文章编号:1674-7607(2026)10-0084-10 DOI:10.19805/j.cnki.jcspe.2026.250255

电力现货市场下风光制氢合成甲醇系统容量配置-运行协同优化

郑昊宇[1]， 周家辉[1]， 徐 钢[1]， 仝 冰[1]， 王海鸣[1]， 薛小军[2]
(1. 华北电力大学 能源动力与机械工程学院，北京 102206；
2. 山西大学 电力与建筑学院，山西太原 030006)

摘 要：为提升风光制氢合成甲醇系统在电力现货市场环境下的经济性与电网协同能力，提出了电力现货市场下风光制氢合成甲醇系统容量配置与运行调度协同优化方法。建立以系统全年最大运行收益为目标的混合整数线性规划模型，基于蒙西地区全年8 760 h风光出力及实时电价数据求解，对系统进行了详细的容量配置和经济性分析，并与阶梯电价方案进行对比。结果表明：现货市场场景下，系统能够依据风光资源和电价变化灵活调度，提高可再生能源和电力资源利用率，实现年收益的提升和甲醇平准化成本的降低，解决了风光出力与电价双重波动场景下的系统规划问题，为可再生能源制氢系统的市场化运营提供理论依据。

关键词：风光制氢；甲醇；市场电价；容量配置；运行调度
中图分类号：TM715 **文献标志码**：A **学科分类号**：470.99

Collaborative Optimization of Capacity Configuration and Operation for Wind-Solar-Hydrogen-Methanol Systems Under Electricity Spot Market

ZHENG Haoyu[1]， *ZHOU Jiahui*[1]， *XU Gang*[1]， *TONG Bing*[1]，
WANG Haiming[1]， *XUE Xiaojun*[2]
(1. School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. School of Electric Power and Architecture, Shanxi University, Taiyuan 030006, Shanxi Province, China)

Abstract: To improve economic performance and grid coordination capability of wind-solar-hydrogen-methanol systems under electricity spot market environment, a collaborative optimization method for capacity configuration and operational scheduling was proposed. A mixed-integer linear programming model was established with the objective of maximizing the annual operating revenue of the system. The model was solved based on 8 760 h of wind-solar output and real-time electricity price data from the Mengxi region. Detailed capacity configuration and economic analyses were conducted, and the results were compared with those from a tiered electricity pricing scheme. Results indicate that under the spot market scenario, the system can flexibly schedule its operations in response to variations in renewable resources and electricity prices, thereby improving the utilization of renewable energy and power resources. This leads to increased

收稿日期:2025-05-07 **修订日期**:2025-06-03
基金项目:国家自然科学基金重大项目(52090064)；国家自然科学基金青年科学基金项目(52406019)
作者简介:郑昊宇(2003—)，男，宁夏石嘴山人，硕士研究生，研究方向为新能源及氢能综合应用，E-mail：17795233369@163.com。

annual revenue and reduced levelized cost of methanol. The proposed approach addresses the system planning problem under dual fluctuations of wind-solar output and electricity prices, providing a theoretical basis for the market-oriented operation of renewable-energy-based hydrogen production systems.

Key words: wind-solar hydrogen production; methanol; market electricity price; capacity configuration; operational scheduling

在“双碳”目标的推动下，如何在保障能源安全的同时实现能源系统的低碳转型，已成为中国能源战略的重要议题[1]。绿氢因其零碳排放特性，成为实现能源结构低碳化、促进可再生能源高比例消纳的重要技术路径[2]。然而，氢能的大规模推广仍面临制氢成本较高、储运技术瓶颈以及终端应用市场尚未成熟等挑战[3-4]。甲醇不仅是重要的化工原料，还可作为液态储氢载体和清洁燃料，被广泛应用于工业、交通及能源存储等领域[5]。相比于直接利用氢气，绿氢合成甲醇能够有效降低储运难度，提高能量密度，并提供更加稳定的碳中和解决方案[6]。

在并网型风光制氢合成甲醇系统中，电力成本占据了一定比重，而电力市场的电价波动为降低甲醇成本提供了新的机遇。近年来，中国电力市场改革不断深化，逐步向市场化交易模式转变[7]，可再生能源的高比例接入使得电价呈现较强的时变特性[8]。在这种背景下，如何利用电力市场价格的波动特性来优化风光制氢合成甲醇系统的运行策略，成为待解决的难题。电力市场中的实时出清电价、日前电价及拟合电价等机制[9]，为新能源系统灵活调整制氢和甲醇合成的运行方式提供了可能，合理的调度策略可以降低电解水制氢的成本，还能够提高系统的整体经济收益，从而增强绿氢合成甲醇技术在工业领域的推广价值。

学术界在电力市场与其上下游的研究中取得了一定突破[10]，平健等[11]建立了面向现货市场可信出清机组组合；方逸飞等[12]研究了日前出清的预测方法；潘昱树等[13]考虑了在电力现货背景下新能源基地鲁棒化优化模型；丁毅宏等[14]研究了在电力市场下风光火协同优化运营。但是目前，国内外关于风光制氢及其下游产品合成的研究多集中于系统设计、关键设备优化及工艺改进等方面[15-16]，关于系统的研究也多集中于各设备容量运行优化和减少风光波动性影响等[17-19]，关于将风光制氢及其下游产品与电力现货市场结合的研究仍较为有限。

基于上述背景，本研究设计了一种基于电力市场实时出清电价的风光制氢合成甲醇系统。对系统中的各个设备进行精细的数学建模，并以全年同地区 8 760 h 级别的风光出力数据和实时出清电价作为输入数据，基于混合整数线性规划（mixed-integer linear programming，MILP）优化算法，利用 Python 中的 Gurobi 求解器，以系统经济性最优为目标，确定各设备的最优容量配置及系统的经济效益。同时，研究系统的运行调度策略，与固定输入电价和阶梯输入电价的情景进行对比分析，并对系统的整体经济性进行评估，以验证其在实时出清波动电价机制下的灵活运行优势。

1　市场电价下绿电制甲醇系统

1.1　系统流程

图 1 为本文提出的基于电力市场的绿电制氢合成甲醇系统。其通过风光获取电力，并与电力市场交互，可以进行购售电，利用电解槽电解水制氢，储氢罐作为储存设备，甲醇设备通过所制氢气和购入的二氧化碳合成甲醇，并向甲醇市场出售。

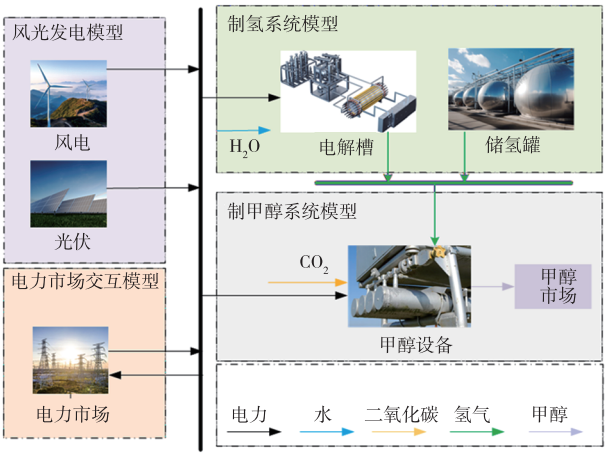


图 1　市场电价下绿电制甲醇系统

Fig. 1　Green methanol production system from renewable electricity under market electricity prices

