

## 迎峰度夏专题报道

## 各方提前谋划 备战迎峰度夏

今年全国最高用电负荷或比去年增加8000万千瓦

■本报记者 苏南 杨晓冉

6月以来,随着气温攀升,我国多地用电负荷持续走高。《中国能源报》记者了解到,近期,全国单日最大用电负荷已达8.6亿千瓦,同比增加7.77%。截至5月底,广东统调最高负荷同比增长约20%,逼近历史最高水平;进入6月,江苏电网日均用电负荷持续保持在1亿千瓦左右,比去年同时段高近1000万千瓦……为应对即将到来的迎峰度夏,全国各地提前布局谋划,进入“备战”状态。

中电联预测显示,2023年全国最高用电负荷有望达13.7亿千瓦左右,比2022年增加8000万千瓦左右。若出现长时段大范围极端气候,则全国最高用电负荷可能比2022年增加1亿千瓦左右。

## ●用电增长不会明显超出预期

近年来,气温对用电的影响日益突出,我国电力负荷冬夏“双高峰”特征日趋明显,夏季降温及冬季取暖负荷占比越来越大,部分省份夏季降温负荷占最高用电负荷比重达到40%-50%甚至超过50%。

业内人士分析,今年迎峰度夏期间,全国电力供需总体紧平衡,部分区域用电高峰时段电力供需可能会偏紧。南方、华东、华中区域电力供需形势偏紧,存在电力缺口;东北、华北、西北区域电力供需基本平衡。

“去年,以四川为代表的部分省份出现用电紧张情况,主要是因为遭遇了‘高温+干旱’双重极端天气,高温事件呈现开始时间早、持续时间长、范围广、强度大、极端性强的特点。”国网能源院经济与能源供需研究所宏观经济研究室主任吴姗姗接受《中国能源报》记者采访时表示,“根据国家气候中心最新预测结果,2023年夏季

气温较常年同期偏高,华东、华中、新疆等地可能出现阶段性高温热浪,但程度大概率不及上年,用电增长不会明显超出预期。”

南方电网云南电力调度控制中心水电及新能源科水调组组长陈凯告诉《中国能源报》记者,今年以来,云南省内降雨为1961年以来同期最少,气象干旱发展迅速。“根据气象部门预测,预计今年全省大部地区雨季开始期接近常年略偏晚,且雨季开始前干旱较常年偏重,除西部和南部降水略偏多,其余地区接近常年同期。因此,综合考虑气象因素及电解铝、硅、电池等大用户用电增长等,预计汛期云南全省用电需求保持两位数以上的快速增长势头,且同比增长超100亿千瓦时,最大用电负荷需求同比增长约300万千瓦。”

《中国能源报》记者获悉,今年前4个月,全国规模以上水电发电量同比下降13.7%,其中4月同比下降25.9%,5月水电生产延续下降趋势。受水电生产能力下降等因素影响,今年一季度,云南、贵州电力供需形势较紧张,当前云南电力供应仍呈偏紧态势。

另据气象部门预计,今年夏季(6-8月)西南地区东部及华中中部降水偏少、气温偏高,湖北大部、湖南北部、重庆东部、四川东北部等地降水偏少2-5成,可能出现区域性气象干旱,降水偏少将对当地电力供应以及电力外送产生影响。

## ●提前布局应对用电高峰

《中国能源报》记者了解到,为应对迎峰度夏高比例用电,各地电网企业已提前谋划。

记者从国网四川电力获悉,为应对夏

季用电高峰的到来,该公司加大投入补强电网,6月30日前将建成投运34项重点电网工程,新建输电线路1207公里,新增变电容量1333万千瓦。今年四川与青海、湖北、陕西、甘肃、宁夏五省区达成丰水期高峰时段日内峰谷互济合作协议。这是四川电网首次在丰水期开展大规模跨省区日内互济,可一定程度上缓解高峰时段性供电压力。”四川电力交易中心研究策划部主任李晨介绍。

