

平准化成本的加氢站供氢路径分析比较研究

霍天晴¹, 刘家璇¹, 李东², 刘奇峰², 王斌^{1,3}, 杨福胜^{1,3}, 吴震¹, 方涛^{1,3}, 张早校¹

(1. 西安交通大学化学工程与技术学院, 710049, 西安; 2. 国家电投集团广州分公司, 511455, 广州;

3. 陕西氢易能源科技有限公司, 710049, 西安)

摘要: 为保证加氢站氢气供应、降低氢气终端价格,对不同加氢站供氢路径的经济可行性与适用场景进行了探讨。研究基于氢气的平准化成本建立了典型外供氢加氢站与站内制氢加氢站的经济模型,并对制氢原材料成本、氢气运输距离、能耗等关键影响因素进行敏感度分析,探究了不同来源和供给模式下氢气终端成本的形成机制。此外,通过建立生命周期模型,分析未来可能的碳税对于氢气消费终端价格的影响。结果表明,运输距离与单车承载量是外供氢路径下影响终端成本的主要因素,在考虑碳税情况下这种影响更为显著,而站内制氢路径下影响成本的主要因素为原材料价格和制氢能耗。有机液体储氢运输经济运输距离为220~1700 km,可覆盖我国主要大规模氢气运输场景;天然气站内重整在天然气供应充足、价格低于4元/m³时优势明显;站内电解水与可再生能源发电结合经济和环境优势明显,供氢价格可维持在35元/kg以下。研究指明了我国加氢站不同供氢方式的未来发展方向,为供氢路径选择提供了可靠的经济评价方法,有望对加氢站建设与地区氢能发展政策制定提供有益参考。

关键词: 加氢站;站内制氢;平准化成本;碳税

中图分类号: TK91 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202402008 **文章编号:** 0253-987X(2024)02-0079-12

Analysis and Comparison of Hydrogen Supply Paths of Hydrogen Refueling Station Based on the Levelized Cost

HUO Tianqing¹, LIU Jiaxuan¹, LI DONG², LIU Qifeng², WANG Bin^{1,3},

YANG Fusheng^{1,3}, WU Zhen¹, FANG Tao^{1,3}, ZHANG Zaoxiao¹

(1. School of Chemical Engineering and Technology, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. Guangzhou Branch of State Power Investment Group, Guangzhou 511455, China;

3. Shaanxi HydroTransformer Energy Technology Co., Ltd., Xi'an 710049, China)

Abstract: In order to ensure the hydrogen supply of hydrogen refueling stations and lower the terminal price of hydrogen, the economic feasibility and application scenarios of different hydrogen supply paths of hydrogen refueling stations are explored. To study the economic feasibility of different hydrogen supply paths, the levelized cost of hydrogen is adopted to establish cost and price models for several typical hydrogen refueling stations with hydrogen supplied externally or hydrogen produced within the stations. The sensitivity analysis of key factors such as raw material cost of hydrogen production, hydrogen transportation distance and energy consumption are car-

收稿日期: 2023-04-18。 作者简介: 霍天晴(1999—),男,硕士生;杨福胜(通信作者),男,教授,博士生导师。 基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52076178,22005236);国家电投集团广东电力有限公司科研资助项目(GZGS-KYCL-2022-001)。

网络出版时间: 2023-10-31 网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20231031.1125.003>

ried out to explore the pricing mechanism of hydrogen supplied from different sources and in different modes. In addition, a life cycle model was established to analyze the impact of carbon tax possibly imposed in the future on the terminal price of hydrogen consumption. The results show that the transportation distance and carrying capacity of single vehicle are the factors having major impact on the cost of hydrogen refueling stations with external hydrogen supply, and such influences are more significant if carbon tax is taken into consideration. The costs of self-produced hydrogen for hydrogen refueling station are mainly under the influence of raw material price and the energy used for hydrogen production. The economical distance for organic liquid hydrogen storage and transportation is 220—1 700 km, which is able to cover most scenarios of large-scale hydrogen transportation in China. Natural gas reforming in station has obvious advantages when the supply of natural gas is sufficient and the price is lower than RMB 4/m³. The combination of in-station water electrolysis and renewable power generation show economic and environmental advantages, and the hydrogen price can be maintained below RMB 35/kg. The study points out the future development direction of different hydrogen supply modes in China, and provides a reliable economic evaluation method for selection of hydrogen supply path. Hopefully the study can serve as reference for the construction of hydrogen refueling stations and policy making for regional hydrogen energy development.

Keywords: hydrogen refueling station; in-station hydrogen production; levelized cost; carbon tax

氢气作为一种储量大、热值高、低排放的二次清洁能源,被视为未来国家能源体系的重要组成部分,是我国用能终端实现低碳转型的重要载体^[1-2]。氢能产业链主要包括上游制氢、中游储运加注以及下游利用。其中加氢站作为中游储运加注的核心环节,连接上游氢气和下游消费利用,是氢能大规模推广发展的重要一步^[3]。截止 2022 年 3 月,我国累计建成 264 座加氢站,投入运营 166 座,是世界上加氢站建设数量最多、运营数量第二多的国家,运营数量仅次于日本。

我国目前加氢站建设、运营数量虽处于世界前列,但与日本、美国、德国等国家相比,仍存在一定不足:加氢站建设类型单一,目前以高压运输外供氢加氢站为主,其他类型加氢站仍处于探索阶段。截止到 2022 年 3 月,我国站内制氢加氢站仅建成 17 座,占全部加氢站数量的 6.44%^[4];加注压力低,运输压力低,加注压力多为 35 MPa,具有 70 MPa 加注压力的加氢站仅占 13.06%,且高压运输仍多采用 20 MPa 长管拖车^[5-6],相较于欧美日等国家采用的 30、50 MPa 运输压力,运输密度低、运输成本高;尚未形成牢固可靠的氢输运基础设施体系,氢消费中心和资源中心的地区差异性,长距离氢供应输运能力不足^[7]。

为加速推进我国氢能基础设施建设、探索不同氢输运形式、不同加氢站类型的可能性,寻求最优组

合方案及商业模式。单彤文等^[8]针对制氢、储运和加注 3 个环节进行成本分析,认为不同组合模式下站内天然气制氢方式总成本最低。张轩等^[9]从制-储-运产业链分析,认为电解水成本远高于化石能源制氢,且当前高压运输压力低、加氢站设备国产化不足仍是主要问题。李妍等^[10]利用 Weinert 等^[11]提出的加氢站成本模型,从建设、运营、运输以及原料 4 方面对高压外供氢,站内电解水、天然气重整、甲醇重整 4 种模式进行成本分析。付亚轩等^[12]采用“产业链成本加成法”对不同加氢站商业模式进行经济性分析,认为采用外供氢形式合建站是目前的最优的运营模式,站内制氢加氢站在氢源受限的地区具有明显优势。黄宣旭等^[13]利用平准化氢气成本(LCOH)模型对不同储运技术下的氢气进行到站经济分析,认为在干线门站模式下氢气当量价格与汽油价格接近。上述研究对于供氢路径的经济性与排放研究多侧重于不同运输形式在运输过程中造成的成本,对于从源头氢生产至可运输氢、运输氢到站至加注氢的完整链条研究较少,各环节之间的过渡成本体现的不明显。

