

乘风而起 跨过低点迎接新成长

——金风科技（002202.SZ）深度报告

电气设备/电源设备



申港证券
SHENGANG SECURITIES

投资摘要：

我们认为本轮抢装 2020 年不会结束，会至少延续到 2021 年。本轮抢装不同于以往在于带补贴项目和平价项目同步进行，主打平价的风电大基地项目，我们统计超过 40GW，2019 年已开工 9GW，剩余项目将在未来 1~2 年开工。从现在开始，本轮抢装景气还能延续 1 年半以上，投资风电的确定性有保障。

此时金风科技值得投资。风机制造各环节的盈利能力与供货期相关，供货周期较短的铸锻件、叶片、主轴等已经率先实现了利润大幅增长，而整机供货周期一般为 12~18 个月，在 19Q3 刚确认盈利拐点。从价格角度，2018Q3 是近期整机价格最低点，之后整机招标价已同比增长超 20%。从量角度，当前公司在手订单 22.8GW，同比增长 25.1%，预计公司风机业务将实现量价齐升。

我们对比了风电巨头 Vestas 和 Siemens Gamesa 的发展历程，虽然经历了数次低谷，但总能找到新的突破口和增长点，主要的经验有以下三点：

- ◆ **新业务是度过行业低点的稳定器。**运维市场、海上风电的市场拓展，稳定了公司业绩，并且提振了整体盈利能力。
- ◆ **合作方能打开新市场。**两家风电巨头通过与具有市场优势企业进行合作，打开了新兴市场，并且能够最大化公司的技术和市场优势。
- ◆ **技术方向并不唯一。**不同的技术路线能够并存，我们预计未来我国的风电市场，也将呈现出百花齐放的局面，互相取长补短。

我们认为未来公司业务将呈现以下特征：

- ◆ **结构向大型化方向发展。**2019Q1~3 公司风机销售 2.5MW 和 6MW 风机占比显著提升。当前在手订单中，风机占比分别为 2% / 26% / 42% / 26% / 5%，未来公司平均单机功率将继续提升。
- ◆ **毛利率将触底反弹。**订单价格的上升、高单价风机占比提升、平台化后成本的有效控制，将引领毛利率实现触底反弹。
- ◆ **风机业务提供最大业绩弹性。**风电场运营、风电场处置收益贡献利润相对稳定，而风机业务因毛利率触底反弹、销售量持续增长，将提供最大业绩弹性。

投资策略：我们预计公司 2018-2020 年 EPS 分别为 0.7、1.05、1.2 元，对应当前股价，PE 分别为 18.5、12.2、10.7 倍，使用绝对估值法，计算得到每股价值为 16.55 元。我们给予 6 个月目标价 16.5~16.8 元，维持“买入”评级。

风险提示：政策出现大幅波动、原材料价格出现大幅上涨、风电装机不及预期、“两海”市场拓展不及预期

财务指标预测

指标	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	25,129.46	28,730.61	39,616.89	49,514.37	53,129.29
增长率(%)	-4.8%	14.3%	37.9%	25.0%	7.3%
归母净利润(百万)	3,054.66	3,216.60	2,936.80	4,444.97	5,064.80
增长率(%)	1.7%	5.3%	-8.7%	51.4%	13.9%
净资产收益率(%)	13.5%	12.9%	11.2%	15.1%	15.3%
每股收益(元)	0.84	0.88	0.70	1.05	1.20
PE	15.34	14.55	18.52	12.23	10.74
PB	2.02	1.83	2.07	1.84	1.64

资料来源：公司财报，申港证券研究所

评级

买入（维持）

2019 年 11 月 11 日

曹旭特

分析师

SAC 执业证书编号：S1660519040001

贺朝晖

研究助理

hezhaohui@shgsec.com

010-56931952

交易数据

时间 2019.11.11

总市值/流通市值(亿元)	432.13/424.05
总股本(万股)	345,149.52
资产负债率(%)	69.55
每股净资产(元)	6.59
收盘价(元)	12.52
一年内最低价/最高价(元)	9.01/16.2

公司股价表现走势图



资料来源：申港证券研究所

相关报告

- 1、《金风科技季报点评：风机盈利拐点已确认 行业景气实现量价齐升》2019-10-27
- 2、《金风科技半年报点评：出货量大幅增长 盈利拐点已至》2019-08-27

内容目录

1. 几个重要问题探讨.....	6
1.1 为什么此时风电值得投资？	6
1.2 为什么选择金风科技？	6
1.3 未来风电投资需关注什么趋势？	6
2. 核心竞争力助公司成长为行业龙头	7
2.1 公司治理结构稳定	7
2.2 技术向直驱及大型化拓展	9
2.3 装机量市占率第一的行业领头羊	9
3. 风电行业景气助公司实现腾飞	11
3.1 抢装期到来促行业进入景气通道	11
3.1.1 经历两轮周期终近平价	11
3.1.2 风电产业优势具备做强基础	14
3.2 政策向市场化发展减弱行业扰动	14
3.2.1 平价上网摆脱补贴依赖	14
3.2.2 消纳能力稳步提升优化弃风率	16
3.2.3 低成本塑造风电发展护城河	18
3.3 降本提价及技术进步提振盈利能力	23
3.3.1 降本提价正在进行中	23
3.3.2 大型化+直驱引领未来技术发展方向	26
3.4 平价+“两海”引领风电走出周期	30
3.4.1 平价大基地以需带产解决消纳障碍	30
3.4.2 风机海外出口正在稳步增长	31
3.4.3 海上风电优势助力行业高速发展	33
4. 以国际风电巨头看公司未来发展	35
4.1 Vestas：运维业务支撑公司新一轮发展	35
4.1.1 以陆上双馈+海上半直驱为主要技术路线	35
4.1.2 运维服务作为存量业务前景广阔	36
4.1.3 市场需求转暖拉动订单增长	39
4.1.4 海外市场瞄准中美	40
4.1.5 海上风电发展提速	40
4.1.6 全球竞争加剧，已渡过艰难时期	41
4.2 Siemens Gamesa：海上风电龙头地位稳固	42
4.2.1 以陆上双馈+海上直驱为主要技术路线	42
4.2.2 运维市场不断扩张	42
4.2.3 海上风机引领业绩增长	44
4.2.4 积极开辟亚太地区等新兴市场	45
4.3 国际风电巨头的发展经验	45
5. 业务蓬勃发展夯实公司发展基础	46
5.1 财务稳健且毛利率实现触底反弹	46
5.2 风机业务不断做大做强	50
5.3 风电场业务盈利能力突出	53
5.4 运维蓝海拓展未来发展空间	55
6. 投资建议	57

6.1 盈利预测.....	57
6.2 估值分析及投资建议.....	59
7. 风险提示.....	60

图表目录

图 1: 金风科技大事记年表.....	8
图 2: 2019H1 金风科技十大股东及持股比例.....	8
图 3: 金风科技基金持股比例.....	9
图 4: 2010-2018 年累计装机容量 (MW) 及国内市场占比	10
图 5: 2010-2018 每年新增装机 (MW) 及国内市场占比	10
图 6: 2018 风电供应商中国市场份额.....	10
图 7: 2018 风电供应商全球市场份额.....	10
图 8: 中国风电整机制造企业累计装机容量集中度	11
图 9: 中国风电整机制造企业新增装机容量集中度	11
图 10: 我国风电装机变化及阶段划分	14
图 11: 风电电价发展历史.....	15
图 12: 全国弃风率逐渐降低	16
图 13: 2019Q1~3 各省累计弃风电量及弃风率.....	17
图 14: 部分重点地区弃风率变化	17
图 15: 甘肃风电利用小时数	18
图 16: 新疆风电利用小时数	18
图 17: 2018 年各国陆上风电项目建设单位成本及 LCOE	19
图 18: 2018 年海上风电项目加权 LCOE (美元/kWh)	20
图 19: 全球风电平均安装成本 (美元/kW)	20
图 20: 全球风电加权平均 LCOE (美元/kWh)	20
图 21: 各省风电场单位投资成本 (元/kW) 对 IRR (%) 的影响.....	21
图 22: 全国大部分地区风电 LCOE 与燃煤标杆电价接近.....	22
图 23: 红色、橙色预警省份 LCOE 测算.....	22
图 24: 风机制造成本拆分	23
图 25: 钢制中厚板价格走势	24
图 26: 碳纤维进口量价	24
图 27: 环氧树脂进口量价	24
图 28: 玻璃纤维进口量价	25
图 29: 风机招标价格自 2018Q3 以来持续反弹	25
图 30: 双馈异步风电机组机构图	26
图 31: 永磁同步风电机组结构图	26
图 32: 永磁同步电机和双馈异步电机效率对比	27
图 33: 中国不同功率风电机组新增装机容量比例	28
图 34: 2008-2018 年新增 2.0MW 机组平均风轮直径和装机容量占比	28
图 35: 全球风电装机变化	31
图 36: 中国风电机组历年出口量	32
图 37: 中国风电机组历年出口金额	32
图 38: 我国海上风电装机情况	33
图 39: 海上风电累计装机容量对比 (MW)	34
图 40: 海上风电每年新增装机容量对比 (MW)	34

图 41: 欧洲海上新装风机平均单机容量变化 (MW)	34
图 42: 欧洲海上风电成本不断下降 (单位: 欧元/kW)	35
图 43: Vestas 风机年出货量逐年增长.....	35
图 44: 全球风电装机情况	36
图 45: Vestas 运维业务营收比重逐渐增大.....	36
图 46: Vestas 主营业务容量.....	37
图 47: Vestas 运维业务在营业利润占比不断增加.....	37
图 48: 历年风机与运维业务在手订单总额 (亿欧元) 不断增长.....	38
图 49: 风机营收季节性明显	38
图 50: Vestas 在手订单与实际出货量对比.....	39
图 51: Vestas 风机在手订单地区分布 (MW)	40
图 52: Vestas 新增业务重心向亚太和美国市场转移.....	40
图 53: MHI Vestas 海上风电业绩情况 (百万欧元)	40
图 54: Vestas 主营业务业绩情况.....	41
图 55: Siemens Gamesa 营收拆分 (千欧元) 及同比增长率 (%)	43
图 56: Siemens Gamesa 营收分业务占比	43
图 57: Siemens Gamesa 归母净利润 (千欧元) 及毛利率 (%)	43
图 58: Siemens Gamesa 新增订单情况	44
图 59: Siemens Gamesa 营收地区拆分	45
图 60: 近年来公司在手订单稳定增长 (MW)	46
图 61: 国内公开招标量 (GW)	47
图 62: 外部在手订单机型分布 (%)	47
图 63: 公司对外销售容量 (MW)	47
图 64: 公司营业总收入由负转正	47
图 65: 归母净利润增速探底	47
图 66: 毛利率于 2019Q3 实现触底反弹.....	48
图 67: 销售毛利率触底回升	48
图 68: ROE 拐点将到来.....	48
图 69: 公司期间费用率稳中有降	49
图 70: 公司存货周转率触底	49
图 71: 经营性现金流已开始显著改善	50
图 72: 对外销售容量 (MW) 分布	51
图 73: 风机在手订单不断增长 (MW)	51
图 74: 不同机型销售和外部订单占比	52
图 75: 近五年全球市场 CR5 份额占比变化	53
图 76: 公司累计并网装机容量不断提升	53
图 77: 2019Q3 并网容量分布 (MW)	53
图 78: 2019Q3 在建容量分布 (MW)	53
图 79: 公司风电场利用小时数高于行业平均值	54
图 80: 公司风电场发电量 (GWh) 稳步增长	54
图 81: 公司风电场业务收入及占比	54
图 82: 公司风电场业务成本及占比	54
图 83: 公司风电场业务毛利率变化	55
图 84: 2009-2018 年中国风电并网情况	55
图 85: 国内风电运维市场容量预估	56
图 86: 2019 年风电运维市场容量构成 (亿元)	56

图 87: 金风科技运维业务比重逐年攀升	57
表 1: Windpower Monthly 年度最佳风机评选 Top 10	9
表 2: 我国陆上风电标杆电价/指导电价 (元/kWh) 变化情况	15
表 3: 我国海上风电上网电价 (元/kwh) 变化情况	16
表 4: 风电投资监测预警结果为红、橙色的省份正在逐步减少	18
表 5: 2014 年和 2019 年各国成本最低电力品种	18
表 6: 国内陆上风电 LCOE 关于单位投资额与风电设备利用小时数关系的测算	21
表 7: 双馈异步电机和永磁同步电机维护对比	28
表 8: 双馈异步电机、永磁直驱电机和永磁半直驱电机成本对比	28
表 9: 叶尖延长对机组经济性影响	29
表 10: 风电大基地项目及配套特高压项目列表	30
表 11: Vestas 主要风机机型	36
表 12: Siemens Gamesa 主要风机机型	42
表 13: 2011-2018 年中国风电整机商 Top10	50
表 14: 2018 年公司风机出口情况	52
表 15: 公司各机型 2019~2021 分布假设	58
表 16: 公司风机业务营收及毛利率预测	58
表 17: 金风科技各项业务 2019~2021 预测	59
表 18: 公司与风电行业公司估值对比 (2019-11-8 收盘日数据)	59
表 19: 公司盈利预测表	61

1. 几个重要问题探讨

1.1 为什么此时风电值得投资？

由于宏观经济下行压力不断增大，对投资领域的选择上，确定性成首要需要考虑的因素。风电行业由于 2021 年陆上风电即将完全平价，存量已核准项目的集中建设，引发了新一轮抢装潮，行业重新进入景气通道。市场对于此轮抢装，最大的分歧在于抢装的时间跨度，即何时是业绩提升的起点？何时是本轮抢装的终点？

我们认为本轮抢装始于 2019 年 5 月《关于完善风电上网电价政策的通知》发布，因为文件中明确了 2021 年陆上风电全部平价的要求，触发了抢装开启。根据彭博新能源数据，当前仍有 58GW 已核准未开工项目，这批项目将贡献抢装阶段的主要装机量。

而对于分歧最大的抢装终点，我们认为 2020 年底不会是本轮抢装的结束，会至少延续到 2021 年。本轮抢装不同于以往的特点在于带补贴项目和平价项目一起进行，我们整理出的主打平价的风电大基地项目总规模预计超过 40GW，2019 年已开工 9GW，剩余项目将在未来 1~2 年开工，带来大量装机需求。

由于本轮抢装景气周期刚刚起步，至少还能延续 1 年半以上，而且未出现激进的产能扩张，因此当前时点投资风电的确定性能够得以保障。

1.2 为什么选择金风科技？

在本轮抢装中，最为受益的将是中游制造环节，由于需求的快速增长实现量价齐升，增厚利润。风机制造各环节的盈利能力提升有着鲜明的时序关系，往往与供货期相关，供货周期较短的铸锻件、叶片、主轴等已经在 2019H1 率先实现了利润大幅增长，而供货周期较长的风塔、整机到达盈利能力拐点所需时间更长，整机供货周期一般为 12~18 个月，盈利能力触底反弹在各环节中最晚。

我们选择金风科技，是因为公司 2019Q3 已经确认盈利拐点，右侧增长空间才刚刚打开。从价格角度，2018Q3 是近期整机价格最低点，之后整机招标价格稳步增长，目前已同比增长超 20%。从量角度，当前公司在手订单 22.8GW，同比增长 25.1%。今年的招标价和在手订单，预示着明年的业绩，有理由相信公司风机业务将实现量价齐升，业绩将持续改善。

1.3 未来风电投资需关注什么趋势？

市场对于风电的预期在不断增强，后续需要不断的进行数据验证，来确认抢装的节奏和市场的变化。我们认为有四类数据最值得关注：订单数量和结构变化、投标价格、弃风率、装机规模。而未来风电行业发展，我们认为有四种趋势值得关注：

- ◆ **大型化**：由于消纳、风机利用率的重要性不断提升，对于风电投资的评估指标，正在逐渐从建造成本向度电成本 (LCOE) 转变，大型风机因在低风速利用、减少风机台数、降低综合成本体现出的优势，正在成为新项目的首选。陆上风电正在向 3MW、4MW 方向发展，而海上风电已突破 6MW，向 8MW 甚至 10MW 前进。
- ◆ **直驱+半直驱**：传统的双馈机组虽然产业链成熟、价格较低，但由于大型齿轮箱的

尺寸过大，以及发电效率的限制，已不适应风机大型化的要求。永磁直驱以及半直驱技术近几年得到快速发展，已成为大型风机的主要技术路线。未来双馈将主要面向小型经济型风机，而直驱、半直驱将面向要求更高的机型。

- ◆ **弃风率降低：**自 2016 年开始风电投资预警监测机制，通过对弃风率和利用小时数的考核，直接影响各地区风电投资节奏。由于用电量持续增长、特高压加速建设，弃风率不断降低，2019 前三季度弃风率 4.2%，同比降低 3.5pct。当前仍然处于红色预警的新疆、甘肃，弃风率分别为 15.4%、8.9%，如果能维持到年末，2020 年有望解除红色预警，从而释放以风电大基地为主的风电装机需求。
- ◆ **BT 模式：**整机商在风电场开发中，正在逐渐扩大 BT 模式的占比，而不是选择 EPC。因为对于整机商来说，BT 模式更能发挥公司制造优势，而且可以灵活处置资产以追求较高收益，还能避免长期持有大量风电资产带来的风险。

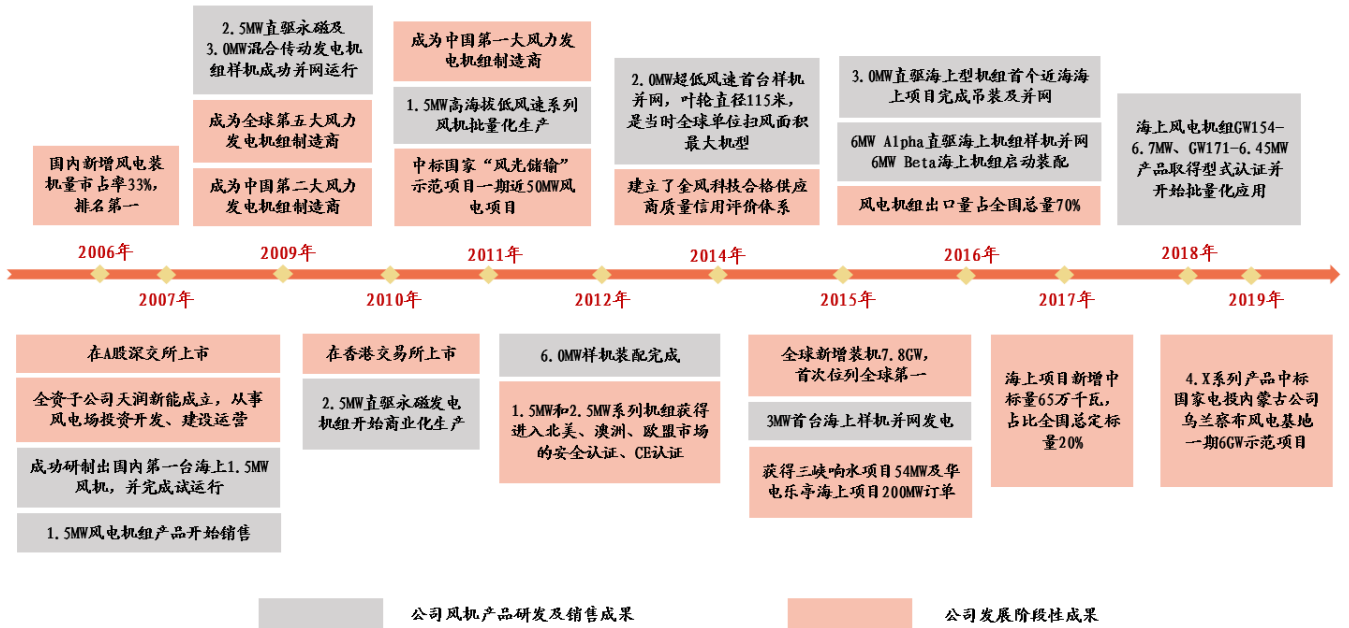
2. 核心竞争力助公司成长为行业龙头

2.1 公司治理结构稳定

公司成立于 2001 年，2007、2010 年分布在深交所、港交所上市。作为中国第一批本土风电制造企业的代表，凭借着出色的技术研发和市场拓展，成为当之无愧的风电行业领头羊。公司的领先地位主要体现在市占比第一、海上风电超前布局和海外市场开拓。

- ◆ **公司已连续 8 年位列国内风电市占率第一。**除了在国内遥遥领先，2018 年公司新增装机达到全球第二。截至 2018 年底，公司在全球累计装机超过 50GW，国内累计装机超过 48GW。
- ◆ **海上风电超前布局引领未来发展。**在发展海上风电方面，公司是当之无愧的领头羊。2007 年，公司研制的 GW70/1500 海上风机是我国第一台成功试运行的海上风电试验样机。国内海上风电起步的 2010 年，公司江苏大丰海上风电产业基地正式投产。
- ◆ **海外市场拓展硕果累累。**在开拓海外市场方面，公司具有业内领先的研发优势，从技术上逐渐拉近与海外优质企业的差距，目前公司已在美国、澳大利亚、巴基斯坦、泰国等 24 个国家成功开展风电项目。

图1: 金风科技大事记年表

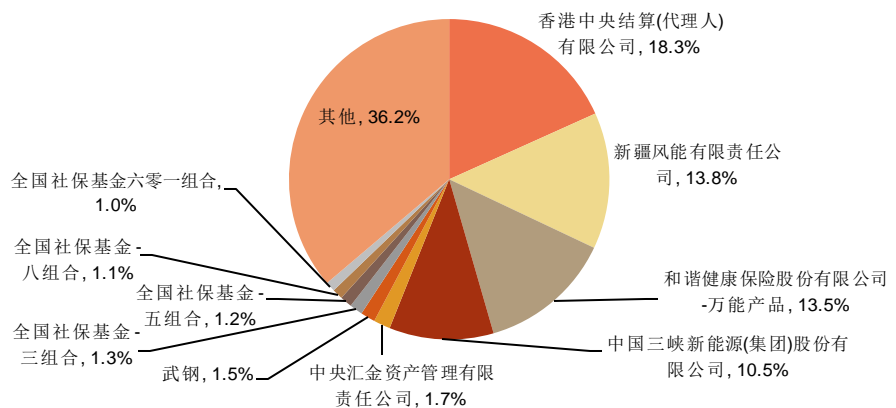


资料来源：公司公告，申港证券研究所

在股权结构方面，机构对公司的认可度高，股东结构稳定。通过由专业管理团队建立完备的公司管理及组织制度，公司治理规范，使处于成长期的公司充分发挥信息优势，以及能动性强的管理优势，从而顺应行业向上趋势，实现公司的良性发展。

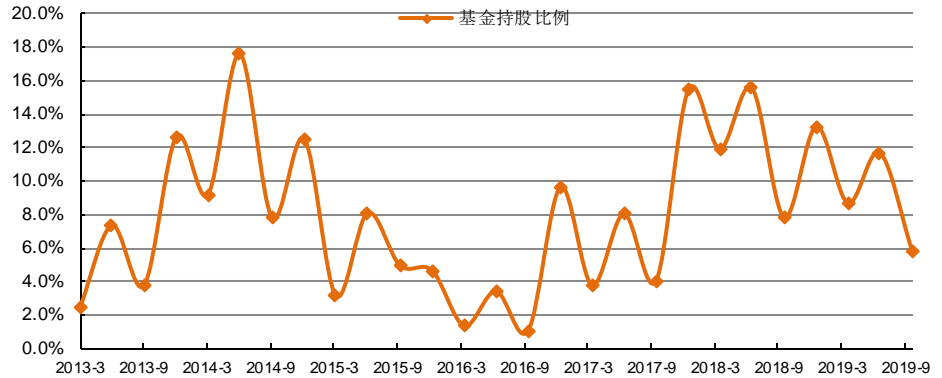
现任董事长武钢先生身为教授级高级工程师，是公司创始人之一，对公司过去发展路径及未来规划的熟悉程度高，并深入把控技术路线的走向，从技术发展和公司管理两方面为公司保驾护航。

图2: 2019H1 金风科技十大股东及持股比例



资料来源：公司公告，申港证券研究所

基金持仓比例处于低位。在经历了 2014~15 年风电抢装潮后，基金持仓从高点开始下降，2017 年以来基金持股比例开始回升。截至 2019Q3，基金持股比例为 5.9%，处于历史低位。随着新一轮抢装期的来临，风电行业继续维持景气，基金持仓比例有望实现提升，体现公司长期配置价值。

图3: 金风科技基金持股比例


资料来源: Wind, 申港证券研究所

2.2 技术向直驱及大型化拓展

公司作为风机龙头,持续引领风机技术发展。2018年,公司的陆上风机和海上风机均有风机进入 Windpower Monthly 评选的年度最佳风机 Top 10,体现了公司极强的自主研发能力。在风电行业大型化、永磁化以及海上风电发展趋势下,公司凭借技术储备,牢牢占据主流低位。公司主要产品包括 2.XMW、2.5 MW、3 MW 三大陆上风机平台和 6.XMW 海上风电,并且全面应用永磁直驱电机,能更好地面对大容量风机和海上风机对永磁直驱电机的需求。

表1: Windpower Monthly 年度最佳风机评选 Top 10

排名	2.9MW 以下陆上风机	3MW 以上陆上风机	海上风机
1	Envision EN141-2.5 (中国)	Nordex N149/4.0-4.5MW	SGRE SG 8.0-167
2	Vestas V120-2.2MW	Vestas V150-4.2MW	MHI Vestas V164-9.5MW
3	Goldwind GW 131/2200 (中国)	Enercon E-126 EP3	SGRE SWT-7.0-154
4	SGRE SG 2.1-114	Senvion 4.2M140 EBC	MHI Vestas V164-8.0MW
5	SGRE SG 2.1-122	Enercon E-141 EP4	Envision EN148-4.5MW (中国)
6	Suzlon S128 2.6MW	SGRE SG 3.4-132	Ming Yang MYSE5.5-155 (中国)
7	Senvion 2.3M120	NordexAW125/3150	Goldwind GW 171/6.45 (中国)
8	Enercon E-103 EP2	Ming Yang MYSE 3.2-145 (中国)	Goldwind GW 140/3300 (中国)
9	Nordex N117/2400	Goldwind GW 136/4.2 (中国)	GE Haliade 150-6MW
10	GE Renewable Energy 2.3-127	Envision EN141-3.0 (中国)	Sewind W4000-130

