

新能源背景下天然气管网系统转型路径研究

刘世奇*, 武学健, 王琰云佳, 金柄旭

(国家管网集团工程技术创新有限公司, 天津 300457)

摘要:面向新能源跃升为主体能源的系统变革,我国天然气管网亟须重构发展路径。新能源背景下,天然气管网气源侧面临传统气供给波动、绿氢间歇性补充、CCUS 催生 CO₂ 专用输送需求的多元挑战;市场侧呈现电力长周期调节需求提升、工业燃气需求减量、城市配气管网利用率下降的特征;运行端则遭遇负荷安全、多介质协同调度复杂、资产转型窗口期适配难题。借鉴欧洲“政策驱动+标准先行”和北美“市场驱动+激励创新”经验,结合我国体制优势,实施西北、中东、沿海、西南、东北的区域差异化转型策略,从管网技术改造、多气源调度重构、“全国一张网”机制优化、新型介质输送配套建设四方面明确了转型路径,推动天然气管网由单一系统向多能源协同体系转型,支撑新型能源体系建设。

关键词:新能源;天然气管网;转型路径;多气源协同;区域差异化策略

中图分类号:TE832

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2026)09-0010-06

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2026.09.003

Research on the transformation path of natural gas pipeline network system under the background of new energy

LIU Shi-qi*, WU Xue-jian, WANG Long-yun-jia, JIN Bing-xu

(PipeChina Engineering Technology Innovation Co., Ltd., Tianjin 300457, China)

Abstract: Against the backdrop of energy system restructuring with new energy as the primary energy source, this paper investigates the transformation path of China's natural gas pipeline network. It identifies challenges on the gas source, market, and operation sides, reviews European and North American experience, and proposes adaptive transformation strategies. Faced with volatile gas supply, long-term power regulation demand, low-load operation risks, and asset lifecycle constraints, and drawing on international models, this paper puts forward regionally differentiated strategies and clarifies transformation paths in pipeline technological renovation, multi-gas source scheduling, national integrated pipeline network operation, and supporting systems for new medium transmission. It drives the natural gas pipeline network to evolve from a standalone single system into a multi-energy collaborative system, providing robust support for the construction of the new energy system.

Key words: new energy; natural gas pipeline network; transformation path; multi-gas-source coordination; regional differentiation strategy

全球能源转型深入推进,新能源逐步向主体能源转变,能源系统格局深刻变革。传统天然气管网系统是为单一气源和稳定流量的“线性能源供应链”时代设计的,在能源系统向多元化、波动性、网络化转型的背景下,该系统既面临效率提升和低碳转型等挑战,也迎来功能拓展和技术革新的机遇。当前我国处于能源转型攻坚期,清洁能源消费占比持续提升,对天然气管网适配性、灵活性与低碳性提出更高要求。立足我国实际探索天然气管网系统转型新路径,对推动能源系统高质量发展、实现“双碳”目标意义重大。

1 传统天然气管网系统面临的挑战

我国天然气管道建设规模持续扩大,已构建形成横跨东西、纵贯南北、连通海外、调度灵活、安全可靠的现代化管网输送体系,“全国一张网”主体格局加快成型、日臻完善^[1]。但随着新能源崛起、消费

结构优化及安全环保要求提高,天然气管网在规模、效率、技术、功能等方面的短板凸显,传统问题与新型挑战交织,转型升级紧迫性日益增强^[2]。在能源系统向多元化、波动性、网络化转型的背景下,天然气管网系统正面临来自物理层面、市场层面与制度层面的系统性冲击。

1.1 气源侧供应格局的多元波动

气源结构的多元化显著加剧了供给侧的波动性,成为制约天然气管网安全高效运行的核心因素,我国气源侧供应格局的多元波动如图 1 所示。一方面,国内非常规气的产能释放受制于复杂地质条件与开采技术成本,具有显著的不确定性与阶段性波动特征^[3];另一方面,进口液化天然气(LNG)作为多元供气体系的重要组成部分,其供给量与价格高度受控于国际地缘政治博弈、全球贸易流向及现货市场震荡^[4],LNG 进口国进口量变化如图 2 所示,进一步放大了气源量与价格波动。现有管网系统的

