

万亿储能市场站上“碳中和”风口 表象繁荣下隐忧仍存

证券时报记者 叶玲珍 刘灿邦

随着碳达峰、碳中和“3060”目标的提出,以光伏、风电为代表的可再生能源战略地位凸显,储能作为支撑可再生能源发展的关键技术,有望站上下一个风口。据测算,到2030年我国大部分地区光储结合可实现平价,储能市场空间可达1.2万亿以上。

证券时报·e公司记者注意到,今年以来,多地出台政策支持“新能源+储能”模式的发展,从措辞上来看,地方对储能的态度也从“鼓励”、“建议”转向“优先”和“要求”。除了电源侧储能的强势推广,新兴的用户侧储能应用也得到极大发展。然而,看似繁荣的表象背后,储能行业仍存在成本较高、电源侧用户接受度低,甚至“劣币驱逐良币”等隐忧。

拥抱万亿市场,储能还有很长的路要走,而政策支持、技术变革、模式创新成为业内共识。

多省市力推“新能源+储能”

国内的储能行业先后经历了多个发展阶段,从不同应用场景来看,由于用户侧储能的商业模式较为明确,也成为最早兴起的储能应用。一般而言,波峰波谷电价存在高低差异,用户侧储能可以利用这一差价固定盈利,这也成为驱动用户侧储能建设的主要动力。不过,随着工商业电价持续走低,上述峰谷差价逐渐压缩,用户侧储能的盈利空间随之收窄。种种因素作用下,用户侧储能的装机规模在2018年被电网侧储能赶超;同时,随着储能成本计入输配电价的提议落空,电网侧储能项目也遭遇“急刹车式”的尴尬。面对应用场景的不断更迭,电源侧储能受到关注。据不完全统计,今年以来,至少有11个省份要求新能源电站配置储能,其中9个省份明确了储能容量的大小和时长,1个省份要求按照电网调度的要求配置储能,1个省份在项目申报打分环节中对配置储能的项目给予优惠。

青海的政策就有一定代表性。今年1月,青海省印发了《支持储能产业发展的若干措施(试行)》,在诸多支持措施中首先提到,积极推进储能和可再生能源协同发展,一是实行“新能源+储能”一体化开发模式。二是实行“水电+新能源+储能”协同发展模式。针对“新能源+储能”模式,青海省表示,新建新能源项目,储能容量原则上不低于新能源项目装机容量的10%,储能时长2小时以上。对储能配

比高、时间长的一体化项目给予优先支持;同时,储能项目中自发自储设施所发售的省内电网电量,给予每千瓦时0.10元运营补贴。

青海的政策只是当前地方政府强推“新能源+储能”的一个缩影,其他省份还包括宁夏、甘肃、广西、山东等。综合来看,各地政策要求配置储能的比例大多以不低于5%、10%或20%进行分档分级,并且普遍明确“储能时长要在2小时以上”。值得一提的是,自去年以来,各地有关新能源配置储能的政策文件中,措辞也逐渐发生了变化。例如,“鼓励”和“建议”等措辞更多地转变为“优先”和“要求”,地方政府力推“新能源+储能”模式的情况可见一斑。

从储能市场的发展历史来看,并非一帆风顺,那么,为何当前时点储能会再度受到关注?新能源事业部副总经理曹建在接受证券时报·e公司记者采访时指出,“十四五”是实现“双碳”目标的关键年、窗口期,而实现“双碳”目标,无疑要加快能源结构改革,加大新能源的发展力度。

