

文章编号:1674-7607(2024)07-1144-09

DOI:10.19805/j.cnki.jcspe.2024.230305

制氢与掺混一体化系统全生命周期碳足迹 评价与技术经济性评估

渠秀媛¹, 余潜跃¹, 郑娜², 王洪建², 孙立¹

(1. 东南大学 能源与环境学院, 能源热转换与控制教育部重点实验室, 南京 210018;

2. 北京市煤气热力工程设计院有限公司, 北京 100032)

摘要: 通过构建制氢与掺混一体化系统仿真模型, 建立多能流、物料流数据的全生命周期清单, 定量评价其技术经济与降碳潜力。基于平准化掺氢天然气成本和净现值分析模型, 探讨能量效率、电流密度等关键技术参数及风电价格、原材料价格等经济参数对经济评价指标的影响, 并进行技术经济性评估; 基于全生命周期碳足迹评价模型, 分析系统的降碳潜力。研究表明: 原材料价格和电价是影响平准化成本的主要因素, 风电交易电价平均每下降 0.10 元/(kW·h), 平准化成本可下降 149 元/t; 年产 1.57 万 t 绿色氢气和 50.28 万 t 天然气掺混的新改扩建项目净碳排放量为 27 816 t, 与所掺氢气等热值的天然气总 CO₂ 排放量为 1 334 175 t/a。故此项目在经济技术和环境友好方面是可行的。

关键词: 掺氢天然气; 全生命周期评估; 技术经济性评估; 平准化成本

中图分类号: TK2

文献标志码: A

学科分类号: 470.30

Life-cycle Carbon Footprint Assessment and Techno-Economic Analysis of Hydrogen Production and Blending Integrated System

QU Xiuyuan¹, YU Qianye¹, ZHENG Na², WANG Hongjian², SUN Li¹

(1. Key Laboratory of Energy Thermal Conversion and Control of Ministry of Education, School of Energy and Environment, Southeast University, Nanjing 210018, China; 2. Beijing Gas and Heating Engineering Design Institute Co., Ltd., Beijing 100032, China)

Abstract: By developing a simulation model of hydrogen production and blending integrated system, the life cycle inventory of multi-energy flow and material flow data was established to quantitatively evaluate technical economy and carbon reduction potential of the integrated system. Based on models of levelized cost and net present value of hydrogen-doped natural gas, influences of important technical parameters including energy efficiency and current density, and economic factors including wind power prices and raw material costs, on the economic evaluation index were analyzed. The tech-economic feasibility of the integrated system was evaluated. Furthermore, a whole life cycle carbon footprint evaluation model was employed to assess the carbon reduction potential. The study shows that the prices of raw materials and electricity are the primary factors influencing the levelized cost. A decrease of 0.10 yuan/(kW·h) in wind

收稿日期: 2023-06-06 修订日期: 2023-06-21

基金项目: 江苏省科技厅“双碳”项目(BE2022040); 南京市科技局科技发展计划资助项目(202211007)

作者简介: 渠秀媛(1998—), 女, 山东菏泽人, 硕士研究生, 主要从事能源系统工程方面的研究。

孙立(通信作者), 男, 副研究员, 博士生导师, 电话(Tel.): 18001206210; E-mail: sunli12@seu.edu.cn。

power transaction price can result in a reduction of 149 yuan/t in the levelized cost. The proposed new reconstruction and expansion project with an annual output of 15 700 t of green hydrogen and 502 800 t of natural gas yields a net carbon emission of 27 816 t, while the total CO₂ emission from natural gas amounts to 1 334 175 t per year, considering its calorific value as hydrogen. The project is feasible in economic technology and environmental friendliness.

Key words: hydrogen enriched natural gas; life cycle assessment; tech-economic analysis; levelized cost

世界能源已经形成“煤炭、石油、天然气、新能源”“四分天下”的新格局^[1]。随着时间推移,世界各国的能源消耗情况呈现出由总量增长向集约化、高效化转型的趋势,多元化、清洁化以及低碳化成为世界能源发展方向^[2]。建设“清洁、低碳、安全、高效的能源体系”和“以非水电可再生能源为主导的新型电力体系”的目标将加速中国的能源转型^[3]。利用风能、光能等可再生能源进行发电,之后通过电解制氢的方式进行能源的储存与利用^[4-5],不仅能够消纳大规模弃用电能,而且氢气的燃烧能够实现零碳排放。氢能的发展依赖于氢气制取、存储、输送、利用等多个环节的技术支持,其中氢气输送连接上游制取、存储氢气和下游终端用户,是中间的关键环节。目前,常用的氢气输送方式主要有液氢槽罐车输送、高压氢瓶长管拖车输送和液氢驳船输送等,成本较高,效率较低^[6]。将氢气以一定比例掺入天然气中,然后利用天然气管道或管网进行输送,是实现氢气大规模输送的有效方式。与车载输送和船载输送方式相比,利用管道输送掺氢天然气(Hydrogen Enriched Compressed Natural Gas, HCNG)可充分利用我国现有的在役天然气管道和城市输配气管网,较容易实现氢气大规模、长距离输送,而且管道或管网的改造成本较低。

