

昔日产“黑金” 今日存“绿能”

压缩空气储能首次列入油气发展五年规划

■本报记者 卢奇秀

近日,国家发展改革委、国家能源局发布《石油天然气发展“十五五”规划》(以下简称《规划》),提出“充分利用枯竭油气藏、盐穴和管道等地下空间资源,探索建设压缩空气储能等新业态。”

这是“压缩空气储能”首次被纳入油气领域的五年规划,引发行业广泛关注。石油天然气企业为何要跨界布局这一新赛道?技术应用走到了哪一步?充分利用枯竭油气藏,将对我国压缩空气储能行业带来哪些深远影响?

盘活油气资源 打开业务新空间

压缩空气储能是一种利用电力压缩空气储存能量,在用电高峰释放高压空气发电的大规模长时储能技术。相较于电化学储能,它具有规模大、寿命长、无稀有资源依赖等优势,正成为全球能源领域的研究和投资热点。截至今年一季度,全国在建压缩空气储能总规模超5吉瓦,筹建总规模超36吉瓦,备案项目接近百个,单个项目规模突破600兆瓦,核心装备国产化率100%。

值得注意的是,国内外主流压缩空气储能项目多依托盐穴或硬岩人工硐室建设,选址条件极为严苛——不仅要求地下岩层具备良好的密封性和稳定性,还受限于地质构造、埋深、厚度等参数,可开发场址有限,产业发展受到地理条件约束。

油气领域恰好提供了另一条思路。老油田年产量递减率达10%—15%,枯竭油气藏和废弃井数量快速攀升。这些地下空间容积巨大、地质认识经过数十年开发验证、密封性经油气藏形成过程天然检验,且分布广泛,是现成的大规模储气容器。据中国石油经济技术研究院报告,全国废弃油藏的储层空间相当于1000个“三峡水库”,若全部改造为储能电站,可存储相当于10亿千瓦时电的能量,相当于新建20座百万千瓦级火电厂。

对油气企业而言,压缩空气储能也带来一条极具想象力的转型路径:油气田开采完毕后无需彻底退出,依托已有井筒、管网、电网接入和成熟运维团队,直接改造为长时储能电站,实现“产黑金”向“存绿能”

的有效切换。

中储国能(北京)技术有限公司总经理纪律向《中国能源报》记者表示,枯竭油气藏压缩空气储能不仅有助于破解储气资源约束,推动油田从单一产油向“电田、热田、储田、碳田”四位一体的综合能源服务商转型,还能有效解决高比例新能源区域的就地调节问题——鄂尔多斯、渤海湾、松辽、塔里木等油气区与风光基地高度重叠,可就近提供长时调节服务、减少弃风弃光。

《规划》的出台,为枯竭油气藏的规模化利用明确了方向。业内预计,未来1至2年内将集中立项一批库址评价与先导试验项目,随后推进大规模工程示范。未来一段时期,盐穴、人工硐室、枯竭油气藏三种储气形式将并存发展,共同支撑我国压缩空气储能产业的空间布局优化和规模扩张。

有望构建成本优势 技术攻关仍是关键

相比盐穴和人工硐室,枯竭油气藏路线在建设周期和投资成本上优势突出。纪律介绍,该路线可直接利用现成井筒和地下储层,主要工程集中在密封性评估、井筒改造及地面设备安装,建设周期有望压缩至2年内。建设成本与盐穴类项目相当,低于人工硐室类项目。加之油气田地质资料完整、圈闭经数十年开采验证,地质风险和勘察成本低。井筒、集输管网、变电站等基础设施现成可用,在高压气体存储、井筒作业、地下工程领域积淀多年的技术人才可直接平移,全生命周期度电成本具备竞争力。

油气企业早已瞄准这一赛道并付诸行动。2025年,青藏地区首例低孔低渗储层压缩空气储能井组先导试验在青海油田昆北切六区块启动,完成储层压裂改造和单井多轮注采试验,成功验证了地下储层具备“注得进、存得住、采得出”的可行性。胜利油田建立深地空间绿色能源联合研究中心,谋划建设长时储能电站。

