

我国新型压缩空气储能技术走在世界前列

■本报记者 卢奇秀

6月初,位于河北张家口的国际首套100MW压缩空气储能项目施工现场热火朝天。

中储国能(北京)技术有限公司CEO纪律介绍,以中科院工程热物理研究所为技术依托,该项目计划年底投产,“经过多年技术沉淀,当前无论是装机规模、技术水平,还是系统效率,我国新型压缩空气储能均走在世界前列。”

解决传统压缩空气储能瓶颈

压缩空气储能利用电网负荷低谷时的剩余电力压缩空气,将其储藏在高压密封设施内,在用电高峰释放出来驱动膨胀机带动发电机发电。早在1978年,德国建成了世界首座大规模压缩空气储能示范电站,之后,美国、日本和以色列也相继建设了相关项目。

“压缩空气储能具有规模大、周期长、单位投资小等优势,极具发展潜力。传统压缩空气储能技术来源于燃气轮机技术,我国相关技术与国外水平相比有较大差距。”纪律告诉记者,压缩空气储能依赖化石燃料燃烧提供热源,需要特定的地理条件建造大型储气室,如岩石洞穴、盐洞、废弃矿井等,且系统效率仅在50%左右,经济性相对较差。

近年来,为解决压缩空气储能技术瓶

颈问题,国内外学者开展了新型压缩空气储能技术研发。目前中科院工程热物理研究所取得了一系列国际领先的技术成果,不仅可以解决传统压缩空气储能依赖大型储气室、依赖化石燃料、系统效率低三个主要的技术瓶颈,还能以储气罐替代储气室,没有场地限制,系统效率提升了10%—15%。从2013年开始,中科院工程热物理研究所技术团队分别在河北廊坊、贵州毕节建成1.5MW、10M级新型压缩空气储能示范项目,后者系统效率达到60.2%,是目前全球系统效率最高的压缩空气储能系统。

“在新型压缩空气储能技术上,我国与国外发达国家的起点一致。目前全球已建成的兆瓦级新型压缩空气储能项目的机构有4家,我国处于领先地位。张家口市100MW先进压缩空气储能示范项目预计年底投运,系统设计效率可提升至70.4%,将进一步巩固我国在压缩空气储能领域的国际地位。”纪律称。

仍处于商业化初期

数据显示,截至2020年底,我国已投运的储能项目累计装机规模35.6GW,其中抽水蓄能占比达89.3%,压缩空气储能的占比仅为0.03%。世界领先的技术,为何没能大规模推广?

在纪律看来,压缩空气储能是一项高门槛的领域,目前大多研发机构仍处于理论研究和系统分析阶段。首先是技术门槛高,压缩空气储能是多学科交叉、多过程耦合的系统工程,在压缩膨胀设备、空气换热、系统控制集成方面存在较高技术壁垒;其次是单机规模大、总投资较高,系统规模在10MW—100MW级示范工程的建设资金高达数亿元,产业化还需要一个过程。

纪律指出,目前新型压缩空气储能仍处于示范阶段,随着张家口100MW示范项目的建成,将完成兆瓦先进压缩空气储能型压缩空气储能产品的定性,此后再致力于规模化量产和推广。“1.5MW项目系统效率为52%,10MW项目系统效率为60%,100MW系统设计效率达到70%。未来随着系统规模扩大,其效率将进一步提升至75%以上。系统规模越大、储能容量越高,系统的效率就越高,随之单位成本越低、经济性越好。”在他看来,100MW级项目最具商业推广条件,是大规模压缩空气储能的真正“赛道”。

