

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240322

考虑源荷多重不确定性的园区综合能源系统优化策略

赵琛¹, 叶金池¹, 和萍¹, 李秋燕², 王世谦²

(1. 郑州轻工业大学电气信息工程学院, 河南 郑州 450002; 2. 国网河南省电力公司
经济技术研究院, 河南 郑州 450052)

摘要: 削弱源荷不确定性, 兼顾经济性与低碳性成为园区综合能源系统(park-level integrated energy system, PIES)优化调度的重点, 为此提出了预测-调节-决策一体化框架。首先, 构建了配置热电联产机组、电转气与碳捕集的园区综合能源系统。其次, 提出霜冰算法优化卷积-支持向量机(rime-convolutional neural network-support vector machine, RIME-CNN-SVM)的数据预测方法, 并利用信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)描述概率分布未知的源荷严重不确定性。最后, 建立了考虑源荷不确定性、阶梯式碳交易机制和弃风弃光惩罚的PIES低碳优化调度策略。通过算例仿真验证了模型和方法的合理性和有效性, 并表明所提方法在提高PIES调度准确性的同时兼顾了运行的经济性与低碳性。

关键词: RIME-CNN-SVM; IGDT; 阶梯式碳交易; 电转气与碳捕集; PIES

A PIES optimization strategy considering multiple uncertainties in source and load

ZHAO Chen¹, YE Jinchu¹, HE Ping¹, LI Qiuyan², WANG Shiqian²

(1. School of Electrical and Information Engineering, Zhengzhou University of Light Industry, Zhengzhou 450002, China;
2. State Grid Henan Electric Power Company Economic and Technological Research Institute, Zhengzhou 450052, China)

Abstract: Reducing source-load uncertainty while balancing economic efficiency and low carbon emissions has become the focus of optimizing the scheduling of park-level integrated energy systems (PIES). To this end, an integrated framework of prediction, regulation, and decision-making is proposed. Firstly, a PIES incorporating combined heat and power (CHP), power to gas (P2G), and carbon capture and storage (CCS) is constructed. Secondly, a data prediction method based on the rime algorithm optimized convolutional neural network-support vector machine (RIME-CNN-SVM) is proposed, and the information gap decision theory (IGDT) is used to account for severe source-load uncertainties with unknown probability distribution. Finally, a low-carbon optimization scheduling strategy for PIES is established, considering source-load uncertainties, a tiered carbon trading mechanism, and penalties for abandoning wind and solar power. Through numerical analysis, the rationality and effectiveness of the proposed model are verified, demonstrating that the proposed method improves the accuracy of PIES scheduling while balancing economic efficiency and low-carbon emissions.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 62203401).

Key words: RIME-CNN-SVM; IGDT; stepped carbon trading; P2G and CCS; PIES

0 引言

园区综合能源系统(park-level integrated energy system, PIES)作为在特定空间范围内集成电、热、冷、天然气等多种能源的终端供能系统^[1], 因其能够实

现多能互补, 提高能源利用效率, 促进可再生能源消纳, 得到了广泛关注和迅速发展。目前, 诸多学者在系统运行调控的经济性、安全性和低碳性方面对PIES开展了大量研究^[2]。

以往对PIES优化调度的相关研究中, 学者大多重点关注经济效益, 其中源荷不确定性以及源侧出力与荷侧消纳配合问题是影响经济调度的重要因素^[3]。在考虑源荷不确定性的研究中, 目前流行

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(62203401); 河南省科技攻关研究项目资助(232102241043)

的方法包括随机优化方法、鲁棒优化方法、随机和鲁棒优化结合的方法、基于人工智能技术的方法等^[4]。当面对源荷参数严重不确定性时,通常较难获得其概率分布信息,因此基于 CVaR 模型^[5-8]的风险决策方法在实际中较难实现,需采用鲁棒优化、信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)等方法加以解决。鲁棒优化算法在处理源荷不确定性问题时存在过于保守、成本过高等问题^[9-10],因 IGDT^[11-12]在不确定参数的概率分布或模糊隶属度函数未知的情况下,也具有较好的适应性,已经在 PIES 优化调度中广泛应用^[13]。然而,现有基于 IGDT 的调度策略相关研究大多考虑单一参数不确定性,缺乏对综合能源系统中源荷数据多参数不确定性情况的说明,也未能有效挖掘综合能源系统面对未知因素的潜力。

面对大量系统运行的历史数据,文献[14-15]利用了数据驱动方法,即不过度关注研究对象的内部机理,而是以大量的历史数据为基础进行关联性分析,并通过训练得出随机变量与决策变量之间关系的经验模型^[4]。本文借鉴这一思想,将利用人工智能优化的高准确度数据预测模型应用于源荷数据的生成中,以提高 IGDT 模型针对 PIES 初始源荷数据的精确度与准确性。目前,国内外学者对源荷数据的预测进行了大量研究,从趋势外推法、回归分析法、时间序列法、卡尔曼滤波法等基于统计学理论的传统经典预测方法,过渡到以神经网络、模糊分析法、遗传算法、支持向量机(support vector machine, SVM)为代表的高鲁棒性与准确性的智能算法,再到算法与模型的组合^[16]。受此启发,本文提出了结合 SVM 作为统计学理论的预测方法。该预测方法具有较高的预测精度和处理非线性数据的能力,与卷积神经网络(convolutional neural network, CNN)神经网络对数据特征值进行提取,配合新兴的霜冰算法(rime optimization method, RIME)进行优化,对未来的可再生能源出力与电负荷进行预测,确保在输入较少的特征值后稳定、客观、高效地生成初始场景。

在“双碳”目标下,能源清洁化与低碳化成为 PIES 经济调度中亟待解决的问题。实现 PIES 碳减排的主要途径有两种:(1)配置碳减排装置;(2)引入碳交易机制。现有文献从电转气(power-to-gas, P2G)与碳捕集(carbon capture and storage, CCS)装置协同运行的角度开展研究^[17-19]。文献[17]建立了 P2G-CCS 协同运行的低碳经济调度模型。在传统低碳经济调度模型的基础上,考虑了碳汇问题。文献[18]将 P2G 和 CCS 耦合模型引入包含热电联产(combined heat and power, CHP)机组的 PIES 经济调

度问题中。文献[19]对 P2G 反应过程中的氢能和热能精细建模,建立了两阶段 P2G、CCS 和天然气掺氢的耦合模型。上述文献验证了 P2G 设备与 CCS 电厂协同运行可降低碳排放,但未结合碳交易市场充分挖掘低碳化的优势。在有关碳交易机制的研究中,文献[20]基于 P2G-CCS 装置两阶段精细模型,引入绿证-碳交易机制,提高了可再生能源的消纳水平和系统经济性。文献[21]将阶梯式碳交易机制引入 PIES 的调度模型中以限制系统的碳排放。基于上述研究,本文构建了配置 CHP、P2G 与 CCS 的 PIES 低碳经济调度模型,并进一步探究碳交易机制的内部机理与 PIES 各设备的能量流动关系。

综上所述,本文提出了考虑源荷多重不确定性的 PIES 优化策略。首先构建了配置 CHP、P2G 与 CCS 的 PIES 模型框架,并引入了阶梯式碳交易机制与弃风弃光惩罚模型;然后建立 RIME-CNN-SVM 预测模型,得到源荷的初始数据;最后,根据源荷预测数据的误差分布程度,提出了考虑源荷不确定性的 IGDT 调度模型。通过算例分析验证了所提模型及方法的合理性与有效性。

1 含 P2G 与 CCS 的 PIES 运行模型的构建

本文构建的含 CHP-CCS-P2G 耦合的 PIES 包括 CCS 装置、P2G 装置、热电联产机组、微型燃气轮机、风光机组、天然气源以及电、气、热、冷负荷,其模型框架如图 1 所示。

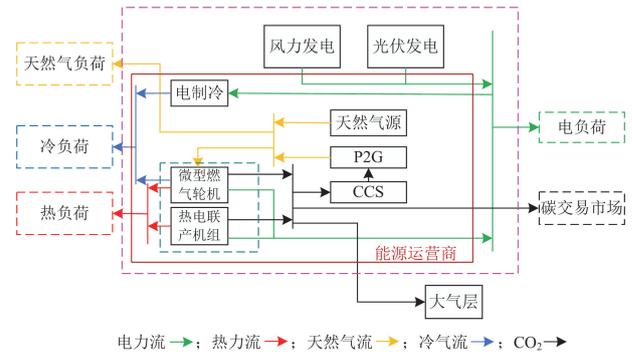


图 1 PIES 模型框架

Fig. 1 Model framework of PIES

1.1 PIES 单元

1) CHP-CCS-P2G 单元

考虑到可持续发展的政策要求,将 P2G 与 CCS 两部分耦合到热电联产模型中。首先, P2G 利用热电联产生成的电功率电解水,产生 H_2 和 O_2 。其次, CCS 将捕获的 CO_2 与 P2G 产生的 H_2 合成 CH_4 , 这不仅提高了蒸汽式 CHP 机组的功率调节能力,而且

降低了 CHP 机组的电-热耦合特性。而 CCS 将捕获到的 CO₂ 提供给 P2G, 从而减少 CHP 的 CO₂ 排放。同时, 热电联产机组中提取出部分热蒸汽, 以提供热负荷, CHP-CCS-P2G 单元模型如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_{e,t} = P_{e1,t} + P_{e2,t} + P_{e3,t} \\ P_{gs,t} = \theta P_{e2,t} \\ C_{CC,t} = \beta P_{e2,t} \\ C_{CC,t} = \chi P_{e3,t} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{e,t}$ 为 CHP-CCS-P2G 单元产生的总电功率; $P_{e1,t}$ 为 CHP 提供的电负荷的电功率; $P_{e2,t}$ 为 P2G 运行消耗的电功率; $P_{e3,t}$ 为 CCS 运行消耗的电功率; $P_{gs,t}$ 为 P2G 在 t 时刻产生的天然气功率; $C_{CC,t}$ 既为 P2G 运行消耗的 CO₂ 量, 又为同一时刻 CCS 捕集的 CO₂ 量; θ 为 P2G 的电气转化效率系数; β 、 χ 为用于计算 CO₂ 量与电功率的耦合系数, 单位为 t/MWh。

根据“以热定电”的功率限制, CHP 中电热耦合规律可表示为

$$\max \left\{ \begin{array}{l} P_{e,\min} - C_{V1}P_{h,t}, \\ C_m(P_{h,t} - P_{h,0}) \leq P_{e,t} \leq P_{e,\max} - C_{V2}P_{h,t} \end{array} \right\} \quad (2)$$

式中: $P_{e,\max}$ 和 $P_{e,\min}$ 分别为 CHP 机组的最大、最小电功率; C_{V2} 和 C_{V1} 分别为 CHP 机组最大、最小功率输出对应的电加热转换系数; C_m 为 CHP 热电联供中热功率和电功率的耦合系数; $P_{h,0}$ 为 CHP 机组最小热功率; $P_{h,t}$ 为 CHP 机组在 t 时刻产生的热功率。