此外在氢经济评价方面,国外已发展出成熟的评价模型与研究工具,美国能源部氢计划开发的 H2A^[14]评价软件、阿贡国家实验室开发的 HDSAM^[15]氢气输送情景分析模型以及国际原子能机构开发的 HEED^[16]氢经济评价方案等,这些模型在指导氢能

产业发展与氢基础设施建设方面起到了重要作用。与之相对,我国在氢成本分析多集中于案例研究,针对某特定加氢站、特定运输距离或特定运输方式^[17-20]等进行分析,尚未形成成熟评价体系,对终端成本价格形成机制及其关键影响因素认识仍不明确。

基于此,本工作通过建立 LCOH 评价模型,对典型外供氢加氢站以及站内制氢加氢站从氢源生产到站内加注的全过程进行了成本分析,探究不同来源和供给模式下的氢气终端价格形成机制以及关键影响因素与未来发展方向。此外,建立了加氢站的生命周期模型,计算出在不同氢气输运形式以及各种类型加氢站下的碳排放量,分析未来可能产生的碳税对于氢气消费终端价格的影响。

1 模型与方法

1.1 成本构成

加氢站类型多样,根据建设形式的不同,可分为固定式加氢站和撬装式加氢站;根据氢气来源的不同,可分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站;此外在氢能推广发展初期还有油-氢合建站、电-氢合建站等形式。为更好进行加氢站供氢路径的比较,本文选择按照氢气来源划分研究对象。外供氢加氢站除高压运输加氢站外,还选择了具有良好前景、在国外推广应用的液氢运输加氢站^[21]和有机液体储氢运输加氢站^[22]。站内制氢加氢站选择了电解水站内制氢加氢站和天然气站内重整加氢站。

计算模型采用氢气的平准化成本 LCOH 进行计算,定义为整个系统的年化成本,包括氢源成本、出厂加工、运输、加氢站阶段,然后除以每年在加氢站提供的氢气总质量,即所有成本均摊到 1 kg H₂ 上,以 1 kg H₂ 为计算标准^[23]。此外,相比于之前的氢气储运加注经济模型^[8-10],本文对出厂端及站内成本进行细化计算,两种类型加氢站具体氢气成本构成如图 1 所示。

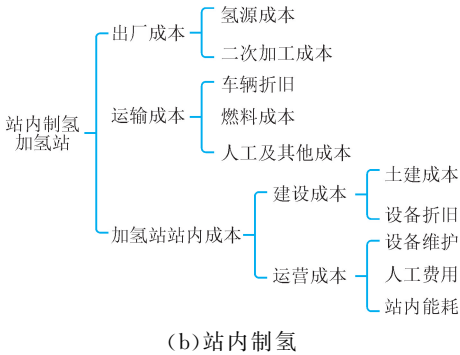
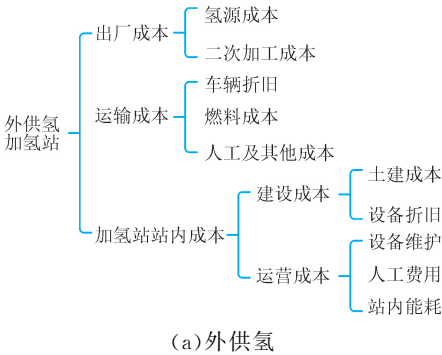


图 1 两种加氢站氢气成本构成

Fig. 1 Hydrogen cost composition of hydrogen refueling station

1.2 氢气出厂成本

1.2.1 外供氢加氢站

外供氢加氢站的氢气出厂成本主要由基本价格和二次加工成本组成,其中基本价格取决于氢气来源和生产方式,二次加工成本取决于提纯和加工方式。我国氢气来源主要由化石能源制氢(天然气、煤)、工业副产氢、电解水制氢 3 部分组成,生物质、光催化等制氢产量微量。我国主要氢气生产结构与工业制氢价格^[24]如图 2 所示。

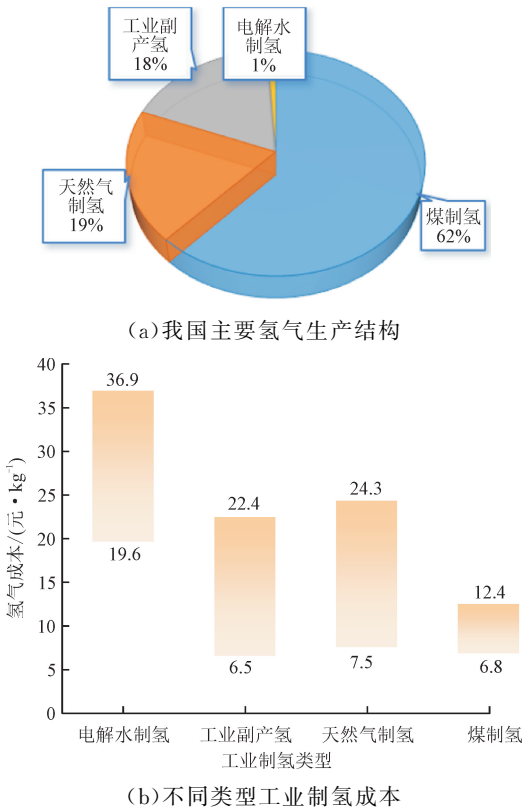


图 2 我国主要氢气生产结构与工业制氢成本

Fig. 2 Main hydrogen production structure and industrial hydrogen production price in China

二次加工成本根据运输形式的不同分为高压运输、液氢运输和有机液体储氢 3 种。高压运输二次加工成本主要由压缩能耗成本和设备折旧、人工等其他成本组成。其中,考虑到氢气大规模压缩一般采用隔膜压缩机或液驱式压缩机进行压缩,由 0.3~2 MPa 压缩至车载压力(目前主要为 20 MPa)。压缩能耗成本根据文献数据模型计算^[25],结果为 2.5~2.8(kW·h)/kg。经文献对比与调研,设备折旧、人工等其他成本估计为 2~3 元/kg^[9]。

