

聚焦煤电生存发展系列报道 之二十一

煤电深度调峰面临双重考验

■ 本报实习记者 赵紫原

近日,河南某燃煤电厂机组在深度调峰(负荷40%)期间,机组跳闸,三个多小时后重新并网。公开信息显示,此次事故因电厂对深度调峰期间的特殊运行工况重视程度不够、对锅炉的燃烧状况风险分析不足等问题所致。

为增强电力系统的灵活性,我国于2006年提出了新的电力辅助服务产品——调峰,以便在用电高峰时投入正常运行以外的发电机组满足系统需求。近年来,伴随新能源装机比重不断提升,电力系统调峰能力不足问题愈发突出,煤电已然成为深度调峰“主力”,个别电厂甚至尝试开展了30%及以下的负荷深度调峰试验,以增强在调峰市场中的竞争力。

作为一种机组的“特殊运行工况”,深度调峰目前面临哪些安全风险,为何其经济性和安全性备受争议却还有电厂积极参与?就这些问题,记者进行了采访。

■ 调峰压力不断“加码”

“我国大多数省份所说的调峰辅助服务,实际上指的都是深度调峰。”华南理工大学电力系统及其自动化系教授荆朝霞告诉记者。

据华北电力大学经济与管理学院教授袁家海介绍,火电机组深度调峰时,机组已超过基本调峰范围,负荷范围通常低于电厂锅炉的最低稳燃负荷。荆朝霞也表示,我国大多数地区根据发电机组的负荷率水平规定其基本调峰服务。“比如,规定负荷率50%以上的发电调节服务是义务的,不给予另外补偿;机组出力在50%以下,则需另外补偿。”

国家能源局2019年年底通报的《2019年上半年电力辅助服务有关情况》显示,全国调峰补偿费用总额50.09亿

核心阅读

参与深调,频繁启动及大范围负荷变动,燃煤机组需承受大幅度的温度变化,导致关键零部件疲劳损伤。这种工况下,机组寿命、燃料损耗同步增加较多,直接影响机组运行的安全性和经济性。

元,占总补偿费用的38.44%,火电为调峰主力。

记者了解到,近年来我国煤电调峰“深度”屡创纪录。国网西北电力调控分中心信息显示,华能秦岭电厂7号机组2018年深度调峰能力达27.27%;2019年,大唐三门峡发电机组深度调峰达21.4%;不久前,华能上安电厂4号机组、华能金陵电厂2号机组均完成30%负荷深度调峰试验。

中电联此前公布的数据显示,预计2020年,我国非化石能源发电装机容量达9.3亿千瓦左右,占总装机容量比重上升至43.6%,同比提高约1.6个百分点。预计2025年,风电、太阳能发电装机均突破4亿千瓦,非化石能源装机占比将超过50%。业内专家表示,随着新能源“加码”,电力系统调峰压力将与日俱增,煤电也将面临更重的调峰任务。

■ 安全性和经济性待考

据了解,近年来现役煤电机组产能过剩、发电利用小时数逐年下降,煤电在系统中的定位已由基荷电源向调节电源转

变,参与调峰已是常态。

东北地区某火电企业人士告诉记者,目前全国煤电基本都参与深调,但企业参与积极性并不高。“无奈的是,如果不参与,很可能‘颗粒无收’。”

“现役火电机组大多是按照带基荷设计的,不能完全适应深度调峰的运行要求。如果参与深调,频繁启动及大范围负荷变动,机组需承受大幅度的温度变化,导致关键零部件疲劳损伤。在这种工况下,机组寿命损耗、燃料损耗同步增多,直接影响机组运行的安全性和经济性,而且正常带负荷发电与深调后收益相差无几。”上述火电企业人士表示。

该人士还指出了深调面临的其他安全隐患:“在部分地区,深调并未核定最小运行方式,诱导部分机组为多获得补偿费用,压到超低负荷运行,有可能导致锅炉熄火等安全隐患;部分地区调峰细则设置不健全,存在‘多调峰不增收’的情况。机组在启停过程中,脱硫、脱硝压力骤增,因技术限制超排无法避免,环境成本应得到统筹考虑。”