1.2　系统建模

1.2.1　系统各设备数学模型

（1）光伏发电系统设备模型

在构建光伏系统设备的数学模型时，需要考虑光伏组件的输出功率与太阳能辐射强度及温度之间的关系，其表达式[20]为

$$P_{\mathrm{PV},t}=\begin{cases}M_{\mathrm{PV,N}}\dfrac{Q_{\mathrm{B}}}{Q_{\mathrm{E}}}[1+\varphi(T_{\mathrm{B}}-T_{\mathrm{E}})], & Q_{\mathrm{B}}<Q_{\mathrm{E}}\\ M_{\mathrm{PV,N}}, & Q_{\mathrm{B}}\geqslant Q_{\mathrm{E}}\end{cases}\tag{1}$$

式中：$P_{\mathrm{PV},t}$为光伏输出实时功率；$M_{\mathrm{PV,N}}$为光伏发电设备的装机容量；Q_{B}为瞬时光照强度；Q_{E}为标准光照强度；φ为光伏的温度系数；T_{B}为光伏的表面温度；T_{E}为光伏的额定温度。

(2) 风力发电系统设备模型

在风力发电系统的输出功率建模中，风力发电机的输出功率 $P_{\mathrm{WT},t}$主要受风力发电设备的装机容量M_{WT}和风速 v 的影响。风力发电机的功率输出特性通常可以表示为分段函数，以描述其在不同风速范围内的运行状态，具体表达式[21]为

$$P_{\mathrm{WT},t}=\begin{cases}0,\ v\in[0,\ v_{\mathrm{ci}}]\cup[v_{\mathrm{co}},\ +\infty]\\ \dfrac{v^3-v_{\mathrm{ci}}^3}{v_{\mathrm{R}}^3-v_{\mathrm{ci}}^3}M_{\mathrm{WT}},\ v\in(v_{\mathrm{ci}},\ v_{\mathrm{R}})\\ M_{\mathrm{WT}},\ v\in[v_{\mathrm{R}},\ v_{\mathrm{co}})\end{cases}\tag{2}$$

式中：v_{ci}为切入风速；v_{R}为额定风速；v_{co}为切出风速。

(3) 电解槽模型及其约束

电解槽内部化学反应式为

$$\begin{cases}2\mathrm{H_2O}+2\mathrm{e^-}\longrightarrow\mathrm{H_2}+2\mathrm{OH^-}\\ 4\mathrm{OH^-}-4\mathrm{e^-}\longrightarrow\mathrm{O_2}+2\mathrm{H_2O}\end{cases}\tag{3}$$

电解槽输出功率的表达式为[22]

$$\begin{cases}E_{\mathrm{EL},t}=K_{\mathrm{H_2}}M_{\mathrm{H_2,EL},t}\\ M_{\mathrm{O_2,EL},t}=8M_{\mathrm{H_2,EL},t}\end{cases}\tag{4}$$

式中：$E_{\mathrm{EL},t}$为电解槽 t 时刻的耗电量；$K_{\mathrm{H_2}}$为电解槽制氢的能耗系数；$M_{\mathrm{H_2,EL},t}$为电解槽在 t 时刻的产氢量；$M_{\mathrm{O_2,EL},t}$为 t 时刻对应的产氧量。

在电解槽运行期间，为了确保设备的安全稳定运行，必须保证输入的功率超过最低工作负荷，其状态和运行限制为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{EL},t}=E_{\mathrm{EL},t}\\ \beta_{\mathrm{EL,min}}\cdot E_{\mathrm{EL,max}}\leqslant E_{\mathrm{EL},t}\leqslant\beta_{\mathrm{EL,max}}\cdot E_{\mathrm{EL,max}}\end{cases}\tag{5}$$

式中：$P_{\mathrm{EL},t}$为电解槽 t 时刻的输出功率；$E_{\mathrm{EL,max}}$为电解槽设备容量；$\beta_{\mathrm{EL,min}}$为电解槽负荷率下限值；$\beta_{\mathrm{EL,max}}$为电解槽负荷率上限值。

(4) 甲醇设备模型及其约束

在一步法绿色甲醇合成工艺中，通常使用 Cu 基催化剂催化高纯度 CO_2 和绿氢之间的化学合成反应。其化学反应机理表达式为

$$\mathrm{CO_2}+3\mathrm{H_2}\rightleftharpoons\mathrm{CH_3OH}+\mathrm{H_2O},\quad\Delta H=-49.15\ \mathrm{kJ/mol}\tag{6}$$

式中：ΔH 为该化学反应的标准摩尔反应焓变。

甲醇设备输出功率的表达式为

$$\begin{cases}P_{\mathrm{JC},t}=\lambda_{\mathrm{JC},t}\cdot M_{\mathrm{JC},t}\\ M_{\mathrm{JC},t}=\eta_{\mathrm{EC}}\cdot 5.91M_{\mathrm{H_2,JC},t}\end{cases}\tag{7}$$

式中：$P_{\mathrm{JC},t}$为 t 时刻甲醇合成设备的耗电功率；$\lambda_{\mathrm{JC},t}$为甲醇合成设备耗电系数；$M_{\mathrm{JC},t}$为甲醇合成设备所产生的甲醇质量；$M_{\mathrm{H_2,JC},t}$为甲醇合成设备消耗的氢气质量；η_{EC}为甲醇设备转化率，本文取 0.98。

甲醇设备具备小时级别连续柔性调节能力，其约束条件为

$$\begin{cases}\alpha_{\mathrm{JC,min}}\cdot E_{\mathrm{JC,max}}\leqslant M_{\mathrm{JC},t}\leqslant E_{\mathrm{JC,max}}\\ -\alpha_{\mathrm{JC}}\cdot E_{\mathrm{JC,max}}\leqslant M_{\mathrm{JC},t}-M_{\mathrm{JC},t-1}\leqslant\alpha_{\mathrm{JC}}\cdot E_{\mathrm{JC,max}}\end{cases}\tag{8}$$

式中：$\alpha_{\mathrm{JC,min}}$为甲醇设备的最低运行负荷率，本文取 40%；$E_{\mathrm{JC,max}}$为甲醇设备额定最大甲醇产量；α_{JC}为甲醇设备单位时间负荷变化率，取 30%/h；$M_{\mathrm{JC},t-1}$为前一时刻甲醇产量。

(5) 储氢罐模型及其约束

储氢罐为储存氢气的关键设备，其表达式[23]为

$$M_{\mathrm{H_2},t}=M_{\mathrm{H_2},t-1}\cdot(1-\sigma)+\left(m_{\mathrm{H_2,C},t}\cdot\eta_{\mathrm{H_2,C}}-\frac{m_{\mathrm{H_2,D},t}}{\eta_{\mathrm{H_2,D}}}\right)\tag{9}$$

式中：$M_{\mathrm{H_2},t}$为 t 时刻储氢罐内部储氢量；σ 为耗散率；$\eta_{\mathrm{H_2,C}}$、$\eta_{\mathrm{H_2,D}}$分别为储氢罐的充气效率和放气效率；$m_{\mathrm{H_2,C},t}$、$m_{\mathrm{H_2,D},t}$分别为 t 时刻储氢罐的充气量和放气量；$M_{\mathrm{H_2},t-1}$为 $t-1$ 时刻储氢罐内部储氢量。