液氢运输二次加工成本主要由液化能耗成本和设备折旧、人工等其他成本组成。由于氢气临界温度与转化温度低,所以液化过程能耗高,目前国际上大型气体公司的液化设备能耗都在 9.5~15 (kW·h)/kg^[26-27],本文取值 11 (kW·h)/kg。以一套 1 t/d 氢气液化系统为例,其投资费用约为 2 000 万元,设备折旧、人工等其他成本约为 4~6 元/kg。有机液体运输二次加工成本主要由有机液体原料成本、加氢反应能耗和设备折旧、人工等其他成本组成。目前较为成熟的商用储氢有机液体主要有二苳基甲苯、N-乙基咪唑、甲苯^[28]。以储存 1 kg 氢气所需的 17.24 kg N-乙基咪唑为例,其价格为 50 000 元/t,循环次数为 600。根据商业数据显示^[22],大规模加氢工程设备折旧、人工等其他成本约为 0.8~1.3 元/kg。此外,考虑有机液体升温、氢气加压、升温至加氢状态下的能量计算得到加氢能耗为 1.726 (kW·h)/kg。能耗计算式为

$$Q_{s1} = n(T_1 - T_0)C/\eta_0 \tag{1}$$

$$\Delta H = \int_{T_0}^{T_1} \frac{V_{H_2}^0}{22.4} c_p dT \tag{2}$$

$$W_{H_2} = \int_{p_0}^{p_1} p dV/\eta \tag{3}$$

式中: Q_{s1} 、 ΔH 、 W_{H_2} 分别为有机液体升温所需热量、氢气升温焓变以及氢气加压耗功; n 为每千克氢气反应的有机液体物质的量; T_1 为加氢反应温度; T_0 为室温,取 298.15 K; C 为有机液体比热容; η_0 为供热效率,取值 0.8; c_p 为比定压热容, $J \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$, 可通过氢气定压比热容系数求得; p_0 为氢气初始压力,取值 2 MPa; p_1 为氢气加氢反应压力; η 为等熵压缩效率与电机效率的乘积。

1.2.2 站内制氢加氢站

在站内制氢加氢站中,氢气由站内制氢端产生,故用站内制氢成本(氢气生产成本)代表氢气出厂成本。本文选取站内电解水制氢和站内天然气重整制氢作为研究对象。站内制氢成本主要包括制氢原材料、制氢能耗和设备折旧、人工等其他成本。两种站

内制氢方式主要原材料与能耗如表 1 所示。加氢站内天然气重整制氢、电解水制氢根据调研^[29]设备折旧、人工等其他成本约为 1.5、0.9 元/kg。本文对于天然气体积的描述,均是指温度在 0℃(273.15 K)和大气压为 101.325 kPa 状态下的体积。

表 1 两种站内制氢方式主要原材料与能耗

Table 1 The main raw materials and energy consumption of two types of hydrogen production in station

站内制氢方式	天然气/ m ³	脱盐水 /t	水 /t	电力能耗 /(kW·h)
天然气重整制氢	6.74	0.003 9	0.229	0.672
电解水制氢			0.009	55.000

1.3 氢气运输成本

外供氢加氢站氢气经不同二次加工后,一般通过车载进行运输。氢气运输成本模型^[8]计算公式为

$$C_y = \sum C_i/m_0, \quad i = 1, 2, 3, \dots \tag{4}$$

式中: C_y 为运输成本; C_i 为车辆折旧成本、人工费用、燃油成本等; m_0 为不同运输车辆的氢气承载量。

计算运输成本时本文采用以下假设:根据我国重卡报废年限,车辆折旧期定为 10 a,残值为 2%;人工费用按每车(车头和运载箱体)两人,每人年均费用 15 万元;油耗根据车型不同,0.3~0.5 L/km 不等,柴油价格 6.5~8.0 元/L;检修、保养等其他费用每年每车合计 10~15 万元,高速费用 0.9 元/km。3 种运输车规格^[30]如表 2 所示。

表 2 3 种运输车规格

Table 2 Three types of carrier vehicle specifications

类型	运输车辆	单车承 载量/kg	单台价格 /万元
高压氢气	20 MPa 长罐拖车	300~400	125~180
液态氢气	低温液氢槽车	3 000~5 000	450~800
有机液体储氢	有机液体罐车	800~1 500	55~80

1.4 加氢站站内成本

加氢站站内成本主要包括土建成本、设备折旧、维护成本、人工成本、站内能耗成本,加氢站站内成本模型^[10, 12-13]如下

$$C_z = \sum C_i/m, \quad i = 1, 2, 3, \dots \tag{5}$$

式中: C_z 为站内成本; C_i 为土建成本、设备折旧、维护等成本; m 为加氢站总氢气加注质量。

模型假设如下。

(1)加氢站土地按要求属于商业用地,受城市经

济影响、地理位置等因素影响差异性大,模型选择西安建设用地价格计算,取值 4 500 元/m²,占地面积 800 m²(500 kg/d)和 1 000 m²(1 000 kg/d)。

(2)设定所有类型加氢站设备折旧 20 年,残值 10%,5 种加氢站设备折旧费用如表 3 所示;以有机液体站内制氢加氢站为例,主要包括现场脱氢装置、换热器、氢气压缩机、储氢瓶组、加注系统、预冷系统、其他辅助系统,具体规格如表 4 所示。

表 3 5 种类型加氢站设备折旧费用

Table 3 Depreciation expense of 5 types of hydrogen refueling stations equipment		
加氢站类型	建设成本/万元	折旧成本/(元·kg ⁻¹)
高压氢气	1 104.1	3.66
液态氢气	1 313.3	4.18
有机液体储氢	1 722.0	5.21
天然气重整	2 469.5	7.07
电解水制氢	3 294.5	9.14

表 4 有机液体储氢加氢站建站成本构成

Table 4 Cost composition of organic liquid hydrogen storage technology hydrogen refueling station			
成本构成	技术规格	投资费用/ 万元	数量
现场脱氢系统	1 000 kg/d	650	1
氢气压缩机	排气压力≥45 MPa	140	2
储氢瓶组	操作压力为 45 MPa	53	4
氢气加注系统	额定压力为 35 MPa,最大工作压力为 43.8 MPa	174	1
冷却系统	包含预冷机和压缩机冷却	90	1
其他系统成本	包括加氢站建成所需的其他阀门、管路、材料等	216	1
基建成本	包括建设、装修、地面硬化等	100	1
总计		1 722	

(3)加氢站设员工 12 名,员工工资根据西安 2022 年工资中位数取值为 6 000 元/月;设备维护费用定为每年 20 万元。

(4)站内能耗方面:加氢站年基础运营能耗约为 375 MW·h^[17-18];加注压缩能耗根据加注压力进行计算,计算方法与二次加工压缩一致;脱氢反应主要能量输入来源自载氢有机液体的升温热量以及脱氢反应的持续吸热。计算所得为 8.556 (kW·h)/kg,计算公式为

$$Q_{s2} = n(T_2 - T_0)C/\eta_0$$

(6)

$$Q_3 = \Delta H_R/\eta_R$$

(7)

