

行业洞察

售电市场升级是大势所趋

■ 卢延国

新一轮电改启动以来,我国电力市场建设稳步推进,多元竞争主体格局初步形成,市场在优化配置资源中的作用明显增强,市场化交易电量占比大幅提升。但与此同时,电力市场体系不完整、功能不完善、交易规则不统一及市场主体发育不平衡、不充分等问题仍然存在。对此,《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出,严格售电公司准入标准和条件,引导社会资本有序参与售电业务,发挥好电网企业和国有售电公司的重要作用,健全保底供电制度,鼓励售电公司创新商业模式,提供综合能源管理、负荷集成等增值服务,对售电公司下一步发展提出了明确方向。

7年来,随着新一轮电改推进,售电

业务渐次放开,售电主体不断进入电力市场,市场角色愈发突出。去年以来,在碳达峰碳中和目标驱动下,以新能源为主体的新型电力系统建设全面展开,继工商业销售电价目录取消、新的售电公司管理办法出台后,今年1月,国家发改委、国家能源局联合发布了《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(下称《指导意见》),为统一电力市场体系下的售电市场建设带来新机遇。

作为新一轮电改的产物,售电公司使电力批发市场与零售市场之间有了连接,聚合用户,帮助用户规避批发市场的大额波动风险,同时创新商业模式,提供增值服务。随着碳达峰碳中和目标推进,售电市场对推动电力供给侧与需求侧转型升级将发挥积极的促进作用。

制度保障更加健全

2021年11月,曾为售电市场发展提供重要制度保障的《售电公司准入与退出管理办法》(下称旧《办法》)废止,取而代之的是国家发改委、国家能源局印发的《售电公司管理办法》(下称新《办法》),对加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系将发挥重要的支撑作用。

在售电公司运营管理方面,新《办法》更注重可操作性。如要求选取经营稳定、信用良好、资金储备充足、人员技术实力强的主体作为保底售电公司;保底价格衔接代理购电价格和现货价格,

在中长期模式下,按照电网企业代理购电价格的1.5倍执行,在现货市场正式运行期间,原则上不低于实际现货市场均价的2倍;设置兜底原则,增加最后防线——全部保底售电公司由于经营困难等原因,无法承接保底售电服务的,由电网企业提供保底售电服务。

从监管视角来看,新《办法》具有鲜明的时代特点。去年5月,中共中央、国务院发布的《关于新时代加快完善社会主义市场经济体制的意见》强调,加强市场监管创新,健全以“双随机、一公开”监管(随机抽取检查对象、随机选派执法检

查人员,将抽查情况和查处结果及时向社会公开)为基本手段,以重点监管为补充、以信用监管为基础的新型监管机制,并要求健全对新业态的包容审慎监管制度,新《办法》契合了该文件精神,为新形势下售电市场平稳有序发展、有效监管提供了制度保障。

此外,新《办法》还对监管机构进行准确、统一的表述,对电力、价格主管部门、市场监督管理部门、能源监管机构、电力交易机构及相关职责的表述更加清晰,在操作性、指导性、精准性上有了很大提高。

促进电力市场化水平提升

2016年,《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》实施的第2年,全国售电公司进入快速增长阶段。当年5月,注册售电公司达559家,10月增加至1150家。当年10月,《售电公司准入与退出管理办法》出台,在利好政策的推动下,售电公司数量急剧增长,到年底已增加至5410家。同时,数据显示,2016年,全国市场化交易电量突破1万亿千瓦时,约占全社会用电量的19%。

经过多年发展,售电行业优胜劣汰,截至2021年1月底,国家电网经营区售电公司超过3800家,南方电网五省(区)售电公司达890家,合计达4690家。其

中,售电公司数量分别居两大电网经营区首位的分别是山东、广东。以山东为例,目前注册售电公司数量、交易规模、市场用户量分别居全国第一、第二、第三位。2021年1月-11月,山东售电公司代理售电量达1799亿千瓦时,同期山东电力市场用户交易电量为1805亿千瓦时,即山东售电公司代理的交易电量占总交易电量的比重达99.65%,为2万多家市场主体提供了购电服务。

据统计,2021年,全国市场化交易电量约3.5万亿千瓦时,同比增长15.7%,占全社会用电量42%以上,电力市场化水平进一步提高,其中售电公司扮演了重要角色。

增值服务被寄予厚望

总体来看,作为电力市场的重要参与者,目前售电市场规模、售电公司的竞争力明显不足,购电策略相对简单,尤其是惯性思维下的“价格战”影响了售电公司开展增值服务。同时,相当数量的售电公司处于粗放发展阶段,高度依赖价差,盈利模式单一;专业力量薄弱,企业风险管控能力不足。能源价格尤其是煤价价格上涨等情况,放大了上述问题,加剧了售电公司运营难度。

在加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系中,售电企业将扮演重要角色,是形成多元竞争的电力市场格局的重要力量。售电既是电力生产的出口,也是用户服务的入口。由于电力无法大规模储存,电力生产与消费必须基本匹配,才能提高经济性,

避免资源浪费。随着技术和体制革新,在未来的产业链中,消费将决定生产,处于产业链的优势地位,售电则是为用户电力消费提供服务的核心环节。

2021年10月,国家发改委印发的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》提出,燃煤发电电量原则上全部进入电力市场。作为配套政策,《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》随后发布,强调取消工商业目录销售电价后,10千伏及以上用户原则上要直接参与市场交易,暂无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电,同时要求结合当地电力市场发展情况,不断缩小电网企业代理购电范围。

