

电力交易中心股改陆续完成,各市场主体权利和利益将重新划分,交易结算权归属问题开始引发关注——

售电侧何时才能拥有结算权?

■ 本报实习记者 赵紫原

核心阅读

售电公司拥有结算权,意味着“9号文”更好落地。拥有结算权后,售电公司可以结合金融工具,提供更具吸引力的套餐,也可结合综合能源服务,为客户的节能减排提供灵活多样的服务模式,从而开展真正的售电业务;在零售过程中,售电公司非常像通信公司为用户设计套餐,根据真实用量向银行开具结算单,由银行代理收费,而银行与通讯服务的买卖本身不产生联系。

随着全国35个电力交易中心中34个完成股权改造,电力交易机构离独立、规范运行目标又迈进一步。其中,关于交易中各市场主体权利和利益的问题,尤其是电费结算权的归属问题,再次引发行业关注。

在批零分开的电力市场中,批发市场中售电公司买电后,由电力交易机构开具结算单,向发电公司支付费用;而在零售交易中,售电公司为用户设计套餐,事后由其向交易机构开具用户的结算单,由电网企业代收。与成熟电力市场不同,我国电力市场中的结算权属于电网企业,由电网企业与发电侧和用户分别确认,售电公司作为交易中的一环,作用非常有限。

早在2016年,就有“售电公司没有结算权如何生存”的讨论,随着电力交易中心股改完成,售电公司目前是否具备拥有“结算权”的条件?

拥有结算权意味着成为独立的市场主体,而非“二道贩子”

2016年,电改“9号文”配套文件《关于推进售电侧改革的实施意见》和《电力交易机构组建和规范运行的实施意见》,分别明确“交易机构组建初期,可在交易机构出具凭证的基础上,保持电网企业提供电费结算服务的方式不变”,电网企业“承担市场主体的电费结算责任,保障交易资金安全”。

两份文件一经发布,便引发关于“交易机构是否该负责结算”的讨论。

之后,国家发改委2016年在《关于重庆市售电侧改革试点工作有关问题的复函》中进一步明确:电网企业的售电公司,

可向其供电的用户收费并开具电费发票;拥有配电网运营权的售电公司,可向其供电的用户收费并开具电费发票;独立售电公司,保持电网企业向用户收费并开具发票的方式不变。

结算权对售电公司意味着什么?在九州能源有限公司董事长张传名看来,售电侧是交易链条中的重要环节,按理应该拥有结算权。“售电公司拥有结算权,意味着‘9号文’更好落地。拥有结算权后,售电公司可以结合金融工具,提供更具吸引力的套餐,也可结合综合能源服务,为客户的节能减排提供灵活多样的服务模式,从而开展真正的售电业务。”

广东一位售电公司负责人向记者表示,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,而非“二道贩子”。“拥有结算权的售电公司,能够真正结合政策,发挥灵活、便捷的特点,为用户带来真正有市场竞争力的服务项目和产品,如电力金融产品等。”

抵御市场风险的能力较弱,暂不具备完全拥有结算权的条件

据记者了解,截至目前,电力交易结算仍按上述配套文件和《复函》中的规定执行。但在实际售电业务中,替用户冒险并整合中小用户,符合这两个要求才算真正的售电,其中结算就是替用户冒险的必经环节。因此,在业内专家看来,不具备结算权的售电公司本质上是“售电代理公司”。

那么,售电公司拥有结算权后,交易流程将发生什么变化?

一位业内专家表示:“批零分开,售电

公司拥有结算权后,零售过程非常像移动、联通等通信公司为用户设计套餐,根据真实用量向银行开具结算单,由银行代理收费,而银行与通讯服务的买卖本身不产生联系。在电力市场中,电网企业相当于银行,通信企业相当于售电公司。”

随着电力交易中心股改加速,以及经过近5年的市场培育,售电公司完全拥有“结算权”是否已具备条件?