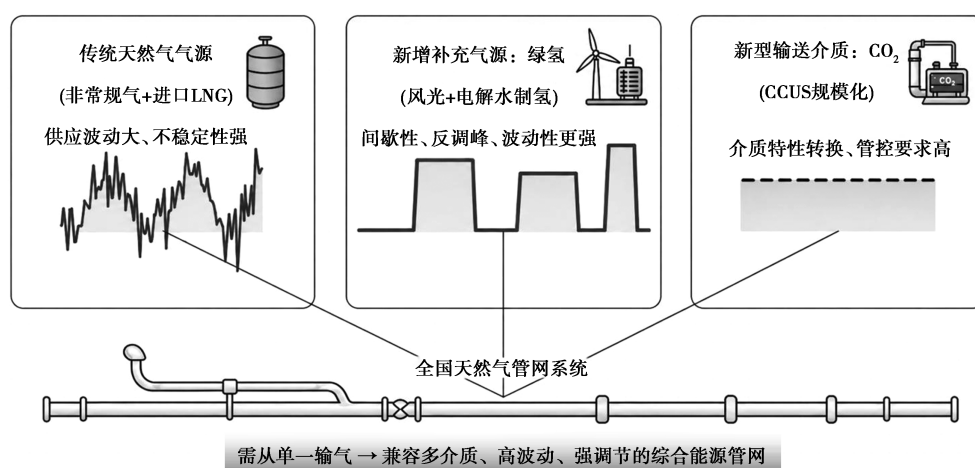


图1 气源侧供应格局的多元波动

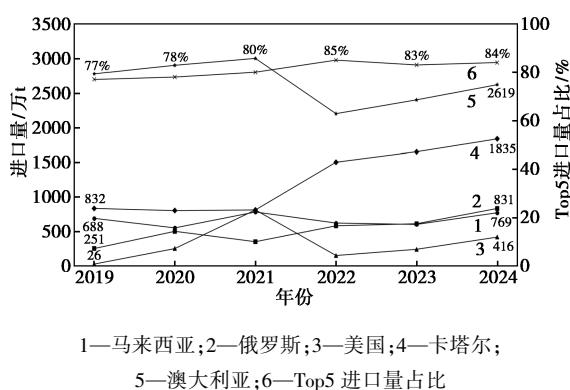


图2 LNG进口国进口量变化

运行逻辑高度依赖长期购销合约,其“刚性输送”与长周期调度模式,难以适配中短期市场波动及供需失衡风险。

随着电解水制氢技术的规模化应用,气源供应将不再局限于传统的天然气供应,风光发电耦合制备产生的“绿氢”将成为重要补充气源^[5]。但“绿氢”的生产过程受可再生电力时空分布规律的直接约束,其产出呈现强烈的间歇性与反调峰特性^[6]。传统管网以“输送稳定性气源”为核心的功能定位被颠覆,管网传统的调度模式需从“负荷跟踪”转变为“源-荷双重跟踪”,这对管网系统的运行灵活性和动态调节能力提出了更深层次的要求。

CCUS 规模化、集群化是工业深度脱碳的重要方向,将带来大规模点对点 CO₂ 输送需求^[7]。CO₂ 与天然气物理形态相近,但介质特性与运行管控存在本质差异:CO₂ 输送以超临界相态为主,对相态、压力温度调控及介质纯度要求严苛,杂质易引发管道腐蚀和相变紊乱^[8]。同时,CO₂ 泄漏易造成窒息风险与环境影响,其安全管控、应急处置标准与天然气差异显著^[9],现有天然气管网难以适配,改造复

