

中国工程院院士余贻鑫:

新能源更适合就地开发与消纳

■本报记者 赵紫原

“我国电能需求还未饱和,2050年全社会总用电量可能会比现在翻一番,约为15万亿千瓦时。如果仅就太阳能发电而言,为2050年提供全社会用电量的1/3是可能的,而且其成本竞争力已到了‘平价’关口。而可再生能源应用的主流形式是分布式,分布式发电不仅能节省电网建设、运行费用,还可提高供电可靠性和韧性。解决‘风光’发电间歇性、多变性和不确定性问题的最好方式是就地开发与消纳。”中国工程院院士余贻鑫近期在“第五届世界智能大会”上表示。

余贻鑫指出,为了实现碳达峰、碳中和目标,我国必须发展高比例的“风光”发电;开发模式的选择对高比例“风光”发电的顺利实现、未来电网格局及相关配套产业的发展有着重大影响;在此背景下,分布式“风光”就地开发与消纳是关键。

经济性比较是重要依据

余贻鑫表示,我国的电力负荷中心位于中东部省份,中东部省份在发展高比例“风光”发电时面临两种开发模式:大规模远距离输送、就地开发与消纳。

其中,大规模远距离输送是指利用西部、北部地区较好的“风光”资源,建设大规模的“风光”基地,然后把电能远距

离输送到中东部负荷中心。就地开发与消纳,是指在中东部负荷中心就地开发“风光”发电,该模式下分布式“风光”广泛、分散地接入当地电网并就地消纳。余贻鑫说:“这种模式并不排斥‘风光’发电机组的集中建设。”

部分专家认为,如果西部、北部地区“风光”资源的优势可以弥补远距离输电线路的投资,那么大规模远距离输电模式的供电成本将比就地开发与消纳的模式低。

余贻鑫指出,上述专家观点有待商榷。“供电经济性比较”是制定相关战略决策的重要依据。“风光”发电具有强烈的间歇性、多变性和不确定性,它们不能独立向负荷地区供电。根据电力系统的运行原理,西部送端系统的风电和光伏发电需要与当地的火电、水电等出力可控机组打捆成比较平稳的功率,再输送给终端的电力用户。“所以,在对两种开发模式开展经济性比较时,正确的评估方法应该从全社会成本的角度开展对比分析,需要综合及打捆电源的成本、电能的过网费差异、网络损耗的差异、对供电可靠性的影响等多种要素。”

就地开发与消纳优势显著

余贻鑫通过研究测算发现,就地开发与消纳一度“风光”电能的全社会供

电成本优势显著,且该模式下中东部负荷中心能够实现更高的“风光”电量渗透率。

“仅采用大规模远距离输送模式能够实现渗透率约12%,两种开发模式同时采用能够实现约25%的渗透率,仅采用就地开发与消纳的模式能够实现‘风光’电量渗透率28%。如果叠加改造火电机组、调动需求侧响应、安装储能设备等辅助,就地开发与消纳能使‘风光’电量渗透率提高到60%以上。”余贻鑫举例说。

余贻鑫进一步指出,“风光”就地开发与消纳可以降低中东部省份的电能对外依存度,“电从身边来”是提高电力系统韧性、保障供电安全的根本保证。“全球范围内台风、暴雪等极端天气出现的频率越来越高,叠加一系列潜在因素的影响,大大提高了对电力系统韧性的要求。如果采用大规模远距离输送模式,一旦输电线路发生故障或者被破坏,送端和受端系统均面临巨大的冲击,很可能导致长时间、大面积的停电。而采用就地开发与消纳的模式,海量的分布式电源能够继续向重要负荷供电,有效地抵御灾害性事件。”

离不开智能电网的支持

在余贻鑫看来,高比例“风光”就地

开发与消纳离不开智能电网的支持。他介绍,电网第一次智能化始于上世纪70年代,主要原动力是可靠性、安全性等诉求。“由于当时通信和计算机成本高,主要集中在22千伏以上的大电网,并未推广到配电网。”

余贻鑫指出,“智能电网”是电网的第二次智能化,其最强劲的原动力是为实现碳中和目标,接纳数量巨大、广泛分布、多变的“风光”可再生能源。“第二次智能化的重点在11千伏及以下的电网。与传统电网相比,智能电网通过电力和信息的双向流动,建立起高度自动化和广泛分布的能量交换网络。这样的电网具有‘自愈’能力,能够容纳全部发电和储能,终端用户成为电力的生产型消费者,参与电力市场和电网优化运行。”

余贻鑫进一步指出,智能电网可激励新产品、新服务和新市场,为数字经济提供买得起、高质量的电能,保障国家能源安全,并实现资产优化利用和高效运行,对系统干扰、自然灾害等破坏可作出迅速反应,使其恢复运行。

