

现代煤化工与绿电和绿氢耦合发展现状及展望

阳国军, 刘会友

(中国石化发展计划部, 北京100728)

摘要: 现代煤化工与绿电和绿氢耦合发展可以促进煤化工行业源头大幅度减少碳排放, 同时也能为绿电绿氢提供大的应用场景, 是中国如期实行双碳目标的重要路径。目前, 现代煤化工与绿电和绿氢耦合发展还处于研发和产业化示范阶段, 为促进相关产业示范, 尽快形成产业优势和经济优势, 介绍了现代煤化工、绿电绿氢产业发展现状, 分析了二者耦合发展的必要性、发展潜力及存在的问题, 并就如何耦合发展提出合理的建议。

现代煤化工是指以煤为原料, 采用先进技术和加工手段生产替代石油化工产品和清洁燃料的产业[1], 涉及煤制油、煤制天然气、低阶煤分质利用、煤制化学品以及多种产品联产等领域。相对传统煤化工, 现代煤化工具有装置规模大、技术含量高、能耗低、环境友好、产品市场潜力大等特点, 且煤炭是中国的主体能源和重要的化工原料, 适度发展现代煤化工是中国推进煤炭清洁高效利用和保障国家能源安全的重要举措。绿电指的是在生产电力的过程中二氧化碳排放量为零或趋近于零, 因相较于其他方式(如火力发电)所生产之电力, 对于环境冲击影响较低。绿电的主要来源为太阳能、风力、生物质能、地热等, 中国主要以太阳能及风力为主。目前国内外关于绿氢尚无统一标准, 根据中国氢能联盟提出的《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》, 在单位氢气碳排放量方面, 低碳氢的阈值为 $14.51\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$, 清洁氢和可再生氢的阈值为 $4.9\text{kgCO}_2\text{e/kgH}_2$

2e/kgH_2 。

在《中共中央、国务院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》及国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案》中均要求加快构建清洁低碳安全高效能源体系, 严控化石能源消费, 积极发展非化石能源。在“双碳”时代, 煤化工发展以高碳排放形式发展的窗口期已经关闭, 已批复实施的煤化工项目急需进行节能减排改造, 积极探索绿色低碳发展的可行路径。而绿电、绿氢因二氧化碳排放量为零或趋近于零, 已成为全球公认的改善能源结构、推动能源革命不可或缺的二次能源, 但目前关于现代煤化工与绿电和绿氢耦合发展技术的研究和大规模工业应用鲜见报道, 中国各地氢能产业规划重点都集中在氢能交通方面, 对氢能作为长周期能量储存器和不同能源行业耦合的介质这2个特点的重要性缺乏足够认识和深入思考, 因此研究现代煤化工与绿电和绿氢耦合发展意义重大, 有利于推动中国煤化工产业绿色低碳转型, 合理确定氢能在中国未来能源系统中的重要地位。

1 中国现代煤化工与绿电和绿氢发展情况

中国现代煤化工发展已初具规模, 关键技术水平已居世界领先地位, 截至“十三五”末, 中国煤制油、煤(甲醇)制烯烃、煤制天然气、煤(合成气)制乙二醇的年产能也已分别达到 8.23Mt/a 、 16.72Mt/a 、 $5105\text{Mm}^3/\text{a}$ 和 5.97Mt/a [2]。截至2020年底, 中国风电、光伏发电累计装机分别为 282GW 和 254GW , 分别占中国电力装机总量的 12.8% 和 11.5% ; 中国风电、光伏全年发电量为 $4.7 \times 10^{11}\text{kW} \cdot \text{h}$ 和 $2.6 \times 10^{11}\text{kW} \cdot \text{h}$, 占中国全年总发电量的 6.1% 和 3.4% 。绿氢作为一个“产业”在世界各国都还处于初步发展阶段, 中国现有 25Mt 氢气产量中绿氢不到 1% 。虽然全国31个省市自治区均发布了氢能产业发展的相关政策, 但主导方向和重点放在了燃料电池汽车及其产业链的发展方面[3-6]。

