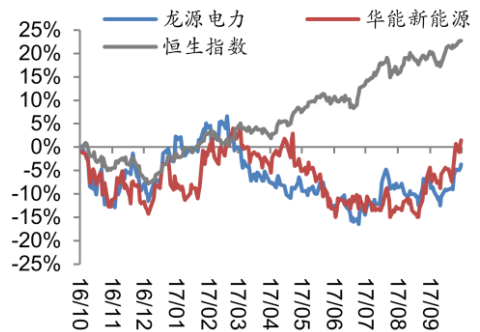


# 资产盈利质量提升，静待政策落地



行业评级 **看好** 中性 看淡 (首次)  
 国家/地区 中国/港股  
 行业 风电  
 报告发布日期 2017年10月19日

## 行业表现



资料来源: WIND

十三五期间，受益于能源改革的深化以及环境保护要求，作为重要的非水可再生能源，风电的弃风限电痼疾将得到显著改善，风电运营商的开工小时数以及现金流状况同步反转，我们预计，2017-2020年行业装机将实现年均+10%的增长，利用小时+3%，因补贴退坡以及市场电风电上网电价每年下降1-2%，主要风电运营商风电售电收入将实现年均10-12%增长，净利润增速15-20%。

## 核心观点

- 2017-2020年，行业进入更为健康、效率更高的成长阶段：
  - 装机：红色预警以及短期盈利前景促使风电装机南移，带来盈利结构性恢复。从政策以及经济性两个角度来看，风电运营商未来两到三年新增装机将向中东部和南方地区倾斜。我们认为，考虑到中东部和南风地区等四类风区相对有限的风电资源及较高的开发难度，我们保守预计，2017-2020年，每年新增风电装机15GW，行业CAGR+10%，未来风电装机投运增速将有所放缓，但资产盈利质量因风机分布结构改善将明显提升。
  - 利用小时持续回升：我们预计2017-2020年期间，风电弃风限电率将逐年稳步回落，全国风电平均利用小时尤其是三北地区风资源丰富地区利用小时将同步恢复，风电场利用率上升，主要来自于两个更强有力的助力：1) 红色预警政策后的地区供需格局改善；2) 跨省跨区交易落实风电消纳。我们预计至2020年，弃风限电率将在5%以下，利用小时达到2000小时以上 (vs 2016年，弃风限电率17%，利用小时1742小时)。
- 风电行业补贴方案由政策强制向绿证等更市场化方向过渡，短期增加了行业新增产能盈利的不确定性，但长期利好行业健康发展。绿证政策的出现是为了填补可再生能源发展基金的缺口，由可再生能源补贴到绿证政策，我们认为这将仅影响风电未来的新增机组，但利好风电资产的现金流改善 (电费收入账期缩短)，政策落地后，行业盈利前景明朗，盈利预期重铸。

## 投资建议与投资标的

- 首次给予风电行业买入评级。至2020年，主要风电运营商利润增速15-21%，股息率2%，2018PE7-9倍，业绩确定，估值具有吸引力。我们首推更受益于三北限电改善的风电运营龙头**龙源电力**，同时也看好自由现金流转正的**华能新能源**。

## 风险提示

- 风电电价下降速度超预期；弃风限电率再次上行。

证券代码	公司名称	股价 HKD	EPS(RMB)			PB			投资评级
			16	17E	18E	16	17E	18E	
0916	龙源电力	6.27	0.42	0.46	0.59	1.0	1.0	0.9	买入
0958	华能新能源	2.78	0.27	0.30	0.34	1.1	1.0	0.9	买入

公司数据，东方证券研究所预测，每股收益使用最新股本全面摊薄计算，港币人民币汇率按1HKD兑0.85RMB。(上表中预测结论均取自最新发布上市公司研究报告，可能未完全反映该上市公司研究报告发布之后发生的股本变化等因素，敬请注意，如有需要可参阅对应上市公司研究报告)

证券分析师 陈舒薇  
 021-63325888\*6071  
 chenshuwei@orientsec.com.cn  
 执业证书编号: S0860517070001

## 核心逻辑

能源局于 2016 年出台定量指标：至 2020 年，非水可再生能源的消纳比例要达到 9% (vs 2016 6%)，这为十三五期间风电发展前景定下基调。我们认为，2017-2020 年，风电装机增速在经历了上一轮的快速扩张后虽有回落，但新增机组盈利质量更优，受累于弃风痼疾的三北地区存量机组盈利水平也在政府各项措施下恢复向上，整体来看，在经历 2015 年风电抢装带来快速上行的弃风限电率之后，行业开始进入更为健康、效率更高的成长阶段。

装机增速放缓，但盈利前景更优：红色预警以及短期盈利前景促使风电装机难移。从政策以及经济性两个角度来看，风电运营商未来两到三年新增装机将向中东部和南方地区倾斜。我们认为，考虑到中东部和南方地区等四类风区相对有限的风电资源及较高的开发难度，**我们保守预计，2017-2020 年，每年新增风电装机 15GW，行业 CAGR+10%，未来风电装机投运增速将有所放缓，但资产盈利质量因风机分布结构改善将明显提升。**

利用小时持续回升：我们认为，风电场利用率上升，主要来自于两个更强有力的助力：1) 红色预警政策后的地区供需格局改善，2) 跨省跨区交易落实风电消纳。**我们预计 2017-2020 年期间，风电弃风限电率将逐年稳步回落，全国风电平均利用小时尤其是三北地区风资源丰富地区利用小时将同步恢复，至 2020 年，弃风限电率将在 5% 以下，利用小时达到 2000 小时以上 (vs 2016 年，弃风限电率 17%，利用小时 1742 小时)。**

## 股价催化因素

弃风限电率超预期大幅度回落；6 个省区红色预警解除；绿证政策落地。

## 投资建议与投资标的

我们给予风电行业买入评级。我们保守预计主要风电运营商 2017-2019 年装机增长 8% (更加关注资产盈利质量而非规模)，考虑补贴退坡以及更多参与市场化电量交易，风电上网电价每年下降 1-2%，风电售电年均收入实现 10-12%，但因为经营杠杆 (利用小时提升，更多开工率高的四类风区项目)，归母净利润复合增长率 15-20%，对应 2018 年业绩主要公司估值 PE7-9 倍，且公司 ROE 随着电厂负荷率上升逐年提升，在可再生能源电价附加款项收回加快的背景下，自由现金流开始转正，我们认为风电行业存在整体估值提升的可能。

推荐标的：我们更看好风电运营龙头且相对更受益于三北地区限电改善的龙源电力，同时也看好自由现金流开始转正且运营效率高的华能新能源。

## 风险提示

1) 风电电价下降速度超预期；2) 弃风限电率再次上行。

## 目录

盈利质量提升.....	4
装机：增速放缓，但盈利前景更优.....	4
利用小时：向好，弃风率稳步回落.....	6
绿证配额制最终落地后，重铸风电盈利预期.....	9
投资建议：优选更受益于三北限电改善的风电运营龙头龙源电力，自由现金流转正的华能新能源.....	10
风险提示.....	14
附录：欧盟排放交易体系（EU-ETS）.....	15

## 图表目录

图 1：陆上风电标杆上网电价历史：四类风区电价下降明显慢于其他风区.....	4
图 2：风电利用小时（2016）：囿于弃风限电因素，风资源最为丰富的一~三类风区利用小时弱于四类风区.....	4
图 3：十三五期间中国风电新增机组分布以及配套特高压路线图.....	5
图 4：2010-2016 年中国新增风电并网装机及平均弃风限电率.....	6
图 5：自由现金流逐年提升.....	10
图 6：资产负债率逐年下降.....	10
图 7：新增装机、利用小时、综合电价：龙源电力 vs 华能新能源.....	17
图 8：风电运营商历史股价变动及大事记.....	17
表 1：风电分资源区项目盈利测算.....	5
表 2：2013-2017H1 重点风电省份弃风限电率：2017H1 弃风率同比下降 7-18%.....	7
表 3：2013-2017H1 重点风电省份利用小时：2017H1 利用小时同比恢复 0-48%.....	7
表 4：2016 年分省非水可再生能源消纳目标进展（部分）：沿海省份消纳目标差距较大.....	8
表 5：十三五期间三北地区跨省跨区外送风电基地规划（含存量项目）.....	8
表 6：蒙东风场对绿证价格的盈利敏感性分析.....	9
表 7：风电运营商选股 score card.....	10
表 8：龙源电力 DCF 敏感性分析.....	12
表 9：华能新能源 DCF 敏感性分析.....	12
表 10：四类风资源区风电项目上网电价敏感性分析.....	14
表 11：四类风资源区风电项目利用小时敏感性分析.....	14
表 12：欧盟排放交易体系（EU-ETS）经过三个阶段不断完善，已经成为一个可行的减排方法 16	

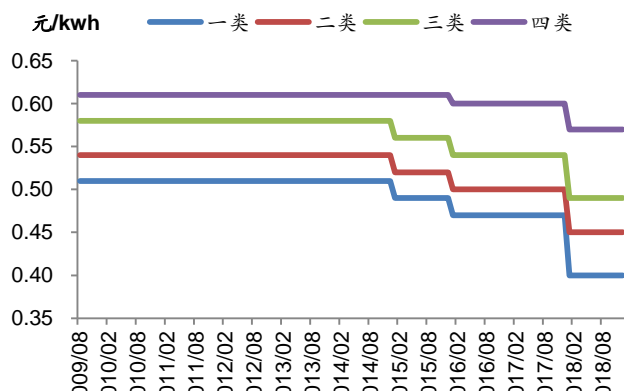
## 盈利质量提升

### 装机：增速放缓，但盈利前景更优

红色预警以及短期盈利前景促使风电装机难移。从政策以及经济性两个角度来看，风电运营商未来两到三年新增装机将向中东部和南方地区倾斜。我们认为，考虑到中东部和南方地区等四类风区相对有限的风电资源及较高的开发难度，我们保守预计，2017-2020年，每年新增风电装机15GW，行业CAGR+10%，未来风电装机投运增速将有所放缓，但资产盈利质量因风机分布结构改善将明显提升。

