

引用格式:冉华军,杨代强,甘友春,等.基于动态偏差IGDT的综合能源系统协调优化策略[J].电力科学与技术学报,2026,41(1):194-204.

Citation: RAN Huajun, YANG Daiqiang, GAN Youchun, et al. Coordinated optimization strategy of integrated energy system based on dynamic deviation IGDT[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2026, 41(1): 194-204.

基于动态偏差IGDT的综合能源系统协调优化策略

冉华军¹, 杨代强¹, 甘友春², 王 灿¹, 王明超¹, 郑 军¹, 黄 放¹

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 四川明星电力股份有限公司, 四川 遂宁 629000)

摘 要:为提高系统风电消纳率,降低氢能利用成本和系统碳排放量,提出一种基于动态偏差信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)的综合能源系统(integrated energy system, IES)协调优化策略。首先,在IES中引入混合制氢和富氧燃烧捕集系统,并构建含混合制氢和富氧燃烧捕集系统的IES模型;其次,以总运行成本最低为目标,建立确定性场景下的系统调度模型;再次,针对在处理风荷不确定性问题中传统IGDT决策模型表现出过于保守的问题,提出了基于动态偏差的IGDT决策模型;最后,通过算例结果验证了所提策略能有效提高系统总体经济性,实现了系统低碳经济协调运行。

关 键 词:综合能源系统;混合制氢;富氧燃烧捕集;风荷不确定性;动态偏差IGDT

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2026.01.019 中图分类号: TM73 文章编号: 1673-9140(2026)01-0194-11

Coordinated optimization strategy of integrated energy system based on dynamic deviation IGDT

RAN Huajun¹, YANG Daiqiang¹, GAN Youchun², WANG Can¹,
WANG Mingchao¹, ZHENG Jun¹, HUANG Fang¹

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. Sichuan Mingxing Electric Power Co., Ltd., Suining 629000, China)

Abstract: To improve the wind power accommodation rate and reduce the cost of hydrogen energy use and system-level carbon emissions, this paper proposes a coordinated optimization strategy for an integrated energy system (IES) based on information gap decision theory (IGDT) with dynamic deviation. First, a hybrid hydrogen production system and an oxy-fuel combustion capture system are introduced into the IES, and an IES model incorporating the hybrid hydrogen production and oxy-fuel combustion capture system is constructed. Second, a system scheduling model for deterministic scenarios is established with the objective of minimizing the total operating cost. In addition, an IGDT decision model based on dynamic deviation is proposed to address the issue that the traditional IGDT decision model is overly conservative when dealing with wind load uncertainty. Finally, the results verify that the proposed strategy effectively improves the overall economic performance of the system, achieving coordinated low-carbon economic operation of the system.

Key words: integrated energy system; hybrid hydrogen production; oxy-fuel combustion capture; wind load uncertainty; dynamic deviation IGDT

随着对能源利用率的要求不断提高,如何高效、清洁地利用各种能源对于能源系统的转型和

实现“双碳”目标至关重要^[1],具备多能互补互济优势的综合能源系统(integrated energy system,

收稿日期: 2024-12-18; 修回日期: 2025-05-16

基金项目: 国家自然科学基金(52107108)

通信作者: 王 灿(1987—),男,博士,副教授,博士生导师,从事综合能源系统优化运行、微电网协调控制与优化运行、高比例新能源电力系统运行与控制等研究; E-mail: xfcancan@163.com

IES)可以为满足能源利用率和促进能源低碳化发展提供有效解决方案^[2-7]。

为传统 IES 提供绿色清洁的氢能,可以发挥氢能与电能、热能的互补优势,对促进可再生能源消纳和实现低碳目标具有积极作用^[8-10]。氢气主要有灰氢、蓝氢、绿氢这 3 种来源^[11]。其中,灰氢由化石能源制取,成本低廉,但该过程伴随碳排放;蓝氢则是在制取灰氢的基础上,利用了碳捕集与封存技术,但仍存在少量的碳排放;绿氢由电解水制得,其生产过程零碳排放,是目前 IES 制氢方式的研究重点。文献[12]提出考虑海水淡化电制氢的 IES 优化运行模型,该模型能实现可再生能源就近消纳和满足氢能负荷需求。文献[13]考虑电解水制氢的零碳排放优势,提出计及绿证和水电制氢的 IES 优化方法,以提高运行经济性。上述成果分析了在 IES 中单一制氢方式的多方效益,但鲜有考虑多种制氢方式的经济性的研究。不同制氢方式的氢气成本和制氢过程的碳排放量也不同。文献[14]提出绿氢和灰氢协调运行以满足化工园区氢负荷需求,实现园区经济效益最优。文献[15]构建了煤制氢和风电制氢的 IES 低碳调度模型,促进了系统的经济运行和低碳发展。天然气制取蓝氢的过程中配置了碳捕集设备,相比灰氢降低了碳排放。因此,在“双碳”目标下,协调天然气制取蓝氢的经济性和风电制取绿氢的低碳性更具研究价值。

燃气轮机是 IES 的主要供能单元,构建 IES 时可以考虑通过改造燃气轮机的运行特性实现低碳经济目标。适用于燃气机组的富氧燃烧捕集技术综合了燃烧前和燃烧后捕集技术的优势,捕集能力强且能耗较低。文献[16]分析了富氧燃烧电厂的能量时移和调峰特征,以降低碳排放。文献[17-18]构建了含风电制氢的富氧燃煤电厂容量优化配置模型,引入富氧燃烧捕集技术以提高风电消纳能力,但空分制氧装置的运行成本较高。但上述研究并未考虑将风电制取绿氢过程的副产物 O₂ 供给富氧燃烧捕集过程,以及通过降低空分制氧装置运行成本提高系统整体经济性。

此外,可再生能源和负荷需求的不确定性对 IES 的运行产生了较大影响。目前,处理不确定问题的方法有随机规划、鲁棒优化等^[19]。文献[20-21]构建了考虑风电不确定性的 IES 调度模型,采用随机规划进行求解。然而,随机规划需要生成大量场景样本才能得到可靠模型,导致模型复杂度较高。文献[22-23]提出考虑风光不确定性的 IES 分布鲁棒优化方法,

以降低风光波动性引起的风险,而鲁棒优化过程中经济性较差。信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)是一种适用于不需要依赖完整概率分布或模型函数的方法,可根据优化不确定参数的间隙来研究不确定因素的影响。文献[24]采用 IGDT 描述 IES 中的负荷不确定性,有效量化负荷不确定因素的影响。文献[25]基于 IGDT 构建电动汽车用户的不确定性模型,该模型能提升电动汽车充电聚合商的调度经济性。然而,传统的 IGDT 在处理不确定优化问题时存在不确定性变量描述过于粗糙以及未考虑不确定变量的动态特性等问题。

综上,在风电和负荷不确定环境下,目前对制氢过程与富氧燃烧过程的协调分析较少。由此,本文提出一种基于动态偏差 IGDT 的综合能源系统协调优化策略。首先,分析了混合制氢和富氧燃烧捕集系统的协调运行机理,并构建了含混合制氢和富氧燃烧捕集系统的 IES 系统模型;其次,建立以 IES 的购能成本、弃风成本、运维成本、碳封存成本以及碳交易成本最小为目标的 IES 确定性场景下的低碳经济调度模型;再次,在传统 IGDT 方法的基础上,结合不确定性变量的概率分布和时变特性,构建风险规避鲁棒模型;最后,通过算例分析验证了混合制氢系统与富氧燃烧捕集系统的协调运行低碳经济性,并分析了动态偏差 IGDT 对系统的影响以及优越性。