用存在技术与安全瓶颈。CO₂ 输送管网属于潜在专用性资产,无法沿用传统天然气管网规划建设思路,亟须构建适配其特性与 CCUS 布局的全新规划逻辑。

1.2 市场侧需求结构的深度转型

在“双碳”目标驱动下,终端用能电气化与脱碳化从根本上重塑了天然气管网的需求结构。一方面,高比例可再生能源接入深刻改变了电力系统的调节需求,据国家能源局数据显示,截至 2024 年底,我国风电、光伏装机合计达 14.08 亿 kW,占全国总发电装机比重升至 42%,清洁能源消费占比持续提升^[10]。高比例风光并网使得电力系统调节需求扩展至长周期能量转移,要求管网依托储气与灵活调度承担电-气协同跨季节储能功能。

另一方面,工业领域的钢铁、化工等高耗能工业深度脱碳的核心路径指向氢基冶金与工业电气化转型,氢基还原冶金、绿氢替代合成、工业流程电气化等已成为行业主流减碳方案^[11]。在城燃领域,城市居民与商业采暖等核心天然气应用场景在建筑领域深度节能与终端用能电气化的双重驱动下,正逐步被空气源热泵、地源热泵等电驱技术所渗透^[12]。导致工业用气长期减量、城市配气管网利用率下降,管网在低负荷运行安全、改造经济性 & 规划运维上面临系统性挑战。

1.3 管网运行调度与安全边界的适配挑战

未来天然气需求下行与负荷波动加剧,将使管网部分管段或时段长期处于低流速、低压的低负荷运行状态。低流速会削弱管道携液能力,引发积液、局部腐蚀、流态紊乱及水合物生成,还易造成杂质沉积,缩小小流通截面并加速局部腐蚀与应力集中^[13];低压力运行会改变管内介质的热力学平衡,降低水

合物生成的临界温度,加剧堵塞风险^[14]。这些问题在传统高负荷工况下并不突出,现有水力模型与完整性管理体系难以适配,需开展多相流模型修正、清管周期动态优化及风险阈值重标定,以保障管网安全稳定运行。

在能源转型与多元气源替代背景下,天然气管网将向兼容绿氢、合成甲烷、氢-甲烷混合气的多介质输配网络转型。由于不同气源在热值、沃泊指数、燃烧速度等参数上差异较大,直接影响终端设备安全稳定运行^[15],需实现气质追踪与流量调度协同,调度中心需升级为组分与能量双重管控平台,重构现有调度体系。天然气管网作为重资产基础设施,设计寿命 40—50 年,与能源转型周期高度重合,现有规划、材料及标准均围绕纯天然气设计,若 2030—2045 年关键更新期末融入氢适配、碳输送兼容、多介质调控等要求,极易形成资产锁定效应。因此,当前规划与投资决策正处于决定管网中长期转型成本与可行性的关键窗口期。

2 国际能源基础设施转型的路径比较

在全球能源转型进程中,主要经济体受限于自身资源禀赋、市场机制与制度框架,演化出了差异化的天然气管网转型路径。欧洲与北美的典型实践,为我国管网系统的适应性改造提供了重要的底层逻辑与路径参照。

2.1 欧洲模式:政策驱动与标准先行的系统重构

2.1.1 管网掺氢标准与法规体系的渐进构建

德国是欧洲“标准先行”机制的典型代表,其燃气与水工业协会(DVGW)通过修订并发布《可再生气体技术规范》(G262)及《燃气质量》(G260)等基础性文件,构建了覆盖输配、终端的天然气管网掺氢标准体系^[16]。该体系不仅界定了现阶段输配管网最高 20% 的体积掺氢阈值,并正在编制纯氢输送规范。DVGW 历经系统测试,完成了欧洲现役管网中 300 余种典型管线钢的氢相容性测试,证实绝大部分现役天然气管道可在特定的应力与压力波动区间内掺氢运行。在终端用能侧,基于沃泊指数(Wobbe Index)互换性原理,该标准体系明确了在 $\leq 20\%$ 低掺氢比工况下,现有主要民用与工业燃烧设备基本无需改造即可使用。

