

平价时代：风光还能更“风光”吗？

——电力设备新能源行业 2019 年四季度投资策略

行业深度

光伏：行业景气度提升，高效化是未来趋势

◆ **海外景气度持续、国内市场启动：**多个海外市场采用市场化招标，系统成本下降推动装机需求增长。2019 年以来组件出口数据反映海外旺盛需求，出口地区分散化印证新兴市场快速崛起；国内市场：竞价/平价项目启动，产业链价格企稳。补贴模式调整，控规模转向控补贴。22.8GW 竞价项目与 15GW 平价项目启动有望拉动四季度需求增长。

◆ **供给侧集中度提升，高效化是发展方向：**硅料与硅片成本与规模化打造核心竞争力。硅料环节稳步扩产，海外产能高成本提供足够安全垫。硅片环节龙头加速扩产争夺行业定价权。当前 PERC 性价比凸显，龙头企业积极储备下一代高效技术。我们认为，2019-2020 年 PERC 电池仍将是主流高效电池技术路线，而长期看，异质结电池极限效率可达到 29%，对应 PERC 电池效率 24%，在成本持续下降的情况下，异质结电池未来应用空间更为广阔。

风电：2019-2020 看最后一轮抢装，长期看好海上风电

◆ **陆上风电需求复苏，带动产业链盈利恢复：**基于电价调整、限电改善、运营商财务好转三点原因，我们认为 2019-2020 年风电将出现最后一轮抢装潮，2021 年进入平价上网时代。2019 上半年，产业链部分公司毛利率企稳甚至已经回升；受 18 年低价订单影响，主机厂如金风科技的风机业务毛利率还在下降，预计随着风电行业景气度的持续回升、低价订单消化完毕，全产业链利润率将迎来进一步复苏。

◆ **全球风电快速发展，海上风电大有可为：**我国于“十三五”期间积极布局海上风电，至 2020 年底各省规划海上风电装机规模累计达 27GW 以上。2013-2018 年我国海上风电累计装机 CAGR 达 117%，已成为全球增速最快、潜力最大的海上风电市场。截至 2019 年 6 月底，中国海上风电已开工 7.3GW，已核准 43.6 GW，预计 2019 年可超额完成海上风电“十三五”规划目标，其中广东项目总量占国内总容量 62%。

◆ **投资建议：**光伏推荐高效单晶龙头隆基股份、高效电池和多晶硅料龙头通威股份以及光伏逆变器与光伏电站系统集成商阳光电源。风电推荐风机龙头金风科技以及积极扩张国内产能及风电新业务的天顺风能。

◆ **风险提示：**风机价格不达预期；海上风电建设进度不达预期；原材料价格波动；弃风弃光改善不达预期；电站建设成本下降低于预期。

买入（维持）

分析师

王威 (执业证书编号：S0930518070001)
021-52523818
wangwei2016@ebsec.com

唐雪雯 (执业证书编号：S0930518070001)
021-52523825
tangxw@ebsec.com

殷磊 (执业证书编号：S0930515070001)
021-52523802
yinl@ebsec.com

联系人

郑华航
021-52523865
zhenghh@ebsec.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			18A	19E	20E	18A	19E	20E	
601012	隆基股份	27.98	0.71	1.32	1.75	40	21	16	买入
600438	通威股份	15.12	0.52	0.77	0.97	29	19	15	买入
002202	金风科技	13.72	0.76	0.75	1.10	18	18	12	买入
002531	天顺风能	7.27	0.26	0.38	0.47	28	19	16	买入
300274	阳光电源	12.64	0.56	0.77	0.90	23	16	14	增持

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 9 月 12 日

投资聚焦

研究背景

2019 年开始，国内光伏平价项目有望大规模启动；根据最新的电价调整方案，陆上风电于 2021 年也将进入平价上网时代。从 19 年初开始，以光伏、风电为首的可再生能源行业景气度持续上升，本文探讨的是 19 年四季度以及 2020 年行业的投资机会。

核心逻辑

光伏发电在全球竞争力越来越强，平价触发需求稳健增长，需求能见度大幅提升：多个海外市场采用市场化招标，光伏系统成本下降推动当地装机需求增长。2019 年以来组件出口数据反映海外旺盛需求，出口地区分散化印证新兴市场快速崛起；国内市场补贴模式调整，控规模转向控补贴。竞价项目与平价项目的启动有望拉动四季度需求增长。

行业龙头集中度提升，高效化是发展方向，有望强者恒强。硅料与硅片环节，龙头围绕成本与规模化打造核心竞争力。硅料稳步扩产，海外高成本产能提供足够安全垫。硅片环节龙头加速扩产争夺行业定价权。电池与组件环节，当前 PERC 技术路线性价比最高，龙头企业积极储备下一代高效技术。我们认为，龙头公司如隆基股份、通威股份有望强者恒强，另外产业链部分环节细分龙头（如光伏玻璃）基于更好的供需格局，有望持续受益。

陆上风电看抢装带来产业链盈利恢复，海上风电潜力巨大。2019-2020 年陆上风电将出现最后一轮抢装潮。2019 上半年，产业链部分公司如中材科技的风电叶片业务、金雷股份的风电主轴业务、天顺风能的风电塔筒业务的毛利率已经企稳甚至回升；受 18 年低价订单影响，主机厂如金风科技的风机业务毛利率还在下降，预计随着风电行业景气度的持续回升、低价订单消化完毕，全产业链利润率将迎来进一步复苏。海上风电由于技术、施工难度大，尚处于政策鼓励期，我国于“十三五”期间积极布局海上风电，至 2020 年底各省规划的海上风电装机规模累计达 27GW 以上。2013-2018 年我国海上风电累计装机 CAGR 达 117%，已成为全球增速最快、潜力最大的海上风电市场。截至 2019 年 6 月底，中国海上风电已开工 7.3GW，已核准 43.6 GW，预计 2019 年可超额完成海上风电“十三五”规划目标。

投资观点

光伏方面，预计竞价/平价项目建设将于 9 月陆续启动，产业链价格有望企稳回升，电站建设以及新增装机规模增长，建议关注中上游光伏设备龙头企业以及下游电站 EPC 企业。推荐高效单晶龙头**隆基股份**、高效电池和多晶硅料龙头**通威股份**，逆变器环节以及电站 EPC 系统集成商**阳光电源**。风电方面，预计 2019-2020 年出现抢装行情，需求复苏带动产业链盈利恢复；2019 年海上风电有望超额完成“十三五”规划目标。推荐国内风机龙头**金风科技**以及积极扩张国内产能及风电新业务的**天顺风能**。

目 录

1、 光伏需求端：海外景气度持续、国内市场启动，产业链价格企稳回升	4
1.1、 海外市场：景气度持续，分散化明显.....	4
1.2、 国内市场：竞价/平价项目启动，产业链价格企稳	6
2、 光伏供给端：龙头集中度提升，高效化是发展方向.....	9
2.1、 硅料与硅片：成本与规模化打造核心竞争力.....	9
2.2、 电池片与组件：当前 PERC 性价比凸显，企业积极储备下一代高效技术.....	13
3、 陆上风电需求复苏，带动产业链盈利恢复	17
3.1、 预计 2019-2020 年抢装拉动需求复苏.....	17
3.2、 下游需求复苏带动风电制造产业链盈利恢复.....	19
3.3、 杜邦分析：风电运营商估值存在提升空间，关注补贴回收.....	20
4、 全球风电快速发展，海上风电大有可为	21
4.1、 海上风电蓬勃发展，市场空间广阔	21
4.2、 预计 2019-2023 年我国海上风电新增装机 18.7GW	22
5、 投资策略.....	25
6、 重点公司推荐.....	26
6.1、 隆基股份：海外销售快速增长，业绩稳健增长可期.....	26
6.2、 通威股份：优质产业龙头，兼具技术与成本优势	27
6.3、 阳光电源：国内市场回暖、海外持续高景气度，逆变器与电站系统实现稳健增长	27
6.4、 金风科技：风机龙头受益抢装趋势，静待风机毛利率修复.....	30
6.5、 天顺风能：风电抢装拉动需求增长，公司产能增长贡献业绩增量.....	31
7、 风险提示.....	33

1、光伏需求端：海外景气度持续、国内市场启动，产业链价格企稳回升

1.1、海外市场：景气度持续，分散化明显

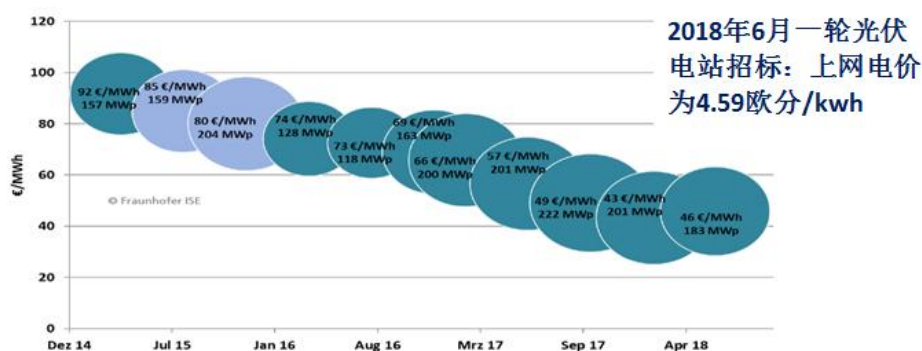
多个海外市场采用市场化招标，系统成本下降推动装机需求增长。根据 INREA 统计，截至 2017 年底，全球已有超过 67 个国家在可再生能源建设引入市场化竞价模式，包括欧洲、美国以及中东等地区多个国家光伏电站中标电价已低于当地火电电价，海外市场光伏装机需求快速增长。以从 2014 年开始，针对装机规模 750KW 以上光伏电站采用招标制度的德国市场为例，申报项目总规模远超规划项目规模，激烈市场竞争推动招标电价下降。根据德国 Fraunhofer ISE 研究所 2018 年发布的《2017 年光伏行业发展报告》，2015 年初至 2018 年 6 月，平均招标电价由 8.5 欧分/kWh 降至 4.6 欧分/kWh。

表 1：2015 年 4 月至 2017 年 2 月德国光伏电站竞价统计

时间	规划指标 (单位: MW)	中标主体 (单位: 个)	申报规模 (单位: MW)	申报主体 (单位: 个)														
2015.4	150	25	700	170														
2015.8	150	33	558	136														
2015.12	200	43	562	127														
2016.4	125	21	540	2016.8	130	25	311	63	2016.12	160	27	423	76	2017.2	200	38	488	97
2016.8	130	25	311	63														
2016.12	160	27	423	76														
2017.2	200	38	488	97														

资料来源：IRENA

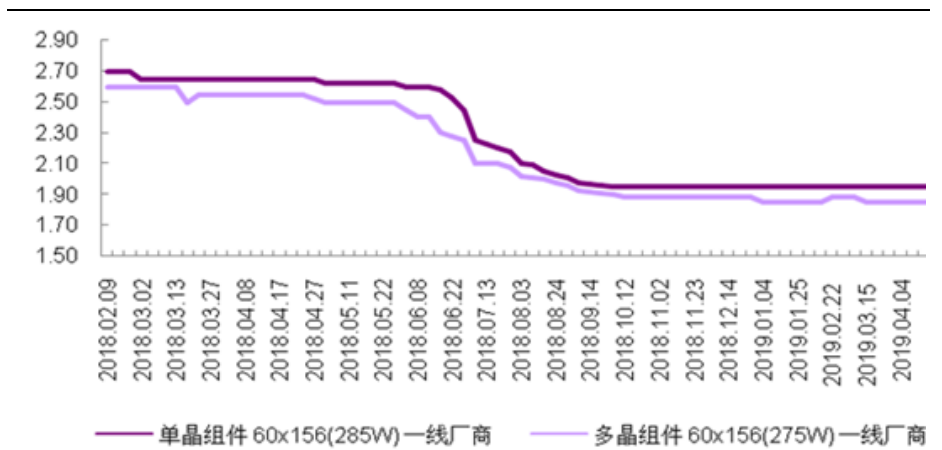
图 1：2014 年至 2018 年德国光伏电站中标电价快速下降



资料来源：Fraunhofer ISE

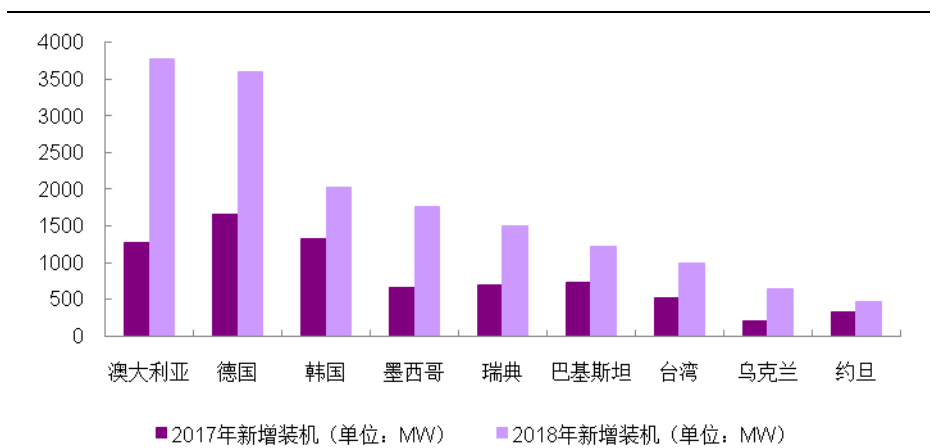
“531”光伏新政加速成本下降，拉动电站系统投资成本降低。2018 年 5 月 31 日，国家能源局暂停发放 2018 年及以后年度光伏新增建设指标，国内需求骤降，产业链各环节价格平均跌幅超过 30%，直接拉动全球光伏系统成本下降。带动终端装机增长，根据 IHS 统计，2018 年全球光伏新增装机达到 105GW，除中国市场受到“531”光伏新政扰动，新增装机 44GW（同比-17.0%），海外市场装机达到增幅超过 20%。

