

是拆除、更换,还是“修修补补又三年”——

海上风电场退役“难倒”多国

■本报记者 李丽曼

近年来,全球范围内,诸多建于上世纪末的海上风电场陆续到达使用年限,丹麦、英国等欧洲国家已经开始了服役期满的海上风电场的处理工作。如何处理海上风电场的“退役”,正在成为风电行业“新课题”。

近日,英国市场研究机构“风电循环经济”(CEWS)发布分析报告称,直接拆除达到使用寿命的海上风电场是“最不具备经济性的做法”,相比较之下,以更大容量机型直接替换部分老旧机组能够有效延长海上风电场寿命,是一种能够为开发商带来更价值的选择。

拆除、换新还是延寿?

根据 CEWS 的分析报告,达到使用寿命的海上风电场通常可以选择四种处理方式。第一种,全面拆除,包括拆除风电场基座、叶片以及海上电缆等各种零部件。第二种,全面更新,包括海上风电场所有的机组,以更新、更大容量机型全面替换所有机组,如果处理得当,这种方式能令海上风电场开启新一轮服役期,为开发商带来可观收入。第三种,则是在现存基础上对到期海上风电场进行延寿处理,无需更换任何硬件设备,仅仅需要对风场进行实时维修保护。在小规模“修修补补”的情况下,海上风电场通常能够延寿 10 年左右,如果寿命能够延长到 15 年,海上风电开发商很可能将获得超过数亿英镑的回报。

CEWS 指出,其中最具有经济性的方式,是在部分或全部机位换上更新、更大的机组,同时要求开发商在设计之初就考虑到风电场寿命到期后的情况,留有一定的设计空间,确保风机基座或其他基础结构能够支持更大容量的风电机组。通过这

一方式,海上风电场最多能够延寿超过 25 年,带来的投资回报预计也更为可观。

环境、成本等因素都需考虑

从成本上来看,CEWS 分析认为,全面拆除到期海上风电场是最不划算的方式。报告显示,由于海上风电场工程量相对较大,全面拆除的方式耗时相对较长,不论是叶片还是零部件的回收处理都难以让开发商带来更多回报,整体上这一处理方式很可能让海上风电开发商平均损失 2200 万至 5500 万英镑。

同时,在 CEWS 看来,对服役期满的海上风电场进行全面翻新也会推高其成本。分析指出,全面更新意味着开发商需要重新搭建基座、更换海缆等基础设施,用于适应更大更新的机组工作,投资成本也相对更高。

除了成本因素外,分析认为,海上风电场作业对于周遭环境的影响也不容小觑,因此,环境因素也是海上风电场退役处理应着重考虑的议题。从减少二氧化碳排放的角度来看,对到期的海上风电场进行“小修小补”的延寿处理是目前选择中最为合理的手段。到期后的海上风电场平均每年的二氧化碳排放量预计为 63 吨左右。与之形成鲜明对比的则是全面更新这一方式,由于将使用到大型海上风电安装船等重型交通工具,每年二氧化碳排放量预计将达到 2707 吨左右。另外,

更新替换到期风电机组、全面拆除机组这两种方式的二氧化碳排放量也可能超过 1000 吨以上。

业内呼吁未雨绸缪

在 CEWS 看来,由于海上风电行业尚属“年轻”,到期海上风电场处理这一领域仍需要更多行业经验。据了解,即使在全球范围内,已达运行寿命的海上风电场数量相对较少,已退役处理的海上风电场大多是建于上世纪末的试验性项目。

2017 年,丹麦海上风电开发商沃旭能源公司拆除了丹麦 Vindeby 海上风电场。该海上风电场于 1991 年开始运行,是丹麦最早实现商业化运行的海上风电场,也是全球首个到达使用年限并退役的海上风电场。沃旭能源公司分别拆除了该风电场的风机基座、海底铺设的海缆等基础设施,并将风机进行了回收,废旧钢铁等原材料也实现了再利用。

2019 年,英国也拆除了该国首座服役期满的 Blyth 海上风电场。该风电场由德国能源公司意昂、壳牌可再生能源公司以及瑞典能源公司 Vattenfall 开发运营,自 2000 年正式投入使用。



由于该海上风电场所用的风机容量较小,其基座无法支撑更大容量机组运行,最终该风电场开发商选择全部拆除,并将拆除下来的部分风机零部件回收使用。

CEWS 在报告中建议,海上风电开发商应在建设之初就考虑到更多服役期满后的处理细节,在风场设计时期就做好前期规划,从而实现海上风电场全生命周期的最优设计。与此同时,业内也呼吁各国出台相关的法规或标准,以指导海上风电开发商合理进行风电场的退役处理。

