

风电设备行业深度研究报告

海上风电渐入爆发期，千亿市场有望逐级打开

推荐（维持）

- **海上风电具备较好的发展前景。**海上风速一般相对陆地要高，风力稳定性也相对较好、沙尘较少；因此可以稳定的进行大功率输出，减少风机磨损。同时由于海上风电不占用土地资源，一般临近经济发达地区，不存在消纳困难，因此海上风电尤其适合拥有大规模海岸线的国家进行开发。
- **欧洲海上风电开发经验丰富，具备较大的参考价值。**丹麦、英国、德国等欧洲国家为全球海上风电建设大国，累计装机容量以及新增装机容量在全球范围内都占据着举足轻重的地位。丹麦是全球风电使用占比最高的国家以及最早从事海上风电开发的国家，风电产业发展最为领先、完善。英国作为四面环海岛屿国家，通过政策引导，建立了目前全球最大的海上风电场。德国海上风电起步相较丹麦、英国晚，但通过一些列政策引导，推动了海上风电产业链的快速发展、健全，并通过引入竞价机制，最早实现了海上风电的平价上网。因此欧洲国家海上风电的发展，对于国内未来海上风电的发展具有十分重要的借鉴意思，对于预测未来国内海上风电发展方向具有重大的参考价值。
- **我国海上风力资源储备丰富，具备较高的开发价值。**我国海岸线长约 18000 多公里，可利用海域面积 300 多万平方公里，拥有岛屿 6000 多个。近海风力资源主要集中于东南沿海地区及其附加岛屿。根据此前风能资源普查的结果显示，我国 5-25 米水深、50 米高度海上风电开发潜力约 2 亿 kW；5-50 米水深、70 米高度海上风电开发潜力约 5 亿 kW。丰富的资源潜力，以及较好的消纳能力，决定了我国海上风电将大有所为。
- **海风开发渐入加速季。**从 2007 年中海油渤海钻井平台 1.5MW 实验机组开始，我国海上风电发展至今已近 12 年。海上风电初期由于技术欠成熟，投资成本高昂，维护困难，缺乏专业开发团队，“十二五期间”开发进度相对缓慢。而随着国家层面以及地方政府层面政策持续扶持，以及设备技术逐步成熟，开发经验的不断积累，国内海上风电开发逐步进入了加速期。2017 年国内海上风电实现新增并网容量 1164MW，同比增幅达 96.62%；累计并网容量达 2788MW，排名全球前 3，仅次于英国和德国。预计随着各地政策的持续加码，海上风电技术不断完善，投资成本的不断下降，国内海上风电正进入加速发展阶段。
- **国内海上风电目前正处于加速发展期，行业成长空间巨大，行业内公司估值较为合理，我们维持“强推”评级。**经过行业多年的技术以及开发经验的积累，国内海上风电开发技术已逐步趋于成熟；同时伴随着投资成本的不断下降，海上风电投资回报率呈现逐年提升的趋势，已经超出风电开发企业的内部资金投资回报率要求，海上风电开发正进入加速阶段。鉴于海上风电巨大的开发空间，以及所处的历史阶段，我们给予行业“推荐”评级。
- **风险提示：**政策扶持力度不及预期，成本下降不及预期，海上风电开发进度不及预期。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	股价(元)	EPS(元)			PE(倍)			PB	评级
		2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E		
金风科技	12.45	1.11	1.35	1.52	11.22	9.22	8.19	1.95	强推
天顺风能	4.04	0.38	0.56	0.68	10.63	7.21	5.94	1.48	强推
振江股份	19.86	0.83	1.58	2.13	23.93	12.57	9.32	1.85	强推
东方电缆	9.1	0.31	0.51	0.87	29.35	17.84	10.46	2.9	强推

资料来源: Wind, 华创证券预测

注: 股价为 2018 年 08 月 30 日收盘价

华创证券研究所

证券分析师: 胡毅

电话: 0755-82027731

邮箱: huyi@hcyjs.com

执业编号: S0360517060005

联系人: 杨达伟

电话: 021-20572572

邮箱: yangdawei@hcyjs.com

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	66	1.86
总市值(亿元)	7,288.3	1.34
流通市值(亿元)	4,327.69	1.11

相对指数表现

	%	1M	6M	12M
绝对表现	-6.2	-24.35	-20.78	-20.78
相对表现	-2.77	-8.12	-10.35	-10.35



相关研究报告

《风电二次成长可期: 宁夏、内蒙古、黑龙江解除红色预警》

2018-03-08

《分散式发电“御风而来”, “新风电”轻舟疾行, 站立二次成长潮头》

2018-03-19

《分散式风电红利落地: 优先补贴、试水核准承诺制、并网范围升级》

2018-04-18

目 录

一、海上风电源起欧洲，成本下行推动快速普及.....	5
(一) 海上风电的基本概述	5
1、海上风电的三种基本形式	5
2、海上风电开发难度远超陆上风电.....	6
3、成本持续下行，推动应用普及	8
二、欧洲主要海上风电装机大国发展回顾	9
(一) 丹麦海上风电发展与规划	9
1、丹麦海上风电发展与回顾	9
2、丹麦在运行海上风电情况	10
3、丹麦海上风电发展的总结与启示	11
(二) 绿证政策下的英国海上风电后来居上	11
1、英国海上风电发展与回顾	11
2、政策扶持下的海风迅速崛起	12
3、英国海上风电发展对于中国的启示	12
(三) 竞价推动下的德国海上风电走向平价	13
1、可再生能源法修订后的海上风电爆发	13
2、竞价机制导入下的海上风电平价上网	13
3、德国海上风电发展的启示	14
三、中国海上风电崛起，千亿市场有望逐级打开	14
(一) 国内海上风电的起源与发展	14
1、国内海上风电资源丰富，发展前景广阔	14
2、“十二五”期间海上风电发展总结	15
(二) 政策持续加码，海上风电迎来加速发展期	15
1、政策扶持，海上风电迎来加速发展期	15
2、海上风电迎来加速期，千亿市场有望逐级打开	18
四、重点推荐标的	19
(一) 金风科技 (002202.SZ)	19
1、国产风机龙头，积极推进“双海战略”	19
2、风场营运能力突出，并网、开工量维持高位	20
3、运维能力突出，数字化助力风电后服务市场	21
4、加速水务布局，规模、技术持续提升	21
(二) 天顺风能 (002531.SZ)	21

1、全球领先的风电塔筒制造商.....	21
2、风场开发加速，储备资源丰富.....	21
3、积极拓展叶片产业链，渐入收获期.....	21
(三) 东方电缆 (603606.SH)	21
1、海底电缆龙头，市场份额近 40%	21
2、海上风电景气度持续上升，带动海缆需求旺盛.....	22
(四) 振江股份 (603507.SH)	22
1、全球领先的风电核心零部件供应商	22
2、海风发展正盛，运维服务即将起航.....	22
3、围绕主营多点拓展，产业链延伸值得期待.....	22
五、风险提示	22

图表目录

图表 1	潮间带风电机组.....	5
图表 2	海上风电机组.....	5
图表 3	陆上风机与海上风机主流功率区间.....	6
图表 4	常见海桩基础机构类型.....	6
图表 5	四种常见海上风电基座结构示意图.....	7
图表 6	220kV 三芯海底电缆实物图.....	7
图表 7	常见海上风电系统划分.....	7
图表 8	海上风电常见的 3 种安装方式.....	8
图表 9	潮间风电运维.....	8
图表 10	海上风电运维.....	8
图表 11	欧洲海上风电新增装机容量 (MW).....	9
图表 12	丹麦待投运海上风电场.....	10
图表 13	丹麦在运海上风电场分布情况.....	10
图表 14	丹麦海上已投运风电场统计.....	11
图表 15	EEG-2014 海上风电补贴方式.....	13
图表 16	EEG-2014 发展目标&电价补贴公式.....	13
图表 17	沿海省市风力资源情况.....	15
图表 18	风电发展“十三五”规划开工情况.....	16
图表 19	各省海上风电规划方案及最新调整规模.....	17
图表 20	国内海上风电新增并网容量 (MW).....	18
图表 21	全球海上风电新增装机容量 (MW).....	18
图表 22	2018 年核准及开工海上风电项目.....	18
图表 23	海上风电成本构成情况.....	19
图表 24	金风近几年风机在手订单情况.....	20
图表 25	公司在手外部订单机型分布.....	20
图表 26	金风科技累计并网风场装机容量 (MW).....	20
图表 27	金风科技并网风场分布情况.....	20

一、海上风电源起欧洲，成本下行推动快速普及

世界上第一个真正意义上的海上风电场起始于欧洲的丹麦，以 1991 年投运的丹麦 Vindeby 海上风场为标志，海上风电发展至今已经有 27 年历史。Vindeby 风场共计由 11 台 450kW 风机组成，机组距离海岸线仅 1.5-3km，而目前新增的风机容量普遍达到 6-8MW，装机距离海岸线达数十公里。海上风电技术水平、成本控制都已经有了长足的进步，应用范围不断推广，展望未来海上风电前景非常广阔。

（一）海上风电的基本概述

海上风电主要是指借助于建造在水中的风机进行风能发电，“海上”目前主要指沿海大陆架，但也包括内陆的湖泊、海峡、潮间带等。以 1991 年丹麦投建第一座海上风电起，全球海上风电已历经近 27 年发展，截至 2017 年底海上风电累计装机规模达 18.814GW，海上风电正呈现加速发展的趋势。

1、海上风电的三种基本形式

海上风电主要是指借助于建造于水中的发电机组进行风能发电，这里的“海上”主要是指沿海大陆架，但也包括内陆的湖泊、海峡、潮间带等区域。发展早期受制于风机技术、吊装能力以及海缆等因素，海上风电主要安装于距离海岸线较近的区域。而随着技术端不断成熟，以及开发经验的积累，海上风电开发已可以逐步走向近海及远海区域，可开发资源量大大增加。

