

国家发改委、国家能源局公布第二批电力现货试点,同时推动用户侧参与结算——

用户参与现货结算意味着什么

■ 本报记者 赵紫原

国家发改委、国家能源局近日发布的《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》(以下简称《通知》)明确,拟在第一批现货试点基础上,选择辽宁省、上海市、江苏省、安徽省、河南省、湖北省作为第二批现货试点,同时推动用户侧参与第二批现货市场结算。

对此,有业内专家用“用户侧参与电力现货市场恰逢其时”评价《通知》的出台。那么,用户参与现货市场报量报价必要性何在?如何参与市场?用户入市后如遇涨价,现货市场会否频繁叫停?

逐步形成价格信号完整的双边市场,同时促进可再生能源消纳

《通知》指出,第二批现货试点地区应按照用户侧参与现货市场结算设计方案。在双边现货市场模式下,用户侧直接以“报量报价”方式参与现货市场出清、结算。

中嘉能集团首席交易官张骥告诉记者,2018年至今,首批8个电力现货试点相继进行结算试运行,用户侧不参与或报量不报价,现货电价由发电侧单边决定。“报量不报价是改革进程中的必经过程,电网仍是唯一买方,相当于统购统销。成熟的市场应该存在多个买方和卖方,第二

用户“报量报价”参与现货市场,除了能反映真实供需价格外,也为新能源消纳提供了更多可能;用户参与现货市场后,想做“甩手掌柜”不太现实,市场对其提出了更高要求;售电公司把无序的用户变成有序的资源,要求其更专业、更成熟。

批现货试点用户侧报量报价可逐步构建双边市场。”

报量不报价,相当于用户报“天花板价”,并作为价格接受者进入市场,而报量报价后,相当于给了售电公司和用户一个选择,当电价较高时,是报更高价继续购入电量,还是停止购电并相应地减少用电行为,充分发挥市场的作用。“这也是现货市场没有‘调峰’这一我国特有的辅助服务品种的原因所在。”张骥补充道。

记者了解到,首批8个现货试点中,已有省份开了用户侧参与结算的先例。今年4月,甘肃省发布《甘肃电力现货市场建设方案》(结算试运行暂行V2.2),明确参与市场的售电公司、批发用户以“报量报价”形式参与现货市场。

用户报量报价参与现货市场,除了能够反映真实供需价格外,也为新能源消纳提供了更多可能。甘肃某发电企业

人士告诉记者:“经过近三年实践,单边市场消纳新能源力度有限。用户侧参与市场结算后,新能源可以凭借较低边际成本的优势赢得更大的市场份额,其消纳比重将大幅提升。”

用户不再是“甩手掌柜”,售电公司将迎来新一轮洗牌

针对用户参与现货市场的方式,广东一位大工业用户告诉记者:“不论是现货市场推进程度,还是市场活跃度,广东现货市场建设都数一数二。即便如此,目前广东直接参与批发侧的大用户只有一家,大多数用户不知道现货市场如何运转、如何报量报价,用户最关心的是每度电能优惠多少钱。”

机遇与风险并存。上述大工业用户指

出,在现货市场常态化运营后,售电公司会出具不同类型的套餐供用户选择。如若用户选择的套餐不适合自身生产特性,将面临成本增加的风险。“一定程度上,用户想做‘甩手掌柜’不太现实,市场对用户也提出了更高要求。”

清华大学能源互联网智库中心主任夏清告诉记者,在没有现货市场的情况下,各地独立售电公司以“吃价差”盈利模式为生。“但在现货市场环境下,售电公司把无序的用户变成有序的资源。这个环节要求售电公司更专业、更成熟,售电公司或迎来新一轮‘技术性’洗牌。”

上述甘肃发电企业人士向记者表示,售电公司将集中用户的用电需求,在批发市场中对时序电价做出反应,发挥需求侧响应的作用。“有了现货市场,售电公司将摆脱目前挣价差的粗放模式,通过自身的专业化经营摆脱‘皮包公司’印象。”

售电公司到底能否挑起重任?该人士认为,售电公司责任变多的同时,也应给予相应权利。“以结算权为例,拥有结算权意味着售电公司真正以公平、公正、平等的市场主体身份参与电力市场交易。棘手的是,结算权于售电公司而言是个烫手的‘香饽饽’。售电公司目前抗风险能力较差,拥有售电权意味着其每月要垫资给发电厂结算。以目前售电公司的处境来说不太现实,向用户收费也是个问题。”

