

全球温控目标对我国氢能发展的影响评估

王 灿¹, 李 浩¹, 张洪秩¹, 杨 帆², 王兆华¹

(1.北京理工大学 管理与经济学院, 北京 10008; 2.奥尔堡大学 规划系, 丹麦 奥尔堡 9000)

摘 要:我国高度重视氢能产业发展,加快氢能源规模化部署。本文利用全球变化评估模型(GCAM)探究全球温控视域下我国氢能作为能源载体的差异化发展路径,从经济成本、结构优化、减碳潜力等角度揭示氢能发展趋势。结果表明:①随着减排政策加强、碳价提升,清洁制氢技术的成本优势逐渐凸显,温控1.5摄氏度阈值情景下终端普及率有望达5%,且可再生能源制氢占比接近甚至超过一半;②碳中和情景下,2060年,生物质+CCS(carbon capture and storage)制氢平准化成本最低,煤制氢成本最高,分别为17.0元/千克和60.9元/千克;③氢能利用的碳封存量在碳中和情景下,将由2030年的0.4亿吨提高到2060年的2.6亿吨。氢能将在减缓气候变化、改善空气质量等方面发挥重要作用。

关键词:氢能;温控阈值情景;经济成本;减碳潜力;全球变化评估模型(GCAM)

中图分类号: G203 **文献标志码:** A **文章编号:** 1002—980X(2023)2—0121—12

一、引言

2015年,联合国气候变化大会(COP21)通过《巴黎协定》,提出“将21世纪的全球平均气温上升幅度控制在2摄氏度以内,并将全球气温上升控制在工业化前水平之上1.5摄氏度以内,以避免灾难性后果”。2019年,第75届联合国大会一般性辩论上提出,中国的二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和,即“双碳”目标。作为世界上最大的发展中国家和二氧化碳排放国家,中国高度重视应对气候变化,努力提高国家自主贡献力度,并积极采取强有力的政策和措施。然而,与欧美等发达国家相比,我国产业结构偏重、化石能源占比高且工业化、城镇化进程快,面临碳排放总量大、增速快、强度高、时间紧、任务重等严峻挑战。因此,我国亟需加快推进能源结构转型,逐步建立清洁低碳安全高效的能源体系,确保如期实现碳达峰、碳中和目标。

氢能作为来源丰富、绿色低碳、储运灵活、应用广泛的新型能源,在推动能源转型、助力深度脱碳、保障能源安全等方面具有显著优势,为重工业和长途运输等难以通过电气化深度脱碳的行业提供了有效的替代方案。因此,全球主要国家高度重视氢能产业发展,目前已有30多个国家将氢能纳入国家能源发展战略规划。2021年,中共中央、国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》,强调要加强氢能生产、储存、应用关键技术研发、示范和规模化应用。为统筹推进氢能“制储输用”全链条发展,2022年国家发展和改革委员会、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021—2035)》,明确了氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。继而,地方各级政府密集出台氢能产业发展规划相关政策文件,建立健全标准体系,加强氢能示范应用。京津冀、上海、广东等5个城市群率先成为氢燃料电池汽车示范应用城市。而目前我国氢能产业仍存在资源零散、利用率低、重复建设等问题。

为推动氢能产业健康有序发展,本文梳理中国氢能产业链各环节技术发展现状,之后使用综合评估模型,从全球温控视角对中国氢能发展和产业布局规划进行量化研究,为中国氢能产业的发展规划提供科学参考。本文主要贡献在于:①结合共享社会经济路径和典型浓度路径框架,动态评估并综合对比温控2摄氏

收稿日期:2022-12-03

基金项目:国家自然科学基金专项项目“‘双碳’目标下我国‘资源-环境-经济’协同发展机制与实现路径研究”(72141302);教育部哲学社会科学研究重大课题攻关项目“实现2060‘碳中和’的低成本减碳路径研究”(21JZD027);国家自然科学基金青年科学基金“‘碳中和’背景下我国典型流域‘经济-能源-水’耦合机制与政策调控研究”(72104023);国家自然科学基金青年科学基金“基于技术创新预测的氢燃料电池车投资决策机理与激励政策研究”(72104021)

作者简介:王灿,北京理工大学管理与经济学院硕士研究生,研究方向:能源经济管理;(通讯作者)李浩,博士,北京理工大学管理与经济学院副教授,研究方向:能源经济与环境管理;张洪秩,北京理工大学管理与经济学院博士研究生,研究方向:能源经济系统建模;杨帆,博士,奥尔堡大学规划系,研究方向:能源规划;王兆华,博士,北京理工大学管理与经济学院教授,研究方向:能源资源与环境管理、智慧减碳与可持续发展政策。

度阈值、碳中和目标、温控 1.5 摄氏度阈值三种情景下,2020—2060 年我国终端用氢需求、技术结构和成本变化等行业特征,量化了集中制氢技术的减碳潜力,为未来我国氢能产业发展政策制定提供数据参考和决策支撑;②聚焦工业、建筑和交通三大行业,系统描绘了终端细分领域的用氢需求及演变趋势,挖掘了氢能需求增加的关键驱动因素,为推动氢能多元化利用和重点领域深度脱碳提供重要指导;③值得注意的是,与以往研究边界不同,本文关注氢能作为能源载体在我国能源经济系统转型过程中发挥的作用,而不包含氢作为原料、储能等形式的利用情况。

二、文献综述

能源部门脱碳是控制温室气体排放的重要工具(Valdes, 2021),氢能因其在能源转型和脱碳方面的巨大潜力备受关注,国内外学者对氢能发展和产业布局规划的相关研究主要集中在如下两个方面。

(一)氢能产业技术发展趋势

以往研究从氢能“制取-储运-加氢-应用”产业链视角出发,描绘了氢能产业技术特征和发展趋势,定量评估了氢能产业关键技术工艺的成本有效性及氢能推广应用的竞争优势。清洁能源取代传统的化石燃料是一个系统性工程,氢能作为由其他能源制取的二次能源,制氢“源”的清洁性直接影响氢能减碳潜力。因此目前制氢阶段的研究多为绿色制氢技术的研发,如可再生能源发电制氢(Abad and Dodds, 2020; Lebrouhi and Djoupo, 2022)、化石能源制氢与 CCS(carbon capture and storage)技术耦合(姬存民等, 2022)等。从制氢技术发展趋势看,国际可再生能源机构(IRENA)预测到 2030 年,由于电源侧可再生能源比例升高及电解槽规模效益的影响,可再生能源制氢在成本上更具竞争力。氢能物理、化学特性造成的储运阶段的成本问题也是氢能产业发展的重要制约因素,如氢的体积能量密度小(蒋星宇等, 2021),且性质活泼,易引起氢脆和氢腐蚀问题(Abdalla et al, 2018),因而对物理、化学储氢新技术的研究也备受关注(韩利等, 2022; 陈思远等, 2022)。应用阶段,多数研究对于氢能作为工业原料、交通燃料、储能材料在工业、交通与电力等重点领域的应用前景持乐观态度(Council, 2020; Bloomberg, 2019)。其中,氢燃料电池具有加氢时间短、续航里程长、零排放的特点,在长途负重的交通运输体系中具有先天优势(刘应都等, 2021)。且氢能因其热值高、导热性好、反应速率高等属性,在工业领域中具有巨大的应用潜力(Griffiths et al, 2021)。与此同时,以往研究也揭示了全球氢能产业发展面临产业链复杂、用氢成本高、转换效率低等诸多挑战,提出通过优化产业布局、加快技术创新、完善政策机制等手段破解氢能发展的关键制约因素(孟翔宇等, 2022; Moradi and Groth, 2019; Yang et al, 2022)。