“向用户收费很困难,售电公司积极性不会太高。”华东地区一位售电公司负责人坦言,如果结算权完全交给售电公司,对其要求会大幅提高。“首先,售电公司每月要垫资给发电厂结算,以目前售电公司的处境来说不现实。其次,售电公司再去找用户收费,但相比电网公司,其对用户没有约束,能否收回暂且不论,能否让用户放心就是个大问题,毕竟现在市场建设还不健全。”

归根结底,所有风险最终都归结于售电公司抵御市场风险的能力。“目前售电公司专业技术能力不足,对政策理解和研究不够深入,缺少专业技术人才,无法胜任自主结算的工作要求。同时,售电公司关口数据结算错误、延迟脱误或虚报瞒报等因素会造成用户经济损失,这些损失都会面临法律风险。”上述售电公司负责人表示。

多家受访售电公司负责人一致认为,商业模式可以有更多想象,但售电公司完全拥有结算权尚不具备条件。

具备自行结算条件,但结算权归属最终取决于市场博弈

张传名认为,电网代算是售电侧改

革初期的“最大公约数”。“售电公司没有结算权是电改初期的权宜之计。从用户角度看,电费交给电网既习惯也放心;对发电侧而言,电网代收电费更有保障;对大部分独立售电公司而言,没有收款风险的义务可以接受;站在政府角度,各方平衡最好,但结算权归还给售电侧是大势所趋。”

业内专家表示,完全拥有结算权不具备条件,但目前已具备自行结算的条件,以后逐步过渡或为可行之策。据了解,浙江已从政策上赋予售电公司结算权。

2019年,浙江售电市场开放,浙江省发改委、浙江能监办、浙江省能源局当年10月印发的《浙江省部分行业放开中长期电力交易基本规则(试行)》明确,零售用户的结算依据不由电力交易机构提供。

浙江某售电公司负责人告诉记者,随着电力市场的快速发展,市场化程度和市场接受程度突飞猛进,售电公司已具备专业的技术人才和结算实操经验,甚至可以自主研发开发贴合政策、功能完善、可靠稳定的结算管理工具和一套行之有效的风险管控流程。“综合来看,售电公司完全具备自行结算条件,但结算权是否能够始终掌握在售电公司手中,需要看市场博弈的结果。”



电力观察

山东虚拟电厂年内“入市”

■ 本报记者 卢彬

核心阅读

无论是从市场运行还是从调度角度而言来说,一些小体量的电源或负荷直接参与市场面临很大的运行难度,而虚拟电厂可以在内部让这些主体实现自平衡,再作为一个整体去响应市场信号。

建设虚拟电厂,客观上是为整个市场培育市场主体。一方面,小体量的主体必须聚合起来才能参与市场;另一方面,虚拟电厂内嵌于电力市场,可以通过提供需求侧响应提升整体效率。

日前,山东电力交易中心组织召开山东虚拟电厂运营试点项目建设推进会,国网山东省电力公司副总经理董京营在会上指出,虚拟电厂运营商业模式有利于促进源网荷储协同互动,对于提高能源综合利用效率、推动能源产业转型升级具有重要意义。“要利用山东电力现货市场建设的有利环境,在年底前实现虚拟电厂正式参与电力交易。”

山东电力现货市场试点探索方兴未艾,虚拟电厂的加入,又将给山东电力市场建设带来怎样的影响?

融合资源响应市场信号

究竟何为“虚拟电厂”?

国家电投中电国际政策研究室主任王冬容表示,从现有的研究和实践来看,虚拟电厂可以理解,将不同空间的可调节(可中断)负荷、储能、微电网、电动汽车、分布式电源等一种或多种资源聚合起来,实现自主协调优化控制,参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统。

“虚拟电厂既可作为‘正电厂’向系统供电调峰,又可作为‘负电厂’加大负荷消纳配合系统填谷;既可快速响应指令配合保障系统稳定并获得经济补偿,也可等同电厂参与容量、电量、辅助服务等各类电力市场获得经济收益。”王冬容说。

