

基于 Stackelberg 博弈的 GCT-CET 机制下 含氢 IES 低碳优化调度

丁然¹, 王霄¹, 李礼¹, 罗林霖¹, 尹耀华²

(1. 贵州大学 电气工程学院, 贵州 贵阳 550025; 2. 中国电建集团贵阳勘测设计研究院有限公司, 贵州 贵阳 550081)

摘要:为提高可再生能源消纳水平及综合能源系统的低碳性和经济性,并实现系统多主体协同交互,提出了基于 Stackelberg 博弈的含氢综合能源系统的低碳优化调度策略。通过在能源供应商激励中引入绿证(GCT)-碳交易(CET)联合交易机制实现系统低碳运行;在源侧集成有机朗肯循环与电锅炉构建热电柔性输出响应模型,并建立氢能多级利用模型以应对可再生能源波动与负荷变化;在荷侧考虑用户综合需求响应,构建一主多从的 Stackelberg 博弈动态定价模型,将能源系统运营商作为领导者,能源供应商和负荷聚合商作为跟随者;采用 NSGA-II-SQP 算法求解三者目标最优时的交互策略。以贵阳市某园区为案例验证模型有效性。结果表明:绿证-碳交易机制联合运行可更好地提升经济与环境双重效益,相较于使系统碳排放量降低4.22%、总成本降低1.92%;引入 Stackelberg 博弈后,能源系统运营商收入增长12.81%、能源供应商收入增长2.31%、负荷聚合商剩余增长6.31%;有效保障三方信息保密与利益均衡,为多主体协同调度提供可行方案。

关键词:绿色证书交易;碳交易机制;热电柔性响应;氢能利用;Stackelberg 博弈;低碳经济调度

中图分类号:TK01 文献标识码:A DOI:10.16146/j.cnki.rndlge.2025.12.017

[引用本文格式]丁然,王霄,李礼,等.基于 Stackelberg 博弈的 GCT-CET 机制下含氢 IES 低碳优化调度[J].热能动力工程,2025,40(12):180-196. DING Ran, WANG Xiao, LI Li, et al. Low-carbon optimization scheduling of hydrogen-containing IES under GCT-CET mechanism based on Stackelberg game[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2025, 40(12):180-196.

Low-carbon Optimization Scheduling of Hydrogen-containing IES under GCT-CET Mechanism based on Stackelberg Game

DING Ran¹, WANG Xiao¹, LI Li¹, LUO Linlin¹, YIN Yaohua²

(1. College of Electrical Engineering, Guizhou University, Guiyang, China, Post Code: 550025;

2. China Power Construction Group Guiyang Survey and Design Institute Co., Ltd., Guiyang, China, Post Code: 550081)

Abstract: To improve the absorption level of renewable energy sources and the low-carbon and economic performance of the integrated energy system (IES), as well as to realize the collaborative interaction of multi-agent in the system, a low-carbon optimization scheduling strategy for hydrogen-containing IES based on Stackelberg game was proposed. Low-carbon operation of the system was achieved by introducing a green certificate (GCT)-carbon emission trading (CET) joint trading mechanism into the incentives for energy provider (EP); a thermoelectric flexible output response model was constructed by integrating organic Rankine cycle (ORC) and electric boilers (EB) on the source side, and a hydrogen ener-

收稿日期:2025-08-04; 修订日期:2025-09-17

基金项目:中国电建集团贵阳勘测设计研究院有限公司项目(YJ2022-12);中国电建集团科技项目(DJ-ZDXM-2022-44);贵州省科技支撑计划(黔科合支撑[2023]一般409)

Fund-supported Project: Project of China Power Construction Group Guiyang Survey and Design Institute Co., Ltd. (YJ2022-12); Science and Technology Project of China Power Construction Corporation (DJ-ZDXM-2022-44); Guizhou Science and Technology Support Plan (Qiankehe Zhicheng[2023] General 409)

作者简介:丁然(2000-),女,贵州大学硕士研究生。

通信作者:王霄(1985-),男,贵州大学副教授。

gy multi-level utilization model was established to cope with fluctuations in renewable energy sources and changes in load; user integrated demand response was considered on the load side, and a leader-follower Stackelberg game dynamic pricing model was constructed, with the integrated energy system operator as the leader and energy provider and load aggregator as followers; the NSGA- II -SQP algorithm was used to solve the interaction strategy of the three parties when the objectives were optimal. The model effectiveness was verified using a park in Guiyang City as a case study. The results show that the joint operation of the GCT-CET mechanism better improves both economic and environmental benefits, reducing system carbon emissions by 4.22% and total cost by 1.92%. After introducing Stackelberg game, the revenue of the energy system operator increases by 12.81%, the revenue of energy provider increases by 2.31%, and the surplus of the load aggregator increases by 6.31%. This effectively ensures information confidentiality and benefit balance among the three parties, providing a feasible solution for multi-agent coordinated scheduling.

Key words: green certificate(GCT), carbon emission trading(CET) mechanism, thermoelectric flexible response, hydrogen energy utilization, Stackelberg game, low-carbon economic scheduling

符号说明

P —功率	ORC—有机朗肯循环
ΔP —爬坡功率	WHB—余热锅炉
$P(t)$ — t 时刻功率	EL—电解槽
λ —转换系数	MR—甲烷反应器
η —效率	HFC—氢燃料电池
κ —产生单位功率的碳排放配额	HP—热泵
E —碳排放量	AC—吸收式制冷机
COP—制冷系数	IDR—综合需求响应
$U(t)$ — t 时刻设备的启停机状态	green—可再生能源
$S(t)$ — t 时刻储能的储存能力	re—理想值
I — t 时刻储能的充放标志	r—实际值
T —时刻	e—电能
$\gamma(t)$ — t 时刻设备启停的二元变量	h—热能
F —总成本或收益	c—冷能
$f(t)$ — t 时刻 IESO 售能收入或购能成本	s—售能
$p(t)$ —IESO 售能价	b—购能
$D(t)$ —售出给 LA 用能价	i —储能 i , 包括电能、热能、氢能
ω —配额系数	Load—系统侧
σ —惩罚系数	user—用户侧
ϕ —功率转换系数	tup—上网电价
φ —可再生能源转换系数	tbp—分时电价
K —迭代次数	net—电网
下标符号说明	abs—储能充能状态
HIES—含氢综合能源系统	relea—储能放能状态
IESO—能源系统运营商	supply—电力供应
EP—能源供应商	need—电力需求
LA—负荷聚合商	sel—可平移电负荷
GCT—绿证交易	el—LA 电负荷
CET—碳交易	fel—固定电负荷
GT—燃气轮机	hl—LA 热电负荷
GB—燃气锅炉	chl—可削减热负荷
PV—光伏	fhl—固定热负荷
WT—风力发电	dr—需求响应
CHP—热电联产	上标符号说明
	min—最小值

max—最大值
on—设备开机状态
off—设备停机状态

引 言

随着全球变暖趋势加剧,温室气体排放量持续增加,海洋持续酸化,海冰面积逐年减少等极端气候现象的出现,中国于2020年9月22日在第75届联合国大会提出力争于2030年前达到碳峰值,2060年前实现碳中和的目标愿景^[1-3]。为更好实现“3060”目标,推动可再生能源替代化石能源是实现能源与经济可持续发展的关键举措。由于可再生能源普遍具有间歇性和波动性,为提升可再生能源消纳能力,更好地突破单一能源供应的技术壁垒,综合能源系统(Integrated Energy System, IES)提供了一种全新的解决思路^[4]。

在“双碳”背景下,为推动可再生能源消纳、削减火电机组出力并减少系统碳排放,我国积极借助市场力量优化能源资源配置,实施碳交易(Carbon Emission Trading, CET)机制和绿证交易(Green Certificate Trading, GCT)机制市场政策^[5-7]。邱彬等人^[8]构建了计及动态碳排放因子与含阶梯型奖惩机制的绿证-碳交易联合模型,通过动态碳排放因子适配能源结构差异,实现了经济成本与碳排放的协同优化。刘晓军等人^[9]提出一种考虑不确定变量变分模态分解(VMD)及绿证-碳联合交易的综合能源系统经济优化调度方法。考虑到单一CET或GCT机制对IES的优化效果有限,因此孟宇翔等人^[10]在绿证-阶梯式碳交易交互机制基础上,在负荷侧引入考虑用户满意度的激励型需求响应(Demand Response, DR)和调峰收益以实现热电负荷“削峰填谷”;周益民等人^[11]融合阶梯型绿证-碳交易联合机制,精细化建模燃气掺氢热电联产机组及碳捕集-电转气耦合设备,更好地实现了多主体利益协调、氢能高效利用及系统节能降碳。

现有研究主要针对传统热电联产(Combined Heat and Power, CHP)机组因固定热电耦合约束导致的灵活性瓶颈^[12-13],提升IES在高比例可再生能源并网场景下的低碳经济性与运行稳定性,实现碳循环利用与新能源消纳的双重目标。王伟等人^[14]为解决源荷能量不匹配的问题,建立耦合电转气和碳捕集系统模型并细化电转气两阶段运行,在传统

CHP机组中引入有机朗肯循环(Organic Rankine Cycle, ORC)构造了热电灵活输出模型;Yang等人^[15]提出含电锅炉(Electric Boiler, EB)和ORC的热电灵活输出模型,解耦“以热定电”和“以电定热”限制,并引入荷侧电、热柔性负荷,实现了系统低碳、经济和灵活运行。

博弈论是促进能源供给与消费互动,解决能源市场定价与竞争策略问题的有效途径。其中,Stackelberg博弈通常用于市场地位不平等、决策具有顺序性和层次性的情况,如供应商(Energy Provider, EP)与零售商或经销商之间的双层优化模型^[16-18]。Tavakkoli等人^[19]将Stackelberg博弈引入到包括需求响应在内的系统运营商与用户博弈行为研究领域。侯建敏等人^[20]提出了基于碳流(CEF)理论构建集成能源系统运营商(IESO)与负荷聚合商(LA)的博弈模型。Liu^[21]建立了考虑双方不同利益需求的动态定价模型和多目标运营优化模型,但该博弈模型在优化过程中对环境效益的考量不够深入,未能充分将环境因素作为核心约束融入博弈策略的动态调整中。

本研究构建了计及GCT-CET联合机制和热电柔性输出的含氢综合能源系统(Hydrogen-Integrated Energy System, HIES)优化调度模型。首先,从IES的经济性、低碳性能和可再生能源适应性角度出发,建立GCT-CET联合交易机制;然后,在传统CHP的基础上,集成ORC和EB,构建CHP热电柔性输出模型;并引入氢能多级利用模型,提高氢能综合利用率;在此基础上,构建了基于Stackelberg博弈的IES多主体最优运行模型;利用该模型刻画IESO、EP和LA在参与能源调度中的博弈行为,以提高IES的经济和环境效益;最后,采用NSGA-II-SQP算法对所提博弈模型进行求解,设置场景对比分析,验证了所提模型的有效性。

