

光伏海内外预期均改善，风电抢装盛宴勿缺席

——电新行业 2020 年投资策略报告（下）

强于大市（维持）

日期：2019 年 12 月 12 日

行业核心观点：

19 年光伏国内装机不及预期，预计全年 30GW 左右；前 10 月组件出口 54.5GW，同增 75.4%，我们认为随着低碳发展理念成为人类的共识，2050 年光伏将成为最主要的供电方式。预计 2020 年光伏全球新增装机 120GW，国内 40GW，海外 80GW。风电高电价抢装，预计明年新增装机 30GW 左右，产业链价格维持高位，整机商率先收益，紧缺零部件环节如铸件、叶片环节值得关注。

投资要点：

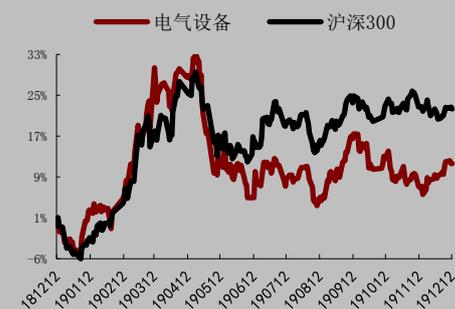
- **光伏：**今年国内装机不及预期，海外出口同增 75% 维持行业整体景气，2020 年光伏政策框架基本已经确定，总体上与 2019 年保持一致，初步预计补贴总规模 17.5 亿元；其中地面电站和工商业分布式为 12.5 亿元，户用分布式为 5 亿元。产业链价格下降仍然在路上，一切行业技术变革都在为平价上网时代的到来做准备。硅片尺寸之争或于明年下半年见分晓，我们看好光伏龙头的长期表现，推荐具备重新定义行业能力、产能加速扩张的单晶一体化龙头隆基股份（601012）和硅料、电池片盈利迎来拐点的通威股份（600438）。
- **风电：**明年是风电大年，运营商七成是国企，高电价抢装会有序进行。目前风机价格已经出现大幅上涨，截至 2019 年 9 月，根据月度公开报价信息，2.5MW 级别机组投标价格已经达到 3898 元/千瓦，同比上升 17%；3.0MW 机组均价达到 3900 元/千瓦。风机整机以及上游产业链在明年将呈现供需平衡局面。此外，在补贴退出后，三北地区大基地建设以及海上风电巨大开发潜力有望为行业贡献新增量。推荐国内风机市场份额稳居第一，海外市场份额逐年提高，风电场稳步发展的整机商龙头金风科技（002202）。

风险提示：国内和国际光伏行业政策风险；市场竞争导致硅料、硅片、电池、组件价格下降超预期；经营规模扩大带来的管理风险，国际贸易保护风险等。风电行业抢装背景下产能不足风险；风机价格上涨不及预期；风电产业链原材料和零部件价格上涨风险；弃风限电改善不及预期等。

盈利预测和投资评级

股票简称	18A	19E	20E	评级
隆基股份	0.92	1.19	1.85	买入
通威股份	0.52	0.73	0.99	增持
金风科技	0.88	0.71	1.22	买入

电气设备行业相对沪深 300 指数表



数据来源：WIND，万联证券研究所

数据截止日期：2019 年 12 月 12 日

相关研究

万联证券研究所 20191127_隆基股份（601012）首次覆盖报告_AAA_技术和成本优势，打造全球单晶一体化龙头

分析师： 王思敏

执业证书编号：S0270518060001

电话：01056508508

邮箱：wangsm@wlzq.com.cn

研究助理： 江维

电话：01056508507

邮箱：jiangwei@wlzq.com

目录

1、光伏成本优势明显，国内市场发展承压	5
1.1 国内承压，海外有望接力	5
1.1.1 补贴下滑，国内增速放缓	5
1.1.2 海外市场有望迎来增长	6
1.2 明年市场环境改善，降本增效仍是主旋律	7
1.2.1 政策加速出台，料定市场情况好转	8
1.2.2 行业加快出清，降本增效是盈利能力的保障	9
1.3 光伏产业链情况	12
1.3.1 多晶硅：需求稳定，关注进口替代	12
1.3.2 硅片：行业垄断特征明显，单晶产能需求增长	13
1.3.3 电池片：PERC 成为主流应用技术	17
1.3.4 组件：技术升级应对降本需要，产业整合构造行业壁垒	19
2、风电抢装确定性强，海上风电有望发力	21
2.1 风电发展趋势良好，中国风电市场雄踞世界第一	21
2.2 技术升级助力，降本增效加强风电竞争力	23
2.2.1 风电迅猛发展，成本优势明显	23
2.2.2 风机大型化成为行业趋势	24
2.2.3 叶片材料革命，拥抱大风机时代	26
2.2.4 直驱技术引领行业方向，效率成为主要驱动力	27
2.3 抢装背景下，市场格局向有利于整机商的方向倾斜	28
2.3.1 运营商为风电核心驱动因素	28
2.3.2 风机供不应求，产能成为整机商天花板	30
2.3.3 零部件产能趋紧，叶片板块值得关注	33
2.4 后补贴时代，大基地和海上风电贡献增量	33
3、投资建议	37
3.1 隆基股份（601012）：技术和成本优势，打造全球单晶一体化龙头	37
3.2 通威股份（600438）：硅料将迎来全面满产，电池片盈利处于底部	38
3.3 金风科技（002202）：风电整机龙头，整机毛利率拐点已到	39
4、风险提示	39
图表 1：2006-2019 年前三季度我国新增装机规模（万千瓦时）	5
图表 2：2018 年-2020E 年我国光伏补贴缺口（亿元）	5
图表 3：2010-2021E 全球光伏新增装机量	6
图表 4：2016-2020E 全球 GW 级市场情况	7
图表 5：2018-2019 年前十月中国光伏产品出口情况（亿美元）	7
图表 6：2020 年政策框架与 2019 年保持一致	8
图表 7：2020 年光伏政策制定时间安排	8
图表 8：2019 年各类光伏项目结转情况	8
图表 9：2011-2025E 光伏新增装机情况（GW）	9
图表 10：2018 年中国光伏电站总安装成本（美元/kW）	9
图表 11：2018 年中国光伏电站 LCOE（美元/kW）	9
图表 12：近一年硅料价格走势（元/千克）	10
图表 13：近一年硅片（156.75×156.75）价格走势（元）	10

图表 14: 近一年电池片价格走势 (元/瓦)	10
图表 15: 近一年组件价格走势 (元/瓦)	10
图表 16: 2011-2019 年我国光伏标杆电价 (元/kW) 及 LCOE (美元/kW)	11
图表 17: 2018 年我国 50MW, 接入 110kV 地面光伏电站系统成本构成	11
图表 18: 我国多晶硅进口量连年高涨	12
图表 19: 我国多晶硅自给率逐年提升	12
图表 20: 多晶硅生产成本构成	12
图表 21: 2018 年我国多晶硅产能前十企业 (万吨)	13
图表 22: 2019E 我国多晶硅产能前十企业 (万吨)	13
图表 23: 未来单晶硅片与多晶硅片市场占比预测	13
图表 24: 2015-2018 年及 2020E 中国主要单晶硅片企业产能情况	14
图表 25: 隆基股份、中环股份历年毛利率变化情况	14
图表 26: 硅片行业产能利用率维持高位 (GW)	15
图表 27: 单晶硅电池片转换效率高于多晶硅电池片 (单位: %)	15
图表 28: 包头项目 G1 与 M6 硅片 BOS 成本测算	错误!未定义书签。
图表 29: 太阳能电池片成本构成	17
图表 30: 第三批应用领跑者中标结果中, PERC 电池占比已达 70%	18
图表 31: 当前我国太阳能电池片产业化的转换效率	18
图表 32: 2018-2025E 太阳能电池片市场份额预测	19
图表 33: 光伏组件厂商毛利率较低	19
图表 34: 光伏组件成本构成	20
图表 35: 部分组件企业扩产情况	21
图表 36: 2008-2023E 全球风电新增装机量	21
图表 37: 2013-2019Q3 我国风电并网装机情况	22
图表 38: 2013-2019Q3 我国风力发电量	22
图表 39: 2018 年全球风机制造商市场份额情况	22
图表 40: 2020E 中国的发电量构成	23
图表 41: 2050E 中国发电量构成	23
图表 42: 全球及我国陆上风电平均总装机成本 (美元/kW)	23
图表 43: 全球及我国陆上风电平均 LCOE (度电成本) (美元/kW)	24
图表 44: 全球陆上风电风机平均直径和输出功率变化	24
图表 45: 全球海上风电风机平均直径和输出功率变化	25
图表 46: 全球风机叶片直径份额变化	25
图表 47: 2008-2018 年我国风机叶片直径份额	25
图表 48: 碳纤维的应用优势和缺陷	26
图表 49: 双馈式、直驱式发电机对比	27
图表 50: 2014 年不同技术类型风电机组新增装机容量占比	27
图表 51: 2018 年不同技术类型风电机组新增装机容量占比	27
图表 52: 2019 前三季度弃风率再创新低	28
图表 53: 主要省份 2018、2019 年前三季度弃风限电情况	28
图表 54: 风电投资监测预警结果向好	29
图表 55: 我国风电标杆电价变化情况 (2019 年后为指导价)	30
图表 56: 2018 年中国风电开发企业新增装机容量	30
图表 57: 截至 2018 年底中国风电开发企业累计装机容量	30
图表 58: 风机历年招标量 (GW)	31

图表 59: 风机月度公开投标均价 (元/kW)	31
图表 60: 2014-2018 年中国主要风电整机制造商名义产能	32
图表 61: 2018 年中国市场风电整机商新增装机容量 (万千瓦)	32
图表 62: 中国各地区风电功率密度情况	33
图表 63: 中国已建成特高压项目情况	34
图表 64: 国家电网在建在运特高压工程示意图	35
图表 65: 国内主要风电大基地项目	35
图表 66: 2014-2018 年中国海上风电新增装机量 (万 kW)	36
图表 67: 2015-2018 年全球各国海上风电新增装机量 (MW)	36

万联证券

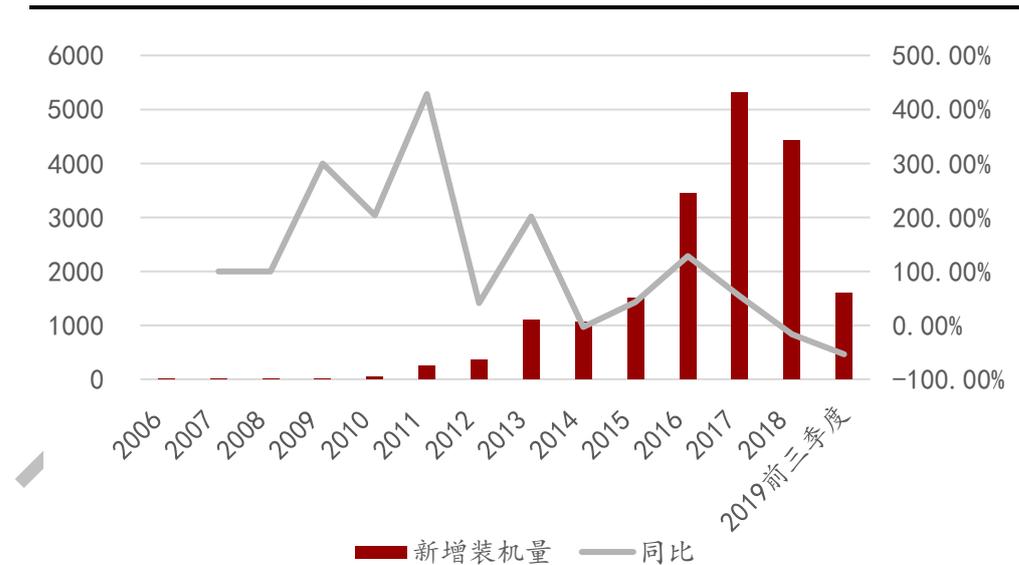
1、光伏成本优势明显，国内市场发展承压

1.1 国内承压，海外有望接力

1.1.1 补贴下滑，国内增速放缓

“531”新政后，国内光伏进入重整期。2018年，国内政策收紧后，光伏市场下滑较为严重，2018年新增装机量出现较大幅度回落。按照目前情况，2019年仍有较大幅度的下滑，根据国家能源局数据，2019年1-10月，光伏新增装机约为17.5GW，同比下降54%。按照年底累计装机超过200GW的预测，19年全年新增装机量大约在30GW左右，同比下滑约32%，远低于之前40-45GW的预期水平。

图表1：2006-2019年前三季度我国新增装机规模（万千瓦时）



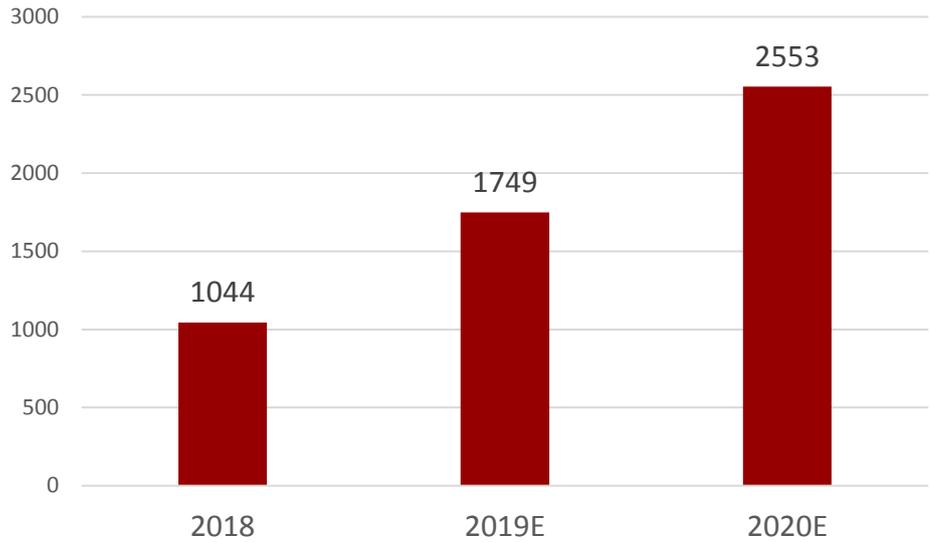
资料来源：国家能源局，万联证券研究所

今年国内光伏装机量不及预期由很多因素造成：

1. 政策下发较晚。今年光伏电价、竞价补贴以及规模等相关政策下发较晚，政策迟迟不落地造成了市场启动较晚，有效施工时间较短并且缩短了竞价项目的申报时间，导致部分申报项目的消纳和土地问题没有实质落实，致使“僵尸项目”的出现。

2. 补贴缺口的扩大。光伏项目的补贴缺口连年加大，根据solarzoom新能源智库预测，截至2020年，我国光伏补贴缺口将高达2553亿元。与此同时金融机构对部分企业的信贷政策进一步收紧，加大了开发商资金链的紧张程度。这极大程度上限制了开发商建设新电站的投资意愿。

图表2：2018年-2020E年我国光伏补贴缺口（亿元）



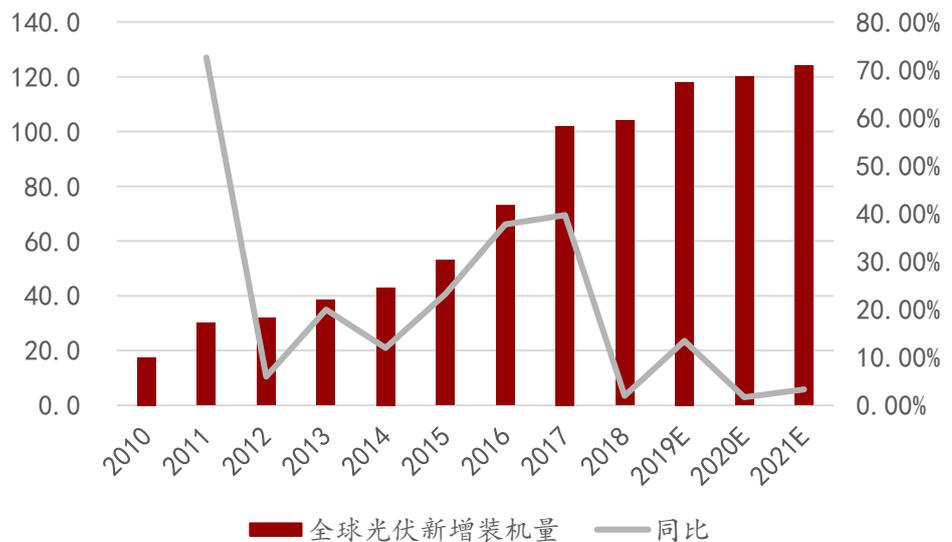
资料来源: solarzoom, 万联证券研究所

3. 风电抢装的挤出效应。2019年-2020年是风电争取高电价的抢装期, 因此电站开发商更愿意优先选择收益率更高的风电项目, 导致了一部分光伏项目的滞后。

1.1.2 海外市场有望迎来增长

海外需求较好, 弥补国内下滑。尽管国内市场情况不尽如人意, 但全球整体来看, 光伏新增装机仍保持正向增长, 尽管增速受到中国市场下滑的影响有所减缓, 但未来仍有较大空间。根据IRENA给出的2050年路线图, 到2050年光伏将成为最主要的供电方式, 提供25%以上的总电量供应。光伏总装机量超越其他能源达到8519GW, 较目前规模提升至少10倍, 比风电多出40.95%。

