

# 电网企业全力以赴迎峰度夏

■本报记者 苏南

6月以来,受高温天气影响,多地用电负荷频创纪录。

6月12日,新疆电网用电负荷创度夏期间历史新高;6月17日,江苏电网首次在6月出现负荷“破亿”;从6月19日开始,河南电网用电负荷屡创新高;6月21日,山东电网刷新2020年9022.4

万千瓦峰值,创历史新高纪录……

另据记者了解,今年前4个月,不少省区新能源并网消纳均达到100%,高比例新能源并网给电网的安全可靠性带来更高挑战。当前,面对迎峰度夏和用电高负荷考验,电网企业如何安全可靠全力保供?

## 多地用电负荷创纪录

在业内人士看来,经济增长和高温天气是助推今年迎峰度夏用电负荷激增的主要原因。

以青海为例,在该省工业生产负荷稳步攀升的情况下,自2020年国网青海电力全网用电负荷首破1000万千瓦开始,青海电网今年用电量已连创新高。

6月中旬以来,河南省持续高温,洛阳、南阳、商丘、周口、焦作、平顶山、濮阳、漯河、济源、鹤壁最大用电负荷均刷新历史纪录。进入6月,山东省连日高温高温天气带来制冷负荷大幅增长,用电负荷持续高位运行。6月21日,包括济南、聊城、济宁、淄博在内的9个地区均创下最高负荷纪录。

近日,新疆多地最高气温达37摄氏度以上,局地40摄氏度以上。国网新疆电力调度控制中心调度控制处副处长蔡鹏程表示,随着高温天气持续,新疆电网负荷还将进一步激增,预计今年8月最大负荷达3988万千瓦,

比2021年度夏期间最高负荷增长472万千瓦。

上海市经信委6月21日公布的《2022年上海市迎峰度夏有序用电方案》指出,今年上海电网最高负荷预计出现在7、8月夏季用电高峰期间,约为3500万千瓦,其中最大空调负荷预计将超过1400万千瓦,占全社会最大用电负荷的40%以上。

据国家电力调度控制中心数据,6月以来,国家电网经营区域最大用电负荷超过8.44亿千瓦,西北、华北等地区用电负荷增速较快,与去年同期最高用电负荷相比增速分别达8.81%、3.21%。国家电网方面表示,已强化全网统一调度,保障各类机组应开尽开,在各类交易计划的基础上用好用足跨区通道,全网跨区输送电力达到8645万千瓦。同时,加强跨省跨区备用和调峰资源共享,积极支援负荷中心地区,目前全网电力供需总体平衡。

## 新能源高比例并网增压

除了用电需求攀升带来的保供压力外,高比例新能源并网亦对电网的承载力构成挑战。国家能源局数据显示,浙江、江苏、上海、安徽、福建、江西、四川等不少省市前4个月新能源并网消纳均达到100%,而要做到电力瞬时平衡,电力系统备用就需要考量负荷和新能源两者的波动。

一位电力行业人士对记者表示,随着电力系统新特征日渐突显,供需

形势与特征发生了深刻变化,新能源并网导致电力供应波动加剧,尤其是随着新能源并网规模扩大,将进一步加深电力供需在空间与时间上的不平衡。“负荷特征变化导致用电需求波动加剧,特别是随着居民生活水平和终端电能消费占比不断提高,用电负荷特征对天气变化将更加敏感。”

“此外,电价机制调整导致负荷特性波动加剧。”该人士表示,新的电价政策

出台后,原有的负荷峰谷出现时段产生新的变化,增加了预测难度。“全部工商业用户进入市场后,‘能涨能跌’的市场化电价机制也将改变用户生产排期,导致负荷峰谷特性出现变化。”

记者在采访中了解到,为应对新能源大规模消纳导致电力供应波动加剧的问题,不少电网公司已将做好新能源预测管理、提升日前新能源电量预测准确率作为常态化工作。

## 多措并举应对高负荷挑战

为应对高负荷用电,各地电网企业均加强了虽电力供需形势的预警研判。

据了解,为确保供电秩序正常,国网甘肃电力已协同政府主管部门、发电企业、煤炭企业、铁路部门及运输部门等建立常态化会商机制,成立迎峰度夏保供专班,密切跟踪负荷变化,滚动开展电量平衡分析。同时,积极参与西北电网互济交易,加大日前及实时外购电力,保障电力供需平衡。

