

风能

WIND ENERGY

传播专业知识 启迪成长智慧

中国可再生能源学会风能专业委员会

《中国核心期刊(遴选)数据库》收录期刊 中国知网收录期刊

国际标准刊号: ISSN 1674-9219
国内统一刊号: CN11-5942/TK

06



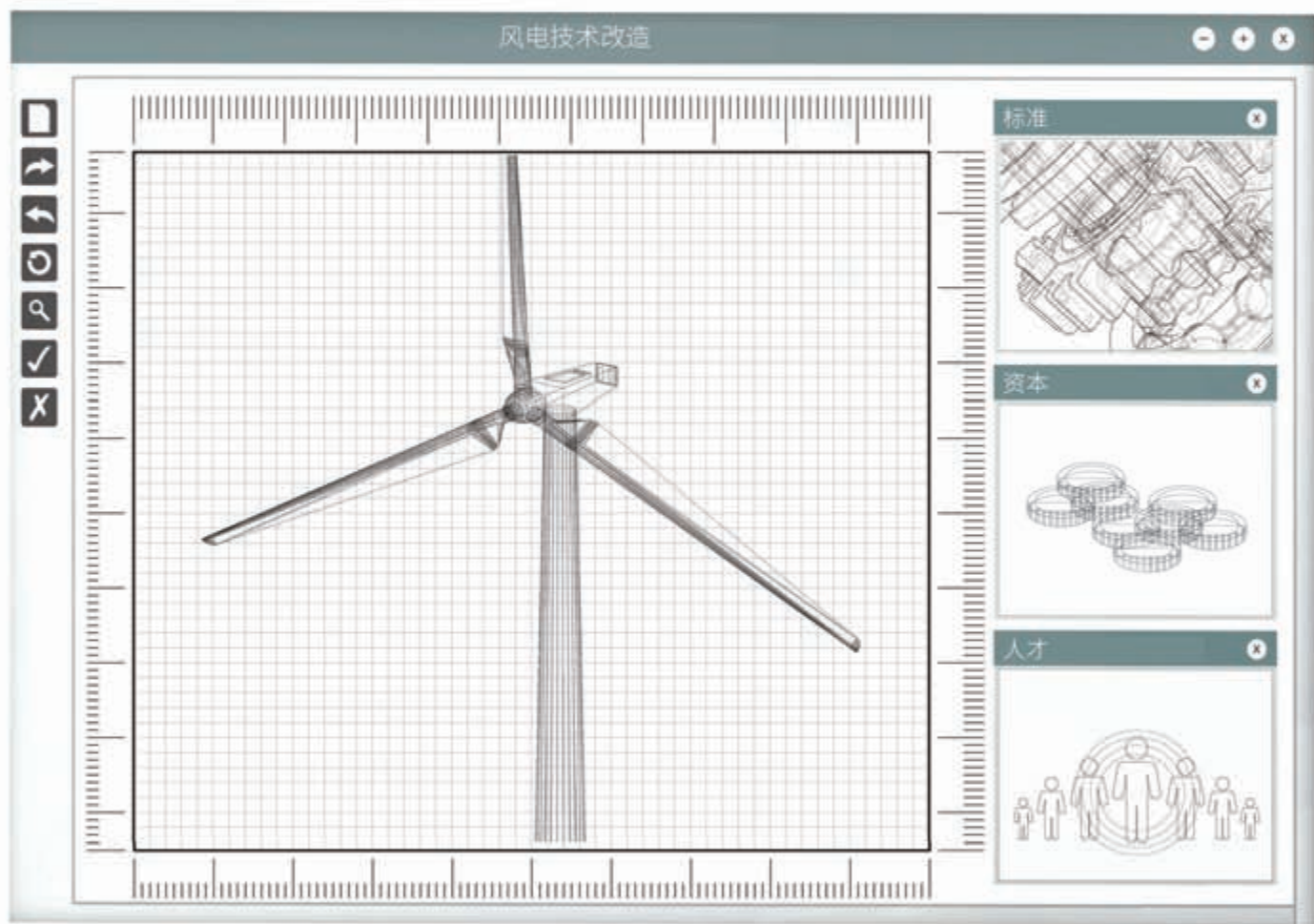
2019年 总第112期 赛迪出版社

P12. 专栏

风能应率先成为能源的重要组成

P54. 国际

2018 年全球风电成本概况



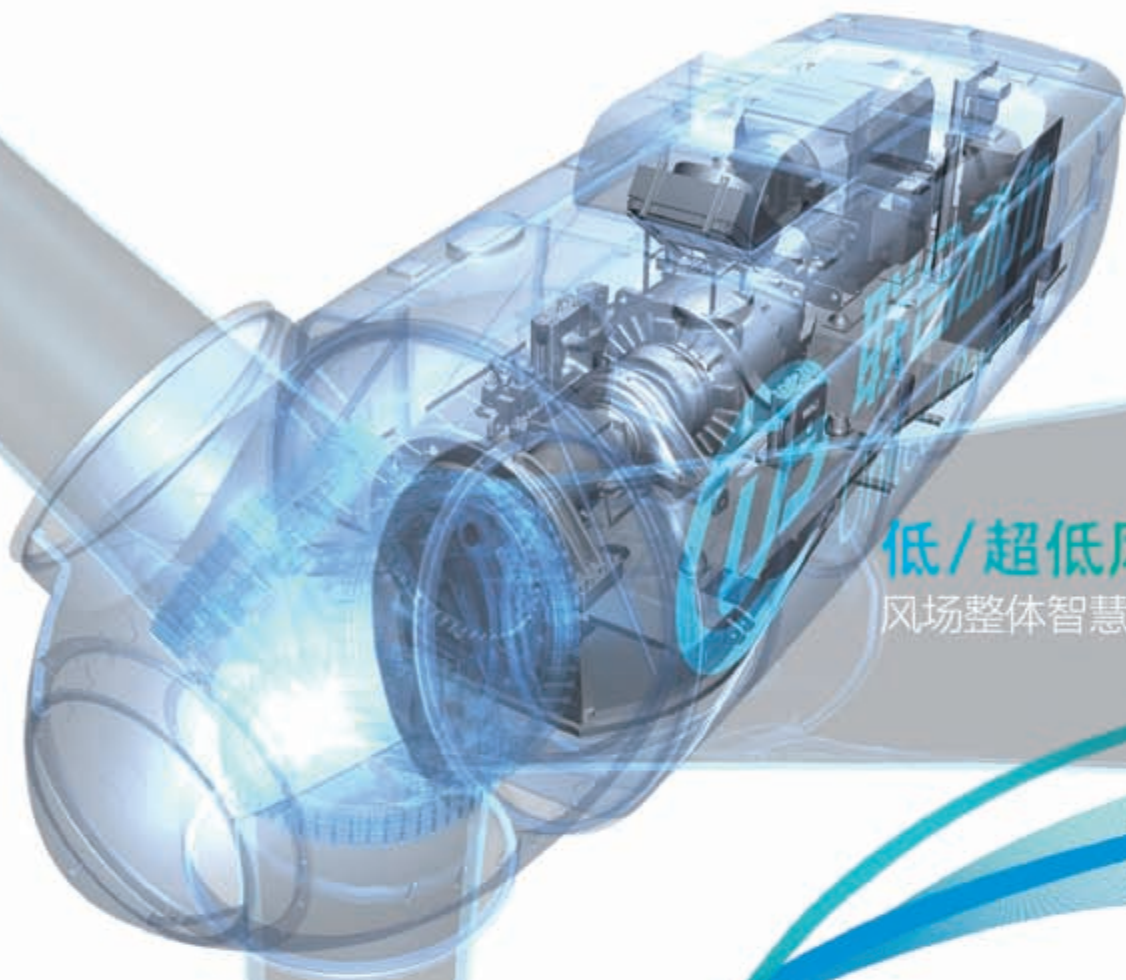
风电技改大考 P34

风电技改的技术含量高、附加值大,但其价值释放仍有赖于政策、标准、管理、资本、人才等方面的完善。



ISSN 1674-9219

人民币 25 元



低/超低风速 风场整体智慧解决方案



联合动力官方微信公众账号



联合动力官方微博

UP2000-130

全球单位千瓦扫风面积超大的2MW机型，双馈、双轴承两点支撑技术路线，更高效、更高可靠性

UP3000-146

全球单位千瓦扫风面积超大的3MW机型，在年平均风速5m/s的风电场，年等效可利用小时可以达到2000小时以上

高发电量技术、柔塔技术、电网友好，超强的电压适用能力、频率适用能力和电网不平衡适用能力

UP3000-136

高发电量技术、先进的智能控制策略，外部条件的变化进行自寻优调整，确保机组始终运行在最佳效率点

超轻柔塔技术

显著提升发电量和提高投资收益，新低风速利器

【 传承高铁荣耀
和聚风能智慧

热烈庆祝中车株洲所成立60周年



中车株洲所 1959-2019
60th Anniversary of CRRC Zhuzhou Institute

辉煌六十年
奋进新时代

中国中车
CRRC

中车株洲电力机车研究所有限公司
CRRC ZHUZHOU INSTITUTE CO., LTD.

中国中车
CRRC

“技”源于“制造”，是NSK人百年制作经验和技能的累积；
“技”升华于“智造”，NSK人挥洒才智，充分运营NSK特有的核心技术和工艺，是科技向产品的转化。
每一个NSK产品都是“技”的体现和结晶，此为NSK的“技”之所在。



保障风力发电机组稳定可靠运行，将风能转化为电能，年复一年风雨无阻

► 无外圈轴承 - 风力发电增速机用

齿轮内径面直接作为轴承的滚道使用，从而省略了外圈的设计。该设计能够彻底解决外圈打滑的问题，同时通过轴承特殊配列的设定，还可实现更高的承载能力。提高该部位的运转可靠性。



NSK微信公众号





齿动梦想 共创未来

重庆望江致力于成为集研发、制造、营销、售后及后市场运维为一体
值得信赖的齿轮箱系统解决方案提供商



- 拥有国家优秀人才领衔的自主创新研发团队
- 拥有 1.5 MW- 6.2MW 齐备的产品谱系
- 产品适应高海拔，低风速，常温，低温和海洋多种应用场合及环境

📍 地址：重庆市江北区郭家沱

✉ 邮编：400071

☎ 电话：023-67110530

📠 传真：023-67110305

🌐 网址：www.cqwjgy.com



CSIC 中国海装

CATCH THE WIND
EQUIP THE WORLD

海纳百川
装备天下



中国海装

ABOUT

中国船舶重工集团海装风电股份有限公司（简称中国海装）成立于2004年，隶属于中国船舶重工集团有限公司（CSIC，以下简称中船重工），是中船重工“四大板块、十大产业”的支柱产业之一，集团一类企业，在风电整机制造企业中排名全球前列。

“国家海上风力发电工程技术研究中心”

作为“国家海上风力发电工程技术研究中心”依托单位，中国海装持续促进海上风电发展。2017年，中国海装成为5MW及以上级别海上风电全球前列整机供应商。

风电场开发全生命周期一站式整体解决方案

产品研发、整机装备制造、工程技术服务、风场资源开发、EPC总包及全流程金融服务。

风电技改必须讲科学

文 | 秦海岩

经过多年的发展,我国风电技术取得巨大进步,促进了设计的完善、工艺的改进,质量和可靠性进一步提高,由此带动对旧有风电机组进行技术改造提升的需求。首先,受制于早期的技术水平,部分投运较早的风电项目的设计方案未能做到最优,甚至存在缺陷,导致其运行表现不佳,经济性较差。其次,前期风电机组技术不成熟,单机容量小,软硬件配置低,不仅无法充分利用资源,而且经过多年运行,设备性能指标开始下滑,需要借助技改来增加机组发电量。此外,一些机组存在安全性风险,有必要运用新的技术和工艺对关键部件加以改造。

要解决上述问题,可以采取多种技改方式。比如,为了提高对风能资源的利用效率,将机组移到资源更好的机位点;加高塔架,以获得更高的风速;引入扇区控制,从而降低尾流影响;通过优化主控程序、更换或者加长叶片、替换部件等措施,来提升机组性能。

然而,在技改过程中,实施方往往将着眼点放在提升效果上,而忽略了对机组安全性造成的影响,未能足够重视科学的安全校核和评估。少数企业甚至在缺少机组原始设计资料、不了解设备性能指标的情况下,就开展技术改造,进而诱发诸多问题。因为技改往往导致载荷的提升、系统的失配。例如,对机组进行移机或加高塔架,将导致其所处环境及周边环境发生变化,这不仅会增加技改机组的载荷,还对其他机组的风况条件也产生影响,致使它们的疲劳载荷加大;优化机组控制策略或更换其部件,可能会影响部件的工作条件,导致设备超负荷运转。这些隐患,轻则导致技改失效,引发故障,影响机组和部件的使用寿命;重则造成重大安全责任事故。比如,延长叶片后,因未进行载荷复核、结构评估以及施工工艺未满足设计要求等,会发生延长节脱落;更换叶片后,叶根载荷增加高于原设计载荷,由于未复核部件选型引发变桨轴承失效等;为满足低电压穿越要求进行主控制器与变流器技改,改变原有控制保护逻辑且未综合考虑电气部件之间的匹配性,发生电气部件拉弧、打火等情况并引发火灾。因此,开展任何技改都必须进行严格的安全评估,排除所有潜在隐患。

当然,具体采用何种安全评估方法,则需要根据技改项目而定。以移机等会改变工况条件的技改为例,在这种情况下,应当确定新机位点的风况条件,并与机组的原始设计条件进行比对。如果工况条件超出机组的设计水平,必须重新计算机组载荷,若超出设计载荷,还需校核各部件的极限和疲劳强度。对于更换或加长叶片、加高塔架、改变主控程序等机组设计优化项目,应当重新开展机组控制评估和载荷的仿真计算。如果载荷变大,需重新评估各部件的安全性,且在设计改动较大时,如叶片翼型变化、叶片长度变化超过2%,机组额定转速变化超过2%等,必须按照IEC的相关要求重新进行型式试验,内容包括载荷测试、功率曲线测试、安全功能试验以及叶片全尺寸试验等。对于齿轮箱、变频器等部件散热器的辅助功能改造,虽然造成的安全性影响较小,但同样有必要通过试验等手段来验证改造后部件的安全性和有效性。

安全无小事,风电机组投运后要在复杂环境中经受20年以上的考验,业界更需时刻紧绷安全这根弦。技改涉及对风电机组和项目初始设计的调整,必须做好事前的技改方案评估以及事后的安全性与效果验证,在确保设备可靠运行的前提下,运用科学的技改手段达到提质增效的目的。❏

34 封面故事 Cover Story

风电技改大考

风电技改的技术含量高、附加值大，但其价值释放仍有赖于政策、标准、管理、资本、人才等方面的完善。



12 专栏 Column

风能应率先成为能源的重要组成部分

现在人类应当重新认识和定位金属颗粒是能源，确定其在能源组成中应有的重要位置。建议国家给予充分支持，并组织产学研有关单位紧密合作。

30 对话 Dialogue

三峡新能源：技改助推风电高质量发展

目前，三峡新能源风电装机已超600万千瓦。在规模化发展中，三峡新能源更加注重通过技改等手段，提升质量效益，形成了可持续、差异化发展的核心竞争力。

54 国际 International

2018年全球风电成本概况


随着技术的不断革新、产业链的改造升级，全球风电的平准化度电成本持续下降，越来越多的国家和地区加入到大力发展风电的行列中，以加快能源转型进程。



历史回眸

2014年6月5日，在联合国“人人享有可持续能源”论坛上，全球可再生能源咨询机构REN21发布了《2014全球可再生能源现状报告》。报告的数据显示，在此前的8年中，出台支持可再生能源扩张政策的新兴经济体国家数量飙升了逾6倍，从2005年的15个增长到2014年年初的95个。在

政策的支持下，全球可再生能源装机容量升至创纪录水平，占全球发电容量净增长量的56%以上，几乎可以满足世界能源消费量的五分之一。中国、美国、巴西、加拿大和德国仍占据可再生能源总装机容量的前列。其中，中国新增可再生能源电力装机容量首次超过化石燃料和核能。



40余年的坚守 只为绿色能源点亮生活

绿色创想，驱动未来

矢志不渝，永在追风路上

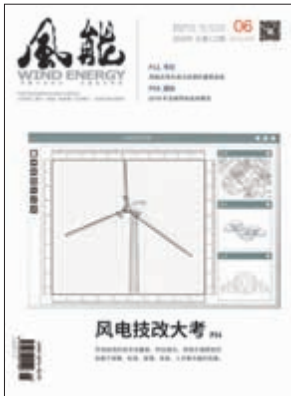
风电拓荒者

深谙中国风电资源，始终坚持创新驱动



浙江运达风电股份有限公司
地址：浙江省杭州市文二路391号
西湖国际科技大厦A座18F
电话：0571-87397666
网址：www.chinawindey.com





《风能》杂志在线阅读网站
www.cwea.org.cn

卷首语/ From The Editor

01 风电技改必须讲科学 / 秦海岩

08 风向/ Direction

专栏/ Column

12 风能应率先成为能源的重要组成
/ 夏武祥

忆昔风/ Memory

16 “海上风电三峡”工程建设的先行者
——记龙源江苏海上风电开发历程
/ 谢长军

现场/ Presence

24 景峡南风电场：“海装造”转出戈壁好
项目 / 夏云峰

对话/ Dialogue

30 三峡新能源：技改助推风电高质量发展

封面故事/ Cover Story

34 风电技改大考 / 王芳

公司/ Company

44 精准测风，明智投资决策的先决条件
/ 张雪伟

调研/ Survey

46 2018年全球可再生能源从业者达1100
万 / 夏云峰

海上风电/ Offshore Wind Power

50 海上风电机组大型化技术路线分析
/ 朱义苏，刘东哲，项建强，张帅

国际/ International

54 2018年全球风电成本概况 / 孙一琳

产业/ Industry

60 海上风电与陆上风电差异性分析(下)
/ 崔东岭，摆念宗

64 浅析海上风电风险和保险解决方案
/ Truels Kjer, 张宇, Cilla Yang

风电场/ Wind Farm

66 基于超融合架构的风电场监控中心云化
研究 / 戴建军，崔峰，吴樟林，廖元
文，汤光浩

72 山区风电场集电线路“三防”设计
/ 丁剑

技术/ Technology

76 双馈风电机组的转速控制与超速参数设
置 / 王明军

80 海上导管架基础灌浆施工防漏浆技术分
析 / 邓伟

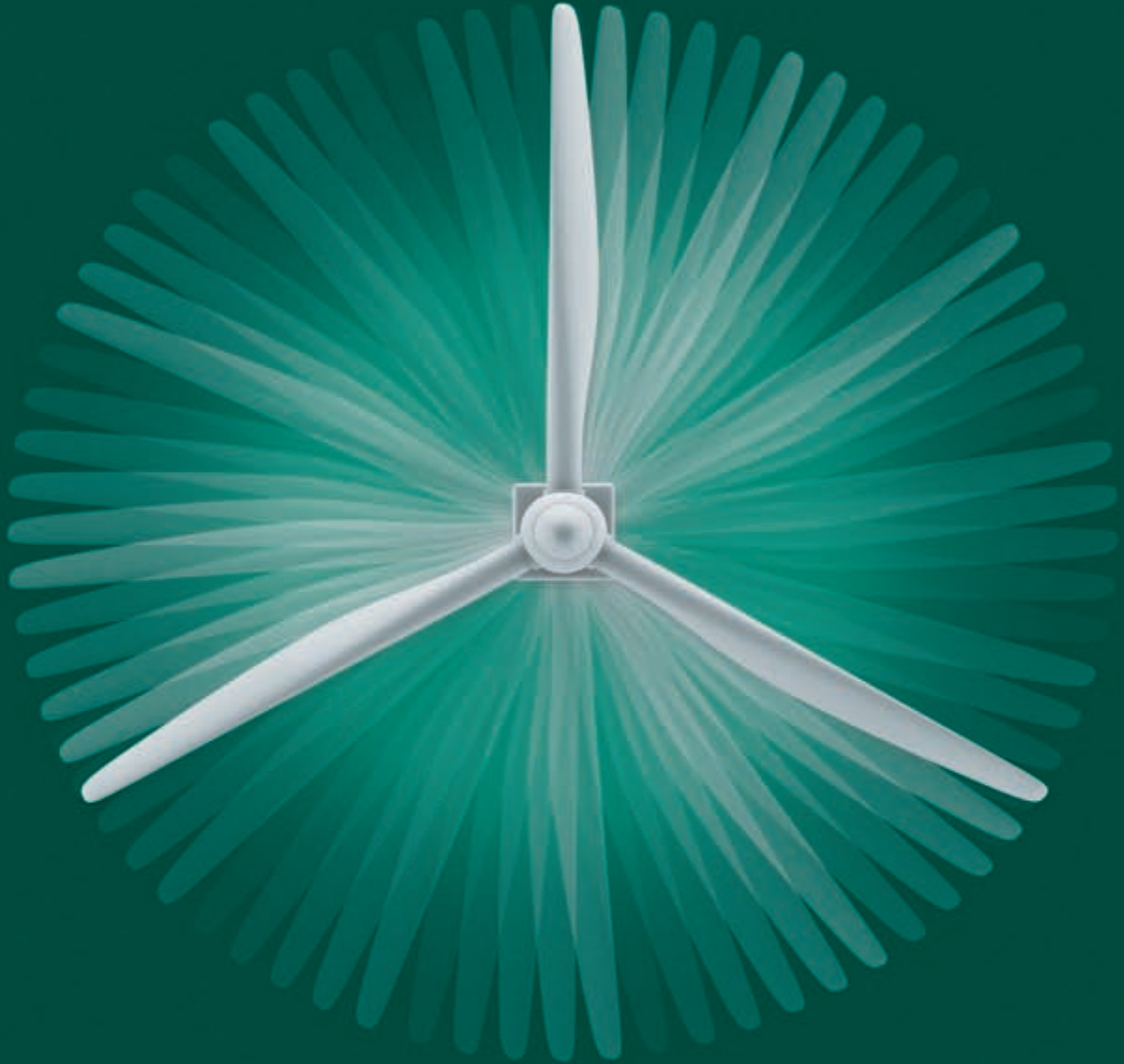
84 极限工况下漂浮式风电机组塔架的波浪
荷载估计 / 许楠

90 高强度螺栓拉伸紧固试验研究
/ 王洪波，杨少华，任俊祺，卢晟

94 风电机组齿轮箱部件失效故障分析与处
理 / 周国栋，杨健

广告索引

封二	联合动力
扉页 1	中国中车
扉页 2	恩斯克
扉页 3	望江工业
卷首语对页	中国海装
目录对页 1	运达风电
目录对页 2	麦加涂料
版权对页	南高齿
P29	华电天仁
P57	浩亭
P63	重齿
P71	CWP Offshore
P75	CWP2019
P79	华仪风能
P83	弗兰德
P89	赛米控
P99	鉴衡认证
后彩一	《风能》杂志
封三	埃斯倍
封底	湘电风能



Eco-MEGA
the coating solution

麦加让生活更环保

Tel: +86-21-59100888 Fax: +86-21-59150001 Mail: zhanghuayong@megacoatings.com

www.megacoatings.com



中国可再生能源学会风能专业委员会
2019年第06期

	顾问	Consultant					
石定寰	史立山	杜祥瑞	黄其励	Shi Dinghuan	Shi Lishan	Du Xiangwan	Huang Qili
徐建中	倪维斗	胡文瑞	杨裕生	Xu Jianzhong	Ni Weidou	Hu Wenrui	Yang Yusheng
李宝山	韩文科	朱俊生	贺德馨	Li Baoshan	Han Wenke	Zhu Junsheng	He Dexin
王承煦	朱瑞兆	戴慧珠	马学禄	Wang Chengxu	Zhu Ruizhao	Dai Huizhu	Ma Xuelu
王斯永	吴运东	齐同庆	于午铭	Wang Siyong	Wu Yundong	Qi Tongqing	Yu Wuming
		宫靖远	Gong Jingyuan				
	社长：夏丽华	President: Xia Lihua					
	主编：施鹏飞	Editor-in-Chief: Shi Pengfei					
	执行主编：秦海岩	Executive Editor-in-Chief: Qin Haiyan					
	副主编：王仲颖 于贵勇	Associate Editor-in-Chief: Wang Zhongying Yu Guiyong					
	编辑部主任：秦海岩（兼）	Editorial Director: Qin Haiyan					
	编辑部副主任：薛辰 夏云峰	Deputy Editorial Director: Xue Chen Xia Yunfeng					
	主笔：王芳	Editor in Chief: Wang Fang					
	编辑：时春景 张雪伟 孙一琳	Editor: Shi Chunjing Zhang Xuewei Sun Yilin					
	本期责编：夏云峰	Duty Editor: Xia Yunfeng					
	视觉设计：荆莹 刘湛	Visual design: Jing Ying Liu Zhan					
	广告部经理：张烨	Advertising Manager: Zhang Ye					
	发行部经理：张烨	Distribution Manager: Zhang Ye					

编辑制作：《风能》杂志社	Produced by: Wind Energy Magazine
地址：北京市东城区和平里北街6号 远东文化园26楼3层	Address: 3 Floors, Building 26, Far East Cultural Park No. 6 Hepingli North Street Dongcheng District, Beijing, PRC
邮编：100013	Zip Code: 100013
电话：010-59796665-3615（编辑部）	Tel: 010-59796665-3615（Editorial）
010-59796665-3501（广告部）	010-59796665-3501（Advertising）
010-59796665-3501（发行部）	010-59796665-3501（Distribution）
传真：010-64228215	Fax: 010-64228215
投稿邮箱：gaojian@cwea.org.cn	E-mail: gaojian@cwea.org.cn

国际标准刊号：ISSN 1674-9219
国内统一刊号：CN 11-5942/TK
广告发布登记号：京海工商广登字20170178号
印刷：北京久佳印刷有限责任公司
出版日期：每月6日出版
发行范围：全国发行
国内定价：人民币25元

声明

- ◆本刊图文版权所有，如需转载，请与本刊编辑部联系。
- ◆向本刊投稿（图片）文责自负，由作者原稿产生的版权或其他法律责任，本刊概不承担连带责任。
- ◆为适应我国信息化建设，扩大本刊及作者知识信息交流渠道，本刊已被《中文科技期刊数据库》（维普网）、龙源期刊网、《中国核心期刊（遴选）数据库》、中国知网等多个数据库收录，并在相关网站提供在线阅读和下载服务。如作者不同意文章被收录或数字出版，请在来稿时向本刊书面声明，本刊将做适当处理。



南高齿 齿轮箱与动力传动系统解决方案专家

南高齿风电信息化齿轮箱全生命周期管理系统包含多个智能信息化可扩展模块，在推动互联网技术与用户需求对接的基础上，实现大数据采集应用以及产品的信息化，为客户带来优化生产水平、管理效率、安全性能和盈利水平的一体化智能解决方案。



我国风电上网电价再次下调

5月21日，国家发展改革委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，提出将陆上风电标杆上网电价调整为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于所在资源区指导价。2019年，I~IV类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元、0.52元（含税、下同）；2020年指导价分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、

0.38元、0.47元。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。参与分布式市场化交易的分散式风电上网电价由发电企业与用户协商形成，不享受国家补贴。不参与市场化交易的分散式风电项目，执行所在资源区指导价。自2021年开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。2019年纳入财政

补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时0.8元，2020年调整为每千瓦时0.75元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于上述指导价。新核准潮间带风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于所在资源区陆上风电指导价。2018年底前已核准的海上风电项目，如在2021年底前完成并网，执行核准时的上网电价；2022年及以后完成并网的，执行并网年份的指导价。

2019年风电、光伏发电项目建设总体要求公布

5月30日，国家能源局发布《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，要求在具备条件的地区建设一批平价上网项目，减少行业发展对国家补贴的依赖。2019年，风电、光伏发电的导向就是坚持稳中求进，加快技术进步和补贴强度降低，做好项目建设与消纳能力协调，实现高质量发展。

通知对2019年度风电、光伏发电项目建设提出四项总体要求。一是积极推进平价上网项目建设，先开展一批平价上网项目建设，再开展需国家补贴项目的竞争配置工作。二是严格规范补贴项目竞争配置，需要补贴的项目均必须经过严格规范的竞争配置方式选择，优先建设补贴强度低、退坡力度大

的项目。三是全面落实电力送出和消纳条件，避免出现新的弃风、弃光问题，在同等条件下对平价上网项目优先保障电力送出和消纳条件。四是优化投资营商环境，要求省级能源主管部门对申请项目的土地使用等非技术成本降低的情况进行核实，并要求派出能源监管机构加强对有关事项的监督。

福建推出闽西南协同发展区发展规划

5月24日，福建省发展改革委闽东北闽西南两个协同发展区建设领导小组办公室印发《闽西南协同发展区发展规划》。

通知要求优化能源结构和布局。加快推进漳州核电前期工作，支持核电设备、配套零部件制造本地化，做好三明等其他核电厂址的保护与论证。推进厦门抽水蓄能电站建设，加快启动云霄核抽一体化前期工作。有序发展海上风电等可再生能源。建设漳州、泉州LNG接收站。推动海岛型新能源微电网建设。

加强能源基础设施互联互通。统筹闽西南电网建设，衔接全省500千伏超高压电网，完善主干网架。统筹天然气走廊布局，推进海西天然气管网二期、西气东输三线天然气管网建设，引导主干管网之间、主干网与城市管网在建设运营等方面相协调，力争到2020年闽西南实现天然气“县县通”。加强闽西南与闽东北的电力等能源合作，推进福建北电南送新增通道输电工程前期工作。在厦门试点开展城市能源互联网建设，适时推广至闽西南各城市。



2018年度可再生能源电力发展监测评价发布

6月4日，国家能源局发布2018年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报。

截至2018年年底，全国可再生能源发电装机容量达到7.29亿千瓦，占全部电力装机的38.4%。其中，水电装机（含抽水蓄能）3.52亿千瓦，风电装机1.84亿千瓦，光伏发电装机1.75亿千瓦，生物质发电装机1781万千瓦。2018年，全国可再生能源发电量为18670.34亿千瓦时，占

全部发电量的26.7%。其中，水电发电量12329.27亿千瓦时，占17.6%；风电发电量3659.60亿千瓦时，占5.2%；光伏发电量1775.47亿千瓦时，占2.5%；生物质发电量906亿千瓦时，占1.3%。

地区	可再生能源电力消纳量 (亿千瓦时)	实际消纳量占本省全社会 用电量的比重
浙江	827	17.8%，同比下降1.5个百分点
四川	2013	81.9%，同比下降1.6个百分点
宁夏	268	25.2%，同比上升2.2个百分点
甘肃	625	48.4%，同比上升1.5个百分点
青海	577	78.2%，同比上升13.3个百分点

2018年国家清洁能源示范省（区）落实情况

2018年，在规定风电最低保障收购年利用小时数的地区中，甘肃未达国家最低保障收购年利用小时数要求，其II、III类资源区的实际利用小时数比最低保障收购年利用小时数分别低8小时和77小时。

2019年可再生能源电价附加补助资金拨付程序启动

5月24日，财政部下发通知，2019年可再生能源电价附加补助资金拨付程序已启动。据了解，2019年国家可再生能源电价补贴资金预算总额约866亿元。其中，划拨给国家电网的预算补贴资金约724亿元，包括风电的约329亿元、光伏发电的约357亿元、生物质发电的约38亿元；划拨给南方电网的预算补贴资金约58亿元，包括风电的约40亿元、光伏发电的约15亿元、生物质发电的约3亿元；划拨给国网、南网以外的地方电网企业补贴资金约83亿元，包括风电的约42亿元、光伏发电的约33亿元、生物质发电的约1亿元、公共独立系统的约7亿元，涉及的地方包括内蒙古、吉林、浙江、广西、四川、重庆、云南、陕西、甘肃、新疆、青海、新疆生产建设兵团等。

《通知》要求，资金拨付时，应优先保障光伏扶贫、自然人分布式光伏、公共可再生能源独立电力系统等涉及民生的项目，确保上述项目补贴资金足额及时拨付到位。

上海发布省间清洁购电交易机制试行文件

5月30日，为有效促进上海对市外清洁能源，重点是可再生能源的合理充分持续消纳，并兼顾市内机组合法权益保障，上海市印发《上海市省间清洁购电交易机制实施办法（试行）》文件。

文件明确省间发电权交易、省间中长期外购电交易、委托交易、授权外购交易由上海电力交易中

心为主组织开展；省间临时外购电交易和省间可再生能源现货交易由市电力公司为主组织开展。售电方优先考虑上海电网调峰能力范围内的市外风电、光伏、水电等可再生能源发电企业和市外核电，符合上海供电安全的国家规划的皖电送沪机组和其他市外清洁火电也可参与交易。购电方主要为上海市

电力公司、上海市内火电企业和经市内火电企业委托的上海售电公司，市内火电企业初期为市内煤电企业。

交易品种包括基于基数电量的省间发电权交易、基于基数调节电量的省间发电权交易、基于政府调节电量的省间外购电交易和基于自备电厂控煤压量替代电量开展的外购电交易。



国内首次采用单叶片技术吊装陆上直驱机组

5月15日，国内首台使用单叶片吊装技术的陆上直驱机组在新疆达坂城整装天润风电场顺利完成吊装。

此次使用单叶片吊装技术的机组是金风科技的GW136-3.4MW机组，轮毂高度100米，叶片长度67米。

本次采用了30°角斜插方式安装，技术难度更高，风速适应范围更广，作业时间更短，吊装整体成本更优，是单叶片吊装技术在陆上直驱机组的一次重要“破冰”。

单叶片吊装技术将吊

装作业风速上限提升至12米/秒。这意味着在风速较高地区，可增加作业窗口期，提升工作效率。还可节省用地，利用进场道路起吊叶片。减少征地砍树费用，有利于风电场自然环境保护，为推进绿色风电建设作出重要尝试。

国内单机容量3MW及以上陆上风电机组已趋于主流。在这一背景下，提升大容量机组对于吊装场地的适应能力，缩短机组吊装周期，能有效降低风电场的建设成本。



三一重能完成140米高度风电机组吊装

5月14日，在河南平煤北控原阳风电场，三一重能SCC12000TM履带起重机承担了一台110吨重的风电机组140米高度的安装。在此之前，没有同吨级设备能满足此项施工要求。

此次吊装任务，机舱、吊具、吊钩、钢丝绳总重量达127吨，突破了此前140米高度风电机组吊装的最大重量纪录。随着指令的下达，SCC12000TM用25分钟顺利完成机舱对接，创造了新的吊装纪录。

为了减少吊装次数，提

高安装效率，项目首次在140米高度采用三叶片整体安装的方式，对设备稳定性提出了前所未有的要求。凭借强悍的车体性能和成熟的双泵合流技术，经受住吊装过程中风速变化的影响，该起重机完成了此次吊装任务。

此次吊装采用9节增强臂风电工况——HJFDB_9（混合主臂+混合副臂+超起），臂长144米+12米。SCC12000TM首吊任务的圆满完成，为我国风电技术迈向新的高度提供了设备保障。

数据

2076 万千瓦

国家能源局公布的2019年第一批风电、光伏发电平价上网项目显示，有16个省（自治区、直辖市）能源主管部门报送了项目名单，共涉及250个项目（试点），总装机规模达2076万千瓦。

360 亿千瓦时

据国网山西省电力公司统计，截至5月底，山西新能源发电装机容量突破2000万千瓦，风电和光伏装机达到2005.22万千瓦。预计今年山西新能源发电量将达360亿千瓦时，较2018年增加30亿千瓦时。

1265.51 万千瓦

内蒙古自治区日前发布《关于2019—2021年自治区级重大项目滚动实施计划》，内蒙古2019—2021年重点建设风电项目共计23个，总建设规模1265.51万千瓦，总投资1127.46亿元，2019年投资127.57亿元。



国际热点

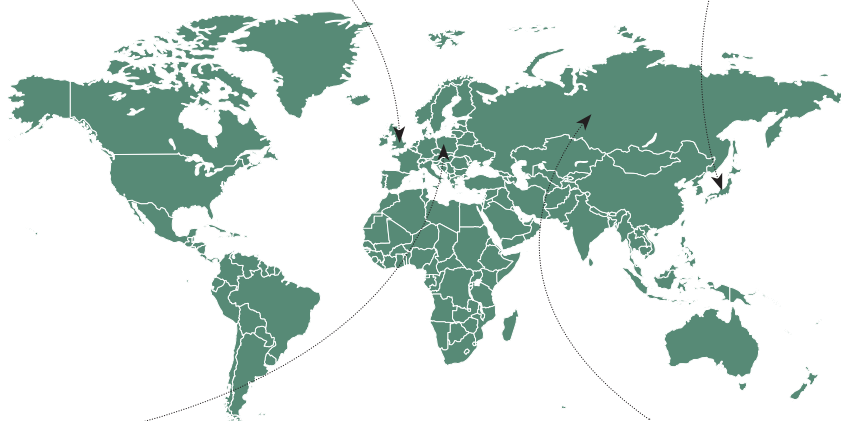


英国

5月29日，英国商业、能源与工业战略部正式开启了第三轮海上风电 CfD 竞标。本次竞标总装机达 840 万千瓦，届时将提供 6000 万英镑（约合 5.298 亿元人民币）的年度补贴额度，限定的中标容量为 600 万千瓦。

日本

日本共同社 6 月 12 日报道，日本经济产业省计划终止光伏发电和风电的固定价格收购制度。随着购电费用的增加，消费者的负担也居高不下，日本经济产业省计划通过引进新的竞标制度，推动降低成本。最早将于 2020 年修改相关法规。



波兰

波通社 5 月 22 日报道，海上风电行业代表表示，投资者正在等待波兰营造稳定的法律环境。波兰能源部副部长也于近日指出，该部正在准备制定海上风能开发法律框架，草案将在本届政府任期内提交议会。

俄罗斯

5 月 23 日，Enel 绿色能源公司宣布在俄罗斯南部罗斯托夫地区建设一个 9 万千瓦的风电场。这也是该地区的第一个可再生能源发电厂，将安装 26 台风电机组，投资额约为 1.32 亿欧元，项目预计将于 2020 年底投入使用。

1800 万千瓦

研究机构 Wood Mackenzie 电力与可再生能源事业部最新发布的研究报告显示，截至 2019 年第一季度，非洲区域市场风电储备项目容量达 1800 万千瓦，将支持后续 2019—2021 年高速增长。

150 万千瓦

近日，微软宣布将在荷兰 Borssele III/IV 风电场购买 9 万千瓦的风电装机。该风电场将于 2022 年开始为微软数据中心供电 15 年。这是微软进行的第 14 次可再生能源交易，目前该公司的清洁能源发电装机总量达到 150 万千瓦。

100 万千瓦

受敦刻尔克海上风电项目成本大幅下降的驱动，法国政府认为该国海上风电已具备大规模开发的条件。法国总理在国民大会的政策声明中宣布，将本国每年海上风电的招标规模由目前的 60 万千瓦提高到 100 万千瓦。



风能应率先成为能源的重要组成

文 | 原国家计委节能局研究员高工 夏武祥

美国纽约时间 2019 年 3 月 28 日，世界气象组织的《2018 年全球气候状况声明》在联合国总部正式发布。与过去不同，联合国秘书长参加发布，足见问题之重大。这份报告全面概述了全球温度、重要影响事件和长期气候变化关键指标的状况，揭示了二氧化碳浓度、北极和南极海冰、海平面和海洋酸化程度等关键数据。其核心结论是，地球病入膏肓，全球正在加速变暖。

