

## 风电行业分析

### 装机向上，繁荣可期

#### 核心观点：

- **需求向好，北方复苏和海上风电**

我们预计 2019-2020 年国内新增风电装机将超过 25GW 和 30GW，年均增长超过 20%，其中最重要的表现为北方地区装机的复苏和海上风电的崛起。我们在此前的报告中也提出北方地区装机复苏是推动整体装机上行的重要条件；而多个省份批复了较大规模的海上风电也将为装机贡献明显的增量。

- **原因探讨，多因素推动装机向上**

新增装机向上主要得益于以下几个因素：电价下调预期使得开发商有保住收益率的积极性；弃风限电的持续改善为装机打开了空间，尤其是北方资源较好装机便利的区域；风机价格的下降推高了风电场的收益率水平也扩大了可以安装的范围；较低的利率水平和较宽松的融资环境为装机提供了支持；而较大规模的已核准未安装项目为装机增长甚至是抢装提供了可能性。

- **回顾历史，寻找自变量同与不同**

我们回顾 2012-2013 年行业的变化以及随后所带来的三年装机的大幅增长，并试图寻找和现在行业情况变化的异同。从中可以发现包括限电改善、电价下调预期，风机价格的下降等相同因素。同时，我们还回顾 2017 年底和 2018 年年初的情况，并试图寻找 2018 年装机没有出现大幅增长的原因。

- **我们的观点和重点推荐**

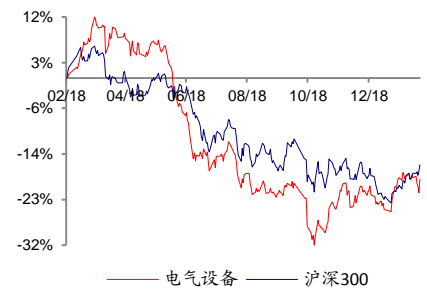
在多因素的推动下，我们看好风电行业装机的上行周期，在装机的带动下制造企业的出货量和盈利将会逐步恢复，而随着平价和竞价的推动，运营商的现金流情况预计也将获得改善。我们关注金风科技(A, H)，天顺风能，日月股份，金雷风电，天能重工，泰胜风能等，推荐关注港股的风电运营商。

- **风险提示**

政策变化影响行业预期，补贴发放不及时影响企业的现金流。

行业评级	买入
前次评级	买入
报告日期	2019-02-10

#### 相对市场表现



#### 分析师：

华鹏伟



SAC 执证号: S0260517030001



SFC CE No. BNP178



010-59136752

huapengwei@gf.com.cn

#### 相关研究：

工控&电力设备 1 月报: :特	2019-01-31
高压招标持续推进，制造业 PMI 降至荣枯线以下	
新能源 1 月刊:2018 年分布	2019-01-31
式光伏装机略增，风电基本	
面改善	
新能源汽车 1 月刊:全年产销	2019-01-30
超 125 万辆，目录储备新年	
新标	

## 重点公司估值和财务分析表

股票简称	股票代码	评级	货币	股价	合理价值	EPS(元)		PE(x)		EV/EBITDA(x)		ROE(%)	
				2019/2/1	(元/股)	2018E	2019E	2018E	2019E	2018E	2019E	2018E	2019E
金风科技	002202	买入	人民币	13.66	—	0.96	1.12	14	11	8.84	7.72	14.2	14.8

数据来源: Wind、广发证券发展研究中心

## 目录索引

装机向上，繁荣可期.....	5
需求向上，北方复苏和海上风电.....	5
装机判断，需求向上.....	5
限电改善，北方复苏.....	6
集中批复，海上崛起.....	7
原因探讨，多因素推动装机向上.....	8
电价下调，有所刺激.....	8
限电改善，打开空间.....	9
风机降价，推升收益.....	10
融资宽松，提供环境.....	10
核准项目，提供储备.....	11
回顾历史，寻找自变量同与不同.....	12
相同因素，推动发展.....	12
不同因素，寻找差异.....	13
我们的观点和重点推荐.....	14
风险提示.....	14

