

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240247

计及 P2G 及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度

李红伟¹, 吴佳航¹, 王佳怡², 张亦霏³, 刘玲园¹

(1. 西南石油大学电气信息学院, 四川 成都 610500; 2. 昆仑能源有限公司, 北京 100007;
3. 国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610000)

摘要: 在“双碳”目标下, 为提高风光能源利用效率、优化资源配置、促进综合能源系统降碳减排, 提出了一种风光氢储综合能源系统低碳经济调度模型。首先, 考虑氢能作为新型储能能源所具有的低碳特性和调度优势, 引入两阶段运行的电转气(power-to-gas, P2G)技术模型, 以氢能为连接纽带, 实现了系统内电、热、气能之间的耦合传递。其次, 引入碳捕集设备及阶梯式碳交易机制, 以进一步降低系统的碳排放。然后, 构建以购能成本、碳交易成本、运行成本和弃风弃光成本最小为目标的低碳经济调度模型, 并运用 CPLEX 求解器进行求解。最后, 通过对多个运行情景的优化结果对比分析, 验证了模型在消纳风光出力、促进系统深度脱碳、推动多能源互补和增加系统经济效益方面的有效性。

关键词: 氢能; 阶梯式碳交易; P2G; 碳捕集; 综合能源系统

Low-carbon economic dispatch of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system considering P2G and carbon capture

LI Hongwei¹, WU Jiahang¹, WANG Jiayi², ZHANG Yifei³, LIU Lingyuan¹

(1. College of Electrical Engineering and Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;
2. Kunlun Energy Company Limited, Beijing 100007, China; 3. Chengdu Power Supply Company,
State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610000, China)

Abstract: Given the goal of “dual-carbon”, to improve the utilization efficiency of wind and solar energy, optimize the allocation of resources and promote the carbon reduction of the integrated energy system (IES), a low-carbon economic scheduling model of a wind, solar, and hydrogen storage integrated energy system is proposed. First, considering the low-carbon characteristics and dispatching advantages of hydrogen energy as a new type of energy storage, a two-stage operation P2G model is introduced to realize the coupled transfer between electricity, heat and gas energy in the system with hydrogen energy as the connecting link. Secondly, carbon capture equipment and a stepped carbon trading mechanism are introduced to further reduce the carbon emission of the system. Then, a low-carbon economic dispatching objective is constructed to minimize the energy purchase, carbon trading, operational and wind and light abandonment costs, and the CPLEX solver is used to solve the problem. Finally, by comparing and analyzing the optimal results of several operating scenarios, the effectiveness of the model in absorbing wind and solar power output, promoting deep decarbonization of the system, promoting multi energy complementarity, and increasing system economic benefits are verified.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51905457).

Key words: hydrogen energy; stepped carbon trading; P2G; carbon capture; integrated energy system

0 引言

全球温室效应突出, 多种环境问题影响着社会

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51905457); 国家社会科学基金项目资助(22XGL019)

总体发展, 以二氧化碳为主的温室气体大量排放是其主要原因之一^[1]。中国能源行业碳排放量占总体排放量的30%左右, 是中国碳排放的主要来源之一。随着“双碳”目标的提出, 在全球范围内, 能源结构转型的推进和碳减排已成为可持续发展的关键环节^[2]。目前如风光等可再生清洁能源份额占比不断

增大, 其间歇性和不确定性给能源系统的运行和调度带来了挑战。为了提高能源综合利用效率, 降低能源消耗成本及减少碳排放, 发展综合能源系统 (integrated energy system, IES) 已成为重中之重^[3-4]。

IES 可以耦合风电、光伏、燃料电池等多种能源实现联合供应^[5-6]。风光氢储综合能源系统作为 IES 的一种新型形式, 将风电、光伏和氢能等多种能源技术相互融合, 进一步促进了 IES 运行的低碳经济性^[7-9]。但由于传统储能技术无法完全消纳风光电力, 导致了能源浪费和系统效率降低。在此背景下, 引入电转气 (power-to-gas, P2G) 技术成为提高风光氢储综合能源系统性能的重要途径。P2G 技术可以将过剩的风电及光伏转化为天然气和氢能, 提高了系统的能源利用效率, 可实现系统电能、氢能、天然气的有效互联^[10]。文献[11]基于 P2G 技术提出了一种虚拟综合能源系统框架, 实现了可再生能源的大规模储存, 提高了能源利用效率。文献[12]构建了一种考虑 P2G 运行成本的多目标综合能源系统日前调度模型, 以 9 节点能源集线器系统为例进行了仿真, 验证了模型在提高系统风电消纳能力及运行经济性方面的有效性。文献[13]提出了基于 P2G 及微网型能源集线器的经济最优日前调度方法, 对比分析多场景下风电的消纳能力, 表明此方法具有良好的经济性。文献[14]提出了 P2G 设备与光伏设备的联合配置方法, 同时考虑了阶梯式碳交易机制对优化配置结果的影响。

风光氢储综合能源系统存在碳排放管理的问题, 碳捕集与封存技术 (carbon capture and storage, CCS) 通过捕捉和储存碳排放, 可以减少 IES 的碳足迹, 实现低碳化目标, 同时捕捉到的碳可以供给 P2G 运行, 实现系统运行的经济性^[15]。文献[16]提出了一种 P2G 与碳捕集电厂协调运行的综合能源系统低碳经济调度方法, 算例证明此方法可实现综合能源系统的低碳化目标。文献[17]研究了有关碳捕集电厂与风电电力系统的综合低碳优化调度模型, 算例验证了模型的低碳性和经济性。文献[18]提出了一种含 P2G 和碳捕集的 IES 优化调度模型, 通过仿真验证分析了其电、热、气、碳耦合特性, 降低了系统的碳排放和运行成本。为进一步提升 IES 的经济性和低碳性, 可在优化中引入碳交易机制^[19]。文献[20]引入阶梯型碳交易, 提出了风光储联合系统的两阶段分布鲁棒优化调度模型。文献[21]提出了考虑碳交易和负荷不确定性的综合能源系统规划模型, 算例表明该系统具有良好的低碳性和经济性。文献[22]对比分析了多种碳交易机制, 提出了考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调

度方法。

上述研究中考虑了 P2G、碳捕集和阶梯式碳交易等模型, 在促进 IES 经济性和碳减排方面有一定效果, 但针对氢作为连接纽带在组合模型中的优势研究还存在不足。氢可应用于电力系统“源、网、荷”各个环节: 借助氢储能的大规模和长时间存储特性, 可在电源侧实现弃风弃光的大量消纳; 氢能通过 P2G、氢燃料电池热电联供等技术实现向气能、热能的转化, 可在电网侧优化系统的整体能源配置, 结合其本身的清洁性, 达到大规模降碳的效果; 氢向电、气、热各能源的灵活转化也大大推动了负荷侧的多能源互补运行。本文加入两阶段运行的 P2G 模型、碳捕集模型及阶梯式碳交易机制, 并综合考虑风光氢储综合能源系统中的热电联产机组 (combined heat and power, CHP) 热电比可调、各储能设备的充放最大功率参数等, 与氢能联合运行, 旨在更大限度地发挥氢能的低碳性与灵活性, 以达到降低碳排放成本、提高能源转化效率的效果。构建了以购能成本、碳交易成本、运行成本、弃风弃光成本最小为目标的优化函数, 深入探讨了组合模型在电力系统“源、网、荷”各侧的优化效果, 及其对于系统经济性的影响。通过分析对比不同情景的调度结果, 验证所提策略的有效性。