1 含混合制氢和富氧燃烧捕集技术的 IES 结构

本文构建的含混合制氢和富氧燃烧捕集的 IES 结构如图 1 所示。

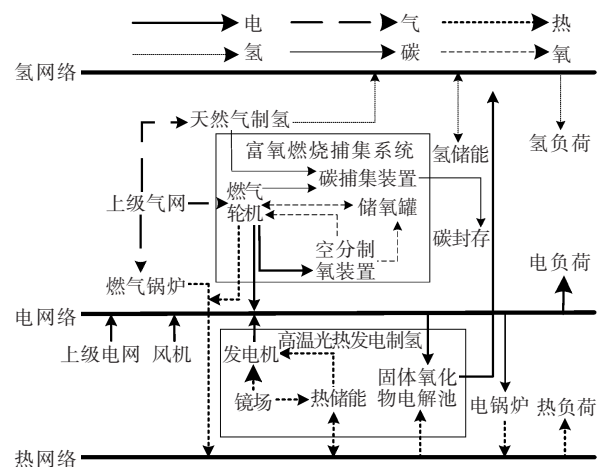


图 1 IES 结构

Figure 1 Structure of IES

由图1可知,该系统包括能量供应、转换、储存和利用等部分。其中,供能部分包括上级电网、上级气网、风机;能量转换部分包括高温固体氧化物电解池、天然气制氢系统、富氧燃烧捕集系统、燃气锅炉、电锅炉。富氧燃烧捕集系统由燃气轮机、空分制氧装置、碳捕集装置组成;储存部分包括氢储能、热储能;利用部分包括电、热、氢负荷。

2 混合制氢和富氧燃烧捕集系统协调运行机理与模型

混合制氢系统通过协调发挥天然气制取蓝氢与高温光热发电制取绿氢的各自优势,实现了两种制氢方式的优势互补。富氧燃烧捕集系统选择燃气轮机作为改造对象,利用高纯度 O_2 来提高烟气中的 CO_2 浓度,从而易于捕获并存储 CO_2 。此外,该系统采用碳捕集技术捕获天然气制氢排出的 CO_2 ,使碳排放量得到有效控制。混合制氢系统在高温光热发电制氢的基础上,通过副产物 O_2 进一步拓宽富氧燃烧捕集系统的 O_2 来源,降低空分制氧装置的运行成本,有效提升混合制氢的综合价值和富氧燃烧捕集系统的经济性。混合制氢和富氧燃烧捕集系统协调运行原理如图2所示。

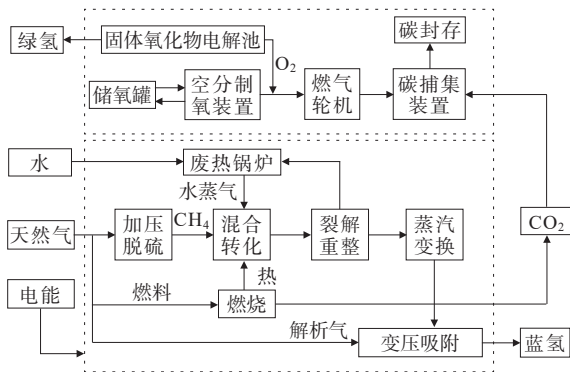


图2 混合制氢和富氧燃烧捕集系统协调运行原理

Figure 2 Coordinated operation principle of hybrid hydrogen production and oxy-fuel combustion capture system

2.1 混合制氢系统模型

1) 天然气制氢。

天然气制氢装置将天然气转化为蓝氢。本文选择采用技术较成熟的天然气、水蒸气重整联合制氢方式。虽然天然气制氢过程会伴随碳排放,但是相比灰氢更低碳,且具备良好的经济优势^[26]。天然气制氢模型表示为

$$V_{t,H_2}^{G2H} = \frac{\eta_{G2H} V_{t,gas}^{G2H} q_G}{q_{H_2}} \quad (1)$$

$$V_{H_2, \min}^{G2H} \leq V_{t,H_2}^{G2H} \leq V_{H_2, \max}^{G2H} \quad (2)$$

$$M_{t,CO_2}^{G2H} = \eta_{G2H} \beta_{G2H} V_{t,H_2}^{G2H} \quad (3)$$

式中, V_{t,H_2}^{G2H} 为 t 时刻天然气制氢生产的蓝氢量; η_{G2H} 为天然气制蓝氢的转换效率; $V_{t,gas}^{G2H}$ 为 t 时刻天然气制氢消耗的天然气量; q_G 为天然气的低热值; q_{H_2} 为氢气的低热值; $V_{H_2, \max}^{SOEC}$ 、 $V_{H_2, \min}^{SOEC}$ 分别为天然气制氢生产的蓝氢量的最小值和最大值; M_{t,CO_2}^{G2H} 为 t 时刻天然气制蓝氢的碳排放量; β_{G2H} 为天然气制蓝氢的碳排放系数。

2) 高温光热发电制氢。

在高温环境中,高温固体氧化物制绿氢相对于碱性电解水制氢和质子交换膜电解水制氢效率更高^[27-28]。高温光热发电制绿氢模型表示为

$$V_{t,H_2}^{SOEC} = \eta_{SOEC} \lambda_{SOEC} P_t^{SOEC} \quad (4)$$

$$Q_t^{SOEC} = \tau P_t^{SOEC} \quad (5)$$

$$O_{t,O_2}^{SOEC} = \vartheta V_{t,H_2}^{SOEC} \quad (6)$$

$$V_{H_2, \min}^{SOEC} \leq V_{t,H_2}^{SOEC} \leq V_{H_2, \max}^{SOEC} \quad (7)$$

式中, V_{t,H_2}^{SOEC} 为 t 时刻高温固体氧化物电解池产氢量; η_{SOEC} 为制氢效率; λ_{SOEC} 为消耗单位电量的制氢体积; P_t^{SOEC} 为 t 时刻耗电功率; Q_t^{SOEC} 为 t 时刻耗热功率; τ 为耗电热比; O_{t,O_2}^{SOEC} 为 t 时刻 O_2 产量; ϑ 为氢产量比; $V_{H_2, \min}^{SOEC}$ 、 $V_{H_2, \max}^{SOEC}$ 分别为高温固体氧化物电解池产氢量的最小值和最大值。

2.2 富氧燃烧捕集系统模型

本文采用富氧燃烧捕集技术改造传统燃气轮机,使其与空分制氧装置和碳捕集装置组成富氧燃烧捕集系统,以降低燃气轮机的碳排放水平。

富氧燃烧捕集系统中的电能损耗主要有空分制氧装置能耗、碳捕集装置能耗、碳捕集固定损耗,其相关能量表示为

$$P_t^{CL} = P_t^{ASU} + P_t^{CCE} + P_t^0 \quad (8)$$

$$P_t^{ASU} = \eta_{ASU} O_t^{ASU} \quad (9)$$

$$P_t^{CCE} = \eta_{CCE} M_t^{CCE} = \eta_{CCE} \vartheta (e_G P_t^{GT} + M_{t,CO_2}^{G2H}) \quad (10)$$

式中, P_t^{CL} 、 P_t^{ASU} 、 P_t^{CCE} 、 P_t^0 分别为 t 时刻的总能耗、空分制氧装置能耗、碳捕集装置能耗以及固定损耗; η_{ASU} 为空分制氧装置制造单位 O_2 的能耗; O_t^{ASU} 为 t 时刻空分制氧装置产生的 O_2 量; η_{CCE} 为碳捕集装置捕集单位 CO_2 的能耗; M_t^{CCE} 为 t 时刻碳捕集装置捕获的 CO_2 量; ϑ 为 t 时刻碳捕集水平; P_t^{GT} 为燃气轮机输出功率; e_G 为 t 时刻燃气轮机的碳排放强度。

