

# 海上风电如何突破“用海打架”困局?

■王建斌 张劲松 黄琰

海上风电是重要的可再生能源,发展海上风电既能带动海洋工程、高端装备制造等相关产业链的繁荣,促进新质生产力发展,又可调整优化沿海地区能源结构,同时有助于缓解全球变暖问题,助力实现“双碳”目标。近年来,随着海上风电快速发展,用海规模不断扩大,近岸海域可开发利用资源趋于饱和,不同行业用海矛盾日益加剧,海上风电亟需突破“用海打架”困局。

2024年12月30日,自然资源部印发《关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》(以下简称《通知》),对海上风电项目空间布局、节约集约、审批优化、生态监管等方面提出明确规定和要求,强调统筹规划与可持续发展,其宗旨在于进一步加强海上风电项目用海管理,切实提高海域资源利用效率,加强海洋生态环境保护,促进海上风电产业健康有序发展。政策的出台为海上风电项目用海规划提供了方向指引,标志着海上风电用海将从“粗放式扩张”向“精细化管控”转变,为海上风电项目用海规划提供了方向指引。

## ●海上风电发展现状

海上风电发展历程可追溯至20世纪末。欧洲是海上风电先行者,早在1991年就建成了全球首个海上风电场——丹麦Vindeby项目。我国海上风力资源开发起步较晚,但发展迅速。2007年,我国首座1.5MW海上风电机组在渤海绥中油田建成发电,拉开了我国海上风电开发序幕。

2010年,我国首个海上风电示范项目——东海大桥102MW海上风电项目建成并网发电,标志着我国大功率风电机组装备制造业跻身世界先进行列。2021年,江苏如东1100MW海上风电柔性直流输电示范项目实现风场全容量并网,为我国深远海风电的开发提供了重要的技术示范和经验借鉴。2024年,南方电网承担的国内首例由电网企业投资建设的阳江三山岛海上风电柔性直流输电工程获得核准批复,首期规划装机容量2000MW,通过海陆直流方案引入负荷中心,开创了大规模海上风电送出发展新模式。

海上风电逐步走向成熟,呈现出规模化、深远海化、技术先进化的发展趋势。首先,项目规模不断扩大,单场装机容量从百兆瓦级向吉瓦级迈进;其次,开发区域从近海向深远海延伸,对输电技术提出更高要求;最后,柔性直流输电技术因其在远距离、大容量输电中的优势,将成为配套送出工程主流选择。

海上风电项目工程规模大、用海需求高。以阳江三山岛海上风电柔性直流输电工程为例,该项目将在海上建设一座±500千伏海上换流站,通过±500千伏直流海底电缆加直流架空线方式把海上风电输送至珠三角负荷中心,直流海底电缆长度超过100公里。海上风电项目在用海过程中会与军事、渔业、航运等其他行业产生密切交集,很可能出现“用海打架”困局。例如,江苏海上风电发展曾经放缓,原因之一就是风机塔筒对电磁波的反射对军事雷达、通讯装备产生干扰。海上风电还可能挤占传统渔业养殖区域,影响渔民生计;海上风电布局还可能影响海上航运交通,造成船舶航行和港口运营不便。

## ●海上风电用海主要矛盾

依据《通知》最新有关规定,结合海上风电发展现状,可以判断后续海上风电用海可能面临如下主要矛盾。

一是空间布局矛盾:近海资源紧张与深远海开发壁垒。由于海上风电项目的用海需求不断增加,导致近岸海域资源紧张、用海矛盾加剧。为此,《通知》提出推进海上风电深水远岸布局,新增海上风电项目应在离岸30千米以外或水深大于30米的海域布局;近岸区域水深超过30米的,风电场离岸距离不少于10千米;滩涂宽度超过30千米的,风电场内水深需不少于10米。然而,当前技术决定了深远海开发面临成本高、运维难度大等瓶颈,工程技术经济性压力愈发凸显,企业投资意愿受到压制。

二是资源利用矛盾:单一功能用海与复合开发需求。传统海上风电项目场地通常仅布局风机、电缆等以发电与输电为主要目的的设备设施,单一功能用海情况下海域资源利用效率较低。为此,《通知》鼓励新增海上风电项目用海采用“风电+”模式实现“一海多用”,通过网箱养殖、海洋牧场、海上光伏、波浪能发电、制氢、储能等设施,切实提高海上风电场区海域资源利用效率。但是,当前跨行业用海协调机制还很不完善,“风电+养殖”等新发展模式须协调多方利益,以减少甚至避免出现新的用海纠纷与权属争议。

