

地缘局势成油市最大不确定因素

油价波动加剧 看涨情绪渐浓

■本报记者 王林

3月底至4月初短短几周内,国际油市再起波澜,中东和东欧地缘局势推动两大国际基准油价上涨,其中,布伦特原油价格年内首次站上90美元/桶上方。

业内人士指出,90美元/桶的油价水平是地缘冲突升级带来的“恐惧溢价”,进一步证明地缘局势是影响今年油市走势的最大不确定因素。

■ 进一步看涨标志已出现

随着中东局势升级,国际油价升至5个月以来的高点。4月5日,布伦特原油达到91.17美元/桶,这是自去年10月20日以来的最高价格,也是今年以来首次突破90美元/桶,美国WTI价格达到86.91美元/桶。

4月8日,中东局势有所缓解,国际两大基准油价随即下行,但年内上涨预期并未减少。《金融时报》汇编数据显示,截至4月初,布伦特原油价格年内已上涨18.3%,美国WTI价格年内已上涨21.2%。

有业内人士表示,两大国际基准油价在4月第一周均形成“黄金交叉”形态,即50日移动均线超过200日移动均线,这是涨势初期一种见底信号,预示着价格已具备上行条件。

美国CNBC新闻网汇编数据显示,布伦特原油的50日移动均线为83.74美元/桶,高于200日移动均线83.54美元/桶。美国WTI价格的50日移动均线为79.07美元/桶,略高于200日移动均线79.02美元/桶。

4月10日,由于市场担忧伊朗与以色列之间可能爆发新的冲突,两大油价再次上涨,其中布伦特原油收于90.48美元/桶,美国WTI收于86.21美元/桶。

■ 油价上行挑战仍存

伴随布伦特原油价格突破90美元/桶的长期阻力位,市场对油价未来走势变得高度关注。国际能源及大宗商品价格评估机构阿格斯接受《中国能源报》记者采访时表示:“我们认为两大国际基准油价会进一步上涨,预计布伦特原油价格将从3月均价85.4美元/桶上升至90美元/桶,5月均价将进一步上升至92美元/桶。”

阿格斯认为,6月,布伦特原油价格将有所缓和,但仍将保持在90美元/桶以上。不过,如果“欧佩克+”去年11月达成的额外减产在今年第三季度开始逐步重回市场,布伦特原油价格的涨势将从7月开始放缓。

彭博社指出,在全球原油需求增长的情况下,“欧佩克+”继续维持减产,第一季度油价已经突破此前预估的83美元/桶。

美银美林则认为,布伦特原油价格正在形成双底形态,为触及112美元/桶铺路。

瑞银大宗商品分析师乔瓦尼·斯陶诺沃坦表示:“最近的价格上涨受地缘局势紧张推动,但需求好于预期以及原油产量下降等基本因素也起到一定作用。”

澳新银行分析称,受经济形势好转,加上供应持续紧张和地缘风险上升,短期内油价将进一步上涨,已将布伦特原油价格上调至95美元/桶。

摩根士丹利则基于新的地缘局势变化将第二季度布伦特原油价格上调至92美元/桶,第三季度上调至94美元/桶。

针对油价上行的外部压力,阿格斯强调,阻碍油价上涨的不确定因素包括通胀上升推迟各国央行降息时间、全球原油需求增长低于此前预测、今年美国原油产量



持续增长、地缘局势等。

■ 二三季度供应紧张加剧

需求方面,根据汤森路透分析,美国制造业复苏将带动需求上升,尤其是中间馏分油方面。此外,油价大涨促使美国于4月2日紧急叫停战略石油储备计划,决定不再为路易斯安那州战略石油储备基地购买多达300万桶石油。

阿格斯对《中国能源报》记者表示,由于“欧佩克+”减产、美国原油产量增速放缓、全球原油库存下降以及相对强劲的需求增长,基本面逐步收紧,短期内油价应该

会得到很好支撑。不过,地缘冲突仍可能给市场带来额外波动。

摩根士丹利指出,在“欧佩克+”减产、俄罗斯产量下降、季节性需求上升等多重因素作用下,第二季度和第三季度供应吃紧情况或更加严重。

美国银行预计,全球原油市场将在第二季度出现45万桶/天的缺口,加上“欧佩克+”减产措施延续,全球原油库存将继续下降,供需失衡将给油价进一步上涨提供空间。

“欧佩克+”将原定3月底到期的减产协议再延长3个月至6月底,合计减产产量仍保持220万桶/天的水平,日前再次重申对

产量限制的承诺。欧佩克表示,尽管又出现生产过剩的国家,但会要求他们继续遵守规则,并对过剩产量进行补偿。

石油经纪公司PVM分析师塔马斯·瓦尔加指出,乌克兰无人机对俄罗斯石油基础设施的袭击,也给原油和石油产品供应带来影响。4月2日,俄罗斯第三大炼油厂受袭,该炼油厂日产量约为34万桶。