不过,枯竭油气藏路线目前处于“先导试验向工程示范过渡”阶段,全球范围内尚无商业化先例。业内人士介绍,核心



工程化难点集中在“密封性保持、井筒完整性、垫气优化、高频注采适应性”四大关口。具体而言:枯竭储层在多轮注采循环中,压力温度周期性变化可能导致微裂缝扩展和密封失效;老井固井水泥环及套管在交变载荷下的完整性风险需重新评估;为保证储层压力稳定,需注入一定比例“垫底气”以维持有效孔隙度,但垫气量、工作气量比例和注采速率之间的优化尚无成熟模型;压缩空气储能要求日频次注采,与油气田常规年/月尺度采气节奏完全不同,现有设施、操作规程和标准均不匹配。能否突破技术难关,是决定枯竭油气藏路线从试验走向工程示范的关键。

商业和标准驱动 产业化仍需补齐短板

枯竭油气藏压缩空气储能的想象空间已然打开,但从“写入规划”到“形成产业”,

不仅需要技术突破,也依赖商业模式和标准体系的同步完善。

《规划》已明确发展方向——推动与周边新能源电站配套运行,提供容量支撑与调频调峰服务,提升区域能源系统的灵活调节能力与安全稳定水平。当前,储能项目已基本具备“容量电价保底+现货套利+辅助服务增收”的商业模式,同时结合油田综合能源利用,能够有效盘活枯竭油气藏的存量资产,产生一定的社会效益。

但盈利难仍是压缩空气储能发展的核心瓶颈。一方面,长时储能充电量大成本偏高,而当前现货市场峰谷电价差尚不足以充分覆盖全成本;另一方面,各地容量电价政策落地节奏不一、考核标准差异较大,辅助服务品种偏少,部分省份的现货市场与调频交易无法同时参与,压缩了收益空间。对此,行业呼吁加快出台相关价格政策的配套细则,推动

现货市场连续运行的省份建立可靠的容量补偿机制,使长时储能的容量价值得到充分兑现。

在具体操作层面,纪律建议:一是考虑减免储能系统在充放电环节的部分系统运行费,或参照输配电价采取“先交后返”的方式,降低额外成本负担;二是增加电网侧独立储能可参与的辅助服务品种,并在定价中充分计入储能的机会成本,同时解决现货交易与调频服务“二选一”的矛盾;三是长期来看,建议进一步拉大现货交易价格上下限,允许负电价与稀缺高价电并存,为储能提供充分的套利空间。

此外,标准体系建设也需同步跟进。纪律指出,压缩空气储能全链条标准已初步成型,但在枯竭油气藏领域,尤其是针对高频注采特征的库址筛选、地质评价及运行规范等方面仍存标准空白。加快构建标准规范体系,将为产业走向应用提供必要的规范保障。

我国零碳工厂建设全面提速

■本报记者 张胜杰

零碳工厂建设是推动工业绿色低碳转型的重要抓手,也是实现碳达峰碳中和目标的关键实践,还是培育绿色竞争优势、促进高质量发展的重要举措。今年1月,五部门联合印发指导意见,鼓励工业企业试点建设零碳工厂;随后,“十五五”规划纲要明确提出“建设零碳工厂和园区”;《工业绿色低碳发展“十五五”规划》进一步提出培育建设500家零碳工厂的目标。一系列政策密集落地,持续为零碳工厂建设注入动力。近半年来,我国零碳工厂建设进展如何?取得了哪些成绩?仍面临哪些难点?

