

海上风电风险分析及损失案例

文 / 刘 蓉 前海再保险研究院



內容 Content

一、全球海上风电的跨越式发展	4
二、海上风电的风险分析	7
(一) 不同阶段的风险因素	7
(二) 机组的风险因素	9
(三) 电缆的风险因素	11
(四) 安全事件风险因素	12
三、海上风险的保险类型	14
四、海上风电的保险风险	17
五、海上风电损失案例	19
案例 1：升压站桩基弯曲案	19
案例 2：海底电缆受损案	19
案例 3：水上平台浸水案	20
案例 4：履带吊沉海案	20
案例 5：不可抗力因素的代位求偿案例	20
参考文献	22

前言

Preface

党的十八大以来，习近平总书记多次强调“海洋是高质量发展战略要地”“绿色发展，离不开绿色金融资金支持”“要把促进新能源和清洁能源发展放在更加突出的位置”。在 2025 年的中央财经委员会第六次会议上，习近平总书记进一步指出推进中国式现代化必须推动海洋经济高质量发展，走出一条具有中国特色的向海图强之路。这一系列重要论述，把海洋资源、绿色金融与绿色能源紧密耦合，为新时代海洋强国建设指明了方向。海上风电作为当前技术最成熟、规模最可观的海洋绿色能源，正从“补充电源”迈向“主力电源”。然而，深远海台风、复杂地质、设备大型化带来的系统性风险也同步放大。如何在总书记擘画的“蓝色经济 + 绿色金融”框架下，识别、定价并转移这些海上风险，已成为保障我国海上风电高质量跃升、实现“双碳”目标的关键举措。



1991年，丹麦Vindeby建成了全球第一座海上风力发电厂，采用了11台450KW的风力发电机，装机容量为4.95MW。2010年以前，荷兰、瑞典、英国等在浅海开展小规模试验海上风电，累计容量不足3GW，项目规模多在100MW以内，主要用于验证技术的可行性。2010年以后，欧洲进入海上风电规模化商用阶段，度电成本快速下降。

2007年，海上风电机组在渤海绥中油田并网发电，标志着我国海上风电开发正式起步。2009年和2010年，江苏如东潮间带试验风电场和上海东海大桥100MW示范项目相继建成，为我国海上风电规模化发展奠定了基础。2014年6月，国家发改委公布海上风电上网电价，潮间带0.75元/kWh、近海0.85元/kWh，海上风电明确的

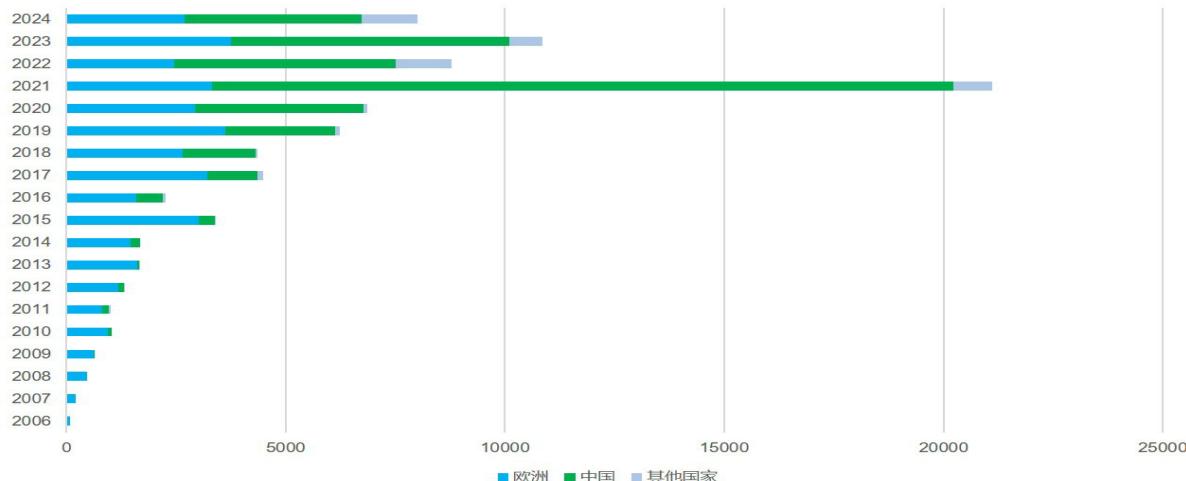
收益预期促进了社会资本的大举进入。2016年《可再生能源发展“十三五”规划》提出鼓励沿海各省（区、市）和主要开发企业建设海上风电示范项目，到2020年，海上风电开工建设1000万千瓦，确保建成500万千瓦的目标。海上风电建设浪潮由江苏、上海扩展至广东、福建、山东等地。

2017-2020年，中国海上风电年新增装机从1.2GW增至3.1GW，复合增速为38%。2021年是中央财政补贴最后节点，当年新增16.9GW，占全球新装机总量的80%，创历史新高。2022年，随着国家电价补贴的退出，中国海上风电并未陷入“寒冬”，而是通过“省补接力+大型化降本+深远海示范”的三轨并行策略，迅速完成由政策驱动向市场驱动的切换。