1 风光氢储综合能源系统模型

本文所提出的风光氢储综合能源系统电-气-热耦合模型包括发电单元、储能单元、P2G 单元、耦合设备单元等。系统框架如图 1 所示。

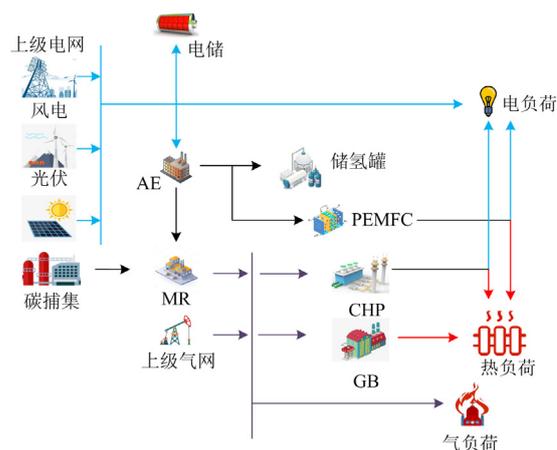


图 1 IES 框图

Fig. 1 IES block diagram

发电单元包含风电及光伏机组, 为 IES 提供清洁能源, 储能单元包含电、热、气、氢 4 种储能形式。P2G 系统通过制氢装置、燃料电池、甲烷反应

器(methane reactor, MR)等耦合设备循环运行: 利用碱性电解槽(alkaline electrolyzer, AE)在系统电能过剩时制氢, 储存的氢气可通过质子交换膜燃料电池(proton exchange membrane fuel cells, PEMFC)在系统电能缺额时直接燃烧实现热电联合供应, 也可经过 MR 设备转化为天然气供给燃气锅炉(gas boiler, GB)使用; 气负荷由上级购气和 MR 供应联合满足。系统运行、P2G 反应过程及碳捕集捕捉的二氧化碳均通过阶梯式碳交易机制进行核算。

1.1 两阶段运行的 P2G 模型

P2G 设备通过两阶段运行方式将电力转化为燃料气体, 其运行模式如图 2 所示。第一阶段, 富裕风光出力通过 AE 转化为氢气储存, 基于氢储能可大规模、长时间存储和应用灵活等特性, 可实现可再生能源的大量消纳; 第二阶段, 氢气通过燃料电池直接进行热电联供, 或通过甲烷化过程转化为天然气, 通过灵活选择氢气利用方式, 可以推动系统能效提升。P2G 设备在大量消纳风光出力的同时, 可以有效促进系统中电能和天然气的耦合, 实现多能互补, 提升系统运行的稳定性和经济性。同时, P2G 运行中甲烷化过程还可吸收一部分二氧化碳, 提升综合能源系统的环境效益。

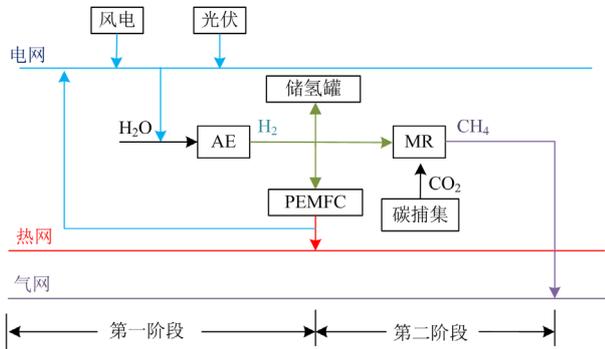


图 2 P2G 运行框图

Fig. 2 P2G operation diagram

1) AE 设备

水电解制氢通过电化学反应将离子水电解, 从而产生氢气和氧气。功率模型可表示为

$$\begin{cases} P_{AE,t} = \lambda_{H_2} P_{cAE,t} \\ P_{cAE,\min} \leq P_{cAE,t} \leq P_{cAE,\max} \\ \Delta P_{cAE,\min} \leq P_{cAE,t+1} - P_{cAE,t} \leq \Delta P_{cAE,\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{AE,t}$ 为 AE 在 t 时段的输出氢功率, MW; λ_{H_2} 为 AE 的制氢效率; $P_{cAE,t}$ 为 AE 在 t 时段的输入电功率, MW; $P_{cAE,\min}$ 和 $P_{cAE,\max}$ 分别为 AE 的最小和

最大输入电功率, MW; $\Delta P_{cAE,\min}$ 和 $\Delta P_{cAE,\max}$ 分别为 AE 的爬坡下、上限, MW。

2) MR 设备

氢气甲烷化制备天然气的过程在甲烷反应器中发生, 其原理是在催化剂条件下, 氢气还原一氧化碳和二氧化碳生成甲烷和水, 从而合成天然气。功率模型可表示为

$$\begin{cases} P_{MR,t} = \lambda_{CH_4} P_{H_2MR,t} \\ P_{H_2MR,\min} \leq P_{H_2MR,t} \leq P_{H_2MR,\max} \\ \Delta P_{H_2MR,\min} \leq P_{H_2MR,t+1} - P_{H_2MR,t} \leq \Delta P_{H_2MR,\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{MR,t}$ 为 MR 设备输出的天然气功率, MW; λ_{CH_4} 为甲烷反应器的天然气转化效率; $P_{H_2MR,t}$ 为甲烷反应器的输入氢功率, MW; $P_{H_2MR,\min}$ 和 $P_{H_2MR,\max}$ 分别为甲烷反应器的最小和最大的输入氢功率, MW; $\Delta P_{H_2MR,\min}$ 和 $\Delta P_{H_2MR,\max}$ 分别为甲烷反应器的爬坡下、上限, MW。

3) PEMFC 设备

氢燃料电池发电是基于氧化还原反应, 在电堆模块中由于电子运动产生电势, 进而将产生的电能输送给电网^[23]。其功率模型可表示为

$$\begin{cases} P_{ePEM,t} = \partial_e P_{H_2PEM,t} \\ P_{hPEM,t} = \partial_h P_{H_2PEM,t} \\ P_{H_2PEM,\min} \leq P_{H_2PEM,t} \leq P_{H_2PEM,\max} \\ \Delta P_{H_2PEM,\min} \leq P_{H_2PEM,t+1} - P_{H_2PEM,t} \leq \Delta P_{H_2PEM,\max} \\ K_{PEM,\min} \leq P_{hPEM,t} / P_{ePEM,t} \leq K_{PEM,\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{H_2PEM,t}$ 为 t 时段输入到氢燃料电池的氢功率, MW; $P_{ePEM,t}$ 和 $P_{hPEM,t}$ 分别为氢燃料电池的发电功率和制热功率, MW; ∂_e 和 ∂_h 分别为氢燃料电池电、热转化效率; $P_{H_2PEM,\min}$ 和 $P_{H_2PEM,\max}$ 分别为氢燃料电池的最小和最大输入功率, MW; $\Delta P_{H_2PEM,\min}$ 和 $\Delta P_{H_2PEM,\max}$ 分别为氢燃料电池的爬坡下、上限, MW; $K_{PEM,\max}$ 和 $K_{PEM,\min}$ 分别为 PEMFC 的热电比上、下限, MW。