呼唤价格政策尽快出台

相关预测显示,作为新能源发展的关键支持技术,到2025年,我国储能装机将较目前水平增长10倍以上。

“要满足电网系统对大规模、长时间储能的需求,新型压缩空气储能当仁不让。与同属物理储能方式的抽水蓄能相比,新型压缩空气储能的建设周期和投资成本上更具优势,抽水蓄能建设周期为6—8年,新型压缩空气建设周期仅为1.5—2年,且不涉及移民搬迁问题。基于抽水蓄能对地理条件的要求,未来市场增量有限。”在纪律看来,压缩空气储能同抽水蓄能一样,都属于长时大规模,并与电化学储能及飞轮等形成互补关系。未来压缩空气储能将主要应用于电网侧,其次是大规模百万机组发电侧、核电机组和一些火电的灵活性改造方面。

新型压缩空气储能具有本质上的高安全性。纪律介绍,储气罐多为中压压力容器,压力等级较低,且空气扩散能力很强,不具有可燃性、无爆炸和燃烧风险。而采用地下盐穴储气,对地面建筑和人员活动不会产生影响。

经济性是行业大规模推广的前提。日前,国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》,明确以竞争性方式形成电量电价,将容量电价纳入输配电价回收。此举有利于提升抽水蓄能电站的盈利能力。

纪律表示,新型压缩空气储能同样具备抽水蓄能的功能,价格机制和市场环境将助推行业进一步发展,呼吁相关政策尽快出台。

山东拟“十四五”期间实现海上风电“零突破”

本报讯6月7日,山东省能源局发布《关于促进全省可再生能源高质量发展的意见(征求意见稿)》(下称《征求意见稿》)提出加快开发建设海上风电基地,2021年建成投运两个海上风电试点项目,实现山东省海上风电“零突破”;“十四五”期间,山东省海上风电争取启动1000万千瓦。

《征求意见稿》指出,充分利用鲁北盐碱滩涂地和鲁西南采煤沉陷地,因地制宜发展光伏发电、风电等可再生能源,建设(风)光储一体化基地;开拓外电入鲁通道配套可再生能源送电基地;到2025年,建成省外来电可再生能源配套电源基地装机规模力争达到1000万千瓦,已建成通道可再生能源送电比例原则上不低于30%,新建通道不低于50%;统筹可再生能源和乡村振兴融合发展,开展整县(市、区)分布式光伏规模化开发试点,形成易复制、可推广的山东经验,提升绿色示范村镇建设标准。

《征求意见稿》还指出,规范开发市场秩序,进一步优化可再生能源发展环境,地方不得向可再生能源投资企业收取任何形式的资源出让费等费用,不得将应由地方政府承担投资责任的社会公益事业相关投资,转嫁给可再生能源投资企业或向其分摊费用。(姚美娇)

国内最大万吨风电海缆敷设船正式交付

本报讯6月7日,德京集团股份有限公司万吨海缆敷设船“德京106”交接仪式在江苏南通举行。长乐外海海上风电场C区项目是国内装机规模最大、离岸距离最远、水深最深的海上风电项目,施工技术难度很高。

中电建华东勘测设计研究院副总工程师赵生校表示,“德京106”的交接不仅为2021年海上风电建设项目敷设大直径、大长度的海缆增添了“海中蛟龙”,也为长远的海上风电开发建设提供了更多、更好的方案选择。

“德京106”布缆船长106米、宽33米、型深6.5米,吃水量4.7米,载重量10970吨,其中载重量8000吨,配有直径30.5米动力旋转储缆池一座,是目前国内载重量最大的布缆船。(闻电汇)

世界最高海拔风电机组完成吊装

本报讯6月6日,西藏措美县哲古分散式风电项目机组完成吊装。东方风电为该项目研制了2.X-131型永磁直驱风电机组,机位海拔高度5060米,机组轮毂中心海拔高度5150米,是当今世界安装海拔高度最高的风电机组,标志着东方风电具备超海拔风电机组自主研发、制造、安装能力,实现了挑战5000米以上超海拔风电“无人区”的历史性跨越。