目前海上风电的开发形式主要以潮间带、以及近海风电为主，也有少部分远海风电。潮间带主要是指平均最高潮位和最低潮位间的海岸，也就是海水涨至最高时所淹没的地方开始至潮水退到最低时露出水面的范围。而近海风电则一般为指海岸较近（10-50km）仍处于大陆架范围内建设的风电场，而远海风电则一般距离海岸线（>50km）。潮间带为我国特有的开发形式，我国发展潮间带风场主要因为我国东部临海沿海地区临近电力负荷中心，电网容量较大，能够节约电力传输成本，发展潮间带海上风电可以与陆上、中深海上风电进行成本比较，形成一条更适合中国的海上风电形式。而欧洲国家普遍以近海海上风电为主，由于欧洲海上风力资源远远好于陆上风能，因此海上风电新增的发电量能够覆盖海上风电开发所增加的成本。

图表 1 潮间带风电机组



资料来源：中国海洋网

图表 2 海上风电机组



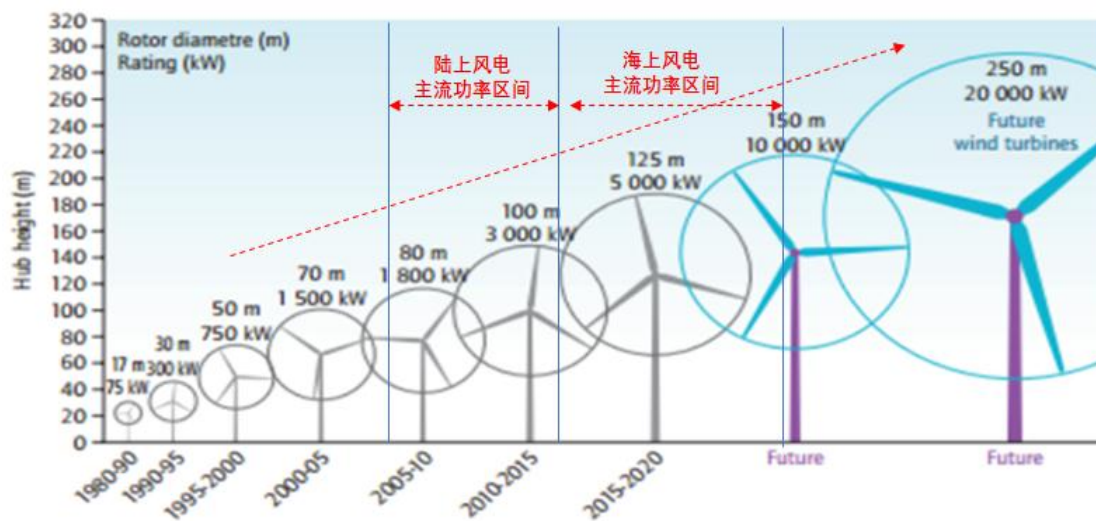
资料来源：中国海洋网

2、海上风电开发难度远超陆上风电

由于海上相较于陆上更为复杂恶劣的自然环境：如盐雾腐蚀、海浪载荷、海水冲撞、台风破坏等因素，因此海上风电的设备要求远高于陆上风电。

海上风机机组的功率以及叶片相较于陆上风电更大，且对于运行稳定性以及叶片的耐腐蚀性要求更高。目前陆上风电机组较为常见的为 2-3MW 机型，技术上以双馈为主有部分直驱机型，风机叶片相对较短；而海上风电普遍新增装机机组功率大于 5MW，主流的机组功率为 6-8MW，在研制的大型机组达到 10MW 或以上，技术上以半直驱或者直驱为主，叶片普遍长于陆上风电。

图表 3 陆上风机与海上风机主流功率区间



资料来源：IEA、华创证券

且由于安装于海水区域，塔筒基座相较于陆上风电要求更高，一般需要根据水深、水位变动幅度、土层条件、海床坡率与稳定性等一系列要求进行综合考虑进行设计安装。目前常用的基座类型主要包括单桩基础、重力式基础、桩基承台基础（潮间带风电机组）、高桩承台基础、三角架或多脚架基础、导管架基础等。

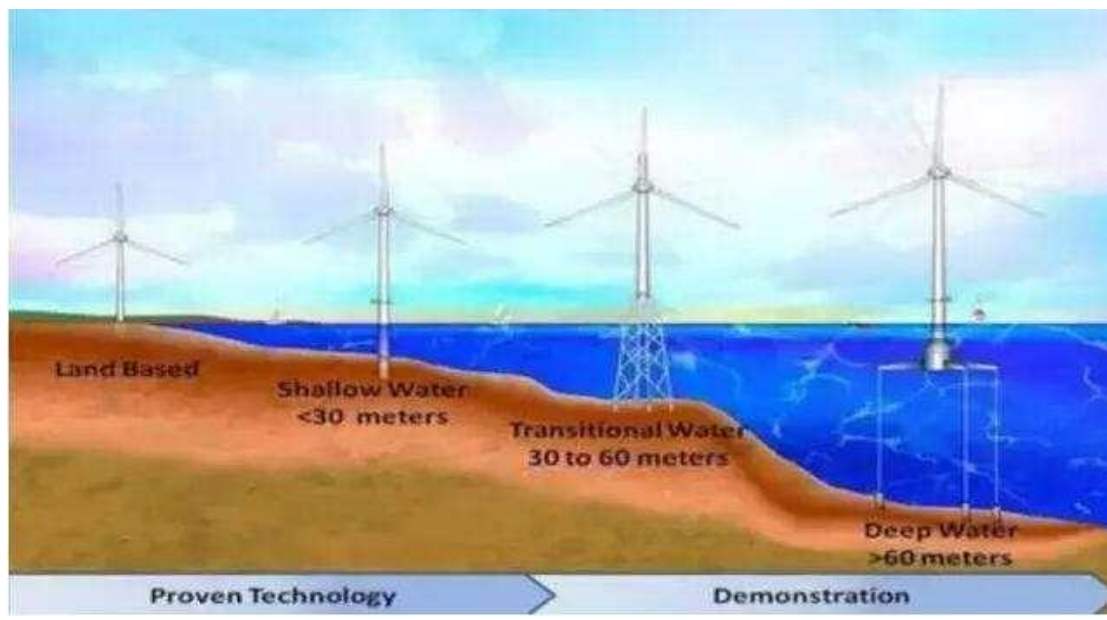
图表 4 常见海桩基础机构类型

基础型式	结构特征	优缺点	造价成本	适用范围	安装施工
重力式	有混凝土重力式基础和钢沉降基础	结构简单、抗风浪性袭击性能好； 施工周期长，安装不便	较低	浅水到中等水深 (0-10 米)	大型起重船等
单桩式	靠桩侧土压力传递风机荷载	安装简便，无需海床准备；对土体扰动大，不适于岩土海床	高	浅水到中等水深 (0-30 米)	液压打桩锤、钻孔安装
多桩式	上部承台/三角架/四脚架/导管桩	适用于各种地质条件，施工方便； 建造成本高，难移动	高	中等水深到深水 (>20 米)	蒸汽打桩锤、液压打桩锤
浮式	直接漂浮在海中(筒型基础/鱼雷锚/平板锚)	安装灵活、可移动、易拆除；基础不稳定，只适合风浪小的海域	较高	深水 (>50 米)	与深水海洋平台施工法一致
吸力锚	利用锚体内外压力差贯入海床	节省材料，施工快，可重复利用； “土塞”现象，倾斜校正	低	浅水到深水 (0-25 米)	负压下沉就位

资料来源：吴佳梁：《海上风力发电技术》，华创证券

一般来说，海上风电基座随着水深增加结构趋于复杂，相对造价也就更为高昂；但同时随着水深的增加，风力资源相对更为优良，可利用小时数会有显著提升。

图表 5 四种常见海上风电基座结构示意图

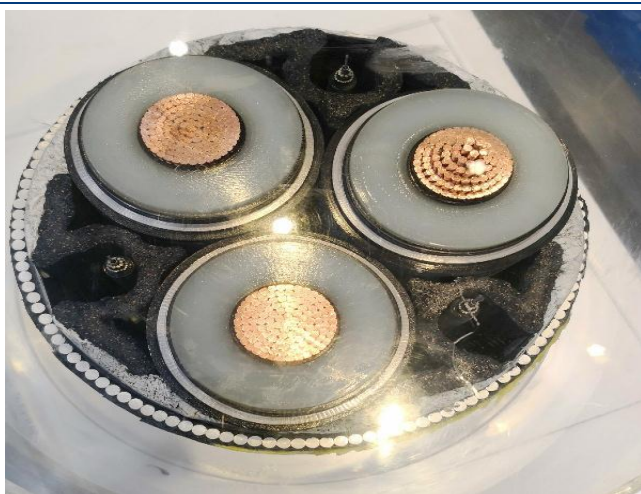


资料来源：IEA、华创证券

同时为了方便从海上向陆上电力输运，海上风电一般需要根据项目距离海岸线的长度使用专用输运电缆。通常潮间带项目（除海上潮间带）只需要 35kV 的场内海底电缆；近海项目（10-50km）范围内，通常需要使用 220kV 回岸电缆；而远海项目，从国外情况看 100km 以上的海上风电已经不适宜使用交流并网，而一般需要采用柔性直流输运。因此随着海上风电开发的深入，输运电缆的要求也会越发的严格。

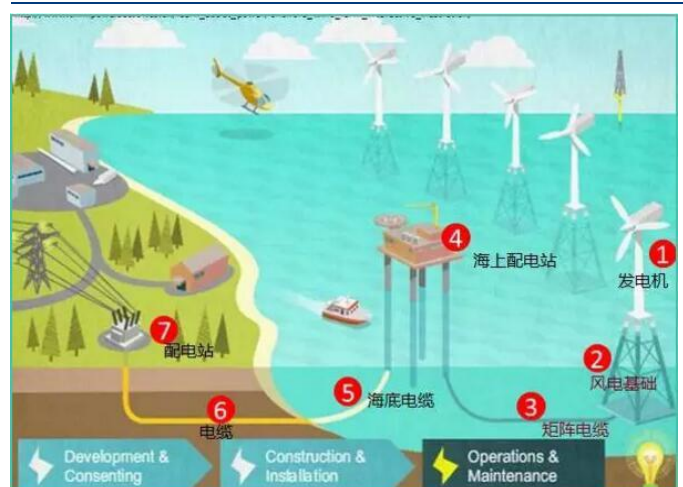
因此海上风电一般主要可以 7 块部分：1、发电机组 2、风电基础 3、矩阵电缆 4、海上配电站 5、海底电缆 6、陆上电缆 7、配电站，其中 1-3 一般归属于项目开发商运营和维护，4-7 归海上输电业主运营和维护。与陆上风电相比，海上风电既有相同部分，也有自己专属和复杂的系统部分。