图 2：2018 年第三季度光伏组件价格大幅下降（单位：元/瓦）



资料来源：Wind

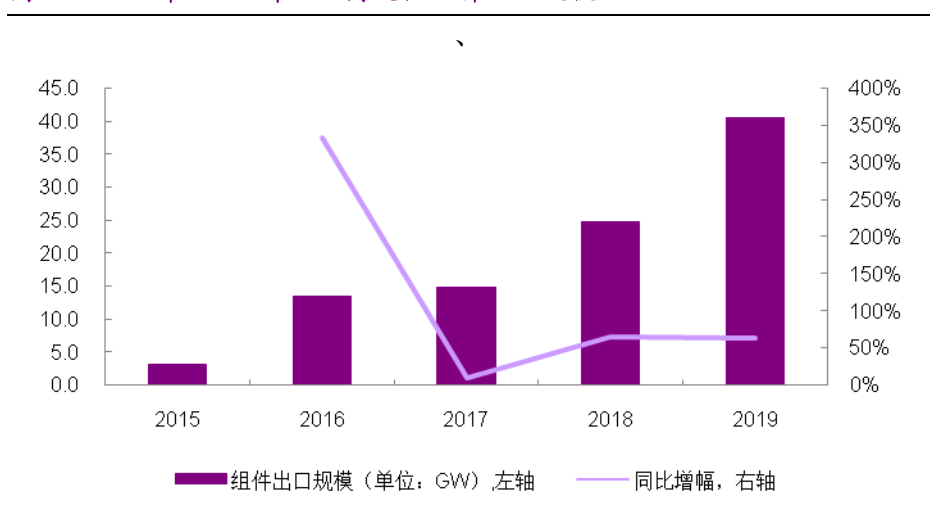
图 3：2017-2018 年多个海外市场实现大幅增长



资料来源：BNEF，光大证券研究所整理

2019 年以来组件出口数据反映海外旺盛需求，出口地区分散化印证新兴市场快速崛起。2019 年年初至今，我国光伏组件海外出口维持高位，印证海外需求高景气度。2019 年 1 月我国光伏组件单月出口规模达到 5.1GW，1-7 月累计出口达到 40.5GW，同比增幅超过 60%。

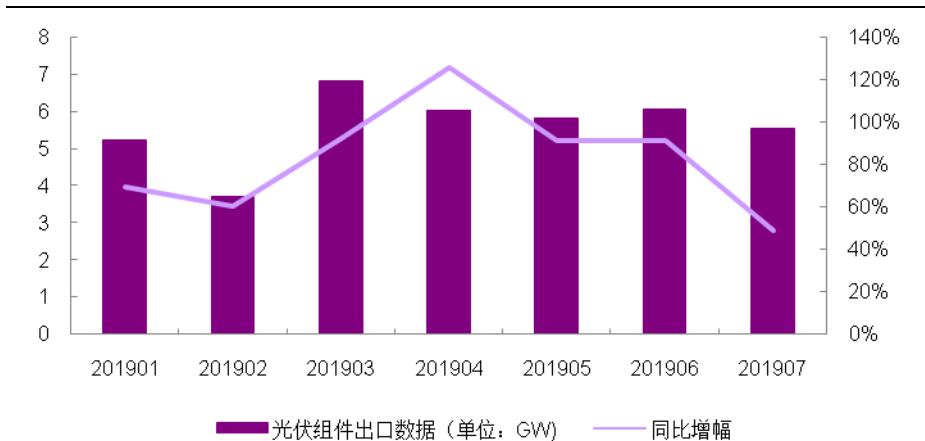
图 4：2015 年-2019 年 1-7 月光伏组件出口规模



资料来源：Wind

从单月出口数据看，2019年1-7月，除二月份受春节假期影响，我国组件出口基本保持5GW规模。7月受海外市场夏休影响，环比略有下滑，仍维持5GW以上出口总量，我们预计8-12月组件平均出口单月规模维持在5GW左右，全年组件出口有望达到65W，考虑约20-30GW海外组件产能分布，则2019年海外市场装机有望达到80GW。

图5：2019年1-7月我国单月组件出口保持高位



资料来源：Solarzoom，光大证券研究所

从出口市场看，2015年我国组件出口前十地区合计占总出口比重超过80%，2018年全年，我国组件出口前十企业占总出口比重已降至65%。2015年日本为我国组件出口第一大市场，从2019年前7月累计出口规模看，日本市场已降至第四；另外，受欧洲MIP最低限价取消影响以及组件价格下降等影响，欧洲地区荷兰市场由2018年组件出口第九快速提升至第一位，西班牙、乌克兰等欧洲市场排名提升明显。

表2：2015-2019年前7月我国组件出口前十大市场排名情况

排名	2015	2016	2017	2018	20191-7月出口情况
1	日本	印度	印度	印度	荷兰
2	美国	日本	日本	日本	越南
3	印度	美国	澳大利亚	澳大利亚	印度
4	荷兰	荷兰	美国	墨西哥	日本
5	泰国	澳大利亚	墨西哥	巴西	澳大利亚
6	菲律宾	土耳其	巴西	乌克兰	西班牙
7	中国保税区	菲律宾	韩国	埃及	乌克兰
8	智利	巴基斯坦	巴基斯坦	越南	巴西
9	土耳其	智利	阿拉伯联合酋长国	荷兰	墨西哥
10	英国	巴西	菲律宾	阿联酋	德国

资料来源：Solarzoom，光大证券研究所整理

1.2、国内市场：竞价/平价项目启动，产业链价格企稳

补贴模式调整,控规模转向控补贴。2019年年初至今，国家发改委与国家能源局先后下发《关于推进风电、光伏发电无补贴平价上网项目建设的工作方案(征求意见稿)》以及《关于报送2019年度风电、光伏发电平价上网项目名单的通知》等一系列文件，推动平价上网项目开展与竞价上网机制转型。2019年5月15日，国家能源局与国家发改委正式下发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，通过将可再生能源消纳落实到省、量化

到供、用电相关主体的方式，保障可再生能源消纳；2019年5月30日，国家能源局正式下发《2019年光伏发电建设管理工作方案》，明确2019年光伏新增装机对应补贴规模30亿，对应2019年当年新建光伏电站项目，并落实申报电价计算、排序等具体方法和机制。

表3：《2019年光伏发电建设管理工作方案》主要条款

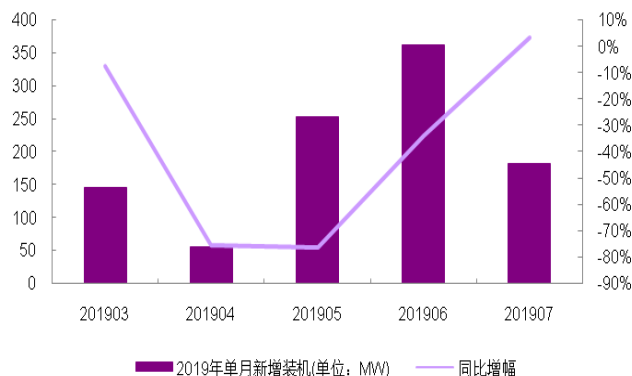
相关项目	主要内容
补贴预算	2019年度安排新建光伏项目补贴预算总额度为 30亿元 ，其中， 7.5亿元 用于户用光伏（折合 350万千瓦 ）、补贴竞价项目按 22.5亿元补贴（不含光伏扶贫）总额组织项目建设 。
年度补贴覆盖电站类别	(1) 本年度新建户用光伏：业主自建的户用自然人分布式光伏项目；
	(2) 本年度新建普通光伏电站：装机容量 6兆瓦及以上 的光伏电站；
	(3) 本年度新建工商业分布式光伏发电项目：就地开发、就近利用且单点并网装机容量小于 6兆瓦 的户用光伏以外的各类分布式光伏发电项目；
	(4) 本年度新建国家组织实施的专项工程或示范项目
存量电站项目	(1) 列入以往国家建设规模、已开工但未建成并网 的光伏发电项目：执行国家相关价格政策， 2019年底 仍不能全容量建成并网的光伏发电项目（含二期光伏发电领跑基地项目），不再纳入国家补贴范围。
	(2) 列入以往国家建设规模、未开工的光伏发电项目 ，执行国家相关价格政策。 2020年底 仍不能全容量建成并网的光伏发电项目（含二期光伏发电领跑基地项目），不再纳入国家补贴范围。对因红色预警不具备建设条件以及国家另有规定情形的，可以适当放宽建设期限。
	(3) 跨省跨区输电通道配套光伏项目：本通知发布前已按相关规定竞争配置确定项目业主和明确上网电价的，继续执行原有政策；本通知发布前已核准输电通道建设、明确配套光伏装机容量但未明确项目业主和上网电价的，按国家能源局相关要求（另行制定） 由地方单独组织竞争配置确定项目业主和上网电价 ；已明确项目业主但未明确上网电价的， 按国家相关价格政策执行 。
	(4) 领跑者、平价上网示范项目：不进行补贴申报竞争排序， 执行各项目竞争确定的上网电价和相应补贴标准 。国家光伏发电实证基地项目另行规定。
	(5) 各类示范省、示范区、示范县、示范城市建设的光伏发电项目，已发文下达建设规模的，按已列入以往国家建设规模的相关电价政策执行。
申报电价计算方式	普通光伏电站和全额上网工商业分布式光伏发电项目： II类资源区修正后的电价=申报电价-0.05元/千瓦时，III类资源区修正后的电价=申报电价-0.15元/千瓦时 。
	自发自用、余电上网工商业分布式光伏发电项目：修正后的电价=申报电价-所在省份燃煤标杆电价+ 0.3元/千瓦时 ，其中燃煤标杆电价不足 0.3元/千瓦时 地区的项目，申报电价不进行修正。
	*申报电价以 0.1厘/千瓦时 为最小报价单位。

资料来源：国家能源局

22.8GW 竞价项目与 15GW 平价项目启动有望拉动四季度需求增长。

2019年7月，国家能源局发布2019年光伏发电项目国家补贴竞价结果，共3921个项目纳入补贴范围，对应装机规模**22.8GW**，其中分布式电站**4.66GW**，占比约**20.3%**。我们预计9月底至10月初，相关项目建设启动，有望带动国内装机需求增长。

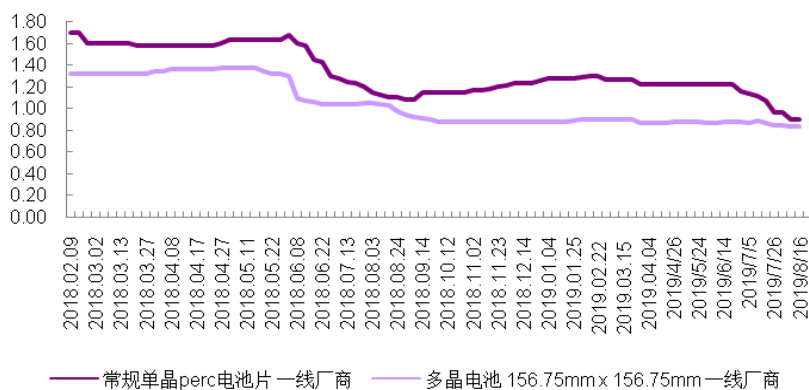
图 6：2019 年 3-7 月光伏累计新增装机对比



资料来源：Solarzoom，光大证券研究所

由于竞价上网项目并网时间点在 2019 年 12 月底，而平价上网项目中仅 5GW 要求在 2019 年内并网，同时受产业链价格降价预期影响，多数国内竞价以及平价上网项目尚未进入规模化启动阶段。根据中电联数据显示，截至 2019 年 7 月，我国光伏新增装机约 13GW，2019 年 7 月单月新增装机 1.8GW，同比增长 3%（主要由于去年同期基数较低），国内市场未见明显放量。

图 7：2019 年年初至今太阳能电池价格（单位：元/瓦）



资料来源：Solarzoom，光大证券研究所

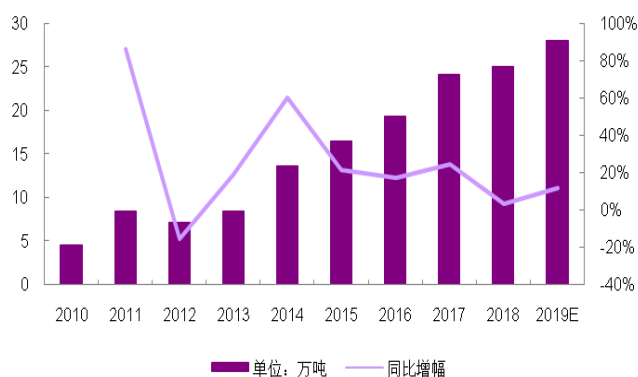
按照平均 3 个月左右电站建设周期测算，并考虑并网时间节点，我们预计 9 月中下旬相关项目将陆续启动。国内市场启动为中游电池片以及组件环节贡献增量，我们预计电池片以及组件价格有望企稳回升，产业链环节盈利能力有望得到修复。

2、光伏供给端：龙头集中度提升，高效化是发展方向

2.1、硅料与硅片：成本与规模化打造核心竞争力

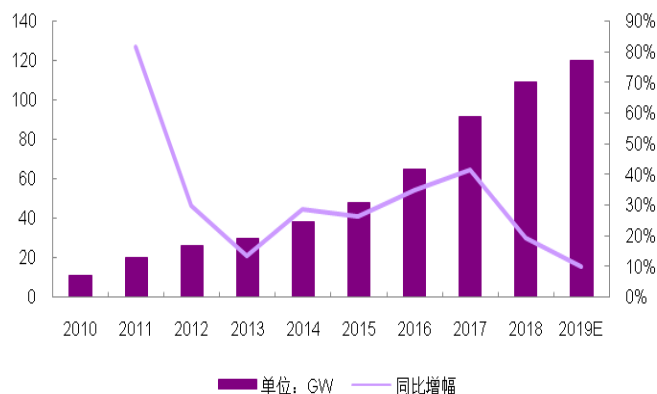
积极扩产，凭借规模与成本与二三线企业拉开距离。2015-2017年，我国光伏装机行业景气度持续回升，产业链各环节龙头企业纷纷启动扩产计划，卡位光伏市场。根据CPIA（中国光伏业协会数据），至2018年底，我国多晶硅料、硅片、电池片以及组件出货量分别达到25万吨、109.2GW、87.2GW、85.7GW，占全球产业链产值比重已达到80%~90%。