富氧燃烧捕集系统在满足内部各装置耗能的情况下,净输出电功率 $P_{t,N}^{OCC}$ 为

$$P_{t,N}^{OCC} = P_t^{GT} - P_t^{CL} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{i,N}^{\text{OCC}} \leq P_{N,\max}^{\text{OCC}} \quad (12)$$

式中, $P_{i,N}^{\text{OCC}}$ 为 t 时刻富氧燃烧捕集系统的净输出功率; $P_{N,\max}^{\text{OCC}}$ 为富氧燃烧捕集系统的净输出功率的最大值。

富氧燃烧捕集系统和天然气制氢装置运行过程会产生 CO_2 , 其中大部分 CO_2 被碳捕集装置捕获并进行碳封存, 少部分 CO_2 排入大气中。富氧燃烧捕集系统的净碳排放量为

$$M_i^{\text{OCC}} = (1 - \delta) \times (e_G P_i^{\text{GT}} + M_{i,\text{CO}_2}^{\text{GZH}}) \quad (13)$$

式中, M_i^{OCC} 为 t 时刻富氧燃烧捕集系统的净碳排放量。

富氧燃烧捕集系统的耗氧量不仅来自空分制氧装置, 而且还有高温光热发电制氢过程的 O_2 输入, 并配备储氧罐实现能量时移以提高碳捕集水平。富氧燃烧捕集系统的耗氧量及储氧罐的供氧量分别表示为

$$O_i^Z = O_i^{\text{ASU}} + O_i^{\text{CQ}} = \chi P_i^{\text{GT}} \quad (14)$$

$$O_i^{\text{CQ}} = O_{i,\text{dis}}^{\text{CQ}} - O_{i,\text{ch}}^{\text{CQ}} + O_{i,\text{O}_2}^{\text{SOEC}} \quad (15)$$

式中, O_i^Z 为 t 时刻富氧燃烧所需的 O_2 量; O_i^{CQ} 为 t 时刻储氧罐的供氧量; χ 为 t 时刻富氧燃烧过程的耗氧系数; $O_{i,\text{ch}}^{\text{CQ}}$ 、 $O_{i,\text{dis}}^{\text{CQ}}$ 分别为 t 时刻储氧罐的充、放氧速率。

2.3 系统其余设备模型

风电机组的出力与风速及其切入/切出特性有关, 因此风电机组输出功率可表示为

$$P_i^{\text{WT}} = \begin{cases} 0, & v_i \leq v_{\text{in}}, v_i > v_{\text{out}} \\ P_i^{\text{ref}} \frac{v_i - v_{\text{in}}}{v_{\text{ref}} - v_{\text{in}}}, & v_{\text{in}} < v_i \leq v_{\text{ref}} \\ P_i^{\text{ref}}, & v_{\text{ref}} < v_i \leq v_{\text{out}} \end{cases} \quad (16)$$

式中, P_i^{WT} 为 t 时刻风电机组的输出功率; P_i^{ref} 为 t 时刻风电机组的额定输出功率; v_i 、 v_{ref} 、 v_{in} 、 v_{out} 分别为 t 时刻的风速、额定风速、切入风速以及切出风速。

氢/热储能为 IES 能源供应提供缓冲, 其在保证负荷稳定运行的同时, 可缓解系统产氢、供热压力。对氢/热储能响应特性建立统一的模型为

$$O_i^{\Omega} = O_{i-1}^{\Omega} + \eta_{\text{ch}}^{\Omega} P_{i,\text{ch}}^{\Omega} \Delta t - P_{i,\text{dis}}^{\Omega} / \eta_{\text{dis}}^{\Omega} \Delta t \quad (17)$$

式中, $\Omega \in \{\text{TES}, \text{HES}\}$; O_i^{Ω} 为储能设备在 t 时刻的储能容量; $\eta_{\text{ch}}^{\text{TES}}$ 、 $\eta_{\text{dis}}^{\text{TES}}$ 、 $\eta_{\text{ch}}^{\text{HES}}$ 、 $\eta_{\text{dis}}^{\text{HES}}$ 分别为热储能和氢储能的充、放能效率; $P_{i,\text{ch}}^{\Omega}$ 、 $P_{i,\text{dis}}^{\Omega}$ 分别为 t 时刻储能的充、放能功率。

本文所构建的 IES 结构中的能源转换装置还包括电锅炉、燃气锅炉, 其能量转换关系可统一表示为

$$\begin{cases} E_{i,\text{out}}^{\Pi} = \eta_{\Pi} E_{i,\text{in}}^{\Pi} \\ 0 \leq E_{i,\text{out}}^{\Pi} \leq E_{\text{out},\max}^{\Pi} \\ \Delta E_{\min}^{\Pi} \leq E_{i+1,\text{out}}^{\Pi} - E_{i,\text{out}}^{\Pi} \leq \Delta E_{\max}^{\Pi} \end{cases} \quad (18)$$

式中, $\Pi \in \{\text{EB}, \text{GB}\}$; $E_{i,\text{out}}^{\Pi}$ 、 $E_{i,\text{in}}^{\Pi}$ 分别为 t 时刻转换装置 Π 的输出、输入功率; η_{Π} 为转换装置 Π 的能源转换效率; $E_{\text{out},\max}^{\text{EB}}$ 、 $E_{\text{out},\max}^{\text{GB}}$ 分别为电锅炉和燃气锅炉的最大输出功率; $E_{i+1,\text{out}}^{\Pi} - E_{i,\text{out}}^{\Pi}$ 为爬坡速率; ΔE_{\max}^{Π} 、 ΔE_{\min}^{Π} 分别为转换装置 Π 的爬坡上、下限。

3 含混合制氢和富氧燃烧捕集技术的 IES 优化调度模型

3.1 IES 协调优化确定性模型

本文的确定性调度以含混合制氢和富氧燃烧捕集系统的 IES 为对象, 以总成本最低为目标进行经济低碳优化调度。目标函数为

$$F_0 = \min(F_{\text{BG}} + F_{\text{WT}} + F_{\text{OP}} + F_{\text{CS}} + F_{\text{CO}_2}) \quad (19)$$

式中, F_0 为确定性场景下的调度成本; F_{BG} 、 F_{WT} 、 F_{OP} 、 F_{CS} 、 F_{CO_2} 分别为系统的购能成本、弃风成本、运维成本、碳封存成本、碳交易成本。

1) 购能成本:

$$F_{\text{BG}} = \sum_{i=1}^T (\rho_{\text{el}} P_i^{\text{buy}} + \rho_{\text{gas}} V_i^{\text{buy}}) \quad (20)$$

式中, ρ_{el} 为分时电价; P_i^{buy} 为 t 时刻购电的功率; ρ_{gas} 为天然气单价; V_i^{buy} 为 t 时刻购买天然气的功率。

2) 弃风成本:

$$F_{\text{WT}} = \sum_{i=1}^T \rho_{\text{wt}} (\tilde{P}_i^{\text{wp}} - P_i^{\text{wp}}) \quad (21)$$

式中, ρ_{wt} 为单位弃风量惩罚成本; \tilde{P}_i^{wp} 、 P_i^{wp} 分别为 t 时刻风电出力的预测功率、并网功率。

3) 运维成本:

$$F_{\text{OP}} = \sum_{i=1}^T \mu_i P_i^i \quad (22)$$

式中, μ_i 为第 i 个装置的运行维护成本系数; P_i^i 为 t 时刻第 i 个装置的出力。

4) 碳封存成本:

$$F_{\text{CS}} = \sum_{i=1}^T \rho_{\text{cs}} M_i^{\text{CCE}} \quad (23)$$

式中, ρ_{cs} 为碳封存 CO_2 的单位价格。

5) 碳交易成本:

$$F_{\text{CO}_2} = \sigma_{\text{CO}_2} \sum_{i=1}^T (M_i^{\text{CO}_2} - E_i^{\text{CO}_2}) \quad (24)$$

