

燃料气中氢含量对装置的成本控制影响及分析

王法通 (中海石油宁波大榭石化有限公司, 浙江 宁波 315000)

摘要: 燃料气中氢含量优化是提升工业生产经济性与推动低碳转型的关键环节。本文系统研究氢含量波动对装置成本的动态影响机制, 揭示了其在原料采购、工艺能耗及设备维护等环节的作用路径, 并通过产业链传导效应分析, 阐明了氢含量管理对下游生产链的综合经济性影响。研究表明燃料气氢含量提升虽可提高燃烧效率, 但会加剧设备腐蚀及能耗成本。氢含量精准管控可降低综合运营成本, 为氢能产业可持续发展与工业低碳化提供理论依据与实践路径。

关键词: 含氢量; 经济成本; 成本控制优化

中图分类号: TE624

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2025) 015-0073-03

Impact and Analysis of Hydrogen Content in Lean Fuel Gas on Plant Cost Control

Wang Fatong(CNOOC Ningbo Daxie Petrochemical Co., Ltd., Ningbo Zhejiang 315000, China)

Abstract: Optimizing hydrogen content in fuel gas is a critical factor in enhancing industrial production efficiency and advancing low-carbon transformation. This paper systematically examines the dynamic impact mechanism of hydrogen content fluctuations on plant costs, revealing its influence pathways across raw material procurement, process energy consumption, and equipment maintenance. Through an analysis of industrial chain transmission effects, it elucidates the comprehensive economic impact of hydrogen content management on downstream production chains. The study indicates that while increasing hydrogen content in fuel gas improves combustion efficiency, it also exacerbates equipment corrosion and energy consumption costs. Precise control of hydrogen content can reduce overall operating costs, providing theoretical foundations and practical pathways for the sustainable development of the hydrogen energy industry and industrial decarbonization.

Keywords: hydrogen content; economic cost; cost control optimization

近年来, 随着清洁能源转型及工艺优化需求提升, 燃料气中氢气含量的控制逐渐成为行业关注焦点。氢气因其高热值、低污染特性, 被视为理想的燃料补充组分, 但其在混合气体中的比例波动可能对生产装置产生复杂影响。

同时, 氢气的分离、提纯及储存环节需额外能耗与设备投资, 进一步影响整体成本结构。此外, 氢含量与燃料气中 CH₄、CO 的协同效应、安全阈值范围等关键参数仍需量化研究。因此, 解析氢含量与装置成本间的动态关系, 对优化燃料配比、降低运营成本及推动低碳化生产具有重要意义。

1 燃料气中氢含量对装置成本的影响机理

1.1 氢含量的技术经济性分析

在原料成本方面, 氢气主要来源于天然气重整或煤制氢工艺, 其中天然气成本占制氢总成本的 70%~90%。例如, 当天然气价格从 3 美元/MMBtu (百万英热单位) 上涨至 6 美元/MMBtu 时, 制氢成本将增加 40%~50%, 直接导致燃料气价格波动。若燃料气中氢含量目标值从 50% 提升至 70%, 原料需求增长将加剧成本压力。

在工艺能耗方面, 氢气的分离与提纯是关键耗能环节。以变压吸附 (PSA) 技术为例, 处理氢含量为

40% 的混合气时, 单位产氢能耗为 3.5 kWh/Nm³; 而处理氢含量低于 30% 的混合气时, 能耗增至 5.2 kWh/Nm³。某炼化企业数据显示, 氢含量每降低 5%, 年综合能耗成本上升约 1200 万元。

在设备维护方面, 氢含量 >60% 的燃料气易引发氢脆和高温氢腐蚀, 导致设备寿命缩短。例如, 某石化企业乙烯裂解装置因氢含量超标 (65%), 反应器内壁腐蚀速率加快至 0.15 mm/年 (正常值为 0.05 mm/年), 年维修成本增加 15%, 设备折旧周期缩短至 8 年, 而原设计为 12 年。

1.2 氢含量与下游生产链的联动效应

氢含量波动通过供应链传导, 显著影响下游生产的经济性。以合成氨生产为例, 原料氢需纯度 $\geq 99.9\%$, 若燃料气中氢含量不足, 需额外补充外购氢。某浙江 A 企业案例显示, 当燃料气氢含量从 75% 降至 65% 时, 合成氨吨成本增加 8% (约 200 元/吨), 年度总成本上升 3200 万元。若外购氢价格达到 2.5 元/Nm³ (自产成本 1.8 元/Nm³), 边际成本增幅可达 22%。

