

光伏平价时代，风电景气高位

报告摘要：

光伏需求向上在即，平价周期到来：光伏装机成本仍然在快速下降中，日照条件好的区域已经陆续进入平价上网时代，带给光伏装机巨大的增长空间。2019 年全球光伏装机在 120GW 左右，同比增长 15% 左右。2020 年国内光伏装机同比有望实现较快增长，随着三四季度组件价格的下降，有望刺激海外需求进一步提升。单晶高效路线已经得到下游运营商充分认可，产业链各环节中单晶硅片环节已经形成隆基与中环的双寡头格局，2020 年单晶硅片产能释放较快，龙头份额将进一步提升。2019 年电池片企业大规模扩产单晶 PERC 产能后，下半年行业处于微利状态，2020 年 PERC 产能新增减少，硅片产能新增提升，上下游扩产节奏与 2019 年相反，PERC 电池盈利能力有望回归正常。2020 年产能弹性小，新增产能有限的多晶硅料存在涨价可能，其中多晶硅料 2019 年初低成本产能大规模投放，价格持续下降，下半年价格企稳，2020 年无新增产能释放，需求改善将直接推动价格回暖。

风电高景气度，盈利能力持续回暖：风电电价政策落地，给予行业一定缓冲期，风电有望迎来三年复苏周期。2019 年前三季度风机招标已超以往年度数据，招标价格持续回暖，2019-2021 年有望年均装机有望达到 30GW。在需求向上和原材料降价的推动下，零部件企业盈利能力在 2018 年下半年起已经复苏，2019 年复苏持续。整机企业订单执行周期在 1 年左右，下半年迎来毛利率拐点。2020 年风电将迎来景气度最高的年份，行业盈利回暖将持续。海上风电市场空间逐步打开，东部沿海省份态度积极，参照英国经验，平价有望在未来 5 年左右到来。

投资建议：光伏行业推荐成本控制最优秀的硅料和电池片龙头**通威股份**；市场份额持续提升，成本不断下降的单晶硅片龙头**隆基股份**。风电行业推荐行业格局优，供给偏紧，客户结构改善的**日月股份**；风塔龙头，布局风电运营及叶片制造的**天顺风能**。重点关注**金风科技**，**阳光电源**、**中环股份**、**福莱特**、**泰胜风能**。

风险提示：新能源政策风险，行业装机不及预期，成本下降不及预期，原材料上涨

历史收益率曲线



涨跌幅 (%)	1M	3M	12M
绝对收益	0.37%	0.53%	7.41%
相对收益	-0.62%	-2.64%	-14.02%

行业数据

成分股数量 (只)	242
总市值 (亿)	19490
流通市值 (亿)	14896
市盈率 (倍)	59.11
市净率 (倍)	1.86
成分股总营收 (亿)	10360
成分股总净利润 (亿)	252
成分股资产负债率 (%)	56.25

相关报告

- 《竞价结果公布，国内装机旺季开启》
2019-07-12
- 《电力设备新能源 2019 年中期策略：风光景气度向上，盈利能力回升》
2019-06-28
- 《风电电价政策落地，行业将迎三年复苏周期》
2019-05-27
- 《新能源政策点评：风光政策落地，平价项目先行》
2019-04-15

重点公司主要财务数据

重点公司	现价	EPS			PE			评级
		2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E	
隆基股份	22.52	0.92	1.30	1.67	25	17	14	买入
通威股份	12.40	0.52	0.74	1.00	24	17	12	买入
天顺风能	6.00	0.26	0.44	0.55	23	14	11	买入

证券分析师：董佳敏

执业证书编号：S0550516050002
djm@nesc.cn
(021)20361230

证券分析师：顾一弘

执业证书编号：S0550517100002
(021)20361163
guyh@nesc.cn

目 录

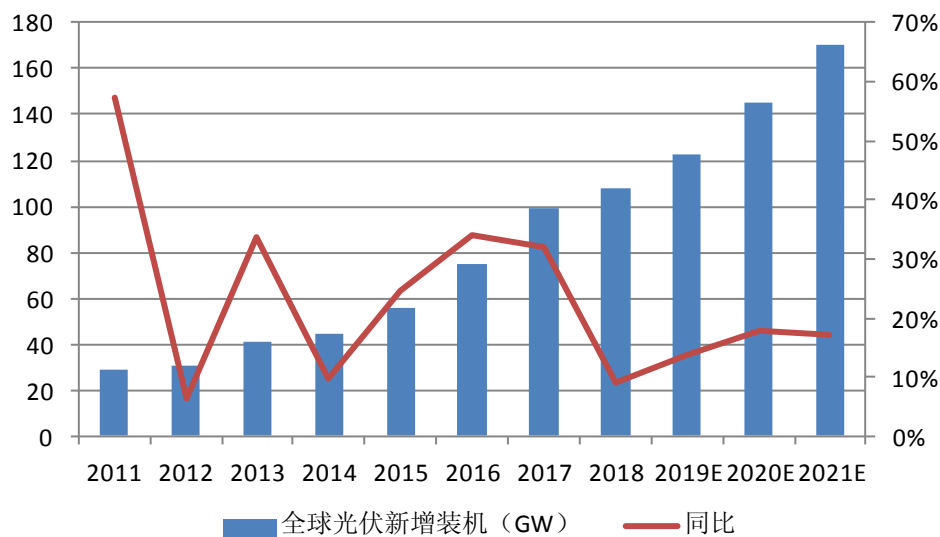
1. 光伏进入平价时代，国内需求有望恢复	3
1.1. 成本下降促进平价，全球市场成长确定性高.....	3
1.2. 组件出口快速增长，增量市场不断涌现.....	6
1.3. 国内全年需求偏弱，2020 年有望重回增长.....	6
2. 单晶硅片扩产较快，电池与硅料盈利见底回升	9
2.1. 单晶硅片产能扩张加速，行业洗牌有望出现.....	9
2.2. 单晶 PERC 电池片依旧具备性价比优势，扩产速度减缓.....	13
2.3. 硅料格局趋稳，价格有望反弹.....	14
3. 风电板块高景气度，海上风电趋势向上	14
3.1. 风电装机复苏趋势明显.....	14
3.2. 风力弃风限电改善，利用小时提升带动开发热情.....	18
3.3. 海上风电市场空间逐步打开.....	19
4. 推荐标的	23
5. 风险提示	26

1. 光伏进入平价时代，国内需求有望恢复

1.1. 成本下降促进平价，全球市场成长确定性高

从全球来看，光伏装机增长空间巨大。根据彭博新能源数据，2018 年全球光伏新增装机 108GW，同比增长 9%，其中几大传统装机大国因为政策变动等原因，装机持平或有所下滑。除了这些传统新增装机集中的区域外，新兴市场由于装机成本下降带来的需求提升十分显著，已经成为光伏新增装机的重要区域，支撑了 2018 年光伏装机的稳中有升。在墨西哥，沙特等日照条件极好的地区，光伏招标电价已经大幅低于火电。光伏装机成本仍然在快速下降中，日照条件好的区域已经陆续进入平价上网时代，带给光伏装机巨大的增长空间。

图 1: 全球光伏年度新增装机



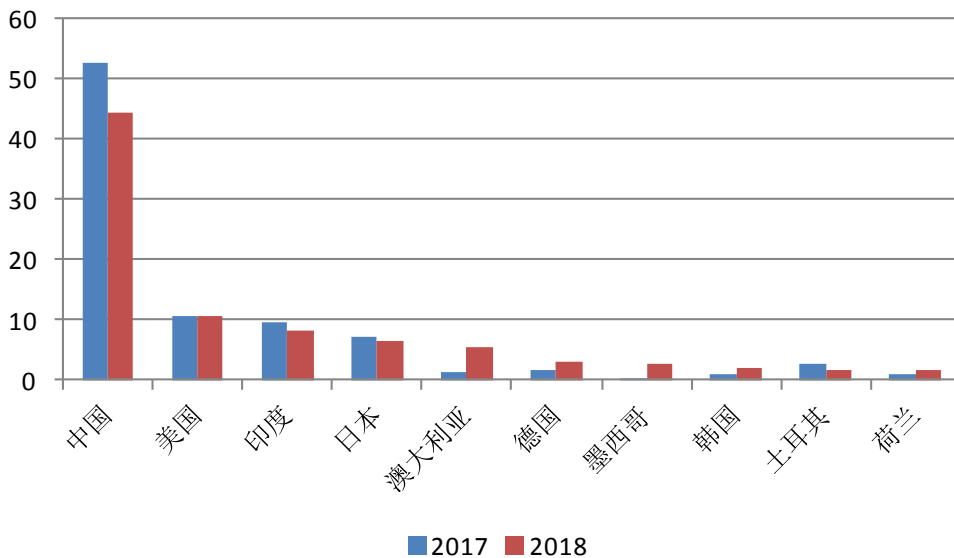
数据来源：东北证券，BNEF

2018 年美国光伏 201 法案生效，在既有反倾销与反补贴税率基础之上执行 30% 组件与电池税率，因此 2018 年美国光伏装机平稳，装机 10.6GW，与 2017 年持平。在 4 年内 201 关税每年退坡 5%，最终税率为 15%。美国投资税收抵免（ITC）逐渐退坡，2019 年 TIC 为 30%，2020 年将退坡至 26%，2021 年退坡至 22%，再之后为 15%，ITC 要求在年底前开工并完成一定数量采购才可享受本年度的抵免率，因此美国 2019-2022 年的光伏装机将受 ITC 退坡刺激以及 201 关税逐渐降低而不断增长，年均装机有望达到 15GW 以上。美国在 2019 年 6 月中旬，美国联邦贸易部门裁定双面组件将不再受 201 条款约束，下半年又取消豁免，但预计美国未来 2-3 年装机增长依旧较为强劲。

印度 2018 年全年新增 8.3GW，较 2017 年下降 1.3GW。2018 年 8 月起印度对光伏电池与组件征收保障性关税，首年税率 25%，导致光伏建设成本提升，运营商招标积极性下降。印度国内自有产能有限，在征收 25% 关税的情况下，依旧需要大量从中国进口组件。2018 年 8 月征收关税后至 2019 年 10 月，国内对印度每个月平均出口组件数量为 502MW，在印度装机中占比预计仍能达到 60% 以上。2019 年 8 月后印度关税降至 20%，关税下降和组件成本下降将驱动印度市场重回增长。

日本 2018 年光伏装机 6.6GW，日本市场光伏成本较高，对日本光伏产业发展影响最大的政策是 FIT(可再生能源固定价格收购制度)，近年来收购价格不断下调，2017 年开始 2MW 以上的电站收购价格要通过招标确定，2019 年的政策将需要参与投标的电站由 2MW 以上扩大至 500KW 以上，未来补贴仍将持续削减，预计未来日本装机将稳定在 6-7GW。

图 2: 2018 年全球前十大装机市场 (GW)

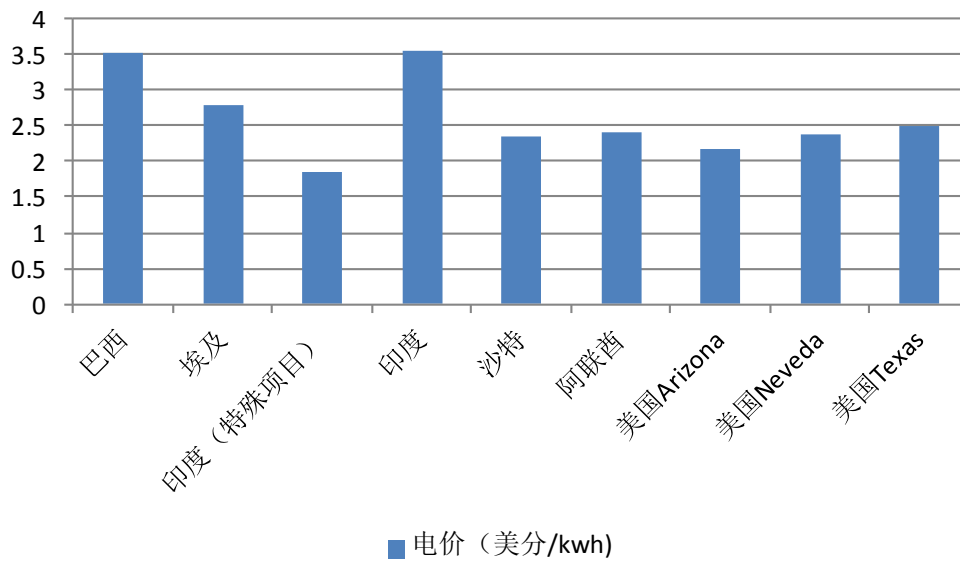


数据来源：东北证券，SolarPower Europe

欧洲市场中荷兰、德国、西班牙等国 2018 年装机都有显著回暖，2018 年欧洲装机达到 11.3GW，同比增长 21%，其中欧盟 28 国的装机达到 8.2GW，同比增长 37%。2018 年 9 月 MIP 政策取消后，欧洲市场组件价格向市场价下降靠拢，驱动欧洲市场装机快速增长。