三是审批效率矛盾:多头管理与流程冗长。海上风电项目的用地、用海、环评、海事等多环节审批流程较为繁琐,且涉及能源、海洋、交通等多个领域的行政

部门,项目审批周期较长,容易导致海上风电项目开发启动慢甚至工期延误。《通知》要求加强部门协同,优化海上风电项目用海审批,对符合国土空间规划且必须选划在生态保护红线内的电缆通道提出“一次性评估”机制。截至目前,各地方执行细则尚未完全落地,还需要在实践中摸索用海审批优化方法,以提升海上风电开发效率。

四是生态保护矛盾:开发强度与生态承载力失衡。海上风电项目开发对海洋生态环境的影响不容忽视。例如,海底电缆敷设可能会极大影响海洋生物栖息地,风机基础建设也可能对海洋生态系统造成干扰。《通知》要求在项目开发过程中严格遵守生态保护红线;一方面,强调生态用海和原地修复的重要性,在海域使用论证报告中要针对性提出生态修复措施,原则上需要开展原地修复。另一方面,明确项目施工期要采用对海底地形影响较小的施工方式,降低对海洋生态环境的影响。

## ●构建可持续用海新范式

面对现有的主要矛盾,为后续海上风电用海提出以下几点建议。

一是空间优化:多规合一与深远海开发补贴。针对海域资源紧张的问题,宜优化用海规划,促进多规合一,用海单位应加强海上风电项目与国土空间总体规划、海岸带专项规划、海洋功能区划的衔接,合理规划用海区域,统筹协调空间布局,避免与其他海洋产业产生冲突。此外,鼓励海上风电向深远海域开发也可以缓解“用海打架”难题,可以针对海上风电项目进行分级分类差异化管理,如采取设立深

远海专项补贴或减免海域使用金等措施支持海上风电向深远海布局。

二是模式创新:跨行业协同与立体用海机制。创新商业模式,打通跨行业用海的协调机制,切实提高海上风电场区海域资源利用效率,如成立地方性海洋经济联合体,整合当地风电、渔业、航运企业,共享海域数据与设施。此外,可先通过技术创新和优化设计,建立“风电+”综合开发利用模式的示范应用基础,并通过具体政策手段鼓励新增项目配建养殖或制氢等复合设施,完善立体复合用海机制。

三是审批改革:多部门协调与数字化平台。政府宜建立多部门协调机制,加强自然资源(海洋)主管部门与能源主管部门的沟通协调,合作编制省级海上风电发展规划,统筹考虑海上风电项目的用海需求,实现用海资源的科学配置。推行跨部门联合审批模式,整合及优化海上风电项目的用地、用海、环评、海事等多环节审批流程,搭建数字化平台集成用海审批、生态监测、权属登记等功能,通过“一网通办”提升行政审批效率。

四是生态补偿:市场化机制与长期监测体系。探索海洋生态损害赔偿标准,并开展生态补偿的市场化机制研究,如推行“生态银行”等绿色金融方法,通过企业缴纳生态保证金以用于第三方开展生态保育修复工作。此外,还应建立海洋生态系统的长期监测与评估体系,利用卫星遥感与人工智能等先进技术建立动态评估模型,实时监控海上风电开发对海洋生物的影响,及时发现和解决项目建设过程中出现的生态问题。

(作者均供职于南方电网能源发展研究院有限责任公司)

# 废旧光伏组件回收利用仍需规范化、产业化

■张力波 张钦

2024年,我国光伏发电新增装机2.78亿千瓦,截至年底累计装机量达到8.86亿千瓦,同比增长超过45%,是2014年的近32倍;在能源转型及“双碳”目标背景下,我国光伏发电将持续快速发展,预计到2050年总装机量将达到5000吉瓦。虽然光伏组件寿命约20—30年,但综合考虑组件质量及失效情况、光伏电站设计与工程施工及运维质量、光伏电站技改替换等因素,已有不少组件早于平均寿命而提前退役,将很快出现组件大规模退役,预计2025年废旧组件接近3吉瓦,累计10吉瓦左右;到2050年将产生50—60吉瓦,累计430—670吉瓦的废旧组件,重达4000万—6000万吨。废旧组件中的大部分材料可回收、循环利用,但也含有一些有毒、有害物质。不规范的回收处置将导致严重的资源浪费和环境污染,使发展光伏的“绿色”初衷及目标大打折扣,影响光伏产业全生命周期绿色可持续高质量发展。对此,政府部门、行业协会、企业等积极开展相关探索,并取得一定成效,但要实现废旧组件回收利用的规范化、产业化,还面临诸多亟需解决的问题。