此次对地球气候的诊断主要涉及以下数据：全球平均温度、全球温室气体含量、海平面高度、海洋热含量、海洋酸碱度、北极海冰、南极海冰、格陵兰岛冰川、南极冰川、山地冰川、极端干旱事件、热带气

旋、极端降水事件等。其中，全球平均温度、海洋热含量、海平面高度、全球温室气体含量、两极冰雪量是最为核心的指标。

过去 5 年（2014 — 2018 年）的全球平均温度，比工业革命前高（ 1.04 ± 0.09 ） $^{\circ}\text{C}$ 。全球碳排放量最近两年连续增加，2018 年更是创下历史纪录。

人类大量燃烧化石燃料是气候变暖的主要原因，这已经成为共识，但化石燃料仍是当前最主要燃料的状况并没有改变。主要的原因是，目前还没有与它有同样性能或更多优点而可取代它的新能源。要大幅度乃至完全取代它，人们必须找到满足下述要求的能源：

- (1) 具有化石燃料的高能量密度和方便的运输使用性质；
- (2) 能用低碳能源产生出来；
- (3) 能够长距离安全运输，这一点在经济全球化时代尤为重要；
- (4) 能够长期安全存储，而且损失很小；
- (5) 能够用于稳定地发出各种功率的交通工具和电站发电；
- (6) 大量存在，不是稀有物资；
- (7) 最好还能够回收循环使用。

地球上的可再生能源储量非常大，人类远远用不完。我国可利用的太阳能、风能也十分丰富，如能充分利用，完全可以成为主力能源的组成部分。我国风电经约 30 年的发展，取得了很大成绩，成本可以与化石能源相当，具备与之展开竞争的条件。但为什么风电发电量只占全部发电量的 5.2%，还有几百亿千瓦时的弃风电量？尤其是新疆、甘肃、内蒙古，弃风率竟分别达到 23%、19%、10%？虽然花巨额投资建了几条高压直流输电线路，也采取供电转供热和抽水蓄能、高压空气储能、电池储能等措施，取得一定效果，但仍未彻底予以化解。就是因为没能从根本上解决可再生能源资源发电与用电负荷地点不一，和可再生能源的间歇性、不稳定性、大量储能困难的问题。因此，必须从转换风的能量供给和使用方式上下功夫，找到合用的风能载体。这种载体应具有与化石能源一样的优点，又不会造成环境污染，达到上述的七点要求。

通过人们不断努力，现在有了已成熟的和经试验证明有效的技术，能够获得符合上述七点要求的风能载体。



当下，应当在风能利用已经取得成功的基础上，抓紧时机乘胜前进，使风能率先成为能源的重要组成，也为其他可再生能源扩大应用积累经验。具体途径是：

(1) 生产大量符合要求的风能载体——微纳米金属颗粒（粉）：原料元素选择的标准是，微纳米金属元素作为燃料，必须能够与氧反应，有足够的能量密度，无毒、无放射性或其他危险元素，无二氧化碳排放。经过认真研究，初步筛选出铁、铝、镁、硅、钛、硼、锌七种材料。其中，铁、铝、硅储量丰富，价格也比较便宜（以下以铁粉为例）。在冶金文献中，硅、硼与硒、碲、砷五种元素均被列为“半金属”类，其物理化学性质介于金属与非金属之间。有单位鉴于硅储量大、价格低，硼能量密度高，也在对将其作为能源的可行性进行研究；但由于目前需要用稀有和昂贵产品作为还原剂，相关研究还在进一步推进中。其实，随着技术的进步，今后可能有更多种元素进入人们的视野。

用金属颗粒作为燃料并非始于今日，很久之前就有的烟火，以及近代航天器的助推火箭，都是以金属颗粒为燃料。但由于其使用的局限性（如用于火箭燃料，金属颗粒不与空气中的氧气接触，必须带氧化剂），把金属颗粒作为能源，实际上被人们严重忽视，至今只有极少单位进行研究，更谈不上大量使用。需要大声疾呼的是：现在人类应当重新认识和定位金属颗粒是能源，确定其在能源组成中应有的重要位置。

物质达到纳米级大小（ 10^9 米），

其声、光、电、热、磁等特性有很大变化。与大块金属相比，微纳米金属颗粒具有很高的比表面积，这就为其点燃和燃烧产生稳定火焰创造了条件。研究实验表明，一种好的方法是直接在空气中燃烧：通过对金属颗粒尺寸的选择，控制金属粉与空气的混合比、混合物预热温度、湍流强度等手段，可获得所需要的点燃温度、燃烧速度、燃烧温度、火焰层厚度等，从而实现金属粉与空气直接燃烧，达到热机要求的功率、效率、稳定性、排放标准。金属颗粒的能量密度，与汽油、柴油相当，比现在遍及全球、到处运输的煤、油、压缩或液化天然气还高，完全能够满足热机循环的要求。它应作为多种热力机械的新一代理想燃料。其燃烧产物，从烟囱中排出的是氮气，既没有二氧化硫、氮氧化物（通过燃烧控制）等有害气体，更没有二氧化碳，完全不用安装现有发电厂中不可少的脱硫、脱硝环保装置，更不需要对二氧化碳进行收集、吸收和储存埋放。燃烧产物的固体部分，乃是固体颗粒氧化物（如用铁粉为燃料，即为氧化铁粒）。另一种方法是，金属燃料与水反应产生氢气和热量。氢气用于内燃机、燃气轮机或燃料电池，但由于这种反应产生的温度和压力低（500度绝对温度，20个大气压），不适合重型车辆和大设备。

现在，上述技术在实验室中已经被证明是可行的，最亟需解决的是，加紧研发使用这种燃料的热机。

(2) 用风能发电，电解制造金属粉（以铁粉为例），使之成为风能的载体。它既可运输，又能储存；能够与

现在人类应当重新认识和定位金属颗粒是能源，确定其在能源组成中应有的重要位置。



煤、油、气一样随时随地用来驱动热机，进行发电或供给动力。

要应用微纳米材料，首先必须解决微纳米材料的制备问题。目前制备金属粉的方法大致可分为三类：一是化学气相沉积、直流电弧等离子体、电子束加热等气相法；二是金属纯盐水解、氧化还原、溶胶凝胶等液相法；三是机械粉碎、气流粉碎、固相反应等固相法。液相法中的电解法比较成熟，也是工业生产金属粉的常见工艺。“电解铁”就是将粗铁预制成厚板作为阳极，纯铁薄片作为阴极，硫酸和硫酸亚铁作为电解液，通入直流电，在阴极析出纯铁。

由于对微纳米粉的研究近几年才比较广泛地开展起来，还有许多问题需要进一步解决，如成本高、产率低、粉的收集和存放困难等。我国的科技人员近些年在超声电解法制备金属粉方面开展了大量工作。该方法具有工艺简单、成本低、无毒、无污染等特点，是制备金属粉的一种新方法（以常见的金属粉铜粉和镍粉的制备做的实验）。普通电解法制备金属粉虽是一种比较成熟的方法，然而其制备过程一般是间隔 10~20 分钟才将沉积在阴极的金属粉刮掉，这样，沉积的颗粒不能及时脱离阴极表面，就会迅速长大，其粒度一般在十几微米以上。另外，还要经过球磨、分筛等工艺，方能得到最终粉末。运用超声电解法，首先解决了普通电解中的刮粉问题。此外，超声振动及产生的射流能使沉积在阴极表面的金属迅速脱离阴极表面，并随溶液的流动分散在溶液中，防止颗粒的长大。超声空化产生的巨大压力或射流能将溶液中的大颗粒粉碎，即使在沉积速度比较快的情况下，

大工业生产已经证明电解工艺是可以大规模应用的，并且电解工艺对风能、太阳能的间歇性不稳定供电有一定的容忍力。

所得粉末粒度也不会很大。研究试验已得到了 100 纳米以下的金属粉，超声的加入对粉末粒度的降低有很大作用。此研究对生产制备微纳米铁粉很有帮助。

(3) 用风能发电电解水产生 H_2 ，用于还原金属粉燃烧后的产物，使其再度成为风能的载体，循环使用。

铁粉在各种热机做功后的燃烧产物是氧化铁粒 ($3Fe+2O_2=Fe_3O_4$)，很容易回收。然后集中运到铁粉还原工厂，还原为铁粉 ($Fe_3O_4+4H_2=3Fe+4H_2O$)；回收的铁粉可以重复使用，真正实现循环经济。还原过程需要 H_2 和加温，因此，铁粉还原工厂应建于有水资源的风电场附近， H_2 是由电解水得到的。按电解水制 H_2 的效率为 30% 计，则还原铁粉的能源利用率约 34%。至于电解水既已得到 H_2 ，是否就可不再进行铁粉回收，而直接用 H_2 供给热机使用？这应因地制宜，结合 H_2 密度低、难于长期储存、存在安全问题进行全面考虑。

值得指出的一点是，上述三种途径中的后两种都是电解工艺，用的是直流电。大工业生产已经证明电解工艺是可以大规模应用的，并且电解工艺对风能、太阳能的间歇性不稳定供电有一定的容忍力，这正是风电机组直流发电的极好用户，可因地制宜，选用交流变直流或直流风电。

此外，加拿大 McGill 大学于 2018 年发表的研究报告表明，微米金属粉的持续燃烧在层流、湍流火焰中均已得到证实。火箭助推器的研发经验也显示，所用的金属铝粉直径是微米级的 (0.1~10 微米)。显然，制备微米金属粉比制备纳米金属粉的成本低，我们应当进一步研究。



这条技术路线的主要优点包括：

(1) 可以比较快地实现减缓气候变暖的目标，这是目前人类面临的严重挑战。

(2) 金属资源丰富，可以重复使用。如我国的铁矿石储量有 500 亿吨；硅、铝储量也十分丰富；铁粉现有产量较多，宜优先考虑。

(3) 燃烧过程中没有有害物排放，是可持续发展的，不会出现因使用化石燃料而大量增加环境保护成本的情况。

(4) 只需改造现有热机（如蒸汽轮机发电厂、斯特林机）的进料与燃烧系统，设备的其他系统（如发电厂的蒸汽轮机、发电机、辅助设备及厂房）都可继续使用，大大减少能源转换所需资金量。

为使风能成为能源主力之一，应当大量建设风电场和风能载体金属粉生产厂。在此过程中，需要注意的问题包括：

(1) 优化风力发电与电解工艺的匹配。开发不同金属粉电解所适用的电解液、电极，避免排放温室气体。

(2) 应用玻璃钢的风电机组叶片是很难降解的材料。大规模发展风电会导致大量的退役叶片，对环境的影响不容忽视，需要尽早研究妥善处理的方法。如，开发新材料，做到退役叶片材料可回收；设计采用少叶片（两叶片、单叶片）风轮的风电机组。

上述技术实际都已有一定基础，加拿大的 McGill 大学进行了相当深度和系统的研究。我国虽然只有零星单项研究，但一些有远见的单位早已开始微纳米金属燃料的研究，并做出某些很有意义的成果。如浙江大学在十年前就开始了微纳米金属燃料燃烧的研究，并发表微纳米金属铁粉的燃烧特性试验研究成果；烟台海军航空工程学院于十年前发表过制备超细金属粉的研究报告；南京航空学院也在十年前发表过风电直流电网的



方案论文；宏海新能源公司近来开始燃烧金属粉的外燃机研究。

风能资源丰富地区的相关单位也在千方百计寻找出路。如，几年前，甘肃电力科学研究院的研究人员发表过文章《新建高载能用电负荷提升本地风电消纳容量途径研究》，提出变能源输出为产品输出。若实现了利用当地富有的硅、铝、铁等原料，生产金属粉燃料供应到全国，其意义将十分重大，远远超过解决弃风问题。（当然，要采用先进的工艺，不能排放二氧化碳。）但这毕竟是一个跨多个行业的研发项目，不可能一蹴而就，有些要从实验室做起。改造则涉及原型机的整个燃烧系统，有些需扩大或新建厂，如金属粉制备、还原。但项目的意义重大，关乎国家能源的大政方针。建议国家对此给予充分支持，并组织产学研有关单位紧密合作，以期在应对气候变暖方面做出我国的一份贡献。🔗





M 谢长军

1957 年出生，1975 年 7 月参加工作，东北电力学院热动力专业本科毕业，教授级高级工程师，曾任龙源电力集团股份有限公司总经理，中国国电集团公司党组成员、副总经理。在英国《世界风电之窗》月刊评选出的 2012 年世界风电行业 30 位最具影响力人物中，位列第三。

谢长军风电场建设回忆录之六

“海上风电三峡” 工程建设的先行者

——记龙源江苏海上风电开发历程

文 | 谢长军

江苏东部濒临黄海，南通至连云港的海岸线全长 954 公里。风能资源丰富，沿海滩涂和近海（50 公里以内）面积辽阔，是发展海上风电的理想之地。

在江苏开发海上风电之前，我国仅有中海油在渤海钻井平台上安装过一台金风科技的 1.5 兆瓦风电机组进行试验。2009 年，上海市打造绿色能源建设理念，为世博会献礼，在上海东海大桥附近建设了一座海上风电场，装机 10 万千瓦。但由于工程造价高，电价远远超出社会经济承受能力，不具备商业化运行的推广价值。此时，以德国、英国、丹麦为代表的欧洲国家抢先进入海上风电场的规模化开发，我国与欧洲在海上风电技术方面明显拉开距离。在这样的背景下，龙源大胆进入江苏南通如东地区，开始海上风电的探索。

2007 年 6 月 17 日，笔者陪同国家发展改革委副主任张国宝到南通，出席国家特许权示范项目——龙源如东风电场二期工程竣工典礼。在飞机上巧遇江苏省委书记李源潮，两位领导一路上都在讨论可再生能源发展问题。当飞机接近南通上空时，李书记透过舷窗指着远处近千公里的海岸线说：“江苏应该积极利用资源开发海上风电，海上风电还可带动装备制造业等诸多产业。”他认为，江苏海上风电装机规模可以超过三峡工程，张国宝表示赞同。“海上风电三峡”的说法由此应运而生，而后陆续出现了“草原风电三峡”“戈壁风电三峡”等提法。

龙源江苏海上风电场



建设潮间带试验风电场，做“第一个吃螃蟹的人”

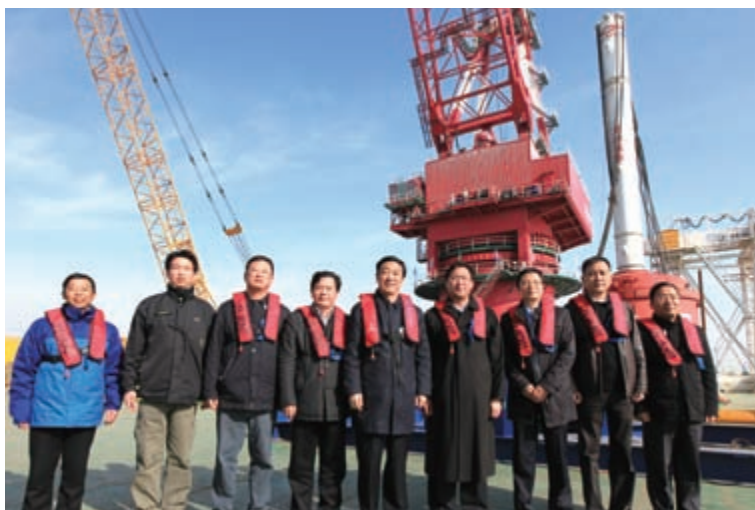
考虑到建设海上（潮间带）风电场是前无古人的破冰之举，势必会遇到无数意想不到的困难和失败，龙源制定了“先小规模试验，再中等规模示范，最后大规模开发”的“三步走”战略，从潮间带起步，由近及远逐步向近海延伸。

2009年6月，装机容量为3万千瓦的全球首座海上（潮间带）试验风电场拉开建设帷幕。

潮间带因涨潮受淹，退潮露滩的特性，决定了常规施工方案不适用于该地区。时任龙源江苏海上公司总经理张钢带领一群“第一个吃螃蟹的人”，会同华东勘测设计院和施工单位反复讨论、多次试验，终于摸索出一套行之有效的施工方案，开发建造出一系列专门用于潮间带基础施工和风电机组安装的船机设备。在施工过程中，基础沉桩、承台施工、海缆敷设、风电机组运输及吊装诸多环节均需使用特种装备，但准备周期长、投入大，并且施工进度严重受到潮位、天气和地貌等因素的影响。在此过程中，建设团队先后解决了大型钢板桩漏水、大型设备运输和移位困难、风电机组吊装等一批工程技术难题。

2009年10月20日，首批2台明阳智能1.5兆瓦风电机组并网发电。2010年9月28日，3.2万千瓦潮间带风电场，包括9种机型、8家制造商生产的16台风电机组全部竣工投产，样机试验同步展开。该项目实现了全球海上（潮间带）风电场“零”的突破。

这些试验风电机组分别是：明阳智能2台1.5兆瓦机型、联合动力2台1.5兆瓦机型、远景能源2台1.5兆瓦机型、上海电气2台2.0兆瓦机型、中国海装2台2.0兆瓦机型、三一重能2台2.0兆瓦机型、金风科技1台2.5兆瓦机型、明阳智能1台2.5兆瓦机型、华



上图：2010年6月18日，龙源振华公司揭牌仪式

下图：2010年6月18日，笔者（右四）陪同中国国电集团公司党组书记乔保平（右五）等登上龙源振华1号

锐风电2台3.0兆瓦机型。

试验风电场的建设，为风电机组制造商提供了样机试验平台，也为风电场开发商提供了宝贵的建设施工经验，具有重要的经济和社会价值。

牵手振华重工，打造施工装备和专业团队

在如东建设试验风电场的同时，龙源就在考虑未来海上风电专用施工装备和队伍问题。经过反复调研论证，与上海振华重工（集团）股份公司一拍即合达成协议，双方组建合资公司，目标是：打造国内最先进的海上



风电施工装备，培养一支技术过硬、能打硬仗的专业队伍。2010年6月，江苏龙源振华海洋工程公司在南通正式成立。龙源副总经理费智出任第一任董事长，振华重工的李泽出任总经理。

公司成立以来，一直坚持技术创新发展战略，在海上风电施工工艺、施工装备方面先后创新多项先进技术：

2011年，在国内首创海上风电场无过渡段单桩施工技术，此后大规模推广采用。

2015年以后，在欧洲多个海上风电场相继使用无过渡段单桩基础。

2016年，在全球首创无过渡段嵌岩单桩施工装备和技术，实现一、二类嵌岩单桩7~10

2017年10月16日，“龙源振华叁号”完成全球首根“植入式”嵌岩单桩基础施工

天/台，三类嵌岩单桩15~20天/台的高效施工纪录，解决了福建等嵌岩海域风电场大规模高效开发难题。

2018年，创新研发全球起重能力最大的龙源振华叁号2000t自升式平台，打破以往常规起重机的设计理念。

2018年，研发试验国产首台2500kJ液压打桩锤，打破欧洲企业多年的技术垄断。目前，正在建造2500t座底式海上风电施工平台。

公司成立8年，获得发明专利11项、实用新型专利21项，获得各类行业、政府奖励21项。

截至2018年底，公司共承接海上风电工程合同55项，其中龙源25项；承接工程总容量166万千瓦，其中龙源105万千瓦；合同总额



55 亿元，其中龙源 33 亿元，创造了较好的经济和社会效益。

目前，公司拥有龙源振华壹号 800t 座滩施工平台；龙源振华贰号 800t 自升式施工平台；龙源振华叁号 2000t 自升式施工平台；800kJ、2000kJ、2500kJ 液压打桩锤各一台；龙源振华伍号和振华 12 号万吨级运输船各一艘。正在建造 2500t 座底式风电施工平台。

龙源振华是目前中国海上风电场施工设备最先进、数量最多的企业。同时，龙源也是目前国内唯一同时具备海上风电场开发和建设施工能力的企业。龙源和振华强强联合，将越走越远。

龙源如东海上风电场
风电机组吊装现场

提速海上示范风电场建设，助力机组研发制造

在完成 3.2 万千瓦海上（潮间带）试验风电场建设并经过一年多的运行后，国家能源局和江苏当地政府陆续批准龙源启动 4 个示范项目，来推动近海风电场规模化和国产机组大型化工作。

如东海上（潮间带）15 万千瓦示范项目。项目于 2011 年 6 月开工，安装 17 台华锐风电的 3 兆瓦机型、21 台西门子（上海电气）的 2.38 兆瓦机型、20 台金风科技的 2.5 兆瓦机型。首次采用无过渡段单桩施工，打桩垂直度要求高，首次两根桩垂直度均超过设计标准。当时，整个团队承受了巨大压力，张钢总经理急得晚上睡不着觉，笔者鼓励他们认真总结经验，从头再来。后重新设计抱桩器，终于在第三次试验中成功打下第一根单桩，以后逐步成熟。项目于 2012 年 9 月投产发电。

如东海上（潮间带）15 万千瓦示范项目扩容（5 万千瓦）。项目于 2012 年 9 月开工，安装金风科技的 20 台改进型 2.5 兆瓦风电机组。部分机位的水深超过 5 米，正常潮间带施工工艺已无法实施，首次采用支腿船基础打桩、风电机组吊装，工效大幅提高，仅用 3 个多月时间于 2013 年 1 月完成建设，实现投产发电。

如东海上 5 万千瓦大型机组试验项目。项目于 2012 年 7 月开工，2014 年 11 月竣工。安装 2 台中国海装的 5 兆瓦机型、1 台东方风电的 6.5 兆瓦机型、1 台明阳智能的 6 兆瓦机型、7 台远景能源的 4 兆瓦机型。机位离岸相对较远，水深变化对分体吊装影响很大，船舶住滩时间难以完成叶轮松钩，对移船和吊装设计编排要求极高，加上试验大机组调试时间长，给工程实施带来许多考验。

如东海上（潮间带）20 万千瓦示范扩建项目。风电场中心离岸在 20 公里以内。2014 年 6 月开工，2015 年 7 月投产。安装 25 台远



景能源的4兆瓦机型、25台西门子（上海电气）的4兆瓦机型。多数机位的水深超过5米，处于沟槽边缘，水流急，标高变化大，施工难度进一步加大。首次采用浮态导管架打桩施工和单叶片吊装。

上述5个项目的成功建设，实现了龙源“小规模试验、中等规模示范”的前两步走目标，受到社会各界和媒体的高度关注。许多单位领导和公司同行来此考察参观，我们都热情接待，毫无保留地介绍项目的关键技术要点。其目的是为促进整个行业快速发展，达到国家推广试验、示范项目的最终目的。中央电视台记者登船、登塔采访建设者们的事迹，相关报道在黄金时段播出，张钢、李泽、高宏飏、张乐平被称为“第一个吃螃蟹的人”，也是与“月亮同行的人”。

试验、示范项目完成后，我们本应抓住机遇加快“大规模开发”，以实施“第三步走”战略。但是，此时集团公司出现了一些不同声音，认为“海上风电投资大、风险大，目前不宜搞得太多、太快，等成熟了再开发也不晚”。就这样，本来起步早、已走在全国最前列的优势，被耽误了近两年时间。在这两年内，海上风电领域名不见经传的三峡、中广核等追了上来。好在龙源人有能力、有基础、有耐心、更有耐力，能够调整战略，迎风砥砺前行。

2016年年底，国电集团批准龙源同时开工两个海上风电项目，共计50万千瓦装机容量。因为前面艰难的付出和积累，这两个项目总体建设一路顺利。

大丰H12 20万千瓦国家特许权项目。安装80台金风科技的2.5兆瓦风电机组。建设一座220千伏40万千瓦的海上升电站（已规划扩建20万千瓦），离岸距离为25公里。由于项目处于潮间带区域，大型浮吊无法进入，升压站按每个模块重500吨以内设计，实现分体吊装，这在国内外还是第一例。同时还创造了28.6公里220千伏海缆全程无接头全球仅



有的先例。项目历时13个月，于2017年12月竣工，实现投产发电。

海安蒋家沙30万千瓦项目。安装远景能源的75台4兆瓦风电机组，建设一座220千伏海上升电站，离岸距离为25公里。项目于2018年6月投产发电，历时19个月，是目前国内建设速度最快的30万千瓦等级海上风电场。该项目还在国内首次设计使用直升机平台、外走廊梯、全防火船用阻燃电缆等，提升了升压站的安全、逃生等级。

截至2018年年底，龙源在江苏的海上风电投产容量接近118.2万千瓦，占全国海上风电装机总容量的31%以上。累计完成发电量74.15亿千瓦时，实现利税28.63亿元。

上图：2013年6月18日，笔者（前排左一）陪同全国人大常委会副秘书长沈跃跃（前排左二）赴龙源如东海上风电场调研

下图：2016年4月1日，笔者（前排右一）陪同国有重点大型企业监事会主席骆玉林（前排右二）一行赴龙源江苏区域风电企业调研



2018年，龙源江苏海上公司是龙源区域公司经营业绩最好的公司。据龙源江苏海上公司现任总经理王健介绍，目前还有100万千瓦海上风电项目已经核准。其中，射阳H2项目为40万千瓦，计划今年年中开工，2020年底全部投产。大丰H4、H6两个项目各为30万千瓦，计划今年年底开工，2021年底全部投产。如果

上图：龙源江苏海上风电场

下图：笔者（前排右二）考察龙源振华公司

顺利的话（主要是项目实施的外部环境允许），2021年，龙源江苏海上风电装机容量将突破200万千瓦。

锻炼队伍，为海上风电提供人才支撑

海上风电涉及领域多，专业复杂，尤其是



海洋工程，龙源以前从未进入过这个领域。在成立筹建处时，我们从风电陆上公司和天生港公司抽调一批人员，专门从事海上风电建设，专业涉及土建、电气、化学、焊接、热控等。

龙源当时要求海上公司不仅要依靠施工单位，还必须在工程各个环节有专人管理和介入，通过“用中学”以实战培养锻炼队伍，造就一

上图：海上升压站

下图：龙源江苏海上风电场

支懂技术、懂业务、善钻研的工程建设和运维管理的专业队伍。同时，也要为龙源其他地区开发海上风电提供人才储备。

他们当中较为突出的有：时任总经理张钢，现任总经理王健，现任党委书记高宏飏，时任龙源振华海洋工程公司副总经理张乐平、韩建新等。后来，龙源在福建启动海上风电项目时支援了高宏飏（曾任龙源福建公司党委书记）、陈强（现任龙源福建公司党委书记）等一批骨干。

当前海上风电发展面临的问题

一是机遇和挑战并存。部分省份突击核准项目，势必造成国家主管部门很快下调海上风电电价，对尚不十分成熟的海上风电发展带来影响。从目前看，适度降低电价是必要的，但幅度不宜太大、太快。

二是海上风电建设质量不容忽视。风电机组的可靠性、可利用率十分关键，不应提倡“大干快上”。过分追求机组大型化是不适宜的，当前的主力机型应该在4~6兆瓦左右，过大不符合当前国内实际情况。一种机型至少需要2~3年的稳定期和成熟期。研发出一、二台样机，就进行批量生产，后果是可怕的。现场施工质量也至关重要。过去几年，全国海上风电建设质量问题频繁发生，应引起业主和施工、设计单位的高度关注。龙源已实践了十年时间，至今在建设上也不敢懈怠。

三是海上风电场运维一直是难题。目前看，由业主自行完成运维有许多困难，建议未来海上风电场的运维由整机厂商按合同来承担，或由市场培养第三方实行专业化管理。

四是要破除地方保护主义。地方政府要有远见，在风能资源配置、风电机组的选择等方面，应以有利于加快海上风电发展和地方经济发展相协调为落脚点。“以投资换资源”是不可取的，也是短视的。龙源在江苏海上已深耕十年，积累了许多成熟经验，应在大规模开发中承担重任。☑

景峡南风电场： “海装造” 转出戈壁好项目

本刊 | 夏云峰



2018年，装机规模为60万千瓦的国华景峡南风电场的发电量再超预期，全年累计发电13.32亿千瓦时，较上一年增长23.2%，高出年度目标3.32亿千瓦时，这是《风能》杂志记者日前在组织“最美风电场”活动媒体报道团走访一线时了解到的信息。自投运以来，该项目连创佳绩，成为弃风限电背景下“三北”地区风电高质量开发的样本。

一座风电场，两大央企，300台机组，让曾经荒芜的广袤戈壁滩重新焕发勃勃生机，原本被视为毫无价值而白白浪费的风能在叶片的缓缓转动中“脱胎换骨”，成为千家万户的绿色电力之源。

单期最大项目的速度

春节后的新疆哈密依然天寒地冻，风吹得衣服猎猎作响，提示报道团一行已经踏上我国风能资源最丰富的地区之一。从市区驱车沿西南方向行驶，在连霍高速（G30国道）两侧的戈壁滩上能够看到众多风电机组迎风转动，这里便是国华景峡南风电场的场址区。

资料显示，风电场的业主为国华（哈密）新能源有限公司，隶属于国华能源投资有限公司（国家能源投资集团有限责任公司全资子公司，下称“国华投资公司”）。项目装机规模为60万千瓦，采用300台由中

最美风电场



风电场档案



项目名称：国华景峡南风电场

开发商：国华（哈密）新能源有限公司

整机供应商：中国船舶重工集团海装风电股份有限公司

装机规模：60 万千瓦（300 台 HZ111/2000L 型风电机组）

投运时间：2016 年 12 月

入选理由：国内单期规模最大的陆上风电项目；打破国内多项风电机组调试纪录；运行表现优异，发电量连创新高；为探索通过电力外送通道扩大风电消纳范围，促进“三北”地区风能资源有效利用等起到很好的示范作用。



国船舶重工集团海装风电股份有限公司（下称“中国海装”）生产的 HZ111/2000L 型风电机组，于 2016 年 10 月完成吊装，同年 12 月全场并网发电。

国华（哈密）新能源有限公司总经理陈国忠在接受《风能》杂志记者采访时透露，这座风电场创造了当时行业以及业主的多项纪录，不仅成为国内单期规模最大的陆上风电项目，还是国华投资公司一次性建成单体容量最大、占地面积最广（180 平方千米）、配套 220 千伏汇集站容量最大、110 千伏升压站容量最大、35 千伏集电线路最长、场内道路最长的风电项目。

值得一提的是，从 2016 年 12 月 12 日至同年 12 月

24 日，300 台机组的调试全部完毕，仅用时 13 天，将业内的调试效率提到新高度。

重庆海装风电工程技术有限公司新疆事业部客户经理练冬指出，如此高效，离不开“人机料法环”的五大保障，即优秀的团队、可靠的机组、完备的物资、规范的标准以及以远程专家系统为代表的全流程技术支持保障。

他清晰记得，调试结束的当天是平安夜，“我们开庆功大会时碰到下大雪，之前天气一直很好。可以说，进展顺利是‘天时’与‘人和’共同作用的结果，离不开业主、核心供应商等的密切配合。”

“在这次调试中，中国海装的项目团队以快速、高效、



稳定的调试成果充分展现自身的过硬业务素养和优秀服务水平。”陈国忠不禁为合作伙伴点赞。

运营期，国华景峡南风电场的发电量保持稳步提升。2018年，在新疆地区平均弃风率达到20%的情况下，面对6.13米/秒的年平均风速，300台机组全年发电量达13.32亿千瓦时，年利用小时数为2220小时。

陈国忠认为，风电场运行表现之所以较好，除了它作为天中直流疆电外送配套新能源项目，电力消纳相对较有保障这个先天优势之外，“更重要的原因在于精选设备、狠抓细节、安全至上、团队协作以及科技提效。”

严把前期关创高效益

出生决定一生，细节关乎成败，风电项目开发同样遵循这些规律。

陈国忠在与记者交谈时说，大型风电场的选址十分复杂。以国华景峡南风电场为例，仅场内检修道路的长度就接近70千米。风能资源评估需要特别精细，否则细微的误差经微观选址放大，会对实际发电量造成显著

影响。“前期设计阶段还应特别关注集电线路和检修道路的优化。”

针对这种情况，在运用软件反复模拟确定初步方案的基础上，业主联合设计单位、整机商对机位点逐一进行实地踏勘，进一步调整初步方案。

进入施工期，国华投资公司基于“基建为生产，生产为经营，基建与生产不分家”的原则，严格管控质量。期间，由生产和基建方面的人员长驻现场，跟踪服务，把控好质量关。

作为整机供应商，中国海装深度参与其中，并全面负责设备调试。13天完成300台机组的调试任务，是至高荣誉，更是巨大挑战。

“机组吊装始于2015年，但直到2016年年底才启动调试，设备闲置这么久，零部件可能受损，调试必须做得更加细致。”练冬说。

为此，中国海装确定了“保质量”的原则，前期制定周密的方案，调试时予以严格执行。每天晚上召开总结会，由各组汇报自己遇到的特殊问题，寻找解决方法。此外，还建立了多层防范体系，将责任落实到组，除了自我抽查，

业主也参与监督，及时指出问题，加以改正。

“当时实行责任制，机组出了问题，是谁负责的，谁就必须去解决。”练冬笑着说，“由于要在完成每日常规任务之外加班处理遗留问题，再加上是‘裸爬’，大家都不想多次上塔，所以会努力一次性把事情做好。”

当然，谈及调试效率，机组性能绝对是不容忽略的一个影响因素，它同时直接决定项目的实际收益。

在国华景峡南风电场，300台2兆瓦机型保持良好的运行状态，年平均可利用率达99.54%。

据悉，早在2007年，中国海装即向市场推出2.0MW机组，相继形成H87-2MW、H93-2MW、H102-2MW、H111-2MW以及H12X-2MW等系列机型，属于该公司成熟的主力机型之一。它是按照中国风能资源情况设计的兆瓦级大功率风电机组，可适用于积雪、结冰、沙尘和低浓度盐雾等恶劣环境。

值得强调的是，这款机型在接入电网系统时表现出很高的稳定性。2018年9月，在位于哈密的三塘湖风电场，同样是中国海装的2兆瓦风电机组全部抵挡住地区电网的次同步振荡“袭击”，标志着其全面掌握抑制电网振荡的技术。

实际上，数年前，中国海装就开始关注这一问题，并通过搭建分析模型、优化机组关键参数、修正机组特性阻抗、改变相交点机组相位等手段，经过大量试验，最终找到变频器导致机组阻抗在呈现容性特性时的准确频率，分析出该容性特性与电网的感性特性发生振荡时，风电机组的电网电压。

“它属于行业性难题，而我们的机组在2017年的一次与电网次同步振荡现象的偶然对抗中，全面抑制振荡，实现持续稳定发电。”练冬指出。

这些技术储备和经验积累为中国海装进一步开拓“三北”市场奠定坚实基础。日前，这家企业推出的3.X兆瓦系列陆上风电机组，成功中标国电投乌兰察布600万千瓦项目。该产品在三类风资源区，年利用小时数就可突破3000小时。

聚焦安全确保零事故

风电项目吊装、调试与运维往往属于高空作业，并且



牵涉众多电气设备以及大型机械设备，安全是一根需要时刻绷紧的弦。

据了解，业主不仅在风电场设有安全环保部门，配备专职安全员，还制定了覆盖日常工作、生活方方面面的安防措施。

在现场走访时，变电站围墙外的一间小房间引起记者的注意。据陈国忠介绍，这是经过改造用于放置日常所用煤气罐的场所，里面加装了泄漏检测、排风装置。

类似措施在国华景峡南风电场比比皆是。比如，为了防止风电机组出现安全事故，业主还购入投掷式灭火弹。

“从消防器材到员工的劳动保障，我们投入了大量资金。”陈国忠指出。



事实上，这种高度重视安全的理念自项目动工之日起就一以贯之。在吊装和调试环节，中国海装将“保安全”明确为核心原则。一方面，强化设备管理，要求所有车辆必须停放在塔筒 50 米以外的区域。另一方面，人员上机操作前，需要熟悉各类危险源，并由组长监督全队的作业安全。同时，每天召开早晚会，早上强调安全隐患，晚上进行总结与学习。

进入运营期，安全就成一项长期、系统性工程。练冬告诉记者，除了每日和每周的例会，现场团队还会组织月度、季度、年度会议，对安全问题进行总结，公布注意事项，辨识危险源。

“每周三晚上，我们新疆事业部都以远程视频会议的方式召开安全生产会议，由所属 20 多个项目的负责人汇报一周安全情况，包括出现的问题以及安全隐患、排查情况，通报未遂事故、项目整改情况，便于项目团队之间互相学习，避免发生类似问题。”他补充道。

要提高人员的安全意识，自然少不了培训，业主和中国海装均在积极开展这项工作，核心举措是邀请安监局等安全机构的负责人为管理层、现场人员举办安全讲座。

培训还成为双方合作的重要载体。每年，国华投资公司都组织自己的团队在现场或者到重庆接受中国海装的培训，内容涉及机组构造、运维以及安全等知识。

“在安全方面，我们做到了工作前有培训，工作中有监督，工作后有总结，为确保‘零事故’奠定坚实基础。”练

冬表示。

他透露，目前国华景峡南风电场正在推进标准化工作，旨在通过完善部件和线缆标识、优化布线等，进一步提高安全性。

科技让运维更加高效

在运维环节，伴随大数据技术和先进装备的广泛应用，科技提效已经成为各大风电企业努力的方向，国华投资公司也不例外。

在国华景峡南风电场办公区二楼的集控中心，一块大电子屏上滚动显示着机组的实时信息，几名工作人员坐在对面的办公桌前，紧盯电脑屏幕，不时用通信设备与现场人员沟通。该中心是国华投资公司专门为其新疆地区的新能源业务板块打造的，管理着总装机容量超过 140 万千瓦的风电和光伏发电资产。

陈国忠告诉记者，这套系统广泛采集机组关键指标的测量值和信号值，以及视频图像信息，结合大数据算法与状态模型，实现对设备实时性能的快速诊断，并对可能发生的故障提前预警，为合理制定检修计划提供依据。同时，它还具有风功率预测功能，能够预测未来一段时间的风速、发电量等，从而提高新能源的并网友好性。

在该系统中，除了传感器、摄像头，无人机也是重要的数据采集源。目前，无人机广泛应用于国华景峡南风电场的输电线路和叶片巡检，图像信息则回传至集控中心，由专业人员展开分析。