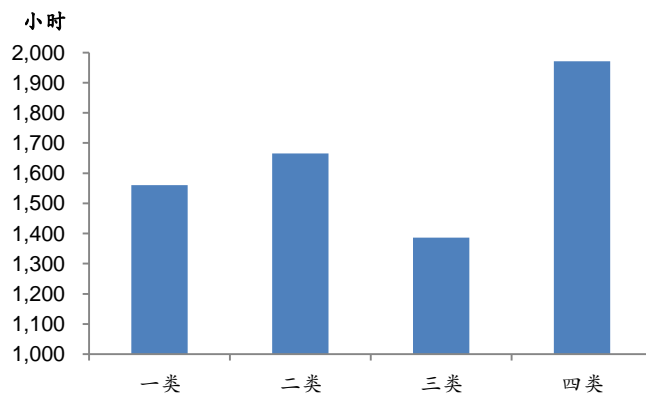
- 1) 红色预警政策：2017年2月，国家能源局发布2017年能源工作指导意见，明确指出严格控制弃风限电严重地区新增并网项目，对弃风率超过20%的省份暂停安排新建风电规模。一周之后，国家能源局发布2017年度风电投资检测预警结果，六个地区（内蒙古、黑龙江、吉林、宁夏、甘肃、新疆）为风电开发建设红色预警区域，即在取消预警前，不得核准建设新的风电项目，并要采取有效措施着力解决弃风问题。
- 2) 短期四类风区经济性显著优于其他风区：四类风区从电价、利用小时两个重要经济运营指标来看，明显好于其他风区，a. 四类风电电价较一~三类风区有10-30%的溢价，且在风电成本下降带来的价格下降路径过程中，也明显慢于其他风区，相较于2009年开始实施分资源区电价政策时的电价水平，目前四类风区电价降6.6%vs一~三类风区降21.6%、16.7%、15.5%；b. 虽然一~三类风区风资源良好，但地方政府过度集中开发风电资源，配套外送项目建设进度落后以及地方自备电厂挤占终端需求，造成弃风限电现象严重，利用小时反而较无限电因素的四类风区少300-600个小时。根据我们的项目测算，在新旧风电电价及目前的利用小时水平下，四类风区项目的内部回报率(IRR)较一~三类风区高出10个百分点以上。长期来看，随着弃风限电现象的改善，一~三类风区的盈利状况会同步恢复，但考虑到外送工程的建设周期以及受电端的消纳能力，在未来两到三年内四类风区的盈利水平仍将大概率优于其他风区。

图1：陆上风电标杆上网电价历史：四类风区电价下降明显慢于其他风区



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

图2：风电利用小时(2016)：囿于弃风限电因素，风资源最为一~三类风区利用小时弱于四类风区



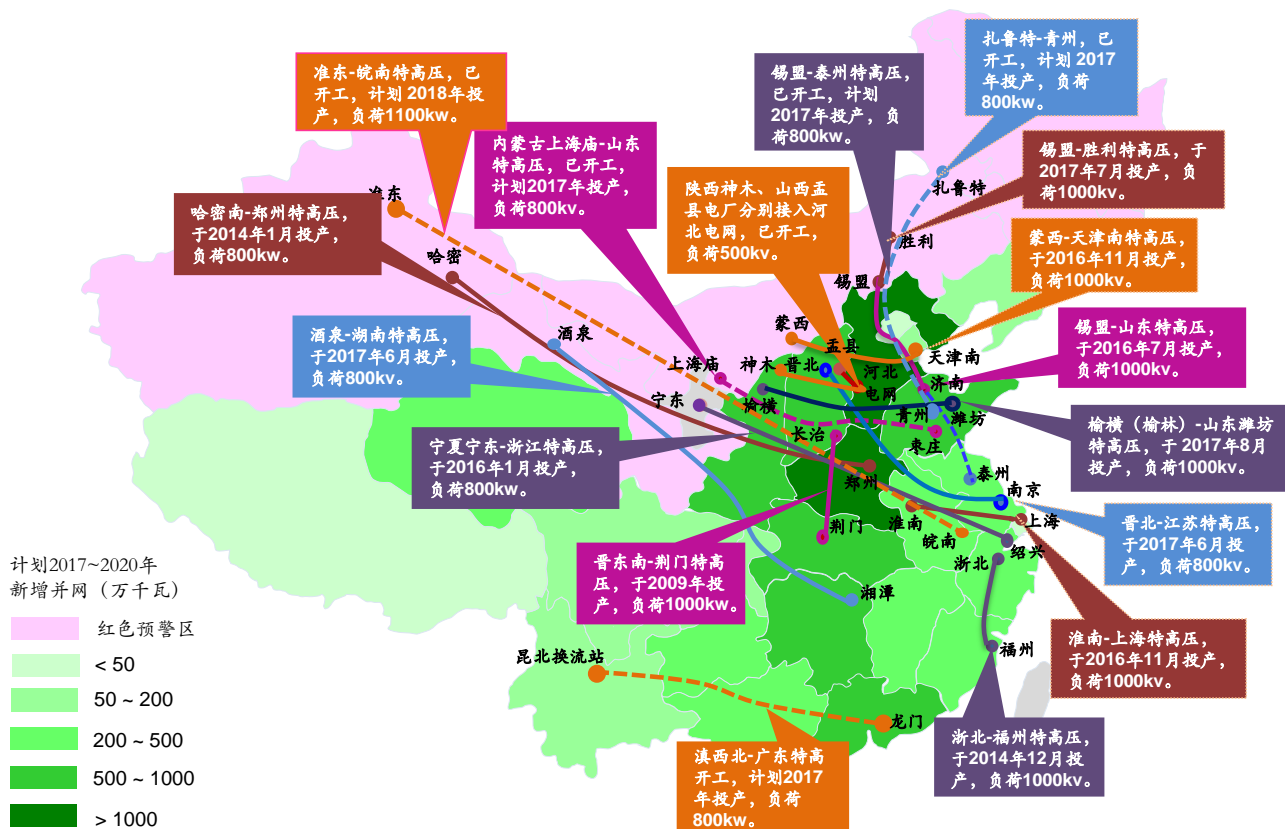
数据来源：国家能源局，东方证券研究所

**表 1：风电分资源区项目盈利测算**

	一类	二类	三类	四类
利用小时	1560	1665	1386	1971
电价 (2017) (元/kwh)	0.47	0.50	0.54	0.60
IRR (2017)	1%	4%	0%	16%
电价 (2018) (元/kwh)	0.40	0.45	0.49	0.57
IRR (2018)	-5%	1%	-3%	14%

注：表中利用小时为 2016 年水平，每类风资源利用小时为各类风资源区内省区利用小时平均数字。

数据来源：国家能源局，东方证券研究所

**图 3：十三五期间中国风电新增机组分布以及配套特高压路线图**


数据来源：国家能源局，东方证券研究所

## 利用小时：向好，弃风率稳步回落

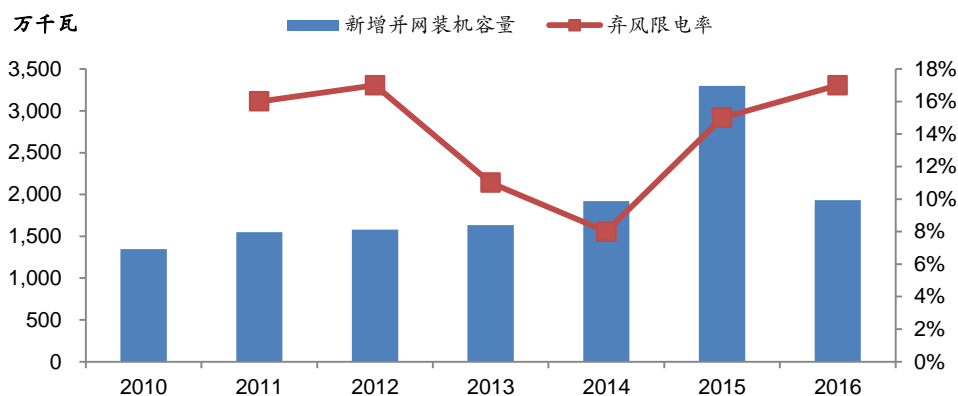
中国自 2015 年风电装机规模快速增长后（当年新增并网 33GW），弃风限电率快速攀升，到 2016 年中开始逐渐好转。弃风最为严重的主要集中在中国三北地区尤其甘肃、新疆和东北三省，不同地区形成原因不同，能源局自 2015 年开始出台一系列有针对性的解决办法：

1) 甘肃：新能源发展过快，甘肃电网最大用电负荷 1250 万千瓦，而新能源装机已接近 2000 万千瓦，自身消纳不了，送出能力又不足；——800kv 的酒泉-湖南特高压直流工程于今年 6 月投运，年送电 400 亿千瓦时，我们预计投产初期可解决 40 亿千瓦时以上（稳定期有望到 80 亿千瓦时以上）的新能源消纳；十三五期间积极推进自西向东贯穿全省的河西—兰州—陇东 750 千伏输电工程建设，继续加强与周边省区 750 千伏联网，加快推进 750/330 千伏电磁环网解环运行。

2) 新疆：高耗能自备电厂挤占消纳空间，根据国家电网 2016 年数据，新疆自备电厂装机容量居全国第一，发电量占新疆电网用电量的 60%以上，新能源消纳不到 10%；——2016 年 4 月《新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则》，通过新能源替代自备电厂的调峰，实质性提高新能源发电量；2017 年 5 月《关于开展燃煤自备电厂规范建设及运行专项督查的通知》，开展燃煤自备电厂规范建设及运行专项督查。

3) 东北：采暖期、大风期重合，东北地区火电机组中，供热机组占比高，根据吉林能源局数据，吉林供热机组比例达到 74%，冬季采暖季，保供热和新能源消纳的矛盾突出，2016 年 75% 的弃风发生在供暖期；——2015 年 6 月《国家能源局综合司关于开展风电清洁供暖工作的通知》，缓解北方地区冬季供暖期电力负荷低谷时段风电并网运行困难；2017 年 9 月《关于北方地区清洁供暖价格政策的意见》，推进北方地区冬季清洁取暖。