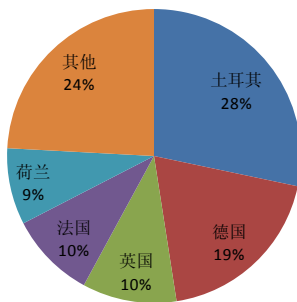
德国 2018 年新增装机 2.95GW，同比增长 67%，这是德国自 2013 年以来首次装机达到 2.5GW 以上。在成本下降的推动下，荷兰成为欧洲装机的中坚力量。2018 年荷兰装机达到 1.5GW，连续两年实现 50% 的同比增速。荷兰过往装机更偏向于居民屋顶，2018 年在新增装机中的占比为 40%。但荷兰对工商业屋顶和地面电站采取了 SDE+ 补贴方案，在 2018 年的两轮 SDE+ 中，光伏获得的配额达 4.6GW，将有效支撑装机高增长。2019 年 1-5 月，中国对荷兰出口光伏组件合计已达 3.8GW，成为国内组件最大出口国。西班牙在金融危机后暂停了可再生能源补贴，使得项目电价不具备施工条件，因此 2018 年前西班牙已经合计累积了超过 30GW 的 PPA 项目。在组件价格大幅下跌后，累积项目收益率大幅提升，因此存量累积项目将推动西班牙装机高速增长，未来 5 年年均装机有望达到 4GW 以上。为了实现 2020 年可再生能源目标，欧盟各国对于可再生能源的发展将加速，欧洲光伏协会预计 2020 年欧洲光伏装机将达到 20.4GW，同比增长 81%。

图 3: 2018 年全球最低招标电价情况



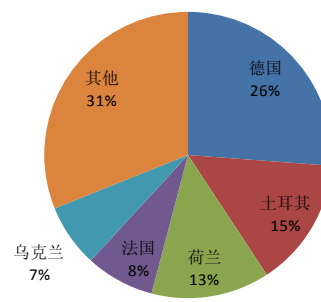
数据来源: 东北证券, SolarPower Europe

图 4: 欧洲 2017 年光伏新增装机分布



数据来源: 东北证券, SolarPower Europe

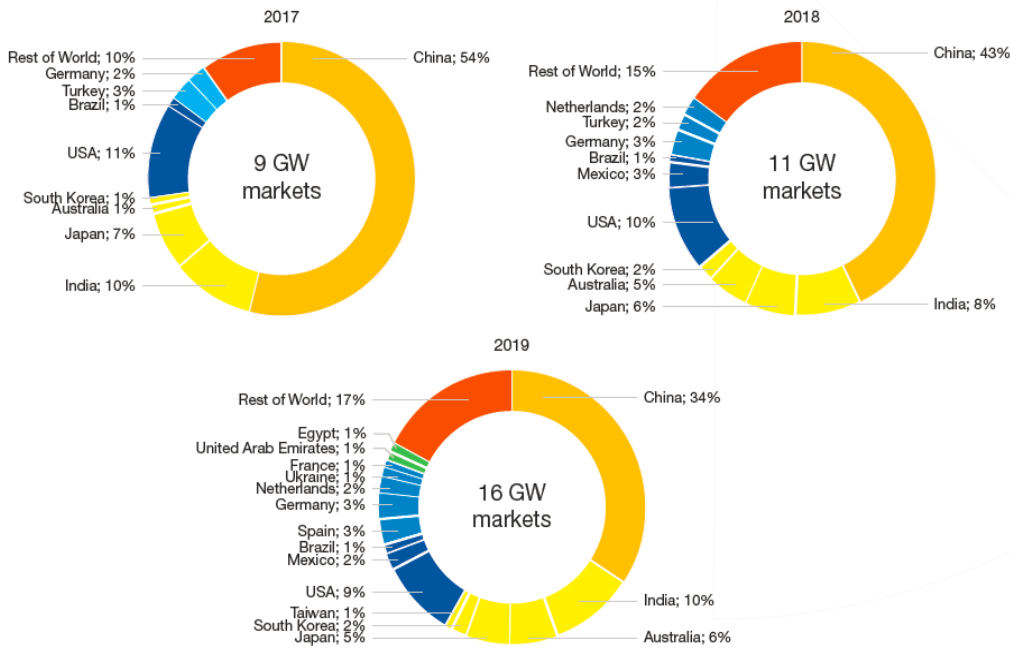
图 5: 欧洲 2018 年光伏新增装机分布



数据来源: 东北证券, SolarPower Europe

2017 年全球新增装机超过 1GW 的国家为 9 个, 2018 年新增装机超过 1GW 的国家提升至 11 个。在 2019 年 GW 级市场有望达到 16 个, 欧洲与中东地区将贡献主要增量。2019 年欧洲强劲增长, 新兴市场持续涌现, 预计海外光伏装机持续增长, 有望达到 80GW 以上, 全球光伏有望达到 120GW 左右。

图 6: 全球 GW 级别装机市场

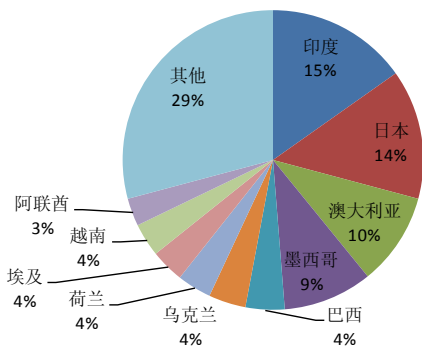


数据来源: 东北证券, SolarPower Europe

1.2. 组件出口快速增长, 增量市场不断涌现

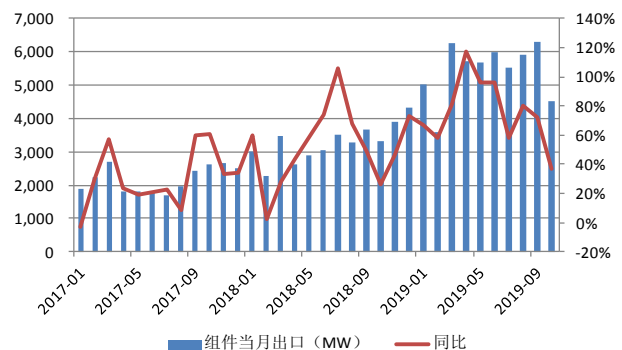
2018 年, 国内合计实现组件出口 41GW, 同比增长 30%, 组件出口额 130 亿美元, 同比增长 24%。组件出口集中度大幅降低, 其中对美国、印度的出口由于关税政策的原因, 出口量快速下滑, 对美国组件出口额仅 3141 万美元, 同比下降 90%, 出口量约 100MW。对印度出口在 7 月份印度财政部裁决后快速下降, 全年出口约 6.6GW, 同比下滑 25%。在两大装机主体采取关税保护措施导致中国对其出口量大幅下降的情况下, 组件整体出口量仍然实现高速增长, 主要原因在于光伏成本下降带来的增量市场不断涌现。欧洲, 南美, 中东, 澳洲等市场装机量快速提升, 这些区域光照条件优秀, 光伏度电成本具备很强的竞争力。

图 7: 2018 年组件出口市场分布



数据来源: 东北证券, CPIA

图 8: 国内光伏组件月度出口 (MW)



数据来源: 东北证券, Wind

1.3. 国内全年需求偏弱, 2020 年有望重回增长

目前光伏产业处在快速发展和变革期, 政策的扰动对行业影响巨大, 2018 年

531 新政对于光伏行业是急刹车，产业链各环节价格平均下降 30% 以上，国内装机紧缩，行业洗牌加速。在政策大起大落带来行业景气剧烈波动后，政策层面明确了对于光伏行业支持态度不变，但对于政策的制定更加市场化，与行业内的企业进行充分沟通，整体的政策基调为稳中有进。梳理近期的主要行业政策变动也明确看到行业整体悲观预期修复，预期光伏行业发展向好，政策基调稳中求进。

表 1: 光伏行业政策梳理

时间	部委	政策/会议	主要内容	点评
2018.6.1	发改委、财政部、能源局	关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》	暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模，安排 10GW 左右分布式项目。标杆电价降低 0.05 元/kwh	对装机规模及电价做出了严格限制，2018 年下半年国内装机收缩，产业链价格下降 30% 以上，行业洗牌加速
2018.11.2	能源局	太阳能发电“十三五”规划中期评估成果座谈会	1) 光伏是国家重点支持的方向, 2) 补贴持续到 2022 年, 3) 十三五规划调整, 210GW 目标过于保守, 4) 加速出台明年行业相关政策	提升行业发展信心，表明行业依旧是国家重点支持方向，明确政策和补贴预期，后续政策将持续跟进，提升装机规模预期
2019.1.9	发改委、能源局	《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》	提出在资源优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，推进风电、光伏发电无（国家）补贴平价上网，优化投资环境，签订不低于 20 年固定电价售电合同等	平价项目不受年度建设规模限制，成为新增装机增量部分；长期售电合同使业主能有明确收益率和现金流预期，提升开发积极性；促进分布式市场化交易试点提升回报率
2019.2.18	能源局	《2019 年光伏发电管理办法征求意见稿》	1) 以财政部当年新增补贴额度总量确定需补贴装机指标规模，2) 工商业分布式与集中式电站全部采取竞价形式分配指标，且全国统一排序，3) 户用项目给予单独规模及固定补贴，4) 严格限制获得补贴指标项目的并网期限	明确“量入为出”，打破以往三部委各自为政导致补贴总量和装机规模脱节的情况，解决了户用光伏的补贴规模和历史遗留问题，通过竞价发现市场价格，提升补贴效率，降低补贴强度
2019.4.8	发改委、能源局	《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征求意见稿》	先行确定一批 2019 年度可开工建设的平价项目；严格落实平价上网项目的电力送出和消纳条件；鼓励以前年度已核准项目转为平价项目；2019 年第一批平价项目确定前暂不组织需国家补贴的项目竞争配置工作	平价项目居于开发最优先级，电网消纳空间优先用于支持平价上网项目，落实不少于 20 年长期售电合同。4 月 25 日前各省报送第一批平价项目名单，平价项目可行性提升，将成为装机增量。
2019.4.12	能源局	《关于 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）》	明确了补贴预算 30 亿元，户用单独管理，补贴额度 7.5 亿；通过修正电价进行全国范围统一竞价，明确建设期限	对于补贴额度和竞价方式做了细致规定，文件已经基本具备可行性
2019.4.30	发改委	《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》	三类地区指导电价分别为 0.4/0.45/0.55 元/kwh，分布式补贴上限 0.1 元/kwh，户用补贴固定为	电价政策落地，业主预期更明确