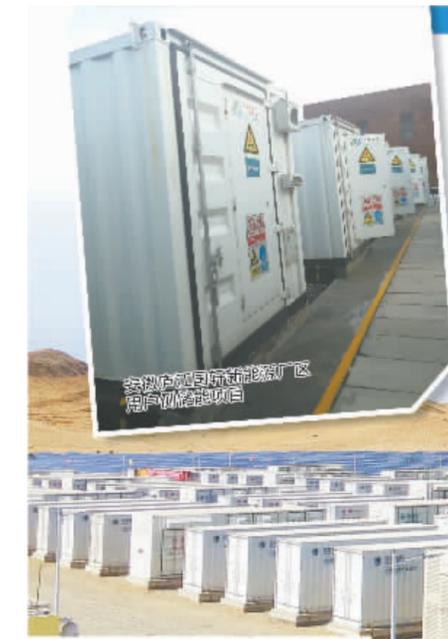
储能正从商业化初期的摸索向规模化发展过渡。在经历了“十三五”的项目示范后,储能技术路线、成本水平、安全可控等已经具备了相对成熟的应用可行性,在各地相继出台的政策牵引下,储能开始进入新的发展阶段。这对于储能的发展是必须的,也是及时的。”曹建说道。

地方政府力推储能背后,“新能源+储能”的规模也获得了极大发展。阳光电源储能销售中心总经理陈志向证券时报·e公司记者介绍说,得益于当地电网公司和各省主管部门出台的导向性政策,2020年中国储能市场70%份额来源于“新能源+化学储能”。

证券时报·e公司记者注意到,国家层面也正酝酿对储能行业的支持政策。根据江苏省发改委日前披露的信息,国家发展改革委价格司副司长彭绍宗一行赴江苏调研。调研组听取了新型储能电站建设、运营企业的项目建设和运营、成本回收方式、地方政府补贴、下一步投资意愿等方面的情况,并与企业就生产经营中遇到的困难问题和相关政策建议进行了交流。

储能成本高企 难题待解

“新能源+储能”的组合虽被业界广为看好,但在落地过程中却出现了诸多“水土不服”的情况,让各路参与方叫苦不迭。目前,配置储能“优先并网”已经



由电网企业与新能源开发商私下达成的一种潜规则,逐渐变为明规则,而在缺乏疏导机制的情况下,新增的储能成本被“边倒”地集中在发电企业,这对刚刚迈入平价时代的新能源项目来说,可谓“压力山大”。

华东地区一位储能从业人士在接受证券时报·e公司记者采访时表示,对于发电企业来说,目前电源侧的储能成本是额外增加的,只能选择在项目内部自行消化。光储和风储强制配套,从技术角度看并不是最好的,从发挥经济性最大化的角度来讲,储能只在发电侧与光、风配合,还不能达到最佳效益。”陈志告诉记者,“上述组合的经济性在很大程度上会受到电网调度方式和频次的的影响。”

从目前的情况看,发电集团要投资储能,经济性并不可控,而且也很难确定储能设备的性能指标,更无法谈什么标准了。”陈志表示。一家央企风电运营商人士也向证券时报·e公司记者谈到这一苦衷,对于新能源运营商而言,储能最大的制约就是成本,成本会直接降低收益水平。如果收益达不到我们的要求,那么配储能的项目现在就做不了,作为央企,我们所有项目的收益率是有严格标准的。”

该人士进一步指出,相比电化学储能,更加认可的储能方式是抽水蓄能。不过,抽水蓄能的成本虽然比较低,但也需要面对项目审批、建设周期长以及未来电价走势不明朗等风险。短期之内,

补贴的话,那么,储能的商业化、商业化之路一定是不容易走通的,关键点还是要先把成本降下来,真正地参与市场竞争才有可能。

目前,抽水蓄能也是“新能源+储能”模式下的一种可选方案,如何协调抽水蓄能与电化学储能之间的关系成为关注焦点。“从实际国情来看,抽水蓄能和中国整体电力结构的分布具有一定协同性,不失为一个好的选择。但是考虑到‘双碳’目标,抽水蓄能的一些弊端就显现出来了,比如设计、审批、建设周期等环节都比较长,短时间无法满足新能源储能的需求。”上述风电运营商人士认为,目前响应级别最高、最快速的储能方式还是电化学储能,但他也坦承现在面临的唯一问题就是电化学储能的成本太高。