为了寻找可供内燃机使用的低碳燃料, Lynch 等^[7]最早提出了 HCNG 这一概念。为了发现并解决天然气掺氢的问题,欧盟于 2004 年启动了名为 NaturalHy 的示范项目^[8]。2007 年,荷兰启动了“VG2”项目,针对普通家庭的天然气管道进行研究,将氢气混入低热值天然气中,分析 HCNG 对荷兰管道和传统天然气设备性能的影响^[9]。2016 年,英国开展了新的示范项目 H21 Leeds City Gate, 利用氢气解决冬季供暖导致的天然气供需矛盾和碳排放问题^[10]。之后英国于 2017 年为了发布 Hydeploy 计划,在专用天然气网络和北部天然气网络中掺入氢气,为居民、教育建筑和企业提供 HCNG^[11]。意大利于 2019 年采用了相似的措施来研究 HCNG 与发电厂涡轮压缩机、储存场和燃气锅炉等用户设备

的兼容性^[12]。2020 年,澳大利亚实施了名为“WS-GG”的项目,利用风能/光伏发电,再通过电解水生产氢气,并将氢气注入 Jemena 公司的新南威尔士州天然气网络,为当地居民供暖^[13]。

目前的研究主要集中在天然气掺氢工艺的可行性或 HCNG 管道输送关键问题如掺氢比、管材相容性、氢气泄漏等安全问题。针对规模化推广应用中 HCNG 经济成本和碳减排能力的定量研究还较为缺乏。因此,笔者以年产 1.57 万 t 绿色氢气和 50.28 万 t 天然气掺混的工厂生产规模,对技术经济性及碳足迹开展研究。首先,基于电解槽、换热器、闪蒸罐等设备运行机理,明确各环节约束方程,建立系统工艺流程模型;然后,采用全生命周期碳足迹评价和技术经济性分析(TEA)模型来分别进行环境和经济方面的评估,并给出关键设备参数。在此基础上,利用能流、物流和热流信息编写全生命周期清单,评估系统的全生命周期碳足迹,并采用经济分析工具(如 Aspen Process Economic Analyzer, APEA)进行 HCNG 生产成本的计算。最后,对不同技术水平背景下的经济性进行评估,探讨碱性电解槽技术指标、原材料价格和电价等对系统经济性的影响。

1 系统建模

以 HCNG 为产品之一的制氢与掺混一体化系统工艺流程如图 1 所示,其中 HCNG 长输管网由传统天然气管网改扩建而成,阴影部分为在役天然气调压站和管网设施。本文分析从电力输入至生产出 20 000 m³/h(1.8 t/h)的氢气并掺入 80 000 m³/h(57.4 t/h)的天然气混合输送至用户端的整个工艺流程。

1.1 电解槽模块

碱性水电解制氢(AWE)是在碱性电解质环境下电解水制氢的过程,在电解过程中水分子在阴极得到电子被还原成氢气,由于电场及浓度差的存在,氢氧根穿过隔膜到达阳极失去电子从而被氧化生成氧气。制得的氢气与碱液的混合液经闪蒸罐分离、

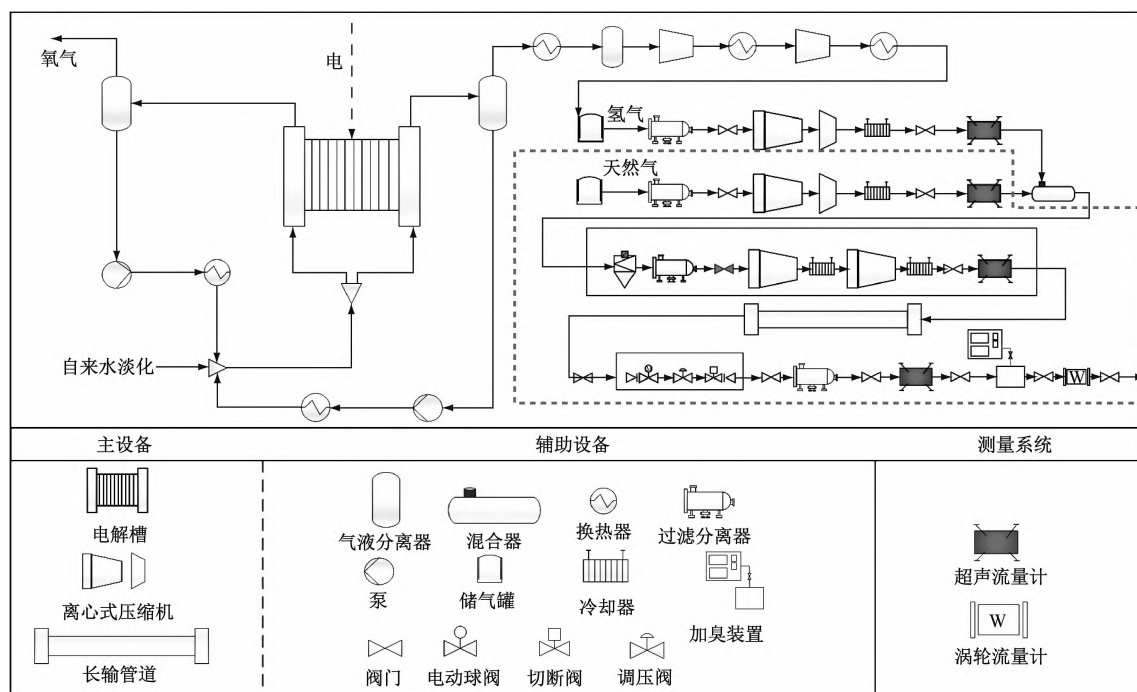


图1 制氢与掺混一体化系统工艺流程图

Fig.1 Process flow diagram of hydrogen production and blending integrated system

提纯后收集。从闪蒸罐排出的液相电解质通过循环泵循环至电解槽入口,在电解质溶液进入电池堆之前,通过换热器将其冷却或加热至所需工作温度。

AWE制氢电耗在 $4.0 \sim 5.5 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$,转换效率约为 $60\% \sim 70\%$ 。AWE电解水制氢反应式为