允许用户侧价格适当波动,关键在于完善市场设计

去年12月,甘肃省内用电与外送电负荷双增,现货价格频繁出现0.5元/千瓦时的上限价格。国网甘肃电力向省内各市场主体下发通知,表示当时甘肃电网以及全国电力供应整体偏紧,已不具备开展电力现货市场连续结算试运行的条件。

对此,有业内人士表示,在用户不直接参与现货市场的情况下,就因“天花板价”叫停市场,而如果用户侧报量又报价后,现货市场是否会频繁叫停?《通知》明确,在保证用户侧平均价格水平基本稳定的基础上,各地应允许用户侧价格适当波动。

夏清指出,不应频繁暂停现货市场,设置好合理的“价格帽”,价格波动应是允许的合理行为。广东易能通能源科技有限公司总经理郑宏城对此表示赞同:“现货市场触及上限是正常现象,供需紧张价格上涨,才能反映真正的时序价值。关键是认真分析背后的原因,是上限价格不合理、规则不完善,还是市场力的影响。”

张骥认为,由于大部分用户并不直接进入市场,而是通过售电公司代理,因此,现货市场中的高价大部分不会传导给用户,由售电公司承担。“在没有容量机制的条件下,触及价格上限并不意外,关键在于完善市场机制设置。”

绍兴滨海热电厂三期扩建工程投运



图片新闻

日前,由浙江火电承建的浙江绍兴滨海热电厂三期扩建工程7号机组正式移交生产。至此,滨海热电厂最大供热量可达每小时2425吨,每年供热量最高可达2100万吨。

滨海热电厂三期扩建工程在原有二期共6台机组基础上,扩建1台57兆瓦燃煤抽汽背压式热电联产机组,同步建设脱硫、脱硝设施,机组环保排放达到超低排放标准。图为滨海热电厂。

袁狄明/图

关注

冀北地区电力市场化交易出新政

本报讯 记者赵紫原报道:冀北电力交易中心日前发布的《关于冀北地区市场化用户峰谷时段调整有关情况的说明》(以下简称《说明》)明确,所有参与过市场化交易的用户,均不再执行目录电价,自今年6月抄表周期起,市场化交易用户全生命周期的全部用电量按照市场化交易峰谷时段执行。

《说明》指出,进入分时段正式结算后,其中参加批发市场的直接交易用户按全电量进行偏差结算,由售电公司代理购电的用户按照保底价格进行结算。电网企业与电力用户交易的保底价格在该电力用户缴纳输配电价基础上,按照目录电价的1.2倍执行。

有业内人士向记者表示,上述《说明》除了调整目录电价或为峰谷时段外,重点还在于偏差考核。文件提到所有参与过市场交易的,都会被纳入偏差考核体系,无论是自行交易还是委托售电公司。对于以前参与过但现在不参与交易的用户,偏差考核就是全部电量,即用户只要参与过交易,就不得不继续参与,除非销户重来。“换言之,市场宽进严出甚至无法退出,虽然这个思路符合市场设计,但目前用户是否能承受,还需要实践检验。”

安徽电力直接交易总规模达3237亿度

本报讯 记者赵紫原报道:安徽电力交易中心近日发布的数据显示,五年来,安徽电力体制改革持续深化推进。电力交易机构运作不断规范,市场主体数量达到13298家,年均增长217%;电力直接交易总规模达到3237亿千瓦时,年均增长45.2%。共降低用电成本222亿元,直接交易电量占全社会用电量比例由2015年的10.9%升至2020年的40.8%。

据了解,安徽电力交易中心省间交易总规模已达到576亿千瓦时,年均增长41.2%,省间交易电量占全社会用电量比例由2015年的3.4%升至2020年的10.1%。同时,该中心开展发用电交易302亿千瓦时,共节约标煤204万吨,减排二氧化碳2308万吨,减排二氧化硫209万吨。省间共消纳清洁能源209亿千瓦时,年均增长10.2%。

安徽电力交易中心于2016年5月成立,2018年启动股份制改造,2020年6月引入10家参股股东,国网安徽省电力有限公司持股比例降低至70%。

继2018—2020年连续三年降价后,四部委近日再次发文,要求清理不合理加价,进一步降低工商业电价——

工商业电价还有多少下探空间?

