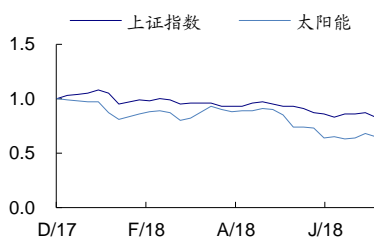


证券研究报告—深度报告
电气设备新能源
新能源
太阳能(000591)
买入

2018年08月08日

一年该股与上证综指走势比较

股票数据

总股本/流通(百万股)	3,007/2,037
总市值/流通(百万元)	11,066/7,497
上证综指/深圳成指	2,779/8,674
12个月最高/最低(元)	7.48/3.30

相关研究报告:

《桐君阁-000591-光伏电站央企最纯正运营平台》——2015-06-02

证券分析师: 方重寅

 E-MAIL: fangchongyin@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980518030002

联系人: 李恒源

E-MAIL: lihengyuan@guosen.com.cn

联系人: 居嘉骁

E-MAIL: jujiaxiao@guosen.com

独立性声明:

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道,分析逻辑基于本人的职业理解,通过合理判断并得出结论,力求客观、公正,结论不受任何第三方的授意、影响,特此声明。

首次覆盖

限电改善, 平价加速, 运营风起

● 政策倒逼光伏产业链平价加速, 替代火电不是梦

531 政策影响下制造端价格快速下探, 倒逼全产业链加速平价。当前, 全国各省区火电上网标杆电价 0.25~0.45 元/KWh, 在 2020 年补贴全部退出、火电标杆价格不变的假设下, 2020 年全国 32 个电力区实现 6. 光伏平价的区域达 27 个, 占全部电力区 84%。

● 配额制叠加限电改善, 大幅增厚公司利润弹性

配额制下, 测算各省非水发电配额, 预计 18-20 年全国合计非水配额发电量分别为 5472.9、6470.3、7553.7 亿千瓦时, CAGR 可达 17%, 将成为未来 2 年风光发展低保。而随着 5 月能源局下发《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)征求意见稿》逐步落地, 西北区、新疆区弃光率后续将大幅缩减, 在保守改善、中性改善、乐观改善情况下, 仅西北区装机的限电改善将为公司分别带来 21.7%、53.8%、64.5% 业绩弹性增长。

● 板块估值处于历史低位, 稀缺属性使得公司应享受更高溢价

目前 A 股运营商中, 仅太阳能处于破净状态。统计的十一家运营运营商中, 含 9 家破净标的, 而 A 股中仅包含太阳能。而考虑到运营商随着装机量增长业绩相对稳定, 且限电改善、成本下降叠加新增装机将进一步释放业绩, 我们认为该板块目前安全边际相对较高, 应给予更高估值预期。

● 风险提示

国内光伏政策利空, 分布式、领跑者、光伏扶贫等支持力度普遍下滑; 国内光伏补贴退坡超预期, 弃光限电率居高不下; 国家经济增速下滑带动下用电行业不景气; 公司新增装机、发电小时数不及预期。

● 公司合理估值在 6.91 元附近

考虑到太阳能是光伏运营商优势企业, 应享受龙头溢价。且行业正处于配额下发、限电改善、成本下降三重利好叠加, 我们认为公司可享有高于同产业链环节的估值溢价增速。因光伏运营商在 A 股较为稀缺, 若采用跨市场相对估值会导致结果有偏, 综合绝对估值, 我们认为公司合理股价为 6.91 元/股, 相对于前收盘价 3.68 元(2018 年 8 月 7 日收盘价)尚有 87.78% 的估值空间, 给予“买入”的评级。

盈利预测和财务指标

	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入(百万元)	5,205	5,777	6,048	6,388
(+/-%)	20.1%	11.0%	4.7%	5.6%
净利润(百万元)	805	1010.72	1343.39	1656.35
(+/-%)	23.2%	25.6%	32.9%	23.3%
摊薄每股收益(元)	0.27	0.34	0.45	0.55
EBIT Margin	29.1%	31.6%	38.3%	43.9%
净资产收益率(ROE)	6.7%	8.5%	11.3%	13.9%
市盈率(PE)	13.7	10.9	8.2	6.7
EV/EBITDA	12.7	11.0	9.8	8.8
市净率(PB)	0.91	0.93	0.92	0.93

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

注: 摊薄每股收益按最新总股本计算

投资摘要

估值与投资建议

考虑到太阳能是光伏运营商优势企业，应享受龙头溢价。且行业正处于配额下发、限电改善、成本下降三重利好叠加，我们认为公司可享有高于同产业链环节的估值溢价增速。因光伏运营商在 A 股较为稀缺，若采用跨市场相对估值会导致结果有偏，综合绝对估值，我们认为公司合理股价为 6.91 元/股，相对于前收盘价 3.68 元（2018 年 8 月 7 日收盘价）尚有 87.78% 的估值空间，给予“买入”的评级。

核心假设或逻辑

业务量假设：公司在太阳能发电领域主要竞争优势体现新增、累计装机量及融资成本领先全行业。拆分公司各业务收入，至 2020 年太阳能组件价格降幅将大于原材料降幅；各区新增装机增速按 17%、15%、16%；各区合理利用小时数提升 10%-20%（西北、新疆 60%限电改善，后续平滑）；平均电价降幅按 15%、10%、10%（华东 12.5%、10%、10%），预计公司 2018/2019/2020 年营业收入分别为 57.77/60.48/63.88 亿元，毛利分别为 10.11/13.43/16.56 亿元。

与市场预期的差异之处

新能源运营商行业整体估值提升空间较大。简单测算，以运营商内部 8%-12% 的资本金收益率为基准，假设没有其他因素的影响，不考虑装机量增长，市场给予运营商的估值水平也应达到 10 倍以上；而以实际项目资本金收益率来看，光伏能够做到 10% 以上，风电普遍能够达到 20%，随着这类项目比重增大，目前行业的估值仍有较大挖掘空间。

估值纵向比较，新能源运营商估值处于历史低位。从历史市净率来看，目前运营商平均市净率仅为 0.92，自 2016 年后一直处于地位徘徊；从历史市盈率来看，行业经过 2016 年估值下调及 2016 年末业绩释放后，市盈率处于历史低位。

估值横向比较，A 股运营商稀缺属性应享受更高溢价。单纯从估值水平衡量，可以明显看到港股运营商无论在 PB 还是 PE 上都更具有优势。而在 A 股换手率明显远高于港股换手率情况下，说明港股运营商估值较低有相当一部分原因来源于流动性层面；另外，A 股纯运营商因标的的稀缺性以及壳价值，理应存在更高估值溢价。

目前 A 股运营商中，仅太阳能处于破净状态。统计的十一家运营运营商中，含 9 家破净标的，而 A 股中仅包含太阳能。而考虑到运营商随着装机量增长业绩相对稳定，且限电改善、成本下降叠加新增装机将进一步释放业绩，我们认为该板块目前安全边际相对较高，应给予更高估值预期。

股价变化的催化因素

- 第一， 配额制、绿证等新能源支持政策超预期下发；
- 第二， 《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)》进一步下发，且保证执行力。

核心假设或逻辑的主要风险

- 第一， 国内光伏政策利空，分布式、领跑者、光伏扶贫等支持力度普遍下滑；
- 第二， 国内光伏补贴退坡超预期，弃光限电率居高不下；
- 第三， 国家经济增速下滑带动下游用电行业不景气；
- 第四， 公司新增装机、发电小时数不及预期。

内容目录

估值及投资建议	6
板块估值处于历史低位，稀缺属性使得公司应享受更高溢价.....	6
估值测算.....	7
投资建议：给予“买入”的评级.....	8
绿色能源从萌芽走向革命	9
产业化带来光伏成本迅速下降，替代火电不是梦.....	9
配额制保底最小装机，光伏占电力消费的比例仍低，提升空间巨大.....	12
央企光伏运营平台，平台优势显著	14
限电改善促光伏运营业绩提升显著.....	16
新增项目储备充裕，融资成本远低于同行.....	19
轻资产的组件制造，小投入、大回报	21
组件业务轻资产属性明显，安全边际充分.....	21
向高效低成本产品进发，组件利润有望提升.....	22
财务预测	23
盈利预测假设基础.....	23
盈利预测结果.....	25
风险提示	26
附表：财务预测与估值	27
国信证券投资评级	28
分析师承诺	28
风险提示	28
证券投资咨询业务的说明	28

图表目录

图 1: 十家运营商平均 PB (MRQ) 变化趋势.....	6
图 2: 十家运营商平均 PE (TTM) 变化趋势.....	6
图 3: A 股及 H 股运营商年换手率一览(2017 年 7 月 27 日至 2018 年 7 月 27 日).....	7
图 4: 运营商最近一个月交易日平均 PB (MRQ)	7
图 5: 运营商最近一个月交易日平均 PE (TTM)	7
图 6: 国产原生多晶硅一级料出厂价 (含税, ¥/kg)	10
图 7: 进口原生多晶硅经销价 (不含税, \$/kg)	10
图 8: 多晶硅片出厂价(A 片含税, ¥/片).....	10
图 9: 八寸单晶硅片出厂价(A 片含税, ¥/片).....	10
图 10: 156 多晶硅电池片出厂价 (含税, ¥/W)	10
图 11: 156 单晶硅电池片出厂价 (含税, ¥/W)	10
图 12: 国内光伏组件价格一览 (\$/W)	11
图 13: 2020 年补贴完全退出的情况下, 光伏将走出全投资收益率平价之路.....	12
图 14: 配额制下各省份非水可再生能源最低发电量一览 (亿千瓦时)	13
图 15: 风光仍需多生产 893 亿千瓦时, 才能满足 2018 年配额制的要求.....	13
图 16: 我国历年一次非化石能源占比变化	14
图 17: 2016 年我国能源结构与发达国家能源结构比较.....	14
图 18: 2012-2017 年我国光伏发电量及渗透率.....	14
图 19: 2009-2016 年欧洲国家光伏发电渗透率.....	14
图 20: 中节能为公司第一大股东	15
图 21: 发电业务逐步营收占比逐年扩大.....	16
图 22: 中国光伏弃光率季度变化	17
图 23: 2017 年太阳能光伏累计装机 4.02GW, 同比增长 24.93%.....	18
图 24: 2017 年太阳能发电量 31.13 亿千瓦时, 同比增长 49.66%	18
图 25: 2015 和 2016 年我国各省市非水可再生能源消纳比例 (%)	19
图 26: 七大运营商 2017 年资产负债率统计	21
图 27: 七大运营商 2017 年应收款项/带息负债统计	21
图 28: 补贴拖欠相对于利润弹性测算.....	21
图 29: 公司组件业务营收及其增速	22
图 30: 公司组件业务历年毛利率水平.....	22
图 31: 历年公司研发投入一览.....	23
图 32: 历年公司研发投入人员一览	23
表 1: 估值模型资本成本假设	8
表 2: FCFE 估值表	8
表 3: 根据折现率和永续增长率的敏感性分析.....	8
表 4: 《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》主要内容.....	9
表 5: 光伏发电投资 IRR 变化预期 (0.35 元/度火电标杆电价下测算, 假设 2020 年补贴 全部退出, 且均为单面电池条件下)	11
表 6: 2017、2018 年风电、光伏发电量一览.....	13

