

DOI: 10.19666/j.rlfed.202405114

考虑富氧燃烧电厂与掺氢燃气设备联合运行的 综合能源系统优化调度

孙昊翔¹, 段俊东^{1,2}

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

[摘要] 富氧燃烧技术和天然气混氢技术在降低系统碳排放以及促进新能源消纳方面具有良好的工程应用前景。针对含高比例可再生能源的综合能源系统燃烧后捕集模式效率低下, 以及电转气过程中所产生的氧气和反应热未被充分利用等问题, 将电转气过程中不同阶段的产物供给富氧燃烧电厂和燃气机组, 建立富氧燃烧电厂与掺氢燃气设备联合运行的综合能源系统。在引入奖惩式阶梯碳交易机制的基础上, 建立以碳交易成本、购气成本、煤耗成本等综合成本最低为目标的综合能源系统低碳经济调度模型。算例仿真分析表明, 所建模型能够有效降低运行成本和系统碳排放量。该研究可为综合能源系统的发展提供参考。

[关键词] 综合能源系统; 富氧燃烧; 低碳优化; 碳交易; 电转气

[引用本文格式] 孙昊翔, 段俊东. 考虑富氧燃烧电厂与掺氢燃气设备联合运行的综合能源系统优化调度[J]. 热力发电, 2025, 54(1): 78-87. SUN Haoxiang, DUAN Jundong. Optimal dispatch of integrated energy system considering joint operation of oxy-fuel combustion power plants and hydrogen doped gas equipment[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(1): 78-87.

Optimal dispatch of integrated energy system considering joint operation of oxy-fuel combustion power plants and hydrogen doped gas equipment

SUN Haoxiang¹, DUAN Jundong^{1,2}

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

Abstract: The oxy-fuel combustion technology and natural gas blending with hydrogen technology have good engineering application prospects in reducing system carbon emissions and promoting the integration of new energy sources. In response to the low efficiency of post combustion capture mode in integrated energy systems containing a high proportion of renewable energy, as well as the underutilization of oxygen and reaction heat generated during the electric to gas conversion process, a comprehensive energy system is established by supplying products from different stages of the electric to gas conversion process to oxy-fuel combustion power plants and gas turbines, and jointly operating oxy-fuel combustion power plants and hydrogen doped gas equipment. Based on the introduction of a reward-penalty carbon trading mechanism, a low-carbon economic dispatch model for comprehensive energy systems is established with the goal of minimizing comprehensive costs such as carbon trading costs, gas purchase costs, and coal consumption costs. Simulation analysis of case studies shows that, the proposed model can effectively reduce operating costs and system carbon emissions. The research provides a reference for the development of integrated energy systems.

Key words: integrated energy system; oxy-fuel combustion; low carbon optimization; carbon trading; power to gas

收稿日期: 2024-05-13

基金项目: 国家自然科学基金项目(61703144)

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

第一作者简介: 孙昊翔(1999), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统及其自动化, 13015538395@163.com.

当前全球能源转型和能源短缺问题愈加显著,各国都在不断协调推进绿色低碳发展和能源供应,朝着高效、清洁、多样化的方向积极发展能源^[1]。为此,电力产业需要接纳更多清洁能源,引入多种能源形式,不断提高综合能源的利用效率,减少能源不必要转化损失能量,提高综合能源系统(integrated energy system, IES)的降碳减排性能^[2]。综合能源系统是指富氧燃烧与掺氢燃气机组联合运行。

采用碳捕集与封存装置(carbon capture and storage, CCS)的低碳发电技术是目前降碳减排的有效措施^[3]。文献[4-5]将 CCS 引入了碳捕集电厂,并将其捕集的 CO₂ 通过电转气(power to gas, P2G)装置转化为甲烷供给燃气机组,有效减少了碳运输以及碳封存成本。文献[6]提出了 P2G 协同 CCS 与垃圾焚烧虚拟电厂运行的优化调度模型,通过联合调度将碳捕集能耗和烟气处理能耗进行转移以平抑可再生能源波动,实现了可再生能源间接可调度。

需要注意上述研究中的碳捕集方式为燃烧后捕集,存在碳捕集能耗较高、捕集效率低、占地面积大的缺点^[7]。富氧燃烧技术是具有巨大潜力的燃煤电厂碳捕集技术,该技术在低碳和灵活性方面具有较大优势,除了捕集效率高,能够实现“近零”碳排放^[8]外,还能够灵活调节空分制氧装置(air separation unit, ASU)和储氧罐(oxygen storage tank, OST)来适应负荷的快速变化^[9]。文献[10]构建了采用富氧技术改造的综合能源系统,并证实该模型兼顾了低碳性和经济性,为富氧技术引入综合能源系统提供了参考。文献[11]提出了适用于采用富氧燃烧技术的综合能源系统的多能灵活性约束,能够调度多种设备来弥补系统灵活性缺额,充分发挥 IES 的多能联调特性和灵活性。上述文献虽然将富氧燃烧技术与 IES 成功进行了结合,但忽略了富氧燃烧

电厂需要在高纯度的氧气供应下运行,氧气需求量较大,而仅凭 ASU 供氧,会出现 ASU 压力大、制氧成本过高的问题。

当前多数研究将 P2G 过程中产出的氢气用于氢燃料电池,或甲烷化供给燃气设备或气负荷,但这种做法过于单一难以体现 IES 的多能协调性,无法大规模利用氢能。文献[12-13]将 P2G 过程细化为电制氢及甲烷化 2 个阶段:将第一阶段制成的氢气优先用于燃气设备进行掺氢运行,减少了中间耗能环节,提升了系统经济性和环保性,但忽视了 P2G 过程中第 1 阶段的氧气和第 2 阶段的反应热。

基于上述问题,本文将富氧燃烧电厂和掺氢燃气设备相结合,深度挖掘 P2G 过程,将电解水产生的氢气用于掺氢燃烧,并将副产物氧气供给富氧燃烧机组;多余的氢气将用于甲烷化,并充分利用反应热,从而减少系统购气成本;同时采用奖惩式阶梯碳交易机制,通过算例验证了富氧燃烧技术和掺氢燃气机组联合运行的有效性。

1 富氧燃烧电厂与掺氢燃气机组联合运行模型

1.1 联合运行综合能源系统运行框架及机理

本文构建的富氧燃烧电厂与掺氢燃气机组的综合能源系统负荷部分由电负荷和热负荷构成;由风电场、燃气轮机、富氧燃烧电厂共同满足电负荷需求;热负荷由燃气锅炉、电加热锅炉和甲烷化阶段产生的反应热供应。系统运行所需要的氧气由 ASU 及电解槽提供,并设置储氧罐可为富氧燃烧机组灵活供应氧气。系统运行所需氢气由电解槽生产,并供应给掺氢燃气机组和甲烷化设备。天然气部分由天然气网和甲烷化设备供应。富氧燃烧电厂与掺氢燃气机组的联合运行机理能流如图 1 所示。