“碳中和”LNG 渐成市场新宠

■本报记者 王林

在全球多国纷纷制定碳中和目标的背景下,越来越多的 LNG 供应商也开始了“脱碳”行动,碳中和 LNG 正在成为能源贸易市场的“常驻商品”。虽然碳中和 LNG 的价格将较传统 LNG 高出 17%-37%,但其市场竞争力却越来越强。

今年 6 月,海湾地区交付了首批碳中和 LNG。尽管出货量不大,但却标志着拥有丰富油气储量且生产成本较低的传统产油国,也打算在低碳 LNG 供应市场分一杯羹。碳中和 LNG 正在全球贸易市场日渐“走红”。

■海湾地区启动低碳 LNG 供应

所谓碳中和 LNG,是指供应商需要达成碳抵消交易以确保出售的 LNG 经过第三方验证、基于自然吸收了足够的碳排放量。今年 6 月,阿曼国有液化天然气公司与壳牌达成协议,向后者交付了近 20 船的碳中和 LNG,几乎全部销往能源需

求量庞大的亚洲地区。海湾新闻网指出,这是海湾地区首批碳中和 LNG 货物,从上游开采到最终使用的全生命周期内的二氧化碳排放量,都通过碳信用额进行了抵消。此举标志着海湾地区传统产油国已正式启动了低碳 LNG 供应。

尽管阿曼在全球 LNG 市场是一个规模较小的参与者,但作为海湾首批碳中和 LNG 的出货方,足以凸显出 LNG 贸易市场对低碳产品的强烈诉求。事实上,在布局低碳 LNG 供应方面,拥有低成本天然气生产优势的卡塔尔最具竞争力,该国已经开始着手强化碳中和 LNG 的出货能力。

据悉,卡塔尔石油公司日前已经表示,其最重要的天然气项目——北方气田将以前所未有的规模进行低碳开发,这意味着该项目投产之后,市场上将出现更多碳中和 LNG。

据了解,卡塔尔石油公司去年 11 月赢得了新加坡 Pavilion Energy 的供应招标,该招标要求投标人提供从油井到交付点的温室气体排放声明,该公司同时还在卡塔尔 Ras Laffan 液化中心开展碳捕集和封存技术,并运营蒸发气体回收设施,为进军碳中和 LNG 市场奠定基础。

能源咨询公司伍德麦肯兹预计,到 2027 年,卡塔尔将有超过 7500 万吨/年的新 LNG 产能替换届时即将到期的长协合约,鉴于该国可以实现超低生产成本,其在供应碳中和 LNG 方面也将拥有极大的优势。

■碳成本成为重要购买指标

随着国际社会减碳意识加速提高,LNG 贸易也在快速适应“低碳模式”,交付价格已经不再是买家唯一的成本考量因素,碳成本正日渐成为重要的购买指标。

过去两年来,碳中和的概念在 LNG 贸易市场颇受青睐。天然气市场信息和数据提供商 Natural Gas Intelligence 预计,虽然今年碳中和 LNG 的交货量在全球 LNG 交货总量中的占比不足 1%,但这并不会阻碍碳中和 LNG 在市场的继续渗透。

随着越来越多的 LNG 中长协合约到期不续,买家更多选择现货购买,而货物细则中拥有“碳中和”选项的 LNG,正越来越多地得到买家青睐。标普全球普氏指出,虽然碳中和 LNG 的价格将较传统 LNG 高出 17%-37%,但其市场竞争力却越来越强。

伍德麦肯兹数据显示,制定了碳中和目标的国家和地区,其天然气需求在全球天然气需求总量中的占比达 30%,LNG 需求在全球 LNG 需求总量中的占

比则高达 75%。全球 LNG 项目的平均排放强度为每生产一吨 LNG 要排放 0.56 吨二氧化碳,因此,天然气生产商需要走在低碳的前沿,否则难以保持其市场竞争力。“碳抵消只是朝着更环保的 LNG 迈出的一步,最终必须在价值链中进行实质性减排。”伍德麦肯兹高级分析师 Daniel Toleman 表示。

■建立统一交易市场仍存挑战

能源咨询公司埃信华迈统计称,全球迄今已交付 8 批碳中和 LNG,接下来将出现更多同类交易,尽管建立一个强大的碳中和 LNG 交易市场面临很大挑战,但业内短期内已预见此类产品的出货量将继续大幅增加。

这一预期将促使能源生产商、贸易商推动碳中和 LNG 标准的建立。今年 3 月,15 家日本企业成立了“碳中和 LNG 买家联盟”,旨在进一步提高低碳 LNG 产品的市场接受度和贸易量。bp、壳牌等能源巨头对天然气供给侧的影响,以及亚洲、欧洲等国对天然气需求侧的影响,将进一步完善碳中和 LNG 交易体系的建立。

