



电气设备与新能源

【联讯电新 2019 年度投资策略】新能源：配额制实施，平价时代渐近，风光无限好

2018 年 12 月 13 日

投资要点

增持(维持)

分析师：韩晨 CFA

执业编号：S0300518070003

电话：021-51759955

邮箱：hanchen@lxsec.com

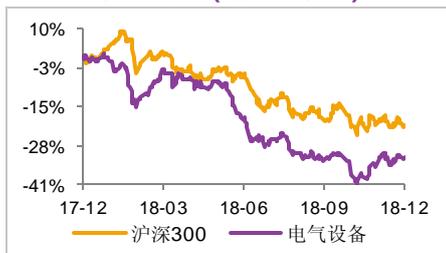
分析师：夏春秋 CFA

执业编号：S0300517050001

电话：021-51782230

邮箱：xiachunqiu@lxsec.com

行业表现对比图(近 12 个月)



资料来源：聚源

✧ 配额制将执行，确保新能源消纳，稳定装机需求

《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》表示，2019 年起正式进行配额考核，2020 年配额指标用于指导各地区可再生能源发展。**a.** 依照指标计算，2018 全年非水可再生能源发电量将达到 5590 亿度，相比 17 年增长了约 557 亿度电，同比增长约 11.07%。2020 年全年非水可再生能源发电量将达到 7563 亿度，相比 2017 年增长 50.28%。**b.** 我们测算得光伏、风电 2018-2020 年 3 年新增装机分别需要 95GW 和 68GW。基本维持了目前需求水平，可以稳定上游制造企业的利润水平。**c.** 我们认为，非水可再生能源将直接受益配额制的实施，明年配额指标强制执行后，将有利保障光伏、风电的消纳，带动投资商的投资积极性，并且还能够稳定新增装机需求，对于整个光伏、风电产业链都将带来积极影响。

✧ 弃风进一步好转，风电行业处于健康状态，执行“竞价”利行业发展

《关于印发清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）的通知》中再次明确了到 2020 年，全国弃风率要控制在 5% 左右。**a.** 1-9 月，全国弃风电量 222 亿千瓦时，同比减少 74 亿千瓦时，平均弃风率 7.7%，达到历史低值。全国弃风电量和弃风率“双降”，弃风情况继续好转。我们认为，弃风率达到历史低值标志着风电行业处于健康发展的状态，预示着未来新增装机量的反弹。**b.** 我们判断，“红三省”中的甘肃、吉林有望在 2019 年解禁，恢复风电项目投资建设，当地新增装机量将高速增长，加之全国弃风率的下降，投资运营环境的改善，其他省份的新增装机也会稳定增长，预计 2019 年新增风电装机增速 30%，达到 25GW 以上。**c.** 2019 年，风电进入“竞价”时代，广东、宁夏相继发布“竞价”细则，细则竞价部分不会导致恶性竞争，利好风电行业发展。此外，政策明确了具体可操作细则后，2019 年风电建设将步入正常开发节奏。

✧ 海上风电建设进入快车道，成为国内风电新增长点

a. “十三五”期间是海上风电大力发展的关键时期，国家出台多项政策鼓励发展海上风电。相比陆上风电，海上风电有其巨大的优势。**b.** 我国当前风资源较为丰富的三北地区由于自身消纳能力有限，导致弃风限电，无法大规模开发。中东部和南方地区风电发展则面临风资源相对较差、环保、大型机组运输和施工难等问题。海上风电则完全没有三北地区和中东南部地区发展风电的这些障碍，因而极具潜力。**c.** 各省海上风电规划达 75GW，依据新开工容量和核准容量判断，我们预计 2018 年新增海上风电装机将接近 200 万千瓦，19、20 年仍将保持增长，3 年合计并网将超过 800 万千瓦，海上风电建设进入提速阶段。

✧ 光伏国内装机将重回正轨，国外需求增长迅速，接近平价时代



a. 能源局“11.2”会议之后，光伏行业景气度明显回暖。“十三五”第二批光伏扶贫和“第四批”领跑者以及2019年电价政策等大概率将在今年年底有明确政策指引，这些调整政策将为光伏行业持续稳健发展提供动力。2019年，我们保守估计新增规模37.5GW左右。b. 2018年前10个月光伏产品出口数据亮眼，预计未来将保持此增长态势。印度、美国、欧洲市场增量可观，2019年国外市场需求预计80GW左右。c. 2019年国内低成本硅料产能逐步释放，硅料价格将继续跌至80元/kg以内。全球单晶硅占比逐年提升，到2020年有望增至50%，明年在“领跑者”计划和国外需求的带动下，单晶PERC电池片价格将会明显回升，毛利率有望率先反弹。d. 领跑者基地报价接近发电侧平价，我们认为未来的降本之路仍将围绕高效电池开展，湿法黑硅（MCCE）、背面钝化（PERC）、异质结电池（HIT）、全背电极接触晶硅光伏电池（IBC）技术、N型双面等一批高效晶硅电池技术会不断涌现。

◇ 投资建议

我们认为，明年配额制实施保障新能源消纳，风电、光伏的发电成本进一步降低，都使得风电、光伏的未来更加光明，前途无限。光伏方面，推荐光伏板块调整充分的龙头公司，未来行业将会出现强者恒强的趋势。**推荐中环股份，晶盛机电，隆基股份，正泰电器。**风电方面，目前风电行业持续向好迹象明显，弃风率保持下降趋势，装机需求稳定。**推荐东方电缆，天顺风能，金风科技。**

◇ 风险提示

行业发展不及预期；政策落地不及预期；市场竞争激烈，导致价格下降。



目 录

一、配额制将执行，确保新能源消纳，稳定装机需求.....	5
（一）配额制 2019 年起正式实施.....	5
（二）2020 年指标稳定未来光伏、风电装机需求.....	8
二、弃风进一步好转，执行“竞价”利行业发展，海上风电高速增长.....	9
（一）弃风率逐步下降，风电行业健康发展.....	9
（二）“竞价”细则陆续出台，风电建设将进入正常节奏.....	12
（三）海上风电建设进入快车道，成为国内风电新增长点.....	13
三、光伏国内装机将重回正轨，国外需求增长迅速，接近平价时代.....	16
（一）装机量低位徘徊，2019 国内市场将重回正轨.....	16
（二）出口数据亮眼，海外市场空间广阔.....	19
（三）产业链价格企稳，高端产品利润率有望回升.....	21
（四）平价渐近，高效电池仍是降本核心.....	23
四、投资建议.....	24
（一）重点标的推荐.....	25
1、中环股份（002129）.....	25
2、晶盛机电（300316）.....	25
3、东方电缆（603606）.....	26
4、天顺风能（002531）.....	27
五、风险提示.....	28

图表目录

图表 1：非水电可再生能源电力配额指标.....	5
图表 2：非水可再生能源发电量计算.....	6
图表 3：三次《考核办法（征求意见稿）》配额指标比较.....	7
图表 4：光伏、风电装机量需求测算.....	8
图表 5：六省风电消纳目标.....	9
图表 6：2018 年前三季度风电并网运行情况（万千瓦；亿千瓦时）.....	9
图表 7：全国历年弃风情况.....	10
图表 8：三省历年新增并网容量（万千瓦）.....	11
图表 9：国内新增并网风电装机.....	11
图表 10：风电标杆上网电价.....	12
图表 11：申报电价降低得分标准.....	12
图表 12：陆上风电申报电价得分.....	13
图表 13：海上风电申报电价得分.....	13
图表 14：内陆及沿海省份用电量占比.....	14
图表 15：中国陆地和近海风能资源潜在开发量.....	14
图表 16：国内海上风电新增装机.....	15



图表 17: 国内海上风电累计装机	15
图表 18: 各省海上风电规划	15
图表 19: 2020 年全国海上风电开发布局	16
图表 20: 新增海上风机装机量预测	16
图表 21: 今年以来光伏指数走势图	17
图表 22: 光伏指数 PE 情况	17
图表 23: 我国光伏季度装机规模	17
图表 24: 我国光伏历年新增装机规模	17
图表 25: 光伏经理人指数	18
图表 26: 全国弃光率逐季降低	18
图表 27: 2018 年前十个月组件出口金额	19
图表 28: 印度光伏历年装机量 (MW)	19
图表 29: 美国光伏历年新增装机量及增速	20
图表 30: 欧洲光伏历年新增装机量及增速	21
图表 31: 硅料价格走势	21
图表 32: 硅片价格走势	21
图表 33: 硅料与硅片、组件、电池片价格走势不完全一致	22
图表 34: 单晶占比情况	22
图表 35: 电池成本拆分	23
图表 36: 电池片价格走势	23
图表 37: 组件价格走势	23
图表 38: 第三批领跑者中标电价 (元/KWh)	24



一、配额制将执行，确保新能源消纳，稳定装机需求

（一）配额制 2019 年起正式实施

国家能源局第三次发布《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》。通知表示，2018 年各地区配额完成情况不进行考核，2020 年配额指标用于指导各地区可再生能源发展。自 19 年起正式进行配额考核，2019 年度配额指标将于 2019 年第一季度另行发布。

此次《考核办法》分别设立了约束性指标和激励性指标，其目的是从保障落实和鼓励先进两个方面考虑。对各省级行政区域确定应达到的全社会用电量中最低可再生能源比重，按约束性指标监测、评价和考核。按照约束性指标上浮 10% 作为激励性指标，鼓励具备条件的省份自行确定更高的可再生能源比重指标。对高于激励性指标的地区，予以鼓励。

此外，在对于实际完成配额超过本区域激励性配额指标的省级行政区域，超出激励性配额指标部分的可再生能源消费量不纳入该地区能耗“双控”考核。对纳入能耗考核的企业，超额完成省级配额实施方案对其确定的应完成配额的电量折算的能源消费量不计入其能耗考核。这对于有降耗要求的地区和高耗能企业，将会促使它们采用可再生能源发电电力来完成考核，有利于新能源的消纳。

图表1：非水电可再生能源电力配额指标

省（区、市）	2018 年约束性指标	2018 年激励性指标	2020 年约束性指标	2020 年激励性指标
北京	10.50%	11.60%	15.00%	16.50%
天津	10.50%	11.60%	15.00%	16.50%
河北	10.50%	11.60%	15.00%	16.50%
山西	12.50%	13.80%	14.50%	16.00%
内蒙古	18.00%	19.80%	18.00%	19.80%
辽宁	10.00%	11.00%	10.50%	11.60%
吉林	15.00%	16.00%	16.50%	18.20%
黑龙江	15.00%	16.50%	20.50%	22.60%
上海	2.50%	2.80%	3.00%	3.30%
江苏	5.50%	6.10%	7.50%	8.30%
浙江	5.00%	5.50%	7.50%	8.30%
安徽	9.50%	10.50%	11.50%	12.70%
福建	4.50%	5.00%	6.00%	6.60%
江西	6.50%	7.20%	8.00%	8.80%
山东	9.00%	9.90%	10.50%	11.60%
河南	9.00%	9.90%	10.50%	11.60%
湖北	7.50%	8.30%	10.00%	11.00%
湖南	9.00%	9.90%	13.00%	14.30%
广东	3.50%	3.90%	4.00%	4.40%
广西	4.00%	4.40%	5.00%	5.50%
海南	4.50%	5.00%	5.00%	5.50%
重庆	2.00%	2.20%	2.50%	2.80%



省（区、市）	2018 年约束性指标	2018 年激励性指标	2020 年约束性指标	2020 年激励性指标
四川	3.50%	3.90%	3.50%	3.90%
贵州	4.50%	5.00%	5.00%	5.50%
云南	11.50%	12.70%	11.50%	12.70%
西藏	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
陕西	9.00%	9.90%	12.00%	13.20%
甘肃	15.50%	17.10%	19.00%	20.90%
青海	19.00%	20.90%	25.00%	27.50%
宁夏	18.00%	19.80%	20.00%	22.00%
新疆	14.50%	16.00%	16.00%	17.60%

