

## 聚焦煤电转型增效系列报道 之十

## 煤电深度调峰经济性短板依旧突出

■ 本报记者 赵紫原

京津唐电网火电机组 20%深度调峰改造、山东存量煤电机组按 30%—40%的最小技术出力水平进行改造、山西八成以上火电机组参与深度调峰、河南提升完善机组深度调峰交易和火电应急启停交易……今年以来,多地不断加码煤电机组参与深度调峰的节奏和力度,进一步提升电力系统的灵活性。

“现行模式下的煤电机组参与深度调峰,就像以超低速度驾驶一辆手动挡汽车,不能熄火、不能超排,还得匀速安全前行,操作难度可想而知。”东北某发电企业人士近日向记者坦言,煤电参与深度调峰是大

势所趋,但当前辅助服务模式带给企业的压力着实不小。

电不能大规模储存,发出和使用需要同步。为了维持电力系统稳定,需要发电机组相应改变出力以适应用电负荷变化,这种辅助服务即为调峰。在我国新能源发电比例不断提高的背景下,电力系统的灵活性诉求与日俱增,煤电机组成为深度调峰的“主力”。对此,有业内人士指出,当前辅助服务市场模式下,煤电机组投入产出不成正比,频繁参与深度调峰但收益却有限,导致其参与调峰的积极性不高。

## 下探深调空间,企业需要“输血包”

从 50%到 40%,再到 30%,甚至更低,煤电企业近年来不断下探负荷深度调峰空间,以增强在调峰市场中的竞争力。

华北电力大学经济与管理学院教授袁家海介绍,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基本的,不予另外的补偿,而如果机组的出力在 50%以下,则需要另外补偿,目前各省的辅助服务补偿标准有所不同。”

上述东北发电企业人士告诉记者,结合当前煤电的生存现状,利用小时数越来越低,获得的电量收入越来越少,创收只能另辟蹊径,因此无法避免深度调峰。“以辽宁为例,根据现行规则看,调峰至 50%—40%,

每少发一度电可获得 0.46 元/千瓦时的补偿;调至 40%以下,则可获得 1 元/千瓦时的补偿。参与深度调峰好比‘输血包’,能少亏点就少亏点。”

该人士还表示,虽然参与深度调峰可获得收益,但就当前整个辅助服务的市场机制来说,长期频繁参与深调不可持续。“以国家能源局公布的 2019 年上半年全国电力辅助服务基本情况来看,电力辅助服务补偿费用主要由发电机组分摊。经我们粗略测算,东北地区部分火电厂实际支付费用有可能占其电价的 40%—50%,与国际上仅占 3%—6%比例相差太大。这就好比‘自己吃自己’,仔细看输血包‘成分表’,都是自己‘贡献’的。”

## 从“大盘子”看,深调经济性不划算

袁家海指出,当前辅助服务费用的分摊机制还需调整。“辅助服务是一种公共产品,其贡献由电力系统收益,其引发的成本也应纳入输配电价,由全体用户分担。电力市场环境下,发电机组是辅助服务的提供方,而非成本分担方。”

作为我国电力系统特有的辅助服务品种,调峰在国际上并无先例。一位业内人士向记者解释:“首轮电改之前‘厂网一家’,发电企业和电网企业相当于电力系统的同一个‘生产车间’,各项辅助服务‘吃大锅饭’,不

分彼此。2002 年厂网分开后,为解决发电企业之间提供辅助服务的公平性问题,建立相关机制并保留了调峰这一辅助服务品种,其具有浓烈的行政色彩。”

对此,一位业内专家指出,实践表明,当前这种行政主导型的市场机制不可持续,甚至出现了可再生能源“消纳改善,但效益更差”的局面。

“从‘大盘子’看,深调的‘经济账’并不划算。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

益可能仅有 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,这背后付出了巨大的经济成本,但这部分成本均有发电企业自身消化。”该专家直言。

在价格机制未理顺的前提下,发电企业为“止血”甚至“回血”,不得不选择调峰。上述东北发电企业人士表示,当前各地辅助服务条例中并未核定最小运行方式依据,这会诱导部分机组为多获得调峰补偿压低负荷运行。“一些电厂调峰的深度,已经超出其设计指标,存在锅炉灭火等安全隐患。”

## 完善辅助服务市场,调峰调度关系需理顺

在国际上,发电机组如何适应用电负荷的变化,并如何保证合理收益?

