



风机“价格战”何时休?

■ 本报记者 姚金楠

4月20日,华润电力发布第二批风电项目风力发电机组(含塔筒)货物及服务中标结果公告。记者注意到,在第4标段和第5标段的两个项目中,最终中标企业报价折合单价均在2600元/千瓦左右。记者了解到,这一价格水平并未处于前三位低价序列中。同日,内蒙古乌兰察布市兴和县对50万千瓦风机采购含塔筒中标结果进行公示。其中,第1标段和第2标段的中标价格分别折合单价2256元/千瓦和2354元/千瓦,为所在标段的次高价和最高价。

2021年以来,国内风机价格一路下行,“非低价中标”传递出怎样的信号?在持续的“价格战”中,行业的整体发展状况又如何呢?

“非低价中标”要走特殊管理流程

就在华润电力公示此次中标结果的10天前,河南省安阳市内黄县一风电场发生了一起风机倒塔事故。根据现场照片,风机塔筒外壁印有明显的“华润电力”字样。“目前,事故具体原因暂无官方通报,

倒塔的原因没法确认。但开发商肯定要反思低价的风机到底靠不靠谱?”国内某整机厂商销售人员感叹,“设备便宜点、收益高一点,开发商乐见其成。但要长期持有资产,谁都不愿意发生安全事故。一味追求低价中标,会不会增加安全隐患?最近一年之内就发生了几起倒塌、着火、叶片扫塔事故,问题到底出在哪?”

经历陆上“抢装潮”后,国内风电整机价格便开始“腰斩”并持续下探。4月初,在深能苏尼特左旗50万千瓦特高压风电项目风机及其附属设备的招标中,最低中标价仅为1408元/千瓦。有分析机构统计指出,今年一季度以来,多家风机制造企业在投标过程中接连报出低价,近半数风电项目集采均以最低价或次低价中标告终。

国内某整机制造企业招投标工作负责人表示,诸如华润、三峡等开发企业,在评标过程中,对于“非低价中标”都有特殊的管理流程。如果中标候选人非最低价或次低价,需要向相应的专家组进行专项说明汇报。“从数据分析结果来看,绝大部分公开招标项目只有价格最低的3家才有中标机会。”

招标过程侧重价格因素

上述负责人指出,近年来,许多大开发商已经从招投标规则上入手,评标过程中越来越侧重价格因素。

该负责人透露,以国家电投为例,在2020年以前,评标过程中的技术分和度电投资得分占比各为50%。2020年以后,国家电投用“综合造价”指标替代了原有的“度电投资”,“相当于不再考量发电量的因素,更看重初始价格。”不仅如此,在技术分评比中,主观打分项占比也超过了50%，“比如机组的先进性、可靠性打分,听起来比较模糊。什么叫‘先进’,业主有最终解释权。”

“华能也是典型的价格导向评标。”上述负责人指出,无论是“单位千瓦造价”还是“度电成本”的评分,都是以最低价作为评标基准价。“假设价格部分的满分是100分,一共有10家企业参与报价,报最低价的企业直接就是100分,其他企业按照比例扣分,报价越高扣分越多,这就是很明显的价格导向。另有一些评标规则,是将所有报价的平均值作为基准分,两种操作的倾向性一目了然。”该负责

人表示,2019年以后,虽然华能将评标过程中的价格分权重由50%降低到40%,新增10%的度电成本得分,“但实际上,在度电成本的计算过程中,机组价格参与了重复计算,影响了价格对比技术分的权重”。

该负责人坦言,在风电开发企业中,决定采购何种风机的往往负责前期投资和工程工作。“决策者更关注怎样用固定的投资干更多的活,风机价格如果是4000元/千瓦,钱就只够建设一个风场,如果选2000元/千瓦的风机,就能多做几个项目。项目建成后,要移交给生产和运维部门,这个层面就要更关注风机的稳定高质量运行,但往往无法参与前期的集采决策。”