未配备 P2G 和 CCS 装置的 CHP 的总电力产量约束、电负荷供应约束、P2G 功率约束、CCS 功率约束、热功率约束与 CO₂ 排放量如式(3)所示。

$$\begin{cases} P_{e,\min} \leq P_{e,t} \leq P_{e,\max} \\ P_{e,\min} - P_{e2,t} - P_{e3,t} \leq P_{e1,t} \leq P_{e,\max} - P_{e2,t} - P_{e3,t} \\ P_{e2,\min} \leq P_{e2,t} \leq P_{e2,\max} \\ P_{e3,\min} \leq P_{e3,t} \leq P_{e3,\max} \\ P_{h,t,\min} \leq P_{h,t} \leq P_{h,t,\max} \\ E_{CO_2,t}^1 = a_{CO_2}(P_{e,t} + C_{V1}P_{h,t}) + b_{CO_2}(P_{e,t} + C_{V1}P_{h,t})^2 + c_{CO_2} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{e2,\max}$ 和 $P_{e2,\min}$ 分别为 P2G 装置运行的最大、最小功率; $P_{e3,\max}$ 和 $P_{e3,\min}$ 分别为 CCS 装置运行的最大、最小功率; $P_{h,t,\max}$ 和 $P_{h,t,\min}$ 分别为 CHP 机组产热的最大、最小功率; $E_{CO_2,t}^1$ 为 CHP 机组单独工作时的 CO₂ 排放量; a_{CO_2} 、 b_{CO_2} 、 c_{CO_2} 为 CHP 的碳排放系数。

考虑到 P2G 与 CCS 的功率限制后, CHP-CCS-

P2G 单元电负荷供应约束、热功率约束与 CO₂ 排放量分别如式(4)—式(6)所示。

$$\max \left\{ \begin{array}{l} P_{e,\min} - C_{V1}P_{h,t} - P_{e2,\max} - P_{e3,\max}, \\ C_m(P_{h,t} - P_{h,0}) - P_{e2,\max} - P_{e3,\max} \end{array} \right\} \leq \quad (4)$$

$$\begin{cases} P_{e1,t} \leq P_{e,\max} - C_{V2}P_{h,t} - P_{e2,\min} - P_{e3,\min} \\ P_{h,t,\min} \leq P_{h,t} \leq P_{h,t,\max} \end{cases} \quad (5)$$

$$E_{CO_2,t}^2 = a_{CO_2}(P_{e,t} + C_{V1}P_{h,t}) + b_{CO_2}(P_{e,t} + C_{V1}P_{h,t})^2 + c_{CO_2} - C_{CC,t} \quad (6)$$

式中, $E_{CO_2,t}^2$ 为 CHP-CCS-P2G 机组单元协同工作时的 CO₂ 排放量。

CHP-CCS-P2G 单元天然气产量约束、CCS 约束、爬坡约束分别如式(7)—式(9)所示。

$$\max \left\{ \frac{\theta\chi}{\chi + \beta} \left[\begin{array}{l} P_{e,\min} - C_{V1}P_{h,t} - P_{e1,t}, \\ C_m(P_{h,t} - P_{h,0}) - P_{e1,t} \end{array} \right] \right\} \leq \quad (7)$$

$$P_{gs,t} \leq \frac{\theta\chi}{\chi + \beta} (P_{e,\max} - C_{V2}P_{h,t} - P_{e1,t})$$

$$C_{CC,t} \leq a_{CO_2}(P_{e,t} + C_{V1}P_{h,t}) + b_{CO_2}(P_{e,t} + C_{V1}P_{h,t})^2 + c_{CO_2} \quad (8)$$

$$r_{l,CHP} \leq (P_{e1,t} + P_{e2,t} + P_{e3,t}) - (P_{e1,t-1} + P_{e2,t-1} + P_{e3,t-1}) \leq r_{u,CHP} \quad (9)$$

式中, $r_{u,CHP}$ 和 $r_{l,CHP}$ 分别为配备 P2G 和 CCS 的 CHP 电力功率爬坡的上下限。

图 2 给出了耦合 P2G 与 CCS 装置前后 CHP 运行功率与 CO₂ 排放量的变化, 其中 CHP 单独工作时的 CO₂ 排放量轨迹为曲线 HIJK, 电负荷与热负荷供应轨迹为 ABCD, 而 CHP 耦合了 P2G 与 CCS 后 CO₂ 排放量轨迹为曲线 HILMN, 电负荷与热负荷供应轨迹为 ABEFG。

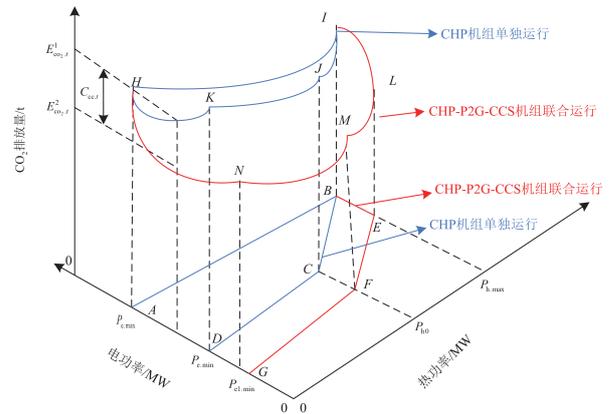


图 2 耦合 P2G 与 CCS 装置前后 CHP 功率与 CO₂ 排放量的变化

Fig. 2 Changes in CHP power and CO₂ emissions before and after coupling P2G and CCS devices

2) 微型燃气轮机单元

微型燃气轮机回收 CHP 排放的带有高温余热的烟气, 并提供冷热负荷, 其结构如式(10)所示。

$$\begin{cases} P_{mt} = \eta_{mt} P_{mst,t} \\ P_{mth,t} = \eta_{\delta} \eta_h \frac{P_{mt}(1-\eta_{mt}-\eta_l)}{\eta_{mt}} \\ P_{mhc,t} = \eta_{\delta} \eta_c \frac{P_{mt}(1-\eta_{mt}-\eta_l)}{\eta_{mt}} \\ E_{m,CO_2} = d_{CO_2} P_{mt} \end{cases} \quad (10)$$

式中: P_{mt} 为微型燃气轮机在 t 时刻的输出功率; $P_{mst,t}$ 为微型燃气轮机在 t 时刻消耗的天然气的功率; $P_{mth,t}$ 为溴化物冷却器的热功率; $P_{mhc,t}$ 为溴化物冷却器的冷功率; η_{mt} 为溴化物冷却器的天然气功率与电功率转换系数; η_{δ} 为溴化物冷却器的热损失系数; η_l 为烟气余热回收率; η_h 和 η_c 分别为溴化物冷却器的加热系数与冷却系数; E_{m,CO_2} 为微型燃气轮机的 CO_2 排放量; d_{CO_2} 为微型燃气轮机的碳排放系数。

微型燃气轮机的输出功率与爬坡功率限制如式(11)所示。

$$\begin{cases} P_{mt,\min} \leq P_{mt} \leq P_{mt,\max} \\ r_{l,mt} \leq P_{mt,t} - P_{mt,t-1} \leq r_{u,mt} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{mt,\max}$ 和 $P_{mt,\min}$ 分别为微型燃气轮机输出功率的上下限; $r_{u,mt}$ 和 $r_{l,mt}$ 分别为微型燃气轮机爬坡功率的上下限。

3) 电制冷机单元

电制冷机与微型燃气轮机一起供给冷负荷, 其结构如式(12)所示。

$$\begin{cases} P_{erc,t} = \delta P_{er,t} \\ P_{er,\min} \leq P_{er,t} \leq P_{er,\max} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{er,t}$ 为电制冷机在 t 时刻输出的冷功率; δ 为电制冷机的电制冷转换效率; $P_{er,\max}$ 和 $P_{er,\min}$ 分别为电制冷机输出功率的上下限。

1.2 阶梯式碳交易机制模型

碳交易机制以合法的碳排放权为依据, 并依托环境监管部门将碳排放额度分配给供电商购买或出售, 主要分为碳排放权配额模型、实际碳排放模型和阶梯式碳排放交易模型^[21]。

1) 碳排放权配额模型

孤岛运行的 PIES 模型中的碳配额 E_{p,CO_2} 主要根据 CHP-CCS-P2G 单元、微型燃气轮机与风电光伏的供电量发放, 如式(13)所示。

$$E_{p,CO_2} = K_{CO_2} (P_{e,t} + P_{mt} + P_{f,t} + P_{s,t}) \quad (13)$$

式中: K_{CO_2} 为碳配额系数, 由区域电力边际排放因子和容量边际因子的加权平均值得到, 取值为 0.798 美元/MW^[22]; $P_{f,t}$ 为 t 时刻风电发电数值; $P_{s,t}$ 为 t 时刻光伏发电数值。

2) 实际碳排放模型

孤岛运行的 PIES 模型中的 CO_2 排放量 E_{z,CO_2} 等于 CHP-CCS-P2G 单元排放减去 CCS 容量, 如式(14)所示。

$$E_{z,CO_2} = E_{CO_2,t}^2 + E_{m,CO_2} = a_{CO_2} (P_{e,t} + C_{v1} P_{h,t}) + b_{CO_2} (P_{e,t} + C_{v1} P_{h,t})^2 + C_{CO_2} - C_{CC,t} + d_{CO_2} P_{mt} \quad (14)$$

3) 阶梯式碳排放交易模型

根据上述对 PIES 的碳排放权配额及实际碳排放量的求取, 即可求得实际参与到碳交易市场的碳排放权交易额 E_{s,CO_2} , 如式(15)所示。

$$E_{s,CO_2} = E_{z,CO_2} - E_{p,CO_2} \quad (15)$$

相较于传统碳交易定价机制, 为进一步限制碳排放, 本文采用阶梯式定价机制^[23], 其中阶梯式碳交易成本 C_6 如式(16)所示。

$$C_6 = \begin{cases} -\lambda(1+4\alpha)(E_{s,CO_2} - 4l) - \lambda(4+6\alpha)l & E_{s,CO_2} \leq -4l \\ -\lambda(1+3\alpha)(E_{s,CO_2} - 3l) - \lambda(3+3\alpha)l & -4l < E_{s,CO_2} \leq -3l \\ -\lambda(1+2\alpha)(E_{s,CO_2} - 2l) - \lambda(2+\alpha)l & -3l < E_{s,CO_2} \leq -2l \\ -\lambda(1+\alpha)(E_{s,CO_2} - l) - \lambda l & -2l < E_{s,CO_2} \leq l \\ -\lambda E_{s,CO_2} & -l \leq E_{s,CO_2} \leq 0 \\ \lambda E_{s,CO_2} & 0 < E_{s,CO_2} \leq l \\ \lambda(1+\alpha)(E_{s,CO_2} - l) + \lambda l & l < E_{s,CO_2} \leq 2l \\ \lambda(1+2\alpha)(E_{s,CO_2} - 2l) + \lambda(2+\alpha)l & 2l < E_{s,CO_2} \leq 3l \\ \lambda(1+3\alpha)(E_{s,CO_2} - 3l) + \lambda(3+3\alpha)l & 3l < E_{s,CO_2} \leq 4l \\ \lambda(1+4\alpha)(E_{s,CO_2} - 4l) + \lambda(4+6\alpha)l & E_{s,CO_2} > 4l \end{cases} \quad (16)$$

式中: λ 为碳交易价格; l 为碳排放量区间长度; α 为价格增长率。

2 考虑源荷不确定性的 PIES 优化调度模型

2.1 确定性条件下的 PIES 优化调度模型

2.1.1 目标函数

PIES 优化调度模型以系统综合成本最低为目标函数, 即

$$\min C = \min(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6) \quad (17)$$

式中: C 为系统运行成本; C_1 为 CHP-CCS-P2G 单元运行成本; C_2 为微型燃气轮机运行成本; C_3 为电制冷机成本; C_4 为弃风惩罚成本; C_5 为弃光惩罚成本; C_6 为碳交易成本。

