

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250140

面向 HCNG 多能耦合系统灵活性提升的分布鲁棒 低碳容量优化配置

杨冬锋¹, 张雨润¹, 姜涛², 张晓华³

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012;
2. 国网新疆送变电有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830000; 3. 国网吉林省延边供电公司, 吉林 延吉 133000)

摘要: 为解决源荷两侧出力不确定性导致综合能源系统(integrated energy system, IES)灵活性不足的问题, 构建了气-氢深度耦合的含混氢天然气综合能源系统(hydrogen enriched compressed natural gas, HCNG), 并提出一种考虑灵活性惩罚机制和阶梯碳交易机制的分布鲁棒容量优化配置策略。首先, 基于混氢天然气特性, 建立混氢天然气单元与燃气轮机、燃气锅炉、天然气管道协同优化的运行框架, 以挖掘氢能利用的潜力。其次, 为促进系统低碳化转型, 在碳交易市场内构建以能源用户和碳运营商为主体的阶梯碳交易机制, 以有效约束系统碳排放。最后, 通过概率分布量化源荷不确定性, 建立灵活性供需模型, 并构建分布鲁棒容量优化配置模型。通过基于 IEEE9 节点电力系统、7 节点天然气系统、6 节点热力系统构成的综合能源系统设置不同场景进行对比, 验证了该模型对综合能源系统低碳性、经济性和灵活性的影响。

关键词: 综合能源系统; 混氢天然气; 分布鲁棒; 灵活性惩罚; 阶梯碳交易

Distributionally robust low-carbon capacity optimization for improving the flexibility of HCNG multi-energy coupling system

YANG Dongfeng¹, ZHANG Yurun¹, JIANG Tao², ZHANG Xiaohua³

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control and New Green Power Technology of the Ministry of Education (Northeast University of Electric Power), Jilin 132012, China; 2. State Grid Xinjiang Power Transmission and Transformation Co., Ltd., Urumqi 830000, China; 3. State Grid Jilin Yanbian Electric Power Supply Company, Yanji 133000, China)

Abstract: To address the issue of insufficient flexibility in integrated energy systems (IES) caused by output uncertainties on both supply and demand sides, this paper constructs a hydrogen-enriched compressed natural gas (HCNG)-based IES with deep gas-hydrogen coupling, and proposes a distributionally robust capacity optimization strategy considering a flexibility penalty mechanism and a tiered carbon trading mechanism. First, based on the characteristics of HCNG, a cooperative optimization framework for HCNG units, gas turbines, gas boilers, and natural gas pipelines is established to fully exploit hydrogen utilization potential. Second, to facilitate low-carbon system transition, a tiered carbon trading mechanism, featuring energy users and carbon operators as the main participants, is constructed within the carbon trading market to effectively constrain system carbon emissions. Finally, by quantifying source-load uncertainties using probability distributions, a flexibility supply-demand model is established, and a distributionally robust capacity optimization model is developed. Through scenario-based comparisons in an IES consisting of the IEEE 9-bus power system, a 7-node natural gas system, and a 6-node thermal system, the proposed model's effectiveness in improving the low-carbon performance, economic efficiency, and flexibility of IES is validated.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB2404000).

Key words: integrated energy systems; hydrogen-enriched natural gas; distributionally robust; flexibility penalties; tiered carbon trading

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFB2404000)

0 引言

为实现“碳达峰、碳中和”目标，我国能源结构正逐步向清洁低碳、安全高效的体系转型，然而，随着新能源装机容量的不断扩大以及多元负荷的不确定性增加，系统的灵活性调节能力存在显著缺口。综合能源系统(integrated energy system, IES)通过协同多种异质能源，促进电能、氢能、气能和热能等多能互补融合，成为推动能源转型的重要途径。因此，如何合理优化设备容量配置，确保系统运行的经济性、灵活性和低碳性，成为当前亟需解决的关键问题^[1]。

随着电制氢和混氢天然气(hydrogen enriched compressed natural gas, HCNG)技术的成熟，氢能多元利用成为促进新能源消纳、减少碳排放的重要手段^[2-3]。目前，纯氢管网的投资建设成本较高，且氢气运输技术尚不完善。利用 HCNG 技术将氢气与天然气协同运输，可以实现氢气的远距离输送和大规模消纳^[4]。已有学者从氢脆现象^[5]、天然气管道泄漏风险^[6]和掺氢比等方面论证了 HCNG 技术的可行性^[7]。通过集成氢能与电、气、热等多种异质能源，构建含 HCNG 深度耦合的综合能源系统，协调源荷两侧资源，有效提升系统的灵活性和低碳性^[8]。文献[9]在传统电-氢耦合系统的基础上，构建氢能多元利用的电-氢能源系统容量优化配置模型，促进系统低碳运行。文献[10]构建以加氢站和掺氢系统为核心的储氢系统和氢能多元利用模式的运行框架，验证了氢能利用对系统经济性具有提升作用。文献[11]构建多能耦合系统低碳经济调度与电制氢-气网掺氢协同优化模型，显著提升了系统风电消纳能力。上述文献研究了气-氢深度耦合系统对整体的影响，证实了 HCNG 技术是提高综合能源系统经济性和低碳性的有效手段，但鲜有文献分析在 HCNG 系统下碳交易市场对系统低碳化的影响。

为实现“双碳”目标，促进系统低碳化转型，碳交易市场应运而生，相关学者对此展开了研究。文献[12]在考虑需求响应的基础上，提出一种基于碳交易的综合能源系统容量优化配置方法，提高了可再生能源电源的配置容量、减少微电网的碳排放。文献[13]提出考虑阶梯碳交易机制与可再生能源出力不确定性的鲁棒调度模型，从而提升了可再生能源利用率，并限制园区碳排放。文献[14]建立了掺氢燃气轮机、掺氢燃气锅炉及电转气的数学模型，并采用阶梯式碳交易策略以调控碳排放。上述文献探究阶梯碳交易机制与 HCNG 系统的协同作用，通过优化能源结构提升系统碳减排能力。然而，这些

文献主要聚焦于碳交易机制，未充分探讨碳交易与系统灵活性之间的交互关系。

高比例可再生能源并网给综合能源系统带来了显著的挑战，其间歇性和季节性波动使得系统灵活性问题愈发突出。文献[15]构建了电氢混合储能的分布鲁棒系统模型，以提升可再生能源消纳能力，从而提高 IES 的运行灵活性。文献[16]从供需能量平衡角度出发，构建了综合能源系统储能设备容量优化配置模型，通过优化储能设备容量来保障系统的灵活性。文献[17]考虑新能源不确定性对系统的影响，提出了一种考虑灵活性供需平衡约束的综合能源系统鲁棒优化调度策略。文献[18]构建了基于灵活供需平衡和数据驱动的分布鲁棒优化调度策略，提升可再生能源利用率。然而，现有文献缺乏对含混氢天然气系统灵活性供需关系的量化分析，并未深入探讨氢能综合利用对系统灵活性资源匹配的协同优化机制。

在上述研究基础上，本文基于低碳性、灵活性和经济性 3 个方面，针对源荷不确定性导致的综合能源系统灵活性供需不平衡问题展开分析。首先，构建 HCNG 子系统，并分析 P2G 与 HCNG 的运行机理，建立精细化数学模型，以提升可再生能源消纳能力。其次，在碳交易机制中引入碳配额剩余场景分析，通过动态碳价激励机制，有效引导用户碳减排行为。最后，通过引入概率分布对不确定性进行量化表征，并建立灵活性供需平衡评估框架，构建以成本最小为目标函数的分布鲁棒容量配置模型。该模型实现了能源系统的低碳转型与高效运行。

1 含 HCNG 的综合能源系统模型

本文构建含混氢天然气的综合能源系统框架结构如图 1 所示。该框架通过 HCNG 设备耦合架构，实现了电力、天然气、氢能与热力系统的多能流协同优化运行。

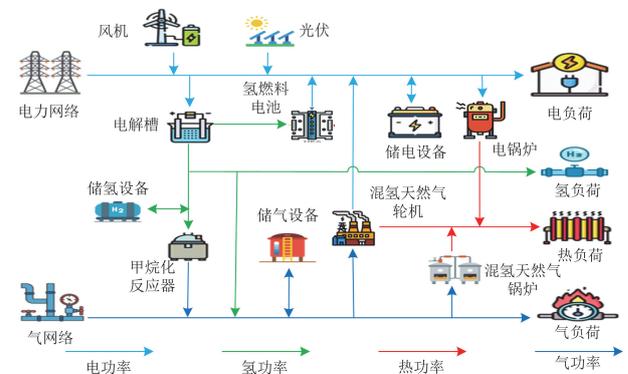


图 1 含 HCNG 的 IES 结构图

Fig. 1 Structure of IES containing HCNG coupling

1.1 混氢天然气设备模型

考虑氢能多元利用场景, 本文引入混氢天然气设备模型, 该模型比传统热电联产机组更清洁, 其工作模型为^[19]

