源利用效率。

(3)碳捕集技术与阶梯式碳交易机制的结合减少了系统碳排放总量。尽管增加了部分运行成本,但两者的协同作用在推动综合能源系统向低碳化转型方面具有突出意义,为实现“双碳”目标提供了重要的技术支持。

该模型通过碳资源的循环利用与氢能的灵活调度,不仅在电力需求高峰时实现削峰填谷,还减少了碳排放量,且在实际应用中具有广泛的技术可行性,为储能优化和碳减排技术的实施提供了理论依据。储氢容量优化更多基于静态假设,忽略了市场波动性、政策变化以及负荷预测不确定性等实际条件对储能优化决策的影响,下一步可以考虑市场波动性和负荷预测误差的多情景储能优化方法,增强模型在不确定性条件下的鲁棒性。

参考文献:

[1] 康重庆,杜尔顺,李姚旺,等. 新型电力系统的“碳视角”: 科学问题与研究框架 [J]. 电网技术, 2022, 46(3): 821-833.
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems [J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821-833.

[2] 孙蒙,李长云,邢振方,等. 碳中和目标下中国碳排放关键影响因素分析及情景预测 [J]. 高电压技术, 2023, 49(9): 4011-4021.
SUN Meng, LI Changyun, XING Zhenfang, et al. Analysis of key influencing factors and scenario prediction of China's carbon emission under carbon neutrality [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 4011-4021.

[3] 贾宏杰,穆云飞,余晓丹. 对我国综合能源系统发展的思考 [J]. 电力建设, 2015, 36(1): 16-25.
JIA Hongjie, MU Yunfei, YU Xiaodan. Thought about the integrated energy system in China [J]. Electric Power Construction, 2015, 36(1): 16-25.

[4] 田贺永,王万福,王任芳,等. 二氧化碳捕集技术研究 [J]. 能源环境保护, 2012, 26(6): 39-41.
TIAN Heyong, WANG Wanfu, WANG Renfang, et al. Carbon dioxide capture technology research [J]. Energy Environmental Protection, 2012, 26(6): 39-41.

[5] 袁越,苗安康,吴涵,等. 低碳综合能源系统研究框架与关键问题研究综述 [J]. 高电压技术, 2024, 50(9): 4019-4036.
YUAN Yue, MIAO Ankang, WU Han, et al. Review of the research framework and key issues for low-car-

bon integrated energy system [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(9): 4019-4036.

[6] YANG Jingwei, ZHANG Ning, CHENG Yaohua, et al. Modeling the operation mechanism of combined P2G and gas-fired plant with CO₂ recycling [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 1111-1121.

[7] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated modeling and assessment of the operational impact of power-to-gas (P2G) on electrical and gas transmission networks [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1234-1244.

[8] 李嘉祺,陈艳波,陈来军,等. 工业园区综合能源系统低碳经济优化运行模型 [J]. 高电压技术, 2022, 48(8): 3190-3200.
LI Jiaqi, CHEN Yanbo, CHEN Laijun, et al. Low-carbon economy optimization model of integrated energy system in industrial parks [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(8): 3190-3200.

[9] 杜易达,王迹,谭忠富,等. 电-碳-气-绿证市场耦合下的电氢耦合系统运行优化研究 [J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3121-3131.
DU Yida, WANG Er, TAN Zhongfu, et al. Operation optimization of electro-hydrogen coupling system under coupling of electricity, carbon, gas and green card market [J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3121-3131.

[10] 潘邦楠,梁宁,徐慧慧,等. 基于纳什谈判理论的风电-虚拟氢厂参与现货市场合作运行策略 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 129-137.
PAN Zhengnan, LIANG Ning, XU Huihui, et al. Co-operative operation strategy of wind power-virtual hydrogen plant participating in spot market based on Nash bargaining theory [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 129-137.

[11] 王文烨,姜飞,张新鹤,等. 含规模氢能综合利用的高比例风光多能源系统低碳灵活调度 [J]. 电网技术, 2024, 48(1): 197-206.
WANG Wenye, JIANG Fei, ZHANG Xinhe, et al. Low-carbon and flexible dispatch of high-proportion wind-photovoltaic multi-energy system with comprehensive utilization of large-scale hydrogen energy [J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 197-206.

