



# 绿氢规模化应用仍需爬坡过坎

■本报记者 仲蕊

日前,工信部、发改委、住建部、水利部四部委联合印发了《关于深入推进黄河流域工业绿色发展的指导意见》,提出有序推动山西、内蒙古、河南、四川、陕西、宁夏等省、区绿氢生产,加快煤炭减量替代,审慎有序布局氢能产业化应用示范项目,推动宁东可再生能源制氢与现代煤化工产业耦合发展。

当前,我国可再生能源装机居全球第一,绿氢产业发展潜力巨大,以绿电制绿氢成为氢能产业可持续发展的行业共识。不过,目前绿氢产能仅占氢气总产能的4%,我国绿氢发展仍有成本、技术、安全等一系列问题待破解。

### ■面临能效、安全、技术三大挑战

今年3月,我国出台《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》,明确了氢能战略定位,强调发展氢能必须坚持清洁低碳的原则,要重点发展可再生能源制氢,严格

控制化石能源制氢。绿氢已成为我国氢能发展的必由之路。

需要注意的是,应用场景的转变将带来从氢到电-氢耦合的转变。阳光氢能科技有限公司市场营销总监马应源在第二届中日韩氢能产业高峰论坛上指出,从电网、恒功率、小规模到多种可再生能源大规模制氢,如何将不稳定的电力转变成安全稳定的氢能将持续为产业带来考验。

“目前,绿氢主要来自绿电,由于电-氢转化能效比电-电转换低,因此从能效的角度出发,应该坚持宜电先电,氢电融合,减少转化,经济安全的原则,通过氢电互补支撑长周期的稳定供电,解决电难以解决的降碳问题。”有研科技集团首席专家蒋利军表示。

在处理好氢电关系的基础上,必须进一步解决好氢能自身的问题。“当前绿氢应用面临三方面挑战:高成本和高效率、高安全风险、核心技术和装备仍有卡脖子环节。”蒋利军指出,为加快绿氢发

展,各国也分别提出了各自的绿氢成本目标。如美国希望在10年内将绿氢生产成本降到1美元/公斤,澳大利亚希望将绿氢生产成本控制在2美元/公斤,我国则希望在2030年将绿氢生产成本控制在13元/公斤。

与会专家指出,值得关注的是,今年我国在绿氢应用上已进行了一些探索,主要是在化工、分布式发电和加氢站等场景的应用,但总体而言还处于起步阶段。“从技术角度看,短期示范、关键装备、零部件和系统集成技术还缺乏长期的考核。从技术经济分析的角度看,运行时间短,数据积累少,技术经济性分析还缺乏实际数据的支撑。”

### ■四大降本措施缺一不可

在上述专家看来,降低绿氢成本要采取政策支持、场景选择、规模应用和技术进步四方面措施。“在氢能发展初期,这四方面的措施必须同时并举,互相配合,才能有效的降低绿氢成本。”

在发展初期,政策的支持尤其重要。首先是低电价,以广东省为例,《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划(2022-2025年)》率先提出允许加氢站内制氢,落实燃料电池汽车专用制氢站用电价格执行蓄冷电价政策,电价最低可以达到0.17元/度。今年深圳出台的《深圳市关于促进绿色低碳产业高质量发展的若干措

施(征求意见稿)》等进一步提出了除按蓄冷电价之外,当电解制氢谷电占比超过50%的时候,可以免收基本电费。

蒋利军指出,低电价可以为绿氢的竞争力提供重要支撑。据测算,当电价为0.26元/度的时候,电解水制氢成本就可与天然气制氢相竞争;当电价达到0.13元/度,成本可与煤制氢相竞争。

税收抵扣方面,蒋利军以美国为例表示,美国在今年发布的《降低通货膨胀法案》中提出,对绿氢实行每公斤3美元的税收抵扣,经过抵扣之后,美国的绿氢价格可以降低到0.73美元/公斤,可能是世界上最便宜的绿氢。与此同时还要与碳税结合,以进一步提高绿氢竞争力。

