

考虑动态混掺氢-氨燃烧和P2G-CCS耦合的综合能源系统优化运行

龚子怡¹, 马辉¹, 毛睿², 王鑫³, 苗桂喜³, 元亮³

(1. 三峡大学电气与新能源学院(智慧能源技术湖北省工程研究中心), 湖北省宜昌市 443002;
2. 大冶特殊钢有限公司, 湖北省黄石市 435000; 3. 国网河南省电力公司安阳供电公司,
河南省安阳市 455000)

摘要:【目的】由于风、光等新能源发电具有极大的反调峰特性,在负荷低谷期容易发生大规模弃风弃光现象,不利于综合能源系统(integrated energy system, IES)的经济低碳运行,而氢、氨具有零碳和高能量密度的特点,将其引入综合能源系统对于促进能源结构转型具有重要意义。为充分发挥氢、氨在促进系统低碳排放、经济运行方面的优势,提出了一种考虑动态混掺氢-氨燃烧和电转气(power to gas, P2G)与碳捕集(carbon capture and storage, CCS)耦合的综合能源系统优化调度模型。【方法】首先构建了含P2G、电转氨(power-to-ammonia, P2A)、电锅炉以及储能系统等设备模型,同时以P2G生产的氢气为能源纽带分别构建了燃气机组掺氢模型以及火电机组掺氨模型。其次,为进一步提高系统碳减排的灵活性,引入了阶梯式碳交易机制,以系统的总运行成本最低为目标函数分析在不同混掺氢-氨比例下,燃气机组的掺氢燃烧和火电机组的掺氨燃烧对系统的经济性和碳排放的影响。【结果】仿真表明,P2G-CCS耦合与20%固定氢氨混掺可使系统运行成本与碳排放最低。采用变混掺比例后,总成本进一步降低11.65%,碳排放减少33.63 t。【结论】阶梯式碳交易机制与动态氢氨混掺策略能有效提升系统经济性与低碳性,为综合能源系统优化调度提供了可行方案。

关键词:综合能源系统(IES);电转气(P2G);碳捕集(CCS);燃气掺氢;火电掺氨;阶梯式碳交易机制

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1000-7229(2026)05-0133-14

DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.05.011

Optimized Operation of Integrated Energy System Considering Dynamic Hydrogen/Ammonia Co-Firing and Power to Gas (P2G)-Carbon Capture and Storage (CCS) Coupling

GONG Ziyi¹, MA Hui¹, MAO Rui², WANG Xin³, MIAO Guixi³, YUAN Liang³

(1. Department of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University (Hubei Engineering Research Center for Smart Energy Technology), Yichang 443002, Hubei Province, China; 2. Daye Special Steel Co., Ltd., Huangshi 435000, Hubei Province, China; 3. State Grid Henan Electric Power Company Anyang Power Supply Company, Anyang 455000, Henan Province, China)

ABSTRACT: [Objective] The significant anti-peak regulation characteristics of renewable energy sources like wind and solar power lead to large-scale curtailment during low-load periods, which is detrimental to the economic and low-carbon operation of integrated energy systems (IES). Hydrogen and ammonia, with their zero-carbon and high-energy-density features, hold great significance for promoting the energy transition when integrated into IES. To fully leverage their advantages in reducing emissions and enhancing economic performance, this study aims to develop an optimal scheduling model. [Methods] This paper proposes an optimal scheduling model for an IES that incorporates dynamic co-firing of hydrogen and ammonia, and couples power-to-gas (P2G) with carbon capture and storage (CCS). Equipment models, including P2G, power-to-ammonia (P2A), electric boilers, and energy storage systems, are constructed. The hydrogen produced by P2G serves as an energy link, enabling gas turbines to co-fire hydrogen and coal-fired units to co-fire ammonia. Furthermore, a tiered carbon trading mechanism is introduced to enhance the flexibility of carbon emission reduction.

Targeting at minimizing the total operating cost, an analysis is made on the impact of different hydrogen/ammonia co-firing ratios on the system's economy and carbon emissions. **[Results]** Simulation results indicate that the P2G-CCS coupling combined with a fixed 20% hydrogen/ammonia co-firing ratio minimizes the total operating cost and carbon emissions. Adopting a dynamic co-firing ratio further reduces the total cost by 11.65% and carbon emissions by 33.63 tons. **[Conclusions]** The tiered carbon trading mechanism combined with a dynamic hydrogen/ammonia co-firing strategy can effectively enhance both the economic and low-carbon performance of the IES, providing a viable solution for its optimal scheduling.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52377191).

KEYWORDS: integrated energy system (IES); power to gas (P2G); carbon capture and storage (CCS); gas mixed with hydrogen; thermal power mixed with ammonia; step by step carbon trading mechanism

0 引言

随着全球经济发展,能源短缺与环境污染日益突出。以化石能源为主的结构虽促进了经济增长,却造成大量碳排放和生态破坏。在“双碳”目标下,能源系统清洁低碳转型势在必行。综合能源系统(integrated energy system, IES)通过电、热、气等多能耦合与优化配置,可提升能源利用效率与系统灵活性^[1-3]。近年来,学者们围绕 IES 的低碳优化开展研究,通过碳交易、需求响应和多能互补等手段构建兼顾经济性与低碳性的调度模型^[4-6]。但随着可再生能源渗透率提升,传统化石机组稳定性作用减弱,引入清洁灵活的新型能源载体以实现深度脱碳已成必然趋势^[7-9]。

氢能与氨能作为2种新兴的零碳能源,在电力能源领域中展现出了巨大潜力。氢能具有高能量密度以及燃烧后无碳排放的特点,被认为是未来能源转型的关键技术之一^[10-12]。目前,电制氢在综合能源系统中的应用已有相关研究。文献[13]建立了基于电制氢和碳捕集的综合能源系统优化调度模型,采用动态规划法进行求解,所提方法能够有效提高系统的经济性和低碳性。文献[14]将电转气(power to gas, P2G)和碳捕集(carbon capture and storage, CCS)进行耦合,提出了一种氢能多级利用的综合能源系统优化调度模型,通过在燃气机组中混合燃烧天然气和氢以提升系统性能。文献[15]建立了基于P2G和掺氢机组的综合能源系统低碳经济调度模型,考虑风电不确定性,通过P2G消纳弃风、掺氢燃气机组低碳供能,实现系统碳减排与经济优化。文献[16]考虑到系统能源消耗特性和设备掺氢运行,构建了氢能利用的精细化模型,并提出了基于综合需求响应和阶梯式碳交易的园区综合能源系统优化运行策略。

虽然氢具有非常高的质量能量密度,但其体积密度较低,而氨能具有较高的储存能量和运输便利性,不仅可以作为氢能的载体,还能直接用于火电机

组燃烧发电以减少碳排放和燃煤成本^[17-19]。目前,针对氨能在综合能源系统中的应用已有相关研究。文献[20]提出了一种含氢-氨的多能耦合综合能源系统优化调度策略,将氢能和氨能作为长期储能介质用于消纳可再生能源。文献[21]结合碳捕集设备提出了一种氢-氨耦合的综合能源系统优化调度模型,但其中,氢、氨并行独立利用、碳捕集单向封存,仍存在碳燃料利用精度不足、系统综合效益待提升的问题。文献[22]提出了一种含富氧燃烧碳捕集、燃煤掺氨及先进绝热压缩空气储能的综合能源低碳经济调度模型。通过电转氨技术实现火电机组动态掺氨燃烧,并集成先进绝热压缩空气储能优化燃气机组供热。文献[23]和文献[24]结合电制氨与火电机组掺氨燃烧技术,建立了双层优化调度模型,在降低系统总运行成本的同时提高了燃煤机组的稳定性和安全性。文献[25]提出了一种多氢源协同制氨技术,整合了多氢源协同制氨工艺,降低了系统的运行成本和碳排放。综上所述,作为零碳能源载体,已有研究围绕氢、氨实现能源灵活转换、提升可再生能源消纳率展开分析,但当前研究对二者利用多采用“并行独立”路径规划,尚缺乏在同一能量网络中,将氢氨动态耦合掺混与碳循环一体化优化的系统性探索。

因此,本文提出一种考虑动态混掺氢-氨燃烧和P2G-CCS耦合的综合能源系统优化调度模型。首先,介绍含氢-氨耦合和P2G-CCS的综合能源系统模型,建立主要设备的数学模型,将P2G细化为电转氢(power-to-hydrogen, P2H)和氢气制气(hydrogen-to-gas, H2G)两部分,其中一部分氢气用于燃气机组进行掺氢燃烧,另一部分氢气用于合成氨并进行火电机组掺氨燃烧运行。同时结合CCS设备,能够为氢气甲烷化提供碳源,实现碳循环利用。其次,引入阶梯式碳交易机制,以系统总运行成本最低为目标函数进行求解。最后,通过算例仿真对比分析考虑不同混掺氢-氨比和P2G-CCS耦合对系统经济性和低碳性的影响。

1 含氢-氨耦合的综合能源系统模型

1.1 含氢-氨耦合的综合能源系统

本文所提综合能源系统结构如图 1 所示。能源侧主要有风力发电机组、天然气网以及火电机组。电能主要通过风电机组、火电机组和向上级电网购电获得,同时电能具备多种转化形式,例如电能可以通过电锅炉机组进行产热以满足用热需求。电解水装置和变压吸附(pressure swing adsorption, PSA)设备分别用于制氢和制氮,为后续制氨机组(ammonia production unit, APU)提供原材料并将生产的氨气输送到火电机组进行掺氨燃烧。混氢天然气主要用于燃气机组产热,其间排放的 CO₂将通过碳捕集设备收集,并为氢气的甲烷化提供原料,多余的 CO₂将进行碳封存处理。此外,为储存多种形式的富余能源,系统还配备了蓄电池、储氢罐以及储热罐以备需求。

