



三大主流技术类型风机价格屡创新低,形成激烈竞争态势——

风机市场呈现三足鼎立格局

■本报记者 李丽旻

近日,龙源电力甘肃洁源风电有限责任公司七墩滩20万千瓦风机采购招标项目发布公示,第一、第二中标候选人分别为新疆金风科技股份有限公司和远景能源有限公司,投标报价分别为43747.2万元、44000万元,最终金风科技中标。有测算显示,此次风机中标价格约为2187元/千瓦,创下今年直驱风机最低中标价格纪录。

直驱与双馈作为目前市场上两种主流风力发电机型,最新双馈风机报价最低至1880元/千瓦的同时,直驱机型也接近2000元/千瓦大关。平价时代已到,风机技术格局会迎来哪些改变?

两种主导机型双双降价

自上世纪90年代,我国风机开启国产化尝试至今,直驱风机与双馈风机维持着各有优势、互相竞争的态势。“从以往经验来看,直驱风机制造成本相对较双馈风机更高,同等功率风机中,双馈风机投标价格通常也低于直驱风机。”一位不愿具名的整机制造企业人士告诉记者。

据记者了解,直驱风机与双馈风机各有优势。双馈风机中齿轮箱与风轮机连接,风轮带动齿轮箱高速转动实现发电,而直驱风机指的是不通过齿轮箱传递动力。与双馈风机相比,在同等容量下体积相对较大,吊装运输成本相对更高,但由于齿轮箱存在过载等损坏风险,直驱风机的运维成本相对较低,在大兆瓦风机趋势下颇具优势。

今年,我国陆上风电正式走入平价时代,在激烈的市场竞争以及降本压力下,整机市场迎来了大幅降价。今年9月,中广核云南曲靖市两大风电场机组采购开标,以双馈发电机为主打产品的上海电气,报价折合单价低至1880元/千瓦,创下目前公开信息不含塔筒风机报价的新低。

“今年开标的情况趋势已较为明朗,双馈风机降价幅度大于直驱风机,以双馈机型为主的整机商平均风机报价已从去年4400元/千瓦下降至2200元/千瓦左右,基本腰斩,而同等情况下直驱风机则通常每千瓦高出两三百元。”上述业内人士表示。

据浙商证券研究所等市场研究机构发布的数据,今年上半年央企开发商风电项目整机商中标情况中,远景能源新增装机规模超过450万千瓦,随后中车风电、金风科技、运达股份、三一中能、明阳能源等一二线整机企业装机容量维持在300万千瓦上下。从市场份额来看,上半年,双馈风机市场份额占据着较大优势。

“今年上半年铜等有色金属金属涨价明显,直

原材料涨价影响成本降低

驱永磁发电机用铜量相对更高,同时也会使用到钕等稀土金属,原材料涨价的现状对直驱风机的降本可能造成了较大的影响。”上述业内人士直言。

据了解,在风机零部件中,原材料是其主要成本来源。事实上,今年8月,以直驱风机为主的国际风机巨头西门子歌美飒就宣布称,因大宗商品价格持续走高影响,该公司将在全球

范围内将风机价格上调5%左右。

尽管原材料成本压力在短期内仍难以缓解,但在业内看来,机组大型化的趋势将很大程度上摊平单位功率成本,进而推动直驱风机乃至整体风电产业降本。今年以来,金风科技、东方电气、运达股份等整机商相继公布4—6兆瓦陆上风电机型,随着陆上风机单机容量不断提升,直驱风机降本空间仍较为可期。

技术新势力前景可期

风机重量和体积。

市场研究机构华创证券分析指出,与同等功率的直驱和双馈风机相比,半直驱风机单位体积均实现了大幅下降,极大地降低了吊装成本,是目前我国经济性相对最优的风机技术路线。

截至目前,明阳智能、中车风电、维斯塔斯等整机商已相继宣布将研发半直驱海上风电机组,半直驱风机技术的突破也成为了风

机不断降本的一大重要助力。

“随着机组大型化趋势持续下去,半直驱很可能将成为风机市场的‘新势力’。”上述业内人士指出,“对于海上风电来说,6—8兆瓦乃至10兆瓦以上风机将有较大的应用空间。从目前海上风电整机商布局来看,半直驱已经是较为主流的技术路径。对于陆上风电来说,技术都在持续突破,未来估计是直驱、双馈以及半直驱等技术路径互相竞争,同台竞技。”

