



老旧风机探索绿色回收模式

从全生命周期出发,细化部件评估方法、流程和评定限值

■本报记者 苏南

近日,北京鉴衡认证中心在可再生能源专家委员会成立了《风力发电机组大部件回用和再制造流通评价方法》项目工作组。实际上,从2021年开始,我国老旧风电机组回收再利用呈现加速态势,国家能源局相继发布了“启动老旧风电项目技改升级”通知和《风电场改造升级和退役管理办法》。

在受访人士看来,无论是出台政策,还是成立“风电设备绿色回收与再利用联合体”,目的都是做好风电项目废旧物资回收利用。

回收尚处于探索阶段

记者采访了解到,风电机组的叶片、机械和电气等部件主要材料,均有一定的回收利用价值。据统计,到2025年,全国将约有1800台风电机组服役期满,2030年将增加至3.4万多台。2025年,我国累计退役叶片将达8112吨,2025年后,总量将增长至41.3万吨,2029年将达到约71.6万吨。目前,我国老旧风机再利用中,对部件的状态检查、功能测试和寿命评估等,需要在方法、流程、评定限值等细化。大多数风电叶

片所采用的玻璃纤维增强环氧树脂是一种热固性材料,一旦固化成型,通常采用掩埋、焚烧或粉碎再塑型等方式处理。风电机组的机械和电气系统的大部分原材料,可重新回炉冶炼回收,少部分通过检测评估后,可以作为备件继续使用。

“目前老旧机组的回收再利用还处于起步阶段,利用率还很低。”润阳能源技术有限公司总经理王建国告诉记者,如果把老旧机组作为废品处理,把塔筒、机舱底座、主轴、齿轮箱、发电机等金属制品作为废料处理,不仅浪费资源,还会产生吊装费、运输费、叶片处理费用等,处理不当还会污染环境。

国家能源集团联合动力技术有限公司相关负责人告诉记者,按照目前国际通用的风电装备回收工艺,除叶片外90%以上的原材料可实现回收利用。

北京鉴衡认证中心副总裁张宇也对记者表示,叶片回收还没有公认的完整处置链,虽然技术路线比较多,但有的经济性不好,有的则普适性不好。

细化政策正在制定中

在业内人士看来,国家出台了老旧风

电机组回收利用的政策,但并未明确老旧机组翻新所需要的技术标准,翻新的检测、试验和评估标准均是空白。

“政策和标准规范确实很多,但对于风电机组的处置尚没有明确的归类和要求,异地处理阻力也很大。”张宇称。

国家能源集团联合动力技术有限公司相关负责人坦言,叶片无害化处理需要投入大量资金。在平价上网的大背景下,由于没有明确退役机组回收再利用的补贴或税收优惠政策,风电开发商开展叶片无害化处理的动力和意愿大打折扣。

部分业内人士认为,风力发电机组退役处理,包含大量的分项工作。为了充分利用机组零部件的剩余价值,保护风场生态环境,防止污染或次生灾害,应该对每个环节进行严格限定,并设立相应的监督机制。

据了解,细化政策已经开始制定。可再生能源专家委员会将于2月召开评价方法立项会,6月完成初稿讨论,今年年底完成评审和专家委员会发布技术手册。

“评价方法是一个系统工程,此次立项只是其中的一个议题。”张宇称,“希望评价方法可以促进关键部件的良好流通机制形成,从而提高部件回用比

例,减少报废回收的压力,增加报废件附加值,提升负责旧设备处置企业的积极性。”

从源头实现绿色回收

如何培育我国风电机组制造、使用、循环再利用的完整产业链?“从目前的实际情况来看,循环再利用是风力发电整个产业链中的薄弱环节。”王建国表示,为保证服役期满的风电机组可以更好地回收再利用,需要从风机制造的源头开始把控,在其到达使用寿命时,完成绿色回收。

在王建国看来,所谓源头控制,就是在风电机组设计、材料选择的时候,把整个寿命周期的利用考虑进去。“制造环节一旦考虑再利用回收,势必增加机组成本,所以国家或行业要制定相关标准,为服役期满后的绿色回收做好准备。”

