

# 考虑“燃煤+”耦合发电与电-碳-氢-化工耦合的综合能源虚拟电厂随机低碳调度

崔杨, 孙喜斌, 程丁然, 徐扬, 朱晗, 赵钰婷

(现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林省 吉林市 132012)

## Stochastic Low-carbon Scheduling of Integrated Energy Virtual Power Plant Considering “Coal-fired+” Coupling Power Generation and the Coupling of Electricity-carbon-hydrogen-chemical

CUI Yang, SUN Xibin, CHENG Dingran, XU Yang, ZHU Han, ZHAO Yuting

(Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education (Northeast Electric Power University), Jilin 132012, Jilin Province, China)

**ABSTRACT:** Under the goal of “double carbon”, in order to promote the low-carbon development of thermal power units and realize the development and utilization of large-scale new energy, the low-carbon transformation of integrated energy system is imminent. In this regard, this paper integrates low-carbon technologies such as biomass coupled power generation, carbon capture and power to chemicals, and proposes a stochastic low-carbon scheduling strategy for integrated energy virtual power plant (IEVPP) considering “coal-fired+” coupled power generation and the coupling of electricity-carbon-hydrogen-chemical to reduce system carbon emissions and improve system economy. Firstly, considering the “coal-fired+” coupling power generation and carbon capture technology, the thermal power unit is transformed into a biomass co-combustion carbon capture power plant, and its low-carbon characteristics are analyzed. Secondly, considering the coupling process of electricity-carbon-hydrogen-chemical, the low-carbon chemical production unit is introduced and its energy flow relationship is analyzed, so as to promote the consumption of wind and solar power through chemical production. Then, considering the influence of wind and solar power uncertainty on the system, the IEVPP stochastic low-carbon scheduling model is constructed with constraints such as energy coupling and equipment operation. Finally, with the goal of maximizing the expected revenue of the system, the simulation results show that the scheduling strategy proposed in this paper can realize the coordinated operation of IEVPP and improve the economy and low carbon of the system.

**KEY WORDS:** integrated energy virtual power plant; biomass co-combustion carbon capture power plant; chemical production; wind and solar power uncertainty; stochastic low carbon scheduling

**摘要:** “双碳”目标下,为促进火电机组低碳发展,同时实现大规模新能源的开发和利用,综合能源系统低碳转型迫在眉睫。对此,该文集成生物质耦合发电、碳捕集以及电化工等低碳技术,提出考虑“燃煤+”耦合发电与电-碳-氢-化工耦合的综合能源虚拟电厂(integrated energy virtual power plant, IEVPP)随机低碳调度策略,降低系统碳排放并提升系统经济性。首先,考虑“燃煤+”耦合发电与碳捕集技术,将火电机组改造为生物质混燃碳捕集电厂,分析其低碳特性;其次,考虑电-碳-氢-化工耦合过程,引入低碳化工生产单元并分析其能量流动关系,通过化工生产促进风光消纳;再次,考虑风光不确定性对系统的影响,以能源耦合、设备运行等约束构建 IEVPP 随机低碳调度模型;最后,以系统收益期望最大为目标,通过算例仿真验证该文所提调度策略可实现 IEVPP 的协调运行,提升系统经济性与低碳性。

**关键词:** 综合能源虚拟电厂; 生物质混燃碳捕集电厂; 化工生产; 风光不确定性; 随机低碳调度

**DOI:** 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1321

## 0 引言

双碳目标下,我国以煤炭为主的能源电力系统低碳转型任务艰巨<sup>[1]</sup>。一方面,传统火电行业存在高污染问题且大多处于在役状态,火电碳减排形势严峻<sup>[2]</sup>。另一方面,以风电、光伏为主的新能源存在随机性和波动性,大规模风光接入电网使得系统消纳能力有限<sup>[3]</sup>。对此,如何推进火电机组低碳转型发展并促进高比例风光消纳成为能源系统清洁

**基金项目:** 吉林省产业技术研究与开发项目(低碳智慧楼宇综合能源系统协同优化与运行(2023C033-5))。

Project Supported by the Industrial Technology R&D Project of Jilin Province (Collaborative Optimization and Operation of Integrated Energy System for Low-carbon Smart Buildings (2023C033-5)).

低碳发展的重要问题。

“燃煤+”耦合发电作为火电机组降碳的重要手段,可通过掺烧一定比例的清洁能源替代煤炭发电。生物质能具有可再生、清洁与低碳特性,可将生物质与煤炭进行混燃实现火电机组低碳发展<sup>[4]</sup>。在此基础上,考虑碳捕集技术可从碳替代和碳移除两个角度配合实现火电机组的协同降碳<sup>[5]</sup>。文献[6]考虑生物质利用与碳捕集技术,降低系统碳排放并提升系统经济性;文献[7]证明生物质与煤炭混燃发电技术可以降低系统碳排放,促进火电机组低碳转型;文献[8]对考虑生物质直接耦合发电与碳捕集技术的系统进行动态建模,分析其运行成本与低碳特性。然而,上述文献主要从系统热力性能与未来项目收益等角度进行分析,未对能量流动关系建模,未从调度角度分析二者对火电机组的降碳能力。

随着高比例新能源的并网,电制氢技术可将富余可再生资源转化为电能,实现新能源的大规模消纳与利用<sup>[9]</sup>。依托于氢能在化工领域的巨大潜力,“电力-绿氢-化工”耦合系统可实现化工用能清洁替代,促进化工行业低碳发展<sup>[10]</sup>。同时,氢能相比于氢能具有更好的安全性与成本优势,在化工生产中可通过氨代替氢进行大规模生产、存储与运输。在电转氨(power to ammonia, P2A)研究方面,文献[11]证明新能源制氨相比传统氨生产方法具有高效与低碳特性;文献[12]考虑电转氨与火电机组掺氨,促进风光消纳,提升系统低碳经济特性;文献[13]考虑电转氨引入农村化工园区系统,促进系统低碳经济发展。上述研究为电化工技术的应用提供理论参考。

综合能源生产单元作为综合能源系统的扩展形式,将碳捕集与电转气两种低碳化技术进行协调融合,提高系统灵活调节能力<sup>[14]</sup>。文献[15]在综合能源生产单元中引入太阳能集热系统缓解碳捕集能耗,降低系统碳排放并促进新能源消纳;文献[16]构建沿海综合能源生产单元随机优化调度模型,提升系统经济性并降低碳排放。在此框架内,考虑生物质耦合发电与化工生产能量梯级利用,整合多种资源作为虚拟发电单元构建综合能源虚拟电厂(integrated energy virtual power plant, IEVPP),提高能源利用效率、提升系统灵活性。然而,IEVPP内部耦合关系更为复杂,如何协调内部资源进行合理调度尤为重要。

此外,风电、光伏作为IEVPP中的重要电源,其不确定性会影响系统安全稳定运行。在系统调度方面,常用随机优化和鲁棒优化刻画不确定性。其中,随机优化通过概率分布描述不确定性,适用范

围较广。文献[17]提出氢耦合系统随机优化调度策略,兼顾系统经济性与鲁棒性;文献[18]针对风电不确定性提出电-热-气系统日前随机调度,提升系统灵活性。因此,在IEVPP优化调度问题中可考虑通过随机优化应对新能源不确定性对系统的影响。

对此,当前对于IEVPP低碳调度研究存在以下问题:1)“燃煤+”耦合发电与碳捕集技术作为燃煤机组低碳灵活改造的重要手段,当前IEVPP低碳调度研究并未考虑二者的协同作用;2)化工生产作为IEVPP实现新能源消纳的重要方法,在调度过程中并未考虑化工生产的能量梯级利用;3)在综合能源生产单元研究框架下进行灵活改造后,IEVPP运行调度更为复杂。

对此,本文提出考虑“燃煤+”耦合发电与电-碳-氢-化工耦合的IEVPP随机低碳调度方法。首先引入生物质直接耦合发电与碳捕集技术,构建生物质混燃碳捕集电厂(biomass co-combustion carbon capture power plant, BCCPP)能量流动模型;其次构建低碳化工生产单元,考虑化工生产的能量梯级利用,提升系统用能效率;最后,考虑风光不确定性的影响,以系统总收益期望最大为目标构建IEVPP随机调度模型,通过算例验证所提方案的有效性。

## 1 考虑“燃煤+”耦合发电与低碳化工生产的IEVPP运行框架

本文构建的IEVPP系统架构如图1所示。IEVPP存在电、热、氢、碳能量耦合关系,其中火电机组改造为BCCPP。电能需求通过风电、光伏、热电联产(combined heat and power, CHP)和BCCPP提供;热能需求通过化工生产、CHP以及电锅炉提供。风光通过电锅炉以及化工生产进行利用,碳捕集所捕集的CO<sub>2</sub>一部分用于生产尿素进行售卖,剩余则向碳市场进行出售。