式中, σ_{CO_2} 为碳交易价格; $M_i^{\text{CO}_2}$ 、 $E_i^{\text{CO}_2}$ 分别为 t 时刻系统的碳排放量、碳配额。

3.2 约束条件

1) 电能平衡约束:

$$P_t^{\text{buy}} + P_t^{\text{wp}} + P_t^{\text{CSP}} + P_{t,N}^{\text{OCC}} = P_t^{\text{EB}} + P_t^{\text{L}} \quad (25)$$

式中, P_t^{EB} 为 t 时刻电锅炉的耗电功率; P_t^{L} 为 t 时刻系统的电负荷功率。

2) 热能平衡约束:

$$Q_{t,\text{dis}}^{\text{TES}} + Q_t^{\text{EB}} + Q_{t,N}^{\text{OCC}} + Q_t^{\text{GB}} = Q_{t,\text{ch}}^{\text{TES}} + Q_t^{\text{L}} \quad (26)$$

式中, Q_t^{EB} 为 t 时刻电锅炉的产热功率; Q_t^{GB} 为 t 时刻燃气锅炉的产热功率; Q_t^{L} 为 t 时刻系统的热负荷功率。

3) 氢能平衡约束:

$$V_{t,\text{dis}}^{\text{HES}} + V_{t,\text{H}_2}^{\text{SOEC}} + V_{t,\text{H}_2}^{\text{G2H}} = V_{t,\text{ch}}^{\text{HES}} + V_t^{\text{L}} \quad (27)$$

式中, V_t^{L} 为 t 时刻系统的氢负荷需求。

4) 燃气轮机出力爬坡约束:

$$P_{\text{GT},\text{min}} \leq P_{\text{GT}} \leq P_{\text{GT},\text{max}} \quad (28)$$

$$P_{\text{GT},\text{d}} \leq P_{\text{GT},t+1} - P_{\text{GT},t} \leq P_{\text{GT},\text{u}} \quad (29)$$

式中, $P_{\text{GT},\text{min}}$ 、 $P_{\text{GT},\text{max}}$ 分别为燃气轮机的最小和最大输出功率; $P_{\text{GT},t}$ 为 t 时刻燃气轮机出力; $P_{\text{GT},\text{d}}$ 、 $P_{\text{GT},\text{u}}$ 分别为燃气轮机最小和最大爬坡速率。

5) 储能约束:

$$O_{\text{min}}^{\Omega} \leq O_t^{\Omega} \leq O_{\text{max}}^{\Omega} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{t,\text{ch}}^{\Omega} \leq \chi_{t,\text{ch}}^{\Omega} P_{\text{ch},\text{max}}^{\Omega} \quad (31)$$

$$0 \leq P_{t,\text{dis}}^{\Omega} \leq \chi_{t,\text{dis}}^{\Omega} P_{\text{dis},\text{max}}^{\Omega} \quad (32)$$

$$\chi_{t,\text{ch}}^{\Omega} + \chi_{t,\text{dis}}^{\Omega} \leq 1 \quad (33)$$

$$\chi_{t,\text{ch}}^{\Omega} \in \{0, 1\}, \chi_{t,\text{dis}}^{\Omega} \in \{0, 1\} \quad (34)$$

式中, $\Omega \in \{\text{HES}, \text{TES}\}$; O_{min}^{Ω} 为保证储能设备安全性能的最低储能容量; O_{max}^{Ω} 为储能设备的最大容量; $P_{\text{dis},\text{max}}^{\text{HES}}$ 、 $P_{\text{ch},\text{min}}^{\text{HES}}$ 、 $P_{\text{ch},\text{max}}^{\text{TES}}$ 、 $P_{\text{ch},\text{min}}^{\text{TES}}$ 分别为氢储能和热储能设备充、放电功率的最大值和最小值; $\chi_{t,\text{ch}}^{\Omega}$ 、 $\chi_{t,\text{dis}}^{\Omega}$ 分别为 t 时刻储能设备是否充、放电的状态变量。

6) 其他约束。

在实际 IES 中, 购电功率和购气功率也应该在实际约束范围之内:

$$0 \leq P_{\text{in}}(t) \leq P_{\text{in}}^{\text{max}} \quad (35)$$

$$0 \leq V_{\text{in}}(t) \leq V_{\text{in}}^{\text{max}} \quad (36)$$

式中, $P_{\text{in}}(t)$ 、 $V_{\text{in}}(t)$ 分别为 t 时刻购电、购气功率; $P_{\text{in}}^{\text{max}}$ 、 $V_{\text{in}}^{\text{max}}$ 分别为最大购电, 购气功率。

3.3 基于动态偏差的 IGDT 不确定性优化调度模型

3.3.1 IGDT 原理概述

IGDT 是一种应对不确定性决策的方法, 能够

在缺乏准确信息的情况下, 利用风险规避策略, 分析不确定因素对决策的影响, 显著提高系统应对不确定性的鲁棒性^[29-31]。本文旨在提高 IES 的鲁棒性, 故采用风险规避策略下的 IGDT 对 IES 进行优化:

$$\begin{cases} \max \phi \\ \text{s.t.} \begin{cases} \max F(\lambda, x) \leq (1 + \theta_{\text{RM}}) F_0 \\ \lambda \in U(\phi, \tilde{\lambda}) \\ H(\lambda, x) = 0 \\ G(\lambda, x) \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (37)$$

式中, ϕ 为不确定变量的偏差系数; λ 、 $\tilde{\lambda}$ 分别为不确定变量实际值与预测值; x 为决策变量; $F(\lambda, x)$ 为调度成本; θ_{RM} 为偏差因子; F_0 为确定模型下的调度成本; $U(\phi, \tilde{\lambda})$ 为不确定变量 λ 的不确定集合; $H(\lambda, x) = 0$ 、 $G(\lambda, x) \geq 0$ 分别为等式约束和不等式约束。

在传统 IGDT 中, 通常采用包络约束、盒式集合等方法确定不确定变量的波动范围 $U(\phi, \tilde{\lambda})$, 导致不确定性变量的描述过于粗糙, 并且选择全时段下各不确定变量统一的实际偏差最大化 ϕ 作为最终优化目标, 脱离了实际的不确定性波动信息, 未能充分考虑不确定变量的动态特性。为此, 本文提出了一种动态偏差的 IGDT 决策模型, 结合不确定性变量的概率分布以及时变特性, 解决不确定性变量描述粗糙以及脱离实际的问题, 为决策者提供了更为精细和可靠的优化方案。

3.3.2 基于动态偏差的 IGDT 鲁棒决策模型

首先, 在传统 IGDT 基础上引入不确定性变量的概率分布, 采用概率置信区间对不确定集合的边界进行修正, 精确化不确定性变量的波动范围。具体而言, 首先预设置信水平 α , 不确定变量在 t 时刻的集合边界可由该时刻的预测值以及置信水平结合自身的概率分布来确定, 具体表示如下:

$$\hat{\lambda}_t^{\text{down}} = \inf \left\{ \hat{\phi}(\tilde{\lambda}_t, \alpha) : t \in [0, T] \right\} \quad (38)$$

$$\hat{\lambda}_t^{\text{up}} = \sup \left\{ \hat{\phi}(\tilde{\lambda}_t, \alpha) : t \in [0, T] \right\} \quad (39)$$

式中, $\hat{\lambda}_t^{\text{down}}$ 、 $\hat{\lambda}_t^{\text{up}}$ 分别表示在不确定变量集合边界的上、下界; $\hat{\phi}(\tilde{\lambda}_t, \alpha)$ 表示不确定变量在 t 时刻以及置信水平为 α 下的置信区间; $\inf\{\}$ 表示取下界; $\sup\{\}$ 表示取上界。

