

增量配电接入电源难在哪?

■ 本报记者 卢彬

核心阅读

目前除了存量网“转正”而来的项目外,能够顺利推进并接入电源的新建项目凤毛麟角。而缺少接入电源带来的经济效益,增量配电项目“与电网公司享有同等地位”更无从体现。

目前并没有文件明确指出增量配电网不允许接入电源项目,政府没有出台相关禁止性规定,作为市场主体,配电网企业理论上就享有接入电源的权利。

“允许增量配电网接入火电、风电、光伏、水电、储能等各类电源”“鼓励在增量配电网中以分布式电源(风电、光伏)+储能+负荷的方式就近促进新能源消纳”,新疆维吾尔自治区发改委日前印发《关于加快推进增量配电网建设的通知》,以文件形式明确了增量配电网在电源接入方面享有的权利。

作为公用配电网,增量配电网拥有接入电源的权利并不稀奇,新能源消纳与增量配电网改革均受到国家鼓励支持。但据记者了解,许多地方增量配电网在实际接入电源项目时频频受阻,导致项目建设推进缓慢。对于上述新疆的政策支持,不少省区增量配电网项目业主甚至表示“很羡慕”。那么,本可以正常接入的电源,为何成了增量配电网项目的“奢望”?

双重“身份”影响配网地位

对增量配电网企业而言,接入电源的意义何在?

华东电力设计院智慧能源室主任吴俊宏指出,允许增量配电网接入电源,除帮助增量配电网提高供电安全性外,更重要的是解决了增量配电网面临的盈利模式难题。“现阶段增量配电网尚无法通过配电价格机制获得合理收益,若能接入电源,本地电量消纳的价格优势就能补偿增量配电网一部分运营成本费用,也能降低用户用电成本。”

据了解,目前在运的增量配电网项目中,除了存量网“转正”而来的项目外,能够顺利推进并接入电源的新建项目凤毛

麟角。缺少接入电源带来的经济效益,增量配电网项目“与电网公司享有同等地位”更无从体现。

“现在是营销口把我们当电力用户,调度口把我们当电网。”东部沿海省份一位运营增量配电网的企业负责人告诉记者,其所在企业与电网企业对接时,在不同业务上被当成不同地位的市场主体区别对待。“调度上我们按电网公司要求,承担电网保底供应、负荷响应等义务,接受其考核;营销环节则把我们当成电力用户,按照电压等级缴纳各项费用。”

正是这种市场地位的不对等,导致增量配电网项目在电源接入时陷入窘境。

“在接入新能源项目申报阶段,地方要求我们取得省级电网公司出具的消纳意见。但电网公司认为这些项目没有并入省级电网,不愿出消纳意见,而我们自己出具的消纳意见政府部门又不承认。”上述负责人表示,“都说增量配电网和省级电网享有同等地位,但目前我们在具体流程上的权利并未被明确。新能源并入增量配电网缺乏一个可以执行的审批流程。”

政策可依但执行难

增量配电网项目究竟有无权利接入电源?对此,北京鑫诺律师事务所律师展曙光告诉记者,该问题在实践中一直存在争议,但在政策层面上并无障碍。“目前并没有文件明确指出增量配电网不允许接入电源项目,政府也没有出台相关禁止性规定。作为市场主体,配电网企业理论上享有接入电源的权利。”

一位不愿具名增量配电网项目业主透露,2017年,曾有相关行业主管部门负责人在某次会议上口头上表示,在交叉补贴问题未理顺前,增量配电网“现阶段不要接入火电”。“即便如此,到现在也没有明文规定火电项目不能接入增量配电网。”

记者了解到,业内对火电项目接入增量配电网争议颇多,但对风电、光伏等新能源项目接入增量配电网,国家层面早已有政策依据。

国家发改委、国家能源局2019年发布的《关于进一步推进增量配电网业务改革的通知》明确,增量配电网项目业主在配电网区域内拥有与电网企业在互联互通、建设运营、参与电力市场、保底供电、分布式电源和微电网并网、新能源消纳等方面同等的权利和义务。

此外,《增量配电网业务配电网区域划分实施办法(试行)》也提出,鼓励以满足可再生能源就近消纳为主要目标的增量配电网,支持依据其可再生能源供电范围、电力负荷等情况划分配电网区域。

“目前增量配电网接入电源的难题,并非是政策不允许,而是在具体的执行环节存在各种走不通的状况。”展曙光表示。

地方“主动作为”差异大

多位增量配电网业主向记者反映,包括接入电源在内的增量配电网项目各项工作都受到上级电网的限制。那么,那么电网是否是增量配电网改革推进的根本障碍?