而到了具体项目上,虚拟电厂到底包

含哪些内容,各国、各地在实践中又呈现出不同的理解,往往难以给出一个严格的定义。

“虽然内涵上可能有差别,但虚拟电厂的建设目标应该是明确的,就是要将体量大、不适合直接参与电力市场的市场主体聚合起来。”中国社科院财经战略研究院研究员冯永晟认为,虚拟电厂难以给出准确定义正是由于其可以融合多种资源的特性。“无论是从市场运行还是调度来说,一些小体量的电源或负荷直接参与市场面临很大的运行难度,而虚拟电厂可以在内部让这些主体实现自平衡,再作为一个整体去响应市场信号。”

补充电源结构灵活性

虚拟电厂的加入,会影响电力市场现有格局?

中国工程院院士杜祥琬认为,如果东、中部各地区能将本地能源开发起来,并在此基础上建设虚拟电厂,中国的电力系统将会有新的业态和模式,也必然会是高比例的低碳能源网络。“首先需要有这个观念,有政策,再有一批实践。”

“山东本身一直在推进省内开展需求侧响应试点的相关工作,此次虚拟电厂参加电力市场交易的推进应该也有这方面的考虑。”某知情人士告诉记者,山东自身电源结构特点,很大程度上促成了其建设

虚拟电厂的积极性。“山东煤电装机量大,灵活性相对不足,近年来可再生能源发电量迅速增长,灵活性资源缺乏的问题更加明显。”

山东省电力企业协会副会长徐震在分析山东电力供需形势时也指出,山东是电力大省,由于用电需求结构变化、夏季高温天气等因素,近几年出现了尖峰电力缺口。“表面上看,出现电力缺口是因为电力系统没有足够的装机来满足电力负荷,但根本原因是电力系统的结构性矛盾。”他表示,华北电力大学课题组的一份研究报告以山东为实例展开分析,并认为需求响应是满足短时尖峰负荷需求的首选资源。

虚拟电厂“可正可负”的特性,确实能够胜任需求响应的任务,而通过需求响应来解决尖峰负荷问题,经济性优势也更为明显。根据国家电网相关测算,若通过建设煤电机组满足国网经营区5%的峰值负荷需求,电厂及配套电网投资约4000亿元;若建设虚拟电厂,建设、运维和激励的资金规模仅为400~570亿元。

“入市”机制仍待完善

山东虚拟电厂进入电力市场并非首例。“十三五”期间,江苏、上海、河北、广东等地都相继开展了电力需求响应和虚拟电厂的试点,但真正实现虚拟电厂市场

化运行的例子却并不多见。

王冬容指出,目前,我国属于市场型虚拟电厂的,只有冀北交易中心开展的虚拟电厂试点。而各地电力辅助服务市场和现货市场建设中,除华北地区开展小规模试点外,也没有将虚拟电厂作为市场主体纳入。

“目前冀北虚拟电厂商业运营主要参与华北调峰辅助服务市场,根据系统调峰需求,实时聚合调节接入资源用电负荷,在新能源大发期间增加用电需求(填谷),减少火电厂不经济的深调状态,获得与调峰贡献相匹配的市场化收益。”王冬容说。

“建设虚拟电厂,客观上也是在为整个市场培育市场主体。一方面,小体量的主体必须聚合起来才能参与市场;另一方面,虚拟电厂内嵌于电力市场,可以通过提供需求侧响应提升整体效率。”冯永晟表示,“所以,虚拟电厂究竟能为电力市场带来多大价值,关键在于市场本身建设的情况。”

“我国虚拟电厂处于起步阶段,其组织、实施和管理基本上还是沿袭需求侧管理的旧模式,没有树立起将需求侧资源和供给侧资源同等对待的理念,没有形成体系化、常态化工作机制。”王冬容指出,“此外,管理部门不明确、规范标准不统一、激励和市场化机制不到位等问题,都亟待进一步改善和解决。”

