

绿氢在中国工业领域应用现状与前景

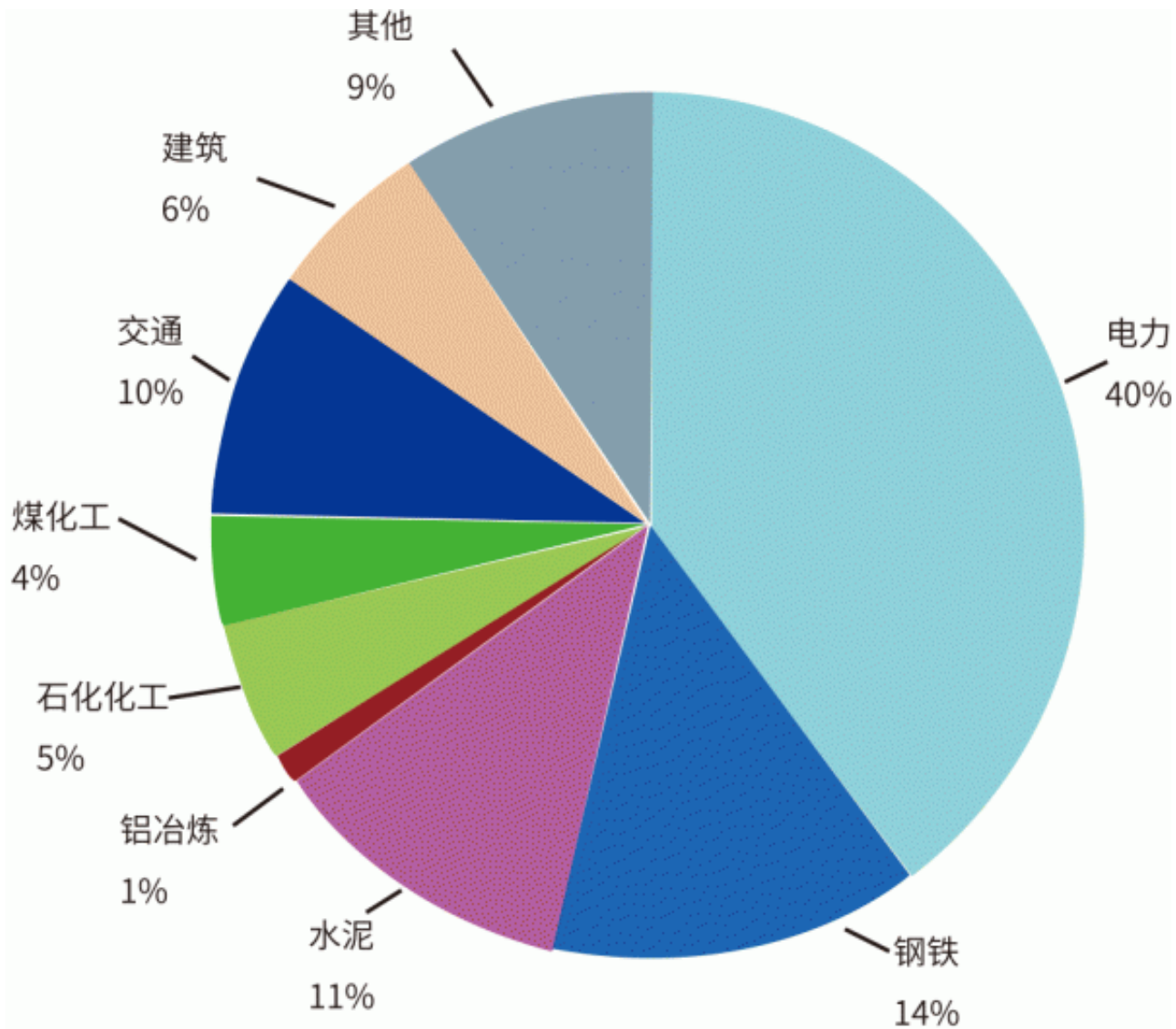
阳国军

(中国石油化工集团有限公司发展计划部)