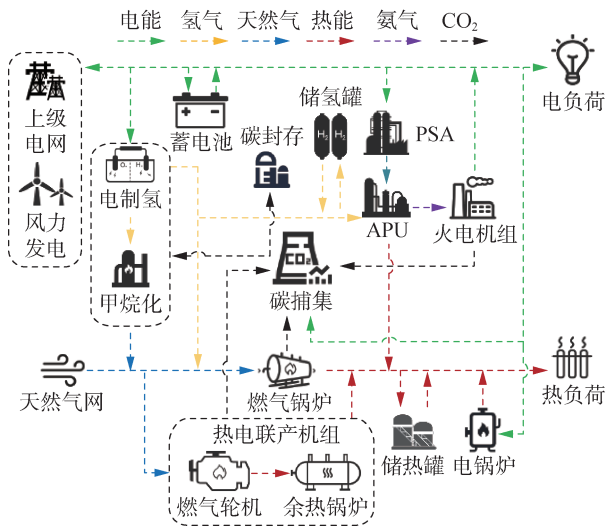


图 1 含氢-氨耦合综合能源系统结构

Fig. 1 Structure of hydrogen ammonia coupled integrated energy system

掺氢燃烧与掺氨燃烧是系统核心耦合环节。掺氢燃烧将氢气掺入天然气共燃,以零碳氢气替代部分化石燃料,降碳降成本;掺氨燃烧则将氨与煤炭混燃,利用氨的零碳特性助力燃煤降碳。在后续数学模型中,二者通过掺混比量化表征,本质是在保持设备出力不变的前提下,建立氢/氨对传统燃料的替代关系。

1.2 设备模型

1.2.1 燃气轮机掺氢模型

燃气轮机掺氢技术作为实现能源低碳转型的重要途径之一^[26-28],近年来得到了广泛关注。将氢气掺入燃气轮机的燃料中替代部分天然气,不仅可以减少碳排放,还能减少系统的购气成本。燃气轮机掺氢的数学模型为:

$$\begin{cases} P_{e, \text{CHP}}(t) = \left[\frac{Q_{\text{gas}} m_{v2m, \text{gas}} V_{\text{CHP, gas}}(t)}{E_{q2e}} + \frac{Q_{\text{H}_2} m_{v2m, \text{H}_2} V_{\text{CHP, H}_2}(t)}{E_{q2e}} \right] \eta_{e, \text{CHP}} \\ P_{h, \text{CHP}}(t) = \left[\frac{Q_{\text{gas}} m_{v2m, \text{gas}} V_{\text{CHP, gas}}(t)}{E_{q2e}} + \frac{Q_{\text{H}_2} m_{v2m, \text{H}_2} V_{\text{CHP, H}_2}(t)}{E_{q2e}} \right] \eta_{h, \text{CHP}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{e, \text{CHP}}(t)$ 、 $P_{h, \text{CHP}}(t)$ 分别为 t 时刻燃气轮机的电功率、热功率; Q_{gas} 为消耗 1 kg 天然气产生的热值,取 5.071×10^7 J/kg; Q_{H_2} 为消耗 1 kg 氢气产生的热值,取 1.4×10^8 J/kg; $m_{v2m, \text{gas}}$ 为 1 m^3 天然气的质量,取 0.71428 kg/m^3 ; m_{v2m, H_2} 为 1 m^3 氢气的质量,取 0.0893 kg/m^3 ; $V_{\text{CHP, gas}}(t)$ 为燃气轮机消耗的天然气体积; $V_{\text{CHP, H}_2}(t)$ 为燃气轮机掺氢燃烧消耗的氢气; E_{q2e} 为电能换算单位,取 3.6×10^6 J; $\eta_{e, \text{CHP}}$ 、 $\eta_{h, \text{CHP}}$ 分别为燃气轮机的电、热转换效率,分别取 0.35 和 0.40。

$$k_{\text{CHP, H}_2}(t) = \frac{V_{\text{CHP, H}_2}(t)}{V_{\text{CHP, gas}}(t) + V_{\text{CHP, H}_2}(t)} \quad (2)$$

式中: $k_{\text{CHP, H}_2}$ 为 t 时刻燃气轮机的掺氢比。该参数直接决定了氢气与天然气的瞬时混合比例,将部分能量来源从天然气切换至氢气。当 $k_{\text{CHP, H}_2} = 0$ 时,模型即退化为完全燃烧天然气的传统燃气轮机模型。

1.2.2 燃气锅炉掺氢模型

传统燃气锅炉主要依赖天然气、煤气等化石燃料,其在燃烧过程中会释放大量的 CO₂、氮氧化物等污染物,是温室气体排放的重要来源。在燃气锅炉燃烧时加入氢气,能够替代部分天然气或其他化石燃料,从而减少系统的碳排放和购气成本。燃气锅炉掺氢模型为:

$$P_{h, \text{GB}}(t) = \eta_{h, \text{GB}} \left[\frac{L_{\text{gas}} V_{\text{GB, gas}}(t)}{E_{q2e}} + \frac{Q_{\text{H}_2} m_{v2m, \text{H}_2} V_{\text{GB, H}_2}(t)}{E_{q2e}} \right] \quad (3)$$

式中: $P_{h, \text{GB}}(t)$ 为 t 时刻锅炉产热功率; $\eta_{h, \text{GB}}$ 为燃气锅炉的热转化效率,取 0.92; $V_{\text{GB, H}_2}(t)$ 为燃气锅炉掺氢燃烧消耗的氢气; $V_{\text{GB, gas}}(t)$ 为燃气锅炉在 t 时刻消耗的天然气体积; L_{gas} 为天然气的低热值,取 3.6×10^7 J/m³。

$$k_{\text{GB, H}_2}(t) = \frac{V_{\text{GB, H}_2}(t)}{V_{\text{GB, gas}}(t) + V_{\text{GB, H}_2}(t)} \quad (4)$$

式中: $k_{\text{GB, H}_2}$ 为 t 时刻燃气锅炉的掺氢比。与式(2)同理,当 $k_{\text{GB, H}_2} = 0$ 时,此时模型转化为仅消耗天然气的常规燃气锅炉模型。

1.2.3 火电机组掺氢模型

火电机组在燃烧过程中会产生大量的 CO₂、氮氧化物和硫氧化物等污染物^[29-30],通过将氨气以一定比例与煤炭进行混合燃烧不仅能够减少碳排放,还能够减少系统的购煤成本。火电机组掺氢数学模型为:

$$\begin{cases} m_{\text{coal}}(t) = a_1 P_{\text{th}}^2(t) + b_1 P_{\text{th}}(t) + c_1 - \frac{m_{\text{NH}_3}(t)L_{\text{NH}_3}}{L_{\text{coal}}} \\ k_{\text{th,NH}_3}(t) = \frac{m_{\text{NH}_3}(t)L_{\text{NH}_3}}{m_{\text{coal}}(t)L_{\text{coal}}} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $m_{\text{coal}}(t)$ 、 $m_{\text{NH}_3}(t)$ 分别为 t 时刻火电机组的煤消耗量和掺氨量； a_1 、 b_1 、 c_1 为火电机组的耗量特性系数，分别取0.000 13 t/(MW)²h、0.23 t/MWh和16 t/h； $P_{\text{th}}(t)$ 为 t 时刻火电机组的发电功率； L_{NH_3} 、 L_{coal} 分别为氨、煤的低热值； $k_{\text{th,NH}_3}(t)$ 为火电机组的掺氨比，它是实现“掺氨”燃烧的关键，量化了氨气在燃料总质中的占比，当掺氨比 $k_{\text{th,NH}_3}(t)=0$ 时，氨消耗量 $m_{\text{NH}_3}(t)=0$ ，模型即为传统的燃煤火电机组耗量特性模型。

1.2.4 电锅炉系统模型

作为综合能源系统中的电-热耦合设备，电锅炉通过电能能够直接转化为热能，能够显著提升系统供能的灵活性和低碳性。电锅炉的数学模型为：

$$P_{\text{h,EB}}(t) = \eta_{\text{EB}} P_{\text{e,EB}}(t) \quad (6)$$

式中： $P_{\text{h,EB}}(t)$ 、 $P_{\text{e,EB}}(t)$ 分别为 t 时刻电锅炉热功率和耗电功率； η_{EB} 为转化效率，取0.85。

1.2.5 碳捕集和碳封存系统模型

CCS技术是一种用于减少CO₂排放的关键技术^[31]，其主要原理是将能源生产或转化过程中的CO₂进行捕捉，随后将捕集的CO₂进行压缩并输送到深层盐穴或废弃油气井中进行封存。该技术不仅可以显著减少系统运行过程中的碳排放，还能够实现CO₂的再利用。CCS的数学模型为：

$$\begin{cases} P_{\text{e,CCS}}(t) = em_{\text{CCS,CO}_2}(t) \\ P_{\text{e,CCS,sum}}(t) = P_{\text{e,CCS}}(t) + P_{\text{e,CCS,B}}(t) \end{cases} \quad (7)$$

式中： $P_{\text{e,CCS}}(t)$ 为碳捕集设备 t 时刻的耗电功率； e 为处理单位质量CO₂的能耗，取0.269 MWh/t； $m_{\text{CCS,CO}_2}(t)$ 为 t 时刻捕集CO₂的质量； $P_{\text{e,CCS,B}}(t)$ 为碳捕集设备的固定能耗； $P_{\text{e,CCS,sum}}(t)$ 为碳捕集设备 t 时刻的总耗电功率。

1.2.6 电转气系统模型

通过P2G技术可将富余的可再生能源转化为氢气或天然气^[31-32]，实现了电和气的耦合，提高了系统的能源利用效率。本文将P2G细分为P2H和甲烷化2个阶段以满足后续燃气机组的掺氢需求。第一阶段为电解水制氢，第二阶段氢和CO₂合成天然气，也称为甲烷化过程。具体数学模型为：

$$\begin{cases} m_{\text{P2H,H}_2}(t) = \frac{\eta_{\text{P2H}} P_{\text{e,P2H}}(t)}{Q_{\text{H}_2}} E_{\text{q}2\text{e}} \\ V_{\text{P2G,gas}}(t) = \frac{\eta_{\text{P2G}} Q_{\text{H}_2} m_{\text{P2G,H}_2}(t)}{Q_{\text{gas}} m_{\text{v}2\text{m,gas}}} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $m_{\text{P2H,H}_2}(t)$ 、 $V_{\text{P2G,gas}}(t)$ 分别为 t 时刻P2G机组制取

的氢气质量和天然气体积； η_{P2H} 、 η_{P2G} 分别为制氢效率和甲烷化效率，分别取0.85和0.70； $P_{\text{e,P2H}}(t)$ 为 t 时刻P2H的耗电功率； $m_{\text{P2H,H}_2}(t)$ 为 t 时刻甲烷化消耗的氢气质量。