1 GCT-CET 联合机制

GCT机制和CET机制通过明确可再生能源消纳责任与碳减排量化目标,成为当前提升可再生能源利用效率、遏制温室气体排放的重要举措^[22-23]。本研究首先分别介绍两种机制,进而结合二者在能源调控中的协同效应,构建GCT-CET协同交易机制。

1.1 GCT 机制

GCT机制是一种基于市场机制的环境政策工具,其核心目的是推动可再生能源的生产与利用。

绿色证书通常由政府或相关机构发行,用于证明特定量的可再生能源已成功生产并投入使用。

GCT 模型^[24]描述如下:

$$P_{re} = \omega_{GCT} \sum_{t=1}^{24} P_{Load,e}(t) \quad (1)$$

$$F_{GCT} = \begin{cases} (P_{re} - P_r)f_{GCT,b} + \sigma(P_{re} - P_r), & P_r < P_{re} \\ (P_{re} - P_r)f_{GCT,s}, & P_r \geq P_{re} \end{cases} \quad (2)$$

式中: F_{GCT} —GCT 成本或收益,当 $F_{GCT} \geq 0$ 时为绿证成本,当 $F_{GCT} < 0$ 时为绿证收益。

1.2 CET 机制

CET 机制交易的商品主要是排放配额。目前,我国的 CET 主要采用“基线”法确定发电企业的免费碳排放额,即政府部门根据燃煤机组的历史数据来规定单位电量的碳排放强度。在综合能源系统场景下,碳排放权配额需统筹考虑热电联产机组的电热耦合特性,不能仅按单一电能产出核定配额,因此需引入电热功率转换系数实现电热产出的配额等效折算,其具体模型为:

(1) 碳排放权配额模型

$$\begin{cases} E_{HIES} = E_{buy} + E_{GT} + E_{GB} \\ E_{buy} = \kappa_e \sum_{t=1}^{24} P_{buy,e}(t) \\ E_{GT} = \kappa_h \sum_{t=1}^{24} (\phi_{e,h} P_{GT,e}(t) + P_{GT,h}(t)) \\ E_{GB} = \kappa_h \sum_{t=1}^{24} P_{GB,h}(t) \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\phi_{e,h}$ —电热功率转换系数。

(2) 实际碳排放模型

$$\begin{cases} E_{HIES,r} = E_{buy,r} + E_{GT,r} + E_{GB,r} \\ E_{buy,r} = \sum_{t=1}^{24} (a_1 + b_1 P_{buy,e}(t) + c_1 P_{buy,e}^2(t)) \\ E_{GT,r} = \kappa_{h,r} \sum_{t=1}^{24} (\kappa_{e,h} P_{GT,e}(t) + P_{GT,h}(t)) \\ E_{GB,r} = \kappa_{h,r} \sum_{t=1}^{24} P_{GB,h}(t) \end{cases} \quad (4)$$

式中: a_1 、 b_1 、 c_1 —燃煤发电机组的碳排放参数。

实际碳排放权交易额 E' 为:

$$E' = E_{HIES,r} - E_{HIES} \quad (5)$$

(3) 阶梯式 CET 模型。为激励各相关的利益主体主动减排,通过设置“碳排放量区间—碳价梯度”联动机制,对超额碳排放实施溢价惩罚,对深度减排给予价格优惠,以此强化减排精准性,构建的模型为:

$$F'_{CO_2} = \begin{cases} \zeta E', & E' \leq l \\ \zeta l + \zeta(1+\theta)(E' - l), & l < E' \leq 2l \\ \zeta(2+\theta)l + \zeta(1+2\theta)(E' - 2l), & 2l < E' \leq 3l \\ \zeta(3+3\theta)l + \zeta(1+3\theta)(E' - 3l), & 3l < E' \leq 4l \\ \zeta(4+6\theta)l + \zeta(1+4\theta)(E' - 4l), & E' > 4l \end{cases} \quad (6)$$

式中: F'_{CO_2} —碳交易成本,元; l —碳排放量区间取值 $[0, 20 \text{ t}]$ 。

1.3 GCT-CET 协同交易机制

1.3.1 GCT-CET 协同交易原理

为深化 GCT-CET 机制在节能减排中的作用,提出了一种 GCT-CET 协同交易机制,既以我国绿电绿证与碳市场协同的政策实践及国家战略为导向,又结合综合能源系统多能源协同的场景特性进行了适配性创新。GCT-CET 联合交易机制以 IES 服务商为核心主体,统筹新能源与化石能源出力,即新能源消纳形成绿证获得量,并关联政策设定的绿证配额;化石能源消耗产生实际碳排放量,同步匹配碳排放配额。机制通过权益互认建立衔接,即 IES 服务商持有的绿证可抵扣“实际碳排放量与碳排放配额的缺口”,实现可再生能源权益对碳排放约束的柔性补偿;同时,绿证与碳排放权分别进入 GCT、CET 市场交易,二者通过价格双向传导互动,驱动主体优化能源生产决策,如调控新能源、化石能源出力配比。最终,该机制以“权益互认整合两类约束、市场联动优化资源配置”,强化可再生能源消纳与碳排放管控的协同效应。其原理如图 1^[25] 所示。

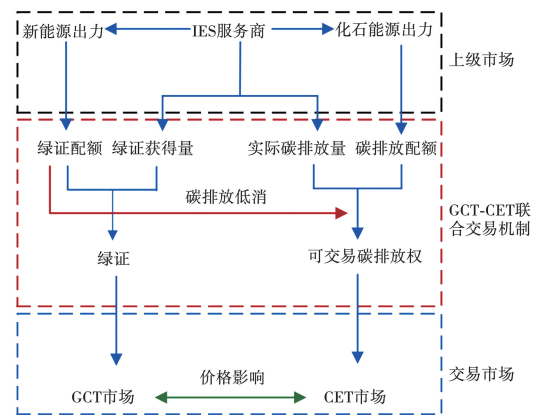


图 1 GCT-CET 组合原理

Fig. 1 Principle of GCT-CET combination

1.3.2 GCT-CET 协同交易模型的建立

为展示可再生能源降碳的绿色属性,构建 GCT-CET

交互协同减排机制。在该机制下, HIES 不仅可以获得绿证, 还有资格获得政府额外分配的碳排放配额 $B_{\text{green}}^{[26]}$ 。具体计算方法为:

$$B_{\text{green}} = \varphi \omega_{\text{GCT}} \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{WT}}(t)) \quad (7)$$

因此, 联合后的实际碳排放权交易额 E 为:

$$E = E_{\text{HIES},r} - E_{\text{HIES}} - B_{\text{green}} \quad (8)$$

联合的模型变为:

$$F_{\text{CO}_2} = \begin{cases} \zeta E, & E \leq l \\ \zeta l + \rho(1 + \theta)(E - l), & l < E \leq 2l \\ \zeta(2 + \theta)l + \zeta(1 + 2\theta)(E - 2l), & 2l < E \leq 3l \\ \zeta(3 + 3\theta)l + \zeta(1 + 3\theta)(E - 3l), & 3l < E \leq 4l \\ \zeta(4 + 6\theta)l + \zeta(1 + 4\theta)(E - 4l), & E > 4l \end{cases} \quad (9)$$

2 能源供应商模型

2.1 热电灵活输出模型

传统 CHP 多由燃气轮机 (Gas Turbine, GT) 与余热锅炉 (Waste Heat Boiler, WHB) 组合而成, 其固有的“热电耦合”特性使其热电输出比例相对固定, 当电力与热能需求出现动态波动时, 机组调节灵活性显著受限, 难以适配复杂的负荷变化场景。ORC 作为广泛应用于发电和 CHP 的热力循环设备, 凭借其对中低品位热源的高效利用能力, 可灵活适配不同温度级别的热源输入, 在余热回收与能量梯级利用方面具备显著优势。将 ORC 集成到 CHP 中, 能够通过优化热能转化路径提升机组对负荷波动的动态响应能力, 实现热电产出比例的精准调控, 从而更高效地匹配实时需求变化^[27-28]。本研究提出一种集成 ORC 和 EB 的 CHP 灵活输出模型如图 2 所示。

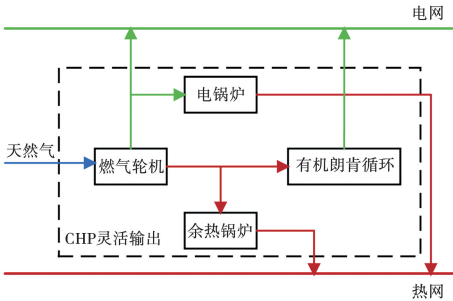


图 2 CHP 灵活输出模型

Fig. 2 CHP flexible output model

为更好提升机组对电、热负荷动态变化的适配能力, 充分挖掘系统内余热资源的利用潜力, 将 ORC 与 EB 集成, 其对应的 CHP 灵活输出模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{CHP},e}(t) = P_{\text{net}}(t) + P_{\text{ORC},e}(t) \\ P_{\text{CHP},h}(t) = P_{\text{WHB},h}(t) + P_{\text{EB},h}(t) \end{cases} \quad (10)$$

(1) WHB 通过回收 GT 排出的高温烟气余热转化为热能直接供给热负荷, 是基础供热单元。构建模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{WHB},h}(t) = \lambda_{\text{WHB}} P_{\text{WHB}}(t) \\ P_{\text{WHB}}^{\min} \leq P_{\text{WHB}}(t) \leq P_{\text{WHB}}^{\max} \end{cases} \quad (11)$$

(2) EB 作为电热转换的柔性单元, 可在电网电价低谷或可再生能源电力富余时, 将电能转化为热能; 也可在热负荷突增而 WHB 供热不足时, 快速供热, 打破“以电定热”的约束。构建模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{EB},h}(t) = \lambda_{\text{EB}} P_{\text{EB}}(t) \\ U_{\text{EB}}(t) P_{\text{EB}}^{\min} \leq P_{\text{EB}}(t) \leq U_{\text{EB}}(t) P_{\text{EB}}^{\max} \\ (U_{\text{EB}}(t-1) - U_{\text{EB}}(t))(T_{\text{EB}}^{\text{on}}(t-1) - T^{\text{on}}) \geq 0 \\ (U_{\text{EB}}(t) - U_{\text{EB}}(t-1))(T_{\text{EB}}^{\text{off}}(t-1) - T^{\text{off}}) \geq 0 \\ y_{\text{EB}}^{\text{on}}(t) = U_{\text{EB}}(t) - U_{\text{EB}}(t-1) \\ y_{\text{EB}}^{\text{off}}(t) = U_{\text{EB}}(t-1) - U_{\text{EB}}(t) \end{cases} \quad (12)$$

