

# 抽水蓄能规模化、智能化与市场化并进

■本报记者 苏南

在全球能源结构加速向可再生能源转型的背景下,抽水蓄能(以下简称“抽蓄”)作为储能领域的重要力量,正迎来规模化、智能化和市场化发展的关键阶段。截至2024年底,全球抽蓄装机达1.42亿千瓦,中国抽蓄累计装机容量突破5700万千瓦,占全球总量的40%,连续9年稳居世界第一。

在“双碳”目标下,电源转型路径整体呈现出清洁化发展的态势,抽蓄电站装机稳步提升,抽蓄发展迎来新机遇。预计到2030年,我国抽蓄装机规模将达1.2亿千瓦;2060年抽蓄装机总规模有望接近5亿千瓦。在抽蓄快速发展的今天,面临着建设条件复杂、开发周期较长与投资成本上升等挑战,需要在政策支持、技术创新与模式创新并行方面加快发展步伐。

## ■■■抽蓄装机容量 占储能九成以上

中国水力发电工程学会副秘书长李世东在近日召开的“抽蓄电站发展与展望专题研讨会”上指出,全球抽蓄领域的国际合作与技术交流不断深化,各国通过共同研发、技术转让和项目合作等方式,推动了抽蓄技术的全球化发展。抽蓄是当前全球规模最大、应用最成熟的长时储能形式,占全球已安装储能容量的94%以上,对整合风能、太阳能等可变可再生能源至关重要,可确保电网稳定,降低系统整体成本和排放。

“在电力系统储能中,抽蓄居绝对主导地位。截至2023年底,全球已投运电力储能项目累计装机规模2.89亿千瓦,其中抽蓄1.79亿千瓦,占比62%。”中国工程院院士张宗亮表示,抽蓄电站作为“储能仓库”和“灵活调节电源”,是新型电力系统的重要支撑,具有新机遇、新定位、新使命。抽蓄电站属于水电工程,通常包括上水库、下水库、输水系统、发电厂房、开关站以及交通设施等,与常规水电站不同,抽蓄电站既是电源又是负荷,是电力系统服务工程。

过去十年,中国新能源进入大规模、高比例发展的新阶段,风电、光伏装机规模增长近12倍,新能源发展模式多元化,场景不断拓展。中国电建北京院副总经理、总工程师王可表示,随着新能源规模化并网,

电力系统波动性与间歇性加剧、调节资源结构性短缺等问题凸显。近年来,中国多措并举提升系统灵活调节能力,加快抽蓄电站建设、推进新型储能多元化发展等一系列措施使需求侧响应能力得到了有效挖掘。截至2024年底,抽蓄累计投产规模5869万千瓦,核准在建1.27亿千瓦,新型储能装机规模达7376万千瓦,储能系统充分发挥了促消纳、顶峰保供的作用,使新能源高比例消纳利用基础能力不断增强。

“从技术特性上来看,抽蓄、新能源与新型储能之间存在多维度的互补关系。”王可表示,抽蓄具备调峰、调频、调相、系统备用等六大功能,覆盖分钟、小时、日甚至是周级调节时间尺度,是构建新型电力系统的基础调节电源。而新型储能技术如锂离子电池、压缩空气储能、液流电池、钠离子电池、飞轮储能等在示范应用规模上不断实现突破。通过技术融合、模式创新,统筹优化,构建“新能源+长时稳基荷+短时快响应”的立体调节体系,短时响应通过飞轮、锂电、液流等功率型新型储能承担秒级调频,平抑风光出力波动;中时平衡通过“抽蓄+压缩空气储能”联合运行,解决日内负荷峰谷差;长时保障通过氢储能或重力储能提供季节性调节能力。

## ■■■认知不足、周期不匹配 与投资成本上升

尽管抽蓄在能源转型中发挥着重要作用,但其发展仍然面临着诸多挑战。中国电建北京院党委书记、董事长朱国金接受《中国能源报》采访时指出,比如,抽蓄选址受地形严重限制这一问题很突出,因为这一限制会导致抽蓄电站的建设难度加大,在建设过程中需要克服地形带来的工程施工难度大、运输不便等困难。另外,抽蓄电站的建设周期通常较长,一座规模100万千瓦的抽蓄电站,它的建设周期一般需要7到8年的时间。而且在整个建设过程中,需要投入大量的资金,投资成本相对较高。以前在一个区域找一个点可以优中选优,但现在需要多个点,不可能每个都是最优的,而且现在抽蓄开发对生态等方面的要求更加严格,需要避开了所有敏感的东

