

各地电网公司相继公布今年12月代理购电工商业用户电价表,普遍比售电公司价格更低——

电网公司代购电价缘何更便宜?

■本报记者 赵紫原

核心阅读

看似共赢的局面,实则潜藏了不少市场隐患。对用户而言,暂时的低价并不代表长远的利益,健康的市场建设才是赖以生存的土壤。

近期,国家电网以及南方电网辖区内电网公司相继公布了2021年12月代理购电工商业用户电价表,代购价格0.2513—0.5044元/千瓦时不等。

电网企业代理购电,始见于国家发改委10月11日印发的《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(发改价格〔2021〕1439号)(以下简称“1439号文”)中。同月,国家发改委印发了详细“说明书”——《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》(发改办价格〔2021〕809号)(以下简称“809号文”)。

业内人士指出,通过已披露的数据来看,电网企业代理购电可比售电公司代理更便宜,这是为何?

电网代购价格更低

当前用户参与市场大致有三种途径:直接参加、售电公司代理、电网公司代理。809号文将电网企业代理的工商业用户又分为三类,即暂无法直接参与、未直接参与、已直接参与市场交易又退出的用户。

“从12月公布的数据来看,电网代理确实比托售电公司电价更低”。记者采访多地用户基本得到类似回答。

重庆电力交易中心11月30日公布的《关于重庆市2021年11—12月电网企业代理购电交易结果的通报》显示,电网代理购电挂牌交易价格为0.4753元/千瓦时。据业内人士测算,此价格比售电公司代理价格更加便宜。

不止重庆,多地情况与此类似。“从今年12月公布的数据来看,电网公司代理要比售电公司代理每度电便宜两分钱左右。”甘肃省某国企背景的售电公司工作人员说。

1439号文明确指出,代理购电价格主要通过场内集中竞价或竞争性招标方式形成。809号文也指出电网企业以报量不报价方式、作为价格接受者参与市场出清。广东民营售电公司工作人员表示:“广东电网公司代理电价同样比市场化代理价低,其并未按照月竞价或挂牌价执行,而是按照购买的非市场化电源和市场化电源的加权均价传导给代购用户,和809号文有所区别。”

优先发电如何影响代理电价

为何电网企业代理会更便宜?中嘉能首席交易官张骥告诉记者,究其原因,在于优先发电电量上,若严格按照市场化形成价格不会如此低价。

优先发电如何影响代理电价?809号文“确定电网企业市场化购电规模”中明确,各地执行保量保价的优先发电(不含燃煤发电)电量继续按现行价格机制由电网企业收购,用于保障居民、农业用户用电,有剩余电量且暂时无法开放的地方,可将剩余电量暂作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。

何为优先发电?国家发改委、国家能源局2019年发布的《关于规范优先发电

优先购电计划管理的通知》指出,优先发电是实现风电、太阳能发电等清洁能源保障性收购,确保核电、大型水电等清洁能源按基荷满发和安全运行,促进调峰调频等调节性电源稳定运行的有效方式。优先购电是为居民、农业、重要公用事业和公益性服务等重点用电提供保障性服务,确保民生用电安全可靠的必要措施。

“优先发电,皆为计划发电,根据申报的计划量严格保障,但实际使用和申报计划都会有所偏差。比如申报电量100亿千瓦时,实际使用了90亿千瓦时,剩余未用完的10亿千瓦时就是负偏差,也就是809号文中指出的‘剩余额’。”广东民营售电公司工作人员指出,“症结在于,809号文指出将剩余额量暂作电网代购的电电量来源,但并未授权其支配剩余额电量的权利。这部分电价需相关部门进一步明确,交由市场支配,而非某方市场主体专有。”

张骥进一步指出,此前工商业电价同属优先购电之列,现在入市后仍然和农业、居民电价一起算账。“一是政策刚出台,二是工作量大,所以暂时‘一个池子’结算,但这不是长久之计。政府部门应明确分开计算的进度表,市场的归市场,计划的归计划。除了剩余额优先发电外,还有价格低于本地煤电的外来电,这些也由电网企业支配,且都低于市场价。”

暂时低价并不代表长远利益

个别电网公司并未严格按照1439号、809号文执行代理购电方案,为何能通过地方政府监管?某地政府工作人员透露:“大多数地方政府是默许的,电网企业代理企业电价波动幅度小。”

看似多方和睦的局面,实际潜藏了不少市场隐患。

甘肃售电公司工作人员指出,电网企业代理购电的碾压优势是其他市场主体无法竞争的,如此操作必然会挤压其他市场主体的生存空间。“如果明年这些工商业用户逐步退出代理,可能会交接至电网公司综合能源服务公司旗下的售电公司。对此,国家发改委、国家能源局