中国还没有煤化工与绿电绿氢耦合发展的工业化成功案例, 还处于研发和产业化示范阶段。据香橙会研究院不完全统计, 目前, 全国34个绿氢项目中4个已投运项目均不是煤化工与绿电绿氢耦合发展项目, 仅为风电光电制氢项目, 宁夏宝丰国家级太阳能电解水制氢综合示范项目也不是严格意义上的煤化工与绿电绿氢耦合发展项目, 该项目光伏发电先上网再从电网下电制氢, 难以保证用电全是绿电。

2 现代煤化工与绿电绿氢耦合发展前景分析

2.1 符合能源低碳发展趋势和国家产业政策

中国力争2030年前实现碳达峰, 2060年前实现碳中和, 是以习近平同志为核心的党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策, 事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体。国家能源局章建华局长曾刊文要求“能源行业要坚持节约能源和降低排放两大方向, 大力控制化石能源消费, 严控煤电项目, 积极推进钢铁、化工等主要耗煤行业减煤限煤, 加

快发展风电、太阳能发电等非化石能源,不断扩大绿色低碳能源供给”[8]。预计到2030年,中国风电和太阳能发电总装机容量达1200GW以上。煤炭的氢/碳原子比为0.2~1.0,是中国大气污染及二氧化碳排放的主要来源。据中国石油和化学工业联合会统计数据显示,煤间接液化制油、煤直接液化制油、煤制烯烃和煤制乙二醇的吨产品二氧化碳排放量分别为6.5、5.8、11.1和5.6t[9]。在“双碳”目标下,中国急需通过颠覆性的技术创新,实现煤化工行业减少碳排放和节能提效。绿电绿氢与煤化工耦合技术能促使现代煤化工大幅减少碳排放,通过绿氢替代变换工序制氢,就能将工艺碳排放减少一半。由于燃料煤约占现代煤化工耗煤总量的30%,用绿电替代燃煤产生热源和动力,还能使现代煤化工大幅减排。

2.2促进煤化工、绿电绿氢产业发展

2.2.1促进绿电绿氢发展

绿电绿氢发展为当地提供很好的风光资源。国家发展改革委与工业和信息化部印发的《现代煤化工产业创新发展布局方案》规划布局了内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、宁夏宁东、新疆准东4个现代煤化工产业示范区,这4个现代煤化工产业示范区也是中国风光资源最好的地区,属于光伏、风类资源区,可以利用煤化工基地煤炭压覆区及采煤后的稳定沉陷区布局光伏发电和风电项目,为制氢项目提供便宜的绿电。例如宁东地区日照3000h/a以上,太阳能发电时间长达1700h/a,光伏发电成本低至0.23CNY/(kW·h),宁夏宝丰电力运营管理公司太阳能发电+电解水制氢的成本控制在1.54CNY/m³左右[10]。

表 1 中国部分氢能项目情况^[7]

Table 1 Statement of partial hydrogen energy projects in China^[7]

Project name	Region	Investment × 10 ⁻⁸ /CNY	Investment builder	Project status	Use energy
Demonstration project on hydrogen production from wind power in Guyuan County	Zhangjiakou, Hebei	6.50	Hebei Construction Investment Company	In operation	Wind energy
Demonstration project of wind-solar coupling hydrogen production from Zhonghuan energy in Zhangjiakou	Zhangjiakou, Hebei	2.50	Central Energy Co., Ltd., Hebei Qixin Investment Management Co., Ltd.	In operation	Photovoltaic, wind energy
Demonstration project of comprehensive utilization of wind power for hydrogen production from Guyuan in Hebei province	Zhangjiakou, Hebei	20.26	Construction Investment Yan Mountains (Guyuan County) Wind Energy Co., Ltd.	In operation	Wind energy
Construction project of Zhangjiakou hydrogen energy industrial application demonstration park	Zhangjiakou, Hebei	5.00	Zhangjiakou highpower New Energy Technology Co., Ltd.	Under construction	Wind energy
Demonstration project of liquid solar fuel synthesis	Lanzhou, Gansu	1.41	Lanzhou New District Petrochemical Industry Investment Co., Ltd.	In operation	Photovoltaic
Demonstration project of hydrogen production, energy storage and comprehensive application of solar water electrolysis from Baofeng Energy in Ningxia	Ningxia Ningdong Energy Chemical Base	14.00	Baofeng Energy	Under construction	Photovoltaic

