

DOI: 10. 3969/j. issn. 2097-0706. 2026. 03. 005

# 历史数据驱动的综合能源系统分布式鲁棒 低碳优化模型

Distributed robust low-carbon optimization model for integrated energy systems  
driven by historical data

王梓璇<sup>1</sup>, 郝禹<sup>1\*</sup>, 刘星辰<sup>1</sup>, 孙韦男<sup>1</sup>, 刘琳<sup>1</sup>, 张逸<sup>2</sup>

WANG Zixuan<sup>1</sup>, HAO Yu<sup>1\*</sup>, LIU Xingchen<sup>1</sup>, SUN Weinan<sup>1</sup>, LIU Lin<sup>1</sup>, ZHANG Yi<sup>2</sup>

(1. 吉林省气象信息网络中心, 长春 130062; 2. 国网吉林省电力有限公司  
长春市双阳区供电分公司, 长春 130021)

(1. Jilin Meteorological Information Network Center, Changchun 130062, China; 2. Changchun Shuangyang  
District Power Supply Branch of State Grid Jilin Electric Power Company Limited,  
Changchun 130021, China)

**摘要:** 为了有效提升综合能源系统 (IES) 经济效益, 减少碳排放, 推进氢能的高效利用, 降低可再生能源出力的不确定性, 提出了一种历史数据驱动的 IES 分布式鲁棒低碳优化模型。采用数据驱动的不确定性量化方法, 基于可再生能源出力的历史数据构建 1-范数与  $\infty$ -范数联合约束的概率分布模糊集, 通过搜索最恶劣场景概率分布, 构建 min-max-min 三层分布式鲁棒优化框架, 在保障鲁棒性的同时降低调度保守性; 采用集成阶梯式碳交易机制、电制氢 (P2G) 技术, 通过分阶段碳价激励碳减排, 实现系统内碳元素的闭环利用, 兼顾环境效益与经济成本; 最后, 采用列与约束生成 (C&CG) 算法求解该分布式鲁棒模型。结果表明, 基于混合范数模糊集所得的每日碳交易成本相比于单一范数模糊集的低 1.6% 左右, 进一步降低了可再生能源出力模型的保守性; 同时, 在合理划分阶梯区间的情况下, 碳排放量与碳交易成本分别下降了 16.35% 和 22.35%, 达到碳排放和碳交易成本的相对平衡。试验结果验证了该模型在降低碳交易成本方面的优势, 所提模型为 IES 的规划与运行提供了理论支撑与实践参考。

**关键词:** 综合能源系统; 分布式鲁棒; 阶梯式碳交易机制; 可再生能源; 碳排放; 碳交易成本; 联合约束

**中图分类号:** TK 01: TM 73

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2097-0706(2026)03-0047-09

**Abstract:** To effectively improve the economic benefits of integrated energy systems (IES), reduce carbon emissions, promote the efficient utilization of hydrogen energy, and mitigate the uncertainty of renewable energy output, a distributed robust low-carbon optimization model for IES driven by historical data was proposed. A data-driven uncertainty quantification method was used to construct a probability distribution ambiguity set with joint constraints of 1-norm and  $\infty$ -norm based on historical renewable energy output data. By identifying the worst-case probability distribution scenario, a min-max-min three-layer distributed robust optimization framework was constructed, ensuring robustness while reducing scheduling conservatism. An integrated tiered carbon trading mechanism and power-to-gas (P2G) technology were adopted to incentivize carbon reduction through phased carbon pricing, achieving closed-loop utilization of carbon elements within the system while balancing environmental benefits and economic costs. The distributed robust model was solved using the column-and-constraint generation (C&CG) algorithm. The results showed that the daily carbon trading cost obtained based on the hybrid-norm ambiguity set was approximately 1.6% lower than that derived from the single-norm ambiguity set, further reducing the conservatism of the renewable energy output model. Meanwhile, with a reasonable division of tiered intervals, carbon emissions and carbon trading costs were reduced by 16.35% and 22.35%, respectively, achieving a relative balance between carbon emissions and carbon trading costs. The experimental results verified the advantage of the model in reducing carbon trading costs. The proposed model provides theoretical support and practical reference for the planning and operation of IES.

**Keywords:** integrated energy system; distributed robustness; tiered carbon trading mechanism; renewable energy; carbon emission; carbon trading cost; joint constraints

**基金项目:** 国家电网公司科技项目 (5419-202155242A00)  
Science and Technology Project of State Grid Corporation of  
China (5419-202155242A00)

## 0 引言

气候条件对可再生能源的出力具有直接影响,为应对气候变化和减少二氧化碳排放,中国政府在 2020 年 9 月提出了碳达峰、碳中和的目标。为实现“双碳”目标,我国构建了可提高清洁能源使用率进而减少碳排放的综合能源系统(Integrated Energy System, IES)<sup>[1-4]</sup>。IES 能整合区域内的多种能源<sup>[5-8]</sup>,对开展全周期运行优化具有重要的战略意义<sup>[9-11]</sup>。目前,学者们对 IES 优化调度的研究主要包括碳排放、经济效益、不同主体交互等方面<sup>[12]</sup>。

加快清洁能源消纳是减少 CO<sub>2</sub> 排放的重要途径。有研究在 IES 中引入氢能的多元利用<sup>[13-14]</sup>:文献[15]基于电转气(Power to Gas, P2G)技术利用多余的风能转化 H<sub>2</sub>,进而吸收 CO<sub>2</sub>合成甲烷;文献[16]构建了精细化的电解水制氢过程模型,实现了不同类别氢能的高效协调利用。然而,这些研究多聚焦于单一技术路径,未充分结合阶梯式碳交易机制与碳循环策略,导致氢能利用率与经济效益的协同优化不足。

随着节能减排需求愈发急迫,IES 领域的碳交易问题逐渐成为研究焦点<sup>[17-18]</sup>。为评估碳减排带来的经济效应,对碳交易机制进行了研究分析<sup>[19-20]</sup>:文献[21]通过阶梯碳交易机制降低了混氢天然气系统的碳排放量与经济成本;文献[22]引入阶梯式碳交易机制,进一步降低了 IES 的碳排放量。但上述研究多依赖固定参数或单一场景分析,未充分考虑碳交易参数的动态优化与系统鲁棒性,导致经济性与低碳性难以在复杂能源波动场景下保持长期平衡。