## 图表索引

图 1: 国内新增风电装机和预测 (单位: 万千瓦) .....	6
图 2: 六省份弃风限电变化情况.....	6
图 3: 六省份累计新增并网装机和占比情况 (单位: 万千瓦) .....	7
图 4: 海上风电新增装机规模 (单位: 万千瓦) .....	7
图 5: 陆上风电电价调整 (以核准为时间点) (单位: 元/千瓦时) .....	9
图 6: 新增风电装机和弃风率 (单位: 万千瓦) .....	9
图 7: 金风科技风电机组价格情况 (单位: 元/千瓦) .....	10
图 8: 电力行业信用利差 (单位: BP) .....	10
图 9: 产业债到期收益率 (单位: %) .....	11
图 10: 部分已核准未建设的项目容量 (单位: GW) .....	11
图 11: 2013-2018 年年度新增招标量和吊装量对比情况 (单位: 万千瓦) .....	11
图 12: 2010-2014 年国内风电弃风率情况.....	12
图 13: 2010-2014 年国内风电新增装机 (单位: 万千瓦) .....	12
图 14: 金风科技 1.5MW 风电机组价格情况 (单位: 元/Kwh) .....	13
图 15: 龙源电力经营活动现金流净额及变化 (单位: 百万人民币) .....	13
表 1: 部分海上风电项目规模和投资额.....	8
表 2: 2014 年确定的陆上风电标杆电价调整情况 (元/Kwh) .....	12
表 3: 前三批可再生能源电价附加文件相关情况 .....	13

## 装机向上，繁荣可期

本文主要描述我们对风电行业装机的预测以及探讨装机背后变化的主要影响因素，并通过历史比较的方法，对比现在行业的变量和上一轮装机复苏周期变量的异同，以期寻找到影响行业装机变化最主要的原因。

我们预计2019-2020年国内新增风电装机将超过25GW和30GW，年均增长超过20%，其中最重要的表现为北方地区装机的复苏和海上风电的崛起。北方地区装机的复苏主要得益于弃风限电的改善，良好的资源环境和便利的安装条件等；而海上风电的崛起主要是因为地方政府集中核准了较大规模的海上风电项目，电价下调的预期和产业链的不断成熟。

而新增装机向上主要得益于以下几个因素：电价下调预期使得开发商有保住收益率的积极性，2021年风电要实现发电侧的平价上网而标杆电价下调也成为必然的趋势；弃风限电的持续改善为装机打开了空间，尤其是北方资源较好装机便利的区域，国家能源局的数据显示，2018年全国平均限电率为7.2%，和2017年的12%相比改善明显；风机价格的下降推高了风电场的收益率水平也扩大了可以安装的范围，2018年风电机组的价格从年初的3800元/千瓦下降到最低不足3200元/千瓦，下降幅度约15%；较低的利率水平和较宽松的融资环境为装机提供了支持，相较于2018年上半年整个融资环境已经有了明显的改善；而较大规模的已核准未安装项目为装机增长甚至是抢装提供了可能性，根据金风科技统计和部分地方能源主管部门的核准文件，风电行业有较大规模的已核准的项目，规模要超过100GW。

我们在寻找促进行业装机上行原因的同时，还回顾2012-2013年行业的变化以及随后所带来的三年新增装机的大幅增长，并寻找和现在行业情况变化的异同。从中可以发现包括限电改善、电价下调预期，风机价格的下降等相同因素。同时，我们还回顾2017年底和2018年年初的情况，并试图寻找2018年装机没有出现大幅增长的原因。通过对历史的回顾和分析，一方面找到影响需求的核心变量，另一方面更好地验证我们的判断。

在多因素的推动下，我们看好风电行业装机的上行周期，在装机的带动下制造企业的出货量和盈利将会逐步恢复，而随着平价和竞价的推动，运营商的现金流情况预计也将获得改善。我们关注金风科技（A，H），天顺风能，日月股份，金雷风电，天能重工，泰胜风能等，推荐关注港股的风电运营商。

