

考虑氢能多元化利用的综合能源系统低碳经济调度

马恺¹, 袁至^{1*}, 李骥²

(1. 可再生能源发电与并网技术自治区重点实验室(新疆大学), 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830017; 2. 国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆维吾尔自治区 乌鲁木齐市 830011)

Low-Carbon Economic Scheduling of Integrated Energy System Considering Diversified Utilization of Hydrogen Energy

MA Kai¹, YUAN Zhi^{1*}, LI Ji²

(1. Key Laboratory of Renewable Energy Generation and Grid-Connected Technology (Xinjiang University), Urumqi 830017, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China; 2. Electric Power Research Institute of State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830011, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China)

摘要:【目的】在“双碳”背景下, 实现综合能源系统(integrated energy system, IES)的低碳经济运行尤为重要, 然而, 考虑电转气(power to gas, P2G)设备的综合能源系统往往忽略了产氢过程中的能量损失。为此, 构建了一种考虑氢能多元化利用的IES日前低碳经济调度模型。【方法】首先, 建立了以碳捕集电厂、P2G为主要能源耦合设备的跨区域IE S数学模型。其次, 考虑到氢能的清洁、高效性, 构建了掺氢热电联产以及含P2G、氢燃料电池、储氢罐的数学模型, 并且为避免能量的浪费, 在P2G设备两阶段转化过程中加入热回收装置。再次, 建立需求响应与绿证-碳交易机制的数学模型, 并将其引入系统低碳经济调度中。最后, 以绿证交易、碳交易、燃煤和购电、购气成本之和最小为优化目标进行求解。【结果】所提模型使系统总成本下降55%, 并且实现了风电全额消纳。【结论】此调度模型有效缓解了系统运行中能量损失的问题, 使综合能源系统的低碳经济性得到了大幅提高。

关键词: 双碳; 综合能源系统(IES); 氢能; 经济调度; 绿证-碳交易; 多元化利用; 需求响应; 碳捕集电厂; 电转气(P2G)

ABSTRACT: [Objectives] In the context of “dual-carbon” goals, achieving low-carbon economic operation of integrated energy system (IES) is of paramount importance. However, existing IES models incorporating power-to-gas (P2G) technology often overlook energy losses during hydrogen

production. To address this issue, this study proposes a day-ahead low-carbon economic scheduling model for an IES that considers diversified utilization of hydrogen energy. [Methods] First, a mathematical model of a cross-regional IES is established, with carbon capture power plants and P2G as the main energy coupling technologies. Second, given the clean and efficient nature of hydrogen energy, mathematical models are developed for hydrogen-blended combined heat and power generation, P2G systems, hydrogen fuel cells, and hydrogen storage tanks. To avoid energy waste, a heat recovery device is integrated into the two-stage conversion process of P2G. Third, a mathematical model for demand response and green certificate-carbon trading mechanism is established and incorporated into the system's low-carbon economic scheduling strategy. Finally, the optimization objective is set to minimize the total cost, including expenses on green certificate trading, carbon trading, coal-fired power generation, electricity procurement, and natural gas purchases. [Results] The proposed model reduces the total system cost by 55% and achieves the full utilization of wind power. [Conclusions] This scheduling model effectively mitigates energy losses during system operation and significantly enhances the low-carbon economic efficiency of IES.

KEY WORDS: dual-carbon; integrated energy system (IES); hydrogen energy; economic dispatch; green certificate-carbon trading; diversified utilization; demand response; carbon capture power plant; power-to-gas (P2G)

基金项目: 新疆维吾尔自治区重点实验室开放课题(2023D04081); 国家自然科学基金项目(52367024)。

Project Supported by the Open Project of Key Laboratory of Xinjiang Uygur Autonomous Region (2023D04081); National Natural Science Foundation of China (52367024).

0 引言

随着全世界范围内温室效应与能源危机的不断加剧, 大力发展清洁能源并且构建高效灵活的

能源结构已是全世界的共识^[1-3]。含火力发电厂的跨区级综合能源系统(integrated energy system, IES)凭借多能耦合、能源互联的优势为降低碳排放量及新能源消纳提供了技术支撑。

氢能是21世纪最具前景的二次能源,如何利用氢能造福人类是世界各国的研究重点^[4-6]。目前,关于IES中氢能利用方式的研究主要有电解水制氢、氢气甲烷化、氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)发电等^[7]。文献[8]将碳捕集利用与封存(carbon capture, utilization and storage, CCUS)技术引入IES中,构建了氢能多元化利用结构,并以系统运行成本最低为目标进行了模型求解。文献[9]考虑可再生能源出力的不确定性,构建了一种含有氢能的混合储能设备,提高了系统的风险承受能力。文献[10]构建了含电转气(power-to-gas, P2G)设备的电-氢-气综合能源系统并进行了优化调度,提高了新能源消纳能力。文献[11]构建了考虑制氢效率的风氢系统,并对P2G过程中电解槽的工作特性进行了研究。文献[12]利用可逆固体氧化物电池储氢罐来消纳富裕的新能源出力,并构建了IES鲁棒优化调度模型。文献[13]将电、热、氢储能结合在一起,构建了考虑风电不确定性的多能枢纽配置模型。文献[14]考虑到火电机组参与绿证交易,构建了火电机组作为绿证购买者的含氢IES模型,并以系统综合运行成本最低为目标函数进行求解,提高了系统新能源消纳率及经济性。文献[15]考虑到能量的梯级利用与碳交易机制,构建了含精细化P2G模型的氢基IES优化调度模型。文献[16]建立了含碳捕集电厂(carbon capture power plant, CCPP)的虚拟电厂模型,并结合碳交易对虚拟电厂的经济性进行了模拟。上述文献均将氢能视为综合能源系统中重要的能量来源,构建了详细的IES模型并进行了低碳经济调度,但对于氢能的利用方式较为单一,且均忽略了P2G两阶段过程中的热能损失,因此,系统整体的低碳经济性有待进一步挖掘。

本文在以上研究的基础上,提出一种能够多元化利用氢能的IES系统调度模型。首先,构建了氢能多元利用的综合能源系统模型,并在P2G制氢环节集成余热回收装置,以减少能量损耗;

其次,在模型中引入需求响应与绿证-碳交易机制来优化负荷峰谷和提高经济性;最后,以最小化成本为目标求解优化模型,结果表明该模型可实现风电全额消纳并显著降低成本。

1 IES系统结构及氢能多元化利用方式

1.1 IES系统结构

1.1.1 系统总体结构

综合能源系统结构如图1所示,主要由热电联产(combined heat and power, CHP)设备、CCPP、风力发电、CO₂储液罐(carbon storage tank, CST)、电储能(electricity storage, ES)设备、储热罐(heat storage tank, HST)设备、P2G设备、燃气锅炉(gas boiler, GB)及热电负荷构成。