国内可再生能源发电装机规模突破了 1.4 TW,其出力不确定性已成为 IES 运行优化的核心挑战。现有研究多采用确定性模型或单一范数约束的鲁棒优化方法<sup>[23-27]</sup>,难以在保守性与经济性之间取得平衡。例如,文献[23]虽提出 P2G 与碳捕集封存(Carbon Capture and Storage, CCS)技术相结合的模式,但未量化新能源波动对系统运行的影响,导致模型在实际应用中存在局限性。

基于此,本文提出一种历史数据驱动的 IES 分布鲁棒低碳优化调度模型。首先,通过融合阶梯式碳交易机制,实现碳减排与经济效益的双重提升;其次,基于可再生能源出力的历史数据,构建 1-范数与∞-范数联合约束的概率分布模糊集,并通过搜索最恶劣场景概率分布,构建 min-max-min 三层分布式鲁棒优化框架,在保障系统鲁棒性的同时降低调度保守性;通过动态调整碳交易参数,实现碳交

易机制与系统经济性的动态平衡;最后,算例仿真验证所提出的优化模型能够降低系统 CO<sub>2</sub> 排放量、提升可再生能源的利用率,实现 IES 的低碳经济运行,具有较好的经济和环保效益。

## 1 IES 结构

### 1.1 IES 调度框架

本文建立的 IES 经济低碳调度框架包括能源输入、能源转换及存储、能源输出单元,如图 1 所示。电解槽(Electrolyzerbrine, EL)将电能转化成氢能,氢能经过甲烷反应器(Methane Reactor, MR)转化为天然气,可以同时为氢燃料电池(Hydrogen Fuel Cell, HFC)和热电联产(Combined Heat and Power, CHP)系统供电;燃气锅炉(Gas Boiler, GB)通过燃烧天然气满足热负荷需求;此外,各设备运行过程涉及的 CO<sub>2</sub> 吸收或排放将通过碳交易市场进行交易。

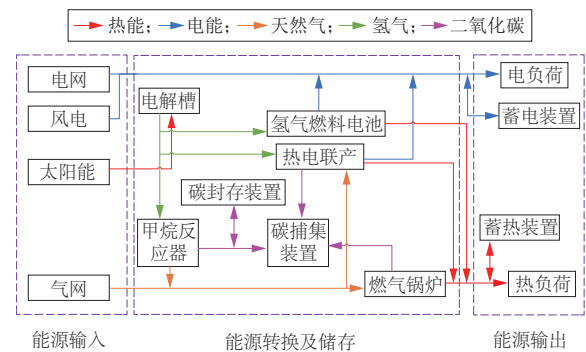


图 1 综合能源系统调度框架

Fig. 1 Scheduling process of an IES

### 1.2 阶梯式碳交易机制的 IES 优化模型

IES 将多种能源汇聚起来,各种供能设备共同满足内部能源要求。以 IES 低碳经济运行调度成本  $F$  最小为目标,构建目标函数

$$F = \min (f_{\text{buy}}^{\text{price}} + f_{\text{CO}_2}^{\text{price}} + f_{\text{DG, cut}}^{\text{price}} + f_{\text{CCS}}^{\text{price}} + f_{\text{PV, cut}}^{\text{price}}), \quad (1)$$

式中:  $f_{\text{buy}}^{\text{price}}$ ,  $f_{\text{CO}_2}^{\text{price}}$ ,  $f_{\text{DG, cut}}^{\text{price}}$ ,  $f_{\text{CCS}}^{\text{price}}$ ,  $f_{\text{PV, cut}}^{\text{price}}$  分别为 IES 的购能成本、阶梯式碳交易成本、弃风成本、碳捕集成本、弃光成本。

(1) 购能成本表示为

$$f_{\text{buy}}^{\text{price}} = f_{\text{buy, e}}^{\text{price}} + f_{\text{buy, g}}^{\text{price}} = \sum_{t=1}^T \alpha_t P_{\text{buy, e}}(t) + \sum_{t=1}^T \beta_t P_{\text{buy, g}}(t), \quad (2)$$

式中:  $f_{\text{buy, e}}^{\text{price}}$ ,  $f_{\text{buy, g}}^{\text{price}}$  分别为购电成本和购气成本;  $P_{\text{buy, e}}(t)$ ,  $P_{\text{buy, g}}(t)$  分别为  $t$  时刻的购电功率和购气功率;  $\alpha_t$ ,  $\beta_t$  分别为  $t$  时刻的电价、气价。

(2) 弃风成本表示为

$$f_{\text{DG, cut}}^{\text{price}} = \varphi_{\text{DG}} \sum_{t=1}^T P_{\text{DG, cut}}(t), \quad (3)$$

式中:  $\varphi_{\text{DG}}$  为单位弃风成本;  $P_{\text{DG, cut}}(t)$  为  $t$  时刻的弃风功率。

(3) 阶梯式碳排放交易成本  $f_{\text{CCS}}^{\text{price}}$  表示为

$$\begin{cases} f_{\text{CCS}}^{\text{price}} = E_{\text{IES}} \varphi_{\text{CO}_2} \\ E_{\text{IES}} = E_{\text{PN}} + E_{\text{total}} - E_{\text{MR}} \\ E_{\text{PN}} = \sum_{t=1}^T (a_1 + b_1 P_{\text{PN}}(t) + c_1 P_{\text{PN}}(t)^2) \\ E_{\text{total}} = \sum_{t=1}^T (a_2 + b_2 P_{\text{total}}(t) + c_2 P_{\text{total}}(t)^2) \\ E_{\text{MR}} = \sum_{t=1}^T \mu P_{\text{MR,g}}(t) \end{cases}, \quad (4)$$

式中:  $E_{\text{IES}}$  为 IES 的实际碳排放量;  $\varphi_{\text{CO}_2}$  为交易碳价;  $E_{\text{PN}}$  为上级购能碳排放量;  $E_{\text{total}}$  为 CHP 系统、GB 和 MR 的碳排放量之和;  $E_{\text{MR}}$  为 MR 实际吸收的  $\text{CO}_2$  量;  $P_{\text{PN}}(t)$  为  $t$  时刻上级购能功率;  $P_{\text{total}}(t)$  为  $t$  时刻 CHP 系统、GB 和 MR 的等效输出功率之和;  $P_{\text{MR,g}}(t)$  为  $t$  时刻 MR 输出的燃气功率;  $a_1, b_1, c_1$  和  $a_2, b_2, c_2$  分别为燃煤机组和天然气供能设备的碳排放计算参数;  $\mu$  为 MR 在氢能转化为天然气过程中吸收  $\text{CO}_2$  的参数。

