

过去近20年,海上风机平均单机功率增长超4倍,主流企业均已发布相关规划

海上风机大型化时代已至?

■本报记者 李丽曼

海上风电补贴退坡在即,投资成本仍相对高企的海上风电行业也走到了关键时期。如何降低度电成本,提高竞争力?目前的行业共识是,海上风机大型化是降低海上风电度电成本的重要一环。

截至目前,全球海上风机最大单机功率仍为15兆瓦,在海上风电基本实现平价的欧洲市场,瑞典公布了最新100万千瓦海上风电场的建设计划,其中一个方案显示,将应用单机功率达20兆瓦或以上的海上风电机型,最高风机高度不超过340米,引发业内猜想,海上风机大型化时代已经来临?

单机功率连年上涨

“海上风机大型化的好处一是在于能够摊薄风机制造、建设安装以及后期维护成本,二是更高容量的海上风机往往使用更加先进的设备,发电效率也将有所提高。”某新能源行业协会专家告诉记者。

行业研究机构睿咨得能源在其报告中分析指出,尽管更大容量的海上风机制造成本相对更高,但使用更高容量海上风电机组的话,基座以及海缆等其他配套设备数量也将有所下降,从长远来看,大型化风机将有利于降低海上风电场总体投资成本。

多重优势加持下,近年来,全球海上风机平均单机功率已出现了显著上涨。据国际可再生能源署发布的数据,在2000年至2019年期间,全球海上风机平均单

核心阅读

海上风机大型化不仅能够摊薄风机制造、建设安装以及后期维护成本,而且采用了更加先进的设备,发电效率也将有所提高。但更高的单机功率意味着更高的塔筒高度、更高的轮毂高度以及更长的叶片,大型化风机也不得不面临着更高的运输成本以及吊装难度。大功率海上风机需要更大的海上风电安装船,而海上施工难度本就很高,还要面对复杂的海洋环境。

机功率已从1.6兆瓦提升至6.5兆瓦。

据中国风能协会发布的数据,2019年我国海上风电发展已明显提速,截至2019年底,我国所有吊装的海上风电机组中,单机容量为4兆瓦的机组累计装机为293万千瓦,在总装机量中占比达到41.7%,同时,4.0-4.9兆瓦机组占比为55.5%,5兆瓦机组占比为17%。在2020年、2021年两年间,6-8兆瓦风机也陆续下线,我国新增海上风机功率正逐年上涨。

主流企业一致青睐大风机

记者了解到,国内外主流风机制造商均已发布了大型化海上风机布局规划。2020年5月,风机制造巨头西门子歌美飒发布了15兆瓦风机,总计高度将达到220米左右,据该公司称,15兆瓦机型预计在2024年前后实现商业化生产。今年2月,全球风机巨头维斯塔斯推出V236-15.0兆瓦海上风机,叶片长达

115.5米,也是目前全球最大的单机叶轮扫风面积的机型。另外,由风机制造商GE生产的12兆瓦风机也已正式投入了使用。

在国内,10兆瓦及以上容量机型的研发也如火如荼。2019年,整机制造商东方电气宣布研发完成10兆瓦海上风机,并于今年在福建正式并网发电,创下我国目前单机容量最大、叶轮直径最长的纪录。与此同时,金风科技、上海电气等整机制造企业也在大容量海上风机领域有所布局。

大型化潮流势不可挡,但在业内看来,将“10兆瓦+”风机投入大规模使用,却不是一蹴而就的事情。

“从目前情况来看,不论是10兆瓦还是15兆瓦风机,都还没有进入批量化生产阶段,即使是最早开发海上风电的欧洲,也没有实现大功率风机的大面积应用,而20兆瓦风机很可能只是处于概念阶段。”上述行业专家告诉记者,“企业针对大兆瓦机型的布局肯定都是提前布局,

但实际应用肯定还存在一定的滞后。”

配套产业尚未跟上

“更高的单机功率意味着风机将有更高的塔筒高度、更高的轮毂高度以及更长的叶片,大型化风机也不得不面临着更高的运输成本以及吊装难度。”上述业内专家指出,“大功率海上风机需要更大的海上风电安装船,而海上施工难度本就很高,还要面对复杂的海洋环境,这些因素都将成为大兆瓦海上风机应用遭遇的‘短板’。”

此前,多家行业研究机构统计称,全球海上风电安装船尚不足以满足各国海上风电装机需求,能够满足15兆瓦或以上机型运输及吊装需求的海上风电安装船更是紧缺。在去年我国海上风电“抢装潮”期间,海上风电安装船价格一度暴涨至千万元量级,甚至推高了海上风电项目成本。

“大兆瓦海上风电机组的大规模应用需要海上施工、海上船舶等行业的支持,从目前情况来看,高质量的海上风电安装船数量是否能够满足国内很可能还是未知数。”上述专家称,“海上风电尚属新兴行业,要实现海上风电全产业链协同发展,首先还是需要海上风电行业本身进入高速发展通道,实现度电成本的下降,让上下游各行业看到海上风电有足够的市场空间和发展速度,有前景才会有投入。”



