

# 可再生能源制氢跨省供应的技术经济可行性研究

兰宇<sup>1</sup>, 龙妍<sup>1,2\*</sup>, 张哲豪<sup>1</sup>, 阮金港<sup>1</sup>

(1. 华中科技大学能源与动力工程学院, 湖北省 武汉市 430074;

2. 华中科技大学中欧清洁与可再生能源学院, 湖北省 武汉市 430074)

## Technical and Economic Feasibility of Inter-Provincial Supply of Renewable Energy Hydrogen Production

LAN Yu<sup>1</sup>, LONG Yan<sup>1,2\*</sup>, ZHANG Zhehao<sup>1</sup>, RUAN Jingang<sup>1</sup>

(1. School of Energy and Power Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, Hubei Province, China; 2. China-EU Institute for Clean and Renewable Energy, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, Hubei Province, China)

**摘要:** 中国正在大力发展氢能, 积极实现“3060”碳排放目标, 根据测算, 中国将成为最大的氢能生产国和消费国之一。中国各省资源禀赋、经济发展情况各不相同, 跨省际能源合作尤为重要。为研究绿色氢能跨省供应的可行性, 包括氢能运输的技术可行性, 采用全成本(total cost of ownership, TCO)理论建立了氢能跨省运输的全成本模型。在此基础上, 通过案例研究分析了江西省制氢供粤的相关情况, 通过模型计算, 得到了江西供粤氢能的成本为31.9元/kg, 与当地氢能售价持平。同时还总结出影响外省氢能价格的主要因素, 制氢电费占制氢成本的42.38%。研究结果可为中国省际绿色氢能的供给提供解决方案, 也可为构建能源运输新通道提供新思路。

**关键词:** 氢能; 可再生能源; 技术可行性; 经济可行性

**ABSTRACT:** China is vigorously developing hydrogen energy and actively realizing the “3060” carbon emission target. It is estimated that China will become one of the largest producers and consumers of hydrogen energy. The resource endowment and economic development of Chinese provinces are different, so the inter-provincial energy cooperation is particularly important. In order to study the feasibility of inter-provincial supply of green hydrogen energy, including the technical feasibility of hydrogen energy transportation, the total cost of ownership (TCO) model of inter-provincial transportation of hydrogen energy was established by using the TCO theory. On this basis, the case study of hydrogen production in Jiangxi province for

Guangdong province was analyzed. After model calculation, the cost of hydrogen energy from Jiangxi to Guangdong was found to be 31.9 yuan/kg, which is equal to the local price of hydrogen energy. Meanwhile, the main factors affecting the price of hydrogen energy from other provinces were summarized. It is found that the electricity cost of hydrogen production accounts for 42.38% of the cost of hydrogen production. This research results provide a solution for the supply of green hydrogen energy in China, and also provide a new idea for constructing a new energy transportation channel.

**KEY WORDS:** hydrogen storage; renewable energy; technical feasibility; economic feasibility

## 0 引言

随着全球范围内政策的大力支持, 氢能获得了前所未有的发展势头。可再生能源制取绿色氢气供应成本的下降以及减缓温室气体排放的紧迫性, 是这一发展势头的主要原因。氢能作为一种清洁能源, 可以改善中国的能源结构, 减轻环境污染, 是实现碳中和的重要途径<sup>[1-3]</sup>。同时, 氢能产业是实现经济高质量转型发展的重要起点<sup>[4-5]</sup>。然而, 与石油和天然气相比, 氢能成本较高, 这严重制约了氢能产业的发展和商业化。若要实现氢能的商业化, 不仅要满足技术可行性, 还要满足经济可行性。

在氢能产业链的各个环节中, 上游制氢一直是制约各省氢能可持续健康发展的主要因素。特

基金项目: 国家重点研发计划项目(2021YFF0601004)。

Project Supported by National Key R&D Program of China (2021YFF0601004).

别是随着氢燃料电池汽车推广应用规模的扩大，对氢的需求也随之增加<sup>[6]</sup>。氢气短缺、氢能价格高等问题制约了氢能产业的快速发展。目前，中国的氢能来源主要是化石燃料制氢，可再生能源制氢尚未得到广泛推广。同时，风电、光伏发电等可再生能源的高成本和储能问题制约了其大规模发展<sup>[7-8]</sup>。大力发展可再生能源制氢，既可以提高风电、光伏发电等可再生能源的利用率，又有利于促进氢能产业发展<sup>[9]</sup>。

对此，许多学者对可再生能源制氢进行了相关研究。文献[10-12]计算了多种情景下的制氢成本，认为可以通过降低低谷电价、使用混合系统制氢来降低电解氢的成本，减少对化石燃料的依赖性。文献[13-14]研究发现，目前可再生能源制氢成本高于采用碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)技术的天然气制氢成本，不具有市场竞争力，将市场转向可再生能源禀赋好或低成本地区，可以有效解决可再生能源消纳问题。与此同时，利用可再生能源制氢的技术便捷性和经济效率需进一步提高，以便大规模应用<sup>[15]</sup>。

氢能储运是制氢的下游环节，关注度较制氢偏低，因此跨区域储运的研究较少。国际上有可再生能源制氢跨洲际运输的研究案例，其采用了管道天然气掺氢的方式<sup>[16-17]</sup>。国内相关研究尚处于萌芽阶段，有学者<sup>[18]</sup>提出了一种解决中国能源分配不平衡的新方法，利用风能、太阳能的富余绿电制氢，并掺入天然气管道内与天然气(混合物简

称为HCNG)共同运输。产业上，国内氢能供应基本为本地区供应，但是目前不少地区在本地氢能供应上存在较大缺口，利用周边省份丰富的可再生能源制氢是解决本地氢能供应缺口的有效手段。