1) CHP-CCS-P2G 单元运行成本

$$\begin{cases} C_1 = C_{\text{CHP}} + C_{\text{P2G}} + C_{\text{CCS}} \\ C_{\text{CHP}} = a_1(P_{e,t} + C_{\text{V1}}P_{h,t}) + b_1(P_{e,t} + C_{\text{V1}}P_{h,t})^2 \\ C_{\text{P2G}} = \sum_{i=1}^T c_1 P_{e2,t} + d_1 C_{\text{CC},t} \\ C_{\text{CCS}} = \sum_{i=1}^T e_1 P_{e3,t} + f_1 C_{\text{CC},t} \end{cases} \quad (18)$$

式中： C_{CHP} 、 C_{P2G} 、 C_{CCS} 分别对应于 CHP 机组、P2G 装置、CCS 装置的运行成本； a_1 、 b_1 为 CHP 机组运行成本系数； c_1 为 P2G 的运行和维护成本系数； d_1 为 P2G 封存 CO_2 量的成本系数； e_1 为 CCS 的运行和维护成本系数； f_1 为 CCS 的 CO_2 储存成本系数。

2) 微型燃气轮机运行成本

$$C_2 = \sum_{i=1}^T a_3 P_{\text{mts},t} \quad (19)$$

式中， a_3 为微型燃气轮机的成本系数。

3) 电制冷机成本

$$C_3 = \sum_{i=1}^T a_4 P_{\text{er},t} \quad (20)$$

式中： a_4 为电制冷机操作和维护成本系数； $P_{\text{er},t}$ 为电制冷机在 t 时刻消耗的电功率。

4) 弃风惩罚成本

$$C_4 = \sum_{i=1}^T a_5 P_{\text{qwind},t} \quad (21)$$

式中： a_5 为弃风惩罚系数； $P_{\text{qwind},t}$ 为 t 时刻系统的弃风量。

5) 弃光惩罚成本

$$C_5 = \sum_{i=1}^T a_6 P_{\text{qp},t} \quad (22)$$

式中： a_6 为弃光惩罚系数； $P_{\text{qp},t}$ 为 t 时刻系统的弃光量。

2.1.2 约束条件

1) 电力平衡

$$P_{e,t} + P_{\text{mt}} + P_{f,t} + P_{s,t} = P_{\text{pl},t} + P_{\text{er},t} \quad (23)$$

式中： $P_{\text{pl},t}$ 为 t 时刻的电力负荷需求； $P_{s,t}$ 为 t 时刻天然气的供气量。

2) 天然气平衡

$$P_{\text{gs},t} + P_{s,t} = P_{\text{gl},t} + P_{\text{mts},t} \quad (24)$$

式中， $P_{\text{gl},t}$ 为居民区天然气需求。

3) 热负荷约束

$$-0.1P_{\text{hl}} \leq P_{h,t} + P_{\text{mh},t} - P_{\text{hl}} \leq 0.1P_{\text{hl}} \quad (25)$$

式中， P_{hl} 为居民区热负荷需求。

4) 冷负荷约束

$$-0.1P_{\text{cl}} \leq P_{\text{erc},t} + P_{\text{mtc},t} - P_{\text{cl}} \leq 0.1P_{\text{cl}} \quad (26)$$

式中， P_{cl} 为居民区冷负荷需求，且式(25)和式(26)分别考虑热负荷与冷负荷的时延性与调节范围。

5) 天然气源输出功率限制

$$P_{s,\text{min}} \leq P_{s,t} \leq P_{s,\text{max}} \quad (27)$$

式中， $P_{s,\text{max}}$ 和 $P_{s,\text{min}}$ 分别为天然气源输出功率的上下限。

2.2 考虑源荷多重不确定性的 PIES 调度模型

2.2.1 RIME-CNN-SVM 源荷预测模型

RIME 优化算法^[24]受到雾霾生长机制的启发，先建立雾霾集群的初始化集体，再通过模拟软雾霾粒子的运动建立用于算法搜索的软雾霾搜索策略，随后模拟硬雾霾代理之间的交叉行为提出一种硬雾霾穿刺机制，最后通过改进元启发式算法的选择机制的方式提出正贪婪选择机制。

CNN 作为一种深度学习模型，主要用于分类以及深度挖掘数据之间的特征关系。它通过模仿生物学中视觉系统的处理方式，自动从数据中提取特征，并对这些特征进行分类、识别^[25]。CNN 的主要实现流程为通过卷积层对数据特征进行提取，池化层减小特征维度，全连接层输出特征^[26]。SVM 作为一种统计学习方法，主要以结构风险最小化原则和高维空间理论为基础，将凸优化问题的求解转化为线性规划问题^[27]。同时凭借其在处理高维空间中非线性问题的出色能力，即使训练样本量不足，仍能维持较高的准确性与鲁棒性。基于 CNN-SVM 的模型方法来进行电力负荷预测，首先将原始数据集分为训练集和测试集，CNN 作为特征提取器，通过训练可以学习各影响因素与负荷之间特征的相关性，而 SVM 可以将非线性凸优化问题转化为线性问题，从而实现负荷预测^[26]。

综上，结合 RIME 优化算法，实现对预测模型系统中 CNN 批处理大小、学习率、正则化系数等参数的优化，构建了 RIME-CNN-SVM 预测模型。

2.2.2 基于 IGDT 的 PIES 调度模型

基于上述源荷数据预测模型的误差带来的不确定性与波动性，为提高 PIES 调度策略的精准度与可信度，应用 IGDT 建立计及不确定性的调度模型，首先建立不确定集模型，即风电出力、光伏数据与负荷需求的不确定集模型，如式(28)所示。

$$\begin{cases} U(\alpha_w, P_w^Y) = \{P_w^S : |P_w^S - P_w^Y| \leq \alpha_w P_w^Y\} \\ U(\alpha_p, P_p^Y) = \{P_p^S : |P_p^S - P_p^Y| \leq \alpha_p P_p^Y\} \\ U(\alpha_L, P_L^Y) = \{P_L^S : |P_L^S - P_L^Y| \leq \alpha_L P_L^Y\} \\ \alpha_w \geq 0, \alpha_p \geq 0, \alpha_L \geq 0 \end{cases} \quad (28)$$

式中: P_w^Y 、 P_p^Y 、 P_L^Y 分别为 RIME-CNN-SVM 模型中生成的风电出力、光伏数值与负荷需求的预测值; P_w^S 、 P_p^S 、 P_L^S 分别为调度模型中风电出力、光伏数值与负荷需求的实际值; α_w 、 α_p 、 α_L 分别为风电出力、光伏数值与负荷需求的不确定半径, 为无量纲数值。

通过加权形式得到计及 PIES 的综合不确定半径, 如式(29)所示。

$$\psi = \lambda_w \alpha_w + \lambda_p \alpha_p + \lambda_L \alpha_L \quad (29)$$

式中, λ_w 、 λ_p 、 λ_L 分别为风电出力、光伏数值与负荷需求的不确定半径的权重系数, 反映决策者对系统风光以及负荷不确定性需求程度的不同。考虑源荷不确定性的 IGDT 调度模型分为鲁棒型与机会型, 以满足 PIES 调度过程中应对不确定性的不同性能需求。

1) 考虑源荷不确定性的鲁棒型调度策略

鲁棒型调度策略是在目标函数可接受范围内, 寻求不确定量的最大不确定半径。不确定半径越大, 调度策略对不确定量的波动越不敏感, 规避风险的能力越强, 如式(30)所示。

$$\begin{cases} \max \psi \\ \max C_{\Sigma 1} \leq (1 + \kappa) C_b \\ [P_w^S \in U(\alpha_w, P_w^Y), P_p^S \in U(\alpha_p, P_p^Y), P_L^S \in U(\alpha_L, P_L^Y)] \\ P_w^S = (1 - \alpha_w) P_w^Y \\ P_p^S = (1 - \alpha_p) P_p^Y \\ P_L^S = (1 + \alpha_L) P_L^Y \\ \text{式(1)一式(16), 式(18)一式(27), 式(29)} \\ C_b = C \Big|_{P_w^S = P_w^Y, P_p^S = P_p^Y, P_L^S = P_L^Y} \end{cases} \quad (30)$$

式中: C_b 为目标函数优化值, 通过设置 $\alpha_w = \alpha_p = \alpha_L = 0$, 并将风电、光伏出力数值与负荷的预测值代入到确定性调度模型求解得到; κ 为鲁棒水平因子; $(1 + \kappa) C_b$ 为鲁棒型调度策略目标函数优化值。

2) 考虑源荷不确定性的机会型调度策略

机会型调度策略是尽可能寻求更好的目标函数取值, 不确定半径值越小, 期望的优化目标实现可能性越大, 但方案对不确定量的波动越敏感, 系统面临的风险越大, 如式(31)所示。

$$\begin{cases} \min \psi \\ \max C_{\Sigma 1} \leq (1 - \sigma) C_b \\ [P_w^S \in U(\alpha_w, P_w^Y), P_p^S \in U(\alpha_p, P_p^Y), P_L^S \in U(\alpha_L, P_L^Y)] \\ P_w^S = (1 + \alpha_w) P_w^Y \\ P_p^S = (1 + \alpha_p) P_p^Y \\ P_L^S = (1 - \alpha_L) P_L^Y \\ \text{式(1)一式(16), 式(18)一式(27), 式(29)} \\ C_b = C \Big|_{P_w^S = P_w^Y, P_p^S = P_p^Y, P_L^S = P_L^Y} \end{cases} \quad (31)$$

式中: σ 为机会水平因子; $(1 - \sigma) C_b$ 为机会型调度策略目标函数优化值。

综上所述, 本文提出的考虑源荷多重不确定性的 PIES 优化调度模型包括初始源荷数据生成与基于 IGDT 的 PIES 调度建模两部分, 求解流程如图 3 所示。

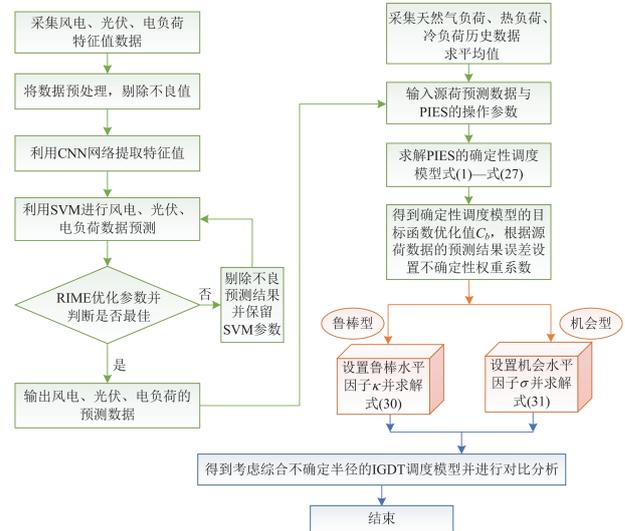


图 3 模型求解流程图

Fig. 3 Flowchart of model solving

3 算例分析

3.1 源荷数据预测模型比较分析

选取电负荷数据作为 RIME-CNN-SVM 模型的输入数据, 数据来源于 2016—2018 年澳大利亚新南威尔士州某市一个月内每 15 min 的干球温度、湿球温度等 7 个特征的电负荷数据。设置 RIME-CNN-SVM 模型参数, 选择搜索代理数量 $K = 6$, 分批次优化变量, 每次训练 30 个样本, 每次优化 3 个参数, 初始学习率为 0.01, 学习率下降因子设为 0.1, 最大训练次数为 500, 优化参数取值如表 1 所示, 共进行 10 次迭代。且设置表 2 中平均绝对误差 (mean absolute error, MAE)、均方根误差 (root mean square error, RMSE)、均方误差 (mean square error,