储氢罐约束[24]为

$$\begin{cases}0\leqslant M_{\mathrm{H_2,C},t}\leqslant E_{\mathrm{H_2,max}}\cdot I_{\mathrm{H_2,C},t}\\ 0\leqslant M_{\mathrm{H_2,D},t}\leqslant E_{\mathrm{H_2,max}}\cdot I_{\mathrm{H_2,D},t}\\ I_{\mathrm{H_2,C},t}+I_{\mathrm{H_2,D},t}\leqslant 1\\ 0.2E_{\mathrm{H_2,max}}\leqslant M_{\mathrm{H_2},t}\leqslant E_{\mathrm{H_2,max}}\\ M_{\mathrm{H_2},0}=M_{\mathrm{H_2,T}}\end{cases}\tag{10}$$

式中：$E_{\mathrm{H_2,max}}$为储氢罐设备容量；$M_{\mathrm{H_2},0}$、$M_{\mathrm{H_2,T}}$分别为储氢罐设备的初状态时刻氢量与末状态时刻氢量；$I_{\mathrm{H_2,C},t}$、$I_{\mathrm{H_2,D},t}$分别为储氢罐设备在时刻 t 的充/放气状态标记位，0 为停运，1 为运行。

(6) 电网交互模型

在本系统中，风光侧依据电网侧实时发布的出清电价在约束条件内决定购售电策略，其表达式为

$$\begin{cases}E_{\mathrm{DL},t}=M_{\mathrm{DL},t}\cdot S_{\mathrm{DL},t}\\ I_{\mathrm{S},t}+I_{\mathrm{G},t}=1\end{cases}\tag{11}$$

式中：$E_{\mathrm{DL},t}$为实时售电收益或购电成本；$M_{\mathrm{DL},t}$为实时购售电量；$S_{\mathrm{DL},t}$为实时出清电价；$I_{\mathrm{S},t}$、$I_{\mathrm{G},t}$分别为 t 时刻售电、购电状态二进制变量，0 为停止，1 为工作。

电网交互约束[25]为

$$\sum_{t=0}^{T}P_{\mathrm{SE},t}\leqslant\beta\sum_{t=0}^{T}(P_{\mathrm{PV},t}+P_{\mathrm{WT},t})\tag{12}$$

式中：$P_{SE,t}$为 t 时刻系统上网电量；β 为最大允许上网率，参考内蒙古自治区第一批风光制氢一体化示范工程的约束条件，本文 β 取 20%；T 为优化调度的总时间周期。

1.2.2　系统目标函数

以波动电价下风光制氢合成甲醇系统总收益最高为目标函数。系统的总收益为售电收益和售甲醇收益，成本主要来自设备的投资成本、运维成本和原材料成本。总收益及总成本的表达式为

$$\begin{cases} E_Z = E_{JC} + E_{SD} - C_{O\&M} - C_{inv} - C_{GD} \\ C_Z = C_{O\&M} + C_{inv} + C_{GD} \end{cases} \tag{13}$$

式中：E_Z 为总收益；E_{JC} 为甲醇收益；E_{SD} 为售电收益；C_Z 为总成本；$C_{O\&M}$ 为运行维修成本；C_{inv} 为设备投资成本；C_{GD} 为购电成本。

设备的投资成本表达式[26]为

$$C_{inv} = \sum_{i=1}^{N}\left[k_{inv,i}E_{i,max}\frac{\eta_i(1+\eta_i)^{L_{sf,i}}}{(1+\eta_i)^{L_{sf,i}}-1}\right] \tag{14}$$

式中：$E_{i,max}$ 为设备 i 的容量，i 代表 PV、WT、EL、CH_3OH、H_2 等设备；N 为设备总数；$k_{inv,i}$ 为设备 i 单位容量投资成本；η_i 为贴现率，本文取 5%；$L_{sf,i}$ 为系统规划年限，本文取 20 a。

设备的运行维护成本表达式为

$$\begin{cases} C_{O\&M} = C_{PV} + C_{WT} + C_{EL} + C_{JC} + C_{H_2} \\ C_{PV} = k_{inv,PV}E_{PV,max} \cdot w_{PV} \\ C_{WT} = k_{inv,WT}E_{WT,max} \cdot w_{WT} \\ C_{EL} = k_{inv,EL}E_{EL,max} \cdot w_{EL} \\ C_{JC} = k_{inv,JC}E_{JC,max} \cdot w_{JC} \\ C_{H_2} = k_{inv,H_2}E_{H_2,max} \cdot w_{H_2} \end{cases} \tag{15}$$

式中：C_{PV} 为光伏发电设备年运维成本；C_{WT} 为风力发电设备年运维成本；C_{EL} 为电解槽设备年运维成本；C_{JC} 为甲醇合成设备年运维成本；C_{H_2} 为储氢罐设备年运维成本；w_{PV}、w_{WT}、w_{EL}、w_{JC}、w_{H_2} 分别为各设备运维成本占投资成本的比例。

1.2.3　系统约束条件

(1) 各设备容量约束为

各设备的额定容量应满足预设的上下限约束，以保证系统配置方案的合理性。

$$D_{i,min} \leqslant E_{i,max} \leqslant D_{i,max} \tag{16}$$

式中：$D_{i,max}$、$D_{i,min}$ 分别为各个设备容量约束上、下限值。

(2) 电平衡约束

在各时段内，风电、光伏发电及电网购电量之和应与系统负荷、电解槽和压缩机耗电量及线路损耗保持平衡。

$$P_{PV,t} + P_{WT,t} + P_{GD,t} = P_{SD,t} + P_{EL,t} + P_{JC,t} + P_{loss,t} \tag{17}$$

式中：$P_{GD,t}$ 为 t 时刻的购电功率；$P_{SD,t}$ 为 t 时刻的售电功率。

(3) 氢平衡约束

电解槽产氢量与储氢罐放氢量之和应等于储氢罐充氢量与甲醇合成设备耗氢量之和，从而保证氢能供需平衡。

$$M_{H_2,EL,t} + M_{H_2,D,t} = M_{H_2,C,t} + M_{JC,t} \tag{18}$$

(4) 弃电率约束

年度弃电量应小于风光发电总量的一定比例，其表达式为

$$\sum_{t=0}^{T} P_{loss,t} \leqslant \varepsilon \sum_{t=0}^{T}(P_{PV,t} + P_{WT,t}) \tag{19}$$

式中：ε 为最大允许弃电率。

1.3　系统参数

表 1 给出了本系统计算求解中使用到的关键设备参数。

表 1　关键设备参数[26-31]

Tab. 1　Key equipment parameters[26-31]

设备	参数	数值
风电	投资成本/(元·kW^{-1})	6 500
	运维成本/%	2
光伏	投资成本/(元·kW^{-1})	4 000
	运维成本/%	1
电解槽	投资成本/(元·kW^{-1})	2 000
	额定容量/m^3	1 000
	比能耗/(kW·h·m^{-3})	5
	负载/%	30～110
	启动时间/min	60
储氢罐	投资成本/(万元·台$^{-1}$)	750
	额定容量/t	2.186
	压力/MPa	0.5～1.5
	运行温度/℃	30
甲醇设备	投资成本/(元·t^{-1})	3 400
	负载/%	40～100
	甲醇市场销售价格/(元·t^{-1})	5 000
材料消耗	二氧化碳成本/(元·t^{-1})	329
	水成本/(元·t^{-1})	9.8

