

售电侧仍处资源型洗牌阶段,在技术型洗牌未到来、现货市场建设步伐加快的背景下,“吃差价”生存的售电公司纷纷开拓综合能源服务,应对新的市场竞争——

售电公司鏖战综合能源服务

■ 本报实习记者 赵紫原

记者近日获悉,壳牌能源(中国)有限公司已取得广东和江苏市场的售电许可证,成为获批注册参与中国电力交易市场售电业务的外资公司之一。业内人士认为,外企入局中国售电业务,说明售电侧市场依旧活跃,也表明售电市场竞争将更加激烈。

2016年,首批售电公司在广东“上线”。经过近五年的市场培育,售电公司初期以暴利差价为生的模式,随着各省区偏差考核规则相继出台,逐渐进入“边赚边赔”状态。上述业内人士指出,2018年至今,售电侧获利分化明显,洗牌期、注销潮仍在继续,受制于多重原因,售电公司无法开展真正的售电业务,纷纷摸索发展综合能源服务。

售电侧处于洗牌初期

作为本轮电改的重点任务之一,售电侧改革备受业界关注。电改“9号文”及配套文件提出,向社会资本开放售电业务,多途径培育售电侧市场竞争主体,放开准入用户的购电选择权。

售电侧从放开至今,市场主体一直处于活跃期。信息显示,截至2017年底,全国在电力交易中心公示的售电公司仅3044家,而目前,通过工商注册的售电公司已达上万家,外企也纷纷涉足我国售电交易。

那么,随着现货市场逐步完善,售电公司的生存状况相较四年前有何变化?

九州能源有限公司董事长张传名告诉记者:“虽然目前多个现货试点仅处于试结算阶段,但却对售电公司提出了更高要求。现货市场正式开闸时,售电公司将面临更复杂的交易规则和更激烈的市场竞争,在市场风险控制和价格策略优化上,也更加考验售电公司的技术储备。”

在广东一位售电公司负责人看来,开展售电业务其实不分资本性质,现阶段,有没有电源资源和客户资源才是关键。“随着现货市场的逐步完善,市场被操控的情况有所改善,也有了更多改善生存现状的机会。”

张传名认为,目前售电公司仍然处于洗牌初期,售电侧“退市”比例不高。上述负责人对此表示赞同:“现阶段售电公司属于资源型洗牌,即上下游资源禀赋仍是售电公司存亡的主要因素。技术型洗牌的阶段还没有到来,随着现货市场建设步伐加快,下一轮洗牌也将如期而至。”

综合能源服务成经营重点

电力市场建设初期,尚未掌握结算权的售电公司,不能开展真正的售电业务,仍被贴以“二道贩子”“皮包公司”的标签,所有售电公司都面临同样的困境——初期吃“差价”模式难以维系。

四川电力交易中心2019年发布的《四川电力市场2019年年度报告》显示,2019年四川电力市场售电公司购售价差最高为

0.0850元/千瓦时。广东电力交易中心今年2月发布的《广东电力市场2019年年度报告》也明确指出,各类售电公司市场占有率和获利占比明显分化。

张传名认为,目前开展综合能源服务已成为售电公司的经营重点。“售电公司围绕客户资源、设备、金融三方面开展综合能源服务是必然趋势。比如,利用客户屋顶建设光伏电站等,并为客户制定合适的节能、更新、运维服务,同时利用金融工具提供能源金融服务。”

上述售电公司负责人表示,售电公司开展综合能源服务的契机在于,能有机整合原来分散的能源服务,形成更经济、高效清洁的能源服务,这个契机可能更有赖于电力市场价格机制的成熟程度。“逐步打磨技术,结合价格机制,综合能源服务将形成新商业模式,更加体现售电公司的差异化和服务价值。”

一位不愿具名的业内专家介绍:“计划体制下也有增值服务,说明增值服务并非独立售电公司的必然趋势。最近这个话题讨论比较多,是因为现货和中小用户没放开,开展增值服务确实是独立售电公司的无奈之举。”

完善市场机制是根本

目前,综合能源服务正处于初级阶段,售电公司开展相关业务难免碰壁。

对此,张传名表示,目前,售电公司对

客户的综合能源服务确实也处于初级阶段,已经形成的可复制商业模式不够清晰,市场开拓效果不明显。具体原因主要还是售电公司在机制、资金、技术、服务等方面不足。

张传名认为,售电公司所需相关信息不公开、不透明,权力寻租情况仍然比较严重,各地频现规则滞后情况。上述售电公司负责人对此表示赞同:“如何打破垄断或减弱市场力,并结合国情完善市场机制,减少政策不确定性风险,营造真正市场化的竞争环境,才是解决售电公司现状的根本。”

张传名建议,建立公开、公平、公正的电力市场,把“权力关进笼子里”,并逐步完善信用体系。“有了这些前提,一个规范有序的电力市场会逐步形成,一批有实力、有活力、有创造力的售电公司也会脱颖而出,客户对电改获得感也会越来越强。”