还有一个问题是,无论是抽水蓄能还是电化学储能,储能的服务究竟应由谁来提供也存在争议。人们常说,专业的事要由专业化的公司来做,举个例子,储能和新能源发电业务有很大区别,未来如果要要求储能项目配置储能,储能服务由谁来提供呢?再比如,现在兆瓦级的储能项目刚刚投运,调试、运行过程中也可能遇到新的问题,专业化公司提供服务明显优于发电企业“自管”。然而,目前专业化的储能公司占比不高,商业模式也未完全打通,导致入局者趋向谨慎,这也从一个侧面反映了储能市场的不成熟,行业专业化分工和标准化发展尚需时日。

省份	出台时间	要求细则
宁夏	2021年1月8日	储能设施按照容量不低于新能源装机容量10%、连续储能时长2小时以上的原则逐年配置
青海	2021年1月29日	新建新能源项目原则上储能容量不低于新能源项目的10%,储能时长2小时以上,对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持
山东	2021年2月7日	新能源场站原则上配置不低于10%的储能设施
陕西	2021年3月11日	2021年起关中、陕北新增10万千瓦(含)以上集中式风电、光伏项目按照不低于装机容量10%配置储能设施,其中榆林地区不低于20%,储能时长2小时以上
海南	2021年3月15日	每个申报项目规模不得超过10万千瓦,且同步配套建设高电压等级10%的储能装置
广西	2021年3月19日	2021年申报项目配置10%以上储能装机得15分,低于5%不得分,要求连续储能2小时及以上



科华数据参建的西藏日喀则40MW/200MWh光储项目

图片来源:记者及相关公司供图 刘灿邦/制表

运营商做储能,更多的是根据项目实际需要,比如,当地政府要求只有配备了储能才可以获取新的新能源项目,我们才可能去做储能,否则目前是肯定不会的。”

电化学储能的优势是灵活度高,但在缺乏标准的强配模式下,以成本为导向的储能模块,“劣币驱逐良币”的现象已经出现。由于未来收益并不明确,大家可能会倾向于配置性能较差、初始成本较低的储能,导致市场上充斥低性能的储能设备,影响行业健康发展。”陈志坦言。

“‘新能源+储能’项目大部分是最低价中标,去年一年,发电侧配置的储能成本被砍了1/3。”国轩高科储能事业部负责人韩一纯告诉证券时报·e公司记者,很多企业配储能主要是为了满足政策要求,加速并网,至于对电网的调节深度、响应速度、备电时长等具体性能是否合规,似乎也没有人去追究这件事。不过,这种情况在未来肯定会有所改善。

值得一提的是,不同于早期的新能源发电项目,储能并未获得过多的补贴青睐。目前,在电源侧加装储能时,除新疆和青海外,各省份均没有任何补贴。青海的补贴情况正如前述,新疆则是对根据电力调度机构指令进入充电状态的电储能设施,给予0.55元/千瓦时的充电电量补偿。

青海和新疆的补贴实际上也难以覆盖储能的投资成本,以国内市场的储能价格,储能企业是很难盈利的。”陈志表示,以配备比例来说,按照目前的储能成本,综合测算光伏电站的收益水平,我们觉得平均配备15%、2小时左右的储能比例,是一个多方都能接受的结果。有些省份由于储能配比要求过高,导致2020年项目落实难上加难。

今年两会期间,通威集团董事局主席刘汉元也关注到了“新能源+储能”面临的问题,并建议不强制要求可再生能源发电项目配置储能系统,对于自愿配置储能系统的可再生能源发电项目,在保障全额收购的基础上,在储能电价上设置适当的补贴价格。

用户侧储能前景可期

随着以锂电池为主的电化学储能技术的发展,电源侧以外的储能应用场景被持续发掘,衍生出了系列新业态,其中,用户侧储能被业内人士广为看好。

电源侧储能只能算是一个中间阶段,并不是最终的解决方案。目前来说,电源侧储能仍然是较为被动的,大部分依靠政策驱动,并没有真正站在优化的系统去考虑。”安徽中科海奥电气股份有限公司董事长陈滋健告诉证券时报·e公司记者,我们认为,未来分布式的用户侧储能会有很大的发展空间。因为电网的最终平衡还是要依靠发电与用电的高效对接,而泛在的用户侧储能恰恰能精准满足这种需求。”