1.1.2 碳捕集电厂灵活运行模型

火电厂碳捕集技术的应用可分为富氧燃烧、燃烧前捕集和燃烧后捕集^[17-19],本文仅考虑应用较广的燃烧后捕集技术。为了提升系统运行灵活性,对碳捕集电厂进行如下改造:在吸收塔和解析塔之间增设储液罐,用于暂存富液和贫液,通过优化再生与吸收工艺的耦合关系,使再生塔处理的CO₂量不再受吸收塔吸收量的严格约束。碳捕集电厂灵活运行数学模型如下:

$$\begin{cases} P_{\text{out}}(t) = P_{\text{gen}}(t) - P_{\text{ccs}}(t) \\ P_{\text{ccs}}(t) = P_{\text{b}} + P_{\text{on}}(t) \\ E_{\text{total}}(t) = \mu_{\text{G}} P_{\text{gen}}(t) \\ E_{\text{CO}_2}(t) = E_{\text{wCO}_2}(t) + \varphi_{\text{c}} \varepsilon_{\text{d}} E_{\text{total}}(t) \\ P_{\text{on}}(t) = \eta_{\text{CO}_2} E_{\text{CO}_2}(t) \\ 0 \leq \varepsilon_{\text{d}} \leq \varepsilon_{\text{d}}^{\text{max}} \\ 0 \leq \varphi_{\text{c}} \leq \varphi_{\text{c}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{\text{out}}(t)$ 、 $P_{\text{gen}}(t)$ 分别为 t 时刻碳捕集电厂输出功率、总发电功率; $P_{\text{ccs}}(t)$ 、 $P_{\text{on}}(t)$ 分别为 t 时刻碳捕集设备能耗和运行能耗; P_{b} 为碳捕集电厂基础能耗; $E_{\text{total}}(t)$ 、 $E_{\text{CO}_2}(t)$ 、 $E_{\text{wCO}_2}(t)$ 分别为 t 时刻碳捕集电厂产生的CO₂量、捕获的CO₂量、储液罐中等待捕集的CO₂量; μ_{G} 为碳捕集机组碳排放强度; φ_{c} 为碳捕集机组的捕集效率; ε_{d} 为碳捕集电厂的烟气分流比; η_{CO_2} 为捕集1 t CO₂的能耗; $\varepsilon_{\text{d}}^{\text{max}}$ 为碳捕集设备最大捕集率; $\varphi_{\text{c}}^{\text{max}}$ 为碳捕集电厂最大捕集效率。

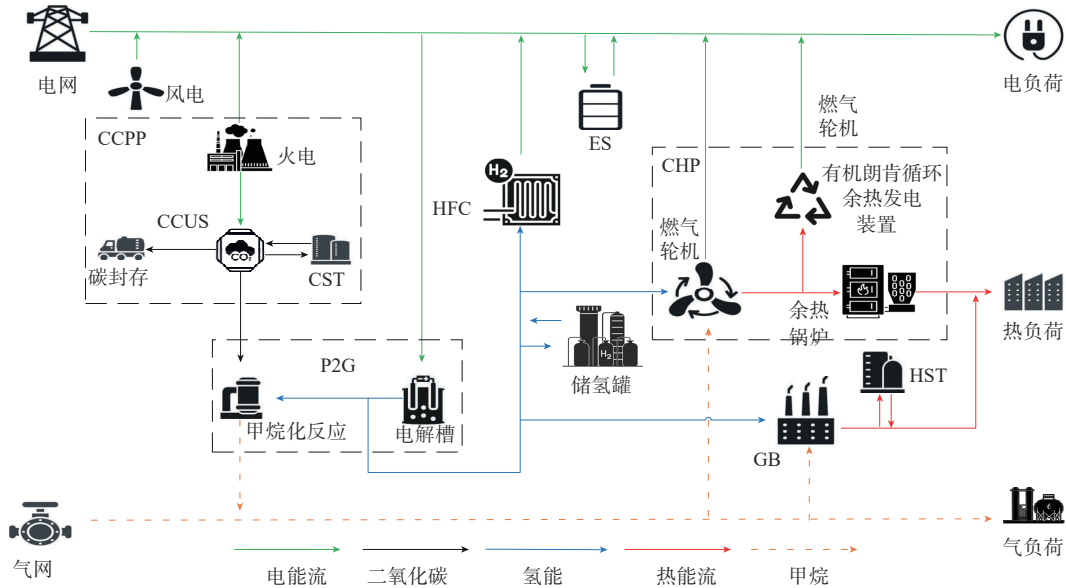


图1 考虑多元化利用氢能的IES系统结构

Fig. 1 IES structure considering diversified utilization of hydrogen energy

1.1.3 考虑热回收的电转气设备模型

电转气技术按照运行流程可分为电解水制氢 (electrolyzer, EL) 与甲烷化反应 (methanation reaction, MR) 2 个能量转化阶段^[20]。考虑到电解槽的能量转化率为 75%~85%，部分能量以热量的形式流失，故本文建立了含热能回收的电解槽模型：

$$\begin{cases} Q_h(t) = \frac{\beta_h P_{EL}(t)}{\zeta_{LHV,h}} \\ P_{EL}^h(t) = \beta_{EL} P_{EL}(t) \\ \mu_{EL} P_{EL}^{\min} \leq P_{EL}(t) \leq \mu_{EL} P_{EL}^{\max} \\ \Delta P_{EL}^{\min} \leq P_{EL}(t+1) - P_{EL}(t) \leq \Delta P_{EL}^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中： $Q_h(t)$ 为 t 时刻 EL 生成的氢气量； β_h 是 EL 的产氢效率； $P_{EL}(t)$ 、 $P_{EL}(t+1)$ 分别为 t 、 $t+1$ 时刻输入 EL 的电功率； $\zeta_{LHV,h}$ 为氢气低热值； $P_{EL}^h(t)$ 为 t 时刻 EL 热回收功率； β_{EL} 为 EL 热回收系数； μ_{EL} 为 EL 的运行状态系数； P_{EL}^{\max} 、 P_{EL}^{\min} 分别为 EL 的最大、最小输入电功率； ΔP_{EL}^{\max} 、 ΔP_{EL}^{\min} 分别为 EL 的最大、最小爬坡功率。

相关研究表明，甲烷化过程中的甲烷转化效率为 70%~80%，经过电解水制氢与甲烷化反应后，电转气设备的能量转化率只有 55% 左右。这是因为输入电转气设备的能量，一部分在电解水制氢过程中以热能的形式损耗，另一部分在甲烷化过程中又以热能的形式损耗。甲烷化过程的数