值得关注的是,巴以双方正在进行停火谈判但紧张局势仍存,加上伊朗近期威胁关闭霍尔木兹海峡,原油供给侧趋紧风险仍然不小。据彭博社报道,全球20%原油贸易都要经过霍尔木兹海峡。

可再生能源电力并网瓶颈愈发严重

英国公布电网大规模升级计划

■本报记者 王林



英国国家电网公司旗下英国电网电力系统运营商日前提出580亿英镑电网升级计划,旨在改善电网运营情况,从而更好纳入清洁能源。近年来,英国现有电网容量逐渐满负荷,加之过去10年英国对输电系统投资严重不足,导致可再生能源电力并网瓶颈愈发严重。

■ 电网不堪负荷

据了解,一直以来,英国国家电网公司负责运营的大部分电力网络更多为数量较少、规模较大的发电厂提供连接点。但随着可再生能源发展,越来越多以满足家庭和企业电力需求的小规模绿色发电项目涌现,每个项目都需要新的电网系统连接点,现有电网基础设施日渐承压。此外,为了将海上电力从英国东北部海岸输送到南部用电地区,英国电网已经不堪负荷。

英国电网电力系统运营商在报告中指出,预计到2035年,英国电力需求将增长64%,因此,需要尽快对电网进行大规模升级改造,包括投建新基础设施、连接海上风电和陆上设施等。

根据规划,英国需要投建大约4000英里的海底电缆和1000英里的陆上电缆,包括一条从苏格兰东北部一直延伸到英格兰西北部的新的陆上电缆,以增加低成本清洁能源的输送能力,并提高电网稳定性。

据悉,铺设更多海底电缆将是英国电网升级的首要任务,预计数量将是陆上线路的3倍以上,旨在将海上电力生产设施与陆地连接起来,此举预计将使21吉瓦海上风电实现并网。到2035年,

英国将有86吉瓦潜在海上风电装机容量可与陆上电力系统连接。

■ 储能系统利用不足

与此同时,英国电网对电池储能系统利用不足也屡受诟病。英国最大电池储能公司Gresham House新能源部门负责人本·盖斯特表示,电网限制了电池储能系统大规模应用,导致电池储能系统无法参与平衡英国电网,也不能最大限度地取代天然气发电。

《金融时报》报道称,英国电网平衡调度机制对电池储能系统的平衡调度利用率非常低,电池储能运营商对英国电网平衡调度机制一直忽视电池储能系统提供的电力服务表示担忧和质疑。

英国电力网络组织致信英国国家电网公司称,2022年11月至2023年5月期间,英国电网平衡调度机制对大型电池储能系统的平均“跳过率”高达80%。

据了解,英国电网平衡调度机制旨在通过改变电网运行规则和调度程序,来实现电力系统有效运行,该机制平衡每天每半个小时的交易时段电力供需,如果某个发电资产的报价比更高的报价取代,则该资产被“跳过”。英国电池储能分析平台Modo Energy调查发现,电池储能系统“跳过率”在2023年7月高达91%,总被“跳过”是因为选择采用规模更大、成本更高的碳密集型能源资产,比如天然气发电。

业内人士呼吁,上述举动令电池储能系统新项目并网时间变得极其漫长,调试速度也慢于预期。基于此,电网改

革必须尽快启动,为更大规模采用电池储能系统铺平道路。

■ 升级计划仍存不确定性

去年5月,英国国家电网公司曾提议对电网进行紧急改革,当时提出了5大优先事项,以确保电网在实现净零排放的过程中可以充分发挥作用。分别是制定以清洁能源为核心的改革规划,建立以能源转型为职责的监管和治理框架,改变清洁能源与电网的连接方式,将服务社区和消费者放在首位,加强全英清洁能源供应链能力。

英国国家电网公司首席执行官约翰·佩蒂格表示:“我们正站在一个关键节点,未来10年能源转型进程可能将前所未见,我们需要尽快(对电网)进行大规模投资,增量式改造还不够,需要变革性改造。”

截至目前,英国电网负荷难题并未得到根本缓解,仍面临“风光”电力并网挑战。英国《卫报》指出,大约有200多个可再生能源项目等待在2026年前并网,但只有一半获得了许可且具体并网时间仍待定。

值得关注的是,580亿英镑电网升级计划仍需获得英国政府和相关监管机构批准,如果获批将是英国自上世纪50年代建立高压输电网以来首次大规模升级。不过,资金来源不明加上高水平投资最终将转嫁给消费者,无形中增加了该计划实施的不确定性。英国电网电力系统运营商预计,该电网升级计划如果正式实施,将使英国家庭年度能源账单至少上涨20至30英镑。

