

WTI 原油期货价格出现负值引业界不满,机构推出新价格评估指数——

美国原油定价体系遭遇挑战

■本报记者 王林

自 WTI 原油期货价格 4 月首次出现负值以来,美国原油市场呼吁“制定新价格基准”的声音越来越高。6 月末,全球两大能源研究机构标普全球普氏和阿格斯,分别推出了不同计价方法的基于墨西哥湾沿岸原油出口的新价格评估指数。业界普遍认为,这将给美传统内陆地体系的 WTI 带来极大挑战和冲击。

WTI 地位大降

自 WTI 首次跌至负值之后,交易员和能源公司均对 WTI 原油指数有所不满,因为美国石油交付规则的依赖和储存能力问题均集中在库欣。一直以来,以库欣原油库存量为定价基准的 WTI,不仅是美国本土市场的衡量标尺,也是与布伦特原油并列的两大国际基准油价之一,但随着页岩革命带动美原油产量激增,“库欣基准”的影响力被大大削弱。

路透社报道称,美国当前通过墨西哥湾沿岸的港口每日向全球市场运送超过 300 万桶的原油,这些原油均以 WTI 为定价基准,但由于 WTI 主要反映内陆库存情况,因此出口定价一直以 WTI 的溢价或折价报价而非直接报价。为此,标普全球普氏与阿格斯围绕“美油出口定价权”展开了竞争。

据了解,两家机构均以美国海湾精选(AGS)为新油价基准命名,而且都是以墨西哥湾沿岸装运的轻质低硫原油为评估对象,只是各自基准覆盖的原油产地有所不同,但统一目标都是期待摆脱传统内陆定价体系。

几十年来,美国基准原油期货合约的现货交割地点一直是库欣,因为当地连接主要输油管道,且拥有广泛储油空间,但随着美国成为主要能源出口国,定价权正在加速向墨西哥湾沿岸转移,该地区拥有炼油厂、存储设施和出口码头,是连接美国国内和国际海运原油市场的纽带。美国本土原油流动出现重大结构性转变,导致了库欣地位出现动摇,进而催生了对相关定价工具的新需求。

在能源交易商和买家看来,指标油价必须适应这样的结构性转变,否则难以反



映运输至墨西哥湾沿岸的页岩油的价值。事实上,在建立反映出口贸易定价基准方面,美国洲际交易所(ICE)和芝商所(CME)都有所努力,ICE 于 2018 年推出了一个以休斯顿为现货交割地点的原油期货合约,而 CME 也于同年推出了一个以美国墨西哥湾沿岸 3 个现货交割地点的原油期货合约,但与交付给库欣的 WTI 相比,交易量实在太少,未能真正流行起来。

美国 CNBC 新闻网指出,标普全球普氏与阿格斯对旧内陆定价系统的新冲击,或将让美国原油定价体系面临一场洗牌。

新基准凸显海运原油价值

标普全球普氏在一份声明中表示,在收集了来自石油生产商、贸易商、消费者等美石油领域参与者的众多反馈之后,决定启动普氏 AGS 以建立一个新的原油定价基准,旨在全面反映美国轻质低硫原油在全球市场的价值。

普氏 AGS 主要反映从评估之日起 15—45 日之内在墨西哥湾沿岸装运的轻

质低硫原油的离岸出口价格,这些原油通过特定管道从二叠纪盆地运往墨西哥湾沿岸,交割地包括德克萨斯州 Corpus Christi、休斯顿等港口,根据市场反馈未来可能还会将贝肯页岩油等其它原油等级添加到普氏 AGS 定价体系中。

标普全球普氏全球石油总监 Vera Blei 表示,普氏 AGS 将是美国版本的“布伦特原油”,弥补美油定价缺陷。“它能够更加全面地反映美油价值,因为其代表的是海上原油,不会受制于国内基建和运输等因素,避免了因库欣库存变化而引起的价格扭曲。”

阿格斯 AGS 则以墨西哥湾沿岸 7 个原油存储地为交割地,分别是 Magellan Midstream Partners 运营的东休斯顿终端、Enterprise Products Partners 旗下 3 个终端,以及位于休斯顿、Seabrook 和德克萨斯城的 3 个海上设施,预计之后还将新增两个交割地——Corpus Christi 和 Nederland 港口。

阿格斯指出,库欣重要性下降给新定价基准的诞生腾出了空间。阿格斯董事长兼首席执行官 Adrian Binks 表示:“我们一

直在倾听市场的呼声,市场急需一个可以代表墨西哥湾沿岸且独立于库欣基准的价格指数。”