$$\begin{cases} \kappa(t) = \frac{P_{\text{CHP}}^{\text{H}_2}(t)}{L_{\text{H}_2}} \Big/ (P_{\text{CHP}}^{\text{H}_2}(t)/L_{\text{H}_2} + P_{\text{CHP}}^{\text{CH}_4}(t)/L_{\text{CH}_4}) \\ L_{\text{mix}} = \kappa(t)L_{\text{H}_2} + [1 - \kappa(t)]L_{\text{CH}_4} \\ P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t) = L_{\text{mix}}(P_{\text{CHP}}^{\text{H}_2}(t)/L_{\text{H}_2} + P_{\text{CHP}}^{\text{CH}_4}(t)/L_{\text{CH}_4}) \\ P_{\text{CHP}}^{\text{e}}(t) = \eta_{\text{CHP}}^{\text{e}} P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t) \\ P_{\text{CHP}}^{\text{h}}(t) = \eta_{\text{CHP}}^{\text{h}} P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t) \\ P_{\text{CHP},\text{min}}^{\text{g}} \leq P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t) \leq P_{\text{CHP},\text{max}}^{\text{g}} \\ \Delta P_{\text{CHP},\text{min}}^{\text{g}} \leq P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t+1) - P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t) \leq \Delta P_{\text{CHP},\text{max}}^{\text{g}} \\ k_{\text{CHP},\text{min}} \leq P_{\text{CHP}}^{\text{h}}(t)/P_{\text{CHP}}^{\text{e}}(t) \leq k_{\text{CHP},\text{max}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\kappa(t)$ 为 t 时刻的混氢天然气掺氢比; $P_{\text{CHP}}^{\text{g}}(t)$ 、 $P_{\text{CHP}}^{\text{H}_2}(t)$ 、 $P_{\text{CHP}}^{\text{CH}_4}(t)$ 分别为 t 时刻输入混氢天然气机组的混氢天然气功率、氢功率和天然气功率; $P_{\text{CHP}}^{\text{e}}(t)$ 、 $P_{\text{CHP}}^{\text{h}}(t)$ 分别为 t 时刻混氢天然气机组输出的电功率和热功率; $\eta_{\text{CHP}}^{\text{e}}$ 、 $\eta_{\text{CHP}}^{\text{h}}$ 分别为混氢天然气机组中的混氢天然气功率转化为电功率和热功率的效率; $P_{\text{CHP},\text{max}}^{\text{g}}$ 、 $P_{\text{CHP},\text{min}}^{\text{g}}$ 分别为输入混氢天然气机组的天然气功率上、下限; $\Delta P_{\text{CHP},\text{max}}^{\text{g}}$ 、 $\Delta P_{\text{CHP},\text{min}}^{\text{g}}$ 分别为混氢天然气机组的爬坡率上、下限; $k_{\text{CHP},\text{max}}$ 、 $k_{\text{CHP},\text{min}}$ 分别为混氢天然气机组的热电比上、下限; L_{H_2} 、 L_{CH_4} 、 L_{mix} 分别为氢气、天然气和混氢天然气的低位热值。

混氢天然气锅炉通过燃烧混氢天然气产生热能, 其模型为

$$\begin{cases} P_{\text{GB}}^{\text{g}}(t) = L_{\text{mix}}(P_{\text{GB}}^{\text{H}_2}(t)/L_{\text{H}_2} + P_{\text{GB}}^{\text{CH}_4}(t)/L_{\text{CH}_4}) \\ P_{\text{GB}}^{\text{h}}(t) = n_{\text{GB}} P_{\text{GB}}^{\text{g}}(t) \\ \Delta P_{\text{GB},\text{min}}^{\text{g}} \leq P_{\text{GB}}^{\text{g}}(t+1) - P_{\text{GB}}^{\text{g}}(t) \leq \Delta P_{\text{GB},\text{max}}^{\text{g}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{\text{GB}}^{\text{h}}(t)$ 为 t 时刻混氢天然气锅炉的产热功率; $P_{\text{GB}}^{\text{g}}(t)$ 、 $P_{\text{GB}}^{\text{H}_2}(t)$ 、 $P_{\text{GB}}^{\text{CH}_4}(t)$ 分别为 t 时刻混氢天然气锅炉输入的混氢天然气功率、氢气功率和天然气功率; n_{GB} 为混氢天然气锅炉转化的热效率; $\Delta P_{\text{GB},\text{max}}^{\text{g}}$ 、 $\Delta P_{\text{GB},\text{min}}^{\text{g}}$ 分别为混氢天然气锅炉的爬坡率上、下限。

1.2 HCNG 单元

HCNG 单元将电解槽所得氢气与天然气混合形成混氢天然气。掺氢比定义为 HCNG 中的氢气混合比例, 掺氢比约束为^[20]

$$\begin{cases} 0 \leq \kappa(t) \leq 20\% \\ L_{\text{mix}} = \kappa(t)L_{\text{H}_2} + [1 - \kappa(t)]L_{\text{CH}_4} \end{cases} \quad (3)$$

天然气网络设备中所需混氢气流量的运行模型如式(4)^[21]所示。

$$q_{\text{GE}}^{\text{mix}}(t) = P_{\text{GE}}^{\text{mix}}(t)\Delta t/L_{\text{mix}} \quad (4)$$

式中: $q_{\text{GE}}^{\text{mix}}(t)$ 为 t 时刻天然气网络设备所需的混氢气流量; $P_{\text{GE}}^{\text{mix}}(t)$ 为 t 时刻天然气网络设备所输入的功率; Δt 为时间步长。

电转气设备数学模型采用两阶段通用数学模型, 可参考文献[18], 此处不再赘述。

2 考虑灵活性惩罚和阶梯碳交易约束的分布鲁棒优化模型

针对源荷不确定性问题, 本文构建了以灵活性惩罚机制和阶梯碳交易机制为约束的分布鲁棒优化模型。阶梯碳交易机制通过市场化手段激励系统碳减排, 同时需建立灵活性惩罚机制以保障在新能源并网下系统的灵活性资源供需平衡。联动的机制不仅优化系统的碳排放行为, 还提升了系统的运行灵活性和经济性。最后, 通过将碳排放趋势和灵活性需求与分布鲁棒优化模型相结合, 实现了系统的合理规划与优化配置。

2.1 灵活性供给和需求量化

系统中灵活性供给由混氢天然气设备和储能设备提供, 由于上调和下调的灵活性供给和需求模型比较类似, 因此进行统一建模, 如式(5)^[22]所示。

$$\begin{cases} F_{\text{GS}}^{\text{up}}(t) = \eta_{\text{GS}} \min(r_{\text{GS}}\Delta t, P_{\text{GS},\text{max}}^{\text{n}}(t) - P_{\text{GS}}^{\text{n}}(t)) \\ F_{\text{GS}}^{\text{down}}(t) = \eta_{\text{GS}} \min(r_{\text{GS}}\Delta t, P_{\text{GS}}^{\text{n}}(t) - P_{\text{GS},\text{min}}^{\text{n}}(t)) \\ F_{\text{GS}}^{\text{de}}(t) = \max(r_{\text{GS}}\Delta t, P_{\text{GS},\text{max}}^{\text{n}}(t) - P_{\text{GS}}^{\text{n}}(t)) \\ F_{\text{GS}}^{\text{dn}}(t) = \max(r_{\text{GS}}\Delta t, P_{\text{GS}}^{\text{n}}(t) - P_{\text{GS},\text{min}}^{\text{n}}(t)) \end{cases} \quad (5)$$

式中: $F_{\text{GS}}^{\text{up}}(t)$ 、 $F_{\text{GS}}^{\text{down}}(t)$ 分别为灵活性设备 t 时刻的上调和下调的灵活性供给; η_{GS} 为灵活性设备的转换效率; r_{GS} 为设备的爬坡率; $P_{\text{GS}}^{\text{n}}(t)$ 为灵活性设备 t 时刻的实际功率; $P_{\text{GS},\text{max}}^{\text{n}}(t)$ 、 $P_{\text{GS},\text{min}}^{\text{n}}(t)$ 分别为灵活性设备 t 时刻的功率上、下限; $F_{\text{GS}}^{\text{de}}(t)$ 、 $F_{\text{GS}}^{\text{dn}}(t)$ 分别为灵活性设备 t 时刻的上调和下调的灵活性需求。

$$\begin{cases} P_{\text{L}}^{\text{max}}(t) = (1 + \varepsilon_{\text{L}})P_{\text{L}}(t) \\ P_{\text{L}}^{\text{min}}(t) = (1 - \varepsilon_{\text{L}})P_{\text{L}}(t) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{\text{L}}^{\text{max}}(t)$ 、 $P_{\text{L}}^{\text{min}}(t)$ 分别为 t 时刻负荷波动的上、下限; $P_{\text{L}}(t)$ 为 t 时刻负荷的实际值; ε_{L} 为负荷的最大预测误差系数。

$$\begin{cases} F_{\text{L}}^{\text{up}}(t) = \max(0, P_{\text{L}}^{\text{max}}(t) - P_{\text{L}}(t)) \\ F_{\text{L}}^{\text{dn}}(t) = \max(0, P_{\text{L}}(t) - P_{\text{L}}^{\text{min}}(t)) \end{cases} \quad (7)$$