MSE)、平均绝对百分误差(mean absolute percentage error, MAPE)来评价本文模型的数据拟合、数据预测效果,并与 CNN-SVM、PSO-CNN-SVM 模型进行对比,结果如表 3 所示,验证了本文所提模型的优势。为避免出现偶然性,取各模型 10 次试验的均值作为最后的结果。具体的预测结果见附录 A 表 A1。

表 1 优化参数取值

Table 1 Values of optimal parameter

优化参数	学习率	批量处理数	正则化系数
优化参数上界	1×10^{-3}	16	1×10^{-5}
优化参数下界	5×10^{-2}	64	1×10^{-2}
优化最终值	3.38×10^{-2}	53	9.2×10^{-3}

表 2 数据拟合预测参数说明

Table 2 Explanation of data fitting prediction parameters

参数	计算式
MAE	$M_{AE} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i^{pre} - y_i^{act} }{n}$
RMSE	$R_{MSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i^{pre} - y_i^{act})^2}$
MSE	$M_{SE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i^{pre} - y_i^{act})^2$
MAPE	$M_{APE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{ y_i^{pre} - y_i^{act} }{y_i^{act}} \times 100\%$

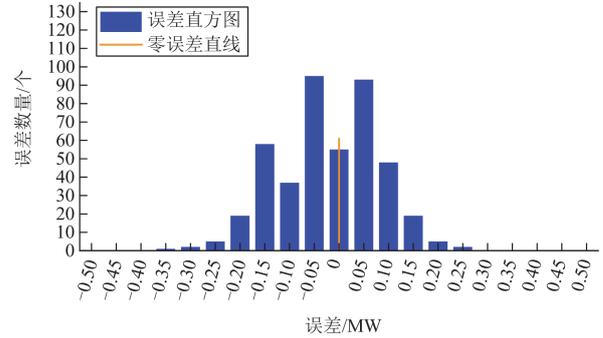
表 3 不同模型输出结果对比

Table 3 Comparison of output results of different models

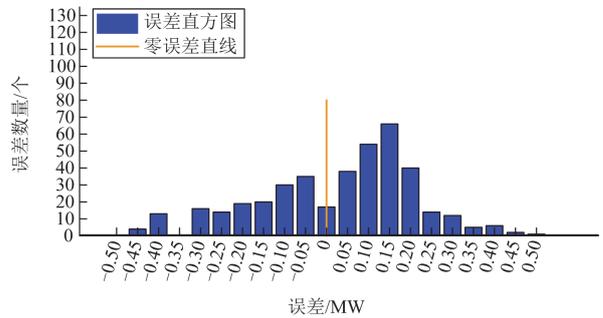
数据类型	评价参数	CNN-SVM	PSO-CNN-SVM	RIME-CNN-SVM
风电	MAE/MW	1.4096	1.3516	0.7740
	RMSE/MW	2.3667	1.8731	1.1154
	MSE/MW ²	5.0614	3.5087	1.2441
	MAPE/%	7.6934	6.223	5.7693
光伏	MAE/MW	1.2848	1.4687	1.1445
	RMSE/MW	2.7689	2.7563	2.7127
	MSE/MW ²	7.6670	7.5973	7.3589
	MAPE/%	23.4781	18.3814	13.0072
负荷	MAE/MW	0.0685	0.0831	0.0465
	RMSE/MW	0.0977	0.1984	0.0827
	MSE/MW ²	0.0127	0.0118	0.0106
	MAPE/%	0.3136	0.3006	0.1171

分析表 3 数据可知,以负荷预测结果为例,本文提出的 RIME-CNN-SVM 模型的 MAE、RMSE、MSE、MAPE 分别为 0.0465 MW、0.0827 MW、0.0106 MW²、0.1171%, 相较其他两个模型均为最佳,且相比于 PSO-CNN-SVM 模型分别减小 44.04%、58.32%、10.17%、61.04%。另外,通过比较图 4 中 3 个模型的具有 20 个 bin 的误差直方图(以

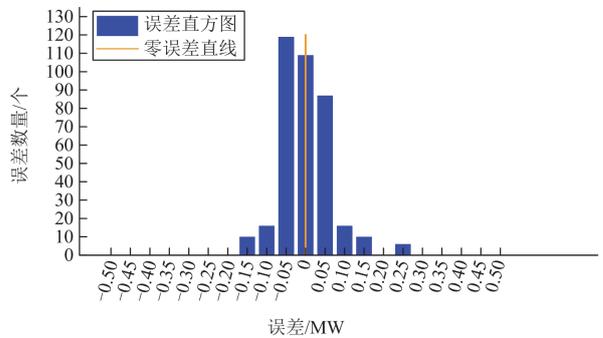
负荷预测结果为例)和由图 5 中 PSO-CNN-SVM 与 RIME-CNN-SVM 适应度曲线中可以看出,本文提



(a) CNN-SVM模型



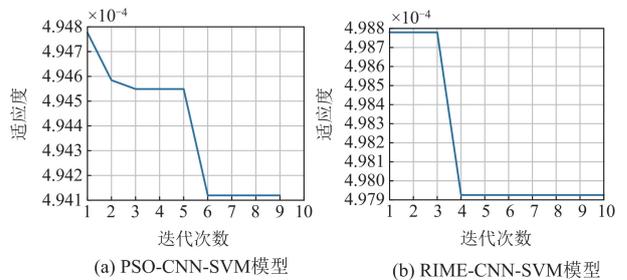
(b) PSO-CNN-SVM模型



(c) RIME-CNN-SVM模型

图 4 不同模型具有 20 个 bin 的误差直方图

Fig. 4 Error histogram of different models with 20 bins



(a) PSO-CNN-SVM模型

(b) RIME-CNN-SVM模型

图 5 不同预测模型适应度曲线

Fig. 5 Fitness curves of different prediction models

出的预测模型学习适应能力更强, 预测的数据误差小且分布较平均, 体现了本文预测模型的优势。

电负荷、风电与光伏的特征值数据分别见附录 A 表 A2—表 A4。利用 RIME-CNN-SVM 预测模型预测电负荷、风电出力与光伏出力, 其结果如图 6 所示。

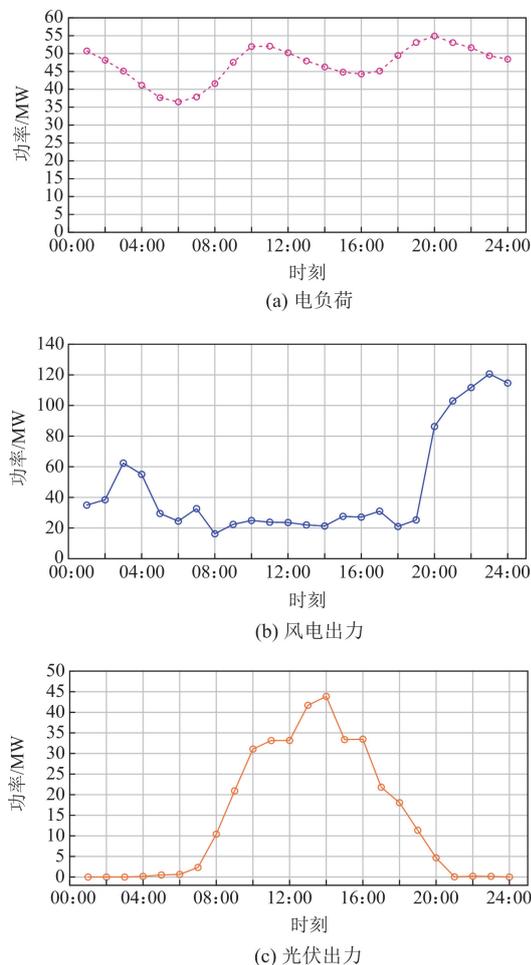


图 6 RIME-CNN-SVM 模型的预测结果

Fig. 6 Prediction results of RIME-CNN-SVM model

3.2 PIES 不同场景运行结果分析

本节算例采用某区域孤岛运行的 PIES, 系统中各部分器件参数见附录 A 表 A5^[28], 将 3.1 节得到的数据输入到 PIES 中。阶梯式碳交易模型各参数来

自于文献[21], 普通碳交易模型参数来源于文献[29], 结合 Gurobi 在 Matlab 中仿真求解。

为验证本文所提模型的经济性与低碳性, 本节设置 4 个不同的场景, 如表 4 所示, 并根据 4 种不同的场景进行优化计算, 结果见表 5, 场景 4 的最优调度结果见图 7—图 9。

3.2.1 对比分析

与场景 1 相比, 配置 P2G 的场景 2 总成本降低了 25 987.30 美元, 降幅为 30.44%, 虽然 CHP-CCS-P2G 单元成本上升了 17 276.50 美元, 但是碳交易成本下降了 14 864.08 美元, 参考碳排放量数值未变的情况下, 可知参加交易的净 CO₂ 量有较大幅度下降, 且弃风弃光成本总和下降了 28 399.72 美元。分析其原因可知整个系统增加了对风电光伏的消纳, 利用 P2G 将富余的电力用来生成天然气从而减少了天然气源供应的压力, 且随之增大的 CHP-CCS-P2G 单元出力和较大幅度的风光消纳使得碳配额增加, 进一步降低了参与交易的净 CO₂ 量。产生上述结果一方面是新能源消纳量增加带来的盈利, 另一方面则是阶梯碳交易为整个系统带来的经济效益。

与场景 2 相比, 配置 P2G 与 CCS 的场景 4 总成本降低了 16 298.25 美元, 降幅为 27.45%, 虽然 CHP-CCS-P2G 单元成本上升了 1510.20 美元, 但是 CO₂ 排放量降低了 212.85 t, 碳交易开始盈利, 同时弃风弃光成本总和下降了 1247.99 美元。分析其原因可知整个系统进一步提升了对风电光伏的消纳, 虽然配备了 CCS 装置使得成本小幅度增加, 但实现了碳交易的盈利和 CO₂ 排放量的减少, 在经济利好和减排效用的双重加持下整个系统更有动力更新传统的 CHP-CCS-P2G 单元机组。

表 4 场景设置

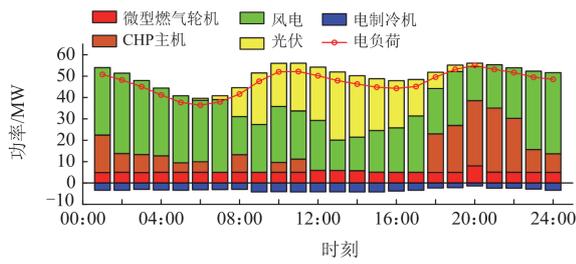
Table 4 Scenarios settings

场景	考虑因素		
	P2G	CCS	阶梯碳交易
1	×	×	√
2	√	×	√
3	√	√	×
4	√	√	√

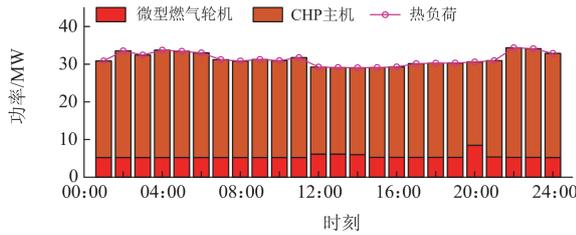
表 5 不同场景下的优化结果

Table 5 Optimization results in different scenarios

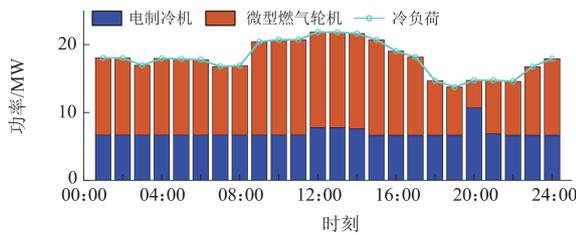
场景	风能 消纳率/%	光伏 消纳率/%	CO ₂ 排放量/t	总成本/ 美元	CHP-P2G-CCS 单元成本/美元	碳交易成 本/美元	微型燃气轮 机成本/美元	弃风惩罚 成本/美元	弃光惩罚 成本/美元	电制冷机 成本/美元
1	71.23	54.34	1236.61	81 745.77	7980.06	21 501.03	12 557.26	22 474.39	15 268.91	1964.12
2	94.02	86.02	1236.61	55 758.47	25 256.56	6636.95	12 557.26	4668.27	4675.31	1964.12
3	95.02	87.42	1069.72	48 103.29	26 766.76	-1280.45	12 557.26	3887.91	4207.69	1964.12
4	94.99	87.50	1023.76	43 077.46	26 766.76	-6306.27	12 557.26	3916.57	4179.02	1964.12