绿氢应用场景的选择同样重要。我国氢能规划明确,在2025年前要坚持就近利用的原则。“综合考虑来看,近期应该以源端电氢协同就地利用模式,多元用氢,提高经济竞争力和能源效率;采用受端电氢协同模式来发展分布式能源系统。这样可以充分利用源端的低电价和受端的谷电来进行支撑,从而有效降低绿氢运行成本。”蒋利军表示。

### ■国际贸易将为绿氢打开新局面

除聚焦绿氢产业自身问题外,开拓绿氢国际市场,也将进一步利好绿氢规模化发展。国际氢能协会副主席、清华大学教授毛宗强表示,一般而言,我们常用“富煤、缺

油、少气”形容我国能源资源禀赋,但从可再生能源的角度看,由于我国可再生能源丰富,因此同时还具有“多氢”的特点。

有专家表示,从国家层面来看,目前我国国家氢能政策框架搭建初步完成,通过顶层设计加示范应用补贴地方产业规划,共同促进整个产业链协同发展。“我国沿海区域近年来大力发展海上风电,结合长三角珠三角发达的交通路网,可形成绿色交通与绿色国际贸易产业,而在我国的北方以及西北西部地区有着得天独厚的风光资源,通过风光制氢结合传统化工形成一条完善的产业结构链。”

具体来看,我国西北部有约260万平方公里的荒漠化土地。这些地区是发展可再生能源的可行基础。我国的沙漠和戈壁沙漠面积达128万平方公里。如果按照目前的技术,可以在这些沙漠和戈壁地区建设1280亿千瓦的光伏发电。我国从领海线到专属经济区的可开发海域面积约60万平方公里,资源可开发潜力约20亿千瓦,约占我国海上风电开发潜力的75%。

“绿氢贸易将促使我国绿氢的超大规模制、储、运、用技术产业升级,也有助于我国实现碳中和目标,应对国际碳税挑战。”毛宗强指出,我国应充分发挥绿氢地缘优势,我国东部生产的氢气可以向日韩出口,西部生产的氢气可以向欧洲出口,由铁路外运。同时,做到国内、国际双循环,加强国际合作,充分利用“一带一路”等利好政策。

## 油气行业甲烷减排持续深入

■本报记者 梁沛然

在近日举行的《联合国气候变化框架公约》第二十七次缔约方大会(COP27)上,中国气候变化事务特使解振华透露,中国已完成控制甲烷排放的行动计划战略,目前正在审批阶段。未来,甲烷减排主要着力点在油气、农业畜牧业、垃圾废弃物三个领域,方案亦明确了相应目标、计划和激励性政策措施。

“甲烷减排可带来经济、环境等多方面收益,是应对气候变化的重要手段,也是实现‘双碳’目标必须完成的任务。甲烷排放的减少和控制将对提高油气产业链的安全性和经济性起到协同作用,有利于行业的可持续发展。”参与制定上述甲烷排放标准制定的某业内人士说,“但企业仍面临甲烷回收利用率低、经济性较差、核算标准滞后等问题。”

### ■治理必要且迫切

据联合国政府间气候变化专门委员会数据显示,甲烷排放后20年内的增温效应是二氧化碳的84倍,百年内是二氧化碳的28倍。目前,甲烷的增温效应已造成了约30%的全球变暖。随着全球甲烷监测步伐加速,甲烷排放量透明化有望加快推进各国开展甲烷减排顶层设计,催生甲烷人为排放源的治理需求。

2021年11月,中美发布《中美关于在21世纪20年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》,我国表示争取尽快取得控制和减少甲烷排放的显著效果。在此前的主要经济体能源与气候论坛(MEF)领导人会议上,我国提出将制定甲烷国家行动计划。

