

## 聚焦煤电转型增效系列报道之三

截至去年底,我国达到超低排放限值的煤电机组已近9亿千瓦,常规污染物减排空间开发殆尽,非常规污染物和减碳成为“十四五”重点——

# 清洁煤电有了新目标

■ 本报实习记者 赵紫原

生态环境部综合司司长徐必久近日在生态环境部例行新闻发布会上表示,目前我国已经实施超低排放改造的煤电机组约9亿千瓦。记者此前也从中电联了解到,截至2019年底,我国达到超低排放限值的煤电机组约8.9亿千瓦,约占全国煤电总装机容量86%。

作为煤电清洁化发展最具代表性的技术,超低排放已成为“清洁煤电”的代名词之一。“十四五”时期煤电超低排放重点是什么?我国煤电机组超低排放还有多少潜力?现行超低排放存在哪些误区?

## 清洁煤电世界领先

2014年以来,我国全面推动发电企业实施超低排放和节能改造工程,要求排放烟气中的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度每立方米分别不超过10毫克(部分地区为5毫克)、35毫克、50毫克。

公开信息显示,截至2018年三季度末,我国煤电机组累计完成超低排放改造7亿千瓦以上,节能改造累计完成6.5亿千瓦。2012—2017年,在全国煤电装机增幅达30%的情况下,电力二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放量下降幅度达86%、89%、85%。

生态环境部多次公开表示,我国已建成全球最大清洁煤电供应体系。一位不愿具名的业内人士表示,目前所有火电厂除尘、脱硫、脱硝都实现了超低排放,为大气污染治理发挥了重要作用。

超低排放煤电机组数量是否还能扩容?对此,华电电力科学研究院首席研究员朱跃表示,随着未来几年新建机组投产和老小机组关停,预计超低排放煤电机组容量及占比仍会进一步提高。“目前我国推行的超低排放限值在国际上处于领先水平。对比美国、欧盟最严格的燃煤电厂污染物排放限值,我国限值要求为小时浓度均值,而美国为30天滚动平均值,欧盟为月均值。”

## 常规污染物减排空间有限

那么,是否所有煤电机组都适合超低排放?

中电联专职副理事长王志轩表示,对电力行业而言,如果不考虑技术、成本因素、外部条件等,所有煤电都能做到超低排放,甚至近零排放。“从污染控制的理想目标看,实现‘零排放、零消耗、零成本、零故障’的技术是电力行业与环保产业界持续的追求。但针对不同的发展阶段和条件,追求‘四零’也有深浅、先后、轻重、缓急之分,且是相互制约、动态平衡、追求总体最佳的过程。”

“部分使用劣质煤的机组,在实际的超低排放运行中仍存在一定难点,需要开展针对性的技术攻关。”朱跃说,部分燃用无烟煤的机组,由于氮氧化物生成浓度较高,如要实现超低排放,会导致运行能耗耗大幅增加,单位发电成本需要增加约15元/千瓦时,且运行可靠性与稳定性相对较差。

朱跃进一步指出,目前确实有个别区域的煤电企业在超低排放基础上进一步降低污染物排放水平,以满足当地环保部门的“深度减排”要求,但性价比较低。“经测算,由于环保设施导致机组发电煤耗每增加1克/千瓦时,会增加0.6千克/立方米的污染物。因此,在当前超低排放水平下,进一步降低二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放污染物指标的排放限值,实际减排量相当有限。”

在王志轩看来,业内对超低排放存在认知片面问题。“燃煤锅炉排放不应与以天然气为燃料的燃机比较。如果一定要比较常规大气污染物排放对环境的影响,应多方面、多角度比较。如相同的排放量,燃机40多米高的排气筒高度对环境的影响,远大于燃煤电厂240米高烟囱的影响。”

## 下一步重点压减非常规污染物

随着全国碳市场启幕,清洁煤电有了新方向。上述业内人士表示:“全国碳市场首个履约周期已启动,涉及2225家发电行业,在发电行业节能降耗空间缩小的情况下,提供了一种低成本减碳的市场手段,倒逼企业加快减碳步伐,促进技术革新。”

除了减碳,煤电非常规污染物治理也将提上日程。去年11月发布的《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》提出:“强化多污染物协同控制和区域协同治理,加强细颗粒物和臭氧协同控制,基本消除重污染大气。”

朱跃表示,清洁煤电不仅包含二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放量三个指标,三氧化硫、汞及其化合物、其他重金属等非常规污染物,现有超低排放环保设施中,仍未充分挖掘其潜力。“超低排放改造下半场,缩减非常规污染物将是重点。”