(二)氢能在能源经济转型中的作用

以往研究量化了发展氢能对能源环境及社会经济效益的影响,明确了氢能在关键领域深度脱碳、保障能源安全供应、应对气候变化挑战等方面发挥重要作用,评估了氢能对传统化石能源的替代潜力与减污降碳能力(International Renewable Energy Agency, 2020; 中国电动汽车百人会, 2020a)。氢和可再生能源将成为全球减少温室气体排放的主要贡献者(Meyer, 2020),有研究认为 60% 的温室气体减排量可能来自可再生能源、绿色氢能和基于绿色能源发展的电气化(Lebrouhi et al, 2022)。此外,氢能通过与其他行业耦合有助于推进能源结构转型。氢能通过平抑可再生能源发电波动,提高电力系统新能源消纳水平(斯琴卓娅等, 2022),与此同时,可再生电力可以转化为氢气,以造福多个最终用途部门。如在交通领域,氢能作为可持续性燃料直接在内燃机中使用可以提高系统效率,并减少温室气体的排放(Baroutaji et al, 2019)。从经济效益视角看,研究表明,氢将成为储存能源的关键角色,并通过燃料电池技术为电网提供灵活性,有助于减少相应的经济损失(金雪, 2019)。此外,氢能行业的发展可以通过创造数千个就业机会和增加数十亿美元的国内生产总值(GDP)促进经济增长(Egeland-Eriksen et al, 2021; Frischmuth and Härtel, 2022)。

综上所述,氢能产业高质量发展是促进我国能源系统绿色经济转型的必然要求。然而,以往大部分研究缺乏对全球温控阈值情景与碳中和目标约束下氢能发展前景的综合比较分析,且主要从行业尺度研究氢能利用现状与减碳效果,缺乏对行业内细分领域的深入研究。氢能发展路径规划涉及能源、经济与环境等多个领域,相比于其他方法而言,使用跨学科的系统综合评估模型作为研究工具更具优势。因而,本文采用全球变化评估模型(global change analysis model, GCAM)考虑多种情景,分析氢能产业整体和其在各细分用能部门的发展前景,模拟氢能产业链技术成本的趋势特征,明确氢能在实现气候目标过程中发挥的作用,为我国发展氢能产业提供政策参考依据。

三、我国氢能产业发展现状、挑战及趋势

氢能来源丰富,通常以化合物的形式存在,如图1所示,氢可以通过化石能源、生物质、电解水及工业副产氢等方式制取,保存在储氢瓶或经由管道运输至用氢部门,可以在气态和液态之间转换并转化为衍生物,其应用场景广泛,发展潜力巨大,这些特性使氢在能源转型过程中扮演着重要角色。

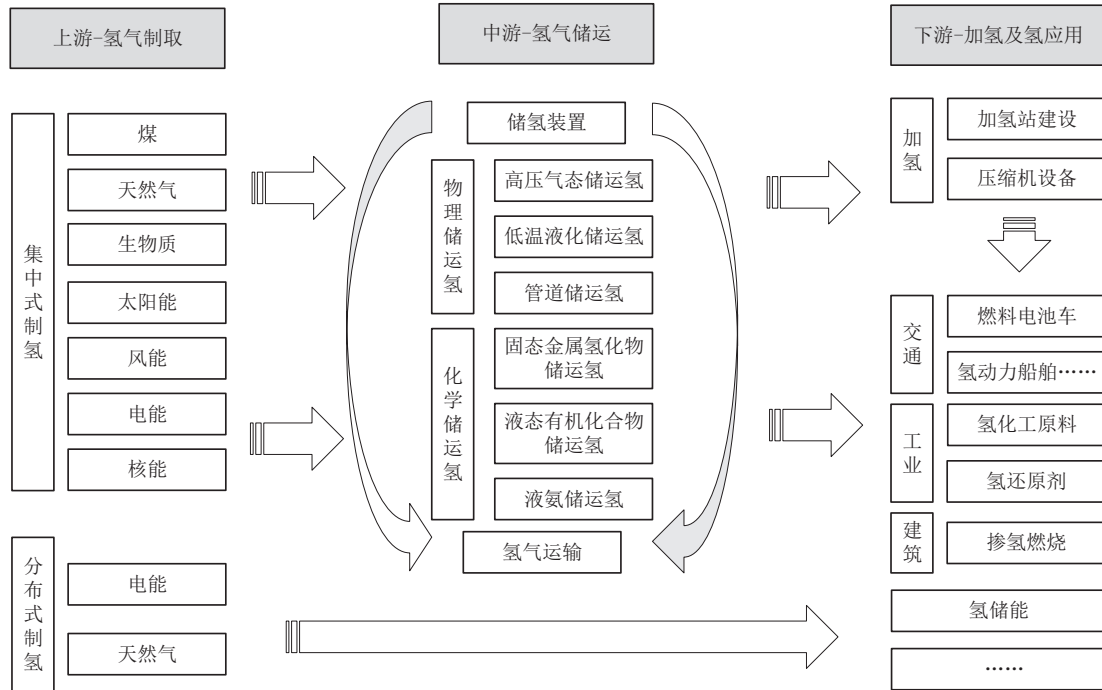


图1 氢能产业链

(一)氢能制取

我国是世界第一产氢大国,2020年我国氢能产量约为3300万吨(中国电动汽车百人会,2020b),主要集中在西北、华北和华东地区,占比分别为26.3%、25.1%和23.2%。其中,煤制氢和天然气制氢技术成熟、成本低廉,其产量占比达到77.3%(中国氢能联盟,2020)。而要使氢作为战略性脱碳能源载体发挥重要作用,氢气生产本身必须足够清洁,绿氢从源头上实现了二氧化碳零排放,被认为是氢能利用的理想形态。目前,国内外广泛认可的绿氢认证方法为生命周期碳排放评价。中国氢能联盟发布的《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》,首次通过标准形式对氢的碳排放进行量化,认定低碳氢的阈值为14.5千克二氧化碳/千克氢($\text{KgCO}_2\text{e/kgH}_2$),满足该阈值同时由可再生能源制取的氢气被称为绿氢。

绿氢的制取工艺为包括碱性(ALK)电解水制氢和质子交换膜(PEM)电解水制氢。与化石能源和光伏、风电等可再生能源相比,绿氢面临能源转换效率较低、成本居高不下等问题。当能源价格为0.3元/千瓦时,ALK和PEM的平准化制氢成本为21.2~31.2元/千克,其制氢效率为55%~65%,远低于煤炭和天然气制氢效率(70%~90%)(中国氢能联盟,2020)。在氢能制取阶段,未来需进一步降低可再生能源发电成本、推动电解槽行业规模化发展、提高氢能转换效率等方式,促使绿氢制取成本不断下降,逐步具备成本优势。

(二)氢能储运

氢能具有热值高、密度小、燃点低、液态温度低、性质活泼等特殊的物理化学特点,导致其储运难度大、储运经济性差、安全性低(Abdalla et al, 2018)。

目前,主流的物理化学储运方式均未实现经济与高效储存和输运氢气。我国普遍使用高压气态储氢配合拖车运输,其成本较低,然而运输距离有限,且由于压强不够导致效率低下,运氢采取的20兆帕(MPa)长管拖车与国外50兆帕长管拖车相比仍存在代际差距,不适合长距离大规模运输氢能(Barthélémy et al, 2017)。管道运输初始投资成本高,可以借助天然气掺氢的方式运输氢气,但其性质活泼,易与管道材料发生反应使管道脆化,掺氢比例不超过20%(李敬法等,2021)。液态储氢方式密度较高,但氢气液态温度低且技术尚不成熟,液化

过程能耗高,成本高昂,目前主要用于航天领域。我国固态金属储氢、有机溶液储氢目前尚处于研发示范阶段,暂未实现规模化推广应用。总的来看,氢能储运经济效率低我国氢能产业发展的关键制约因素。

此外,我国可再生能源制氢潜力与氢能需求时空不匹配,呈逆向分布。因此,未来以可再生能源制氢为基础的氢能产业发展将主要依赖于经济高效的氢能储运技术,积极推动管道输氢、液态储氢等储氢技术创新突破成为促进氢能产业健康、快速发展的必然要求。

(三)氢能应用

长期以来,氢气多作为无碳工业原料,主要用于生产甲醇、合成氨等化工产品,部分用于钢铁冶炼。近年来,随着国家政策引导及氢能技术不断提高,氢能成为产业投资的重点领域,产业链逐步形成,市场不断完善,发展前景广阔。《国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》明确提出加快氢能技术研发和示范应用,探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。截至 2021 年底,我国累计投资于制氢、燃料电池、氢能装备等领域的资金超 3100 亿元,建成加氢站 194 座,居全球第一(中国电动汽车百人会,2020b)。