绿电绿氢发展为就地消纳提供大型应用场景。首先,现代煤化工企业每年需要大量氢气,以煤制甲醇为例,1个甲醇分子中有4个氢原子,按2019年中国煤制甲醇产量约52.89Mt估算,仅考虑绿氢替代目前全部的原料灰氢,绿氢市场需求就超过6Mt/a。由于绿氢产地和煤化工企业相邻建设,为绿氢就地消纳提供了机会。另外煤化工项目需要大量煤炭、化工原料和产品、固废灰渣运输等重卡物流车辆,卡车运行区域和路线相对固定集中,特别适合应用氢能重卡实现短倒运输,为绿氢在交通应用提供了很好的场景。据报道宁东基地核心区预计需要煤炭、化工原料和产品、固废灰渣运输等重卡物流车辆约6000辆,大约6.5 × 10⁹CNY/a的运输市场。

2.2.2促进现代煤化工发展

绿电绿氢发展可以提高现有煤化工装置的有效生产能力。以600kt/a煤制甲醇项目的碳平衡为例, 结果见表2。目前此过程原料煤中只有37.8%碳进入产品, 大部分以二氧化碳形式排放到大气[11]。

表 2 600 kt/a 煤制甲醇项目的碳平衡表

Table 2 Carbon balance sheet of 600 kt/a coal-to-methanol project

Carbon importer		Carbon extractor	
Source	Carbon quantity $\times 10^{-4} / (\text{t} \cdot \text{a}^{-1})$	Product	Carbon quantity $\times 10^{-4} / (\text{t} \cdot \text{a}^{-1})$
Raw coal	59.57	Methanol	22.50
Fuel coal	20.01	Methanol oil	0.10
		Boiler ash	0.13
		Gasification ash	2.22
		Boiler gas	19.88
		Purifying exhaust gas	33.70
		Galloping deflation	0.57
		Others	0.49

如果仅考虑绿氢取代变换工序制氢, 根据水煤浆气化制得的粗合成气组成 (见表3) [12], 原料煤中71.8%的碳转化成粗合成气中一氧化碳。因为绿氢替代了变换制氢, 一氧化碳可全部转化为甲醇, 甲醇产量提高到原来的约1.9倍 (变换制氢中原料煤中碳转化率为37.8%)。

表 3 水煤浆气化制得的粗合成气典型指标^[12]Table 3 Typical indexes of crude syngas produced
by coal water slurry gasification^[12]

Component	$x/\%$
H ₂ O	58.62
H ₂	13.42
CO	19.84
CO ₂	7.80
Others	0.32

 x —Mole fractionConditions: $T=240\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p=6.2\text{ MPa}$

如果再考虑二氧化碳转化成甲醇,按照李灿院士团队已实现每年千吨级绿色甲醇合成报道,甲醇选择性达到98%^[13],原料煤中碳几乎全转化到甲醇产品中,此时整个煤制甲醇装置有效生产能力可提高到原来的2.6倍左右。

绿电绿氢发展可以节能减排。由于绿氢全替代后不再需要变换工序将煤气化后粗合成气中CO与水进一步反应生成氢气和二氧化碳,单位产品的原料煤耗量可以减少到目前工艺水平的1/2左右,原料煤造成的二氧化碳排放可以减少到目前工艺水平的18%。相应也显著减小后续酸性气脱除装置运行负荷。如果煤气化利用电解水副产高纯氧,还能关停部分高耗能高耗水的空分装置,进一步节约大量蒸汽、循环水、电力消耗;三是煤矿压覆区上不能布局工业项目,但可布局分布式光伏发电,可提高煤化工项目的煤矿土地资源价值;四是国家已明确要求推进化工等主要耗煤行业减煤限煤,倒逼企业形成减排预期,国家发改委《关于发布高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022年版)的通知》要求,到2025年煤制甲醇、煤制烯烃、煤制乙二醇行业达到能效标杆水平以上产能比例分别为30%、50%、30%,基准水平以下产能基本清零,绿色低碳发展能力大幅提高。今后煤化工企业的争取能耗权和排放权就是争取发展权,从这个意义上讲绿电绿氢替代为现代煤化工未来发展争取了空间。