式中: $U_{\text{EB}}(t)$ —EB 在 t 时刻的启停机状态, $U_{\text{EB}}(t) = 0$ 表示停机, $U_{\text{EB}}(t) = 1$ 表示开机; $P_{\text{EB}}^{\min}, P_{\text{EB}}^{\max}$ —EB 输入功率的最小值和最大值, kW; $T_{\text{EB}}^{\text{on}}(t-1), T_{\text{EB}}^{\text{off}}(t-1)$ —EB 的连续开、停机时间, h; $T^{\text{on}}, T^{\text{off}}$ —最小连续开机和停机时间, 分别取 2 h 和 1 h; $y_{\text{EB}}^{\text{on}}(t), y_{\text{EB}}^{\text{off}}(t)$ —EB 的二元变量, 当 $y_{\text{EB}}^{\text{on}}(t) = 1$ 时, 设备开机; 当 $y_{\text{EB}}^{\text{off}}(t) = 1$ 时, 设备停机。

(3) ORC 可以对 WHB 未充分利用的中余热进行二次回收, 将其转化为电能, 既提升了余热利用率, 又可在电负荷高峰时补充电力、热负荷高峰时减少 GT 发电占比, 实现热电出力比例的微调。构建模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{ORC},e}(t) = \lambda_{\text{ORC}} P_{\text{ORC}}(t) \\ U_{\text{ORC}}(t) P_{\text{ORC}}^{\min} \leq P_{\text{ORC}}(t) \leq U_{\text{ORC}}(t) P_{\text{ORC}}^{\max} \\ P_{\text{ORC}}^{\min} \leq P_{\text{ORC}}(t+1) - P_{\text{ORC}}(t) \leq P_{\text{ORC}}^{\max} \\ (U_{\text{ORC}}(t-1) - U_{\text{ORC}}(t))(T_{\text{ORC}}^{\text{on}}(t-1) - T^{\text{on}}) \geq 0 \\ (U_{\text{ORC}}(t) - U_{\text{ORC}}(t-1))(T_{\text{ORC}}^{\text{off}}(t-1) - T^{\text{off}}) \geq 0 \\ y_{\text{ORC}}^{\text{on}}(t) = U_{\text{ORC}}(t) - U_{\text{ORC}}(t-1) \\ y_{\text{ORC}}^{\text{off}}(t) = U_{\text{ORC}}(t-1) - U_{\text{ORC}}(t) \end{cases} \quad (13)$$

式中: $U_{\text{ORC}}(t)$ —ORC 在 t 时刻的启停机状态, $U_{\text{ORC}}(t) = 0$ 表示停机, $U_{\text{ORC}}(t) = 1$ 表示开机; $T_{\text{ORC}}^{\text{on}}(t-1),$

$T_{\text{ORC}}^{\text{off}}(t-1)$ —ORC 的连续开机和停机时间, h;
 $y_{\text{ORC}}^{\text{on}}(t)$ 、 $y_{\text{ORC}}^{\text{off}}(t)$ —ORC 的二元变量,当 $y_{\text{ORC}}^{\text{on}}(t) = 1$
 时,设备开机,当 $y_{\text{ORC}}^{\text{off}}(t) = 1$ 时,设备停机。

(4) GT 作为核心发电单元,提供基础电力输出,其发电产生的高温余热为后续热能利用提供热源。构建模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{GT},e}(t) = \lambda_{\text{GT},e} P_{\text{GT}}(t) \\ P_{\text{GT},h}(t) = \lambda_{\text{GT},h} P_{\text{GT}}(t) \\ P_{\text{GT}}^{\min} \leq P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT}}^{\max} \\ P_{\text{GT}}^{\min} \leq P_{\text{GT}}(t+1) - P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT}}^{\max} \end{cases} \quad (14)$$

(5) GT 功率输出模型:

$$\begin{cases} P_{\text{GT},e}(t) = P_{\text{EB}}(t) + P_{\text{net}}(t) \\ P_{\text{GT},h}(t) = P_{\text{WHB}}(t) + P_{\text{ORC}}(t) \end{cases} \quad (15)$$

2.2 氢能利用模型

电力制氢技术利用新能源产生的多余电力将水电解产生氢气,从而解决风能和太阳能发电不足的问题。氢能转换模式如图 3 所示。

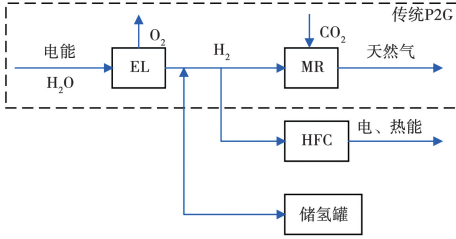


图 3 氢能多级利用示意图

Fig. 3 Schematic diagram of multi-stage utilization of hydrogen energy

(1) 电解槽 (Electrolyzer, EL) 将富余电能电解制氢,实现电能到氢能的转化并储存至储氢罐,消纳过剩电力,完成能源跨时段转移。构建模型为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{EL}}(t) \leq P_{\text{EL}}^{\max} \\ P_{\text{EL},\text{H}_2}(t) = \lambda_{\text{EL}} P_{\text{EL}}(t) \end{cases} \quad (16)$$

(2) 甲烷反应器 (Methane Reactor, MR) 将富余氢能系统与系统捕集的 CO_2 合成甲烷并入天然气网,拓展氢能利用途径并实现 CO_2 资源化。构建模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{MR},g}(t) = \eta_{\text{MR}} P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t) \\ P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\min} \leq P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t) \leq P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\max} \\ \Delta P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\min} \leq P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t+1) - P_{\text{H}_2,\text{MR}}(t) \leq \Delta P_{\text{H}_2,\text{MR}}^{\max} \end{cases} \quad (17)$$

(3) 氢燃料电池 (Hydrogen Fuel Cell, HFC) 将氢能转化为电、热能补给负荷,其发电余热可回收供

热,实现氢能终端消纳与能源梯级利用。构建模型为:

$$\begin{cases} P_{\text{HFC},e}(t) = \eta_{\text{HFC},e} P_{\text{H}_2,\text{HFC}}(t) \\ P_{\text{HFC},h}(t) = \eta_{\text{HFC},h} P_{\text{H}_2,\text{HFC}}(t) \\ P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\min} \leq P_{\text{H}_2,\text{HFC}}(t) \leq P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\max} \\ \Delta P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\min} \leq P_{\text{H}_2,\text{HFC}}(t+1) - P_{\text{H}_2,\text{HFC}}(t) \leq \Delta P_{\text{H}_2,\text{HFC}}^{\max} \end{cases} \quad (18)$$

3 优化调度模型

本文提出的 IES 包括综合能源系统运营商 (IESO)、基于热电柔性输出和氢能利用的能源供应商 (EP) 和考虑综合需求响应 (IDR) 的负荷聚合商 (LA) 模型。在 Stackelberg 博弈框架下,以 IESO 为领导者,以 EP 和 LA 为跟随者,对 IESO 的定价策略、EP 的出力计划、LA 的需求响应进行同步优化。电-热-氢耦合 IES 拓扑结构如图 4 所示。

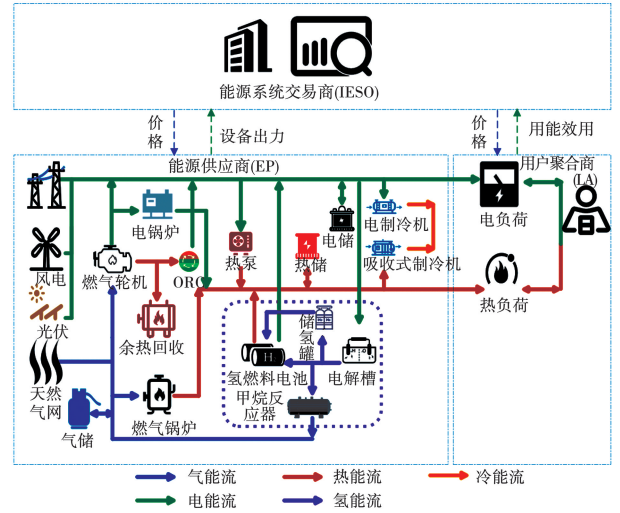


图 4 电-热-氢耦合 IES 拓扑结构

Fig. 4 Electric-thermal-hydrogen coupled IES topology

3.1 HIES 优化调度模型

3.1.1 目标函数

以 HIES 在一天内的运行成本 F_{EP} 最小为目标,如式 (19) 所示。其中包括能源购买成本 F_{buy} , 阶梯型 CET 成本 F_{CO_2} , GCT 成本 F_{gct} , 弃风弃光成本 F_{des} , 设备启停成本 $F_{\text{q},s}$ 。

$$\min F_{\text{EP}} = F_{\text{buy}} + F_{\text{CO}_2} + F_{\text{GCT}} + F_{\text{des}} + F_{\text{q},s} \quad (19)$$

能源购买成本如式 (20) 所示:

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^{24} \gamma_{1,t} P_{\text{buy},e}(t) + \sum_{t=1}^{24} \gamma_{2,t} P_{\text{buy},g}(t) \quad (20)$$

式中: $\gamma_{1,t}, \gamma_{2,t}$ —单位电价和单位天然气价格,元。

弃光弃风惩罚成本如式(21)所示:

$$F_{\text{des}} = \sum_{t=1}^{24} c_{\text{des}} P_{\text{des}}(t) \quad (21)$$

式中: c_{des} —弃光弃风惩罚成本系数; $P_{\text{des}}(t)$ — t 时刻弃光弃风功率, kW。

设备启停机成本如式(22)所示:

$$F_{q,s} = \sum_{t=1}^T (F_{\text{EB},q}^{\text{on}} \cdot \gamma_{\text{EB}}^{\text{on}}(t) + F_{\text{EB},s}^{\text{off}} \cdot \gamma_{\text{EB}}^{\text{off}}(t) + F_{\text{ORC},q}^{\text{on}} \cdot \gamma_{\text{ORC}}^{\text{on}}(t) + F_{\text{ORC},s}^{\text{off}} \cdot \gamma_{\text{ORC}}^{\text{off}}(t)) \quad (22)$$

相关约束见式(12)和式(13)。

阶梯式 CET 成本见式(6), GCT 成本见式(9)。

3.1.2 约束条件

为保障 HIES 在追求运行成本最优的过程中, 始终维持安全、可靠的运行状态, 同时满足各类能源供需平衡与设备自身的物理运行边界, 需对系统运行设置以下多维度约束条件:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{WT}}(t) \leq P_{\text{WT}}^{\text{max}} \\ 0 \leq P_{\text{PV}}(t) \leq P_{\text{PV}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (23)$$

CHP 运行约束见式(11)~式(14)。

热泵 (Heat Hamp, HP) 运行约束:

$$\begin{cases} P_{\text{HP},h}(t) = \text{COP}_{\text{HP}} P_{\text{HP}}(t) \\ P_{\text{HP}}^{\text{min}} \leq P_{\text{HP}}(t) \leq P_{\text{HP}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (24)$$