“从‘大盘子’看,深调的‘经济账’并不划算。”一位业内专家称,“假设30万千瓦煤电机组参与深调,补偿成本120万元,但其消纳的可再生能源产生的经济效益仅为30万元,这种情况在很多地区都很常见。可再生能源全额保障性收购压力巨大,这背后付出了很大的经济成本。”

那么,深调补偿费用应从何而来?袁家海指出,我国将有偿调峰均纳入辅助服务市场,是基于电力现货市场还未建立完善的现状。“深度调峰实际上是由煤电机组提供的,却又需要所有电源分摊费用,这并没有体现市场的激励机制。”

一位不愿具名的业内人士表示,现行补偿机制仍沿用上一轮电改的模式,已不

适用于新能源大规模并网和电力市场化交易的新情景,辅助服务市场成了发电侧的“零和游戏”。

■ 有偿深调应退出辅助服务市场

清华大学能源互联网智库中心主任夏清表示,深度调峰是我国现货市场尚未完全建立起来情况下,一种特殊的辅助服务。“国外调节性机组多为‘短小精干’的燃气机组,灵活性好,我们是‘傻大黑粗’的煤电。煤电企业都不愿意深度调峰,只能通过补偿的方式竞争,所以深度调峰只是一个过渡产物。现阶段,如果峰谷价差足够大,能够给予发电企业足够的补偿,深调才具备一定的经济激励。”

安全性方面,夏清指出,在深度调峰过程中,一定要检查机组适用性,有些机组不适合深调,供给安全是首要的。

袁家海表示,针对可再生能源波动性带来的系统可靠性和灵活性不足问题,可通过电网经济调度、辅助服务市场的新产品来解决。“煤电机组增减出力的响应时间较长、爬坡速率较慢,难以充分满足系统灵活性的需求,需要引入新型的灵活性爬坡产品来应对系统需求。因此,完善辅助服务市场建设是改革过渡期推动系统灵活性提升的重要举措,而在未来竞争性电力市场中,有偿调峰应逐渐退出辅助服务市场。”

“用户端方面,我国电气化率较高的地区,出现了分布式电源、电动汽车、储能、智能设备、清洁供暖等多元化负荷。但目前需求侧响应的‘蓝海’只利用了‘冰山一角’,若能逐步解决其商业模式和数据挖掘难题,需求侧响应将成为调节电力供需平衡不可或缺的重要环节。”上述火电企业人士说。

关注

中电联:近期电煤保供控价压力犹存

本报讯 实习记者赵紫原报道:中电联近日发布的《CECI指数分析周报》(以下简称《周报》)显示,煤炭主产地产量增加有限,煤炭供应相对紧张。“在电厂日耗增加、港口优质低硫煤炭供应不足,加之进口煤补充到厂仍需一定时间,期货市场出现拉涨,港口贸易商捂盘惜售,市场强势运行,带动市场现货价格高位上涨。”

据悉,本期CECI进口价格指数(2020.11.19-2020.11.27)到岸岸煤单价为552元/吨,较上期上涨44元/吨,创今年5月以来的最高价格水平。《周报》称,进口煤严格管控政策对终端用户进口煤采购影响依然显著。东北电煤保供所需进口电煤到港,带动进口煤样本量较上期小幅增加,但总体水平仍远低于上半年平均水平。后期随着进口煤增量落地,将对有效补充国内煤炭供给,抑制煤炭价格高位上涨发挥一定作用。

《周报》分析,未来一段时间,工业生产仍处于旺季,北方进入供暖季,电力及热力负荷需求将继续提升;水电出力季节性回落,火电生产及电煤消耗需求仍将持续处于较高水平,电煤市场总体供需两旺。同时,目前煤炭产地继续增产难度较大,且安全检查进一步趋严,北港库存偏低、累库困难,优质低硫品种更为紧缺,迎峰度冬前期电煤保障仍有一定压力,期货与现货市场互有影响,市场价格高位回落较困难。