2.1.2 跨欧洲能源网络(TEN-E)政策工具的战略引导

在全球氢能产业竞争与能源转型深度融合的背景下,欧盟将氢能骨干管网纳入“跨欧洲能源网络

(TEN-E) 优先地理走廊”与“项目共同利益(PCIs)”核心支持清单^[17],通过法规赋能赋予其多重关键发展特权。此前成员国分散的氢能布局导致管网衔接不畅、技术标准冲突、资源配置低效,而 TEN-E 通过统一规划跨国氢能输送走廊、整合区域内资源禀赋与产业优势,通过自主可控的氢能网络减少对外部化石能源依赖,以统一的基础设施平台带动电解槽、氢能储运装备等全产业链协同发展。这实质上是利用欧盟的超国家治理工具,自上而下地规划和推动一个跨国的氢能市场基础设施,推动成员国统一氢能输送技术标准、安全管控规范、市场准入规则及数据共享机制,实现跨国管网的互操作性。

2.1.3 典型项目的商业模式探索

在微观项目运营与市场机制构建层面,欧洲目前主要探索了两种典型的商业验证模式。第 1 种是由 30 家欧洲能源领域先锋企业联合组建的产业联盟推出“HyDeal Ambition”发展计划^[18]。该计划以创新构建“氢能产业全链路垂直一体化发展模式”为核心目标,通过整合风光可再生能源发电商、电解槽研发制造企业、氢能储运运营商及钢铁、化工、化肥等终端用能主体,形成“绿电制氢-储运输配-终端消纳”的闭环产业生态,推动各参与方签订长期绿氢采购协议(PPA),以确定性的需求和价格信号,驱动整条价值链的投资^[19]。

第 2 种是以荷兰鹿特丹港为代表的“枢纽-辐射”模式。该模式凭借北海海上风电资源与港口物流优势,成为西北欧低碳能源核心节点^[20],港口作为氢能枢纽规模化发展的核心要素如图 3 所示。作为枢纽,鹿特丹港依托北海海上风电,布局荷兰氢气 1 号、ELYgator 等规模化绿氢项目,同时通过与巴西等国合作进口绿氢/绿氨,配套 VTTI 氨裂解装置形成双轮供给。同时,复用港口物流与工业基础设施,结合 Porthos 等碳封存项目形成闭环,绿氢已直供炼油、航空燃料生产等领域,实现新能源的高效集聚与跨区输配。

2.2 北美模式:市场驱动与激励机制的商业创新

2.2.1 市场驱动下的 CCUS 管网商业模式

与欧洲自上而下的政策指令驱动不同,北美(特别是美国)的天然气管网转型表现出典型的“自下而上”市场主导特征,依靠资本、财税与商业模式创新驱动。以美国墨西哥湾 CCUS 管网为例,其由企业联盟自主建设,依托现有设施与产业集群自然形成,无联邦顶层规划^[21]。该模式建立了清晰的市场化收益机制:排放企业支付运输封存费用,