(4) 弃光成本表示为

$$f_{\text{PV,cut}}^{\text{price}} = \delta_{\text{PV}} \sum_{t=1}^T P_{\text{PV,cut}}(t), \quad (5)$$

式中:  $\delta_{\text{PV}}$  为单位弃风成本;  $P_{\text{PV,cut}}(t)$  为  $t$  时刻的弃光功率。

(5) 碳捕集成本表示为

$$f_{\text{CCS}}^{\text{price}} = \varphi_{\text{CCS}} \sum_{t=1}^T P_{\text{B}}^{\text{CCS}}(t) + \varphi_{\text{CCS}} \sum_{t=1}^T P_{\text{R}}^{\text{CCS}}(t), \quad (6)$$

式中:  $\varphi_{\text{CCS}}$  为单位碳捕集成本;  $P_{\text{B}}^{\text{CCS}}(t)$  为  $t$  时刻 CCS 系统自身功率损耗;  $P_{\text{R}}^{\text{CCS}}(t)$  为  $t$  时刻 CCS 的运行功率损耗。

### 1.3 约束条件

(1) 风电出力约束为

$$0 \leq P_{\text{DC}}(t) \leq P_{\text{DC}}^{\text{max}}(t), \quad (7)$$

式中:  $P_{\text{DC}}(t)$  为  $t$  时刻风电出力;  $P_{\text{DC}}^{\text{max}}(t)$  为风电出力最大值。

(2) 光伏出力约束为

$$0 \leq P_{\text{PV}}(t) \leq P_{\text{PV}}^{\text{max}}(t), \quad (8)$$

式中:  $P_{\text{PV}}(t)$  为  $t$  时刻光伏出力;  $P_{\text{PV}}^{\text{max}}(t)$  为光伏出力最大值。

(3) GB 运行约束为

$$\begin{cases} P_{\text{GB,h}}(t) = \eta_{\text{GB}} P_{\text{GB,g}}(t) \\ P_{\text{GB,g}}^{\text{min}} \leq P_{\text{GB,g}}(t) \leq P_{\text{GB,g}}^{\text{max}} \\ \Delta P_{\text{GB,g}}^{\text{min}} \leq P_{\text{GB,g}}(t+1) - P_{\text{GB,g}}(t) \leq \Delta P_{\text{GB,g}}^{\text{max}} \end{cases}, \quad (9)$$

式中:  $P_{\text{GB,h}}(t)$  为  $t$  时刻 GB 输出的热功率;  $P_{\text{GB,g}}(t)$  为  $t$  时刻 GB 消耗的燃气功率;  $\eta_{\text{GB}}$  为 GB 的能源转化效率;  $\Delta P_{\text{GB,g}}^{\text{max}}, \Delta P_{\text{GB,g}}^{\text{min}}$  分别为 GB 的最大和最小爬坡功率;  $P_{\text{GB,g}}^{\text{max}}, P_{\text{GB,g}}^{\text{min}}$  分别为  $P_{\text{GB,g}}(t)$  的最大值和最小值。

(4) EL 运行约束为

$$\begin{cases} P_{\text{EL,H}_2}(t) = \eta_{\text{EL}} P_{\text{EL,e}}(t) \\ P_{\text{EL,e}}^{\text{min}} \leq P_{\text{EL,e}}(t) \leq P_{\text{EL,e}}^{\text{max}} \\ \Delta P_{\text{EL,e}}^{\text{min}} \leq P_{\text{EL,e}}(t+1) - P_{\text{EL,e}}(t) \leq \Delta P_{\text{EL,e}}^{\text{max}} \end{cases}, \quad (10)$$

式中:  $P_{\text{EL,H}_2}(t)$  为  $t$  时刻 EL 输出的氢功率;  $P_{\text{EL,e}}(t)$  为  $t$  时刻 EL 的输入电功率;  $P_{\text{EL,e}}^{\text{max}}, P_{\text{EL,e}}^{\text{min}}$  分别为  $P_{\text{EL,e}}(t)$  的最大、最小值;  $\Delta P_{\text{EL,e}}^{\text{max}}, \Delta P_{\text{EL,e}}^{\text{min}}$  分别为 EL 爬坡功率的最大值、最小值;  $\eta_{\text{EL}}$  为 EL 的能量转换效率。

(5) MR 运行约束为

$$\begin{cases} P_{\text{MR,g}}(t) = \eta_{\text{MR}} P_{\text{MR,H}_2}(t) \\ P_{\text{MR,H}_2}^{\text{min}} \leq P_{\text{MR,H}_2}(t) \leq P_{\text{MR,H}_2}^{\text{max}} \\ \Delta P_{\text{MR,H}_2}^{\text{min}} \leq P_{\text{MR,H}_2}(t+1) - P_{\text{MR,H}_2}(t) \leq \Delta P_{\text{MR,H}_2}^{\text{max}} \end{cases}, \quad (11)$$

式中:  $\eta_{\text{MR}}$  为 MR 的能量转换效率;  $P_{\text{MR,H}_2}(t)$  为  $t$  时刻 MR 的输入氢功率;  $P_{\text{MR,H}_2}^{\text{max}}, P_{\text{MR,H}_2}^{\text{min}}$  分别为  $P_{\text{MR,H}_2}(t)$  的最大值、最小值;  $\Delta P_{\text{MR,H}_2}^{\text{max}}, \Delta P_{\text{MR,H}_2}^{\text{min}}$  分别为 MR 爬坡功率的最大值、最小值。

(6) 热功率平衡约束为

$$P_{\text{HFC,h}}(t) + P_{\text{CHP,h}}(t) + P_{\text{GB,h}}(t) = P_{\text{ES,h}}(t) + P_{\text{Load,h}}(t), \quad (12)$$

式中:  $P_{\text{HFC,h}}(t), P_{\text{CHP,h}}(t)$  分别为氢燃料电池、CHP 系统在  $t$  时刻的热功率;  $P_{\text{ES,h}}(t)$  为  $t$  时刻输入储热装置的热功率;  $P_{\text{Load,h}}(t)$  为系统  $t$  时刻的热负荷。

