

如何避免增量配网变回“供电所”

■本报记者 卢彬

核心阅读

增量配电网改革目前仍然存在难以公平接入上级电网、存量资产处置与存量客户划转难协调、增量配网难接入电源、配电价格机制不完善等“顽疾”。

《2020 增量配电网行业白皮书》显示,前四批 380 个试点项目中,完成配网规划编制的有 226 个,确定试点业主的有 250 个,通过工商注册的有 155 个,取得供电业务许可证的试点数量为 180 个。

“能看到这些年一起参与电改的同仁们今天还在,感觉很不易!”一名增量配电网改革试点项目业主日前在 2020 中国能源研究会配电网企业研究中心年会期间向记者感慨。记者也注意到,尽管当天的会议安排了线上直播,但现场仍座无虚席,现场交流讨论异常热烈。

增量配电网改革开展至今已四年,但真正实现健康运营的项目凤毛麟角。即便如此,整个会议期间的发言和讨论中,项目业主、专家没有太多抱怨,更多是在探讨走出困境的具体路径:增量配电网企业不能依靠“吃差价”生存,增量配电网项目要避免成为下一个“供电所”。

不平等地位致收入不合理

作为将竞争引入垄断环节的关键突破口,增量配电网改革对电改至关重要。截至目前,国家发改委、国家能源局已公布五批共计 459 个增量配电网试点项目,但试点项目推进中遇到的多重障碍,使得改革进度滞后于预期。

“毋庸置疑,增量配电网改革各项工作取得了一定成果,但改革现状距市场主体和社会各界预期的成效还有明显差距。”中国能源研究会秘书长郑玉平直言,增量配电网改革目前仍然存在难以公平接入上级电网、存量资产处置与存量客户划转难协调、增量配网难接入电源、配电价格机制不完善等“顽疾”。“归根结底,还是增量配电网作为公用电网的地位没有得到认可,仍被当成电力大用户

对待,难以享受与公用电网身份相匹配的权利。”

记者了解到,郑玉平提到的“顽疾”中,最令项目业主头痛的,莫过于配电价格欠合理。作为与省级电网享有平等市场地位的增量配电网项目,目前仅能获得输配电电压等级差产生的级差电价,完全无法客观反映增量配电网在配电网投资建设、运营维护过程中的真实成本。

承担公用电网应尽的义务,却无法享有对等的权利和收益,过低的输配电“差价”成为项目主要收入来源,试点推进的热情与进度因此受到影响。根据会议当天发布的《2020 增量配电网行业白皮书》(以下简称《白皮书》),前四批 380 个试点项目中,完成配网规划编制的有 226 个,确定试点业主的有 250 个,通过工商注册的有 155 个,取得供电业务许可证的试点数量为 180 个。

综合能源服务成突破口

留给配电网企业的“差价”太少,不足以维持项目生存,依托配网资产延伸业务范围成为必然选择。多位与会专家表示,综合能源服务涉及的能源品类、产业价值链、服务领域十分丰富,参与综合能源服务是增量配电网拓展业务范围、增加项目收入、不再单纯依靠输配电价差的可行方案。

中网联合(北京)能源服务有限公司总经理朱治中指出,综合能源服务这座“大山”很难爬,但从增量配电网这一侧的“山坡”出发,相较其他“赛道”有独特的优势。

“增量配电网经营范围内有稳定的用户资源,可以凭借供电服务与用户建立信任。同时,增量配电网的服务团队就在项目本地,可以保证用户资产的管理流程畅通、高效。”朱治中阐述了增量配电网在硬件、软件等方面的优势。“从能源供给的角度,能源系统综合供应的核心还是电。尽管用户有冷、热等其他形式的需求,但这些能源品类的传输半径远不如电能大。增量配电网这张网,可以让覆盖范围内的各项资源通过电能的调配形成互济。”

实际上,关于增量配电网开展综合能源服务的相关讨论由来已久,更有一批增量配电网项目本身建设运营受限的情况下,后续的综合能源服务往往难以落地。

对此,配电网企业研究中心副秘书长贾庆强强调,面对问题,企业不能“干等”。“一方面要不遗余力地向主管部门反映问题,争取支持和帮助。另一方面,企业自身也要想办法提高经营管理和用户拓展能力,这对项目日后和综合能源服务的协调发展十分重要。”

“对具体的能源技术和服务,企业之间很难做出太大的差异化。综合能源服务要落地,关键还在于打造商务优势,在于敲开用户这扇门,走好‘最后一公里’。”朱治中说。

试点问题与发展机遇同在

从多能互补到综合能源服务,业内对

于如何以市场化手段提高终端能源配置效率的探索从未停止。有专家指出,市场化是本轮电改目前取得的最大成果,增量配电网改革面临的难题也需要更多从市场化、商业化的角度破解。

《白皮书》从试点推进进度、电力市场环境等多个维度,对各地增量配电网改革推进情况进行了综合评估,结果认为,河南、云南、山西、浙江、江苏五省处在增量配电网改革工作的第一梯队。“可以看出,增量配电网改革与整个电力系统市场环境的变化之间的联系正越来越紧密。”配电网企业研究中心副秘书长姜庆国表示。