“电网公司对增量配电网改革态度不够积极,甚至设置阻碍,都很正常。”西部地

区某增量配电网项目业主认为,增量配电网改革客观上确实会动摇电网企业的利益,自然会受阻。“改革进程应由政府部门及时跟进,出台相关政策让各级电网企业执行,而不是指望电网企业主动配合。但现在的情况就像体育比赛,裁判员吹个哨子,比赛开始后出了问题,再找裁判找不到了。行业主管部门对改革进程没有很好地跟踪,改革过程暴露的诸多问题迟迟没有解决。”

记者了解到,地方政府在增量配电网改革过程中扮演的角色十分关键。与前述东南沿海某省不同,天津市某增量配电网项目在当地主管部门的协调下成功接入了光伏项目,所需的消纳报告由增量配电网业主自行出具,也得到了主管部门承认。

展曙光直言,部分地方政府在管理和服务方面,没有跟上改革进程和市场需要。“地方政府应主动作为,为增量配电网项目打通机制。原先一个地方只对应一家电网企业,现在有了新的市场主体,产生了新诉求,行政管理部门有义务调整政策和规则。”

“增量配电网改革的目的,是要在配电网领域发现价格、引入竞争,但地方更关心通过降价来改善企业经营环境。”有业内专家透露,增量配电网改革本身专业性较强,又牵涉多方利益,一些地方政府“怕出问题”,在制定本地增量配电网政策时,常常把中央文件改个落款重发一遍。“建议从国家层面上明确给予各省制定当地增量配电网各项细则的授权,避免‘一刀切’的同时,也督促地方政府积极主动推进增量配电网改革。”

内蒙古首台百万千瓦火电机组投运

图片新闻



9月22日,由山东电力工程咨询院总承包的内蒙古盛鲁电厂一期2×1000MW超超临界空冷机组发电工程1号机组一次通过168小时满负荷试运行,标志着我国西电东输“蒙电入鲁”重点工程、内蒙古自治区首台百万千瓦火电机组工程实现投运。

通过该项目,内蒙古丰富的煤炭资源将就地转化为电能,通过特高压线直送山东。图为盛鲁电厂一期。

伏睿/文 刘建兴/图

中电联最新一期《CECI 指数分析周报》显示——

电煤需求增加 煤价普遍上涨

本报讯 实习记者赵紫原报道:中电联近日发布的《CECI 指数分析周报》(以下简称《周报》)显示,临近国庆,国内煤炭主产区安全检查力度加大,煤炭管控依然严格,受限产煤矿较多,整体供应偏紧,电煤需求有所增加,煤价普遍上涨。

2017年11月,中电联发布中国电煤采购价格指数——CECI 沿海指数,被国家发改委纳入2018、2019年度电煤中长期协定价体系。截至目前,CECI 指数体系覆盖了国际国内两个市场,反映历史价格和价格预期两种价格,并具有周指数和日指数两种表现方式。

CECI 沿海价格指数曲线图显示,2019年 CECI 沿海指数整体波动较2018年明显收窄,逐渐趋稳,与2018年的剧烈波动形成鲜明对比。2019年全年价格最高为635元/吨,最低547元/吨,差值88元/吨,而2018年该差值为183元/吨。

2019年年末,CECI 沿海指数5000大卡综合价开始低于570元/吨,进入“绿色区间”,电煤供需关系从紧张转为总体平

衡。但“总体平衡”的供需状况并未维持太久,上述《周报》数据显示,目前煤价上涨有反弹之势。

《周报》指出,北方港口煤炭库存低位波动且低于上年同期,其中秦皇岛港库存存在500万吨水平低位波动。火电生产及煤炭消耗量连续4周下降,电厂采购主要以长协煤为主;市场高卡低硫煤结构性短缺,贸易商捂盘挺价意愿强烈,现货市场强势运行,价格大幅上涨。

未来一段时间,全国降温用电负荷继续减少,水电出力仍会保持较高水平,预计火电生产及电煤消耗需求将继续季节性回落。

9月10日-9月17日,CECI 沿海指数5500大卡、5000大卡现货成交价为579元/吨、518元/吨,分别比上期上涨21元/吨和8元/吨。5500大卡、5000大卡综合价为555元/吨、503元/吨,分别比上期上涨5元/吨和6元/吨。截至9月17日,5500大卡、5000大卡离岸样本月度平均价格为555.16元/吨和495.27元/吨,分别比8月份月度平均价格下降2.55元/吨和5.68元/吨。

“从样本情况看,本期年度长协、批量采购和现货采购样本量均有所减少;现货采购量继续下降,反映出对高价煤接受程度不高,实际成交比较困难。”中电联行业发展与环境资源部副主任叶春表示。

9月14日-9月18日,CECI 进口指数到岸煤单价为482元/吨,较上期下降8元/吨,环比下降1.6%。自5月底以来,CECI 进口价格指数持续在底部区域震荡。叶春表示,本期进口煤样本量再创今年以来新低,进口煤严格管控政策持续对终端用户进口煤采购产生影响,影响程

度进一步加深。

《周报》显示,国内疫情防控取得明显成效,“六保”“六稳”措施效果见效,社会经济生产及生活基本恢复,商务交流等各项活动趋于正常,工商业用电需求持续恢复。未来一段时间,全国降温用电负荷继续减少,水电出力仍会保持较高水平,预计火电生产及电煤消耗需求将继续季节性回落。