资料来源：能源局，联讯证券

依照指标计算，考虑 2018-2020 年的全社会用电量年平均增速为 5.5%，计算得 2018 年全年非水可再生能源发电量将达到 5590 亿度，相比 17 年增长了约 557 亿度电（17 年非水可再生能源发电量 5033 亿度电），同比增长约 11.07%。2020 年全年非水可再生能源发电量将达到 7563 亿度，相比 2017 年增长 50.28%。

图表2：非水可再生能源发电量计算

省（区、市）	2018 年约束性指标	2018 年全社会用电量（亿度）	2018 年非水可再生能源发电量（亿度）	2020 年约束性指标	2020 年全社会用电量（亿度）	2020 年非水可再生能源发电量（亿度）
北京	10.50%	1126	118	15.00%	1253	188
天津	10.50%	850	89	15.00%	946	142
河北	10.50%	3631	381	15.00%	4041	606
山西	12.50%	2100	263	14.50%	2337	339
内蒙古	18.00%	3051	549	18.00%	3396	611
辽宁	10.00%	2253	225	10.50%	2508	263
吉林	15.00%	742	111	16.50%	825	136
黑龙江	15.00%	980	147	20.50%	1090	224
上海	2.50%	1611	40	3.00%	1793	54
江苏	5.50%	6127	337	7.50%	6820	511
浙江	5.00%	4423	221	7.50%	4923	369
安徽	9.50%	2027	193	11.50%	2256	259
福建	4.50%	2229	100	6.00%	2481	149
江西	6.50%	1365	89	8.00%	1519	122
山东	9.00%	5729	516	10.50%	6376	670
河南	9.00%	3340	301	10.50%	3718	390
湖北	7.50%	1972	148	10.00%	2195	219
湖南	9.00%	1668	150	13.00%	1857	241
广东	3.50%	6287	220	4.00%	6997	280
广西	4.00%	1522	61	5.00%	1694	85
海南	4.50%	322	14	5.00%	358	18
重庆	2.00%	1047	21	2.50%	1166	29
四川	3.50%	2326	81	3.50%	2589	91
贵州	4.50%	1461	66	5.00%	1626	81



省（区、市）	2018年约束性指标	2018年全社会用电量（亿度）	2018年非水可再生能源发电量（亿度）	2020年约束性指标	2020年全社会用电量（亿度）	2020年非水可再生能源发电量（亿度）
云南	11.50%	1623	187	11.50%	1806	208
西藏	0.00%	61	0	0.00%	68	0
陕西	9.00%	1577	142	12.00%	1755	211
甘肃	15.50%	1228	190	19.00%	1367	260
青海	19.00%	725	138	25.00%	807	202
宁夏	18.00%	1032	186	20.00%	1149	230
新疆	14.50%	2111	306	16.00%	2350	376
合计			5590			7563

资料来源：能源局，联讯证券

配额指标与9月份发布的征求意见稿相比在各省区有略微调整，其中新疆、湖南、安徽下降超过1%。

图3：三次《考核办法（征求意见稿）》配额指标比较

省（区、市）	2018年配额指标			2020年配额指标		
	本次	9月份	3月份	本次	9月份	3月份
北京	10.50%	10.50%	10.50%	15.00%	15.00%	13%
天津	10.50%	10.50%	10.50%	15.00%	15.00%	13%
河北	10.50%	10.50%	10.50%	15.00%	15.00%	13%
山西	12.50%	12.50%	13%	14.50%	15.00%	15%
内蒙古	18.00%	18.00%	13%	18.00%	18.00%	13%
辽宁	10.00%	10.00%	9%	10.50%	10.50%	9%
吉林	15.00%	15.00%	16.50%	16.50%	17.00%	20%
黑龙江	15.00%	15.00%	15.50%	20.50%	20.50%	22%
上海	2.50%	2.50%	2.50%	3.00%	3.00%	3.50%
江苏	5.50%	5.50%	5.50%	7.50%	7.50%	6.50%
浙江	5.00%	5.00%	5%	7.50%	7.50%	6%
安徽	9.50%	10.00%	11.50%	11.50%	13.00%	14.50%
福建	4.50%	4.50%	5%	6.00%	7.00%	7%
江西	6.50%	6.50%	6.50%	8.00%	8.00%	14.50%
山东	9.00%	9.00%	8%	10.50%	11.00%	10.50%
河南	9.00%	9.00%	8%	10.50%	11.00%	13.50%
湖北	7.50%	7.50%	7.50%	10.00%	10.00%	11%
湖南	9.00%	9.00%	9%	13.00%	17.50%	19%
广东	3.50%	3.50%	3%	4.00%	4.50%	3.80%
广西	4.00%	4.00%	3%	5.00%	5.00%	5%
海南	4.50%	5.00%	4%	5.00%	5.00%	5%
重庆	2.00%	2.00%	3%	2.50%	2.50%	3.50%
四川	3.50%	3.50%	4.50%	3.50%	3.50%	4.50%
贵州	4.50%	4.50%	4%	5.00%	5.00%	4.80%
云南	11.50%	12.00%	10%	11.50%	12.00%	10%
西藏	0.00%	0.00%	13.50%	0.00%	0.00%	17.50%
陕西	9.00%	9.00%	8.50%	12.00%	12.00%	11.50%



省（区、市）	2018 年配额指标			2020 年配额指标		
	本次	9 月份	3 月份	本次	9 月份	3 月份
甘肃	15.50%	16.00%	15%	19.00%	20.00%	15%
青海	19.00%	19.50%	21%	25.00%	25.00%	25.50%
宁夏	18.00%	18.00%	21%	20.00%	20.00%	21.50%
新疆	14.50%	16.00%	14.50%	16.00%	21.00%	14.50%

资料来源：能源局，联讯证券

本次发布的《考核办法（征求意见稿）》明确了，承担配额义务的市场主体第一类为各类直接向电力用户供电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司（简称配售电公司）；第二类为通过电力批发市场购电的电力用户和拥有自备电厂的企业。

第一类承担与其年售电量相对应的配额，第二类承担与其用电量相对应的配额。各配额义务主体的售电量和用电量中，公益性电量（含专用计量的供暖电量）免于配额考核。

我们认为，《考核办法（征求意见稿）》明确了责任主体，在执行上也具有可操作性，同时也列出了惩罚措施，这将督促当地政府充分保证《考核办法》中各指标的完成。配额制将从明年开始有力促进未来风电、光伏等可再生能源的充分利用，利好新能源的运营企业，从而进一步促进新能源的投资增长，从 2019 年开始，新能源运营商的投资积极性将会有明显的上升。

（二）2020 年指标稳定未来光伏、风电装机需求

《考核办法》指出，2020 年配额指标用于指导各地区可再生能源发展。明年配额制执行后，指标标准将会逐年提高。指标逐年的提高，除了能降低弃风弃光率外，还能够稳定新增装机需求，对于整个光伏、风电产业链都将带来积极影响。

假设风电、光伏的弃风、弃光率在 2020 年达到 5% 的指标（逐年平均下降），2020 年非水可再生能源发电量达到 8000 亿度电（考虑激励性指标影响，略高于约束性指标电量），生物质发电装机增速年平均 17%。我们测算得光伏、风电 2018-2020 年 3 年新增装机分别需要 95GW 和 68GW。基本维持了目前需求水平，保证了未来装机需求不会出现下滑，可以稳定上游制造企业的利润水平。

图表4： 光伏、风电装机量需求测算

	2017	2018E	2019E	2020E
装机量（万千瓦）				
风电	16368	18568	20868	23168
光伏	13025	16525	19525	22525
生物质	1488	1741	2037	2383
发电量（亿度）				
风电	3057	3561	4106	4674
光伏	1182	1505	1784	2066
生物质	794	929	1087	1272

资料来源：能源局，联讯证券



二、弃风进一步好转，执行“竞价”利行业发展，海上风电高速增长

（一）弃风率逐步下降，风电行业健康发展

近期，国家发展改革委、国家能源局下发的《关于印发清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）的通知》中再次明确了到**2020年**，全国弃风率要控制在**5%左右**。并明确了新疆、甘肃、黑龙江、内蒙古、吉林、河北六省（2018-2020年）风电消纳目标。

通知明确，到2019年，全国平均风电利用率高于**90%**（力争达到**92%左右**），弃风率低于**10%**（力争控制住**8%左右**），2020年，确保全国平均风电利用率达国际先进水平（力争达到**95%左右**），弃风率控制在合理水平（力争控制在**5%左右**）。

图表5： 六省风电消纳目标

	2018年		2019年		2020年	
	利用率	弃电率	利用率	弃电率	利用率	弃电率
新疆	75%	25%	80%	20%	85%	15%
甘肃	77%	23%	80%	20%	85%	15%
黑龙江	90%	10%	92%	8%	94%	6%
内蒙古	88%	12%	90%	10%	92%	8%
吉林	85%	15%	88%	12%	90%	10%
河北	94%	6%	95%	5%	95%	5%

资料来源：能源局，联讯证券

随着解决弃风工作的持续积极推进，国内弃风问题有了明显的改善。国家能源局公布的18年前三季度风电运行数据中，全国平均风电利用小时数**1565**小时，同比增加**178**小时。1-9月，全国弃风电量**222**亿千瓦时，同比减少**74**亿千瓦时，**平均弃风率7.7%**，达到历史低值。全国弃风电量和弃风率“双降”，弃风情况继续好转。

图表6： 2018年前三季度风电并网运行情况（万千瓦；亿千瓦时）

省（区、市）	累计并网容量	发电量	弃风电量	弃风率	利用小时数
全国	17592	2676	222	7.70%	1565
北京	19	2.5			1310
天津	52	5.9			1432
河北	1241	204.5	7.9	3.70%	1675
山西	978	150.8			1590
内蒙古	2832	445	65.5	12.80%	1572
辽宁	739	126.4	1.3	1.00%	1750
吉林	514	75.2	4.2	5.20%	1480
黑龙江	586	84.7	3.4	3.90%	1467
上海	71	13.6			1909
江苏	791	128.1			1857
浙江	143	21.8			1568
安徽	238	35.8			1568
福建	289	47.1			1722
江西	221	29.7			1427
山东	1093	170.2			1591
河南	326	40.6			1356

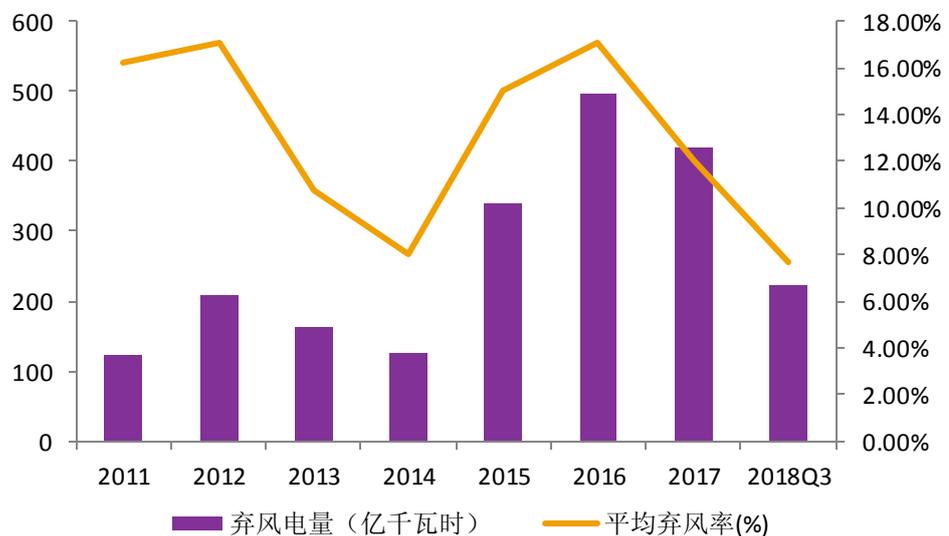


省（区、市）	累计并网容量	发电量	弃风电量	弃风率	利用小时数
湖北	324	47.9			1667
湖南	306	43.7			1566
广东	348	43.7			1280
广西	197	28.8			1627
海南	34	3.8			1119
重庆	39	5.8			1573
四川	242	34.6			1545
贵州	377	52.1	0.9	1.80%	1402
云南	832	153.9			1848
西藏	1	0.1			1325
陕西	405	53.1	1.2	2.30%	1508
甘肃	1282	176.1	43.3	19.70%	1366
青海	267	28.8	0.4	1.30%	1200
宁夏	1001	144.9	2.3	1.60%	1475
新疆	1806	276.5	90.3	24.60%	1531