[12] 陈晚晴,项康利,林晓凡,等. 基于主从博弈的综合能源系统电氢碳运行优化 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(11): 143-151.
CHEN Wanqing, XIANG Kangli, LIN Xiaofan, et al. Optimization of electricity, hydrogen and carbon operation in integrated energy system based on master-slave game [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(11): 143-151.

- [13] 李争, 张蕊, 孙鹤旭, 等. 可再生能源多能互补制-储运氢关键技术综述 [J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 445-462.
- LI Zheng, ZHANG Rui, SUN Hexu, et al. Review on key technologies of hydrogen generation, storage and transportation based on multi-energy complementary renewable energy [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 445-462.
- [14] MATUTE G, YUSTA J M, BEYZA J, et al. Multi-state techno-economic model for optimal dispatch of grid connected hydrogen electrolysis systems operating under dynamic conditions [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(2): 1449-1460.
- [15] 孙鹤旭, 李争, 陈爱兵, 等. 风电制氢技术现状及发展趋势 [J]. 电工技术学报, 2019, 34(19): 4071-4083.
- SUN Hexu, LI Zheng, CHEN Aibing, et al. Current status and development trend of hydrogen production technology by wind power [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(19): 4071-4083.
- [16] 张运洲, 张宁, 代红才, 等. 中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较 [J]. 中国电力, 2021, 54(3): 1-11.
- ZHANG Yunzhou, ZHANG Ning, DAI Hongcai, et al. Model construction and pathways of low-carbon transition of China's power system [J]. Electric Power, 2021, 54(3): 1-11.
- [17] 刘牧心, 梁希, 林千果, 等. 碳中和驱动下 CCUS 项目衔接碳交易市场的关键问题和对策分析 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 4731-4739.
- LIU Muxin, LIANG Xi, LIN Qianguo, et al. Key issues and countermeasures of CCUS projects linking carbon emission trading market under the target of carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4731-4739.
- [18] XUE Mengya, XIE Jun, CHEN Fei, et al. Review on multi-objective joint economic dispatching of microgrid in power system [J]. Procedia Computer Science, 2018, 130: 1152-1157.
- [19] 李彦哲, 郭小嘉, 董海鹰, 等. 风/光/储微电网混合储能系统容量优化配置 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(6): 123-128.
- LI Yanzhe, GUO Xiaojia, DONG Haiying, et al. Optimal capacity configuration of wind/PV/storage hybrid energy storage system in microgrid [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(6): 123-128.
- [20] WU Xiong, CAO Binrui, LIU Bingwen, et al. Capacity planning of carbon-free microgrid with hydrogen storage considering robust short-term off-grid operation [J]. Renewable Energy, 2023, 202: 242-254.
- [21] 伏绍鑫, 万文略, 唐翰峰, 等. 考虑碳-绿证交易及柔性需求响应的含两阶段 P2G 的综合能源系统优化调度 [J/OL]. 现代电力. (2024-08-26) [2024-12-31]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0260>.
- FU Shaoxin, WAN Wenlve, TANG Hanfeng, et al. Optimal dispatching of an integrated energy system with two-stage P2G considering carbon-green certificate trading and flexible demand response [J/OL]. Modern Electric Power. (2024-08-26) [2024-12-31]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0260>.
- [22] 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(1): 31-40.
- [23] 李志伟, 赵雨泽, 吴培. 碳交易机制下绿氢蓝氢协调优化对综合能源系统的影响评估 [J]. 太阳能学报, 2024, 45(10): 37-47.
- LI Zhiwei, ZHAO Yuze, WU Pei. Impact assessment of coordinated optimization of green hydrogen and blue hydrogen on integrated energy system under carbon trading mechanism [J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(10): 37-47.
- [24] 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): 2042-2053.
- 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): 2042-2053.
- [25] 李红伟, 吴佳航, 王佳怡, 等. 计及 P2G 及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度 [J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 26-36.
- LI Hongwei, WU Jiahang, WANG Jiayi, et al. Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 26-36.
- [26] 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.

(编辑 武红江)