图 4：2010-2016 年中国新增风电并网装机及平均弃风限电率



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

我们预计 2017-2020 年期间，风电弃风限电率将逐年稳步回落，全国风电平均利用小时尤其是三北地区风资源丰富地区利用小时将同步恢复，至 2020 年，弃风限电率将在 5% 以下，利用小时达到 2000 小时以上（vs 2016 年，弃风限电率 17%，利用小时 1742 小时）。风电场利用率上升，除了以上列举的针对性政策，主要来自于两个更强有力的助力：

1) 红色预警政策后的地区供需格局改善：红色预警政策后，弃风限电最为严重的三北地区新增风电项目审批暂停，新疆、内蒙古、甘肃、宁夏、吉林、黑龙江等红色预警地区新增装机占全国新增装机比例由 2015 年的 62% 快速降至 2017 年中的 12%，2017 年中的弃风限电率自 2016 年中快速回落 7 到 18 个百分点，利用小时同比恢复 0-48%。

**表 2：2013-2017H1 重点风电省份弃风限电率：2017H1 弃风率同比下降 7-18%**

	2013	2014H1	2014	2015H1	2015	2016H1	2016	2017H1	2017H1 同比变化
全国平均	11%	9%	8%	15%	15%	21%	17%	14%	-7%
甘肃	21%	6%	11%	31%	39%	47%	43%	36%	-11%
新疆	5%	17%	15%	29%	32%	45%	38%	32%	-13%
吉林	22%	20%	15%	43%	32%	39%	30%	24%	-15%
内蒙古	15%	12%	9%	18%	18%	30%	21%	16%	-14%
黑龙江	15%	16%	12%	23%	21%	23%	19%	16%	-7%
宁夏	1%	0%	0%	3%	13%	22%	13%	4%	-18%

数据来源：国家能源局，东方证券研究所

**表 3：2013-2017H1 重点风电省份利用小时：2017H1 利用小时同比恢复 0-48%**

	2013	2014H1	2014	2015H1	2015	2016H1	2016	2017H1	2017H1 同比
全国平均	2,074	979	1,893	993	1728	917	1,742	984	7%
甘肃	1,806	884	1,596	699	1184	590	1,088	681	15%
新疆	2,582	1,059	2,094	895	1571	578	1,290	854	48%
吉林	1,660	727	1,501	760	1430	677	1,333	853	26%
内蒙古	2,099	948	2,002	1,057	1865	1,024	1,830	1,023	0%
黑龙江	1,951	832	1,753	889	1520	836	1,666	925	11%
宁夏	2,084	928	1,973	1,037	1614	687	1,553	804	17%

数据来源：国家能源局，东方证券研究所

2) 跨省跨区交易落实风电消纳：中国风电开发主要集中在三北和沿海地区的千万千瓦级风电基地，并积极开发东中部分散风电场和近海风电。但是，由于三北地区远离电力负荷中心，且中国电源结构以煤电为主(且含大量供热机组)，调节性电源和需求侧响应资源缺乏，电力系统平衡调度范围小，电网规划与建设进程与风电不协调，使得三北地区当地消纳能力、调峰能力和输电通道容量不足成为风电大规模发展的主要障碍。十三五期间，确立了西电东送特高压项目作为跨省跨区输电通道，统筹优化风、光、火等各类电源配置方案，有效扩大三北地区风电开发规模和消纳市场。写入风电十三五规划中的 9 条风电外送特高压线路，将解决 4000 万千瓦风电机组（含存量项目）的消纳问题，截止 2017 年中，这 9 条特高压线路起始地区风电装机为 7440 万千瓦。另一方面，发改委也开始严格监督各省非水可再生能源消纳的工作进度，今年 4 月，能源局发布了 2016 年度全国可再生能源电力发展监督测评的通报，明确了各省的非水可再生能源消纳工作目标及进度，确保 2020 年全国非水可再生能源消纳比重目标 9% 的达成。

**表 4：2016 年分省非水可再生能源消纳目标进展（部分）：沿海省份消纳目标差距较大**

省（区、市）	非水电可再生能源电力消纳量（亿千瓦时）	非水电可再生能源电力消纳比重	2020 年非水电可再生能源电力消纳比重目标	实现 2020 年目标进展情况
陕西	50	4%	10%	-6.2
海南	13	5%	10%	-5.5
广东	104	2%	7%	-5.1
山东	302	6%	10%	-4.4
辽宁	175	9%	13%	-4.4
广西	18	1%	5%	-3.7
重庆	15	2%	5%	-3.4
浙江	138	4%	7%	-3.4
福建	74	4%	7%	-3.3
上海	30	2%	5%	-3

注：高亮部分省份为具备条件超额完成 2020 年非水可再生能源消纳目标的地区。

数据来源：国家能源局，东方证券研究所

**表 5：十三五期间三北地区跨省跨区外送风电基地规划（含存量项目）**

起点	终点	计划投运时间	状态	竣工时间	负荷	配套风电基地规划
宁夏宁东*	浙江	2016 年	竣工投产	2016 年 6 月	800kv 直流	宁夏风电基地
内蒙古锡盟*	山东	2016 年	竣工投产	2016 年 7 月	1000kv 交流	锡盟南部风电基地
内蒙古蒙西*	天津南	2016 年	竣工投产	2016 年 11 月	1000kv 交流	蒙西-天津南特高压外送风电基地
山西晋北*	江苏	2017 年	竣工投产	2017 年 6 月	800kv 直流	晋北风电基地
酒泉*	湖南	2017 年	竣工投产	2017 年 6 月	800kv 直流	酒泉风电基地二期
陕北榆横（榆林）	山东潍坊	2017 年	竣工投产	2017 年 8 月	1000kv 交流	国网定边繁食沟一期、陕西华电高家堡风电、鲁能二期烟墩山风电等
内蒙古上海庙*	山东	2017 年	已开工		800kv 直流	上海庙风电基地
内蒙古锡盟*	江苏泰州	2017 年	已开工		800kv 直流	锡盟风电基地
扎鲁特*	山东青州	2017 年	已开工		800kv 直流	吉林风电基地
山西盂县电厂	河北	2017 年	已开工		500kv 交流	中广核山西盂县风电项目
陕北神木	河北	2017 年	已开工		500kv 交流	中国能建广东火电下属力特公司神木三期风电项目、陕西华电高家堡风电场等
准东*	安徽皖南	2018 年	已开工		1100kv 直流	准东风电基地
雅安	武汉	——	——		1000kv 交流	汉源县清溪风电项目
蒙西	长沙	——	——		1000kv 交流	蒙西风电基地
锡盟	赣州	——	待审批		1000kv 交流	锡盟风电基地

注：标注星号的特高压线路为写进风电十三五规划中的重点线路

数据来源：国家能源局，东方证券研究所



## 绿证配额制最终落地后，重铸风电盈利预期

2017年2月，国家发改委、财政部、国家能源局三部委发布试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知，自**2018年起**适时启动可再生能源电力**配额考核**和绿色电力证书**强约束交易**，自**2017年7月1日**起正式开展**自愿认购**工作，认购价格按照**不高于证书对应电量的可再生能源电价附加资金补贴金额**由买卖双方自行协商或者通过竞价确定认购价格。

绿证政策的出现是为了填补可再生能源发展基金的缺口。风电因为相对较高的发电成本，上网电价较煤电、水电高，高出当地脱硫燃煤机组标杆上网电价部分通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。近年来风电装机的快速增长以及可再生能源电价附加征收拖欠（大部分来自自备电厂），可再生能源发展基金缺口扩大，绿证政策成为现实可行的解决方案。

**由可再生能源补贴到绿证政策，我们认为短期将带来新增机组盈利不确定性，但利好存量风电资产的营运现金流改善。**

- 1) **极端绿证价格下，风场仍有正利润**：绿证政策将主要影响2018年后新投运机组的电价水平，我们对于绿证实施后的风电机组盈利水平进行情景分析，目前自愿认购阶段，绿证价格大多为补贴价格或较补贴价格有小幅折让，我们预计进入强制约束交易期后，绿证价格或有下降，我们以内蒙古（蒙东）风电项目为例，按照0%，80%，60%，40%，20%，100%的补贴价格折让对应的绿证价格，进行风场ROE的情景分析：即使在绿证价格为0的极端假设下，风场ROE仍为正，在绿证价格较原补贴出现20%的价格折让假设下，风场ROE仍大于10%。

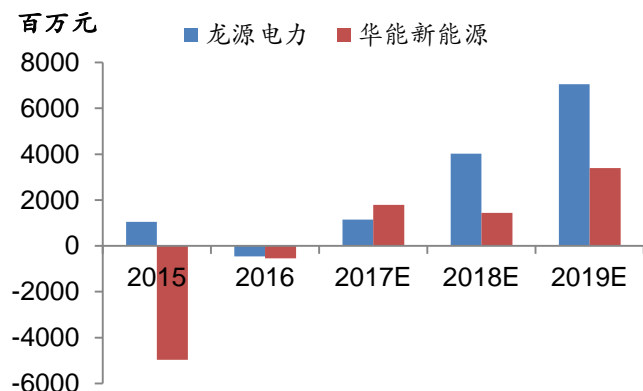
**表 6：蒙东风场对绿证价格的盈利敏感性分析**

ROE	绿证价格（元/Mwh）						
	0	29.3	58.6	87.9	117.2	146.5	
利用小时	1900	3%	5%	7%	9%	10%	12%
	2000	4%	6%	8%	10%	12%	13%
	2100	5%	7%	9%	11%	13%	14%
	2200	6%	8%	10%	12%	14%	16%
	2300	7%	9%	11%	13%	15%	17%

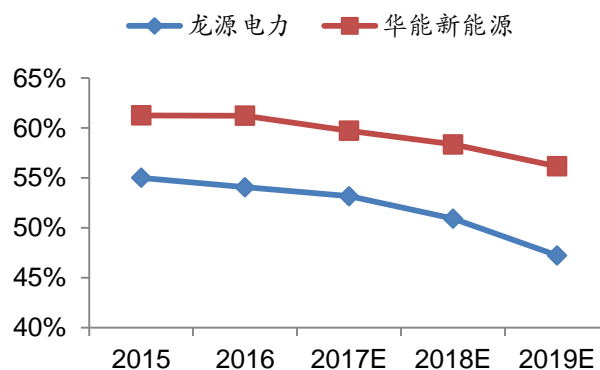
注：蒙东风电保障利用小时为1900小时；2018年新风场补贴电价为146.5元/Mwh（=450-303.5）。

