

# 多地对用电峰谷时段进行调整 分时电价持续加大精准调控

■本报记者 林水静

## 核心阅读

随着新能源的大规模发展,用电峰谷时段发生明显变化。为促进新能源消纳,进一步引导用户调整用电负荷,今年以来,浙江、安徽、江苏、河南等地均对分时电价政策作出调整。

今夏用电高峰期即将到来,多地分时电价政策迎来新调整。近日,河南省发改委发布《关于调整工商业分时电价有关事项的通知》(以下简称《通知》),对峰谷时段、峰谷浮动比例等作出调整,以更好保障电力系统安全稳定经济运行,在改善电力供需状况、促进新能源消纳的基础上,进一步引导用户调整用电负荷。

价格被视为调节供给和需求的最有效手段。分时电价机制通过将每天24小时划分为高峰(含尖峰)、平段、低谷等时段,对各时段分别制定不同电价水平的方式,引导和鼓励用户削峰填谷,力争将发电曲线与用电曲线匹配,提高电力资源的利用效率。然而,近年来,随着我国新能源装机量的不断攀升,发电结构正在进行深度调整。在此背景下,分时电价应如何调整才能更好发挥其引导作用?

## 时段划分愈发细化

2023年,我国可再生能源发电装机规模历史性超过火电。随着新能源的大规模发展,用电高峰和低谷时段也发生变化。

“过去,午间是用电高峰时段。但随着可在午间集中出力的光伏发电的大规模发展,相对发电出力而言,午间用电反而变成平段或低谷时段。”中国能源研究会能源政策研究中心主任林卫斌向《中国能源报》记者解释。

这种变化倒逼分时电价政策作出相应调整。以河南为例,《通知》在该省于2022年发布的分时电价调整政策基础上,优化了峰谷时段设置。“一方面,取消了中午10时至14时的高峰时段,将3—5月、9—11月的11时至14时设为低谷时段。这意味着,新能源发电规模大涨后,中午时段发电量最大的光伏电量可以通过分时电价调节负荷;另一方面,此前河南设置的尖峰时段相对零散,分散在个别月份的12时至14时、18时至19时、20时至21时,现在取消了中午的尖峰时段,将另外两个时段延长为17时至19时、20时至23时。这些调整根据电力系统净负荷高峰制定,更具适用性,可实现削峰作用。”国网能源研究院财审与审计研究所主任经济师张超告诉《中国能源报》记者。



此外,《通知》还进一步细化了季节分时,调整了峰谷浮动比例。“分时划分得越细,该机制的引导作用就越强。此前,河南的季节分时只把最冷和最热的12月一次年1月、7月—8月和其他月份区分开来。而《通知》在此基础上作了进一步细化,对2月和6月也有单独考虑。同时,尖峰时段上浮比例也由在高峰时段上浮64%的基础上再上浮20%,调整为在高峰时段上浮72%的基础上再上浮20%,相当于从基于平价时段上浮约96.8%调整到上浮106.4%。整个峰谷浮动比例都有提升。进一步拉大的峰谷价差将发挥更强的调节能力。”张超分析。

河南的举措并非个例。今年以来,浙江、安徽、江苏等地均对分时电价政策作了调整。“从多地调整情况可以看出,时段划分越来越细,峰谷价差有所扩大已成为一种趋势。”张超表示。

## 调整频率更加频繁

用户的调节能力对电力系统十分重要。“通过分时价格,引导用户发挥调节能力,有助于减少电力系统的投资。对于用电需求大、关注用电成本变化的工商业用户来说,分时电价对用电成本的影响,也会让企业根据时段调整生产,尽量在低谷时段用电,发挥分时电价的削峰填谷作用,以此降低用电成本。此外,除工商业用电的分时电价政策外,去年重庆还建立了居民用电的分时电价机制,湖北试行了居民电动汽车充电桩分时电价政策。多种负荷的利用,进一步提升了电力系统调节能力。”张超表示。

“目前,我国31个省份(港澳台地区未统计)均已执行峰谷分时电价,根据《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》,各省份统筹考虑当地电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机、系统调节能力等因素,重新划分了峰谷分时时段,拉大了峰谷价差,通过价格信号积极引导用户错峰用电,进而降低峰谷价差率。”华北电力大学能源互联网研究中心副主任王永利告诉《中国能源报》记者。

“长期来看,价格由供需决定是最有效的机制,也是市场经济的核心原则之一。为更好地将不同时间段的电力供求关系反映到价格信号上,并更好地发挥价格的调节作用,应加快推进电力现货市场建设,形成由供给和需求决定价格的机制。”林卫斌建议。