图表3: 2010-2021E全球光伏新增装机量



资料来源: 国家能源局, 万联证券研究所

近年来, 海外市场持续发力。除头部市场继续高速增长外, 新兴市场的发展同样不

可小觑。根据Energy Trend统计，仅仅经过3年，全球达到GW级市场的国家已经从2016年的6个达到2018年的13个，预计到2020年将达到15个。

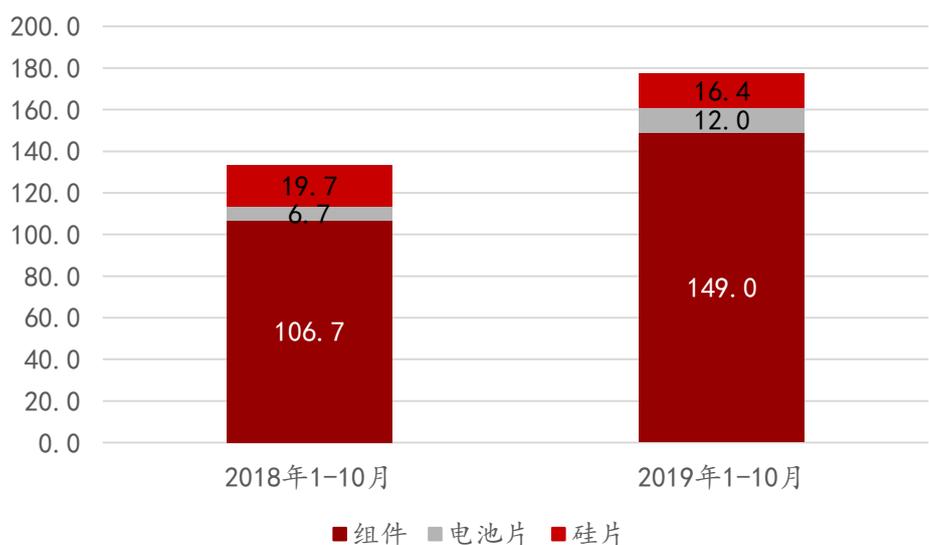
图表4：2016-2020E全球GW级市场情况

2016	2017	2018	2019E	2020E
中国	中国	中国	中国	中国
美国	美国	美国	美国	美国
日本	印度	印度	印度	印度
印度	日本	日本	日本	日本
英国	土耳其	澳大利亚	澳大利亚	荷兰
德国	德国	德国	西班牙	德国
6个	韩国	墨西哥	德国	澳大利亚
	澳大利亚	土耳其	荷兰	土耳其
	巴西	韩国	墨西哥	法国
	巴基斯坦	巴西	法国	西班牙
	10个	法国	埃及	墨西哥
		埃及	土耳其	埃及
		荷兰	巴西	韩国
		13个	韩国	巴西
			14个	意大利
				15个

资料来源：Energy Trend，万联证券研究所

海外市场的增长带动了国内出口的增长，2019年前十月我国光伏产品出口额创新高。2019年1-10月，我国硅片、电池片和组件出口额总计177.4亿美元，同比增长32.3%，超出2018年全年总额，其中组件出口量58GW，同比增长超过75%。

图表5：2018-2019年前十月中国光伏产品出口情况（亿美元）



资料来源：CPIA，万联证券研究所

1.2 明年市场环境改善，降本增效仍是主旋律

1.2.1 政策加速出台，料定市场情况好转

政策沿用2019年框架，汲取“前车之鉴”，启动时间提前。2020年光伏管理政策仍然沿用2019年的“六定”原则，保证了政策的稳定性。2019年光伏新增装机量不及预期的很大一部分原因是政策落地较晚，今年4月30日政策开始公开征求意见，5月30日才正式下发。为保证明年政策在2020年1月1日正式实施，各方决定将征求意见阶段与电价政策脱钩，即先将总原则公开征求意见，与此同时等待财政部和发改委出台相关政策，从而缩短征求意见到正式下发政策的时间间隔。政策的稳定以及加速出台有望为光伏市场注入一针“强心剂”。

图表6：2020年政策框架与2019年保持一致



资料来源：万联证券研究所

图表7：2020年光伏政策制定时间安排



资料来源：万联证券研究所

预计2020年需求端开始改善，2021年后左右回归较快增长。明年市场规模组成部分主要有2019年未完成的竞价/平价项目、2020年新增的竞价/平价项目、自发自用和户用分布式项目以及领跑者奖励项目和国家示范项目等，根据智汇光伏估算，2019年各类项目的结转规模大约为18.3GW；2020年的竞价上网项目约为15.6GW；户用项目5-7GW；工商业平价项目3GW，合计大约为42-44GW，与CPIA之前40-50GW的预期一致。

图表8：2019年各类光伏项目结转情况

项目类型	总规模	2019年完成	剩余	预期2020年落地	备注
竞价上网项目	22.78	11.4	11.38	4.6	按2019年总规模的30%最终无法落地估算
平价上网项目	14.78	1.2	11.14	7	预测约4GW无法落地
领跑者奖励	1.5	0	1.5	1.5	
基地项目	1.1	0	1.1	0.5	齐齐哈尔0.5、大庆0.6
特高压	6.8	0	6.8	3.7	青海3GW、内蒙古0.2GW、宁夏2GW、张北1.65GW
规划外	3.5+	0	3.5+	1	石河子7GW、阜新0.5GW
合计			36.64	18.3	

资料来源：智汇光伏，万联证券研究所

图表9：2011-2025E光伏新增装机情况（GW）

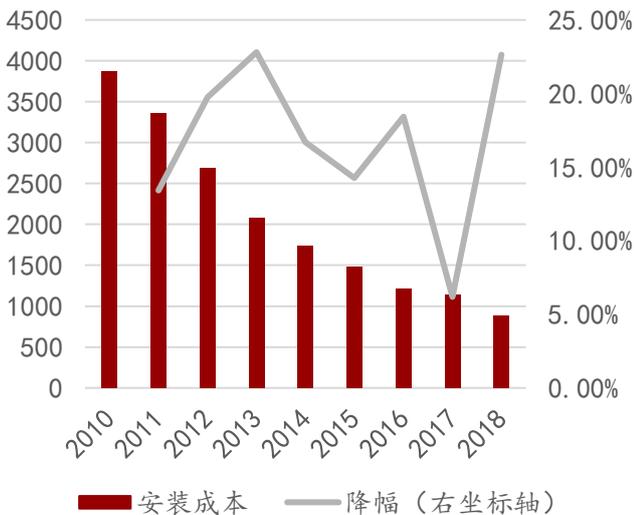


资料来源：CPIA, 万联证券研究所

1.2.2 行业加快出清，降本增效是盈利能力的保障

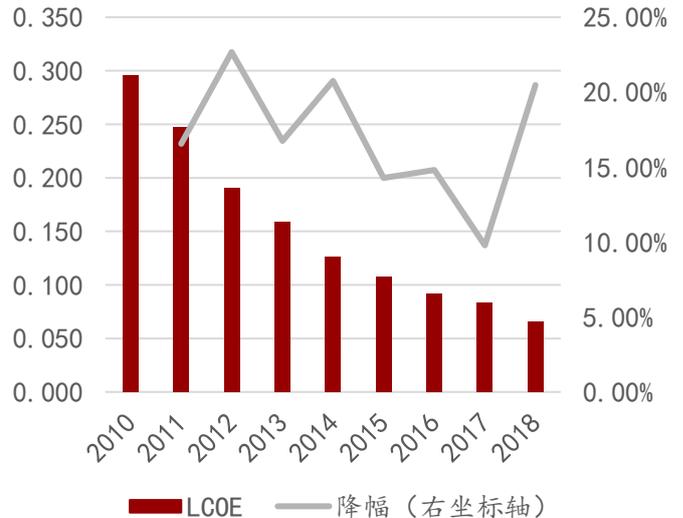
我国光伏发电已基本实现用户侧平价上网，正在迈进发电侧平价时代。由于“531”对光伏产业的巨大冲击，下游需求锐减，光伏产业链各环节产品价格均大幅跳水，以光伏组件为例，价格从2017年的3元/瓦降至2018年的2.1元/瓦再到2019年的1.77元/瓦以下，降幅巨大。光伏产业上游材料价格的下降导致了下游电站系统成本的骤降。根据IRENA数据，截至2018年底，我国光伏电站总安装成本为879美元/kW，同比下降22.64%；平准化度电成本为0.066美元/kW，同比下降20.48%。

图表10：2018年中国光伏电站总安装成本（美元/kW）



资料来源：IRENA, 万联证券研究所

图表11：2018年中国光伏电站LCOE（美元/kW）

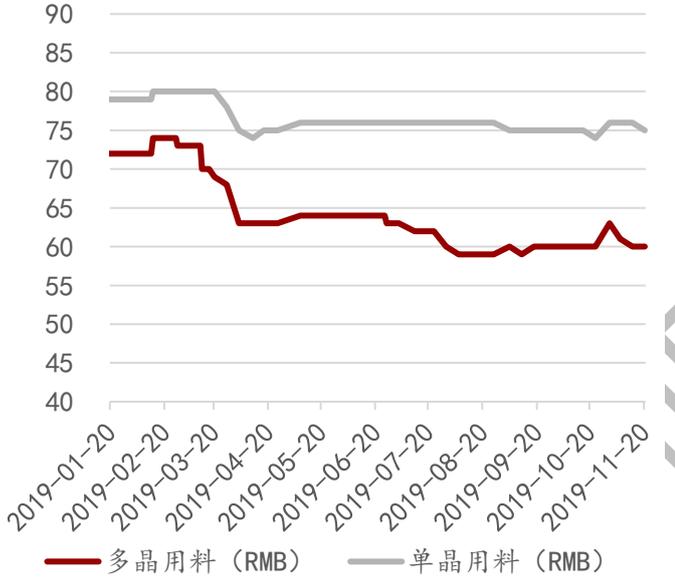


资料来源：IRENA, 万联证券研究所

光伏成本下降速度较快，市场出清重塑行业格局。随着光伏成本端下降以及补贴退

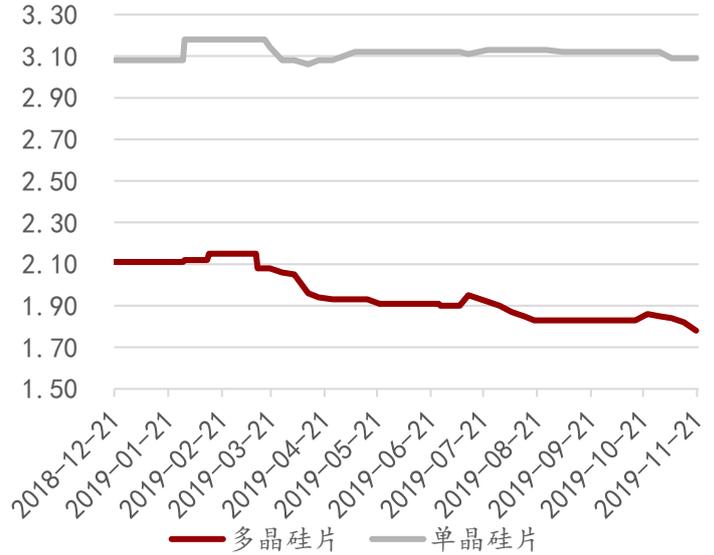
出进程的加速，光伏行业进入增速换挡期，产业下游需求逐渐由补贴驱动转换为内生的收益率驱动。标杆电价的持续下调促进产业重整，提升行业集中度，“531”新政后，产业链各环节产品价格大幅下降，产业竞争加剧，低端产能将陆续停产、出清，市场集中度提升速度加快，同时也倒逼光伏企业开发更高质量产品并压缩生产成本。

图表 12: 近一年硅料价格走势 (元/千克)



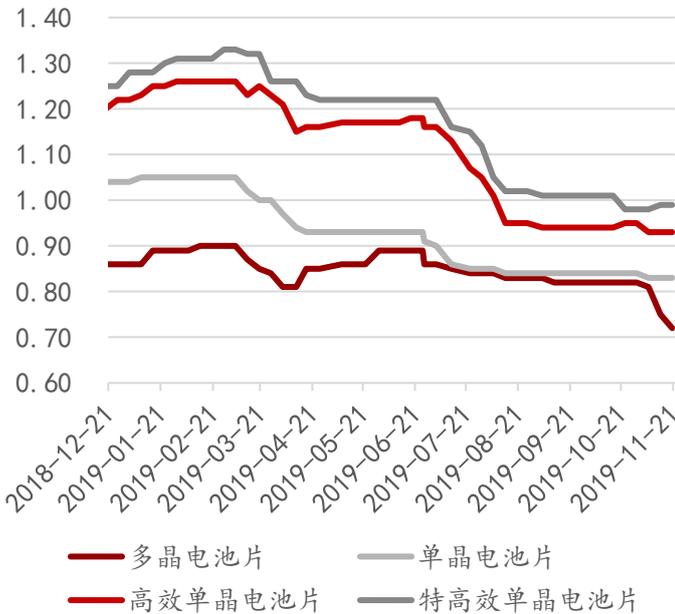
资料来源: 集邦新能源, 万联证券研究所

图表 13: 近一年硅片 (156.75×156.75) 价格走势 (元)



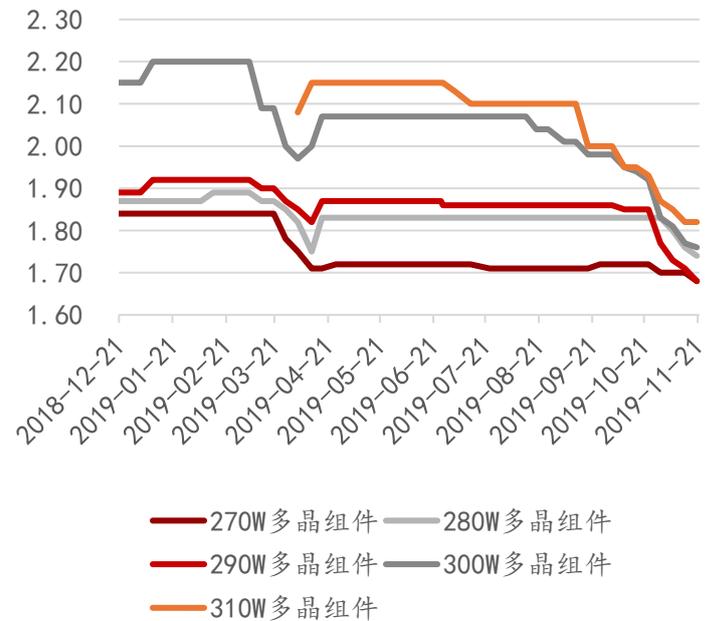
资料来源: 集邦新能源, 万联证券研究所

图表 14: 近一年电池片价格走势 (元/瓦)



资料来源: 集邦新能源, 万联证券研究所

图表 15: 近一年组件价格走势 (元/瓦)

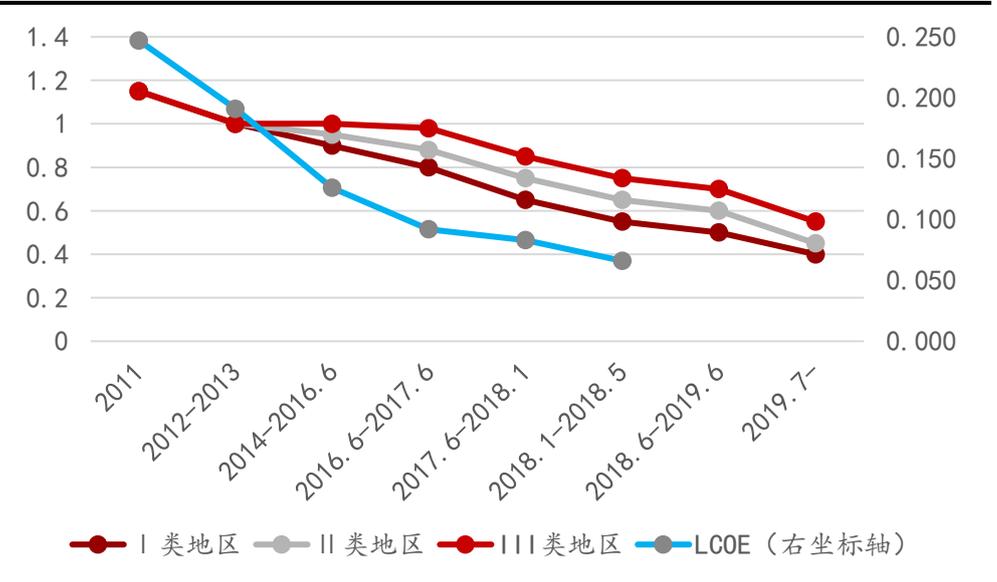


资料来源: 集邦新能源, 万联证券研究所

目前来看，光伏行业成本保持较快的下降速度，降幅高于标杆电价下调幅度。2011年-2018年，我国光伏平均LCOE由0.247美元/kW下降至0.066美元/kW，降幅达

73.28%；同时期我国光伏标杆电价下降幅度最大的I类资源区从1.15元/kW下降至0.55元/kW，降幅仅为52.17%。我国光伏产业链成本的较快下降保证了头部企业的盈利能力。在光伏政策的引导下，光伏平价上网有望加速实现，光伏企业的“降本增效”阵痛期进一步缩短，下游需求加速回暖，光伏企业未来板块估值修复空间巨大。