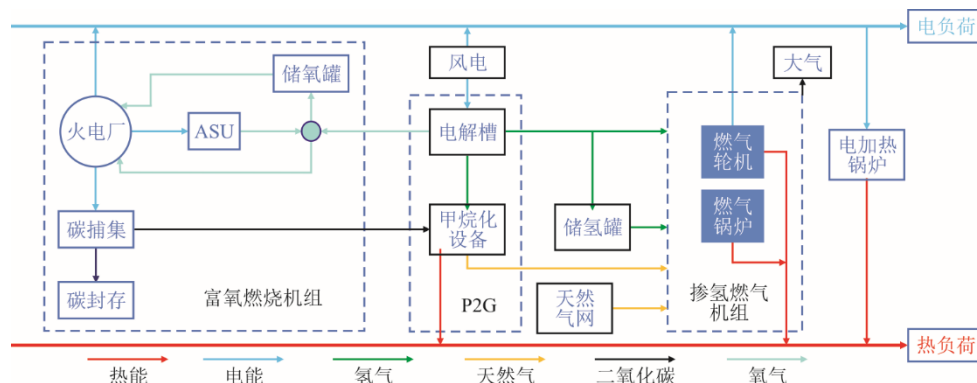


图 1 富氧燃烧电厂与掺氢燃气设备联合运行机理能流

Fig.1 Energy flow diagram of the joint operation mechanism of oxy-fuel combustion power plant and hydrogen blended gas equipment

火电厂经过富氧技术改造主要增设了 ASU、CCS 设备,且其运行能耗由富氧燃烧机组自身出力提供。P2G 过程中电解产生的氧气可以作为富氧燃烧电厂的外部氧源;产生的氢气直接输送给燃气设备进行掺氢运行。富氧燃烧电厂捕集的 CO₂ 可以与剩余部分氢气进行甲烷化来供给燃气设备运行,该阶段产生的反应热也可以为热负荷提供热能。因此,富氧燃烧电厂与掺氢燃气机组联合运行能够帮助富氧燃烧电厂保持高水平出力,降低系统碳排放,并充分利用 P2G 技术实现能源高效利用。

1.2 富氧燃烧电厂

富氧燃烧是将高纯度氧气与再循环烟气混合后送入锅炉炉膛助燃,提高尾部烟气 CO₂ 含量以便高效捕集的技术^[14]。相较于传统的燃烧后碳捕集技术,经过富氧燃烧捕集技术改造后的能耗可以减少 35%^[15]。然而,富氧燃烧机组需要在大量高纯度氧气的环境下运行,仅靠 ASU 装置会降低火电厂净出力水平。P2G 过程在产生氢气的同时生成氧气,充分利用该部分副产物可以增加富氧燃烧电厂的净出力。

富氧燃烧电厂产生的电能主要流向负荷、ASU、碳捕集装置^[10]。富氧燃烧电厂的主要输出可表示为:

$$P_G^i = P_{ASU}^i + P_{CCS}^i + P_N^i \quad (1)$$

式中: P_G^i 为火电厂的总出力; P_{ASU}^i 为空分制氧设备消耗的功率; P_{CCS}^i 为碳捕集装置消耗的功率; P_N^i 为火电厂的净输出功率。

ASU 是富氧燃烧电厂的主要供氧设备,因其能耗高,重新启动时间长,设定最低运行功耗为额定功率的 60%^[16]。ASU 制取的氧气可以根据需求对富氧机组进行供氧,或是储存在储氧罐。富氧燃烧电厂所需氧气制备功耗及氧气供应情况:

$$\begin{cases} P_{ASU}^i = \alpha O_{ASU}^i, P_{ASU}^{\text{Max}} \geq P_{ASU}^i \geq 0.6 P_{ASU}^{\text{Max}} \\ O_G^i = \beta P_G^i \\ O_G^i = O_{ASU}^i + O_{OST,\text{out}}^i + O_{PEM}^i \\ O_{OST}^i = O_{OST}^{i-1} + O_{OST,\text{in}}^i - O_{OST,\text{out}}^i \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_{ASU}^i 为 ASU 制取氧气所需要的功率; P_{ASU}^{Max} 为 ASU 的最大运行功率; α 为 ASU 的耗氧系数; β 为富氧电厂运行单位功率所需要的氧气量; O_G^i 为富氧机组运行所需要的氧气总量; O_{OST}^i 为储氧罐在 t 时刻的氧气储量; $O_{OST,\text{in}}^i$ 、 $O_{OST,\text{out}}^i$ 分别为 t 时刻储氧罐存入和释放的氧气量; O_{PEM}^i 为电解槽产生的氧气量。

富氧机组的碳捕集装置运行模型以及二氧化碳排放量为:

$$\begin{cases} P_{CCS}^i = \lambda_{CCS} O_{CCS}^i \\ Q_{CCS}^i = e_g \eta_{CCS} P_G^i \\ Q_{CCS}^i = Q_{CS,\text{CO}_2}^i + Q_{MR,\text{CO}_2}^i \\ Q_G^i = e_g P_G^i \end{cases} \quad (3)$$

式中: O_{CCS}^i 为碳捕装置消耗的功率; λ_{CCS} 为捕集单位量 CO₂ 所需要的功率; O_{CCS}^i 为碳捕集装置捕获的 CO₂ 量; Q_{CS,CO_2}^i 为碳捕集装置输送碳封存装置的 CO₂ 量; Q_{MR,CO_2}^i 为碳捕集装置供给甲烷反应器的 CO₂ 量; e_g 为富氧机组的碳排放强度; η_{CCS} 为碳捕集装置的碳捕集水平; O_G^i 为富氧机组的碳排放总量。

1.3 掺氢燃气设备

掺氢燃气设备可以直接利用 P2G 过程中产生的氢气,能够省去部分中间耗能环节,能源利用率更高^[17]。因此,富氧燃烧电厂和掺氢燃气设备联合运行,能够最大化地利用 P2G 过程所产生的能源,以此降低购气成本,拓宽氢能源的利用途径。

1.3.1 掺氢燃气轮机模型

为了维持天然气管道以及燃气设备的安全,掺氢燃气设备运行需要注意混合燃气中氢气的比例,氢气体积分数必须小于 23%^[18]。燃气轮机以及燃气锅炉的数学模型为:

$$\begin{cases} Q_{\text{CHP}}^i = V_{\text{H}_2,\text{CHP}}^i \rho_{\text{H}_2} L_{\text{H}_2} + V_{\text{CH}_4,\text{CHP}}^i \rho_{\text{CH}_4} L_{\text{CH}_4} \\ P_{\text{CHP}}^i = \frac{Q_{\text{CHP}}^i \eta_{\text{CHP}}^e}{q} \\ H_{\text{CHP}}^i = \frac{Q_{\text{CHP}}^i \eta_{\text{CHP}}^h}{q} \\ R_{\text{CHP}}^i = \frac{V_{\text{H}_2,\text{CHP}}^i}{V_{\text{CH}_4,\text{CHP}}^i + V_{\text{H}_2,\text{CHP}}^i} \end{cases} \quad (4)$$

