

煤电清洁高效低碳转型系列报道 之五

煤电深调负荷越低越好吗?

■ 本报记者 赵紫原

31%、25%、23%、20%、15%……近期煤电机组深调出力下限(最低负荷率)不断下探。根据公开报道,甚至有电厂深度调峰负荷率达到了10%额定负荷,刷新了我国煤电机组深度调峰的新纪录,也远远低于国家发改委、国家能源局去年发布的《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》(下称《通知》)所规定的新建、现役机组“纯凝工况调峰最小发电出力达到35%额定负荷”的目标。

电不能大规模储存,发、用需要同

步,为了维持电力系统安全稳定,需要发变机组改变出力以适应负荷变化,这种变化即为调峰。假设一台60万千瓦的煤电机组,在某一时刻每小时发电量从60万千瓦降至18万千瓦,那么这时机组负荷为18万千瓦、调峰能力是42万千瓦,即负荷率为30%、调峰深度为70%。

随着新能源电力高比例增长,作为当前最经济、最可靠的调节电源,煤电机组责无旁贷承担了电力系统调峰重任。那么,煤电调峰负荷有无下限?是否越低越好?

灵活性改造要因“机”制宜

“太卷了。”针对近日不断刷新的深调负荷纪录,某发电企业工作人员李某感叹,“追求技术进步无可厚非,但一定要因‘机’制宜,避免陷入‘越低越好’的冒进误区中。”

李某说:“以百万千瓦机组为例,负荷压到40%时煤耗增加了将近20%,再往下探,对机组的安全性威胁比较大,恐怕达不到安全考核指标。至于收益,如果加上自身能耗增加的费用,不见得如公开报道那样乐观。”

“煤电负荷深调至20%额定负荷,虽然技术上可以实现但效率下降很多。”中国电力工程顾问集团华东电力设计院副总工程师叶勇进一步指出。

“好比一辆汽车速度80—100公里/时,突然降至20—30公里/时,能跑起

来但是非常耗油。机组同理,在低负荷下长期运行的机组,实际上反而增加了度电二氧化碳的排放,某种程度上是抵消了新能源发电的减碳效果。”叶勇健说。

业内人士普遍认为,一味强调深调负荷下限并不科学。叶勇健指出,提高机组负荷变化速率比一味降低机组最低出力更为重要。

李某表示,煤电机组应分级使用,高参数的大机组参与深调优势不明显,应该发挥经济性优势,带基本负荷运行。“灵活性改造的重头应是亚临界机组。目前,这些机组装机总量合计约3.65亿千瓦,占总装机1/3左右,其中30万千瓦等级机组约900台,这些机组煤耗高、灵活性差,改造潜力大、意义更重大。”

那么,如何科学确定调峰深度?根据中电联去年7月编撰的《煤电机组灵活性改造标准体系研究报告》,从国际经验看,如德国煤电机组改造后最小出力为25%—30%,丹麦则低至15%—20%,这说明“煤电灵活性改造技术上是可行的”。

上述报告同时强调,完善的电价机制是煤电灵活性改造的驱动力。以丹麦为例,其火电利用小时数从5000小时降至2500—3000小时,仍然确保了合理的收益。

有不愿具名专家指出,德国、丹麦等国已经建成了成熟的电力市场,可借助容量市场机制,以价格信号反映资源的

要从行政主导向价格引导转变

稀缺性,进而有效激励发电侧进行改造,实现资源优化配置。“值得注意的是,具有成熟电力现货市场的国家,并未设置专门的‘调峰’辅助服务产品,而是通过现货市场不同区域、不同时段的价格信号,引导市场主体在高峰和低谷时段主动调整出力,而在我国则主要通过人为指令调整负荷变化。”

那么,市场如何调动机组主动出力?有专家解释指出,系统负荷较小的谷时段电价可能较低,负荷较大的峰时段电价可能较高。因此,调节能力强的机组可以通过在谷时段少发电、峰时段多发电获得较高的平均电价。调节能力较差的

机组如果无法在谷时段减小出力,就得接受较低的电价。

华北电力大学经济管理学院教授袁家海进一步指出,“调峰”是我国在2006年提出的辅助服务新产品,从实际效果来看,初期降低了新能源弃电率,促进了节能减排。“但这种行政主导的市场机制存在明显缺点,激励机制被扭曲,甚至出现了可再生能源‘消纳改善效益却更差’的局面。因此,国家发改委在近期发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中指出,‘在现货市场内推动调峰服务’,指向很明确,就是要从计划向市场转变。”