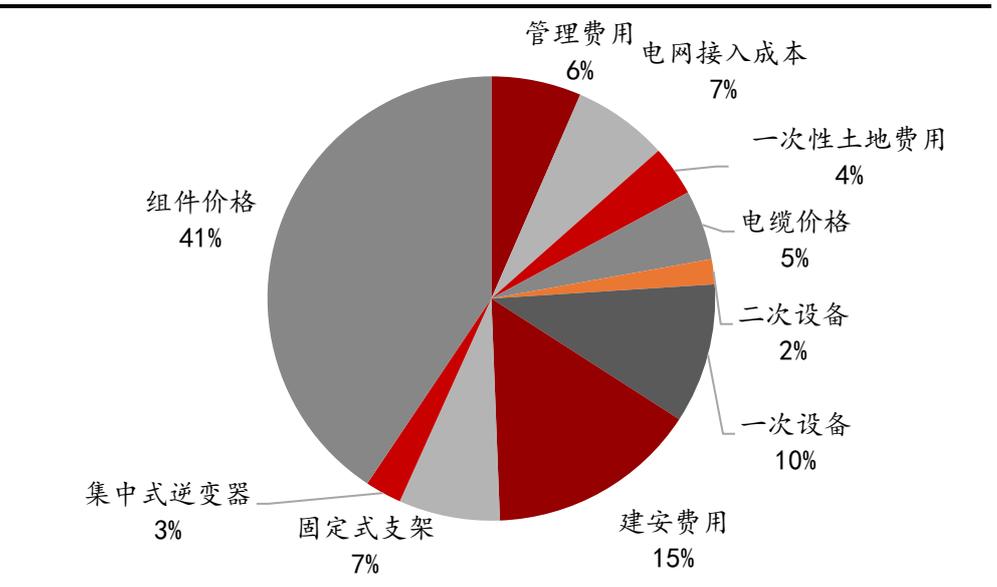
图表16：2011-2019年我国光伏标杆电价（元/kW）及LCOE（美元/kW）



资料来源：国家发改委，IRENA，万联证券研究所

未来度电成本的降低主要依赖于光伏电站系统成本的下降。根据度电成本测算公式，度电成本与发电量成反比，与投资成本成正比。影响发电量的因素有系统效率、组件衰减率、有效利用小时数和弃光率；影响投资成本的因素有系统成本、杠杆使用等。我们认为系统成本与有效利用小时数为影响光伏电站度电成本的主要因素，其中有效利用小时数由各地区光照禀赋所定，所以未来度电成本降低主要依赖于系统成本下降。

图表17：2018年我国50MW，接入110kV地面光伏电站系统成本构成



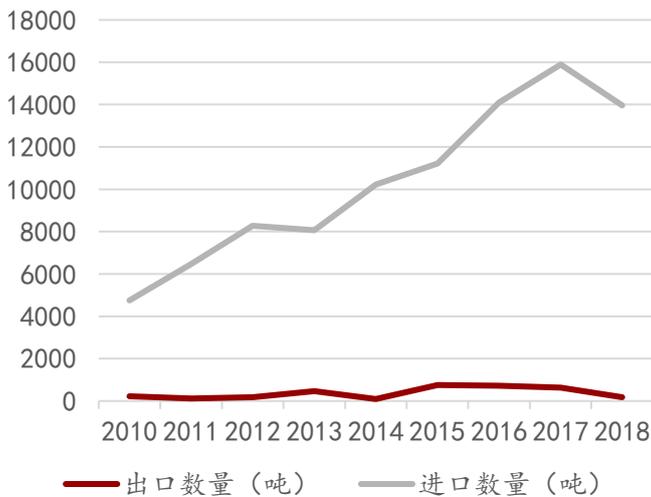
资料来源：CPIA，万联证券研究所

1.3 光伏产业链情况

1.3.1 多晶硅：需求稳定，关注进口替代

全球多晶硅需求稳定，进口替代促进自给率提升。由于2018年政策调整的影响，我国多晶硅进出口量较大程度的下滑，但进口量向上趋势仍然较为明显，我国多晶硅国产化程度仍然偏低。但2018年的转折为国内多晶硅相关企业提供了扩大自身市场份额的绝佳机会，随着未来技术升级和产能扩张带来的成本下降，我国多晶硅自给率有望上升，未来多晶硅企业的主要增长点来源于进口替代。

图表18：我国多晶硅进口量连年高涨



资料来源：wind，万联证券研究所

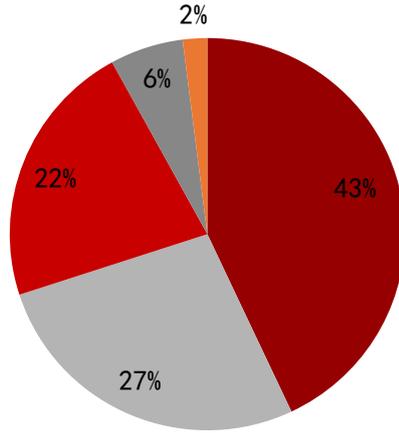
图表19：我国多晶硅自给率逐年提升



资料来源：wind，万联证券研究所

行业格局稳定，国内企业制造成本稳步下降，毛利率维持高位。光伏产业链中多晶硅环节属于高技术门槛与规模门槛并存的行业，市场格局稳定，集中度较高，毛利率普遍维持高位，企业竞争力主要体现在成本控制能力上。通过分析多晶硅生产成本结构可知，能耗成本占比最大，所以国内企业新建产能大多位于新疆、内蒙古等电力资源丰富电价低的地区，靠近坑口电站。国内多晶硅新产能陆续投产将进一步拉低生产成本，从上游压缩光伏产业链原料成本，推进平价上网进程。

图表20：多晶硅生产成本构成



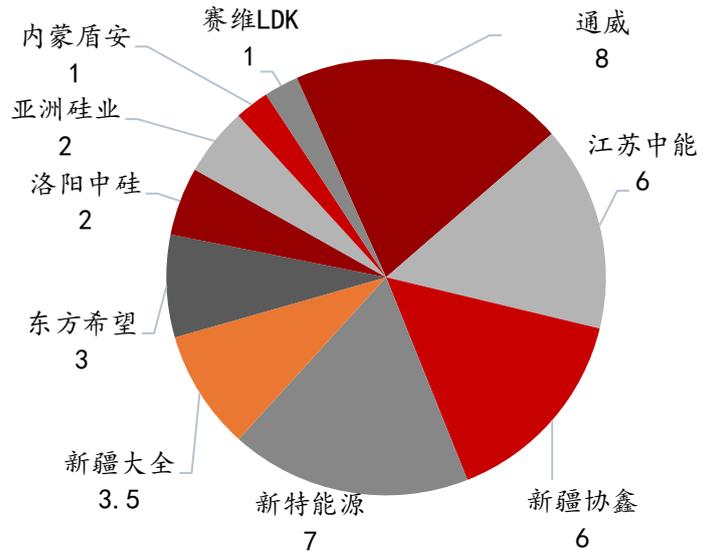
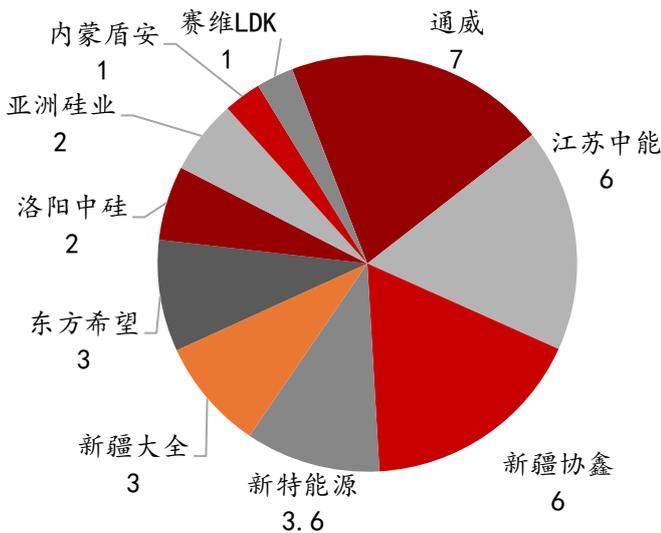
■ 能源 ■ 原材料 ■ 折旧 ■ 人工成本 ■ 制造费用及其他

资料来源: CPIA, 万联证券研究所

多晶硅行业集中度较高, 产能逐步扩张。2019年预计多晶硅产能CR10将达到89.47%, 同比增加4.57pct。行业产能扩张较快, 2019年预计多晶硅产能将达到44.2万吨, 同比增长8.33%。

图表 21: 2018 年我国多晶硅产能前十企业 (万吨)

图表 22: 2019E 我国多晶硅产能前十企业 (万吨)



资料来源: CPIA, 硅业分会, 万联证券研究所

资料来源: CPIA, 硅业分会, 万联证券研究所

1.3.2 硅片: 行业垄断特征明显, 单晶产能需求增长

单晶逐步占据主流市场, 龙头积极扩产巩固自身地位。着眼未来, 由于单晶具有天生的晶格整齐排序优势, 在金刚线细线化、配合PERC增加转换效率、硅片薄片化和高效N型电池推广方面有着更大的潜力。受益于技术进步和规模效应带来的成本下降, “领跑者”计划等政策倾斜, 国内单晶硅片市场份额不断增加。单晶替代的趋势已确立, 单晶硅片企业积极扩张产能, 而多晶路线企业也积极转型规划单晶产能。单晶硅片龙头隆基股份、中环股份2018年新增产能约13GW和9.5GW, 多晶路线的晶科也有3GW级别的扩产, 促使整个行业的单晶产能快速扩大。头部企业产能扩张不停歇, 隆基股份19年底单晶硅片规划产能达到36GW, 扩产8GW。

图表 23: 未来单晶硅片与多晶硅片市场占比预测



资料来源: CPIA, 万联证券研究所

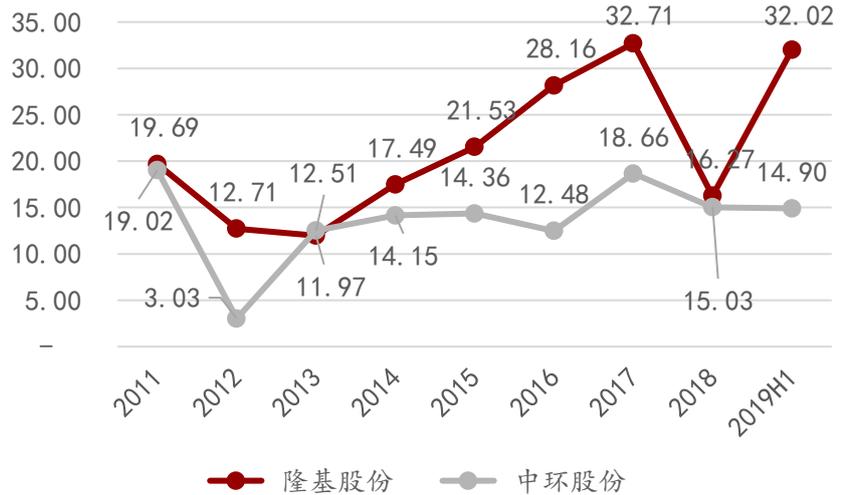
图表24: 2015-2018年及2020E中国主要单晶硅片企业产能情况

企业名称	2015年	2016年	2017年	2018年	2020E
隆基股份	4.0	7.5	15.0	28.0	65.0
中环股份	2.4	4.5	13.5	23.0	55.0
晶龙/晶澳	3.5	3.5	3.5	3.5	4.5
晶科能源	0.4	1.5	3.0	6.0	18.0
保利协鑫	/	1.0	1.0	1.0	10.0
阳光能源	1.2	1.2	1.2	1.8	5.4
卡姆丹克	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
荣德	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
昱辉阳光	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
合计	12.9	20.6	38.6	64.7	159.3

资料来源: 公司公告, 万联证券研究所

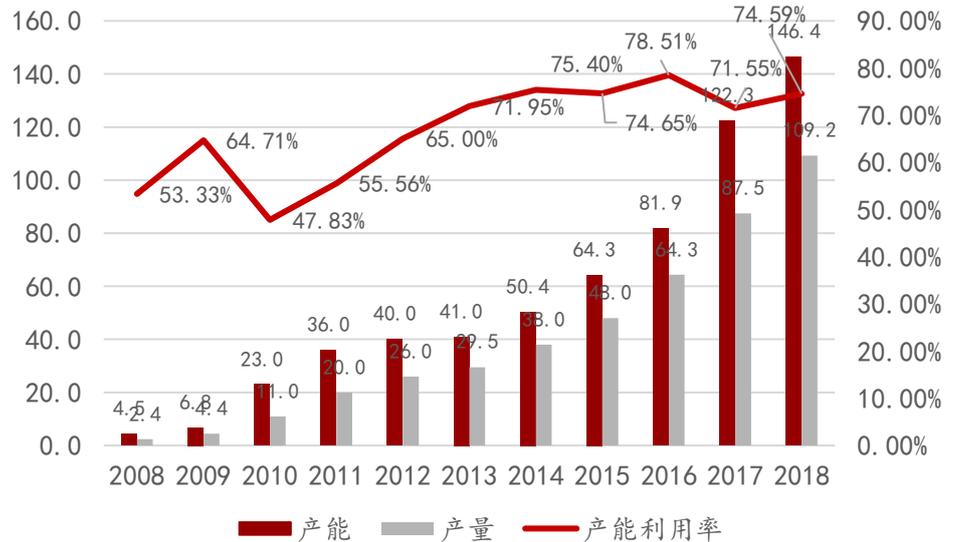
行业双寡头垄断特征明显, 积极扩产稳固龙头地位。硅片行业集中度较高, 从出货量来看, 硅片CR10逐年提高, 从2015年的64.06%增加到2018年的75.90%。细分来看, 保利协鑫是多晶领域龙头, 产能占比达20%; 隆基与中环在单晶领域二分天下, 二者产能合计占比超六成。硅片领域竞争格局清晰, 龙头企业溢价能力较强, 毛利率在政策收紧的情况下依然保持稳定, 压低了上游多晶硅与下游电池片的利润。由于下游需求旺盛, 硅片行业产能利用率一直维持在高位, 我们认为在强调电池片效率提升背景下, 上游硅片品质将愈发重要, 硅片高端产能尤其是单晶产能将继续保持较高利用率, 同时由于下游电池片企业竞争激烈, 缺乏足够议价能力, 以及硅片行业进入门槛过高等原因, 硅片领域龙头企业将继续保持较高盈利能力。

图表25: 隆基股份、中环股份历年毛利率变化情况



资料来源: wind, 万联证券研究所

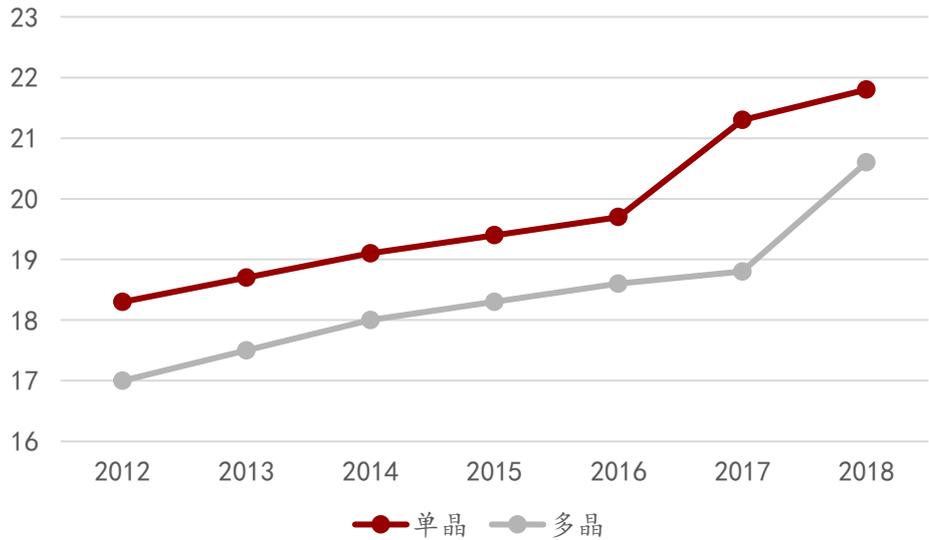
图表26: 硅片行业产能利用率维持高位 (GW)



资料来源: pvinsight, 万联证券研究所

光伏电池技术进步对硅片纯度要求提升, 单晶硅片为未来主流需求。虽然光伏电池技术在单、多晶硅片上均可应用, 但单晶转换效率更高, 在高效电池技术 (PERC/n型电池) 应用方面也更加成熟, 同时也更加适合于集约性更高的分布式小型电站。预计随着高效电池渗透率提升与分布式小型电站装机量增长, 单晶硅片需求也将逐渐增长, 并成为未来市场主流产品。

图表27: 单晶硅电池片转换效率高于一多晶硅电池片 (单位: %)



资料来源: CPIA, 万联证券研究所

大硅片是长期趋势，标准的确定是关键。6年前，隆基、晶龙、卡姆丹克、中环和阳光能源五家国内主流单晶硅片制造商共同发布了单晶M1&M2硅片产品，统一了行业156.75±0.25mm的单晶硅片规格，并于2015第三季度成为全球行业标准。近年来，行业内157.35mm、158.75mm等非标尺寸的电池片和组件开始愈演愈烈，对单晶硅片的供给端有一定的扰动。2019年5月23日，隆基推出M6（166mm）大硅片，希望能够以M6和M2大小两种尺寸的单晶硅片满足所有客户对硅片尺寸的需求，并再度统一行业标准。大硅片能够显著摊薄电池组件单瓦的非硅成本，小幅提升组件效率，但基本不能降低每瓦硅成本。以包头项目为例进行BOS成本测算，得出采用M6硅片能够降低8.3分/W的BOS成本。目前采用大硅片的厂商仍较少，下游厂商的推广仍有一定的阻力，一方面隆基刚刚推出，向下传导需要时间；另一方面即使解决了工艺问题，客户选择组件版型时仍趋向于熟悉的尺寸；此外，对现有产线的改造也需要额外的资金投入；最后，硅片变大后能否保持表面均匀和批次的稳定，相关的工艺方面仍需验证，部分辅助装置需重新设计。如果大硅片能复制M1和M2硅片的成功经验，顺利成为国际标准，渗透率将快速提升，继而打破资金持观望态度。总的来说，我们认为大硅片符合长期降低组件成本和最终度电成本的诉求，是长期发展的趋势；但短期来看，其渗透情况仍不明确。