资料来源: Windpower Monthly, 申港证券研究所

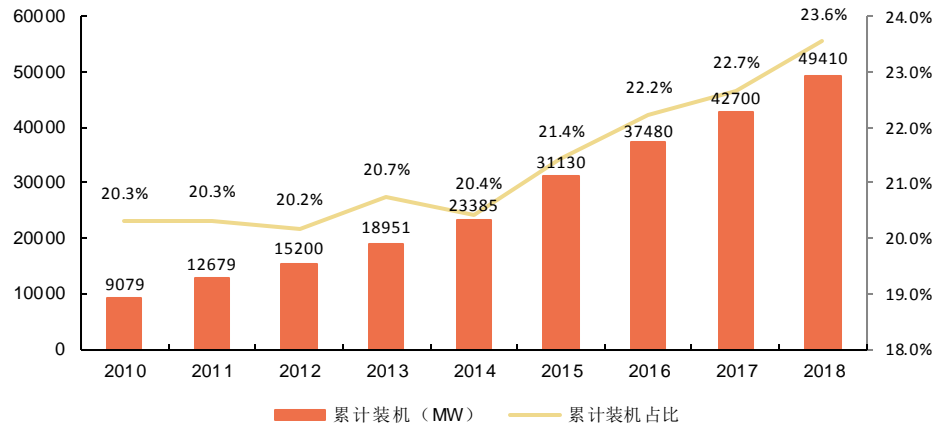
2.3 装机量市占率第一的行业领头羊

公司以遥遥领先的市场份额,成为国内风电行业当之无愧的领头羊。2010~2018年,公司风电装机量始终排名第一,2018年公司在国内实现新增装机 6.7GW,占全国总装机量的 31.9%,累计装机占比达 23.6%。公司 2018 年全球装机规模 7.06GW,其中陆上风电 6.6GW,海上风电 0.4GW,全球市场份额达到 14.2%,仅次于 Vestas 的 20.3%,位居全球第二。

由于风电进入新一轮抢装期,公司 2019 年业务增长更为迅猛。2019 年上半年,对外销售容量 3.2GW,同比增长 52.4%;外部订单合计 21.2GW,同比增长 21.1%,

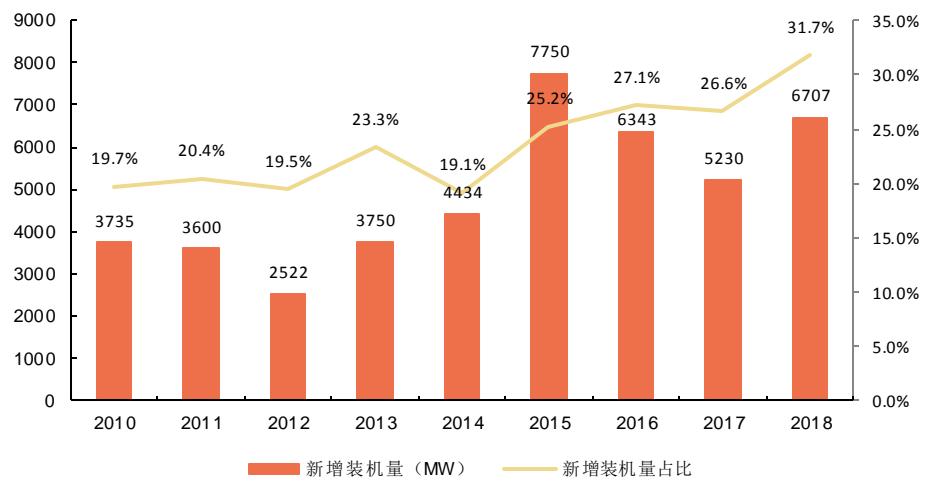
持续刷新历史记录；海外在手外部订单共计 1GW，同比增长 30.4%。

图4：2010-2018 年累计装机容量 (MW) 及国内市场占比



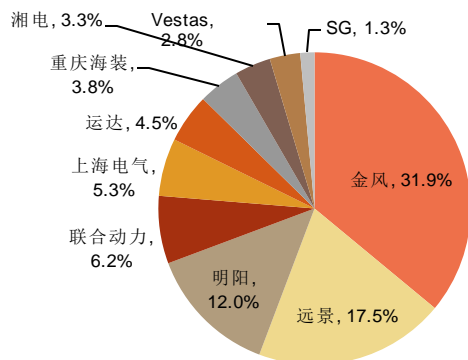
资料来源：CWEA，申港证券研究所

图5：2010-2018 每年新增装机 (MW) 及国内市场占比



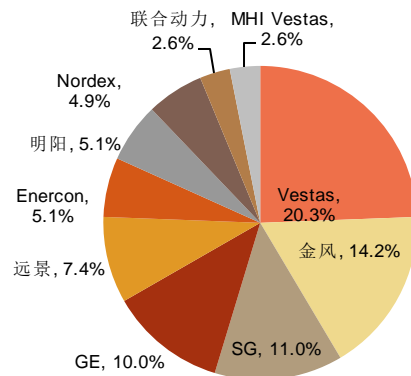
资料来源：CWEA，申港证券研究所

图6：2018 风电供应商中国市场份额



资料来源：金风科技，申港证券研究所

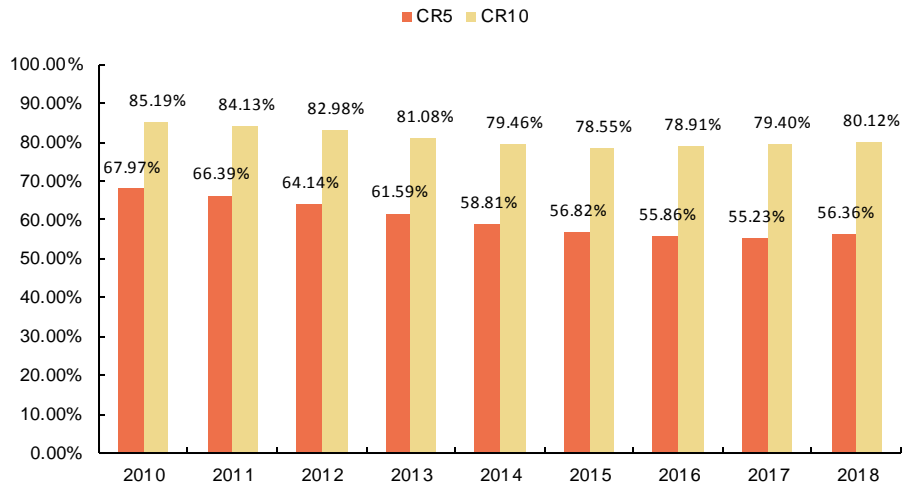
图7：2018 风电供应商全球市场份额



资料来源：金风科技，申港证券研究所

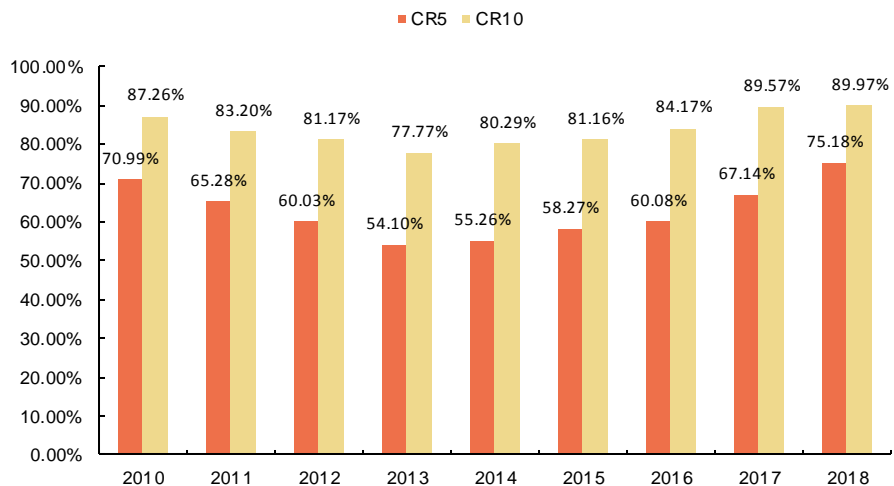
从中国风电行业集中度看，2018 年中国风电整机制造企业累计装机容量排名前五企业占比 56.36%，排名前十占比 80.12%，行业头部效应明显，累计装机 CR5 为 56.36%，近年新增装机 CR5 逐步增长，2018 年高达 75.18%。公司作为国内行业“一超多强”格局中无可撼动的“超”级龙头，市场竞争力强，随着风电行业抢装周期的来临，龙头地位也将进一步巩固。

图8：中国风电整机制造企业累计装机容量集中度



资料来源：CWEA，申港证券研究所

图9：中国风电整机制造企业新增装机容量集中度



资料来源：CWEA，申港证券研究所

3. 风电行业景气助公司实现腾飞

3.1 抢装期到来促行业进入景气通道

3.1.1 经历两轮周期终近平价

风电行业经过几十年的发展，尤其是 2003 年后至今的高速发展，已经发展成为电力供应的重要一环，总装机规模已超过 210GW，发电量占总发电量超过 5%。行业也正在沿着政策扶持→产能扩张→弃风限电→补贴退坡→平价上网的路径快速前

进，2021 年陆上风电即将实现完全平价。

我们将风电行业的发展划分为 7 个阶段，每个阶段都有政策及市场的变化来触发行业进一步前进：

- ◆ **第一阶段：2003 年之前——行业探索期。**从 1996 年开始，陆续启动“乘风工程”、“双加工程”、“国债风电项目”、科技支撑计划等一系列支持项目来推动风电发展。

重要政策：2002 年发改委开始推出“风电特许权”项目，通过公开招标方式选择供货商，并要求风电机组国产化率不低于 50%。通过此项目推出，加快了风电建设和设备国产化进程。

供货商格局：截止 2004 年中国市场前三大风机供应商，西班牙 Gemesa(71MW)、丹麦 NEG Micon (56MW)、金风科技 (40MW)。

- ◆ **第二阶段：2004~2010 年——黄金发展期。**这一阶段风电装机 CAGR 达到 115%，政策扶持是行业踏入飞速发展通道的重要推动力，行业也由外资主导逐渐向国产化演变，连续数年的高速发展，使得风电真正奠定了在能源结构中的地位。

重要政策：2005 年 7 月监管层出台《关于风电建设管理有关要求的通知》，明确规定从 2006 年开始，风电设备国产化率要达到 70% 以上。2006 年 1 月开始正式实施的《中华人民共和国可再生能源法》，首次设立可再生能源发展基金，使得补贴资金来源得以明确，真正实现了开源。

供货商格局：2007 年前 10 大供货商中有 4 家外资：Gemesa、Vestas、GE、苏司兰，而 2010 年前 10 大仅剩 Vestas、Gemesa。政策对于国产化的支持，以及国内厂商自身的快速成长，使得外资厂商竞争力逐渐减弱，市场逐渐被国内厂商占据。

- ◆ **第三阶段：2011~2012 年——弃风限电 1.0 阶段。**由于风电过快发展，弃风限电逐步加剧，2011、2012 年弃风率达到 16.2%、17.1%。弃风限电打击了开发商的积极性，这两年装机同比平均下降达 17%。

重要政策：由于风机脱网事故增多，电监会发布《关于印发〈风力发电场并网安全条件及评价规范〉的通知》，要求风机需具备低电压穿越能力，否则不得并网运行，直接影响风电新增装机量。

供货商格局：2012 年外资供货商市场份额已由最高的 75% 降低至 10%，自 2013 年开始前 10 大整机厂商名单几乎没有外资身影。

- ◆ **第四阶段：2013~2015 年——抢装 1.0 阶段。**经过了 2 年调整后，从 2013 年开始风电重归景气通道。弃风率下降、哈密-郑州特高压、新疆与西北主网联网等输电工程投运、用电量增长、风电标杆电价 2015 年后下调等多种因素，共同促成了第一次抢装的发生。

重要政策：2012 年 5 月发布的《风电发展“十二五”规划》，要求“十二五”期间风电新增装机 70GW。2014 年 12 月 31 日发布《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》，将 I、II、III 类区标杆电价每 kWh 下调 2 分钱，触发了 2015 年装机大幅增长。

供货商格局：在这一轮抢装中，国内厂商成为了真正的主角，尤其金风科技奠定

了绝对的龙头地位。2015年金风科技在国内份额达到25.2%，全球份额达到13%，成为全球风电装机第1名。

- ◆ **第五阶段：2016~2017年——弃风限电2.0阶段。**由于抢装的透支效应，以及弃风率的增长，2016年起风电发展陷入低潮，并且风电监测预警机制的推出，加大了新增装机的限制，导致装机量的下滑。

重要政策：2016年7月风电投资监测预警机制正式启动，红色区域暂停风电建设，橙色区域暂停新增项目，绿色区域正常建设。2017年新疆、甘肃、内蒙、宁夏、吉林、黑龙江6省被划为红色，风电建设速度大幅减缓。

供货商格局：金风、远景、明阳牢牢占据行业前三，形成了整机第一梯队，并且不断扩大优势，CR3由2016年的44%，增高至2017年的55%。

- ◆ **第六阶段：2018~2020年——抢装2.0阶段。**由于2019年起执行竞价，并在2021年陆上风电将全部实现平价，存量已核准项目迎来抢装潮。2018年底前已核准未开工项目达88GW，这批项目集中建设推动行业实现量价齐升。

重要政策：2018年5月发布《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》，自2019年起新项目将执行竞争性配置，全面进入竞价时代。2019年1月7日发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，2019年起平价上网项目数量不断增加。

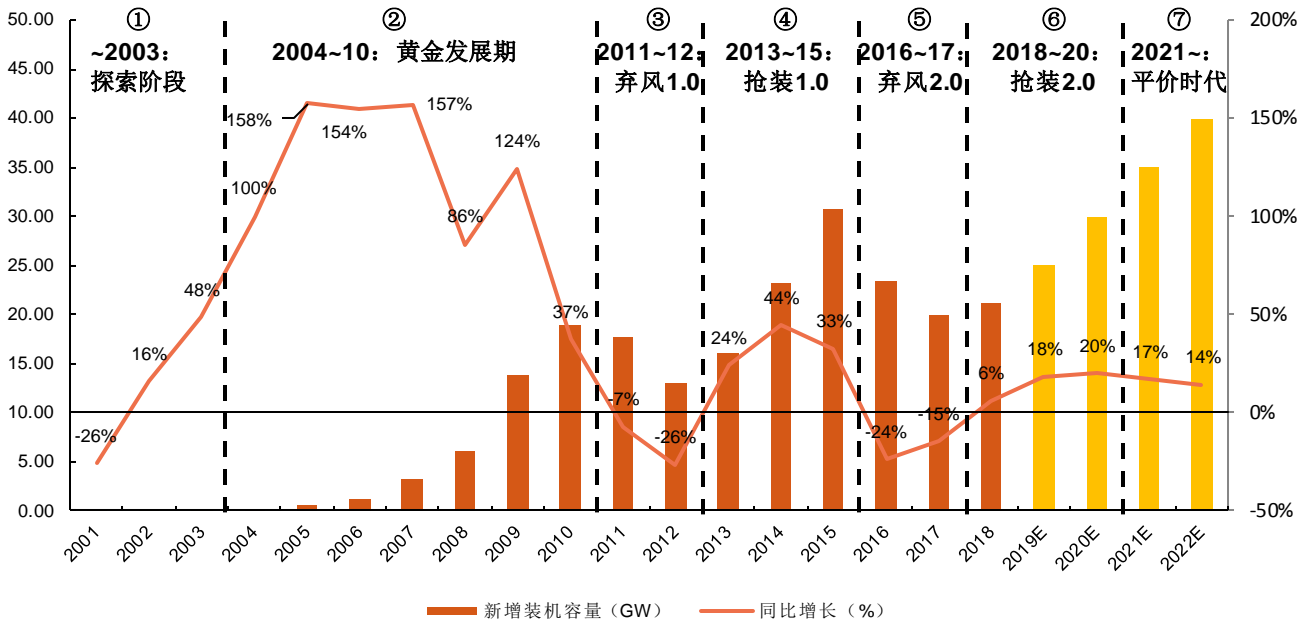
供货商格局：行业第一梯队优势继续扩大，CR3在2018年提升至64%。而且海上风电装机量不断提升，成为风机厂商新的业务增长极。

- ◆ **第七阶段：2021年之后——平价大时代。**2021年起陆上风电将完全实现平价，行业驱动力将由补贴变为电网消纳。作为能源清洁化的主力，风电将扮演更加重要的角色。

重要政策：2019年5月28日发布《关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》，明确2021年起陆上风电将完全平价。

供货商格局：适用于平价项目的风机将获得市场的认可，大型化直驱、半直驱风机将成为趋势，并且海上风电市场争夺将更加激烈。

图 10: 我国风电装机变化及阶段划分



资料来源: CWEA, 申港证券研究所

3.1.2 风电产业优势具备做强基础

风电行业属于 To B 型产业, 产品主要面向企业客户, 并且拥有一致的评价体系和标准。我们认为风电行业拥有做大做强的基础:

- ◆ **我国制造业基础在 To B 型产业具备优势。**我国由于工业化时间短于传统工业强国, 用改革开放后短短的 40 年, 走完了传统工业强国百年的发展道路, 因此我们的制造业优势在于效率、成本控制、高周转, 而同样也存在着品控、一致性、高端产品不足的劣势, 这就决定了我国的制造业基础天然适合发展 To B 型产业, 即通过强执行力和规模化实现产业快速升级, 并最终进阶为全球化产业。
- ◆ **处于降价通道仍拥有稳定盈利能力。**对于高额补贴行业, 随着行业成熟度的不断提升, 必然结果就是要逐步摆脱补贴依赖, 因此降价是一条必经之路, 而降本是保持盈利能力不受影响的最重要因素。风电属于重工业制造, 规模化、大型化对于成本下降作用显著, 风机价格已经从 2008 年最高 6500 元/kW 降低到当前 3500 元/kW, 离全面平价距离已不再遥远。
- ◆ **平价后发展天花板不断提升。**风电行业在之前近 20 年的快速发展中, 体现出了非常强的周期性, 原因在于风机供货市场几乎都在国内, 而国内消纳总量存在天花板。当装机和消纳之间的平衡被打破, 弃风率上涨的时候, 行业便进入衰退通道。在 2021 年全面平价后, 补贴的影响已经消除, 而配额制落地、特高压建设极大提升新能源消纳能力, 叠加海外市场及海上风电加速发展提供增量, 行业发展天花板被大幅提升, 有望打破周期魔咒。

3.2 政策向市场化发展减弱行业扰动

3.2.1 平价上网摆脱补贴依赖

风电行业一直以来最大的影响因素在于政策, 而电价政策便是行业发展的指挥棒。

我国风电上网电价已经历了六个阶段，从审批制到标杆电价，再到竞价以及平价。随着补贴电价的逐步降低，直到 2021 年平价，补贴的影响将逐渐减弱，未来对风电项目收益率影响最大的将是上网电价和消纳水平。

当前国内陆上风电项目的上网电价具体规则如下：

- ◆ 2018 年底前核准的陆上风电项目，并于 2020 年底前完成并网的，执行当年的核准电价；
- ◆ 2019 年 1 月 1 日至 2020 年底期间核准的陆上项目，须在 2021 年底前并网，并执行当年核准电价；
- ◆ 2021 年起，新核准的陆上风电项目全面实行平价，不再给予补贴。

图 11：风电电价发展历史



资料来源：能源局，申港证券研究所

在行业发展从初期逐渐走向成熟的过程中，固定标杆电价政策起到了极为重要的促进作用，因为承诺发电后补贴电价将持续 20 年不变，风电成为收益率非常具有竞争力的投资项目，吸引了大量资本进入，使得行业能够蓬勃发展，竞争力不断增强。但固定标杆电价政策的缺点也在行业规模快速增长中不断放大，主要是可再生能源附加基金收入已经跟不上补贴需求的增长，补贴缺口不断放大，导致了存量已并网项目收入变成应收账款，现金流不断恶化。行业进一步发展必须要摆脱补贴依赖，平价上网让行业看到了曙光。

表 2：我国陆上风电标杆电价/指导价 (元/kWh) 变化情况

资源区	历年电价						
	2009-2014 年	2015 年	2016-2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年
I 类	0.51	0.49	0.47	0.4	0.34	0.29	平价上网
II 类	0.54	0.52	0.5	0.45	0.39	0.34	
III 类	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43	0.38	
IV 类	0.61	0.61	0.6	0.57	0.52	0.47	

资料来源：发改委能源局，申港证券研究所

相对陆上风电，海上风电由于发展较晚且空间巨大，仍享有较强的政策支持。根据国家发改委 2019 年 5 月发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》，国内海上风电项目的上网电价具体规则如下：

- ◆ 2018 年底前已核准的海上风电项目，2021 年底前并网执行核准时的上网电价，2022 年及以后并网执行并网年份的指导价。
- ◆ 2019 年新核准近海风电指导价调整为 0.8 元/kWh，2020 年调整为 0.75 元/kWh。新核准近海风电项目全部通过竞价确定上网电价，不得高于上述指导价。

可再生能源补贴资金缺口是不可忽视的问题，有关部门准备将采取以收定支的方式，确立今后需要补贴的可再生能源建设规模。可能从 2022 年起，中央将停止对新建海上风电项目发放补贴，转而鼓励地方政府自行补贴，支持本地海上风电项目的建设。

表 3: 我国海上风电上网电价 (元/kwh) 变化情况

资源区	年份和电价				
	2009-2014 年	2014-2019 年	2019 年/指导价	2020 年/指导价	2021 年
近海	特许权招标	0.85	0.8	0.75	不高于当年指导价
潮间带		0.75	不高于所在资源区陆上风电指导价		

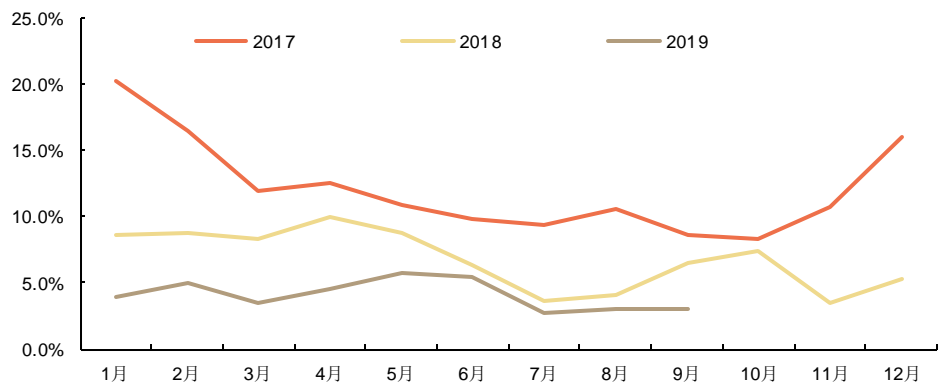
资料来源：发改委能源局，申港证券研究所

3.2.2 消纳能力稳步提升优化弃风率

在行业野蛮生长的早期，建设成本是决定项目收益率的最重要决定因素，而行业当前正逐渐从数量发展向质量发展转变，低造价项目未必意味着项目高收益率，度电成本 (LCOE) 成最重要的决定因素，而对 LCOE 影响最为显著的因素，非消纳能力莫属，弃风率成为消纳能力最重要的考核指标。

2019 年 1-9 月，全国平均风电利用率 95.8%，平均弃风率 4.2%，弃风率同比下降 3.5 pct。在经历了 2015 年 15%、2016 年 17.1% 的弃风率高峰之后，弃风率已连续三年实现下降。在特高压建设持续推进以及电力市场化交易比例不断增长的背景下，我们预计风电消纳能力仍将继续提升。

图 12: 全国弃风率逐渐降低



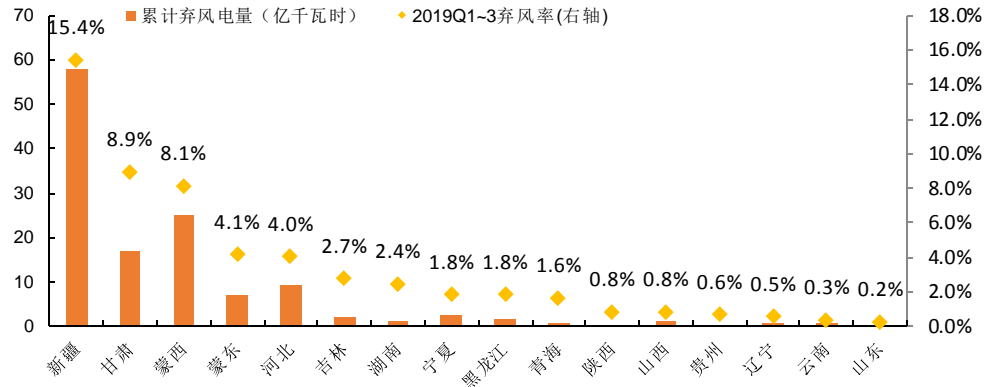
资料来源：全国新能源消纳检测预警中心，申港证券研究所

国内弃风现象具有明显的地区差异，新疆、内蒙古西部、甘肃等地区弃风率远高于
证券研究报告

全国平均水平。自 2016 年后，上述地区的弃风现象得到了显著改善。其中弃风率下降最为显著的是甘肃省，2016 年甘肃弃风率达到 43.1%，2018 年已下降至 19%，2019Q1~3 弃风率仅为 8.9%。

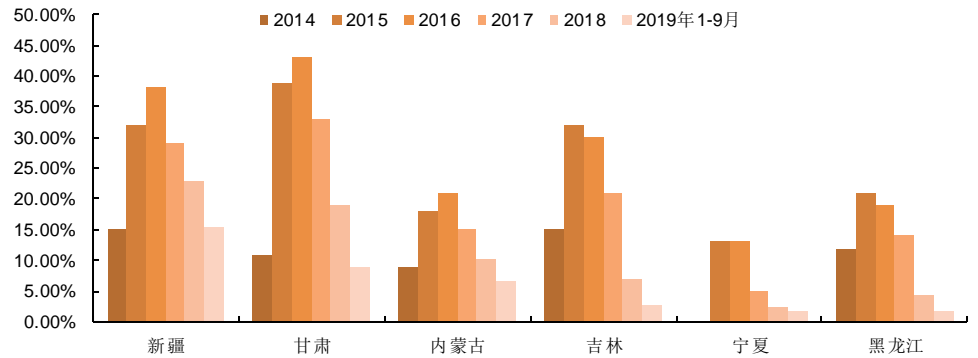
2019 年 1-9 月，新疆、甘肃、内蒙古、吉林、宁夏、黑龙江等主要风电资源区，弃风率同比均有下降。传统弃风率较高省份消纳能力不断改善，将为新增风电项目的投资建设提供巨大空间。

图 13: 2019Q1~3 各省累计弃风电量及弃风率



资料来源：全国新能源消纳检测预警中心，申港证券研究所

图 14: 部分重点地区弃风率变化



资料来源：Wind，申港证券研究所

2016 年 7 月，为促进风电产业持续健康发展，国家能源局研究建立了风电投资监测预警机制，预警程度由高到低分为红色、橙色、绿色三个等级。当发布前前一年度风电平均利用小时数低于地区设定的最低保障性收购小时数时，风险预警结果将直接定为红色预警，当发布前前一年度弃风率超过 20% 时，风险预警结果将为橙色或橙色以上。监测结果为红色和橙色将直接影响所在地区的风电项目建设。

- ◆ 被列为红色区域，已核准项目都将停止建设，并不能安排平价和竞价项目建设。
- ◆ 被列为橙色区域，每年不能新增建设项目，只能建设存量项目。
- ◆ 被列为绿色区域，可以正常开展风电建设工作。