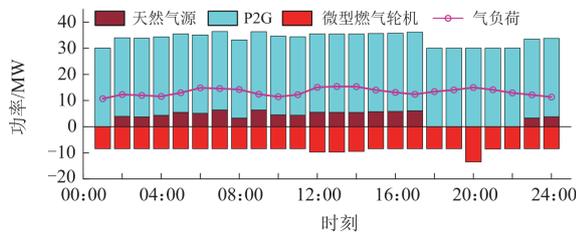
(a) 电功率平衡



(b) 热功率平衡



(c) 冷功率平衡



(d) 天然气功率平衡

图7 场景4功率平衡图

Fig. 7 Power balance diagram in scenario 4

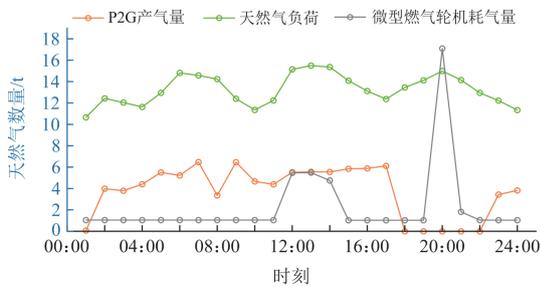


图8 场景4天然气流动趋势

Fig. 8 Natural gas flow trends in scenario 4

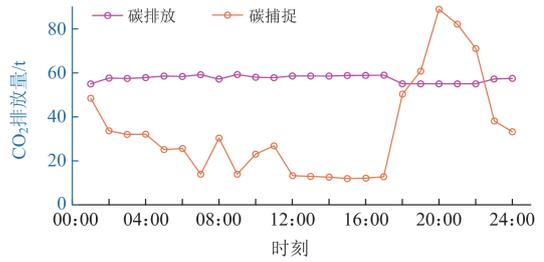


图9 场景4 CO₂流动趋势

Fig. 9 CO₂ flow trends in scenario 4

与场景3相比，参加了阶梯制碳交易的场景4总成本降低了5025.83美元，CO₂排放量降低了45.96 t，体现了阶梯式碳交易相较于普通碳交易的经济优越性与环保优越性。

3.2.2 场景4运行结果分析

分析图7—图9可知，在00:00—06:00时段内，电负荷需求下降，风电富余，使得需要供电的CHP机组在较低的功率输出状态下工作，与一直开机的微型燃气轮机共同实现对热冷负荷的供应，且在此阶段天然气负荷的缺额需要气源补充。在06:00—11:00时段内，电负荷需求上升，此阶段风电匮乏，不足的电力由光伏能源与CHP机组出力补充。此阶段出力增加的CHP不仅与出力恒定的微型燃气机组完成了对小幅度削减的热负荷与小幅度增加的冷负荷的供给，还满足了PIES所需的大部分天然气。在11:00—14:00时段内，光伏出力达到最大值，且代替CHP的电力供应量，这使得一直恒定功率输出的微型燃气轮机出力增加，弥补热负荷的缺额，同时富余的电力流向电制冷机弥补冷负荷的缺额。在14:00—18:00时段内，电负荷需求再次上升，在以风电光伏为代表的新能源出力不足的情况下，需要增加CHP机组出力弥补电负荷的缺额和功率增加的电制冷机，而微型燃气轮机出力增加满足热负荷上升带来的缺额，在不启用气源的情况下实现系统的高效运转。在18:00—24:00时段内，电负荷需求维持在一天内较高区间，在风电的辅助下，CHP降低对电力的供应而转向填补增加的热负荷与冷负荷需求，只在午夜时天然气源出力增加弥补了CHP-CCS-P2G单元的天然气输出。可以说，在模式4下PIES既保证了较高的新能源消纳率又实现了低碳化与经济性。

3.3 基于IGDT的决策结果分析

根据前文对PIES系统综合不确定半径的介绍，并结合3.1节RIME-CNN-SVM预测模型的预测误差可知，在预测数据生成时，可再生能源误差波动范围比电负荷的大，故设置 $\lambda_w : \lambda_p : \lambda_l = 0.4 : 0.4 : 0.2$ ，

鲁棒水平因子 κ 与机会因子 δ 均取 0.05。选取场景 4 的调度成本为调度成本的基准值, $C_b = 43\ 077.46$ 美元, 优化结果如表 6 所示, 不同模型成本如表 7 所示, 鲁棒模型与机会模型的调度结果见附录 B。

3.3.1 基于 IGDT 的调度结果分析

相较于原始模型, 鲁棒型的风险规避策略目的性更强, 当综合不确定性半径 $\psi = 0.388\ 51$, 即源荷真实值较预测值的误差分布在 38.851% 的范围内时, 系统的总调度成本不会超过 45 231.33 美元。结合鲁棒模型与原始模型的优化结果可以看出, 在提升系统鲁棒性过程中, PIES 选择最大化利用可再生能源来满足电负荷需求, 多余的电力削减电制冷机的出力成本, 促使 CHP-CCS-P2G 单元出力降低。虽然微型燃气轮机的出力略有增加, 但结合 CHP-

CCS-P2G 单元成本大幅度下降可知, PIES 减少了对化石能源的依赖。然而, 减小 CHP-CCS-P2G 单元出力一方面降低了内部的碳捕集力度, 另一方面降低了 CHP-CCS-P2G 单元在碳交易市场获得的碳配额, 使得碳交易成本从盈转损, 弱化经济性的同时增加了 CO_2 排放量。

表 6 基于 IGDT 的优化结果

Table 6 Optimization results based on IGDT

模型种类	综合不确定半径	风能消纳率/%	光伏消纳率/%	CO_2 排放量/t	净碳交易量/t
原始	—	94.99	87.50	1069.72	-88.64
鲁棒型	0.388 51	99.99	99.99	1216.96	172.29
机会型	~0	88.99	72.80	1068.64	-266.77

注: 表中“~0”指该值并不实际为 0, 而是小于 1×10^{-6} 。

表 7 基于 IGDT 不同模型成本

Table 7 Costs of different models based on IGDT

模型种类	总成本	CHP-P2G-CCS 单元成本	碳交易成本	微型燃气轮机成本	弃风惩罚成本	弃光惩罚成本	电制冷机成本
原始	43 077.46	26 766.76	-6306.27	12 557.26	3916.57	4179.02	1964.12
鲁棒型	45 231.33	17 565.91	13 385.01	12 661.26	1.00×10^{-4}	0.49×10^{-4}	1619.15
机会型	40 923.59	24 255.00	-18 768.04	15 134.23	15 134.14	3229.76	1638.51

美元

相较于原始模型, 机会模型的风险进取策略目的性更强, 当综合不确定性半径 $\psi \approx 0$, 即源荷预测值无限接近真实值时, 系统总调度成本的期望能降低至 40 923.59 美元。结合机会模型与原始模型的优化结果可以看出, PIES 充分挖掘了阶梯式碳交易的潜力, 在增加 CHP-CCS-P2G 单元出力的条件下尽可能地提升碳配额量, 提升了系统对 CO_2 的捕集力度。虽然机会模型通过增加碳交易收益为 PIES 的整体规划带来了好处, 但其对可再生能源的舍弃使微型燃气轮机出力增加, 弥补了系统的冷热负荷供应, 从微型燃气轮机成本增加也可以看出 PIES 增大了对化石能源的依赖。

3.3.2 碳交易参数对决策结果的分析

为量化碳交易参数变化对 PIES 优化结果的影响, 同时提高 PIES 决策结果抵御碳市场未知参数风险的能力, 在鲁棒模型中观察碳交易基价、碳交易价格增长率与碳交易区间长度变化对 PIES 调度结果的影响, 结果如图 10—图 15 所示。

1) 碳交易基价变化对调度结果的影响

由图 10 和图 11 可知, 在碳交易基价逐步增长的过程中, CO_2 排放量逐渐下降, 碳交易量也随之逐渐降低, 碳交易成本小幅降低, 但 PIES 总成本基本维持不变。分析其原因可知, 在风险规避的策略下, PIES 调度主体观测到了碳交易基价变化为总

体带来的收益, 于是一边促使系统的总 CO_2 排放量下降, 一边激励系统增加碳配额从而使更多的 CO_2 参与交易, 这促使 CHP-CCS-P2G 单元作为系统供能枢纽增加出力, 同时依据“以热定电”限制, CHP-CCS-P2G 单元电功率增大必然伴随着热功率输出增加, 减少微型燃气轮机的热负荷供应压力, 且富余的电力又会流向电制冷机, 减少 PIES 系统的冷热负荷供应的波动范围。上述 CHP-CCS-P2G 单元增加的成本在很大程度上抵消了碳交易带来的收益。更值得关注的是, 由于 CHP-CCS-P2G 单元出力增加抢占了系统的电力供应份额, PIES 调度主体选择降低对新能源的消纳水平, 在一定程度上削弱了调度策略的鲁棒性, 但抵御了碳交易基价增长带来的不利影响。

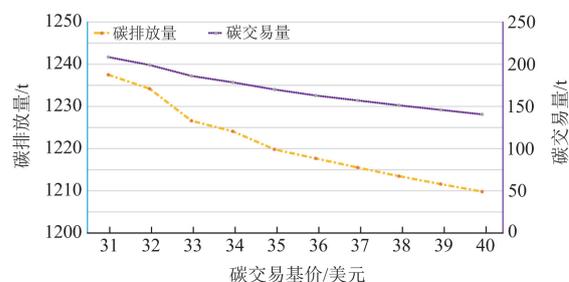


图 10 碳交易基价对碳流动的影响

Fig. 10 Impact of carbon trading base price on carbon flow

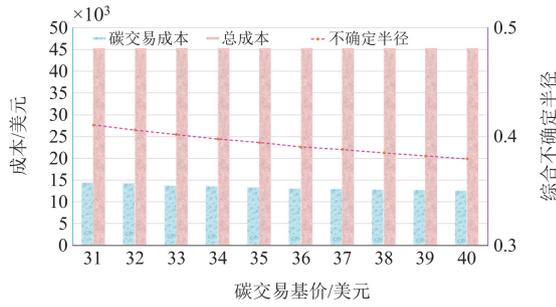


图 11 碳交易基价对成本及不确定半径的影响

Fig. 11 Impact of carbon trading base price on cost and uncertainty radius

2) 碳交易价格增长率变化对调度结果的影响

由图 12 和图 13 可知, 在碳交易价格增长率逐步增大的过程中, CO₂ 排放量依次下降, 碳交易量也随之逐渐降低, 碳交易成本大幅降低, 但 PIES 总成本基本维持不变。分析其原因可知, 在风险规避策略下, 由于碳交易价格增长率的升高, 原先位于高价区间段交易的 CO₂ 成本进一步升高, 高额的碳交易价格刺激 PIES 调度主体对降低 CO₂ 排放量的积极性, 同时迫使 CHP-CCS-P2G 单元与微型燃气轮机出力增加以提升碳配额, 在上述两方面因素的作用下, 参与碳交易市场的 CO₂ 量急剧降低。此外, 增加 CHP-CCS-P2G 单元与微型燃气轮机出力