“市场!”袁家海表示,在以美国 PJM 为代表的全电量竞价现货市场中,系统负荷较小的谷时段,电价可能较低,而在系统负荷较大的峰时段,电价可能很高。因此,调节能力强的机组可以通过在谷时段少发电而在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,就要接受较低的电价。

“实时电价的变化自然引导发电

企业主动参与调峰,也就反映在了基本的能量市场出清中,不需要额外的调峰产品。”袁家海说,“当然我国的调峰辅助服务,是在缺乏分时的现货市场情况下存在的一种特殊服务。目前大多数省份已开启中长期电力交易市场建设,部分省份开始了现货市场建设。我国需要尽快在用户侧输配电价中增加辅助服务相关的项目,以便逐渐理顺相关交易和价格机制。”

完善的电力现货市场体系建立前,调峰依然是平衡供需、消纳“风光”的主要手段,当前如何解决这一

矛盾?

华北电力大学电气与电子工程学院副教授麻秀范指出:“统一调度调峰资源可能使有深度调峰能力的机组产生偏离成本的经济损失与环境污染,这一现象在北方负荷低谷时段尤为突出。现行调度模式与‘零和博弈’式的补偿机制难以体现发电集团的利益主体差异性,难以保障机组调峰的公平性与积极性。为推动可再生能源与火电协同发展,亟需理顺调峰调度关系,探索出一种考虑各方利益且具实操性的调度模式。”

## 前 4 月全国市场化交易电量同比激增 64.2%

本报讯 记者赵紫原报道:中电联日前发布的统计数据显示,1—4 月,全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 10603.7 亿千瓦时,同比增长 64.2%。其中,全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 8633.2 亿千瓦时,同比增长 69.5%,占全社会用电量的 33.7%,同比提高 9.7 个百分点。

1—4 月,省内交易电量(仅中长期)合计为 8718 亿千瓦时,其中电力直接交易 8184 亿千瓦时、发电权交易 508 亿千瓦时、抽水蓄能交易 14.5 亿千瓦时、其他交易 11.5 亿千瓦时;省间交易电量(中长期和现货)合计为 1885.7 亿千瓦时,其中省间电力直接交易 444.6 亿千瓦时、省间外送交易 1414.9 亿千瓦时、发电权交易 26.2 亿千瓦时。

1—4 月,全国电力市场中长期电力直接交易中,省内电力直接交易电量和省间电力直接交易(外受)电量分别占全国电力市场中长期电力直接交易电量的 94.8%和 5.2%。

4 月份,全国各电力交易中心组织完

成市场交易电量 2963.3 亿千瓦时,同比增长 35.3%。其中,全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 2447 亿千瓦时,同比增长 38.4%。

数据显示,4 月省内交易电量(仅中长期)合计为 2477.8 亿千瓦时,其中电力直接交易 2292.5 亿千瓦时、发电权交易 175.1 亿千瓦时、抽水蓄能交易 4.6 亿千瓦时、其他交易 5.7 亿千瓦时;省间交易电量(中长期和现货)合计 485.5 亿千瓦时,其中省间电力直接交易 154.6 亿千瓦时、省间外送交易 318 亿千瓦时、发电权交易 12.8 亿千瓦时。

4 月份,全国电力市场中长期电力直接交易电量占全社会用电量的比重为 38.5%,同比提高 6.8 个百分点;省内电力直接交易电量和省间电力直接交易(外受)电量分别占全国电力市场中长期电力直接交易电量的 93.7%和 6.3%。

分区域看,前四个月国家电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 7989.7 亿千瓦时,其中北京电力交易中