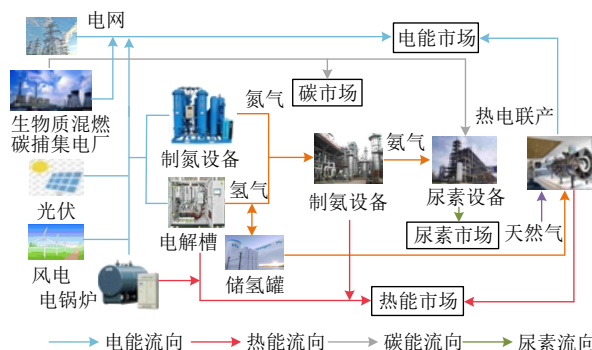


图1 IEVPP结构

Fig. 1 IEVPP structure

### 1.1 生物质混燃碳捕集电厂灵活运行模型

传统火电机组存在高污染特性,难以保证能源

系统的低碳运行。生物质能具有清洁、低碳特性,通过生物质与煤炭混合燃烧可实现火电机组用能清洁化,促进系统低碳发展。在生物质混燃技术中,生物质直接掺烧技术投资成本低、对原机组影响小,发电效率高,应用广泛<sup>[19]</sup>。

同时,本文引入碳捕集技术,通过生物质直接

耦合发电与碳捕集技术将火电机组改造为 BCCPP,通过二者实现火电机组协同降碳。BCCPP 结构如图 2 所示。

从图 2 可以看出,BCCPP 的输入由生物质和煤炭两部分构成。在 BCCPP 的输出方面,包括净输出功率和碳捕集能耗。

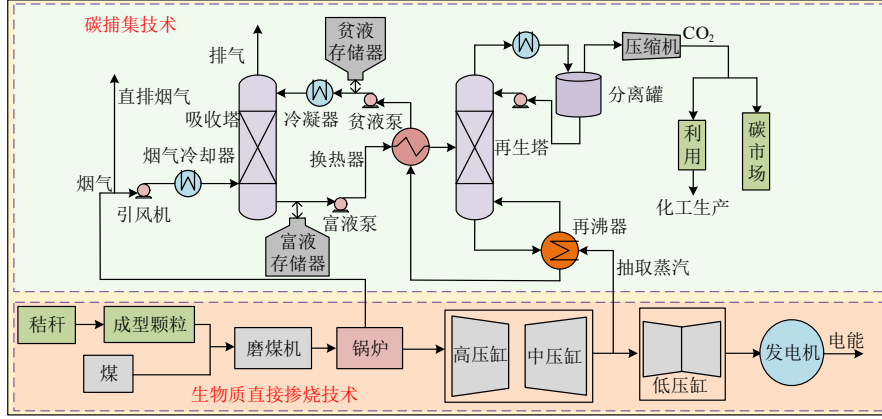


图 2 生物质混燃碳捕集电厂系统结构

Fig. 2 System architecture of biomass co-combustion carbon capture power plant

$$\begin{cases} P_{BP}(t) = P_{BG}(t) + P_{CG}(t) \\ P_{BP}(t) = P_J(t) + P_F(t) + P_{CCS}(t) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{BP}(t)$  为  $t$  时段 BCCPP 总输出功率;  $P_{BG}(t)$ 、 $P_{CG}(t)$  分别为  $t$  时段生物质和煤炭出力;  $P_J(t)$ 、 $P_F(t)$ 、 $P_{CCS}(t)$  分别为  $t$  时段净输出功率、碳捕集固定能耗和碳捕集运行能耗。

在生物质直接耦合发电技术研究中,为保证火电机组安全经济运行,降低机组改造成本,生物质混燃比即生物质质量占总输入质量的比值不应超过 20%<sup>[4]</sup>,生物质混燃模型如下所示:

$$\begin{cases} \gamma(t) = \frac{P_{BG}(t)}{Q_B} / \left( \frac{P_{BG}(t)}{Q_B} + \frac{P_{CG}(t)}{Q_C} \right) \\ \gamma(t) = 20\% \\ Q_{mix} = \gamma(t)Q_B + (1 - \gamma(t))Q_C \\ P_{BP}(t) = Q_{mix} \left( \frac{P_{BG}(t)}{Q_B} + \frac{P_{CG}(t)}{Q_C} \right) \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $\gamma(t)$  为  $t$  时段生物质混燃比,本文选取 20%;  $Q_B$ 、 $Q_C$ 、 $Q_{mix}$  分别为生物质热值、煤炭热值以及二者混合燃烧时的热值。

本文考虑碳捕集设备的综合灵活运行方式,碳捕集模型如下:

$$\begin{cases} E_{BP}(t) = e_{BP} P_{BP}(t) \\ E_{CO_2}(t) = E_{CG}(t) + \beta \omega E_{BP}(t) \\ 0 \leq E_{CO_2}(t) \leq \eta \beta e_{BP} P_{BPmax} \\ P_{CCS}(t) = \zeta E_{CO_2}(t) \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $E_{CO_2}(t)$ 、 $E_{CG}(t)$ 、 $E_{BP}(t)$  分别为  $t$  时段电厂捕集  $CO_2$  质量、溶液存储器在  $t$  时段提供的待捕集

的  $CO_2$  质量以及电厂在  $t$  时段产生的  $CO_2$  总量;  $\beta$ 、 $\zeta$ 、 $\eta$  分别为碳捕集效率、捕集单位  $CO_2$  的能耗以及再生塔和压缩机最大工作系数;  $e_{BP}$  和  $\omega$  分别表示电厂的碳排放强度和烟气分流比;  $P_{BPmax}$  表示电厂最大输出功率。

## 1.2 电-碳-氢-化工耦合关系及精细化建模

随着高比例新能源的并网, P2A 促进新能源消纳的同时可实现低碳化工生产,促进化工行业低碳转型。在 IEVPP 中,电-碳-氢-化工多能耦合系统结构与能量流动关系如图 3 所示。

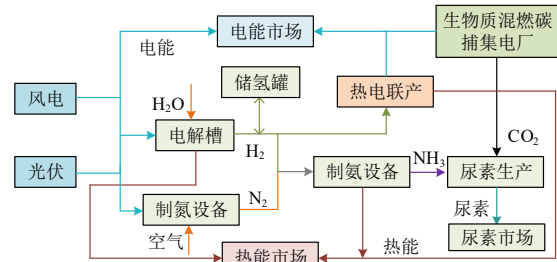


图 3 电-碳-氢-化工耦合系统能量流动关系

Fig. 3 Energy flow relationship of electricity-carbon-hydrogen-chemical coupling system

### 1.2.1 电解水制氢建模

电解槽以水为原料,利用富余风光将水电解产生绿氢用于化工生产。本文考虑电解槽制氢的能量梯级利用。电解槽模型<sup>[20]</sup>如下所示:

$$\begin{cases} P_{EL}(t) = \eta_{EL}(t) P_{ELin}(t) \\ \eta_{EL}(t) = a \left( \frac{P_{ELin}(t)}{P_{ELr}} \right)^2 + b \left( \frac{P_{ELin}(t)}{P_{ELr}} \right) + c \\ P_{EL,h}(t) = \eta_{EL,h} P_{ELin}(t) \\ P_{ELin}^{min} \leq P_{ELin} \leq P_{ELin}^{max} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $P_{\text{ELin}}(t)$ 、 $P_{\text{EL}}(t)$ 、 $P_{\text{EL,h}}(t)$  为  $t$  时段电解槽输入功率、输出功率和热功率;  $P_{\text{ELr}}$  为额定功率;  $\eta_{\text{EL}}(t)$ 、 $\eta_{\text{EL,h}}$  为氢、热转化效率;  $a$ 、 $b$ 、 $c$  分别为效率函数系数;  $P_{\text{ELin}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{ELin}}^{\text{min}}$  为电解槽最大、最小输入功率。

在 IEVPP 中, 为保证化工生产的稳定运行, 引入储氢罐实现氢气量的平滑调节。

$$\begin{cases} S_{\text{H}}(t+1) = S_{\text{H}}(t) + (P_{\text{H}}^{\text{cha}}(t)\eta_{\text{cha}} - P_{\text{H}}^{\text{dis}}(t)/\eta_{\text{dis}}) \\ S_{\text{H}}^{\text{min}} \leq S_{\text{H}} \leq S_{\text{H}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $S_{\text{H}}$  为储氢罐容量;  $P_{\text{H}}^{\text{cha}}(t)$ 、 $P_{\text{H}}^{\text{dis}}(t)$  为  $t$  时段储、用氢功率;  $\eta_{\text{cha}}$ 、 $\eta_{\text{dis}}$  为储、用氢效率;  $S_{\text{H}}^{\text{max}}$ 、 $S_{\text{H}}^{\text{min}}$  分别为储氢罐的最大、最小容量。

### 1.2.2 氮气生成单元建模

变压吸附(pressure swing adsorption, PSA)设备以碳分子筛作为吸附剂, 以空气为原料, 选择性吸附空气中的氧气分子, 使得残留气体富含氮气。PSA 输入功率参考文献[21]。