发布《售电公司管理办法》指出,电网企业(含关联企业)所属售电公司(含全资、控股或参股)应当具有独立法人资格并且独立运营。电网企业售电公司监管进一步趋严,当然具体发展情况还要看明年的发展态势。”

对用户而言,暂时的低价并不代表长远的利益,健康的市场建设才是赖以生存的土壤。“资源错配会阻碍市场发展,严重会引发市场倒退。电网代理的是市场议价能力弱、市场高价的接收者,如此一来用户真正参与市场的积极性会大打折扣。同时,已入市的用户会以此为参考,大家都要求比批发平均价格更低的价格,而不是遵循

市场化方式形成的电价,场内高于批发平均价格的用户也会想一切办法改为电网代理购电,好不容易建立的‘电力还原商品属性’的市场意识或被慢慢动摇。”广东售电公司负责人说。

上述专家进一步指出,“对地方政府而言,关键还是要严格落实1439号文、809号文,暂时承压可以理解,但一时的省心并不能一劳永逸,建设公平、公正、公开的电力市场才是根本之策。下一步应加强监管,督促电网以合理公开的交易策略参与交易,以市场化方式形成代理价格,和其他市场成员站在同一起跑线上为用户服务。”

安徽涡阳:冬季安全用电课堂进校园



图片新闻

国网安徽涡阳县供电公司积极开展“冬季安全用电宣传进校园”活动,党员服务队走进全县中小学校园,通过“上一堂安全用电知识课、观看一场安全用电微电影、学唱一首安全用电儿歌”等活动,提升中小学生学习冬季安全用电意识。图为国网安徽电力(药都之光)共产党员服务队队员在涡阳县高公镇希望小学向小朋友们宣传冬季安全节约用电知识。 姜延旭/摄

专家在2021年南方电网能源发展论坛暨南网能源院研究成果发布会上表示——

未来30年我国能源系统需新增投资百万亿元

■本报记者 李文华

“如期实现碳达峰、碳中和目标既是挑战,更是机遇。2020—2050年,我国能源系统需要新增投资约100万亿元,以新能源为主体的新型电力系统将发生革命性变革,低碳技术、清洁能源材料、新能源汽车产业链等新兴领域前景广阔。”11月26日,中国发展研究院院长王彤在2021年南方电网能源发展论坛暨南网能源院研究成果发布会上表示。

王彤认为,加快构建新型电力系统,既要研究新能源接入模式,服务新能源快速发展;又要研究加强常规电源调节能力,保障电力充足供应;既要研究各级电网协同规划,提升新能源消纳能力;又要研究电网数字化转型,提升全网智能化水平;既要研究新一代调度系统,提高电网掌控能力;更要研究综合能源服务模式,提升全社会能效水平。

“碳达峰、碳中和目标与能源清洁低碳转型的战略目标高度一致。”中国科学院院士、中国电力科学院名誉院长周孝信指出,以新能源为主体的新型电力系统储能需求可分为两种类型:一是应对风光新能源发电出力短周期(日内)波动性间歇性的运行灵活性调节需求,可采用抽水蓄能、电化学电池、压缩空气等储能技术;二是应对风光新能源发电长周期(周内、月内、跨

季节)出力波动能源电力供需不平衡,及突发灾害下能源电力供应的储能需求,主要采用绿色技术生产储存氢气和气体/液体燃料(如甲烷、甲醇、氨)等方式。

年度报告系列是南网能源院战略性、基础性研究成果的重要载体和展示平台。南网能源院在此次发布会上正式推出《中国电力市场化改革报告》《中国电力行业投资发展报告》《粤港澳大湾区电力发展报告》《全球领先企业创新发展报告》。

据《中国电力市场化改革报告》披露,截至2020年底,全国注册发电企业约3.05万家,注册售电公司累计超5000家;2020年电力市场化交易规模达到3.17万亿千瓦时,同比增长11.7%,国家电网和南方电网经营区域通过电力市场化交易释放改革红利超900亿元。

该《报告》建议,碳达峰、碳中和背景下电力市场化改革正面临诸多挑战,应完善电力市场体系,引导新能源实现有序发展;扩大市场配置范围,加快推进区域统一电力市场建设;创新机制,兼容新型市场主体,畅通分布式资源消纳渠道;完善价格形成机制,促进新能源与调节资源协同发展;改革输配电价定价机制,加强投资激

励,优化新能源布局。

投资是反映行业状况“晴雨表”。据《中国电力行业投资发展报告》披露,2020年我国电力行业投资总额为9944亿元,同比增长9.6%。从投资效果看,2020年全国发电量达到76236亿千瓦时,同比增长4.5%,近10年来保持稳定增长趋势;从投资类型看,2010年以来,我国风电装机容量呈现逐年增长,增幅较大的发展态势,增幅始终在10%以上。

