

“绿氢 + 生物质”制甲醇技术经济性分析

郑晓恒 (青岛科技大学, 山东 青岛 257091)

摘要: 为评估“绿氢 + 生物质”协同路径在甲醇生产中的经济可行性, 采用技术路线梳理与成本结构分解方法, 系统分析了绿氢制备、生物质气化、设备投资与运营费用等关键环节, 并与传统化石原料制甲醇路线进行对比。结果表明, 该路径在原料碳中和与生命周期减排方面具有显著优势, 尽管当前单位成本较高, 但在碳价机制、政策激励与规模放大效应推动下具备长期市场潜力。

关键词: 绿氢; 生物质气化; 绿色甲醇

中图分类号: F407.7

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2025) 035-0090-03

Economic Analysis of the “Green Hydrogen + Biomass” Methanol Production Technology

Zheng Xiaoheng (Qingdao University of Science and Technology, Qingdao Shandong 257091, China)

Abstract: To assess the economic feasibility of the “green hydrogen + biomass” synergistic approach in methanol production, the key links such as green hydrogen preparation, biomass gasification, equipment investment and operation costs were systematically analyzed by using the methods of technical route sorting and cost structure decomposition, and compared with the traditional methanol production route from fossil raw materials. The results show that this path has significant advantages in raw material carbon neutrality and life cycle emission reduction. Although the current unit cost is relatively high, it has long-term market potential driven by the carbon price mechanism, policy incentives and scale amplification effects.

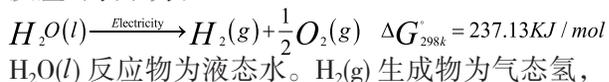
Key words: Green hydrogen Biomass gasification Green methanol

在碳达峰与碳中和战略背景下, 传统以煤或天然气为原料的甲醇生产模式面临资源约束与碳排放压力。绿氢作为零碳氢源, 叠加生物质这一可再生碳资源, 构成绿色甲醇制备的重要路径。本文聚焦“绿氢 + 生物质”协同制甲醇的技术体系与经济结构, 通过技术环节拆解与成本要素对比, 探讨在原料成本、设备投资、运营费用及市场潜力等方面的表现, 评估其经济性边界与推广可行性, 为绿色甲醇的规模化应用提供决策参考。

1 绿氢 + 生物质制甲醇的技术概述

1.1 绿氢生产技术

在“绿氢 + 生物质”制甲醇路径中, 绿氢的核心在于通过可再生能源驱动的水电解过程实现高纯度氢气的绿色制取^[1]。目前主流的绿氢制备技术包括碱性水电解 (AWE)、质子交换膜电解 (PEM) 和固体氧化物电解 (SOEC), AWE 技术成熟、经济性较优, 适用于大规模连续制氢; PEM 具备快速启停及电流密度高的特性, 适配风光波动能源场景; SOEC 依托高温热源提升热电协同效率, 理论效率可达 90% 以上, 未来在核能、工业余热协同场景下具有潜在优势。电解水反应可表示为:

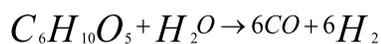


为“绿氢”制甲醇环节所需的还原性气体。 $\frac{1}{2}O_2(g)$ 伴随产出的气态氧, 化学计量系数为 0.5, 常用于医疗或工业回收利用。Electricity 反应箭头上标注的能量输入形式, 指由可再生电力驱动的外加电流; $\Delta G_{(298K)}^{\circ} = 237.13 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$ 是标准吉布斯自由能变 (标准状态 25℃、1bar), 表示在热力学极限下电解 1mol 水所需的最小可逆电功。

该反应为吸热过程, 实际所需电能取决于理论吉布斯自由能, 同时受制于电解槽电压、电流密度与系统效率等参数影响。绿氢制备成本的下降主要依赖于电价优化、电解系统规模化及寿命提升, 在电价低于 0.03 元 / kWh、电解效率高于 75% 的场景下, 单位成本可降至 15 元 / kg 以下, 实现与传统化石氢的经济竞争。