2010年，全球新增接入电网的装机容量首次突破1GW，2021年达到了21GW，随后略有下降。截至2024年底，

全球海上风电累计装机容量达到83.2GW，欧洲和中国占据了全球主要海上风电装机量。

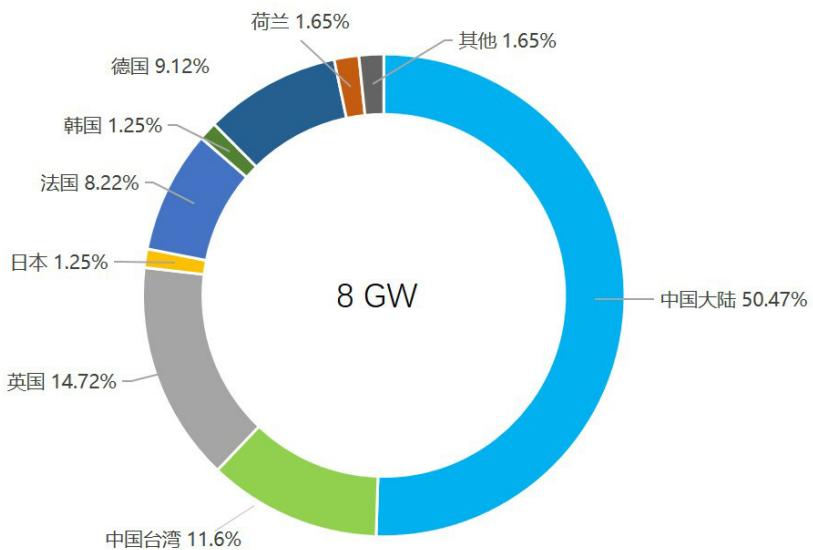
图1：2006-2024年全球海上风电新装机量统计（单位：MW）



（数据来源：GWEC《Global Offshore Wind Report 2025》）

2024年海上风电全球新装机容量8GW，中国大陆占比50.47%，其次是英国、中国台湾、德国、法国等。

图2：2024年各国海上风电新装机容量占比

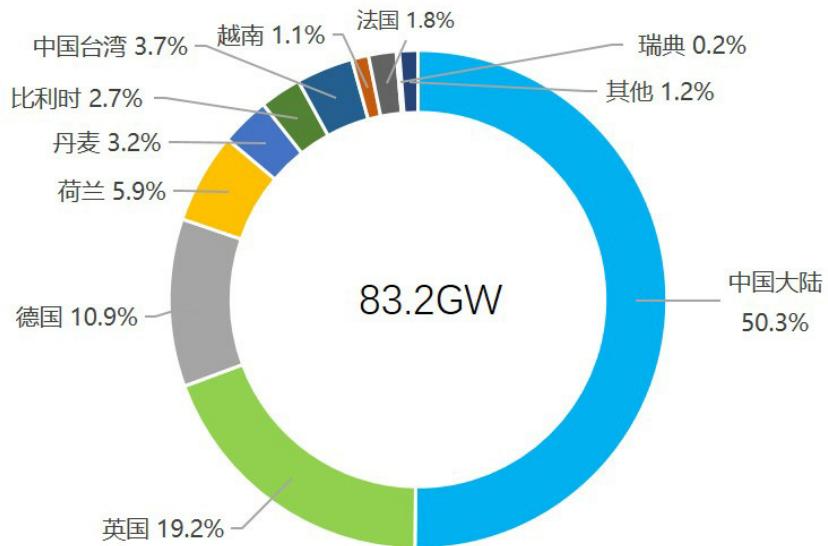


（数据来源：GWEC《Global Offshore Wind Report 2025》）

截至2024年末，全球海上风电总装机容量83.2GW，中国大陆占比超50%，英国占比19.2%，德国占比

10.9%，其次是荷兰、丹麦、中国台湾、比利时等。

图 3：2024 年末各国海上风电总装机容量占比



(数据来源：GWEC 《Global Offshore Wind Report 2025》)

全球风能协会 (GWEC) 市场情报部预计，全球海上风电 2029 年之前复合年均增长率为 28%、2034 年之前为 15% 的情况下，年新增装机容量预计将在 2030 年超过 30GW，2033 年超过 50GW。未来十年 (2025-2034 年) 将新增超过 350GW 的海上风电装机容量，到 2034 年底

总装机容量将达到 441GW。

我国近海和深远海 150 米高度、离岸 200 公里内且水深小于 100 米的海上风能资源技术可开发量为 27.8 亿千瓦，实际装机容量利用率不足 0.9%，未来开发潜力巨大。¹





二、海上风电的风险分析

海上风电具有装机规模大、风能质量高、靠近负荷中心的特点，但也面临各种风险，在建设期和运营期需要面对恶劣天气、复杂海洋环境、建设施工难度大、维护成本高等

诸多挑战。分析海上风电面临的风险，有助于我们更好地理解和设计保险风险。

（一）不同阶段的风险因素

海上风电项目一般分为四个阶段，规划期、施工期、运维期和退役期。规划期主要是向相关部门申请海域、确定风场的布局，提交可行性研究、参与招标等以获得项目的开发核准。施工期是建设海上风电项目的关键期，主要包含施工交通运输、风机和升压站基础工程施工、风力发电设备安装、海底电缆敷设以及涉及测量、防护、调试等工程，

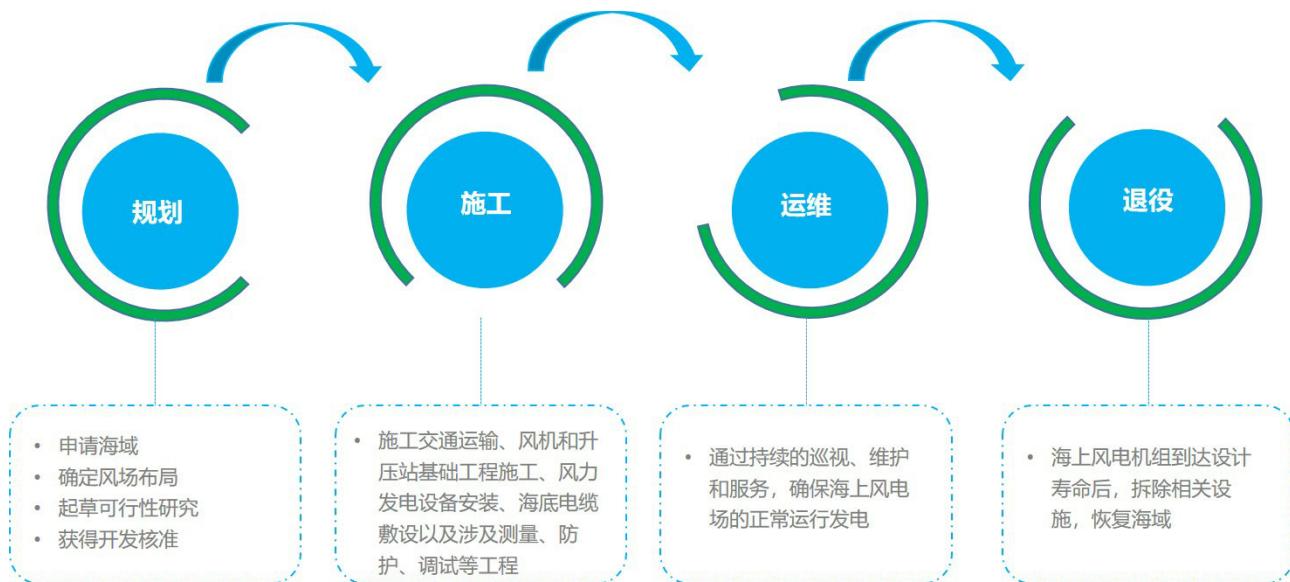
常规近海项目建设期约 15-24 个月，深远海、大容量项目 (>500 MW、水深 >40 m) 建设期可达 30-34 个月。运营期是海上风电关键的风险周期，通过持续的巡视、维护和服务，确保海上风电场的正常运行发电，巡视维护内容主要包括风电机组、装机基础、设备设施、测风装置、升压变电站、配电网线、防腐系统等方面的安全和运行状