式中: Q_{CHP}^i 为混合燃气在燃气轮机中燃烧产生的热量; $V_{\text{H}_2,\text{CHP}}^i$ 为燃气轮机消耗氢气的体积; $V_{\text{CH}_4,\text{CHP}}^i$ 为燃气轮机消耗甲烷的体积; ρ_{CH_4} 为甲烷密度; L_{H_2} 为单位质量氢气燃烧产生的热量; L_{CH_4} 为单位质量天然气燃烧产生的热量; η_{CHP}^e 和 η_{CHP}^h 分别为燃气轮机电出力、热出力所占产生热量的比例; η_{CHP}^e 为 q 为热电转化系数; P_{CHP}^i 为燃气轮机产生的电功率; H_{CHP}^i 为燃气轮机产生的热功率; R_{CHP}^i 为燃气轮机掺氢比。

1.3.2 掺氢燃气锅炉模型

$$\begin{cases} H'_{GB} = \frac{Q'_{GB} \eta_{GB}}{q} \\ Q'_{GB} = V'_{H_2,GB} \rho_{H_2} L_{H_2} + V'_{CH_4,GB} \rho_{CH_4} L_{CH_4} \\ R'_{GB} = \frac{V'_{H_2,GB}}{(V'_{CH_4,GB} + V'_{H_2,GB})} \end{cases} \quad (5)$$

式中： Q'_{GB} 为混合燃气在燃气锅炉中燃烧产生的热量； $V'_{H_2,GB}$ 为燃气锅炉消耗氢气的体积； $V'_{CH_4,GB}$ 为燃气锅炉消耗甲烷的体积； η_{GB} 为燃气锅炉的能量转化效率； R'_{GB} 为燃气锅炉的掺氢比。

1.4 P2G 原理及数学模型

将 P2G 过程分为 2 个阶段：第 1 阶段通过电解槽生成氢气和氧气，氧气和氢气的体积比为 1:2^[19]；当氢气充足的情况下进行第 2 阶段，将多余的氢气转化为天然气。2 个阶段 P2G 数学模型为：

$$\begin{cases} V'_{H_2,PEM} = \frac{q \eta_{EL} P'_{EM}}{L_{H_2} \rho_{H_2}} \\ V'_{O_2,PEM} = \frac{V'_{H_2,PEM}}{2} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $V'_{H_2,PEM}$ 为第 1 阶段电解槽产生的氢气体积； η_{EL} 为电解槽的电氢转化效率； P'_{EM} 为电解槽消耗功率； ρ_{H_2} 为氢气密度； $V'_{O_2,PEM}$ 为电解槽生成氧气的体积。

$$\begin{cases} V'_{CH_4,MR} = \frac{\eta_{MR} L_{H_2} V'_{H_2,MR} \rho_{H_2}}{L_{CH_4} \rho_{CH_4}} \\ H'_{MR} = \frac{\eta_{MR}^H |\Delta H| \rho_{CH_4} V'_{CH_4,MR}}{M_{CH_4} q} \end{cases} \quad (7)$$

式中： $V'_{CH_4,MR}$ 为甲烷生成装置生成甲烷的体积； η_{MR} 为甲烷生成装置的效率； $V'_{H_2,MR}$ 为用于甲烷化的氢气体积； H'_{MR} 为甲烷化产生的热量； η_{MR}^H 为甲烷化产热效率； $|\Delta H|$ 为甲烷化的反应热； M_{CH_4} 为甲烷的摩尔质量。

2 奖惩式阶梯碳交易机制

2.1 系统实际碳排放

本文所构建系统的碳排放主要来自天然气设备以及富氧燃烧电厂。实际碳排放模型为：

$$\begin{cases} M'_{CHP} = \alpha_{CH_4} V'_{CH_4,CHP} \\ M'_{GB} = \alpha_{CH_4} V'_{CH_4,GB} \\ M'_{GN} = Q'_G - Q'_{CCS} \end{cases} \quad (8)$$

式中： M'_{CHP} 为燃气轮机的碳排放量； M'_{GB} 为燃气锅炉

的碳排放量； M'_{GN} 为富氧燃烧电厂的净排放量； α_{CH_4} 为单位体积甲烷燃烧释放的 CO_2 量。

2.2 系统碳排放配额

系统碳配额由燃气设备以及富氧燃烧电厂的运行情况产生，本文采用基线法来确定系统排放配额^[20]。

$$M'_{quota} = g'_{CHP} P'_{CHP} + g'_{CHP}^h P'_{CHP} + g'_{GB} H'_{GB} + g'_G P'_G \quad (9)$$

式中： M'_{quota} 为系统的碳排放配额； g'_{CHP} 、 g'_{CHP}^h 分别为燃气轮机的电、热排放权分配额； g'_{GB} 为燃气锅炉的排放权分配额； g'_G 为富氧燃烧机组的排放权分配额。

2.3 奖惩式阶梯碳交易机制建模

在设定的区间计算系统碳交易成本，系统净碳排放量为：

$$M'_{IES} = M'_{CHP} + M'_{GB} + M'_{GN} - M'_{quota} \quad (10)$$

根据净碳排放量超出碳排放配额的部分，增加碳交易价格；而净碳排放量低于碳排放配额时获取收益。处于各碳排放区间的碳交易价格如图 2 所示。

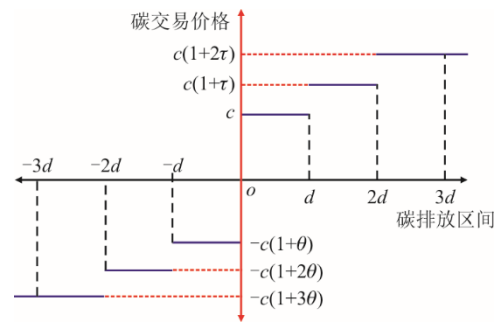


图 2 净碳排放所处区间对应的碳交易价格
Fig.2 Carbon trading prices corresponding to the range of net carbon emissions

在此基础上，碳交易成本所对应的数学模型为：

$$c'_{IES,CO_2} = \begin{cases} -cd(2+3\theta) + c(1+3\theta)(M'_{IES} + 2d), & M'_{IES} \leq -2d \\ -cd(1+3\theta) + c(1+2\theta)(M'_{IES} + d), & -2d < M'_{IES} \leq -d \\ c(1+\theta)M'_{IES}, & -d < M'_{IES} \leq 0 \\ cM'_{IES}, & 0 < M'_{IES} \leq d \\ cd + c(1+\tau)(M'_{IES} - d), & d < M'_{IES} \leq 2d \\ cd(2+\tau) + c(1+2\tau)(M'_{IES} - 2d), & 2d < M'_{IES} \end{cases} \quad (11)$$

