

煤电作为我国电力供应的主体电源，成为兼顾保供与减碳的关键点：既要控制规模增长，又要平稳煤电电量；既要保障基础供应，又要灵活平衡供需。

# 传统发电企业 如何应对低碳转型挑战

文 / 袁家海 张健

近年来，国际局势激烈动荡，能源危机席卷全球，给世界各国能源和电力结构带来深远影响。受煤炭去产能进程加速、可再生能源出力不稳定、极端天气频发等多种因素叠加影响，我国电力供需局部性、时段性偏紧，2021、2022年的冬季和夏季用电高峰期多地均出现电力供应紧张甚至短缺的情况。对此，我国多次提出要充分发挥煤电的“压舱石”和“调节器”作用，保障电力的安全稳定供应。

煤电作为我国电力供应的主体电源，成为兼顾保供与减碳的关键点：既要控制规模增长，又要平稳煤电电量；既要保障基础供应，又要灵活平

衡供需。目前的体制机制尚不能适应新型电力系统构建过程中的煤电转型需求，煤电业务发展陷入困境，导致传统发电企业面临诸多严峻挑战。

## 低碳减排任务重， 安全保供责任大

发电企业作为实现“双碳”目标的重点减排对象，必须全面贯彻新发展理念，加快构建绿色低碳的新型电力供应体系。传统发电企业煤电资产份额较高，低碳减排任务重。发电企业中具有代表性的五大发电集团的电力装机容量在全国装机总容量当中占比高，其煤电资产占比在发电企业当中同样处于较高水平。2021年煤电装

机容量为11.10亿千瓦，占全国发电总装机容量的46.7%，其中五大发电集团控股的煤电资产占比高达50%左右。传统发电企业低碳转型的主要着力点是燃煤电厂，但在煤电业务持续亏损的状态下，庞大的煤电资产份额成为企业低碳转型的负担和阻碍。

在供电碳排放强度方面，2015年五大发电集团的平均碳排放强度为600~700克/千瓦时，2020年平均碳排放强度下降至525~650克/千瓦时。2016年发布的《“十三五”控制温室气体排放工作方案》要求2020年大型发电集团单位供电二氧化碳排放控制在550克/千瓦时以内。据五大发电集团公布的供电煤耗数据，国家电



投和华电集团2020年的供电碳排放已经得到有效控制，而华能集团、大唐集团和国家能源集团由于2015年基数较大，距离完成550克/千瓦时的目标还有较大差距。总体来看，以五大发电集团为代表的传统发电企业在碳排放强度等技术指标方面仍有待优化，在绿色低碳转型发展道路上面临较大的压力和挑战。

煤电是当前我国最主要的电力来

源，2021年煤电发电量为5.04万亿千瓦时，占全国总发电量的60%。我国“富煤贫油少气”的基本国情决定了短期内以煤为主的能源结构不会改变，煤电仍是保障我国能源电力安全稳定供应的重要电源，推动煤炭清洁高效利用将发挥能源安全供应“压舱石”和能源低碳转型“助推器”的双重作用。煤电具有较大的转型优化空间，但若转型过程不平稳，过快以新

>> 2022年8月24日，江苏淮安，生产中的华能淮阴电厂。

能源电源大量替代煤电，电力系统的安全稳定运行将受到严重威胁。

2021年10月19日，国家发展改革委召开煤电油气运重点企业保供稳价座谈会，要求煤电机组应发尽发，压实属地责任和电力企业保供主体责任，加强资源统筹调度，全力保障煤电机组高比例开机、高负荷出力。在此要求下，即使电煤价格不协调、煤价高涨，五大发电集团作为央企和发电行业的“顶梁柱”，也应坚决履行经济责任、政治责任、社会责任，形成高效运转的能源保供调度和资金支持响应机制，千方百计寻找煤源、协调运力，不计代价采购电煤、补充库存，全力以赴多发多供。最终煤电以不足50%的装机占比，生产了全国超60%的电量，承担了70%的顶峰任务，发挥了保障电力安全稳定供应的“顶梁柱”作用。