近日,美国内政部宣布批准一个商业规模的海上风电项目,预计将在马萨诸塞州海岸建造,建成后将为90多万户家庭提供绿色电力。自美国政府首次提出建设商业化海上风电场已过去二十多年,截至目前,美国仅在年初投运了该国首座商业化海上风电场。尽管美国政府一再强调将助推海上风电产业发展,但高通胀和供应链挑战正让美国海上风电行业步履维艰。

■ 海上风电坎坷推进

美国内政部公开声明显示,上述商业规模海上风电项目计划装机容量为2600兆瓦,预计将安装129台海上风力发电机组,并至多建设5条连接陆地的输电线路。

据路透社报道,3月底,美国内政部还批准了纽约州建设一座商业化海上风电项目。

2021年,美国政府提出到2030年完成30吉瓦海上风电装机目标,海上风电就此被视为美国政府气候议程的重要一环。美国内政部指出,截至目前,美国总统拜登任内审批的海上风电项目装机总规模超过10吉瓦,如果全部实现投运,足以为超过400万个家庭提供绿色电力。

不过,实际上,本起步比欧洲晚了数十年的美国海上风电产业从发展之初就屡受挫。早在2001年,美国就在马萨诸塞州规划了首座商业化海上风电项目,但该项目在遭到各方反对后不得不再被取消。此后,美国海上风电装机增长停滞多年,直至2016年,罗德岛才竖起了5台海上风电机组,但其装机量尚未达到商业化运行规模。随后几年里,美国东海岸多个海上风电项目在争议中缓慢推进,直到今年,美国纽约州终于迎来该国首座商业规模的海上风电场。

■ 开发商接连“后撤”

事实上,美国海上风电装机容量远不足以满足目标。根据全球风能理事会数据,截至去年下半年,美国海上风电装机容量仅有42兆瓦,同期在建的有938兆瓦项目。另据彭博社报道,截至去年10月,美国仅有两座在建海上风电场,同时还有两座试验性海上风电场,这四个海上风电项目装机容量加起来还不到美国2030年装机目标的5%。

更为值得关注的是,一度积极参与美国海上风电开发的多家跨国能源开发商,也在过去几个月频频调整策略,“出售”“退出”“取消”等操作层出不穷。

美国海上风电步履维艰

■本报记者 李丽雯

以美国纽约州Beacon Wind项目和Empire Wind项目为例,这两大项目此前由欧洲两大能源开发商Equinor和bp合资建设,但受成本飙升影响,两家公司宣布取消与纽约州签订的Beacon Wind项目电力供应协议,同时Equinor宣布退出该项目开发,同期,bp也退出Empire Wind项目。

对于电力供应协议的取消,Equinor公开解释称,这主要是受美国海上风电行业通货膨胀、利率飙升以及供应链中断影响。

除了这两家公司外,丹麦可再生能源巨头沃旭在去年宣布取消新泽西州两大海上风电项目开发,壳牌新能源公司则在今年宣布将出售美国一大海上风电项目资产。据彭博新能源财经统计,过去12个月里,美国海上风电领域近9吉瓦的采购协议被取消,占所有已签署或授予的采购协议的35%。

■ 高成本挑战持续

导致各大能源开发商退出美国海上风电领域的一大共同原因,是美国海上风电项目不断飙升的成本。

去年,同样选择取消美国一海上风电项目电力供应协议的能源开发商Avangrid在声明中指出,美国海上风电行业正面临“创纪录的经济通胀”“供应链中断”“大幅加息”。在这些因素综合影响下,规划的海上风电项目将无法在供电合同下融资。

彭博社撰文指出,虽然目前美国东海岸地区已规划了不少海上风电项目,但随着零部件成本、原材料成本不断高涨,这些项目成本已经出现飙升。根据彭博新能源财经测算,2021年前后,美国海上风电度电成本还维持在77美元/兆瓦时左右,这也是各大海上风电项目开发商选择签订售电协议的依据所在,而时至今日,在经济高通胀的推动下,美国海上风电度电成本已经上涨了48%,达到114美元/兆瓦时。

在业界看来,要达成既定的海上风电发展目标,美国政府亟需做出改变。行业媒体Recharge援引美国海洋能源管理局海上能源管理官员梅根·卡尔的话称:“现实来讲,要实现既定的海上风电装机目标,美国海上风电产业的供应链、船舶供应、原材料市场都需要巨大的改变。”

全球风能理事会同时指出,从行业情况来看,美国海上风电行业不仅有成本危机,更需要电网基础设施规划和审批的改革,进一步协调区域间规划,破除海上风电项目建设过程中的重重阻碍。