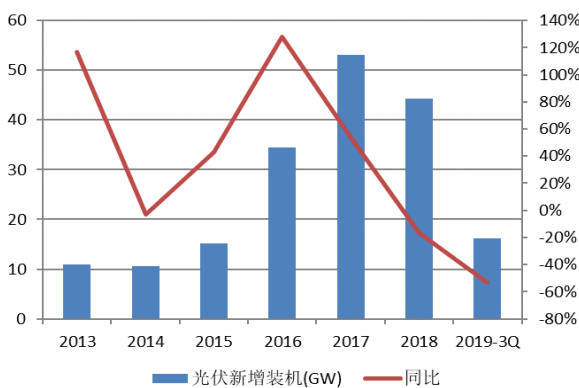
0.18 元/kwh, 7 月 1 日执行

2019.5.20	发改委、能源局	《2019 年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知》	共 16 省的 2019 年第一批平价项目名单公布, 合计 20.76GW, 其中光伏 14.78GW, 风电 4.51GW	平价项目落地
2019.5.30	能源局	《2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	基本与征求意见稿一致; 明确往年存量项目不参与竞价; 7 月 1 日前各省将 2019 年拟新建的补贴竞价项目、申报上网电价及相关信息报送国家能源局	竞价流程和时间节点确定, 2019 年光伏相关政策全面落地
2019.7.11	能源局	《关于公布 2019 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知》	纳入 2019 年竞价补贴范围共 22 省的 22.8GW 项目, 其中普通电站 18.1GW, 工商业分布式 4.7GW, 并网每逾期 1 个季度补贴降低 0.01 元/kwh, 两个季度以上取消补贴资格。	竞价结果出台, 装机启动, 明确逾期退坡措施

数据来源: 东北证券, 各部委网站

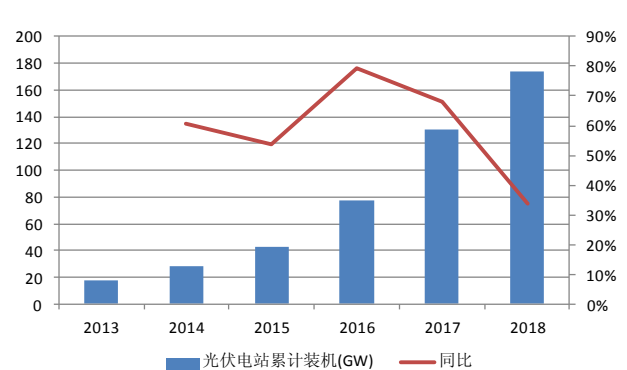
根据光伏项目建设工作方案, 列入国家补贴范围的光伏发电项目, 应在申报的预计投产时间所在的季度末之前全容量建成并网, 逾期未建成并网的, 每逾期一个季度并网电价补贴降低 0.01 元/千瓦时。在申报投产所在季度后两个季度内仍未建成并网的, 取消项目补贴资格。2019 年前三季度国内实现新增装机 16GW, 同比下降 54%, 国内项目启动较预期慢, 预计原因包括央企运营商决策流程较长, 逾期并网电价降幅比较缓和等, 部分竞价中标业主会选择在 2020 年 Q1-Q2 并网, 在下半年组件价格下降 10% 的背景下, 选择在 2020 年 Q1-Q2 并网依旧能够保证合理收益率。

图 9: 国内光伏历年新增装机 (GW)



数据来源: 东北证券, 国家能源局

图 10: 国内光伏历年累计装机 (GW)

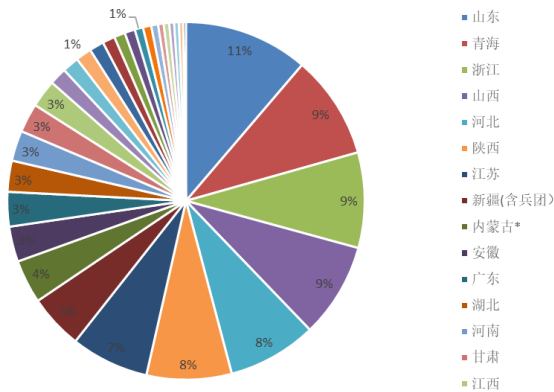


数据来源: 东北证券, 国家能源局

截至 2019 年 9 月底, 全国光伏发电累计装机 19019 万千瓦, 同比增长 15%, 新增 1599 万千瓦。其中, 集中式光伏发电装机 13149 万千瓦, 同比增长 11%, 新增 773 万千瓦; 分布式光伏发电装机 5870 万千瓦, 同比增长 28%, 新增 826 万千瓦。

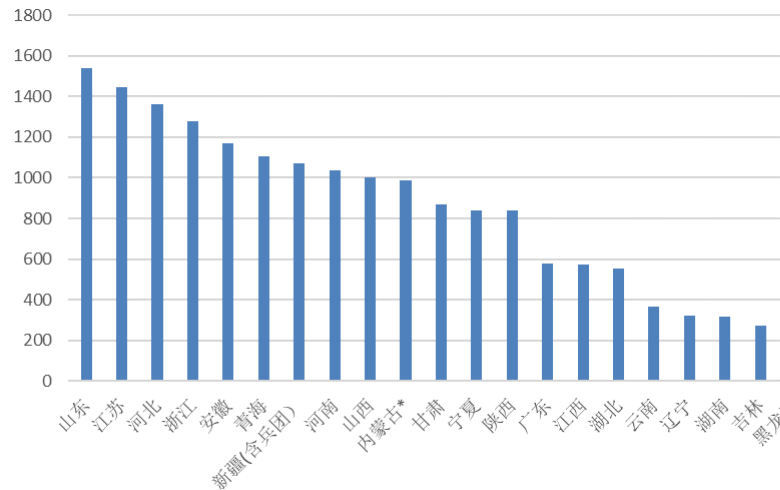
2019 年前三季度，全国光伏发电量 1715 亿千瓦时，同比增长 28%；弃光电量 32.5 亿千瓦时，同比减少 7.5 亿千瓦时；弃光率 1.9%，同比下降 1.0 个百分点，实现弃光电量和弃光率“双降”。弃光主要集中在西藏、新疆和青海，其中，西藏弃光电量 2.5 亿千瓦时，同比减少 2.3 亿千瓦时，弃光率 20.6%，同比下降 25.1 个百分点；新疆（含兵团）弃光电量 10.2 亿千瓦时，同比减少 7.7 亿千瓦时，弃光率 8.9%，同比下降 6.9 个百分点；青海弃光电量 7.3 亿千瓦时，同比增加 3.3 亿千瓦时，弃光率 5.8%，同比上升 1.8 个百分点。

图 11: 2019 前三季度光伏新增装机分布



数据来源：东北证券，国家能源局

图 12: 国内各省分光伏累计装机容量（万 kW）



数据来源：东北证券，国家能源局

从新增装机布局看，2019 年前三季度，华北地区新增装机 508.6 万千瓦，占全国的 31.8%；东北地区新增装机 51.2 万千瓦，占全国的 3.2%；华东地区新增装机 332.2 万千瓦，占全国的 20.8%；华中地区新增装机 180.9 万千瓦，占全国的 11.3%；西北地区新增装机 430.8 万千瓦，占全国的 26.9%；华南地区新增装机 95.5 万千瓦，占全国的 6%。

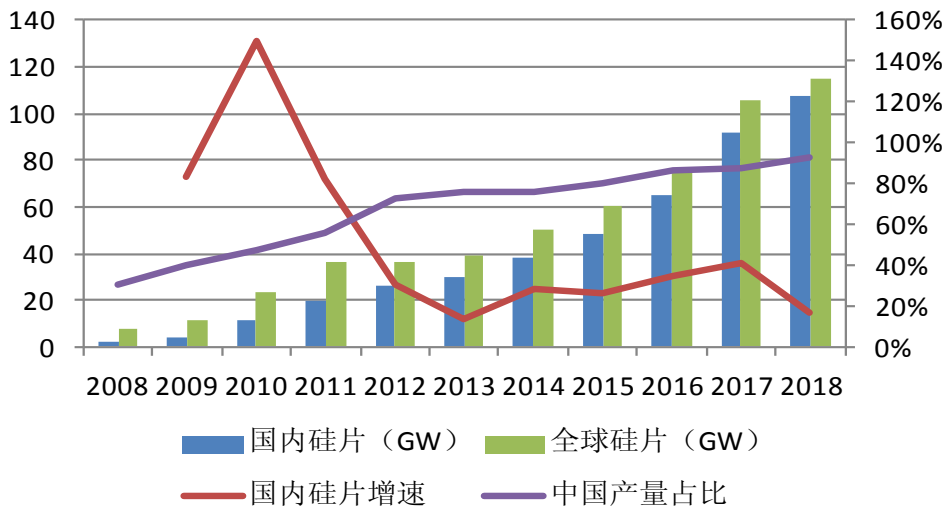
2. 单晶硅片扩产较快，电池与硅料盈利见底回升

光伏行业各产业链环节供给增长情况与总需求的匹配是产业整体利润在各环节中转移的核心所在。产业链中资产重，产能弹性小的主要为多晶硅料及光伏玻璃环节，其中多晶硅料 2019 年初低成本产能大规模投放，价格持续下降，下半年价格企稳。光伏玻璃环节新增产能有限，上半年就已供给紧张，下半年小幅涨价。2019 年产业链中供需格局最好的为单晶硅片环节，供给方面单晶硅片双寡头趋势确立，龙头的技术和成本优势使行业新进入者较少，2019 年新增产能有限，需求方面单晶认可度提高，单晶 PERC 电池产能快速扩产。最终结果为硅片供不应求，盈利能力提升，带来扩产意愿增强。单晶 PERC 电池 2019 年新增产能释放较快，导致下半年产品价格暴跌，新增产能投资回收期大幅拉长，进一步扩产的意愿降低，行业格局有望改善。

2.1. 单晶硅片产能扩张加速，行业洗牌有望出现 硅片环节具备全球绝对优势

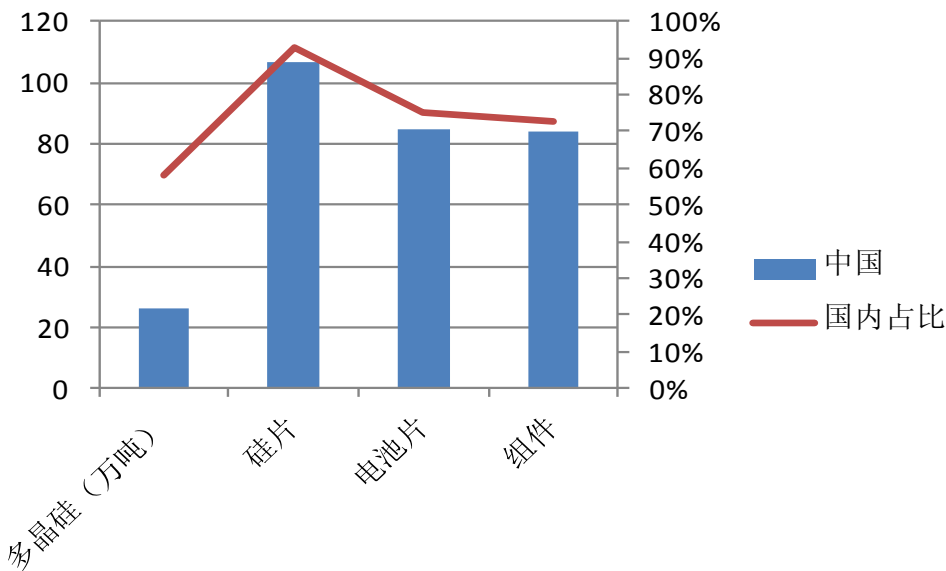
国内在光伏产业链各环节均已经占据全球主导地位，其中国内硅片产量在全球产量中的占比是各环节最高的，海外已经基本没有硅片产能。2018 年全球硅片产量 115GW，其中国内硅片产量 107GW，国内产量占比达到 93%。硅片的直接下游电池片环节国内产量占比快速提升，2018 年国内电池片产量 85GW，在全球产量中的占比为 75%，同比提升 6 个百分点。电池片国内产能的增加也会促进对于硅片的新增需求。

图 13: 硅片产量与国内占比 (GW)



数据来源：东北证券，CPIA

图 14: 国内各环节产量与占比 (GW)