对大多数电力用户而言,独自完成

电力交易业务,无论是技术力量还是时间、人力等,都缺乏足够支撑,需要售电公司代理。因此,售电公司要以拓展增值服务为重点,围绕用户需求打造核心竞争力,加强核心能力建设,持续延伸综合能源服务,通过多能产品的一体化供应、一站式服务获得综合经济效益,并依托互联网等技术开展跨界经营。《指导意见》把发展壮大售电公司作为培育新的市场主体的重要内容,把创新商业模式、提供综合能源管理、负荷集成等增值服务作为售电公司发展的重要途径。售电市场的发展与成熟,将激发电力供给侧与需求侧转型的动力,推动电力行业低碳发展。

(作者供职于国家能源局山东监管办公室)

一家之言

分布式光伏配储大有前景

■ 彭宽宽

储能是电力系统不可或缺的灵活性调节资源。储能系统如何建设、使用,在一定程度上影响着电力结构调整进度。近年来,分布式光伏发展势头迅猛,装机容量迅速攀升,推动分布式光伏和分散式储能相结合,“散”可在用户端构建小型微电网,成为大电网的有效补充;“聚”可成虚拟电厂,通过综合调度、控制管理,使电力系统更富有弹性和灵活性。同时,分布式光伏和储能相结合,在用户侧可以发挥保电、降低用能成本、降碳减排等功能,进而疏导储能成本,促进储能产业健康发展。

国家能源局的最新统计数据 displays, 2021年全国光伏发电新增并网容量达5488万千瓦,同比增长88.39%,在新增电源装机中的占比提升至55%。其中,集中式光伏新增并网容量达2560万千瓦,分布式光伏新增并网容量达2927.9万千瓦。至此,国内分布式光伏累计装机容量达1.08亿千瓦,占光伏并网装机容量的1/3。

众所周知,新能源发电具有波动性、间歇性、不稳定性,随着并网新能源装机规模不断增长,电网对灵活性调节资源的需求也越来越迫切。国家电网公司的最新研究结果显示,在充分考虑全国电力平衡、电量平衡、新能源消纳、极端天气等因素的影响下,以及在火电机组灵活性改造应改尽改、抽水蓄能电站应建尽建且只考虑日内调节的前提下,到2030年,新型储能装机规模需达1.5亿千瓦。因此,全国有超过20个省(区)出台相关政策,要求新建大型新能源

电站必须配置5%-20%的储能,时长1-4小时不等。然而,从2021年各地配建的储能项目来看,效果不尽如人意。部分投资者坦言,新建新能源电站按政策配建储能,只是为了拿到发电项目并网指标,并不考虑储能电站功能和质量好坏。至此,强配储能的问题逐渐暴露。

强制配建的储能电站增加了新能源项目的投资成本,拉低了项目的经济性,影响了投资者的积极性,进而延缓了项目落地执行进度,降低了新能源产业发展速度,不利于碳达峰碳中和目标实现。

强制配建的储能电站没有明确的收益来源,建设成本无法有效疏导,导致储能设备招标时易引发恶性市场竞争,甚至“价低者得”。投标方为降低成本,会降低配置,甚至采用库存电池、退役电池,出现“劣币驱逐劣币”的现象,带来安全隐患,不利于储能产业健康有序发展和技术提升。

此外,强制配建的储能电站建设完成后,没有明确的调用机制和合理的价值评定办法,储能调用次数得不到保障,设备利用率不高,造成灵活性调节资源浪费和资产浪费。

相比之下,分布式光伏配建分散式储能有以下优势:

分布式光伏配建储能可在用户端构建小型微电网系统,增强光伏与网友友好度,提升光伏自发自用率。在用户遭遇限电、断电、自然灾害等电力供给异常的情况下,可开启离网状态,保障重要或基本的负荷需求。分布式光伏配建储能有利于疏导储能系统建设成本,让投资者更关注储能本身的碳减排、削峰填谷、紧急备电、黑启动、供电末端“电能质量治理”等功能价值,帮助用户节省用能成本及其他电力设备的投入成本。

同时,分布式光伏配建储能可以结合

售电、充电、换电、负荷管理等业务场景,实现用户侧源网荷储一体化发展,实现区域内能源自耦合,有利于盘活社会资本,培育新场景下的新型商业模式,促进能源消费高质量发展。

此外,分布式光伏配建储能有利于提升电网弹性和安全性,促进“以可再生能源和清洁能源发电为主(占70%-80%以上)、骨干电源与分布式电源相结合、主干电网与局域配电网和微电网相结合”的电力系统构建和发展。通过聚合大量分布式光伏、储能等灵活性调节资源,构建虚拟电厂,通过市场化手段激励用户挖掘用能弹性和需求响应的积极性,增强电力系统的调节能力,节省电网投资,并可为电网做好补充,构建起“打不垮、摧不毁、经济坚强”的新型电力系统。

分布式光伏配建储能得到部分地方的明确支持。2021年底,广东省能源局在《关于征求广东省市场化需求响应实施方案及

交易细则意见的函》中,明确赋予了负荷聚合商包括售电公司和第三方独立主体聚合商的市场主体地位。该文件规定,对于储能资源聚合成的直控虚拟电厂,原则上按照不低于“两充两放”安排每日调度计划、每日顶峰时长不低于4小时,并明确了各种情况下的交易价格,这在一定程度上保障了虚拟电厂的收益。2022年1月,山东省枣庄市能源局、枣庄市行政审批局和枣庄供电公司联合下发的《枣庄市分布式光伏开发建设规范》明确提出,新建分布式光伏要“按照装机容量15%-30%、时长2-4小时配置储能设施,或者租赁同等容量的共享储能设施”,为分布式光伏配建储能的规模提供了政策依据。

可以预见的是,随着部分地区试点先行,成效显著后再进行推广,分布式光伏配建储能将有广阔的市场空间。(作者系新能源发电和储能行业资深人士)