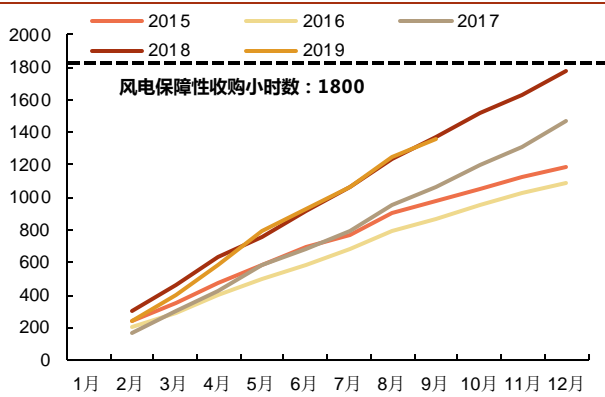
在新能源消纳保障政策的推动、特高压通道建设推进、市场化交易比例不断提升的背景下，红色、橙色区域均在减少，2019年吉林、黑龙江重回绿色区域，释放了东北地区大量的新增项目。目前红色区域正在逐渐减少，仅剩甘肃、新疆仍是红色，未来消纳继续改善，这两个地区退出红色，将释放大量的新项目需求。

表4: 风电投资监测预警结果为红、橙色的省份正在逐步减少

年份	被列入红色、橙色预警的省份								红色省份总数	
2016年	吉林	黑龙江	甘肃	宁夏	新疆	冀北	蒙西	蒙东	5	
2017年	吉林	黑龙江	甘肃	宁夏	新疆	蒙西	蒙东		7	
2018年	吉林	甘肃	新疆	黑龙江	蒙西	蒙东			3	
2019年	甘肃	新疆	内蒙古	部分地区(张家口、承德、忻州、朔州、大同、榆林市)						2

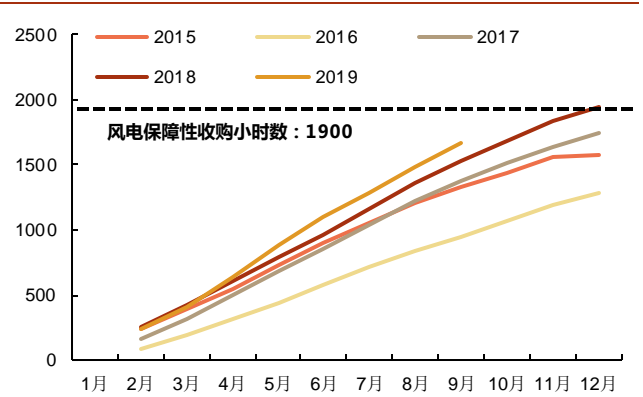
资料来源: 发改委, 申港证券研究所

图15: 甘肃风电利用小时数



资料来源: Wind, 申港证券研究所

图16: 新疆风电利用小时数



资料来源: Wind, 申港证券研究所

3.2.3 低成本塑造风电发展护城河

风电虽然大规模发展年限较短，但凭借着极强的成本下降，竞争力不断增强，在世界能源版图中扮演着越来越重要的角色。随着风电和光伏成本的快速下降，其成本竞争力相对传统能源不断增强，在很多国家已经成为成本最低的电力品种。在2014年我国成本最低的电力品种是火电，但到2019年风电已经成为成本最低的电力品种。

表5: 2014年和2019年各国成本最低电力品种

2014年成本最低电力品种					
煤炭		天然气		风能	光伏
比利时	马来西亚	阿尔及利亚	秘鲁	丹麦	
保加利亚	摩洛哥	阿根廷	菲律宾	德国	
智利	波兰	巴西	俄国	乌拉圭	
中国	南非	加拿大	沙特阿拉伯		
法国	韩国	埃及	美国		
希腊	西班牙	伊斯兰	阿联酋		
印度	泰国	墨西哥			
印度尼西亚	土耳其				

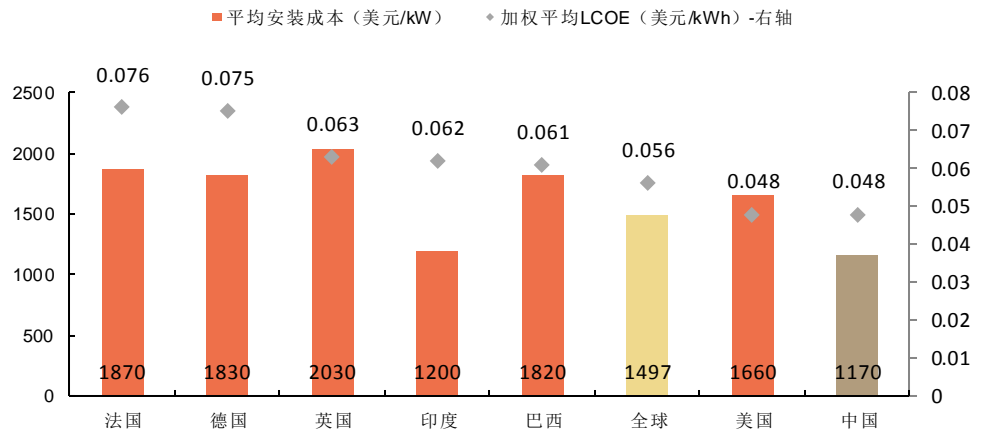
意大利	英国				
日本	越南				
2019 年成本最低电力品种					
煤炭		天然气		风能	
印度尼西亚	韩国	阿尔及利亚	阿根廷	墨西哥	澳大利亚 意大利
日本	泰国	比利时	巴西	摩洛哥	智利 沙特阿拉伯
马来西亚	土耳其	保加利亚	加拿大	秘鲁	埃及 南非
菲律宾	越南	希腊	中国	英国	法国 西班牙
波兰		俄国	丹麦	美国	印度 阿联酋
			德国	乌拉圭	以色列

资料来源: BNEF, 申港证券研究所

由于平准化度电成本 (Levelized Cost of Energy, LCOE) 考虑了安装、运行全流程, 综合了系统造价、消纳能力、运维成本等多方面因素, 因此更能全面反映综合成本竞争力。通过比较世界各国风电 LCOE 的变化趋势, 可以发现我国无论陆上风电还是海上风电, 成本均具备极强竞争力。

2018 年全球陆上风电项目的平均 LCOE 为 0.056 美元/ kWh (约合人民币 0.399 元/ kWh), 同比下降 13%。目前我国已成为陆上风电项目度电成本最低的国家, LCOE 水平与美国相当, 约为 0.048 美元/kWh (约合人民币 0.342 元/kWh)。

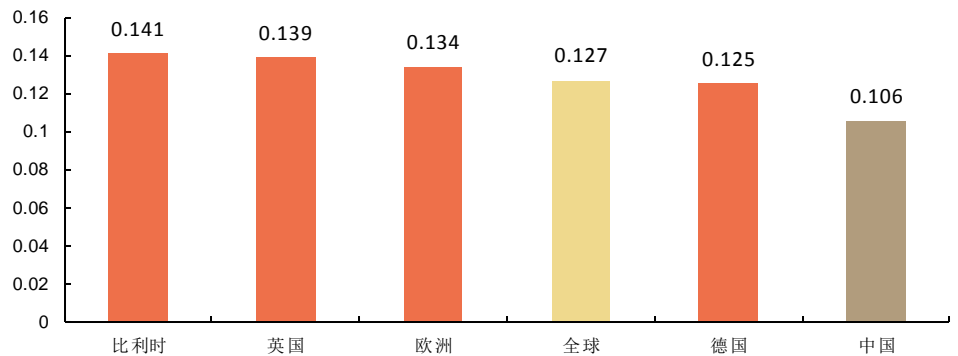
图 17: 2018 年各国陆上风电项目建设单位成本及 LCOE



资料来源: IRENA, 申港证券研究所

我国海上风电同样具备显著的成本优势。2018 年, 全球海上风电新增装机 4.5GW, 主要集中在中国和欧洲。其中, 中国占 40%, 英国 29%, 德国 22%, 这些新建项目的平均 LCOE 为 0.127 美元/kWh, 比 2017 年下降 1%。其中我国海上风电项目平均 LCOE 仅为 0.106 美元/kWh (约合人民币 0.756 元/kWh), 低于全球平均值 16.5%。

图18: 2018年海上风电项目加权 LCOE (美元/kWh)

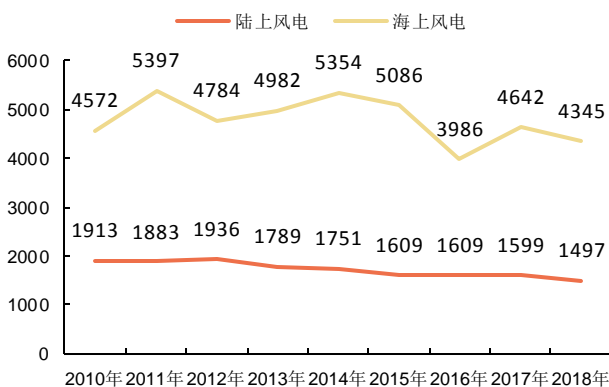


资料来源: IRENA, 申港证券研究所

近年来,全球风电项目建设成本持续下降。陆上风电由于技术相对成熟,降本路径明确,技术有序升级。海上风电仍处于探索阶段,全球平均 LCOE 在波动中呈现出下降趋势。目前海上风电项目 LCOE 的下降路径主要通过:

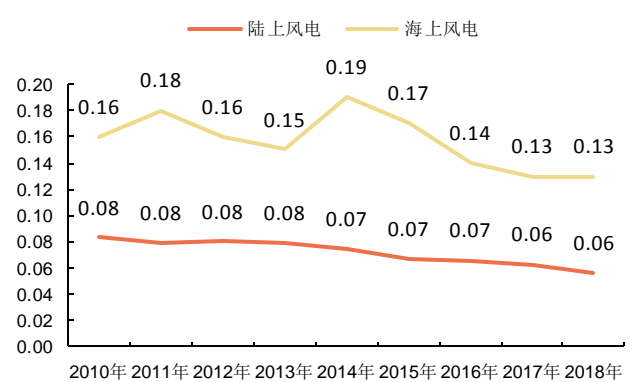
- ◆ **风机技术进步。**大容量风机的使用,降低了安装成本。但同时也伴随着风场离岸更远,水深更深,从而带来的成本提高。
- ◆ **安装方式、物流策略的创新。**整个项目周期的成本高度依赖于产业链整体的发展,运输及安装等环节的成本下降空间较大。
- ◆ **规模化运维、优化运维。**受制于海上环境的复杂多变性,陆上风电可提供的运维经验的借鉴有限,随着海上装机量的增加,新的运维经验框架重新建立,逐渐形成规模化运维模式,从而降低单位成本。
- ◆ **发电量的提升。**2018 年全球海上风电平均单位装机发电量相比 2010 年提升了 13%。由于可以利用到更好的风资源、更大的叶轮、更高的轮毂,从而带动了发电量的提升,平均度电成本实现下降。

图19: 全球风电平均安装成本 (美元/kW)



资料来源: IRENA, 申港证券研究所

图20: 全球风电加权平均 LCOE (美元/kWh)



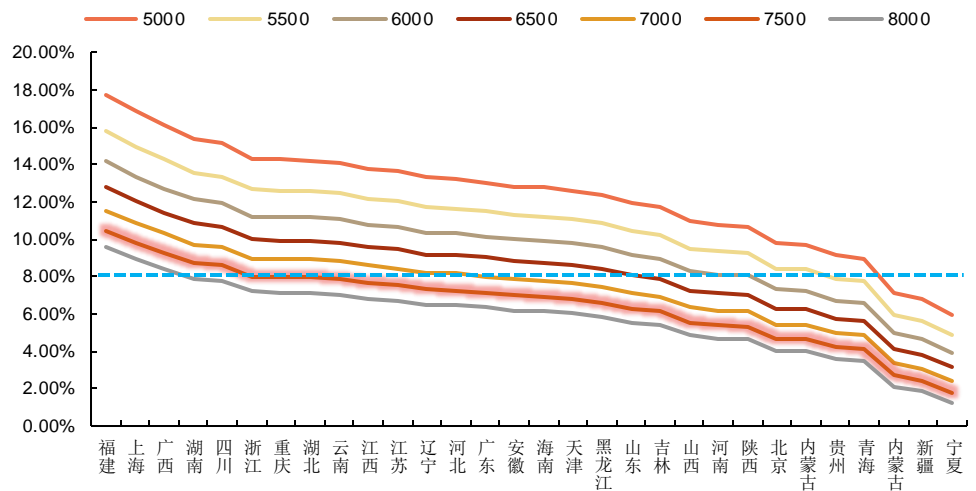
资料来源: IRENA, 申港证券研究所

由于风电成本不断下降,风电场投资收益率不断提升。我们以在平价上网条件下,

以装机容量 50MW、运营期限 20 年的陆上风电场为例，对全国各省份投资建设陆上风电项目的内部收益率 (IRR) 进行了测算。

根据国网能源研究院统计数据，2018 年国内陆上风电项目平均单位投资额为 7500 元/kW，相较 2014 年降低 13%。在此成本水平下，陆上风电场 IRR 超过 8% 的省份仅有福建、上海、广西、湖南、四川、浙江六个省份。随着单位投资成本的下降，以及风电设备利用小时数的增加，IRR 超过 8% 的省份不断增加。在目前各省风电设备利用小时不变的条件下，当陆上风电场单位投资额降到 5000 元/kW 以下时，除内蒙古、新疆、宁夏外，其余省份或地区建设陆上风电项目的 IRR 均在 8% 以上。

图 21: 各省份风电场单位投资成本 (元/kW) 对 IRR (%) 的影响



资料来源: 国家发改委, Wind, 申港证券研究所

在消纳、发电能力重要性不断提升的背景下，LCOE 成为了风电场投资的重要考核指标。我们按照 8% 的折现率为，在与上述相同的风电项目假设条件下，对国内陆上风电项目 LCOE 进行测算。在固定的陆上风电场单位投资额水平下，随着风电设备利用小时数的增加，项目整体 LCOE 水平有所下降。随着 2016 年后弃风率的改善，风电设备利用率提高，同时技术水平逐渐提升，规模化运维成本的下降，目前中国陆上风电项目 LCOE 已处于较低水平。

表 6: 国内陆上风电 LCOE 关于单位投资额与风电设备利用小时数关系的测算

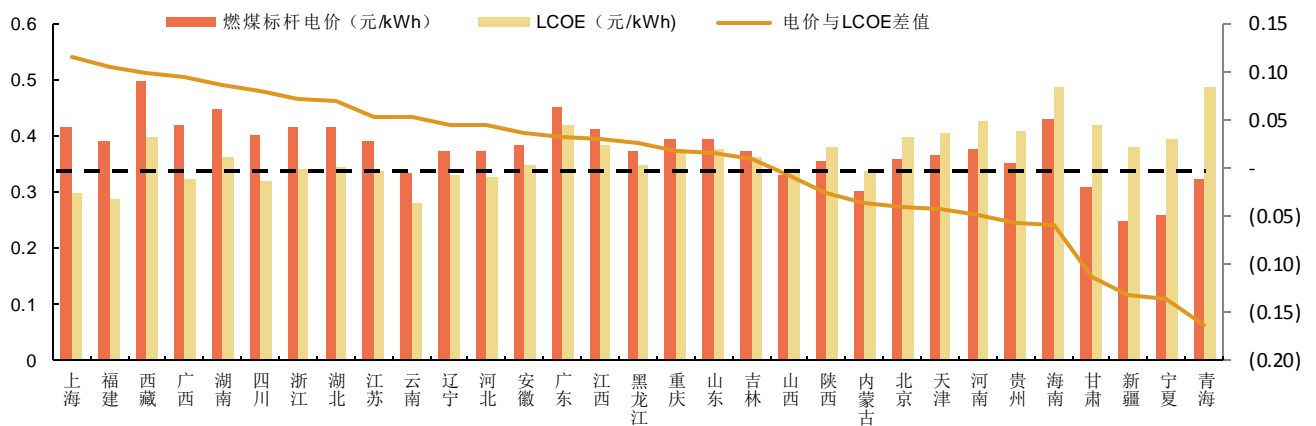
风电设备利用 小时数	单位投资额 (元/kW)								
	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000
1700	0.293	0.322	0.351	0.380	0.409	0.438	0.467	0.496	0.525
1800	0.277	0.304	0.332	0.359	0.387	0.414	0.441	0.469	0.496
1900	0.262	0.288	0.314	0.340	0.366	0.392	0.418	0.444	0.470
2000	0.249	0.274	0.299	0.323	0.348	0.373	0.398	0.422	0.447
2100	0.238	0.261	0.285	0.308	0.332	0.355	0.379	0.402	0.426
2200	0.227	0.249	0.272	0.294	0.317	0.339	0.362	0.384	0.407
2300	0.217	0.239	0.260	0.282	0.303	0.325	0.346	0.367	0.389
2400	0.208	0.229	0.249	0.270	0.291	0.311	0.332	0.352	0.373
2500	0.200	0.220	0.240	0.259	0.279	0.299	0.319	0.338	0.358
2600	0.192	0.211	0.230	0.249	0.268	0.287	0.306	0.325	0.344

风电设备利用 小时数	单位投资额 (元/kW)								
	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000
2700	0.185	0.204	0.222	0.240	0.259	0.277	0.295	0.313	0.332
2800	0.179	0.196	0.214	0.232	0.249	0.267	0.285	0.302	0.320

资料来源：申港证券研究所

进入平价上网阶段后，理论上只有当项目整体 LCOE 低于当地脱硫煤标杆电价时，项目才具备相对传统能源的竞争力。以 2018 年风电设备利用小时数、平均 7500 元/kW 造价、8%折现率为参考，计算得到大部分省份陆上风电项目 LCOE 已接近当地脱硫煤标杆电价，实现完全平价近在咫尺，西部省份由于燃煤标杆电价较低，平价难度相对较大。

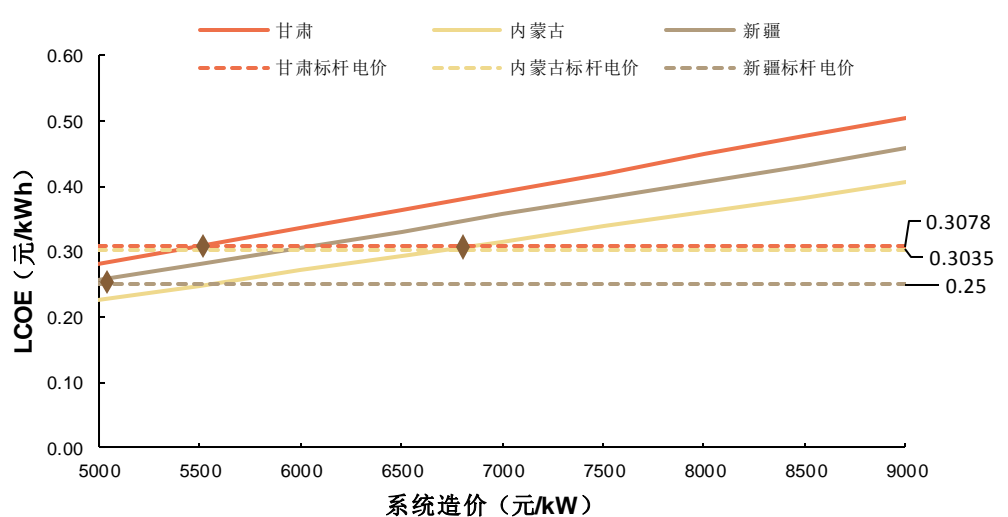
图 22：全国大部分地区风电 LCOE 与燃煤标杆电价接近



资料来源：申港证券研究所

为了便于更直观的分析 LCOE 水平对项目盈利水平的影响程度，在当前利用小时数不变情况下，我们选取三个位于弃风红色、橙色预警的省份，对不同单位投资水平条件下的陆上风电项目 LCOE 进行测算。根据下图测算结果，相比虚线所示的脱硫煤标杆电价（元/kWh，含税），内蒙古最易实现平价，甘肃、新疆次之。

图 23：红色、橙色预警省份 LCOE 测算



资料来源：国家发改委，Wind，申港证券研究所

弃风率过高是影响风电项目 LCOE 偏高的重要原因之一。在以上三个省份当中，内蒙古风电设备利用小时数相对较高，2018 年达到 2204 小时，但在 2018 年全国平均陆上风电单位投资水平 7500 元/kW 的条件下，LCOE 仍然高于当地脱硫煤标杆电价，但差别已不大，今年风电大基地也以内蒙古为主。甘肃、新疆在当前造价水平下，实现平价难度较大，需进一步提升利用小时数以减小 LCOE。

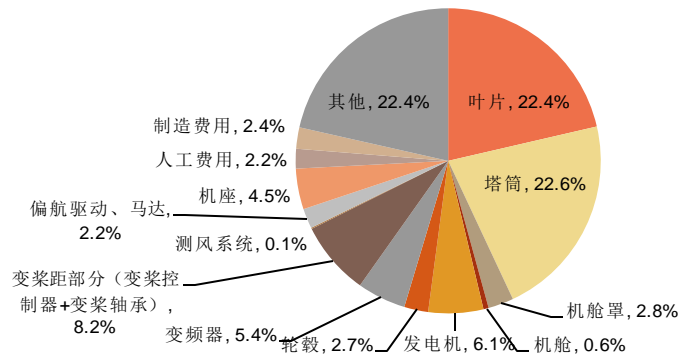
我们认为当前随着特高压建设、电力市场化交易比例提升，新能源消纳正在不断改善，叠加规模化、新技术、大型化带来的风电场建设成本的不断降低，陆上风电弃风率将进一步改善，从而提升风电投资收益率，降低 LCOE，进一步增强相对传统能源的竞争力。

3.3 降本提价及技术进步提振盈利能力

3.3.1 降本提价正在进行中

风力发电机组主要由叶片、塔筒、机舱罩、发电机等部件构成，这些部件也是成本占比最高部分，制造费用、人工费用部分占比仅 4.6%。风力发电机成本基本取决于上游制造企业产品价格。上游风机零件制造商的成本及价格情况将经由风力发电机影响风电项目的盈利性。

图24：风机制造成本拆分



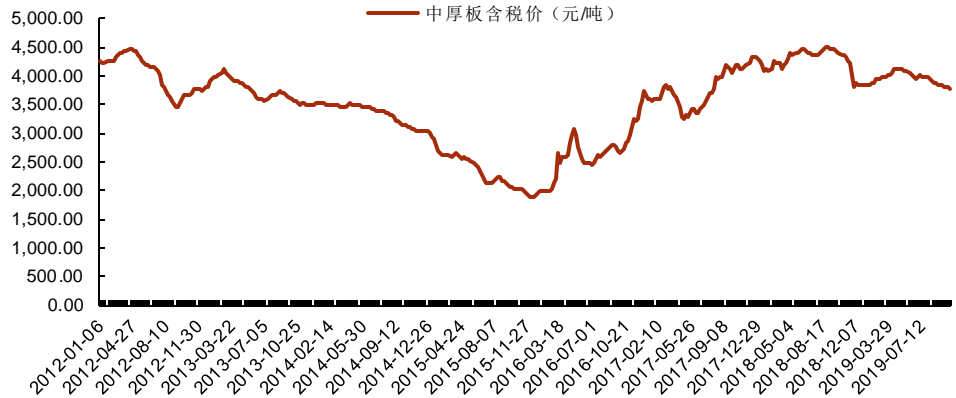
资料来源：公开资料，申港证券研究所

成本侧，零部件成本占整机比例最大的为叶片和塔筒。叶片制造业原材料成本占比达 76.7%，风塔制造业原材料成本达 87.7%，均属于成本导向型行业。原材料价格对叶片、风塔的制造成本及出售价格具有决定性作用。

出于经济性和重量角度考虑，大型叶片大多采用纤维增强复合材料制造。叶片主体使用玻璃纤维增强复合材料，叶片的梁使用碳纤维增强复合材料，灌注时使用的基体材料大多选择环氧树脂，在三种材料的基础上运用巴沙木作为叶片的夹心材料，是目前大型风机叶片的主流选择。

2019 年，钢材价格稳中有降，中厚板价格 3780 元/吨附近，处于行业价格中高位水平。在钢材加工业经历产能过剩和去产能两阶段后，钢价趋于稳定。钢价的稳定有利于叶片和塔筒制造企业控制成本，这一原材料价格稳定效应将通过上游制造业传导至风机制造商和风电项目运营商，保证下游经营利润。

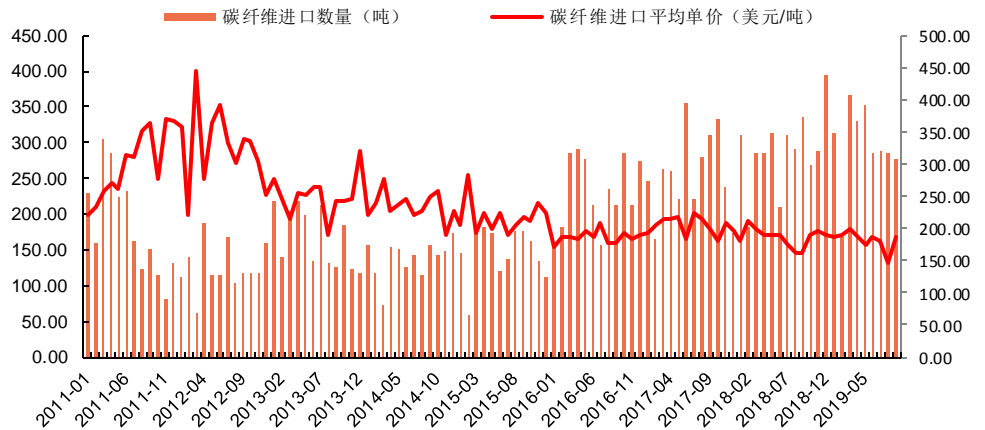
图25: 钢制中厚板价格走势



资料来源: Wind, 申港证券研究所

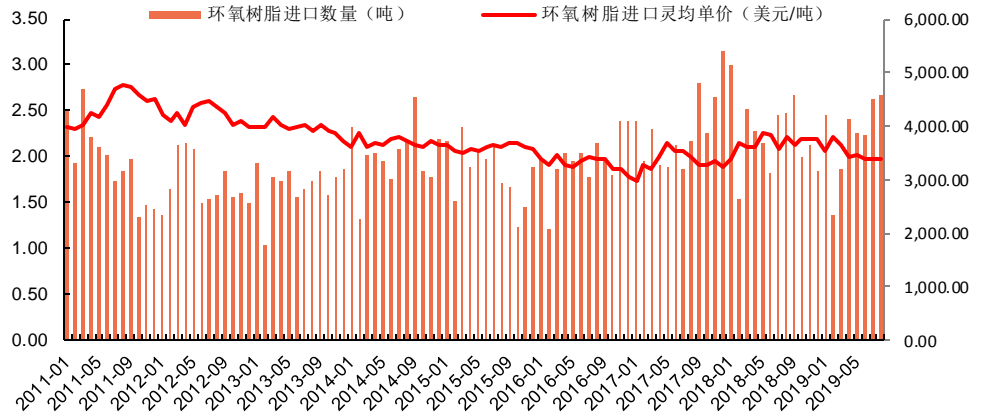
叶片原材料中, 碳纤维、环氧树脂价格低位波动, 玻璃纤维、巴沙木价格上升明显。我国进口碳纤维价格自 2012 年开始一路走低, 目前在 1.7 万美元/吨附近波动; 环氧树脂进口价格已经跌破 3500 美元/吨, 接近历史最低水平。