基于此，本文对可再生能源制氢跨省供应的技术可行性和经济可行性进行分析研究，采用全成本(total cost of ownership, TCO)理论建立氢能跨省运输的全成本模型，将液氢运输和管道运输纳入考察范围。最后，通过案例分析验证模型的有效性，分析影响跨省供应氢能价格的主要因素。

1 技术可行性分析

根据氢能在输送过程中的不同状态，氢能的输送可分为气态氢、液态氢和固态氢。对于气态氢、液态氢，运输前加压或液化是目前加氢站所采用的运输方式<sup>[19]</sup>。多种氢能运输技术特征<sup>[19-29]</sup>如表1所示。

氢气通常加压到一定压力后，再通过集装箱、长管拖车和管道输送。长管拖车运输技术成熟，规格完善，因此国外许多加氢站使用长管拖车来运输氢气。采用管道输送氢气的方式规模大、距离长，可有效降低运输成本<sup>[20,30]</sup>。管道输送氢气的方式主要分为天然气掺氢输送和氢气专用管道输送2类。由于高压氢气输送的经济距离在300 km左右，而省际运输距离在500 km以上，因此高压氢气不适合省际运输。管道运输对距离相对不敏

表1 氢能运输技术特征

Tab. 1 Hydrogen energy transport technology characteristics

| 技术特征 | 高压气态氢运输                                        | 低温液态氢运输                                     | 管道运输(专属)                                                       | 管道运输(天然气掺氢)                                              | 固态储氢运输                     |
|------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------|
| 运输设备 | 长管拖车                                           | 液氢罐车                                        | 氢气管道                                                           | 天然气管道                                                    | 金属氢化物等                     |
| 运输条件 | 高压常温                                           | 常压低温                                        | 高压常温                                                           | 高压常温                                                     | 常温常压                       |
| 优点   | ①运输方便;②技术成熟;③压缩氢气能耗低;④充放速度快                    | ①单车运输量大;②储运氢效率高;③广泛应用于航空航天领域                | ①连续运输,运输量大;②运输过程能耗低                                            | ①可利用现有西气东输管道,减少前期投资成本;②连续运输,运输量大                         | ①体积储氢密度大;②中间体储运安全方便        |
| 缺点   | ①单车运输量少;②车身笨重,储运氢效率低;③气态运输安全较差                 | ①液化氢气能耗高;②液态氢运输需保证低温,解决气化问题;③缺乏民用标准         | ①前期投资高,审批困难;②需保证上游气源充足                                         | ①国内技术尚不成熟,相关操作参数(如掺氢比等)不确定;②氢气掺入使管道安全性下降                 | ①质量储氢密度低;②固态储氢装置的充装和释放速率较慢 |
| 技术进展 | 35 MPa III型瓶已实现国产化,沈阳斯林达等企业已掌握70 MPa III型瓶核心技术 | ①欧、美、日等液氢技术发展已相对成熟;②中国数十年航天军事领域液氢发展已具备经验与能力 | ①全球范围内氢气输送管道总里程已超过4 600 km;②我国已建成氢气管道400 km(金陵—扬子,巴陵—长岭,济源—洛阳) | ①国外已有VG2、NaturalHy等掺氢天然气输送项目;②国内朝阳市掺氢天然气管道安全关键技术验证项目正在进行 | 实验室研究阶段                    |

感，适合大型运输。

液态氢的体积密度为 70.8 kg/m<sup>3</sup>，体积能量密度为 8.5 MJ/L，在输送压力为 15 MPa 时是气态氢体积能量密度的 6.5 倍。因此，氢气经过低温冷却至 21 K，液化后可通过罐车或管道运输，大大提高了运输效率。目前，国外的加氢站使用罐式卡车运送液态氢略多于气态氢。液态氢是未来氢能发展的重点方向，省际运输距离在 500~1 000 km，适合液态氢运输<sup>[21-23]</sup>。

20 世纪 70 年代初，荷兰 Philips 公司和美国 Brookhaven 实验室先后研究发现，LaNi<sub>5</sub>、Mg<sub>2</sub>Ni 等合金具有可逆吸收和释放氢的能力，它们通过化学键“束缚”了固态储氢材料中的 H 原子，因此，固态氢储存技术被载入史册<sup>[24]</sup>。但由于固态储氢目前储存密度偏低，暂未用于实际应用，只能停留在实验室阶段。

在制氢方面，电解制氢因其绿色环保、生产灵活、氢纯度高(>99.97%)和氧气副产品价值高等特点，被认为是最具有潜力的制氢方法之一。目前，电解制氢技术主要有碱性电解、质子交换膜电解和固体氧化物电解。其中，我国的碱性电解技术处于世界领先地位，是目前工艺最成熟、生产成本最低的技术，电解水制氢与储运成本在 30~60 元/kg<sup>[31-33]</sup>；质子交换膜电解工艺简单，但能耗高，且使用贵金属催化剂导致生产成本高；固体氧化物电解需要在高温环境下工作，能耗在 3 种电解制氢技术中最高，且目前尚处于实验室研发阶段<sup>[34-35]</sup>。

随着未来技术的研究突破，利用可再生能源制氢是生产高纯氢的有效途径。结合目前的技术现状和前沿研究，氢能输送方式主要考虑液氢运输和管道运输。

截至 2022 年 6 月，国内外液氢长距离运输有示范性项目正在开展，如表 2 所示。2021 年，国内首车民用液氢自内蒙古乌海运抵广州，标志着国内液氢跨省运输迈出重要一步。2022 年 3 月，由日本川崎重工建造的全球首艘液氢运输船“Suiso Frontier”号运载第一批液氢返回日本，这标志着世界上首次液氢长距离国际运输顺利完成。