吸收式制冷机 (Absorption Chiller, AC) 运行约束:

$$\begin{cases} P_{\text{AC},c}(t) = \text{COP}_{\text{AC}} P_{\text{AC}}(t) \\ P_{\text{AC}}^{\text{min}} \leq P_{\text{AC}}(t) \leq P_{\text{AC}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (25)$$

电制冷机 (Electric Chiller, EC) 运行约束:

$$\begin{cases} P_{\text{EC},c}(t) = \text{COP}_{\text{EC}} P_{\text{EC}}(t) \\ P_{\text{EC}}^{\text{min}} \leq P_{\text{EC}}(t) \leq P_{\text{EC}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (26)$$

储能设备运行约束:

$$\begin{cases} S_i(t) = S_i(t-1) + \left(\eta_{\text{abs},i} P_{\text{abs},i}(t) - \frac{P_{\text{relea},i}(t)}{\eta_{\text{relea},i}} \right) \Delta t \\ S_i(1) = S_i(24) \\ 0 \leq P_{\text{abs},i}(t) \leq P_{\text{abs},i}^{\text{max}} U_{\text{abs},i} \\ 0 \leq P_{\text{relea},i}(t) \leq P_{\text{relea},i}^{\text{max}} U_{\text{relea},i} \\ I_{\text{abs},i} + I_{\text{relea},i} \leq 1 \\ I_{\text{abs},i} \in \{0, 1\}; I_{\text{relea},i} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (27)$$

EL 运行约束见式(16), MR 运行约束见式(17), HFC 运行约束见式(18)。

电功率平衡约束:

$$P_{\text{Load},e}(t) = P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{buy},e}(t) + P_{\text{GT},e}(t) + P_{\text{ORC},e}(t) + P_{\text{relea},e}(t) + P_{\text{HFC},e}(t) - P_{\text{EB}}(t) - P_{\text{EC}}(t) - P_{\text{HP}}(t) - P_{\text{EL}}(t) - P_{\text{abs},e}(t) \quad (28)$$

热功率平衡约束:

$$P_{\text{Load},h}(t) = P_{\text{WHB},h}(t) + P_{\text{EB},h}(t) + P_{\text{HP},h}(t) + P_{\text{HFC},h}(t) + P_{\text{relea},h}(t) - P_{\text{AC}}(t) - P_{\text{abs},h}(t) \quad (29)$$

冷功率平衡约束:

$$P_{\text{Load},c}(t) = P_{\text{EC},c}(t) + P_{\text{AC},c}(t) \quad (30)$$

3.2 综合能源系统运营商

IESO 以自身收益最大化为调度目标, 通过合理制定供应商和聚合商的能源价格来获取收益。

3.2.1 目标函数

IESO 的目标函数用式(31)表示:

$$\max F_{\text{IESO}} = \sum_{t=1}^T (f_s(t) + f_{\text{net}}(t) - f_b(t)) \quad (31)$$

t 时刻 IESO 销售电和热获得收入 $f_s(t)$ 为:

$$f_s(t) = (P_{\text{el},\text{DR}}(t) - P_{\text{EL}}(t)) p_{\text{el},s}(t) + Q_{\text{hl},\text{DR}}(t) p_{\text{hl},s}(t) \quad (32)$$

t 时刻电网的能源交换成本 $f_{\text{net}}(t)$ 可用式(33)

表示。

$$\begin{cases} f_{\text{net}}(t) = \max(P_{\text{need}}(t) - P_{\text{supply}}(t), 0) p_{\text{el},\text{tup}}(t) + \min(P_{\text{need}}(t) - P_{\text{supply}}(t), 0) p_{\text{el},\text{tbp}}(t) \\ P_{\text{need}}(t) = P_{\text{el},\text{dr}}(t) - P_{\text{EL}}(t) \\ P_{\text{supply}}(t) = \sum_{k=1}^{n_{\text{wind}}} P_{\text{wind},k}(t) + \sum_{k=1}^{n_{\text{PV}}} P_{\text{PV},k}(t) + P_{\text{GT}}(t) \end{cases} \quad (33)$$

式中: $P_{\text{wind},k}(t)$ 和 $P_{\text{PV},k}(t)$ —第 k 台风电机组和光伏机组并网发电的功率, kW; $p_{\text{el},\text{tup}}(t), p_{\text{el},\text{tbp}}(t)$ —上网电价 (Time-of-Use pricing, TUP) 和分时电价 (Time-Based Pricing, TBP); $n_{\text{wind}}, n_{\text{PV}}$ —风力涡轮机和光伏涡轮机的数量。

t 时刻从 EP 购买能源的成本 $f_b(t)$ 可用式(34)表示。

$$\begin{cases} f_b(t) = f_{\text{el},b}(t) + f_{\text{hl},b}(t) \\ f_{\text{el},b}(t) = P_{\text{supply}}(t) p_{\text{el},b}(t) \\ f_{\text{hl},b}(t) = (P_{\text{GT}}(t) + P_{\text{GB}}(t)) p_{\text{hl},b}(t) \end{cases} \quad (34)$$

3.2.2 约束条件

为保证 IES 不会跳过 IESO 直接与上级电网进行交易,将 IESO 的购售价格限定如式(35)和式(36)所示的约束条件。

$$\begin{cases} p_{el,tup}(t) < p_{el,s}(t) < p_{el,tbp}(t) \\ p_{el,tup}(t) < p_{el,b}(t) < p_{el,tbp}(t) \end{cases} \quad (35)$$

$$\begin{cases} p_{hl}^{\min}(t) < p_{hl,s}(t) < p_{hl}^{\max}(t) \\ p_{hl}^{\min}(t) < p_{hl,b}(t) < p_{hl}^{\max}(t) \end{cases} \quad (36)$$

同时, $p_{el,s}(t)$ 和 $p_{hl,s}(t)$ 也需符合均价约束条件,具体可以用式(37)表示。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T p_{el,s}(t) \leq T \cdot \bar{p}_{el}^{\max} \\ \sum_{t=1}^T p_{hl,s}(t) \leq T \cdot \bar{p}_{hl}^{\max} \end{cases} \quad (37)$$

3.3 负荷聚合商模型

3.3.1 目标函数

效用函数常被用来描述决策主体在不同选择或情境下的偏好和满意度的数学函数。LA 的目标函数为最大化消费者剩余,即用户的效用函数与能源成本之差,如式(38)~式(39)所示。

$$\max F_{LA} = \sum_{t=1}^T \left(\psi_{user}(t) - \left(P_{el,user}(t) D_{e,s}(t) + P_{hl,user}(t) D_{h,s}(t) \right) \right) \Delta t \quad (38)$$

$$\begin{aligned} \psi_{user}(t) = & v_e P_{el,user}(t) - \frac{a_e}{2} (P_{el,user}(t))^2 + \\ & v_h P_{hl,user}(t) - \frac{a_h}{2} (P_{hl,user}(t))^2 \end{aligned} \quad (39)$$

式中: $\psi_{user}(t)$ —用户效用函数; v_e, a_e 和 v_h, a_h —二次效用函数中用户对消费电、热能的偏好系数。

鉴于用户侧灵活性需求, LA 具有一定响应能力。其中,用户侧柔性负荷包括可平移电负荷 $P_{sel,user}(t)$, 可削减热负荷 $P_{chl,user}(t)$ 。

$$P_{el,user}(t) = P_{fel,user}(t) + P_{sel,user}(t) \quad (40)$$

$$P_{hl,user}(t) = P_{fhl,user}(t) - P_{chl,user}(t) \quad (41)$$

3.3.2 约束条件

$P_{sel,user}(t)$ 满足式(42)和式(43)所示的约束条件。

$$0 \leq P_{sel,user}(t) \leq P_{sel}^{\max}(t) \quad (42)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{sel,user}(t) \Delta t = W_{sel} \quad (43)$$

式中: W_{sel} —24 h 内可平移电负荷的总值, kW。

$P_{chl}(t)$ 满足的约束条件为:

$$0 \leq P_{chl,user}(t) \leq P_{chl}^{\max}(t) \quad (44)$$

4 多智能体 Stackelberg 博弈互动均衡

基于“电力生产—电网运营—终端用户”的电力供给与消费链逻辑^[29], 在能源交易过程中, 交易商的收益主要受聚合商用能需求与碳排放需求影响。为实现利益最大化, 交易商需要建立合理的定价机制。同时, 供应商设备出力情况和聚合商用能策略也会受到价格的影响。建立以交易商作为领导者, 供应商及聚合商作为跟随者的多主体 Stackelberg 博弈框架, 其中领导者交易商首先基于预测负荷与碳排放设定价格策略, 随后供应商与聚合商在该价格机制下分别做出响应, 以实现 IES 低碳经济调度, 博弈框架如图 5 所示。

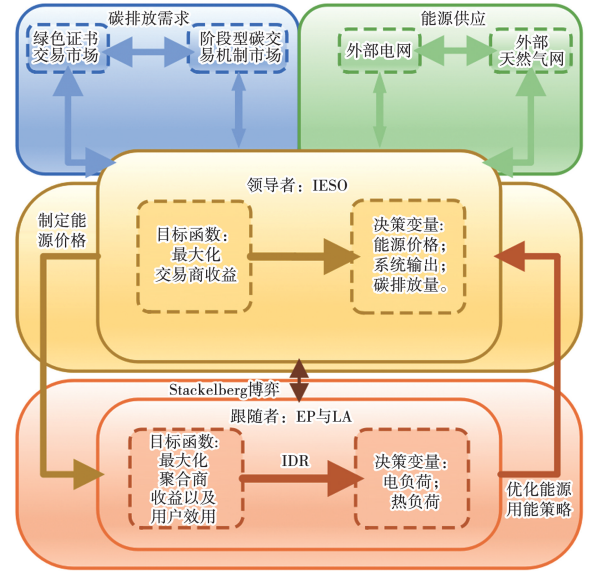


图 5 多主体 Stackelberg 博弈框架

Fig. 5 Multi-agent Stackelberg game framework

4.1 Stackelberg 博弈的基本要素

由于 3 个主体的收益情况具有保密性, 本研究构建了 Stackelberg 博弈模型, 并提出采用 NSGA-II-SQP 迭代求解方法。在此框架下, 交易商仅需公布售能价格信息, 便能保障自身与供应商、聚合商在决

策过程中的独立性,进而满足三方的隐私保护诉求,切实防范信息泄露风险。在时间序列的维度上,3个主体遵循特定的决策顺序展开决策活动,且各主体的决策过程相互影响、彼此关联。因此,该主从博弈模型可以用以下元组表述:

$$\phi = \left\{ N; (IESO \cup EP \cup LA); \rho_{IESO}; \left\{ \delta_{EP}, \delta_{LA} \right\}; F_{IESO}; \left\{ F_{EP}, F_{LA} \right\} \right\} \quad (45)$$