(7) HFC 运行约束为

$$\begin{cases} P_{\text{HFC,e}}(t) = \beta_{\text{HFC}}^{\text{e}} P_{\text{HFC,H}_2}(t) \\ P_{\text{HFC,h}}(t) = \beta_{\text{HFC}}^{\text{h}} P_{\text{HFC,H}_2}(t) \\ P_{\text{HFC,H}_2}^{\text{min}} \leq P_{\text{HFC,H}_2}(t) \leq P_{\text{H}_2, \text{HFC}}^{\text{max}} \\ \Delta P_{\text{HFC,H}_2}^{\text{min}} \leq P_{\text{HFC,H}_2}(t+1) - P_{\text{HFC,H}_2}(t) \leq \Delta P_{\text{HFC,H}_2}^{\text{max}} \\ \lambda_{\text{HFC}}^{\text{min}} \leq P_{\text{HFC,h}}(t)/P_{\text{HFC,e}}(t) \leq \lambda_{\text{HFC}}^{\text{max}} \end{cases}, \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{HFC,e}}(t), P_{\text{HFC,h}}(t)$  分别为 HFC 在  $t$  时刻的电负荷与热负荷;  $\beta_{\text{HFC}}^{\text{e}}, \beta_{\text{HFC}}^{\text{h}}$  分别为 HFC 的电转换效率与热转换效率;  $P_{\text{HFC,H}_2}(t)$  为 HFC 输入的氢功率;  $\Delta P_{\text{HFC,H}_2}^{\text{max}}, \Delta P_{\text{HFC,H}_2}^{\text{min}}$  分别为 HFC 爬坡功率的最大值、最小值;  $\lambda_{\text{HFC}}^{\text{max}}, \lambda_{\text{HFC}}^{\text{min}}$  分别为 HFC 热电比的最大值、最小值。

(8) 氢平衡约束为

$$P_{\text{EL,H}_2}(t) = P_{\text{MR,H}_2}(t) + P_{\text{HFC,H}_2}(t) + P_{\text{ES,H}_2}(t), \quad (14)$$

式中:  $P_{\text{ES,H}_2}(t)$  为  $t$  时刻储氢装置的输入功率。

## 2 分布式鲁棒模型和场景概率模糊集

历史数据驱动的分布式鲁棒模型根据可再生能源出力的历史数据, 构建 1-范数和  $\infty$ -范数的概率分布模糊集, 该模型是 min-max-min 三层两阶段分布式鲁棒优化问题。分布式鲁棒模型求解最低购能成本, 即

$$F' = \min_x \left\{ f_{\text{buy}}^{\text{price}} + \max_p \min_y \sum_{k=1}^K p_k \left\{ f_{\text{CO}_2}^{\text{price}} + f_{\text{DG, cut}}^{\text{price}} + f_{\text{CCS}}^{\text{price}} + f_{\text{PV, cut}}^{\text{price}} \right\} \right\}, \quad (15)$$

式中： $\mathbf{x}$  为第 1 阶段的决策变量，包含 IES 的购电功率； $p$  为可再生能源出力最恶劣场景概率； $p_k$  为再生能源出力在场景  $k$  的概率； $\mathbf{y}$  为第 2 阶段决策变量，也是最恶劣场景概率下的 IES 运行计划。

本文根据一组含  $N$  个场景的可再生能源出力历史数据，通过场景生成和削减的方法，得到  $K$  个典型场景和相应的初始场景概率 ( $p_0$ )。考虑到可再生能源出力的不确定性，即实际场景概率与初始场景概率之间存在一定的偏差，因此，本文采用 1-范数和  $\infty$ -范数构建场景概率不确定性的模糊集

$$U = \left\{ p_k \left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=1}^K |p_k - p_0| \leq \sigma_1 \\ \max_{k=1,2,\dots,K} |p_k - p_{k,0}| \leq \sigma_\infty \\ \sum_{k=1}^K p_k = 1 \text{ 且 } p_k \geq 0 \end{array} \right. \right\}, \quad (16)$$

式中： $p_{k,0}$  为初始时刻场景  $k$  发生的概率； $\sigma_1, \sigma_\infty$  分别为 1-范数和  $\infty$ -范数所允许的偏差。

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_1 = \frac{K}{2N} \ln \frac{2K}{1 - \mu_1} \\ \sigma_\infty = \frac{1}{2N} \ln \frac{2K}{1 - \mu_\infty} \end{array} \right., \quad (17)$$

式中： $\mu_1, \mu_\infty$  分别为 1-范数和  $\infty$ -范数不确定概率的置信度。

### 3 两阶段分布式鲁棒模型求解算法

#### 3.1 基于 C&CG 算法求解

通过行列生成算法 (C&CG) 求解本文所构建的 min-max-min 三层两阶段分布式鲁棒模型。首先将鲁棒模型写成如下的紧凑形式

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_x \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \max_{p \in U} \min_{\mathbf{y}_k} \sum_{k=1}^K p_k (\mathbf{b}^T \mathbf{y}_k) \\ \text{s.t. } \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{c} \\ \mathbf{B} \mathbf{x} + \mathbf{C} \mathbf{y}_k \leq \mathbf{d}, \\ \mathbf{D} p_k \leq \mathbf{e} \end{array} \right., \quad (18)$$

式中： $\mathbf{y}_k$  为典型场景  $k$  在第 2 阶段的决策向量变量，包含除 IES 购电功率外的其他运行计划； $\mathbf{a}^T \mathbf{x}$  为 IES 的购电成本； $\sum_{k=1}^K p_k (\mathbf{b}^T \mathbf{y}_k)$  为给定 IES 购电计划后，场景概率模糊集中最恶劣场景概率所对应的 IES 期望运行成本，包含购气成本、弃风弃光成本、碳交易成本和碳捕集运行成本； $\mathbf{A}, \mathbf{B}, \mathbf{C}, \mathbf{D}$  为常数矩阵； $\mathbf{c}, \mathbf{d}, \mathbf{e}$  为不为 0 的常数向量； $\mathbf{a}^T$  和  $\mathbf{b}^T$  为转置的常数向量。

由于三层鲁棒优化问题无法使用现有的求解方法直接求解，本文根据 C&CG 算法的原理，将原问题拆分为一个主问题和一个子问题，通过主子问题不断迭代直到达到收敛，即求解出模型的最优解。主问题表示为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_x \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \delta \\ \text{s.t. } \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{c} \\ \delta \geq \sum_{k=1}^K p_k (\mathbf{b}^T \mathbf{x}) \end{array} \right., \quad (19)$$