韩一纯也表示,随着工商业的发展

和交通电动化的推进,用电量和电力负荷将持续加大,用户侧储能市场需求有望大幅增加。随后,他向记者展示了几个典型的应用场景:比如在一些输配电拥堵的地方,像老城区,因为负荷增大扩容需求,而电网的规划和配网速度又没有那么快,这个时候如果配上储能,做一个虚拟扩容,就可以快速解决负荷问题;又比如,随着电动汽车的普及,充电设施的建设会逐步跟上,在充电负荷显著增加的情况下,如果能在充电站对配置储能系统,一方面缓解了充电高峰时充电桩大电流充电对区域电网的冲击,另一方面通过峰谷差价,给充电站带来了非常可观的收益。”

事实上,上述应用领域也得到了政策的推崇,且在多地被示范推广。去年我国发布的《新能源汽车产业发展规划(2021-2035年)》中,明确提出鼓励“光储充放”多功能综合一体站建设。2020年以来,国网已在浙江温州、河北饶河、石家庄、宁夏银川、北京延庆等地建设了多个光储充一体化充电站,并陆续与宝马、东风等整车厂开展相关领域的合作。与电动汽车所相结合的储能业态,我认为未来5年有望迎来一个爆发性的发展。”韩一纯坦言。

眼下,换电模式的盛行正为储能孕育新的土壤。其实,换电是一种典型的用户侧储能,只是由于目前直流电快速转换技术尚未普及,用“换”的技术先行发展。伴随着电池性价比和用户侧储能技术的提升,直流微电网或将成为主流。”陈滋健表示。

只要电池的循环寿命足够长,储能和动力最终会融为一体。”韩一纯表示。除此之外,基站储能也是用户侧储能新兴起的一个分支。去年初,中国移动曾采购通信用磷酸铁锂电池产品6.102亿Ah,最高投标限价25.08亿元;中国铁塔与中国电信也曾就磷酸铁锂电池展开联合招标或单独招标。总的来看,新建推动5G建设进入高峰,基站储能市场需求正迅速增长。

当然,在用户侧储能尚未形成规模化应用之前,诸多问题也仍需正视。目前,在工商业领域,用户侧通过储能电站进行峰谷套利的模式已经较为成熟,但业内人士表示依然有待政策完善。

产业链各方积极备战

虽然储能市场的发展还面临不少问题,但储能的潜在规模丝毫不会让人怀疑。在锂电池储能系统中,成本占比最高、也最重要的三个环节分别是锂电池、PCS(逆变器)和BMS(电池管理系统)。可以看到,储能行业爆发前夕,产业链各方正积极备战。

电池成本占据储能系统总成本的比例超过60%,是最重要的环节之一。韩一纯向记者表示,对于电池制造企业来说,最重要的就是做好标准化产品。目前我们的规划是尽可能多地绑定外部合作伙

伴,然后把我们的标准产品释放给外部平台,让他们去拓展不同的应用场景。”

科华数据在储能PCS方面具有核心优势,公司储能业务负责人告诉记者,单纯就储能PCS来讲,其硬件成本占据系统成本的比例约10%;但作为链接储能电池和电网的核心器件,储能PCS的作用是远远超出其成本占比的。如果将储能系统比喻成一套成熟运行的稳定人体系统的话,储能PCS可谓控制系统的中枢神经系统,起到了连接大脑和肢体的衔接作用。”科华数据在储能于发端应用等多场景积累了丰富的经验,同时拓展了微网、综合能源以及赋能低碳IDC等多领域的创新应用,正是基于这些创新的积累,科华也对储能有着新的认知。

曹建介绍说,目前,储能系统正朝着高电压等级、高能量密度的方向发展,通过提高系统电压、能量密度实现度电成本的下降,促进储能成本曲线不断下降。值得注意的是,储能系统的安全性、电池的回收再利用等也在客观上制约着储能行业的健康、持续发展。另外,储能行业标准缺失、滞后,商业模式不健全等也在“软”的方面给储能行业带来了困扰。