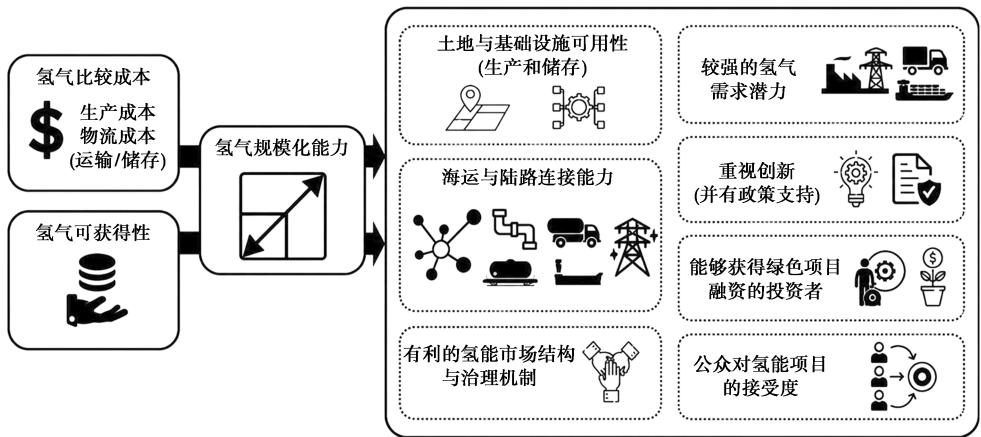


图 3 港口作为氢能枢纽规模化发展的核心要素

管网运营商通过改造扩容获得管输收益,封存方则依靠碳封存税收抵免实现盈利。通过政策金融与市场机制结合,将减排效益转化为稳定现金流,从而激活产业链投资,实现 CCUS 商业化可持续运行。

2.2.2 基础设施投资与税收抵免的催化

美国《通胀削减法案》(Inflation Reduction Act, IRA)推出了全球范围内史上最激进的清洁能源税收抵免政策体系^[22],针对绿氢产业按全生命周期碳排放强度,设置最高 3 美元/kg 的生产税收抵免(PTC);针对 CCUS 项目通过基础抵免叠加额外奖励,实现最高 50%的投资抵免,大幅降低项目建营成本。该政策未对氢能、CCUS 项目做直接顶层规划,而是以精准财税激励优化项目财务模型,显著提升全产业链项目内部收益率(IRR),破解清洁能源基建投资大、周期长、回报低的行业痛点,强力撬动资本涌入相关领域,形成“政策激励-资本响应-项目开发-生态完善”的快速正向循环,为氢能与 CCUS 产业规模化发展注入核心动力。

2.3 适配“全国一张网”体制的转型逻辑与启示

在“全国一张网”背景下,我国天然气管网系统

向新能源体系的转型难以简单复制单一的国际模式,需坚持“标准先行”与“试点先行”的辩证统一,按照“试点为标准筑基,标准为试点扩围”的策略统筹推进。

技术工程层面,应在西北可再生能源富集区设立国家级试点,开展多场景验证与商业模式探索,并由国家标准委牵头加快制定管网掺氢、碳输送等技术标准,为全国推广提供依据。制度与市场层面,需构建覆盖供给、需求、基础设施的一体化政策体系:供给侧参照美国 IRA 激励绿氢、蓝氢生产;需求侧对重点行业设定绿氢消费配额;基础设施侧通过财税优惠支持管网改造,建立氢能管输价格机制,并将适配管网纳入基础设施证券投资基金(Real Estate Investment Trusts, REITs)试点拓宽融资,形成全链条政策支撑。

我国天然气管网低碳转型须因地制宜、避免“一刀切”,选择区域差异化路径。我国不同区域管网转型差异化路径如表 1 所示,西北依托资源优势打造大型风光制氢基地与跨区外送大通道,中东部立足负荷中心推进管网掺氢与终端消纳闭环,沿海

表 1 我国不同区域管网转型差异化路径

区域	区域类型	定位	转型核心路径
西北部	资源型	国家级绿氢生产与外送基地	聚焦“源侧转型”,打造大型风光制氢基地,探索纯氢/高比例掺氢管道“点对网”外送模式,对标“西气东输”能源输送体系,为中东部提供绿氢原料
中东部	负荷型	氢能就地消纳与应用核心区	聚焦“网侧改造与荷侧消纳”,在城市群、工业走廊开展区域性配气管网掺氢示范,衔接氢能炼化、氢能交通、分布式工业用氢等应用场景,构建闭环氢能市场
东北部	工业转型型	传统重工业氢能脱碳示范基地	聚焦钢铁、炼化、装备制造等传统重工业绿氢替代,推进工业副产氢提纯利用,配套建设区域氢能储运管网,结合老工业基地转型打造氢能装备制造与应用融合示范区
西南部	特色资源型	区域绿氢生产与本地特色应用基地	依托水电、光伏等优质绿电资源发展中小型风光水制氢项目,结合煤化工、磷化工等特色产业开展绿氢替代示范,探索氢能冶金、偏远地区氢能供电等特色场景
沿海地区	枢纽型	国际绿氢/蓝氢进口枢纽+临港氢能产业基地	借鉴北美发展经验,推动 LNG 接收站、炼化基地与氢能产业耦合发展,打造进口绿氢接收、储运、转化枢纽,同时服务临港工业、远洋航运脱碳需求