能耗是电解槽性能评价最重要的指标,这与制氢系统日常运行的成本息息相关。从电解槽的电流-电压曲线来看,电解槽总电压由各小室电压组成,各小室电压由可逆过电势和不可逆过电势组成:(1)可逆过电势由标准可逆过电势和可变可逆过电势(随温度、压力和活度而改变)组成;(2)不可逆过电势由活化过电势(包含阳极活化过电势和阴极活化过电势)、欧姆过电势(包含电解液欧姆过电势、电极欧姆过电势和隔膜欧姆过电势)和浓差过电势3部分组成。电解槽总电压的计算公式^[14]为

$$E_{\text{total}} = E(P, T) + E^0(T) + E_{\text{act},k} + E_{\text{ele}} + E_{\text{el}} + E_{\text{mem}} + E_{\text{diff}} \quad (3)$$

式中: E_{total} 为电解槽总电压; $E(P, T)$ 为可逆过电势; $E^0(T)$ 为可变可逆过电势; $E_{\text{act},k}$ 为活化过电势,其中 k 代表阳极和阴极的集合; E_{ele} 为电解液欧姆过电势; E_{el} 为电极欧姆过电势; E_{mem} 为隔膜欧姆过电势; E_{diff} 为浓差过电势; P 、 T 分别为工作压力和温度。

$$W_{\text{stack}} = (E_{\text{total}} \cdot N_{\text{cell}}) \cdot (i \cdot A_{\text{cell}}) \quad (4)$$

式中: W_{stack} 为制氢系统的电力输入; N_{cell} 为小室个

数; i 为输入电流密度; A_{cell} 为小室面积。

根据电解槽小室面积 A_{cell} ,继而得出电解槽成本 C_{el} 。

$$C_{\text{el}} = A_{\text{cell}} \cdot N_{\text{cell}} \cdot C_{\text{stack}} \quad (5)$$

式中: C_{el} 为电解槽成本; C_{stack} 为电解槽单位面积的价格。

本文电解槽模块成本计算中,固定成本根据式(5)计算得到,运营成本依据实际运行的电能输入计算得到。

1.2 天然气掺氢输送模块

HCNG混合工艺主要由计量、调压、压缩、混合等主要工艺和供电、供水等辅助工艺组成。天然气与碱性水电解所产氢气经过滤、计量、调压后在长输天然气管道干线的首站进行混合。HCNG输送环节中,长输管网由传统天然气管网改扩建而成,故首先验证改扩建项目的必要性及经济可行性,然后对新增氢气压缩混合过程进行经济性分析。

天然气掺氢过程中混合器的进料流股需通过多级压缩机达到设备所需的压力。Aspen Plus软件中的多级压缩机模块由压缩机和冷却器构成,本文采用ASME多变模型来确定压缩机的多变效率和机械效率。

多变效率相关方程为

$$\frac{n-1}{n} = \frac{(c-1)/c}{\eta_p} \quad (6)$$

$$\Delta h = \frac{P_{\text{in}} V_{\text{in}}}{\eta_p [(n-1)/n]} \left[\left(\frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (7)$$

式中: n 为多变系数; c 为比热容; η_p 为多变效率; Δh 为摩尔焓变; P_{in} 为进口压力; V_{in} 为摩尔体积; P_{out} 为出口压力。

机械效率相关方程为

$$I_{HP} = F_{mi} \Delta h \quad (8)$$

$$B_{HP} = \frac{I_{HP}}{\eta_m} \quad (9)$$

式中: I_{HP} 为指示马力; F_{mi} 为摩尔流量; B_{HP} 为制动马力; η_m 为机械效率。

2 全生命周期评价模型

2.1 技术经济性评估模型

在现代技术解决方案和项目经济评价中,动态评价方法是最常用的评价方法之一。笔者基于 Aspen Plus 软件中 Aspen Utilities 模块的流股信息计算各设备的能流、物流等,并利用 APEA 工具对电解槽、换热器、闪蒸罐等设备进行成本评估,从而完成整套碱性水电解制氢和天然气掺氢设备的技术经济性评估。TEA 流程如图 2 所示,其中, APEA 模块主要根据仿真的流股数据进行设备规模的计算,并根据设备规模计算总资本投资; AspenUtilities 模块主要用于计算冷却剂和电力消耗等运营成本。明确总资本投资和总运营成本构成后,计

算每年系统的现金流。依据每年现金流,首先计算期待内部收益率下的净现值,净现值转为正值的那一年即为回收期;其次计算每年的内部收益率,以平准化成本和第 10 年的内部收益率作为重要的经济评价指标。

净现值指投资方案所产生的现金净流量以资金成本为贴现率折现之后与原始投资额现值的差额。其表达式为

$$F_{NPV} = \sum_{t=1}^N (C_1 - C_0)_t (1 + X_0)^{-t} \quad (10)$$

式中: F_{NPV} 为在经济寿命年限内的净现值; C_1 为现金流入; C_0 为现金流出; $(C_1 - C_0)_t$ 为第 t 年的净现金流量; N 为经济寿命年限; X_0 为设定的折现率,通常可选用财务内部收益率的基准值。