图表28: 包头项目G1与M6硅片BOS成本测算)

		组件功率	390W	425W	变化值	变化率 (%)
		容量 (MW)	1.60056	1.6014		
		组件数量 (块)	4104	3768	336	8.20%
BOS 成本	固定 BOS	变压器 1600kVA	1	1		
		箱变基础 (吨)	4.3	4.3		
		造价 (元/W)	0.206	0.206		
	110kW 逆变器 支架竖 排 12*2	数量 (台)	15	14	1	6.70%
		造价 (元/W)	0.197	0.184	0.013	6.60%
		用钢量 (吨)	73.946	67.739	6.207	8.40%
		造价 (元/W)	0.393	0.36	0.033	8.40%

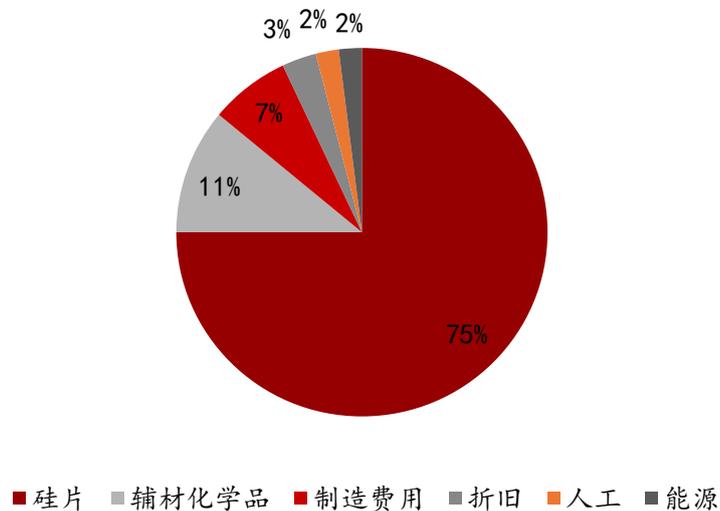
	支架	用钢量 (吨)	29.77	27.624	2.146	7.20%
		基础	造价 (元/W)	0.158	0.147	0.011
	安装	(元/W)	0.16	0.15	0.01	6.30%
	线缆	直流数量 (km)	12	11.5	0.5	4.20%
		交流数量 (m)	1901	1617	284	14.90%
		接头数量	171	157	14	8.20%
		接地数量	821	723	98	11.90%
		合计 (元/W)	0.223	0.197	0.026	11.70%
	土地	占地面积 (公顷)	2.55	2.63	-0.08	-3.10%
		造价 (元/W)	0.0119	0.0123	-0.0004	-3.10%
总价 (元/W)		1.348	1.256	0.083	6.20%	

资料来源：河北能源工程设计有限公司测算，万联证券研究所

1.3.3 电池片：PERC成为主流应用技术

技术路线变更频繁，新产能更具竞争力。光伏产业链中，上游多晶硅、硅片环节主要负责提供原料，下游组件环节主要负责组装加工，真正决定光伏电站系统效率的是中游的电池片加工环节，该环节工艺流程较长，针对某一个工艺环节的技术微创新更新较为频繁，龙头行业地位变更也较为常见，通常新产能配置最新的设备以及最优的技术路线与成本控制能力，相比老产能而言更具市场竞争力。同时电池片生产成本构成中硅片成本占比达75%左右，降本难度较大，因此选择合适的技术路线、提升电池转换效率是电池厂商的核心竞争力。

图表29：太阳能电池片成本构成

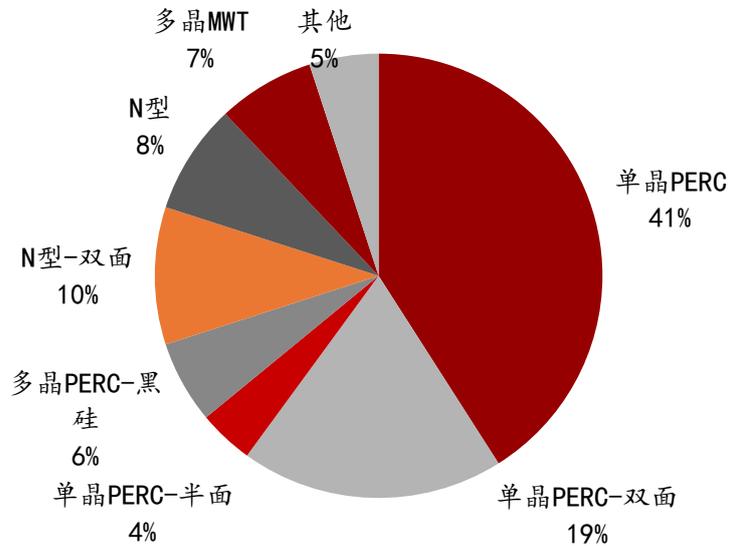


资料来源：中国产业信息网，万联证券研究所

PERC电池将成为未来主流量产电池，产能两年增长20倍。2016年之前，光伏电池研究主要集中于对晶硅电池迎光面，效率提升速度在每年0.3%左右，2016年之后，随着沉积AlO_x产业化制备技术和设备的成熟，PERC技术开始进入产业化阶段。PERC，即钝化发射极和背面电池技术，采用AL₂O₃膜对背表面进行钝化，有效降低了背表面复合，提高开路电压，增加背表面反射，提高短路电流，从而提升电池效率。从第三批应用领跑者中标结果来看，PERC电池占比已达70%，成为领跑者项目主流电池产品。目前光

伏电池片都在积极布局PERC产能，2016年全国PERC电池产能约3GW，2017年达19GW以上，2018年已经突破60GW，预计到2020年对PERC电池的需求将超过100GW。

图表30：第三批应用领跑者中标结果中，PERC电池占比已达70%

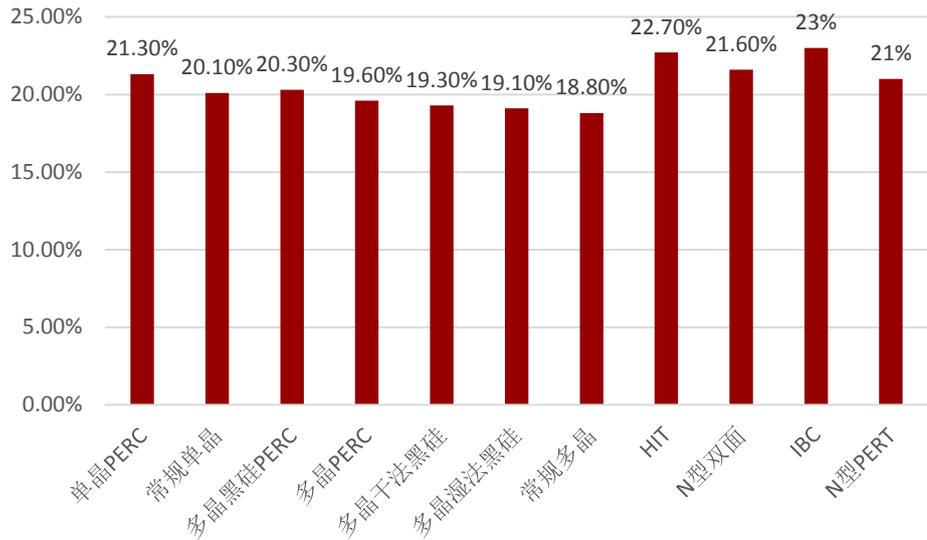


资料来源：PVInfoLink，万联证券研究所

PERC电池转换效率高、与其他高效电池和组件技术融合可以进一步提升转换效率。 PERC技术应用对于常规电池转换效率提升在1%以上，其中主流单晶PERC效率可达21.3%，当前单晶PERC电池最高效率记录为隆基的24.03%，略高于n型电池主流水平。双面PERC电池几乎在不增加成本的情况下便可实现双面发电，可在系统端实现10%-25%的发电增益。同时PERC电池与多主栅、选择性发射极和TOPCon等技术叠加，转换效率还将进一步提升。

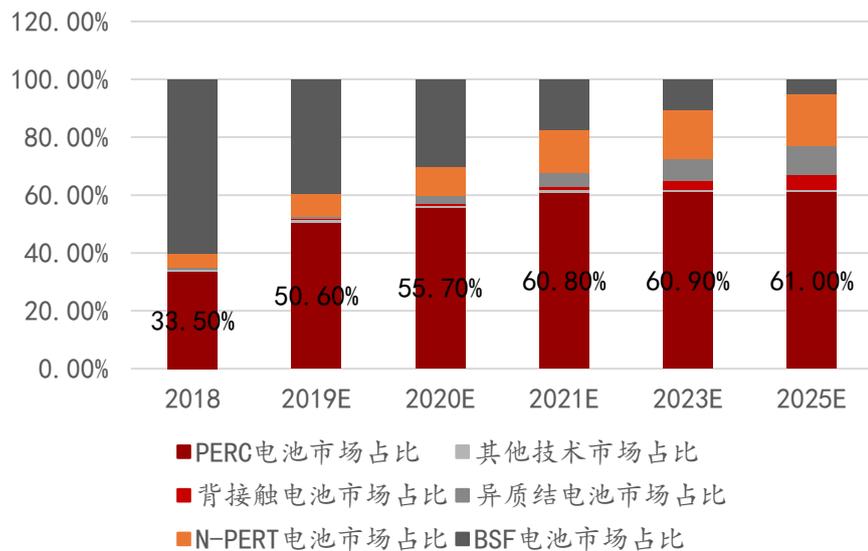
PERC电池兼容老产线，且成本增长有限：PERC电池工艺相对简单，能够兼容现有产线，只需增加钝化膜沉积设备和膜开口设备便可进行工业化复制，这也是PERC电池产能得以快速扩张的原因；同时新产线成本增加主要为新增设备折旧，生产成本和常规电池接近。

图表31：当前我国太阳能电池片产业化的转换效率



资料来源：索比光伏网，万联证券研究所

图表32：2018-2025E太阳能电池片市场份额预测

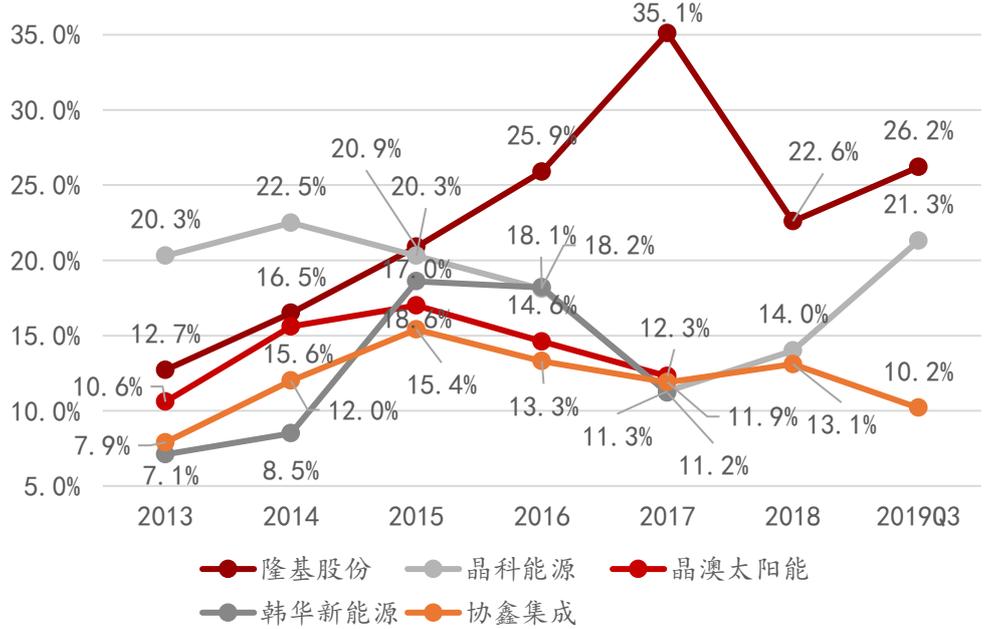


资料来源：CPIA，万联证券研究所

1.3.4 组件：技术升级应对降本需要，产业整合构造行业壁垒

技术低端导致行业参与者众多，降本压力推动市场加速出清。光伏产业链中的组件端主要为组装环节，毛利率较低。因为技术门槛较低，组件厂商在前几年光伏下游装机需求旺盛的背景下数量激增，同时由于产品同质化较为严重，市场集中度并不高，2018年CR10为56.27%，2019年同比上升5.15pct达到61.42%，但相比于硅料和硅片集中度水平仍然较低。为降低下游电站系统成本推动平价上网超预期前行，组件降本首当其中，市场出清加速。未来随着行业竞争格局优化，成本控制能力较强的企业将维持较高毛利并攫取更大市场份额。

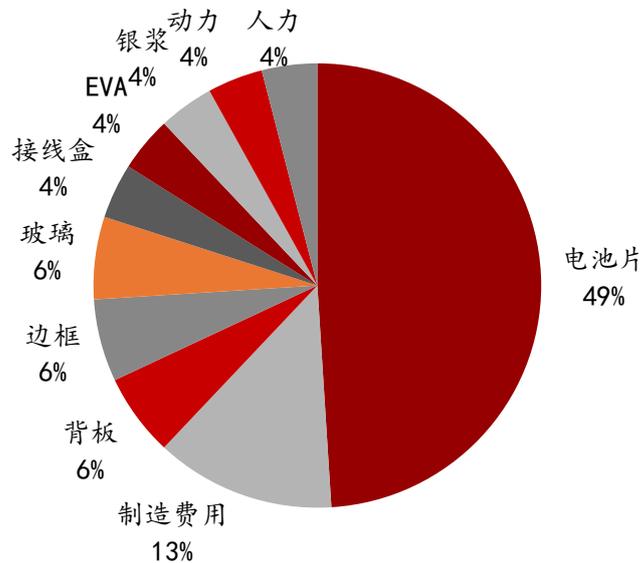
图表33：光伏组件厂商毛利率较低



资料来源: wind, 万联证券研究所

产业链整合可显著降低采购成本，行业进入壁垒持续提升。从组件生产成本构成来看，制造费用占比较小，降本空间有限；电池片及辅材采购成本占比接近80%，因此具有上下游产业链整合能力的龙头企业具有显著成本优势。在光伏组件价格不断下降的背景下，未来具备规模优势或电池片-组件一体化经营的企业才具有竞争力，行业壁垒将持续提升，自产电池片的隆基股份毛利率显著高于其他组件厂商也印证了这种经营模式的合理性。

图表34: 光伏组件成本构成

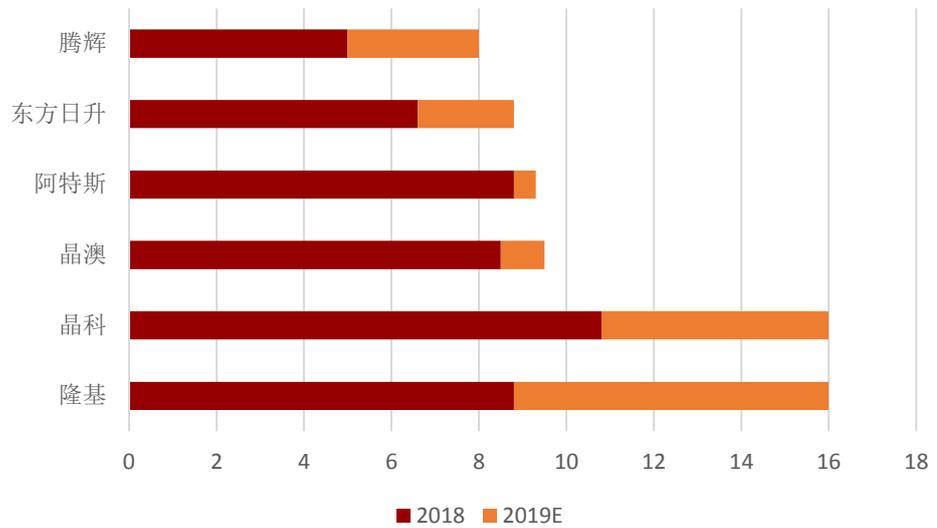


资料来源: Solarzoom, 万联证券研究所

组件技术升级是促成平价上网最直接的技术通道，高效组件产能开始释放。下游电站系统效率主要取决于组件效率，所以组件技术升级是提升系统效率、推进平价上网最直接的技术通道；同时由于组件厂商制造成本下降空间有限，提升组件效率也是降本的重要举措。组件效率一方面取决于电池片自身的转换效率，另一方面取决

