考虑氢氨储运的综合能源系统两阶段鲁棒优化经济调度

胡利，程静，刘亚乐
（可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心（新疆大学），乌鲁木齐市 830017）

摘　要：【目的】针对风光出力与负荷需求之间电量不平衡的问题，提出一种考虑氢氨储运的综合能源系统两阶段鲁棒优化经济调度方法。【方法】首先，为充分挖掘氢能长短时储能技术协同调节的潜力，建立包含电热储能、短期储氢与季节性储氢的混合储能模型。其次，为实现氢能大规模、远距离运输，考虑在混合储能模型中，以氨储氢的方式构建氢氨储运模型，通过“氢—氨—氢”或“氢—氨”流程完成氢的跨时间储存和跨空间运输。最后，基于源荷两侧不确定性，以系统成本最低为目标函数，构建考虑源荷不确定性的两阶段鲁棒优化经济调度模型。【结果】仿真结果表明，相较于传统氢储方法，所提方法能够降低氢能储存成本与运输成本，提高了系统风光消纳能力与系统经济性、鲁棒性，验证了所提方法的有效性与可行性。【结论】通过构建含电热储能、短/长期储氢的混合储能模型，实现了氢能跨时空储存利用，提升了风光消纳能力并降低了运行成本；采用氨储氢技术，通过“氢—氨—氢/氢—氨”转化工艺降低了储运成本；通过考虑源荷不确定性，实现了经济性与鲁棒性的灵活调控。当前模型局限在于未能整合电-氢-氨与其他能源载体（如生物质能、地热能）进行扩展，实现多能源协同。

关键词：综合能源系统；季节性储氢；混合储能；氢氨储运；两阶段鲁棒优化；经济调度
中图分类号：TM732　　**文献标志码：**A　　**文章编号：**1000-7229（2026）01-0138-12
DOI：10.12204/j.issn.1000-7229.2026.01.011

Two Stage Robust Optimization of Economic Dispatch for Comprehensive Energy System Considering Hydrogen Ammonia Storage and Transportation

HU Li, CHENG Jing, LIU Yale
(Renewable Energy Generation and Grid Control Engineering Research Center of the Ministry of Education (Xinjiang University), Urumqi 830017, China)

ABSTRACT: [**Objective**] To address the power imbalance between renewable generation (wind/solar) and load demand, this paper proposes a two-stage robust optimization-based economic dispatch method for integrated energy systems, incorporating hydrogen-ammonia storage and transportation. [**Methods**] First, to fully exploit the synergistic potential of hydrogen-based short- and long-term energy storage technologies, a hybrid energy storage model is established, integrating electro-thermal storage, short-term hydrogen storage, and seasonal hydrogen storage. Second, to enable large-scale and long-distance hydrogen transportation, a hydrogen-ammonia storage and transportation model is constructed within the hybrid energy storage framework via "hydrogen-ammonia-hydrogen" or "hydrogen-ammonia" conversion processes, enabling both cross-temporal hydrogen storage and cross-spatial transportation. Finally, considering uncertainties on both the source and load sides, a two-stage robust optimization-based economic dispatch model is developed with the objective of minimizing total system costs. [**Results**] Simulation results demonstrate that, compared with conventional hydrogen storage methods, the proposed approach reduces hydrogen storage and transportation costs while improving renewable energy consumption, system economy, and robustness, thereby verifying its effectiveness and feasibility. [**Conclusions**] A hybrid energy storage model integrating electro/thermal storage with short-/long-term hydrogen storage is established, enabling spatiotemporal hydrogen

基金项目：国家重点研发计划项目（2021YFB1506902）；国家自然科学基金项目（202208120017）；新疆维吾尔自治区重大科技专项项目（2022A01001-4）

© Editorial Department of Electric Power Construction. OA under CC BY-NC-ND 4.0.

utilization, enhancing renewable energy consumption, and reducing operational costs. An innovative ammonia-based hydrogen storage technology is adopted, where the "hydrogen-ammonia-hydrogen" or "hydrogen-ammonia" conversion process lowers storage and transportation costs. By accounting for source-load uncertainty, the system achieves flexible balance between economy and robustness. A current limitation of the model is that it does not integrate the electricity-hydrogen-ammonia with other energy carriers (e. g. , biomass, geothermal) to realize broader multi-energy synergy.

This work is supported by the National Key R&D Program Project (No. 2021YFB1506902), the National Natural Science Foundation of China (No. 202208120017) and the Major Science and Technology Special Project of Xinjiang Uygur Autonomous Region (No. 2022A01001-4).

KEYWORDS: integrated energy system; seasonal hydrogen storage; hybrid energy storage; hydrogen ammonia storage and transportation; two-stage robust optimization; economic dispatch

0　引　言

随着可再生能源在电网中占比不断攀升，其具有的间歇性和随机性给电力系统电力电量平衡带来了显著压力[1-3]。面对日益突出的电力供需失衡问题，特别是针对跨季节尺度的新能源发电与用电负荷之间的不匹配现象，亟需发展具备长周期、大规模储能能力的技术手段[4]。在此背景下，季节性储能技术因其能够实现时空维度的大规模能量调配，正逐渐成为提升高比例可再生能源消纳的关键解决方案[5-7]。

氢能凭借其灵活的能量转换形式和规模化存储优势，在促进多能互补和风光消纳方面展现出独特价值[8-10]。同时，氢能具备的长周期存储特性使其非常适合承担系统季节性储能[11-14]。文献[15-16]在系统中进行了氢能长短期协同优化调度，降低了运行成本。文献[17-19]通过精确建模储氢装置的物理特性和多元利用方式，验证了其在长期优化运行中的重要作用。文献[20]建立了包含电池、短时储氢与季节性储氢协同的混合储能系统模型，降低了系统全生命周期投资。上述研究中仅考虑了多种时间尺度下氢能的储存与利用，并未考虑到多时间尺度下氢能大规模、远距离存储与运输问题。

氨作为氢衍生物的一种，具有较高的储氢能力和便捷的储存运输优势，且以氨供氢、以氨代氢的应用模式正在兴起，使得氨在业界被誉为“另一种氢”或“氢2.0”[21-23]，目前，日本、韩国与澳大利亚等国均已在积极布局“氨经济”[24-26]。国内外综合能源系统相关研究更多针对氢能直接储存利用，而在氢能储运方面仍然处在初步探索阶段。文献[27-28]提出了一种用于氢氨储制的电力供应系统，减少了运行成本，实现了绿色电能供应。文献[29]设计了一套基于氨分解的储氢系统，为电力系统整合氨制氢储能技术以实现低碳转型和氢能技术发展提供了参考。文献[30]从远洋运输、陆上管道运输、氢能储存等维度对比了氢-氨混合储运方案的技术经济指标，评估了该模式在未来大规模氢能储运应用中的前景和面临的技术难题。上述文献对在综合能源系统优化调度中研究氢氨储运对系统经济性的影响具有一定指导意义。

综上所述，本文首先构建了电热储能、短期储氢与季节性储氢为一体的混合储能模型[31]，深入挖掘电-氢综合能源系统在长-短时间尺度上的协同调节潜力。其次，在混合储能模型中引入氢氨储运模型，以氨储氢的方式，实现氢的跨季节性储存和跨空间运输[22]。然后，采用多面体不确定集合描述源荷两侧的不确定性，以系统成本最小为目标函数，构建考虑源荷不确定性的两阶段鲁棒优化经济调度模型。最后，基于我国西北某地区四季典型日数据进行算例分析，且与传统储氢方法进行比较，验证本文所提方法与模型的有效性与经济性。

1　电-氢综合能源系统结构

电-氢综合能源系统整合了电、热、氢、氨等4种能源形式，该系统结构如图1所示。其中，源侧由风电(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)与燃气轮机(gas turbine, GT)等三部分进行电力供应；能源存储设备包含储氢罐、储氨罐、电储能与热储能4种；荷侧由电热负荷组成。考虑到制氨设备(ammonia production, AP)工艺流程中产生的高温余热，可采用余热回收技术收集并整合至区域供热网络，从而提供可持续的热能供给。