图表 6 220kV 三芯海底电缆实物图



资料来源：东方电缆、华创证券

图表 7 常见海上风电系统划分



资料来源：北极星风力发电网

由于海上相对困难的施工条件,往往需要专门的吊装设备以及吊装工艺。根据欧洲地区海上风电施工公开报告显示,海上风电机组的安装方式主要分三种:1、千斤顶安装 2、半沉式安装 3、漂浮式安装,安装工艺的选择主要取决于海水深度、起吊机的能力和驳船的载重量。

图表 8 海上风电常见的 3 种安装方式



资料来源: 北极星风力发电网、华创证券

同时相较于陆上风电,海上风电由于远离海岸,风电机组在恶劣的海洋环境下,螺栓等易损件失效加速,机械和电气系统故障率大幅上升,导致检修维护频次加快,一般需要定期进行检查和为主,而运行与维护需要特殊的设备和运输工具。

图表 9 潮间风电运维



资料来源: 国际新能源网

图表 10 海上风电运维



资料来源: 国际新能源网

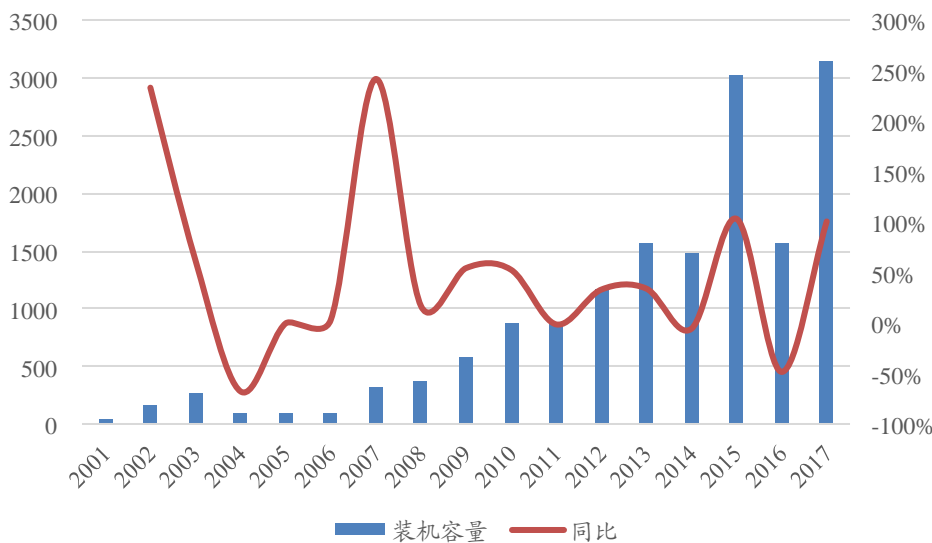
3、成本持续下行,推动应用普及

海上风速一般远高于陆上风速,且风力持续性好于陆上,因此风电利用小时数一般高于陆上风电。海上风电不占用陆上土地资源,装机一般不受地形地貌影响。海上风速高、资源密度高,因此适合大型风电机组运行。且沿海地区一般经济较为发达,电力消纳能力强,因此海上风场一般距离负荷中心距离更近,可以有效避免高压线路的运输损失,也不存在消纳困难。因此基于以上的优点,虽然海上风电开发较困难,且成本亦远高于陆上风电,但仍有希望

通过提升发电小时数覆盖成本的提升。同时基于海上风电的一些特定优势，各国政府对于海上风电也较为青睐，出台了一系列扶持政策鼓励海上风电发展。而随着海上风电逐步发展，技术以及安装经验的成熟，其成本也有了较为显著的下降，尤其以海上风电打桩、风机调度成本，均出现了快速的下降。同时欧洲各国通过推动竞价机制推动海上风电成本的发现。虽然初期成本较高，但经过几年发展，欧洲海上风电逐步走向了平价。2017年9月11日英国海上风电竞出了57.5英镑/Mwh (0.5元/kWh)的价格，相较于几年前的价格下降约50%，显示出了海上风电成本下降的潜力以及未来发展的巨大潜力。

成本的持续下行，也带动了海上风电的快速普及，全球主要沿海岸国家尤其是欧洲国家占据全球海上风电装机量一半以上，丹麦、英国、德国、西班牙等海上风电发展尤为迅猛。

图表 11 欧洲海上风电新增装机容量 (MW)



资料来源: EUROSTAT、华创证券

二、欧洲主要海上风电装机大国发展回顾

欧洲海上风电发展至今，无疑是非常成功和值得借鉴的。目前欧洲海上风电每年新增装机容量仍在全球新增装机中占据着主导地位。而中国海风资源丰富，能源局以及地方政府也规划了规模庞大的海上风电发展计划，因此回顾欧洲海上风电的发展对于中国海上风电的发展具有重要的借鉴意义。

(一) 丹麦海上风电发展与规划

1、丹麦海上风电发展与回顾

丹麦是全球最早利用风力发电的国家之一，由于自然资源的缺乏，丹麦自1891年就开始了风电的研究。第一次世界大战期间，由于石油的短缺，刺激了丹麦风电行业的快速发展，至1918年丹麦25%的发电设备为风力发电。而由于发展初期风机功率普遍较小、装机数量较多，2011年巅峰时期，丹麦风机数量达到6200多台，其中一半以上单机功率不足500kW。因此陆上土地资源很快面临瓶颈，拥有较长海岸线的丹麦将目光转向了海上风电。

1991年丹麦建成了全球首个海上风电场（装机容量约4.95MW），成为全球第一个将风电延伸至海上的国家。随后丹麦开启了一系列的小型示范项目。

1997年丹麦发布《海上风电行动规划》，建议在几个区域集中开发大型海上风电项目。该计划筛选出了未来适合建设海上风电场的五个区域。这五个区域主要基于前2个小型试点项目（Vindeby和Tuno）的经验以及政府委员会的

工作建议。由于与帆船航线等其他用海需求冲突，有 3 个海上风电规划区域随后被排除。主要建成了 Horns Rev I 和 Nysted 两个大型海上风电场，其装机容量分别达到 160MW 和 165MW。

2007 年 4 月，丹麦发布《2025 年未来海上风电场选址》，海上风电空间规划委员会详细分析了 23 个具体的可能选址（每个场址 44 平方），而由于用海需求的不断变动，2011 年丹麦对于报告的选址进行了更新。根据报告选址规划进行推测可容纳装机容量达 4200MW，占丹麦电力需求的 50%。目前不少选址已进入实质开发阶段，如 Horns Rev 3（400MW）和 Kriegers Flak（600MW）。

由于近海风电开发性价比高于海上风电，2012 年丹麦从 2011 年开展的选址规划中筛选出 15 个近海风电场址，并进行了战略性环境评估，每个场址装机规模约 200MW。

图表 12 丹麦待投运海上风电场

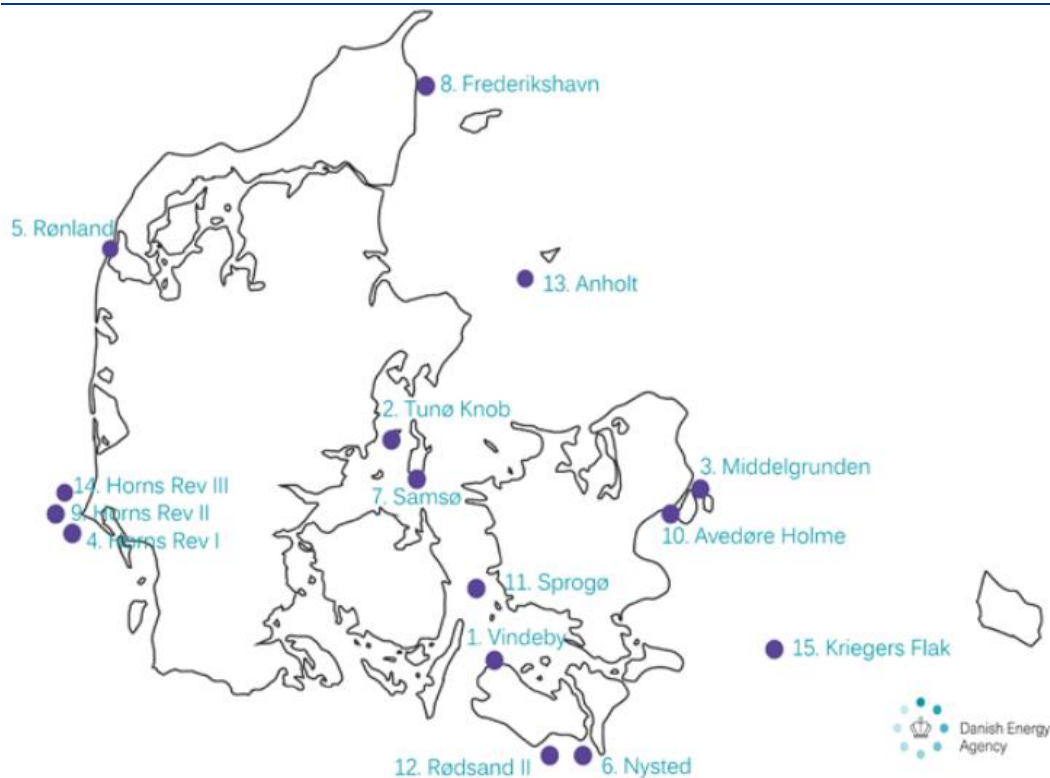
海上风电场名称	投运年份	风机数量	总装机容量
Horns Rev 3	2020 年	49	406.7MW
近海（2 个项目）	2019 年	无	350MW
Kriegers Flak	2021 年	无	600MW