风险提示：政策变化影响行业预期，补贴发放不及时影响企业的现金流。

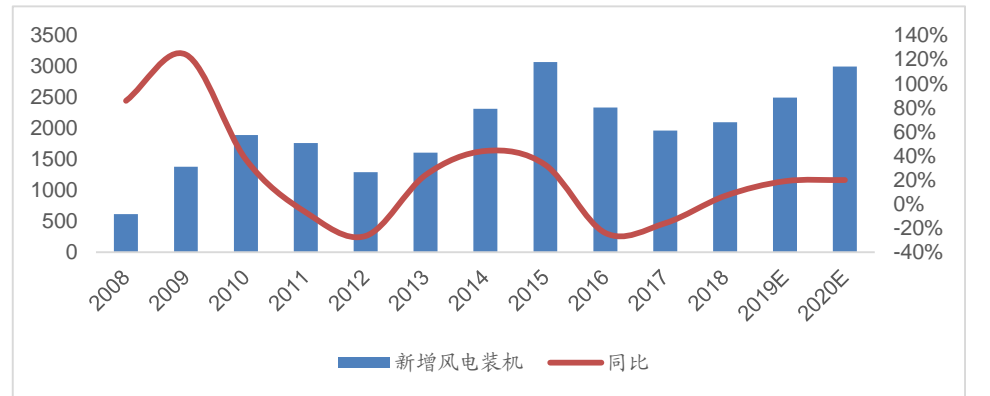
## 需求向上，北方复苏和海上风电

### 装机判断，需求向上

根据彭博新能源财经的统计，2018年国内新增风电装机约21GW，同比增长约16.7%。我们预计2019-2020年国内新增风电装机将超过25GW和30GW，年均增长超过20%，其中最重要的表现为北方地区装机的复苏和海上风电的崛起。这主要得益于一方面随着限电的持续改善，北方地区逐步解禁，良好的资源条件和运输吊装的便利性将会为风电装机打开空间；另一方面，在竞价配置的情况下，开发商需将比较好的已经核准的装机资源尽快完成，以锁定比较好的收益率；同时，部分

省份加紧核准了一批海上风电项目，以锁定0.85元/千瓦时的电价。

图1：国内新增风电装机和预测（单位：万千瓦）



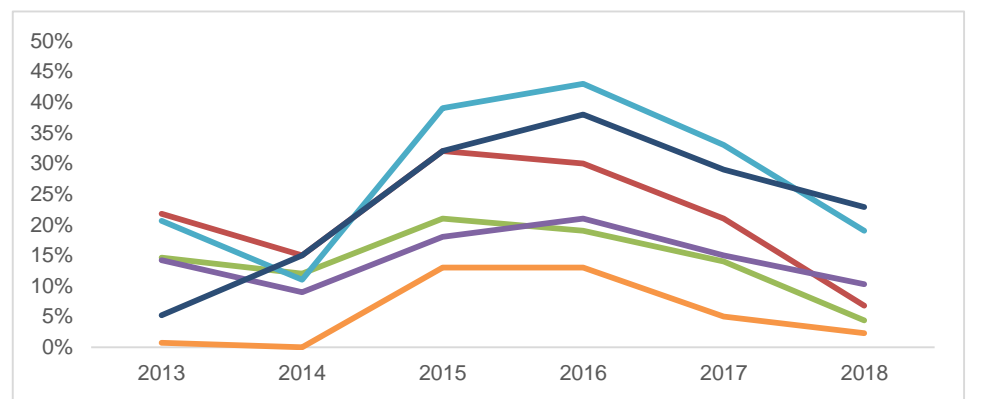
数据来源：CWEA, BNEF, 广发证券发展研究中心

### 限电改善，北方复苏

我们在此前的报告中也提出，北方地区装机的复苏是国内风电行业装机上行的重要表现，主要是因为北方地区资源良好，运输吊装方便，但因为限电的缘故需求处于被压制的状态。2017年年初，国家能源局将内蒙古、黑龙江、吉林、宁夏、甘肃、新疆（含兵团）等6省区列为2017年风电开发建设红色预警区域，但是随着限电的持续改善，内蒙古、黑龙江、吉林、宁夏都已经解除了红色预警。

我们选取上述六省份的限电数据和并网数据作为参考。从限电数据来看，上述六省份弃风率的高点基本出现在2015-2016年，而在此之前的2014-2015年是全国新增并网装机增速较快的两年，尤其是在上述六省份，如图3所示。随着多项政策和措施的颁布，随后弃风率开始出现下降，到目前为止，只有新疆和甘肃尚未解除红色预警，其他省份都已经解除且弃风率下降到10%及以下，已经具备较好的并网安装条件。