于组件新技术的应用。目前高效组件技术主要有多主栅（MBB）、双玻、半片以及叠片等技术。

图表35：部分组件企业扩产情况



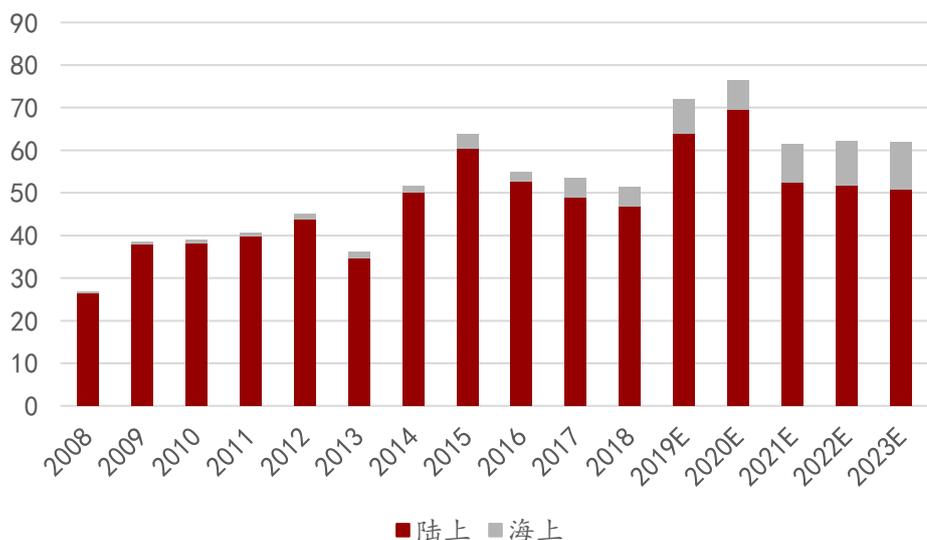
资料来源：公司公告，万联证券研究所

2、风电抢装确定性强，海上风电有望发力

2.1 风电发展趋势良好，中国风电市场雄踞世界第一

随着全世界对碳排放要求愈来愈高，大规模使用清洁能源已经成为全球共识，根据IRENA提出的能源发展路线图，预计2050年可再生能源发电量将达到总发电量的86%。风力发电成本低廉，届时将占电力总供应量的35%，预计总装机量将达到6044GW，相当于当前装机规模的10倍。

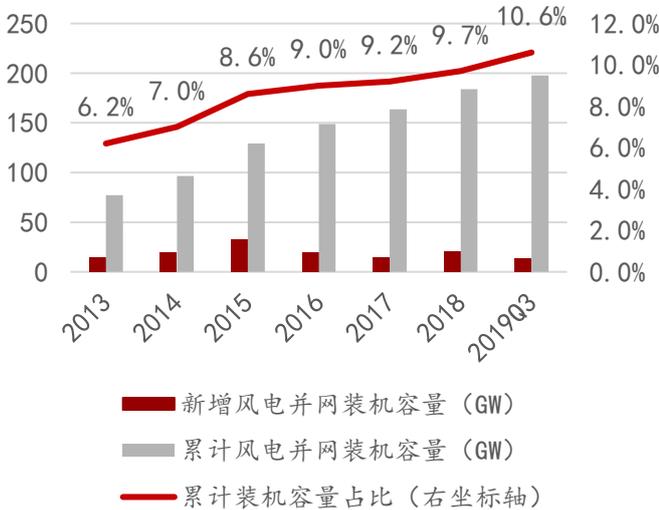
图表36：2008-2023E全球风电新增装机量



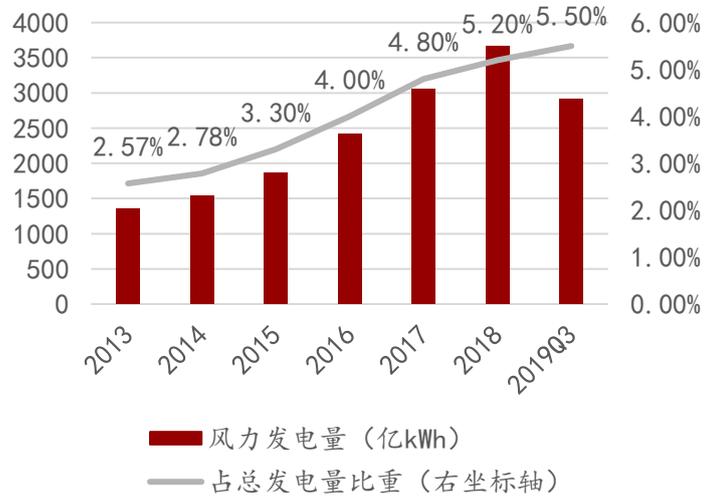
资料来源：GWEC，万联证券研究所

2005年以来，中国风电行业发展迅速，2018年我国新增风电装机量20.59GW，占全球新增风电装机量的41.10%，累计装机量197.80GW，占全球累计装机量的33.13%，风电市场规模牢牢占据世界第一。2018年全球风电整机制造商市场份额前15名中有8家企业来自中国，我国风电产业链市场份额占比巨大。

图表37：2013-2019Q3我国风电并网装机情况



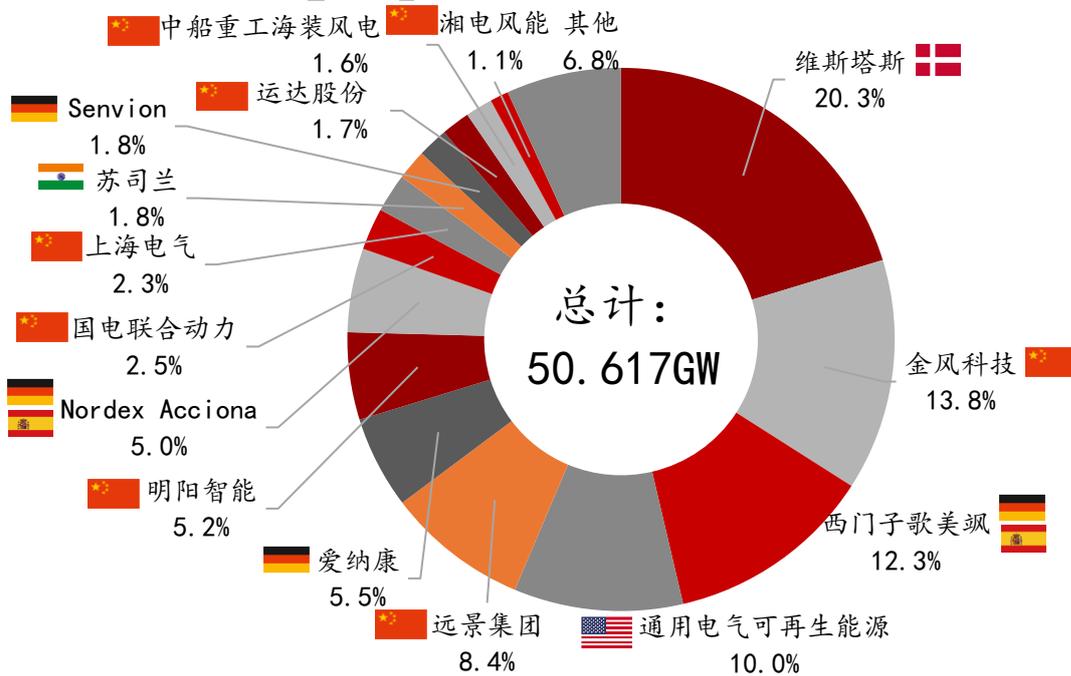
图表38：2013-2019Q3我国风力发电量



资料来源：国家能源局，万联证券研究所

资料来源：国家能源局，万联证券研究所

图表39：2018年全球风机制造商市场份额情况

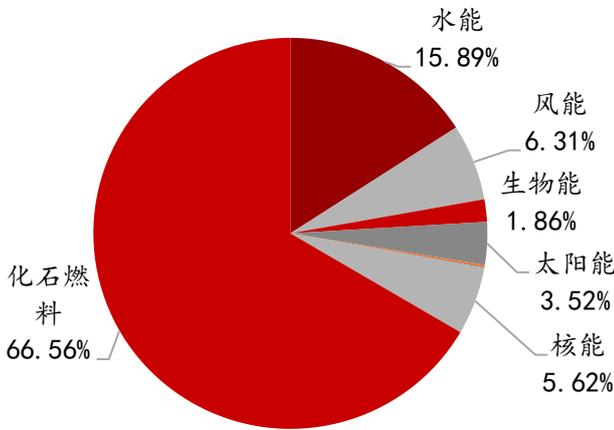


资料来源：IRENA，万联证券研究所

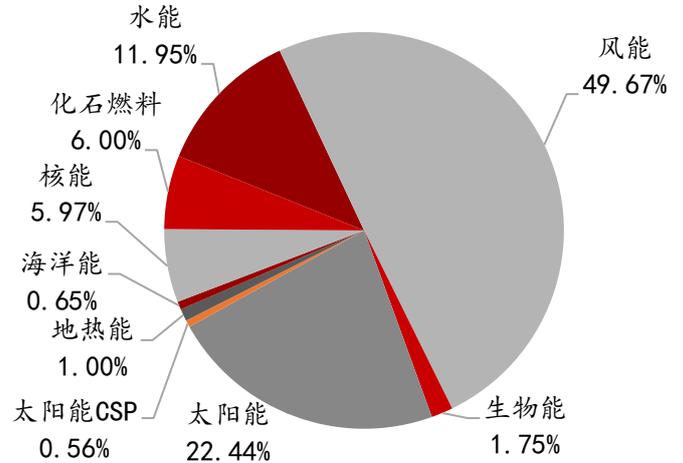
随着我国风电产业链技术的日趋成熟，成本不断下降，风电已成为我国应用规模最大的新能源发展方式。《风电发展“十三五”规划》提出，风电累计并网装机容量要达到2.1亿千瓦以上，年发电量确保达到4200亿千瓦时。随着未来技术进一步发展，风能将成为极具成本优势的电力来源，国家可再生能源中心预计，到2050年风力发电将占我国发电量构成的50%，成为最主要的电力来源。根据中国风能协会估算，

2050年风电总装机量将达到2150GW，中国风电行业未来前景十分广阔。

图表40：2020E中国的发电量构成



图表41：2050E中国发电量构成



资料来源：国家可再生能源中心，万联证券研究所

资料来源：国家可再生能源中心，万联证券研究所

2.2 技术升级助力，降本增效加强风电竞争力

2.2.1 风电迅猛发展，成本优势明显

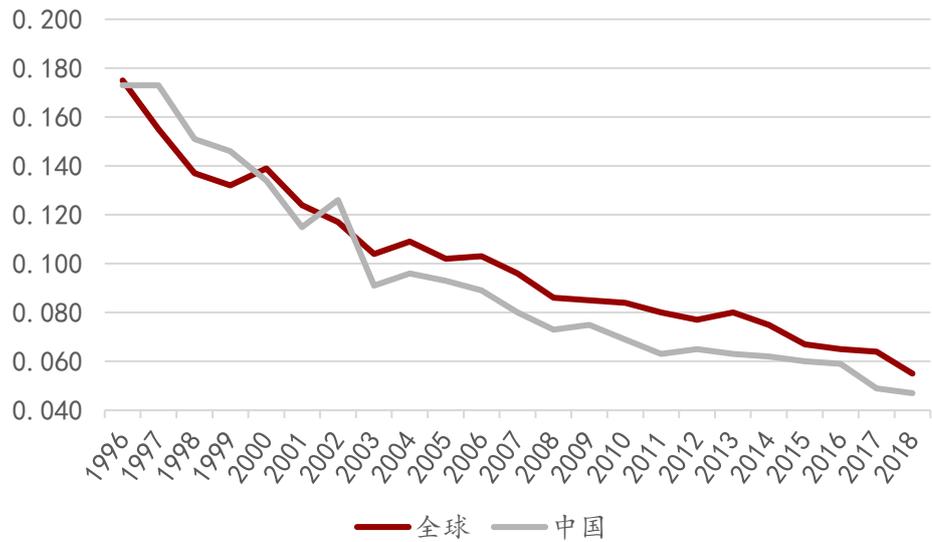
我国风电起步较晚，1993年国家才开始风电产业的规划，1997年国家计委提出，到2001年风电项目达到1000MW。国家“十五”（2001-2005年）规划中开始对可再生能源的比重作出要求，2003年起，国家连续5年组织风电特许权招标，规划大型风电基地，随着2006年《可再生能源法》的实施，我国风电市场进入高速发展期，总装机容量在2008年达到1221万千瓦，较2004年增长近20倍。在风电规模快速发展的同时，我国风电企业的成本优势开始凸显，根据IRENA数据，2018年我国陆上风电平均装机成本为1173美元/kW，较1996年下降65.93%，相较于2018年全球平均成本低21.72%，平均度电成本从1996年的0.173美元/kW下降至2018年的0.047美元/kW，下降72.83%。

图表42：全球及我国陆上风电平均总装机成本（美元/kW）



资料来源：IRENA，万联证券研究所

图表43: 全球及我国陆上风电平均LCOE (度电成本) (美元/kW)



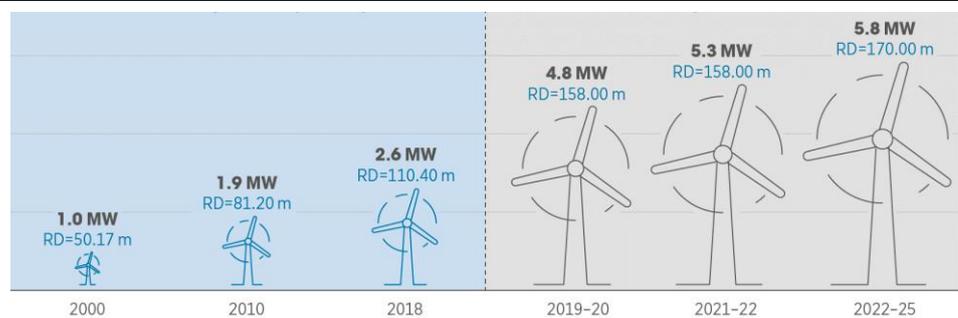
资料来源: IRENA, 万联证券研究所

在未来行业继续降成本的过程中, 风机技术的升级将起到至关重要的作用, 风机大型化、发电机和叶片相关技术的快速更新将推动风电成本进一步下降。

2.2.2 风机大型化成为行业趋势

风力发电成本下降最主要推动力源于风机技术革新, 其中衡量风机技术中较为重要的两个参数为风轮直径和输出功率。通过提高风轮直径增加扫风面积, 进而提高风能利用率, 使得风机即便在低风速区域也可以有优异的表现。全球各大整机制造商频繁推出大叶片、大兆瓦机型来获得竞争优势。GE目前陆上机型为4.8MW和5.3MW, 海上风电达到12MW, 西门子歌美飒则推出了5.8MW, 170m叶片直径的大风机, 维斯塔斯的海上风机功率已经达到10MW。从国内市场来看, 金风的3S陆上风机平台功率达到4.5MW, 东方风电、明阳、海装相继推出10MW海上风机。金风也推出8MW海上风机, 风机大型化趋势已经形成。

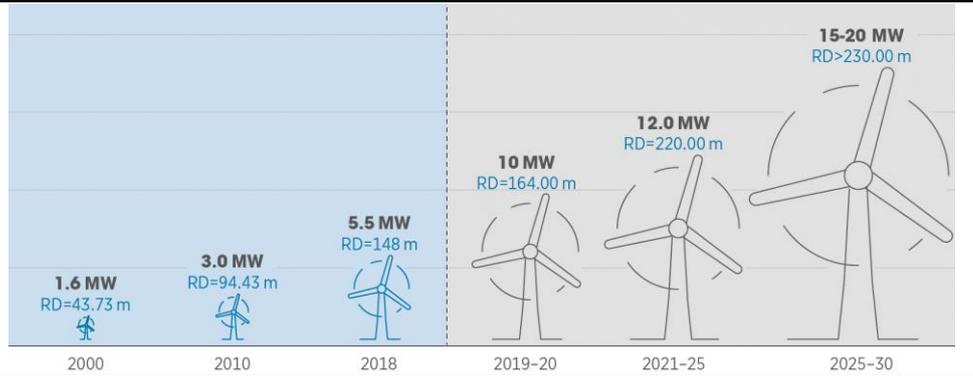
图表44: 全球陆上风电风机平均直径和输出功率变化



资料来源: IRENA, 万联证券研究所

IRENA预测, 到2022-2025年陆上风机平均功率将达到5.8MW, 风轮直径达到170m; 到2025-2030年海上风机平均功率将达到15-20MW, 风轮直径有望超过230m, 这将极大提高风电的发电效率, 降低度电成本。