1.2 生物质资源与转化技术

生物质资源涵盖林业剩余物、农作物秸秆及有机固废, 有机骨架可由纤维素 ($C_6H_{10}O_5$) 近似表征。经干燥、粉碎、气送后, 循环流化床在 850 - 950℃、0.1 - 0.5MPa 下实施蒸汽 - 氧助气化, 可迅速形成均匀高温反应区。核心反应可简化为纤维素的水蒸气重整:



式中 $C_6H_{10}O_5$ 为纤维素分子式; H_2O 为外加过热

蒸汽; 生成的CO与H₂分别提供甲醇合成所需的碳、氢, 原始摩尔比1:1, 可通过补氢或水煤气变换调控至H₂/CO ≈ 2.1。反应中碳全部转化为可利用的一氧化碳, 氧元素保留于CO中, 避免额外CO₂排放; 富氢组分弥补了生物质低H/C缺陷。与固定床工艺相比, 流化床可在秒级停留时间内实现>85%碳转化率, 焦油含量降至<5gNm⁻³, 为后续“绿氢+生物质”协同制甲醇提供高品质合成气基础。

2 绿氢+生物质制甲醇的技术经济性分析

2.1 原料成本分析

在碳达峰与碳中和战略背景下, 传统以煤或天然气为原料的甲醇生产模式面临资源约束与碳排放压力。本文聚焦“绿氢+生物质”协同制甲醇的技术体系与经济结构, 通过技术环节拆解与成本要素对比, 探讨其在原料成本、设备投资、运营费用及市场潜力等方面的表现, 评估其经济性边界与推广可行性。原料端的现金流由四个环节构成绿氢购置、生物质收储-预处理、气化用蒸汽以及电解副产氧回收。绿氢价格对整体经济性具有主导作用。国家能源局2025年报告显示, 在西北“源网荷储”一体化示范区, 碱性电解槽加可再生电力的制氢成本已降至30-40元kg⁻¹; 然而管束拖车或20MPa管道的近距离配送会再抬高35-45%的单位成本, 即到厂价普遍位于40-55元kg⁻¹区间ditan.com。按照工业设计每吨甲醇消耗0.14tH₂(含循环氢损失), 绿氢alone即贡献5600-7700元t⁻¹MeOH⁻¹, 占原料成本65-75%。

生物质方面, 秸秆、林业剩余物等低阶原料的离田-打捆-短驳成本持续受季节和区域波动影响^[2]。2025年华东、华北主产区收购价从收储旺季的200元t⁻¹上涨到供需紧张期的350-380元t⁻¹jrjz.cn360doc.com。按循环流化床气化全程碳效率65%计, 1t甲醇需1.6t干基生物质, 对应320-610元t⁻¹MeOH⁻¹; 虽非成本大头, 但在原料端位列第二, 并对区域供应链的稳定性提出要求。

气化与水煤气变换段的过热蒸汽用量约0.25t⁻¹MeOH⁻¹。工业蒸汽长协价通常维持在28-35元t⁻¹, 折算不足9元t⁻¹MeOH⁻¹, 对整体影响可忽略。相反, 电解副产氧可通过并网或就地出售给钢铁与化工用户。2025年上半年液氧均价在285-445元t⁻¹波动material.oilchem.netfutures.hexun.com; 若按0.12tO₂t⁻¹MeOH⁻¹外销, 可抵扣34-53元t⁻¹MeOH⁻¹, 相当于对绿氢成本的0.5-1%“以售补购”。

2.2 设备投资与运营成本

在“绿氢+生物质”制甲醇工艺中, 设备投资主要集中于四大系统, 包括电解水制氢装置、生物质

预处理与气化系统、合成气净化与调节系统以及甲醇合成反应与分离装置^[3]。电解水系统因技术复杂性与高功率负载需求, 单位投资最高, 以100MW碱性电解槽为例, 设备本体与配套电气控制系统投资约为4.5-5.5亿元, 约占总CAPEX的45%左右。生物质气化系统则因原料多样性需配置粉碎、干燥、气化炉、灰渣处理等多个子单元, 总投资在1.2-1.8亿元之间。CO/H₂比例调控常需水煤气变换反应段与脱硫、除尘系统; 若考虑尾气回收与压缩单元, 则系统集成度要求高, 单位产能的设备投资较传统煤制甲醇提升约25-30%。按30万t/a甲醇产能测算, 全流程建设周期约28-36个月, 总投资约为8-10亿元。