科华数据一方面通过布局储能系统集成,整合产业发展生态实现储能经济性得到提升;另一方面也牵头制定了多项储能标准,打通产业链关键技术接口,推动建立统一、有序的行业发展方向。

记者注意到,虽然电源侧储能的成本难题还有待解决,但行业内已经有企业开始扮演“吃螃蟹”的角色。例如,去年末,金风科技首个风储配套项目—安徽灵璧一期50MW风电和10MW/10MWh储能项目(下称灵璧项目)升压站一次配套储能系统带电运行成功。

至于业内广泛关注的储能收益模式问题,金风科技提到,随着2021年安徽省开放电力交易市场,灵璧项目的风电+储能系统”将直接参与电力现货市场交易,充分发挥储能的双向调节特性,提升风电在电力现货市场中的收益,打造储能电源侧综合收益新模式。

从储能行业自身而言,各个企业应当加强核心零部件及材料、产品技术、盈利模式等方面的创新,在有序竞争的基础上形成合力,统一行业标准,共同促进行业快速、健康地发展。”在曹建看来,储能行业参与者的内生动力十分关键。同时,他也指出,促进储能产业快速、健康、稳定发展还需要政策、金融和电网的大力支持。政策要充分鼓励企业的创新并且在盈利模式上给予政策支持;金融机构加强资金支持,鼓励储能企业加强创新研发,鼓励用户侧使用储能;电力系统鼓励配有储能的电站通过完善商业模式充分体现其价值。”曹建向记者说道。



■记者观察 | Observation |

储能大规模普及依然任重道远

证券时报记者 刘灿邦 叶玲珍

各地政策力推新能源配置储能,这给储能行业带来了新的增长空间。在记者采访过程中,业内人士普遍认为,储能行业前景可期,但是,在不少受访人士看来,储能的大规模普及仍任重道远”。正如阳光电源储能销售中心总经理陈志所说的,储能企业要发展,需要探索更多的盈利模式,还有更长的路要走。

一位华东地区储能从业人士也向记者坦言,相比起新能源发展初期的政策,总体感觉我国对于储能是比较谨慎的,但也可以看到逐渐规范的趋势,感受到往前推进的节奏感。在采访中,陈志向记者阐述了他的一个重要观点:要从根源上理顺储能发展,就要建立灵活的电力价格机制。陈志认为,通过电力现货价格机制的建立,储能的价值就自然能得到体现,不需要强制装储能,而是经济利益驱动大家投资储能。但目前中国电力改革还没走到这一步,所以期望通过强制配储能的手段来推进储能发展,其中的矛盾就比较大。在他看来,储能本质上是在促进新能源发展的,新能源替代火电所带来的碳排放价值也要在价格中体现出来。

可喜的是,在电力现货市场全面铺开之前,储能已经在电力中长期交

易领域“小试牛刀”,主体地位愈发明确。去年7月,国家发改委、国家能源局联合发布《电力中长期交易基本规则》,明确了储能可参与电力中长期交易。今年3月,国家能源局西北监管局等多部门发布《青海省电力中长期交易规则(征求意见稿)》,明确储能企业的权利和义务与发电企业相同,可以获得公平的输电服务和电网接入服务。3月16日,国网青海省电力公司组织储能企业与新能源发电企业,完成国内首个双边协商市场化交易。

陈志认为,如果国家能够出台政策明确配套储能如何使用,包含使用频率、每次使用容量及使用时间等,业主就比较容易计算配置什么样性的储能最合适,经济性最好,对产品的选择才会有针对性。“从长远发展来看,光伏配储能自然是大势所趋,但在配备比例、配备标准以及强制配储能之后如何监管等方面,还有许多细节需要完善。”陈志坦言,目前储能评价体系和标准体系在各省都没有真正完善,建议在出台相关储能要求时明确,储能要怎么验收、储能系统的标准要满足什么要求,投资方才能有的放矢。

针对地方补贴的问题,业内实际上也有争论。一家风电运营商人士就向记者谈到,类比如风、光伏发电初期的情况,如果储能也是需要