

煤制氢、天然气制氢及绿电制氢经济性比较

贾 强 (中海油惠州石化有限公司, 广东 惠州 516080)

摘 要: 通过对标准化条件下 ($10000\text{Nm}^3/\text{h}$ 规模) 的投资成本、运营成本、碳排放经济性和单位制氢成本进行系统对比, 研究发现: 三种制氢路线的单位投资成本分别为 $5200\text{元}/\text{Nm}^3\cdot\text{h}$ 、 $2800\text{元}/\text{Nm}^3\cdot\text{h}$ 和 $4900\text{元}/\text{Nm}^3\cdot\text{h}$; 运营成本分别为 $9.6\text{元}/\text{kg}$ 、 $15.9\text{元}/\text{kg}$ 和 $17.6\text{元}/\text{kg}$; 考虑碳成本后的综合制氢成本分别为 $19.6\text{元}/\text{kg}$ 、 $21.3\text{元}/\text{kg}$ 和 $21.7\text{元}/\text{kg}$ 。研究表明, 当前煤制氢在综合成本上略具优势, 但随着碳价上升和可再生能源发电成本下降, 绿电制氢的经济性将逐步改善。

关键词: 制氢技术; 经济性分析; 碳排放; 成本构成; 绿色氢能

中图分类号: TE624.4

文献标识码: A

文章编号: 1674-5167 (2025) 024-0037-03

Economic Comparison of Coal Hydrogen Production, Natural Gas Hydrogen Production, and Green Electricity Hydrogen Production

Jia Qiang (CNOOC Huizhou Petrochemical Co., Ltd., Huizhou Guangdong 516080, China)

Abstract: Through a systematic comparison of investment costs, operating costs, carbon emission economics, and unit hydrogen production costs under standardized conditions ($10000\text{Nm}^3/\text{h}$ scale), the study found that the unit investment costs of three hydrogen production routes were $5,200\text{ yuan}/\text{Nm}^3\cdot\text{h}$, $2,800\text{ yuan}/\text{Nm}^3\cdot\text{h}$, and $4,900\text{ yuan}/\text{Nm}^3\cdot\text{h}$, respectively; The operating costs are $9.6\text{ yuan}/\text{kg}$, $15.9\text{ yuan}/\text{kg}$, and $17.6\text{ yuan}/\text{kg}$, respectively. After considering carbon costs, the comprehensive hydrogen production costs are $19.6\text{ yuan}/\text{kg}$, $21.3\text{ yuan}/\text{kg}$, and $21.7\text{ yuan}/\text{kg}$, respectively. Research shows that coal based hydrogen production currently has a slight advantage in comprehensive costs, but as carbon prices rise and renewable energy generation costs decrease, the economic viability of green power hydrogen production will gradually improve.

Keywords: hydrogen production technology; Economic analysis; Carbon emissions; Cost composition; Green hydrogen energy

氢能作为清洁高效的二次能源载体, 在能源转型和碳中和目标实现过程中发挥着重要作用。目前, 化石能源制氢仍是主导技术路线, 但面临着碳排放压力; 而可再生能源电解水制氢虽具有零碳排放优势, 但成本较高。在“双碳”目标和能源安全新形势下, 深入分析不同制氢路线的经济性特征, 对指导产业发展方向和技术路线选择具有重要意义。本文通过对煤制氢、天然气制氢及绿电制氢三种主要制氢方式的技术特点和经济性进行系统对比分析, 旨在为氢能产业发展提供决策参考。

1 各制氢方式技术原理与特点

1.1 煤制氢

煤制氢是以煤炭为原料, 通过气化工艺将煤炭转化为合成气, 再经过变换、净化等工序制取氢气的工艺过程。煤炭气化是煤制氢的核心环节, 主要包括固定床气化、流化床气化和水煤浆气化三种工艺路线。其中, 水煤浆气化技术因其原料适应性强、气化效率高、工艺成熟等优势, 已成为我国煤制氢的主导技术。

在水煤浆气化工艺中, 将煤粉与水按一定比例混合制成水煤浆, 经雾化后送入气化炉与氧气发生部分氧化反应, 在 $1300\text{--}1600^\circ\text{C}$ 的高温 and $2\text{--}8\text{MPa}$ 的压力

