

300MW级F级首台套示范电站项目落地广东

我国自主重型燃机按下应用“启动键”

■本报记者 梁沛然

近日,广东省发展改革委发布《关于中国重燃自主研制300MW级F级重型燃气轮机首台套示范电站项目核准的批复》(粤发改核准[2026]6号),正式核准国家电投中国重燃自主研制300MW级F级重型燃气轮机首台套示范电站项目建设。“300MW级F级重型燃气轮机是我国自主研制的功率最大、技术等级最高的燃气轮机”概括了这台装备的分量。

批复明确,项目旨在“推动我国自主研制重型燃气轮机国产化发展形成良好的示范效应和产业基础,同时保障东莞市电力供应”。对于长期由国外整机商主导的国内重型燃机市场而言,这纸核准意味着国产F级重型燃机不再只是试验台上的样机,将开始接受电网调度、负荷波动和长周期运行的联合检验。

过去几十年,国内F级重型燃机的整机设计、热端部件和控制系统基本掌握在欧美企业手中,电厂在采购、检修和备件供应上常常受制于人。自主研制样机满负荷试验成功让这一局面出现松动,但真正要改变市场格局,必须有一座电站将自主机组接到真实电网上运行。既要验证技术,也要解决实际电力缺口,广东此次核准项目,成为打开这扇门的钥匙。

数十年技术爬坡

由5万余个零部件构成的重型燃机被称为装备制造业“皇冠上的明珠”。这不仅因为其在能源装备中的重要性,更因为燃机要在上千摄氏度高温、数十个大气压和每分钟数千转的高转速下稳定工作。

批复写明该项目“已完成样机总装下线、点火、满负荷试验和可靠性验证,效率等主要技术指标达到设计要求”。这背后,是8年的攻关积累。

2016年,国家批准国家电投为“重型燃气轮机”国家科技重大专项实施责任单位。2024年2月28日,首台样机在上海临港总装下线。同年,样机首次点火成功,随后通过简单循环性能试验、168小时满负荷试运行等整机试验大纲全部科目,全面达到工业和信息化部批复考核指标。

中国重燃研发设计事业部总经理吕焯此前表示,300MW级F级重型燃气轮机是我国首次自主研制的最大功率、最高技术等级重型燃机,由5大系统、5万余

个精密零部件构成,历经8年攻关,汇聚19个省市的200余家企业、科研院所的智慧力量。目前,首台样机已累计并网发电1.96亿千瓦时。

样机解决“能不能造出来、转起来”的问题,示范电站则要回答“能不能在复杂条件下连续、经济、可靠地运行”,机器终要从试验车间走向电站、电网。

样机走向市场

首台套示范项目的特殊之处在于,它不单单是一座商业电站。

国外燃机巨头之所以长期占据市场,不仅因为掌握核心技术,更因为他们在全球数百个电站中积累了运行经验。国产F级重型燃机此前缺少的正是这种在真实电网中被反复检验的信用,广东则为项目提供了一个合适的“考场”。