学模型为

$$\begin{cases} P_{MR,gas}(t) = \beta_{MR} P_{MR,h}(t) \\ P_{MR,he}(t) = \beta_{MR} \Delta H \frac{e_c(t)}{r_c} \\ P_{MR,rc}(t) = \beta_{MR,rc} P_{MR,he}(t) \\ P_{MR,h}^{\min} \leq P_{MR,h}(t) \leq P_{MR,h}^{\max} \\ \Delta P_{MR,h}^{\min} \leq P_{MR,h}(t+1) - P_{MR,h}(t) \leq \Delta P_{MR,h}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中： $P_{MR,gas}(t)$ 、 $P_{MR,he}(t)$ 、 $P_{MR,rc}(t)$ 分别为甲烷化反应器 (methanation reactor, MR) 输出的甲烷功率、产热功率、热回收功率； β_{MR} 、 $\beta_{MR,rc}$ 分别为 MR 氢-甲烷转化效率及热回收效率； $P_{MR,h}(t)$ 、 $P_{MR,h}(t+1)$ 分别为 t 、 $t+1$ 时刻输入 MR 的氢气功率； ΔH 为 Sabatier 反应生成 1 mol 甲烷所释放的热能； $e_c(t)$ 为 MR 消耗 CO_2 的速率； r_c 为 CO_2 相对分子质量； $P_{MR,h}^{\max}$ 、 $P_{MR,h}^{\min}$ 分别为输入 MR 的最大、最小氢气功率； $\Delta P_{MR,h}^{\max}$ 、 $\Delta P_{MR,h}^{\min}$ 分别为输入 MR 的氢气功率上、下限。

1.2 氢、热多元利用结构

本文将电转气设备分解为电解槽和甲烷反应器 2 个主要设备，并引入储氢罐。由电解槽电解水制氢，产生的氢气分别可供给甲烷化反应、氢燃料电池、燃气掺氢热电联产与燃气掺氢燃气锅炉，实现氢能的多元利用。此外，对于电转气过程中产生的废热进行热回收，以实现最大限度的能源利用。

1.2.1 氢燃料电池

氢燃料电池可燃烧氢能从而产热发电，且中途无CO₂产生。其数学模型为

$$\begin{cases} P_{\text{HFC,e}}(t) = \mu_{\text{HFC,e}} P_{\text{HFC,h}}(t) \\ P_{\text{HFC,he}}(t) = \mu_{\text{HFC,he}} P_{\text{HFC,h}}(t) \\ P_{\text{HFC,h}}^{\min}(t) \leq P_{\text{HFC,h}}(t) \leq P_{\text{HFC,h}}^{\max}(t) \\ \Delta P_{\text{HFC,h}}^{\min}(t) \leq P_{\text{HFC,h}}(t) - P_{\text{HFC,h}}(t-1) \leq \Delta P_{\text{HFC,h}}^{\max}(t) \\ \kappa_{\text{HFC}}^{\min} \leq P_{\text{HFC,e}}(t)/P_{\text{HFC,he}}(t) \leq \kappa_{\text{HFC}}^{\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中： $P_{\text{HFC,e}}(t)$ 、 $P_{\text{HFC,he}}(t)$ 分别为 t 时刻氢燃料电池的输出电、热功率； $\mu_{\text{HFC,e}}$ 、 $\mu_{\text{HFC,he}}$ 分别为氢燃料电池的氢-电、氢-热转化效率； $P_{\text{HFC,h}}(t-1)$ 、 $P_{\text{HFC,h}}(t)$ 分别为 $t-1$ 、 t 时刻氢燃料电池耗氢功率； $P_{\text{HFC,h}}^{\max}(t)$ 、 $P_{\text{HFC,h}}^{\min}(t)$ 分别为 t 时刻燃料电池耗氢功率的最大、最小值； $\Delta P_{\text{HFC,h}}^{\max}(t)$ 、 $\Delta P_{\text{HFC,h}}^{\min}(t)$ 分别为 t 时刻燃料电池爬坡功率上、下限； $\kappa_{\text{HFC}}^{\max}$ 、 $\kappa_{\text{HFC}}^{\min}$ 分别为燃料电池热电比上、下限。

1.2.2 掺氢热电联产机组

热电联产机组由燃气轮机(gas turbine, GT)、余热锅炉(waste heat boiler, WHB)和有机朗肯循环(organic Rankine cycle, ORC)低温余热发电装置组成。相关标准要求，热电联产设备天然气掺氢体积比在20%以内，其数学模型为

$$\begin{cases} P_{\text{CHP}}(t) = P_{\text{GT,e}}(t) + P_{\text{ORC,e}}(t) \\ H_{\text{CHP}}(t) = H_{\text{GT,he}}(t) \lambda_{\text{GT}} \eta_{\text{WHB}} \\ P_{\text{GT,e}}(t) = [Q_{\text{CH}_4, \text{GT}}(t) + Q_{\text{H}_2, \text{GT}}(t)] \eta_{\text{GT}}^{\text{e}} \\ H_{\text{GT,he}}(t) = [Q_{\text{CH}_4, \text{GT}}(t) + Q_{\text{H}_2, \text{GT}}(t)] \eta_{\text{GT}}^{\text{h}} \\ P_{\text{ORC,e}}(t) = H_{\text{GT,he}}(t) (1 - \lambda_{\text{GT}}) \eta_{\text{ORC}} \\ \tau_{\text{CHP}} = \frac{\frac{Q_{\text{H}_2}(t)}{\zeta_{\text{LHV,h}}}}{\frac{Q_{\text{CH}_4}(t)}{\zeta_{\text{LHV,CH}_4}} + \frac{Q_{\text{H}_2}(t)}{\zeta_{\text{LHV,h}}}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $P_{\text{CHP}}(t)$ 、 $H_{\text{CHP}}(t)$ 分别为 t 时刻CHP输出电、热功率； $P_{\text{GT,e}}(t)$ 、 $H_{\text{GT,he}}(t)$ 分别为 t 时刻GT输出电、热功率； $P_{\text{ORC,e}}(t)$ 为 t 时刻余热发电设备输出电功率； λ_{GT} 为 t 时刻GT的余热分配比； η_{WHB} 为WHB热转换效率； $Q_{\text{CH}_4, \text{GT}}(t)$ 、 $Q_{\text{H}_2, \text{GT}}(t)$ 分别为 t 时刻输入GT的甲烷、氢功率； $\eta_{\text{GT}}^{\text{e}}$ 、 $\eta_{\text{GT}}^{\text{h}}$ 分别为GT产电和产热效率； η_{ORC} 为余热发电设备发电效率； τ_{CHP} 为CHP掺氢体积比； $Q_{\text{H}_2}(t)$ 、 $Q_{\text{CH}_4}(t)$ 分别为 t 时