关注

南方电力现货市场试运行全月结算

本报讯 记者路郑报道:8月1日,南方(以广东起步)电力现货市场正式投入全月结算试运行。截至记者发稿时,电网运行安全稳定,市场运行稳定有序。

与已开展全月试运行的国内其他现货试点(如甘肃、福建)相比,广东现货全月结算试运行不是发电侧单边结算,而是同时传导至发用两侧,共有84家发电企业、136家售电公司和1家大用户直接参与批发市场交易,是真正的“全覆盖、全穿透”结算试运行,确保了价格信号能真正传导至用户侧,更好地发挥市场的“指挥棒”作用。

数据显示,首个结算运行日内,221家市场主体积极申报,市场出清结果合理。日前市场的发电侧日平均价格最大值254元/兆瓦时(0.254元/度)出现在高峰时段,最小值70元/兆瓦时(0.07元/度)出现在低谷时段,有效反映供需关系的动态变化,市场主体一天有24个价格可以选择,有助于解放用户,让更精细的用户负荷管理有了基础。

“从日结算、周结算到本次月结算,是层层深入检验规则、技术系统和市场反应的必要过程。”广东电网公司现货市场管理部部长张轩表示,通过1个月的试运行以及完整电力市场体系的竞价交易,将充分挖掘出现货市场正式结算运行的深层次特点,检验市场是否具备长期开展结算的条件,为后续连续不间断结算运行做好充分准备。

据广东电网公司电力交易中心发展研究部专责王浩浩介绍,全月试运行采用了集中式全电量出清模式,需统筹兼顾发电、售电、用户及电网各方合理利益,处理好电源侧成本补偿、不同目录电价公平参与市场、市场不平衡资金等一系列关键问题。

南方(以广东起步)电力现货市场于2018年8月在全国率先投入试运行,以“1+8”规则体系创造性地搭建起“中长期+现货”全周期电力市场。2019年5月在全国首次开展按日结算试运行,随后2019年10月开展按周结算试运行,全年累计组织3轮,共13天现货结算试运行。

江西鼓励火储联合调峰

本报讯 华中能源监管局8月3日发布《江西省电力辅助服务市场运营规则(暂行)》(征求意见稿)(以下简称《规则》),旨在适应电力市场改革新形势,建立电力辅助服务分享共担的市场化机制。

《规则》指出,深度调峰交易卖方为市场主体中的燃煤机组,买方为交易时段在运机组和向江西电网送电的网外发电企业。深度调峰交易采用“日前报价,按需调用,边际出清”的交易机制。启动市场时,燃煤机组必须处于最小运行方式。此外,燃煤机组开停机或因自身原因导致平均负荷率低于有偿调峰基准时,不视为提供深度调峰服务,不纳入市场补偿范围。

《规则》鼓励发电企业配置适当规模的储能设施,实现储能设施与发电机组、电网的协调优化运行。在发电企业计量关口内建设的储能设施,作为电厂储能设备改善机组调频调峰等发电性能的手段之一,可与机组联合参与调峰辅助服务交易。(赣能)

云南鼓励新基建项目参与电力市场化交易

本报讯 云南省日前印发的《云南省推进新型基础设施建设实施方案(2020—2022年)》提出,鼓励新型基础设施项目依法依规自主选择参与电力市场化交易,进一步完善市场化交易规则,丰富交易模式,简化交易流程。开通电力接入绿色通道,简化电力接入审批手续、压缩审批时限。强化对信息通信基础设施等重要公用事业项目用电的安全可靠供应。支持具备条件的信息通信基础设施单独装表建户,加大转供电向直供电改造力度,力争3年内完成应改尽改。

推进智慧能源基础设施建设方面,《方案》明确,重点发展智能电网、智能微网,推进“源网荷”协同调度,精准匹配电力供需。推进煤矿智能化采掘和危险岗位无人化技术装备应用。在全省公共停车场、高速公路服务区、旅游景区等重点公共场所安装智能充电桩,加快推广新能源汽车,扩大新能源汽车产能。到2022年,打造7个智能电网和5个智慧煤矿试点,建成4万个充电桩,新能源汽车产能突破10万辆。(滇讯)