

聚焦煤电转型增效系列报道 之 十九

我国煤电装机容量接近 11 亿千瓦,总体处于世界先进水平,但离全面打造煤炭清洁高效利用的要求仍有一定差距——

煤电升级改造的最大短板怎么补?

■本报记者 朱妍

推行节煤降耗改造、供热改造、灵活性改造,到 2025 年,全国火电平均供电煤耗降至 300 克标准煤/千瓦时以下——国家发改委不久前发布的《全国煤电机组改造升级实施方案》(下称《方案》)方向和目标明确。对照《方案》,现役煤电机组距离上述目标还有多远?

记者了解到,因效率相对较低、

煤耗居高不下,平均供电煤耗目前普遍高于 330 克/千瓦时,亚临界机组已成为上述“三改”联动面临的最大短板。截至 2020 年底,这部分机组仍占全国煤电总装机的 1/3 左右,改造数量之大,进一步加剧了提质增效的难度。找到确保安全、降耗减碳、经济可行的技术方案迫在眉睫。

改造需全行业通力合作

《方案》要求,对供电煤耗在 300 克/千瓦时以上的煤电机组,加快创造调节实施节能改造;鼓励现有燃煤发电机组替代供热,对具备供热条件的纯凝机组开展供热改造;存量煤电机组灵活性改造应改尽改,“十四五”期间完成 2 亿千瓦。

在中国能源研究会特邀副理事长陈进行看来,对标“三改”联动,亚临界机组需求迫切、潜力巨大。“我国煤电装机容量接近 11 亿千瓦,总体处于世界先进水平,但离全面打造煤炭清洁高效利用的要求仍有一定差距。尤其是大约 3.5 亿千瓦的亚临界机组,参数低、汽轮机流通效率低,平均供电煤耗普遍高于 330 克/千瓦时。仅 30 万千瓦等级机组就有约 880 台,部分机组煤耗甚至达到 350-360 克/千瓦时,与当前在役燃煤机组供电煤耗低于 310 克标准

煤/千瓦时要求相去甚远。改造需要全行业通力合作、快马加鞭。”

考验不止降煤耗一项。上海申能电力科技有限公司总经理冯伟忠表示,亚临界机组灵活性普遍欠佳,面临大规模节能改造和灵活性提升的双重挑战。“按照《方案》,如果不能改造到位,最终将被关停淘汰。我国亚临界机组总体比较新,即便最旧的机组,也比英国最新的燃煤机组‘年轻’,如果大容量进行关停,既不科学也不经济。无论从补齐煤电行业碳减排短板,还是机组自身发展角度看,大幅提质增效势在必行。”

对此,《方案》提出,梳理排查具备改造条件的亚临界煤电机组,统筹衔接上下游设备供应能力和电力电量供需平衡,科学制定改造实施方案,有序推进高温亚临界综合升级改造。

事实上,亚临界机组改造已有诸多尝试,效果却不尽如人意。

“比如,常规汽轮机通流改造应用最多,但节能收益有限,改造后还是达不到 310 克/千瓦时煤耗要求,也难以保持长期高效运行。跨代升级改造成准二次再热超(超)临界机组,投资大,几乎相当于重建,升温至 566/566℃的方案,因性价比不高,几乎鲜有人问津。”中国能源研究会节能减排中心副秘书长王凡坦言。

改造到底有何需求?冯伟忠认为,改造应兼顾大幅提效、灵活性提升、能效延

“除了煤耗大幅降低,机组深度调峰性能得到质的提升,在没有投油助燃和保持超低排放条件下,最低稳定运行负荷能力还能达到 19%,提前 11 年达到国家提出的 2030 年煤电机组实现 20%-100%深度调峰目标。”马国营给记者算了一笔账,“改造费用共计 3.5 亿元,以单位投资 1100 元/千瓦计算,静态投资回收期 7 年,此外还可获得电网节能调度及深度调峰收益。按照 5500 利用小时计算,年可节约标煤量 5.53 万吨,二氧化碳减排 14.7 万吨。”

