

完善绿色甲醇供应链，推动远洋航运低碳发展

■席云华 饶志

近年来，国际航运减排要求日趋严格，绿色甲醇燃料正成为航运减排的重要选择。我国绿色甲醇发展存在产能不足、国内碳价收益不足以抵消成本劣势、加注业发展缓慢等问题，但比发达国家有成本优势。未来考虑国际碳价绿色甲醇可实现与化石基甲醇平价，本文提出供应链规划布局、绿色甲醇的生产和加注等方面建议。

绿色甲醇供应链现状、存在的问题及趋势

绿色甲醇燃料成为国际航运公司投资新船的主流选择。随着国际海事组织(IMO)海上环境保护委员会第80届会议船舶温室气体减排战略正式实施和欧盟碳边境调节机制开始试运行，国际航运公司纷纷布局低碳燃料船舶，甲醇燃料正在成为国际航运公司投资新船的主流选择，甲醇燃料船订单量激增。丹麦马士基等航运巨头积极与主要港口、绿色甲醇供应商协作，布局燃料加注等基础设施，推动绿色甲醇燃料供应链加快形成。

亚洲地区正提升绿色甲醇供应能力。目前全球绿色甲醇项目大多数位于中国、北欧和北美地区，欧洲和亚洲地区供应不足。中国、韩国正提升绿色甲醇供应能力，新加坡将进口氢气及氮基原料，并在东南亚建设电制甲醇工厂，以巩固其国际船舶燃料中心地位。

我国正推进甲醇加注服务能力建设。我国与韩国在甲醇等低碳燃料动力船舶建造领域开展激烈竞争，各大航运公司正加大甲醇动力船采购力度。中远海运与上港集团、国家电投等合作开展首个绿色甲醇供应链项目建设，2024年2月上海港已具



备为国际航行船舶提供“船对船”绿色甲醇加注服务能力。香港今年将公布兴建绿色甲醇加注设施的行动纲领。

不过，绿色甲醇产业也存在一些问题，具体表现为三个方面。

一是我国绿色甲醇产能和布局远不能满足需求。甲醇生产是绿色甲醇供应链的关键环节。2030年我国绿色甲醇需求量为6467万吨，2050年将达到7276万吨，而目前产能仅有10万吨，现有及规划产能远远无法满足需求。目前，我国14个绿色甲醇生产项目，基本都位于北方和江苏省，广东、浙江、福建等东南沿海省份，不具备北方天然优越的陆上风能、光能资源，尚无绿色甲醇生产项目布局。

二是绿色甲醇的国内碳价收益不足以抵消生产成本劣势。我国煤制甲醇生产成本为300—350美元/吨，天然气制甲醇为410—550美元/吨，生物质制甲醇成本为330—1000美元/吨，电制甲醇(指绿电加二氧化碳制甲醇)为820—1600美元/吨。绿色甲醇成本为化石基甲醇的二、三倍。每吨绿色甲醇比煤制甲醇、气制甲醇减排6.5吨、1.7吨二氧化碳，我国碳价约70元/吨，国内碳价收益不足以抵消其生产成本劣势。

三是我国大多数沿海省份尚无绿色甲醇加注布局。荷兰鹿特丹港、丹麦哥本哈根港、韩国蔚山港已有绿色甲醇加注服务，新加坡也已提前布局绿色甲醇加注。我国绿色甲醇加注进展缓慢，仅有上海港已实

现绿色甲醇加注，其余沿海省份尚无绿色甲醇加注布局。随着甲醇动力船舶数量逐步增长，加注难以完全满足需求。

机遇与挑战并存。综合来看，我国发展绿色甲醇产业有明显优势。

一是我国发展绿色甲醇比发达国家更具成本优势。我国生产绿色甲醇所需的丰富的风能、光能资源，生物质废弃物资源世界领先，是绿色甲醇所需的重要绿电来源。我国拥有生产风机、光伏板、电解槽等完整设备供应链。政府对绿色燃料发展的支持将提高项目的推进速度。

