

欧盟实现2030年  
减排目标任重道远

本报讯 欧洲环境署(EEA)近期发布年度报告称,欧盟2024年温室气体排放量比2023年下降2.5%,与1990年相比下降37%。报告指出,欧盟正朝着2030年比1990年降低54%的目标稳步前进。

报告表示,虽然可再生能源发展正推动欧盟逐步摆脱化石燃料依赖,但实现《可再生能源指令》设定的2030年目标(可再生能源占能源结构的42.5%)仍面临挑战。为此,可再生能源年新增发电装机容量需较过去5年平均水平翻番,最终能耗年降幅也要实现同等提升。

值得关注的是,虽然新车温室气体排放量持续下降,但不断增长的交通需求抵消了效率提升带来的好处,并阻碍了脱碳进程。此外,如果现有政策和额外措施全面落实,欧盟成员国有望如期实现2030年减排目标。

(王英斌)

乌干达石油出口管道  
和炼厂建设持续推进

本报讯 乌干达石油局近期公布数据显示,乌干达可采石油储量为16.5亿桶,较此前公布的1.4亿桶有大幅提升。这得益于艾伯特湖盆地的新发现。

业内分析认为,乌干达可采石油储量最新数据发布有望提振投资者信心,并提升该国在全球能源领域的地位,进而带动管道和炼油产业基建的顺利发展。

2007年,艾伯特湖盆地石油勘探取得重大突破,乌干达石油资源开发成为各方关注焦点。但多年来,乌干达石油资源开发进展缓慢,且面临基础设施薄弱、资金不足等困难。

根据最新进度,乌干达2026年7月将实现石油商业化量产。为配合石油开采,乌干达相关基建项目也在持续推进,包括东非石油管道(EACOP)项目和炼厂建设项目。

乌干达正在建设的石油出口管道投资约50亿美元,运输量为每日22万桶。这条全长1400多公里的管道在乌干达境内有两条支线,分别连接Tilenga油田和Kingfisher油田。管道另一端连接坦桑尼亚的坦噶港,建成后将助力乌干达石油出口全球市场。根据该国11月发布的工程进度,管道已完工3/4。截至11月中旬,Tilenga、Kingfisher两个油田及相关项目的建设进度分别为60%和74%。

乌干达炼油控股公司此前曾披露,建设中的乌干达炼厂有望2029年底-2030年初开车投产。该项目投资约40亿美元,原油处理能力将达到每日6万桶。

值得一提的是,围绕EACOP项目的环保诉讼纠纷近期也有重大进展。11月下旬,东非法院正式驳回当地4家民间组织要求对EACOP项目实施全面司法审核的申请,这也意味着,该项目过去5年一直面临的环保官司基本告终。消息发布后,东非能源商会立即发表声明称,非洲有权建设自己的能源未来。(辛尚吉)

美天然气管道建设  
迎来近20年来最高峰

本报讯 彭博社近期报道称,2026年将成为近20年来美国天然气管道建设高峰期,将有12个天然气管道新建和扩建项目完工。

统计数据显示,2026年运营的天然气管道将为美国墨西哥湾沿岸地区每日新增180亿立方英尺(约合5.1亿立方米)的天然气供应量,且大部分天然气管道将服务2027年及未来投运的液化天然气(LNG)终端。

近年来,美国兴起页岩油气开发热潮,但受管道外输能力不足影响,大量页岩气被浪费。在美国页岩油气资源最丰富、开发最火热的二叠纪盆地,卖家不得不花钱请客户将过剩的天然气赶走。随着2026年一系列天然气管道项目完工,页岩气外输困境有望缓解。

值得注意的是,美国天然气管道和LNG出口终端建设一直遭遇环保争议。从美国各州天然气基础设施建设情况来看,得克萨斯州和路易斯安那州一直比较支持天然气产业发展,阻力相对较小。此外,企业通常会将新建管道限制在单州境内,避免跨州建设,减少联邦政府的介入,从而加速审批进度。相关分析显示,与以往天然气管道主要由天然气生产商投资建设不同,伴随着美国LNG“出口热”和人工智能发展推动用电量激增,许多天然气管道建设项目由LNG出口商和数据中心厂商主导。

彭博新能源财经预计,2025年-2030年,全球LNG需求将增长近1/3。2026年美国天然气管道建设高峰将持续一段时间,2027年新增运营的管道运输体量将与2026年相当。能源咨询公司伍德麦肯兹9月统计显示,当前美国新建天然气管道项目总投资高达500亿美元,新增输气管道线路总长有望达到8800英里。(李吉)