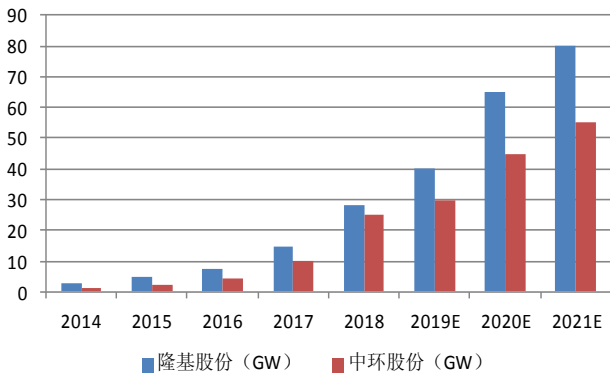
数据来源：东北证券，CPIA

单晶双寡头局面确立

单晶龙头在近几年产能快速扩张，基本维持满产满销，市场份额提升。中环 2018 年末产能为 25GW，2018 年实现产量 30 亿片，同比增长 141%，销量 29.2 亿片，

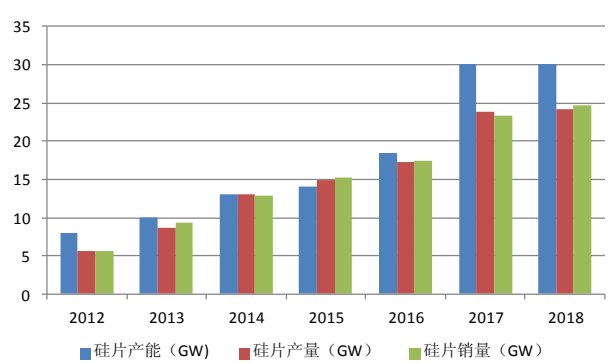
同比增长 135%。隆基股份 2018 年末产能为 28GW，2018 年实现产量 36.4 亿片，同比增长 65%，销量 19.7 亿片，同比增长 75%。单晶双龙头产能利用率维持高位，硅片产量远超其余单晶硅片厂商。而之前的硅片行业绝对龙头，以多晶硅片为主的保利协鑫扩张放缓，近几年在硅片环节少有新增资本开支，2017 年主要通过技改方式将硅片产能由 20GW 扩至 30GW，2018 年保利协鑫产能与产销量跟 2017 年基本保持一致，2018 年实现产量 24.2GW，销量 24.8GW，产能利用率在 80%左右。

图 15: 隆基与中环产能扩张情况 (GW)



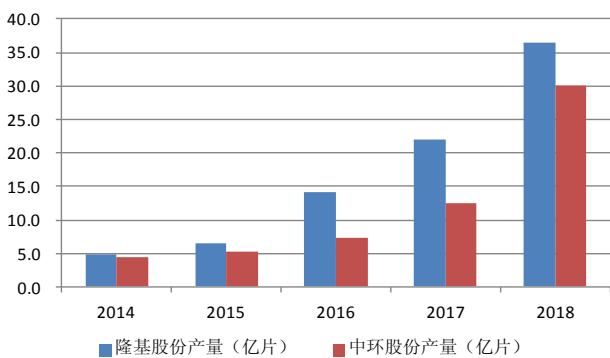
数据来源: 东北证券, 公司公告

图 16: 保利协鑫产能与产销情况 (GW)



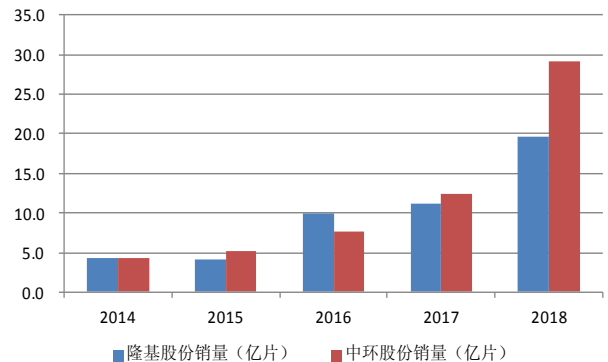
数据来源: 东北证券, 公司公告

图 17: 中环与隆基产量对比 (亿片)



数据来源: 东北证券, 公司公告

图 18: 中环与隆基销量对比 (亿片)



数据来源: 东北证券, 公司公告

单晶硅片产能释放加速, 2020 年下半年起行业可能出现洗牌

2018 年 531 政策后国内光伏装机急剧收缩, 三季度产业链价格快速下降, 硅片环节开工率下行且分化显著, 在价格下降近 30% 的情况下, 单晶硅片龙头企业处于微利状态, 开工率维持在 70% 以上, 多晶硅片企业开工率降至 60% 左右, 且中小企业陆续退出行业, 供给收缩显著。18 年 4 季度海外市场启动带来需求复苏后, 单晶硅片价格趋于稳定, 开工率快速提升, 随着需求持续向好, 供给紧张的情况出现。2019 年 1 月末, 中环股份率先涨价, 硅片价格由 3.1 元/片提高到 3.25 元/片, 2019 年 2 月末, 隆基股份将硅片价格由 3.05 元/片提升到 3.15 元/片, 单晶硅片供给紧张情况持续全年, 龙头企业毛利率恢复至 30% 以上。

在单晶硅片毛利率提升情况下, 行业内扩产速度加快, 新进入者也有一定扩产

预期,在行业具有超额利润时龙头企业加速自身扩产进程,保证行业格局稳定。2020年单晶硅片环节有望新增产能50GW左右,合计产能达到150-160GW。中环与隆基的双寡头局面基本成型,两家企业合计占据单晶硅片70%以上市场份额,除了隆基和中环外,晶科存在一定的扩产预期,晶科2019年末单晶硅片产能预期达到11GW,2020年有望达到16-17GW。此外京运通、上机数控等二线企业可能有部分扩产,2019年单晶硅片扩产预计在25-30GW,单晶PERC电池产能扩张50GW以上,单晶硅片的供给增加有限,单晶硅片享受超额利润。2020年单晶硅片扩产在50GW左右,单晶PERC电池扩产在20-30GW,扩产节奏与2019年完全相反,预计单晶硅片行业高盈利状态将会改变,2020年下半年起行业出现洗牌,产品价格会有一些幅度的下降。

表 2: 主流厂商单晶硅片产能预期

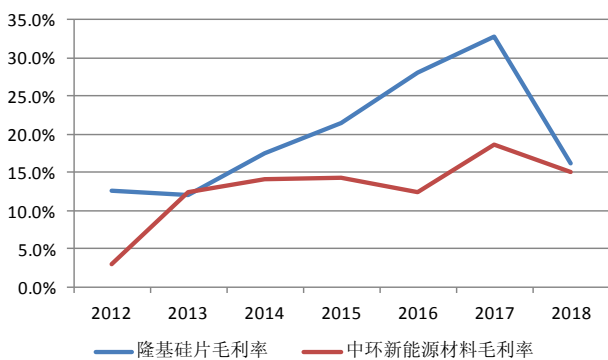
主流厂商	2016	2017	2018	2019E	2020E
隆基股份	7.5	15	28	36	65
中环股份	3.5	7	25	30	45
晶科	1	2	5	11	17
晶澳	1	3	3.5		
阿特斯	0	1	2		
京运通				2	5
上机数控				2.5	5

数据来源: 东北证券, 公司公告

成本持续下降, 生产效率提升

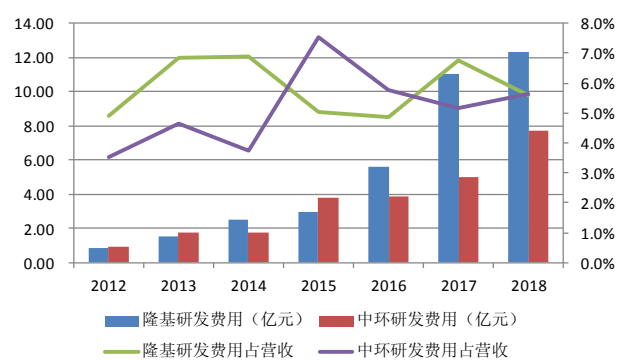
2014年起隆基采用国产化金刚线切割全面量产,对于非硅成本的下降具有显著作用,在毛利率上领先中环。随着中环持续研发投入和耗材的国产化,两者毛利率差距缩小。中环与隆基都是光伏行业内注重研发的企业,近年来研发占营收比例基本维持在5%以上,促进了产品成本的持续下降,带动单晶市占率攀升。

图 19: 隆基与中环毛利率对比



数据来源: 东北证券, 公司公告

图 20: 隆基与中环研发对比



数据来源: 东北证券, 公司公告

单晶硅片产能投资成本也在快速下降,带动生产成本下降。中环股份四期与四期改造项目合计产能16.6GW,投资额98.52亿元,单位投资为5.9亿元/GW,与二三期相比单位投资显著下降,生产效率提高。2018年随着四期与四期改造项目的投

产，中环生产人员的人均产出达到 232 万元，在硅片价格下降 50% 以上的情况下，与 2016 年四期项目建设前 192 万元的人均产出相比显著提升。隆基股份云南一期项目和二期项目的产能建设投资额对比也可以看出建设成本快速下降。

表 3: 隆基与中环硅棒产能建设情况

公司	项目	产能 (GW)	投资额 (亿元)	投资 (亿元/GW)	公告时间	投产时间
中环股份	四期 (后变更)	8	67.21	8.4	2017 年 1 月	
	四期与四期改造	16.6	98.52	5.9	2017 年 9 月	2018 年下半年
	五期	25	91.3	3.7	2019 年 5 月	2020-2022 年
隆基股份	楚雄一期硅片	10	17.8	1.8	2017 年 3 月	2018 年上半年
	丽江一期硅棒	5	21.0	4.2	2016 年 10 月	2018 年上半年
	保山一期硅棒	5	21.0	4.2	2016 年 10 月	2018 年上半年
	楚雄二期硅片	10	14.9	1.5	2019 年 2 月	2020 年 3 月
	丽江二期硅棒	6	19.4	3.2	2019 年 2 月	2020 年 5 月
	保山二期硅棒	6	17.5	2.9	2019 年 2 月	2020 年 7 月
	银川硅棒硅片项目	15	43	2.9	2019 年 4 月	2020 年下半年

数据来源：东北证券，公司公告

2.2. 单晶 PERC 电池片依旧具备性价比优势，扩产速度减缓

自 2017 年开始，随着 PERC 技术的成熟，太阳能电池的发展方向不断往高效电池方向进行，PERC 电池片产能进入快速扩张期。PERC 电池仅需在现有全铝背场太阳能电池生产线上增加两道工艺，相较于其他高效太阳能电池，最容易在现有太阳能电池生产线基础升级改造，潜在综合成本最低，与常规电池片相比，无论是初始投资还是每瓦非硅成本的增加都非常有限，而在转换效率方面 PERC 能够给单晶电池带来约 1% 的提升，给多晶电池带来约 0.5% 的提升，PERC 技术的叠加对于单晶电池更为友好。在转换效率方面，根据中国光伏产业协会的数据显示，近两年电池片转换效率提升幅度已从过去的年均 0.3% 左右提升至 0.5% 以上，目前单晶 PERC 的高效电池转换效率可达到 22% 以上，而常规的多晶电池转换效率在 19% 左右。效率差价的拉大使单晶 PERC 的性价比提升，在下游电站的选择中更能得到青睐，效率差的拉大是单晶 PERC 电池与常规多晶电池价合理差达到 0.2 元/W 以上。

通威股份在 18 年底与 19 年初投产 6GW 以上单晶 PERC 产能，2019 年将新增投产 8GW，年末达到 20GW 电池片产能，其中单晶 PERC 为 17GW；隆基计划 2019 年底将电池产能扩至 10GW，晶科计划 2019 年底将单晶电池片产能扩至 9.2GW；东方日升、润阳光伏、鸿禧能源等同行业公司也有相关扩产计划。2018 年，国内主要高效电池片企业单晶 PERC 产能基本达到 34.7GW，2019 年预计能增加到 92.7GW，新增产能 58GW。

表 4: 我国主要高效电池片企业预计单晶 PERC 产能情况

公司名称	18 年产能 (GW)	2019 年产能 (GW)	新增产能 (GW)
通威	6	17	11
爱旭	4.5	9.8	5.3
隆基	3.5	10	6.5
平煤	2	4	2
阿特斯	2.5	3	0.5