摘要：绿氢在中国工业领域的应用目前仍处于工业示范或研究阶段，预计绿氢替代灰氢或蓝氢2030年为过渡阶段，2060年将大规模进入工业领域主流程。绿氢在中国工业领域大规模应用存在绿氢价格高于化石能源制氢和工业副产氢价格、技术基础薄弱、电-氢-电的氢储能系统效率相对较低以及政策和标准体系不完善等制约因素。绿氢在中国工业领域的应用将对相关产业产生深远影响，国家应尽早部署和谋划，加大支持先进适用技术研发和产业化攻关的力度，尽快开展绿氢在电力、钢铁、石油化工、煤化工等工业领域的应用示范，支持布局建设绿氢跨区域输送设施，完善财政金融支持政策、监管制度和标准体系。

1中国需要开展绿氢在工业领域应用的研究和实践

“双碳”时代，绿氢作为一种可再生清洁高效二次能源，已在石油化工、电力、冶金等多个工业领域开展示范应用，是全球公认的实现工业领域深度脱碳和高质量发展的现实技术路径。中国明确提出碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。我国年均碳排放量已超过十亿吨，其中电力（包括热电联产供热）、钢铁、水泥、铝冶炼、石化化工、煤化工等重点工业行业以及交通、建筑领域碳排放合计占总排放量（不含港澳台地区）的90%以上[1]（见图1）。



注：各行业/领域碳排放量包含能源消费和工业过程的直接排放

图1 2020年中国主要行业/领域二氧化碳排放贡献

生态环境部环境规划院严刚等人研究预测，中国钢铁、水泥行业碳排放量将分别在“十四五”前期和中期达峰，铝冶炼和煤化工行业将在“十四五”后期达峰，石油化工行业将在“十五五”末期达峰。钢铁和水泥是工业领域中（除电力外）碳排放量最大的两个行业，预计峰值年二氧化碳排放量将比2020年分别增加100万吨和6000万吨；预计铝冶炼和煤化工行业峰值年二氧化碳排放量将比2020年分别增加4000万吨和8000万吨；石油化工行业产品的需求仍有较大增长空间，预计达峰时年二氧化碳排放总量将比2020年增长2.6亿吨。工业领域需要大力推进包括清洁能源降碳、能效提升降碳、资源循环降碳、管理调控降碳等关键举措，方可实现碳排放量在2030年前达峰的目标[2]。

绿氢是一种来源丰富、绿色低碳、应用广泛的二次能源，可为物质与能量转换提供有效的解决方案，可实现可再生能源、绿氢在工业领域多种应用场景的耦合，被《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》定位为用能终端实现绿色低碳转型的重要载体[3]。但目前国内外尚无绿氢的统一标准。根据中国氢能联盟提出的团体标准T/CAB0078-2020《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》，清洁氢和可再生能源氢的单位氢气碳排放量阈值均为4.9千克二氧化碳/千克氢。本文中绿氢即可再生能源氢。绿氢在我国工业领域应用仍处于研究或产业化示范阶段，还存在一些行业共性问题需要验证和解决，在“双碳”目标下，中国迫切需要开展绿氢在工业领域应用的研究和实践。

2绿氢在中国工业领域应用现状

2021年，中国氢气产能约为4819万吨/年，产量约为3467万吨，基本都是来自传统化石能源生产和工业副产；氢气消费量约为3342万吨，其中66%作为原料用于化工合成，合成氨耗氢量最大（见图2）[4]。中国绿氢产量和消费量很小，绿氢的大规模生产及在工业领域的应用均还处于工业示范或研究阶段。