表 7：利用小时数与电价对光伏电站 IRR 影响	17
表 8：弃光限电改善下，各地区合理发电小时数测算	18
表 9：假设装机量不变情况下，仅受益限电改善，公司 2018 年业绩增量弹性测算（三种情况）	18
表 10：运营商历年平均融资成本变化（协鑫新能源数据为新增项目融资成本）	20
表 11：相对于运营端，组件属轻资产环节（太阳能分业务资产一览，不考虑分部间抵消）	22
表 12：太阳能组件业务价基本假设及盈利预测（单位：百万）	23
表 13：光伏发电业务价基本假设及盈利预测（单位：百万）	23
表 14：期间费用基本假设	25
表 15：盈利预测简要结果	26

估值及投资建议

板块估值处于历史低位，稀缺属性使得公司应享受更高溢价

目前市场给予新能源运营商低估值主要基于几个因素：1) 新能源发展过程周期性；2) 运营商普遍运营收益率低，现金流情况差。

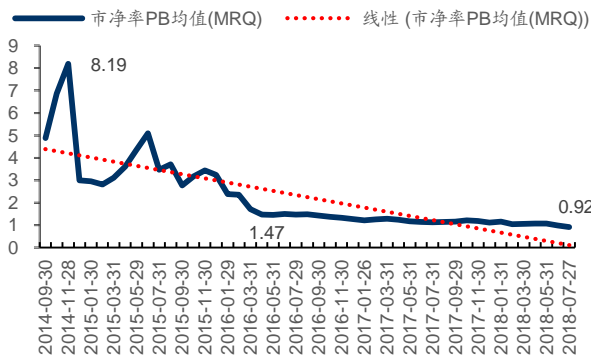
针对第一个原因，我们认为新能源发展过程虽然有短期波动，但从长期来看替代传统能源的趋势是不会变的，过去几年由于行业处于快速成长期，无论在国家层面还是在个体层面都缺乏对行业整体的把握，导致行业在一段时间野蛮成长后需要一段时间的调整期，从而形成了几次大周期波动，而从目前的情况看行业发展模式正逐步向常态化和科学化转变，从最近一些列政策的出台可以解读到国家层面对于可再生能源发展的态度是坚决的，并且由过去的补贴+指标规划“半计划经济”模式逐步向集中式总量规划、分布式放开管理+消除积疾平价上网的“市场经济”模式转变。同时运营商有别于制造商，其业绩主要受存量项目收益影响，在装机容量增长和限电改善的大背景下，不会存在技术路径博弈或产业链波动影响，业绩增长可靠性高。

针对第二个原因，我们认为这是过渡期存在的特殊现象。作为理性决策者，运营商的新增装机必然有其可研论证，在行业快速起量时期不排除有降低门槛的现象存在，但随着行业逐步走向正常化，这类项目无论是新增还是存量的比例会越来越低；另一方面可再生能源装机量在某段时期的快速增长必然导致与传统能源之间的竞争替代，加上我国早期电网布局不够完善，导致了严重的弃风弃光问题，同时成本劣势导致对补贴的依赖使运营商现金流状况非常差。目前，随着国家发展可再生能源政策的明确以及电网布局的完善，同时平价上网进程的陆续推进，这些“积疾”有望短期内得到解决。

综上所述，我们认为目前新能源运营商的估值有待修复。简单测算，以运营商内部 8%-12%的资本金收益率为基准，假设没有其他因素的影响，不考虑装机容量增长，市场给予运营商的估值水平也应达到 10 倍以上；而以实际项目资本金收益率来看，光伏能够做到 10%以上，风电普遍能够达到 20%，随着这类项目比重增大，目前的估值有较大挖掘空间。

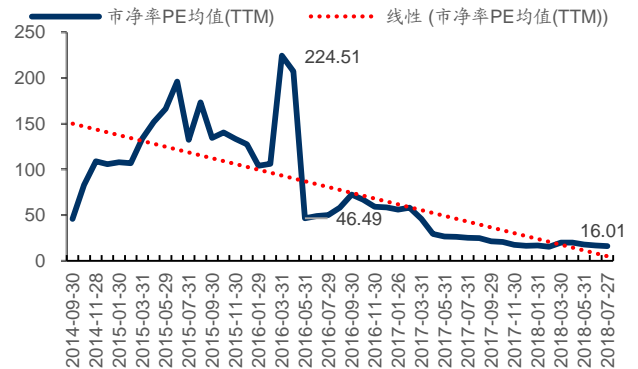
估值纵向比较，新能源运营商估值处于历史低位。从历史市净率来看，目前运营商平均市净率仅为 0.92，自 2016 年后一直处于地位徘徊；从历史市盈率来看，行业经过 2016 年估值下调及 2016 年末业绩释放后，市盈率处于历史低位。

图 1：十家运营商平均 PB (MRQ) 变化趋势



资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

图 2：十家运营商平均 PE (TTM) 变化趋势

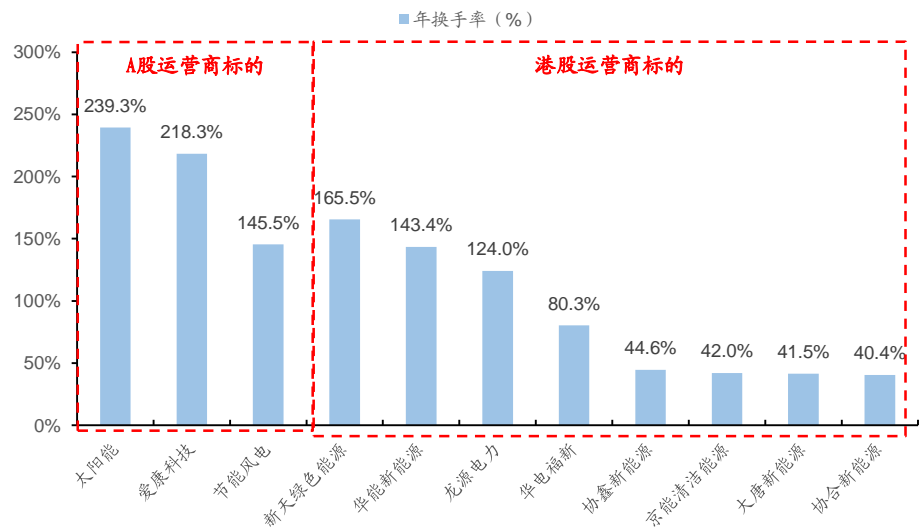


资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

估值横向比较，A股运营商稀缺属性应享受更高溢价。单纯从估值水平衡量，可以明显看到港股运营商无论在PB还是PE上都更具有优势。而在A股换手率明显远高于港股换手率情况下，说明港股运营商估值较低有相当一部分原因来源于流动性层面；另外，A股纯运营商因标的的稀缺性以及壳价值，理应存在更高估值溢价。

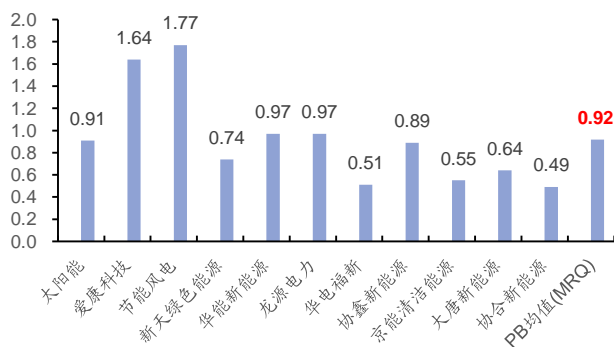
目前A股运营商中，仅太阳能处于破净状态。统计的十一家运营运营商中，含9家破净标的，而A股中仅包含太阳能。而考虑到运营商随着装机量增长业绩相对稳定，且限电改善、成本下降叠加新增装机将进一步释放业绩，我们认为该板块目前安全边际相对较高，应给予更高估值预期。

图 3: A股及H股运营商年换手率一览(2017年7月27日至2018年7月27日)



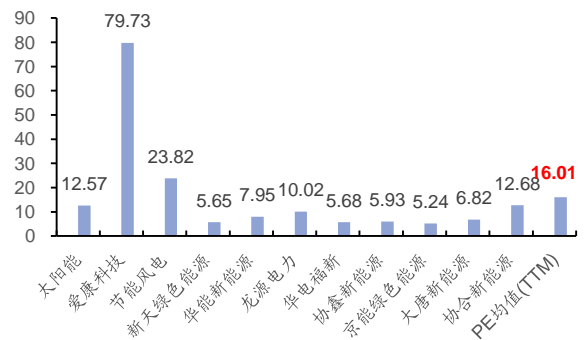
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所预测

图 4: 运营商最近一个月交易日平均 PB (MRQ)



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 5: 运营商最近一个月交易日平均 PE (TTM)



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

估值测算

绝对估值。我们假设行业平均资产 Beta 值为 0.93，无风险利率为 4.90%，风险溢价为 2.10%，我们采用 FCFE 估值法对公司进行绝对估值，根据以下假设得出公司合理股价为 6.91 元。

表 1: 估值模型资本成本假设

	合理值	参考值
无杠杆 Beta	0.93	
无风险利率	4.90%	
股票风险溢价	2.10%	
公司股价	3.67	
发行在外股数	3007	
股票市值(E)	11036	11036
债务总额(D)	17202	17202
Kd	4.90%	4.90%
T	5.97%	5.97%
Ka	6.85%	
有杠杆 Beta	2.29	2.29
Ke	9.72%	
E/(D+E)	39.08%	39.08%
D/(D+E)	60.92%	60.92%
WACC	6.60%	

资料来源: 国信经济研究所预测

表 2: FCFE 估值表

	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	TV
FCFF	8.4	-1702.5	-579.1	575.3	565.4	1069.5	1391.8	1734.6	1933.7	2243.0	
(利息费用 - 利息收入)*(1-t)	-740.7	-867.9	-1020.9	-1138.5	-1244.8	-1345.4	-1433.7	-1512.0	-1581.0	-1641.7	
长期贷款的增加(减少)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
循环贷款的增加(减少)	2465.2	3728.6	3180.8	2517.2	2490.9	2196.6	1999.4	1676.1	1572.3	1296.3	
FCFE	1732.8	1158.1	1580.9	1953.9	1811.5	1920.7	1957.5	1898.7	1925.0	1897.6	25,086.8
PV(FCFE)	1,579.4	962.1	1,197.0	1,348.5	1,139.4	1,101.2	1,022.9	904.3	835.6	750.8	9,925.8
股票价值	20,767.0										
每股价值	6.91										

资料来源: 国信证券经济研究所预测

在折现率(横轴)和行业永续增长率(纵轴)±1.00%的变化范围之内对公司估值做敏感性分析, 得出如下表格数值, 估值中枢为 6.91 元/股。

表 3: 根据折现率和永续增长率的敏感性分析

	6.91	8.5%	9.0%	9.50%	10.0%	10.5%
3.5%		8.97	8.16	7.48	6.90	6.41
3.0%		8.44	7.73	7.13	6.62	6.17
2.5%		8.00	7.37	6.84	6.37	5.96
2.0%		7.62	7.06	6.58	6.16	5.78
1.5%		7.30	6.79	6.35	5.97	5.62
1.0%		7.02	6.56	6.16	5.80	5.47
0.5%		6.78	6.35	5.98	5.64	5.34

资料来源: 国信证券经济研究所预测

投资建议: 给予“买入”的评级

考虑到太阳能是光伏运营商优势企业, 应享受龙头溢价, 且行业正处于配额下发、限电改善、成本下降三重利好叠加, 我们认为公司可享有高于同产业链环节的估值溢价增速。因光伏运营商在 A 股较为稀缺, 若采用跨市场相对估值会导致结果有偏, 综合绝对估值, 我们认为公司合理股价为 6.91 元/股, 相对于