甲烷化需要的CO₂的质量为：

$$m_{\text{P2G-CCS,CO}_2} = m_{\text{P2G,CO}_2}(t) + m_{\text{storage,CO}_2}(t) \quad (9)$$

$$m_{\text{P2G,CO}_2}(t) = V_{\text{P2G,gas}}(t) \rho_{\text{CO}_2} \quad (10)$$

式中： $m_{\text{P2G-CCS,CO}_2}$ 、 $m_{\text{storage,CO}_2}(t)$ 分别为甲烷化过程中消耗的CO₂总质量、 t 时刻储存系统提供的CO₂质量； $m_{\text{P2G,CO}_2}(t)$ 为 t 时刻甲烷化CO₂利用量； ρ_{CO_2} 为CO₂的密度，取1.98 kg/m³。

1.2.7 电转氨系统模型

1) PSA装置。

PSA装置是一种利用物理吸附方式的气体分离技术，可以从空气中提取到高纯度的氮气。PSA的数学模型为：

$$m_{\text{N}_2,\text{PSA}}(t) = P_{\text{e,P2A}}(t) \Delta t / W_{\text{N}_2} \quad (11)$$

式中： $m_{\text{N}_2,\text{PSA}}(t)$ 为 t 时刻变压吸附装置生产的氮气质量； $P_{\text{e,P2A}}(t)$ 为 t 时刻生产氮气消耗的电能； Δt 为调度时段间隔，取1 h； W_{N_2} 为生产氮气的单位能耗，取0.8 kWh/kg。

2) 制氨机组。

在氨合成工厂中，通过哈伯法将P2H生产的氢气和PSA制取的氮气进行合成氨，制氨机组的简化数学模型为：

$$\begin{cases} m_{\text{NH}_3}(t) = \mu_{\text{NH}_3,\text{H}_2} m_{\text{H}_2}(t) + \mu_{\text{NH}_3,\text{N}_2} m_{\text{N}_2,\text{APU}}(t) \\ Q_{\text{NH}_3,\text{H}_2}(t) = m_{\text{NH}_3,\text{H}_2}(t) L_{\text{H}_2} \end{cases} \quad (12)$$

式中： $m_{\text{NH}_3}(t)$ 为 t 时刻生产的氨气质量； $\mu_{\text{NH}_3,\text{H}_2}$ 为制氨过程中氢气的转化因子，取0.8； $\mu_{\text{NH}_3,\text{N}_2}$ 为制氨过程中氮气的转化因子，取0.8； $m_{\text{NH}_3,\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻制氨所消耗氢气的质量； $m_{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻制氨所消耗的氢气的质量； $m_{\text{N}_2,\text{APU}}(t)$ 为 t 时刻制氨机组所消耗的氮气的质量； $Q_{\text{NH}_3,\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻制氨过程中的耗氢气功率； L_{H_2} 为氢气的低热值。

此外，氨在合成过程中还会产生一定的热能，产热数学模型为：

$$P_{\text{h,NH}_3}(t) = \eta_{\text{NH}_3} \sigma m_{\text{NH}_3}(t) \quad (13)$$

式中： $P_{\text{h,NH}_3}(t)$ 为制氨过程中产生的热能； σ 为生成单位氨气所释放的热功率； $m_{\text{NH}_3}(t)$ 为 t 时刻电转氨生产的氨的质量。

1.2.8 储能系统模型

1) 电储能系统。

电储能系统作为电力系统的重要组成部分，在

促进能源转型和保障电力系统稳定性方面发挥着不可或缺的作用。数学模型为:

$$P_{\text{bat}}(t) = P_{\text{bat}}(t-1) + \eta_{\text{e,cha}} P_{\text{e,cha}}(t) - \frac{P_{\text{e,dis}}(t)}{\eta_{\text{e,dis}}} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{bat}}(t)$ 为 t 时刻蓄电池储电量; $P_{\text{e,cha}}(t)$ 、 $P_{\text{e,dis}}(t)$ 分别为 t 时刻蓄电池的充、放电功率; $\eta_{\text{e,cha}}$ 、 $\eta_{\text{e,dis}}$ 分别为蓄电池的充、放电效率,均取 0.95。

2) 热储能系统。

储热罐的应用不仅能提高能源利用效率,降低能源浪费,还能够有效提高系统运行的灵活性与稳定性,缓解热源出力波动对系统的影响。储热罐的数学模型为:

$$P_{\text{heat}}(t) = P_{\text{heat}}(t-1) + \eta_{\text{h,cha}} P_{\text{h,cha}}(t) - \frac{P_{\text{h,dis}}(t)}{\eta_{\text{h,dis}}} \quad (15)$$

式中: $P_{\text{heat}}(t)$ 为 t 时刻储热罐储热量; $P_{\text{h,cha}}(t)$ 、 $P_{\text{h,dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储热罐的储、放热功率; $\eta_{\text{h,cha}}$ 、 $\eta_{\text{h,dis}}$ 分别为储热罐的储、放热效率,均取 0.95。

3) 氢储能系统。

氢储能是一种以氢气作为能源载体的存储技术,主要通过压缩、液化等方法实现高密度氢气的存储,在减少碳排放和推动新型电力系统转型方面具有重要作用。储氢罐的数学模型为:

$$m_{\text{H}_2}(t) = m_{\text{H}_2}(t-1) + \eta_{\text{H}_2,\text{cha}} m_{\text{H}_2,\text{cha}}(t) - \frac{m_{\text{H}_2,\text{dis}}(t)}{\eta_{\text{H}_2,\text{dis}}} \quad (16)$$

式中: $m_{\text{H}_2}(t)$ 为 t 时刻储氢罐储氢量; $m_{\text{H}_2,\text{cha}}(t)$ 、 $m_{\text{H}_2,\text{dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储氢罐的储、放氢功率; $\eta_{\text{H}_2,\text{cha}}$ 、 $\eta_{\text{H}_2,\text{dis}}$ 分别为储氢罐的储、放氢效率,均取 0.95。

1.2.9 风电机组模型

风电机组出力与风速紧密相关^[16-17],其出力规律随风速区间不同而变化。风机功率 P_{wt} 的数学模型为:

$$P_{\text{wt}} = \begin{cases} 0, & v \leq v_C \text{ 或 } v \geq v_F \\ P_{\text{wtN}} \frac{v - v_C}{v_R - v_C}, & v_C < v < v_R \\ P_{\text{wtN}}, & v_R \leq v < v_F \end{cases} \quad (17)$$

式中: P_{wtN} 为风机额定功率; v_C 、 v_R 、 v_F 分别为风机切入、额定、切出风速。

2 阶梯式碳交易模型

阶梯式碳交易机制是一种针对碳排放的分层定价管理制度,在已知碳排放配额的情况下,根据碳排放量的大小设置不同的碳价等级^[33-35]。当企业的碳排放量在基础碳配额的范围内时,企业可以将多余的碳配额出售以承担较低的碳成本,而当碳排放超过基础碳配额后,企业需按更高的碳价支付实际碳排

放量和基础碳配额之间的差值费用。相比统一碳价机制,阶梯式碳交易提高了碳市场对企业碳减排行为的引导力,激励企业主动控制碳排放,有助于实现“双碳”目标。本文引入碳交易机制以进一步实现系统的低碳经济运行。实际碳排放量 $m_{\text{real,CO}_2}(t)$ 计算式为:

$$m_{\text{real,CO}_2}(t) = m_{\text{CO}_2} [V_{\text{CHP,CO}_2}(t) + V_{\text{GB,CO}_2}(t) + V_{\text{th,CO}_2}(t) - V_{\text{CCS,CO}_2}(t) - V_{\text{storage,CO}_2}(t)] \quad (18)$$

式中: m_{CO_2} 为 CO_2 单位体积下的质量; $V_{\text{CHP,CO}_2}(t)$ 、 $V_{\text{GB,CO}_2}(t)$ 、 $V_{\text{th,CO}_2}(t)$ 分别为 t 时刻燃气轮机、燃气锅炉、火电机组排放的 CO_2 体积; $V_{\text{CCS,CO}_2}(t)$ 、 $V_{\text{storage,CO}_2}(t)$ 分别为碳捕集设备未捕集的 CO_2 体积和碳封存的 CO_2 体积。

系统碳配额的计算式为:

$$m_{\text{quota,CO}_2}(t) = \lambda_{\text{e,chp}} P_{\text{e,CHP}}(t) + \lambda_{\text{h,chp}} P_{\text{h,CHP}}(t) + \lambda_{\text{th}} P_{\text{th}}(t) + \lambda_{\text{h,GB}} P_{\text{h,GB}}(t) \quad (19)$$

式中: $m_{\text{quota,CO}_2}(t)$ 为 t 时刻系统碳排放权配额; $\lambda_{\text{e,chp}}$ 、 $\lambda_{\text{h,chp}}$ 、 λ_{th} 、 $\lambda_{\text{h,GB}}$ 分别为燃气机组供电碳配额系数、燃气机组供热碳配额系数、燃气锅炉供热碳配额系数以及火电机组供电碳配额系数,均取 0.2。

实际参与到碳交易市场的碳排放权 $m_{\text{trade,CO}_2}(t)$ 为:

$$m_{\text{trade,CO}_2}(t) = m_{\text{real,CO}_2}(t) - m_{\text{quota,CO}_2}(t) \quad (20)$$

阶梯式碳交易成本为:

$$C_{\text{CO}_2}(t) = \begin{cases} \lambda m_{\text{trade,CO}_2}(t), & m_{\text{trade,CO}_2}(t) \leq d \\ \lambda(1 + \alpha) [m_{\text{trade,CO}_2}(t) - d] + \lambda d, & d < m_{\text{trade,CO}_2}(t) \leq 2d \\ \lambda(1 + 2\alpha) [m_{\text{trade,CO}_2}(t) - 2d] + \lambda(2 + \alpha)d, & 2d < m_{\text{trade,CO}_2}(t) \leq 3d \\ \lambda(1 + 3\alpha) [m_{\text{trade,CO}_2}(t) - 3d] + \lambda(3 + 3\alpha)d, & 3d < m_{\text{trade,CO}_2}(t) \leq 4d \\ \lambda(1 + 4\alpha) [m_{\text{trade,CO}_2}(t) - 4d] + \lambda(4 + 6\alpha)d, & 4d < m_{\text{trade,CO}_2}(t) \leq 5d \\ \lambda(1 + 5\alpha) [m_{\text{trade,CO}_2}(t) - 5d] + \lambda(5 + 10\alpha)d, & 5d < m_{\text{trade,CO}_2}(t) \end{cases} \quad (21)$$

