多位院士及业内专家一致认为:

“储运难”掣肘氢能大发展

■本报记者 朱妍

“氢的体积能量密度最低,因为很轻,将其作为能源载体的最难点是氢的储运。”中国工程院院院士衣宝廉称。

“氢能利用的经济性问题是能够解决的,关键是运氢环节如何降低成本。”中国工程院院士干勇表示。

“我国拥有丰富的氢源基础,制氢技术完全可支撑氢能中远期发展,但包括储存与输送设施在内的氢能基础设施发展滞后,且现有方式的储运成本和碳排放对运输距离、供应量较为敏感,亟待开展大规模制氢、储氢和输配工程示范。”中国工程院院士彭苏萍说。

在近日中国石化举办的氢能发展战略研讨会上,多位专家一致认为,“储运”环节已成为氢能商业化应用亟待突破的“瓶颈”。

现行储运方式皆有短板

有预测显示,到 2050 年,氢能将在我国终端能源体系占比 10%,对应用量在 1 亿吨左右。随着制氢技术不断成熟,未来供应不再是问题。相比之下,如何把分散的氢气安全高效配送至应用端仍有待突破。

北京低碳清洁能源研究院新能源中心助理主任何广利说,按照政策要求,制氢和加氢环节必须严格分离。现阶段,我国暂不允许在加氢站内直接制氢,储运是必经环节。“氢气的储存和运输不分家,前一步怎么储,决定后一步怎么运。”

记者了解到,氢气具有燃点低、爆炸区间范围宽及扩散系数大等特性,长期被作为危化品进行管理。目前,储运主要分为气态、液态及固体三种形式。

从技术成熟度来看,高压气态储氢最为常用。与之对应的运输方式,包括长管拖车和管道两种。“我国已有加氢站也是普遍采用这种方式,在常温下可快速充放氢,但一个致命弱点,就是储氢量低。此外,这种方式对高压储氢瓶技术要求高,可能存在安全隐患。”北京海德利森科技有限公司总经理巩宁峰称。

另外两种方式同样各有利弊。据巩宁峰介绍,低温液态储氢是全球研发重点,具有储氢密度高等特点,可减少车辆运输频次、提高加氢站单站供应能量。但在我国,受到法规标准所限,该方式目前仅用于航天服务,尚无民用液氢输送案例。

固体储氢则是以金属氧化物、纳米材料等作为载体,通过化学和物理吸附的方式实现存储,作为运氢装置也具备较大潜力。“该方式能有效克服气态、液态储运的不足,但仍处于攻克阶段,对储氢材料、储罐结构等有着很高要求。”巩宁峰称。

经济性是最大瓶颈

“目前,主流储运方式还难以实现长距离、大规模的经济运输,要实现明显的降成本目标也非易事。”何广利进一步表示,除技术层面各有制约,经济性是不同方式面临的共同难题。

巩宁峰举例称,表面上看,低温液体方式让储运变得简单,可解决长距离、大规模运输难题,但要把气态的氢变为液态,每液化 1 千克氢气将消耗 4-10 千瓦时电量,在现有条件下转化成本偏高。为保证稳定储存,该方式还需配备特殊容器,满足抗冻、抗压、严格绝热等要求。容器制造难度大,导致成本高昂。再如,近期备受追捧的有机液体储氢,与石油产品储存方式相似,具备安全稳定、载氢量大等优势。但因技术操作条件苛刻、装置配备要求较高,储运费用依然下不来。

“运输环节省钱了,制造液氢的代价却比较高。液氢有其优势,但也要看到综合成本并不算低。”国际氢能协会副主席、清华大学教授毛宗强表示,未来,氢能应用技术、安全性能等方面不存在大的问题,影响储运环节的最大瓶颈就是经济性。

受此影响,我国目前的氢能示范应用主要围绕工业副产氢和可再生能源制氢产地附近布局,运输半径小于 200 公里,储运以高压气态方式为主。“在 200 公里范围以内,采用鱼雷车每天运送 10 吨氢气,包括压缩、设备折旧等费用在内,每千克运氢成本在 2-3 元,相对较低。”衣宝廉称。

根据中国氢能联盟发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书(2019 年版)》(下称《白皮书》),长管拖车、固体储运成本可观,经济距离却不超过 150 公里;液态储运经济距离大于 200 公里,成本在所有方式中最高;管道运输成本最低,经济距离超过 500 公里。“管道输氢量大、能耗小,但建设管道一次性投资大。”《白皮书》称,相比欧洲已有 1598 公里输氢管道,我国目前仅有管道约 100 公里。

拓展更多储运思路

在何广利看来,实现经济储运的大前提是提升应用规模。“氢能绝不单单供给燃料汽车使用,仅针对一两个加氢站的流量,固定投资肯定下不来。反过来,规模上来了,才能分摊基础设施等投入,让储运环节具备降成本的基础。”

同时,不同储运方式各有应用场景。何广利称,结合用能需求、供应网络、技术发展等形势,未来不会局限于某一特定模式,而将形成一个综合供氢网络,不同路线对应的储运方式不同,成本也有差别。“至少目前,没有哪种方式占了绝对优势,或者说以后一定要走哪条路。关键是从全生命周期进行考评,找准真正适用的储运路线。”