韩华新能源		5	5
苏州润阳	2	6	4
晶科	3.5	9.2	5.7
晶澳	2.8	4.2	1.4
东方日升		4	4
天合光能	2.9	4	1.1
阳光中科		1.5	1.5
其他（预计）	5	15	10
总计	34.7	92.7	58

数据来源：新梅置业，东北证券

2019年下半年单晶 PERC 电池大幅降价后，电池行业进入龙头企业微利，二线与技改产线亏损状态，原有扩产计划减缓，目前 2020 年有明确扩产计划的 PERC 产能在 20GW 左右，行业格局将优化，PERC 电池盈利能力有望恢复至合理水平。

2.3. 硅料格局趋稳，价格有望反弹

2017-2018 年期间，硅料价格高位震荡，国内技术及成本领先多晶硅企业盈利能力出众，且看准了多晶硅进口替代的市场空间，纷纷提出扩产计划，主要扩产区域集中于低电价的西北区域，这部分产能的投放时间基本集中于 19 年上半年，合计新增产能约 19 万吨，生产成本集中于 4-5 万元/吨的区间。我们测算 2019 年光伏行业硅料需求约 40-45 万吨，因此新产能的进入对于价格造成较大冲击，现有菜花料价格 6 万元/吨，致密料价格 7.5 万元/吨，对于现金成本 6-7 万的国内二线企业和海外企业而言已经难以为继。

表 5: 2019 新产能投产

	新增产能
通威	6
大全	1.5
新疆协鑫	6
新特能源	3.6
东方希望	2
大全 4A	3.5
合计	22.5

数据来源：东北证券，公司公告

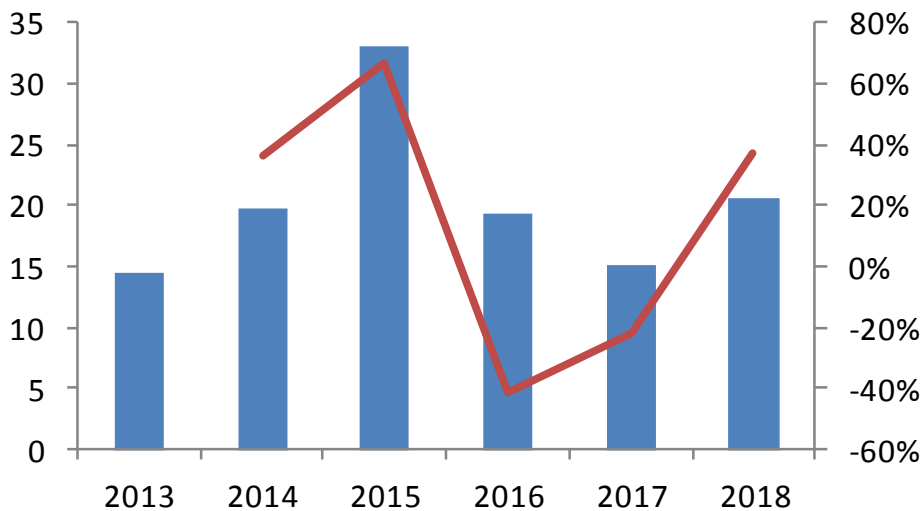
目前新产线投资成本，电价成本等影响生产成本的核心因素方面，几家新投产的龙头企业已经做到极致，后续硅料继续降成本的空间有限，行因此这轮扩产高峰过后，行业集中度快速提升，行业格局趋于稳定，且后续产能释放的节奏会变慢。2020 年上半年大全新投产 3.5 万吨，其余龙头企业暂无新增产能计划。硅料产能建设周期较长，从开始建设到满产的时间约为 1.5 年左右，因此 2020-2021 年硅料行业供给增量有限，随着行业需求的稳定增长，硅料价格的恢复仍将持续。

3. 风电板块高景气度，海上风电趋势向上

3.1. 风电装机复苏趋势明显

根据能源局数据，2018 年国内风电新增装机并网量 20.6GW，同比增长 37.1%，结束了连续两年的下滑。预计国内风电新增装机在 2019-2021 年间能够持续复苏，主要推动因素包括电价政策落地带来确定性的抢装、三北区域装机复苏、海上风电高增长，弃风限电改善消纳保障带来收益率的提升等因素。2019 年前三季度全国新增风电装机 13.08GW，同比增长 3.7%。

图 21: 近年来国内风机新增和累计安装量 (MW)



数据来源：东北证券，CWEA

风电电价政策落地带动行业三年复苏周期

2019 年 5 月 26 日，发改委下发《关于完善风电上网电价政策的通知》，标杆电价改为指导价，新核准集中式项目电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。2019 年 I-IV 类风区指导性电价分别为 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元/kwh，下降幅度分别为 0.06 元、0.06 元、0.06 元、0.05 元。2020 年 I-IV 类风区指导性电价分别为 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元/kwh，较 2019 年指导性电价均下降 0.05 元。

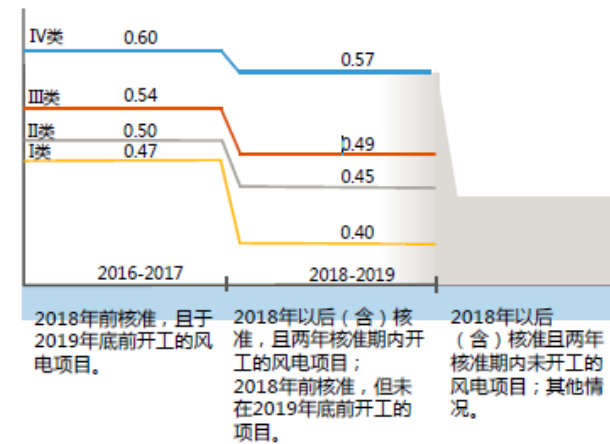
陆上风电进入三年抢装期，2021 年全面平价：2021 年起新核准陆上风电全面平价上网，国家不再补贴。2018 年底前核准的风电项目，2020 年底前要求并网，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。

在 2020 年底前并网的要求下，存量项目开发节奏将加快。2019-2020 年间核准项目为获得补贴，有动力在 2021 年底前并网。此外，三北大型基地及送出线路配套有序建设，三北装机将重回增长。从几大运营商开工和装机预期来看，项目开发节奏明显提速，2019-2021 年风电高景气度将维持。

根据金风科技公告的 2018 年中期的数据，2018 年底前合计约 105GW 项目不参与竞价，在 2019 年风电电价政策中公告了 2018 年底前核准的陆上风电项目需要在 2020 年底前并网方可享受补贴，扣除 2018 年下半年的并网规模以及部分作废项目、不属于电价下降范围的分散式风电项目，预计在 2020 年底前并网方可享受补贴的

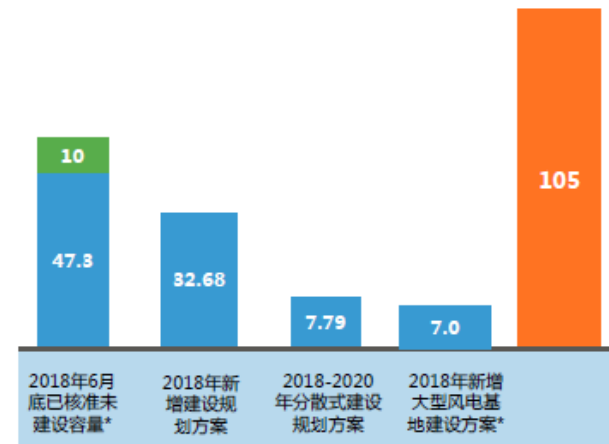
陆上风电核准项目规模为 60-70GW, 足够支撑 2019-2020 年的装机, 预计 2019-2021 年年均装机达到 30GW 以上。

图 22: 风电电价调整政策



数据来源: 东北证券, 金风科技

图 23: 2018 年前已核准项目充足



数据来源: 东北证券, 金风科技

红色省份陆续解禁, 带来装机增量

2018 年 3 月 5 日, 国家能源局发布《2018 年度风电投资监测预警结果的通知》, 在 2017 年的 6 个红色预警省份中, 甘肃、新疆、吉林继续红色预警, 内蒙、黑龙江变为橙色预警, 宁夏变为绿色。山西、陕西及河北部分区域变为橙色。橙色区域列入年度实施方案的风电项目、示范项目及市场化招标项目可以建设。红色预警地区已投入运行或在建输电通道优先消纳存量风电项目。新疆准东、酒泉二期风电基地项目应在受端地区电网企业确认保障消纳的前提下有序建设。

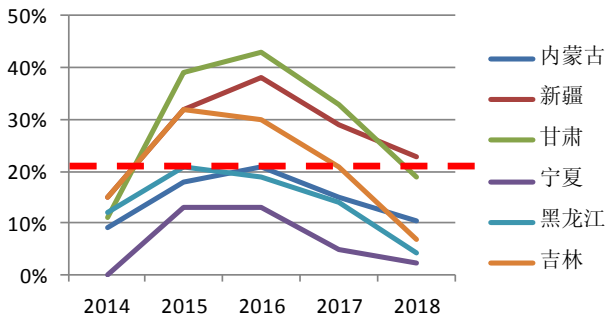
2019 年 3 月 6 日, 国家能源局发布《2018 年度风电投资监测预警结果的通知》, 红色省份只剩下新疆与甘肃两个, 内蒙古维持橙色预警, 吉林由红色转为绿色, 黑龙江由橙色转为绿色。其中甘肃 2018 年弃风率 19%, 但利用小时数为 1772, 略低于保障小时数 1800 小时, 判定红色; 新疆弃风率为 23%, 利用小时数达到 1951, 超过 1800-1900 的保障小时数。

图 24: 红色预警结果变化

风电预警结果	2017	2018	2019
内蒙古	红	橙	橙
新疆	红	红	红
甘肃	红	红	红
宁夏	红	绿	绿
黑龙江	红	橙	绿
吉林	红	红	绿

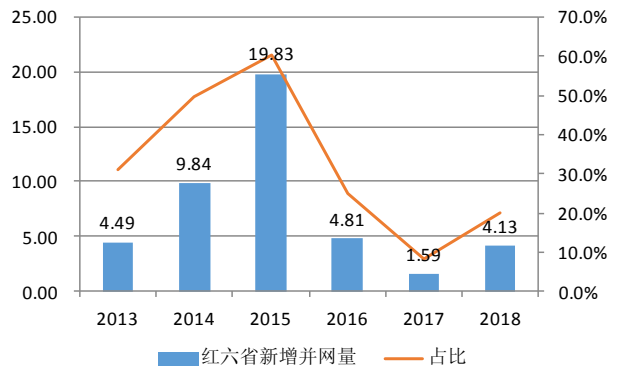
数据来源: 东北证券, 国家能源局

图 25: 红六省弃风率改善



数据来源: 东北证券, 国家能源局

图 26: 红六省新增装机及占比 (GW)



数据来源: 东北证券, 国家能源局

表 6: 红六省保障利用小时情况

省	资源区	保障利用小时	2018 实际小时	同比	与保障小时偏差
内蒙古	I 类	2000	2254	139	254
	II 类	1900	2250	263	350
新疆	I 类	1900	2357	238	457
	III 类	1800	1897	213	97
甘肃	II 类	1800	1792	297	-8
	III 类	1800	1723	306	-77
宁夏	III 类	1850	1888	238	38
黑龙江	III 类	1900	2224	314	324
	IV 类	1850	2121	214	271
吉林	III 类	1800	2019	331	219
	IV 类	1800	2321	349	521