1.2 其他设备模型

1) CHP 设备

CHP 可以促进系统供电供热一体化, 将燃烧天然气发电过程中的废热提供给热负荷, 提高系统的能量利用效率。热电比可以反映热和电在能量数量上的关系, 合理的热电比可以优化系统与负荷间的匹配程度, 热电比可调的 CHP 设备模型可表示为

$$\begin{cases} P_{\text{cCHP},t} = \beta_e P_{\text{gCHP},t} \\ P_{\text{hCHP},t} = \beta_h P_{\text{gCHP},t} \\ P_{\text{gCHP},\min} \leq P_{\text{gCHP},t} \leq P_{\text{gCHP},\max} \\ \Delta P_{\text{gCHP},\min} \leq P_{\text{gCHP},t+1} - P_{\text{gCHP},t} \leq \Delta P_{\text{gCHP},\max} \\ K_{\text{CHP},\min} \leq P_{\text{hCHP},t} / P_{\text{gCHP},t} \leq K_{\text{CHP},\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{\text{gCHP},t}$ 为 t 时段 CHP 输入的天然气功率, MW; β_e 和 β_h 分别为 CHP 机组电、热转化效率; $P_{\text{cCHP},t}$ 和 $P_{\text{hCHP},t}$ 分别为 CHP 的电、热输出功率, MW; $P_{\text{gCHP},\min}$ 和 $P_{\text{gCHP},\max}$ 分别为 CHP 的最小和最大输入功率, MW; $\Delta P_{\text{gCHP},\min}$ 和 $\Delta P_{\text{gCHP},\max}$ 分别为 CHP 的爬坡下、上限, MW; $K_{\text{CHP},\min}$ 和 $K_{\text{CHP},\max}$ 分别为 CHP 的热电比下、上限, MW。

2) GB 设备

GB 通过燃烧天然气为热负荷供能, 其模型可表示为

$$\begin{cases} P_{\text{hGB},t} = \delta P_{\text{gGB},t} \\ P_{\text{gGB},\min} \leq P_{\text{gGB},t} \leq P_{\text{gGB},\max} \\ \Delta P_{\text{gGB},\min} \leq P_{\text{gGB},t+1} - P_{\text{gGB},t} \leq \Delta P_{\text{gGB},\max} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{\text{gGB},t}$ 为 GB 在 t 时段的输入气功率, MW; $P_{\text{hGB},t}$ 为 GB 在 t 时段的输出热功率, MW; δ 为 GB 的能量转换效率; $P_{\text{gGB},\min}$ 和 $P_{\text{gGB},\max}$ 分别为 GB 的最小和最大输入气功率, MW; $\Delta P_{\text{gGB},\min}$ 和 $\Delta P_{\text{gGB},\max}$ 分别为 GB 的爬坡下、上限, MW。

3) 储能设备

基于文献[24]对电、热、气、氢储能设备进行建模。考虑到现实中储能设备充放电所能达到的最大功率并不是额定容量值, 故引入充放最大功率参数。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{es},n,t}^{\text{cha}} \leq \lambda_{\text{es}} B_{\text{es},n,t}^{\text{cha}} P_{\text{es},n,\max} \\ 0 \leq P_{\text{es},n,t}^{\text{dis}} \leq \lambda_{\text{es}} B_{\text{es},n,t}^{\text{dis}} P_{\text{es},n,\max} \\ P_{\text{es},n,t} = P_{\text{es},n,t}^{\text{cha}} \eta_{\text{es},n}^{\text{cha}} - P_{\text{es},n,t}^{\text{dis}} / \eta_{\text{es},n}^{\text{dis}} \\ S_{n,t} = S_{n,t-1} + P_{\text{es},n,t} / P_{\text{es},n,\max} \\ S_{n,1} = \psi_0 P_{\text{es},n,\max} \\ S_{n,T} = S_{n,T} \\ B_{\text{es},n,t}^{\text{cha}} + B_{\text{es},n,t}^{\text{dis}} = 1 \\ \psi_1 P_{\text{es},n,\max} \leq S_{n,t} \leq \psi_2 P_{\text{es},n,\max} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{\text{es},n,t}^{\text{cha}}$ 、 $P_{\text{es},n,t}^{\text{dis}}$ 分别为各储能装置 t 时段的充、放功率, MW; $B_{\text{es},n,t}^{\text{cha}}$ 、 $B_{\text{es},n,t}^{\text{dis}}$ 分别为充、放状态参数, 均为二进制变量, $B_{\text{es},n,t}^{\text{cha}} = 1$ 、 $B_{\text{es},n,t}^{\text{dis}} = 0$ 表示装置处

于充能状态, $B_{\text{es},n,t}^{\text{cha}} = 0$ 、 $B_{\text{es},n,t}^{\text{dis}} = 1$ 表示装置处于放能状态; $P_{\text{es},n,t}$ 为各储能装置 t 时段最终的输出功率, MW; $\eta_{\text{es},n}^{\text{cha}}$ 、 $\eta_{\text{es},n}^{\text{dis}}$ 分别为各储能装置的充、放效率; $S_{n,t}$ 各储能装置 t 时段的容量, MW; $S_{n,t-1}$ 为各储能装置 $t-1$ 时段的容量, MW; $S_{n,1}$ 、 $S_{n,T}$ 分别为各储能装置始末时段的容量, MW; $P_{\text{es},n,\max}$ 为各储能装置额定容量, MW; λ_{es} 为各储能设备的充放最大功率参数; ψ_0 为各储能装置初始容量参数; ψ_1 、 ψ_2 分别为各储能装置下、上限容量参数。

2 碳捕集和碳交易模型

为进一步优化提升系统在消纳风光出力、促进深度脱碳及推动多能互补方面的作用, 可在风光氢储综合能源系统中引入碳捕集和阶梯式碳交易。

2.1 碳捕集模型

在风光氢储综合能源系统中, 风能和光能被用于发电, 并通过电解水将电能转化为氢能进行储存。当需要能源时, 提取储存的氢能, 与捕捉到的二氧化碳反应生成甲烷, 用作可再生能源供应到天然气管道或其他应用领域。因此, 碳捕集技术可与风能、光能和氢能技术相结合, 形成一个可持续的综合能源系统。引入碳捕集设备可实现二氧化碳减排、能源存储和利用, 为清洁能源转型提供可行性和灵活性。碳捕集设备模型可表示为

$$\begin{cases} P_{\text{ccs},t} = \zeta E_{\text{ccs},t} \\ E_{\text{ccs},t} = \nu P_{\text{et}} \\ 0 \leq P_{\text{ccs},t} \leq P_{\text{ccs},t}^{\max} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{\text{ccs},t}$ 为碳捕集设备所输入的电功率, MW; ζ 为碳捕集设备 CO_2 量的计算系数; $E_{\text{ccs},t}$ 为碳捕集设备所捕集的 CO_2 排放量, 吨; P_{et} 为系统内发电设备输出电功率之和, MW; ν 为碳捕集设备捕集效率; $P_{\text{ccs},t}^{\max}$ 为碳捕集输入功率上限, MW。