■ 本报记者 赵紫原

日前,国家发改委、工信部、财政部、人民银行联合印发《关于做好2021年降成本重点工作的通知》(以下简称《通知》),明确平稳执行新核定的2021年输配电价和销售电价,进一步清理用电不合理加价,继续推动降低一般工商业电价。持续推进电力市场化改革,允许所有制造业企业参与电力市场化交易。

过去三年,我国一般工商业电价降幅分别为10%、10%、5%,对于电价再降,分析人士认为这是为实体让利,深化供给侧结构性改革的重要举措。那么,新一轮降电价目标如何达成?进一步降价的空间在哪里?

连续多年降低电价

公开数据显示,从2015“扩大输配电价改革试点”,到2016年“降低企业交易、物流、财务、用能等成本”,再到2017年明确“下调用电价格”,2016、2017年两年我国减轻企业负担超过5000亿元。其中,降低工商业电价减轻企业负担超过2000亿元。

近年来,《政府工作报告》对降低工商业电价提出明确目标:2018年提出“一般工商业电价平均降低10%”,2019

年提出“一般工商业电价平均再降10%”,2020年明确提出降低工商业电价5%政策延长到当年年底。

连续三年降低工商业电价,对降低企业成本立竿见影。公开信息显示,经2018年、2019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%。今年1月,国新办在2020年央企经济运行情况新闻发布会上披露,2020年中央企业降低全社会运行成本1965亿元,其中电网企业合计降低用户用电成本约1080亿元。

电价仍有“水分区”

我国销售电价由上网电价、输配电价、线损折价、政府基金及附加组成。按用电性质大致分为居民生活用电、一般工商业及其他用电、大工业用电、农业生产用电四大类。其中,一般工商业用电主要涉及中小企业,且普遍采用“电度电价”的单一制定价方式。

为了完成降电价目标,销售电价各环节均要“割肉”,例如发电企业降低上网电价,电网企业重新核定输配电价。北京鑫诺律师事务所律师展曙光表示,根据国家能源局2018年发布的电价

监管报告显示,随销售电价征收的政府性基金及附加,2014年全国平均水平为38.96元/千千瓦时,2018年为29.67元/千千瓦时,下降了23.84%。

那么,新一轮降电价的空间在哪里?北京先见能源咨询有限公司总裁尹明认为,《通知》明确了降低一般工商业电价的主要思路。“采取直接降价措施,以规范电网环节输配电价、转供电不合理加价为重点,继续降低一般工商业电价,推动服务业发展。”

换言之,输配电价、转供电不合理加价将成为此轮降电价的“水分区”。今年1月,国家市场监督管理总局发布上海、山西等省企业电价违法行政处罚决定书,两地共违法获取电价价款3782.65万元,国家市场监督管理总局给予六家企业警告并处罚款合计1380万元。同时,多地政府发文提醒告诫转供电主体切实履行主体责任,必须及时足额传导降价红利给终端用户,不得截留。

“入市”不等于降电价

尹明指出,所有制造业将纳入电力市场,充分发挥企业之间互动机制与博弈机制的作用。

国网能源院副总工程师马莉表示,在市场化改革带来的诸多红利中,价格红利是直接影响经济发展和居民生活的关键因素。“在当前电力供应宽松的环境下,降电价效果明显,不少人误认为‘电改就是降价’。电改的内涵和外延比单纯降电价要广阔得多,需要兼顾安全、经济、环保、效率、民生保障等多重需求,短期内的价格走势既不是改革目标,也不能作为改革成效评价标准。电改的方向,应该是建立完善的电力市场体系,构建科学合理的监管机制,充分体现电力的商品属性,发挥好市场机制的决定性作用。”

国家发改委宏观经济研究院副院长吴晓华公开表示,既要充分认识到成本是否合理主要由市场决定,一些成本如人工成本、环境治理成本上升是必然趋势,也要树立“放水养鱼”理念,推动政府部门放权让利,助力企业轻装上阵。

此外,一位不愿具名的业内人士告诉记者,降电价更准确的说法应该是“降低用能成本”。“企业用电成本涵盖的内容更广泛,主要包括在电力相关固定资产投资、电费支出及电力运维及相关资金成本等。其中,电费支出主要与电价、用电量及缴费模式等因素相关。降电价是降低企业电力成本的一个重要手段,但远非全部。”