冯伟忠进一步称,徐州华润电厂的改

改造后可追赶超超临界机组水平

寿及经济性等条件。“首先是提效幅度足够大,尽可能一步到位,避免未来因减碳要求提升而重复改造。同时,前瞻性考虑机组超低负荷调峰能力的改善、优良调频能力的保留,以支撑整个电力系统低碳化发展,实现结构性碳减排。改造后的机组还要保持长期高效运行,防止效率过快折损,与新建机组替代相比要有显著的性价比优势。不能像现在有些改造,既加重电厂负担,还会造成资金和资源浪费。”

有没有符合条件的方案?据了解,由我国首创的“亚临界机组 600℃升温改造技

术”,已实现供电煤耗下降 35 克,可满足负荷在 20%-100%之间灵活调节,并做到机组延寿和长期保效,已被国家列入“全国煤电机组改造升级实施方案”。据徐州华润电力有限公司节能专业主任马国营介绍,利用这种技术对该厂 32 万千瓦亚临界机组实施改造,供电煤耗已由 321.57 克/千瓦时降至 285 克/千瓦时。“改造后的机组在额定工况下供电煤耗平均降低 35 克/千瓦时,相当于效率水平提高 10% 以上。这个水平超过所有现役超超临界机组,达到较先进的超超临界机组水平。”

改造需要“一机一策”有序推进

造方案具备可行性和普适性,若能在现役亚临界机组大规模推广,保守按照供电煤耗降低 30 克/千瓦时,年利用小时数 4500 小时测算,每年将节约超过 4700 万吨标准煤,减排二氧化碳 1.27 亿吨以上。“亚临界机组整体提升 20% 的深度调峰性能,还可腾出 7000 万千瓦调峰容量,对应增加 3.5 亿千瓦新能源消纳能力。”

“按照《方案》要求,仅灵活性改造一项,每千瓦投资就在 500-1500 元不等,经济性也是电厂关注的重点。建立适合市场化运行的商业模式,才能加快综合升级改造工作。”王凡建议,研究通过技

术转让,提供技术包、软件包、培训包等形式,按照改造机组的台数来收取转让费,或成立技术、设计和制造三方联合体,把机组改造纳入商业化运营。

华润电力控股有限公司原总裁胡敏表示,我国亚临界机组数量多,改造需要“一机一策”。“过去是零散几家,现在面对全国大范围改造,怎么跟发电企业、设计院、监测单位沟通,究竟有多少机组具备改造潜力,五年内如何科学推进实施等,这些实际问题值得深入研究,与上下游企业、设备制造商、材料供应商等相关方协同推进。”

终端用能电气化:潜力巨大阻力不小

核心阅读

电能占终端能源消费比重从 1985 年的 7% 升至 2020 年的 27% 左右。“十三五”期间,我国累计完成替代电量 8241 亿千瓦时。专家预测,工业、交通、建筑等终端用能领域,排除无法脱碳的部分,深度脱碳空间为 20.87 亿吨标煤。

本报讯 记者赵紫原报道:“我国电气化发展水平总体呈现稳步提升趋势,发电能源占一次能源消费的比重从 1985 年的 23% 升至 2020 年的 46% 左右,电能占终端能源消费的比重从 1985 年的 7% 升至 2020 年的 27% 左右。”国家能源局电力司副司长苟峰近日在“第一届中国电气化发展高端论坛”上表示。

据记者了解,国家发改委等部门 2016 年联合印发《关于推进电能替代的指导意见》以来,我国在居民采暖、工农业生产制造、交通运输等诸多领域推进电能替代工作。苟峰介绍,我国“十三五”期间累计完成替代电量 8241 亿千瓦时,替代电量已成为新增用电量的主体。与会专家普遍认为,碳达峰、碳中和目标下,电气化虽然潜力巨大,但也面临不小阻力。