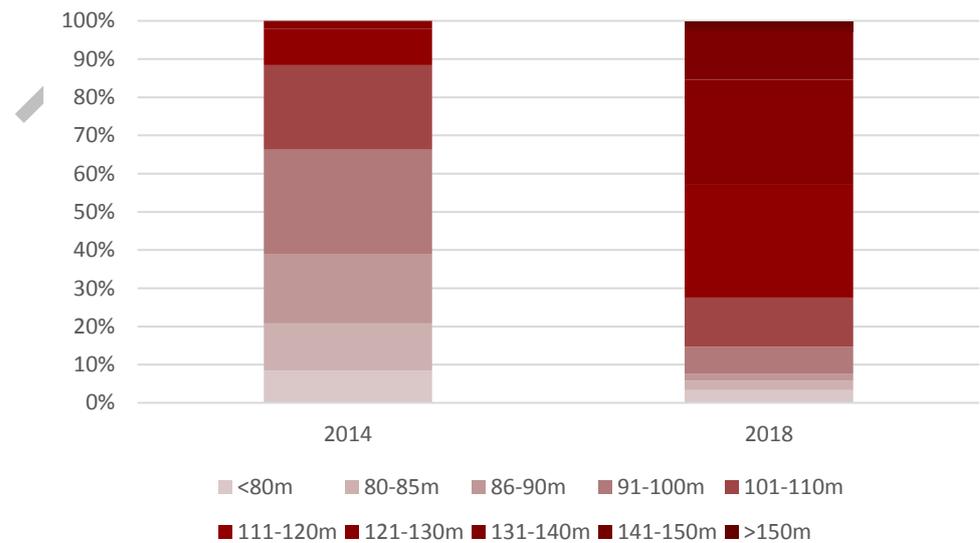
图表45: 全球海上风电风机平均直径和输出功率变化



资料来源: IRENA, 万联证券研究所

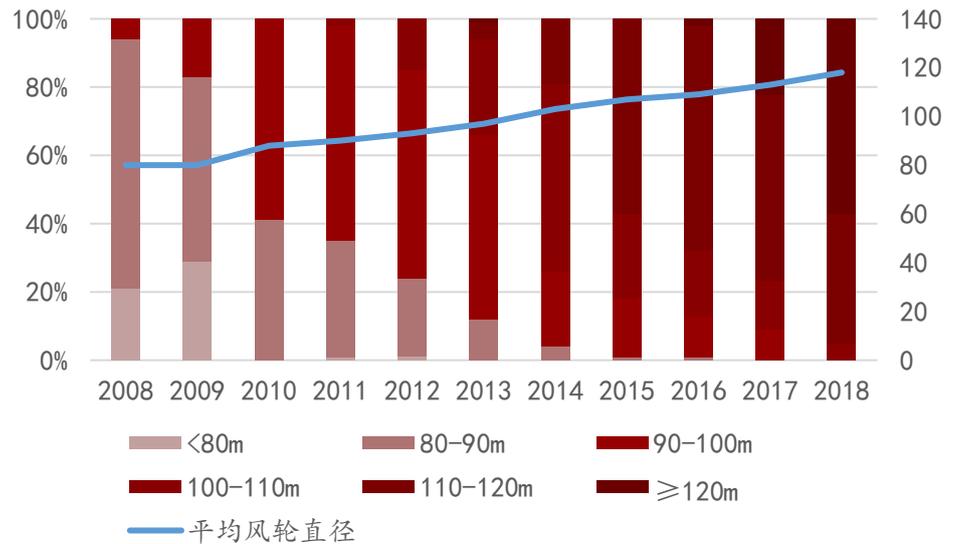
风轮直径逐年上升, 大叶片成为行业主流。全球范围来看, 2018年111-130m叶片直径取代了2014年的91m-110m成为了行业最主流叶片规格, 占据了57%的市场份额, 较2014年提升了46%。从国内来看, 120m以下叶片份额快速下降, 2018年平均风轮直径已经达到118m, 140m以上直径规格叶片将逐步成为业界主流选择。

图表46: 全球风机叶片直径份额变化



资料来源: GWEC, 万联证券研究所

图表47: 2008-2018年我国风机叶片直径份额



资料来源：CWEA，万联证券研究所

2.2.3 叶片材料革命，拥抱大风机时代

国家支持风电叶片材料研发。随着叶片长度的快速提升，对叶片刚度、强度以及重量的要求也愈来愈高。早在2016年，国家发改委联合国家能源局印发的《能源技术创新行动计划（2016-2030年）》中就提出，要研究100米级及以上叶片结构轻量化设计、高效叶片气弹和新材料相结合的一体化设计技术以及叶片碳-玻材料混杂及铺层优化设计技术，推动国产叶片产业化。国家能源局在《能源技术创新“十三五”规划》中也指出，我国将开展大尺寸、大厚度碳纤维复合材料风机叶片热载荷与力学载荷综合作用研究以及碳纤维复合材料风机叶片结构优化设计。科技部发布的《2019年国家重点研发计划重点专项项目申报指南》也指出，将开展新型轻量超长柔性叶片技术、超长叶片一体化设计技术等研究。可以预见，高性能材料和精细化设计将成为未来叶片发展的必然方向。

性能优异，碳纤维复合材料逐步登上叶片舞台。碳纤维是用高温分解法在高温的惰性气体下将有机母体纤维（粘胶丝、聚丙烯腈或沥青等）碳化制成的，具有强度大、密度低、模量高、线膨胀系数小等特点，是一种力学性能优异的材料。碳纤维复合材料具有刚度强、质量轻等一系列优异特性，研究表明，碳纤维复合材料叶片刚度是玻璃纤维复合叶片的2-3倍。当叶片长度为34m时，EPR/玻纤复合材料叶片质量为5200kg，而碳纤维增强EPR叶片质量仅为3800kg。

图表48：碳纤维的应用优势和缺陷

碳纤维优势	碳纤维缺陷
强度较玻璃纤维大 40%	成本较高
密度较玻璃纤维小 30%	制造工艺复杂，要求较高
弹性模量较玻璃纤维提高 3-8 倍	
抗疲劳性能优异	
提高风能利用率和转化效率	
降低叶片的运输成本	

资料来源：公开资料整理，万联证券研究所

目前碳纤维没有普及的主要原因是材料成本过高以及对工艺制造水平要求较高。目前叶片成本是风机价格的主要组成部分，约占20%，而其中叶片材料又占到叶片成本的80%以上，因此叶片材料成本是风机制造商重要考量因素。尽管目前碳纤维成本仍然比较高，但是由于碳纤维密度较小的优势，随着叶片长度不断增加，碳纤维材料的成本将被摊薄，因此当叶片达到一定规格后，碳纤维的成本劣势将被弥补甚至转化为成本优势。此外，通过碳纤和玻纤混编也可以有效降低成本，并兼具玻璃纤维和碳纤维的优势，或在叶片关键部位应用碳纤维，如应用在叶片的表面、横梁以及在叶片前后边缘以提高刚度和避免雷击对叶片造成的损伤。目前，在叶片中注入碳纤维工艺难度也比较大，复合材料成型加工浸润比较困难。但是，通过行业不断技术创新，提高叶片工艺制造水平，引进新型成型加工技术如预浸料（RTM）和真空辅助树脂传递模塑工艺（VARTM）等，碳纤维生产难度也将逐步降低。

2.2.4 直驱技术引领行业方向，效率成为主要驱动力

双馈式风力发电机是一种绕线式感应发电机，为行业内早期普遍应用的技术。其风轮通过高速齿轮箱连接发电机的高速转子，而直驱式发电机的转子转速低，无需齿轮箱进行变速与风轮连接。由于直驱技术省去了齿轮箱，减少了传动部件，使得风机的机械效率、噪音和故障率大大降低，同时风机体积也因此减小，降低了运输难度。此外，永磁直驱技术具备较强的电容补偿、低电压穿越能力，对电网的冲击较小。

图表49：双馈式、直驱式发电机对比

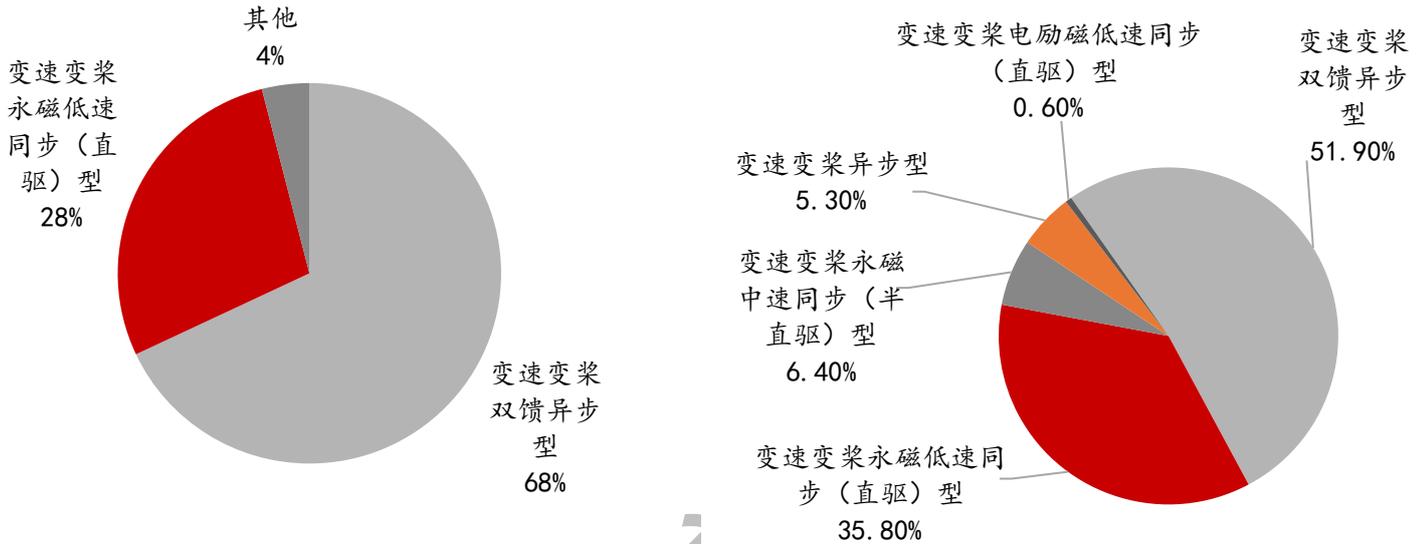
	双馈式异步发电机	直驱式发电机
度电成本	低	高
噪音	大	小
发电效率	低	高
运输难度	小	大
电网兼容性	弱	强
运维成本	高	低

资料来源：公开资料整理，万联证券研究所

相较双馈式发电机组，直驱技术未来有更大上升空间，其后续运维成本低廉并能适应低风速情况，且在我国三北地区应用有较大优势。预计未来直驱风机占新增装机量的比重将持续上升。

图表50：2014年不同技术类型风电机组新增装机容量占比

图表51：2018年不同技术类型风电机组新增装机容量占比



资料来源: CWEA, 万联证券研究所

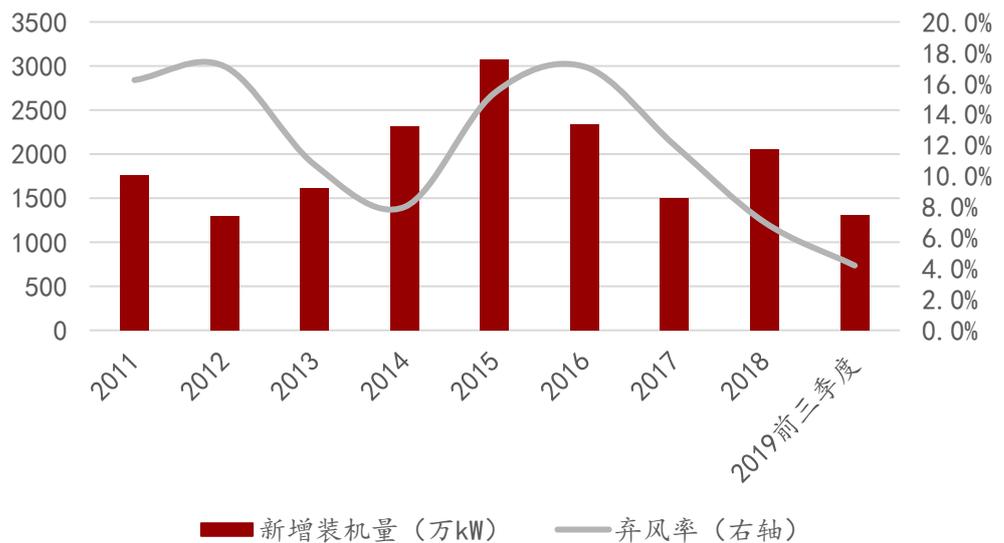
资料来源: CWEA, 万联证券研究所

2.3 抢装背景下, 市场格局向有利于整机商的方向倾斜

2.3.1 运营商为风电核心驱动因素

弃风弃电持续“双降”, 为明年市场增量打开空间。2019年前三季度全国风电平均利用小时数1519小时, 同比下降45小时; 全年弃风电量128亿千瓦时, 同比减少74亿千瓦时, 平均弃风率4.2%, 同比下降3.5个百分点, 全国弃电量和弃风量持续“双降”, 均创新低。在弃风率大幅下降、利用小时数持续提升的背景下, IRR也将明显上升, 风电运营商投建新风电场动力大大增加。

图表52: 2019前三季度弃风率再创新低



资料来源: 国家能源局, 万联证券研究所

图表53: 主要省份2018、2019年前三季度弃风限电情况

省份	2019 前三季度			2018 前三季度		
	发电量(亿 kwh)	弃风率	利用小时数(h)	发电量(亿 kwh)	弃风率	利用小时数(h)
河北	218.3	4.0%	1498	204.5	3.7%	1675
山西	150.6	0.8%	1310	150.8	0.0%	1590
内蒙古	468.2	6.6%	1627	445.0	12.8%	1572
辽宁	133.1	0.5%	1689	126.4	1.0%	1750
吉林	81.9	2.7%	1595	75.2	5.2%	1480
黑龙江	95.3	1.8%	1586	84.7	3.9%	1467
山东	162.4	0.2%	1371	170.2	0.0%	1591
贵州	57.2	0.6%	1364	52.1	1.8%	1402
陕西	54.9	0.8%	1401	53.1	2.3%	1508
甘肃	173.2	8.9%	1360	176.1	19.7%	1366
青海	51.7	1.6%	1428	28.8	1.3%	1200
宁夏	132.4	1.8%	1308	144.9	1.6%	1475
新疆	317.3	15.4%	1662	90.3	24.6%	1531
合计	2914	4.2%	1519	2676	7.7%	1565

资料来源：国家能源局, 万联证券研究所

与此同时，国内风电红色预警限制逐步解除，18年由红六变红三，19年红三变红二，2018年吉林由红色区域调整为绿色区域，黑龙江由橙色调整为绿色，弃风弃电量的双降加之风电投资预警的好转为明年的抢装行情打开了足够的增量空间。

图表54：风电投资监测预警结果向好

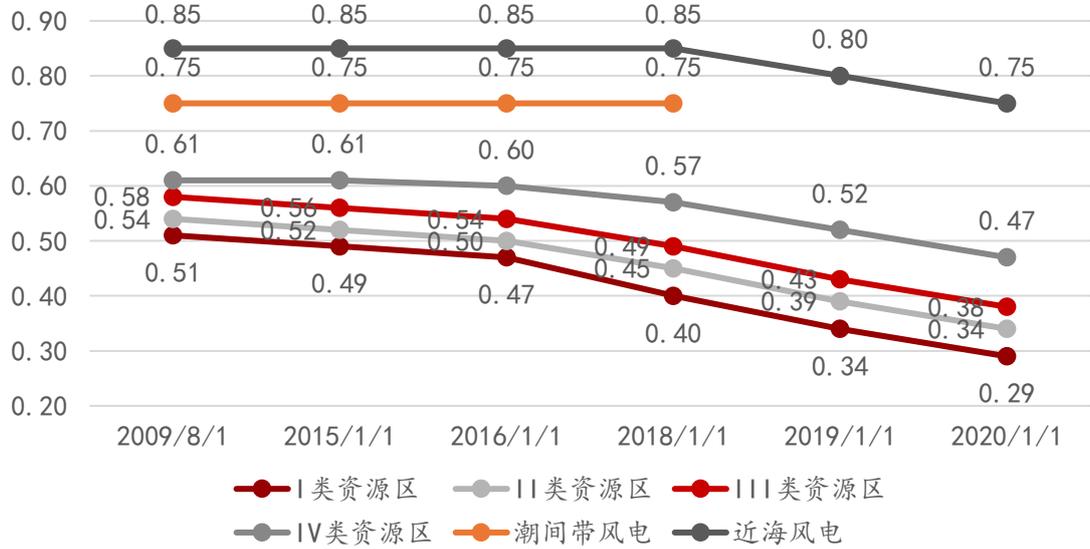
地区	2016	2017	2018	2019
甘肃	红色	红色	红色	红色
新疆(含兵团)	红色	红色	红色	红色
吉林	红色	红色	红色	绿色
黑龙江	红色	红色	橙色	绿色
宁夏	红色	红色	绿色	绿色
内蒙古	橙色	红色	橙色	橙色
河北北网	橙色	绿色	绿色	绿色
其他地区	绿色	绿色	绿色	绿色

资料来源：国家能源局, 万联证券研究所

指导电价逐年下调，运营商为高电价抢装。2019年5月24日，国家发改委发布《关于完善风电上网电价政策的通知》，明确了2018年底之前核准的陆上风电项目，2020年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019年1月1日至2020年底前核准的陆上风电项目，2021年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自2021年1月1日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。此外，《通知》还规定了2019年和2020年的指导电价，呈逐年下滑态势，并指出新核准项目不得高于项目所在资源区指导价。