式中： $\delta$  为引入的辅助向量变量，表示子问题目标函数的最优分割。

子问题表示为

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{p \in U} \min_{\mathbf{y}_k} \sum_{k=1}^K p_k (\mathbf{b}^T \mathbf{y}_k) \\ \text{s.t. } \mathbf{B} \mathbf{x}^* + \mathbf{C} \mathbf{y}_k \leq \mathbf{d} \\ \mathbf{D} p_k \leq \mathbf{e} \end{array} \right., \quad (20)$$

式中： $\mathbf{x}^*$  为主问题求解第 1 阶段变量的最优解，在子问题中为一个已知值。子问题为一个双层优化问题，对于不同可再生能源出力场景  $k$ ，其对应的 IES 运行变量  $\mathbf{y}_k$  与场景概率  $p_k$  之间无耦合关系，可以将子问题拆分为  $K$  个独立的线性规划问题。

第  $k$  个线性规划问题为

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{h}_k^* = \min_{\mathbf{y}_k} \mathbf{b}^T \mathbf{y}_k \\ \text{s.t. } \mathbf{B} \mathbf{x}^* + \mathbf{C} \mathbf{y}_k \leq \mathbf{d} \end{array} \right., \quad (21)$$

式中： $\mathbf{h}_k^*$  为第  $k$  个场景的最优解。

将  $\mathbf{h}_k^*$  代入模型中，将得到子问题的最优解和最恶劣场景概率

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{p \in U} \sum_{k=1}^K p_k \mathbf{h}_k^* \\ \mathbf{D} p_k \leq \mathbf{e} \end{array} \right. \quad (22)$$

#### 3.2 模型的求解流程

步骤 1: 根据风光出力的预测数据通过场景生成和削减的方式得到初始概率分布  $p_0$ ；设置算法的上界值  $B_U = +\infty$ ，下界值  $B_L = -\infty$ ，迭代次数  $i=1$ 。

步骤 2: 求解主问题，得到日前最优购电计划，同时更新算法的下界值  $B_L = \max \{ B_L, \min_x \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \delta \}$ 。

步骤 3: 求解子问题，得到最恶劣场景概率的分布值，同时更新算法的上界值  $B_U = \min \{ B_U, \mathbf{a}^T \mathbf{x}^* + \max_{p \in U} \sum_{k=1}^K p_k \mathbf{h}_k^* \}$ 。

步骤 4: 判断算法的收敛性，若  $|B_U - B_L| / B_U \leq \varepsilon$  ( $\varepsilon$  为大于 0 的常数，通常取 0.001)，则迭代收敛，得到 IES 的最恶劣概率场景下鲁棒调度计划，否则更新迭代次数  $i=i+1$ ，并返回步骤 2。

## 4 算例分析

为检验本文提出的优化模型效能,选取了一天24 h为周期进行测试,设定风电装机容量为1 200 kW,光伏装机容量为250 kW,同时配置了额定功率300 kW、容量1 200 kW·h的储能系统。系统接入的负荷峰谷差率为35%,平均负荷为800 kW,电价设定为0.35元/(kW·h),天然气燃烧的碳排放权配额为0.386 kg/(kW·h),耗电的碳排放权配额为0.797 kg/(kW·h)。实际碳排放模型参数见表1<sup>[25]</sup>,储能装置参数见表2<sup>[20]</sup>,设备参数见表3<sup>[20]</sup>。此外,设定弃风的成本和弃光的成本均为0.20元/(kW·h)。1-范数和 $\infty$ -范数的置信区间均为0.99。

表1 实际碳排放模型参数

Table 1 Parameters of the carbon emission model

耗电型模型参数			耗气型模型参数		
$a_1$	$b_1$	$c_1$	$a_2$	$b_2$	$c_2$
36	-0.38	0.003 4	3	-0.004	0.001

表2 储能装置参数

Table 2 Parameters of energy storage devices

设备	容量/kW	容量下限/%	容量上限/%	爬坡约束/%
储电	450	10	90	20
储热	500	10	90	20
储气	150	10	90	20
储氢	200	10	90	20

表3 能源转换设备参数

Table 3 Parameters of power converters

设备	容量/kW	转换效率/%	爬坡约束/%
EL	500	87	20
MR	250	60	20
HFC	250	95	20
GB	800	95	20
CHP系统	600	92	20
CCS系统	250	60	20

### 4.1 阶梯式碳交易机制分析

为验证所提出阶梯式碳交易机制的有效性,构建了3种运行模式。模式1采用传统碳交易机制,计及碳交易、弃风、弃光、购能、碳捕集等成本要素。模式2引入分阶段碳价机制,设置分阶段碳价阈值:当 $E_{IES} \leq 9\ 500$  kg时,碳交易基价设为100元/t;当 $9\ 500$  kg $<E_{IES} \leq 10\ 500$  kg时, $\varphi_{CO_2}$ 线性增长至150元/t;当 $E_{IES} > 10\ 500$  kg时, $\varphi_{CO_2}$ 固定为200元/t,同时纳入购能、弃风弃光及碳捕集成本参数。模式3中IES采用了传统的P2G设备。通过对比分析3种模式,可有效评估阶梯式机制的环境效益与经济性

特征。

表4展示了3种运行模式下的调度结果。从碳排放量维度分析,模式2较模式1单日减少2 087 kg碳排放,降幅达16.36%;在碳交易成本方面,模式2节约成本1 426元,下降率为22.35%。就总成本而言,模式3相比于模式1、模式2分别增加了10 947、12 171元。结果表明,阶梯式碳交易机制不仅能有效抑制碳排放量,还能显著提升碳交易经济性。

表4 阶梯式碳交易机制与其他机制的单日效益对比

Table 4 Stepped carbon trading mechanism and other mechanisms' daily benefits

参数	模式1	模式2	模式3
碳排放量/kg	12 758	10 671	25 792
碳交易成本/元	6 379	4 953	16 197
购电成本/元	2 408	2 822	2 379
购气成本/元	7 740	7 538	9 410
弃风成本/元	0	0	0
弃光成本/元	0	0	0
碳捕集成本/元	512	502	0
总成本/元	17 039	15 815	27 986