2.2 阶梯式碳交易模型

碳排放权交易是指政府评估一定区域内在环境允许情况下的最大碳排放量, 并将其分成若干份碳排放配额, 通过拍卖或免费分配的方式将其分配给需要进行碳排放的企业^[25]。阶梯式碳交易机制是引导企业降碳减排的针对性措施, 通过对碳排放权配额的不同阶梯分配, 使其购价呈阶梯式增长, 从而在经济驱动下促进企业积极降碳。双碳目标下, 在系统中加入阶梯式碳交易因素, 可以在一定程度上进一步限制系统的碳排放量, 增加环境收益。阶梯

式碳交易机制模型主要包含碳排放权配额模型、实际碳排放模型和阶梯式碳排放交易模型^[26]。

本文中 IES 涉及到的碳排放配额主要包括：购电、GB、CHP 直接或间接消费而产生的 CO₂，系统总碳排放配额 E_0 可表示为

$$E_0 = E_{\text{buy}} + E_{\text{GB}} + E_{\text{CHP}} \quad (8)$$

其中各部分具体碳排放配额可表示为式(9)。

$$\begin{cases} E_{\text{buy}} = \chi_c \sum_{t=1}^T P_{\text{ebuy},t} \\ E_{\text{GB}} = \chi_g \sum_{t=1}^T P_{\text{hGB},t} \\ E_{\text{CHP}} = \chi_g \sum_{t=1}^T (P_{\text{eCHP},t} + P_{\text{hCHP},t}) \end{cases} \quad (9)$$

式中： E_{buy} 、 E_{GB} 、 E_{CHP} 分别为购电、燃气锅炉、热电联产机组的碳排放权配额，MW； χ_c 、 χ_g 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； $P_{\text{ebuy},t}$ 为 t 时段的系统购电量，MW。

本文进一步考虑了碳捕集及 P2G 模型，通过碳捕集设备回收系统运行过程中产生的 CO₂，并且 P2G 在第二阶段运行过程中可以吸收一部分 CO₂，二者配合可实现 CO₂ 的自捕自销，进一步降低碳排放成本。综合考虑，实际的碳排放模型可表示为

$$\begin{cases} E_1 = E_{\text{buy},e} + E_{\text{IES},e} - E_{\text{MR}} - E_{\text{ccs}} \\ E_{\text{buy},e} = \sum_{t=1}^T (a_1 + b_1 P_{\text{ebuy},t} + c_1 P_{\text{ebuy},t}^2) \\ E_{\text{IES},e} = \sum_{t=1}^T (a_2 + b_2 P_{\text{IES},e,t} + c_2 P_{\text{IES},e,t}^2) \\ P_{\text{IES},e,t} = P_{\text{eCHP},t} + P_{\text{hCHP},t} + P_{\text{hGB},t} \\ E_{\text{MR}} = \sum_{t=1}^T \eta_1 P_{\text{MR},t} \\ E_{\text{ccs}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{ccs},t} \end{cases} \quad (10)$$

式中： E_1 为 IES 实际 CO₂ 排放量，吨； $E_{\text{buy},e}$ 为外购电所排放的 CO₂ 量，吨； $E_{\text{IES},e}$ 为 IES 中 CHP、GB 运行所排放的 CO₂ 量，吨； E_{MR} 为 MR 设备实际吸收的 CO₂ 量，吨； E_{ccs} 为碳捕集设备所捕集的 CO₂，吨； $P_{\text{IES},e,t}$ 为 t 时段 CHP、GB 等效输出功率，MW； a_1 、 b_1 、 c_1 和 a_2 、 b_2 、 c_2 分别为燃煤机组和耗天然气型供能设备的碳排放计算参数； η_1 为 MR 设备氢能转天然气过程中吸收 CO₂ 的参数。

系统的实际碳排放量与总碳排放权配额的差

值，即为实际参与到碳交易市场的碳排放权交易额。

$$E_{\text{IES},t} = E_1 - E_0 \quad (11)$$

式中， $E_{\text{IES},t}$ 为 IES 的碳排放交易额。

阶梯式碳交易成本随购买区间增大而上升，在阶梯式碳排放权交易机制下碳排放权交易成本具体计算式如式(12)所示。

$$N_C = \begin{cases} \lambda E_{\text{IES},t} & E_{\text{IES},t} \leq l \\ \lambda l + \lambda(1+\partial)(E_{\text{IES},t} - l) & l < E_{\text{IES},t} \leq 2l \\ \lambda(2+\partial)l + \lambda(1+2\partial)(E_{\text{IES},t} - 2l) & 2l < E_{\text{IES},t} \leq 3l \\ \lambda(3+3\partial)l + \lambda(1+3\partial)(E_{\text{IES},t} - 3l) & 3l < E_{\text{IES},t} \leq 4l \\ \lambda(4+6\partial)l + \lambda(1+4\partial)(E_{\text{IES},t} - 4l) & E_{\text{IES},t} > 4l \end{cases} \quad (12)$$

式中： N_C 为碳交易成本； λ 为碳交易的基础价格； l 为碳排放区间长度； ∂ 为价格增长率。

不同的步长、价格增长率等都会影响降碳效果，但考虑到本文的研究重点不在于此，后续将选择定值进行仿真。其中步长选取为 $2l$ ，这是基于某园区外部减排目标而设定的，步长的设定与此目标保持一致。在阶梯式碳交易中，价格增长率越大，碳交易成本越大，基于对园区内企业的碳减排能力、IES 设备的出力情况等因素的综合分析，价格增长率选取为 25%。

3 计及 P2G 及碳捕集的系统优化模型

3.1 目标函数

为验证组合模型在消纳风光出力、优化配置与深度脱碳、推动多能互补中的作用，本文综合考虑 IES 购能成本 N_{buy} 、碳交易成本 N_C 、系统运行成本 N_{OP} 以及弃风弃光成本 N_{AWL} ，构建总经济成本最小的目标函数。

$$\min N = N_{\text{buy}} + N_C + N_{\text{OP}} + N_{\text{AWL}} \quad (13)$$

1) 购能成本

$$\begin{cases} N_{\text{buy}} = N_{\text{ebuy}} + N_{\text{gbuy}} \\ N_{\text{ebuy}} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_1 P_{\text{ebuy},t} \\ N_{\text{gbuy}} = \sum_{t=1}^T \varepsilon_2 P_{\text{gbuy},t} \end{cases} \quad (14)$$

式中： N_{ebuy} 、 N_{gbuy} 分别为购电成本和购气成本； ε_1 和 ε_2 分别为电网单位电价和气网单位气价，元/MWh； $P_{\text{gbuy},t}$ 为 t 时段购买的天然气量，吨。

2) 碳交易成本见式(12)。

3) 运行成本

$$N_{OP} = \sum_{t=1}^T \left(a_3(P_{cCHP,t} + P_{hCHP,t}) + b_3(P_{AE,t} + P_{MR,t}) + P_{cPEM,t} + P_{hPEM,t} + c_3P_{ccs,t} + d_3P_{DG,t} + f_4P_{PC,t} + g_4P_{hGB,t} \right) \quad (15)$$