表 2 示范性项目

Tab. 2 Demonstration projects

| 参数   | 国内       | 国际               |
|------|----------|------------------|
| 氢源地  | 内蒙古乌海    | 澳大利亚黑斯廷斯         |
| 目的地  | 广东广州     | 日本神户             |
| 距离   | 2 500 km | 8 000 km         |
| 氢能物态 | 液态       | 液态               |
| 运输工具 | 液氢罐车     | 液氢运输船            |
| 运量   | 1 车      | 2.6 t(设计容量 88 t) |

2 经济可行性分析

2.1 方法介绍

本文采用的经济分析模型是 TCO 模型，该模型基于 TCO 理论，其最早由 Lisa M.Ellram 提出，并被不断完善<sup>[36]</sup>。通过采用 TCO 模型进行成本计算，可以用一个更加宏观的角度去看待成本，而不是局限于简单的商品单价<sup>[37]</sup>。

成本计算方面常用的方法还有平准化电力成本(levelized cost of electricity, LCOE)。美国国家可再生能源实验室最先提出 LCOE 的概念，德国 Fraunhofer 协会提出平准化度电成本的概念，用于研究新能源发电项目，主要目的是评估各种能源类型的平均发电成本<sup>[38]</sup>。平准化度电成本是指对项目生命周期内的成本和发电量进行平准化后得到的度电成本。

LCOE 多用于新能源发电或制备时全生命周期成本计算，便于不同能源品种间比较<sup>[38-40]</sup>。而本文研究范畴从可再生能源制氢开始，直至目的地加氢站前，包括制取、运输、转化全流程，采用 TCO 模型计算成本更加合适。目前，TCO 模型广泛应用于通信、建筑、零售各个行业，在能源行业也有较多应用，如石化、新能源汽车等<sup>[41-42]</sup>。TCO 成本一般由直接购买成本和运营成本组成。

当前学术研究中使用 TCO 测算成本的角度有多种，本文不涉及供应商选择，因此按组织经营流程来计算，计算边界如图 1 所示，即制氢和储运。计算公式如下：

$$C_{\text{TCO}} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 \quad (1)$$

式中： $C_{\text{TCO}}$ 为案例的全成本； $C_1$ 、 $C_2$ 分别为制氢环节的直接采购成本、运营成本； $C_3$ 、 $C_4$ 分别为储运环节的直接采购成本、运营成本。

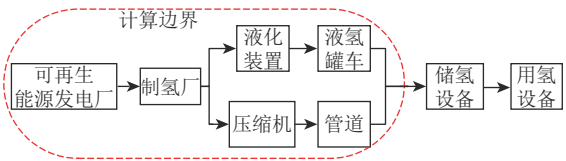


图1 案例计算边界

Fig. 1 Case calculation boundaries

2.2 模型构建

通过对氢能生产和储运全流程成本的分析，将所有涉及到的过程都纳入成本计算中。首先计算出制氢端的总成本，然后在运输端计算出不同运输方式的成本，最后对管道与液氢的运输成本进行比较，给出合理的运输方案。表3为制氢成本，主要由三大类11项构成，其中，设备、土地和建设部分是直接采购成本，运营与维护部分是运营成本。

表3 制氢成本

Tab. 3 Cost of hydrogen production

| 成本项   | 构成    |
|-------|-------|
| 设备    | 锂电池   |
|       | 制氢设备  |
|       | 氢气压缩机 |
| 土地与建设 | 土地    |
|       | 建设    |
| 运行与维护 | 制氢用电  |
|       | 原料水   |
|       | 冷却水   |
|       | 氢氧化钾  |
|       | 人工    |
|       | 维护    |
|       |       |

运输方面主要分为气态、液态和固态运输，其中气态和液态运输技术较为成熟。一般来说，气态罐车运输在 300 km 范围内经济效益较好，跨省运输已经超过这个范围，因此不考虑气态高压槽车<sup>[43]</sup>。

制氢、液化、液氢罐车、液氢加气站形成完整的液氢产业链。与其他运输方式相比，液态氢运输需要增加一个氢气液化站来液化氢气厂生产的气态氢。目前，我国民用液氢装置的建设正在逐步成形，前景广阔。液氢罐车运输是指将氢冷却至-253℃，液化后装入低温储罐运输。由于液氢质量密度大(70.6 kg/m<sup>3</sup>)，液氢罐车单次运输质量可达3 000 kg以上，比长管拖车运输效率更高。

液氢运输成本如表4所示，分为液化站液化和液氢罐车运输2部分，其中，液化设备一次投入是直接采购成本，液化站其他成本和液氢罐车运输是运营成本。

表4 液氢运输成本

Tab. 4 Transportation cost of liquid hydrogen

| 成本项    | 构成                  |
|--------|---------------------|
| 液化站液化  | 液化设备一次投入(包括土地与建设成本) |
|        | 液氮                  |
|        | 液化电费                |
|        | 人工                  |
|        | 维护费                 |
| 液氢罐车运输 | 液氢罐车                |
|        | 人工                  |
|        | 车辆保险                |
|        | 维护费                 |
|        | 燃料费                 |
|        | 过路费                 |

管道输氢是将管道系统埋在地下输送氢气，适用于大规模长距离输氢。管道输氢效率高，但是初期施工成本高。我国输氢管道总里程大约400 km，主要分布在渤海湾、长三角等地。管道输氢更适合固定终端用户，如制氢厂和氢气站。目前，管道输氢有氢气专属管道运输和天然气管道掺氢运输2种技术路线。管道输氢成本如表5所示，其中管道建设是直接采购成本，其他成本是运营成本。

表5 管道输氢成本

Tab. 5 Pipeline hydrogen transport cost

| 类型      | 成本项   |
|---------|-------|
| 氢气专属管道  | 管道建设  |
|         | 运行与维护 |
|         | 人工    |
|         | 泵站    |
| 天然气管道掺氢 | 管道使用费 |
|         | 分离与提纯 |

