

电力供需紧张 电网调峰困难

江西探索“分时段”市场化电量交易

■本报记者 卢彬

核心阅读

将交易电量按不同月份、不同时段进行划分,其中尖峰时段价格上限为0.9元/千瓦时,高峰、平段、低谷时段价格上限分别为0.6元/千瓦时、0.4143元/千瓦时和0.24元/千瓦时。

日前,国网能源研究院召开“电力市场设计与投资规划(江西)论坛”,以期通过充分探讨持续提升江西电力市场设计水平。

江西省电力交易中心副总经理陈刚表示,今年以来,江西探索建立“分时段”电力市场化交易,制订了分时段交易组织实施细则和分时段电量电费结算细则。“江西省能源局于6月初下发了《江西省2020年分时段市场化交易模拟运行方案(征求意见稿)》,拟于7-9月开始分时段市场化交易模拟运行。”

以时段区分报价上限

江西探索的所谓“分时段”,即建立带时标的能量块市场化模拟交易机制。“简单来说,分时段模拟交易,就是把一份电量按照不同时段分成3、4份,分别组织开展交易结算,并分别进行偏差考核。”

根据陈刚展示的模拟交易方案,江西将交易电量按照不同月份、不同时段进行划分,其中尖峰时段价格上限为0.9元/千瓦时,高峰、平段、低谷时段价格上限分别为0.6元/千瓦时、0.4143元/千瓦时和0.24元/千瓦时。

“后续将根据电力保供需求,适时启动结算试运行。”陈刚表示,目前江西正在开

展全省优先购电目录的编制试点工作,力争今年出台。“在此基础上,计划于2021年开展分时段交易结算试运行,形成分时段交易电量交易价格;2022年继续深化分时段交易,探索开展周交易,研究24时段电量交易方案;2023-2024年探索开展24时段电量交易,探索满足不同需求弹性用户特性的灵活报价、灵活撮合的方式。”

多举措应对电力缺口

“分时段”机制的提出,与江西省电力供需形势的特点密切相关。

据了解,江西电网处于华中电网的东南末端。2019年,江西省全社会用电量约1536亿千瓦时,统调最大负荷2231.4万千瓦。陈刚介绍,今年江西省13家发电企业参与电力市场交易,已与11家电力大用户以及31家售电公司代理的6217家用户签订了499亿千瓦时的交易合同。

江西电力交易中心的资料显示,目前江西电网最大受、送电能力仅为260万千瓦和160万千瓦,电力供需已呈现紧平衡状态,度夏、度冬高峰期存在200万千瓦的电力缺口。“特高压交流线路入赣之前,也就是最近2-3年,江西整体上呈现电力供应紧张形势,省内用电负荷峰谷差逐年增

大,最大峰谷差率已经超过55%,电网调峰日益困难。”陈刚直言。

陈刚指出,除了开展可中断负荷奖励、有序用电等常规保供措施外,江西还推出了交易电量与错峰电量挂钩的机制,并于今年首次将售电公司引入需求侧管理工作中。

根据《江西省能源局关于继续试行“交易+保供”工作挂钩机制的通知》,江西省纳入今年有序用电工作方案并参与电力市场化交易的电力用户,累计3天次、5天次、7天次错峰执行不到位时,当月市场化交易电量中将分别有20%、50%、100%按照目录电价结算;电力用户错峰执行不到位的,将相应扣减售电公司代理销售费。

执行细节仍待摸索

对于江西基于自身情况探索分时段交易电量交易模式,与会专家给予支持鼓励的同时,也对该机制的具体执行及细节提出了疑问与建议。

某业内专家指出,该机制目前尚未考虑与现货市场的联系,在报价与执行上将面临较大困难。“没有现货的情况下,能量块集中交易没有发现价格的依据,市场主

体在报价时会产生困惑,而调度也需要针对每个时段的不同情况调整出力,调度执行难度将大大提高。”

陈刚坦言,目前江西暂时没有考虑加入电力现货市场,主要方向还是完成中长期电力交易的设计,分时段能量块交易的落地执行也正在与调度部门沟通,研究具体的落实过程。

“受负荷增长和电源建设滞后影响,江西电力供需已从原先的紧平衡发展为硬缺口。”国网江西经研院博士熊宁认为,江西“十四五”电力发展面临比较严峻的形势,“如果只考虑目前已经核准的机组,那么江西‘十四五’时期将存在1200万千瓦左右的电力缺口,而随着新能源产业进一步壮大,其不稳定性、不可靠性必然导致供应缺口越来越大。”

对此,熊宁建议,江西应重点关注电力供应接近极限时的机制设计。既要通过电价合理反映供需情况,又要防止发电厂利用市场获取不正当利益。“此外,目前江西探索建设的分时段机制中,尖峰和低谷时段电价差为0.66元/千瓦时,对于存在巨大电力缺口的省份,这个价差可以考虑进一步拉大,以通过价格引导用户更大程度地错峰用电,同时为储能等新业态提供一些可盈利的空间。”