式中: $F_L^{\text{up}}(t)$ 和 $F_L^{\text{dn}}(t)$ 分别为 t 时刻负荷产生的上调和下调灵活性需求。

$$\begin{cases} P_{\text{WP}}^{\text{max}}(t) = (1 + \varepsilon_{\text{WP}})P_{\text{WP}}(t) \\ P_{\text{WP}}^{\text{min}}(t) = (1 - \varepsilon_{\text{WP}})P_{\text{WP}}(t) \\ F_{\text{WP}}^{\text{up}}(t) = \max(0, P_{\text{WP}}^{\text{max}}(t) - P_{\text{WP}}(t)) \\ F_{\text{WP}}^{\text{dn}}(t) = \max(0, P_{\text{WP}}(t) - P_{\text{WP}}^{\text{min}}(t)) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{\text{WP}}^{\text{max}}(t)$ 、 $P_{\text{WP}}^{\text{min}}(t)$ 分别为 t 时刻风光出力的上、下限; $P_{\text{WP}}(t)$ 为 t 时刻风光出力的实际值; $F_{\text{WP}}^{\text{up}}(t)$ 、 $F_{\text{WP}}^{\text{dn}}(t)$ 分别为 t 时刻风光产生的上调和下调的灵活性供给; ε_{WP} 为风光的最大预测误差系数。

2.2 灵活性缺额计算

为应对源-荷双侧不确定性,本文通过灵活性缺额计算量化系统灵活性供需关系,评估灵活性资源的配置优先级,实现系统灵活性资源优化配置。进一步结合分布鲁棒优化方法,显著提升了系统在恶劣场景下的灵活性储备能力。

$$\begin{cases} \Delta F_{\text{SU}}^{\text{de}}(t) = F_{\text{GS}}^{\text{up}}(t) + F_{\text{WP}}^{\text{up}}(t) - F_L^{\text{up}}(t) - F_{\text{GS}}^{\text{de}}(t) \\ \Delta F_{\text{SU}}^{\text{dn}}(t) = F_{\text{GS}}^{\text{down}}(t) + F_{\text{WP}}^{\text{dn}}(t) - F_L^{\text{dn}}(t) - F_{\text{GS}}^{\text{dn}}(t) \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\Delta F_{\text{SU}}^{\text{de}}(t)$ 和 $\Delta F_{\text{SU}}^{\text{dn}}(t)$ 分别为灵活性设备 t 时刻的上调和下调的灵活性裕度。

灵活性缺额定义为灵活性裕度取值为负,如式(10)所示。

$$\begin{cases} F_{\text{de}}^{\text{fc}}(t) = \begin{cases} \Delta F_{\text{SU}}^{\text{de}}(t) & \Delta F_{\text{SU}}^{\text{de}}(t) \leq 0 \\ 0 & \Delta F_{\text{SU}}^{\text{de}}(t) > 0 \end{cases} \\ F_{\text{dn}}^{\text{fc}}(t) = \begin{cases} \Delta F_{\text{SU}}^{\text{dn}}(t) & \Delta F_{\text{SU}}^{\text{dn}}(t) \leq 0 \\ 0 & \Delta F_{\text{SU}}^{\text{dn}}(t) > 0 \end{cases} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $F_{\text{de}}^{\text{fc}}(t)$ 、 $F_{\text{dn}}^{\text{fc}}(t)$ 分别为 t 时刻多能源耦合系统的上调和下调的灵活性缺额。

2.3 实际碳排放量计算

本文实际碳排放量是指能源用户产生的碳排放量,其中能源用户产生的实际碳排放量如式(11)所示。

$$E^t = \varepsilon_1(P_{\text{CHP}}^{\text{CH}_4}(t) + P_{\text{GB}}^{\text{CH}_4}(t)) + \varepsilon_2 P_{\text{buy}}^{\text{e}}(t) \quad (11)$$

式中: E^t 为能源用户产生的实际碳排放量; ε_1 为消耗单位天然气功率的碳排放率; ε_2 为向上级电网购电的碳排放率; $P_{\text{buy}}^{\text{e}}(t)$ 为向上级电网购电功率。

2.4 碳排放配额计算

采用基准线法来确定碳排放权的初始额度分配。具有碳排放权的机组为混氢 CHP 机组和混氢 GB 机组以及从上级电网购电的机组,上级电网购电主要来源于上游的燃煤发电厂。

$$E'_{\text{co}_2} = \lambda_{\text{CHP}}^{\text{p}} P_{\text{CHP}}^{\text{CH}_4}(t) + \lambda_{\text{GB}}^{\text{p}} P_{\text{GB}}^{\text{CH}_4}(t) + \lambda_{\text{buy}}^{\text{p}} P_{\text{buy}}^{\text{e}}(t) \quad (12)$$

式中: E'_{co_2} 为 t 时刻分配给系统的碳排放配额; $\lambda_{\text{CHP}}^{\text{p}}$ 为混氢天然气轮机组的碳排放权配额; $\lambda_{\text{GB}}^{\text{p}}$ 为混氢天然气锅炉转化的热效率; $\lambda_{\text{buy}}^{\text{p}}$ 为上级电网的碳排放权配额。

2.5 阶梯碳交易模型

由式(11)、式(12)计算出能源用户的实际碳排放量和碳排放配额后,在市场进行交易的碳排放权为两者之差,如式(13)所示^[23]。

$$E'_{\text{ij}} = E^t - E'_{\text{co}_2} \quad (13)$$

式中: E'_{ij} 为 t 时刻实际参与碳交易市场的碳排放权。

构建阶梯式碳交易机制,依据用户实际碳排放量与碳排放配额差值确定交易区间:差值为正时需购买碳排放权,为负时可出售剩余碳排放配额。

$$f'_{\text{co}_2} = \begin{cases} -\chi(2 + 3\delta)L + \chi(1 + 3\delta)(E'_{\text{ij}} + 2L), E'_{\text{ij}} \leq -2L \\ -\chi(1 + \delta)L + \chi(1 + 2\delta)(E'_{\text{ij}} + L), -2L < E'_{\text{ij}} \leq -L \\ \chi(1 + \delta)E'_{\text{ij}}, -L < E'_{\text{ij}} \leq 0 \\ \chi E'_{\text{ij}}, 0 < E'_{\text{ij}} \leq L \\ \chi L + \chi(1 + \theta)(E'_{\text{ij}} - L), L < E'_{\text{ij}} \leq 2L \\ \chi(2 + \theta)L + \chi(1 + 2\theta)(E'_{\text{ij}} - 2L), 2L < E'_{\text{ij}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: f'_{co_2} 为 t 时刻系统的阶梯碳交易成本; χ 为基价; L 为区间长度; θ 为价格增长率; δ 为补偿系数。

2.6 分布鲁棒优化模型

针对综合能源系统中源荷的不确定性问题,本文结合鲁棒优化理论和不确定性模型方法,构建鲁棒优化模型以实现不确定变量在不确定集内恶劣场景下的最优容量配置。分布鲁棒等效优化模型如式(15)所示。

$$\begin{aligned} & \min_{x,y} \{cx + \max_u \min_y p_k(by + au)\} \\ & \text{s.t.} \begin{cases} Ay \geq d \\ Ky = g \\ Fx + Gy \geq h \\ Ly + Yu = 0 \\ x \in S_x, y \in S_y \end{cases} \end{aligned} \quad (15)$$

式中: u 为不确定性变量,为综合能源系统的风光出力和多元负荷功率预测量; x 为第一阶段决策变量,为综合能源系统设备的 0/1 状态变量; y 为第二阶段决策变量,为综合能源系统设备的时序出力; A 、 K 、 F 、 G 、 L 、 Y 为对应约束下变量的系数矩阵; a 、 b 、 c 、 d 、 g 、 h 为常数列向量,其为约束条件的抽象形式; p_k 为迭代过程中的实际

概率分布; S_x 、 S_y 为决策变量集合。

$$\left\{ \begin{array}{l} \Omega = \{p_k | p_k \geq 0, k=1,2,3,\dots,K\} \\ \sum_{k=1}^K p_k = 1 \\ \sum_{k=1}^K |p_k - p_k^0| \leq \theta_1 \\ \max_{1 \leq k \leq K} |p_k - p_k^0| \leq \theta_\infty \end{array} \right. \quad (16)$$

式中: Ω 为场景概率集合; p_k^0 为初始场景概率分布值; θ_1 、 θ_∞ 分别为 1 和 ∞ 范数约束下的概率分布偏差限值; K 为削减后场景个数。

$$\left\{ \begin{array}{l} \Pr \left\{ \sum_{k=1}^K |p_k - p_k^0| \leq \theta_1 \right\} \geq 1 - 2Ke^{-\frac{2M\theta_1}{K}} \\ \Pr \left\{ \max_{1 \leq k \leq K} |p_k - p_k^0| \leq \theta_\infty \right\} \geq 1 - 2Ke^{-\frac{2M\theta_\infty}{K}} \end{array} \right. \quad (17)$$