二是考虑未来国际碳价，绿色甲醇可实现与化石基甲醇平价。到2030年，我国包括海上风电在内的新能源度电成本将降

至0.25元/千瓦时以下，国际碳价为45美元/吨情况下，绿色甲醇可实现与化石基甲醇的平价。2030年欧盟碳价将高达160欧元/吨，较低的供应量还会推高绿色甲醇的售价，绿色甲醇销售给中国—欧盟航运船舶盈利预期较好。

合力推动绿色甲醇发展

一要加强绿色甲醇供应链的规划布局与引导。欧盟2024年1月1日起对在欧盟范围内航行的航运企业征收碳税，欧盟以及中国至欧盟远洋航运船舶对绿色甲醇需求大。建议国家层面组织开展绿色甲醇供应链规划布局，引导支持主要海运港口(从中国至欧盟海运航线的港口起步)、绿色甲醇供应商、国内外航运公司建立战略合作关系，推动建立绿色甲醇供应链。

二要加强绿色甲醇生产的支持。发挥我国成本比较优势，分场景建设绿色甲醇生产能力，坚持生物质制备甲醇和风光绿电制备甲醇并举，推动绿色甲醇实现规模化生产。重点支持生物质原料企业、新能源发电企业、绿色甲醇生产企业，充分发挥龙头企业的带动作用，给予税收优惠、财政补贴等政策支持。

三要统筹协调绿色甲醇加注项目更多地在沿海远洋港口落地。中国至欧盟远洋航线的船舶对绿色甲醇加注需求量大，我国大多数沿海省份尚无绿色甲醇加注布局，建议组织相关企业联合开展海上风电制甲醇、核制甲醇研究，统筹协调绿色甲醇加注项目更多地在沿海主要港口(中国至欧盟海运航线的港口)落地，鼓励支持港口建设绿色甲醇罐箱等基础设施，推动开展船舶加注服务。

(作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司)

《中国散煤综合治理研究报告(2024)》显示：

农村清洁取暖市场新业态正在形成

■本报记者 李玲

在近日由北京大学能源研究院主办的第九届中国散煤综合治理大会上，《中国散煤综合治理研究报告(2024)》(以下简称《报告》)正式发布。《报告》指出，2023年，工业散煤治理在煤炭减量、清洁替代与污控升级等方面持续深入，散煤用量持续下降，预计2025年趋于清零；民用散煤治理在热源清洁和低碳化方面更加务实，农村地区可再生能源利用规模不断扩大，清洁取暖市场竞争格局及新业态正在形成。

“从‘雾霾锁城’到‘蓝天常驻’，十年来，我国空气质量有了明显好转，散煤消费量快速下降，尤其是大气污染防治重点区域成效显著。伴随散煤消费结构、区域分布以及治理难度的变化，散煤治理进入稳中求进新阶段。”中国工程院院士贺克斌表示。

清洁取暖仍是散煤治理重点

继2013年国务院发布《大气污染防治行动计划》、2018年国务院发布《打赢蓝天保卫战三年行动计划》后，2023年12月，国务院印发《空气质量持续改善行动计划》。散煤综合施治仍然是深入推进蓝天保卫战、持续改善空气质量的重要举措。

根据《报告》，在环境、能源、气候等多重目标要求下，工业小锅炉和建材行业小窑炉的散煤用量持续走低。2023年，我国工业散煤消耗量同比下降13%，预计在2025年有望实现较2020年下降90%的目标，即工业散煤消费趋向清零。

在民用散煤治理方面，自《北方地区冬季清洁取暖规划》实施以来，中央财政先后分五批次支持88个城市和地区开展清洁取暖试点示范，覆盖范围从“2+26”城市逐步扩展至整个华北地区，并延伸至东北和西北地区的部分城市。《报告》指出，截至2023年底，我国北方地区清洁取暖率由2016年的34%提高至76%，相比2022年，提高了1个百分点。其中，农村地区累计完成清洁取暖改造约3900万户。目前京津冀及周边地区以电和气为主，西北地区以“太阳能+”为主、东北地区以“生物质+”为主的格局已经初步形成。