数据来源：东方证券研究所

- 2) **历史补贴欠款清理提速，风电运营商现金流改善可期**：与绿证政策出台的同时，国家发改委、财政部、国家能源局三部委出台了关于开展可再生能源电价附加补助资金清算工作的通知，针对进入第一批至第六批可再生能源电价附加资金补助目录的风电项目，加速历史拖欠补贴资金的发放到位，我们认为这将极大改善风电运营商的营运现金流水平，有利于降低目前偏高的财务杠杆。

**图 5：自由现金流逐年提升**


数据来源：公司年报，东方证券研究所

**图 6：资产负债率逐年下降**


数据来源：公司年报，东方证券研究所

## 投资建议：优选更受益于三北限电改善的风电运营龙头

### 龙源电力，自由现金流转正的华能新能源

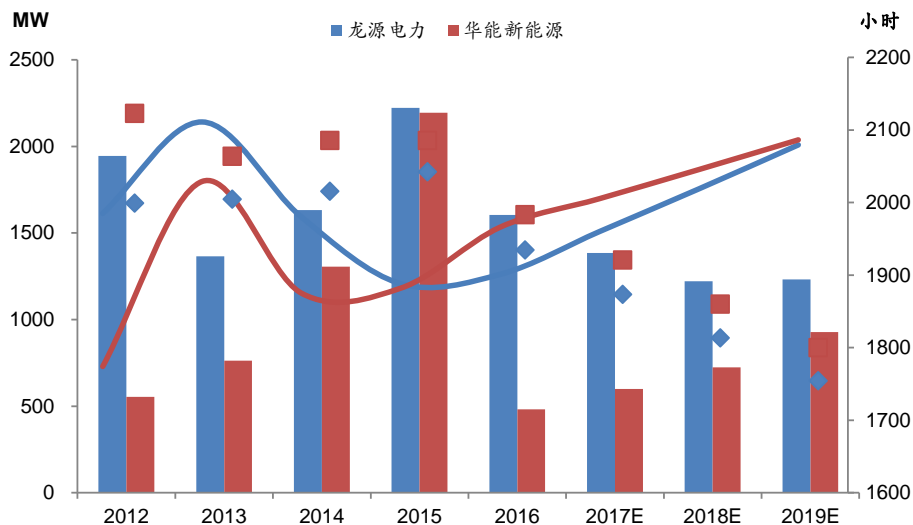
我们预计，2017-2020 年，随着三北地区弃风限电改善以及跨省跨区交易落实风电消纳，三北地区有望解除红色预警并重启风电装机，风电场利用小时确定稳步回升，我们预计中国年增装机 +15GW（即年增+10%），年均提升 50-60 个利用小时（即年增 3%），考虑风电电价因 1) 交易电量占比提升，2) 发改委因装机成本不断下降阶段性下调风电并网电价，每年下降 1~2%，风电运营商 2017-2019E 营业收入仍将实现 10~12%的年均复合增长，净利润 15~20%，我们更看好风电运营龙头且相对更受益于三北地区限电改善的龙源电力，同时也看好自由现金流开始转正且运营效率高的华能新能源。

**表 7：风电运营商选股 score card**

	龙源电力	华能新能源
装机增速	√√√	√√√
装机全国布局	√√√	√√
市场交易电量占比	√√√	√√
红色预警区装机占比	√√√	√√
自由现金流	√√√	√√
管理能力	√√	√√√
分红比例	√√	√
兼并收购	√√	√
综合打分	21	16

数据来源：公司年报，东方证券研究所

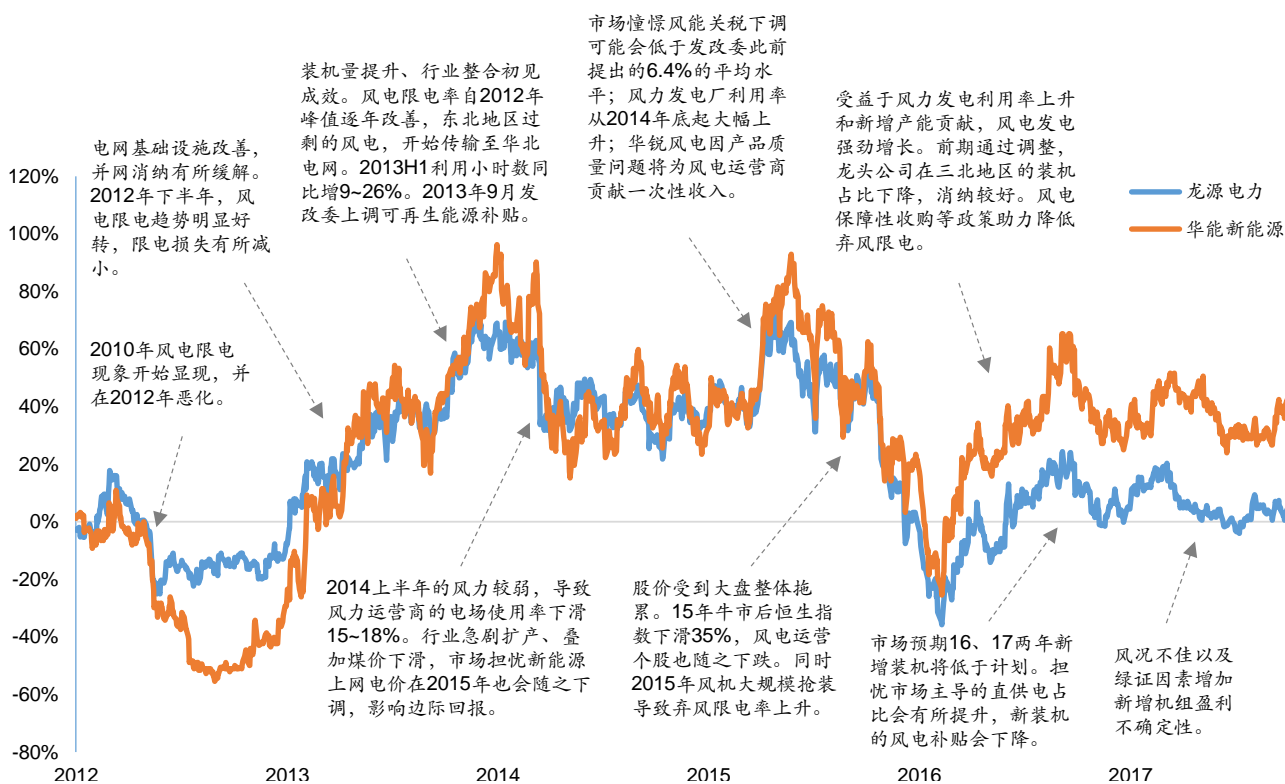
**图 7：新增装机、利用小时、综合电价：龙源电力 vs 华能新能源**



注：柱状图为新增装机规模（左），线状图为利用小时（右），点状图为综合电价变动趋势

数据来源：公司年报，东方证券研究所

**图 8：风电运营商历史股价变动及大事记**



数据来源：Bloomberg，东方证券研究所

关于估值，虽然风电运营商新投产机组电价补贴政策有不确定性，但存量风场盈利水平及现金流的可预测性强，且新增机组占比低，因而我们采用 DCF 法来确定推荐公司的目标股价：龙源电力目标价 9.48 港币，对应 2018 年 PE13.7 倍，2018 年 PB1.1 倍，目前股价空间 51%，首次给予买入评级；华能新能源目标价 3.92 港币，对应 2018 年 PE9.8 倍，2018 年 PB1.2 倍，目前股价空间 41%，首次给予买入评级。

**表 8：龙源电力 DCF 敏感性分析**

		WACC						
		7.5%	8.5%	9.5%	10.5%	11.5%	12.5%	13.5%
永续增长率	0%	21.98	16.16	11.78	8.40	5.74	3.62	1.89
	1%	23.84	17.31	12.51	8.88	6.07	3.84	2.04
	2%	26.38	18.81	13.45	<b>9.48</b>	6.46	4.10	2.23
	3%	30.04	20.86	14.66	10.24	6.95	4.42	2.44
	4%	35.79	23.82	16.32	11.22	7.56	4.82	2.70

数据来源：东方证券研究所

**表 9：华能新能源 DCF 敏感性分析**

		WACC						
		7.5%	8.5%	9.5%	10.5%	11.5%	12.5%	13.5%
永续增长率	0%	10.79	7.51	5.08	3.25	1.84	0.74	-0.13
	1%	11.95	8.22	5.54	3.55	2.05	0.88	-0.04
	2%	13.53	9.16	6.12	<b>3.92</b>	2.29	1.04	0.07
	3%	15.82	10.44	6.88	4.39	2.59	1.24	0.21
	4%	19.45	12.29	7.91	5.01	2.97	1.49	0.37

数据来源：东方证券研究所

图 9：龙源电力 PE Band



数据来源：Bloomberg，东方证券研究所

图 10：龙源电力 PB Band



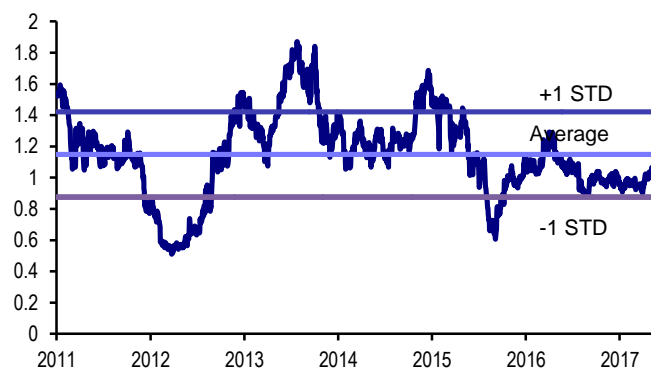
数据来源：Bloomberg，东方证券研究所

图 11：华能新能源 PE Band



数据来源：Bloomberg，东方证券研究所

图 12：华能新能源 PB Band



数据来源：Bloomberg，东方证券研究所

## 风险提示

- 1) 风电电价下降速度超预期：随着风机造价以及运营水平的不断提升，风场的发电成本呈现逐年下降的态势，这也为《能源发展“十三五”规划》及《可再生能源发展“十三五”规划》中提到的 2020 年风电实现并网侧平价上网打下成本基础，但在风电电价下降（主要由电价补贴退坡或者大规模参与市场交易电量引起）过程中，市场一直存有补贴退坡节奏快于实际成本下降或者为争取更多发电小时数而大比例参与交易电市场的担忧，我们以四类风区的风电项目（新增机组，补贴退坡不影响已投运机组）为例，对风电电价对于项目盈利水平进行敏感性分析，发现：极端情况下，电价下降 0.15 元/kwh（即 0.45 元/kwh 的上网电价，与大部分沿海城市火电电价持平，实现风电的上网平价），在现行利用小时水平下，四类风区的风电项目 ROE 为 12%，我们认为盈利水平在一般公用事业项目中为可接受水平。