在本文中甲醇售价价格选取为 5 000 元/t，参考了绿色甲醇价格(约 6 000 元/t)及等热值汽油价格，综合未来低碳替代燃料发展趋势、绿色甲醇市场价格、替代合成燃料价格等因素，将 5 000 元/t 的低碳甲醇价格作为示范项目的参考。

2　案例分析

图 2 为不同季节中典型周期内真实风光出力和实时出清电价数据。从图 2 可以看出，风光出力小时，电价会有明显上升趋势，表明电网输出出现缺额情况；而风光出力充足时，电价会明显降低甚至为零

电价，表明电网输出出现溢出情况。依据实时出清电价系统可以灵活调整运行方式，合理的调度策略能够提高系统的整体经济收益。同时，该系统在提升电网稳定性方面发挥作用，当电网处于电力过剩状态时，系统可以通过吸收低价电力来进行氢气和甲醇的生产，帮助消纳电网中的电力；反之，当电网出现电力不足时，系统能够迅速调动自身的能源，向电网提供所需的电力。这种灵活的响应机制有助于提高电网的可靠性与稳定性，尤其是在风光发电占比逐渐增加的背景下，电网需要更多的调度能力和灵活性。为了验证系统与电网交互的效果，本研究通过电平衡和氢平衡图详细分析。

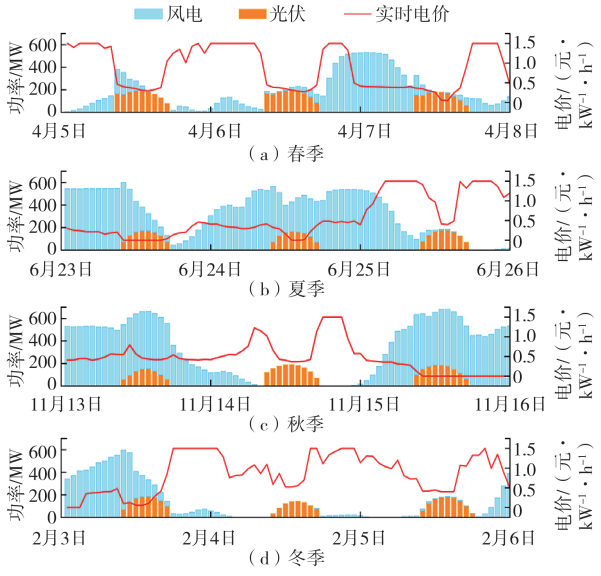


图 2 典型季节风光电价数据

Fig. 2 Wind, solar and electricity price data for typical seasons

2.1 模型优化流程

在建立所提出系统设备模型后，本研究选取 2022-06-01—2023-05-31 阿拉善右旗全年 8 760 h 级风光出力，以及同一时间蒙西电网全年 8 760 h 级实时出清电价作为边界条件。图 3 为系统的优化流程图。首先，模型以 8 760 h 尺度的风电与光伏出力、电力市场实时价格作为主要输入，并结合各设备的模型结构、边界条件与运行约束建立优化求解空间。在此基础上，对电解槽、储氢罐、甲醇合成等关键设备的容量进行联合配置，同时构建包含售电与购电策略的运行方案。模型以“系统年总收益最大化”为目标函数，综合运行收益进行调度优化，并通过收益是否最优进行判断，当最优条件满足时，输出最终的容量设计与运行策略结果。该协同优化算法可以使系统在面对风光出力与电价双重波动下，通过合理容量配置和灵活运行调度实现经济最优。

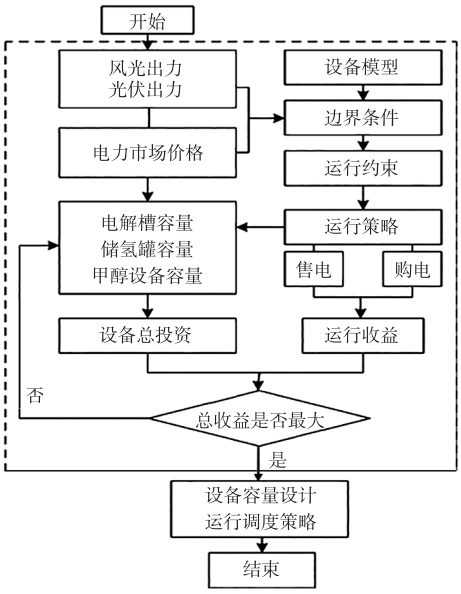


图 3 系统优化流程图

Fig. 3 Flowchart of system optimization

2.2 模型优化结果

方案 1 选取阶梯购电价格，固定售电价格为 0.28 元/(kW·h)；方案 2 选取蒙西电力市场全年小时级实时出清购电和售电真实价格。表 2 为优化方案后所得到的重点全年经济参数与容量配置结果。

表 2 优化计算结果

Tab. 2 Optimal results

参数	方案一(阶梯电价)	方案二(市场电价)
光伏容量/MW	300	300
风电容量/MW	600	600
电解槽容量/MW	435	425
储氢罐容量/t	45	86
甲醇设备容量/(t·h^{-1})	36	30
氢气产量/万 t	4.56	3.82
甲醇产量/万 t	22.85	19.17
甲醇设备利用小时/h	6 190	6 168
净收益/万元	19 534	34 162
设备总投资/亿元	81.0	80.3
光伏设备成本/亿元	12	12
风电设备成本/亿元	39	39
电解槽设备成本/亿元	17.4	17.0
储氢罐设备成本/亿元	1.58	3.00
甲醇设备成本/亿元	1.21	0.92
购电率	0.085	0.093
购电量/(MW·h)	219 290	237 850
购电成本/万元	7 888	5 406
平均购电价格/(元·kW^{-1}·h^{-1})	0.48	0.49
售电率	0.051	0.200
售电量/(MW·h)	131 643	511 995
售电收益/万元	3 686	39 344
平均售电价格/(元·kW^{-1}·h^{-1})	0.028	0.390
弃电率	0.03	0.03
甲醇平准化价格/(元·t^{-1})	4 045	3 218

根据表 2 的结果分析，方案 2 市场电价总收益为 34 162 万元，明显高于方案 1 阶梯电价的总收益 19 534 万元，方案 2 的甲醇平准化价格为 3 218 元/t，明显低于方案 1 的 4 045 元/t，表明市场实时出清电价的波动性能够为系统带来更大的经济效益并显著降低甲醇生产成本。在与电力市场交互结果中，方案 2 市场电价的售电率达到 20.0%，远高于方案 1 阶梯电价的 5.1%；方案 2 的购电率为 9.3%，与方案 1 相比购电率仅相差 0.8%，但分析购电成本可以发现，在购电率接近的情况下，方案 2 的购电成本却远远低于方案 1 的购电成本。与电力市场交互的结果表明，接入波动性大的市场电价后，系统灵活调度能够更好地调整购电和售电策略，最大化盈利。在容量配置方面，风电容量和光伏容量作为固定输入参数，其中风电容量为 600 MW，光伏容量为 300 MW，经算法优化后，可以得知方案 2 的甲醇设备容量、产量，以及电解槽的容量、产量小于方案 1，表明系统选择了更多的风光出力进行售电；相反，在储氢罐配置中，方案 2 高于方案 1，这表明波动电价下系统对储氢的需求增加。结合表 2 的结果，可以进一步通过其运行调度，详细分析市场电价场景下系统的性能和经济性，并验证容量配置的合理性。