在煤价高涨的情况下持续安全保供，2021年五大发电集团燃煤发电亏损和供热亏损合计超过1360亿元，不仅较2020年大幅减利逾1600亿元，也超过了2008~2011年的煤电累计亏损额。2022年第一季度，因全力保供而严重亏损的煤电企业仍未走出困难期，饱受燃料成本压力影响，煤电企业仍大面积亏损。尽管国家相关部门推出了一系列保供稳价措施，但2022年上半年煤价同比增长仍达到50%左右，而煤电企业上网电价涨幅仅为20%左右，大型发电集团仍有一半以上的企业处于亏损状态。煤电企业为

了安全保供，付出了巨额亏损、设备失修、负债率高企、大量人力投入的代价，同时还面临结构调整和低碳转型的要求，如何寻找二者的平衡点成为困扰发电企业低碳转型的难题。

### 煤电改造任务重，融合发展需求多

发电企业的低碳转型需要大量的资金投入，涉及煤电机组改造升级、大力发展新能源的投资以及低碳技术研发投入等方面，这意味着电力转型的资金投入将占据主要部分。

“十三五”期间在煤电亏损严重、配套政策不到位的情形下，发电企业“不敢”“不愿”投资，煤电机组改造推进缓慢。“十四五”时期，煤电行业的发展存在巨大的资金需求，需要投入大量的资金用以提高煤电效率，实现锅炉升级改造、灵活性改造以及低碳减排改造等。

在煤电转型方面，《全国煤电机组改造升级实施方案》要求节煤降耗改造规模不低于3.5亿千瓦，供热改造规模力争达到5000万千瓦，存量煤电机组灵活性改造完成2亿千瓦，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦。据中电联统计，煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量成本为500~1500元，加上后期运维、煤耗等成本，若没有合理的经济回报，电厂难以承受改造代价。

目前，煤电企业普遍存在亏损大、高负债、现金流紧张等问题，企业自身已经没有足够的力量支持煤电改造的

**当前电价等政策不完善，电力市场机制衔接不畅，电价疏导路径受阻，煤电生存压力加大，市场机制对煤电低碳转型的引导作用难以发挥。**

艰巨任务。煤电改造任务的顺利完成不能单纯依靠煤电企业，政策、财政、金融、成本等均需要提供后续保障。

煤电与其他发电技术的耦合方式单一，火水风光多能融合发展深度不足，需要进一步投资研发。例如，燃煤生物质耦合发电技术存在发电侧耦合、蒸汽侧耦合和燃烧侧耦合等多种技术形式。相关技术在国际上的运用已较为成熟，我国对此的研究尚处于起步阶段，目前燃煤耦合生物质发电是以气化为主，发展规模还不理想，面临缺乏系统规划、行业标准化建设不够完善等问题。项目从秸秆收购、储藏、运输等环节都需要相应的人力和资金投入，在缺乏补贴的情况下，企业的投资积极性不高，项目难以落地。未来还需进一步加大政策支持力度，从电价制度、碳市场交易等方面着手，促进形成行业可持续发展的良性机制。

碳捕集、封存与利用（CCUS）作为具有前景的低碳技术，其研发推广同样需要大量的资金投入。CCUS是一项流程复杂的技术，具有较长的产业链，产业内各行业间的相关性较强，对资金的需求量很大，资金交叉普遍、关联度高，融资关系复杂，投资风险高。现有技术条件下，我国CCUS的成本为300~600元/吨，每度电增加成本0.26~0.4元，能耗水平增加14%~25%；地质封存时还存在泄漏的风险。CCUS的发展也是一个长