## 1—4 月全国电力市场交易数据

单位:亿千瓦时

电量时段	累计市场交易电量	中长期电力直接交易电量	省内交易电量(中长期)	省间交易电量(中长期和现货)
1—4 月	10603.7	8633.2	8718	1885.7
4 月	2963.3	2447	2477.8	485.5



(数据来源:中电联)

心组织完成省间交易电量合计为 1762.7 亿千瓦时;南方电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 2008 亿千瓦时,其中广州电力交易中心组织完成省间交易电量合计为 98.5 亿千瓦时;内蒙古电力交易中心累计组织完成市场交易电量 606 亿千瓦时。

1—4 月,国家电网区域中长期电力直

接交易电量合计为 6303.6 亿千瓦时,占该区域全社会用电量的比重为 31.1%;南方电网区域中长期电力直接交易电量合计为 1806.5 亿千瓦时,占该区域全社会用电量的比重为 42.6%;蒙西电网区域中长期电力直接交易电量合计为 523.1 亿千瓦时,占该区域全社会用电量的比重为 49.9%。

## 图片新闻



## 安徽最大垃圾电站 2 号机通过 72+24 小时试运行

近日,安徽省最大的垃圾发电站——合肥市龙泉山生活垃圾焚烧发电项目 2 号机组通过 72+24 小时试运行。该项目新建 4 台 750 吨/日机械炉排生活垃圾焚烧炉和 2 台 40 兆瓦汽轮发电机组,安徽电建二公司承担两台发电机组主体建筑及安装工程,项目投运后日发电量可达 192 万千瓦时。图为项目全景。 安徽电建二公司/图

## 资讯

## 电力现货市场首个季度结算试运行完成

本报讯 6 月 1 日零时,浙江电力现货市场季度连续结算试运行顺利完成,浙江成为全国首个完成季度连续结算试运行的省份。

公开信息显示,参与本次结算试运行市场主体共 91 家发电企业,其中新能源场站 38 家,出清总电量 227.44 亿千瓦时。

供需关系方面,本次浙江试运行正值检修高峰期,部分时段供需关系偏紧,燃气机组顶峰和检修原因开机需求量较大,出清电量占比约 8.8%。市场价格方面,受电力供应偏紧及燃料价格上涨等因素影响,本次结算试运行平均电价历次有明显回升,日前市场平均电价波动范围 252.94—526.21 元/兆瓦时,实时市场平均电价波动范围 235.1—603.9 元/兆瓦时。

据悉,本次结算试运行首次引入统调新能源电厂参与市场模拟,为后续新能源正式参与市场积累经验。同时,调控中心按照国家发改委、国家能源局的最新要求,进一步规范和强化信息披露管理,确保信息披露的完整性和准确性,营造公开透明的市场环境。

浙江电力现货市场交易于 2019 年 5 月启动,2020 年 7 月启动第三次整月结算试运行。(赵紫原)

## 山东预警今夏供电“硬缺口”

本报讯 山东省能源局日前发布的《2021 年全省电力迎峰度夏预案》(以下简称《预案》)称,今夏山东电力迎峰度夏将面临用电高峰存在“硬缺口”、省外来电稳定输入存在不确定性、电网运行压力较大等问题。

《预案》预计,今年度夏期间山东省全省制冷用电大幅增长,用电负荷将保持高位运行,全网最高用电负荷 9600 万千瓦,电网最大供电能力约 9400 万千瓦,用电高峰时段存在 200 万千瓦左右供电缺口,如遇持续、大范围极端高温天气,全网最高用电负荷将攀升至 1 亿千瓦,供电缺口扩大至 200—600 万千瓦。

《预案》分析,迎峰度夏前,预计山东省新投产新能源机组 300 万千瓦、火电机组 70 万千瓦,届时全省发电装机总量将达 16271.5 万千瓦。因夏季负荷高峰时段多出现在高温、闷热天气条件下,风力较小,风电出力不计入电力平衡;光伏出力按 15%计入电力平衡;孤网自备机组自发自用,不计入全网电力平衡。考虑扣除省内火电机组临故修、降出力及预留备用等因素后,迎峰度夏省内最大供电能力约为 7280 万千瓦。(宗和)