东方风电2X-131型风电机组具有完全自主知识产权,单机容量20-25MW可调,叶轮直径131米,适用于5500米及以下超海拔区域,采用“直驱永磁+全功率变流”技术路线,机组疲劳载荷小、可靠性高、发电效率高、电网适应性强、上网净电量高、维护成本低。

为应对超海拔区域空气压力和空气密度下降、日温差大、空气绝对湿度相应减少、高雷暴等问题,东方风电2.X-131机组应用多项创新性技术,采用自主研发的“风能智选”数字化平台、东方智能运维系统、一体化运输吊装技术等,全面降低专项度电成本,进一步提升超海拔机组的发电量。(姚美娇)

格林美拟投资18亿元建锂电池原料回收项目

本报讯6月7日,格林美公告称,子公司格林美(江苏)与泰兴经济开发区管理委员会签署投资协议,拟投资18亿元建设锂电池原料回收项目。按计划,此项目将于6月开工建设,预计2022年6月前建成3万吨锂电池用多元前驱体项目,2023年12月建成所有项目。

6月6日,格林美(无锡)投资的新能源高值化循环利用项目正式开工,项目将快速推进无锡建成年回收处理10万套动力电池和10万辆新能源汽车基地,并依托在泰兴的化学基地,有效构建长江三角洲地区“动力电池回收—新能源汽车回收—动力电池梯级利用—汽车零部件梯级利用—新能源材料再制造”的低碳产业模式,夯实国际“电池回收—前驱体材料再造—材料再造”的循环产业链。(姚美娇)

江西吉水:发展渔光互补 助力乡村振兴



图片新闻

6月7日,江西省吉安市吉水县水田乡50兆瓦渔光互补光伏电站项目施工现场一派繁忙,工人们正抢抓良好天气安装光伏板。

据悉,该项目作为吉水县扶持壮大村级集体经济项目,水上光伏发电、水下发展稻鱼产业、地上种植农作物,从今年3月开始建设,目前完成30%的工程量,项目规模5万千瓦,工程造价2.2亿,建设面积53万平方米。人民图片

“加氢站”为何难落地?

■本报记者 仲蕊

核心阅读

目前,国内加氢基础设施市场体量仍较小。业内专家指出,我国加氢站布局的加快,仍需破解多重困境,以实现规模化发展,首先要解决的就是土地问题,对氢能的认知偏见,也加大了加氢站的建设审批难度。

近日有消息称,上海氢枫能源的子公司在山东济宁高新区布局了两座加氢站。但本应于2020年底建成投运的项目,至今仍未动工。相关工作人员回应本报记者称,加氢站项目虽已签约,但土地指标依旧无着落,导致项目建设迟迟无法落地。

近年来,全国各省市相继颁发支持氢能发展的政策文件,加氢站的建设审批流程理应更加顺畅,为何现实并非如此?业内专家告诉记者,一方面,政府对发展备用地的规划权衡与批复需要一定时间,另一方面,各地政府人员对氢能及加氢站的认知,也将左右审批的最终结果。此外,土地成本昂贵等问题也影响加氢站的落地建设。建成一座加氢站要迈过多少坎儿,审批难题如何解决?

土地审批困难重重

截至2021年3月末,我国加氢站共建成131座,其中有105座分布在广东和上海,广东运营、建成,在建及拟建的加氢站共61座,位列全国第一,位居第二的上海共有44座。业内专家称,在广东、上海等地,加氢站建设流程相对有保障,但在氢能发展并不领先的地方,审批流程则困难重重。目前,国内加氢基础设施市场体量仍

较小,也远不够支撑起氢能产业的规模化发展,业内专家指出,我国加氢站布局的加快,仍需破解多重困境。

首先要解决的就是土地问题。从事氢能技术装备产销的业内人士告诉记者,土地在加氢站规划建设至关重要,但流程繁琐且缓慢,还涉及到环评、消防审批等,再加上各地加氢站管理政策不一样,联动起来很困难。“建设加氢站需要请专家做评审,有的地方甚至都不知道专家可以请谁。”