式中： c'_{IES,CO_2} 为碳交易成本，为正表示系统需要额

外购买碳配额, 为负表示出售碳配额获取的收益;
 d 为碳排放区间长度; c 为碳交易基价; θ 为补偿系数; τ 为惩罚系数。

3 联合运行的低碳经济调度模型

3.1 目标函数

为了体现富氧燃烧技术与掺氢燃气设备联合运行的经济性, 本文以系统运行成本最低为目标, 其中包括碳交易成本、购气成本、富氧电厂燃料成本、弃风成本、碳封存成本, 不考虑储能成本、设备维护和折旧成本。本文目标函数为:

$$\min F = \sum_{t=1}^T (C_{\text{IES,CO}_2}^t + C_{\text{buy}}^t + C_G^t + C_{\text{Fur}}^t + C_{\text{CS}}^t) \quad (12)$$

式中: C_{buy}^t 为系统购气成本; C_G^t 为富氧燃烧电厂的煤耗成本; C_{Fur}^t 为弃风成本; C_{CS}^t 为碳封存成本; T 为调度时间。

1) 碳交易与碳封存成本

$$\begin{cases} C_{\text{IES,CO}_2}^t = \sum_{i=1}^T c_{\text{IES,CO}_2}^i \\ C_{\text{CS}}^t = \lambda_{\text{CS}} Q_{\text{CS,CO}_2}^t \end{cases} \quad (13)$$

式中: λ_{CS} 为碳封存装置处理单位质量 CO_2 的成本。

2) 购气成本

$$C_{\text{buy}}^t = V_{\text{buy}} \lambda_{\text{CH}_4} \quad (14)$$

式中: V_{buy} 为系统购买的甲烷体积; λ_{CH_4} 为购买甲烷的单价。

3) 富氧燃烧电厂煤耗成本

$$C_G^t = \sum_{i=1}^T (a(P_G^i)^2 + bP_G^i + c) \quad (15)$$

式中: a 、 b 、 c 为煤耗成本系数。

4) 弃风成本

$$C_{\text{Fur}}^t = \lambda_{\text{cur}} P_{\text{WIND,cur}}^t \quad (16)$$

式中: $P_{\text{WIND,cur}}^t$ 为弃风功率; λ_{cur} 为单位弃风量的惩罚成本系数。

5) 碳封存成本

$$C_{\text{CS}}^t = \lambda_{\text{CS}} Q_{\text{CS,CO}_2}^t \quad (17)$$

式中: $Q_{\text{CS,CO}_2}^t$ 为碳封存装置处理的 CO_2 量。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

本文构建系统涉及电、热、甲烷、氢、氧 5 种能流, 为了满足 IES 的稳定运行以及各部分的供需平衡, 能流约束模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{CHP}}^t + P_{\text{N}}^t + P_{\text{WIND}}^t = P_{\text{EB}}^t + P_{\text{EL}}^t + P_{\text{Load}}^t \\ H_{\text{CHP}}^t + H_{\text{GB}}^t + H_{\text{MR}}^t + H_{\text{EB}}^t = H_{\text{Load}}^t \\ V_{\text{buy}}^t + V_{\text{CH}_4,\text{MR}}^t = V_{\text{CH}_4,\text{CHP}}^t + V_{\text{CH}_4,\text{GB}}^t \\ V_{\text{H}_2,\text{PEM}}^t + V_{\text{H}_2,\text{DIS}}^t = V_{\text{H}_2,\text{CH}}^t + V_{\text{H}_2,\text{CHP}}^t + V_{\text{H}_2,\text{GB}}^t + V_{\text{H}_2,\text{MR}}^t \\ O_{\text{G}}^t + O_{\text{OST,in}}^t = O_{\text{OST,out}}^t + O_{\text{ASU}}^t + V_{\text{O}_2,\text{PEM}}^t \end{cases} \quad (18)$$

式中: $V_{\text{H}_2,\text{CH}}^t$ 、 $V_{\text{H}_2,\text{DIS}}^t$ 分别为储氢罐储存和释放氢气的体积; P_{WIND}^t 为风电机组出力; P_{Load}^t 和 H_{Load}^t 分别为电功率负荷和热功率负荷。

2) 富氧燃烧电厂约束

$$\begin{cases} P_{\text{G,min}} \leq P_{\text{G}}^t \leq P_{\text{G,max}} \\ \Delta P_{\text{G,down}} \leq P_{\text{G}}^t - P_{\text{G}}^{t-1} \leq \Delta P_{\text{G,up}} \\ 0 \leq P_{\text{CCS}}^t \leq e_{\text{g}} \lambda_{\text{CCS}} \eta_{\text{CCS,max}} P_{\text{G}}^t \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{\text{G,max}}$ 、 $P_{\text{G,min}}$ 分别为富氧燃烧电厂出力的上、下限; $\Delta P_{\text{G,up}}$ 、 $\Delta P_{\text{G,down}}$ 分别为富氧燃烧电厂的爬坡功率上、下限; $\eta_{\text{CCS,max}}$ 为碳捕集装置效率上限。

3) 燃气轮机约束

$$\begin{cases} E_{\text{CHP}}^t = P_{\text{CHP}}^t + H_{\text{CHP}}^t \\ P_{\text{CHP}}^{\min} \leq P_{\text{CHP}}^t \leq P_{\text{CHP}}^{\max} \\ H_{\text{CHP}}^{\min} \leq H_{\text{CHP}}^t \leq H_{\text{CHP}}^{\max} \\ \Delta E_{\text{CHP}}^{\text{down}} \leq E_{\text{CHP}}^t - E_{\text{CHP}}^{t-1} \leq \Delta E_{\text{CHP}}^{\text{up}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: E_{CHP}^t 为燃气轮机的总出力; P_{CHP}^{\max} 、 P_{CHP}^{\min} 分别为燃气轮机电出力的上、下限; H_{CHP}^{\max} 、 H_{CHP}^{\min} 分别为燃气轮机热出力的上、下限; $\Delta E_{\text{CHP}}^{\text{up}}$ 、 $\Delta E_{\text{CHP}}^{\text{down}}$ 分别为燃气轮机爬坡功率的上、下限。

4) 燃气锅炉约束

$$\begin{cases} H_{\text{GB}}^{\min} \leq H_{\text{GB}}^t \leq H_{\text{GB}}^{\max} \\ H_{\text{GB}}^{\text{down}} \leq H_{\text{GB}}^t - H_{\text{GB}}^{t-1} \leq H_{\text{GB}}^{\text{up}} \end{cases} \quad (21)$$

式中: H_{GB}^{\max} 、 H_{GB}^{\min} 分别为燃气锅炉热出力的上、下限; $H_{\text{GB}}^{\text{up}}$ 、 $H_{\text{GB}}^{\text{down}}$ 分别为燃气锅炉爬坡功率的上、下限。

