

# 碳捕捉技术加速迈向规模化

■本报记者 王林

在碳治理领域,碳捕捉和封存(CCS)以及碳捕捉、封存与利用(CCUS)技术因为高成本投入和技术可行性一直备受争议,但全球多国 CCS/CCUS 项目近期出现实质性进展,这似乎预示着日趋成熟的碳捕捉技术正加速迈向规模化阶段。

## ■ 多国碳捕捉项目进展显著

3月26日,中国海油发布消息称,日前中国首口海上 CCUS 井在位于珠江口盆地的恩平 15—1 平台开钻,预计 10 年累计规模化向海底地层注入二氧化碳超 100 万吨。2023 年 6 月,中国海油在恩平 15—1 油田投用中国海上首个 CCS 示范工程,截至目前已累计安全运行近 13000 小时,回注二氧化碳超 18 万吨。

同一时期,挪威北极光 CCS 项目第二阶段做出最终投资决定,计划将二氧化碳运输和封存能力从第一阶段的每年 150 万吨提高到至少 500 万吨。第一阶段将于今夏启动,首批二氧化碳将通过 110 公里管道运送到北海海底下 2600 米处的海上封存点永久封存。第二阶段扩建工作以现有陆上和海上基础设施为基础,增加陆上储罐、新建码头、增加注入井以及新建二氧化碳运输船,预计将于 2028 年下半年完成并投产。北极光 CCS 项目集中了不同的碳运输和封存技术,包括运送液态二氧化碳船舶、接收终端、将液态碳注射至海床的输送管道以及海床设备等。

值得一提的是,马来西亚国会于 3 月通过一项推动 CCUS 技术发展的法案,旨在将 CCUS 视为国家经济增长新动力。马来西亚计划今年启动该国首个 CCS 项目 Kasawari,预计每年捕获 400 万吨二氧化碳并注入 M1 油田。马来西亚石油管理局表示,在马来西亚 16 个枯竭油田中,已经确定

了超过 46 万亿立方英尺潜在碳封存能力。

马来西亚石油管理局高级副总裁 Mo-hamed Firouz Asnan 表示,除了为本土项目提供碳封存解决方案,还将向第三方提供过剩封存容量,从而将马来西亚打造为区域 CCS 中心。“60% 的封存容量分配给马来西亚,剩余 40% 提供给第三方。”他说。

美国西方石油公司首席执行官维姬·霍尔卢布将二氧化碳描述为提高油藏产量的重要工具。“二氧化碳泵入储层提取原油的效果比水好得多,我们利用这种方法从常规油井中可以回收 75% 的原油,而之前的回收率为 50%。”她表示。

## ■ 高成本仍然制约商业落地

标普全球大宗商品市场洞察在《2025 年清洁技术主要趋势》报告中指出,2025 年有望成为 CCUS 项目的里程碑之年,预计将有约 7000 万吨碳捕捉能力获得最终投资决定。

当前,各地区相继宣布的碳管理战略显著减少了 CCUS 项目的不确定性,超过 50% 的预期碳捕捉能力位于已建立具体碳管理框架的地区。标普全球大宗商品市场洞察指出,碳管理目标结合创纪录的碳承购协议创造了有利环境,为未来几年 CCS 和 CCUS 项目部署奠定基础。

根据国际能源署数据,全球约有 700 个 CCS 项目正在筹建中。市场预计,随着未来 10 年更多商业 CCS 项目落地,CCS 技术中期减排价值将得到验证。不过,截至目前,高成本仍然是制约 CCS 和 CCUS 技术商业落地的主要挑战。

美国碳捕集联盟执行董事 Jessie Sto-lark 表示,美国已宣布 CCS 项目超过 275 个,如果没有税收抵免,这些项目几乎都会消失。“CCS 需要投入大量资金,业内一

直在寻找经济上可行的 CCS 技术解决路径。截至目前,CCS 工业规模设施整体进展缓慢。”

去年 10 月,英国宣布,将在未来 25 年投资 284 亿美元支持英国首批 CCS 项目,其中 3/4 资金来自消费者。这随即在英国国内引起争议,对于政府让民众为 CCS 技术“买单”表示担忧。对此,英国下议院公共账目委员会 2 月公开表示,英国政府没有有效评估此举对家庭和企业的财务影响,将在无形中给经济和民生带来很大影响。