截至目前,LNG 市场尚无统一标准来衡量需要购买多少碳信用额度才能实现统计意义上的“碳中和”。事实上,碳抵消项目的实际减排效果仍面临不少质疑,除了清洁能源发电项目,企业更多地选择参与能够避免排放或者吸收二氧化碳的碳汇项目,以此抵消生产、运输和使用 LNG 时产生的排放。

标普全球普氏指出,在环境组织和环保主义人士看来,“碳抵消”的做法并没有解决排放这一核心问题。一方面,部分碳抵消项目存在监管不善、运营不良等问题;另一方面,碳抵消项目的减排成效远不及预期,比如,耗时很长且无法立即达成效果的森林碳汇,植树造林需要等待数十年才能形成一定程度的吸碳规模,而过程中还可能遭遇的干旱、火灾等灾害,影响整体吸碳固碳能力。

聚焦

减油、添“绿”成传统油企新选择

本报讯 近日,道达尔能源宣布与汽车制造商长城汽车签署了两项合作协议,计划联合成立新能源汽车流体方面的联合技术研发实验室,并深化双方在研发和国际业务方面的合作伙伴关系,这也是道达尔能源在绿色转型方面的又一个实质性动作。

自去年道达尔能源、壳牌、bp 等跨国能源公司陆续公布其“净零排放”目标至今,各自的低碳转型路线已趋于明朗。

今年 5 月,国际能源署在一份报告中指出,要实现净零排放目标,全球应迅速摆脱化石燃料,煤炭、石油、天然气等化石能源使用量需要大幅下降。截至目前,道达尔能源、bp、壳牌等企业都已提出了降低石油在能源生产中比重的目标。

“在我们看来,未来几十年里全球能源需求仍会快速上涨,包括中国在内的能源市场需求增长将十分迅速。为消费者提供更多能源,同时保证降低碳排放量,是目前我们面临的挑战。”道达尔(中国)投资有限公司总裁 Ian Lepetit 在接受记者采访时表示,“2019 年道达尔能源的销售中,石油占到 55%。但到 2030 年,天然气、生物质能将占到我们能源结构的 50%,石油占比将下降至 35%,剩余的 15%将是可再生能源发电等低碳电力。”

据了解,可再生能源、电动汽车、氢能、生物质能等低碳技术已成为多家油气巨头的“热门选择”。

Ian Lepetit 表示:“未来 10 年内,道达尔能源将在能源转型方面投入 600 亿美元,并在 2030 年将可再生能源发电装机容量提升至 100 吉瓦。”今年 5 月,为进一步展示其战略转型雄心,原名“道达尔”的法国油气巨头更名为“道达尔能源”,并启用了新的品牌标识,将此前代表石油、天然气等化石能源的标识转变成涵盖石油、天然气、电力、氢能、生物质能、风能和太阳能的多元标识。

根据壳牌发布的公司战略,壳牌将在未来几年内平均每年投资 20 亿-30 亿美元打造电力供应业务,到 2030 年预计将为 5000 万户家庭提供可再生能源电力。同时,壳牌将发力电动汽车领域,制定了 250 万个电动汽车充电桩的目标,并表示将使生物燃料和氢能销售量翻两倍以上。另外,bp 也将把 2030 年的可再生能源装机容量目标提高至 50 吉瓦。

道达尔能源中国主席赵伟良表示,在关注风电、光伏等可再生能源之时,道达尔能源也将加大对电池、氢能等储能技术的投入,以储能的方式解决可再生能源的间歇性问题。另外,海上风电也将是道达尔能源未来专注的一大重点。(李丽曼)

阿格斯:高成本仍是“绿氨”发展瓶颈

本报讯 近日,市场研究机构阿格斯发布最新数据称,今年 6 月,海湾地区运往欧洲西北部地区的可再生能源制氨成本约为 1196 美元/吨,较化石能源制氨气成本高一倍以上。

阿格斯分析称,尽管在能源转型过程中“绿氨”很可能起到重要作用,但过高的成本仍是其发展的瓶颈所在。

据了解,目前全球范围内氨气生产主要依靠天然气,所产氨气也被称为“灰氨”。“灰氨”的主要用途在化肥、工业等领域,这一工艺应用已达数十年之久,技术本身十分成熟。

近年来,随着全球经济向绿色低碳转型,氢气受到各界瞩目,氨气储运、转化为氢气的用途也再度吸引业界眼球。与此同时,氨气也能够作为低碳燃料在航运、发电等领域发挥作用,氨气的市场需求随之骤增。

在此情况下,找到一种绿色低碳的产氨方式尤为重要。在阿格斯可持续化肥业务部门副主管 Oliver Hatfield 看来,与光伏、风电的发展路径类似,在产业规模上涨、技术提升后,“绿氨”成本很可能出现大幅下降。但目前这一行业仍需要一定的财政刺激,并制定相关行业标准。(李丽曼)