5) 储气设备约束

$$\begin{cases} S_{\text{OST}}^{\min} \leq S_{\text{OST}}^t \leq S_{\text{OST}}^{\max} \\ 0 \leq O_{\text{OST,in}}^t \leq u_{\text{ost,in}}^t O_{\text{OST,in}}^{\max} \\ 0 \leq O_{\text{OST,out}}^t \leq u_{\text{ost,out}}^t O_{\text{OST,out}}^{\max} \\ S_{\text{OST}}^t = S_{\text{OST}}^0 \\ S_{\text{OST}}^t = S_{\text{OST}}^{t-1} + O_{\text{OST,in}}^t - O_{\text{OST,out}}^t \end{cases} \quad (22)$$

式中: S_{OST}^t 为 t 时刻储氧罐的容量; S_{OST}^{\max} 、 S_{OST}^{\min} 分别为储氧罐容量的上限和下限; $u_{\text{ost,in}}^t$ 、 $u_{\text{ost,out}}^t$ 分别为储氧罐储存和释放的状态; $O_{\text{OST,in}}^{\max}$ 、 $O_{\text{OST,out}}^{\max}$ 分别为储氧罐最大储存和释放氧气的体积; S_{OST}^0 、 S_{OST}^t 分别为储氧罐的

初始以及调度时间结束时的容量状态。

3.3 模型求解

本文所构建模型为混合整数非线性模型，需要将其转化为混合整数线性模型求解，具体方法参考文献[21]，然后通过 MATLAB 软件中的 Yalmip 工具箱调用 GUROBI 求解器进行求解。

4 富氧燃烧电厂与燃气掺氢设备联合运行算例分析

4.1 参数设定

以 1 天 24 h 作为调度周期，采用北方某地区冬季典型日的数据为例进行仿真分析。电、热负荷及风电出力预测情况如图 3 所示。天然气价格和碳交易部分参考文献[22]，储氧罐以及碳捕集运行参数参考文献[23-24]；火电燃料成本参考文献[25]。本文采取的奖惩式阶梯碳交易的区间长度 d 取 50 t，奖惩系数取 25%，碳交易基价取 215 元/t 为例进行仿真分析。设备参数见表 1。

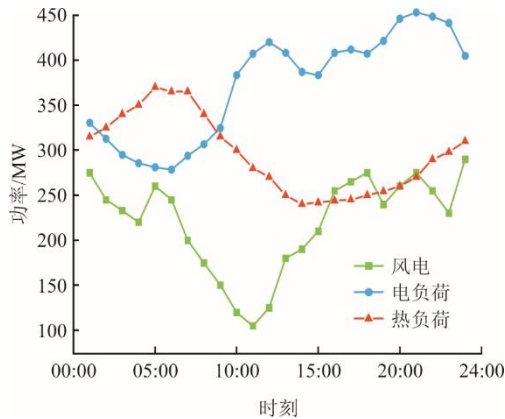


图 3 电、热负荷及风电出力预测情况

Fig.3 Prediction curves of electricity, heat load, and wind power output

表 1 IES 仿真参数

Tab.1 Simulation parameters of IES

项目	数值	项目	数值
$P_{G,max}/MW$	200	P_{CHP}^{max}/MW	350
$P_{G,min}/MW$	$50 P_{CHP}^{max}$	H_{CHP}^{max}/MW	300
$e_g/(t \cdot (MW \cdot h)^{-1})$	0.97	η_{CHP}^c	0.35
$\eta_{CCS,max}$	0.98	η_{CHP}^h	0.4
$\lambda_{CCS}/(t \cdot (MW \cdot h)^{-1})$	0.089 3	η_{MR}	0.7
P_{AUS}^{MAX}/MW	25	η_{GB}	0.92
H_{GE}^{max}/MW	100	η_{EL}	0.85
$\alpha/((kW \cdot h) \cdot m^{-3})$	0.303	$\beta/(m^3 \cdot kW^{-1})$	0.6
$L_{H_2}/(J \cdot kg^{-1})$	5.071×10^7	$L_{CH_4}/(J \cdot kg^{-1})$	1.42×10^8
$ \Delta H /(J \cdot mol^{-1})$	1.651×10^5	$\alpha_{CH_4}/(kg \cdot m^{-3})$	1.964

4.2 联合运行效果分析

为了验证富氧燃烧技术改造以及掺氢燃气设备的有效性，本文设定 4 种场景来进行对比。

场景 1 采用燃烧后捕集技术的常规火电厂，不考虑燃气掺氢设备，制得氢气用于甲烷化。

场景 2 在场景 1 的基础上对火电机组进行富氧改造，不考虑掺氢燃气设备。

场景 3 在场景 2 的基础上引用了掺氢燃气设备，不考虑 P2G 阶段产出的氧气和热量。

场景 4 本文构建的低碳调度模型。

表 2、表 3 为场景 1—场景 4 运行成本和调度结果对比。

表 2 情景 1—情景 4 运行成本对比

Tab.2 Comparison of operating cost in scenarios 1 to 4

项目	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
总成本/万元	499.14	475.62	465.68	462.86
碳交易成本/万元	45.89	-6.35	-10.97	-13.47
购气成本/万元	397.69	414.46	403.77	393.14
燃煤成本/万元	49.86	54.26	58.24	66.84
弃风成本/万元	5.70	0.259	0.203	0
碳封存成本/万元	0	12.99	14.44	16.35
实际碳排放量/t	4 319.53	2 265.12	2 125.23	2 099.98
碳捕集量/t	346.20	2 710.17	2 908.63	3 338.49

表 3 情景 1—情景 4 调度结果对比

Tab.3 Comparison of scheduling results in scenarios 1 to 4

项目	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
火电机组净出力/MW	2 490.20	1 964.97	2 125.19	2 490.00
燃气轮机出力/MW	3 254.80	3 459.00	3 348.90	3 402.04
电解槽耗电量/MW	812.73	858.95	1 044.59	1 376.94
燃气锅炉总出力/MW	2 400.00	2 324.89	2 368.45	2 371.61
燃气轮机热出力/MW	3 716.40	3 953.15	3 941.58	3 888.05
弃风量/MW	95.06	4.32	3.39	0
电热锅炉总出力/MW	971.57	899.95	864.42	768.08
甲烷化产量/m ³	48 062	55 249	10 829	34 716

场景 2 相较于场景 1 总成本减少了 4.71%，碳捕集量增加了 2 363.97 t，实际碳排放量减少了 47.50%；电解槽出力增加了 5.60%，弃风成本减少了 54 443 元，并带来了 6.35 万元的碳排放收益。可见，富氧燃烧技术在碳捕集方面明显优于传统的 PCCC 模式。