“今年以来,随着用电负荷快速恢复,度夏期间河北南网电力供需仍处于紧平衡状态。”河北省保定供电公司电力调控中心副主任王光华对《中国能源报》记者表示,保定地处首都“南大门”,在全力确保度夏电力可靠供应的同时,还肩负着11条500千伏进京线路、25条220千伏高铁专线、雄安主网架的保障任务。在经济复苏带动下,河北南网今夏最大负荷增幅预计超过4%,综合考虑市区及县城用电负荷需求和电网内外部供应能力预测,度夏期间河北南网最大用电需求4650万千瓦,电力缺口130万千瓦,极端情况下达280万千瓦,保定电网最大负荷将创历史新高,达到800万千瓦。“为此,我们在深刻分析迎峰度夏电力保供形势和问题的基础上,谋划部署度夏保供各项工作。”

北京气象部门发布的数据显示,自6月14日起,北京地区将出现连续高温天气,局部地区最高温度将达40摄氏度。国网北京市电力公司调控中心负责人介绍,二季度北京全市经济逐步回升,叠加近期气温升高影响,北京电网负荷逐步增长,较去年同期增长约30%。“北京电网加强电网运行监控,按照度夏前制定的168项电网方式调整措施,实时优化

电网运行方式。目前全网运行平稳,电力供应有序。”

华东电网是我国规模最大、电压等级最高的区域电网,预计今夏最高用电负荷39725万千瓦。同时,作为典型受端电网,预计今夏外来电约7000万千瓦,约占电网最高负荷的18%。6月15日,针对华东电网的运行特点和主要安全风险,国家能源局在华东区域举办跨省区大面积停电事件应急演练,开展跨省跨区电力应急救援,共同应对处置电网大面积停电突发事件。

“由于新增电源投产速度远低于用电需求增速,且缺乏大型稳定电源投产,电源性缺电特征明显,电力供需呈现出以发定送的鲜明特点。对此,全力做大供给侧蛋糕仍是云南迎峰度夏乃至今后较长一段时期能源保供的关键。”陈凯告诉《中国能源报》记者。

## ●全方位合力保障电力安全供应

谈及有效应对迎峰度夏,多位业内人士表示,电力保供关键在各地政府的协调。政府要发挥高效协调作用,除了保障保证燃料供应充足外,还要督促各地加快出台应急备用电源管理细则,明确应急备用电源认定标准、管理流程和支持政策。与此同时,做好指导各地政府部门结合电力系统运行实际优化分时电价的峰谷时段和峰谷价差,发挥削峰填谷作用。

以云南为例,陈凯指出,保供的关键是要抓好价格机制、要素保障、火电增发的“牛鼻子”。“在‘看天吃饭’的电源特性下,提升火电机组顶峰能力,迎峰度夏期间按‘应修尽修、修必修好、应开尽开、能开全开’原则持续优化火电检修及发电运行安排;强

化要素保障要按照‘能投尽投、能快尽快、全容量并网’原则,促进新能源又快又多投产发电;此外,通过完善市场交易规则,利用能源保供财政引导资金补贴火电发电和购煤等以疏导火电上网价格,挖掘火电发电潜力。”

中电联统计与数据中心主任王益焜建议,加快重点电源电网工程建设,提升电力系统调节支撑能力。同时,加快推进新增电源项目建设,挖掘现有发电机组潜力,并加强电力负荷管理,挖掘需求侧资源,推动需求响应规模尽快达到地区最大用电负荷的5%。

吴姗姗认为,提前做好迎峰度夏,电力企业方面要严格落实新增机组投产进度,确保相关电厂按期投产、早日发电;做好设备维护,严控非计划停运和出力受阻规模;创造条件推动退役机组转为应急备用电源,实现应转尽转,保障高峰时段电力供应和负荷中心电源支撑。“电网企业需要强化政企协同,强化网源荷储协同,强化内部协同,强化电网运行控制。电力用户应实事求是申报可调节资源规模,积极响应节约用电专项行动,用实际行动落实节约战略。”

针对水库调节能力,中国水力发电工程学会原副秘书长张博庭告诉《中国能源报》记者,川滇用电高峰有压力,表面是天气原因导致缺水,根本因素是库容调节系数偏低。我国年调节水库数量偏少,难以将丰水年多蓄水蓄存,用以提高枯水年的供水量,所以去年四川遇到高温干旱,用电紧张立即显现。“解决水资源时空不均最有效的途径是建设龙头水库大坝。如果金沙江建成龙盘水电站,整个流域就具备了跨年调节的能力。”

## 需求响应发力 保障用电无虞

■本报记者 姚金楠

“如果你已满足条件,赶紧把握机会,一起参与电力需求响应!”