**表 10：四类风资源区风电项目上网电价敏感性分析**

ROE	-0.15	-0.10	-0.05	-0.02	0
现行利用小时（1971 小时）	12%	15%	17%	19%	20%

注：第一行为综合电价下降幅度，单位为元/kwh。

数据来源：东方证券研究所

- 2) 弃风限电率再次上行：虽然自今年 2 月发改委出台 6 个省区红色预警文件后，弃风限电已有明显好转，部分投资者仍担心弃风限电的反复（如 2010 年开始出现弃风，2011-2013 年限电率严重，2014 年回落，但 2015 年抢装后又出现新一轮限电周期），我们认为在目前严格执行风电建设预警机制政策的背景下，可能性不大，但若目前新增机组集中投产的四类风区，未来出现限电（但我们认为多余电量更有可能是折价参与市场电交易而非直接弃风），则可能会影响现有机组盈利水平，我们仍以四类风区的风电项目为例，在现行电价水平下，

**表 11：四类风资源区风电项目利用小时敏感性分析**

ROE	-400	-300	-200	-100	0
现行上网电价（0.6 元/kwh）	14%	15%	17%	18%	20%

注：第一行为平均利用小时下降小时数。

数据来源：东方证券研究所

## 附录：欧盟排放交易体系（EU-ETS）

欧盟排放交易体系（EU-ETS）是全球第一个、也是最大的碳排放交易市场。自 2005 年运行以来，经历了三个阶段的试验和探索，积累的数据和架构为我国利用市场化手段降低温室气体排放提供了一个具有借鉴意义的范本。

欧盟排放交易体系经过三个阶段的完善，已成为切实有效的减排方法

欧盟排放交易体系采取排放总量控制和配额交易（Cap and Trade）的原则。依据科斯的产权理论明确界定碳排放产权，通过企业、国家等经济主体之间的交易行为解决碳排放的外部性问题。借助市场化手段对“碳价格”合理定价，进而实现最低成本减少排放，鼓励企业对增加清洁低碳技术的投资的目标。

交易体系经历了三个实施阶段（见附表和附图）：

第一阶段（2005-2007）是试验阶段，该阶段几乎所有排放额度都是免费派发给企业，在无法获得可靠排放数据的情况下，第一阶段排放总配额的发放超过了实际排放额。加上第一阶段的配额不能存至第二阶段使用，导致排放配额价格最终降至零。

欧盟在第一阶段不断摸索和实践。通过安装设备监测企业排放，建立了一个可检测、可报告、可核证的数据系统，为下一阶段的规划打好基础。通过多种角度的尝试和交易，成功确立了排放交易体系和 EUA 排放价格，首次实现了欧盟各国之间排放配额的自由交易。优秀的企业可将剩余的排放量在排放市场上进行交易。普通企业如果超额排放，必须购买排放许可权或接受高额处罚，体现了“污染者付费”的原则。

第二阶段（2008-2012）是初步实践阶段。在第一阶段积累的数据和教训的基础上，欧盟各国设立了更合理的配额上限。2012 年在 2005 年基础上减排 6.5%，实现了预期目标。可惜金融危机和欧债危机对市场整体需求产生冲击，仅仅凭借无形之手无法阻止价格大幅度下滑。后期低廉的 EUA 排放价格导致部分企业宁愿购买排放配额也不愿意投资清洁能源和设备，违背了体系设立的初衷。

第三阶段（2013-2020）在总结前期经验的基础上，欧盟委员会更积极主动的参与价格的引导和体系的维护。欧盟将设定每年排放上限的权利由各国政府手中收回，直接限定各成员国碳排放量，并改用“产出基线法”向成员国和企业分配定额碳排放许可权。具体而言是以一个能代表行业效率最优的 10% 的企业生产效率为基准，来确定企业实际能分配到的免费配额。不仅如此，欧盟还严格控制 EUA 排放配额的供给。不但明确每年配额上限下降大约 1.75%，还会根据市场情况主动调节拍卖额度，保障 EUA 排放价格。稳定合理的价格激励企业减排，投资清洁能源和设备。

经过对欧盟排放交易体系（EU-ETS）的不断实践和完善，交易 EUA 排放配额的方法如今已经成为一个切实有效的减排策略。通过将环境“成本化”，借助市场的力量将环境转化为一种有偿使用的生产要素，欧盟排放交易体系（EU-ETS）正以较低的成本实现减排的效用。

### 借鉴欧盟，中国绿证和全国碳市场有望协力共同发展

中国“绿证”交易市场的建立可以借鉴欧盟排放交易体系的经验。中国绿证交易体系正在经历从无到有的过程，吸取欧盟排放交易体系过去 12 年的经验和教训有助于中国少走弯路。2014 年，欧盟委员会启动与中国的三年合作项目，希望用积累的经验教训帮助中国设计和实施碳排放交易体系和绿证制度。借鉴欧洲经验，考虑国情、发展阶段和技术条件，绿证交易体系可以逐步建立配额考核制度，由国家主管部门设定总量目标和责任主体，通过全国性的监测网络核查配额使用情况

根据需求积极调整总量，稳定绿证市场价格。出台统一的计量和标准体系，建立公正有效的监管体系，明确具体的惩罚措施，逐步完善“绿证”交易市场政策体系。

绿证市场本身具备碳交易市场的雏形，未来可以作为碳市场和碳金融的重要组成部分，从而扩大交易对象。根据规划，中国全国碳市场即将启动，未来规模有望超过欧盟。电力行业是首批被批准参与碳排放权交易的八个行业之一。

每一兆瓦时的绿证所记载碳排放量是一个相对稳定的量，绿证应该是碳排放交易中最能够精确计量和核查的参与方。在欧洲很多国家，碳减排交易和可再生能源绿色证书交易是长期并存的。明确绿证的减排权益归属即可直接参与碳排放权交易。

通过参与碳排放交易，绿证交易的对象由电厂扩大至更多的企业和机构。新能源外部成本通过多渠道消纳，有助于补贴的加速退出和能源转型，实现我国能源转型和减排的目标。

我们认为，可再生能源配额制将保证绿证在初期阶段的推行，而绿证参与碳交易或许将为其中长期的进一步发展提供动力，进一步扩大新能源项目对化石能源发电项目的环境外部性优势。

未来，结合新能源企业中长期成本相对固定可控的优势，以及通过绿证和碳排放交易市场将环境外部性收益通过中长期期货合约锁定的能力，新能源项目的收益确定性将远胜于火电企业。具备技术和资金实力的公司有望通过良性的市场竞争进一步扩大新能源在电源容量的占比。

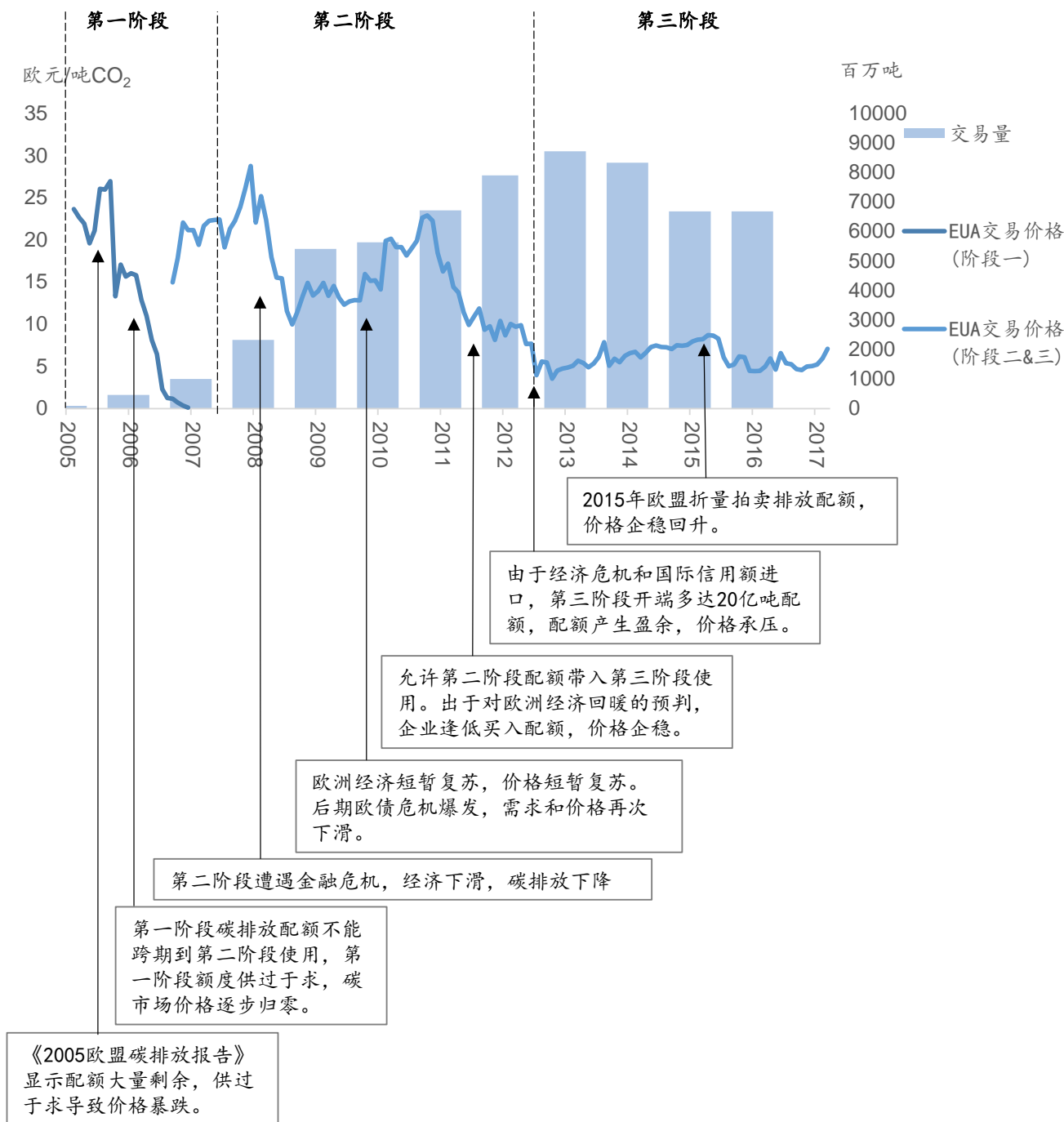
**表 12：欧盟排放交易体系（EU-ETS）经过三个阶段不断完善，已经成为一个可行的减排方法**