季节性氢-氨储运利用路线如图2所示。H_2由电解槽(electrolytic cell, EC)进行制备，一部分储存在储氢罐中，实现短期储氢；一部分供给GT，以降低系统CO_2排放。为实现季节性储氢，选择氨作为氢能载体，利用氨运输成本低的优点，将多余氢制备成氨，在不同空间中运输。当电能过剩时，则将余下H_2合成NH_3，储存在储氨罐中。此时，空间1与空间2可以是同一系统，也可以是不同地域的2个系统。在终点空间中，可直接对氨进行利用，也可将氨分解制备成氢，提纯后实现氢能的多元应用。

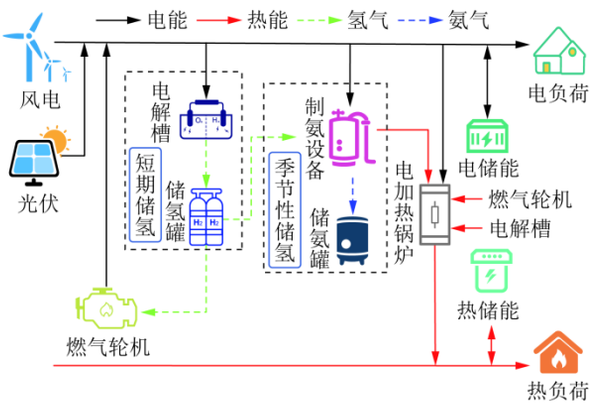


图 1 电-氢综合能源系统结构

Fig. 1 Structure of electric hydrogen integrated energy system

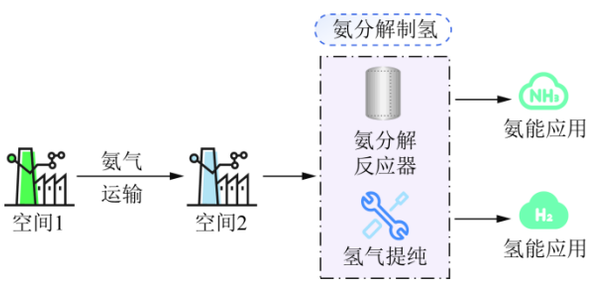


图 2 季节性氢-氨储运利用路线

Fig. 2 Seasonal hydrogen ammonia storage and utilization route

2 混合储能模型

2.1 短期储氢

2.1.1 电解槽

EC运行约束：

$$\begin{cases} H_{EC} = \rho_H \eta_{EC} P_{EC} / L_H \\ R_{EC} = P_{EC}(1 - \eta_{EC})\eta_R \end{cases} \tag{1}$$

式中：P_{EC}为EC的能耗；H_{EC}和R_{EC}分别为EC的制氢功率和产热功率；η_{EC}和η_R分别为EC的制氢效率和余热回收效率；L_H和ρ_H分别为H_2的热值和密度。

EC的能耗P_{EC}及爬坡功率约束：

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{EC} \leqslant U_{EC} P_{EC}^{max} \\ \Delta P_{EC}^{down} \leqslant P_{EC}^{t} - P_{EC}^{t-1} \leqslant \Delta P_{EC}^{up} \end{cases} \tag{2}$$

式中：P_{EC}^{max}为EC的最大能耗；ΔP_{EC}^{up}与ΔP_{EC}^{down}为EC能耗爬升的上下限；P_{EC}^{t}为t时段EC能耗；U_{EC}为EC的运行状态。

2.1.2 储能设备

以电储能为代表，对电、热、常规氢储能（energy storage，ES）设备进行统一建模[32]。考虑到实际运行中ES的充放能功率上限往往低于额定容量，因此需引入最大充放能功率参数[33]。

充放能功率约束可表示为：

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_E^{dis} \leqslant \lambda_E U_E P_E^{max} \\ 0 \leqslant P_E^{ch} \leqslant \lambda_E (1 - U_E) P_E^{max} \end{cases} \tag{3}$$

式中：P_E^{ch}与P_E^{dis}为ES的充放能功率；λ_E为ES的充放能最大功率参数，一般取0.5；U_E为ES的充放能状态；P_E^{max}为ES的最大充放能功率。

储能荷电状态约束表示为：

$$\begin{cases} \eta_E \sum_{t=1}^{N_t} [P_E^{ch}(t)\Delta t] - \frac{1}{\eta_E} \sum_{t=1}^{N_t} [P_E^{dis}(t)\Delta t] = 0 \\ E_{E,min} \leqslant E_E(0) + \eta_E \sum_{t'=1}^{t} [P_E^{ch}(t')\Delta t] - \frac{1}{\eta_E} \sum_{t'=1}^{t} [P_E^{dis}(t')\Delta t] \leqslant E_{E,max} \end{cases} \tag{4}$$

式中：η_E为ES充放电效率；$E_{E,max}$和$E_{E,min}$为ES允许剩余容量的上下限；N_t为调度周期；Δt为调度步长；$E_E(0)$为ES在初始时刻的容量。

2.2 季节性储氢

液氨运输方式经济性对比如表1所示。本文主要考虑在国内范围以氨代氢的方式进行长距离、大规模运输，来完成“绿氢”的存储与输送。在此条件下，管道运输可利用现有天然气管道进行输送，其成本优势更明显，经济性更高，故本文采用管道进行运输。

表 1 液氨运输方式经济性对比

Table 1 Economic comparison of liquid ammonia transportation modes

运输方式	运输成本/[元/(kg·km)]	适用距离/场景
船运	0.001 30	超长距离（通常2000～6000 km海运最具经济性）
管道	0.000 19	长距离、大规模、固定路线
公路	0.001 30	短距离、小批量配送或缺乏其他基础设施的区域

2.2.1 制氨设备

AP的能耗P_{NH_3}及爬坡功率约束：

$$\begin{cases} P_{NH_3}^{min} \leqslant P_{NH_3} \leqslant P_{NH_3}^{max} \\ \Delta P_{NH_3}^{down} \leqslant P_{NH_3}^{t} - P_{NH_3}^{t-1} \leqslant \Delta P_{NH_3}^{up} \end{cases} \tag{5}$$

式中：$P_{NH_3}^{max}$与$P_{NH_3}^{min}$为AP能耗的上下限；$P_{NH_3}^{t}$为t时段AP能耗；$\Delta P_{NH_3}^{up}$与$\Delta P_{NH_3}^{down}$为AP能耗爬坡功率的上下限。

AP的运行约束：

$$\begin{cases} M_{NH_3} = P_{NH_3} / \eta_{NH_3} \\ R_{NH_3} = \eta_r R_{NH_3}^{r} M_{NH_3} \\ M_{NH_3}^{H_2} = \mu_{H2N} M_{NH_3} \end{cases} \tag{6}$$

式中：M_{NH_3}为制取的NH_3质量；η_{NH_3}为AP单位能耗；R_{NH_3}为AP的热功率；η_r为AP用于供热的热释

放比例；$R^{r}_{NH_3}$为生成单位质量NH_3释放的反应热；$M^{H_2}_{NH_3}$为AP所需的H_2质量；μ_{H2N}为AP所需H_2与NH_3的比值。

2.2.2　季节性储氨

大规模储氨（ammonia storage，AS）的自损耗可忽略不计[9]，其季节性AS的数学模型为：

$$S_d = S_{d-1} + \frac{U_A \eta^{ch} P^{ch}_{AS}(d) - (1 - U_A)\eta^{dis} P^{dis}_{AS}(d)}{E_{AS}} \tag{7}$$

式中：S_d与S_{d-1}为AS第d天与d–1天的容量；$P^{ch}_{AS}(d)$与$P^{dis}_{AS}(d)$为AS的充、放能功率；η^{ch}与η^{dis}为AS的充、放能效率；E_{AS}为AS的初始容量；U_A为AS的充放能状态。

AS的容量约束：

$$\begin{cases} 0 \leqslant S_d \leqslant S^{max}_{AS} \\ 0 \leqslant P^{ch}_{AS}(d) \leqslant U_A P^{max}_{AS} \\ 0 \leqslant P^{dis}_{AS}(d) \leqslant (1 - U_A) P^{max}_{AS} \end{cases} \tag{8}$$