而在甲烷众多来源中,油气占到很大比重。国际能源署报告显示,2020年全球石油和天然气业务排放的甲烷略多于7000万吨(约合21亿吨二氧化碳当量)。在我国,能源行业排放的甲烷大约占甲

烷总量的50%左右。对此,由“三桶油”联合发起的甲烷减排联盟在倡议宣言中明确,将加强甲烷排放监测、报告与核查(MRV)技术体系建设,推动甲烷监测计量系统化、常态化、规范化和国际化。同时,积极发展新能源,减少油气生产过程对化石燃料的依赖。

“油气行业作为高耗能、高排放行业,未来将面临更严格的排放管控和减排措施。油气企业应做好相关准备,提前筹划并推行节能提效、清洁替代等措施,并大力发展新能源和低碳业务,做好业务接替准备。”上述业内人士说。

### ■重点领域重点抓

清华大学2021年发布的《中国长期低碳发展战略转型路径研究》综合报告指出,从2015年到2030年,煤炭开采过程排放占甲烷总排放比例分布在39%—44%之间,到2050年将有所下降,但是占比仍有25.5%。

有业内人士指出,作为我国目前最大的甲烷排放源,在煤矿开采过程中,煤层气逸散的减排之路依然困难重重。

2008年我国制定并发布了《煤层气(煤矿瓦斯)排放标准(暂行)》。但目前标准执行以及煤矿瓦斯利用存在不少问题,已与“双碳”目标不相适应,亟需修订并加强标准的执行力度。

山西省太平洋煤层气研究院院长张遂安表示,煤层气生产企业应对甲烷排放源加强管理,不断优化完善现场生产工艺、落实甲烷温室气体泄漏点检测与修复工作,实现排放源精细化管理,降低温室气体排放对大气环境产生的影响。

“考虑到COP27后我国可能强化甲烷排放管控,油气企业尤其是煤层气企业,需要对自身甲烷排放情况摸清家底,积极开展产业链各环节排放核查和监测,实现精细化管理,并配合国家建

立甲烷排放控制制度和核算体系。”张遂安说。

### ■尽快纳入碳交易市场

油气系统相对而言排放较为集中,初期减排成本可能较低,但达到一定阶段后由于难度加大,减排成本也会有较大幅度的上升。整体来看,甲烷减排相关政策并不明朗,企业没有执行“标杆”。“企业可以制定下降目标,但整体来看约束力较差。”上述业内人士说。

“此前,大家对甲烷减排技术整体关注度不高,技术路线细碎,不具备大规模应用的产业,目前的政策和标准‘查缺补漏’的性质更多。因此,还需进一步加强行业内监测技术和核算因子和制定,摸清油气产业的甲烷实际排放情况。未来一定要将数据基础做扎实。”张遂安说。

“应该加大政策研究力度,适时修订煤层气甲烷排放标准,强化标准的实施,完善促进甲烷回收利用和减排技术的激励机制,研究制定甲烷减排技术清单和措施手段。”上述业内人士补充说。

据了解,生态环境部正在组织修订《温室气体自愿减排交易管理办法》及相关技术规范,研究将煤层气开发利用项目作为温室气体自愿减排项目,进入市场获取减排收益。未来,随着碳排放权交易市场的发展,煤层气企业通过收集甲烷减少排放可以获得自愿减排收益凭证,并将其在碳交易市场上进行交易。因此,交易自愿减排收益凭证或成其未来新的盈利模式之一。

张遂安建议,应当尽快将甲烷纳入全国碳交易市场。“相对经济型的甲烷的回收利用基本都采用了,有经济回报的措施也都采用了。没有采用的,主要是因为单位成本比较高,企业在没有额外经济激励和补贴情况下,很难主动减排。有罚有奖,企业才有动力去做这件事。”