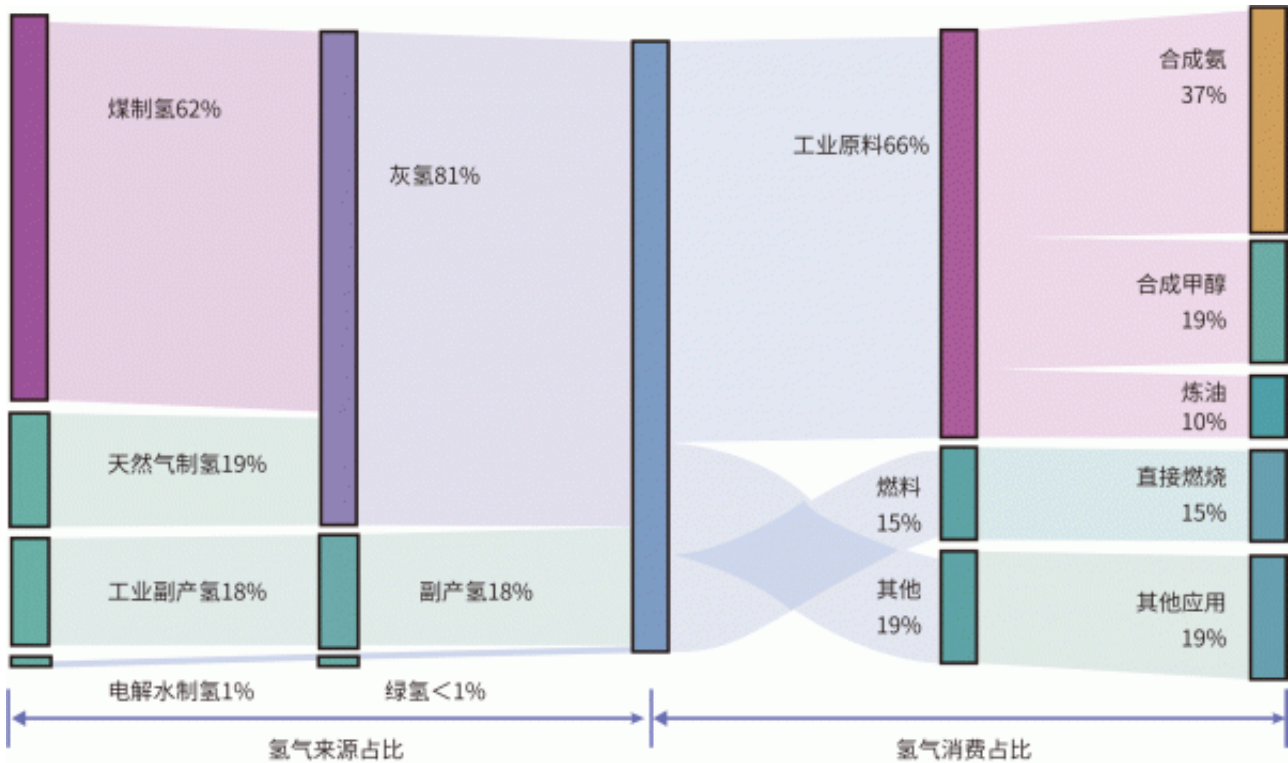


图2 2020年中国氢气来源与消费结构

2.1绿氢的生产技术概况

绿氢采用可再生能源电力和电解水制氢技术制得，不会有二氧化碳和其他有毒有害物质的排放。电解水制氢技术主要分为碱性电解水技术（ALK）、质子交换膜电解水技术（PEM）和固体氧化物电解水技术（SOEC）3种（见表1）。

表1 电解水制氢技术对比

技术特点	碱式	质子交换膜	固体氧化物
电解质	碱液	纯水	固体氧化物
能耗（千瓦时/立方米）	4.5~5.5	3.8~5.0	2.6~3.6
效率（%）	60~75	65~85	85~89
温度（℃）	70~90	70~90	700~1
响应速度	较快	很快	慢
系统寿命	长	长	短
环保	有风险	无风险	无风险
成熟度	成熟	较成熟	实验室阶段