“总体而言,随着相关设备、材料提升、发电企业经验积累逐渐成熟,我国超低排放运行水平也渐趋成熟。但在运行大数据挖掘、‘数字孪生’等智能化运行技术应用等方面,仍有较大的节能降耗潜力待挖。”朱跃说。

## 华龙一号福清核电6号机组冷试过关



### 图片新闻

1月11日,华龙一号福清核电6号机组完成冷态性能试验。该试验旨在验证一回路系统和设备及其辅助管道在高压下的各项性能,并在各个压力平台下进行主系统和辅助系统的相关试验,是对整个反应堆性能的第一次全面考验。图为福清核电5、6号机组。 福清核电/图文

《2020年铀:资源,生产和需求》新版铀红皮书指出——

## 铀资源国际贸易仍待加强

本报讯 实习记者杨梓报道:经合组织核能机构和国际原子能机构日前联合发布了《2020年铀:资源,生产和需求》新版铀红皮书(以下简称“红皮书”)。该书指出,基于截至2019年1月1日的铀需求,已查明的可开采铀资源(即合理确定资源和推断资源之和)可满足135年以上的需求,但受全球新冠肺炎疫情疫情影响以及近期铀生产和勘探减少,可能会影响现有供应。在此背景下,需要创新技术和及时投资,以便将这些资源转化为可用于核燃料生产的铀产品,并促进各国积极部署具备前景的核能技术。

红皮书数据显示,截至2019年1月1日,全球已查明的可开采铀资源总量达8070400tU,较2017年增长1.0%;开采成本低于130美元/kgU的资源总量增加0.1%,成本低于80美元/kgU的资源总量减少3.5%,成本低于40美元/kgU的资源总量增加2.2%。

值得注意的是,低成本合理确定资源(小于40美元/kgU)增长4.4%。同时,高成本推断资源(小于260美元/kgU和小于130美元/kgU)分别上涨5.5%和3.5%。合理确定资源占已确定总资源的59%,仅比上期报告下降不足1%。

在已查明资源中,澳大利亚储量占据先优势,分别占开采成本低于130美元/kgU和260美元/kgU的已查明资源

的28%和25%。哈萨克斯坦位于第二,分别占开采成本低于130美元/kgU和260美元/kgU的已查明资源的15%和12%。

随着全球能源需求以及对清洁能源转型需求的不断增加,核电装机容量将持续增加,预计年度铀需求量在东亚地区最大。

2018年全球共有16个国家生产铀,其中哈萨克斯坦、加拿大、澳大利亚、纳米比亚和乌兹别克斯坦的产量总和占全球铀产量的83%,中国是东亚地区唯一的铀生产国,产量位列世界第八。

红皮书显示,中国在全国范围内进行了系统的铀资源预测和评估,截至

2019年1月1日,中国已确定的铀矿资源分布在13个省(区)的21个铀矿,其中内蒙古、新疆、江西占比较多。

在海外铀矿开发方面,中国已参与多个铀矿开发项目,主要分布在纳米比亚、哈萨克斯坦和尼日尔。2012年,中广核铀业发展公司联合中非发展基金成功收购纳米比亚湖山铀矿,中核集团于2014年购买了兰杰·海茵里希铀矿25%的股权,并于2018年11月购买纳米比亚罗辛铀矿68.62%的股权。

公开数据显示,截至2020年底,我国大陆在运核电机组共49台,规模据全球第三;核准及在建核电机组共19

台,在建规模居全球第一。此前有业内专家指出,我国查明铀资源量与长期需求之间存在较大差距,天然铀较多依赖国外,保障天然铀供应安全,是当前及未来一段时期我国由核大国向核强国迈进过程中的关键前提。

红皮书指出,铀资源在生产国和消费国之间分布不平衡,所有开发利用核能的国家都需要利用进口铀或二级供应源。目前,在商用核反应堆中使用铀的30个国家中,只有加拿大和南非在2018年生产了足够满足本国需求的铀。因此,铀的国际贸易是铀市场不可或缺的组成部分,亟待进一步加强。

### 新闻链接

中国核能行业协会1月9日发布的第2期“国际天然铀价格预测指数”显示,2020年12月,受加拿大雪茄湖铀矿暂时停产(12.14)影响,国际铀价下降进程被打断,价格从12月初的29.5美元/磅小幅上涨至月底的30美元/磅。三地价差同步加大,成交量仍维持低迷态势。

短期—月度现货价格预测指数

显示,整体需求保持较低水平将是影响今年一季度国际天然铀市场现货价格的主要因素。哈萨克斯坦哈原工宣布复产后,可能会进行小规模采购弥补库存损耗,但总体采购活动下降;雪茄湖铀矿再次停产可能导致 Cameco 公司增加一定规模的采购量;核电企业2021年末签约的需求量不大,预计一季度采购量维持低位。