图 8：2010-2019 年我国多晶硅料出货量（单位：万吨）



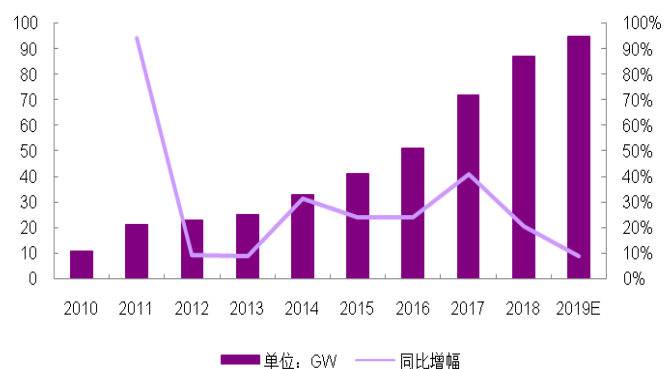
资料来源：CPIA

图 9：2010-2019 年我国硅片出货量情况（单位：GW）



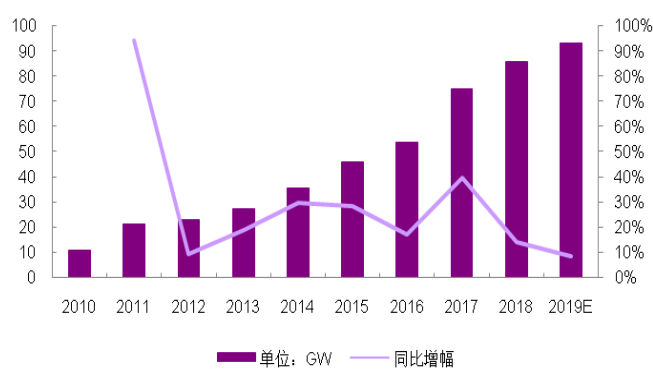
资料来源：CPIA

图 10：2010-2019 年我国电池片出货量情况（单位：GW）



资料来源：CPIA

图 11：2010-2019 年我国组件出货量情况（单位：GW）



资料来源：CPIA

硅料环节稳步扩产，海外产能高成本提供足够安全垫。截至2018年底，全球多晶硅料产能达到68万吨，其中国内产能占比64%，合计约42万吨。以通威永祥、保利协鑫、大全新能源以及新特能源为代表的国内多晶硅企业大多选择将新建产能布局在电价较低的内蒙新疆等地区，按照当前多晶硅料企业60度综合电耗测算，按照低电价地区（0.28元/kwh）用电成本，与原有产能0.4元/kwh电费对比，仅电费可带来7000~10000元/吨成本下降。

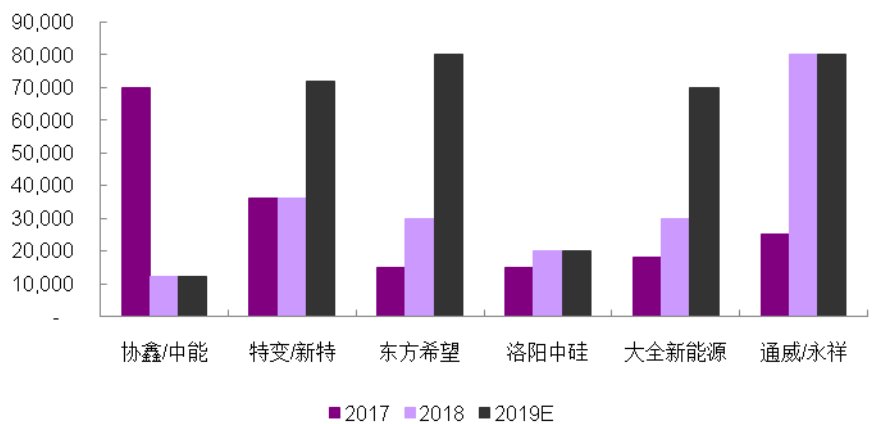
我们预计至 2019 年底，我国多晶硅料产能将达到 62.5 万吨，占全球多晶硅料产能比重进一步提升至 70% 以上。

表 4：2019 年部分多晶硅料厂商扩产计划

地区	企业	2018 产能 (MT)	2019 产能 (MT)
新疆	新特能源	36,000	72,000
	协鑫硅业	-	40,000
	东方希望	20,000	40,000
	大全新能源	20,000	32,000
	新疆合晶	1,500	1,500
内蒙	永祥	25,000	25,000
	东立光伏	6,000	12,000
	内蒙古盾安	10,000	10,000
	内蒙古鄂尔多斯	8,000	8,000
	国电内蒙古晶阳	5,000	5,000
四川	永祥	45,000	45,000
	合计	181,500	295,500

资料来源：PV Infolink，光大证券研究所整理

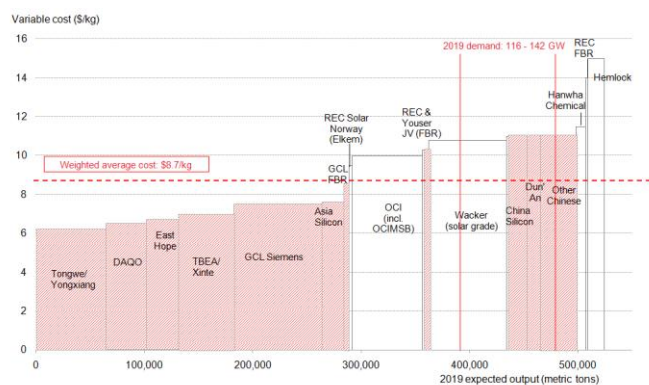
图 12：多晶硅料企业持续产能扩张（单位：万吨）



资料来源：Solarzoom。光大证券研究所整理

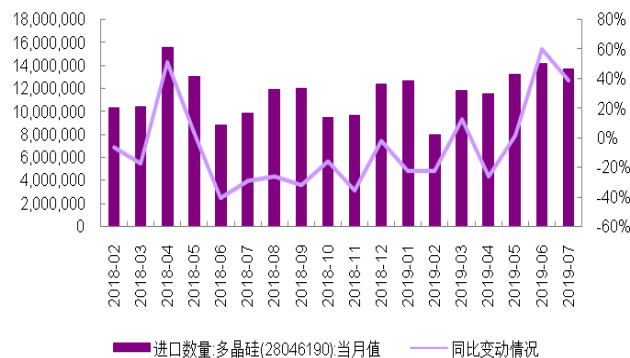
2018 年全年，我国进口多晶硅料 13.96 万吨，同比下降 12.15%。根据彭博新能源统计，国内主流厂商变动成本与海外多晶硅料厂商相比，具备明显优势。当前受单晶需求带动，高品质多晶硅需求旺盛，2019 年 1-7 月，我国进口多晶硅料单月平均进口规模 1.2 万吨左右，我们认为海外进口硅料变动成本为多晶硅料价格提供有力支撑，按照 120GW 装机、70% 单晶占比测算，对应单晶硅料需求 27 万吨，仍需要依靠进口硅料满足相应需求。

图 13: 各主要多晶硅料厂商产能与生产成本对比



资料来源: BNEF

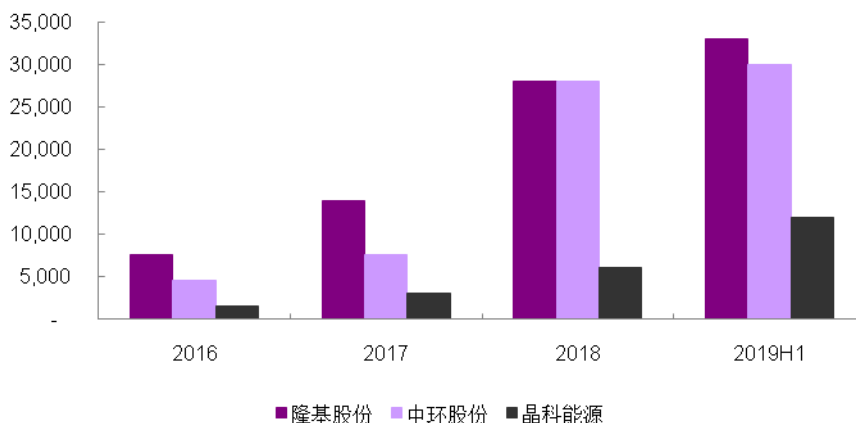
图 14: 2019 年多晶硅进口情况 (单位: 万吨)



资料来源: Wind

硅片环节，龙头加速扩产争夺行业定价权。2015 年底两家龙头企业隆基股份与中环单晶硅片产能分别为 5GW、3.5GW，根据已公告扩产规划，2020 年底隆基股份单晶产能预计将达到 65GW、中环股份五期 25GW 单晶硅片产能与晶科能源规划 15GW 单晶硅片项目也将逐步投产，同时小厂扩产不断，龙头扩产争取行业主导权。

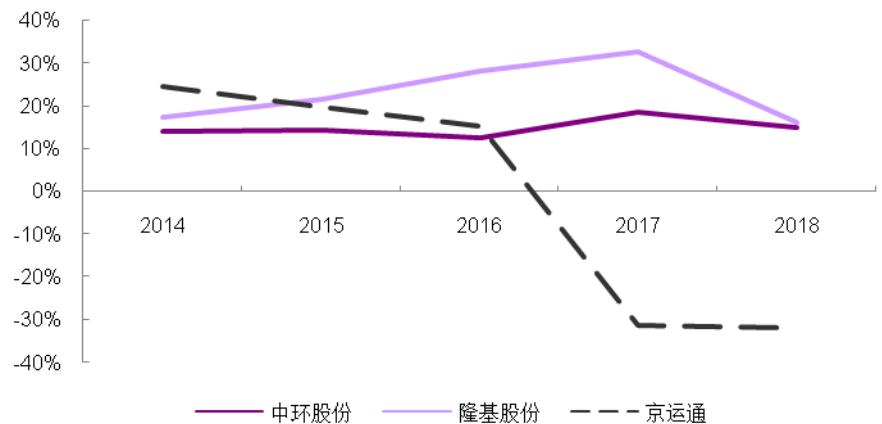
图 15: 2016-2019H1 主要单晶硅片厂商产能扩张规划 (GW)



资料来源: 公司公告

对比硅片业务毛利率水平，两大龙头隆基股份以及中环股份硅片业务毛利率明显领先京运通等企业硅片业务毛利率水平。《中国光伏技术路线图 2018》报告显示，优秀硅片企业通过提高单炉产能、持续拉晶等手段降低硅片环节非硅成本。龙头企业持续研发投入，优化生产流程、提高产品品质。

图 16: 行业领先企业能够实现较高毛利率水平



资料来源: 公司公告, 光大证券研究所整理

从 M0 到 M12, 大尺寸硅片成硅片环节发展趋势。光伏硅片尺寸由早期 125mm 已发展至当前主流 156.75mm。2018 年以来, 各硅片厂商陆续推出 157mm/157.25mm/158.75mm/166mm 等不同规格硅片。大尺寸硅片通过提高单片硅片受光面积, 从而增加组件功率、有效摊薄单瓦成本。根据《光伏们》数据显示, 在电站系统成本端, 大尺寸硅片也有效摊薄电站面积相关成本, 以 M6 硅片为例, 对比 158.75mm 硅片, 能有效降低电站非固定 BOS 成本约 8 分/瓦左右。根据中环股份披露相关资料, 采用 M12 大尺寸单晶硅片, 与采用 M2 硅片相比, LCOE 成本有望降低 6.8%。

表 5: 采用 M6 大硅片制成的高功率组件能够有效降低系统成本

方阵	组件功率		390W	425W	变化值	变化率 (%)
BOS 成本	固定 BOS	容量 (MW)	1.60056	1.6014		
		组件数量 (块)	4104	3768	336	8.2%
		美式双绕组变压器 1600kVA	1	1		
		箱变基础 (吨)	4.3	4.3		
		造价 (元/W)	0.206	0.206		
可变 BOS	逆变器 Sungrow110kW	数量 (台)	15	14	1	6.7%
		造价 (元/W)	0.197	0.184	0.013	6.6%
	支架竖排 12*2	用钢量 (吨)	73.946	67.739	6.207	8.4%
		造价 (元/W)	0.393	0.360	0.033	8.4%
	支架基础 (螺旋桩)	用钢量 (吨)	29.770	27.624	2.146	7.2%
		造价 (元/W)	0.158	0.147	0.011	7.0%
	安装	(元/W)	0.160	0.150	0.01	6.3%
	线缆	直流数量 (km)	12	11.5	0.5	4.2%
		交流数量 (m)	1901	1617	284	14.9%
		接头数量 (个)	171	157	14	8.2%
		接地数量 (个)	821	723	98	11.9%
		合计 (元/W)	0.223	0.197	0.026	11.7%
	土地	占地面积 (公顷)	2.55	2.63	-0.08	-3.1%
造价 (元/W)		0.0119	0.0123	-0.0004	-3.1%	
总价 (元/W)		1.348	1.256	0.083	6.2%	