空中看泰和 光伏绘画卷

图片新闻

在江西省吉安市泰和县马市镇栖龙村,成片的光伏板与村庄构成绿色生态田园画卷。近年来,泰和县利用滩涂、荒滩、水面等发展光伏发电项目,助力乡村振兴。 人民图片

由于缺乏了解,人们对氢能的安全性尚有顾虑,甚至“谈氢色变”,但专家指出,只要采取必要措施——

氢能安全风险可防可控

■本报记者 仲蕊

近日,位于辽宁沈阳经济技术开发区一氢气罐车软管破裂爆炸,虽然并未造成严重后果,火势很快得到控制,但依然引起业内讨论和反思。经过数年发展,我国氢能产业逐步走向发展快车道,但在这一过程中,由于人们对氢能缺乏足够了解,对其安全性尚有疑虑。

业内人士提醒称,确保安全性是氢能大规模商用的重要前提之一,“谈氢色变”由来已久,任何事故的发生都会加深这一印象,进而在一定程度上阻碍涉氢产业在民用领域的大众接受度和发展,需要整个行业的持续重视。

安全隐患集中

氢能产业链分为上游制氢、中游储氢和下游应用三大环节,产业链长且分布广泛。经过数年的技术积累与政策扶持,氢燃料电池汽车已成为氢能产业重要的发展方向之一。航天科技集团一院十五所研究员、全国燃料电池及液流电池标准化技术委员会委员靳殷实表示,虽然自主研发运营以来,国内并未发生过严重的氢安全事故,但仍有几个危险点需要时刻注意。

氢气泄漏是氢能应用过程中最大的安全隐患。“氢气无色无味,具有易燃性、

易爆性、扩散性、易发生氢脆等特点,氢气泄漏后与空气混合,遇到明火、静电会发生燃烧或爆炸。不过,氢安全事故的发生一般都是因为操作不当引起的。”靳殷实表示,应采取“疏”和“堵”的措施,即有效密封和科学通风排放相结合,才能更大程度避免因泄漏而引发的安全事故。因此与氢气相关的部件,管路、阀门、泵、储氢容器必须防止氢气泄漏,安装氢气传感器并实时监测也尤为重要。

储氢容器也容易因操作失误、材料问题而发生安全事故。“高压储氢容器属于压力容器,事故往往是由于在使用过程中没有严格按照标准和操作规范而造成的,如氢气罐混入其他气体,在一定条件下会产生化学反应爆炸。同时,某些储氢材料长期在氢环境下工作,会出现性能劣化的现象,严重威胁设备安全。”靳殷实说。

燃料电池汽车领域问题突出

全球范围内,氢能安全事故时有发生。2019年,在不到20天的时间内,韩国、美国、挪威先后发生三次加氢站等氢燃料配套设施的爆炸事件。爆炸发生后,丰田和现代汽车均暂停了在挪威的氢燃料电池车型销售,直到事故原因确定后才

恢复运营。

根据中国煤炭加工利用协会统计,2020年我国氢能产量和消费量均已突破2500万吨,已成为世界第一大制氢大国。靳殷实认为,目前提到的氢能安全更多集中在燃料电池汽车相关产业链,氢安全问题更多集中在氢燃料电池汽车相关领域内。

中国汽车工程学会编制的《节能与新能源汽车技术路线图》提出,到2025年,实现燃料电池汽车的推广应用,规模达到5万辆;到2030年,氢燃料电池汽车规模超过100万辆。

氢燃料电池汽车已成为我国氢能发展的重要领域,其发展规模、技术更迭快慢及成本降低速度等都影响着氢能产业发展产生不可忽视的影响。因此,顶着“危险化学品”帽子的氢气,要实现能源化的持续利用,应始终以安全为前提。

重在落实安全对策和措施

中国工程院院士衣宝廉曾表示,人们已经习惯于汽油作为燃料,对氢气这种燃料缺乏了解,如果采取必要的措施,氢气的安全是可以保障的。鉴于大量的试验和燃料电池整车的实际运行,氢燃料电池汽车的碰撞安全性能也是完全有保证的,能

够满足和符合国家碰撞安全标准。

靳殷实表示,氢气的物理化学性质决定了其危化品属性。氢的有些特性相比汽油危险性更大,例如点燃氢所需的能量很小,燃烧爆炸范围更宽等。但由于氢比较轻,上升扩散速度快,是天然气的6倍,因此在露天环境中,氢一旦发生泄露也很容易向上逃逸,向周围扩散,从而稀释和降低浓度,所以氢气比天然气和汽油更安全。

“对于电动汽车,锂电池的起火往往是从内部发生的,一旦电池起火外界无法扑灭,而对于储氢瓶,氢气只有泄漏出来才会有可能着火,所以,燃料电池汽车的安全性更容易控制,是可以保障的。”靳殷实认为,面对氢利用的安全问题,落实安全对策和措施尤为关键。

资料显示,为保障氢能产业健康发展,我国相关学者和高校已在氢安全领域开展相关研究。在行业标准规范方面,已出台《加氢站安全技术规范》《氢气使用安全技术规程》等规范标准。

“氢气虽有一定危险性,但燃料电池汽车以及氢储运相关产业链环节均有严格标准及行业规范,只要提高防范意识,在操作过程中严格执行标准法规,氢安全风险将可防可控。”靳殷实进一步补充称。

“整县配储”要跟进吗?