图26: 碳纤维进口量价



资料来源: Wind, 申港证券研究所

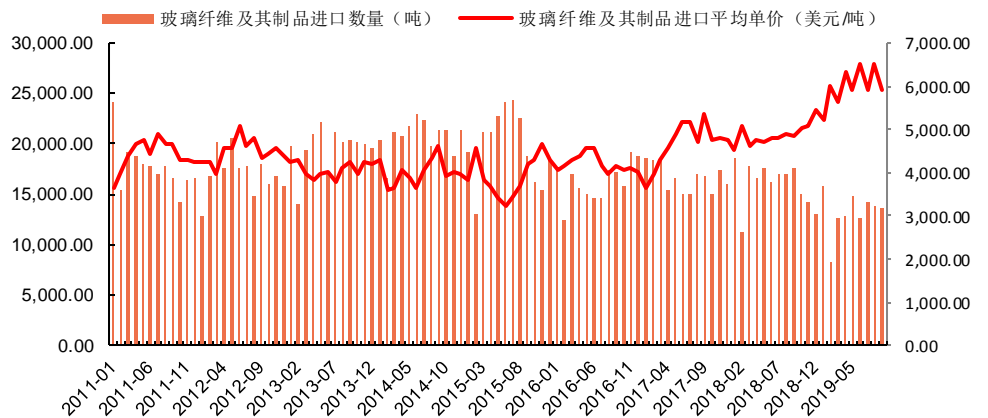
图27: 环氧树脂进口量价



资料来源: Wind, 申港证券研究所

相反地, 进口玻璃纤维价格 2018 年后一路走高, 突破 6000 美元/吨大关; 巴沙木大量产于南美, 由于风电设备价格不景气, 种植者选择转投其他作物, 加上巴沙木 4-5 年的生长周期, 导致巴沙木产量下降, 供求关系推高巴沙木进口价格。

图 28: 玻璃纤维进口量价



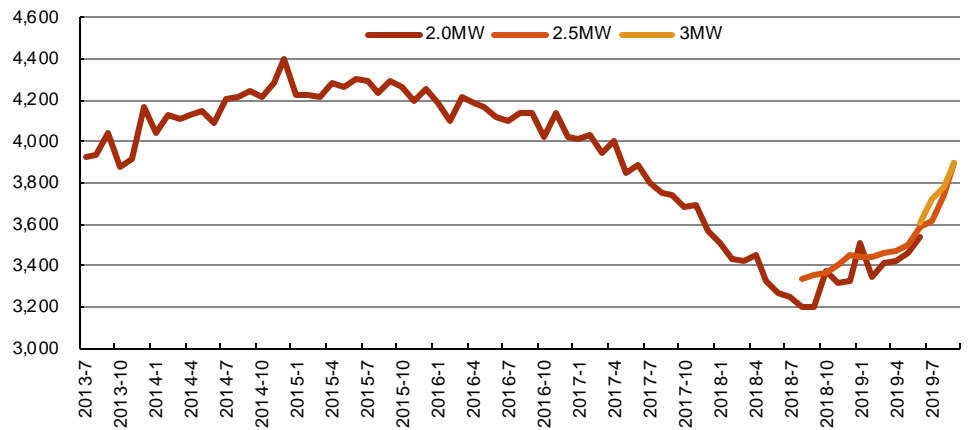
资料来源: Wind, 申港证券研究所

总体来看, 叶片原材料价格出现上升趋势, 推高风机上游成本, 将价格压力传导至下游制造商。随着风机抢装潮来临, 风机上游原材料需求将显著提高, 供求价格将持续推高上游原材料价格水平, 将价格压力传导至风机制造商及运营商。

需求侧, 由于 2021 年陆上风电机组将全面平价上网, 触发了新一轮的风电抢装潮, 以期锁定价格追求利润。

- ◆ 风机招标价格迎来上涨, 行业利润空间明显改善。2MW、2.5MW 风机招标价格出现回升, 从 2018Q3 到达 3200 元/kW 最低点后持续反弹, 目前已突破 3800 元/kW 大关。风机制造商招标价格回暖, 利润空间扩张。
- ◆ 风机新增装机量已经回暖, 从 2015 年起, 风电市场新增装机容量保持同比下降, 直到 2018 年开始首次实现同比增长。装机容量的提高保证了风机制造商的需求增长, 利润空间实现扩张。

图 29: 风机招标价格自 2018Q3 以来持续反弹



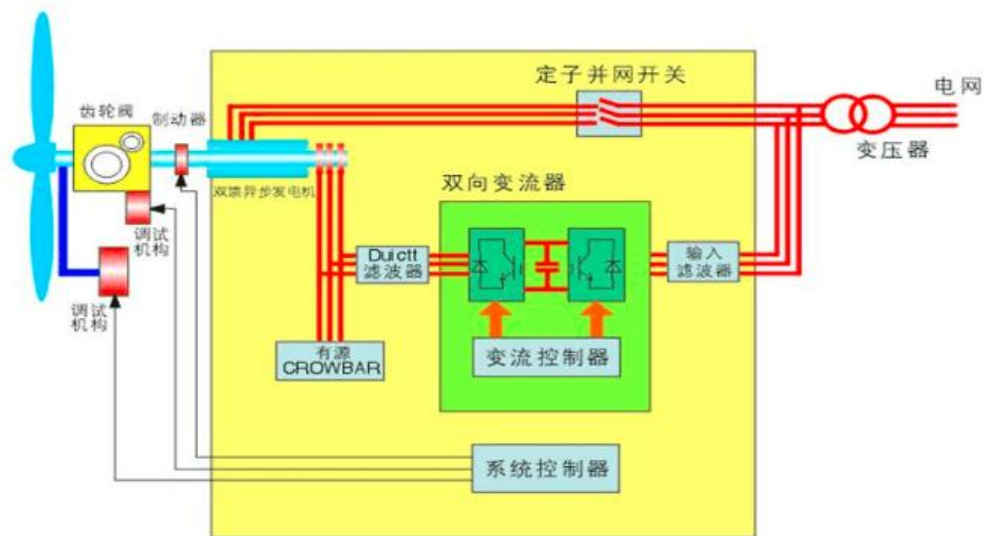
资料来源：金风科技，申港证券研究所

3.3.2 大型化+直驱引领未来技术发展方向

双馈异步风力发电系统中，风轮机通过增速齿轮箱连接至双馈异步电机转子，转子的励磁绕组通过转子侧和网侧变换器连接至电网，定子绕组直接并网；永磁直驱发电系统中，发电机的定子绕组通过定子侧和网侧变换器连接至电网。

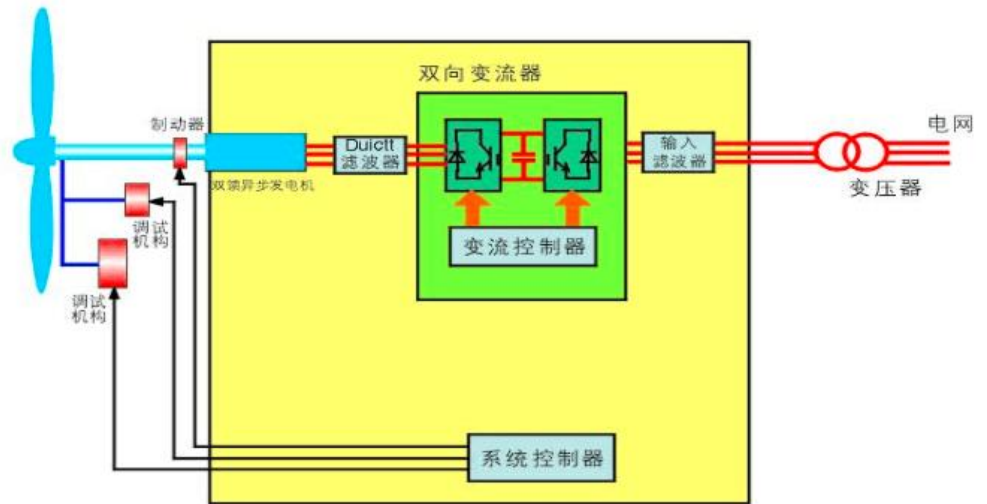
永磁直驱式风电机组与双馈风电机组相比，转子为永磁体励磁，无需外部提供励磁电源，消除励磁损耗。风轮与发电机转子之间省去了增速齿轮箱，转子转速低，发电机的极对数很多，因而发电机体积较大。

图30：双馈异步风电机组机构图



资料来源：公开资料，申港证券研究所

图31：永磁同步风电机组结构图

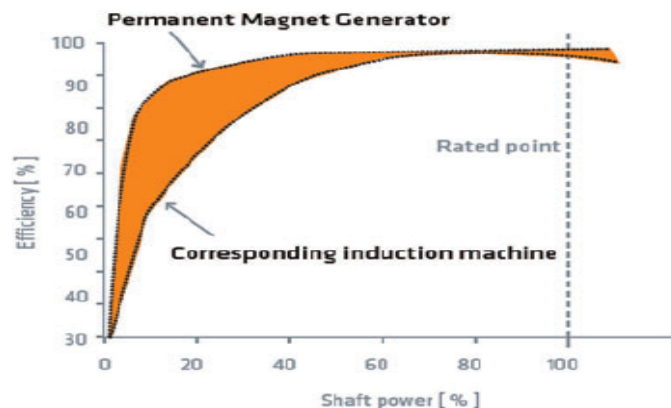


资料来源：公开资料，申港证券研究所

发电质量、发电效率和运维成本角度，永磁同步电机的优势大于双馈异步电机，未来足以盖过电机成本劣势，随着风电容量的提升，风电在电网比重会逐渐增大，因此电网将对并网风电质量提出更高的要求，永磁同步电机将成为未来的主流。

- 就成本而言，永磁同步电机变流器成本约高于双馈异步电机 30%，且永磁同步电机重量和体积大、机组安装成本高，因而其机组成本高于双馈异步电机。
- 就发电质量而言，双馈异步电机所发出的电能经变压器直接与电网相连，加之在转速控制系统加装了电子设备，会产生谐波；双馈异步电机除了向电网释放有功功率，还要从电网引入无功功率，降低了功率因数，加重电网负担。永磁同步电机具备最大风能跟踪、定子侧功率因数和网侧功率因数调节功能以及有功、无功的解耦控制功能，且由于并网电路将永磁同步电机与电网分开，电路具有隔离故障的能力。
- 就发电效率而言，由于双馈电机的转子励磁方式，在额定风速以下时，永磁同步电机比双馈异步电机发电效率要高出很多，根据芬兰公司 The switch 计算，永磁同步电机年发电量最高可以比同功率的双馈异步电机高出 20%。

图 32：永磁同步电机和双馈异步电机效率对比



资料来源：The Switch，申港证券研究所

- 就后期运维而言，双馈异步电机由于具有齿轮箱、刹车片和碳刷等易损零件，

需要每年进行运维和零件更换。价格上，齿轮箱换油成本 4-5 万元，滤芯和刹车片总计 1 万元，碳刷和滑环价格约 3 万元，那么相对于永磁同步机组，每年每台双馈异步机组平均额外运维成本达 3 万元以上。按照风电机组使用寿命 20 年计算，双馈异步机组额外运维成本为 60-70 万元，每千瓦均摊 400-500 元。

表7：双馈异步电机和永磁同步电机维护对比

	双馈异步电机	永磁同步电机
齿轮箱	每 3-5 年更换一次油品，每台次约 350L	无齿轮箱
润滑系统	每年更换一次滤芯	无润滑系统
刹车片	每年更换一付	无高速刹车
变装后备能源	电池备电，2-3 年更换一次	电容备电，寿命 10 年
电气	每年更换碳刷，3 年更换滑环	无动力滑环

资料来源：申港证券研究所

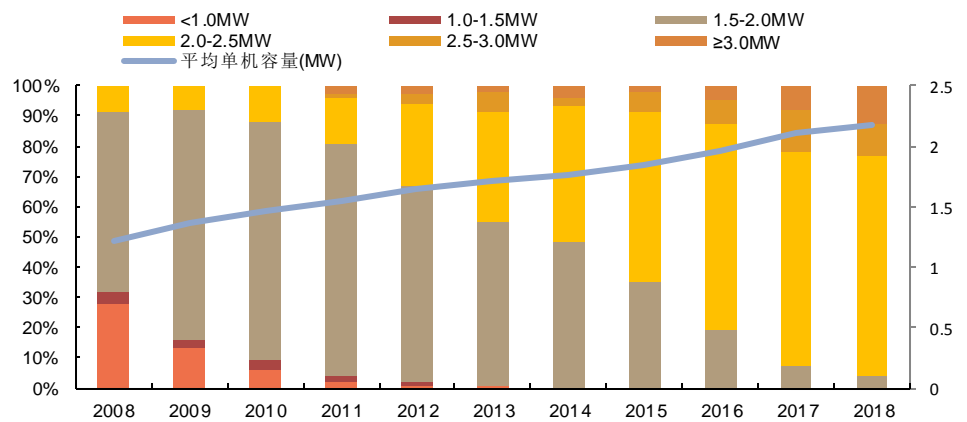
表8：双馈异步电机、永磁直驱电机和永磁半直驱电机成本对比

	双馈异步电机	永磁直驱电机	永磁半直驱电机
特点	风轮机通过增速齿轮箱连接至转速较高的双馈异步发电机转子，转子的励磁绕组通过转子侧和网侧变换器连接至电网	风轮机与转子绕组直接相连，转子为永磁体励磁；定子侧有全功率变换器；无增速齿轮箱	风轮机通过低变速比齿轮箱与永磁半直驱电机相连；定子侧有全功率变换器
总成本	低	高	较低
发电效率	低	高	较低
度电成本	较低	高	低

资料来源：《海上风电机组机型发展的技术路线对比》，申港证券研究所

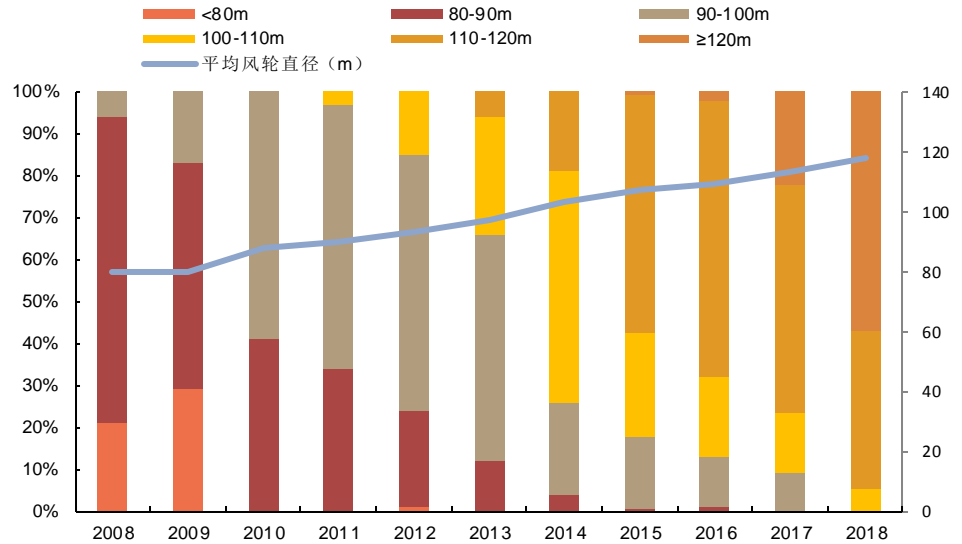
风机未来趋势方向，除发电机技术直驱化以外，单机高效化、大型化趋势显著。对于发电机运行效率而言，在机组成本和安全性可接受的前提下，叶片直径越大，扫风面积越大，发电机运行功率越高，从而提高发电量。08 年至今，平均单机容量从 1.2MW 提高至 2.2MW，2MW 机组平均叶片直径从 80m 延长至 118m，风机未来趋势走向单机高效化、大型化。

图33：中国不同功率风电机组新增装机容量比例



资料来源：CWEA，申港证券研究所

图34：2008-2018 年新增 2.0MW 机组平均风轮直径和装机容量占比



资料来源: CWEA, 申港证券研究所

叶片大小显著影响风电机组的经济性。根据文献数据, 延长叶片对风机经济性具有明显的提升效果, 将风电机组叶片长度从 40.3m 延长至 42.1m, 年额外收益达 13.2 万元, 相比开发、生产和安装成本, 回本周期仅 3 年, 延长叶片可以在机组生命周期内带来正收益。

表 9: 叶尖延长对机组经济性影响

	原始机组	叶片延长后机组
机组功率 (MW)	1.5	1.5
叶片长度 (m)	40.3	42.1
理论年发电量 (兆瓦时)	5706	5970
开发成本摊销 (万元/台)		5
生产成本摊销 (万元/台)		4
安装成本摊销 (万元/台)		28
上网电价 (元/kWh)	0.5	0.5
年收益 (万元)	285.3	298.5
回本周期 (年)		3

资料来源: 《风力发电机组叶尖延长增效技术的经济性分析》, 申港证券研究所

综合而言, 三种类型风机对大型化适应能力不同, 半直驱和直驱风机更适应风机大型化要求。

- ◆ **双馈:** 5MW 及以上机型的机座整体长度和宽度已经超越常规机床的加工能力, 非常难以保证精度, 运输也成为一个大问题, 因此多适用于功率较小风机。
- ◆ **半直驱:** 半直驱技术更适用于大风机的发展, 结合了两种风机的优势, 在满足传动和载荷设计的同时, 结构更为紧凑, 重量轻。半直驱可以在个头不大的情况下满足风机运输和吊装的能力要求。
- ◆ **直驱:** 直驱技术非常适用于大风机路线, 但是问题在于维修难度大, 因为一旦磁体生锈腐蚀或线圈击穿, 机组效率将受影响。

3.4 平价+“两海”引领风电走出周期

3.4.1 平价大基地以需带产解决消纳障碍

本次风电抢装和前两次最大的不同，在于抢装项目中除了带补贴存量已核准项目，还有配套特高压建设的风电大基地项目。风电大基地项目的建设进度，在很大程度上取决于相配套的特高压项目的建设情况和投运时间，为其消纳提供保障。风电大基地项目多选址在风力资源优质的三北地区，由于项目总装机容量大、规模效益突出，极大提升平价时代市场需求，拉动风机出货量。

随着特高压项目建设加速，各地风电大基地项目逐步落地，包括少量已核准带补贴项目，以及占绝大多数的竞价和平价项目。2019年，由于内蒙古从红色预警减弱为橙色，多个风电大基地项目得以开工。除了内蒙，青海、河北等地的风电大基地亦在加速推进，所有在建及计划内风电大基地总规模近40GW。

- 内蒙古乌兰察布风电基地一期6GW示范项目是国内首个风电平价上网示范项目，已于2019年9月正式开工建设，风机招标中标企业有上海电气(1.4GW)、金风科技(1.3GW)、中国海装(0.9GW)、明阳智能(1.3GW)、东方风电(1.1GW)。
- 内蒙古兴安盟3GW风电项目、上海庙1.6GW风电基地项目亦均为平价项目。2019年9月，上海庙项目中标结果公布，国家电投、山东能源集团、华能新能源、大唐集团分别获得400MW项目。
- 2019年9月25~28日，青海省海南州海西州特高压外送基地3GW光伏+2GW风电电源配置项目对通过竞价招标选出的中标候选人进行公示，中标企业有国家电投(1300MW)、国家电投联合体(350MW)、大唐/青海公共设施(100MW)、大唐/青海创安(100MW)、华电(50MW)、三峡/阳光电源(50MW)、京能(50MW)。

表10: 风电大基地项目及配套特高压项目列表

省份	名称	风电大基地规模	风电基地建设进度	配套特高压项目	特高压输电能力	特高压建设进度
内蒙古	乌兰察布	6GW	2019年9月开工	以500kV交流电压接入张北变电站，通过张北至雄安特高压输电	6GW	在建，计划2020年7月底投运
	锡盟-太仆寺旗	850MW	建设中			
	锡盟-别力古台	225MW	2019年7月开工	锡林郭勒盟特高压外送风电盟级项目	36个项目合计7GW	2019年10月全部开工
	锡盟-锡林浩特	750MW	2017年核准			
	锡盟-其他	5GW+	已并网或规划中			
	上海庙	1.6GW	2019年9月竞选结果公布	上海庙-山东直流特高压输电项目	3.8GW风电，0.2GW光伏	已投运
吉林	兴安盟	3GW	2019年5月项目获得核准			
	通辽	500MW	计划2019年开工，2020年底并网发电	扎鲁特-青州±800千伏特高压输电通道	10GW	已投运
		500MW	规划中			
吉林	白城	1GW	核准未开工			
青海	海南州	1.5GW	2019年9月招标完成	青海-河南±800千伏特高压外送通道	2GW风电，3GW光伏	在建，计划年底青海段贯通，2020
	海西州	500MW				

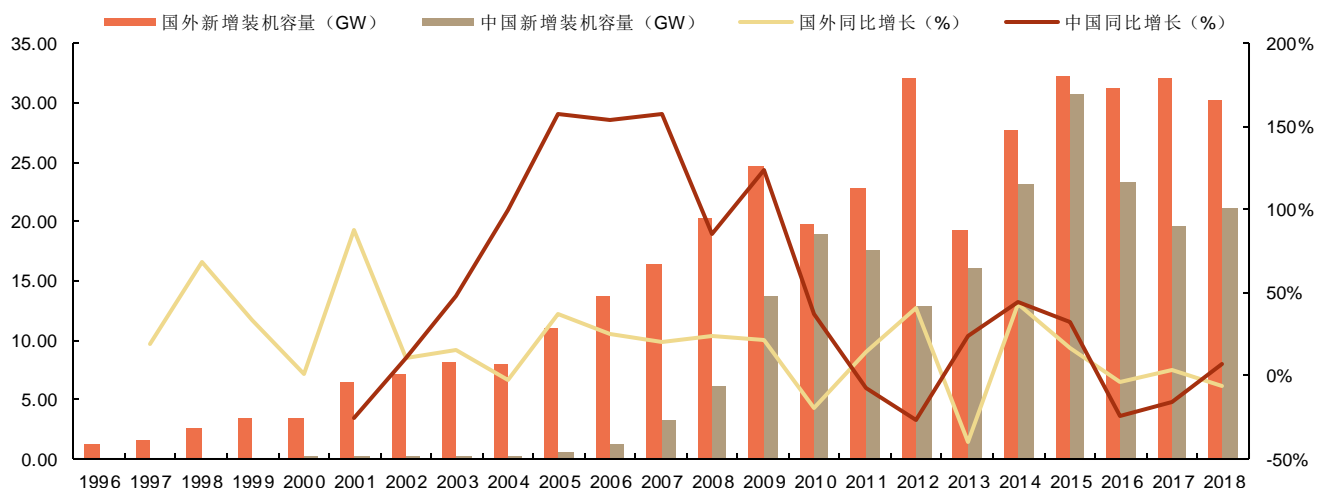
					年 6 月份试运行
甘肃	酒泉二期 (第一批)	3GW	已并网投运	河西 750 千伏一、二通道	已投运
	酒泉二期 (第二批)	5GW	2015 年核准	酒泉—湖南±800 千伏特高压直流输电工程	8GW+ 已投运
新疆	昌吉	3.1GW	2016 年核准	准东—皖南±1100 千伏特高压直流输电工程	5.2GW 风电, 2.5GW 光伏 已投运
陕西	榆林	2GW	规划中	陕北—湖北±800 千伏特高压直流输电工程	8GW 在建
	延安	1GW	规划中		
河北	张家口	6.83GW	已开工 3GW	张北-雄安 1000 千伏特高压交流输电工程	在建, 计划 2020 年 7 月底投运
山西	大同	2GW	规划中	晋北—江苏±800 千伏特高压直流输电工程	7GW 已投运
	朔州	2GW	规划中		
	忻州	3GW	规划中		

资料来源: 公开信息整理, 申港证券研究所

3.4.2 风机海外出口正在稳步增长

进入 2000 年后, 中国加快了风电建设的步伐, 经过 2004~2010 年的黄金发展期后, 曾一度占据了全球新增装机的近 50%。而海外风电经过二十余年发展, 近年来每年新增装机容量较为稳定。目前, 随着国内风电新建项目速度放缓, 同时不少新兴国家的风电市场逐渐打开, 海外市场的重要性重新体现。把握住海外市场, 将有利于国内企业度过行业周期低谷, 带动业绩的高速增长。

图 35: 全球风电装机变化

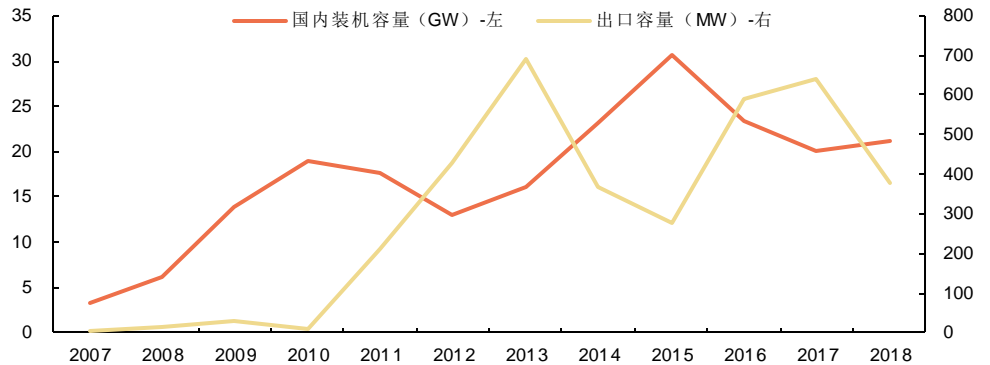


资料来源: Wind, 申港证券研究所

我国风电机组出口起于 2007 年, 首次由华仪风能向智利出口了 3 台 780kW 的风电机组。2011-13 年是中国的风电机组出口的第一个高峰, 2013 年风机出口容量创

新高，突破 600MW。但在 2014 年和 2015 年，连续两年同比出现下滑。2016-17 年再次实现风电机组出口大幅增长。

图 36: 中国风电机组历年出口量

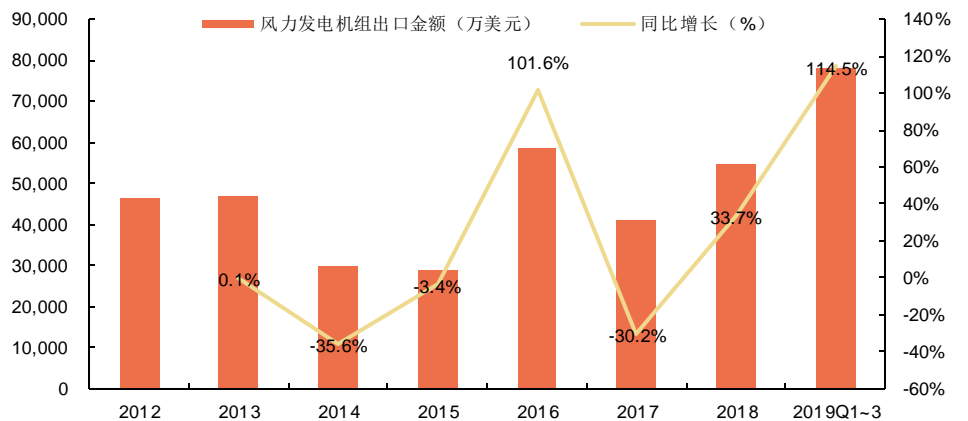


资料来源: 北极星电力网, 申港证券研究所

出口量和国内市场装机量存在此消彼长的关系, 2011 年至 2013 年国内市场低迷, 设备制造企业寻求国外市场。2014 年至 2015 年, 受标杆电价政策的刺激, 国内市场出现抢装潮, 出口则减弱。2016 年至 2017 年随着国内上一轮抢装期结束, 装机量下跌, 随之出口量增长。