“然而,我国对智能电网,特别是分布式电源的认识还有待深入。”余贻鑫指出,“没有智能电网的支持,难以接入和消纳高比例的分布式可再生能源;反过来,若离开广泛的分布式电源,智能电网也就失去了其最艰巨的挑战,而且挑战和机遇并存。”

国家能源局就新型储能项目管理规范征求意见

■本报记者 韩逸飞

国家能源局综合司日前发布关于公开征求《新型储能项目管理规范(暂行)(征求意见稿)》(以下简称“《规范》”)意见的公告。国家能源局综合司在随公告下发的《编制说明》中明确指出,2020年,我国新型储能新增投运规模突破百万千瓦大关,标志着新型储能基本实现了由研发示范向商业化初期过渡。“为支撑‘十四五’新型储能规模化发展,解决新型储能发展缺乏国家层面宏观规划引导、备案和并网管理流程不明确、建设和运行过程不规范等问题,需尽快出台新型储能项目管理规定。”

多位受访者表示,当前正值“十四五”开局之年,新型储能面临从商业化初期向规模化发展转变的关键时期,迫切需要规范化的管理。现在《规范》对新型储能项目的规划引导、备案建设、并网运行、监测监督等方面提出了明确具体的要求,对于规范新型储能项目管理,促进新型储能有序、安全、健康发展具有重要意义。

利于促进储能行业发展

国家能源局综合司指出,锚定碳达峰、碳中和目标实现,新型储能是提高电力系统调节能力、提升清洁能源消纳和存储能力的重要举措,是构建以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑,对促进清洁低碳、安全高效的能源体系建设意义重大,有巨大的发展需求。

中国能源研究会配售电中心副主任吴俊宏告诉记者,《规范》对于行业健康发展具有积极作用。例如,明确提出了国务院能源主管部门和省级能源主管部门各自职责,强调了规划引导的作用;同时,明确了落地过程中的模糊问题,能够提高项目开发落地效率和成功率。

“此外,《规范》既强调了建设过程对于相关方资质的要求,又强调了投运后的监测监督。”吴俊宏认为,《规范》从项目策划到落地、再到运营,都提出了比较明确的管理要求,有助于行业积极发展。

中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎告诉记者,《规范》的发布,对储能行业发展是一个强有力的助力。在让储能发展安全有了新的定义的同时,对储能领域相关各方的责任和权利的界定也给出了更清晰的界定。此外,《规范》中能够最大程度上刺激储能行业积极发展的,当属对电网提出的无差别并网的的要求。

不能仅有规范没有标准

虽然整体上《规范》利好储能行业发展,但是从细节上看,由于新型储能项目将实行项目属地备案,所以具体的备案管理要求需要各级地方主管部门另行制定。有专家认为,对于各类市场主体普遍关注的发展规模问题,《规范》的备案管理没有约束性规模管理的概念,这恐将造成规模失控。

吴俊宏向记者表示:“需要注意的是,新型储能在电力系统中的作用和一般电源是有区别的,能起到优化网架结构、节省配电网投资的目的。无论是在规划阶段,还是在并网管理阶段,应鼓励电网企业也积极参与,发挥网-储协同发展的作用。”

彭澎则认为,《规范》虽然提出了“新型储能项目主要设备应满足相关标准规范要求,通过具有相应资质机构的检测认证”、“各级能源主管部门要与本地区人民政府有关部门加强沟通协调,建立新型储能项目安全管理和消防救援联动机制”等要求,但是后续的相关储能安全技术标准应当尽快跟上。“不能只提要求,没有后续标准规范的发布。”

仍有部分问题尚未解决

吴俊宏指出,《规范》可以进一步考虑电力市场化改革背景以及市场机制对于储能发展的引导作用。比如,关于规划引导,不止是技术层面上电力平衡或者调峰平衡的问题,也是设计合理的电力市场机制引导储能发展的问题。

在彭澎看来,《规范》明确提出,在电池一致性管理技术取得关键突破、动力电池性能监测与评价体系健全前,原则上不得新建大型动力电池梯次利用储能项目;已建成投运的动力电池梯次利用储能项目应定期评估电池性能,加强监测、强化监管。“这一要求对之前市场上的动力电池梯次利用的热潮产生了一定影响。”

“现在,如果动力电池在退役后无法作为储能进行梯次利用,那么就该进一步思考,未来动力电池的回收应用细则、兴建大型新建储能项目的电池该从何而来,以及现阶段储能电池退役后将流向何方的问题。”彭澎表示。



白鹤滩水电站首批机组投产发电

图片新闻

6月28日,白鹤滩水电站首批机组正式投产发电。

白鹤滩水电站位于云南省巧家县和四川省宁南县交界的金沙江干流上,是当今世界在建规模最大、技术难度最高的水电工程。电站总装机容量1600万千瓦,安装有16台世界单机容量最大、由我国自主研发的百万千瓦水轮发电机组。

人民图片

新型储能项目拟规划建设“红线”

■本报记者 卢奇秀

“在电池一致性管理技术取得关键突破、动力电池性能监测与评价体系健全前,原则上不得新建大型动力电池梯次利用储能项目”——国家能源局近日发布的《新型储能项目管理规范(暂行)(征求意见稿)》(以下简称《规范》)中的这一表述引发行业热议。

近年来,电化学储能发展迅速,利用退役动力电池不仅可以提高电池全生命周期价值,而且具备环保属性,是此前政策鼓励的应用形式。如今为何风向突变,叫停其发展?