况进行巡视，发现问题及时修复，运营期一般为25年。

退役期是海上风电机组到达设计寿命后，拆除相关设施，

使其所占用的海域基本恢复建设前状态的过程。²

图4：海上风电项目的一般周期



海上风电项目在规划、施工、维护和退役阶段面临着各类风险。在规划期，如风速、波浪、潮流数据不足或代表性差，可能导致项目发电量预测出现较大偏差；国家和地方对海上风电补贴政策及上网电价的变化，可导致项目投资收益率出现较大偏差，影响项目的预期收益率；海洋地形、地

质、沿途数据分辨率等因素也可能导致基础选型失误等。在施工期，台风、风暴等可能会使工期延误，海浪与涌浪可能影响插桩船的定位和叶片的吊装，海冰与浓雾、深水安装船的不足也可能影响工期，电缆是施工中最容易损坏的部分，海上施工的复杂性还会增加作业的风险。

图5：海上风电项目不同阶段的风险



在运维期，海底电缆受各种因素的影响损坏的可能性较高，风机等设备的老化导致维修和停机时间加长，台风、冬季风暴等极端天气可能对机组带来巨大损坏，运维过程的作

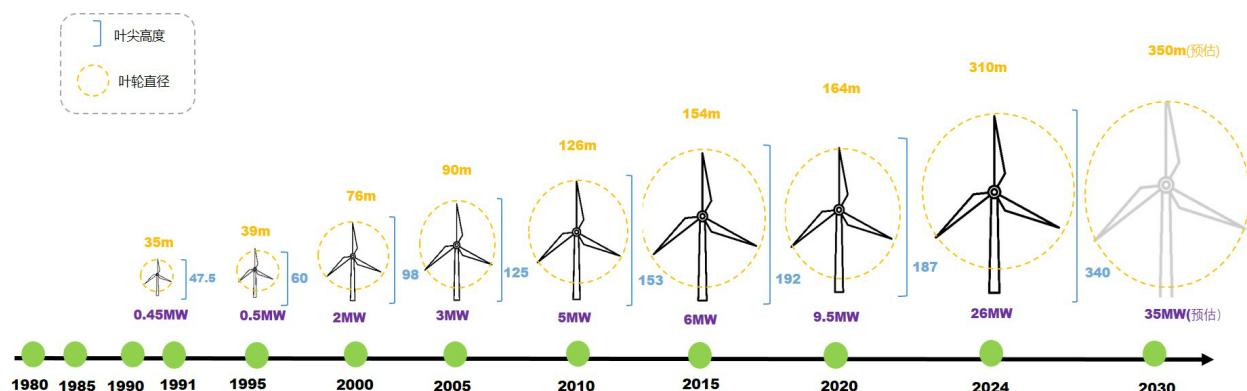
业安全风险也值得关注。在退役期，项目方应拆除机组设施，存在拆除施工风险和环境安全风险等。

(二) 机组的风险因素

单个海上风电机组包括叶片、风机、塔身和基础部分。近年来，海上风电风机呈现出叶尖高度不断增高，叶轮直径

不断增大，单机容量持续提升的趋势。

图 6：1980-2030 年海上风电风机发展的趋势

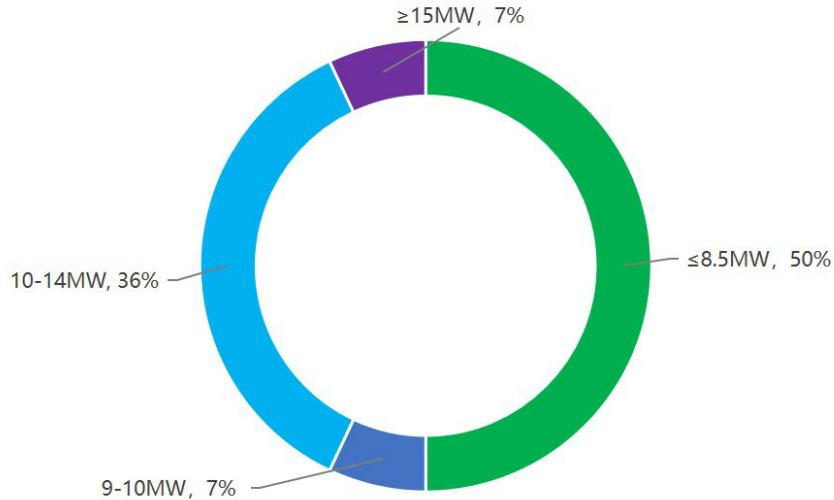


(数据来源：GWEC Market Intelligence)

2024年12月，全球最大的26兆瓦级海上风力发电机在福建下线，轮毂中心设计高度185米，叶轮直径超过310米，扫风面积超过7.7万平方米，是目前全球单机容量最大、叶轮直径最长的海上全国产化风电机组。根据中国可再生能源学会风能专业委员会(CWEA)的数据，2023年海风平均单机容量分别达9.6MW，同比提升

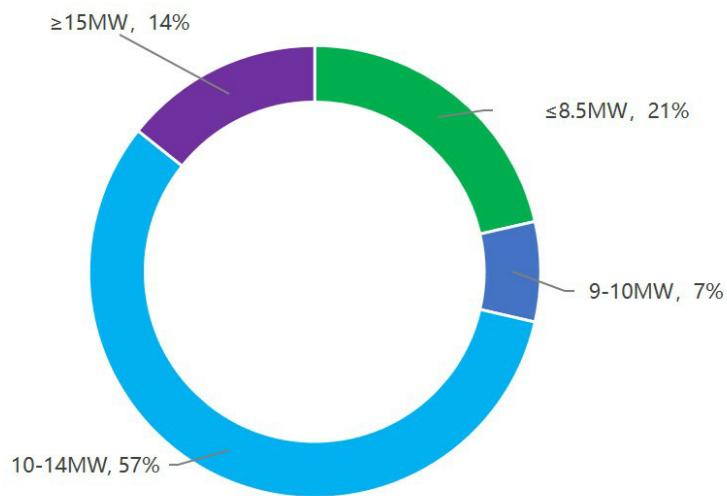
30%；2024年16MW海上风机实现批量化应用，行业进入“大型化起步”阶段。根据各公司官网招标相关情况统计，2023年海上风电招标以小于8.5MW的机型为主，2024年海风招标小于8.5MW的机型从2023年的50%占比降至21%，而10-14MW的机型则从36%增长至57%，15MW以上的大机型从7%增长至14%。³