前收盘价 3.68 元（2018 年 8 月 7 日收盘价）尚有 87.78% 的估值空间，给予“买入”的评级。

绿色能源从萌芽走向革命

产业化带来光伏成本迅速下降，替代火电不是梦

2018 年光伏政策整体严厉。2018 年 6 月 1 日国家能源局发布了《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，对光伏行业新增建设规模和补贴都作了相应规定，其严厉程度超市场预期。表现在于：普通光伏电站 2018 年指标暂不安排，分布式全年安排 10GW 规模，已建设未纳入管理范围的由地方政府支持；标杆电价即日起下调 0.05 元/千瓦时。

《通知》留有余地，中长期内政策有望逐步放松。《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》并非要打压光伏行业，而是在控制的规模内鼓励在技术和成本上有优势的企业发展淘汰落后产能，因此《通知》在用词上留有再研究空间，如 2018 年普通电站建设规模是“暂不安排”，分布式规模在“1000 万千瓦左右”等，预期后期随着产业各环节出现一定改观，政策有望逐步放松。

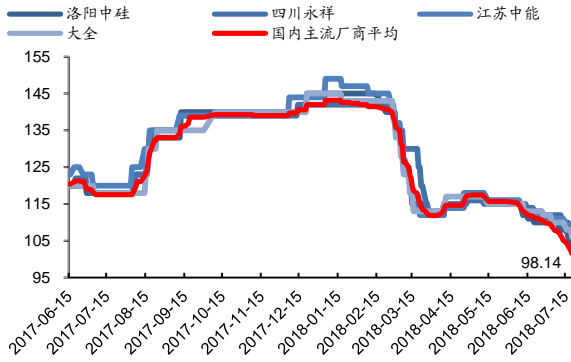
表 4：《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》主要内容

建设规模		发电补贴	
普通光伏电站	暂不安排 2018 年规模	普通标杆电价	每千瓦时统一降低 0.05 元，I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元（含税）
分布式光伏	安排 1000 万千瓦规模，5 月 31 日及以前已建设未纳入国家认可规模管理范围的项目，由地方依法予以支持	“自发自用、余电上网”分布式	全电量度电补贴标准降低 0.05 元，即补贴标准调整为每千瓦时 0.32 元（含税）
光伏扶贫	在各地落实实施条件、严格审核的前提下，及时下达“十三五”第二批光伏扶贫项目计划。	“全额上网”的分布式	按所在资源区光伏电站价格执行
领跑者计划	今年视光伏发电规模控制情况再行研究	村级光伏扶贫电站（0.5 兆瓦及以下）	标杆电价保持不变

资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

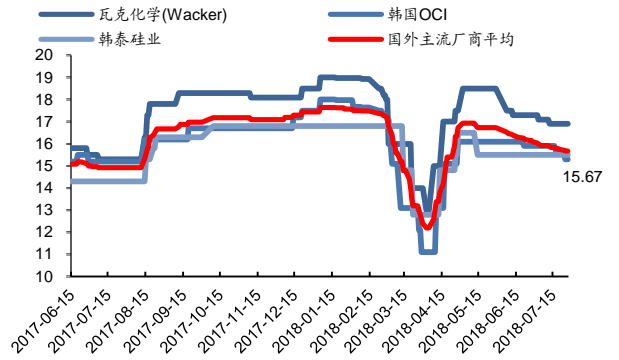
中短期看，政策收紧带来制造端价格快速下探，倒逼行业加速平价。截至 7 月 27 日，硅料环节国内主流厂多晶硅一级硅料平均价格为 98.14 元/kg（含税），较 5 月底涨跌幅为 -15%；硅片环节国内主流厂商多晶硅片出厂价为 2.30 元/片（含税），较 5 月底涨跌幅为 -36%，八寸单晶硅片出厂价 3.19 元/片（含税），较 5 月底涨跌幅为 -27%；电池片环节国内主流厂商 156 多晶硅电池片出厂价为 0.95 元/W（含税），较 5 月底涨跌幅为 -21%，156 单晶硅电池片出厂价 1.06 元/W（含税），较 5 月底涨跌幅为 -20%；组件环节国内晶硅光伏组件现货价为 0.26\$/W，较 5 月底涨跌幅为 -12%。

图 6: 国产原生多晶硅一级料出厂价 (含税, ¥/kg)



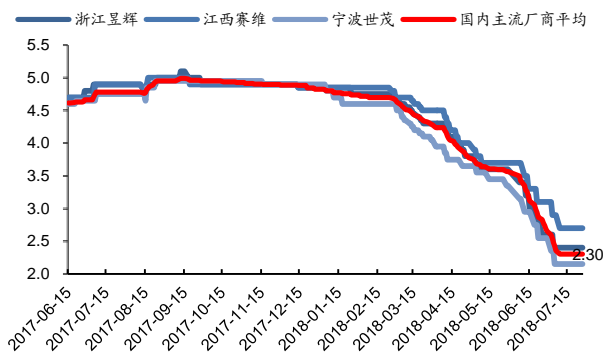
资料来源: Wind、PVNEWS、国信证券经济研究所整理

图 7: 进口原生多晶硅经销价 (不含税, \$/kg)



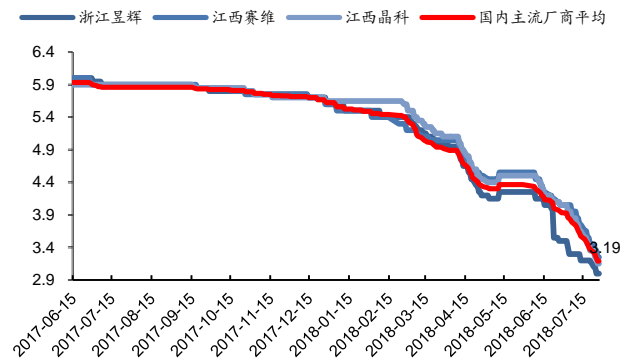
资料来源: Wind、PVNEWS、国信证券经济研究所整理

图 8: 多晶硅片出厂价(A片含税, ¥/片)



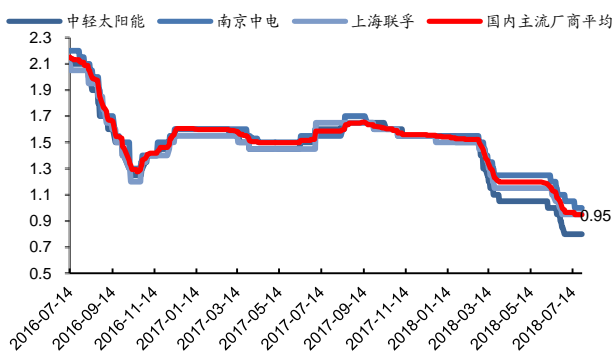
资料来源: Wind、PVNEWS、国信证券经济研究所整理

图 9: 八寸单晶硅片出厂价(A片含税, ¥/片)



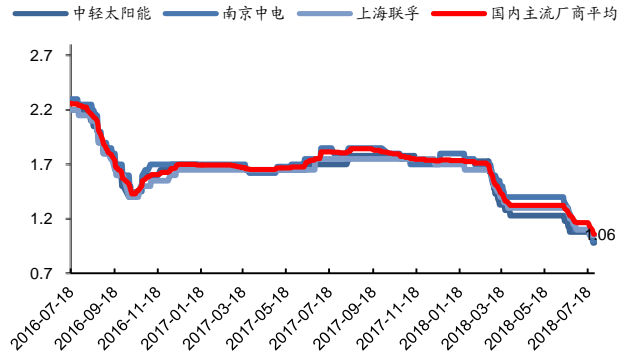
资料来源: Wind、PVNEWS、国信证券经济研究所整理

图 10: 156 多晶硅电池片出厂价 (含税, ¥/W)



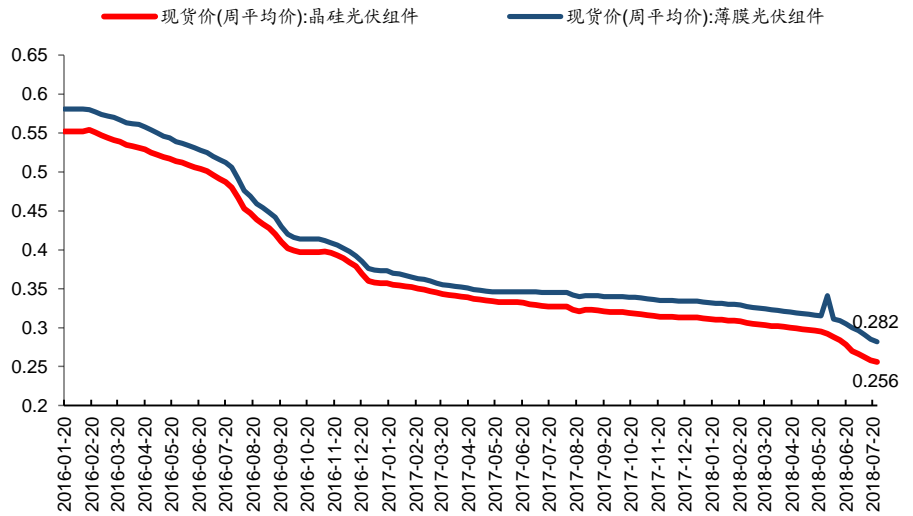
资料来源: Wind、PVNEWS、国信证券经济研究所整理

图 11: 156 单晶硅电池片出厂价 (含税, ¥/W)



资料来源: Wind、PVNEWS、国信证券经济研究所整理

图 12: 国内光伏组件价格一览 (\$/W)



资料来源: Wind、SOLARZOOM, 国信证券经济研究所整理

运营端受益于组件成本下降, 新建光伏电站内部收益率提升明显。531 政策后, 制造端各环节产品价格下降压力增大, 其中硅片、电池片、组件环节出现明显降价, 伴随资金链紧张各环节后期降价压力将进一步加大, 预期 2018、2020 年组件年平均价格分别降到 1.98 元/W 和 0.99 元/W。同时, 考虑到光伏安装商未来存在较大的让利空间, 其他系统费用成本也将逐年降低, 系统投资额逐步往制造端可变成本靠近, 在 2020 年补贴完全退出的严苛预期下, 下游运营端在三类光区仍能保持 6%-25%之间全资金 IRR 收益。

表 5: 光伏发电投资 IRR 变化预期 (0.35 元/度火电标杆电价下测算, 假设 2020 年补贴全部退出, 且均为单面电池条件下)

	2017	2018E	2020E
组件价格 (元/W)	2.24	1.98	0.99
逆变器价格 (元/W)	0.30	0.23	0.16
安装维修价格 (元/W)	0.90	0.80	0.62
其他费用 (元/W)	2.20	1.95	1.51
合计系统投资 (元/W)	5.64	4.96	3.28
集中电站全投资 IRR (%)	I 类 (1400h)	16.3%	18.5%
	II 类 (1200h)	16.6%	19.6%
	III 类 (1000h)	14.4%	17.6%