式中: a_3 、 b_3 、 c_3 、 d_3 、 f_4 、 g_4 分别为 CHP 机组、P2G 设备、碳捕集设备、风电、光伏、GB 的单位运行成本; $P_{DG,t}$ 和 $P_{PC,t}$ 分别为 t 时段风电与光伏的输出功率, MW。

4) 弃风弃光成本

$$\begin{cases} N_{AWL} = N_{AW} + N_{AL} \\ N_{AW} = \varphi_1 \sum_{t=1}^T P_{AW,t} \\ N_{AL} = \varphi_2 \sum_{t=1}^T P_{AL,t} \end{cases} \quad (16)$$

式中: N_{AW} 、 N_{AL} 分别为弃风成本和弃光成本; φ_1 和 φ_2 分别为单位弃风、弃光惩罚成本; $P_{AW,t}$ 和 $P_{AL,t}$ 分别为 t 时段的弃风、弃光功率。

3.2 约束条件

本文优化所涉及的约束条件主要包含设备运行约束及系统平衡约束, 系统平衡约束主要包含电、热、气、氢功率平衡约束。

1) 电功率平衡

$$\begin{cases} P_{eLoad,t} + P_{eAE,t} + P_{eS,t} + P_{ccs,t} = \\ P_{cCHP,t} + P_{cBUY,t} + P_{PC,t} + P_{DG,t} \\ P_{cBUY,min} \leq P_{cBUY,t} \leq P_{cBUY,max} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{eLoad,t}$ 为 t 时段的电负荷, MW; $P_{eS,t}$ 为 t 时段电储的输入功率, MW; $P_{cBUY,min}$ 和 $P_{cBUY,max}$ 分别为购气功率的最小和最大限, MW。

2) 热功率平衡

$$P_{hLoad,t} + P_{hS,t} = P_{hCHP,t} + P_{hPEM,t} + P_{hGB,t} \quad (18)$$

式中: $P_{hLoad,t}$ 为 t 时段的热负荷, MW; $P_{hS,t}$ 为 t 时段热储的输入功率, MW。

3) 气功率平衡

$$\begin{cases} P_{gLoad,t} + P_{gGB,t} + P_{gCHP,t} + P_{gS,t} = P_{gBUY,t} + P_{MR,t} \\ P_{gBUY,min} \leq P_{gBUY,t} \leq P_{gBUY,max} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $P_{gLoad,t}$ 为 t 时段的气负荷, MW; $P_{gS,t}$ 为 t 时段气储的输入功率, MW; $P_{gBUY,min}$ 和 $P_{gBUY,max}$ 分别为购气功率的最小和最大限, MW。

4) 氢功率平衡

$$P_{AE,t} = P_{H_2PEM,t} + P_{H_2MR,t} + P_{H_2S,t} \quad (20)$$

式中, $P_{H_2S,t}$ 为 t 时段氢储的输入功率, MW。

由上述内容可见, 本文所提优化模型为混合整

数非线性模型, 无法直接运行 CPLEX 求解器计算平方项函数, 需提前进行分段线性化处理。

3.3 求解过程

求解过程及方法如下。

STEP1: 输入风光氢储综合能源系统优化模型所需的各项参数, 包括系统各能源成本参数, 风电、光伏预测出力, 电、热、气负荷预测值等。

STEP2: 混合整数非线性模型线性化。针对 2.2 节中阶梯式碳交易机制中的混合整数非线性模型, 采用分段线性化方法进行转化。

STEP3: 设定购电量、购气量、碳排放量等参数作为决策变量。

STEP4: 将系统购能成本、碳交易成本、运行成本和弃风弃光成本之和作为目标函数进行最小化。

STEP5: 添加包含设备运行约束及系统平衡约束在内的约束条件, 见 3.2 节。

STEP6: 调用 CPLEX 求解器求解模型, 并输出调度结果。

4 算例分析

4.1 算例及调度模式设置

以四川省某工业园区为例, 以一天 24 h 为一个调度周期, 单位调度时段为 1 h。园区包括 30 MW 的 CHP 机组、25 MW 的电解槽、12 MW 的甲烷反应器、12 MW 的氢燃料电池、40 MW 的 GB、40 MW 的风力发电机组、30 MW 的光伏发电机组。通过统计园区一周内的风光气象数据和实际发电数据, 对数据进行预处理, 去除异常值, 并利用加权平均法对历史出力数据进行加权平均, 得到了典型日内风光出力的预测曲线, 如图 3 所示。选取的 IES 内部电、热、气负荷预测曲线如图 4 所示, 系统各运行参数取值见附录 A 表 A1, 分时电价参数见附录 A 表 A2。

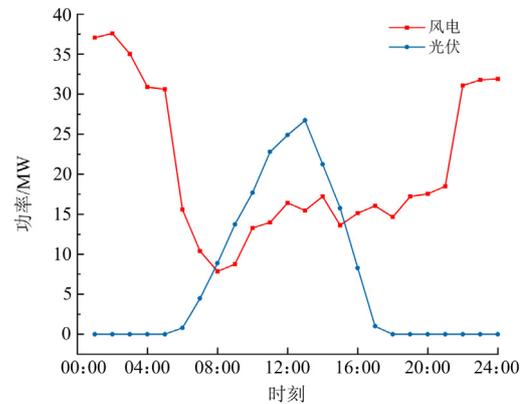


图 3 风光出力预测曲线

Fig. 3 Wind and solar power output prediction curve

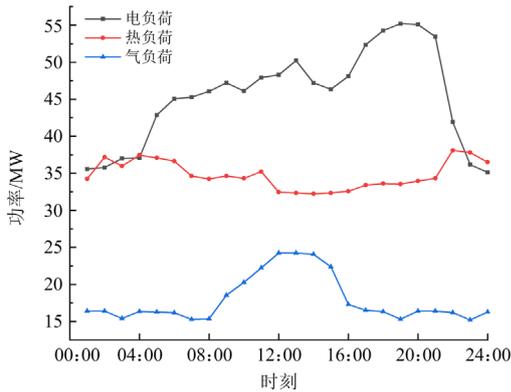


图 4 IES 负荷预测曲线

Fig. 4 IES load prediction curve

为验证氢能在电网运行中的支撑作用，以及 P2G 及碳捕集联合优化模型的经济、环境效益，本文设置了 3 种运行情景。

情景 1: IES 不含电氢耦合设备，即系统中不含氢能相关设备。

情景 2: IES 含 P2G 设备，在情景 1 的基础上加入 AE、PEMFC 等电氢耦合设备以及 MR 等电气耦合设备，实现氢能向电、气、热能转化。

情景 3: IES 含 P2G 及碳捕集设备，在情景 2 的基础上加入碳捕集设备，进一步放大脱碳作用。

3 种情景下的优化调度结果见表 1。

表 1 3 种情景的优化调度结果

Table 1 Optimization scheduling results for three scenarios

| 参数 | 情景 1 | 情景 2 | 情景 3 |
|----------|---------|---------|---------|
| 风能利用率/% | 89.39 | 100.00 | 100.00 |
| 光伏利用率/% | 90.56 | 100.00 | 100.00 |
| 购电量/MWh | 83.02 | 76.18 | 206.33 |
| 购气量/MWh | 1567.61 | 1509.79 | 1545.22 |
| 碳排放量/吨 | 419.87 | 383.16 | 8.52 |
| 碳排放成本/万元 | 16.69 | 15.22 | 3.12 |
| 总运行成本/万元 | 75.57 | 72.69 | 68.95 |