亟需建立统一技术标准体系

这一转变如何实现?国家发改委、国家能源局近日印发的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》已明确,完善灵活性电源建设和运行机制,“全面实施煤电机组灵活性改造,完善煤电机组最小出力技术标准,科学核定煤电机组深度调峰能力”“完善支持灵活性煤电机组等调节性电源运行的价格补偿机制”。

“目前我国已开展的煤电机组灵活性改造项目中存在多方面问题,包括机

组安全、机组经济性、设备寿命、新技术可靠性、新技术造价、调度运行、经济评价、政策补贴等,且当前煤电机组灵活性改造项目技术路线较多,不同地域、不同电网、不同机型等均存在一定适用性差异。”黄某表示,灵活性改造技术在实际工程推广中缺乏标准化、规范化和科学化的技术参考,“因此,煤电机组灵活性改造需建立统一的技术标准体系。”

李某则认为,除上述标准外,完善煤

电机组最小出力技术标准也非常必要,可避免一味服务调度要求而降低负荷,从而带来安全隐患。

袁家海建议,在价格补偿机制方面,应尽快取消现货试点内调峰辅助服务品种。“采取辅助服务市场和电能市场联合优化出清机制,通过不同时段的价格信号来引导市场主体在高峰和低谷时段调整出力,是优化配置资源最经济的方式,也是能够合理优化不同机组辅助费用、降低终端用户电价的重要举措。”



湖北宜昌:三峡库区涉污作业船上绿色电能

图片新闻

湖北宜昌三峡海事局下辖22艘涉污作业船,被誉为长江三峡库区的江面“清道夫”。为解决这些涉污作业船在太平溪镇端坊溪专用停靠点用电问题,宜昌夷陵区于2021年11月底架通了停靠点的岸电,让涉污作业船使用上了绿色电能。目前,宜昌长江泊岸船只已全部用上岸电。图为近日在湖北省宜昌市夷陵区太平溪镇端坊溪涉污作业船舶专用停靠点,供电员工对船只电路进行巡检。

CFP/图

资讯

国家林草局:

“十四五”农林生物质发电新增装机500万千瓦

本报讯 近日,国家林草局发布《林草产业发展规划(2021—2025年)》,其中提出大力发展生物质成型燃料,鼓励发展生物质供热、生物质多联产、生物质发电,推进林业“三剩物”、废弃木质材料等能源化利用。到2025年,农林生物质直燃发电(含热电联产)新增装机500万千瓦,生物质成型燃料利用量达3000万吨。

截至2021年底,我国生物质发电装机3798万千瓦,占全国总发电装机容量的1.6%。2021年,生物质发电量1637亿千瓦时,同比增长23.6%。(国原)

内蒙古:

“十四五”力争完成煤电节能改造3000万千瓦

本报讯 近日,内蒙古自治区人民政府办公厅印发自治区“十四五”节能规划,其中提出:结合全区电力(热力)供应保障需求,因厂制宜、有序推进现役燃煤发电机组节能改造工作,到2025年,全区力争完成煤电机组节能改造3000万千瓦,其中2021年—2023年完成1200万千瓦,2024年—2025年力争完成1800万千瓦;力争对300万千瓦以上煤电机组进行供热改造。全区新建煤电机组平均设计供电煤耗低于300克标准煤/千瓦时,煤电机组平均供电煤耗达到305克标准煤/千瓦时左右。(全晓波)

投资超94亿元

湖北第三座抽水蓄能电站开建

本报讯 2月14日,位于湖北省罗田县境内的罗田平原抽水蓄能电站正式动工,电站规划装机容量140万千瓦。

该项目由湖北能源集团投资,总投资约为94.08亿元。计划建设周期6年,预计2027年第一台机组建成并网发电,2028年全部建成投产。项目设计年发电量14.7亿千瓦时,年抽水电量19.6亿千瓦时,年产值10亿元,可为地方增加财政收入2亿元。目前湖北省已建成投产两个抽水蓄能电站,均位于罗田县境内。(熊庆 刘世民)

过去1年超过1亿千瓦项目取得重要进展 抽水蓄能多点开花

本报讯 实习记者姚美娇报道:开年以来,抽水蓄能项目签约、开工消息不断:1月30日,投资逾86亿元、装机120万千瓦的乌海抽水蓄能电站项目获得内蒙古自治区能源局核准批复;2月10日,总投资70亿元、120万千瓦的晓峰河抽水蓄能电站项目在武汉签约,落户湖北夷陵;2月10日,国投电力公司与山西省人民政府签订了抽水蓄能电站项目投资合作协议,计划开发120万千瓦抽水蓄能项目;2月14日,总装机140万千瓦的湖北平原抽水蓄能电站开工仪式在湖北罗田举行……

