

广州期货交易所正式获批,碳排放权、电力等期货品种被寄予厚望——

期货产品会给电力市场带来什么

■ 本报记者 卢彬

通过整个市场的参与,电力期货可以形成未来一段时间内较为公允的电力商品价格信号。而目前电力中长期交易仅限于在电力行业内部进行,成交量小、流动性差,难以发挥价格发现等功能。

电力期货一旦在期货交易所推出,不仅电力系统内部各市场主体可以参与,基金、保险、银行等金融行业市场主体,以及其他一些经营成本、收益与电价关系密切的企业,都可以参与其中,利用期货来规避现货电价波动带来的风险。

证监会日前发布消息称,已正式批准设立广州期货交易所。作为我国第五家期货交易所,广州期货交易所备受金融市场关注。针对期货品种,有市场分析人士预测,碳排放权期货、电力期货等均可能成为广州期货交易所下一步的方向。

据记者了解,随着新一轮电改深入推进,我国电力市场化交易正不断拓宽路径,其中各地的中长期交易规模、质量均实现了提升,电力现货试点正在扩容。那么,渐行渐近的电力期货又将给电力市场带来什么变化?

有别于电力中长期交易

区别于看得见、摸得着的现货,期货是一种以商品、资产为标的的标准化可交易金融合约。然而,目前各地开展的电力中长期交易同样是针对未来的电力商品签订合同,再推出期货意义何在?

“电力期货本身是电力中长期交易的一种形式,但和国内目前的中长期交易相比又存在很大区别。”香港中文大学(深圳)高等金融研究院能源市场与金融实验室主任赵俊华告诉记者,“目前各大电力交易中心开展的电力长协交易,双方达成协议签订合同后需要实际执行电量电力的交割,而电力期货一般不需要进行物理交割的金融合约。”

记者了解到,从国际经验看,电力期

货金融合同不会实施实际物理执行,而是采用现金结算的形式交割。这就意味着,期货合同到期时,只需要根据交易规则付款或收款,并不需要按照合同交割电量、电力。

“关键在于,电力期货金融合约的签订,不会影响实际的电力系统运作。一方面,只有电网调度能够决定物理合同的执行;另一方面,期货是非常专业的金融产品,要由专业的期货交易所组织交易。调度机构和金融机构要建立起业务协作比较困难,这也是大多数电力市场不会进行电力期货物理交割的原因。”赵俊华表示,随着我国提出碳达峰、碳中和目标,新能源发电占比增加将给电网灵活性带来考验,电网运行的波动将增加,这也可能导致电力中长期合同越来越难执行。

形成价格并规避风险

新一轮电改启动至今已近6年,“电力中长期交易+现货市场”模式下,电力期货一旦“上架”交易所,又将给电力系统和电力市场带来哪些影响?

对此,赵俊华认为,电力期货在月度、季度、年度甚至多年度周期的中长期价格发现,是其重要功能之一。“通过整个市场的参与,电力期货可以形成未来一段时间内较为公允的电力商品价格信号。而目前电力中长期交易仅限于电力行业内部进

行,成交量小、流动性差,难以发挥价格发现等功能。”

“举例来说,同样建一个电厂,在过去标杆电价机制下,电价较为固定,投资电源的风险主要来源于发电设备利用小时数。但随着电改深入推进,电价不再确定,需要期货价格作为信号去引导投融资工作顺利进行。如果没有一个市场普遍认可的期货价格做信号,电力系统规划、投资很难科学理性推进。”赵俊华说。

“电力现货市场也具有发现价格信号的作用,但与期货发现价格的作用又不同。”一位电力行业专家告诉记者,“电力期货价格更多地反映市场对未来价格的普遍预期,而电力现货则是发现系统短时的边际成本,同时反映供需关系。”

赵俊华指出,除了提供价格预期外,在体量匹配的前提下,电力期货还可以帮助系统和市场主体进行套期保值,以规避风险。“不仅如此,电力期货一旦在期货交易所推出,不仅电力系统内部各市场主体可以参与,基金、保险、银行等金融行业市场主体,以及其他一些经营成本、收益与电价关系密切的企业,都可以参与其中,以利用期货来规避现货电价波动带来的风险。”

现货不启动,期货难落地

“无论电力现货还是电力期货,都具备通过价格反映成本、引导市场主体行

为的功能。但目前各省电力价格很大程度上仍受到行政因素的影响,电价波动范围只有几分钱。如果电力成本波动确实,煤电矛盾等问题就不会出现。”上述电力行业专家认为,电力价格信号的缺失,是导致目前电力系统规划、建设、运行矛盾频发的重要原因之一。