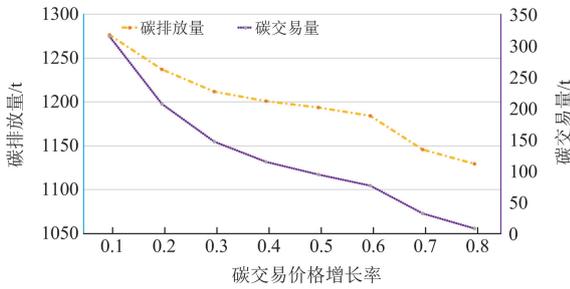


图 12 碳交易价格增长率对碳流动的影响

Fig. 12 Impact of carbon trading price growth rate on carbon flow

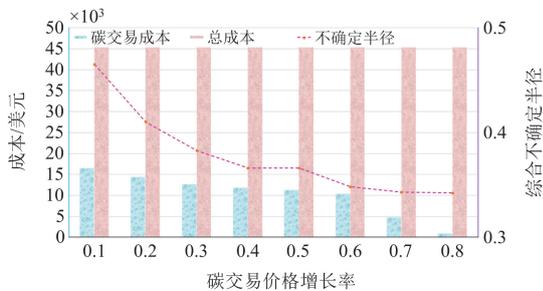


图 13 碳交易价格增长率对成本及不确定半径的影响

Fig. 13 Impact of carbon trading price growth rate on cost and uncertainty radius

削弱了 PIES 的风光消纳量, 但也减轻了电制冷机的功率输出压力。虽然 PIES 调度主体增加了对源荷不确定性的敏感程度, 但减轻了碳交易价格增长率的不利因素的困扰。

3) 碳交易区间长度变化对调度结果的影响

由图 14 和图 15 可知, 在碳交易区间长度逐步增长的过程中, CO₂ 排放量小幅度升高, 碳交易量也随之升高, 由碳交易为系统带来的收益维持在稳定区间内, 但 PIES 总成本基本维持不变。分析其原因可知, 在风险规避的策略下, 由于碳交易区间的增加, 原先位于高价区间段交易的 CO₂ 落入了低价区间, 降低了 PIES 调度主体对降低 CO₂ 排放量的积极性, 促使 CHP-CCS-P2G 单元作为系统供能枢纽降低出力, 由微型燃气轮机与电制冷机出力增加弥补系统的冷热负荷供应量缺额。同时, PIES 调度主体降低了对源荷不确定性的敏感程度, 通过维持对风光全消纳的方式保证 PIES 的电负荷供应。可以看出, PIES 调度主体在面对碳交易区间增长的不利因素下, 选择降低对传统能源的消耗和提升对可再生能源的利用等方式提升决策的鲁棒性。

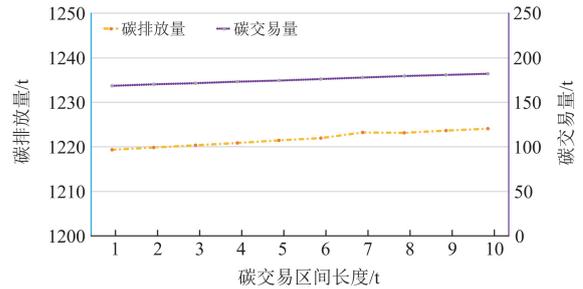


图 14 碳交易区间长度对碳流动的影响

Fig. 14 Impact of carbon trading interval length on carbon flow

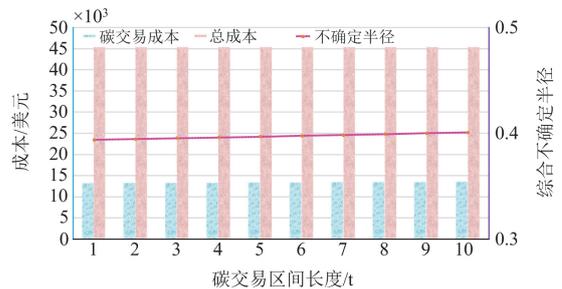


图 15 碳交易区间长度对成本及不确定半径的影响

Fig. 15 Impact of carbon trading interval length on cost and uncertainty radius

综上所述, 在风险规避的背景下, PIES 调度主体应充分发挥自身的积极因素, 在满足园区多能供应要求下尽可能地避免源荷不确定性与碳交易市场的波动性等因素的干扰。

3.3.3 碳捕集容量对运行成本的影响

考虑到配备 P2G 与 CCS 的 CHP 的碳捕集量有限, 将进一步分析碳捕集容量对 PIES 运行成本的影响。由图 16 可知, 随着碳捕集容量的增加, 碳交易产生的收益增加, 系统的总运行成本减少。由于碳捕集成本小于碳交易成本, 实际碳排放量快速降低, 使得碳交易成本在开始时迅速降低甚至为系统带来收益, 这不仅促使总成本降低, 同时降低了碳排放量。且本文采用的是阶梯式配额交易, 随着碳捕集容量的增加, 富余配额降低, 补偿系数低于起始值, 故总成本在碳交易成本的影响下先逐渐下降最后趋于平缓。当碳捕集容量达到 166.9 t 时, 总运行成本中的碳交易数额不再随碳捕集容量的变化而变化, 这又因为此时碳捕集容量大于系统调度周期内的总碳排放量, 系统运行成本趋于稳定, 同时碳排放量维持不变。

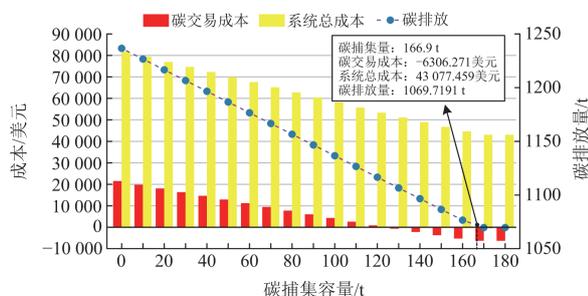


图 16 碳捕集容量影响分析

Fig. 16 Impact analysis of carbon capture capacity

4 结语

本文提出了一种考源荷多重不确定性的 PIES 优化策略, 采用 RIME-CNN-SVM 预测模型获取可再生能源与负荷数据, 并根据源荷预测数据的误差

分布程度构建 IGDT 调度模型, 保证 PIES 对新能源的高消纳率和对系统内部电气冷热负荷需求的稳定供应, 实现系统运行的经济性与低碳性, 通过算例分析得到以下结论。

1) 在 PIES 中耦合 P2G-CCS 的 CHP 机组协同运行后, PIES 中 CO₂ 排放量减少了 212.8507 t, 总运行成本减少了 42 285.5574 美元, 碳捕集量达到 166.9 t, 说明配置 P2G 与 CCS 设备的 PIES 在完成对可再生能源大量消纳的情况下, 保证了 PIES 运行的经济性与低碳性。

2) 构建的 RIME-CNN-SVM 模型不仅在初始源荷数据的获取上体现出较强的学习适应能力, 还优化了源荷预测数据的分布误差, 在一定程度上缓解了 IGDT 模型中多重不确定性变量拟合时的无序性与随机性。

3) 考虑源荷不确定性的 IGDT 调度决策从风险规避和风险进取角度分析多重不确定性对 PIES 调度结果的影响。当 PIES 调度主体选择风险规避时, 可以实现可再生能源消纳率的提升和 CHP-CCS-P2G 单元出力成本的降低, 但随之而来的碳捕集量的减少与碳配额的下降压缩了其在碳市场的利润空间, 进而导致 CO₂ 排放量的增加。当 PIES 调度主体选择风险进取时, 可依靠阶梯式碳交易实现碳交易市场利润的增加, 并降低 CO₂ 排放量, 但随之而来的碳配额的增加需要增加 CHP-P2G-CCS 单元出力, 影响可再生能源的消纳并增加微型燃气轮机成本。此外, 面对源荷不确定性与碳交易市场的波动性等因素的干扰, PIES 调度主体应充分利用 CHP-CCS-P2G 单元耦合多能源的优势, 在稳定供能条件下均衡考虑鲁棒性、经济性与低碳性。

附录 A

表 A1 不同模型预测结果对比

Table A1 Comparison of prediction results based on different models

时刻	电负荷				风电出力				光伏出力			
	真实值	CNN-SVM 模型	PSO-CNN- SVM 模型	RIME-CNN- SVM 模型	真实值	CNN-SVM 模型	PSO-CNN- SVM 模型	RIME-CNN- SVM 模型	真实值	CNN-SVM 模型	PSO-CNN- SVM 模型	RIME-CNN- SVM 模型
01:00	50.7666	50.6598	50.4988	50.6371	39.892 67	39.4107	36.1366	35.1544	0	0	0	0
02:00	48.129 35	48.2288	47.958	48.0746	42.0807	47.0007	41.1365	38.5787	0	0	0	0
03:00	45.1411	45.1708	45.1853	45.0808	63.593 28	55.3981	65.2894	62.511	0	0	0	0
04:00	41.090 65	40.9436	41.2309	41.0966	56.325 222	55.8545	59.602	54.8801	0	0	0	0
05:00	37.664 75	37.5044	37.7086	37.6799	35.219 37	29.764	27.8212	29.7079	0	0	0	0
06:00	36.4382	36.3415	36.5363	36.4531	30.450 392	21.4366	25.5715	24.3859	0	0	0	0
07:00	37.834 55	37.7245	37.9268	37.8224	36.343 307	48.0309	37.5884	32.949	1.863 133	0.9854	1.2432	2.3667
08:00	41.6095	41.5097	41.805	41.5792	17.430 573	14.7567	18.2792	16.2769	9.145 467	8.223	10.0195	10.4244

续表 A1

时刻	电负荷				风电出力				光伏出力			
	真实值	CNN-SVM 模型	PSO-CNN- SVM 模型	RIME-CNN- SVM 模型	真实值	CNN-SVM 模型	PSO-CNN- SVM 模型	RIME-CNN- SVM 模型	真实值	CNN-SVM 模型	PSO-CNN- SVM 模型	RIME-CNN- SVM 模型
09:00	47.525 95	47.4676	47.3139	47.5549	22.695 635	24.7974	20.874	22.5477	18.408 201	21.4651	23.407	20.9142
10:00	51.977 25	52.1109	52.0186	51.9836	24.013 756	24.1013	22.1932	25.1051	29.389 269	35.5294	35.0875	31.0341
11:00	52.05445	52.1515	52.3752	51.9443	21.580 856	22.5349	20.6953	24.0541	36.324 802	42.0444	41.8372	33.1485
12:00	50.180 55	50.2532	50.5188	50.1449	22.034 388	21.0299	21.2105	23.8873	40.832 87	49.4726	49.0577	33.1249
13:00	47.957 95	48.073	47.9567	47.9463	19.666 367	20.4852	19.8571	22.0075	43.9966	54.7264	52.6292	41.6747
14:00	46.208 75	46.4517	46.1791	46.1591	20.374 908	21.7576	20.7051	21.4457	44.8232	57.7262	54.9949	43.8713
15:00	44.7574	45.0424	44.7047	44.651	27.148 26	28.6575	25.9299	27.5363	29.746 27	50.3064	49.221	33.3741
16:00	44.262 45	44.4539	44.2392	44.2157	27.334 25	28.5206	26.3964	27.201	22.936 666	50.1676	49.6839	33.5264
17:00	45.123 85	45.3209	45.1494	45.0388	31.494 43	32.6722	32.3696	31.197	21.841 534	23.3275	22.0958	21.7768
18:00	49.4714	49.6047	49.5064	49.5236	21.6956	22.7921	23.3287	20.985	12.606 534	18.5888	17.1552	18.0513
19:00	55.8555	55.1345	56.3888	55.4669	25.300 852	24.8861	25.6698	25.4294	8.372 467	11.4591	9.9465	11.3542
20:00	54.8973	54.7188	54.8955	54.9065	91.02483	89.9092	84.0943	86.2135	2.618 067	5.2292	3.5612	4.6985
21:00	53.039	53.0404	53.308	53.0666	108.028 07	98.2174	95.1575	102.8547	0	0	0	0
22:00	51.66175	51.5389	51.5357	51.6481	112.748 276	110.2936	106.9379	111.778	0	0	0	0
23:00	49.40315	49.4397	49.1247	49.3162	118.661 66	119.6295	111.7426	120.3323	0	0	0	0
24:00	48.4329	48.5689	48.2684	48.4406	113.163 025	115.8094	104.5237	114.5869	0	0	0	0