元组模型包含参与者、策略集以及支付函数3要素。 N 为博弈主体数,取值3;参与者为 IESO 与 EP 以及 LA;IESO 策略集是一天内购售能价,表示为向量 $\rho_{IESO} = (p_{el,s}(t), p_{hl,s}(t), f_{el,b}(t), f_{hl,b}(t))$; EP 策略集是 GT 和 GB 的输出功率,其表示向量为 $\delta_{EP} = (P_{CHP}, P_{GB})$; LA 策略集是柔性负荷功率,可用向量 $\delta_{LA} = (P_{sel,user}(t), Q_{chl,user}(t))$ 表示; F_{IESO} 、 F_{EP} 与 F_{LA} 为 IESO、EP 和 LA 支付函数。

4.2 Stackelberg 博弈均衡解的存在唯一性分析

在本研究构建的 Stackelberg 博弈过程中,当 IESO 与 EP 及 LA 都不能通过改变自身策略来获取更大利益时,此时博弈均衡解存在且唯一。

设 $(\rho_{IESO}^*, \delta_{EP}^*, \delta_{LA}^*)$ 为本文研究的主从博弈均衡解,则需满足:

$$\begin{cases} F_{IESO}(\rho_{IESO}^*, \delta_{EP}^*, \delta_{LA}^*) \geq F_{IESO}(\rho_{IESO}, \delta_{EP}^*, \delta_{LA}^*) \\ F_{EP}(\rho_{IESO}^*, \delta_{EP}^*, \delta_{LA}^*) \geq F_{EP}(\rho_{IESO}^*, \delta_{EP}, \delta_{LA}^*) \\ F_{LA}(\rho_{IESO}^*, \delta_{EP}^*, \delta_{LA}^*) \geq F_{LA}(\rho_{IESO}^*, \delta_{EP}^*, \delta_{LA}) \end{cases} \quad (46)$$

4.3 求解流程

4.3.1 Stackelberg 求解

为了求解 Stackelberg 博弈的平衡解,提出了一种结合 NSGA-II-SQP 和 GUROBI 求解器的联合求解方法。领导者 (IESO) 采用 NSGA-II-SQP 算法进行优化。对于追随者,EP 以日收益最大化为目标,重点确定柔性用电负荷的最优分配和各耗能设备的输出状态;同时,LA 以最小化日能耗成本为目标,求解最优负荷响应量。使用 GUROBI 求解器对模型的下层进行求解。具体过程如图 6 所示。

4.3.2 NSGA-II-SQP 算法

NSGA-II-SQP 算法是针对快速非支配排序遗传算法和序列二次规划算法提出的一种融合算法。NSGA-II 的多目标优化特性可以确保算法在多个目标之间进行有效权衡,而 SQP 算法则通过精确的梯

度信息帮助快速收敛到局部最优解。两者结合后既能够维持出色的全局探索能力,又能在优化进程中更有效地处理约束条件,从而降低陷入局部最优解的风险。其算法流程如图 7 所示。

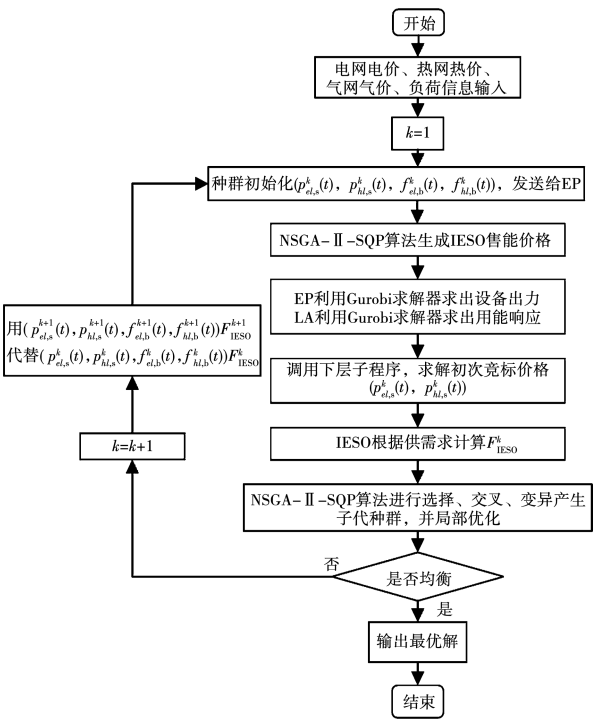


图 6 Stackelberg 博弈流程图

Fig. 6 Flowchart of Stackelberg game

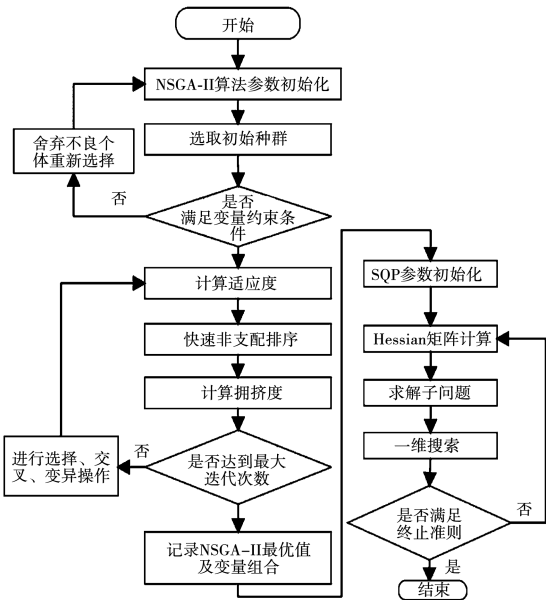


图 7 NSGA-II-SQP 算法流程图

Fig. 7 Flowchart of NSGA-II-SQP algorithm

5 案例研究分析

本研究以贵阳某园区为例,对所构建的电-热-氢耦合 IES 的运行策略进行仿真分析。风电、光伏、初始热、电负荷预测曲线如图 8 所示。

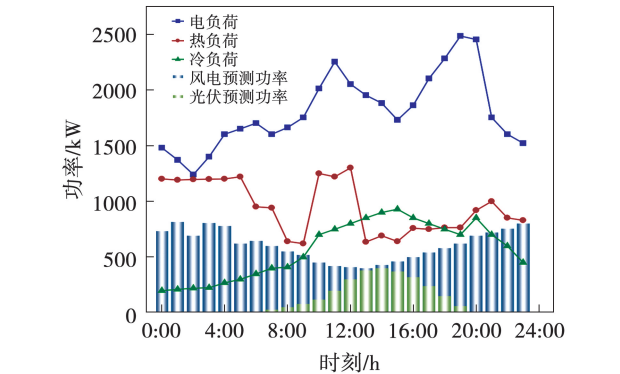


图 8 可再生能源发电量、电负荷、热负荷、冷负荷预测值

Fig.8 Forecast values of renewable energy power generation, electric load, heat load and cold load

数据基于园区能源管理系统及用户侧用能监测系统的历史监测数据,结合季节能效特性与典型日运行规律,筛选冬季典型日数据整理生成。分时电价如表 1 所示^[30]。

表 1 分时电价^[30]

Tab.1 Time-of-use tariff^[30]

时段/h	价格/(元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)
0:00 – 6:00	0.49
23:00 – 24:00	0.49
6:00 – 13:00	0.49
19:00 – 23:00	1.21
13:00 – 19:00	0.73

分时电价是 IESO 制定动态购售电价格策略的核心依据,直接影响多主体博弈中的收益分配与能源调度决策。上网电价为 IESO 与电网间的能源交换提供价格参照 0:00 – 24:00 的上网电价为 0.36 元/(kW·h)。IES 内部设备参数及用户相关系数如表 2 所示。

表 2 模型基本参数设置

Tab.2 Basic parameter settings of the model

参 数	取 值	参 数	取 值	参 数	取 值
ω_{get}	0.23	$\lambda_{\text{GT,e}}, \lambda_{\text{GT,h}}$	0.35、0.65	$p_{\text{hl,min}}, p_{\text{hl,max}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	0.15、0.5
a_1, b_1, c_1	36、-0.38、0.003 4	λ_{EL}	0.7	$\bar{p}_{\text{el,max}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	0.45
$\kappa_e, \kappa_h/(\text{kg} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	1.51、1.1	$P_{\text{EL}}^{\text{max}}/\text{kW}$	500	$\bar{p}_{\text{hl,max}}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	0.7
$\zeta/(\text{kg} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{h}^{-1})$	0.252	η_{MR}	0.6	v_e	1.5
$\theta/(\text{元} \cdot \text{kg}^{-1})$	0.252	$P_{\text{H}_2, \text{MR}}^{\text{max}}/\text{kW}$	400	a_e	1.1
l	[0, 20]	$\eta_{\text{HFC,e}}, \eta_{\text{HFC,h}}$	0.45、0.55	v_h	0.000 9
λ_{WHB}	0.9	$P_{\text{H}_2, \text{HFC}}^{\text{max}}$	250	a_h	0.0011

表中符号对应名称均在前文公式推导中已提及,以简化表格表述同时保持与前文模型的一致。假设可再生能源渗透率为 30%,选取冬季典型日进行仿真分析,重点研究能流运行及其交易过程。对于本研究提出的模型,在 MATLAB 环境下构建优化调度模型,通过调用 GUROBI 求解器进行求解。

为验证所提模型的有效性,设置以下 5 个场景,构建“基准场景-优化场景”的对比体系,验证 CET/GCT 机制,CHP 灵活输出、氢能利用、stackelberg 博弈四大核心模块对系统“经济性-低碳性-再生

能源消纳”的独立与协同作用,为模型有效性提供分层验证依据。具体场景设计如表 3 所示。

表 3 场景设置情况

Tab.3 Scene setup situation

场景	CET	GCT	传统 CHP	CHP 灵活输出	氢能 利用	Stackelberg 博弈
1	✓	×	✓	×	×	×
2	✓	×	×	✓	×	×
3	✓	✓	×	✓	×	×
4	✓	✓	×	✓	✓	×
5	✓	✓	×	✓	✓	✓

注:表中“✓”表示有,“×”表示没有。

5.1 不同优化算法对比分析

为验证本文所提 NSGA-Ⅱ-SQP 算法在 IES 优化调度中的有效性,选取 NSGA-Ⅱ、SQP、粒子群优化(PSO)、KKT 条件法 4 种常用优化算法,从 IESO 收益与收敛时间两个核心指标进行对比,不同算法的收敛值及收敛时间如表 4 所示。

表 4 不同优化算法收敛值及收敛时间

Tab. 4 Different optimization algorithm convergence values and convergence time

优化算法	IESO 收益/元	时间/s
NSGA-Ⅱ-SQP	29 773.4	13 553.4
NSGA-Ⅱ	28 589.3	17 643.2
SQP	27 544.9	1 684.5
PSO	26 364.3	5 892.7
KKT	27 719.4	294 686.2