3 案例分析

3.1 案例背景

截至2021年5月，中国有18个省级行政区域出台了关于发展氢能相关产业和基础设施的政策；此外，中央政府还出台了18个相关政策。在各省市政部门中，广东省出台的氢能相关政策最多。



广东省是国内较早布局氢能产业的地区，氢能产业链完善，产业发展配套设施齐全，目前已覆盖氢能生产、氢能运输、氢能加注、燃料电池及系统的全产业链。在示范应用方面，广东省推广了 1 600 多辆氢燃料电池运营汽车，初步实现了大规模示范应用。在基础设施建设方面，23 个加氢站已建成投产，主要集中在佛山和云浮。

但是当前广东本地氢能供应能力不能较好地对接终端需求，在交通等领域缺乏高纯度氢能应用，未能有力支撑相关产业发展。面对日益增长的氢能终端需求，广东省内的氢能供应已经受到限制，如佛山部分氢燃料电池汽车只能暂停使用，从外省调氢势在必行。

本文将江西省制氢供粤为案例，利用江西省风电制氢为氢源，考虑采用液氢储运技术和管道输氢技术 2 种运输方式，分析可再生能源制氢跨省供应的技术经济可行性。通过案例计算江西省氢能运输到广东省的价格，研究氢能跨省供应的现实意义，并分析重要的影响因素，为解决广东省氢源问题提供解决方案和路径分析，同时也为优化氢能供应网络体系、确保氢能产业持续高质量发展提供新思路。

3.2 案例情况

目前，广东省氢能供应以化石燃料和工业副产品制氢为主，温室气体排放较多，绿氢供应较少，不符合可持续发展的要求。在目前广东省氢能供应不足的情况下，利用其他省份可再生能源制氢不仅可以为广东省提供绿色动力、促进经济发展，还可以减轻对生态环境的压力。本案例以广东佛山为氢气运输终点。

江西省位于中国东南部，处于长江中下游南岸，属于华东地区，其南部与广东相连。2019 年 12 月，江西省能源局批准建设泰和县南溪分布式风电制氢项目，该项目是广东省周边可再生能源制氢进展最快的项目之一。因此，本案例选择该项目作为氢源，将氢能运往佛山。从江西南溪到广东佛山距离超过 500 km，远远超出了高压气氢 400 km 的应用范围，因此在这种情况下不考虑高压气氢。由于 30 MW 制氢项目的制氢能力较小，日制氢能力约为 12.36 t，如果采用管道输氢，管

道利用率过低，因此本案例不考虑使用管道储运方式。基于以上分析，江西泰和 30 MW 项目应采用液氢输送方式。因设备折旧以 10 a 计，故该案例时间段为 10 a。

3.3 案例计算

3.3.1 制氢成本估算

假设 30 MW 制氢项目采用碱性水电解槽制氢，参考文献[18]研究结果，将年运行时间设置为 8 000 h，根据苏州竞立制氢设备有限公司相关数据，在标准状态下生产 1 m<sup>3</sup> 氢气的耗电量为 4.814 8 kW·h。表 6 为 30 MW 制氢项目的产能、耗电量情况。

表 6 30 MW 制氢项目的产能、耗电量情况  
Tab. 6 Capacity and power consumption of 30 MW hydrogen production project

| 参数                         | 数值       |
|----------------------------|----------|
| 制氢功率/MW                    | 30       |
| 年产氢气体积/(万 m <sup>3</sup> ) | 4 984.63 |
| 年产氢气质量/t                   | 4 450.56 |
| 制氢年耗电量/(万 kW·h)            | 24 000   |

可再生能源制氢的成本主要来源于土地租赁成本、厂房建设成本、设备成本、运行维护成本、设备定期维护成本。其中，土地租赁成本、厂房建设成本、设备成本与生产能力直接相关<sup>[18]</sup>。假设江西省土地租赁价格为 200 元/m<sup>2</sup>，氢气厂建设周期为 1 a，建设成本为 7.13 万元/MW，设备维护周期为 5 a，30 MW 制氢项目一次投资成本如表 7 所示。

可再生能源电解制氢的运行维护费用主要包括电费、原料水、冷却水、氢氧化钾和人工费用。

表 7 30 MW 制氢项目一次投资成本  
Tab. 7 Primary investment cost of 30 MW hydrogen production project

| 项目    | 成本/万元    |
|-------|----------|
| 土地    | 120      |
| 厂房建设  | 213.9    |
| 锂电池   | 559.8    |
| 制氢设备  | 5 296.17 |
| 氢压缩机  | 1 246.17 |
| 大修费用  | 529.62   |
| 换电池费用 | 559.80   |
| 总计    | 8 525.46 |

2017年美国咨询公司Lazard评估美国各类能源发电的全生命周期平准化电力成本，其中美国陆上风电成本可降至0.22元/(kW·h)。随着我国风电技术的不断发展，陆上风电平均平准化电力成本有望下降到欧美发达国家水平。因此，本案例中风电成本取0.25元/(kW·h)。根据苏州竞立制氢设备有限公司提供的相关数据，30 MW制氢项目制氢成本如表8所示，该设备折旧以10 a计。