图 7：2023 年海上风电招标单机容量统计



(数据来源：联储证券研究院)

图 8：2024 年海上风电招标单机容量统计



(数据来源：联储证券研究院)

根据研究显示，研发投入强度每下降 1%，风机设备故障率提升 1.2%，运营费用增加 0.8 元 / 度。³ 海上风电场离岸较远，不便于频繁的日常巡视，因此海上风电机组设备故障率显著高于陆上风电。⁴ 据统计，海上风电机组的年平均可用率只有 70% ~ 90%，远远低于陆上风电机组 95% ~ 99% 的可用率。^{5, 6} 与陆上风机相比，在海上风电设备运行可靠性方面，存在故障率高、可利用率低，

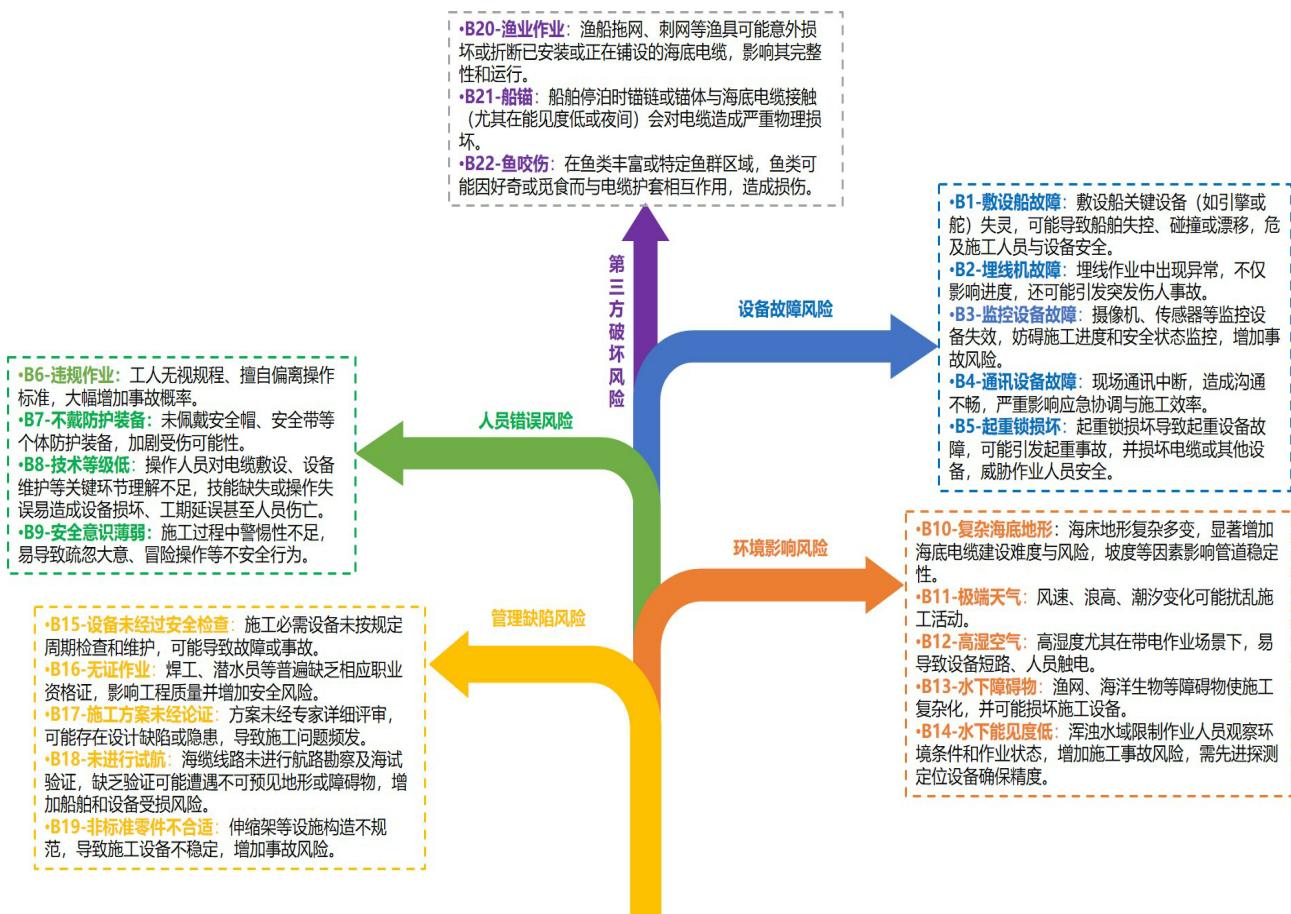
维护环境恶劣，通达困难，维护成本高，海洋腐蚀，散热等风险。2019 年中国电机工程学会年会的论文《海上风电运营概况及退坡机制下面临的挑战》，对某公司近三年海上风电机组运营故障统计发现，变桨系统故障占比近 30%，其次是变频器故障 (15.7%)、发电机故障 (11.2%)、齿轮箱故障 (11.1%)、偏航故障 (10.2%)、叶片故障 (7.65%)、主控系统故障 (7.2%) 和液压系统故障 (6.1%)。

(三) 电缆的风险因素

Huang Hui 等人 (2024) 通过专案调查和专家咨询的方法, 将海上风电电缆分为 5 个主要风险因素和 22 个次要风险

因素, 5 个主要风险因素分别是设备因素、人员因素、环境因素、管理因素和第三方破坏因素。(见图 9)