4.2 结果分析

1) 电源侧消纳风光出力效果

情景 1 的弃风弃光情况如图 5 所示，结合表 1，可以看出当系统中无氢能相关设备时，电储无法完全消纳风光出力，会造成部分弃风弃光现象。风电具有反调峰特性，在凌晨出力较多，而电负荷在凌晨需求较低，风电出力与负荷不匹配造成系统在 00:00—04:00、22:00—24:00 时段弃风功率较大。并且在中午光伏出力较多时，储能及负荷需求也无法完全消纳光伏出力，会造成部分能源浪费。在情景 2、3 中，由于加入了电氢耦合设备，风光出

力可转化为氢能储存或通过 MR 设备转化为天然气供给气负荷，风光出力得到完全消纳，能源利用率大大提升。

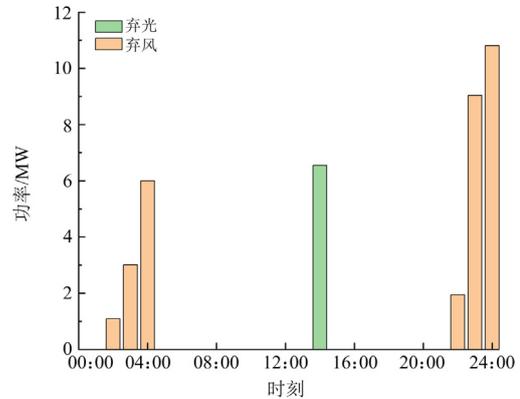


图 5 情景 1 弃风弃光情况

Fig. 5 Wind and solar power abandonment for Scenario 1

由以上结果分析可得，优化模型为风光消纳提供了新路径。

(1) 提供大规模储能空间。富裕能源转化为氢气、天然气可储存于氢储或气储中，相较于单一电储，系统消纳新能源的能力大大提升。巨大的储能能力也提升了系统长时间尺度的调峰调频能力，增强系统稳定性与抗风险能力。

(2) 提供气负荷就地消纳电能的机会。氢能为电能与气能的相互转化提供了可能，通过电气耦合设备将氢气转化为天然气，富裕风光出力可直接通过天然气形式进行消纳，有效促进系统多能源互补。

2) 电网侧促进优化配置与深度脱碳效果

由表 1 可以看出，情景 2 的碳排放量比情景 1 减少了 36.71 吨。情景 3 在情景 2 的基础上实现了更大幅度的降碳减排。其实现系统能源优化配置与深度脱碳的原因如下。

(1) CHP 热电比可调因素。由图 4 的热负荷预测曲线可知，系统在夜间及凌晨时段的热负荷需求较大且风电出力较多，白天热负荷需求较少且电价较高，因此 CHP 倾向于在夜间优先产热，在白天优先发电。相比于热电比恒定的 CHP 机组，热电比可调模型与负荷需求更加匹配，可以提高能源的利用效率，在一定程度上减少了购能及 GB 设备运行，从而降低了碳排放量；热电比可调模型适应性和灵活性更强，可以更好地配合风光发电，弥补可再生能源发电的不稳定性，更好地与购能价格、储能系统进行一体化整合，有助于实现系统的能源优化配置并最大程度地减少碳排放。

(2) 阶梯式碳交易因素。阶梯式碳交易机制下碳

成本随碳排放量增长呈阶梯式增长, 此机制能够在优化全过程中更大地约束碳排放, 达到减排的目的。在总经济成本最小的目标下, 随碳排放量的增加, 阶梯式碳交易机制下的碳成本受到更大保护, 从而限制了系统因电价、气价差异较大选择大量购气的情况, 降低了天然气燃烧产生的碳排放量。

(3) P2G 及碳捕集因素。在系统运行过程中, 碳排放由上级购电、GB 设备运行、CHP 热电联产三部分构成。引入 P2G 设备, 在运行第一阶段产生“绿氢”, 通过氢燃料电池发电只生成水, 不产生任何环境污染, 通过“绿氢”方式供能可减少 GB、CHP 等设备的运行, 从而降低系统碳排放量; 在运行第二阶段可吸收部分 CO_2 , 形成碳循环利用的闭环, 实现系统内部 CO_2 的自产自销, 进一步减少碳排放量。引入碳捕集设备, 可以捕捉系统中能源转化和利用过程产生的 CO_2 , 供给 MR 设备使用, 或将其合理封存, 从而降低了碳排放成本。“绿氢”与 P2G、碳捕集的联合运行, 合理利用了系统中的 CO_2 , 优化系统的能源配置, 在减少碳排放成本的基础上, 减少了 MR 设备外购 CO_2 的费用, 并通过合成甲烷等有价值的化学品, 为系统带来了附加价值。

3) 负荷侧推动多能互补效果

情景 3 的优化调度结果如图 6 所示。由能量功率平衡曲线对比可以得出以下结论。

(1) 白天时段, 电负荷由风光发电供给, 在 05:00—10:00 及 15:00—21:00 时段, 由于电负荷高需求与风光低出力的差异, 需购电维持电功率平衡; 由于电转气的能量阶梯消耗较大, 气功率平衡大多由上级购气保持; 热负荷需求较低, 由 GB 和 CHP 供应。