定价权之争日趋激烈

不管是普氏 AGS 还是阿格斯 AGS,都是美国原油市场寻求替代“库欣基准”的一次新尝试,但最大的挑战则是代表美国海运原油出口的定价体系能否真正流行起来,且行业和市场对于该基准是否会“水土不服”。

目前,全球主要原油定价基准以布伦特原油,WTI 和中东的阿曼原油为主,鉴于原油是世界上贸易量最大的商品,而且品种多样且品质复杂,原油交易非常分散,仅仅依靠以上 3 大原油期货加贴水的定价方式,很难形成较为公允的价格。

以 WTI 为例,库欣地区作为交割地受到交付选项和基础设施限制的困扰,已经从一定程度上妨碍了墨西哥湾沿岸的海运原油贸易,交易商们亟待一个比 WTI 更为直接的参考价格。一个价格指数从诞生到获得认可需要一段时间,且会给美国数十年的交易习惯带来挑战,但只要美原油出口量保持在 300 万桶/日、休斯顿炼油产能维持在 440 万桶/日,新定价基准就大有前景。

此外,对于进口美国轻质原油的买家而言,新的出口定价基准不失为一个有价值的参考。标普全球普氏能源资讯美洲地区主编 Richard Swann 表示:“库欣原油已经连续数年无法有效体现原油市场的整体经济情况,市场参与者始终呼吁建立一个新基准,以能够正确反映墨西哥湾沿岸实物市场的价格基准,而不是反映内陆的金融价值基准。”

油价网撰文称,美国墨西哥湾沿岸正在成为美国原油出口定价中心,不管是哪个 AGS 最终成功推行,都能够使美国出口的原油与布伦特原油处于更平等的地位。目前全球超过 50% 的原油出口量均挂靠布伦特体系定价,非洲、中东和欧洲地区所产原油出口外运时通常都采用布伦特原油期货价格作为基准价格。

招标姗姗来迟 装机增长缓慢 市场担忧渐多——

日本艰难重启海上风电

■本报记者 李丽曼

日前,日本经济和国土部门发布联合声明,宣布开启浮式海上风电公开招标活动。据悉,这是日本首次进行浮式海上风电招标,同时也是日本自颁布最新《可再生海域利用法》以来,首次公开进行海上风电招标。

事实上,自 2011 年福岛核事故后,日本政府曾多次表示将加大对可再生能源的投入,但时至今日才重新开启海上风电招标,不禁令业界质疑,日本海上风电产业能否真的借此迎来转机。

新一轮招标“姗姗来迟”

根据日本政府发布的时间表,本轮浮式海上风电招标将从 6 月 24 日开始,截止于今年 12 月 24 日,招标结果将于 2021 年 6 月宣布。

日本经济产业省的一位发言人表示,日本政府将向专家咨询拟定商业计划的可行性和效率,之后再选出中标企业。根据要求,该浮式海上风电项目预计将建于长崎县后藤市,最低装机容量要求为 16.8 兆瓦,补贴后电价设定为 36 日元/千瓦时,约合 0.34 美元/千瓦时。

此前受到新冠肺炎疫情影响,本轮海上风电招标已延迟数月。此次日本政府重新启动海上风电招标一时间引发业内广泛关注,有业内人士将其视为日本“海上风电产业的转机”。

《日本时报》撰文称,自 2011 年福岛核事故后,为弥补电力空缺,日本重新开

始大量使用煤电,进而招致诸多批评。日本政府曾多次表示,将加大可再生能源开发力度,在过去几年里增加了不少光伏装机,但由于补贴退坡以及并网困难等因素,日本可再生能源电力的增长实际上已经陷入“瓶颈”。

2019 年 4 月 1 日起,日本开始实施新的《可再生海域利用法》,希望借此推动海上风电发展。根据日本政府制定的目标,到 2030 年,日本可再生能源发电在电力系统中占比,将从当前的 17% 左右提升至 24%。

浮式海上风电成首选

事实上,自 2011 年福岛核事故以来,日本一直在寻求能源结构多样化,除了鼓励发展光伏产业,还不断尝试扩大利用海洋资源,加大了波浪能和潮汐能的开发应用。不过,到目前为止,上述两个领域的项目均处于试点阶段。

从资源禀赋上来说,业内专家普遍认为,海上风电完全可以成为日本可再生能源转型的重要组成部分。其中,由于受限于近海资源,瞄准远海、深海区域的浮式海上风电应该是日本的“首选”。