图 9: 海上风电电缆的主要风险因素

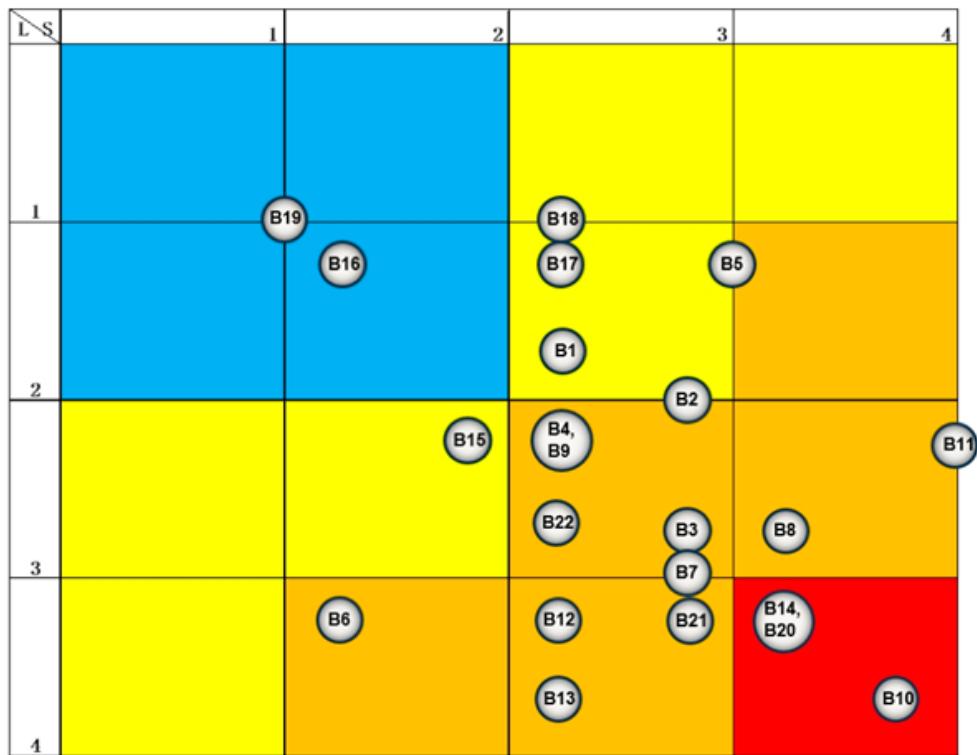


(资料来源: 《Risk Identification and Safety Evaluation of Offshore Wind Power Submarine Cable Construction》)

该研究进一步运用层级分析法 (AHP) 将主要风险因子依严重程度、发生机率和检测难度进行排序, 并根据各二级风险因子的评估结果, 制作了四色风险矩阵图 (图 10)。该图采用颜色对风险进行分类, 其中红色表示主要风险, 橙色表示重大风险, 黄色表示一般风险, 蓝色表示低风险。22 个二级风险因子中, 红色区域的主要风险 3 个,

分别是复杂海底地形 (B10)、水下能见度低 (B14) 和渔业作业 (B20); 橙色区域的重大风险 13 个; 黄色区域的一般风险 4 个, 蓝色区域的低风险 2 个。

图 10：海上风电电缆 22 个次要风险因素分析图



备注：L 表示风险发生的可能性；S 表示风险发生的严重程度。

(资料来源：《Risk Identification and Safety Evaluation of Offshore Wind Power Submarine Cable Construction》)

（四）安全事件风险因素

海上风电安全事件是影响保险核保和理赔的重要因素。总可记录伤害率 (Total recordable injury rate, TRIR) 和损失时间伤害频率 (Lost time injury frequency, LTIF) 是统计安全事件的重要指标。TRIR 是指每百万工时内发生的死亡、损失工作日事件、限制工作日事件以及医疗处理伤害的总次数，而 LTIF 只包含其中的死亡和损失工作日事件。

G+ Global offshore Wind Health and Safety Organisation (简称 G+) 作为国际组织，根据会员报告的海上风电安全事件（不含中国），分析了 2020 年 -2024 年海上风电的 TRIR 和 LTIF 总体呈下降趋势，TRIR 从 2020 年的 3.76 下降至 2.93，LTIF 从 1.7 下降至 1.27。

图 11: 2020-2024 年海上风电 TRIR 和 LTIF

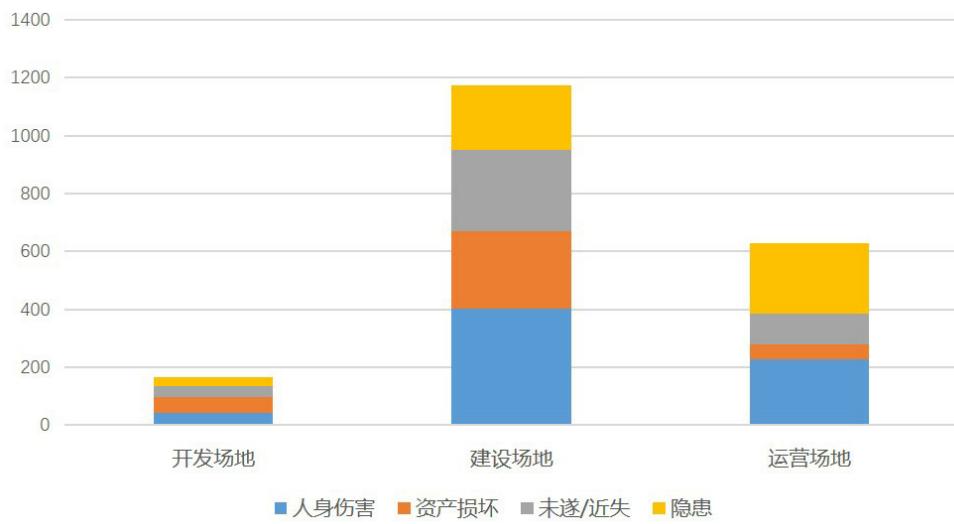


(数据来源: G+ Global Offshore Wind Health and Safety Organisation 2024 incident data report)

根据 G+ 的报告, 2024 年报告了 1967 起独立安全事件, 包含人身伤害、资产损坏、微损或接近损失的事件以及安

全隐患。根据发生事件的场地来分类, 建设场地发生的安全事件占 60%, 其次是运营场地占 32%, 开发场地为 8%。

图 12: 2025 年 G+ 独立安全事件分类统计



(数据来源: G+ Global Offshore Wind Health and Safety Organisation 2024 incident data report)