表 A2 电负荷特征值数据

Table A2 Characteristics value data of electricity load

时刻	干球温度/℃	露点温度/℃	湿球温度/℃	风向/(°)	湿度/%	空气质量指数	电价/澳元
01:00	11.60	6.40	8.70	162.76	75.00	63.07	40.30
02:00	10.70	5.40	8.70	153.27	66.00	59.38	33.57
03:00	10.40	5.90	8.50	142.51	72.00	55.20	27.11
04:00	10.30	5.80	8.30	127.93	73.00	49.53	17.11
05:00	10.40	6.00	8.30	115.59	75.00	44.73	16.62
06:00	10.30	5.60	8.20	111.18	72.00	43.01	16.07
07:00	10.70	4.90	7.90	116.20	69.00	44.97	16.85
08:00	11.20	5.10	8.20	129.79	68.00	50.25	17.25
09:00	12.40	5.10	8.40	151.09	66.00	58.54	22.46
10:00	13.80	5.50	9.20	167.12	63.00	64.77	39.44
11:00	14.70	5.00	9.70	167.40	55.00	64.88	59.62
12:00	15.80	5.00	10.20	160.65	52.00	62.25	36.10
13:00	17.60	5.60	10.90	152.65	51.00	59.14	37.25
14:00	18.90	5.40	11.70	146.35	45.00	56.69	30.41
15:00	18.70	5.90	12.50	141.13	43.00	54.66	27.01
16:00	17.60	6.40	12.60	139.34	45.00	53.97	19.12
17:00	15.40	5.70	11.80	142.45	46.00	55.17	22.10
18:00	14.30	5.50	10.70	158.10	52.00	61.26	31.21
19:00	13.00	4.80	9.90	181.08	53.00	70.20	291.23
20:00	12.80	5.80	9.60	177.63	62.00	68.86	104.70
21:00	12.00	5.80	9.50	170.94	62.00	66.25	45.34
22:00	11.20	6.50	9.40	165.98	69.00	64.33	29.45
23:00	11.50	5.80	8.70	157.85	69.00	61.16	24.17
24:00	11.60	5.20	8.60	154.36	65.00	59.81	23.42

表 A3 风电特征值数据
Table A3 Wind power characteristic value data

时刻	10 m 风速/(m/s)	30 m 风速/(m/s)	50 m 风速/(m/s)	10 m 风向/(°)	30 m 风向/(°)	50 m 风向/(°)	温度/°C	湿度/%	大气压强/kPa
01:00	3.946	5.118	4.634	224.021	226.508	8.856	19.609	75.101	882.978
02:00	4.558	5.526	5.832	207.267	208.366	7.541	19.478	74.057	883.416
03:00	3.742	5.424	6.623	227.458	221.357	7.962	19.273	75.408	887.718
04:00	4.328	5.526	6.725	207.889	204.282	6.807	19.386	75.132	886.265
05:00	0.546	0.794	1.159	359.865	188.212	18.842	18.888	75.72	882.043
06:00	1.627	1.778	1.817	110.746	113.879	6.016	18.737	74.995	881.09
07:00	4.558	5.807	6.521	206.514	200.183	6.914	19.884	65.586	882.268
08:00	3.028	3.742	3.92	161.507	165.84	6.159	19.389	70.579	878.486
09:00	3.818	5.118	5.016	178.245	180.36	6.483	21.267	59.949	879.539
10:00	4.762	4.966	4.914	214.267	212.997	7.605	24.995	44.475	879.802
11:00	4.787	5.17	5.374	213.689	211.112	7.619	26.148	41.579	879.316
12:00	3.588	3.767	3.486	246.27	242.006	10.381	27.361	37.084	879.406
13:00	3.155	3.767	3.665	236.964	238.876	10.179	28.703	33.63	878.933
14:00	3.563	3.844	4.073	282.477	274.931	15.198	30.87	27.93	879.074
15:00	4.966	5.144	5.246	266.445	265.893	13.924	31.161	27.348	880.429
16:00	5.22	5.195	5.195	282.007	279.059	17.67	31.786	24.8	880.466
17:00	4.762	4.812	4.94	255.598	251.478	11.148	34.138	18.906	881.298
18:00	5.016	5.424	5.17	283.831	288.521	18.457	35.482	15.926	879.339
19:00	3.894	4.098	4.124	285.223	282.65	17.448	33.891	17.591	880.06
20:00	6.878	7.49	7.822	168.428	200.829	65.958	31.944	19.979	893.204
21:00	8.586	9.402	9.81	282.082	318.4	81.034	31.591	20.343	896.605
22:00	3.818	4.558	4.864	264.465	265.485	14.253	30.161	23.657	897.549
23:00	10.524	12.08	12.386	252.018	251.308	11.508	26.424	33.04	898.732
24:00	7.668	8.969	10.091	270.407	270.429	14.939	25.8	35.678	897.632

表 A4 光伏特征值数据
Table A4 Photovoltaic characteristic value data

时刻	组件温度/°C	温度/°C	气压/kPa	湿度/%	总辐射/(W/m ²)	直射辐射/(W/m ²)	散射辐射/(W/m ²)
01:00	17.815	14.13	926.063	10.914	0	0	0
02:00	16.5	12.324	926.064	12.58	0	0	0
03:00	16.27	12.332	926.063	12.642	0	0	0
04:00	15.0625	10.681	926.06	14.885	0	0	0
05:00	15.09	10.328	926.058	18.394	0	0	0
06:00	15.02	9.252	926.06	21.616	0	0	0
07:00	14.775	8.94	926.069	23.178	42.875	38.475	26.08
08:00	23.0225	11.307	926.07	19.937	230.75	207.563	127.427
09:00	36.2325	15.867	926.051	11.862	468.75	422.235	260
10:00	47.515	17.779	926.031	8.168	801.875	721.687	436.347
11:00	52.94	19.412	926.011	7.625	1005	904.5	521.293
12:00	64.82	21.086	926.009	7.17	1216.47	1094.83	593.16
13:00	69.9625	21.669	926.008	7.441	1306.43	1175.78	226.267
14:00	75.12	22.868	926.003	7.841	1398.68	1259.1	165.72
15:00	65.46	23.88	926.016	5.897	1214.78	1092.38	588.24
16:00	61.075	24.302	926.029	6.288	1229.8	1106.32	597.44
17:00	46.9325	23.643	926.018	9.126	429.825	386.842	246.307
18:00	43.685	23.504	926.028	8.868	338.4	304.56	193.48
19:00	40.52	22.989	926.008	9.338	219.225	197.303	122.587
20:00	38.3375	21.951	926.003	8.472	101.175	91.0575	59.5866
21:00	33.3975	20.652	926.052	10.189	0	0	0
22:00	32.0275	19.361	926.062	11.771	0	0	0
23:00	30.565	19.352	926.062	11.961	0	0	0
24:00	19.35	14.656	926.065	10.193	0	0	0

表 A5 PIES 系统参数

Table A5 PIES system parameters

参数	数值	参数	数值
$P_{e.min}/MW$	10	$P_{e.max}/MW$	35
$P_{CHP.min}/MW$	0	$P_{CHP.max}/MW$	15
$P_{CCS.min}/MW$	0	$P_{CCS.max}/MW$	10
$P_{h.f.min}/MW$	0	$P_{h.f.max}/MW$	40
$P_{h.o}/MW$	5	$P_{mt.min}/MW$	5
$P_{mt.max}/MW$	30	$P_{er.min}/MW$	0
$P_{er.max}/MW$	4	$P_{s.min}/MW$	0
$P_{s.max}/MW$	30	δ	3.517
θ	0.55	$\beta/(t/MWh)$	1.02
$\chi/(t/MWh)$	2	C_{v1}	0.15
C_{v2}	0.2	C_m	0.85
η_{mt}	0.6	η_e	0.95
η_h	1.9	η_c	2.4
η_l	0.05	$a_1/(\text{美元}/MW)$	13.29
$b_1/(\text{美元}/MW)$	0.004	$c_1/(\text{美元}/MW)$	22
$d_1/(\text{美元}/MW)$	50	$e_1/(\text{美元}/MW)$	22
$f_1/(\text{美元}/MW)$	30	$\varepsilon/(\text{美元}/MW)$	30
$a_2/(\text{美元}/MW)$	60	$a_4/(\text{美元}/MW)$	26
$a_3/(\text{美元}/MW)$	120	$a_6/(\text{美元}/MW)$	120
$a_{CO_2}/(t/MW)$	0.89	$b_{CO_2}/(t/MW)$	0.0017
$c_{CO_2}/(t/MW)$	26.15	$d_{CO_2}/(t/MW)$	0.724
r_l	-20	r_u	20

