

计及氢价指数影响的电制氢系统运行策略优化

孟 涛¹, 刘鸿鹏¹, 孙 勇², 何永康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 132012;

2. 国网吉林省电力有限公司, 长春 130021; 3. 华电吉林能源有限公司, 长春 130022)

摘 要: 提出一种计及氢价指数影响的电制氢系统运行优化方法。首先,根据历史氢价信息构建模糊集,实现氢价的不确定性建模。然后,提出一种协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制。基于季节生产强度预估,建立电制氢系统运行的分布鲁棒优化模型。算例结果表明所提生产强度预估机制可合理化调整季度生产强度,与分布鲁棒优化模型结合可促进可再生能源消纳,降低日内调度总成本。

关键词: 可再生能源; 制氢; 不确定性分析; 分布鲁棒优化; 氢价指数; 生产强度

中图分类号: TK91

文献标志码: A

0 引 言

氢能作为新兴的零碳二次能源,对于推动中国能源体系转型、支撑中国能源安全具有重要意义^[1],作为一种与电能互补的二次能源载体,氢能有望在未来低碳能源系统中发挥关键作用^[2]。随着风光制氢和绿氢制氢等氢能应用^[3-4]的快速发展,中国着力建设氢价指数体系和氢交易平台^[5]。氢价指数体系的发布对助力低碳氢规模化发展具有重要意义^[6],同时影响电制氢系统选址定容规划^[7-8],以及含规模化电制氢系统电网的优化运行。

在氢价不确定性建模研究方面,文献[9]将其与氢能出清市场结合研究制氢售氢经济性;文献[10]在研究含电制氢系统的集群协同优化配置时考虑价格波动的影响;文献[11]根据典型市场的日前价格构建不确定性集,为本文提供了参考。

在应对不确定性方面,通常引入随机优化或鲁棒优化进行处理^[12],其中基于 Wasserstein 距离的分布鲁棒优化可更有效地利用历史数据,从而降低决策保守性^[13]。Wasserstein 距离应用领域广泛,包括不确定性建模^[14-15]、电力系统的集群式发电扩展规划^[16]、含电制氢系统优化运行^[17]、虚拟电厂的优化调度^[18]、新能源不确定性量化^[19-20]。文献[21]提出一种含海上风电制氢的沿海能源系统两阶段鲁棒优化方法,提升了系统运行鲁棒性,使恶劣场景下成本下降。

在电制氢产氢量及生产强度量化计算方面,多数研究考虑电解槽启停特性及效率进行集群优化,进而计算产氢量^[22-23],文献[24]计及运行过程中电解槽阵列启停对压力特

性的影响,提出实现设备间压力协调与运行时间均衡的控制方法,提升全系统效率,增加制氢量。以上研究少有关关注生产强度,综合氢价波动及新能源不确定性的生产强度预估和产氢量计算亟待研究。

含规模化电制氢系统运行优化的研究十分丰富,针对沿海风电制氢的常见应用场景,文献[25]提出一种含海上风电制氢的沿海能源系统两阶段优化调度方法;文献[26-28]针对高比例风光并网难以消纳的问题,研究风光制氢优化控制方法;文献[29]评估质子交换膜电解槽的调峰能力,提出调峰多功率模式控制策略;文献[30-31]研究电制氢系统的低碳经济性运行;文献[32]证明其所提氢-电耦合能够有效提升配电网的经济性和灵活性。

综上,现有电制氢系统运行优化调度少有考虑氢价的不确定性建模,优化建模中较少考虑氢价指数体系。因此,本文考虑氢价指数影响,提出一种协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制,进一步构建规模化电制氢系统运行的分布鲁棒优化模型。最后,通过算例对所提模型和方法的有效性进行验证。

1 氢价指数体系及其不确定性建模

1.1 氢价指数体系概述

氢价指数体系是构建氢能服务供应商协同参与氢交易平台的基础。其波动将影响制氢厂生产规划和含规模化电制氢电力系统的优化运行,在含电制氢系统电网规划中考虑氢价指数及其不确定性,最终实现氢-电市场的耦合,对于推动氢产业发展、提高氢能利用收益具有重要意义。

收稿日期: 2025-02-12

基金项目: 国家重点研发计划(2022YFB2404000)

通信作者: 刘鸿鹏(1978—),男,博士、教授、博士生导师,主要从事电力系统稳定分析、电氢协同控制、电力市场运营分析等方面的研究。

lhp1978219@163.com

1.2 基于 Wasserstein 距离的氢价模糊集构建

本文的研究重点在于氢能-新能源耦合系统中氢价指数体系的不确定性,此类不确定性的建模研究尚属空白,因此本文对氢价指数体系的不确定性建模应用基于 Wasserstein 距离的模糊集,并采用分布鲁棒优化。此外,本文所提协调氢价与新能源波动的季节性生产强度预估机制中采用 σ RE 表示风光预测误差,并在优化模型中将弃风弃光成本量化。该处理方式将风光波动视为背景扰动,从而更清晰地剥离并分析氢价不确定性这一核心变量对系统运行优化策略的独立影响。

本文应用模糊集进行不确定性量化,完成氢价的不确定性建模,进而将不确定性描述为分布鲁棒优化约束。本文利用 Wasserstein 距离构造模糊集^[33],可在未获得准确的分布概率信息的情况下,通过可用数据数据驱动,完成不确定性建模。

本文采用一阶 Wasserstein 距离衡量氢价格的经验分布和真实分布之间的概率距离,定义如下:

$$W(\hat{P}_N, P) = \inf_{\Pi} \left\{ \int d(\zeta_1, \zeta_2) \Pi(d\zeta_1, d\zeta_2) \right\} \quad (1)$$

式中: N ——氢价数据样本数量; $\hat{P}_N$ ——氢价格的经验分布; P ——氢价格的真实分布; Π ——氢价指数经验分布 $\hat{P}_N$ 和氢价指数真实分布 P 的联合分布; ζ_1 ——经验分布随机变量; ζ_2 ——真实分布随机变量; $d(\zeta_1, \zeta_2) = \|\zeta_1 - \zeta_2\|$ ——2 个随机变量间的距离。

建立的氢价模糊不确定集 $\hat{P}_d$ 定义为:

$$\hat{P}_d = \{W(\hat{P}_N, P) < s(N)\} \quad (2)$$

式中: $\hat{P}_d$ ——以氢价指数经验分布 $\hat{P}_N$ 为中心,以 $s(N)$ 为半径的衡量氢价指数不确定性的 Wasserstein 球,取 $s(N)$ 正比于 $N^{-1/d}$,其中 d 为氢价指数预测误差数据维度,算例中取 24。

在 Wasserstein 距离表达式的基础上确定氢价指数不确定集的具体表达式。根据历史氢价指数的预测误差样本,得到氢价指数预测误差的高斯混合分布:

$$\hat{P}_N = \sum_{k=1}^M \rho_k f_{GM}(\mu_k, \sigma_k^2) \quad (3)$$

式中: M ——高斯分量数; $f_{GM}(\mu_k, \sigma_k^2)$ ——第 k 个高斯子分布的概率密度函数; μ_k, σ_k^2 ——第 k 个高斯子分布的均值和方差; ρ_k ——总表达式中第 k 个高斯子分布的权重。

在建立 Wasserstein 距离衡量氢价指数预测误差的经验分布和真实分布间的距离时,设定氢价指数预测误差的真实分布为高斯混合分布,其权重系数与 $\hat{P}_N$ 相同,但均值和方差未知。对于权重相同的高斯混合分布,代入高斯混合模型求得的参数,得到 Wasserstein 距离的显式表达为:

$$W(\hat{P}_N, P) = \sum_{k=1}^M \rho_k \left[(\mu_k - \nu_k)^2 + (\sigma_k - \xi_k)^2 \right] \quad (4)$$