西,这也带来了成本的增加。

张宗亮指出,我国抽蓄机组装备制造核心技术发展实现了从“跟跑”“并跑”到“领跑”的跨越式发展。不过,现有大中型水电机组生产企业十余家,但具备大型抽蓄机组产能的厂家较少。哈电、东电大型抽水蓄能机组的制造、交付、安装服务能力处于领跑地位,上海福伊特、通用电气(中国)和东芝水电设备(杭州),具备大型抽水蓄能机组的设计制造能力。

“目前,行业内对抽蓄的认知还不够全面,很多人只看到其电量转换过程中的损失,而忽略了其在电力系统电量与负荷匹配方面的重要作用。”朱国金表示,在新能源为主体的新型电力系统中,新能源成本快速下降还未到一定程度,需要抽蓄等储能调节电源来支撑,但因价格机制的不完善,导致市场调节空间有限。“目前市场对抽蓄快速推进市场化的预期和政策支持的预期不足,信心不够。”

此外,业内人士指出,新能源为主体的电力系统在区域化里面差异性很大,这导致抽蓄在运营阶段也面临着多元化和个性化的需求,需要不同的抽蓄电站有非常个性化智能化的运行方式来适应电网的需求,提高抽蓄能在电网里面的效率,这对以前的运行方式是一个重大的调整。

## ■■■建议政策支持、技术创新 与模式创新并行

针对抽蓄行业面临的挑战,业内人士建议,未来需要从政策支持、技术创新和模式创新等方面入手。

在政策支持方面,应制定支持性政策和市场机制,降低投资风险,鼓励民营资本参与。“在抽蓄发展初期,需要一些政策的支持才能发展起来。国家可出台相关政策,如两部制电价向电力市场化发展的过渡性价格机制,推动抽蓄混合模式面向电力市场化良性发展。”朱国金说。

在技术创新方面,要加快抽蓄融合新型储能模式在技术标准、控制策略等方面的技术创新与示范应用,充分挖掘聚合性协同效应。在朱国金看来,未来通过混合储能模式突破单一的技术局限性。可从三个方面入手:一是集约化发展,在规划阶段统筹优化,充分利用抽蓄电站的资源条件;二是加快抽蓄融合新型储能模式在技术标准、控制策略等方面的技术创新与示范应用,充分挖掘聚合性协同效应;三是在完善市场机制进程中,给予抽蓄由两部制电价向电力市场化发展的过渡性价格机制,推动抽蓄混合模式面向电力市场化的良性发展。

在模式创新方面,业内人士一致认为,可通过AI赋能、数字孪生等技术,优化协同控制,调度策略,充分发挥各类储能的技术特性,实现高效利用。王可提出,以抽蓄为主体,结合区域电网需求,充分共享并利用抽蓄的送出线路、土地资源、电气设备配置新型储能,建立集约化、聚合化的“抽蓄+”储能电站模式,提升整体效率、降低成本。从一体化规划层面,“抽蓄+”储能电站与新能源统筹规划,可减少新能源与“抽蓄+”电站之间的距离,提高平滑新能源出力波动的灵敏度,降低电网扩容与调度压力。

“新型储能高速发展给抽蓄带来挑战,抽蓄行业需要自我变革,在保证工程安全的前提下进一步缩短建设工期、降低工程造价。”张宗亮指出,2024年抽蓄电站单位千瓦静态总投资中位数为5767元/千瓦。土建和机电等专业做好优化设计,若工程投资降低15%,单元千瓦静态投资可降低1000元/千瓦。

业内人士普遍认为,未来通过技术创新、国际合作和政策协调等方式,抽蓄行业有望克服面临的挑战,实现规模化、智能化和市场化发展,为构建清洁低碳、安全可控、高效互动的新型能源体系提供战略支撑。