漳州核电1号机组钢衬里最重最高模块吊装就位



图片新闻

近日,采用“华龙一号”技术的漳州核电1号机组钢衬里模块三顺利吊装就位,吊装过程中采用的工艺和技术将为后续“华龙一号”机组模块化施工提供良好经验借鉴。

模块三是目前漳州核岛钢衬里模块中最重、吊装高度最高的模块。为保证高精度、零失误作业,中核二四充分总结以往经验,合理优化现场施工组织,极大缩短了吊装时间。图为吊装现场。

余杭/摄

中外高校研究机构聚焦中国电改成效——

电改效率关乎全社会福利

■本报实习记者 赵紫原

“电力市场改革的目标,应该是电力行业效率提升,由此促进全社会福利的提升,而不是简单地讲电价下降了多少。发电效率、供需情况、燃料成本,这些都是影响消费者用电价格的因素。”中国人民大学应用经济学院副教授宋枫近日在该院主办的“中国电力市场年会(2020)”上表示。

记者注意到,电力市场化改革目前行至半途,行业普遍关注市场如何建、自然垄断如何管、反垄断政策如何约束市场势力、电价政策与社会协调等问题。上述年会中,关于“电改中的效率提升与再分配”引发了专家讨论。

工商业电价显著降低

“中国电改的重要目标之一,是为了形成具有竞争力的工业电价。”一位与会专家指出。对此,国家发改委市场与价格研究所副研究员杨娟介绍,中、美两国税收体系不同,除去增值税,2016年,我国工业用户电价平均0.587元/千瓦时,商业电价平均0.821元/千瓦时,分别比美国高31%、19%。

公开信息显示,电改推进几年来,我国工业电价和商业电价显著降低。剑桥大学能源政策研究小组研究团队以广东和浙江35kV工商业用户为例,研究了电改“9号文”出台之后电价的变化。

基于研究成果,剑桥大学能源政策研究所副主任迈克尔·G·波利特指出,与2012

年相比,广东、浙江标杆电价分别下降26.6%、27%,市场电价分别下降30.2%、30.4%。具体而言,2012年,广东工业电价是得克萨斯州的2.1倍,2019年已降至1.4倍。

对此,宋枫也进行了相关研究。通过对计划模式、中长期交易模式、现货市场三种市场模式下不同机组发电量占比、电力供给、消费者电费下降幅度等进行对比分析,她得出结论:“谁做了电改的‘奶酪’?谁切了谁的‘奶酪’,其实是效率与再分配问题。短期看,中长期交易和现货模式,对社会总福利改善影响差别不大,但对社会福利如何分配有很大影响。”

“无论采取何种市场模式,在发电侧引入竞争都可以带来社会总体福利提升,消费者用电价格的下降更多来自生产者让利。”宋枫指出,市场化改革中不同发电机组利益进行了再分配,气电和低成本煤电等高成本机组是改革的受损者,而核电和高效火电机组成为改革的受益者,低成本的发电机组获得更多发电量。

电价交叉补贴问题待解

新一轮电改推进至今,各地试点取得一定突破,但阻力仍然很大,不少业内人士指出电改已现疲态。对此,与会人士一致认为,解决交叉补贴问题对我国电力市场建设至关重要。

宋枫表示:“目前,售电公司仅对大用

户开放,没有拓展到居民、医院等组织性用户中,特别重要的原因是存在交叉补贴,即发达地区对欠发达地区用户的补贴、高电压等级对低电压等级用户的补贴、大工业和一般工商业对居民和农业用户的补贴。如果交叉补贴问题不解决,电价就不能真实反映供电成本,破坏了电价所应提供的经济信号。”

此外,讨论中另一个焦点锁定在市场化电量的比例。

迈克尔·G·波利特指出,目前中国电力市场按“双轨制”方式运行,市场化电量约占30%,其余仍为计划电量,亟需提高市场化电量的占比。宋枫认为,扩大市场化电量占比,能最大程度将社会福利传导至用户。

“换言之,约70%电量的用户是被‘保护’起来的,交叉补贴仍是电量中的重要组成部分,只有解决交叉补贴问题,市场化价格机制才有可能理顺。此外,输配电价与普遍服务资金不该‘一锅乱炖’,需进一步巩固完善电力普遍服务制度,厘清政府和电网企业责任边界。”宋枫表示。

剑桥大学能源政策研究所的研究成果指出,广东是电改先行省份之一,“9号文”发布后取得一系列改革成果,培育了首批售电公司,市场电价下降了10%。“然而,广东电力市场对市场主体缺乏透明度,发电能力过剩可能导致恶性竞争报价,缺乏立法支持,监管机构需要明晰《反垄断法》的执行权限。”

完善制度才能推进改革

对目前电改存在的问题,宋枫认为,发电侧引入竞争的同时,还要配套其他市场机制。“从模拟结果看出,全电量现货市场模式下,高成本机组发电小时数大幅下降,进而可能退出市场或严重亏损。气电等高成本机组在夏季高峰出力,对满足电力系统安全性必不可少,因此要为这些机组提供备用容量及其他辅助服务激励。”