场景 3 相较于场景 2 总成本降低了 2.09%，碳排放量减少了 6.10%，并提升了 60.70%的碳交易收益；采用掺氢燃气设备后电解槽消耗更多的电能，

其消耗的电能相较于场景 1 增加 21.60%。电解槽会将氢气优先供给掺氢燃气设备进行高效运行,虽然甲烷化的产出相较于场景 2 降低了 71.30%,但购气成本在燃气机组出力相近的情况下反而降低了 9.94 万元。

场景 4 进一步精细化了 P2G 过程中的能量利用,将电解槽产生的氧气以及制取甲烷过程中产生的反应热都利用起来,相较于场景 3 电解槽耗电量提高了 31.80%。富氧燃烧机组在存在内耗的情况下净出力达到了场景 1 的水平;并且更多的氢气用来甲烷化,购气成本相较于场景 3 降低了 2.63%,缓解了系统对于外购天然气的压力。

综上,富氧燃烧电厂和掺氢燃气设备联合运行能够有效降低系统的运行成本以及碳排放量,并且提升了风电的消纳能力,优化了 IES 内的能源组成结构。

图 4、图 5 为 4 种场景的火电机组出力对比以及 CO₂ 净排放量对比。

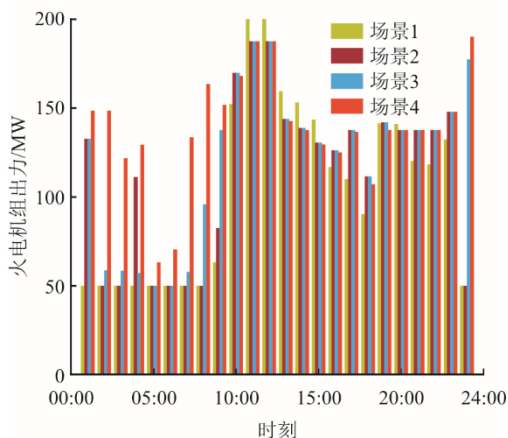


图 4 火电机组出力对比

Fig.4 Output results of thermal power unit in different scenarios

由图 4 可知,在 11:00—15:00 期间,常规火电机组的出力略高于富氧火电机组,其余时段出力均低于富氧燃烧机组,而在 00:00—04:00 这样的非负荷高峰期 IES 出力明显高于传统火电机组。这是由于富氧燃烧存在 ASU 装置最小出力的约束,并且储氧罐可以在此期间灵活协调机组出力,使得经过富氧改造的火电机组在削谷填峰方面比传统火电机组更有优势。场景 4 相较于场景 2 和场景 3 在 00:00—04:00 期间仍保持高水平出力,这是由于场景 4 利用了 P2G 过程产生的氧气,从而保证了富氧燃烧电厂保持高水平出力。

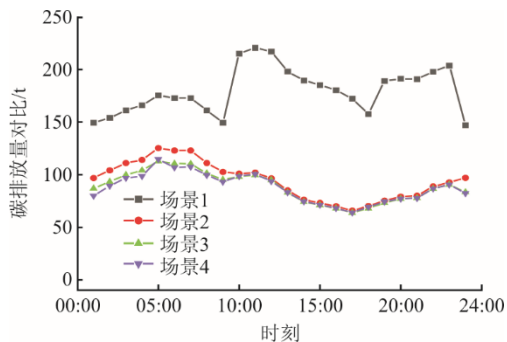


图 5 碳排放量对比

Fig.5 Net carbon emissions in different scenarios

通过图 5 可知,传统火电机组(场景 1)相较于富氧燃烧火电机组碳排放量变化趋势相当不稳定,且仅在负荷较低的情况下才会进行碳捕集,效率较低。场景 4 的碳排放相对稳定,仅在燃气设备大幅出力的 00:00—07:00 期间因无法对其碳排放量进行捕集,出现了碳排放量高峰期,火电机组出力较高的时间段碳排放水平处于低谷期。

可以看出将燃气机组掺氢运行以及充分利用 P2G 不同阶段产生的能量,能够有效提高火电机组的总体出力,同时减少碳排放量。燃气设备掺氢运行的影响较小,仅在 00:00—10:00 燃气设备出力占比较大的时间段优势较为明显,说明掺氢运行能够有效降低燃气设备的碳排放。