刻CHP氢气及甲烷消耗功率； $\zeta_{\text{LHV,CH}_4}$ 为甲烷低热值。

1.2.3 能量储存部分

储氢罐模型为

$$\begin{cases} S_{\text{Hy}}(t) = S_{\text{Hy}}(t-1) + \eta_{\text{Hy,ch}} P_{\text{Hy,ch}}(t) - \frac{P_{\text{Hy,dis}}(t)}{\eta_{\text{Hy,dis}}} \\ S_{\text{Hy}}^{\min}(t) \leq S_{\text{Hy}}(t) \leq S_{\text{Hy}}^{\max}(t) \\ S_{\text{Hy}}(0) = S_{\text{Hy}}(24) \end{cases} \quad (6)$$

式中： $S_{\text{Hy}}(t-1)$ 、 $S_{\text{Hy}}(t)$ 分别为 $t-1$ 、 t 时刻储氢罐的容量； $P_{\text{Hy,ch}}(t)$ 、 $P_{\text{Hy,dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储氢罐的储、释氢功率； $\eta_{\text{Hy,ch}}$ 、 $\eta_{\text{Hy,dis}}$ 分别为储氢罐的储、释氢效率； $S_{\text{Hy}}^{\max}(t)$ 、 $S_{\text{Hy}}^{\min}(t)$ 分别为 t 时刻储氢罐容量的上、下限； $S_{\text{Hy}}(0)$ 、 $S_{\text{Hy}}(24)$ 分别为储氢罐在一个周期(24 h)开始、结束时刻的储氢量。

电储能设备建模与储热罐类似，此处不再赘述。

2 绿证-碳交易及需求响应建模

2.1 绿证交易成本数学模型

绿证交易机制是我国为降低由弃风弃光造成能源浪费而制定的政策^[21-22]，其交易过程与碳交易机制类似。对于本文所建立的模型，绿证的售方为新能源发电商，购买方为电力用户，由行政监管部门进行新能源发电量的考核^[23]。绿证交易数学模型为

$$\begin{cases} C_{\text{GCT}} = e_{\text{gb}} (K_{\text{s}} - K_{\text{d}}) \\ K_{\text{s}} = \lambda_{\text{gb}} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{load}}(t) \\ K_{\text{d}} = \varepsilon_{\text{gb}} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{wind}}(t) \end{cases} \quad (7)$$

式中： C_{GCT} 为系统绿证交易成本； K_{s} 、 K_{d} 分别为系统需持的绿证数量配额指标和风力发电获得的绿证数量； e_{gb} 、 λ_{gb} 、 ε_{gb} 分别为绿证交易价格、绿证数量配额系数和风力发电量转化为绿证的系数； $P_{\text{load}}(t)$ 、 $P_{\text{wind}}(t)$ 分别为 t 时刻电能需求量与风力发电出力。

由于绿证数量变化会引起绿证价格变化，根据古诺模型，绿证交易市场的价格可以表示为

$$\begin{cases} e_{gb} = \alpha_{GCT} - \beta_{GCT} K_c \\ \alpha_{GCT} = e_0 \\ \beta_{GCT} = e_0 (1 - \varepsilon_{GCT}) / \lambda_{gb} \sum_{t=1}^{24} P_{load}(t) \end{cases} \quad (8)$$

式中： α_{GCT} 、 β_{GCT} 均为古诺交易模型的正值参数； K_c 为系统售出的绿证数量； e_0 为绿证基础交易价格，本文取220元/本； ε_{GCT} 为绿证交易价格比率，由历史数据得出。

2.2 电热需求响应

电力用户对电价信号的敏感度存在显著差异，基于此，价格敏感型负荷可划分为2类：可削减负荷(curtable loads, CL)与可转移负荷(shiftable loads, SL)。为量化这2类负荷的动态响应特征，本文采用价格弹性矩阵进行建模。具体模型如下：

$$\begin{cases} e(t,j) = \frac{\Delta P_L(t) \delta_j^0}{P_L^0(t) \Delta \delta_j} \\ \begin{bmatrix} \Delta P_L(1)/P_L^0(1) \\ \Delta P_L(2)/P_L^0(2) \\ \vdots \\ \Delta P_L(24)/P_L^0(24) \end{bmatrix} = \mathbf{E}(t,j) \begin{bmatrix} \Delta \delta_1/\delta_1^0 \\ \Delta \delta_2/\delta_2^0 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{24}/\delta_{24}^0 \end{bmatrix} \end{cases} \quad (9)$$

式中： $\Delta P_L(t)$ 为 t 时刻负荷变化量，其中 $t=1, 2, \dots, 24$ ； $P_L^0(t)$ 为初始负荷； $\Delta \delta_j$ 为 j 时刻的电价变化量，其中 $j=1, 2, \dots, 24$ ； δ_j^0 为初始电价； $e(t,j)$ 是价格弹性矩阵 $\mathbf{E}(t,j)$ 的元素，表示 t 时刻的负荷对 j 时刻电价的敏感程度，当 $e(t,j)<0$ 时，表示负荷不发生变化，当 $e(t,j)>0$ 时，表示负荷可转移或削减。

可削减负荷在需求响应后 t 时刻的负荷变化量 $\Delta P_{CL}(t)$ 可表示为

$$\Delta P_{CL}(t) = P_{CL}^0(t) \left[\sum_{j=1}^{24} \mathbf{E}_{CL}(t,j) \frac{\delta_j - \delta_j^0}{\delta_j^0} \right] \quad (10)$$

式中： $P_{CL}^0(t)$ 为 t 时刻可削减的负荷量； δ_j 为 j 时刻的电价； $\mathbf{E}_{CL}(t,j)$ 表示可削减负荷电价弹性矩阵，为一对角矩阵。

可转移负荷能够通过电价信息对自身进行灵活调整，将高电价时段内的负荷进行转移。可转移负荷在需求响应后 t 时刻的负荷变化量 $\Delta P_{SL}(t)$ 为

$$\Delta P_{SL}(t) = \sum_{l=1}^{24} P_{SL}^0(l) \frac{\Delta P_L(t)}{P_L^0(l)} \quad (11)$$

式中 $P_{SL}^0(t)$ 为 t 时刻初始可转移负荷量。

一些热负荷可以在低电价时发电，在高电价

期间直接使用热量。其数学模型如下：

$$\begin{cases} \Delta L_e(t) = -\gamma_e \Delta L_h(t) \\ \Delta L_e^{\min}(t) \leq \Delta L_e(t) \leq \Delta L_e^{\max}(t) \\ \Delta L_h^{\min}(t) \leq \Delta L_h(t) \leq \Delta L_h^{\max}(t) \end{cases} \quad (12)$$