《周报》指出,国家层面高度重视增产保供工作,将力保今冬明春供电供暖用煤需求和能源安全。因此,电力企业更需密切关注气候变化和安全突发事件,以及政策变化对市场影响,科学分析市场形势,科学运用好较高市场库存水平,稳健市场操作,警惕恶意炒作,加强行业自律,理性开展短期电煤采购,全力落实备冬储煤工作,保证电煤库存合理水平和科学库存结构,为做好冬季电力热力生产供应及稳定价格提供坚强保障。

云南电源装机突破1亿千瓦

本报讯 11月24日,随着乌东德水电站右岸电厂9号机组投运,云南省电源装机突破1亿千瓦,达到10073万千瓦,相当于4.5个三峡电站装机之和。其中,水电7298万千瓦,火电1510万千瓦,新能源1265万千瓦,清洁能源装机占比达85%。

据悉,从2006年突破1000万千瓦,再到2009年突破2000万千瓦、2014年突破5000万千瓦,直至目前突破1亿千瓦,14年间云南电网装机增长10倍,尤其水电从不足500万千瓦跃升至目前的7000多万千瓦。

作为全国第二大水电资源大省,云南省金沙江、澜沧江、怒江三大流域约可开发装机容量超过8200万千瓦。随着水电开发步伐加快,云南省电源结构显著优化,火电装机占比由2002年底的40%降至目前的15%,而水电装机从2006年不足500万千瓦发展到2009年突破1000万千瓦。

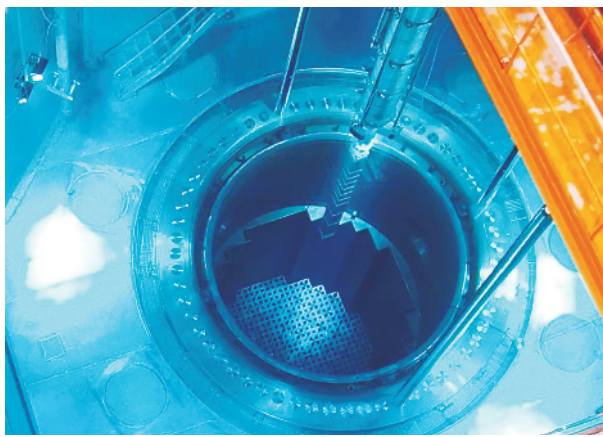
目前,接入云南电网的电站数量超过2200座,其中水电站超过1800座。截至11月底,云南电网今年统调发电量3021.77亿千瓦时,其中水电2485.1亿千瓦时,风电、光伏262.74亿千瓦时,以水电为主的清洁能源发电量占比达90.94%。“十三五”以来,云南可再生能源发电占比已经连续5年保持在90%左右。

据了解,随着电源装机大幅增长,云南发电量逐年攀升,为促进清洁能源消纳,南方电网自2009年以来连续11年投资超100亿建设电网,重点建设大型水电站送出、骨干电网网架加强和完善、城市配网及农村电网升级改造等工程,先后建成投产“十直两交”西电东送电力外送大通道,相当于打通12条云南清洁能源送往东部省区的“电力高速”。

目前,云南电网已成为世界上技术最先进、特性最复杂的送端大电网之一,送电能力已达3665万千瓦,预计今年底将达4215万千瓦,省间送电能力居全国之首。

另外,云南电网已逐步形成云电送粤、云电送桂、云贵互济、云电入琼清洁能源消纳大格局,云南西电东送电力电量规模实现了逐年快速增长。同时,云南电网通过13条110千伏以上电力贸易通道辐射越南、缅甸、老挝等国家,累计送电超过400亿千瓦时。(匡经国 马莎)

华龙一号海外首堆开启装料



图片新闻

巴基斯坦当地时间11月28日,华龙一号海外首堆——巴基斯坦卡拉奇核2号机组(K-2)正式开始装料,标志着该机组进入带核调试阶段,为后续临界、并网发电奠定基础。

K-2、K-3机组电功率约为110万千瓦,每台机组建成后年发电量近百亿千瓦时。

左图:K-2、K-3机组。右图:K-2机组装料现场。 中核集团/图

小煤电也能改出高效

■ 本报记者 卢彬

小容量、高煤耗的燃煤机组,是否只能“关停、淘汰”?上海申能电力科技有限公司(以下简称“申能科技”)一项针对小容量抽凝热机组的高温高效化综合改造技术给出了答案。据了解,这项技术已于日前通过专家评审,尤其以国内某大型企业自备热机组为案例,机组在完成“升温提效及延寿综合升级改造”后,以原有运行条件为边界,大幅提升至55.6%。