时间	目标	覆盖行业	涉及气体	排放额度派发方式	超排惩罚机制	阶段性成果
2005-07	试验阶段	发电厂和能源密集型工业（包括炼油厂，生产铁、铝、金属、水泥、石灰、玻璃、陶瓷、纸浆、纸张、纸、酸和大批量有机化学品工业）	二氧化碳	几乎所有的排放配额都是免费分配给企业	每吨 40 欧元	成功建立了一个 <b>碳价格</b> ；实现了欧盟各国之间排放配额的 <b>自由交易</b> ；建立了核查监督企业排放的 <b>基础设施</b> 。
2008-12	在 2005 年基础上减排 6.5%	新增航空业	新增一氧化二氮	10% 配额试行拍卖	每吨 100 欧元	<b>免费排放配额</b> 的比例稍减至 <b>90%</b> 左右；开始试行 <b>拍卖</b> 。
2013-20	体系所涵盖的工业排放将比 2005 年低 21%	有排放的规模企业强制加入，重点新增铝相关行业	新增全氟化碳	大约 57% 拍卖	N.A.	采用一个 <b>单一的、欧盟范围内的</b> 排放配额上限，代替过往体系里的各国独自设立上限，上限 <b>每年下降 1.75%</b> ； <b>拍卖是分配配额的默认做法</b> （替代免费分配方式）
2020-30	在 1990 基础上减排 40%					

数据来源：欧盟委员会，东方证券研究所



图 5：欧盟排放交易的价格经过三阶段摸索，逐步稳定合理



数据来源：欧盟委员会，European Energy Exchange，东方证券研究所

## 风电运营商龙头，更受益于三北地区持续的限电改善

龙源电力为国内风电装机容量第一的风电运营商，主要股东为五大发电集团之一的国电集团，公司于1993年成立至今已实现风电装机17417MW，另有早期作为现金牛资产的火电1875MW。我们看好龙源电力主要基于：1) 红色预警地区装机比例高，限电改善最为明显；2) 市场交易电量占比低，电价下降好于华能新能源；3) 绿证政策或即将落地，盈利前景更趋明朗。

### 核心观点

- **红色预警地区装机占比高，限电改善空间相对较大。**龙源电力在内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、黑龙江、吉林等6个红色预警省区的风电装机占公司风电总装机46% (vs 华能新能源32%)，随着主要限电地区严控新增装机，我们预计弃风限电率将快速好转，公司2017-2019年利用小时年均增5%，即+100个小时，每年提升净利润13-15%。
- **市场交易电量占比低，综合电价下降好于同行。**在部分能源丰富的省份，为了避免更多弃风限电，当地风电运营商也开始参与市场电交易，拥有更为便宜的水电或煤电的省份，交易电的折让幅度会相对较大。今年上半年，龙源电力的市场电比例为20% (vs 华能新能源28%)，我们预计交易电量占比会随着电改的深入继续上行，但我们认为龙源电力会采取相对谨慎合理的参与态度。
- **绿证政策落地后，重铸盈利预期。**绿证政策的出现是为了填补可再生能源发展基金的缺口，由可再生能源补贴到绿证政策，我们认为这将仅影响风电未来的新增机组且利好风电资产的现金流改善（电费收入账期缩短），政策落地后，行业盈利前景明朗，盈利预期重铸。

### 财务预测与投资建议

- 我们预测公司2017-19年归母净利润分别为人民币37.3、47.4、59.5亿元，对应摊薄EPS为人民币0.46、0.59、0.74元。由于现金流的相对可预见性，我们采用DCF估值法，目标价9.48港币，对应2018年PE13.7倍，2018年PB1.1倍，首次给予买入评级。

**风险提示：**风电电价下降速度超预期；弃风限电率再次上行。

#### 公司主要财务信息

	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入 (百万人民币)	20,133	22,951	24,972	27,520	29,895
同比增长	7.9%	14.0%	8.8%	10.2%	8.6%
营业利润 (百万人民币)	7,132	7,548	8,452	9,896	11,607
同比增长	8.7%	5.8%	12.0%	17.1%	17.3%
归母净利润 (百万人民币)	2,878	3,415	3,728	4,743	5,948
同比增长	12.7%	18.7%	9.1%	27.3%	25.4%
每股收益 (人民币)	0.36	0.42	0.46	0.59	0.74
营业利润率	35.4%	32.9%	33.8%	36.0%	38.8%
净利率	20.2%	19.6%	19.6%	22.4%	25.7%
净资产收益率	7.5%	8.4%	8.5%	9.9%	11.2%
市盈率 (倍)	14.9	12.5	11.5	9.0	7.2
市净率 (倍)	1.1	1.0	1.0	0.9	0.8

资料来源：公司数据，东方证券研究所预测，每股收益使用最新股本全面摊薄计算，汇率按1HKD兑0.85RMB。

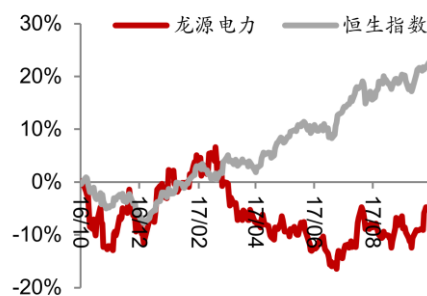


**东方证券**  
ORIENT SECURITIES

### 投资评级 买入 增持 中性 减持 (首次)

股价 (2017年10月18日)	6.27 港币
目标价格	9.48 港币
52周最高价/最低价	7.05/5.44 港币
总股本 (百万股)	8,036
港股市值 (亿港元)	504
国家/地区	中国
行业	风电行业
报告发布日期	2017年10月19日

股价表现	1周	1月	3月	12月
绝对表现 (%)	1.8	4.0	10.8	-3.7
相对表现 (%)	0.9	1.0	2.0	-26.4
恒生指数 (%)	0.9	2.9	8.8	22.7



资料来源：WIND、东方证券研究所

证券分析师 **陈舒薇**  
021-63325888\*6071  
chenshuwei@orientsec.com.cn  
执业证书编号：S0860517070001

东方证券股份有限公司经相关主管机关核准具备证券投资咨询业务资格，据此开展发布证券研究报告业务。

东方证券股份有限公司及其关联机构在法律许可的范围内正在或将要与本研究报告所分析的企业发展业务关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在对报告的客观性产生影响的利益冲突，不应视本证券研究报告为作出投资决策的唯一因素。

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

**表 13: 关键假设**

百万元人民币	2015	2016	2017E	2018E	2019E
营业收入	19,683	22,304	24,349	26,811	29,102
风电	12,318	13,891	15,473	17,636	19,722
火电	3,139	3,010	3,302	3,454	3,523
煤炭销售	2,269	3,532	4,062	4,062	4,062
特许权项目建设	662	541	60	60	60
蒸汽、其他可再生及其他	1,295	1,330	1,452	1,599	1,736
% of 营业收入	7%	6%	6%	6%	6%
其他收入	450	647	623	710	793
政府补助	409	503	560	639	714
% of 风电收入	3%	4%	4%	4%	4%
CERs, VERs 收入及其他	41	144	62	71	79
% of 其他收入	9%	22%	10%	10%	10%
经营开支	(13,001)	(15,403)	(16,519)	(17,624)	(18,288)
折旧及摊销	(5,578)	(6,342)	(6,601)	(7,271)	(7,517)
燃料	(1,378)	(1,702)	(2,298)	(2,248)	(2,179)
% of 火电蒸汽收入	31%	39%	48%	44%	41%
员工成本	(1,422)	(1,603)	(1,716)	(1,946)	(2,207)
% of 经营开支	11%	10%	10%	11%	12%
员工人数	6,954	7,219	7,363	7,952	8,589
人均薪资	20	22	23	24	26
材料、维修保养及行政	(1,235)	(1,288)	(1,430)	(1,607)	(1,771)
% of 电力收入	8%	8%	8%	8%	8%
煤炭销售成本	(2,142)	(3,410)	(3,859)	(3,899)	(3,940)
煤炭销售毛利率	6%	3%	5%	4%	3%
服务特权建设成本	(662)	(541)	(60)	(60)	(60)
其他	(584)	(518)	(555)	(592)	(615)
% of 经营开支	4%	3%	3%	3%	3%
应收账款周转天数	78	95	80	65	50

数据来源: 公司年报, 东方证券研究所

- 2017-2019 年风电新增控股装机分别为 1.38, 1.39, 1.46GW, 风电控股装机同比增 8%、7%、7%;
- 2017-2019 年综合平均上网电价年均降 1.3%, 源于风电补贴退坡以及市场电交易;
- 2017-2019 年利用小时年均增 5%, 即+100 个小时, 源于三北地区红色预警政策后利用小时稳步恢复;
- 2017-2019 年煤炭采购成本变动分别为 25%, -5%, -5%。
- 2017-2019 年应收账款周转天数分别为 80, 65, 50 天, 源于绿证政策下电费账期的改善。