碱性电解水技术已有数10年的应用经验，工艺成熟，应用广泛，单槽产氢量可达1000~2000标准立方米/小时，适合规模化应用。目前大规模绿电制氢项目均以碱性电解水制氢技术为主。

近年来，质子交换膜电解水技术产业化发展迅速，其制氢原理与碱性电解水技术制氢原理相同，但使用固态聚合物阳离子交换膜代替石棉隔膜，运行电流密度高、转换效率高、所产氢气压力高，可以毫秒级启动，适应可再生能源发电的波动性特征，但是需要使用含贵金属（铂、铱）的电催化剂和特殊膜材料，成本较高，使用寿命不如碱性电解水制氢技术长，核心材料被国外企业占据主导。

固体氧化物电解水技术还处于前期研究阶段，可实现热电联产，包含质子-固体氧化物、氧离子-固体氧化物以及二氧化碳联合电解3种方式。其中二氧化碳联合电解可将水蒸气和二氧化碳直接以电化学的方式转化为氢气加一氧化碳的合成气，用于合成汽油、甲醇和氨等化工产品[5]。该技术动力学性能优秀，可以达到或接近100%的转换效率，使用的催化剂不依赖于贵金属。但目前该技术的缺陷包括电极的机械性能在高温下不够稳定，高温会导致电解槽中玻璃-陶瓷密封材料寿命缩短，高温反应条件的升温速率也亟待突破等[6]。

此外，绿氢工业生产还包括风/光绿电制氢优化配置平台软件、IGBT整流技术、绿电制氢配电系统技术、绿电制氢能源管控一体化系统技术、氢氧纯化和储存技术等。

国内外海上风电制氢均处于起步阶段，各国仍在探索可行的技术方案和商业化方案。华电重工股份有限公司王峰等人开展“电能+氢能”共享输送方式、海上制氢站+管道输送氢气、海上加氢站+运输船输送氢气、海上加氢站为船舶提供清洁能源4种技术路线研究（见表2），认为“海上制氢站+运输船输送氢气”方案在现阶段具有推广应用价值[7]。

表2 海上风电制氢不同技术方案对比

项目	方案1：“电能+氢能”共享输送方式	方案2：海上制氢站+管道输送氢气	方案3：海上加氢站+运输船输送氢气	方案4：海上加氢站为船舶提供清洁能源
技术可行性	可行	可行	可行	可行
技术成熟度	技术不成熟。嵌有氢气管道的脐带电力电缆国内外没有工程可借鉴	技术成熟。氢气管道类似海底石油、天然气管道，技术成熟、可靠	技术成熟。氢气瓶组运输船运输类似海上石油、天然气运输，技术成熟、可靠	技术不成熟。海上加氢站国内外没有工程可借鉴
安全风险	安全风险大。氢气属于易燃易爆危险气体，氢气与电力并行，若发生氢气泄漏，存在较大的爆炸风险	安全风险在可控范围内	安全风险在可控范围内	安全风险在可控范围内
投资成本	成本高。海底脐带电缆造价远高于海底电力电缆	成本高。海底管道的投资成本不亚于海底电力电缆	成本可控	成本低。氢气就地消纳，没有远距离运输成本
氢气消纳	输送到陆上，消纳广泛	输送到陆上，消纳广泛	输送到陆上，消纳广泛	氢气消纳问题短期内无法解决。氢动力船舶仅在海外有少量报道，研发和制造时间长