背景链接

目前,国内风机采用的技术路线主要有双馈式、永磁直驱及永磁半直驱式三种。其中,双馈式风机通常单机容量较小、安装灵活,国内代表整机商包括远景能源、上海电

气等;直驱式风机后期运维成本相对较低,国内代表整机商包括金风科技、运达股份等;半直驱式风机结合了以上两种风机的优势,与双馈式风机相比,可有效减缓齿轮

箱的损耗,与直驱式风机相比,同等功率下,重量和体积更低,明阳智能、中车风电、维斯塔斯等整机商已相继宣布将研发半直驱海上风电机组。

垃圾制氢 前景可期

■本报记者 仲蕊

核心阅读

垃圾发电耦合制氢,是在处理垃圾的过程中,直接对其进行热解气化,获得氢气。目前,我国原生生活垃圾的平均含水量为50%—60%,不仅增加了企业烟气治理的成本,还降低了发电量。

垃圾气化制氢过程中,原生垃圾的含水量不影响物料气化,反而能够帮助提高合成气中有效气的含量。此外,形成规模效应后,垃圾热解气化制氢的成本有望降到20元/千克以下,与天然气等化石能源制氢技术成本相当。



有效气的含量。此外,城市生活垃圾中含有大量的碳氢化合物,是一种比煤等化石能源更适合气化制氢的原料来源。

他指出,目前国内已有许多地方在生活垃圾处理技术选择时指定采用热解气化技术。在碳达峰、碳中和背景下,伴随着我国氢能产业的发展,低碳清洁氢将迎来大规模应用需求,基于此,垃圾制氢的应用场景也日渐清晰,

理技术开拓一条新的路径,也将成为垃圾填埋场区域环境综合治理的关键核心技术。”

有效提升企业收益

2019年7月,财政部表示,一方面,拟对已有项目延续现有补贴政策;另一方面,考虑到垃圾焚烧发电项目效率低、生态效益欠佳等情况,将逐步减少新增项目纳入补贴范围的比例,引导通过垃圾处理费等市场化方式对垃圾焚烧发电产业予以支持。

据了解,我国垃圾焚烧企业主要收益由两部分组成,一是垃圾处理费,即每处理一吨垃圾,政府需要支付费用,业内平均价格在50—80元不等。二是上网电价收入,数据显示,2018年垃圾焚烧发电企业吨垃圾平均上网电量均值为283千瓦时,执行统一标杆电价0.65元/千瓦时。这意味着即吨垃圾的处置收益除了补贴以外,不到200元。面对补贴逐步退坡,垃圾发电企业亟待提升垃圾处理效益,以应对生存困境。

“目前,正常情况下燃料电池用高纯氢气的价格在55—60元/千克,因此,与垃圾焚烧相比,利用热解气化技术处理城市生活垃圾不仅能对城市生活垃圾进行大规模减量化,还能在处理垃圾的同时生产附加值高的燃料电池用氢气,有效提升垃圾发电企业收益。”上述人士表示。

值得注意的是,在德国、日本、美国等国家,生活垃圾热解气化技术的应用已经从中温气化发展到了环保性更好的高温气化,而热解气化技术在国内还不够成熟,产业化应用仍处于起步阶段,需要持续关注。

垃圾制氢的经济效益如何?上述人士给记者算了一笔账:垃圾制氢的经济性评价包括制氢成本、设备折旧、税金、人工以及各项税费、合理利润,目前每千克氢气生产成本在合理的原材料价格和电价的前提下,煤制氢约10元/千克,天然气、石脑油、重油、甲醇制氢约17元/千克,工业副产氢回收提纯21元/千克,电解水制氢约30元/千克。

“在不计算垃圾处理补贴的情况下,合成气净化、制备高纯氢工段氢气的制备成本为14.94元/千克,而在垃圾气化工段,纯氢制造成本为13.80元/千克。因此,生活垃圾制备高纯氢气的总生产成本约为28.74元/千克。在计算垃圾处理补贴的情况下,垃圾制氢的成本还会进一步下降。形成规模效应后,垃圾热解气化制氢的成本有望降到20元/千克以下,与天然气等化石能源制氢技术成本相当。由此可见,生活垃圾热解气化制氢技术很有应用潜力。”上述人士表示。

另外,相较于石能源制氢,生活垃圾制氢的碳排放更低,环保效益显著。上述人士表示:“利用垃圾制氢,每吨氢气减少的二氧化碳排放量约为23—31吨。垃圾制氢研发工作的开展,有望为垃圾处

长时储能迎风口?