2.3　运行调度分析

在风能和光伏发电系统中，由于其固有的随机性、间歇性和波动性，电力供应常常与需求之间存在不匹配的情况。这种不匹配的现象可能导致电力浪费或能源短缺，进而影响系统的经济性与稳定性。

在并网的风光制氢合成甲醇系统中，不仅风光的波动性会影响系统，由于现货市场电价的波动性，系统的经济性和稳定性也会受到影响。对于受到双重波动影响的系统，经优化后，本文截取全年调度中的典型周期(2022-11-07—2022-11-15)进行详细分析，此周期包括了大风场景、小风场景和无风无光场景，且此周期内电价波动明显，可以合理分析系统的性能。

图 4 和图 5 分别给出了阶梯电价和市场电价条件下的电力平衡图。在图 4(阶梯电价)中，系统依据不同电价阶梯灵活制定购电策略，在电价较低的档位积极购电，储能用于后续生产或售电，在高电价档位抑制购电行为并增强售电。相较于市场电价机制下的运行模式，阶梯电价具备一定的调节能力，能缓解系统对电价刚性的依赖。在图 5(市场电价)中，电力平衡图展现了系统的最大灵活性和适应性。市场电价机制使得系统能够根据实时电价波动动态调整电力购销策略。在大风季节，风电产量较高时，系统可以将风电优先出售至电网，尤其在电价较高时，系统

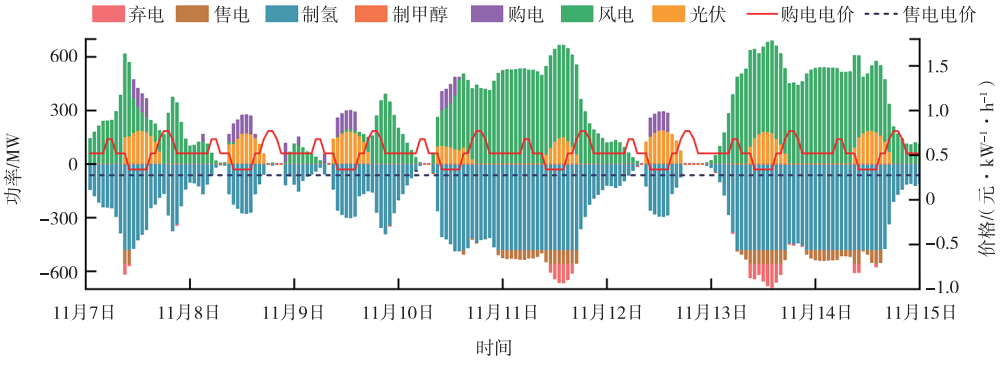


图 4　阶梯电价下电平衡图

Fig. 4　Electricity balance diagram under tiered electricity pricing scheme

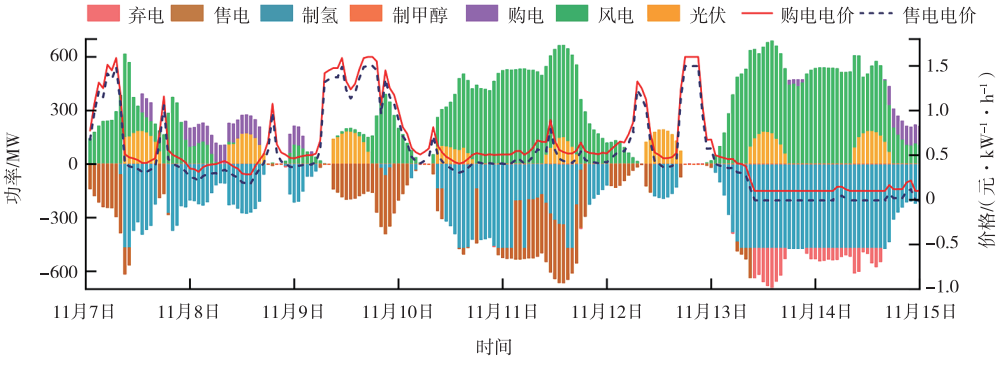


图 5　市场电价下电平衡图

Fig. 5　Electricity balance diagram under market electricity pricing scheme

通过市场化定价机制最大化电力售卖,从而提升经济效益;而在电价较低时,系统则会购买电网电力来支持甲醇生产,降低生产成本。小风季节时,由于风电发电量减少,系统对电网购电的需求增加,市场电价的灵活性使得系统能够根据电价实时调整购电量,避免在电价过高时过度购电或在电价过低时浪费电力。市场电价的波动性为系统提供了更大的调度空间,使其能够在大风季和小风季之间根据电力市场的变化灵活调度电力,从而实现最优的资源配置和经济效益。

图 6 给出了系统与电网交互图,分别为阶梯电价与市场电价下购售电价格与购售电量的关系。从图 6 可以看出,市场电价在应对电力波动性和电价波动性方面具有明显优势,能够提供更高的经济灵活性和调度优化空间。

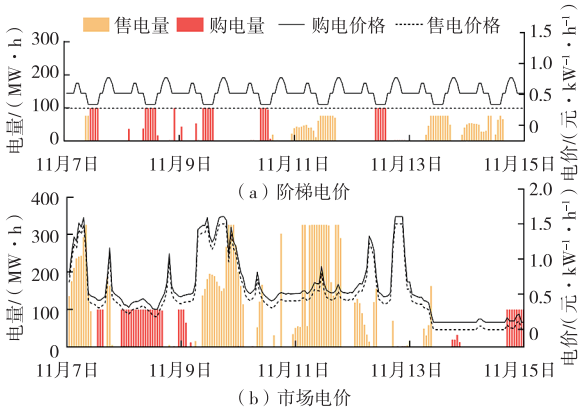


图 6 系统与电网交互图

Fig. 6 System-grid interaction diagram

总体来看,通过对典型周期的分析可以清楚地看到不同电价机制对电力调度和经济效益的影响。阶梯电价在电力购销的灵活性上有所局限,无法利用较大的电价波动性发挥最大效益,而市场电价通过实时反映电力市场的变化,使得系统能够灵活应对电力供需波动,最大化经济效益。

图 7 和图 8 分别给出了阶梯电价和市场电价条件下的氢平衡图。由图 7(阶梯电价)可以看出,在该机制下,储氢罐的充放调度展现出一定的灵活性,系统在低阶梯电价期间储氢,电价升高时释氢,用于甲醇合成或避免高价购电。由图 8(市场电价)可以看出,系统在这种情境下储氢罐容量配置最大,展现出最大的灵活性,特别是在储氢调度上。市场电价波动赋予系统根据实时电价调整储氢策略的能力。在满足甲醇最低生成 40% 的情况下,当电价较低时,系统会积极进行电力储存,当电价较高时,系统选择售电并通过释放储氢电力来支持甲醇生产,从而提高经济效益。这一策略不仅优化了电力购销,还通过灵活地储氢调度提高了系统的整体效率,特别是当电网出现电力过剩时,系统可以将电力转化为氢气储存,而在电力不足、电价较高时进行电力销售或甲醇生产,从而最大化利用电力市场的波动性。因此,市场电价机制通过实时调整储氢和电力交易策略,显著提高了系统的经济效益和运行稳定性。