### 1.2.3 氨气合成单元建模

将电解水产生的氢气与 PSA 设备产生的氮气通过制氨设备进行哈伯反应合成氨。制氨过程为放热反应, 考虑能量梯级利用, 模型如下所示:

$$\begin{cases} P_{\text{NH}_3}(t) = \eta_{\text{NH}_3} P_{\text{NH}_3,\text{in}}(t) \\ P_{\text{NH}_3,\text{h}}(t) = \eta_{\text{P2A}} \sigma m_{\text{NH}_3}(t) \\ P_{\text{NH}_3,\text{in}}^{\text{min}} \leq P_{\text{NH}_3,\text{in}} \leq P_{\text{NH}_3,\text{in}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $P_{\text{NH}_3,\text{h}}(t)$  为  $t$  时段制氨设备提供的热功率;  $P_{\text{NH}_3,\text{in}}(t)$ 、 $P_{\text{NH}_3}(t)$  为  $t$  时段制氨设备的输入、输出功率;  $\eta_{\text{NH}_3}$  为制氨效率;  $\eta_{\text{P2A}}$  为制氨设备供热的热释放比例;  $\sigma$  为单位质量氨气所释放的热功率;  $m_{\text{NH}_3}(t)$  为  $t$  时段生成氨的质量;  $P_{\text{NH}_3,\text{in}}^{\text{max}}$ 、 $P_{\text{NH}_3,\text{in}}^{\text{min}}$  分别为制氨设备的最大、最小输入功率。

### 1.2.4 尿素合成单元建模

合成的氨气被送入化工合成装置中合成尿素进行售卖获取利润。尿素合成过程中需要二氧化碳, 考虑碳-氨耦合过程, 将 BCCPP 捕集的  $\text{CO}_2$  进行利用, 减少购碳成本并降低 IEVPP 碳排放量。尿素合成反应原理为



### 1.2.5 燃气轮机掺氢模型

在考虑电-碳-氢-化工耦合的基础上, 本文引入热电联产提升 IEVPP 灵活性。为丰富氢能利用场景, 考虑燃气轮机掺氢使得氢能送入 CHP 促进 IEVPP 低碳运行, 实现 CHP 燃料的清洁替代。燃气轮机掺氢模型<sup>[22]</sup>如下:

$$\begin{cases} \psi(t) = \frac{P_{\text{HCHP}}(t)}{L_{\text{H}}} / \left( \frac{P_{\text{HCHP}}(t)}{L_{\text{H}}} + \frac{P_{\text{GCHP}}(t)}{L_{\text{G}}} \right) \\ \psi(t) = 10\% \\ P_{\text{CHP}}(t) = L_{\text{mix}}(t) \left( \frac{P_{\text{HCHP}}(t)}{L_{\text{H}}} + \frac{P_{\text{GCHP}}(t)}{L_{\text{G}}} \right) \\ L_{\text{mix}}(t) = \psi(t)L_{\text{H}} + (1-\psi(t))L_{\text{G}} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $\psi(t)$  为  $t$  时段热电联产掺氢体积比;  $P_{\text{HCHP}}(t)$ 、 $P_{\text{GCHP}}(t)$  分别为  $t$  时段热电联产输入氢气功率和天然气功率;  $L_{\text{H}}$ 、 $L_{\text{G}}$  为氢气和天然气低位热值;  $L_{\text{mix}}(t)$ 、 $P_{\text{CHP}}(t)$  分别为  $t$  时段混合燃气低位热值与输入热电联产的混合燃气功率。

考虑燃气轮机掺氢后, CHP 输出的电、热功率如下所示:

$$\begin{cases} P_{\text{CHPe}}(t) = \eta_{\text{e}} P_{\text{CHP}}(t) \\ P_{\text{CHPh}}(t) = \eta_{\text{h}} P_{\text{CHP}}(t) \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $P_{\text{CHPe}}(t)$ 、 $P_{\text{CHPh}}(t)$  为  $t$  时段 CHP 输出的电功率与热功率;  $\eta_{\text{e}}$ 、 $\eta_{\text{h}}$  为电、热转换效率。

## 2 基于风光场景生成的 IEVPP 随机低碳调度模型

在实际调度过程中, 风电、光伏存在随机性和波动性。为进一步提升 IEVPP 运行调度过程对不确定性环境的适应能力, 本文采用场景分析方法对风光不确定性进行处理。得到不同场景下风光曲线后, 考虑能量平衡约束、多能耦合约束和设备运行约束等, 以 IEVPP 收益最大为目标构建随机低碳调度模型。

### 2.1 IEVPP 随机场景生成

IEVPP 内风电、光伏具有不确定性, 其预测值与实际值之间存在误差。拉丁超立方采样法(latin hypercube sampling, LHS)作为一种随机分层抽样方法, 相比蒙特卡洛方法可有效改善样本值对输入随机变量分布空间的覆盖程度<sup>[23]</sup>。本文认为 IEVPP 风光功率预测误差服从正态分布, 基于 LHS 生成 IEVPP 各调度时刻的风光出力预测误差的集合。

$$\begin{cases} P_{\text{w},\beta}(t) = P_{\text{w,pre}}(t) + P_{\text{we},\beta}(t) \\ P_{\text{p},\beta}(t) = P_{\text{p,pre}}(t) + P_{\text{pe},\beta}(t) \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $P_{\text{w},\beta}(t)$ 、 $P_{\text{p},\beta}(t)$  分别为第  $\beta$  场景下  $t$  时段风电、光伏功率;  $P_{\text{w,pre}}(t)$ 、 $P_{\text{p,pre}}(t)$  为  $t$  时段风电、光伏功率预测值;  $P_{\text{we},\beta}(t)$ 、 $P_{\text{pe},\beta}(t)$  为第  $\beta$  场景下  $t$  时段风电、光伏功率预测误差。

通过 LHS 生成大量风光场景后, 场景之间相似度较高。为减少计算复杂度, 采用基于概率距离同步回代削减法对场景集进行削减, 得到具有相应概

率的精简场景<sup>[24]</sup>。

对此, 本文通过 LHS 生成 1000 个风光原始场景, 再通过同步回代削减得到 5 个场景和相应概率。

## 2.2 IEVPP 随机调度模型

### 2.2.1 目标函数

本文所提 IEVPP 随机低碳调度模型以系统收益期望最大为目标, 目标函数如下所示:

$$C = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \rho_s (C_{en,s}(t) + C_{co,s}(t) + C_{t,s}(t) - C_{c,s}(t) - C_{uo,s}(t) - C_{r,s}(t) - C_{zj}) \quad (11)$$

式中:  $S$  为场景总数;  $T$  为调度周期;  $C$  为系统收益期望值;  $\rho_s$  为场景  $s$  下的概率值;  $C_{en,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段售能收益;  $C_{co,s}(t)$ 、 $C_{t,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段化工收益和售碳收益;  $C_{c,s}(t)$ 、 $C_{uo,s}(t)$ 、 $C_{r,s}(t)$ 、 $C_{zj,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段碳交易成本、机组运行成本、弃电成本以及设备折旧成本。

#### 1) 售能收益。

售能收益包括售电收益和售热收益。

$$C_{en,s}(t) = C_{e,s}(t) + C_{h,s}(t) \quad (12)$$

式中:  $C_{e,s}(t)$ 、 $C_{h,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段售电收益、售热收益。

售电、售热收益如下所示:

$$\begin{cases} C_{e,s}(t) = \alpha_e(t) P_{esell}(t) \\ C_{h,s}(t) = \alpha_h(t) P_{hsell}(t) \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $\alpha_e(t)$ 、 $\alpha_h(t)$  分别为  $t$  时段售电、售热价格;  $P_{esell}(t)$ 、 $P_{hsell}(t)$  为  $t$  时段售电、售热量。

#### 2) 化工收益。

系统化工收益如下所示:

$$\begin{cases} C_{co,s}(t) = C_{Nsell,s}(t) - C_{Ntran,s}(t) \\ C_{Nsell,s}(t) = C_{CO(NH_2)_2} m_{CO(NH_2)_2,s}(t) \\ C_{Ntran,s}(t) = C_{tran} m_{CO(NH_2)_2,s}(t) \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $C_{Nsell,s}(t)$ 、 $C_{Ntran,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段尿素利润及运输成本;  $C_{CO(NH_2)_2}$ 、 $C_{tran}$  为单位质量尿素售价及运输成本。

#### 3) 售碳收益。

$$C_{t,s}(t) = \alpha_c(t) (E_{CO_2,s}(t) - E_{CO_2,s}(t)) \quad (15)$$

式中:  $\alpha_c(t)$  为  $t$  时段售碳价格;  $E_{CO_2,s}(t)$ 、 $E_{CO_2,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段碳捕集捕集  $CO_2$  量与化工生产消耗  $CO_2$  量。

#### 4) 碳交易成本。

为降低系统碳排放量, 本文引入碳交易, 采用无偿分配方式进行初始碳配额分配, 初始碳配额模型<sup>[25-26]</sup>如下所示:

$$\begin{cases} E_{IEVPP,s}(t) = E_{ut,s}(t) + E_{chp,s}(t) \\ E_{ut,s}(t) = \lambda_{ut} P_{BP,s}(t) \\ E_{chp,s}(t) = \lambda_{chp} (\psi P_{CHPe,s}(t) + P_{CHPh,s}(t)) \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $E_{IEVPP,s}(t)$ 、 $E_{ut,s}(t)$ 、 $E_{chp,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段 IEVPP、BCCPP 与 CHP 的碳配额;  $\lambda_{ut}$  为 BCCPP 单位功率碳排放配额;  $\psi$  为发电量折算为供热量的折算系数;  $\lambda_{chp}$  为 CHP 单位供热量的碳排放配额。