运营成本方面, 除原料外的变动成本主要包括电力、人工、维修、催化剂与公用工程。电解槽与气化炉均为高能耗设备, 全系统综合电耗可达5.0-6.2MWh⁻¹甲醇, 按工业电价0.35元kWh⁻¹计, 电费支出约1750-2200元t⁻¹甲醇, 为运营费用核心构成。人工与日常维修费用随产能规模线性增加, 年总支出约为0.3-0.5亿元, 折合120-180元t⁻¹甲醇。催化剂更换周期一般为3年, 以铜锌系合成催化剂计, 每年摊销成本约40-60元t⁻¹。水耗、氮气、循环冷却水与锅炉蒸汽等公辅系统维持运行亦需约60-90元t⁻¹。

2.3 生产甲醇的成本结构

“绿氢+生物质”耦合路径下的甲醇生产, 成本结构具有高度集中与能源价格敏感性双重特征, 整体可划分为原料成本、设备折旧与财务成本、变动运营费用以及辅料与结构性成本四大模块。其中原料成本始终占据主导地位, 占总成本的70%-80%, 绿氢购置为最大单项支出约占65%-75%。

根据当前主流电解水制氢技术与可再生电价水平估算, 绿氢单位成本仍维持在45-55元/kg区间, 每吨甲醇需消耗约0.14吨绿氢, 换算后单吨甲醇绿氢成本高达6300-7700元。相比之下, 生物质原料虽在单价上波动较大(区间200-500元/t), 但因用量相对较小(1.5-1.7t/吨甲醇), 成本占比通常为10%-15%在原料端中排名第二。

电解副产氧若能通过并网或出售实现资源化利用, 可形成一定的负成本回收, 有助于对冲部分原料支出。设备折旧与财务成本是该路径相较于传统煤制甲醇显著抬高整体投资门槛的第二要素。据IRENA等机构测算, 一个年产30万t的“绿氢+生物质”甲醇工厂, 前期固定资产投资(CAPEX)可达到8-12亿元人民币。

变动运营费用主要指除原料以外的持续运行性支

出, 涵盖电力消耗、催化剂更换、设备维护和人工支出等。电力费用在气化系统、电解压缩与合成反应中表现突出, 平均电耗可达 5.5 - 6.5 MWh/吨甲醇, 按 0.35 元/kWh 计, 电费支出约为 1900 - 2200 元/t。催化剂多采用铜锌系, 三至五年更换一次, 年摊销成本约为 50 - 80 元/t。人工、维修及管理运营支出视厂区规模而定, 通常占到总成本的 5% 左右。辅料与结构性成本主要涉及气化用蒸汽、循环冷却水、氮气保护、水处理、废气治理、管网运输及行政管理, 起到维持系统稳定运行的作用, 该类成本通常占比在 3% - 5% 之间。

2.4 与传统甲醇生产比较分析

传统煤制甲醇在中国广泛应用, 煤价约 600 元/t, 对应甲醇生产成本约 2335 元/t。天然气制甲醇在国际市场亦具成本优势, 天然气型制甲醇成本在 100 - 250 USD/t (约 700 - 1750 元/t) 范围内。相比之下, “绿氢 + 生物质” 路径成本目前在 600 - 800 USD/t (约 4200 - 5600 元/t), 是传统路径的 2-3 倍, 主要差距源于高价绿氢和绿色碳源。传统煤制路径生命周期 CO₂ 排放高达 5.3 tCO₂/t, 显著高于燃油标准。若纳入碳价 (例如 150 € /tCO₂), 煤基甲醇单位成本将上升约 300 € /t (约 2300 元/t), 而“绿氢 + 生物质” 路径在理论上实现碳中和, 几乎不承受碳税, 导致两者成本差距缩小, 并为未来碳强化监管提前布局。

煤 / 天然气制甲醇工艺成熟, 规模经济明显, 单套厂可达年产 100 - 250 万 t; “绿氢 + 生物质” 装置目前仅达十万—几十万吨级。传统路径在当前惯有市场环境下仍具成本竞争力, 适合快速扩产^[4]。但在“碳中和”与“碳边境调节机制”(CBAM) 趋势下, 绿色甲醇将获得绿电配额、碳价免纳等更强政策与财政支持, 有助于平衡其成本劣势。