2.3技术和经济可行性分析

煤化工与绿电绿氢业务耦合发展整体技术可行,经济性可期。无论是单个大型风光发电的技术,还是单个大型电解水制氢、储氢、输氢技术都已经成熟,技术难点在于经济性可行地解决可再生电力不稳定性与用户平稳用氢需求的矛盾。目前中国石化、宁夏宝丰等正在研究绿电专线制绿氢技术、绿电增量配网售电主供制绿氢等新型电网技术、电和氢储能技术、生产智能化控制等多种组合技术,准备开展万吨级绿氢与煤化工耦合发展产业化示范,相信不久示范成果就能达到工业推广要求。另外,国家4个现代煤化工产业示范区风光资源条件好,风光发电成本已低至0.2CNY/(kW·h)左右,光伏制氢成本基本上能做到20CNY/kg以下(据宁夏宝丰能源公司报道其国家级太阳能电解水制氢项目综合成本可以控制在1.54CNY/m³,约合17CNY/kg),低于中国氢能联盟统计的2021年9月辽宁、上海、江西、川渝等地工业氢价(2~2.5CNY/m³),低于中国几乎所有地区道路交通高纯氢售价(2~4.5CNY/m³)。如果考虑煤化工产业因绿氢替代带来的减物耗、减碳排、节能和提产等带来的合理利润分成收益,绿氢生产企业副产高纯氧的销售收入和配套光伏项目绿电销售收入,绿氢生产成本能进一步大幅降低到天然气制氢或高煤价制氢的生产成本,而这需要现代煤化工企业、电网企业、绿电绿氢生产企业深度合作,找到一个各方均能盈利的合作模式。

综上,煤化工与绿电绿氢耦合发展,符合能源发展趋势和国家产业政策,能促进现代煤化工与绿电绿氢产业协同发

展,发展前景广阔。

3现代煤化工与绿电绿氢耦合发展存在的问题

3.1国家层面存在的问题

从国家层面看,阻碍煤化工与绿氢耦合发展的问题主要在于绿氢产业不成熟,还有许多需要国家协调解决的问题。

(1) 缺乏氢能发展总体统筹和顶层设计,尚未出台中国氢能发展“十四五”专项规划,没有明确氢能在中国未来能源系统中的定位、发展目标、发展路线图和主要任务,已出现产业雷同、低水平重复建设的苗头。据不完全统计,目前发布氢能产业规划的省市中地级市以上有50多个,除大的省区以外,70%的省都提出要发展氢能产业,规划氢燃料电池电堆总产能已经高

达3000MW,燃料电池汽车总产能超过10万辆

,规划总投资超过 2.0×10^{11}

CNY。在氢能产业发展仍存在自主创新能力不强、国产化率低、成本高等短板明显的情况下,各地这种一哄而上大规模布局的做法,将导致氢能产业低水平重复和资源浪费。另外,当前中国各地氢能发展方向基本局限在燃料电池汽车领域,应用场景单一,产业同质化突出。(2) 氢能全产业链管理涉及多个行业、国家多个部委,但目前中国氢能管理体系尚未建立,促进氢能产业发展的政策方向过于狭窄,基本围绕氢燃料电池汽车而展开,对氢能技术创新的驱动作用有限。需统筹推动建立完整、先进的全产业链氢能规范和标准、技术路线、产业政策。(3) 需要国家牵头不同行业联合攻关,解决煤化工与绿氢耦合发展中的卡脖子技术和运营模式等问题,比如发布绿氢长距离管道输送技术标准,通过合作模式和技术创新一体化解决发电企业、电网企业和煤化工企业关于绿电制绿氢方面存在的矛盾和分歧等。