本文考虑燃煤耦合生物质发电和燃气轮机掺氢, 为体现清洁能源的环保价值, 实际碳排放模型如下所示:

$$\begin{cases} E_{IEVPPa,s}(t) = E_{uta,s}(t) + E_{chpa,s}(t) \\ E_{uta,s}(t) = \delta_{ut} P_{CG,s}(t) \\ E_{chpa,s}(t) = \delta_{chp} (\psi P_{CHPge,s}(t) + P_{CHPgh,s}(t)) \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $E_{IEVPPa,s}(t)$ 、 $E_{uta,s}(t)$ 、 $E_{chpa,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段 IEVPP、BCCPP 与 CHP 的实际碳排放量;  $\delta_{ut}$  为 BCCPP 单位功率实际碳排放量;  $\delta_{chp}$  为 CHP 单位热功率实际碳排放量;  $P_{CHPge,s}(t)$ 、 $P_{CHPgh,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段 CHP 输入天然气产生的电、热功率。

综上, IEVPP 参与碳交易的碳排放量如下:

$$\begin{cases} E_{C,s}(t) = E_{IEVPPa,s}(t) - E_{IEVPP,s}(t) - E_{CO_2,s}(t) \\ C_{e,s}(t) = \lambda_c E_{C,s}(t) \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $E_{C,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段参与碳交易的碳排放量;  $\lambda_c$  为碳交易价格。

#### 5) 设备折旧成本。

$$C_{zj} = \sum_{i=1}^I \frac{1}{365} \frac{I_{inv,i} S_i \varphi (1+\varphi)^{n_i}}{(1+\varphi)^{n_i} - 1} \quad (19)$$

式中:  $I$  为设备数量;  $I_{inv,i}$  为设备  $i$  单位容量投资成本;  $S_i$  为设备  $i$  容量;  $\varphi$  为年利率;  $n_i$  为设备  $i$  回收年限。

机组运行成本和弃电成本见附录 A。

### 2.2.2 约束条件

#### 1) 功率平衡约束。

IEVPP 功率平衡约束包括电功率、热功率以及氢功率平衡。

$$P_{esell}(t) = P_{j,s}(t) + P_{w,s}(t) + P_{p,s}(t) + P_{CHPe,s}(t) - P_{eb,s}(t) - P_{ELin,s}(t) - P_{PSA,s}(t) \quad (20)$$

$$P_{hsell}(t) = P_{ebh,s}(t) + P_{NH_3,h}(t) + P_{EL,h}(t) + P_{CHPh,s}(t) \quad (21)$$

$$P_{EL,s}(t) = P_{H,s}^{cha}(t) - P_{H,s}^{dis}(t) + P_{HCHP,s}(t) + P_{NH_3,in,s}(t) \quad (22)$$

式中： $P_{\text{PSA},s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段 PSA 输入功率； $P_{\text{eb},s}(t)$ 、 $P_{\text{ebh},s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段电锅炉消耗电功率及产热量。

2) 风光约束、BCCPP 约束、CHP 约束、电锅炉约束以及碳捕集约束见附录 A。

2.3 模型求解流程

本文构建 IEVPP 随机低碳调度模型为混合整数线性模型。为提高模型求解速度和效率，本文基于 MATLAB 平台编程使用 yalmip 工具包调用 gurobi 进行求解，gurobi 高效的求解速度和效率以及 MATLAB 建模的便捷性使得在处理该问题上更具有优势。所有测试均是在一台 Intel Core i7-11800H CPU 和 16GB 内存的电脑上完成。模型求解流程图如附录图 B1 所示。

3 算例分析

3.1 算例说明与基础数据

基于上述所提模型及约束条件，对 IEVPP 进行算例分析。电、热能源需求与风电不确定性场景见附录图 B2—B3，系统参数见附录表 B1—B3。

3.2 各场景调度结果设置与分析

为验证本文所提调度策略的有效性，设置 5 种场景进行对比分析，其中场景 5 为本文所提调度方法，不同场景设置如下所示：

场景 1：风电、光伏、常规火电、电锅炉与 CHP 满足能量需求，不考虑低碳化工生产。

场景 2：在场景 1 的基础上，引入碳捕集和 P2A 实现绿色化工生产并考虑燃气轮机掺氢。

场景 3：在场景 2 的基础上，考虑燃煤耦合生物质发电，将火电机组改造为 BCCPP。

场景 4：在场景 2 的基础上，考虑化工生产的能量梯级利用。

场景 5：综合考虑 BCCPP 与化工生产能量梯级利用，构建 IEVPP 实现系统低碳运行。

不同场景下系统各运行成本与收益情况如表 1 所示。

场景 1 为传统供电模式，由于 CHP 存在“以热定电”约束，使得其电出力难以下调。在调度过程中尽管火电机组以最低出力运行，系统风光仍然无法完全消纳，存在弃电现象。

场景 2 引入 CCS-P2A 低碳化工生产单元，富余风光通过 P2A 进行消纳。以第一组的风光曲线为例，后续皆是如此。场景 2 电功率平衡如图 4 所示。

火电机组引入碳捕集设备后，由于存在碳捕集能耗，火电机组实际出力增加，因此场景 2 碳排放

表 1 不同场景下的调度结果  
Table 1 Scheduling results under different scenarios

| 参数及单位    | 不同场景下的调度结果 |         |         |         |         |
|----------|------------|---------|---------|---------|---------|
|          | 场景 1       | 场景 2    | 场景 3    | 场景 4    | 场景 5    |
| 售能利润/万元  | 249.58     | 249.58  | 249.58  | 249.58  | 249.58  |
| 化工利润/万元  | 0          | 90.95   | 90.95   | 112.71  | 112.61  |
| 售碳利润/万元  | 0          | 4.70    | 4.70    | 5.13    | 5.13    |
| 运行成本/万元  | 122.08     | 134.23  | 129.75  | 106.48  | 101.40  |
| 弃电成本/万元  | 21.85      | 0       | 0       | 0       | 0       |
| 碳排放量/t   | 1969.62    | 2148.43 | 1810.02 | 2068.20 | 1685.61 |
| 碳交易成本/万元 | -1.97      | -19.92  | -25.00  | -16.31  | -22.03  |
| 折旧成本/万元  | 0          | 73.58   | 73.58   | 73.58   | 73.58   |
| 总收益/万元   | 107.62     | 157.34  | 166.90  | 203.67  | 214.37  |
| 求解时间/s   | 1.27       | 1.96    | 2.92    | 2.24    | 3.31    |

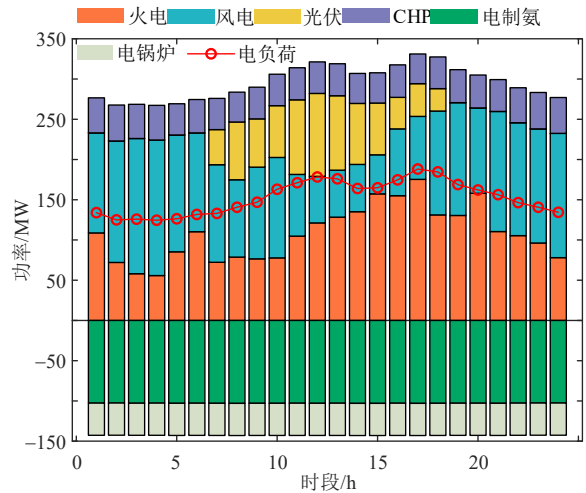


图 4 场景 2 电功率平衡

Fig. 4 Electric power balance of scenario 2

量增加。由于碳捕集设备可捕集火电机组产生的二氧化碳，其碳交易成本相比场景 1 下降 17.95 万元。系统引入化工生产单元后，可通过燃气轮机掺氢降低系统碳排放及购气量的同时通过售卖尿素以及二氧化碳增加自身收益。尽管场景 2 相比场景 1 增加设备投资成本，但总收益相比场景 1 增加 49.72 万元。

场景 3 引入燃煤耦合生物质发电，火电机组改造为 BCCPP 后，其出力情况如附录图 B4—B5 所示。当负荷低谷时期，BCCPP 提高碳捕集能耗压缩系统净出力。负荷高峰时期，BCCPP 增加自身出力并降低碳捕集能耗以提高自身净出力，通过调节碳捕集能耗实现自身的灵活出力。

图 B4 可以看出，考虑“燃煤+”耦合发电后，BCCPP 的能量由生物质发电和煤炭发电构成，该技术仅对火电机组的输入能量进行部分清洁替代。可以看出，场景 2、3 火电机组输出功率相同，碳捕集能耗相同，证明生物质混燃发电技术不会对输出功率产生影响。由于场景 3 中 BCCPP 存在生物质发电，考虑生物质能的碳循环特性，因此引入生物

质直接掺烧技术后火电机组碳排放降低。场景 3 系统碳排放量相比场景 2 下降 338.41t 且在碳交易中获得更大利润, 系统总收益相比场景 2 增加 9.56 万元, 证明“燃煤+”耦合发电与碳捕集技术可以实现协同降碳, 提升系统收益。