2.2 绿氢在中国工业领域应用概况

目前，绿氢在我国电力、石油化工、煤化工等领域应用的示范项目已在运行或建设中。

在电力应用方面，国家电网有限公司利用可再生能源余电及电网谷电制绿氢，在助力可再生能源消纳的同时，发挥氢气支持长时存储的优势，实现电能跨时空配置。该公司围绕产业基地、园区、乡村、海岛等典型场景开展了氢能耦合示范工程建设，首个海岛绿氢示范工程于2022年7月在浙江台州大陈岛投运。该项目利用大陈岛风电，通过质子交换膜电解水制绿氢，构建了“制氢-储氢-燃料电池”热电联供系统，其中氢气供岛上氢电公交车运行，氧气用于海产养殖，热能供海岛民宿供热。2022年7月，首座兆瓦级氢能综合利用项目于在安徽六安金安经济开发区投运，实现了风光发电—兆瓦级质子交换膜制氢-储氢-氢能燃料电池发电和热电联供的全链条技术贯通，年制氢70余万标准立方米、氢发电73万千瓦时。

在石油化工和煤化工应用方面，目前已有中国石化新疆库车绿氢示范项目、中国石化鄂尔多斯市乌审旗风光融合绿氢化工示范项目、兰州新区液态阳光合成燃料示范项目、宁夏宝丰能源光伏制氢项目、大安吉电绿氢能源有限公司风光制绿氢合成氨一体化示范项目等（见表3），这些示范项目绿氢制备主要采用碱水电解制氢技术，该技术具有工艺成熟、制氢成本低、单槽产氢量高以及适合规模化应用等特点。

表3 中国部分绿氢在石油化工和煤化工行业的应用项目

项目名称	建设内容	氢能用途
中国石化新疆库车绿氢示范项目 ^[8]	300兆瓦光伏装机容量、电解水制氢能力2万吨/年、21万标准立方米储氢球罐	塔河炼化公司用于替代天然气制氢
兰州新区液态阳光合成燃料示范项目 ^[9]	10兆瓦光伏装机容量、千吨级电解水制氢能力	用于下游合成甲醇
宁夏宝丰能源光伏制氢项目 ^[10]	200兆瓦光伏装机容量、电解水制氢能力2000吨/年、21万标准立方米储氢球罐	用于下游生产聚乙烯、聚丙烯
中国石化鄂尔多斯市乌审旗风光融合绿氢化工示范项目 ^[11]	450兆瓦风力发电装机容量、270兆瓦光伏发电装机容量、电解水制氢规模3万吨/年	用于中天合创公司煤化工项目生产化工材料
国家电投新未来达茂旗风光制氢与绿色灵活化工一体化示范项目 ^[12]	将新能源发电转化为绿氢，同时通过与电网进行电量交换解决新能源发电随机波动难以消纳难题	用于制绿氢
大安吉电绿氢能源有限公司风光制绿氢合成氨一体化示范项目 ^[13]	在吉林省大安市建设风电700兆瓦、光伏发电100兆瓦、40兆瓦/80兆瓦时储能装置，制氢规模3.2万吨/年，合成氨建设规模18万吨/年	用于制绿氢

在钢铁应用方面，鞍钢集团和宝武集团已分别开工建设万吨级和百万吨级氢冶炼铁项目（见表4）。鞍钢集团氢冶金项目是全球首套绿氢零碳流化床高效炼铁新技术示范项目，突破了原料适用性和还原效率难题，还原时间缩短30%以上且可有效避免粘结，集成高效反应器等关键技术，实现高金属化率直接还原铁的连续生产。氢冶金有利于钢铁企业节能减排和低碳转型，也能为绿氢提供更大的应用场景。按照日本钢铁协会估计的生产1吨铁耗氢89千克计算，替代国内传统钢铁产能至少每年需要数千万吨绿氢[11]。

表4 中国部分绿氢在钢铁行业应用项目

项目名称	建设内容	进展
鞍钢集团氢冶金项目	绿氢制备装置（单槽制氢规模1500立方米/小时）、1万吨/年流化床绿氢直投还原铁示范装置	2022年9月在鞍钢鲅鱼圈钢铁基地开工，计划2023年投产
宝武湛江钢铁零碳示范工程百万吨级氢基竖炉工程	建设国内首套百万吨级氢基竖炉	2022年2月开工
内蒙古包头国际氢能冶金化工示范区项目	明拓集团有限公司与国际氢能中心合作建设，以绿氢为还原剂，建设氢直接还原技术的2×55万吨直接还原铁和80万吨铁素体不锈钢绿色冶金项目	2022年4月签约

