

四部委联合印发《关于做好2020年降成本重点工作的通知》——

企业用电成本还有下降空间

专家表示,实体经济企业成本中电力成本通常占比较高,降低该成本在当前具有重要意义,而激活市场活力是降本的唯一“良方”

■ 本报实习记者 赵紫原

近日,国家发改委、工信部、财政部、人民银行联合下发《关于做好2020年降成本重点工作的通知》(以下简称《通知》)。在涉及七个方面的23项任务中,《通知》明确列出三项与电价有关的举措:继续执行降价5%政策;完成输配电价核定,落实燃煤上网电价形成机制;扩大电力市场化交易规模。

业内专家表示,实体经济企业成本中电力成本通常占比较高,降低该成本在当前具有重要意义,而激活市场活力是降低成本的唯一“良方”。

多举措促降用电成本

2019年3月举行的国务院常务会议曾指出,优化营商环境重点工作在于更大激发市场活力,其中专门提出要进一步降低获得电力成本。

北京先见能源咨询有限公司常务副总裁沈贤义表示:“企业电力成本构成比较复杂,大致分为三类:由购电电价、输配电价、政府性基金及附加组成的电能成本,用户自行投资建设的电力工程成本,以及运行维护等相关成本。”

记者了解到,近年来,国家相继发布多项政策,旨在降低企业电能价格。

《通知》指出,继续降低除高耗能行业用户外的现执行一般工商业、大工业电价

的电力用户到户电价5%至年底。全面完成第二监管周期省级和区域电网输配电价核定,指导各地落实燃煤发电上网电价形成机制,开展电价改革相关政策跟踪评估。

北京鑫诺律师事务所律师展曙光表示,《通知》的核心关键词是“降成本”,确切说是“降低企业成本”。“这意味着导致实体经济成本增加的行为将被限制在‘降’的背景下,输配电价、上网电价均没有‘升’的迹象。”

“值得注意的是,《通知》明确提出‘开展电价改革相关政策跟踪评估’,这在正式文件中尚属首次。换言之,有关部门已经认识到,电价改革相关政策存在进一步改进的空间,需要及时调整以满足深化改革的需要。”展曙光说。

电能成本下降仍有“绊脚石”

除政府直接干预销售电价外,多项政策充分考虑了市场作用,如发展“煤电联营”,推行“基准价+上下浮动”机制,开展“弃水电量”和“富余电量”交易等。信息显示,经前两年降价,全国(不含西藏)一般工商业目录电价(销售电价)累计降低0.15元/千瓦时,累计降幅19%。

业内专家指出,这些措施在降低电能成本方面取得一定效果,但还存在不少“绊脚石”,最明显的就是一些制度性因素。

沈贤义指出,当前影响电力市场化交易有效开展的主要障碍是调度机构的独立性不够。在当前发电计划尚未完全放开、电网企业尚未实现输电和配电业务分离的情况下,调度机构难以得到有效监管,难以落实“三公调度”。由于“管住中间”是“放开两头”的基础和前提,相关部门应重视相关的顶层设计。

“现在有不少政策搭电价的‘便车’,将电价作为特定行业政策的工具,如‘差别电价’‘绿色发展电价’‘电能替代电价’等。建议相关部门充分重视电力的商品属性,减少对电价的直接干预。”沈贤义说。

一位不愿具名的专家补充指出:“省间壁垒造成了严重的电力资源浪费,影响了电能价格进一步降低。建议相关部门同步推动区域电力市场的建设,在更大范围内实现资源优化配置。”

该专家还指出:“分布式光伏和分散式风电在配电网内开展市场化交易,由于避免了长途输送电力的成本,也能有效降低电能价格。国家能源局从2017年开始推行分布式发电市场化交易,目前已启动了26个试点项目,但‘过网费’等问题仍亟待解决。”

激发市场活力是关键

降低企业电力成本到底还有多少空间?