# 甲烷减排不再是气候政策的“补充议题”

■本报记者 梁沛然

甲烷是仅次于二氧化碳的第二大温室气体,其增温效应高出二氧化碳数十倍。相关数据显示,全球范围内的甲烷正在以近几十年内最快的速度增长,2023年排放量创新高。

“甲烷减排已不再是气候政策的‘补充议题’,而是实现短期降温目标、弥补全球减排缺口的核心路径,各国政府要加快行动,以避免未来面临更严峻的气候风险和更高的减排成本”成为2025甲烷大会与会专家共识。

“我们把甲烷进行资源化利用,这是我们制定甲烷管控行动的最重要的目标化导向。未来也需要通过更严格的法规、更明确的减排目标以及更高效的市场机制来推动落实。”国家应对气候变化战略研究和国际合作中心首席科学家徐华清说。

## ■■■政策不断完善治理成效初显

中国自“十四五”起将甲烷治理纳入应对气候变化战略和行动。2023年发布《甲烷排放控制行动方案》明确能源、农业、废弃物三大领域减排路径,并启动温室气体自愿减排交易市场(CCER),推动煤矿低浓度瓦斯利用等项目参与碳交易。2024年,生态环境部进一步细化《甲烷排放控制2024年重点工作计划》,要求油气企业开展泄漏检测与修复,并修订煤矿瓦斯禁排标准,甲烷浓度从30%降至8%。

随着政策体系不断完善,重点领域减排初显成效。

生态环境部相关人士表示,目前我国甲烷治理取得一定成效。不仅建立了国家温室气体排放因子数据库,推动甲烷等温室气体排放因子本土化的研究以及常态化开展国际温室气体清单编制,向联合国提交了第一次双年度透明度报告;还修订并发布煤层气煤矿瓦斯排放标准,将禁止排放的煤层瓦斯体积浓度限值由30%降低到了8%。此外,发布了低浓度瓦斯和风排瓦斯利用项目的方法学,为推动自愿减排交易市场,支持甲烷减排打好基础。

具体来看,2024年,国内煤矿瓦斯抽采量达135亿立方米,利用率提升至44.4%,20余个低浓度瓦斯氧化项目年减排等效二氧化碳超800万吨。比如,晋煤集团建成全球最大瓦斯液化基地,年处理量超10亿立方米,通过碳交易年减排二氧化

化碳200万吨。在油气领域,“三桶油”组建甲烷控排联盟,2024年常规火炬点燃率下降至0.12%,低于国际油气气候倡议(OGCI)0.2%的目标。

与此同时,为巩固成果并不断推进甲烷减排治理,今年2月生态环境部联合有关部门发布了《国家重点推广的低碳技术目录(第五批)》,提供了明确的技术推广指南,进一步加快了低碳技术的产业化进程,为行业提供了重要参考,推动技术在实际中的应用与商业化进程,并为推动全国范围内的甲烷控制工作提供有力支持。

## ■■■“雄心勃勃”但颇具挑战

尽管全球都在积极推进甲烷减排,但由于甲烷排放来源分散、监测体系尚不完善,部分行业减排技术和经济性挑战仍存,甲烷管控面临诸多难题。

记者从2025甲烷大会上了解到,2024年11月,联合国环境规划署(UNEP)旗下的国际甲烷排放观测站(IMEO)发布第四期报告。报告指出虽然全球减排承诺不断增加,但甲烷减排行动的实施速度仍显滞后。虽然甲烷数据监测工具不断成熟,但监测能力转化为实际减排成效仍显不足。截至2024年11月,甲烷排放响应系统(MARS)发布了超过1200份甲烷排放警报,仅有1%的警报得到了有效处理,全球运营商和政府的响应行动仍显不足,需加强协调与合作以提升响应效率。

徐华清也指出,自2022年以来参与全球甲烷减排承诺的国家总体的排放量不降反升,一定程度上反映出甲烷管控面临的挑战。

“我们看到在全球推进甲烷减排方面还存在一些瓶颈,亟须加速创新。在技术方面,尤其是农业领域的技术创新,在技术研发和商业化亟需取得突破;在数据基础方面,建立科学规划的监测体系、实现天空地一体化监测体系以及数据反演技术也需要加速推进。在制度创新方面,在排放与核算标准、监管体系、投融资以及全产业链协同减排方面也有很大的提升空间。这些都是未来五年需要关注的重点创新的领域。”美国环保协会副总裁、北京代表处首席代表秦虎表示。