绿氢在电力、石油化工、煤化工等工业领域的应用目前整体处于研发和产业化示范阶段，基本上都是小规模绿氢应用。随着以新能源为主体的新型电力系统加快建设和电-氢协同的大规模开展、碳交易市场国际化，预计未来绿氢成本会接近或低于灰氢和蓝氢，绿氢在工业领域会大规模应用，且应用的内涵会进一步拓展，会拓展到利用“绿氢+绿氧+绿电”对工业领域的反应和用能流程进行再造[12]，例如绿氢替代煤化工中变换反应制氢，在取消变换反应工序的同时可实现煤化工大幅度源头减排二氧化碳；或者拓展到利用“绿氢+绿氧+绿电+CCUS”对工业领域的反应和用能流程进行再造，绿氢能与CCUS捕集的二氧化碳直接反应生产甲醇、乙醇、芳烃等化学品，实现工业末端减碳。

3绿氢在工业领域的应用前景

3.1绿氢在工业领域应用可实现大规模降碳

2021年10月国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，要求重点实施能源绿色低碳转型行动、节能降碳增效行动、工业领域碳达峰行动等“碳达峰十大行动”，其中工业领域要力争率先实现碳达峰。《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》鼓励企业开发利用绿氢，推进炼化与绿氢等产业耦合示范等。工业是产生碳排放的主要领域之一，按期实现碳达峰碳中和目标的任务艰巨，迫切需要开发高效的低碳、零碳和负碳技术。绿氢在工业领域的应用可以实现大规模降碳。

《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》指出，“氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向”，并要求到2030年可再生能源制氢实现广泛应用，有力支撑碳达峰目标的实现。另有研究表明，如果仅考虑绿氢在煤化工中取代变换工序制氢，原料煤中二氧化碳进入甲醇产品的比例能从目前37.8%提高到71.8%[13]，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的报道，甲醇的选择性达到98%[14]，原料煤中二氧化碳几乎能全转化到甲醇产品中。加上绿电电气化应用，煤化工有可能成为零碳行业。

3.2绿氢在中国工业领域应用具有广阔前景

一是中国工业领域有得天独厚的风/光资源优势。中国风/光等可再生能源资源潜力巨大，2021年底风电和光伏发电累计装机规模约为6.34亿千瓦，发电量为9785亿千瓦时；已明确2030年风电和光伏发电总装机容量将达到12亿千瓦以上，其中在沙漠、戈壁、荒漠地区规划建设4.5亿千瓦大型风光基地建设[15]。油气田矿区和煤矿很多位于沙漠、戈壁、荒漠地区，与优质风/光资源高度重合，具有获取风/光资源的优势。此外中国海上风电总规划为166.386吉瓦，风电场所发电能在满足海上油气平台设备供电后全部用来制取氢气，形成协同降碳增效效应。

二是工业领域有助于可再生资源大规模开发和就地利用。工业企业自身是用电大户，西北部可利用优质的风/光资源发电制氢，就地供应当地的石油化工、钢铁等企业，东南部可以利用海上风电制氢就地供应沿海石油化工、钢铁等企业，助力石化企业节能降碳。

三是绿氢在工业领域应用具有经济可行性。以绿氢在石化行业的应用为例，中国已有多个万吨级绿氢与石化工业耦合产业化示范项目在规划和建设中，其中宁夏宝丰电力运营管理公司“太阳能发电+电解水制氢”项目的氢气成本控制在1.54元/标准立方米左右[16]。如果考虑石化产业因绿氢替代带来的减物耗、减碳排、节能和提产等额外利润，相信石化耦合绿氢降碳项目的示范成果不久就能达到工业推广要求。