**附表：财务报表预测与比率分析**

资产负债表						利润表					
单位:百万人民币	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E	单位:百万人民币	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
货币资金	3,274	1,933	3,173	4,527	7,145	营业收入	20,133	22,951	24,972	27,520	29,895
应收账款	4,243	5,901	5,428	4,859	4,062	主营业务收入	19,683	22,304	24,349	26,811	29,102
预付账款	3,070	3,644	3,280	2,952	2,657	其他收入	450	647	623	710	793
存货	1,081	1,040	1,115	1,190	1,235	经营开支	(13,001)	(15,403)	(16,519)	(17,624)	(18,288)
其他	1,036	814	814	814	814	营业利润	7,132	7,548	8,452	9,896	11,607
<b>流动资产合计</b>	<b>12,704</b>	<b>13,333</b>	<b>13,810</b>	<b>14,341</b>	<b>15,912</b>	EBITDA	12,710	13,890	15,053	17,167	19,124
长期股权投资	4,822	4,483	4,483	4,483	4,483	财务收入	201	175	216	263	343
固定资产	98,997	105,598	109,972	113,733	117,776	财务费用	(3,239)	(2,949)	(3,135)	(3,094)	(3,053)
投资物业	5	4	4	4	3	投资收益	576	376	282	324	373
无形资产及租赁预付款	10,691	10,935	11,102	11,260	11,411	利润总额	4,669	5,150	5,815	7,389	9,270
其他	6,650	4,307	4,307	4,307	4,307	所得税	(600)	(660)	(930)	(1,219)	(1,576)
<b>非流动资产合计</b>	<b>121,164</b>	<b>125,328</b>	<b>129,868</b>	<b>133,788</b>	<b>137,981</b>	净利润	4,070	4,490	4,885	6,170	7,694
<b>资产总计</b>	<b>133,867</b>	<b>138,661</b>	<b>143,678</b>	<b>148,129</b>	<b>153,893</b>	少数股东损益	1,192	941	1,024	1,293	1,613
短期借款	44,977	44,472	44,472	44,472	44,472	永续中票持有人	0	133	133	133	133
应付账款	2,058	2,726	3,002	3,161	3,313	<b>归属于母公司净利润</b>	<b>2,878</b>	<b>3,415</b>	<b>3,728</b>	<b>4,743</b>	<b>5,948</b>
其他	8,965	8,610	8,610	8,610	8,610	每股基本收益 (元)	0.36	0.42	0.46	0.59	0.74
<b>流动负债合计</b>	<b>56,000</b>	<b>55,807</b>	<b>56,083</b>	<b>56,243</b>	<b>56,395</b>	每股稀释收益 (元)	0.36	0.42	0.46	0.59	0.74
长期借款	29,970	31,327	32,000	31,000	30,000	<b>主要财务比率</b>					
递延收入	1,792	1,685	1,685	1,685	1,685		<b>2015A</b>	<b>2016A</b>	<b>2017E</b>	<b>2018E</b>	<b>2019E</b>
其他	1,531	2,056	2,056	2,056	2,056	<b>成长能力</b>					
<b>非流动负债合计</b>	<b>33,293</b>	<b>35,067</b>	<b>35,740</b>	<b>34,740</b>	<b>33,740</b>	营业收入	7.9%	14.0%	8.8%	10.2%	8.6%
<b>负债合计</b>	<b>89,293</b>	<b>90,874</b>	<b>91,823</b>	<b>90,983</b>	<b>90,135</b>	营业利润	8.7%	5.8%	12.0%	17.1%	17.3%
少数股东权益	6,439	6,896	7,920	9,214	10,827	归属于母公司净利润	12.7%	18.7%	9.1%	27.3%	25.4%
股本	8,036	8,036	8,036	8,036	8,036	<b>获利能力</b>					
永续中期票据	2,991	2,991	2,991	2,991	2,991	营业利润率	35.4%	32.9%	33.8%	36.0%	38.8%
储备	27,108	29,862	32,907	36,905	41,904	净利率	20.2%	19.6%	19.6%	22.4%	25.7%
<b>股东权益合计</b>	<b>44,574</b>	<b>47,786</b>	<b>51,855</b>	<b>57,146</b>	<b>63,758</b>	ROE	7.5%	8.4%	8.5%	9.9%	11.2%
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>133,867</b>	<b>138,661</b>	<b>143,678</b>	<b>148,129</b>	<b>153,893</b>	ROIC	5.2%	5.3%	5.5%	6.2%	7.0%
<b>现金流量表</b>						<b>偿债能力</b>					
单位:百万人民币	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E	资产负债率	55.0%	54.1%	52.2%	49.4%	45.9%
税前利润	4,669	5,150	5,815	7,389	9,270	净负债率	161.7%	154.7%	141.5%	124.3%	105.7%
折旧摊销	5,578	6,342	6,601	7,271	7,517	流动比率	0.23	0.24	0.25	0.25	0.28
财务费用	2,685	2,602	2,919	2,831	2,710	速动比率	0.21	0.22	0.23	0.23	0.26
投资损失	(227)	(411)	(282)	(324)	(373)	<b>营运能力</b>					
营运资金变动	4,128	483	1,039	981	1,199	应收账款周转天数	78	95	80	65	50
其它	(526)	(634)	(930)	(1,219)	(1,576)	存货周转天数	30	24	24	24	24
<b>经营活动现金流</b>	<b>16,307</b>	<b>13,533</b>	<b>15,161</b>	<b>16,929</b>	<b>18,747</b>	总资产周转天数	2448	2238	2124	1989	1904
资本支出	(15,264)	(13,990)	(11,141)	(11,190)	(11,711)	<b>每股指标 (元)</b>					
其他	(1,055)	2,781	498	587	717	每股收益	0.36	0.42	0.46	0.59	0.74
<b>投资活动现金流</b>	<b>(16,319)</b>	<b>(11,209)</b>	<b>(10,642)</b>	<b>(10,603)</b>	<b>(10,994)</b>	每股经营现金流	2.03	1.68	1.89	2.11	2.33
债权融资	1,356	(2,483)	(2,596)	(4,228)	(4,187)	每股净资产	5.55	5.95	6.45	7.11	7.93
股权融资	(1,174)	(1,306)	(683)	(746)	(949)	<b>估值比率</b>					
其他	344	505	0	0	0	市盈率	14.9	12.5	11.5	9.0	7.2
<b>筹资活动现金流</b>	<b>525</b>	<b>(3,284)</b>	<b>(3,279)</b>	<b>(4,973)</b>	<b>(5,135)</b>	市净率	1.1	1.0	1.0	0.9	0.8
<b>现金净增加额</b>	<b>513</b>	<b>(961)</b>	<b>1,240</b>	<b>1,353</b>	<b>2,618</b>	EV/EBITDA	9.1	8.5	7.9	6.9	6.1
汇率变动影响	(22)	(25)	0	0	0	EV/EBIT	16.2	15.7	14.1	11.9	10.0

资料来源：东方证券研究所



## 自由现金流转正，风光并济

华能新能源是一家全国布局的风电、光伏等非水可再生能源运营商，主要股东为五大发电集团之一的华能集团，公司于2002年成立至今已实现风电装机10252MW，光伏装机868MW，且风电装机多集中于限电率低的三四类风区。我们看好华能新能源主要基于：1) 自由现金流转正，再次配股预期降低；2) 限电改善后，利用小时回升；3) 绿证政策或即将落地，盈利前景更趋明朗。

### 核心观点

- **利用小时确定进入回升通道。**随着能源局出台6省份地区（内蒙古、新疆、甘肃、宁夏、黑龙江、吉林）的红色预警政策，以及各项保障风电消纳措施，全国弃风限电率快速回落，平均风电利用小时同步抬升，我们预计华能新能源2017年弃风限电率将在10%以下（vs2016年12%），利用小时年均增4%，即+80个小时，每年提升净利润10-12%。
- **自由现金流预计于2017年转正。**由于可再生能源电价附加资金（风电电价在火电标杆电价以下部分电网支付，超出部分由可再生能源基金拨付）回款较慢，同时华能新能源过去4年的装机快速扩张（2012-2016年装机翻倍），公司自由现金流一直为负。随着财政部今年出台的相关资金加速清算文件，我们预计公司电费收入的应收账款周转天数将快速回落，自由现金流自2017年开始转正，后续配股预期下降。
- **绿证政策落地后，重铸盈利预期。**绿证政策的出现是为了填补可再生能源发展基金的缺口，由可再生能源补贴到绿证政策，我们认为这将仅影响风电未来的新增机组且利好风电资产的现金流改善（电费收入账期缩短），政策落地后，行业盈利前景明朗，盈利预期重铸。

### 财务预测与投资建议

- 我们预测公司2017-19年归母净利润分别为人民币31.6、36.2、40.4亿元，对应摊薄EPS为人民币0.30、0.34、0.38元，由于现金流的相对可预见性，我们采用DCF估值法，目标价3.92港币，对应2018年PE9.8倍，2018年PB1.2倍，首次给予买入评级。

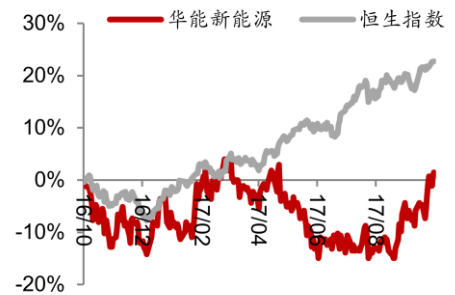
**风险提示：**风电电价下降速度超预期；弃风限电率再次上行。

公司主要财务信息	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入（百万人民币）	7,792	9,560	10,625	11,614	12,709
同比增长	23.3%	22.7%	11.1%	9.3%	9.4%
营业利润（百万人民币）	4,116	4,908	5,535	6,156	6,819
同比增长	23.0%	19.2%	12.8%	11.2%	10.8%
归母净利润（百万人民币）	1,860	2,659	3,163	3,623	4,044
同比增长	65.9%	43.0%	18.9%	14.6%	11.6%
每股收益（人民币）	0.19	0.27	0.30	0.34	0.38
营业利润率	52.8%	51.3%	52.1%	53.0%	53.7%
净利率	24.4%	28.3%	30.3%	31.8%	32.4%
净资产收益率	10.4%	13.2%	12.6%	12.8%	12.8%
市盈率（倍）	12.4	8.6	7.9	6.9	6.2
市净率（倍）	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8