上述业内专家建议,现货市场运行后,独立售电公司应当呼吁尽早把应该属于“自己的菜”放进场,即放开大量的中小用户,这才是独立售电公司的“铁粉”。“对于发电企业的售电公司,电力现货市场是一个实时性市场,企业参与竞争、制定策略的过程将大幅缩短,决策频度将大幅加快。为此,这些售电公司必须统筹管理自身各种类型发电资源,整合燃料采购、生产检修、风险控制等信息,及时快速做出决策。”

关注

陕西经营性电力用户明年直接交易电量敲定

本报讯 陕西省发改委日前发布的《关于印发〈陕西省2021年电力直接交易实施方案〉的通知》(以下简称《方案》)称,经营性电力用户电量需求全面放开参与直接交易,中长期交易签约率达到90%以上。对年用电量500万千瓦及以上以上的电力用户的中长期交易合同,鼓励实施电量分段曲线,以市场交易价格确定用户侧峰谷电价。

《方案》明确,预测经营性电力用户参与2021年电力直接交易的电量规模约650亿千瓦时。组织模式分为双边协商、集中竞价、合同转让,也可适时开展挂牌交易。其中:双边协商交易分年、月定期开市,集中竞价交易每月定期开市,合同转让交易每周定期开市。其中,年度双边协商直接交易规则为:完成市场注册的经营性电力用户均可参与,总交易电量规模400亿千瓦时,一次性组织。

针对交易价格,《方案》明确,双边协商交易中,自愿选择分段申报的电力用户可按峰、平、谷三个时段的不同电价与发电企业协商,协商一致可成交峰平谷三个交易价格,峰谷价差比不低于4:1,若协商不成,仍可按照双边协商交易规则进行。

(陕西)

湖南市场化交易电量首破500亿度

本报讯 湖南电力交易中心近日发布消息称,该中心11月市场交易数据显示,共有132家发电企业和74家售电公司参与湖南省内11月月度电力市场交易,成交市场合同电量53.2亿千瓦时,发电侧平均降价1.3分/千瓦时。截至10月31日,湖南省累计成交市场化交易合同电量522亿千瓦时,并首次突破500亿千瓦时大关,发电企业释放红利9.7亿元。

今年年初,湖南电力交易中心在2019年完成448亿千瓦时交易电量的基础上,制定了全年500亿千瓦时的交易电量目标。为此,该中心通过积极推动企业入市、常态组织月度交易、创新开展交易、促进省内市场竞争等一系列“组合拳”,不断增加市场交易电量,扩大红利释放力度。同时,采取提高集中竞价成交电量比例、创新交易品种等措施,使发电侧竞争更加充分,目前平均降价幅度达到1.86分/千瓦时,是去年全年平均值的1.6倍。

随着进入市场的经营性电力用户逐渐增多,湖南电力市场日益活跃,交易电量逐步扩大。湖南电力交易中心将于近期组织开展全年最后一个月度交易,争取今年全年省内市场化交易电量超过550亿千瓦时,发电企业释放市场红利可达11亿元。

(湘电)

四川整改清退4700余座小水电站

新华社电 四川省水利厅11月18日透露,为筑牢上游意识、保护长江生态环境,四川4774座小水电站将整改和退出。

据四川省水利厅统计,四川现有5025座小水电站。在整改和清退的4774座水电站中,1091座将被清退,3683座属整改序列。整改清退共涉及完善审批、环保、取水许可、用地预审、林地征(占)用、水生生物影响评价等手续6699项,目前已完成5883项。

四川是千河之省,也是水资源大省,全省大小河流共7415条,水资源总量2616亿立方米。同时,四川也是水电大省,全省单站装机容量小于5万千瓦的水电站5025座,装机容量1558.59万千瓦时,小水电站整改和退出任务艰巨。

据介绍,截至目前,阿坝藏族羌族自治州、甘孜藏族自治州和凉山彝族自治州纳入整改清退的小水电站共1573座,目前需完善手续2695项,已完成2046项;需退出小水电站339座,已完成退出238座。此外,四川省黄河流域共有小水电站2座,目前已全部整改完成。

“四川4242座引水式水电站造成部分河道减水断流。小水电站一直是制约四川河流生态的重要因素之一。”四川省水利厅副厅长王华说,“四川对小水电站从严整治,现列为保留的水电站,如果将来出现不符合要求的情况,还会被勒令整改;现列为整改的,如果相关手续不能及时完善,也会被清退。”

(高健钧)

大唐灞桥热电厂:开栓供热暖民心



图片新闻

近日,陕西省最大的热电联产基地——位于西安市东部的大唐灞桥热电厂开栓供热。

今年以来,随着用户对供热产品品质需求的不断增加,灞桥热电厂以强化设备治理为抓手,不断提升供热保障能力,规范热网运行管理,确保向用户提供更加安全、稳定、优质的热产品。图为灞桥热电厂。