式中： $\Delta L_e(t)$ 、 $\Delta L_h(t)$ 分别为 t 时刻可被替代的电负荷及热负荷量； $\gamma_e = -0.32$ ，为电-热转换系数； $\Delta L_e^{\max}(t)$ 、 $\Delta L_e^{\min}(t)$ 分别为可替代电负荷的最大、最小替代量； $\Delta L_h^{\max}(t)$ 、 $\Delta L_h^{\min}(t)$ 分别为可替代热负荷的最大、最小替代量。

2.3 目标函数

本文以系统总运行成本最低为目标构建低碳经济调度模型，目标函数为

$$f = \min(C_{CO_2} + C_{GCT} + C_{buy} + C_{wind}) \quad (13)$$

式中： f 为系统运行成本； C_{CO_2} 为碳交易成本； C_{buy} 为系统购能成本； C_{wind} 为弃风成本。

系统运行所购买的气体主要包括燃气掺氢机组所需的天然气、电转气设备除碳捕集电厂供给外所购买的 CO_2 。其成本计算式为

$$\begin{cases} C_{buy} = C_{CHP}^{CH_4} + C_{CHP}^{H_2} \\ C_{CHP}^{CH_4} = \sum_{t=1}^{24} \beta_{CH_4} Q_s^{CH_4}(t) \\ C_{CHP}^{H_2} = \sum_{t=1}^{24} \beta_{H_2} [Q_{GT}^{H_2}(t) + Q_{GB}^{H_2}(t)] \end{cases} \quad (14)$$

式中： $C_{CHP}^{CH_4}$ 、 $C_{CHP}^{H_2}$ 分别为热电联产机组购买的天然气、氢气成本； β_{CH_4} 、 β_{H_2} 分别为天然气、氢气价格； $Q_s^{CH_4}(t)$ 为 t 时刻热电联产机组天然气消耗量； $Q_{GT}^{H_2}(t)$ 、 $Q_{GB}^{H_2}(t)$ 分别为 t 时刻热电联产机组、燃气锅炉的耗氢量。

碳交易成本、弃风成本计算方法详见文献[24]，此处不再赘述。

2.4 约束条件

系统包括电、热、气、氢4种能量流，功率平衡约束条件如下：

$$\begin{cases} P_{out}(t) + P_{wind}(t) + P_{CHP}(t) + P_{ES,dis}(t) - P_{EL}(t) = \\ L_e(t) + \Delta P_{CL}(t) + \Delta P_{SL}(t) + \Delta L_e(t) + P_{ES,ch}(t) \\ P_{EL}^h(t) + P_{MR,rc}(t) + P_{HFC,h}(t) + H_{CHP}(t) + H_{HST,dis}(t) = \\ L_h(t) + \Delta L_h(t) + H_{HST,ch}(t) - H_{GB,h}(t) \\ P_{MR,h}(t) + P_{HFC,h}(t) + Q_{H_2,GT}(t) + Q_{H_2,GB}(t) + \\ P_{Hy,ch}(t) = Q_{H_2}(t) + P_{Hy,dis}(t) \\ P_{MR,gas}(t) + P_{gas,buy}(t) = Q_{CH_4,GT}(t) + Q_{CH_4,GB}(t) \end{cases} \quad (15)$$

式中： $L_e(t)$ 、 $L_h(t)$ 分别为 t 时刻需求响应前电、热负荷； $P_{ES, ch}(t)$ 、 $P_{ES, dis}(t)$ 分别为 t 时刻电储能充、放电功率； $H_{HST, ch}(t)$ 、 $H_{HST, dis}(t)$ 分别为 t 时刻储热罐充、放热功率； $H_{GB, h}(t)$ 为GB产热功率； $Q_{H_2, GB}(t)$ 、 $Q_{CH_4, GB}(t)$ 分别为 t 时刻GB消耗的氢气及天然气功率； $P_{gas, buy}(t)$ 为 t 时刻购买天然气功率。

系统热电联产机组出力约束、风电出力约束、碳捕集设备约束详见文献[25]，此处不再赘述。

3 算例分析

3.1 求解流程及场景信息

本文选取中国西北地区某综合能源系统进行仿真分析，系统包含1个由火电厂改造而来的碳捕集电厂、1个大型电转气设备、1台热电联产机组、1个燃气锅炉及1个大型风电厂。系统内电、热负荷使用对象包括商用写字楼群、商贸企业、物流仓库、3个污水处理厂及周边居民用户。目前系统正在持续建设，根据招商引资计划，未来将引入数据中心、医院等更多民用设施。

图2为典型日系统电力和热力负荷需求曲线以及风电输出功率预测曲线，可知，电力负荷最大值为748.80 MW，热力负荷最大值为148.31 MW。为验证本文建立的考虑氢能多元化利用的综合能源系统模型在低碳经济方面的有效性，设置4个场景进行对比分析，场景信息如表1所示，系统中各设备参数如表2所示，分时电价如表3所示。系统求解使用MATLAB平台编写程序并调用

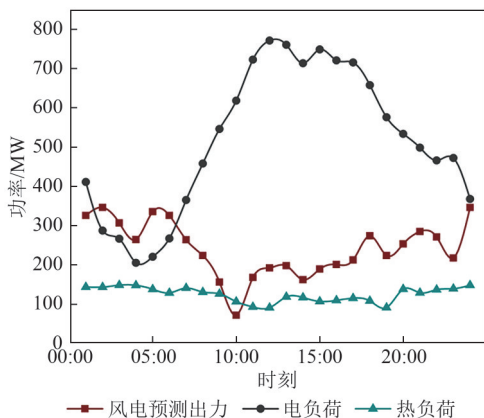


图2 电、热负荷以及风电预测曲线

Fig. 2 Forecast curves of electrical load, thermal load and wind power

CPLEX进行求解。使用的硬件配置如下：AMD Ryzen 7-5800H处理器，16 GB运行内存。

表1 场景信息

Tab. 1 Scenario information

场景	HFC	P2G	CHP	CCPP	余热回收
1	×	×	×	×	×
2	×	√	×	√	×
3	√	√	√	×	×
4	√	√	√	√	√

表2 设备参数

Tab. 2 Equipment parameters

设备	最大出力/MW	最小出力/MW	爬坡约束/%
CCPP	400	50	20
CHP	200	20	20
GB	80	0	20
P2G	200	0	20
ES	120	10	20

表3 分时电价

Tab. 3 Time-of-use electricity prices

时段	区间	电价/[元/(kW·h)]
峰	09:00—12:00; 19:00—22:00	1.25
平	08:00—09:00; 12:00—19:00	0.80
谷	00:00—08:00; 22:00—24:00	0.40