式中: Q_{s2} 、 Q_3 分别为载体升温热量与脱氢反应供热; T_2 为脱氢反应温度; C 为载氢有机液体比热容,取与载氢前相同数值; ΔH_R 为脱氢反应热; η_R 为供热效率,取值 0.9。

1.5 碳排放模型

氢气被视为未来交通能源的重要组成部分,很重要的一方面因素是其在燃烧时没有碳排放,但氢储运、加注时产生的碳排放仍不可忽略。为探究不同形式加氢站对于氢气储、运和加注过程碳排放的影响,以及考虑未来可能产生的碳税对于氢气消费终端价格的影响,利用国产生命周期评价软件 eBalance 建立模型,对氢气在不同运输形式以及各种类型加氢站下的碳排放量进行计算。分析边界以氢源二次加工为起点,运输、加注为终点,如图 3 所示。

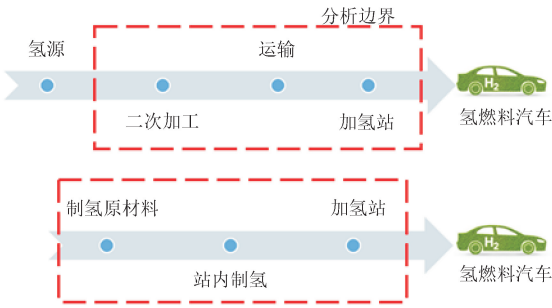


图 3 碳排放模型计算边界

Fig. 3 Carbon emission model calculation boundary

1.6 案例分析

本文计算的 5 种加氢站假设日供氢量均为 500 kg,供氢压力为 35 MPa,加氢站均使用工业用电且电价为 0.8 元/(kW·h),其中外供氢氢源选择煤制氢或工业副产氢,价格为 9.5 元/kg。供氢距离方面,考虑加氢站位于西安市辖区,氢源选择陕西氢资源丰富的榆林地区,供氢距离为 600 km。价格计算结果如图 4 所示。

由图 4 可得:对于 3 种外供氢式加氢站,采用有机液体的储运方式加氢站成本占比最大、金额最多,占总成本的 44.42%;高压长管拖车由于氢气储存密度低、承载量小导致运输成本高,总成本大幅高于其他两种外供氢形式;由于液化的大量能耗以及液化效率较低导致液氢的出厂价格最高。对于站内制氢加氢站,较为昂贵的电解装置和电力成本导致电解水制氢总成本为 64.11 元/kg,远高于天然气重整方式的 43.09 元/kg。总体来看,在 600 km 的运输距离下,不同加氢站类型的成本由高到低依次为电解水站内制氢、高压运输、液氢运输、天然气站内重整、有机液体运输。

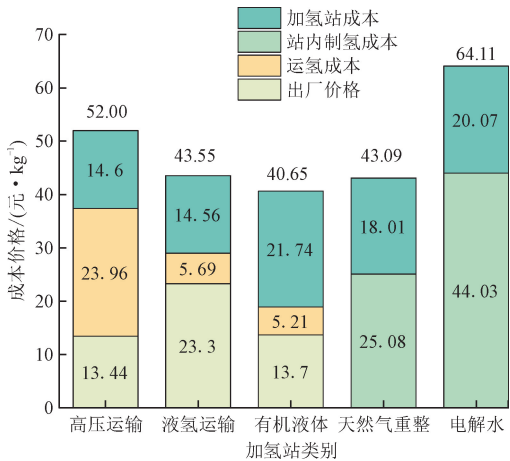


图 4 5 种加氢站氢气成本价格组成

Fig. 4 Hydrogen cost and price composition of 5 hydrogen refueling stations

2 结果与讨论

2.1 氢气运输距离

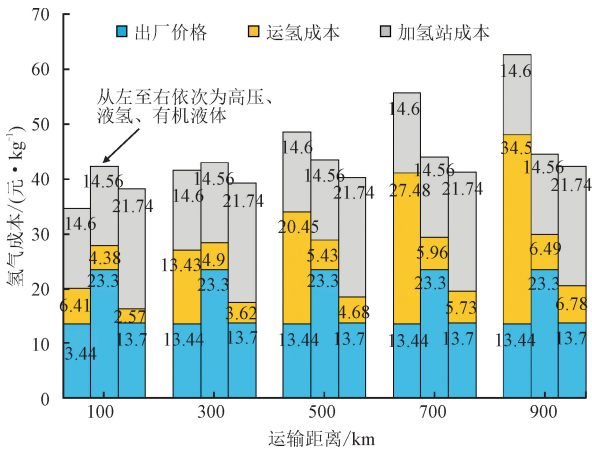
在国内现有以高压运输为主的供氢体系下,高额的运输费用是外供氢加氢站成本中不可忽视的一节。本节对我国主要供氢运输距离进行归纳总结,分为省内运输、省际运输以及超远距离运输 3 种,结果如表 5 所示。

表 5 我国主要供氢运输距离

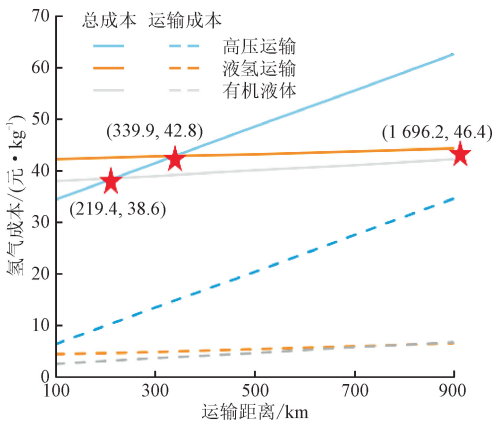
Table 5 China's main hydrogen transport distance

方式	氢源地	氢消费中心	运输距离/km
省内运输	山东淄博	山东济南、青岛	100~250
	江苏南通	江苏南京、苏州	100~260
	河北张家口、邯郸	河北保定、石家庄	300~350
	广东茂名	广东佛山、广州	350
	陕西榆林	陕西西安	600
省际运输	江苏苏州	上海市辖区	100
	内蒙古鄂尔多斯	北京市辖区	700
	陕西榆林	北京市辖区	800
超远距离运输≥1 000 km	四川成都	湖北武汉	1 100
	内蒙古	长三角地区	1 600
	陕西榆林	长三角地区	1 600
	青海省	京津冀地区	1 650
	青海省	长三角地区	2 200

