

2024年4月22日 星期一

本版责编 刘蕾 本版美编 郭佳卉

新型储能按下发展“加速键”

中国城市报记者 康克佳

随着以新能源为主体的新型电力系统加快建设,我国新型储能发展持续按下“加速键”。

日前,国家能源局印发的《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》(以下简称《通知》)提出,规范新型储能并网接入管理,优化调度运行机制,充分发挥新型储能作用,支撑构建新型电力系统。

在不少业内人士看来,新型储能作为构建新型电力系统重要的技术和基础装备,是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑。当前和今后,要推进新型储能技术多元发展,从试点示范走向规模化商用,助力新型能源体系建设全面提速。

新型储能高速发展

新型储能是指除抽水蓄能外,以输出电力为主要形式,并对外提供服务的储能技术,具有建设周期短、布局灵活、响应速度快等优势,可在电力系统运行中发挥调峰、调频、调压等多种功能,是构建新型电力系统的重要支撑技术。

近年来,随着我国新能源发电量占比不断提升,电力系统对新型储能需求越发强烈。在储能设施中,目前使用最为广泛、成熟且经济的当属抽水蓄能电站,但其对于地理条件要求较高,建设周期长,难以灵活布局。

2021年4月,国家发展改革委、国家能源局提出:明确新型储能独立经营主体地位;健全新型储能价格机制;健全“新能源+储能”项目激励机制。2022年初,国家发展改革委、国家能源局联合印发《“十四五”新型储能发展实施方案》,明确到2025年,新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段,具备大规模商业化应用条件。

政策利好下,新型储能多元化高质量发展取得显著成效。

据国家能源局的数据显示,截至2023年底,全国已经建成投运新型储能项目累

计装机规模达3139万千瓦/6687万千瓦时,平均储能时长2.1小时。2023年新增装机规模约2260万千瓦/4870万千瓦时,较2022年底增长超过260%。

在不少业内人士看来,今年的《政府工作报告》首次将新型储能写入其中,标志着“发展新型储能”将成为今年乃至今后相当长的一段时期内我国经济社会发展的重要任务之一。

“新型储能日益成为我国建设新型能源体系和新型电力系统的关键技术,培育新兴产业的重要方向及推动能源生产消费绿色低碳转型的重要抓手。”国家能源局能源节约和科技装备司副司长边广琦说。

同质化产品 加剧内部竞争?

前景一片大好的新型储能,却在去年迎来了价格寒冬。在强劲市场需求的推动下,众多企业涌入,企图在储能市场中“分一杯羹”。

在4月10日召开的第十二届储能国际峰会暨展览会(ESIE2024)的储能领袖高端对话环节中,远景集团高级副总裁、远景储能总裁田庆军说:“一年前储能价格大约在1.3元/瓦时,那时候行业就在讨论‘内卷’。现在的价格已经跌破了0.7元/瓦时,站在现在看过去,那时候价格并不低。同样,如果再过一年,站在未来看现在,现在的价格也还有下行空间。技术在不断进步,产品、工艺、设计、管理的创新都在让成本不断探底。”

记者在展览会中采访发现,不少展商都提到了“卷”,其结果是过去一年多来国内大储系统招标价格频频创新低,工商业储能给业主的分成比例也“卷”到地板价。

除了价格下降外,产品同质化、产能电站利用率低、盈利低等方面也是不少业内人士的共识。

中国光伏行业协会理事长、阳光电源股份有限公司董事长曹仁贤表示,中国储能行业即将迎来快速发展和高质量发展期,但行业现在

也面临电力市场机制不完善、商业模式不成熟、产品同质化严重、安全隐患风险等问题。

随着新型储能装机规模的提升,本次展会上大电芯、大容量电池近乎成为各家参展企业推出新品的首要特征。

“电池厂商现在把电芯、电池产品做大是为了降低成本;电池容量提升后,结构件均摊成本就有所降低;企业通过降低成本,可以提升市场竞争力。”楚能新能源执行副总裁卜相楠表示,在目前储能行业“内卷”的环境下,大容量、更高性价比会成为行业一大竞争趋势。

天合储能总裁孙伟表示,所谓“大”,只是一个发展方向,但并不是无止境地发展。“大”时代不能单纯认为是电芯外形尺寸的扩大,而应在合理范围之内,充分利用体积比能量密度的提升,包括内部物理结构的改变,减少、控制散热量,有更广的温度适应性,在这些方面进行研发,是多重利益、多重维度的一个“大”。