上海舜华新能源系统有限公司总工程师阮伟民表示,各个地方的土地都有拍卖指标,并非想买就能买到,发展备用地的收购情况、土地是否定性、政府的未来规划,都会影响到拿地结果。“即便确认了有待出售的土地可以作为加氢站用地,也会有很多企业同时竞标,走土地公开招拍挂流程,还要等政府最终批复,这一过程可能会花费相当长的时间。”

对氢能的认知偏见,也加大了加氢站的建设审批难度。“政府规划和自然资源局做规划时,担心在该地建了一个加氢站后,会降低周边土地利用,影响周边土地开发,不利当地发展。”阮伟民指出。

成并投入运营至少2座加氢站且单站日加氢能力不低于500公斤,现在的情况是,多地政府急于推进氢能示范城市群的建设,要求当地企业建站,但一些审批人员缺乏对氢能产业及加氢站的了解,审批手续并不顺利,甚至会出现流程即将走完,但领导突然调动致使被驳回的情况。

急需更详尽的专项规划

在燃料电池产业链初具形态之下,需加大加氢站布局力度,才有利于切实推动燃料电池汽车产业发展。事实上,在“氢能热”的持续推动下,不少地方政府如佛山、上海、海南等地,陆续出台了加氢站的相关管理政策,但业内专家提醒称,关于加氢站的规划内容亟待进一步细化。

“目前,各地出台的氢能发展规划往往更加注重新能源汽车的发展,或是电堆、质子交换膜等产业链的发展,加氢站往往只是规划了建站数量,虽然看似政策上加大了对加氢站建设的重视程度,但规划不够详细。”阮伟民认为,有的地方政府对氢能不太了解,甚至顾虑重重,区县之间会为了避免增加本地管理难度,而相互“踢皮球”,造成加氢站落地困难。

“加氢站规划中仅有数字是不够的,还应具体落实到哪一年在哪个区域建设,除此之外,还要考虑加氢站间距、均匀分布、加氢方便等,因此各地需要更详尽的加氢站专项规划。”阮伟民建议。

北京海德利森科技有限公司市场总监张桂芹表示,各地政府会依据自己当地的产业发展,可能从支持的角度以省市或区为单位,出台一些临时性的政策文件,但实

际操作时,审批流程仍然比较凌乱,国家层面也没有统一的政策规划。

“目前,全国大部分地区基本上都把加氢站纳入燃气设施管理,也用于氢燃料电池加注的氢气作为能源来审批,而不再视作危化品。”但阮伟民认为,没有顶层设计,目前加氢站的管理多少有点“名不正言不顺”。氢气本身就属于重点管理的危化品,考虑到加氢站的发展,国家层面应理顺管理关系,出台相关解释文件为加氢站“正名”。

合建站或将成主流

记者了解到,为解决大规模加氢站面临的土地审批流程繁琐且时间缓慢的问题,油氢、气氢合建站开始受到关注和追捧。

今年2月,中石化宣布,“十四五”期间,将加快发展以氢能为核心的新能源业务,拟规划布局1000座加氢站或油氢合建站,让“加氢”像“加油”一样方便,推动加油站逐步向“油氢氢电服”综合加能站转型。

阮伟民认为,合建站是加快加氢站布点的捷径,但合建站的加氢规模不大,加氢能力不会很强,并不能彻底解决加氢站难题。“把现有的加油站彻底改建成加氢站,扩大加氢规模至每天1000—2000千克,将更有利于氢能产业的商业化规模化发展。”

张桂芹表示,未来,包括中石化、国家电投在内的“国家队”将更多地涉及在氢能产业相关的投资与发展,但目前氢能行业整体处于发展上升期,仍需各省市、相关企业持续致力于搭建氢能场景。今年氢能示范城市群的明确,各方对氢能的投资力度将会加大,届时,能源央企对当地已有使用场景的企业、政府的带动作用会更加明显。