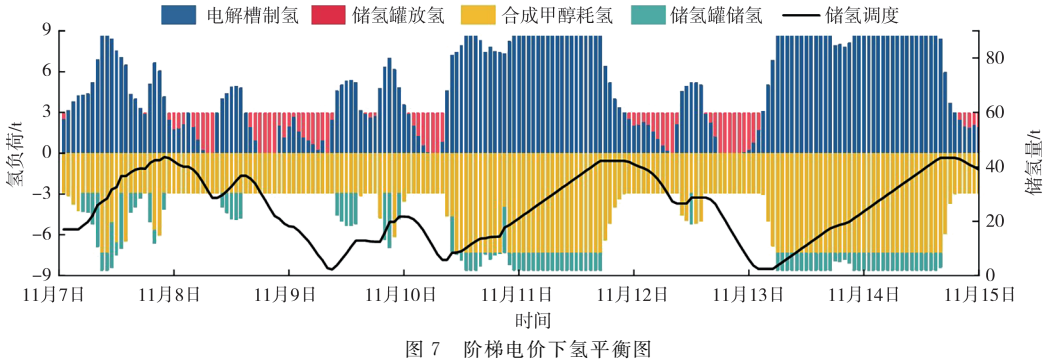


图 7 阶梯电价下氢平衡图

Fig. 7 Hydrogen balance diagram under tiered electricity pricing scheme

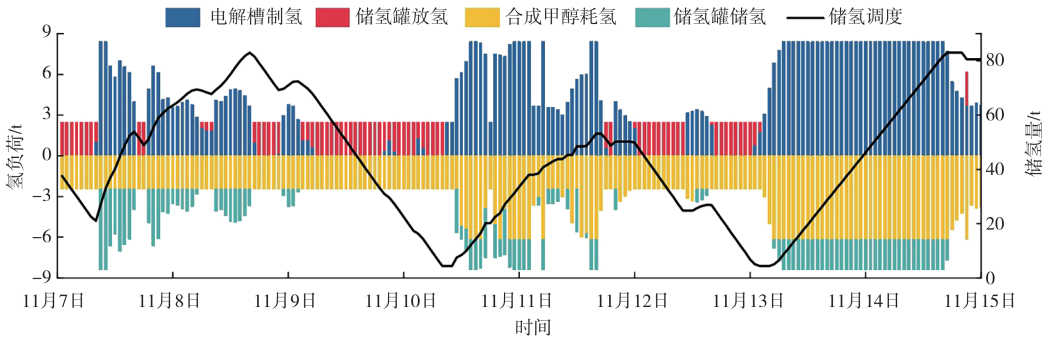


图 8 市场电价下氢平衡图

Fig. 8 Hydrogen balance diagram under market electricity pricing scheme

3　系统经济性分析

3.1　成本分析

电力市场背景下风光制氢合成甲醇的平准化成本 L_{COA} 公式为

$$L_{\mathrm{COA}}=\frac{\sum_{n=0}^{L_{\mathrm{sf},i}}\frac{C_{\mathrm{O\&M}}+C_{\mathrm{inv}}+C_{\mathrm{GD}}-E_{\mathrm{SD}}}{(1+\eta_i)^n}}{\sum_{n=0}^{L_{\mathrm{sf},i}}\frac{\sum_{t=0}^{T}M_{\mathrm{JC},t}}{(1+\eta_i)^n}} \tag{20}$$

式中：n 为年份索引，表示运行的第 n 年。经上述公式计算后，方案 2 市场电价下系统的平准化成本为 3 218 元/t。对优化后所得的甲醇平准化成本进行组成分析，合成甲醇成本主要包括各个设备成本、运行维护成本、购电成本和原料成本。表 3 为系统年度成本参数。图 9 为合成甲醇年度总成本分解图。

表 3　系统年度成本参数

Tab. 3　System annual cost parameters

单位：万元

参数	方案二
风电投资	31 200
光伏投资	9 600
电解槽投资	13 600
甲醇设备投资	7 407
储氢罐设备投资	2 400
购电成本	5 406
运维成本	1 417
原料成本	9 212

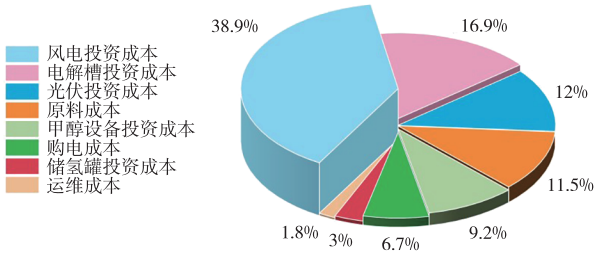


图 9　年度总成本分解

Fig. 9　Decomposition of annual total cost

3.2　敏感性分析

本文使用敏感性分析来讨论技术经济参数对系统可行性的影响。各设备敏感性影响如图 10 所示。将每个参数的值扰动 20%，并分析甲醇的平准化价格如何变化。图中的单目标灵敏度分析结果是通过改变一个因素和其他固定因素获得的。当一种设备参数成本降低时，系统投资成本也降低，甲醇平准化成本随之降低。对于新型系统，甲醇平准化成本对风光设备成本最敏感，其次是电解槽成本。当风光设备成本降低 50%时，甲醇的平准化成本为 1 922 元/t。在上述情景下，储氢罐、甲醇合成设备和电解槽对总收益的影响较小，成本最多降低 340 元/t。风光设备和电解槽 2 个影响投资成本的组件在未来具有很大的成本降低潜力[25]，甲醇的平准化价格将会下降更多，系统的收益也会大幅增加，这表明并网型风光制氢合成甲醇系统在未来将有较大市场竞争力。

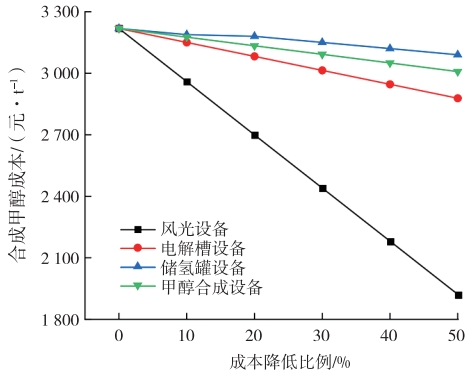


图 10　各设备敏感性影响

Fig. 10　Sensitivity of each device to key parameters

实时出清电价对系统经济性的影响是本文的研究重点，因此做出对电价的单因素敏感性分析。构造电价公式为

$$J_{\mathrm{DJ}}=J_{\mathrm{ave}}+a\cdot(J_t-J_{\mathrm{ave}}) \tag{21}$$

式中：J_{DJ} 为 t 时刻新电价；J_{ave} 为全年平均电价；J_t 为 t 时刻原电价；α 为变化系数。

图 11 为系统经济性对电价和甲醇售价的敏感性分析图。由图 11 可以看出，α 增大，电价波动幅度增大，α 为 1 时，电价为系统原实时电价，α 减小，电价波动幅度减小。由图 11 可知，在一定范围内随着 α 的逐渐增大，系统收益增加，甲醇的平准化成本降低，系统整体经济性变优，验证了本文的优化算法可以应对不同幅度的出清电价并通过其灵活调度保证系统的经济性。