式中: \Pr 为概率分布可行域; M 为历史数据样本个数。

令不确定性概率置信水平 α_1 和 α_∞ 分别等于

$$1 - 2Ke^{-\frac{2M\theta_1}{K}} \text{ 和 } 1 - 2Ke^{-\frac{2M\theta_\infty}{K}}, \text{ 则} \quad (18)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \theta_1 = \frac{K}{2M} \ln \frac{2K}{1 - \alpha_1} \\ \theta_\infty = \frac{1}{2M} \ln \frac{2K}{1 - \alpha_\infty} \end{array} \right.$$

2.7 C&CG 算法

本文采用 C&CG 算法求解分布鲁棒模型。当第一阶段变量和不确定性变量已知时, 内部 min 问题转化为线性确定性问题, 利用强对偶理论并引入辅助变量约束实现模型线性化求解^[24], 如式(19)所示。

$$\begin{array}{l} \max_{u \in p_k, \gamma, \nu, \lambda, \pi} \mathbf{d}^T \boldsymbol{\gamma} + (\mathbf{h} - \mathbf{E}x)^T \boldsymbol{\nu} + \mathbf{u}^T \boldsymbol{\pi} + \Delta \mathbf{u}^T \mathbf{B}' \\ \text{s.t.} \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{A}^T \boldsymbol{\gamma} + \mathbf{K}^T \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{G}^T \boldsymbol{\nu} + \mathbf{Y}^T \boldsymbol{\pi} \leq \mathbf{b}^T \\ \boldsymbol{\gamma} \geq 0, \boldsymbol{\lambda} \geq 0, \boldsymbol{\pi} \geq 0 \\ N(\mathbf{B} - 1) \leq \mathbf{B}' - \boldsymbol{\pi} \leq 0 \end{array} \right. \end{array} \quad (19)$$

式中: $\boldsymbol{\gamma}$ 、 $\boldsymbol{\nu}$ 、 $\boldsymbol{\lambda}$ 、 $\boldsymbol{\pi}$ 为约束式所对应的对偶变量; N 为足够大的正实数; \mathbf{B} 为连续辅助变量; \mathbf{B}' 为线性化辅助变量。

本文提出了一种综合考虑灵活性惩罚约束和阶梯碳交易约束的分布鲁棒优化综合能源系统模型, 分布鲁棒优化求解流程如图 2 所示。

3 含 HCNG 系统容量配置规划模型

本文构建了考虑灵活性惩罚机制和阶梯碳交易机制的分布鲁棒容量优化配置模型。该模型采用两阶段优化方法: 第一阶段用于求解综合能源系统设备的容量配置, 第二阶段以碳交易成本、购能成本、

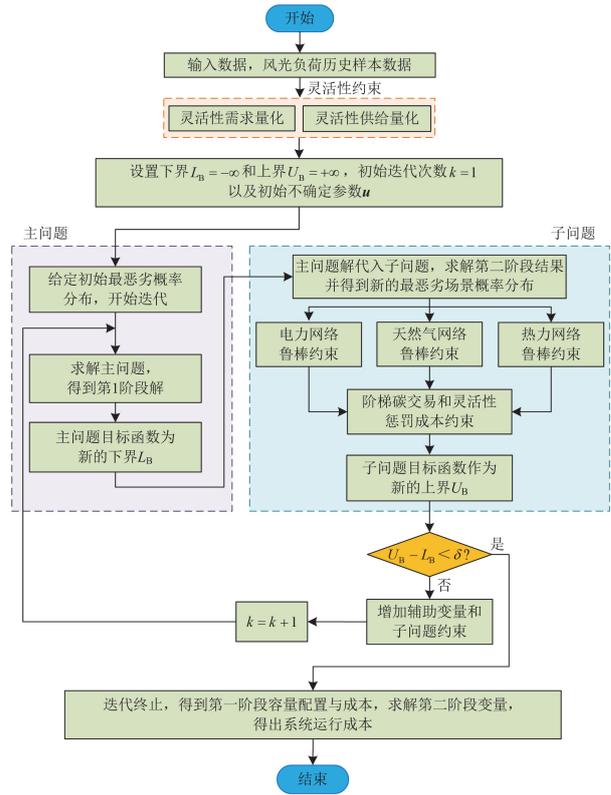


图 2 分布鲁棒模型求解流程图

Fig. 2 Flowchart of the distributed robust model solving process

灵活性惩罚成本、年运维成本和年投资建设成本为优化目标, 将最恶劣不确定性场景与含 HCNG 系统的容量配置规划模型作为约束条件, 求解系统运行成本。通过两阶段优化, 该模型在确保系统经济性的同时, 兼顾了低碳性和灵活性需求, 实现了综合能源系统的优化配置与高效运行。

3.1 目标函数

本文以含 HCNG 耦合的综合能源系统规划总成本 F 最小为目标, 目标函数为

$$F = C_{\text{int}} + C_{\text{ope}} + f'_{\text{co}_2} + f'_{\text{fe}} + C_{\text{buy}} \quad (20)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{int}} = \frac{\rho(1+\rho)^T}{(1+\rho)^T - 1} C_{\text{int}}^n P_{\text{GH,max}} + \frac{\rho(1+\rho)^{\tau_{\text{pv}}}}{(1+\rho)^{\tau_{\text{pv}}} - 1} C_{\text{PV,int}} P_{\text{PV,max}} + \\ \frac{\rho(1+\rho)^{\tau_{\text{wt}}}}{(1+\rho)^{\tau_{\text{wt}}} - 1} C_{\text{WT,int}} P_{\text{WT,max}} + \frac{\rho(1+\rho)^{\tau_{\text{bat}}}}{(1+\rho)^{\tau_{\text{bat}}} - 1} C_{\text{BAT,int}} P_{\text{BAT,max}} \\ C_{\text{ope}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{24} [c_{\text{pv}}^{\text{om}} P_{\text{pv}}^i(t) + c_{\text{wt}}^{\text{om}} P_{\text{wt}}^i(t) + c_{\text{bat}}^{\text{om}} P_{\text{bat}}^i(t) + c_{\text{GH}}^{\text{om}} P_{\text{GH}}^i(t)] \\ f'_{\text{fe}} = \sum_{t=1}^{24} K_{\text{fe}} (F_{\text{dc}}^{\text{fc}}(t) + F_{\text{dn}}^{\text{fc}}(t)) \\ C_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{24} [c_{\text{grid}}(t) P_{\text{buy}}^i(t) + c_{\text{gas}}(t) P_{\text{gas}}^i(t) - c_{\text{H}_2}(t) P_{\text{L}}^{\text{H}_2}(t)] \end{array} \right. \quad (21)$$

式中: C_{int} 为系统年投资建设成本; f'_{fe} 为灵活性惩

罚成本； C_{opc} 为系统年运维成本； C_{buy} 为购能成本； ρ 为折现率； τ 、 τ_{pv} 、 τ_{wt} 和 τ_{bat} 分别为综合能源设备折现年数、光伏折现年数、风机折现年数和储能设备折现年数； C_{int}^n 为综合能源设备的单位容量投资成本； $C_{\text{PV,int}}$ 、 $C_{\text{WT,int}}$ 和 $C_{\text{BAT,int}}$ 分别为光伏、风机和储能设备的单位容量投资成本； $P_{\text{GH,max}}$ 、 $P_{\text{PV,max}}$ 、 $P_{\text{WT,max}}$ 和 $P_{\text{BAT,max}}$ 分别为综合能源设备、光伏、风机和储能设备的配置容量； T 代表规划周期； $c_{\text{pv}}^{\text{om}}$ 、 $c_{\text{wt}}^{\text{om}}$ 、 $c_{\text{bat}}^{\text{om}}$ 和 $c_{\text{gh}}^{\text{om}}$ 分别为光伏运维成本、风机运维成本和综合能源设备运维成本； $P_{\text{PV}}^i(t)$ 、 $P_{\text{WT}}^i(t)$ 、 $P_{\text{bat}}^i(t)$ 和 $P_{\text{GH}}^i(t)$ 分别为 t 时刻光伏出力、风机出力、储能出力和综合能源设备出力； K_{fe} 为灵活性缺额惩罚成本； c_{grid} 和 c_{gas} 、 c_{H_2} 分别为电网的购电价格和气网的购气价格、售氢价格； $P_{\text{buy}}^i(t)$ 、 $P_{\text{gas}}^i(t)$ 分别为 t 时刻上级电网和气网的实际出力； $P_{\text{L}}^{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻的氢负荷。

3.2 含天然气管道掺氢系统约束条件

1) 电力系统潮流平衡约束

$$P_{\text{line}} = A_{\text{line}}^{\text{diag}} B_{\text{line-node}} A_{\text{line}}^{-1} (P_{\text{buy}}^e + P_{\text{CHP}}^e + P_{\text{WT}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{HFC}}^e + P_{\text{ES,dis}}^1 - P_{\text{EL}}^e - P_{\text{ES,cha}}^1 - P_{\text{L}}^e) \quad (22)$$