分析表 4 可知,NSGA-Ⅱ算法全局搜索能力强,但局部收敛精度不足,面对 IES 中“能源转换效率

(如 CHP 热电比)”等强非线性约束时,易陷入局部最优。SQP 算法局部精度高,但依赖初始值,若初始解远离全局最优,易陷入局部最优,无法覆盖多主体博弈下的复杂解空间。粒子群算法虽然收敛速度更快,仍无法保证得到最优解。KKT 条件法需将下层转化为 KKT 条件嵌入上层,易因约束过多导致“维数灾难”。NSGA-Ⅱ-SQP 结合了 NSGA-Ⅱ的全局搜索高效性与 SQP 的局部快速收敛性,在保证多目标覆盖的同时,大幅缩短了求解时间,更适用于 IES 实时性要求较高的调度场景。NSGA-Ⅱ-SQP 能在多目标间找到更均衡的 Pareto 解,且精度更接近理论最优,验证了其在 IES 复杂非线性环境下的优势。

5.2 场景结果比较与分析

为量化验证不同机制对含氢 IES 经济成本、碳排放及可再生能源消纳的影响,基于表 3 设定的 5 类场景,从总成本、CET 成本、GCT 成本、IDR 补偿费用等 7 项核心指标展开对比,具体数据如表 5 所示。

表 5 不同场景下成本对比

Tab. 5 Cost comparison in different scenarios

场景	总成本/元	CET 成本/元	GCT 成本/元	IDR 补偿费用/元	碳排放量/t	WT 消纳率/%	PV 消纳率/%
1	1 2021.7	2 827.8	—	—	134.6	85.4	97.2
2	11 627.4	2 128.1	—	—	128.1	86.2	98.1
3	11 384.0	1 572.2	-2 212.6	—	116.3	89.6	98.7
4	10 323.1	1 210.5	-2 833.2	—	106.9	95.3	98.7
5	10 562.9	1 210.5	-2 833.2	130.7	101.6	95.3	98.7

注:表中“—”为无数值。

由表 5 可知,对比场景 1 和场景 2,场景 2 的总成本比场景 1 低 394.3 元,场景 2 的 CET 成本也低于场景 1。在采用 CHP 灵活输出模型更能提高系统的经济效率。场景 2 的碳排放量低于场景 1。场景 2 中 WT 消纳率比场景 1 高 0.8%,PV 的消费率比场景 1 高 0.9%。CHP 灵活输出模型同时也有助于减少碳排放,实现更好的环境效益。

由表 5 可知,对比场景 2 和场景 3,场景 3 的总成本比场景 2 低 243.4 元。增加 CET-GCT 进一步提高了系统的经济效率,GCT 带来收益,降低了 CET 成本。场景 3 中碳排放量与消费率的差异表明,加入 CET-GCT 可以进一步减少碳排放,提高可再生能源的吸收率。

对比场景 3 和场景 4,场景 4 的总成本比场景 3

低 1 060.9 元。在 CET-GCT 和热电联产柔性输出模型的基础上,增加氢能利用模型进一步提高了经济效率,GCT 收益增加。在碳排放和吸收率方面,加入氢能利用模型可以进一步降低碳排放。进一步分析可知,相较于场景 1,场景 4 碳排放量降低幅度达 4.22%,总成本降低了 1.92%,充分验证了 CHP 热电灵活输出对机组调节灵活性的提升作用,以及氢能多级利用对可再生能源波动的平抑效果,即二者协同优化能源转换路径,减少化石能源消耗,最终实现系统低碳性与经济性的双重提升。

场景 4 与场景 5 的经济性比较,场景 5 的总成本比场景 4 高 239.8 元。在 LA 端引入 Stackelberg 博弈和 IDR 后,尽管其他成本结构未发生变化,但由于新增了需求响应补偿成本,系统总成本有所上

升。引入 Stackelberg 博弈和需求响应后,尽管新增的补偿成本导致总成本增加,但在不影响 WT 和 PV 消纳率的同时,仍有助于减少碳排放。

5.3 考虑 Stackelberg 博弈的场景优化设置

为明确 Stackelberg 博弈机制对 IES 内多主体利益分配的具体影响,进一步验证博弈模型在保障三方收益均衡中的有效性,本节重点对比场景 4 与场景 5 下各主体的核心收益数据,具体结果如表 6 所示;同时,通过各主体收益随迭代次数的变化曲线如图 9 所示,直观呈现博弈过程的收敛特性,验证均衡状态的稳定性。

表 6 各主体收入
Tab.6 Income of each agent

场景	IESO 收益/元	EP 收益/元	LA 消费者剩余/元
4	26 392.5	24 922.3	34 285.9
5	29 773.4	25 498.8	36 449.3

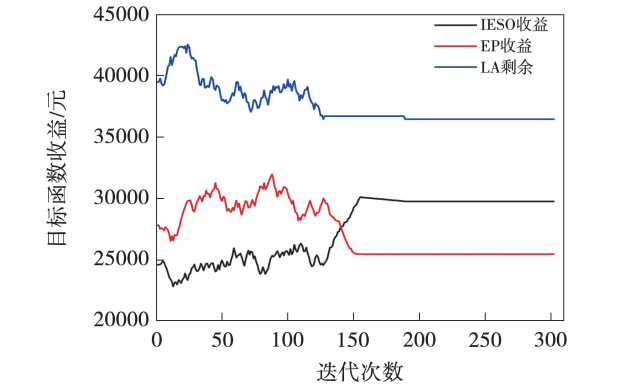


图 9 Stackelberg 均衡收敛
Fig.9 Convergence of Stackelberg equilibrium

图 9 的收敛曲线是场景 5 中 Stackelberg 博弈的迭代过程,用于验证均衡解的稳定性,而收益增长的对比基准是场景 4 的数据,二者相互印证博弈机制的有效性。由图 9 可知,各主体收益曲线经过 182 次迭代后趋于稳定,博弈达到均衡后,各主体无法通过单独调整策略获得更高的收益,有效验证了博弈均衡的存在。对比场景 4 和场景 5 可以看出,在场景 5 中,IESO 和 EP 的收益分别增长了 12.81% 和 2.31%,LA 的消费者剩余增长了 6.31%。这是由于在 Stackelberg 博弈框架下,作为领导者的 IESO 率先决定售能价格,并依据跟随者 EP 和 LA 的反馈

信息,动态调整定价策略,进而实现自身收益最大化。EP 在获取 IESO 的价格信息后,通过优化设备输出功率,提升自身经济收益;同样 LA 在接收价格信号后,合理调整用能策略,有效增加消费者剩余。

综上,在引入 Stackelberg 博弈框架后,IESO 的收入有了明显提升,EP 的收入和 LA 的消费者剩余也有了小幅提升。这表明该模型充分利用了 Stackelberg 博弈中信息交互性和保密性的优势。调度结果既实现了经济效益和环境效益的协同优化,又进一步增强了消费者剩余,验证了 Stackelberg 博弈框架在综合能源系统调度中的必要性和有效性。

5.3.1 IESO 动态能源销售价格结果分析

博弈均衡后 IESO 的动态能源购销价格策略如图 10 ~ 图 11 所示。

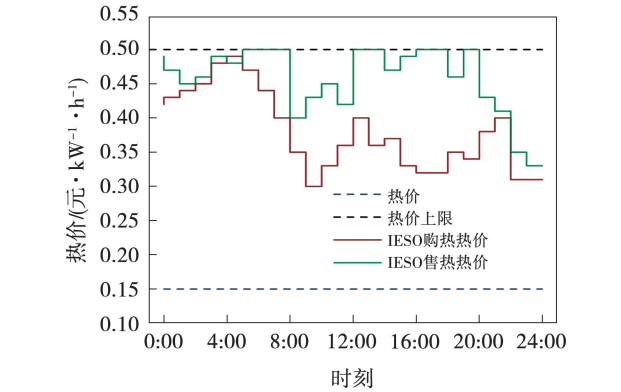


图 10 IESO 动态购热和售热价格
Fig.10 IESO dynamic heat purchase and sale prices

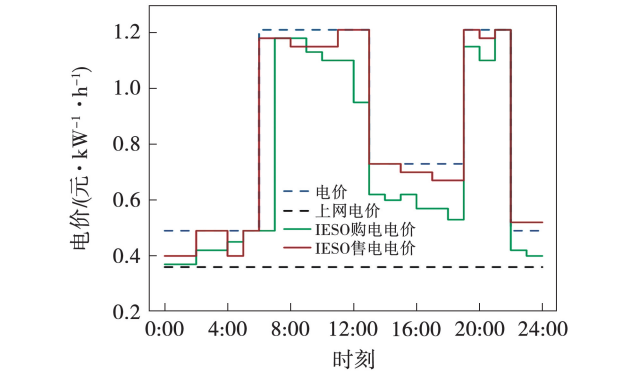


图 11 IESO 动态购电和售电价格
Fig.11 IESO dynamic electricity purchase and sale prices

IESO 在电网分时电价和上网电价波动范围内制定价格策略,为 EP 和 LA 用户提供更好的价格。IESO 售电价格的波动趋势与电网分时电价的波动趋势相似;而购电价格则与负荷变化有关。高峰时

段 10:00 – 12:00 和 19:00 – 21:00,以激励 EP 发电,减少从电网购买的电量,从而提高收益。同样,IESO 卖热价格的波动趋势也与热需求的变化有关。在热需求相对较高的 5:00 – 8:00、12:00 – 14:00 时段,价格会及时、准时调整。