发挥枢纽作用实现进口氢能与 LNG、炼化产业协同,西南依托绿电与特色产业开展分布式制氢与场景化应用,东北聚焦重工业脱碳与副产氢利用,同步发展氢能装备。通过分区定位、各有侧重、协同联动,最终形成全国统一、高效适配、安全经济的氢能管网融合发展新格局。

通过对国际典型模式的深度解构与比较,我国可更清晰地识别自身优势与现实挑战:依托全国管网统一规划、统筹建设与高效执行的体制优势,同时正视市场机制尚不健全、标准体系存在空白等短板,进而走出一条兼具全国战略统一性与区域发展灵活性的中国特色管网转型之路。

3 适配新能源背景的天然气管网转型路径

新能源快速发展背景下,我国天然气管网转型需结合区域资源禀赋,通过技术改造、项目示范、管理提升等系统措施,推动管网向高效、清洁、低碳转型,更好适配新能源发展,助力能源结构绿色转型。

3.1 管网系统的适应性改造与技术升级

以老旧设备更新和核心环节优化为核心,通过专项改造提升能效、降低能耗与碳排放。按照“分类评估、分批替换”原则,对服役年限较长、热效率不达标的加热设备实施“油改气、气改电”改造,优先采用高效智能设备;推进压气站电气化转型,在役站配套储能与无功补偿设施完成“气改电”升级,新建站全面应用电气化机组。同时,结合区域能源禀赋推进清洁用能替代与梯级利用,在风光资源丰富地区构建分布式风光电站+储能+微电网的站场供电模式,针对 LNG 接收站冷能利用率偏低的现状,拓展其在多领域的应用场景,深挖余压余热潜力,通过余压发电、余热综合利用等方式,实现能源多级高效利用。

3.2 多气源协同的调度体系重构

聚焦油气与氢能协同发展,依托油气管网的天然优势,破解氢能规模化、低成本输送瓶颈。通过建立覆盖管材耐氢、焊缝安全、设备适配等核心环节的长输管道掺氢适应性评估体系,明确不同掺氢比例下的管材使用标准,选取适宜区域开展掺氢输送示范试点,积累实际运行经验。结合新能源制氢的波动性与天然气消费的时段性特征,搭建氢气管网与天然气管网动态配比调度平台,依托现有储气设施实现氢能错峰储存与利用,建立价格联动机制提升氢能的市场竞争力。同时强化储运技术研发,突破

高效储氢核心技术,构建“管道+储存”一体化储运体系,为多气源协同调度提供坚实技术支撑。

3.3 适配“全国一张网”的运行机制优化

盘活现有管网资源、提升跨区域资源配置效率,针对清洁替代能源现有运输方式成本高、效率低的问题,改造现有成品油管道开展多介质顺序输送,优化资源跨区域调配格局。研究封存管道改输技术,通过全面评估管材适配性、实施针对性修复改造,盘活退役或低负荷管道资源,依托改造成本低、建设周期短的优势,助力管网扩容增效。结合 CCUS 产业链发展需求,利用现有管网优势,改造适宜管道用于二氧化碳输送,同时布局专用碳输送管道建设,完善跨区域碳输送网络,推动管网资源集约化利用。