当 $F_{NPV} > 0$ 时,说明收入大于支出,则该方案可行;反之,说明方案不可行。经济寿命年限为设备能连续使用的时间长度,本文认为该系统的经济寿命年限为 10 a。

对于大规模碱性水电解制氢耦合天然气掺氢的经济性分析,需对项目进行平准化成本测算。平准化成本是将项目产品产量折现到当期,按行业平均社会投资回报的机会成本计算项目产品的平均成本。本项目采用全生命周期分析,将所需的固定投入和运维投入折算至每标准立方米 HCNG,从而得出 HCNG 的平准化成本(L_{COM})。具体计算公式为

$$L_{COM} = \frac{I_0 - \frac{R_v}{(1 + X_0)^N} + \sum_{t=1}^N \frac{(A_t + T_t)}{(1 + X_0)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Y_t}{(1 + X_0)^t}} \quad (11)$$

式中: I_0 为项目初始投资; R_v 为项目运营期后残值; A_t 为项目年度运营费用; T_t 为项目年度税收; Y_t 为年度产品数量。

2.2 碳足迹评价模型

生命周期评价(Life Cycle Assessment, LCA)为对碳的追踪式评价,即针对目标物从资源开采到最终处理的整个生命周期环境影响的一种评价方法^[15]。为实现碱性水电解制氢和天然气掺氢过程的全生命周期碳足迹评估,构建碳足迹评价模型如图 3 所示。获得原料和各种能源追溯到 3 种原始态一次化石能源的消费和相应的温室气体(Greenhouse Gas, GHG)排放数据是 LCA 研究中的关键环节。在 LCA 基础模型构建中,生产资料的生命周期评价功能单位采用 1 kg 物质,终端能源的全生命周期评价功能单位采用 1 MJ 能量。生产资料生命周期碳足迹即为 1 kg 某生产资料获取过程中导

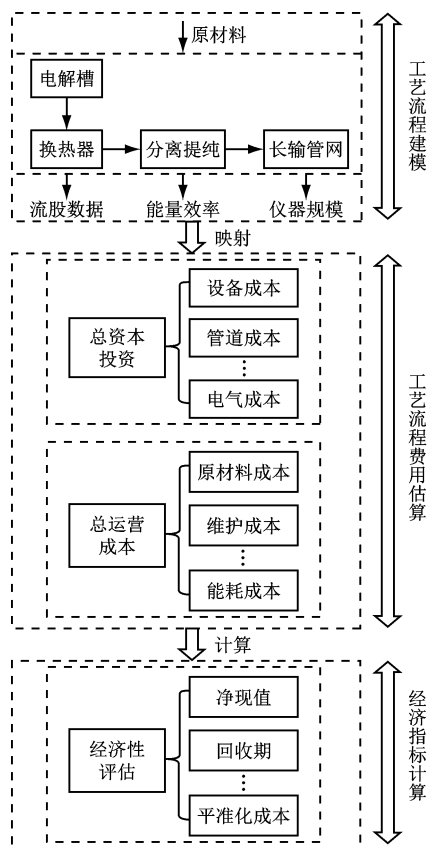


图2 TEA流程图

Fig.2 Flowchart of tech-economic analysis

致的 GHG 排放总量(kg/kg),终端能源的全生命周期碳足迹则为 1 MJ 终端能源获取和利用过程中导致的 GHG 排放总量(kg/MJ)。

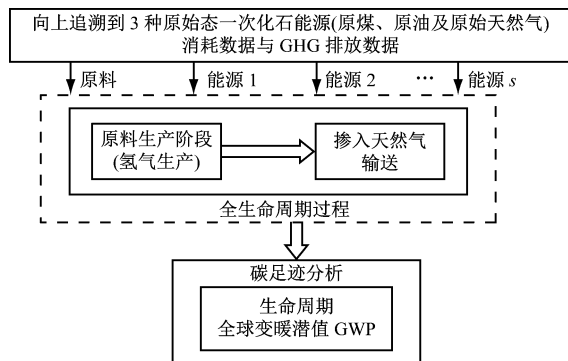


图3 碳足迹评价模型

Fig. 3 Carbon footprint evaluation model

理论上,进入 LCA 系统边界的能流和物流都将包括在 LCA 的清单分析中,其生产所需的化石能源和相应的 GHG 排放都将追溯到它们生产原材料的开采阶段。在本 LCA 研究中,间接土地用途变化(Indirect Land Use Change, ILUC)的影响不包括在 LCA 研究范围,其主要原因是目前对于 ILUC 引起的影响缺乏标准的平均规则和很难测定 ILUC 引起的 GHG 排放^[16]。另外,工厂建设过程中工程活动涉及的工程设施、运输工具以及产品生产工艺涉及的生产设备和基础设施建造所引起的能流与物流不包括在该 LCA 系统边界内,其主要原因是建材运输和加工造成的影响受到运输距离、运输方式和加工方式等多变量的影响,很难测定该部分的 GHG 排放^[17]。

在 LCA 基础计算模型中,生产资料和终端能源生命周期碳足迹计算中主要考虑 CO₂、CO、N₂O 和 CH₄ 四种 GHG,为全面评价这些 GHG 对全球气候变暖的潜在贡献,采用全球变暖潜值 GWP 作为衡量总 GHG 排放的碳足迹指标。

第 j 种生产资料的生命周期碳足迹采用符号 $G_{r,j}$ 表示,其计算式为

$$G_{r,j} = \sum_{l=1}^4 G_{l,j} = \sum_{l=1}^4 (\beta_l \times M_{l,j}) \quad (12)$$