5.3.2 优化调度结果分析

以本文场景 5 为例,该场景下最优调度结果如图 12 – 图 15 所示。

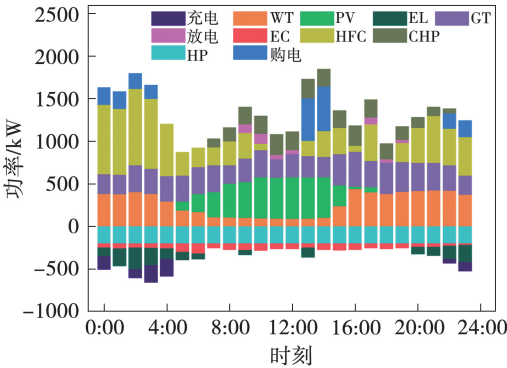


图 12 电力能源调度
Fig. 12 Power energy scheduling

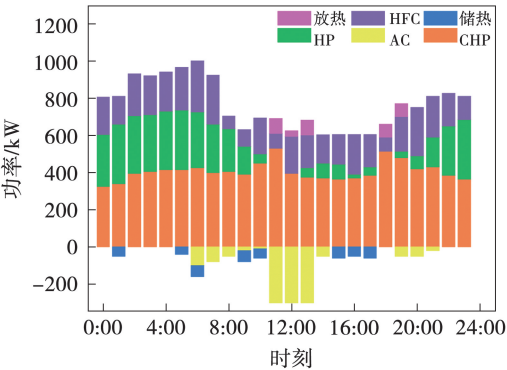


图 13 热能调度
Fig. 13 Thermal energy scheduling

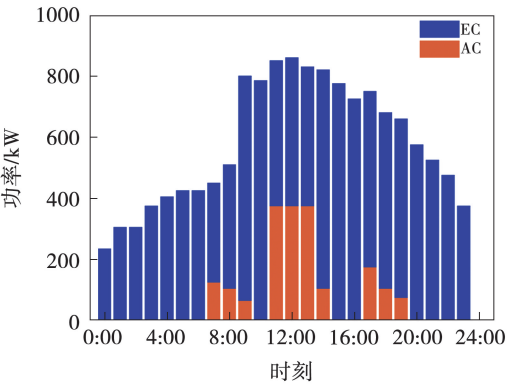


图 14 冷能调度
Fig. 14 Cold energy scheduling

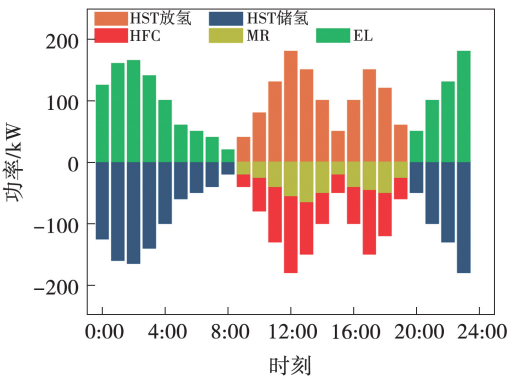


图 15 氢能平衡
Fig. 15 Hydrogen energy balance

通过对柔性用电负荷的调整,缓解了系统的供电压力。同时,阶梯式碳交易机制的实施,促进了系统的内部监管,充分发挥了 IES 在能源转换和利用方面的优势。

由图 12 可知,从 23:00 至次日 6:00,WT 和 PV 发电量显著增加,这对 EP 的电力平衡产生了重要影响。在此期间,由于电力供应充足,电解氢系统的运行功率大幅提升,将过剩的可再生电力高效转化为氢气并储存起来。这一过程充分利用了低价的谷段电力,有效降低了能耗成本。同时,燃气轮机等传统发电设备的输出功率相应降低,从而减少了对常规能源的依赖。电解氢系统对过剩电力的高效转化,极大缓解了电网在谷段的消纳压力,而储存的氢能也为后续的能源利用提供了灵活支撑。在该模式下,所有设备协同运行,优先消纳可再生能源,不仅保障了电力平衡,还显著提高了系统对清洁能源的利用率,优化了能源结构,有效促进了多能互补的供需平衡,进一步提升了能源系统电力平衡的经济性与可靠性。

从热电平衡关系来看,在图 13 所示的系统中,为了满足热电需求,EP 优先采用 HFC 和余热回收进行供热。当供热不足时,GB 开启运行,达到供需平衡。热负荷高峰期,由氢燃料电池和余热回收装置满负荷运行供,燃气锅炉根据实际需求按需投运补充供热。10:00 – 20:00 期间,局部电负荷高、热负荷低时,燃气轮机加大输出功率。此时热负荷主要由 WHB 和 GB 承担,HFC 的输出功率相应降低。通过各设备之间的协调调整,系统能够高效、经济地满足不同负荷场景下的热负荷要求,保持热功率的

平衡状态,实现多能互补的优化运行;保证了各种工况下供热资源的合理配置,提高了能源利用效率,实现了更好的热电平衡,使 IES 运行更加稳定高效。

综上,在加入氢能利用模型后,借助 EL、HFC 及储氢罐可提升风光消纳水平,具体体现为:风光出力较高时,通过 EL 电解制氢完成消纳;风光出力较低时,借助 HFC 消耗氢能发电或制热以满足负荷需求。此外,MR 在调度周期内的出力呈现时段性协同特征:在风光出力高峰且电解制氢充足的时段,MR 出力在较高水平,充分利用富余氢能 与捕集的 CO₂ 合成甲烷;而在风光出力低谷 HFC 需消耗氢能补能的时段,MR 出力减少,匹配氢能 在“发电/制热”与“甲烷合成”间的动态分配。此外,引入氢能利用模型在提升风电消纳能力的同时,还能增加 GCT 收益并减少碳排放,进而增强 HIES 的经济性与低碳性。

5.3.3 IDR 结果分析

图 16 和图 17 分别为 IDR 前后的 LA 电负荷和热负荷。

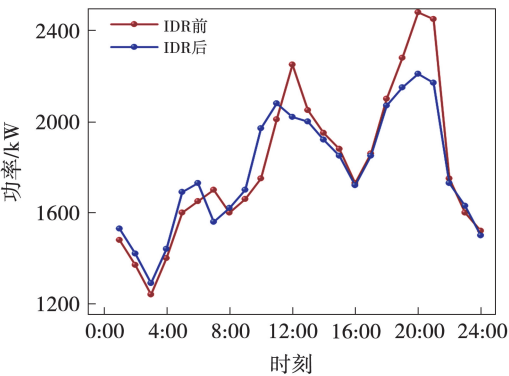


图 16 IDR 前后的 LA 电负荷

Fig. 16 LA electrical load before and after IDR

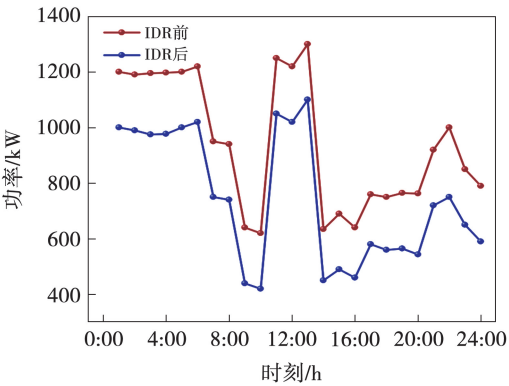


图 17 IDR 前后的 LA 热负荷

Fig. 17 LA thermal load before and after IDR

由图 16 ~ 图 17 可知,用户侧的电负荷和热负荷通过转移或减少的方式实现负荷曲线的平滑优化,且各曲线的平滑程度存在差异。引入 IDR 政策后,LA 可以根据不同能源的分时电价动态调整能耗水平。IESO 将 LA 负荷减少的变化转化为回报的激励补贴。这种激励机制鼓励 LA 更积极地参与能源调节,有效地促进了负荷从高峰时段向非高峰时段的转移。

IDR 后的用电负荷曲线呈现出“削峰填谷”的特征。响应前,电力负荷在电价相对较高的 11:00 ~ 12:00 和 18:00 ~ 22:00 时段达到两个峰值。用户侧优化后,响应后高电价时段用电负荷高峰负荷明显下降,负荷转入 00:00 ~ 08:00、23:00 ~ 24:00 低价低谷阶段。有效抑制了用电负荷曲线的波动。

响应前,热负荷在多个时段保持在相对较高的水平。响应后,热负荷整体呈现下降趋势。在 14:00 ~ 16:00 这一热需求相对较低的时段,考虑到用户的用能舒适度,热负荷的减小幅度相对较小。充分体现了在保证用户用能体验的前提下进行优化调整的特点。

5.4 GCT-CET 的敏感性分析

作为经济性指标的核心参数,可再生能源配额系数的变化会直接作用于系统的整体运行状况。以场景 4 为基准框架,探究不同配额系数对 GCT 成本的差异化作用,通过梯度设置多组具有显著差异的配额系数样本,构建了多维度影响的分析模型,其结果如图 18 所示。

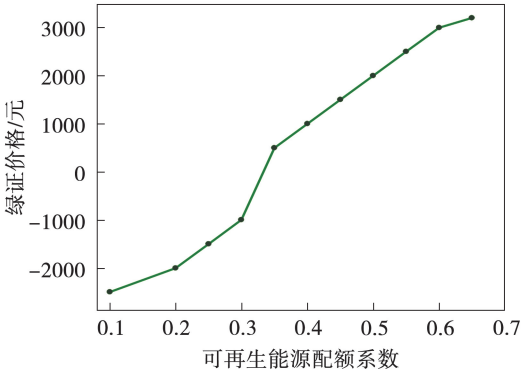


图 18 不同配额系数下绿色证书价格变化

Fig. 18 Changes in green certificate prices under different quota coefficients

由图 18 可知,可再生能源配额系数与 GCT-CET 的收益成本特性之间存在明确的阈值特征。当配额系数小于 0.33 时,GCT-CET 机制能够通过绿色证书的市场交易产生正向收益。当配额系数大于 0.33 时,绿色证书的收益特性完全消失并呈现出净成本特征,此时系统需承担因配额要求提升而产生的额外成本,导致系统总成本呈现阶梯式上升趋势。过大的配额系数会显著削弱 GCT-CET 机制的经济性能,具体表现为收益空间压缩、成本刚性增加,进而降低系统整体的经济可行性。

6 结 论

本研究提出了考虑电热氢耦合的 HIES 低碳经济调度模型,并使用 Stackelberg 博弈去描述多主体之间交互信息关系,求解其均衡交互策略,实现多实体的分布式协同优化运行。通过案例研究验证了所提方法的有效性,得出以下结论:

(1) GCT-CET 机制实现 HIES 总运行成本的降低同时,减少 HIES 的碳排放,同时,增强可再生能源的消纳水平。与单一机制相比,GCT-CET 机制的联合运行可以进一步提高经济与环境双重效益。

(2) 考虑 CHP 热电灵活输出以及考虑氢能利用精细化建模,采用该模型比原模型的碳排放量降低了 4.22%,同时总成本降低了 1.92%。这表明精细化建模能够充分挖掘热电联产机组与氢能利用的潜力,实现能源利用效率与低碳排放的协同提升。

(3) 引入 Stackelberg 博弈模型后,IESO 作为领导者,EP 和 LA 在价格信号的引导下作为追随者。实际数据表明,这一机制导致 ESO 收入增长 12.81%,EP 收入增长 2.31%,LA 消费者剩余增长 6.31%。在保证信息安全保密的基础上,博弈模型更好促进了三方协同调度优化流程,增强了 IES 运行的灵活性和稳定性。

随着能源市场互动竞争的日趋激烈,本文提出的 Stackelberg 博弈模型可以为市场参与者和政府决策者提供有价值的参考信息,具有重要的实用性和指导意义。采用动态博弈模型分析多领导者与多追随者之间的均衡策略更符合实际情况,这也将是未来研究的重要方向。

参考文献:

[1] WMO《2023 年全球气候状况》报告速览 [N]. 中国气象报, 2024-03-26(004).
Summary of WMO's "state of the global climate in 2023" report [N]. China Meteorological News, 2024-03-26(004).

[2] 《中国气候变化蓝皮书(2024)》发布 [J]. 节能与环保, 2024(7):1.
Release of "blue book on climate change in China 2024" [J]. Energy Conservation & Environmental Protection, 2024(7):1.

