

低效煤电资产易主后能否重生？

■本报记者 朱妍

内蒙古自治区能源局日前印发《关于华电白音华金山电厂二期2×66万千瓦项目核准文件变更事宜的意见》，原则同意项目单位变更为锡林郭勒苏能白音华发电有限公司，项目名称变更为锡林郭勒苏能白音华电厂2×66万千瓦项目。其中，后者为江苏徐矿能源股份有限公司全资子公司，隶属于徐矿集团。

公开信息显示，上述项目总投资50.9亿元，拟建设2台66万千瓦高效超超临界褐煤间接空冷发电机组，预计消耗当地煤炭470万吨。项目已于2020年获得核准，此后却迟迟未开工。据原归属金山股份表示，根据公司投资管理要求，公司及白音华公司自项目筹建以来，结合内外部形势持续测算项目经济性，伴随煤炭市场重大变化，项目资本财务内部收益率难以满足公司投资收益基本要求。因此，对前期工作成果进行公开挂牌转让。

上述项目并非个例。记者从多家交易机构网站了解到，近期还有多家电力企业正在挂牌转让煤电资产。在煤电行业仍然存在亏损的形势下，低效煤电资产易主后能否扭亏为盈，起死回生？

■电厂频频抛售低效资产

面对跨行业资产，煤炭企业为何接手、如何接手？

事实上，此举并非无准备之仗。按照发展思路，徐矿集团已将“煤电化”作为核心主业，并推动“战场”由东部向西部转移。“我们把电力板块作为未来发展的战略支撑，2021年新增电力装机432万千瓦，电力板块机组运行效率位于行业同类机组领先水平。特别是前期，已在内蒙古建成全国首个百万千瓦褐煤发电机

组。”徐矿集团相关人士介绍。

对于转让，项目所在地也寄予厚望。西乌珠穆沁旗发改委方面表示，上述项目的核准变更标志着全旗煤电基地规模进一步扩大，煤炭资源就地转化率进一步提高，煤电产业链进一步增强，煤电产业结构进一步优化。项目建成后，将提高电力供应保障能力，对地区转型发展发挥积极作用。

“作为上下游企业，煤和电本就息息相关，二者不应成为对立面。由煤企接管电厂，既有基础，也有不少成功实践。”中央财经大学煤炭上市公司研究中心主任邢雷进一步称，煤电机组效益的好坏，一是涉及设备本身，二是取决于燃料成本。“徐矿集团自身就有电力板块，对电厂管理并不陌生。新建电厂不存在资产包袱、人员安置等遗留问题，将来若能从集团内部合理调配煤炭资源，解决燃料供应困难，经营还是很有希望的。”

如邢雷所言，煤电一体的案例并不鲜见。据记者不完全统计，去年底以来，仅五大发电集团就抛出了20多家电厂，其中多数资产负债率在70%以上，高者甚至超过120%。从接盘方来看，除电力企业相互接盘以及地方国企收入囊中外，煤炭企业接盘占比最多。例如今年初，陕煤集团曾一口气接管了大唐集团旗下5家大型电厂的管理权，引发极大关注。

■推进煤电联营深水尝试

煤企接盘，能否改变发电厂经营不善的局面？

“发电企业抛售煤电资产，主要还是为了甩包袱。这些项目转让都是公开的，只要双方商谈好，买卖不是难事。煤企手

握煤炭资源优势，大大缓解燃料压力；电企及时脱手，避免煤价走高雪上加霜，不失为两件双赢的事。”厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强认为，在慎重评估决策的基础上，“此之砒霜，彼之蜜糖”。

记者进一步追踪了由陕煤接管的原大唐集团5家电厂。以石门公司为例，截至11月14日，其累计完成年发电量26亿千瓦时，提前47天达成2022年度发电任务。1-10月，按照时间进度长协煤兑现率达到107%，机组负荷率超省平均13.6%，利用小时超省平均880小时。位于河南的信阳发电公司，今年迎峰度夏期间表现突出——截至8月31日，累计发电量同比增加51%，超2021年全年发电量3.33亿千瓦时，二期机组利用小时数全省第一。通过积极参与电力辅助服务市场，1-7月还获得补偿8251万元，同比增加5547万元。

“这些机组长期亏损，资产负债率高，资金链一度濒临断裂。然而，它们都是当地主力机组，底子并不差。”陕西一位长期研究煤电改革的企业人士介绍，以降负债、促经营为首要任务，这些电厂的情况均在改善。

在该人士看来，陕煤虽是煤企，业务板块却不局限于煤，其中本就包含了电力板块，加上近年通过参股形式与其他发电集团合作，积累了充足的人才队伍及丰富的煤电管理经验。“上述电厂所在地也都属于煤电产能过剩省份，转让的示范效应明确，可以说是煤电联营的一次深水尝试。”