资料来源：能源局

我们认为，弃风率是风电行业一个最重要的指标，它不仅影响了已投运风场的经营业绩，同时还影响着风电投资商的投资积极性，是决定未来风电新增装机量的一个先行指标。所以，弃风率达到历史低值标志着风电行业处于健康发展的状态，预示着未来新增装机量的反弹。

图表7：全国历年弃风情况



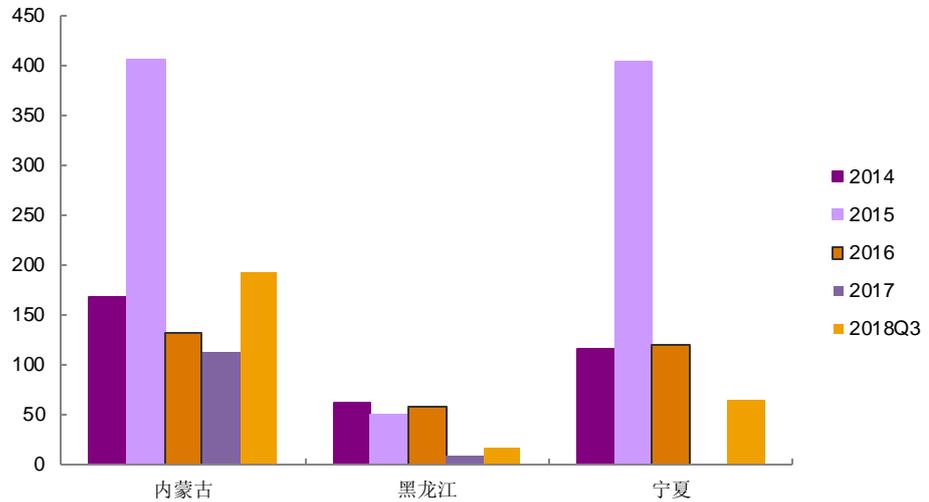
资料来源：能源局

2019年“红三省”将会部分解禁。2018年3月，国家能源局发布《2018年度风电投资监测预警结果的通知》。根据对各省（区、市）2017年风电开发建设和运行状况的监测，甘肃、新疆（含兵团）、吉林列为红色预警区域。之前的“红六省”变为“红三省”，依据前三季度运行数据，我们判断，“红三省”中的甘肃、吉林有望在2019年解禁，恢复风电项目投资建设。



2018 年内蒙古、黑龙江、宁夏三省恢复风电项目投资建设后，新增并网容量有显著增长，截至 2018 年前三季度，三省合计新增并网容量 2.73GW，已经高出 2017 年全年新增容量（1.22GW）一倍多。我们预计，在部分省份 2019 年解禁后，当地新增装机也将出现高速增长。

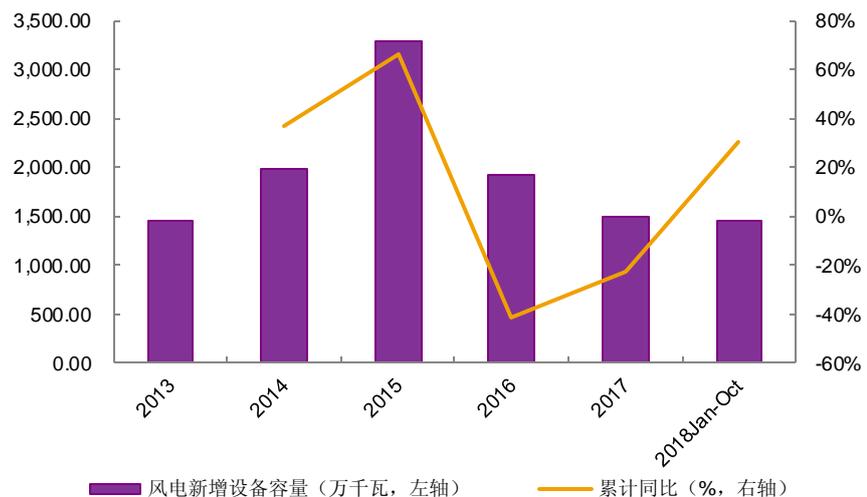
图表8： 三省历年新增并网容量（万千瓦）



资料来源:能源局, 联讯证券

2018 年 1-10 月份，新增并网风电装机 1447 万千瓦，同比增长 30.18%，出现明显的好转。2017 年新增并网风电装机 1503 万千瓦，是近四年的最低值，其中最主要的原因是国家对高弃风率地区新增装机的限制。我们认为，随着“红三省”陆续解禁，当地新增装机量将高速增长，加之全国弃风率的下降，投资运营环境的改善，其他省份的新增装机也会稳定增长，预计 2019 年新增风电装机增速 30%，达到 25GW 以上。

图表9： 国内新增并网风电装机



资料来源:能源局



(二) “竞价”细则陆续出台，风电建设将进入正常节奏

2018年5月，国家能源局发布《关于2018年度风电建设管理有关要求的通知》提出推行竞争方式配置风电项目。从2019年起，新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。在电价确定上，规定各项目申报的上网电价不得高于国家规定的同类资源区标杆上网电价。

图表10： 风电标杆上网电价

资源区	2009 标杆上网电价 (元/kWh)	2015 标杆上网电价 (元/kWh)	2016 标杆上网电价 (元/kWh)	2018 标杆上网电价 (元/kWh)	2019 上网电价 (元/kWh)
I类资源区	0.51	0.49	0.47	0.4	竞价
II类资源区	0.54	0.52	0.5	0.45	
III类资源区	0.58	0.56	0.54	0.49	
IV类资源区	0.61	0.61	0.6	0.57	
潮间带			0.75		
近海			0.85		

资料来源：政府文件，联讯证券

2018年12月，在征求意见之后，广东省能源局发布了国内首份“竞价”细则，《广东省海上风电项目竞争配置办法(试行)》和《广东省陆上风电项目竞争配置办法(试行)》。

该办法拟定对海陆风电通过竞争配置、综合评分排序确定投资主体和上网电价，对参与广东省海陆风电项目投资主体竞争企业的企业能力、设备先进性、技术方案、已开展前期工作、接入消纳条件、申报电价七大要素为标准进行“竞价”，设定权重，综合评分。

图表11： 申报电价降低得分标准

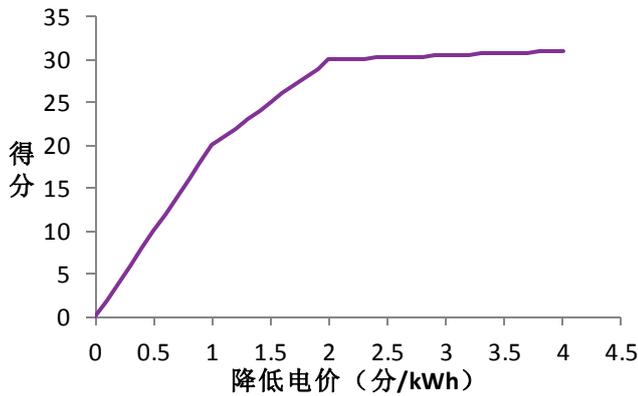
	陆上风电	海上风电
第一段	上网电价降低 1 分/千瓦时及以内的，每降低 0.05 分/千瓦时，得 1 分；	上网电价降低 1 分/千瓦时及以内的，每降低 0.05 分/千瓦时，得 1 分；
第二段	上网电价降低 1 分/千瓦时以上至 2 分/千瓦时，超出 1 分/千瓦时的部分，每降低 0.1 分/千瓦时，得 1 分；	上网电价降低 1 分/千瓦时以上至 2 分/千瓦时，超出 1 分/千瓦时的部分，每降低 0.1 分/千瓦时，得 1 分；
第三段	上网电价降低 2 分/千瓦时以上，超出 2 分/千瓦时的部分，每降低 2 分/千瓦时，得 1 分。	上网电价降低 2 分/千瓦时以上，超出 2 分/千瓦时的部分，每降低 2 分/千瓦时，得 1 分。

资料来源：政府文件，联讯证券

在评分体系中，上网电价所占权重最高，占比达 40%以上。申报电价越低得分越高，并且不设得分上限。相较于此前征求意见稿中，陆上和海上电价的评分标准有所差异，此次《办法(试行)》中，陆上风电和海上风电电价的评分标准相同，都分为三段。电价降价在超出 2 分/kWh 时，得分增长将会有明显放缓。

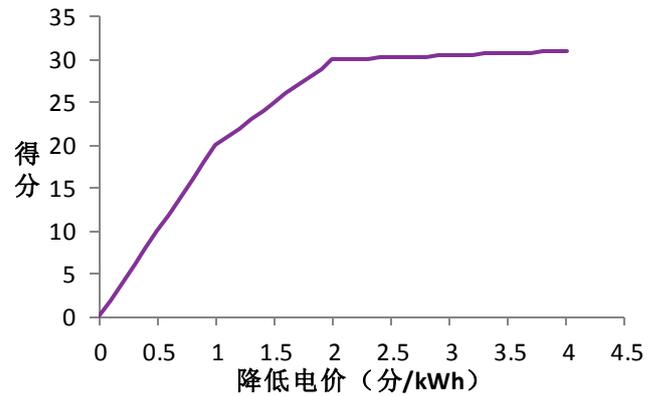


图表12: 陆上风电申报电价得分



资料来源:联讯证券

图表13: 海上风电申报电价得分



资料来源:联讯证券

我们认为，继国家能源局印发《国家能源局关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》之后，该文件是国内首个风电竞争性配置评分指标及标准，切实可行地落实了地方风电项目到底该如何配置，对于其他省（市）风电竞争性配置也能起到一定的借鉴作用。相比之前的征求意见稿，此次陆上风电的竞价方法要好于此前只设两档的加分模式，和海上风电类似，电价降低超过 2 分/千瓦时，降价对加分影响有限，从而不会导致恶性竞价，利好风电行业发展。

此后，宁夏也紧跟广东省发布了“竞价”细则《宁夏风电基地项目 2018 年度风电项目竞争配置办法》，同样，风电电价是占比最重的评分部分，我们认为，后续将会有更多“竞价”细则发布，政策明确了具体可操作细则后，2019 年风电建设将步入正常开发节奏。

（三）海上风电建设进入快车道，成为国内风电新增长点

1、海上风电相比陆上风电更具优势

“十三五”期间是海上风电大力发展的关键时期，国家出台多项政策鼓励发展海上风电。相比陆上风电，海上风电有其巨大的优势。

海上的风资源更好。风机动力来源是风，由于海上没有地面起伏，海上的风相比陆上要大，平均风速高，而且风切变也比较小，再加上海上的风向改变频率也较陆上低，因而海上的风能可利用率更高。我国海岸线长达 1.8 万公里，可利用海域面积 300 多万平方公里，海上风能资源丰富。