世界首座高温气冷堆示范工程正全面调试



图片新闻

7月25日,世界首座高温气冷堆核电站示范工程——华能石岛湾高温气冷堆示范工程全面进入调试阶段,标志着该工程进入最后攻坚阶段。

下一步,该工程将有序开展一回路役前压力试验、热态功能试验以及机组装料并网等建设任务,确保年底完成一回路冷态压力试验,热态试验等节点目标。图为示范工程外景。

刘权甲 彭艳娇/图文

专家支招“十四五”电力行业高质量发展——

发力清洁能源 煤电尽快达峰

■ 本报记者 路郑

“中国能源电力发展取得巨大成就的同时,也积累了不少矛盾和问题,主要包括煤电问题、清洁能源发展问题等。能源转型越晚越被动、难度越大、代价越高。”近日,在全球能源互联网发展合作组织举办的中国“十四五”电力发展规划研讨会上,该组织秘书长伍壹表示。

记者了解到,当天的会议围绕合作组织编制的《中国“十四五”电力发展规划研究》(以下简称《报告》)展开,该报告对“十四五”电力供需、电源开发、电网建设等一系列重大问题进行了分析研究。来自中电联、电网、发电及电力建设企业的专家一致认为,“十四五”是我国能源转型、电力结构调的关键时期,电力发展的着力点在于清洁能源,应尽快促成煤电达峰。

加快扭转“一煤独大”格局

全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院院长周原冰认为,“十四五”是我国全面落实能源安全新战略和新发展理念的关键期,也是推动能源变革转型的重要窗口期,应该在发展理念、发展方式上有根本性转变,而核心点就在于加快清

洁发展步伐。

上述《报告》也指出,必须转变化石能源为主的发展方式,大力发展西部、北部清洁能源和东中部分布式能源,加快构建特高压输电通道,推动东部、西部同步电网建设,提升电力系统调节能力,扭转“一煤独大”格局,以风光水储输联合模式满足新增能源需求。

“在生产侧,应加快清洁替代、严控煤电总量、优化布局;在消费侧,加快电能替代,实现从以化石能源为主向以电为中心转变;在相应的系统侧、配置侧,则需进一步提高电网系统大范围配置能力,提升电力调节能力,更好地支撑清洁能源大规模开发输送和消纳。”周原冰解释。

对于煤电布局,周原冰强调,为避免煤电先建后拆、投资浪费问题严重,“十四五”亟需严控煤电总量、优化布局。

周原冰指出,我国煤电加速退出迫在眉睫,继续投资新建煤电,将来资产损失风险以及面对国际压力巨大。必须下定决心,加快煤电达峰并逐步退出。“‘十四五’期间若煤电装机控制在11亿千瓦以内,清洁能源发电占比达到45%,通过增加抽蓄和电化学储能,适当发展燃气发电作为调峰电源,并综合采用需求侧响应、

电网互联等措施,完全能够保障系统灵活稳定。”

电能替代潜力逐渐释放

对于用电量,上述《报告》提出了“十四五”电力需求的高、中、低三种发展情景,即2025年我国全社会用电量分别为9.5万亿、9.2万亿、8.8万亿千瓦时,“十四五”期间年均增速分别为5.1%、4.4%、3.5%。

“随着经济发展方式的转变和产业结构优化调整,高能耗、低效率的落后产能将逐步被淘汰,电力需求重心逐步远离高载能产业,战略性新兴产业和现代服务业将成为用电增长的主要动力。”中电联行业发展与环境资源部副主任张琳认为,对“十四五”用电量需求的判断,9.2万亿的水平相对是比较认可的规模,因此保证电力供应仍然是当前电力发展的首要任务。

“随着我国能源转型深入推进,以电为中心的能源消费格局进一步强化,终端用能进一步清洁化和绿色化,以电代煤、以电代油的领域日益广泛,电能替代具有很大潜力。”张琳表示。

国家电网公司发展策划部副主任张正

陵也表示,目前战略性新兴产业、现代服务业成长更快,传统用能产业增长缓慢,新旧动能转换时间相对较短,电能替代力度正在加大。

针对电网发展,张正陵指出,“十三五”期间我国输配电网快速发展,有力支撑了国民经济快速发展的用电需要,但同时也存在跨区输电通道利用率低、直流多馈入及“强直弱交”安全问题突出、高比例新能源系统特性复杂等诸多问题和挑战。“十四五”电网发展应以安全为基础,以需求为导向,统筹主网和配网、系统一次和二次、城乡及东西部发展需求,加快构建以特高压为骨干网架,各级电网协调发展的坚强智能电网,着力提高电网安全水平和运行效率,实现更大范围资源优化配置,促进清洁能源大规模开发和高效利用。