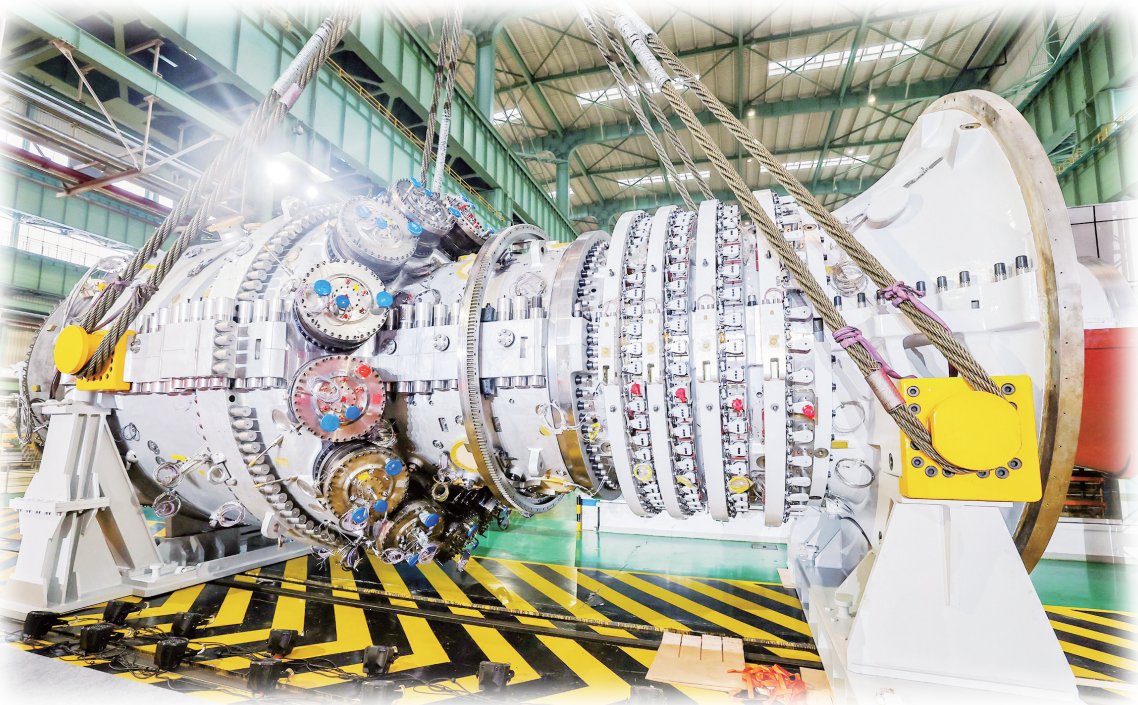
作为全国气电装机规模最大省份,截至2025年底,广东气电装机容量达55.6吉瓦,占全国气电总装机的34%,是全国最大气电基地,另有8.3吉瓦计划今年投运。同时,广东电网具有强直弱交、峰谷差大、电源与负荷分布不均衡等特点,这种电网特性,可以让燃机发挥调度灵活、启停方便的优势,这也是检验一台新机组可靠性的最佳场景。频繁的快速启停、大幅度的负荷爬坡、高温高湿的沿海气候,都将成为300MW级F级重型燃机首台套示范电站运行的考验。

东莞作为项目所在地,自身电力需求同样迫切。东莞片区燃气机组作为主力发电机组占比较高,存在较大调峰空间。此前投产的东莞宁洲项目1号机组,自2024年5月下旬投产以来等效可用系数达到100%,已多次因需保持顶峰运行发电。

从产业链角度看,过去产业链关键企业大多只能在实验室试样或部件级测试中证明实力,首台套项目让其有机会在完整系统中验证产品。F级重型燃机自主化将带动高温合金、精密铸造等高端装备升级,形成燃气轮机产业链,推动基础学科与产业技术进步。

经济性是真正“考题”

技术可行性得到验证之后,经济性才是真正的考



图为我国自主研制300MW级F级燃机样机2024年总装下线。

题。初始投资、燃料效率、大修间隔、备件价格、故障停机的机会成本等,电厂用户看的是全生命周期成本。

效率是经济性的第一道“关口”。在燃气—蒸汽联合循环形式下,国产300MW级F级重型燃机每小时发电量约45万千瓦时,能源利用效率接近60%,而传统燃煤电厂效率仅为45%左右。数据显示,自主研发F级300MW重型燃气轮机净效率达59%以上,已接近国际先进水平。效率更高意味着发同样的电消耗更少的燃料,在天然气价格高企背景下,这直接决定电站的运营利润空间。

此外,燃机行业的商业模式则决定维护成本。有分析指出,国产F级燃机联合循环效率约60%—61.66%,与国际H/J级机组63%—64.5%相比存在2—3个百分点的效率差,在天然气发电的全生命周期中意味着每年数千万元的燃料成本差异。由此说明,国产燃机在