经过上述处理,本文利用考虑了不确定变量概率分布后的概率置信区间来表示 IGDT 模型的不确定集合,精确了波动范围,具体表示为

$$\lambda \in \hat{\phi}(\alpha, \tilde{\lambda}) = \left\{ \lambda \mid \hat{\lambda}_i^{\text{down}} \leq \lambda \leq \hat{\lambda}_i^{\text{up}} \right\} \quad (40)$$

相应地,利用机会约束取消策略的偏差因子 θ_{RM} ,转而以概率来约束决策的形式,且满足的概率不能小于置信水平 α 。系统总成本的约束条件可以修改为

$$P(\max F(\lambda, x) \leq F_0) \geq \alpha \rightarrow \max F(\lambda, x) \leq (1 + \theta_{RM}) F_0 \quad (41)$$

式中, $P(\cdot)$ 表示概率值。

其次,不确定变量在不同时刻下具有不同的随机特征,而传统的 IGDT 基于全时段下不确定变量的最大偏差之和 ψ 作为最终优化目标,但在实际情况下,各不确定变量很难在同一时刻同时达到最大偏差,导致传统的 IGDT 决策的保守性相对较高。为此,本文建立了不确定变量的动态偏差矩阵,对多个不确定变量偏差进行时段分解:

$$\hat{\psi} = \begin{bmatrix} \hat{\psi}_1 \\ \hat{\psi}_2 \\ \vdots \\ \hat{\psi}_n \end{bmatrix} \quad (42)$$

$$\hat{\psi}_r = [\psi_{r,T}, \psi_{r,2T}, \dots, \psi_{r,mT}], r \in [1, n] \quad (43)$$

$$\lambda \in \Delta(\hat{\phi}, \tilde{\lambda}) = \left\{ \psi \mid \left| \frac{\lambda - \tilde{\lambda}}{\tilde{\lambda}} \right| \leq \hat{\phi} \right\} \quad (44)$$

式中, $\hat{\psi}$ 为不确定变量数为 n 的动态偏差矩阵; $\psi_{r,T}$ 表示第 r 个不确定变量在周期 T 内的偏差系数; $\Delta(\hat{\phi}, \tilde{\lambda})$ 为波动范围。

最后,构建周期倒数矩阵 \hat{T} 对不确定性动态偏差矩阵实现均值化,用来近似不同时刻下不确定变量的偏差,在概率置信区间约束下考虑不同时刻各不确定变量动态偏差同时趋向于该时刻的集合边界,利用 ∞ 范数求取均值矩阵中列和的最大值,用同一时刻下不确定变量能达到的最大偏差之和来替换原模型中全时段下不确定变量的最大偏差之和 ψ ,表达式如下:

$$\hat{T} = \begin{bmatrix} 1/T & 1/T & \dots & 1/T \\ 1/T & 1/T & \dots & 1/T \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1/T & 1/T & \dots & 1/T \end{bmatrix}_{n \times m} \quad (45)$$

$$\hat{D} = \hat{\psi} \odot \hat{T} \quad (46)$$

$$\|\hat{D}\|_{\infty} = \max_n \sum_m |\hat{d}_{nm}| \quad (47)$$

$$\max \psi_c = \|\hat{D}\|_{\infty} \quad (48)$$

式中, \hat{D} 为动态偏差矩阵的均值化矩阵; $\|\hat{D}\|_{\infty}$ 为均值化矩阵的 ∞ 范数; \hat{d}_{nm} 为均值化矩阵中的 n 行 m 列元素; ψ_c 为不确定变量的实际偏差; \odot 为矩阵的哈达玛积算子。

综上,基于动态偏差的 IGDT 鲁棒决策模型具体形式如下:

$$\begin{cases} \max \psi_c = \|\hat{D}\|_{\infty}, \hat{D} = \hat{\psi} \odot \hat{T} \\ P(\max F(\lambda, x) \leq F_0) \geq \alpha \\ \lambda \in \hat{\phi}(\alpha, \tilde{\lambda}) = \left\{ \lambda \mid \hat{\lambda}_i^{\text{down}} \leq \lambda \leq \hat{\lambda}_i^{\text{up}} \right\} \\ \text{s.t.} \begin{cases} H(\lambda, x) = 0 \\ G(\lambda, x) \geq 0 \end{cases} \end{cases} \quad (49)$$

3.3.3 模型求解

在 MATLAB 软件平台上采用 Yalmip 建模,并调用 CPLEX 求解器进行优化求解。模型求解流程如图 3 所示。

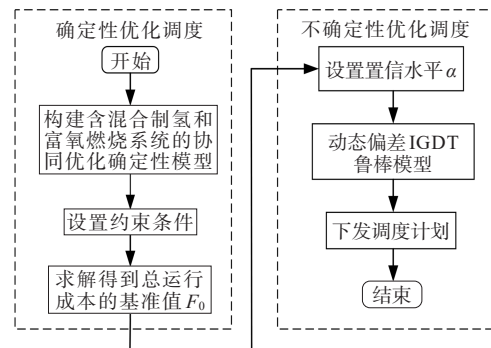


图 3 模型求解流程

Figure 3 Model solution procedure

4 算例分析

4.1 确定性模型运行结果分析

算例采用改进 IEEE 39 节点电力系统、比利时 20 节点电力系统、6 节点的热力系统对所提模型进行验证。在电力系统 18 节点、30 节点和 39 节点处接入风电机组,热力系统中的 1 节点分别接入电锅炉和燃气锅炉,其中电锅炉所消耗的电能由电力系统 35 节点提供,燃气锅炉消耗的天然气由天然气系统 20 节点提供,此外天然气系统 1 节点通过一台燃

气轮机分别与电力系统 33 节点和热力系统 1 节点相连。该系统中的风电、负荷预测曲线如图 4 所示。算例分析结果如图 5 所示。分时电价与天然气价格如表 1 所示,该系统中的各个设备具体参数如表 2 所示。

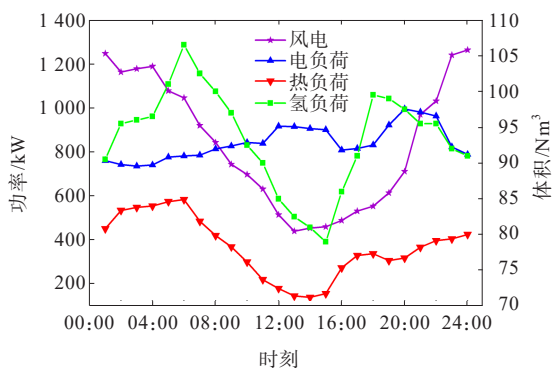


图 4 风电、负荷预测曲线

Figure 4 Forecasted wind power output and load demand curves

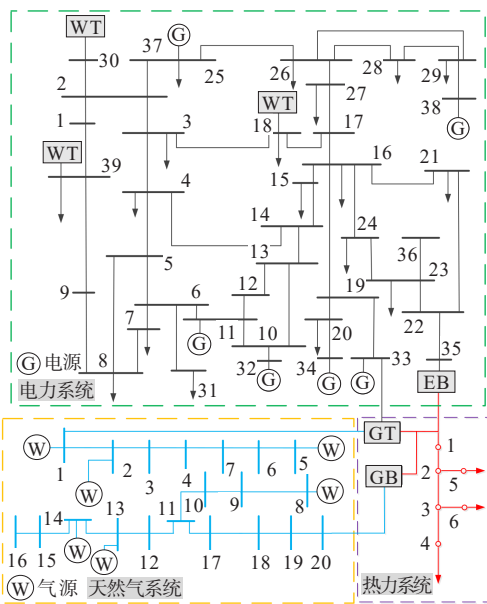


图 5 算例分析结构

Figure 5 System structure of case study

表 1 分时电价与天然气价格

Table 1 Time-of-use electricity prices and natural gas prices

时段	区间划分	电价/ (元·(kW·h) ⁻¹)	天然气价格/ (元·(Nm ⁻³))
谷	01:00—07:00	0.38	3
	23:00—24:00		
平	08:00—11:00	0.68	3
	15:00—18:00		
峰	12:00—14:00	1.20	3
	19:00—22:00		