此外, 氢含量波动对石化联合装置的联动效应更为复杂。某沿海 Z 石化基地因燃料气氢含量不稳定, 含量处于 $\pm 5\%$ 之间, 导致催化裂化装置运行效率下

降3%，同时氢气回收率降低，年综合损失达1.2亿元，占企业总成本的5%。具体而言，氢含量不足时，需启动备用制氢装置，单次启停设备的成本约50万元；而氢含量过高时，富余氢需额外压缩储存，能耗成本增加8%–10%。

2 我国化工企业燃料气氢含量管理的现状与挑战

2.1 现状分析

根据《中国氢能产业发展报告（2023）》，2022年我国氢气产量中，煤制氢占比59%，工业副产氢（如焦炉煤气、氯碱尾气）占20%，天然气制氢占12%，绿氢（可再生能源电解水制氢）仅占9%。煤制氢因原料价格低廉（吨氢成本约0.8–1.2万元），在成本敏感型行业（如合成氨、甲醇）中广泛应用，但其碳排放强度高达19–22吨CO₂/吨氢，见表1。

在技术应用方面，传统水蒸气重整技术仍占主导地位，但其设备投资高（单套装置投资超5亿元）、能耗高达4.2–4.8kWh/Nm³。近年来，部分企业尝试引入质子交换膜电解水（PEM）技术，但受限于电价（占绿氢成本的60%–70%），规模化应用仍面临瓶颈。

在区域差异方面，西北地区因风、光资源丰富，绿氢成本可降至0.18–0.22元/kWh（对应吨氢成本1.5–1.8万元），但氢储运难题限制了其跨区域应用。例如，液氢储运成本高达8–10元/kg，且长距离运输损耗率超15%。

2.2 主要挑战

受国际方面的影响，2024年天然气价格涨幅超40%，导致天然气制氢成本同比上升16%。同时，工业副产氢受钢铁、焦化行业产能限制，供应稳定性差，2024年华北地区副产氢价格波动幅度达±30%。

技术瓶颈方面，储运环节成本占比高达30%–40%，且关键技术尚未突破。以液态储氢为例，其液化能耗高达12–15kWh/kg，设备投资超8000万元/套，而国内商用液氢储罐容量仅50–100t，难以满足规模化需求。此外，输氢管道网络覆盖率不足，全国在运纯氢管道总里程不足200km，远低于欧美国家(>5000公里)。

表1 我国主要制氢技术经济性对比（2022年）

制氢方式	吨氢成本（万元）	碳排放（吨CO ₂ /吨氢）	能耗（kWh/Nm ³ ）	技术成熟度
煤制氢	0.8–1.2	19–22		成熟
天然气制氢	1.3–1.6	10–22	4.2–4.8	成熟
工业副产氢	0.6–1.0	3–5		中等
绿氢（PEM电解）	1.5–2.2	0	5–5.5	初期

政策依赖方面，氢能产业仍处于补贴驱动阶段。例如，绿氢项目需依赖地方补贴（0.2–0.3元/kWh）才能实现盈亏平衡，但2023年多地因财政压力削减补贴额度，导致12%的规划项目延期。

3 案例分析

3.1 项目概况

中国石化GZ石化氢燃料电池供氢中心是我国华南地区规模最大的高纯氢生产基地，2025年完成扩能改造后，年产能达5100t，氢气纯度达99.999%，可满足燃料电池直接使用需求。项目原料来源于裂解装置和苯乙烯装置的工业副产氢，通过变压吸附（PSA）提纯技术实现高效分离，具有“占地小、能耗低、即产即用”的特点。项目分两期建设：一期（2020年投产）产能1500吨/年，二期（2025年）新增5200标准立方米/小时的氢气提纯单元和4个充装位，总产能提升至5100吨/年。氢气通过充装母站直接供应广州、佛山、香港等粤港澳大湾区核心城市，覆盖半径200公里，减少长途运输损耗。

3.2 成本控制成效

该项目通过原料优化、技术升级与区域协同，显著降低制氢成本。通过原料与技术协同，利用工业副产氢（成本约0.6–1.0元/Nm³）替代电解水制氢（成本约2.0–2.5元/Nm³），结合自主PSA技术，单位氢成本降至12元/kg，较电解水制氢节省50%。以年产5100t计算，年成本节约达3.06亿元（假设电解水制氢成本24元/kg），不同制氢方式成本对比见表2。

通过本地化供应减少运输损耗，传统长管拖车运输氢气的损耗率为10%–15%，而该项目通过200公里内直接配送，损耗率控制在5%以内，年减少氢气损失约255t，节省成本3060万元。

4 燃料气氢含量优化的成本控制策略

4.1 技术优化路径

燃料气氢含量优化需通过工艺升级、氢能回收与智能化管理实现降本增效。在制氢工艺升级方面，天然气自热重整（ATR）技术因集成碳捕集（CCUS）能力，成为灰氢转型的关键路径。与传统蒸汽甲烷重整