式中：S^{max}_{AS}为AS的最大容量；P^{max}_{AS}为AS全天最大充放能功率。

2.2.3　氨分解反应器

氨分解制反应器（ammonia decomposition，AD）中化学反应式如下：

$$3NH_3 \rightarrow 3H_2 + N_2 \tag{9}$$

AD速率v_{AD}服从Temkin吸附等温式[7-8]：

$$\begin{cases} v_{AD} = K_{AD}\left[\left(\dfrac{p^2_A}{p^3_H}\right)^{\beta} - \dfrac{p_N}{K^2_{eq}}\left(\dfrac{p^3_H}{p^2_A}\right)^{1-\beta}\right] \\ K_{AD} = k_0 \exp\left(\dfrac{-E_{AD}}{\mu_g T}\right) \end{cases} \tag{10}$$

式中：K_{AD}为AD的速率常数；K_{eq}为AD的平衡常数；β为催化剂表面状态所决定的一个常数，本文取0.27[15]；p_i（i=A，N，H）为各组分在反应体系内的分压力，其中，A代表氨，N代表氮，H代表氢；k_0与E_{AD}为在催化剂作用下，AD的指前因子和活化能；μ_g为普适气体常数；T为反应温度。

AD的能耗P_{AD}及爬坡功率约束：

$$\begin{cases} P^{min}_{AD} \leqslant P_{AD} \leqslant P^{max}_{AD} \\ \Delta P^{down}_{AD} \leqslant P^{t}_{AD} - P^{t-1}_{AD} \leqslant \Delta P^{up}_{AD} \end{cases} \tag{11}$$

式中：P^{max}_{AD}、P^{min}_{AD}为AD能耗的上下限；P^{t}_{AD}为t时段AD能耗；ΔP^{up}_{AD}与ΔP^{down}_{AD}为AD能耗爬坡功率的上下限。

AD的运行约束：

$$\begin{cases} M_{NH_3,H_2} = \omega_{AD} M_{NH_3} \\ P^{t}_{AD} = \eta_{AD} M_{NH_3,H_2} \end{cases} \tag{12}$$

式中：M_{NH_3,H_2}为AD产生的H_2质量；ω_{AD}为AD中H_2的转化效率；η_{AD}为制氢的单位能耗。

2.2.4　氨运输

$$\begin{cases} P_{tran} = \eta_{tran} M_{NH_3,tran} l \\ 0 \leqslant M_{NH_3,tran} \leqslant S^{max}_{AE} \\ 0 \leqslant P_{tran} \leqslant P^{max}_{tran} \end{cases} \tag{13}$$

式中：P_{tran}为运输氨的能耗；η_{tran}为氨运输的单位能耗，本文取0.2 kWh/t；$M_{NH_3,tran}$为参与季节性储氢的NH_3质量；P^{max}_{tran}为氨运输途中最大能耗；l为运输路程。

3　考虑源荷不确定性的两阶段鲁棒优化经济调度模型

3.1　源荷不确定性

采用多面体不确定集U表示风、光出力与电、热负荷预测的波动范围：

$$U = \begin{cases} u_{PV} \in [\hat{u}_{PV} - \Delta u^{max}_{PV}, \hat{u}_{PV} + \Delta u^{max}_{PV}] \\ u_{WT} \in [\hat{u}_{WT} - \Delta u^{max}_{WT}, \hat{u}_{WT} + \Delta u^{max}_{WT}] \\ u_{EL} \in [\hat{u}_{EL} - \Delta u^{max}_{EL}, \hat{u}_{EL} + \Delta u^{max}_{EL}] \\ u_{HL} \in [\hat{u}_{HL} - \Delta u^{max}_{HL}, \hat{u}_{HL} + \Delta u^{max}_{HL}] \\ \sum u_{PV} \leqslant \Gamma_{PV}, \sum u_{WT} \leqslant \Gamma_{WT} \\ \sum u_{EL} \leqslant \Gamma_{EL}, \sum u_{HL} \leqslant \Gamma_{HL} \end{cases} \tag{14}$$

式中：u_{PV}、u_{WT}、u_{EL}与u_{HL}分别为考虑不确定性的光伏、风电出力与电、热负荷不确定变量；$\hat{u}_{PV}$、$\hat{u}_{WT}$、$\hat{u}_{EL}$与$\hat{u}_{HL}$分别为四者的预测值；Δu^{max}_{PV}、Δu^{max}_{WT}、Δu^{max}_{EL}与Δu^{max}_{HL}分别为四者的最大允许功率波动偏差值；Γ_{PV}、Γ_{WT}、Γ_{EL}与Γ_{HL}表示四者的不确定度参数。

为满足“最恶劣”场景的定义，U最终为：

$$U = \begin{cases} u_{PV} = \hat{u}_{PV} - B_{PV}\Delta u^{max}_{PV};\ \sum_{t=1}^{N_t} B_{PV}(t) \leqslant \Gamma_{PV},\ \sum u_{PV} \leqslant \Gamma_{PV} \\ u_{WT} = \hat{u}_{WT} - B_{WT}\Delta u^{max}_{WT};\ \sum_{t=1}^{N_t} B_{WT}(t) \leqslant \Gamma_{WT},\ \sum u_{WT} \leqslant \Gamma_{WT} \\ u_{EL} = \hat{u}_{EL} - B_{EL}\Delta u^{max}_{EL};\ \sum_{t=1}^{N_t} B_{EL}(t) \leqslant \Gamma_{EL},\ \sum u_{EL} \leqslant \Gamma_{EL} \\ u_{HL} = \hat{u}_{HL} - B_{HL}\Delta u^{max}_{HL};\ \sum_{t=1}^{N_t} B_{HL}(t) \leqslant \Gamma_{HL},\ \sum u_{HL} \leqslant \Gamma_{HL} \end{cases} \tag{15}$$

式中：B_{PV}、B_{WT}、B_{EL}与B_{HL}为二进制变量。

3.2　目标函数

以系统总成本F最低为目标函数，其表达式为：

$$\min F = \sum_{t=1}^{24}(F_{cur} + F_E + F_H + F_{GT} + F_{tran} + F_{P2A}) \tag{16}$$

式中：F_{cur}为弃风弃光惩罚成本；F_E为储能平均充放能成本；F_H为氢储存成本；F_{GT}为GT运维与燃料消耗成本；F_{tran}为氢氨运输成本；F_{P2A}为AP运维成本。

1）弃风弃光惩罚：

$$F_{\mathrm{cur}} = c_{\mathrm{cur,WT}}P_{\mathrm{cur,WT}} + c_{\mathrm{cur,PV}}P_{\mathrm{cur,PV}} \tag{17}$$

式中：$c_{\mathrm{cur,WT}}$与$c_{\mathrm{cur,PV}}$为弃风弃光功率单位惩罚成本；$P_{\mathrm{cur,WT}}$与$P_{\mathrm{cur,PV}}$为弃风弃光功率。

2）储能平均充放能成本：

$$F_{\mathrm{E}} = c_{\mathrm{E}}(P_{\mathrm{E}}^{\mathrm{dis}}/\eta_{\mathrm{E}} + P_{\mathrm{E}}^{\mathrm{ch}}\eta_{\mathrm{E}}) \tag{18}$$

式中：c_{E}为ES的单位充放能成本。

3）氢储存成本：

$$F_{\mathrm{H}} = c_{\mathrm{r}}M_{\mathrm{H}} \tag{19}$$

式中：c_{r}为H_2的单位储存成本；M_{H}为一年的制氢总量。

4）GT运维与燃料消耗成本：

$$F_{\mathrm{GT}} = c_{\mathrm{n}}M_{\mathrm{n}} + aP_{\mathrm{GT}}^2 + bP_{\mathrm{GT}} + c \tag{20}$$

式中：c_{n}为天然气的单价；M_{n}为GT消耗的天然气总质量；a、b与c为GT的成本系数，由设备型号决定；P_{GT}为GT输出电功率。

5）氢氨运输成本：

$$F_{\mathrm{tran}} = l\left(c_{\mathrm{tran}}^{\mathrm{NH_3}}\sum_{t-1}^{24}M_{\mathrm{NH_3,tran}} + c_{\mathrm{tran}}^{\mathrm{H_2}}\sum_{t-1}^{24}M_{\mathrm{H_2,tran}}\right) \tag{21}$$