供应方面,澳大利亚 Ranger 铀矿已于2020年底关闭,尼日尔 COMINAK 铀

矿2021年3月关闭,会减少部分市场供应。乌兹别克斯坦产量增加,可部分弥补上述矿山减产的影响。另外,雪茄湖铀矿何时重启将视疫情变化而定,该铀矿停产事件给未来铀价发展注入了新的变量。

预测指数称,暂按雪茄湖铀矿停产2个月考虑其对供应端变量的影响,假设未来不发生其他重大突发事件,预计未来3个月天然铀现货价格总体呈现小幅震荡或微跌态势,波动区间为28.5—32美元/磅。

### 关注

中电联:

## 电煤价格继续高位运行

本报讯 实习记者赵紫原报道:中电联中国电煤采购价格指数(CECI)编制办公室1月11日发布的《CECI指数分析周报》(2021年第1期)(以下简称《周报》)显示,元旦后主产区基本保持即产即销,供应偏紧格局持续,矿上拉煤车辆排队、抢煤现象比较普遍,周边地销需求较好,库存低位运行,坑口煤价继续10—30元/吨幅度上涨。

《周报》指出,去年四季度以来,电煤价格一路看涨,北方港煤炭库存持续偏低,电煤价格依然高位上涨,保供控价压力犹存。随着全国大范围持续低温天气,多地用电负荷创历史新高,电厂日耗持续增加,电厂库存普遍偏低,补库较为困难,加之非电行业生产用煤需求旺盛,北方港煤炭资源供需紧张,2021年电煤价格涨势不减。

《周报》显示,2020年12月31日—2021年1月8日,CECI曹妃甸指数(日)和CECI沿海指数(周)现货成交价连续5周创两年来最高价。新增进口煤额度促使进口煤市场短暂升温,CECI进口指数到岸综合标煤价格得到一定支撑,但仍远低于内贸煤价;CECI采购经理人指数及其各分指数均处于扩张区间。另外,CECI沿海指数5500大卡、5000大卡现货成交价分别比上期上涨47元/吨、52元/吨,综合价分别比上期上涨43元/吨、39元/吨。从样本情况看,离岸长协、批量样本量占比处于较低水平,现货市场价格也较为混乱,等热值价差达到100元/吨左右。

未来一段时期,中国经济将继续保持向好势头,工业生产处于迎峰度冬高峰期,加之仍处于迎峰度冬高峰期,电力及热力负荷需求将保持高水平,使得火电生产及电煤消耗需求仍将保持在历史最高水平,电煤市场总体供需两旺。

《周报》建议,国家层面高度重视当前电煤市场供需形势,加大协调调控力度,全力做好保供控价工作,力保供电供暖用煤需求和能源安全。但煤炭主产地短期内增产难度较大,产地和北港库存偏低、累库困难,优质低硫品种紧缺,部分进口煤陆续到港也难改供应紧张局面,大部分电厂库存处于较低水平上持续下降,保发电供热压力很大。国家在此特殊时期还需进一步采用特殊手段,采取加大煤炭供给和打击市场炒作并举的综合措施,方能确保电煤有效供应,有效平抑市场价格,引导市场尽快回归合理区间。

发电企业方面,《报告》建议,电力企业更需密切关注气候变化和近期散发疫情情况,以及政策变化对市场影响,积极配合国家做好保供控价工作,理性开展短期电煤采购,努力做好电厂库存管理,加强企业内部资源统筹和库存调剂,为做好当前乃至一季度电力热力生产供应及引导价格高位回归提供坚强保障。

## 黑龙江发布现货市场建设方案

本报讯 实习记者赵紫原报道:近日,黑龙江省发改委发布的《黑龙江电力现货市场建设方案》公开征求意见指出(以下简称《方案》),经国家能源局东北监管局批准,黑龙江形成了现货市场建设征求意见稿。

《方案》指出,自2018年开展东北跨区省间富余可再生能源交易以来,黑龙江实现了电力资源跨省区的优化配置,现有风电、深层次的消纳空间得到一定释放。截至2020年11月底,黑龙江共有74家风电场参与跨区省间富余可再生能源市场,完成交易1.14亿千瓦时。

黑龙江开展现货市场建设也面临一系列问题,《方案》指出,目前面临的约束政策较多。现阶段,黑龙江依据国家能源局东北监管局发布的《东北电力辅助服务市场运营规则》开展调峰、旋转备用等辅助服务市场,依据《黑龙江省电力中长期交易规则》开展电力中长期交易。若开展现货市场建设,需进一步理顺不同市场及交易品种的交易时序,实现新老市场有效衔接。