风机价格应包含研发等投入

“国家持续对风电行业进行补贴支持,企业积蓄了一定的能量。‘去补贴’后,这些能量开始释放。加上中国装备制造能力整体进步,数字化、智能化水平不断提升,总体而言,整机制造成本确实有所下降。”金风科技股份有限公司董事长武钢坦言,合理的成本下降有助于行业发展。

但武钢认为,风电机组的价格不能仅仅覆盖制造成本,还要包含一定的研发费用来保证行业的持续进步。“风电是一个高风险行业。几百吨重的风机在100多米的高空旋转,叶片直径将近200米,它的载荷和受力是很复杂的。制造这样一个产品,不能只管当下,还要充分考虑日后的运行。一旦出现质量风险要如何应对,在这方面要有持续的研发投入。特别是风电要‘下海’,对抗台风、浪流,在更恶劣的环境下运行,许多新的课题需要增加科技投入。如果风机价格过分压低,实际上会对制造商持续性的科技投入创新造成很大的伤害。”

国内某头部风机制造企业高管表示,不能为了降低风电度电成本,盲目打压风机价格。“为了眼前的市场和利益,拿质量作为代价,降低研发投入,忽略服务的行为不可取。”

“如果没有持续的投入,保障风机的安全稳定运行,对投资商而言,在25年的生命周期内,回收投资的风险也会增加。此外,对于各地方而言,通过多种招商引资手段吸引来的制造业,如果一味进行价格战,企业盈利不高,对地方的税收和经济发展也无助益。”武钢说。

储能成本疏导顶层设计呼之欲出

■ 本报记者 卢奇秀

日前,国家发改委价格成本调查中心发文,提出研究与各类储能技术相适应,且能够体现其价值和经济学属性的成本疏导机制。

这份官方发文并不是一份正式文件,而是一篇书面文章。“相关部门是以半官方的形式吹风,看看市场的反应。”业内人士向记者坦言,储能成本疏导是争议颇大的难题,相关部门进行过数次摸底论证,却迟迟未能明确。此次发文提出要通过顶层设计完善储能成本补偿机制,释放出什么信号?

困扰行业发展的“老大难”

作为新型电力系统的“稳定器”,储能产业受到了前所未有的关注。去年10月国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案》明确,到2025年,新型储能装机达到3000万千瓦以上,比当前总装机量实现10倍增长。规模化发展在即,然而成本回收机制缺失一直困扰着行业。

“百兆瓦新能源项目建一个装机容量20兆瓦时的储能系统,企业要增加3000万元的投资,折合初始投资成本增加0.3元/瓦。”厦门科华数能科技市场总监陈超向记者坦言,当前储能被列为

新能源场站并网或优先调度的前置条件,同变压器、调度站等设备一样,是新能源项目的附属品,储能并没有独立的主体身份。

对企业而言,配建储能是用于调峰调频、辅助服务,还是解决弃风弃光问题,其用途和收益模式并不明确。

业内专家坦言,只规定配套功率,不考核最终效果,导致储能项目中标价格屡创新高,埋下安全隐患。

在陈超看来,问题的关键在于储能具有多重价值,却没有相应的价格体现。当前,在上游原材料涨价和下游新能源项目降成本的双重压力下,储能企业生存压力进一步加大。

据了解,国家已经针对抽水蓄能出台了容量电价机制,用于弥补企业的固定资产投资。业内多次呼吁同样给予新型储能容量电价,使企业有稳定合理的收益空间。

让价格价值相匹配

业内专家透露,电化学储能、飞轮储能、压缩空气储能等各类储能技术路线众多,技术情况和成本结构相差较大,难以统一。“若都给予容量电价并纳入输配电价回

收,这恐怕与降电价政策基调相悖,相关部门非常谨慎。”