3.2行业层面存在的问题

从绿氢行业来看,由于光伏、风力等可再生能源天然的具有能量波动性特点,实现高比例可再生能源连续制氢供氢还面临着很多技术和经济性挑战。目前,除日本福岛一个小型氢能研究项目外,全世界还没有建成严格意义上绿电直接制绿氢项目。国内外已建电解水制氢项目大多采用光伏、风能发电上网后用网电电解水制氢(如宁夏宝丰)或直接采用网电电解水制氢。煤化工与绿电绿氢耦合发展全流程的技术工艺、设备选型、参数设计、材料选择、关键配件、各系统最优匹配等方面都没有标准、规范和成熟经验的可以借鉴,大规模电解水制绿氢技术有待工业示范进一步验证和优化,风电、光伏等新能源发电直接制氢的产氢波动性和化工企业平稳用氢需求之间的矛盾还需要研究解决,现有电网交易机制下如何保障绿电制绿氢也有待进一步探索。另外,目前绿氢价格高于化石能源制氢和工业副产氢价格,但国家还没有出台体现绿氢零排放的“高质高价”定价政策。据北极星氢能网报道[14],煤价600CNY/t、天然气3CNY/m³时,煤和天然气制氢的成本分别为0.93和1.17CNY/m³,详见表4。光伏电价为0.3CNY/(kW·h)时电解水制氢成本为2.12CNY/m³[15],企业从经济性角度考量用绿氢替代灰氢的意愿不强。

表 4 煤炭制氢和天然气制氢的制氢成本测算^[14]Table 4 Calculation of hydrogen production cost
from coal and natural gas^[14]

Hydrogen production from coal		Hydrogen production from natural gas	
Coal price/ (CNY · t ⁻¹)	Cost of hydrogen from coal/ (CNY · m ⁻³)	Natural gas price/ (CNY · m ⁻³)	Cost of hydrogen from natural gas/ (CNY · m ⁻³)
400	0.79	2	0.78
500	0.86	3	1.17
600	0.93	4	1.70
700	1.00	5	2.28
800	1.08	6	2.86

从煤化工行业看，由于煤化工企业投资大、规模大，改造难度大，一旦对现有装置生产效益和稳定造成不利影响，后果难以承受，煤化工企业主动融合发展意愿不强，难以从煤化工生存和发展的高度，主动做好煤化工和绿氢耦合发展这篇大文章，没有系统考虑绿氢替代对煤化工行业的整体影响，没有研究通过绿氢替代CO变换制氢来简化现有煤化工工艺流程（降低CO变换工序反应深度甚至取消CO变换工序、降低酸性气体脱除装置和空分装置生产负荷）的可行性，及降低整个生产过程物耗、能耗、排放及增产产品的综合效益，更不会主动去考虑因为绿氢替代获利而去补贴绿氢制造成本。

4结论和建议

（1）煤化工和绿电绿氢耦合发展能简化煤化工生产流程，理论上可将原料煤中碳都转化到甲醇等后续产品中，实现煤化工源头大幅减碳，同时又能为绿电绿氢发展提供巨大应用场景，是煤化工企业和氢能生产企业生存和发展的需要，也是保障中国能源安全和双碳目标如期实现的重要探索路径，研究具有重大的战略和现实意义。

（2）煤化工和绿电绿氢耦合发展符合能源低碳发展趋势和国家产业政策，能促进煤化工、绿电绿氢产业发展，具有技术和经济性可行性，发展前景广阔。

（3）煤化工和绿电绿氢耦合发展还面临很多问题，需要国家加强对氢能发展总体统筹和顶层设计，出台中国氢能发展“十四五”专项规划，明确氢能在中国未来能源系统中的定位、发展目标、发展路线图和主要任务；制定完整的氢能产业政策体系和标准规范，加强行业监管。