储能安全事故余波未了

“4·16事故后,加强安全监管势在必行。政策释放出不再鼓励动力电池梯次利用储能项目的信号,下一步,我们可能就不去做了。”一位不愿具名的企业人士向记者坦言,不少储能项目是为了示范而硬配梯次利用电池,甚至出现过争抢退役电池的情况。电池从车辆退役下来,要经过电芯评估、拆解、重组、焊接再利用的过程,“流程繁琐,与新电池相比,梯次利用电池并没有经济性。”

上述企业人士提及的“4·16”事故,是指今年4月发生在北京丰台区国轩福威斯储能电站的火灾爆炸事故,2名消防员在灭火救援中牺牲。该电站为光储充

一体化项目,包括25MWh磷酸铁锂电池储能设备。电化学储能的安全问题由此被推上风口浪尖。

近几年,美国、韩国均发生过多起电化学储能安全事故。即使是采用新电池,起火问题也是频频发生,退役动力电池是否适用于大规模储能项目还存在争议。动力电池与储能是两个不同领域,对电芯一致性、循环次数等要求不尽相同,且不同厂商的电池在结构、规格和参数上存在较大差异,相关评估监测技术仍是行业难题。

“目前退役的电池多为5年前生产的,其技术水平较差,也没有任何基于回收的电池设计和追踪设备。”在彭澎新能源财经储能行业分析师李岱昕看来,现阶段退役电池规模小且分散,不具备梯次利用条件。

对电化学储能影响有限

近年来,电化学储能是新型储能(不包括抽水蓄能)中增速最快的技术。2020年,国内电化学储能新增投运规模达1559.6MW,首次突破GW大关,同比增长145%,主要应用在新电源发电侧,占比近40%。目前,已有二十余省市提出可再生能源配置储能的要求。

叫停新建大型动力电池梯次利用储能项目,是否会快速发展的电化学储能

按下“暂停键”?

亿纬动力营销中心总经理陈翔表示,目前大型储能项目中真正利用梯次电池的项目很少,更多的是为了技术验证和探索性的示范项目,并未成为行业主流。

上述企业人士同样坦言,市场上电化学储能项目还是以新电池为主,叫停新建大型动力电池梯次利用储能项目,并不会对电化学储能整体发展产生太大影响。

今年4月21日,国家发改委、国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确提出,2025年,新型储能装机规模将达30GW以上,较当前3.3GW的累计装机量,增长空间巨大。

在中关村储能产业技术联盟理事长陈海生看来,电化学储能将呈现高速发展态势,其背后的挑战在于安全和标准。安全是储能规模化应用首要前提,标准体系建设则直接影响产业健康发展。同时,电化学储能成本还有待进一步降低,并要进一步探索构建合理的价格机制。

此外,陈海生指出,《电化学储能设计规范》国家标准中将1MW或1MWh以下的项目划为小型电化学储能电站,30MW或30MWh以上的项目划为大型电化学储能电站。此次《规范》中提到的“大型”梯次利用储能项目是否按此标准划分,还有待相关部门进一步明确。

业内人士建议3年后考虑重启

值得注意的是,《规范》为叫停大型梯次利用储能项目设置了前提条件,即对电池一致性、性能监测与评价体系提出要求。《规范》还提出,已建成投运项目应定期评估电池性能,加强监测、强化监管。在李岱昕看来,“政策并没有框死,只是各种条件具备的时候再予以考虑。”

此次叫停行为,或对新能源汽车产业影响更为明显。中汽研数据显示,2020年我国退役动力电池达25GWh,预计2025年进一步提升至116GWh。数量如此庞大的退役电池若得不到妥善解决,不仅会影响产业闭环,也会带来环境问题,造成资源浪费。

动力电池回收利用是近年来行业发展的热点。动力电池从车辆上退役下来还有80%左右的剩余容量,具有很高的再利用价值,可梯次应用于储能、铁塔基站、低速电动车、太阳能路灯领域,或拆解回收钴镍锂等金属材料。

“政策并没有叫停电池梯次利用。小型储能项目,在一些特定场景,梯次利用电池仍有生命力。”上述企业人士表示,随着动力电池技术进步和管理水平的提升,未来3至5年,建议相关部门从资源充分利用角度结合技术发展情况,再判断是否重启大型梯次利用储能项目。