数据来源: 东北证券, 国家能源局

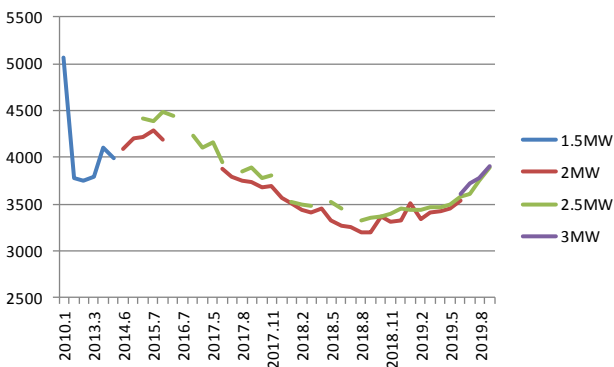
传统红色省份的利用小时数在 2018 年均持续改善, 目前仅甘肃未达到保障小时要求。解决消纳问题是目前风电发展的第一任务, 随着消纳问题的缓解, 未来风电开发有望重回三北。新疆是 2018 年唯一弃风率超过 20% 的省份, 但 2018 年下半年起新疆弃风率已有显著改善, 2018 年下半年新疆平均弃风率为 16%。2019 年 1-5 月, 新疆弃风量 34.5 亿 kwh, 同比减少 41.8%, 弃风率为 17.1%, 同比下降了 12.3 个百分点。红色六省历年在新增装机中的占比基本维持在 30% 以上, 如果在消纳改善后能够回归正常装机水平, 将给全国风电新增装机带来可观增量。

风机招标量持续上升, 招标价格回暖

2019 年一季度, 国内公开招标量达到 14.9GW, 同比增长 101%, 创单季最高招标量历史纪录。其中海上风电招标 3.0GW, 同比增长 61.2%, 占比 20.3%。分区域看, 南方市场招标 3.7GW, 占比 25.0%, 北方项目 11.1GW, 占比 74.3%, 集中采购招标量 0.1GW, 占比 0.7%。北方项目占比的大幅提升表明装机重回三北趋势已经显现。前三季度国内招标量 49.9GW, 同比增长 108.5%, 已经超以往年份的年度招标总量。

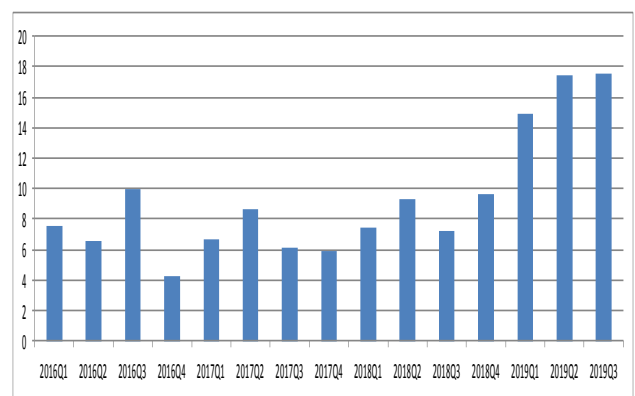
自 2018 年四季度以来，各机组投标均价企稳回升，价格维持在 3400 元/千瓦以上。2.0MW 级别机组 2019 年 3 月投标均价为 3,410 元/千瓦，比 9 月份价格低点上升 6.7%。2.5MW 级别机组 2019 年 3 月投标均价为 3,464 元/千瓦，比 8 月份价格低点上升 4.0%，9 月份，2.5MW 级别机组投标均价 3898 元/KW，较去年 8 月低点回升 17%。招标价格的提升直接反应了行业需求的旺盛，对于整机厂商而言，订单执行周期在 1-1.5 年，2017-2018 年第三季度的低价订单有望在 2019 年 3 季度前交付完毕，从风机企业三季报数据判断，风机毛利率拐点已经到来，2020 年风机企业交付价格将回升至 3500 元/KW 以上的合理水平。

图 27: 风机招标价格 (元/KW)



数据来源: 东北证券, 金风科技

图 28: 风机招标量 (GW)

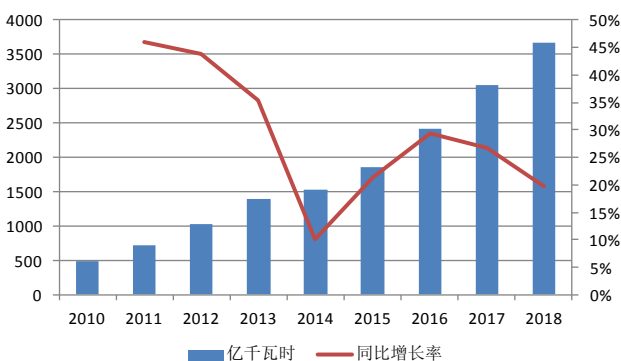


数据来源: 东北证券, 金风科技

3.2. 风力弃风限电改善, 利用小时提升带动开发热情

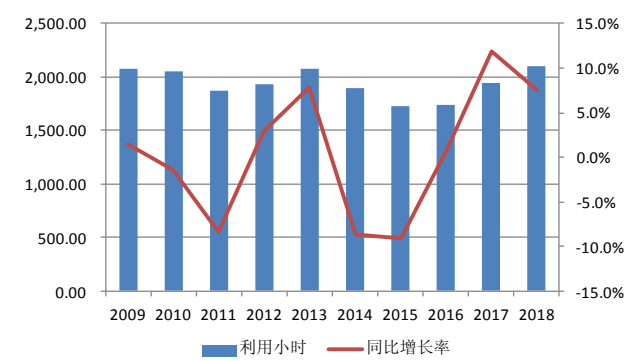
2018 年, 全国风力发电量为 3660 亿千瓦时, 同比增长 20%, 占全部发电量的 5.2%; 全国风电平均利用小时数为 2095 小时, 同比增加 147 小时。2019 年前三季度全国风电发电量 2914 亿千瓦时, 同比增长 8.9%; 全国平均风电利用小时数 1519 小时, 同比下降 45 小时。

图 29: 全国风力发电量



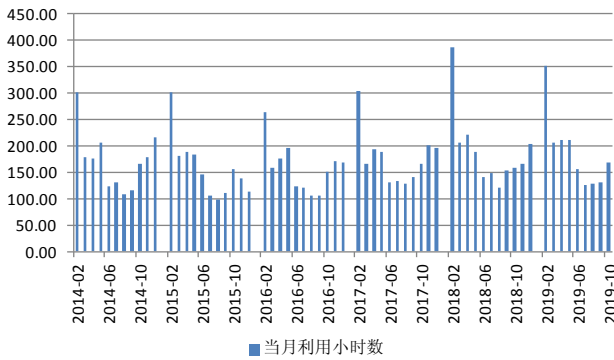
数据来源: 东北证券, 国家能源局

图 30: 全国风电平均利用小时数



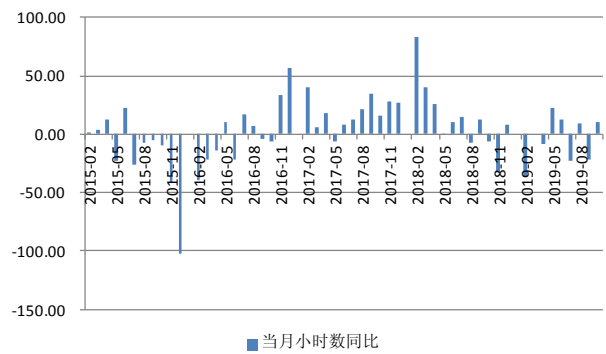
数据来源: 东北证券, 国家能源局

图 31: 风电当月利用小时数



数据来源: 东北证券, Wind

图 32: 风电当月利用小时数同比变化

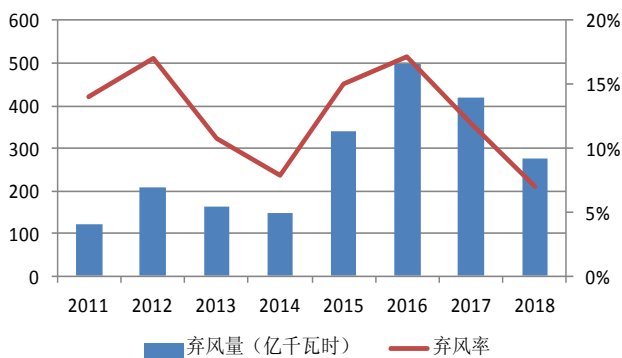


数据来源: 东北证券, Wind

2015年国内风电新增装机达33GW,为历史最高值。风电项目的大规模集中并网给风电上网带来了一定压力,自2015年起风电弃风量快速上升,并在2016年一季度达到了26%的最高值。随后发改委与能源局推出了一系列针对可再生能源消纳的政策,弃风限电进入了持续好转的阶段。2018年国内风电弃风量为277亿千瓦时,同比减少了142亿千瓦时,弃风率7%,同比下降5个百分点。1-9月,全国弃风电量128亿千瓦时,同比减少74亿千瓦时;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个百分点。全国弃风电量和弃风率持续“双降”。

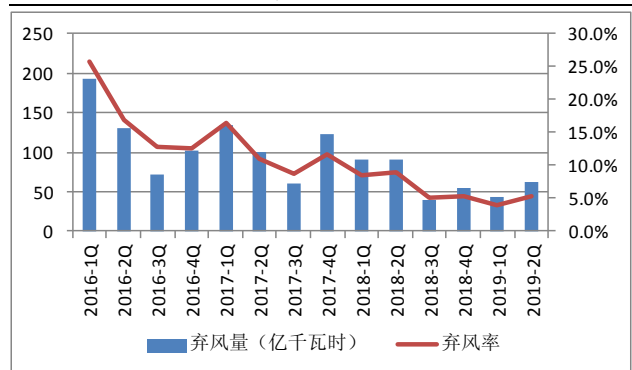
风电利用小时数提升后,风电运营商的盈利能力和现金流都会出现大幅好转。因此消纳问题的解决是推动运营商持续开发新项目的核心所在。在消纳具备保障的条件下,运营商才能清楚的测算新建风电场的投资回报率。随着消纳的问题得以缓解,预计运营商的开发热情将会提升,在手核准项目充足的运营商的开发进程有望加快,支撑未来几年的装机增长。

图 33: 历年弃风率与弃风量



数据来源: 东北证券, 国家能源局

图 34: 分季度弃风率与弃风量



数据来源: 东北证券, 国家能源局

3.3. 海上风电市场空间逐步打开

2014年以来,国内的海上风电开始进入稳定发展的阶段。而海上风电随着技术的不断成熟,装机成本已经有较大程度的下降,而上网电价维持不变使海上风电的投资吸引力逐步增强。

在 2019 年 4 月的风电、光伏管理办法征求意见稿中，对于海上风电提出了较为严格的限制，2018 年度未通过竞争方式进入国家补贴范围并确定上网电价的海上风电项目，其核准文件不能作为享受国家补贴的依据。但在之后 5 月的风电电价正式文件中，对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。2019 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元，2020 年调整为每千瓦时 0.75 元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于上述指导价。

从政策的表述变化可以表明，国家对于海上风电的扶持力度依旧是维持较高的，新的指导电价退坡也较为缓和，给行业充足的发展空间。从欧洲的海上风电发展路径来看，国内海上风电成本尚具备较大下降空间。目前广东、福建、江苏等沿海省份在手已核准海上风电项目充足，预计未来 3 年海上风电每年平均并网容量达到 2GW 以上。

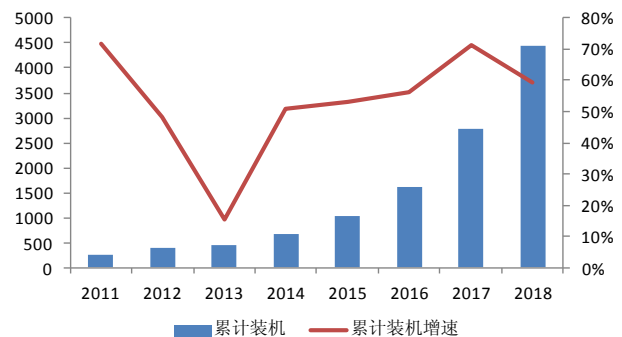
能源局于 2014 年底发布《海上风电开发建设方案（2014-2016）》，总计规划了 44 个海上风电项目，总装机容量为 10.5GW。由于开发建设方案需在 2 年内核准，否则需重新申报纳入开发建设方案，因此 2016 年底海上风电开发建设方案中的项目迎来了核准高峰。