随着我国氢能产业的不断普及,氢能重卡、氢能大巴在重点地区也已初具规模,需氢量不断上升。多地区面临近距离供应能力不足的问题,跨省跨地区长距离运输逐渐成为解决方法。因此,为推进中西部地区大量工业副产氢和可再生能源利用,寻求一种低价可靠的长距离运输方式十分必要。从表 5 可以看出,我国氢气省内与省际运输距离多集中在 100~900 km,对于氢气超远距离运输多集中在 1 600~1 700 km。此外,本文针对 3 种外供氢加氢站在不同运输距离下的氢气成本价格进行分析,结果如图 5 所示。



(a) 不同运输距离下氢气成本组成



(b) 氢气成本与运输距离关系

图 5 3 种外供氢方式氢气成本与运输距离关系图及构成
Fig. 5 Relationship diagram between cost and transportation distance of three external hydrogen supply modes

由图 5 可知,高压氢气终端消费价格成本受运输距离影响最大,每百公里增加成本 3.3~3.5 元/kg,液氢运输受运输距离影响最小,运输成本与单车承载量呈反比关系。高压氢气运输优势体现在短途运输,经济距离最短,为 0~220 km;液氢运输经济距

离(大于 1 700 km)最长,适宜大规模长距离运输。有机液体运输经济距离位于两者中间,结合表 5 可知其能够满足我国大部分地区氢供应距离需求。以目前最为常见的省内运输与省际运输分析 3 种运输方式成本组成,运输距离选择两者中位数 500 km 进行计算,如图 6 所示。

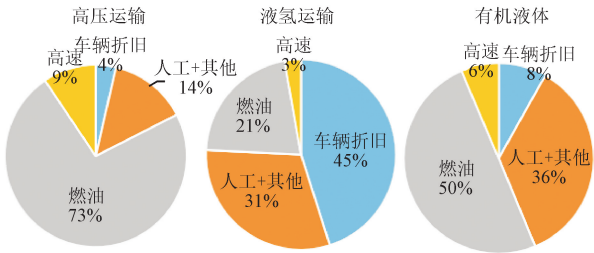


图 6 3 种运输方式运输成本组成

Fig. 6 Three modes of transportation cost composition

由图 6 可知,液氢运输相较于其他两种运输方式,车辆折旧成本明显占比较大,这是因为液氢运输车需配备高昂的制冷装置以保持氢气的液化状态。高压运输主要成本集中于高额的燃油费和高速费用,这是因为高压运输压力较低、单车氢气承载量小,在保证供应的情况下就需要增加运输车次,导致实际运输距离增加,车辆燃油费和高速费用增加。欧美日韩等国家为提高高压运输承载量,现多以采用 30 MPa 运输压力,50 MPa 也在积极推广^[5]。我国《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》指出“要提高高压气态储运效率,加快降低储运成本,有效提升高压气态储运商业化水平。”团体标准《加氢站氢运输及配送安全技术规范》^[31]对 30 MPa 长管拖车在运输、操作上做出要求。研究对 3 种运输压力的高压氢气运输车进行成本计算分析,如表 6 所示,可知当运输压力达到 30 MPa 后,与现有 20 MPa 运输体系相比,在 500 km 的运输路程下运输成本将下降 35%,总成本将下降 14%。

表 6 3 种运输压力下运输成本的对比

Table 6 Comparison of three kinds of transport pressure: 20, 30 and 50 MPa

运输压力/ MPa	5 MPa 残值率/%	实际承 载量/kg	运输成本/ (元·kg ⁻¹)	总成本/ (元·kg ⁻¹)
20	25	300	20.45	48.49
30	17	510	13.28	41.32
50	10	900	9.30	37.33

2.2 流程能耗

能耗成本也是加氢站氢气消费终端价格的重要组成部分,因此针对不同类型加氢站的能耗进行分析研究,结果如图 7 所示。由图 7 可知,相比于其他 4 种加氢站,电解水站内制氢加氢站能耗最多,这是因为电解水制氢过程中需要大量电力的投入。有机液体加氢站的主要能耗来自于站内脱氢过程和加氢站运营,占全部能耗 76.37%。针对脱氢过程,有机液体加氢站可以回收利用脱氢后载体携带显热来降低站内能耗。液氢运输加氢主要能耗来自于前端的液化过程,占全部能耗 61.18%。高压运输方式下整体能耗最少,多为加氢站运营能耗和压缩机压缩能耗。

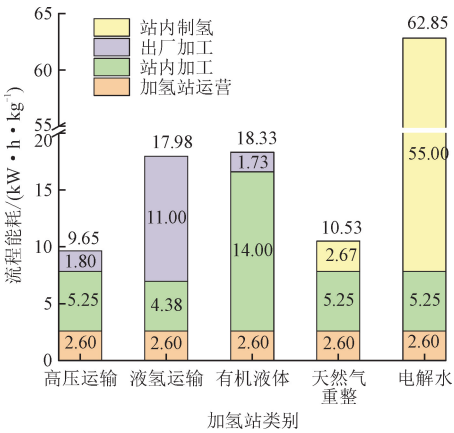


图 7 5 种加氢站能耗分布

Fig. 7 Energy consumption distribution of five hydrogen refueling stations

2.3 制氢原材料

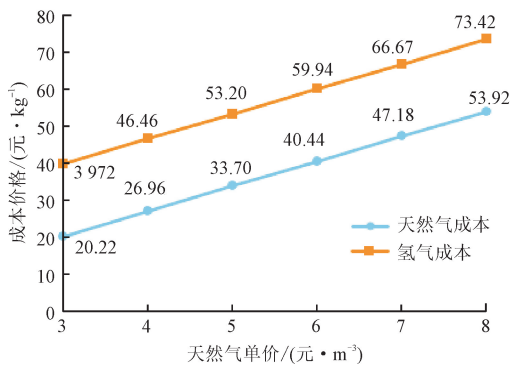
研究针对制氢原材料价格波动对氢气终端成本的影响因素进行总结。在制氢原材料方面,高压运输与液态运输主要受氢气来源的影响,价格波动范围 6~35 元/kg。有机液体运输除受氢气来源影响外,在不同储氢载体的影响下全流程各环节成本均有波动。以 N-乙基咔唑、二苄基甲苯、甲苯 3 种常见的储氢有机液体进行对比研究,对比结果如表 7 所示。仅考虑储氢有机液体种类对于氢气成本价格的影响时,N-乙基咔唑更具经济性。

两种站内制氢方式主要受制氢原材料(天然气、水、额外能耗等)影响,其中天然气站内重整以天然气为主;电解水站内制氢以电力(能耗)为主,研究结果如图 8 所示。

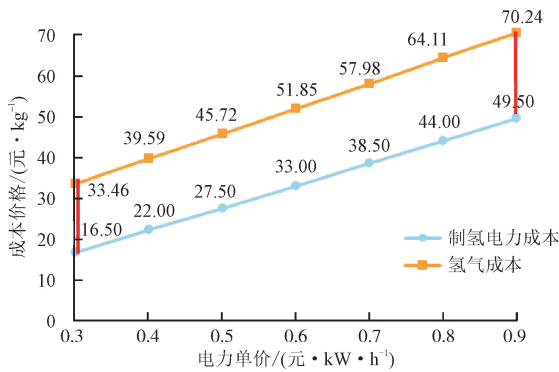
表 7 3 种有机液体储氢载体对比^[32]