3 市场应用前景

在“双碳”与 IMO2050 减排愿景驱动下, 绿色甲醇的角色正由化工原料快速延伸至船舶和航空燃料^[5]。MethanolInstitute 最新数据库显示, 全球已公告的绿色甲醇产能将于 2027 年达到 800 万 t, 叠加其他低碳路线可上探 2400 万 t, 年复合增速超过 35% methanol.org。航运业贡献最大增量: 马士基计划在 2027 年前投运 25 艘甲醇动力集装箱船, 单船日耗 120t, 年新增需求约 110 万 t^[6], 占当期绿色产能 14%。

市场研究机构预测, 2025 - 2030 年全球绿色甲醇产值将从 25.9 亿美元攀升至 111.8 亿美元, 复合增速达 34%。中国碳配额价格已突破 80 元 t⁻¹CO₂, 沿海港口正加速建设甲醇加注管线, 预计 2030 年国内绿色甲醇消费需求可达 300 - 400 万 t。由此可见, 航运脱

碳的刚性替代需求与日益严格的碳政策正迅速压低成本曲线, “绿氢 + 生物质” 路径具备在下一个十年实现经济突围并进入规模化应用的现实可能^[7]。

4 结语

以绿氢电解与生物质气化深度耦合为核心的绿色甲醇路线, 从源头实现“零碳氢”与“可再生碳”双重供给, 原料端已具碳中和潜力。技术经济评价表明成本高点主要源于绿氢电价、百兆瓦级电解槽折旧与气化装置初投, 使单吨成本较煤制甲醇高出四至六成。全国统一电力市场落地及弃风弃光就地消纳将压缩绿氢边际电价, 国产大功率碱性 / PEM 电解槽规模化亦可削减三成以上 CAPEX; 若区域碳价升至 150 - 200 元 tCO₂⁻¹ 并叠加碳边境调节机制, 传统化石路径隐含成本显著抬升, 两条路线存在平价或逆价拐点^[8]。

绿色信贷和可持续债券为示范工程提供低息资本, 可进一步改善财务收益。技术侧, 流化床—等离子体耦合气化与高选择性催化剂迭代有望将碳转化率提升至九成并降低焦油处理负担。面向航运燃料与化工原料, “可再生电—绿氢—绿色甲醇—绿色燃料” 闭环产业链将形成规模拉动, 预计 2030 年全球绿色甲醇需求突破 2000 万 t, 在政策、技术与资本协同作用下持续降低全生命周期排放。

参考文献:

- [1] 吴子波, 张敬宇, 吴路平, 罗橙, 张红瑞, 张树杨, 李俊英. 不同绿氢耦合生物质气化制绿色甲醇工艺经济性分析 [J]. 低碳化学与化工, 2025, 50(3): 97-105.
- [2] 马达夫, 温霄璿, 闻哲, 吴何来, 丁先, 李汪繁, 刘平元. 生物质制取绿色甲醇技术及经济性分析 [J]. 现代化工, 2025, 45(1): 250-255+260.
- [3] 唐春, 周乐懿, 李东升, 赵连仁, 朱思吉, 董天和, 郭恒, 周莹. 绿氢制绿甲醇的技术经济可行性分析 [J]. 世界石油工业, 2024, 31(1): 92-99.
- [4] 李璐伶, 刘建辉, 段鹏飞, 范峻铭, 肖莹. 甲醇储氢技术发展现状与经济性分析 [J]. 上海煤气, 2024(5): 26-29.
- [5] 高建刚, 姜亚鹏, 包宝青, 王书琦, 崔书明. 绿氢转化制绿色甲醇与绿氨 [J]. 化工进展, 2025, 44(4): 1987-1997.
- [6] 刘贵洲, 窦立荣, 黄永章, 等. 氢能利用的瓶颈分析与前景展望 [J]. 天然气与石油, 2021, (3).
- [7] 林海周, 罗志斌, 裴爱国, 等. 二氧化碳与氢合成甲醇技术和产业化进展 [J]. 南方能源建设, 2020, (2).
- [8] 王周. 天然气制氢、甲醇制氢与水电解制氢的经济性对比探讨 [J]. 天然气技术与经济, 2016, (6).