附录 B

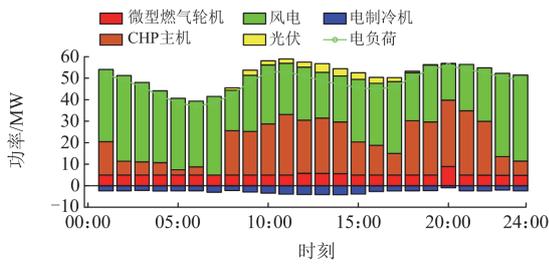


图 B1 鲁棒模型电功率平衡图

Fig. B1 Diagram of robust model electric power balance

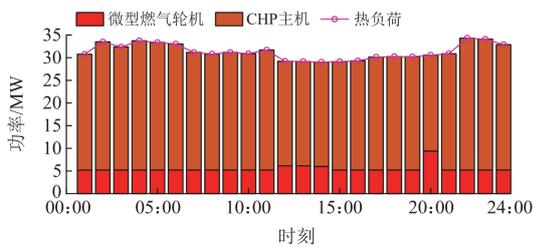


图 B2 鲁棒模型热功率平衡图

Fig. B2 Diagram of robust model thermal power balance

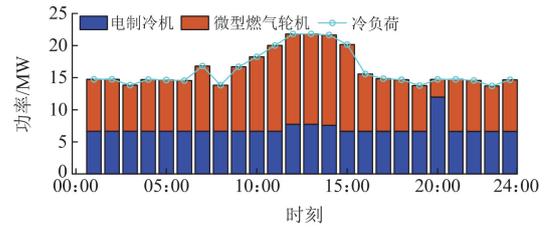


图 B3 鲁棒模型冷功率平衡图

Fig. B3 Diagram of robust model cold power balance

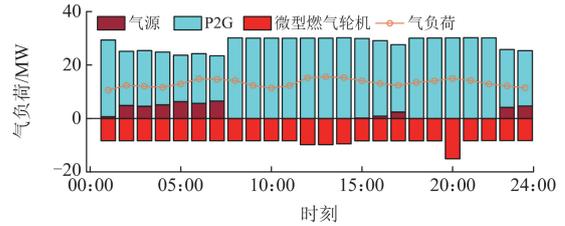


图 B4 鲁棒模型天然气功率平衡图

Fig. B4 Diagram of robust model natural gas power balance

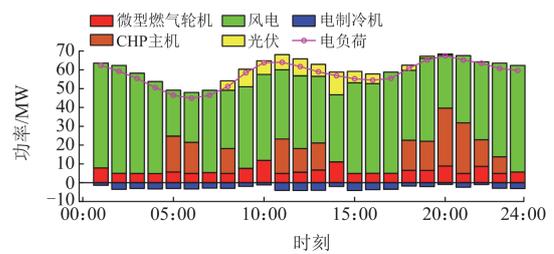


图 B5 机会模型电功率平衡图

Fig. B5 Diagram of opportunity model electric power balance

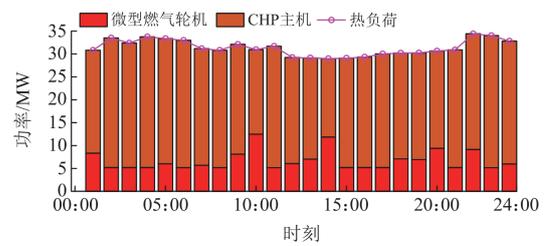


图 B6 机会模型热功率平衡图

Fig. B6 Diagram of opportunity model thermal power balance

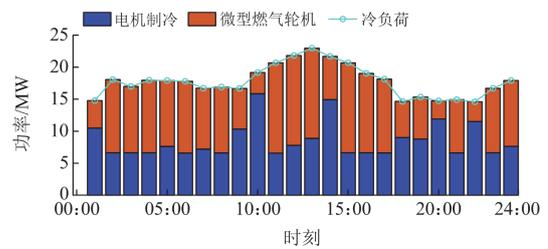


图 B7 机会模型冷功率平衡图

Fig. B7 Diagram of opportunity model cold power balance

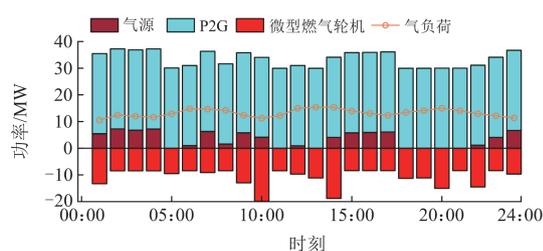


图 B8 机会模型天然气功率平衡图

Fig. B8 Diagram of opportunity model natural gas power balance

参考文献

- [1] 王坤, 李岩, 于建成, 等. 电-热一体化综合能源系统容量配置与运行策略双层优化模型[J]. 供用电, 2024, 41(6): 55-63.
WANG Kun, LI Yan, YU Jiancheng, et al. Double layer optimization model for capacity configuration and operation strategy of electric-thermal integrated energy system[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(6): 55-63.
- [2] 闫梦阳, 李华强, 王俊翔, 等. 计及综合需求响应不确定性的园区综合能源系统优化运行模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(2): 163-175.
YAN Mengyang, LI Huaqiang, WANG Junxiang, et al. Optimal operation model of a park integrated energy system considering uncertainty of integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(2): 163-175.
- [3] 尚文强, 李广磊, 丁月明, 等. 考虑源荷不确定性和新能源消纳的综合能源系统协同调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(2): 517-532.
SHANG Wenqiang, LI Guanglei, DING Yueming, et al. Collaborative scheduling for integrated energy system considering uncertainty of source load and absorption of new energy[J]. Power System Technology, 2024, 48(2): 517-532.
- [4] 林舜江, 冯祥勇, 梁炜焜, 等. 新能源电力系统不确定优化调度方法研究现状及展望[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10): 20-41.
LIN Shunjiang, FENG Xiangyong, LIANG Weikun, et al. Research and prospect of the uncertain optimal dispatch methods for renewable energy power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(10): 20-41.
- [5] LI Zhengmao, LEI Wu, YAN Xu. Risk-averse coordinated operation of a multi-energy microgrid considering voltage/var control and thermal flow: an adaptive stochastic approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(5): 3914-3927.
- [6] FARZAN F, JAFRI M, MASIELLO R, et al. Toward optimal day-ahead scheduling and operation control of microgrids under uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 6(2): 499-507.
- [7] 雷嘉明, 姜爱华, 吴新飞, 等. 计及源荷不确定性的综合能源系统近端策略优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(5): 1-11.
LEI Jiaming, JIANG Aihua, WU Xinfei, et al. Proximal policy optimization dispatch of integrated energy system considering source-load uncertainty[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(5): 1-11.
- [8] 雷杨, 赵纪峰, 丁石川, 等. 考虑双重不确定性的区域综合能源系统多阶段滚动随机规划[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(20): 53-63.
LEI Yang, ZHAO Jifeng, DING Shichuan, et al. Multi-stage rolling stochastic planning of regional integrated energy system considering dual-uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(20): 53-63.
- [9] 闫斯哲, 王维庆, 李笑竹, 等. 储能-机组联合调频的动态经济环境跨区灵活性鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 61-70.
YAN Sizhe, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, et al. Cross-regional flexible robust optimal scheduling in dynamic economic environment with joint frequency regulation of energy storage and units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 61-70.
- [10] ZHOU A, YANG M, WANG M, et al. A linear programming approximation of distributionally robust chance constrained dispatch with Wasserstein distance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3366-3377.
- [11] 徐琴, 金海翔, 边晓燕, 等. 基于混合 IGDT 的电-气综合能源系统弹性提升灾前规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 86-95.
XU Qin, JIN Haixiang, BIAN Xiaoyan, et al. Pre-disaster planning method for resilience enhancement of integrated electric-gas energy system based on hybrid IGDT[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 86-95.
- [12] 李东东, 张凯, 姚寅, 等. 基于信息间隙决策理论的电动汽车聚合商日前需求响应调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 101-111.
LI Dongdong, ZHANG Kai, YAO Yin, et al. Day-ahead demand response scheduling strategy of an electric vehicle aggregator based on information gap decision theory[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 101-111.
- [13] 吴彪, 张少华, 王晔, 等. 基于信息间隙决策理论-分布鲁棒优化的含电-氢-热混合储能综合能源系统需求响应策略[J]. 电网技术, 2024, 48(3): 1030-1045.
WU Biao, ZHANG Shaohua, WANG Xian, et al. Demand response strategy for integrated energy system with electric-hydrogen-thermal hybrid energy storage based on information gap decision theory and distributionally robust optimization[J]. Power System Technology, 2024, 48(3): 1030-1045.
- [14] TAJALLI S Z, KAVOUSI-FARD A, MARDANEH M. Uncertainty-aware management of smart grids using cloud based LSTM-prediction interval[J]. IEEE Transactions on Cybernetics, 2022, 52(10): 9964-9977.

- [15] 冯斌, 胡轶婕, 黄刚, 等. 基于深度强化学习的新型电力系统调度优化方法综述[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(17): 187-199.
FENG Bin, HU Yijie, HUANG Gang, et al. Review on optimization methods for new power system dispatch based on deep reinforcement learning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(17): 187-199.
- [16] 杨佳泽, 王灿, 王增平. 新型电力系统背景下的智能负荷预测算法研究综述[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版): 1-14[2024-01-24]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20230922.1429.002.html>.
YANG Jiaze, WANG Can, WANG Zengping. Review on intelligent load forecasting algorithms for the new-type power system[J/OL]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition): 1-14[2024-01-24]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20230922.1429.002.html>.
- [17] 马丽叶, 朱思宇, 卢志刚, 等. 考虑时空扩散和碳汇的碳捕集-电转气协同优化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(2): 15-23.
MA Liye, ZHU Siyu, LU Zhigang, et al. Carbon capture-P2G collaborative optimal dispatch model considering spatiotemporal diffusion and carbon sink[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(2): 15-23.
- [18] 李欣, 刘立, 黄婧琪, 等. 含耦合 P2G 和 CCS 的园区级综合能源系统优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(4): 18-25.
LI Xin, LIU Li, HUANG Jingqi, et al. Optimal scheduling of park-level integrated energy system with coupling of P2G and CCS[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(4): 18-25.
- [19] 樊伟杰, 崔双喜, 李浩博. 考虑两阶段 P2G 和燃气掺氢的综合能源系统双层优化调度[J/OL]. 电测与仪表: 1-11[2024-07-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20230322.0956.004.html>.
FAN Weijie, CUI Shuangxi, LI Haobo. Considering two-stage P2G and gas hydrogen doping integrated energy system multi-objective two-layer optimal scheduling[J]. Electrical Measurement & Instrumentation: 1-11[2024-07-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20230322.0956.004.html>.
- [20] 刘晓军, 聂凡杰, 杨冬锋, 等. 碳捕集电厂-电转气联合运行模式下考虑绿证-碳交易机制的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2207-2222.
LIU Xiaojun, NIE Fanjie, YANG Dongfeng, et al. Low carbon economic dispatch of integrated energy systems considering green certificates-carbon trading mechanism under CCPP-P2G joint operation model[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2207-2222.
- [21] 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.
- [22] CHENG Yaohua, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Modeling carbon emission flow in multiple energy systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(4): 3562-3574.
- [23] 付波, 方文俊, 李超顺, 等. 考虑垃圾焚烧烟气处理与电转甲醇的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(11): 112-126.
FU Bo, FANG Wenjun, LI Chaoshun, et al. Optimal scheduling of an integrated energy system considering waste incineration flue gas treatment and power-to-methanol conversion[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(11): 112-126.
- [24] HANG S, DONG Z, ALI A H, et al. RIME: a physics-based optimization[J]. Neurocomputing, 2023, 532: 183-214.
- [25] HONG Y, CHAN Y, CHENG Y, et al. Week-ahead daily peak load forecasting using genetic algorithm-based hybrid convolutional neural network[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2022(12): 2359-2366.
- [26] 刘小超. 基于改进 CNN-SVM 的短期电力负荷预测[D]. 沈阳: 东北石油大学, 2023.
LIU Xiaochao. Short-term power load forecasting based on improved CNN-SVM[D]. Shenyang: Northeast University of Petroleum, 2023.
- [27] EMHAMED A A, SHRIVASTAVA J. Electrical load distribution forecasting utilizing support vector model (SVM)[J]. Materials Today: Proceedings, 2021, 47: 41-46.
- [28] MA Yiming, WANG Haixin, HONG Feng, 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: 121392.
- [29] LI Fangyuan, QIN Jiahu, KANG Yu. Closed-loop hierarchical operation for optimal unit commitment and dispatch in microgrids: a hybrid system approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 35(1): 516-526.

收稿日期: 2024-03-21; 修回日期: 2024-07-22

作者简介:

赵琛(1988—), 女, 博士, 讲师, 硕士生导师, 研究方向为电力市场博弈与风险管理; E-mail: zhaochenmail@163.com

叶金池(2001—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场博弈分析与综合能源系统优化; E-mail: 13941666153@163.com

和萍(1980—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统稳定性分析与控制。E-mail: hplkz@126.com

(编辑 石晋美)