郑玉平呼吁,目前来看,增量配电网改革实施过程中存在诸多困难和问题,但参与改革的市场主体仍要树立信心。“能源、电力系统的变革正在不断深化,随着我国提出‘二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值,努力争取 2060 年前实现碳中和’的目标,未来能源革命与电力市场化改革的步伐必将加快,将为增量配电网业务的改革和发展创造新的机遇。”

国家能源局原总工程师、中国能源研究会特邀副理事长韩水强调,增量配电网业务改革与综合能源服务的结合值得探索,但最终一定要落到能源消费侧革命,实现降本增效。“如果实现不了这个目标,项目赚不到钱,单纯去追求‘智慧’‘综合’,这些成本是增量配电网企业无法负担的。增量配电网改革不能再搞第二批‘供电局’,企业一定要有利润,创造出好的商业模式,这样的改革才算成功。”

甘肃首个百万千瓦级火电项目全面投产



图片新闻

11月11日0时15分,位于甘肃省瓜州县的常乐发电公司一期工程2号机组通过168小时满负荷试运行,标志着甘肃首个百万千瓦级火电项目全面投产。常乐发电公司一期工程是国家西部大开发重点建设工程,2016年获国家能源局批复,设计安装两台100万千瓦超超临界火电机组,年发电量可达110亿千瓦时。图为常乐发电一期工程。 乌志文/图文

海南实现垃圾发电全岛全覆盖

本报讯 记者路郑报道:近日,海南省儋州市生活垃圾发电厂正式投产发电。至此,海南垃圾发电厂实现全岛全覆盖。据悉,该电厂全年可处理垃圾 36.5 万吨,年发电量可达 1.3 亿度。

据了解,海南省现有 8 座垃圾发电厂,分别分布在海口、三亚、儋州、琼海、文昌、澄迈、陵水等地,总装机容量为 17.4 万千瓦,占统调装机 1.9%。今年 1 至 10 月,垃圾发电量 4.8 亿度,发电量占比 1.83%,同比增长 22.7%。垃圾发电量占海南省清洁能源的 4.4%。

中华环保联合会废弃物发电专业委员会秘书长郭云高在接受记者采访时表示,根据《海南省生活垃圾焚烧发电中长期专项规划(2018—2030)》,海南省要优化生活垃圾处理结构,逐步由“焚烧与卫生填埋相结合”过渡到“焚烧为主,填埋为辅”。“近期焚烧处理占比达到 90%,远期达到 100%,为此将会规划建设大量的垃圾焚烧处理设施,这是

大势所趋。”垃圾焚烧发电是在高温下燃烧生活垃圾,利用可燃废物燃烧后产生的热量发电,同时对期间产生的废气、飞灰进行无害化处理,具有“无害化、减量化、资源化”优点。

国家发改委今年 7 月发布的《城镇生活垃圾分类和处理设施补短板强弱项实施方案》指出,要全面推进焚烧处理能力建设,生活垃圾日清运量超过 300 吨的地区,要加快发展以焚烧为主的垃圾处理方式,适度超前建设与生活垃圾清运量相适应的焚烧处理设施,到 2023 年基本实现原生生活垃圾“零填埋”。

“垃圾发电属于清洁能源中的生物质能源,在保证电网安全的前提下,我们优先安排其上网,确保清洁能源全额消纳。”海南电网公司电力调度控制中心工作人员吴锋说。

为确保垃圾发电厂正式并网发电,海

南电网公司开辟绿色通道受理客户申请,大幅缩短用户报装用电时间。8 月 28 日,儋州 110 千伏垃圾发电厂送出线路工程顺利投产,为儋州垃圾发电厂并网发电提供了有力保障。

海口垃圾发电厂发电部经理张为德表示,垃圾发电实现了全额上网,日上网电量最高可达 100 万千瓦时。对于垃圾发电一天可处理的垃圾量,张为德介绍,这与垃圾焚烧炉的规格有关。“例如海口垃圾发电厂共四台垃圾炉,日处理垃圾量 2400 吨(4×600 吨/天)。同时,与传统发电不同,垃圾发电 24 小时相对均衡,调峰能力较弱。经过测算,每吨垃圾可焚烧发电 300 千瓦时,大约每 5 个人产生的生活垃圾,通过焚烧发电可满足 1 个人的日常用电需求。”

目前,全国各地正开展垃圾分类工作。垃圾分类后,送往焚烧发电厂的垃圾产生的热效率更高。“干湿分离”将湿垃圾从原本进入垃圾焚烧发电厂的干湿混

合生活垃圾中分离,可以在降低垃圾含水率的同时提高入炉垃圾的热值,从而提升垃圾发电量,湿垃圾分离越彻底,垃圾发电量的提升也越显著。

“经过近 30 余年的发展,我国垃圾焚烧发电技术已相当成熟,达到世界先进水平。垃圾焚烧必然产生一定的污染物,但现代化的垃圾焚烧发电厂均配有完善的环保处理设施,对污染物的排放是可控的。”郭云高说。