式中：$c_{\mathrm{tran}}^{\mathrm{NH_3}}$与$c_{\mathrm{tran}}^{\mathrm{H_2}}$为氨、氢运输途中的单位综合运输成本；$M_{\mathrm{H_2,tran}}$为参与季节性储氢的$H_2$质量。

6）AP运维成本：

$$F_{\mathrm{P2A}} = c_{\mathrm{P2A}}P_{\mathrm{NH_3}} \tag{22}$$

式中：c_{P2A}为AP单位运维成本。

两阶段鲁棒确定性优化配置模型紧凑形式为：

$$\begin{cases} \min\limits_{\boldsymbol{x}} \max\limits_{\boldsymbol{u}\in U} \min\limits_{\boldsymbol{y}\in\Omega(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})} C_{\mathrm{r}} \\ \text{s.t.} \quad \boldsymbol{Dy} \geqslant \boldsymbol{d} \\ \qquad \boldsymbol{Ky} = \boldsymbol{k} \\ \qquad \boldsymbol{Fx} + \boldsymbol{Gy} + \boldsymbol{Eu} \geqslant \boldsymbol{h} \\ \qquad \boldsymbol{I}_u\boldsymbol{y} = \hat{\boldsymbol{u}} \end{cases} \tag{23}$$

式中：$\boldsymbol{u}=[u_{\mathrm{PV}}, u_{\mathrm{WT}}, u_{\mathrm{EL}}, u_{\mathrm{HL}}]^{\mathrm{T}}$；$\hat{\boldsymbol{u}}=[\hat{u}_{\mathrm{PV}}, \hat{u}_{\mathrm{WT}}, \hat{u}_{\mathrm{EL}}, \hat{u}_{\mathrm{HL}}]^{\mathrm{T}}$；$\boldsymbol{D}$、$\boldsymbol{K}$、$\boldsymbol{F}$、$\boldsymbol{G}$、$\boldsymbol{E}$与$\boldsymbol{I}_u$为系数矩阵；$\boldsymbol{d}$、$\boldsymbol{k}$与$\boldsymbol{h}$为常数列向量；$\boldsymbol{x}$、$\boldsymbol{y}$为优化变量，具体表示为：

$$\begin{cases} \boldsymbol{x} = [U_{\mathrm{EC}}, U_{\mathrm{E}}, U_{\mathrm{A}}]^{\mathrm{T}} \\ \boldsymbol{y} = [P_{\mathrm{E}}^{\mathrm{ch}}, P_{\mathrm{E}}^{\mathrm{dis}}, P_{\mathrm{CT}}, R_{\mathrm{CT}}, P_{\mathrm{EC}}, P_{\mathrm{NH_3}}, P_{\mathrm{AE}}^{\mathrm{ch}}, P_{\mathrm{AE}}^{\mathrm{dis}}, P_{\mathrm{EB}}, \\ \qquad P_{\mathrm{AD}}, R_{\mathrm{EB}}, P_{\mathrm{tran}}, R_{\mathrm{NH_3}}, P_{\mathrm{PV}}, P_{\mathrm{WT}}, P_{\mathrm{EL}}, R_{\mathrm{HL}}]^{\mathrm{T}} \end{cases} \tag{24}$$

式中：R_{GT}为GT产热功率；R_{EB}与P_{EB}为电加热锅炉（electric boiler，EB）的产热功率和耗电功率；P_{WT}为WT的供电功率；P_{PV}为PV的供电功率；P_{EL}、R_{HL}为电、热负荷功率。

3.3 约束条件

3.3.1 燃气轮机（掺氢）

GT总输出功率P_{CHP}包括产电功率P_{GT}与产热功率R_{GT}，其出力及爬坡功率约束：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{CHP}} = P_{\mathrm{GT}} + R_{\mathrm{GT}} \\ P_{\mathrm{GT}}^{\min} \leqslant P_{\mathrm{GT}} \leqslant P_{\mathrm{GT}}^{\max} \\ R_{\mathrm{GT}}^{\min} \leqslant R_{\mathrm{GT}} \leqslant R_{\mathrm{GT}}^{\max} \\ \Delta P_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{down}} \leqslant P_{\mathrm{GT}}^{t} - P_{\mathrm{GT}}^{t-1} \leqslant \Delta P_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{up}} \\ \Delta R_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{down}} \leqslant R_{\mathrm{GT}}^{t} - R_{\mathrm{GT}}^{t-1} \leqslant \Delta R_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{up}} \end{cases} \tag{25}$$

式中：$P_{\mathrm{GT}}^{\min}$与$R_{\mathrm{GT}}^{\min}$为GT电、热功率下限；$P_{\mathrm{GT}}^{\max}$与$R_{\mathrm{GT}}^{\max}$为GT电、热功率上限；P_{GT}^{t}、R_{GT}^{t}为t时段GT电、热输出功率；$\Delta P_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{up}}$、$\Delta R_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{up}}$与$\Delta P_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{down}}$、$\Delta R_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{down}}$分别为GT电、热爬坡功率上下限。

GT掺氢需要满足以下等式约束：

$$\begin{cases} P_{\mathrm{GT}} = (Q_{\mathrm{CH_4,GT}} + H_{\mathrm{H_2,GT}})\eta_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{P}} \\ R_{\mathrm{GT}} = (Q_{\mathrm{CH_4,GT}} + H_{\mathrm{H_2,GT}})\eta_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{R}} \\ K_{\mathrm{H_2,GT}} = \dfrac{H_{\mathrm{H_2,GT}}/L_{\mathrm{H_2}}}{Q_{\mathrm{CH_4,GT}}/L_{\mathrm{CH_4}} + H_{\mathrm{H_2,GT}}/L_{\mathrm{H_2}}} \end{cases} \tag{26}$$

式中：$Q_{\mathrm{CH_4,CT}}$与$H_{\mathrm{H_2,GT}}$为GT消耗CH_4与H_2的功率；$\eta_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{P}}$与$\eta_{\mathrm{GT}}^{\mathrm{R}}$为GT的电、热效率；$K_{\mathrm{H_2,GT}}$为GT的掺氢比；$L_{\mathrm{H_2}}$为$H_2$热值；$L_{\mathrm{CH_4}}$为$CH_4$热值。

GT的碳排放量表示为：

$$M_{\mathrm{CO_2,H_2}} = e_{\mathrm{GT}}P_{\mathrm{GT}} - q_{\mathrm{CO_2}}m_{\mathrm{H_2}}L_{\mathrm{H_2}}/L_{\mathrm{CH_4}} \tag{27}$$

式中：$M_{\mathrm{CO_2,H_2}}$为掺氢GT的CO_2排放量；e_{GT}为GT的碳排放强度；$q_{\mathrm{CO_2}}$为单位CH_4燃烧所排放的CO_2量；$m_{\mathrm{H_2}}$为GT的掺氢量。

3.3.2 电加热锅炉

$$R_{\mathrm{EB}} = \eta_{\mathrm{EB}}P_{\mathrm{EB}} \tag{28}$$

式中：η_{EB}为电加热锅炉的热效率，可达到98%。

3.3.3 系统平衡约束

系统内部的功率平衡约束为：

$$\begin{cases} R_{\mathrm{GT}} + R_{\mathrm{EB}} + R_{\mathrm{NH_3}} + R_{\mathrm{EC}} + R_{\mathrm{E}}^{\mathrm{dis}} = R_{\mathrm{E}}^{\mathrm{ch}} + R_{\mathrm{HL}} \\ P_{\mathrm{WT}} + P_{\mathrm{PV}} + P_{\mathrm{GT}} + P_{\mathrm{E}}^{\mathrm{dis}} = P_{\mathrm{EC}} + P_{\mathrm{NH_3}} + P_{\mathrm{EB}} + \\ \qquad P_{\mathrm{AD}} + P_{\mathrm{E}}^{\mathrm{ch}} + P_{\mathrm{tran}} + P_{\mathrm{EL}} \\ H_{\mathrm{EC}} + H_{\mathrm{E}}^{\mathrm{dis}} = H_{\mathrm{H_2,GT}} + H_{\mathrm{E}}^{\mathrm{ch}} \end{cases} \tag{29}$$