3.2 调度结果及分析

4种场景的风电出力及调度结果如表4所示。可知，场景4在总成本、净碳排量等指标上取得了最优结果。相较于场景1，场景4的总成本降低141.60万元，降幅达到55%，净碳排量降低3 818.68 t，降幅达到63%。对比未考虑氢能多元化利用的场景2，场景4的总成本降低124.94万元，降幅为52%，净碳排量降低1 274.17 t，降幅为37%。与同样考虑氢能多元化利用的场景3相

表4 各场景成本构成

Tab. 4 Cost breakdown of different scenarios

指标	场景			
	1	2	3	4
总成本/万元	256.72	240.06	213.59	115.12
燃料成本/万元	56.52	134.13	223.26	221.72
碳交易成本/万元	24.08	1.50	-91.10	-84.05
绿证成本/万元	-28.93	-31.72	-58.72	-66.21
购电成本/万元	117.62	80.20	49.24	6.00
购气成本/万元	82.29	6.12	51.65	0
净碳排量/t	5 978.03	3 433.52	2 217.88	2 159.35
碳封存成本/万元	0.56	6.13	39.27	37.66
风电消纳率/%	94.22	98.21	100	100

比, 场景4的总成本降低98.47万元, 净碳排放降低58.53 t, 效果并不明显, 但购电成本与购气成本分别降低43.24万元与51.65万元, 降幅分别达到88%与100%, 体现出本文方法在能源成本方面的优势。

场景2在需求响应后的电负荷与热负荷曲线如图3所示。可知, 对于电负荷而言, 高电价时段的部分负荷被转移至低电价时段。在10:00—17:00, 部分可转移负荷被转移至负荷低谷时间段, 实现了削峰填谷。而热量需求高峰期(00:00—09:00、20:00—24:00), 部分热负荷则被转移至低谷时间内, 平滑了热能曲线。

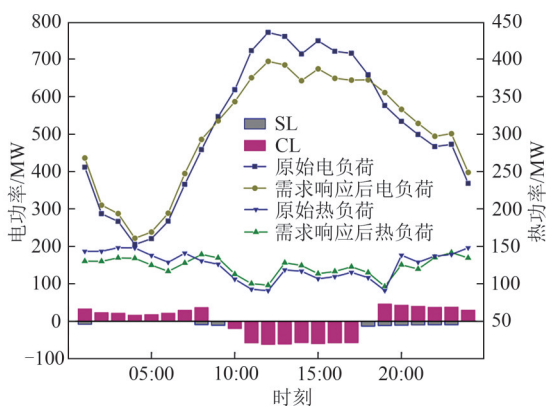
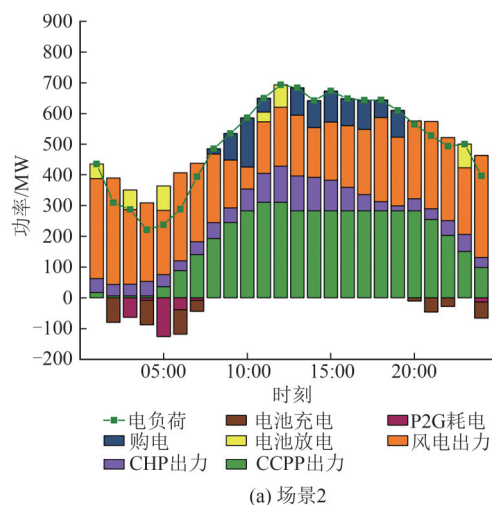


图3 电、热需求响应图

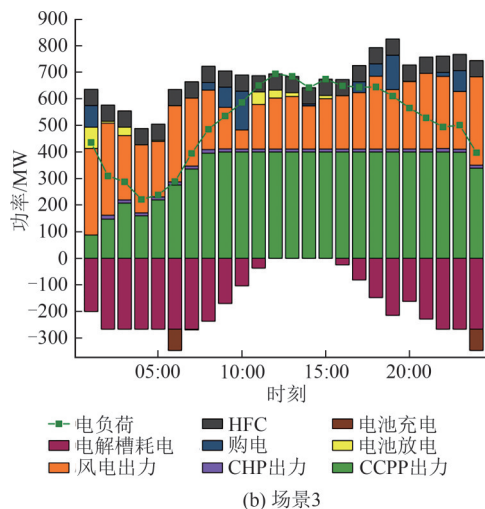
Fig. 3 Diagram of electricity and thermal demand response

场景2到场景4的各机组日前逐时出力情况如图4所示, 可知, 场景2的电能大部分由CCPP与CHP发电提供, 虽然风电消纳率有所提高, 但是综合能源利用效率并不高。原因在于P2G在制取甲烷的过程中, 由风电与CCPP提供的电解水制氢耗能和氢气甲烷化耗能中有大量的能量以热能的形式流失。因此, 系统仍需购买天然气, 并利用CHP和GB产热, 以满足热负荷需求。

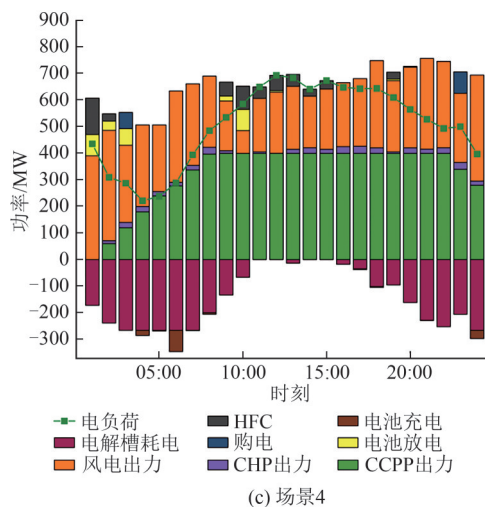
对比场景2与场景3, 场景3的外网购电量明显降低, 而大部分风电被用来进行电解水制氢, 尤其在夜间(03:00—07:00)风电高发期间, 风电全部被用来进行电解水制氢, 同时电负荷由储能设备与CCPP发电满足。相比场景2, 虽然CHP发电量减少, 但是场景3增大了CCPP出力, 这也增大了碳捕集设备捕集力度, 使得场景3的碳排量与



(a) 场景2



(b) 场景3



(c) 场景4

图4 场景2—4电功率平衡图

Fig.4 Diagrams of electric power balance under scenarios 2-4

购气费用得以降低。

在场景4中, CCPP出力降低, 系统从外网购电量最少, 仅在夜间有少量购电, 这大幅降低了

系统购电费用。结合表4可知，场景4购气费用为0元，这表明P2G设备生成的甲烷被用来供给CHP与GB设备产电产热。此外，CHP的发电量比场景3略有增高。在00:00—09:00、20:00—24:00，由于风电出力较大，而电力负荷较低，系统降低了CCPP与CHP机组出力，同时使电储能与P2G设备开始工作以消纳风电。在09:00—12:00，由于电负荷需求量开始增大，系统提高了CCPP出力，而风力发电量减少，P2G设备此时运行并不能带来经济效益，因此减少了产气量。在12:00—16:00，电解槽几乎未进行制氢，电负荷主要由CCPP、风电、HFC供给。

