

国际航运业初步达成“双轨制”减排协议

■本报记者 李丽雯

近日,国际海事组织宣布批准《国际防止船舶造成污染公约》附件六修正案草案,提出将逐步提高船舶燃料温室气体排放标准并对超标船舶征收费用,这是世界上首个将整个行业领域的强制性排放限制和温室气体定价相结合的框架。

受制于燃料成本、基础设施等多重挑战,一直以来航运业都被视为最难实现净零排放的领域之一,但国际海事组织已在2023年提出将“力争全球航运业在2050年前后实现净零排放”。全球航运业最新达成的历史性框架协议,能否真正助推全球航运业达成气候目标?

◆“双轨制”推进减排

航运业是国际贸易和全球供应链的重要支柱,但也是一大“耗能主体”。据国际能源署数据,目前,全球航运每年的石油用量占总消耗量的5%左右,每年排放约7亿吨二氧化碳。

根据国际海事组织最新达成的草案框架,核心目标是到2050年实现全球航运业净零排放,具体措施将适用于总吨位超过5000吨的大型远洋船舶。根据测算,这类船舶温室气体排放量约占全球海运排放总量的85%。具体措施显示,一是船舶需要逐年降低燃料温室气体排放强度,每单位耗能所产生的温室气体将面临更高减排要求;二是将针对船舶碳排放推行碳定价机制,对排放强度超标的船舶征收费用,使用净零或近零技术的船舶提供相应资金支持。

同时,为帮助各国更公平地参与全球航运绿色转型,该草案框架的另一核心组成部分是设立“国际海事组织净零基金”,利用碳定价机制所产生的收入,为发展中国家的技术创新、基础设施建设和减排转

型提供支持。基金也将特别用于减缓新规划对小岛屿发展中国家和最不发达国家带来的潜在负面影响,帮助这些国家更公平地参与全球航运绿色转型。

此外,《防止船舶造成污染公约》附件六修正案草案还专门针对船舶空气污染,涵盖了包括能效在内的多项强制性规定。据悉,该公约现已有108个缔约方,按吨位计算约占全球商船队的97%。

◆协议达成来之不易

国际海事组织秘书长阿森尼奥·多明格斯对于这一草案的通过表示欢迎:“《防止船舶造成污染公约》附件六修正案草案的通过,标志着我们在应对气候变化、推进航运现代化方面迈出了关键一步,这也体现了国际海事组织切实履行承诺。”

对于这一框架协议,欧盟表示赞同。欧盟委员会公开表示,这是“在全球范围内降低航运领域环境影响的重要进步”。欧盟委员会气候、净零和清洁能源专员普克·胡克斯特拉表示:“该协议不仅是航运业脱碳的重要里程碑,也是整个全球气候行动的重要里程碑,更是海事部门实现净零排放的关键一步。在当前背景下,这一全球性成就更加引人注目、令人鼓舞。这表明多边主义仍是大势所趋。”

不过,协议的达成并不是一帆风顺,包括美国在内的十余个国家都曾对此提出反对意见,但最终该协议框架获得大部分国家认同,获得通过。据美国媒体CNBC报道,会议期间美国对正在讨论的框架协议提出强烈反对,随后退出谈判会议并要求其他国家跟随退出。美国政府尤其反对针对排放超标船舶采取任何形式的经济措施,还“威胁”将对任何针对美国船舶收取



费用的举措提出“对等措施”。

◆亟需低成本替代燃料

据国际海事组织公告,具体措施计划在2025年10月正式提交国际海事组织会议审议,如果获得通过,将在2027年正式生效。从草案获得通过到正式实施期间尚有两年过渡时间,业界普遍认为,全球海运业应抓住这一时机调整运营模式,并扩大对替代燃料和新兴技术的投资。

在船舶技术方面,各大船东近年来已

在提升能效、降低能耗方面采取了多项措施,包括船舶降速、提高容量、降低硫排放等。国际能源署指出,在降低船舶用能强度方面,船舶企业还能够通过加速部署节能技术、提升发动机性能等措施达成目标。

但在业界看来,要达成既定气候目标,减碳的核心更应是替代燃料。作为传统化石燃料替代,甲醇、氢燃料、氨燃料等低碳或零碳燃料已经获得市场广泛关注,但也有业内人士担忧,替代燃料成本仍远高于化石燃料,短期内寻找替代方案并非易事。智库机构“交通与环境”项目主管费