氢能在终端应用市场潜力巨大。一方面,氢能作为燃料和原料,是推动交通、工业等领域深度脱碳、促进碳中和目标实现和经济高质量发展的重要途径(International Energy Agency, 2021)在长途运输、化工、钢铁等难以电气化的领域,氢能是最佳、甚至是截至目前唯一的脱碳方案(Cheng et al, 2021)。此外,氢气也可转化为氢衍生物和氢基合成燃料应用于航空和航运领域。另一方面,随着可再生能源发电装机规模不断提升,电力系统的安全性、经济性面临巨大挑战。氢能相比电力可以实现跨时间及地域的灵活运用,能够作为新型储能方式助力电力系统消纳可再生能源,提高电网的安全性和稳定性。我国已明确将氢能纳入新型储能方式,通过探究更高的电气化水平和更广泛的氢气利用之间的相互关系,促进氢气和电气化协同发展。

综上所述,我国发展氢能具有可再生资源丰富、天然气管道等基础设施完善及终端应用场景多元化的良好基础,同时也面临着产业链复杂、绿氢制备成本高、关键技术装备水平较低、产业创新能力不强等诸多挑战。需逐步攻破绿氢供应、氢储运路径和基础设施建设、氢燃料电池核心技术装备等问题,通过优化产业布局、加快技术创新、完善政策机制等手段破解氢能发展的关键制约因素,开创氢能技术突破和产业化新局面,促使氢能更具竞争力地发展。

四、模型及情景设计

全球变化评估模型(GCAM)是由美国西北太平洋国家实验室开发的动态递归综合评估模型。该模型以 5 年为一期,时间跨度为 2015—2100 年,旨在研究人类和地球系统的长期大规模变化,目前已被广泛应用于研究各个地区或部门的能源消耗、农业土地利用和气候政策分析等领域。GCAM 包含宏观经济、能源系统、农业和土地系统、供水系统、物理地球系统五大子系统。其中,能源系统模块是 GCAM 模型的核心,刻画了化石能源、可再生能源及氢能等的开采、转换、分配和消费全过程。

氢能作为二次能源,需要由其他能源转换得到。氢气长期以来被用作石油冶炼、化肥生产和化工原料,而作为能源载体的需求较小。因此 GCAM 模型刻画氢能利用始于 2020 年。2022 年,GCAM 团队发布 GCAM6.0 版本,集成了氢能生产、运输、终端使用及相关技术、成本特征等模块,详细刻画了全球氢能产业发展。因此,本文采用 GCAM6.0 模型来模拟不同减排路径下我国氢能产业发展路径,量化其经济成本和减碳潜力。

GCAM6.0 模型中刻画的氢气产业链如图 2 所示。氢气可以由 7 种一次能源生产,包括风能电解水制氢、太阳能电解水制氢、常规电解水制氢、核制氢、天然气制氢、煤制氢及生物质制氢。其中,煤炭、天然气和生物质制氢可选择加装 CCS 技术,生物质制氢技术的碳费率为 0,对加装 CCS 技术的生物质制氢给予减碳补贴。

GCAM 模型采用 Leontief 方程刻画制氢技术成本,包含燃料相关成本和非能源成本两部分,如式(1)、式(2)所示。

$$P_{H,j} = [PC + Pfu \times (1 - CRR) + CRR \times Carbdis] g_j + h_j j = \text{煤、天然气制氢} \quad (1)$$

$$P_{H,j} = [PC + CRR \times (Carbdis - Pfu)] g_j + h_j j = \text{生物质制氢} \quad (2)$$

其中: j 为制氢技术; $P_{H,j}$ 为制氢技术成本; PC 为制氢所用能源的成本,对于可耗竭资源,如煤炭、天然气等,其成本由累计供应曲线对应的开采成本、技术进步率及环境成本共同决定; Pfu 为碳排放的附加碳成本; CRR 为 CCS 技术的碳排放去除率,若未采取 CCS 技术,则该值为 0; $Carbdis$ 为 CCS 技术对碳的处置成本,包括脱除、运输、处理等环节,若未采取 CCS 技术,则该值为 0; g_j 为转化系数; h_j 为非能源成本,包含资本成本和运维成本等。

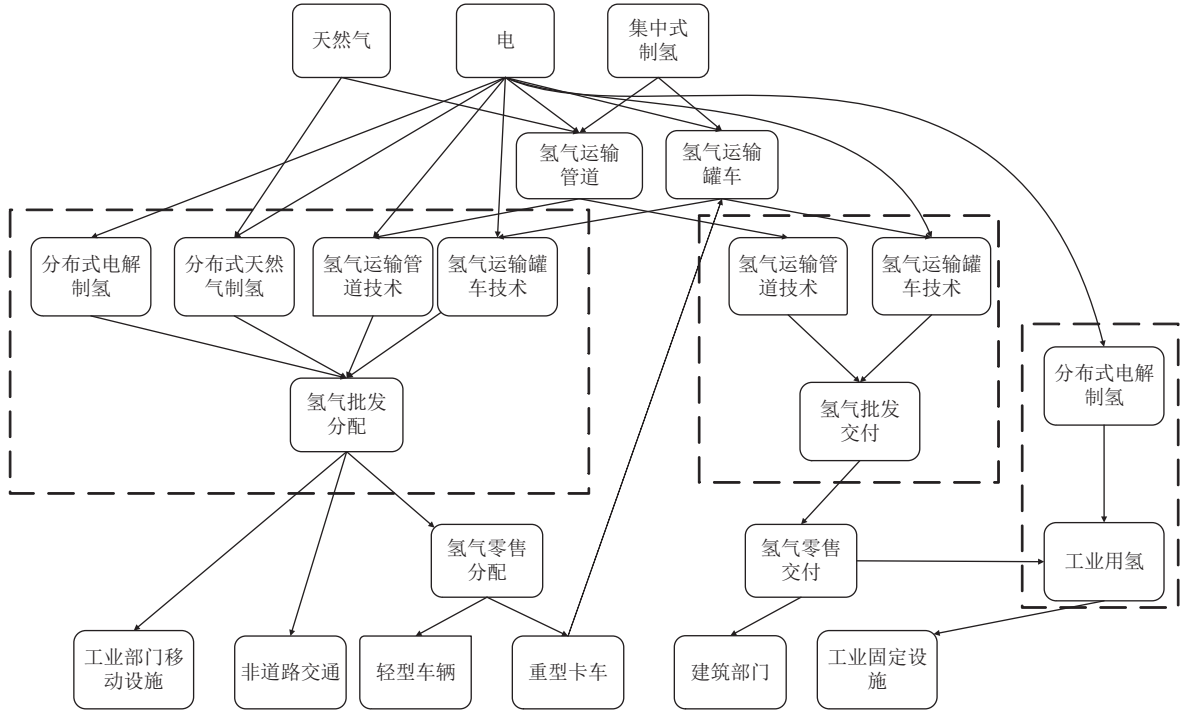


图2 GCAM 氢能产业链

电解水制氢考虑了发电到制氢的系统性成本。对于常规电解水制氢,其成本包含发电能源成本、输配电成本、电解槽成本及其他运维成本等,发电能源产生的碳排放成本也被计入其中。风能和太阳能电解水制氢将电力作为中间能源制取氢气,其成本取决于该地区的能源资源供应情况、发电技术水平及电解槽成本等,同时需考虑额外的储能成本。

各技术的市场份额基于技术的价格、市场偏好共同决定,由 Logit 函数描述:

$$s_j = \frac{\alpha_j P_{H,j}^\gamma}{\sum_k \alpha_k P_{H,k}^\gamma} \quad (3)$$

其中: α_j 为每种技术的份额权重,可通过基年模型校准获得或外生给定; $P_{H,j}$ 为技术成本; γ 为弹性系数。

氢能主要应用于交通、工业、建筑领域,终端需求由人口、经济活动水平等社会经济发展状况,以及模型内生的能源价格、服务价格、碳价格等因素共同决定。以交通部门为例,该部门被进一步划分为公共交通、私人交通等不同模式,各模式下不同技术存在竞争关系。时段 t 的运输服务需求如式(4)。

$$D_t = D_{t-1} \left(\frac{Y_t}{Y_{t-1}} \right)^\delta \left(\frac{P_t}{P_{t-1}} \right)^\beta \left(\frac{N_t}{N_{t-1}} \right) \quad (4)$$

其中: Y 为人均GDP; P 为总服务价格,是各模式服务价格的加权平均; N 为人口; δ 和 β 分别为收入和价格弹性。

交通模式 i 在时段 t 的运输服务价格为

$$P_{i,t} = \sum_{j=1}^n \left(\lambda_{j,i,t} P_{j,i,t} \right) + \frac{W_t V_{i,t}}{S_{i,t}} \quad (5)$$