(2) 凌晨及夜间时段, 风电出力较多, 电负荷主要由风电供给; 气功率平衡大多由上级购气保持,

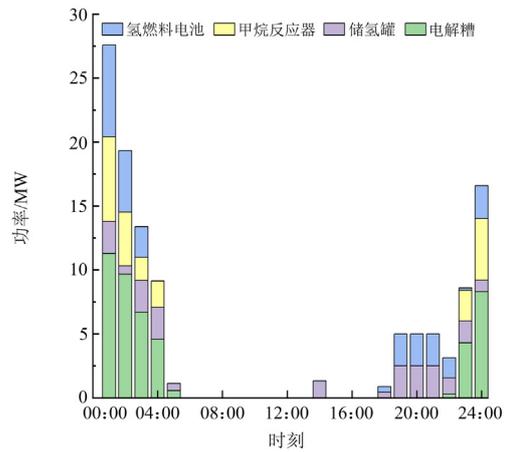
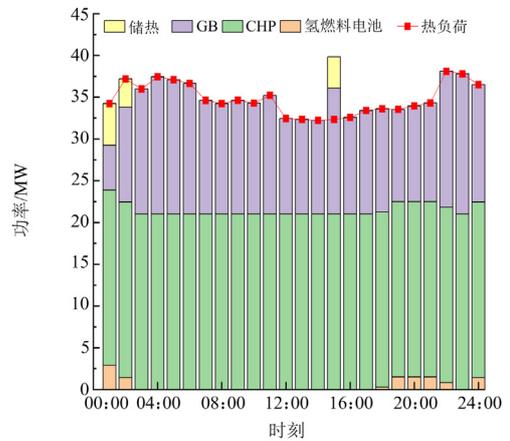
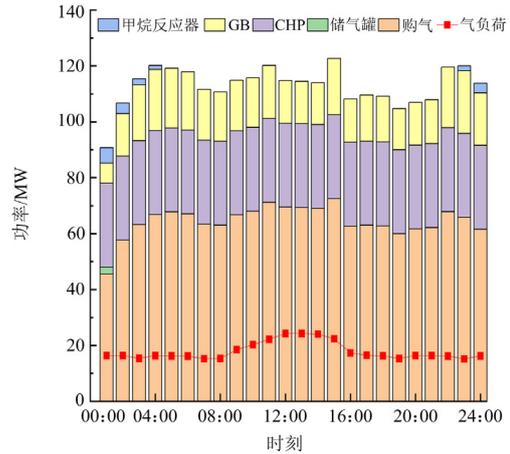
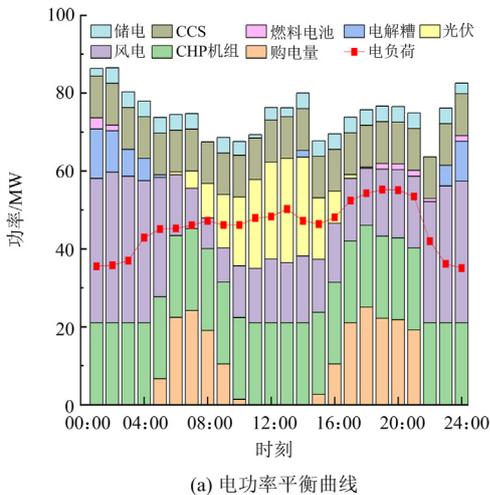


图 6 情景 3 优化调度结果

Fig. 6 Optimization scheduling results for Scenario 3

少部分负荷由 MR 转化得到的天然气供应; 热负荷处于需求高峰期, 由 PEMFC、GB、CHP 以及热储联合供应。由图 6(d)可看出, 氢能转化过程大多发

生在凌晨及夜间时段。此时，在新能源发电完全满足系统电负荷需求的情况下，富余的风电通过 AE 转化为氢能完全消纳。

转化的氢能有 3 个去向：一部分储存在储氢罐中，等到系统电力缺额时供电，达到削峰填谷、平抑功率曲线的效果；一部分通过 PEMFC 直接进行热电联供，同时满足电负荷和热负荷需求，促进电能向热能转化，提升系统整体效率；一部分通过 MR 设备产生天然气，联合上级购气满足气功率平衡，产生的天然气再通过 CHP 和 GB 设备进行电、热负荷供应，实现电能同时向气能和热能的转化。优化模型中引入电氢耦合设备，可利用氢能作为能量连接纽带，实现电、热、气多能源互补一体化运行，使系统能够更全面地满足不同形式的能源需求，增加系统能源多元化的同时，提高系统的适应性和稳定性。

4) 经济效益分析

由于各时段气价均低于电价，系统会优先购买天然气，通过 CHP 进行供电，因此所有情景中购气量均高于购电量。参照表 1，情景 2 与情景 1 对比，引入电氢耦合设备促进了风光出力消纳，从而减少了上级购电购气成本，使总运行成本降低，加之 P2G 在第二阶段运行中吸收部分 CO₂，碳交易成本随之下降，总运行成本进一步降低。情景 3 与情景 2 对比，加入了碳捕集设备，增加了系统耗电量，导致上级购电、购气量增加。同时，引入碳捕集实现了 CO₂ 自捕自销，碳排放成本大大降低，由于阶梯式碳交易机制的存在，碳排放量超出限额后碳交易成本呈阶梯式增长，情景 3 中碳交易成本的减少量远高于购电成本的增加量，总运行成本进一步降低。3 种情景下的总运行成本依次降低，原因在于系统有效地消纳了风光出力，提高了能源利用效率，从而减少购能费用；促进了系统的深度脱碳，大幅度降低了碳排放成本，增加了环境效益；推动了系统多能互补，实现电、热、气一体化运行，促进了系统配置及能源资源更有效的利用，从而降低了能源成本，提高了系统的经济竞争力。

5 结论

为更大程度地发挥氢在电力系统“源、网、荷”侧的能源优势，本文提出了阶梯式碳交易机制下、计及 P2G 及碳捕集的风光氢储综合能源系统低碳经济调度模型，构建了包含购能成本、碳交易成本、运行成本、弃风弃光成本在内的总经济成本最小的目标函数，并通过多种情景下的算例分析验证了优化模型的有效性，得出以下结论。

1) 在 IES 中加入电氢耦合设备，可为风光消纳提供新路径，在电源侧实现新能源出力的完全消纳，有效提升能源利用效率，减少系统购能费用，从而提升系统的经济性。

2) 在阶梯式碳交易机制下，在 IES 中加入 P2G、碳捕集、CHP 热电比可调模型可以实现能源更合理的配置与碳排放量的大比例下降，在电网侧促进系统优化配置与深度脱碳。热电比可调的 CHP 模型与负荷需求和风光出力特性更加匹配，通过与购能价格、储能系统进行一体化整合，优化了系统的能源配置，减少了购能及 GB 设备运行，从而降低了碳排放量；在运行全过程中阶梯式碳交易机制通过碳成本约束，更大程度地限制了碳排放；“绿氢”与 P2G、碳捕集的联合运行，合理利用了系统中的 CO₂，实现了能源的更优配置，在降低碳排放成本的同时，通过合成甲烷为系统带来了附加价值，从而有效降低了总经济成本。

3) IES 中，P2G 设备以氢能为连接纽带，实现电能向热能、气能的转化，在负荷侧推动了系统电、热、气多能源互补一体化运行，促进了系统能源资源的更有效利用，从而提高了系统的经济竞争力。

后续研究中可进一步考虑风光发电的波动性和不确定性带来的影响，以及针对上级电网购电产生的间接碳排放作更深入分析，获得更准确的碳排计算结果和优化运行方案。

附录 A

表 A1 系统各运行参数取值

Table A1 Values of system operating parameters

| 参数 | 取值 | 参数 | 取值 |
|----------------------------|------|----------------------------|------|
| $P_{eAE, min}/MW$ | 0 | $P_{eAE, max}/MW$ | 25 |
| $\Delta P_{eAE, min}/MW$ | -5 | $\Delta P_{eAE, max}/MW$ | 5 |
| $\Delta P_{H_2MR, min}/MW$ | -2.4 | $\Delta P_{H_2MR, max}/MW$ | 2.4 |
| $\chi_c/(吨/MWh)$ | 0.73 | $\chi_g/(吨/MWh)$ | 0.3 |
| η_1 | 1 | ∂_c | 0.6 |
| ∂_h | 0.6 | β_c | 0.7 |
| β_h | 0.7 | δ | 0.75 |
| λ_{cs} | 0.5 | λ_{H_2} | 0.8 |
| ψ_0 | 0.3 | ψ_1 | 0.2 |
| ψ_2 | 0.9 | ζ | 0.5 |

表 A2 分时电价取值

Table A2 Time of use electricity price values

| 时段 | 电价/(元/MWh) |
|--------------------------|------------|
| 00:00—07:00, 22:00—24:00 | 340 |
| 07:00—11:00, 14:00—18:00 | 600 |
| 11:00—14:00, 18:00—22:00 | 800 |