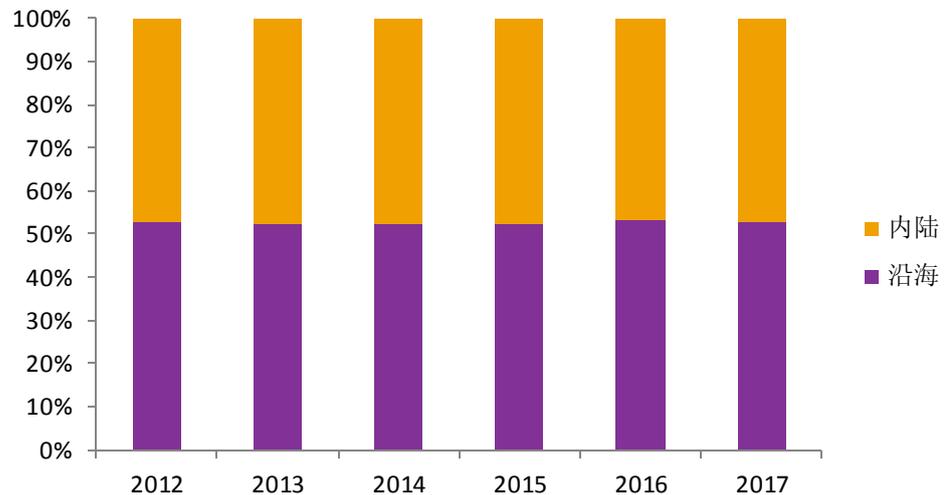
海上风机利用小时更高。风机的发电功率与风速的三次方成正比，海上的风速比陆上高 20%左右，我国大部分近海 90 米高度海域平均风速 6.5~8.5m/s，具备较好的风能资源条件。因而同等发电容量下海上风机的年发电量比陆上高 70%。如果陆上风机的年发电利用小时数是 2000 小时，海上风机就能达到 3000 多小时。

海上可以装更大的风机。风机的单机发电容量越大，同一块地方的扫风面积和利用风的能量越多，发电机就越大，叶片也就越长。陆上的运输问题限制了陆上风电机组的单机容量，而在海上就不存在这个问题，目前海上风机已经有 6MW 和 8MW 机型的批量运用案例，更大机组的研发也在持续推进中，这将会有力降低海上风电的建设成本。



海上风电距离用电负荷近。沿海地区往往是电力负荷中心，例如中国沿海的山东、江苏、上海、浙江、福建和广东都是经济和电力消耗大省，并且电网结构坚强。目前海上风机一般都在沿海 50 公里范围内，离用电负荷中心很近，加上海上常年都有风，风力资源丰富，所以很适合供给用电负荷中心。数据显示，2017 年 11 个沿海省份用电量占全社会用电量达到了 53%，且保持了较好复合增长，风电消纳问题可以得到有效解决。

图表 14： 内陆及沿海省份用电量占比



资料来源: Wind, 联讯证券

海上风电不占用土地资源，不受地形地貌影响。陆上风电受耕地、林地等方面的限制较大，有发展空间的限制，而海上建设风场就不存在这些问题，并且我国是海洋大国，海岸线长达 1.8 万多公里，有足够空间发展风电。根据中国气象局近期对我国风能资源的详查和评价结果，我国近海 100 米高度层 5~25 米水深区风能资源技术开发量约为 2 亿千瓦，5~50 米水深区约为 5 亿千瓦。

图表 15： 中国陆地和近海风能资源潜在开发量

地区	总面积(万平方千米)	风能资源潜在开发量(亿千瓦)
陆上(70 米高度)	≈960	26
海上(水深 5-50 米, 100 米高度)	39.4	5

资料来源: 中国风电发展路线图, 联讯证券

2、国内规划达到 75GW，海上风电建设进入提速阶段

对我国而言，我国当前风资源较为丰富的三北地区由于自身消纳能力有限，外送通道容量有限等原因，导致弃风限电，无法大规模开发，并且在后续特高压输送通道项目投运之前，整体新增装机规模将受到一定限制。中东部和南方地区风电发展则面临风资源相对较差、环保、大型机组运输和施工难等问题。海上风电则完全没有三北地区和中东南部地区发展风电的这些障碍，因而极具潜力。

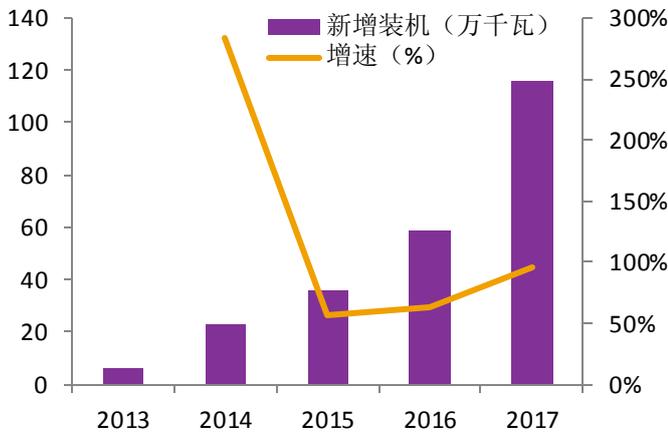
2014 年以来，国内海上风电市场逐渐启动，并在近年来持续保持高速增长。根据中国风能协会的数据，2017 年，中国海上风电取得突破进展，新增装机共 319 台，新增装机容量达到 116 万千瓦，同比增长 97%，呈现加速发展的态势。

而根据全球风能理事会统计，2017 年全球海上风电新增装机容量 4,430MW，增长



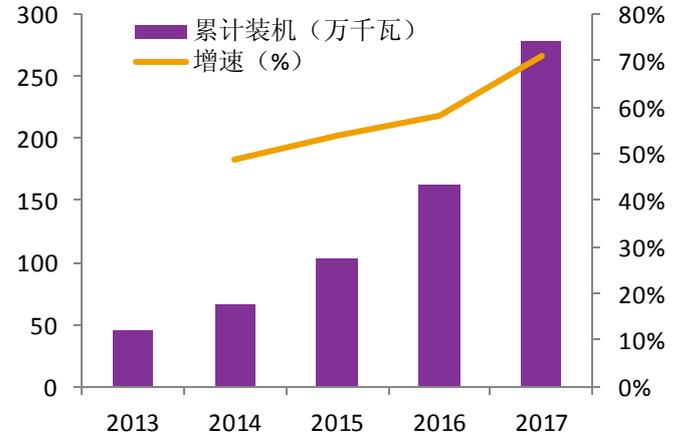
95%，累计装机容量 18,814MW，较 2016 年（14,384MW）增长 30%。中国海上风电累计总装机容量达 2,788MW，同比增速 71%，排名全球第三，仅次于英国和德国。

图表16: 国内海上风电新增装机



资料来源:CWEA, 联讯证券

图表17: 国内海上风电累计装机



资料来源:CWEA, 联讯证券

截止目前，中国 11 个沿海省市中有 9 个省市拥有海上风电发展规划，根据各省海上风电规划，全国海上风电规划总量已经达到 7500 万千瓦，重点布局分布在江苏、福建、广东、浙江等省市，行业开发前景广阔。

图表18: 各省海上风电规划

省份	最新批复年份	之前批复规模 (GW)	调整后规模 (GW)	主要规划区域
江苏	2012	12.15	14.46	如东、东台、盐城大丰、射阳、滨海
浙江	2016	6.47		嘉兴、宁波、舟山、台州、温州
福建	2017.3	10.6	13.3	长乐东洛、长乐外海、福清海坛海峡、福清兴化湾、福清东壁岛、连江外海
广东	2018.4	10.71	66.85 (近海浅水 9.85, 近海深水 57)	汕头、揭阳、汕尾、惠州、珠海、江门、阳江、湛江
海南	2014.11	3.95		东方、乐东、临高、文昌、儋州
山东	2012.4	12.75	东营和东台等市调整	鲁北、莱州湾、勃中、长岛、半岛北、半岛南
上海	2011.8	5.95	6.15	东海大桥、奉贤、南汇、横沙、崇明
河北	2012.5	5.8		唐山、沧州
辽宁 (大连)	2013.7	2.2		花园口、庄河
合计		70.58	74.93	

资料来源: 各省海上风电规划, 联讯证券

《风电发展“十三五”规划》明确提出，要积极稳妥推进海上风电建设，到 2020 年，全国海上风电开工建设规模达到 1000 万千瓦，力争累计并网容量达到 500 万千瓦以上。开工与并网目标与 2017 年底累计装机量 279 万千瓦相差 1221 万千瓦。保守计算，按



开工后 2 年工期并网, 今后 5 年, 海上风机并网容量年均投产规模将达到约 250 万千瓦, 装机量将保持快速增长。

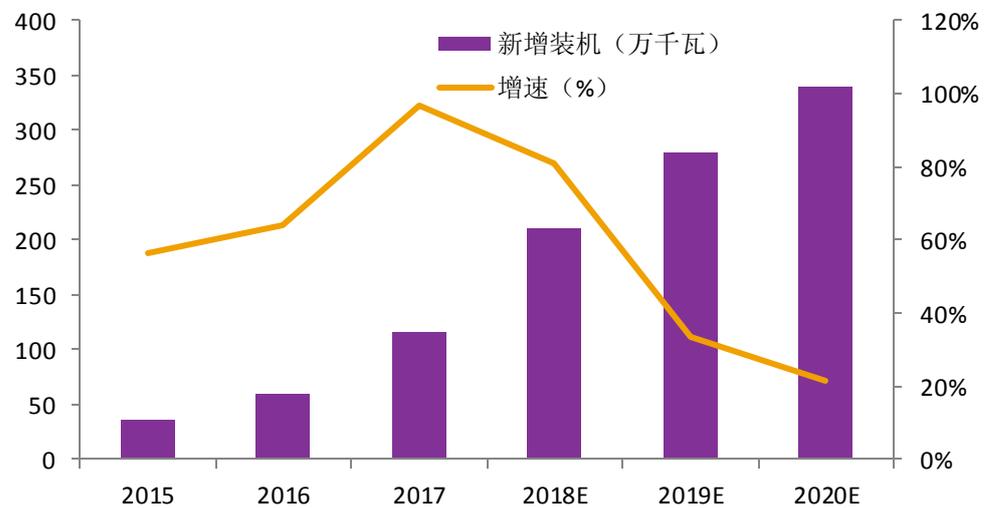
图表 19: 2020 年全国海上风电开布局

地区	累计并网容量 (万千瓦)	开工规模 (万千瓦)
天津	10	20
辽宁	-	10
河北	-	50
江苏	300	450
浙江	30	100
上海	30	40
福建	90	200
广东	30	100
海南	10	35
合计	500	1005

资料来源:《风电发展“十三五”规划》, 联讯证券

我们认为, 从《风电发展“十三五”规划》提出的目标保守估计, 今后 5 年年均新增海上风电将达到 250 万千瓦。依据各省提出的规划, 极有可能超出《规划》所列的“到 2020 年并网容量达到 500 万千瓦以上”这个目标。依据新开工容量和核准容量判断, 我们预计 2018 年新增海上风电装机将接近 200 万千瓦, 19、20 年仍将保持增长, 3 年合计并网将超过 800 万千瓦, 海上风电建设进入提速阶段。

图表 20: 新增海上风机装机量预测



资料来源:CWEA, 联讯证券

三、光伏国内装机将重回正轨, 国外需求增长迅速, 接近平价时代

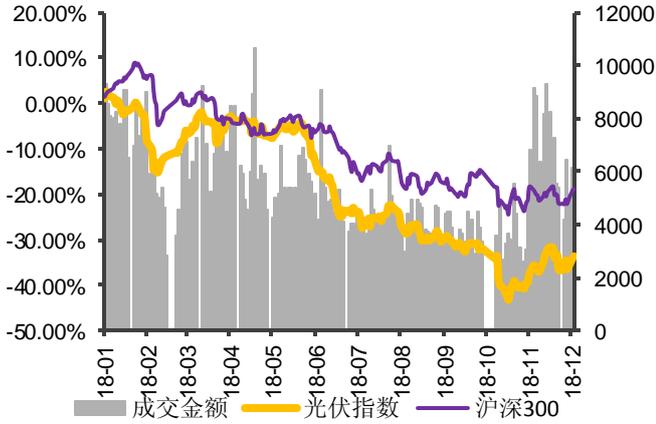
(一) 装机量低位徘徊, 2019 国内市场将重回正轨

2018 年对于光伏行业来说注定是不平凡的一年, 从“5.31”新政到“11.02”能源局会议, 光伏行业经历巨大波动, 产业链价格普遍下降 30%左右。光伏“531”新政在短时间内