记者采访获悉,对于新机组的绿色回收属性的评定,也在评价方法规范制定的范围。尤其是对叶片这样的关键部件,评价方法会制定一些具体指标,进行激励和引导。



甘肃敦煌:光电园区新能源发电量达18.1亿千瓦时

图片新闻

近年来,甘肃省敦煌市大力建设光电产业园区,发展新能源产业,壮大绿色经济。2021年敦煌市光电园区新能源发电量达18.1亿千瓦时,销售收入15.6亿元,同比分别增长28.8%和39.3%。

图为敦煌市光电产业园区各新能源发电企业积极加强设备巡检检修工作,确保设备正常运行。

人民图片

市场规模有望超千亿元,专家建议——

加快建立BIPV行业标准

■本报记者 张胜杰

2月10日,国家发改委、国家能源局发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》,提出完善建筑可再生能源应用标准,鼓励光伏建筑一体化应用。

国泰君安研报显示,近期,国内密集发布近零能耗绿色建筑发展目标和支持政策。随着多地BIPV补贴政策陆续出台,标准的建立健全,正在成为业内迫切需要解决的问题。

兼具经济效益和社会效益

业内专家普遍认为,BIPV是一种将太阳能发电(光伏)产品集成到建筑上的技术,不仅可以实现与建筑完美融合,所产生的电力还能提供给建筑物使用。因此,BIPV的大规模应用,将助力我国碳中和目标的实现。

“BIPV意味着建筑与光伏相伴而生,可将组件建材与建筑集成,具有发电、防水、装饰等功能,可应对恶劣天气,保证发电的稳定性。”中国可再生能源学会常务理事李鹏称,工商业建筑可利用公共面积大,用电需求时间大多集中在白天,光伏发电工作时间和建筑用电高峰基本重合。因此,它能大大缓解用电紧张的问题,从而提高能源利用效率。

国家能源集团绿色能源与建筑研究中

核心阅读

BIPV即光伏建筑一体化,是一种将太阳能发电(光伏)产品集成到建筑上的技术,不仅可以实现与建筑完美融合,所产生的电力还能提供给建筑物使用。BIPV是建筑与光伏行业的交叉领域,要尽快建立标准体系,促进建筑与光伏行业深度融合。

心副主任、沈阳建筑大学光伏建筑研究院院长李辰琦说:“BIPV可使产能端和用能端合二为一。如果说特高压是清洁能源的搬运工,那么,BIPV可让光伏就地消纳,建筑表面直接发电,将节约大量土地和其他成本,产生巨大的经济效益。”

记者了解到,浙江省单体最大的光伏建筑一体化项目——京能国际嘉兴BIPV项目,已于近日并网发电。据介绍,该项目总装机容量达1.773万千瓦,预计运行25年可发电4.28亿千瓦时。据相关负责人称,此项目不仅具有可观的经济效益,同时减少二氧化碳排放约42.68万吨,相当于植树造林1.75万亩,节省了13.7万吨标准煤。

标准制定还差临门一脚

迎来巨大发展机遇的同时,BIPV还存在哪些挑战?在业内人士看来,目前光伏和建筑行业标准体系不健全,正在成为阻碍其大面积推广的“拦路虎”。

在中国光伏行业协会光电建筑专委会副主任委员何涛看来:“当前,BIPV存在安全性、经济性、热工属性、工程标准体系等问题。”何涛进一步举例称,如光伏发电特性与建筑用能协同技术不完善;BIPV相关产品、工程标准体系不健全,甚至缺失;建筑光伏发电系统检测认证能力不足;产品设计生产,对建筑安全、防火等性能考虑不足;建设、使用、业主等相关方的积极性未能充分调动;收益分配及并网、隔墙售电等配套政策不完善等。

另外,中国建筑技术研究院有限公司太阳能建筑技术研究所所长鞠晓磊也表示,由于当前用于规范市场的标准、图集滞后,应用范围不足,使得BIPV标准体系不健全,建筑性能考虑较少,建筑行业参与度较低。

何涛认为,BIPV是建筑与光伏行业交叉领域,需要建筑与光伏行业深度融合。“因此,要尽快建立BIPV标准体系,同时开发满足建筑性能要求的BIPV产品,推动关键标准编制和产品检测认证。”

万亿元级市场待释放

一个新兴产业的发展,政策引导往往起着重要作用。“当前,BIPV对政策依赖性较强。首先,国家和地方层面对BIPV的鼓励和支持态度鲜明,但仍需完善政策体系。”对此,鞠晓磊呼吁,这就需要进一步修订与完善BIPV相关标准,加快编制完善与技术发展和市场相匹配的标准体系,覆盖产品设计、工程建设、检测验收等环节,让光伏建筑一体化发展有据可依。

