

聚焦煤电转型增效系列报道 之二十

掺烧能否缓解煤电厂“口粮之急”

■ 本报记者 赵紫原

“库车发电公司煤泥精准掺烧节约燃煤成本近600万元”“来宾电厂燃煤掺烧工作取得较好经济效益”“哈密热电公司精细化管理燃煤掺烧工作”……在电煤价格高企的背景下,近期不少燃煤电厂采用配煤掺烧、生物质燃料掺烧等方式降低生产成本。

掺烧能缓解发电企业的“燃煤之急”吗?业内人士指出,配煤掺烧降低成本成效显著,但需要注意煤质变化给机组安全稳定运行带来的影响;生物质燃料掺烧前景广阔,但受制于经济性大规模应用仍需时日,需进一步探索推广路径。

掺烧保证“口粮”供应

受今年电煤供需形势影响,不少燃煤发电企业使出浑身解数保证“口粮”,不少企业开始配煤掺烧应急。“冬季供热负荷高,日耗煤量创新高,为节约成本,电厂掺烧了价格优惠的煤泥。”新疆某电厂工作人员告诉记者。

江苏某发电企业工作人员表示:“燃料成本占电厂运行成本的70%左右,掺烧低价燃料是最直接有效的省钱方式。高热值煤种价格高,单独入炉成本高,目前电厂通过减少使用高热值煤种、掺烧低热值进口煤和高硫煤的方式降低成本。”

除了掺烧低热值煤炭,部分燃煤电厂还开始掺烧生物质燃料。中国电力工程顾问集团华东电力设计院副总经理叶勇健表示,大型燃煤“煤电+生物质”耦合发电技术成熟,国际上已普遍应用。

据业内人士测算,如果我国11亿千瓦的存量燃煤机组50%完成耦合生物质发电的改造,按平均掺烧量10%估算,相当于替代煤炭1亿吨。折算生物质发电装机容量可达5500万千瓦,年发电量约3300亿千瓦时,相当于减排二氧化碳2.7亿吨/年。

技术安全需重视

据介绍,配煤掺烧虽然可节省成本,但非常考验运行技术,因此安全问题不容忽视。

“锅炉都是按给定煤种设计的,煤质符合设计参数机组才能安全稳定运行。比如,锅炉设计燃烧煤种为无烟煤,若燃烧烟煤、褐煤等煤种,需要一系列技术加持,比如输送系统改造、运行手段调节等。”新疆某电厂工作人员说,“与燃烧单一煤种相比,配煤掺烧的工作量显著增加。运行过程中,需要时刻紧盯入炉煤的热值、挥发分、硫分及水分,确保这些数值均在正常范围内。每日总结配煤掺烧存在的问题,可能的隐患,根据运行情况调整掺烧计划。”

上述江苏某发电企业工作人员指出:“煤质的好坏直接影响锅炉的燃烧效率,总结来说就是‘一分钱一分货’。掺烧煤种复杂,有低硫低热值、高硫高热值、高水分等煤种。若掺烧比例不当,则锅炉燃烧不稳定,燃烧效率差,锅炉设备损耗增大,污染物排放量增加,给安全生产造成不利影响。”

“掺烧配煤的安全风险要看掺烧比例,不能抛开剂量谈毒性。”叶勇健指出,“但无疑这是一份精细活,配煤掺烧是一个复杂的系统工程,涉及燃料的采购、储存、设备配置,燃烧优化、污染物排放处理等各个方面,需要企业精细化管理,确定科学的掺烧方式,努力降低混煤掺烧中的技术风险。”

掺烧生物质难题仍多

降碳背景下,为何发电企业把高难度系数的配煤掺烧作为首选,而非零碳的生物质燃料?上海发电成套设计研究院火电中心副主任兼总工程师陶丽指出,短期来看,生物质燃料难以满足燃煤电厂的应急需求,但长期来看,生物质燃料是燃煤企业的“重要粮仓”。

近年来国家一直鼓励燃煤耦合生物质发电。国家能源局、生态环境部于2018年下发《关于燃煤耦合生物质发电技改试点项目建设的通知》,正式公布了燃煤耦合生物质发电技改试点名单。国家发改委于2019年发布《产业结构调整指导目录(2019)》,“燃煤耦合生物质发电”作为新增鼓励产业被列入指导目录。