### 4.2 不同碳交易机制参数下的效益分析

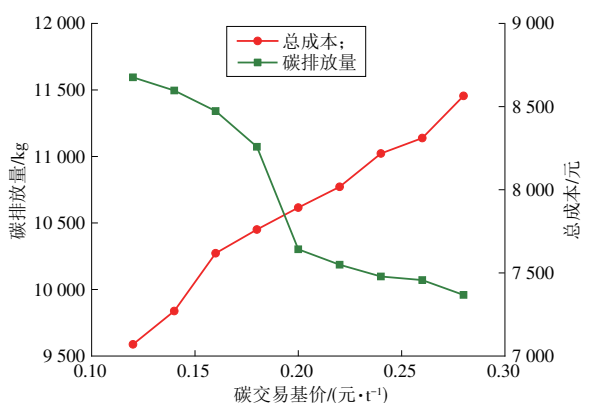
本节针对碳交易基价和不同碳交易价格增长率(基于前一个区间价格的增长率)对系统运行造成的影响进行研究,结果如图2所示。

图2显示,碳交易基价、价格增长率与碳排放显著相关。当基价上涨时,碳成本约束效应增强;而价格增长率的上升同步推升碳交易成本。当碳交易基价突破200元/t临界值时,系统碳排放强度与机组出力均呈现收敛态势。这表明通过动态调控碳价基准及其增长率,可构建有效的碳排放控制机制。当系统实际碳排放量低于配额基准时,富余配额可通过交易形成收益流,且配额盈余量与售出收益呈正相关关系;反之,当实际排放量超出无偿配额时,采购碳排放权的市场价格与超额排放量成正比,将显著增加系统运营成本。

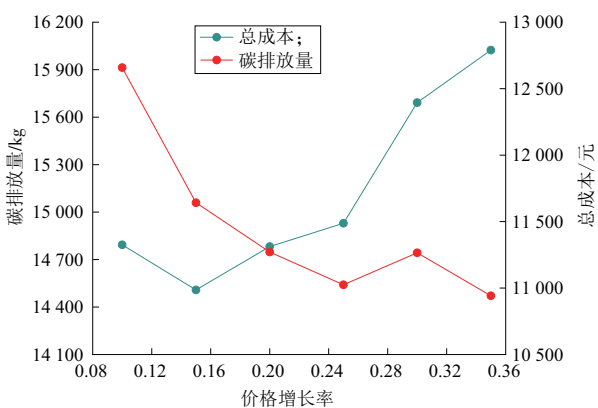
### 4.3 区间数与碳排放量的关联分析

碳交易机制中不同参数的设置会对IES的碳减排绩效及交易成本产生显著影响,如当交易基价为200元/t、价格增长率为0.20时,IES碳排放随区间数变化的情况如图3所示。

图3显示,当区间数减少时,单个区间上限值较高,导致交易成本上升;而当区间数量增加时,上限值被细分为多个较低的分段阈值,使得单位排放成本有效降低。特别值得注意的是,当区间数量达到7时,系统成本效益曲线出现明显拐点,此时交易区间与成本支出形成动态平衡,可确保系统运行的经



a 价格增长率为 0.20 时的 IES 参数  
a IES parameters with an increasing rate of 0.20



b 基价为 200 元/t 时的 IES 参数  
b IES parameters with a basic price of 200 元/t

图 2 不同碳交易机制参数设定对 IES 的影响

Fig. 2 Impact of carbon trading mechanism parameters on IES

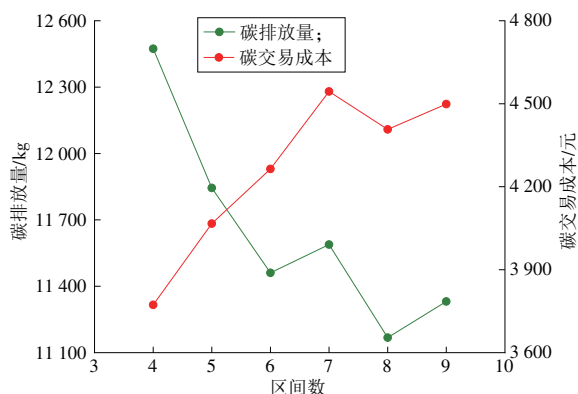


图 3 碳排放参数随区间数的变化

Fig. 3 Variation of carbon emission parameters with interval number

经济性达到最优状态。

#### 4.4 不同典型出力场景下的成本分析

本小节中考虑以下 5 种不同的场景,验证不同典型出力场景对系统的影响。场景 1:高光照、稳定强风,可再生能源发电量大,对外部购能需求低。场景 2:中等光照、中等风力波动,需要一定的外部购能来补充发电不足。场景 3:低光照、弱风,可再生能源发电出力严重不足,对外部购能依赖大。场景 4:光照和风力不稳定,发电出力难以预测或难以

稳定供能,需要频繁调整运行策略。场景 5:极端天气情况,发电出力受季节和极端天气影响显著,运行成本和碳排放量变化较大。

图 4 给出上述 5 种场景下风电和光伏在典型日的出力情况,并作为本文所提模型的输入数据。得到 IES 在 5 个典型场景、3 种运行模式下的运行成本和碳排放量,结果见表 5—6。

由表 5 和表 6 可知,不同场景下,模式 2 相较于模式 1 的系统总成本更低,且模式 2 的碳排放量更少。在兼顾总成本和碳排放量的基础上,选取模式 2 是较为合理的。

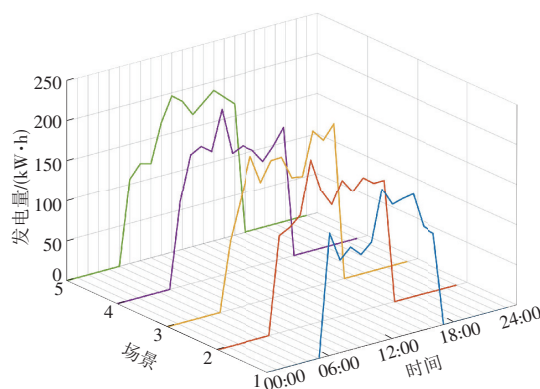


图 4 典型日的新能源发电设备出力

Fig. 4 Wind power and PV output of a typical day

表 5 不同典型场景下的系统日运行成本

Table 5 Daily costs of the IES under different typical scenarios

场景	总成本		
	模式 1	模式 2	模式 3
1	17 652	15 659	28 698
2	17 571	15 818	28 532
3	18 128	15 777	28 508
4	17 924	15 749	29 148
5	17 300	15 024	28 012