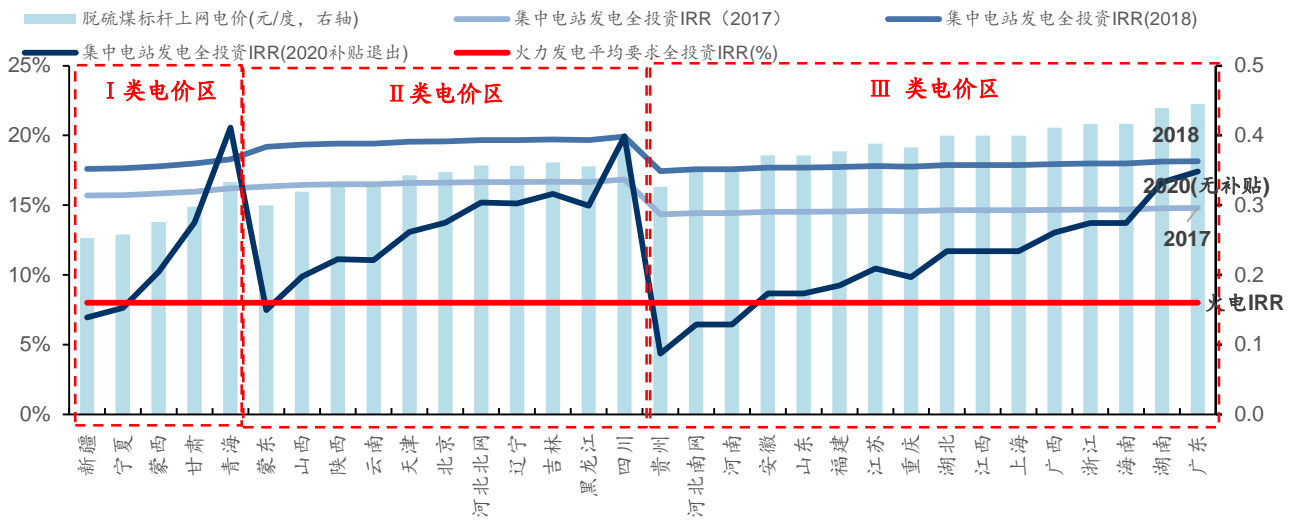
资料来源: 发改委能源研究所、国信证券经济研究所整理

制造端价格快速下探, 倒逼行业加速平价。发电端平价是光伏与其他形式电力之间的对比, 其中煤电发电成本最低, 所以光伏发电端平价可以近似比较的是: 无补贴下, 光伏发电全投资 IRR 等于火电 (脱硫煤电) 期望 IRR。当前, 全国各省区火电上网标杆电价 0.25~0.45 元/KWh, 在 2020 年补贴全部退出、火电标杆价格不变的假设下, 2020 年全国 32 个电力区实现光伏平价的区域达 27 个, 占全部电力区 84%。

考虑到光伏降本增效的快速进步, 以及在主动调整电力结构的国家意志下, 多省燃煤机组标杆上网电价逐年均有不同程度上调, 未来 1-2 年部分省份或出现

光伏发电成本与煤电上网电价的金叉，光伏发电端平价上网或将加快实现。

图 13: 2020 年补贴完全退出的情况下，光伏将走出全投资收益率平价之路



资料来源：发改委能源研究所、Solarzoom、国信证券经济研究所整理
注：柱状为各省火电发电电价，线状为光伏 IRR；不考虑绿证等

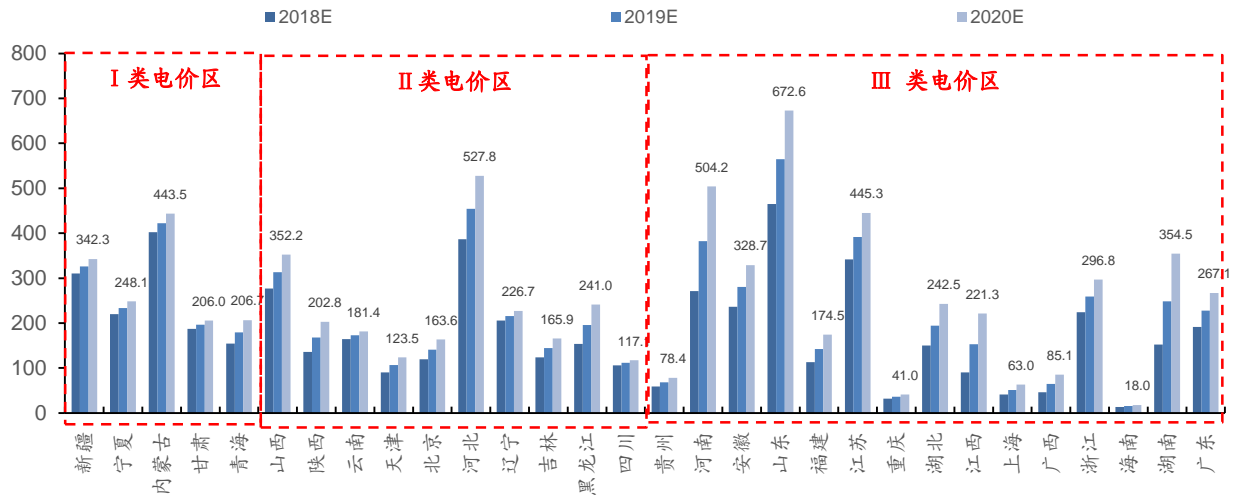
平价之后，光伏将迎来新的拐点。在光伏实现平价上网后，可从需求和供给角度演绎光伏拐点爆发：需求层面，全社会用电增速维持在 6-8% 左右，同时国家加强煤电产能退出(2020 年煤电装机规模力争控制在 11 亿千瓦以内，2017Q3 为 10.8 亿千瓦，十三五期间力争关停 2000 万千瓦)，一方面，国家层面希望电力需求的缺口由不需要补贴的光伏等新能源来弥补，另一方面，主管部门在制定光伏装机规划时将不再考虑可再生能源补贴基金的规模限制；供给层面，光伏项目的投资核心驱动力是 IRR，目前由于没有完全实现发电端平价，光伏项目的补贴拖欠问题将导致实际 IRR 较低，同时造成项目的现金流紧张，一旦平价到来，IRR 将恢复到理论值，投资热情将再次点燃，市场将迎来爆发。

配额制保底最小装机，光伏占电力消费的比例仍低，提升空间巨大

配额制的出台指引了我国未来几年可再生能源的最小装机量，同时也解决了可再生能源发展中的消纳问题。从配额制倒推的装机量分析，我们认为 2018 年的配额指标主要依靠弃风弃光改善+新增装机共同促进达成，而 2020 年的预期目标主要依靠风电和光伏新增装机实现，因此配额制的设定保证了 2020 年前风电光伏装机的下限目标。从解决现有问题的角度分析，目前可再生能源发展主要存在补贴缺口+消纳能力差两大难题，而配额制明确了各省级电网企业负责组织经营区域内的市场主体完成区域可再生能源电力配额指标，对本经营区域完成配额指标进行监测和评估，促进了电网解决可再生能源消纳问题的积极性。

配额制下，至 2020 年保底非水发电量年化复合增长率高达 17%。假设 18 年全社会用电量增速 7%，19、20 年全社会增速 5%，同时 19 年非水配额比为 18、20 年政策比例平均，测算各省份非水发电配额，预计 18-20 年全国合计非水配发电量分别为 5472.9、6470.3、7553.7 亿千瓦时，CAGR 可达 17%。

图 14: 配额制下各省份非水可再生能源最低发电量一览 (亿千瓦时)



资料来源: 能源局、Wind、国信证券经济研究所整理
 注: 原属 II 类区的蒙东合并至内蒙古; 原属于 III 类区的河北南网合并至河北。

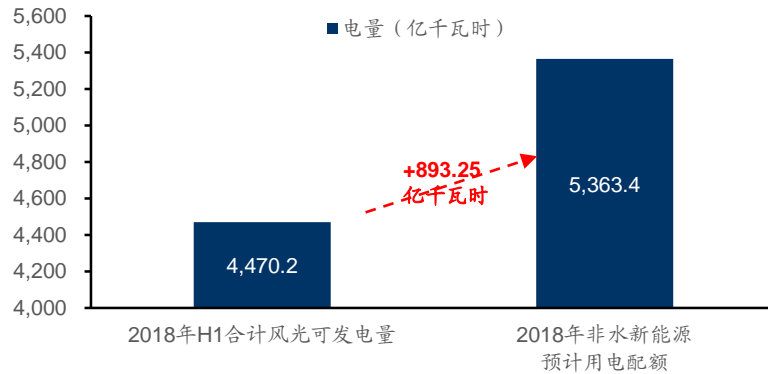
风光仍需多生产 893 亿千瓦时的发电量, 才能满足 2018 年配额制的要求。2018 年 1-3 月, 全国新增风电并网容量 394 万千瓦, 仅占全国累计风电并网容量 2.3%。假设 2018 年上半年风电并网容量未增加, 光伏并网容量只增加 18 年上半年并网的 15GW; 风电、光伏发电时长增长 10%; 弃风率 12%, 弃光率 5%, 满足《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)征求意见稿》中的要求。在以上条件下, 我们判断 2018 年下半年, 除去 2% 的生物质及其他非水可再生发电量, 风光合计至少仍需要并网可发电 893.25 亿千瓦时的装机量, 才能满足配额制要求, 而此增量需限电消纳和新增装机同步增长才能满足 2018 年最低配额要求。

表 6: 2017、2018 年风电、光伏发电量一览

	风电并网容量累计 (亿千瓦)	发电时长	弃风率	风电发电量 (亿千瓦时)	光伏并网容量累计 (亿千瓦)	发电时长	弃光率	光伏发电量 (亿千瓦时)
2017	1.64	1,948.00	13.7%	3,057.00	1.30	909.23	6.2%	1,182.00
2018	1.64	2,142.80	12.0%	3,092.49	1.45	1,000.15	5.0%	1,377.71

资料来源: 能源局、Wind、国信证券经济研究所整理

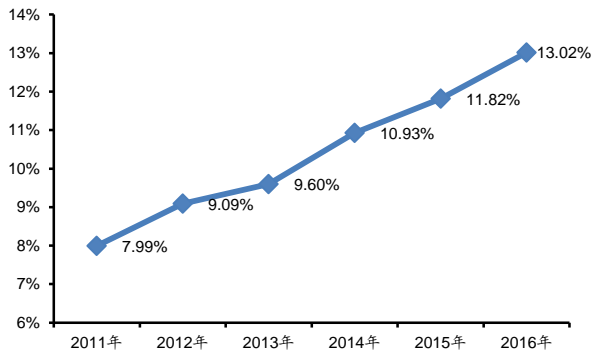
图 15: 风光仍需多生产 893 亿千瓦时, 才能满足 2018 年配额制的要求



资料来源：能源局、Wind、国信证券经济研究所整理

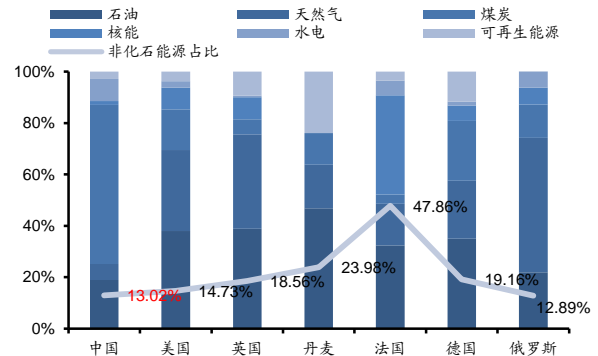
参考发达国家能源结构，我国新能源渗透率有待提高。截至 2016 年底我国一次能源非化石能源占比 13.02%，与世界发达国家相比仍有较大差距。我国非化石能源结构自“十二五”以来持续改善，每年约提高 1%，但横向对比欧美发达国家，除了俄罗斯外其他国家的占比普遍在 15%以上，法国和丹麦更是达到 47.86% 和 23.98%，假设之后几年仍保持相同的提升速度，我们预计我国和发达国家间的差距还需要 2-3 年的时间来追赶。非化石能源中，我国水电占比显著较高，而核电、风电和光伏的占比过低，考虑我国水电趋于平稳，能源结构调整主要依靠风电、光伏，这一差距将更加明显。