宋枫还提到:“全电量现货市场价格波动较大,保守估计波动区间0—0.46元之间。因此,中长期交易为主具有合理性。需要注意的是,如何设计对冲工具减少市场参与者的不确定性非常重要。”

迈克尔·G·波利特则对再降一般工商业电价提出相关建议:“改革调度制度,提升电网效率、取消工业用户对居民用户的交叉补贴、减少发电和电网环节的过剩产能投资,可分别使工商业电价降低1%、2%—3%、5%、3%,这些或为今后降低一般工商业电价的有效途径。”

剑桥大学能源政策研究研究成果所指出,总体而言,中国本轮电改更具有监管特征,也凸显了两个重要经验:首先,降低终端用户的电价在很大程度上取决于科学的输配电价监管和政策性成本;其次,市场化改革是改进监管体系、改变原有计划体制的有力工具。

南网全网电力负荷年内屡创新高

本报讯 记者路郑报道:近日,随着广东社会生产生活秩序加速恢复,加之连日高温,用电快速攀升。7月14日,广东电力负荷创历史新高,达到1.238亿千瓦,同比增长1.51%。同日,南方电网全网电力负荷今年第四次创历史新高,达到1.933亿千瓦,较去年最高负荷增长3.53%。

近期受经济加速恢复和持续高温天气驱动,广东多地用电负荷迅速攀升,纷纷刷新纪录:7月14日下午16时53分,深圳电网最高负荷达1913.62万千瓦,较往年最高负荷增长0.19%。深圳电网6月用电量97.36亿千瓦时,较去年同期增长6.03%。7月14日下午15时18分,佛山市供电负荷创历史新高,达到1300.9万千瓦,比去年最高负荷增长1.65%。

此外,南方电网供电区域内的广西、云南用电快速增长,贵州、海南用电持续恢复。从用电数据来看,4月开始,南方电网日发电量逐步企稳回升,连续三个月实现单月同比正增长。5月至今,广东统调发电量同比增长超过8%。6月20日,南方电网年内累计发电量同比转正。

据了解,今年迎峰度夏前,南方电网就已促成云南境内乌东德机组以及禄高肇直流水电等国家重大工程继续投产,上半年新增发电装机容量928万千瓦,广东受西电能力提升到3861万千瓦,西电东送日电量超突破10亿千瓦时大关。

与此同时,南方区域全面入汛以来,南方电网坚决执行长江防总水位调度要求,优化跨省区水电联合调度,新增水电蓄能131亿千瓦时,有力保障了南方五省区经济社会快速发展的电力供应。

据悉,辅助服务也是确保电力系统安全运行和可靠供电的重要手段。根据国家能源局南方监管局日前印发的《南方区域统一调频辅助服务市场建设方案(征求意见稿)》,南方区域统一调频辅助服务市场最终将包括“广东、广西、贵州、海南调频”和“云南调频”两个子市场,二者的市场结构、交易机制、价格机制等方面基本保持一致,异步联网期间各自相对独立运行。同时,计划于今年年底启动这两个市场试运行,建成南方区域首个区域级电力辅助服务交易品种,再于2021年12月前将贵州纳入。

四川明确今年富余电量输配电价

本报讯 四川省发改委近日发布关于明确2020年富余电量输配电价有关问题的通知(以下简称“通知”)指出,鉴于四川电网第二监管周期输配电价正处核定阶段,为确保省内富余电量交易正常开展,促进丰水期富余水电消纳,按与上年富余电量政策平稳衔接确定今年富余电量输配电价。

通知明确,今年富余电量继续执行两部制输配电价,四川电网供区范围内大工业用户参加富余电量交易的,110千伏及以下电压等级输配电价中的电度电价执行标准为0.105元/千瓦时,220千伏电压等级输配电价中的电度电价执行标准为0.0849元/千瓦时,基本电价按现行相关规定执行;尚未纳入全省输配电价核定范围的独立地方电网企业,供电范围内符合富余电量条件的大工业用户打捆参加富余电量交易的,输配电价中的电度电价按0.105元/千瓦时执行,基本电价按四川电网基本电费折算电度电价标准0.076元/千瓦时收取。地方电网应切实将富余电量红利落实至对应的工业企业。(川发)

贵州多措并举促进汛期水电消纳

本报讯 贵州电网近日发布消息称,6月以来,贵州出现多次连续强降雨过程,7月上旬各流域再次遭遇两次大范围持续性暴雨,贵州电网统调水电发电量连创历史新高。对此,该公司统筹优化安排电网运行方式,在确保电网安全稳定运行及各水电站防汛安全的前提下,全力提升水电消纳能力。

据悉,6月以来,在保障电力供应安全情况下,根据汛期水电轮停方案,积极协调贵州省能源局及电力市场各方利益主体,安排火电机组停机1200万千瓦以上;开展调峰辅助服务市场建设,大力提升火电机组深度调峰意愿,为低谷水电腾出消纳空间;积极协调沟通西南网总调,发挥南网大平台优势,采取电网送粤日送电曲线峰谷倒挂方式全力促进水电消纳。(宗和)