表8 30 MW制氢项目制氢成本

Tab. 8 Hydrogen production cost of 30 MW hydrogen production project

| 项目   | 单价            | 生产1 m <sup>3</sup> 氢气消耗量 | 生产1 m <sup>3</sup> 氢气成本/元 |
|------|---------------|--------------------------|---------------------------|
| 电    | 0.25 元/(kW·h) | 4.814 8 kW·h             | 1.203 7                   |
| 原料水  | 3.5 元/t       | 0.001 17 t               | 0.004 1                   |
| 冷却水  | 0.25 元/t      | 0.001 t                  | 0.000 3                   |
| 氢氧化钾 | 10 元/kg       | 0.000 6 kg               | 0.006 0                   |
| 折旧   | 743.60 万元/a   | —                        | 0.149 2                   |
| 维修   | 56.51 万元/a    | —                        | 0.011 3                   |
| 大修   | 108.94 万元/a   | —                        | 0.021 9                   |
| 其他运行 | 65.60 万元/a    | —                        | 0.013 2                   |
| 人工   | 7.5 万元/(人·a)  | —                        | 0.090 3                   |
| 合计   |               |                          | 1.499 9                   |

综上所述，江西省30 MW风电制氢项目的单位成本由一次投入与制氢生产成本2部分组成，制氢端成本项目汇总如表9所示。

制氢成本占比如图2所示，可以看出，制氢电费约占制氢总成本的80%。因此，若要在制氢方面降低总成本，就需要采取相应的措施来降低风电价格，如利用成熟的技术与材料降低风电场的建设成本。

表9 制氢端成本项目汇总

Tab. 9 Summary of hydrogen production end cost project

| 项目       | 生产1 kg氢气成本/元 |
|----------|--------------|
| 制氢用电     | 13.52        |
| 原料水      | 0.05         |
| 冷却水      | 0            |
| KOH      | 0.07         |
| 运行与维护    | 0.15         |
| 其他运行     | 0.15         |
| 人工       | 1.01         |
| 年维修      | 0.13         |
| 大修       | 0.25         |
| 设备和建造年折旧 | 1.68         |
| 总计       | 16.85        |

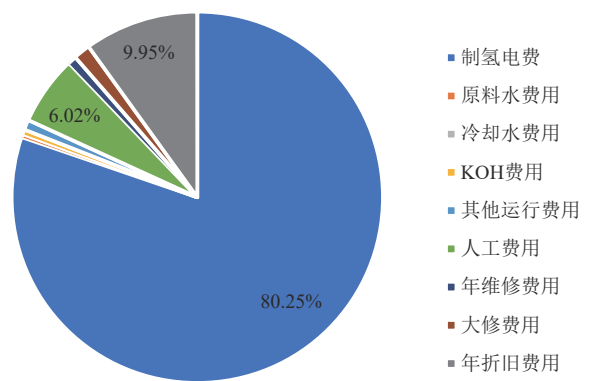


图2 制氢成本占比

Fig. 2 Proportion of hydrogen production costs

3.3.2 储运成本估算

液氢储运方式需要选择氢气液化的方法和设备，本案例中采用克劳德循环(氢膨胀制冷循环)方法，这种氢气液化方法需要氢压缩机、预冷压缩机、冷箱、控制系统、储罐等设备<sup>[44-46]</sup>。同时，根据德国林德公司最新10TPD氢气液化站技术数据，该项目日产氢量在10 t以内，因此液化1 kg氢气的耗电量为10 kW·h。设备折旧以10 a计，以张家港氢云新能源研究院有限公司实际参数为准，液化成本如表10所示。

表10 液化成本

Tab. 10 Liquefaction cost

| 项目   | 液化1 kg氢气成本/元 |
|------|--------------|
| 液化用电 | 6.5          |
| 液化设备 | 2.51         |
| 液氮   | 3.65         |
| 维护   | 0.34         |
| 合计   | 12.99        |

对于液氢的运输，主要考虑卡车折旧、人工、保险、维修、燃料和通行费用。根据佛山燃气、中电丰业等行业提供的辅助数据(如表11所示)，结合生产能力，可以计算出运输环节的成本，如表12所示。

加上液化环节和运输环节的成本，江西省30 MW风力发电液氢储运方式的单位成本为15.05元/kg。液氢储运成本汇总如表13所示。

液氢运输各项成本占比如图3所示，可以看出，液化电费和液氮的价格对液氢的储运影响较大。因此，若要降低成本，就需要减少液化电费和液氮的使用。

表 11 液氢运输假设条件

Tab. 11 Assumptions of liquid hydrogen transport

| 参数            | 数值        |
|---------------|-----------|
| 液氢罐车费用/(元/辆)  | 4 500 000 |
| 折旧年限/a        | 10        |
| 单次运输量/kg      | 4 000     |
| 工作时间/d        | 360       |
| 每天工作时间/h      | 12        |
| 罐车平均时速/(km/h) | 50        |
| 平均百千米油耗/L     | 28        |
| 柴油价格/(元/L)    | 6.4       |
| 车辆保险/(元/a)    | 25 000    |
| 维修费用/(元/km)   | 0.3       |
| 过路费/(元/km)    | 0.6       |
| 人工费/[元/(人·a)] | 100 000   |
| 员工数量/人        | 4         |
| 氢气冲放时间/h      | 2         |

表 12 液氢运输成本

Tab. 12 Transportation cost of liquid hydrogen

| 项目  | 运输 1 kg 液氢成本/元 |
|-----|----------------|
| 折旧  | 0.66           |
| 人工  | 0.58           |
| 保险  | 0.04           |
| 保养  | 0.09           |
| 燃料  | 0.52           |
| 过路费 | 0.17           |
| 合计  | 2.06           |

表 13 液氢储运成本汇总

Tab. 13 Liquid hydrogen storage and transportation cost summary

| 项目         | 成本/元  |
|------------|-------|
| 运输 1 kg 液氢 | 2.06  |
| 液化 1 kg 氢气 | 12.99 |
| 合计         | 15.05 |