相关资料显示,2020年我国建筑面积达到700亿平方米。其中,可利用的南墙和屋面面积为300亿平方米。李辰琦做了一个假设,“若其中20%安装光伏系统,发电量为3600亿千瓦时,约相当于4.5个三峡电站的全年发电量。”

根据中信证券预测,未来每年新增建筑面积将达到40亿平方米以上,按照保守估计,BIPV产品渗透率为2%,粗略估算其一年市场规模接近1000亿元。若再考虑到存量建筑的改造需求,BIPV市场空间将达到万亿级别。

业内专家告诉记者,若建筑和光伏这两个领域的标准问题解决了,将会吸引更多的企业深度参与进来,万亿元级的市场潜力也将逐步释放。

储能项目 中标价格上涨

本报讯 记者韩逸飞报道:英利智慧(保定)新能源科技有限公司日前发布了保障性项目配套储能中标结果公示。据了解,此次招标内容包含10个储能项目,共计139万千瓦,将配套于英利河北省保障性光伏项目,阳光电源、蜂巢、海博思创、山东电工时代、比亚迪等7家企业中。

具体来看,此次新能源配储项目中标价格上涨,最高单价每瓦时1.77元,与2021年同类招标项目相比,出现上涨趋势。2021年典型项目整体的中标平均价格为每瓦时1.476元,最高的是2021年2月,国家能源集团国华竹根沙海上风电场储能电站工程,储能单价为每瓦时1.674元/,最低的是2021年8月2日,山东半岛南3号海上风电配套储能系统设备,储能单价为每瓦时1.31元。

为何储能电站中标价格上涨?一些业内人士认为利好政策频出是主因。1月28日,国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出,建立容量成本回收机制,提升电力系统安全保障能力,探索容量补偿机制、容量市场、稀缺电价等多种方式,保障电源固定成本回收和长期电力供应安全,鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。

此前,地方政府层面支持储能发展的政策也是多点开花。继2020年初多省发文鼓励或强制要求新能源配储之后,新能源配储成为热议话题。截至记者发稿,我国已有25个省份发布文件明确提出新能源配储。

一位国家发改委能源研究所的研究员告诉记者:“现有的政策均偏宏观指导,新型储能的激励效果还要看各地具体细则。对于行业层面来讲,需要提前寻找好的出发位置,分辨出好的航向,具体到企业,关键是选择合适的技术路径。”

中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司储能技术中心主任楚攀同样表示,现阶段储能利好政策频出,但是效果如何,仍需看各省具体执行情况。

上述研究员告诉记者,此次储能中标价格的上涨,另一个原因是上游原材料资源紧缺。据记者了解,当前由于上游原材料紧缺,导致动力和储能电池两个领域需求大增,市场供需失衡,锂电池正极材料碳酸锂自2020年11月开始,几个月内价格翻倍,储能型磷酸铁锂材料涨幅约为35%左右,而成本占比约70%的锂电电解液价格一度上涨300%。有观点认为,紧缺程度仅次于电解液的锂电铜箔,也呈现出涨价趋势,储能设备、锂电池产业链都在大手笔投资扩产,但短期内产能无法兑现。

楚攀告诉记者,储能上游原材料如此紧张,主要原因是去年新能源汽车销量增长近2倍,但“储能电池成本不断下降,叠加电价机制逐渐灵活,商业模式逐渐成型以及储能规模化发展所带来的降价,预计这两年储能项目价格基本稳定。”

记者采访多位行业分析师得到相同答案。“碳中和目标的实现需要大规模建设风电、光伏等新能源,而储能设备则贯穿于新型电力系统转型的发电、输电、用电三个环节,将迎来快速发展。2010—2020年,锂电池组价格稳定下降,有效扩大了储能电池的市场应用,推动储能行业规模化发展。”

此外,有分析师认为,用户侧峰谷电价差拉大,最大系统峰谷差率超过40%的地方,峰谷电价价差原则上不低于4:1,其他地方原则上不低于3:1。电价改革推动了制度建设,进一步刺激了对储能电池的需求,改善了储能系统的盈利能力。“这就意味着,储能的经济性得到了提升,短期内原材料紧张并不会带动储能价格的上涨。”