式中: λ 为碳交易基价,取 200 元/t; d 为套交易额度,取 50 t; α 为碳价增长率,取 0.25。

3 考虑氢-氨耦合燃烧和P2G-CCS的综合能源系统优化调度模型

3.1 目标函数

根据上述建立的模型,以系统总运行成本最低

为目标,包括碳交易成本 $C_{\text{CO}_2}(t)$ 、弃风成本 $C_{\text{cur}}(t)$ 、购售电成本 $C_{\text{e,grid}}(t)$ 、购售热成本 $C_{\text{h,grid}}(t)$ 、火电机组启停成本 $C_{\text{th}}(t)$ 、煤耗成本 $C_{\text{coal}}(t)$ 、火电机组运维成本 $C_{\text{om}}(t)$ 、碳封存成本 $C_{\text{storage}}(t)$ 以及购气成本 $C_{\text{gas}}(t)$ 。系统总目标函数为:

$$\min f = \sum_{t=1}^T [C_{\text{CO}_2}(t) + C_{\text{cur}}(t) + C_{\text{e,grid}}(t) + C_{\text{h,grid}}(t) + C_{\text{th}}(t) + C_{\text{coal}}(t) + C_{\text{om}}(t) + C_{\text{storage}}(t) + C_{\text{gas}}(t)] \quad (22)$$

1) 弃风成本。

$$C_{\text{cur}}(t) = c_{\text{price,cur}} P_{\text{cur}}(t) \quad (23)$$

式中: $c_{\text{price,cur}}$ 为弃风惩罚成本系数,取 0.6 元/kWh; $P_{\text{cur}}(t)$ 为 t 时刻的弃风量。

2) 购售电成本。

$$C_{\text{e,grid}} = c_{\text{e,buy}} P_{\text{e,grid,buy}}(t) - c_{\text{e,sell}} P_{\text{e,grid,sell}}(t) \quad (24)$$

式中: $c_{\text{e,buy}}$ 、 $c_{\text{e,sell}}$ 分别为购、售电价格; $P_{\text{e,grid,buy}}(t)$ 、 $P_{\text{e,grid,sell}}(t)$ 分别为 t 时刻系统的购、售电功率。

3) 购售热成本。

$$C_{\text{h,grid}} = c_{\text{h,buy}} P_{\text{h,grid,buy}}(t) - c_{\text{h,sell}} P_{\text{h,grid,sell}}(t) \quad (25)$$

式中: $c_{\text{h,buy}}$ 、 $c_{\text{h,sell}}$ 分别为购、售热价格; $P_{\text{h,grid,buy}}(t)$ 、 $P_{\text{h,grid,sell}}(t)$ 分别为 t 时刻系统的购、售热功率。

4) 火电机组启停成本。

$$C_{\text{th}}(t) = c_{\text{price,th}} \{ I_{\text{th}}(t) [1 - I_{\text{th}}(t-1)] + I_{\text{th}}(t-1) [1 - I_{\text{th}}(t)] \} \quad (26)$$

式中: $c_{\text{price,th}}$ 为火电机组的启停成本系数,取 1.5×10^5 元/次; $I_{\text{th}}(t)$ 为 0-1 变量,0 表示机组关停,1 表示机组启动。

5) 火电机组煤耗成本。

$$C_{\text{coal}}(t) = c_{\text{price,coal}} m_{\text{coal}}(t) \quad (27)$$

式中: $c_{\text{price,coal}}$ 为购煤价格,取 200 元/t。

6) 火电机组运维成本。

$$C_{\text{om}}(t) = c_{\text{price,om}} P_{\text{th}}(t) \quad (28)$$

式中: $c_{\text{price,om}}$ 为火电机组维修成本系数,取 0.1 元/kWh。

7) 碳封存成本。

$$C_{\text{storage}}(t) = c_{\text{price,storage}} m_{\text{storage,CO}_2}(t) \quad (29)$$

式中: $c_{\text{price,storage}}$ 为火电机组维修成本,取 50 元/t。

8) 购气成本。

$$\begin{cases} C_{\text{gas}}(t) = c_{\text{price,gas}} V_{\text{buy,gas}}(t) \\ V_{\text{buy,gas}}(t) = V_{\text{GB,gas}}(t) + V_{\text{CHP,gas}}(t) - V_{\text{P2G,gas}}(t) \end{cases} \quad (30)$$

式中: $c_{\text{price,gas}}$ 为天然气价格,取 0.35 元/m³。

3.2 约束条件

1) 功率约束。

$$P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{e,grid,buy}}(t) + P_{\text{e,dis}}(t) + P_{\text{e,CHP}}(t) + P_{\text{th}}(t) = P_{\text{e,P2H}}(t) + P_{\text{e,EB}}(t) + P_{\text{e,CCS}}(t) + P_{\text{e,grid,sell}}(t) + P_{\text{e,load}}(t) + P_{\text{e,P2A}}(t) + P_{\text{e,cha}}(t) \quad (31)$$

$$P_{\text{h,CHP}}(t) + P_{\text{h,EB}}(t) + P_{\text{h,GB}}(t) + P_{\text{h,dis}}(t) + P_{\text{h,NH}_3}(t) + P_{\text{h,grid,buy}}(t) = P_{\text{h,load}}(t) + P_{\text{h,cha}}(t) + P_{\text{h,grid,sell}}(t) \quad (32)$$

$$V_{\text{buy,gas}}(t) + V_{\text{P2G,gas}}(t) = V_{\text{GB,gas}}(t) + V_{\text{CHP,gas}}(t) \quad (33)$$

$$m_{\text{P2H,H}_2}(t) + m_{\text{H}_2,\text{dis}}(t) = m_{\text{v2m,H}_2} V_{\text{CHP,H}_2}(t) + m_{\text{v2m,H}_2} V_{\text{GB,H}_2}(t) + m_{\text{H}_2,\text{cha}}(t) + m_{\text{P2G,H}_2}(t) + m_{\text{NH}_3,\text{H}_2}(t) \quad (34)$$

式中: $P_{\text{WT}}(t)$ 为 t 时刻风电机组出力。

2) 联络线功率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{k,\text{grid,buy}}(t) \leq P_{k,\text{grid,max}} \\ 0 \leq P_{k,\text{grid,sell}}(t) \leq P_{k,\text{grid,max}} \\ P_{k,\text{grid}}(t) = P_{k,\text{grid,buy}}(t) - P_{k,\text{grid,sell}}(t) \end{cases} \quad (35)$$

式中: 下标 k 表示能源类型,包括电能和热能; $P_{k,\text{grid,max}}$ 为联络线最大交互功率; $P_{k,\text{grid}}(t)$ 为联络线交互功率。

3) 火电机组约束。

$$\begin{cases} I_{\text{th}}(t) P_{\text{th,min}} \leq P_{\text{th}}(t) \leq I_{\text{th}}(t) P_{\text{th,max}} \\ \Delta P_{\text{th,down}} \leq P_{\text{th}}(t) - P_{\text{th}}(t-1) \leq \Delta P_{\text{th,up}} \end{cases} \quad (36)$$

式中: $P_{\text{th,max}}$ 、 $P_{\text{th,min}}$ 分别为火电机组电出力上、下限; $\Delta P_{\text{th,up}}$ 、 $\Delta P_{\text{th,down}}$ 分别为火电机组功率爬升上、下限。

4) CHP 约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{e,CHP}}(t) \leq P_{\text{e,CHP,max}} \\ 0 \leq P_{\text{h,CHP}}(t) \leq P_{\text{h,CHP,max}} \end{cases} \quad (37)$$

式中: $P_{\text{e,CHP,max}}$ 、 $P_{\text{h,CHP,max}}$ 分别为 CHP 最大输出电、热功率。

5) 电锅炉约束。

$$0 \leq P_{\text{h,EB}}(t) \leq P_{\text{h,EB,max}} \quad (38)$$

式中: $P_{\text{h,EB,max}}$ 为电锅炉最大产热功率。

6) 燃气锅炉约束。

$$0 \leq P_{\text{h,GB}}(t) \leq P_{\text{h,GB,max}} \quad (39)$$

式中: $P_{\text{h,GB,max}}$ 为燃气锅炉最大产热功率。

7) P2A 功率约束。

$$0 \leq P_{\text{e,P2A}}(t) \leq P_{\text{P2A,max}} \quad (40)$$

式中: $P_{\text{P2A,max}}$ 为 P2A 的最大耗电功率。

8) 碳捕集约束。

$$0 \leq P_{\text{e,CCS}}(t) \leq P_{\text{e,CCS,max}} \quad (41)$$

式中: $P_{\text{e,CCS,max}}$ 为碳捕集设备的最大耗电功率。

9) P2H 能耗上下限及爬升约束。

$$0 \leq P_{\text{e,P2H}}(t) \leq P_{\text{P2H,max}} \quad (42)$$

式中: $P_{\text{P2H,max}}$ 为 P2H 的最大耗电功率。

10) 燃气锅炉掺氢约束。

$$0 \leq k_{\text{GB,H}_2}(t) \leq k_{\text{GB,H}_2,\text{max}} \quad (43)$$

式中: $k_{GB,H_2,max}$ 为燃气锅炉的最大掺氢比,取20%。

11)燃气轮机掺氢约束。

$$0 \leq k_{CHP,H_2}(t) \leq k_{CHP,H_2,max} \quad (44)$$

式中: $k_{CHP,H_2,max}$ 为燃气轮机的最大掺氢比,取20%。

12)火电机组掺氨约束。

$$0 \leq k_{th,NH_3}(t) \leq k_{th,NH_3,max} \quad (45)$$

式中: $k_{th,NH_3,max}$ 为燃气轮机的最大掺氨比,取20%。

13)蓄电池出来约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{e,dis}(t) \leq P_{e,dis,max} \\ 0 \leq P_{e,cha}(t) \leq P_{e,cha,max} \\ 0 \leq I_{e,dis}(t) + I_{e,cha}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (46)$$

式中: $P_{e,dis,max}$ 、 $P_{e,cha,max}$ 分别为蓄电池 t 时刻充、放电功率最大值; $I_{e,dis}(t)$ 、 $I_{e,cha}(t)$ 分别为0-1状态变量,1表示蓄电池充电状态,否则为放电状态。

14)储热罐出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{h,dis}(t) \leq P_{h,dis,max} \\ 0 \leq P_{h,cha}(t) \leq P_{h,cha,max} \\ 0 \leq I_{h,dis}(t) + I_{h,cha}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (47)$$