式中:下标 l 代表某一种温室气体, $l=1,2,3,4$,分别指 CO₂、CO、N₂O 和 CH₄ 四种温室气体; $G_{r,j}$ 为获取和利用 1 kg 第 j 种生产资料的全生命周期碳足迹; $G_{l,j}$ 为第 j 种生产资料中第 l 种 GHG 排放所导致的全球变暖潜值; $M_{l,j}$ 为获取和利用 1 kg 第 j 种生产资料的全生命周期中第 l 种 GHG 的排放总量; β_l 为第 l 种 GHG 的全球变暖潜值当量因子。

获取和消费 1 MJ 终端能源过程中导致的累计

GHG 排放不仅包括上游阶段排放的 GHG,而且包括下游阶段消费带来的 GHG 直接排放。因此,第 z 种终端能源产品的全生命周期碳足迹 $G_{e,z}$ 计算式为

$$G_{e,z} = G_{e,up,z} + G_{e,down,z} \quad (13)$$

式中: $G_{e,up,z}$ 为基于功能单位,第 z 种终端能源生命周期上游阶段 GHG 排放所导致的全球变暖潜值; $G_{e,down,z}$ 为基于功能单位,第 z 种终端能源生命周期下游消费阶段 GHG 排放所导致的全球变暖潜值。

2.3 参数设置

制氢与掺混一体化系统中关键设备相关参数列于表 1。

表 1 相关设备基本参数

Tab. 1 Basic parameters of related equipments

设备	参数名称	数值
碱性 电解槽 ^[18]	电解槽成本/(元·kW ⁻¹)	1 592
	电流密度/(A·cm ⁻²)	0.4
	电池电压/V	2.03
	出口压力/Pa	1×10 ⁵
	氢气产率/(m ³ ·h ⁻¹)	1 000
长输管网	压力/Pa	6.3×10 ⁵
	温度/K	298
	管长/km	1 500
	压气站数量	10
	管内径/mm	307

技术经济性评估中,由于可再生电价对系统经济性影响较大,为选取贴近工程实际的合理参数值,笔者根据国家能源局要求,分段设置风电电价,对每年中不同时段的风电电价进行区分。其中,所消纳电量超过全生命周期补贴电量部分,由保障性收购电价转变为市场化交易电价。根据相关政策文件,各资源风电合理利用小时数见表 2。可见,一类资源区为具有独特地理优势,风电资源充足的地区,适宜建设 HCNG 工厂等消耗大量可再生能源的工厂。

考虑到电解槽与波动性的可再生能源耦合,故不能永久满负荷运行。为了提高经济性分析的通用性,同时考虑到当前电解水系统的技术水平,将当前碱性电解槽能够达到的单体最大制氢量指标 1 000 m³/h 作为碱性水电解系统案例的最小规模单元,年运行时间为 3 285 h。本文按一类资源区考虑风电电价设置,年均合理利用小时数为 2 400 h。风电电价及原材料成本等设置见表 3。

3 结果与讨论

3.1 技术经济性评估

分析本项目的经济性时覆盖范围包括电力输入

表 2 风电合理利用小时数^[19]

Tab. 2 Rational running hours of wind power^[19]

资源区	全生命周期合理 利用小时数/h	年均合理利用 小时数/h
一类	48 000	2 400
二类	44 000	2 200
三类	40 000	2 000
四类	36 000	1 800

表 3 经济参数设置

Tab. 3 Economic parameter setting

组分	价格
天然气/(元·t ⁻¹)	2 788 ^[19]
保障性补贴电价/(元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	0.32 ^[19]
市场化交易电价/(元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	0.52 ^[19]
基准内部收益率/%	5 ^[19]
折旧年限/a	10 ^[19]

至生产出 20 000 m³/h(1.8 t/h) 的氢气并掺入 80 000 m³/h(57.4 t/h) 的天然气混合输送至用户端的整个工艺流程。

对于天然气掺氢环节,由传统天然气管线改扩建而成的改扩建项目的盈利能力以有项目和无项目对比得到的增量数据进行增量现金流量分析,以增量现金流量分析的结果作为评判项目盈利能力的主要依据。该改扩建项目仅为一条生产线的改造,对企业其他部分的影响较小,可采用有无对比的方式判断增量现金流量,包括期初现金流量、项目运营期间的现金流量和期末现金流量。期初现金流量包括购买资产和使其正常运行所需的直接现金支出,例如资产的购买价格、运输和安装费用。运营期间现金流量主要包括通过费用节约产生的效益和折旧费用的增加。期末现金流量则包括运营期间的现金流量和资产余值的回收。经计算,该改扩建项目的净现值($i_0=5\%$)为 392.8 万元,大于零,因此该投资计划在财务上是可行的。

以 10 年为分析周期,计算 HCNG 成本,其中总资本投资构成和运营成本构成如图 4 所示。电解水相关设备在总资本投资中占比超过 70%,而在运营成本中原材料即天然气购价占主要部分。

图 5 为现金流分解图。图中表明高昂的原材料成本和电解槽能耗成本是制约工厂盈利的重要因素。其中,电解槽能耗成本主要与电解槽性能和电价相关;原料成本主要受天然气价格影响。