场景 4 考虑能量梯级利用, 通过化工生产促进风光消纳的同时将化工生产的余热供给热负荷。场景 4 热功率平衡如图 5 所示。考虑余热利用后, 化工生产的余热可满足部分热负荷需求, CHP 供热量降低, 运行更加灵活。此外, 考虑化工生产的余热利用促进系统能量梯级利用, 化工生产能耗增加, 系统化工利润增加, 总收益相比场景 2 增加 46.33 万元。

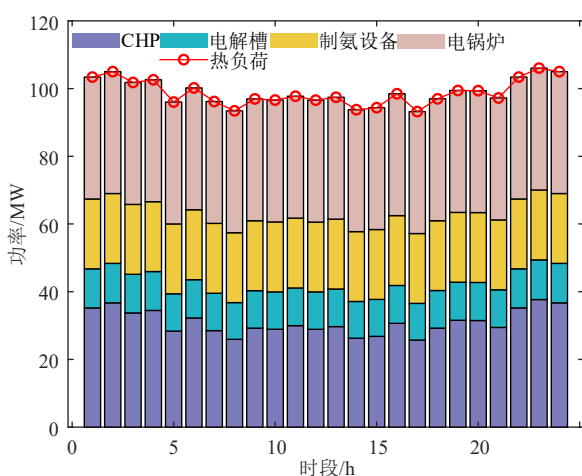


图 5 场景 4 热功率平衡图

Fig. 5 Thermal power balance of scenario 4

场景 5 综合考虑 BCCPP 和低碳化工生产, 构建 IEVPP 促进系统低碳经济发展。场景 5 电功率平衡如图 6 所示。考虑 BCCPP 和化工生产能量梯级利用后, CHP 灵活性增加, 提升系统灵活性。碳排放量相比场景 3、4 分别下降 124.41t 和 382.59t, 总

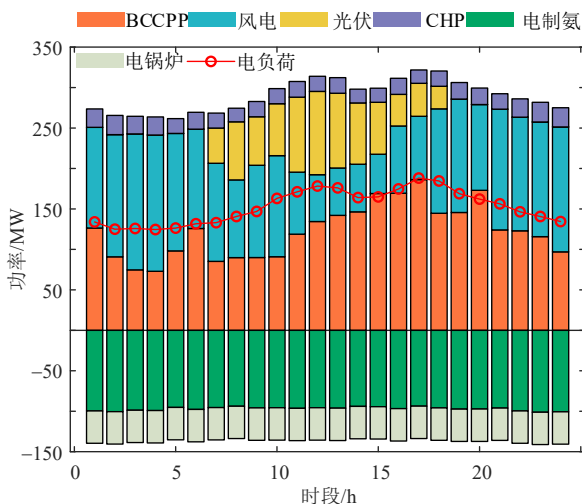


图 6 场景 5 电功率平衡

Fig. 6 Electric power balance of scenario 5

收益相比场景 3、4 分别增加 47.47、10.7 万元。

### 3.3 灵敏性分析

#### 3.3.1 碳交易价格分析

不同碳交易价格下各场景收益如图 7 所示。由于各场景下系统均参与碳交易获利, 随着碳交易价格的增加, 各场景收益逐渐增加。各场景参与碳市场的碳排放量不同, 场景 3 和场景 5 在碳交易中获利最多, 场景 1 获利最少。因此, 碳交易价格的波动对场景 3 和 5 影响最大, 对场景 1 的影响最小。

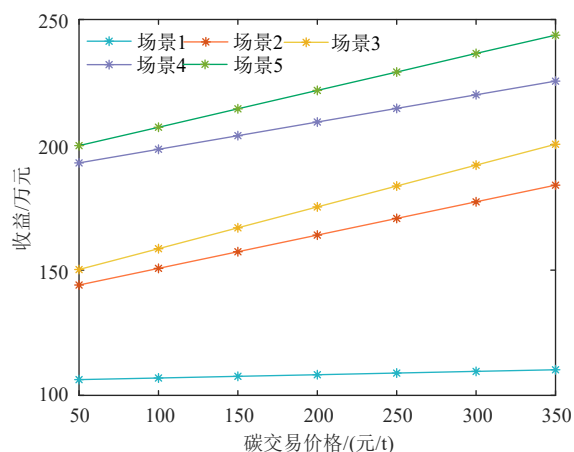


图 7 不同碳交易价格下各场景收益对比

Fig. 7 Income comparison of each scenario under different carbon trading prices

#### 3.3.2 尿素价格分析

不同尿素价格下各场景收益如图 8 所示。场景 1 未考虑化工生产, 其收益不受尿素价格影响。场景 2—5 考虑化工生产后, 系统收益随着尿素价格的升高而增加。场景 2 和 3 未考虑化工生产的余热利用, 当尿素价格小于 1000 元/t 时, 系统的运行收益小于场景 1 的运行收益。场景 4 和 5 考虑化工余热利用后, 化工产能增加, 系统具有更多的化工利润。当尿素价格大于 500 元/t 时, 场景 4 和 5 的运

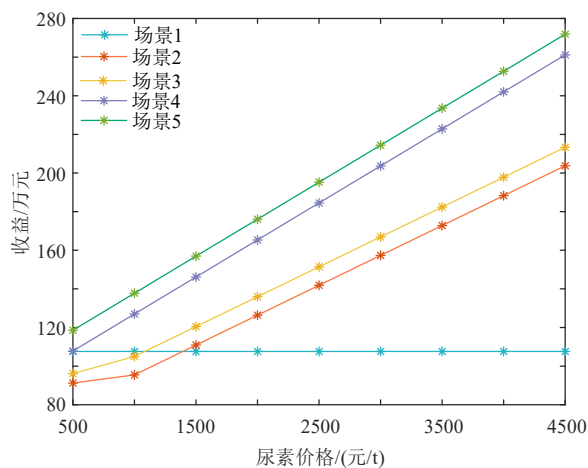


图 8 不同尿素价格下各场景收益对比

Fig. 8 Income comparison of different scenarios under different urea prices

行收益大于场景1的运行收益,证明考虑能量梯级利用能够增加系统收益,提升系统经济性。

### 3.3.3 能源价格分析

不同煤炭价格下各场景收益如图9所示。可以看出,不同场景下系统的收益随着煤炭价格的升高而降低。IEVPP考虑化工生产后,火电机组出力增加,因此煤炭价格对场景2—5的影响较大。

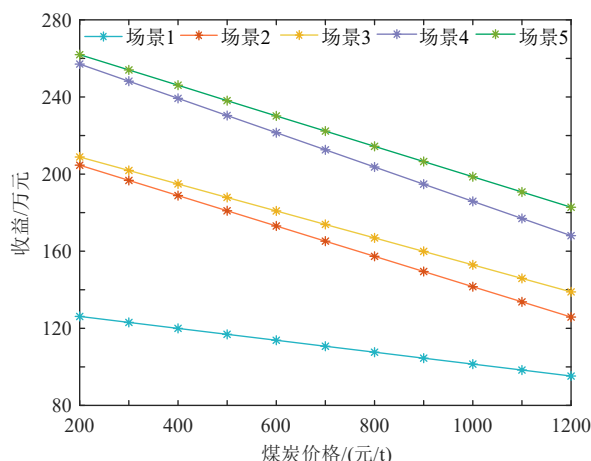


图9 不同煤炭价格下各场景收益对比

Fig. 9 Income comparison of different scenarios under different coal prices

不同天然气价格下各场景收益如图10所示。各场景下系统收益随着天然气价格的升高而降低。场景1考虑传统供电模式,其供热通过CHP和电锅炉满足。场景1未考虑燃气轮机掺氢,因此天然气价格变化对系统收益影响较大。场景2、3引入化工生产并考虑燃气轮机掺氢,CHP部分输入可通过电解槽产生的氢气满足,降低天然气价格对系统收益的影响。场景4、5考虑化工生产的余热利用,实现系统的能量梯级利用,CHP供热出力降低,因此天然气价格波动对场景4、5影响最小。

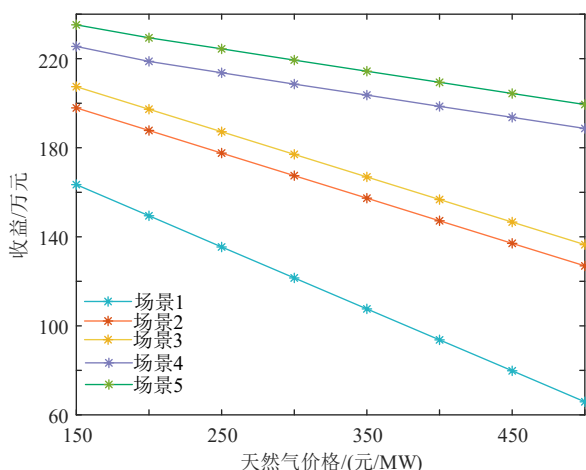


图10 不同天然气价格下各场景收益对比

Fig. 10 Income comparison of different scenarios under different natural gas prices

### 3.3.4 电解槽容量分析

以场景5为例,分析不同电解槽容量对IEVPP收益的影响。电解槽容量选取50~150MW之间变化,步长为10MW,不同电解槽容量下的系统收益和折旧成本变化如附录图B6所示。从图中可以看出,电解槽的折旧成本随着电解槽容量的增加而增加,系统总收益随着电解槽容量的上升呈现先上升后下降的趋势。