“如果您也想参与需求侧响应,同时享受到补贴,记得联系我们。”

迎峰度夏在即,多地电网企业近日开始组织启动需求侧响应的申报工作。着手需求侧,引导用户主动错峰避峰,正成为各地迎峰度夏工作中的重要抓手。

## ●新业态涌现,需求侧潜力巨大

按照国家发改委近日印发的《电力需求侧管理办法(征求意见稿)》,需求响应是电力需求侧管理的主要方式之一,为应对短时电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况,通过经济激励为主的措施,引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为,实现削峰填谷,提高电力系统灵活性,保障电力系统安全稳定运行,促进可再生能源电力消纳。简言之,需求侧响应是解决可预见、短时电力问题的重要手段。

随着各种新业态不断涌现,华北电力大学教授曾鸣指出,需求响应的方法措施也日益多元。虚拟电厂可以通过邀约方式有效整合各个分布式能源产能,为电网提供多样化、可靠调峰、备用等辅助服务;负荷聚合商集中打捆,可将多个小型负荷聚合成为大型负荷,实现规模化运作和高效的能源管理;负荷管理可以通过控制用户的用电行为,实现负荷的平稳调节,优化电网运行。

那么,需求响应的潜力到底有多大?《电力需求侧管理办法(征求意见稿)》提出的目标是,到2025年,各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%-5%,其中年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上。到2030年,形成规模化的实时需求响应能力,结合辅助服务市场、电能交易市场可实现电网区域内可调节资源共享互济。

对此,国网能源研究院有限公司副总经理单葆国表示,随着政策引导力度加强,电力终端设备数字化智能化程度提升,电力市场交易机制不断完善以及“源网荷储”互动技术及关键设备的突破,预计到2025年,2030年,国家电网公司经营区需求侧资源调峰潜力将分别达到1.2亿和1.9亿千瓦,将占最大负荷比重的9.3%和12.3%。

## ●启动专项演练,落实需求响应资源池

针对今年迎峰度夏期间的电力保障,已有省份组织了需求响应的应急演练。

以河北省为例,根据《2023年河北省电力需求侧管理工作方案》,河北南网预计今年迎峰度夏最大负荷为4650万千瓦,同比增长4.7%。统筹考虑发电机组投产、检修和外购电计划,存在电力缺口160万千瓦。冀北电网预计迎峰度夏最大负荷为2850万千瓦,同比增长4.13%。统筹考虑发电机组投产、检修和外购电计划,电力供需基本平衡。

6月5日,河北省对2023年迎峰度夏电力需求侧管理进行了专项演练,模拟7月下旬河北地区遭

遇高温天气,用电负荷持续攀升的场景。演练中,河北南网与冀北电网启动需求响应市场,按照日前、日内、实时梯次递进需求响应策略,通过关闭景观照明、压降空调负荷、引导节约用电等方式,分别压降负荷323万千瓦与128万千瓦。

据了解,目前国网河北电力的需求响应市场注册用户为7983户,具备440万千瓦的自主响应调节能力,国网冀北电力的需求响应市场注册用户为1196户,具备200万千瓦的自主响应调节能力。

河北省保定供电公司电力调控中心副主任王光华表示:“虽然今年预测有用电缺口,但最终也要根据天气和用电负荷情况启动实施需求响应。我们已经做了充足准备,落实需求响应资源池,以备不时之需。”

## ●因地制宜,提出市场化激励机制

中电联规划发展部主任张琳指出,对需求响应而言,峰谷电价、尖峰电价等价格型需求响应是基础性调节手段,而市场化的激励型需求响应则是叠加性调节手段,更具针对性,并为需求侧资源精准参与新型电力系统调峰、备用等辅助服务提供有效途径。