中国电力科学研究院有限公司总经理王继业介绍,去年我国能源活动碳排放占总排放量的 88%,“电力行业碳排放主要通过清洁替代来解决,其他终端用能领域碳排放降低必须通过电能替代完成。”

新型电力系统下,电能占终端能源消费的比重势必大幅提升,王继业认为,预计 2060 年,我国全社会用电量将从 7.5 万亿千瓦时提升至约 16 万亿千瓦时,电能占终端能源消费的比重将从

2020 年的 27% 左右提高至 80% 以上。

从碳排放的“贡献度”看,工业、建筑、交通以及居民用能等终端用能领域的碳减排潜力巨大。

记者从会上了解到,目前我国工业领域碳排放占比约为 70%,工业热能占总能源消耗的 1/5;2018 年全国建筑全寿命周期碳排放总量为 49.3 亿吨二氧化碳,占全国能源碳排放的比重为 51.3%。

王继业表示,工业、交通、建筑等终端用能领域,排除无法脱碳的部分,深度脱碳空间为 20.87 亿吨标煤,替代空间巨大。在交通领域,中国电源学会电气化专委会主任李永东表示,电驱动将取代燃油驱动,轨道交通、电动汽车、电力推进舰船、多电或全电飞机等交通工具的应用规模和影响会越来越广。

电气化前景虽然广阔,但仍要克服不少困难,期间与会专家均提到了经济性问题。王继业指出,在初投资建设阶段,电能替代项目的经济性普遍较差,用户接受意愿低,因此现有电能替代政策以初投资阶段补贴为主。

“相对于传统电力行业,低碳电气化发展下的行业格局呈现显著的多元化、分布式以及源网荷储协同互动等特点。在此背景下,要做好能源经济大文

章,必须立足于系统视角看综合供电成本。”国网能源研究院副院长蒋丽萍表示,“初步测算,我国 2025 年、2030 年新能源场站成本将分别上升至 0.48 元/千瓦时、0.53 元/千瓦时,其中系统成本将分别约 2020 年的 2.3 倍、3 倍。”

“低碳电气化发展视角下,能源电力发展的‘三难选择’,即资源及供应的安全可持续性问题、环境影响问题、经济性问题三者之间,将凸显为电力行业的供应保障难题和经济性问题。”蒋丽萍坦言。

一位与会专家指出,在经济性方面,煤炭、天然气等燃料价格低,而用电成本高。尤其对于农村地区,消费者的用电习惯、相关技术支持的缺失,是农村煤改电的主要障碍。

该专家认为,应根据各领域特点设定电气化率的具体目标,并纳入未来五年规划。同时,制定行业法规、标准和规范,以及碳排放目标来推动建筑行业交通电气化。同时,考虑投资和运行成本,制定激励措施,以鼓励和促进电气技术的发展设计适宜的电价,如分时电价、容量电价等。

中国能源研究会能源政策研究中心主任林卫斌指出,应协同推进“电—碳—绿证”交易市场建设,保障电源结构动态调整中的资源配置效率。“具体而言,需加快建设电力交易现货市场、跨省区电力市场、碳交易市场,建立健全发电容量补偿机制,妥善解决电价交叉补贴问题,完善电力需求侧管理制度,深化输配电体制改革等措施推动低碳电气化发展。”

王继业建议,加快建设新型电力系统,推动清洁电力资源大范围优化配置,稳妥有序实施电能替代,加强电能替代设备效率提升和减排效果以及颠覆式技术创新研究,同时促进商业模式多样化发展,健全法律法规标准、完善相关政策机制,打造清洁低碳良好生态。

核能供热产业化还差临门一脚

■朱学蕊

今年供暖季,山东省海阳市实现借助核能零碳供暖,清洁低碳、供热稳定、减排效益明显。可以说,核电站热电联产的率先破冰,为核能供热摸索出了经验,对城市低碳转型、核能综合利用都具有里程碑式的意义。同时,从社会认知角度看,更多公众对核能发电以外的新价值有了全新认识。