条件下, 煤中的有机质转化为以 CO 和 H_2 为主要成分的合成气。随后, 合成气进入变换反应器, 与水蒸气发生水煤气变换反应 ($\text{CO}+\text{H}_2\text{O}\rightleftharpoons\text{CO}_2+\text{H}_2$), 进一步提高氢气的产率^[1]。

合成气经过变换后, 还需经过脱硫、脱碳等净化工序去除硫化物、二氧化碳等杂质。净化过程通常采用物理吸收或化学吸收法, 常见的有 MEA 法、MDEA 法等。最后, 通过变压吸附 (PSA) 装置对氢气进行分离提纯, 可获得纯度高达 99.99% 的氢气产品。

1.2 天然气制氢

天然气制氢是目前全球应用最为广泛的制氢工艺, 主要通过天然气重整反应制取氢气。其中, 天然气蒸汽重整 (SMR) 工艺因其技术成熟、能耗较低、氢气纯度高等优势, 已成为天然气制氢的主流技术路线, 约占全球氢气产量的 48% 。此外, 部分氧化 (POX) 和自热重整 (ATR) 也是重要的天然气制氢工艺^[2]。

天然气蒸汽重整工艺的核心反应包括重整反应 ($\text{CH}_4+\text{H}_2\text{O}\rightleftharpoons\text{CO}+3\text{H}_2$) 和变换反应 ($\text{CO}+\text{H}_2\text{O}\rightleftharpoons\text{CO}_2+\text{H}_2$)。在重整过程中, 天然气与水蒸气在镍基催化剂作用下, 在 $700\text{--}950^\circ\text{C}$ 的温度和 $1.5\text{--}4.0\text{MPa}$ 的压力条件下发生重整反应。重整反应产物经冷却后进入变换反应器,

通过调节反应条件，进一步提高氢气得率。

为获得高纯度氢气，重整气需经过脱硫、脱碳等净化工序。首先采用 ZnO 脱硫剂或活性炭去除原料气中的硫化物，随后利用化学吸收或物理吸收法脱除二氧化碳。最终经过 PSA（变压吸附）装置分离纯化，可得到纯度达 99.99% 以上的氢气产品，装置的氢气回收率可达 75–85%。

1.3 绿电制氢

绿电制氢是利用可再生能源发电，通过水电解技术制取氢气的工艺路线，因其全过程零碳排放的特点，被视为未来制氢产业的重要发展方向。目前，主流的水电解技术包括碱性水电解（AWE）、质子交换膜水电解（PEMWE）和固体氧化物电解（SOEC）三种工艺路线。

碱性水电解技术发展最为成熟，具有设备成本低、寿命长等优势。该技术采用 30–40% 的氢氧化钾溶液作为电解液，在 60–80℃ 温度下进行电解，阴极析出氢气，阳极析出氧气。碱性水电解的系统效率可达 65–75%，单堆制氢规模可达 1000Nm³/h 以上，但其功率密度相对较低，启停响应较慢。

质子交换膜水电解技术具有效率高、响应快、产品纯度高等特点。该技术使用全氟磺酸树脂膜作为电解质，在 50–80℃ 温度下运行，无需碱性电解液，设备结构紧凑，系统效率可达 75–85%。但受限于贵金属催化剂和质子交换膜的成本，其投资强度较大，目前单堆制氢规模一般在 500Nm³/h 以下。

固体氧化物电解技术是一种新型高温水电解工艺，在 700–900℃ 的高温条件下运行，采用氧化锆基固体电解质，具有电解效率高、无需贵金属催化剂等优势。理论系统效率可超过 90%，但受限于材料稳定性和系统集成度，该技术仍处于示范验证阶段。

2 经济性对比分析

2.1 投资成本比较

不同制氢路线的投资成本差异显著，主要受工艺复杂程度、装置规模、配套设施要求等因素影响^[3]。为确保数据可比性，本文选取制氢规模为 10000Nm³/h 的装置进行投资成本分析，具体投资成本构成见表 1。