部分示范项目率先落地

8月25日,四川攀西地区首个零碳工厂智慧能源项目——雅砻江攀枝花当升蜀道零碳工厂示范项目正式投运。该项目打通了雅砻江流域水风光一体化基地清洁电力直供工业终端的实施路径,成为攀西地区清洁能源就地就近消纳的标杆示范工程。

项目配套建设8兆瓦分布式光伏系统、10兆瓦时用户侧储能系统及零碳智慧管控平台,采用自发自用消纳模式,年均发电量超1000万千瓦时,年均削峰填谷电量超500万千瓦时,可实现年均节约标准煤超3000吨,减少二氧化碳排放超8000吨。

该项目位于当升蜀道(攀枝花)新材料有限公司厂区,充分利用闲置屋顶及空地资源,建设总面积近8万平方米。整套能源系统统一接入企业10千伏用户侧电网,全方位保障厂区生产用电稳定供应。

预计投运后,分布式光伏系统可为当升蜀道公司锂电正极材料生产线持续补充绿色电力,实现清洁能源高效就地转化与利用;储能系统可根据生产负荷波动及电网峰谷时段变化灵活充放电,优化企业用电结构、降低用电成本。同时,配套搭建的零碳智慧管控平台可实现光、储、负荷一体化智能调度,统筹管理厂区生产用能,助力区域电网平稳运行,提升清洁能源消纳能力。

无独有偶,山东潍柴近日建成内燃机行业首家零碳工厂。据了解,潍柴数字化产业园自2021年建厂之初便锚定零碳目标,依托“风—光—储—氢—余能”等关键技术应用,推动碳排放源头削减,构建了“源头降碳、过程减碳、



智能控碳”的综合管理模式,并通过碳信用抵销,最终实现100%碳中和。

多省加快布局

据记者不完全统计,目前河北、青海、福建等多个省份正积极部署零碳工厂建设工作。

8月13日,河北省公布2026年度河北省零碳工厂建设名单,共99家企业入选。

位于邢台市宁晋县的天环线缆集团有限公司便是其中之一。作为国家级绿色工厂,天环线缆集团投资491万元,实施空压机变频改造、电动叉车替代、光伏并网及太阳能照明推广等措施,年综合能耗显著下降。

天环线缆集团副总经理刘娟生表示,建设零碳工厂既是响应制造业绿色转型的应有之义,更是应对供应链碳足迹追溯的必然选择。

线缆制造的核心工序——拉丝、退火、挤塑、交联均为高耗能环节,生产工艺成熟但能耗基数大。“2024年,我们在厂区安装了2.5兆瓦太阳能光伏板,通过绿电直连满足工厂白天生产用能,目前可再生能源使用量占比达59.07%。”刘娟生说,未来两年,企业还将继续建设2兆瓦太阳能光伏加储能电站项目,力争将绿电使用比例提升至100%。

未来,河北省将逐步培育形成一批能源结构持续优化、排放水平稳步降低、过程脱碳措施扎实、数据管理规范、带动作用突出的零碳工厂,为工业领域绿色低碳转型探索可复制、可推广的实践路径,为培育绿色低碳新质生产力提供有力支撑。

青海省同样积极行动,多部门联合印发《青海省零碳工厂培育建设实施方案(试行)》,明确分行业、分阶段梯度推进零碳工厂培育,力争到2030年零碳工厂建设体系全面完善,推动全省工业领域零碳转型取得显著成效。

从该方案看,青海省工业零碳转型的目标也十分清晰——2026年起,重点聚焦锂电池、

光伏、电子电器、轻工、机械、算力设施等行业;2028年起,将零碳工厂培育建设逐步拓展至钢铁、有色金属、石化化工、建材、纺织等行业,在全省所有工业行业全面推广零碳工厂建设模式;到2030年,零碳工厂建设体系全面完善,培育标准、技术支撑、管理模式、商业模式全面成熟,全省工业领域零碳转型取得显著成效。

锚定500家零碳工厂目标不动摇

眼下,零碳工厂建设已从“要不要建”进入“怎么建、怎么评”的关键阶段,而标准正是首先需要解决的问题。

行业层面正在积极推动。中国工业环保促进会绿色低碳专业委员会已正式立项《零碳工厂能碳数字化管控平台 互联互通接口与数据规范》团体标准,并正筹备《零碳工厂能碳数字化管理 数据安全与审计追溯要求》及《零碳工厂 绿色供应链协同管理规范》等系列团体标准,力图从数据互通、安全管控、供应链协同等环节,为零碳工厂数字化建设提供系统性技术规范体系。