不过,电网侧独立储能电站政策已趋于明朗。去年国家能源局发布的《关于加快推进新型储能发展的指导意见》明确,建立电网侧独立储能电站容量电价机制,探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

“这开启了电网侧储能发展的新阶段。”中关村储能产业技术联盟副秘书长李臻指出,电网侧独立储能应遵循“先市场,后计划”的原则,鼓励市场化电网侧储能充分参与各类市场交易,获取多重价值;对于非市场化电网侧储能,应清晰衡量其替代输配电资产投资及安全保障价值,合理评估其发挥的系统调节作用,给予容量补偿。同时要确保市场公平竞争,严格接受政府监管与考核,明确参与市场的边界,体现“兜底”作用。

电源侧和用户侧储能成本又如何疏导?在陈超看来,储能规模化发展的核心是价格和价值相匹配。不同应用场景对储能需求、成本接受度不同,比如半导体芯片厂商等对电力稳定性要求高的高精尖应用领域,对储能价格接受能力较高,“不需要疏导成本。”

最终要依靠市场驱动

“‘明确新型储能独立市场主体地位’‘推动新型储能参与各类电力市场’等表态已经很多了,行业急需看到的是实施细则。”业内专家强调,关键是企业有“经济账”可算。

华北电力大学副教授郑华认为,现阶段不具备给予新型储能容量电价或补贴政策的条件。他算了一笔账,以价格最优的锂离子电池储能为参考,按照单位造价1500元/千瓦时,基准收益率8%、造价下降30%的趋势测算。到2025年,新型储能装机规模达3000万千瓦以上,其累计投资总额将达663亿元左右。

业内人士认为,企业投资要有明确稳定的预期,比如山东规定储能示范项目参与电网调峰,累计每充电1小时给予1.6小时的调峰奖励优先发电量计划。“电网怎么调,调多少,企业心中有数,在此基础上再探索创新商业模式。”

在郑华看来,储能规模化发展最终还得靠市场驱动,“到2025年,全国统一的电力市场体系初步建成。届时,储能将参与电力市场交易获得收益。地方政府是否给予储能产业扶持政策,要视自身财力和对储能的需求迫切程度而定。”



23省明确“十四五”风电光伏装机规模

本报讯 实习记者姚美娟报道:近日,国家能源局综合司下发《关于开展省级“十四五”可再生能源发展规划备案的通知》(下称《通知》),要求各省报本地区的“十四五”可再生能源发展规划。经初步统计,共有23省的公开文件中明确风电光伏“十四五”装机规模,总规模达到6.2亿千瓦。

内蒙古印发的《内蒙古自治区“十四五”可再生能源发展规划》提出,“十四五”末内蒙古可再生能源发电装机达到1.35亿千瓦以上,其中风电8900万千瓦、光伏发电4500万千瓦,相当于新增风电项目5115万千瓦,光伏项目3262万千瓦,共8377万千瓦,包含本地消纳和外送两类。平均利用率保持在90%以上。

河北省发布的《河北省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出,2025年风电、光伏发电装机容量分别达到4300万千瓦、5400万千瓦。截止到2020年底,河北省风电、光伏装机分别为2274万千瓦、2190万千瓦;因此,十四五期间,河北省预期新增风电2026万千瓦、光伏3210万千瓦,合计5236万千瓦。

陕西省发布的《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》提出,2025年电力总装机超过13600万千瓦,其中可再生能源装机6500万千瓦。截止2020年底,陕西省风电、光伏项目累计装机1981万千瓦。预期“十四五”期间,陕西省风电、光伏将新增装机约4500万千瓦。

甘肃省印发的《甘肃省“十四五”能源发展规划》提出,“十四五”期间,全省新增光伏发电3200万千瓦;风电项目2480万千瓦。

《通知》明确要求,有关省级能源主管部门需在4月28日前将本地区“十四五”可再生能源发展规划报国家能源局备案;尚未完成规划编制和印发的省(自治区、直辖市),需在规划编制和印发后10个工作日内完成备案;未专门编制“十四五”可再生能源发展规划的省(自治区、直辖市),需将有关规划中涉及可再生能源发展相关内容报送备案。