叶春指出,考虑逐步增加的补库及备冬储煤需求,进口煤管控仍然严格,进口煤配额所剩无几,大秦线秋季检修等对市场的短期冲击,以及非电用煤需求的市场竞争,将对电煤市场供应造成较大压力。

叶春建议,电力企业宜密切关注发电用电需求变化,积极落实国家相关要求,科学分析市场形势,稳健市场操作,警惕恶意炒作,加强行业自律,有序开展短期电煤采购,积极落实备冬储煤工作,保证电煤库存合理水平和科学库存结构,为国庆假期及提前做好冬季电力生产供应提供保障。

关注

前八月全国全社会用电量同比增0.5%

本报讯 实习记者赵紫原报道:中电联日前发布的《2020年1-8月份电力工业运行简报》(以下简称《报告》)显示,1-8月,全国全社会用电量47676亿千瓦时,同比增长0.5%,年内首次实现正增长,同时第二产业和第三产业用电量降幅也在持续收窄。

截至8月底,全国发电装机达20.7亿千瓦,同比增长5.8%,风电和太阳能发电装机保持较快增长,发电装机延续绿色发展趋势。

中电联发展与环境资源部副主任叶春分析称,全社会用电量增速由负转正,多项经济运行指标继续好转,释放出经济社会发展正加快恢复的明显信号。同时,夏季高温天气等因素也有一定拉动作用。

《报告》显示,1-8月,第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民生活用电量分别为552亿、31914亿、7812亿、7399亿千瓦时,分别同比增长9.4%、下降0.5%、下降1.0%、增长6.3%。其中,8月全社会用电量7294亿千瓦时,同比增长7.7%,第一、二、三产业用电量同比分别增长12.1%、9.9%和7.5%,城乡居民生活用电量同比下降1.2%。

记者注意到,前八个月个别行业用电量增速亮眼。第二产业中,计算机/通信和其他电子设备制造业、汽车制造业、电气机械和器材制造业、医药制造业、通用设备制造业同比分别增长12.5%、8.5%、4.0%、2.5%和1.1%。第三产业中的信息传输/软件和信息技术服务业用电量同比增长27.1%。

发电侧方面,截至8月底,水电、火电、核电、风电、太阳能发电装机分别为3.6亿、12.2亿、0.49亿、2.2亿、2.2亿千瓦,分别同比增长2.7%、3.9%、3.8%、12.2%、17.0%。

1-8月,全国基建新增发电生产能力6172万千瓦,比上年同期多投产1025万千瓦。其中,水电800万千瓦、火电2832万千瓦、风电1004万千瓦、太阳能发电1517万千瓦。水电、火电和太阳能发电比上年同期多投产539、783和22万千瓦,核电和风电比上年同期少投产234和105万千瓦。

1-8月,全国水电、火电、核电、并网风电、太阳能发电设备平均利用小时为2439小时、2718小时、4881小时、1417小时、897小时,分别比上年同期降低100小时、降低113小时、增加37小时、增加29小时、增加2小时。

电力投资方面,1-8月,全国主要发电企业电源工程完成投资2555亿元,同比增长47.4%。其中,水电552亿元,同比增长15.7%;火电267亿元,同比下降33.2%;核电202亿元,同比下降4.9%;风电1329亿元,同比增长145.4%。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的92.7%,比上年同期提高11.0个百分点。

《报告》还显示,1-8月,全国跨区送电完成3917亿千瓦时,同比增长13.9%;全国各省送出电量合计9911亿千瓦时,同比增长4.0%。其中,华北送华中(特高压)31亿千瓦时,同比增长6.6%;华北送华东351亿千瓦时,同比增长1.0%;东北送华北356亿千瓦时,同比增长13.7%;华中送华东267亿千瓦时,同比增长18.9%;华中送南方196亿千瓦时,同比增长31.6%;西北送华北和华中合计937亿千瓦时,同比增长4.4%;西南送华东606亿千瓦时,同比下降3.7%。

今年7月底,中电联发布的《2020年上半年全国电力供需形势分析预测报告》指出,下半年电力消费增速将比上半年明显回升。总体判断,下半年电力消费增速将比上半年明显回升,预计下半年全社会用电量同比增长6%左右,全年全社会用电量同比增长2%-3%。

《预测报告》显示,当前我国经济呈现出恢复性增长势头,表现出逐步回稳态势,充分展现出我国经济强大韧性和巨大回旋余地。同时,预计全年全国基建新增发电装机容量1.3亿千瓦左右,其中非化石能源发电装机容量投产8600万千瓦左右。预计年底全国发电装机容量21.3亿千瓦,同比增长6%左右。非化石能源发电装机容量达到9.3亿千瓦左右,占总装机容量比重上升至43.6%,比2019年底提高1.6个百分点左右,新能源发电装机比重的提升对电力系统调峰能力需求进一步提升。