为进一步考虑不同技术发展水平带来的成本变

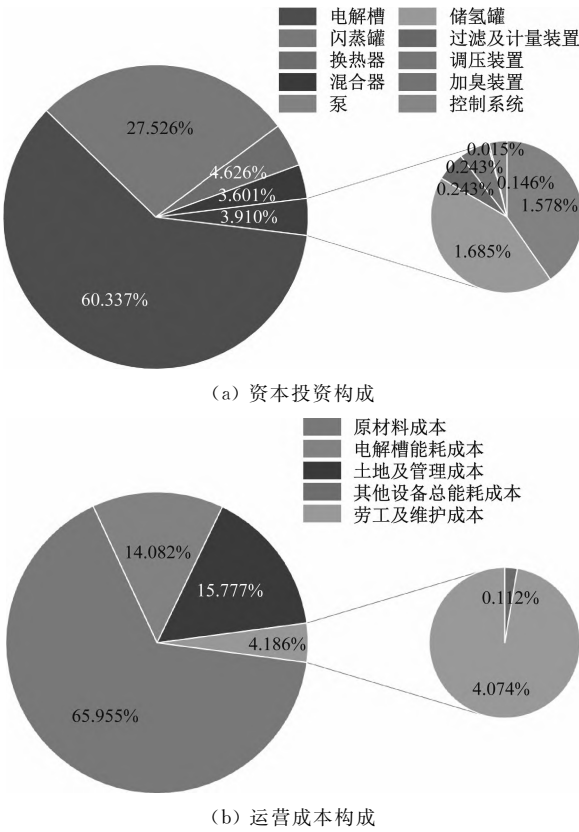


图 4 成本构成

Fig. 4 Composition of costs

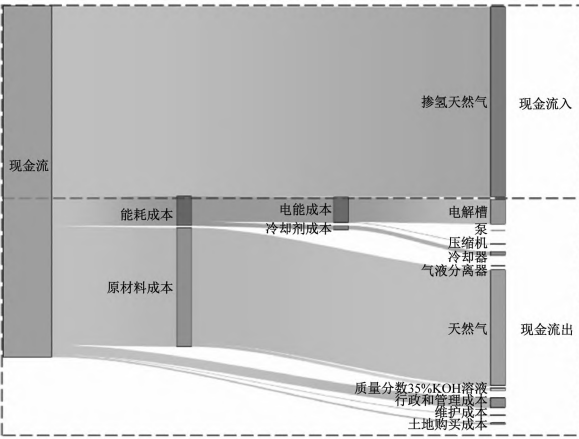


图 5 现金流分解图

Fig. 5 Cash flow decomposition

化对整个系统经济性的影响,分析工厂盈利的技术和经济情况,笔者基于 3 种不同技术发展水平,对 HCNG 的平准化成本进行分析。3 种不同技术发展水平的经济性情况如表 4 所示。在计算平准化成本时,需要考虑不同因素对成本的影响,例如天然气价格、风电电价等。在基础情况下,天然气价格可以从市场调研中获取,风电电价可以选择中国电力企业联合会所统计的风电交易电价,并以国家发展和改革委员会指定的各省新建风电项目指导价格作为保障性补贴电价;在良好情况下,仅选取保障性补贴

电价;在理想情况下,选取国际能源署所统计的国外风电电价。通过分析 3 种不同技术情况下的平准化成本,可以评估不同技术水平对系统经济性的影响,并为企业在技术选择上提供参考。同时,还需要关注市场竞争环境、政策支持等因素,综合考虑才能选择最优的技术路线。

表 4 技术经济性的分级

Tab. 4 Classification of tech-economic analysis

项目	技术情况评级		
	基础	良好	理想
电解槽成本/(元·kW ⁻¹)	1 700	1 592	1 400
电流密度/(A·cm ⁻²)	0.2	0.4	0.8
风电电价/(元·kW ⁻¹ ·h ⁻¹)	0.52	0.35	0.12
效率/%	64	71	78
天然气价格/(元·t ⁻¹)	3 902	2 788	2 509

3 种情况下,设置期待的内部收益率为 5%, F_{NPV} 变化如图 6 所示。在理想情况下, F_{NPV} 于第四年越过 0 值线,即第四年的内部收益率超过 5%,达到预期的收益率;在良好情况下, F_{NPV} 在第 9 年越过零值线,即在第 9 年达到 5% 的内部收益率;而基础情况下,系统无法盈利。进一步的计算表明,若以第 10 年的内部收益率为 5% 作为盈利目标,在基础、良好和理想情况下,HCNG 的售价分别为 5 709、4 400 和 3 687 元/t。

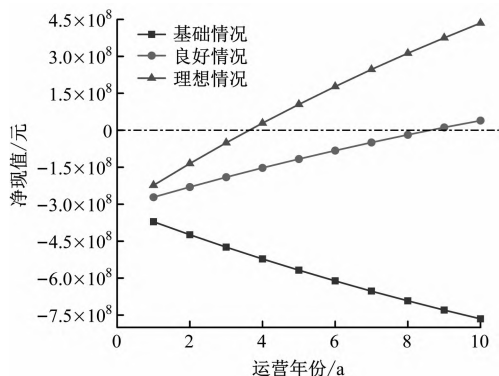


图 6 在 10 年间各技术情况净现值的对比

Fig. 6 Comparison of net present value of different tech-economic backgrounds in the 10 years

3.2 灵敏度分析

以良好情况下 HCNG 生产的平准化成本为基准线,各参数在基础和理想情况间变化时,对 HCNG 平准化成本的影响如图 7 所示。

由于原材料价格占运营成本的主要部分,故天然气价格为最敏感的关键变量。根据城市燃气配气成本暨行业情况调查统计分析报告,天然气购气价格波动范围为 2 509~3 902 元/t。从基本情况到理