■本报记者 韩逸飞

9月13日,液流电池储能提供商ESS公司的首席执行官Eric Dresselhuys公开表示:“长时储能行业正处于发展的关键时刻,新的储能技术正在不断涌现,监管机构对于如何处理电力市场中储能系统的态度正在发生变化。”

据记者了解,迄今为止,长时储能的时长尚无明确定义,一种说法是在额定功率下连续放电10小时及以上,业界更认可的说法则是可实现跨年、跨月乃至跨季节充放电循环的储能系统。

推广适逢其时

有观点认为,在分时电价政策以及可以独立参与电力市场交易等政策下,短时储能的经济性刚有所转机,市场参与度明显增加,此时就开始提出长时储能,是否有些着急了呢?

梧桐树资本投资总监杨炯告诉记者,从储能的发展情况来看,一般会经历三个阶段,早期商业模式不明确,应用最多的领域是调峰调频市场。当储能项目成本逐渐下降时,与新能源发电配套来增加消纳变成了主要目的,例如光伏项目配置2—4小时储能来满足早晚高峰的用电需求以及减少电网波动,会以短时储能为主。

“随着储能项目成本下降至可以和传统火电站竞争时,长时储能就可以尝试直接取代煤、天然气等传统能源,达到全天候新能源发电的目标。”杨炯表示,“目前我国火电占全国总发电量的约70%,2030年火电发电占比需下降近20%,新增电量全部由清洁能源加储能替代,因此现在开始推广长时储能是非常合理的。”

一位资深业内专家认为,构建以新能源为主体的新型电力系统,离不开长时间将可再生能源发电设施的电力转移到电力需求峰值期间,应对用户的电力需求,长时储能系统的应用,主要是为了应对“能源供应转移”的一种形式。

现阶段以锂电储能为主

高工产业研究院的数据显示,2020年,中国储能电池市场出货量为16.2吉瓦,同比增长71%,其中电力储能6.6吉瓦,占比41%。但从目前技术来看,锂离子电池只能循环2000次左右,并不符合长时储能的特点,为何多省却坚持推广?

杨炯认为,目前我国多省区已经推出强制性或激励性的储能配套政策,例如青海、湖南、贵州、宁夏、陕西、河南等地,鼓励新能源项目配套建设储能,对储能配置比例不低于10%、连续储能时长2小时以上的新能源项目,在同等条件下优先获得风光资源开发权,由电网企业优先并网、优先保障消纳。

“现在地方省份的消纳任务非常严峻,弃风弃光现象严重。”杨炯指出,“此时我国正处在短时平稳电网波动阶段,储能项目主要是和风光配套,来增加消纳以及减少电网波动,锂电储能仍是必需品,待其他储能成本下降以及新能源发电到达一定比例后,长时储能将走上发展的快车道。”

上海煦达新能源科技有限公司总经理李剑铎认为,现阶段仍是以锂电储能为主的重要原因在于成本。“其他的新型储能技术的成本仍处于高位,只有部分示范项目,长时储能暂时还不具备推广价值。”

仍需市场检验

有业内人士表示,电池技术路径正处新升级阶段,谁能先一步推广新电池技术打破锂电池垄断局势,就会成为新一代钠离子电池,电芯单体能量密度已为目前全球最高水平,但也还在起步阶段;大热的钒液流电池电池的电解液几乎可以无限循环利用,电池整体循环次数在13000次以上,使用寿命可达20年以上,却面临商业化限制。

李剑铎表示,未来储能技术如何发展,现阶段来看,还需要3—5年的技术发展期,不能轻易判断谁能够成为主流,还要看哪种技术最先实现降本和市场化推广者。

杨炯认为,储能是一项系统性工程,无法只关注循环次数或寿命等指标,就长时储能来看,抽水蓄能、氢能储能等可能会成为发展方向。“储能上游涉及原材料、电芯等,中游涉及逆变器、BMS、EMS、制冷设备等,下游涉及储能集成商、运营商、电力交易等,具体到项目运营,又会涉及储能产品的维护与质保、充放电策略等,不同长时的储能侧重点不同,但都需要做到整体平衡。”