李康 王少君/图文

灵活度更高、共享价值更大,但在运行、结算中受制于绑定主体而影响投资主动性,加之辅助服务和现货市场规则无法支持其完整参与市场且获益,导致成本无法疏导——

独立储能参与调峰面临多重阻力

■ 本报实习记者 姚美娇

华中能监局近日正式印发《江西省电力辅助服务市场运营规则(试行)》(以下简称《规则》),较此前发布的征求意见稿,试行稿增加了“鼓励独立储能设施企业参与电力调峰辅助服务市场”的内容。

据了解,自2017年国家能源局印发《完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》后,各地陆续出台电力辅助服务市场运营规则,几乎也都明确了对储能技术的支持。那么,我国储能参与电力辅助服务市场的现状如何?尚存哪些待解决的问题?

独立储能具备优势

有业内人士认为,此次江西发布的《规则》明确了独立储能身份,但相应的补偿机制和规则给予储能的补贴,并不能完全覆盖储能的投资成本。“市场规则要扫清储能参与电力市场在身份上的阻力,而不是简单给予价格补偿。”

中关村储能产业技术联盟高级政策研究经理王思告诉记者:“独立储能是一个趋势,储能若绑定在其他主体身后,其获得的价值补偿就要与其它主体分享。”王思认为,独立储能的身份具有两方面优势:首先,自己投资运营的企业能独立运营储能项目,从而获得相应收益,灵

活度更高;其次,独立储能系统更能发挥集成效应,体现了共享储能的价值,改变了储能为单一用户主体服务的商业模式,使一个储能系统能为多个发电企业、多个用户,甚至为整个电力系统进行服务。“所以,这就需要独立储能的相应设计,同时允许其参与电力辅助服务市场,这样整体效益就会更高。”

“另外,储能有了独立的市场身份,可以提升运营商的自主性,否则其在运行、结算中都受制于其绑定的主体,投资主动性会受一定影响。”南方电网电力调度控制中心主管王皓怀补充道。

王皓怀还提到,储能服从市场服务规则,实行按效果付费机制,最好进行自上而下的评估或市场机制的引导。“例如,可再生能源高比例渗透到电网后,到底需要多少调峰、调频资源,以及这些资源有多快、多准、多稳。只有在相关的运行、市场或结算规则中设定了相应指标,储能才能达到快速调节的效果,获得更高的价值补偿。”

储能成本疏导仍有困难

据了解,目前储能未全面商业化,因此辅助服务市场化是其商业化运营面临的一个难点。

对此,王思认为,解决储能商业化问题

的关键在于电力市场,目前的市场规则和相关政策不能与储能“入市”交易匹配,尤其是辅助服务市场和现货市场规则无法支持储能完整参与市场且获益。“电力市场开放后,储能参与市场的阻力得到解决,获益空间就打开了。我们预期储能的成本还会下降,毕竟电力系统中储能技术的规模效应还未真正体现。”

王思还表示,储能成本不应体现在电价上。“目前的可再生能源配额机制,就是让用户承担绿色用电义务,相应成本实际上是体现在像绿证这样的金融产品上。未来,肯定是发电侧逐步向用户侧传导成本,再由受益方付费。为了支持可再生能源和储能发展,需要相应的政策扶持,让其产生规模效应,进一步降低成本,提升竞争力。”

王皓怀告诉记者,电力市场体系目前正在构建中,储能的商业价值评估处于较大的政策变化中,风险和机遇并存。比如除按效果付费问题之外,还存在储能成本无法向用户传导,不能由受益方付费的问题。“储能与可再生能源配套现阶段成本较高,为了促进绿色电力消费,用户应当承担绿色发展成本。”

政策变化带来投资风险

电力辅助服务品种包括调频、调峰、

备用、调压、黑启动等,其中调峰是我国特有的电力辅助服务品种,其本质是通过短时电力调节使发电出力匹配负荷的变化,实现电力的平衡,旨在促进可再生能源消纳。“未来调峰和现货市场是一体化还是并行,目前各方看法不一。”王皓怀说。

记者在采访中了解到,整体来看,目前电力市场规则暂时没有形成长效机制,是一个仍在“双轨制”过渡中的市场化,对投资回收期较长的项目,规则的变化势必带来投资风险。“大家都是在现有规则体制下投资储能项目,所以也面临较大的政策风险。”王思解释。

王思指出,各地出台相应的电力辅助服务市场运营规则,一定程度上给予了储能扩展收益空间的机会,但大部分政策和规则还是无法做到补偿完全覆盖投资成本。

“目前还未完全进入现货市场阶段,有必要通过辅助服务市场规则设计给予储能与可再生能源配套一定的价值补偿,这是各地陆续出台辅助服务市场运营规则的原因。”王思表示,“我们期望辅助服务市场规则逐步形成长效机制,体现效果付费,收益即付费或肇事即付费的基本原则,在交易并网调度结算等环节予以全面匹配,扫清储能参与市场的各类阻力。”