3.4 新型介质输送的配套体系建设

新型介质输送配套体系围绕氢能、甲醇、液氨、二氧化碳等清洁介质,构建全链条技术、标准与安全支撑体系^[23],推动新型介质规模化、安全化输送。氢能领域持续完善管道掺氢技术标准与安全监管体系,强化储运核心技术研发,保障输送全流程安全稳定;甲醇、液氨领域制定专项管道输送行业标准,明确设计、防腐、安全防护等核心要求,建立健全全流程安全监管机制,推动形成“输送-应用”协同发展格局。二氧化碳领域深入开展气相输送技术研究,建立相关技术评估模型,探索多介质混合输送技术,同步布局地质利用项目,实现二氧化碳封存与资源化利用双赢,为新型介质规模化推广筑牢基础。

4 结论与展望

在新能源背景下,我国天然气管网正从传统能源输送载体向多元能源协同枢纽转型。当前,气源侧多元波动、市场侧需求结构深度调整、管网运行调度与安全边界适配等挑战日益凸显,亟需突破传统模式,构建适配新能源发展的管网新体系。通过对欧洲“政策驱动+标准先行”、北美“市场驱动+商业创新”等国际模式的比较分析,我国应立足“全国一张网”的体制优势,在借鉴国际经验的同时,走出兼具战略统一性与区域灵活性的中国特色转型路径。

展望未来,天然气管网将通过适应性改造与技术升级、多气源协同调度体系重构、适配“全国一张网”的运行机制优化以及新型介质输送配套体系建设四大核心方向,实现从单一天然气输送向承载氢能、甲醇、液氨、二氧化碳等多介质的综合能源网络升级。这一转型不仅能有效提升管网运行效率与安

全韧性,更将为我国适配新能源发展趋势、推动能源结构低碳转型提供关键支撑。

参考文献

- [1] 黄维和,宫敬.天然气管道与管网多能融合技术展望[J].油气储运,2023,42(12):1321-1328.
- [2] 石旻,薛媛,施训鹏,等.我国油气行业市场化改革态势与策略分析[J].中国科学院院刊,2026,41(1):53-65.
- [3] 李国欣,朱如凯.中国石油非常规油气发展现状,挑战与关注问题[J].中国石油勘探,2020,25(2):1-13.
- [4] 薛蓓蓓,孙伊宁,张泽坤.全球贸易摩擦加剧背景下中国液化天然气进口形势分析及应对策略[J].国际石油经济,2025,33(11):61-69.
- [5] 俞红梅,邵志刚,侯明,等.电解水制氢技术研究进展与发展建议[J].中国工程科学,2021,23(2):146-152.
- [6] 吉旭,周步祥,贺草,等.大规模可再生能源电解水制氢合成氨关键技术与应用研究进展[J].工程科学与技术,2022,54(5):1-11.
- [7] Ampomah W, Morgan A, Koranteng D O, et al. CCUS perspectives: Assessing historical contexts, current realities, and future prospects[J]. Energies, 2024, 17(17): 4248.
- [8] Jiang K, Ashworth P, Zhang S, et al. China's carbon capture, utilization and storage (CCUS) policy: A critical review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 119: 109601.
- [9] 柏明星,张志超,白华明,等.二氧化碳地质封存系统泄漏风险研究进展[J].特种油气藏,2022,29(4):1-11.
- [10] 国家统计局.2024 年国民经济和社会发展统计公报[R].北京:国家统计局,2025.
- [11] 李毅仁,邢奕,孙宇佳,等.钢铁工业低碳绿色发展路径与实践[J].工程科学学报,2023,45(9):1583-1591.
- [12] 刘晓华,张涛,刘效辰,等.面向双碳目标的建筑能源系统再认识[J].力学学报,2022,55(3):699-709.
- [13] 鲁青龙,刘伟.天然气集输管道腐蚀行为及其控制技术研究综述[J].应用化工,2025,54(9):2440-2447.
- [14] 邓金睿,顾晓敏,陈莉,等.气主导体系集输管道水合物堵塞形成与沉积特性研究综述[J].科学技术与工程,2023,23(23):9755-9765.
- [15] 胡国华,陈石义,何松,等.城镇终端天然气掺氢燃烧技术现状及展望[J].天然气工业,2024,44(8):145-157.
- [16] Linke G. Will hydrogen be a new natural gas? Hydrogen integration in natural gas grids[J]. Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering, 2024, 15(1): 63-80.
- [17] Zabanova Y. The EU in the global hydrogen race: Bringing together climate action, energy security, and industrial policy[M]. The Geopolitics of Hydrogen; Volume 1: European Strategies in Global Perspective. Cham: Springer Nature Switzerland, 2024: 15-47.
- [18] IEA. Global Hydrogen Review 2025[EB/OL]. (2025-09-12) <https://iea.blob.core.windows.net/assets/12d92ecc-e960-40f3-aff5-b2de6690ab6b/GlobalHydrogenReview2025.pdf>.
- [19] Kramer D. Clean hydrogen edges toward competitiveness[J]. Physics Today, 2022, 75(8): 22-25.
- [20] Notteboom T, Haralambides H. Seaports as green hydrogen hubs: advances, opportunities and challenges in Europe[J]. Maritime Economics & Logistics, 2023, 25(1): 1-27.
- [21] Meckel T A, Bump A P, Hovorka S D, et al. Carbon capture, utilization, and storage hub development on the Gulf Coast[J]. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2021, 11(4): 619-632.
- [22] Krupnick A, Bergman A. Incentives for clean hydrogen production in the inflation reduction act[J]. Resources for the Future, 2022.
- [23] 张灿,张明震,申升,等.中国氢能高质量发展的路径建议与政策探讨[J].南方能源建设,2022,9(4):11-23. ■