式中: ν_k, ξ_k ——氢价指数预测误差真实分布的第 k 个高斯成分的均值和标准差。

则氢价指数不确定性模糊集可表示为:

$$\hat{P}_d = \left\{ \hat{P}_N = \sum_{k=1}^M \rho_k f_{GM}(\mu_k, \sigma_k^2) \left| \sum_{k=1}^M \rho_k \left[(\mu_k - \nu_k)^2 + (\sigma_k - \xi_k)^2 \right] \leq s(N) \right. \right\} \quad (5)$$

2 协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制

制氢厂在运营时,氢价波动影响着产氢量,即影响着生产强度;当氢价较高时,生产商会倾向于增加氢气生产以获取更高的利润;而当氢价较低时,生产商则可能减少生产以避免亏损。因此,生产强度的调整与氢价波动挂钩,以收益最大化为目标。同时,制氢量受所在电网中新能源装机容量的物理约束,新能源波动和季节性变化影响生产强度。综上,本文建立协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制,应用该机制平衡氢价波动和风光波动,扩大售氢收益。整体框架如图 1 所示。

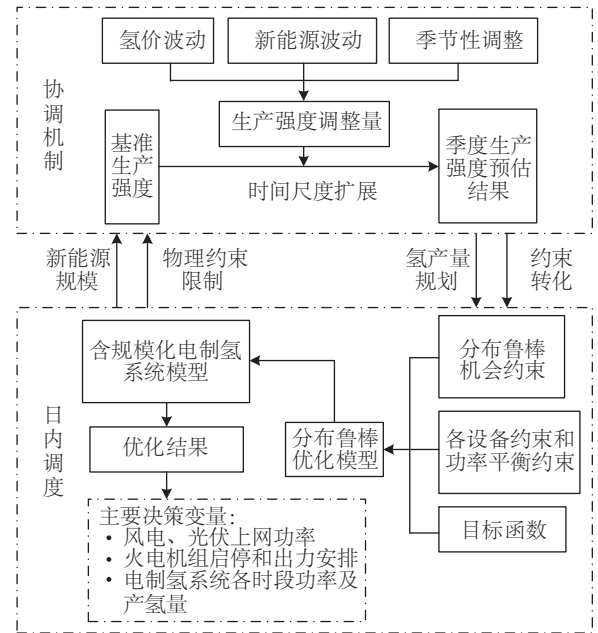


图1 思路框架图

Fig. 1 Conceptual framework diagram

在计算调整机制中各因子时,为避免量纲混合,首先需对氢价和新能源出力预测误差进行无量纲化,具体公式为:

$$\hat{e}_i = \frac{e_i - \min(e)}{\max(e) - \min(e)} \quad (6)$$

式中: $\hat{e}_i$ ——归一化后的氢价序列和新能源出力预测误差序列; e_i ——原始氢价序列和新能源出力预测误差序列; $\max(e), \min(e)$ ——原始序列的最大值和最小值。

调整机制中各部分计算如式(7)~式(9)。氢价波动因子 σ_{HP} 为:

$$\sigma_{HP} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (C_{HP,t} - \mu_{HP})^2} \quad (7)$$

式中: $C_{HP,t}$ ——应用式(6)无量纲化后的所研究季节时段 T 内 t 时刻的氢价; μ_{HP} —— T 时段内氢价平均值, 已无量纲化。

定义新能源出力波动因子 σ_{RE} 为:

$$\sigma_{RE} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_{E,t} - \mu_E)^2} \quad (8)$$

式中: $P_{E,t}$ ——无量纲化的所研究季节时段 T 内 t 时刻新能源的预测误差; μ_E —— T 时段内新能源预测误差的平均值, 已应用式(6)去量纲化。

通过余弦函数模拟季节性波动, 季节性调整因子 $f_s(t)$ 计算公式为:

$$f_s(t) = \frac{1}{1 + \gamma \cdot \cos(2\pi m/12)} \quad (9)$$

式中: γ ——季节性调整的强度, 其大小影响季节性调整因子的权重, 本文取 0.3; m ——月份, 取值 1~12。

因此, 氢气生产强度 $P_T(t)$ 最终定义为:

$$P_T(t) = \alpha_{H_2} \cdot \sigma_{HP} \cdot \sigma_{RE} \cdot f_s(m) \quad (10)$$

式中: α_{H_2} ——生产强度基准值, 其为系统中新能源总量的函数, 直接受新能源总量的限制。在此基础上叠加各波动因子的影响。

3 规模化电制氢系统运行的分布鲁棒优化

本节构建含规模化电制氢系统的分布鲁棒优化模型并进行约束简化。

3.1 目标函数

本节优化调度目标函数表达式如式(11)所示。

$$\begin{cases} \min & C_{total} = C_{unit} + C_{SS} + C_{EL,OC} + C_{EL,OP} + C_{curt} - R_{H_2} \\ \text{s.t.} & \text{式(15)~式(24)} \end{cases} \quad (11)$$

式中: C_{total} ——典型日内调度总成本, 元; C_{unit} ——火电机组运行成本, 元; C_{SS} ——储能系统运行成本, 元; $C_{EL,OC}$ ——电制氢启停成本, 元; $C_{EL,OP}$ ——电制氢运维成本, 元; C_{curt} ——新能源弃电成本, 元; R_{H_2} ——售氢收益, 元。

3.1.1 火电机组运行成本 C_{unit}

$$\begin{cases} C_{unit} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_G} [f_k(P_{G,k,t}) u_{k,t} + C_{SAS,k} (1 - u_{k,t-1}) u_{k,t}] \\ f_k(P_{G,k,t}) = a_k P_{G,k,t}^2 + b_k P_{G,k,t} + c_k \end{cases} \quad (12)$$

式中: T ——调度时长, h; N_G ——火电机组数量; f_k ——火电机组 k 的发电煤耗成本, 元; $P_{G,k,t}$ ——火电机组 k 在 t 时刻的运行出力, pu; $u_{k,t}$ 、 $u_{k,t-1}$ ——火电机组 k 在 t 和 $t-1$ 时刻的运行状态, $u_{k,t}=1$ 表示机组处于运行状态, $u_{k,t}=0$ 表示机组停机; $C_{SAS,k}$ ——机组 k 的启停成本, 元/次; a_k 、 b_k 、 c_k ——火电机组 k 的发电煤耗成本参数, 单位分别为 $t/(\text{pu})^2$ 、 t/pu 、 t 。

3.1.2 储能系统运行成本 C_{SS}

$$C_{SS} = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{SS}} k_{SS} (P_{cha,k,t} + P_{dis,k,t}) \quad (13)$$

式中: N_{SS} ——储能数量; k_{SS} ——储能充放单位功率运行成本, 元/pu; $P_{cha,k,t}$ 和 $P_{dis,k,t}$ —— t 时段储能 k 充放电功率, pu。

3.1.3 电制氢启停成本 $C_{EL,OC}$ 和运维成本 $C_{EL,OP}$

$$\begin{cases} C_{EL,OC} = \sum_{t=1}^T (k_{on} y_t + k_{off} z_t) \\ C_{EL,OP} = \sum_{t=1}^T k_{EL,OP} P_{P2H,t} \end{cases} \quad (14)$$

式中: k_{on} 、 k_{off} ——电制氢单位启动、关停成本, 元/次; y_t ——电制氢开始启动动作指示变量; z_t ——电制氢开始关停动作指示变量; $k_{EL,OP}$ ——电制氢单位运维成本, 元/pu; $P_{P2H,t}$ ——电制氢在 t 时刻的功率, pu。

3.1.4 新能源弃电成本 C_{curt}

$$C_{curt} = \sum_{t=1}^T (C_{W,curt} P_{W,curt,t} + C_{V,curt} P_{V,curt,t}) \quad (15)$$