资料来源：公司数据，东方证券研究所预测，每股收益使用最新股本全面摊薄计算，汇率按1HKD兑0.85RMB。

投资评级	买入	增持	中性	减持	(首次)
股价（2017年10月18日）	2.78 港币				
目标价格	3.92 港币				
52周最高价/最低价	2.88/2.31 港币				
总股本（百万股）	10,567				
港股市值（亿港元）	294				
国家/地区	中国				
行业	风电行业				
报告发布日期	2017年10月18日				

股价表现	1周	1月	3月	12月
绝对表现（%）	2.2	10.8	14.9	1.5
相对表现（%）	1.3	7.8	6.1	-21.3
恒生指数（%）	0.9	2.9	8.8	22.7



资料来源：WIND、东方证券研究所

证券分析师 陈舒薇  
021-63325888\*6071  
chenshuwei@orientsec.com.cn  
执业证书编号：S0860517070001

**表 14: 关键假设**

百万元人民币	2015	2016	2017E	2018E	2019E
营业收入	7,357	9,239	10,274	11,237	12,303
风电	6,721	8,459	9,372	10,264	11,254
太阳能	633	773	896	966	1,042
服务特许权建造收入	0	0	0	0	0
其他	3	6	7	7	8
% of 营业收入	0%	0%	0%	0%	0%
其他收入	435	322	350	377	406
政府补助	182	254	282	308	338
% of 风、光收入	2%	3%	3%	3%	3%
其他	252	68	68	68	68
经营开支	(3,676)	(4,652)	(5,089)	(5,458)	(5,890)
折旧	(2,696)	(3,418)	(3,638)	(3,905)	(4,192)
摊销	(39)	(45)	(47)	(48)	(48)
人工成本	(370)	(403)	(489)	(539)	(594)
% of 经营开支	10%	9%	10%	10%	10%
员工人数	1,944	2,222	2,444	2,566	2,695
人均薪资	19	18	20	21	22
行政费用	(189)	(223)	(264)	(288)	(316)
% of 营业收入	3%	2%	3%	3%	3%
维修	(109)	(189)	(241)	(238)	(265)
度电维修成本	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
发电量	14,669	19,435	21,926	24,459	27,296
服务特许权建造成本	0	0	0	0	0
其他	(272)	(375)	(410)	(440)	(474)
% of 经营开支	7%	8%	8%	8%	8%
应收账款周转天数	142	181	171	161	151

数据来源: 公司年报, 东方证券研究所

● 2017-2019 年风电新增控股装机容量分别为 0.51, 0.99, 1.12GW, 风电控股装机同比增 5%、9%、10%;

● 2017-2019 年光伏新增控股装机容量分别为 84, 92, 101MW, 光伏控股装机同比增 10%;

● 2017-2019 年综合平均上网电价年均降 1.8%, 源于风电补贴退坡以及市场电交易;

● 2017-2019 年利用小时年均增 4%, 即+80 个小时, 源于三北地区红色预警政策后利用小时稳步恢复。

● 2017-2019 年应收账款周转天数分别为 171, 161, 151 天, 源于绿证政策下电费账期的改善。

**附表：财务报表预测与比率分析**

资产负债表						利润表					
单位:百万元	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E	单位:百万元	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
货币资金	4,531	2,605	5,364	5,282	8,124	营业收入	7,792	9,560	10,625	11,614	12,709
应收账款	2,900	4,635	4,870	5,014	5,148	主营业务收入	7,357	9,239	10,274	11,237	12,303
预付账款	122	1,415	1,132	906	725	其他收入净额	435	322	350	377	406
存货	43	33	36	38	41	营业成本	(3,676)	(4,652)	(5,089)	(5,458)	(5,890)
其他	56	8	8	8	8	营业利润	4,116	4,908	5,535	6,156	6,819
<b>流动资产合计</b>	<b>7,652</b>	<b>8,696</b>	<b>11,410</b>	<b>11,248</b>	<b>14,046</b>	EBITDA	6,851	8,370	9,221	10,109	11,059
长期股权投资	109	106	106	106	106	财务收入	170	137	101	101	146
固定资产	68,658	72,107	73,518	78,920	84,722	财务费用	(2,242)	(2,133)	(2,094)	(2,177)	(2,387)
无形资产及租赁预付款	999	1,005	1,008	1,010	1,012	投资收益	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
其他	5,135	3,531	3,531	3,531	3,531	<b>利润总额</b>	<b>2,041</b>	<b>2,910</b>	<b>3,540</b>	<b>4,077</b>	<b>4,576</b>
<b>非流动资产合计</b>	<b>74,901</b>	<b>76,749</b>	<b>78,163</b>	<b>83,568</b>	<b>89,372</b>	所得税	(141)	(202)	(319)	(387)	(458)
<b>资产总计</b>	<b>82,553</b>	<b>85,445</b>	<b>89,572</b>	<b>94,815</b>	<b>103,418</b>	<b>净利润</b>	<b>1,899</b>	<b>2,708</b>	<b>3,221</b>	<b>3,690</b>	<b>4,118</b>
短期借款	18,727	22,563	20,000	20,000	20,000	少数股东损益	40	49	58	67	75
应付账款	9,311	7,520	7,566	7,593	7,621	<b>归属于母公司净利润</b>	<b>1,860</b>	<b>2,659</b>	<b>3,163</b>	<b>3,623</b>	<b>4,044</b>
其他	496	435	435	435	435	每股基本收益 (元)	0.19	0.27	0.30	0.34	0.38
<b>流动负债合计</b>	<b>28,533</b>	<b>30,517</b>	<b>28,001</b>	<b>28,028</b>	<b>28,055</b>	每股稀释收益 (元)	0.19	0.27	0.30	0.34	0.38
长期借款	30,677	28,372	30,000	32,000	37,000	<b>主要财务比率</b>					
其他非流动负债	4,468	5,327	5,327	5,327	5,327		<b>2015A</b>	<b>2016A</b>	<b>2017E</b>	<b>2018E</b>	<b>2019E</b>
其他	250	235	259	281	306	<b>成长能力</b>					
<b>非流动负债合计</b>	<b>35,395</b>	<b>33,933</b>	<b>35,586</b>	<b>37,608</b>	<b>42,633</b>	营业收入	23.3%	22.7%	11.1%	9.3%	9.4%
<b>负债合计</b>	<b>63,928</b>	<b>64,451</b>	<b>63,586</b>	<b>65,636</b>	<b>70,688</b>	营业利润	23.0%	19.2%	12.8%	11.2%	10.8%
少数股东权益	827	857	915	982	1,057	归属于母公司净利润	65.9%	43.0%	18.9%	14.6%	11.6%
股本	9,728	9,728	10,567	10,567	10,567	<b>获利能力</b>					
储备	8,070	10,409	14,504	17,631	21,106	营业利润率	52.8%	51.3%	52.1%	53.0%	53.7%
<b>股东权益合计</b>	<b>18,624</b>	<b>20,994</b>	<b>25,986</b>	<b>29,180</b>	<b>32,729</b>	净利率	24.4%	28.3%	30.3%	31.8%	32.4%
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>82,553</b>	<b>85,445</b>	<b>89,572</b>	<b>94,815</b>	<b>103,418</b>	ROE	10.4%	13.2%	12.6%	12.8%	12.8%
						ROIC	5.4%	6.2%	6.5%	6.7%	6.7%
						<b>偿债能力</b>					
						资产负债率	61.3%	61.2%	55.9%	54.9%	53.9%
						净负债率	254.4%	239.8%	179.5%	167.0%	155.5%
						流动比率	0.27	0.28	0.41	0.40	0.50
						速动比率	0.27	0.28	0.41	0.40	0.50
						<b>营运能力</b>					
						应收账款周转天数	141.9	180.6	170.6	160.6	150.6
						存货周转天数	4.2	2.5	2.5	2.5	2.5
						总资产周转天数	4039.6	3329.5	3138.5	3037.6	3026.0
						<b>每股指标 (元)</b>					
						每股收益	0.19	0.27	0.30	0.34	0.38
						每股经营现金流	0.79	0.75	0.85	0.93	1.01
						每股净资产	1.91	2.16	2.46	2.76	3.10
						<b>估值比率</b>					
						市盈率	12.4	8.6	7.9	6.9	6.2
						市净率	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8
						EV/EBITDA	8.9	7.6	6.8	6.4	6.0
						EV/EBIT	14.8	13.0	11.3	10.5	9.7

资料来源：东方证券研究所

## 分析师申明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本研究报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

## 投资评级和相关定义

报告发布日后的 12 个月内的公司的涨跌幅相对同期的上证指数/深证成指的涨跌幅为基准；

### 公司投资评级的量化标准

买入：相对强于市场基准指数收益率 15%以上；

增持：相对强于市场基准指数收益率 5%~15%；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5%~+5%之间波动；

减持：相对弱于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级 —— 由于在报告发出之时该股票不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该股票的研究状况，未给予投资评级相关信息。

暂停评级 —— 根据监管制度及本公司相关规定，研究报告发布之时该投资对象可能与本公司存在潜在的利益冲突情形；亦或是研究报告发布当时该股票的价值和价格分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确投资评级；分析师在上述情况下暂停对该股票给予投资评级等信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该股票的投资评级、盈利预测及目标价格等信息不再有效。

### 行业投资评级的量化标准：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5%以上；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5%~+5%之间波动；

看淡：相对于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级：由于在报告发出之时该行业不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该行业的研究状况，未给予投资评级等相关信息。

暂停评级：由于研究报告发布当时该行业的投资价值分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确行业投资评级；分析师在上述情况下暂停对该行业给予投资评级信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该行业的投资评级信息不再有效。



## 免责声明

本研究报告由东方证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本研究仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告的全体接收人应当采取必备措施防止本报告被转发给他人。

本报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的证券研究报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的证券研究报告之外，绝大多数证券研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

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，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。

本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。那些涉及期货、期权及其它衍生工具的交易，因其包括重大的市场风险，因此并不适合所有投资者。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面协议授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

经本公司事先书面协议授权刊载或转发，被授权机构承担相关刊载或者转发责任。不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

提示客户及公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告，慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

## 东方证券研究所

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 26 楼

联系人：王骏飞

电话：021-63325888\*1131

传真：021-63326786

网址：[www.dfzq.com.cn](http://www.dfzq.com.cn)

Email：[wangjunfei@orientsec.com.cn](mailto:wangjunfei@orientsec.com.cn)