资料来源: Solarbe

SNEC 展会上，多家电池组件厂商展示不同大硅片尺寸对应电池组件转换效率。三大单晶硅片厂商，隆基股份主推 166 尺寸硅片、晶科能源主推 158.75 尺寸，中环股份计划 2020 年 210 尺寸硅片出货量达到 16GW，我们认为，改造成本与效率增益决定下游厂商配套意愿，从量产进度看，拥有下游配套电池组件产线的硅片厂商在产品推广方面优势更为明显

表 6：不同硅片尺寸对应转换效率

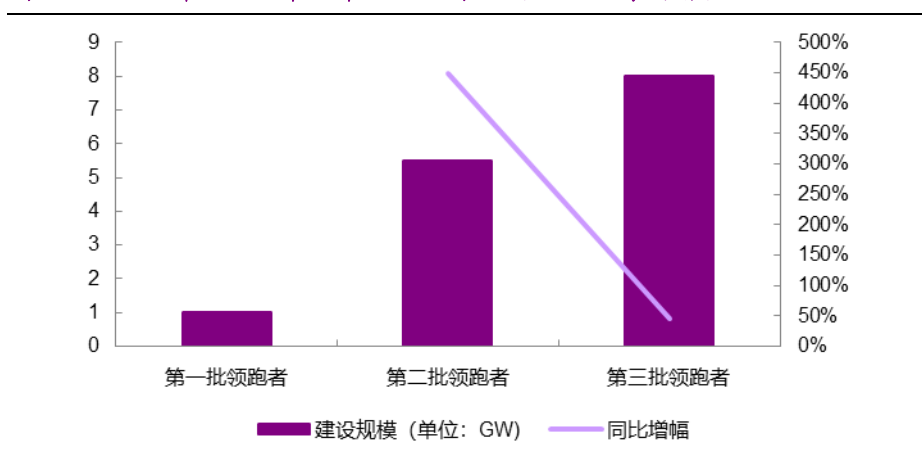
边长 (mm)	假方片					正方片				
	156.75	157.00	157.75	158.75	161.70	156.75	157.00	157.75	158.75	161.70
面积 (平方毫米)	24432	24502	24710	24986	25826	24568	24648	24884	25199	26144
单片功率 (瓦)	5.33	5.34	5.39	5.45	5.63	5.36	5.37	5.42	5.49	5.70
60 片常规组件 (W)	313.2	314.1	316.7	320.3	331.0	314.9	315.9	319.0	323.0	335.1
功率档位 (W)	310	310	315	320	330	310	315	315	320	335
组件尺寸 (mm ²)	1626880	1626880	1636800	1660000	1717040	1626880	1626880	1636800	1660000	1717040
转换效率 (%)	19.25%	19.31%	19.35%	19.29%	19.28%	19.36%	19.42%	19.49%	19.46%	19.52%

资料来源：光伏们

2.2、电池片与组件：当前 PERC 性价比凸显，企业积极储备下一代高效技术

“领跑者”项目助推下，高效 PERC 大规模推广。2015 年至 2017 年，我国先后组织三批领跑者项目，由于“领跑者”项目对相关电池、组件产品转换效率要求高于常规产品，进而推动 PERC 电池技术快速导入。

图 17：2015 年-2017 年三年“领跑者”项目规模持续增长



资料来源：国家能源局，光大证券研究所

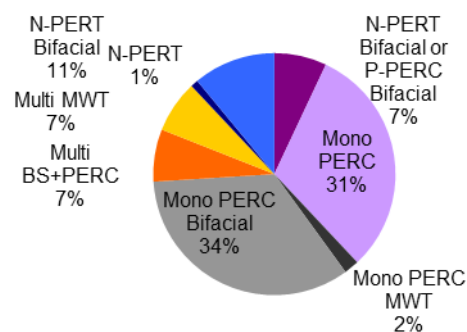
表 7：第一批至第三批领跑者对转换效率以及功率要求不断提升

	单晶	多晶
第一批及第二批		
转换效率	17%	16.50%
对应组件功率（60 片）（单位：W）	275	270
第三批		
应用领跑者		
门槛效率		
转换效率	17.8%	17%
对应组件功率（60 片）（单位：W）	295	280
满分效率		
转换效率	18.70%	17.9%
对应组件功率（60 片）	310	295
技术领跑者		
门槛效率		
转换效率	18.90%	18%
对应组件功率（60 片）（单位：W）	310	295
满分		
转换效率	20.40%	19.40%
对应组件功率（60 片）（单位：W）	355	320

资料来源：国家能源局

领跑者项目推动下，各类高效电池组件技术（双面发电、PERC、MWT、HIT 等）百花齐放，有效提升电站光伏电站整体发电量水平，从而降低电站度电成本。第三批领跑者项目中，高效 PERC 电池技术路线占比超过 80%。

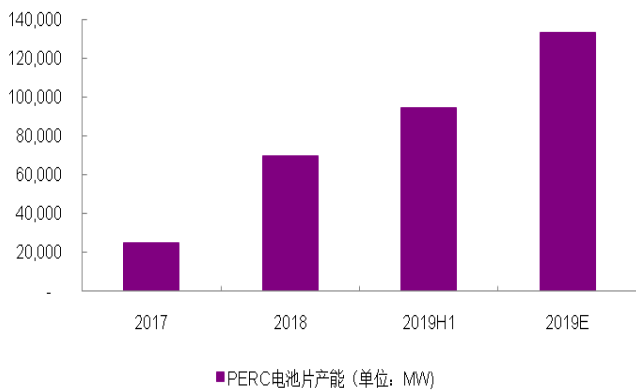
图 18：第三批“领跑者”组件技术路线分布情况



资料来源：Energy Trend

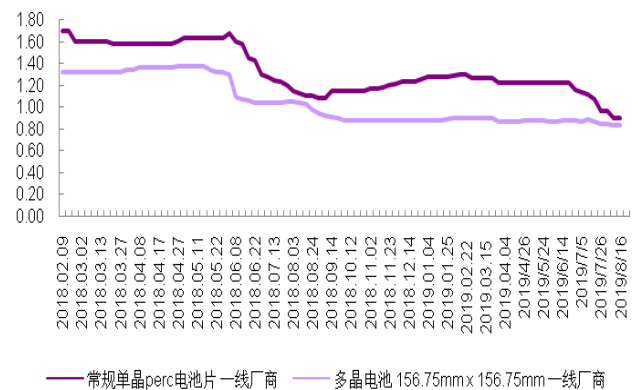
PERC 电池高溢价吸引企业快速扩产至 2019 年中期 PERC 电池产能已达到约 100GW。同时，由于新增产能集中投放导致供需格局变化，2019 年 6 月中旬至 2019 年 8 月，PERC 电池片价格持续下行，至 2019 年 9 月初，PERC 电池价格逐步企稳，维持在当前 0.9 元/瓦水平。

图 19: PERC 电池片产能快速扩张 (单位: GW)



资料来源: Solarzoom, 光大证券研究所整理

图 20: PERC 电池价格下调明显 (元/瓦)



资料来源: Solarzoom, 光大证券研究所整理

按照当前 320W 高效 PERC 电池组件价格 1.9 元/瓦价格测算, 系统成本已降至 4 元/瓦以下, 对应电站全自有资金收益率在 10% 以上, 能够满足投资商 8% 最低收益率要求, 短期内 PERC 仍为性价比最高电池组件技术。

表 8: 电站项目收益率已基本达到 10% 以上

系统成本 (元/W) 度电补贴 (元/Kwh)	4.0	3.8	3.6	3.4	3.2
0.00	9.3%	9.9%	10.5%	11.2%	11.9%
0.01	9.6%	10.1%	10.7%	11.4%	12.1%
0.02	9.8%	10.3%	10.9%	11.6%	12.3%
0.03	10.0%	10.5%	11.2%	11.8%	12.6%
0.04	10.2%	10.7%	11.4%	12.1%	12.8%

资料来源: 光大证券研究所测算

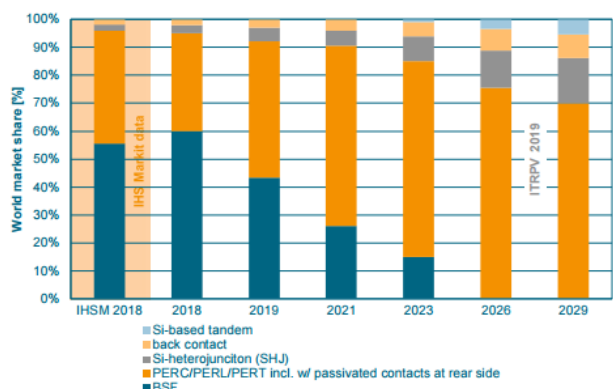
异质结理论极限转换效率更高, 当前量产效率下性价比有限。根据 Taiyangnew 发布的 2019 年 HJT 深度报告, 当前量产 HJT 电池效率普遍在 23% 左右, 较高效 PERC 电池提升约 0.5pcts, 但参考当前 GW 投资成本并参考生产制造成本, 异质结当前仍不具备明显经济性。

表 9: 东方日升异质结电池项目投资

项目名称	投资额 (万元)
设备购置费	280635
设备安装费	8000
工程建设其他费用	2318
预备费	8729
合计	299,682

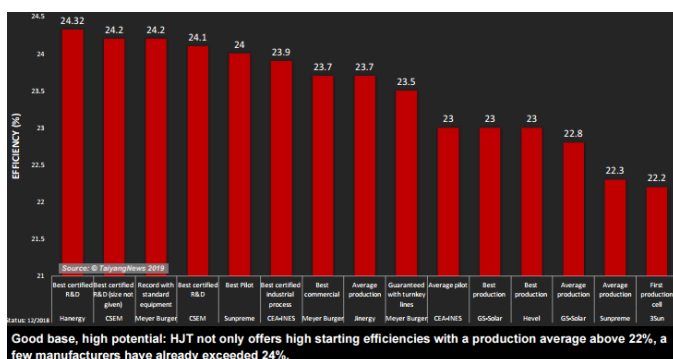
资料来源: 东方日升公告

图 21：异质结电池占比仍处于较低水平



资料来源：ITRPV 2018

图 22：当前各厂商研发以及量产异质结电池效率



资料来源：Taiyang News

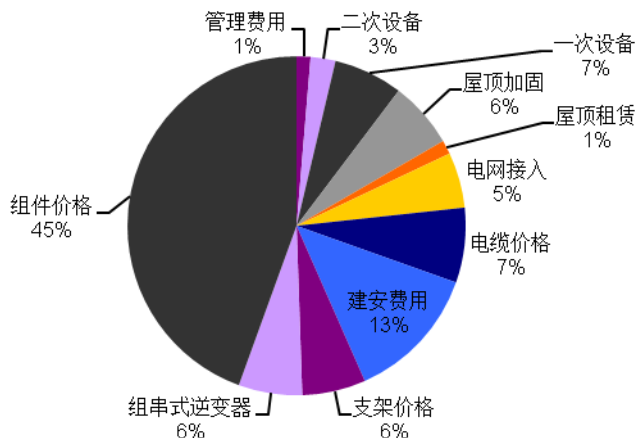
根据 2019 年 7 月底 PV Infolink 报价，HIT 组件单瓦价格为 0.36 美元/瓦，对应功率为 330W，按照 0.36 美元/瓦售价（对应约 2.5 元/瓦），则系统成本中组件成本超 PERC 电池组件 0.27 美元/瓦（对应约 1.9 元/瓦）0.6 元/瓦，考虑同样组件版型 HJT 组件在可变成本中（与组件数量相关）约 10W 增益从而摊薄可变成本约 3%（对应 2 元/瓦*3%=0.06 元/瓦），异质结电池在系统端不具备明显经济性。我们认为，2019-2020 年 PERC 电池仍将是主流高效电池技术路线，长期看异质结电池极限效率可达 29%，对应 PERC 电池效率 24%，在成本持续下降的情况下，异质结电池未来空间更为广阔。

表 10：异质结电池成本、价格与 PERC 电池对比

	Mono PERC	N Top-con	HJT
Wafer (面积：平方厘米)	251.99	244.32	244.32
电池片转换效率 (%)	21.9	22.3	22.8
单片电池片功率 (W)	5.52	5.45	5.57
CTM Loss (%)	2.5	1	1
60 片组件理论输出功率	323	324	331
组件功率档位	320	320	330
组件成本 (单位：美元/瓦) (电池片自制)	0.231	0.285	0.325
组件成本 (单位：美元/瓦) (外购电池片)	0.24	0.29	0.33
组件价格 (单位：美元/瓦)	0.27	0.29	0.36

资料来源：PV Infolink

图 23：2019 年光伏电站系统成本分拆



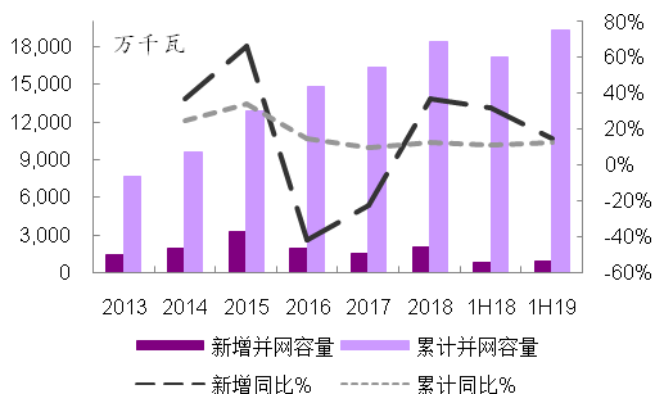
资料来源：CPIA，光大证券研究所

3、陆上风电需求复苏，带动产业链盈利恢复

3.1、预计 2019-2020 年抢装拉动需求复苏

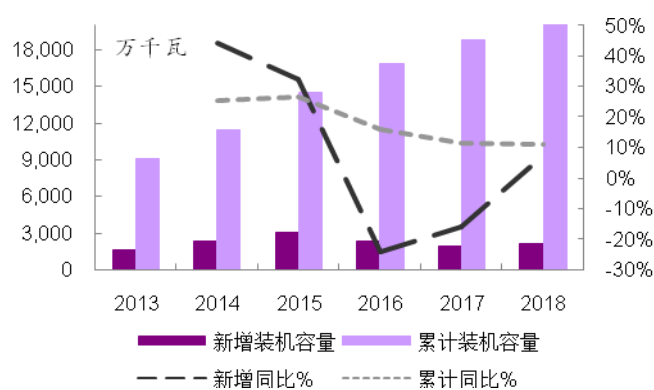
2014-2015 年，是国内上一轮风电抢装时期，14、15 年国内风电新增装机分别同比增长 44%、33%（吊装口径），抢装原因是上网电价下调、弃风限电改善。根据国家能源局数据，2019H1 新增风电并网 9.09GW，同比增长 14.5%，累计并网装机容量 193GW。基于电价调整、限电改善、运营商财务好转三点原因，我们认为 2019-2020 年风电将出现最后一轮抢装潮，2021 年进入平价上网时代。

