

上半年,国内主流整机商业绩分化,零部件多个环节盈利承压

## 风电产业链制造商喜忧参半

■本报记者 李丽旻

近日,国内风电制造企业陆续发布2022年第二季度及上半年业绩报告,部分整机制造企业营收较去年同期出现小幅下滑,上游塔筒、叶片等零部件板块主流制造商利润水平也有所下降。但业界普遍认为,今年上半年风电制造企业的营收下降表现只是抢装潮后的短期回调,从长期来看,风电市场仍将以前高需求推动制造业业绩增长。

## ■风电整机商业绩“冷热不均”

作为风电制造的核心板块,今年上半年国内主流整机制造业业绩出现了明显分化。金风科技半年报显示,今年上半年金风科技营业收入约为166.63亿元,较去年同期下降了8.09%,归属于上市公司股东净利润约为19.20亿元,同比下滑5.92%。同期内,电气风电营业收入约为51.78亿元,同比下降57.75%,归属于上市公司股东的净利润约为

1.41亿元,同比降幅也高达59.96%。

明阳智能发布的数据显示,今年1-6月期间营业收入约为142.38亿元,同比上涨幅度达到27.18%,归属于上市公司股东净利润约为24.48亿元,同比上涨幅度可达124.4%。运达股份半年报显示,今年上半年营业收入约为67.76亿元,同比增长32.89%,归属于上市公司股东净利润约为2.95亿元,同比上涨45.26%。

面对分化的业绩,各大整机制造商给出了不同的解释。明阳智能在其年报中指出,正是其对风电机组大型化和轻量化的推动,带来了进一步的产品单位成本下降。运达股份则表示,报告其内新增订单快速提升,而政策推动、技术进步等都是驱动业绩增长的主要因素。

但值得注意的是,随着风电平价时代的全面到来,多家风电制造商也在半年报中强调,“抢装潮”后风电行业市场

中需求多元化、产品迭代加速等变化为企业带来了挑战,整机企业之间竞争已更加激烈。事实上,从过去两年国内陆上和海上风电项目招标情况来看,各大整机商报价陆续爆出低价,风电整机招标价格已跌至历史新低。

## ■塔筒、叶片等零部件利润承压

除风电整机制造商外,风电塔筒、叶片、铸锻件等零部件板块盈利也正承压,多家主流制造商上半年营收出现下降,净利润也进一步下降。

风电叶片龙头企业中材科技今年上半年营业收入约为99.20亿元,同比增长5.99%,其中归属于上市公司股东净利润约为18.71亿元,但其中风电叶片营业收入约为24.35亿元,同比下降19.81%。株洲时代新材半年报则显示,今年上半年营业收入下降6.46%,归属于上市公司股东净利润下

降35.93%。

从塔筒板块来看,上半年业绩的压力相对更大。行业研究机构东吴证券统计的数据显示,塔筒上市企业今年上半年归母净利润同比下滑幅度高达56.3%,营收下滑26.72%。天顺风能、泰胜风能、海力风电等头部企业今年上半年营收均出现了下降,归属于上市公司股东净利润也出现了两位数的下降。

塔架生产商大金重工今年上半年营业收入约为22.79亿元,同比上涨了36.27%,但受到营业成本增加影响,该公司利润总额同比下降14.13%。该公司称,生产所需的原材料主要包括钢板、法兰等,受到市场供需变动影响对公司营业成本带来波动。

## ■市场需求有望持续驱动增长

据国家能源局发布的全国电力工业统计数据,截至今年6月底,风电并网装机容

量为3.4亿千瓦,同比增长17.2%,新增风电并网装机容量为1294万千瓦,较去年同期增加了210万千瓦。业界普遍认为,过去两年我国风电行业陆续经历了陆上海上风电抢装潮,部分透支了2022年的市场需求,这也导致今年上半年风电装机增速相对较为温和。