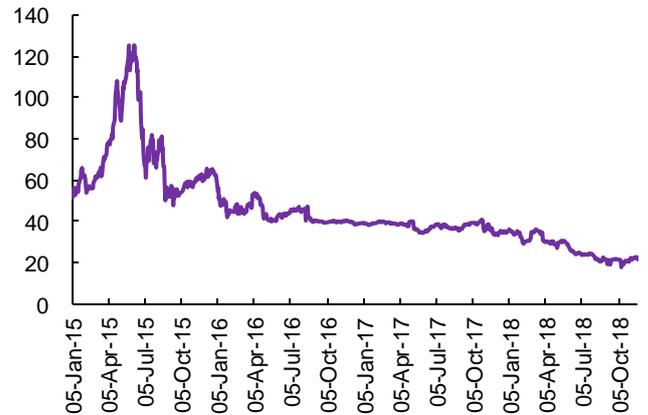
将产业链价格打到低位,缓解了补贴压力的同时,无意间却加速了平价上网时代的到来。

图表21: 今年以来光伏指数走势图



资料来源: wind、联讯证券

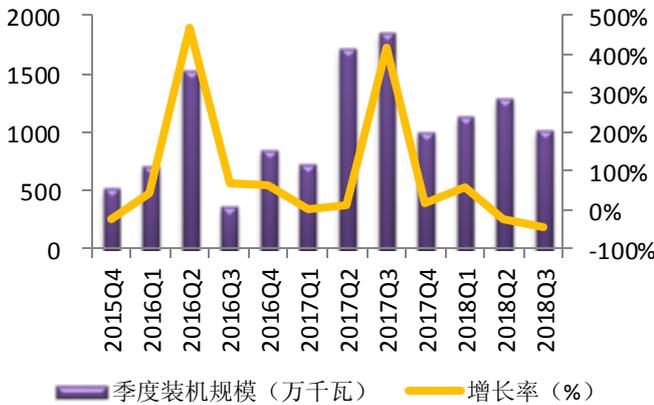
图表22: 光伏指数 PE 情况



资料来源: wind、联讯证券

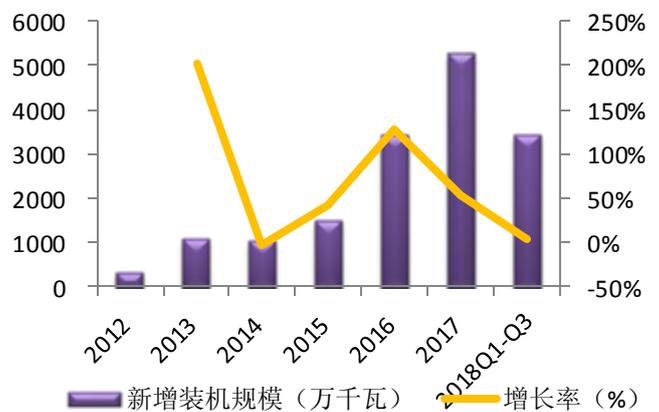
2018年, Q1 装机 11.36GW, 同比增长 57.55%, 淡季不淡, 延续了 2017 年高增长势头。“5.31”之后, 装机迅速走低, 新政影响立竿见影, Q2 和 Q3 装机 12.95GW 和 10.21GW, 同比分别下降 24.68%和 45.09%。上半年国内新增装机 24.3GW, 同比基本持平, 其中分布式 12.24GW, 同比增长接近 70%。前三季度累计新增装机 34.5GW, 同比下降 19.7%, 其中集中式 17.4GW, 同比下降 37.2%, 分布式 17.1GW, 同比增长 12%。可见“5.31”之后, 国内装机明显放缓, 亮点则是分布式占比进一步提升, 从 2017 前三季度的 37.50%增加到今年的 50%。

图表23: 我国光伏季度装机规模



资料来源: 能源局、联讯证券

图表24: 我国光伏历年新增装机规模

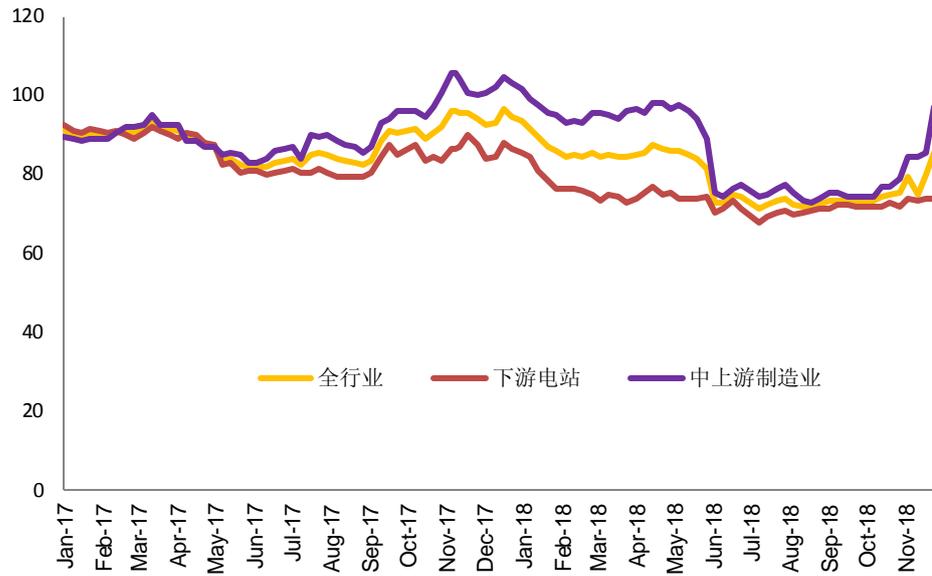


资料来源: 能源局、联讯证券

能源局“11.2”会议之后, 产业链价格明显企稳, 结合年底领跑者并网需求, 光伏行业景气度明显回暖。11 月以来, 光伏经理人中上游制造业指数出现明显反弹并带动全行业指数回升。我们预计今年 1-10 月新增装机约 36GW, 全年新增装机或至 40GW。2019 年, 我们保守估计扶贫项目 4.5GW, 分布式 15GW 左右, 领跑者 8GW, 地面电站 10GW 左右, 总计新增规模 37.5GW 左右。



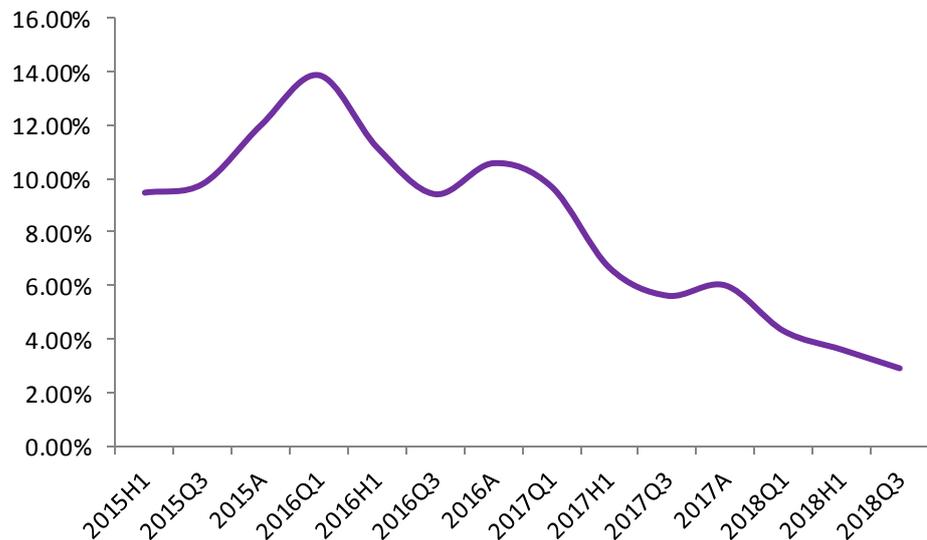
图表25: 光伏经理人指数



资料来源: SOLARZOOM, 联讯证券

发改委和能源局近日印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》，要求2018年清洁能源消纳取得显著成效，到2020年，基本解决清洁能源消纳问题。根据行动计划，未来三年要确保全国平均光伏发电利用率高于95%，弃光率低于5%。近三年光伏弃光率已显著下降，进入合理区间。

图表26: 全国弃光率逐季降低



资料来源: 国家能源局, 联讯证券

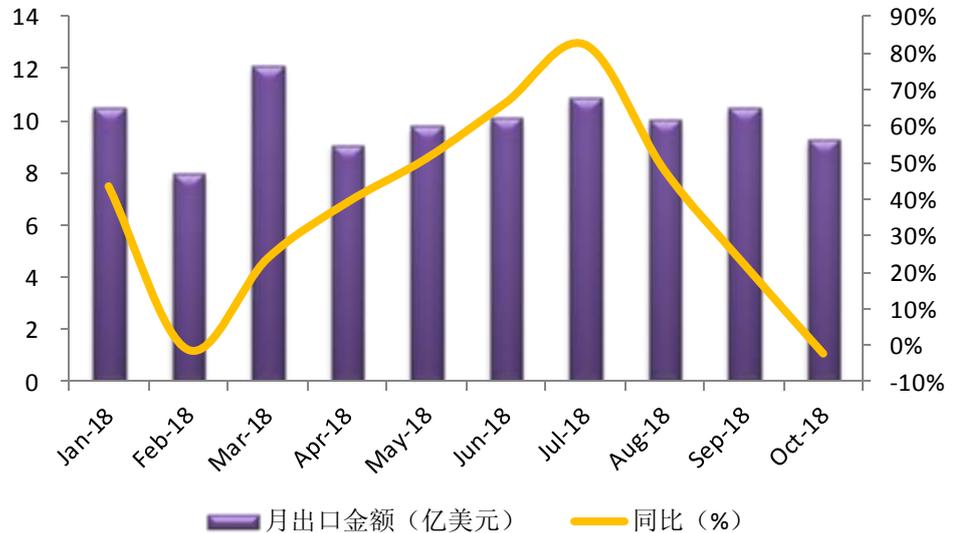
我们认为，国家持续推进新能源发展、新能源电力消纳的决心未变。“5.31”纠偏得到全市场一致认可，目前来看，“十三五”第二批光伏扶贫和“第四批”领跑者以及2019年电价政策等大概率将在今年底有明确政策指引，这些调整政策将为光伏行业持续稳健发展提供动力。



（二）出口数据亮眼，海外市场空间广阔

根据 CPIA 数据,2018 年 1-10 月光伏产品出口总额 133.1 亿美元。组件出口 89.85 亿美元,同比增长 32.4%。硅片和电池片受价格跌幅影响,出口价减量增,组件出口额和出口量均上升,且占比也从 72%上升到 80.2%。

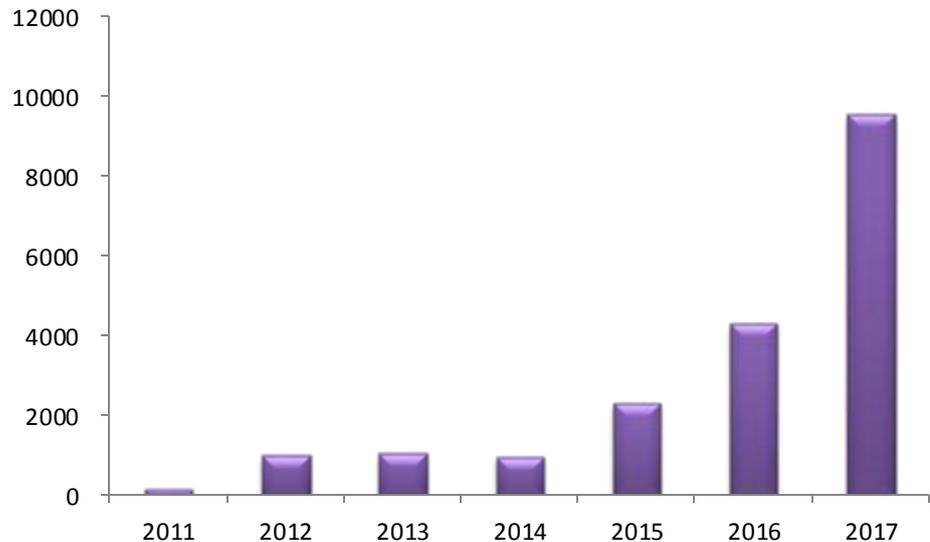
图表27: 2018年前十个月组件出口金额



资料来源: CPIA、联讯证券

印度市场: 2018 年 7 月底,印度财政部正式对针对太阳能电池的保障措施调查作出裁决,将对中国和马来西亚进口的电池组件征收两年的保护税。其中, **2018 年 7 月 30 日-2019 年 7 月 29 日税率为 25%**, **2019 年 7 月 30 日-2020 年 1 月 29 日税率为 20%**, **2020 年 1 月 30 日-2020 年 7 月 29 日税率为 15%**。该政策执行期仅 2 年,因此相关中国制造商在印度建厂的动力不强。同时,该项政策仅针对中国和马来西亚,而目前一些制造商在印尼和越南有扩产计划,相关产品将不受关税限制。