那么,如何体现需求响应的“经济激励”?不同省份给出了不同的应对方案。

云南省提出,对于实时型响应,补贴标准执行全年统一价格2.5元/千瓦时;对于邀约型响应,削峰类响应补贴标准的上下限分别为5元/千瓦时、0元/千瓦时,填谷类响应补贴标准的上下限起步阶段分别暂定为1元/千瓦时、0元/千瓦时。

四川省明确,需求侧市场化响应以每小时可响应容量为交易标的,需求响应价格的上下限暂定为3元/千瓦时和0元/千瓦时,后期可视市场运行情况调整。

针对今年的需求响应工作,广东省新增了“保底价”机制。根据相应规则,日前邀约发布时间为D-3日(运行日前3天)24:00前,参与市场化需求响应的用户可进行申报,申报截止时间为D-1日(运行日前1天)11:00,出清时间为D-1日12:00。市场主体完成需求响应注册调整为4个自然日后生效;此外,对D-2日(运行日前2天)24:00前申报且中标的用户,日前邀约出清价格下限为保底价1.5元/千瓦时,而D-2日之后才申报中标的用户,不享受保底价,下限为0.7元/千瓦时。

曾鸣指出,在推进电力需求侧管理的过程中,要坚持市场化改革,优化电力市场体制。“实施市场调节机制,利用电价差异化、用电峰谷电价制度等方式,引导用户在用电高峰期时适度降低用电,从而调节用电负荷,减轻供电系统压力;建立透明度高、公正规范的电力市场环境,推进电力市场化改革,完善市场化体系和市场监管机制,提高市场竞争力;建立电力交易平台,提供信息交流、交易撮合等服务,为电力市场提供更加便捷、高效、透明的交易服务;加强市场监管,防止市场垄断,保障市场公平竞争,防止市场失灵,提高市场交易的效率和公正度。”

近期,全国多地气温攀升,用电需求不断升高。记者6月13日从中电联获悉,今年迎峰度夏期间,全国电力供需总体紧平衡,部分区域用电高峰时段电力供需偏紧,南方、华东、华中区域电力供需形势偏紧,存在电力缺口;东北、华北、西北区域电力供需基本平衡。

作为保障电力安全稳定供应的“压舱石”,今年迎峰度夏期间,煤电潜力亟待发掘。当前,煤电企业都做了哪些努力?煤电满负荷出力存在哪些困难?《中国能源报》记者就此进行了采访。

## ●煤电企业积极备战

气象部门预计,今年夏季(6-8月)西南地区东部及华中中部降水偏少、气温偏高,湖北大部、湖南北部、重庆东部、四川东北部等地降水偏少,可能出现区域性气象干旱,一定程度上会影响当地电力供应及电力外送。

“在水电出力不足的情况下,煤电需要充分发挥电力安全压舱石作用。”华北电力大学经济管理学院教授袁家海对《中国能源报》记者表示,在西南地区今年预期水电受控的情况下,煤电要应发尽发、多发满发,在光伏发电规模较大的省份,煤电要最大程度发挥调峰功能,日间低出力运行、夜间顶峰发电,托底保障电力系统安全。同时,要协调好存量电源与输电通道的供电能力,推动支撑性、保障性资源如期安全建成投产。

煤电是电力保供主力军。据《中国能源报》记者了解,当前各地发电企业积极备战,存煤整体充足,对迎峰度夏电力供应形成较强的支撑和保障。根据中电联电力行业燃料统计,截至6月4日,统计口径内发电集团燃煤电厂煤炭库存合计1.13亿吨,同比增长2135万吨,为近四年来最高值,甚至超过近两年迎峰度冬期间库存水平,电厂电煤库存可用天数25.6天。

华能南方分公司副总经理孙伟鹏向《中国能源报》记者透露,为保障迎峰度夏期间能源稳定供应,该公司已加大电煤采购力度,当前库存提升至100万吨左右,可用天数超过20天,6月电煤资源已基本落实,同时积极锁定后续进口煤炭资源。另外,天然气长协资源已锁定7.5亿立方米,其中迎峰度夏期间合同气量为2.3亿立方米,完全满足发电供热需求。“我们严格落实安全措施,下属电厂实施‘一机一策’健康管理,进一步强化机组运行维护和隐患排查力度,消除设备缺陷等影响因素,保障设备健康状态和机组安全稳定运行。”