图 24：2013-2019 上半年风电新增和累计并网装机容量



资料来源：国家能源局

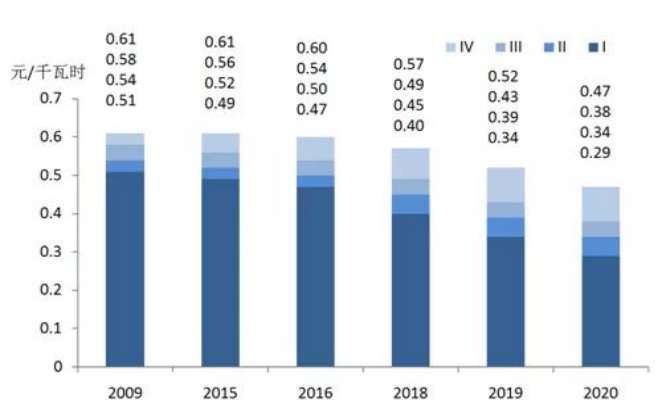
图 25：2013-2018 年风电新增和累计装机容量（吊装）



资料来源：CWEA

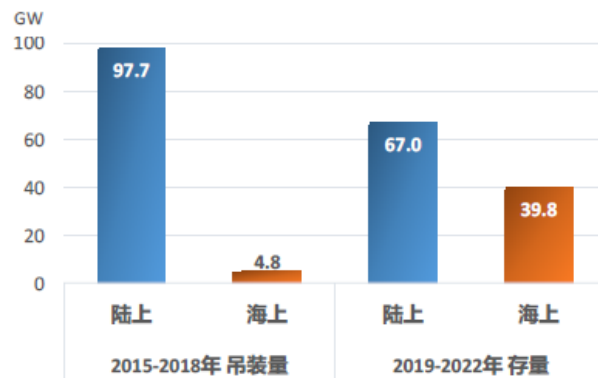
二季度最新电价调整方案出台：2019 年 5 月 24 日，发改委正式发布关于完善风电上网电价政策的通知：2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。最新的电价政策对 2019、2020 年增量陆上风电项目给予最高指导价的阶梯性下调，整体区间为 0.40-0.57 元/kWh、0.34-0.52 元/kWh、0.29-0.47 元/kWh，有利于促进陆上风电有序过度平价上网时代。根据彭博新能源财经（BNEF）统计数据显示，带补贴的陆上风电存量项目共计 67.0GW，海上风电项目共计 39.8GW，开发空间充足，足以支撑未来几年国内装机量。

图 26：风电上网电价调整方案（元/kWh）



资料来源：中国能源报，国家能源局

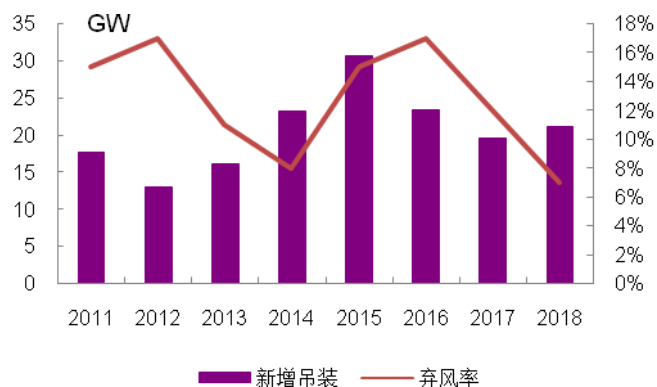
图 27：存量项目及海上风电项目开发空间充足



资料来源：彭博新能源财经（BNEF）

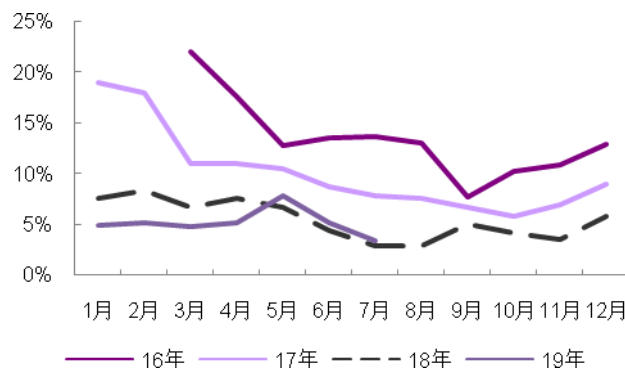
过往历史来看，风电弃风率与新增装机呈反向关系。国网规划 2020 年全国风电、光伏限电率控制在 5% 以内；2018 年全国风电限电率 7%，2019 年上半年进一步下降至 4.7%。以国内龙头风电运营商龙源电力为例，2018 年限电率改善明显，2019 年上半年整体也有所改善。

图 28：风电弃风率与新增装机呈反向关系



资料来源：国家能源局，CWEA

图 29：龙源电力（916 HK）月度限电率趋势

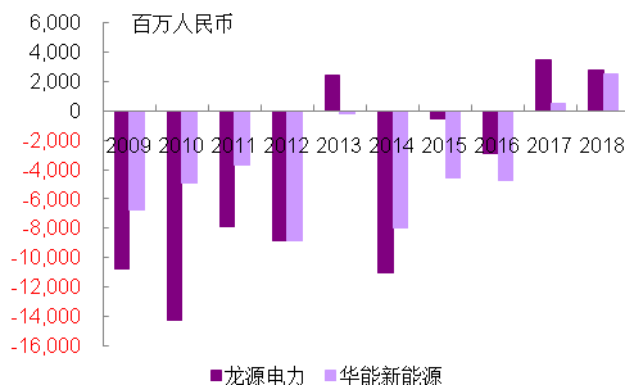


资料来源：公司财报，光大证券研究所整理

第八批补贴目录有不确定性：用电成本下降的大背景下，可再生能源电价附加上调可能性不大。根据财政部数据，2019 年国家可再生能源电价补贴资金预算总额约 866 亿元，其中风电占 47.5%、光伏占 46.8%；补贴金额基本覆盖前七批风电光伏项目。根据国家发改委能源研究所测算，如把存量已并网未进入前七批目录项目考虑进去，截至 2018 年底可再生能源累计补贴资金缺口已超过 2,000 亿元。第八批目录的下发尚未有明确时间。

根据我们测算，基于 2016-2018 年较低的新增装机/资本开支，即使是在补贴政策维持现状、2019-2020 年加大资本开支的情况下，龙头风电运营商仍然可以取得正的企业自由现金流（FCFF）。良好的现金流情况是风电运营商提升资本开支的前提之一。根据我们的整理统计，已上市的 6 家风电运营商 2019 年新增风电装机指引较 2018 年同比上升 106%。

图 30：龙头开发商的自由现金流转正，具备抢装条件



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

图 31：已上市风电运营商 19 年新增装机情况 (GW)

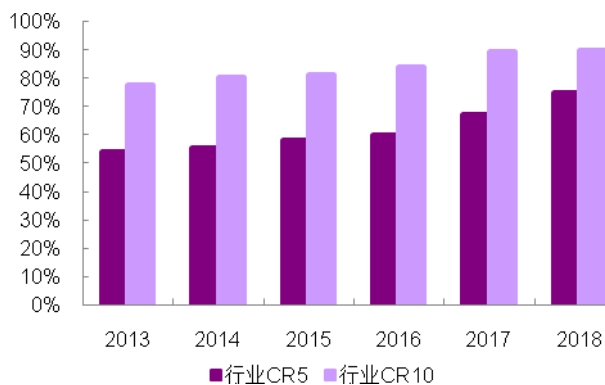
	17 新增装机	18 新增装机	19 新增指引
龙源电力(H)	1.03	0.52	1.2-1.5
华能新能源(H)	0.43	0.35	1.2-1.5
大唐新能源(H)	0.3	0.19	1
华电福新(H)	0.36	0.29	0.5
金风科技(A+H)	0.17	0.76	1
新天绿色能源(H)	0.55	0.51	0.5
合计	2.84	2.62	5.4
同比%	-44%	-8%	106%

资料来源：龙源电力等公司公告，光大证券研究所整理

3.2、下游需求复苏带动风电制造产业链盈利恢复

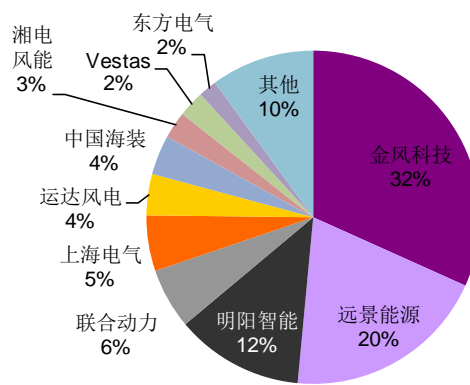
风机制造环节行业集中度稳步提升：按当年新增吊装规模计算，18 年行业前五占 75%，前十占 90%。从 18 年行业竞争格局来看，一线公司资本和技术研发优势明显。从整机层面看，机组大型化是技术革新的主要驱动因素（18 年新增机组平均功率 2.2MW，同比增长 3.4%）。

图 32：风电整机制造企业的市场集中度上升明显



资料来源：CWEA

图 33：2018 年国内风电新增装机市场占有率分布



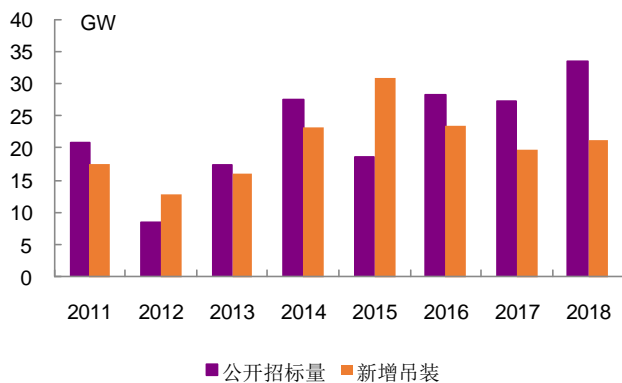
资料来源：CWEA

从历史公开招标量看，风机的公开招标量是后续年份新增装机的领先指标之一；抢装带来风机价格的企稳回升。

2013-2014 年公开招标量均大于当年新增装机量，2015 年新增装机大幅上升；2016-2018 年已经连续三年出现公开招标量大于新增吊装量。

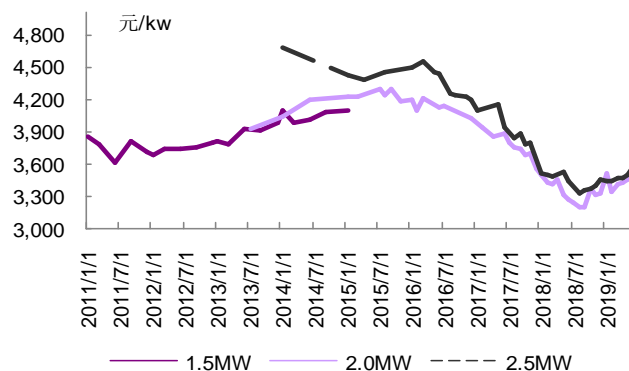
上一轮风电抢装周期（2014-2015 年）中，1.5、2.0MW 机组价格稳中有升，2016-2018 年受下游需求萎缩影响，风机价格持续下跌；自 2018 年四季度以来，各机组投标均价企稳回升，2019 年 6 月，2.0MW 级别机组投标均价为 3,536 元/千瓦（比去年 9 月最低点回升 12.1%），2.5MW 级别机组投标均价为 3,583 元/千瓦（比去年 8 月最低点回升 6.2%）。

图 34：公开招标量是新增装机的领先指标之一



资料来源：金风科技公司资料

图 35：2014-2016 年 1.5、2.0MW 主力机组市场招标价格稳中有升



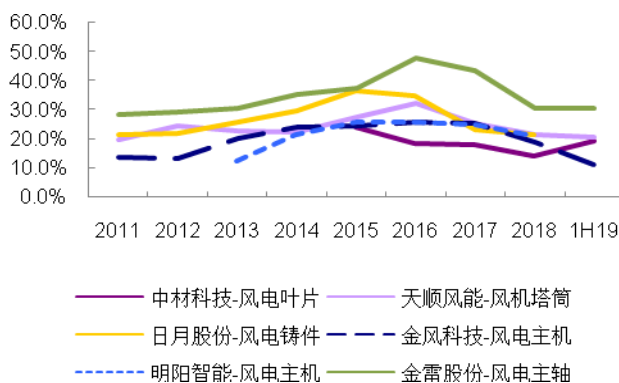
资料来源：金风科技公司资料

2014-2015 年，上一轮风电抢装时，风电产业链制造环节公司的毛利率普遍有所上升；2016-2018 年，受终端需求影响，产业链公司的毛利率总体

明显下滑。风电项目建造成本中，风电主机（包含主轴、叶片、铸件、齿轮箱、电机等）和风电塔筒合计占比 62%，技术含量和重要性相对较高。

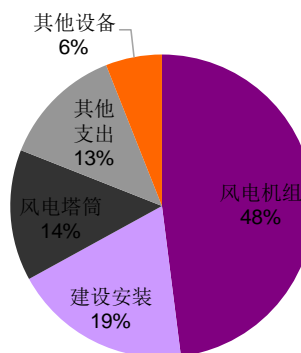
2019 上半年，产业链部分公司如中材科技的风电叶片业务、金雷股份的风电主轴业务、天顺风能的风电塔筒业务的毛利率企稳甚至回升；受去年低价订单影响，主机厂如金风科技的风机业务毛利率还在下降，预计随着风电行业景气度的持续回升、低价订单消化完毕，全产业链利润率将迎来进一步复苏。