与此同时,碳数据治理仍是突出难题。有研究人员反映,完整的碳排放MRV体系、边界清晰的盘查核算、可追溯校验的原始数据,是申报及后续年度报送的基础,但大量企业仍存在底数不清、计量体系不完善等短板。此外,指标梯度跨度较大,从申报基线到2030年目标,能源结构和单位能耗碳排放均面临巨大提升压力,尤其对于风光资源受限地区的企业,落地难度进一步加大。

尽管建设过程中存在多重现实堵点,但我国推进零碳工厂建设的决心从未动摇。8月26日,在国务院办公厅办公室举行的“开局起步‘十五五’”系列主题新闻发布会上,工业和信息化部副部长辛国斌再次明确表示,“十五五”时期,全国将培育建设500家零碳工厂,形成一批可复制、可推广的零碳建设标杆模式。

本报讯 8月17日,从国网浙江电力获悉,该公司联合中国电信浙江公司、中国电信研究院、中国信通院、中国电科院、浙江华电研究院等单位,发布词元(Token)碳排放追踪计量模型及耗电专项实测成果,实现小时级单个Token碳排放精准核算,同时填补了电力领域Token级能耗精细计量的技术空白。这意味着,今后AI每生成一个字、一句话,用了多少电、产生多少碳排放,都能算得清清楚楚,算力中心的用电与碳排将不再是“糊涂账”。

当前AI算力爆发式增长,但行业长期存在两个“算不清”的难题,如同两个打不开的“黑匣子”。

首先是能耗算不清,多数算力中心仅能统计机房总电费与整机功耗,无法拆解单算力任务、单个Token的具体能耗。其次是碳排放算不清,传统核算采用年度平均碳排放因子,无法匹配不同地区、不同时段绿电占比波动,测算结果与实际碳排放偏差明显。这两大难题直接导致行业陷入偏粗放的发展模式,由于缺乏精细能耗数据支撑,算力中心硬件配置只能依赖经验,难以按需优化;缺乏实时碳排依据,算力调度长期仅以电价为单一决策标准。在双重数据盲区下,算力与电力的精细化协同减碳始终缺乏量化抓手,难以落地。

为破解这两个难题,国网浙江电力在能耗侧,聚焦算力负载与耗电量的正相关规律,将单任务耗电量逐层拆解到芯片、服务器等硬件单元,为硬件动态配给、Token成本精细化核算提供数据支撑。在碳排侧,聚焦绿电占比与碳排放负相关规律,依托分时分区电碳因子,按小时、分地市核算真实碳排放,同时创新全流程折算方法,打通“芯片耗电—服务器运行—单Token生成”完整碳足迹链路,实现全环节可量化、可追溯。

这套技术体系已通过试点验证取得实效。今年5月29日,国网浙江信通公司在嘉兴完成算力跨省、跨时段低碳调度试点验证,打破行业长期只看电价调度算力的单一思路。在浙江用电高峰时段,将嘉兴算力中心部分任务迁移至青海绿色大数据中心,单位Token碳排放下降62%;在省内错峰场景下,利用光伏发电高峰运行任务,碳排放降低36%。任务迁移全程时延控制在3分钟内,业务零中断,验证了技术与经济的双重可行性。

在Token碳排放核算方面,目前,碳排放追踪计量模型已在中国电信TeleAgent大模型产品中规模化落地。自今年8月试点以来,累计服务用户超3万人,日均完成超2000亿Token的碳排放精准计量。碳足迹结果还被转化为Token分时价格信号,可引导非即时任务向绿电充足时段转移,也能反向推动大模型与数据中心持续优化能效。

两项成果相当于为AI算力装上了“电表”和“碳标尺”,为算力中心硬件配置、大模型效率优化、碳成本核算和跨区域算力调度提供了量化依据,将推动智算行业从粗放用能迈入绿色低碳的精细化发展阶段。

(徐梓沐 赵新哲 毛冬)

打开智算『两个黑匣子』

国网浙江电力实现Token级耗电实测与碳足迹核算