式中：$H_{\mathrm{E}}^{\mathrm{ch}}$、$H_{\mathrm{E}}^{\mathrm{dis}}$氢储能充放氢功率；$R_{\mathrm{E}}^{\mathrm{dis}}$、$R_{\mathrm{E}}^{\mathrm{ch}}$为热储能放热、充热功率。

3.4 模型求解

常规的鲁棒优化方法处理困难且结果过于保守，而两阶段鲁棒优化可将问题分成2个问题，让子问题根据主问题的决策结果制定更好的策略，来应对不确定性的影响，这种方法能降低保守性，提高模型的鲁棒性，故本文采用两阶段鲁棒优化方法来求解模型。

采用列与约束生成（column and constraint generation，C&CG）算法对模型进行求解，并使用集成化数学优化软件Gurobi直接求解。首先，采用一组不确定变量$\boldsymbol{u}$的历史数据作为初始最恶劣场景，将下界B_{L}、上界B_{U}设置为∞，设定不确定度Γ，将迭代次数k

设置为1、收敛阈值ε设置为10^{-4}。其次，根据不确定变量$\boldsymbol{u}$求解主问题，得到设备运行方案$\boldsymbol{x}_k$，并把此时求得的总成本作为新的B_{L}。然后，将$\boldsymbol{x}_k$代入子问题中，求解得到最恶劣场景$\boldsymbol{u}_k$与调度结果$\boldsymbol{y}_k$，将此时得到的运行总成本作为新的B_{U}。之后，判定B_{U}与B_{L}的差值是否小于等于ε，若满足，则输出此时的最优解$\boldsymbol{x}_k$，否则令k=k+1，再带着$\boldsymbol{u}_k$返回主问题继续求解，此时$\boldsymbol{u}_{k+1}$=$\boldsymbol{u}_k$。最后，通过交替迭代求解主问题和子问题，获得系统在最恶劣场景下的最优调度方案。该调度模型的C&CG求解流程如图3所示。

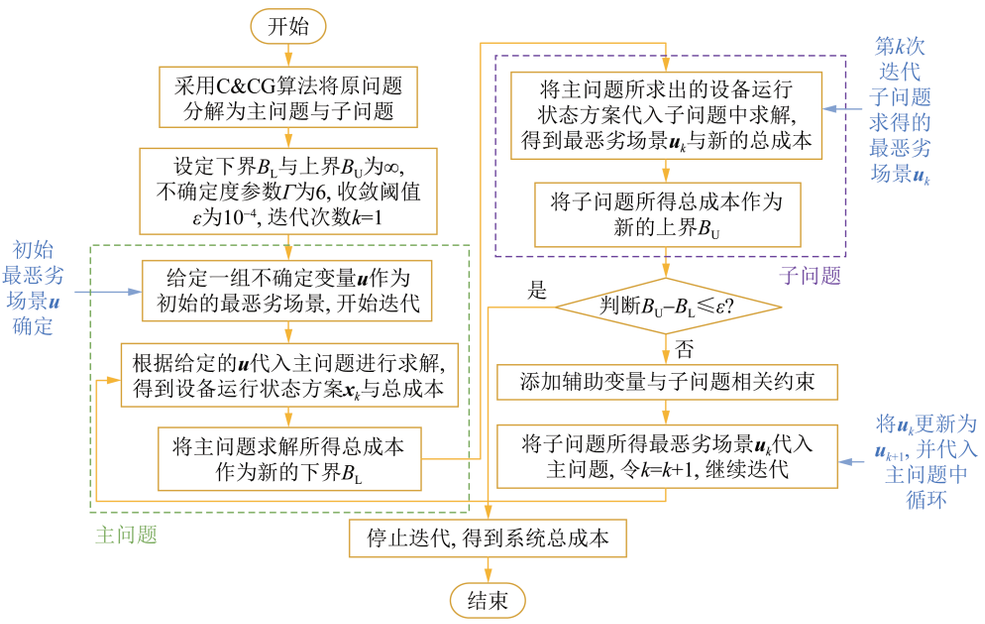


图3　C&CG求解流程

Fig. 3　C&CG solution flowchart

4　算例分析

4.1　参数设置

为验证本文所提模型的有效性，以中国西北某地区为研究对象，采用春、夏、秋、冬4个季节对该地区风光负荷数据进行分类处理，选取具有代表性的典型日数据来表征各季节的发电特性[22]，其天数分别为92、92、91、90天，设置试验进行仿真分析。各季节典型日的风光与电热负荷的预测值及其出力区间如图4所示，其不确定度参数都取为6，运输路程取2000 km。仿真运行参数由文献[20]与文献[34-36]获得，见附录A表A1。

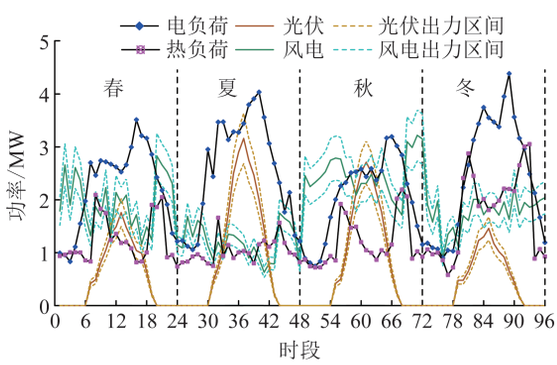


图4　典型日的风光及负荷功率预测曲线

Fig. 4　Typical daily wind, solar, and load power forecasting curves

4.2　引入混合储能模型对系统运行的影响分析

为分析所提模型中混合储能模型对系统运行的影响，设置以下5种运行场景。**场景1**：只考虑短期储氢；**场景2**：考虑短期储氢与季节性压缩气体储氢相结合；**场景3**：考虑短期储氢与季节性液态储氢相结合；**场景4**：考虑短期储氢与季节性有机液态储氢相结合；**场景5**：考虑短期储氢与季节性以氨代氢储存相结合。5种场景下的各项调度成本如表2所示。

表2　5种场景下的各项成本

Table 2　Costs in five different scenarios　　万元

参数	数值				
	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
弃风弃光成本	44.11	16.80	16.80	16.80	16.80
储能充放成本	43.39	27.05	21.20	43.22	36.62
GT运维与燃料成本	60.87	40.29	40.29	40.29	40.29
氢储存成本	68.24	48.25	40.83	24.24	7.79
运输成本	0	41.47	36.61	17.82	4.44
AP运维成本	0	0	0	0	8.45
总成本	216.62	173.87	155.74	142.38	114.40

4.2.1　季节性储氢对系统跨时间运行的影响

由表2可知，与场景1相比，场景5的弃风弃光惩

罚、储能充放成本、GT运维、燃料成本与氢储存成本分别下降了61.91%、15.6%、33.81%与88.58%，尽管多出了运输成本与AP运维成本，但系统的总运行成本仍然减少了47.19%。结果表明，与短期储氢相比，将电热储能、短期储氢与季节性储氢相结合的混合储能模型引入到电-氢综合能源系统中，能有效减少系统的弃风弃光量，促进风光消纳，极大降低了系统的运行总成本，提升了系统经济性和可靠性。

与场景2采用季节性压缩气体储氢相比，场景3将短期储氢与季节性液态储氢相结合，其储能充放成本、氢储存成本、运输成本与总成本分别下降了27.79%、15.38%、11.72%与10.43%；与场景3相比，场景4将短期储氢与季节性有机液态储氢相结合，其储能充放成本上升了50.95%，而氢储存成本、运输成本与总成本分别下降了33.97%、51.32%与8.58%；与场景4相比，场景5考虑以氨代氢进行季节性储运，此时，场景5多出了一项AP运维成本，而储能充放成本、氢储存成本、运输成本与总成本分别下降了15.27%、67.86%、75.08%与19.65%。场景2—5下，弃风弃光惩罚与GT运维、燃料成本保持不变。结果表明，通过以氨代氢的方式进行季节性储运，并且结合电热储能、短期储氢共同构成的混合储能模型能极大降低系统的氢储存成本与运输成本，从而大幅减少系统运行总成本，进一步提高了系统的经济性。