《白皮书》预测,氢能储运将按“低压到高压”“气态到多相态”的方向发展。以 2036-2050 年远期发展来看,高密度、高安全储氢将成为现实,届时建成完备的氢能管网,并出台固态、有机液态等储运标准及管道输配标准作为配套。

结合实际,衣宝廉提出利用天然气管网长距离输氢的思路,利用已有管网,把氢和天然气一起运到各地。在有需要的地方,采用管道里的天然气制氢,再根据用户需求进行净化。“建议尽快明确用天然气管网输氢的标准规范。弄清楚加入氢之后,输气管网可能发生哪些变化、有何影响。”

中国工程院院士倪维斗认为,甲醇是一个很好的载氢体,可借此形成氢能供应及输配网络,用作氢能经济的基础。“长距离输送甲醇再重整制氢,比直接输氢更有优点。因为甲醇在常温常压下是液体,用同样的管道输送比输氢的能量总量大 1000 倍,还可避免输氢易爆炸、易漏气等安全问题。”

何广利也称,不同于一次能源,在哪里发现、就从哪里运出,氢能作为二次能源,只有原料地,而没有储藏地一说,实际给储运带来更多选择。“到底是在原料地制取、运输,还是把原料运出后制取,或制成某种中间体,再运出、制取?就好像直接输电还是先运煤再发电,不同方式将带来完全不一样的效果。但目前,讨论更多局限在‘先制氢再运输’,对此还要进一步科学论证。”

图片新闻

随着长江中下游地区逐渐退出梅雨期,强降雨天气趋于缓和,沿江各港口、码头抢抓汛期高水位的有利条件,保障工业企业能源和原材料的供应畅通。

图为湖北省荆州市的中国化工沙隆达电煤码头作业区,满载煤炭的货轮正在卸载。

CFP/供图

部分内河船舶氮氧化物排放标准比现行最宽松车辆排放标准还要低,且未受到航行限制——

船舶大气污染物排放标准亟需收紧

■本报记者 李丽旻

自然资源保护协会(NRDC)日前发布的《引领绿色航运发展》报告显示,由船舶排放导致的氮氧化物排放量占各大人口密集城市总排放量的比例相对较大,且氮氧化物排放控制仍面临改造成本高、推广力度不够等问题。因此,我国船舶氮氧化物排放治理亟需引起更多重视。

氮氧化物排放问题日益凸显

根据 NRDC 对过去 5 年国内主要城市污染物排放情况的研究,在长三角和珠三角等主要港口区域,船舶尾气排放占当地 NOx 排放总量的 9%-37%,以及 SO_2 排放总量的 7%-59%。其中上海、香港等城市繁忙港口氮氧化物排放占总体比例尤其高。

据交通运输部水运科学研究院研究员彭传圣介绍,氮氧化物既是臭氧的前体物,也会导致 $PM_{2.5}$ 的生成,臭氧更是已经成为我国许多城市夏季的首要污染物。另外,船舶排放的废气不仅影响到沿海地区,其影响也能够扩大至几百公里以外的内陆地区。

为降低港口区域船舶污染物排放量,2016 年我国实施国内船舶排放控制区(DECA)法规以及船用发动机排放标准,在长三角、珠三角、长江干线等沿海以及内河区域逐步实施更加严格的排放管控,对我国船舶氮氧化物、硫氧化物以及颗粒物排放做出限制,同时也开始在港口区域广泛推广靠港船舶使用岸电。数据显示,法规生效后,大型港口城市的 SO_2 浓度水平出现了大幅下降,降幅达到 26%-52%,但与之相比,氮氧化物排放量下降却并不显著。

报告分析指出,我国目前在役的内河船舶中,有 70%以上船舶是在国家颁布船舶空气污染相关法规前投入使用,部分内河船舶排放标准较现有合法运营卡车的最宽松排放标准还要宽松,即使如此,内河航道也并未对老旧船舶进行航行限制。同时,目前国家使用的船用发动机尾气污染物排放标准远低于国内卡车以及非道路设备的最新标准,新船以及在役船舶的尾气排放标准亟需收紧。

技术成本过高打击企业积极性

据 NRDC 绿色港口和船舶项目顾问冯淑慧介绍,目前船舶实施氮氧化物排放管控主要是依靠发动机改造、安装后处理装置,包括选择性催化还原技术(SCR)等,或是使用替代燃料,比如用 LNG 或氢燃料等低碳排放燃料代替柴油。数据显示,这些技术的应用都可以减少单船氮氧化物排放 80%以上的排放量,但是这些技术和燃料设备初期费用比普通柴油机高很多,而且如果用在现役船舶上面也需要对船舶进行大型改造。

彭传圣也指出,目前国内外在控制氮氧化物排放方面并不存在技术上的困难,当前的技术水平已经能够满足高要求的氮氧化物排放限制,但对于船东来说,控制氮氧化物排放的成本过高,企业积极性普遍不高,部分船东甚至采取了其他手段以规避北美排放控制区 2016 年始实施的船舶氮氧化物排放新规。