## 全球清洁氢产业能否破茧腾飞

全球清洁氢产业进入深度调整期,淘汰  
低效产能、培育优质项目成为调整的关键

●李达飞

国际能源署(IEA)近期发布《2025年全球氢评论》报告指出,到2030年,全球清洁氢产量预计达到每年3700万吨,与去年预估的4900万吨相比,大幅下调近1/4。这一预测是基于目前已投运、在建或已做出最终投资决定的项目数量得出的。该报告同时提醒,如已宣布项目未能如期建成,2030年全球清洁氢产量可能低于当前预期。

国际能源署强调,为确保有关项目顺利推进,需采取有效措施提供支持,特别是通过政策手段支持清洁氢需求增长,为产能释放寻找市场。这一观点与氢能理事会和咨询机构麦肯锡9月联合发布的报告结论不谋而合。该报告显示,过去18个月,全球已有50个清洁氢项目被取消,约占2020年以来规划项目总量的3%,亟须通过政策手段推动清洁氢需求提升。

西方国家清洁氢项目遭遇  
发展困境

近期,国际清洁氢产业发展面临挑战,部分西方国家的清洁氢项目推进遇到阻力。

在美国,特朗普政府上台后,国会要求清洁氢项目加速推进,并规定2027年底前建成才能享受拜登政府设定的5年税收优惠政策。政策压力导致大量清洁氢项目被迫取消。据能源咨询公司伍德麦肯兹估算,在美国此前规划的清洁氢项目中,约3/4恐难满足2027年底前建成的要求。

在欧洲,德国LEAG能源公司宣布无限期推迟燃煤电厂改建绿氢工厂的计划;ArcelorMittal钢铁公司搁置了将德国两家钢厂转化为绿氢工厂的项目,尽管该项目此前已获得13亿欧元(约合107.02亿元人民币)的政府补贴;西班牙氢能公司Iberdrola将2030年绿氢产能目标大幅缩减近2/3;壳牌取消了挪威低碳氢制备工厂计划,公开理由是“市场需求不足”。此外,Equinor(挪威国家石油公司)和bp也宣布,取消相关绿氢项目。

在澳大利亚,绿氢产业发展同样受阻。澳大利亚Origin能源公司宣布退出新南威尔士州氢能枢纽项目投资;大宗商品贸易商托克集团放弃南澳大利亚州总额高达7.5亿美元(约合34.62亿元人民币)的绿

氢项目;澳大利亚富豪安德鲁·弗雷斯特曾积极推动绿氢产业发展,但近期其旗下公司宣布调降2030年绿氢产能预期。此外,昆士兰州政府近期收回对当地一家氢制备工厂125亿美元的资金支持,导致项目合作方退出。

## 全球清洁氢产业进入深度调整期

随着多家西方公司发展遇阻甚至相继退出,全球清洁氢产业已进入深度调整期。究其根源,技术和基建投入带来的成本困境,仍是制约清洁氢产业发展的核心难题。目前,国际市场主流绿氢制备成本高达4-12美元/千克,明显高于煤炭、天然气等化石燃料制氢成本,使其在市场竞争中处于明显劣势。特别是特朗普重返白宫后,美国能源政策调整叠加地缘政治紧张局势,西方社会对能源供应安全的关注度提升,对能源转型项目的政策支持力度减弱,进一步加剧了清洁氢产业的成本压力。

与此同时,国际市场需求疲软导致清洁氢产业难以提前锁定下游大客户订单,氢制备工厂缺乏开工动力;客户因看不到稳定可靠且价格合理的产能前景,不愿与项目方签订长期协议。这种“先有鸡还是先有蛋”的困境,使得清洁氢产业难以形成良性循环。

面对当前困境,部分分析人士认为,清洁氢产业已告别前几年的繁荣期,甚至出现“绿氢路线走不通”的悲观论调。但客观来看,当前调整是产业发展的必经阶段。只有淘汰前期过热发展时积累的盲目跟风项目,清理准备不足、前景不明的低效产能,才能让真正具备技术实力、资金保障和发展潜力的优质项目脱颖而出。这种调整不仅能优化产业生态,更将为清洁氢产业的可持续发展奠定坚实基础。

亚洲等其他地区绿氢  
保持稳健发展态势

在西方国家许多氢能项目推进遇阻之际,亚洲等其他地区的绿氢产业仍保持稳健发展态势。在中东地区,沙特2030愿景和阿联酋国家氢能战略均强调氢能,特别是清洁氢发展的重要地位。作为传统产油区,中东凭借充足的日照和风力资源,成为全球清洁能源成本最低的地区之一,在发展绿氢产业方面具有显著优势,绿氢