为进一步分析季节性储氢对系统跨时间运行的影响，以场景5为例进行调度结果分析，对应的系统运行电、热功率平衡情况如图5(a)与5(b)所示。

由图5(a)可知，系统的电能主要来自风机和光伏，秋季典型日风光出力充足，EC产生H_2存入储氢罐，以供AP产生NH_3，再由AD制备H_2进行季节性储存，多余电能存入电储能系统中。冬季典型日风光出力不足，由GT提供大部分出力，电储能放电来补充一部分电功率缺额，季节性储氢在这时可产生H_2进行利用，促进电-氢-氨等多种能源载体之间的跨季度调度，有效解决能源供需的季节性不平衡问题。由图5(b)可知，由GT、EC与AP运行过程中产生的余热通过EB升品位后供应给热负荷，其中EB与GT是4个典型日热负荷的主要供热来源。秋季典型日的电负荷功率小，风光出力能够覆盖绝大部分电负荷消耗，同时因为EB的热转化效率高，所以主要供热功率由EB承担。但冬季的电、热负荷功率都很大，风光出力不足，此时GT与EB一起提供热出力。

为展示将混合储能模型引入系统的低碳特性优势，选出场景1、4与5这3种运行场景进行对比分析。3种场景下的低碳指标数值如表3所示。

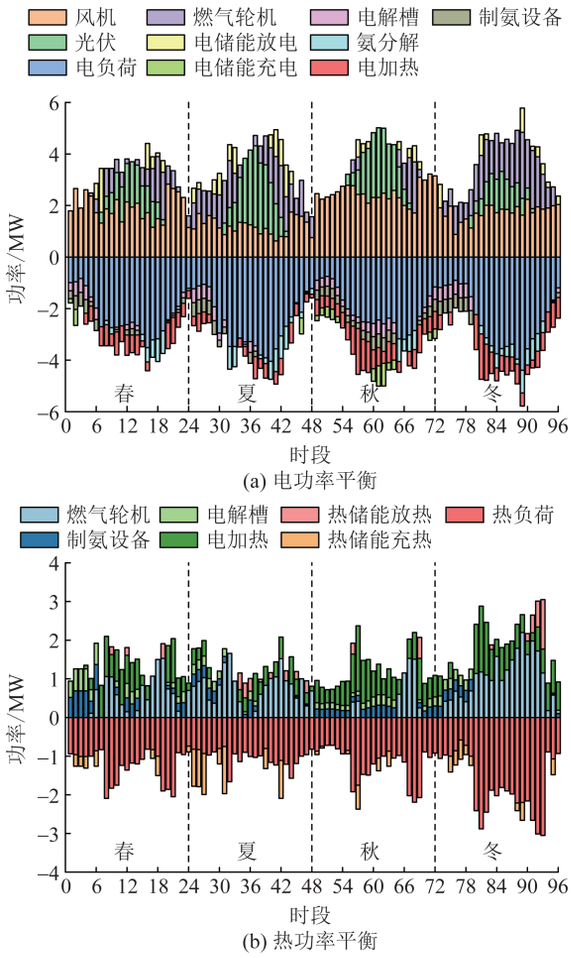


图5 电、热功率平衡图

Fig. 5 Electric and thermal power balance diagram

表3 3种场景下的低碳指标数值

Table 3 Low carbon index values in three scenarios

场景	风光消纳率/%	风光利用率/%	实际碳排放量/t
1	89.5	85.3	2 833.09
4	96.0	90.1	2 667.69
5	96.0	92.3	2 582.47

由表3可知，在风光消纳率上，场景4与场景5持平，场景1最低，两者相差6.5%；在风光利用率与实际碳排放量上，场景5最优，分别为92.3%与2 582.47 t，场景4其次，场景1最差。由此可知，将混合储能模型引入系统，能够有效降低系统的碳排放，实现系统绿色运行，充分展现出将其引入系统的低碳优势。

储氨罐动作策略如图6所示，储氨罐容量季节变化曲线如图7所示。本文设置在年初时，将储氨罐处于半满状态作为基准场景。

由图6可知，因为不同季节典型日开始时的容量会受到上一季节所有典型日NH_3积累和消耗的影响，所以和上一季节典型日结束时的容量是不同

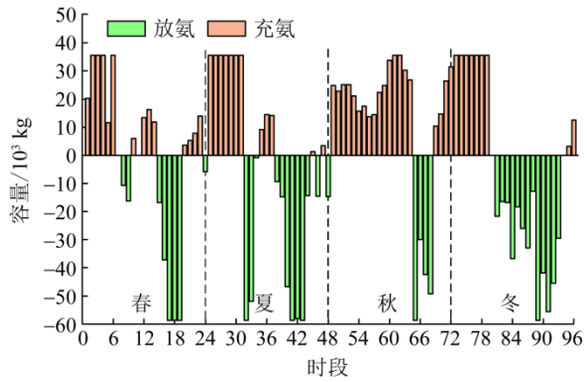


图6　储氨罐动作策略

Fig. 6　Action strategy for ammonia storage tank

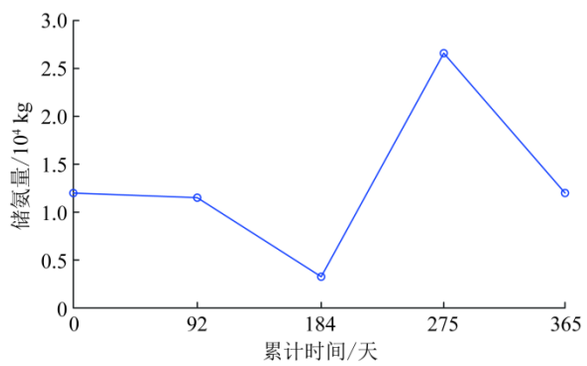


图7　储氨罐容量季节变化曲线

Fig. 7　Seasonal variation curve of ammonia storage tank capacity

的。结合图5(a)可知，春季典型日与冬季典型日的风光出力小，EC与AP的运行时刻也减少，导致此时氨能的储存也减少，且在风光出力少或电负荷需求大的时段，通过运行AD，会进行大量的氨能释放，用于分解产生季节性氢能。夏、秋季典型日的风光出力大，此时氨能储存也增多。再结合图7与表3可知，春、夏与冬3个季节都在释放氨能，其中冬季释放的氨能最多，秋季储存了大量氨能。因此实现了氢能与氨能的季节性存储与跨时间灵活调配，显著提升了综合能源系统应对季节性负荷波动的能力，优化了可再生能源的跨时段消纳效率，降低了系统的季节性调节成本，最终实现了整体运行经济性的提升。

4.2.2　以氨代氢进行运输的经济性分析

为验证以氨代氢在不同距离下跨空间运输的经济性，设置氢能直接运输与以氨代氢运输方案对比试验，氢氨运输成本对比曲线如图8所示。

由图8可知，从运输成本角度分析，氨运输方案较氢运输方案更具有显著的经济优势，其运输费用仅为H_2的20%左右。然而，计入氨合成工序的成本时，2种方案的运输成本趋于接近；进一步考虑终点空间处脱氢环节的成本，则氨运输方案经济性上处

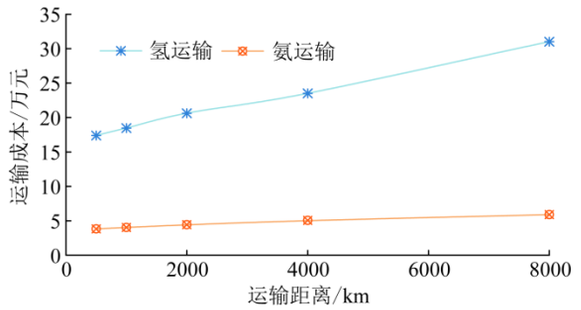


图8　氢氨运输成本对比曲线

Fig. 8　Comparison curve of hydrogen ammonia transportation cost

于劣势。值得注意的是，在一定规模下，运输成本与运输距离呈近似线性增长关系，但单位制氨和脱氢成本不受距离影响，所以管输距离越长，氨运输方案则更有利，不仅能实现能源的空间转移，还能与不同系统形成良好耦合关系。