但从各大风电企业发布的预测来看,下半年乃至中长期的风电市场需求也广为行业所看好。根据全球风能理事会预测,2022—2026年,全球风电新增装机容量有望超过5.5亿千瓦,年复合增长率可高达6.6%,其中海上风电新增装机容量有望达到9000万千瓦。庞大的装机预期预计将为风电设备供应商带来利好。

运达股份在公告中指出,今年上半年,叶片运输受限、关键原材料紧缺、施工进度不足等不利因素预计将逐步消退,下半年风电建设有望提速。

不仅如此,更有多家企业以及行业研究机构指出,国内风电制造企业因原材料价格、人工成本以及基地用地成本等较海外企业具备显著优势,能源供应危机席卷欧美多国,我国风电制造企业有望受益于逐步增长的海外风电需求。

同时,浙商证券则分析认为,今年第二季度以来,原材料价格从高位开始下降,未来伴随原材料商品价格下行,有望缓解目前风电制造商面临的成本压力,为盈利增长带来更大支撑。



## 甘肃高台:新能源“风”头正劲

甘肃省张掖市高台县境内有戈壁荒漠2000多平方公里,地形东窄西宽,形成特殊的大气环流和地形,风能资源丰富,“迎风借力”发展新能源优势明显,目前,500兆瓦风电项目正在加紧建设中,计划年底并网发电,每年可发电12.9亿千瓦时,每年可节约标煤约40万吨。图为9月7日,在高台县北部滩500兆瓦风电产业基地,工程技术人员正在紧张忙碌的吊装风力发电机主机。

人民图片

## ■图片新闻

## 西北新能源电力市场大而不强

专家建议,建设多层次市场机制支撑西北新能源高比例发展

■本报记者 苏南

在近日召开的西北新能源高比例发展研讨会上,与会专家认为,随着西北更大规模的新能源接入电网,系统消纳面临着巨大挑战,尤其是新能源电量渗透率从20%提高到40%的时候,电力系统消纳挑战将更为严峻。

业内专家认为,随着高比例新能源并网,目前的峰谷价差和辅助服务机制会显得力不从心,而解决新能源消纳问题的关键在于电力市场的运行方式,需要完善乃至重塑现行电力市场。

## 外送电比例最高 市场化提升消纳率

西北电网是一个新能源大规模、高比例、高集中装机的同步电网,是我国供电面积最大、电力外送比例最高的区域电网,包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆五省区电网。预计到2030年,西北新能源装机将达到3.5亿千瓦,相当于2020年新能源装机的3倍,西北地区将面临前所未有的消纳压力。

国网西北分部专家陈天恩介绍,新能源发展过程中出现过严重的弃电问题,2016年西北新能源弃电率达到高峰。当年新能源装机占全国的32.7%,全社会用电量仅占全国的10.4%,新能源弃电量占全国的58.6%,平均弃电率为29%。在我国新能源以保障性收购为主的政策背景下,西北新能源弃电问题倒逼消纳市场化,新能源利用率由2016年的71%提高到2021年的95%。

“西北电力市场自运行以来,年均提升西北电网新能源利用率4.06%。”西安交通大学教授李更丰表示,西北区域新能源市场化的消纳手段逐渐发展,跨区直流输电能力、省间市场化交易、调峰辅助服务市场、中长期交易和日前实时交易有效衔接。截至2021年底,西北电网跨区交易电量已经接近3000亿千瓦时。

业内专家判断,西北地区新能源利用率“五连升”的势头将在今年被打断,西

北地区新能源大发展带来的消纳压力持续增长。电力市场的运行方式将成为解决新能源消纳问题的关键,如何充分利用西北地区资源禀赋优势、省间互补特性,建立多层次灵活市场交易体系,突破西北地区新能源受阻的瓶颈,是业内亟需解决的问题。

## 电力价格波动剧烈 市场集中度过高

记者采访了解到,西北新能源市场化的特点是“三大一多”,即送端大基地、市场规模大、配置大范围、多品种交易。目前,西北新能源市场化配置范围已覆盖21个省,省间新能源配置约800亿千瓦时。在碳达峰碳中和目标指引下,如今西北正在加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏基地建设,随着新能源电量渗透率的进一步提高,电力市场也面临新的挑战。