制备成本也跻身全球最低行列。标普全球今年初的数据显示,中东地区共有67个低碳或可再生氢制备项目处于开发阶段,总产能高达每年900万吨,其中140万吨已进入深度开发阶段。

中国氢能产业快速发展,多项技术指标全球领先。目前,我国绿氢年产能突破22万吨,占全球总量50%以上;建成加氢站超过540座,占比达全球40%。2024年底,我国首个工厂化海水制氢科研项目在中国石化青岛炼化建成,采用海水直接制氢与绿电制绿氢结合的模式,为沿海地区消纳可再生绿电生产绿氢探索了新方案。2025年,大安项目、中能建松原项目相继投产,标志着我国规模化绿氢化工应用正式开启;大唐多伦项目为“风光储氢+煤化工”深度耦合模式提供了范本;国家能源集团“首车绿氢进京”,明阳风电场离网制氢项目产出首公斤绿氢等实践则为绿氢交通提供了支撑。这些示范性项目展现了我国氢能产业的创新实力,并推动2025年成为我国绿氢商业化元年。

此外,相关项目应用了大量大标方碱性电解槽、PEM电解槽等先进设备,不仅验证了我国自主大型电解水制氢系统的可靠性,而且通过规模化应用打通了“技术—成本—市场”闭环。

而在西方市场,也有多个绿氢项目顶住压力持续推进。今年5月,欧盟委员会遴选出15个绿氢项目,并提供总额近10亿欧元的资金支持,这些项目有望在今后10年生产出220万吨绿氢。欧盟的巨额支持表明,西方政策制定者并未放弃绿氢,且对于应对绿氢产业的技术、成本等挑战仍有信心。

经历前几年国际清洁氢产业的快速发展后,当前的产业调整期正是考验定力与实力的关键阶段。经过调整与巩固,能否破茧腾飞、实现突破,成为各国、各地区绿氢产业发展必须回答的核心问题。

开始质疑陆上盆地的长期经济可行性。与此同时,技术进步解锁了大量深水油气储量。”

古德费洛的言论精准概括了美国石油行业的现状。多年来,页岩油之所以受到青睐,核心原因是投产速度远快于传统海上油田,海上项目需要数年筹备与巨额前期投资,而页岩油井从钻探到投产仅需数月。

但随着时间推移,页岩油快速投产的弊端也逐渐显现。页岩油井初始产量高,衰减速度也快。这意味着页岩油生产商必须持续钻新井,但并非所有钻探区域都是优质产区。随着优质产区逐渐枯竭,页岩油生产商不得不转向成本更高的区域,并谨慎使用资金。

也有观点认为,部分页岩区已出

## 新技术实践

法液空采用创新技术  
将氨转化为氢

本报讯 据经加工网报道,工业气体供应商法液空近日宣布,位于比利时安特卫普-布鲁日港的全球首个工业规模的氨裂解试验装置成功启动。该装置氨转化为氢的产能为30吨/时。这一开创性技术有助于氢气高效运输,并为工业和交通领域的脱碳提供了获取低碳氢的途径。

在推进全球氢经济过程中,氢气长距离运输始终是行业面临的重大挑战。由氢和氮分子组成的氨成为有价值的氢载体,能在可再生能源丰富的地区以经济高效的方式进行生产。现有的全球

基础设施为大规模氨生产、运输和利用提供了有力支撑。这使得氨可从能源富集地区出口到世界各地的终端用户,并通过裂解技术高效转化为氢气。

此次推出的氨裂解技术,不仅丰富了法液空低碳氢产品组合,而且在多个关键技术领域实现突破,包括过程安全、材料测试、氨裂解的先进催化、氨燃烧,以及分子分离。该项目的成功实施,彰显了法液空从实验室研究成果到工业应用的转化能力,为客户提供具有市场竞争力的低碳氢解决方案。(李峻)

巴斯夫与埃克森美孚  
推动甲烷热解技术制低碳氢

本报讯 近期,巴斯夫与埃克森美孚达成战略合作协议,将共同开发甲烷热解技术。该技术可同时制取低碳氢和固体碳材料,并整合巴斯夫的工艺创新优势与埃克森美孚的规模化专长。

埃克森美孚称,甲烷热解技术潜力巨大,尤其适用于传统碳捕集与封存(CCS)方案可行性较低的地区。埃克森美孚在甲烷裂解领域有深厚的技术积淀,巴斯夫近年来则持续推进甲烷热解技术研发,已成功开发出领先的反应器设计方案,并在路德维希港试验厂完成验证。

甲烷热解技术是指利用电力将天然气或生物甲烷等气体转化为氢气与固体碳。该技术具备多项优势:与蒸汽甲烷重整等传统制氢工艺不同,其生产过程中不会产生相关碳排放;相较于电解