Table 7 Comparison of three organic liquid hydrogen storage carriers

参数	原料价格/ (元·t ⁻¹)	循环 次数	储氢有机 液体与氢气 摩尔比	单位氢气储 氢材料成本/ (元·kg ⁻¹)	比热容/ (J·k ⁻¹ ·mol ⁻¹)	反应热/ (kJ·mol ⁻¹)	加氢反应 温度/℃	脱氢反应 温度/℃	加氢反应 压力/MPa
N-乙基咔唑	50 000	600	1:6	1.430	293.01	54	140~180	160~200	5.5
二苄基甲苯	30 000	500	1:9	0.936	674.36	65	150~170	260~310	5.0
甲苯	7 000	300	1:3	0.409	157.70	87	180~200	300~350	6.0



(a)天然气重整站内制氢



(b)电解水站内制氢

图 8 制氢原材料价格对于站内制氢成本的影响

Fig. 8 Effect of raw material price on hydrogen production cost in station

由图 8 可以看出天然气重整站内制氢中,氢气成本价格与天然气价格成本成线性关系,由运营及建设成本导致的价格差为 19.5 元/kg。为了使氢气成本价格达到 40~50 元/kg,天然气价格需低于 4 元/m³。考虑到目前我国天然气供需正常,安全态势不断好转^[33-35],非居民天然气价格维持在 3.0~6.5 元/m³,在天然气资源丰富、供应充足的地区,价格基本维持在 3.5 元/m³ 以下,由此制氢的成本相较于外供氢模式下竞争性大。因此,在我国陕西、四川等天然气产地以及广东、渤海等天然气海运资源丰富的地区,天然气站内制氢不失为一种可行之法,具有良好应用前景。

电解水站内制氢中,随着电力单价上升,氢气成本与制氢电力成本差值不断扩大,这是因为电价的上漲还会影响到加氢站内的运营(冷却、压缩、加注等)成本。考虑到我国传统工业用电 0.6~0.9 元/(kW·h),制氢成本高,实际可应用性较小。因此为降低电力成本可采用与可再生能源发电相结合的方式,预计电力单价可降至 0.15~0.32 元/(kW·h),整体氢气终端成本价格可控在 35 元/kg 以下。目前已成功应用的有张家口风力发电制氢加氢站、佛山南庄光伏发电制氢加氢一体化站等。

2.4 碳税

5 种类型加氢站碳排放量如图 9 所示。可知在 3 种外供氢方式中,高压运输碳排放量最大,主要来源于高运输频次下的车辆排放;液氢运输主要碳排放来自于前端的液化能耗和公用工程;有机液体运输的碳排放主要集中在站内脱氢的能耗排放。在两种站内制氢方式中,天然气重整在站内制氢的碳排放量占较大比例,远高于站内运营能耗和加氢站公用工程建设的碳排放;站内电解水电力需求大,由此也造成了大量碳排放,为 5 种类型加氢站最多。模型能耗排放均采用火力发电模型,若电解水站内制氢加氢站与风光、水力等可再生能源结合,采用可再生能源供电,能耗碳排放将下降 70%~90%^[36],生产每千克氢气排放 CO₂ 14.01~23.56 kg。

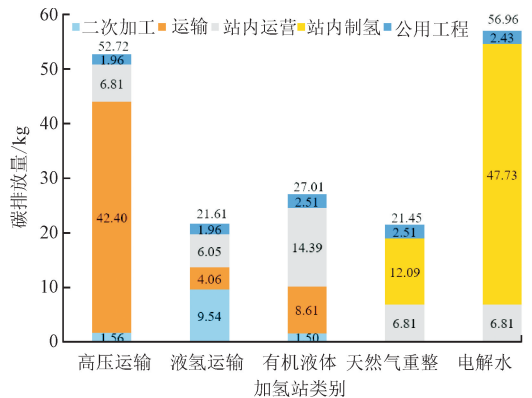
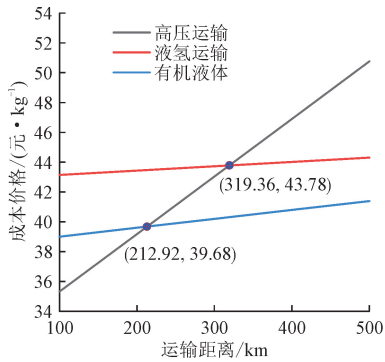


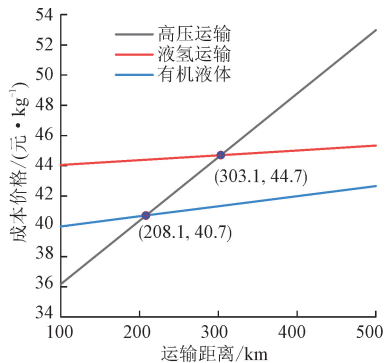
图 9 5 种加氢站碳排放量

Fig. 9 Carbon emissions of five hydrogen refueling stations

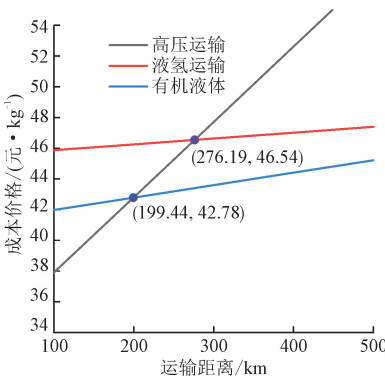
两种站内制氢方式碳排放量影响因素较少,多以能耗排放和公用工程为主,且相对排放量低。因此为探究在未来碳税对于 3 种外供氢方式的不同影响,研究结合 2.1 节 3 种运输距离分析与碳排放结果,针对 3 种外供氢方式在不同运输距离、不同碳税下的氢气成本价格进行计算。其中考虑到我国碳税制度仍未完全建立,结合文献调研与欧洲碳税价格^[37-38],研究将碳税定为每吨 CO₂ 50、100、200 元,如图 10 所示。



(a) 碳税为每吨 CO₂ 50 元



(b) 碳税为每吨 CO₂ 100 元



(c) 碳税为每吨 CO₂ 200 元

图 10 考虑碳税时 3 种外供氢方式下的氢气成本价格
Fig. 10 The cost price of hydrogen gas under three external hydrogen supply modes when carbon tax is applied