“最不容忽视的是,西北新能源市场化的‘大而不强’。”陈天恩直言,当前新能源市场存在的主要问题是,市场化价格形成机制有待完善、电力市场集中度过高、交易风险防范基础薄弱。以市场化价格为例,目前西北电力价格水平波动剧烈。比如,省内现货电力试点的甘肃省,出清电价频繁以最低限价和最高限价出现。省间交易电价最低每千瓦时不到3分钱,最高超过4元/千瓦时,波动较大。

谈及西北市场集中度过高问题,陈天恩表示,一是省域发电环节市场集中度高,如今西北地区央企煤电整合后形成了“一省一企”的格局,陕西、甘肃、青海、宁夏的第一大发电企业在本省的火电装机占比均超过本省火电装机的50%,新疆最大火电企业市场份额约40%。二是跨区直流通购电主体单一,从跨区直流通购电交易西北送端多个发电主体参加,形成竞争态势。但是,跨区送电受端尚未开放用户、售电公司购电,基本为单一购电,多渠道市场份额在90%以上,呈现寡头垄断。

## 扩大配置范围 打破消纳壁垒

鉴于西北新能源市场化的情况,业内专家建议,现阶段的工作重点是推动西北电力市场由大到强,应分阶段完善西北电力市场架构。对于现货市场建设,应从分散式逐步过渡到集中式市场;对于辅助服务市场,应分阶段建设,遵循“先区域、后省内”的发展模式;对于容量补偿机制,应建立“可靠性+灵活性”双轨运行制容量市场。

“目前,西北新能源电力市场化处于初级阶段。”李更丰表示,推荐西北现货采取两步走的方式建设,第一阶段用部分电量参与现货市场竞价的分散式方式稳步推进。第二阶段过渡到全电量进行集中式市场出清。“高比例新能源电力系统的市场化消纳系统建设,除了传统的市场机制设计外,更需要关注各市场直接的联系,建设‘横向融合、纵向贯通’的全方位、多层次电力市场。”

在业内专家看来,区域和省内市场衔接要立足西北实际。西北电网和其他不同层次市场的耦合和衔接方面,推动探索组建电力交易中心联合体,加强区域西北和其他地区的动态衔接,规范全国统一市场的基本交易规则,充分发挥西北资源互济互补长期统一调度的优势。

此外,完善西北新能源市场化,还应丰富电力市场参与主体的多样性。电力系统架构以火电为核心过渡到以新能源为核心多种主体并存的架构,除了传统能源和新能源以外,储能、分布式能源、需求响应、聚合商等均可推动电力系统灵活调节能力的提升。

国网能源研究院副院长蒋莉萍提出,对于西北新能源发电量占比已超过20%的电力系统而言,需要用建团队思路通过创新的技术手段、管理手段和市场机制,借助跨区跨区互济并充分挖掘新能源参与电力系统平衡的能力,而不是停留在过去新能源占比低时的“养孩子”思路。

随着徐圩新区苏海路地块光伏场区最后一台逆变器成功合闸,徐圩苏海路地块光伏发电工程日前完成全容量并网送电,实现了徐圩新区增量配电网首个新能源发电工程顺利并网,这也是目前全国首家大型集中式地面光伏电站并入增量配电网的投运发电。

据了解,该项目由江苏东港能源投资有限公司(以下简称“东港能源公司”)投资建设,总投资约2.4亿元,占地面积约700亩,规划建设装机容量约为45MWp,年发电量约5400万kWh。该项目相关负责人告诉记者,在全寿命运行期内,按25年来计,光伏电站累计可节约标准煤约40.06万吨,减少二氧化碳排放约104.16万吨,减少二氧化硫排放约0.96万吨,减少氮氧化物排放约0.29万吨,并减少大量烟尘排放。

电力行业专家展曙光分析,此次徐圩新区的集中式地面光伏电站并入增量配电网项目具有多重意义。

“‘双碳’目标下,全行业都在大力发展可再生能源以替代传统的化石能源,但可再生能源的消纳是个难题,很多地方都在探索有效的可再生能源消纳路径。”展曙光指出,该项目是解决新能源就地接入问题的一次尝试,新能源接入配电网能够为消纳难题作出贡献。