图 16: 我国历年一次非化石能源占比变化



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》，国信证券经济研究所整理

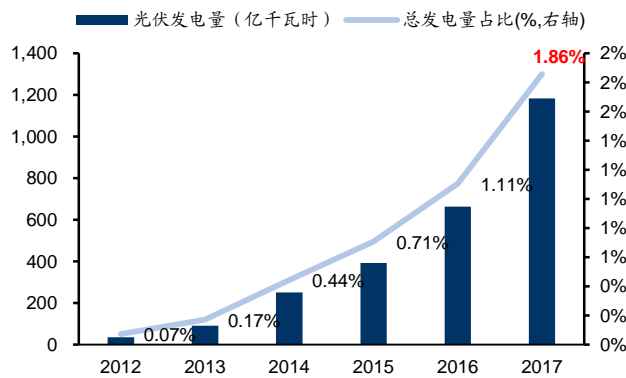
图 17: 2016 年我国能源结构与发达国家能源结构比较



资料来源：《BP 世界能源统计年鉴》，国信证券经济研究所整理

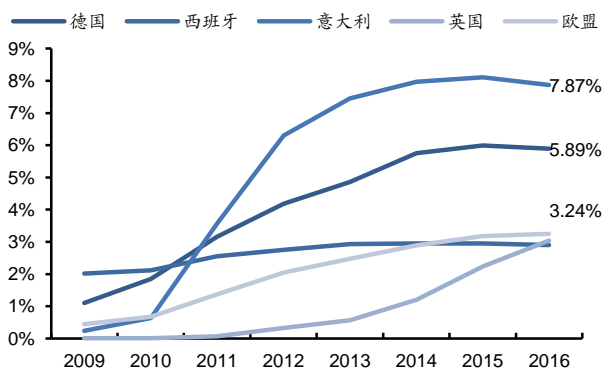
我国光伏发电渗透率提升空间较大。2017 年我国光伏发电新增装机 53.06GW，累计装机达到 130.25GW，而根据 GTM Research 数据显示，2017 年全球光伏新增装机为 99GW，累计装机量约为 400GW；中国在新增装机中的占比超过 50%，累计装机量占比达到 32.5%。但从发电量角度比较，2017 年中国光伏发电占比仅为 1.86%，远低于德国和意大利水平，若以欧盟 2016 年 3.24% 的光伏发电渗透率计算，我国光伏发电的潜在新增市场容量超过 180GW，是目前累计装机容量的 1.4 倍。

图 18: 2012-2017 年我国光伏发电量及渗透率



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图 19: 2009-2016 年欧洲国家光伏发电渗透率



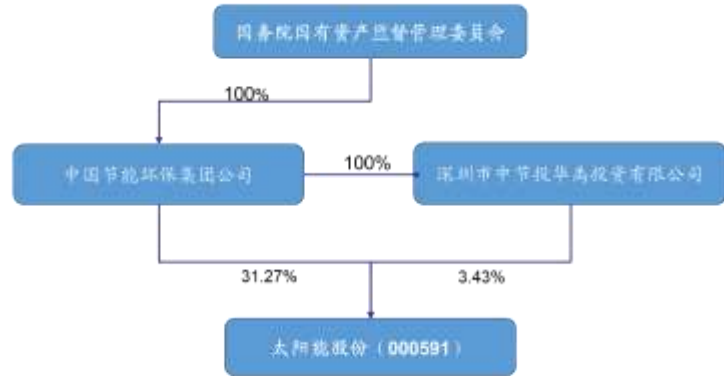
资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

央企光伏运营平台，平台优势显著

公司具有央企品牌优势。公司第一大股东为中节能，合计持有公司 34.7% 股份。

中节能是国资委监管的唯一一家以节能减排、环境保护为主业的中央企业，目前集团拥有 500 余家子公司，其中二级子公司 28 家，上市公司 5 家。而公司为中节能太阳能业务的唯一上市平台，直接享受央企品牌优势。

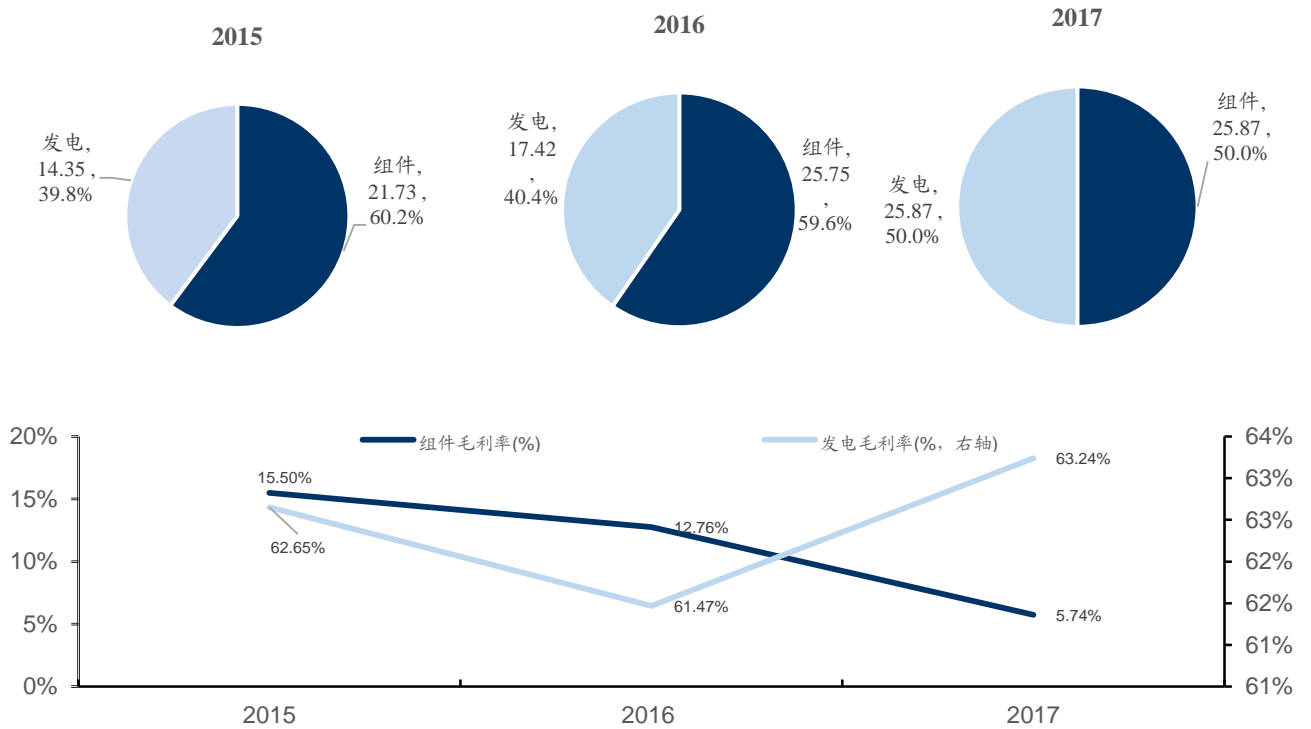
图 20: 中节能为公司第一大股东



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

公司主营业务为光伏发电及组件生产，光伏发电营收占比现已过半。2017 年公司营收 51.74 亿，发电业务占比提高至 50%，同时发电业务毛利占比提高至 92%。2018 年公司中报业绩预告显示，上半年公司实现营收 19.90 亿元，较去年同期减少 13.85%；实现利润总额 4.71 亿元，较去年同期增加 13.51%；实现归母净利润 4.41 亿元，较去年同期增加 12.24%。上半年由于太阳能产品制造板块收入减少，导致公司收入减少，故利润增加的主要原因是公司电站规模增加。

图 21: 发电业务逐步营收占比逐年扩大

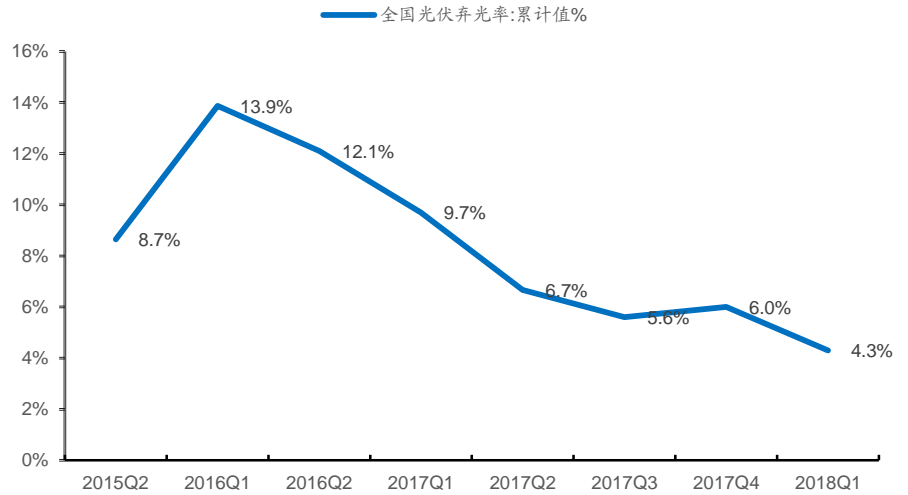


资料来源: WIND、公司公告、国信证券经济研究所整理

限电改善促光伏运营业绩提升显著

弃光率持续下降改善收益率，运营商存量新增均受益。一季度可再生能源发电量达 3442 亿千瓦时，同比增长 14%；可再生能源发电量占全部发电量的 22%。一季度，全国弃光电量 16.2 亿千瓦时，弃光率 4.3%，同比下降 5.4 个百分点。全国一季度弃光持续 2017 年的改善趋势，随着政策对消纳的重视，我们预测弃光率将维持稳步下降的趋势，而根据我们测算，发电小时数每提升 100 小时，普通光伏电站 IRR 就能上升 3.2%-3.5%，对下游运营商存量和新增项目收益率改善效果明显。

图 22: 中国光伏弃光率季度变化



资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

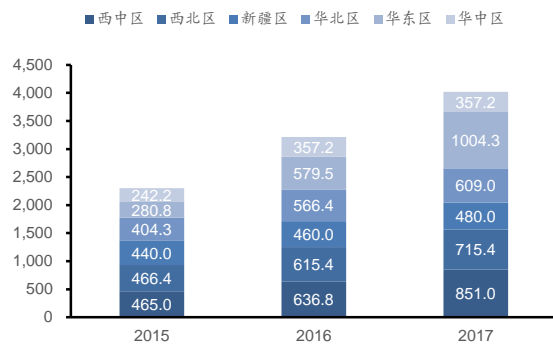
表 7: 利用小时数与电价对光伏电站 IRR 影响

利用小时数	一类资源区电价 (0.5 元/千瓦)	二类资源区电价 (0.6 元/千瓦)	三类资源区电价 (0.7 元/千瓦)
700	-7.79%	-4.21%	-0.83%
800	-5.21%	-1.31%	2.47%
900	-2.77%	1.54%	5.77%
1000	-0.36%	4.38%	9.20%
1100	2.03%	7.30%	12.76%
1200	4.42%	10.33%	16.43%
1300	6.89%	13.48%	20.19%
1400	9.45%	16.72%	23.97%
1500	12.12%	20.07%	27.77%