在上述基础上,将电解槽容量设置在90~100MW之间变化,步长为1MW。可以看出,电解槽容量在93MW时系统收益最大。富余风光产生的氢气一部分用于燃气轮机掺氢,另一部分用于化工生产。当电解槽容量小于93MW时,系统获得的收益超出设备折旧成本,收益增加。当电解槽容量大于93MW时,风光容量受到装机容量的限制,化工生产不会获得更多的利润,因此收益低于设备折旧成本,系统总收益呈现下降趋势。

### 3.3.5 混燃比与掺氢比分析

以场景5为例,分析生物质混燃比和燃气轮机掺氢比对IEVPP运行状态和收益的影响。

在不增加额外投资成本的基础上,为保证火电机组安全稳定运行,生物质混燃比不应超过20%。不同生物质混燃比下系统收益和碳排放量如图11所示。随着火电机组煤炭掺烧生物质比例的增加,系统碳排放量逐渐降低,系统在碳交易中获利增加。随着生物质混燃比例的增加,系统总收益呈上升趋势。

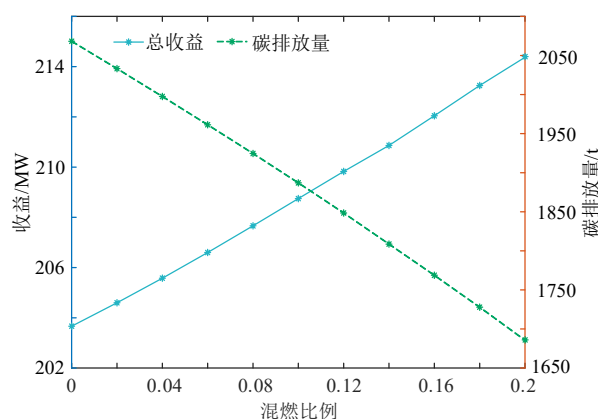


图11 不同生物质混燃比例下系统收益和碳排放量

Fig. 11 System revenue and carbon emissions under different biomass co-combustion ratios

相关研究表明,为保证燃气轮机安全稳定运行,天然气掺氢体积比应在20%以内<sup>[27]</sup>。不同混氢比例下系统分析如图12所示。

富余风光通过电解槽产生氢气,氢气用于化工生产和燃气轮机燃料。当天然气混氢比例小于0.12

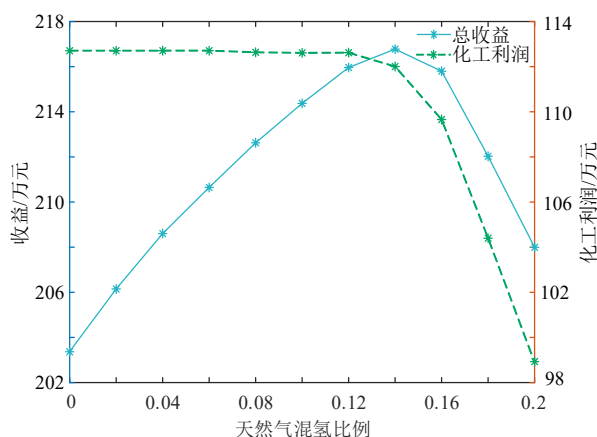


图 12 不同混氢比例下系统收益分析

Fig. 12 System revenue analysis under different hydrogen mixing ratios

时, 化工生产出力达到上限, 化工利润没有变化。随着混氢气比例增加, 系统在碳交易获利增加且外购天然气降低, 系统收益增加。当混氢比例为 0.14 时, 系统收益最大。当混氢比例大于 0.14 时, 为满足燃气轮机掺氢稳定运行, 化工生产所需的氢气降低, 化工利润下降, 系统总收益下降。

## 4 结论

为促进燃煤机组低碳改造, 同时实现可再生能源的开发与利用, 本文提出考虑“燃煤+”耦合发电与电-碳-氢-化工耦合的 IEVPP 随机低碳调度策略, 通过算例分析得到如下结论:

1) 与含碳捕集设备的火电机组相比, 本文引入“燃煤+”耦合发电与碳捕集技术对火电机组进行低碳化改造, 碳排放相比前者下降 338.41t(即 15.75%), 总收益增加 9.56 万元(即 6.07%), 证明本文所提低碳调度方法能够实现火电机组低碳转型。

2) 与传统化工生产相比, 本文引入低碳化工生产单元促进风光消纳并增加系统收益。同时, 本文考虑化工生产的能量梯级利用, 其碳排放量下降 80.23t(即 3.73%), 收益增加 46.33 万元(即 29.45%)。

3) 本文构建考虑“燃煤+”耦合发电与电-碳-氢-化工耦合的 IEVPP, 其碳排放量相比传统发电单元下降 284.01t(即 14.42%), 总收益增加 106.75 万元(即 99.19%); 同时, 风光全额消纳, 证明本文所提 IEVPP 调度策略实现风光消纳的同时具有低碳经济特性。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

## 参考文献

[1] 国家发展改革委. 关于印发《绿色低碳转型产业指导目录(2024 年版)》的通知[EB/OL]. [2024-02-02]. <https://www.gov.cn/>

zhengce/zhengceku/202403/content\_6935418.htm.

[2] 舒印彪, 赵勇, 赵良, 等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663-1671. SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663-1671(in Chinese).

[3] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189-207. ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207(in Chinese).

[4] 谭厚章, 杨富鑫, 王新宁, 等. 全链条大型燃煤机组直接耦合生物质发电降碳技术[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(2): 631-641. TAN Houzhang, YANG Fuxin, WANG Xinning, et al. Whole-chain biomass direct co-firing technology for the coal-fired power plant to reduce CO<sub>2</sub> emission[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(2): 631-642(in Chinese).

[5] 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(S1): 28-51. HUANG Yuhan, 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(in Chinese).

[6] LIU Caibo, HSU C Y, AGRAWAL M K, et al. Design and thermo-enviro-economic analyses of an innovative environmentally friendly trigeneration process fueled by biomass feedstock integrated with a post-combustion CO<sub>2</sub> capture unit[J]. Journal of Cleaner Production, 2024, 443: 141137.

[7] ZHANG Yunlong, LIU Lancui, KANG Jianing, et al. Economic feasibility assessment of coal-biomass co-firing power generation technology[J]. Energy, 2024, 296: 131092.

[8] ZHANG Ziteng, ZHU Mingjuan, LIU Shanjian, et al. Dynamic modeling and coupling characteristics analysis of biomass power plant integrated with carbon capture process[J]. Energy Conversion and Management, 2022, 273: 116431.

[9] 葛磊蛟, 李京京, 李昌禄, 等. 面向零碳园区的综合能源系统优化运行技术综述[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1821-1835. GE Leijiao, LI Jingjing, LI Changlu, et al. Overview of integrated energy system optimal operation technology for zero-carbon parks[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1821-1835(in Chinese).

[10] 李佳蓉, 林今, 肖晋宇, 等. 面向可再生能源消纳的电化工(P2X)技术分析及其能耗水平对比[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(1): 86-96. LI Jiarong, LIN Jin, XIAO Jinyu, et al. Technical and energy consumption comparison of Power-to-chemicals(P2X) technologies for renewable energy integration[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 86-96(in Chinese).

[11] DÍAZ-MOTTA A, DÍAZ-GONZÁLEZ F, VILLA-ARRIETA M. Energy sustainability assessment of offshore wind-powered ammonia [J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 420: 138419.

[12] 袁文腾, 陈亮, 王春波, 等. 基于氨储能技术的电转氨耦合风-光-火综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 6992-7002. YUAN Wenteng, CHEN Liang, WANG Chunbo, et al. Bi-level optimal scheduling of power-to-ammonia coupling wind-photovoltaic-thermal integrated energy system based on ammonia energy storage technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6992-7002(in Chinese).