期的过程，研发周期长，市场不确定性强。发电企业在资金、技术等方面的投资需要具备持久性和稳定性。

## 燃料成本疏导不畅， 市场机制有待完善

目前我国电力市场执行的是以电量价格为主的市场机制。单纯计算电量收益时，煤电运行小时数低、电煤价格不协调、煤电上网电价机制不完善，导致煤电生存困难、电厂收益难以保障。作为煤电的主要成本，燃煤成本在总成本中的占比达到70%左右。2021年9月以来，全国燃煤价格更是出现大幅上涨，动力煤价格屡创历史新高。代表性的秦皇岛5500大卡动力煤价格从2020年每吨均价577元冲到2021年10月17日的2600元；五大发电集团2021年平均到厂标准煤单价（含税）每吨突破千元，达到1041元，比2020年651元猛增60%。

自2020年1月1日起，我国全面取消煤电价格联动机制，实行多年的“标杆上网电价机制”改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。其中，基准价按各地此前燃煤发电标杆上网电价确定，浮动范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，具体电价由发电企业、售电公司、电力用户等通过协商或竞价确定。这个机制顺畅运转的前提是煤价保持相对稳定。2021年的煤价大幅上涨，按10%的上浮比率确定交易价格，也不能有效传导煤价成本的上涨，导致多个省

份出现用电紧张。深化燃煤发电上网电价市场化改革、重构电价传导机制具有紧迫性。因此2021年10月11日，电价新政要求扩大市场交易电价上下浮动范围：将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。然而，高位运行的煤价下，部分地区的煤电上网电价甚至要翻倍才能将燃料成本完全疏导出去。

当前电价等政策不完善，电力市场机制衔接不畅，电价疏导路径受阻，煤电企业生存压力加大，市场机制对煤电低碳转型的引导作用难以发挥。“基准+浮动”电价不能真实反映煤电成本，近两年煤价走高，煤电电价无法将燃料成本有效疏导，致使煤电企业经营压力加大。随着我国现货市场试点交易的不断深入，市场出清价格逐渐趋同于系统边际发电成本，清洁能源优先出清，煤电正失去过去的成本优势，机组收益大幅下降、固定投资成本无法回收。辅助服务市场不完备，调峰费用由发电侧分摊、未传导到用电侧，难以完整体现煤电的灵活调节服务价值。缺少容量市场机制，在电力紧张时常规的现货电能量价格不能弥补煤电的顶峰成本，无法兑现煤电的安全保供价值，煤电企业缺乏足够的可靠容量补偿激励。市场机制不完备，叠加化石能源价格高企、安全环保生产要求不断加码、碳

配额约束等多重因素的冲击，大量尚处于资本成本回收早期阶段的化石能源机组，面临难以收回投资成本的风险，亏损严重的煤电企业甚至需要破产重组来避免进一步的损失。

在此背景下，煤电企业的盈利空间受到高煤价、低电价的“两头挤压”，随着利用小时数不断降低，行业出现大面积亏损。在持续亏损的情景下，煤电仍需确保用电安全，保障供电需求，但是当前我国的市场机制不足以保障燃煤电厂的基本收益，缺乏煤电为电力系统提供保安全、顶峰调频等服务的回报。煤电转向灵活调节电源和基础保障电源，发挥容量价值和灵活性服务价值，电力市场和价格机制则必须改革到位，保证有市场需求的煤电机组能够得到正常回报，能在系统中生存下去。紧急情况下，国家已出台多个货币政策工具来为煤电纾困。然而，无论何种金融工具应急支持，提供的都是“输血”服务；而只有市场机制到位，煤电才能具备自主“造血”功能。

2021年11月，国家设立2000亿元支持煤炭清洁高效利用专项再贷款，2022年5月又在此基础上增加了1000亿元额度，新增额度支持领域增加了煤电企业电煤保供，并提出拨付500亿元补贴资金、通过国有资本经营预算注资100亿元，支持煤电企业纾困和多发电。2022年夏季，川渝地区因极端高温天气出现了电力供应紧张的