由图 10 可以看出,随着碳税价格的增加,高压运输与有机液体储氢运输的经济距离不断减短。这

是因为 3 种运输方式的碳排放主要集中于运输过程中产生的车辆排放,运输距离的增加将显著增加碳税成本。高压运输与有机液体储氢运输单车运载量相比于液氢运输少,进而运载车次的增加、造成实际运输距离长、碳排放量增加。由于目前我国氢气资源与可再生能源地区性分布不均衡,为满足供应所带来的长距离运输难以避免。为此考虑未来碳税制度的影响,一方面可以提高单车运载量、提升储运水平,另一方面针对氢气运输车头,可以逐步替换为氢能重卡、新能源重卡等,降低车辆排放。

3 结 论

本文针对不同供氢路径以及加氢站类型进行的氢气价格成本研究以及参数分析,主要得到如下结论。

(1) 外供氢模式下,我国氢气省内与省际运输距离多集中在 100~800 km、超远距离运输多集中在 1 600~1 700 km,运输距离仍是影响氢气成本的第一要素。高压运输供氢优势体现在短途运输(200 km 内),主要成本、碳排放均集中于运输过程中,提高长管拖车运载压力到 30 MPa 或 50 MPa,可以有效改进;液氢运输单车运载量大、氢气储运密度最大,适合 1 700 km 以上大规模长途运输,但巨大的出厂液化能耗与安全问题也不可忽视;有机液体运输经济距离介于两者中间,可满足我国大部分地区供应距离需求,其主要成本集中于站内成本与运输成本,寻找加脱氢能耗小、承载量大、循环效果好的载体能进一步降低。

(2) 天然气站内重整制氢受天然气价格波动大,天然气成本占加氢站氢气成本的 50.9%~69.2%。在天然气资源丰富、供应充足的地区,天然气价格低于 4 元/m³ 时天然气站内重整制氢优势明显;电解水站内制氢采用工业常规用电的实际可操作性小、成本高,约为 60~70 元/kg,但在可再生能源丰富的地区与风光、水力发电相结合优势巨大,能耗碳排放将下降 70%~90%,终端成本价格降至 35 元/kg 以下。

(3) 碳税一方面可以推进能源结构转型,加快氢能能源推广应用;同时也对各种供氢路径提出新的要求,与可再生能源相结合、提高氢气储运密度、降低流程能耗等方面仍需要进一步提高。

(4) 发展初期,有竞争性的价格是最为有力的推广手段。我国幅员辽阔,资源分布地区与地区存在较大差异。各地应加快各种供氢路径研发推进与氢

基础设施建设,结合资源禀赋,选择合适的运输方式或多种方式相结合就近供应。

参考文献:

- [1] 刘晓慧.《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》发[N].中国矿业报,2022-03-24(001).
- [2] 徐硕,余碧莹.中国氢能技术发展现状与未来展望[J].北京理工大学学报(社会科学版),2021,23(6):1-12.
XU Shuo, YU Biying. Current development and prospect of hydrogen energy technology in China [J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2021, 23(6): 1-12.
- [3] 熊亚林,许壮,王雪颖,等.我国加氢基础设施关键技术及发展趋势分析[J].储能科学与技术,2022,11(10):3391-3400.
XIONG Yalin, XU Zhuang, WANG Xueying, et al. Analysis of key technologies and development trends of hydrogen refueling stations in China [J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(10): 3391-3400.
- [4] 刘峻,赵汪,高学强,等.全球加氢站产业、技术及标准进展综述[J].太阳能学报,2022,43(6):362-372.
LIU Jun, ZHAO Wang, GAO Xueqiang, et al. Review on advances in industry, technology, and standard of global hydrogen refuelling stations [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2022, 43(6): 362-372.
- [5] 蒲亮,余海帅,代明昊,等.氢的高压与液化储运研究及应用进展[J].科学通报,2022,67(19):2172-2191.
PU Liang, YU Haishuai, DAI Minghao, et al. Research progress and application of high-pressure hydrogen and liquid hydrogen in storage and transportation [J]. Chinese Science Bulletin, 2022, 67(19): 2172-2191.
- [6] 冯成,周雨轩,刘洪涛.氢气存储及运输技术现状 & 分析[J].科技资讯,2021,19(25):44-46.
FENG Cheng, ZHOU Yuxuan, LIU Hongtao. Current situation and analysis of hydrogen storage and transportation Technology [J]. Science & Technology Information, 2021, 19(25): 44-46.
- [7] 邹才能,李建明,张茜,等.氢能工业现状、技术进展、挑战及前景[J].天然气工业,2022,42(4):1-20.
ZOU Caineng, LI Jianming, ZHANG Qian, et al. Industrial status, technological progress, challenges and prospects of hydrogen energy [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 1-20.
- [8] 单彤文,宋鹏飞,李又武,等.制氢、储运和加注全产业链氢气成本分析[J].天然气化工(C1化学与化工),2020,45(1):85-90,96.
SHAN Tongwen, SONG Pengfei, LI Youwu, et al. Cost analysis of hydrogen from the perspective of the whole industrial chain of production, storage, transportation and refueling [J]. Natural Gas Chemical Industry, 2020, 45(1): 85-90, 96.
- [9] 张轩,樊昕晔,吴振宇,等.氢能供应链成本分析及建议[J].化工进展,2022,41(5):2364-2371.
ZHANG Xuan, FAN Xinye, WU Zhenyu, et al. Hydrogen energy supply chain cost analysis and suggestions [J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2022, 41(5): 2364-2371.
- [10] 李妍,常皓明,林世响,等.外供氢与现场制氢加氢站的氢气成本分析[J].煤气与热力,2022,42(3):26-29.
LI Yan, CHANG Haoming, LIN Shixiang, et al. Hydrogen cost analysis of external hydrogen supply and on-site hydrogen production refueling station [J]. Gas & Heat, 2022, 42(3): 26-29.
- [11] WEINERT J X, LIU Shaojun, OGDEN J M, et al. Hydrogen refueling station costs in Shanghai [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2007, 32(16):4089-4100.
- [12] 付亚轩,张丹,隋朝霞.中国加氢站商业模式及经济性比较[J].油气与新能源,2022,34(5):8-13.
FU Yaxuan, ZHANG Dan, SUI Chaoxia. Business modes of China's hydrogen refueling stations and the economics comparison [J]. Petroleum and New Energy, 2022, 34(5): 8-13.
- [13] 黄宣旭,练继建,沈威,等.中国规模化氢能供应链的经济性分析[J].南方能源建设,2020,7(2):1-13.
HUANG Xuanxu, LIAN Jijian, SHEN Wei, et al. Economic analysis of China's large-scale hydrogen energy supply chain [J]. Southern Energy Construction, 2020, 7(2): 1-13.
- [14] JAMES B D, DESANTIS D A, SAUR G. Final report: hydrogen production pathways cost analysis (2013-2016) [EB/OL]. (2016-09-30)[2023-01-12]. <https://doi.org/10.2172/1346418>.
- [15] MINTZ M, ELGOWAINY A, GILLETTE J, et al. HDSAM 2.0: expanded capabilities, enhanced results in hydrogen delivery modeling [EB/OL]. (2008-04-01)[2023-01-12]. <https://nha.confex.com/nha/2008/techprogram/P4291.HTM>.
- [16] KHAMIS I, MALSHE U D. HEEP: a new tool for the economic evaluation of hydrogen economy [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2010, 35(16):8398-8406.
- [17] 游双娇.中石油为雄安新区供氢方式优化的研究