- [13] 崔杨, 孙喜斌, 付小标, 等. 考虑电转氨和生物质废能转换的农村化工综合能源系统低碳调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3350-3360.  
CUI Yang, SUN Xibin, FU Xiaobiao, et al. Low-carbon dispatch method of rural chemical industry integrated energy system considering power to ammonia and biomass waste energy conversion[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3350-3360(in Chinese).
- [14] ZHOU Xiaoxin, ZHAO Qiang, ZHANG Yuqiong, et al. Integrated energy production unit: An innovative concept and design for energy transition toward low-carbon development[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2021, 7(6): 1133-1139.
- [15] 崔杨, 徐扬, 张节潭, 等. 考虑太阳能辅助碳捕集技术的综合能源生产单元随机低碳调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(14): 5574-5587.  
CUI Yang, XU Yang, ZHANG Jietan, et al. Stochastic low-carbon scheduling strategy of integrated energy production unit considering solar-assisted carbon capture technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(14): 5574-5587(in Chinese).
- [16] 潘越, 林舜江, 梁炜焜, 等. 沿海区域综合能源生产单元随机优化调度[J]. 电网技术, 2024, 48(5): 1884-1895.  
PAN Yue, LIN Shunjiang, LIANG Weikun, et al. Stochastic optimal dispatch of coastal integrated energy production units[J]. Power System Technology, 2024, 48(5): 1884-1895(in Chinese).
- [17] 李咸善, 李晨杰, 张磊. 氢耦合区域综合能源系统集群双层博弈随机优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 238-247.  
LI Xianshan, LI Chenjie, ZHANG Lei. Dispatching strategy of hydrogen-coupled regional integrated energy system cluster based on two-level game stochastic optimization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 238-247(in Chinese).
- [18] TURK A, WU Qiuwei, ZHANG Menglin, et al. Day-ahead stochastic scheduling of integrated multi-energy system for flexibility synergy and uncertainty balancing[J]. Energy, 2020, 196: 117130.
- [19] 毛健雄. 燃煤耦合生物质发电[J]. 分布式能源, 2017, 2(5): 47-54.  
MAO Jianxiong. Co-firing biomass with coal for power generation[J]. Distributed Energy, 2017, 2(5): 47-54(in Chinese).
- [20] 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(in Chinese).
- [21] WEN Du, AZIZ M. Techno-economic analyses of power-to-ammonia-to-power and biomass-to-ammonia-to-power pathways for carbon neutrality scenario[J]. Applied Energy, 2022, 319: 119272.
- [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(in Chinese).
- [23] 岳子宜, 刘华志, 李永刚. 基于多阶段双重博弈的多园区随机场景最低碳分布式调度优化[J/OL]. 中国电机工程学报, 2024: 1-13 [2024-06-25]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231246>.  
YUE Ziyi, LIU Huazhi, LI Yonggang. Low-carbon distributed scheduling optimization for multi-park stochastic situations based on a multi-stage dual game[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2024: 1-13[2024-06-25]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231246>(in Chinese).
- [24] 杨欢红, 周泽, 黄文焄, 等. 计及废物处理和甲醇合成的工业园区综合能源低碳经济运行策略[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4201-4209.  
YANG Huanhong, ZHOU Ze, HUANG Wentao, et al. Integrated energy low-carbon economic operation of industrial parks considering waste treatment and methanol synthesis[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4201-4209(in Chinese).
- [25] 周伟, 孙永辉, 谢东亮, 等. 计及改进阶梯型碳交易和热电联产机组灵活输出的园区综合能源系统低碳调度[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 61-69.  
ZHOU Wei, SUN Yonghui, XIE Dongliang, et al. Low-carbon dispatch of park-level integrated energy system considering improved ladder-type carbon trading and flexible output of combined heat and power unit[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 61-69(in Chinese).
- [26] 王义军, 秦烨嵘, 高敏, 等. 考虑变掺氧富氧燃烧与利用 LNG 冷能的 LAES 的综合能源系统低碳经济调度[J]. 东北电力大学学报, 2024, 44(2): 99-109.  
WANG Yijun, QIN Yerong, GAO Min, et al. Low carbon economic dispatch of comprehensive energy system considering variable oxygen and oxygen rich combustion and utilizing LNG Cold energy LAES[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2024, 44(2): 99-109(in Chinese).
- [27] MEHRJERDI H, SABOORI H, JADID S. Power-to-gas utilization in optimal sizing of hybrid power, water, and hydrogen microgrids with energy and gas storage[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 45: 103745.



崔杨

在线出版日期: 2024-10-30。

收稿日期: 2024-07-15。

作者简介:

崔杨(1980), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统运行分析、新能源联网发电关键技术等, E-mail: cuiyang0432@163.com;

孙喜斌(2000), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化调度, E-mail: m15845375677@163.com;

程丁然(1998), 男, 通信作者, 博士研究生, 主要研究方向为综合能源系统优化运行, E-mail: chengdingran1121@163.com。

(责任编辑 徐梅)

## 附录 A

### 1) 机组运行成本

$$\begin{cases} C_{uo,s}(t) = C_{ut,s}(t) + C_{CHP,s}(t) \\ C_{ut,s}(t) = C_{utc,s}(t) + C_{utb,s}(t) + C_{ry,s}(t) \\ C_{ry,s}(t) = \lambda_{ry} \gamma E_{CO_2,s}(t) \\ C_{utc,s}(t) = aP_{C,s}^2(t) + bP_{C,s}(t) + c \\ C_{utb,s}(t) = \lambda_{ig} m_{ig,s}(t) \\ C_{CHP,s}(t) = \lambda_g P_{GCHP,s}(t) \end{cases} \quad (A1)$$

式中：  $C_{ut,s}(t)$ 、 $C_{CHP,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段 BCCPP 与 CHP 运行成本；  $C_{utc,s}(t)$ 、 $C_{utb,s}(t)$ 、 $C_{ry,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段煤炭、生物质燃料成本与溶剂损耗成本；  $\lambda_{ry}$ 、 $\gamma$  分别为溶剂成本系数与损耗系数；  $a$ 、 $b$ 、 $c$  为 BCCPP 耗量特性参数；  $m_{ig,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段秸秆质量；  $\lambda_{ig}$ 、 $\lambda_g$  为单位质量秸秆成本和单位功率天然气成本。

### 2) 弃电成本

$$\begin{cases} C_{r,s}(t) = C_{w,s}(t) + C_{p,s}(t) \\ C_{w,s}(t) = \lambda_w (P_{wind,s}(t) - P_{w,s}(t)) \\ C_{p,s}(t) = \lambda_p (P_{pv,s}(t) - P_{p,s}(t)) \end{cases} \quad (A2)$$

式中：  $C_{w,s}(t)$ 、 $C_{p,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段风电、光伏弃电成本；  $P_{wind,s}(t)$ 、 $P_{pv,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段风电、光伏预测出力；  $P_{w,s}(t)$ 、 $P_{p,s}(t)$  为场景  $s$  下  $t$  时段风电、光伏实际出力；  $\lambda_w$ 、 $\lambda_p$  为单位功率风电、光伏弃电成本。

### 3) 风光出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,s}(t) \leq P_{wind,s}(t) \\ 0 \leq P_{p,s}(t) \leq P_{pv,s}(t) \end{cases} \quad (A3)$$

### 4) BCCPP 出力约束

$$\begin{cases} P_{BPmin} \leq P_{BP,s}(t) \leq P_{BPmax} \\ -R_{BP} \leq P_{BP,s}(t+1) - P_{BP,s}(t) \leq R_{BP} \end{cases} \quad (A4)$$

式中：  $P_{BPmin}$ 、 $P_{BPmax}$ 、 $R_{BP}$  分别为 BCCPP 最小、最大输出功率以及爬坡功率。

### 5) CHP 出力约束

$$\begin{cases} P_{CHPmin} \leq P_{CHP,s}(t) \leq P_{CHPmax} \\ -R_{CHP} \leq P_{CHP,s}(t+1) - P_{CHP,s}(t) \leq R_{CHP} \end{cases} \quad (A5)$$

式中：  $P_{CHPmin}$ 、 $P_{CHPmax}$ 、 $R_{CHP}$  分别为 CHP 最小、最大输出功率以及爬坡功率。

### 6) 电锅炉出力约束

$$\begin{cases} P_{ebh,s}(t) = \eta_{eb} P_{eb,s}(t) \\ P_{ebmin} \leq P_{eb,s}(t) \leq P_{ebmax} \\ -R_{eb} \leq P_{eb,s}(t+1) - P_{eb,s}(t) \leq R_{eb} \end{cases} \quad (A6)$$

式中：  $P_{ebmin}$ 、 $P_{ebmax}$ 、 $R_{eb}$  分别为电锅炉最小、最大输出功率以及爬坡功率；  $\eta_{eb}$  表示电锅炉热转换效率。

### 7) 综合灵活运行方式下碳捕集系统约束

$$\begin{cases}
V_{ca,s}(t) = E_{CG,s}(t)M_{mea} / (M_{CO_2} \theta \zeta \rho) \\
V_{fy,s}(t+1) = V_{fy,s}(t) - V_{ca,s}(t) \\
V_{py,s}(t+1) = V_{py,s}(t) + V_{ca,s}(t) \\
0 \leq V_{py,s}(t) \leq V_{py\max} \\
0 \leq V_{fy,s}(t) \leq V_{fy\max} \\
V_{fy,s}(T+1) = V_{fy,s}(1) \\
V_{py,s}(T+1) = V_{py,s}(1)
\end{cases} \quad (A7)$$

式中:  $V_{ca,s}(t)$ 、 $V_{fy,s}(t)$ 、 $V_{py,s}(t)$  分别为场景  $s$  下  $t$  时段溶液存储器、富液与贫液存储器溶液体积;  $M_{mea}$ 、 $M_{CO_2}$  分别为乙醇胺与  $CO_2$  的摩尔质量;  $\theta$ 、 $\zeta$ 、 $\rho$  分别表示再生塔解析量、醇胺溶液的浓度和密度;  $V_{fy\max}$ 、 $V_{py\max}$  表示富液、贫液存储器最大容量;  $V_{fy,s}(1)$ 、 $V_{py,s}(1)$  表示场景  $s$  下富液、贫液存储器初始溶液体积;  $V_{fy,s}(T+1)$ 、 $V_{py,s}(T+1)$  表示场景  $s$  下富液、贫液存储器调度周期结束后的体积。