在此背景下，为了保住高电价的项目，运营商一方面必须抢核准同时还要保证开工和并网，2020年运营商将有充分的抢装动机来保障项目IRR。

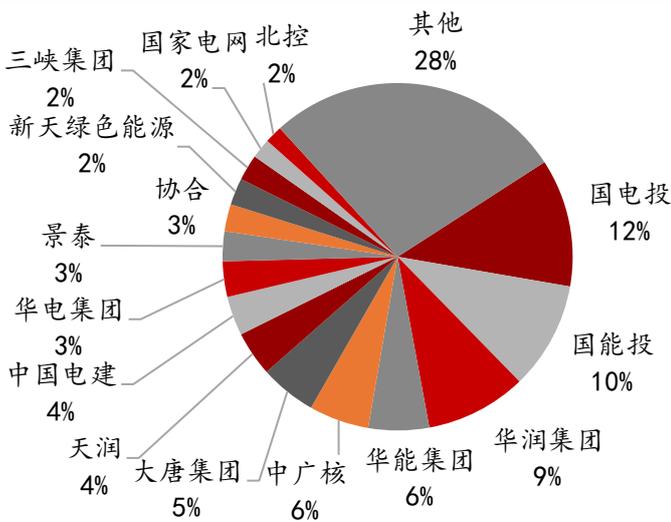
图表55：我国风电标杆电价变化情况（2019年后为指导价）



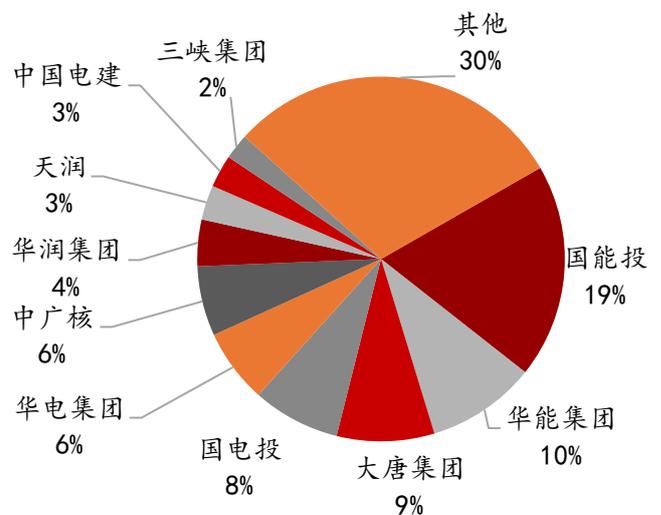
资料来源：国家发改委，万联证券研究所

国企运营商稳扎稳打，系抢装背景下主力军。从风电运营商的格局来讲，中国风电运营商以国有大型电力集团为主。2018年风电运营公司累计装机量中排名前十的为国能投、华能集团、大唐集团、国电投、华电集团、中广核、华润集团、天润、中国电建和三峡集团，累计装机容量合计超过1.4亿千瓦，占全国装机量的70%。他们是风电行业主力军，对中国风电行业的发展起到举足轻重的作用。鉴于国企背景，他们在经营风格上倾向于稳扎稳打，抢装背景下不会出现光伏抽风式发展的混乱情况。

图表56：2018年中国风电开发企业新增装机容量



图表57：截至2018年底中国风电开发企业累计装机容量



资料来源：CWEA，万联证券研究所

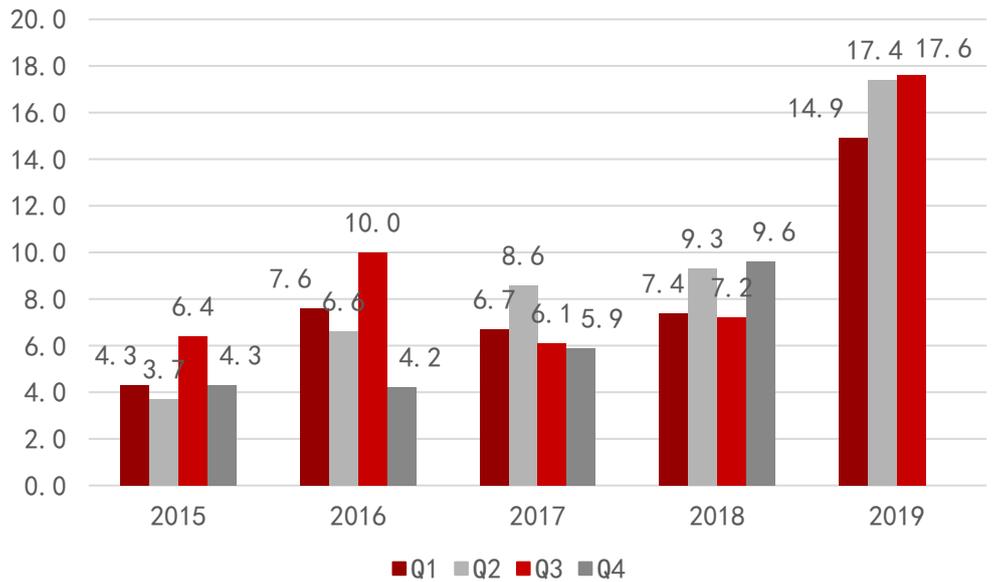
资料来源：CWEA，万联证券研究所

2.3.2 风机供不应求，产能成为整机商天花板

由于运营商的抢装需求，风电招标量激增。2019年前三季度，国内公开招标量达到

49.4GW，同比增长108.5%，仅前三季度数据就以超过历年的年度招标总量。作为先行指标，如此高的招标量预示着明年并网量将大幅提升。

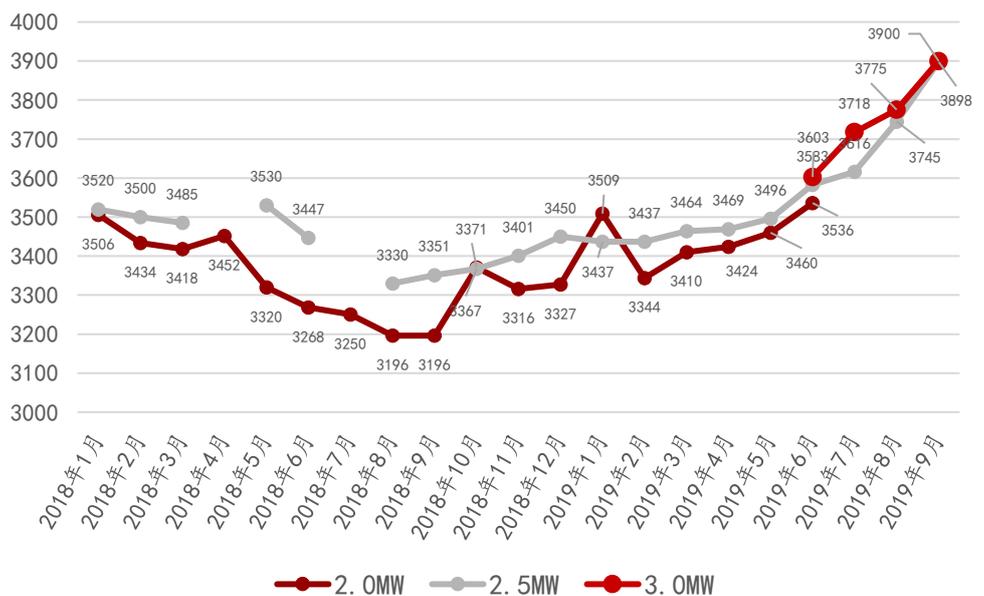
图表58：风机历年招标量（GW）



资料来源：金风科技，万联证券研究所

抢装导致目前风机供不应求，推动风机价格快速上涨。今年11月25日，华能河南115MW风电场工程项目中，GE的中标均价达到了5284元/kW。2019年以来，各机组投标均价持续回升，且增幅不断扩大。今年9月，2.5MW级别机组投标均价为3898元/kW，比去年8月份价格低点回升17%；2019年第三季度，3.0MW级别机组的投标均价均在3700元/kW以上，9月份更是高达3900元/kW。

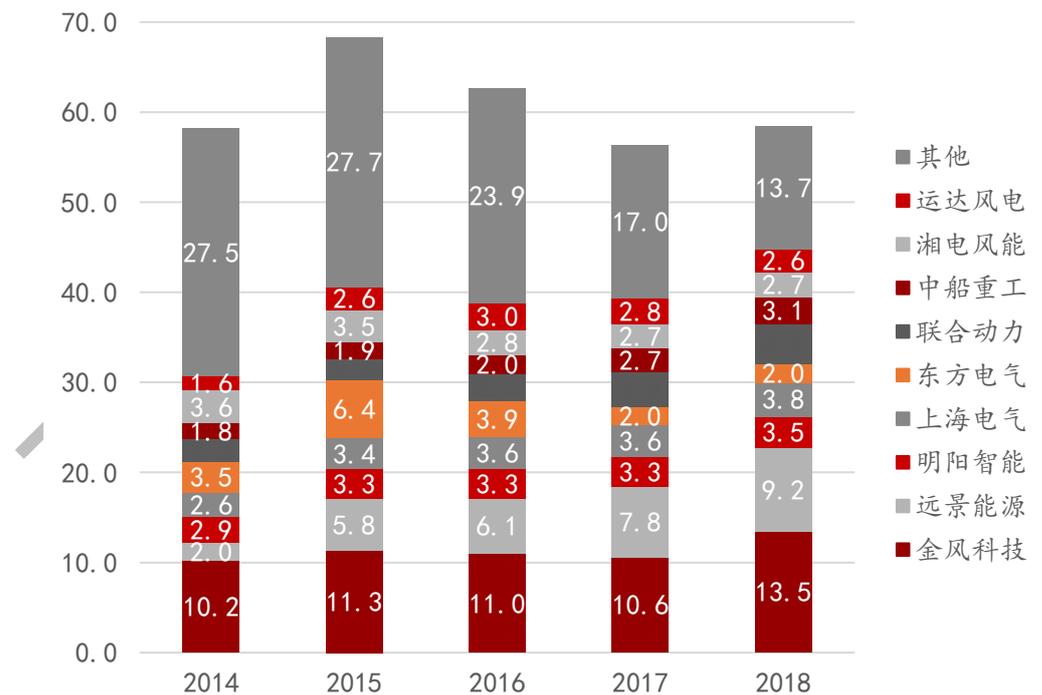
图表59：风机月度公开投标均价（元/kW）



资料来源：金风科技，万联证券研究所

整机商产能紧张，出货量很难满足需求。从2018年下半年起，运营商项目招标开始加速，目前仍有存量未消化订单，叠加今年如此高的招标量形成的新订单，此次抢装潮对整个风电产业链尤其是整机商的产能要求较高，目前绝大多数一二线整机商已经无空闲产能。根据Bloomberg NEF数据，2018年中国风电整机制造商名义产能合计仅为58.3GW，与2014年持平，仅比近五年最低名义产能水平高出2.1GW。而名义产能中又有很大一部分为主流4MW左右的机型，实际有效产能更加捉襟见肘，而海上风电由于机型硕大、施工难度高，以当前产业链水平更是很难支撑如此大规模抢装潮。根据Wood Mackenzie最新报告，目前已经核准的海上风电项目按照现有供应链水平，仅有20%项目能够在2021年底前并网发电。

图表60：2014-2018年中国主要风电整机制造商名义产能

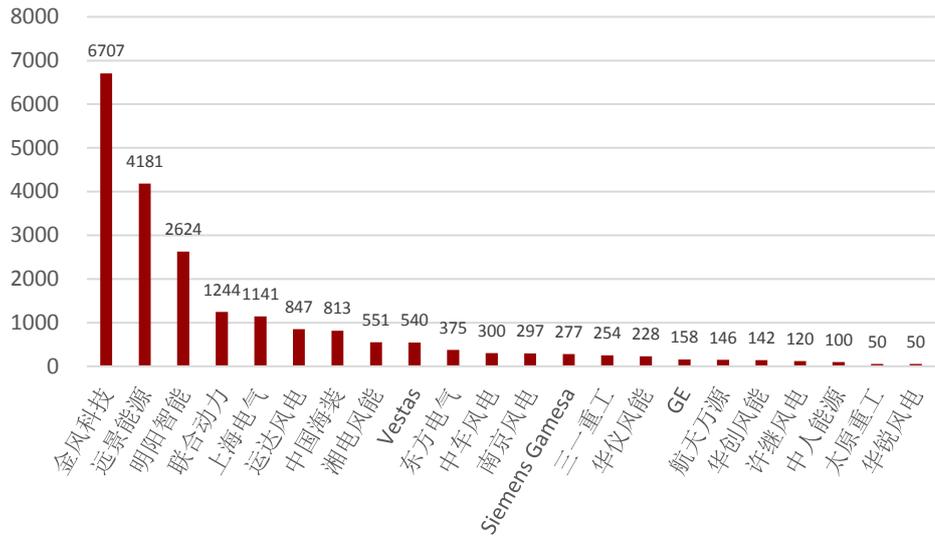


资料来源：Bloomberg NEF，万联证券研究所

整机制造商格局明晰，市场份额集中度不断攀升。2018年中国风电整机制造商新增装机量排名金风稳居第一，远景能源排名第二，明阳智慧能源、国电联合动力、上海电气分别位于第3、4、5名。近五年整机制造商市场份额集中度逐年上升，排名前五的整机制造商市场份额由2013年的54.1%增长到2018年的75%；排名前十的市场份额由2013年的77.8%增长到2018年的90%。综合近10年来的数据来看，整机制造商经过了一轮洗牌，从2006年的100多家到现在的仅剩31家，行业竞争格局基本明确。金风科技连续7年新增装机量排名第一，是行业的绝对龙头。另外，值得关注的是远景能源这匹黑马，从2011年的排名第十五位，到2012年首次进入前十，再到2013年进入前五，2015年进入前三，2016、2017和2018年连续三年保持第二名。远景是以智慧能源为切入点，智能风机发电性能要比传统风机高15-20%。

尽管整机商产能受限，但由于风机价格改善和装机量大幅提升，明年整机商业绩将很大程度上的有较大提升，重点关注整机商龙头。

图表61：2018年中国市场风电整机商新增装机容量（万千瓦）



资料来源：CWEA，万联证券研究所

2.3.3 零部件产能趋紧，叶片板块值得关注

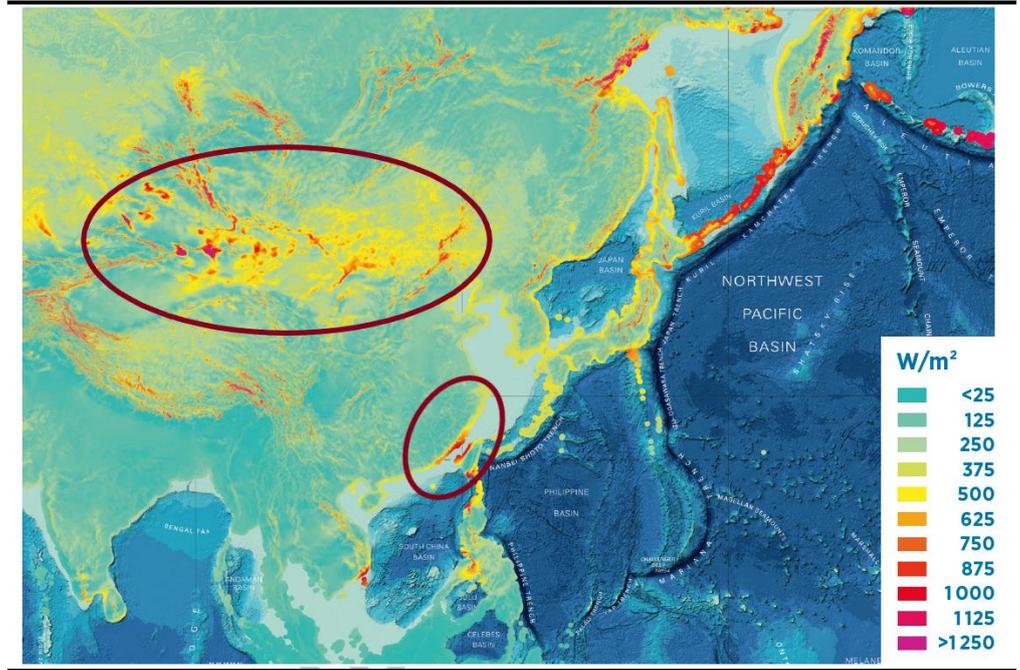
风电机组零部件主要包括叶片、主轴、风塔、锻铸件等零部件、齿轮箱（双馈式）、发电机等。其中叶片成本约占整个机组成本约23%，是整个风机最大的成本组成部分。主要叶片制造商有中材科技、时代新材等，其中中材科技市场占有率较高。在今年上半年，叶片就曾出现过产能趋紧的情况，致使叶片价格大幅上升。在明年抢装背景下，叶片产能将成为主要因素，板块相关标的值得关注。

风塔占整个机组成本约15%。目前，国内塔架生产企业约100多家，然而这些厂商的规模与技术水平存在着较大的差异。风机塔架市场分为高端市场、中端市场和低端市场，一般来说，2.0MW及以上风机塔架属于高端市场，1.5MW至2.0MW风机塔架市场属于中端市场，1.0MW及以下风机塔架市场属于低端市场。中低端风机塔架市场尤其是低端市场是完全竞争的市场，而高端市场份额被少数实力较强企业所占据。主要制造商有天顺风能、泰顺风能、辽宁大金重工和天能重工，其中天顺风能是塔架环节的龙头。

2.4 后补贴时代，大基地和海上风电贡献增量

在补贴退出后的竞价/平价时代，中国风电项目储备将主要来自风电开发潜力较高的区域，即“三北地区”和“东南沿海地区”，根据IRENA测算，中国陆上风电共有8800GW的开发潜力，其中“三北地区”资源最为丰富且优质。从海上风电来看，在水深小于20米区域，中国拥有496GW海上风电开发潜力；在20-50米区域，拥有1127GW的发潜力；在50-100米区域，拥有2237GW的开发潜力。而这些海上资源多数集中在东南沿海区域，在可预见的未来，海上风电将贡献巨大增量，实现沿海电力生产中心即电力负荷中心的目标，有效解决沿海煤电污染和特高压输电投资巨大问题。

图表62：中国各地区风电功率密度情况



资料来源：IRENA, 万联证券研究所

三北地区拥有极好的风电开发潜力，风功率密度平均水平在 $400\text{--}600\text{W}/\text{m}^2$ 。然而，中国用电需求主要集中在中部以及东南沿海城市，电力负荷中心与电力生产中心结构性错配，之前大规模开发一度造成了严重弃风弃电现象。为了解决这种供需不匹配的情况，中国近年来加大输电网络建设，运用先进的特高压技术，形成了庞大的特高压输电网络，截至2018年底我国在运特高压累计线路长度达27114公里，累计输送电量11457.77亿千瓦时。