式中: $P_{h,dis,max}$ 、 $P_{h,cha,max}$ 分别为储热罐 t 时刻储、放热功率最大值; $I_{h,dis}(t)$ 、 $I_{h,cha}(t)$ 分别为0-1状态变量,1表示储热罐储热状态,0表示放热状态。

15)储氢罐出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq m_{H_2,dis}(t) \leq m_{H_2,dis,max} \\ 0 \leq m_{H_2,cha}(t) \leq m_{H_2,cha,max} \\ 0 \leq I_{H_2,dis}(t) + I_{H_2,cha}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (48)$$

式中: $m_{H_2,dis,max}$ 、 $m_{H_2,cha,max}$ 分别为储氢罐 t 时刻储放氢最大值; $I_{H_2,dis}(t)$ 、 $I_{H_2,cha}(t)$ 分别为0-1状态变量,1表示储氢罐储氢状态,0表示放氢状态。

4 模型求解

针对第3章建立的优化调度模型,采用Matlab调用GUROBI求解器进行求解,求解流程如图2所示。主要流程为:首先输入系统的基本参数,包括风电数据、负荷数据、设备运行参数以及电热价格信息。其次,建立计及氢-氨耦合和P2G-CCS的优化调度模型,模型包括系统运行时的各类运行成本和约束条件。最后,以系统的总运行成本最低为目标,利用GUROBI求解器进行求解。

5 算例分析

5.1 基本参数

本文以某综合能源系统为研究对象进行分析,系统结构如图1所示。综合能源系统内部风电出力

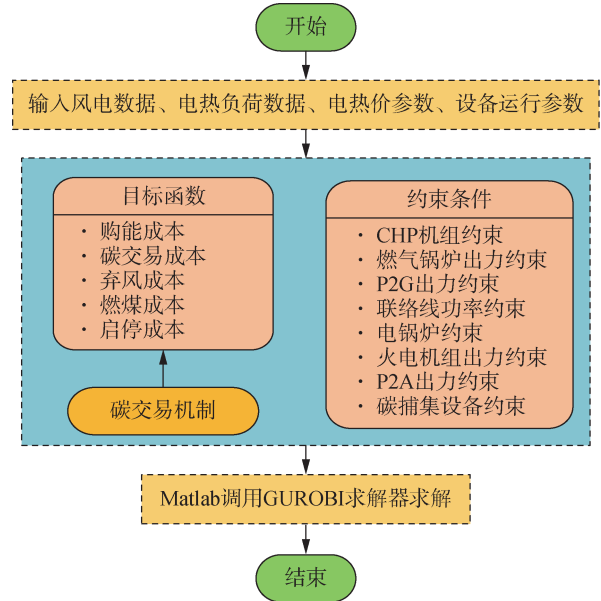


图2 求解流程

Fig. 2 Solution flowchart

数据以及电、热负荷如图3所示。相关设备参数配置见表1,电、热价格见表2。

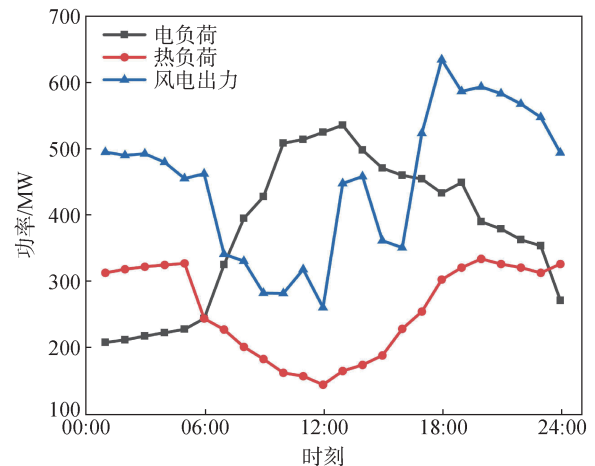


图3 风电出力及电、热负荷功率

Fig. 3 Wind power output and electric and thermal load power

表1 各设备运行参数
Table 1 Operating parameters of each device

参数	数值	参数	数值
$P_{e,CHP,max}/MW$	120	$P_{h,CHP,max}/MW$	120
$P_{h,EB,max}/MW$	40	$P_{h,GB,max}/MW$	80
$P_{e,dis,max}/MW$	15	$P_{h,dis,max}/MW$	15
$P_{e,cha,max}/MW$	15	$P_{h,cha,max}/MW$	15
$P_{P2H,max}/MW$	120	$P_{P2A,max}/MW$	100
$P_{th,max}/MW$	80	$P_{e,CCS,max}/MW$	150
$P_{e,sell,max}/MW$	150	$P_{e,buy,max}/MW$	150
$P_{h,sell,max}/MW$	180	$P_{h,buy,max}/MW$	180

表 2 分时电、热价格
Table 2 Time-of-use electricity price

时段	电价/(元/kWh)	热价/(元/kWh)
01:00—10:00	0.4	0.5
10:00—13:00	0.8	0.5
13:00—17:00	1.2	0.5
17:00—21:00	0.8	0.5
21:00—24:00	1.2	0.5

5.2 系统优化调度结果分析

为验证所提模型在提升系统经济性、环保性的优势,本文设置以下 4 种场景进行对比分析。

场景 1:考虑 P2G-CCS 耦合,进行混掺氢-氨燃烧。

场景 2:考虑 P2G-CCS 耦合,只进行燃气掺氢。

场景 3:不考虑 P2G-CCS 耦合,只进行混掺氢-氨。

场景 4:不考虑掺氢燃烧和掺氨燃烧。

在上述 4 种场景下,均只考虑固定的掺氢-氨比,即燃气轮机和燃气锅炉掺氢比为 20%,火电机组掺氨比为 20%。

场景 1 中各机组求解的电功率平衡如图 4 所示。由图 4 可见,在 00:00—06:00 期间,风电出力较大而用电需求较少,此时风电有较多富余,系统利用多余的风电进行电解水制氢以合成天然气进行供热,并将剩余的电能进行储存和向上级电网出售。在 06:00—13:00 期间,用电需求不断递增,此时仅通过风电已无法满足用户用电需求,系统通过增发火电机组和燃气轮机出力来填补用电需求。此时火电机组和燃气轮机的运行导致系统产生大量的 CO₂,系统除了需要利用碳捕集设备对产生的 CO₂ 进行捕集封存外,还将进行合成氨以减少碳排放和火电机组煤耗。由于 P2A 设备和碳捕集设备的出力增加,该时段的用电缺额还将依赖蓄电池和进行上网购电进行填补,而该时段电价有所上涨,故系统只向上级电网进行少量购电以满足设备用电需求。在 13:00—24:00 时段,用电需求逐渐减少,而热负荷逐渐增大,系统主要由风电、火电机组和燃气轮机进行供电。在此期间,富余的电能多用于电解水制氢设备和电转热设备以满足供热需求,剩余的电能还将向上级电网进行出售以便减少系统的运行成本。

场景 1 中各机组求解的热功率平衡如图 5 所示。在 00:00—06:00 时段,由于用热需求较大,仅依靠燃气锅炉、电锅炉和蓄热罐已无法满足系统用热需求,此时,系统通过电转氨产热以及向上级热网购热以用于填补热能缺额。06:00—13:00 期间,用热需求

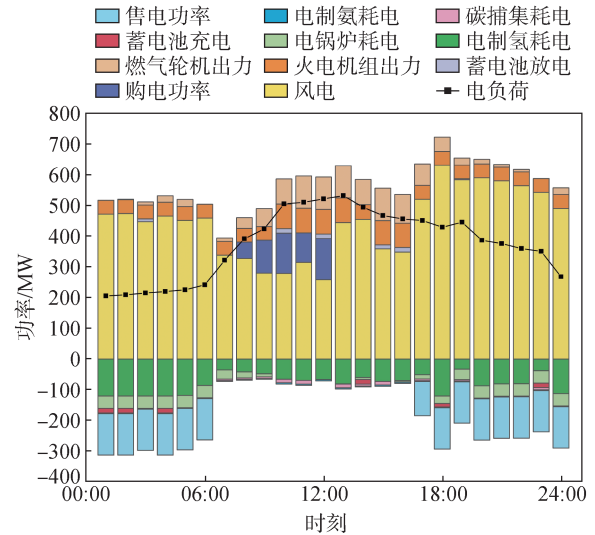


图 4 电功率平衡

Fig. 4 Electric power balance

逐渐降低,在该时段主要通过燃气锅炉和燃气轮机进行供热,系统逐渐减少购热量以减少运行成本,由于系统合成氨的成本低于购热成本,故该时段 P2A 设备继续运行,合成氨过程中产生的热能用于填补热能缺额。10:00—13:00 时段为系统用热低峰期,系统将多余的热能储存在蓄热罐中用于夜间备用。在 13:00—24:00 时段,系统用热需求逐渐上升。在 13:00—16:00 期间,系统主要依赖燃气轮机和燃气锅炉产热,剩余少量热能缺额则利用合成氨产热进行填补。在 16:00 之后,用热逐渐进入高峰期,考虑到机组出力约束和系统运行成本,系统仅靠燃气锅炉和燃气轮机已无法满足用热需求,此时系统向上级热网进行大量购热以满足用热需求。在 20:00—24:00 时段,系统用热到达高峰,此时还需利用蓄热罐中白天储存的热能对用热缺额进行填补。

场景 1 中各机组求解的气功率如图 6 所示。由

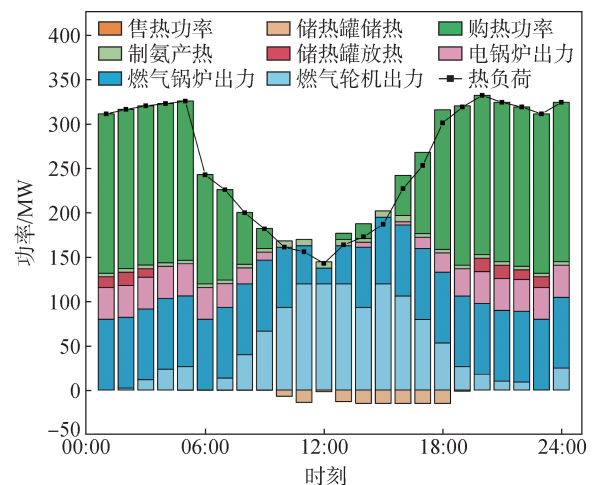


图 5 热功率平衡

Fig. 5 Thermal power balance

图6可得,在00:00—06:00时段,此时电负荷需求较少而热负荷较高,故系统中燃气锅炉耗气量较大。为消纳多余的风能,在该时段主要利用P2G设备进行产气以填补系统用气需求。在06:00—17:00时段,为满足电热负荷需求,系统需通过燃气轮机和燃气锅炉分别进行供电和供热,而在该时段由于受运行成本和机组出力约束的限制,系统主要考虑向上级主网进行大量购气来保证系统运行的经济性。在17:00—24:00时段,由于电负荷逐渐降低而热负荷逐渐增长到峰值,该阶段主要的用气消耗用于燃气锅炉和部分燃气轮机运行。在20:00—24:00用热高峰期,此时用电消耗较低,系统将消纳多余的风电用于电转气,剩余天然气的缺额则从主网进行购气补充。