其中:交通模式 i 中技术 j 所占份额 λ 由 Logit 函数决定; W 为工资率; V 为“时间价值乘数”; S 为交通模式的平均速度;技术 j 的运输服务价格为

$$P_{j,i,t} = \frac{P_{f,t} I_{j,i,t} + NC_{j,i,t}}{L_{j,i,t}} \quad (6)$$

其中: P_f 为燃料价格; I 为车辆的燃料强度; NC 为非燃料成本; L 为负载率。

本文结合共享社会经济路径(shared socioeconomic pathways, SSPs)和典型浓度路径(representative concentration pathways, RCPs),选择第六次国际耦合模式比较计划中 SSP1-RCP1.9、SSP1-RCP2.6 和

SSP2-RCP4.5 三种代表性情景,并将 SSP2-RCP4.5 作为参考情景,进行路径模拟与比较。此外,在我国碳中和背景下,本文参考 Cheng 等(2021)的建模方法,将中国 2060 年实现二氧化碳净零排放与 SSP1 可持续社会经济假设相结合,作为碳中和情景。

情景设计见表 1:①社会经济维度,即共享社会经济路径(SSPs),由 van Vuuren 等(2012)人首先研发。SSPs 的具体特征被后续研究逐步制定,包括定性描述路径的主要发展特征,以及对人口、经济增长和城市化等关键要素的定量描述。简而言之,SSPs 描绘了不同程度的适应和缓解气候变化挑战下的未来社会经济系统发展的轨迹。考虑到联合国可持续发展目标和全球化的总体趋势,本文 2020—2060 年经济发展数据取于适应挑战较低、缓解挑战程度较低的 SSP1 情景和挑战为中等水平的 SSP2 情景。其中,SSP1 描述了一个“走绿色可持续发展道路”的世界,人口将在 21 世纪中叶达到峰值后下降,全球人均 GDP 将显著增加。SSP2 采用中间发展路径,相较于 SSP1 情景,人均 GDP 增速较慢。②气候政策约束维度,即典型浓度路径(RCPs)。SSP 基准情景是缺乏气候政策的情况下的一组基准假设,将典型浓度路径的辐射强迫目标作为定量约束施加在 SSP 基准情景上,将对模型分析的结果产生重大影响。各情景最终能耗由 SSP 基线中的社会发展状况和 RCPs 定义的辐射强迫水平共同确定。

表 1 情景设定

情景描述		气候目标约束	社会经济发展
参考情景	经济增长温和,人口增长较快,技术变革较慢。政府管控力度较小,世纪末辐射强迫达到 4.5 瓦/每平方米	RCP4.5	SSP2
温控 2 摄氏度阈值情景	经济可持续发展,技术变革迅速。辐射强迫于 2100 年降至 2.6 瓦特/平方米	RCP2.6	SSP1
碳中和情景	经济可持续发展,技术变革迅速。2060 年中国实现净零排放,2100 年辐射强迫介于 1.5 摄氏度和 2 摄氏度情景之间。	2060 年中国实现净零二氧化碳排放	SSP1
温控 1.5℃ 阈值情景	经济可持续发展,技术变革迅速。RCP1.5 是温室气体浓度非常低的情景模式。辐射强迫于 2100 年降至 1.5 瓦特/平方米	RCP1.9	SSP1

五、结果与讨论

(一)终端用能特征

能源需求由 SSPs 情景中的人口、经济活动水平等社会经济发展状况,以及模型中能源价格、服务价格、碳价格或环境税等因素共同决定。各情境下我国能源结构及将有明显变化。如图 3 所示,在全球温控阈值情景下,我国终端氢能利用占比不断上升,能源结构向可再生能源主导型结构持续优化。在温控阈值情景下,2060 年氢能终端能耗占比为 2.2%~4.9%。其中,2060 年温控 1.5 摄氏度阈值情景下我国氢能作为能源的使用量达 3563.0 万吨,较参考情景、温控 2 摄氏度阈值情景、碳中和情景分别提高 1972.8 万吨、1877.5 万吨和 1151.5 万吨。一方面,由于煤、油、气等可耗竭资源累计开采量的升高,能源开采难度和开采成本将逐渐提高,同时相关技术资本存量逐渐接近使用寿命期限,降低了非化石能源替代的机会成本。另一方面,氢能可由非化石能源制取,而随着可再生能源制氢的技术水平提高及规模化发展的经济效益提升,非化石能源制氢技术的成本效益逐渐凸显。最后,碳的成本化使得燃烧过程中排放较高的化石能源成本优势减弱,而氢能可由不产生碳排放的可再生能源制取,竞争力逐渐增强。

氢能终端使用部门主要为交通、建

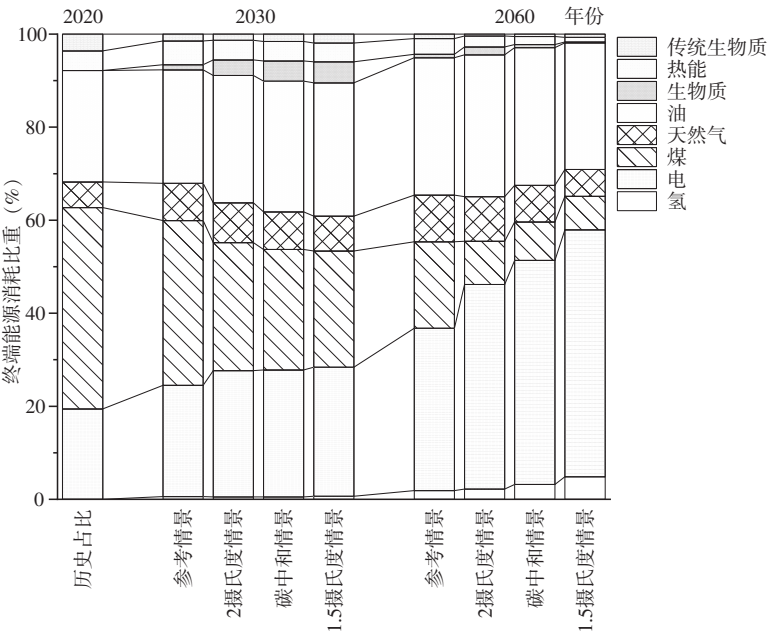


图 3 终端能源消耗比重

筑和工业,且氢能占各部门能源消费总量的比重均呈稳步上升趋势。如图4所示,随着可再生能源制氢占比的提高,氢能清洁化程度提升,无论在制氢燃料的价格上还是环境成本上,氢能相较于传统的油、煤等化石能源逐渐具备优势。温控阈值及参考情景氢能占工业部门、交通部门和建筑领域能源消费比重均呈稳步提升趋势。其中,温控2摄氏度阈值情景、碳中和情景和温控1.5摄氏度阈值情景下,工业部门用氢量分别从2030年的323.9万吨、320.7万吨、369.9万吨提升至2060年的990.4万吨、1064.4万吨、1335.1万吨。三种情景下氢能利用在交通部门占比最高,到2060年,交通部门氢能占比分别达到了5.0%、5.5%和8.2%,较工业部门分别高2.4%、2.5%、4.7%,且较2030年分别提升了4.4%、4.9%和7.6%。主要原因在于,交通部门终端用能以产生碳排放的可耗竭的油为主,随着碳排放约束力度加强及交通服务结构的转变,促使氢能成本有效性提高,逐步替代该部门碳排放较多且可耗竭的油品和天然气,普及率提升较快。