4.1.1 3种运行方案

为验证所提混合制氢和富氧燃烧捕集系统的协调优化确定性模型的有效性,本文在不考虑风电不确定时,将所预测的风电出力和负荷需求作为准确值,设计以下3种运行方案。

- 1) 方案 1:考虑混合制氢的 IES 运行方案。
- 2) 方案 2:考虑天然气制氢和富氧燃烧捕集系统的 IES 运行方案。
- 3) 方案 3:本文所提的 IES 运行方案。

4.1.2 不同方案的成本对比分析

本文对比分析了3种方案的系统低碳经济运行情况,以验证所提模型的优势。3种方案的成本对比如表3所示。由表3可知,方案3考虑了混合制氢技术,并与富氧燃烧捕集系统协调运行。相比于方案2,方案3的总运行成本和碳排放量得到了显著降低。方案3的总运行成本为16 966.21元,比方案2和方案1分别降低了6.3%和23.6%;方案3的碳排放量为2 118.42 kg,比方案2和方案1分别降低了64.9%和32.2%。这一改善源于混合制氢中天然气制氢和高温光热发电制氢的协同作用,不仅提高了制氢效率,还为富氧燃烧捕集系统提供了部分氧气,压缩了空分制氧装置的成本。通过混合制氢和富氧燃烧捕集技术的共同作用,系统在提升综合利用效率的同时,显著减少了碳排放,实现了低碳经济目标。

表 2 设备具体参数

Table 2 Detailed parameters of equipment

$P_{N,max}^{OCC}$ / kW	$E_{out,max}^{EB}$ / kW	$E_{out,max}^{GB}$ / kW	$V_{H_2,max}^{SOEC}$ / Nm ³	$V_{H_2,min}^{SOEC}$ / Nm ³	$V_{H_2,max}^{G2H}$ / kW	$V_{H_2,min}^{G2H}$ / Nm ³	$P_{ch,max}^{TES}, P_{ch,min}^{TES}$ / kW	$P_{dis,max}^{HES}, P_{ch,min}^{HES}$ / Nm ³
500	450	300	200	0	800	0	200,200	150,150
η_{G2H}	η_{SOEC}	σ_{CO_2} / (元·kg ⁻¹)	ρ_{wt} / (元·kW ⁻¹)	q_G / (kW·Nm ⁻³)	q_{H_2} / (kW·Nm ⁻³)	β_{G2H} / (kg·Nm ⁻³)	$\eta_{ch}^{TES}, \eta_{dis}^{TES}$	$\eta_{ch}^{HES}, \eta_{dis}^{HES}$
0.8	0.75	0.26	0.15	10.122	3.539	0.89	0.95,0.95	0.92,0.92

表 3 不同方案运行成本对比

Table 3 Operating costs under different scenarios

方案	购电成本/元	购气成本/元	运维成本/元	弃风成本/元	碳封存成本/元	碳交易成本/元	总运行成本/元	碳排放量/kg
1	1 984.92	7 684.35	2 891.45	314.27	0	5 226.14	18 101.13	6 039.21
2	2 463.61	12 024.18	3 675.86	106.52	2 612.37	1 332.78	22 215.32	3 126.08
3	2 656.47	6 140.25	5 086.23	26.35	2 064.12	992.79	16 966.21	2 118.42

4.1.3 确定性 IES 调度分析

为了验证所构建系统的合理性与可行性,本文对基础运行结果进行了分析。电能供需平衡结果、热能供需平衡结果、氢能供需平衡结果分别如图 6~8 所示。富氧燃烧捕集系统的碳排放情况如图 9 所示。

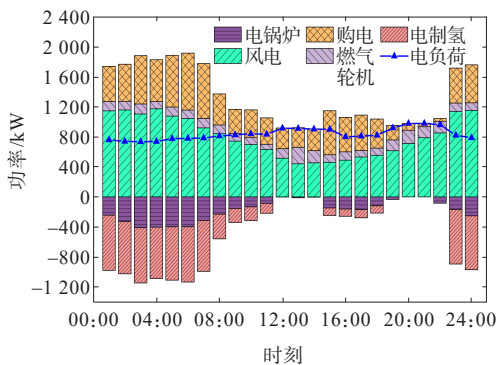


图 6 电能供需平衡结果

Figure 6 Electricity supply and demand balance results

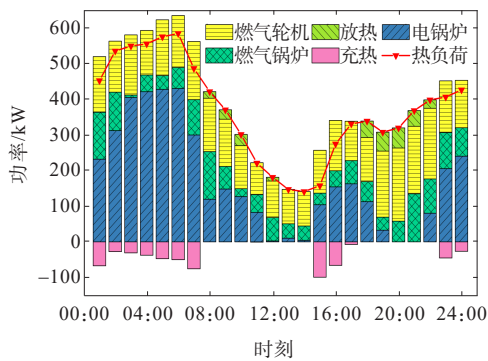


图 7 热能供需平衡结果

Figure 7 Thermal supply and demand balance results

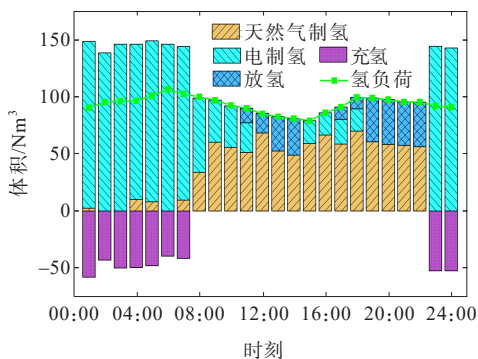


图 8 氢能供需平衡结果

Figure 8 Hydrogen supply and demand balance results

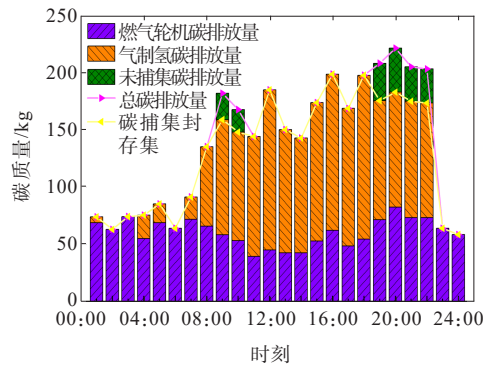


图 9 富氧燃烧捕集系统的碳排放情况

Figure 9 Carbon emissions of oxy-fuel combustion capture system

由图 6 可知,燃气轮机在满足富氧燃烧捕集系统耗能的同时,为系统提供稳定电能,确保了充分消纳风电并通过协调购电和多种供电方式满足需求。在低电价时段(01:00—07:00 与 23:00—24:00),系统将富余电能转化为热能和氢能;高电价时段(12:00—14:00 与 19:00—22:00),系统增大了风电和燃气轮机的供电出力,并降低了向上级电网购电的比例,以此降低系统总体成本。

由图 7 可知,燃气轮机和燃气锅炉为系统提供稳定的热功率。在低电价时段(01:00—07:00 与 23:00—24:00),电锅炉作为主要供热装置,提升供热经济性。在高电价时段(08:00—22:00),燃气轮机和燃气锅炉主要供热,减少电锅炉使用。此外,储热装置在电价谷时充热,在峰时放热,发挥储热装置的热能时移特性。