图5为场景4热功率平衡图。在热量需求的低谷时段(10:00—13:00、18:00—20:00)，GB与CHP的供热量明显降低，热负荷由HFC产热与P2G热回收供应。而在热量需求高峰时期(00:00—09:00、13:00—18:00、20:00—24:00)，电负荷相对较低，CHP与GB的产热量增大。此时P2G回收的热量最高，原因在于此时间段内风电被用于电解水制氢，从电解槽与甲烷化反应器回收的热量较为可观，同时氢气量的增大也使得HFC产热量增大，从而协同满足热能需求。

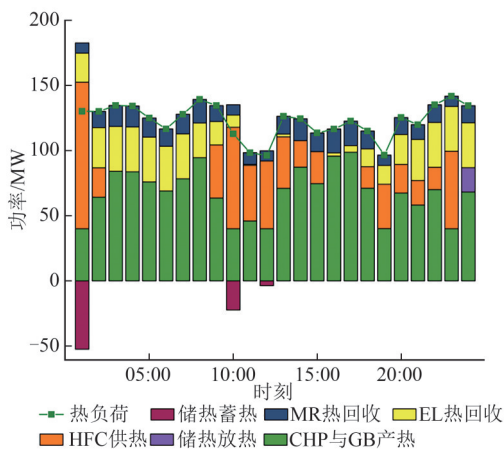


图5 场景4热功率平衡图

Fig. 5 Diagram of thermal power balance under scenario 4

图6为场景3、4系统氢气功率平衡图。可知，在场景3中，P2G设备运行产生的氢气大部分用于HFC产电产热，这种方式对氢能的利用较为直接，但也导致系统天然气产能减少，而由于CHP掺氢量减少，又导致系统购气成本增加。

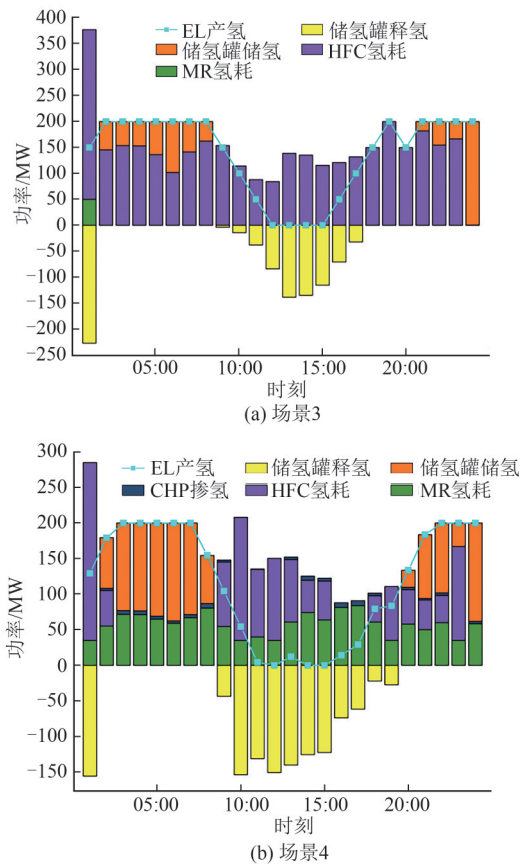


图6 场景3、4氢功率平衡图

Fig. 6 Diagrams of hydrogen power balance under scenarios 3-4

3.3 绿证交易对系统运行的影响

图7展示了绿证交易价格与系统碳排放量、系统运行成本之间的关系。可知，当绿证价格处于100~249元/本时，系统碳排放量与绿证交易价格的关联性较弱，而当绿证价格升至250~280元/本

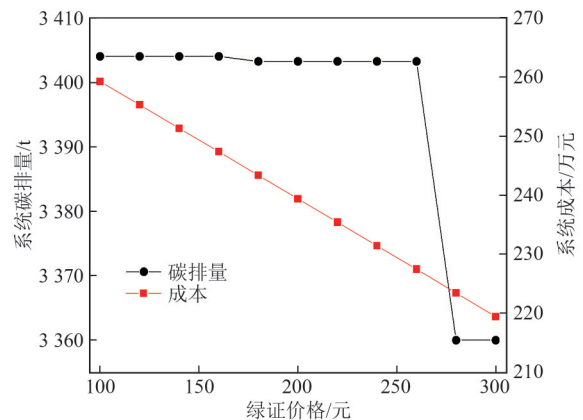


图7 绿证价格与系统碳排放量、运行成本的关系

Fig. 7 Relationship between green certificate price, system carbon emission and operating cost

时,系统碳排放量显著下降,最大降幅达956.68 t。这一现象源于绿证价格突破临界值后,交易收益的边际激励效应凸显:系统通过降低火电机组出力、提升清洁能源占比等方式优化能源结构,减少自身用能需求,从而将节省的绿证配额投入市场交易,在降低碳排放的同时通过绿证收益对冲运行成本。

4 结论

细化了综合能源系统中氢能与热能的利用方式,结合需求响应及绿证-碳交易机制建立了综合能源系统数学模型并进行了仿真。主要得出以下结论:

1) 与仅含有碳捕集、电转气的综合能源系统相比,考虑氢能多元化利用的综合能源系统的总运行成本降低了55%,碳排放量降低了37%,且实现了风电的全额消纳。这表明对氢能与热能的细化利用不仅能够带来巨大的经济收益,还能够促进新能源的利用。

2) 加入P2G设备热回收过程后,CHP与GB机组的供热量降低,系统购电与购气成本大幅降低,提高了综合能源系统低碳经济效益。

3) 绿证市场中绿证价格与配额系数对系统运行的影响较大。过高或过低的配额系数与绿证价格对可再生能源的发展与利用均不利。为促进绿证市场的健康发展和市场的稳定,发电商应选择合适的绿证价格进行交易,政府应选择合理的绿证配额系数。

4) 所建综合能源系统调度模型未考虑风电出力的不确定性,未来可在此基础上继续深入研究风电出力不确定性对系统运行带来的风险问题。

参考文献

[1] 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 S X, WANG D Y, CHENG H Z, 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.

[2] 姜红丽,刘羽茜,冯一铭,等.碳达峰、碳中和背景下“十四五”时期发电技术趋势分析[J].发电技术,2022,43(1):54-64.
JIANG H L, LIU Y X, FENG Y M, et al. Analysis of power generation technology trend in 14th Five-Year Plan under the background of carbon peak and carbon neutrality[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(1): 54-64.