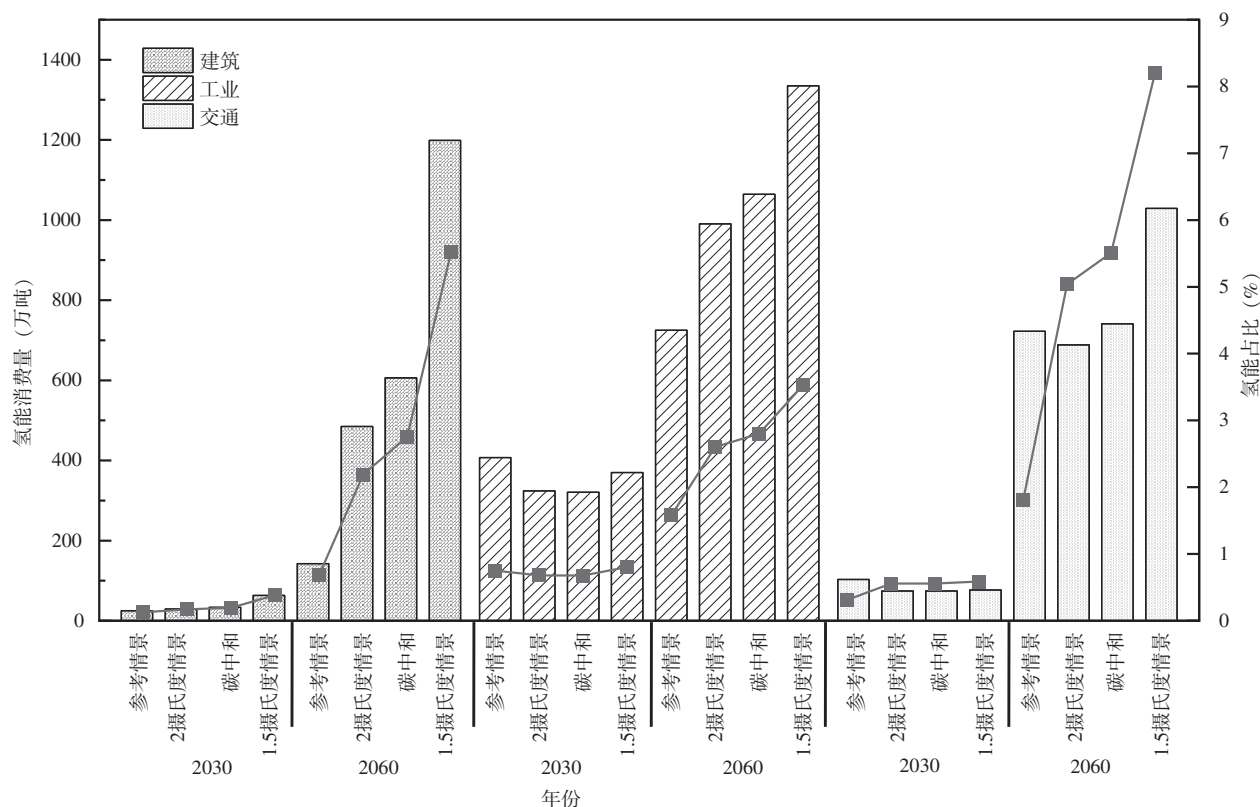


图4 建筑、工业、交通部门氢能使用量及氢能占比

从氢能终端应用的细分部门看(表2),温控2摄氏度阈值情景、碳中和情景和温控1.5摄氏度阈值情景下,氮肥、商业建筑和居民取暖、钢铁行业高炉喷吹氢气、高炉喷吹氢气+CCS、水泥行业过程加热、交通部门货运铁路、卡车、航空航运等细分部门的用氢量增长较快。

实现工业、交通、建筑部门零排放代价很大,而氢能利用能够促进商业和居民建筑、钢铁、水泥及长途货运等领域深度脱碳。工业部门是氢能终端应用的主要部门之一,氢能与工业部门的耦合发展将为部门的脱碳进程提供有力支撑。氢气参与冶金过程的产物是绿色、无污染的水,能大幅降低碳排放。因此使用氢替代煤炭和焦炭与传统炼铁过程的耦合有利于促进钢铁行业深度脱碳。钢铁行业高炉喷吹氢气未加装CCS技术的用氢量逐渐降低,这是由于该部门相较于使用CCS的高炉喷吹氢气排放较高,在碳价格较高的情况下逐渐被取代。水泥行业碳排放主要集中在熟料生产程序中,熟料煅烧过程采用“绿氢”代替燃煤可减少二氧化碳排放,且使用氢气不改变现有的水泥生产线工艺技术,这也是氢能在水泥行业应用的优势之一。氢在工业之外的潜在用途,例如在运输、电力和供暖应用中,也凸显了氢价值链的机遇和重要性。其中,商业和居民取暖用氢量增长较快,与氢能替代成本逐渐升高的天然气等化石燃料息息相关。碳中和情景下,居民取暖用氢量从2030年的15.6万吨快速增长至2060年的405.5万吨。交通部门货运铁路、中型和重型卡车等部门难以通过电气化等方式深度脱碳,为减少碳约束下因能源消费产生的附加碳成本,需要借助氢气实现碳排放量减

少。未来我国加氢基础设施的完善、氢能制取成本的降低及燃料电池产业技术的逐步成熟,将为氢能产业在交通部门的规模化部署提供有力支撑。

表 2 细分部门氢能终端消费量

细分部门	参考情景		2摄氏度情景		碳中和情景		1.5摄氏度情景		细分部门	参考情景		2摄氏度情景		碳中和情景		1.5摄氏度情景	
	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年		2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年
氮肥	8.7	145.6	13.1	216.1	13.9	224.1	18	250.3	水泥过程加热	0	30.5	0	113.1	0	136.5	0	259.9
农业用氢	11.7	34.8	11.3	35.9	11.4	37	12.4	41.5	氢气炼油	14.2	5	10.4	8.4	12.4	9.5	19	10.4
化学用氢	0	13.8	0	16.9	0	17.8	0	20.1	居民取暖	9.7	68.8	13.6	316.2	15.6	405.5	31.1	866.3
商业建筑取暖	3.7	21.3	4.6	69.2	5.3	86.1	10.2	164.8	居民其他	10.3	45.2	9.9	86.1	11.1	99.1	19.2	145.4
商业建筑其他	1.5	7.4	1.4	13.5	1.5	15.5	2.6	22.4	航空	0	140	0	165.2	0	177.3	0	228.4
建造行业用氢	6.1	20.8	6.2	22.2	6.2	22.7	6.5	24.8	国内航运	0	58	0	116.3	0	144.7	0	326.4
高炉喷吹氢+CCS	0	288.9	119	444.6	124.4	482.1	182.5	577.9	货运铁路	58.9	243.3	39.8	179.7	39.5	182.4	39.5	191.9
高炉喷吹氢气	359.1	118.3	152	35.4	141.5	27.3	115.5	7	卡车	7.6	143.9	6.2	126.4	6.3	134.3	7.4	171.5
氢气 DRI	15.8	17.8	17.2	51.8	18	57.7	27.9	75.9	公交车	21.7	106.5	20.3	87.8	20.4	88.8	21.7	93.8
氢气热电联产	1.9	24.7	1.5	22.8	1.7	25.7	3	37.4	汽车	15	30.8	7.8	13	7.7	13.7	8.1	17.1

注:消费量单位:万吨。

(二)氢能产业成本

成本问题是制约氢能产业发展至关重要的因素,有必要探索氢能产业链各环节成本变化情况。见表 3,对于生产端,总体来看,在温控阈值情景下电解水制氢、生物质制氢+CCS、核制氢的平准化成本呈下降趋势,而化石能源制氢成本有所上升。其中,电解水制氢的平准化成本充分考虑了发电、制氢过程的系统性成本,在碳中和情景下,到 2060 年风能和太阳能制氢的成本分别下降至 28.7 元/千克和 29.6 元/千克,较 2020 年下降 33.4% 和 60.6%。风能、太阳能为资源不受限的可再生能源,其制氢成本主要取决于设施投资、运行和维护等非能源成本,该成本在各情景下均呈下降趋势;另一方面,由于学习效应和规模效应,风能、太阳能发电成本下降,外加电解水制氢的能源转换效率提高,促进了风能、太阳能制氢平准化成本的下降。此外,GCAM 模型考虑了发电所用能源的碳排放成本,在化石能源发电和电解水技术效率不断提升的情况下,碳价提升增加了常规电解水制氢的总成本。