“为保障电力可靠供应,我们建立专业部门电力平衡联动机制,细化完善今年

电力电量平衡分析,超前分析研判电力供需形势。目前已建立企业信息库,构建区域负荷预测模型,实现负荷精准预测。”国网青海电力相关负责人表示,“各级调控中心充分考虑经济发展、气象、分布式电源等因素的影响,优化了负荷预测模型,建立用电负荷信息数据库,支撑负荷预测工作。”

记者获悉,国网甘肃电力、国网青海电力均密切保持与国网西北分部、国调中心和相关省份沟通,积极开展中长期、现货交易组织,多措并举保障迎峰

度夏期间电力稳定。

国网新疆电力相关负责人表示,除滚动开展电力电量平衡分析工作外,该公司还在探索优化电网运行方式,持续提升精益调控水平,持续发挥常态化长效化协同机制作用,加强跨部门协调机制,加强对电煤供、耗、存的监测与分析。此外,该公司还统筹疆内疆外两个市场,统筹疆内电源外送能力和受端用电需求,合理签订外送电量合同,优化跨省区外送电量曲线,开展省间电力资源余缺互济,填补高峰时段的电力缺口。

改变电力消费习惯和用电行为,促进供需平衡,保障电力系统安全稳定运行

## 电力需求侧响应显实效

■本报记者 杨晓冉

宁夏回族自治区发改委6月14日发布的《关于印发〈宁夏回族自治区电力需求响应管理办法〉的通知》明确提出,设立电力需求响应专项资金,响应能力大于等于1000千瓦的电力用户可单独参与,也可由负荷聚合商代理参与。削峰响应按2元/千瓦时的标准发放补贴,填谷需求按0.35元/千瓦时的标准发放补贴。

需求侧响应鼓励电力用户根据价格信号或其他激励机制做出响应,改变电力消费习惯和用电行为,从而促进电力供需平衡、保障系统稳定运行。业内人士认为,多地近期深挖需求侧资源,需求侧响应成效明显,未来应进一步完善市场化手段,充分发挥需求侧价值。

### ■多地挖潜需求侧资源

国家发改委、国家能源局今年2月发布的《完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施》明确,要推动电力需求响应市场化建设,并进一步拓宽电力需求响应实施范围,加快推进需求响应市场化建设。国家发改委、国家能源局今年3月印发的《“十四五”现代能源体系规划》进一步明确,2025年电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的3%—5%。

近年来,为保障冬夏供电稳定,包括重庆、广东、河北、贵州、安徽、山东、福建在内的多地先后发文,鼓励实施电力需求侧响应。

5月24日公布的《福建省电力需求

响应实施方案(试行)》明确,响应负荷能力在200千瓦及以上的电力用户可作为直接需求用户参与需求响应,也可通过负荷聚合商代理参与。山东省6月7日发布的《2022年全省电力可中断负荷需求响应工作方案》指出,电动汽车充电桩、用户侧储能、虚拟电厂运营商,以及储能运营商可作为市场主体参与并获得收益,参与需求响应可分档获得不同容量补偿和能量补偿。

“随着新型电力系统加快建设,源荷双侧不确定性、随机性特点凸显,消费侧用电负荷呈持续增长态势。为保障能源电力供给安全,需要发挥电网资源配置平台作用、煤电基础保障作用、各类电源和储能的有效支撑作用、需求侧资源的需求响应灵活调节作用。”一位电力行业专家告诉记者。

### ■各方获益于经济性激励

“今年以来,全社会整体用电增速放缓,加之电价传导机制在全国范围建立,电厂发电积极性较高,因此今夏整体用电应该不会太紧张,需要需求侧响应的天数也不会太长。”九州能源董事长张传名分析,夏季用电高峰时期,往往会呈现某一时点一定程度的负荷不足,以前通常采取拉闸限电,后来普遍错峰限电。而用需求侧响应这种经济性手段激励需求侧让电,引导企业主动调整需求,既能解决供需矛盾,又能减少强制性限电给有刚性用电需求的企业造成影响,保障电力系统平稳运行。

用户得到实实在在收益的同时,售电公司通过组织用户参与需求侧响应,同样能获得收益。

张传名介绍,以今年广东的需求侧响应政策为例,售电公司不与固定用户捆绑,动员更多用户共同参与需求侧响应,可增加售电公司的盈利点。用户也可以直接通过电力交易中心的App参与需求侧响应,获得收益。