资料来源：丹麦能源署：《2017 年丹麦海上风电报告》，华创证券

2、丹麦在运行海上风电情况

丹麦海上风电场的建设项目部分由电力公司根据政府指令或通过招标建设而成，部分则为当地风机所有人协会部分或全资拥有。截至 2016 年底，丹麦接入电网的海上风电机组容量接近 1300MW，为全球最大的海上风电开发国家之一。而 Vindeby 海上风电场也于 2017 年运营 26 年后成功退役，丹麦海上风电发展积累了丰富的经验。

图表 13 丹麦在运海上风电场分布情况



资料来源：丹麦能源署：《丹麦海上风电开发经验》，华创证券

发展海上风电的同时，政府通过引入招标竞价机制推动丹麦海上风电场电价不断下降，从而也带动了海上风电的应用推广。2016年丹麦推动了2轮风电竞标，第一轮 Vattenfall 以 17.5TWh（175 亿 kWh）电量 0.475 丹麦克朗/kWh 的电价中标（预期 0.7 丹麦克朗/kWh）；而 2016 年底揭晓的 Kriegers Flak 风电场更是进一步降至 0.372 丹麦克朗/kWh。招标一般由政府承诺以竞出的电价，在一定保障小时数以内进行全额收购。当企业发电量超出保障小时数之后，则需要以市场价格参与电力交易。

图表 14 丹麦海上已投运风电场统计

海上风电场名称	投运年份	风机数量	总装机容量	上网电价（丹麦克朗/kWh）	电力保障收购小时
Vindeby	1991 年(2017 年退役)	11	5MW	无	无
Tuno Knob	1995 年	10	5MW	无	无
Middelgrunden	2001 年	20	40MW	0.43	10 年
Horns Rev 1	2002 年	80	160MW	0.35	42000 小时
Samsø	2003 年	10	23MW	0.36	10 年
Ronland	2003 年	8	17MW	0.36	10 年
Frederikshavn	2003 年	3	8MW	0.36	10 年
Nysted	2003 年	72	165MW	0.35	42000 小时
Horns Rev 2	2009 年	91	209MW	0.52	50000 小时
Avedøre Holme	2009/2010 年	3	11MW	保障小时内按市场最高电价	22000 小时
Sprogø	2009 年	7	21MW	保障小时内按市场最高电价	22000 小时
Rodsand2	2010 年	90	207MW	0.63	53000 小时
Anholt	2012 年	111	400MW	1.05	50000 小时
合计	1991-2012 年	516	1271MW	-	-

资料来源：丹麦能源署：《丹麦海上风电开发经验》，华创证券

3、丹麦海上风电发展的总结与启示

2014 年丹麦风力发展占其电力供应总量的 39.1%，2015 年风电占比达到 42%，而 2017 年丹麦风电机组装机容量达到 5.3GW，全年风力发电量 14.7TWh，风能发电占比为进一步提升至 43.6%。预计到 2020 年这一数字将进一步提升至 50%，而到 2020 年丹麦海上风电装机容量有望实现翻倍，新增装机容量有望达到 1350MW。风力发电在丹麦能源结构中扮演愈发重要的角色，而海上风电发展也呈现良性的高速发展趋势，装机规模和占比不断提升。

丹麦海上风电装机容量占全国风电装机容量的约 24%，且预计这一比例仍将继续提升，丹麦的海上风电发展无疑是成功的，其发展经验主要在于：1、政府为企业做好初期海上风场的调研工作，作为公共服务，以降低海上风电开发成本，同时有助于企业的投资决策。2、由政府部门为企业投资、规划和建设提供一站式服务，提高开发效率。3、由政府部门牵头进行前期的环境和选址协商，避免后期由于开发涉及各利益主体，影响开发进度，从而降低企业开发的风险。

（二）绿证政策下的英国海上风电后来居上

1、英国海上风电发展与回顾

英国海上风电起步晚于丹麦，但由于丰富的海上资源、完善的政策扶持体系以及强大的消纳能力，2017 年末英国海上风电实现累计装机容量 6836MW，占据全球海上风电市场份额 36.3%，装机量全球第一。

1990年英国开始实施的《非化石燃料义务政策》中，最早提出了发展海上风电作为提高非化石能源电力比例的一项重要措施。在这一政策指引下，2000年12月英国第一个海上风电项目在 Blyth Harbour 开始筹建，也由此拉开了英国海上风电发展的大幕。

2000年12月英国启动第一轮海上风电建设，项目以开发商自由选址，向英国皇家资产管理局租赁海域的形式进行开发。租赁期22年，单个风场面积不超过10km²，机组数不超过30台。2003年12月第一个风电项目 North Hoyle 竣工，以2013年 Teesside 项目实现并网标志着整个项目的全部竣工。第一轮海上风电项目建设前后历时13年，共涉及16个项目，总装机规模达1200MW。

由于第一轮采取企业自由选址，在实际后期操作中存在着审批、规划困难等一系列实际问题。2002年7月启动的第二轮风电计划吸取了这一教训，指定利物浦湾、泰晤士河口湾和北海的沃什湾三个海上区域作为特定开发区域。第二轮开发计划仍为16个项目，规划装机容量6.4GW。2010年4月 Gunfleet Stand 2 项目竣工为该计划首个投产项目。

2008年6月英国启动第三轮海上风电发展计划，此次共规划9个海域，总装机规模超25GW，超过前2轮规模总和。

2010年5月，英国皇家资产管理局对于第一轮计划以及第二轮计划中的7个项目进行了扩展，扩展总容量达到12GW。

2、政策扶持下的海风迅速崛起

英国海上风电的快速发展离不开有力的政策支持，其中配额制的实施对于推动海上风电发展起到了非常重要的作用。2002年英国开始推行可再生能源配额制：即要求电力供应企业必须含有一定比例的可再生能源电力。2003年这一比例设定为3%。随着新能源的发展，这一比例不断提升，至2010年这一比例提升至10.4%。并在2015年提升至15.4%，而苏格兰政府计划在2020年进一步提升至40%。

而电力生产企业每生产1MWh的可再生能源即可获得一定数量的“可再生能源义务证书”，证书可以用于交易，未达到配额制要求的企业需向拥有富余证书的企业进行购买或接受罚款。证书的价格从2007-2008年度的34.3英镑上涨至2012-2013年度的40.71英镑。为了促进海上风电的发展，英国规定1MWh海上风电电缆可以获得1.5个可再生能源证书，并在2011年将这一比例进一步上调至2个证书，远远高于其他可再生能源，因此对于推动海上风电的发展起到了强大的推动作用。

2012年英国进一步推动可再生能源补贴的政策的发展，提出了“差价合约政策”，即成立国有的差价合约交易公司，可再生能源发电企业与差价合约交易公司自愿签订以固定电价出售电力的协议，不受电力价格的波动影响，差额由国家补贴解决，企业可以在配额制和“差价合约”中二选一。

除了配额制以及补贴政策扶持上，英国在审批管理、产业链扶持、技术研发补贴以及税收优惠上，均做了相应的规定，从而成功推动了英国海上风电的快速发展。根据投产时间，英国海上风电的价格从2018年的119.89£/MWh迅速下降至57.5£/MWh，下降幅度超过50%，取得了较大的成功。

3、英国海上风电发展对于中国的启示

英国仅用10余年的发展，就成为第一大海上风电国家，对于中国海上风电的发展具有重要的参考价值。首先，需要提升海上风电重视程度，明确发展计划，充分调动地方政府以及企业的积极性。其次，需要完善全产业链扶持政策，明确补贴方式。同时，政府的审批以及管理效率需要提示，才能加速海上风电的开发进度。最后，通过技术进步，不断推动发电成本下降，从而实现海上风电的平价化以及普及化。

（三）竞价推动下的德国海上风电走向平价

1、可再生能源法修订后的海上风电爆发

由于相对复杂的申请程序、严格的环保要求（至少离海岸线 30km 外进行海上风电开发）以及 2000 年出版的《可再生能源法案》不区分陆上风电与海上风电补贴标准，德国的海上风电起步相较于丹麦以及英国要晚，且初期发展速度远低于两国。

2004 年 8 月德国公布修订后的《可再生能源法》，其中明确将陆上风电与海上风电进行区分，海上风电电价达到了 13 欧分/kWh，当年德国在北海地区 Emden 建成了第一台 4.5MW 风机。

2006 年德国在波罗海 Rostock 新建一台 2.5MW 的风机，2008 年在北海地区 Hooksiel 新增一台 5MW 风机。

2008 年 6 月，德国再次修订《可再生能源法案》，将海上风电标杆电价进一步上调至 15 欧分/kWh，上调后的电费直接推升了海上风电的投资回报率，至此海上风电在德国开始了爆发性的增长。同月德国政府批准了一项气候变化政策——《气候与能源计划》，旨在实现到 2020 年比 1990 年降低二氧化碳排放量降低 40% 的目标。

2010 年德国建成投运了第 1 个海上风电场 Alpha Ventus，位于 Borkum 岛西北 45km 处的北海，该风场由 12 台 5MW 机组构成，于 2010 年 4 月投入运行，8 月开始正式发电，是世界上第一座成功实现并网使用的 5MW 风电机组的海上风电场。同时 2010 年 9 月 28 日德国政府通过新法案，规划于 2020 年可再生能源发展占比由 16% 提高到 35%，到 2030 年这一比例提升到 50%，到 2050 年则提高到 80%。由于德国陆上风电开发逐步趋于饱和，因此可再生能源发展重点落在了海上风电。德国政府计划 2015 年海上风电装机 300 万 kW，到 2020 年达到 1500 万 kW，2030 年达到 3000 万 kW，风场开发计划主要集中于北海以及波罗的海域。同时对于补贴电价进行了调整，对于 20 年的补贴期限设立了“标准”和“加速”两种电价模式：标准模式下，前 12 年属于第一阶段，固定上网电价为 150 欧元/MWh；剩下 8 年属于第二阶段，固定上网电价为 35 欧元/MWh。加速模式下，前 8 年属于第一阶段，固定上网电价为 190 欧元/MWh；后 12 年属于第二阶段，固定上网电价为 35 欧元/MWh。对于风场距离海岸线距离以及水深的不同可以延长第一阶段上网电价期限。发电商可以在标准模式以及加速模式下进行自主选择。