今年 1 月,海南省生态环境厅发布了《海南省生活垃圾焚烧污染控制标准》,进一步收紧了污染物的排放限值,对垃圾焚烧厂的环保排放提出了更高要求。另外,除焚烧生活垃圾产生热能发电外,为做到对周边环境的零污染,儋州市生活垃圾发电项目还对垃圾回收过程中产生的液体进行净化,未来将用于厂区绿化用水,焚烧后产生的残渣可制成环保砖,产生的烟气也将经过无害化处理达标后排放。

2019 年网源工程造价一降一升

本报讯 实习记者赵紫原报道:中电联日前发布的《中国电力行业造价管理年度发展报告》(以下简称《报告》)显示,2019 年全国电网工程建设投资在连续三年缩减后首次实现正增长,电网工程建设投资则有所降低。

《报告》显示,2019 年水电、风电分别完成投资 839 亿元、1244 亿元,分别同比增长 19.8%、92.6%;火电、核电、太阳能发电分别完成投资 634 亿元、382 亿元、184 亿元,分别同比下降 19.4%、14.5%、11.1%。火电建设投资中,燃煤发电、燃气发电分别完成投资 506 亿元、104 亿元,同比分别下降 21.4%、26.4%。

2019 年,火电、风电新增装机容量为 4423 万千瓦、2572 万千瓦,分别同比增长 1%、20.9%;水电、核电、太阳能发电分别新增装机容量 445 万千瓦、409 万千瓦、2652 万千瓦,分别同比降低 48.3%、53.8%、41.4%。

电网工程建设方面,《报告》指出,2019 年全国完成投资 5012 亿元,同比下降 6.7%。其中,直流工程 249 亿元,同比下降 52.1%;交流工程 4411 亿元,同比下降 4.4%,占电网总投资的 88%。

同时,国家持续推动配电网建设改造行动计划以及新一轮农村电网改造升级,2019 年全国完成配电网投资 3149 亿元,同比增长 2.8%。其中,110 千伏电网投资同比下降 0.5%;35 千伏以下电网投资同比增长 2.3%,占全国电网投资比重 49.9%,比上年提高 4.7 个百分点。

随着电力建设投资规模的稳步发展,对电力工程造价水平带来的规模效应正在显现。《报告》指出,以光伏发电为例,近年来我国光伏发电投资规模不断上升,2011—2019 年光伏发电工程造价呈逐年下降趋势;电网工程方面,虽然部分类型工程造价水平呈现上涨态势,但整体造价水平不断下降。《报告》预测,未来三年电源工程投资价格呈现下降趋势;电网工程投资价格基本平稳,略有上升。

南网前三季度基本实现水电全额消纳

本报讯 记者路郑报道:截至 10 月底,南方电网全网统调水能利用率高达 99.3%,其中云南统调水能利用率 98.9%,远高于国家发改委、国家能源局印发《清洁能源消纳行动计划(2018—2020 年)》所定的 2020 年水能利用率 95%这一目标,实现水电清洁能源基本全额消纳。

今年以来,南方电网分别于 6、7 月实现云贵互联通道工程、昆柳龙直流工程阶段性目标提前投产送电,为汛期增送云南、贵州清洁水电创造了有利条件。

今年汛期,受持续强降雨影响,南方区域云南、贵州来水大幅偏丰,特别是 9 月份乌江、红水河流域发生历史罕见秋汛,水电弃水压力远超预期。南方电网统筹做好全局优化,积极落实国家清洁能源消纳要求,持续提升西电东送通道利用率。

今年第三季度,南方电网西电东送共八回直流通道长期满负荷送电,通道日均利用小时数达 23.5 小时,平均利用率达 98%,为历史同期最高水平,合计输送电量 589 亿千瓦时,同比增长 20%,尽最大能力消纳云南、贵州清洁水电。在云南汛期(6—10 月)来水可发电量比计划多 56 亿千瓦时,同比大幅增加 30.1%的情况下,澜沧江小湾、糯扎渡两大主力水库分别蓄水 70 米、48 米,10 月底云南水电发电量比计划增加 109 亿千瓦时。

针对 9 月乌江、红水河发生的罕见特大秋汛,南方电网总调提前发布预警,迅速采取应对措施,滚动优化红水河、乌江梯级水电运行安排,一方面深度挖掘广西、贵州、广东各省级煤电、核电、抽水蓄能等其他电源的调峰能力,另一方面充分利用天一、龙滩、构皮滩等主力水库的调节能力。10 月底,贵州、广西统调水电发电量比计划共增加约 161 亿千瓦时,实现清洁能源全额消纳。截至 10 月底,全网统调水能利用率高达 99.3%。

第三季度,西电东送共八回直流通道长期满负荷送电,平均利用率达 98%,为历史同期最高水平,合计输送电量 589 亿千瓦时,同比增长 20%。