## 附录 B

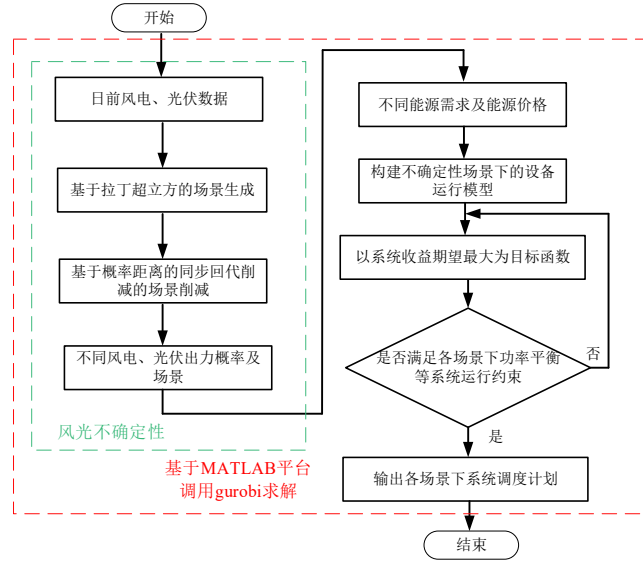


图 B1 模型求解流程图

Fig. B1 Flow chart of model solving

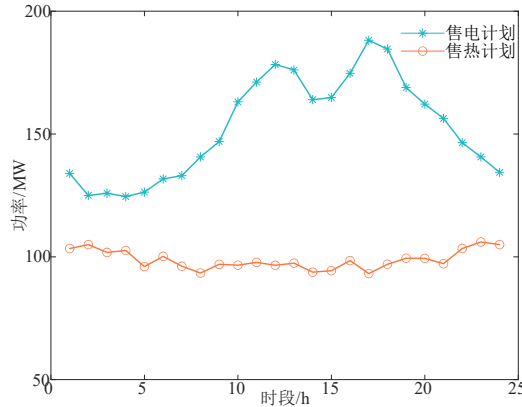


图 B2 IEVPP 售能计划

Fig. B2 Energy selling plan of IEVPP

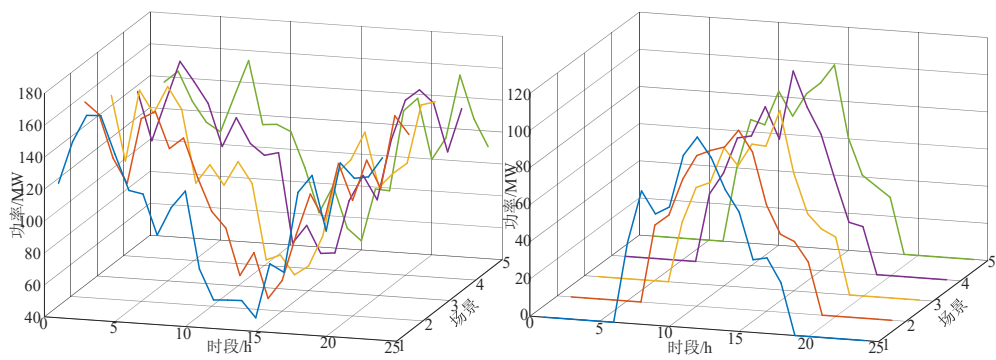


图 B3 IEVPP 风光出力场景  
Fig. B3 Wind and solar power output scenario of IEVPP

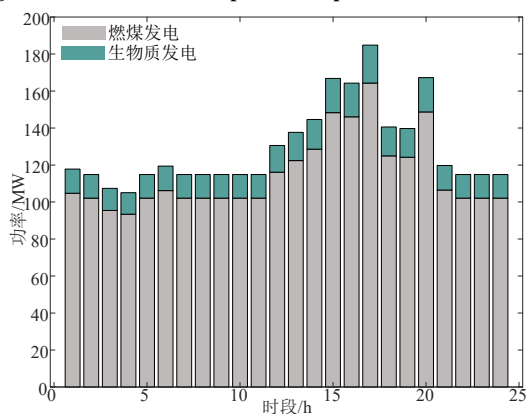


图 B4 场景 3BCCPP 出力分析  
Fig. B4 BCCPP output analysis of scenario 3

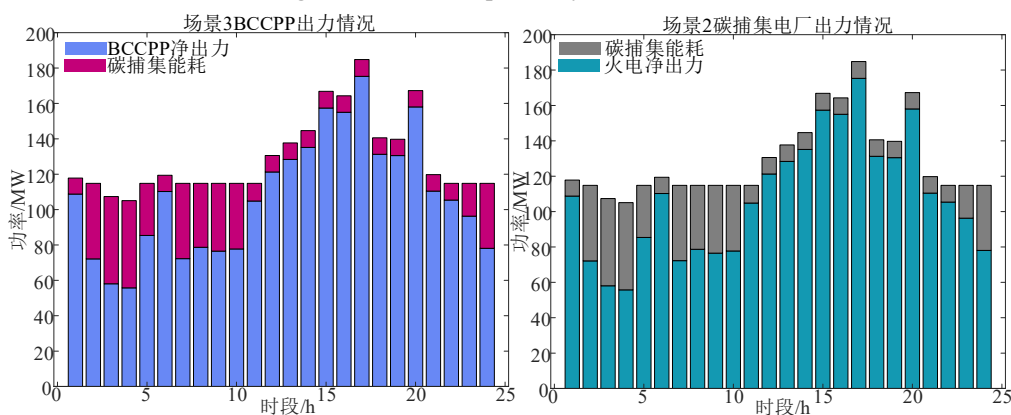


图 B5 场景 2、3 火电机组出力对比  
Fig. B5 Comparison of the output of thermal power units in Scenario 2 and 3

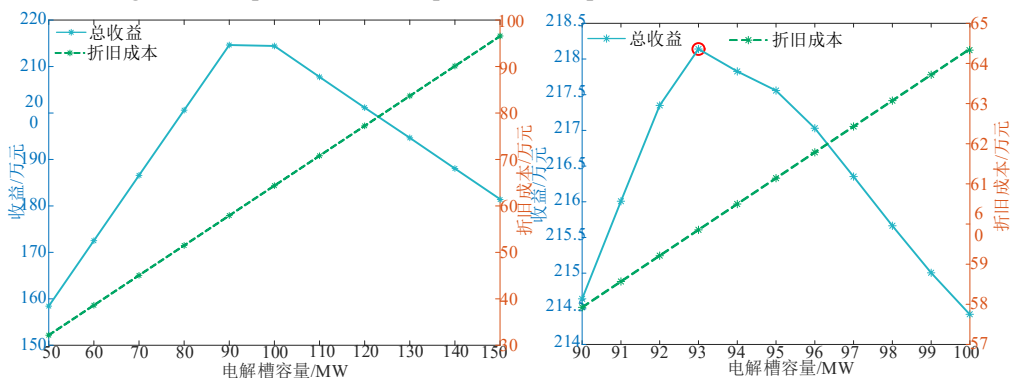


图 B6 不同电解槽容量下系统收益和成本对比  
Fig. B6 Comparison of system revenue and cost under different electrolyzer capacity

| 表 B1 火电机组参数表                                  |       |       |        |        |                              |                |        |
|-----------------------------------------------|-------|-------|--------|--------|------------------------------|----------------|--------|
| Table B1 Thermal power system parameter table |       |       |        |        |                              |                |        |
| 机组                                            | 出力上限/ | 出力下限/ | 机组爬坡率/ | 燃料成本系数 |                              |                | 碳排放强度/ |
|                                               | MW    | MW    |        | (MW/h) | $a_i$ /(元/MW <sup>2</sup> h) | $b_i$ /(元/MWh) |        |
| G1                                            | 200   | 50    | 120    | 0.014  | 200                          | 75             | 0.98   |

| 表 B2 燃气机组参数表                      |         |  |         |              |              |
|-----------------------------------|---------|--|---------|--------------|--------------|
| Table B2 Gas unit parameter table |         |  |         |              |              |
| 机组                                | 出力上限/MW |  | 出力下限/MW | 机组爬坡率/(MW/h) | 碳排放强度/(t/GJ) |
| CHP                               | 80      |  | 10      | 20           | 0.065        |

| 表 B3 参数表                   |  |            |                                                   |       |
|----------------------------|--|------------|---------------------------------------------------|-------|
| Table B3 Parameter list    |  |            |                                                   |       |
| 参数                         |  | 数值         | 参数                                                | 数值    |
| $\lambda_g$ (单位天然气功率成本)    |  | 350 元/MW   | $P_{\text{ELin}}$ (电解槽容量)                         | 100MW |
| $P_{\text{cb}}$ (电锅炉容量)    |  | 40MW       | $P_{\text{NH}_3,\text{in}}$ (制氨设备容量)              | 52MW  |
| $\eta_{\text{cb}}$ (电锅炉效率) |  | 0.67       | $S_{\text{H}_2}^{\text{max}}$ (储氢罐容量)             | 15MW  |
| $\zeta$ (捕集单位所需能耗)         |  | 0.269t/MWh | $\eta_{\text{cha}}、\eta_{\text{dis}}$ (储氢罐充、放电效率) | 0.95  |
| $\lambda$ (碳交易价格)          |  | 150 元/t    | $\beta$ (碳捕集效率)                                   | 0.8   |