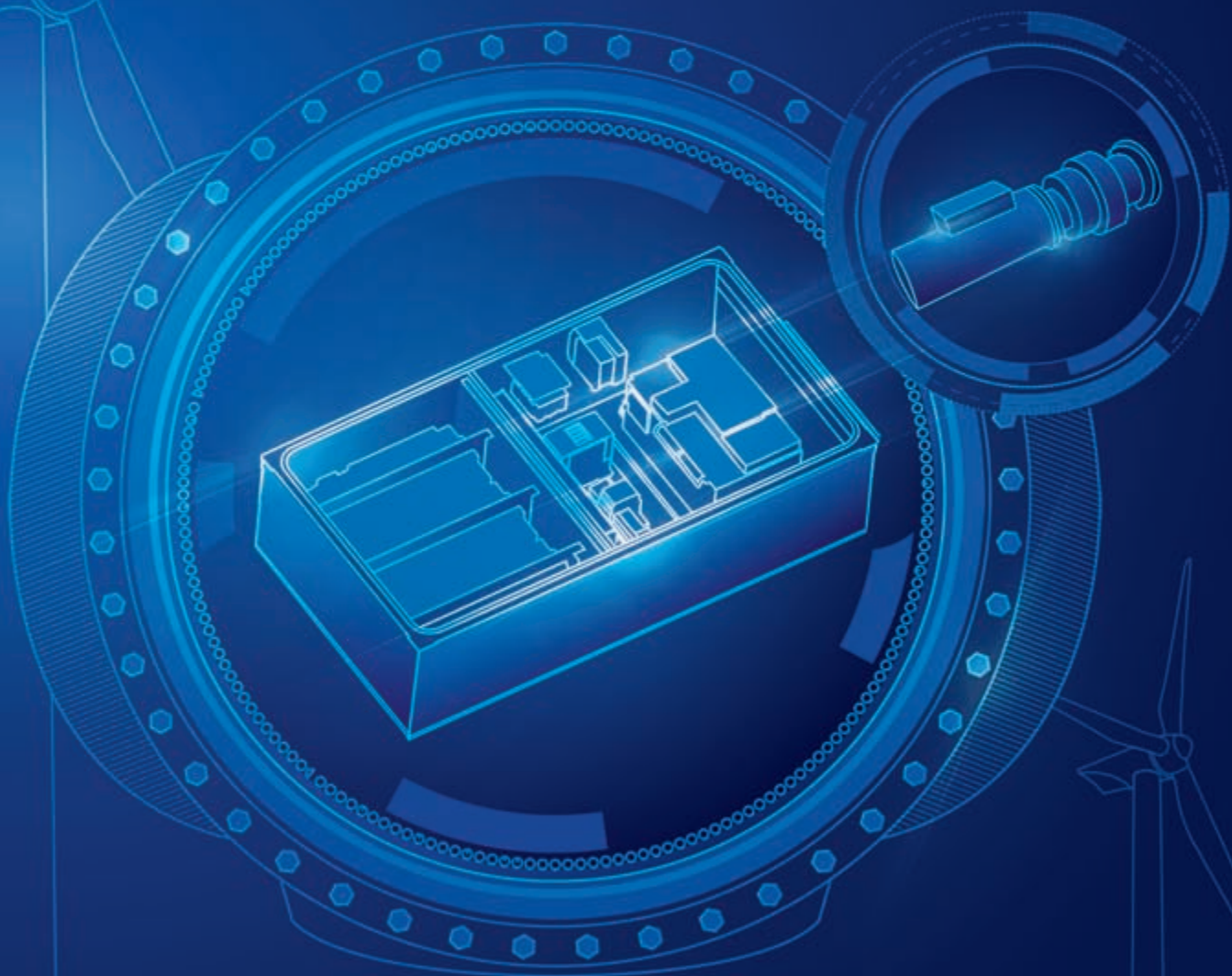
“整体效果还是不错的，但仍需要在电池续航、网络覆盖等方面取得突破。”陈国忠说。

而在此前，中国海装推出了自主研发的 LiGa 大数据平台，国华景峡南风电场也接入其中。它可以对机组运行产生的大数据进行分析，实现场群运行优化、机组健康管理、智能运维等多种智能化操作。现场人员通过手机客户端就能够接收工作计划，上面详细列明工作的时间、地点、内容等信息。

“依托这些平台以及一整套管理机制，现在运维工作已经步入正轨。”练冬表示，“由于业主计划将出质保后的机组维护仍交由中国海装负责，当下，我们正在制定全生命周期的运维方案，持续细化现有措施，引入更多的技术手段提升运维效率。”

让电力生产更

安全、高效、智能化



CE GL

ISO 9001 质量体系认证

北京华电天仁电力控制技术有限公司

地址 / Add : 北京市海淀区西四环中路16号院1号楼

电话 / Tel : 010-57658000

网址 / Web : www.gdtianren.com

三峡新能源： 技改助推 风电高质量发展

本刊 | 王芳，张雪伟



吴仲平

中国三峡新能源（集团）
股份有限公司党委委员、
副总经理

在规模化发展中，三峡新能源更加注重通过技改等手段，提升质量效益，形成了可持续、差异化发展的核心竞争力。

中国三峡新能源（集团）股份有限公司（以下简称“三峡新能源”）作为中国长江三峡集团有限公司（以下简称“三峡集团”）第二主业的战略实施主体，承载着发展新能源的历史使命。

近年来，三峡新能源积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，稳健发展中小水电业务，探索推进光热、增量配网、燃气分布式能源、风电制氢等新业务。同时，投资与新能源业务关联度高、具有优势互补和战略协同效应的相关产业，基本形成了风电、太阳能为主体，中小水电、战略投资为辅助的相互支撑、协同发展的业务格局。截至 2018 年底，三峡新能源业务已覆盖全国 30 个省、自治区和直辖市，已并网风电、光伏以及中小水电项目装机规模超 1000 万千瓦，资产总额超 800 亿元，装机规模、盈利能力等跻身国内新能源企业第一梯队。

经过十年“追风”征程，三峡新能源风电装机已超 600 万千瓦，现有 3200 台风电机组源源不断地输出绿色电力。在规模化发展中，三峡新能源更加注重通过技改等手段，提升质量效益，形成了可持续、差异化发展的核心竞争力。

《风能》：三峡新能源在规模化发展中更加注重自主运维，并提出集中运维管理模式，这是出于怎样的考虑？

吴仲平：早期场站独立运维管理模式较适合规模小、数量少的阶段。随着公司快速发展，这种模式已不再适应公司规模化发展的需要。实施集中运维管理模式是公司发展的必由之路，也是公司“提质增效”的有效措施。即：以省（区）为单位建设集控中心，实现运行管理的“区域集中监控，电站无人值班（少人值守）”；区域公司组建检修中心，实现运行设备的集中自主检修；备品备件全公司统筹管理、资源共享，称为“集中式区域运维完全分离”模式。集中式运维有几大优势：

一是提升管理效率、人员利用率及专业技能水平。

实现集约化管理，减少电力生产管理层级。区域公司电力运营部设立运行中心和检修中心以及生产技术专岗，实现所辖场站运行、检修工作的统一管理，减少了项目公司管理层级；管理关系更加简单、清晰，运行、检修管理流程更加便捷、顺畅；同时区域统筹安排将大大提高工作效率。

人员实现专业化分工，职责明确，专业能力提升快。业务管理上按照专业性质进行划分，专业人员岗位明确、责任清晰，通过参与全区域内的各类专业技术活动，能较好培养公司专业化人员队伍以及提升专业技能。

人员使用效率提高。集控人员同时负责多个电站的运行工作，减少了电站现场的运行人员数量；检修人员对区域内的全部设备负责，减少维修的外包业务，明显提高了运行检修人员的工作效率。

提高物资采购管理水平。生产管理系统的使用为备品备件的集中采购提供了保障，不但能够提高公司物资采购管理水平，使采购业务程序化、规范化，而且保证了采购业务全过程信息化。

新建电站的深度参与。分公司层面上设置技术专责，能够在电站前期参与可研、初步设计评审，在建设阶段深度参与设备选型、施工设计、安装调试及验收等工作，为电站设备及安装调试质量把好关，确保运营阶段设备的可靠运行。

二是减少运维费用，达到“减人增效”。

实施区域集中监控、自主检修，大幅减少分公司运行人员数量和对外包服务的依赖，可以灵活高效处理生产问题，有效降低运维成本。

随着自主检修能力的提高，未来可考虑适当缩短设备质保期，降低采购合同金额。

备品备件集中采购，优化储备，降低资金占用。公司统一平台实现备品备件在区域间动态调配，有效降低备品存储，在提高备件使用效率的同时，确保备件的及时响应。

优化新建电站设施配置，把控过程质量。后续新建场站因现场人员减少，可优化场内设施配置，有利于降低新建项目的工程造价，提高项目

实施集中运维管理模式是公司发展的必由之路，也是公司“提质增效”的有效措施。

的盈收能力；同时运检人员深度参与设计施工设备监造、安装等各环节，有利于工程建设质量的把控和移交生产的顺利交接。

《风能》：在哪些情况下会对机组进行技改？造成这些问题的原因又是什么？

吴仲平：对机组进行技改，主要有以下情况：

一是机组可靠性差、缺陷频发、非计划停机率高。这种原因可能是，一方面，设备招标时没有选到优质的产品，产品存在缺陷，例如机组运行到一定时间，发生部件爆炸，检查后发现某一批次的电缆头不合格，造成短路。去年，吉林双辽有一批避雷器出了问题。经过辽宁电科院检测后，确认产品不合格，全部招标更换。另一方面，在设计施工时，工艺水平没有达到要求，该连的没连，或者连上了但没连好，在遇到非正常工况时，系统就会发生故障，这属于施工质量问题。

二是提质增效的需求。电力市场进入竞价时代，实际发电量与申报的发电量相差比较多。导致这些问题的原因比较多，当时的勘测、微观选址没有做到最好，影响整个风电场的发电效率；设计和施工中并没有做到精益求精等。

三是机型老旧、效率低。主要原因是由于技术进步，老旧机型无法充分利用风能资源。例如750kW机组与同风电场的1500kW机组相比，只有其70%左右的发电效率。另有些机组受塔筒高度、叶片长度限制，捕风效率未能最大发挥。

四是缺乏机组备件和技术支持。制造厂家已退出市场，设备已停产，不能提供备品备件和相应技术服务，备品备件不满足下一个运行周期的最低需求。



《风能》：请您列举三峡新能源的风电技改项目，技改的效果如何？

吴仲平：列举两个比较典型的技改项目。

一是更换更长叶片。

例如，新疆达坂城风电场一期叶片更换项目。因达坂城一期风电场周围风电项目大规模开发，造成该项目的平均风速已衰减至二类风能资源区水平。使用的GW70/1500风电机组70型叶片存在缺陷，配套叶片在市场上亦已停产。公司组织金风科技和同济大学对77型叶片在完成用于此类机组的载荷计算及安全性评估后，将其中27套叶片由70型叶片技改为77型叶片，一年后设备运行稳定，发电量提升6%以上。

江苏响水陆上风电场134台1500kW/77型叶片机组，通过载荷计算和安全性评估后，对其中2台机组进行叶片加长试验，安全性满足要求，发电量提升6%左右。计划今年9月份正式启动批量改造。

二是主控系统升级改造。

例如，甘肃金昌水泉子风电场主控系统经改造后，安全稳定性得到有效提升。江苏盐城响水陆上风电场受当时设备影响，捕风效率较差，机组功率曲线不理想。对134台机组进行主控系统改造后，发电量提升2%以上。

此外，公司正在进行的相关方面研究包括，278台750kW机组的综合治理，拟采用定桨距改变桨、加长叶片等方式进行改造，目的都是为了提升功率，增加收益。

两年前，公司开始组建自己的运维团队，目前大部分在做自主技改。

《风能》：在技改中遇到过哪些棘手的问题？有哪些重点需要关注？

吴仲平：两年前，公司开始组建自己的运维团队。目前大部分在做自主技改，任务还是挺重的。比较棘手的有以下几种情况：

一是机组原生产厂家倒闭，无法取得原始设计及载荷计算的模型，难以准确评估技改对机组可靠性及安全性方面带来的风险，如慈溪风电场所用的西班牙安迅能机组。

二是机组主控厂家倒闭，对控制策略解析存在困难，如山东沾化风电场所用的美国超导机组主控系统。

三是个别风电场风能资源未达到设计标准的改造，涉及微观选址、二次征地等问题。

技改有很强的针对性，几个重点需要注意：

一是要提出可行性研究。对存在的问题，如何技改、达到什么效果，要做全面研究。这其中有两个重要的原则：一是设备的安全性能是否能得到保障；二是经济效益是否能满足要求。

二是提出整套的技改方案。对技改的多个方



三峡新能源新疆
苦水风电场

案进行综合比较，在保障安全的前提下选择经济性最优的方案。

三是对大型技改要慎重。老旧机型的经济效益较差，通过公司评审研究，需要在市场中做一些调研；确定之后，一般先是在一两台机组上做试验，再进行批量改造。

《风能》：对技改效果和安全性评估验收，有哪些步骤？

吴仲平：一是在项目实施前要进行调研：分析技改的必要性和需求；了解国内外技术概况、水平及发展趋势；从经济性、安全性方面进行初评估。

二是技改方案评审：组织相关部门及专家对方案进行技术、安全、经济方面的评审。

三是试验及鉴定：进行现场样机试验，组织设计单位、生产厂家、运维业主专家对试验结果进行鉴定；委托第三方开展现场验证，提供相应报告；同时要求机组厂家提供技改后的设计认证。

四是应用推广：根据试验结果鉴定，公司进

行决策推广。

五是竣工验收工作执行《风力发电场项目建设工程验收规程》(DL/T 31997-2015)、《光伏发电工程验收规范》(GB/T 50796-2012)、《小型水电站建设工程验收规程》(SL168-2012)等标准。

《风能》：您对技改未来的市场空间怎么看？有哪些建议？

吴仲平：长远来看，随着技术的进步，机组的安全性、可靠性将越来越好，需要技改的市场空间也会越来越少，因为只有那些有缺陷、设计达不到预定要求的机组才有技改的空间。就像汽车一样，如果没有特殊的需求，人们不会要求提升车的性能；如果有这样的需求，只需要换性能更好的汽车就行了。

土地政策的延续性一定程度上影响企业的决策和长期效益。希望土地核准到期后，若通过环保、军事等方面的评估，能够自然顺延 25 年或更长，那么，企业在做技改时就会更有动力。✦



风电 技改大考

风电技改的技术含量高、附加值大，但其价值释放仍有赖于政策、标准、管理、资本、人才等方面的完善。

本刊 | 王芳

金风科技射阳
风电项目

经过多年的发展，中国风电产业已经成熟。国家能源局电力司相关负责人今年1月表示，2018年，我国风电（设备）可利用率达92.8%。随着存量市场的扩大、风电技术的进步、机组服役年限的增加、弃风限电的大幅改善，在平价上网全面推进、竞价上网即将到来之际，风电产业开始进入后服务市场时代，而技改也迎来重要的机遇期。运维与技改服务带来的高附加值，甚至会成为企业盈利的主导因素，进而影响竞争格局。

国际知名能源咨询机构Wood Mackenzie在其《2019年全球陆上风电运维趋势》的报告中预测，中国的运维市场价值将在2027年达到50亿美元（约合人民币350亿元），年复合增长率高达9.9%。然而，面对巨大的市场，除了技术本身之外，风电设备技改的开展在政策、标准、安全、管理、资本、人才等方面仍面临一系列挑战。

技改注重效能提升

技术改造是企业采用新技术、新工艺、新设备、新材料对现有设施、工艺条件及生产服务等进行改造提升，淘汰落后产能，实现内涵式发展的投资活动。它是实现技术进步、提高生产效率、推进节能减排、加强环境保护、改善装备、促进安全生产的重要途径。

风电的技术改造，是通过引入新技术和新方法，提高风电机组发电的性能和安全性、运行的智能化水平、质量的可靠性、投资收益等相关活动。例如，使用改变软件或者硬件的系统性手段，调整目标对象原有的设计参数、逻辑控制以及各种特征定义，使硬件的规格参数、型号、性能更加优化，均属于技改工作。

与通过维护维修使产品恢复其原有设计功能的运维不同，技改更注重效能提升。“从费用上讲，一般运维检修计入当年支出成本，而技改则计入资本性投资。”国家能源集团龙源电力研发总经理岳俊红向记者解释道。

“某些设备老化功能性问题可能会批量地爆发出来，我们寻找性能更优异的新型设备把它们换掉，之前造成的故障会彻底地消除掉，风电场的收益也得到了保证。”北京天润新能投资有限公司（以下简称“天润新能”）相关负责人向本刊记者介绍，“通常我们以问题为导向。每季度会进行机组故障统计，对故障次数多、停机时间长、影响比较大的重点问题进行分类汇总，采取措施进行处理。技改是措施中比较优选的，但首先得找到可操作的、具备经济性的技改方案。目前的技改通常还是由整机制造企业主导开展。”

中车株洲所风电事业部副总经济师、客户服务中心总经理刘辉也认为，近几年由业主提出的技改需求越来越多，一是产品出了质保期，设备老化和技术进步带来了新的技改需求；二是业主的技术能力越来越强，识别问题的水平也越来越高。

追求经济效益与社会效益

中国风电产业大规模发展基本上始于2008年，国内的风电整机厂商通过技术引进或许可制造的模式开始规模化发展的征程，但当时行业整体的经验以及对产品的认识还非常不足，通常是边干、边吸收、边优化。技术不成熟导致早期规模化安装的风电机组性能不佳，部分机型故障率较高，风能资源利用率较低，且占据了相当一部分优质的风能资源。特别是有些整机商在行业竞争中被淘汰，留下了大量的“孤儿机组”。这些尚未达到设计寿命的高故障、低效率机组是技改关注的重点。

北京优利康达科技股份有限公司董事长李精家表示，弃风限电对在役机组的运行有很强的冲击，使之在亚健康或不健康的状况下运行，被动地造成设备性能的损失。这部分长期的“健康亏空”或许会增加未来技术改造的市场空间。

据中国可再生能源学会风能专业委员会（CWEA）的统计，截至2018年年底，1.5兆瓦以下机组达到1.29万台。其中，750千瓦的机组约



有 4940 台。这些机组中的大部分有技改需求，蕴含的技改价值也更高。

从本质上来说，技改是为了让风电机组变得更加强壮，能够安全、稳定、可靠地运行 20-25 年，最重要的是能创造更好的经济和社会效益。

从多位受访者的叙述中可以总结出，获取更高效益、安全性、可靠性、环境友好性，是实施技改的四大目标。

一是获取更高效益。虽然每一项技改都需要投资，但能够提升收益回报，获得更好的投资收益比，是实施技改的核心驱动力。

二是安全性。目前行业内对机组安全运行的理解越来越深刻，涉及提升安全性的技改，也被放在首要考虑的因素。一旦发现风电机组运行存在重大安全隐患，则需要马上采取解决措施，刻不容缓。

三是可靠性。包括两个方面，一是时间上的可靠性，避免某些故障反复出现造成的停机电量损失；二是发电能力上的可靠性，如经过评估，从

硬件或软件上，在同样的时间和环境下，提高机组的稳定性和可靠性，提升发电能力。

四是环境友好性。由于来自需求端的要求更高，风电场开发需要适应新的行业标准、政策法规、社会环境，例如电网接入端的低电压穿越、高电压穿越、调频改造，以及降低噪声等方面的改造。

技改面临多方挑战

中国风电的后服务市场巨大，遗憾的是一直未能得到有效挖掘。政策、标准等存在空白，导致进入的门槛低，市场鱼龙混杂。在这种情况下，实施大规模技改存在诸多挑战，也对行业各项水平和实力带来综合性考验。技改的实施，依靠行业技术水平与安全性的提高，以及管理效率的提升、标准的制订与执行，政策的推动……甚至在思维上都需要做出改变。

技术水平和安全性有待提高

技术水平无疑是技改效果中的决定性因素。维斯塔斯相关负责人向记者表示，着力研发，并不仅仅是为了提供新产品，更重要的是应用更先

进的技术、软件和理念，让巨大的风电机组存量市场享受到科技发展带来的红利，在安全、环保的前提下，最大限度地挖掘老机型的生产能力。

“从技术上讲，实施什么样的改造方案才能保证效果，这是有难度的。”李精家向记者坦言。

究其原因，“技改涉及的问题都有比较强的针对性，更加具体，程度更深。目前，行业针对存量机组的深度技术研究很不够。”刘辉表示。

此外，目前市场上也有许多非原设备制造商中标的技改，但相当多的核心改造需要原始数据，比如叶片的载荷，主轴、传动链的设计计算等，而设计阶段用到的核心参数还都掌握在制造商手中。如果数据参数掌握得不够全面，会给后续技改带来一定困难。有实力的企业会通过试验和大量的演算推导出接近的参数，而重复性的研发也造成人力和财力资源的浪费。不少业内人士呼吁尊重知识产权，促进知识产权的转化与共享，推动行业技术进步。

不过，需要特别注意的是，平衡技改效益与设备安全带来的风险。刘辉强调，有些技改项目会对机组的安全性造成一定影响。比如发电量提升的技改方案很多，有些方案如叶片加长，短时间内效果可能比较好，但是对机组的载荷会有较大影响，因此，需要系统地进行载荷计算和安全性符合评估，甚至还要重新做型式试验。

总的来说，技改对技术能力的要求非常高，也有风险。对此，中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长秦海岩强调，发电量提升技改不能任性，关键技术改造时必须进行安全评估，要找具备能力和资质的第三方机构进行科学评估，谨慎决策，用管理和技术手段避免安全隐患。

缺乏行业标准

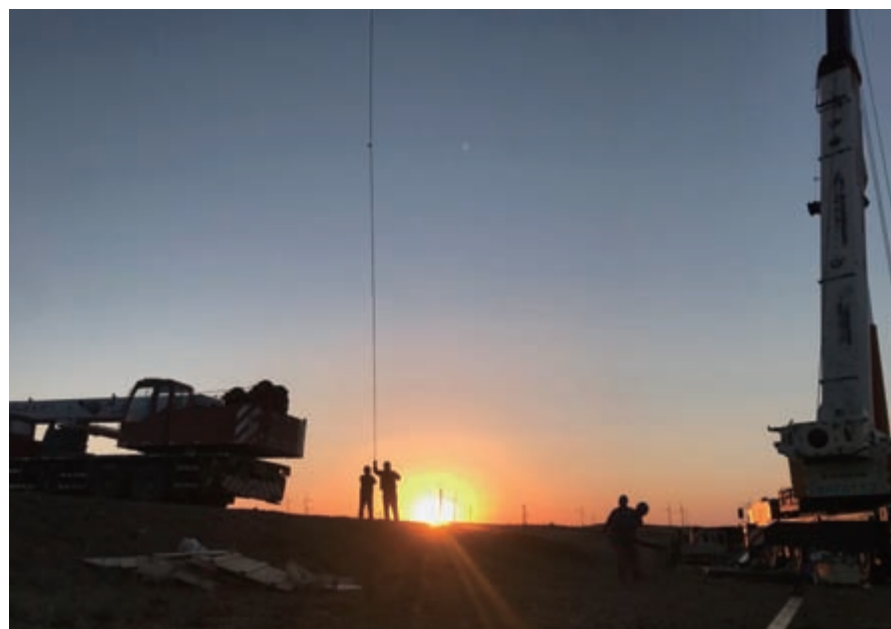
目前，技改后评估提效的算法，提升效率标准的界定是比较模糊的，大多数企业采用的是自己内部的标准。刘辉表示，风电技改还处于发展初期，由于风电机组的产品型号众多且运行年限、状态都不一样，每一项技改都是一个定制化产品，技改的长期综合效果很难准确评估。因此，希望



第三方机构能制定一些适用的行业标准。

对此，天润新能相关负责人在接受本刊记者采访时，特别强调了标准的重要性：如果缺乏相关标准，对技改提效的效果无法进行评估，服务的标准和价值的衡量也就不清楚，更无法形成一个有效的市场，行业难免会陷入质量参

新疆龙源达坂城三场发电机转子技改更换



上图：甘肃龙源桥东风电场330kV升压站互感器技改更换

下图：甘肃龙源玉门风电场变桨轴承技改更换

参差不齐、低价竞争、市场混乱的状态。而一个良性的市场应该是基于技术、效率、服务标准驱动的。

创新融资模式

实施所有技改的前提一定是在合理的资本投入下，为客户带来更多的价值收益，但缺乏

融资渠道、资本运作平台仍是制约技改开展的重要因素，这也有赖于经营管理、商业模式的创新、电力市场机制的健全和企业思维的改变。

未来，企业要从经营管理、商业模式方面提升创新力，注重资本效率。例如，北京金慧能技术有限公司在与内蒙古某业主的服务合作中，对50台“孤儿机组”进行深度改造，就采用了“金融服务+EPC+电场托管运维+电量担保分成”的创新模式，共担风险，共享收益。通过改造，机组的平均利用率达到98.5%，年利用小时数从300小时提升至1500~1800小时。

金风科技某位专业人士在接受记者采访时表示，成熟的电力市场交易是企业灵活地获得资本与收益，提高资本效率的重要平台。目前，电力市场交易还没有与企业发电能力建立必然联系，比如现货市场交割，风功率预测不准确，发电能力出不来，对业主的收入会有影响。市场信号还不很清晰，驱动风电场做技术改进还很远。

技改初期，对成本控制和供应链价值最大化还没有一个明确系统的思考。上述专业人士强调，目前，绝大多数业主是设备治理思维，制造商、零部件企业是设备生产思维，没有考虑资产经营。

他建议，对于业主来说，第一，应从弃风限电带来的空档期和低效区中走出来；第二，关注发电和用电市场，以及与收入的机会成本之间的关系。不同风电场的机会成本会不一样，因为过去是统购统销，设备治理好，相当于发电多，收益就高。现在多了一个变量因素——电价，企业需要选择交易的品种，匹配交易策略，才能创造更高收益。目前，国家做了很多努力，行业的关注度也很高，需要行业上下游一起创造更加健康可持续的市场。

增强系统性思维

从多方的反馈来看，目前的技改缺乏长远

计划，包括安全性评估都极少有自始至终的监测，一般是“头痛医头，脚痛医脚”。而业主也越来越意识到系统性提升机组质量的重要性。

“以往风电场经常会出现‘摞下葫芦起了瓢’，今天修、明天修、后天还要修的恶性循环。经过这么多年经验的总结，龙源电力加强了预防性维护，深度修理，进行系统性技改，故障率明显降低，停机次数相应减少，发电量上升，总体生产费用也降低了。例如增加3~5年期的检修和技改，合理而不过度地使用智能监测设备；某些故障需要将叶片吊下来解决，但由于使用吊车的费用很高，在技改或检修时，我们会综合考虑成本，选择合适的时间点，将轴承、齿轮箱等存在的问题一次性集中解决。”岳杰红表示，“一揽子统筹地解决问题，是我们的一个思路。建议制造商能综合考量，帮助业主解决系统性问题。”

维斯塔斯是拥有超过6.7万台在役风电机组、超过1万名运维服务工程师的风电机组制造商，其技术专家唐建辉在向记者谈及技改经验时，介绍了通过整体性运营实现商业价值的思路：“对于技改方案的可靠性和商业确定性，先进的技术研发能力和大量的经验积累至关重要。维斯塔斯不仅关注单台机组，更关注整个风电场，甚至将临近几个风电场统一进行考虑。通过对具体风电场进行全方位的技术分析，以及量体裁衣式的适用性研究，为其提出一整套定制化的技改解决方案。运用先进的控制、管理、数字化等技术手段和标准化的服务，提升整个风电场的发电系统效率，帮助客户实现真正商业项目的预期收益，即商业项目确定性。”

对此，刘辉向记者表示，系统性的提升，实际上是对产品的安全和可靠性方面提出了更高的要求，也会促使整机商更深刻地理解客户需求和行业发展趋势，做好技术规划和技术储备。

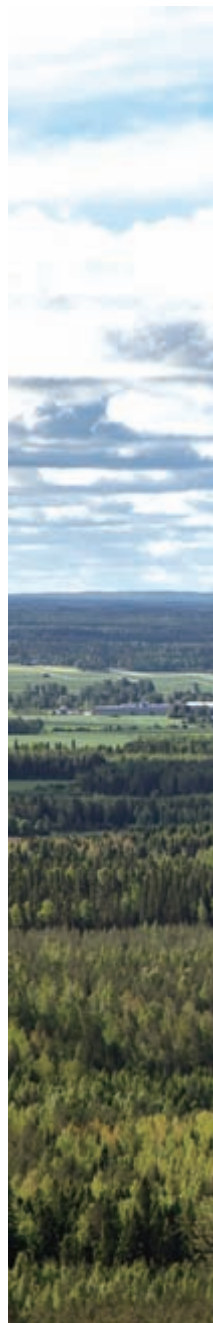
批量化技改需政策细则推动

对于业内普遍关注的重点对象——那些尚在寿命期又无法退役的“老弱病残孤”机组的



维斯塔斯技改检测人员

技术改造，往往需要进行“大手术”。然而，扩容，甚至不扩容只是替换新机型，与之相关的电价补贴、土地核准、电网接入等方面的政策都处于空白状态，需要政策细则推动。目前有部分企业利用核准容量余额，进行小范围内的试验，





例如将单机容量由 750 千瓦改造成 1 兆瓦，但仍面临技术、经济和安全性等诸多难题。

有专家建议，为了使优质的风能资源能够得到最大化利用、匹配更优质的机组，加速产品折旧和技术进步，政府应当在土地核准、电

价上出台一些有针对性的政策。企业也愿意为此优化做出让步，同时能够在一定程度上避免企业过度追求发电效率而做出不安全技改的行为。

当然，并非所有单机容量小的机组都需要进行技改，因为存量市场的技术水平注定无法



追上新增市场技术更新脚步，处于不同技术阶段的机组能够在生命周期内保障可利用率，业主在运行周期内也能够稳定地获取收益，将会自然地随着技术迭代而更新。

人才短板亟需补充

无论是在技术水平上，还是安全管理水平、安全意识等方面，现场人员的整体素质都亟需提高，尤其是外委单位的人员。发生在甘肃民勤周家井风电场的机组倒塔事故，造成4死2伤，已经给业界敲响了警钟。

风电行业点多面广，项目执行中对外委人员需求很大。岳俊红希望有能力的机构或者企业能够进行专业的安全培训、安全意识教育，以及相关资质的认证，甚至包括吊车指挥员、专业运输车辆的司机等。

“中国的劳动力成本比较低。10年前，在电力行业从事线路施工的人员，大部分是那些

能吃苦的六零后、七零后。但10年后，这些人干不动了，新人的素质跟不上，必然导致人才严重短缺，由此也会带来劳动力成本上升，从而吸引更多人才向这一领域流动。目前，人才接续时出现的空档期已经逐渐显现，风电产业的扩展也会因此受到影响，企业应当从现在开始注重人才吸引和培养。”金风科技相关负责人认为。

拥有超过1.2万台风电机组、涵盖20多个厂家的80多种机型的龙源电力，介绍了解决人才短缺的一些经验。“为了留住人才，我们采取管理和技术两种评价和晋升的双轨制。在技术攻关时发挥集中管理优势，横向联合，协同作战，共享经验。比如，龙源甘肃公司对G58机型很熟悉，由他们出台这一机型的整体技改方案，再抽调其他地区技术人员集中实施。”岳俊红表示。

哈密烟墩风电项目，金风科技的现场工作人员正在进行风电机组的检修维护工作

把握技改市场空间与方向

长远看，对于增量市场，质量为先，要尽可能从源头上确保设备的可靠性。存量市场则随着风电装机规模的增加，技改的空间还将进一步扩大。截至2018年年底，中国风电累计装机容量达到2.1亿千瓦，累计装机台数约12.4万台，越来越多的风电场陆续出质保，运维市场会保持高速增长。从收益结构来看，部分整机商的运维服务市场的盈收和利润率的增长速度已经超过机组销售增长速度。而技改作为一种高技术含量、高附加值的服务，将为企业及投资者带来持续丰厚的回报。

技改对优化机组运行效率、提升发电量和降低安全风险意义重大，必将成为后服务市场中重要的组成部分。此外，维斯塔斯的相关专家还提出，随着国内和国际上越来越多的机组服役年限开始接近或已经达到了设计寿命，未来若干年内，风电机组延寿也将成为技改的热点。

刘辉向记者表示，整机商在技改方面有得天独厚的技术研发和系统集成优势，这些企业将是未来风电技改市场的主要参与者。唐建辉介绍说，国外的风电场建成后，其售后的技改和运维服务一般全部委托给厂家，这也是制造商盈利的重要来源。在此基础上，业主与服务商建立起快速沟通响应的机制。为了适应不同机组的定制化服务要求，维斯塔斯的全球技术库里储备着大量快速、有效的解决方案；电子商务式的网购平台会为风电场提供各类品牌的备品备件，尽可能地满足技改市场快速、便捷的采购之需。

在谈到未来技改市场的发展空间时，李精家表示，第三方服务商的发展空间不会太大。但如果有一定的技术储备，在某个局部的技术领域进行深入研究的话，仍可以一枝独秀。

对此，天润新能相关负责人也认为以下两类公司会发展得很好：一是专业化、价值呈现相对清晰的，无论进行技改还是提供其他服务，这类“专



中车株洲所进行的并网回路电气安全改造

而美”的公司都会脱颖而出；二是有规模经济和商业模式平台创新的公司。

对于未来技改市场的发展方向，刘辉认为，会朝着精细化、智能化、系统化方向发展。技术方案会更加精细，尤其注重成本控制，技改的后评估也将更加科学精准。未来，哪怕是提升1%的效能，降低1%的成本，都会成为企业的追求，精细化经营会为企业带来差异化的生存状态。而利用大数据分析和健康管理系统，实现全生命周期的智能化运维，准确识别技改需求，针对性提出科学有效的技改方案也将成为未来的发展趋势。

技改业务在本质上也是一项服务，主要是解决客户的核心需求，为客户带来更好的服务体验，帮助客户创造更好的价值收益。总体来说，技改方案能够让风机更安全、更稳定地发更多电，对业主方都是有吸引力的。技改以及运维等业务将成为风电市场的一个重要增长点。良好的技改服务将会促进全行业的健康可持续发展。（鉴衡认证中心总工程师杜广平对本文亦有贡献）



精准测风， 明智投资决策的先决条件

本刊 | 张雪伟

对于风电开发企业来说，开发一个风电场动辄需要投入数亿元，必须细致策划、谨慎而行，避免造成投资决策失误。其中，前期测风环节是风电场开发建设、营收的先决条件。为国电、华能、大唐、华电、国家电投、国华、中广核、华润、中国电建、中国能建、河北建投、天润等风电开发企业提供过测风服务的北京东荣盛世科技有限公司（以下简称“东荣盛世”）深谙这一点。随着风电的迅速发展，风能资源好的区域逐渐减少，可供开发的区域多处于建设难度大、属于低风速的地区，再加上平价时代的到来，导致风电投资成本增加，收益减少，给风电投资企业带来巨大压力，控制投资风险，精准测风势在必行。



内蒙古锡林浩特
百万千瓦级风电项目
基地的对比观测

精细化趋势 要求提高测风精度

由最初代理国外测风产品开始，东荣盛世已逐渐转变为测风产品解决方案服务商，提供前期测风的一系列定制化服务，为客户的投资保驾护航。在项目测风期间，东荣盛世还会为客户提供每个月的数据分析报告；在收集满一个完整年的数据后，再为客户提供风能资源的评估分析服务。通过这些措施，为客户节省了大量的人力和资金。

近年来，随着风电行业逐渐朝着精细和专业化方向发展，开发企业对前期测风的要求越来越高。对此，东荣盛世总经理赵宏亮表示，“风电项目投资大，不能因为前期的测风精度不满足要求而影响了整个项目的投资决策。对于风电项目而言，风能资源测量阶段出现0.1米/秒的风速误差，将带来超过5%的发电量计算误差。因此，为客户提供精准的测风数据一直是东荣盛世不断追求的最高目标。一定程度上来说，测风决定了一个风电场的命运，这一点在竞价和平价时代尤为突出。”

东荣盛世熟谙根据不同地区资源条件和环境特点，策划适合当地的测风解决方案，并从传统的测风塔测风到激光雷达、声雷达等新兴测风技术与测风塔相结合进行选择，为客户合理配搭。以河南的一个风电项目为例，其所处区域的地形比较复杂，有的机位点存在负切变和高湍流的情况，影响风电机组的正常运行。针对有疑义的机位点，东荣盛世通过将声雷达、遥感技术与测风塔结合，采取同期数据对比分析的模式，为客户提供一整套机组选址优化及解决方案。最终，帮客户解决了选址问题，很好地保障机位点的选择符合投资方的要求。

测风雷达的应用最关键

风电行业对测风雷达仍持观望态度，这种技术仍处在试用阶段，市面上测风雷达品牌比较多，原理各不相同，费用较高，而其测风精度尚未得到普遍认可。对此，赵宏亮坦言，

测风雷达确有其独特的优势。在狭长，或者不规则的场区，有些测风塔不能完全覆盖的情况下，测风雷达作为移动式测风设备能够进行补充测风。但是测风声雷达、激光雷达都有其适用场景，存在一定局限性，目前还不能完全代替测风塔，“比如，测风塔在数据完整率、可靠稳定运行等方面具有优势，而测风雷达所测数据的完整率会受不同气候环境的影响。数据完整率低，将给后期投资收益决策带来风险。”

业内对激光或声测风雷达的犹疑与观望，根源在于对其应用效果不够了解。为了评估激光雷达和声雷达在山区、多雾及冰冻区域的工作性能，国内某开发企业曾开展过国内外知名厂家的测风激光雷达及测风声雷达产品的对比工作，为期一个月，其中包括东荣盛世代理的Fulcrum3D声雷达。对比工作选在重庆某复杂山地进行，距离雷达安装点约200米处有一座测风塔，以它所测的数据作为参考基准。对比结果对开发企业乃至整个风电行业在山区、多雾及冰冻区域应用测风雷达具有指导意义。

赵宏亮认为，要推广激光雷达测风产品，关键在于实现其应用价值。现在业内已经开始应用测风雷达来进行测风，但是测风结果的评估和代表性还是存在问题。在市场上，代理测风雷达产品的企业并不少，如何在一众竞争对手中让客户选中自己？赵宏亮打了一个比方，“主要体现在服务上，就是利用产品为客户提供解决方案，为他们创造更大价值。就像开车，给你一辆跑车，一定要使其实现跑车的价值。”

“我们在整个发展战略上与其他企业有所不同，即注重服务。大家提供的产品几乎一样，但是服务不同。为客户提供优质服务，帮助他们解决实际问题，才能实现更好的价值。即使是同一款产品，如果不会用，产品的价值也体现不出来的。”他补充道。

对于未来，凭借此前多年的测风经验积累，东荣盛世将一如既往做好前期测风服务，发挥自身优势，提供精准测风，做全生命周期测风解决方案服务商，帮助风电投资企业降低投资风险，满足投资收益，也实现共有价值。▣

2018年全球可再生能源从业者达1100万



本刊 | 夏云峰

日前，国际可再生能源署（IRENA）发布了2019版《可再生能源与就业》报告。据悉，自2014年以来，该机构连续六年推出同类报告。它主要是依据运用多种方法和各类资料开展的研究，对上一年度全球可再生能源领域的就业规模进行评估。

最新一期报告显示，2018年，全球可再生能源领域的从业人数接近1100万，主要分布在中国、巴西、美国、印度以及欧盟地区，其中，中国占比近40%。同时，光伏、液体生物燃料、水电以及风能行业的从业者均超过100万，光伏产业更是独占1/3以上的份额。

“可再生能源对实现环境、经济以及社会的可持续发展，起到十分重要的推动作用。伴随着成本的下降以及技术的快速提升，可再生能源转型正在创造出大量就业机会。”国际可再生

能源署（IRENA）总干事 Francesco La Camera 表示，“在全球能源转型加速推进的背景下，可再生能源所产

生的就业效应不仅能够确保社会经济发展的可持续性，并成为各国转向可再生能源的重要动因。”