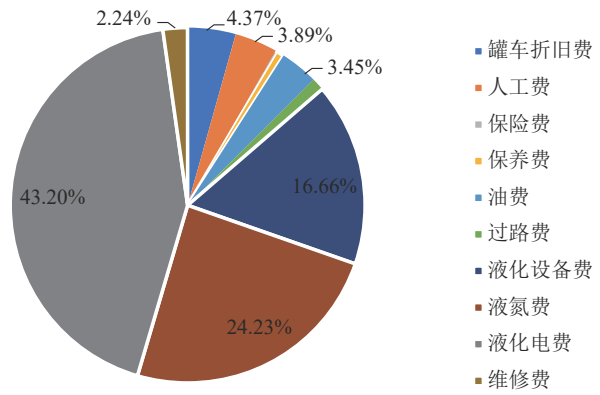


图 3 液氢储运各项成本占比

Fig. 3 Proportion of liquid hydrogen storage and transportation cost

3.3.3 案例结果分析

将制氢、液化与运输成本进行汇总，可得江西省可再生能源制氢供粤的成本和技术参数，分别如表 14、15 所示。由 TCO 模型测算可知，将江西省氢源运输到广东佛山的总成本为 31.9 元/kg。

表 14 江西省可再生能源制氢供粤的成本

Tab. 14 Cost of Jiangxi renewable energy hydrogen production project for Guangdong

| 阶段 | 项目   | 1 kg 氢气成本/元 |
|----|------|-------------|
| 制氢 | 制氢用电 | 13.52       |
|    | 原料水  | 0.05        |
|    | 冷却水  | 0.003       |
|    | KOH  | 0.07        |
|    | 其他运行 | 0.15        |
|    | 制氢人工 | 1.01        |
|    | 年维修  | 0.13        |
|    | 大修   | 0.25        |
|    | 年折旧  | 1.68        |
| 液化 | 液化用电 | 6.5         |
|    | 液化设备 | 2.51        |
|    | 液氮   | 3.65        |
|    | 维护   | 0.34        |
| 运输 | 折旧   | 0.66        |
|    | 运输人工 | 0.58        |
|    | 保险   | 0.04        |
|    | 保养   | 0.09        |
|    | 燃料   | 0.52        |
|    | 过路费  | 0.17        |
| 合计 |      | 31.9        |

表 15 江西省可再生能源制氢供粤的技术参数

Tab. 15 Technical parameters of Jiangxi renewable energy hydrogen production project for Guangdong

| 参数              | 赣州泰和-佛山线路 |
|-----------------|-----------|
| 距离/km           | 579       |
| 功率/MW           | 30        |
| 制氢电价/[元/(kW·h)] | 0.25      |
| 生产 1 kg 氢气成本/元  | 16.85     |
| 储运 1 kg 液氢成本/元  | 15.05     |

3.4 敏感性分析

本文以某单一成本项 20% 的变化来分析其对总成本影响的敏感性，结果如图 4 所示。可以看出，本案例制氢电费对总成本的影响最大，其次是液化费用。为了降低总成本，有必要寻找更便宜的可再生能源，同时促进液氢技术的开发和应用，以降低液化成本。

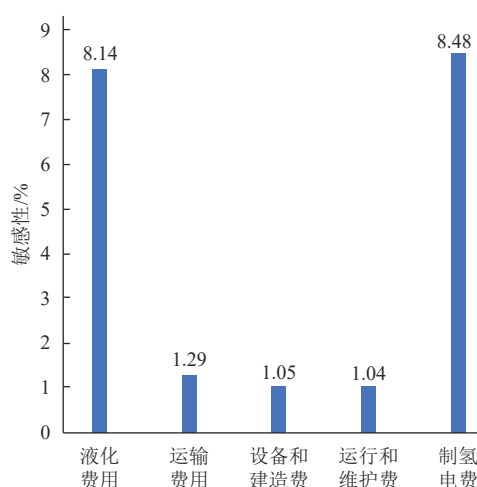


图4 液氢运输的敏感性分析

Fig. 4 Sensitivity analysis of liquid hydrogen transportation

## 4 结论

1) 可再生能源制氢跨省供应的技术可行性较大。在省际范围内,液氢和管道2种技术路线具有较大潜力,从2种技术路线出发、结合实际情况所构建的TCO模型具有较高实用价值。

2) 目前可再生能源制氢跨省供应的经济可行性较差,使用成本较高,但考虑到当前佛山市乃至广东省存在较大的氢能供应缺口问题,外省氢源可以缓解这一问题,因此具有一定应用市场。

3) 距离对氢能跨省供应总成本影响不大,制氢电费和液化费用是其主要影响因素,它们分别占总成本的42.38%和20.38%。

4) 可再生能源制氢具有显著节能减排意义,若案例项目能顺利实施,年供氢量将达4 000 t,可直接减少1.9万t标准煤消耗,减少温室气体排放3.8万t。

## 参考文献

- [1] 雷宪章. 发展氢能技术是实现碳中和目标的重要路径之一[J]. 中国电力企业管理, 2021(16): 36-39.  
LEI X Z. Developing hydrogen energy technology is one of the important paths to achieve carbon neutrality [J]. China Power Enterprise Management, 2021(16): 36-39.
- [2] 杨馥源, 田雪沁, 徐彤, 等. 面向碳中和电力系统转

型的电氢枢纽灵活性应用[J]. 电力建设, 2021, 42(8): 110-117.

YANG F Y, TIAN X Q, XU T, et al. Flexibility of electro-hydrogen hub for power system transformation under the goal of carbon neutrality[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(8): 110-117.

- [3] 董辉, 葛维春, 张诗钊, 等. 海上风电制氢与电能直接外送差异综述[J]. 发电技术, 2022, 43(6): 869-879.

DONG H, GE W C, ZHANG S T, et al. Summary of differences between hydrogen production from offshore wind power and direct outward transmission of electric energy[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(6): 869-879.

- [4] 孟翔宇, 顾阿伦, 邬新国, 等. 中国氢能产业高质量发展前景[J]. 科技导报, 2020, 38(14): 77-93.