该《报告》预计,未来3到5年,我国发电企业的盈利状况将保持平稳,但仍面临一些挑战。为解决新能源的间歇性特点与电力供应稳定性之间的矛盾,应提升高效率大容量储能投资,增加抽水蓄能等调节电源、电化学储能等新型储能装置投资规模。

另外,此次发布《粤港澳大湾区电力发展报告》,还系统梳理了2020年大湾区在电力供需、电网规划建设、电力市场、电力技术创新等方面的发展状况。据该《报告》披露,2020年粤港澳大湾区全社会用电量5545亿千瓦时,同比增长1.1%,其中珠三角9市同比增长1.6%;清洁能源装机容量5414万千瓦,同比增长11.2%,占总装机容量的63.8%,区内区外清洁能源电力供应占比超过60%。

一线

九个人 2239 座电站 6.61 万公里

——国网山西临汾供电公司光伏电站运维侧记

初冬时节,乾坤湾的晚霞比以往更早些,橙橘色的红晕映照在宽广的黄河古渡口,水面波光粼粼。河岸边的山路上,汾能永和电力分公司光伏扶贫电站运维中心人员高慧雄正驾驶着运维抢修车疾驰而过,赶往永和县乾坤湾乡奇奇里村的故障点。

山西省永和县是临汾供电公司所辖县域内最大的光伏电站基地,拥有电站2239座。如何让群众切实享受光伏扶贫红利,光伏电站的运维是关键。针对永和县光伏电站多、分布散、户数大不好统一管理、贫困群众没有运维经验,以及大规模的光伏电站接入电网带来的诸多问题,永和供电公司全面参与光伏电站运维工作,由下属集体企业汾能永和电力分公司成立了永和县光伏扶贫电站运维中心。

他们在没有任何经验可借鉴的前提下,走过了一段艰难的路程,在实践中摸索出了“一个中心、两套系统、三个班组、两个流程”的“1232”工作体系。即成立永和县光伏扶贫电站运维中心,监控人员在后台通过光伏收益分配系统实时监测电站发电情况、国家电网用电信息采集系统对比对和村民电话反馈三种方式精准掌握设备运行状态,下派工作任务,统筹各部门协同作战。确定光伏扶贫电站运行维护流程,光伏结算支付流程。设立三类运维班组精准分工。同时,采用山西省光伏扶贫收益分配管理系统的功能,辅助应用国家电网用电信息采集系统解决了因信号传输不畅导致的电能采集异常问题,实现了电能监控全覆盖。两年多的运维时间里,该公司共周期巡视2200次,处理缺陷1515次,行程达6.61万公里。在设备逐年衰减的情况下,发电不降反升。

“电站的维护根本不用费心,一个电话供电运维公司的小伙就来了,啥坏啥换,还一分钱不要。有他们在,我省心多了。”刘宁富是永和县奇奇里村的村民,有一座5千瓦的屋顶光伏电站,每年可获得光伏收益4500多元。随着乾坤湾旅游景区发展,他又翻新了家里一孔闲置窑洞作为民宿,日子越过越红火。58岁的他有了养老的保障,深感是一件幸福的事情,每当想到他总是止不住话匣子:“我是个老实人,不说假话,政府和供电公司对我们老百姓是真的很关心,遇到问题不会不管,就连我的民宿遇到用电问题,供电公司的员工还来义务帮我处理呢。”

家住于家咀的村民于海生也是感同身受,他家有一座5千瓦的屋顶光伏电站,每年可获得4000多元的收益。脑筋灵活的他有本钱打算做点生意,于是他从300公里外的晋中市太谷区以20元每株的价格买回80棵樱桃树苗种在了黄河滩上。去年在黄河漂流旅游旺季,樱桃一斤卖到30多块。一天半天时间,他家60多棵挂果的樱桃树就都被采摘完了,卖了4000多块钱。他说:“我得到了政府和供电公司这么多人的帮助,我自己再不努力活出个样来,那真的不像话。”

在永和供电公司经理曹建斌的办公室里有一张贴满红旗的当地地图,上面每一面红旗都指代着一座村级光伏电站的位置。从2016年永和县第一座光伏电站建成,到现在2239座光伏电站的全覆盖。背后是供电公司运维人员无数个日夜的守护,是当地百姓幸福生活的起点。据了解,该县2020年全年发电量突破3573.82万千瓦时,支付电费3184.6万元,有力支撑了当地的乡村振兴。(崔菁 陈爱红)