表 2 不同制氢方式成本对比

制氢方式	单位成本 (元/kg)	碳排放 (kg CO ₂ /kg H ₂)	适用场景
工业副产氢提纯	12	3-5	炼化、化工园区
电解水制氢	12-15	0	可再生能源富集区
天然气重整制氢	15-18	10-12	天然气资源丰富地区

表 3 技术优化路径经济性对比

优化措施	成本降幅	碳排放减少	典型案例效益
天然气自热重整	18%-22%	30%	吨氢成本下降 3000 元
焦炉煤气氢回收	46%	间接减排	年降 7200 万元
预测性维护系统	15%-20%		年节约 600 万元

(SMR) 相比, ATR 技术能耗降低 18%-22%, 能耗从 4.5kWh/Nm³ 降至 3.5kWh/Nm³, 碳排放减少 30%, 从 10.5kg CO₂/kg H₂ 降至 7.3kg CO₂/kg H₂。例如, 某石化企业采用 ATR 技术后, 吨氢成本从 1.6 万元降至 1.3 万元, 见表 3。

在氢能回收利用方面, 焦炉煤气副产氢 (氢含量 55%-60%) 可替代高价外购氢源。以鞍钢集团为例, 其焦炉煤气年副产氢量达 1.2 万吨, 通过 PSA 提纯后成本仅 0.8 元/Nm³, 较外购氢 (1.5 元/Nm³) 节省 46%, 年降本超 7200 万元。在智能化管理方面, 预测性维护系统可将设备故障率降低 40%。例如, 上海某氢能企业引入 AI 监测平台后, 压缩机停机时间从年均 120 小时缩短至 72 小时, 减少氢气损失约 50t, 节约成本 600 万元。

4.2 产业链协同策略

氢能产业链纵向整合与区域集群化是降低综合成本的核心手段。在纵向整合方面, 中国旭阳集团通过收购亿华通, 打通“制氢-储运-加注”全链条, 实现氢气综合成本降低 12%-15%。以唐山基地为例, 氢气运输成本从 3.8 元/kg 降至 3.2 元/kg, 年节省物流费用超 5000 万元。在区域集群化方面, 长三角氢走廊通过共享液氢储罐与输氢管道, 将储运成本占比从 35% 压缩至 25%。例如, 江苏如皋氢能产业园内企业共享一座 200t 液氢储罐, 单家企业年储运成本降低 300 万元。

4.3 政策与市场机制

政策引导与市场化机制是氢含量优化的重要推力。在碳税与补贴结合方面, 碳价每提升 50 元/吨 CO₂, 灰氢成本增加 0.6-0.8 元/kg, 绿氢经济性优势

扩大。例如, 2023 年广东碳市场将氢能项目纳入交易, 某绿氢企业通过出售碳配额年增收 1200 万元, 对冲了 30% 的制氢成本。

在标准化建设方面, 现行储氢容器标准差异导致跨省运输成本增加 15%-20%。据《中国氢能标准体系研究》, 统一储氢压力标准 (从 35MPa/70MPa 并存改为统一 70MPa) 可降低设备兼容性成本约 8%。

5 结论

氢含量波动影响原料采购、工艺能耗及设备维护等环节, 还通过供应链传导至下游, 影响生产经济性。本研究优化策略包括技术升级、产业链协同及政策与市场机制完善。技术上, 制氢工艺升级如天然气自热重整技术可降本减排, 氢能回收利用如焦炉煤气副产氢替代外购氢源可降本, 智能化管理如预测性维护系统可降低设备故障率与维护成本。产业链协同上, 纵向整合与区域集群化可降低综合成本。政策与市场机制上, 碳税与补贴结合可提升绿氢经济性, 标准化建设可降低储运成本。

参考文献:

- [1] 刘天志. 中国油气工业碳排放影响因素及低碳发展路径研究 [D]. 东北石油大学, 2023.
- [2] 李海静, 张香文, 王庆法. 喷气燃料氢含量的估算 [J]. 广州化工, 2016, 44(7):3.
- [3] 辛蜀滨. 燃料气中氢气含量对螺杆压缩机振动的影响 [J]. 广州化工, 2014, 42(05):117-118.
- [4] 卞瑞庆. 燃料气系统存在问题与解决思路 [J]. 云南化工, 2021, 48(07):151-153.
- [5] 廖忠陶. 炼油厂燃料气中 C³⁺ 及 H₂ 优化回收利用 [J]. 石油与天然气化工, 2023, 52(03):63-68.