国际能源署(IEA)曾有统计表明,如果浮式海上风电技术发展成熟,日本海上风电资源的潜力甚至能够满足日本全部的能源需求。

彭博社撰文称,日本近海可用于固定式海上风电的区域面积相对稀缺,传统固

定式风电难以在日本获得大规模发展。因此,开发成本可控的浮式海上风电技术对日本而言十分重要,既能帮助其解决电力供应需求,同时也有助于其实现气候目标。只不过从技术角度来看,浮式海上风电在全球范围内还并未达到成熟。

海上风电市场发展缓慢

尽管资源禀赋优厚,但多年以来,日本并未真正打开海上风电市场。根据全球风能委员会(GWEC)统计的数据,多年以来日本都对海上风电给予了高额补贴,但这一市场却并未获得蓬勃发展。日本首座海上风电试运行项目早在 2003 年就投入使用,但截至 2019 年底,日本仅有 66 兆瓦海上风电装机。

可再生能源资讯网站 GTM 撰文认为,由于日本近海床的使用权均归所靠近地区的地方政府所有,所以日本每三年或四年举行的选举让风电开发商十分不安,担忧其项目受地方政府更换影响。日本风电协会(JWPA)总经理 Yoshinori Ueda 就曾在一封邮件中指出:“这一机制对于海上风电开发商来说,是一个巨大的商业风险。”

另外,日本政府针对风电项目的环评程序相对繁琐,根据全球风能委员会的统计,截至今年 1 月,日本有总装机量将近 15 吉瓦的海上风电项目等待环评批准,其中部分项目已经等候了数年。

今年,由 Akita 海上风电公司参与建设的日本首座大型海上风电项目进入施工阶段,如果进展顺利将在明年左右建成并网。该项目位于日本东北海岸秋田县附近的水域,预计装机容量为 139 兆瓦。据全球风能委员会战略总监 Feng Zhao 透露,该风电项目价值约为 9.32 亿美元,一旦建成,也将成为日本首座公用事业级别的海上风电项目。

有业内人士分析认为,虽然 Akira 公司参与的这个项目为固定式海上风电项目,但考虑到日本海域的现实情况,未来浮式海上风电才是该国海上风电的主流。同时,大型公用事业级别的海上风电项目通常装机容量都会超过 400 兆瓦,但预计日本要在 2025 年后才会拥有首座该量级的海上风电场。



关注

法国最古老核电站停运



本报讯 据法国《费加罗报》报道,位于法国东部阿尔萨斯的斐森海姆核电站二号反应堆日前正式关闭。至此,这座已服役超过 40 年的核电站完全停止运行。

据了解,斐森海姆核电站位于莱茵河畔,临近德国和瑞士边境,于 1977 年正式启用,是法国迄今使用最久的一座核电站。今年 2 月,该核电站的一号反应堆已经关闭。

另据法新社报道,目前,等待该核电站的是旷日持久的拆除工作。其中包括在 2023 年夏季之前,处理废弃的核燃料棒。预计到 2040 年,才能全面拆除这座核电站。

《费加罗报》指出,事实上,为达到“2035 年核电发电量减少至 50%”的目标,奥朗德和马克龙两任法国总统都曾承诺关闭这一核电站。

不过,近日,国际原子能机构提出,核电能够在减少全球碳排放过程中发挥更大作用,呼吁延长现有核电站的使用寿命。同时,有业界人士担心,受疫情影响,法国各地核电站的检修换料工程已经被迫延后,如今又关闭了斐森海姆核电站,这可能影响到法国今冬的供电,甚至可能导致法国电力进口量增加。

此外,关闭核电站在当地造成的社会影响尚未找到替代办法。法国政府计划在核电站附近建设一个工业园区,引入一家可创造 250—700 个就业岗位的生物燃料厂。法国电力公司也提出,建设一个技术中心负责核电站的拆除和材料再利用的计划。但所有计划目前都尚未启动,核电站关闭后当地的就业、税收和经济活动如何持续仍是当地政府担心的问题。(陈商)

欧佩克 6 月原油产量创新低

本报讯 据路透社报道,在沙特和其他海湾成员国深化减产的助力下,6 月,欧佩克原油产量达到近 20 年来的最低值。

据了解,路透社综合了欧佩克和咨询公司、石油公司的信息,以及来自调查机构 Refinitiv Eikon 的市场数据、油轮跟踪机构 Petro-Logistics 和 Kpler 等的数据显示,6 月,欧佩克 13 个成员国平均每天共生产原油 2262 万桶,相比 5 月减少了 192 万桶,整体原油产量为 2000 年以来的最低值。