就具体行业来看,国内低浓度瓦斯的利用技术还不够成熟,投资成本高、运行

维护复杂等问题制约了其大规模推广应用。在油气行业甲烷泄漏检测与修复技术方面,需要进一步提高检测精度和效率,降低监测成本。

“甲烷减排项目往往需要较大的资金投入,如建设瓦斯抽采和利用设施、购置甲烷监测设备等,对于一些企业尤其是中小企业来说,经济压力较大。这可能导致部分企业减排积极性不高,影响甲烷减排目标的实现。”多位业内人士说。此外,不同地区的监管能力也存在差异,一些地方可能存在监管漏洞,导致部分甲烷排放未得到有效管控。

## ■■■多管齐下促排控

会议同期发布的《2024—2025全球甲烷控排进展报告》(以下简称《报告》)为应对甲烷排控深层矛盾挑战给出建议。

一方面,要不断完善甲烷排放核算方法和报告指南,开展监测试点工作,以逐步探索满足核算要求的甲烷监测技术规范。同时应建立全面、透明的甲烷数据平台,并定期开展甲烷排放因子测算及更新,组织开展数据核查工作,稳步提升甲烷排放数据质量和透明度,提升中国甲烷排放报告能力和国家温室气体清单的质量。

徐华清也建议,可以加快构建天地一体、上下协同的甲烷排放立体监测体系,充分发挥卫星遥感、无人机、激光雷达等先进监测技术的优势,提高甲烷排放监测的精度和覆盖范围,实现对甲烷排放的实时动态监测。建立健全甲烷排放数据的共享与管理机制,加强部门间的协同配合,形成甲烷减排监管的合力,确保甲烷排放得到有效管控。

另一方面,《报告》建议利用创新金融手段促进甲烷减排,建立市场化、可持续的甲烷减排机制。开展甲烷排放控制工程项目建设融资工作,探索将甲烷纳入产品全生命周期碳足迹评估和ESG指标体系,从而促进企业进行甲烷相关的信息披露。

《报告》还建议,构建针对大型甲烷排放事件的应急响应机制。“卫星监测结合地面响应措施,将确保迅速、有效地应对大规模甲烷泄漏,从而减轻其对气候的负面影响。通过加强对突发大型排放源的重视与管理,中国不仅能够提升甲烷排放管理的科学性和效率,还将为全球甲烷减排工作提供重要的经验和示范。”

# 新能源入市收益方式渐清晰

■本报记者 王海霞

电站建设需要综合考虑源、网、荷、储等方面协同发展。他提出,储能系统是平衡电力供需、实现能源灵活调度的关键,并通过案例展示了固德威在工商业储能、微电网等场景中的技术优势。此外,王英歌还介绍了固德威在源网荷储智控示范项目上打造的示范工程,包括广德零碳小屋、零碳工业园区及苏州智慧能源大厦,展现了固德威在源网荷储智控方面的实践成果。

固德威智慧能源事业部副总经理戴晨松表示,新型配网在朝有源化、互动化的方向发展,源网荷储融合成为其发展的核心。从用电、配网直到主网层面,都需要源网荷储的高度互动融合。从简单的光储充系统,到虚拟电厂,数智化都是实现系统内部优化、对外协同、与电网友好互动的基石。固德威提出了源网荷储智控整体解决方案,并针对山东省发布的四类源网荷储项目,推出相应的解决方案和应用案例,推动绿色、高效、智能的新型配电网发展。

在“双碳”目标下,电源转型路径整体呈现出清洁化发展的态势,抽蓄电站装机稳步提升,抽蓄发展迎来新机遇。预计到2030年,我国抽蓄装机规模将达1.2亿千瓦;2060年抽蓄装机总规模有望接近5亿千瓦。在抽蓄快速发展的今天,面临着建设条件复杂、开发周期较长与投资成本上升等挑战,需要在政策支持、技术创新与模式创新并行方面加快发展步伐。



清原抽水蓄能电站