图2：六省份弃风限电变化情况



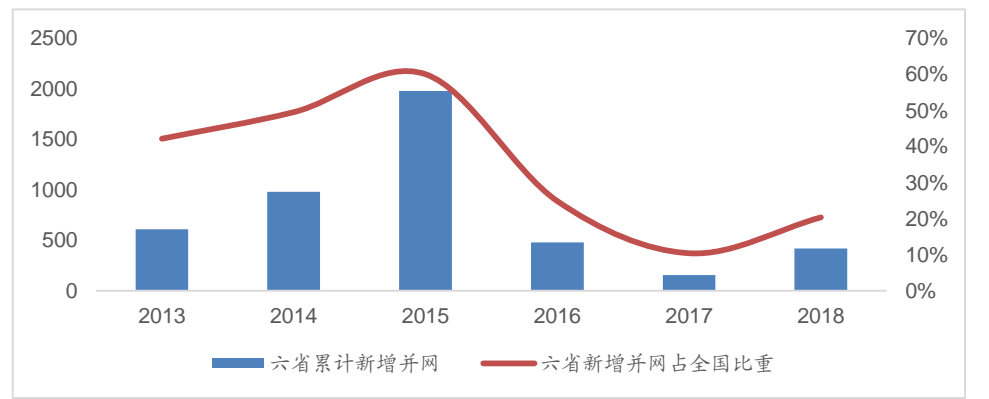
数据来源：国家能源局, 广发证券发展研究中心

我们将上述六省份累计新增并网装机和全国新增并网装机进行比较，2013-2015年，上述六省份一直是国内新增装机的主力区域，并在2015年达到峰值，占全国新增并网装机比重超过60%，而随着限电的加剧，上述六省份新增并网装机规模的绝对额和占比都出现了明显的下降，最低占比仅为10%。不过，随着限电的改善，上述六省份在2018年的情况已经开始出现好转，而随着限电的持续降低，预计



情况将进一步好转且在多因素的影响下有可能出现加速的趋势。

图3：六省份累计新增并网装机和占比情况（单位：万千瓦）



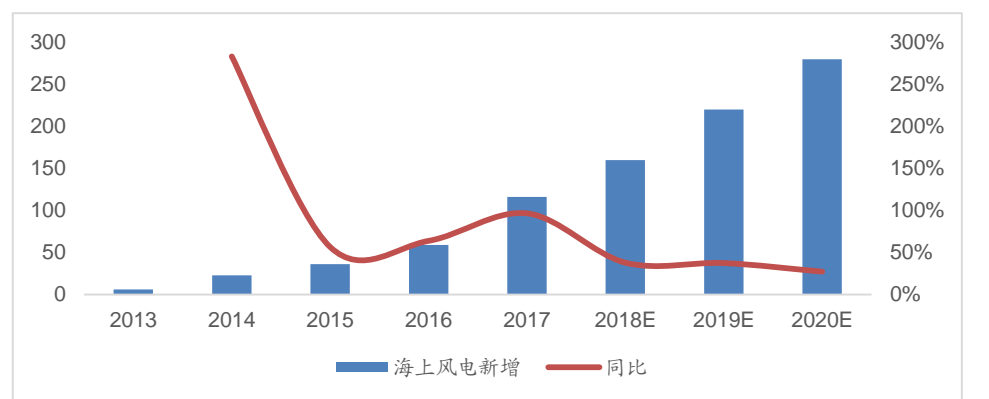
数据来源：国家能源局，广发证券发展研究中心

### 集中批复，海上崛起

过去几年，国内海上风电一直处在缓慢发展的状态，这主要是因为海上风电的工况条件相较于陆上差异比较大、海上风电对安装施工条件，对风电机组的要求，对防腐蚀和电气部件的要求等相较于陆上都有了明显的提高。而随着产业链的不断成熟，海上风电的发展潜力不断增加，目前来看，国内沿海各个省份中江苏、福建和广东三个省份海上风电发展较快。

2017年开始，国内新增海上风电装机开始超过1GW，并在2018年保持了稳定增长，我们预计海上风电新增装机在2019-2020年将保持持续稳定增长的趋势，成为新增风电装机的重要组成部分。相关原因如下：