周原冰也表示,随着直流输电技术大量应用,新能源大规模接入,对系统调峰调频和电压调节能力提出了更高要求。“受端直流落点密集,多直流馈入系统发生故障易引发电压、频率稳定问题,存在大面积停电风险,亟需通过加强区域电网互联、扩大同步电网规模,提高电网安全性和抵御严重故障的能力。”

关注

上半年核电发电量同比增7.17%

本报讯 实习记者赵紫原报道:中国核能行业协会7月29日发布的《2020年1-6月全国核电运行情况》(以下简称《情况》)显示,1-6月,47台运行核电机组累计发电量1714.95亿千瓦时,比2019年上升7.17%;累计上网电量1604.06亿千瓦时,同比上升7.10%。4-6月,全国累计发电量17822.70亿千瓦时,运行核电机组累计发电量为934.89亿千瓦时,核电发电占比达到5.25%。

《情况》称,上半年,核电设备利用小时数为3517.19小时(去年同期为3480.65小时),平均能力因子为92.26%。相比燃煤发电,上半年核电发电相当于减少燃烧标准煤5263.18万吨,减少排放二氧化碳13789.54万吨,减少排放二氧化硫44.74万吨,减少排放氮氧化物38.95万吨。

核电安全生产情况方面,今年上半年,各运行核电厂严格控制机组的运行风险,运行核电厂的三道安全屏障均保持完整状态,燃料元件包壳完整性、一回路压力边界完整性、安全壳完整性满足技术规范要求。发生1起国际核事件分级(INES)1级运行事件,未发生2级及2级以上的运行事件。

《情况》显示,1-6月,各运行核电厂放射性流出物的排放量均低于国家核安全局批准限值;运行核基地外环境监测性监测自动站测出的环境空气吸收剂量率在本地本底辐射水平正常范围内,未监测到因核基地运行引起的异常。

上半年生物质发电量同比大增23.7%

本报讯 实习记者赵紫原报道:近日,中国产业发展促进会生物质能产业分会发布的《2020年上半年生物质发电运行情况简报》(以下简称《简报》)显示,上半年,生物质发电量达到618.2亿千瓦时,同比增长23.7%。其中,生活垃圾焚烧、农林生物质、沼气发电分别同比增长35.9%、244.3%、18%。分别同比增长40.8%、5.6%、13.8%。

上半年,生物质发电新增装机容量151万千瓦,累计装机容量达到2520万千瓦(含广西自备生物质电厂)。其中,生活垃圾焚烧、农林生物质、沼气发电分别新增装机86万、57万、8万千瓦,累计装机分别达1300万、1138万、83万千瓦。

生物质发电累计装机排名前五位的省份依次为山东、广东、江苏、浙江和安徽,分别为303.8万、272.6万、209.1万、206.3万和199.9万千瓦;新增装机较多的省份是广东、江西、河北、广西和山西,分别为26.3万、18.7万、13万、12.4万和11.1万千瓦;年发电量排名前五位的省份是广东、山东、江苏、安徽和浙江,分别为76.4亿、74.2亿、59亿、52.8亿和51.6亿千瓦时。

《简报》同时对上半年生物质发电的补贴情况进行了测算分析。根据上半年生物质发电各省市上网电量进行测算,预计生物质发电上半年所需补贴金额约为127亿元,其中,农林生物质发电所需补贴为88.7亿元,生活垃圾焚烧发电所需补贴为34.3亿元,沼气发电所需补贴为4亿元。

《简报》指出,今年生物质发电新增装机容量平稳增长,预计全年新增装机容量约为300万千瓦,根据可再生能源基金征收情况和用电量增长等因素,预计全年新增补贴资金总额为50亿元。而根据新增风电、光伏发电已经公布的相关信息测算,预计今年新增生物质发电项目补贴规模为15亿元左右。其中,新增农林生物质、新增生活垃圾焚烧、新增沼气发电项目所需补贴分别约9.3亿元、5亿元、0.7亿元。

此外,按照可再生能源发电补贴“以收定支”管理原则,后续投运的生物质发电项目存在无法及时获得当年电价补贴的风险。