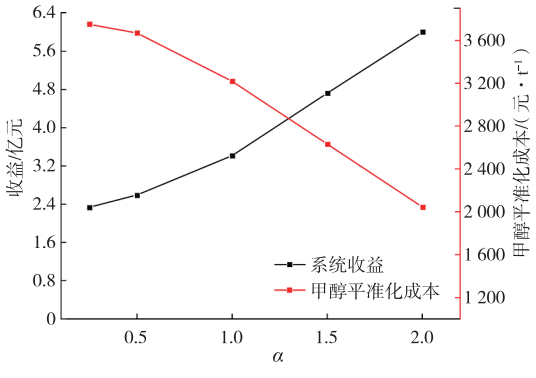


图 11　电价波动幅度对经济性的影响

Fig. 11　Effect of electricity price fluctuation amplitude on economic performance

4 结论

(1) 在阶梯电价与市场电价 2 种场景下,采用市场电价的方案实现了最高系统收益 34 162 万元,其甲醇平准化成本最低,仅为 3 218 元/t,远低于阶梯电价方案,展现出最优的经济效益。

(2) 提出了一种考虑市场电价的风光制氢合成甲醇系统容量配置与运行协同优化方法。优化结果表明,各设备容量配置合理,满足甲醇生产需求。通过典型运行周期的电平衡与氢平衡分析,市场电价下系统展现出更高的调度灵活性,能够在电网电力盈余时主动吸纳低价电力用于制氢合成甲醇,在电力短缺时快速释放能量输出电力,显著提升了系统对电网的协同能力与对电价波动的适应能力,并消纳大量可再生资源。

(3) 对系统生产甲醇的成本进行了分析,甲醇生产中风光投资成本最大,甲醇平准化成本对风光最为敏感。随着未来各设备成本的下降,所提出的系统将具有更好的经济效益。对电价波动系数 α 的单因素敏感性分析发现,所提出的系统可以应对多种幅度的出清电价,保证经济效益。

参考文献:

[1] 陈洪波, 杨来. 碳中和目标下中国氢能产业发展的路径选择[J]. 中国人口·资源与环境, 2024, 34(10): 94-105.
CHEN Hongbo, YANG Lai. Path selection for China's hydrogen industry development under the goal of carbon neutrality[J]. China Population Resources and Environment, 2024, 34(10): 94-105.

[2] 孙浩, 吴维宁, 陈丽杰, 等. 新能源电解水制氢技术发展研究综述[J]. 电源学报, 2026, 24(3): 128-141.
SUN Hao, WU Weining, CHEN Lijie, et al. Review on development of renewable electrolytic water hydrogen production technologies[J]. Journal of Power Supply, 2026, 24(3): 128-141.

[3] 王江涛, 仇德朋, 吴桐, 等. 风光氢一体站的绿氢存储与外输技术策略研究[J]. 现代化工, 2025, 45(4): 12-17.
WANG Jiangtao, QIU Depeng, WU Tong, et al. Research on technology strategy for green hydrogen storage and external transmission in wind-solar-hydrogen integrated station[J]. Modern Chemical Industry, 2025, 45(4): 12-17.

[4] 周家辉, 张润之, 徐钢, 等. 基于 Copula-Shuffle 方法的风光互补制氢合成绿色甲醇系统两阶段随机优化[J]. 太阳能学报, 2024, 45(9): 70-79.
ZHOU Jiahui, ZHANG Runzhi, XU Gang, et al. Two stage stochastic optimization of green methanol synthesis system based on copula shuffle method for solar hydrogen production[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(9): 70-79.

[5] 姚春德, 姚安仁. 甲醇燃料的应用现状及其展望[J]. 汽车安全与节能学报, 2023, 14(5): 521-535.
YAO Chunde, YAO Anren. Review on methanol as fuel for engines and its future prospect[J]. Journal of Automotive Safety and Energy, 2023, 14(5): 521-535.

[6] 张轩, 历一平. 绿色甲醇生产工艺技术经济分析[J]. 现代化工, 2023, 43(3): 209-212.
ZHANG Xuan, LI Yiping. Technological economic analysis of green methanol production process[J]. Modern Chemical Industry, 2023, 43(3): 209-212.

[7] LI Yunjian, ZHANG Lizi, CONG Ye, et al. Designing a clearing model for the regional electricity spot market based on the construction of the provincial electricity market: a case study of the Yangtze River delta regional electricity market in China[J]. Processes, 2025, 13(2): 492.

[8] MA JIAZE, REBARCHIK M, BHANDARI S, et al. Exploiting electricity market dynamics using flexible electrolysis units for retrofitting methanol synthesis [J]. Energy & Environmental Science, 2023, 16(5): 2346-2357.

[9] 樊宇琦, 丁涛, 孙瑜歌, 等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1729-1751.
FAN Yuqi, DING Tao, SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1729-1751.

[10] 宋铎洋, 薛田良, 李艺瀑, 等. 考虑风光不确定性的虚拟电厂合作博弈调度及收益分配策略[J]. 电力工程技术, 2025, 44(1): 193-206.
SONG Duoyang, XUE Tianliang, LI Yipu, et al. Cooperative game scheduling and revenue sharing strategy for virtual power plants considering scenery uncertainty[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(1): 193-206.

[11] 平健, 詹强, 高元海, 等. 面向现货市场可信出清的机组组合求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2026, 46(5): 1755-1764.
PING Jian, ZHAN Qiang, GAO Yuanhai, et al. A unit commitment algorithm for trustworthy clearing in spot market[J]. Proceedings of the CSEE, 2026, 46(5): 1755-1764.

[12] 方逸飞, 刘东, 陈静, 等. 考虑中长期市场因素的净

现货竞价空间驱动的日前出清电价预测方法[J]. 中国电机工程学报，2026，46(2)：506-519.
FANG Yifei，LIU Dong，CHEN Jing，et al. Day-ahead electricity price forecasting driven by net spot market bidding capacity considering medium-and long-term market factors[J]. Proceedings of the CSEE，2026，46(2)：506-519.

[13] 潘昱树，郭欣雨，汪悦萍，等. 电力现货背景下考虑双重不确定性的新能源基地鲁棒优化模型[J]. 电网技术，2025，49(7)：2819-2829.
PAN Yushu，GUO Xinyu，WANG Yueping，et al. Robust optimization model of new energy base considering double uncertainty in the context of electricity spotting market[J]. Power System Technology，2025，49(7)：2819-2829.

[14] 丁毅宏，檀勤良，魏咏梅，等. 电碳市场耦合下基于低碳可持续的风光火协同优化运营[J]. 系统工程理论与实践，2025，45(8)：2643-2656.
DING Yihong，TAN Qinliang，WEIYongmei，et al. Collaborative optimization of wind-photovoltaic-thermal power operation based on low-carbon sustainable under the coupling of electricity-carbon market[J]. Systems Engineering—Theory & Practice，2025，45(8)：2643-2656.