表1 2018年全球可再生能源从业人数统计（单位：千人）

类型	全球	中国	巴西	美国	印度	欧盟
光伏	3605	2194	156	225	115	96
液体生物燃料	2063	51	832	311	35	208
水电	2054	308	203	66.5	347	74
风能	1160	510	34	114	58	314
太阳能供热 / 制冷	801	670	41	12	20.7	24
固体生物质	787	186		79	58	387
沼气	334	145		7	85	67
地热能	94	2.5		35		23
聚光太阳能热发电 (CSP)	34	11		5		5
合计	10983	4078	1125	855	719	1235

风能就业人数超百万

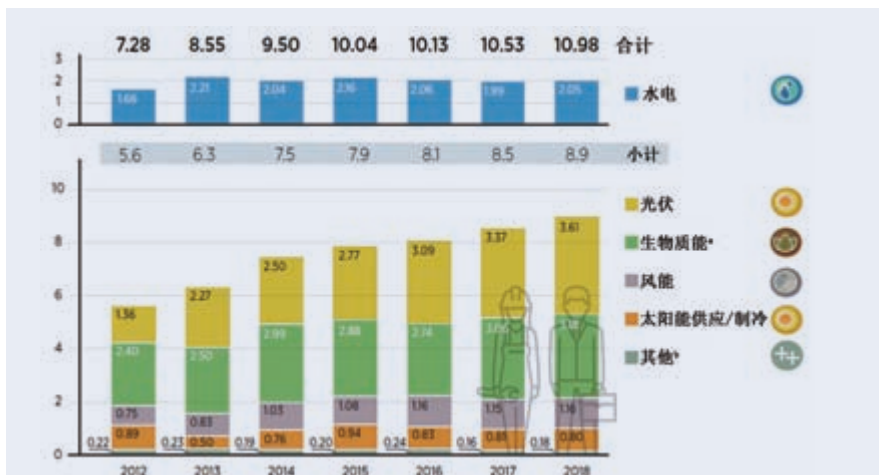
根据 2019 版《可再生能源与就业》报告，过去的一年中，各国共有 1098.3 万人从事与可再生能源相关（直接或者间接）的工作。与 2017 年的 1053 万相比，增长 4.3%，自 2012 年以来持续保持上升势头。

报告重点分析了几种可再生能源类型的 2018 年就业情况。其中，光伏行业共创造 360 万个就业岗位，占全部可再生能源从业人数的 34.2%。在年度就业规模排名前十的国家和地区中，8 个位于亚洲。2018 年，该洲共有将近 300 万人从事与光伏相关的工作，占全球的 85%。紧随其后的是北美地区，占比 6.4%；非洲和欧洲则分别为 3.9%、3.2%。

在液体生物燃料领域，全年共创造出 200 万个就业岗位，比上一年增加 7%。其中的多数人集中在原料的种植与收割环节，加工环节的从事人数相对较少，但对专业技术要求高，待遇也更好。在各大洲中，拉丁美洲的液体生物燃料从业人数最多，占据全球的过半份额。亚洲占比 23%，北美和欧洲分别为 16%、10%。2018 年液体生物燃料就业规模排名前十的国家，合计占比 91%。

全球水电行业的就业规模同样突破 200 万人，比 2017 年增加 3%。2018 年，水电产业链各个环节的从业人数分布与 2017 年的情况大体相同。超过 70% 的人员从事着运行与维护工作，建设和安装环节占 23%。制造环节的劳动密集度相对较低，仅占 5%。

是年，全球风能产业吸引了 116 万从业者，同比增长 1%。多数岗位集中在少数几个国家，但集中度明显低



a：包括液体生物燃料、固体生物质和沼气
b：包括地热能、聚光太阳能发电、热泵（陆基型）、市政与工业垃圾以及海洋能

图1 2012—2018年全球各类可再生能源的就业规模 (单位: 百万人)

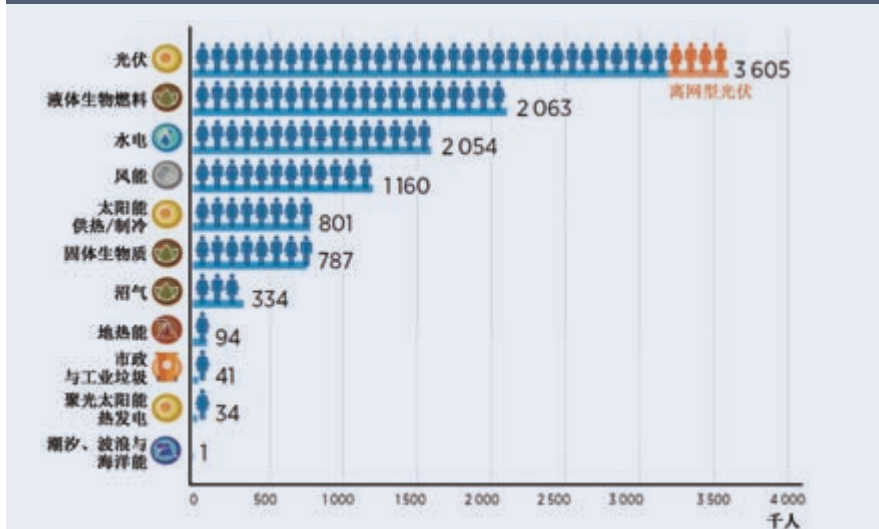


图2 2018年各类可再生能源的就业规模

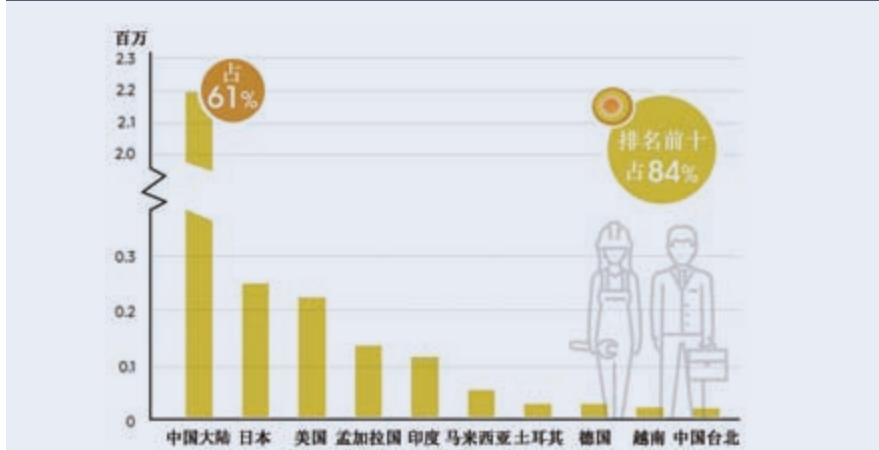


图3 2018年光伏就业规模排名前十的国家和地区的从业人数

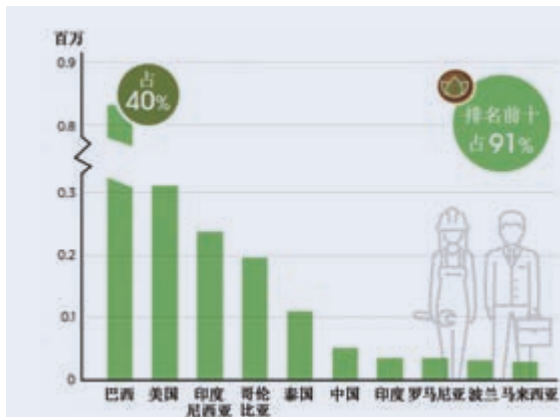


图4 2018年液体生物燃料就业规模排名前十的国家的从业人数

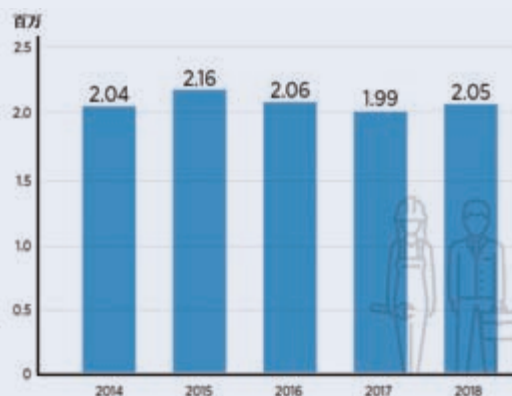


图5 2014—2018年水电行业的就业规模

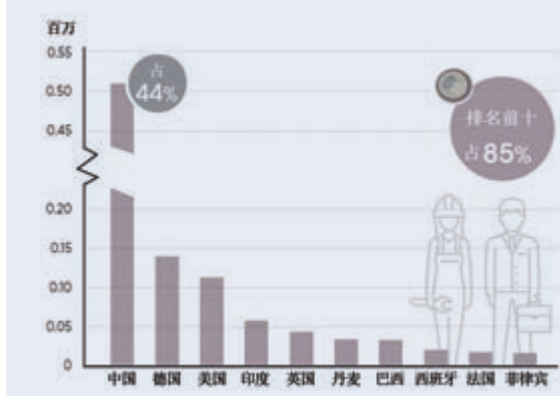


图6 2018年风能就业规模排名前十的国家的从业人数



图7 重点国家和地区的2018年可再生能源从业人数

于光伏行业。从各大洲来看，情况也与之类似。亚洲地区的风能从业人数达到62万，占全球的53.4%。欧洲占28%，北美为10%。在2018年风能就业规模排名前十的国家中，5个位于欧洲，3个来自亚洲，北美和南美则各占1个。

中国保持领头羊位置

具体到不同地区，可再生能源从业者主要分布于中国、巴西、美国、印度和欧盟。

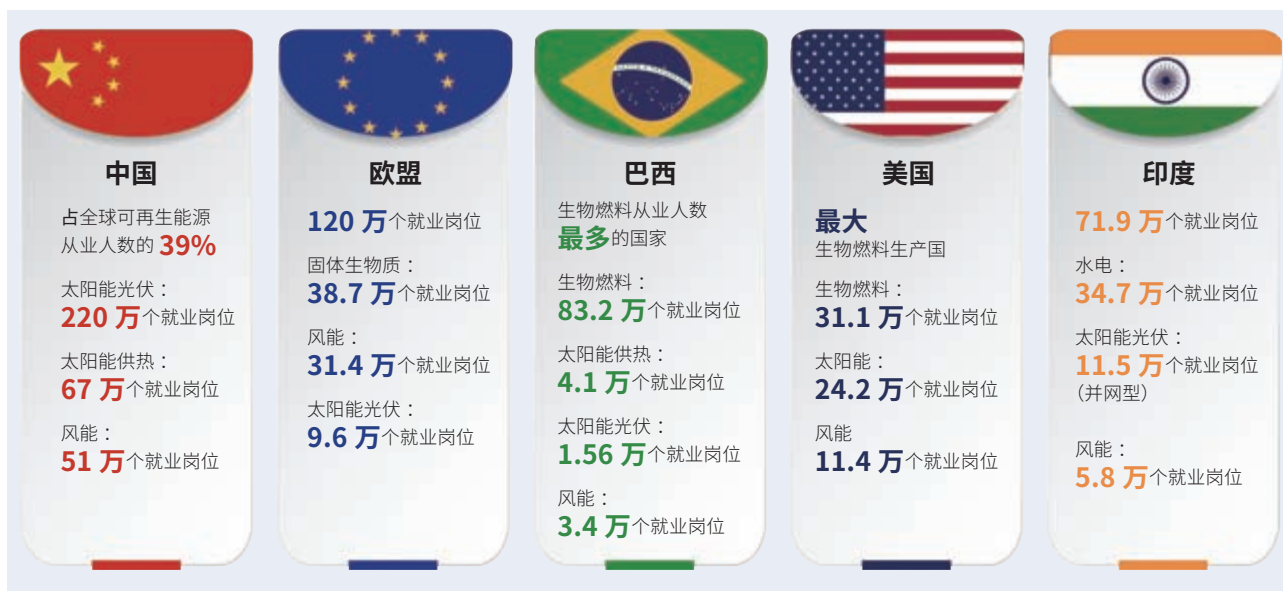
2018年，中国仍然是可再生能源就业规模最大的国家，总人数接近

410万，比2017年有所减少，占全球的39%。其中，光伏行业创造出220万个就业岗位；太阳能供热产业共吸引了67万人就业。在风能领域，从业人数大约为51万。2018年，中国的风电新增装机容量有所提升，但就业规模与2017年基本持平，这可能是因为产业政策的调整在一定程度上抑制了企业雇用更多员工。同时，虽然海上风电的发展势头强劲，但其就业潜力尚未被完全转化出来。

欧盟地区可再生能源产业创造的就业岗位数达到120万个，主要集中在德国、西班牙、法国、英国和意大利。除了液体生物燃料，其他可再生能源

行业的就业规模都比上一年缩小。固体生物质和生物燃料产业分别吸引了38.7万人、23万人。欧盟地区风能行业的从业人数约为31.4万，英国、德国和丹麦三国贡献最大。太阳能光伏产业的就业者不足10万人，反映了产业链的多样化、劳动生产率的提升以及该地区太阳能光伏装机容量的减少。

在巴西的可再生能源领域，生物燃料是就业效应最显著的产业，从业者达到83.2万人。风能产业则创造出3.4万个就业岗位。对于该国而言，风电开发能够带动经济发展水平较低地区的工业化进程和就业，但专业技能不足仍然阻碍着对当地劳动力的雇用。



在美国，液体生物燃料、太阳能、风能是可再生能源领域吸引从业者最多的几个产业。生物燃料产业的从业人数达到 31.1 万，包括生物柴油行业的 7.23 万和乙醇行业的 23.85 万。然而，太阳能产业的就业岗位数连续第二年减少，降至 24.2 万个。由于生产税抵免政策被延长，2018 年美国风能产业保持平稳发展，就业人数较 2017 年增长 8%，达到 11.4 万。

2018 年，印度的并网型太阳能光伏行业从业人数达到 11.5 万，从事离网型太阳能光伏工作的人数无法精确测算，但有可能不少于前者。由于政策调整，2018 年印度风电新增装机容量较 2017 年大幅下滑，创造出 5.8 万个就业岗位。

多因素影响就业情况

报告指出，多个因素会决定可再生能源产业链如何带动就业，包括政府政策、供应链的多元化、贸易模式、行业重组与整合的趋势等。此外，劳

动生产率也是一个重要的因素。随着可再生能源产业日趋成熟，能够获得更大的规模效应，并采用更多的自动化流程，同等工作量所需的劳动力会减少。

以政府政策为例，报告写道，诸如竞拍、固定电价、补贴等政策，对于可再生能源产业的扩张和成熟都是不可或缺的，因此，它们也会对就业情况产生重要影响。比如，固定电价是培育可再生能源市场的必要手段，但如果支持力度过大，会造成沉重的财政负担。转向竞拍机制能够推动成本下降、竞争力提升，并由此带动就业。

然而它同样存在弊端：中标项目并不是总能按期完工，成本压力会促使一些企业采用低价、质量差的设备。

基于此，报告建议，政策制定者要把握好对产业的支持与约束力度，避免政策在短期内出现剧烈波动。否则设备制造商、项目开发商等可能会选择压缩产能，从而导致就业人数减少。

此外，可再生能源供应链的调整也会影响产业的地理分布以及贸易模式，并带来相关地区就业规模的增减。在这方面，国家层面设置的本地化要求是一个重要影响因子，但更为关键的则是企业的战略。✎

勘误说明

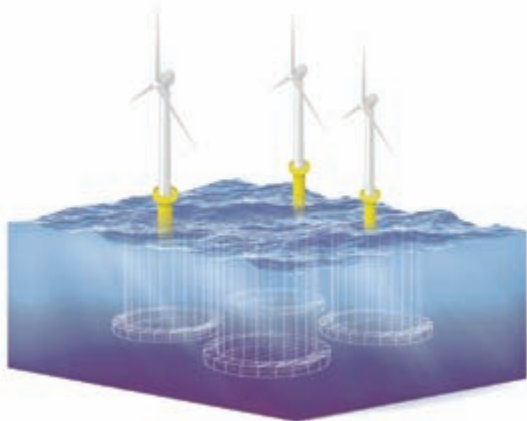
本刊 2018 年 4 期“调研”栏目刊登的文章《2018 年中国风电吊装容量统计简报》，存在几处错误需要修改，列出如下：

- (1) 第 58 页图 4 和图 5 中的图例单位有误，都应该是“MW”。
- (2) 在第 65 页的图 19 中，天津的装机容量有误，应为“27”；图例第二项应为“100-200”。
- (3) 第 66 页表 4 的表题有误，应为“2018 年中国风电机组出口到的国家及当年和累计容量”。
- (4) 第 67 页表 4 中第 23 行对应的国家应为“古巴”，累计出口容量应为“21”；第 28 行对应的国家应为“巴西”，累计出口容量应为“35”。

特此更正，并深表歉意！

本刊编辑部

海上风电机组 大型化技术路线分析



文 | 长江三峡集团福建能源投资有限公司 朱义苏，刘东哲，项建强，张帅

自1991年全球首座海上风电场——Vindeby风电场在丹麦投运以来，海上风电已走过了近30年的发展历程。截至2018年底，全球海上风电累计装机已达23.1GW，约占全球风电总装机容量（591.1GW）的3.91%。我国海上风电累计装机也已达4.45GW，约占我国风电总装机容量（209GW）的2.13%。我国海上风电相比陆上风电具有明显的区位优势，海上风电紧邻负荷中心，没有弃风限电问题，但因施工难度、投资成本以及台风等因素的制约，我国海上风电早期未能得到大的发展。随着技术的发展进步，目前我国海上风电已基本形成了从勘测设计、装备制造、安装施工到运行维护的完整产业链，海上风电的施工难度、运维成本等也已大幅降低。海上风电具备了大规模开发的基础，已成为未来新能源开发的热土。

海上风电机组大型化发展的步伐

海上风电不受地形限制，大件

海上运输比较方便，海上风电先天比陆上风电更具备安装更大单机容量机组的条件。上个世纪90年代，海上风电机组单机容量以450kW、500kW、550kW、600kW为主；2000年以后，新投产的海上风电场已没有单机容量为2MW以下的机组，Vestas的2MW、3MW双馈式海上风电机组及西门子的2.3MW、3.6MW“高速齿轮箱+异步感应式发电机+全功率变频器”海上风电机组开始了持续十多年的大批量应用；2008年以后，德国Repower公司的5MW双馈异步式海上风电机组开始应用，海上风电机组迈入5MW时代；2010年，上海东海大桥海上风电场作为亚洲首个海上风电场项目投运，也是欧洲以外第一个海上风电场，标志着中国正式迈入了海上风电开发行列，该风电场安装了华锐风电供货的34台套3MW风电机组。

目前，中国海上风电机组单机容量已发展到5~7MW时代，华锐风电的SL5000、SL6000于2011年底投产；中国海装、东方风电的首台5MW样机、联合动力的6MW样机于2013

年投产；风轮直径最大的中国海装H171-5MW机型于2017年9月在江苏如东投产；2017年9月至2018年6月，太原重工的TZ5000/153、中国海装的H128-5.0MW、上海电气的SWT-6.0-154DD、东方风电的DEW-G5000、金风科技的GW154/6700、明阳智能的MySE 5.X-155、湘电风能的XE140-5000、GE的Haliade150-6MW等8个品牌、单机容量为5~6.7MW不等的14台大容量海上风电机组在三峡福建福清兴化湾样机试验风电场全部投产。据了解，国内主流风电企业均已着手研发8MW、10MW容量的海上风电机组。在欧洲，西门子歌美飒的SWT-8.0-167，Vestas的V164-8.0MW、V164-9.5MW已经投产，西门子歌美飒、GE正在研发10MW+的海上风电机组，预计不久的将来，海上风电机组单机容量有望达到20MW。大容量海上风电机组可以有效降低机组基础造价以及后期运维成本，使项目投资效益最大化。海上风电机组大型化将是降低海上风电投资成本，实现海上风电电价具有市场竞价能力的必由之路。海上风电机组大型化是发

展的必然趋势，大型化的步伐将越来越快。伴随着大型化的步伐和对海上风电认识的加深，海上风电机组技术路线也发生着深刻的变化。

海上风电机组技术发展现状

从国内现状看，三峡福建福清兴化湾样机试验风电场 8 个品牌 14 台风电机组的具体情况如表 1 所示。金风科技、上海电气、GE 以及湘电风能 4 个厂家的机组采用直驱永磁发电机、全功率变流器技术。其中，湘电风能的机组采用中压永磁发电机；明阳智能的机组为半直驱技术路线，采用中速齿轮箱、永磁发电机和全功率变流器的技术组合，齿轮箱传动比为 23.187；太原重工、中国海装、东方风电为高速永磁技术路线，采用高速齿轮箱、永磁发电机和全功率变流器的技术组合，齿轮箱传动比均在 100 左右。

国内目前正在研发的 8MW、10MW 海上风电机组技术路线大致如下：金风科技、东方风电、湘电风能的 8MW 机型采用直驱路线，明阳智能、太原

重工的 8MW 机型采用半直驱结构，中国海装的 10MW 机型采用半直驱结构，山东瑞其能的 10MW 机型采用直驱路线。此外，“十二五”国家 863 计划“超大型海上风电机组设计技术研究”项目已于 2017 年底进行了验收。金风科技采用直驱永磁技术完成了 10MW 海上风电机组整机总体设计方案；国电联合动力采用直驱超导技术完成了 12MW 海上风电机组整机总体设计方案；华锐风电采用增速传动技术完成了 10MW 海上风电机组整机总体设计方案，设计研究密切跟踪国际前沿海上风电技术，从不同技术方向进行研究探索，为我国大型海上风电机组的发展积累了技术经验。

从欧美的发展看，全球最大整机制造商 Vestas 以双馈技术路线见长，但该公司的大容量海上风电机组已改走半直驱技术路线，如 V164-7.0MW、V164-8.0MW、V164-9.5MW 等均采用“中速齿轮箱+永磁发电机+全功率变流器”的技术路线；西门子歌美飒的大容量海上风电机组，如 SWT-6.0-154、SWT-7.0-154、

SWT-8.0-167 等机型及其正处于制造阶段的 10MW+ 机组，均采用“直驱永磁发电机+全功率变流器”的技术路线；Enorcon 的 7MW 机型、GE-Alstom 的 Haliade150-6MW 及其正处于制造阶段的 12MW 机型也均采用“直驱永磁发电机+全功率变流器”的技术路线；Senvion 的 6.15MW-126 机组采用高速双馈结构，其正处于研发阶段的 10MW+ 机型技术路线不明。

不同技术路线的对比分析

发电机、齿轮箱、变流器等部件是直驱型、半直驱型、双馈型三种技术路线海上风电机组的主要区别，即双馈型机组有齿轮箱、有碳刷滑环系统，半直驱型机组有齿轮箱、无碳刷滑环系统，直驱型机组无齿轮箱、无碳刷滑环系统。上述三种海上风电机组技术路线对比具体情况见表 2。

根据表 2 关于直驱型、半直驱型、双馈型三种海上风电机组技术路线在机组结构、可靠性、造价及运维等方面的对比情况，并结合目前部分整机厂商的

表1 三峡福建福清兴化湾海上风电样机试验风电场样机情况

厂家	型号	单机容量	数量 (台)	技术路线
太原重工	TZ5000/153	5MW	2	高速齿轮箱+永磁发电机+全功率变流器
中国海装	H128-5.0MW	5MW	2	高速齿轮箱+永磁发电机+全功率变流器
湘电风能	XE140-5000	5MW	1	直驱中压永磁发电机+中压全功率变流器
金风科技	GW154/6700	6.7MW	2	直驱永磁发电机+全功率变流器
明阳智能	MySE5.0-155	5MW	2	中速齿轮箱+永磁发电机+全功率变流器
GE	Haliade150-6MW	6MW	3	直驱永磁发电机+全功率变流器
上海电气	SWT-6.0-154DD	6MW	1	直驱永磁发电机+全功率变流器
东方电气	DEW-G5000	5MW	1	高速齿轮箱+永磁发电机+全功率变流器

研发策略，进一步总结分析如下：

发电机：直驱型永磁机组可靠性最高，但发电机体积较大、造价较高且维修难度较大，在一定程度上对海上风电机组的进一步大型化造成制约；半直驱型中速永磁机组齿轮箱传动比低、可靠性较高，且发电机体积有效减小，有利于海上风电机组进一步大型化的推进方向；双馈型机组技术成熟、成本低、重量轻，但存在碳刷、滑环系统，可靠性较低、维护工作量大。针对直驱型永磁机组存在的上述问题，西门子将发电机组采用模块化设计，较好地解决了直驱型永磁发电机不易拆解的问题，提高了发电机的可维护性。

齿轮箱：双馈型、半直驱型机组均通过齿轮箱来将风轮转速实现增速传动，以提高发电机转速，但长期处于高速运转的齿轮箱易存在磨损、胶

合、断齿、漏油等风险，这也是该技术路线的最大隐患；直驱型机组无齿轮箱，风轮直接驱动发电机转子旋转，不存在齿轮箱故障，可靠性高。针对高速双馈、高速永磁型机组存在的上述问题，采用中速齿轮箱、降低传动比的中速永磁、中速双馈型结构可以有效提高齿轮箱的可靠性，从而有利于机组的长期安全稳定运行。

变流器：双馈型机组采用 1/3 全功率的变频器，容量小、价格低；直驱型、半直驱型机组采用全功率变频器，容量大、价格较高。但随着电力电子元器件的高速发展，目前变流器技术更加成熟，价格逐步降低，其造价在机组整体价格中的比重已不大；同时，变流器也正朝着中压方向发展，中压变流器可进一步减小体积，降低损耗，能更好地满足海上风电机组大

型化的发展需求。

兴化湾样机试验风电场运行情况

三峡福建福清兴化湾样机试验风电场的首台机组于 2017 年 9 月底并网发电以来，至 2018 年中，14 台机组已全部投产，根据 8 个品牌机组目前运行情况，可初步得到如下几个方面的结论：

从机组型式看，直驱型机组主设备可靠性高于带齿轮箱的机组，齿轮箱容易发生故障且故障导致的停机时间较长。兴化湾样机试验风电场的某品牌机组投产初期就发生了齿轮箱故障，导致机组 3 个多月不能运行，造成较大电量损失。

从发电量看，单机容量较大、可靠性较高的机组，发电量表现较好，

表2 三种海上风电机组技术路线对比

类别	直驱型	半直驱型		双馈型	
		高速永磁	中速永磁	高速双馈	中速双馈
结构	无齿轮箱，机械可靠性好	有齿轮箱，故障率较高	低速齿轮箱，故障率略低	有齿轮箱，有滑环，故障率高	有滑环，低速齿轮箱，故障率较高
控制	控制回路少，控制简单	控制回路较多，控制相对复杂		控制回路多，控制复杂	
电机种类	永磁电机，体积大，吊装困难	永磁发电机，体积较小	永磁发电机，体积较大	碳刷、滑环的故障率高	
变流器		全功率		全功率的 1/3	
电机造价 / 尺寸 / 重量	最高 / 最大 / 最重	较高 / 较大 / 较重	高 / 大 / 重	低 / 小 / 轻	较低 / 较小 / 较轻
可靠性	最高	较高	高	低	较低
可维护性	维护工作量小，维护费用低；海上发电机拆卸困难	齿轮箱维护频繁且易发生故障；电机等大件拆卸相对容易，可维护性较好		齿轮箱维护频繁且易发生故障；发电机等大件拆卸相对容易，可维护性较好；有碳刷、滑环，增加维护工作量	

但在计算年利用小时数时，单位千瓦扫风面积大的机组优势明显。

从设备布置看，某品牌机组将变压器、变流器等设备全部布置在机舱内，一根 35kV 扭缆引至塔基柜，机舱对外接口简单，主要调试工作在出厂前已完成，现场吊装完成后，可以快速进入整体调试阶段。

从运维难度看，海上风电出海交通易受天气影响，检修维护极不容易。兴化湾样机试验风电场属于近岸海上风电场，条件相对较好，但在季风期也曾多次出现连续几天无法出海处理故障机组的情况，未来远海天气影响更大、不能出海作业的时段也正是风能资源丰沛的时段，机组故障停机导致的电量损失很大。

从故障分布看，齿轮箱、变桨系统、变流器、辅助系统、控制系统、偏航系统、液压系统是机组易发故障的系统。齿轮箱高速运转，容易发生故障且故障导致的停机时间最长。变桨系统在机组运行时需要频繁工作调节，易发故障，电动变桨变频系统、控制系统易出故障；液压变桨系统则易出现漏油及液压滑环故障。变流器的核心部件电力电子技术还有待进一步发展，控制系统可靠性也有待进一步提高。机组辅助系统还没有全面采用冗余设计，辅助系统故障引起停机问题突出。机组停机故障信号多达几百个，控制策略容错有待进一步优化，对于设备出现的一些次要故障，控制系统应能从多角度进行甄别，以提高机组容错运行水平。

海上风电对机组的特殊要求

海上风电可到达性差、运维难度大。运维工作不仅需借助专用设备、

交通船只，甚至有时还需调用大型专用工程船舶。海上风电运维成本高，机组设计理念应追求日常维护“少而简”。例如，一些品牌机组在设计阶段已取消了半年维护，一个年度只需检修一次。

海上作业受制于交通船只及天气状况，对于未来远海风电场尤甚。盛风期时可能连续数周都无法出海作业，如海上风电机组设备出现远方无法处理的故障，则势必造成机组长时间停发，风能资源白白流失。海上作业窗口期短，机组故障修复时间长，停机损失大，必须将海上风电机组可靠性、可利用率放在首位。

海上风能资源丰富，我国个别地区的设备年利用小时数可达 4000 小时以上，假设机组具备满发条件，按海上风电现行 0.85 元/千瓦时的上网电价计算，一台 5MW 机组日停发损失高达 10 万元，且日停发损失随机组容量的增大而增加。因此，为了提高设备可靠性，适当增加设备配置、选用最优部件而引起设备价格适度上升，是可以接受的。

海上风电机组长期运行于高温、高湿、强腐蚀的海洋环境，机组机械部件与电气设备易受影响，易损件失效加快。因此，海上风电机组防腐、除湿、冷却设计十分重要。

海上风电机组大型化过程中，风轮直径要跟上机组容量增加的步伐。国内外风电行业发展历程表明，提高单位千瓦扫风面积是提升年利用小时数最直接、最有效的手段。按照理论计算，I 类风能资源区的机组年利用小时数要达到 3500 小时以上，单位千瓦扫风面积应在 3 m² 以上。由于中国南部海域易受台风侵袭，风轮直径增大后，抗台能力会受到一定影响，

因此，一些品牌 I 类风能资源区的机型单位千瓦扫风面积低于 3 m²。目前，我国风电场是限容量核准，不同于国外基本按机位核准，对总容量没有太多限制。国外考虑的是提高特定机位机组的投入产出比，以 Vestas 的 V164-7.0MW、V164-8.0MW、V164-9.5MW 为例，其风轮直径均为 164m，只用相对少量的投入对电气系统进行升级，其他部件略作改进，以提升机组额定容量，实现特定机位发电量的提升。国内海上风电机组不能照搬国外技术路线，在限容量核准环境下，风轮直径如果不能跟上机组容量增加的步伐，势必影响整个风电场的发电量。

结论

海上风电可达性差，运维难度大；海上风能资源丰富。设计机组时可靠性、可用率必须放在首位，设计应追求日常维护“少而简”。为了提高设备可靠性，引起设备价格适度上升是可以接受的，海上风电对机组设备的价格差不是十分敏感。

海上风电机组容错运行具有显著的经济意义，机组辅助设备将更普遍采用冗余设计方案，容错控制策略有待进一步发展优化。

海上风电机组大型化有利于进一步降低海上风电投资成本，是实现海上风电电价具有市场竞价能力的必由之路。伴随着海上风电机组大型化的步伐，应充分重视风电机组风轮直径的增加。在限容量核准环境下，I 类风能资源区的海上风电机组单位千瓦扫风面积应维持在 3 m² 及以上，否则势必影响整个风电场的总发电量。■

2018年 全球风电成本概况

编译 | 孙一琳



随着风电技术的不断革新，成本持续下降，越来越多的国家和地区选择发展风电来推动能源转型。

2018年投运的陆上风电项目的全球加权平均平准化度电成本（LCOE）为0.056美元/千瓦时（约合人民币0.386元/千瓦时），比2017年低13%。国际可再生能源署（IRENA）可再生能源成本数据库的数据显示，自2010年以来，全球生物质能、地热、水电、陆上风电和海上风电项目的全球加权平均平准化度电成本都在化石燃料发电成本范围内（按国家和燃料划分的化石燃料发电成本范围估计在0.049~0.174美元/千瓦时）。而目前，陆上风电成本处于化石燃料成本区间的底端。

2018年陆上风电成本下降的原因是安装成本的持续下降，以及发电效率的提升。推动这一趋势的因素包括风电机组设计和制造技术的不断改进；更具竞争力的全球供应链；以及越来越多的并网机组。2018年，中国和美国陆上风电装机容量分别增长了18.5

GW和6.8GW，位列全球的第一和第二。巴西（2.1GW）、法国（1.6GW）、德国（2.7GW）和印度（2.4GW）以及其他新增风电装机同样为成本下降提供了支持。与2017年相比，2018年全球陆上风电平准化度电成本的加权平均降幅为13%。2018年中国和美国新投入使用的陆上风电场的加权平均平准化度电成本比2017年低4%。然而，由于近年来本国货币疲软，印度和巴西2018年陆上风电项目的加权平均平准化度电成本都出现小幅增长。

中国和美国在2018年投入使用的陆上风电场的加权平均平准化度电成本相同，为0.048美元/千瓦时。尽管中国的发电效率低于美国，但拥有更低的安装成本。2018年，巴西、法国、德国、印度和英国陆上风电场的加权平均平准化度电成本分别为0.061美元/千瓦时、0.076美元/千瓦时、0.075美元/千瓦时、0.062美元/千瓦时和0.063美元/千瓦时。自2014年以来，平准化度电成本在0.03~0.04美元/千瓦时之间的项目越来越多。在一些市

场上，具有优良的风能资源和较低安装成本的项目价格，比最便宜的化石燃料发电方案还要低。

由于风电机组价格持续下跌，2018年全球陆上风电场加权平均总安装成本同比下降6%，从2017年的1600美元/千瓦下降到2018年的1500美元/千瓦。

技术和制造工艺的改进、区域制造设施和有竞争力的供应链都有助于降低机组价格。

2018年，除中国和印度外，风电机组平均价格从2017年的910~1050美元/千瓦下降至790~900美元/千瓦之间。

2018年各国陆上风电平均总安装成本如下：中国约为1170美元/千瓦，印度为1200美元/千瓦，美国为1660美元/千瓦，巴西为1820美元/千瓦，德国为1830美元/千瓦，法国为1870美元/千瓦，英国为2030美元/千瓦。同年，澳大利亚新增风电装机940MW，安装成本也非常有竞争力，约为1640美元/千瓦。

风电机组塔筒越高、扫风面积越大、容量越高，通常能从相同的风能资源中获取更多电力，该趋势使得2018年投入使用的陆上风电场的全球加权平均容量系数从2017年的32%升至34%。

2018年还没有最终数据，但在2010年至2017年期间，机组风轮直径和机组尺寸都明显增大，这种趋势可能还会持续。较高的机组高度可以获得较高的风速，而较大的扫风面积可以在运行风速范围内增加发电量。与此同时，增长的叶片和增高的塔筒会使制造和运输的成本上升，这是一种权衡，通过优化可以实现总体成本的下降。

爱尔兰在追求更高的机组和更大的扫风面积这一趋势中脱颖而出，虽然还是落后于风电领军国家丹麦，但2010年至2017年，爱尔兰风电机组平均单机容量增加了95%，风轮直径增大76%，增速极快。

在2017年投入使用的项目中，丹麦的风电机组平均风轮直径为118m，单机容量为3.5兆瓦。巴西、加拿大、法国和美国都有风轮直径增长速度超过单机容量增速的情况。2010年至2017年，在新投产项目的风电机组风轮直径增长幅度方面，巴西为42%，加拿大为64%，法国为25%，美国为34%；单机容量分别增长31%、41%、16%、29%。2017年，加拿大、德国、瑞典和土耳其的平均风电机组单机容量接近3兆瓦，而市场规模较小的丹麦则以3.5兆瓦的平均单机容量明显领先。2017年，巴西、丹麦、德国、印度、瑞典、土耳其和美国的风电机组平均风轮直径都超过了110m，而2010年这些国家的平均风轮直径在77m（印度）到96m（丹麦）之间。2018年的陆上风电场加权平均容量系数：巴西为46%，美国为44%，英国为40%，澳大利亚为37%；而在中国、法国和德国，这一系数为29%。印度

的加权平均容量系数同比略有下降，从48%降至46%。大多数其他主要市场都呈增长态势。

2018年，全球海上风电装机容量达到450万千瓦，几乎全部集中在欧洲和中国。全球海上风电加权平均平准化度电成本为0.127美元/千瓦时，比2017年低1%，较2010年下降20%。

2018年新增的450万千瓦海上风电装机容量主要集中在中国，占总量的40%，英国和德国分别占29%和22%。因此，市场仍然局限于少数主要参与者。未来，范围有望扩大到北美和大洋洲，并在未来几年内开发一些新项目。与2017年相比，2018年全球海上风电项目的加权平均平准化度电成本略有下降。

2010年至2018年，全球海上风电平准化度电成本从0.159美元/千瓦时下降到0.127美元/千瓦时，降低20%。2018年投运的海上风电项目总安装成本比2010年低5%。海上风