表 1 不同制氢路线投资成本对比（制氢规模：10000Nm³/h）

投资项目	煤制氢	天然气制氢	绿电制氢
主体装置（万元）	32000	18000	42000
公用工程（万元）	12000	6000	4000
辅助设施（万元）	8000	4000	3000
总投资（万元）	52000	28000	49000
单位投资（元 /Nm ³ · h）	5200	2800	4900

2.2 运营成本比较

运营成本是影响制氢经济性的关键因素，主要包括原料成本、能源成本、人工成本、维护成本等。不同制氢路线的成本结构差异明显，且受市场价格波动影响较大。以下对比分析基于 2024 年市场平均价格水平，具体运营成本构成见表 2。

表 2 不同制氢路线运营成本对比（制氢规模：10000Nm³/h）

成本项目	煤制氢	天然气制氢	绿电制氢
原料成本（元 /kg）	4.8	12.5	15.2
能源成本（元 /kg）	2.2	1.8	1.0
人工成本（元 /kg）	0.8	0.5	0.3
维护成本（元 /kg）	1.2	0.7	0.8
其他成本（元 /kg）	0.6	0.4	0.3
总运营成本（元 /kg）	9.6	15.9	17.6

注：原料成本基于煤炭 800 元 / 吨、天然气 3.2 元 /m³、可再生能源电价 0.3 元 /kWh 计算。

煤制氢的原料成本相对较低，但能源消耗较大，需要配套空分制氧、蒸汽制备等辅助系统。同时，由于工艺复杂，需要较多的运行维护人员，人工和维护成本相对较高。此外，还需考虑环保处理成本，包括废水、废气、固废处理等支出。如果配套建设 CCUS 设施，将增加 1.5–2.0 元 /kg 的运营成本^[4]。

天然气制氢的成本结构中，原料成本占比最大，约占总成本的 75–80%。由于天然气价格受国际市场影响显著，运营成本波动较大。但其工艺流程简单，自动化程度高，人工和维护成本相对较低。能源消耗主要体现在重整过程的加热和压缩环节，整体能源效率较高。绿电制氢的运营成本主要取决于电力价格，电费支出约占总成本的 85–90%。若能充分利用弃风弃光电力或低谷电力，可显著降低运营成本。该工艺自动化程度最高，人工需求少，维护工作主要集中在电解槽系统。

2.3 碳排放经济性分析

在“双碳”目标背景下，碳排放成本已成为制氢经济性评价的重要指标。不同制氢路线的碳排放强度和碳成本差异显著，需要综合考虑直接排放、间接排放以及碳减排措施的经济性。现将各制氢路线的碳排放特征及相关经济指标列于表 3。

表 3 不同制氢路线碳排放经济性对比

指标项目	煤制氢	天然气制氢	绿电制氢
直接碳排放（kgCO ₂ /kgH ₂ ）	18.6	9.2	0
间接碳排放（kgCO ₂ /kgH ₂ ）	2.4	1.3	0.2
总碳排放（kgCO ₂ /kgH ₂ ）	21.0	10.5	0.2
CCUS 成本（元 /kgH ₂ ）	3.8	2.1	-
碳交易成本（元 /kgH ₂ ）	2.1	1.1	0.02
年碳成本（万元 / 年）	1890	945	18

注：碳交易价格按 100 元 / 吨 CO₂ 计算，装置规模 10000Nm³/h，年运行 8000 小时。

煤制氢的碳排放强度最高，主要来自煤炭气化过程和配套燃煤锅炉的直接排放，以及电力、蒸汽等能源使用产生的间接排放。若不采取减排措施，年碳排放量巨大。目前，煤制氢项目普遍在规划或建设CCUS设施，但这将显著增加投资和运营成本。CCUS技术可捕集85-90%的CO₂排放，但每千克氢气将增加3.8元的成本^[5]。

天然气制氢的碳排放强度约为煤制氢的一半，这得益于天然气较低的碳含量和较高的制氢效率。其碳排放主要来自重整过程中的燃料燃烧和原料转化。由于CO₂浓度较高，采用CCUS技术的成本相对较低，每千克氢气增加约2.1元。随着碳价上涨，越来越多的天然气制氢项目开始考虑配套建设CCUS设施。