除了海阳核电,浙江秦山核电站、辽宁红沿河核电站、江苏田湾核电站目前正在推进或着手筹划供热供暖事宜,由此,拉开了我国商用核能供热产业化发展的大幕。此外,采用不同技术路线的供热小堆也再次站上了“起跑线”,加快推进示范项目建设,相关企业已在黑龙江、吉林、贵州锁定厂址和首堆项目,并在河北、山东、青海、甘肃、辽宁、内蒙古、陕西等省区开展厂址普查、初可、可研和前期对接等筹备工作。

从上世纪 80 年代我国提出低温核能供热倡议开始,经历长期停滞的核能供热产业,在降碳和清洁取暖背景下,似乎正迎来前所未有的机遇。然而,任何一个产业要从培育期走向产业化,都要面临政策和市场的考验。尤其对核能供热而言,除了要面对小型堆政策法规和标准缺位、经济性待提升、商业模式待探索建立等问题,还要迈过公众接受这道关。应该说,这些门槛的存在,正在束缚核能供热尤其是小堆供热产业化发展的步伐。

从政策法规和标准角度看,大型商用核电站(大堆)的规划、选址、建设运营均有一系列严苛标准。但目前,我国尚未建立专门针对小堆项目的标准、法规、审批以及监管体系,从选址、系统配置到安全监管,只能参照大堆要求。虽然国家核安全局近年来曾编制发布过《小型压水堆核动力厂安全审评原则》(试行)、《关于征求〈小型核动力厂非居住区和规划限制区划分原则与要求(征求意见稿)〉意见的函》等文件,对小堆压水堆核动力厂的安全目标、纵深防御、设计基准、外部事件防护、应急计划、概率安全分析应用以及厂址选址、安全规范等作出过要求,但却无法在实操层面给予小堆太多明确和成体系的指导,导致小堆产业因无章可循而发展滞缓,掣肘了其在供热等领域的应用。相关企业普遍反映,没有法规标注,小堆本

身和小堆供热项目推进异常艰难,呼吁核安全监管部能尽快“建章立制”。

从经济性和商业模式角度看,不同技术路线的核能供热投资收益,以及后续批量化建设后的成本控制不尽相同,各个项目落地后如何开发运作也不尽相同。例如,除了上述提及的海阳、秦山等商用压水堆核电站热电联产,我国还有壳式堆和池式堆两类小堆供热也可以实现工程化应用,主要包括清华大学自主研发的壳式一体化 NHR 系列堆型、中核集团研发的模块式 AC100 型小堆(玲龙一号)和池式核供热堆 DHR-400(燕龙一号),以及国家电投上海核工业研发的 CAP150 型小堆(和美一号)等。这些技术从图纸走向现实,怎么投资建设、怎么核定热价、怎么收回成本、怎么产出效益,都还是未知数。

这里,笔者虽然无法直观对比大堆与小堆、壳式堆与池式堆供热的成本投入数据,但通过相关企业的反馈得知,示范项目几乎谈不上经济性,也几乎不考虑成本,其核心任务是落地建设,商业模式和效益产出必定要通过产业化推广实现。所以,不管技术多好、项目多优、前景多广,市场会做出最终选择。

从公众接受角度看,无论是核电产业还是核能综合利用产业,公众沟通与产业发展的长期脱节和滞后,是公众谈“核”色变的主要原因。与小堆不同,核电产业在我国发展 30 多年,得益于十几个核电基地建设、50 多台机组良好的安全运行业绩,核电项目的公众沟通具备良好的基础,公众接受度较高,无论发电还是供热,受到的阻碍相对较小。相比之下,小堆供热选址更靠近负荷中心,而且大部分选址在北方内陆地区,涉核公众沟通基础薄弱,加之相关法规标准缺位,地方政府和所在地公众接受需要过程,项目推进过程中的阻力难免很大。

上述短版的存在,不仅掣肘核能供热产业正常有序发展,更影响核能在碳达峰碳中和背景下充分发挥绿色低碳的潜在价值,必须尽快补齐!

聊电事儿