图表28: 印度光伏历年装机量 (MW)



资料来源: GTM、联讯证券

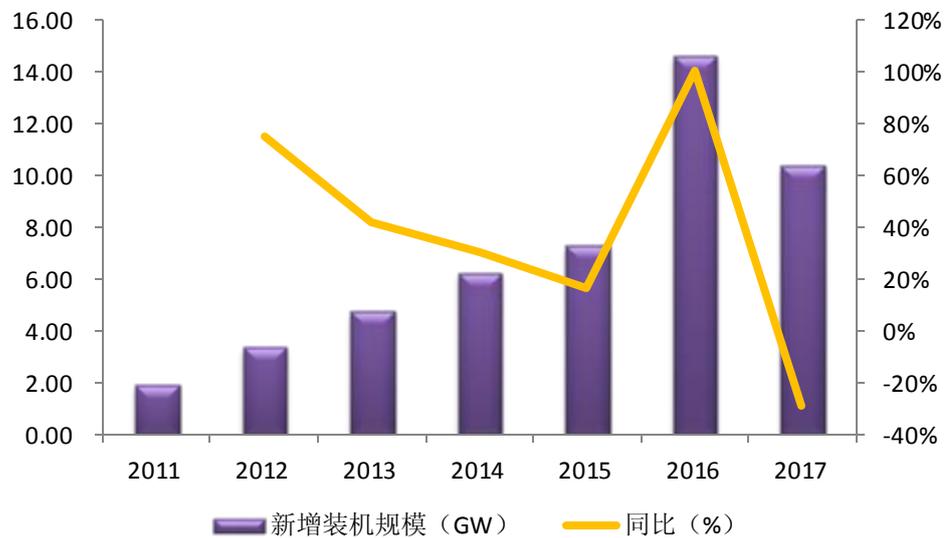


印度是人口大国，光照资源充足，但电力匮乏。印度正在以前所未有的速度大力发展太阳能和其它清洁能源，能源经济和金融分析研究所此前预测，**2018年预计新增装机11GW，有望成为全球第二大市场。同时，印度有望在2020年累计装机达到100GW。**但印度本土产能有限，严重依赖中国进口。据CPIA数据，印度**2017年新增装机中，组件90%以上依赖进口，80%以上从中国进口。**

美国市场：“201”法案的贸易保护措施具体分为光伏电池和组件两部分。针对光伏电池，美国对每年的首个2.5吉瓦之内的进口电池免征关税，进口总量超过2.5吉瓦之后将被征收特别关税，税率从第一年的30%逐年降低，每年降5%，最后一年为15%。未来两年，随着抵扣税率和组件价格的逐步下调，美国市场前景仍然趋向乐观。

2018年上半年，美国市场光伏新增装机4.7GW。**GTM预计2018年美国全年光伏装机在10.9GW左右。未来5年，美国光伏装机将翻番。到2023年，美国年装机量将达到14GW。**

图表29： 美国光伏历年新增装机量及增速

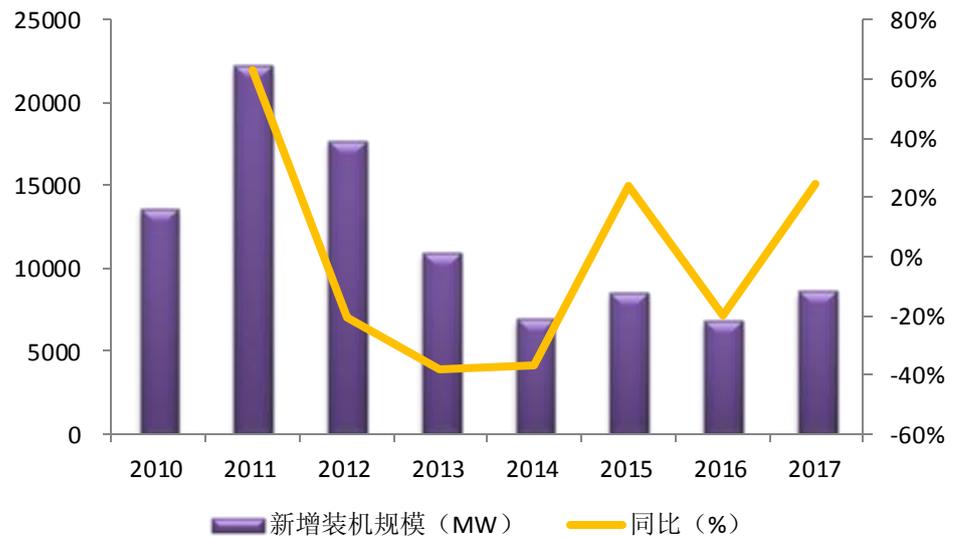


资料来源：GTM、联讯证券

欧洲市场：2018年9月3日，欧盟结束对中国长达五年的双反，取消针对中国的最低价格限制条款（MIP）。2017年欧洲装机8GW，大部分组件来源于东南亚和台湾，我国出口仅占25%左右。截至2018年前三季度，欧洲整体装机已超过12GW，需求增长明显。**IEA预计欧洲新能源新增装机有望翻倍，预计组件价格下降将激发年均3-5GW新增装机。**



图表30： 欧洲光伏历年新增装机量及增速

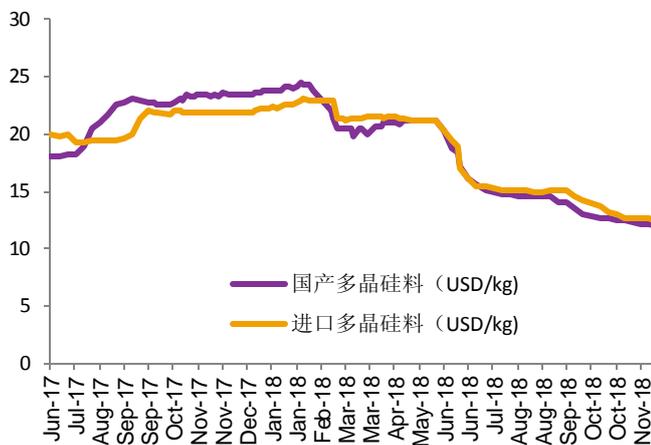


资料来源：GTM、联讯证券

（三）产业链价格企稳，高端产品利润率有望回升

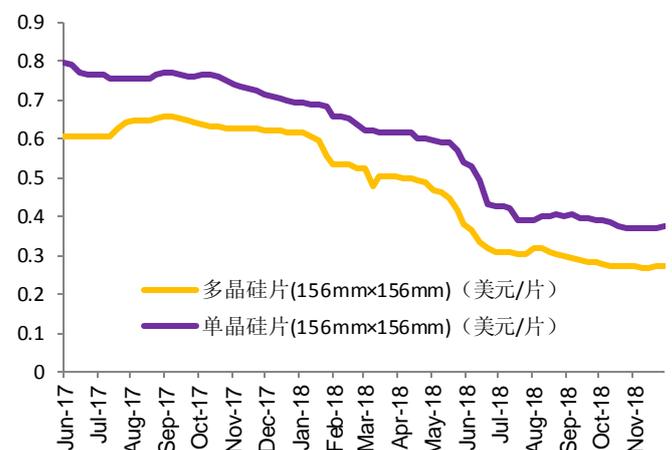
今年“5.31”之后，产业链价格迅速下跌，多晶用料均价跌至 80 元/kg，单晶用料均价跌至 85 元/kg，同比下跌均接近 40%。新建低成本产能在今明两年陆续投产，下游观望氛围较重。

图表31： 硅料价格走势



资料来源：wind、联讯证券

图表32： 硅片价格走势

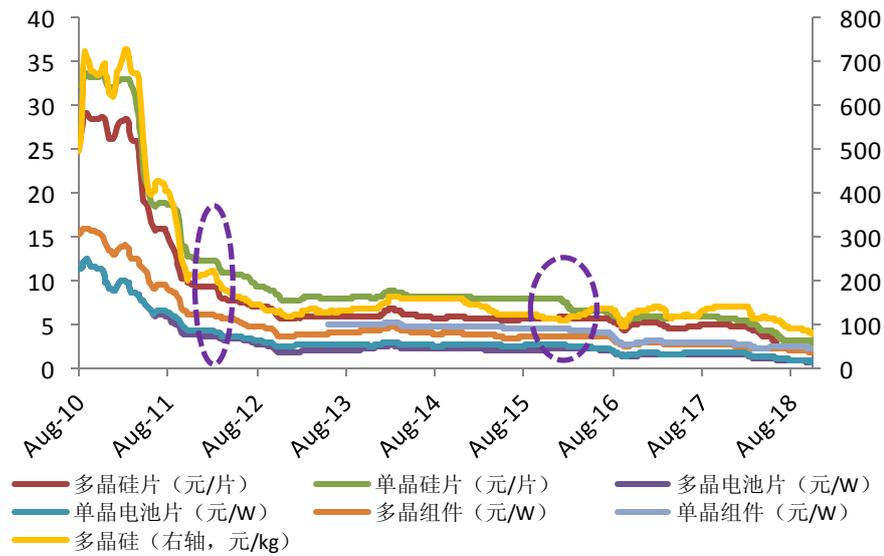


资料来源：wind、联讯证券

今年底，国内多晶硅迎来投产高峰，通威内蒙 2.5 万吨，保利协鑫新疆 6 万吨产能陆续投放，预计明年年中达产，后期通威乐山 2.5 万吨，新特 3.6 万吨，大全 2 万吨有望跟进，新投产项目现金成本可以控制在 40 元/kg 以内。我们认为随着需求逐步回暖，明年硅料价格将在 80 元/kg 附近有支撑，未来国内低成本产能逐步释放，硅料价格将继续跌至 80 元/kg 以内。



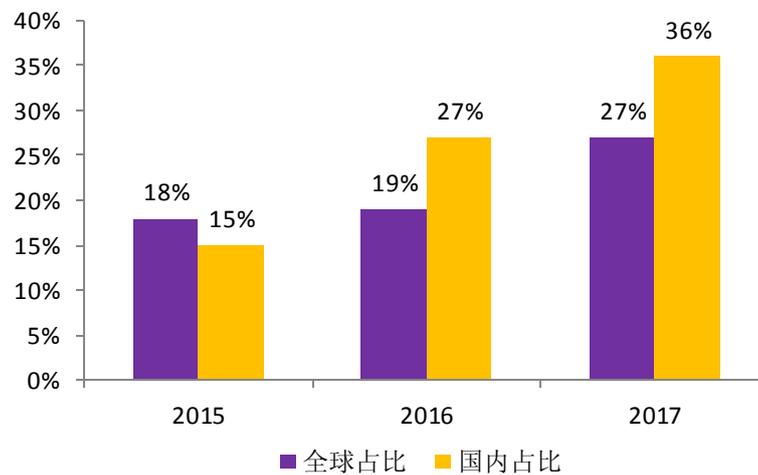
图表33： 硅料与硅片、组件、电池片价格走势不完全一致



资料来源: wind、联讯证券

硅片：2017 年单晶硅片产能约 37GW，今年单晶龙头隆基和中环均大幅扩产，预计今年年底单晶产能超过 70GW。而硅片总体有效产能达 145GW，年内总体需求 95GW 左右，因此硅片处于明显过剩状态。至本月，单晶硅片降至 3 元/片，多晶硅片降至 2 元/片。我们认为上游硅料价格下降，并不会使得硅片企业盈利能力提升，因为最终决定价格的是供求关系。在当前供过于求的情况下，硅片将跟随降价。