[3] 习近平. 在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话 [N]. 人民日报, 2020-09-23(003).
XI Jinping. Speech at the general debate of the 75th session of the United Nations general assembly [N]. People's Daily, 2020-09-23(003).

[4] 舟 丹. 全球能源结构加快调整 [J]. 中外能源, 2025, 30(2):108.
ZHOU Dan. The global energy structure is accelerating its adjustment [J]. Sino-Foreign Energy, 2025, 30(2):108.

[5] 陈艺华, 张 炜, 张成刚, 等. 新型电力系统中促进新能源消纳的电力现货市场交易机制研究 [J]. 智慧电力, 2022, 50(2): 97-104.
CHEN Yihua, ZHANG Wei, ZHANG Chenggang, et al. Electricity spot market trading mechanism for promoting renewable energy integration in new power system [J]. Smart Power, 2022, 50(2): 97-104.

[6] 国家发展改革委等部门关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见 [J]. 中国产经, 2025(6):13-15.
Opinions of the national development and reform commission and other departments on promoting the high-quality development of the renewable energy green power certificate market [J]. China Industry & Economy, 2025(6):13-15.

[7] 董九舟, 郭鸿业, 姜 涛, 等. 新型电力系统的电碳耦合交易研究 [J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(15):5752-5770.
DONG Jiuzhou, GUO Hongye, JIANG Tao, et al. Research on electricity-carbon coupling trading in the new power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(15):5752-5770.

[8] 邱 彬, 刘亿申, 王 凯, 等. 计及动态碳因子与绿证-碳交易的社区综合能源系统供需主从博弈优化 [J/OL]. 发电技术, 1-13 [2025-07-28]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/33.1405.TK.20250722.1517.004.html>.
QIU Bin, LIU Yishen, WANG Kai, et al. Optimization of supply-demand side stackelberg game in community integrated energy systems considering dynamic carbon emission factors and green certificate-carbon trading [J/OL]. Power Generation Technology, 1-13 [2025-07-28]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/33.1405>.

TK. 20250722. 1517. 004. html.

[9] 刘晓军,熊 健,王艺博,等. 考虑不确定变量变分模式分解及绿证-碳联合交易的综合能源系统经济优化调度[J]. 电工技术学报,2025,40(13):4276-4291.

LIU Xiaojun,XIONG Jian,WANG Yibo,et al. Economic optimization of integrated energy system scheduleng considering uncertainty variables variational mode decomposition and green certificate-carbon joint trading[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2025,40(13):4276-4291.

[10] 孟宇翔,马 刚,李 豪,等. 基于绿证-阶梯式碳交易交互的源荷互补调度优化[J]. 中国电力,2023,56(9):149-156.

MENG Yuxiang,MA Gang,LI Hao,et al. Optimal scheduling of source-load complementation based on green certificate-step carbon trading interaction[J]. Electric Power,2023,56(9):149-156.

[11] 周益民,杨 博,胡袁炜骥,等. 考虑绿证-碳交易的多能互补综合能源系统电-热-气协同低碳优化调度[J]. 电网技术,2025,49(6):2428-2435.

ZHOU Yimin,YANG Bo,HU Yuanweiji,et al. Electricity-heat-gas collaborative low-carbon optimal dispatch of multi-energy complementary integrated energy system considering green certificate and carbon emission trading[J]. Power System Technology,2025,49(6):2428-2435.

[12] 陈佳明,许珈玮,田秀君. 热电联产机组碳排放关联影响及经济性分析[J/OL]. 化工进展,1-14[2025-07-28]. <https://doi.org/10.16085/j.issn.1000-6613.2025-0383>.

CHEN Jiaming,XU Jiawei,TIAN Xiujun. Impact analysis of carbon emissions and economic performance in combined heat and power units[J/OL]. Chemical Industry and Engineering Progress,1-14[2025-07-28]. <https://doi.org/10.16085/j.issn.1000-6613.2025-0383>.

[13] 孙中辉,相恒熙,张忠君. 智慧能源系统在热电联合优化中的应用[J]. 石化技术,2025,32(7):382-383.

SUN Zhonghui,XIANG Hengxi,ZHANG Zhongjun. Application of smart energy systems in the optimal integration of heat and power[J]. Petrochemical Industry Technology,2025,32(7):382-383.

[14] 王 玮,王子欣,孔德安,等. 灵活性驱动下的热电联产机组多目标协同控制策略[J]. 动力工程学报,2024,44(12):1907-1915.

WANG Wei,WANG Zixin,KONG Dean,et al. Flexibility-driven multi-objective cooperative control strategy for combined heat and power units[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering,2024,44(12):1907-1915.

[15] YANG L J,GAO Y J,ZHANG P,et al. Two-stage low-carbon economic dispatch of an integrated energy system considering flexible decoupling of electricity and heat on sides of source and load[J]. Sustainable Energy,Grids and Networks,2024,40:101552.

[16] 李亚莎,张永薇,陈俊璋,等. 计及氢能高效利用和热电灵活输出的综合能源系统源荷灵活运行策略[J]. 广东电力,2024,37(4):49-61.

LI Yasha,ZHANG Yongheng,CHEN Junzhang,et al. Flexible operation strategy for source and load of integrated energy system considering efficient utilization of hydrogen energy and flexible thermal and electric output[J]. Guangdong Electric Power,2024,37(4):49-61.

[17] 向恩民,高红均,刘 畅,等. 基于供需双侧博弈互动的园区多能运营商能源交易优化决策[J]. 中国电机工程学报,2021,41(8):2744-2757.

XIANG Enmin,GAO Hongjun,LIU Chang,et al. Optimal decision of energy trading for community multi-energy operator based on game interaction with supply and demand sides[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(8):2744-2757.

[18] 邱草非,何 超,骆 钊,等. 考虑新能源消纳及需求响应不确定性的配电网主从博弈经济调度[J]. 电力自动化设备,2021,41(6):66-74.

QIU Gefei,HE Chao,LUO Zhao,et al. Economic dispatch of Stackelberg game in distribution network considering new energy consumption and uncertainty of demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(6):66-74.

[19] TAVAKKOLI M,FATTAHEIAN-DEHKORDI S,KASMAEI M P,et al. Bonus-based demand response using Stackelberg game approach for residential end-users equipped with HVAC system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2020,12(1):234-249.

[20] 侯健敏,丁苏云,余威杰,等. 包含多投资主体的综合能源系统容量配置[J]. 南京信息工程大学学报(自然科学版),2023,15(6):703-711.

HOU Jianmin,DING Suyun,YU Weijie,et al. Capacity allocation of integrated energy system involving multiple investors[J]. Journal of Nanjing University of Information Science & Technology (Natural Science Edition),2023,15(6):703-711.

[21] LIU X O. Strategy research on variable load carbon price and demand response of integrated energy system based on Stackelberg game and cooperative game[J]. Energy,2025,328:136579.

[22] ZHANG Y,ZHAO H R,LI B K,et al. Research on dynamic pricing and operation optimization strategy of integrated energy system based on Stackelberg game[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2022,143:108446.

[23] 邓淑斌,李 嵘,梁志飞,等. 考虑碳交易和绿证交易的配电网优化运行策略[J]. 电力建设,2023,44(10):149-156.

DENG Shubin,LI Rong,LIANG Zhifei,et al. The optimal opera-

tion strategy of distribution network considering carbon trading and green certificate trading mechanisms[J]. Electric Power Construction,2023,44(10):149–156.

[24] 骆 钊,秦景辉,梁俊宇,等. 含绿色证书跨链交易的综合能源系统运行优化[J]. 电网技术,2021,45(4):1311–1320.

LUO Zhao,QIN Jinghui,LIANG Junyu,et al. Operation optimization of integrated energy system with green certificate cross-chain transaction [J]. Power System Technology, 2021, 45 (4) : 1311 – 1320.

[25] WANG H,ZHAO X,REN L,et al. An agent-based modeling approach for analyzing the influence of market participants’ strategic behavior on green certificate trading [J]. Energy, 2021, 218:119463.

[26] 孟宇翔,马 刚,李 豪,等. 基于绿证 – 阶梯式碳交易交互的源荷互补调度优化[J]. 中国电力,2023,56(9):149–156.

MENG Yuxiang,MA Gang,LI Hao,et al. Optimal scheduling of source-load complementation based on green certificate-step carbon trading interaction [J]. Electric Power, 2023, 56 (9) : 149 – 156.

[27] TING H,HOU G,YE L,et al. Hierarchical model predictive control approach for CHP unit toward flexible load services[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2025, 21 (6) : 1459 – 1468.

[28] LIU Q,GONG H,YANG N,et al. An evaluation method of wind power integration in power systems with flexible combined heat and power plant[J]. Energies,2019,12(21):4129.

[29] BOLSHEV V,YUFEREV L,VINOGRADOV A,et al. Single wire transmission methods;Justification of a single wire resonant power transmission system[J]. Energies,2023,16(13):5089.

[30] 袁坤龙,张少康,常 冉,等. 阶梯式碳交易机制下计及电 – 气 – 热综合能源系统需求响应优化运行[J]. 电气技术, 2024,25(1):8–16.

YUAN Kunlong,ZHANG Shaokang,CHANG Ran,et al. Optimal operation of demand response of electricity-gas-heat integrated energy system under the stepped carbon trading mechanism [J]. Electrical Engineering,2024,25(1):8–16.

(姜雪梅 编辑)

(上接第 161 页)

[14] DING X,LYU X,WENG Y. Fuel-adaptability analysis of intermediate-temperature-SOFC/gas turbine hybrid system with biomass gas [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2020, 143:022104.

[15] WANG X,LYU X,WENG Y. Performance analysis of a biogas-fueled SOFC/GT hybrid system integrated with anode-combustor exhaust gas recirculation loops[J]. Energy,2020,197:117213.

[16] WANG X,LYU X,WENG Y. Performance analysis of a biogas-fueled SOFC/GT hybrid system integrated with anode-combustor exhaust gas recirculation loops[J]. Energy,2020,197:117213.

[17] KURZKE J. Compressor and turbine maps for gas turbine performance computer programs-component map collection 2 [M]. Dachau,Germany:Joachim Kurzke,2004.

[18] ZHAO F,VIRKAR A V. Dependence of polarization in anode-supported solid oxide fuel cells on various cell parameters[J]. Journal of Power Sources,2005,141(1):79–95.

[19] 王 源,胡寿松. 基于自组织模糊 CMAC 网络的非线性系统鲁棒自适应跟踪控制 [J]. 自动化学报,2002,28(6):984–989.

WANG Yuan,HU Shousong. Robust adaptive tracking control for nonlinear systems based on self-organizing fuzzy CMAC neural networks[J]. Acta Automatica Sinica,2002,28(6):984–989.

[20] WU X,YANG Y,LI K,et al. Performance prediction of gasification-integrated solid oxide fuel cell and gas turbine cogeneration system based on PSO-BP neural network[J]. Renewable Energy, 2024,237:121711.

(王治红 编辑)