## ●成本端压力缓解

去年,受煤价高企等因素影响,发电企业出现“发一度亏一度”的情况,而近期动力煤市场价格出现今年以来最长时间和最大幅度的回调,或将改善企业发电高成本困境。

中电联CECI曹妃甸指数监测显示,今年北方港电煤采购价格震荡频繁,3月以后总体呈震荡下行走势。截至6月2日,全年5500大卡电煤现货采购平均价格1067元/吨,其中,1月初为全年价格高点,5500大卡现货价格1226元/吨,进入5月,价格持续下行,本轮价格下降227元/吨。

## 深挖煤电潜能 筑牢保供防线

■本报记者 杨梓 实习记者 林水静

“虽然南方局部地区依然存在用电紧张的风险,但好在今年不存在煤价高、存煤量不足等情况,预计迎峰度夏时期用电紧张情况整体好于去年。”厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强告诉《中国能源报》记者。

袁家海也认为,在煤价下跌环境下,发电企业成本端压力有所缓解。“同时,受电价改革影响,多地电力市场成交价实现上浮,煤电企业盈利能力有所改善。”

虽然电煤价格回落降低了发电企业的成本压力,但煤电企业仍面临一定程度的运营压力。中电联统计与数据中心主任王益焜指出,近年来煤电企业持续亏损导致技改检修投入不足,设备风险隐患上升,均增加了电力生产供应的不确定性。

袁家海坦言,虽然电煤库存相对充足,但煤电调峰机组运维人员少、机组老化等问题仍然存在。为保障新能源大规模发展情景下系统的灵活调节,煤电机组频繁启停严重,锅炉、汽轮机、环保及电气设备安全受到一定挑战,存在设备故障、可运行年限降低、经济性降低等风险。“应注意建立公平的成本分摊机制,保障煤电机组的启停成本得到合理补偿。”

## ●立足“煤电+”多元供应体系

“总体看,缓解迎峰度夏时期用电紧张要从供需两端来解决。供给端方面,目前存量煤电机组发电足以满足当前用电高峰需求。”华南理工大学电力学院经济与电力市场研究所所长陈皓勇表示。

接下来,煤电发展还需如何发力?

在受访人士看来,进一步挖掘存量煤电机组的潜力仍至关重要。“一方面,应持续推动存量煤电‘三改联动’,提升机组负荷调节能力,充分发挥煤电的灵活支撑作用,保障电力系统供应安全。同时,在保障机组安全运行基础上,积极推动低排放、高效率机组到期继续发挥存量价值,储备应急备用电源;另一方面,应健全市场价格机制,疏导煤电发电成本,以合理的价值回报引导煤电机组加快功能转型。”袁家海建议。

此外,以多元化综合手段赋予煤电在一体化灵活调峰、兜底保供发电、综合能源服务、低碳发电等方面更多的技术属性和应用场景,提升高渗透率新能源电力系统的安全裕度和区域电力系统气候韧性也至关重要。

袁家海举例称,在西部地区重点建设煤电+风光水多能互补基地,充分发挥煤电灵活支撑作用,探索水火风光多能深度融合发展新模式;在东部地区重点建设以清洁高效煤电为基础的清洁能源项目,发挥“煤电+”耦合生物质和处置城市废弃物的协同效用。“煤电不再单纯追求大容量单机建设思路,在提升供电效率的同时也能压低电力系统的最小出力,前瞻性地提升电力系统的新能源消纳裕度和常规电源可调度容量。”

中国能源研究会理事、配售电研究中心副主任贾豫认为,未来需要为煤电建立客观公允的回收途径,比如建立容量电价回收机制,使部分装机作为提供整个系统的容量支撑,并在新能源不足的双峰双高时期发挥支撑作用。“长此以往,回收机制就会从单一靠电量为主向电量和容量并重方向演变。”