2014 年德国再次修订可再生能源法案，并将可再生能源发展目标进行了细化，提出 2025 年实现可再生能源消费比例至少占终端消费能源比例的 40-45%，2035 年实现 55-60%，2050 年实现 80% 的目标。提出到 2020 年实现 650 万 kW 海上风电总装机目标。并将海上风电每阶段 4 欧元/MWh 市场管理溢价补贴直接转化为上网电价，适用于 2020 前并网的发电项目。

图表 15 EEG-2014 海上风电补贴方式

补贴模式	第一阶段	第二阶段
标准模型	前 12 年 154 欧元/MWh	后 8 年 39 欧元/MWh
加速模型	前 8 年 194 欧元/MWh	后 12 年 39 欧元/MWh

资料来源：2014 版《可再生能源法案》、华创证券

图表 16 EEG-2014 发展目标&电价补贴公式

年份	2025 年	2035 年	2050 年
可再生能源占比	40-45%	55-60%	80%
电价增加补贴公式	$Y=0.5*(A-12)+1.7*(B-20)$		
注：Y 第一阶段增加补贴月份，A 距离海岸线距离，B 水深			

资料来源：2014 版《可再生能源法案》、华创证券

2、竞价机制导入下的海上风电平价上网

2017 年 1 月 1 日 EEG-2017 法案正式生效，开始引入了竞价招标模式。法案主要有三大目标：一、按照规划路径有序发展可再生能源 二、努力达成最低的能源总成本 三、通过竞标为所有参与能源开发者提供一个公平的市场环境。

法案对于海上风电发展也提出了具体的目标：1、2021-2025 年，海上风电总招标装机容量为 1GW 2、从 2026 年开

始，每年招标的平均装机容量为 840MW，到 2030 年实现海上风电装机容量 15GW 目标。对于海上风电的竞价也分为过渡期竞标，主要是为了解决一些已完成大部分审批流程，但不能在 2021 年 1 月 1 日前实现并网运行的海上风电项目；对于 2025 年以后并网项目采取则采取集中式竞标模式。

德国政府对于海上风电投标价格上限设定为 120 欧元，市场普遍预计竞价结果介于 100-120 欧元/MWh。2017 年 4 月 13 日德国政府公布了首轮海上风电竞拍结果，4 个风电项目中 3 个项目投标结果为补贴为 0，大大超出了市场预期。四个风电项目全部位于北海海域，总装机容量为 1449MW，世界最大的海上风电开发企业-丹麦东能源公司赢得了其中 3 个项目的开发权，分别为 OWP West(240MW)、Borkum Riffground West 2(240MW)、GodeWind(110MW)，合计规模 590MW，其中 OWP West(240MW)与 Borkum Riffground West 2(240MW)完全不依赖政府补贴；而德国电力公司 EnBW 也以零补贴获得了 HeDreihl 项目的开发权。这属于海上风电首次不需要政府补贴，具有重要的象征意义。这些项目最终投资决策将于 2021 年敲定，并计划在 2024 年投运。预计随着首批不需要补贴的海上项目的出现，后续更多的无补贴项目将陆续出现，从而推动海上风电的广泛发展。

3、德国海上风电发展的启示

德国海上风电从初期未有专门扶持政策，到逐步差异化对待海上风电与陆上风电，再到提升补贴推动海上风电起步，到引入竞价机制。德国成功地推动了海上风电的发展，并引导海上风电价格发现，从而成功实现了海上风电的平价化进程，对于中国海上风电的发展具有极大的参考价值。

首先，根据修订后的 EEG-2017 法案，2021 年之后并网的项目将由德国联邦海事和水文局 BSH 完成前期选址、地勘等基础性工作，这一方面降低了企业的行政审批难度，且避免不同企业重复勘测所造成的资源浪费，大大降低了企业的开发难度和风险。

其次，由政府统一规划电力外送设施。德国海上风电场集群都由政府委托 TenneT 公司配套建设高压换流平台以提供并网服务，从海上到岸上的送出海缆及陆上输电系统也都由 TenneT 公司来建设。而风电场运营商仅需要安装风机、基础、场内海缆及场内交流升压平台等设施，而不需要投资建设外送电力设施。从而可以有效降低企业投资，间接降低电力成本。

最后，政府通过提供充分、完备的信息引导企业有序竞争。政府招标前将风场资源详细情况以及项目具体要求予以公开，并给予企业充分的时间进行测算和评估，从而最终引导充分而良性的竞争。

三、中国海上风电崛起，千亿市场有望逐级打开

2016 年能源局印发的《风电发展“十三五”规划》明确指出，到 2020 年底，国内海上风电累计并网容量达到 210GW，其中海上风电开工建设目标规模 10GW，确保并网容量达到 5GW。而作为扶持政策，能源局保持了潮间带 0.75 元/kWh、近海海域 0.85 元/kWh 的标杆电价。在成本持续下行，开发经验日渐丰富的背景下，国内海上风电开启了一轮建设高潮。

（一）国内海上风电的起源与发展

1、国内海上风电资源丰富，发展前景广阔

我国海岸线长达 18000 多公里，岛屿 6000 多个，近海风能资源主要集中在东南沿海及附加岛屿，风能密度基本都超 300 瓦/m²，其中台山、平潭、大陈、嵊泗等沿海岛屿风能密度甚至超过 500 瓦/m²。根据此前风能资源普查结果，我国 5-25 米水深、50 米高度海上风电开发潜力约 200GW；而 5-50 米水深、70 米高度海上风电开发潜力约 500GW，因此我国具备良好的海上风电开发资源基础。

台湾海峡海平面 90 米高度区域平均风速介于 7.5-10 米/s，部分地区年均风速超过 10 米/s，风场基本以 IECI 类或 I+

为主，具备极佳的开发价值。而沿台湾海峡往北的浙江、上海、江苏地区海域，海平面 90 米高度平均风速降至 7-8 米/s 之间，浙江以及上海地区海上风场大多属于 IEC II 至 I+ 类风场，而再向北部的江苏海域大多属于 IEC III 或 II 类。而从台湾海峡向南的广东、广西区域，海平面 90 米高度年平均风速降至 6.5-8.5 米/s，这些区域海上风电场大多属于 IEC I+ 类或 II 类。位于环渤海和黄海北部的辽宁、河北海域，海平面 90 米高度年平均风速基本介于 6.5-8 米/s 之间，该区域的海上风电场大多属于 IEC III 类。

图表 17 沿海省市风力资源情况

省(市)	年均风速(米/s, 海波 90 米)	IEC 等级
福建	7.5-10	I-I+
海南	6.5-9.5	II-I
广东	6.5-8.5	I-I+
广西	6.5-8.0	II-I
浙江	7.0-8.0	II-I+
江苏	7.2-7.8	III-II
上海	7.0-7.6	II-I
河北	6.9-7.8	III
天津	6.9-7.5	III
山东	6.7-7.5	III
辽宁(大连)	6.5-7.3	III

资料来源: CWEA、华创证券

目前具备较好海上风力资源的沿海城市经济普遍相对发达，电力消纳能力充足，几乎不会存在弃风、限电困扰，这也为发展海上风电带来了较好的应用前景，国内海上风电开发具备广阔发展潜力。

2、“十二五”期间海上风电发展总结

从 2007 年中海油渤海钻井平台 1.5MW 实验机组开始，我国海上风电发展至今已近 12 年，随着国产设备发展成熟，成本不断下降，海上风电发展逐步进入了加速期。

根据国家能源局“十二五”规划，2015 年国内建成海上风电 5GW，力争 2020 年海上风电装机容量达 30GW。并明确 2017 年以前(不含 2017 年)投运的近海风电项目上网电价为 0.85 元/kWh，潮间带风电项目上网电价为 0.75 元/kWh。但是由于初期缺乏开发经验，且海上风电开发难度相对较高，导致海上风电开发成本居高不下；且设备端国产化不够成熟，导致风机频繁出现事故。在当时的标杆电价下，海上风电场投资并不能获得较好的投资回报率。“十二五”期间海上风电整体发展低于预期，截至 2015 年末国内海上风电实际并未容量仅 750MW，距离 5GW 目标差距较大，实际完成率仅 15%。

“十二五”期间由于国内海上风电产业链不完善，国产大型风电机组缺乏，大型吊装船只缺乏的一系列因素导致开发成本偏高。部分项目全生命周期度电成本甚至超过上网电价，因此实际发展情况远低于规划。

(二) 政策持续加码，海上风电迎来加速发展期

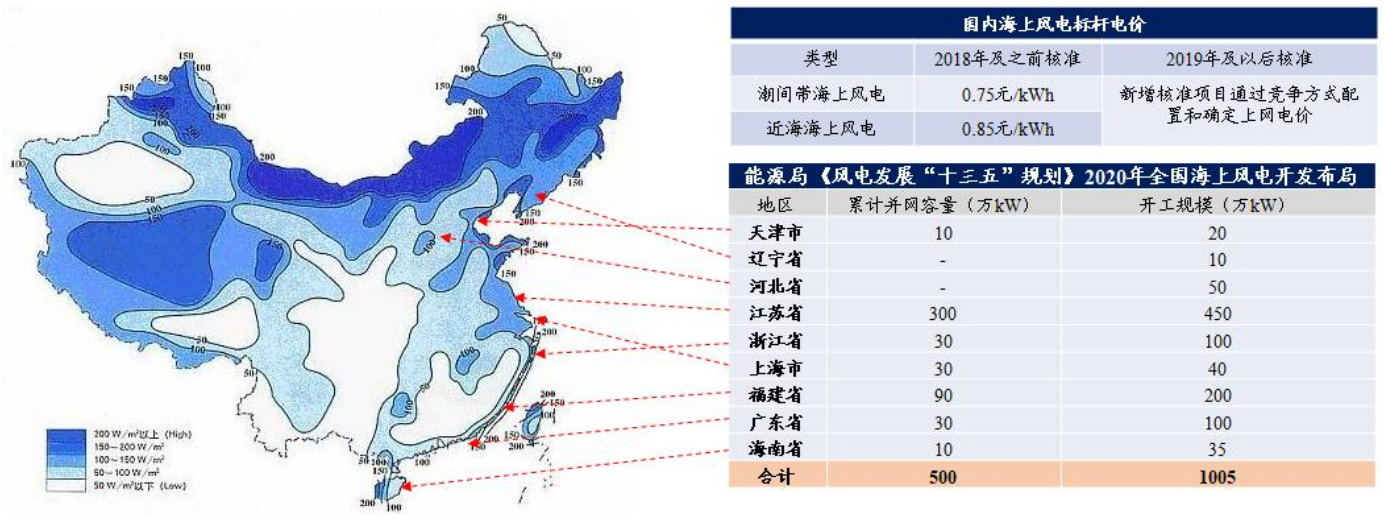
1、政策扶持，海上风电迎来加速发展期

“十三五”期间为了推动海上风电的健康发展，同时吸取了“十二五”的一些教训，国家能源局制定的《风电发展“十三五”规划》对于海上风电发展目标进行了调整，提出确保 2020 年实现海上风电并网 5GW，力争开工 10GW。同时为了保证海上风电的投资回报率，对于海上风电的标杆电价并未作下调，潮间带海外风电维持 0.75 元/kWh，近