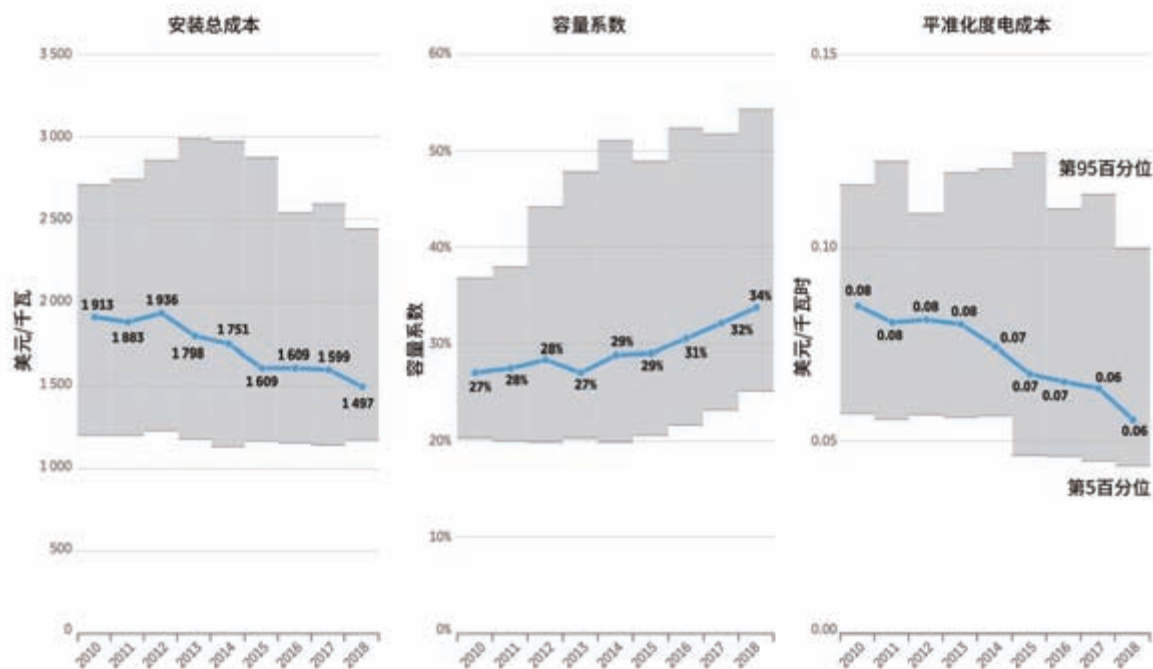


图1 2010-2018年全球陆上风电加权平均安装成本、容量系数和平准化度电成本

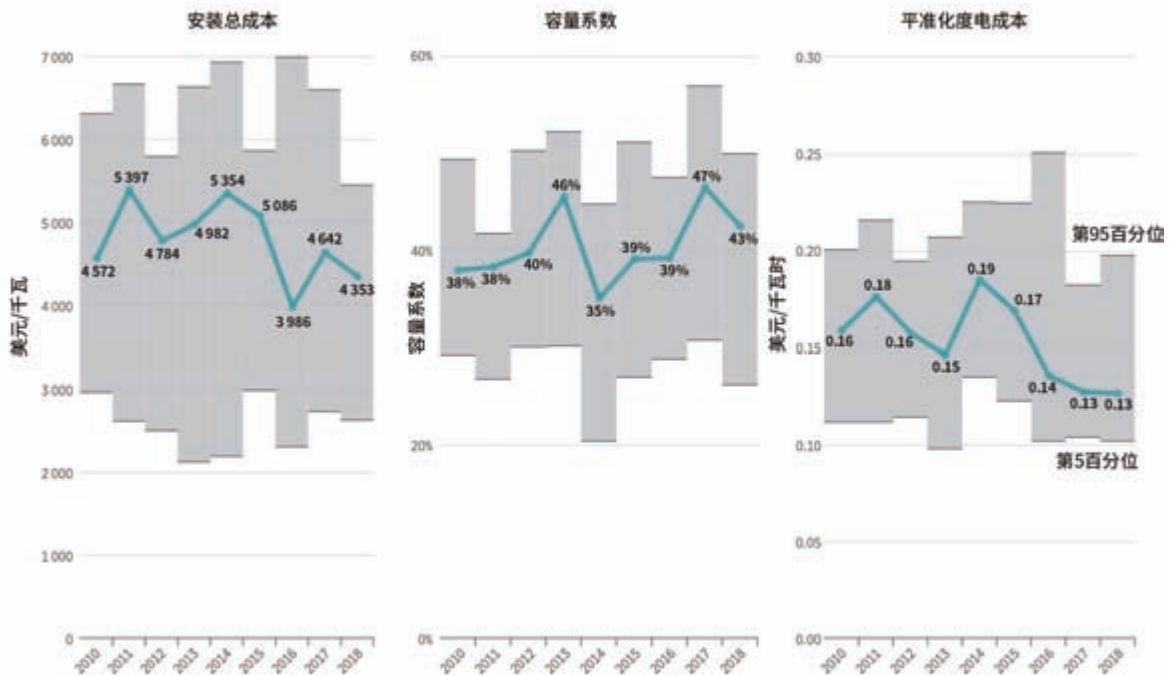


图2 2010-2018年全球海上风电加权平均安装成本、容量系数和平准化度电成本

电成本下降的主要驱动力是：风电机组设计、运输和安装方面的创新；运维经济性的提高（得益于大型风电机组和海上风电场集群规模化建设）；以及更高的机组高度、近海深水区更好的风能资源和更大的风轮直径带来的更大容量系数。机组大型化趋势扩大了风电场的容量，能减少给定容量所需的风电机组数量，从而降低安装成本和项目开发成本。然而，海上风电场的开发由于位于离港口较远的深水区，安装和运输成本的增加某种程度上抵消了机组大型化带来的成本优势，但由于风力状况更好、更稳定，也提高了海上风电场的发电量。全球海上风电场的加权平均容量系数从2010年的38%上升到2018年的43%。同时，通过优化运维策略，降低了运维成本；基于故障预测分析的预防性维修方案也减少了故障的发生；海上风电场规模化发展，也减少了单个风电场的运维成本。

海上风电市场仍然相对薄弱，自

2010年以来，平准化度电成本在国家的降幅存在很大差异。

欧洲的海上风电部署规模最大，2010年至2018年投运的项目中，平准化度电成本下降了14%，从0.156美元/千瓦时降至0.134美元/千瓦时。最大的降幅发生在比利时，2010年至2018年间下降28%，从0.195美元/千瓦时跌至0.141美元/千瓦时。德国和英国是2018年欧洲最大的市场，2010年至2018年，这两个市场的海上风电项目平准化度电成本分别下降24%和14%，跌至0.125美元/千瓦时和0.139美元/千瓦时。在亚洲，2010年至2018年间平准化度电成本的降幅为40%，从0.178美元/千瓦时降至0.106美元/千瓦时。这主要是由中国推动的，该国拥有亚洲95%以上的海上风电设施。与之相比，日本的平准化度电成本较高，估计为0.20美元/千瓦时，因为迄今为止的项目规模较小，而且主要是示范项目。

自2010年以来，海上风电场的总安装成本略有下降。然而，由于近年来每年新增装机容量相对较低，新投产的海上风电场的总安装成本同比波动较大。

2010年至2018年，全球海上风电加权平均安装成本下降了5%，从4572美元/千瓦降至4353美元/千瓦。在安装成本的整体演变背后有一系列复杂的因素，其中一些因素推动成本下降，另一些因素起着相反作用。在欧洲，供应链和物流的规模和容量较小，以及向更远和更深的水域部署的转变，某种程度上增加了安装、基础和电网连接成本。然而，该行业近年来规模有所扩大，其中一些压力有所缓解。与此同时，风电机组技术的创新、更大的发电容量、更丰富的项目开发经验和规模化发展，总体上有助于降低成本。（编译自国际可再生能源署发布的《2018年可再生能源电力发电成本报告》）

能源

现在就登录浩亭电子目录
www.eCatalogue.HARTING.com.cn



Pushing Performance

滑环耦合器



Han® HPR



M12 PushPull 推拉式连接器



Han-Eco® Outdoor 户外连接器



Ha-VIS eCon 以太网交换机



霍尔效应电流传感器



Han® EMC



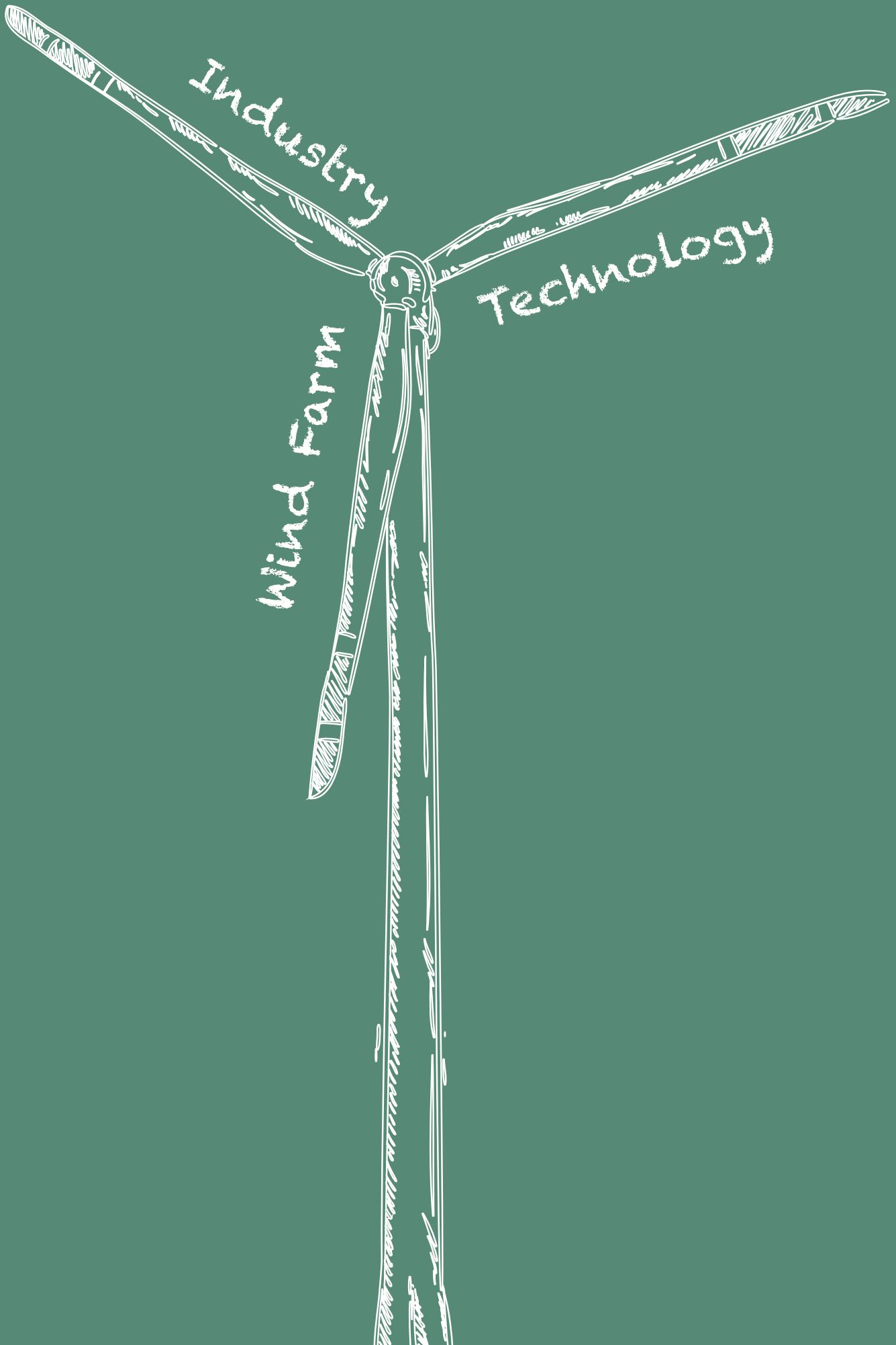
浩亭给你更多动力

系统间的快速交换对确保发电厂的高度可用性尤其重要，通过浩亭公司齐全的连接器和广泛的应用方案就能达成这一切。浩亭的产品范围从大电流组件至工业以太网交换机，以及用于能源工业的控制和数据传输。

如需更多信息，请致电+86 21 63862200或发送邮件至cn@HARTING.com联系我们。



欢迎关注
浩亭微信



产业 | 60

海上风电与陆上风电差异性分析(下) | 浅析海上风电风险和保险解决方案

风电场 | 66

基于超融合架构的风电场监控中心云化研究 | 山区风电场集电线路“三防”设计

技术 | 76

双馈风电机组的转速控制与超速参数设置 | 海上导管架基础灌浆施工防漏浆技术分析 | 极限工况下漂浮式风电机组塔架的波浪荷载估计

高强度螺栓拉伸紧固试验研究 | 风电机组齿轮箱部件失效故障分析与处理

海上风电与陆上风电差异性分析（下）

文 | 崔东岭，摆念宗

四、微观选址

风电场的微观选址对风电项目具有非常重要的作用。微观选址的好坏，不仅影响风电场的发电量，还对机组的寿命和故障情况有影响。微观选址的影响因素主要包括风速、湍流强度、地形、道路、障碍物、周围环境等，科学合理的微观选址，可以降低机组湍流强度，避免机组部件损坏，延长机组寿命，提高机组发电量。

陆上风电机组的排布根据地形的

不同有较大差异。对于陆上平坦地形（如戈壁、平原）来说，风电机组的排布一般都比较规律，主风向间距为5~9倍风轮直径，垂直主风向间距为3~5倍风轮直径。对于山地或丘陵风电场，风电机组的排布一般不规律，除受到地形、道路、障碍物等影响外，最关键的就是风速和湍流强度。

海上机组的排布一般比较规律。海上的风能资源特性比较稳定，因此，它不是影响微观选址的首要因素。生

态保护、航道、海洋勘探、养殖等因素对风电机组的排布都会有影响。同时，由于海上湍流强度小，不利于尾流区风速恢复，因此，在风电机组排布过程中，要考虑增大主风向风电机组间距，以减少尾流效应。

五、风电机组基础

风电机组基础是承受并传递风电机组与各类环境载荷的最终部位，因此，其对于保证风电机组安全稳定运行非常重要。由于应用的场景不同，

表3 海上风电与陆上风电机组基础形式对比

风电类型	基础形式	基础特征	应用场景	特点
陆上风电	扩展式基础	圆形或多边形承台，依靠自重抵抗倾覆	应用广泛	施工简单、经验丰富、应用广泛；混凝土用量大
	梁板式基础	圆形或多边形承台，由底板、梁、台柱组成，主梁格回填土，依靠自重和回填料重量抵抗倾覆	应用广泛	混凝土用量较小；结构稍复杂，施工周期较长
	桩基基础	基础由承台和桩组成	地质条件不好，天然地基承载力不足或持力层埋深较大	减小承台埋深，减少混凝土用量
	岩石锚杆基础	基础由承台和锚杆组成，锚杆将基础与岩石地基连接为整体	岩石地基	开挖量小，混凝土用量小
海上风电	重力式基础	体积、重量大，靠自重固定风电机组	水深0~10m	结构简单，对海床的平整度要求高；成本较低
	单桩式基础	大直径钢桩	水深0~35m	占用面积小，承载力高，结构简单；成本较低
	多桩式基础	小直径多桩	水深0~35m	占用面积小，承载力高，结构简单；成本较高
	导管架式基础	桁架结构，多根钢管桩固定于海床	水深大于20m	承载能力高；钢材使用量大，成本高
	负压桶式基础	抽空沉箱内部海水，产生吸力固定风电机组	水深0~35m	适合砂土和软粘土地质，施工时间短，成本低；施工工艺要求高
	漂浮式基础	基础平台由锚泊系统锚定于海床	水深大于50m	安装简单，可拆卸移动；处于试验阶段，尚待推广

陆上风电和海上风电的基础结构相差较大。

陆上风电场的地质结构一般为砂石、黄土、岩石等，因此，风电机组基础的设计施工安装较为容易。目前常见的陆上风电基础形式有重力式扩展基础、桩基础、岩石锚杆基础等。重力式扩展基础由于施工简便、工程经验丰富，目前应用广泛；桩基础主要适用于天然地基承载力不足或持力层较深的地区，如湿陷性黄土地区；岩石锚杆基础则适用于承载力较好的岩石地基。根据连接方式的不同，风电机组基础又可以分为基础环式和预应力锚栓基础。基础环式基础是通过钢制基础环将上部荷载传递至基础；预应力锚栓基础则是通过施加过预应力的锚栓连接塔筒和基础，从而传递荷载。

海上风电的基础结构设计要考虑海床的地质结构、离岸距离、海上风和浪的载荷特性以及海流、海冰等的影响。目前，海上风电机组的基础形式主要有重力式、桩式、导管架式、负压桶式以及漂浮式结构，不同的基础形式适用于不同的水深，具体特点如表3所示。与陆上风电相比，海上风电机组基础的施工难度非常大，主要受施工窗口期、船机设备运输能力与施工能力、施工单位施工工艺水平等因素影响。同时，对海上风电机组基础的设计参数和施工质量要求也更高，不仅要能应对各种恶劣的海上气候环境，还必须具有较高的防腐蚀性。由于环境复杂、施工难度大，海上风电机组基础的成本也比陆上风电机组高很多，约占整个项目成本的20%~25%，并且随着水深和离岸距离的增加，海上风电机组基础的成本相应上升。因此，考虑到风电机组基

础的设计和施工难度，风电机组与风电机组基础一体化设计，也逐渐成为海上风电一个重要的技术攻关方向。

六、施工准备

施工准备是项目在施工建设前的准备工作，良好的施工准备工作，能够提高施工速度、提升施工质量、降低成本、确保安全。

陆上风电的施工准备有比较成熟的工作程序，难度相对较小。天气条件对施工准备的影响较小，施工设备、临建设施等都比较容易组织实施，因此，不会出现重大影响因素。其中，道路和施工电源等条件相对比较重要，需要提前管控实施。

海上风电的外部环境恶劣、施工技术难度大、施工成本高，因此，施工准备工作难度也较大。海上施工作业条件、船机设备施工能力、码头装载能力等，都会影响海上风电的施工准备工作，因此，一般要求海上风电项目在可行性研究阶段和初步设计阶段编制施工组织设计专题报告，对施工方案进行充分地论证和优化。

七、施工建设

目前国内的装备市场已经完全能够胜任陆上风电的建设要求，因此，陆上风电的施工建设较容易。陆上风电一般采用大型车辆运输叶片、塔筒等设备，在机位点就地完成各部分的安装，吊装方式采用“主吊+副吊”组合形式，吊装设备则根据风电机组设备的重量选用相应吨位的汽车吊或履带吊。陆上风电的施工进度主要受整机、塔筒等设备的供货能力以及天气因素（如大风、雨雪等）的影响。

海上风电的施工建设与陆上风电不同，施工作业面包含陆上区域和海上区域，作业范围广、协调难度大。受天气因素影响，海上风电的施工窗

口期也比较短。这些特点都给海上风电的施工建设带来了困难。另外，随着海上风电迅猛发展，海上风电施工装备也存在较大市场缺口，装备数量和装备技术能力不足，码头资源和转运能力有限。海上风电机组的安装一般可采用整体安装和分体安装两种方式。整体安装起吊次数少、海上施工周期短，但需要在陆地设置组装场地，同时对码头装载能力、驳船装载能力、起重能力要求非常高，且运输风险大；分体安装对码头装载能力、驳船装载能力、起重能力要求较小，但是起吊次数多、施工周期长。目前海上风电施工主要采用分体安装的方式。为应对海上复杂的施工环境，海上风电施工过程中还需要监测海洋气象预报和潮位等信息，以便充分利用施工窗口期，及时合理安排施工任务和措施，保障施工安全。

八、运行维护

陆上风电场的运行维护已经逐步市场化、规范化。风电场都采用集中监控模式，中央控制室能够监测控制每台风电机组设备的工作状态，当出现故障停机时，检修人员迅速前往现场进行检修消缺。除雨雪、大雾、大风等恶劣天气外，陆上风电场一般都能够及时迅速地开展现场检修。对于叶片、发电机、齿轮箱等大部件维修更换，陆上风电场也已经形成比较成熟的市场，吊装设备、技术人员、安装工人、技术改造升级等，都已经市场化、透明化。为更好地管理风电场，集控中心、备品备件集中仓储、区域大检修等新技术、新理念、新模式不断发展，提高了风电场的运行维护水平。在人员要求方面，陆上风电的运维人员要具备相应的技能资质，接受相关的培训，包括电气、机械、控制

表4 海上风电与陆上风电施工特点对比

风电类型	天气影响情况	作业面	施工窗口期	集电线路类型	升压站类型	运输设备	吊装方式	吊装设备	其他
陆上风电	一般	陆上	长	架空线或直埋电缆	陆上升压站	大型车辆	分体吊装	汽车吊、履带吊	无
海上风电	影响非常大	陆上和海上	短	海底电缆	海上升压站	大型车辆、驳船、拖船	分体吊装或整体吊装	起重船(浮吊)	租赁码头、船舶设备

表5 海上风电与陆上风电运维特点对比

风电类型	风电机组故障率	天气影响情况	作业窗口期	交通工具	可达性	防腐工作	大部件更换装备	运维成本	人员要求
陆上风电	低	一般	长	车辆	好	无特殊要求	吊车	较低	电气、机械、设备运行原理等专业知识，电工证、登高证等
海上风电	高	影响非常大	短	直升机、运维船、水路两栖车和拖拉机等	差	要求高	吊装船	高	电气、机械、设备运行原理、海洋水文气象等专业知识，电工证、登高证，海上求生、海上自救、船舶靠泊等

等专业知识培训，并获得电工证、登高证等特种作业证书。

相比于陆上风电，海上风电作业环境恶劣，受风浪、台风、风暴潮、团雾、雷雨等恶劣天气影响明显，交通运输困难，海上作业窗口期短，运行维护难度较大；运维经验较缺乏，对于设备故障无法及时进行检修消缺，风电机组故障率高，安全风险大。对于大部件的维修更换，海上风电需要使用专用船舶进行作业，但是相对欧洲海上风电，目前国内市场上比较缺乏专业的海上风电运维装备。盐雾腐蚀、海洋附着生物等因素对风电机组基础、设备防腐要求高，海上风电运维需要开展专业性强、工作量大的防腐工作。此外，海上风电作业风险大、环境复杂，

对人员的技术水平和技能资质要求更高。海上风电运维人员需要接受系统的培训，不仅要具备电气、机械等专业知识，同时还要有海洋水文气象相关知识；不仅要取得电工证、登高证等特种作业资质，还应掌握海上求生、海上自救、船舶靠泊等基本技能。目前，海上风电在智慧运维方面也不断开展大量研究，希望通过大数据平台、故障预警、智能诊断、运维策略优化、备品备件管理等技术提高运维水平和效率，降低运维成本。

结论

海上风电与陆上风电具有许多不同的特点。相比于陆上风电，海上风

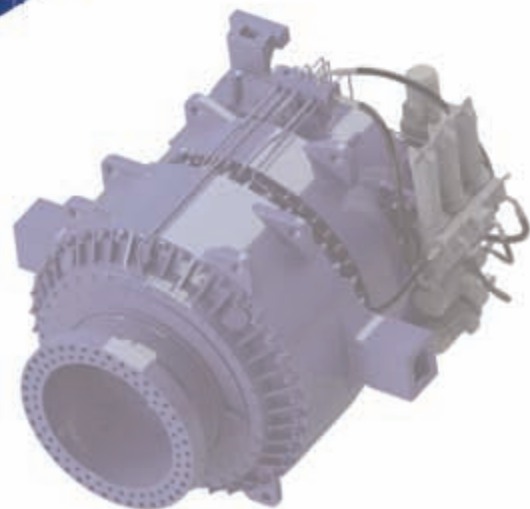
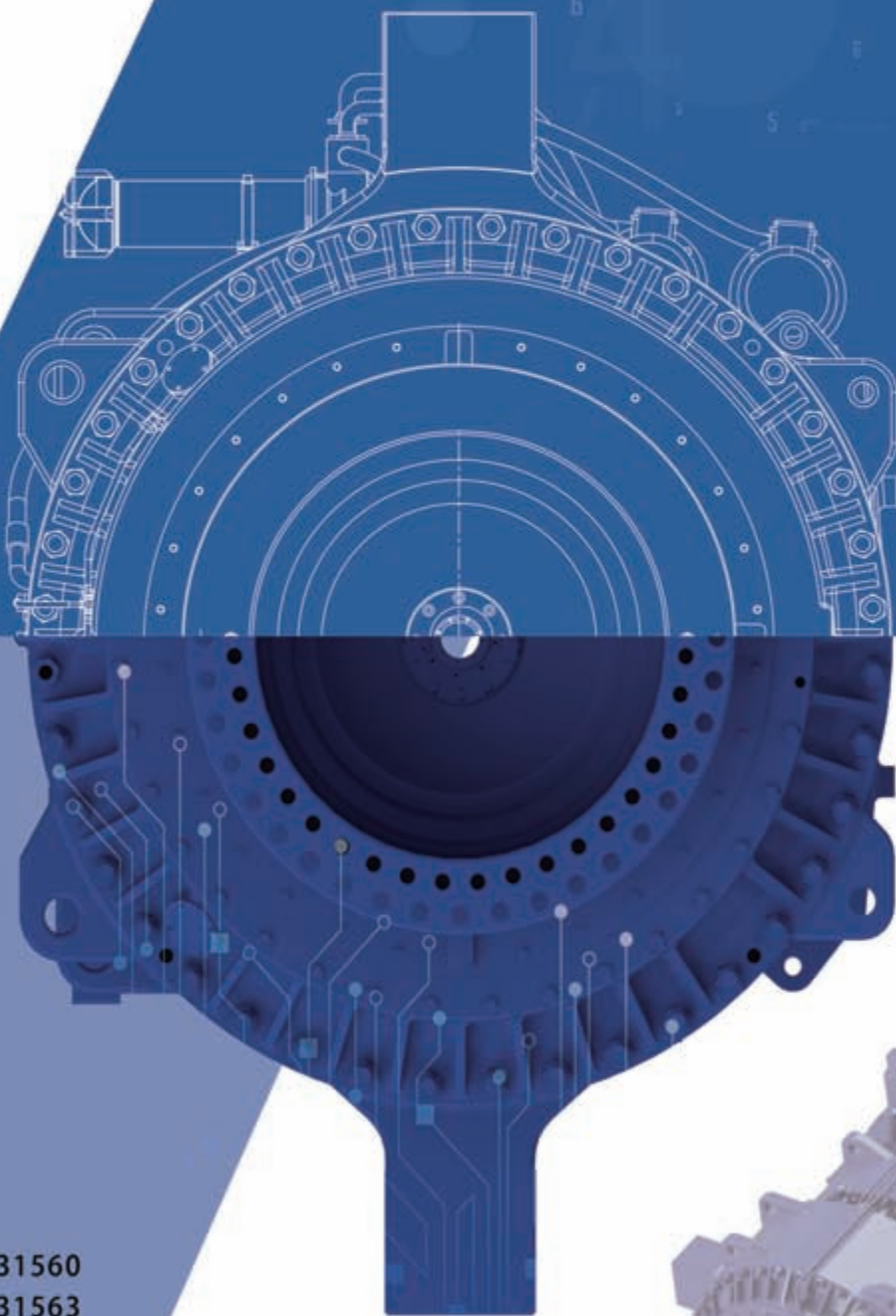
电面临着诸多挑战，例如，风能资源及水文基础数据少、施工建设难度大、建设成本高、设备运维困难等。但是随着海上风电进入大规模开发期，海上风电的市场会越来越成熟，政策机制和标准体系也将逐步建立与完善。在海上风电未来的发展中，应结合我国海上风电的特点，借鉴陆上风电开发经验和海上风电国际先进经验，开展一体化风电机组、智能风电机组、智慧运维管理等先进技术的应用研究，努力促进我国海上风电朝着规模化、高质量、低成本方向发展。

(作者单位：崔东岭：中国大唐集团新能源科学技术研究院有限公司；摆念宗：中国大唐集团科学技术研究院有限公司西北电力试验研究院)



重庆齿轮箱有限责任公司
CHONGQING GEARBOX CO.,LTD

改变 成就未来



服务电话：023-47231560

销售电话：023-47231563

网址：www.cngpower.cn

邮编：402263

传真：(023) 47231590

地址：重庆江津德感工业园区

电子邮箱：cngpower-fd@chongchi.com

浅析海上风电风险和保险解决方案

文 | Truels Kjer, 张宇, Cilla Yang

作为瑞士再保险集团旗下的全资子公司，自从 2015 年落地中国，瑞再企商保险有限公司（下称“瑞再企商”）全力为中国客户提供全方位的创新性解决方案，以管理各种行业的风险，包括风电保险的各个方面。我们的目标不仅仅是为客户提供最好的解决方案，还帮助客户通过利用风电项目保险的这一个支点，从而将整个风电项目的生命周期有效串联起来。我们是一家领先的陆上和海上风电保险公司，同时也是欧洲风电项目最大的承保主体之一。除了许多欧洲海上风电项目外，我们还有幸承保了美国和中国台湾地区的第一个海上风电场，还有其他位于中国东海、南海、台湾海峡的海上风电项目。利用瑞士再保险 150 年的承保经验，瑞再企商致力于帮助项目在当下做好应对未来风险挑战的准备。

然而，我们的专业知识并不是泛泛而谈，而是集中在业务的几个方面，如：业务项目、风险调查和日常索赔。我们重点关注施工方法、各式固定或浮动桩基、高压交流和高压直流升压站、输出和阵列间电缆以及风力发电技术。

瑞再企商风能中心

为增强行业竞争力，我们在几年前建立了内部风能中心（Centre of Competence for Wind），以支持我们的核保人、风险工程师和索赔处理人员在为客户开发最佳解决方案时提供专业建议。风能中心关注各项技术的发展，与瑞再集团不同相关部门共享知识，并向客户提供支持。

关注风电项目认证

一直以来，我们对风电行业标准及认证体系都格外关注。我们充分相信，遵守相关的行业标准以及通过认证机构的行业认证能够有效降低风险的发生概率。相较于一些

专业技术问题，我们更加关注项目的认证程度、认证标准和认证机构，这会让我们对项目的风险情况以及风险管理水平有一个整体的印象。在中国市场上，与鉴衡认证中心这样有着多年认证经验积累的机构合作，可以帮助我们达成这个目的。

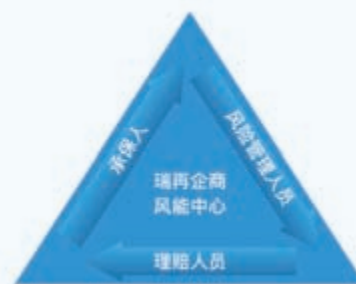


图1 瑞再企商风能中心



图2 海上风电项目的常见保险产品

具体而言，对于风电项目和机组，我们关注的是全球公认的标准 IEC61400，并且多年来我们也参与到相关国际认证委员会的工作中。我们相信 IEC 体系下定义的项目认证机制，可以对海上风电项目的全面风险加以控制，未来中国也将会和欧洲一样越来越重视开展这项工作。

我们对风电行业风险管理 / 风险缓释的建议

为了评估风险，我们希望项目方提供尽可能详尽的承保信息，我们的核保问题基于过往项目的承保经验以及风险关注点。由于篇幅所限，我们无法详谈所有的风险敞口。其中几个重要的风险考量维度包括，所有项目参与方的经验，项目是否涉及任何未经验证的原型设备或施工方法等。我们会始终将风险评估与索赔经验数据结合起来分析风险敞口，其中比较有代表性的包括海底电缆，我们会将风险评估重点放在出口电缆和阵列电缆上。

如果读者想进一步了解海上风电建设过程中的风险概况分析，请参阅由瑞再企商参与撰写的“海上风电作业守则”（Offshore Code of Practice）。该报告列出大约 500 种行业风险以及应对这些风险的建议，报告可免费阅读，除了德语和英语外，也有中文版本。

需要强调的是，我们对降低风险的主要建议是在施工过程中选择一名海事检验人（MWS）参与到项目的施工管理中，并在面向长期的项目风险控制中引入项目认证。海事检验人的主要工作包括对施工流程的风险评估、对施工机具及船舶的检验，以确保它们符合项目的实施标准，海事检验人会在整个施工过程中全程参与。此外，我们非常欣喜地看到越来越多中国本土的海洋工程人才从石油、天然气行业投身到海上风电的海事检验中。此外，项目认证将对机组、基础、升压站和海底电缆等设备的安全性加以判断，这给海上风电场设备长期的安全运行带来保障。

我们对未来以及对中 国风电发展的愿望

瑞再企商不仅专注于风电行业，同时也对中国风电业务的发展充满信心。我们对中国未来的海上风电发展有一个愿望清单，排在第一位的便是我们将有机会把我们在风电行业多年积累的风险承保经验与中国的客户分享。

作者信息



Truels Kjer

瑞再国际风能中心高级风险工程师

1979 年毕业于丹麦技术大学电子工程专业，获得学士学位

在工程咨询公司服务 10 年，在保险行业服务 25 年，曾分别任职于皇家太阳联合保险公司以及达信保险经纪公司

主要工作领域涉及风险评估、理赔处理、专业技术线的保险产品开发等。其中具体包括陆上及海上风电机组研究、国际理赔案例分析，在保险共保体中担任首席承保人，管理理赔服务网络及公估人

近 40 年的职业生涯全部与风电领域相关，其中在最近的至少 5 年里全职服务于海上风电领域

以保险行业代表的身份，作为丹麦国家能源局的顾问参与了丹麦国家风电行业标准的制定工作



张宇

鉴衡认证中心风能事业部总经理

全面负责鉴衡认证中心风电方向业务的经营工作

为风电领域业主、设备厂家、金融机构等提供检测、认证等第三方技术服务

16 年风电行业工作经验

清华大学精密仪器专业硕士



Cilla Yang (杨昕昕)

瑞再企商中国工程险高级核保人

负责中国区，以及中资利益海外投资项目的工程险核保工作（包括海上风电）

协同中国客户、经纪人，为保险相关方提供保险技术服务

14 年保险业经验，曾在华泰保险、达信保险经纪、亚洲资本再保险公司从事工程险业务

应用物理学学士，管理会计硕士

基于超融合架构的风电场监控中心云化研究

文 | 戴建军, 崔峰, 吴樟林, 廖元文, 汤光浩

经过十几年的高速发展, 我国的风力发电技术日趋成熟, 新技术层出不穷。但作为风力发电系统重要组成部分的风电机组监控系统, 却仍停留在采用传统的数据中心部署方式上, 即分别独立建设计算、存储、网络和安全各功能模块。

这种架构存在的主要缺陷是: (1) 安全性低, 大部分服务器和存储资源都是单机使用, 并未实现互为热备份, 数据丢失后便会造成很大损失。如所有系统都采用双机备份, 实现成本较高。(2) 新业务交付慢, 当一个新的系统需要计算资源时, 目前平均交付流程在一个月以上, 效率非常低。(3) 计算资源利用率低, 经过对 8 个风电场 67 台服务器的抽样调查, 部署的各类业务系统平均 CPU 利用率为 6%, 内存利用率为 33%, 三年内硬盘空间利用率为 30.1%, 资源综合利用率低。

风电行业竞争日益激烈, 传统风电场监控系统部署模式已经不能满足需求。近年来, 随着云计算技术的不断发展和完善, 基于超融合架构 (Hyper-Converged Infrastructure, 或简称“HCI”) 的信息技术部署方式成为一个较好的选择。

超融合架构的基本原理

超融合架构是指将物理计算资源

(CPU、内存)、存储空间统一集成在单个 x86 服务器节点内, 若干台服务器节点通过简单叠加, 实现所有资源的统一管理、共享分配。超融合平台可以通过软件定义的方式实现计算资源虚拟化、存储空间虚拟化、网络虚拟化和安全虚拟化。用户可以非常方便地新建、弹性调整、删除、备份和快照一台云主机; 可以将多台物理机的存储资源融合为一个大的存储池, 再进行适当划分以便资源共享; 可以利用 NFV 实现云主机所处网络的自由定义, 包括新增交换机、路由器、防火墙, 及不同的网络策略。可以利用安全虚拟化, 实现分布式防火墙策略的制定、底层杀毒软件植入以及态势

感知的监控。基础架构如图 1 所示。

一、计算虚拟化

计算虚拟化一般是指在每台服务器内安装虚拟化软件, 构成计算资源池, 再通过超融合平台虚拟化若干云主机, 以供不同的用户和应用程序使用。计算虚拟化使资源动态分配、灵活调度和跨域共享成为很简便的事情。

主流的虚拟化软件通过在硬件和操作系统之间部署的 x86 虚拟化技术, 实现将物理服务器内的 CPU、内存、接口资源转换为一组或者多组可被统一管理、调度和分配的物理资源, 再将物理资源逻辑化, 能在单个服务器上同时运行多个相互隔离的云主机, 各云主机分别占用该物理服务器的部



图1 超融合基础架构

分计算资源。云主机可以通过集群调度的方式实现热迁移（在不同的物理服务器将副本进行启机，实现云主机无缝迁移到另一台物理服务器）。通过在不同的物理服务器存储不同的云主机配置文件，当某主机宕机时，在其他物理服务器上也能够自动启机，以此可实现云主机的高可用性。此外，超融合平台还可以按业务变化实现单台云主机的 CPU、内存的手动或自动按需增减。

二、存储虚拟化

超融合技术可以实现将所有物理服务器的物理磁盘变成逻辑资源池，当云主机需要使用时，可以定义存储空间大小，这种存储方式被称为分布式存储。

分布式存储能够很方便地实现横向扩展（Scale-out），运行在这种架构上的云主机，可以像传统层次架构那样支持 vMotion、DRS 和快照等功能。由于数据通过服务器的主板高速通道进行磁盘间的交互，因此，大大提高了传输性能。分布式存储的另一个重要意义在于安全性和读写性能的提升，由于分布式存储的数据不会存在于某一单台服务器，而是分布存储到不同的磁盘上（有点类似 Raid 技术），因此，磁盘读写效率会成倍提升。此外，超融合平台一般支持云主机及其逻辑磁盘的双备份或三备份，而这些备份都是分散到不同服务器的不同磁盘上（这个资源调度算法是基于超融合平台算法实现的），因此，某单片磁盘甚至某单台物理服务器发生故障都不会影响数据安全，并且切换是毫秒级的，用户不会有感知。

三、网络虚拟化

在超融合网络架构里，硬件只需要用到二层交换机，其他的网络设

备全部通过在服务器内建虚拟化服务的方式来实现。为了实现云主机之间、云主机与外部网络之间的按需通信，网络虚拟化可以提供虚拟交换机 vSwitch、虚拟路由器 vRouter、虚拟防火墙 vFW、虚拟私有网络 vVPN、虚拟广域网优化 vWOC 等，这些设备除了可以分别实现传统网络设备的功能，还支持东西向流量的 VxLAN 网络和南北向与物理网络的安全连接。

网络虚拟化带来的好处是显而易见的，所有网络设备以扁平化的方式呈现在一个管理界面内，极大简化物理部署，非常便于运维与排故。由于这些虚拟的网络设备置于 HA 的平台内，如果一台服务器宕机，其他服务器马上就会接管，因此，可靠性比传统网络设备高。

四、安全虚拟化

超融合架构下，传统的防火墙、态势感知设备都被虚拟化成不同模块。通过在不同子网、不同主机之间配置虚拟的分布式防火墙、边界防火墙、威胁检测探针、负载均衡和 VPN 等手段，不仅实现南北向流量的防护，还重点对东西向的流量进行了监测和防护。安全虚拟化可以实现 2~7 层的全方位防护，通过风险扫描、漏洞检测、

Web 防护和入侵防御，未知威胁、潜在木马病毒和勒索病毒都可以被云化的态势感知平台提前感知到。

对云主机而言，一般通过部署杀毒软件的代理端来实现主机内部的安全。网络上，通过分布式防火墙的一键下发策略，将云主机之间进行适当隔离，基于协议和端口的精度可以保证云主机之间的按需通信。

风电场监控系统云化方案

一、业务需求

某风电场共有 24 台单机容量为 2MW 的风电机组，其监控中心包含以下子系统：用于风电机组主控制器信息搜集和监控的 SCADA 系统、SCADA 数据转发软件，用于风电机组大部件振动状态监测的 CMS 系统、CMS 数据转发软件，用于对全场进行风功率调节的 WPPM 系统，用于风能预测的风功率预测系统。从运行安全考虑，这些系统全部需要实现双机热备。如果按照传统数据中心部署方式成本很高，采用超融合方案则大大简化了硬件配置，且还能实现互为备份和资源冗余，如表 1 所示。