图4：海上风电新增装机规模（单位：万千瓦）



数据来源：CWEA, BNEF, 广发证券发展研究中心

地方政府集中核准了一批海上风电项目，从各省的批复文件来看，预计总规模超过40GW。而且近海海上风电电价为0.85元/千瓦时，为2014年确立，经过这么多年发展，海上风电产业链不断成熟，主要表现在6MW风电机组逐渐成为海上风电的主力，安装船数量不断增多等等，海上风电上网电价的下调也会成为必然的趋势。由此看来产业链不断完善，地方政府集中核准了一批海上风电项目，电价下调的必然趋势，成为海上风电崛起的关键因素。表1是我们根据公开资料整理的海上风电项目的核准情况和投资情况。

表 1: 部分海上风电项目规模和投资额

项目	容量 (GW)	投资额 (亿元)	备注
广东阳江已核准的海上风电项目	1.7	328	风机>5MW, 单个项目 300MW、400MW
广东阳江待核准的海上风电项目	8.3	1577.6	风机 5.5-7MW, 单个项目容量 300-1000MW
广东揭阳已核准的海上风电项目	6.4	1296	风机 5MW 及以上, 7MW 及以上
广东汕头南澳东海上风电项目	0.3	60.77	风机 6MW 及以上, 单个项目 300MW
广东汕头待核准海上风电场项目	10.75	2061	风机 7MW 及以上, 单个项目 500-1000MW
福建并网 (含部分并网) 项目	0.53	112.12	
福建在建或已核准海上风电项目	3.23	676.77	单个项目容量 185-498MW
江苏核准的 24 个海上风电项目	6.7	1222.84	单个项目容量 100-400MW
浙江部分重点规划项目	2.2	400.59	单个项目容量 216-402MW
辽宁庄河近海Ⅲ号风电场	0.3	51.4	

数据来源: 广东省发改委, 福建省发改委, 江苏省发改委, 中国能源报, 广发证券发展研究中心

## 原因探讨, 多因素推动装机向上

新增装机向上主要得益于以下几个因素: 电价下调预期使得开发商有保住收益率的积极性, 2021年风电要实现发电侧的平价上网而标杆电价下调也成为必然的趋势; 弃风限电的持续改善为装机打开了空间, 尤其是北方资源较好装机便利的区域, 国家能源局的数据显示, 2018年全国平均限电率为7.2%, 和2017年的12%相比改善明显; 风机价格的下降推高了风电场的收益率水平也扩大了可以安装的范围, 2018年风电机组的价格从年初的3800元/千瓦下降到最低不足3200元/千瓦, 下降幅度约15%; 较低的利率水平和较宽松的融资环境为装机提供了支持, 相较于2018年上半年整个融资环境已经有了明显的改善; 而较大规模的已核准未安装项目为装机增长甚至是抢装提供了可能性, 根据金风科技统计和部分地方能源主管部门的核准文件, 风电行业有较大规模的已核准的项目, 规模要超过100GW。

### 电价下调, 有所刺激

国内的陆上风电电价确立于2009年8月, 国家发改委发布了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》, 规定分资源区制定陆上风电标杆上网电价, 将全国分为四类风资源区, 并确定电价分别为0.51元/千瓦时, 0.54元/千瓦时, 0.58元/千瓦时和0.61元/千瓦时。此后, 分别在2014年、2015年和2016年分别公布了标杆电价调整政策。

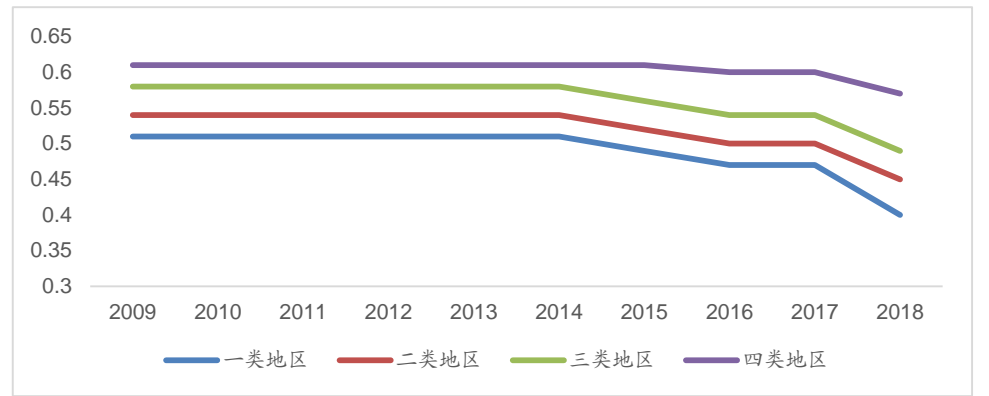
2014年政策规定, 调整后的标杆电价分别为0.49元, 0.52元和0.56元, 第四类风资源区保持0.61元不变。上述规定适用于2015年1月1日以后核准的陆上风电项目, 以及2015年1月1日之前核准但是在2016年1月1日以后投运的项目。