式中： P_{line} 为支路功率； $A_{\text{line}}^{\text{diag}}$ 为线路导纳对角矩阵； $B_{\text{line-node}}$ 为线路与节点的导纳关联矩阵； A_{line}^{-1} 为 $A_{\text{line}}^{\text{diag}}$ 的逆矩阵； P_{buy}^e 、 P_{CHP}^e 、 P_{WT} 、 P_{PV} 、 P_{HFC}^e 、 $P_{\text{ES,dis}}^1$ 和 $P_{\text{ES,cha}}^1$ 、 P_{EL}^e 、 P_{L}^e 分别为购电、混氢天然气轮机、风电机组、光伏机组、氢燃料电池、电储设备充放电、电解槽、电力系统节点负荷的电功率。

2) 热功率平衡约束

$$P_{\text{HFC}}^h(t) + P_{\text{CHP}}^h(t) + P_{\text{GB}}^h(t) + P_{\text{ES,dis}}^2(t) + P_{\text{EB}}^h(t) = P_{\text{ES,cha}}^2(t) + P_{\text{L}}^h(t) \quad (23)$$

式中： $P_{\text{HFC}}^h(t)$ 为 t 时刻氢燃料电池输出的热功率； $P_{\text{EB}}^h(t)$ 为 t 时刻电锅炉输出的热功率； $P_{\text{ES,cha}}^2(t)$ 、 $P_{\text{ES,dis}}^2(t)$ 分别为 t 时刻热储能的充、放热功率； $P_{\text{L}}^h(t)$ 为 t 时刻的热负荷。

3) 氢功率平衡约束

$$P_{\text{ES,dis}}^4(t) + P_{\text{EL}}^{\text{H}_2}(t) = P_{\text{MR}}^{\text{H}_2}(t) + P_{\text{HFC}}^{\text{H}_2}(t) + P_{\text{ES,cha}}^4(t) + P_{\text{L}}^{\text{H}_2}(t) + P_{\text{flow}}^{\text{H}_2}(t) \quad (24)$$

式中： $P_{\text{flow}}^{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻向天然气网络传输的功率； $P_{\text{EL}}^{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻电解槽输出的氢功率； $P_{\text{MR}}^{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻甲烷化反应器的输入天然气功率； $P_{\text{HFC}}^{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时

刻输入氢燃料电池的氢功率； $P_{\text{ES,dis}}^4(t)$ 和 $P_{\text{ES,cha}}^4(t)$ 分别为 t 时刻氢储能的充、放氢功率。

4) 天然气管道流量平衡约束^[11]

$$q_{\text{flow}}^{\text{H}_2} L_{\text{H}_2} + q_{i,t}^{\text{GAS}} L_{\text{CH}_4} + q_{i,t}^{\text{MR}} L_{\text{CH}_4} + L_{\text{mix}} \cdot q_{\text{ES,dis},j,t}^3 + \sum_{ij \in L_{\varphi}(j,i)} u_{ij,t} q_{ij,t} L_{\text{mix}} - \sum_{ij \in L_{\varphi}(j,i)} \gamma_{ij,t} q_{ij,t} L_{\text{mix}} = L_{\text{CH}_4} \cdot q_{\text{L},i,t}^g + L_{\text{mix}} \cdot q_{\text{CHP},j,t}^{\text{mix}} + L_{\text{mix}} \cdot q_{\text{GB},j,t}^{\text{mix}} + L_{\text{mix}} \cdot q_{\text{ES,cha},j,t}^3 \quad (25)$$

式中： $q_{\text{flow}}^{\text{H}_2}$ 为 t 时刻气网节点注入的氢气体积流量； $q_{i,t}^{\text{GAS}}$ 为 t 时刻气网节点注入的天然气体积流量； $q_{i,t}^{\text{MR}}$ 为 t 时刻甲烷节点注入的天然气体积流量； $L_{\varphi}(j,i)$ 为设备运行状态变量； $u_{ij,t}$ 为 t 时刻注入混氢天然气节点的状态变量； $q_{ij,t}$ 为 t 时刻混氢天然气节点注入的 HCNG 体积流量； $\gamma_{ij,t}$ 为 t 时刻消耗混氢天然气节点的状态变量； $q_{\text{ES,dis},j,t}^3$ 为 t 时刻气储能节点注入的天然气体积流量； $q_{\text{L},i,t}^g$ 为 t 时刻气网节点的气负荷需求； $q_{\text{CHP},j,t}^{\text{mix}}$ 为 t 时刻混氢天然气轮机节点消耗的 HCNG 体积流量； $q_{\text{GB},j,t}^{\text{mix}}$ 为 t 时刻混氢天然气锅炉节点消耗的 HCNG 体积流量； $q_{\text{ES,cha},j,t}^3$ 为 t 时刻气储能节点消耗的天然气体积流量。

5) 天然气管道模型约束

节点气压与管道流量之间存在一定的关联性，这种关系受到 HCNG 结构特性的影响。在 HCNG 的输送过程中，必须确保管道流量和节点气压符合相应的约束条件。本文采用 Weymouth 方程对管道流量进行数学描述，具体模型如式(26)所示^[25]。

$$\begin{cases} q_{ij}(t) = \sigma_{ij} \varepsilon_{ij}(t) \sqrt{p_i^2(t) - p_j^2(t)} \\ \sigma_{ij} = \frac{\pi T_0}{4 P_0} \sqrt{\frac{G_a d^{5/3}}{0.09407 \beta_{\text{gc},j} \Delta T_{ij}(t) L}} \\ \varepsilon_{ij}(t) = \begin{cases} +1, p_i^2(t) > p_j^2(t) \\ 0, p_i^2(t) = p_j^2(t) \\ -1, p_i^2(t) < p_j^2(t) \end{cases} \\ -q_{ij,\text{min}} \leq q_{ij}(t) \leq q_{ij,\text{max}} \\ p_{i,\text{min}} \leq p_i(t) \leq p_{i,\text{max}} \end{cases} \quad (26)$$

式中： $q_{ij}(t)$ 为 t 时刻气网节点 i 与 j 之间的管道流量； σ_{ij} 为气网节点 i 与 j 之间的管道传输参数； $p_i(t)$ 、 $p_j(t)$ 分别为 t 时刻气网节点 i 、 j 的压力值；

$p_{i,max}$ 、 $p_{i,min}$ 分别为气网节点 i 的压力值上、下限;
 $\varepsilon_{ij}(t)$ 为 t 时刻气网管道方向参数, 取 -1、0、1;
 $q_{ij,max}$ 、 $q_{ij,min}$ 分别为 t 时刻气网节点 i 与 j 之间的管道流量上、下限; T_0 为标准温度; P_0 为标准压力;
 G_a 为空气的气体常数; d 为管道内径; $\beta_{gc,j}$ 为混氢天然气的压缩系数; Δ_r 为混氢的相对密度; $T_{ij}(t)$ 为 t 时刻气网节点 i 与 j 之间的混氢天然气的实际温度; L 为管道长度。

6) 气网络掺氢约束

$$P_{flow}^{H_2}(t) = P_{CHP}^{H_2}(t) + P_{GB}^{H_2}(t) + P_{in}^{H_2}(t) \quad (27)$$

式中: $P_{in}^{H_2}(t)$ 为 t 时刻天然气管道剩余氢功率。

电-气-热-氢储能和电锅炉模型约束参考文献[15]。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文以北方某城市的电-气-热-氢综合能源系统为研究对象。系统涵盖电、气、热、氢 4 类终端负荷。以 IEEE9 节点电网、7 节点气网和 6 节点热网作为基础, 构建了综合能源系统网络拓扑结构。各子系统通过混氢天然气轮机机组与混氢天然气锅炉进行耦合, 形成含 HCNG 系统的综合能源系统。相关算例拓扑图如图 3 所示。系统运行参数详见表 1 和表 2。

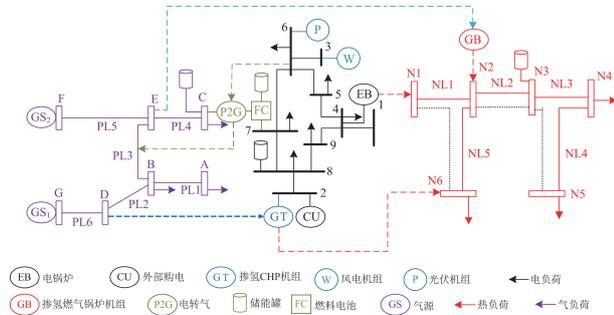


图 3 算例拓扑图

Fig. 3 Topological diagram of the numerical example

表 1 分时电价

Table 1 Time of use electricity price

时段	价格/(元/kWh)
00:00—07:00	0.456
07:00—11:00	0.816
10:00—12:00	1.44
12:00—15:00	0.72
15:00—18:00	1.44
18:00—24:00	0.456