“新能源和储能快速发展,对电力系统净负荷曲线的影响日益显现,分时电价调整的频率或将越来越高。”张超认为。

## 强化与市场衔接

分时电价削峰填谷,优化用电方式的作用,使其成为需求侧管理的重要手段。

对此,张超进一步分析,分时电价更多指代理购电的目录分时,目录分时电价只是电价分时信号的一种方式。如今,越来越多的分时信号体现在市场化价格机制中,也就是通过现货市场、中长期市场交易以及售电公司的电价套餐体现。未来,分时电价政策将在居民、电动汽车等更广阔的领域应用,可供调节的用户范围越来越大。在此趋势下,分时电价如何更好地与市场衔接,让价格更透明、规范,让更多用户参与使用分时电价,还需基于实践开展持续研究。此外,当前虽已有不少省份明确分时电价的浮动基础是代理购电电价,但并不适用于所有地区,未来还需进一步规范浮动基础,确保政策更加简明清晰。

“长期来看,价格由供需决定是最有效的机制,也是市场经济的核心原则之一。为更好地将不同时间段的电力供求关系反映到价格信号上,并更好地发挥价格的调节作用,应加快推进电力现货市场建设,形成由供给和需求决定价格的机制。”林卫斌建议。

在王永利看来,未来各地还需根据电力系统用电负荷或净负荷变化、新能源消纳、电力供需状况、电力现货市场运行等情况,适时调整峰谷分时电价时段划分、峰谷价差、实施范围。“一方面,执行季节性分时电价,全国大部分省份的季节性特征比较明显,面临着迎峰度冬、迎峰度夏期间的‘双高峰’电力保供压力,以及春秋季节午间光伏发电等问题,全年执行一套峰谷分时电价政策不利于新能源消纳,价格激励作用不明显;另一方面,合理拉大峰谷电价价差,引导用户在电力系统低谷时段多用电,能够为抽水蓄能、新型储能发展创造更大空间,促进风电、光伏等新能源的有效消纳。”

# 贵州电力市场化交易实现飞跃发展

■陈举 邓钧文 梅学云

“从2015年首次参加电力市场化交易以来,通过市场化交易,我们的用电成本得到有效降低,供电可靠性安全性得到有力保障。”作为电力市场化改革的受益者,贵州遵义铝业公司副总经理陈静说,电力市场化交易让他们获得了实实在在的好处。

围绕“四个革命、一个合作”能源安全新战略要求,2015年,国家开启新一轮电力市场化改革。作为全国电力市场化改革首批综合试点省份,贵州省委省政府和南方电网公司高度重视电力市场化改革,在输配电价、电力市场化、售电侧和跨省区交易机制等方面全面开展改革,贵州电力市场建设和电力市场化交易成绩斐然,市场机制不断完善、交易品种不断丰富、交易规模和参与主体不断扩大,现货市场建设取得突破。

——电力市场机制不断完善。十年来,贵州积极推进电力市场化改革,充分发挥电力交易机构平台作用,不断丰富完善电力交易机制,构建能源产业链共赢格局。

2017年,在《电力中长期交易基本规则》出台后,贵州相继出台、修编《贵州电力中长期交易基本规则》,构建了“双边协商交易月度合同计划电量调整+合同电量转让+电量互保+偏差电量处理办法”的“3+1”全流程偏差电量处理机制,进一步提高市场主体电量预测准确性,降低偏差考核电费,形成了具有贵州特色的全流程偏差电量处理机制。

为了解决电煤价格高企与发电企业让利空间收窄的矛盾,贵州电力交易中心建立了电煤价格、重点产品价格关联的电力交易价格联动机制,即“基准电价+浮动机制”,形成全产业链利益共享、风险共担、协同发展的格局,有效促进电力市场的平稳健康发展。

“我们构建了以交易规则为基准、年度方案为统领、细则指引为补充的电力中长期规则体系,实现了交易品种更加丰富、交易方式更加多样、交易周期



更加灵活。”贵州电力交易中心市场运营部高级经理朱刚毅说。

如今,贵州电力市场化交易的品种,已从2015年的单一年度双边协商交易1个品种,扩展到了包括省内电能、周边跨省区电能、省内水火发电权、绿色电力、需求响应和电网代理购电在内的6个品种。交易方式也扩展到了双边协商、集中竞价、挂牌、竞拍4种方式,交易周期已涵盖多年、年、多月、月和周5种。通过交易品种、交易方式、交易周期的相互组合,有效满足了各类市场主体的差异化交易需求。

——现货市场实现新突破。在“双碳”目标、新型能源体系建设、全国统一大市场建设深入推进的背景下,加快建成电力现货市场成为贵州电力市场改革工作的重要任务。

“我们是零基础、零经验,建设电力现货市场需要从理论政策研究到规则和机制构建,再到系统平台打造,一步一步做起。”朱刚毅表示,贵州电力现货市场充分借鉴先进省区经验,结合本地特点,在不到一年的时间内,攻克零售穿透清算、不平衡资金科目等市场难题,率先在南方区域西部省区具备开展现货结算试运行的政策条件、技术条件和市场条件,基本构建起现货市场规则体系。