资料来源: 国信证券经济研究所预测

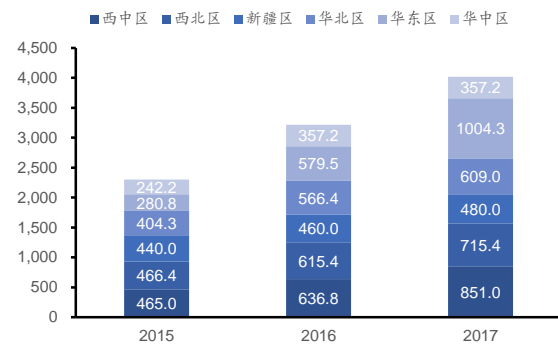
公司装机量逐年走高, 目前累计锁定项目近 17GW。截至 2017 年 12 月 31 日, 公司总装机容量超过 4GW。此外, 利用与地方政府建立的良好合作关系, 公司下属子公司太阳能有限自成立以来, 在光资源较好、上网条件好、收益率好的地区已累计锁定了超过 17GW 的优质太阳能光伏发电的项目规模(目前部分项目已建成投运), 分布在全国十几个省、市、自治区。大规模的优质储备项目为公司的后续快速增长、可持续发展提供了有效的保证。

图 23: 2017 年太阳能光伏累计装机 4.02GW, 同比增长 24.93%



资料来源: 国家能源局, 国信证券经济研究所整理

图 24: 2017 年太阳能发电量 31.13 亿千瓦时, 同比增长 49.66%



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

公司高限电区域发电小时数将大幅受益限电改善。根据西北电监局, 2017 年甘肃、宁夏、新建弃光率分别为 20.8%、6.4%、21.6%。而随着 5 月能源局下发《清洁能源消纳行动计划(2018-2020 年)征求意见稿》逐步落地, 西北区、新疆区弃光率后续将大幅缩减, 同时, 2018 年甘肃、宁夏、新疆三地对应合理发电小时数将达到 1408h、1600h、1552h。而公司西北区、新疆区装机量合计占比达 29.76%, 故受限电影响较大, 其中公司西北区中甘肃地区约装机 350MW, 宁夏地区约装机 350MW。

保守估计下, 2018 年高弃光区限电改善为公司提供 21.7% 业绩弹性。我们根据目前公司高弃光区域限电情况, 分三种情况对公司限电改善带来的业绩弹性进行测算。这里我们假设限电改善带来的收入中 61% 比重可直接转换为净利润, 10% 覆盖费用、税收等。其中, 在保守改善、中性改善、乐观改善情况下, 西北区限电改善将为公司分别带来 21.7%、53.8%、64.5% 业绩弹性增长。

表 8: 弃光限电改善下, 各地区合理发电小时数测算

发电情况		地区与省份	西北区		新疆区
			甘肃	宁夏	新疆
弃光率	2017 年		20.8%	6.4%	21.6%
	2018 年文件要求		15.0%	5.0%	15.0%
	2019 年(线性平均)		10.0%	5.0%	10.0%
	2020 年文件要求		10.0%	5.0%	10.0%
发电小时数	2017 年		1133	1368	1221
	2018 年合理发电小时数		1408	1600	1552
	2019 年合理发电小时数		1831	1520	2017
	2020 年合理发电小时数		1739	1444	1916

资料来源: 能源局、Wind、国信证券经济研究所整理

表 9: 假设装机量不变情况下, 仅受益限电改善, 公司 2018 年业绩增量弹性测算 (三种情况)

发电与收益预测			西北区		新疆区
			甘肃	宁夏	新疆
地区	平均电价水平 (元/KWh)		0.85	0.85	0.90
	2017 年光伏装机量 (MW)		365	350	480
	年发电小时数假设	保守改善	986	1120	1086
		中性改善	1408	1600	1552

		乐观改善	1549	1760	1707
	2017 年公司发电小时数估测		927.26	927.26	910.64
公司	限电改善公司营收 (亿元)	保守改善	3.05	3.32	4.69
		中性改善	4.36	4.75	6.70
		乐观改善	4.79	5.22	7.37
	合计限电改善对公司净利润弹性影响 (亿元)	保守改善			1.76
		中性改善			4.36
		乐观改善			5.23
合计限电改善对公司净利润弹性增长占 2017 年利润比 (%)	保守改善			21.7%	
	中性改善			53.8%	
	乐观改善			64.5%	

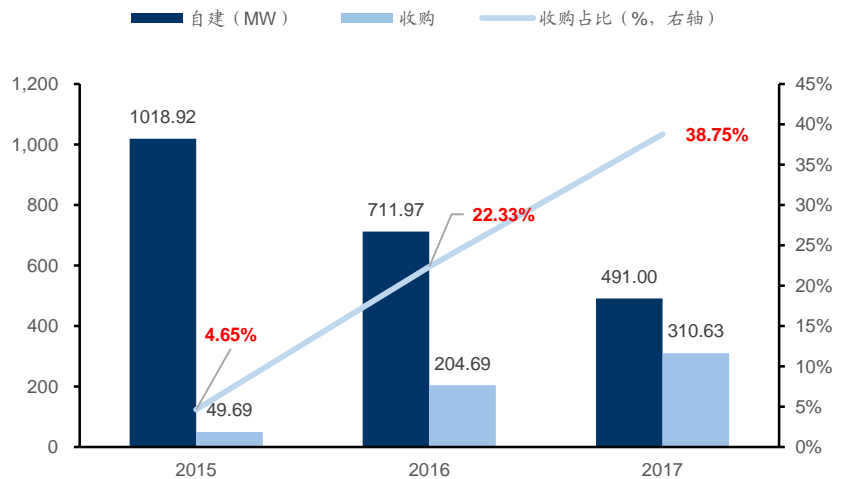
资料来源：能源局、Wind、国信证券经济研究所整理

新增项目储备充裕，融资成本远低于同行

公司项目资源储备充足，为装机容量持续增长提供支撑。公司与地方政府建立了良好合作关系，下属子公司中节能太阳能科技有限公司自成立以来，在光资源较好、上网条件好、收益率好的地区已累计锁定了超过 17GW 的优质太阳能光伏发电的项目规模（目前部分项目已建成投运），分布在全国十几个省、市、自治区。

民营企业资金面压力因补贴加大，利好公司外购。因为补贴没有到位利率上浮，光伏电站民营企业资金面压力持续加大。故除自建以外，公司积极通过收购较为优质的光伏电站拓展电站运营业务，其中以收购方式增加的装机容量占比逐年提升，2015、2016、2017 年分别为 4.65%、22.33%、38.75%。我们判断至 2020 年，在补贴等资金到位情况下，公司积极通过收购及自建方式增加 2GW 光伏装机量。

图 25：2015 和 2016 年我国各省市非水可再生能源消纳比例 (%)

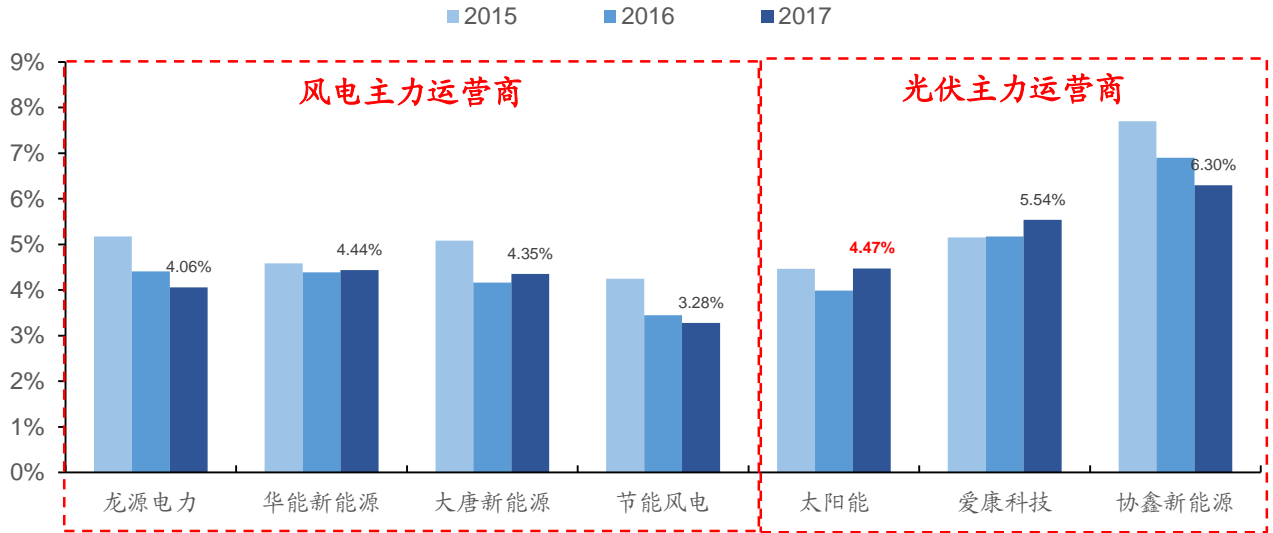


资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

全国光伏运营商中，公司或为融资成本最低标的。相较于风电，光伏电站项目装机体量较小，所需资金较少，外部杠杆率也同步较高。而公司控股股东中节能作为国资委监管的唯一一家以节能减排、环境保护为主业的中央企业，集团融资成本显著低于传统运营商：主力风电运营商中，节能风电（中节能风电板块上市公司）历年平均融资成本显著低于传统运营商；主力较纯光伏运营商中，太阳能明显优于民营光伏运营商，即仅看光伏运营板块，公司或为全国融资成

本最低标的。

表 10: 运营商历年平均融资成本变化 (协鑫新能源数据为新增项目融资成本)



资料来源: WIND、公司公告、国信证券经济研究所整理

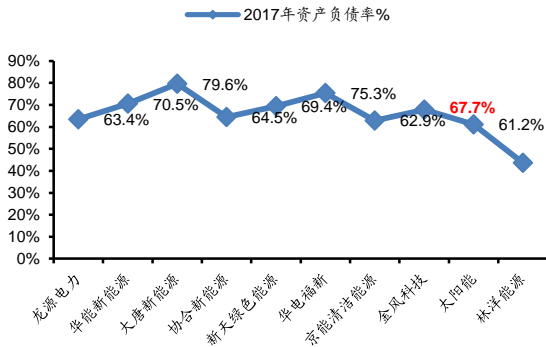
第七批补贴下放提速, 公司财务弹性将得以释放

第七批补贴目录公布, 运营商资金紧张将得缓解。2018年6月15日, 财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录(第七批)的通知》, 将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录。其中, 光伏发电项目容量 21.8GW, 占全部并网发电项目的约 33%, 主要集中在内蒙古、河北、山东等地区; 非自然人分布式光伏发电补贴容量约为 3.2GW。

公司财务杠杆处行业平均水平。新能源运营商财务杠杆来源于两方面: 一方面, 运营商在项目端一般会采用 3:7 或 2:8 的杠杆; 另一方面, 由于补贴拖欠需要用借款维系现金流的原因, 运营商的资产负债率普遍较高。从 2017 年运营商的资产负债率可以看到, 十大运营商的资产负债率均在 60% 以上, 其中大唐新能源的负债率高达 80%。公司资产负债率为 67.7%, 处行业平均水平。