■需从根本上推进转型发展

既有成效，煤、电联手能否成为煤电

纾困之举？

“这些项目扭亏为盈，究竟是电力供应偏紧之下的保供效应，还是未来长久之势，目前仍待观察。但可以肯定，煤电顶牛多年，长期处于此强彼弱状态。以前煤价处于低谷，需要煤电扶持，如今煤炭‘翻身’，自然要未雨绸缪、多点布局，不是一味将鸡蛋放在一个篮子里。”上述企业人士表示，煤电联营的例子不少，但也不是所有项目都能保持盈利。“说到底，企业资源、灵活选择，并遵照市场规律，才能真正放大双方优势，共同提升竞争力。”

华北电力大学教授袁家海认为，面对高煤价、高环保成本、低利用小时数、低电价等多重压力，煤电经营环境发生变化，经济性持续下降。目前，各大发电集团的煤电业务均处于较严重的亏损状况，庞大煤电资产份额形成较大阻碍。“脱困，不只是低效资产的脱手，更要从根本上推进转型、脱胎换骨。”

除了煤电自身，也要看到市场机制不完善和煤电生存诉求之间的矛盾。“袁家海直言，去年9月以来，动力煤价格屡屡走高。当年，五大发电集团平均到厂标煤单价(含税)每吨突破千元，直接导致其净利润下滑。在高位运行的煤价下，当前的电价机制并不足以保障电厂基本收益。两头挤压之下，伴随利用小时数不断降低，煤电高质量转型道路更为艰难。”

“从行业层面而言，我更关注煤电技术怎么转型。尽管我们的煤电技术已达到全球最先进，但不等于所有电厂发电效率提升都做得很好。总体来看，煤电厂灵活性改造，可能是目前提升系统运行灵活性综合成效最佳的技术选择。相关技术及管理经验的分享，很有必要。”国网能源研究院原副院长蒋莉莉称。

东南亚成我国光伏出海重点市场

■本报记者 董梓童

“今年以来，即使遭遇全球通货膨胀、物流不确定性增强、原料采购价格飙升等不利因素，我国民营企业出口仍保持了较足韧性，表现活跃，其中新能源产业最为亮眼。中国制造业引领了全球能源转型，特别是东南亚市场。”近日，阿里巴巴国际站能源高级行业运营专家史茗莉在2022新能源国际合作论坛（以下简称“论坛”）上指出。

海关总署10月24日发布的数据显示，前三季度，我国民营企业商品出口总额达10.61万亿元，同比增长19.5%，占出口总值的60%。其中，对“一带一路”沿线国家出口5.7万亿元，同比增长21.2%。据史茗莉介绍，今年我国新能源产品出口总额增长明显，前9个月增速超100%，泰国、菲律宾、马来西亚等可再生能源市场机遇较大。

◆◆新兴市场吸引力凸显

泰国光伏行业协会会长普瓦登·桑托恩维特在论坛上表示，为减少温室气体排放，应对全球气候变暖问题，发展可再生能源产业已是全球共识。“东南亚国家也设定了一系列发展目标，希望借此促进绿色转型。”

以菲律宾为例，该国2020年发布可再生能源投资组合标准，要求每年总发电比重中，可再生能源须至少新增1%。2021年，菲律宾明确了可再生能源发电量占比2030年达到35%、2040年达到50%的目标。

据无锡隆玛科技股份有限公司越南公司总经理、菲律宾公司总经理王勇介绍，今年6月，菲律宾还组织了200万千瓦可再生能源招标工作，同时实施可再生能源优先调度、允许外资持股100%等政策，极大刺激了可再生能源市场装机需求。

“在潜力巨大的东盟区域尽快建立可持续、可盈利的光伏配储商业模式，正吸引着电力投资者与融资机构的目光，菲律宾、泰国等国家有望成为这股风潮的引领者。”国际可再生能源机构此前指出，东南亚地区日照充足，光照资源丰富，开发光伏发电项目具有先天优势。预计到2050年，东盟国家光伏发电年均新增装机规模将达6400万千瓦。

◆◆业务模式不断丰富

在上述背景下，东南亚成为我国光伏企业出海的重点市场。而随着出海经验不断增加，业务范围、模式正持续扩容和丰富。

据江苏省贸促会党组书记、会长尹建庆介绍，今年前三季度，江苏省新能源产品出口快速增长，代表性产品太阳能电池、锂电池出口额分别达到776.4亿元和508.3亿元，分别增长71%和70.8%。“在‘双碳’目标指引下，新能源产业迎来重大发展机遇，相关企业深度参与国内国际双循环，积极参与共建‘一带一路’，加快推动产业绿色低碳循环发展。”