式中: $C_{W,curt}$ 、 $C_{V,curt}$ ——风电、光伏的弃电惩罚成本系数, 元/pu; $P_{W,curt,t}$ 、 $P_{V,curt,t}$ ——对应时刻的弃风、弃光电量, pu。

3.1.5 售氢收益 R_{H_2}

$$R_{H_2} = \sum_{t=1}^T k_{H_2,t} V_{H_2,t} \quad (16)$$

式中: $k_{H_2,t}$ —— t 时刻单位氢价, 元/kg; $V_{H_2,t}$ —— t 时刻产氢量, kg。

3.2 约束条件

优化模型中约束以下列各式表达。

1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{k=1}^{N_G} P_{G,k,t} + P_{W,t} + P_{V,t} + \sum_{i=1}^{N_{SS}} P_{dis,i,t} = P_{L,t} + P_{P2H,t} + \sum_{i=1}^{N_{SS}} P_{cha,i,t} \quad (17)$$

式中: $P_{W,t}$ ——风电 t 时刻的上网功率, pu; $P_{V,t}$ ——光伏 t 时刻的上网功率, pu; $P_{L,t}$ —— t 时刻的负荷功率, pu。

2) 风电、光伏出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{W,t} \leq P_{W,\max} \\ 0 \leq P_{V,t} \leq P_{V,\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $P_{W,\max}$ 、 $P_{V,\max}$ ——风电、光伏的出力上限, pu。

3) 弃风弃光约束

$$\begin{cases} P_{W,curt,t} \geq 0 \\ P_{V,curt,t} \geq 0 \end{cases} \quad (19)$$

4) 火电机组的出力上下限约束、爬坡约束

$$u_{k,t} P_{G,k,\min} \leq P_{G,k,t} \leq u_{k,t} P_{G,k,\max} \quad (20)$$

$$\begin{cases} P_{G,k,t} - P_{G,k,t-1} \leq u_{k,t-1} (R_{up,k} - S_{up,k}) + S_{up,k} \\ P_{G,k,t-1} - P_{G,k,t} \leq u_{k,t} (R_{down,k} - S_{down,k}) + S_{down,k} \end{cases} \quad (21)$$

式中: $P_{G,k,\min}$ 和 $P_{G,k,\max}$ ——火电机组 k 出力的上、下限, pu; $R_{up,k}$ 、 $R_{down,k}$ ——机组 k 的向上和向下爬坡率, pu/h; $S_{up,k}$ ——机组 k 的启动最大升出力, pu; $S_{down,k}$ ——机组 k 的停机最大降出力, pu。

5) 机组启停时间约束

$$\begin{cases} \sum_{j=t}^{t+T_{S,k}-1} (1-u_{k,j}) \geq T_{S,k} (u_{k,t-1} - u_{k,t}) \\ \sum_{j=t}^{t+T_{O,k}-1} u_{k,j} \geq T_{O,k} (u_{k,t} - u_{k,t-1}) \end{cases} \quad (22)$$

式中: $T_{S,k}$ ——机组 k 的最小关停时间, h; $T_{O,k}$ ——机组 k 的最小开机时间, h。

6) 热备用约束

$$\sum_{k=1}^{N_G} (u_{k,t} P_{G,k,\max} - P_{G,k,t}) \geq \rho_r P_{L,t} \quad (23)$$

式中: ρ_r ——热备用系数。

7) 储能系统运行约束

$$\begin{cases} E_{SS,i,\max} = \varepsilon_i P_{SS,i,\max} \\ E_{SS,i,t} = E_{SS,i,t-1} + \left(\eta_{cha,i} P_{cha,i,t} - \frac{1}{\eta_{dis,i}} P_{dis,i,t} \right) \\ E_{SS,i}(0) = \varphi_i E_{SS,i,\max} \\ \nu_{SS,i,\min} E_{SS,i,\max} \leq E_{SS,i,t} \leq \nu_{SS,i,\max} E_{SS,i,\max} \\ 0 \leq P_{cha,i,t} \leq U_{cha,i,t} P_{SS,i,\max} \\ 0 \leq P_{dis,i,t} \leq U_{dis,i,t} P_{SS,i,\max} \\ U_{cha,i,t} + U_{dis,i,t} \leq 1 \end{cases} \quad (24)$$

式中: $E_{SS,i,\max}$ ——节点 i 储能设备的最大容量, pu·h; $P_{SS,i,\max}$ ——节点 i 储能设备的最大功率, pu; ε_i ——节点 i 储能设备的最大能量倍率; $E_{SS,i,t}$ —— t 时刻储能设备中的能量, 与上一时刻存在充放电关系, pu·h; $\eta_{cha,i}$ 、 $\eta_{dis,i}$ ——节点 i 储能的充电和放电效率; φ_i ——储能设备容量限制阈值; $\nu_{SS,i,\min}$ 、 $\nu_{SS,i,\max}$ ——节点 i 储能电站设备的能量下限和上限阈值, 该式表示储能设备不能过度放电或充电; $U_{cha,i,t}$ 、 $U_{dis,i,t}$ ——储能设备 i 在 t 时刻的充电和放电状态, 均为二进制变量, 且某一储能设备不可能同时处于充电和放电状态。

8) 电制氢系统约束如式(25)所示, 制氢量计算采取将产氢曲线和电解槽效率分段线性化的方法^[34]。

$$\begin{cases} L_t + I_t + S_t = 1 \\ y_t \geq L_t + I_{t-1} + S_t - 1 \\ z_t \geq L_{t-1} + I_t + S_{t-1} - 1 \\ P_{P2H,\min} L_t \leq P_{P2H,t} \leq P_{P2H,\max} L_t \\ L_t = \sum_l o_{l,t} \\ V_{H_2,t} = \sum_l (A_l P_{P2H,t} + B_l o_{l,t}) \end{cases} \quad (25)$$

式中: L_t 、 I_t 和 S_t ——二进制状态变量, 其值为 1 时分别表示电解槽在 t 时刻处于开机或停机或备用状态; $o_{l,t}$ ——为 1 时表示电解槽在 t 时刻对应产氢曲线的第 l 段; $P_{P2H,\min}$ 、 $P_{P2H,\max}$ ——电解槽功率的下限和上限, pu; $P_{P2H,t}$ ——电解槽在 t 时段和阶段 l 的功率, pu; A_l 、 B_l ——电解制氢系统线性化产氢曲线的参数。

9) 储氢罐约束简化表示为^[16]:

$$\begin{cases} E_{H_2,t} = E_{H_2,t-1} + \eta_{HS}^{\text{ch}} V_{HS,t}^{\text{ch}} - V_{HS,t}^{\text{dis}} / \eta_{HS}^{\text{dis}} \\ E_{HS,\min} \leq E_{H_2,t} \leq E_{HS,\max} \\ x_{HS,t}^{\text{ch}} E_{HS,\min}^{\text{cha}} \leq V_{HS,t}^{\text{ch}} \leq x_{HS,t}^{\text{cha}} E_{HS,\max}^{\text{cha}} \\ x_{HS,t}^{\text{dis}} E_{HS,\min}^{\text{dis}} \leq V_{HS,t}^{\text{dis}} \leq x_{HS,t}^{\text{dis}} E_{HS,\max}^{\text{dis}} \\ 0 \leq x_{HS,t}^{\text{ch}} + x_{HS,t}^{\text{dis}} \leq 1 \\ E_{H_2}(0) = E_{H_2}(T) \end{cases} \quad (26)$$