海风电维持 0.85 元/kWh。

同时能源局针对天津、江苏、浙江、上海、福建、广东、海南等制定了并网容量计划合计 5GW，并针对天津、辽宁、河北、江苏、浙江、上海、福建、广东、海南制定了“十三五”开工计划合计 10.05GW。

图表 18 风电发展“十三五”规划开工情况



资料来源：国家能源局：《风电发展“十三五”规划》，华创证券

在能源局制定《风电发展“十三五”规划》之后，各地方政府也积极响应能源局号召，结合各省的资源情况，制定了本省的海上风电发展计划以及相应的扶持方案。

图表 15 国家及各省出台的海上风电扶持政策

序号	发文时间	政策名	发文单位	主要内容
1	2018年5月	《大连市能源发展“十三五”规划》	大连市发改委	完成庄河海域 150 万 kW 海上风电开发建设，根据全市陆域和近海风能资源条件，逐步开发建设陆上和近海风电项目。
2	2018年5月	《山东海洋强省建设行动方案》	山东省委省政府	健全海上风电产业技术标准体系和用海标准，在水深超过 10 米、离岸 10 公里以外的海域科学有序开发海上风电。到 2022 年，全省开工建设海上风电装机规模达到 300 万千瓦左右。
3	2018年4月	《广东省海上风电发展规划（2017-2020 年）（修编）》	广东省发改委	到 2020 年开工建设海上风电装机容量 1200 万 kW，其中建成 200 万 kW。到 2030 年建成海上风电装机容量 3000 万 kW。规划全省海上风电场 23 个，总装机容量 6685 万 kW。
4	2018年2月26日	《关于印发 2018 年能源工作指导意见的通知》	国家能源局	稳步推进风电项目建设，年内计划安排新开工建设规模约 2500 万千瓦，新增装机规模约 2000 万千瓦。积极稳妥推动海上风电建设，探索推进上海深远海域海上风电示范工程建设。
5	2018年2月2日	《关于支持福州海上风电装备产业园加快发展的四条措施》	福建省福州市人民政府办公厅	在支持企业创新发展方面，该措施提出要支持入园企业申报国家级、省级高新技术企业。在入园企业获得国家级高新技术企业认定之前，对其缴纳的超出国家级高新技术企业税率的企业所得税部分予以奖励。
6	2017年6月16日	《2017年福建省海洋经济重大项目建设实	福建省发展和改革委员会	各地方政府部门积极配合做好 11 个福建海上风电项目的施工

序号	发文时间	政策名	发文单位	主要内容
		施方案》		
7	2017年5月4日	《全国海洋经济发展“十三五”规划》	发改委、国家海洋局	“十三五”加强5、6MW及以上大功率海上风电设备研制，鼓励开发深远海离岸式海上风电场
8	2017年4月1日	《海上风电场设施检验指南》	中国船级社(CCS)	制定了海上风电场相关设施的“全生命周期”检测技术规定和要求
9	2017年3月9日	《山东省“十三五”战略性新兴产业发展规划》	山东省人民政府	十三五重点发展陆上3MW、海上10MW以上大型风电机组总装机14GW
10	2017年3月2日	《关于恳请批复福建海上风电规划的请示》	国家可再生能源信息管理中心	同意福建省规划海上风电规划17个风电场合计13.3GW，2020年装机规模要达到2GW,2030年要达到3GW
11	2017年2月10日	《北部湾城市群发展规划》	国家发改委、住房城乡建设部	“十三五”加快推动北部湾陆上和海上风电资源开发
12	2017年1月21日	《江苏省“十三五”海洋经济发展规划》	江苏人民政府办公厅	十三五重点发展6MW以上海上风电机组，加快建设千万kW级风电基地
13	2016年12月29日	《海上风电开发建设管理办法》	国家能源局、国家海洋局	鼓励海上风电项目采取连片规划化方式开发建设；鼓励海上风能资源丰富、潜在开发规模较大的沿海县市编制本辖区海上风电发展规划
14	2016年12月26日	《能源“十三五”规划》	发改委、国家能源局	“十三五”重点发展低速及7-10MW风电机组，重点建设大型超大型海上风电

资料来源：国家能源局、发改委等，华创证券

而目前已出台省内规划方案的省份有：江苏、浙江、福建、广东、海南、山东、上海、河北、辽宁合计9个省份，截至2030年已出台规划海上风电并网容量累计高达96.12GW。

图表 19 各省海上风电规划方案及最新调整规模

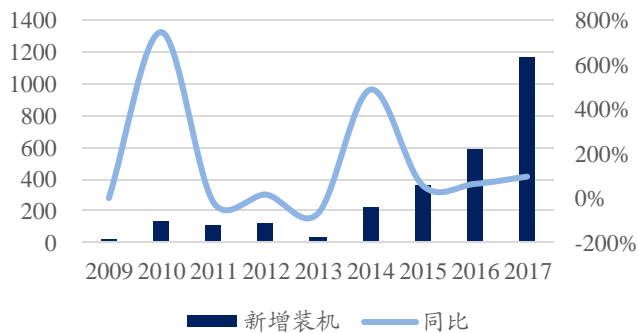
各省规划方案及最新调整规模（2030年规划累计并网近100GW）				
省份	批复年份	批复规模（万kW）	调整后最新规模（万kW）	主要规划区域
江苏省	2012年	1255	1600	如东、东台、大丰、射阳、滨海
浙江省	2016年	647	-	嘉兴、宁波、舟山、台州、温州
福建省	2017年3月	1330	-	长乐东洛、长乐外海、福清海坛海峡、福清兴化湾、福清东壁岛、连江外海
广东省	2012年	1071	2020年开工1200，投产200，2030年投产3000	汕头、揭阳、汕尾、惠州、珠江、江门、阳江、洪江
海南省	2014年11月	395	-	东方、乐东、临高、文昌
山东省	2012年4月	1275	东营及东台市调整	鲁北、莱州湾、渤中、长岛、半岛北、半岛南
上海市	2011年8月	595	615	东海大桥、奉贤、南汇、横沙、崇明
河北省	2012年5月	560	-	唐山、沧州
辽宁省	2013年7月	190	-	花园工、庄河
各省规划合计		7318	调整后各省规划合计	9612

资料来源：各省能源局官网，华创证券

2、海上风电迎来加速期，千亿市场有望逐级打开

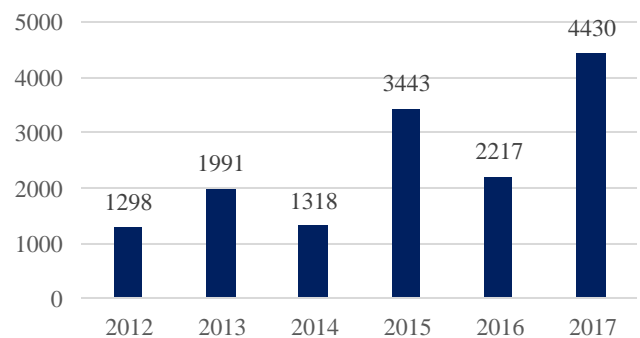
随着国家层面的扶持政策持续加码，以及各地方政府的发展细则陆续出台，海上风电的发展政策基本清晰。而海上风电开发经验的逐步积累，以及各环节设备国产化的持续推进，海上风电的开发成本持续下降；风机运行稳定也持续加强，发电成本不断下降，海上风电投资回报率逐步进入相对理想区间，装机量呈现爆发式增长。2017年国内海上风电实现并网容量1164MW，同比大幅增长96.62%。截至2017年末，国内海上风电累计并网容量达2.79GW，并网容量仅次于英国与德国。

图表 20 国内海上风电新增并网容量 (MW)



资料来源：国家能源局官网、华创证券

图表 21 全球海上风电新增装机容量 (MW)



资料来源：GWEA、华创证券

根据统计，2017年国内共核准海上风电项目14个，合计规模4.07GW，主要以央企以及地方国企为主。而2018年1-5月份国内新增核及待核准项目准达1800MW，在建项目达1514.4MW，已公布造价项目平均建设单价17.56元/W。

图表 22 2018年核准及开工海上风电项目

项目名称	状态	装机容量 (MW)	投资金额 (亿元)	开发运营商
华电浙江 300MW 玉环海上风电项目	核准	300	50.57	华电福新能源
广东汕头南澳 300MW 海上风电项目	核准	300		三峡新能源
广东揭阳靖海海上风电场项目	待核准	150		国电电投
神泉一、神泉二海上风电场项目	待核准	750		国电电投
粤电珠海金湾海上风电项目	核准	300	56.7	粤电广东风电公司
广东粤电湛江外罗海上风电项目	在建	200	37	广东省粤电集团有限公司
大唐滨海 300 兆瓦海上风电 EPCI 项目	在建	300		大唐国信滨海海上风电
中电投大丰 H3 海上风电项目	在建	302.4	44	华电重工股份有限公司
嘉兴 1 号海上风电项目	在建	300	55.82	浙能集团
三峡广东阳江市阳西沙扒 300MW 海上风电项目	在建	300	56.89	三峡集团
上海临港海上风电一期示范项目	在建	112	17.70	上海中能新能源
合计		3314.41MW	平均造价	17.56 元/W