对此,报告指出,2018 年我国在役内河船舶 12.43 万艘,是欧洲内河船舶数量的七倍,我国国内船舶应用 SCR 等先进技术的过程将可以比欧洲快很多,庞大的市场规模说明对氮氧化物减排技术的研发投资具有合理性,同时相关部门需要采取严格的标准和监管措施,以推动氮氧化物减排技术的发展,稳定市场预期。

应为减排新技术配套激励机制

对于未来我国氮氧化物标准制定,专家认为,国内氮氧化物排放问题已较为突出,未来船舶污染治理正面临着巨大压力。彭传圣指出,打赢蓝天保卫战三年行动计划将在今年底结束,环保部门也在加紧制定后续行动,“十四五”期间将针对臭氧的两项前体物 VOCs 和氮氧化物设计减排目标,将减排指标下达至各地,进一步控制氮氧化物排放。

冯淑慧建议,短期内,国内相关部门应制定相关政策以推动新船以及在役船舶采用商业上可行的氮氧化物减排技术,但长期来说,国内应制定清洁航运战略,与国际社会协同控制空气污染以及降低对气候的影响。

报告指出,我国已在电动汽车、太阳能和风能等其他清洁能源技术市场实行严格要求并辅以激励措施,利用本地市场的巨大规模成功推进了先进技术的研发和应用。在推进绿色航运的发展上也可以采用这种方式,以大幅降低船舶减排技术的成本。

上接 1 版

未来三年用电量将恢复中速增长

《电力报告》指出,2019 我国电力供应保障能力进一步提升,全国发电装机 20.1 亿千瓦,同比增长5.8%,全国发电量 7.3 万亿千瓦时,同比增长 4.7%。新能源消纳水平显著提高,2019 年,非化石能源消费比重达 15.3%,超前完成“十三五”规划目标。全国风电平均利用率96%,同比提高约 3 个百分点;全国光伏发电平均利用率98%,同比提高约 1 个百分点。同时,电力资源配置能力持续加强,全国实现省间交易电量约 1.25 万亿千瓦时,同比增长 10.1%。电力系统运行更加灵活高效,海上风电、单晶电池、电化学储能等多方面均有良好表现。电力服务水平显著提升,2019 年我国营商环境在全球 190 个经济体中的排名由第 46 位跃升至第 31 位,其中“获得电力”指标排名从第 14 位提升至第 12 位。

电力市场化改革持续推进,2019 年全国完成市场化交易电量 2.7 万亿千瓦时,同比增长 29%。

与此同时,我国能源和电力发展仍面临不少困难和问题。能源安全保障外部风险增加,能源供需总体宽松与个别品种区域性时段性供给紧张并存,能源和电力发展不平衡不充分的问题依然存在,部分能源电力关键技术受制于人,体制机制改革进入深水区。

在能源供应方面,需重点关注两个问题:一是油气安全风险比较突出,二是电力系统仍存在风险。

突如其来的新冠肺炎疫情对我国能源消费造成较大影响。《能源报告》预计,2020 年,一次能源、煤炭和石油消费都将出现下降,非化石能源、天然气和电力消费保持增长,但增速有所回落。一次能源消费总量约 48.5 亿吨标准煤,比 2019 年下降 0.2%。

徐小东指出,2020 年是全面建成小康社会和“十三五”规划的收官之年,是实现第一个百年奋斗目标的关键之年。新冠肺炎疫情造成诸多不利影响,需要深入分析疫情影响,研判发展形势,找准定位,化危为机,为能源和电力行业持续高质量发展做好准备。

对此,两份报告结合现状对“十四五”进行了展望。《电力报告》预计 2020 年全社会用电量低速增长,初步预判 2020 年全社会用电量增速大约在 0-2.8%左右。未来 3 年,我国用电量将恢复至中速增长,全国电力供需形势总体稳定,市场消纳将成为后补贴时代新能源健康发展的关键环节。其中,“三北”地区新能源仍有较大发展潜力,送出消纳成为海上风电发展的重要因素,因此跨省区电力资源配置能力仍将持续增长,未来三年预计投产新增跨省区输电通道 5100 万千瓦。

《能源报告》指出,“十四五”能源功能定位将发生变化。能源行业在完成保障能源供给任务同时,还有两个重要角色需要扮演。一是通过自身创新发展,创造市场需求,为其他产业提供“用武之地”。二是紧抓这次时间窗口为 2-3 年的全球产业链重构战略机遇期,加速完成我国能源技术和装备制造转型升级。此外,能源发展定位还从经济价值转为经济价值和社会价值并重,从单一粗放转为综合循环和生态环保并重。

据预测,2025 年全社会用电量将达 9.1-9.5 万亿千瓦时,“十四五”全国尖峰负荷控制规模为 5000 万千瓦左右。“十四五”期间我国一次能源消费总量年均增长2.5%,低于“十三五”前四年 3.1%的年均增速,到 2025 年一次能源消费总量预计达到 54.6 亿吨标准煤。

能说会·坛