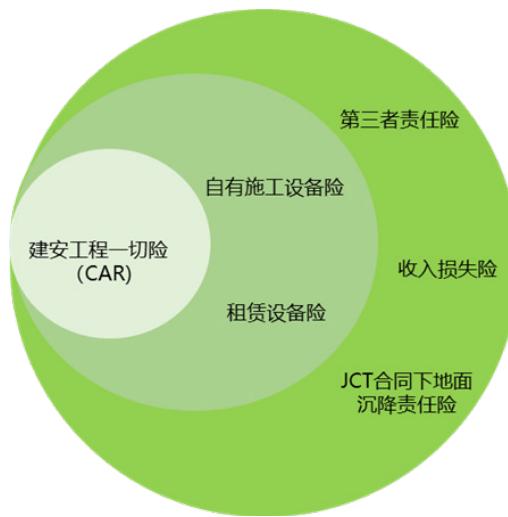


三、海上风险的保险类型

境外海上风电保险一般分为建设期的保险产品和运营期的保险产品。以 Allianz 英国的海上风电的保险产品为例，建设期的保险一般包含建安工程一切险 (CAR) 、自有施工设备险、租赁设备险、收入损失险、第三方责任险以及 JCT 合同下地面沉降责任险。建安工程一切险主要覆盖永久工程、临时工程、甲供材料和在途 / 在库物资，覆盖风暴、火灾、运输、吊装、试车、残骸清理和专业费用等，但典型的除外包含设备设计缺陷、正常磨损、海空 / 空运

过程中发生的损害等。自有施工设备险主要覆盖自升式平台、履带吊、临时房屋等，可扩展至安全装置损坏、钥匙丢失、CPA 合同吊装责任、滚装船运输等。租赁设备险主要覆盖对租赁方的“损失 + 继续租金”的双赔偿，包含 CPA 合同吊装、滚装船、地面陷困回收等扩展责任。收入损失险 (DSU) 的承保 CAR 项下物质损失导致的工期延误，通常覆盖预期的毛利润损失或预期的总收入损失。

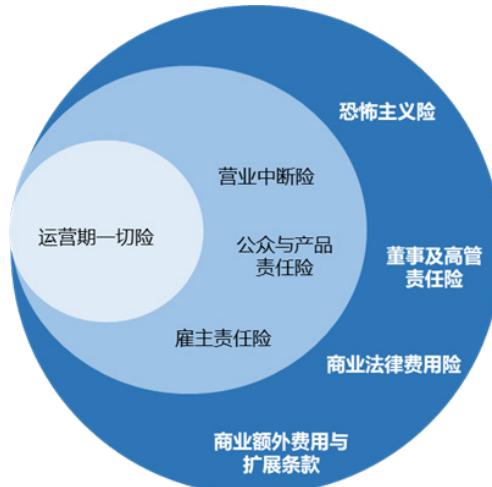
图 13：境外海上风电建设期保险类型



海上风电运营期常见保险有运营期一切险、营业中断险、公众与产品责任险、雇主责任险、恐怖主义险、董事及高管责任险、商业法律费用险、商业额外费用与扩展条款等。运营期一切险保障范围包含风机、基础、升压站、海缆等物理损坏及机械故障，可扩展至雷击、台风、火灾、残骸清理、临时拆除 / 安装费用等，典型的除外情形包含正常磨损、工艺缺陷、核辐射、海盗行为等。营业中断险保障因物理损坏导致的发电量损失、额外费用，通常覆盖毛利润损失或收入损失。公众与产品责任险保障第三方人身伤

害或财产损失（如渔船碰撞、渔网损坏）。雇主责任险保障雇员在作业期间的人身伤害、法律费用。恐怖主义险保障因恐怖主义行为造成的物质损坏和间接损失。董事及高管责任险保障董监高个人民事赔偿责任、公司补偿、调查费用。保障刑事辩护、雇佣纠纷、税务争议、合同争议等法律费用。商业额外费用与扩展条款可以包含专业费用（建筑师、检验师）、残骸清理、临时修理、灭火剂补充、保证维护费用等。

图 14：境外海上风电运营期保险类型



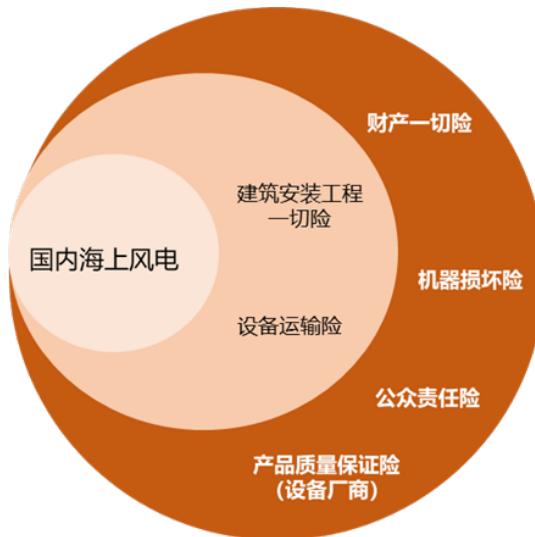
国内海上风电保险主要包含建设期的建筑工程一切险（附带第三责任险）、设备运输险，运营期的财产一切险、机器损坏险、公众责任险，以及设备厂商可能会购买的产品质量保证保险。建筑工程一切险主要承保海上风电项目在建造过程中因自然灾害或意外事故而引起的一切损失，费率常见区间是在 0.5%-0.7%，会受免赔额、赔偿限额、海域自然条件、施工单位经验等因素影响而有所差异。海上风电设备运输险以运输途中的风机机组及其附件作为保险标的，费率为 1.5% 至 5% 不等。运营期的财产一切险承保的由于自然灾害或意外事故造成保险标的直接

物质损坏或灭失的损失，费率一般在 0.6% 至 0.9% 之间。

机器损坏险一般与海上风电场财产一切险搭配投保，主要承保风力发电设备设计不当等，费率可能在 3% 至 5% 之间。⁷

根据公开招标资料显示，苏交控如东海上风力发电有限公司 2025-2026 年度运营期保险服务项目，财产一切险费率不高于 0.0895%，机损险费率不高于 0.17%，公众责任险费率不高于 0.03%。