- [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- [18] 闫喻婷. 氢气储运方式的经济性对比研究 [D]. 武汉: 华中科技大学, 2021.
- [19] GU Yu, CHEN Qianqian, XUE Junli, et al. Comparative techno-economic study of solar energy integrated hydrogen supply pathways for hydrogen refueling stations in China [J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 223: 113240.
- [20] CHEN Qianqian, GU Yu, TANG Zhiyong, et al. Optimal design and techno-economic assessment of low-carbon hydrogen supply pathways for a refueling station located in Shanghai [J]. *Energy*, 2021, 237: 121584.
- [21] 朱琴君, 祝俊宗. 国内液氢加氢站的发展与前景 [J]. *煤气与热力*, 2020, 40(7): 15-19.
- ZHU Qinjun, ZHU Junzong. Development and prospect of liquid hydrogen refueling stations in China [J]. *Gas & Heat*, 2020, 40(7): 15-19.
- [22] BYUN M, LEE A, CHEON S, et al. Preliminary feasibility study for hydrogen storage using several promising liquid organic hydrogen carriers: technical, economic, and environmental perspectives [J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 268: 116001.
- [23] GÖKÇEK M, KALE C. Techno-economical evaluation of a hydrogen refuelling station powered by wind-PV hybrid power system: a case study for Izmir-Çeşme [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2018, 43(23): 10615-10625.
- [24] 李庆勋, 刘晓彤, 刘克峰, 等. 大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较 [J]. *天然气化工(C1 化学与化工)*, 2015, 40(1): 78-82.
- LI Qingxun, LIU Xiaotong, LIU Kefeng, et al. Technical and economic analysis for large-scale industrial hydrogen production [J]. *Gas Chemical Industry*, 2015, 40(1): 78-82.
- [25] CARRIVEAU T. Methane and hydrogen for energy storage [R]. Bloomberg NEF, 2016.
- [26] 殷靛, 巨永林. 氢液化流程设计和优化方法研究进展 [J]. *制冷学报*, 2020, 41(3): 1-10.
- YIN Liang, JU Yonglin. Review on researches and developments of the design and optimization for hydrogen liquefaction processes [J]. *Journal of Refrigeration*, 2020, 41(3): 1-10.
- [27] 吕翠, 王金阵, 朱伟平, 等. 氢液化技术研究进展及能耗分析 [J]. *低温与超导*, 2019, 47(7): 11-18.
- LV Cui, WANG Jinzhen, ZHU Weiping, et al. Research progress and energy consumption analysis of hydrogen liquefaction technology [J]. *Cryogenics and Superconductivity*, 2019, 47(7): 11-18.
- [28] 花飞, 龚朝兵, 孔令健, 等. 有机液体储氢材料的研究与应用 [J]. *石油化工技术与经济*, 2022, 38(4): 53-56.
- HUA Fei, GONG Chaobing, KONG Lingjian, et al. Research development and applications of liquid organic hydrogen carriers [J]. *Technology & Economics in Petrochemicals*, 2022, 38(4): 53-56.
- [29] 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, 10(6): 47-49, 83.
- WANG Zhou. Discussion on economic comparison of hydrogen production by natural gas, methanol and water electrolysis [J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2016, 10(6): 47-49, 83.
- [30] SONG Pengfei, SUI Yiyan, SHAN Tongwen, et al. Assessment of hydrogen supply solutions for hydrogen fueling station: a Shanghai case study [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(58): 32884-32898.
- [31] 中国化学品安全协会. 加氢站氢运输及配送安全技术规范: T/CCSAS 018-2022 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2022.
- [32] 王震, 孔盈皓, 李梦祎. 新形势下中国天然气安全态势研究 [J]. *天然气与石油*, 2023, 41(1): 1-7.
- WANG Zhen, KONG Yinghao, LI Mengyi. Research on the supply security of China's natural gas under the new situation [J]. *Natural Gas and Oil*, 2023, 41(1): 1-7.
- [33] 张瑞, 马远. 基于产业链视角的中国天然气价格形成机制改革策略研究 [J]. *价格月刊*, 2023(4): 21-26.
- ZHANG Rui, MA Yuan. Research on China's natural gas price formation mechanism reform strategy based on the perspective of industrial chain [J]. *Prices Monthly*, 2023(4): 21-26.
- [34] 高芸, 王怡平, 胡迺丹, 等. 2022 年中国天然气发展述评及 2023 年展望 [J]. *天然气技术与经济*, 2023, 17(1): 1-10.
- GAO Yun, WANG Yiping, HU Yidan, et al. China's natural gas development: 2022 review and 2023 outlook [J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2023, 17(1): 1-10.
- [35] 牟初夫, 王礼茂, 屈秋实, 等. 主要新能源发电替代减排的研究综述 [J]. *资源科学*, 2017, 39(12): 2323-2334.
- MOU Chufu, WANG Limao, QU Qiushi, et al. Review of emission reduction research on major new energy generation [J]. *Resources Science*, 2017, 39(12): 2323-2334.

2323-2334.

[36] 陈立斌. 可再生能源与核电减排二氧化碳经济性分析 [J]. 中外能源, 2016, 21(11): 30-34.

CHEN Libin. Economic analysis of carbon dioxide emission reduction by using renewable and nuclear energy sources [J]. Sino-Global Energy, 2016, 21(11): 30-34.

[37] 覃盈盈. “双碳”目标下中国碳税开征的逻辑起点、国际借鉴和政策设计 [J]. 西南金融, 2022(8): 27-42.

QIN Yingying. The logical starting point, international

reference and policy design of China’s carbon tax collection under the “carbon peaking and carbon neutrality” goal [J]. Southwest Finance, 2022(8): 27-42.

[38] 田冠军, 陈雪梅, 王宝顺. “碳税”的国际进展、演进逻辑与推进策略 [J]. 会计之友, 2023(5): 46-52.

TIAN Guanjun, CHEN Xuemei, WANG Baoshun. International progress, evolution logic and promotion strategy of carbon tax [J]. Friends of Accounting, 2023(5): 46-52.

(编辑 赵炜)