中国出口信用保险公司市场开发和客户服务部总经理助理戴丹表示，随着我国新能源产业转型升级，我国新能源企业海外业务模式不断扩展，由原来的单一光伏组件出口延伸至组件产能的外移，以及海外新能源发电项目的工程总承包、维护和运营，市场持续扩大。

“2018年，我们积极响应‘一带一路’倡议，先后在马来西亚、柬埔寨、泰国成立分公司，前期以电力工程和设备配套项目为主，有效带动自身施工能力消纳和设备出口。2021年起，正式启动东南亚地区光伏项目投资。”南国新能源光伏投资总经理黄伟达认为，得益于东南亚丰富的光照资源和较高的能源价格，该地区用户希望通过安装光伏降低用能成本，需求不断提升。“随着东南亚光伏产业迎来投资潮，越来越多的中国企业走出国门。”

◆◆持续提升出海竞争力

普瓦登·桑托恩维特表示，未来希望中国企业继续深度参与泰国光伏市场。“我们希望在与中国企业交流、学习、合作的过程中，掌握更多光伏企业管理技巧等，切实促进泰国可再生能源产业的发展。”

中国能建国际集团副总裁、新能源国际投资联盟秘书长叶晖表示，绿色产业已成为全球重要投资领域，清洁低碳的能源是世界能源发展的新增长极。“要开发好海外市场，就要立足各国资源禀赋、技术水平、知识能力、管理和资本差异，充分发挥各国自身优势，加强国际合作。”

戴丹认为，我国具备非常完备的光伏产业链，这是支撑企业出海的基础。“不管是技术、设备，还是装机规模和产能，我国都处于全球领先地位，也具备在海外投资的能力。希望国内光伏企业进一步加强与国内外金融机构的合作，联合中外资本强化在投融资方面的优势，持续提升出海竞争力。”

我国最长煤层气长输管道全线贯通

本报讯 记者吴莉报道 中国海油12月1日宣布，我国最长煤层气长输管道——神木-安平煤层气管道工程(以下简称“神安管道”)全线贯通，进入试生产，将打开晋陕地区天然气的外输通道，为京津冀地区天然气保供提供新的助力。

该管道由中国海油下属中联煤层气有限责任公司统筹建设，是我国《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》重点建设项目。该管道西起陕西省榆林市神木市，东抵河北省衡水市安平县，横跨陕、晋、冀3省7市17县，沿途共设置3座站场、1座分输站、2个清管站、27个阀室，全长约623千米。

神安管道管径813毫米，设计压力8兆帕，输气能力50亿方/年，按一个三口之家月均需要天然气20立方米计算，可满足超2000万户家庭1年的用气需求。

据神安管道实施单位执行负责人闫冰介绍，神安管道全线贯通后，可将晋西、陕东的天然气输送至雄安新区及京津冀的千家万户和产业聚集区，在国

家管网储气库和天津、沧州LNG接收站码头联通后，可实现海气、陆气双气源互补和调峰保供。

神安管道自2020年7月启动建设，翻越吕梁山脉和太行山脉，并成功穿越黄河、京广普铁和南水北调工程，同时克服了历史同期最长雨季及极端寒潮天气等影响。在有效工期被缩短1/7的情况下，实现安全零事故、疫情零感染、环保零污染，仅用28个月就完成全部施工建设任务，比原计划提前5个月。

据悉，神安管道不仅是一条绿色环保管道，更是一条信息化智能管道。建设期间，通过信息技术实现施工现场可视化，利用二维码技术采集管材信息、焊接质量、防腐以及检测情况，保证了数据的有效性和可追溯性。建成后，管道将整合生产运行管理、设备健康管理、管道完整性管理、安全预警、应急指挥等系统功能，以智能化赋能管道安全运营管理。

中联煤层气有限责任公司总经理戴照辉表示，神安管道自分段通气以来，已



神安管道穿越吕梁山脉。中国海油/供图

累计向山西、河北地区供应天然气超过13亿立方米，今冬明春可再向华北地区供应约5亿方天然气，有力保障华北地区冬季民生用气需求。“全线贯通后，将

实现沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘两大非常规天然气勘探开发主力区域的互联互通，充分释放晋陕地区产能，为保障民生用气和国家能源安全贡献力量。”

市场供大于求 均价持续下跌

推涨LNG价格尚待需求拐点

■本报记者 梁沛然

金联创近日发布的数据显示，自10月7日以来，LNG(液化天然气)下探时间长达46天之久，跌幅高达32.1%，且当前市场拐点尚未明确，国内液厂及接收站虽有多次促销排库后试探推涨，但下游承接力度始则薄弱，市场持续处于探底趋势中。

11月22日，国产LNG出厂均价跌至5105元/吨，均价下跌22.8%，较10月高位点下跌2410元/吨，累计跌幅高达32%。截至目前，LNG经济性相比管道气价格已有明显优势，局部地区部分工业、城燃用户有切换LNG的现象。