图 15：国内海上风电建设期、运营期保险类型



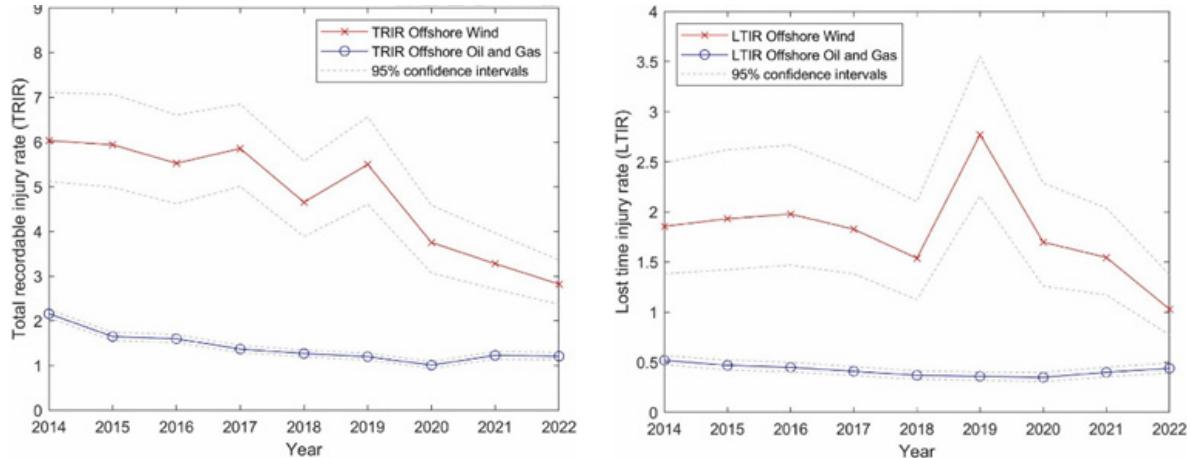


四、海上风电的保险风险

国际保险公司 Lloyd Warwick2021 年发布的报告显示约 83% 的离岸风电相关财务损失源自电力电缆问题。动态电缆尤其脆弱，因为它们会受到平台持续运动以及潮汐流和波浪等环境力的影响，这些因素会引起振动并最终导致电缆疲劳。因此，这些电缆的故障不仅需要昂贵的维修，还会严重损害离岸风电场的可靠性和经济可行性。因此，解决动态电缆的稳定性和耐用性问题对于增强浮动式离岸风电传输系统的弹性和效率至关重要。

在过去 5 年中，风电行业的总记录伤害率 (TRIR) 是海上石油和天然气行业的 3 倍多，损失时间伤害率 (LTIR) 是海上石油和天然气行业的 4 倍。由于离岸风电统计数据波动较大且人员工时较少，因此很难得出数字下降就代表绩效显著改善的结论。影响受伤率的因素极其复杂，在研究中亦引起诸多争论，一些普遍认为重要的因素包括安全文化、工人能力和培训标准、利益相关者的参与、供应链能力、设计和规划以及危险识别和控制。⁹

图 15：海上风电与海上石油、天然气行业 TRIR 和 LTIR 的对比图



(图片来源：Offshore wind H&S: A review and analysis)

根据安联在德国及中欧、东欧这一最大风电保险市场之一的经验，六年内，电缆事故已造成海上风电数千万美元的损失。虽然技术风险是诱因，但复杂的物流（船舶可用性、需等待有利天气才能维修）往往使损失雪上加霜。损坏可能源于制造或敷设过程中的人为失误，也可能由渔网、走锚或疏浚作业引起；自然因素如沉积物移位、岩崩或强风暴同样会致损。随着风场规模扩大、电缆数量与长度增加，损坏概率上升；而在更深、更远的海域建设风场，则使安装与维修的物流难度加大。

安联商业 (Allianz Commercial) 基于 2014 年至 2020 年在德国、中欧和东欧地区海上风电投资组合中的 126 起理赔案件的统计分析，53% 的海上风电理赔金额与电缆损坏有关，20% 与风机本身相关。与电缆相关的损坏主要包括阵列电缆、送出电缆和陆上电缆，常见的情形包含运输途中整根电缆的灭失，安装期间的过度弯折，制造或安装过程中的人为失误，渔网、走锚，疏浚作业以及沉积物移位、岩崩或强风暴等自然因素引发的损坏。风机损失则主要集中在转子叶片、主轴承、齿轮箱和发电机等部件。随着风机叶片和塔筒尺寸增大，其部件以及安装所需的船舶和设备也在变大。起重机、自升式安装船、单桩和导管架都在升级，必须能够承受在更深水域和更恶劣条件下的安装与运行。

随着海上风电向全球扩张，新项目将远离海岸，进入易受不同类型天气系统和自然巨灾影响的地区，尤其是亚洲和美国。目前可用于建模巨灾暴露的相关数据有限，使风险评估与风险聚合变得困难。海上风电的主要风险与损失因素：¹⁰

- (1) 新技术或未经验证技术的技术成熟度不足，且缺乏数据。
- (2) 风机、起重机、船舶和部件尺寸更大，对应的风险暴露也更大。
- (3) 电缆损坏是保险理赔的首要原因；风机损失主要涉及转子叶片、主轴承、齿轮箱和发电机。
- (4) 自然灾害暴露及更高风速可能带来风险，因为行业正扩张至新的地域。
- (5) 建设速度过快，对基础设施、材料、部件和船舶的供应链造成压力。
- (6) 获取专业知识和专业技术人员的渠道可能成为挑战。
- (7) 船舶与风机及海上基础设施的碰撞也可能导致重大损失。



五、海上风电损失案例

案例 1：升压站桩基弯曲案

某海上风电升压站工地导管架在正常施工，液压锤小能量（90kJ）单击试打 10 次后，停锤观察正常，随后液压锤由小能量 90kJ 继续施打至 160kJ，贯入度在 20mm/ 锤，在小桩桩身标识线约 28m 处（导管架管口与小桩接触点），停锤 1 分钟后，桩体突然弯折变形，约半分钟后，锤帽与

锤杆在螺栓连接处断裂、分离。经保险公司调查取证，最终本次事故定性为由于钢管桩存在施工工艺不善，液压锤自由站立状态下对基础桩应力不均等导致的。该保单扩展承保了设计师风险，经过多轮协商，最终赔付 3021 万元。

10

案例 2：海底电缆受损案

某海上风电项目投保了建筑工程一切险。2024年4月，因途经散货船违规抛锚，钩断海缆绝缘层，加之潮汐冲击致破损点扩大，引发相间短路故障。事故发生后，保险公司

司积极采取应对措施，助力尽快恢复发电量，委托专业机构利用水下机器人精准定位破损点，赔付了402.57万元。

¹⁰

案例3：水上平台浸水案

2019年11月，某海上工程公司就其所属的水上平台向保险公司投保船舶一切险。2020年7月，该水上平台在南通沿海海上风电场拔桩作业过程中，平台液压升降系统插销卡阻，无法正常起降，导致平台浸水。经历两个多月的打捞与四个多月的维修后，水上平台方得以再次投产。这次事故产生了巨额拖航、打捞救助、修理费用等。涉案风电平台性质是否可以认定为船舶，事故是否属于传统船舶险的保险责任范围，庞杂达数千项的船舶修理费如何认