风机市场的需求导向特征明显, 国内市场仍然是风机制造商的首要选择, 然而随着国内风机技术水平和制造经验的提升以及行业市场的逐步完善, 国际市场逐渐打开, 国内风机制造商越来越重视海外市场的开拓, 形成国内与海外并重的发展路线。

图 37: 中国风电机组历年出口金额



资料来源: Wind, 申港证券研究所

2019 年 1~9 月, 我国风电机组出口总金额达 7.8 亿美元, 同比去年同期增长 114.5%。国内公司技术和经验逐渐成熟, 将在海外风电市场上扮演更加关键的角色。我们认为, 海外出口的大幅增加, 将对国内风电建设周期起到有效的熨平效果。提前进行海外布局的公司将在出口竞争中取得先发优势, 获取海外风电建设红利。

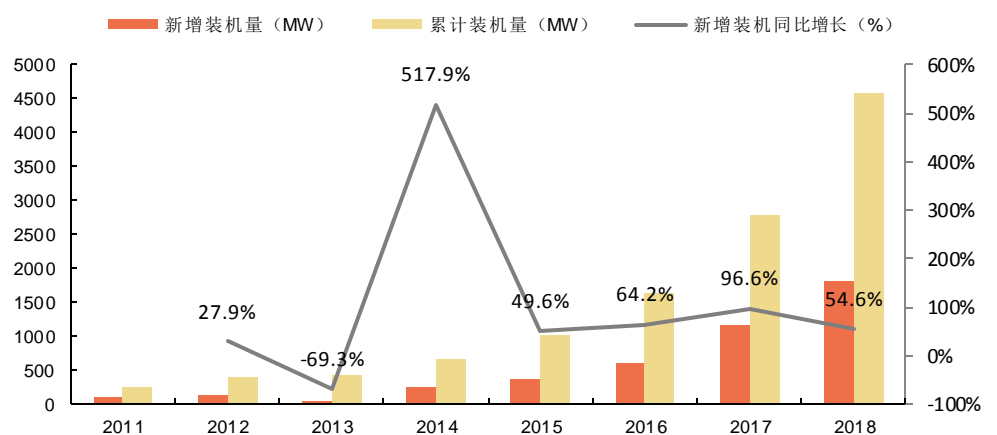
3.4.3 海上风电优势助力行业高速发展

相比陆上风电，海上风电具有平均风速高、利用小时数高、市场消纳空间大、适合大规模开发等优点。

- 我国海岸线辽阔，海上风能资源丰富，主要集中在东南沿海地区。我国东南沿海及附近岛屿的有效风能密度为 200-300W/平方米以上，全年大于或等于 3 米/秒的时数约为 7000 多小时，大于或等于 6 米/秒的时数约为 4000 小时。
- 海上风机利用小时数高于陆上，可规模化应用大兆瓦机型。陆上风电年均利用小时数为 2200 左右，海上风电根据资源条件不同，利用小时数一般也不同，但是平均利用小时数可以达到 3000 小时以上。相较于陆上风电，目前我国海上风电单机容量以 2.5~5MW 为主，高于陆上风电以 2.0~2.5MW 类型为主的单机容量。
- 东部沿海省市是国内经济最发达的地区，用电领先并处于电负荷中心，为大规模发展海上风电提供了足够的消纳空间。同时，这些省市电力供应紧张，用电增长速度较快，随着火电装机量的进一步走弱，用电缺口将进一步扩大，海上风电可以作为目前常规使用能源的有效补充。2018 年，海上风力资源所在的主要五个东南沿海省份（福建、浙江、山东、江苏和广东）总用电量为 25215 亿 kWh，是西北地区的 3.7 倍左右，消纳能力强。

2014-2018 年，我国新增海上风电装机容量年均符合增速达 64%，2018 年我国海上风电总装机容量已达 4.6GW，在建项目达 6.5GW。我国已成为英国和德国之后的世界第三大海上风电国家。根据《风电发展“十三五”规划》目标，到 2020 年底，海上风电并网装机容量达到 5GW 以上，全国海上风电开工建设规模达到 10GW，海上风电市场的发展潜力十分巨大。海上风电将成为风电建设的下一个主要增长点。

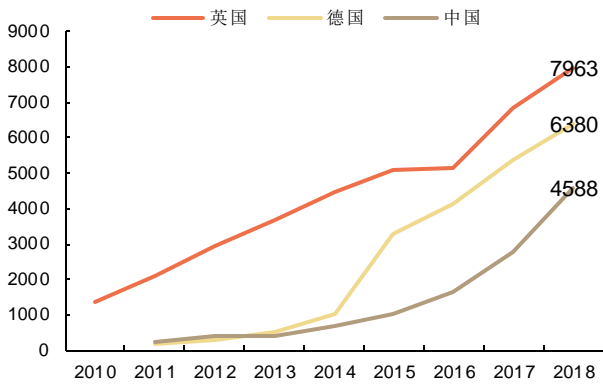
图 38：我国海上风电装机情况



资料来源：CWEA，申港证券研究所

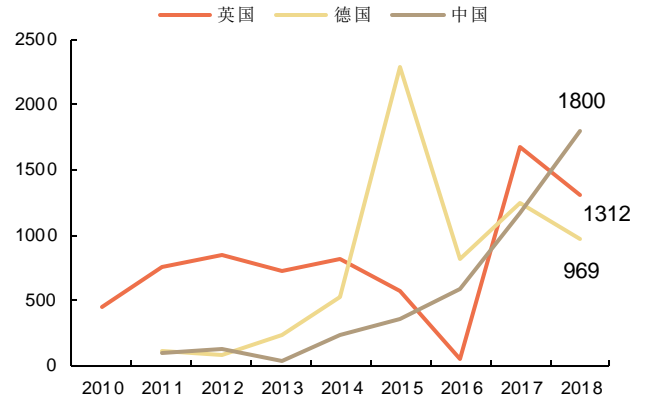
与英国、德国等欧洲国家对比来看，我国海上风电仍有巨大的发展潜力。截至 2018 年，我国海上风电总装机规模达 4.6GW，仅次于英国 (8.0GW) 和德国 (6.4GW) 位居第三位。同期我国新增海上风电装机 1.8GW，位列全球第一。从整体趋势和现下行业发展阶段来看，我国海上风电将迎来建设高峰期。

图39: 海上风电累计装机容量对比 (MW)



资料来源: WindEurope, 申港证券研究所

图40: 海上风电每年新增装机容量对比 (MW)



资料来源: WindEurope, 申港证券研究所

截至 2018 年底, 我国在役海上风电机组以 4MW 居多, 2019 年新增了 7.25MW、8MW、10MW 机组。相对比之下, 欧洲 2018 年海上新增装机平均单机容量为 6.8MW, 同比提升 15%。

2018 年全球新建海上风电场项目的平均装机规模达到了 561MW, 相比 2017 年 79.6MW 提升了 604%。英国在 2018 年安装了世界最大单机容量风机 V164-8.8 MW, 投产了世界最大海上风场——装机容量 657MW 的 Walney 3 extension。目前, 英国 Hornsea 1 海上风场项目仍在建设当中, 该项目为世界上第一个总装机超过 1GW 的项目, 总装机规模预计达 1.21GW。

根据欧洲海上风电的发展特点来类比国内情况, 海上风电具有单机容量大兆瓦和风电场规模化的“双大型化”趋势, 在技术水平和规模化经验上都具有优势的龙头企业将抓住契机快速抢占海上风电市场。

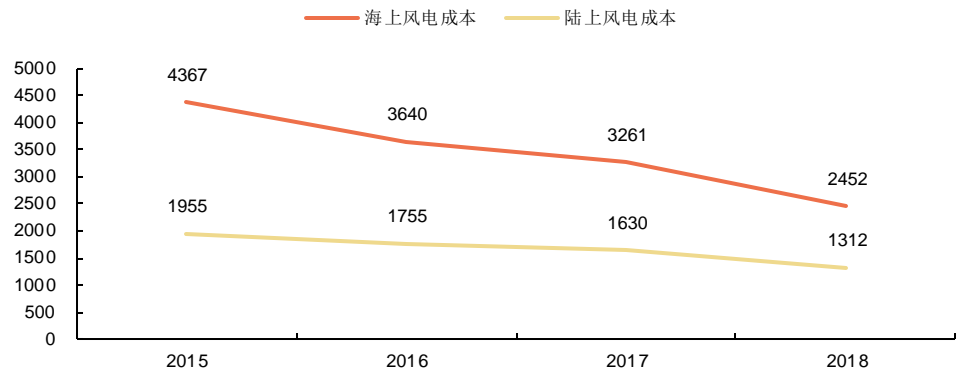
图41: 欧洲海上新装风机平均单机容量变化 (MW)



资料来源: WindEurope, 申港证券研究所

2015~2018 年, 欧洲海上风电成本已连续三年下降。2018 年新增海上风电投资成本已降至 2452 欧元/kW (约合 19114 人民币/kW), 相比 2015 年下降 43.8%, 已逐渐向陆上风电靠拢。我们预计, 随着未来风电技术的进步和管理模式的优化, 海上风电将凭借大规模特点逐步在成本端显现优势。

图42: 欧洲海上风电成本不断下降 (单位: 欧元/kW)



资料来源: WindEurope, 申港证券研究所

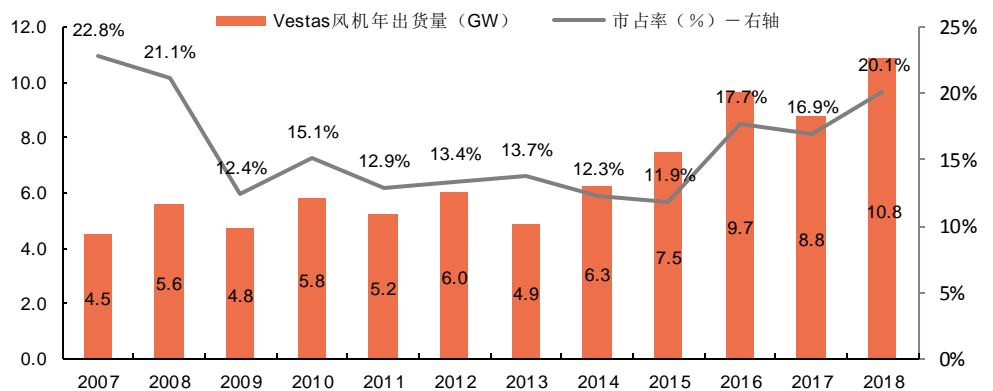
4. 以国际风电巨头看公司未来发展

4.1 Vestas: 运维业务支撑公司新一轮发展

Vestas 是丹麦的一家风力发电机制造商, 成立于 1945 年, 上世纪 70 年代第一次石油危机的爆发促使 Vestas 开始将业务重心转向对风能的利用研究。目前业务范围覆盖风力发电机的设计、制造、安装和服务, 目前在全球 80 个国家和地区的装机总容量超过 105GW, 同时为全球 67 个国家共计超过 86GW 的在运风机提供运维服务。截止目前 Vestas 在中国总装机量已累计突破 6.6GW。

Vestas 作为第一批风力发电机制造商的先驱者, 无论是技术还是规模都在全球占据领先地位。从风机装机量来看, 自 2015 年起, 由于以亚太地区、美国为代表的全球风电装机需求大幅提升, 公司每年新增装机量由过去基本稳定状态, 进入高增速阶段。2018 年公司在全球风电市场的累计装机量突破 100GW, 市占率达到 20%。

图43: Vestas 风机年出货量逐年增长



资料来源: 公司年报, Wind, 申港证券研究所

4.1.1 以陆上双馈+海上半直驱为主要技术路线

技术路径方面, 陆上风机 Vestas 全平台应用双馈异步电机以提高公司陆上风电成本优势, 并针对不同风区资源推出多种风机, 凭此占领市场成为陆上风机市场龙头, 2018 年全球市占比达 22%。海上风机 Vestas 在 2013 年与三菱重工合作成立的

MHI-vestas 负责进行机组开发，技术类型应用永磁半直驱电机，目前正在推进 10MW 及以上机组的研发，力争以大容量风电机组推进海上风电市场占比。

2019 年 Vestas 推出 EnVentus 平台，推出 5.6MW 的主力机型 V162-5.6MW、V150-5.6MW，该机型使用半直驱技术，覆盖了低、中与高风速条件，最大的亮点是未来可以海陆两用，这种新技术思路将引领行业，朝着适应性更强机型方向发展。

表 11: Vestas 主要风机机型

分类	风机名称	技术类型	功率	叶片	风区等级
陆上风机	V90-2.0MW	双馈异步电机	2.0 MW	90m	IIA/S
	V100-2.0MW	双馈异步电机	2.0 MW	100m	IIB
	V110-2.0MW	双馈异步电机	2.0 MW	110m	IIIA
	V116-2.1MW	双馈异步电机	2.1 MW	116m	IIB
	V120-2.2MW	双馈异步电机	2.2 MW	120m	IIB/S
	V105-3.45MW	双馈异步电机	3.45 MW	105m	IA
	V112-3.45MW	双馈异步电机	3.45 MW	112m	IA
	V117-3.45MW	双馈异步电机	3.45 MW	117m	IB/IIA
	V126-3.45MW	双馈异步电机	3.45 MW	126m	IIA/IIB
	V136-3.45MW	双馈异步电机	3.45 MW	136m	IIIA/IIB
	V136-4.2MW	双馈异步电机	4.2 MW	136m	IIB/S
	V150-4.2MW	双馈异步电机	4.2 MW	150m	IIIB/S
	V138-3.0MW	双馈异步电机	3.0 MW	138m	S
海上风机	V174-9.5MW	永磁半直驱电机	9.5 MW	174m	
	V164-10.0MW	永磁半直驱电机	10.0 MW	164m	
	V164-9.5MW	永磁半直驱电机	9.5 MW	164m	
海陆两用	V117-4.2MW	双馈异步电机	4.2 MW	117m	IB-T/IIA-T/S-T
	V150-5.6MW	永磁半直驱电机	5.6 MW	150m	S
	V162-5.6MW	永磁半直驱电机	5.6 MW	162m	S

资料来源：公司官网，申港证券研究所

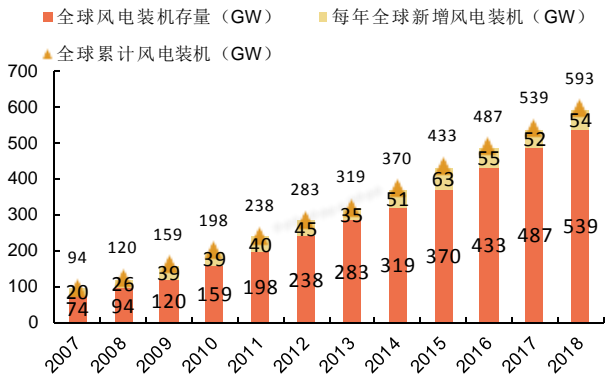
4.1.2 运维服务作为存量业务前景广阔

全球风机制造业逐渐步入成熟发展阶段，增量市场容量趋于稳定。自 2014 年以来，每年全球风电装机增量维持在 50GW 以上，排除 2015 年中国风电抢装潮带来的影响后，每年增量基本稳定。

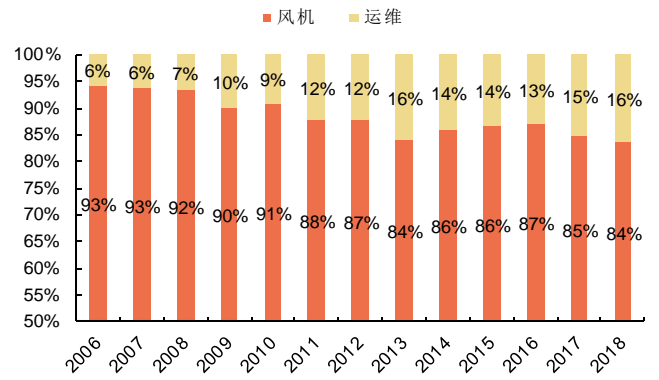
Vestas 风电相关业务采取风机制造和运行维护双轨道发展模式。2008 年后，受到金融危机等多方面的影响，风电装机需求下降，风机制造业务受挫严重。加之随着现役风机运行时间的推移，维护需求上升，运维业务的比重开始逐渐增加。

图 44: 全球风电装机情况

图 45: Vestas 运维业务营收比重逐渐增大



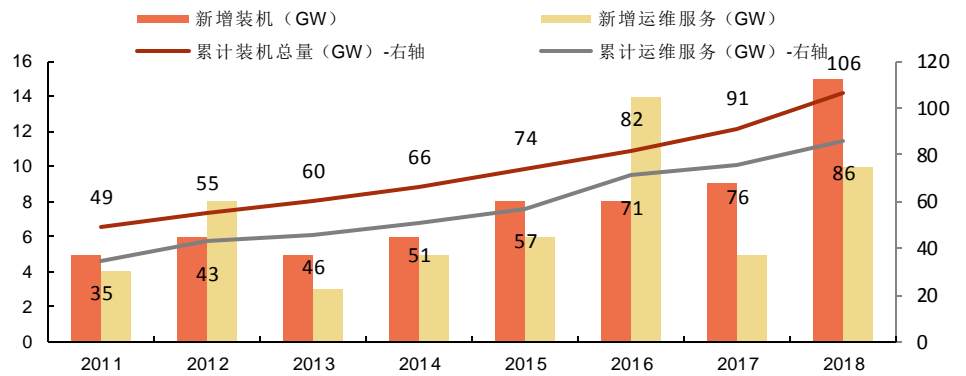
资料来源: Wind, 申港证券研究所



资料来源: 公司年报, 申港证券研究所

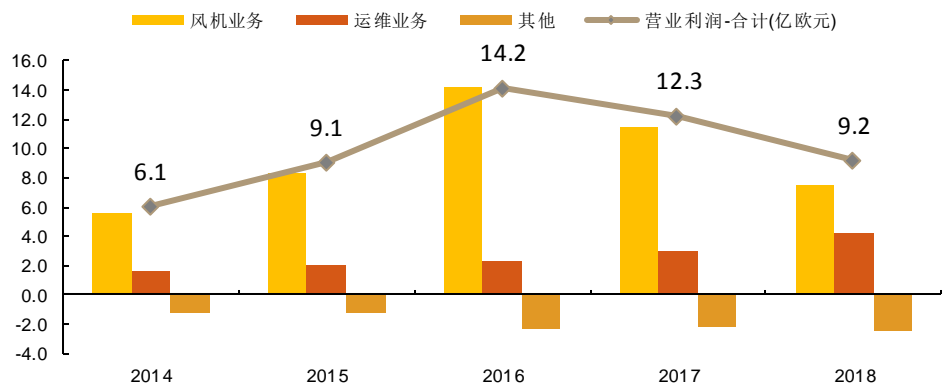
虽然营收端运维业务占比仅 16%，但由于运维业务的高毛利率，在营业利润中运维的比重不断提升。2018 年公司总体营业利润 9.2 亿欧元情况下，风机、运维业务分别贡献 7.5、4.2 亿欧元，在不考虑其他损益情况下，运维占到总营业利润 36%，并且呈现逐年增长态势，成为公司盈利主要驱动力。

图 46: Vestas 主营业务容量



资料来源: 公司年报, 申港证券研究所

图 47: Vestas 运维业务在营业利润占比不断增加

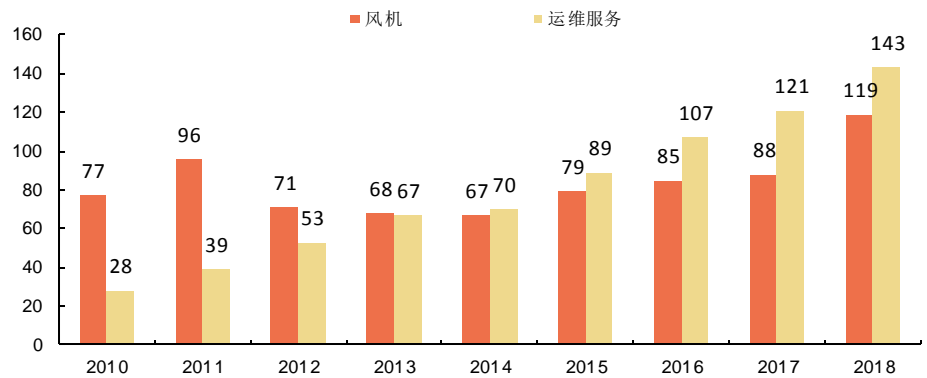


资料来源: 公司财务报告, 申港证券研究所

公司历年风机业务在手订单受市场波动较大，近年来市场格局逐渐成熟，风电装机需求逐年提升，公司风机在手订单维持稳定增长，但相对于运维业务订单的增速而言则相形见绌。主要原因除了风电场运维需求的不断扩大，还在于**风机是增量业务，运维是存量业务**。

每年公司的风机出货量和新增订单量作为增量业务，随着全球风电装机总量的不断上升，技术的不断进步以及企业间竞争的加剧，同时受到需求市场的制约，增量市场相对有限，不确定性较大。与之相对应的，**运维服务业务是针对现役风电场以及在手订单的存量业务，是受风电市场波动影响较小的“硬需求”，随着全球累计装机容量容量的持续增加，市场空间愈加广阔。**

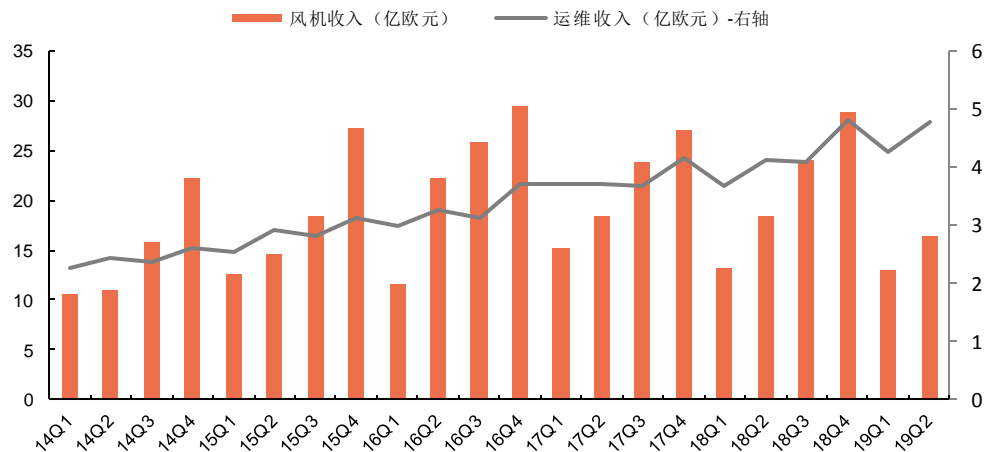
图48：历年风机与运维业务在手订单总额（亿欧元）不断增长



资料来源：公司公开资料，申港证券研究所

风机业务相对运维服务业务而言，季节性波动更加明显，主要原因在于订单交付集中在三、四季度。运维服务业务营收波动相对平稳，运维业务比重的提高有利于公司业绩和现金流的稳定性。

图49：风机营收季节性明显



资料来源：公司年报，申港证券研究所

4.1.3 市场需求转暖拉动订单增长

目前亚太、美洲等新兴市场用电量需求增长迅速，同时根据自然环境需求和各国政策要求，可再生能源替代需求日益迫切。且从长期来看，2022年后，旧风电场改造市场具有大规模存量翻新的潜力。

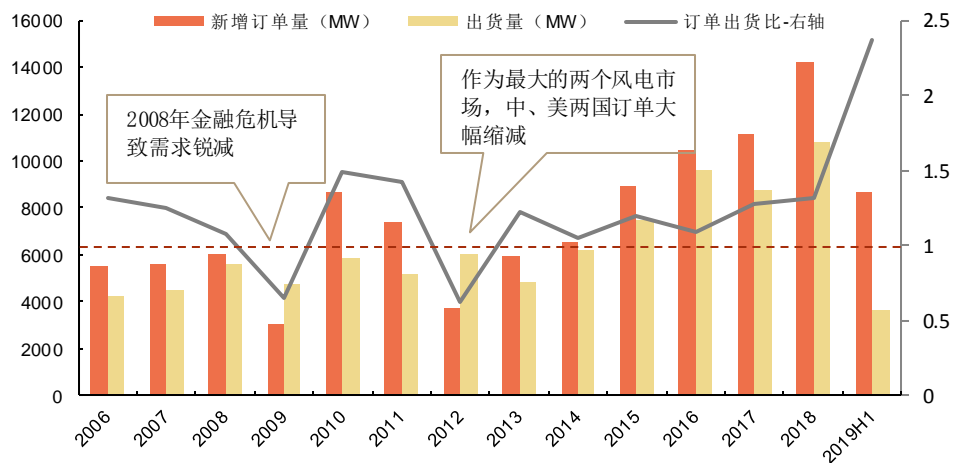
公司新增订单与实际出货量的比值（订单出货比）是衡量市场需求情况以及公司认可度的重要指标，Vestas 订单出货比大多数年份皆维持在 1.0 以上，且呈现出逐渐上升的态势，说明市场整体需求旺盛，行业走势上行，同时市场对公司认可度较高，长期在手订单数量充足，为未来业绩提升提供保障。

公司分别在 2009 年和 2012 年订单出货比显著小于 1.0，主要是因为 2008 年金融危机导致次年风电装机需求大幅下降，使得公司新增订单锐减，2012 年亦是受到外部需求的影响。

- ◆ 在政策扶持下，中国风电发展初期的高利润吸引大批厂商进入市场，风电行业迅速成长，然而随着风电装机规模快速增长，中国部分地区弃风问题日趋严重，同时行业内部竞争愈演愈烈，行业发展进程于 2012 年骤然减缓，装机需求大幅缩减。
- ◆ 美国联邦政府对风能的主要激励措施于 2012 年底到期，包括红利折旧和生产税收抵免，投资税收抵免等。美国市场出于对 2013 年风电项目或将大幅降低的预期，2012 年风机需求显著减少。