“在英国,CCS 仍然是一项未经证实的技术,我们担心这将对消费者和工业电费产生重大影响。”公共账目委员会主席杰弗里·克利夫顿—布朗强调。

## ■ 工业碳移除承诺不断增长

挪威北极光公司海事经理 Conner Love 表示,CCS 市场与 5 年前相比发生了

很大变化,当时液化二氧化碳运输船还是新鲜事物,被认为具有潜在高风险,因为投资回报率未知。但现在,仅北极光 CCS 这一个项目就可以迅速建立一支相当规模的船队,包括大约 10 艘二氧化碳运输船。“这足以证明,CCS 技术潜力大、市场潜在价值高,未来会有更多参与者。”

油价网援引一份预测报告称,2024—2031 年间,全球 CCS 市场将以 16% 的复合年均增长率增长,这主要受到公共和私营部门投资增加推动。其中,北美和欧洲地区增长将较为明显,这两个地区主要围绕直接空气捕捉技术、将二氧化碳转化为化学品或燃料的碳利用技术、大规模碳储存中心建设这 3 个方面发力。

英国市场调研公司 IDTechEx 预计,到 2045 年全球碳捕捉能力将达到每年 25 亿吨,这意味着 2025—2045 年间 CCS 市场复合年均增长率将达到 18.5%。

IDTechEx 指出,碳捕捉技术虽然已经

成熟,但由于能源需求高,所以成本投入仍然很高。为了降低碳捕捉成本,业内正在开发其他替代技术如新兴溶剂,吸附剂、膜、低温方法等。

当前,工程碳移除技术正变得越来越重要,这是通过工程技术手段直接从大气中捕获并储存二氧化碳的过程。尽管成本高昂,但过去 3 年,工业碳移除承购协议却不断增长,这反映出企业对此类技术的高度兴趣,以及政策支持不断加强。不过,现有碳移除项目在质量方面仍面临挑战,这推动了对高质量解决方案的需求,如直接空气捕捉技术和生物质能碳捕捉与封存技术。

标普全球大宗商品市场洞察指出,去年工程碳移除承购协议中,生物质能碳捕捉与封存技术占据 87% 的份额。由于生物质能碳捕捉与封存项目规模较其他工程碳移除项目更大,使其成为扩大碳移除颇具吸引力的领域。

# 我国电化学储能利用率显著提升

■本报记者 卢奇秀

近日,中国电力企业联合会在第三届中国储能大会上发布的《2024 年度电化学储能电站行业统计数据》显示:2024 年新能源配储整体运行平均利用率指数 32%,比 2023 年提升 15 个百分点。电网侧储能年均等效充放电次数 248 次,平均利用率指数 52%,比 2023 年提升 14 个百分点。

中国电力企业联合会专职副理事长王抒祥指出,我国以电化学储能为代表的新型储能调度利用水平持续提升,有效促进了新能源消纳,起到顶峰保供以及保障电力系统安全稳定运行的作用,有力支撑了我国新型电力系统建设。

## ■ “建而不用”形象转变

近年来,我国风电光伏开发利用规模快速增长,截至 2024 年底,新能源发电装机容量达到 14.5 亿千瓦,首次超过火电装机规模。新能源利用率连续 6 年超过 95%。

“新能源发电出力具有随机性、波动性,大量电力电子装备并入电网,系统运行特性发生重大变化,电力系统面临着保供、

消纳和稳定挑战。”国网能源院院长魏玘指出,新能源出力和负荷特性匹配度不高,负荷高峰时段电力支持能力不足,风电参与平衡能力约为装机容量的 5%—15%,光伏发电在全国大部分地区参与平衡能力为零。新能源装机仍维持快速增长态势,超过系统调节能力的增长速度,新能源利用率将处于下降通道。

“2024 年国家电网公司经营区新能源新增规模 2.67 亿千瓦,是新增调节能力的 2.5 倍。最大日波动超过 2.5 亿千瓦,已有青海、甘肃等 10 个省份新能源装机超过最大负荷。”魏玘介绍,通过科学制定储能调度运行方式,消纳困难时段储能最大充电电力近 3000 万千瓦,促进新能源消纳 210 亿千瓦时。在迎峰度夏、度冬期间储能最大放电 2860 万千瓦,发挥了良好保供作用。

南方电网特级战略专家郑耀东表示,新型储能的运行情况正在逐步改善,不能再简单地用“建而不用”或“调而不用”来形容新型储能的现状。

在国家电力调度控制中心副主任张振

宇看来,作为优质小时计调节资源,新型储能可通过电量时空转移对日内短时电力电量平衡起到一定支撑作用。截至目前,江苏、安徽、浙江等地明确发布迎峰度夏、迎峰度冬期间新型储能调用价格支撑政策,是电力保供的重要保障。