式中: $E_{H_2,t}$ 和 $E_{H_2,t-1}$ —— t 时段和 $t-1$ 时段储氢罐的容量, kg; η_{HS}^{ch} 、 η_{HS}^{dis} —— t 时段储氢罐充氢和放氢的效率; $V_{HS,t}^{\text{ch}}$ 、 $V_{HS,t}^{\text{dis}}$ —— t 时段储氢罐的充氢量和放氢量, kg; $x_{HS,t}^{\text{ch}}$ 、 $x_{HS,t}^{\text{dis}}$ —— t 时刻储氢罐充放氢的 0-1 状态变量; $E_{HS,\max}$ 、 $E_{HS,\min}$ ——储氢罐的容量上、下限, kg; $E_{HS,\max}^{\text{cha}}$ 、 $E_{HS,\min}^{\text{cha}}$ ——充氢量上、下限, kg; $E_{HS,\max}^{\text{dis}}$ 、 $E_{HS,\min}^{\text{dis}}$ ——放氢量上、下限, kg; $E_{H_2}(0)$ 、 $E_{H_2}(T)$ ——储氢罐的始、末容量, kg。

3.3 模型转化

为便于求解, 本文将所提分布鲁棒模型转化为混合整数线性规划问题^[35]。

在确定性模型与不确定性集合的建模基础上, 分布鲁棒机会约束可表示为式(26), 当实际概率密度函数属于不确定性集合时, 该模型要求所有概率密度函数可能分布中的最恶劣分布情况下满足生产强度机会约束。即:

$$\begin{cases} \min \left[C_{\text{unit}} + C_{\text{SS}} + C_{\text{EL,OC}} + C_{\text{EL,OP}} + \right. \\ \left. C_{\text{curt}} - \max \left(\sum_{t=1}^T \tilde{k}_{H_2,t} V_{H_2,t} \right) \right] \\ \text{s.t. 式(15)~式(24)} \\ \inf_{f \in \Psi_f} \left\{ P_r \{ V_{H_2,t} \geq V_{s,H_2,t} \} \geq 1 - \vartheta \right\} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $\tilde{k}_{H_2,t}$ ——氢价预测值的恶劣概率分布; ϑ ——机会约束失效概率; P_r ——实际概率密度函数 f 属于不确定性集合 Ψ_f 成立的概率值; $V_{s,H_2,t}$ ——生产强度不确定量。

当优化问题为凸时, 则该模型可转化为下述模型:

$$\begin{cases} \min \left[C_{\text{unit}} + C_{\text{SS}} + C_{\text{EL,OC}} + C_{\text{EL,OP}} + \right. \\ \left. C_{\text{curt}} - \max \left(\sum_{t=1}^T \hat{k}_{H_2,t} V_{H_2,t} \right) \right] \\ \frac{1}{|N_{\text{price}}|} \sum_{l \in N_{\text{price}}} |\Delta k_{H_2,t,l}| \leq \kappa_s \rightarrow \lambda \end{cases} \quad (28)$$

式中: N_{price} 和 $|N_{\text{price}}|$ ——氢价样本数据集合和对样本数据总数; $\hat{k}_{H_2,t,l}$ ——第 l 个氢价样本值; $\Delta k_{H_2,t,l}$ ——第 l 个氢价偏差值; κ_s ——氢价 Wasserstein 球的半径; λ ——氢价 Wasserstein 球半径约束的对偶乘子。采用对偶理论处理转化后的模型, 即可应用商用求解器求解。

4 算例分析

4.1 氢价指数体系概述

通过算例分析计算本文所提协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制的合理性。本文算例采用改进的 IEEE-30 节点电力系统。系统中风电装机 150 MW, 光伏装机 50 MW, 各备有储能系统。电解制氢系统容量 30 MW, 包含 6 个碱性电解槽。氢价指数参考上海环境能源交易所发布的氢价指数体系价格信息。本文采用 2024 年全年的日平均氢价数据作为基础数据集。在数据预处理阶段, 考虑到交易所可能存在的非交易日无报价情况, 对缺失的日数据采用前后相邻数据的线性插值法进行补齐, 以确保时间序列的连续性。同时, 为消除可能存在的极端异常值对模糊集构建的影响, 采用 3σ 原则对数据进行清洗, 识别并修正显著偏离历史平均水平的个别数据点。经过上述预处理后, 得到用于构建氢价模糊不确定性集的完整、平滑的日度氢价时间序列。风电、光伏的弃电惩罚成本系数 $C_{w, \text{curt}}$ 和 $C_{v, \text{curt}}$ 为 0.63 元/(kW·h), 电制氢单位启动成本 k_{on} 为 500 元/次, 单位关停成本 k_{off} 为 0, 电制氢单位运维成本 $k_{\text{EL, OP}}$ 为 20 元/MW, 储能充放单位功率运行成本 k_{ss} 为 0.207 元/kW。算例系统拓扑如附录图 A1 所示, 本文涉及的氢价指数如附录图 A2 所示, 其中 4.2 节和 4.3 节分析针对氢价指数 1。火电机组参数如附表 B1 和附表 B2 所示。

本文算例设置如下场景对比, 各场景下将分为 4 个季度对比分析。

场景 1: 未采用本文所提生成强度预估方法, 直接应用确定性优化完成日内调度;

场景 2: 采用本文所提协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估方法, 应用分布鲁棒机会约束完成日内调度。

4.2 生产强度预估对比分析

在未采用本文所提生产强度预估机制的条件下, 氢气生产强度及售氢收益预估结果如表 1 所示。由表 1 同时算得全年预估收益 586.9428 万元, 结合该预估结果和每公斤 34.435 元的全年平均氢价可知, 1—3 月份氢价低于全年均值, 其生产强度也处于全年较低水平, 导致季度总收益较少。另外, 4—6 月份风电、光伏出力值由于季节原因均较上季度明显增加, 该季度生产强度与预期收益反而均低于 1—3 月份, 这是由于预估机制中未考虑该季节新能源出力波动较大的特点, 不利于提高售氢收益。7—9 月份氢价均值最接近全年平均值, 此时并网制氢需同时考虑协调算例系统中其他因素, 可适当调整生产强度。10—12 月份氢价处于全年最高水平, 此季节风电大发, 可保持较高生产强度, 增加总体收益。

采用本文所提生产强度预估机制, 氢气生产强度及售氢收益预估结果如表 2 所示。

表 1 未采用本文所提方法的生产强度和收益结果

Table 1 Production intensity and revenue results without adopting proposed method

计算结果	1—3 月份	4—6 月份	7—9 月份	10—12 月份
生产强度/(kg/d)	405.525	316.667	613.526	530.628
氢价均值/(元/kg)	34.315	34.472	34.439	34.513
季度售氢收益 预估/万元	125.2403	99.3369	193.8808	168.4848

表 2 采用本文所提方法的生产强度和收益结果

Table 2 Production intensity and revenue results of adopting proposed method

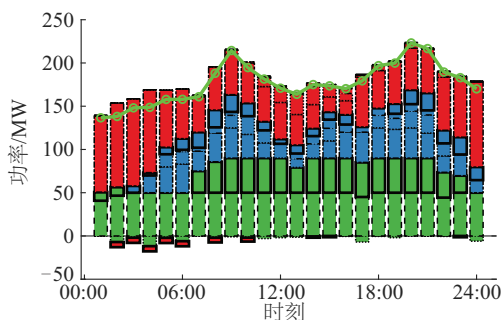
计算结果	1—3 月份	4—6 月份	7—9 月份	10—12 月份
生产强度/(kg/d)	429.064	518.619	597.196	547.839
氢价均值/(元/kg)	34.315	34.472	34.439	34.513
季度售氢收益 预估/万元	132.5100	162.6883	189.2149	173.9496

由表 2 计算得全年总收益估计值为 658.3628 万元, 明显高于应用协调预估机制前结果。考虑新能源波动后, 4—6 月份的生产强度预估及相应收益明显提高。7—9 月份生产强度虽然综合考虑季节等其他因素有所降低, 但全年总体收益增加。第一和第四季度分别对应氢价最低和最高的阶段, 新机制均增加生产强度以增加季度收益。上述对比分析验证了本文所提协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制的合理性。