定等成为理赔的争议点。上海海事法院认为，根据涉案水上平台系具有船名的海上移动式装置，由海事局登记并取得船舶证书，实践中被作为“运输工具”接受管理等要素，应认定其属于《中华人民共和国海商法》规定的船舶。后经法院调解，保险公司赔偿1.87亿元。¹¹根据南通海事局的事故调查报告，水上平台拔桩作业时机选择不当、拔桩前未进行冲桩、在拔桩作业过程中未合理控制平台吃水，以及应急处置不当是事故发生的直接原因。¹²

案例4：履带吊沉海案

2021年3月，万某公司以4100万元购入一台标明“超起轻型臂（海上风电）132米”的ZCC18000履带吊；4月，其向某保险公司投保工程机械设备综合险及附加碰撞、倾覆险，保额4100万元，并将该吊机装上海上风电安装平台“升平001”赴惠州作业。7月，“升平001”插桩时桩腿穿刺、平台倾斜，吊机随船沉入海底。万某索赔遭拒后诉至广州海事法院，保险人主张“未如实告知海上用途

且无法确认沉海设备即投保设备”。广州海事法院认为，虽然案涉设备未被打捞出水，但结合设备内部型号、产品编号、出厂编号等证据，可以认定落海设备与投保设备一致，万某公司对案涉设备享有保险利益。法院认为保险人在收悉买卖合同时应知该设备将用于海上风电却未进一步询问，投保人已尽告知义务，遂判令该保险人全额赔付4100万元及利息，二审双方调解结案。¹³

案例5：不可抗力因素的代位求偿案例

2020年10月，某保险公司就其承保的“桂山海上风电场示范项目”向南某公司（被保险人）支付保险赔款1966万余元后，取得代位求偿权，向事故责任船东神某公司追偿。涉案事故发生在2017年8月23日，为避强台风“天鸽”，神某公司所属“新神通188”轮在广州港桂山引航锚地西侧锚泊，因遮蔽条件差、处于台风危险右半圆，最终走锚触碰桂山风电场#05风机岛，致风机基座受损。神某公司主张“天鸽”台风属不可抗力，且已尽合理防台

义务，应免责。广州海事法院认为，根据海事行政部门的调查报告，“新神通188”轮在珠江口水域锚泊不足以防抗强台风“天鸽”，“新神通188”轮船长选择到该水域防台避风不恰当、不够谨慎，其选择避风地点不当是事故发生的原因。因此，台风“天鸽”对神某公司不构成不可抗力。鉴于神某公司有权享受海事赔偿责任限制，法院依据《海商法》第210、277条，判令其向鼎某公司赔偿257.2万余元及利息。本案厘清了“台风≠不可抗力”的

司法边界，明确船东须结合台风路径、强度及本船抗台能力采取谨慎措施，否则不能免责；同时示范了海上风电保险代位求偿中损失核定、责任限制及诉讼时效等问题的处理路径。¹³

中国海上风电将以“深远海+大型化+漂浮式+智能化”为主线，完成从补贴驱动向市场驱动、从近海浅海向深远海、从单一发电向多能互补的系统性跃迁，成为全球可再生能源技术迭代和产业链输出的核心引擎。同时，风险量级也随着装机规模同频放大，一次台风走锚、一次桩腿穿

刺即可触发亿元级索赔，传统的费率区间面临定价压力。损失结构也从“设备故障”转向“巨灾+供应链”的风险，电缆损坏虽然是理赔的主要因素，但台风、冬季风暴、地震、海啸等自然灾害已成为年度波动的主导变量；同时，全球安装船、大部件运输、国际化原材料价格跳涨，使“延迟开工/延迟换机”类营业中断损失也快速放大。随着对海上风电保险风险认识的增加，保险功能也将逐渐从“事后补偿”升级为“事前风控+过程减损”的模式，从而更好地助力中国海上风电行业的发展。



參考文献

1. 中国工程院《2024 中国风电和太阳能发电潜力评估》
2. 思瀚产业研究院《国内海上风电建设及海上风电运维行业发展现状及发展趋势》
3. 联储证券《2025 年风电行业策略：海陆共振下的交付拐点与供应链重塑》
4. 刘永前，马远驰，陶涛 . 海上风电场维护管理技术研究现状与展望 [J]. 全球能源互联网 , 2019, 2(2): 127-138.
DOI:10.19705/j.cnki.issn2096-5125.2019.02.003.
5. Feng Y,Tavner P J,Long H.Early experiences with UK Round 1 offshore wind farms.[J].Proceedings of the Institution of Civil Engineers : energy,2010,163(4): 167-181.
6. 黄玲玲，曹家麟，张开华，等 . 海上风电机组运行维护现状研究与展望 [J]. 中国电机工程学报，2016，36(3): 729-738.Huang Lingling,Cao Jialin,Zhang Kaihua,et al.Status and prospects on operation and maintenance of offshore wind turbines[J].Proceedings of the CSEE,2016,36(3): 729-738(in Chinese).
7. Huang, H., Zhang, Q., Xu, H., Li, Z., Tian, X., Fang, S., Zheng, J., Zhang, E., & Yang, D. (2024). Risk identification and safety evaluation of offshore wind power submarine cable construction. *Journal of Marine Science and Engineering*, 12(10), 1718. <https://doi.org/10.3390/jmse12101718>
8. David Rowell, David McMillan, James Carroll, Offshore wind H&S: A review and analysis, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 189, Part A, 2024, 113928, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113928>.
9. Allianz commercial 《A turning point for offshore wind, Global opportunities and risk trends》
10. 核保云公众号
11. 上海海事法院网站
12. 南通海事局《南通“7·4”“Z”水上平台浸水事故调查报告》
13. 福田法院网站

关于前海再保险

前海再保险股份有限公司于2016年12月5日在深圳前海成立，是国内首家国有资本控股的混合所有制再保险公司，以专业、稳健、创新为特点，以风险管理为专长，为客户提供财产与意外险再保险、人寿与健康险再保险，投资和咨询业务等产品和服务。2021年，前海再保险依托博士后创新实践基地正式成立前海再保险研究院。

前海再保险秉承“让保险更可靠，让世界更有力”的使命，“立足前海、携手香港、聚焦中国、辐射全球”，为客户提供有竞争力的风险管理和资本管理综合解决方案，致力于成为国际化的风险管理与资本管理专家。

前海再保险获得贝氏国际评级“**A-**”，展望为稳定。

编排 / 朱爱华 前海再保险研究院



前海再保险股份有限公司

深圳市南山区海德一道88号中洲控股中心A座37层

电话: +86 0755 88980900

www.qianhaire.com