从硬件对比上来说，超融合方案

表1 超融合与传统模式部署比较

	传统模式	超融合
SCADA 系统	CPU: 10 核 内存: 64GB 硬盘: 5TB	CPU: 20 核 内存: 128GB 硬盘: 10TB 共 2 台
SCADA 转发	CPU: 4 核 内存: 32GB 硬盘: 1TB	
CMS 系统	CPU: 10 核 内存: 64GB 硬盘: 5TB	
CMS 转发	CPU: 4 核 内存: 32GB 硬盘: 1TB	
WPPM	CPU: 4 核 内存: 32GB 硬盘: 1TB	
风功率预测系统	CPU: 4 核 内存: 32GB 硬盘: 1TB	
网络设备	防火墙 1 台 交换机 4 台	交换机 2 台
占用机柜	14U	8U
能耗	2200W	1000W

在服务器数量、总体配置、占用机柜和能耗上都有明显优势，而且所有云主机都利用 HA 实现了热备能力，这是传统模式很难做到的。

二、部署方案

在某风电场升压站机房的服务器机柜内安装两台超融合一体机，并安装两台交换机。在管理平台内可以看到所有物理机的资源。每台服务器都有 4 个网口。其中，Eth1 配置为管理口，Eth2 配置为数据通信口 VxLAN，Eth3 配置为北向数据口，Eth4 配置为分布式存储口。

根据现场业务需求，开通 6 台云主机。每一台都根据实际需求而不是最大需求配置计算资源。选择名称、分组、存储位置和运行位置、CPU、内存、磁盘，以及网络 IP 地址配置信息。主机的操作系统可以重新安装，也可以复制已有的云主机，还可以根据已有的云主机生成模板并根据模板新建云主机。超融合平台支持大部分的服务器操作系统，比如 Windows、Linux 的各种版本。新增一台云主机的界面如图 2 所示。

在网络配置上，只需要将云主机配置到特定的二层交换机下，按需配置防火墙和端口组，并配置好分布式防火墙，以保证按需获得网络连通。云主机开通后可以通过远程桌面（如：Windows RDP、Linux VNC）或者特定工具（如：PuTTY）的方式进行连接。需要特别注意的是，云主机和网络要开通远程连接的端口。

此外，还需要配置云主机的备份策略。新建备份组，并为该组添加备份策略。一般备份策略可以按周、天、小时的精度，保留副本则按日、周、月为单位。并在备份组内加入不同的云主机。超融合平台可以为云主机的



图2 新增云主机

表2 单云主机单虚拟磁盘测试负载描述

测试工具	lometer						
测试路径	云主机裸磁盘						
	块大小	随机/顺序	读写比例	IO 深度	偏移	测试数据	测试时间 (分钟)
准备数据阶段	1MB	顺序	0:1	8	0	10GB	4
正式测试阶段	4kB	随机	0:1	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
			7:3	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
			1:0	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
	8kB	随机	0:1	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
			7:3	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
			1:0	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
	64kB	随机	0:1	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
			7:3	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
			1:0	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
	128kB	顺序	0:1	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
			5:5	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
		随机	1:0	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6
1:0			1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6	
1MB	顺序	0:1	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6	
		5:5	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6	
	随机	1:0	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6	
		1:0	1 2 4 8 16 32	0	10GB	3×6	

系统盘和数据盘实现自动备份，一旦系统遭遇病毒或者其他误操作，便可以很方便地恢复到不同的时间点。

三、性能测试

超融合架构相较于传统部署方式的功能优势是显而易见的，由于性能可靠，能完全胜任各类业务的承载。下文以核心关注点之一的虚拟存储性能为例进行测试说明。

测试目的：最优性能测试，测试各种 IO 模型的性能参数，用于比较各类平台。

测试方法：主要通过模板部署若干台云主机，并接入同一台虚拟交换机。使用 Iometer 测试脚本执行读写操作，并得出结果。

测试配置：3 台物理机（CPU：28 核 X 2[Intel(R) Xeon(R) CPU E5-2680 v4 @ 2.40GHz]；内存：128GB；磁盘：2×480GB SSD(SM863a)，6×1TB HDD）；云主机（CPU：8 核，内存：4GB，虚拟磁盘：60GB（预分配））；网络为万兆；操作系统为 Cent OS。

测试模型：4kB、8kB、64kB 随机读，随机写，混合读写，随机写；128kB、1MB 随机读，顺序读，混合读写，顺序写，如表 2 所示。

测试内容：（1）单云主机单虚拟磁盘基本指标；（2）单云主机 6 虚拟磁盘基本指标；（3）集群（15 云主机 3 虚拟磁盘）基本指标。

测试过程：利用 Iometer 软件进行实际测试，如图 3 所示。测试各个 IO 模型的随机读写性能和顺序读写性能（可以评估存储是否满足单个应用程序的 IO 性能需求；也可以根据需求，选择其中的一到两项测试）。脚本会运行 2 次 Iometer，第一次是准备数据，第二次才是实际的 IO 测试。

四、测试结果

本文共测试了单云主机单磁盘、单云主机 6 虚拟磁盘、集群（15 云主机 3 虚拟磁盘）3 种负载，每种负载情况又分为不同块大小的 20 种工况，每种工况再分 6 种 IO 深度，共进行了 360 项测试。测试结果表明，各种工况下的平均波动率为 0.02%，平均时延小于 0.56ms，平均最大时延小于 30ms，其中在 4kB/15 云主机的情况下最高 IOPS 达到了 386318。整体性能较优。

网络安全合规问题

为满足电监会《电力监控系统安全防护规定》（2014）、《风电、光伏和燃气电厂二次系统安全防护技术规范（试行）》（2012）和国家能源局《关于印发电力监控系统安全防护总体方案和评估规范的通知》（国能安全 36 号文），以及国家电网公司、南方电网公司的相关细则，对于风电场二次系统安全防护工作的要求，须

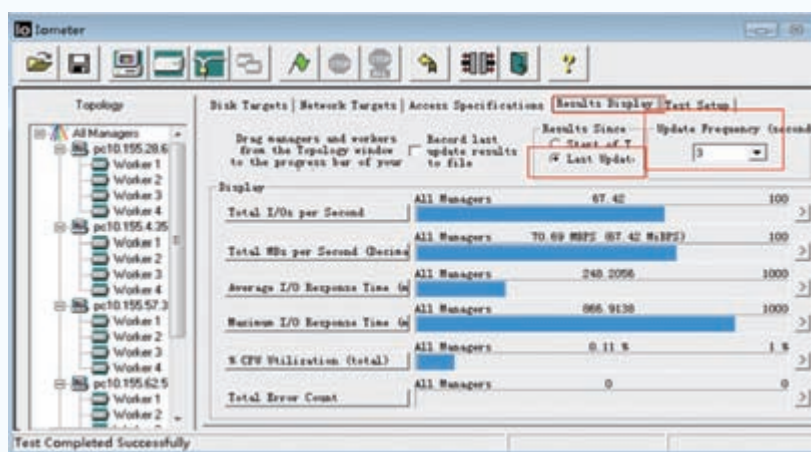


图3 Iometer 测试页面

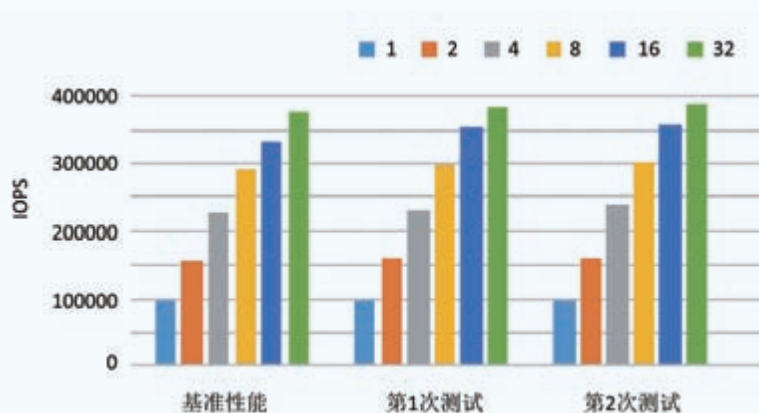


图4 4kB 100%随机读测试项六种IO深度测试结果

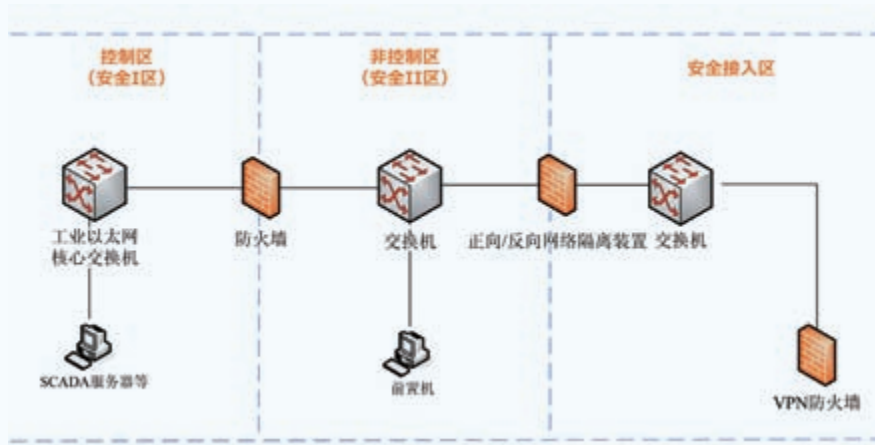


图5 传统风电场网络架构

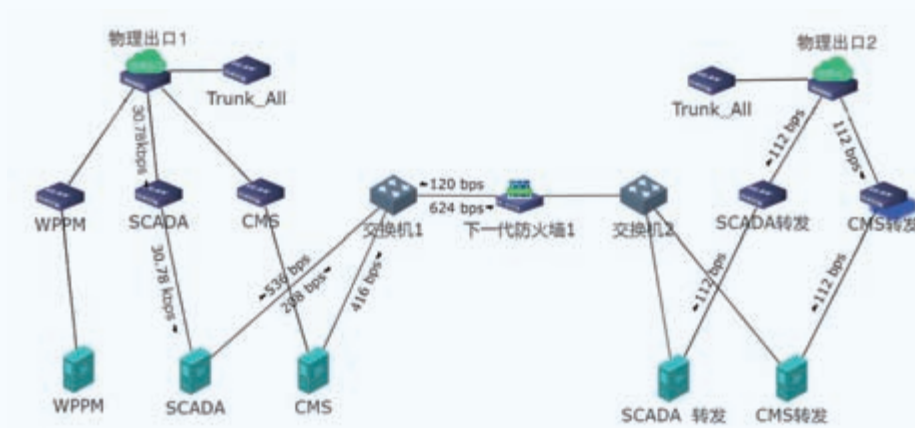


图6 超融合网络架构

严格执行“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的要求，传统的风电场网络架构如图 5 所示。

由图 5 可以看出，在计算资源方面，每个系统至少需要独立配置一套服务器、一套客户端，数据量大的系统还需部署磁盘阵列；在网络架构方面，风电机组内的工业以太网交换机与监控中心后台的核心工业以太网组成环网，各系统接入核心工业以太网。在这个架构内，计算资源、存储是分散式的，每个服务器都只能承载单个业务。

采用超融合架构后的风电场网络

架构如图 6 所示。由图 6 可看出，以防火墙为中心，左边是安全 I 区，右边是安全 II 区。安全 I 区的物理出口连接的是工业以太网核心交换机，安全 II 区物理出口连接的是正向 / 反向隔离装置。防火墙、服务器、交换机、网络隔离装置的配置策略与传统方式完全相同。超融合架构下的风电场完全满足了监管机构的技术要求。

总结

风电场监控中心采用超融合架构，

通过 HA 实现了所有业务服务的热备计算，通过数据自动备份实现了所有数据的安全备份，通过虚拟化网络实现了网络结构的灵活设置，通过安全虚拟化实现了分布式防火墙和底层的杀毒软件植入。以上的这些改进措施，在很大程度上提高了监控中心业务整体的安全性与整个系统部署的生产效率。该架构计算性能较好，资源利用率高，将云计算技术与工业场景相结合，创造出良好的经济效益，值得全面推广。☑

（作者单位：浙江运达风电股份有限公司）

CWP 2019.10.22-24
Beijing, China
Offshore

智领海上风电时代

CWP Offshore

2019 中欧海上风电工程及装备展览会



2019年10月22-24日
北京 中国国际展览中心（新馆）

山区风电场集电线路“三防”设计

文 | 丁剑

随着新能源战略的持续推进，我国风电开发规模和范围不断扩大，山区风电项目越来越多。风电机组箱变之间通过输电线路串联将风电机组所发的电能集结后输送到场内的升压站，该集结的输电线路被称为集电线路。根据我国输电线路设计运行经验，架空输电线路应避免微地形微气象、重冰区及易发生导线舞动的地区。

然而由于山区地形的特殊性，存在一些迎风坡、背风坡、分水岭、山前洪积扇、垭口、山脊、山坳、盆地以及与陆地邻近的江河、湖泊、水库等微地形微气象区域。因为山区风电场集电线路不可避免经过上述地区，如不考虑这些区域对集电线路的影响，在风电场投运后，可能会出现由于集电线路的设计不合理导致风电机组无法输送电能的情况，给风电场的安全运行带来隐患。因此，设计阶段必须进行相应考虑。

本文重点阐述了对上述区域集电线路进行防风、防覆冰和防舞动设计时需要考虑的要点，希望能给其他风电场集电线路设计提供参考和借鉴。

集电线路防风设计

通过技术经济比较，目前，国内绝大多数集电线路采用 35kV 电压等级的架空线路。根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061—

2010）的相关规定，35kV 架空线路最大设计风速的计算是按当地气象台、站 10m 高度，10min 时距平均的年最大风速为样本，采用极值 I 型分布作为概率模型统计得到的。对于山区输电线路，当无可靠资料时，最大设计风速可按附近平地风速增加 10% 进行设计。需要说明的是，该值只考虑了位置和高度影响，未考虑微地形微气象的影响。

如未对集电线路的最大设计风速和特殊区域进行充分调研和实地勘察，可能由于设计风速取值较低，在线路运行期间因摇摆角和风偏设计不足引起导线闪络、跳闸停电事故，甚至由于水平荷载的增大出现断线、倒塔等事故。

一、设计方法

根据工程经验，集电线路防风设计应通过合理论证最大设计风速、提高微地形微气象的最大风速值、减少杆塔允许使用条件、增大电气间隙和提高杆塔强度五方面避免由于风速考虑不合理对输电线路造成危害。

（1）合理论证最大设计风速

应充分调研周围已建架空线路的运行情况，利用周围气象台、站的数据和测风塔的测风数据，并结合《风区分布图》，确定集电线路的最大设计风速。

（2）提高微地形微气象的最大风速值

集电线路经过谷口正迎主导风向且两侧陡峻的河谷、气流由开阔地区进入狭窄地区、山顶等微地形微气象区域时，最大设计风速应进行专题研究。在微地形微气象区域，最大设计风速应提高 1.2 ~ 1.3 倍。

（3）减小耐张段长度

当线路杆塔使用通用设计塔型时，在相对高差较大、连续上下山等局部地段应进行垂直档距的复核，减少直线塔的使用。

（4）校验线路风偏

微地形微气象区域应进行风偏设计与检验，确保线路不会因为风偏不够导致导线闪络、跳闸事故发生。



图1 陆丰某风电场集电线路CD45#铁塔倒塌现场

(5) 验算杆塔机械强度

对杆塔进行满应力分析, 确保杆塔不会由于风荷载的增大出现断线、倒塔等事故。

二、应用案例

2015年7月, 台风“莲花”在广东省陆丰市甲东登陆, 陆丰某风电场集电线路 CD45# 铁塔出现倒塔事故, 见图 1。

现场调查发现该塔位于山顶, 前后塔位较该铁塔位置低, 且周围植被较少, 位于开阔的微地形区域, 最大风速超过设计要求, 导致倒塔事故发生。针对该特点, 将该段导地线的最大风速取值由 30m/s 增加到 36m/s, 并提高铁塔的设计强度。工程运行至今再未出现断线和倒塔事故。

集电线路防覆冰设计

导线覆冰的轻重取决于山脉、坡向与分水岭、台地、风口、江湖水体等因素。在山区, 导线覆冰受地形及地理的影响更严重。江湖水体对导线覆冰影响也十分明显, 水汽充足时, 导线覆冰严重; 附近无水源时, 导线覆冰较轻。海拔高程越高, 越容易覆冰, 且覆冰也越厚, 多为雾凇; 海拔高程较低时, 其覆冰虽较薄, 但多为雨凇或混合凇。

当输电线路覆冰时, 会增加输电线路导地线及金具和杆塔的垂直荷载以及水平荷载, 严重覆冰会造成导地线断股断线, 金具损坏, 甚至出现倒塔事故。

一、设计方法

根据工程经验, 进行集电线路防覆冰设计时, 应通过合理论证覆冰厚度、提高微地形微气象的覆冰厚度、增大电气间隙、提高杆塔强度四方面

避免舞动对输电线路造成危害。

(1) 合理论证覆冰厚度

应充分调研周围已建架空线路的运行情况, 利用周围气象台、站的资料, 并结合《冰区分布图》, 确定集电线路的覆冰厚度。

(2) 提高微地形微气象的覆冰厚度

对较易覆冰的微地形地段, 以及相对高差较大、连续上下山等局部地段的线路, 应结合周边已建成的输电线路运行情况, 提高该区域的覆冰厚度。

(3) 校验杆塔电气间隙

微地形微气象区域采用的塔型应进行电气间隙的校验, 确保线路不会因为不均匀脱冰导致导线闪络、跳闸事故发生。

(4) 验算杆塔机械强度

对杆塔进行满应力分析, 确保线路不会因为不均匀脱冰造成断线、倒塔等事故。

二、应用案例

2018年1月, 江西经历了罕见的低温雨雪冰冻天气, 德安某风电场集电线路 A10#、A11# 塔出现断线事故, 见图 2。

现场调查发现 A10# 和 A11# 两塔均位于山顶, 两塔之间穿越了风口, 覆冰厚度超过设计要求, 由于微地形的因素, 导线不均匀脱冰引发断线事

故。针对覆冰特点, 将该段导地线的覆冰厚度增加 5mm, 并提高铁塔的设计强度。工程运行至今再未出现断线事故。

集电线路防舞动设计

导线舞动与微气候关系非常密切, 通过对导线舞动机理和已经发生过导线舞动案例的分析和总结可以知道, 环境温度、相对湿度、风、雨淞和雾淞、雪等气象要素与舞动的发生有着密切关系。风激励是输电导线舞动的主要成因, 风力的大小以及风向同线路走向的夹角对导线舞动是否发生、发生舞动的幅度和频率大小有着很大影响。此外, 大多数观察到的舞动线路上导线有覆冰, 且多为非对称覆冰, 即迎风侧厚, 背风侧薄, 形成月形、扇形、D 形等不规则形状, 导线由此具有较好的空气动力性能, 在一定风力和风向的激励下诱发舞动。国内外大量的统计资料表明, 导线舞动一般发生在冬季和初春, 因为这两个时段冷暖气流的交汇易引起较强的风力。处于地势平坦、开阔及风口地区的输电线路, 当导线覆冰、风速为 4~20m/s, 主导风向与线路走向夹角不小于 45°时, 易发生舞动。

舞动产生的危害是多方面的, 主



图2 德安某风电场集电线路A10#、A11#塔断线现场

要有机械损伤和电气故障两类。机械损伤包括螺栓松动、脱落，金具、绝缘子、跳线损坏，导线断股、断线，塔材、基础受损等；电气故障包括相间跳闸、闪络，导线烧蚀、断线，相地短路以及混线跳闸等。

一、设计方法

根据工程经验，对集电线路进行防舞动设计时，应通过减少杆塔允许使用条件、安装防舞装置、增大舞动的电气间隙、提高杆塔以及金具与绝缘子的机械强度五方面避免舞动对输电线路造成危害。

(1) 减小线路档距

由于大截面、多分裂导线扭转刚度大，容易产生偏心覆冰，因此，大截面导线比常规截面导线容易产生舞动；分裂导线比单导线容易产生舞动。档距越大，导线吸收的能量就越大，舞动的幅度就越大，应在易舞区尽量减小档距。

(2) 安装防舞动装置

针对“风激励”可加装防舞装置扰乱气流的激励或改变攻角，从而提高舞动发生的冰、风阈值。如加装抗流防舞器、阻尼器等。

针对“线路的结构和参数”可采取改变导线特性抑制舞动的措施，多数防舞器均属此类。如双摆防舞器、

失谐摆、偏心重锤、阻尼器等。

(3) 增大杆塔电气间隙

根据国内外设计实践和设计经验，对于覆冰舞动情况，相对地间隙按照工频电压间隙取值，相对相间隙按照工频电压相对地间隙的 1.05 倍取值，能够保证线路安全运行。由于覆冰形状、尺寸、风速的差异，通常导线和地线不会同时舞动，因此，可以按照导线舞动地线不动的情况验算相对地距离，按照下导线舞动上导线不动的情况验算相对距离。通常采用作图法测出导线或导线间的距离。

(4) 提高杆塔机械强度

在易舞动地区适当提高杆塔的设计强度，以提高其抵抗舞动发生动荷载的能力。由于舞动会造成杆塔螺栓松脱，应在杆塔上加装螺栓防松帽，提高塔身的抗舞能力。

(5) 提高电力金具及绝缘子强度
线路舞动时将产生巨大的动态荷载，研究表明导线舞动产生的最大张力一般约为静态张力的 2 倍。因此，在舞动强度相对较大时，金具及绝缘子的安全系数可能不满足机械强度的要求，应将易舞区线路的金具设计安全系数提高至 3.0 ~ 4.0，绝缘子设计安全系数提高至 3.5 ~ 4.5，以确保金

具及绝缘子能抵抗强度相对较大舞动的影响。

由于舞动造成磨损会使得金具失效，可采用耐磨金具以提高抗舞能力。对绝缘子而言，增大绝缘子串的质量有助于降低张力变化引起的振幅。

二、应用案例

2015 年 3 月，山东临沂某风电场集电线路 C7# 塔出现倒塔事故，调查发现该段集电线路沿山梁走线，地势较开阔且主导风向与线路走向成 73° 夹角。工程位于 2 级舞动区域，但在实际设计时未考虑导线舞动对集电线路的影响，由于风的激励导致断线，进而引发直线塔倒塔事故。针对舞动特点，提高了金具、绝缘子和铁塔的设计强度。工程运行至今再无因舞动原因导致集电线路损坏的事故。

总结

山区风电场集电线路设计时应重视微气象微地形区段，以及相对高差较大、连续上下山等局部地段。针对这些区域做好防风、防覆冰和防舞动的“三防”设计。为风电场的高效稳定运行提供支撑和保障。☑

(作者单位：上海勘测设计研究院有限公司)



摄影：何红安

CHINA
WINDPOWER
2019 22-24 October
Beijing, China

www.chinawind.org.cn



官方微信 CWPBEIJING

2019 北京 国际风能大会暨展览会 CHINA WIND POWER 2019

2019年10月22-24日 中国国际展览中心(新馆)
October 22-24, Beijing, China
China International Exhibition Center(New Venue)

双馈风电机组的转速控制与超速参数设置

文 | 王明军

变速变桨风电机组主要采用变桨距方式改变捕风能力，调节机组功率和转速。机组的转速控制、超速保护设置，直接关系到机组运行安全、部件寿命、故障概率和年利用小时数等。在进行转速控制和超速保护设置时，既需保证设备安全，又要充分发挥机组性能。采用适当的控制方式，合理地设置控制参数，可以提高设备的经济性，大幅度地提升机组的稳定性。

本文就德国 REpower 变速变桨 1.5MW 双馈机组（同步转速为 1500rpm，运行范围是 1000 ~ 2000rpm）的转速控制、超速停机及超速参数设置值等进行分析和阐述。

变速风电机组控制及转速限制问题

变速风电机组的转速控制一般可分为两种情况：在低于额定风速时，通过变频器的调节控制发电机的电磁转矩，实现机组的转速控制；在高于额定风速时，一般采用调节桨距角的方法将多余的能量释放出去，实现机组转速控制。

一、变速变桨风电机组的优点

与恒速机组相比，变速机组的主要优点如下：

(1) 叶轮能在很宽的风速范围内跟踪最佳叶尖速比，从而使风能利用系数最大，提高了系统效率。

(2) 自然状态的风随机可变，当出现极限阵风，风速突然增大时，可提高叶轮转速，使一部分能量以动能形式存储，保证机组的输出功率基本不变；当风速降低，叶轮存储的动能再以电能的形式输出，使机组的功率输出平稳，从而减小风速变化对电网的冲击。同时，有效地避免了机组传动结构上的受力突变，减小风速变化对机组机械部件造成的冲击，降低机械部件的疲劳损伤，延长部件和机组的使用寿命。

二、变速双馈机组的超速参数设置

当变速双馈风电机组处于超同步运行状态时，转子转速高于同步速，如果距超速保护定值的裕度过小，那么，出现极限阵风或受电网故障扰动后可能触发超速保护停机，对机组部件和发电造成不利的影响。当机组因其他故障停机等，不必要地触发超速停机，影响机组的故障判断等。因此，

超速保护参数的设定值不能过低。另一方面，机组运行转速过高，则可能危及发电机、变频器等机组部件的安全。因此，合理的转速控制和超速参数对机组的正常运行至关重要。

在设置双馈风电机组的超速参数时，主要需考虑以下几个方面：

(一) 发电机的承受能力

GB/T23479《风力发电机组 双馈异步发电机》中对发电机有这样的规定：“发电机处于热态，应承受 1.2 倍的最大工作转速，历时 2min。超速试验后发电机各部件应无永久性变形和不产生妨碍发电机正常运行的其他缺陷。”因此，在设置超速参数时，应考虑双馈机组发电机的承受能力。

(二) 双馈机组的变频器容量及发电机转子电压

双馈风电机组变频器的容量很小，约为发电机的转差容量（即发电机定子输出容量与转差率绝对值的乘积）。在双馈发电机定子输出容量一定的情况下，变频器的励磁容量与转差率的绝对值成正比。也就是说，双馈机组的转速运行范围越宽，转子变频器的励磁容量也就越大。因此，在系统设计时，应注意发电机的转速运行范围与变频器容量之间的优化和权衡问题，以达到较好的经济性能指标。

变频器的输出电压为发电机转子开路电压与转差率绝对值的乘积，因此，转子开路电压等级的确定，既要考虑变频器的电压等级，也要考虑发电机的转差率。转子电压和转子电流在不同的运行状态下大小不同，在转差率的绝对值最大时，转子电压最大。

(三) 机组运行的最高并网转速

在设定机组额定转速与超速参数值时，应充分考虑机组正常运行的速度上升空间，以利于叶轮跟踪最佳叶尖速比和短时阵风时的叶轮储能，提高机组效率。在机组允许的并网运行转速范围内，不应设置没有延时的瞬间停机超速保护。

在机组运行范围内设置没有延时的超速停机保护会造成：机组的并网运行范围缩小；当机组负荷较高，且风速急剧变化时，机组报超速停机频繁。如采取修改变桨控制算法参数的方法，来解决没有延时超速停机保护参数设置错误所

带来的超速停机问题，则必将影响叶轮的储能和发电量。这不仅不能使超速停机问题得到彻底解决，还可能影响部件寿命，增加机组的故障概率等。

(四) 甩负荷停机后，机组需要有足够飞升转速的速度空间

机组在高负荷执行低电压或高电压穿越的过程中，需要一个较大的速度上升空间，不能因超速保护而停机脱网；当机组执行甩负荷故障停机时，应有足够的叶轮飞升的速度空间，在机组顺桨正常的情况下，不应触发断安全链的刹车200超速保护，以保护机械部件（如齿轮箱、叶片、塔筒等）免受损伤和冲击。

REpower1.5MW 双馈风电机组的超速参数设置

为限制超速、保障机组安全，REpower 1.5MW 机型采取了较为合理的控制策略，并设置多个限制机组超速的状态码：213、1905、1411、310、311、312、317、328、319、320。除状态码 213 为只报警不停机外，其余 9 个均为停机保护。

下面就该机型超速控制策略、超速控制状态码和超速参数设置值进行分析。

一、机组并网运行的转速控制

该系列机型使用的主控是 WP3100，控制正常运行并网转速的参数主要有三个，即：降噪运行、状态码 213 和机组额定转速。另外，在功率控制上，该主控的控制策略采用查表法，即：当并网转速上升时，主控的给定扭矩也随之上升，这既符合双馈机组的工作特性，又从控制上通过持续加大给定扭矩的方法来限制转速。同时，增加机组出力，避免运行转速超过其正常的允许范围。

实践证明，当机组无故障时，按照 REpower 超速参数设置方式，在众多风况条件下，机组在设计的整个运行风速段内均不会报软件超速，更不会报硬件超速停机。

按照 REpower 的参数设置，“极限阵风”状态码 213 的控制和参数设置为：当机组高速轴转速达到 1960rpm，且时间超过 0.2s 时，控制机组的“额定转速”（G）rated xxxx rpm（如：1770rpm），改为由设定的“安全转速”（G）safe xxxx rpm（如：1720rpm）控制。叶轮以 5°/s 顺桨，叶片从 0°向 90°方向移动，机组转速下降，“安全转速”的控制时间为“安全时间设定值”（G）safe time xxx s（主控 WP3100 默认值：600s，此参数应根据机位的风况条件进行调整，应以机组既能避开极端风况，又不因多次“极限阵风”报“重复故障”停机为准）。在此之后，机组的转速控制，

再次从“安全转速”控制恢复到由机组正常的“额定转速”

（G）rated xxxx rpm（如：1770rpm）控制，并以主控设定“安全提升速率”（G）safe ramp xx rpm/s（WP3100 默认值：10rpm/s）升速。

另一方面，当出现短时阵风时，叶轮转速迅速升高，实现能量的存储。叶轮转速达到了 1960rpm，但没有超过 0.2s，则不执行该状态码，这样，机组的实际最高运行转速更接近 2000rpm，有利于尽量多地吸收风能，同时，避免短时阵风对机械部件造成的冲击。当风速下降时，叶轮转速降低，短时储存的动能转化成电能，从而保证机组的功率稳定。

在通常风况条件下，通过设定的“额定转速”控制机组转速。当风况较差、风速不稳时，可以通过激活“极限阵风”状态码 213 把机组转速控制在正常运行范围内，以降低额定转速的形式限制转速，此状态码只报警不停机。在风况相对稳定、机组转速得到有效控制后自动恢复到正常的额定转速设定值进行控制。这样，既保证了机组最大限度地吸收风能，提高发电量，又能较好地吧机组转速控制在正常运行范围之内。

因此，通过主控设定的“额定转速”和“极限阵风（213）”把机组的运行转速控制在设备正常范围内，而不是通过停机来控制机组运行的最高转速这种方式，既有利于限制转速，又能最大限度地发挥变速双馈机组的性能。

二、保证机组安全的软件停机

为保证机组安全，避免机组转速过高，在机组最大运行转速 2000rpm 附近，设置了“变桨自主运行（1905）”和“变频器超速（1411）”两道限制转速的停机保护指令。

状态码 1905，为刹车 52，当机组齿轮箱高速轴转速达到 1950rpm，机舱控制柜内的硬件 WP2135 动作，通过接线和滑环，把信号传到轮毂内的变桨控制器，由变桨控制器程序设定延时 0.3s，如果在 0.3s 后硬件 WP2135 仍处于断开状态，此时变桨控制器就不再接受主控指令，只按变桨控制器程序执行 5°/s 的变桨驱动器顺桨，同时，再通过变桨通信传给主控（由主控的 RPM OK 信号状态得到显示），主控报“变桨自主运行（1905）”故障，执行降负荷停机；如果硬件 WP2135 断开的时间不足 0.3s，则不执行该状态码，机组不会停机。因变桨控制器设定的延时时间为 0.3s，而达到硬件触发值后，超速模块 WP2135 动作还需要时间，因此，实际延时触发“变桨自主运行（1905）”的时间大于 0.3s。在某些特殊情况下，通过变桨控制器执行“变桨自主运行（1905）”，即可保障机组及部件安全。

因“变桨自主运行（1905）”的执行条件仅略高于“极限阵风（213）”，两者的触发条件相当接近。在机组运行

过程中,可能同时满足这两个触发条件,这就可能在执行“极限阵风”的同时,执行“变桨自主运行”。机组会因执行“变桨自主运行”而停机。

为保证机组长期稳定运行,当两个触发条件同时满足时,则优先执行“极限阵风(213)”,而不执行“变桨自主运行(1905)”程序。因此,机组就不会因执行“变桨自主运行”而停机,同时也避免了机组误报故障。

按照 REpower 机组配置的 ALSTOM 变频器参数设置,当转速达到 2000rpm,超过延时设定值 0.1s(有的变频器则设置为 2050rpm,没有延时),达到“变频器超速(1411)”的触发条件,则并网运行转速超过变频器的能力,变频器会自动甩负荷脱网,再由变频器发出信号传到主控输入端口,执行刹车程序 75,采用变桨驱动器顺桨,顺桨速率为 $8^{\circ}/s$ 。其速度信号来自于发电机编码器。

以上两个超速停机保护状态码,通过两个完全不同的路径触发顺桨停机,以确保机组并网运行转速不会超出运行范围,或不超出运行范围太远,保护变频器、发电机等部件及机组安全。

三、3个“软件超速”的设置及超速保护的执行顺序

该转速控制方案还设置了3个没有延时的“软件超速”保护,即:齿轮箱软件超速(310)、低速轴软件超速(311)和发电机软件超速(312)。当转速上升到3个“软件超速”设定值,则会报出310、311、312超速故障。

按照 REpower 超速参数设置(统一换算成高速轴转速),设定的超速参数值均为 2178rpm(刹车程序 75),转速信号分别来自3个不同的测速探头。由主控软件判断执行,没有延时,执行受控的变桨驱动器顺桨停机,顺桨速率为 $8^{\circ}/s$ 。

在执行转速控制和超速停机保护时,有着严格的先后逻辑顺序。首先,执行“极限阵风(213)”;其次,执行“变桨自主运行(1905)”和“变频器超速(1411)”;最后,执行“软件超速”,报310、311、312故障。

与机组超速有关的主控、变桨控制程序,或参数设置值如有不同,机组的运行状况可能会大不一样。

例如:在编制“变桨自主运行”控制程序时,没有设置 0.3s 延迟,或没有设置“极限阵风(213)”程序优先于“变桨自主运行”执行的条件,这样,在大风时节、风速极度变化时,机组会频繁报“变桨自主运行(1905)”停机,造成机组频繁报故障停机。

再如:设置的3个“软件超速”触发值过低,距离最高运行转速较近,甚至设在机组的运行范围之内,则会造成大风期间频繁报“软件超速”停机和报故障不准确等。

四、刹车200超速停机的参数设置和作用

在机组顺桨正常的情况下,通常不触发“刹车200超速”。机组报“刹车200超速”停机时,将启用备用电源紧急顺桨,同时,主轴刹车器参与制动。报“刹车200超速”停机是转速失控,或机组飞车的重要标志。

两个“刹车200软件超速”停机分别是:“低速轴刹车200软件超速(317)”和“齿轮箱刹车200软件超速(328)”,它们的测速信号分别源自两个不同的测速探头,触发值由主控软件设定,并通过主控软件执行刹车200停机以及断安全链。

两个“刹车200硬件超速”停机分别是:“发电机 WP2035 硬件超速(319)”和“低速轴 WP2035 硬件超速(320)”。它们信号来源为硬件超速模块,执行时报刹车200,并断安全链。这两个硬件超速保护命令,仅与超速模块及其硬件设置有关,而与主控的软硬件和参数设置无关。

以上4个“刹车200超速”,其设置值均为 2400rpm,顺桨速率理论上为 $15^{\circ}/s$,其实际速度与电池电压、电流、变桨电机、变桨齿轮箱速比、机组运行状态等有关,触发后,需到现场进行安全链复位。

由以上分析可知:在绝大多数情况下,机组转速的控制,仅通过控制机组的“额定转速”使机组运行在允许的速度范围;在机组故障,或某些特殊外界条件下,可能触发“软件超速”。主轴刹车器频繁制动可能造成齿轮箱齿面的点蚀等。因此,在一般情况下,主轴刹车器不参与机组制动,不触发“刹车200超速”停机。

结论

合理的转速控制和超速参数设置,既对保护设备有利,又能充分发挥机组的性能,以最大限度地降低风电机组的度电成本。因此,转速控制和超速参数设置对机组安全运行和提高发电量有着重要的意义。

云南的老青山、松子山、联合、小白龙、羊雄山、赶马路、云台山,陕西的李家梁和四川广元的芳地坪等不同地区、多个复杂山地地形风电场几百台机组的长期现场运行实践表明,本文所述的转速控制方式及超速参数设置值,不仅适用于东方风电的 FD70、FD77 国产化 1.5MW 机组,还普遍适用于东方风电自主研发的 FD82、FD87、FD89 和 FD93 等机型的 1.5MW 机组。由流体力学的相似原理可知,该转速控制及超速设置方案对其他机型具有重要的借鉴意义和参考价值。✎

(作者单位:东方电气风电有限公司)



开拓新能源 创造新生活

为适应地形复杂、风资源多变的低风速市场，华仪针对性开发出新一代超低风速机组，单机容量达2.2/2.3/2.5MW，叶轮直径达131m-147m，能够捕获更低的切入风速，在年平均风速4.7m/s低风速区域，实现年满发小时数2000小时以上，追求优质的发电表现，是华仪风能不懈的追求目标。

华仪风能3.XMW平台系列化机组，叶轮直径达140-155m大容量机组，现已惊艳登场！



HEAG 华仪风能

🏠 www.hewind.com

📍 浙江省乐清市经济技术开发区中心大道228号

海上导管架基础灌浆施工防漏浆技术分析

文 | 邓伟

导管架是海上结构物常见的基础形式，导管架与基础桩之间通过高强度灌浆料连接固定，并最终固结至海床上。灌浆漏浆是灌浆施工过程中最需警惕的风险，一旦发生，将对整个项目的施工进度产生巨大影响。同时，严重的漏浆将在一定程度上增加灌浆料成本。因此，开展灌浆防漏浆措施的研究至关重要。

本文介绍了某一海上升压站工程施工过程中所采用的一系列防漏浆措施，包括：导管架结构建造过程中在灌浆区域段底部导管架管壁内侧设置封隔器；灌浆前潜水员在水下查看封隔器状况，并利用棉布及围圈缆绳封堵；进行灌浆打底，利用凝固后的灌浆料作为封堵结构；正式大量灌浆前向灌浆区域注水，并持续观察所注水量是否减少，以判断灌浆区域密封性；正式灌浆过程中，随着灌浆料的输送，观察灌浆区域所注水是否持续溢出，以判断灌浆是否正常。在施工工程中，针对所设置的封隔器遭受破损的突发状况，充分利用现场物料，按步骤实施了以上防漏浆措施，灌浆工作得以顺利进行，保证了灌浆质量，节省了成本。

工程背景

本海上升压站安装工程，隶属于中电投大丰H3#300MW海上风电项目。项目由国家电投集团江苏海上风力发电有限公司投资建设，施工总承包单位为华电重工股份有限公司，烟台打捞局分包负责海上升压站海上安装工程的所有工作。风电场位于江苏省大丰市亮月沙北侧的海域，风电场（中心）距海岸线直线距离约43km，海底地形变化平缓（海底滩面最大坡度小于1°），整个区域形状呈四边形，规划海域面积约90km²，东西长约9.7km，南北长约9.1km，场区水深约8~14m（1985国家高程基准）。本工程在海上建设一座220kV升压站，将35kV电压升压至220kV，经