据不完全统计,2021年至今,超过1亿千瓦抽水蓄能项目取得了重要进展。其中国家电网、南方电网超过2470万千瓦,成为抽水蓄能项目建设的主力军。

当前,抽水蓄能成为两大电网公司“十四五”时期布局的重点领域之一。在我国已投运的抽水蓄能电站中,国家电网公司下属的国网新源和南方电网公司下属的南网调峰调频公司占据主要份额。

去年9月,国家电网董事长辛保安公开表示,未来5年国家电网计划投入高达3500亿美元(约2万亿元),推进电网转型升级,到2030年中国抽水蓄能装

机规模将从目前的2341万千瓦提高到1亿千瓦。

去年10月,南方电网公司董事长、党组书记孟振平在南方五省区抽水蓄能建设动员会上宣布,将加快推进抽水蓄能电站建设,未来10年建成投产2100万千瓦抽水蓄能,同时开工建设1500万千瓦“十四五”期间计划投产的抽水蓄能,总投资约2000亿元,可满足2030年南方五省区约2.5亿千瓦新能源的接入与消纳。

积极描绘宏伟蓝图的同时,两大电网公司对旗下的抽水蓄能资产进行了重组。去年11月,国家电网公司将持有的国网新源控股有限公司51.54%股权全部无偿划转至国网新源集团有限公司,并将旗下抽水蓄能资产做了整合,未来国网新源集团有限公司将成为国家电网抽水蓄能业务的平台公司。

2月15日,主营水力发电的云南文山电力发布公告称,拟以资产置换及发行股份的方式购买中国南方电网有限责任公司持有的南方电网调峰调频发电有限公司100%股权。根据此前公告,文山电力将成为南方电网抽水蓄能业务的上市公司平台。

“抽水蓄能是目前全球公认最成熟、

最可靠、最清洁、最经济的储能手段,同时还可可为电力系统提供必要的转动惯量、保证系统稳定运行,是以新能源为主体的新型电力系统的重要支撑,与现有其他调峰、储能措施相比,具有较大的综合优势。”水电总院总工程师彭才德指出。

“提高电网接纳新能源能力的最优方式,显然是建设抽水蓄能或者电化学储能。不过从技术层面看,目前电网中最经济、最有效的储能方式,还是抽水蓄能。这也是当前国际社会共识。”中国水力发电工程学会副秘书长张博庭向记者表示。

记者了解到,目前我国抽蓄机组的设计制造已基本实现国产化,技术成熟,未来投资成本有望维持在6500元/千瓦左右。煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量成本虽可低至500—1500元,但每千瓦煤电灵活性改造所获得的调峰能力只有约20%。这意味着煤电灵活性改造要获得1千瓦调峰能力,其实际投资约在2500—7500元。

“中长期看抽蓄是最经济的储能技术。抽水蓄能电站是当前符合新型电力系统需要的、经济性较优的灵活电源。”有业内人士向记者强调。

随着投入逐渐增加、技术不断突破,

以及项目加快落地,抽水蓄能产业将迎来跨越式发展。

就在去年9月,国家能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》(下称《规划》),提出到2025年,抽水蓄能投产总规模较“十三五”翻一番,达到6200万千瓦以上;到2030年,抽水蓄能投产总规模较“十四五”再翻一番,达到1.2亿千瓦左右。

招商证券认为,作为新型电力系统建设必不可少的环节,预计抽水蓄能这一细分储能品种的建设进度可能会超预期。中信建投证券测算认为,“十四五”期间,抽水蓄能年均新增装机容量将达到约600万千瓦,“十五五”将进一步提升至1200万千瓦。从过往数据来看,抽水蓄能年均新增装机规模也仅为200万千瓦左右。按平均每千瓦0.5万元投资规模计算,“十四五”和“十五五”年均新增投资规模将分别达到200亿元和500亿元左右。

在张博庭看来,《规划》中提及的“常规水电站的抽水蓄能改造”也非常重要。“由常规水电站改造的混合式抽水蓄能,往往运行成本比较低,服务新能源消纳与新型电力系统建设优势明显,应该得到重视。”