近日,国际能源署(IEA,International Energy Agency)发布的《可再生能源2022》(Renewables 2022)报告(以下简称“报告”)指出,全球能源危机将史无前例地推动可再生能源发展势头。未来五年可再生能源的全球总容量增长将几乎翻倍,在取代煤炭成为最大发电来源的同时,并有可能将全球变暖限制在1.5摄氏度。

### ◆可再生能源将改变全球电力结构,成为最大的电力来源

全球能源危机,推动可再生能源的强劲发展。报告提到,近期化石燃料供应的中断更加凸显了可再生能源的安全效益,

欧洲海上装机容量的份额将从2021的50%降至2027年的30%。

报告指出,未来五年,风能和太阳能发电量将增加一倍以上,在2027年提供全球发电量的近20%,并占全球可再生能源发电量增长的80%,这对电力系统灵活性提出了额外的要求。与此同时,包括水电、生物能源、地热和集中太阳能在内的可调度可再生能源的增长仍然有限,尽管它们对风能和太阳能融入全球电力系统方面发挥着关键作用。

“未来五年,致力于生产氢气的全球可再生能源产能将增长100倍,为工业和运输业脱碳提供了机会。”报告指出,预计在2022-2027年期间,各大洲超过

国际能源署《可再生能源2022》报告指出:

## 未来五年可再生能源全球装机增量或将翻番

■本报记者 杨晓冉

这使许多国家加强了支持可再生能源的相关政策。同时,全球化石燃料价格上涨提高了光伏和风力发电机的相对竞争力。

“未来五年的可再生能源产能扩张将比我们一年前的预期要快得多。在2022-2027年,主要预测显示,可再生能源将增长近2400GW,相当于中国目前的全部装机容量。这比前五年增长了85%,比去年的报告预测增长了近30%,这是IEA有史以来最大的一次预测上调。”报告指出,在预测期(2022-2027年)内,可再生能源将占全球电力容量扩张的90%以上。预测上调主要是由中国、欧盟、美国和印度推动的,这些国家都在实施现有的政策、监管和市场改革,同时在应对能源危机时比预期更快地推出新政策。

到2025年初,可再生能源将超过煤炭,成为全球最大的发电来源。预计在预测期内,可再生能源在电力结构中的份额将增加10个百分点,2027年将达到38%。可再生能源是唯一有望增长的发电来源,煤炭、天然气、核能和石油发电的份额将下降。

值得注意的是,报告提到,尽管中国逐步取消了风能和太阳能补贴,但随着未来五年增长速度的加快,预计2022-2027年中国将安装全球可再生能源电力的近一半。“中国‘十四五’可再生能源发展规划”政策方针表现了其雄心勃勃的可再生能源目标、市场改革和强有力的政府支持。在主要预测中,预计中国将提前五年实现2030年的目标,即风力和太阳能发电总量达到1200GW。”

### ◆防止供应短缺,探索新的关键增长领域

到2027年,太阳能装机容量有望超过煤炭装机容量,成为世界上最大的装机容量。报告预测,2022-2027年,累计太阳能发电量几乎翻三倍,增长近1500GW,到2026年超过天然气,到2027年超过煤炭。

此外,全球风力发电能力几乎翻了一番,海上项目占增长的五分之一。预计在2022-2027年期间,超过570GW的陆上风电容量将投入运营。全球海上风电增长加速,因为中国的快速扩张,

25个国家推出的政策和目标将使达50GW的风能和光伏发电能力重点用于制氢。其中,中国引领增长,澳大利亚、智利和美国紧随其后。

到2027年,三分之一新的生物燃料生产将来自废物及残渣。欧洲和美国的运输温室气体减排政策正在推动全球对废物及残渣的需求。美国的《通胀削减法案》政策奖励温室气体浓度较低的燃料,推动生物燃料生产商专注于废物及残渣;在欧洲,现有的可再生能源政策和成员国政策也奖励利用废物和残渣制造生物燃料;新加坡和中国也在扩大利用废物和残渣生产可再生柴油和生物喷气机,以服务于欧洲和美国市场。