表 2 其他相关参数

Table 2 Other relevant parameters

参数	数值	参数	数值
L_{H_2}	120 MJ/m ³	C_{pv}^{com}	0.1 元/kWh
L_{CH_4}	39 MJ/m ³	C_{wt}^{com}	0.1 元/kWh
ε_1	0.234	C_{bat}^{com}	0.18 元/kWh
ε_2	1.08	C_{hfc}^{com}	0.15 元/kWh
λ_{CHP}^p	0.385 t/MWh	C_{el}^{com}	0.45 元/kWh
λ_{GB}^p	0.385 t/MWh	C_{chp}^{com}	0.5 元/kWh
λ_{buy}^p	0.728 t/MWh	C_{gb}^{com}	0.35 元/kWh
ρ	0.08	C_{eb}^{com}	0.2 元/kWh
K_{fc}	1.2	C_{mr}^{com}	0.25 元/kWh
c_{gas}	3	c_{H_2}	1.5 元/kWh
P	0.103 MPa	$\beta_{gc,j}$	0.85 元/kWh
T_0	293 K	G_a	287(m ² /s ² × K)
Δ_r	0.48	—	—

4.2 算例结果对比分析

为分析在综合能源系统中加入 HCNG 系统和阶梯碳交易机制对规划结果的影响, 本文设置了 4 种场景进行对比分析。场景 1: 不考虑阶梯碳交易机制的普通综合能源系统; 场景 2: 仅考虑阶梯碳交易机制的普通综合能源系统; 场景 3: 仅考虑含 HCNG 系统的综合能源系统, 不考虑阶梯碳交易机制; 场景 4: 考虑阶梯碳交易机制的含 HCNG 系统综合能源系统。不同场景下的规划结果如表 3 和表 4 所示。

由表 3 和表 4 数据可得, 相较于场景 1, 场景 2 通过引入阶梯碳交易机制, 促使年碳排放量减少, 这一机制推动低碳机组出力提升, 在碳交易市场获取一定收益, 相较于场景 1, 低碳机组容量提高了 3.11%, 年碳排放量减少了 12.43%, 总成本下降了 5.5%。对比场景 3 和场景 1 可知, 含 HCNG 耦合系统的可再生能源出力与 HCNG 设备出力均有上升。混氢天然气轮机和混氢天然气锅炉具备减碳和提升能源利用率特性, 不仅提高了风光消纳, 还使管网替代部分储能功能, 进而减少了储能容量, 与场景 1 相比, 含 HCNG 耦合系统的储能容量下降了 12.64%, 总成本降低了 7.01%, 年碳排放量减少了 28.06%, 灵活性惩罚成本减少了 16.91%。由场景 4 与场景 1 的对比可知, 含 HCNG 的系统与阶梯碳交易机制协同联动, 一方面, 凭借混氢天然气设备本身的减碳优势, 年碳排放量得以降低; 另一方面, HCNG 系统通过管网替代部分储能, 在碳交易市场获取更多收益, 提升了系统的经济性。为实现更高的经济性, 碳交易市场激励运营商提升混氢天然气设备功率, 这进一步提高了可再生能源风光的消纳率, 降低了对购电的依赖, 从而减少了所需的储

表 3 不同场景下系统容量的优化配置

Table 3 Capacity optimization configuration in different scenarios

场景	PV	WT	ES1	ES2	ES3	ES4	HFC	CHP	EL	GB	EB	MR
1	409	404	440	260	340	257	195	316	387	201	76	180
2	431	448	392	242	324	237	177	305	400	182	54	150
3	447	450	375	225	308	225	154	322	411	191	67	80
4	478	481	352	196	281	217	130	337	420	203	40	100

表 4 不同场景的规划结果对比

Table 4 Comparison of planning results in different scenarios

场景	灵活性惩罚成本/元	年碳排放量/t	碳收益成本/元	年运维成本/元	年投资成本/元	总成本/元
1	85.7×10^6	4.02×10^5	0	275.15×10^6	421.48×10^6	819.72×10^6
2	70.9×10^6	3.52×10^5	48.68×10^6	224.49×10^6	416.76×10^6	765.16×10^6
3	62.9×10^6	2.84×10^5	0	201.11×10^6	403.63×10^6	753.03×10^6
4	52.7×10^6	2.25×10^5	79.47×10^6	171.41×10^6	398.9×10^6	727.11×10^6

能容量。相较于场景 1，场景 4 中风光机组和混氢天然气设备的容量提升了 11.6%，储能容量下降了 19.35%，年碳排放量减少了 44.2%，灵活性惩罚成本减少了 30.38%，总成本下降了 10.2%。综上分析可知，在含 HCNG 的综合能源系统中考虑阶梯碳交易机制，对提升系统的经济性、灵活性和低碳性具有积极作用。

4.3 含 HCNG 系统运行结果分析

为探究不同掺氢比对系统低碳性、灵活性、经济性及气压的影响规律，本研究在场景 4 的基础上，构建了不同掺氢比的对比场景，规划结果如表 5 和图 4 所示。

由表 5 数据可见，随着系统掺氢比的逐步提升，年碳排放量与灵活性惩罚成本均呈现出显著的负相关趋势，总成本同步降低；然而，HCNG 设备容量与掺氢比呈现正相关的增长态势。

图 4 冬型日为不同掺氢比下的节点气压。在节点压强约束内，掺氢比增加导致节点压强上升，因氢气取代部分甲烷，混合气体密度降低，根据流体力学原理，减少管道压力损失，节点压力随之抬升。图 4 展示冬季典型日节点气压关系，掺氢功率与掺氢流量成正比，掺氢流量增加使节点压力上升，与图 6 中冬季掺氢功率变化趋势一致。

表 5 不同掺氢比的规划结果

Table 5 Planning results of different hydrogen mixing ratios

掺氢比/%	年碳排放量/t	灵活性惩罚成本/元	HCNG 设备容量/MW	总成本/元
0	3.52×10^5	70.9×10^6	0	765.16×10^6
2	3.20×10^5	61.6×10^6	437	739.05×10^6
6	3.02×10^5	59.4×10^6	463	737.01×10^6
10	2.88×10^5	57.1×10^6	487	735.23×10^6
14	2.61×10^5	55.3×10^6	504	732.56×10^6
18	2.44×10^5	53.8×10^6	522	730.30×10^6

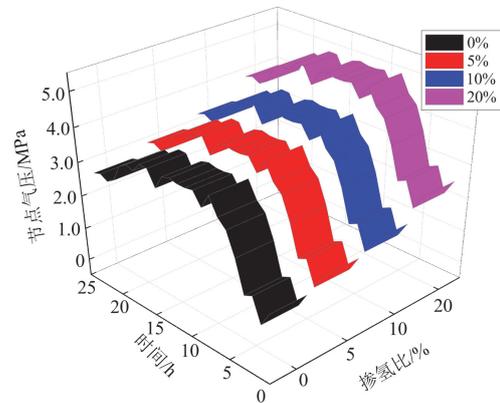


图 4 冬季典型日不同掺氢比下节点的气压

Fig. 4 Node gas pressures at different hydrogen blending ratios on a typical winter day

4.3.1 HCNG 设备对系统的影响分析

掺氢比影响下 HCNG 设备与热电负荷总和关系如图 5 所示。在典型日运行工况下，动态掺氢比模式相较于固定掺氢比模式可降低 169.51 MW 的掺氢功率消耗，降幅达 11.5%。这一差异主要归因于动态掺氢比模式具备运行灵活性优势，能够通过优化夜间氢气消纳策略有效降低电解槽能耗。具体而言，动态掺氢比模式下电解槽的电功率消耗减少 215.31 MW，对应能耗降低 23.51%。值得注意的是，固定掺氢比模式下，HCNG 设备的氢气消耗量与热电负荷总和呈现显著的正相关变化趋势。

4.3.2 天然气管道掺氢对系统的影响分析

天然气管道掺氢功率分布如图 6 显示，夏季掺氢功率比春季减少 20.83%，因春季风光出力多，可再生能源制氢增加，部分氢能用于掺氢，部分储存，提高了风光消纳率并减少碳排放。冬季掺氢功率比

春季增加 42.5%，因冬季气负荷需求增加，掺氢功率上升，混氢天然气的使用避免了碳排放大幅增加。总体而言，天然气管道掺氢有助于提升可再生能源消纳率，促使系统低碳化转型。