图 35: 国内海上风电新增装机容量 (MW)



数据来源：东北证券，CWEA

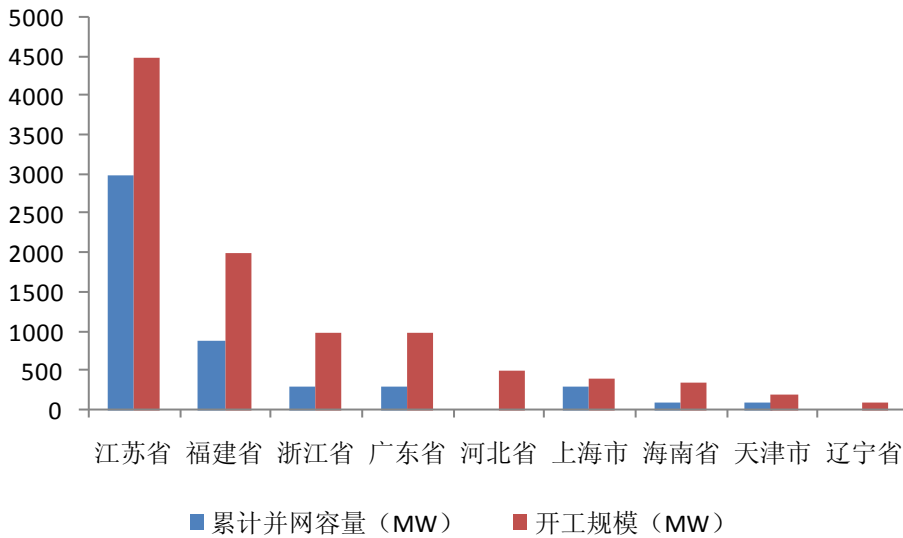
图 36: 国内海上风电累计装机容量 (MW)



数据来源：东北证券，CWEA

风电“十三五”规划中提出到 2020 年全国海上风电开工建设规模达到 10GW，力争累计并网容量达到 5GW 的水平。其中最主要重点推动江苏、浙江、福建、广东四省的海上风电建设，开工建设规模均达到 1GW 以上，四省开工建设规模占全国目标的 85%，累计并网规模占全国目标的 90%。

图 37: 十三五规划海上风电布局 (MW)



数据来源: 东北证券, 国家能源局

2017 年 1 月, 国家能源局和国家海洋局印发《海上风电开发建设管理办法》, 明确国家能源局不再统一编制全国海上风电开发建设方案, 海上风电的核准权限下放到各省, 各省编制管理海域内海上风电发展规划, 落实电网接入方案和市场消纳后进行核准, 所以各省的规划和布局是海上风电发展的重要依据。沿海各省的十三五规划中对于海上风电都有较高的重视程度, 其中江苏、广东和福建三省就明确了到 2020 年合计完成海上风电并网 7.5GW 的目标, 高出海上风电十三五并网规划 50%。

从发展海上风电的动力而言, 沿海省份对于海上风电的重视程度都比较高。国内三北地区风力资源丰富, 但是远离用电负荷中心, 当地消纳能力不足, 需要进行长距离输送, 如何解决消纳的问题始终是三北地区风电发展的一个困扰。但海上风电的发展区域主要位于东部沿海, 与用电负荷中心相匹配, 东部沿海五个省份都是属于电力净输入省, 存在省内建设电源的需求。在新建火电严格管控的条件下, 对于建设可再生能源的积极性较高。

表 7: 各省海上风电政策规划

省份	政策	主要内容	2020 年海上风电目标 (GW)
江苏	《江苏省“十三五”能源发展规划》	加快发展风电, 坚持海陆并举、以海为主, 到 2020 年风电累计并网 1000 万千瓦, 海上风电累计并网 350 万千瓦	并网 3.5
浙江	《浙江省能源发展“十三五”规划》	积极发展海上风电, 加快实施已纳入全国开发方案的项目, 到 2020 年风电规模争取达 300 万千瓦以上	
广东	《广东省海上风电发展规划 (2017-2030)》	总规划 6685 万千瓦, 到 2020 年开工建设海上风电 1200 万千瓦, 其中建成投产 200 万千瓦以上, 到 2030 年底建成投产 3000 万千瓦	投产 2
福建	《福建省海上风电规划的复函》	总规划 1330 万千瓦, 到 2020 年装机规模达到 200 万千瓦以上, 到 2030 年达到 500 万千瓦以上	投产 2
山东	《山东省电力发展“十三五”规划》	规划六个百万千瓦级海上风电场, 总装机规模 1275 万千瓦	

数据来源：东北证券，政府网站

英国海上风电平价趋近，国内有望跟进

英国海上风电采取CFD拍卖政策，2015年第一轮CFD拍卖项目中，海上风电中标项目的最高价为£120/MWh，投产时间为17-18年，较政府计划的Strike Price £140/MWh降低了14%。在2017第二轮CFD拍卖中，海上风电中标项目的最高价为£74.75/MWh，项目投产时间为21-22年，较政府计划的Strike Price £105/MWh降低了29%。第二轮CFD中Hornsea Project 2的1386MW与Moray Offshore Windfarm (East)的950MW项目中标价为£57.50/MWh，投产时间为22-23年，较22-23年政府计划的Strike Price £100/MWh下降了42.5%。

在2017年第二轮CFD招标价格降幅超预期预期的情况下，2019年第三轮CFD方案对海上风电的ASP测算大幅下调，23-24年投产的项目ASP计划为£56/MWh，24-25年投产的项目ASP计划为£53/MWh。

表 8: 海上风电 Administrative Strike price 与实际 Strike Price (£/MWh) (2012 年为基期)

交付年	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
ASP	155	150	140	140	N/A	N/A	105	100	56	53
Strike price			119.89	114.39			74.75	57.50		

数据来源：UK gov

表 9: 发电上网 Reference price (£/MWh) (2012 年为基期)

	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27
Reference price	50.52	48.93	49.32	53.43	39.86	42.60	48.13	50.90	51.92	51.23

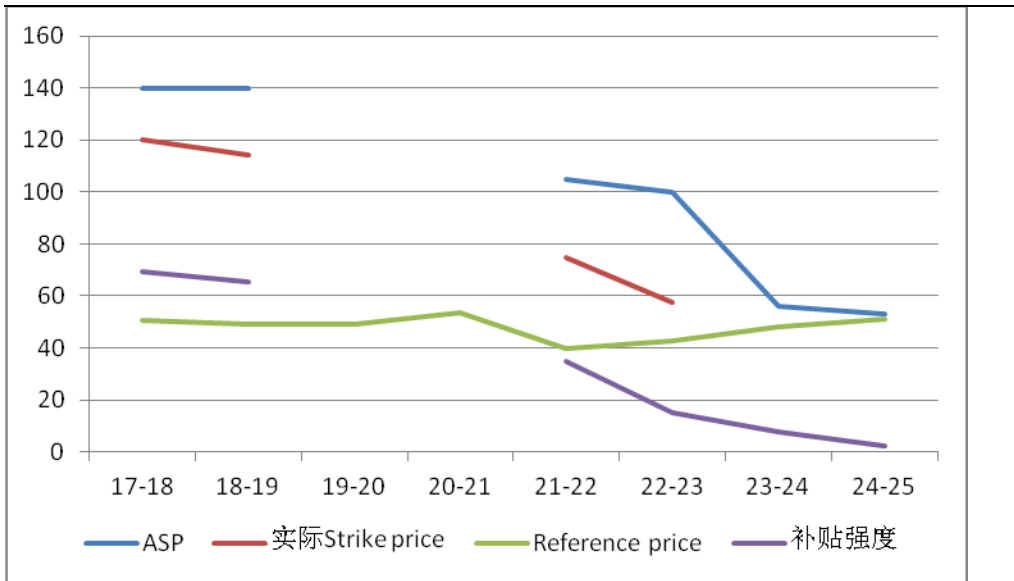
数据来源：UK gov

Reference Price 类似于国内燃煤上网电价，通过英国化石能源平均上网电价制定，17-21 年的 Reference Price 来自 2014 年第一轮招标方案，21-23 年来自 2017 年第二轮招标方案，23-27 年来自 2019 年第三轮招标方案。英国上网参考电价缓慢上行，维持在£50/MWh左右，按目前9左右的汇率折算，折合人民币0.45元/kwh左右。

17-19 年投产的海上风电补贴强度在£65-70/MWh，21-22 年投产项目补贴强度£35/MWh，22-23 年投产项目补贴强度£15/MWh。

第三轮 CFD 方案中的 Administrative Strike price 与 Reference Price 已经基本一致，意味 24-25 年英国海上风电将实现上网侧平价。前两轮 CFD 海上风电中标的 Strike price 均低于项目方案的 Administrative Strike price，若第三轮最终开标结果也类似前两轮，实际的 SP 低于 ASP，则 23-24 年海上风电就有望实现平价。

图 38: 历年 ASP、实际 SP 与 RP (£/MWh) (2012 年为基期)



数据来源: UK GOV

4. 推荐标的

隆基股份

□ 公司 2019 年前三季度实现营收 226.93 亿元, 同比增长 54.68%, 实现归母净利润 34.84 亿元, 同比增长 106.03%。第三季度实现营收 85.82 亿元, 同比增长 83.80%, 环比增长 2.15%, 归母净利润 14.75 亿元, 同比增长 283.85%, 环比增长 5.46%。

□ **需求偏弱影响出货, 成本与费用持续下降:** 受国内竞价指标发放较晚影响, 第三季度国内光伏装机 4.4GW, 影响公司组件国内销售, 组件销量环比下降。三季度公司综合毛利率 29.93%, 同比提升 8.61 个百分点, 环比提升 1.89 个百分点, 自 2018 年 4 季度以来环比持续提升, 三季度硅片价格和组件执行价格稳定, 毛利率提升表明成本持续下降。前三季度公司费用率 8.21%, 同比下降 1.18 个百分点, 三季度费用率 7.48%, 同比下降 2.88 个百分点。

□ **海外销售高增长, 现金流持续改善:** 公司海外市场的业务布局和渠道建设显成效, 上半年海外单晶组件销量达到 2423MW, 同比增长 252%, 组件海外销售占比 76%, 三季度海外销售高占比延续。公司加强生产经营管理与现金管控, 现金流持续改善, 前三季度实现 40.14 亿元经营性现金净流入, 三季度实现 15.87 亿元净流入。三季度末应收账款 38.50 亿元, 环比减少 9.39 亿元。

□ **产能快速扩张, 需求有望向上:** 在成本和技术具备充分优势的情况下, 公司产能加速扩张。2020 年硅片产能有望达到 65GW, 较原计划提前一年。2019-2021 年电池片产能有望达到 10GW、15GW 和 20GW; 2019-2021 年组件产能有望达到 16GW、25GW 和 30GW。云南二期硅棒硅片项目已经陆续投产爬坡。随着国内竞价项目的逐渐开工以及海外明年需求稳定增长的预期, 预计全球装机需求将逐步向上。

□ **盈利预测:** 预计公司 2019-2021 年 EPS 分别为 1.30、1.67 和 2.10 元, 维持买入评级。

通威股份

□ 公司 2019 年前三季度实现营收 280.25 亿元, 同比增长 31.03%, 归母净利润 22.43

亿元，同比增长 35.24%，扣非后归母净利润 20.86 亿元，同比增长 32.98%，三季度实现扣非后归母净利润 7 亿元，同比增长 3.2%。

□ **硅料新增产能爬坡，行业格局向好：**2019 年上半年公司多晶硅销量 2.28 万吨，同比增长 162.85%。公司原有 2 万吨产能实现满产满销，单晶料比例超过 80%。三季度乐山 2.5 万吨与包头 2.5 万吨新产能爬坡逐步完成，公司多晶硅合计产能将达到 8 万吨，新项目生产成本复合 4 万元/吨以下的既定目标，单晶用料占比将陆续在 2019 年底前达到 80%-85% 的高效水平，单晶市占率快速提升促进单晶用硅料的需求，预计未来一年单晶用料将维持供给较紧的格局。目前硅料价格稳定，2020 年硅料行业无新增产能释放，需求改善有望带动硅料价格稳中有升。