业内知情人士介绍,金融行业早已开展过电力期货的相关研究,例如上海期货交易所、郑州商品交易所等机构一直在跟踪关注。“电力作为少数仍未出台期货品种的大宗商品之一,各大期货交易所都会竞争,电力期货交易未来是不是一定落地广州,也有很大的不确定性,可能也要考虑全国第一个电力现货市场到底在哪里正式启动。”

不过,我国电力现货市场建设仍处在探索阶段,距离正式启动仍存在差距。日前,国网甘肃电力发布通知称,甘肃电网因供应偏紧,已不具备开展电力现货市场连续结算试运行的条件,此前广东、山东现货试点也因结算试运行过程中的种种问题被“叫暂停”。截至目前,全国8个电力现货试点无一正式启动运行。

“电力期货研究多年仍没有做成产品推出,正是由于迄今为止仍然没有正式运行的电力现货市场。”上述电力行业专家直言,“没有现货,期货就没有博弈的基础。也只有电力现货市场正式启动了,电力期货才能真正发挥作用。”

关注

南方五省区去年用电量同比增5%

本报讯 记者路郑报道:近日从南方电网获悉,2020年,广东、广西、云南、贵州、海南等南方五省区全社会用电量达13056亿千瓦时,同比增长5.0%,增速分别高于上半年和全国平均水平4.6%和1.9个百分点。

分产业看,南方五省区一二三产业用电增速分别达到10.0%、4.4%、3.1%,其中第二产业用电较快恢复正轨,增速反弹至较高水平,下半年增长9.4%,对全年总用电增长的贡献率达到56.0%,成为拉动增长的主要力量。所有行业中,用电量增速最快的为信息传输、软件和信息技术服务业,达到了17.7%。

据了解,2020年南方五省区西电东送年度送电量达2305亿千瓦时,同比增长1.8%,连续四年超过2000亿千瓦时。

南方电网预测,综合经济形势、气候预测、疫情影响、用电结构及2020年用电增长等情况,预计今年区域内全网用电量将保持平稳增长,增速前高后低,全网最大统调负荷2.17亿千瓦,同比增长8.6%。

陕西去年电力外送突破500亿度

本报讯 陕西省能源局日前发布的信息显示,2020年,陕西电网完成电力外送504.3亿千瓦时,增长20.37%,创陕西电力外送历史最好水平。在外送电量大幅增长的良好支撑下,2020年陕西省完成总发电量2278.31亿千瓦时,增长6.5%。

2020年,陕西省能源局会同国网西北分部、国网陕西省电力公司、陕西电力交易中心,年初签订政府间电力外送协议32亿千瓦时;年中紧抓青豫直流投产契机,促成陕青两省签订三年中长期增量电量互济协议,全年增量电量36亿千瓦时。进入2020年采暖季,陕西省多轮大范围寒潮来袭,陕西用电负荷五次创历史新高、日用电量七次创历史新高,在省内电力供应保障极其艰难的情况下,统筹省内发电资源,科学调度,在保障陕西省全社会用电秩序稳定的同时,12月份支援周边电力供应存在缺口省份20亿千瓦时。(陕讯)

四川电力交易中心股改多元化再加码

本报讯 1月28日,四川电力交易中心完成30%股权转让产权交易合同签署,国网四川省电力公司所持股份由70%降低至40%,新引入1家股东,股东数量增至19家,标志着四川在国家电网经营区内率先全面完成电力交易机构股份制改造工作。本轮股权转让完成后,四川电力交易中心股权多元化程度在全国电力交易中心中位居第一。

此前,四川电力交易中心于2020年6月28日完成第一阶段股份制改造工作,引入省直电力企业(地方电网)、发电企业、售电公司、电力用户四大类共17家投资方。按照四川省发改委等四部门联合印发的《四川电力交易中心独立规范运行方案》相关要求,国网四川电力持续推动四川电力交易中心股权优化工作,于2020年12月29日在上海联合产权交易所进场公开挂牌,2021年1月27日项目挂牌截止。

据悉,下一步,四川电力交易中心将组织召开股权转让后股东会,完成工商及税务等变更登记,进一步完善公司法人治理结构和经营管理机制,深化电力交易中心独立规范运行。(戴璐岭)