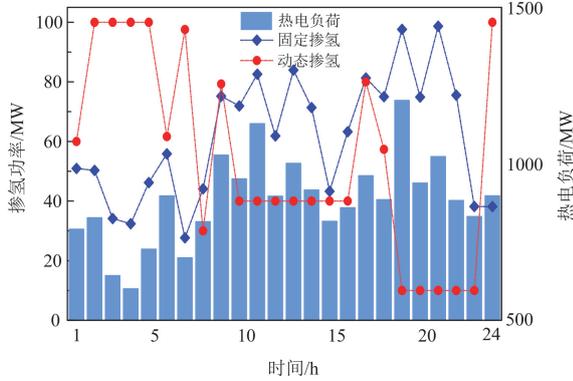


图 5 HCNG 设备掺氢功率和热电负荷

Fig. 5 Hydrogen-blended power of HCNG equipment and its heat-electricity load

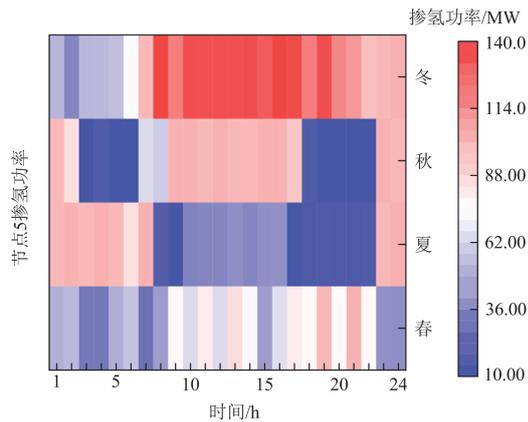


图 6 天然气管道掺氢热图

Fig. 6 Hydrogen-blended heat map for natural gas pipelines

4.3.3 HCNG 设备对系统灵活性的影响分析

图 7 为 4 个典型日的 HCNG 设备提供的灵活性裕度。HCNG 设备本身具有消纳风光能力、提高能源利用率的优点，具有灵活性调节能力。由图可知，混氢天然气轮机和混氢天然气锅炉来源于 HCNG，故其灵活性裕度变化趋势大致相同，在日间设备出力变化明显，这是因为日间负荷需求高，需通过频繁调节出力为系统提供良好的灵活性支撑能力。

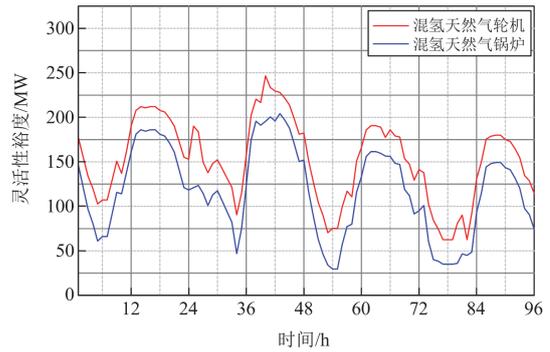


图 7 混氢天然气轮机和混氢天然气锅炉的灵活性裕度

Fig. 7 Flexibility margin of hydrogen-blended natural gas turbines and boilers

4.4 不同模型对综合能源系统规划的影响

为验证分布鲁棒模型兼具鲁棒性和经济性，本文设置 3 类算法优化模型的规划结果进行对比，经济规划结果如表 6 所示，不同置信度下容量配置如图 8 所示。

表 6 数据显示，分布鲁棒优化(DRO)相比鲁棒优化(RO)使系统总成本下降了 13.2%。RO 虽鲁棒性强但经济性差，而随机优化(SO)过于乐观，忽视了不确定性带来的风险。DRO 平衡了鲁棒性与经济性，克服了 RO 的保守性并提升了 SO 的风险抵御能力。HCNG 设备提升了能源利用率，其容量配置越高，灵活性惩罚成本越低。本文 DRO 模型在不确定性环境下实现了成本、碳排放和灵活性的综合优化，显著增强了系统的鲁棒性和适应性。

图 8 为不同置信度下 HCNG 容量配置，RO 的置信度反映对不确定性的保守程度，置信度越高，模型需考虑更多的恶劣场景，故需要配置更多 HCNG 设备容量来保障灵活性。SO 是基于已知概率分布的场景期望值优化，与置信度无关，HCNG 设备容量不发生变化。DRO 的置信度越高，需覆盖更广泛的潜在分布，容量配置偏向保守，但弱于 RO。

4.5 灵活性惩罚机制对系统的影响

为验证灵活性惩罚机制对系统规划的影响，设置如下对比场景：场景 5 考虑灵活性惩罚机制，场景 6 不考虑灵活性惩罚机制。两种场景下的系统规划结果如表 7 所示。

表 6 不同模型下经济规划结果

Table 6 Economic planning outcomes under different models

模型	年碳排放量/t	碳交易收益/元	灵活性惩罚成本/元	HCNG 设备容量/MW	总成本/元
SO	2.05×10^5	84.79×10^6	62.5×10^6	505	674.52×10^6
RO	3.26×10^5	42.91×10^6	40.6×10^6	580	857.85×10^6
DRO	2.25×10^5	79.47×10^6	52.7×10^6	540	727.11×10^6

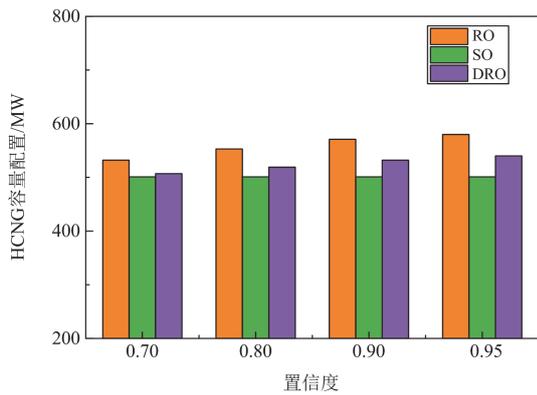


图 8 不同置信度下 HCNG 容量配置结果对比

Fig. 8 Comparison of HCNG capacity configuration results with different confidence levels

表 7 灵活性惩罚机制对系统规划的影响

Table 7 Influence of flexibility penalty mechanism on system planning

	场景 5	场景 6
年碳排放量/t	2.25×10^5	2.09×10^5
碳收益成本/元	79.47×10^6	82.78×10^6
灵活性缺额/MW	1353.18	2427.5
HCNG 设备容量/MW	540	350
年投资成本/元	398.45×10^6	358.84×10^6
年运维成本/元	171.45×10^6	157.47×10^6
总成本/元	727.11×10^6	677.52×10^6

为缩减系统年典型日中灵活性供给能力下限与灵活性需求上限之间的供需缺口，本文提出一种基于惩罚机制的灵活性优化方法，由表 7 数据可见，相较于场景 6，场景 5 通过提升 HCNG 设备容量 225 MW，使灵活性缺额降低 1074.32 MW。该优化方法通过对规划过程中灵活性裕度负值实施惩罚性约束，有效提升了系统灵活性。值得注意的是，场景 5 较场景 6 的总成本上升 7.38%，这表明，为了保障系统灵活稳定运行，需付出一定的经济代价。

4.6 阶梯碳交易分析

阶梯碳交易机制中的基价和价格增长率是影响系统低碳性和经济性的关键参数。本文具体分析了这两个参数的影响，结果如图 9 和图 10 所示。

由图 9 可见，在阶梯碳交易模型下，碳价基值对总成本与年碳排放量存在显著影响。当碳价基值低于 160 元/t 时，随着基价提升，年碳排放量呈下降趋势。这是由于较高的碳价激励运营商通过优化机组运行策略减少碳排放，从而在碳交易市场获取更多收益。当碳价基值超过 160 元/t 后，年碳排放量趋于稳定，这是因为此时机组容量配置已达到最

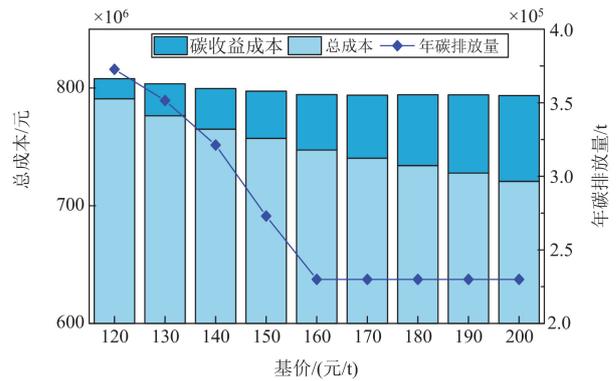


图 9 不同基价下的年碳排放量、总成本和碳收益成本

Fig. 9 Annual carbon emissions, total cost and cost of carbon benefits under different base prices

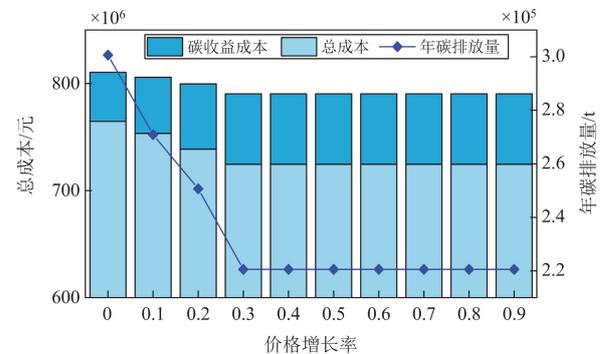


图 10 不同价格增长率下的年碳排放量、总成本和碳收益成本

Fig. 10 Annual carbon emissions, total cost and cost of carbon benefits at different price growth rates

优状态，进一步提升碳价对减排的边际效应减弱。值得注意的是，当碳价基值高于 160 元/t 时，系统多数时刻处于负碳配额状态，碳交易收益随基价增长持续增加，而总成本则呈现下降趋势。