随着 Vestas 业务在全球范围的展开，市场范围扩大的同时，公司受到市场波动的不确定性也在增加。

图 50: Vestas 在手订单与实际出货量对比



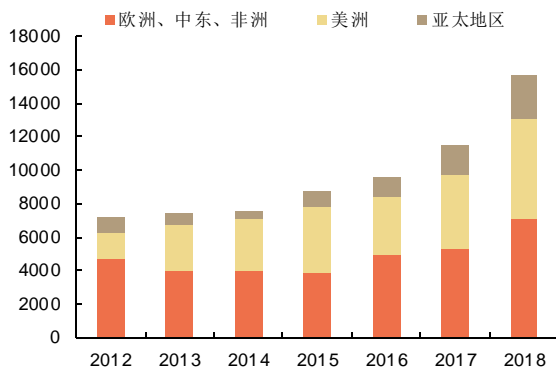
资料来源：公司年报，申港证券研究所

4.1.4 海外市场瞄准中美

Vestas 风机业务逐渐由欧洲本土向全球扩张，而拓展重心逐渐由已美国为重点的北美地区，向以中国为重点的亚太地区转移。

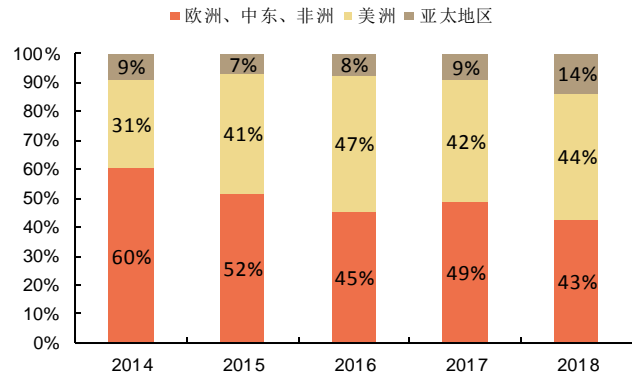
中国是 Vestas 最重要的新兴市场之一。Vestas 于 1986 年进入中国市场，在山东安装了最早的风力发电机；1999 年在北京设立代表处；2005 年开始在天津建设其全球最大的风电设备一体化生产基地。2014 年至今，Vestas 先后把 2MW 和 4MW 平台风机产品引入国内，并大力发展运维服务业务。截至目前，Vestas 在中国的装机总量超过 6.6GW。

图 51: Vestas 风机在手订单地区分布 (MW)



资料来源：公司年报，申港证券研究所

图 52: Vestas 新增业务重心向亚太和美国市场转移



资料来源：公司年报，申港证券研究所

4.1.5 海上风电发展提速

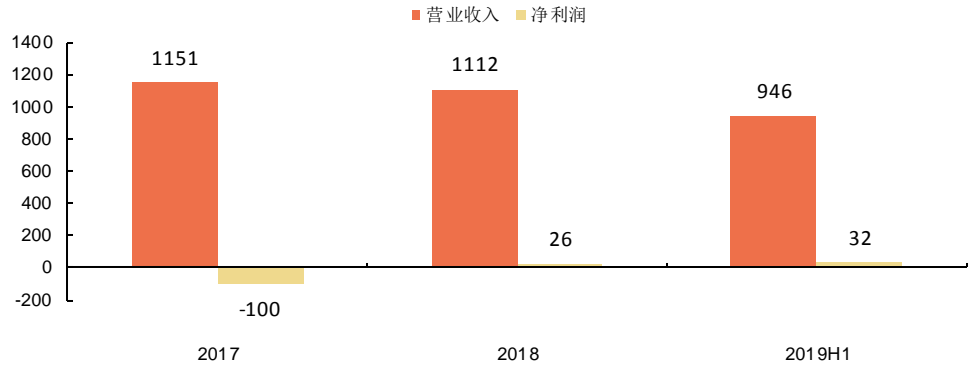
Vestas 海上风电相关业务通过 MHI Vestas 海上风电公司实现，该公司是由三菱重工 (Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.) 与 Vestas 以 50:50 的比例组建的合资企业。

海上风电是 Vestas 未来重要战略目标，全球海上风电市场呈现出现有规模小，但未来增长快的特点。用电量需求不断提高，海上风力资源优质，可规模化应用大兆瓦机型，随着技术壁垒的不断突破，海上风电市场初具雏形。

2018 年全球新增海上风电装机量为 5GW，根据 Wood Mackenzie 数据，预计 2022 年的当年新增装机将达到 10GW，复合年增长率为 15-20%。截至 2019 年 6 月，MHI Vestas 海上风电累计装机 4.6GW，在建项目及已确认订单 3GW，其中 2018 年内确认的在手订单达到 3.2GW。公司未来海上风电的业务重心放在近海风力资源丰富的欧洲市场以及美国、日本等新开发的市场，同时将中国作为重点目标进行开拓。

自 2014 年 MHI Vestas 海上风电公司成立以来，2018 年净利润首次由负转正，公司海上风电业务步入健康发展轨道。这在很大程度上归功于公司 2018 年推出的 V164 机型。V164 海上风机的单机容量均在 8MW 以上，其中 V164-10MW 是全球第一台单机容量突破两位数的商用风机，预计在 2021 年完成首次装机并网。

图 53: MHI Vestas 海上风电业绩情况 (百万欧元)



资料来源：公司年报，申港证券研究所

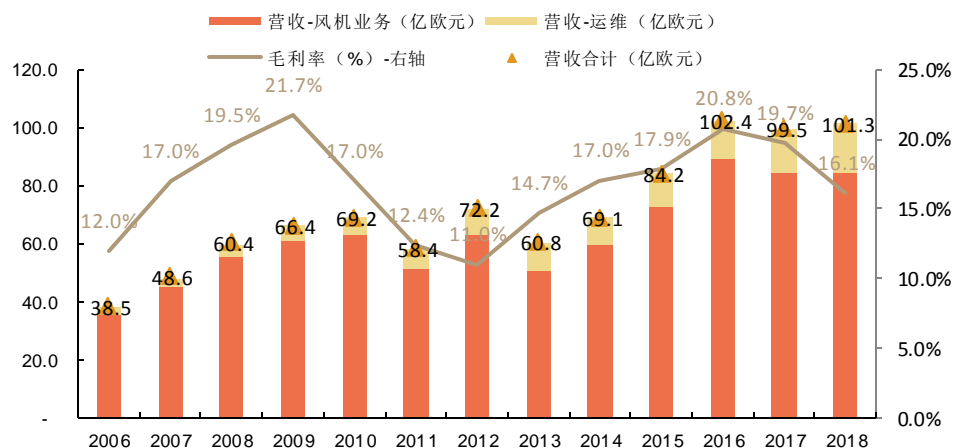
4.1.6 全球竞争加剧，已渡过艰难时期

2018 年，Vestas 营业总收入为 101.3 亿欧元，其中风机业务 84.7 亿欧元，占比 84%，运维服务业务营收 16.7 亿欧元，占比 16%，2019 年公司营收目标是同比增长 10%，实现投资收益 7 亿欧元。

2018 年公司实现毛利润 16.31 亿欧元，毛利率为 16.1%，同比下降 3.6 pct。根据公司年报表述，毛利率下降的原因主要来自于电力解决方案部门的平均项目利润率下滑。这反映了全球范围内企业竞争加剧的趋势，尤其是亚太地区本土化生产替代进程的加快。

我国本土风电企业的快速发展，技术进步成果显著，生产成本大幅压缩，加上其对海外市场扩张的推进，都在一定程度上将 Vestas 挤出既有市场。除此之外，与开发新产品相关的研发、固定资产投资等额外成本的上升，也对毛利率的下降产生影响，但与此同时，这部分的影响在很大程度上被改善的运维服务盈利能力所抵消。

图 54: Vestas 主营业务业绩情况



资料来源：公司年报，申港证券研究所

2008 年后的一段时间，由于全球需求疲软，公司积极调整运营模式和改进技术水平，试图改善业绩情况，外部市场环境波动与内部调整拉低公司盈利水平。期间未交付订单挤压严重，并进而对部分项目的认可度产生影响。此外，德国新建电场的调试出现问题，以及 2011 年底的恶劣天气导致实际风速与历史平均风速差距较大，由此导致了项目交付的推迟。

2012 年 Vestas 对运营业务模式做出调整，投资减少 62%，员工人数减少 22%，且积压订单逐渐出清，资金运转情况好转，同时随着全球经济回暖，风电装机需求增加，公司业绩逐渐改善。

4.2 Siemens Gamesa: 海上风电龙头地位稳固

Siemens Gamesa 是德国工业巨头 Siemens 旗下的西班牙风机制造企业，同时继承了原 Gamesa 企业的陆上风电与 Siemens 的海上风电业务。Siemens Gamesa 在 2018 年陆上风电新增装机市场上占比达 8.99%，位列全球风机企业第四。

4.2.1 以陆上双馈+海上直驱为主要技术路线

技术路径选择方面，陆上风机看重成本，海上风机侧重效率。Siemens Gamesa 于 2018 年发布 3 年战略增长计划，正式宣布放弃陆上直驱风机的研究。自此，Siemens Gamesa 的陆上风机均采用双馈异步技术，从而降低度电成本以缓解风电平价上网的压力。海上风机则继续使用永磁直驱技术路线，从而提高发电效率。

表 12: Siemens Gamesa 主要风机机型

分类	风机名称	技术类型	功率	叶片
陆上风机	SG 2.1-114	双馈异步电机	2.1 MW	114m
	SG 2.2-122	双馈异步电机	2.2 MW	122m
	SG 2.6-114	双馈异步电机	2.625 MW	114m
	SG 2.9-129	双馈异步电机	2.9 MW	129m
	SG 3.4-132	双馈异步电机	3.465 MW	132m
	SG 5.0-132	双馈异步电机	5.0 MW	132m
	SG 5.0-145	双馈异步电机	5.0 MW	145m
	SG 5.8-155	双馈异步电机	5.8 MW	155m
	SG 5.8-170	双馈异步电机	5.8 MW	170m
海上风机	SWT-6.0-154	永磁直驱电机	6.0 MW	154m
	SWT-7.0-154	永磁直驱电机	7.0 MW	154m
	SG 8.0-167 DD	永磁直驱电机	8.0 MW	167m
	SG 10.0-193 DD	永磁直驱电机	10.0 MW	193m

资料来源：公司官网，申港证券研究所

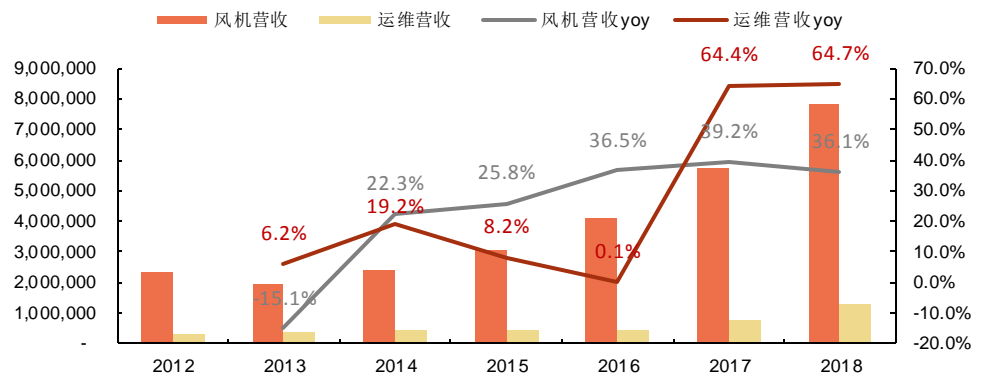
4.2.2 运维市场不断扩张

Siemens Gamesa 业绩稳定增长，从分类别营收拆分情况看，风机销售是公司最主要的收入构成，2018 年风机销售收入 78.5 亿欧元，在总营收中占比 86%，且营收增速平稳，同比增长率维持 30% 左右。

同时，公司风机运维业务的营收增长迅速，2018 年运维业务收入 12.8 亿欧元，同

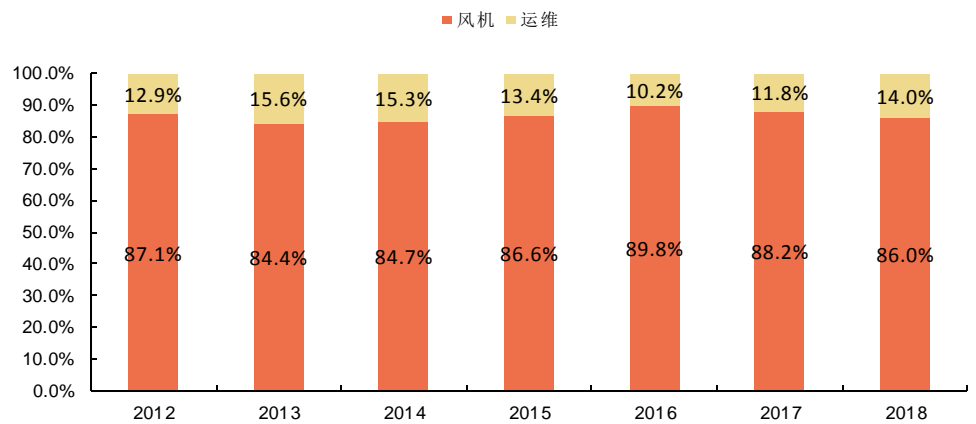
比增长 64.7%，净利润 2.21 亿欧元，同比增长 96.5%，已成为公司净利润的主要来源。未来公司将逐渐将业务重心转向运维市场。

图 55: Siemens Gamesa 营收拆分 (千欧元) 及同比增长率 (%)



资料来源: 公司年报, 申港证券研究所

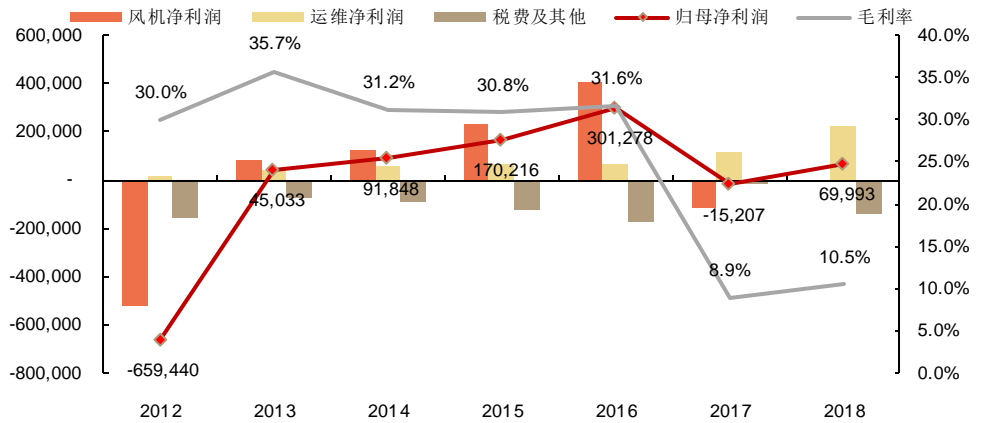
图 56: Siemens Gamesa 营收分业务占比



资料来源: 公司年报, 申港证券研究所

- ◆ 2012 年, Gamesa 海外业务受到中国和印度风电市场不景气影响, 装机量严重下滑, 风机销量同比下滑 24.4%, 风机业务利润受挫严重, 归母净利润亏损 6.6 亿欧元。
- ◆ 2013-16 年, Gamesa 归母净利润保持上升态势, 驱动力在于风机装机市场好转, 需求增加, 风机销售净利润上涨。
- ◆ 2017 年, 印度将竞拍机制引入风电市场, 并停止执行旧体制下现有合同, 英国 RO 的新增陆上风电项目关闭, 与南非签订的订单价格降低。竞争性市场的转变使得 Siemens Gamesa 度电成本压力大增, 毛利率、风机利润出现断崖式下降。
- ◆ 2018 年, Siemens Gamesa 归母净利润复苏, 驱动力在于运维市场净利润。随着未来全球陆上风电平价压力增大, 陆上风电机组销售业务净利润提升愈发乏力, 公司利润源将逐渐转向海上风电机组扩张以及存量机组运维服务。

图 57: Siemens Gamesa 归母净利润 (千欧元) 及毛利率 (%)



资料来源：公司年报，申港证券研究所

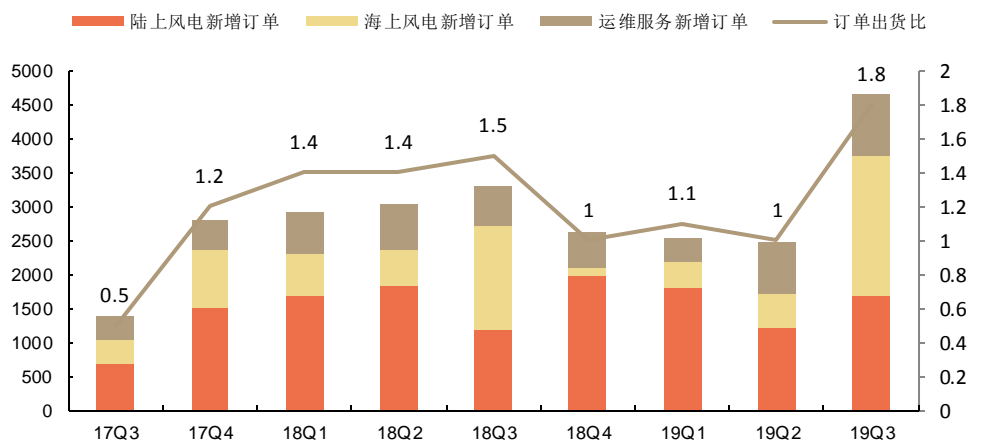
4.2.3 海上风机引领业绩增长

Siemens Gamesa 在海上风电处于全球领先地位,2017、2018 装机量分别达到 2.7、1.36GW，位于全行业第一位。而且引进 Siemens Gamesa 技术的上海电气，凭借着出色的技术能力和丰富的运行经验，在国内市场处于绝对龙头地位，截止 2018 年上海电气海上风电装机已达 2.26GW，占总装机 51%。Siemens Gamesa 的海上风电优势，将随着海上风电市场快速增长不断放大。

Siemens Gamesa 合并后运营情况良好，自 17Q4 起，公司出货订单比均维持在 1.0 以上。19Q3 新增订单量大幅增长，公司订单出货比提至 1.8x，公司长期运营能力有充足订单作为保障。

随着全球陆上风电发展日趋成熟，市场空间趋于饱和，陆上风电出现平价趋势，陆上风机 ASP 逐渐下降，未来陆上风机销售利润空间有限。欧美地区以外的海上风电市场亟待扩张，海上风电销售及相关运维服务有望成为风电企业下一个业务爆发点。公司新增订单中海上风电业务占比骤增，未来营收增长有保障。

图 58: Siemens Gamesa 新增订单情况



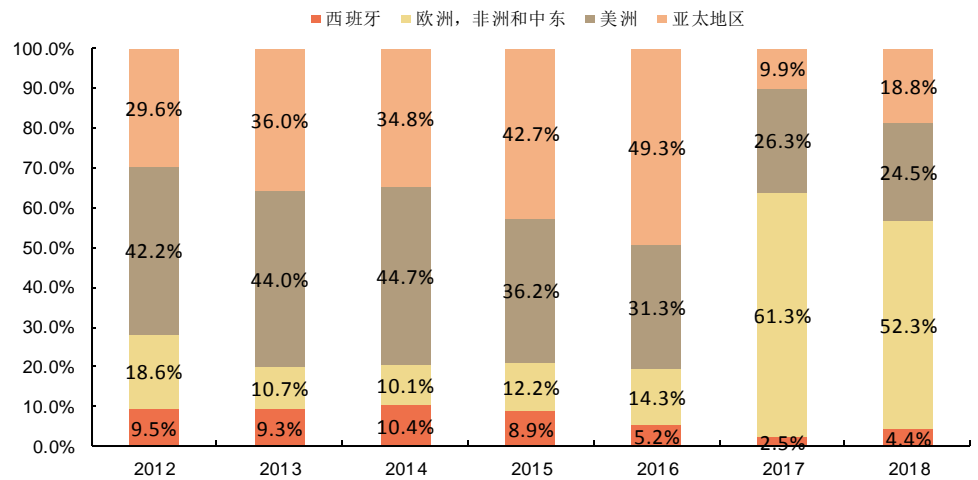
资料来源：公司季报，申港证券研究所

4.2.4 积极开辟亚太地区等新兴市场

从各地区营收拆分情况看， Gamesa 在被 Siemens 并购以前，业务重心地区已经开始逐渐由美洲向亚太地区转移，这主要是由于亚太地区新兴市场（特别是印度风电市场）的迅速发展。2012-2016 年，Gamesa 在印度的营收占比从 11% 增长到 23.2%，相应地，在美国、巴西和墨西哥营收占比从 42.2% 下降到 31.2%。

2017 年以后，Siemens Gamesa 主营地区为欧洲、非洲和中东区域，但其重要性同样受到亚太地区新兴市场的影响有所下降。公司在印度、中国的陆上风电装机量上升，以及印度陆上风电运维市场扩张，驱使亚太地区营收占比由 9.9% 上升至 18.8%。

图 59: Siemens Gamesa 营收地区拆分



资料来源：公司年报，申港证券研究所

4.3 国际风电巨头的发展经验

综合风电巨头 Vestas 和 Siemens Gamesa 的发展历程，虽然经历了数次低谷，但总能找到新的突破口和增长点，这对国内正在崛起的风机厂商具有非常强的借鉴意义。我们认为主要的经验有以下三点：

- ◆ **新业务是度过行业低点的稳定器。**2009、2012、2017 年风电行业均遭遇了高速发展后需求骤然下降的低谷期，但两家风电巨头凭借在运维市场、海上风电的市场拓展，稳定了公司业绩，并且提振了整体盈利能力。而在行业走出低谷，进入景气通道时，运维、海上业务受益于市场增长，为业绩带来了更大弹性。
- ◆ **合作方能打开新市场。**两家风电巨头在遭遇行业低潮时，均进行了并购重组，Vestas 在 2013 年与三菱重工(MHI)合资成立海上风机合资公司，这次并购开拓了 Vestas 海上风机在亚太和北美的市场。而主营陆上风电的 Gamesa 也在 2016 年被擅长海上风电的 Siemens 收购，Siemens Gamesa 为进入中国市场，和上海电气成立合资公司，由上海电气引进技术进行生产，强强联合使得上海电气的海上风机占我国海上风电总装机超过 50%。对于海上风电这种投资额高、技术难度大、客户要求苛刻的新领域，通过与具有市场优势企业进行合作，是最有效的

实现快速发展的方式。

- ◆ **技术方向并不唯一。**风电行业的发展过程中，对于双馈、半直驱、直驱技术路线的争论一直没有停止。Vestas 坚持陆上双馈、海上半直驱的技术路线，Siemens Gamesa 坚持陆上双馈（2017 年 11 月陆上风机放弃直驱，转向双馈）、海上直驱的技术路线。不同的技术路线能够并存，因为真正决定市场竞争力的是风机造价、发电效率、度电成本、运维效率，不同的风场条件适应不同的机型。我们预计未来我国的风电市场，也将呈现出百花齐放的局面，不同技术路线风机同场竞技，互相取长补短。

金风科技作为伴随着国内风电行业快速发展而成长起来的龙头企业，在直驱技术路线已经具有深厚技术积淀和畅销机型，并且不断开拓海外市场、运维市场，我们认为公司也将会和 Vestas、Siemens Gamesa 一样，逐渐扩大海外市场、海上风电占比，成为国际风电领域的龙头企业。

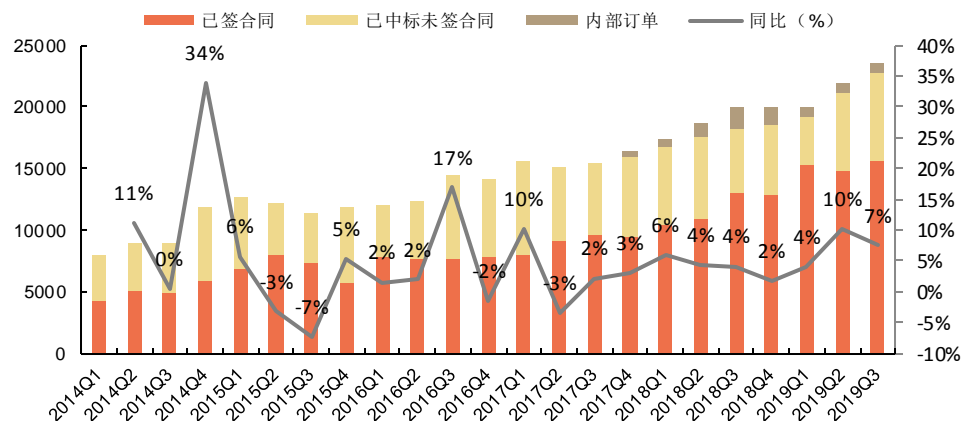
5. 业务蓬勃发展夯实公司发展基础

5.1 财务稳健且毛利率实现触底反弹

公司在手订单充足，为长期的业绩增长奠定基础。进入 2019 年之后，国内公开招标增长明显，2019Q1~3 国内公开招标量已达 49.9GW，同比增长 108.5%，并且风机招标价格也自 2018Q3 低位开始持续增长超过 20%。随着需求端增长旺盛，招标价格回升，公司盈利水平显著提升。

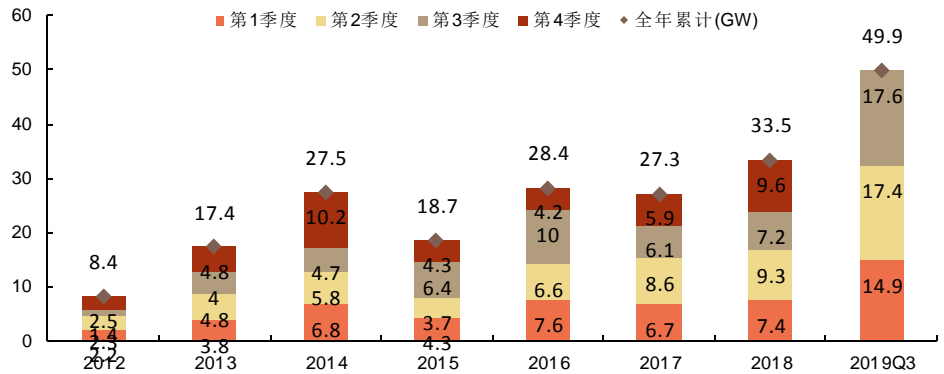
自 2018 年起公司内部订单成为重要增量，有力地支持了公司自有项目的建设。受项目建设周期的影响，盈利滞后于订单表现，2020 年将出现在手订单的集中抢装，公司业绩有望大幅增长。

图 60：近年来公司在手订单稳定增长 (MW)



资料来源：公司公开资料，申港证券研究所

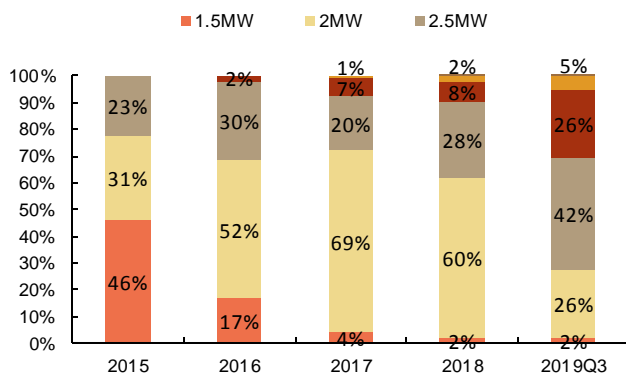
图61: 国内公开招标量 (GW)