4.3 日内调度结果分析

4.3.1 场景 1 调度结果

未采用协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制时, 生产强度预估如表 1 所示, 4 个典型日分别对应 4.1 节概述中的 4 个季度, 各典型日的日内分布鲁棒优化调度结果如图 2 所示, 成本计算结果见表 3。



a. 1—3 月份

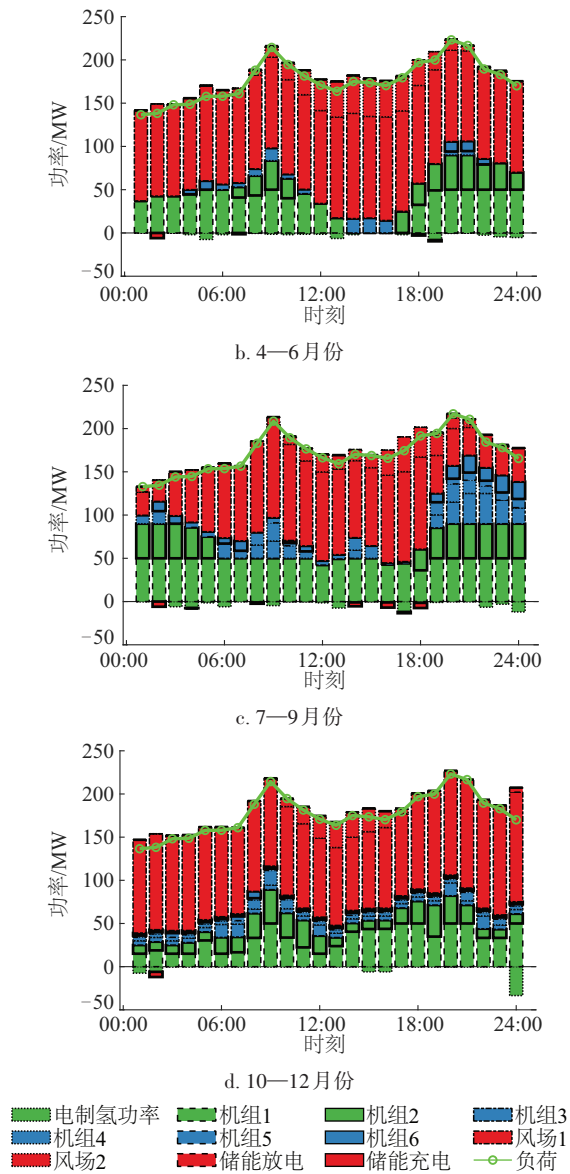


图2 场景1典型日调度结果
Fig. 2 Scheduling results on typical day for case 1

由售氢收益可见,典型日调度结果与生产强度预估结果趋势一致,7—9月份制氢量最大,日内售氢收益最多;而4—6月份日内制氢收益最少。在日内调度总成本上,典型日2最低,但该场景风光均大发,虽降低了火电机组运行成本,制氢消纳的风光仍较少,使得弃风弃光成本很大。典型日4的总成本和弃风弃光惩罚均最大,这也是由于未采用调整机制时,富余风光未用来制氢,无法在增加收益的同时减少弃电成本。

4.3.2 场景2调度结果

应用协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制后,典型日调度结果及成本如图3和表4所示。采用协调机制后,典型日1、2和4的制氢量均增加,同时弃风弃光成本减少,可见协调机制将富余风光用来制氢,增加制氢收益的同时减少弃风弃光成本。典型日3因生产强度预估机制的应用,制氢量相对调整前略有减小,这是考虑到该季度氢价接近平均价格,同时处于风电出力全年最低季节,光伏出力也较上季度减小,因此综合氢价波动、新能源波动和季节性影响,适当降低了生产强度。整体上,调整后为894446.9元,明显低于调整前的930894元,同样说明了协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制的合理性与优越性。

4.3.3 关键成本参数灵敏性分析

基于场景2日内调度结果,本节分析在应用所提协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估方法,并完成分布鲁棒优化后,关键成本参数对成本的影响,分析的成本参数包括:风电、光伏的弃电惩罚成本系数 $C_{W,curt}$ 和 $C_{V,curt}$,电制氢单位启动成本 k_{on} 和电制氢单位运维成本 $k_{EL,OP}$,储能充放单位功率运行成本 k_{ss} 。分下列场景展开分析:

表3 场景1日内调度成本计算结果

Table 3 Intra-day scheduling cost calculation results for case 1

计算结果	1—3月份典型日	4—6月份典型日	7—9月份典型日	10—12月份典型日
氢价/(元/kg)	34.315	34.472	34.439	34.513
制氢量/kg	494.968	406.110	702.969	620.071
火电机组运行成本/元	251560	113420	191550	245120
弃风弃光惩罚成本/元	10369.0	37088.0	7769.8	54338.0
电制氢运行成本/元	12650.0	17126.0	14466.0	5569.9
储能运行成本/元	17176.0	9917.6	16124.0	3244.7
售氢收益/元	16985	13999	24210	21401
总成本/元	274770.0	163552.6	205699.8	286871.6

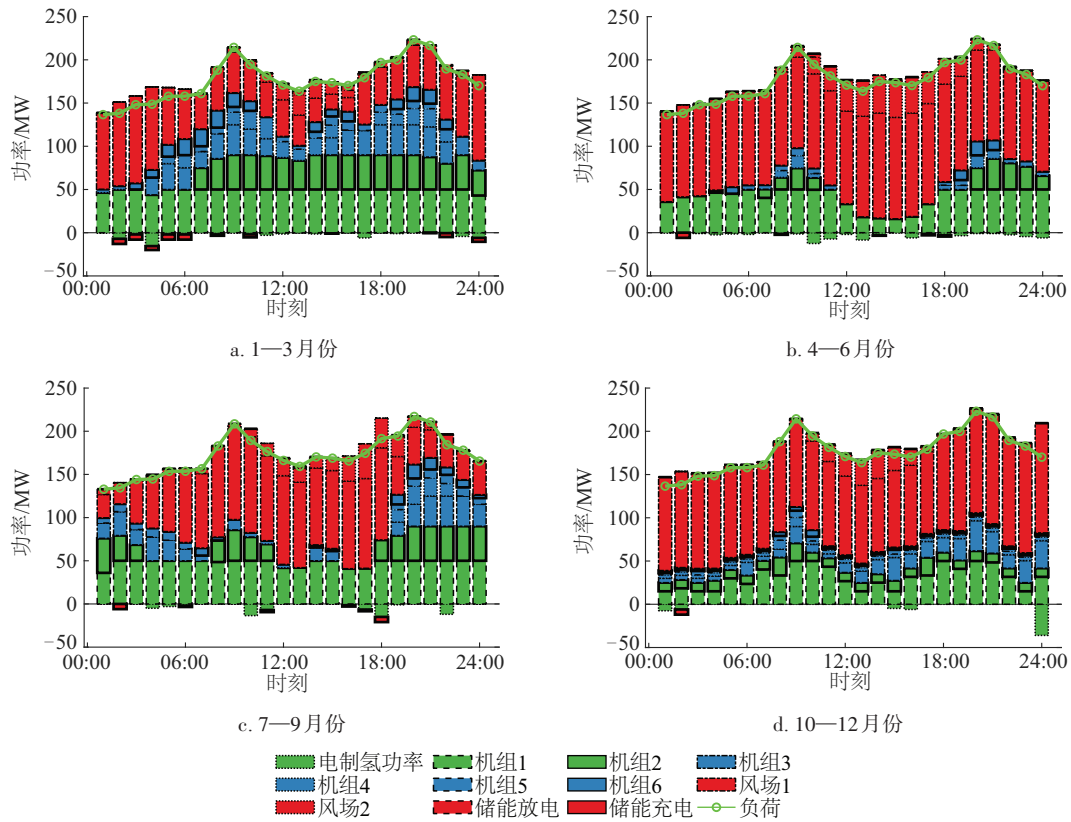


图3 场景2典型日调度结果

Fig. 3 Scheduling results on typical day for case 2

表4 场景2日内调度成本计算结果

Table 4 Intra-day scheduling cost calculation results for case 2

计算结果	1—3月份典型日	4—6月份典型日	7—9月份典型日	10—12月份典型日
氢价/(元/kg)	34.315	34.472	34.439	34.513
制氢量/kg	518.507	608.062	686.639	637.282
火电机组运行成本/元	246700	112090	197730	243790
弃风弃光惩罚成本/元	6562.5	21671.0	8785.6	44100.0
电制氢运行成本/元	13676	19482	16531	5596
储能运行成本/元	15981.0	9581.1	13322.0	3244.7
售氢收益/元	17793	20961	23647	21995
总成本/元	265126.5	141863.1	212721.6	274735.7