## ■ 滚动修订储能发展规划

新型储能将逐步成为电力系统的重要基础设施,深度融入系统各环节。魏玘预计,“十五五”期间最大负荷增量 5 亿千瓦,从满足系统新增保供需求来看,增加新型储能可以一部分替代煤电,新增新型储能 1.8 亿千瓦,可满足超过 1/4 的增量保供需求。

值得注意的是,储能增加到一定规模后,其边际保供能力下降。魏玘指出,电力缺口小于最大负荷 5%—10% 时,日内等效缺口时长小于长时储能时长,储能保供作用充分发挥,其有效容量系数为 1;电力缺口达 10%—20% 时,日内等效缺口时长大于储能时长,储能的高峰缺电时段

内分散出力,可填补的电力缺口幅值小于其额定容量,有效容量系数下降至 0.34—0.93;电力缺口占比低于最大负荷 20% 时,低谷时段可充电量无法满足负荷高峰期缺口电量,进一步增长新型储能装机将出现顶峰保供“饱和效应”,需考虑新增常规电源或跨日、跨区输电、长时储能等保供措施相配合。

“在电量不平衡情况下,新型储能‘无电可充’或是‘无电可放’,灵活调节作用难以充分发挥。”张振宇建议,储能配置应匹配需求、合理规划,根据各地负荷特性、新能源出力特性等,论证差异化的保供供应和促消纳需求,科学分析电网侧、电源侧、用户侧的新型储能需求规模和特性,因地制宜合理配置和优化组合方案。滚动修订完善储能发展规划,优化储能规模布局、建设时序,合理确定利用小时数。

## ■ 按场景完善价格机制

在单纯消纳,保障电网安全需求下,新型储能运行及成本压力较大,市场机制和

价格机制有待进一步完善。

“目前大多数储能项目仍面临盈利难题,仅可获取现货价差、辅助服务费用、容量租赁等收益模式中一到两种,盈利空间有限。”郑耀东坦言,新型储能电站的建设和运行成本是影响其盈利的关键因素。以一个 100MW/200MWh 的储能电站为例,按年充放电次数 350 次,系统寿命 20 年测算,其全生命周期运行满足 0.42 元/瓦时的收益,才能实现投资回本。

“如果容量市场能够提供每瓦时 0.17 元的收益,现货市场价差收益增加约 0.05 元,辅助服务收益再增加约 0.05 元,那么三者相加即可达到 0.42 元/瓦时的收益目标。”郑耀东分析,新型储能的灵活性决定了其需要在多种应用场景中寻找价值,例如在不同时间段内实现多重用途,以充分发挥其“一体多用、分时复用”的价值。

魏玘建议,加快完善新型储能市场机制。推动各类储能参与市场交易,允许储能设施以独立主体,与新能源组合、负荷聚合体、虚拟电厂等多种形式参与电力市场,建立储能市场化发展的商业模式。以保供应为主要应用场景的储能,应参照火电、核电等其他调节电源,在电能质量、辅助服务市场外,给予一定的容量补偿,保障其规模合理增长。以促消纳为主要应用场景的储能,主要通过现货市场的峰谷价差、辅助服务市场获得收益。

## ● 关注

本报讯 近日,随着“地中海萨玛”轮缓缓驶离第二集装箱公司 N10 泊位,标志着天津港第二集装箱公司以 329 箱/小时的在泊船时效率和 416 箱/小时的峰值船时效率,创出了全球首个“智慧零碳”码头历史最高生产效率。自码头投产运营以来,该公司在智慧化升级上持续迭代,通过集中攻关推动水平运输系统、码头操作系统(TOS)等自动化码头关键系统的升级,不断提升系统运行的稳定性和作业效率。截至目前,水平运输系统已完成了多次重大更新,包括版本固化、三泊位分离地图模板、双大船作业地图模板等多个方面,极大地提升了系统的稳定性和作业效率。同时,TOS 系统也实现了全面国产化,上线了全自动 ED 算法,进一步提升了卸船、集港的场地找位效率和场地资源分配合理性。同时,建成运行的“风光储荷一体化”绿色能源系统,实现 100% 使用电能,电能 100% 为绿电、绿电 100% 自产自足,已累计使用绿电达 9513.6 万千瓦时。

全球首个「智慧零碳」码头  
创出历史最高生产效率

(语谦)



● 图片新闻

安徽宿州:绿电映黄花 乡村美如画

安徽宿州市曹村上千亩光伏电站与盛开的油菜花海交相辉映,构成一幅乡村美景图。

人民图片