绿电制氢过程基本无直接碳排放，仅有少量来自设备生产和运输过程的间接排放。若使用100%可再生能源电力，全生命周期碳排放可降至接近零。这使得绿电制氢在碳达峰碳中和背景下具有显著优势，预计未来碳成本优势将进一步凸显。

2.4 单位制氢成本比较

单位制氢成本是衡量不同制氢路线经济性的综合指标，包括固定成本、可变成本和碳成本三个主要部分。为全面评估各制氢路线的成本竞争力，本节对标准化条件下的单位制氢成本进行详细对比分析，具体成本构成见表4。

表4 不同制氢路线单位制氢成本对比分析

成本项目	煤制氢	天然气制氢	绿电制氢
固定成本 (元 /kg)			
- 设备折旧	3.2	1.8	3.0
- 资金成本	1.5	0.8	1.4
- 人工成本	0.8	0.5	0.3
可变成本 (元 /kg)			
- 原料成本	4.8	12.5	15.2
- 能源成本	2.2	1.8	1.0
- 维护成本	1.2	0.7	0.8
碳成本 (元 /kg)			
- 碳交易成本	2.1	1.1	0.02
-CCUS 成本	3.8	2.1	-
总成本 (元 /kg)	19.6	21.3	21.7

注：装置规模10000Nm³/h，年运行8000小时，折旧年限15年，资金成本率6%。

从固定成本来看，设备折旧和资金成本与初始投资规模直接相关。煤制氢因工艺复杂、设备投资大，固定成本最高；天然气制氢工艺简单，固定成本最低；

绿电制氢虽然工艺简单，但电解槽投资较大，固定成本居中。

可变成本方面，原料成本占比最大，且不同路线差异显著。煤制氢因原料价格低廉，具有明显优势；天然气制氢受气价波动影响较大；绿电制氢目前电力成本仍然偏高，但随着可再生能源发电成本持续下降，其竞争力将不断提升。能源成本和维护成本则与工艺特点和运行管理水平密切相关。

碳成本已成为影响总成本的重要因素。煤制氢因碳排放强度大，即使采用CCUS技术，碳成本仍然最高；天然气制氢的碳成本居中；绿电制氢基本无碳成本压力。综合来看，目前三种制氢路线的单位制氢成本相差不大，分别为煤制氢19.6元/kg、天然气制氢21.3元/kg、绿电制氢21.7元/kg。但成本结构存在显著差异：煤制氢主要受固定成本和碳成本影响，天然气制氢受原料成本影响最大，绿电制氢则主要受电力成本影响。

3 结语

通过对煤制氢、天然气制氢和绿电制氢三种路线的经济性分析表明，当前各制氢路线均具有各自的优势和局限性。煤制氢具有原料成本优势但面临较大的碳排放压力，天然气制氢工艺简单但易受气价波动影响，绿电制氢环境友好但仍需通过技术进步降低成本。随着碳价上升、可再生能源发电成本下降和电解水技术进步，预计未来绿电制氢的经济性将持续改善。建议未来通过加强技术创新、扩大应用规模、完善政策支持等措施，推动氢能产业向低碳化、经济化方向发展。同时，基于不同区域资源禀赋特点，采取多元化制氢路线组合，构建安全、经济、清洁的氢能供应体系。

参考文献：

[1] 纪钦洪,于广欣,黄海龙,等.海上风电制氢技术现状与发展趋势[J].中国海上油气,2023,35(1):179-186.
[2] 李志伟,赵雨泽,吴培,等.基于制氢设备精细建模的综合能源系统绿氢蓝氢协调低碳优化策略[J].电网技术,2024,48(6):2317-2326.
[3] 陈健,卜令兵.“碳中和”目标下分布式制氢技术优选[J].天然气工业,2022,42(4):180-186.
[4] 郑玉华,张潇,魏昭.油气产业氢能利用的经济性与CO₂减排效益分析[J].天然气工业,2023,43(8):146-155.
[5] 曹田田,张颖超,刘铨东,等.制氢加氢一体站发展前景剖析[J].石油石化绿色低碳,2023,8(4):7-13.

作者简介：

贾强(1989-),男,汉族,甘肃平凉人,大专,助理工程师,研究方向:石油化工。