■本报记者 韩逸飞

连日来,储能行业相关概念股火爆,上能电气连续11个交易日创造了238%的收益率,华阳股份一个月涨幅77%,科士达两个月涨幅达180%,火爆背后的原因是什么?

伴随着“整县光伏”推进,业内有声音传出——“这之后就是整县推进储能。”一边是政策支持,国家发改委、国家能源局近期发布了《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》,要求按20%以上进行配置可优先并网,并要求配置储能与发电项目同步建成、同步并网;一边是储能成本下降,储能设备、储能管理系统技术及质量增强,似乎在印证储能正在酝酿大动作。不过有专家冷静指出,推进“整县储能”还为时尚早。

现实障碍多

一位光伏制造商告诉记者:“现在光伏整县推进并没有经济性,如果再加上储能,会进一步增加成本,标准问题和安全问题也没有解决,如果放在用户侧,也就是老百姓家里,存在一定风险。”他坦言,如果不具备经济性,则没有企业或个人愿意投资。

“现阶段,储能成本高企、价格机制不明确等都制约着用户侧储能的发展。目前,户用并网储能主要应用在电价较高、峰谷价差较大的国家和地区,如欧美和澳洲等。粗略测算,当峰谷价差超过0.68元/千瓦时的时候,储能系统方可获利。”上述光伏制造商认为,多年前,光伏系统因成本较高无法走入寻常百姓家,后来在政策鼓励和系统成本下降的双重作用下,户用光伏系统也渐渐走向平价时代。国内用户侧储能的发展或许也将经历类似的发展路径。“但现在说整县储能,太早了。”

不仅如此,该光伏制造商还认为,现在储能行业尚未出现大型企业,还没有摸索出成熟的市场机制和商业模式,仓促进入整县储能,对于中小企业来说存在一定风险。此外,欠缺电力辅助服务市场补偿机制,如设备厂商为取得订单基本上是进行垫资建设。“如果要垫钱搞推广,成本回收要等到什么时候呢?企业承受得起吗?”

光伏整县推进释放需求

今年以来,山西、宁夏、青海、内蒙古、贵州、河南等多个省区发布新能源配储方案,奇点能源总经理刘伟增表示:“在碳达峰、碳中和目标推动下,光伏的高比例接入,对电网和配电网形成了极大挑战,必须同步配备安全高效的储能方案,打通‘发储配用’全面管理,为光伏高质量整县推进保驾护航。”

前不久,发改委印发了《关于进一步完善分时电价机制的通知》,要求在保持销售电价总水平基本稳定的基础上,进一步完善目录分时电价机制,合理确定峰谷电价价差。这意味着将来国内电价将拉开峰谷价差,加之储能及光伏系统成本继续下降,有望打开整县储能市场。

一位储能企业专家认为,中长期来看,用户侧储能是支撑储能市场蓬勃发展的的重要组成部分。“保守按照平均每个省最终上报20个光伏整县推进试点计算,估计目前已经上报的22个省(区)将有超过400个县参与到此次分布式光伏整县推进中,按照每个县20万千瓦的规模计算,400个县整县分布式光伏装机规模将超过8000万千瓦,最终规模或超过1亿千瓦。这意味着,随之而来的可再生能源高渗透率有可能对电网造成巨大冲击,发展整县储能或许可以作为‘稳定器’提供支撑。”

不会推高电价

随着电力系统增加储能,配网成本随之上升,电价是否会会上涨?

上述专家认为,从电力系统整体来看,光伏配合储能调峰能力的增加将提升电力系统的灵活性,有助于可再生能源的大规模发展。“整县配储并不会提升电价,因为在现行系统下,隐性的碳减排成本和收益是未计算在内的,未来碳交易市场、绿电交易等将补足该部分收益。”

现在工业用电与居民用电的交叉补贴一直存在,电价承载的转移支付、补贴等金融属性在市场驱动下,将逐渐恢复其商品属性,未来可能大力推广施行“居民阶梯电价+分时电价”,为户用储能带来空间。“在专家看来,不用为了涨电价而担心,‘户用储能会催生通过电力辅助服务市场回收的容量成本,通过现货市场回收的电量成本,按照市场机制予以疏导,由相关受益方承担的情况来平稳整县储能推进后的电价。”