### ◆应对挑战,缩小当前可再生能源与“净零”的差距

与此同时,报告明确了目前全球可再生能源面临的挑战。首先,报告指出,可再生能源供暖的增长速度不足以遏制化石燃料的使用。

2022-2027年,用于供暖的可再生能源消费量预计将增加近三分之一。到2027年,可再生能源在热能方面的使用率将从11%提高到14%。可再生能源目前受益于政策势头,在工业和建筑部门,可再生能源在电力部门中的份额不断增加,并更多地依赖电力供暖,包括通过热泵供暖。然而,可再生能源的发展不足以控制化石燃料的热消耗。

报告还指出全球可在再生能源发展的加速案例:若各国能够应对政策、监管、许可和融资挑战,全球可再生能源产能将比主要预测增加25%。大多数发达经济体在实施方面面临挑战,并需要可再生能源在供暖和运输部门更快地普及;而在新兴经济体,政策和监管的不确定性仍然是可再生能源加速扩张的主要障碍;最后,发展中经济体由于电网基础设施薄弱,以及无法获得可负担的融资等因素,阻碍了项目的及时投产。“如果各国能够对这些挑战,全球可再生能源产能可能会增加近3000GW。这一更快地增长将大大缩小2050年净零排放所需的可再生电力增长差距。”

## 中石化首套自主研发的兆瓦级PEM电解水制氢装置投产

本报讯 记者吴莉报道 12月14日,中石化首套自主研发的兆瓦级质子交换膜(PEM)电解水制氢装置在燕山石化成功开车,产出合格高纯度氢气。该项目年产氢180吨,生产全过程实现零碳、零污染物排放,标志着中国石化质子交换膜电解水制氢成套技术实现工业化应用,将有效助力我国氢能产业链发展。

绿氢是最清洁的能源载体,是实现工业低碳化和能源清洁化的重要手段。作为目前制取绿氢的最主要方法,电解水制氢具有制氢效率高、负荷范围宽、无污染等特点,能适应可再生能源发电的波动性,满足离网发电要求。同时,电解水制氢采用“零间隙”设计,体积小、启停速度快、操作灵活,是一种理想的加氢站内制氢技术,将推动站内制氢发展,降低氢能成本。

项目由中国石化石科院和燕山石化共同开发和建设,应用了国产化程度最高的单槽兆瓦级PEM电解水制氢成套设备。相较于多电解槽组合而成的制氢装置,单电解槽技术难度大,对材料和制造工艺要求更高,但其体积小、功率密度高、成本更低,是电解槽未来发展的主要方向。中国石化采取集成设计、一体成型的设计理念,整撬围绕电解槽进行整体布局和管路优化设计,设备占地面积不到40平方米。

电解槽是质子交换膜电解水制氢装置的核心设备,中国石化自主开发阴极、阳极催化剂和膜电极,最大产氢量可达250标方/小时,功率调节范围大,氢气纯度达99.999%。

据悉,项目采用的是“绿电”,产出的“绿氢”主要销往北京、河北、山东等地区。作为北京市最大的氢气生产和供应

企业,燕山石化已经被北京市房山区及大兴区列入北京市氢能燃料电池城市示范集群制氢重点企业名单目录,日供氢能力达4.5吨。

近年来,中国石化积极践行绿色发展理念,致力于开发可再生能源电解制氢技术,满足绿氢发展需求。此前,石科院和燕山石化合作开发建设的中国石化首套30标方/小时PEM电解水制氢示范站成功投用,标志着中国石化打通PEM制氢设备从关键材料、核心部件到系统集成的整套流程;中原油田兆瓦级可再生电力电解水制氢示范项目已经中交,投产后,将日产高纯度绿氢1.12吨。下一步,中国石化将加快催化剂、膜电极技术迭代,整合相关产业链,进一步降低装置成本,提高PEM电解水制氢技术市场竞争力。