由图 8 可知,天然气制氢和高温光热发电制氢为系统提供氢能。为保证氢能负荷持续稳定运行,系统配置了储氢装置,利用其“低充高放”的独特特性对氢能进行时移。在低电价时段(01:00—07:00 与 23:00—24:00),系统主要通过光热发电制氢并存储富余电能;在高电价时段(12:00—14:00 与 19:00—22:00),系统通过天然气制氢补充氢能需求。在其他时段(08:00—11:00 与 15:00—18:00),两种制氢方式协调运行,优化经济性和低碳性。通过灵活的氢能供应结构,系统根据风电电力和电价调节氢能供应,提升了经济性。

由图9可知,富氧燃烧捕集系统中的碳捕集装置能对燃气轮机和天然气制氢排放的大部分CO₂进行捕集,并将捕获的CO₂进行封存。但在碳排放高峰时(如19:00—23:00),系统有少量的未捕集碳排放量,这是由于碳捕集装置的捕集技术水平受限,无法完全应对此时大量的碳排放。但总的来说,富氧燃烧捕集技术能够有效控制系统的碳排放量,促进系统低碳化发展。

4.2 基于动态偏差的IGDT的IES不确定性模型运行结果分析

为分析风电出力、负荷需求预测不确定性对系统的影响,本文设置了不同置信度下的 α , $\forall\alpha\in[0.600,0.975]$,以 $\Delta\alpha=0.025$ 为步长,分析在不同置信度下总运行成本和偏差系数的变化情况。

不同置信度下总成本和偏差系数变化如图10所示。由图10可知,当置信度从0.6增长到0.975时,偏差系数也呈增长趋势,但总成本保持在较小的范围内波动,且不会超过预设成本。这表明本文方法在最大化不确定性偏差的同时,能够基于不确定性变量的随机特征,制订更加合理精准的调度策略,保证决策成本不超过预期成本。

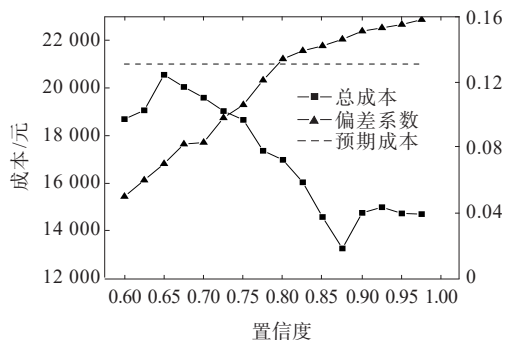


图10 不同置信度下总成本和偏差系数变化

Figure 10 Variations in total cost and deviation coefficient under different confidence levels

4.3 优越性对比分析

为验证模型在处理风荷不确定性方面的优越性,本文选择与传统IGDT、随机规划、多场景法和分布鲁棒优化的IES优化调度结果分别进行比较,不同方法求解的结果对比如表4所示。

表4 不同方法求解的结果对比
Table 4 Results of different methods

方法	年化总成本/元	弃风率/%
动态偏差IGDT	14 236	10
传统IGDT	16 012	15
随机规划	16 114	17
多场景法	15 462	14
分布鲁棒优化	15 024	13

由表4可知,与传统IGDT、随机规划、多场景法和分布鲁棒优化方法相比,动态偏差IGDT模型的年化总成本较低且弃风率更小。动态偏差IGDT的年化总成本为14 236元,较另外4个算法分别减少了11.1%、11.7%、7.9%和5.2%;同时,弃风率也大幅降低至10%,较另外4个算法分别低了5、7、4、3个百分点。这是由于本文所提的动态偏差IGDT考虑了不确定性变量的概率分布以及时变特性,通过合理地降低模型保守性提高了系统的经济性,这说明本文算法在处理高度不确定性问题时具有更强的适应性,在兼顾经济性目标的同时降低能源的浪费,能有效促进可再生能源的消纳水平。

5 结语

本文构建混合制氢与富氧燃烧捕集系统协调运行模型,协调利用天然气制氢与高温光热发电制氢这两种方式,在此基础上利用动态偏差的IGDT处理IES中风荷的不确定性。通过仿真分析,可以得到以下结论。

1) 考虑富氧燃烧捕集技术改造燃气轮机参与系统运行后,减少了燃气轮机和天然气制氢的碳排放量,系统的碳排放量降低了22.79%,以此提高了系统的低碳运行能力。

2) 将天然气制氢和高温光热发电制氢组成可灵活调节的混合制氢系统,其中高温光热发电制氢过程伴随O₂的产生,增加了O₂的来源,减少了富氧燃烧捕集系统中空分制氧的能耗,促进风电消纳以减少弃风成本。系统通过协调利用天然气制氢和高温光热发电制氢两种制氢方式,充分发挥各自的低碳经济特点,从而降低了系统的总运行成本18.73%。

3) 考虑不确定性变量的概率分布和时变特性的动态偏差IGDT,在处理IES的不确定性优化过程中表现出更强的适应性,决策成果具有更高的经济效益以及更好的风光消纳能力。

参考文献:

- [1] 何良策,王宇,卢志刚,等.面向多区域综合能源系统低碳运行的共享电-氢储能优化配置[J].电力系统保护与控制,2025,53(18): 52-63.
HE Liangce, WANG Yu, LU Zhigang, et al. Optimal allocation of shared electricity-hydrogen storage for low-carbon operation of multiple regional integrated energy systems[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53 (18): 52-63.
- [2] 鲍红焉,刘吉成,刘子毅,等.考虑电氢混合储能容量配