电力现货市场的建立,有效解决了

在电力市场交易日益活跃的情况下,电力中长期市场在发现电力时空价值、充分引导电力资源优化配置等方面的局限性,能更好地满足未来电力市场发展需要。

2023年10月,贵州电力现货市场实现了从无到有的里程碑式新突破,也稳步迈进“现货时代”。

——交易规模不断扩大。早在2013年,贵州电网公司就已在电力市场化的道路上开始了创新探索和大胆尝试,在全国率先开展了大用户直购电。

新一轮电力体制改革启动后,贵州电力市场交易规模稳步扩大,市场交易范围覆盖更广。2015年,贵州电力市场化交易完成电量174亿千瓦时,参与交易用户498家。而2023年交易完成电量869亿千瓦时,参与交易用户6630家,分别是2015年的4.99倍和13.3倍,年度交易电量已占到贵州省内售电量的63.41%。截至目前,贵州省已累计完成电力市场化交易电量5246亿千瓦时,年均增长25.98%,累计注册的经营主体达8849家。

电力市场化改革的红利也得到充分体现。2015年以来,通过市场化交易降低用户用电成本290亿元。其中,电网企业降低181亿元,发电企业降低109亿元,保住和新增大工业用电量1282亿千瓦时。

本报 记者赵琼报道 6月12日,由中国电力企业联合会(以下简称“中电联”)主办的第二届(2024年)电力市场发展论坛在北京举办。论坛以“领航绿色能源发展 共创电力市场改革未来”为主题,共同研究探讨“双碳”目标下,适应高比例新能源特征的市场机制建设,促进新能源健康可持续发展。

中电联党委书记、常务副理事长杨昆指出,近年来我国电力市场建设稳步推进,初步建立了适应新型电力系统的统一电力市场体系,有效促进了电力资源优化配置和能源清洁低碳转型,取得了显著成效,电力市场规模持续扩大,电力市场交易体系不断完善,新能源参与市场规模逐步扩大。

针对下一步工作,杨昆建议,一是持续完善电力市场体系建设,积极开展全国统一电力市场规划研究,推动构建反映电力系统“安全、清洁、高效、协同、智能”多元价值的电力市场体系;二是积极推动新

设全国统一大市场的背景下,需要政府、行业、企业共同努力,解决电力市场化改革面临的诸多问题。对此,国家能源局市场监管司副司长张燕秦指出,一要进一步协同全国多层次市场发展,明确各级市场的功能定位,加强省间与省内交易的衔接,提升资源优化配置效率;二要加快完善适应高比例新能源的市场机制,进一步提高绿色消费规模,体现绿色价值;三要进一步提升电力系统安全保障机制,不断完善容量补偿和辅助服务政策机制,提升电力系统的安全充裕度和灵活性。

工信部运行监测协调局二级巡视员朱璋指出,近年来我国加快推进工业领域电力消费绿色低碳转型步伐,论坛首次发布绿电(绿证)消费相关成果,将对全社会主动消费绿色电力氛围、激发绿色消费活力、推动企业形成绿色低碳生产生活方式发挥重要作用。

中国绿色电力(绿证)消费特指支付了环境溢价,以绿色电力证书为唯一凭

## 第二届(2024年)电力市场发展论坛在京举办

能源稳妥有序进入市场,健全完善适应新能源快速发展的市场机制;三是加强电—碳市场协同发展,加快“电—证—碳”耦合衔接机制建设,体现绿色环境价值,推进电力行业绿色低碳转型。

博鳌亚洲论坛副理事长、中国人民银行原行长周小川围绕应对气候变化、电价机制、投资及金融资源优化配置、电力市场建设、我国电力系统在共建“一带一路”国家的需求潜力等话题进行了深入分析。

中国能源研究会理事长史玉波强调,电力行业要处理好电力发展和转型的关系,统筹推进源网荷储协同发展,提高电网对清洁能源的接纳、配置和调控能力,用好市场手段,健全完善适应高比例新能源发展的电力市场,推动供给侧绿色电力生产,鼓励用户侧绿色电力消费,加强绿色认证协同,促进“电—碳”市场体系协同发展。

当前,在加快构建新型电力系统和建

证的绿色电力消费。2023年,全国绿色电力(绿证)消费总量达1059亿千瓦时,同比增长281.4%,绿色电力消费规模实现了跨越式增长。

在论坛现场,中电联、北京电力交易中心、广州电力交易中心、国家可再生能源信息管理中心联合发布了“中国绿色电力(绿证)消费TOP100企业名录”(以下简称“TOP100企业”)。据悉,2023年TOP100企业依据真实可信的绿色电力消费数据形成,统计口径全面、数据完整,涵盖能源、电信、石化、钢铁、互联网科技、汽车制造、生活服务等行业,充分展示了各行业企业在推动能源消费绿色转型、实现可持续发展方面作出的突出贡献。

本次论坛上,中电联还发布了“助推电力市场改革创新实践”“全国电力市场建设运营年报”等系列电力市场研究成果,国网能源研究院发布了《国内外电力市场化改革分析报告(2024)》。