4.3　考虑源荷不确定性对系统经济性的影响

为分析源荷不确定性对系统经济性的影响，设置2组运行场景进行对比分析。**场景6**：不考虑源荷不确定性；**场景7**：考虑源荷不确定性，并应用于4种不确定度下的调度方案中。2种场景下的各项调度成本如表4所示。

表4　两种场景下的各项成本

Table 4　Costs in two different scenarios

场景	不确定度	弃风弃光惩罚/万元	总成本/万元
6	0	20.97	110.66
7	6	16.81	116.40
	12	9.23	122.74
	18	2.59	130.38
	24	0	139.19

由表4可知，场景6不考虑源荷不确定性，即不确定度Γ等于0时，系统的总成本最低，鲁棒性也最弱。在场景7中，随着Γ的增大，此时得到的调度方案就会越保守，总成本也随之上升，但这样能确保系统的电力供应更加可靠。当Γ为24时，系统能独立应对源荷不确定性造成的所有不利情况，此时鲁棒性达到最强，经济性最差。由此可见，在系统中综合考虑其源荷不确定性，不仅能够提高风光消纳率，其调度人员还能够通过控制不确定度Γ，协调系统的经济性和鲁棒性。

为分析用不同优化方法处理不确定性对系统经济性的影响，分别将两阶段鲁棒优化与随机优化、分布式鲁棒优化2种方法进行对比分析。3种优化方法下的各成本对比如图9所示。

由图9可知，采用两阶段鲁棒优化方法所需总成本与弃风弃光惩罚都最低，分布式鲁棒优化方法其

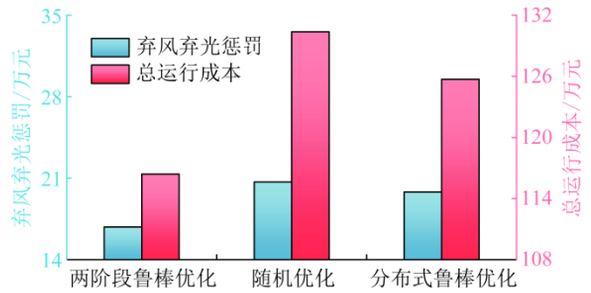


图9 三种优化方法下各成本对比图

Fig. 9 Comparison chart of costs under three optimization methods

次,随机优化方法最高。综合可知,采用两阶段鲁棒优化方法不仅能够减少弃风弃光量,还能够使系统运行兼具一定的经济性。

5 结 论

为应对可再生能源出力与负荷需求电量不平衡的问题,本文提出一种考虑氢氨储运的电-氢综合能源系统两阶段鲁棒优化经济调度方法。

1)建立了包含电热储能、短期储氢与季节性储氢的混合储能模型,实现了氢能的跨时间储存与利用,提高了风光消纳率,降低了系统的运行成本。

2)在混合储能模型中,以氨储氢的方式构建了氢氨储运模型,采用“氢—氨—氢”或“氢—氨”能量流的转化工艺完成氢能的跨空间运输,降低了氢能储运成本与系统总成本,提高了系统经济性。

3)考虑了源荷两侧的不确定性,可以灵活调整系统调度方案的经济性与鲁棒性,有利于调度人员在总成本与运行风险中进行合理选择。

但当前模型未考虑电—氢—氨与其他能源载体的协同,限制了系统的扩展性。如何将生物质能、地热能等其他能源载体引入到该模型中,有效促进系统低碳经济运行,将是下一步的研究工作。

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):

胡利确定研究对象范围并进行实验,起草论文与修订论文;程静指导研究方案可行性分析,参与论文修订和论文审核;刘亚乐收集数据,采集、清洗与分析数据。所有作者均阅读并同意了论文终稿内容。

6 参考文献

[1] 舒印彪, 赵勇, 赵良, 等. “双碳”目标下我国能源电力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663-1672.
SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663-1672.

[2] 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.

[3] GAO Y, TAHIR M, SIANO P, et al. Optimization of renewable energy-based integrated energy systems: a three-stage stochastic robust model[J]. Applied Energy, 2025, 377: 124635.

[4] 姜海洋, 杜尔顺, 马佳豪, 等. 考虑长周期供需不平衡风险的新型电力系统规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(15): 5845-5858.
JIANG Haiyang, DU Ershun, MA Jiahao, et al. Power system optimal planning method considering long-term imbalance risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(15): 5845-5858.

[5] 叶露遥, 黄河, 王建学, 等. 考虑时段校核和季节性储能的多区互联电力系统年度发电计划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(7): 223-230.
YE Luyao, HUANG He, WANG Jianxue, et al. Annual generation plan for multi-zone interconnected power system considering periodic verification and seasonal energy storage [J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(7): 223-230.

[6] 袁铁江, 王康, 滕越, 等. 氢能提升火电机组灵活性研究综述及展望[J]. 高电压技术, 2025, 51(5): 2061-2077.
YUAN Tiejiang, WANG Kang, TENG Yue, et al. Review and prospect of hydrogen energy to enhance the flexibility of thermal power generating units[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(5): 2061-2077.

[7] ZHOU Y X, MIN C H, WANG K, et al. Optimization of integrated energy systems considering seasonal thermal energy storage [J]. Journal of Energy Storage, 2023, 71: 108094.

[8] LIU X H, ZU L Y, WEI Z B, et al. Two-layer optimal scheduling of integrated electric-hydrogen energy system with seasonal energy storage[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 82: 1131-1145.

[9] ABBAS T, CHEN S, CHEN C. Risk-averse coordinated operation of hydrogen-integrated energy hubs with seasonal energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 100: 113476.

[10] 严嘉鑫, 范宏, 贾庆山, 等. 计及共享氢储能和虚拟储能的多园区综合能源系统协同规划[J]. 智慧电力, 2025, 53(6): 10-18.
YAN Jiaxin, FAN Hong, JIA Qingshan, et al. Collaborative planning of multi-park integrated energy systems considering shared hydrogen energy storage and virtual energy storage [J]. Smart Power, 2025, 53(6): 10-18.

[11] ZHU S H, DU B H, LU X Y, et al. Design and optimization of a cascade hydrogen storage system for integrated energy utilization [J]. Journal of Energy Storage, 2024, 96: 112732.

[12] LU T G, YI X N, LI J, et al. Collaborative planning of integrated hydrogen energy chain multi-energy systems: a review[J]. Applied Energy, 2025, 393: 126019.

[13] LI L Y, SUN Y, HAN Y, et al. Seasonal hydrogen energy storage sizing: two-stage economic-safety optimization for integrated energy systems in northwest China[J]. iScience, 2024, 27(9): 110691.

[14] 徐波，伍声宇，侯东羊，等. 考虑季节性储氢的区域能源系统优化模型[J]. 智慧电力，2024，52(2)：40-47.
XU Bo, WU Shengyu, HOU Dongyang, et al. Regional energy system optimization model considering seasonal hydrogen storage [J]. Smart Power, 2024, 52(2): 40-47.

[15] 陈明健，陈胜，卫志农，等. 考虑季节性储氢的电-气-氢混联综合能源系统优化调度[J]. 电网技术，2025，49(1)：32-40.
CHEN Mingjian, CHEN Sheng, WEI Zhinong, et al. Optimal dispatch of electricity-gas-hydrogen hybrid integrated energy system considering seasonal hydrogen storage [J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 32-40.

[16] 杨胜，樊艳芳，侯俊杰，等. 可再生能源ALK-PEM联合制氢系统多时间尺度优化运行策略[J]. 电力系统保护与控制，2025，53(3)：68-80.
YANG Sheng, FAN Yanfang, HOU Junjie, et al. Multi-time scale optimization strategy of a renewable energy ALK-PEM combined hydrogen production system [J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(3): 68-80.

[17] 任洲洋，罗潇，覃惠玲，等. 考虑储氢物理特性的含氢区域综合能源系统中长期优化运行[J]. 电网技术，2022，46(9)：3324-3333.
REN Zhouyang, LUO Xiao, QIN Huiling, et al. Mid/long-term optimal operation of regional integrated energy systems considering hydrogen physical characteristics [J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3324-3333.