在中国电科院技术战略中心主任闫华光看来,调动需求侧资源参与电网供需平衡调节,或参与调峰调频等辅助服务,将大大提升电力系统的灵活性,促进电力供需平衡。

### ■市场机制助需求侧价值释放

虽然取得了显著成效,但需求侧响应仍然面临激励力度和补贴额度问题。

对此,上述行业专家表示,现货市场产生丰富的市场价格信号,将为需求响应的实施奠定价格基础,并进一步激发用户参与的积极性。“同时,应注重完善需求响应用户参与电力现货市场的政策机制,丰富市场品种,拓展中小型用户、公共楼宇和居民用户的参与度。”

“具体而言,首先应加强需求响应的统筹管理和顶层设计,需要政府、电力用户、电网公司、负荷聚合商、用电设备制造厂家联合发力,规划设计需求响应能力,确立需求响应的地位;其次应持续完善需求侧资源参与电力辅助服务、现货市场等市场机制,推动现货市场与需求响应融合。”闫华光举例,比如持续优化峰谷分时电价机制,根据年度电力负荷特性动态调整峰谷分时电价,积极发挥其对需求响应的激励作用。

“标准化和检验认证体系建设,同样有利于减少需求响应大规模推广应用的成本,并实现智能电网与用户之间的互联互通,提升用户使用的便捷度和满意度。”闫华光表示,另外,提升需求响应数字化支撑能力要依靠新型负荷管理系统的建设。“以互联网为手段,充分融合大数据、云计算、物联网、区块链、人工智能等技术,提升用户侧需求响应的自动化和智能化水平,实现响应系统决策智能化、执行方式自动化,提升用户无感需求响应参与度。”

## 东北首座核电站全面投产

6台机组年发电量480亿千瓦时,约占辽宁省全社会用电量的1/5



红沿河核电基地

本报讯 记者朱学蕊报道:6月23日21时35分,随着辽宁红沿河核电站6号机组正式具备商运条件,东北首座核电站、东北最大的电力能源投资项目——红沿河核电站一期和二期工程共6台机组(总装机671万千瓦)全面投产,成为国内在运装机容量最大的核电站。

红沿河核电站于2007年8月开工建设,一期工程4台机组采用中广核具有自主知识产权的CPR1000核电技术,于2016年9月全部投产商运。二期工程(5、6号机组)于2015年开工建设,采用中广核全面升级的ACP1000核电技术,实施了38项技术改进,具备三代核电技术特征,安全水平进一步提高。

据辽宁红沿河核电有限公司总经理廖伟明介绍,红沿河核电站二期工程自开工以来一直保持安全生产零重伤、零火灾、零辐射事故,连续5年获得核电工程安质环标准化及国际标杆评估“双八级”,在行业内处于领先地位。同时,5、6号机组使用我国具有自主知识产权的核电站数字化仪控系统——和睦系统,拓展了国产设备在关键技术领域的应用。

据介绍,自2013年1号机组投产发电以来,红沿河核电站在运机组始终保持高端稳定运行。截至今年5月底,5台机组有46项关键指标达国际卓越水平(前1/10),占比近80%,处于行业领先水平。投产发电10年来,红沿河核电站上

网电量始终保持稳中有升。2021年,随着5号机组商运,红沿河核电站上网电量创历年之最,达372.26亿千瓦时,相当于大连市全社会用电量的84.2%。值得一提的是,去年秋季东北地区出现阶段性电力短缺情况,红沿河核电站全面响应需求,加强安全生产,实现5台机组连续满功率发电,有效缓解了东北地区阶段性电力短缺,稳定了区域电力供应,发挥了“压舱石”作用。

据了解,红沿河核电站6台机组年度发电量可达480亿千瓦时,约占辽宁省全社会用电量的20%,与同等规模燃煤电厂相比,等效于减少标煤消耗约1452万吨,减排二氧化碳约3993万吨,相当于种植10.8万公顷森林。

在安全稳定提供清洁电力的同时,红沿河核电不断拓宽核能应用边界,积极推进周边社区的核能供暖项目。今年3月9日,红沿河核电与国家电投东北电力有限公司签署《核能供暖示范项目建设运维合作协议》,东北首个核能供暖项目进入实质性推进阶段。今年4月6日,核能供暖项目工程正式开工,计划今冬供热期实现对周边红沿河镇镇的供暖,先期规划设计供暖面积24.24万平方米。按照先期供热面积,该机组每年将减少耗煤量1.21万吨,减排二氧化碳1.4万吨、烟尘209余吨、二氧化硫60余吨、氮氧化物85余吨。