图 36：风电制造各环节龙头历史毛利率



资料来源：Wind，光大证券研究所整理

图 37：2018 年风电项目建造成本构成



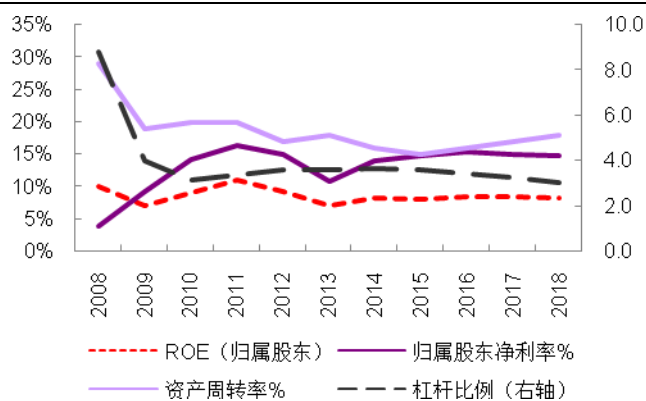
资料来源：协合新能源 2018 年度业绩 PPT

3.3、杜邦分析：风电运营商估值存在提升空间，关注补贴回收

以龙头运营商龙源电力、华能新能源为例，当前风电运营商估值处于过往五年历史低位（0.6~0.7x）。 $PB=PE*ROE$ ，PB 估值提升通过 PE 或者 ROE 提升实现；PE 和股息支付率、长期增长率 g 正相关；基于新能源补贴拖欠严重，短期内风电运营商要想提升股息支付率预计可能性不大（目前 15-20%），另外风电行业整体已过高速发展期，并不支持更高的长期增长率；看来提高 ROE 才能带动 PB 估值的提升。

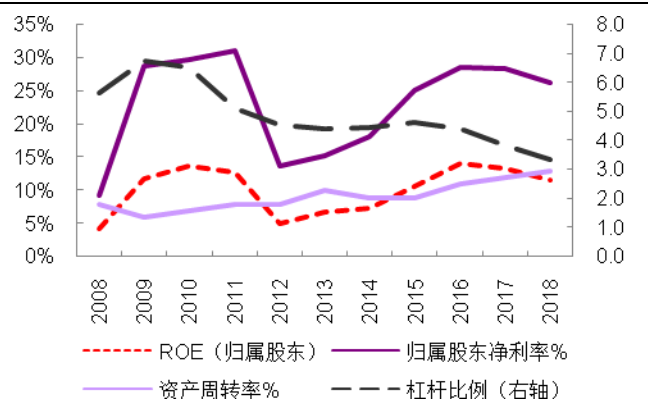
因为风电项目投资一般是 80% 贷款、20% 资本金，随着行业进入稳定增长期，风电运营商减缓投资力度，过往几年都在经历降杠杆过程；历史来看，风电运营商 ROE 主要由总资产周转率、净利润率推动；净利率方面，利用小时为风电提升净利率水平重要因素之一，2018 年风电限电率改善（利用小时提升）明显，我们认为继续改善的空间不大；总资产周转率分为非流动资产周转率、流动资产周转率，其中流动资产里的应收账款（新能源补贴拖欠）周转值得关注。我们认为，风电运营商当前估值处于历史最低水平，已充分反映补贴拖欠的问题；华能发布公告，计划私有化其风电运营平台华能新能源（958 HK），建议关注政策变化和板块的估值修复机会。

图 38: 龙源电力 (916 HK) ROE 杜邦分析



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理

图 39: 华能新能源 (958 HK) ROE 杜邦分析



资料来源: Wind, 光大证券研究所整理

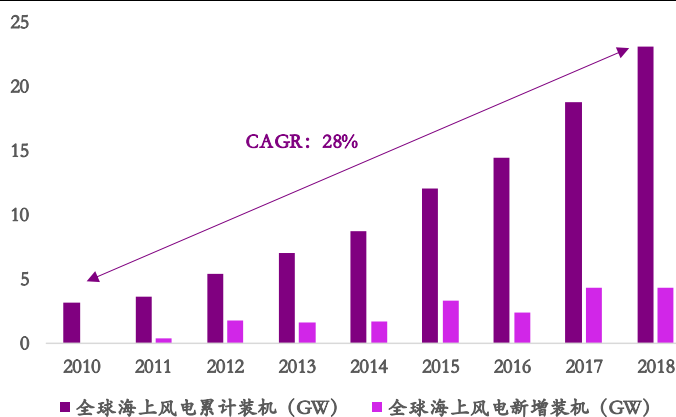
4、全球风电快速发展，海上风电大有可为

4.1、海上风电蓬勃发展，市场空间广阔

(一) 全球海上风电持续高速发展，装机集中在英、德、中三国

2010-2018 年全球海上风电累计装机 CAGR 达到 28%。2018 年全球海上风电新增装机 4.5GW，与 2017 年持平，占全球风电新增装机 8%。截至 2018 年全球海上风电累计装机达 23GW，同比增长 23%，占全球风电累计装机 4%。

图 40: 历年全球海上风电新增装机容量及累计装机容量



资料来源: 《Global Wind Report 2018》(GWEC), 光大证券研究所整理

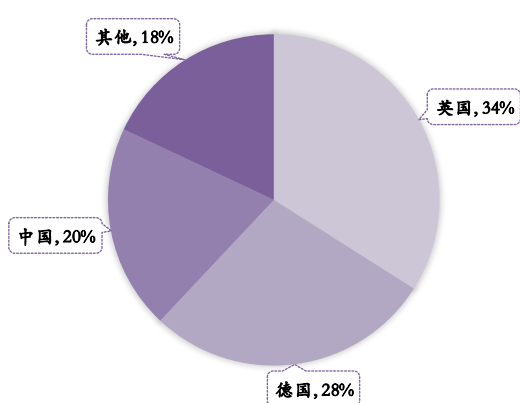
2018 年英国、中国、德国三国占据全球海上风电累计装机份额 82%，全球海上风电装机高度集中。

1. 中国: 2018 年海上风电新增装机全球第一。中国 2018 年海上风电新增装机 1.8GW，全球占比 41% (全球第一)。截至 2018 年，中国海上风电累计装机 4.6GW，全球占比 20% (全球第三)。

2. 英国: 2018 年海上风电累计装机全球第一。英国 2018 年海上风电新增装机 1.3GW，全球占比 29% (全球第二)；截至 2018 年，英国海上风电累计装机 7.8GW，全球占比 34% (全球第一)。

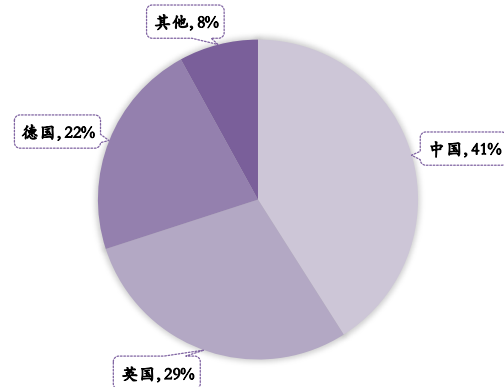
3. 德国：2018 年海上风电累计装机全球第二。德国 2018 年海上风电新增装机 1.0GW，全球占比 22%（全球第三）截至 2018 年，德国海上风电累计装机 6.44GW，全球占比 28%（全球第二），

图 41：2018 年全球海上风电累计装机占比



资料来源：《Global Wind Report 2018》(GWEC)，光大证券研究所整理

图 42：2018 年全球海上风电新增装机占比

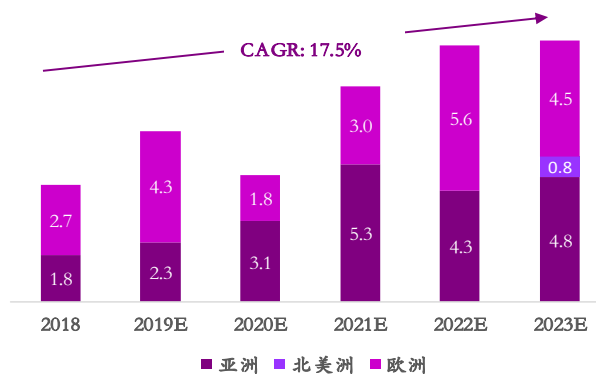


资料来源：《Global Wind Report 2018》(GWEC)，光大证券研究所整理

（二）预计 2019-2023 年全球海上风电新增装机 39.8GW

据 GWEC 预测，2019-2023 年全球海上风电新增装机总计 39.8GW，CAGR 达 17.5%，其中预测 2019-2023 年亚洲、欧洲、北美洲海上风电累计新增装机分别为：21.6GW、22.5GW、0.8GW。

图 43：2019-2023 年全球海上风电年新增装机容量预测（GW）



资料来源：《Global Wind Report 2018》(GWEC)，光大证券研究所整理

4.2、预计 2019-2023 年我国海上风电新增装机 18.7GW

（一）国家和各省“十三五”期间积极布局海上风电

2016 年 11 月，国家能源局发布《风电发展“十三五”规划》，提出到 2020 年底，国内风电累计并网容量达到 210GW 以上，其中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 以上。

表 11:《风电发展“十三五”规划》2020 年全国海上风电开发布局

地区	累计并网容量 (万千瓦)	开工规模 (万千瓦)
天津市	10	20
辽宁省		10
河北省	300	50
江苏省	30	450
浙江省	30	100
上海市	90	40
福建省		200
广东省	30	100
海南省	10	35
合计	500	1005

资料来源: 国家能源局, 光大证券研究所整理

至 2020 年底, 各省规划海上风电装机规模累计达 27GW 以上。各地方政府也积极响应国家能源局号召, 制定了本省的海上风电发展计划以及相应的扶持方案。目前已出台省内规划方案的省份有: 江苏、浙江、福建、广东、海南、山东、上海、河北、辽宁合计 9 个省份, 2020 年底各省规划海上风电装机规模达到 27GW 以上。

表 12: 各省海上风电“十三五”规划方案

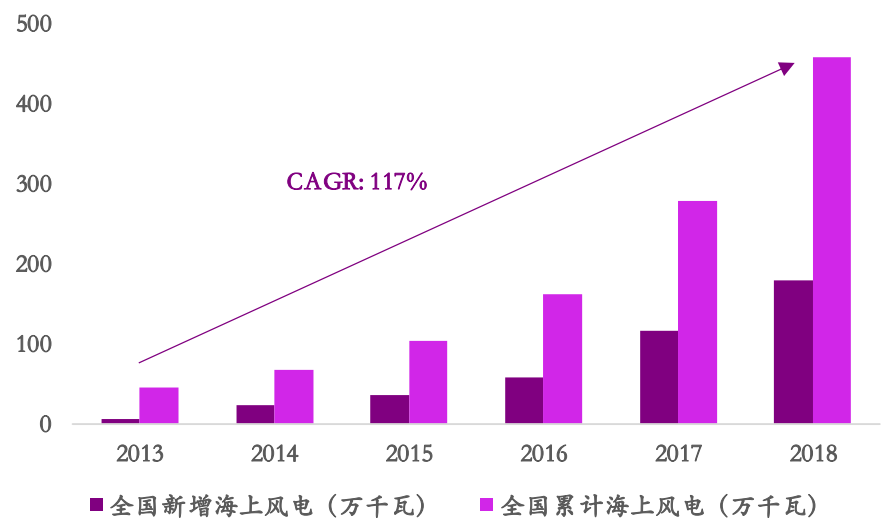
省份	相关文件	出台时间	规划内容
江苏省	《江苏省能源发展“十三五”规划》	2017 年 4 月	到 2020 年, 海上风电累计并网 350 万千瓦 (3.5GW)
浙江省	《浙江省电力发展“十三五”规划》	2016 年 8 月	“十三五”期间新增海上风电 300 万千瓦 (3GW) 左右
福建省	《福建省海上风电场工程规划报告》	2017 年 3 月	规划总规模 1330 万千瓦 (13.3GW), 到 2020 年底、2030 年底装机分别达到 200 万千瓦 (2GW)、300 万千瓦 (3GW) 以上
广东省	《广东省海上风电发展规划 (2017-2030 年) (修编)》	2018 年 4 月	到 2020 年底, 开工建设海上风电装机容量 1200 万千瓦 (12GW) 以上, 其中建成投产 200 万千瓦 (2GW) 以上; 到 2030 年底, 建成投产海上风电装机容量约 3000 万千瓦 (30GW)
海南省	《海南省“十三五”能源发展规划》	2017 年 4 月	到 2020 年, 争取投产东方近海风电装机共 35 万千瓦 (0.35GW)
山东省	《山东省电力发展“十三五”规划》	2017 年 5 月	规划 6 个百万千瓦级海上风电场, 总装机规模 1275 万千瓦 (12.75GW)
上海市	《上海市能源发展“十三五”规划》	2017 年 4 月	“十三五”期间, 全市新增风电装机 80~100 万千瓦 (0.8GW~1GW), 总装机达到 140 万千瓦 (1.4GW)
河北省	《河北省“十三五”能源发展规划》	2017 年 9 月	到 2020 年海上风电装机争取达到 80 万千瓦 (0.8GW)
辽宁省	《国家能源局关于大连市海上风电场工程规划的复函》	2013 年 7 月	大连海上风电规划总装机容量 190 万千瓦 (1.9GW), 到 2020 年将累计建成 190 万千瓦 (1.9GW) 海上风电
各省市规划合计			截至 2020 年底, 累计并网 27GW 以上