表 6 不同典型出力场景下的碳排放量

Table 6 Carbon emissions under different typical output scenarios

场景	日碳排放总量		
	模式 1	模式 2	模式 3
1	13 271	11 662	26 746
2	13 065	11 816	26 002
3	13 587	12 000	26 048
4	13 432	11 846	26 712
5	12 680	11 123	26 598

#### 4.5 混合范数优化结果分析

在场景概率的模糊集中,本文考虑 1-范数和∞-范数的混合范数,下面对比混合范数和 2 个单一范

数的优化结果。当取1-范数的置信度为0.50,∞-范数的置信区间为[0.50,0.99];当取∞-范数的置信区间为0.99,1-范数的置信区间为[0.50,0.99]。本文采用模式2分析综合范数与单一范数的不确定性优化结果,具体比较结果见表7—8。

表7 混合范数与1-范数的日调度成本对比结果

Table 7 Comparison of daily scheduling costs between mixed norm and 1-norm 元

∞-范数的置信度	日调度成本	
	1-范数	混合范数
0.50	16 689	16 125
0.60	16 689	16 357
0.70	16 689	16 453
0.80	16 689	16 523
0.99	16 689	16 589

表8 混合范数与∞-范数的日调度成本对比结果

Table 8 Comparison of daily scheduling costs between mixed norm and ∞-norm 元

1-范数的置信度	日调度成本	
	∞-范数	混合范数
0.50	16 643	16 223
0.60	16 643	16 311
0.70	16 643	16 358
0.80	16 643	16 412
0.99	16 643	16 630

由表7和表8可知,随着范数的置信度提高,系统的运行成本增加,且采用混合范数所得到的调度结果更经济,其日调度成本比单一范数得到的平均成本低1.6%左右。因此,采用混合范数构造场景概率的模糊集比采用单一范数能降低优化模型的保守性。

## 5 结论

本文综合考虑了IES区间数对阶梯式碳交易市场以及光伏出力、碳捕集对细化P2G及碳循环两阶段运行过程的影响。通过研究分析,得出如下结论。

(1)在不同模式下,对阶梯式碳交易机制、细化电制氢碳循环过程进行效益分析,结果证明了考虑阶梯式碳交易机制、细化电制氢碳循环过程的经济性及碳减排能力。

(2)考虑阶梯式碳交易模式下区间数对碳排放及碳排放费用的影响,在区间数目达到7后,可以达到碳排放及碳排放费用的相对平衡,获得最大的经济性。

(3)考虑可再生能源出力的不确定性,构建基

于综合范数不确定性的模糊集,所得优化结果相比单一范数的模糊集,能进一步降低模型的保守性,为IES不确定性低碳调度模型提供参考。

## 参考文献:

- [1]彭乐瑶,马刚,陈永华,等.考虑碳交易体系的微电网多阶段鲁棒优化运行[J].综合智慧能源,2024,46(9):9-19.  
PENG Leyao, MA Gang, CHEN Yonghua, et al. Multi-stage robust optimization operation of microgrids considering carbon trading systems [J]. Integrated Intelligent Energy, 2024, 46(9): 9-19.
- [2]WU Z N, LI Z X, YANG H. Day-ahead optimal scheduling for integrated energy system considering dynamic pipe network delay [J]. Electrical Engineering, 2024, 106(5): 6359-6372.
- [3]季振亚,郑帅帅,许金星,等.计及碳-绿证联合交易的含需求响应的综合能源系统调度[J].综合智慧能源,2025,47(5):41-50.  
JI Zhenya, ZHENG Shuashuai, XU Jinxing, et al. Scheduling of integrated energy system with demand response considering carbon-green certificate joint trading [J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(5): 41-50.
- [4]SU B H, WANG R Q, WANG M, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy systems in industrial parks considering comprehensive demand response and multi-hydrogen supply [J]. Applied Sciences-Basel, 2024, 14(6):14062381.
- [5]张力,金立,任炬光,等.计及气象因素与分时电价影响的综合能源系统负荷调控策略研究[J].综合智慧能源,2024,46(1):18-27.  
ZHANG Li, JIN Li, REN Juguang, et al. Research on load regulation strategy of integrated energy systems considering meteorological factors and time-of-use tariffs [J]. Integrated Intelligent Energy, 2024, 46(1): 18-27.
- [6]YU P, WANG S, WANG R, et al. Robust optimal scheduling of integrated energy system considering flexible load and uncertainty [C]//2024 9th International Conference on Intelligent Computing and Signal Processing (ICSP). IEEE, 2024:1414-1418.
- [7]HOU H, GE X D, YAN Y L, et al. An integrated energy system "green-carbon" offset mechanism and optimization method with Stackelberg game [J]. Energy, 2024, 294: 130617.
- [8]曾文帅,谢经炜,曾林俊,等.考虑阶梯负碳交易与生物质燃气的综合能源系统低碳优化[J].电力科学与工程,2024,40(10):42-57.  
ZENG Wenshuai, XIE Jingwei, ZENG Linjun, et al. Low carbon optimization of integrated energy system considering