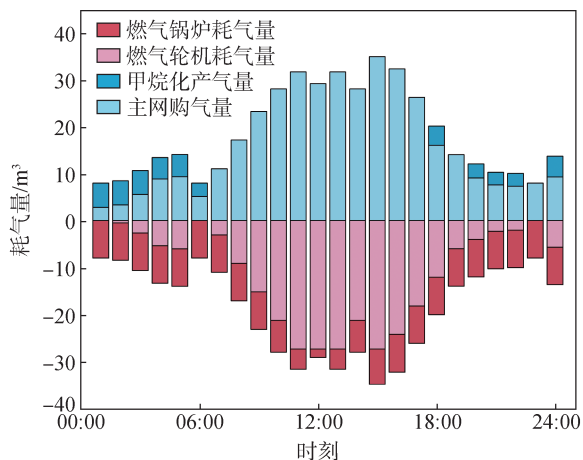


图6 气耗量平衡

Fig. 6 Gas consumption balance

场景1中各机组求解的氢耗量平衡如图7所示。由图7可得,在00:00—06:00时段,由于此时电力需求较低,系统利用P2G设备进行电解水制氢和电转氨来消纳富裕的风电。同时,该阶段热负荷需求较大,为满足供热需求,大部分氢气用于甲烷化以供燃气设备使用,而剩余的氢气则进行燃气掺氢燃烧以减少碳排放和系统的购气成本。此外,还有少量的氢气被储存在储氢罐中留以备用。在06:00—17:00期间,此时电负荷需求相比于热负荷需求较大,结合图4可以看出,在该时段火电机组也承担了相应的负

荷,系统在进行燃气掺氢的同时,为进一步降低煤耗和碳排放,还进行了合成氨用于火电机组掺氢。在17:00—24:00时段,电力需求逐渐降低,热负荷逐渐增大,系统主要由燃气轮机和燃气锅炉出力,期间燃气掺氢燃烧和甲烷化消耗的氢气主要依赖电解水制氢获得。

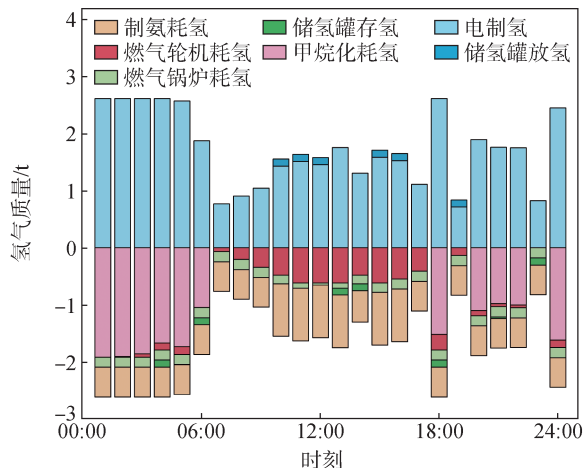


图7 氢耗量平衡

Fig. 7 Hydrogen consumption balance

5.3 系统经济效益对比分析

3种不同场景下综合能源系统的优化调度结果见表3。由表3可知,场景1相比于场景2系统运行总成本降低了4.98%。在场景1中,由于引入了掺氢燃烧技术,在电转氨过程中能够联合P2G机组有效消纳多余的新能源出力,从而使得弃风成本相比场景2降低了68.24%。由于2种场景均采用了P2G-CCS耦合技术,通过P2G可以实现电解水制氢,并结合CCS捕集CO₂进行甲烷化,有效提升了碳循环效率,减少了系统对购气量的需求。此外,利用火电机组掺氢燃烧技术还提升了机组的运行灵活性,进一步缓解了燃气轮机和燃气锅炉的调峰压力,显著降低了天然气的消耗,故场景1的购气成本较场景2降低了19.56%。同时,由于氨燃烧过程不直接产生CO₂,场景1的碳排放量降低了0.603%。总体而言,场景1通过掺氢技术与P2G-CCS的协同作用,不仅大幅提升了新能源的消纳能力和系统运行灵活性,还在燃料成本和碳排放管理方面实现了显著优化。

场景3由于忽略了P2G-CCS的耦合,系统总运行

表3 各场景优化调度结果

Table 3 Optimization and scheduling results for each scenario

场景	总成本/万元	购气成本/万元	碳交易成本/万元	煤耗成本/万元	弃风成本/万元	碳封存成本/万元	启停成本/万元	碳排放量/t
1	265.54	140.09	-10.47	19.82	5.22	1.15	0	1 326.30
2	279.48	174.17	-14.84	19.59	16.44	0.98	15	1 334.35
3	335.78	175.98	-0.61	19.38	49.59	1.20	0	1 723.87

成本相比场景 1 有大幅增长,从 265.54 万元增长到 335.78 万元。这是因为当 P2G 不进行甲烷化时,系统无法将富余新能源转化为天然气,一方面导致弃风成本增加,另一方面也因无法自产气源而被迫增加外部购气和火电出力,推高了购气成本。另外,在未考虑 CCS 的情况下,系统的碳交易、碳排放以及碳封存成本均有所增加。由上述分析可得,燃气混掺氢-氨结合 P2G-CCS 不仅可以有效提高新能源的消纳能力,还能够优化系统的能源结构,降低系统的运行成本。

5.4 系统混掺氢-氨比分析

5.4.1 考虑机组固定混掺氢-氨比分析

为验证不同固定混掺氢-氨比对系统经济性和低碳性的影响,在场景 1 的基础上分别设置了 0%、4%、8%、12%、16%、20% 固定掺氢-氨比。梯度设置覆盖了从无效、有效、快速提升到触及上限的全过程^[36-37],旨在系统揭示规律的同时,确保研究结论的工程实用价值。

上述 6 种情况下的碳排放量和系统总运行成本对比如图 8 所示。由图 8 可知,系统的碳排放与总运行成本随氢-氨混掺比的增加而逐步降低。当混掺比超过 8% 这一临界点后,下降趋势尤为显著;而在此比例之前,因机组出力特性改变有限,系统仍需大量购气购煤,故成本与排放的降低幅度较为缓和。总体来看,随着固定掺氢-氨比的增大,系统的总运行成本和 CO₂ 的排放量逐渐降低,当混掺固定比大于 8% 时,更能突出系统运行的经济性和低碳性。

5.4.2 考虑机组变化混掺氢-氨比分析

由于系统受外界干扰时,各设备的出力具有时变性,而采用固定的混掺氢-氨比可能导致机组出力受限,使其无法根据外界实际情况进行充分调整,进而影响系统运行的经济性。5.4.1 节已分析了不同

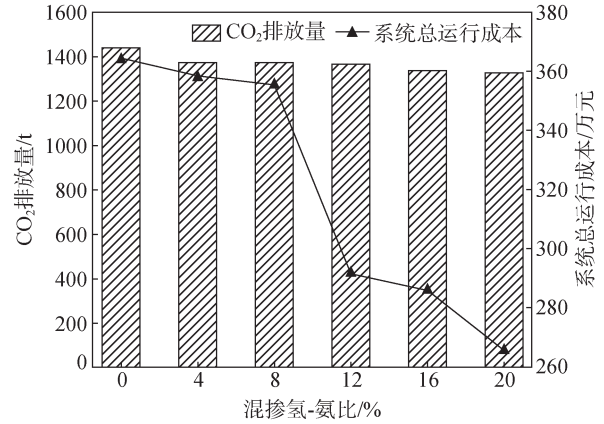


图 8 不同固定混掺氢-氨比下 CO₂ 排放和系统总成本

Fig. 8 CO₂ emissions and total system costs under different fixed H₂-NH₃ blending ratios

固定混掺氢-氨比对系统运行成本和碳排放量的影响,因此,在场景 1 的基础上设置场景 5,即考虑混掺氢-氨比变化情况下系统的经济性,并设置场景 4 进行不掺氢-氨的空白对比。各时段混掺氢-氨比变化如图 9 所示。考虑变化混掺氢-氨策略的场景 5 与其他场景系统优化结果对比见表 4、表 5。

从表 4 中可以看出,在场景 5 中,系统的总运行成本为 234.59 万元,相比于场景 1 总成本降低了 11.65%。通过表 5 进一步分析可得,与场景 5 相比,场景 1 的燃气轮机出力更大,这是由于燃气机组掺氢后,氢气需求量增大使得电制氢耗电量增加,系统需要增大出力满足电量缺额,而通过燃烧天然气发电的燃气机组则为经济最优的发电途径,因此在表 4 中,场景 1 的购气成本相比场景 5 增加了 18.7 万元。从表 4 中不同场景下的碳排放量来分析,场景 1 和场景 5 由于考虑了火电掺氨和燃气掺氢,因此碳排放量相比于场景 4 分别降低了 114.01 t 和 147.64 t,进而导致系统的碳封存成本增加。由于场景 1 和场景 5 的碳排放量较为接近,因此两者的碳封存成本差异相对较小。

表 4 不同场景下的系统优化结果对比

Table 4 Comparison of system optimization results under different scenarios

场景	总成本/万元	购气成本/万元	碳交易成本/万元	煤耗成本/万元	弃风成本/万元	碳封存成本/万元	启停成本/万元	碳排放量/t
1	265.54	140.09	-10.47	19.82	5.22	1.15	0	1 326.30
4	363.99	243.67	-15.86	12.90	55.51	2.09	30	1 440.31
5	234.59	121.39	-9.90	23.80	5.12	1.20	0	1 292.67