为何燃煤耦合生物质发电“推而不广”?叶勇健表示:“经济性是主要制约因素。秸秆收购、储藏、运输等环节都需要人力投入和资金成本。就运输环节而言,生物质燃料的收集也具有一定的经济范围,超出一定的经济半径,运输成本大大增加。其次,生物质燃料的收集具有季节性,燃料来源不稳定,很难完全替代燃煤。生物质燃料的产业链还不成熟,缺乏集中的统一规划,相比国外的使用规模和先进技术还有一定差距。”

陶丽直言,虽然掺烧生物质意义重大,但是很难推广。“多部门2018年联合印发的《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录(第七批)的通知》,将燃煤耦合生物质发电排除在补贴范围之外。同时,需要对燃料储存、输送、制备、燃烧等系统进行改造,投入不低。经测算,个别边界条件下,按热值算与煤价相当。降碳背景下,不少企业正在积极储备相关技术,与地方政府洽谈生物质收购,但大规模应用仍需一段时间。”

多地推行煤价电价挂钩联动

■ 本报实习记者 姚美娇

宁夏发改委日前发布《关于组织开展2022年电力直接交易工作的通知》(征求意见稿),明确提出,发电侧除优先发电计划以外电量全部进入市场,用户侧除自治区重点扶持产业用户基数外电量进入市场。文件同时指出,年度电力直接交易价格采用“煤电联动”机制,实现交易价格与电煤价格联动。

除宁夏外,甘肃、陕西、湖南也已下发文件,推行煤价电价挂钩联动。业内有分析认为,煤价电价挂钩联动可将燃煤成本及时向下游传导,能够缓解发电企业经营压力,有利于今年冬季电力保供。

多地出台煤价电价“挂钩”政策

今年以来,煤价连续多月的高位运行,使煤电企业的生产经营陷入困境。根据中电联的统计,今年1—10月电煤价格上涨导致全国燃煤电厂煤炭采购成本额外增加4318亿元。

在此背景下,多个省份开始调整电力市场化交易价格区间,明确2022年实行煤价电价挂钩联动机制,以缓解煤电企业经营压力。

12月6日,甘肃省发改委、甘肃省工

信厅等部门联合发布《甘肃省2022年省内电力中长期交易实施细则》,明确提出支持电力用户(售电公司)和发电企业以灵活可浮动的形式确定具体价格,价格浮动方式由双方事先约定;鼓励市场主体参考行业上下游相关产品指数,协商建立“交易电价+上下浮动”动态调整机制,在相关产品价格变动达到一定幅度,可对交易电价进行相应浮动调整。

同日,陕西省发改委发布《陕西省2022年电力直接交易实施方案》,鼓励购售双方在中长期合同签订中明确交易电价随燃料成本变化合理浮动条款,实行交易电价与煤炭价格挂钩联动,促进购售双方长期稳定利益共享。

另外,早在今年9月,湖南省发改委就曾印发《关于完善我省燃煤发电交易价格机制的通知》,要求在确定电力市场交易基准价格的基础上,引入燃煤发电企业购煤价格作为参数,按一定周期联动调整交易价格上限,建立与煤炭价格联动的燃煤发电市场交易价格上限浮动机制。

推行挂钩联动恰逢其时

“煤电矛盾”由来已久。为解决矛盾,我

国于2004年底出台了煤电联动政策,即根据煤炭价格波动相应调整电价。但从实际来看,煤电往往不能及时联动,相比煤价的波动,电价调整频率明显偏低。从2020年1月1日起,我国取消了煤电价格联动机制,将现行标杆上网电价机制,改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。

“各省推动煤价电价挂钩政策是很正确的举措。因为煤电企业主要依靠煤炭发电,煤炭是电力成本最重要的组成部分,煤电价格进行市场化改革,不仅要反映电力供求关系,更要反映上游煤炭价格的涨跌。”中国能源研究会理事陈宗法在接受记者采访时表示,“在近期部分地区出现煤炭短缺,煤电亏损、拉闸限电情况后,国家发改委在10月份适时下发了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》,允许煤电市场交易价格上浮范围由原来的10%调整为20%,这对煤电企业减亏、扭亏起到了缓解作用,有利于煤电企业稳发保供。”

专家呼吁适当提高煤电基准价

“但是这还不足以扭转煤电巨额亏损的局面。据统计,今年煤电行业因煤价上涨

增加燃料成本超5000亿元。在此形势下,建议适当提高煤电企业上网电价的基准价,以应对燃料市场价格大幅变化带来的影响,把电力市场与煤炭市场进行有效对接。”陈宗法说。