资料来源: 公司公开资料, 申港证券研究所

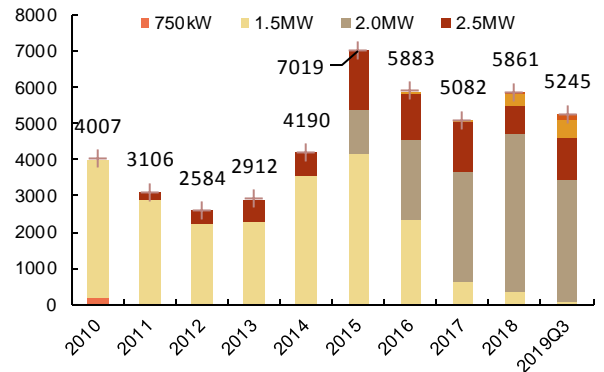
风机正在逐渐向大型化转变。从公司外部在手订单占比分布情况来看, 2.5MW 和 3MW 机型增长显著, 大兆瓦机型是公司发展方向, 也是市场发展趋势所在。随着国内海上风电市场的逐渐打开, 6MW 以上的大兆瓦机型需求提升, 未来市场空间不容小觑。大兆瓦机型具有毛利率丰厚、规模效益突出、成本下降空间大等优势, 大兆瓦机型在手订单数量增长稳定, 公司未来一段时间盈利水平将有望持续上涨。

图62: 外部在手订单机型分布 (%)



资料来源: 公司公开资料, 申港证券研究所

图63: 公司对外销售容量 (MW)

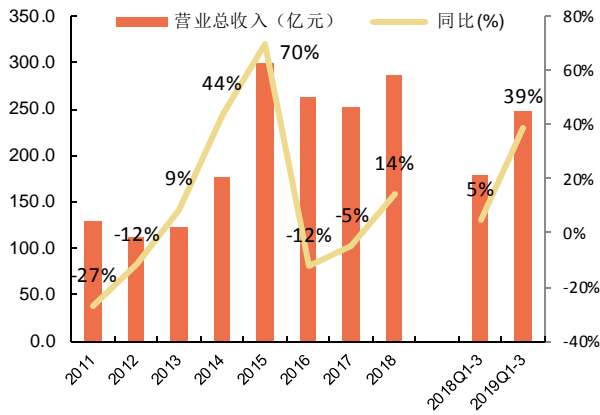


资料来源: 公司公开资料, 申港证券研究所

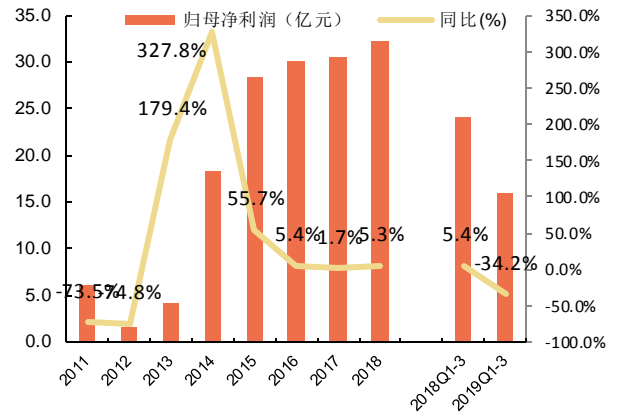
公司盈利能力即将触底反弹。自 2018 年起公司营业总收入同比增速由负转正, 2019Q3 公司营业总收入达 247.3 亿元, 同比增长 32.7%, 归母净利润 15.9 亿, 同比下降 34.2%, 主要原因在于受到历史低价订单的影响。随着低价订单逐渐出清, 在手订单稳定增长的保障下, 未来公司盈利水平将得到有力的提升。

图64: 公司营业总收入由负转正

图65: 归母净利润增速探底



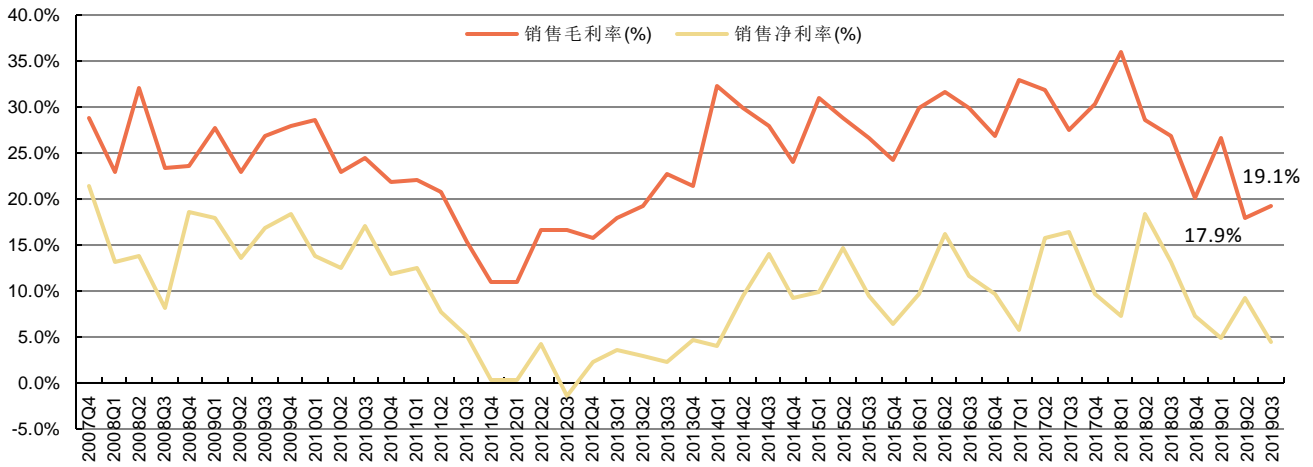
资料来源: Wind, 申港证券研究所



资料来源: Wind, 申港证券研究所

2019Q3 公司风机业务毛利率拐点已经来临。2019Q3 公司毛利率 19.1%，同比下降 7.8 pct，但环比增长 1.2 pct，已经确认底部反转，净利率 4.4%，同比下降 8.8 pct，环比下降 4.8 pct，主要是因为 19Q3 投资收益确认较少的缘故。上一波风机抢装潮之后，公司 ROE 持续下降，目前已达谷底，2019Q1-3 公司 ROE 为 4.8%，同比下降 4.9pct，接近历史低点。随着订单结构的改善，以及出货高峰的到来，预计公司未来销售利率和 ROE 皆迎来回升。

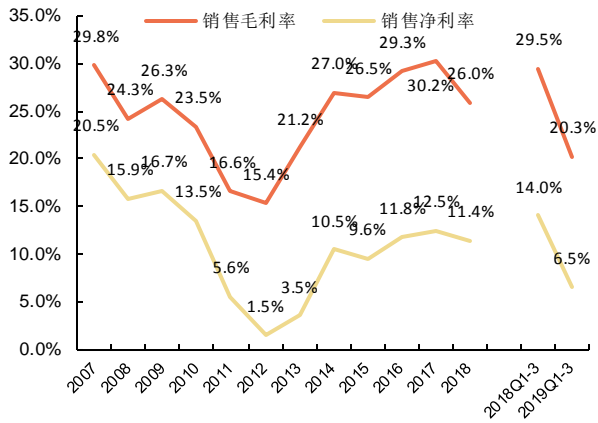
图 66: 毛利率于 2019Q3 实现触底反弹



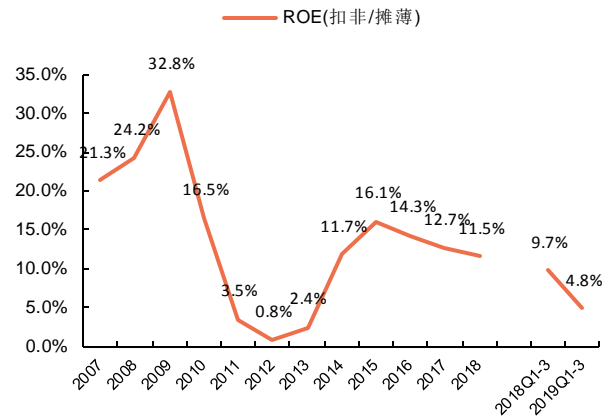
资料来源: Wind, 申港证券研究所

图 67: 销售毛利率触底回升

图 68: ROE 拐点将到来



资料来源: Wind, 申港证券研究所

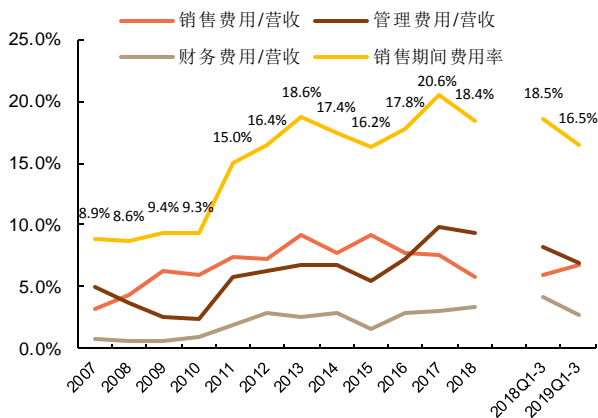


资料来源: Wind, 申港证券研究所

经营规模和管理水平提升促进期间费用率下降。公司期间费用率整体呈现稳中有降的趋势,在公司营收增长的情况下,销售费用和管理费用率均有所下降,财务费用率基本稳定。

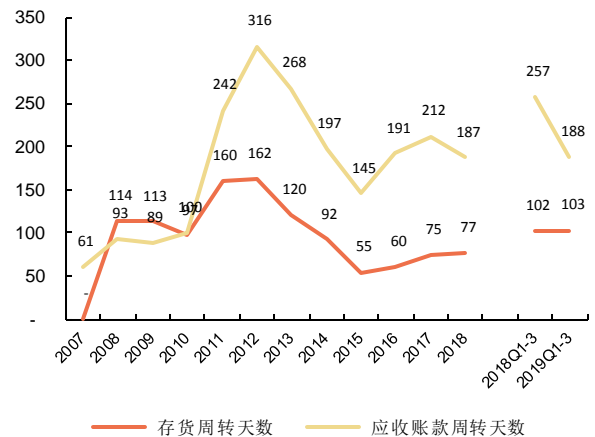
营运指标显著提升。从存货周转天数来看,2019Q1-3与2018年同期基本持平。从应收账款周转天数来看,2019Q1-3较2018年同期大幅减少,说明随着行业景气度提升,公司出货量增加,显著改善公司营运能力。

图 69: 公司期间费用率稳中有降



资料来源: Wind, 申港证券研究所

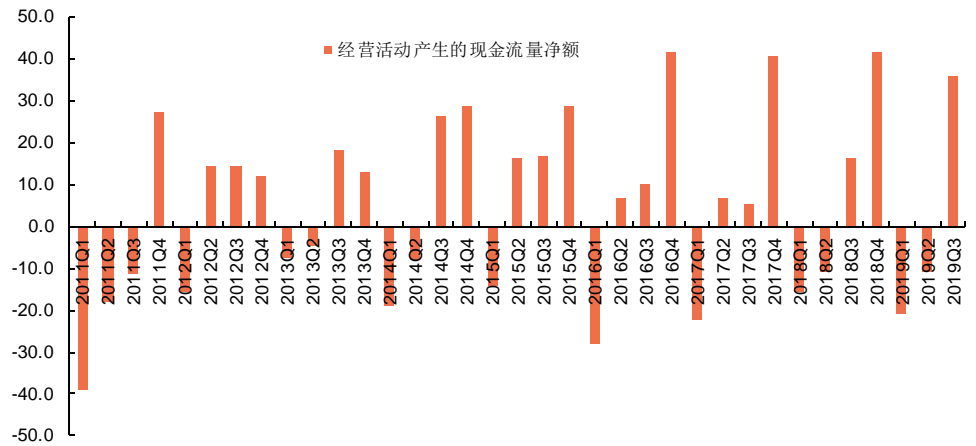
图 70: 公司存货周转率触底



资料来源: Wind, 申港证券研究所

经营性现金流状况已大幅改善。由于行业进入景气阶段,公司经营状况大幅改善,经营性现金流大幅增长,2019Q3实现35.9亿的正现金流,同比增长120%。预计公司现金流仍将受益于风机出货量快速增长,实现持续改善。

图71: 经营性现金流已开始显著改善



资料来源: Wind, 申港证券研究所

5.2 风机业务不断做大做强

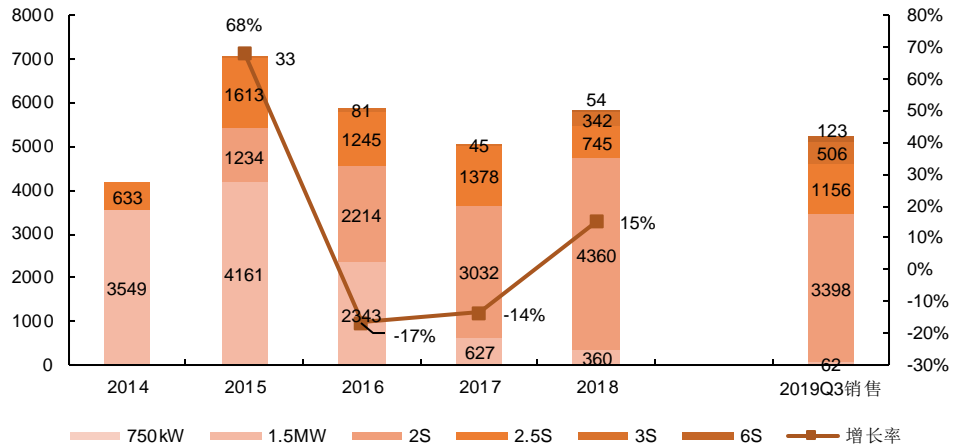
从历年中国风电整机商的排名变化来看, 2011~2018 年公司一直处于国内风电行业霸主地位, 连续八年位列第一。2019 前三季度, 公司实现对外销售容量 5,245MW。2018 年公司 1.5MW/2MW/2.5 MW /3MW /6MW 风机销售占比分别为 6% / 74% / 13% / 6% / 1%, 2019Q1~3 销售占比变为 1% / 65% / 22% / 10% / 2%, 2.5MW 和 6MW 风机占比显著提升。

表 13: 2011-2018 年中国风电整机商 Top10

排名	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018 新增市场占有率 (%)
1	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	金风科技	31.72%
2	华锐风电	联合动力	联合动力	联合动力	联合动力	远景能源	远景能源	远景能源	19.77%
3	联合动力	华锐风电	明阳风电	明阳风电	远景能源	明阳风电	明阳智能	明阳智能	12.41%
4	明阳风电	明阳风电	远景能源	远景能源	明阳风电	联合动力	联合动力	联合动力	5.88%
5	东方电气	湘电风能	湘电风能	湘电风能	重庆海装	重庆海装	重庆海装	上海电气	5.40%
6	湘电风能	上海电气	上海电气	上海电气	上海电气	上海电气	上海电气	运达风电	4.01%
7	上海电气	远景能源	华锐风电	东方电气	湘电风能	湘电风能	湘电风能	中国海装	3.85%
8	Vestas	Gamesa	重庆海装	重庆海装	东方电气	东方电气	运达风电	湘电风能	2.61%
9	华创风能	东方电气	东方电气	运达风电	运达风电	运达风电	东方电气	Vestas	2.55%
10	南车风电	Vestas	运达风电	华锐风电	三一重能	华创风能	华创风能	东方电气	1.77%

资料来源: 公开资料, 申港证券研究所

图72: 对外销售容量 (MW) 分布

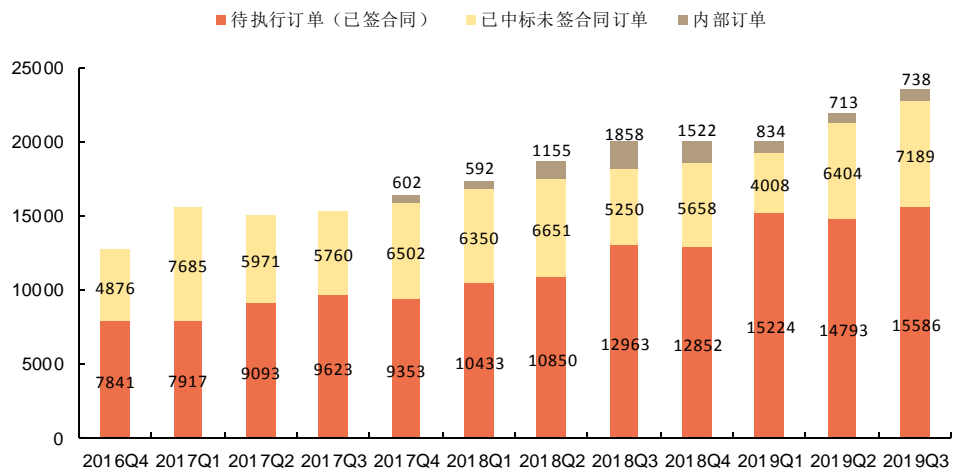


资料来源: 金风科技, 申港证券研究所

2019年 Q1-Q3 公开招标量已达 49.9GW, 远高于 2018 全年 33.5GW 招标量。公司在手外部订单 22.8GW, 同比增长 25.1%。根据彭博新能源数据, 国内已核准开工 58GW, 已宣布开发计划项目 59GW, 大量的项目储备将使风电行业长期处于景气通道, 提振公司风机业绩。预计 2019 年国内风电新增装机或达 25GW 以上。

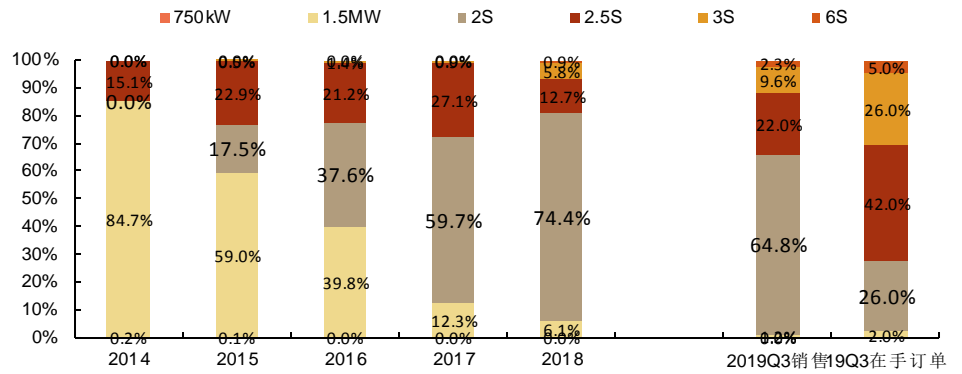
同时, 公司外部订单的结构进一步优化, 2.5MW 机组将取代 2.0MW, 成为最主要的细分机型。当前在手订单中, 1.5MW/2MW/2.5 MW /3MW /6MW 风机占比分别为 2% / 26% / 42% / 26% / 5%, 2.5MW 占比 42%, 容量为 9.7GW, 成为最主要的平台机型, 6S 机型订单占比也提升至 5%, 容量达到 1.1GW, 未来公司平均单机功率将显著提升。

图73: 风机在手订单不断增长 (MW)



资料来源: 金风科技, 申港证券研究所

图74: 不同机型销售和外部订单占比



资料来源: 金风科技, 申港证券研究所

公司已成为国内风机市场首屈一指的龙头企业, 并不断拓展海外业务, 凭借过硬的技术优势抢占海外市场。截至 2019 年 9 月 30 日, 公司海外在手外部订单共计 1,207MW, 同比增长 62.5%, 主要分布在加拿大、菲律宾、巴基斯坦、南非、澳大利亚等国家。海外在建及待开发项目权益容量合计达到 1,535MW, 在建项目集中在阿根廷和澳大利亚。

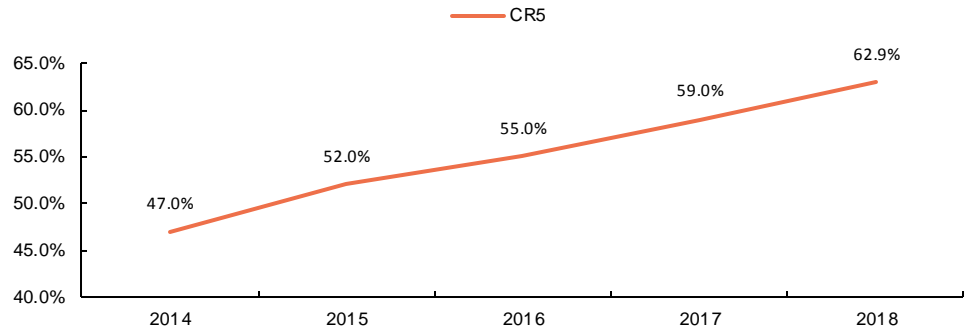
我们认为风机龙头的集中度仍将继续提升。全球“五大”风电机组整机制造商 Vestas、Siemens Gamesa、通用电气、金风科技和远景的优势将扩大, 到 2020 年预计占据全球总市场份额的 65%, 较 2015 年提升 20%。在全球风机业务头部高度集中化的趋势下, 公司竞争力也将进一步提高。

表 14: 2018 年公司风机出口情况

出口国家	功率 (MW)	已发运台数 (台)	已发运容量 (MW)
古巴	1.5	11	16.5
泰国	2.5	4	10.0
哈萨克斯坦	2.5	2	5.0
土耳其	3.4	3	10.2
阿根廷	3.2	24	78.4
	3.4		
	3		
澳大利亚	3.2	44	153.5
	3.57		
合计		88	273.6

资料来源: CWEA, 申港证券研究所

图75: 近五年全球市场 CR5 份额占比变化



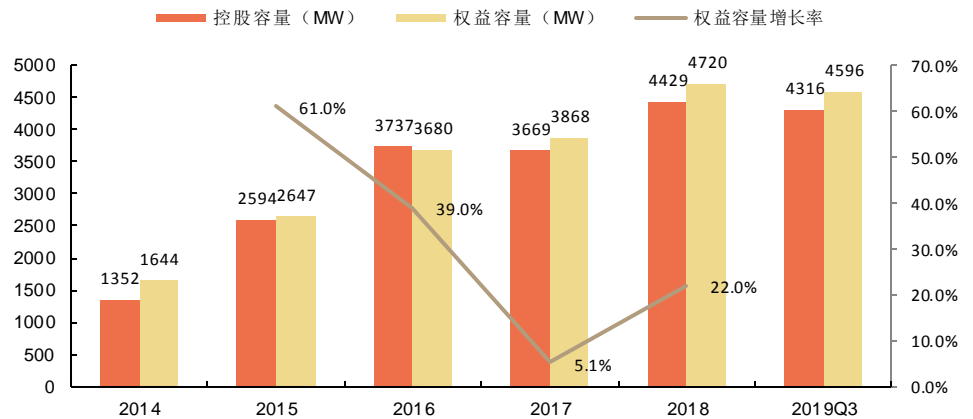
资料来源: HIS, BNEF, 申港证券研究所

5.3 风电场业务盈利能力突出

截至 2019Q3, 公司全球累计并网的自营风电场权益装机容量为 4596MW, 其中 34% 位于西北地区, 同比降低 6pct; 34% 位于华北地区; 21% 位于华东及南方地区。

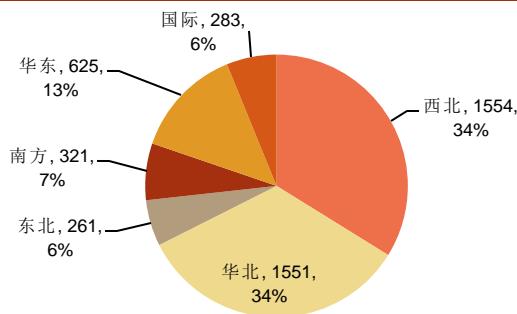
2019 年 1~9 月, 公司国内新增并网权益装机容量 195MW; 在建风电场项目, 权益容量 1390MW, 其中南方和华东等消纳较好地区占比过半; 国际权益在建容量 1224MW, 占比达到 47%, 海外风电业务版图持续扩张。

图76: 公司累计并网装机容量不断提升



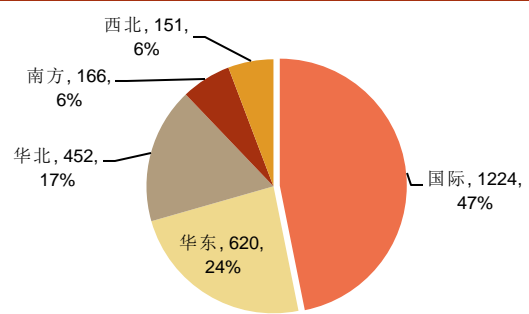
资料来源: 公司财报, 申港证券研究所

图77: 2019Q3 并网容量分布 (MW)



资料来源: 金风科技, 申港证券研究所

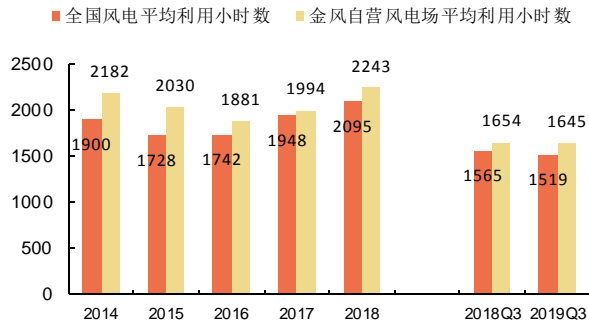
图78: 2019Q3 在建容量分布 (MW)



资料来源: 金风科技, 申港证券研究所

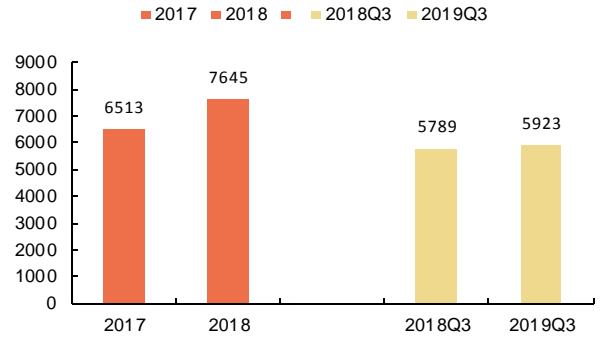
2019Q3, 公司合并报表口径发电量为 59.23 亿 kWh, 同比增长 2%, 市场化交易电量占发电总量的 34.81%, 其中西北地区占比 58%, 华北地区 34%, 南方地区 6%, 东北地区 2%。公司自营风电场的平价标准运行小时数为 1,645 小时, 比行业平均水平高出 126 小时, 与去年同期基本持平。