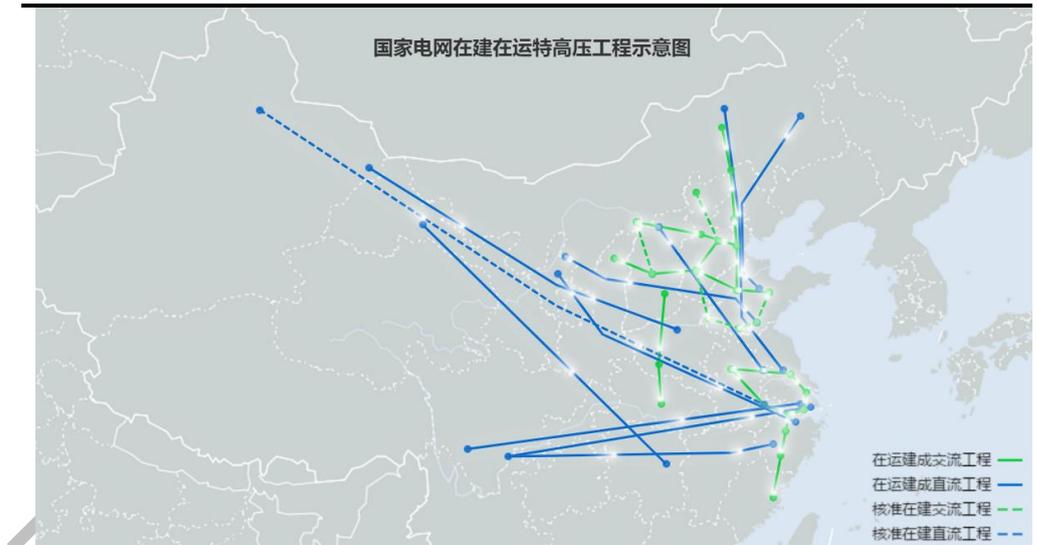
图表63：中国已建成特高压项目情况

项目名称	DC/AC	长度	换流/变电容量 (万 kW)
晋东南-南阳-荆门 1000kV	交流	640	1800
向家坝-上海±800kV	直流	1907	1280
锦屏-苏南±800kV	直流	2059	1440
淮南-浙北-上海 1000kV	交流	2*649	2100
哈密南-郑州±800kV	直流	2192	1600
溪洛渡-浙江±800kV	直流	1669	1600
浙北-福州 1000kV	交流	2*603	1800
锡盟-山东±1000kV	交流	2*730	1500
胜利-锡盟 1000kV	交流	2*236.8	600
淮南-南京-上海 1000kV	交流	2*780	1200
宁东-浙江绍兴 800kV	直流	1720	1600
蒙西-天津南 1000kV	交流	2*608	2400
酒泉-湖南±800kV	直流	2386	1600
山西晋北-江苏南京±800kV	直流	1119	1600
锡盟-江苏泰州±800kV	直流	1620	2000
榆横-潍坊 1000kV	交流	2*1048.5	1500

上海庙-山东临沂±800kV	直流	1238	2000
扎鲁特-青州±800kV	直流	1234	1000
云南-广东±800kV	直流	1438	500
云南普洱-广东江门±800kV	直流	1438	500
滇西-广东±800kV	直流	1959	600

资料来源：中国产业信息网，万联证券研究所

图表64：国家电网在建在运特高压工程示意图



资料来源：国家电网，万联证券研究所

依托逐渐完善的特高压远距离输电设施，我国开始在三北地区建设一批风电大基地项目，这些大基地项目依靠优质风资源，在未来平价时代，能够形成较大优势。据金风科技估计，风电大基地规划总规模不低于25GW，未来几年大基地的陆续开工将为风电行业带来增量，同时加快三北地区风电行业复苏。

图表65：国内主要风电大基地项目

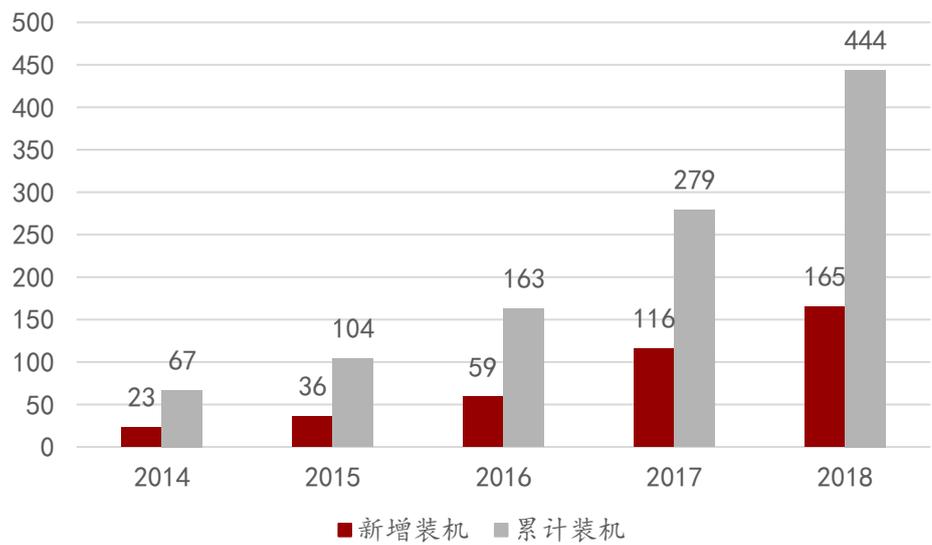
省份	名称	投资主体	规划容量
内蒙古	兴安盟	中广核	3GW
	通辽	/	
	化德	中广核	2GW
	乌兰察布	国家电投	一期+二期共8GW
	包头		1.6GW
	鄂尔多斯	竞价配置资源	0.6GW
	阿拉善-上海庙	竞价或平价配置资源	1.6GW
	巴彦淖尔		
吉林	白城	/	
甘肃	酒泉二期	/	
青海	海南州	竞价配置资源	

资料来源：金风科技，公开资料整理，万联证券研究所

国家政策支持，中国海上风电发展迅速。截至2018年，中国海上风电累计装机4.445GW，

根据国家“十三五”规划，到2020年海上风电要实现并网5GW和开工10GW，相较目前装机量，海上风电仍有较大空间。

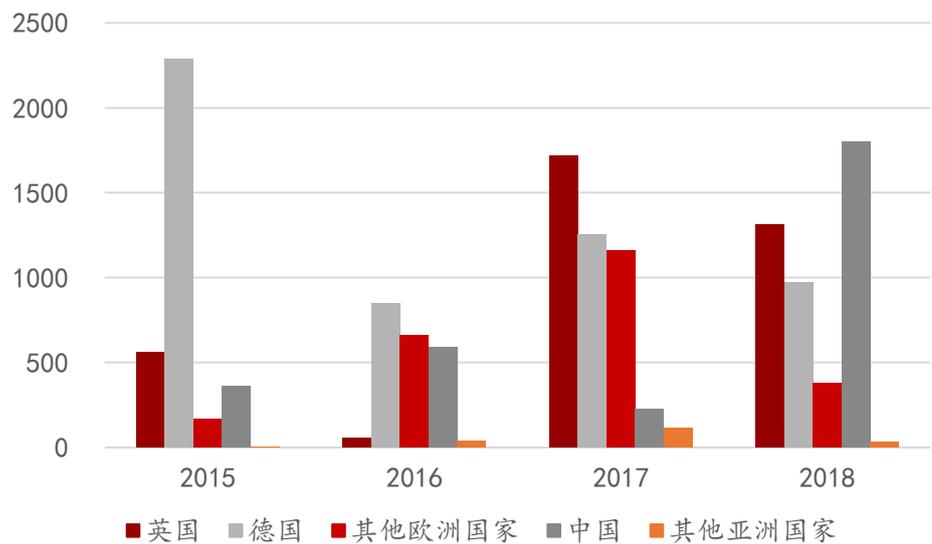
图表66：2014-2018年中国海上风电新增装机量（万kW）



资料来源：CWEA, 万联证券研究所

从全球范围上来看，2018年中国已经超越英国和德国，成为海上风电新增装机量第一，新增装机量占全球总量的40%以上。中国海上风电国际竞争力在不断提升，这将为海上风电技术发展打下基础。目前海上风电成本仍然较高，行业降成本需求大，同时下降空间也较大，若未来成本优势进一步显现，海上风电将迎来更快发展。

图表67：2015-2018年全球各国海上风电新增装机量（MW）



资料来源：GWEC, 万联证券研究所

3、投资建议

3.1 隆基股份（601012）：技术和成本优势，打造全球单晶一体化龙头

单晶硅片龙头地位，市占率有望进一步提升：作为公司最早开展的业务，公司在单晶硅片领域处于绝对领先地位。单晶硅片产能在2018年末达到28GW，占全球总产能的41%，是全球出货量最大的单晶硅片制造商，19、20、21年底分别达到36GW、50GW、65GW。公司始终保持技术先进性，率先启动长晶炉国产化进程，并最早引进金刚线切割技术，持续通过设备改造、工艺改进、管理提升降低成本，2019H1非硅成本同比下降31.75%。2019H1单晶硅片毛利率排名第一达到32.02%，领先竞争对手15个百分点，随着硅片产能的扩产，市场份额将进一步提高。

单晶组件出货量全球第一，海外组件业务近年来发展迅猛：公司2014年通过收购浙江乐叶进军组件业务，业务规模快速扩张，2018年公司组件出货量全球第四，其中单晶组件出货量全球第一，海外收入增长明显，2019H1公司海外单晶组件对外销售达到2.4GW，同比增长252%，考虑到单晶替代多晶是大趋势，未来增长空间广阔。2019H1实现组件营业收入83.23亿元，占营业总收入的58.98%，超越硅片成为公司营收占比最大的业务。19、20、21年底单晶组件产能分别达到16GW、25GW、30GW，将继续抢占市场份额，保持单晶组件龙头地位。

介入电池片和光伏电站业务，形成全产业链闭环，打造全方位优势，重新定义行业：公司积极布局电池片、电站，致力于打造光伏全产业链。19、20、21年底单晶电池片产能分别达到10GW、15GW、20GW，与组件产能相匹配，通过自建产能为M6大硅片普及保驾护航，重新定义行业。

盈利预测与投资建议：预计公司2019、2020、2021年营业收入分别为313.61、440.51、594.00亿元、归母净利润分别为44.75、69.96、87.10亿元，同比增长74.93%、56.34%、24.51%。公司作为全球单晶领域引领者，具备重新定义光伏行业的能力，在单晶替代多晶已经形成趋势，全球光伏装机保持快速增长的背景下，虽然国内市场比较低迷，但海外市场大幅增长，我们看好公司未来长期发展，给予2020年18倍PE估值，6个月合理价格33.38元，给予“买入”评级。

风险因素：国内和国际行业政策风险；市场竞争导致组件及硅片价格下降超预期；经营规模扩大带来的管理风险，国际贸易保护风险等。

3.2 通威股份（600438）：硅料将迎来全面满产，电池片盈利处于底部

第三季度硅料销量约1.5万吨，乐山新旧产能满产，内蒙古产能爬坡。第三季度公司硅料销量1.5万吨，其中乐山新旧产能处于满产状态，单晶占比80%以上，内蒙古产能还处于爬坡阶段，目前单晶占比60%，预计年底达到80%以上。成本端，2万吨旧产能全成本约60元/kg，6万吨新产能全成本约50元/kg，硅料价格整体维持不变的情况下，新产能维持30%的毛利率，旧产能维持20%左右的毛利率，叠加下游硅片客户扩产计划，预计明年硅料将满产达8万吨，硅料板块盈利能力将充分释放。

第三季度出货量近3.5GW，其中单晶2.6GW，多晶超过0.8GW。前三季度电池业务贡献盈利11.8亿元，其中第三季度受电池片价格大幅下跌，单季净利润2.07亿元，单瓦净利润0.06元，较上半年下降0.1元左右。成都四期产能兼容166mm硅片和眉山产能将兼容210mm硅片，预计分别于2019年底和2020年Q2相继建成投产，考虑2020年是光伏享受补贴的最后一年，预计明年电池片出货量达到20GW。

前三季度饲料板块利润净利润3.7亿，电站板块净利润1.67亿。水产养殖比较低迷，未来三年公司执行“量在利前，以量化利，量利双升”的政策，预计今明两年量的增长在20-25%之间，单吨毛利今年有所下降，明年将反转。

盈利预测及投资建议：电池片价格下降超预期叠加预期中的光伏装机旺季未来来临，下调公司2019-2021年净利润预测至28.16、38.44、46.31亿元，对应EPS分别为0.73/0.99/1.19元，目标价15.80元，对应20年16倍PE，维持“增持”评级。

风险提示：硅料及电池片价格波动风险；新技术迭代风险，产能投产不及预期，股权质押风险等。

3.3 金风科技（002202）：风电整机龙头，整机毛利率拐点已到

低价订单导致风机业务亏损，发电业务稳步增长：1. 风力发电机组及零部件销售收入为人民币116.4亿元，同比增长45.26%；其中上半年实现对外销售容量3.19GW，同比增长50.37%，其中2.5S机组销售容量占比20.68%，同比增长9.5pct。受低价订单价影响，风机及零部件毛利率下行9.70pct至11.39%，风机及零部件整体亏损1.6亿元。2. 风电场开发方面，发电量43亿kWh，同比增长6.8%，实现收入22.43亿元，同比增长11.11%；风电场开发盈利10.32亿元，同比增长31.98%。风电场销售投资收益7.24亿元，毛利率70.83%，同比下降1pct。3. 风电服务收入14.39亿元，同比增长131.77%。毛利率8.82%，同比下降11pct，贡献利润0.11亿元。4. 水务、投资收益等业务收入4.12亿元，同比增长9.11%。

在手订单创新高，低价订单将出清：2019Q3国内公开招标量49.4GW，同比增长93.4%，超过18年全年水平，创历史新高。其中，海上风电招标4.4GW，同比增长76%，占比13.6%。公司在手订单21.2GW，其中待执行14.8GW，中标待签6.4GW。主力2.0MW机型交付量2.19GW，执行均价3016元/kW，2.5MW机型交付量0.66GW，执行均价3603元/kW，低价订单预计8-9月将出清，毛利率将恢复至20%以上的正常水平。

风电场投资收益亮眼，但并不是所有项目都如德州项目那般高溢价。公司转让包括德州在内的4座风电场股权，投资收益7.24亿元。其中德州电站溢价率312.3%，其他电站溢价率维持在4%-8%之间。

盈利预测与投资建议：上半年公司毛利率下滑超预期，下半年将恢复至正常水平，此外我们认为公司建电站高溢价转让模式可持续，调整预测，2019-2020年分别实现营收383.46/458.83/亿（前值372.72/446.26），归母净利润29.83、51.68亿元（前值35.43/46.12），同比增长-7.26%/73.124%。按照当前股本计算，2019-2020EPS分别为0.71/1.22元/股。19/20年PE分别为17.42/10.06倍，考虑下半年抢装毛利改善，给予2020年15倍PE，目标价18.3元，维持买入评级。

风险因素：1. 风电行业复苏不及预期；2. 风机价格上涨不及预期；3. 原材料和零部件价格上涨风险；4. 弃风限电改善不及预期；5. 公司后续订单量不及预期。

4、风险提示

国内和国际光伏行业政策风险；市场竞争导致硅料、硅片、电池、组件价格下降超预期；经营规模扩大带来的管理风险，国际贸易保护风险等。风电行业抢装背景下产能不足风险；风机价格上涨不及预期；风电产业链原材料和零部件价格上涨风险；弃风限电改善不及预期等。

新能源发电行业重点上市公司估值情况一览表
(数据截止日期: 2019年12月12日)

证券代码	公司简称	每股收益			每股净资产	收盘 价	市盈率			市净率	投资评级
		18A	19E	20E	最新		18A	19E	20E	最新	
601012	隆基股份	0.92	1.19	1.85	6.84	24.78	20.86	20.82	13.39	3.55	买入
600438	通威股份	0.52	0.73	0.99	4.21	13.11	17.31	16.39	13.95	2.88	增持
002202	金风科技	0.88	0.71	1.22	6.59	11.62	12.80	17.42	10.06	1.56	买入

资料来源: wind, 万联证券研究所

万联证券

行业投资评级

强于大市：未来6个月内行业指数相对大盘涨幅10%以上；
同步大市：未来6个月内行业指数相对大盘涨幅10%至-10%之间；
弱于大市：未来6个月内行业指数相对大盘跌幅10%以上。

公司投资评级

买入：未来6个月内公司相对大盘涨幅15%以上；
增持：未来6个月内公司相对大盘涨幅5%至15%；
观望：未来6个月内公司相对大盘涨幅-5%至5%；
卖出：未来6个月内公司相对大盘跌幅5%以上。
基准指数：沪深300指数

风险提示

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

证券分析师承诺

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

免责声明

本报告仅供万联证券股份有限公司（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。

本公司是一家覆盖证券经纪、投资银行、投资管理和证券咨询等多项业务的全国性综合类证券公司。本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。在法律许可情况下，本公司或其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，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或类似的金融服务。

本报告为研究员个人依据公开资料和调研信息撰写，本公司不对本报告所涉及的任何法律问题做任何保证。本报告中的信息均来源于已公开的资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。报告中的信息或所表达的意见并不构成所述证券买卖的出价或征价。研究员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。

本报告的版权仅为本公司所有，未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、发表和引用。

未经我方许可而引用、刊发或转载的，引起法律后果和造成我公司经济损失的，概由对方承担，我公司保留追究的权利。

万联证券股份有限公司 研究所

上海 浦东新区世纪大道1528号陆家嘴基金大厦
北京 西城区平安里西大街28号中海国际中心
深圳 福田区深南大道2007号金地中心
广州 天河区珠江东路11号高德置地广场