“现阶段散煤消费以民用为主，占比约60%，主要分散在东北和西北的农村地区。由此来看，北方地区的清洁取暖工作仍是散煤治理的重中之重，在重点区域巩固存量、东北和西北地区有序新增是现阶段的主要任务。”《报告》提出。

多元化应用场景逐渐显现

近年来，在清洁化和低碳化战略指引下，北方地区清洁取暖从最初的气代煤、电



代煤，再到建设多能互补的现代农村能源体系，清洁取暖政策正向着更加深远的清洁低碳能源系统建设融合。

“从清洁取暖市场看，‘煤改气’政府招标项目处在收缩状态，开始转向用户端需求响应，零售市场的增长态势带动行业新一轮激烈竞争，并渗透到每一个细分领域。”北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目副主任李雪玉指出，“从用户端的需求变化来看，农村用户对清洁取暖技术路线和产品设备的自主选择形成自主意识，且将清洁取暖与炊事以及其他具体生活需求紧密结合，形成了更加多元且更加具体的生活场景化需求，并进一步激发清洁取暖市场新一轮产品创新。”

以“煤改电”为例，其技术路径中的产品种类包括电暖器、电暖桌、碳晶类产品等，这些产品在应用中的实际体验和能耗高低成为零售市场竞争的重要因素。在“煤改气”市场，燃气采暖炉市场发展呈现出零售为主、工程为辅的格局，置换需求拉动是当前行业发展的内驱动力。在清洁炉具市场，生物质炉具开始释放潜力。此外，可再生能源的发展和利用在技术、模式创新方面也有了新突破。风热+、光热+、光伏+、热泵+电采暖、热泵+燃气采暖、电采暖+储热等一批多能互补新型取暖系统集成出现。

“近年来，市场上的新型采暖技术应用不断涌现，推动行业创新发展。一些新技术、新材料、新产品不断推陈出新，为推动农村清洁取暖带来新活力，为用户带来更多选择和更好体验。”李雪玉指出。

建立长效机制是关键

值得注意的是，随着我国散煤治理的

不断深入，散煤消费总量的结构组成和区域分布都在发生变化，并为散煤治理持续深入推进提出新要求。

多位与会专家指出，如何巩固并有序推进清洁取暖试点成效、如何科学看待煤改烧现象并解决可持续性难题、如何在侧热源改造的同时兼顾经济可承受能力，均是散煤治理领域需要继续探讨的重要议题。

《报告》提出，农村家庭对清洁取暖可承受力较低，一般不超过收入的4%。为减少取暖支出，部分农村用户对清洁取暖设备使用率偏低，改造后的室内温度出现不同程度下降，且传统与现代采暖方式并存现象较为普遍。但《报告》同时显示，北方地区农村用户自主选择意愿正在提升。

“当前民用散煤治理的主要任务是在重点区域巩固存量、在非重点区域有序新增；关键是建立长效机制；重点工作包括提升用户自主参与意愿，实现经济可承受、运维有保障、补贴精准高效等。同时，散煤治理仍需坚持减污降碳协同的技术路线，加快推动农村电气化、建立可再生能源为主的现代农村能源体系将是未来散煤综合治理的重要趋势。”李雪玉表示。

“十四五”后期是散煤综合治理的关键时期，治理工作仍需保持定力，并加强对区域差异化治理策略的探索和总结。”北京大学能源研究院特聘研究员杨富强表示，农村地区需要进一步探寻小规模区域新能源和可再生能源的利用模式，包括渔光互补、农光互补、光伏一体化、电动农机等。同时，相关部门和机构应加强清洁取暖行业中小企业绿色金融能力建设，开展清洁取暖新技术新模式试点，并通过国家开发银行、中国农业发展银行等金融机构，引导绿色金融以低利率、长周期的方式向农村地区倾斜。

日前，新疆发改委、国网新疆电力公司联合印发《关于做好2024年全区独立新型储能项目布局及相关工作的通知》，公布新疆2024年全区独立新型储能项目清单，共41个项目，总规模7.35吉瓦时/30.86吉瓦时，技术类型广泛涵盖磷酸铁锂、全钒液流、钠离子电池、压缩空气、重力储能、铅炭、氢储、热储等多种类型。