田庆军也表示,如果容量扩大走得太快,很多标准不支持,包括机柜的大小等,会存有一定风险,产业链、供应链、工艺工装也不支持。

利用率有待提高

尽管新型储能的装机量还在保持增长,但作为战略性新兴产业,新型储能仍处于起步发展阶段,还存在市场机制与价格机制不完善、调度利用水平偏低等问题。

“新型储能收益普遍不足几乎是行业共识。”中能传媒能源安全新战略研究院邱丽静表示,一方面,新型储能市场机制和商业模式不成熟,其技术优势无法通过电力市场充分发挥价值,可以实际参与交易的品种仍然有限,导致储能项目盈利困难。另一方面,目前我国已有多地探索建立新型储能容量电价机制,但国家层面统一新型储能容量电价政策尚未出台。同时,新型储能建设运行成本不能通过输配电价疏导,成本多由新能源电站单

一主体“买单”。

“有业内人士指出,中国华能在山东的储能项目,56%的收入来自新能源项目的租赁,即靠租金维持储能电站的生存,这同时意味着新能源项目要付出大量的租用储能电站的成本。”邱丽静说。

除了收益不足外,新能源配建储能的实际利用率不高也是制约行业发展的待解问题。

国家能源局相关负责人在接受记者采访介绍《通知》出台的背景时表示,在装机规模迅速增长的同时,新型储能仍面临利用率较低的问题。随着新能源快速发展,电力系统对调节能力提出更大需求,新型储能大规模建设和调用不充分的矛盾日益凸显。

记者在采访中了解到,部分地方不少新建的新能源项目配置了储能电站,但由于主动支撑等能力不足,利用率普遍偏低。受收益模式不明确、设备质量等原因影响,据统计,2022年新能源侧配置储能日均充放电次数仅为0.22次。

另根据中电联发布的《新能源配储能运行情况调研报告》,新能源配储在弃电期间至多一天一充一放运行,个别项目存在仅部分储能单元被调用,甚至基本不调用的情况,所调研电化学储能项目平均等效利用系数为12.2%,而新能源配储系数仅为6.1%,相比火电厂配储15.3%、电网侧储能14.8%、用户侧储能28.3%的利用系数,显然,新能源配储整体调用情况不理想。

对此,中国工程院院士、中国机电工程学会理事长舒印彪在第12届储能国际峰会暨展览会上表示,我国新型储能利用率不高,2023年电网侧、用户侧、新能源强制配储项目平均利用率指数分别为38%、65%、17%。其次,安全问题时常出现,电池能量密度和容量提高,部分标准缺失,安全风险增加。

政策支持 让行业发展更强劲

“国家能源局制定印发

《通知》,旨在规范新型储能并网接入,推动新型储能高效调度运用,促进新型储能行业高质量发展,为新型电力系统和新型能源体系建设提供有力支撑。”国家能源局相关负责人表示。

《通知》明确了接受电力系统调度的新型储能范围,并就加强新型储能并网和调度运行管理、技术要求及协调保障等方面提出了一系列具体要求。

《通知》从管理措施和技术方面提出具体要求。管理措施方面,一是规范并网接入,要求电网企业及电力调度机构制定新型储能并网细则及并网工作指引等,明确并网流程、相关标准及涉网试验要求。二是优化调度方式,要求电力调度机构科学确定新型储能调度运行方式,并支持联合调用模式,明确了各类新型储能调用原则。三是加强运行管理,各地在制定电力市场规则或《电力辅助服务管理实施细则》《电力并网运行管理实施细则》时,应明确、细化新型储能的考核实施细则。

技术要求方面,《通知》提出,一是规范接入技术要求,新型储能接入系统应符合电力系统安全稳定运行要求,完成相应性能试验及涉网试验,新型储能设备应满足国家、行业技术标准及管理规范有关要求。二是明确调用技术要求,提出新型储能应配备功率控制系统或协调控制系统,所有调管范围内的新型储能应具备按照调度指令进行有功功率和无功功率自动调节的能力。三是鼓励存量电站改造,存量新型储能通过技术改造并具备接受调度指令能力后,电力调度机构应及时开展新型储能并网及调度工作。四是推动调控技术创新,结合新型储能多场景和市场化运行需求,开展各类新型储能智慧调控技术攻关,加强新技术研发应用。

“对于新型储能行业来说,有了并网和调度的保障,才会有稳定的收益预期。”中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎说。