综上，绿氢在中国工业领域的应用具有广阔前景，但绿氢替代灰氢或蓝氢还需要时间，预计2030年是过渡阶段，2060年绿氢将大规模进入工业领域的主流。

3.3绿氢在工业领域大规模应用的主要制约因素

现阶段，绿氢大规模工业化应用还存在技术、经济、政策和标准等多方面制约因素。

一是目前绿氢价格高于化石能源制氢和工业副产氢价格。据北极星氢能网报道[17]，当煤价为600元/吨、天然气为3元/立方米时，煤和天然气制氢的成本分别为0.93元/立方米和1.17元/立方米，而光伏电价为0.3元/千瓦时，电解水制氢成本为2.12元/立方米[18]，这极大地影响了绿氢的工业化应用。

二是绿氢在工业领域的应用还存在技术基础薄弱问题。例如，绿氢与煤化工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、规范和成熟的经验可以借鉴，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。

三是电-氢-电的氢储能系统效率相对较低。目前，国内电-氢转化率为60%~80%，氢-电转化过程燃料电池发电效率为40%~60%，电-氢-电综合转化总效率约21%~43%，低于其他储能效率。

四是绿氢在工业领域应用的政策和标准体系不完善。现有国家层面的标准规范主要集中在氢能应用燃料电池技术方面，电氢耦合、纯氢和掺氢长输管道等标准体系仍不健全；储氢罐等部分标准的制定年限较为久远，现阶段适用性不强，需要适时修订。另外，国家对绿氢在工业领域应用的激励机制缺失。中国绿电电解水制绿氢除部分省市出台了优惠电价政策外，没有出台体现绿氢零排放的“高质高价”的定价政策，也未建立氢储能参与电力辅助服务的成本补偿机制。

3.4绿氢在工业领域应用的路径与策略

在电力领域，有机构预测，到2050年中国风电、光伏发电量可达12万亿千瓦时，可再生能源电力在全部电量中的比重将超过80%[19]，弃风、弃光电量也将大幅提升，届时绿氢成本优势将凸显，绿氢在发电侧、用户侧和电网侧的应用会加强。在发电侧，风光发电场会配置绿氢储能以消纳弃风弃光电能，或增加上网发电电量；在用户侧，绿氢会用于分时电价管理，在用电低谷期用电制氢，降低制氢成本，在用电高峰期使用氢燃料电池释放电能，实现峰谷电价差套利；在电网侧，氢储能用于电力系统峰谷调节，或用于延缓或替代输配电设施投资，缓解输变线路阻塞，增强供电保障。

在石油化工和煤化工领域，有学者认为如果绿氢要大规模进入石油化工行业现有工艺流程，需要研究开发支撑绿氢炼化的前沿核心技术，对现有炼化工艺流程进行再造[12]。针对炼化企业用能结构由煤、石油焦、石油等高碳能源转向天然气、绿电、绿氢等低碳和无碳能源，或多种低碳能源耦合的情况，深入研究炼油、乙烯、芳烃、煤化工等主要工艺总流程如何调整优化，以实现直接排放近零，或过程排放量最小。

在钢铁领域，对比传统的“高炉-转炉”钢铁长流程，以氢为主要还原剂的氢冶金可以加快用钢铁短流程取代长流程的进程，实现超低碳或无碳排放，这是钢铁产业低碳绿色转型升级的有效途径之一；且产品纯净度高，可以生产各种高温合金、耐热合金、精密合金等航空航天、军工和民用等高端高附加值材料的基材[20]。氢冶金技术路线主要包括富氢还原高炉工艺和气基竖炉直接还原工艺，其中气基竖炉直接还原工艺被认为是未来氢冶金的主要工艺路线。