煤、天然气和生物质制氢是否加装 CCS 技术对未来成本的变化趋势有深远影响。碳中和情景下,2060 年不使用 CCS 技术的煤制氢平准化成本相较于 2020 年翻两番以上,达到 60.9 元/千克,天然气制氢成本将比 2020 年翻一番以上,至 36.2 元/千克。相反,使用 CCS 技术捕捉碳排放的制氢技术在碳价和环境税较高的情况下成本变化幅度较小。碳中和情景下,2060 年煤制氢+CCS、天然气制氢+CCS 技术的燃料相关成本分别为 34.8 元/千克和 24.2 元/千克,较无 CCS 的技术更具成本优势。这是由于煤炭、天然气等能源成本由可耗竭资源累计供应曲线决定,开采量的提升导致开采由易到难,成本由低到高。而且,煤炭、天然气等能源制氢过程中碳排放较高,随着碳价的提高,此类能源制氢成本逐渐上升。生物质能来源主要包括市政垃圾,农林业废弃物及专门种植的生物质等,其开发利用成本较高,但其碳费率为零。对于加装 CCS 技术的生物质制氢,GCAM 根据该技术的碳封存量及碳价格给予补贴。因此碳价越高,生物质制氢+CCS 更具备成本竞争优势。

每种制氢技术的市场份额由该技术的价格、市场偏好等共同决定。如图 5 可知,在温控阈值约束情景下,到 2060 年风能、太阳能、核能、生物质+CCS 和天然气+CCS 等制氢技术所占的市场份额较大。未来以风能、太阳能和核能为代表的非化石能源制氢量和制氢份额将快速增长。以碳中和情景为例,这三种能源的制氢量占比将从 2025 年的 3.9%、1.2% 和 7.5% 增加至 2060 年的 10.7%、9.5% 和 10.0%。生物质+CCS 制氢量终端应用提高最快、后期占比最高。这是由于温控 2 摄氏度阈值情景、碳中和情景和温控 1.5 摄氏度阈值情景下,2060 年生物质+CCS 制氢平准化成本最低,分别降低至 20.1 元/千克、17.0 元/千克和

表 3 制氢平准化成本

制氢技术		参考情景		2摄氏度情景		碳中和情景		1.5 摄氏度情景	
	2020年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年
生物质制氢	25.0	23.5	30.8	24.8	36.1	25.8	51.4	30.8	78.6
生物质+CCS 制氢	33.4	33.2	26.3	24.7	20.1	20.8	17.0	18.2	16.2
煤制氢	13.7	13.2	23.6	24.2	43.8	29.8	60.9	38.4	86.6
煤制氢+CCS	20.2	22.3	20.3	25.3	32.2	27.6	34.8	30.8	38.2
电解水制氢	67.0	60.6	59.5	68.6	56.8	73.3	56.1	78.1	55.6
天然气制氢	13.2	13.5	20.6	18.3	28.0	21.1	36.2	25.5	48.7
天然气制氢+CCS	17.0	18.2	20.5	19.4	23.4	20.5	24.2	22.0	25.4
核制氢	32.8	32.5	31.9	32.5	31.9	32.5	32.0	32.6	32.1
太阳能制氢	75.1	49.5	29.6	49.5	29.6	49.5	29.6	49.5	29.6
风能制氢	43.4	36.9	27.1	38.2	28.6	38.9	28.7	39.5	28.8

注:成本单位为:元/千克,2020年人民币不变价。

16.2元/千克,其制氢量占总氢能的比重分别达到23.7%、43.5%和54.4%。

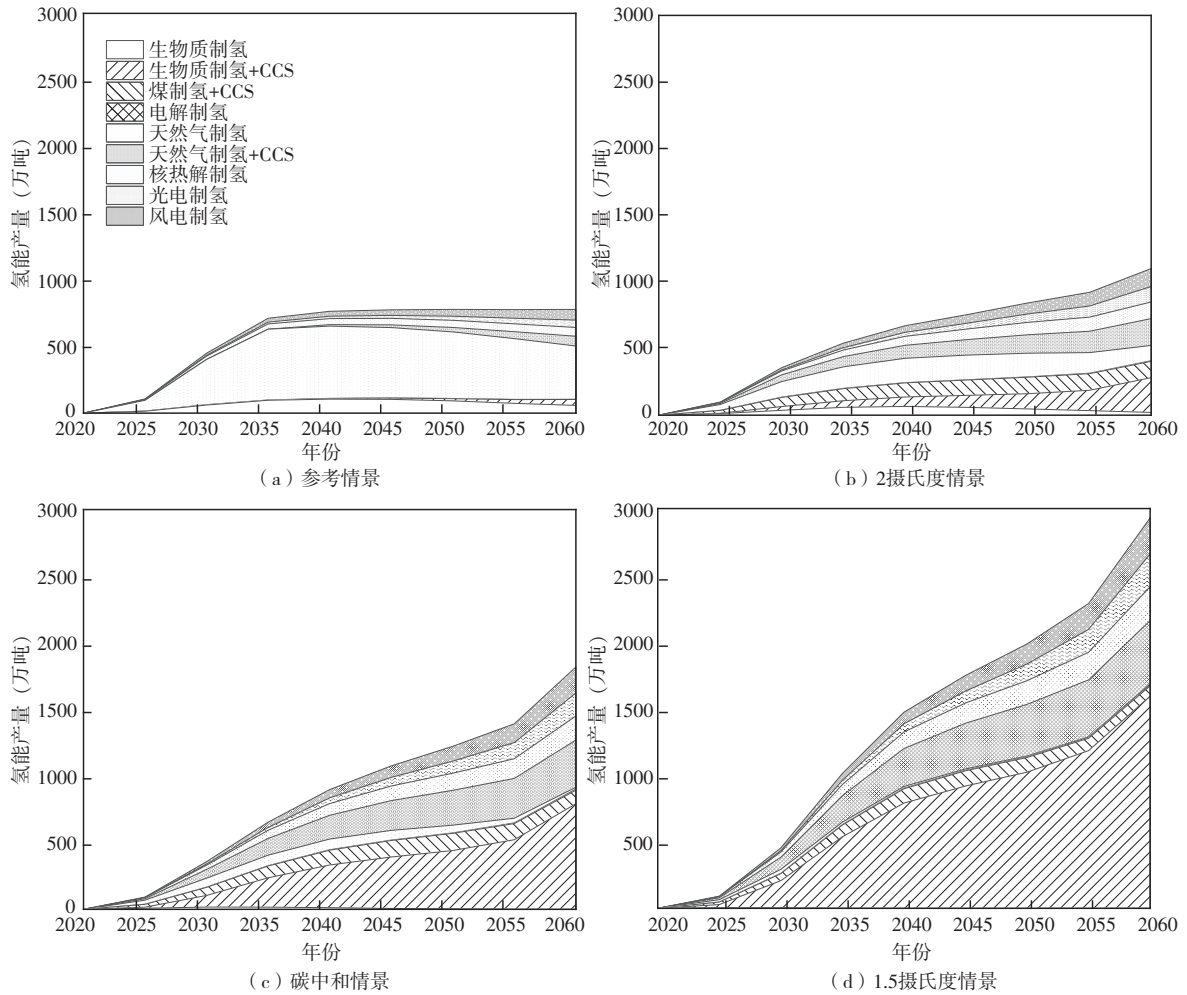


图5 集中式制氢气产量

从制氢总成本看,如图6所示,1.5摄氏度情境下的累计成本最高,2060年制氢成本达到6483.9亿元,相较于参考情景、2摄氏度情景、碳中和情景分别提升了4611.9亿元、3542.2亿元和2178.2亿元,主要原因在1.5摄氏度情景下制氢量远高于其他部门。分技术类型看,2060年参考情景下天然气制氢累计成本最高,其余情景生物质+CCS制氢的累计成本最高,这同样与各技术的制氢量息息相关。

如表4所示,从运输成本看,全球温控阈值情景下,氢能运输成本整体呈现下降趋势,但降幅不大。管道运输更适用于大体量、长距离的氢能运输,应因地制宜投建输氢设施。整体而言,管道运输相较于罐车运输更具经济性。分布式天然气制氢成本有所提升,且随着减排约束力度加大,其成本增幅越大,到2060年三种气候政策约束情景下成本分别达到65.8元/千克、71.3元/千克和81.2元/千克,其原因与集