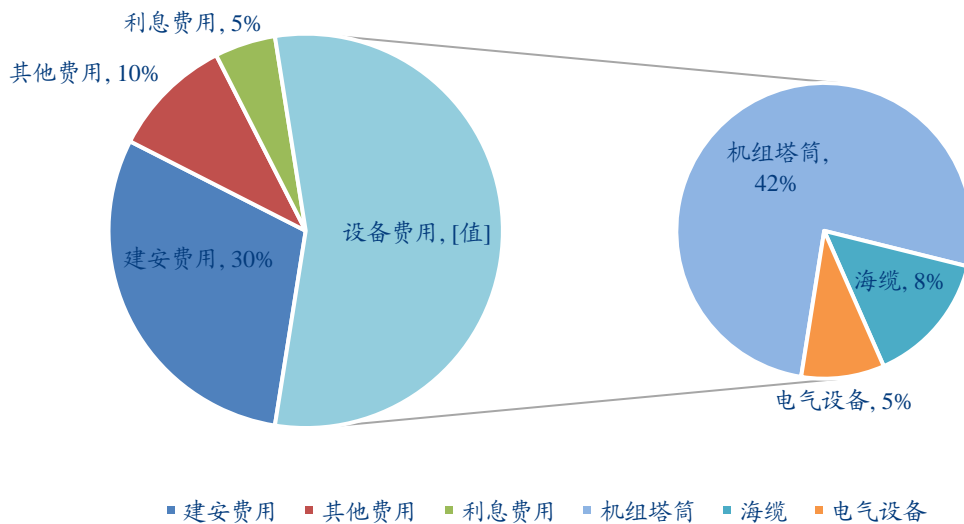
资料来源：北极星网、华创证券

随着国内海上风电核准指标的释放以及核准指标陆续进入开工建设期，“十三五”末国内大概率能够实现10GW以上的装机容量，因此2018-2020年国内有望实现新增7-8GW，考虑到17.56元/W的平价造价，对应3年市场空间有望达到1229.2-1404.8亿元。而考虑到2030年国内96.12GW的开工计划，以及海上风电未来的成本下降幅度，对应

远期海上风电市场总空间有望超万亿。

而目前海上风电项目主要由设备费用、建设安装费用、其他费用（用海、用地费用、项目建管费用、生产准备费用）以及财务费用四部分构成。其中设备费用占比最大，一般超过 50%，其中主要有风电机组、塔架基础、线缆、电气设备（升压站、陆上集控中心）等构成。

图表 23 海上风电成本构成情况



资料来源：华创证券整理

海上风电巨大的装机量将带来国产设备以及安装运维广阔的市场空间。其中设备端：海上风机、海上基础架、海缆需求将出现巨大的增量需求；而安装运维端由于国内海上安装船只相对匮乏，专业的安装运维人员相对稀缺，也将催生巨大的市场空间。

参考欧洲三国海上风电发展经验，中国海上风电的健康发展需要政府与企业共同努力。政府方面需要从政策上给予扶持和引导，对于测风、手续审批、风场资源开发可研、电网接入等提供基本服务，可以降低企业的开发成本和避免不必要的重复劳动。企业方面也需要竞价机制的引入，不断推动更低成本的方案被发现、应用，从而实现降低发电成本下的良性扩张。

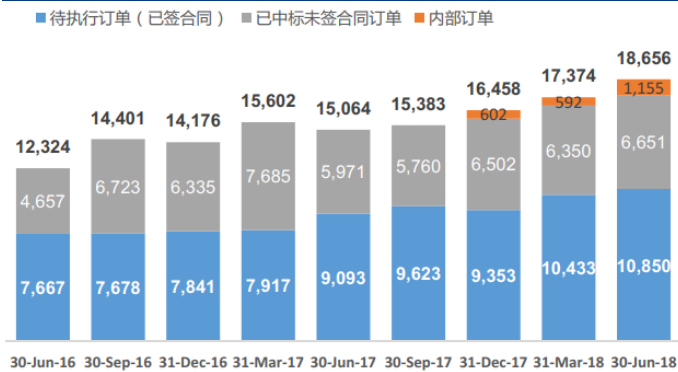
四、重点推荐标的

（一）金风科技（002202.SZ）

1、国产风机龙头，积极推进“双海战略”

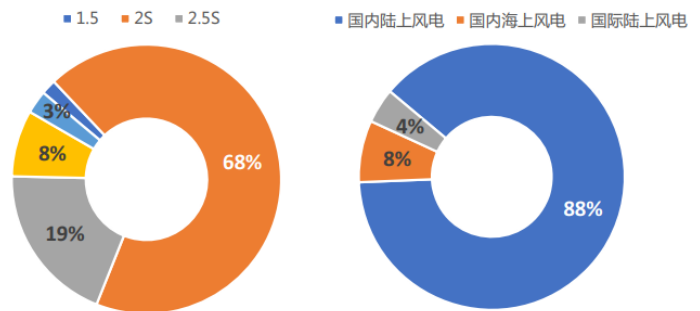
公司是国产风机龙头，风机出货量连续多年位居国内第一，全球前三。截至 2018 年上半年，公司在手外部订单容量合计 17.5GW，同比增长 16.2%，在手订单总容量再创历史新高。其中已签订合同的订单容量达 10.85GW，待签订合同容量达 6.65GW。公司另有 1155MW 的内部风机订单，主要为公司国内以及海外自营风电场的供货需求。

图表 24 金风近几年风机在手订单情况



资料来源：金风科技业绩说明材料、华创证券

图表 25 公司在外订单机型分布



资料来源：金风科技业绩说明材料、华创证券

公司积极推动“双海”战略，发力海上以及海外风机业务。在国内政策大力扶持海上风电并处于加速发展的大背景下，公司顺势加强海上风电技术开发以及人才培养。2018年上半年公司成功完成了亚太地区最大容量的海上风电机组——GW154/6700海上风电机组的吊装，从而实现了公司大容量海上风电装备产业化的实质性步伐。公司2018年二季度海上风电在手订单容量达1315MW，同比大幅增长了110%，接近公司外部订单比例8%。

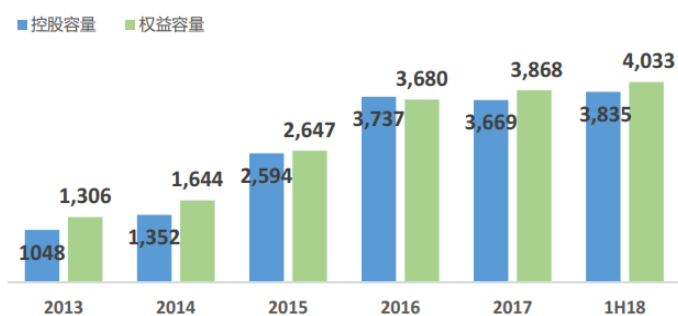
同时公司积极推动风机业务出口，并取得了较好的成绩。截止2018年6月30日，公司在手海外订单已达742.7MW，占公司总订单比例达4%。公司GW3.0MW(S)机组开始逐步走向国际市场，首台3S机组在美国德州坎宁市完成吊装并成功实现了满发，该机组轮毂中心高度130米，叶尖高度近200米，是目前美国境内最高的风力发电机组。同时公司在巴基斯坦的66台1.5MW高温机组一次性通过巴基斯坦电网预验收并成功并网。32台金风2.5MW智利Punta Sierra项目全部完成吊装。公司在巴西以及土耳其都取得了突破性的订单，国际业务已逐步拉开序幕。

2、风场营运能力突出，并网、开工量维持高位

公司风场营运能力突出，连续多年风场发电小时数高于全国平均水平。2018年上半年，全国风电利用小时数1143小时，同比增加159小时，增幅16.16%；公司自营风电场利用小时数1184小时，同比增长205小时，增幅20.94%。公司风电场投资与开发毛利率高达71.83%，远高于行业平均水平，风场盈利能力的凸出是公司深耕运维技术以及人才储备的体现，预计这一优势有望持续体现在公司后续的风场开发和运营过程中。

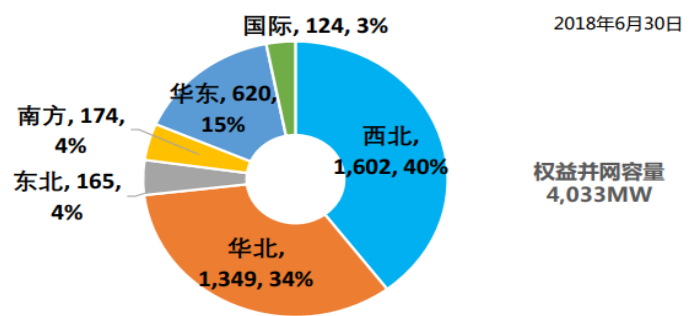
截至2018年上半年，公司累计权益装机容量4033MW，在建权益装机容量3053MW，预计年内新增并网容量将达到1300MW。公司在手风场容量维持较高水平，预计未来3年望保持每年1GW以上的新增并网容量。公司在手运营风机以及开工量均维持高位，叠加公司优异的运营能力，风场盈利有望持续增厚公司业绩。

图表 26 金风科技累计并网风场装机容量 (MW)



资料来源：金风科技业绩说明材料、华创证券

图表 27 金风科技并网风场分布情况



资料来源：金风科技业绩说明材料、华创证券

3、运维能力突出，数字化助力风电后服务市场

风电行业在国内发展多年，大量的风机开始陆续出质保期，风机后服务市场需求逐年增加。公司积极布局数字运维服务，推动风电运维全面数字化、专业化、系统化。目前已能够实现宏观选址、项目规划设计、风电场无人值班、少人值守运营等一系列降低运营成本，提高运营效率的服务。预计随着分散式风电逐步崛起，缺乏专业运维能力的投资群体将逐步增加，风电运维服务需求将持续增长，有望形成公司业绩主要增长点。

