

# 煤矿甲烷减排迈入“深水区”

■本报记者 苏南

“甲烷减排已成为应对气候变化的重要行动方向”“能源活动是我国甲烷排放的主要来源之一,约占全国甲烷排放总量的46%”“能源成为我国落实甲烷排放的重点领域”“不容忽视的是,能源领域的甲烷减排项目普遍面临融资渠道有限、技术准入标准高、前期投入大以及收益机制不完善等”……这是《中国能源报》记者在“能源领域的甲烷减排与金融创新”研讨会上听到的观点。

在业内看来,《中华人民共和国生态环境法典》《碳达峰碳中和综合评价考核办法》等一系列重要政策密集出台,意味着我国“双碳”工作迈向更注重落实和成效的新阶段。在此背景下,作为全球第二大温室气体的甲烷,其减排工作迎来新的战略机遇期。

## ■ 非二氧化碳减排从规划走向具体实施

在100年尺度内,甲烷的温室效应是二氧化碳的28倍,我国和国际社会高度重视甲烷减排。去年,中国首次在国家自主贡献(NDC)目标中将甲烷等非二氧化碳温室气体纳入总量控制范围。“十五五”规划纲要亦将甲烷等非二气体减排列入碳达峰碳中和重大工程。刚刚印发的《国家应对气候变化“十五五”规划》进一步将非二氧化碳温室气体减排专项化、系统化,围绕甲烷、氧化亚氮和含氟气体管控部署重点任务,推动其从规划目标走向具体实施。

从能源消费结构来看,尽管煤炭消费占比总体趋势是下降的,但受能源消费总量增长带动,全国原煤产量、煤炭消费量仍保持微弱增长。因此,煤矿甲烷排放规模短期内将维持高位,仍是我国非二氧化碳温室气体减排的重点治理领域。

我国已构建起“约束兜底、激励赋能”的煤矿甲烷治理政策体系。从约束角度来看,2024年发布的《煤层气(煤矿瓦斯)排放标准》明确,甲烷体积浓度高于8%且抽采纯度超10立方米/分钟的瓦斯禁止直排,从源头强制推动中高浓度瓦斯资源化

利用。从激励角度来看,2025年生态环境部等三部门发布《甲烷体积浓度低于8%的煤矿低浓度瓦斯和风排瓦斯利用》CCER方法学,为项目打开碳收益市场化通道;财政部优化煤层气开发利用补贴机制、提升补贴权重。顶层目标上,我国更新版国家自主贡献(NDC)提出,到2035年全经济范围温室气体净排放量比峰值下降7%—10%,煤矿甲烷减排是落实该目标的重要抓手,整套政策框架为行业规模化治理甲烷减排提供了明确导向。

## ■ 低浓度瓦斯利用挑战犹存

利好政策频出,但需要注意的是,煤矿甲烷减排特别是低浓度瓦斯的利用,仍面临技术与经济性的挑战。

数据显示,我国煤炭行业是能源领域最大的甲烷排放源,约占全国甲烷排放总量的41%。体积浓度小于8%的低浓度瓦斯占比近八成,但利用率又是最低的,山西的数据显示利用率不到5%。自然资源保护协会工业项目主任潘支明指出,煤炭行业的甲烷减排潜力主要集中在两类排放源:一类是甲烷浓度较低的低浓度抽采瓦斯;另一类是煤矿通风系统排出的、甲烷浓度低于0.75%的风排瓦斯。

尤其是我国煤矿多为低透气性煤层,瓦斯抽采气源分散,抽采量和抽采浓度不稳定,导致低浓度瓦斯浓度和流量波动大,给利用带来挑战。中国地质大学自然资源战略发展研究院绿色矿业研究中心主任周进生表示,在低浓度瓦斯利用技术方面,我国已达到国际领先水平。目前主要路径包括瓦斯发电、提纯、掺混燃烧以及蓄热氧化。其中,蓄热氧化技术正处在推广阶段,是实现“销毁”的关键。

经济性不足是项目大规模落地的核心瓶颈。自然资源保护协会工业项目高级主管魏威指出,当前低浓度瓦斯利用项目的内部收益率偏低,这与CCER的当前的核算方式密切相关。现行核算通过发电效率反算减排量,由于效率原因,大量实际已被销毁的甲烷未能计入减排量。煤炭低浓度



瓦斯减排遵循“浓度分级、梯级利用、能尽其用、保底销毁”的技术路径,安全始终是首要底线。在安全可控的前提下,运行稳定性是基础,直接决定减排量的连续性和CCER收益的可靠性。三者层级递进,缺一不可。

自然资源保护协会工业项目主任潘支明表示,煤矿低浓度瓦斯利用项目初始设备投资大、投资回收周期长,而CCER收益通常需要项目建成运行并完成核证后才能实现,存在约一年半的时间滞后,导致项目早期现金流压力较大。金融机构对项目的技术风险、减排量风险缺乏成熟评估体系,容易形成“项目缺资金、金融机构缺优质标的”的供需错配。