图 10 表示阶梯碳交易模式下，价格增长率对年成本和年碳排放量的影响。由图 10 可知，当价格增长率小于 0.3 时，随价格增加率上升而年碳排放量在下降，这是由于初始阶段碳排放权处于正碳区间时产生碳交易成本，促使运营商采取减排措施。当价格增长率超过 0.3 后，碳排放权多处于负碳区间，此时价格增长率对减排的激励作用减弱。

5 结论

本文针对源荷不确定性导致系统灵活性不足的问题，构建含 HCNG 子系统的综合能源系统，并提出考虑灵活性惩罚机制和阶梯碳交易机制的分布鲁棒容量优化配置方法，结论如下：

1) 通过考虑电制氢技术和 HCNG 技术, 深入挖掘氢能和混氢天然气的特性, 有效降低能源系统的年灵活性惩罚成本及年碳排放量, 从而提高系统的灵活性, 促使系统低碳转型。

2) 引入阶梯碳交易机制, 获取碳交易市场收益, 激励系统减少年碳排放量, 通过算例验证了在碳交易市场内可以通过设定合适的基价和价格增长率来引导系统降低碳排放量, 从而提升系统的经济性和低碳性。

3) 分布鲁棒采用概率分布表征源荷两侧不确定性, 并引入灵活性惩罚机制来量化灵活性资源, 实现了能源结构配置与系统灵活性资源的协同优化, 在极端恶劣场景下分布鲁棒也具有良好的抵御风险能力。

参考文献

- [1] 张沈习, 王丹阳, 程浩忠, 等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.
- [2] 丁剑, 方晓松, 宋云亭, 等. 碳中和背景下西部新能源传输的电氢综合能源网构想[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(24): 1-9.
DING Jian, FANG Xiaosong, SONG Yunting, et al. Conception of electricity and hydrogen integrated energy network for renewable energy transmission in Western China under background of carbon neutralization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 1-9.
- [3] 杨胜, 樊艳芳, 侯俊杰, 等. 考虑平抑风光波动的 ALK-PEM 电解制氢系统容量优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(1): 85-96.
YANG Sheng, FAN Yanfang, HOU Junjie, et al. Capacity optimization model for an ALK-PEM electrolytic hydrogen production system considering the stabilization of wind and PV fluctuations[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(1): 85-96.
- [4] 邱玥, 周苏洋, 顾伟, 等. “碳达峰、碳中和”目标下混氢天然气技术应用前景分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(4): 1301-1321.
QIU Yue, ZHOU Suyang, GU Wei, et al. Application prospect analysis of hydrogen enriched compressed natural gas technologies under the target of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1301-1321.
- [5] 李敬法, 苏越, 张衡, 等. 掺氢天然气管道输送研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(4): 137-152.
LI Jingfa, SU Yue, ZHANG Heng, et al. Research progresses on pipeline transportation of hydrogen-blended natural gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(4): 137-152.
- [6] MELAINA M W, ANTONIA O, PENEV M. Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues[R]. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2013.
- [7] 王玮, 王秋岩, 邓海全, 等. 天然气管道输送混氢天然气的可行性[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 130-136.
WANG Wei, WANG Qiuyan, DENG Haiquan, et al. Feasibility analysis on the transportation of hydrogen natural gas mixtures in natural gas pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 130-136.
- [8] 邵蓝铨, 万灿, 张晓波, 等. 考虑不确定性与交互功率的城市综合能源系统两阶段调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 59-69.
SHAO Lanxin, WAN Can, ZHANG Xiaobo, et al. Two-stage dispatching for urban integrated energy system considering uncertainty and interactive power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 59-69.
- [9] 赵晋斌, 陈逸文, 魏国庆, 等. 计及氢能多元利用特性的电氢耦合系统容量优化配置方法[J]. 上海电力大学学报, 2024, 40(3): 220-226.
ZHAO Jinbin, CHEN Yiwen, WEI Guoqing, et al. Capacity optimization allocation method of electro-hydrogen coupling system considering the multiple utilization of hydrogen energy characteristics[J]. Journal of Shanghai Electric Power University, 2024, 40(3): 220-226.
- [10] 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]. 电测与仪表, 2025, 62(2): 16-25.
FAN Weijie, CUI Shuangxi, LI Haobo. Double-layer optimal scheduling of integrated energy system considering two-stage P2G and gas hydrogen doping[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(2): 16-25.
- [11] 周步祥, 陈阳, 臧天磊, 等. 考虑气网掺氢与低碳奖励的气电耦合系统优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(2): 1-8.
ZHOU Buxiang, CHEN Yang, ZANG Tianlei, et al. Optimal scheduling of natural gas-electricity coupling system considering hydrogen-mixed natural gas network and low-carbon reward[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(2): 1-8.
- [12] 肖白, 刘健康, 张博, 等. 考虑阶梯碳交易和需求响应的含氢储能的并网型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 121-129.
XIAO Bai, LIU Jiankang, ZHANG Bo, et al. Optimal allocation of grid-connected microgrid with hydrogen storage considering stepwise carbon trading and demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 121-129.
- [13] 毕锐, 王孝淦, 袁华凯, 等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与

- 控制, 2023, 51(12): 122-132.
- BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122-132.
- [14] 陈登勇, 刘方, 刘帅, 等. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2042-2054.
- CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai, et al. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2042-2054.
- [15] QIU Yibin, LI Qi, AI Yuxuan, et al. Two-stage distributionally robust optimization-based coordinated scheduling of integrated energy system with electricity-hydrogen hybrid energy storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(2): 542-555.
- [16] 郑国太, 李昊, 赵宝国, 等. 基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(16): 8-18.
- ZHENG Guotai, LI Hao, ZHAO Baoguo, et al. Comprehensive optimal allocation of electric/thermal energy storage devices for user-side integrated energy system based on supply-demand energy balance[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 8-18.
- [17] 韩子娇, 那广宇, 董鹤楠, 等. 考虑灵活性供需平衡的含电转氢综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 161-169.
- HAN Zijiao, NA Guangyu, DONG Henan, et al. Robust optimal scheduling of integrated energy system with electricity to hydrogen considering flexibility supply-demand balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 161-169.
- [18] 王蓬蓬, 宋运忠. 计及最恶劣场景概率和供需灵活性的综合能源系统分布鲁棒低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(13): 78-89.
- WANG Pengpeng, SONG Yunzhong. Distributed robust low-carbon optimal scheduling of an integrated energy system considering worst-case scenario probability and flexibility of supply and demand[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(13): 78-89.
- [19] 刘妍, 胡志坚, 陈锦鹏, 等. 含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(1): 31-40.
- LIU Yan, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system including carbon capture power plant and multiple utilization of hydrogen energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 31-40.
- [20] 崔耀欣, 刘晓佩, 陈明敏. F 级重型燃气轮机燃烧器天然气掺氢全压试验研究[J]. 燃气轮机技术, 2021, 34(2): 38-42.
- CUI Yaoxin, LIU Xiaopei, CHEN Mingmin. Experimental study of natural gas mixed with hydrogen under full pressure of F-class heavy duty gas turbine burner[J]. Gas Turbine Technology, 2021, 34(2): 38-42.
- [21] 谢敏, 卢燕旋, 叶佳南, 等. 电-氢-混氢天然气耦合的城市综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 109-117.
- XIE Min, LU Yanxuan, YE Jianan, et al. Low-carbon optimal scheduling of electricity-hydrogen-HCNG coupled urban integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 109-117.
- [22] 童宇轩, 胡俊杰, 刘雪涛, 等. 新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 80-90.
- TONG Yuxuan, HU Junjie, LIU Xuetao, et al. Quantification of flexibility supply and demand and distributionally robust optimal dispatch of renewable energy dominated power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 80-90.
- [23] 江训谱, 吕施霖, 王健, 等. 考虑阶梯碳交易和最优建设时序的园区综合能源系统规划[J]. 电测与仪表, 2023, 60(12): 11-19.
- JIANG Xunpu, LÜ Shilin, WANG Jian, et al. Integrated energy system planning for parks considering stepped carbon trading and optimal construction timing[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(12): 11-19.
- [24] 马浩天, 胡俊杰, 童宇轩. 考虑灵活性的数据中心微电网两阶段鲁棒规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(19): 7396-7409.
- MA Haotian, HU Junjie, TONG Yuxuan. A two-stage robust planning method for data center microgrid considering flexibility[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(19): 7396-7409.
- [25] 康丽虹, 贾燕冰, 谢栋, 等. 考虑混氢天然气的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(7): 108-117.
- KANG Lihong, JIA Yanbing, XIE Dong, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering hydrogen-mixed natural gas[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(7): 108-117.

收稿日期: 2025-02-13; 修回日期: 2025-04-06

作者简介:

杨冬锋(1976—), 男, 博士, 教授, 研究方向为大规模新能源接入电力系统的优化调度与控制、直流电网保护技术; E-mail: ydfnedu@126.com

张雨润(1999—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统运行规划。E-mail: z1192642690@126.com

(编辑 魏小丽)