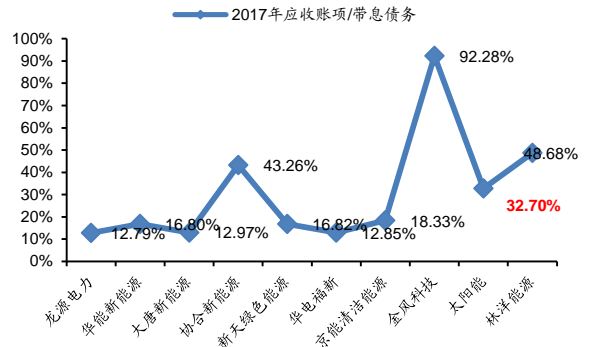
补贴改善降低利息支出, 公司财务杠杆弹性高。对于运营商来说, 项目端的杠杆是轻易不会改变的, 但随着经营效益提升, 现金流自发改善过程中会减少对负债的需求, 进而降低财务杠杆, 从运营财务杠杆来说各大运营商均有较大弹性。运营商的大部分应收账款来源于拖欠的补贴, 我们统计了十大运营商应收款项/带息负债的比例: 林洋能源 (电表部分应收账款比例高) 可达 48.68%、协和新能源 (EPC 业务应收账款高) 43.26%, 公司 (电池及组件业务应收款占比高) 可达 32.70%, 其他公司的比例均在 10%-20% 之间。

图 26: 七大运营商 2017 年资产负债率统计



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

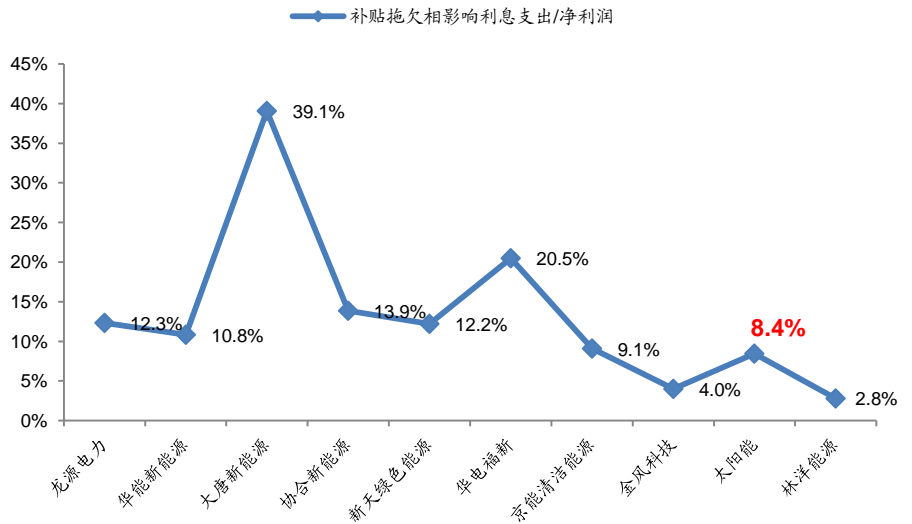
图 27: 七大运营商 2017 年应收款项/带息负债统计



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司的第七批补贴下发带来利息弹性达 8.4%。目前第七批补贴正在公告过程中, 有望于年内下发, 会对运营商的负债率和现金流起到一定改善作用。长期来看, 随着自备电厂电力附加的追缴, 可再生能源发展基金 1000 亿的补贴缺口将会逐步补上。剔除金风科技和协合新能源后, 我们假设太阳能组建电池业务的应收账款占 1/3, 同时按照应收账款/带息债务的比重假设 15%的带息债务来自于补贴拖欠, 测算补贴拖欠带来的利息支出相对于利润的弹性。可以看到大唐新能源的弹性最高达到了 39.1%, 其次为华电福新 20.5%, 而公司作为光伏运营商依然可以达到 8.4%的利息弹性。

图 28: 补贴拖欠相对于利润弹性测算



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

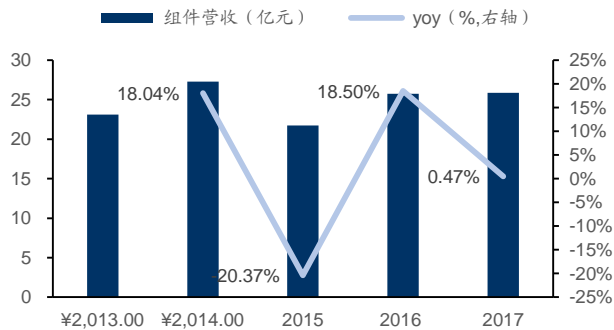
轻资产的组件制造, 小投入、大回报

组件业务轻资产属性明显, 安全边际充分

受产业链平价加速影响, 公司太阳能组件收入和毛利率均出现下滑。2017 年太阳能组件营收为 25.87 亿元, 同比增长 0.74%。在组件产能不变的情况下, 预计 2018 年组件单价出现下滑, 进而导致营收降低, 同时预计组件成本价格降

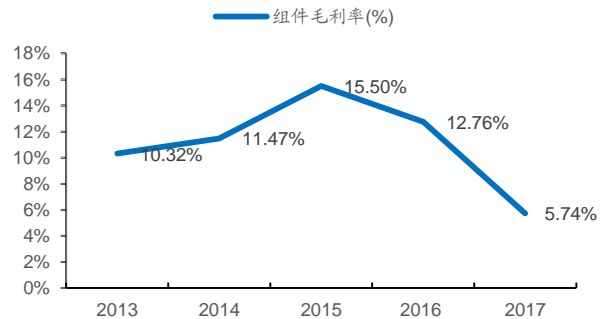
低幅度将小于组件销售价格降低幅度，预计 2018 年公司组件业务毛利将现进一步下滑。

图 29: 公司组件业务营收及其增速



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

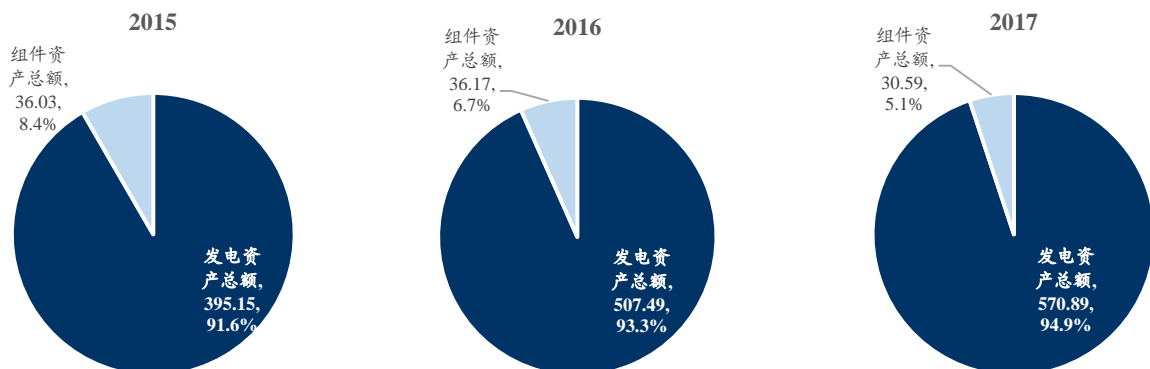
图 30: 公司组件业务历年毛利率水平



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

组件轻资产属性，安全边际较高，组件外售可把握市场节奏。公司组件业务板块集中在子公司镇江组件公司中，目前产能是 1000MW，产能全球排名相对靠后。相较于公司光伏发电资产，组件资产体量较小且逐年递减：公司组件资产占比由 2015 年的 8.4% 降低至 2017 年的 5.1%，安全边际较高。组件全部外售以把握市场节奏，进一步为公司电站业务服务。

表 11: 相对于运营端，组件属轻资产环节（太阳能分业务资产一览，不考虑分部间抵消）



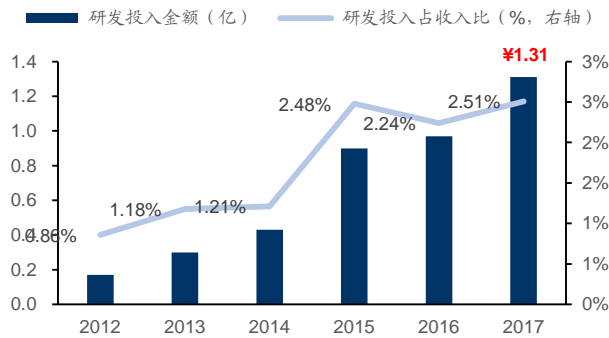
资料来源：WIND、公司公告、国信证券经济研究所整理

向高效低成本产品进发，组件利润有望提升

研发投入确保公司组件业务技术不断进步，为电站业务的开发提供技术支撑。公司自 2012 年以来研发投入金额不断增加，占营业收入比重稳步增长：2017 年，公司研发投入金额为 1.31 亿元，同比增长 35.1%，研发投入占比达到 2.51%；新增研发人员 230 人，同比增长 79%。

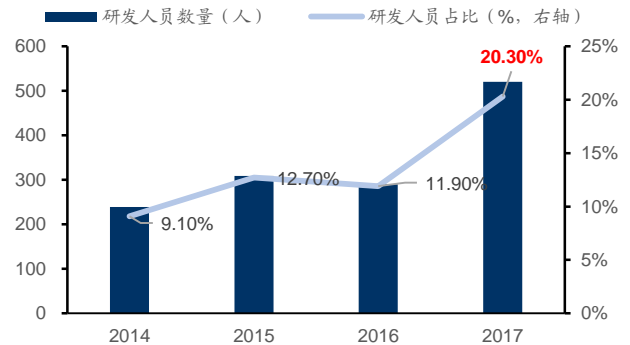
截止 2017 年底，公司已实现实验组最高效率单晶 21.15%/多晶 19.5%，同时对 RIE 黑硅+PERC 技术路线进行开发，实现实验组多晶电池最高光电转换效率 19.78%。公司在组件板块的技术积累使得公司可以更好地把握组件技术参数与市场窗口，为电站业务提供技术支撑，保证在电站投资运营过程中可以选取性价比高的组件产品，进一步提高电站整体建设和运维质量。

图 31: 历年公司研发投入一览



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 32: 历年公司研发投入人员一览



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

财务预测

盈利预测假设基础

公司在太阳能发电领域主要竞争优势体现新增、累计装机量及融资成本领先全行业。拆分公司各业务收入, 至 2020 年太阳能组件价格降幅将大于原材料降幅; 各区新增装机增速按 17%、15%、16%; 各区合理利用小时数提升 10%-20% (西北、新疆 60%限电改善, 后续平滑); 平均电价降幅按 15%、10%、10% (华东 12.5%、10%、10%), 预计公司 2018/2019/2020 年营业收入分别为 57.77/60.48/63.88 亿元, 毛利分别为 10.11/13.43/ 16.56 亿元。

表 12: 太阳能组件业务价基本假设及盈利预测 (单位: 百万)