作为国家能源战略基地，新疆面临着新能源消纳、电力保供和疆电外送多重挑战。储能是电力系统的调节器，在改善新能源系统友好性、加快构建新型电力系统中发挥着重要作用。近年来，新疆新型储能发展迅速，形成以独立储能和新能源配储能应用为主的独具特色的储能发展之路。

“截至2024年6月底，新疆新型储能累计装机5.50吉瓦时/17.80吉瓦时，功率和能量规模均位列全国第一。随着以新能源为主体的新型电力系统加快建设，新疆新型储能发展空间巨大。”在近日召开的第九届储能西部论坛上，中关村储能产业技术联盟理事长陈海生指出，近年来，为推进新型储能产业发展，新疆逐步建立了规划布局、并网运行、市场交易、电价机制等政策体系，规范了储能管理，明确了盈利渠道，为推动储能发展创造了良好的政策环境。

国网新疆电力有限公司总工程师李渝介绍，今年1—8月，新疆电网新增247.85万千瓦/913.4万千瓦时，均为配建储能。电站运行方面，1—8月新疆电网新型储能充电电量27亿千瓦时，放电电量23.2亿千瓦时，储能等效利用小时数1158小时，是去年同期的4.81倍，储能等效利用小时数和调用次数处于全国前列。得益于储能电站，新疆电网新能源利用率提升3.1个百分点。新疆运行实践证明，4小时配储时长对提升所属新能源利用率高于2小时配储时长。

长时储能凭借长周期、大容量特性，能够在长时间维度上平抑新能源发电带来的波动，保障季节性及极端天气下的电力供应。陈海生同样认为，新疆将不断刷新储能装机规模纪录，构网型储能以及4小时及以上长时储能需求将逐渐加大。

构网型储能是一项前沿技术，在高比例可再生能源和高比例电力电子设备“双高”特性的新型电力系统中，可有效提升电网惯量阻尼特性，为系统提供电压和频率支撑，保持电力系统稳定。2023年以来，新疆、西藏、江苏、福建等地率先发布建设构网型储能相关政策文件，支持构网型储能技术研发与工程示范。

李渝预计，2024年底新疆新型储能并网规模近1000万千瓦，有望继续保持全国第一水平，且随着压缩空气储能、飞轮储能等应用，新疆储能呈现多元多场景发展态势。

尽管目前新型储能在大规模、高投资方面发展迅猛，但同时面临利用率低、缺乏盈利模式、技术标准滞后等挑战。

“当前，共享储能收益90%是靠租赁，如果新能源项目发展不起来，共享储能项目就没有盈利空间。”中国大唐集团技术经济研究院副总经理张国辉认为，未来储能行业将向构网型储能和独立共享储能转变。要处理好共享储能建设时序与新能源项目投产的步伐，保证共享储能的盈利。电网侧储能或在电网公司指导下选择有紧急需求的区域建设储能，为合理规划储能创造条件。

中国能源研究会理事长史玉波建议，根据西部地区的资源禀赋、电网结构、市场需求等因素，科学规划储能项目布局，确保储能项目与可再生能源项目协同发展，同时积极打造西部地区新型储能产业集聚区。与此同时，从财税、融资方面加强支持，降低企业投资储能项目成本，提高项目盈利能力，同时建立健全储能项目的市场化交易机制，积极推动储能电站参与电力市场，通过市场化手段实现储能价值最大化。

在储能技术创新方面，史玉波建议，通过“揭榜挂帅”等方式开展本质安全锂电池储能技术迭代升级和非锂储能技术联合攻关，积极开展新型储能技术示范项目，验证储能技术可行性，积累运行经验，探索储能电站与电网互动技术与模式。此外，要加强储能电站安全管理和标准制定，持续优化储能电站安全管理体系，明确安全责任主体和职责划分，建设并运维好电化学储能电站安全监测信息平台，在储能电站设计、施工、验收、维护等方面加快标准制修订，守牢储能安全发展底线。

新疆新型储能装机位居全国前列

■本报记者 卢奇秀