表 5 不同场景下机组出力结果对比

Table 5 Comparison of unit output results under different scenarios

场景	火电机组出力/MW	燃气轮机出力/MW	燃气轮机热出力/MW	燃气锅炉热出力/MW	电解水制氢耗电量/MWh	碳捕集耗电量/MWh
1	1 292.80	1 030.80	1 178.10	1 753.8	1 753.8	85.97
4	2 073.40	1 457.60	2 369.60	1 840.3	1 565.7	179.36
5	1 465.00	775.78	886.61	1 871.7	1 303.1	107.73

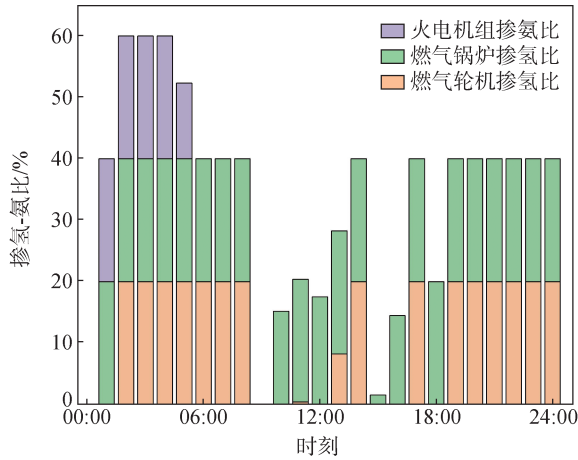


图9 各时段混掺氢-氨比变化情况

Fig. 9 Variation of hydrogen-ammonia blending ratios over different time periods

此外,从表4中的弃风成本可以看出,在场景4中的弃风成本明显高于场景1和场景5。这是由于在不考虑掺氢和掺氨的情况下,系统无法利用富裕的风电,而在场景1和场景5中,系统可以将富裕的风电进行电转氨和电制氢实现消纳,在后续机组混掺氢-氨燃烧的过程中又能够减少系统的碳排放和购能

成本,实现低碳的同时又降低了系统的运行成本。

各机组出力差异源于氢-氨掺混对系统成本结构的重塑。掺氢降低燃气机组燃料成本,促使其由调峰转向基荷运行;掺氨通过减少碳排放降低火电机组碳成本。动态混掺策略根据风光负荷动态分配有限氢资源,实现多能流协同优化,达成全局经济最优。

5.5 系统碳交易对比分析

为验证本文参与阶梯式碳交易的优势,在场景1的基础上分别设置场景6(考虑统一型碳交易)和场景7(不考虑碳交易成本进行分析)。

表6为不同碳交易机制下系统的优化结果,与不考虑碳交易的场景7相比,场景1中系统总运行成本降低了10.54%,碳排放量减少了342.31 t。此外,考虑统一型碳交易虽能有效降低系统的碳排放,但从系统的总运行成本来看,场景6的运行成本高于场景7,这是由于碳交易成本的变化影响了系统的总体经济性导致系统能耗增大,所以系统需增加购气成本以填补功率缺额。从场景1和场景6系统的总运行成本和碳排放量来看均优于不考虑碳交易的场景7。因此,系统通过引入阶梯式碳交易后能够有效降低系统的运行成本和碳排放。

表6 不同碳交易机制下系统优化结果对比

Table 6 Comparison of system optimization results under different carbon trading mechanisms

场景	总成本/万元	购气成本/万元	碳交易成本/万元	煤耗成本/万元	弃风成本/万元	碳封存成本/万元	启停成本/万元	碳排放量/t
1	265.54	140.09	-10.47	19.82	5.22	1.15	0	1 326.30
6	279.94	142.51	6.01	19.49	5.12	1.08	0	1 337.61
7	296.85	183.38	0	18.86	5.39	0	15	1 668.61

在本文建立的阶梯式碳交易模型中,由于系统的运行总成本和碳排放量受碳基价的影响较大,需进一步分析不同碳基价下系统的运行成本和碳排放量之间的关系。图10为碳基价在[120, 300]元/t区

间内时,系统运行成本和碳排放量之间的关系。分析表明:当碳基价低于140元/t时,提高碳价能激励系统减少碳排放,同时通过出售富余碳配额降低总成本;当碳价超过140元/t后,减排效果趋于饱和。因此,合理设定碳税对平衡系统经济性与低碳性至关重要。

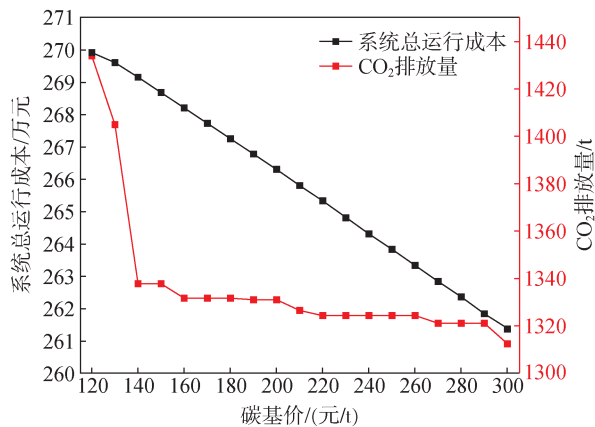


图10 不同碳基价下的系统运行成本和碳排放量

Fig. 10 System operating costs and carbon emissions under different carbon prices

6 结论

本文提出了一种考虑混掺氢-氨燃烧和P2G-CCS耦合的综合能源系统优化调度模型。在P2G-CCS耦合的基础上,建立了阶梯式碳交易模型,考虑了不同混掺氢-氨比例下,燃气机组的掺氢燃烧和火电机组的掺氨燃烧对系统的经济性和碳排放的影响。通过算例分析不同的场景,得出以下结论:

- 1)通过引入P2G-CCS耦合设备能够有效减少系统运行的碳排放,提高系统的能源利用效率。
- 2)掺氢-掺氨燃烧可提升系统经济性并降低碳排

放。模型显示,在模型约束下的可行范围内,掺混比例为 20% 时系统总成本与碳排放最低。其中掺混比达 8% 后运行成本降幅最大,而碳减排趋势趋于平缓。结果表明,适量氢-氨掺混可协同提升系统经济与低碳性能。

3) 分析了变混掺氢-氨比对系统经济性和低碳性的影响。与固定混掺氢-氨比相比,考虑变混掺氢-氨比下的系统总运行成本为 234.59 万元,相比于考虑固定混掺氢-氨比,总成本降低了 11.65%,碳排放降低了 33.63 t。

4) 设置了统一碳交易机制进行对比,并分析了阶梯式碳交易参数对碳排放和总成本的影响。实验结果表明,通过引入阶梯式碳交易机制不仅能够给系统带来一定的收益还能够降低系统的碳排放量。

本文纵向对比验证了动态混掺氢-氨+P2G-CCS 的优化潜力,尚未与现有文献进行横向量化比较。后续研究将构建参数归一化框架,选取典型文献模型,从成本、碳排放与鲁棒性等维度开展系统对比,进一步量化本技术路径的相对优势,形成差异化场景下的技术选型依据,为综合能源系统低碳运行提供更全面支撑。

利益冲突声明 (Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

作者贡献声明 (Authors' Contributions):

龚子怡进行实验数据分析并完成论文初稿撰写;马辉提出研究方向;毛睿设计研究方案与技术路线;王鑫构建论文整体框架;苗桂喜参与论文修改与审校;元亮负责结果验证与文字润色。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

7 参考文献

- [1] 杨莉莎,朱俊鹏,贾智杰. 中国碳减排实现的影响因素和当前挑战: 基于技术进步的视角[J]. 经济研究, 2019, 54(11): 118-132.
YANG Lisha, ZHU Junpeng, JIA Zhijie. Influencing factors and current challenges of CO₂ emission reduction in China: a perspective based on technological progress [J]. Economic Research Journal, 2019, 54(11): 118-132.
- [2] 张浩,陆海,罗恩博,等. 考虑资源灵活性的多区域综合能源系统协同调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(9): 148-154.
ZHANG Hao, LU Hai, LUO Enbo, et al. Coordinated scheduling of multi-region integrated energy systems considering resource flexibility [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(9): 148-154.
- [3] 李剑峰,姜涛,窦文雷,等. 电-热-氢综合能源系统鲁棒区间优化调度[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 44-54.
LI Jianfeng, JIANG Tao, DOU Wenlei, et al. Robust interval optimal dispatch of integrated electricity and district heating system [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 44-54.
- [4] 袁越,苗安康,吴涵,等. 低碳综合能源系统研究框架与关键问题研究综述[J]. 高电压技术, 2024, 50(9): 4019-4036.
YUAN Yue, MIAO Ankang, WU Han, et al. Review of the research framework and key issues for low-carbon integrated energy system [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(9): 4019-4036.
- [5] 刘铠诚,贾晓强,何桂雄,等. 计及虚拟储能的冷热电综合能源系统优化调度方法[J]. 浙江电力, 2024, 43(12): 38-48.
LIU Kaicheng, JIA Xiaoqiang, HE Guixiong, et al. An optimal scheduling method for IES considering virtual energy storage [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(12): 38-48.
- [6] 张海伟,刘会家,洪家恩,等. 考虑需求响应不确定性的电-热-氢综合能源系统优化调度策略[J]. 浙江电力, 2025, 44(4): 39-49.
ZHANG Haiwei, LIU Huijia, HONG Jiaen, et al. An optimal scheduling strategy for integrated electric-thermo-hydrogen energy system considering demand response uncertainty [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(4): 39-49.
- [7] 包铭磊,万一心,侯验秋,等. 支撑新型电力系统建设的电力市场发展分析与思考[J]. 电力系统自动化, 2026, 50(5): 1-15.
BAO Minglei, WAN Yixin, HOU Yanqiu, et al. Analysis and reflection on development of electricity markets supporting construction of new power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2026, 50(5): 1-15.
- [8] 张智刚,康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2818.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818.
- [9] 许乐,徐玉韬,袁旭峰,等. 计及动态碳排的含氢综合能源系统低碳调度[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(2): 120-129.
XU Le, XU Yutao, YUAN Xufeng, et al. Low-carbon dispatching of hydrogen-based integrated energy systems considering dynamic carbon emissions [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(2): 120-129.
- [10] LI X, LI T X, LIU L, et al. Operation optimization for integrated energy system based on hybrid CSP-CHP considering power-to-gas technology and carbon capture system [J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 391: 136119.
- [11] 岑增光,耿斌,高明海,等. 考虑天然气混氢的园区综合能源系统电制氢优化配置[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 55-64.
CEN Zengguang, GENG Bin, GAO Minghai, et al. Optimal configuration of P2H in the park integrated energy system considering natural gas mixed with hydrogen [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(2): 55-64.
- [12] 胡雅媛,张永熙,殷子良,等. 计及氢能的高速公路服务区综合能源站多阶段规划方法[J]. 南方电网技术, 2025, 19(9): 3-14.
HU Yayuan, ZHANG Yongxi, YIN Ziliang, et al. Multi-stage planning method for integrated energy stations at highway service areas considering hydrogen energy [J]. Southern Power System