“这项技术将在提高机组运行可靠性、延长可服役寿命的同时,大幅降低煤耗。”申能科技总经理冯伟忠表示。

比一味“上大压小”更符合生产需要

冯伟忠表示,对自备供热小机组进行综合提效延寿改造,比一味“上大压小”更符合生产需要。“业内有观点认为,30万千瓦以下的小机组能效不高,只要用大型机组等量替代就可以。然而,大型工业企业的小容量自备电厂的主要任务是供热,对供热的稳定性和可靠性要求极高,如果用一台大机组代替数台小机组,一旦出现故障,会影响产品生产的整个工

改造方案研究报告显示,以原有运行条件为边界,实施改造后的小煤电机组运行供电效率可从原来的38.3%大幅提升至55.6%。

专家建议,应抓紧加大3.5亿千瓦亚临界机组等相对低效煤电机组的提效、降耗、延寿改造力度。

艺流程,一次供热中断造成的经济损失可达上千万元。”

统计显示,尽管近年来淘汰、关停落后煤电机组的工作持续推进,我国10万千瓦以下燃煤热电联产小机组存量规模仍高达7000万千瓦,除了工业企业自备机组外,还有部分承担着向居民供暖的任务。

“这些小机组往往煤耗高、设备老旧、可靠性差,与当下及未来发展需求存在差距,并已成为我国能源行业节能降耗、减少碳排放的‘短板’。”冯伟忠说,“一味将这些小机组关停,势必

需要新建项目来保障原有的热电供应。在目前电力产能总体过剩、电力行业清洁转型的大环境下,极可能造成巨大的投资浪费。”

记者了解到,根据改造方案测算,此次示范工程对于机组提效、延寿等在内的投资性价比较高,3—4年即可回收投资成本。“不仅如此,机组经过改造后,燃料适应性大大提高,可以在不改变锅炉设备的情况下掺烧15%以下的生物质颗粒,未来有望在碳减排方面发挥差异化优势。”冯伟忠介绍。

小煤电增效降耗市场空间大

对于申能科技的这项改造技术,长期从事热能工程研究的中国工程院院士倪维斗认为,这项技术具有重要的推广意义。“我国目前很多中、小煤电机组能效水平较为落后,但无论从投资回收还是用能保障来说,都不可能也不应该全部关停,必须通过改造提升其运行效率和稳定性。”

一位石化行业人士告诉记者,其在集团旗下有一半的自备热电厂将在“十四五”期间达到服役寿命,企业生产保障

问题急需妥善解决。“如果全部改换燃气发电机组,需要花费几百亿的投资,并承担高昂的天然气成本,对企业而言压力巨大。申能科技这项技术如果能够成功示范并推广,将对这一问题的解决发挥巨大作用。”

据了解,申能科技此次发布的小机组改造技术,是在其已取得成功应用的“亚临界机组高温和高效化改造关键技术”基础上的进一步拓展和延伸。2019年8月,徐州华润30万千瓦3号机高温亚临界综合升级改造项目通过试运行,至今运行良好。改造后的机组额定工况下供电煤耗降幅达35克/千瓦时,并可在19%超低负荷下实现安全、稳定运行。

专家评审组成员、清华大学教授毛健雄指出,从碳减排角度出发,我国煤电机组实现高质量发展的关键,在于存量机组的改造。“我国应抓紧未来十年的‘窗口期’,加大3.5亿千瓦亚临界机组等相对低效煤电机组的提效、降耗、延寿改造力度。建议国家层面高度重视,从产业政策、市场机制上,推动科研单位、设备制造厂商、电厂业主之间的合作,促进先进技术更好地落地、推广。”