场景 3: 在场景 2 基础上, 风电、光伏的弃电惩罚成本系数 $C_{w, \text{curt}}$ 和 $C_{v, \text{curt}}$ 增至 1 元/(kW·h);

场景 4: 在场景 2 基础上, 电制氢单位启动成本 k_{on} 降为 250 元/次, 电制氢单位运维成本 $k_{\text{el, op}}$ 降为 15 元/MW;

场景 5: 在场景 2 基础上, 储能充放单位功率运行成本 k_{ss} 降为 0.1035 元/kW。

以 1—3 月份典型日的调度结果为代表, 在表 5 中列出成本进行对比分析。

将场景 3 与场景 2 的结果进行对比, 增大弃风弃光惩罚成本系数后, 弃风弃光惩罚成本增大, 但实际的新能源弃电量减小, 制氢量明显增加至 607.956 kg, 总成本减少为 263447.0 元。可见新能源弃电惩罚成本参数增大后, 成本随之减小。

对于场景 4, 因为电制氢系统运行的单位成本明显降低, 调度目标是总成本最小, 所以在运行中, 系统整体上增加火电机组的运行成本以增加电制氢的制氢时段, 制氢量增至 638.059 kg, 总成本大幅度减至 255266.0 元。

在场景 5 中,储能充放单位功率运行成本的降低使得储能运行总成本明显减少,火电机组运行成本变化不大,弃风

弃光电量也因储能的灵活调用而降低,总成本达到 4 个场景中最低的 259046.5 元。

表 5 1—3 月份典型日灵敏度分析结果

Table 5 Sensitivity analysis results for typical day from January to March

计算结果	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
氢价/(元/kg)	34.315	34.315	34.315	34.315
制氢量/kg	518.507	607.956	638.059	558.560
火电机组运行成本/元	246700	245830	248830	246950
弃风弃光惩罚成本/元	6562.5	9526.0	6658.5	6181.0
电制氢运行成本/元	13676.0	15372.0	6971.5	14732.0
储能运行成本/元	15981.0	13581.0	14701.0	10350.5
售氢收益/元	17793	20862	21895	19167
总成本/元	265126.5	263447.0	255266.0	259046.5

4.4 氢价指数对体系波动的影响分析

4.3 节算例分析应用的数据所反映的氢价波动较小,因此情况存在局限性。下面考虑不同氢价指数体系下的生产强度和售氢收益预估,讨论氢价指数体系波动的影响。考虑到现有分析预测未来氢价格将下降以及参考波动较大的氢价格信息,氢价指数如附图 A2,由 4.3 节的指数体系 1 改为指数体系 2。

图 4 和图 5 分别为氢价格波动前后生产强度和季度售氢收益对比。分析可知,本文所提机制成功将氢价不确定性内化于优化模型,并能根据氢价指数的预期趋势与季节性规律做出动态响应。所得结论可归纳如下:当氢价指数长期性明显下降时,本文所提机制能够实现“以量补价”的运营策略。具体而言,模型为抵消后续时间段氢价下跌对总收益的负面影响,会在模型约束条件的范围内,在氢价相对较高的季度优先、显著地提升生产强度,以获得更多当期收益;而在氢价处于低位的季度,生产强度则相对减弱。该结论验证了所提机制的优势:该机制能够主动相应氢价体系波动,而不

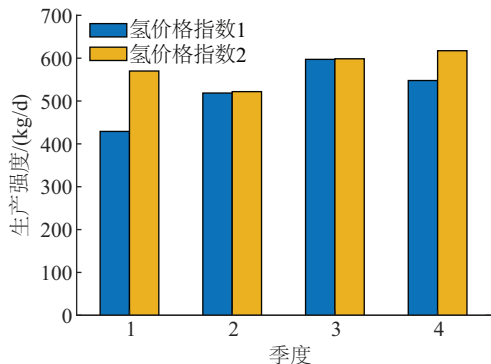


图4 氢价指数对生产强度的影响

Fig. 4 Impact of hydrogen price index on production intensity

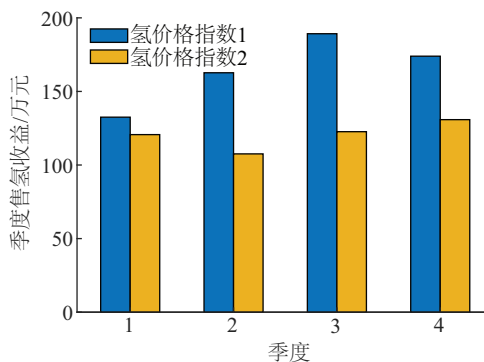


图5 氢价指数对季度售氢收益的影响

Fig. 5 Impact of hydrogen price index on quarterly hydrogen sale revenue

只是被动调整。从而促使电制氢系统在波动的市场交易环境中实现生产计划与市场价格之间的自适应匹配。

5 结 论

本文提出一种协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制。并在季节生产强度预估基础上,构建规模化电制氢系统运行的分布鲁棒优化模型完成日内调度。通过算例分析可得到如下主要结论:

1)应用本文所提协调氢价波动与新能源波动的季节性生产强度预估机制可合理化调整季度氢气生产强度,尽可能利用富余风光提高售氢收益。

2)构建的包含生产强度预估方法的电制氢系统分布鲁棒优化调度模型与确定性模型相比,可有效增加可再生能源的消纳,降低日内调度总成本。

3)针对不同氢价指数体系,本文所提生产强度预估方法仍能实现季度售氢收益的扩大化,该机制对优化氢气生产计

划从而提高氢能利用效益有重要意义。

[参考文献]