去年甘肃省内售电量同比增82亿度

本报讯 甘肃电力交易中心日前发布的2020年电力市场交易信息报告(以下简称“报告”)显示,2020年甘肃省内售电量累计完成978.64亿千瓦时,同比增加82亿千瓦时,增长9.19%;售电到户均价累计完成444.04元/千瓦时,同比降低26.31元/千瓦时,累计应收电费434.55亿元。

报告显示,2020年甘肃共完成新能源增量现货交易电量7.40亿千瓦时,平均采购电价119.76元/兆瓦时;火电企业与电力用户年度直接交易执行电量241.53亿千瓦时,平均降价幅度17.63元/兆瓦时,降价资金4.26亿元;水电企业与电力用户直接交易执行电量166.37亿千瓦时,平均降幅17.06元/兆瓦时,降价资金2.84亿元。合计执行电量407.90亿千瓦时,平均降幅17.40元/兆瓦时,降价资金7.10亿元。

现货市场方面,去年4月以及8月-12月,甘肃开展了5个月现货市场整月结算试运行,并在月度结算时进行兑现,合计执行现货正电量98.01亿千瓦时、现货负电量-91.28亿千瓦时,计量偏差修正电量-0.72亿千瓦时,现货考核及调频费用3.24亿元,现货分摊费用-3.17亿元。(甘电)



图片新闻

山西首座66万千瓦超超临界低热值煤电厂投运

1月25日,由中国能建山西院设计、山西电建承建的江苏国信苏晋保德2台66万千瓦超超临界低热值煤发电工程高标准实现双机双投,标志着山西首座66万千瓦超超临界低热值煤电厂投运。

该项目投产后,预计年消耗低热值煤400万吨,年发电量66亿千瓦时,作为“晋电东输”重要项目,将为东部地区日益增长的用电负荷提供坚实的能源支撑。图为项目全景。 尚小丽/文 魏利芳/图

短期大砍煤电不现实

■ 赵紫原

国家能源局最近公布的数据显示,2020年我国煤电装机历史性降至50%以下,清洁能源装机首次超过50%。这一降一增,说明我国电源结构实现了优化,能源转型转出了实效。

煤电在我国电力装机中比重大,碳排放又占整个电力行业的“大头”,在减碳压力下,煤电减量降速是大势所趋。有人认为,减碳任务当前,煤电装机规模不应止步于“50%以下”,应尽早尽快加速踩刹车,主动为碳达峰和碳中和做贡献,所以发展和继续布局煤电,就是拖能源转型的后腿。

“弃煤”在国际上已有先例,但我国有自身的国情。2019年,德国煤电装机容量一共有4000多万千瓦,不足我国煤电装机的4%。换言之,我国煤电退出规模远远大于世界其他国家,难度更大、任务更艰巨,短

期踩刹车甚至大刀大砍,风险也更大。

众所周知,煤电是我国电力系统安全运行的“压舱石”,其大举退出,无异于“重活、累活”的撂了挑子,由此导致大体量的基荷电源和调峰电源空缺,谁能替换或者“接棒”?有人说,要保证高比例可再生能源的电力系统安全、可靠运行,没了煤电,还有气电和核电。可问题是,以我国的能源资源禀赋和能源发展现状,大规模发展核电和气电,成本、经济性、包括系统安全风险该怎么考量和核算?不管哪个国家,电力稳定供应和系统安全运行是电力工业的首要职责,“扛”得起退煤成本和终端电价成本,煤电提前“退休”并非难事,但目前在国,这两个条件都不具备。

理性地看,煤电不是绝对不能退,电力行业碳达峰也不是无法完成,只是这个过程要稳妥,不能伤及能源发展的根本。

近几年,煤电行业日子确实不好过,

一方面面临燃料价格上涨、利用小时数下降、电价随市场交易下滑,亏损破产者甚多;一边要承受环保压力,从“十二五”时期的脱硫脱硝到近些年的超低排放,再到眼下的碳达峰,要求越来越严,改造升级空间越来越小。而在全社会加快实施脱碳的背景下,各地以及不同行业按下了绿色转型的“加速键”,陆续宣布要提前实现碳达峰目标,尤其传统发电企业,目标更具体,时间更明晰,行业内不乏控煤电、减煤电和去煤电之声。

但是,煤电减碳,不是简单的数学题,也不是此消彼长计算碳排放总量的数字问题,它是个系统课题。

有电力行业专家坦言,由于可再生能源间歇、随机等运行特性,未来煤电利用小时数将大幅下降,装机容量适度增加并不意味着会产生比现在更多的碳排放量,所以“去煤”和“去煤电装机”不能划等号。

聊电事儿