“现在下水煤长协基准价较此前的535元/吨上调31%至700元/吨。因此,建议下一步将目前约0.38元/千瓦时的平均煤电基准价适当提高到0.42元/千瓦时,并保留20%上浮的政策;另外,将煤电和新能源的定价机制分开,它们的成本构成及造价均不同,不宜人为捆在一起。”陈宗法说,“此外,像青海、云南、四川等清洁能源大省煤电利用小时数比较低,建议建立两部制电价和电力容量市场。”

另据了解,受煤价高企、供需变化等因素影响,我国电力市场今年首次出现了电力中长期合同大面积重签、补签现象。对此,陈宗法表示:“以往电力中长期交易的签约方式是每年一签,如果在签约后燃料价格出现上涨或下跌,再变更合同不符合市场规则与法律规范,建议下一步改变中长期交易的签约频次,分几次签,以便更好地预测或者贴近电力市场和煤炭市场的变化。”

关注

国网能源研究院: 预计“十四五”煤电装机新增1.5亿千瓦

本报讯 记者苏南报道:12月4日,国网能源研究院主办的“2021年能源转型发展论坛”召开。国网能源研究院有限公司董事长张运洲在会上表示,根据他们的研究,未来10年,我国电力和电量两方面缺口并存且逐步扩大:预计2025年煤电装机将达12.3亿千瓦,按照“十四五”年均新增新能源1亿千瓦考虑,2025年电力缺口约6000万千瓦,年均电量缺口约500亿千瓦时。

据了解,截至2020年底,我国煤电装机10.8亿千瓦,实现了“十三五”时期制定的“控制在11亿千瓦以内”的目标。按照2025年装机12.3亿千瓦计算,“十四五”期间煤电新增装机规模约1.5亿千瓦。

针对“去煤电”的声音,多位专家在会上表示,实现“双碳”目标并不意味着近期不发展化石能源,电力系统安全降碳也不等于简单地去煤电。

张运洲指出,今年以来,多个国家和地区出现了能源电力短缺的局面,并逐步扩散演变为全球能源危机。“原因是近些年欧洲多国激进减退煤电、核电,叠加发电用煤用气短缺、价格屡创新高,造成电力供应能力不足。反思今年全球能源危机,有必要针对化石能源和煤电的定位、新能源发展趋势进行深入探究,构建符合我国国情的供需两侧多元化发展路径。能源安全始终是国家安全的重要组成部分,必须立足国情力求自主可控。传统能源发电仍是保障电力可靠供应的主体,我国电力系统未来供需平衡存在高度不确定性,需稳妥推进煤电减量化发展路径。”

张运洲认为,我国现有的11亿千瓦煤电机组多处于“青壮年”时期,必须用好用足这一巨大的存量资源。从电力保障作用看,2020年煤电承担高峰负荷占比达到73%,预计2025、2030年62%、55%以上高峰负荷仍需煤电承担;从电量保障作用看,煤电发电量占比将由2020年的64%下降至2025年的56%、2030年的48%。煤电在电力保供中的地位短期内难以改变。

另外,在业内专家看来,我国11亿千瓦煤电,平均服役年限仅为12年,运行超过30年的机组仅为1.1%,投资成本尚未完全回收,快速削减煤电存在较大金融、经济和社会风险。

国网能源研究院研究显示,到2060年,我国经济总量将较目前翻一番,电力需求将翻一番,全社会用电量达到15.7万亿千瓦时,全社会最大负荷达到24.7亿千瓦。对此,张运洲表示,保障我国电力系统未来供需平衡,需稳妥推进煤电减量化发展路径。按照煤电平稳削减和加速削减两种方案来考虑,2060年全国煤电装机分别为8亿、4亿千瓦。相对加速削减方案,平稳削减方案下电力系统容量充裕度提高4.7%,高峰负荷平衡能力提高3亿千瓦,能显著提升无风无光、阴雨冰冻等极端天气下的保供能力。



国之重器“华龙一号”启动首次换料大修

图片新闻

12月6日,全球第一台“华龙一号”中核集团福清核电5号机组首个燃料循环结束,开始首次换料大修。

“华龙一号”是我国自主研发的具有完全自主知识产权的三代核电技术,被誉为“国之重器”“国家名片”。今年1月30日“华龙一号”全球首堆福清核电5号机组投入商业运行以来,保持安全运行,为保障电力供应作出积极贡献。图为福清核电5号机组。

福清核电/图文