资料来源: 各省能源局, 光大证券研究所整理

(二) 我国是全球最大的海上风电增量市场

2013-2018 年我国海上风电累计装机 CAGR 达 117%, 已成为全球增速最快、潜力最大的海上风电市场。2018 年实现新增并网装机容量 180 万千瓦, 同比增幅达 55.2%, 新增装机容量首超英国, 排名全球第一; 累计海上风电并网容量达 459 万千瓦, 排名全球前 3, 成为仅次于英国和德国的第三大海上风电国家。

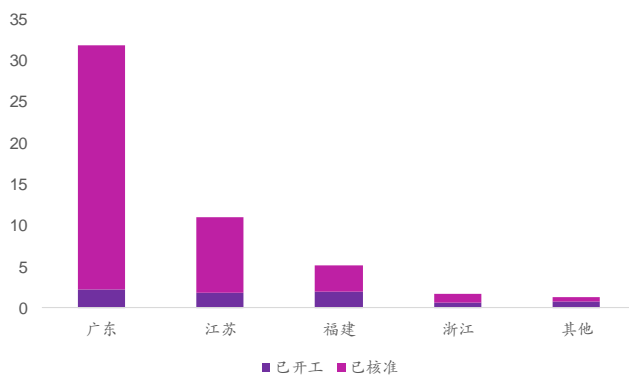
图 44：2013-2018 年我国海上风电累计装机 CAGR 达 117%



资料来源：《2018 年中国风电吊装容量统计简报》(CWEA)，光大证券研究所整理

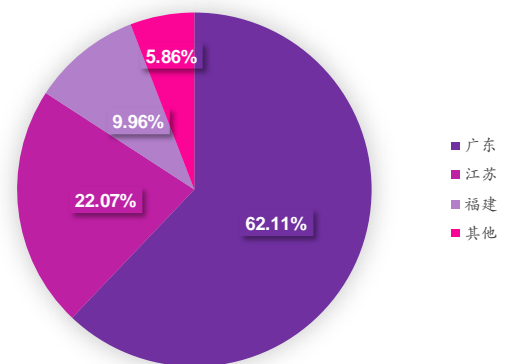
截至 2019 年 6 月底，中国海上风电已开工 7.3GW，已核准 43.6 GW，预计 2019 年可超额完成海上风电“十三五”规划目标，其中广东项目总量占国内总容量 62%。

图 45：国内海上风电项目建设及核准容量 (GW)



资料来源：明阳智能，光大证券研究所整理

图 46：国内各省海上风电项目占比 (%)

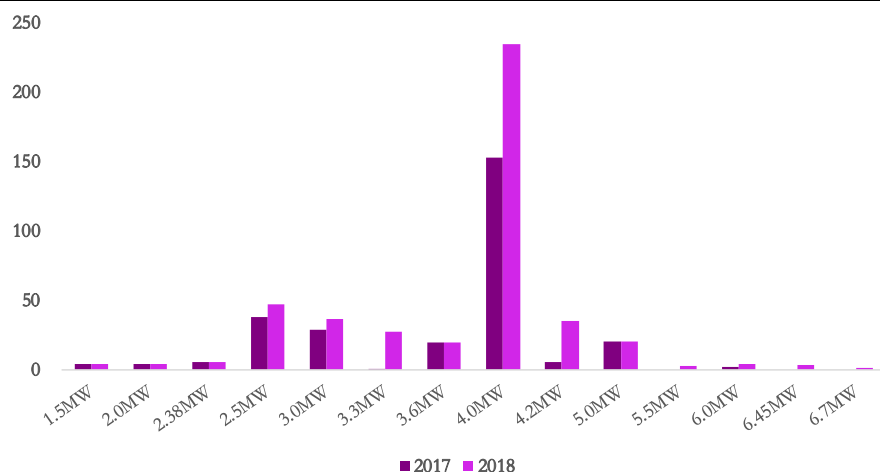


资料来源：明阳智能，光大证券研究所整理

(三) 我国海上风电机组大功率化趋势明显

2018 年 4MW 机组占海上总装机容量的 52.8%。截至 2018 年底，4MW 机组累计装机 234.8 万千瓦，同比增长 53.66%，占海上总装机容量的 52.8%；3.2MW、4.2MW、6MW 机组累计装机为 27 万千瓦、35.2 万千瓦、4.2 万千瓦，同比大幅增长 8910%、604.8%、133.33%；较 2017 年，新增了单机容量为 5.5MW、6.45MW、6.7MW 的机组。

图 47：2017-2018 年我国海上风电各功率机组累计装机量（万千瓦）



资料来源：《2018 年中国风电吊装容量统计简报》(CWEA)，光大证券研究所整理

5、投资策略

光伏方面，我们认为海外需求稳健增长、国内市场重要性下降，平价上网为大势所趋，行业集中度进一步提升，降本+提效打造企业核心竞争力。2018 年三季度以来，国内组件出口维持高位，高效产品需求旺盛；国内市场平价上网倒逼产业降本提效，行业集中度进一步提升；装机强劲增长带来可再生能源补贴压力，补贴模式由控规模转向控补贴。成本仍为制约平价上网项目落地核心因素，隔墙售电有望推动平价项目收益率提升。竞价背景下，“降本”+“提效”打造企业核心竞争力。2019 年 6 月、7 月，国内光伏平价上网项目以及竞价项目先后落地，规划建设规模分别达到 15GW、22GW，其中 5GW 平价上网项目以及大部分竞价上网项目将于年底并网。截至 2019 年 7 月底，国内光伏新增装机约 13GW，7 月新增装机未见环比增长。考虑 3-6 个月电站建设以及并网周期，我们预计相关电站项目建设将于 9 月陆续启动，产业链价格有望企稳回升，建议关注中上游光伏设备龙头企业。推荐高效单晶龙头隆基股份、高效电池和多晶硅料龙头通威股份以及光伏逆变器与光伏电站系统集成商阳光电源。

陆上风电方面，与上一轮风电抢装类似，基于电价调整、限电改善、运营商财务好转的原因，我们预计 2019-2020 年国内风电将出现抢装行情，从而拉动行业需求复苏；下游需求复苏带动风电制造产业链盈利恢复。海上风电方面，预计 2019-2023 年我国海上风电新增装机 18.7GW，2019 年有望超额完成海上风电“十三五”规划目标。推荐国内风机龙头金风科技以及积极扩张国内产能及风电新业务的天顺风能。

6、重点公司推荐

6.1、隆基股份：海外销售快速增长，业绩稳健增长可期

公司是全球单晶龙头，2004 年开始专注发展太阳能单晶硅片业务，经过十数年的发展已成为全球最大的太阳能单晶硅片制造商。2014 年底，公司通过收购乐叶光伏进入光伏产业中下游环节，布局组件生产制造以及光伏电站开发业务，截至 2018 年底已具备 28GW 单晶硅片产能、8.8GW 单晶组件产能。

我们认为公司当前推荐要点如下：

1) 海外市场高景气度持续，加速产能扩张牢据单晶龙头地位

“531”光伏新政后全球光伏产业链降价，光伏发电经济性凸显，2019 年前 7 月我国组件累计出口 40.5GW（同比+64.2%），海外光伏市场需求旺盛。公司自 2016 年起布局海外市场，2019 年上半年海外单晶组件销售达到 2.4GW，超去年全年水平，占单晶组件对外销售总量 76%。为把握快速增长市场需求、稳固单晶龙头地位，公司加速产能扩张，预计至 2020 年底公司硅片产能将达到 65GW。我们认为海外市场将贡献全球光伏主要增量，公司组件产能有望被市场消化，海外组件业务有望保持高速增长。

2) 技术为先持续研发投入，推动工艺优化与领先技术储备

2019 年上半年公司研发投入 7.8 亿元，占总营收比重 5.5%。公司持续研发投入推动成本下降与技术升级，期间硅片非硅成本降幅达到 31.75%，第三代 PERC 电池单双面电池转换效率提升 0.3% 以上。公司于 2019 年 SNEC 展会推出 M6 大尺寸硅片，可与现有电池产线兼容，有效提高组件封装效率，降低度电成本。“531”新政出台，政府明确支持无需国家补贴的光伏电站项目，平价上网项目建设与竞价上网推进将持续推动产业升级，高效产品求有望得到有力支撑。

3) 看好公司长期发展，维持“买入”评级

我们维持公司 2019-2021 年 EPS 1.32 元/1.75 元/2.03 元，当前股价对应 2019-2021 年 PE 21/16/14，维持“买入”评级。

4) 风险提示

公司产能释放不达预期；单晶产品市场需求增长不达预期。

表 13：隆基股份业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	16,362	21,988	31,531	50,473	60,862
营业收入增长率	41.90%	34.38%	43.40%	60.07%	20.58%
净利润（百万元）	3,565	2,558	4,773	6,338	7,346
净利润增长率	130.38%	-28.24%	86.58%	32.79%	15.90%
EPS（元）	0.98	0.71	1.32	1.75	2.03
ROE（归属母公司）（摊薄）	25.11%	15.55%	19.19%	20.66%	19.67%
P/E	28.4	39.6	21.2	16.0	13.8
P/B	7.1	6.2	4.1	3.3	2.7

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 9 月 12 日

6.2、通威股份：优质产业龙头，兼具技术与成本优势

公司为我国饲料行业龙头，2008 年收购乐山永祥多晶硅进入光伏产业；2012 年收购合肥赛维布局电池片环节，目前已成为我国光伏行业多晶硅料龙头与高效电池片龙头。截至 2018 年底公司已具有 8 万吨多晶硅硅料产能与 13GW 电池产能。

我们推荐公司的主要看点在于：

1) 优质多晶硅料产能释放，品质优势打造龙头地位

公司目前已具备 8 万吨高纯度多晶硅料产能，乐山以及内蒙古包头合计 6 万吨多晶硅料产能集中在 18 年底投产，预计 2019 年将贡献明显增量。2019 年单晶硅片产能持续扩张，拉动高品质单晶用料需求。公司原有 2 万吨项目单晶料占比已突破 80%，后续新扩产能提质增效，预计 2019 年内公司整体单晶料占比可达 80%-85%。

2) 加强高效电池组件产能布局，布局异质结电池路线

截至 2019 年 6 月底，公司已具备 9GW 单晶高效电池片产能，2019 年公司启动 8GW 高效 PERC 电池片扩产项目，预计 2019 年底至 2020 年将形成 20GW 电池产能，新增产能投放支撑电池片业务业绩增长，公司于 2018 年启动异质结电池产线建设，2019 年 6 月 20 日一期研发项目异质结电池片成功下线，转换效率达 23%；二期项目预计在 2019 年底建成，进一步优化产品性价比，有利于公司保持高效电池环节领先的行业地位。

3) 看好公司长期发展，维持“买入”评级

我们维持 2019-2021 年 EPS 分别为 0.77/0.97/1.15 元，我们长期看好公司在电池片以及多晶硅料环节龙头优势地位，维持“买入”评级。

4) 风险提示

多晶硅料产能投放不及预期，高效电池产能投放不及预期；产业链产能投放造成多晶硅料以及高效电池片价格大幅下降。

表 14：通威股份业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	26,089	27,535	36,242	44,428	51,554
营业收入增长率	24.92%	5.54%	31.62%	22.59%	16.04%
净利润（百万元）	2,012	2,019	3,000	3,768	4,460
净利润增长率	96.35%	0.33%	48.61%	25.59%	18.37%
EPS（元）	0.52	0.52	0.77	0.97	1.15
ROE（归属母公司）（摊薄）	15.08%	13.70%	17.53%	18.86%	19.14%
P/E	28.8	28.7	19.3	15.4	13.0
P/B	4.3	3.9	3.4	2.9	2.5

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 9 月 12 日

6.3、阳光电源：国内市场回暖、海外持续高景气度，逆变器与电站系统实现稳健增长

公司是光伏逆变器龙头企业，近三年出货量稳居全球前三，2018 年全球逆变器出货量达到 15GW，市占率接近 15%。2013 年，公司依托逆变器领域技术与客户积累延伸下游电站系统集成，2014 年至 2018 年电站系统集成业务复合增速超过 31%。

我们推荐公司的主要看点在于：海外光伏市场快速增长，2018 年公司逆变器海外出货量占比接近 30%，同比提升约 10pcts。我们认为，伴随海外光伏市场快速增长，公司作为全球逆变器龙头，也将充分受益国内市场即将启动，公司中标多个竞价以及平价上网项目，EPC 业务稳健推进。

◆全球逆变器竞争格局稳定，持续拓展海外市场

根据 GTM 数据，2014-2018 年公司逆变器出货量稳定保持全球第二。2014-2018 年公司逆变器出货量复合增长率达到 31.6%。2018 年，受“531”光伏新政影响，产业链多个环节产品价格大幅下滑，公司光伏逆变器全年单瓦价格仍保持稳定，全年实现约 15.1GW 全球销量，市占率约 15%，截至 2019 年上半年全球逆变器累计出货量超过 87GW。光伏系统成本下降迅速，以印度、南美为代表的新兴市场光伏装机增长迅速，公司位于印度 3GW 逆变器工厂已于 2018 年三季度投产，为后续逆变器海外市场拓展提供有力保障。

◆依托电气系统深入理解，布局电站系统集成

公司电站系统集成业务采用 BT/EPC 模式，毛利率稳定维持在 15-20%。公司拓展多种电站建设模式，积极参与领跑者项目以及光伏扶贫，截至 2019 年上半年在建 EPC/BT 光伏项目合计达到 3GW。公司依托对光伏电站系统深入理解，中标多个平价以及竞价上网项目，合计规模达到 2.7GW，相关项目将在下半年陆续并网。平价上网将倒逼光伏电站建设成本下降，对系统集成商方案设计和建设施工质量管理提出更高要求，具备设计、建设和管理能力的电站 EPC 承包商有望取得更大市场份额。