想情况的天然气价格走势来看,HCNG 的平准化成本变化较大,波动范围在 4 043~5 471 元/t,对终端成本较为敏感。

风电电价为第二敏感的因素。根据国际能源署有关绿氢制备研究统计,国际风电电价介于 0.06~0.26 元/(kW·h),当风电电价由中国电力企业联合会所统计的风电交易电价降低至国际风电电价区间 0.12 元/(kW·h)时,在理想的技术经济性背景下,平准化成本可降低至 4 044 元/t,比基础情况下降低 8%。且电价在由基础情况过渡到理想情况的过程中,风电交易电价平均每下降 0.10 元/(kW·h),混合气平准化成本可下降 149 元/t。

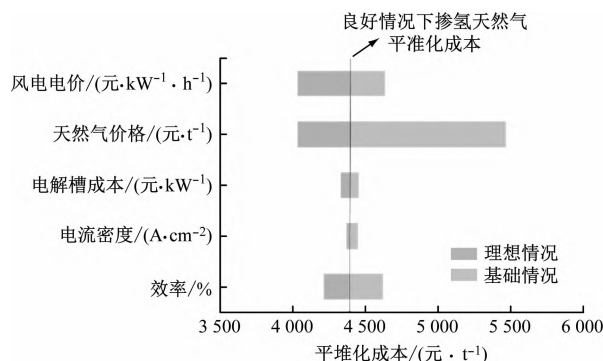


图 7 技术经济性灵敏度分析

Fig. 7 The sensitivity analysis on economic and technical parameters

3.3 碳足迹评价

针对生产单元包含的闪蒸、分离提纯、风电制氢等过程进行碳足迹追踪,其中涉及冷却剂、热蒸汽等交换介质,以及风力发电等能量来源。在进行生产资料的全生命周期碳足迹计算时,冷却剂等热交换介质利用 Aspen Utilities 的碳排放数据库,选定最终燃料源为天然气;特殊的生产资料如风力发电和火力发电厂碳捕集的碳排放量数据分别选定为 22 kg/(MW·h)^[20]以及折标准煤系数 0.2 kg/kg^[21]。

本项目碳足迹评价主要为探究向天然气中掺入体积比为 20% 的氢气相比于不掺氢气的传统天然气经长输管网送入用户是否对环境更有益。现分析传统天然气和等热值 HCNG 送至用户使用的碳足迹对比。由于 HCNG 管线由传统长输天然气管线改扩建而成,新增氢气压缩混合和碱性水电解制氢过程,故 HCNG 的碳足迹考虑氢气压缩混合过程与制氢过程。

图 8 为该改扩建项目的碳足迹分布,总新增 CO₂ 排放量为 27 816 t/a,与所掺氢气等热值的天然气总 CO₂ 排放量为 1 334 175 t/a^[10],故新改扩建项目对环境友好,总碳减排量为 1 306 359 t/a,此项

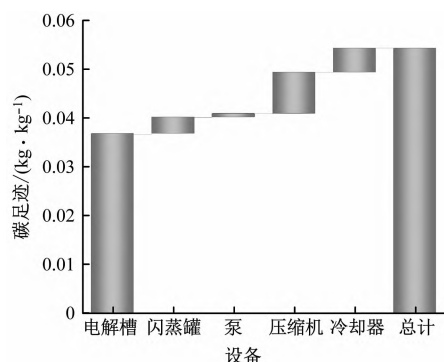


图8 全生命周期的碳足迹

Fig. 8 Carbon footprint of life cycle assessment

目可行。

4 结论

(1) 在现有的技术经济性背景下,若期望 HCNG 在第 10 年达到 5% 内部收益率,售价需达到 4 400 元/t。电解槽能量效率、风电电价和天然气价格将成为改善系统经济性的关键变量,对 HCNG 的平准化成本有较大的影响力。

(2) 对于制氢与掺混一体化系统,天然气成本将极大地影响产品的平准化成本,天然气购气价格在 2 509~3 902 元/t 波动时,HCNG 的平准化成本波动范围在 4 043~5 471 元/t,变化显著,对终端成本较为敏感。

(3) 新改扩建项目总新增 CO₂ 排放量为 27 816 t/a,而与所掺氢气等热值的天然气全生命周期碳足迹为 1 334 175 t/a,故天然气掺氢项目对环境友好,能够实现碳减排的目的。

参考文献:

- [1] QIN Pengcheng, XU Hongmei, LIU Min, et al. Assessing concurrent effects of climate change on hydro-power supply, electricity demand, and greenhouse gas emissions in the Upper Yangtze River Basin of China[J]. *Applied Energy*, 2020, 279: 115694.
- [2] 黄维和, 沈鑫, 郝迎鹏. 中国油气管网与能源互联网发展前景[J]. *北京理工大学学报(社会科学版)*, 2019, 21(1): 1-6.
HUANG Weihe, SHEN Xin, HAO Yingpeng. Prospects of China's oil and gas pipeline network and energy internet development[J]. *Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition)*, 2019, 21(1): 1-6.
- [3] 李政, 张东杰, 潘玲颖, 等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议[J]. *动力工程学报*, 2021, 41(11): 905-909, 971.