[18] 沈侃恺，夏冰清，年珩，等. 计及电解槽并网点电压影响的风光并网系统制氢效率优化[J]. 电力科学与技术学报，2025，40(4)：182-192.
SHEN Kankai, XIA Bingqing, NIAN Heng, et al. Optimization of hydrogen production efficiency in wind-solar grid-connected system considering voltage impact at grid connection point of electrolytic cell[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(4): 182-192.

[19] 张岩，杨晓辉. 计及源荷灵活协调响应和氢能精细化利用的区域综合能源系统低碳优化[J]. 电力科学与技术学报，2025，40(4)：217-232.
ZHANG Yan, YANG Xiaohui. Low-carbon optimization of regional integrated energy systems considering flexible and coordinated source-load response and refined utilization of hydrogen energy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2025, 40(4): 217-232.

[20] 李子晨，夏杨红，孙勇，等. 考虑氢能长短周期储能特性的电氢综合能源系统容量配置方法[J]. 电网技术，2025，49(1)：12-21.
LI Zichen, XIA Yanghong, SUN Yong, et al. Optimal sizing of electricity-hydrogen integrated energy system considering multi-timescale operation of hydrogen storage system[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 12-21.

[21] 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. Bi-level optimal scheduling of power-to-ammonia coupling wind-photovoltaic-thermal integrated energy system based on ammonia energy storage technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(18): 6992-7003.

[22] KHALIGH V, GHEZELBASH A, AKHTAR M S, et al. Optimal integration of a low-carbon energy system: a circular hydrogen economy perspective [J]. Energy Conversion and Management, 2023, 292: 117354.

[23] CHEN X Y, CHEN S, LI Q H, et al. Technical and economic analysis of renewable energy systems with hydrogen-ammonia energy storage: a comparison of different ammonia synthesis methods[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 113: 115549.

[24] SMITH C, TORRENTE-MURCIANO L. The importance of dynamic operation and renewable energy source on the economic feasibility of green ammonia[J]. Joule, 2024, 8(1): 157-174.

[25] 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.

[26] 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.

[27] 中核汇能(山东)能源有限公司，中核坤华能源发展有限公司，中核汇能有限公司. 一种用于氢氨储制的电力供应系统及方法：202311495304. 5[P]. 2024-02-02.
CNNC Huineng (Shandong) Energy Co., Ltd, CNNC Kunhua Energy Development Co., Ltd, CNNC Huineng Co., Ltd. A power supply system and method for hydrogen ammonia storage: 202311495304. 5 [P]. 20224-02-02.

[28] 孔令国，贾忠华，石振宇，等. 考虑上/下网电量约束的风光氢氨耦合系统容量优化配置[J]. 智慧电力，2025，53(1)：75-81，97.
KONG Lingguo, JIA Zhonghua, SHI Zhenyu, et al. Capacity optimization configuration of wind-solar-hydrogen-ammonia coupling system considering on/off grid electricity constraints [J]. Smart Power, 2025, 53(1): 75-81, 97.

[29] 王运，蒙飞，张超，等. 氨分解制氢储能系统容量对电力系统性能的影响[J]. 储能科学与技术，2024，13(2)：589-597.
WANG Yun, MENG Fei, ZHANG Chao, et al. Effect of ammonia decomposition hydrogen production and energy storage system capacity on performance of power system [J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(2): 589-597.

[30] 吴全，沈珏新，余磊，等. “双碳”背景下氢-氨储运技术与经济性浅析[J]. 油气与新能源，2022，34(5)：27-33，39.
WU Quan, SHEN Juexin, YU Lei, et al. Analysis on the hydrogen-

ammonia storage and transportation technology and economical efficiency against the “dual-carbon” Background [J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(5): 27-33, 39.

[31] 黄元平, 苏睿, 何国彬, 等. 考虑电-氢混合储能的电-热综合能源系统最优规划[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(13): 152-162.
HUANG Yuanping, SU Rui, HE Guobin, et al. Optimal planning of electric-heat integrated energy systems considering electric-hydrogen hybrid energy storage [J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(13): 152-162.

[32] 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.

[33] ZDRAVESKI V, TODOROVSKI M. A robust optimization model for optimal feeder routing and battery storage systems design [J]. Applied Energy, 2024, 374: 123978.

[34] 王开艳, 梁岩, 贾嵘, 等. 不确定环境下基于纳什谈判的含掺氢燃气综合能源多微网两阶段优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3141-3159.
WANG Kaiyan, LIANG Yan, JIA Rong, et al. Two-stage optimal scheduling of Nash negotiation-based integrated energy multi-microgrids with hydrogen-doped gas under uncertain environment [J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3141-3159.

[35] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 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. 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.

[36] QI K, OWUSU E K, FRANCIS SIU M F, et al. A systematic review of construction labor productivity studies: clustering and analysis through hierarchical latent dirichlet allocation [J]. Ain Shams Engineering Journal, 2024, 15(9): 102896.

收稿日期: 2025-08-06 **修回日期**: 2025-10-25


胡利

作者简介:

胡利(2000),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化调度,E-mail: 2622057460@qq.com;

程静(1980),女,博士,教授,通信作者,主要研究方向为新能源发电与并网技术,E-mail: 157511515@qq.com;

刘亚乐(2002),女,硕士研究生,主要研究方向为功率变换器高性能控制技术。

(编辑 张小飞)

附录 A

表 A1　运行参数

Table A1　Operating parameters

项目	参数	参数值	项目	参数	参数值
电解槽相关参数	η_{EC}/%	85	季节性储氨相关参数	η^{ch}/η^{dis}/%	70/65
	η_R/%	78		S_{AE}^{max}/MW	30 000
	L_{H_2}/(10^8J/kg)	1.43		P_{AE}^{max}/MW	50
	ρ_{H_2}/(10^{-3} J/m^3)	89.9	氨分解反应器相关参数	k_0/10^8s	6
	P_{EC}^{max}/ MW	50		E_{AD}/(kJ/mol)	117
	$\Delta P_{EC}^{up}/\Delta P_{EC}^{down}$/(MW/min)	−5/5		μ_g/[J/(mol·K)]	8.317
储能设备相关参数	P_E^{max}/MW	50		p_f/kPa	400
	η_E/%	90		$P_{AD}^{min}/P_{AD}^{max}$/MW	0/14
	$E_{E,min}/E_{E,max}$/MW	0/300		$\Delta P_{AD}^{up}/\Delta P_{AD}^{down}$/(MW/min)	−6/6
制氨设备相关参数	$P_{NH_3}^{min}/P_{NH_3}^{max}$/MW	0/50		ω_{AD}/%	99.8
	$P_{NH_3}^{up}/P_{NH_3}^{down}$(MW/min)	−5/5		η_{AD}/(MW·h/t)	1.6
	η_{NH_3}/(MW·h/t)	1.35	氨运输功率	P_{tran}^{max}/MW	15
	η_r	0.85	弃风弃光惩罚系数	$c_{cur,WT}$/(元/kWh)	0.3
	μ_{H2N}	0.5		$c_{cur,PV}$/(元/kWh)	0.2
燃气轮机相关参数	$P_{GT}^{min}/P_{GT}^{max}$/MW	0/350	储能平均充放能成本系数	c_E/(元/kWh)	0.43
	$R_{GT}^{min}/R_{GT}^{max}$/MW	0/300	氢储存成本系数	c_t/(元/kWh)	3.74
	$\Delta P_{GT}^{up}/\Delta P_{GT}^{down}$/(MW/min)	−150/150	天然气单价	c_n/(元/m^3)	1.5
	$\Delta R_{GT}^{up}/\Delta R_{GT}^{down}$/(MW/min)	−150/150	氢氨运输成本系数	$c_{tran}^{H_2}$/[元/(kg·km)]	6.5
	$\eta_{GT}^{P}/\eta_{GT}^{R}$/%	35/40		$c_{tran}^{NH_3}$/[元/(kg·km)]	1.17
	L_{CH_4}/(J/kg)	5.07×10^7	AP运维成本系数	c_{AP}/(元/kWh)	0.041