MENG X Y, GU A L, WU X G, et al. Prospects for high quality development of hydrogen energy industry in China[J]. Science & Technology Review, 2020, 38(14): 77-93.

- [5] 朱凯, 张艳红. “双碳”形势下电力行业氢能应用研究[J]. 发电技术, 2022, 43(1): 65-72.

ZHU K, ZHANG Y H. Research on application of hydrogen in power industry under “double carbon” circumstance[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(1): 65-72.

- [6] 初壮, 赵蕾, 孙健浩, 等. 考虑热动态平衡的含氢储能的综合能源系统热电优化[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 1-12.

CHU Z, ZHAO L, SUN J H, et al. Thermoelectric optimization of an integrated energy system with hydrogen energy storage considering thermal energy dynamic balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 1-12.

- [7] 王涵, 李世安, 杨发财, 等. 氢气制取技术应用现状及发展趋势分析[J]. 现代化工, 2021, 41(2): 23-27.

WANG H, LI S A, YANG F C, et al. Application status and development trend analysis of hydrogen production technologies[J]. Modern Chemical Industry, 2021, 41(2): 23-27.

- [8] 李高潮, 卢怀宇, 孙启德, 等. 基于可再生能源的冷热电联供系统集成配置与运行优化研究进展[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(3): 106-119.

LI G C, LU H Y, SUN Q D, et al. Research progress in configuration and operation optimization of combined cooling, heating and power (CCHP) systems based on renewable energy[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(3): 106-119.



- [9] 汪飞, 龚丹丹, 郭慧, 等. 计及动态氢价和不确定性的区域综合能源系统规划-运行两阶段优化[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 53-62.
- WANG F, GONG D D, GUO H, et al. Two-stage optimization of regional integrated energy system planning-operation with dynamic hydrogen pricing and uncertainties[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 53-62.
- [10] RAHIL A, GAMMON R, BROWN N. Techno-economic assessment of dispatchable hydrogen production by multiple electrolyzers in Libya[J]. Journal of Energy Storage, 2018, 16: 46-60.
- [11] SOUTHALL G D, KHARE A. The feasibility of distributed hydrogen production from renewable energy sources and the financial contribution from UK motorists on environmental grounds[J]. Sustainable Cities & Society, 2016: 134-149.
- [12] CHIEN F S, NGO Q T, HSU C C, et al. Assessing the capacity of renewable power production for green energy system: a way forward towards zero carbon electrification[J]. Environmental Science and Pollution Research, 2021, 28(46): 65960-65973.
- [13] 姜克隽, 向翩翩, 贺晨旻, 等. 零碳电力对中国工业部门布局影响分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(1): 5-11.
- JIANG K J, XIANG P P, HE C M, et al. Impact analysis of zero carbon emission power generation on China's industrial sector distribution[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 5-11.
- [14] YAN X, GU C, LI F, et al. Cost-benefit comparison of different techniques for addressing wind curtailment[J]. Energy Procedia, 2017, 142: 1759-1764.
- [15] WANG M J, WANG G Z, SUN Z X, et al. Review of renewable energy-based hydrogen production processes for sustainable energy innovation[J]. Global Energy Interconnection, 2019, 2(5): 436-443.
- [16] TIMMERBERG S, KALTSCHMITT M. Hydrogen from renewables: supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines: potentials and costs[J]. Applied Energy, 2019, 237: 795-809.
- [17] ZABRZESKI L, JANUSZ P, LISZKA K, et al. Hydrogen-natural gas mixture compression in case of transporting through high-pressure gas pipelines[J]. International Conference on the Sustainable Energy and Environmental Development, 2019, 214: 012137.
- [18] LIU B, LIU S X, GUO S S, et al. Economic study of a large-scale renewable hydrogen application utilizing surplus renewable energy and natural gas pipeline transportation in China[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(3): 1385-1398.
- [19] ZHOU P, LIU Q, SUI J, et al. Research progress in chemical hydrogen storage[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2014, 33(8): 2004-2011.
- [20] MA J, LIU S, ZHOU W, et al. Comparison of hydrogen transportation methods for hydrogen refueling station[J]. Journal of Tongji University, 2008, 36(5): 615-619.
- [21] WULF C, REUB M, GRUBE T, et al. Life cycle assessment of hydrogen transport and distribution options[J]. Journal of Cleaner Production, 2018, 199: 431-443.
- [22] 马建新, 刘绍军, 周伟, 等. 加氢站氢气运输方案比选[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2008, 36(5): 615-619.
- MA J X, LIU S J, ZHOU W, et al. Comparison of hydrogen transportation methods for hydrogen refueling station[J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2008, 36(5): 615-619.
- [23] 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 Q J, ZHU J Z. Development and prospect of liquid hydrogen refueling stations in China[J]. Gas & Heat, 2020, 40(7): 15-19.
- [24] REILLY J J, WISWALL R H. Reaction of hydrogen with alloys of magnesium and nickel and the formation of  $Mg_2NiH_4$ [J]. Inorganic Chemistry, 1968, 7(11): 2254-2256.
- [25] 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 X X, LIAN J J, SHEN W, et al. Economic analysis of China's large-scale hydrogen energy supply chain[J]. Southern Energy Construction, 2020, 7(2): 1-13.
- [26] 常乐, 倪维斗, 李政, 等. 氢能供应链中最佳运氢方式的选择[J]. 清华大学学报(自然科学版), 2009, 49(2): 257-260.
- CHANG L, NI W D, LI Z, et al. Selection of best hydrogen transport mode in the hydrogen supply chain[J]. Journal of Tsinghua University (Natural Science), 2009, 49(2): 257-260.
- [27] ANSARINASAB H, MEHRPOOYA M, SADEGHZADEH M. An exergy-based investigation on hydrogen liquefaction plant-exergy, exergoeconomic, and exergoenvironmental analyses[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 210: 530-541.
- [28] LAOUIR A. Performance analysis of open-loop cycles