- [1] 郜捷, 宋洁, 王剑晓, 等. 支撑中国能源安全的电氢耦合系统形态与关键技术[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(19): 1-15.
GAO J, SONG J, WANG J X, et al. Form and key technologies of integrated electricity-hydrogen system supporting energy security in China [J]. Automation of electric power systems, 2023, 47(19): 1-15.
- [2] 潘光胜, 顾钟凡, 罗恩博, 等. 新型电力系统背景下的电制氢技术分析与展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(10): 1-13.
PAN G S, GU Z F, LUO E B, et al. Analysis and prospect of electrolytic hydrogen technology under background of new power systems [J]. Automation of electric power systems, 2023, 47(10): 1-13.
- [3] 林今, 余志鹏, 张信真, 等. 可再生能源电制氢合成氨系统的并/离网运行方式与经济性分析[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(1): 117-126.
LIN J, YU Z P, ZHANG X Z, et al. On-grid/off-grid operation mode and economic analysis of renewable power to ammonia system [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(1): 117-126.
- [4] 周步祥, 朱文聪, 朱杰, 等. 风光制氢合成氨系统的多时段可调度域分析[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(1): 160-173.
ZHOU B X, ZHU W C, ZHU J, et al. Multi-stage dispatchable region analysis of wind and solar power-based hydrogen production and ammonia synthesis system [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(1): 160-173.
- [5] 林辉, 马强. 发展氢交易平台, 促进氢能产业高质量发展, 助力工业碳中和[J]. 智能制造, 2023(1): 22-24.
LIN H, MA Q. Develop hydrogen trading platform, promote the high-quality development of hydrogen energy industry and help industrial carbon neutrality [J]. Intelligent manufacturing, 2023(1): 22-24.
- [6] 周舟. 中国氢价指数体系首批“长三角氢价格指数”发布[J]. 天然气与石油, 2022, 40(5): 43.
ZHOU Z. The first “Hydrogen Price Index for Yangtze River Delta” of China’s hydrogen price index system was released [J]. Natural gas and oil, 2022, 40(5): 43.
- [7] 杜云飞, 沈欣炜, 酆洪柯, 等. 考虑微观选址的分布式海上风电制氢容量优化配置[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 61-70.
DU Y F, SHEN X W, LI H K, et al. Capacity optimal configuration of distributed offshore wind power to hydrogen considering micro-siting [J]. Automation of electric power systems, 2024, 48(21): 61-70.
- [8] 杨紫娟, 田雪沁, 吴伟丽, 等. 考虑电解槽组合运行的风电-氢能-HCNG耦合网络容量优化配置[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 76-85.
YANG Z J, TIAN X Q, WU W L, et al. Optimal capacity configuration of wind-hydrogen-HCNG coupled network considering combined electrolyzer operation [J]. Automation of electric power systems, 2023, 47(12): 76-85.
- [9] 安麒. 电氢联合市场定价机制与分解协调方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2022.
AN Q. Pricing mechanism and decentralized coordination method for integrated electricity-hydrogen market [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2022.
- [10] 张鹏成, 徐箭, 柯德平, 等. 氢能驱动下钢铁园区能源系统优化配置[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(14): 1-10.
ZHANG P C, XU J, KE D P, et al. Optimal configuration of energy system in iron and steel park driven by hydrogen energy [J]. Automation of electric power systems, 2022, 46(14): 1-10.
- [11] GU Z F, PAN G S, GU W, et al. Robust optimization of scale and revenue for integrated power-to-hydrogen systems within energy, ancillary services, and hydrogen markets [J]. IEEE transactions on power systems, 2024, 39(3): 5008-5023.
- [12] 王波, 王蔚, 马恒瑞, 等. 基于Wasserstein两阶段分布鲁棒的多主体多能微网合作博弈优化调度[J]. 电工技术学报, 2025, 40(17): 5553-5570.
WANG B, WANG W, MA H R, et al. Multi-agent multi-energy microgrid cooperative game scheduling based on Wasserstein two stage robust optimization [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(17): 5553-5570.
- [13] ZHONG J J, ZHAO Y R, LI Y, et al. Synergistic operation framework for the energy hub merging stochastic distributionally robust chance-constrained optimization and Stackelberg game [J]. IEEE transactions on smart grid, 2025, 16(2): 1037-1050.
- [14] 仝子涵, 任洲洋, 吴建中, 等. 考虑HFCV加氢不确定性的电-氢-交通系统多主体博弈运行[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(2): 154-164.
TONG Z H, REN Z Y, WU J Z, et al. Multi-agent game operation of electricity-hydrogen-transportation system considering hydrogen refueling uncertainty of hydrogen fuel cell vehicles [J]. Automation of electric power systems, 2025, 49(2): 154-164.
- [15] 符杨, 宋妍霖, 邓莉荣, 等. 内嵌新能源不确定性的综合能源市场机制设计[J]. 电网技术, 2025, 49(5): 1848-1858.

- FU Y, SONG Y L, DENG L R, et al. Mechanism design for integrated energy market considering renewable energy uncertainties[J]. Power system technology, 2025, 49(5): 1848-1858.
- [16] CHEN B R, LIU T Q, LIU X, et al. A Wasserstein distance-based distributionally robust chance-constrained clustered generation expansion planning considering flexible resource investments [J]. IEEE transactions on power systems, 2023, 38(6): 5635-5647.
- [17] 张智泉, 陈晓杰, 符杨, 等. 含海上风电制氢的综合能源系统分布鲁棒低碳优化运行[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 41-51.
- ZHANG Z Q, CHEN X J, FU Y, et al. Distributionally robust low-carbon optimal operation for integrated energy system including hydrogen production from offshore wind power[J]. Power system technology, 2025, 49(1): 41-51.
- [18] SABERI H, ZHANG C, DONG Z Y. Capacity of virtual energy storage system for frequency regulation services via a data-driven distributionally robust optimization method [J]. IEEE transactions on power systems, 2023, 38(3): 2134-2147.
- [19] LI J K, XU Z Y, LIU H, et al. A Wasserstein distributionally robust planning model for renewable sources and energy storage systems under multiple uncertainties[J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2023, 14(3): 1346-1356.
- [20] ZHOU H, MAO Z H, GAO Y, et al. Renewable energy scenario generation method based on order-preserving Wasserstein distance [C]//2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia). Shanghai, China, 2022: 1754-1759.
- [21] 李兆泽, 张继红, 游国栋, 等. 基于源荷两侧不确定的虚拟电厂灵活性调整建模及调度策略[J]. 电网技术, 2025, 49(7): 2799-2808.
- LI Z Z, ZHANG J H, YOU G D, et al. Modeling and scheduling strategies for flexibility adjustment in virtual power plants considering source and load uncertainties[J]. Power system technology, 2025, 49(7): 2799-2808.
- [22] 董雁楠, 李相俊, 韩子娇, 等. 考虑效率优化的电制氢(P2H)多机集群系统调度运行框架[J]. 高电压技术, 2024, 50(12): 5539-5551.
- DONG Y N, LI X J, HAN Z J, et al. Dispatch operation framework for multi-electrolysis cells power to hydrogen (P2H) cluster system considering of efficiency optimization [J]. High voltage engineering, 2024, 50(12): 5539-5551.
- [23] 王爽, 秦安琪, 陈贻威, 等. 考虑源荷不确定性和氢能多元产用的含氢综合能源系统优化调度[J]. 浙江电力, 2026, 45(2): 47-59.
- WANG S, QIN A Q, CHEN Y W, et al. Optimal scheduling of hydrogen-integrated energy systems considering source-load uncertainty and diversified hydrogen production and utilization [J]. Zhejiang electric power, 2026, 45(2): 47-59.
- [24] 叶雨润, 方家琨, 刘文昕, 等. 考虑电制氢系统设备压力耦合的多电解槽协同控制方法[J]. 电力系统自动化, 2026, 50(7): 63-80.
- YE Y R, FANG J K, LIU W X, et al. Coordinated control strategy for multiple electrolyzers considering operating pressure coupling between devices in power-to-hydrogen system [J]. Automation of electric power systems, 2026, 50(7): 63-80.
- [25] 张磊, 樊圳茜, 叶婧, 等. 含海上风电制氢的沿海能源系统两阶段鲁棒优化调度[J/OL]. 电力系统自动化, 1-21 [2026-03-30]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20260228.0934.002>.
- ZHANG L, FAN Z Q, YE J, et al. Two-stage robust optimal scheduling of coastal energy systems with offshore wind power-to-hydrogen [J/OL]. Automation of electric power systems, 1-21 [2026-03-30]. <https://link.cnki.net/urlid/32.1180.TP.20260228.0934.002>.
- [26] 师旭露, 邢海军, 汪航, 等. 基于机会约束的风光制氢合成氨系统低碳优化调度[J]. 高电压技术, 2025, 51(12): 6073-6084.
- SHI X L, XING H J, WANG H, et al. Low-carbon dispatch of wind and solar power-based hydrogen production and ammonia synthesis system based on chance constraints[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(12): 6073-6084.
- [27] 邱一苇, 孙清洁, 吴晨旭, 等. 计及风功率不确定性的离网风储制氢日内实时双层有功平衡优化控制[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 52-62.
- QIU Y W, SUN Q J, WU C X, et al. Optimized bi-level control for day-ahead and real-time active power balancing of an off-grid wind power-to-hydrogen system with ESS considering wind power uncertainty [J]. Power system technology, 2025, 49(1): 52-62.
- [28] LONG X X, LI Y Z, LI Y, et al. Collaborative response of data center coupled with hydrogen storage system for renewable energy absorption [J]. IEEE transactions on sustainable energy, 2024, 15(2): 986-1000.
- [29] 李思颖, 易俊, 林伟芳. 质子交换膜电制氢负荷协同储能参与电力系统调峰能力评估[J]. 电网技术, 2025, 49(2): 552-561.
- LI S Y, YI J, LIN W F. Proton exchange membrane hydrogen production load collaborates with energy storage to participate in the evaluation of peak load balancing capacity of power system [J]. Power system technology, 2025, 49(2): 552-561.
- [30] 时帅, 吴伟聪, 李媛媛, 等. 计及极端天气和海上风电制氢的综合能源系统优化运行[J]. 电网技术, 2025, 49