追赶效率的同时,必须用更低的维护成本和更快的服务响应来弥补效率上的差距。

国家电投此前明确,今年将加快产业化迭代,率先在天然气调峰、工业园区热电联产及“走出去”项目中推动规模化应用。F级燃机完全国产化将降低对进口设备与技术的依赖,保障能源装备供应链安全。

在政策层面,广东为国产燃机准备好“制度接口”。2025年8月起执行的容量电价新政明确,对于纳入国家能源领域首台(套)重大技术装备的气电机组,容量电价调整为每年每千瓦396元。这个数字远高于9E及以上常规机组的264元和煤电机组的165元。有分析认为,这种制度设计既是对技术风险的合理补偿,也是对国产装备进入市场的明确鼓励。

300MW级F级重型燃机还需要时间,数据和稳定运支撑,广东这纸核准让一切有了开始的机会。

“136号文”出台1年半影响持续显现

分布式光伏如何完成全年装机目标

■本报记者 卢奇秀

“136号文”带来的政策影响正持续显现。

国家发展改革委、国家能源局印发的《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(以下简称“136号文”)出台至今已18个月,终结了延续多年的固定电价收购制度,将新能源全面推向电力市场竞争,对光伏项目投资商及产业链制造企业造成冲击。数据显示,今年1—6月,光伏新增装机72.07吉瓦,同比下降66%;分布式光伏新增装机4222万千瓦,同比下降超60%。

业内人士认为,受政策和市场环境变化叠加影响,光伏行业完成全年180—240吉瓦新增装机目标面临较大压力,分布式光伏承压尤甚。如何摆脱对“确定性收益”的路径依赖,转向可测算、可交易、可执行的实操路径,成为光伏行业亟待破解的关键问题。

资本观望情绪浓厚

“136号文”的核心在于,推动新能源上网电量全面进入电力市场,电价通过交易形成,即每千瓦时电的价值都由市场供需实时定义。

基于此,“136号文”引入机制电价作为过渡性兜底——在不确定的现货市场之上,给予一定比例电价保障。然而,分布式光伏在机制电价分配中处于明显劣势。全国竞价数据显示,分布式项目申报数量占比极高,但出清电量和装机规模仅占7%和9%。多地要求“先并网、再竞价”,无形中抬高分布式光伏参与门槛。增量项目普遍有仅80%电量享受机制电价保障,剩余20%须完全参与市场化交易,超发电量无兜底。山东、河南、广西等地已明确将工商业分布式直接排除在机制电价范围之外。随着过渡期逐步退出,行业长期收益预期持续承压。

绿色和平气候与能源项目主任顾鑫涛指出,新能源全面入市后,分布式光伏的收益不再由单一电价决定,而是机制电量比例、市场价格、节点条件、交易能力及新增合规成本等多重变量共同作用的结果,传统标准化测算模型已难适用。高比例上网、固定电价折扣和跨区域复制模式率先承压。同时,分时电价调整进一步冲击按原有电价折扣签订的存量EMC合同,大量项目面临重新谈判甚至违约风险。

与此同时,优质工商业屋顶持续消耗,新增项目普遍位置较差、负荷匹配度偏低,资源质量下降与收益不确定性相互放大。“规则重塑之下,企业明显放缓或暂停新增分布式项目,市场进入深度调整期。”业内人士坦言。

区域分化格局凸显

今年上半年,分布式光伏装机大省山东、江苏、广东同步下滑,但成因与程度各异,区域结构性分化愈发显著。

山东是受影响最明显的样本。作为户用光伏第一大省,山东配网承载力早已饱和,现货市场负电价频现,户用租赁企业大批撤出。更关键的是,山东明确工商业分布式上网电量不纳入机制电价,2027年起非自然人户用项目将彻底退出竞价保护。多重利空叠加,今年上半年,山东分布

式光伏装机同比下滑84%,全国排名从第5跌至第14。

顾鑫涛介绍,江苏因机制电价保障相对优厚(0.36元/千瓦时,机制电量比例90%),叠加工商业自发自用基础扎实、绿电需求旺盛,降幅控制在51.3%,装机规模仍居全国前列。但隐忧同样存在,苏南负荷高、苏北资源多,源荷空间错配突出,调峰压力全部由集中式风光项目承担,结构性矛盾逐步显现。