220kV海底电缆将风电机组所发电能输送至陆上集控中心后改为220kV架空线送出。

本工程中海上升压站导管架基础施工工艺流程为：海上升压站安放导管架—钢桩插至导管架四主管内—钢桩打桩至设计标高—焊接皇冠板—灌浆施工。即灌浆施工前，导管架与钢桩均已安装固定到位，导管架与钢桩之间需通过灌浆施工确保两者之间连接的进一步加强。由于钢桩是插至导管架主管之内的，且钢桩均超出主管底部与顶部，因此，灌浆区域为钢桩桩壁外侧与主管内壁之间的环形空间，灌浆区域的高度即是主管的高度。

本工程中，导管架主管外径为2438mm，不同高程壁厚不一致，在主管底部与顶部区域，主管壁厚为50mm，钢桩外径为2200mm，钢桩为双斜桩，灌浆区域在整个导管架结构中的位置见图1（为便于直观理解，图仅示意，不代表实际结构尺寸相互关系）。

灌浆区域为一定高度的环形区域，底部在导管架内侧设

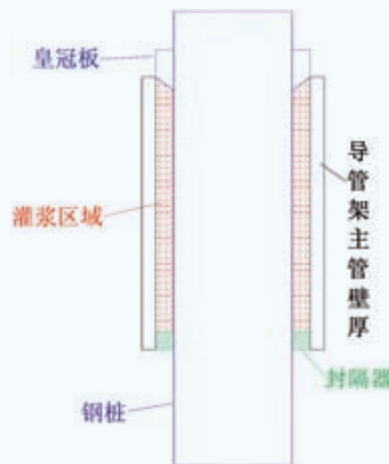


图1 灌浆区域位置示意图

计有封隔器，用以分隔灌浆区域与海底，同时作为防漏浆措施的第一道防线；顶部为围着桩身焊接一圈的的皇冠板（实际灌浆施工时留有一块皇冠板未焊，作为灌浆溢浆观察口）。

本工程设计的预防漏浆施工流程如图 2 所示。

防漏浆具体措施

一、封隔器设置

封隔器属于导管架结构建造的一部分，其设计的目的是封隔灌浆区域与海底，避免漏浆。封隔器为环状的橡胶材质，环状外径尺寸与主管内径相同，环状内径尺寸与钢桩外径相同。该封隔器通过螺栓固定在导管架主管内壁，钢桩插入后桩壁与封隔器内径密实贴住，理论上认为灌浆区域底部被封隔。每个导管架主管内侧底部设计上下两道封隔器，同时封隔器上方设计有导向块，可确保钢桩处在主管中心位置，避免钢桩直接抵碰封隔器。

插桩及打桩的施工过程极易损坏封隔器，灌浆前潜水员专门下水探摸，确定封隔器是否受到损坏。若损坏严重或出现部分脱落，按计划需进行水下封堵。

二、水下封堵

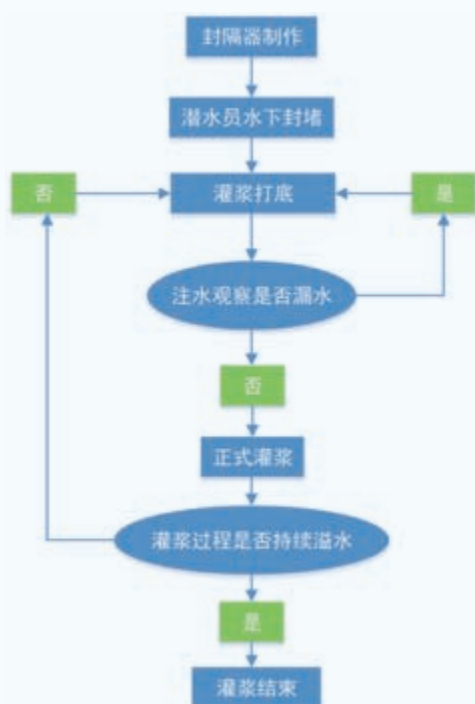


图2 灌浆防漏浆措施流程

潜水员将棉布从导管架管口底部（由于海底冲刷原因，钢桩周围出现深坑，管口底部是可以触摸到的）填充至灌浆区域的环形空间内。这种方式也是灌浆封堵常用的方法，但是大量棉布塞挤在环形空间，并不能确保支撑住其上部的灌浆液。在实际施工中，为加强封堵效果，在管口底部紧贴着钢桩，用施工现场的粗缆绳围绕钢桩一圈，同时利用 2t 紧绳器装置将缆绳两端收紧，收紧的缆绳支撑着棉布，增强了封堵效果，以上所有工作均由潜水员在水下完成。水下封堵形式如图 4 所示。

三、灌浆打底

导管架主管外侧附属有专门的灌浆管线，它的顶部在水面以上的导管架管口位置，用以连接灌浆软管，灌浆管线底部与主管内侧的灌浆区域连通，即实际灌浆时灌浆料先被输

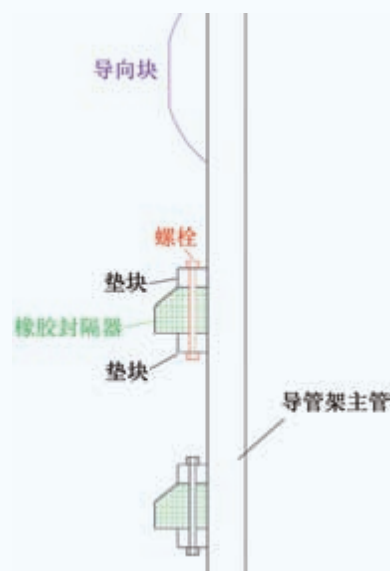


图3 封隔器设计图

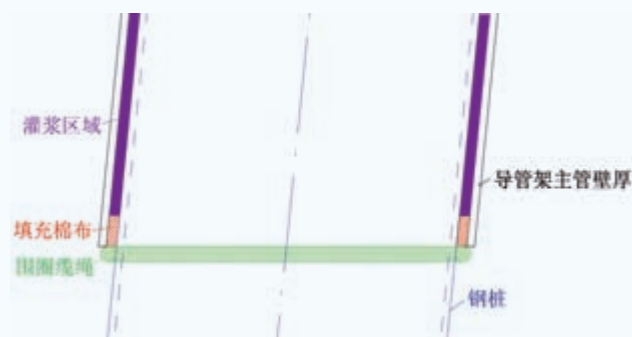


图4 水下封堵示意图

送至灌浆管线，然后从底部进入环形灌浆区域。灌浆管线如图 5 所示。

灌浆打底指的是先连接灌浆软管管线，灌少量浆液，待此部分浆液凝固达到一定强度后，再进行正式灌浆，打底的灌浆部分凝固后可以作为新的封堵结构，以保证灌浆区域的密封性。

考虑到灌浆打底部分不能超过灌浆入口（不然打底部分堵塞灌浆入口），因此，对灌浆打底的高度有严格要求。根据设计图纸（参见图 5），管口底部与灌浆管线入口高差 2.5m，考虑填充棉布的高度，要求打底高度不超 2m。同时结合灌浆料性能，确定打底高度约为 1m。根据灌浆料技术的要求，打底的灌浆料抗压强度需达到最大强度的 50%，方可进行后期正式大量灌浆。所选灌浆料参数最大抗压强度为 110MPa，经查询灌浆强度曲线表（如图 6），在现场 20℃ 环境温度下，要达到 50% 的抗压强度（即 55MPa），需等待 24 小时。

四、注水判断密封性

用于打底的灌浆料凝固 24 小时后，理论上可作为新的封堵结构，然后从导管架管口顶部位置向环形灌浆区域内注满水。观察所注水面是否有变化，若 2 小时内基本无变化，则证明灌浆打底效果达到设计要求，整个灌浆区域密封性良好，可进行下一步的正式大量灌浆施工。

正式灌浆

一个桩腿的灌浆施工需连续进行，切忌中途停止。灌浆管线连接完毕后，调试灌浆设备，具备灌浆施工条件后进行正式灌浆。灌浆的时候，灌浆区域内已注满水，灌浆料从底部灌入，由下往上填充整个灌浆区域。由于水的密度远小于灌浆料密度，因此，随着灌浆持续进行，被灌浆料所挤占了空间的水将从灌浆区域顶部的导管架管口顶部溢出，通过观察是否持续有水溢出，可以判断灌浆是否正常。

随着灌浆料填满整个灌浆区域，原来环形空间区域的水将被完全排出，直至溢出浆液。根据灌浆要求，待浆液达到或接近最浓比级浆液，且持续 5min，灌浆方可结束。

结语

漏浆是灌浆施工过程中的风险之一，本文结合实际工程项目，施工之前对灌浆工作进行深入分析，针对具体的导

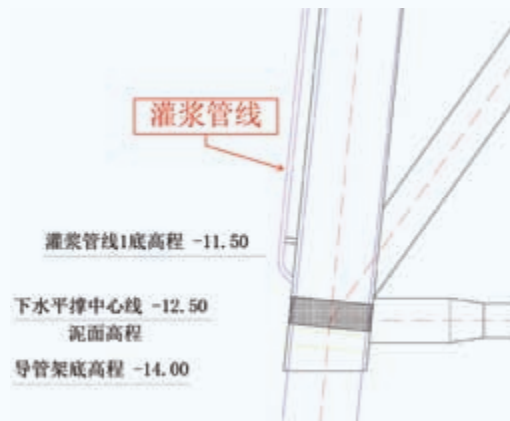


图5 灌浆管线示意图

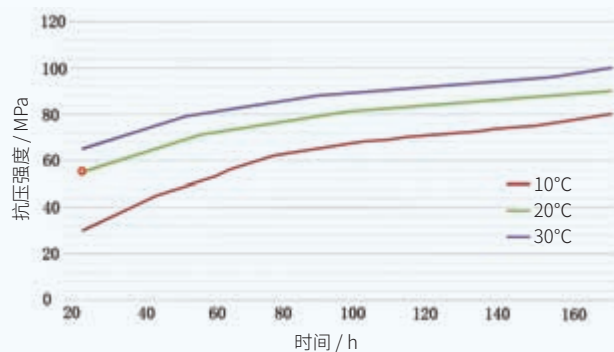


图6 NaX™ Q110灌浆料强度曲线

管架、钢桩及灌浆管线的结构形式，初步提出了一套从结构制作至现场灌浆施工各环节的防漏浆技术措施，分别从设置封隔器、潜水员下水封堵、灌浆打底、注水观察密封性、正式灌浆（此阶段观察注水是否持续溢出）五个方面进行防漏浆措施的实施。其中，潜水员封堵除了类似项目常用的填充棉布之外，创新性地提出抱桩围绕缆绳的封堵方式；同时灌浆过程中，首创性地提出注水方法，既可通过灌浆前向灌浆区域注水，并观察液面是否下降判断灌浆区域是否漏水，又可通过灌浆时是否持续溢水判断灌浆是否正常，直观方便地解决了灌浆料在水面以下灌输而无法观察的问题。以上防漏浆措施均通过实际施工证实，有效可行，可供类似海上施工工程借鉴。🔵

（作者单位：交通运输部烟台打捞局）

什么 能降低风机的 全生命周期成本？

结构紧凑、经久耐用的威能极齿轮箱为此而生。总计150GW
齿轮箱交付的行业经验以及与客户无数次携手开发齿轮箱积
累的宝贵知识使得我们始终能够推陈出新。

我们的前沿技术不仅能提高齿轮箱的功率密度并降低其全生
命周期成本，与此同时也大大提高风机的效率及发电量。

更多信息，可浏览我公司网站
www.wineryg-group.com



极限工况下漂浮式风电机组塔架的波浪荷载估计

文 | 许楠

已有研究表明，由波浪导致的浮体运动会增加漂浮式风电机组的塔架荷载。若采用专为固定式基础设计的风电机组，有必要考虑浮体运动对塔架荷载的影响，从而实现风电机组安全性校核。以往对塔架荷载的研究多基于数值模拟结果，风荷载与波浪荷载耦合在一起，不同自由度上的运动影响也耦合在一起。而在实际设计中，浮体设计与塔架设计大多是分开进行的，但考虑到浮体运动会影响塔架荷载，因此，有必要利用浮体运动计算塔架的波浪荷载。

为了提出可靠的波浪荷载解析公式，计算模型的选取十分重要。Takahashi 通过在固定式基础模型的底部施加加速度来考虑浮体运动对塔架荷载的影响，但此模型没有得到验证，而且大多数情况下给出的结果并不合理。因此，有必要提出一种等效的模型计算漂浮式风电机组塔架的波浪荷载。本文采用 SR (Sway-Rocking) 模型分别考虑纵移和纵摇两种相对显著的浮体运动，从而可以应用等效静力荷载方法和模态分析提出塔架波浪荷载的计算解析公式。本文所采用的理论适用于 IEC-61400-3 中的 DLC6.2a，即极限工况下漂浮式风电机组处于停机状态，不考虑风电机组控制系统对塔架荷载的影响。

SR 模型

纵移和纵摇是浮体 6 个自由度运动（如图 1）中最为显著的两个，其他方向的运动可以忽略。因此，本研究借鉴地震工程中常用的 SR 模型（如图 2）作为等效计算模型模拟浮体运动对塔架荷载的影响。SR 模型可将复杂的锚固体系简化为两个方向的弹簧和阻尼器：纵移用一个横向的弹簧和阻尼器模拟，纵摇用一个转动的弹簧和阻尼器模拟。与地震

工程不同的是等效刚度 k_S 、 k_R 和阻尼 c_S 、 c_R 需通过 FEM 分析来获取。

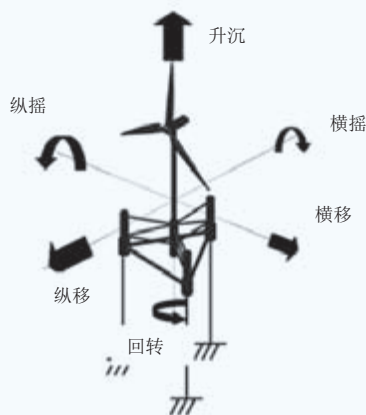


图1 浮体式风电机组体系的运动

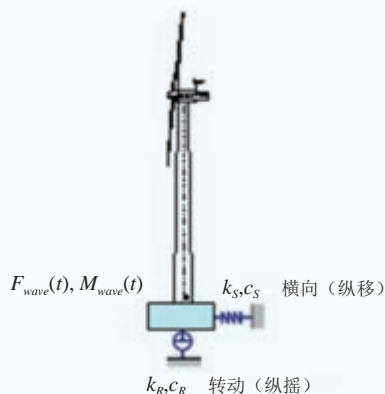


图2 SR 模型

等效波浪力

应用 SR 模型，将浮体和风电机组简化为 n 个质量节点（如图 3），通过模态分析，可以得出浮体运动，即塔架底部的位移 $[x_1]$ 、速度 $[v_1]$ 和加速度 $[a_1]$ ，以此可计算作用于浮体上等效波浪力的公式。

如图 3 (a) 所示，将转动模态锁定，只考虑横向模态，第 j 阶模态的运动方程为：

$$M_j^s \ddot{f}_j^s(t) + C_j^s \dot{f}_j^s(t) + M_j^s \omega_j^{s2} f_j^s(t) = \begin{bmatrix} \phi_{nj}^s \\ \vdots \\ \phi_{ij}^s \\ \vdots \\ \phi_{1j}^s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ F_{wave}(t) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$= \phi_{1j}^s F_{wave}(t) \quad (j = 1, \dots, n)$$

$$\text{其中: } M_j^s = \sum_{k=1}^n m_k \phi_{kj}^{s2}$$

$$C_j^s = \sum_{k=1}^n c_k \phi_{kj}^{s2} \quad (c_1 = c_s)$$

式中， M_j^s 是广义质量， C_j^s 是广义阻尼， ω_j^s 是模态固有频率， f_j^s 是模态位移， ϕ_{kj}^s ($k = 1, \dots, n$) 是第 j 阶模态的标准化振型， $F_{wave}(t)$ 是横向的等效波浪力。

如果应用规则波，那么模态位移 $f_j^s(t)$ 可表达为：

$$f_j^s(t) = \phi_{1j}^s F_{wave}(t) |H_j^s(\omega)| \quad (2)$$

$$\text{其中: } |H_j^s(\omega)| = \frac{1}{M_j^s \omega_j^{s2} \sqrt{(1 - \beta_j^{s2})^2 + 4\xi_j^{s2} \beta_j^{s2}}}$$

$$\beta_j^s = \frac{\omega}{\omega_j^s}$$

$$\xi_j^s = \frac{C_j^s}{2M_j^s \omega_j^s}$$

式中， β_j^s 是波浪频率 ω 与结构固有频率的比值， ξ_j^s 为阻尼比——结构阻尼比与水动力阻尼比的和。

在模态分析中，分别计算不同振动模态下的激励结果，然后进行叠加。这样，由公式 (2) 就可以得出塔架底部的位移：

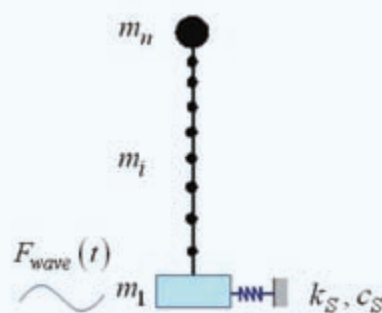
$$x_1^s(t) = \sum_{j=1}^n f_j^s(t) \phi_{1j}^s = F_{wave}(t) \sum_{j=1}^n |H_j^s(\omega)| \phi_{1j}^{s2} \quad (3)$$

因此，横向的等效波浪力就可以表达为：

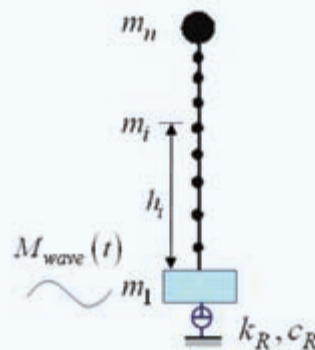
$$F_{wave}(t) = \frac{x_1^s(t)}{\sum_{j=1}^n |H_j^s(\omega)| \phi_{1j}^{s2}} \quad (4)$$

运用同样的方法，将横向模态锁定，只考虑转动模态，那么如图 3 (b) 所示的转动等效波浪力矩也可以由模态分析得出，表达式如下：

$$M_{wave}(t) = \frac{\theta_1^r(t)}{\sum_{j=1}^n |H_j^r(\omega)| \phi_{1j}^{r2}} \quad (5)$$



(a) 横向模态



(b) 转动模态

图3 用于模态分析的计算模型

式中， $\theta_1^r(t)$ 是塔架底部的角位移， $|H_j^r(\omega)|$ 是频响函数， ϕ_{kj}^r ($k = 1, \dots, n$) 是转动方向第 j 阶模态的标准化振型。

由公式 (4) 和 (5) 可知，等效波浪力和波浪力矩可以由塔架底部的位移、阻尼比、波浪频率与结构固有频率的比值以及塔架底部的振型计算得出。获取了等效波浪力和波浪力矩之后，可以得出塔架波浪荷载的计算解析公式。

波浪荷载估计

基于以上讨论，应用 SR 模型和模态分析能够得出塔架剪力的解析公式。本文采用 FEM 计算程序和完整的风电机组、浮体及锚固体系模型来验证塔架剪力的解析公式，该程序会考虑风电机组、浮体及锚固体系之间的耦合特性。

一、波浪条件

本研究分别考虑了规则波和不规则波。由于线性 Airy 波是具有单一周期的规则波，因此，采用 Airy 波结合模态分析来推导塔架剪力，能更容易解释波浪频率对结构响应的影响。本研究采用的 Airy 波的极限波高 $H_{extreme} = 20m$ ，波浪周期变化范围为 $10 \sim 20s$ ，以 $1s$ 为变化间隔；而在实际环境中，波浪均为不规则波，不规则波以有义波高 H_s 和谱峰周期 T_p 来描述。本研究考虑 50 年重现期的 3 小时极限海况。IEC-61400-3 中明确指出，在短期的 3 小时或 6 小时时间段内，波浪条件可假设为稳定，即有义波高和谱峰周期可假设为不变。因此，本研究采用有义波高为 $10.75m$ ，谱峰周期变化范围为 $10 \sim 20s$ ，以 $1s$ 为变化间隔，并采用工程设计常用的 JONSWAP 谱生成波浪时程。根据 Chakrabarti 的研究，生成波浪时程时，波浪的峰值因子取 3.3；当 $\omega \leq 2\pi/T_p$ 时，形状因子取 0.07，当 $\omega > 2\pi/T_p$ 时，形状因子取 0.09。这里， ω 是波浪的角频率。

二、风电机组、浮体与锚固体系

本文研究波浪荷载的模型时选取半潜式浮体作为基础，锚固体系分别采用张力腿和悬链线两种典型的锚固体系，浮体之上安装 NREL 5-MW 型号风电机组。风电机组的详细参数参见表 1；浮体的详细参数参见表 2。对于张力腿锚固体系，考虑到应尽量消减浮体的纵摇效应，3 条张力索分别连接浮体的 3 个角柱，参照图 4 (a)；悬链线锚固体系由 3 条 400m 跨度的锚链共同连接在中心柱的底端，相邻锚链水平投影的夹角为 120° ，其中一条沿入射波的方向伸展，参照图 4 (b)。

三、塔架剪力

对于图 3 中的横向模态，节点 i 处的剪力可由塔架底部的响应来计算：

$$Q_i^s(t) = \sum_{k=i}^n m_k \ddot{x}_k^s = \sum_{k=i}^n m_k a_s(t) \frac{\sum_{j=1}^n |H_j^s(\omega)| \phi_{ij}^s \phi_{ij}^s}{\sum_{j=1}^n |H_j^s(\omega)| \phi_{ij}^s} \quad (6)$$

式中， $a_s(t)$ 是已知的塔架底部横向加速度。如果仅考虑第一阶振型，公式 (6) 就变为：

$$Q_i^s(t) = \sum_{k=i}^n m_k a_s(t) \frac{\phi_{ki}^s}{\phi_{11}^s} = \sum_{k=i}^n m_k a_s(t) \left(1 + \frac{\Delta\phi_{ki}^s}{\phi_{11}^s} \right) \quad (7)$$

其中， $\Delta\phi_{ki}^s = \phi_{ki}^s - \phi_{11}^s$ 。定义 $\Delta\phi_{ki}^s/\phi_{11}^s$ 为节点 k 处振型的弹固比。

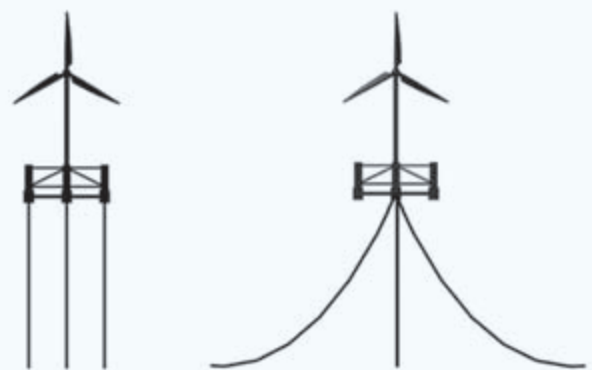
对于图 3 中的转动模态，节点 k 的线性加速度 \ddot{x}_k^s 可由其角加速度计算。其中，角加速度可由模态分析获得。与横

表1 NREL 5 – MW风电机组的参数

额定功率 (MW)	5
风轮 / 叶片	上风向 / 三叶片
风轮 / 轮毂直径 (m)	126/3
轮毂高度 (m)	90
切入风速 / 额定风速 / 切出风速 (m/s)	5.0/11.4/25
切入 / 额定风轮转速 (rpm)	6.9/12.1
额定叶片端速 (m/s)	80.0
悬垂距离 (m) / 风轮仰角 (°)	5.0/5.0
风轮质量 (kg)	110000
塔架质量 (kg)	240000

表2 半潜式浮体的参数

分项	细部	参数
跨度 (m)		60.0
浸水深度 (m)		20.0
总高 (m)		30.0
总重 (kg)		5638760
外围支撑直径 (m)		2.5
内部支撑直径 (m)	顶部	1.8
	斜撑	1.8
	底部	1.8
角柱直径 (m)	顶部	9.0
	底部	10.0
中心柱直径 (m)		9.0



(a) 张力腿锚固体系 (b) 悬链线锚固体系

图4 本文研究的锚固体系

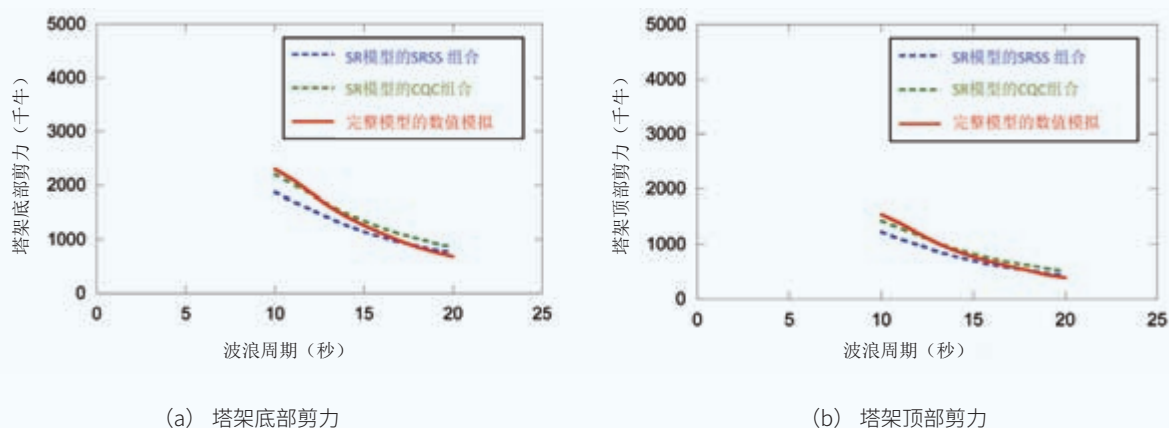


图5 应用CQC和SRSS方法的剪力组合比较

向模态相同，转动模态节点 i 处的剪力亦可由塔架底部的响应来计算：

$$Q_i^R(t) = \sum_{k=i}^n m_k \ddot{x}_k^R = \sum_{k=i}^n m_k a_R(t) \sum_{r=1}^{k-1} \frac{\sum_{j=1}^n |H_j^R(\omega)| \phi_{ij}^R \phi_{rj}^R}{\sum_{j=1}^n |H_j^R(\omega)| \phi_{ij}^R} (h_{r+1} - h_r) \quad (8)$$

式中， $a_R(t)$ 是已知的塔架底部转动加速度。如果仅考虑第一阶振型，公式 (8) 中的剪力就变为：

$$Q_i^R(t) = \sum_{k=i}^n m_k a_R(t) \left(h_k + \sum_{r=1}^{k-1} \frac{\Delta \phi_{r1}^R}{\phi_{11}^R} (h_{r+1} - h_r) \right) \quad (9)$$

其中， $\Delta \phi_{r1}^R = \phi_{r1}^R - \phi_{11}^R$ 。定义 $\Delta \phi_{r1}^R / \phi_{11}^R$ 为节点 r 处振型的弹固比。

(一) 规则波作用下的塔架剪力

对于规则波情况，在公式 (7) 和 (9) 中， $a_s(t)$ 和 $a_R(t)$ 可以由它们各自的幅值来代替，以计算横向运动和转动运动所引起的塔架剪力幅值。

对于张力腿锚固体系，转动运动对塔架剪力的影响可以忽略不计，因此，塔架剪力可以认为全部由横向运动产生；而对于悬链线锚固体系，横向运动和转动运动对塔架剪力均有显著影响，因此，应将两种运动产生的影响组合起来。由 FEM 数值模拟可以发现，横向运动和转动运动所产生的最大响应不会同时发生，但它们之间存在一定的相关性。参考日本建筑结构荷载规范 AIJ (2004) 中关于地震荷载的组合方法，本研究采用完全二次方组合法 (CQC)。需要注意的是，横向模态和转动模态之间的相关性不会随着外部激励的变化而发生改变，即波浪力仅依赖于系统的阻尼和固有频率。

参考 AIJ (2004)，还有另外一种横向模态和转动模态之间的组合方法，即平方和开平方根法 (SRSS)，这种方法认为两个模态之间是不相关的。图 5 为应用 CQC 和 SRSS 方法的剪力组合比较，可以看出 SRSS 方法低估了塔架剪力；因为横向模态和转动模态较为接近特征值，CQC 方法可以给出更为准确的结果。

(二) 不规则波作用下的塔架剪力

对于不规则波情况，塔架荷载是随机产生的。因此，本文将采用等效静力荷载法研究荷载的标准差和峰值因子，用它们的乘积与平均荷载的和来计算最大荷载，而浮体运动产生的塔架荷载的平均值近乎为 0，可以忽略不计。

与规则波情况类似，在公式 (7) 和 (9) 中， $a_s(t)$ 和 $a_R(t)$ 可以由它们各自的标准差来代替，以计算横向运动和转动运动所引起的塔架的剪力标准差。对于张力腿锚固体系，塔架剪力标准差可认为全部由横向运动产生；而对于悬链线锚固体系，应将横向运动和转动运动所产生的剪力标准差组合起来，组合方法仍采用 CQC 方法。

如图 6 所示为张力腿锚固体系和悬链线锚固体系塔架底部剪力的偏度比较。从图中可以看出，悬链线锚固体系的塔架底部剪力的偏度接近 0，意味着塔架底部剪力可假设为高斯过程；而张力腿锚固体系塔架底部剪力的偏度在波浪周期不超过 15s 时较为明显，应考虑为非高斯过程。为了统一张力腿锚固体系和悬链线锚固体系塔架底部剪力峰值因子的计算公式，本研究采用 Kareem 提出的非高斯峰值因子计算模型，如公式 (10) 所示。当偏度 $\alpha_3 = 0$ 时，公式 (10)

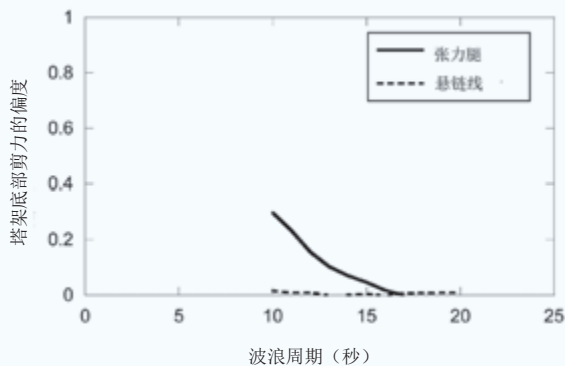


图6 张力腿锚固体系和悬链线锚固体系塔架底部剪力的偏度比较

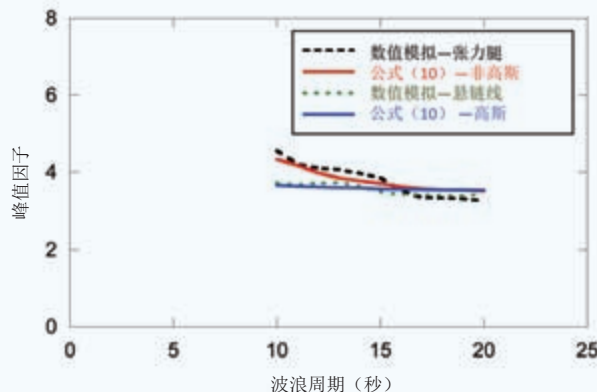


图7 张力腿锚固体系和悬链线锚固体系峰值因子的比较

由非高斯峰值因子变为高斯峰值因子。

$$g = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\alpha_3^2}{18}}} \left\{ \left(\sqrt{21 \ln(\nu_0 T)} + \frac{0.5772}{\sqrt{21 \ln(\nu_0 T)}} \right) + \frac{\alpha_3}{6} (21 \ln(\nu_0 T) - 1) \right\} \quad (10)$$

式中， ν_0 和 ν_0 分别为非高斯过程和高斯过程塔架底部剪力的向上零穿越概率， $\nu_0 = \nu_0 / \sqrt{(1 + \alpha_3^2/18)(1 + \alpha_3^2/9)}$ 。

图 7 表明，公式 (10) 可以给出与数值模拟吻合较好的峰值因子结果。对于张力腿锚固体系，有必要采用非高斯峰值因子，而且随着波浪周期的增加，峰值因子呈减小趋势，因为其偏度和向上零穿越概率具有同样的趋势；而对于悬链线锚固体系，高斯峰值因子可以给出较好的结果，并且随波浪周期变化不大。另外，非高斯峰值因子和高斯峰值因子在波浪周期不超过 15s 时，差异较大。

结论

本文采用 SR 模型分别考虑纵移和纵摇两种相对显著的浮体运动对塔架荷载的影响，应用等效静力荷载方法和模态分析提出塔架波浪荷载的计算解析公式。在进行模态分析时，横向运动或转动运动所引起的塔架荷载分别采用将另一种模态锁定的方法来获得，然后采用 CQC 方法进行组合，横向模态和转动模态之间的相关性仅依赖于系统的阻尼和固有频率。对于不规则波情况，在计算塔架底部剪力最大值时，张力腿锚固体系有必要采用非高斯峰值因子，而且随着波浪周期的增加，峰值因子呈减小趋势；而对于悬链线锚固体系，高斯峰值因子可以给出较好的结果，并且随波浪周期变化不大。✎

(作者单位：中国广核新能源控股有限公司)



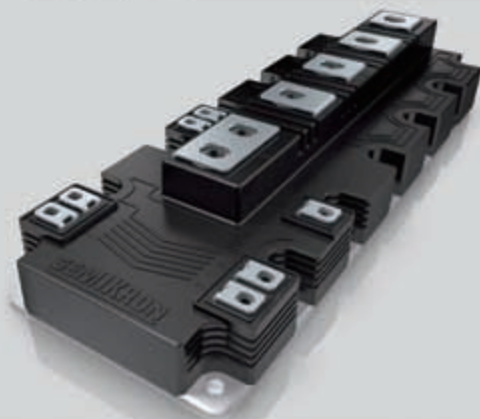
摄影：涂汉溪

用于风力发电 三电平NPC 拓扑结构

在任何一种新的风力发电机的开发中,主要目标是降低能量成本并增加输出功率。一种解决方案是将电压增加到1000VAC (1500VDC)。赛米控的SEMITRANS 10 MLI是一款三电平NPC模块,可以充分地满足风能发电变频器的要求。使用三电平拓扑结构不但可以降低风力发电机的系统成本,同时可以将效率提升到新水平。

SEMITRANS® 10 MLI

- 降低系统成本
- 提高效率
- 需要较小的滤波器
- 减少布线工作



高强度螺栓拉伸紧固试验研究

文 | 王洪波, 杨少华, 任俊祺, 卢晟

大型风电机组的关键部位大多采用高强度螺栓联接, 为保证联接的质量, 需采用可靠的紧固工艺。拉伸法是通过拉伸工具直接将螺栓(一般使用双头螺柱)拉长产生夹紧力, 由于紧固过程中只有轴向拉伸, 没有扭转运动并且不需要考虑摩擦的影响, 拉伸力更容易得到控制。因此, 拉伸法越来越多地应用于风电机组关键部位联接。

根据拉伸工艺特点, 为了获得目标预紧力, 螺栓拉伸时, 需要有一定的“超拉”, 即预拉力要大于螺栓的目标预紧力, 才能保证卸压后回弹到目标预紧力, 但目前行业通常根据工程经验进行预拉力的确定, 存在一定局限性。

工程经验认为, 预拉力 F 和目标预紧力 F_0 (在此定义预拉力 F 和目标预紧力 F_0 的比值为“超拉系数”) 需要满足以下关系式:

$$\frac{F}{F_0} = 1.15 + \frac{2}{\left(\frac{L_k}{d}\right)^2} \quad (1)$$

式中, L_k 为螺栓的有效拉伸长度, d 为螺栓的公称直径。可见, 变量仅考虑了螺栓长度、直径等因素, 而拉伸法因其先拉伸后卸压回弹的工艺特点, 不同工况的螺栓目标预紧力及回弹量可能受到预拉力、拉伸次数、时效性等因素影响, 因此, 本文采用应变法定量测试某大型风电机组的螺栓拉伸工艺, 为制定合理的螺栓拉伸紧固工艺提供依据。

试验过程

设计螺栓拉伸试验工装模拟实际工况, 通过拉伸器对 20 组螺栓施加载荷, 采用应变法对某大型风电机组的高强度螺栓 M36×345 拉伸紧固时的应变进行测量, 记录不同拉伸载荷下应变量的变化, 图 1 为拉伸应变测试示意图。

一、试验原理

将应变片粘贴在试件表面, 接入测量电路, 随着试件受力变形, 应变片的敏感栅也随之变形, 致使其电阻值发生变化。此电阻值的变化与构件表面应变成比例, 应变片电阻

变化产生的信号经电路放大后, 由指示仪记录。通过对电学量的分析, 即可得出试件力学量的变化, 如图 2 所示。试验所用仪器设备如表 1 所示。

二、试验方案

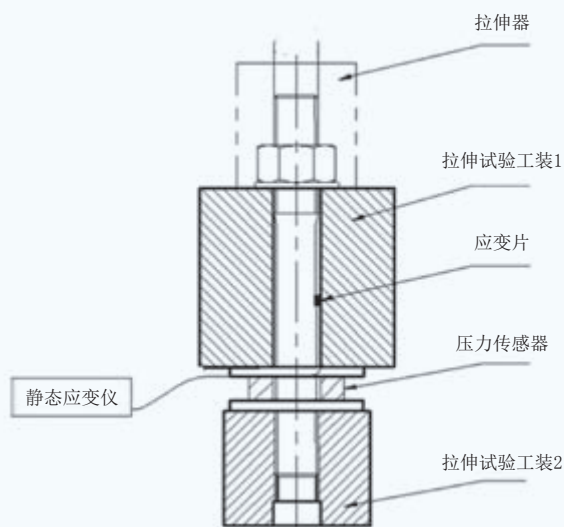


图1 拉伸测试示意图



图2 应变测量原理

表1 仪器设备及型号

序号	仪器设备	型号
1	拉伸试验工装	M36
2	静态应变仪	DH3816N
3	高强度螺栓	M36×345 (10.9)
4	应变片	BX120-5AA
5	拉伸器	TYPHOON-M36
6	压力传感器	特制

根据某大型风电机组的螺栓环形分布情况,本次试验共设置 20 组(总量的 1/4)螺栓拉伸试验,具体步骤为:

(1) 在螺栓的 1/2 处粘贴应变片,打磨沿螺栓轴线 45° 方向交叉进行,打磨至粘贴面呈细密、均匀的交叉网状,粗糙度满足 Ra6.4 要求。(2) 用 502 胶将应变片粘贴在螺栓试件表面,将应变片的两根引线与外接导线焊接,并对螺栓试件进行编号。(3) 连接应变片、静态应变仪和计算机,输入各测点的电阻值、灵敏系数。(4) 采样前对螺栓试件进行 3 次预加载,以消除初始加载时的误差,预加载荷产生的应变约为 1000 $\mu\text{m}/\text{m}$ 。(5) 开始采集数据,加载过程分 6 级,从 100kN 开始,每级增加 100kN,加载至 600kN,记录并保存不同载荷及时效下每个测点的数据。(6) 测量完毕后,关闭电源。依次拆除应变片、静态应变仪和计算机的数据线,清点仪器和配件。