“目前低浓度瓦斯利用正处于由工业示范向商业化推广迈进的关键阶段,虽然环境效益显著,但经济性仍依赖CCER补贴。”周进生建议,项目投资首先要摸清家底,进行“储量—涌出一波动”三维评估,稳

住源头,做到采煤采气同步规划、应抽尽抽,并采用灵活适配技术,保证协同管理。

## ■ 探索“技术+碳资产+金融”闭环模式

面对资金约束难题,业内专家认为,通过创新金融机制打通资金进入煤矿甲烷减排项目的渠道是关键。当前工作的重点是如何让政策真正转化为大规模项目落地。

截至2026年7月底,全国温室气体自愿减排注册登记系统中,已有9个煤矿低浓度瓦斯CCER项目完成公示,预计年减排量约78万吨二氧化碳当量。这标志着煤矿低浓度瓦斯减排已经开始通过CCER机制形成可核算、可交易、可融资的项目实践。

“未来应推动CCER预期收益权质押标准化,明确登记估值与处置的统一规则,并设计风险分担机制。”魏威建议,在绿色金融配套方面,需要三管齐下:一是推动

CCER预期收益权质押的标准化,这是此类资产能否从市场获取资金的关键;二是明确碳资产的登记、估值与处置规则,为金融机构提供可操作的依据;三是设计合理的风险分担机制,针对低浓度瓦斯项目气源波动、技术适配等固有不确定性,建立业主、开发企业和第三方之间风险共担的框架,确保各方权责清晰、激励相容,才能真正打通从项目开发到资金支持的完整链路。

专家们一致认为,绿色金融是服务实体产业的桥梁,银行不仅是资金的提供方,更是资源的整合方。通过搭建跨界对话的桥梁,让产业端讲清痛点,让金融端讲清产品与约束,可以共同探索可复制、可推广的“技术落地+碳资产增值+金融赋能”的闭环模式,让金融活水真正注入煤矿甲烷减排的实体项目。针对煤矿甲烷减排,金融机构需要结合区域产业结构和资源禀赋,设计差异化的服务方案。

南网储能公司:

# 筑牢粤港澳大湾区迎峰度夏电力屏障

■魏紫玄 刘慧敏

受厄尔尼诺气候影响,今年入夏以来极端天气频发,高温持续攀升,用电负荷持续走高,粤港澳大湾区同步迎来高温高负荷保供、台风强降雨防汛双重压力,辖区抽蓄机组全面进入高频次、长时长、满负荷运行状态。截至7月底,南网储能公司在粤抽水蓄能机组总运行小时数累计超64582小时,同比增长10.8%;抽发电量154亿千瓦时,同比增长13.6%;机组启动次数超27544次,同比增长8.7%,全力守护粤港澳大湾区电网安全稳定运行和电力可靠供应。

## ■ 深耕标杆机组 建设筑牢迎峰保供设备坚实根基

南网储能公司在粤抽水蓄能机组共35台,总装机容量10880兆瓦,占全国在运抽水蓄能机组总规模近1/6。机组可靠稳定是电网保供的核心支撑。南网储能公司坚持“集约化、专业化、标准化、数字化”管理理念,持续深化设备全生命周期管理,严格落实设备主人制,常态化开展隐患排查、状态检修与设备升级改造,以标准化、精益化运维保障机组在高负荷、极端工况下稳定可靠运行。

自中国电力企业联合会2020年启动抽水蓄能机组可靠性对标评价以来,南网储能公司连续六年获评全国发电机组可靠性对标标杆机组,设备运维质效、专业管理能力持续稳居行业前列,设备运行可靠性、稳定性获得行业权威认可。

## ■ 数智集控全域赋能 从“经验值守”到“智慧运维”升级

南网储能公司抽水蓄能集控中心是国内首个抽水蓄能多厂站远程集中控制中心,该中心统一接入粤港澳大湾区广州、惠州、清远、阳江、深圳、梅州6座抽蓄电站,实现全部机组远程监视和集中调控。近年来,南网储能公司持续推进集控中心数智化转型,依托智能化手段持续优化运行值守模式。通过RPA自动报表、设备状态监测、趋势预警、智能故障研判等数字化功能,有效降低非计划停机风险,完成从传统经验值守向系统预判、智能辅助、全域管控的现代化运维升级,大幅提升极端天气调度响应和异常处置效率。



图为南网储能惠州抽水蓄能电站上水库。梁彧/摄

目前该集控中心采用“一人一席三厂站”群集控模式,实现多电站远程一体化值守。单人最高可控装机容量提升至360万千瓦,人力配置更加集约高效,大幅提升大规模抽蓄集群运行管理水平,为行业集约化、智能化运维提供优质实践样本。2026年上半年,集控中心累计调节电量突破130亿千瓦时。其中发电量超58亿千瓦时,相当于为264万户家庭提供全年用电量,减排二氧化碳约464万吨,有力支撑粤港澳大湾区电网削峰填谷、新能源消纳和绿色低碳发展。