（4）为做好煤化工和绿电绿氢耦合发展产业示范，煤化工企业、发电和电网企业、制氢企业等需要联合攻关，合作解决煤化工与绿氢耦合发展中的卡脖子技术，简化现代煤化工装置生产流程，通过降低物耗、能耗、碳排放，增加

煤化工产品产量,探索一种技术和经济可行的煤化工和绿电绿氢耦合发展模式。

参 考 文 献

- [1] 国家发展改革委工业和信息化部. 关于印发《现代煤化工产业创新发展布局方案》的通知[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/fgsj/tjsj/cyfz/zyfz/201703/t20170323_1149896.html, 2017-03-23.
- [2] 刘殿栋, 王钰. 现代煤化工产业碳减排、碳中和方案探讨[J]. 煤炭加工与综合利用, 2021(5): 67-72. (LIU Diandong, WANG Yu. Discussion on scheme of carbon reduction and carbon neutralization in modern coal chemical industry[J]. Coal Processing & Comprehensive Utilization, 2021(5): 67-72.)
- [3] 中国国际经济交流中心课题组. 中国氢能产业政策研究[M]. 北京: 社会科学文献出版社, 2020: 14.
- [4] 罗佐县, 曹勇. 氢能产业发展前景及其在中国的发展路径研究[J]. 中外能源, 2020, 25(2): 9-15. (LUO Youxian, CAO Yong. Development prospect of hydrogen energy industry and its development path in China[J]. Sino-Global Energy, 2020, 25(2): 9-15.)
- [5] 凌文, 刘玮, 李育磊, 等. 中国氢能基础设施产业发展战略研究[J]. 中国工程科学, 2019, 21(3): 76-83. (LING Wen, LIU Wei, LI Yulei, et al. Development

- strategy of hydrogen infrastructure industry in China [J]. Strategic Study of CAE, 2019, 21(3): 76-83.)
- [6] 朱彤. 我国氢能产业发展的特点、问题与定位[N/OL]. 中国发展观察杂志, <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1716835626260666708&wfr=spider&for=pc>, 2021-11-21.
- [7] 黄奕. 光伏大佬隆基进军氢能的背后: 全国绿氢项目 34 个总投资超过 800 亿元[N/OL]. <https://guba.eastmoney.com/news/cfhpl,1021547573.html>, 2021-04-08.
- [8] 章建华. 服务保障碳达峰碳中和目标如期实现[N/OL]. 人民日报, <http://opinion.people.com.cn/n1/2021/0816/c1003-32193542.html>, 2021-08-16.
- [9] 于瑶, 苏醒. 煤化工产业迎难而上助力实现“双碳”目标[N/OL]. 经济参考报, <http://finance.china.com.cn/industry/energy/20210712/5604518.shtml>, 2021-07-12.
- [10] 王姝睿. 宁东基地加快布局氢能产业项目预计 5 年后绿氢产能将达到 20 万吨[N/OL]. 新华财经, <http://news.xinhua08.com/a/20201129/1965668.shtml>, 2020-11-29.
- [11] 袁建军, 袁本旺, 杜国强. 煤炭清洁转化过程中二氧化碳的排放与捕集[J]. 现代化工, 2018, 38(3): 1-3. (YUAN Jianjun, YUAN Benwang, DU Guoqiang. Emission and capture of CO₂ in clean conversion of coal [J]. Modern Chemical Industry, 2018, 38(3): 1-3.)
- [12] 肖珍平. 大型煤制甲醇工艺技术研究[D]. 上海: 华东理工大学, 2012.
- [13] 韩扬眉. 20 年坚持创新“液态阳光”变现实——我国建成千吨级液态太阳燃料合成示范装置[N/OL]. 中国科学报, <http://news.sciencenet.cn/htmlnews/2020/10/446972.shtml>, 2020-10-16.
- [14] 毛宗强, 毛志明, 余皓, 等. 制氢工艺与技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2018: 16.
- [15] 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/OL]. 北极星氢能网, <https://chuneng.bjx.com.cn/news/20201105/1114091.shtml>, 2020-11-05.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/213859.html>