◆多年布局储能业务，有望实现快速增长

2018 年公司储能变流器装机规模达到全球第一，深度参与的储能项目超过 800 个，相关产品满足多个不同应用场景。2019 年上半年公司储能业务实现营收 1.7 亿，同比增长超过 40%，公司储能产品以及系统已经应用于国内以及海外多个用户侧、电网侧、传统能源联合调频以及光储融合项目。可再生能源并网将提升电网侧以及用户侧储能需求，公司在储能业务领域积累深厚，依托在光伏 EPC 领域资源积累，公司储能业务有望保持快速增长。

◆核心假设：

1、公司在手资金充沛，依托客户资源，我们认为公司电站系统集成业务 2019-2021 年营收增速分别为 39%/19%/19%，电站系统集成业务保持 17-18%毛利率水平。

2、海外光伏市场维持高景气度，公司逆变器已销往多个国家和地区，我们认为海外逆变器将拉动公司逆变器业务实现稳健增长，未来三年整体逆变器业务增速分别为 32%/20%/16%，逆变器毛利率整体保持平稳；

3、公司储能系统培育多年，前期主要销往欧洲等海外市场，近年来国内电网侧以及用户侧项目需求迎来增长，伴随可再生能源规模增长以及储能系统成本下降，我们预计公司储能项目将维持高速增长，2019-2021 年营收增速分别为 161%/50%/50%，毛利率整体保持平稳。

表 15：公司主营业务收入分拆（单位：百万元）

	2017	2018	2019E	2020E	2021E
电站系统集成(不含自制产品)					
营业收入	4,667	5,868	8,177	9,690	11,527
营业成本	3,928	4,751	6,705	8,043	9,567
毛利率	16%	19%	18%	17%	17%
营业收入增长率	42%	26%	39%	19%	19%
太阳能光伏逆变器					
营业收入	3,682	3,685	4,876	5,851	6,763
营业成本	2,256	2,490	3,251	3,894	4,505
毛利率	39%	32%	33%	33%	33%
营业收入增长率	48%	0%	32%	20%	16%
光伏电站发电收入					
营业收入	249	199	167	271	364
营业成本	79	87	72	118	158
毛利率	68%	57%	57%	57%	57%
营业收入增长率	880%	-20%	-16%	63%	34%
储能逆变器					
营业收入	64	383	1,000	1,500	2,250
营业成本	46	272	710	1,065	1,598
毛利率	29%	29%	29%	29%	29%
营业收入增长率	-18%	496%	161%	50%	50%
电机控制器					
营业收入	57	0	0	0	0
营业成本	43	0	0	0	0
毛利率	25%	0%	0%	0%	0%
营业收入增长率	112%	NA	NA	NA	NA
其他业务					
营业收入	167	234	300	386	498
营业成本	42	192	246	316	407
毛利率	75%	18%	18%	18%	18%
营业收入增长率	-21%	214%	28%	29%	29%
营业总收入	8,886	10,369	14,520	17,699	21,402
营业总成本	6,393	7,791	10,984	13,436	16,235
毛利率	28%	25%	24%	24%	24%
营业收入增长率	48%	17%	40%	22%	21%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

我们预计公司 2019 年-2021 年收入分别为 145.2 亿元、177.0 亿元、214.0 亿元，净利润分别为 11.2 亿元、13.0 亿元、14.8 亿元。

选取上市公司隆基股份（光伏单晶硅片龙头）、科士达（光伏逆变器与 UPS 生产制造商）以及通威股份（光伏电池以及多晶硅料生产制造商）作为可比公司，根据 PE 指标进行相对估值。2018 年-2020 年可比公司估值均值分别为 18、19 以及 15 倍，参考行业平均估值 2019 年合理 PE 在 19 倍左右水平。

表 16: 截至 2019 年 9 月 12 日可比公司估值水平

证券代码	公司名称	EPS (元/股)			PE		
		18	19E	20E	18	19E	20E
601012.SH	隆基股份	0.92	1.28	1.67	19	22	17
002518.SZ	科士达	0.4	0.56	0.67	18	16	13
600438.SH	通威股份	0.52	0.8	1.02	16	19	15
	行业均值				18	19	15
300274.SZ	阳光电源	0.56	0.77	0.90	23	16	14

资料来源: Wind, 阳光电源 EPS 以及 PE 为光大证券研究所预测

◆ 估值与评级

我们预计公司 2019-2021 年 EPS 分别为 0.77、0.90、1.02 元, 给予 19 年 19 倍 PE 水平, 对应目标价 14.7 元, 首次覆盖给予“增持”评级。

◆ 风险提示

光伏电站装机不达预期, 全球光伏市场需求不及预期。

表 17: 阳光电源业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入 (百万元)	8,886	10,369	14,520	17,699	21,402
营业收入增长率	48.01%	16.69%	40.03%	21.90%	20.92%
净利润 (百万元)	1,024	810	1,121	1,302	1,477
净利润增长率	85.00%	-20.95%	38.44%	16.16%	13.47%
EPS (元)	0.71	0.56	0.77	0.90	1.02
ROE (归属母公司) (摊薄)	14.75%	10.51%	12.60%	12.92%	12.94%
P/E	17.9	22.7	16.4	14.1	12.4
P/B	2.6	2.4	2.1	1.8	1.6

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2019 年 9 月 12 日

6.4、金风科技: 风机龙头受益抢装趋势, 静待风机毛利率修复

公司是国内及全球知名的风电整机制造商; 根据中国风能协会数据, 2018 年金风科技新增装机容量达到 671 万千瓦, 市场份额达到 31.7%, 连续八年排名第一。

我们推荐公司的主要看点在于: 新一轮风电抢装在即, 公司作为国内龙头风机制造商, 市场占有率遥遥领先, 随着低价订单消化完毕风机毛利率有望逐步回升; 风场开发稳步推进, 公司技术研发能力强、质量口碑好, 有望在平价上网时代持续保持领先优势。

1) 低价订单尚在消化中, 上半年毛利率低于预期

上半年公司营收大幅上升 42.7% 至 157.33 亿元; 归属股东净利 11.84 亿元, 同比下降 22.58%。上半年综合毛利率下降 10.3 个百分点至 20.9%, 其中风机及零部件销售毛利率 11.39%, 同比下降 9.7 个百分点; 风电服务毛利率 8.82%, 同比下降 11 个百分点; 风场开发毛利率 70.83%, 同比持平。

2) 上半年风机对外销量大幅增长 50.4%, 龙头地位稳固

上半年风机实现对外销量 3.19GW, 同比上升 50.4%, 其中 2.5S 机组销量明显增加、销量占比从去年同期 11.2% 提升到 20.7%。截至中期末,

公司在手外部订单合计 21.2GW（同比增长 21.1%），创历史新高；外部订单结构进一步优化，2.5MW 机组取代 2.0MW 成为最主要细分机型。

3) 风场开发业务稳步推进

上半年公司新增权益并网装机 21.3MW；截至中期末，公司累计并网的自营风电场权益装机容量 4.42GW，权益在建容量 2.77GW。上半年公司自营风电场平均利用小时数为 1,202 小时，高于全国平均（1,133 小时）。

4) 风机招标价格持续回升，风电投资创 2010 年以来新高

自 18 年四季度以来，各机组招标均价企稳回升，19 年 6 月 2.0MW、2.5MW 机组较去年 8 月份的价格低点回升 12.1%、6.2%。上半年国内公开招标量已达到 32.3GW，同比增长 93.4%，创半年度最高招标量历史记录。根据中电联数据显示，1-7 月全国风电项目投资额为 366 亿元，同比增长 51.6%，创下 2010 年以来新高。

5) 看好公司明后年的毛利率修复以及长期稳固的市场地位，维持 A 股“买入”评级、H 股“买入”评级

基于中期业绩，下调公司 2019 年净利预测 9.8%至 31.79 亿；风电行业投资创历史新高，抢装趋势明显，看好明后年毛利率修复，分别上调 2020~2021E 归母净利预测 2.1%、6.2%至 46.63 亿元/55.34 亿元，现价对应 A 股/H 股 2019 年 PE 分别为 18.2x/ 12.0x；维持公司 A 股“买入”评级、H 股“买入”评级。

6) 风险提示

风机毛利率、价格低于预期；国内新增装机不达预期；自营风电场限电改善不达预期；风机原材料价格波动。

表 18：金风科技业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	25,129	28,731	36,391	42,869	44,947
营业收入增长率	-4.80%	14.33%	26.66%	17.80%	4.85%
净利润（百万元）	3,055	3,217	3,179	4,663	5,534
净利润增长率	1.72%	5.30%	-1.16%	46.66%	18.68%
EPS（元）	0.72	0.76	0.75	1.10	1.31
ROE（归属母公司）（摊薄）	13.46%	12.89%	9.95%	13.05%	13.84%
P/E（A 股）	19.0	18.0	18.2	12.4	10.5
P/E（H 股）	12.5	11.9	12.0	8.2	6.9

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 9 月 12 日

6.5、天顺风能：风电抢装拉动需求增长，公司产能增长贡献业绩增量

公司成立于 2005 年，是全球最具规模的风力发电塔架专业制造企业之一，与全球知名主机厂长年保持合作，海外营收占比 46.2%。公司目前积极拓展国内风塔业务、风场运营以及叶片等新业务。2019 年中期，公司实现营收 24.77 亿，同比增长 53.26%，其中塔筒/发电/叶片营收占比分别为 81.3%/9.6%/3.6%；实现归母净利 3.34 亿元，同比增长 38.42%。

我们认为公司风塔业务将实现较快增长，风场运营及叶片业务将成为未来公司业绩重要增长点，推荐要点如下：

1) 国内市场快速打开，产能释放支撑业绩增长

2019 上半年，我国风电新增并网装机 9.09GW，同比增长 14.5%；受国内风电装机高景气度带动，公司国内业务收入实现快速增长，同比增幅达到 56.9%。2018 年公司包头（供给北方）、珠海产能（供给两广等南方市场）分别扩产至 18 万吨、10 万吨，山东鄄城产能 10 万吨预计将于 19 年底完工投产。新增产能将满足 2019-2020 年国内风电抢装带来的新增需求。上半年，公司风塔及相关产品生产量 22.24 万吨，同比增加 43.39%；销售量 20.38 万吨，同比增加 21.74%。

2) 风场运营规模持续增长，毛利率稳步提升

2019 上半年，公司电力业务贡献收入 2.78 亿（同比+78.8%），毛利率进一步提升至 71.6%（同比+4.6pcts）。2019 上半年，公司新增并网容量 215MW，累计并网容量 680MW，在手已核准项目 199.4MW。我们认为，至 2014 年开始，公司进入风电运营环节，公司 300MW 哈密风场为公司带来丰富运营经验，公司后续项目的稳定推进将保证公司运营业务利润的稳定增长。

3) 叶片业务将成为未来重要增长点

公司常熟叶片工厂一期已于 2018 年底达产，8 条产线中 4 条产线用以生产毛利率更高的叶片模具，2019 上半年，叶片业务毛利率同比大幅提升 3.4 个百分点至 29.4%，贡献营收 2.5 亿。上半年公司叶片生产量 86 套，销售量 89 套；模具生产量 13 套，销售量 13 套。公司后续还将适时启动建设二期产线，将伴随太仓海外塔筒出海，拓展海外市场销售业务。

4) 维持买入评级

考虑风电抢装拉动需求增长，公司产能增长贡献业绩增量，维持公司 2019-2021 年 EPS 分别至 0.38、0.47、0.59 元，当前股价对应 PE 分别为 19.1/15.6/12.2 倍，维持“买入”评级。

5) 风险提示

海外市场新增装机量下滑，影响公司海外风塔业务；Vestas 经营情况变化，影响公司业绩；弃风率没有得到改善，影响行业需求。

表 19：天顺风能业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	3,238	3,834	5,616	6,680	8,334
营业收入增长率	40.3%	18.4%	46.5%	19.0%	24.8%
净利润（百万元）	470	470	678	831	1,058
净利润增长率	15.5%	0.0%	44.3%	22.6%	27.3%
EPS（元）	0.26	0.26	0.38	0.47	0.59
ROE（归属母公司）（摊薄）	9.7%	9.0%	11.6%	12.7%	14.3%
P/E	27.5	27.5	19.1	15.6	12.2
P/B	2.7	2.5	2.2	2.0	1.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 9 月 12 日

7、风险提示

1、风机招标价格复苏低于预期；海上风电建设进度不达预期；风电产业链原材料价格波动；

2、弃风、弃光的改善不达预期或恶化，进而影响新增风电、光伏新增装机规模；

3、风电、光伏电站建设成本下降进度低于预期，无法对冲补贴下滑的影响，使得电站运营收益率大幅下降，影响投资运营商的投资积极性。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上;
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%;
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%;
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%;
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上;
无评级	因无法获取必要的资料, 或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件, 或者其他原因, 致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明: A 股主板基准为沪深 300 指数; 中小盘基准为中小板指; 创业板基准为创业板指; 新三板基准为新三板指数; 港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设, 不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性, 估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师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, 以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法, 使用合法合规的信息, 独立、客观地出具本报告, 并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证, 本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与, 也不, 也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 创建于 1996 年, 系由中国光大 (集团) 总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司, 是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可, 本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围: 证券经纪; 证券投资咨询; 与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问; 证券承销与保荐; 证券自营; 为期货公司提供中间介绍业务; 证券投资基金代销; 融资融券业务; 中国证监会批准的其他业务。此外, 本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所 (以下简称“光大证券研究所”) 编写, 以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础, 但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息, 但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断, 可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期, 本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险, 在做出投资决策前, 建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下, 本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突, 勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发, 仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有, 未经书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失, 本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