广东工商业分布式仍是增长主体,但区域发展极不平衡——珠三角负荷密集、屋顶稀缺。不同地区电网供需和节点阻塞情况差异较大,项目节点位置直接影响电价水平。分布式资源聚合现货交易平台已建成运营,但运营商普遍出现成本收益倒挂。

业内人士指出,就近消纳本是分布式光伏的核心优势,但前期全额保障性收购政策在推动规模快速扩张的同时,也造成大量余电上网,午间电力过剩的被动局面。这不仅推高线损、压低了节点电价,更使项目收益在市场化转型中失去缓冲。与此同时,分布式光伏单体规模小、位置分散的天然属性,在集中交易的电力市场中更加凸显其议价能力短板。

重构长期竞争力

挑战虽大,但光伏的基本盘并未动摇。《可再生能源发展“十五五”规划》明确,以中东南部等地区为重点,推动分布式新能源多场景多元化开发和空间集约复合利用。“十五五”时期,全国分布式新能源新增装机3亿千瓦以上。

工业园区、公共建筑、交通基础设施、乡村屋顶构成四大核心增量场景;零碳园区、微电网、就近绿电直供则将催生大量新增项目空间。业内人士指出,行业将加速产能出清,仅依靠资金、屋顶资源的纯开发企业将逐步淘汰,竞争赛道由单一开发租赁转向源网荷储、电力交易、虚拟电厂聚合、绿电直连综合服务,构建新收益体系。

顾鑫涛表示,要真正释放分布式光伏开发潜力,前提是稳定市场预期——明确交易和接网规则,打通绿电、储能和资源聚合的价值实现渠道,才能重新提振社会资本的投资信心。她同时建议,政策层面应增强机制电价的连续性和可预期性,避免机制电量规模及竞价参数年度间过度波动,竞价上下限应兼顾市场价格发现、项目合理收益、用户承受能力和防止无序竞争等多重目标。

企业的能力建设才是内生动力。北京市昌平区北清科技创新中心主任孟雪宁指出,在“136号文”背景下,分布式光伏高质量发展须沿着三大方向推进:第一,从“建得成”向“运营得好”跃升。项目开发须系统协同用户负荷、储能配置、需求响应、绿电交易、虚拟电厂等多元手段,持续提升电量价值和资产运营能力;第二,从单一项目开发向系统解决方案升级。推动分布式光伏深度融入园区、建筑、制造业应用场景,依托数字化平台打通发电侧、用电侧、市场侧,构建源网荷储协同新模式;第三,由经验判断转向数据驱动决策。建立覆盖投资、建设、交易、运维、资产退出的全生命周期评估模型,依靠真实数据识别收益、政策和风险边界。

A股光伏上市公司2026年半年报近期密集披露,业绩仍不尽如人意。

截至目前,在已披露半年“成绩单”的近30家A股上市光伏企业中,超20家还在亏损。但另一方面,供应链价格有“转身”迹象,封盘三周的硅料市场成交松动,同时硅片、电池片价格有所上涨,部分规格涨幅近四成。业绩谷底与价格拐点同现,光伏产业供应链价格修复还远吗?

硅片电池领涨 组件传导仍待验证

当前,光伏供应链价格呈现上游僵持、中游领涨、下游持稳的分化态势。硅业分会发布的最新数据显示,晶硅N型复投料参考区间40元/公斤—42元/公斤,部分企业试探性报至43元/公斤。多晶硅公开报价体系已连续三周末恢复,上周成交略有松动。行业加强价格自律背景下企业挺价意愿明确,但尚未形成普遍性的价格共识。预计8月国内多晶硅产量11万吨以上,而硅料需求约9.2万吨,市场供应宽松格局尚未改变。