[15] 马义平，范昭瑜. 双碳背景下甲醇燃料船舶应用现状[J]. 航海技术，2024(6)：61-66.
MA Yiping，FAN Zhaoyu. Current status of methanol fueled ship applications in the dual carbon context[J]. Marine Technology，2024(6)：61-66.

[16] 付楚芮，李景乐. 我国绿色甲醇产业现状与发展展望[J]. 煤质技术，2024，39(5)：27-36.
FU Churui，LI Jingle. Green methanol industry status and development outlook[J]. Goal Quality Technology，2024，39(5)：27-36.

[17] 高明非，张策，解彤，等. 考虑风光消纳的综合能源系统多元储能优化配置方法[J]. 动力工程学报，2023，43(6)：796-804.
GAO Mingfei，ZHANG Ce，XIE Tong，et al. Multiple energy storage optimal configuration method for comprehensive energy system considering wind/photovoltaic power accommodation[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2023，43(6)：796-804.

[18] DUTTA S. A review on production，storage of hydrogen and its utilization as an energy resource[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry，2014，20(4)：1148-1156.

[19] ZHANG F，ZHAO P，NIU M，et al. The survey of key technologies in hydrogen energy storage[J]. International Journal of Hydrogen Energy，2016，41(33)：14535-14552.

[20] 韩子娇，李正文，张文达，等. 计及光伏出力不确定性的氢能综合能源系统经济运行策略[J]. 电力自动化设备，2021，41(10)：99-106.
HAN Zijiao，LI Zhengwen，ZHANG Wenda，et al. Economic operation strategy of hydrogen integrated energy system considering uncertainty of photovoltaic output power[J]. Electric Power Automation Equipment，2021，41(10)：99-106.

[21] 程昭龙，李鸿奎，李福建，等. 考虑风电光伏出力不确定性的多目标最优潮流[J]. 自动化技术与应用，2021，40(10)：11-16.
CHENG Zhaolong，LI Hongkui，LI Fujian，et al. Multi objective optimal power flow based on wind power photovoltage output uncertainty[J]. Techniques of Automation and Applications，2021，40(10)：11-16.

[22] ZHENG Yi，YOU Shi，BINDNER H W，et al. Optimal day-ahead dispatch of an alkaline electrolyser system concerning thermal-electric properties and state-transitional dynamics[J]. Applied Energy，2022，307：118091.

[23] 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 Buxiang，ZHU Wencong，ZHU Jie，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.

[24] 刘康祥，周家辉，徐钢，等. 面向高比例可再生能源消纳的光储氢醇一体化系统规划与调度[J]. 动力工程学报，2023，43(11)：1477-1486.
LIU Kangxiang，ZHOU Jiahui，XU Gang，et al. Planning and scheduling of integrated system of light hydrogen storage and methanol for high proportion of renewable energy consumption[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2023，43(11)：1477-1486.

[25] 张润之，周家辉，徐钢，等. 峰谷电价场景下并网型风光制氢合成氨系统的容量-调度优化分析[J]. 动力工程学报，2025，45(3)：443-451.
ZHANG Runzhi，ZHOU Jiahui，XU Gang，et al. Capacity-scheduling optimization of grid-connected wind-solar hydrogen production and ammonia synthesis system under peak-to-valley electricity price scenarios[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering，2025，45(3)：443-451.

（下转第 195 页）

of Greenhouse Gas Control, 2020, 99: 103055.

[8] MANCUSO L, FERRARI N, CHIESA P, et al. Oxy-combustion turbine power plants[R]. Cheltenham: IEAGHG, 2015.

[9] OLUMAYEGUN O, WANG Meihong, OKO E. Thermodynamic performance evaluation of supercritical CO_2 closed Brayton cycles for coal-fired power generation with solvent-based CO_2 capture[J]. Energy, 2019, 166: 1074-1088.

[10] 纪宇轩，邢凯翔，岑可法，等. 超临界二氧化碳布雷顿循环研究进展[J]. 动力工程学报，2022，42(1)：1-9.
JI Yuxuan, XING Kaixiang, CEN Kefa, et al. A review on supercritical carbon dioxide Brayton cycle [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2022, 42(1): 1-9.

[11] 田松峰，刘亚轩，李正宽，等. 基于碳捕集系统半闭式 S-CO_2 布雷顿循环性能分析[J]. 动力工程学报，2023，43(3)：349-358.
TIAN Songfeng, LIU Yaxuan, LI Zhengkuan, et al. Performance analysis of semi-closed S-CO_2 Brayton cycle based on carbon capture system[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2023, 43(3): 349-358.

[12] 邢凯翔. 超临界二氧化碳布雷顿循环近临界特性研究[D]. 杭州：浙江大学，2021.
XING Kaixiang. Investigations on the characteristics of the sCO_2 Brayton cycle near the critical region[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021.

[13] MITCHELL C, AVAGYAN V, CHALMERS H, et al. An initial assessment of the value of Allam cycle power plants with liquid oxygen storage in future GB electricity system[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 87: 1-18.

[14] MARTINELLI M, CHIESA P, MARTELLI E. Techno-economic assessment of the Allam cycle for different plant sizes, oxygen purities and heat integration with external sources[J]. Fuel, 2025, 381: 133383.

[15] SCACCABAROZZI R, GATTI M, MARTELLI E. Thermodynamic analysis and numerical optimization of the NET power oxy-combustion cycle[J]. Applied Energy, 2016, 178: 505-526.

[16] ALLAM R, MARTIN S, FORREST B, et al. Demonstration of the Allam cycle: an update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture [J]. Energy Procedia, 2017, 114: 5948-5966.

[17] European Industrial Gases Association. Oxygen pipeline and piping systems 2020[EB/OL]. (2020-08-26) [2025-06-26]. https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC013.pdf.

(上接第 93 页)

[26] CHEN Heng, ZHANG Meiyan, WU Yunyun, et al. Design and performance evaluation of a new waste incineration power system integrated with a supercritical CO_2 power cycle and a coal-fired power plant[J]. Energy Conversion and Management, 2020, 210: 112715.

[27] KAKAVAND A, SAYADI S, TSATSARONIS G, et al. Techno-economic assessment of green hydrogen and ammonia production from wind and solar energy in Iran[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(38): 14170-14191.

[28] DE GROOT M T, KRAAKMAN J, GARCIA BARROS R L. Optimal operating parameters for advanced alkaline water electrolysis[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(82): 34773-34783.

[29] LI Yangyang, DENG Xintao, ZHANG Tao, et al. Exploration of the configuration and operation rule of the multi-electrolyzers hybrid system of large-scale alkaline water hydrogen production system[J]. Applied Energy, 2023, 331: 120413.

[30] PÉREZ-FORTES M, SCHÖNEBERGER J C, BOULAMANTI A, et al. Methanol synthesis using captured CO_2 as raw material: techno-economic and environmental assessment[J]. Applied Energy, 2016, 161: 718-732.

[31] ZHENG Yi, HUANG Chunjun, TAN Jin, et al. Off-grid wind/hydrogen systems with multi-electrolyzers: optimized operational strategies[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 295: 117622.