□ **电池产能继续扩张，巩固竞争优势：**公司新建产线的月度产能利用率已超过 110% 并呈现持续提升趋势。随着产能利用率的提升，公司非硅成本将进一步优化。借助行业领先的成本优势，2019 年 3 月公司启动成都四期及眉山一期项目，预计 2019 年底至 2020 年上半年投产，成都四期投产后 2019 年底公司电池产能有望达 20GW，眉山一期 4GW 产能匹配 M12 硅片的情况下产能有望达到 7-8GW，利用成本和资金领先优势持续提升市场份额。在 2019 年下半年 PERC 电池价格大幅下降的情况下，行业内新增产能释放节奏有所放缓，在明年装机需求提升的情况下电池价格将持续企稳回升。

□ **盈利预测：**预计公司 2019-2021 年 EPS 分别为 0.74、1.00 和 1.22 元，维持买入评级。

金风科技

□ 公司 2019 年前三季度实现营收 247.35 亿元，同比增长 38.84%，实现归母净利润 15.91 亿元，同比下降 34.24%。其中第三季度实现营收 90.02 亿元，同比增长 32.65%，归母净利润 4.06 亿元，同比下降 54.30%，环比下降 57.49%。

□ **毛利率拐点显现，费用率改善：**公司三季度单季毛利率 19.12%，环比提升 1.17 个百分点，由于三季度来风偏弱，预计运营板块毛利率有所下降，毛利率提升主要由于风机制造板块带动。公司在供应链成本控制与机型平台集约化等方面效果显现，预计制造成本有所下降。前三季度费用率合计 16.53%，同比下降 2 个百分点，随着销售规模的扩大，内部管控增强，费用率存在进一步改善空间。

□ **风机销售向好，大型化趋势显著：**前三季度公司合计营收 247.35 亿元，同比增长 38.84%，前三季度公司风机对外销售容量 5245MW，其中 2S 平台交付 3398MW，占比 64.8%，2.5S 平台交付 1156MW，占比 22.0%，3S 平台交付 506MW，占比 9.7%。从公司订单分布来看，在手订单大型化趋势显著。截至 19 年三季度在手外部订单中 2.5S 平台及以上的占比为 72%，其中 2.5S 订单 9.7GW，占比 42%，同比提升 20 个百分点，3S 订单 5.8GW，占比 26%，同比提升 18 个百分点。

□ **招标持续回暖，在手订单持续创新高：**前三季度国内招标量 49.9GW，同比增长 108.5%，已经超以往年份的年度招标总量。9 月份，2.5MW 级别机组投标均价 3898 元/KW，较去年 8 月低点回升 17%。截至 9 月底，公司在手外部订单 22.8GW，即将迎来量价齐升。

□ **盈利预测：**预计公司 2019-2021 年的 EPS 分别为 0.70、1.02 和 1.42 元，维持买入评级。

天顺风能

□ 公司 2019 年前三季度实现营业收入 38.04 亿元，同比增长 51.55%，归母净利润 5.46 亿元，同比增长 52.66%。第三季度实现营业收入 13.27 亿元，同比增长 48.46%，

归母净利润 2.12 亿元，同比增长 82.24%。

□ **盈利能力稳定，现金流改善显著**：前三季度毛利率 27.63%，净利率 14.45%，分别同比变化-0.94/-0.22 个百分点，盈利能力保持稳定。前三季度实现经营性现金流 6.1 亿元，同比增长 93.42%，运营资金管理效果明显，销售款回笼加速。公司前三季度销售/管理/研发/财务费用率分别为 4.50/3.38/0.59/3.07 个百分点，合计 11.54 个百分点，分别同比变化 0.74/-0.97/0.05/-2.05 个百分点，合计下降 2.23 个百分点，管理费用和财务费用管控持续加强。

□ **风塔新增产能逐步投放，盈利能力有望提升**：公司对风塔生产基地实现产能改扩建，包头产能由 8 万吨提至 15 万吨以上，珠海由 4 万吨提至 7 万吨以上，太仓产能持续改扩建释放产能。公司在山东鄄城建设塔筒 10 万吨产能，预计年底完工投产。自 2019 年二季度起，公司主要原材料中厚板价格开始下行，带动公司毛利率提升。下半年行业景气度持续向上，公司风塔产量环比有望提升，在原材料下行背景下，盈利能力有望进一步提升。

□ **风电场与叶片贡献业绩增量**：上半年风电运营实现营收 2.78 亿元，同比增长 78.8%，毛利率为 71.6%。2019 年公司已经实现新增并网量 215MW，累计并网量目前已达 680MW，在手已核准项目 199.4MW。上半年叶片板块实现收入 2.53 亿元，同比增长 341.3%，毛利率 29.4%，叶片业务拓展顺利。在风电行业高景气度情况下，叶片供需格局较好，预计毛利率能够维持高位。

□ **盈利预测**：预计公司 2019-2021 年的 EPS 分别为 0.44、0.55 和 0.63 元，维持公司买入评级。

日月股份

□ 公司 2019 年前三季度公司实现营收 24.41 亿元，同比增长 47.27%，实现归母净利润 3.45 亿元，同比增长 73.03%。第三季度实现营收 9.05 亿元，同比增长 42.8%，环比增长 4.87%，实现归母净利润 1.30 亿元，同比增长 60.31%，环比下降 1.40%。

□ **铸件供给偏紧，产品价格提升**：铸件环节产能释放周期相对较长，且随着风机大型化，上一轮风电周期的老产能供应能力有限，在行业抢装的背景下，铸件供给偏紧，产品价格有所提升。2019 年上半年公司铸件销售均价 10184 元/吨，同比增加 1288 元/吨，单吨净利 1443 元。公司第三季度毛利率 24.97%，环比持平，同比提升 3.22 个百分点，主要由产品价格提升和原材料成本下降共同导致，预计三季度单吨净利与二季度基本持平。

□ **盈利能力领先同行，产能稳步扩张**：与同行相比，公司拥有较强的成本控制能力和客户结构的优化。在 2016-2018 年风电低谷期，各家铸件企业收入与毛利率出现较大幅度下滑。但公司开工率维持高位并逆势扩产。2018 年末公司产能扩至 30 万吨，2019 年末将扩至 40 万吨，未来将进一步提升大型铸件产能，满足风机大型化市场需求。

□ **持续推进“两海战略”，毛利率具备持续向上空间**：公司海外客户拓展顺利，与 GE、西门子歌美飒等国际客户实现了批量化供货，对于整体毛利率的提升有显著作用。公司年产 18 万吨海上铸件项目专注于大容量风机，且配套扩张 12 万吨精加工产能，毛利率有望进一步上行。

□ **盈利预测**：预计公司 2019-2021 年产能扩至 40/48/55 万吨，产量达到 34/43/50 万吨。预计公司 2019-2021 年净利润分别为 5.0、7.9 和 9.3 亿元，维持买入评级。

5. 风险提示

新能源行业政策波动风险

光伏成本下降低于预期，海外市场装机增长低于预期

装机增长带来弃电问题的重新出现

风电新增装机复苏情况低于预期

风电产业链盈利能力恢复不及预期，原材料成本提高

分析师简介:

董佳敏: 上海交通大学机械学院工学硕士，先后就职于上海通用汽车、宏源证券研究所，2014年11月至今任职于东北证券研究咨询分公司中小市值分析师，主要研究方向为新能源汽车产业链等新兴产业。

顾一弘: 复旦大学经济学硕士，2015年加入东北证券，任电力设备新能源研究员，主要负责研究新能源、能源互联网等方向。

胡洋: 上海交通大学管理学学士、硕士，主要研究新能源汽车产业链。

李金洪: 南京大学材料物理学士、光学硕士，主要研究新能源汽车产业链。

重要声明

本报告由东北证券股份有限公司（以下称“本公司”）制作并仅向本公司客户发布，本公司不会因任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的内容和意见仅反映本公司于发布本报告当日的判断，不保证所包含的内容和意见不发生变化。

本报告仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或征价。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的证券买卖建议。本公司及其雇员不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，在任何情况下，我公司及其雇员对任何人使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

本公司或其关联机构可能会持有本报告中涉及到的公司所发行的证券头寸并进行交易，并在法律许可的情况下不进行披露；可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务、财务顾问等相关服务。

本报告版权归本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，须在本公司允许的范围内使用，并注明本报告的发布人和发布日期，提示使用本报告的风险。

本报告及相关服务属于中风险（R3）等级金融产品及服务，包括但不限于A股股票、B股股票、股票型或混合型公募基金、AA级别信用债或ABS、创新层挂牌公司股票、股票期权备兑开仓业务、股票期权保护性认沽开仓业务、银行非保本型理财产品及相关服务。

若本公司客户（以下称“该客户”）向第三方发送本报告，则由该客户独自为此发送行为负责。提醒通过此途径获得本报告的投资者注意，本公司不对通过此种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师。本报告遵循合规、客观、专业、审慎的制作原则，所采用数据、资料的来源合法合规，文字阐述反映了作者的真实观点，报告结论未受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

股票 投资 评级 说明	买入	未来 6 个月内，股价涨幅超越市场基准 15% 以上。
	增持	未来 6 个月内，股价涨幅超越市场基准 5% 至 15% 之间。
	中性	未来 6 个月内，股价涨幅介于市场基准 -5% 至 5% 之间。
	减持	在未来 6 个月内，股价涨幅落后市场基准 5% 至 15% 之间。
	卖出	未来 6 个月内，股价涨幅落后市场基准 15% 以上。
行业 投资 评级 说明	优于大势	未来 6 个月内，行业指数的收益超越市场平均收益。
	同步大势	未来 6 个月内，行业指数的收益与市场平均收益持平。
	落后大势	未来 6 个月内，行业指数的收益落后于市场平均收益。

东北证券股份有限公司

 网址: <http://www.nesc.cn> 电话: 400-600-0686

地址	邮编
中国吉林省长春市生态大街 6666 号	130119
中国北京市西城区锦什坊街 28 号恒奥中心 D 座	100033
中国上海市浦东新区杨高南路 729 号	200127
中国深圳市福田区福中三路 1006 号诺德中心 22A	518038
中国广东省广州市天河区冼村街道黄埔大道西 122 号之二星辉中心 15 楼	510630

机构销售联系方式

姓名	办公电话	手机	邮箱
华东地区机构销售			
阮敏 (副总监)	021-20361121	13564972909	ruanmin@nesc.cn
吴肖寅	021-20361229	17717370432	wuxiaoyin@nesc.cn
齐健	021-20361258	18221628116	qijian@nesc.cn
陈希豪	021-20361267	13262728598	chen_xh@nesc.cn
李流奇	021-20361258	13120758587	Lilq@nesc.cn
孙斯雅	021-20361121	18516562656	sunsiya@nesc.cn
李瑞暄	021-20361112	18801903156	lirx@nesc.cn
董冠辉	021-20361267	17602180663	donggh@nesc.cn
周嘉茜	021-20361133	18516728369	zhoujq@nesc.cn
刘彦琪	021-20361133	13122617959	liuyq@nesc.cn
华北地区机构销售			
李航 (总监)	010-58034553	18515018255	lihang@nesc.cn
殷璐璐	010-58034557	18501954588	yinlulu@nesc.cn
温中朝	010-58034555	13701194494	wenzc@nesc.cn
曾彦戈	010-58034563	18501944669	zengyg@nesc.cn
安昊宁	010-58034561	18600646766	anhn@nesc.cn
周颖	010-63210813	18153683452	zhouying1@nesc.cn
华南地区机构销售			
刘璇 (副总监)	0755-33975865	18938029743	liu_xuan@nesc.cn
刘曼	0755-33975865	15989508876	liuman@nesc.cn
周逸群	0755-33975865	18682251183	zhouyq@nesc.cn
王泉	0755-33975865	18516772531	wangquan@nesc.cn
周金玉	0755-33975865	18620093160	zhoujy@nesc.cn
陈励	0755-33975865	18664323108	Chenli1@nesc.cn