- LI Zheng, ZHANG Dongjie, PAN Lingying, et al. Low-carbon transition of China's energy sector and suggestions with the 'carbon-peak and carbon-neutrality target[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 2021, 41(11): 905-909, 971.
- [4] STILLER C, BÜNGER U, MØLLER-HOLST S, et al. Pathways to a hydrogen fuel infrastructure in Norway[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010, 35(7): 2597-2601.
- [5] RIVAROLO M, MARMI S, RIVEROS-GODOY G, et al. Development and assessment of a distribution network of hydro-methane, methanol, oxygen and carbon dioxide in Paraguay[J]. *Energy Conversion and Management*, 2014, 77: 680-689.
- [6] 蒋敏华, 肖平, 刘入维, 等. 氢能在我国未来能源系统中的角色定位及“再电气化”路径初探[J]. *热力发电*, 2020, 49(1): 1-9.
JIANG Minhua, XIAO Ping, LIU Ruwei, et al. The role of hydrogen energy in China's future energy system and preliminary study on the route of re-electrification[J]. *Thermal Power Generation*, 2020, 49(1): 1-9.
- [7] LYNCH F E, MARMARO R W. Special purpose blends of hydrogen and natural gas: USA, 5139002 [P]. 1992-08-18.
- [8] EU. Using the existing natural gas system for hydrogen[EB/OL]. (2009-10-31)[2023-06-06] https://www.fwg-gross-bieberau.de/fileadmin/user_upload/Erneuerbare_Energie/Naturalhy_Brochure.pdf.
- [9] 陈伊宇, 龙礼文, 黄泰明, 等. 天然气掺氢燃烧技术研究进展[J]. *油气储运*, 2023, 42(8): 872-881.
CHEN Yiyu, LONG Liwen, HUANG Taiming, et al. Research progress in hydrogen-doped natural gas combustion technology[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2023, 42(8): 872-881.
- [10] 邱玥, 周苏洋, 顾伟, 等. “碳达峰、碳中和”目标下混氢天然气技术应用前景分析[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(4): 1301-1320.
QIU Yue, ZHOU Suyang, GU Wei, et al. Application prospect analysis of hydrogen enriched compressed natural gas technologies under the target of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(4): 1301-1320.
- [11] ISAAC T. HyDeploy: the UK's first hydrogen blending deployment project[J]. *Clean Energy*, 2019, 3(2): 114-125.
- [12] SNAM. Snam: per la prima volta in Europa fornitura di idrogenomisto a gas naturalesu rete di trasmissione a utentiindustriali[EB/OL]. (2019-04-02)[2023-06-

- 06] https://www.agi.it/economia/energia/news/2019-04-02/snam_gas_idrogeno-5248152/.
- [13] JEMENA. NSW Government gives green light to Jemena's hydrogen project [EB/OL]. (2021-10-15) [2023-06-06]. <https://jemena.com.au/>.
- [14] OLIVIER P, BOURASSEAU C, BOUAMAMA P B. Low-temperature electrolysis system modelling: a review[J]. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017, 78: 280-300.
- [15] 余潜跃, 张玉琼, 赵强, 等. 综合能源生产单元的全生命周期碳足迹评价与技术经济性评估[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(8): 3115-3125.
- YU Qianye, ZHANG Yuqiong, ZHAO Qiang, et al. Life-cycle carbon footprint assessment and techno-economic analysis of integrated energy production unit[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(8): 3115-3125.
- [16] MATHEWS J A, TAN H. Biofuels and indirect land use change effects: the debate continues[J]. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, 2009, 3(3): 305-317.
- [17] ADNAN M A, KIBRIA M G. Comparative techno-economic and life-cycle assessment of power-to-methanol synthesis pathways[J]. **Applied Energy**, 2020, 278: 115614.
- [18] 张雷. 上下游产业双向驱动释放可再生能源制氢发展潜力[R]. 杭州: 浙商证券股份有限公司, 2022.
- [19] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知[EB/OL]. (2019-05-21) [2022-12-11]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201905/t20190524_962453.html?code=&state=123.
- [20] TURCONI R, BOLDRIN A, ASTRUP T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: overview, comparability and limitations[J]. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2013, 28: 555-565.
- [21] ADEL T M, WOLF D, VOGEL A. LCA of biomethane[J]. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 2011, 3(5): 646-650.
- ~~~~~
- (上接第 1143 页)
- ZHANG Ting, XU Cheng. Thermodynamic analysis of a decarbonization system of coal-fired power station using waste heat and pressure[J]. **Journal of Chinese Society of Power Engineering**, 2023, 43(4): 475-482.
- [11] LI Peifeng, GE Zhihua, YANG Zhiping, et al. District heating mode analysis based on an air-cooled combined heat and power station[J]. **Entropy**, 2014, 16(4): 1883-1901.
- [12] 吴其荣, 陶建国, 范宝成, 等. 燃煤电厂开展大规模碳捕集的技术路线选择及经济敏感性分析[J]. 热力发电, 2022, 51(10): 28-34.
- WU Qirong, TAO Jianguo, FAN Baocheng, et al. Technical route selection and economic sensitivity analysis of large-scale carbon capture in coal-fired power plant[J]. **Thermal Power Generation**, 2022, 51(10): 28-34.
- [13] 刘彦丰, 朱路平, 阎维平. CO₂ 捕集技术在燃煤电厂中应用的经济性评估[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(增刊 1): 59-64.
- LIU Yanfeng, ZHU Luping, YAN Weiping. Economic assessment for the CO₂ capture technologies applied in the coal-firing power plant[J]. **Proceedings of the CSEE**, 2010, 30(Sup1): 59-64.