太阳能组件	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
产量 (MW)	672.79	790.76	928.62	1000.00	1000.00	1000.00
销量 (MW)	677.32	762.58	957.31	1000.00	1000.00	1000.00
销售价格 (元/W)	3.21	3.38	2.70	1.98	1.49	0.99
yoy (%)	-9.9%	5.2%	-19.9%	-26.6%	-25.0%	-33.3%
收入 (百万)	2173.06	2574.64	2587.34	1984.33	1488.24	992.16
原材料成本 (百万)	1591.05	1989.69	2197.19	1815.53	1361.64	907.76
yoy (%)	-18.2%	25.1%	10.4%	-17.4%	-25.0%	-33.3%
原材料平均价格 (元/W)	2.35	2.61	2.30	1.82	1.36	0.91
yoy (%)	-16.1%	11.1%	-12.0%	-20.9%	-25.0%	-33.3%
人工成本 (百万)	120.50	123.00	123.89	125.13	126.38	127.64
yoy (%)	5.7%	2.1%	0.7%	1.0%	1.0%	1.0%
折旧费 (百万)	45.17	45.48	45.49	45.94	46.40	46.86
yoy (%)	1.3%	0.7%	0.0%	1.0%	1.0%	1.0%
其他成本 (百万)	79.54	87.97	72.32	79.95	80.08	77.45
yoy (%)	436.6%	10.6%	-17.8%	10.5%	0.2%	-3.3%
总成本(百万)	1791.09	2200.66	2393.41	2020.60	1568.11	1112.86
yoy (%)	-13.6%	22.9%	8.8%	-15.6%	-22.4%	-29.0%
毛利率 (%)	0.18	0.15	0.07	-0.02	-0.05	-0.12

资料来源: WIND 国信证券经济研究所预测

表 13: 光伏发电业务价基本假设及盈利预测 (单位: 百万)

光伏发电	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
华东区						
装机量 (MW)	280.75	579.48	1004.30	1175.03	1351.29	1567.49
YOY		106.4%	73.3%	17.0%	15.0%	16.0%

平均发电时长 (h)	431.02	890.46	736.21	809.83	890.82	979.90
发电量 (亿千瓦时)	1.57	3.83	5.83	9.52	12.04	15.36
平均电价(元/kwh)	0.79	0.81	1.06	0.93	0.84	0.75
YOY		1.53%	32.05%	-12.50%	-10.00%	-10.00%
收入 (百万)	124.64	308.70	620.52	886.22	1008.96	1158.69
YOY		147.7%	101.0%	42.8%	13.9%	14.8%
毛利率(%)	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%
成本	48.61	120.39	242.00	345.63	393.49	451.89
毛利	76.03	188.31	378.52	540.59	615.47	706.80
西中区						
装机量 (MW)	465.00	636.80	851.00	995.67	1145.02	1328.22
有效发电装机量 (MW)		36.9%	33.6%	17.0%	15.0%	16.0%
平均发电时长 (h)	1106.48	1087.31	881.84	1102.30	1322.76	1455.03
发电量 (亿千瓦时)	5.35	5.99	6.56	10.98	15.15	19.33
平均电价(元/kwh)	0.87	0.83	0.83	0.70	0.63	0.57
YOY		-3.6%	-0.8%	-15.00%	-10.00%	-10.00%
收入 (百万)	463.06	500.04	543.49	772.90	959.94	1102.39
YOY		8.0%	8.7%	42.2%	24.2%	14.8%
毛利率(%)	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%
成本	180.59	195.02	211.96	301.43	374.38	429.93
毛利	282.47	305.02	331.53	471.47	585.56	672.46
华北区						
装机量 (MW)	404.26	566.39	609.00	712.53	819.41	950.52
有效发电装机量 (MW)				17.0%	15.0%	16.0%
平均发电时长 (h)	174.49	558.39	1049.86	1154.85	1270.34	1397.37
发电量 (亿千瓦时)	2.11	2.71	6.17	8.23	10.41	13.28
平均电价(元/kwh)	0.33	1.16	0.81	0.69	0.62	0.56
YOY		246.6%	-30.4%	-15.00%	-10.00%	-10.00%
收入 (百万)	70.54	313.99	497.49	563.96	642.07	737.35
YOY		345.1%	58.4%	13.4%	13.9%	14.8%
毛利率(%)	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%
成本	27.51	122.46	194.02	219.94	250.41	287.57
毛利	43.03	191.53	303.47	344.01	391.66	449.78
西北区						
装机量 (MW)	466.40	615.40	715.40	837.02	962.57	1116.58
有效发电装机量 (MW)				17.0%	15.0%	16.0%
平均发电时长 (h)	934.75	839.34	927.26	1529.98	1835.98	2157.27
发电量 (亿千瓦时)	4.64	4.54	6.17	12.81	17.67	24.09
平均电价(元/kwh)	0.85	0.81	0.76	0.64	0.58	0.52
YOY		-3.8%	-7.1%	-15.00%	-10.00%	-10.00%
收入 (百万)	392.37	369.38	466.41	822.85	1021.98	1253.67
YOY		-5.9%	26.3%	76.4%	24.2%	22.7%
毛利率(%)	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%
成本	153.02	144.06	181.90	320.91	398.57	488.93
毛利	239.35	225.32	284.51	501.94	623.41	764.74

新疆区

装机量 (MW)	440.00	460.00	480.00	561.60	645.84	749.17
有效发电装机量 (MW)				17.0%	15.0%	16.0%
平均发电时长 (h)	542.42	608.89	910.64	1502.55	1803.06	2118.60
发电量 (亿千瓦时)	2.50	2.74	4.28	8.44	11.64	15.87
平均电价(元/kwh)	0.86	0.80	0.75	0.63	0.57	0.51
YOY		-7.2%	-6.4%	-15.00%	-10.00%	-10.00%
收入 (百万)	214.80	218.53	319.35	535.18	664.69	815.38
YOY		1.7%	46.1%	67.6%	24.2%	22.7%
毛利率(%)	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%
成本	83.77	85.23	124.55	208.72	259.23	318.00
毛利	131.03	133.30	194.80	326.46	405.46	497.38

华中区

装机量 (MW)	242.20	357.20	357.20	417.92	480.61	557.51
有效发电装机量 (MW)				17.0%	15.0%	16.0%
平均发电时长 (h)	140.43	330.33	590.71	738.38	886.06	1063.27
发电量 (亿千瓦时)	0.23	0.99	2.11	3.09	4.26	5.93
平均电价(元/kwh)	1.33	0.71	0.81	0.68	0.62	0.55
YOY		-46.9%	13.9%	-15.00%	-10.00%	-10.00%
收入 (百万)	30.61	69.97	169.89	211.19	262.30	328.61
YOY		128.6%	142.8%	24.3%	24.2%	25.3%
毛利率(%)	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%
成本	11.94	27.29	66.26	82.37	102.30	128.16
毛利	18.67	42.68	103.63	128.83	160.01	200.45

资料来源: WIND 国信证券经济研究所预测

我们假设期间费用维持稳定,但随着收入规模的扩大,规模效应有所体现,费用率有缓慢下降的趋势。

表 14: 期间费用基本假设

	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入增长率	-23.55%	19.37%	20.11%	10.99%	4.70%	5.62%
营业成本/营业收入	65.55%	67.14%	65.59%	60.58%	55.33%	50.36%
管理费用/营业收入	4.86%	3.60%	3.18%	5.18%	3.87%	3.43%
销售费用/销售收入	1.07%	0.88%	0.74%	1.07%	0.88%	0.74%
营业税及附加/营业收入	0.47%	0.95%	1.11%	0.84%	0.97%	0.98%
所得税税率	6.38%	6.86%	4.66%	5.97%	5.83%	5.49%
股利分配比率	169.77%	88.43%	92.69%	116.96%	99.36%	103.00%

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

盈利预测结果

根据以上假设,我们得出以下盈利预测结果。

表 15: 盈利预测简要结果

利润表 (百万元)	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入	5205	5777	6048	6388
营业成本	3414	3500	3346	3217
营业税金及附加	58	49	59	62
销售费用	38	62	53	47
管理费用	178	339	274	259
财务费用	672	788	922	1080
投资收益	42	30	30	30
资产减值及公允价值变动	(79)	0	0	0
其他收入	30	0	0	0
营业利润	837	1070	1424	1753
营业外净收支	13	13	13	13
利润总额	850	1083	1437	1766
所得税费用	40	65	84	97
少数股东损益	6	8	10	12
归属于母公司净利润	805	1011	1343	1656

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

风险提示

- 第一， 国内光伏政策利空，分布式、领跑者、光伏扶贫等支持力度普遍下滑
- 第二， 国内光伏补贴退坡超预期，弃光限电率居高不下；
- 第三， 国家经济增速下滑带动下游用电行业不景气；
- 第四， 公司新增装机、发电小时数不及预期。

附表：财务预测与估值

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2017	2018E	2019E	2020E		2017	2018E	2019E	2020E
现金及现金等价物	844	1427	1281	1184	营业收入	5205	5777	6048	6388
应收款项	4691	5187	5521	5775	营业成本	3414	3500	3346	3217
存货净额	155	180	161	121	营业税金及附加	58	49	59	62
其他流动资产	1093	1373	1889	1618	销售费用	38	62	53	47
流动资产合计	6784	8166	8852	8699	管理费用	178	339	274	259
固定资产	22498	24487	26767	29403	财务费用	672	788	922	1080
无形资产及其他	399	360	320	280	投资收益	42	30	30	30
投资性房地产	1866	1866	1866	1866	资产减值及公允价值变动	(79)	0	0	0
长期股权投资	0	(0)	(1)	(1)	其他收入	30	0	0	0
资产总计	31548	34879	37804	40246	营业利润	837	1070	1424	1753
短期借款及交易性金融负债	2546	5011	8740	11921	营业外净收支	13	13	13	13
应付款项	2585	3218	2621	2052	利润总额	850	1083	1437	1766
其他流动负债	616	595	468	416	所得税费用	40	65	84	97
流动负债合计	5747	8824	11829	14388	少数股东损益	6	8	10	12
长期借款及应付债券	12191	12191	12191	12191	归属于母公司净利润	805	1011	1343	1656
其他长期负债	1361	1789	1699	1632	现金流量表				
长期负债合计	13552	13979	13890	13823	净利润	805	930	1149	1325
负债合计	19299	22803	25719	28211	资产减值准备	77	10	8	6
少数股东权益	150	149	149	149	折旧摊销	868	1248	1423	1582
股东权益	12099	11928	11936	11886	公允价值变动损失	79	0	0	0
负债和股东权益总计	31548	34879	37804	40246	财务费用	672	788	922	1080
关键财务与估值指标					营运资本变动	(917)	250	(1635)	(622)
每股收益	0.27	0.34	0.45	0.55	其它	(77)	(12)	(9)	(10)
每股红利	0.25	0.39	0.44	0.57	经营活动现金流	835	2516	1159	2682
每股净资产	4.02	3.97	3.97	3.95	资本开支	(3781)	(3217)	(3699)	(4254)
ROIC	6%	6%	7%	8%	其它投资现金流	0	0	0	0
ROE	7%	8%	11%	14%	投资活动现金流	(3781)	(3216)	(3699)	(4254)
毛利率	34%	39%	45%	50%	权益性融资	0	0	0	0
EBIT Margin	29%	32%	38%	44%	负债净变化	1719	0	0	0
EBITDA Margin	46%	53%	62%	70%	支付股利、利息	(746)	(1182)	(1335)	(1706)
收入增长	20%	11%	5%	6%	其它融资现金流	272	2465	3729	3181
净利润增长率	23%	26%	33%	23%	融资活动现金流	2218	1283	2394	1475
资产负债率	62%	66%	68%	70%	现金净变动	(728)	583	(146)	(97)
息率	6.8%	10.7%	12.1%	15.5%	货币资金的期初余额	1572	844	1427	1281
P/E	13.7	10.9	8.2	6.7	货币资金的期末余额	844	1427	1281	1184
P/B	0.9	0.9	0.9	0.9	企业自由现金流	(2385)	8	(1703)	(579)
EV/EBITDA	12.7	11.0	9.8	8.8	权益自由现金流	(394)	1733	1158	1581

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	买入	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有，仅供我公司客户使用。未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。

证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 18 层
邮编：518001 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 楼
邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032