局面，为了2022年冬季的电力安全稳定供应，避免再次出现因电煤供应紧张，国家针对保供提出了专项资金，及时缓解承担安全保供责任的中央发电企业所面临的经济压力。然而低碳转型发展也是一个长期的过程，仍需要投入大量的资金发展低碳技术、参与碳市场交易，改造升级机组，已有的金融政策无法支持发电企业长期低碳发展。

未来保供压力催生的规模扩张将加重煤电行业中长期低碳转型的经济负担。近年来，煤电业务的持续亏损导致企业长期面临严格的信贷管控措施，金融机构对经营亏损、负债率高、信用评级较低的企业融资意愿下降。未来煤电低碳转型需要数万亿元规模的资金投入，然而金融资本更多流向绿色领域，煤电保供企业难以获得充足的转型融资，低碳发展的资金缺口巨大。

---

## 健全配套政策，积极引导煤电高质量转型

针对发电企业低碳转型面临的困境与挑战，政府部门应当对承担安全保供社会责任的发电公司予以政策倾斜，重视其面临的转型困境，通过税收减免、容量服务补偿、优惠贷款等政策减缓经营压力；加强财政资源统筹，加快设立国家低碳转型基金，充分发挥包括国家绿色发展基金在内的现有政府投资基金的引导作用，对于煤电等高碳排放

行业，应统筹运用相关资金，加大对节能降耗改造机组的政策支持，对煤电低碳技术的研发和示范项目给予资金支持，对承担安全保供的煤电企业实施增值税留抵退税政策，引导鼓励金融机构保障煤电企业的合理融资需求；完善电力市场机制建设，有效疏导发电成本，强化电能量市场、辅助服务市场和容量市场的有机衔接和协同发展，以合理的价格激励机制引导煤电低碳转型，并协同发展和部署电力市场与全国碳市场，根据现实情况调整来让市场化机制做到“强强联合”，共同推动行业低碳转型；将煤电行业重点纳入转型金融分类目录，并基于低碳转型的动态性，结合行业实际的减排情况和整体环境的变化定期灵活调整技术路径，利用碳减排支持工具、贴息、担保、认证补贴等优惠政策为转型项目提供激励，积极推进转型金融的发展，以提升转型企业和转型项目的可融资性。

在相应政策的支持下，为了突破低碳转型的困境，传统发电企业需要积极应对挑战，保障政策落地实施效果。第一，应积极响应国家政策要求，加快淘汰落后煤电机组，同时严格控制煤电机组的新增；对于存量的煤电机组，企业应做到一厂一策、一机一策，积极开展存量机组的供热改造、节能降耗改造、耦合生物质改造、灵活性改造等工作，加大CCUS改造等低碳技术的研发投入。第二，应充分利用存量煤电灰

场、热网等厂区布置，因地制宜改造升级，配套部署可再生能源、储能、制氢、热泵等，为周边工业园区、产业园区等提供冷热电气水等综合能源服务，并结合技术改造提高煤电机组经济运行和灵活运行水平，发挥煤电的兜底保障作用。第三，以煤电资产为主的发电企业需要进一步加大清洁能源发电项目投资，扩大企业的新能源发电比例，积极推进大型风电光伏基地建设、开发中上游水电、分布式能源、集中式储能项目，加大新能源技术的研发投入，加紧布局氢能产业链，探索生物质能、地热能、海洋能的新能源发电业务；在增量配电网展开的基础上，立足于配电网范围内的电力用户，因地制宜，构建综合能源服务体系；依托“云大物移智链”等新技术，打通电力产业链各环节数据壁垒，加强“多能互补”与“源网荷储”之间的多向互动，实现数字技术与电力技术之间的深度融合；发电企业需充分利用碳配额市场争取实现创收创效，进一步加强碳资产管理，完善碳资产管理和交易平台，制定碳资产管理策略，打造全产业链协同发展的碳业务版图。第四，应不断完善当前的管理模式，建立适应新能源业务发展的管控体系，建立新能源业务发展与整合平台，发挥企业新能源业务的发展优势和竞争优势，形成规模效应。■

（作者均供职于华北电力大学）