中游环节涨势显著。InfoLink Consulting公布的数据显示,硅片183N均价1.12元/片,周涨34.9%。Trend - Force集邦咨询旗下新能源研究中心集邦光储观察(以下简称“集邦光储观察”)发布的最新数据显示,M10L TOPCon电池片均价0.38元/瓦、上涨31.03%,硅片库存已降至25吉瓦左右。两家机构均将本轮中游大涨指向海外备货潮启动。集邦光储观察预计出口强劲态势可延续至9月中旬。组件端价格持稳, TOPCon组件国内均价0.72元/瓦;头部厂商报价上调至0.72元/瓦—0.75元/瓦,但价格传导并不顺畅。

针对硅料,InfoLink Consulting指出,本轮价格上涨更多仍是受到政策预期、成本底线以及企业挺价意愿推动,而非实际供需关系反转所带动。国信期货同样认为,本轮自律挺价在高库存下更可能起到缓跌而非反转效果。

业绩分化加剧 减亏增亏并存

行业统计数据显示,已披露半年“成绩单”的26家光伏上市企业中22家亏损,亏损总额约183亿—214亿元,仅4家盈利,且集中于逆变器、胶膜、金刚线等环节,主链集体“失血”。

通威股份上半年预亏48亿—54亿元,其在业绩预告中指出,行业整体供需失衡格局尚未根本性改善,企业经营压力显著。

大全能源半年报显示,公司营收6.23

亿元、同比下降57.63%,归母净利润-15.95亿元,同比增亏。大全能源指出,多晶硅行业库存高企,价格下行,全行业面临生存挑战。

隆基绿能预亏34亿—38亿元、同比增亏。福莱特预亏3亿—4亿元,为A股上市以来半年报首亏。

部分企业减亏路径显现。TCL中环预亏30亿—33亿元,同比改善22.2%—29.3%。该公司表示,其硅片业务的非硅成本同比下降超13%,组件海外出货约2吉瓦,较去年同期提升4倍。

天合光能上半年营收319.85亿元、同比增长2.99%,归母净利润-2.70亿元、同比减亏90.75%,二季度单季率先扭亏。另外,储能出货超5吉瓦时、同比增长188%。该公司坚持扭亏增盈总方针,全力做强储能第二增长曲线。

盈利企业集中于逆变器、辅材环节。德业股份预盈26.68亿—27.28亿元,同比增长75.28%—79.22%。福斯特归母净利润8.42亿元,同比增长69.89%。

“反内卷”再升级 格局重塑仍待观察

本轮价格修复背后,是“反内卷”治理的持续深化。

8月6日,通威、协鑫科技、大全能源、新特能源等八大多晶硅龙头(合计占国内有效产能超90%)签署《反内卷倡议书》,承诺所有产品售价不得低于按《光伏行业成本核算模型通则》核算的完全成本,严格执行能耗新标准,并建议对低于成本销售者“断供断融”。

治理路径转向市场化、法治化。硅料收储平台“北京光和谦成”1月因反垄断风险被叫停后,4月四部委与六大电力央企座谈首次将兼并重组纳入“反内卷”治理。6月强制国标《硅多晶和锗单位产品能源消耗限额》发布。7月中国光伏行业协会发布《光伏行业成本核算模型通则》。

行业普遍认为,供给端收缩已有体现。中国光伏行业协会数据显示,上半年多晶硅产量53.8万吨,同比下降9.8%,组件产量201.3吉瓦,同比下降35.1%。市场分析指出,若硅料价格修复至完全成本线以上,通威、协鑫、大全、新特等头部硅料企业有望率先盈利修复,市场份额进一步向头部集中。

国泰海通证券称,光伏行业涨价趋势开始显现,具备成本和技术优势的企业有望率先迎来盈利拐点。东吴证券中期策略分析,行业由扩产转向控产去库,多环节需求仅为产能约一半。展望下半年,能耗新标落地有望推动落后产能出清,价格中枢或将逐步企稳。但硅料库存仍维持53万吨以上,价格传导能否走通,出口备货潮退潮后行情能否延续,仍需观察。

■本报记者 董梓童

光伏产业链价格修复尚待『闯关』