## ■ 科学腾库精准调度 全力迎战台风强降雨

主汛期台风、强对流天气频发,精准库容管控和科学防汛调度是汛期安全生产的关键。南网储能公司提前策划防范设备运行风险方案,做好汛前、汛中、汛后各项工作任务。深化各电站地方政府部门联动研判,提前部署全域防汛防风和隐患治理工作。“从4月起,粤港澳大湾区6座抽蓄电站有序开展预泄腾库,累计泄水总量6169.66万立方米,提前预留充足防洪库容,有效筑牢防汛前置屏障。”南网储能公司运行分公司水工水情经理说。

台风影响期间,南网储能公司抽水蓄能集控中心实时密切关注各电站水情、库容变化,结合区域降雨差异实施差异化精准调度。本轮台风期间6座抽水蓄能电站来水量达1613.68万立方米。其中,梅州抽水蓄能电站仅7月26日8时至20时,降雨量超202毫米。南网储能公司科学把控各

站泄洪节奏,动态预留防洪空间,各电站水库水位全程处于安全区间,平稳完成本轮台风暴雨防汛保供任务。

## ■ 严守安全生产底线 平稳运行护航迎峰度夏大局

南网储能公司积极建设本质安全型企业,始终坚持“安全第一、预防为主、综合治理”方针和“一切事故都可以预防”的安全理念,以安全生产风险管理体系为抓手,运用源头防控、溯源治本的本质安全管控手段,持续夯实人员、管理制度、设备设施、建构筑物、作业环境本质安全基础,不断提升安全管控水平,以高水平安全保障企业高质量发展。

面对台风暴雨叠加高温高负荷的严峻工况,南网储能公司认真贯彻落实各级防汛防汛及迎峰度夏要求,预判好防汛防汛新形势,按照“平时预、灾前防、灾中守、灾后抢、事后评”的运转处置机制,扎实做好各项防控、修复工作。持续加密大坝、水工建筑物、发电设备巡检频次,严控水库运行水位,严防漫坝、水淹厂房、设备异常等安全风险,保障机组在极端天气下持续稳定出力。

南网储能公司将持续发挥数智集控、集约管控优势,紧盯汛期次生灾害及高温高负荷运行风险,常态化推进隐患排查整治,持续优化水库调度与机组运维管理,不断提升应急处置能力,充分发挥抽水蓄能电站调峰保供、防洪减灾效能,全力保障粤港澳大湾区电网安全稳定运行和区域可靠用电。

本报讯 7月28日,从国网山西省电力有限公司获悉,截至2026年上半年,山西省风光新能源装机容量突破8000万千瓦,达8061.21万千瓦。从2024年初突破5000万千瓦到如今超过8000万千瓦,山西仅用了两年半时间,风光新能源装机以每年超1000万千瓦的速度增长,助力推动山西能源绿色低碳转型。

“十四五”以来,山西纵深推进能源革命综合改革试点,立足丰富风光资源禀赋,坚持集中式规模化开发与分布式多元化利用并举,推动风电、光伏等可再生能源实现跨越式发展。从2020年末3282.67万千瓦到2025年末7783.58万千瓦,全省“十四五”以来新增风光新能源装机4500.91万千瓦,较“十三五”末增长137.11%。

新能源大规模并网,离不开坚强电网的支撑。目前,山西已构建起“‘三交一直’特高压+14回点对网500千伏”外送通道电网格局,正在建设的1000千伏大同—怀来—天津南特高压交流通道投产,将提升外送能力600万千瓦;省内形成以500千伏“三纵四横”为骨干网架、220千伏九分区运行、110千伏及以下高中压配网辐射状电网格局,正在建设的500千伏东纵通道投产,可进一步提升省内北电南送能力200万千瓦。新能源汇集工程在服务新能源并网、消纳中发挥着重要作用,山西目前已建成投运27个新能源汇集工程;正在建设500千伏大同东、岚县、新荣等11个新能源汇集工程,主变总容量达1900万千伏安,年内还将开工500千伏浑源新能源汇集工程,确保新能源“应接尽接、应并尽并”。

破解新能源“靠天吃饭”难题,精准预测、科学调度是关键。国网山西电力深化应用新能源云平台,风电预测准确率超94%、光伏预测准确率超97%,并创新应用气象大模型,强对流天气下风电出力预测准确率达95.5%。同时,积极挖掘负荷侧调节潜力,虚拟电厂、抽蓄电站、独立储能等灵活资源协同发力,最大限度提升新能源消纳能力。

在电力市场建设方面,山西建成全国首个完整省级电力现货交易体系。2026年6月起,山西新能源发电企业正式以“报量报价”方式参与现货市场交易,参与容量比例由2025年底的41%提升至74%,新能源电力在市场竞争中实现更大范围优化配置。

根据规划,“十五五”时期山西将每年新增新能源并网规模2000万千瓦左右。国网山西电力已制定8方面25项重点工作,从规划统筹、电网建设、调节资源优化、市场运营、分布式管理、新业态服务、安全管控、科技创新等方面综合施策,促进新能源高质量发展。

(赵亚男 蔚真)



山西芮城县光伏领跑技术基地夕阳景色,芮城县光伏领跑技术基地总装机容量为1690兆瓦,年发电量约18亿千瓦时,年减排二氧化碳约180万吨。李卓庭/摄

山西新能源装机突破8000万千瓦