图表34： 单晶占比情况



资料来源: CPIA、联讯证券

多晶硅片方面，按硅料含税价格 78 元，出片量 60 片/kg，每张多晶硅片非硅成本 1.1 元，其中铸锭 0.5 元、切片 0.6 元计算，则多晶硅片含税成本为 $78 \div 60 + 1.1 = 2.4$ 元。在当前 2 元/片价格下，多晶硅片企业皆处于亏损状态，正因为此今年多晶硅片企业开工率只有 30% 左右。单晶企业在制造工艺、生产效率、设备改造等方面的持续改进使得目前单晶成本下降显著。另外，单晶凭借自身在力学性质、电学性质等方面的优势，使得其转换效率高于多晶。国内单晶硅片的市场份额不断增加，到 2017 年末，国内单晶硅占比达到 36%。全球单晶硅占比逐年提升，到 2020 年有望增至 50%。



电池片、组件：在“领跑者”计划的带动下，PERC 电池已成市场主流，从第一批“领跑者”的主流功率常规多晶 270W 到第三批领跑者主流功率双面单晶 PERC310W，高效电池技术快速发展，第三批“领跑者”中 PERC 技术占比达 80%。目前 PERC、双面及异质结成为高效电池的主流发展方向。

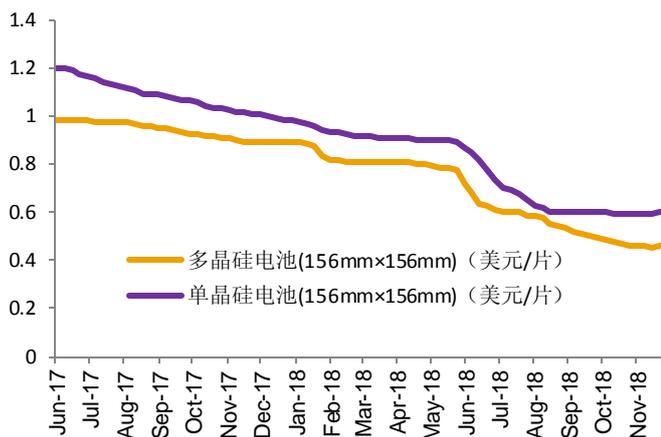
图表35： 电池成本拆分

电池类型	普通多晶电池（金刚线切）		普通单晶电池		PERC 单晶电池	
	不含税	含税	不含税	含税	不含税	含税
是否含税						
化学试剂	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
正银	0.11	0.13	0.1	0.12	0.09	0.11
背银	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
背铝	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
TMA					0.01	0.01
电力	0.06	0.07	0.05	0.06	0.05	0.06
人工	0.07	0.08	0.06	0.07	0.06	0.07
折旧	0.04	0.05	0.04	0.05	0.06	0.07
辅助设施及其它	0.08	0.09	0.07	0.08	0.07	0.08
非硅成本小计	0.4	0.47	0.37	0.43	0.38	0.44
硅片	0.46	0.53	0.59	0.68	0.56	0.65
合计	0.86	1	0.9	1.11	0.94	1.09

资料来源：SOLARZOOM、联讯证券

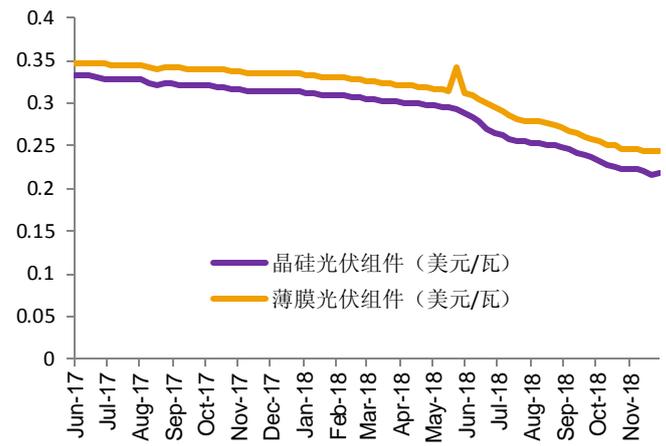
根据 PVInfoLink 数据，11 月中旬开始，多晶电池片重回供需平衡的状态，而受到年底需求优于预期影响，12 月多晶电池片、单晶 PERC 电池片价格均不同程度上涨。我们认为，明年在“领跑者”计划和国外需求的带动下，单晶 PERC 电池片价格将会明显回升，高端产品毛利率有望率先反弹。

图表36： 电池片价格走势



资料来源：wind、联讯证券

图表37： 组件价格走势



资料来源：wind、联讯证券

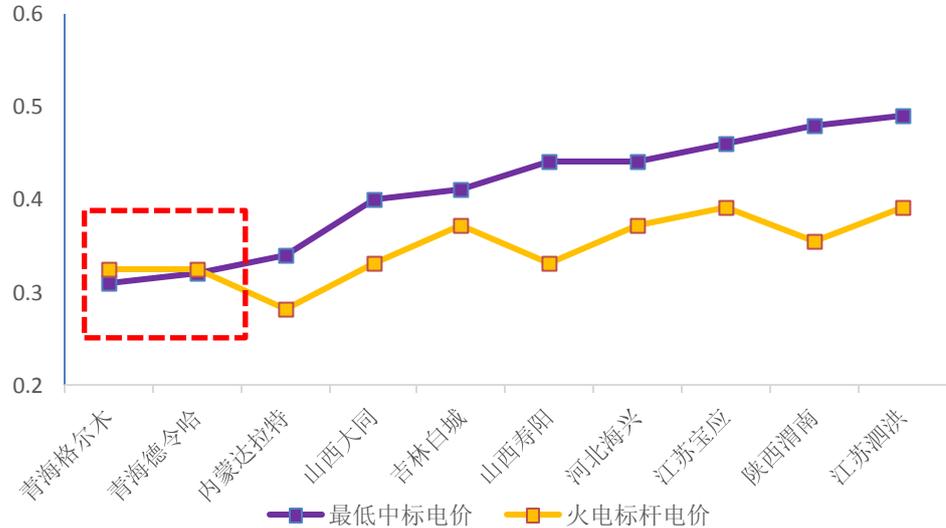
（四）平价渐近，高效电池仍是降本核心

今年光伏新政之后，国内组件价格和 BOS 成本均出现明显下跌，目前组件已逐渐跌入 2 元/W 的区间，系统成本已逐步进入到 4-4.5 元/W 的区间。对于已确定安装容量的



大型电站，使用高功率组件能够减少组件的使用数量，相应减少地桩、支架、直流电缆、汇流箱以及光伏场区内的施工、安装成本。我们认为对于规模型的地面光伏电站，应优先考虑高功率优质组件以更好的降低 BOS 成本。

图表38：第三批领跑者中标电价（元/KWh）



资料来源：国家能源局、联讯证券

目前中国居民电价、大工业电价和工商业电价均值分别为 0.52 元/KWh、0.61 元/KWh 和 0.83 元/KWh，光伏在用户侧已实现平价。发电侧方面，国内领跑者项目起到了积极推动作用，项目招标上电价是权重最高的一项指标（占比 35%）。总体来看，第三批领跑者平均上网电价 0.427 元/KWh，平均补贴 0.081 元/KWh，平均降低补贴幅度 0.365 元/KWh，平均降低补贴幅度超过 80%。格尔木和德令哈分别报出 0.31 元/KWh 和 0.32 元/KWh 的最低电价，均低于当地 0.3247 元/KWh 的脱硫煤电价，发电侧平价已现曙光。近日，国家能源局也就 2017 年光伏发电基地给予 3 个共 1.5GW 等量规模连续建设作为奖励激励。

我们认为未来的降本之路仍将围绕高效电池开展。PERC 技术结构简单，产线易于改造，只需在现有工艺基础上增加镀膜和激光划线两步，技术难度相对较小，设备投资成本低，是业内高效电池路径的首选。现阶段 PERC 电池中 P 型电池占绝对优势，但 P 型组件存在光衰。N 型组件则没有光衰，效率稳定性优势明显。未来市场对组件效率和稳定性的要求会不断提高，N 型更适用于制作高效电池，是提高电池效率的重要发展方向。根据工信部数据，N 型单晶电池的市场份额将会由 2016 年的 3.5% 提高到 2025 年的 30%。近年来，湿法黑硅（MCCE）、背面钝化（PERC）、异质结电池（HIT）、全背电极接触晶硅光伏电池（IBC）技术、N 型双面等一批高效晶硅电池技术不断涌现，为未来的降本之路打开通道。

四、投资建议

我们认为，风电、光伏行业明年将直接受益配额制的实施，明年配额指标强制执行后，将有利保障光伏、风电的消纳，带动投资商的投资积极性。并且指标逐年的提高，除了能降低弃风弃光率外，还能够稳定新增装机需求，对于整个光伏、风电产业链都将带来积极影响。



光伏方面，推荐光伏板块调整充分的龙头公司，未来行业将会出现强者恒强的趋势。
推荐中环股份，晶盛机电，隆基股份，正泰电器。

风电方面，目前风电行业持续向好迹象明显，弃风率保持下降趋势，装机需求稳定。
推荐东方电缆，天顺风能，金风科技。

（一）重点标的推荐

1、中环股份（002129）

单晶硅片龙头，扩产完成蓄势待发：公司是光伏领域仅有的一家“国字号”龙头企业，在陆续完成光伏单晶材料前三期的投产，投资 98.52 亿元建设的高效太阳能单晶产业化四期及四期改造项目达成后，预计年内有效产能达 25GW 左右，与隆基在单晶领域形成双寡头局面，目前公司太阳能硅片处于满产状态。

大硅片项目逐步落地，为后续增长提供动能：公司大直径区熔硅单晶技术已经产业化，8 英寸区熔硅片实现量产。内蒙地区建立了 8-12 英寸半导体直拉单晶研发、制造中心扩大直径直拉单晶产能，12 英寸晶体部分进入工艺评价阶段。天津地区建立半导体材料研发、制造中心，无锡地区建立 8-12 英寸集成电路级抛光片制造中心。天津地区 8 英寸 30 万片/月产能已于三季度达产。2019 年无锡 8 英寸 75 万片/月产能将逐步释放。

光伏行业政策具备可持续性，看好行业长期发展：新能源清洁替代的目标不变，“5.31”新政之后光伏产业链受到较大打击，硅料、硅片及组件的价格都有 30%左右的降幅。“11.2”能源局会议提出大幅提高“十三五”规划目标至 250GW（甚至达到 270GW），并且年底前出台 2019 年的光伏行业相关政策。国家支持民营企业发展的决心坚定，而光伏行业又是民营企业集中，符合国家发展战略的领域，前景向好。

毛利率稳定，优质产能释放彰显成本管控能力：“5.31”之后，光伏行业景气度下滑，行业竞争加剧，产业链价格普跌。硅料、硅片、电池片和组件的价格都有 30%左右的降幅。2018 年 Q3 公司毛利率水平承压，但环比仅下滑 0.89%，明显优于同行业其他公司，显示出公司具有良好的成本控制能力。未来内蒙四期改造项目优质产能逐步释放，看好公司在行业低潮期仍能够维持相对稳定的毛利率水平。