水制氢,耗电量降低约4/5,且无须消耗水资源;可依托现有天然气基础设施,在不同地区快速部署。

由于该工艺不产生二氧化碳,对于受地质条件、技术水平或政策法规制约无法实施CCS技术的地区尤其具有吸引力。此外,该工艺可同时产出低碳氢与高纯度固体碳两种高附加值产品。固体碳可广泛用于钢铁、铝材制造、建筑等行业,还可用于生产电池材料等高端碳制品。

两家公司计划在埃克森美孚贝敦综合园区投建并运营一座示范工厂,预计年产低碳氢2000吨、固体碳6000吨。该示范工厂是推动技术商业化的关键步骤,将有效验证甲烷热解技术规模化应用的可行性。

(黄丽敏)

## 美石油增长重心从页岩油转向海上

长期来看,海上油田盈亏平衡点可能远低于页岩油的平均水平,甚至可能降至20美元/桶

●庞晓华

油价网近期报道称,过去十几年,页岩油一直是美国石油产量增长的核心驱动力。然而,在技术进步、页岩油藏进入成熟期,以及政府“亲石油”政策的推动下,美国石油产量增长重心正加速向海上项目转移。

今年早些时候,美国能源信息署(EIA)与海洋能源管理局(BOEM)均预测,墨西哥湾油田日产量2027年将攀升至240万桶。这一增长主要得益于三大因素:政府简化审批流程的政策支持、海上钻井技术进步带来的经济性与效率提升,以及行业投资意愿的回暖。

bp10月宣布,将向美国墨西哥湾新海上项目投资50亿美元。该项目

可采原油储量约3.5亿桶,投产后将使bp在美国的原油日产量增加8万桶。这并非美国海上石油领域近期的唯一动态。今年早些时候,bp与雪佛龙合作在墨西哥湾Far South勘探区发现油气资源。bp高管表示,“这表明墨西哥湾仍是极具增长潜力与机遇的区域”。该公司计划到2030年将在墨西哥湾的日产量提升至40万桶。

塔洛斯能源公司今年也在墨西哥湾获得油气发现。能源咨询公司伍德麦肯兹分析师指出,塔洛斯能源公司发现的Daenerys油田峰值日产量预计为6.5万桶,可能带动该区域更多勘探活动。塔洛斯能源公司首席执行官保罗·古德费洛表示:“海上石油将在满足全球能源需求过程中扮演越来越重要的角色,目前市场已

开始质疑陆上盆地的长期经济可行性。与此同时,技术进步解锁了大量深水油气储量。”

古德费洛的言论精准概括了美国石油行业的现状。多年来,页岩油之所以受到青睐,核心原因是投产速度远快于传统海上油田,海上项目需要数年筹备与巨额前期投资,而页岩油井从钻探到投产仅需数月。

但随着时间推移,页岩油快速投产的弊端也逐渐显现。页岩油井初始产量高,衰减速度也快。这意味着页岩油生产商必须持续钻新井,但并非所有钻探区域都是优质产区。随着优质产区逐渐枯竭,页岩油生产商不得不转向成本更高的区域,并谨慎使用资金。

也有观点认为,部分页岩区已出

现油井产能下降迹象,这与成本上升共同影响了产量增长计划。此外,叠加油价波动的不确定性,美国页岩油产业处境越发艰难。正如一位行业高管在达拉斯联邦储备银行的能源调查中所言:“当前油价下,我们尚能盈利。但成本上涨与政策不确定性增加促使我们优先考虑股东分红,而非承担高风险扩大产能。”

相比之下,海上钻井虽然前期投入成本高,但更先进的设备已实现超深水钻井,可开采此前无法触及的油气储量。长期来看,海上油田盈亏平衡点可能远低于页岩油的平均水平。古德费洛表示,“即使国际油价跌至35美元/桶,公司海上项目下半年也可盈利”。海上项目的盈亏平衡点甚至可能降至20美元/桶,而陆上页岩油的平

均盈亏平衡点为48美元/桶。

美国能源信息署预测,墨西哥湾今年石油日产量将达到189万桶,2026年将升至196万桶。与此同时,除了阿拉斯加,2025年美国陆上石油日产量将仅增长19万桶。路透社援引美国能源信息署展望报告称,如果排除疫情期间,这将是2010年以来陆上产量的最慢增速。

咨询公司Energy Aspects等分析机构认为,如果美国政府持续出台利好政策,海上石油产量增长终将完全抵消陆上产量下滑。特朗普政府将本土能源生产置于优先地位,通过放松部分监管政策推动海上钻井活动,进而提升生产效率。但如果民主党重新执政,美国海上石油发展前景可能发生变化。