参考文献

- [1] 裴冰, 刘通浩, 杨文雨, 等. 典型燃煤电厂机组二氧化碳碳排放测试及核算研究[J]. 中国环境监测, 2023, 39(2): 225-231.
PEI Bing, LIU Tonghao, YANG Wenyu, et al. Study on determination and accounting of CO₂ emission from typical coal-fired power plant[J]. Environmental Monitoring in China, 2023, 39(2): 225-231.
- [2] 赵东元, 胡楠, 傅靖, 等. 提升新能源电力系统灵活性的中国实践及发展路径研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 1-8.
ZHAO Dongyuan, HU Nan, FU Jing, et al. Research on the practice and road map of enhancing the flexibility of a new generation power system in China[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 1-8.
- [3] 黄雨涵, 丁涛, 李雨婷, 等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(增刊 1): 28-51.
HUANG Yuhuan, DING Tao, LI Yuting, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 28-51.
- [4] 蒋燕, 李秀峰, 高道春, 等. 面向区域综合能源系统的电-气负荷联合预测研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(5): 154-158.
JIANG Yan, LI Xiufeng, GAO Daochun, et al. Research on combined forecasting of electricity-gas load for regional integrated energy system[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(5): 154-158.
- [5] 林佳兴, 孙亮, 李佳雯, 等. 计及电热综合需求响应的综合能源系统优化调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(9): 16-22.
LIN Jiaying, SUN Liang, LI Jiawen, et al. Research on optimal scheduling of integrated energy system considering comprehensive demand side response of electric heating[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(9): 16-22.
- [6] 李晓文, 王旭, 齐志远. 氢电综合能源供应微电网的优化调度[J]. 供用电, 2022, 39(1): 40-46.
LI Xiaowen, WANG Xu, QI Zhiyuan. Optimal scheduling of micro-grid for comprehensive hydrogen-electricity supply[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(1): 40-46.
- [7] 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 Hong, MENG Qingyao, WANG Mingchen, 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.
- [8] 黄景光, 熊华健, 李振兴, 等. 基于生命周期法和碳权交易的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(3): 82-91.
HUANG Jingguang, XIONG Huajian, LI Zhenxing, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on life cycle method and carbon trading[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(3): 82-91.
- [9] 康丽虹, 贾燕冰, 谢栋, 等. 考虑混氢天然气的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(7): 108-117.
KANG Lihong, JIA Yanbing, XIE Dong, et al. Low-carbon economic dispatch of the integrated energy system considering hydrogen enriched compressed natural gas[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(7): 108-117.
- [10] 喻鑫, 胡志坚, 陈锦鹏, 等. 阶梯碳下考虑 P2G-CCS 与供需灵活响应的 IES 优化调度[J/OL]. 武汉大学学报(工学版): 1-14[2024-01-24]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1675.T.20230518.0913.002.html>.
YU Xin, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering P2G-CCS coupling and supply-demand flexible response under stepped carbon[J]. Engineering Journal of Wuhan University: 1-14[2024-01-24]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1675.T.20230518.0913.002.html>.
- [11] 王一家, 董朝阳, 徐岩, 等. 利用电转气技术实现可再生能源的大规模存储与传输[J]. 中国工程电机学报, 2015, 35(14): 3586-3596.
WANG Yijia, DONG Zhaoyang, XU Yan, et al. Enabling large-scale energy storage and renewable energy grid connectivity: a power-to-gas approach[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3586-3596.
- [12] 董帅, 王成福, 梁军, 等. 计及电转气运行成本的综合能源系统多目标日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11): 8-15.
DONG Shuai, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Multi-objective optimal day-ahead dispatch of integrated energy system considering power-to-gas operation cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 8-15.
- [13] 陈绍宇, 王丹, 贾宏杰, 等. 考虑 P2G 多源储能型微电网日前最优经济调度策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3067-3077.
CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for microgrid considering P2G and multi-source energy

- storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3067-3077.
- [14] JIAO S M, QIAO X B, LI Y, et al. Joint optimal configuration of P2G equipment and PV considering life-cycle carbon emissions and carbon trading of IES[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 156-163.
- [15] ZHANG J, CHEN J, JI X N, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on liquid carbon dioxide energy storage[J]. Frontiers in Energy Research, 2023, 10.
- [16] 寇洋, 武家辉, 张华, 等. 考虑碳捕集与 CVaR 的电力系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 131-140.
KOU Yang, WU Jiahui, ZHANG Hua, et al. Low carbon economic dispatch for a power system considering carbon capture and CVaR[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 131-140.
- [17] 郭静蓉, 向月, 吴佳婕, 等. 考虑 CCUS 电转气技术及碳市场风险的电-气综合能源系统低碳调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(4): 1290-1299.
GUO Jingrong, XIANG Yue, WU Jiajie, et al. Low-carbon optimal scheduling of integrated electricity-gas energy systems considering CCUS-P2G technology and risk of carbon market[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(4): 1290-1299.
- [18] MA Y M, WANG H X, HONG F, et al. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system[J]. Energy, 2021, 236.
- [19] 贺文, 陈珍萍, 胡伏原, 等. 基于一致性的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(19): 42-53.
HE Wen, CHEN Zhenping, HU Fuyuan, et al. Consensus-based low-carbon economic dispatching of integrated energy systems[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 42-53.
- [20] 赵毅, 王维庆, 闫斯哲. 考虑阶梯型碳交易的风光储联合系统分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 127-136.
ZHAO Yi, WANG Weiqing, YAN Sizhe. Distributionally robust optimization scheduling of a joint wind-solar-storage system considering step-type carbon trading[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 127-136.
- [21] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6144.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6144.
- [22] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.
- [23] 于丽芳, 李燕雪, 朱明晞, 等. 电-氢-碳综合能源系统协同经济调度[J]. 电力需求侧管理, 2022, 24(6): 63-69.
YU Lifang, LI Yanxue, ZHU Mingxi, et al. Coordinated economic dispatch of electricity-hydrogen-carbon integrated energy system[J]. Power Demand Side Management, 2022, 24(6): 63-69.
- [24] 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.
- [25] 韩莹, 于三川, 李萃一, 等. 计及阶梯式碳交易的风光氢储微电网低碳经济配置方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(7): 2523-2533.
HAN Ying, YU Sanchuan, LI Luoyi, et al. Low-carbon and economic configuration method for solar hydrogen storage microgrid including stepped carbon trading[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2523-2533.
- [26] 陈锦鹏, 胡志坚, 陈嘉滨, 等. 考虑阶梯式碳交易与供需灵活双响应的综合能源系统优化调度[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3094-3106.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Jiabin, et al. Optimal dispatch of integrated energy system considering ladder-type carbon trading and flexible double response of supply and demand[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3094-3106.

收稿日期: 2024-03-04; 修回日期: 2024-05-22

作者简介:

李红伟(1977—), 男, 通信作者, 硕士, 教授, 主要研究方向为综合能源系统、智能控制系统与能效优化; E-mail: lhwmail@126.com

吴佳航(1999—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为综合能源系统。E-mail: 166428290@qq.com

(编辑 许威)