- for  $\text{LH}_2$  regasification[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(39): 22425-22436.
- [29] ANDERSSON J, GRÖNKVIST S. Large-scale storage of hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(23): 11901-11919.
- [30] 严思韵, 王晨, 周登极. 含氢能气网掺混输运的综合能源系统优化研究[J]. *电力工程技术*, 2021, 40(1): 10-16.
- YAN S Y, WANG C, ZHOU D J. Optimization of integrated electricity and gas system considering hydrogen-natural-gas mixture transportation[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2021, 40(1): 10-16.
- [31] 沈威, 杨炜樱. 考虑碳排放的化石能源和电解水制氢成本[J]. *煤气与热力*, 2020, 40(3): 30-33.
- SHENG W, YANG W Y. Cost of hydrogen production from fossil energy and electrolyzed water considering carbon emissions[J]. *Gas & Heat*, 2020, 40(3): 30-33.
- [32] 王彦哲, 周胜, 周湘文, 等. 中国不同制氢方式的成本分析[J]. *中国能源*, 2021, 43(5): 29-37.
- WANG Y Z, ZHUO S, ZHOU X W, et al. Cost analysis of different hydrogen production methods in China[J]. *Energy of China*, 2021, 43(5): 29-37.
- [33] 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*, 2020, 45(1): 85-90.
- SHAN T W, SONG P F, LI Y W, et al. Cost analysis of hydrogen from the perspective of the whole industrial chain of production, storage, transportation and refueling[J]. *Naturak Gas Chemical Industry*, 2020, 45(1): 85-90.
- [34] MAROUFMASHAT A, FOWLER M. Transition of future energy system infrastructure; through power-to-gas pathways[J]. *Energies*, 2017, 10(8): 1089.
- [35] BUTTLER A, SPLIETHOFF H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review[J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2018, 82: 2440-2454.
- [36] 杜学贤. 基于 TCO 理论的供应商评价与选择研究[D]. 北京: 北京林业大学, 2017.
- DU X X. Research on supplier evaluation and selection based on TCO theory[D]. Beijing: Beijing Forestry University, 2017.
- [37] 潘丽. 电信设备采购的 TCO 管理研究[D]. 北京: 北京邮电大学, 2008.
- PAN L. Research on TCO management of telecom equipment procurement[D]. Beijing: Beijing University of Posts and Telecommunications, 2008.
- [38] 魏智超. LCOE 与项目投资 IRR 指标对比研究: 基于可再生能源项目[J]. *山东工商学院学报*, 2021, 35(5): 92-98.
- WEI Z C. Comparative study on LCOE and IRR index of project investment: based on renewable energy projects[J]. *Journal of Shandong Technology and Business University*, 2021, 35(5): 92-98.
- [39] LIU X Y, LI N, MU H L, et al. Techno-energy-economic assessment of a high capacity offshore wind-pumped-storage hybrid power system for regional power system[J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 41: 102892.
- [40] RAMADAN A, ELISTRATOV V. Techno-economic evaluation of a grid-connected solar PV plant in Syria [J]. *Applied Solar Energy*, 2019, 55(3): 174-188.
- [41] 杨万顺. 基于 TCO 理论的石化企业采购成本管理研究[J]. *物流工程与管理*, 2019, 41(8): 76-77.
- YANG W S. Purchasing costs management of petrochemical industry based on TCO[J]. *Logistics Engineering and Management*, 2019, 41(8): 76-77.
- [42] 李丹. 消费者视角下的新能源汽车 TCO 控制研究: 以蔚来汽车为例[D]. 兰州: 兰州财经大学, 2021.
- LI D. Research on TCO control of new energy vehicles from the perspective of consumers[D]. Lanzhou: Lanzhou University of Finance and Economics, 2021.
- [43] 司伟, 于栋. 氢气成本能降到几何? [R]. 广州: 广州广证恒生证券研究所有限公司, 2019.
- SI W, YU D. How much can the cost of hydrogen go down? [R]. Guangzhou: Guangzhou Canton Securities Hang Seng Securities Research Institute Co., LTD., 2019.
- [44] 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 C, WANG J Z, ZHU W P, et al. Research progress and energy consumption analysis of hydrogen liquefaction technology[J]. *Cryogenics & Superconductivity*, 2019, 47(7): 11-18.
- [45] 陈良, 周楷淼, 赖天伟, 等. 液氢为核心的氢燃料供应链[J]. *低温与超导*, 2020, 48(11): 1-7.
- CHEN L, ZHOU K M, LIAO T W, et al. Hydrogen fuel supply chain based on liquid hydrogen[J]. *Cryogenics & Superconductivity*, 2020, 48(11): 1-7.
- [46] 陈双涛, 周楷淼, 赖天伟, 等. 大规模氢液化方法与装置[J]. *真空与低温*, 2020, 26(3): 173-178.
- CHEN S T, ZHOU K M, LAI T W, et al. Large-scale hydrogen liquefaction methods and devices[J].

Vacuum & Cryogenics, 2020, 26(3): 173-178.

收稿日期: 2022-08-25。

作者简介:



兰宇

兰宇(1996), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源、能源经济与管理、能源与节能技术等, M202071095@hust.edu.cn;



龙妍

龙妍(1975), 女, 博士, 副教授, 研究方向为物质流、能量流与信息流的协同研究, 能源经济与管理, 区域能效分析等, 本文通信作者, ly\_hust@hust.edu.cn;



张哲豪

张哲豪(1997), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源、能源经济与管理、能源与节能技术等;



阮金港

阮金港(1995), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源、能源经济与管理、能源与节能技术等。

(责任编辑 尚彩娟)