“徐圩新区增量配电网区域内用户多为化工企业,用电负荷高,集中式光伏的发电量可以在不影响供电可靠性的前提下完全被用户消纳。”上述项目负责人说。

对增量配电网项目而言,存在着电源缺乏的问题。“目前,增量配电网的电源多数来源于上一级的输电网,很多项目都希望能够就近的引入电源。将集中式地面新能源接入配电网正好能够同时满足双方诉求,这也正好符合国家的政策鼓励。”展曙光说。

2021年9月,中共中央、国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出深化能源体制改革;推进电网体制改革,明确以消纳可再生能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源的市场主体地位。

另有业内人士告诉记者,业内的诉求就是能就近的接入可再生能源。而像徐圩新区这类的项目打破了集中式新能源和增量配电网之间的壁垒。“以往分布式新能源接入增量配电网的项目较多,但分布式新能源体量较小。集中式新能源对新能源消纳量更大,利用率也更高,对未来增量配电网引入就近电源具有示范效应。”

“之前很多增量配电网都存在区域内完全具备接入条件的新能源接不进的阻碍。现在有了实例之后,可能会有更多的人作出实践。”上述业内人士说。

“在国家碳达峰碳中和的战略决策背景下,作为连云港市大工业负荷的中心,徐圩新区增量配电网早已将提高可再生能源占比及优化区域内能源结构摆在了首要位置。新能源光伏的接入,在很大程度上提高了徐圩新区在能源双控期间的用电保障能力,这也与徐圩新区生态优先、绿色发展的理念不谋而合。此次本次苏海路地面光伏并网发电成功,希望能够带动未来会有更多的增量配电网企业。”据该项目负责人介绍,自徐圩新区增量配电网试点开展以来,陆续让辽宁瓦房店、安徽安庆、山东沂源、黑龙江富裕、湖北武汉、新疆库尔勒市等地的增量配电网企业先后在变电站建设、线路控制运行、电力营销等方面进行考察学习,有效发挥了试点项目的引领作用。

该项目负责人透露,苏海路光伏发电工程是东港能源公司试水新能源发展迈出的第一步,后续将陆续开工建设潮河、辛高圩、埭子口光伏等光伏项目,还将在风电、潮汐能等多种新能源领域积极探索。

## 我国发行首单能源保供特别债

本报讯 中国银行间市场交易商协会日前透露,中国国新300亿元能源保供特别债9月5日在银行间市场成功发行,最终票面利率2.65%,低于同类同期限债券市场平均利率,这是我国发行的首单能源保供特别债。

据介绍,能源电力安全保供是经济社会稳定运行的基础保障。受国际能源价格上涨、国内电力市场结构性矛盾等因素影响,中央发电企业财务方面较长期处于紧平衡状态。能源保供特别债精准设计,总规模为2000亿元,募集资金专项用于支持中央发电企业,提升能源电力保供能力,助力经济恢复发展基础。

继中国国新300亿元能源保供特别债5日发行成功之后,中国大唐集团20亿元能源保供特别债也在6日挂网公告,将于近期发行。

能源保供特别债作为稳经济续政策重要举措,成功发行意义重大。特别债能够助力缓解中央发电企业资金压力,夯实中长期发展基础,支持落实能源保供任务和企业改革发展。中长期资金的注入将增强企业资金实力,助推企业改革转型,提升能源保供能力,促进经济恢复发展。

(杨视)

程。《办法》特别明确,电网企业不得允许并网后6个月内未取得电力业务许可证的光伏电站项目发电上网。

据悉,本办法适用于集中式光伏电站的行业管理、年度开发建设方案、项目行业管理、电网接入管理、运行监测等。分布式光伏发电管理另行规定。

(吴迪)

集中式地面光伏电站并入增量配电网  
新能源消纳有新解

■本报记者 杨晓冉