(上接第 9 页)

剩与外部压力下,国内龙头企业依然表现亮眼,煤化工产业逆势增长,成为行业稳定发展的重要支撑。国内外大型化工企业通过战略重构、技术创新、资本运作、低碳转型等市场化竞争战略,在复杂环境中保持了竞争力,其经验为煤化工企业市场化转型提供了重要借鉴。

煤化工企业应立足自身优势,积极应对行业变革,通过加强技术储备筑牢核心竞争力,完善营销体系和品牌建设提升市场影响力,学习龙头企业资本化运作方式优化资源配置,探索煤基特色产品培育新增长点,推动市场化转型,实现差异化竞争和高质量发展。

参考文献

- [1] 朱彬彬.“十五五”我国煤化工产业发展趋势[J].石油石化绿色低碳,2025,10(4):1-6.
- [2] 李民,吕丰,孙保全,等.双碳目标约束下现代煤化工企业绿色低碳发展路径浅析[J].中外能源,2024,29(1):17-21.
- [3] 易学睿,王强,田华,等.我国现代煤化工产业“十四五”发展布局展望[J].现代化工,2022,42(8):16-21.
- [4] 谈捷,刘小桐.巴斯夫:“四位一体”战略框架体系驱动可持续增长[J].中国石化,2025,(5):31-35.
- [5] 陆瑞雪.壳牌:稳健推进低碳转型的典型代表[J].中国石化,2025,(5):9-13.
- [6] 刘博瀚.三菱化学:立志成为绿色的专业化工公司[J].中国石化,2025,(5):40-43.
- [7] 丁红丹,李昂,戴尧,等.国际石油公司近期收购战略动因及启示[J].当代石油石化,2023,31(12):11-15.
- [8] 王强,徐向阳.“双碳”背景下现代煤化工发展路径研究[J].现代化工,2021,41(11):1-8.
- [9] 陶怡,王强,田华,等.现代煤化工项目 CCUS 减排路径问题分析[J].中国煤炭,2023,49(2):103-108.
- [10] 王明华.绿氢耦合现代煤化工发展路径研究[J].中国煤炭,2023,49(5):102-107. ■