[3] 陈正曦,余轶,梁才浩,等.全球能源互联网框架下的清洁能源多能互补协同开发[J].全球能源互联网,2023,6(2):126-138.
CHEN Z X, YU Y, LIANG C H, et al. Coordinative development of multi clean energy complementation based on global energy interconnection[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(2): 126-138.

[4] 邵志刚,衣宝廉.氢能与燃料电池发展现状及展望[J].中国科学院院刊,2019,34(4):469-477.
SHAO Z G, YI B L. Developing trend and present status of hydrogen energy and fuel cell development[J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2019, 34(4): 469-477.

[5] 赵振利,王刚.美欧氢能发展战略及对我国的启示[J].南方能源建设,2023,10(3):97-103.
ZHAO Z L, WANG G. Hydrogen energy development strategy of America and Europe and its enlightenment to China[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(3): 97-103.

[6] 黄宣旭,沈威,丁光宏.上海城市碳中和与氢能应用场景研究[J].南方能源建设,2023,10(3):11-22.
HUANG X X, SHEN W, DING G H. Research on urban carbon neutrality and hydrogen energy application scenarios in Shanghai[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(3): 11-22.

[7] 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 H W, WU J H, WANG J Y, 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.

[8] 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 Y, HU Z J, CHEN J P, 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.
- [9] 马艳霞, 周静涵, 董晓晶, 等. 计及不确定性和混合储能设备的综合能源系统多目标优化调度模型[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(3): 19-32.
MA Y X, ZHOU J H, DONG X J, et al. Multi-objective optimal scheduling model for multi-energy system considering uncertainty and hybrid energy storage devices[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(3): 19-32.
- [10] 降国俊, 崔双喜, 樊小朝, 等. 考虑电转氢气过程及综合需求响应的电-氢-气综合能源系统协调优化运行[J]. 可再生能源, 2021, 39(1): 88-94.
JIANG G J, CUI S X, FAN X C, et al. Electric-hydrogen-gas integrated energy system considering E2H conversion process and comprehensive demand response coordination and optimization of operation[J]. Renewable Energy Resources, 2021, 39(1): 88-94.
- [11] 邓智宏, 江岳文. 考虑制氢效率特性的风氢系统容量优化[J]. 可再生能源, 2020, 38(2): 259-266.
DENG Z H, JIANG Y W. Optimal sizing of a wind-hydrogen system under consideration of the efficiency characteristics of electrolyzers[J]. Renewable Energy Resources, 2020, 38(2): 259-266.
- [12] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 122-132.
BI R, WANG X G, YUAN H K, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122-132.
- [13] HOU H, LIU P, XIAO Z F, et al. Capacity configuration optimization of standalone multi-energy hub considering electricity, heat and hydrogen uncertainty[J]. Energy Conversion and Economics, 2021, 2(3): 122-132.
- [14] 张虹, 孟庆尧, 王明晨, 等. 考虑火电机组参与绿证购买交易的含氢综合能源系统经济低碳调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 26-35.
ZHANG H, MENG Q Y, WANG M C, et al. Economic and low-carbon dispatch strategy of a hydrogen-containing integrated energy system considering thermal power units participating in green certificate purchase trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 26-35.
- [15] WU Q L, LI C X. Modeling and operation optimization of hydrogen-based integrated energy system with refined power-to-gas and carbon-capture-storage technologies under carbon trading[J]. Energy, 2023, 270: 126832.
- [16] 赵振宇, 李焯薪. 基于阶梯碳交易的碳捕集电厂-电转气虚拟电厂低碳经济调度[J]. 发电技术, 2023, 44(6): 769-780.
ZHAO Z Y, LI X X. Low-carbon economic dispatch based on ladder carbon trading virtual power plant considering carbon capture power plant and power-to-gas[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(6): 769-780.
- [17] 董瑞, 高林, 何松, 等. CCUS技术对我国电力行业低碳转型的意义与挑战[J]. 发电技术, 2022, 43(4): 523-532.
DONG R, GAO L, HE S, et al. Significance and challenges of CCUS technology for low-carbon transformation of China's power industry[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(4): 523-532.
- [18] 胡道成, 王睿, 赵瑞, 等. 二氧化碳捕集技术及适用场景分析[J]. 发电技术, 2023, 44(4): 502-513.
HU D C, WANG R, ZHAO R, et al. Research on carbon dioxide capture technology and suitable scenarios[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(4): 502-513.
- [19] 侯成龙, 来振亚, 陈嘉映, 等. 浙江省碳捕集利用与封存技术研究进展[J]. 南方能源建设, 2024, 11(5): 26-36.
HOU C L, LAI Z Y, CHEN J Y, et al. Research review of CO₂ capture, utilization and storage technology in Zhejiang Province[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(5): 26-36.
- [20] 王灿, 李欣然, 赵积红, 等. 基于P2G与富氧燃烧联合运行的多能源低碳调度[J]. 电力工程技术, 2023, 42(3): 139-148.
WANG C, LI X R, ZHAO J H, et al. Low carbon scheduling of multi-energy system based on power to gas combined with oxygen enriched combustion[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 139-148.
- [21] 陈图南, 李文萱, 李云, 等. “双碳”背景下碳-绿证-电力市场耦合机制综述[J]. 广东电力, 2024, 37(8): 14-25.
CHEN T N, LI W X, LI Y, et al. Review on coupling mechanism of carbon, green certificate and power market under the background of carbon peaking and carbon neutrality[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(8): 14-25.
- [22] 张硕, 肖阳明, 李英姿, 等. 新型电力系统电-碳-绿证市场协同运行的区块链关键技术[J]. 电力建设, 2023, 44(11): 1-12.

- ZHANG S, XIAO Y M, LI Y Z, et al. Collaborative operation of electricity-carbon-green market of new-type power system based on blockchain technology[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(11): 1-12.
- [23] 刘晓军, 聂凡杰, 杨冬锋, 等. 碳捕集电厂-电转气联合运行模式下考虑绿证-碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2207-2222.
- LIU X J, NIE F J, YANG D F, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering green certificates-carbon trading mechanism under CCPP-P2G joint operation model[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2207-2222.
- [24] 葛淑娜, 张彩玲, 王爽, 等. 计及氢能多元利用和绿证-碳联合交易的综合能源系统优化运行[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 231-237.
- GE S N, ZHANG C L, WANG S, et al. Optimal operation of integrated energy system considering multi-utilization of hydrogen energy and green certification-carbon joint trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 231-237.
- [25] 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 D Y, LIU F, LIU S. 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.

收稿日期: 2024-05-14。

修回日期: 2024-08-30。

作者简介:



马恺

马恺(1997), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化运行, 1071334972@qq.com;



袁至

袁至(1984), 男, 博士, 副教授, 研究方向为可再生能源发电与并网控制, 本文通信作者, yzisthecure@163.com。

(责任编辑 苗雪连)