图 79: 公司风电场利用小时数高于行业平均值



资料来源: 金风科技, 申港证券研究所

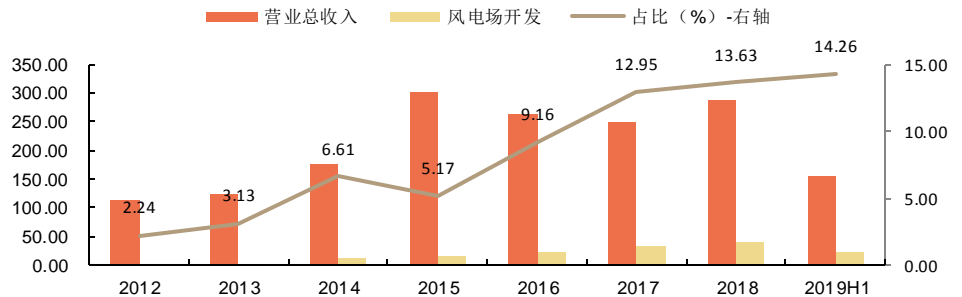
图 80: 公司风电场发电量 (GWh) 稳步增长



资料来源: 金风科技, 申港证券研究所

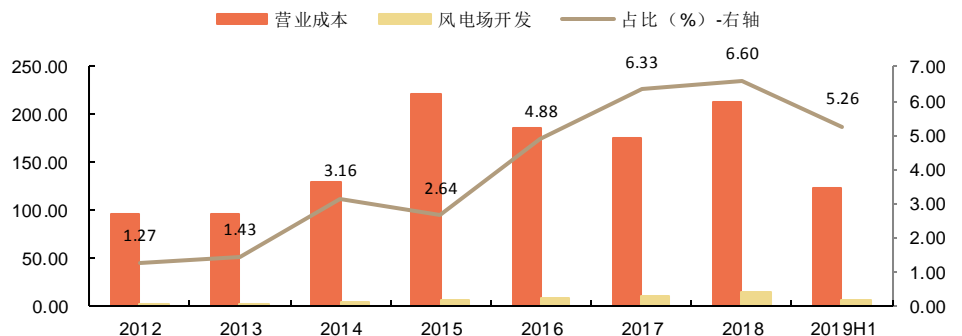
2019H1 公司风电场开发业务实现营收 22.43 亿元, 同比增长 11.11%, 虽然占公司总营收仅 14.26%, 但凭借着高毛利率, 成本仅占公司总成本的 5.26%, 贡献了公司绝大部分利润。风电场业务盈利能力突出, 毛利率近几年维持在 60% 以上, 2019H1 风电场开发业务毛利率高达 70.83%, 高于公司整体毛利率 20%~30%。风电场业务显著提升了公司整体利润水平, 增厚公司业绩。

图 81: 公司风电场业务收入及占比



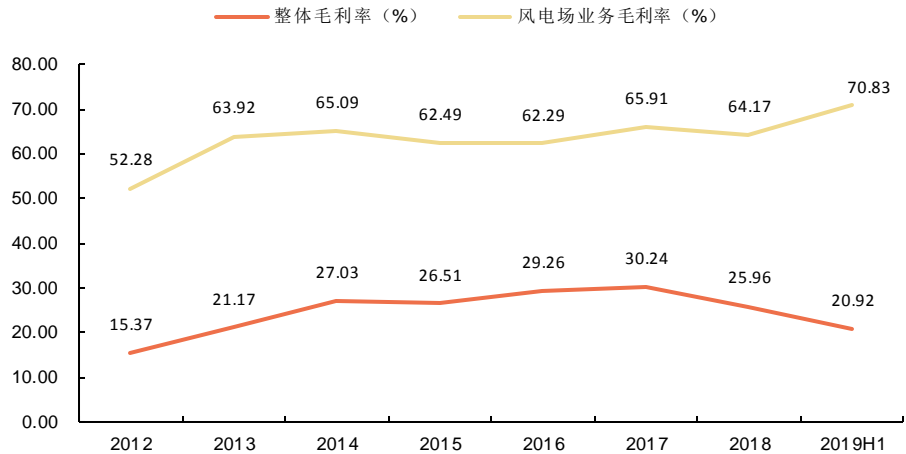
资料来源: Wind, 申港证券研究所

图 82: 公司风电场业务成本及占比



资料来源: Wind, 申港证券研究所

图83: 公司风电场业务毛利率变化



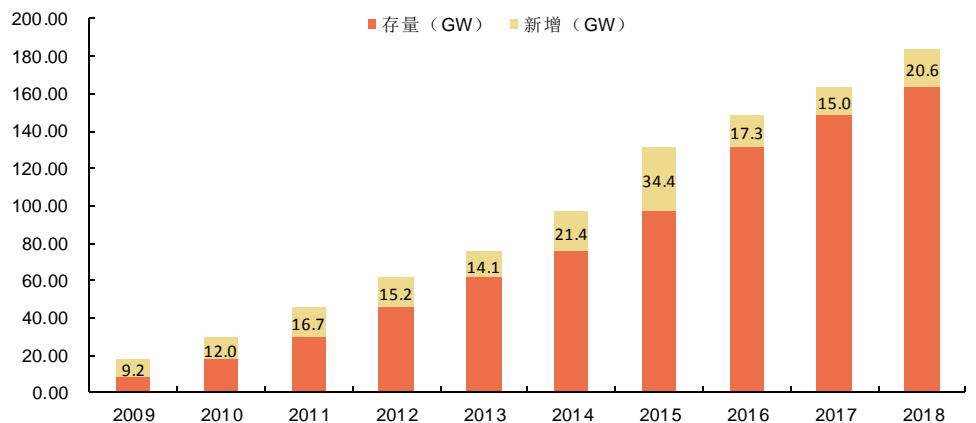
资料来源: Wind, 申港证券研究所

5.4 运维蓝海拓展未来发展空间

大规模即将出质保期的风电场为风机运维市场打开新思路。风电机组平均质保期一般为3年或5年,2012年以前建设的风电场质保期通常为2年。截至2018年底,全国并网5年以上的机组,即2013年以前完成并网的机组,已超过75GW,占总并网量41%。

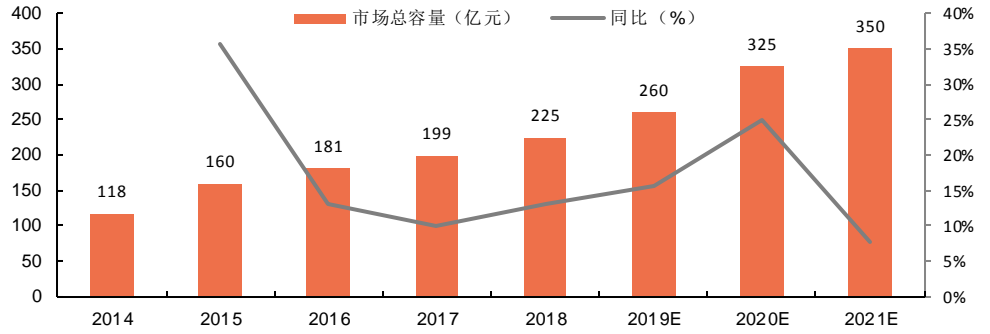
2015年前后,国内风电经历了一段抢装潮,使得该年新增并网发电机组容量达到历史峰值,按照2014年至2016年期间完成并网的风电机组将于未来三年出质保期换算,2021年并网5年以上机组将达到149GW,庞大的存量市场为运维市场未来发展提供坚实的需求基础。

图84: 2009-2018年中国风电并网情况



资料来源: 中国农业机械工业协会, 申港证券研究所

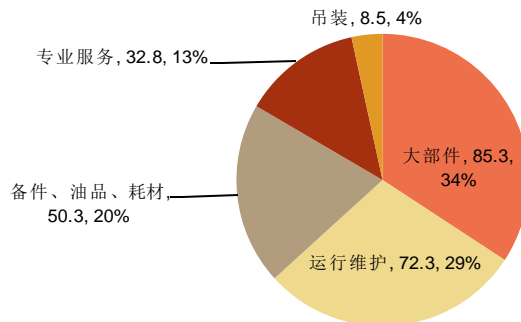
图85: 国内风电运维市场容量预估



资料来源: 中国农业机械工业协会, 申港证券研究所

风电场运维服务主要包括风电场运行、日常保养维护、定期维护、故障维修等方面。广义的风电场运维服务所包含范围更大, 从风电设备出厂后, 设备运输、安装、调试、试运行、质保期、运行、维护、修理、技改、拆除的风电场全生命周期过程中, 围绕设备从出厂到拆除所有环节所需要的各种服务全部包含在内, 具体包括大部件故障及维修、油品及备件检测与更换、叶片定期维护、运营期保险、人员培训与提升、机组技术改造与升级、延寿评估与拆除、生态恢复等。

图86: 2019年风电运维市场容量构成 (亿元)



资料来源: 中国农业机械工业协会, 申港证券研究所

风电运维市场的参与方主要包括有风电场开发商、风电机组整机制造商、第三方运维公司、大部件制造企业、各类专业服务公司 (金融、保险、检测、培训、认证), 目前市场占有率最大的两种运维主体是风电场开发商和风电机组整机制造商

- ◆ **开发商运维:** 开发商是风电项目业主, 运维工作的主导者, 质保期内的自主运维积累技术和经验, 掌握核心技术和运维管理方法。同时, 运维团队、人员编制缺乏灵活性, 技术改造依赖设备企业, 缺乏对核心技术的掌握。
- ◆ **整机设备商运维:** 具备技术实力, 对自有品牌机组设备的熟悉程度高, 对技术升级路径有更敏感的把握, 掌握技术改造的核心竞争力, 且经验丰富, 维护措施更加精准, 有效提高运维效率。整机企业之间存在竞争关系, 对其他厂商的机组了解甚少, 难以做到跨厂家服务, 市场空间受到现有装机容量限制。
- ◆ **第三方运维:** 第三方服务机构机制灵活, 不会受机型约束, 可迅速跟踪最新技术改进成果, 在市场反应速度方面具有优势。但规模相对较小, 通常具有某一部件或某单项问题的处置优势, 缺乏整体的系统解决方案。

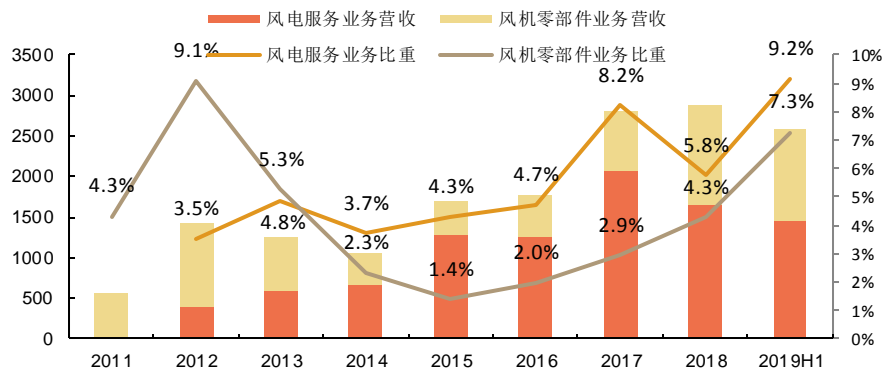
- ◆ **特殊部件制造企业：**由于叶片、齿轮箱和发电机等大型部件的技术生产壁垒高，核心技术集中在部件供应商手中，在运维市场的设备供应环节占据重要地位。同时由于专业供应商的技术相对独立，具有可提供的产品服务单一的劣势。

公司作为设备制造商龙头，质保期内企业信任度高，规模化经验丰富。质保期外，在争取在手运维业务可延续性的市场份额上占有先天优势，可针对自家设备组建专业的运维团队。

运维服务将成为公司业绩新的增长点。随着国内现役风电场的运行、零部件等设备老化，合理进行风电场运行、维护，有利于降低资产管理成本，提高运营效率，确保发电机组安全可靠运行。加之公司在手订单转化为实际并网容量的不断增加，运维市场的前景十分广阔。

欧洲风电场已初步形成整机+运维服务的新型市场模式，国内有望遵循相同的路线，充分发挥设备商在整机运维方面的技术优势、规模优势，开辟新的市场。

图87：金风科技运维业务比重逐年攀升



资料来源：Wind，申港证券研究所

海上风电场运维难度远高于陆上风电场。海上风电场存在交通运达困难、危险系数高、作业时间长等缺点。国内海上风电场项目起步较晚，相关经验严重不足，维修设备缺乏，尚未形成完整的产业链。此外，海上风电场的运维费用也远高于陆上风电场，根据欧洲海上风电场的运行、维护经验，其运维工作量约为同等规模陆上风电场的2~4倍，运维成本约占度电成本25%以上。

目前海上风电场的发展模式仍存在诸多未知数，在海上风电市场尚未全面打开之前，风电企业对海上风电相关运维市场仍持观望态度，但随着海上风机不断投入运行，运维市场将逐渐被打开。公司作为业内具备极强技术优势和市场规模的龙头企业，将充分受益于存量运维市场的不断增长，为业务增长提供新动力。

6. 投资建议

6.1 盈利预测

我们认为受益于风电抢装，公司风机出货量和盈利能力将稳步提升，并且由于本轮抢装是带补贴项目和平价大基地项目共同推进，预计抢装期将会被平滑，2021装机量不会出现断崖式下滑。我们认为未来公司业务将呈现以下特征：

- ◆ **结构向大型化方向发展。**2018 年公司 1.5MW/ 2MW/ 2.5 MW/ 3MW/ 6MW 风机销售占比分别为 6%/74%/13%/6%/1%，2019Q1~3 销售占比变为 1%/65%/22%/10%/2%，2.5MW 和 6MW 风机占比显著提升。当前在手订单中，风机占比分别为 2%/26%/42%/26%/5%，2.5MW 占比 42%，容量为 9.7GW，成为最主要的平台机型，6S 机型订单占比也提升至 5%，容量达到 1.1GW，未来公司平均单机功率将显著提升。
- ◆ **毛利率将触底反弹。**自 2018Q3 风机价格到达 3196 元/kW 的低点后，招标价格持续上涨，19 年 9 月 3MW 风机已涨至 3900 元/kW，同比增长超 20%，而且 2.5MW、3MW 风机价格显著高于 2MW 风机。风机交付周期一般为 12~18 个月，18Q3 低价订单已逐步消化完成，后续高价订单价格将持续上升。在成本端，由于公司实现平台化，机型整合、减少推出机型种类，提升规模化效益，而且 3MW、6MW 的大型风机成本下降能力更强，因此成本控制能力将逐步提升。订单价格的上升、高单价风机占比提升、成本的有效控制，将引领毛利率实现触底反弹。
- ◆ **风机业务提供最大业绩弹性。**公司利润来源最大业务主要是风机销售、风电场运营、风电场处置收益，其中风电场运营因为运营规模稳中有增、利用小时数、毛利率相对稳定，对公司盈利贡献增长相对稳定，风电场处置收益因为公司每年 300~500MW 相对稳定的处置目标，贡献处置收益也相对稳定。而风机业务因为毛利率的触底反弹，以及销售量受益于景气持续增长，将提供最大的业绩弹性。

表 15: 公司各机型 2019~2021 分布假设

机型	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
1.5 MW	40%	12%	6%	1%	1%	1%
2.0 MW	38%	60%	74%	65%	50%	30%
2.5 MW	21%	27%	13%	22%	30%	40%
3.0 MW	1%	1%	6%	10%	15%	20%
6.0 MW			1%	2%	4%	9%

资料来源：公司财报，申港证券研究所

表 16: 公司风机业务营收及毛利率预测

	机型	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
风力发电机组 -收入 (亿元)	1.5 MW	84.4	22.8	14.5	3.7	4.3	4.2
	2.0 MW	79.0	105.4	144.0	171.3	165.0	96.0
	2.5 MW	51.4	55.8	28.9	71.1	108.0	139.7
	3.0 MW	3.9	3.1	19.1	29.8	55.5	71.8
	6.0 MW			3.7	10.4	24.0	52.4
	风机营收总计 (亿元)		218.7	187.1	210.2	286.1	356.8
风力发电机组 -毛利率 (%)	1.5 MW	27.8	26.7	26.9	15.5	15.5	15.5
	2.0 MW	24.8	25.3	19.3	10.8	16.2	16.2
	2.5 MW	24.9	25.8	18.0	20.5	18.6	21.0
	3.0 MW	30.6	20.9	19.4	17.3	24.1	26.4
	6.0 MW			-7.0	-0.6	0.8	3.8
	风机毛利润 (亿元)		57.0	47.8	40.3	38.7	61.0
风机综合毛利率 (%)		26.1	25.5	19.2	13.5	17.1	18.3

资料来源：Wind，申港证券研究所

我们预计公司各版块业务受益于风电行业景气，均会实现稳步增长，其中以风机销售、风机零部件业务增长幅度最高。

表 17: 金风科技各项业务 2019~2021 预测

		2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
风机销售	营业收入(亿元)	218.7	187.1	210.2	286.1	356.8	364.1
	营收 YoY	-17.7%	-14.5%	12.3%	36.2%	24.7%	2.0%
	毛利率(%)	26.1	25.5	19.2	13.5	17.1	18.3
风电场开发	营业收入(亿元)	24.17	32.55	39.15	51.92	58.97	63.04
	营收 YoY	55%	35%	20%	33%	14%	7%
	毛利率(%)	62.29	65.91	64.17	67.50	67.50	67.50
风电服务	营业收入(亿元)	12.49	20.61	16.52	23.13	32.38	45.33
	营收 YoY	-3%	65%	-20%	40%	40%	40%
	毛利率(%)	16.38	15.35	19.72	13.00	13.00	13.00
风机零部件	营业收入(亿元)	5.19	7.36	12.24	18.36	22.03	26.44
	营收 YoY	26%	42%	66%	50%	20%	20%
	毛利率(%)	17.36	17.33	13.52	13.52	13.52	13.52
其它业务	营业收入(亿元)	3.43	3.68	9.23	16.61	24.92	32.40
	营收 YoY	67%	7%	151%	80%	50%	30%
	毛利率(%)	64.86	62.70	45.83	52.00	52.00	52.00
总计	营业收入(亿元)	264.0	251.3	287.3	396.2	495.1	531.3
	营收 YoY	-13.8%	-5.1%	14.3%	37.9%	25.0%	7.3%
	毛利率(%)	29.3%	30.2%	26.0%	22.2%	24.4%	25.5%

资料来源: Wind, 申港证券研究所

6.2 估值分析及投资建议

由于公司所属行业为风电，我们选取风电领域上市公司进行比较，包括整机、风塔、铸锻件、叶片、主轴、机舱罩、电缆等环节。公司估值在风电上市公司中位于平均水平，低于其他整机上市公司估值。

表 18: 公司与风电行业公司估值对比 (2019-11-8 收盘日数据)

		收盘价(元)	总市值 (亿元)	归母净利润(亿元)			PE		
				2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E
整机	明阳智能	12.2	168.6	6.6	10.5	13.4	25.6	16.0	12.5
	运达股份	17.7	51.9	1.0	3.5	4.2	51.4	14.7	12.4
风塔	天顺风能	6.4	114.0	7.6	9.9	11.8	15.0	11.5	9.7
	泰胜风能	4.7	33.8	1.8	2.6	3.2	18.6	13.1	10.5
	天能重工	14.5	32.5	2.6	3.8	4.5	12.6	8.5	7.3
铸锻件	日月股份	18.0	95.4	5.0	7.2	8.9	19.3	13.2	10.7
叶片	中材科技	9.7	162.8	13.7	16.3	18.9	11.9	10.0	8.6
主轴	金雷股份	13.3	31.5	2.0	3.1	4.0	15.6	10.2	8.0
机舱罩	双一科技	24.3	27.0	1.6	2.0	2.5	17.1	13.4	11.0
	振江股份	18.9	24.2	1.1	1.9	2.6	22.6	12.6	9.2
电缆	东方电缆	11.0	72.1	4.0	5.2	6.6	18.1	13.8	10.9
		平均值					20.7	12.5	10.1

	收盘价(元)	总市值 (亿元)	归母净利润(亿元)			PE		
			2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E
金风科技	12.9	543.8	29.4	44.4	50.6	18.5	12.2	10.7

资料来源: Wind, 申港证券研究所 (除了金风科技其他公司均采用万得一致预期)

相对估值法: 我们预计公司 2018-2020 年 EPS 分别为 0.7、1.05、1.2 元, 对应当前股价, PE 分别为 18.5、12.2、10.7 倍。由于行业抢装潮下, 公司 2020 年业绩确定性高, 我们认为 2020 年公司可以享受 16 倍 PE, 对应股价 16.8 元。

绝对估值法: 设置参数: $\beta=0.5$, 无风险利率 $R_f=2.8\%$, 必要收益率 $R_m=11.55\%$, 股利第二阶段(2022-2030)增长率=2%, 股利长期增长率=1%, $WACC=6.78\%$, 计算得到每股价值为 16.55 元。

基于以上分析, 我们给予公司 6 个月目标价 16.5~16.8 元, 维持“买入”评级。

7. 风险提示

政策出现大幅波动、原材料价格出现大幅上涨、风电装机不及预期、“两海”市场拓展不及预期

表 19: 公司盈利预测表

利润表		单位:百万元					资产负债表		单位:百万元				
	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E		2017A	2018A	2019E	2020E	2021E		
营业收入	25129	28731	39617	49514	53129	流动资产合计	33081	32917	44441	55188	64634		
营业成本	17530	21271	30829	37415	39594	货币资金	7740	5066	5943	7427	12827		
营业税金及附加	161	160	237	296	318	应收账款	15001	14823	22045	27552	29564		
营业费用	1906	1666	2297	2871	3080	其他应收款	967	1232	1698	2123	2277		
管理费用	2473	1612	1585	1981	2125	预付款项	701	1737	2586	3617	4708		
研发费用	0	1062	1062	1327	1424	存货	4083	4997	7211	8752	9261		
财务费用	786	957	1391	1607	1833	其他流动资产	963	1506	1506	1506	1506		
资产减值损失	259	11	300	375	402	非流动资产合计	39707	48447	46901	45558	44221		
公允价值变动收益	(16)	204	0	0	0	长期股权投资	2391	3660	3660	3660	3660		
投资净收益	1213	1346	1481	1481	1481	固定资产	18080	19792	24450	23231	22012		
营业利润	3509	3718	3398	5124	5833	无形资产	2469	3307	3290	3174	3062		
营业外收入	8	5	5	6	7	商誉	498	488	488	488	488		
营业外支出	26	41	41	41	41	其他非流动资产	1345	3669	3669	3669	3669		
利润总额	3491	3682	3362	5089	5798	资产总计	72788	81364	91341	100746	108855		
所得税	342	400	365	553	630	流动负债合计	29600	31601	37493	38569	37522		
净利润	3149	3283	2997	4536	5169	短期借款	2055	2038	2453	218	0		
少数股东损益	94	66	60	91	104	应付账款	10591	13778	19033	23099	24445		
归属母公司净利润	3055	3217	2937	4445	5065	预收款项	4658	9	(2067)	(4661)	(7445)		
EBITDA	5416	6024	6148	8090	9020	一年内到期的非流动负债	3992	1433	1433	1433	1433		
EPS (元)	0.84	0.88	0.70	1.05	1.20	非流动负债合计	19713	23288	24531	29571	34979		
主要财务比率						长期借款	15076	18001	22033	27073	32481		
						应付债券	810	560	560	560	560		
成长能力						负债合计	49313	54889	62024	68141	72501		
营业收入增长	-4.8%	14.3%	37.9%	25.0%	7.3%	少数股东权益	788	1514	1574	1665	1769		
营业利润增长	6.6%	6.0%	-8.6%	50.8%	13.8%	实收资本(或股本)	3556	3556	4225	4225	4225		
归属于母公司净利润增长	1.7%	5.3%	-8.7%	51.4%	13.9%	资本公积	8175	8168	8168	8168	8168		
获利能力						未分配利润	8092	10488	12504	15557	19035		
毛利率(%)	30.2%	26.0%	22.2%	24.4%	25.5%	归属母公司股东权益合计	22687	24961	26292	29490	33133		
净利率(%)	12.5%	11.4%	7.6%	9.2%	9.7%	负债和所有者权益	72788	81364	91341	100746	108855		
总资产净利润(%)	4.2%	4.0%	3.2%	4.4%	4.7%	现金流量表 单位:百万元							
ROE(%)	13.5%	12.9%	11.2%	15.1%	15.3%								
偿债能力						经营活动现金流	3023	3125	(2404)	451	2409		
资产负债率(%)	67.7%	67.5%	67.9%	67.6%	66.6%	净利润	3149	3283	2997	4536	5169		
流动比率	1.12	1.04	1.19	1.43	1.72	折旧摊销	1121	1348	1359	1359	1354		
速动比率	0.98	0.88	0.99	1.20	1.48	财务费用	786	957	1391	1607	1833		
营运能力						应付帐款减少	(454)	178	(7222)	(5507)	(2012)		
总资产周转率	0.37	0.37	0.46	0.52	0.51	预收帐款增加	1433	(4649)	(2076)	(2594)	(2784)		
应收账款周转率	1.70	1.93	2.15	2.00	1.86	投资活动现金流	(7098)	(6114)	2435	1083	1056		
应付账款周转率	2.49	2.36	2.41	2.35	2.23	公允价值变动收益	(16)	204	0	0	0		
每股指标(元)						长期股权投资减少	(1083)	(1270)	0	0	0		
每股收益(最新摊薄)	0.84	0.88	0.70	1.05	1.20	投资收益	1213	1346	1481	1481	1481		
每股净现金流(最新摊薄)	-0.19	-0.50	0.21	0.35	1.28	筹资活动现金流	3382	1201	845	(49)	1936		
每股净资产(最新摊薄)	6.38	7.02	6.22	6.98	7.84	应付债券增加	(2743)	(250)	0	0	0		
估值比率						长期借款增加	3209	2924	4033	5040	5408		
P/E	15.34	14.55	18.52	12.23	10.74	普通股增加	821	0	669	0	0		
P/B	2.02	1.83	2.07	1.84	1.64	资本公积增加	(10)	(7)	0	0	0		
EV/EBITDA	11.07	10.41	10.57	9.42	8.43	现金净增加额	(693)	(1787)	877	1485	5400		

资料来源: 公司财报, 申港证券研究所

研究助理简介

贺朝晖，电力设备与新能源行业首席研究员，7年能源行业工作经验，1年证券行业研究经验，2018年Wind平台影响力电新行业第6名。清华大学学士及硕士学位，曾在中国核电工程有限公司工作4年，美国能源行业外企工作3年，参与过多个核电、火电、油气项目建设。对能源行业全产业链有着深刻理解，在电力项目成本分析、行业政策研究等领域拥有丰富经验。曾就职于东兴证券，2019年加入申港证券。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告的观点、逻辑和论据均为分析师本人研究成果，引用的相关信息和文字均已注明出处。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

风险提示

本证券研究报告所载的信息、观点、结论等内容仅供投资者决策参考。在任何情况下，本公司证券研究报告均不构成对任何机构和个人的投资建议，市场有风险，投资者在决定投资前，务必要审慎。投资者应自主作出投资决策，自行承担投资风险。

免责声明

本研究报告由申港证券股份有限公司研究所撰写，申港证券股份有限公司是具有合法证券投资咨询业务资格的机构。本研究报告中所引用信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

我公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为我公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为申港证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本研究报告仅供申港证券股份有限公司客户和经本公司授权刊载机构的客户使用，未经授权私自刊载研究报告的机构以及其阅读和使用者应慎重使用报告、防止被误导，本公司不承担由于非授权机构私自刊发和非授权客户使用该报告所产生的相关风险和责任。

行业评级体系

申港证券行业评级体系：增持、中性、减持

增持	报告日后的 6 个月内，相对强于市场基准指数收益率 5% 以上
中性	报告日后的 6 个月内，相对于市场基准指数收益率介于 -5%~+5% 之间
减持	报告日后的 6 个月内，相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上

市场基准指数为沪深 300 指数

申港证券公司评级体系：买入、增持、中性、减持

买入	报告日后的 6 个月内，相对强于市场基准指数收益率 15% 以上
增持	报告日后的 6 个月内，相对强于市场基准指数收益率 5%~15% 之间
中性	报告日后的 6 个月内，相对于市场基准指数收益率介于 -5%~+5% 之间
减持	报告日后的 6 个月内，相对弱于市场基准指数收益率 5% 以上