4结语

绿氢在中国工业领域降碳应用符合能源发展趋势和国家产业政策，是实现碳中和的必然要求，具有可行性，发展前景广阔。目前绿氢在中国工业领域的降碳应用还处于工业示范阶段，存在技术基础薄弱、绿氢成本高于传统能源制氢成本、政策和标准体系不完善等问题。绿氢在中国工业领域的应用将对产业产生深远影响，国家应提早部署和谋划。建议国家加大支持先进适用技术研发和产业化攻关力度，尽快开展绿氢在电力、钢铁、石油化工、煤化工等工业领域的应用示范，支持布局建设绿氢跨区域输送设施，完善财政金融支持政策、监管制度和标准体系。

参考文献：

- [1] 张型芳, 罗宏, 吕连宏. 碳排放与经济增长的协调性分析[J]. 环境工程技术学报, 2017, 7(04): 517-524.
- [2] 严刚, 郑逸璇, 王雪松, 等. 基于重点行业/领域的我国碳排放达峰路径研究[J]. 环境科学研究, 2022, 35(02): 309-319.
- [3] 国家发改委. 氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)[J]. 稀土信息, 2022(04):26-32.
- [4] 李佳蓉, 林今, 肖晋宇, 等. 面向可再生能源消纳的电化I(P2X)技术分析及其能耗水平对比[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(01):86-96.
- [5] HAUCH AKUNGAS RBLENNOW P', et al. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis[J]. Science, 2020, 370(6513):eaba6118.
- [6] 李君, 吴文龙, 张洪阳, 等. 石化企业绿电制氢工艺路线分析[J]. 当代化工, 2022, 51(08):1876-1879+1884.
- [7] 王峰, 逯鹏, 张清涛, 等. 海上风电制氢发展趋势及前景

- 展望[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(05): 41-48.
- [8] 刘坚. 我国绿氢规模化发展面临的挑战与建议[J]. 中国电力企业管理, 2022(16):3.
- [9] 内蒙古太阳能行业协会. 内蒙古八个风光制氢项目齐开花, 总投资超170亿! [EB/OL].(2022-09-01).https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MzA3NzE2Mzc4NA==&mid=2650344042&idx=2&sn=3fae240d9d2507e42a4620bdad5ecd1&chksm=875b960db02c1f1baea3ef6b01541a8b0faf51ef7c9cc1274e23f0482ee286dd78d11b8bc262&scene=27.
- [10] 赵淑玲, 王利. 风光制绿氢合成氨项目可研过审[N]. 中国化工报, 2022-09-13.
- [11] 石化行业走出去联盟. 制氢规模可达1500标方/时! 全球首套绿氢零碳流化床高效炼铁新技术示范项目开工 [EB/OL].(2022-09-29).https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MzI4MTEzOTMwNQ==&mid=2247569387&idx=5&sn=4274dbe9514264405e88f024b0c22fbb&chksm=ebae4eeddcd9c7fbbdae8676649357fa8d65a66de0a69b72918b37e8870e18f56d72be5a2ae9&scene=27.
- [12] 刘佩成. 我国石化工业推进绿氢炼化的思考[J]. 当代石油石化, 2022, 30(04):36-42.
- [13] 阳国军, 刘会友. 现代煤化工与绿电和绿氢耦合发展现状及展望[J]. 石油学报(石油加工), 2022, 38(04):995-1000.
- [14] 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[EB/OL]. (2020-10-16) .<https://news.sciencenet.cn/htmlnews/2020/10/446954.shtm>.
- [15] 刘园园. 首场“部长通道”上, 这些话太提气了! [EB/OL]. (2022-03-05). <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1726471535443977581&wfr=spider&for=pc>.
- [16] 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[EB/OL]. (2020-11-29). <https://www.cnfin.com/news-xh08/a/20201129/1965668.shtml>.
- [17] 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.
- [18] 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. (2020-11-05). <https://chuneng.bjx.com.cn/news/20201105/1114091.shtml>.
- [19] 钟财富. 氢能产业有序发展路径和机制[M]. 北京: 中国经济出版社, 2021.
- [20] 林圣华. 氢能在钢铁冶金中的应用及发展趋势研究[J]. 中国煤炭, 2022, 48(10):95-102.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/201717.html>