- ladder-type negative carbon trading and biomass gas [J]. *Electric Power Science and Engineering*, 2024, 40(10): 42-57.
- [9] 陈静, 盛铭真, 张岩, 等. 考虑源荷双侧需求响应和氢能多元利用的综合能源系统低碳经济优化[J]. *广东电力*, 2025, 38(1): 18-31.  
CHEN Jing, SHENG Mingzhen, ZHANG Yan, et al. Low carbon economic optimization of integrated energy systems considering dual demand response of source and load and multiple utilization of hydrogen energy [J]. *Guangdong Electric Power*, 2025, 38(1): 18-31.
- [10] 封龙, 梁绍华, 邹磊, 等. 基于改进粒子群算法的变工况综合能源系统优化调度[J]. *电气自动化*, 2025, 47(1): 16-19, 22.  
FENG Long, LIANG Shaohua, ZOU Lei, et al. Optimized scheduling of variable condition integrated energy system based on improved particle swarm optimization algorithm [J]. *Electrical Automation*, 2025, 47(1): 16-19, 22.
- [11] 江美慧, 许镇江, 张其朴, 等. 面向综合能源系统的综合需求响应策略及其建模技术[J]. *电力建设*, 2024, 45(12): 65-82.  
JIANG Meihui, XU Zhenjiang, ZHANG Qipu, et al. Integrated demand response strategy and modeling technology for integrated energy systems [J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(12): 65-82.
- [12] 江训谱, 包哲静, 于森, 等. 考虑源荷不确定性的园区综合能源系统鲁棒多阶段规划[J]. *电力建设*, 2025, 46(4): 99-112.  
JIANG Xunpu, BAO Zhejing, YU Miao, et al. Robust multi-stage planning of park-level integrated energy system considering source-load uncertainties [J]. *Electric Power Construction*, 2025, 46(4): 99-112.
- [13] 徐睿婕, 任永峰, 祝荣, 等. 基于绿证-碳交易交互机制与合作博弈理论的 IES 系统低碳经济调度[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(9): 91-100.  
XU Ruijie, REN Yongfeng, ZHU Rong, et al. Low carbon economic dispatch of IES based on green certificate-carbon trading interaction mechanism and cooperative game theory [J]. *Acta Energetica Sinica*, 2024, 45(9): 91-100.
- [14] 李子晨, 夏杨红, 孙勇, 等. 考虑氢能长短周期储能特性的电氢综合能源系统容量配置方法[J]. *电网技术*, 2025, 49(1): 12-21.  
LI Zichen, XIA Yanghong, SUN Yong, et al. Optimal sizing of electricity-hydrogen integrated energy system considering multi-timescale operation of hydrogen storage system [J]. *Power System Technology*, 2025, 49(1): 12-21.
- [15] SABOORI H, HEMMATI R. Considering carbon capture and storage in electricity generation expansion planning [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(4): 1371-1378.
- [16] 李志伟, 赵雨泽, 吴培, 等. 基于制氢设备精细建模的综合能源系统绿氢蓝氢协调低碳优化策略[J]. *电网技术*, 2024, 48(6): 2317-2326.  
LI Zhiwei, ZHAO Yuze, WU Pei, et al. Low-carbon dispatching strategy of integrated energy system with coordination of green hydrogen and blue hydrogen based on fine modeling of hydrogen production equipment [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(6): 2317-2326.
- [17] 夏晓荣, 杨宇, 刘勇, 等. 电-气综合能源系统的分布式最优调度方法[J]. *电网与清洁能源*, 2025, 41(2): 60-66, 74.  
XIA Xiaorong, YANG Yu, LIU Yong, et al. A distributed optimal dispatch method for electricity-gas integrated energy systems [J]. *Power System and Clean Energy*, 2025, 41(2): 60-66, 74.
- [18] ZHANG J L, LIU Z Y. Low carbon economic scheduling model for a park integrated energy system considering integrated demand response, ladder-type carbon trading and fine utilization of hydrogen [J]. *Energy*, 2024, 290: 130311.
- [19] 王秀云, 崔本旺. 阶梯型碳交易机制下考虑垃圾焚烧参与的虚拟电厂协调优化调度[J]. *东北电力大学学报*, 2024, 44(6): 101-111.  
WANG Xiuyun, CUI Benwang. Coordinated optimal scheduling of virtual power plants considering waste incineration participation under stepped carbon trading mechanisms [J]. *Journal of Northeast Electric Power University*, 2024, 44(6): 101-111.
- [20] 王利猛, 张逸, 曲洋. 基于阶梯式碳交易机制与细化电转气和碳循环综合能源系统优化调度[J]. *现代电力*, 2024, 41(2): 335-343.  
WANG Limeng, ZHANG Yi, QU Yang. Optimal dispatch of integrated energy system based on stepped carbon trading mechanism and refined electricity-to-gas and carbon cycle [J]. *Modern Electric Power*, 2024, 41(2): 335-343.
- [21] MA Y H, HAN D, LU Z X. Optimal multi-timescale scheduling of integrated energy systems with hybrid energy storage system based on Lyapunov optimization [J]. *Journal of Beijing Institute of Technology*, 2024, 33(5): 465-480.
- [22] 李亚峰, 王维庆. 考虑阶梯碳交易机制的含混氢天然气综合能源系统容量配置[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(6): 237-247.  
LI Yafeng, WANG Weiqing. Capacity allocation of hydrogen-blended natural gas integrated energy system considering ladder carbon trading mechanism [J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(6): 237-247.

- [23]赵振宇,任旭.考虑动态能价及碳证交易的综合能源系统零碳优化[J].电力建设,2024,45(8):36-50.  
ZHAO Zhenyu, REN Xu. Zero-carbon optimization of integrated energy system considering dynamic energy prices and carbon certificate trading [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(8): 36-50.
- [24]束娜,江山,刘春伶,等.计及灵活性资源多时间尺度协调互济的电-气-热综合能源系统优化调度[J].电力建设,2024,45(12):3-15.  
SHU Na, JIANG Shan, LIU Chunling, et al. Optimal scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system with flexible resources in multiple time scales [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 3-15.
- [25]夏佳伟,张一帆,雷浩,等.考虑高效氢能利用和碳捕集的综合能源系统低碳优化调度[J].电力建设,2024,45(12):100-111.  
XIA Jiawei, ZHANG Yifan, LEI Hao, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering efficient hydrogen utilization and carbon capture equipment [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 100-111.
- [26]PAN Y, WANG M S, YUAN X D, et al. Optimal operation method for electricity-heat integrated energy system considering vulnerability prevention [J]. Journal of Energy Engineering, 2023, 149(6): 4886.
- [27]郝浩伟,周博文,张馨文.计及碳交易与需求响应的综合

能源系统优化研究[J].东北电力技术,2022,43(10):32-37.

HAO Haowei, ZHOU Bowen, ZHANG Xinwen. Research of integrated energy system optimization considering carbon trading and demand response [J]. Northeast Electric Power Technology, 2022, 43(10): 32-37.

(本文责编:陆华)

收稿日期:2025-05-06;修回日期:2025-06-23

上网日期:2025-08-19;附录网址:www.ienergy.cn

#### 作者简介:

王梓璇(1998),女,助理工程师,硕士,从事综合能源系统优化调度、气象信息技术等方面的研究,wangzxfairy98@163.com;

郝禹\*(1991),男,工程师,硕士,从事气象信息技术方面的研究,987068078@qq.com;

刘星辰(1993),女,工程师,硕士,从事综合气象信息技术方面的研究,piao\_hang@163.com;

孙韦男(1996),女,工程师,硕士,从事综合气象信息技术方面的研究,ziwang7777@gmail.com;

刘琳(1985),女,高级工程师,从事气象信息技术方面的研究,850568158@qq.com;

张逸(1997),男,工程师,硕士,从事综合能源系统优化调度方面的研究,r95982388@163.com。

\*为通信作者。