- (6): 2293-2301.
- SHI S, WU W C, LI Y Y, et al. Optimal operation of comprehensive energy system considering extreme weather and offshore wind power hydrogen production [J]. Power system technology, 2025, 49(6): 2293-2301.
- [31] 李冠儒, 孙亮, 罗瑞, 等. 考虑能量梯级利用的风氢综合能源系统多目标优化配置[J]. 电力建设, 2024, 45(10): 1-12.
- LI G R, SUN L, LUO R, et al. Multi-objective optimization of wind-hydrogen integrated energy systems with energy cascade utilization [J]. Electric power construction, 2024, 45(10): 1-12.
- [32] 陈胜, 陈明健, 卫志农, 等. 考虑下游氢负荷的氢-电耦合配电网容量规划[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(12): 155-161, 203.
- CHEN S, CHEN M J, WEI Z N, et al. Capacity planning of hydrogen-electricity coupling distribution network considering downstream hydrogen load [J]. Electric power automation equipment, 2024, 44(12): 155-161, 203.
- [33] 艾洪宇, 王洪涛. 多直流馈入受端系统负荷恢复分布鲁棒优化[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(9): 24-33.
- AI H Y, WANG H T. Distributionally robust optimization of load recovery for a multi-infeed HVDC receiving end system[J]. Power system protection and control, 2022, 50(9): 24-33.
- [34] 陈胜, 陈明健, 卫志农, 等. 面向灵活性挖掘的电-氢混联综合能源系统机组组合研究[J]. 电网技术, 2024, 48(11): 4473-4481.
- CHEN S, CHEN M J, WEI Z N, et al. Unit commitment model of electric-hydrogen integrated energy systems for flexibility enhancement [J]. Power system technology, 2024, 48(11): 4473-4481.
- [35] 刘昕明, 王海云. 基于 Wasserstein 距离分布鲁棒的电解铝负荷协同火储深度调峰方法研究[J]. 热力发电, 2024, 53(8): 152-162.
- LIU X M, WANG H Y. Deep peak shaving method of electrolytic aluminum load cooperating with thermal power and energy storage system based on Wasserstein distance distribution robust [J]. Thermal power generation, 2024, 53(8): 152-162.

OPTIMIZATION OF OPERATION STRATEGY FOR POWER-TO-HYDROGEN SYSTEMS CONSIDERING IMPACT OF HYDROGEN PRICE INDEX

Meng Tao¹, Liu Hongpeng¹, Sun Yong², He Yongkang³

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology (Northeast Electric Power University),

Ministry of Education, Jilin 132012, China;

2. State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130021, China;

3. Huadian Jilin Energy Co., Ltd., Changchun 130022, China)

Abstract: This study proposes an operational optimization framework for power-to-hydrogen systems that explicitly incorporates the influence of hydrogen price dynamics. Firstly, a fuzzy set is constructed using historical price data to simulate hydrogen price volatility. Subsequently, a seasonal production intensity forecasting mechanism is developed to coordinate hydrogen price volatility with renewable energy variability. Building on this seasonal forecasting, a distributionally robust optimization model is formulated for the operational scheduling of power-to-hydrogen systems. Case study results demonstrate that the proposed forecasting mechanism enables rational quarterly adjustments of production intensity, and its integration with the distributionally robust optimization model effectively enhances renewable energy consumption while reducing daily operational costs.

Keywords: renewable energy; hydrogen production; uncertainty analysis; distributed robust optimization; hydrogen price index; production intensity

附录 A

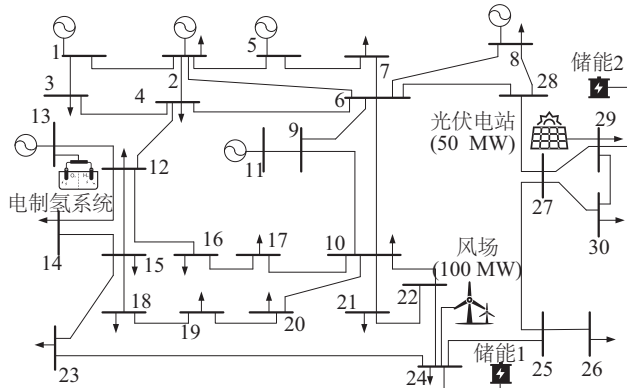


图 A1 算例系统拓扑

Fig. A1 Topological diagram of case study system

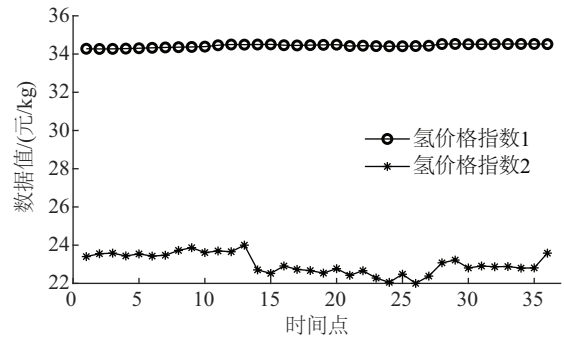


图 A2 氢价指数

Fig. A2 Hydrogen price index

附录 B

表 B1 火电机组出力参数

Table B1 Output parameters of thermal power units

机组编号	节点号	出力上限 $P_{G,k,max}/MW$	出力下限 $P_{G,k,min}/MW$	上、下爬坡速率 $R_{up,k} \setminus R_{down,k}/(MW/h)$	关停、开机最小持续时间 $T_{S,k} \setminus T_{O,k}/h$
1	1	50	15	16.6875	3.0
2	2	40	10	10.7500	2.0
3	5	35	5	9.9500	2.5
4	8	25	4	6.5000	2.0
5	11	10	2	2.8750	1.0
6	13	20	3	4.8750	1.0

表 B2 火电机组煤耗成本参数

Table B2 Coal consumption cost parameters of thermal power units

机组编号	参数 $a_k/[t/(pu)^2]$	参数 $b_k/(t/pu)$	参数 c_k/t	启动成本/(元/次)	关停成本/(元/次)
1	0.1524	38.5397	786.7988	1937.25	968.625
2	0.1058	46.1591	945.6332	1500.00	850.000
3	0.0280	40.3965	1049.9980	1200.00	700.000
4	0.0354	38.3055	1243.5310	900.00	500.000
5	0.0211	36.3278	1658.5700	850.00	450.000
6	0.0179	38.2704	1356.6590	1000.00	600.000