综上,本文所构建的场景 4 相较于采用 PCCC 技术的常规火电机组更具备低碳性,且在削峰填谷方面较场景 2 及场景 3 更具优势。

4.3 IES 运行情况分析

为了验证本文所提出的策略能够满足 IES 运行的需求,下面对场景 4 的运行结果进行分析。图 6 和图 7 分别为 IES 的电功率以及热功率出力情况。

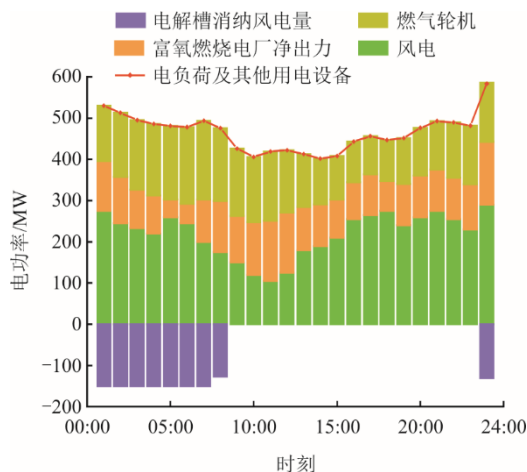


图 6 场景 4 的电功率出力结果

Fig.6 Electric power balance in scenario 4

由图 6 可见：电解槽在 00:00—09:00 之间适应快速的功率变化，不断地为系统提供氢气和氧气；并消纳了风力发电的 61%，实现了可再生能源的高效利用。

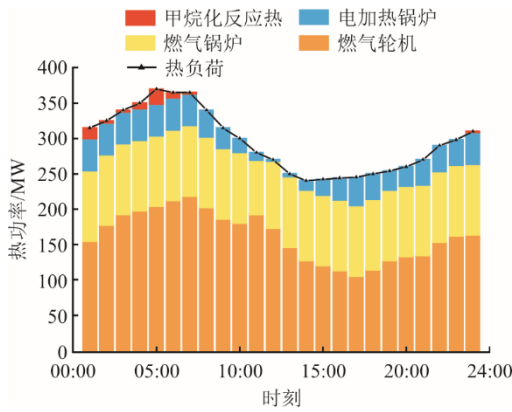


图 7 场景 4 的热功率出力结果
Fig.7 Heat power balance in scenario 4

由图 7 可见，甲烷化装置在 01:00—06:00 期间将产出过剩的氢气转化为甲烷为燃气机组提供燃料，同时也提供了反应热来缓解其热能供给的压力。

4.3.1 富氧机组运行情况

富氧燃烧电厂的功耗以及氧气的供需情况分别如图 8、图 9 所示。

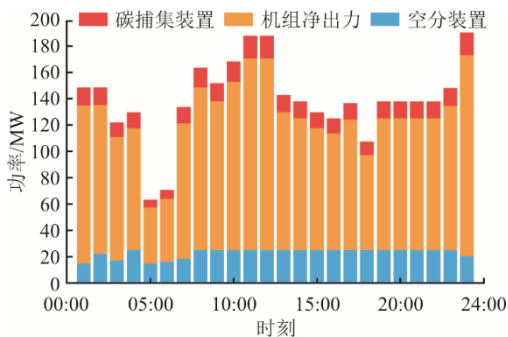


图 8 富氧燃烧电厂功耗详情
Fig.8 Power consumption of oxy-fuel combustion plant

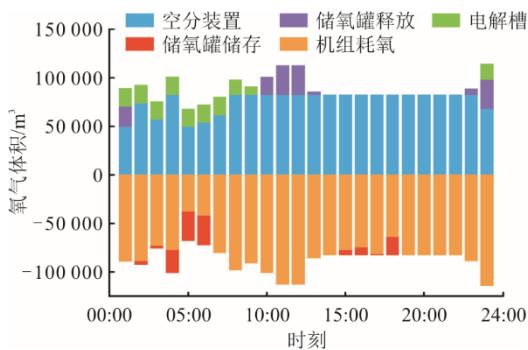


图 9 氧气供应情况
Fig.9 Oxygen supply consumption of oxy-fuel combustion plant

由图 8 可见：CCS 装置的出力可根据供需情况调整捕集效率，CCS 出力与机组总出力呈正比关系；ASU 装置的出力较为稳定，仅在 00:00—07:00 期间占用功率较少。

由图 9 可见，在电负荷需求较低且风电较为充足的 00:00—09:00 时段，电解槽为富氧机组提供了可观的氧气量。储氧罐与 ASU 装置互相配合，02:00—06:00 期间和 15:00—18:00 期间储存了较多氧气，并在 02:00—06:00 和 10:00—13:00 期间释放氧气来供给富氧燃烧电厂的运行。

在电负荷需求较低且风电较为充足的 00:00—09:00 时段，电解槽为富氧机组提供了可观的氧气量。储氧罐与 ASU 装置互相配合，在富氧燃烧机组总出力较低的时候，依旧以较高水平的出力进行制氧并储存，储氧罐能够跨周期的缓解氧气供应问题。电解槽和储氧罐的设置可缓解用氧压力，对机组的能耗和净出力产生积极影响。综上所述，充分利用 P2G 和 OST 设备能够改善富氧机组运行情况。

4.3.2 氢气供应情况分析

图 10 为 IES 氢气供需平衡。由图 10 可见，当电解槽运行期间可以产生大量氢气，该时间段同时也是燃气机组运行的高峰期。由于掺氢比受到限制，燃气机组仅能消耗部分氢气用来高效运行，剩余部分氢气用于储存以及进行甲烷化。

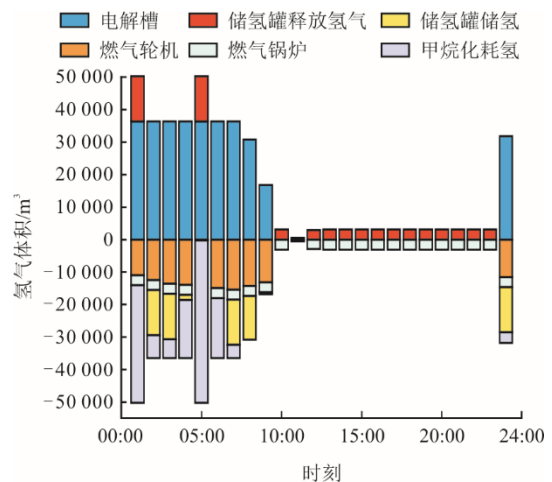


图 10 IES 氢气供需平衡
Fig.10 Hydrogen supply-consumption balance of the IES

4.4 碳交易基价影响分析

碳交易基价的设置会对采用奖惩式阶梯碳交易模式的 IES 影响较大，图 11 为不同碳基价对碳排放量及总成本的影响。

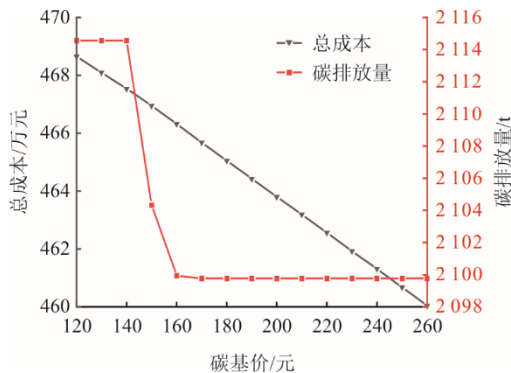


图 11 碳交易基价对系统总成本和碳排放量的影响
Fig.11 System costs and carbon emissions at different carbon base prices

由图 11 可知,随着碳基价的升高,碳排放量逐步降低,直至碳基价到达 160 元时,碳排放量趋于稳定。系统运行总成本随着碳基价的升高呈下降趋势,这是因为随着碳基价的升高,在奖惩式碳交易模式的刺激下,系统为了降低运行成本进行大幅减排,但系统的碳排放量受制于设备的运行约束逐渐趋于稳定。随着碳基价的升高,系统售卖的碳配额收入不断增加。

5 结 论

本文将富氧燃烧电厂以及掺氢燃气设备引入综合能源低碳经济调度中,充分利用 P2G 两阶段产生的热量及气体,并采用奖惩式阶梯碳交易制度,有效实现了系统运行的低碳性和经济性。

1) 相较于传统的 PCCC 技术,富氧燃烧捕集技术能够更有效地捕集 CO₂。富氧燃烧电厂与掺氢燃气设备联合运行能够有效降低系统的运行成本以及碳排放量。

2) 深入挖掘 P2G 过程的操作潜力,从电解阶段中回收氢气与氧气,从甲烷化过程中回收反应热较为契合富氧燃烧电厂与掺氢燃气设备联合运行的模式,进一步降低了系统购气成本以及碳排放量,实现了风电的完全消纳,减轻了富氧燃烧电厂以及掺氢燃气设备的用气压力。

3) 燃气设备掺氢运行能够拓宽氢气的利用途径,相较于单一的甲烷化更具经济性和灵活性。

4) 奖惩式阶梯碳交易模式能够有效引导系统低碳运行,并带来可观的经济效益。

【参 考 文 献】

[1] 朱广岩, 张小妹, 严晓辉, 等. 中国现代能源体系建设进程评估[J]. 工程科学与技术, 2024, 56(1): 206-217.
ZHU Guangyan, ZHANG Xiaomei, YAN Xiaohui, et al.

Evaluation on the construction process of modern energy systems in china[J]. Advanced Engineering Sciences, 2024, 56(1): 206-217.