格·阿巴索夫认为,当前航运业还没有成本能够与柴油相比拟的船用燃料,这意味着要达成净零排放目标,可能会相当“昂贵”。鹿特丹港口可持续交通项目经理雷夫克·冈纽维克也表示,在化石燃料和零碳燃料之间还有巨大的鸿沟,行业应该尽快解决这一问题。

多位行业人士都指出,要满足最新框架要求,全球船舶可能需要率先选择LNG、生物燃料这类燃料作为过渡,但这类燃料尚无法达成零碳排放,可能不是长久之计。

压缩空气储能产业发展有望提速

——访中储国能总经理纪律

■本报记者 李慧

“截至2月底,我国新型储能装机规模超过7500万千瓦;2024年新型储能等效利用小时数约1000小时,较2023年提高一倍。”在日前举行的第十三届储能国际峰会暨展览会上,一组数据显示出新型储能技术正在成为新型电力系统的有力支撑。在此之中,作为新型储能关键技术路线之一的压缩空气储能,正展现出巨大的发展潜力和广阔发展前景。

◆技术创新推动增效降本

据了解,压缩空气储能一般有4至10个小时的储存容量,是典型的长时大规模储能技术。因其发电效率高、容量大、寿命长,加之兼具环保性和安全性,近年来被市场广泛看好。

中储国能总经理纪律指出,伴随新型电力系统发展和市场化进程推进,未来,效率更高、成本更低、功能更全的储能技术路线才能在电力系统中发挥更大作用和价值,压缩空气储能技术在此方面颇具潜力。

“系统的单机规模越大,效率越高,成本越低。”纪律告诉《中国能源报》记者,“12年前,我们第一个1.5兆瓦的压缩空气储能系统,系统额定效率只有52.1%;现在,装机规模达到300兆瓦,系统额定设计效率可达72.1%。后续,我们将持续开展技术研发,力争进一步提升压缩空气储能的单机规模。同时,我们还在热能回收和能量转换利用方面下功夫,以减少损耗。通过这两方面技术创新升级,能够实现效率提升的同时降低成本。”

在纪律看来,伴随新能源的快速发展,

市场对长时大规模新型储能的需求日益增加,压缩空气储能正迎来商业化落地和规模化发展的“加速期”。据纪律介绍,中储国能作为中国科学院工程热物理研究所百兆瓦级先进压缩空气储能技术的产业化公司,依托研究所21年的技术沉淀与创新,已经完成了压缩空气储能相关基础理论研究、关键技术突破、国家示范项目建设和过程,正在加速产业化、商业化步伐。截至目前,已建成河北张家口国际首套100兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目、山东肥城国际首套300兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目,已启动建设的项目覆盖山东、河南、宁夏、新疆等地,总规模达1500兆瓦,列入规划的项目规模超5000兆瓦。

◆可再生能源消纳促进需求增长

事实上,包括压缩空气储能在内的长时大规模新型储能技术的快速发展,与近年来可再生能源电力装机持续增长紧密相连。国家能源局数据显示,截至2024年底,我国可再生能源装机已达18.89亿千瓦,同比增长25%,约占我国总装机的56%。与此同时,新型储能也呈快速发展趋势,其中,4小时及以上新型储能电站项目逐步增加,装机占比达到15.4%。

纪律表示,虽然目前可再生能源电力装机规模十分可观,但可再生能源发电量在全社会用电量中的占比仍有提升空间。未来,随着绿色低碳转型对可再生能源电量需求进一步增加,对电网调节能力的要求也会“水涨船高”,这将为长时大规模新型储能创造更广阔的发展空间。

“可再生能源发电量的攀升,将带动调峰时长需求进一步增长,进而拉动长时储能市场升温。”纪律向《中国能源报》记者表示,“以光伏发电为例,受光照影响只能白天发电,但用电高峰基本都在前半夜,许多地方中午出现电价低谷,比如山东电网,白天在光伏发电的高峰期,负电价时已经达到3至5小时。这种情况下长时储能的优势就显现出来。”

◆市场化提供更大发展空间

纪律认为,未来,电力系统对储能的需求将是多种多样的。“包括系统调频的短时瞬时响应、用于顶峰和灵活性调节的中短时长储能、压缩空气和抽水蓄能等长时储能可以调峰,加上超长时间跨季节的储氢、储氨和储热等储能方式,都将成为可选择的储能技术路线。”