气库资讯董事长兼首席信息官黄庆指出，目前LNG市场整体供大于求，尚未出现实质性改善，未来只有供应和需求发生较大变化，才会迎来价格推涨的转折点。“我们亟需能够真正反应市场供需的价格指数去引导市场和企业，实现风险规避和盈利。”

■点供出现零星回归

隆众资讯发布的数据显示，国产LNG价格连续下跌，已逼近年度最低点，在此情况下，上下游均受到不同程度影响。

据记者了解，低价叠加疫情，加之上游倒挂严重，部分液厂目前选择了降低开工负荷或停产。同时，受疫情影响，下游企业开工率不及预期，例如河北钢厂开工负荷不足40%，因此低价促销并未

刺激终端大量采购。

值得注意的是，进入取暖季以来，部分地区管道气价格上涨，致使LNG对比管道气经济性有所凸显。金联创天然气分析师杨燕表示，在LNG价格连续三周具备优势之后，吸引部分点供用户回归，华东及山东少量用户由管道气切换为LNG，需求出现微幅增长。

“虽然LNG价格吸引部分点供用户回归，但整体影响较微弱。北方已迎来全面供暖，或一定程度缓解上游压力，LNG价格有一定反弹空间。目前看，寒流途经范围有限，今冬到底是冷冬还是暖冬仍然是影响LNG价格上涨幅度的重要因素。”黄庆分析。

隆众资讯认为，近期气温下降带来的价格利多将由需求端传导至供应端，即北方消费率先出现价格回涨，贸易商利润增加，而后带动工厂销量好转。低库位工厂率先涨价，高库存工厂暂缓涨价或涨势稍缓。

“只有需求端有明显回升，LNG价格才会迎来真正拐点。”黄庆表示。

■需求端决定价格拐点

从供应端看，今年天然气供应总体有保障，不仅国产天然气产能有效提升，上游进口资源也准备充足。

国家统计局日前公布的数据显示，前三季度国内累计生产天然气1601亿立方米，同比增长5.4%。此外，10月，

内蒙古、陕西、山西的LNG产量同比增幅分别为11.59%、19.9%、30.55%。11月全国LNG接收站接船量达90余艘，较10月到船量增加20%，同时接收站库存已储备至高位水平。

国家发改委新闻发言人孟玮在国家发改委11月份新闻发布会上表示，今冬供暖季我国天然气资源供应总体是有保障的，高峰时段、部分地区受持续寒冷天气等影响可能会出现供需偏紧情况。

“虽然北方已全面进入供暖期，但由于之前天气较暖原因，导致消费增量迟迟难达预期。上游管存及接收站库存均承压，华北个别接收站面临卸船压力。另外，车用LNG需求持续疲软，疫情目前多点扩散，行业运行整体低迷，整体来看，LNG需求较难提振。”黄庆表示。

据了解，目前河北、辽宁、内蒙古、河南等地车辆周转率下降，且部分加气站甚至停止运营，大大抑制了市场需求，使得LNG的销售雪上加霜。综合来看，目前LNG市场基本尚未出现实质性改善，在供过于求格局下，LNG价格或难出现较明确的止跌信号。

黄庆表示，上游供应宽松、管道气充足、下游需求不及预期且城燃几无外采需求释放，因此点供零星回归对市场整体不会有太大影响。即将到来的全国性寒潮能否给LNG市场注入强心剂，有待检验。

■反映供需亟需价格工具

LNG价格起伏和供需错配的背后，反映出天然气产供储销体系战略必要性，以及建立推出真正反映市场供需的价格指数的迫切性。

“供暖季国际LNG价格高企，国内LNG价格就一定高吗？不一定。”黄庆解释，“近年来天然气市场复杂，而市场参与者的信息参与度较弱，尤其是供暖季价格不能去‘赌’，而是要根据真实的数据去评判评估，以规避风险。”

“现在LNG价格虽已完全市场化，但并没有一个统一的LNG基准价格，甚至没有统一的区域性基准价格，主要是因为我们没有LNG期货市场。”一位不愿具名的期货人士指出，如果能有一个比较好的中国价格，对于亚太市场的反映也会比较准确。另外，目前国内天然气需求增长很快，但气源价格波动很大，对供气企业而言，需要一个风险管理工具。“设立中国天然气期货市场，有利于激发相关企业积极性，提升市场竞争力，推动天然气市场化改革进程。”

对于如何应对价格大起大落引致的风险，黄庆表示，除期待相关部门建立完善的天然气供需平衡体系、提升储气调节能力外，还需尽快上线天然气期货品种，提供套期保值工具。“与此同时，企业可考虑加强信息系统和团队筹建，重视行情预测和分析，打破传统模式，抓住波段机遇并规避风险。”