4、加速水务布局，规模、技术持续提升

公司战略布局环保水务处理，公司自主研发了基于活性污泥动力学模型计算控制的精确曝气控制系统，不仅能够降低污水能耗，同时还能够调高出水水质。截至 2018 年上半年，公司运营水厂达 43 家，设计水处理规模近 238 万吨/日，覆盖了全国 30 个城市。2018 年上半年公司水务实现营收 2.19 亿，同比增长 221.09%。公司水务技术能力突出，正处于快速复制扩张期。

（二）天顺风能（002531.SZ）

1、全球领先的风电塔筒制造商

公司是全球领先的风电塔筒制造商，长期稳定合作的客户包括 Vestas、SGRE、GE、金风科技、远景等国内外知名风电企业厂商，同时公司也与国内四大六小电力集团建立了稳定的合作关系。2018 年上半年公司风电塔筒销量 16.74 万吨，同比 23.63%，行业需求加速明显；公司在手订单 21.13 万吨，同比增长 36.32%，公司在手订单充沛。公司积极推动产能扩张，将包头工厂产能从 8 万吨提升至 15 万吨，珠海工厂产能从 4 万吨提升至 7 万吨。预计下半年随着行业复苏，公司塔筒业务有望迎来一轮高速增长。

2、风场开发加速，储备资源丰富

截至 2018 年上半年公司累计并网容量 440MW，预计下半年河南南阳剩余 40MW 以及山东鄄城 150MW 将陆续并网，公司年内在手风电场容量有望达到 630MW。下半年公司有望陆续启动李村二期 50MW，山东沾化 59.5MW，河南濮阳 20MW 三个风电项目，公司累计签订开发协议的风电场达 1.9GW。公司在手储备风场资源丰富，持续维持较高开发进度，风场发电收入将有力贡献公司盈利增长。

3、积极拓展叶片产业链，渐入收获期

依托客户优势，公司积极发力大叶片制造业务。2016 年公司完成对昆山风速时代收购，风速时代原为 TPI 原中国区团队，擅长风电叶片模具设计、制造。公司适时转变风速时代定位，放弃毛利率较低的叶片代工业务，转向叶片模具制造。公司在常熟设立叶片工厂，顺应风电行业发展趋势，定位于大型叶片制造，服务于公司“双海战略”。2018 年上半年公司常熟天顺叶片 4 条产线顺利投产，实现营收 5735.41 万元，实现盈利 1806.60 万元，毛利率达 26.07%，公司叶片业务渐入收获期。后续预计客户认证通过，叶片盈利能力望大幅提升。

（三）东方电缆（603606.SH）

1、海底电缆龙头，市场份额近 40%

公司是国内最早布局海底电缆的公司之一，目前是国内 4 家具备 220kV 及以上的高压、超高压海底电缆企业之一。公司从 2007 年开始供应国内首条 110kV 海底高压线缆，2010 年供应国内首根 220kV 海底电缆。2013 年提供了国内 ±160kV、±200kV 柔性直流海底电缆。2017 年国内首先实现了脐带缆的国产化。2018 年成为国内首批能够提供 500kV 海底电缆三家企业之一。2017 年至今，公司中标订单金额达 25 亿元，市场占有率近 40%。是国内海上电缆真正的

龙头型企业。

2、海上风电景气度持续上升，带动海缆需求旺盛

2017年国内海上风电实现并网容量1164MW，同比提升96.62%，累计并网容量2.77GW。根据国家能源局“能源发展十三五规划”2020年国内实现海上风电并网5GW，开工10GW；而目前各省制定的海上风电开发计划高达96.12GW。巨大的海上风电开发推升了海上电缆的需求，海缆是国内企业近年来不断打破国外领域垄断之一。2017年开始国内海上风电中近海项目比例大幅提升，带动了220kV海底电缆需求爆发。2017年至今国内四家主要海缆企业220kV需求已超过1000km，对应市场规模超60亿元。预计随着海上风电进入加速期，海缆需求有望持续快速增加。

（四）振江股份（603507.SH）

1、全球领先的风电核心零部件供应商

公司是全球领先的风电机组核心零部件供应商，合作客户包括西门子以及上海电气等国内外一线风机厂商。公司目前提供的风机产品主要包括：转子房、定子段、机舱罩等。其中大功率转子房以及定子段由于较高的工艺要求以及严格的加工精度要求。公司经过与西门子多年的合作与开发经验积累，已经具备了根据客户要求独立开发转子与定子的能力。公司目前正积极拓展金风科技、三菱Vestas、Senvion、Enercon、Nextra等国内外领先风电客户，凭借优质存量客户的口碑，预计公司将能够顺利这些整机厂商的认证。随着公司新产能的释放，料将会迅速形成供货销售，贡献公司业绩。

2、海风发展正盛，运维服务即将起航

国内海上风电的快速发展推升了海风安装、运维船只的需求。公司适时抓住海上风电扩张期窗口，收购尚和海工80%股权，进军海上风电运维服务。预计随着公司打造运维海船投运，运维服务有望大幅增厚公司盈利。

3、围绕主营多点拓展，产业链延伸值得期待

公司设立连云港全资子公司，布局镀锌产能，打造高端光伏支架生产基地；未来有望依托连云港基地拓展大型转子产能，连云港具备优良的出海优势，有助于光伏支架以及大型转子出口，提升公司营运、出货效率。同时推进收购底特部分股权进军结构紧固件业务，配套风电主要大客户以及拓展其他高端紧固件客户需求。公司围绕主营及相关客户进行产业链延伸，新业务发展值得期待。

五、风险提示

政策扶持力度不及预期，成本下降不及预期，海上风电开发进度不及预期。

电力设备与新能源组团队介绍

首席分析师：胡毅

北京化工大学硕士。曾任职于天津力神、普华永道、中银国际证券、招商证券。2017 年加入华创证券研究所。2015、2016 年新财富上榜团队核心成员。

分析师：王秀强

山东财经大学管理学学士。曾任职于《21 世纪经济报道》，能见科技前合伙人。2016 年加入华创证券研究所。

分析师：于潇

北京大学管理学硕士。曾任职于通用电气、中泰证券、东吴证券。2017 年加入华创证券研究所。2015、2016 年新财富团队成员。

助理研究员：邱迪

中国矿业大学工学硕士。2016 年加入华创证券研究所。

助理研究员：石坤鏊

贵州财经大学经济学学士。2016 年加入华创证券研究所。

助理研究员：杨达伟

上海交通大学硕士。曾任职于协鑫集成、华元恒道（上海）投资管理有限公司。2017 年加入华创证券研究所。

华创证券机构销售通讯录

地区	姓名	职务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	北京机构销售总监	010-66500809	zhangyujie@hcyjs.com
	申涛	高级销售经理	010-66500867	shentao@hcyjs.com
	杜博雅	销售助理	010-66500827	duboya@hcyjs.com
	侯斌	销售助理	010-63214683	houbin@hcyjs.com
	过云龙	销售助理	010-63214683	guoyunlong@hcyjs.com
	侯春钰	销售助理	010-63214670	houchunyu@hcyjs.com
广深机构销售部	张娟	所长助理、广深机构销售总监	0755-82828570	zhangjuan@hcyjs.com
	王栋	高级销售经理	0755-88283039	wangdong@hcyjs.com
	汪丽燕	高级销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
	罗颖茵	销售经理	0755-83479862	luoyingyin@hcyjs.com
	段佳音	销售经理	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	朱研	销售助理	0755-83024576	zhuyan@hcyjs.com
	杨英伟	销售助理	0755-82756804	yangyingwei@hcyjs.com
上海机构销售部	石露	华东区域销售总监	021-20572588	shilu@hcyjs.com
	沈晓瑜	资深销售经理	021-20572589	shenxiaoyu@hcyjs.com
	朱登科	高级销售经理	021-20572548	zhudengke@hcyjs.com
	杨晶	高级销售经理	021-20572582	yangjing@hcyjs.com
	张佳妮	销售经理	021-20572585	zhangjiani@hcyjs.com
	沈颖	销售经理	021-20572581	shenyding@hcyjs.com
	乌天宇	销售经理	021-20572506	wutianyu@hcyjs.com
	柯任	销售助理	021-20572590	keren@hcyjs.com
	何逸云	销售助理	021-20572591	heyiyun@hcyjs.com
	张敏敏	销售助理	021-20572592	zhangminmin@hcyjs.com
	蒋瑜	销售助理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com

华创行业公司投资评级体系(基准指数沪深 300)

公司投资评级说明:

强推: 预期未来 6 个月内超越基准指数 20% 以上;
推荐: 预期未来 6 个月内超越基准指数 10% - 20%;
中性: 预期未来 6 个月内相对基准指数变动幅度在 -10% - 10% 之间;
回避: 预期未来 6 个月内相对基准指数跌幅在 10% - 20% 之间。

行业投资评级说明:

推荐: 预期未来 3-6 个月内该行业指数涨幅超过基准指数 5% 以上;
中性: 预期未来 3-6 个月内该行业指数变动幅度相对基准指数 -5% - 5%;
回避: 预期未来 3-6 个月内该行业指数跌幅超过基准指数 5% 以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此作以下声明:

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断; 分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司(以下简称“本公司”)的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的, 但本公司不保证其准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。在不同时期, 本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考, 并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对所涉及证券的个人投资建议, 也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况, 自主作出投资决策并自行承担投资风险, 任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有, 本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的, 需在允许的范围内使用, 并注明出处为“华创证券研究”, 且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场, 请您务必对盈亏风险有清醒的认识, 认真考虑是否进行证券交易。市场有风险, 投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址: 北京市西城区锦什坊街 26 号 恒奥中心 C 座 3A 邮编: 100033 传真: 010-66500801 会议室: 010-66500900	地址: 深圳市福田区香梅路 1061 号 中投国际商务中心 A 座 19 楼 邮编: 518034 传真: 0755-82027731 会议室: 0755-82828562	地址: 上海浦东银城中路 200 号 中银大厦 3402 室 邮编: 200120 传真: 021-50581170 会议室: 021-20572500