- Technology, 2025, 19(9): 3-14.
- [13] 王艳松, 王毓铎. 计及电制氢和碳捕集的园区综合能源系统动态规划[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2024, 48(2): 142-150.
WANG Yansong, WANG Yuduo. Dynamic programming of park-level integrated energy system considering electricity hydrogen production and carbon capture [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2024, 48(2): 142-150.
- [14] 邢作霞, 赵子逸, 孙浩, 等. 基于电制氢多级利用的综合能源系统低碳经济运行优化研究[J]. 综合智慧能源, 2025, 47(7): 71-81.
XING Zuoxia, ZHAO Ziyi, SUN Hao, et al. Research on low-carbon economic operation optimization of integrated energy systems based on multi-level utilization of hydrogen production from electricity[J]. Integrated Intelligent Energy, 2025, 47(7): 71-81.
- [15] ZHU X X, XUE J F, HU M, et al. Low-carbon economy dispatching of integrated energy system with P2G-HGT coupling wind power absorption based on stepped carbon emission trading [J]. Energy Reports, 2023, 10: 1753-1764.
- [16] ZHANG J L, LIU Z Y. Low carbon economic scheduling model for a park integrated energy system considering integrated demand response, ladder-type carbon trading and fine utilization of hydrogen[J]. Energy, 2024, 290: 130311.
- [17] KOBAYASHI H, HAYAKAWA A, SOMARATHNE K D K A, et al. Science and technology of ammonia combustion [J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2019, 37(1): 109-133.
- [18] 吉平, 易俊, 林伟芳, 等. 基于CCER规则的煤电机组掺氨减排计算方法及发展前景分析[J]. 电网技术, 2025, 49(11): 4506-4515.
JI Ping, YI Jun, LIN Weifang, et al. Carbon emission reduction calculation approach for ammonia coal mixed combustion based on CCER rules and analysis of development prospects [J]. Power System Technology, 2025, 49(11): 4506-4515.
- [19] 初壮, 袁继新. 考虑氨制冷和火电掺氨的综合能源系统优化调度[J]. 电力建设, 2025, 46(8): 92-104.
CHU Zhuang, YUAN Jixin. Optimization and scheduling of comprehensive energy systems considering ammonia refrigeration and ammonia blending in thermal power plants[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(8): 92-104.
- [20] WEN D, AZIZ M. Flexible operation strategy of an integrated renewable multi-generation system for electricity, hydrogen, ammonia, and heating [J]. Energy Conversion and Management, 2022, 253: 115166.
- [21] 梁俊鹏, 张高航, 李凤婷, 等. 计及氢储能-制氨-碳捕集的综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(10): 16-23.
LIANG Junpeng, ZHANG Gaohang, LI Fengting, et al. Low-carbon optimal scheduling of integrated energy system considering hydrogen energy storage, ammonia production and carbon capture [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(10): 16-23.
- [22] 王守文, 陈佳俊, 郭蕊, 等. 考虑燃煤掺氨和先进绝热压缩空气储能的综合能源系统优化调度[J]. 电网技术, 2026, 50(1): 60-70.
WANG Shouwen, CHEN Jiajun, GUO Rui, et al. Optimal scheduling of integrated energy system considering coal-fired ammonia blending and advanced adiabatic compressed air energy storage [J]. Power System Technology, 2026, 50(1): 60-70.
- [23] 袁文腾, 陈亮, 王春波, 等. 基于氨储能技术的电转氨耦合风光-火综合能源系统双层优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(18): 6992-7003.
YUAN Wenteng, CHEN Liang, WANG Chunbo, et al. Double-layer optimal scheduling of wind-light-fire integrated energy system based on ammonia energy storage technology [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6992-7003.
- [24] YANG S S, WU H, SONG J Z, et al. Two-stage robust optimization scheduling for integrated energy systems considering ammonia energy and waste heat utilization [J]. Energy Conversion and Management, 2024, 319: 118922.
- [25] ZHANG W, LIU J. Low-carbon optimal dispatch of park integrated energy system considering coordinated ammonia production from multiple hydrogen energy [J]. Renewable Energy, 2024, 237: 121712.
- [26] 张涛, 熊鸣之, 王金, 等. 考虑燃气掺氢和光热电站热回收的电热综合能源系统优化运行[J/OL]. 现代电力, 2025: 1-12. (2025-04-03) [2025-11-07]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0150>.
ZHANG Tao, XIONG Mingzhi, WANG Jin, et al. Optimization of an integrated energy system considering gas hydrogen blending and heat recovery in concentrating solar power plants [J/OL]. Modern Electric Power, 2025: 1-12. (2025-04-03) [2025-11-07]. <https://doi.org/10.19725/j.cnki.1007-2322.2024.0150>.
- [27] 胡俊杰, 吴俊, 刘雪涛. 基于极限场景法的燃气掺氢综合能源系统两阶段低碳经济调度[J/OL]. 电力系统自动化, 2025: 1-14. (2025-03-03) [2025-11-07]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20250301.0949.004>.
HU Junjie, WU Jun, LIU Xuetao. Two-stage low-carbon economic dispatch of gas-hydrogen blended integrated energy system based on extreme scenario method [J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 2025: 1-14. (2025-03-03) [2025-11-07]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20250301.0949.004>.
- [28] 孙昊翔, 段俊东. 考虑富氧燃烧电厂与掺氢燃气设备联合运行的综合能源系统优化调度[J]. 热力发电, 2025, 54(1): 78-87.
SUN Haoxiang, DUAN Jundong. Optimal dispatch of integrated energy system considering joint operation of oxy-fuel combustion power plants and hydrogen doped gas equipment [J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(1): 78-87.
- [29] 李昭兴, 张扬, 张海. 燃气轮机条件下氨燃烧NO_x排放特性的多维参数分析[J/OL]. 中国电机工程学报, 2025: 1-11. (2025-10-11) [2025-11-07]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.psee.242195>.
LI Zhaoxing, ZHANG Yang, ZHANG Hai. Multidimensional parameter analysis of NO_x emission characteristics of ammonia combustion under gas turbine conditions [J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2025: 1-11. (2025-10-11) [2025-11-07]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.psee.242195>.
- [30] 潘超, 杨铖, 唐华, 等. 考虑氨能与广义储能的多能耦合系统低碳协调运行[J]. 电力建设, 2024, 45(7): 122-133.

- PAN Chao, YANG Cheng, TANG Hua, et al. Low-carbon coordinated operation of multi-energy coupled system considering ammonia energy and generalized energy storage participation [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(7): 122-133.
- [31] 曾珠梅, 孙建梅. 计及电-气-热需求响应的区域综合能源系统运行优化[J]. 电力工程技术, 2024, 43(5): 48-57.
- ZENG Zhumei, SUN Jianmei. Operation optimization of regional integrated energy system with electricity-gas-thermal demand response [J]. Electric Power Engineering Technology, 2024, 43(5): 48-57.
- [32] 杨海柱, 白亚楠, 李忠文, 等. 基于改进MVO算法的电热气耦合综合能源系统低碳优化调度[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 112-123.
- YANG Haizhu, BAI Yanan, LI Zhongwen, et al. Low-carbon optimal dispatching of electric-heat-gas coupled integrated energy system based on improved MVO algorithm [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 112-123.
- [33] 王云龙, 何山, 艾纯玉, 等. 考虑云储能的综合能源运营商-负荷聚合商联盟混合博弈定价策略[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(6): 11-19, 29.
- WANG Yunlong, HE Shan, AI Chunyu, et al. The hybrid game pricing strategy for integrated energy operator-load aggregator alliance considering cloud energy storage [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(6): 11-19, 29.
- [34] 陈霖, 王冰, 陈玉全, 等. 基于绿证-阶梯碳交易联合机制的综合能源系统多主体协同优化方法[J]. 智慧电力, 2025, 53(9): 10-18.
- CHEN Ji, WANG Bing, CHEN Yuquan, et al. A multi-agent collaborative optimization method for integrated energy systems based on green certificate-stepped carbon trading joint mechanism [J]. Smart Power, 2025, 53(9): 10-18.
- [35] 李帆, 王沐凡, 钱佳佳, 等. 考虑绿证-碳交易交互机制的综合能源系统优化运行[J]. 浙江电力, 2025, 44(12): 79-90.
- LI Fan, WANG Mufan, QIAN Jijia, et al. Optimal operation of integrated energy systems incorporating green certificate and carbon trading interaction mechanism [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(12): 79-90.
- [36] 李祥晟, 郭菡, 郁鸿飞, 等. 掺氢对燃气轮机燃烧室燃烧和排放性能的影响研究[J]. 西安交通大学学报, 2022, 56(6): 9-16.
- LI Xiangsheng, GUO Han, YU Hongfei, et al. Study on combustion and emission performance of hydrogen fuel gas turbine combustor [J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2022, 56(6): 9-16.
- [37] 赵秀良, 崔立明, 刘平, 等. 燃煤电站锅炉掺氨燃烧系统安全风险识别及防控机制[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(S2): 547-554.
- ZHAO Xiuliang, CUI Liming, LIU Ping, et al. Safety risk identification and control mechanism for ammonia mixed combustion system in coal-fired power plant boilers [J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(S2): 547-554.

收稿日期: 2025-09-15 修回日期: 2025-11-08



龚子怡

作者简介:

龚子怡(2002),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统规划及控制,E-mail:ziyigong@163.com;

马辉(1985),男,博士,副教授,通信作者,主要研究方向为综合能源系统规划控制,E-mail:mahuizz119@126.com;

毛睿(2000),男,硕士研究生,主要研究方向为多能互补系统优化调度,E-mail:648698323@qq.com;

王鑫(1982),男,硕士研究生,主要研究方向为新能源系统控制及规划,E-mail:aywangxin@126.com;

苗桂喜(1975),男,硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为互联网技术及电力调度,E-mail:1604114342@qq.com;

元亮(1993),男,本科,主要研究方向为互联网技术及变电一次检修,E-mail:ayyuanliang@163.com。

(编辑 景贺峰)