[2] 刘海涛, 朱海南, 李丰硕, 等. 计及碳成本的电-气-热-氢综合能源系统经济运行策略[J]. 电力建设, 2021, 42(12): 21-29.
LIU Haitao, ZHU Hainan, LI Fengshuo, et al. Economic Operation strategy of electric-gas-heat-hydrogen integrated energy system considering carbon cost[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(12): 21-29.

[3] 丁军威, 周黎辉, 杨庆, 等. 中国发电行业温室气体减排技术及潜力分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 14-19.
DING Junwei, ZHOU Lihui, YANG Qing, et al. Greenhouse gas emission technique and potential reduction capacity in china's power generation industry[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 14-19.

[4] 周任军, 肖钧文, 唐夏菲, 等. 电转气消纳新能源与碳捕集电厂碳利用的协调优化[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 61-67.
ZHOU Renjun, XIAO Junwen, TANG Xiafei, et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 61-67.

[5] 陈伯达, 林楷东, 张勇军, 等. 计及碳捕集和电转气协同的电气互联系统优化调度[J]. 南方电网技术, 2019, 13(11): 9-17.
CHEN Boda, LIN Kaidong, ZHANG Yongjun, et al. Optimal dispatching of integrated electricity and natural gas energy systems considering the coordination of carbon capture system and power-to-gas[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(11): 9-17.

[6] 孙惠娟, 刘昀, 彭春华, 等. 计及电转气协同的含碳捕集与垃圾焚烧虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3534-3545.
SUN Huijuan, LIU Jun, PENG Chunhua, et al. Optimization scheduling of virtual power plant with carbon capture and waste incineration considering power-to-gas coordination[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3534-3545.

[7] MUHAMMAD HA, SULTAN H, LEE B, et al. Energy minimization of carbon capture and storage by means of a novel process configuration[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 215: 112871

[8] 郭军军, 张泰, 李鹏飞, 等. 中国煤粉富氧燃烧的工业示范进展及展望[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1197-1208.
GUO Junjun, ZHANG Tai, LI Pengfei, et al. Industrial demonstration progress and trend in pulverized coal oxy-fuel combustion in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1197-1208.

[9] 葛臣, 王传浩, 李诗媛. 循环流化床富氧燃烧技术研究进展[J]. 工程热物理学报, 2023, 44(3): 840-849.
GE Chen, WANG Chuanhao, LI Shiyuan. A review on the progress of oxy-fuel combustion technology in circulating fluidized bed[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2023, 44(3): 840-849.

[10] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 592-608.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-

- carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 592-608.
- [11] 彭楚轩, 边晓燕, 金海翔, 等. 基于多能灵活性约束的含富氧燃烧机组综合能源系统两阶段优化调度[J/OL]. 上海交通大学学报: 1-24[2024-05-13]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.487>.
PENG Chuxuan, BIAN Xiaoyan, JIN Haixiang, et al. Two-stage optimal dispatch for integrated energy system with oxy-combustion based on multi-energy flexibility constraints[J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University: 1-24[2024-05-13]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.487>.
- [12] 魏震波, 李杰, 杨超, 等. 基于动态掺氢策略的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3155-3164.
WEI Zhenbo, LI Jie, YANG Chao, et al. Low-carbon economic scheduling for integrated energy system based on dynamic hydrogen doping strategy[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3155-3164.
- [13] 张栋顺, 全恒立, 谢桦, 等. 考虑碳交易机制与氢混天然气的园区综合能源系统调度策略[J]. 中国电力, 2024, 57(2): 183-193.
ZHANG Dongshun, QUAN Hengli, XIE Hua, et al. Dispatching strategy of park-level integrated energy system considering carbon trading mechanism and hydrogen blending natural gas[J]. Electric Power, 2024, 57(2): 183-193.
- [14] 张智羽, 贾威, 陈伟鹏, 等. 富氧燃烧循环流化床机组热力特性分析及优化[J]. 热力发电, 2022, 51(3): 109-118.
ZHANG Zhiyu, JIA Wei, CHEN Weipeng, et al. Dispatching strategy of park-level integrated energy system considering carbon trading mechanism and hydrogen blending natural gas[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(3): 109-118.
- [15] 孟明, 包志永, 陆林, 等. 考虑富氧燃烧技术的含光热发电与垃圾焚烧虚拟电厂协调优化调度[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023, 50(6): 40-51.
MENG Ming, BAO Yongzhi, LU Lin, et al. Coordinated and optimized dispatching of virtual power plant with concentrated solar power plant and waste incineration based on oxy-fuel combustion technology[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(6): 40-51.
- [16] DOWLING A W, BIEGLER L T. A framework for efficient large scale equation-oriented flowsheet optimization[J]. Computers & Chemical Engineering, 2015, 72: 3-20.
- [17] 严思韵, 周登极. 综合能源天然气网混氢运输的仿真与调度综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(24): 8816-8832.
YAN Siyun, ZHOU Dengji. Review of simulation and scheduling of hydrogen-blended transportation in natural gas network of integrated energy system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(24): 8816-8832.
- [18] 谢萍, 伍奕, 李长俊, 等. 混氢天然气管道输送技术研究进展[J]. 油气储运, 2021, 40(4): 361-370.
XIE Ping, WU Yi, LI Changjun, et al. Research progress on pipeline transportation technology of hydrogen mixed natural gas[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(4): 361-370.
- [19] WANG R T, WEN X Y, WANG X Y, et al. Low-carbon economic dispatch of regional integrated energy system based on carbon-oxygen cycle[J]. Frontiers in Energy Research, 2023, 11: 1206242.
- [20] 李健华, 陈雪, 付浩, 等. 碳电市场环境下火电厂市场竞价策略及交易技术[J]. 四川电力技术, 2023, 46(3): 46-52.
LI Jianhua, CHEN Xue, FU Hao, et al. Bidding strategy and trading technology of thermal power plant in the environment of carbon and electricity market[J]. Sichuan Electric Power Technology, 2023, 46(3): 46-52.
- [21] 任德军, 刘自发, 高峰, 等. 考虑碳交易机制与需求响应的园区综合能源系统电热协同运行优化研究[J]. 热力发电, 2022, 51(3): 119-130.
REN Dejun, LIU Zifa, GAO Feng, et al. Electrothermal coordinated operation optimization of park integrated energy system considering carbon trading mechanism and demand response[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(3): 119-130.
- [22] 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.
- [23] JIN B, SU M Z, ZHAO H B, et al. Plant wide control and operating strategy for air separation unit in oxy-combustion power plants[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 106: 782-792.
- [24] WU H B, XU M X, LI Y B, et al. Experimental research on the process of compression and purification of CO₂ in oxy-fuel combustion[J]. Applied Energy, 2020, 259: 114123.
- [25] 崔杨, 周慧娟, 仲悟之, 等. 考虑源荷两侧不确定性的含风电电力系统低碳调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(11): 85-93.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon scheduling of power system with wind power considering uncertainty of both source and load sides[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(11): 85-93.

(责任编辑 杨嘉蕾)