背景新闻

国家发改委加快完善储能成本疏导机制

本报 记者韩逸飞报道:“充放电都补1毛钱有什么用呢?相对储能的成本来说是杯水车薪。”日前,一位来自陕西某储能企业的员工赵先生联系到记者,称陕西出台的《陕西省2022年新型储能建设实施方案(征求意见稿)》提到,2022年示范项目充电电价按照当年新能源市场交易电价,给予100元/兆瓦时充电补偿,放电电价按照燃煤火电基准电价,给予100元/兆瓦时放电补偿,“这对储能电站的成本投入来说,显得微不足道。”

实际上,储能成本疏导问题一直饱受关注。国家发改委价格成本调查中心近期发布《完善储能成本补偿机制助力构建以新能源为主体的新型电力系统》(以下简称《机制》),提出研究与各类储能技术相适应,且能够体现其价值和经济学属性的成本疏导机制,或将能够解决赵先生的难题。

《机制》提出,为促进储能产业健康

可持续发展,推动社会参与储能投资建设和运营的积极性,引导储能在不同场景下充分发挥对电网安全的调节作用,亟待完善储能政策顶层设计,研究各类储能技术在新型电力系统中的应用场景,建立符合我国国情和电力市场化发展阶段的储能成本补偿机制。

在中关村储能产业技术联盟副秘书长李臻看来,结合各地资源禀赋以及能源发展的实际需求,各地出台补贴政策思路和侧重点不同,江苏、浙江、广东等东南沿海地区的补贴主要针对用户侧,而陕西、宁夏、青海、新疆等地主要以新能源发电侧、独立、共享式储能为主。“陕西的补贴针对的是集中式共享储能电站,补贴方式是在充电时在新能源交易电价的基础上降0.1元,放电时以燃煤标杆电价为基准加0.1元,主要明确了独立电站充放电电价的问题。”

“也有主要针对电站运营的补贴。”

李臻表示,“现在针对储能的补贴补偿方式主要有电站初投资补贴,电量运营补贴、调峰补偿、容量补偿等。”

中国能源建设集团储能技术专家楚攀同样认为:“各地补贴差异很大,需要研究相适应且能够体现其价值和经济学属性的成本疏导机制。”

一位发改委专家告诉记者,现在新型储能的商业化模式仍在探索阶段,市场化机制与成本疏导机制仍不完善,多种储能技术与应用场景的界定仍不清晰,“可以说储能技术成熟度与实用性都有待提升。”

楚攀表示,补贴政策出台有利于前期布局的储能项目。“补贴政策短时间内会刺激储能项目的建设,带动装机量增长。《机制》提出建立符合我国国情和电力市场化发展阶段的储能成本补偿机制,是为了储能的长期发展。”他认为,储能成本的最终疏导还是需要靠市场化,未来电力辅助服务市场可以让优

质的储能电站获益增加。

李臻告诉记者,“在东南沿海等高电价地区,补贴叠加较高的峰谷价差,用户侧储能将有不错的收益,可以有效缩短投资回收期。”她认为随着新型储能规模化发展,各地将逐步设置门槛,如北京在2021年发布了国内首个储能领域地方性标准,以规范储能项目的落地实施。

目前,新型储能可以参与辅助服务市场、现货市场、中长期市场等,随着电力市场改革的深化,市场机制的设计应能够充分反映不同灵活性调节资源的作用和价值,这将有利于新型储能形成可持续发展的商业模式,推动多元化储能技术发展。“储能成本疏导的落脚点一定是市场化。”上述发改委专家表示,《机制》提出加强储能政策顶层设计,开展储能在新电力系统中的应用场景及成本补偿机制研究,也是储能将市场化疏导成本的体现。