- 置的主动配电网双层优化模型[J].中国电力,2025,58(10): 27-38.
- BAO Hongyan, LIU Jicheng, LIU Ziyi, et al. A two-layer optimization model for active distribution networks considering electric-hydrogen hybrid energy storage capacity allocation[J]. Electric Power, 2025, 58(10): 27-38.
- [3] 易纯,肖辉,吴公平,等.含电、冷、热、气的区域综合能源系统优化运行[J].电力科学与技术学报,2024,39(4): 215-221.
- YI Chun, XIAO Hui, WU Gongping, et al. Optimal operation of regional integrated energy system including electricity, cooling, heating and gas[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(4): 215-221.
- [4] 马恺,袁至,李骥.考虑氢能多元化利用的综合能源系统低碳经济调度[J].发电技术,2025,46(2): 263-273.
- MA Kai, YUAN Zhi, LI Ji. Low-carbon economic scheduling of integrated energy system considering diversified utilization of hydrogen energy[J]. Power Generation Technology, 2025, 46(2): 263-273.
- [5] 周奕佳,彭弘毅,晏鸣宇.氢-电-热综合能源系统快速风险评估方法[J].智慧电力,2025,53(5): 1-7.
- ZHOU Yijia, PENG Hongyi, YAN Mingyu. A rapid risk assessment method for hydrogen-electric-thermal integrated energy systems[J]. Smart Power, 2025, 53(5): 1-7.
- [6] 王佳颖,陆春光,张帅,等.考虑碳交易的造纸综合能源系统用能优化策略[J].供用电,2024,41(4): 62-71.
- WANG Jiaying, LU Chunguang, ZHANG Shuai, et al. Optimization strategy of energy management of integrated energy system for papermaking considering carbon trading [J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(4): 62-71.
- [7] 周孟然,汪飞.基于混沌多目标粒子群算法的综合能源调度[J].重庆工商大学学报(自然科学版),2024,41(2): 1-8.
- ZHOU Mengran, WANG Fei. Comprehensive energy scheduling based on chaotic multi-objective particle swarm algorithm[J]. Journal of Chongqing Technology and Business University(Natural Science Edition), 2024, 41(2): 1-8.
- [8] 刘珊珊,李柯睿,刘柏康,等.绿证-碳联合机制下含多类型需求响应和氢能多元利用的综合能源系统优化调度[J].电力科学与技术学报,2024,39(5): 203-215+225.
- LIU Shanshan, LI Kerui, LI Baikang, et al. Optimal dispatching of integrated energy systems with diverse demand response and multifaceted hydrogen utilization under green certificate-carbon joint mechanism[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(5): 203-215+225.
- [9] 孙靓雨,林泽源,李伟.考虑氢储能的多目标综合能源优化配置方案研究[J].高压电器,2024,60(7): 88-96.
- SUN Jingyu, LIN Zeyuan, LI Wei. Research on multi-objective comprehensive energy optimization configuration scheme considering hydrogen storage[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(7): 88-96.
- [10] 张文轩,苏珈,杜欣慧,等.计及需求响应的电-氢-气综合能源系统分布式鲁棒规划[J].电力建设,2025,46(7): 108-122.
- ZHANG Wenxuan, SU Jia, DU Xinhui, et al. Research on distributed robust planning of electric-hydrogen-gas integrated energy system considering demand response [J]. Electric Power Construction, 2025, 46(7): 108-122.
- [11] 赵北涛,刘光宇,韩东升.考虑氢能耦合及阶梯碳交易的综合能源系统多时间尺度低碳优化调度[J].电力科学与技术学报,2023,38(3): 35-46.
- ZHAO Beitao, LIU Guangyu, HAN Dongsheng. Multi-time-scale low-carbon optimal scheduling of integrated energy systems considering hydrogen energy coupling and ladder carbon trading[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(3): 35-46.
- [12] 杜天硕,李军徽,葛磊蛟,等.计及海水淡化电制氢和热惯性的海港综合能源系统优化运行模型[J].电力自动化设备,2023,43(12): 143-150.
- DU Tianshuo, LI Junhui, GE Leijiao, et al. Optimal operation model of seaport integrated energy system with seawater desalination for hydrogen production and thermal inertia[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 143-150.
- [13] 骆钊,刘德文,贾芸睿,等.考虑绿色氢能证书和水电制氢的综合能源系统优化运行[J].电网技术,2024,48(4): 1445-1458.
- LUO Zhao, LIU Dewen, JIA Yunrui, et al. Optimal operation of integrated energy system considering green hydrogen certificate and hydrogen production by hydropower[J]. Power System Technology, 2024, 48(4): 1445-1458.
- [14] 李颢然,薛屹洵,戴铁潮,等.考虑氢负荷响应的化工园区电-氢耦合系统协同优化调度[J].工程科学与技术, 2023, 55(1): 93-100.
- LI Haoran, XUE Yixun, DAI Tiechao, et al. Collaborative optimal dispatch of electricity-hydrogen coupling system in chemical industry park considering hydrogen load response [J]. Advanced Engineering Sciences, 2023, 55(1): 93-100.
- [15] 杨周义,邢海军,江伟建,等.基于低碳需求响应的含煤制氢与碳捕集电厂的综合能源系统优化调度[J].电力自动化设备,2024,44(4): 25-32.
- YANG Zhouyi, XING Haijun, JIANG Weijian, et al. Optimal scheduling of integrated energy system with coal-to-hydrogen and carbon capture power plant based on low-carbon demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(4): 25-32.
- [16] 孟明,包志永,陆林,等.考虑富氧燃烧技术的含光热发电与垃圾焚烧虚拟电厂协调优化调度[J].华北电力大学学报(自然科学版),2023,50(6): 40-51+58.
- MENG Ming, BAO Zhiyong, LU Lin, et al. Coordinated and optimized dispatching of virtual power plant with concentrated solar power plant and waste incineration based on oxy-fuel combustion technology[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(6): 40-51+58.

- [17] 张文伟,王维庆,樊小朝,等.利用风电制氧的富氧燃煤电厂低碳能源系统容量优化配置[J].电力系统保护与控制,2023,51(5): 70-83.
ZHANG Wenwei, WANG Weiqing, FAN Xiaochao, et al. Optimal capacity configuration of a low carbon energy system of oxygen-enriched coal-fired power plant using wind power to produce oxygen[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 70-83.
- [18] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等.考虑富氧燃烧技术的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J].中国电机工程学报, 2021, 41(2): 592-607.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 592-607.
- [19] 郭祚刚,徐敏,于浩,等.考虑多重不确定性的园区综合能源系统区间优化调度[J].中国电力,2022,55(11): 121-128+141.
GUO Zuogang, XU Min, YU Hao, et al. Interval optimal dispatching of community integrated energy system considering multiple uncertainties[J]. Electric Power, 2022, 55(11): 121-128+141.
- [20] 高赐威,王崑,陈涛,等.基于可逆固体氧化物电池的氢一体化能源站容量规划[J].中国电机工程学报,2022, 42(17): 6155-6170.
GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao, et al. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6155-6169
- [21] 朱刘柱,尹晨旭,王宝,等.计及风/光/荷不确定性的综合能源站随机规划研究[J].电网与清洁能源,2021,37(5): 96-105.
ZHU Liuzhu, YIN Chenxu, WANG Bao, et al. Stochastic programming of integrated energy station considering the uncertainties of wind power, photovoltaic and load[J]. Advances of Power System & Hydroelectric Engineering, 2021, 37(5): 96-105.
- [22] 吴孟雪,房方.计及风光不确定性的电-热-氢综合能源系统分布鲁棒优化[J].电工技术学报,2023,38(13): 3473-3485.
WU Mengxue, FANG Fang. Distributionally robust optimization of electricity-heat-hydrogen integrated energy system with wind and solar uncertainties[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3473-3485.
- [23] 骆钊,耿家璐,黎博文,等.考虑碳-绿证交易机制的虚拟电厂分布鲁棒优化调度[J].电力建设,2023,44(10): 137-148.
LUO Zhao, GENG Jialu, LI Bowen, et al. Distributionally robust optimal dispatching for virtual power plants considering carbon-green certificate trading mechanism [J]. Electric Power Construction, 2023, 44(10): 137-148.
- [24] 魏震波,郭毅,魏平校,等.基于IGDT的电-气互联综合能源系统多目标扩展规划模型[J].高电压技术,2022,48(2): 526-535.
WEI Zhenbo, GUO Yi, WEI Ping'an, et al. IGDT-based multi-objective expansion planning model for integrated natural gas and electric power systems[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 526-535.
- [25] 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.
- [26] 张栋顺,全恒立,谢桦,等.考虑碳交易机制与氢混天然气的园区综合能源系统调度策略[J].中国电力,2024,57(2): 183-193.
ZHANG Dongshun, QUAN Hengli, XIE Hua, et al. Dispatching strategy of park-level integrated energy system considering carbon trading mechanism and hydrogen blending natural gas[J]. Electric Power, 2024, 57(2): 183-193.
- [27] 杨勤,刘建国,张晨佳,等.高温固体氧化物电解水制氢系统效率分析[J].电力电子技术,2020,54(12): 28-31+36.
YANG Qin, LIU Jianguo, ZHANG Chenjia, et al. Efficiency analysis of hydrogen production system using high temperature solid oxide water electrolyzer[J]. Power Electronics, 2020, 54(12): 28-31+36.
- [28] 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.
- [29] 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.
- [30] 张涛,刘伉,陶然,等.计及热媒流率和热损耗不确定性的综合能源系统优化调度[J].中国电力,2023,56(4): 146-155.
ZHANG Tao, LIU Kang, TAO Ran, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering uncertainty of heat medium flow rate and heating network loss[J]. Electric Power, 2023, 56(4): 146-155.
- [31] 赵先海,刘晓峰,季振亚,等.考虑居民用户动态行为的负荷聚合商决策分析[J].中国电力,2024,57(10): 179-189.
ZHAO Xianhai, LIU Xiaofeng, JI Zhenya, et al. Decision analysis of load aggregator considering dynamic behavior of residential users[J]. Electric Power, 2024, 57(10): 179-189.