其中,除了伊拉克和尼日利亚没有完全遵守减产配额,欧佩克各成员国整体减产执行率达到 100%。产量下降最多的是沙特,6 月的日产量仅为 755 万桶,比“欧佩克+”减产协议规定的配额低了将近 100 万桶,也是该国自 2002 年以来的最低产量。

另有消息人士透露,阿联酋和科威特也分别进行了自愿减产。同时,欧佩克的对外原油供应量也有所减少,主要是伊拉克和尼日利亚因为 5 月未能履行减产执行率,而在 6 月进行了大幅的原油出口削减。其中,伊拉克减少了该国南部和北部的出口,并将其履约率提升至 62%;而尼日利亚也将其履约率提升至 72%。

此外,伊朗、利比亚和委内瑞拉三国,因受美国制裁或是内部原因影响而免于自愿减产。其中,委内瑞拉原油产量和出口量都持续下降;利比亚的原油产量则自今年 1 月以来就一直大幅减少。

根据欧佩克与俄罗斯为首的欧佩克产油国达成的新减产协议,从 5 月 1 日起,双方组成的“欧佩克+”减产联盟每天将削减 970 万桶原油产量,相当于全球总产量的 10%。其中,分配给欧佩克的份额为每天减产 608.4 万桶。而路透社汇编的数据显示,6 月,欧佩克整体的减产量为 652.3 万桶/天,减产执行率达到了 107%,较其 5 月 77% 的减产执行率明显提升。

事实上,自欧佩克及非欧佩克产油达成新的减产协议后,国际油价即开始缓慢回升。石油经纪公司 PVM 的负责人 Tamas Varga 表示:“业界普遍认为欧佩克将不负众望,6 月和 7 月都能实现较高的减产履约率。”(穆黎)

英国一季度可再生能源电力占比破纪录

本报讯 据《卫报》报道,英国政府官方数据显示,今年前三个月,英国可再生能源发电量占总发电量的比例高达 47%,打破去年第三季度创下的 38.9% 的季度纪录。相比之下,今年第一季度,英国化石燃料发电量创下了新低。其中,燃气发电在总发电量中的占比已经不到 1/3,燃煤发电的占比更是仅有 3.8%。

对此,英国政府能源分析师表示,这主要是由于今年第一季度启动了新的风力发电厂,加上大风天数多,风力发电量大增。同时,一季度英国太阳能电力新增装机量也有所增长。

数据显示,今年一季度,风电成为英国可再生能源发电中的“绝对主力”,包揽了英国总发电量的 30%,打破了 2019 年第四季度 22.3% 的纪录。

英国风能和海洋可再生能源贸易机构 Renewable UK 政策与法规负责人 Rebecca Williams 表示:“随着政府致力于把大规模扩大对可再生能源的利用,作为英国绿色经济复苏计划的一部分,可再生能源的发电纪录一定会在未来几年再次被打破。”

今年 5 月,Renewable UK 曾发布一份报告称,尽管新冠肺炎疫情对能源需求造成了短期影响,但预计低成本的可再生能源将在未来 10 年内迅速增长,到 2050 年,可再生能源将满足英国电力需求的 76%。(仲蕊)

德国提高硬煤电站转型补偿

本报讯 据路透社报道,德国政府近日批准了一项总价值 43 亿欧元的方案,增加了对淘汰硬煤电站的公用事业公司的补偿。

根据新公布的方案,德国的公用事业公司将旗下硬煤电站转变为天然气电厂,每千瓦装机将获得 390 欧元的补偿金。这一方案适用于使用年限不超过 25 年的硬煤电站,有效期至 2022 年年底。使用年限在 25 至 35 年之间的硬煤电站,如果改用天然气,每千瓦可获得 225 欧元的补偿金。

而此前,德国政府一直商讨的硬煤电站转型补偿金额,为每千瓦装机 180 欧元。新方案同时规定,如果公用事业公司决定在 2022 年后将其硬煤电站改用天然气,则获得的补偿金将每年减少 25 欧元/千瓦。德国政府希望通过此举,吸引那些尚未改用天然气的公用事业公司关闭其硬煤电站。

据了解,德国此前提出,2026 年之后,无偿关闭所有硬煤电站;到 2033 年,完全摆脱硬煤发电;到 2038 年则淘汰煤炭使用。(仲蕊)