## ●政策标准体系搭建成效显著

一是回收政策体系逐步建立。党的二十大报告提出“加快构建废弃物循环利用体系”。截至目前,相关部门至少已出台38项与废旧组件回收相关的发展规划、指导意见、行动计划、实施方案、管理办法等国家层面的政策文件,以鼓励支持光伏废弃物规范高效回收,高值化、资源化再生利用。其中,2022年以来出台的约30项政策中,至少有9项专门强调了废旧组件回收利用的产业化发展;此外,2021年以来光伏组件回收相关标准陆续出台,截至目前已发布4项国家标准,且至少还有3项正在征求意见,另有10余项团体标准。废旧光伏组件回收利用标准体系逐步形成。

二是回收产业基础开始形成。近年来,相关部门和企业积极开展废旧组件回收利用相关工作,比如组件回收数字化体系与平台建设、光伏回收企业资质认定管理体系建设,以及废旧组件处理、利用技术及装备、处置产线研发建设等,并取得一定成效;目前物理、化学、热解等主流回收方法已具备一定的技术和经济可行性,开始进入实用阶段,形成了一定的回收处置产能。

## ●全国性回收网络尚未形成

首先,回收利用产业基础亟需提升。



我国装机量占比约57.68%(截至2024年底)的集中式光伏电站大部分属于央企,为规避国有资产流失风险,尚没有明确的废旧组件处置规定与流程,影响回收企业获取稳定货源;四是废旧组件跨省转移审批的实际操作存在诸多障碍,导致流通不畅、成本增加,单块组件运费达几十元,严重压缩回收利润空间。上述现状导致回收渠道碎片化,全国性回收网络尚未形成,回收企业多依赖本地零散货源,影响回收产业供需链和空间链的完备性、稳健性、响应能力和回收溯源性,进一步削弱组件正规回收率及综合经济性,无法形成完善的回收产业链价值链。

再次,回收乱象仍存。一是小作坊式非法处理现象频发:由于市场规模、技术水平等因素,当前组件规范回收处置的经济—环境—社会综合经济性差,无资质小作坊往往只是简单拆解、焚烧、填埋,无需承担环保成本。二是部分废旧组件未按固废进行合规处置:部分组件制造商、光伏电站业主、保险公司等主体,不按固废处置废旧组件,一般是招标或竞价,价高者得,且不审核回收单位的资质。上述乱象中,由于资质企业没有回收价格优势,导致大部分废旧组件流入“小、散、差”非正规渠道,有资质回收企业却因废旧组件短缺导致产能闲置。这导致光伏回收产业无序竞争,影响正

省流通。其次,推动地方试点“组件回收白名单”制度,依托资质及准入政策,明确回收处置企业的生产资质、特许经营或产业准入的基本要求,细化资质认定、特许准入的审核内容和执行流程,规范组件回收市场准入。再次,完善项目攻关、示范工程、产学研协同、税收减免或专项基金等政策,加大对高效、无害化回收处置及其节能减排的支持力度,助力产业基础高级化,提升回收综合经济性。最后,完善回收监管机制,加强对组件梯次利用备案及后续责任、回收处置市场准入及招投标要求、处置过程排放等的监管及落地,促进回收市场规范化发展。

再次,建议加强回收处置企业培育,打造优质现代化产业链。一是借助专项政策,重点支持组件回收利用技术、设备、装备及产线研发和产业化项目,加强培育具有先进回收技术和规模处置能力及潜力的头部回收企业,完善回收利用产业链。二是加强我国组件退役时间、地点、规模及其演化的研究,动态把握废旧组件的时空分布情况,依托央企和龙头企业建立区域性组件回收中心,逐步构建面向光伏电站、回收网点、处置点、填埋处理场、材料精炼企业和再制造企业等的全国性废旧组件回收利用网络,逐步完善组件回收利用产业的供需链和空间链。三是加强废旧组件回收的多渠道、多形式宣传,提升回收利用的环保意识和主动意愿,完善基于经济—环境—社会综合效益最大化的回收利用产业链价值链,促进回收利用产业链现代化。

最后,建议加强多方主体合作协同,探索创新回收运营模式。首先,加强利益主体与金融机构的合作,探索组件回收利用的新型投融资模式,加大投资力度,助力回收技术研发、装备研制、产能建设及产业化发展。其次,借助区块链、无人机等技术,探索智慧回收模式,建立组件回收信息平台,提供废旧组件信息发布、竞价协商、交易监管、物流等服务,促进废旧组件零散货源的整合;严格回收资质企业的注册审核,记录、跟踪、监测废旧组件的流径溯源,促进废旧组件最大化回收、无害化处理及高值化利用。再次,加强组件制造商、大型光伏电站业主、电站运维商、资质回收企业等主体的合作,创新组件回收利用模式,比如推动“以旧换新”模式。最后,加强回收技术、市场与管理等的国际交流与合作,借鉴国外经验启示;拓展国外回收市场,促进国内组件回收利用产业链优化。

(张力波系南京航空航天大学经济与管理学院教授;张钦系南京航空航天大学低碳发展研究院副院长)