与上下游龙头企业建立良好合作关系，为后续发展保驾护航：公司与行业龙头公司协鑫集团，通威集团和东方电气等都建立了良好的合作关系。2017 年 11 月公司公告调整出资入股新疆协鑫由 15,000 万元增加至 45,000 万元，股权比例由 10%增加至 30%。而在此之前，公司与协鑫共同投资组建内蒙古中环协鑫光伏材料有限公司。今年上半年，公司又与通威股份签署光伏产业链合作框架协议。2015 年开始与东方电气合作电池片，2016 年与 Apple、SunPower 合作开发电站。

目标价 9.00 元，“买入”评级：预计 2018-2020 年营收分别为 131.5 亿元、166.1 亿元和 200.6 亿元；归母净利润分别为 6.2 亿元、10.4 亿元和 14.3 亿元，EPS 分别为 0.22 元、0.37 元和 0.51 元，对应 PE 为 29.4X、17.6X 和 12.8X，考虑到公司在太阳能单晶领域的龙头地位以及在半导体硅片领域的先发优势，给予目标价 9 元，对应 2019 年市盈率 24X，维持“买入”评级。

2、晶盛机电（300316）

2017 百尺竿头，2018 更进一步：公司 2017 年营收和归母净利分别为 19.49 亿元



和 3.87 亿元，同比分别增长 78.55%和 89.76%，且各季度营收和归母净利逐季上升，第四季度营收和归母净利分别达到 6.91 亿和 1.34 亿，创下历史单季盈利新高。2018 年 1 季度，公司再接再厉，营收和归母净利分别达 5.66 亿元和 1.35 亿元，同比分别增长 53.25%和 122.85%。截止 2018 年 1 季度末，公司未完成合同总计 30.13 亿元，其中全部发货的合同金额为 9.42 亿元，部分发货合同金额 6.17 亿元，尚未到交货期的合同金额 14.54 亿元。其中，未完成半导体设备合同 1.39 亿元。公司预计 2018 年上半年归母净利润为 2.7 亿元-3.1 亿元，同比增长 90%-120%。

国内光伏新政不影响全球单晶替代步伐，单晶炉需求稳定：2018 年，国内主要单晶企业都将扩产。隆基产能将从 2017 年底的 15GW 提升至 28GW，至 2020 年会进一步增加到 45GW，中环产能将提升至 23GW，全球单晶渗透率将由 2017 年 33%进一步提升至 40%。同时我们预计 2018-2020 年全球光伏新增装机可分别达到 86GW、95GW 和 105GW

IC 崛起，半导体上游设备厂商最先受益：公司出资 5 亿元参股中环领先半导体材料有限公司，投入到大硅片的研发和生产。该项目由中环股份、无锡市产业发展集团与晶盛机电共同投资，计划投资 30 亿美元。今年 7 月份，公司公告中标中环领先半导体硅片项目，合同金额超过 4 个亿，其中半导体单晶炉 3.6 亿，这标志着公司 8 寸半导体单晶炉已经具备业内领先水平。未来，随着公司 12 寸半导体单晶炉通过验收并实现规模化供应，公司将成在国内半导体单晶炉领域一枝独秀。

硅片需求上升将极大程度利好设备龙头公司：介于国外垄断及国内缺口的现状，国产大硅片项目纷纷上马。根据公开资料整理，目前在建硅片项目全部达产后将分别实现超过 200 万片/月 8 寸硅片和 300 万片/月 12 寸硅片的产量。届时，国内硅片紧缺及 12 寸硅片完全依赖进口的现状将被打破。预计 8 寸单晶炉和 12 寸单晶炉的市场空间可分别达到 22 亿元和 93 亿元。

盈利预测：预计 2018-2020 年营收分别为 34.45 亿元、40.31 亿元和 42.23 亿元；归母净利润分别为 7.39 亿元、8.17 亿元和 9.03 亿元，EPS 分别为 0.58 元、0.64 元和 0.70 元，考虑到公司在单晶炉领域的龙头地位以及在半导体领域的先发优势，给予目标价 15.00 元，对应 2019 年动态市盈率 23X，维持“买入”评级。

3、东方电缆（603606）

积极转型海缆业务，需求带动业绩高速增长：公司成立于 1998 年，于 2014 年 10 月上市，是自主研发并专业制造电线电缆的企业。公司目前以发展海缆、超高压电缆和民用、特种电线电缆为方向。公司海底电缆技术能力国内领先，曾牵头起草了海底电缆国家标准，是国内唯一掌握海洋脐带缆的设计分析并能进行自主生产的企业。受益于海上风电带动海缆需求爆发，海缆订单迅速增长，2018 年前三季度，公司主营业务收入 21.89 亿元，同比增长 36.90%；实现归母净利润 1.15 亿元，同比增长 212.90%，扣非后归母净利润 1.12 亿元，同比增长 320.28%。

三季度海缆中标额创历史新高，海缆中标金额高速增长：2018 年前三季度，海底电缆营业收入较去年同期增加 6.08 亿元，达到约 7 亿元左右。第三季度，公司公布的海缆订单中标额达到 8.38 亿元，创历史新高，此外，10 月 9 日，公司再次中标国网浙江舟山 500 千伏联网北通道第二回输电线路工程，中标额约为 1.9 亿元。2018 年初至今，公司海底电缆累计中标 16.18 亿元，已超过去年全年中标量。2017 年开始，我国海上风电中的近海项目比例开始大幅提升，带动了 220kV 海底电缆需求爆发。我们预计 2018 至



2020年三年的海上风电海缆市场有近150亿元。公司大部分订单会在2018和2019年确认收入，将保证公司海缆营收出现大幅增长。

设立两个子公司，扩张海缆业务：近期，公司完成了阳江市东方海缆技术有限公司和东方海洋工程有限公司两个子公司的工商登记，公司将进一步扩大海缆业务。阳江子公司将主要经营海缆生产销售等业务，近两年，广东海上风电市场启动迅速，广东已规划项目达66.85GW，其中近海浅水9.85GW，目前已经核准未投产项目达到4.55GW，公司阳江子公司将给公司带来较大业务增量。

东方海洋工程子公司将主要经营海缆敷设，运维等业务，公司目前已拥有2艘专业海缆施工船，东方海工01号和东方海工02号，未来将同时加强海工团队建设，并推动海工市场开拓工作，提高承接海洋工程能力及水平。公司三峡阳江项目中标金额中含海缆安装敷设1.9亿元，随着公司海缆敷设经验的积累，凭借海缆产品的优势，公司敷设业务也将会有蓬勃的发展。

维持“买入”评级，目标价12.00元：我们预计公司2018-2020年归母净利润为1.76/2.94/3.90亿元，EPS为0.35/0.58/0.78元，增速分别为119.1%、66.6%、32.8%，三年复合增速69%。综合考虑公司业绩增速，未来海缆的行业发展速度，及海缆市场的供需格局，给予目标价为12.00元，对应18、19、20年为34、21、15倍PE水平，维持“买入”评级。

4、天顺风能（002531）

国内风塔业务扩张迅速，风电新业务开展顺利：公司是全球最具规模的风力发电塔架专业制造企业之一，并积极拓展风电相关新业务，先后开展风场运营，风电叶片等相关产业，目前风场运营已经初具规模，叶片产线也已投入运营。公司陆续开发运营新风场，预计2020年实现1.5GW风场运营规模，成为公司业绩新增长点。公司自建的常熟天顺叶片工厂建设进展顺利，目前部分产线已经投产运营，有望在19年达到满产状态。

风塔盈利水平将恢复正常，继续稳步提升产能：17年公司风塔吨毛利受多重不利因素影响，到达了历史低点。18年下半年，在国内风电新增装机快速增长，钢价大幅上涨空间有限，钢价波动性收窄等因素共同作用下，公司的吨毛利将出现反弹，恢复到2000元/吨水平。公司海外风塔业务仍旧保持着常年满产状态，并计划在海外新设生产基地，目前公司海外市场占有率仅为5%左右，仍有很大提升空间。国内风塔市占率已经跃居第一，凭借国内工厂的产能释放，未来还将继续实现增长，国内年均市场容量210亿元，目前公司国内营收13亿元，同样具有相当大的市场空间。

风场运营稳步推进，叶片工厂顺利投产：2017年，哈密风场实现销售收入2.38亿元，净利润0.98亿元。随着弃风率进一步下降，未来哈密风电场业绩有望进一步提升，今年可实现净利润1亿元以上。330MW项目中，李村项目已经并网发电，另两个项目在今年完成投运，三个项目全年运行，可以实现净利润1.2亿元以上，公司后续还将持续开发风场项目，未来1.5GW风场运营项目将给公司带来每年5亿的净利润收入。未来几年大型风电叶片市场需求将明显增长，公司叶片项目立足中高端大型风电叶片产品的市场定位，未来将供给海外市场 and 国内高端市场，常熟叶片工厂已经部分投运，19年完全达产，达产后带来1亿元业绩增量，后续还将建设二期叶片产线，未来有望发展出和塔筒业务同规模的叶片业务。

目标价5.70元，给予“买入”评级：我们预计公司2018-2020年归母净利润为5.87/8.77/10.16亿元。EPS为0.33/0.49/0.57元，增速分别为26.9%、49.4%、15.8%。



目标价至 5.70 元，对应 19、20 年为 12、10 倍 PE，给予“买入”评级。

五、风险提示

- 1、行业发展不及预期；
- 2、政策落地不及预期；
- 3、市场竞争激烈，导致价格下降。



分析师简介

韩晨，同济大学工学硕士，2018年5月加入联讯证券，现任电力设备与新能源行业首席分析师，证书编号：S0300518070003。

夏春秋，美国德州农工大学经济学硕士，2016年8月加入联讯证券研究院，现任电力设备与新能源行业研究员。证书编号：S0300517050001。

研究院销售团队

北京	周之音	010-66235704	13901308141	zhouzhiyin@lxsec.com
上海	徐佳琳	021-51782249	13795367644	xujialin@lxsec.com

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或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

与公司有关的信息披露

联讯证券具备证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10485001。
本公司在知晓范围内履行披露义务。

股票投资评级说明

投资评级分为股票投资评级和行业投资评级。

股票投资评级标准

报告发布日后的12个月内公司股价的涨跌幅度相对同期沪深300指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

- 买入：相对大盘涨幅大于10%；
- 增持：相对大盘涨幅在5%~10%之间；
- 持有：相对大盘涨幅在-5%~5%之间；
- 减持：相对大盘涨幅小于-5%。

行业投资评级标准

报告发布日后的12个月内行业股票指数的涨跌幅度相对同期沪深300指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

- 增持：我们预计未来报告期内，行业整体回报高于基准指数5%以上；
- 中性：我们预计未来报告期内，行业整体回报介于基准指数-5%与5%之间；
- 减持：我们预计未来报告期内，行业整体回报低于基准指数5%以下。



免责声明

本报告由联讯证券股份有限公司（以下简称“联讯证券”）提供，旨在派发给本公司客户使用。未经联讯证券事先书面同意，不得以任何方式复印、传送或出版作任何用途。合法取得本报告的途径为本公司网站及本公司授权的渠道，非通过以上渠道获得的报告均为非法，我公司不承担任何法律责任。

本报告基于联讯证券认为可靠的公开信息和资料，但我们对这些信息的准确性和完整性均不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。联讯证券可随时更改报告中的内容、意见和预测，且并不承诺提供任何有关变更的通知。本公司力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或询价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在本公司及作者所知情的范围内，本机构、本人以及财产上的利害关系人与所评价或推荐的证券没有利害关系。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告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、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，须在允许的范围内使用，并注明出处为“联讯证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖意愿的引用、删节和修改。

投资者应根据个人投资目标、财务状况和需求来判断是否使用资料所载之内容和信息，独立做出投资决策并自行承担相应风险。我公司及其雇员做出的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。

联系我们

北京市朝阳区红军营南路绿色家园媒体村天畅园 6 号楼二层
传真：010-64408622

上海市浦东新区源深路 1088 号 2 楼联讯证券（平安财富大厦）

深圳市福田区深南大道和彩田路交汇处中广核大厦 10F

网址：www.lxsec.com