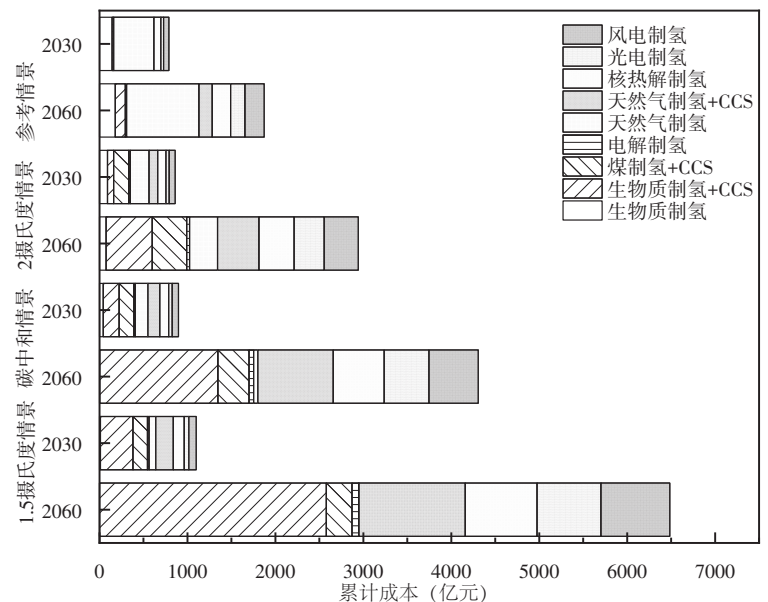


图6 制氢成本结构堆积图

中式天然气制氢技术一致,在于天然气成本和碳价的提升。由于电力清洁化程度的提高和发电转换效率的提升等原因,分布式电解制氢成本有所下降,2060年为88.6~90.0元/千克。

表4 分布式制氢、运输平准化成本

制氢技术	参考情景			2摄氏度情景		碳中和情景		1.5摄氏度情景		制氢技术	参考情景			2摄氏度情景		碳中和情景		1.5摄氏度情景	
	2020年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年		2020年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年
工业用氢交付	41.3	28.9	35.2	36.6	36.8	37.3	34.0	36.2	33.2	罐车批发交付	42.8	43.0	46.9	51.1	48.0	52.5	45.3	52.3	44.5
工业分布式电解制氢	68.1	61.4	60.3	69.4	57.6	74.2	56.9	79.1	56.3	管道批发交付	40.0	25.9	31.6	32.7	33.1	33.4	30.6	32.4	29.8
罐车运输	42.8	43.0	46.9	51.1	48.0	52.5	45.3	52.3	44.5	罐车批发分配	56.0	56.2	59.5	64.3	60.6	65.8	58.0	65.6	57.2
管道运输	40.0	25.9	31.6	32.7	33.1	33.4	30.6	32.4	29.8	管道批发分配	66.0	51.6	56.2	59.3	57.4	60.4	54.8	59.8	54.0
零售交付	46.0	33.6	39.9	41.3	41.5	42.0	38.7	40.9	37.9	分布式电解水制氢	106.1	98.1	92.9	106.9	90.0	112.1	89.2	117.4	88.6
零售分配	61.3	59.5	64.5	66.6	67.4	69.0	66.4	70.3	66.4	分布式天然气制氢	54.0	55.1	60.3	61.1	65.8	64.8	71.3	69.4	81.2

注:成本单位为:元/千克,2020年人民币不变价。

(三)氢能产业减碳潜力

如表5所示,从参考政策情景到温控1.5摄氏度阈值情景,集中式制氢、发电和炼油加工等部门的CCS技术的碳封存量上升幅度较大,这也说明了在实现气候目标过程中CCS技术在这些部门发挥着越来越重要的作用。其中,温控2摄氏度阈值情景、碳中和情景和温控1.5摄氏度阈值情景下,2060年氢气集中生产部门的二氧化碳封存量分别达到2.1亿吨、2.6亿吨、4.8亿吨二氧化碳,相较2030年的0.4亿吨、0.4亿吨和0.8亿吨二氧化碳的封存量显著提高。由前文可知,三种情景下氢气集中生产部门的生物质+CCS制氢技术份额占比上升最快,CCS在该部门的普及促进了二氧化碳的封存和利用。另外,钢铁和水泥两部门中氢能和电能等清洁能源对传统能源的替代,也促进了部门碳封存量的提升。

此外,本文量化氢作为能源应用于终端部门,替代其他能源带来的碳减排量。如图7所示,1.5摄氏度情景的碳减排量最高,上升速度最快,2060年达到了7.8亿吨,相较于参考情景、2摄氏度情景和碳中和情景分别提高了7.0亿吨、5.6亿吨和4.1亿吨。原因有两方面:①1.5摄氏度情景清洁能源制氢占比高、CCS技术普及率高,导致氢能的排放因子低;②氢作为能源的终端应用量高,替代了更多排放因子高的化石能源。

六、结论

在全球气候目标及我国碳中和目标的约束下,我国能源消耗量、能源消费结构和二氧化碳排放量将发生重大变化。氢能作为来源广泛、使用过程清洁、应用领域多元化的新型能源,在应对气候变化挑战的过程中将发挥愈来愈重要的作用。研究氢能的多元化应用路径,能够为重点领域深度脱碳提供决策支撑。本文采用GCAM模型,模拟分析了温控2摄氏度阈值、碳中和目标和温控1.5摄氏度阈值情景下我国氢能产业供需特征、技术成本演变及减碳潜力。结果表明:

(1)氢能将在我国能源结构转型与碳减排过程中扮演重要角色,且随着气候政策约束力度的加大,氢能逐渐替代燃油、天然气等化石能源,占终端能源消耗比例将进一步提升。碳中和情景下,2060年氢作为能源

表5 各部门碳封存量

制氢技术	参考情景		2摄氏度情景		碳中和情景		1.5摄氏度情景	
	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年	2030年	2060年
集中式制氢	0.2	0.2	0.4	2.1	0.4	2.6	0.8	4.8
氮肥	0.0	0.0	0.1	0.8	0.2	0.8	0.2	0.8
水泥	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	1.8	0.0	2.0
化学能源使用	0.2	0.5	0.5	1.6	0.5	1.6	0.7	1.8
化学原料	3.5	4.5	3.5	4.6	3.5	4.6	3.5	4.6
建筑原料	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
发电部门	0.2	0.2	2.2	6.4	2.8	7.5	6.7	10.8
钢铁	1.3	0.9	2.1	3.4	2.1	3.5	2.3	3.7
其他工业原料	0.8	0.9	1.3	1.5	1.3	1.5	1.4	1.6
炼油部门	0.3	1.6	1.1	6.5	1.3	7.0	2.1	9.6

注:封存量单位为亿吨。

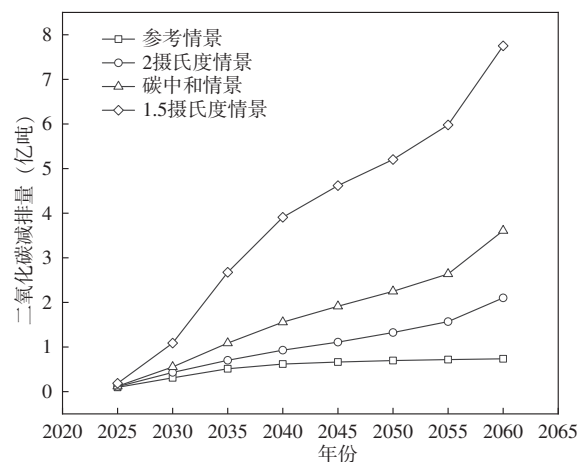


图7 氢能碳减排量

载体占终端能源消费的比重将达到3.2%。其中,氢能在交通部门和建筑领域终端能耗占比提升速度较快,发展潜力较大,且在氢能在采暖及难以通过电气化等方式深度脱碳的部门用量增长较快,这也说明了氢能在能源清洁转型过程中不可或缺。

(2)氢能在终端用能占比提升与各能源成本变化密切相关。从氢能产业技术成本的演变趋势看,随着非化石能源发电与制氢成本的下降、碳价格的提升,水电制氢、光电制氢、核热解制氢及生物质能CCS技术等清洁制氢方式的成本优势逐渐增大,制氢份额提高。到2060年,碳中和情景下生物质能CCS技术制氢份额高达43.5%,基本实现氢能生产清洁化。

(3)氢能清洁化发展,同样促进了二氧化碳排放的减少,如在碳中和情景下,氢气集中生产部门2060年的二氧化碳封存量达到2.6亿吨二氧化碳。总的来看,氢能产业链各个环节成本呈下降趋势,氢能在终端用能市场普及率逐步提升,氢能集中生产部门的减碳潜力不容小觑。

基于以上结论,本文提出政策建议如下:

(1)拓展氢能多元化应用领域。尽管氢能作为能源载体终端应用领域丰富,近年来各国也宣布了雄心勃勃的氢能产业规划目标,然而目前全球范围内的氢使用仍然有限。需要政府、行业和投资者的协调努力,以及对氢能部门的大量投资,因地制宜布局氢能产业设施,探索交通、工业等重点应用领域的商业化发展路径,才能在全国范围内发展规模化的氢价值链。同时,强化氢能在居民建筑、钢铁、水泥及长途货运等细分领域的渗透,通过与这些领域的深度耦合充分发挥氢能产业的脱碳潜力。

(2)聚焦可再生能源制氢,特别是生物质制氢CCS技术的创新突破。目前绝大部分氢气依赖于化石能源制取,需着力打造产业创新支撑平台,持续提升核心技术能力,通过产研结合降低可再生能源制氢成本,重点围绕可再生能源电解水制氢技术进行项目示范和产业布局,提升技术普及率逐步达到规模效益。此外,CCS技术在制氢脱碳过程中将发挥关键作用,通过积极推动CCS技术研发、示范和推广,发展生物质CCS和天然气CCS等制氢技术促进氢能本身脱碳,方能满足气候目标的碳排放要求。

(3)充分发挥碳定价机制的激励作用。碳定价机制将是实现碳约束目标的重要手段,从研究结果看,随着横向政策的加强和纵向时间的推移,全球统一市场碳价格上升,抑制了碳排放较高的技术的发展,促进了可再生能源制氢技术的普及应用,进一步为终端用能的清洁化奠定基础。未来我国应积极发挥碳排放交易体系的作用,将工业、建筑交通等重点领域逐步纳入碳市场。

总而言之,面对广袤的氢能市场,需要采取有利措施来推进氢的部署,从整个产业链出发,确定氢能制取最佳来源、运输状态及相关的基础设施和设备,最大限度地发挥产业链优势,并将负面影响降至最低。平衡氢气与其他能源载体和燃料的利弊、安全风险、成本和效益及脱碳潜力,避免盲目跟风、同质化竞争、低水平建设等问题,同时完善能源政策,健全机制体制,加强宏观管理,更好发挥市场配置资源的基础性作用,引导氢能产业健康可持续发展。

参考文献

- [1] 陈思远,王燕鸿,郎雪梅,等,2022.动力学强化水合储氢技术研究进展[J].储能科学与技术,11(12):3787-3799.
- [2] 韩利,李琦,冷国云,等,2022.氢能储存技术最新进展[J].化工进展,41(S1):108-117.
- [3] 姬存民,陈健,周强,等,2022.天然气蒸汽转化制氢工艺二氧化碳排放计算与分析[J].天然气化工-C1化学与化工,47(2):103-108.
- [4] 蒋星宇,王洁琼,邱琳琳,等,2021.碳纤维材料在能源领域的应用[J].材料导报,35(S2):470-478.
- [5] 金雪,庄雨轩,王辉,等,2019.氢储能解决弃风弃光问题的可行性分析研究[J].电工电气,(4):63-68.
- [6] 李敬法,苏越,张衡,等,2021.掺氢天然气管道输送研究进展[J].天然气工业,41(4):137-152.
- [7] 刘应都,郭红霞,欧阳晓平,2021.氢燃料电池技术发展现状及未来展望[J].中国工程科学,23(4):162-171.
- [8] 孟翔宇,陈铭韵,顾阿伦,等,2022.“双碳”目标下中国氢能发展战略[J].天然气工业,42(4):156-179.
- [9] 斯琴卓娅,许晓敏,郑世鹏,等,2022.考虑风光出力不确定性的含电制氢装置的电-气耦合配网系统经济运行分析[J].技术经济,41(11):24-39.
- [10] 中国电动汽车百人会,2020a.氢燃料电池汽车全生命周期经济性分析[R].北京:中国电动汽车百人会.
- [11] 中国电动汽车百人会,2020b.中国氢能产业发展报告2020[R].北京:中国电动汽车百人会.
- [12] 中国氢能联盟,2020.中国氢能及燃料电池产业白皮书2020[R].北京:中国氢能联盟.
- [13] ABAD A V, DODDS P E, 2020. Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges[J]. Energy Policy, 138: 111300.

- [14] ABDALLA A M, HOSSAIN S, NISFINDY O B, et al, 2018. Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review[J]. *Energy Conversion and Management*, 165: 602-627.
- [15] BAROUTAJI A, WILBERFORCE T, RAMADAN M, et al, 2019. Comprehensive investigation on hydrogen and fuel cell technology in the aviation and aerospace sectors[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 106: 31-40.
- [16] BARTHÉLÉMY H, WEBER M, BARBIER F, 2017. Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(11): 7254-7262.
- [17] BLOOMBERG N E F, 2019. Hydrogen: The economics of production from renewables[R]. New York: Bloomberg Financial.
- [18] CHENG J, TONG D, ZHANG Q, et al, 2021. Pathways of China's PM_{2.5} air quality 2015-2060 in the context of carbon neutrality[J]. *National Science Review*, 8(12): Nwab078.
- [19] COUNCIL H, 2020. Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective[R]. Brussels: Hydrogen Council.
- [20] EGELAND-ERIKSEN T, HAJIZADEH A, SARTORI S, 2021. Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(63): 31963-31983.
- [21] FRISCHMUTH F, HÄRTEL P, 2022. Hydrogen sourcing strategies and cross-sectoral flexibility trade-offs in net-neutral energy scenarios for Europe[J]. *Energy*, 238: 121598.
- [22] GRIFFITHS S, SOVACOOOL B K, KIM J, et al, 2021. Industrial decarbonization *via* hydrogen: A critical and systematic review of developments, socio-technical systems and policy options[J]. *Energy Research & Social Science*, 80: 102208.
- [23] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2020. Green hydrogen cost: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- [24] LEBROUHI B E, DJOUPO J J, LAMRANI B, et al, 2022. Global hydrogen development-A technological and geopolitical overview[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47: 7016-7048.
- [25] MEYER T, 2020. Decarbonizing road freight transportation—A bibliometric and network analysis [J]. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 89: 102619.
- [26] MORADI R, GROTH K M, 2019. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23): 12254-12269.
- [27] VALDES J, 2021. Participation, equity and access in global energy security provision: Towards a comprehensive perspective [J]. *Energy Research & Social Science*, 78: 102090.
- [28] VANVUUREN D P, RIAHI K, MOSS R, et al, 2012. A proposal for a new scenario framework to support research and assessment in different climate research communities[J]. *Global Environmental Change*, 22(1): 21-35.
- [29] YANG Y, TONG L, YIN S, et al, 2022. Status and challenges of applications and industry chain technologies of hydrogen in the context of carbon neutrality[J]. *Journal of Cleaner Production*, 376: 134347.

Impact Assessment of Global Temperature Control Targets on Hydrogen Energy Development in China

Wang Can¹, Li Hao¹, Zhang Hongzhi¹, Yang Fan², Wang Zhaohua¹

(1. School of Management and Economics, Beijing Institute of Technology, Beijing 10008, China;

2. Department of Planning, Aalborg University, Aalborg 9000, Denmark)

Abstract: China attaches great importance to the development of hydrogen energy industry and accelerates the deployment of hydrogen energy on a large scale. The global change assessment model (GCAM) was used to explore the differentiated development path of hydrogen energy as an energy carrier in China under the global temperature control perspective, and revealed the development trend of hydrogen energy from the perspectives of economic cost, structural optimization, and carbon reduction potential. The results show that with the strengthening of emission reduction policies and the improvement of carbon price, the cost advantage of clean hydrogen production technology is gradually highlighted, and the terminal penetration rate is expected to reach 5% under the temperature control 1.5°C threshold scenario, and the proportion of hydrogen production from renewable energy is close to or even more than half. Under the carbon neutral scenario, in 2060, the levelized cost of hydrogen production from biomass + CCS is the lowest, and the cost of hydrogen production from coal is the highest, which are 17.0 RMB/kg and \$60.9 RMB/kg. Carbon sequestration for hydrogen energy utilization will increase from 0.4 billion tons in 2030 to 0.26 billion tons in 2060 under the carbon neutral scenario. Hydrogen energy will play an important role in mitigating climate change and improving air quality.

Keywords: hydrogen; temperature-controlled threshold scenarios; economic cost; carbon reduction potential; GCAM