但他同时强调,多种储能技术路线共同发展,需要充分市场化的“护航”。

“在电力系统处于市场化的大趋势下,未来储能也必须实现市场化。所有储能技术都需要通过提供服务的市场方式来取得收益,这是非常关键的。”纪律表示,“当前,新型储能还面临定价机制不完善、市场价值未充分体现等共性问题,压缩空气储能也需要进一步完善产业链和标准体系等。市场化的方式能够为长时大规模储能提供更多机会。比如,以往新能源强制配储大多选择建设周期短、初期投资少的储能方式,但会出现使用率较低的情况。充分市场化运营后,储能电站投资方选择储能技术路线时将全面考虑其作用和价值。”



肥城300MW先进压缩空气储能国家示范电站。

能聊能说

氢能发展席卷全球。

近年来,我国氢能产业在交通、工业、能源等多个领域取得显著进展,政策支持、技术进步和市场需求共同推动了氢能产业的快速发展。2022年,全球首个“碳中和”冬奥会在北京举办,这是一场成功探索氢能应用的奥运会,氢作为冬奥会火炬唯一燃料,氢燃料电池汽车则成为运输主力;2023年,宁东可再生氢碳减排示范项目50万千瓦光伏实现全容量并网,标志着全国首个集制、储、加、用一体化的全产业链可再生氢碳减排示范项目取得重大进展;2024年,上海首个集源、网、荷、储于一体的全闭环零碳氢储工程——安亭镇零碳氢储网荷储一体化示范项目启动,标志着通过氢电耦合和清洁能源综合利用的创新技术模式成功落地……

对比我国氢能产业蓬勃发展、欣欣向荣的态势,氢能在西方国家却正在遭遇“滑铁卢”。在美国,特朗普上任首日签署总统令暂停根据《通胀削减法案》和《基础设施投资与就业法案》向企业提供绿氢补贴。政策反转给美国氢能产业发展带来重大利空,两大氢能中心项目Heartland和MACH2岌岌可危。在欧洲,挪威制氢公司耐欧氢气年初宣布裁员20%并关停核心生产线,法国电解槽制造商Elogen打掉了自己,德国公用事业公司Uniper推迟制氢项目。在澳大利亚,昆士兰州宣布停止向州旗制氢和氨气项目提供财政支持,新南威尔士州猎人谷绿氢枢纽项目无限期搁置,澳能源公司Origin Energy全面叫停旗下氢能开发项目。

是什么拖累了西方氢能发展脚步?政策摇摆不定、支持力度不够。氢能作为一个资本和技术密集型行业,对政策依赖性较高。西方国家政局和政治生态的摇摆性,给氢能企业和项目部署带来极大挑战。以美国为例,联邦层面针对氢能的政策缺乏连贯性和长期性,尽管部分州积极推动氢能发展,但各州政策支持力度不一,导致市场割裂,难以形成规模效应。加之审批流程繁琐冗长以及监管框架不确定性,投资者难以做出明智的长期决策。

制氢成本昂贵、基础设施落后。一方面,氢生产、储存和运输成本居高不下,难以与传统化石能源竞争。例如,德国虽大力推动绿氢,但电价高企导致成本居高不下。另一方面,加氢站等基础设施建设滞后,极大限制氢燃料电池汽车推广和应用。例如,美国加氢站主要集中在加州城市,覆盖范围有限,影响用户体验。

技术成熟度低、市场需求分散。一方面,氢能产业链技术如电解水制氢、碳捕获与封存(CCS)技术等,始终没有取得突破性进展,制约氢能规模化应用。在美国,得州和加州都通过政策激励推动蓝氢项目,但蓝氢依赖的CCS技术一直受困于高成本且未商业化,美国大部分CCS项目因经济性不足而进展缓慢。另一方面,不同行业对氢能需求差异较大,难以形成统一的市场驱动力。例如,美国工业领域对氢能需求主要集中在炼油、化工和钢铁等行业,但应用规模较小。

中西方氢能发展态势的分化,凸显出顶层设计的重要性,也从一定程度上折射出全球氢能产业格局深刻变迁。顶层设计、政策支持、市场驱动、产业协同、能源优势、强大基建……我国在能源战略、产业布局和政策支持等方面的远见卓识,正在推动我国成为全球氢能领域重要参与者。同时也预示着,新一轮能源革命主导权之争已悄然展开。

从全球氢能格局之变,看中西发展逻辑之辨

■ 王林