结果分析

一、与VDI2230标准计算对比

采用行业认可的《VDI2230 高强度螺栓连接系统计算》标准,计算拉伸工况下螺栓的应变,并与试验值进行对比,

以验证试验的准确性。

螺栓在拉伸紧固时发生弹性变形,根据胡克定律:

$$F = K \cdot L_k \cdot \varepsilon \quad (2)$$

式中, F 为预拉力,即拉伸器的拉伸载荷; K 为螺栓刚度; ε 为螺栓应变。

将式 (2) 进行变换可得:

$$\varepsilon = \frac{F}{K \cdot L_k} \quad (3)$$

模拟实际工况,螺栓安装尺寸如图 3 所示。

根据 VDI2230 标准 5.1.1 章的公式:

$$\delta_s = \delta_{GM1} + \delta_1 + \delta_{G_{ew}} + \delta_{GM2} \quad (4)$$

式中, δ_s 为整个螺栓的柔度, δ_{GM1} 为基体旋合段柔度, δ_1 为光杆段柔度, $\delta_{G_{ew}}$ 为螺纹未旋合段柔度, δ_{GM2} 为拉伸器旋合段柔度。

上式第一项 δ_{GM1} 为 δ_{G1} 与 δ_{M1} 的加和。

$$\text{其中, } \delta_{G1} = \frac{l_{G1}}{E_s A_{G1}} = \frac{0.5 \times 36}{210 \times 10^3 \times 787.4} = 0.109 \times 10^{-6}$$

$$\delta_{M1} = \frac{l_{M1}}{E_s A_N} = \frac{0.33 \times 36}{210 \times 10^3 \times 1017} = 0.056 \times 10^{-6}$$

计算可得, $\delta_{GM1} = 0.165 \times 10^{-6}$ 。

公式 (4) 其他三项的计算结果:

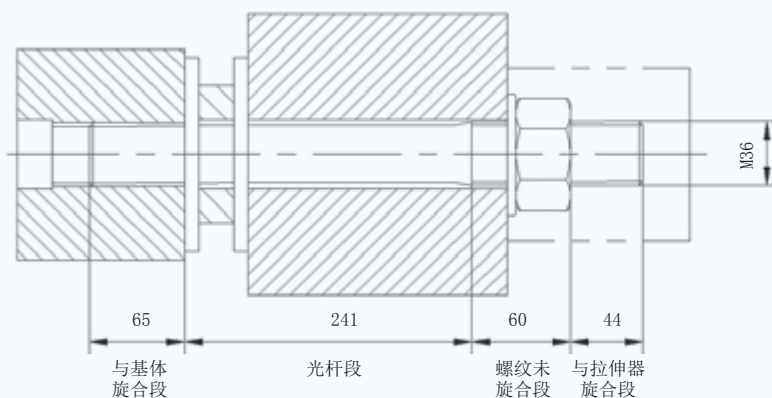


图3 螺栓安装尺寸

表2 VDI2230标准计算应变与实测平均应变对比

压力 (MPa)	拉伸力 (kN)	计算应变 $\times 10^{-6}$	实测平均应变 $\times 10^{-6}$	应变差值 $\times 10^{-6}$	相对误差
20	100	584	638	53	9.16%
40	200	1169	1282	113	9.70%
60	300	1899	1924	25	1.33%
80	400	2378	2487	109	4.58%
100	500	2921	3093	172	5.90%
120	600	3505	3692	187	5.32%

$$\delta_1 = \frac{l_1}{E_s A_1} = \frac{241}{210 \times 10^3 \times 819} = 1.401 \times 10^{-6}$$

$$\delta_{Gew} = \frac{l_{Gew}}{E_s A_{GS}} = \frac{60}{210 \times 10^3 \times 787.4} = 0.363 \times 10^{-6}$$

$$\delta_{GM2} = \delta_{GM1}$$

因此可得, $\delta_s = 2.094 \times 10^{-6}$ 。

螺栓的刚度为:

$$K = \frac{1}{\delta_s} \quad (5)$$

计算可得, $K = 477.6 \text{ kN/mm}$ 。

螺栓有效拉伸长度为:

$$L_k = 2 \times (l_{G1} + l_{M1}) + l_1 + l_{Gew} \quad (6)$$

计算可得, $L_k = 360.76 \text{ mm}$ 。

拉伸器压力由 20MPa 逐级加载至 120MPa 过程中计算的理论应变与 20 组螺栓实测的平均应变如表 2 所示。

由上述统计结果可知, 与 VDI2230 标准计算应变相比, 实测值平均应变量的最大相对误差为 9.7%, 最小相对误差为 1.33%。考虑拉伸器精度误差 $\pm 3\%$ 、读数精度误差 $\pm 3\%$ 等影响, 采用应变法所测结果最大相对误差约 3.7%, 试验测量结果可靠。

二、与经验公式超拉系数对比

对螺栓进行拉伸紧固时, 施加的载荷不能超过螺栓材料的屈服强度 (10.9 级的 M36×345 螺栓保证载荷为 678kN)。因此, 对螺栓施加 678kN 拉伸载荷, 测量螺栓在拉伸工步和泄压工步下的应变量。将拉伸工步的应变命名为拉伸应变 ϵ_1 , 将泄压工步的应变命名为剩余应变 ϵ_2 , 那么, 超拉系数的计算如下式所示:

$$\frac{F}{F_0} = \frac{K \cdot L_k \cdot \epsilon_1}{K \cdot L_k \cdot \epsilon_2} = \frac{\epsilon_1}{\epsilon_2} \quad (7)$$

取 20 组螺栓的应变平均值, 测量结果如表 3 所示。根据经验公式 (1) 计算超拉系数, 结果如表 4 所示。

由上述结果可知, 超拉系数的经验值为 1.170, 相对实测值 1.281 小 8.6%。因此, 如按经验公式设置预拉力, 将导致目标预紧力小 8.6%, 如再考虑拉伸器精度误差 $\pm 3\%$ 、读数误差 $\pm 3\%$ 以及不同螺栓超拉回弹偏差等, 累计误差将超过 VDI2230 标准设计计算所给的拉伸法离散度要求 $\pm 16\%$ 。因此, 在制定螺栓拉伸紧固工艺时, 应进行试验测量, 并以试验测量值为准。

三、螺栓剩余载荷的影响因素分析

分析螺栓拉伸应变测试结果可知, 螺栓拉伸 - 卸压后的剩余载荷还受到拉伸力大小、拉伸次数和时效作用的影响,

表3 超拉系数的试验值

螺栓型号	拉伸应变 ϵ_1	剩余应变 ϵ_2	超拉系数 F/F_0
M36×345	4159	3247	1.281

表4 超拉系数的经验值

螺栓型号	有效拉伸长度 L_k (mm)	公称直径 d (mm)	超拉系数 F/F_0
M36×345	361mm	36	1.170

表5 拉伸次数对载荷剩余比的影响

拉伸次数	最大值	最小值	标准差	平均值
1	0.820	0.697	0.038	0.780
2	0.841	0.742	0.030	0.802
3	0.828	0.754	0.018	0.804

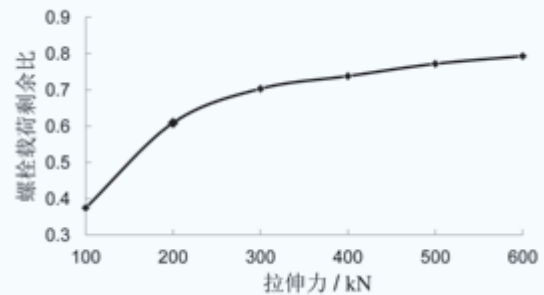


图4 拉伸力大小对载荷剩余比的影响

具体分析见下文。为便于表述, 在此定义剩余应变 ϵ_2 与拉伸应变 ϵ_1 的比值为螺栓载荷剩余比:

$$\omega = \frac{\epsilon_2}{\epsilon_1} \quad (8)$$

式中, ω 为螺栓载荷剩余比。

(一) 拉伸力对螺栓载荷剩余比的影响

拉伸器拉力由 100kN 逐级加载至 600kN 的过程中, 拉伸力与螺栓载荷剩余比关系如图 4 所示。

由图 4 可知, 随着拉伸力的逐渐增大, M36×345 螺栓载荷剩余比逐渐增大并趋于稳定值 0.8, 即相同工况条件下, 随着拉伸力的增大, 螺栓超拉系数会随预紧力的增加而逐渐变小。

(二) 拉伸次数对螺栓载荷剩余比的影响

对上述 20 组螺栓分别先后三次施加 678kN 的拉伸力，通过应变变量测定，计算三次载荷剩余比，如表 5 所示。

由上述结果可知，载荷剩余比随拉伸次数增加而增大，标准差随拉伸次数增加而减小，说明螺栓拉伸 - 泄压后的剩余载荷在增大，且越来越稳定。而第二次拉伸和第三次拉伸结果基本相同，因此，施加螺栓目标预紧力时建议拉伸 2 次。

(三) 时效作用对螺栓剩余载荷的影响

螺栓拉伸紧固完后，测量螺栓应变随时间的变化，如图 5 所示。

由图 5 可知，螺栓应变随时间增加而减小，最终在 20h 后趋于稳定。统计 20 组螺栓试验结果，平均应变值减小了 70，对应的载荷减小 1.68%。可知，螺栓载荷在螺栓紧固完成后会随时间逐步减小，并在 20h 后趋于稳定。

结论

本文以某大型风电机组用 M36×345 螺栓拉伸测试为例，通过螺栓拉伸紧固应变测试，定量分析了螺栓拉伸工艺的超拉系数、拉伸力大小、拉伸次数、时效作用等影响因素，对有效控制拉伸工艺有一定指导意义。通过试验研究发现：

(1) 螺栓拉伸紧固应变测试法可行，对不同规格螺栓拉伸紧固工艺的制定具有指导意义：通过设计螺栓拉伸试验

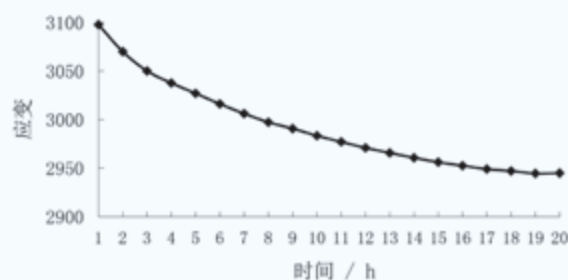


图5 螺栓应变随时间的变化

工装，可实测得到不同螺栓预紧力下的应变变量，且实测结果与按 VDI2230 标准理论计算结果相近，试验结果可靠。

(2) 根据螺栓拉伸工艺的经验公式计算所得超拉系数较应变法实测值小，存在螺栓预紧力不达标风险。通过试验研究可知，M36×345(10.9) 螺栓超拉系数的经验值 1.170 较试验值 1.281 小了 8.6%，综合拉伸器精度、装配精度等因素，存在预紧力超差风险。因此，制定拉伸工艺时有必要经实测得出超拉系数。

(3) 螺栓拉伸 - 卸压后剩余载荷受拉伸大小、次数、时效作用影响，需要根据实测分析进行确认：螺栓载荷剩余比随拉伸力和拉伸次数的增加而增大，并趋于稳定；剩余载荷量随时间增加而减小，并在 20h 后趋于稳定。☒

(作者单位：中车株洲电力机车研究所有限公司)



摄影：孙佳

风电机组齿轮箱部件失效故障分析与处理

文 | 周国栋, 杨健

近年来, 我国风力发电大规模发展, 随着风电机组的大批量装机投用以及投运时间的不断累积, 各类故障也随之出现, 主齿轮箱故障就是其中一类重要故障。主齿轮箱(下称“齿轮箱”, 本文不讨论风电机组偏航、变桨等系统的齿轮箱)是水平轴式双馈风电机组的一个重要机械部件, 是机组主传动链的主要组成部分。随着齿轮箱技术的发展, 齿轮箱的可靠性得到提升, 故障频次有所降低, 但仍须停机消除齿轮箱故障, 严重时甚至需将齿轮箱吊下塔架处理。因吊装成本高、处理时间长, 严重影响风电场效益。

齿轮箱有多级平行轴式、一级行星加两级平行轴式、两级行星加一级平行轴式、差动行星轮系等多种形式, 但均由齿轮、轴承、轴、箱体等基本结构组成。合理分析、准确判断、妥善处理齿轮箱故障, 才能降低风电机组故障停运频次, 缩短处理时间, 减少风电场效益损失。当前, 国内对故障的处理, 尤其是对齿轮箱关键部件失效的处理, 往往依赖于风电设备制造厂家工程技术人员的经验和现场判断, 有些处理方案虽然能解决问题, 但并不是综合考虑维修成本和停运时间的最合理方案。本文根据某大型风电场投运近十年来的故障实例, 对风电机组齿轮箱部件失效故障进行分析, 并提出一些故障处理的思路和建议。

齿轮箱及部件失效故障概况

某风电场一期安装 61 台东方电气 1.5MW 风电机组(型号: FD77C), 总容量 91.5MW, 于 2009 年投入商业运行。该批次机组的齿轮箱由南高齿、重齿、二重三个厂家提供。其中, 南高齿、重齿的传动形式均为一级行星加两级平行轴, 二重的传动形式为复合行星加一级平行轴。

风电场投运近十年来, 风电机组齿轮箱发生最多的故障为渗漏油和轴承温度高等, 而影响较大的故障为重要部件失效。一期项目所用风电机组齿轮箱的重要部件失效故障有 39 例, 包括传动轴齿面磨损、高速轴齿面裂纹、高速轴磨损、高速轴轴承“走外圈”等。按部件可分为齿轮箱轮齿故障、

轴承故障、轴故障及齿轮箱体故障四类。

一、齿轮箱轮齿故障

(一) 故障简析

根据统计, 齿轮轮齿的损伤是相对比例最大的失效故障形式。其中, 齿面接触疲劳(作用在齿面上的接触应力超过材料的疲劳极限而产生)是轮齿损伤的主要失效形式。在齿轮的使用过程中, 硬齿面齿轮以疲劳剥落为主, 规律可归纳为“点蚀—剥落—断齿”三个阶段。一对齿轮相啮合时, 两齿面之间在接触处产生循环变化的接触应力 σ 。如果这种接触应力超过齿面材料的接触疲劳极限, 齿轮工作一定时间以后, 在齿面表层内部就会出现微观的疲劳裂纹。随着裂纹的蔓延与扩展, 齿面金属表层将产生片状剥落形成麻坑, 即“点蚀”。点蚀会造成齿面承载面积减少, 接触应力迅速增

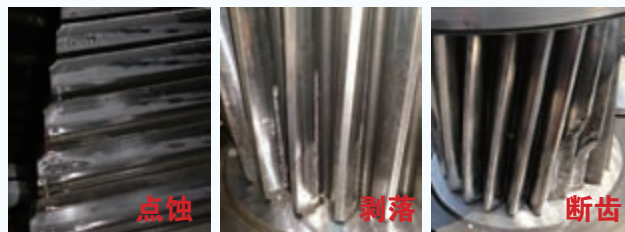
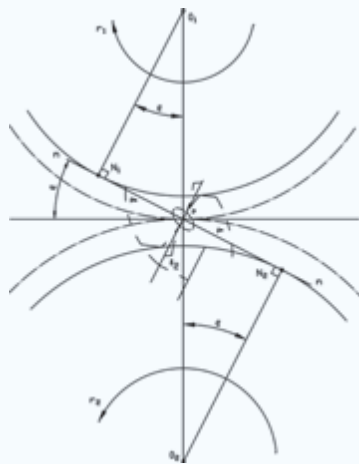


图1 齿轮齿面接触应力及故障示意图

大, 不仅加剧齿面的疲劳破坏, 同时也破坏了齿面啮合的正确性, 甚至引起相当大的动负荷, 直至齿轮齿面大片“剥落”, 甚至因“断齿”而报废。

除齿轮本身因素外, 运行工况与齿轮失效也有较大关系。风电齿轮箱上承受的载荷变化较大, 特别是由极限风速或湍流工况引起的系统过载以及由调距或机械制动等引起的瞬时载荷, 尽管作用时间短, 但对齿轮特别是齿面影响极大, 易诱发失效故障。

齿轮箱润滑油不足或油质不良会造成齿面磨粒磨损, 使齿廓改变, 侧隙加大, 以至于齿轮因过度减薄导致断齿。此外, 润滑条件不良会导致齿面间的油膜形成不良, 可能导致一个齿面的金属熔在与之啮合的另一个齿面上, 在齿面上形成垂直于节线的划痕状胶合。因此, 润滑条件不佳也是导致齿轮失效的重要因素之一。

(二) 故障处理

齿轮轮齿故障一般都不局限于少量齿面, 通常只能作更换处理。为了便于安装和保证配合精度, 一般需更换齿轮轴组件, 甚至当出现多对齿轮失效故障或齿圈断裂等严重故障时, 可能需要更换整组齿轮箱。对于此类故障, 要通过运行维护分析, 及早发现异常、判断故障并进行处理, 受影响损坏的范围和程度越小, 处理难度越低。可采用内窥镜等进行深入检查, 确定故障范围, 制定部件更换方案, 避免故障处理遗漏。

润滑油对齿轮的运转起着关键的作用, 如润滑油系统出现故障导致油质劣化、含水、温度异常等, 都有可能对齿轮箱机械部件造成不利影响, 甚至直接诱发失效故障。因此, 当发生齿轮故障时, 应同时关注齿轮箱润滑油的健康情况。

二、轴承故障

(一) 故障简析

由于安装不当、润滑不良、润滑介质污染和工作环境恶劣等因素, 轴承会出现磨损、过载、过热、腐蚀、疲劳等情况, 进而产生点蚀、裂纹、表面剥落等造成失效, 最终导致齿轮箱损坏。如在低速输入端, 载荷大且润滑不利, 主轴承易发生损坏; 而在高速端, 由于发电机轴和齿轮箱高速轴连接中易出现角度偏差和径向偏移, 因轴向和径向扰动力产生的变载荷长时间作用在高速端轴承上, 造成轴承损坏。轴承的常见失效方式有磨损、保持架变形、滚珠脱落、电点蚀、腐蚀、压痕等。

(二) 故障处理

轴承失效故障处理一般只需更换故障轴承, 但由于往

往伴随轴、齿轮等其他部件故障, 需要深入检查, 避免故障处理遗漏。对轴承故障问题, 也应当关注齿轮箱润滑油的情况, 上文已提及, 这里不再赘述。

三、轴故障

(一) 故障简析

齿轮箱轴系在很多情况下会出现轴不平衡、长期偏载、瞬时冲击、异常振动等非正常工况, 导致轴故障。轴故障主要表现为磨损、弯曲变形和断裂。其中, 轴弯曲故障一般为长时间偏载造成, 常出现在输入端; 轴断裂极少出现, 高速轴在故障急停中受到冲击过大可能发生断裂; 轴磨损是最为常见的故障, 在高速轴上较为频发, 主要是由于轴与安装在轴上的轴承发生相对运动, 俗称轴承“走内圈”。

该风电场一期项目所用的齿轮箱经过 5 年以上的运行周期, 出现机械部件磨损、老化等故障。其中, 某型齿轮箱高速轴轴承“走内圈”故障较为频发, 20 台同型号齿轮箱中相继有 8 台出现该故障, 均在高速轴输出端。经解体检查分析, 高速轴轴承“走内圈”的主要原因是轴承并紧螺母上只装配有一只锁紧螺栓, 在运行中因锁紧力不够导致其受振松动。高速轴齿轮为斜齿轮, 运行过程产生的一部分轴向力需由高速轴轴承承担。以轴承内圈为分析对象, 受力示意图如图 2 所示。

轴承内圈将高速轴的轴向力传递到轴承滚珠, 轴承内圈受到滚珠的反作用力 F 、轴的摩擦力 f , 以及并紧螺母预紧对轴承内圈的摩擦力 N 三个切向力共同作用, 其中 $F = f + N$ 。当切向作用力 F 一定时, N 越小, f 越大; 当并紧螺

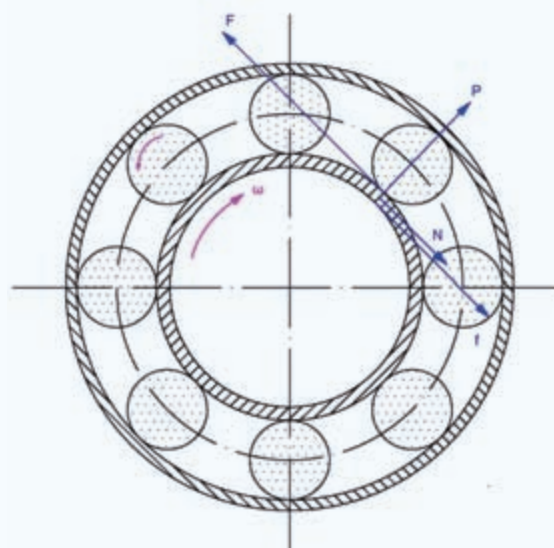


图2 轴承内圈受力示意图

母无法锁紧轴承时， $N = 0$ ， $F = f$ ；当 F 超过最大静摩擦力 f_{max} 时，轴承内圈与轴出现相对轴向位移，产生动摩擦， F 的方向会因工况发生变化，轴承内圈也会有反向位移，如此往复会使轴承内圈与轴间产生动摩擦而磨损，因两者配合过盈量较少，径向压力 P 减小，由于 f_{max} 正比于 P ，磨损逐渐加剧。

同时，由于并紧螺母松动，预紧力消失，轴承稳定性随之降低，轴承振动增大，磨损加剧。此外，过大的振动和窜动会加剧轴承发热，轴承内圈受热膨胀将导致其与轴径的过盈量进一步减少，配合过盈不足也会加剧轴承与轴的这种动摩擦，最终导致轴承“走内圈”故障。

对风电场所用的 8 台故障高速轴进行修复处理。将其余 12 台同型号齿轮箱高速轴抽出检查，对轴承并紧螺母和螺母锁紧螺栓复紧，并再加装一根锁紧螺栓，防止并紧螺母松动。修复高速轴时，也全部按此措施处理。

(二) 故障处理方法

1. 一般处理方法

对于轴磨损故障，如早期发现，轴磨损程度较轻，一般单侧磨损量不大于 0.3mm，可采用涂镀工艺修复（工艺成熟，修复效果也较为可靠）。但当磨损到一定程度，因成本上升且镀层易脱落，涂镀工艺不再适用，只能采用其他方式进行修复，如采用焊补后机加工处理。

传统的焊补由于热输入量大，轴易发生变形，整轴加工精度遭到破坏，即使合理控制工艺，尽可能避免发生变形，焊接热应力集中的问题仍然难以避免，运行中在轴的焊接热影响区易再次出现故障，甚至诱发断轴。从齿轮箱整体的安全可靠考虑，齿轮箱厂家一般建议更换新轴组件，但费用也较高。

2. 激光熔覆处理技术

激光熔覆技术是激光在机械加工领域的主要应用之一。它是利用大功率、高能量激光束聚焦能量极高的特点，瞬间将被加工件表面金属微熔，同时使零件表面预置或同步自动送置的合金粉剂完全熔化。激光束扫描后合金快速凝固，获得与零件基体完全冶金结合的致密熔覆层。与其他传统加工技术相比，激光熔覆技术应用在修复齿轮箱高速轴磨损时，有以下几个优点：

- (1) 熔覆过程中热输入量低，高速轴不会变形；
- (2) 激光熔覆时产生的不良组织很少，不需要做热处理来消除；
- (3) 激光熔覆的材料与基材的融合性能好，结合强

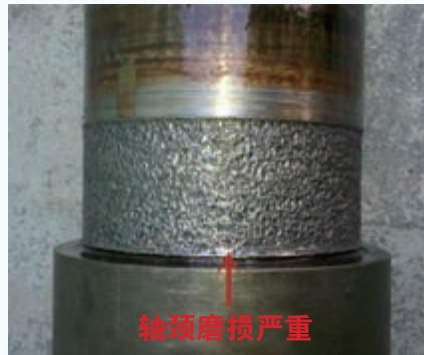


图3 高速轴轴承档出现较严重磨损

表1 两种轴修复方式成本对比

修复方式		单项费用	合计
更换一套高速轴组件		约 10 万元	约 10 万元
轴颈采用激光熔覆修复	激光熔覆工序	0.8 万元	2.2 万元
	更换 2 只轴承	1.2 万元	
	更换其他辅件	0.2 万元	

度高；

(4) 熔覆过程自动操作，质量稳定。

(三) 故障处理实例

该风电场 8 台发生齿轮箱高速轴磨损缺陷的风电机组中仅有 1 台磨损程度较轻（单侧磨损最大 0.25mm，采用涂镀工艺修复），其余 7 台的磨损量均在 1mm 以上，最大的单侧磨损量达 2.8mm。齿轮箱厂家建议更换全部高速轴组件，但结合缺陷情况，并考虑更换成本，风电场未采取厂家建议，而是将磨损严重的高速轴经无损探伤确认基材无缺陷后，送至专业的激光熔覆厂家进行修复。

修复高速轴回装齿轮箱恢复运行后，通过持续状态跟踪，确认设备运行状况平稳，振动、温度等各项参数指标均较修前有明显改善，全部在正常值范围内。定期开盖检查也未发现修复高速轴轴承档再次发生“走内圈”故障，修复效果优良。表 1 为两种方式的成本对比。该风电场利用激光熔覆修复高速轴，共节省检修材料费用 54.4 万元，经济效益显著。

四、齿轮箱体故障

(一) 故障简析

齿轮箱体失效故障包括箱体变形、局部裂纹、箱体磨

损等，其中较常见的是齿轮箱轴承装配孔内圆磨损，表现为轴承“走外圈”。有些场合将此类故障归为轴承故障，但从部件失效的角度来说，轴承“走外圈”直接造成齿轮箱体磨损失效，故在此归为齿轮箱体故障。它一般是由于轴承选型、安装、调整不当，或者润滑不良造成，齿轮箱体与轴承外圈之间发生相对运动产生摩擦，从而引起箱体内孔磨损，这又加剧了箱体与轴承外圈之间的相对运动，最终导致轴承“走外圈”。此外，齿轮箱体变形也可能造成轴承“走外圈”。轴承箱体一般为铸件，材质硬度远小于轴承外圈，磨损主要发生在箱体上。箱体轴承孔磨损量大会导致齿轮传动偏载，引发齿面断裂等其他部件失效故障，因而，此类故障须尽早发现并处理。

（二）现场修复方案

对于齿轮箱箱体轴承内孔磨损故障，即使是早期磨损程度较轻的故障，处理起来也十分困难。之前业界的普遍做法是将齿轮箱整体下架维修，但该方法工作量大，吊装费用成本高昂，且风电机组因此停运的时间长，风电场生产效益损失较大。

具体分析现场齿轮箱故障情况，在有效的运维管理和分析诊断基础上，及早发现齿轮箱箱体轴承孔磨损缺陷，如果磨损范围有限，理论上，只要找到基准面，利用修复手段恢复轴承孔原始尺寸，保证形位公差，就能使齿轮箱轴承恢复原同心度运行。本文以在机舱内现场修复轴承内孔磨损为目标，初步提出了轴承座镶套、激光熔覆、高性能分子合金修复材料填充修复、冷熔脉冲焊四个实施方案。

轴承座镶套是常规的机加工处理手段，对箱体磨损内圆加工，再加工一个内孔与齿轮箱轴承孔原始尺寸一致的衬套，镶配到齿轮箱体上。该工艺成熟可靠，齿轮箱下架返厂维修一般都是采取镶套处理。根据上文介绍，激光熔覆技术的加工效果可靠。但两个方案都需要在机舱现场狭小的空间里架设机加工机具，经空间尺寸校核后，认为机具现场安装就位困难，因此，上述两个方案都不可行。

高性能分子合金修复材料填充修复方案属于新工艺，修复材料完全固化后硬度较高，可以起到在磨损区域紧密填充间隙的作用，一般静态部件修复都能取得较好效果。但由于风电机组运行中受力情况复杂，轴承会受到复杂交变、冲击载荷作用，填充材料存在破裂隐患。一旦发生破裂，齿轮箱体轴承座将再度失效。因此，出于可靠性的考虑，也未采用该方案。

冷熔脉冲焊不同于常规电弧焊，由于单位时间输入热

量小，具有常温焊补、基体不变形、组织不改变等优点。其基本原理为将存储于电容器中的电能瞬间释放于黑色金属材料工件和焊补材料的连接处，电流热效应作用于两者接触电阻使其迅速熔化结合，其主要工艺特点如下：

（1）小范围短时间发热（一般受热点小于 1mm^3 ，时间不超过 1ms ），大部分热量都瞬间消散。焊补过程中焊补点附近基体都处于常温状态（基体温升一般小于 20°C ），几乎没有基体变形、组织改变、焊接应力集中、焊接裂纹、焊接硬化、焊点退火等不良现象，基本不影响机械加工性能，不影响淬火、调质等热处理工艺，可用于铸件焊补，焊补后可进行后续机加工。

（2）每个焊补点为补材与基材熔化后的再结合，在焊补点处结合牢固、致密，熔接强度高，不会发生脱落；修复精度高，补焊后只需少量打磨、抛光，后处理工作量小，修复后不留痕迹。

（3）设备设施简单，适用范围广泛，可在狭小空间作业，能够满足多种金属材质的修补需求。

冷熔脉冲焊的几个工艺特点正好适用于齿轮箱箱体轴承内孔的焊补，考虑修复的可靠性和现场的可操作性，认为冷熔脉冲焊、焊后现场手动打磨为最合适方案。

（三）故障处理实例

1. 概述

某风电场一期项目所用的61台齿轮箱中，共有21台存在中速级或高速级轴承“走外圈”现象。对于初期发现的齿轮箱箱体轴承孔磨损故障，齿轮箱厂家都要求下架维修或者更换新齿轮箱，但齿轮箱上、下架工作量大，维修成本高，风电机组也因此长时间停运，更换新齿轮箱的成本则更高。综合各方面考虑，风电场管理方决定自主对齿轮箱箱体轴承孔磨损较严重的1~12#风电机组齿轮箱进行机舱内揭盖更换中速级和轴承孔修复处理，轴承孔修复全部采用冷熔脉冲焊修复手段，并跟踪后续运行情况。

2. 工艺流程及注意点

（1）解体揭盖，现场清理

停运风电机组并做好安全措施后，对机组进行解体揭盖（妥善保存拆卸部件），必要时拆除周边的线缆、探头等，以确保现场有一定的空间满足运维人员实施焊接、打磨工作。应注意保护好箱体的配合面和密封面，防止其受到损伤。

（2）齿轮箱轴承孔检查，磨损情况测量

清理轴承孔表面，检查齿轮箱轴承孔表面情况，测量各档内径尺寸，检查磨损程度和范围，确定补焊区域及合理

的补焊方案。需要注意的是，齿轮箱轴承孔表面在高接触压应力的作用下，经多力循环后，局部可能产生疲劳磨损，在表面可看到少量麻点或凹坑。实际上该区域表面已形成疲劳层，基体强度显著下降，应在表面清理时打磨去除，否则会直接影响修复后的基体强度。表面初步处理完成后，可进行必要的无损检测，避免遗漏隐性缺陷，影响修复质量。

(3) 实施冷熔脉冲焊

由专业人员采用专用的焊接机具进行冷熔脉冲焊，一般选用强度高、塑性性好且耐腐蚀的镍基焊材。焊接是整个修复过程的关键，应注意补焊速度不宜过快，关注基材温升情况，焊点要整齐致密，避免人为原因造成气孔缺陷。

(4) 制作研磨、检测工具

根据齿轮箱轴承内孔尺寸制作样板和芯棒，用于焊后打磨和检查。可根据轴承外圈配合尺寸，预先准备好样板和芯棒，以缩短风电机组停运处理时间。

(5) 手工打磨加工，现场检测

利用准备好的扇形样板，对补焊区域进行手工打磨，可使用电动磨削工具，但必须控制好打磨量，避免重复处理。采用透光法进行现场检测，完成粗加工，基本恢复齿轮箱轴承内孔尺寸。

(6) 手工研磨，恢复轴承孔的尺寸精度

利用加工好的芯棒，对齿轮箱轴承孔进行研磨，用蓝油检查接触情况，恢复轴承孔的尺寸精度。芯棒应便于手持或握，尺寸不宜过小，避免偏斜，也可先加工扇形样板进行研磨。

(7) 对轴承更型，装配防外圈跟转轴承

新装配中速级轴承选用同型号外圈带防转槽轴承，并在箱体轴承内孔相应位置打孔装配防转销。

(四) 修复后运行情况及后评估

1~12# 风电机组齿轮箱于 2015 年 6 月完成修复并恢复运行，修后的运行情况表明，齿轮箱运行状况平稳，振动、温度等各项参数均较修前有明显改善，全部在正常值范围内。定期开盖检查也未发现修复轴承孔再出现轴承“走外圈”现象，证明了冷熔焊修复齿轮箱体轴承孔方案的可行性。该风电场后期另有 4 台同类型故障齿轮箱也采用该方案修复，全部连续稳定运行至今未发现异常，修复可靠性得到证实。齿轮箱厂家也认可了该处理方案，并效仿该方案在其生产的风电机组齿轮箱同类型故障在线维修中使用。

由表 2 可知，在机舱内修复 1 台齿轮箱体轴承孔相比 1 台齿轮箱下架维修，可大幅节省维修费用，同时避免了

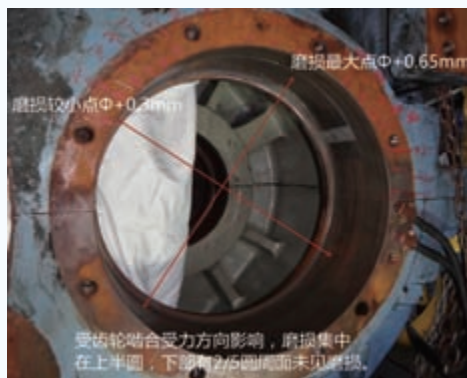


图4 箱体轴承内孔磨损情况示意图

表2 两种箱体修复方式成本对比

修复方式	项目	单项费用	合计
齿轮箱下架维修	风电机组传动链拆卸、齿轮箱下架	25 万元	75 万~105 万元
	齿轮箱返厂维修	50 万~80 万元	
冷熔脉冲焊修复	齿轮箱箱体开盖、组装施工	8 万元	9 万~11 万元
	磨损轴承孔冷熔焊修复	1 万~3 万元	

大型部件吊装过程中存在的安全风险。

对于这 5 台箱体轴承内孔磨损较严重的齿轮箱（齿轮箱中速级受影响已损坏），如根据齿轮箱厂家意见，采用全部下架旧齿轮箱、更换新齿轮箱的方案处理，保守统计共需 625 万元。而采用冷熔脉冲焊在机舱内修复箱体轴承孔，并更换全套新中速级共产生费用 125 万元，节省费用 500 万元。此外，在机舱内修复还大大缩短了故障停机时间，提高了风电场生产效益。增加的效益与风力条件有关，此处不再进行估算。

结语

近年来，大型风电机组大批量安装投用，运行时间不断累积，主齿轮箱部件失效故障越来越多。针对部件失效故障，风电场应合理分析，准确判断，制定合理的处理方案，避免盲目扩大处理范围和更换部件，更好地控制故障处理成本，缩短故障处理时间，提升运维管理水平，提高风电场经济效益和市场竞争能力。✎

（作者单位：周国栋：华能江苏清洁能源分公司；杨健：华能南通电厂）



重点实验室办公楼



52.5米叶片静力试验

国家能源风能太阳能仿真与检测认证技术重点实验室



叶片检测车间



国家能源风能太阳能仿真与检测认证技术重点实验室 ——风电机组风轮叶片检测中心

以先进设备、专业技术为风电设备检测提供高效优质服务

以鉴衡认证中心为依托单位的“国家能源风能太阳能仿真与检测认证技术重点实验室”，是我国风能太阳能行业集仿真技术、标准研究、检测认证技术研究和实践于一体的公共技术服务平台。

重点实验室设立的风电机组风轮叶片检测中心位于河北省保定市，占地36000平方米，拥有先进的实验检测设备，执行与国际接轨的实验检测标准，为叶片检测出具权威报告。

目前检测中心已完成多项叶片实验测试任务，可承接100米内叶片全尺寸结构试验、无损检测和叶片零部件测试项目。



WIND ENERGY

A COVERAGE OF ALL EXCELLENCE OF WIND

传播专业知识 启迪成长智慧



www.fengneng.org.cn



扫一扫，关注中国风能协会官方微信
轻松阅读杂志精华文章

风能
WIND ENERGY 杂志

地址：北京市东城区和平里北街6号远东文化园26楼3层
电话：010-59796665-3953(编辑部)
010-64405232-3501(广告部)
传真：010-64228215 邮编：100013
投稿邮箱：gaojian@cwea.org.cn

SSB变桨系统 经验助您成功

拥有27年风电领域的经验，全球范围内有超过32000*台风机、
中国累计超过7000*台风机上安装了SSB的变桨控制系统

- 在全球有包括100余位开发人员（其中在德国50余名，中国50余名）在内近600名员工
- 从未有一台风机因为SSB的变桨系统而倒塌
- 2013 SLIP 超长寿命电池与集成变桨系统 --Super Long Battery Life & Integrated Pitch
- 2014 BPMM风电变桨系统电池组健康状况监测模块开始应用于风场
- 2015
- 在中国开始大范围安装大兆瓦海上风机变桨控制系统
- 在北京国际风能展上正式推出第二代BPMM 比第一代更加智能 数据监控更加便捷
- 成立了风电后市场专业业务单元—配备专业的研发、生产和技术改造团队。为客户提供定制化的后市场产品、技术改造方案及服务
- 2017 桨叶风模型测量系统Blade Vision正式投放市场；全新研发的集成式变桨系统EPD开始大批量安装
- 2018
18年海上风机变桨系统安全运行经验
最大兆瓦级风机双驱动方案安全运行经验



埃斯倍风电科技（青岛）有限公司

地址：中国青岛市崂山区株洲路91号 邮编：266101 客服热线：400 622 1136
电话：+86 532 8870 2788 传真：+86 532 8870 5788
北京办事处：北京市朝阳区雅宝路10号凯威大厦15层 邮编：100020
电话：+86 10 8563 1122
上海办事处：上海宜山路1009号创新大楼2202室 邮编：200233
电话：+86 21 3418 3888



LEROY-SOMER

异步和永磁低压电机，适用于变桨，偏航和冷却系统应用

- 全球服务
- 设计灵活性
- 结构紧凑和可靠的解决方案
- 0.37 – 55 kW
- 防护等级可达IP65
- 200-400V/50Hz



利莱森玛电机科技(福州)有限公司

上海办事处：徐汇区宜山路1009号创新大楼2202室 | 200233 | 上海 | 中国
电话：+86 (21)3418 3888



绿色清洁能源的倡导者

截止至2017年12月

湘电风能累积安装运行风机超过4500台套

年均发电量超200亿度

年均减少二氧化碳排放2500万吨