2015年政策规定, 2016年陆上风电标杆电价分别为0.47元, 0.50元, 0.54元和0.60元。2018年的电价分别为0.44元, 0.47元, 0.51元和0.58元。上述文件还规定了, 2016年、2018年等年份1月1日以后核准的陆上风电项目分别执行2016年、2018年的上网标杆电价。2年核准期内未开工建设的项目不得执行该核准期对应的标杆电价。2016年前核准的陆上风电项目但于2017年底前仍未开工建设的, 执行2016年上网标杆电价。



2016年的政策规定，调整后的标杆电价分别为0.40元，0.45元和0.49元和0.57元。上述规定适用于2018年1月1日以后核准并纳入财政补贴年度规模管理的陆上风电项目执行2018年的标杆上网电价。2018年以前核准并纳入以前年份财政补贴规模管理的陆上风电项目但于2019年底前仍未开工建设的，执行2018年标杆上网电价。

图5：陆上风电电价调整（以核准为时间点）（单位：元/千瓦时）



数据来源：国家发改委，国家能源局，广发证券发展研究中心

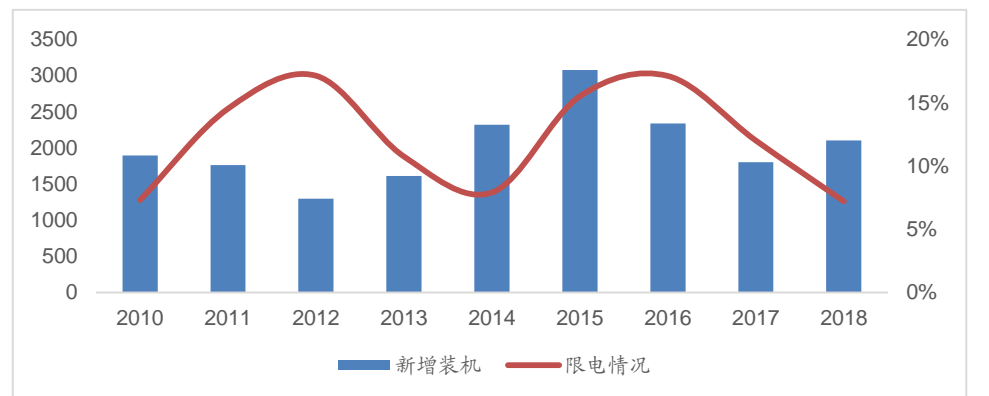
根据可再生能源发展规划，风电到2021年要实现发电侧的平价上网（与当地脱硫煤上网电价相同），还需要对标杆电价继续进行调整。同时，开工的规定（2012年政策文件规定开工的定义为第一台机组的基础进行施工）使得部分项目仅开工但未进行后续项目的建设，相关规定也有可能做出调整。这种情况下，风电开发商为了确保风电场的收益而加快项目的建设成为可能。

### 限电改善，打开空间

弃风率的下降会为新增装机打开空间。从历史数据来看，弃风率和新增装机呈现逆相关的关系，也就是说弃风率下降装机量就会上升，尤其是弃风比较严重，但是风资源条件较好，运输安装便利的北方地区。国家能源局的数据显示，2018年全国平均限电率为7.2%，和2017年的12%相比改善明显。

前文中也有详细描述，从北方六省区弃风率的变化，新增装机规模和新增装机占全国新增装机比重的变化，可以很明显的看出弃风率对于上述地区装机的影响。而随着弃风率的不断下降，北方地区新增装机已经表现出明显的复苏趋势。

图6：新增风电装机和弃风率（单位：万千瓦）

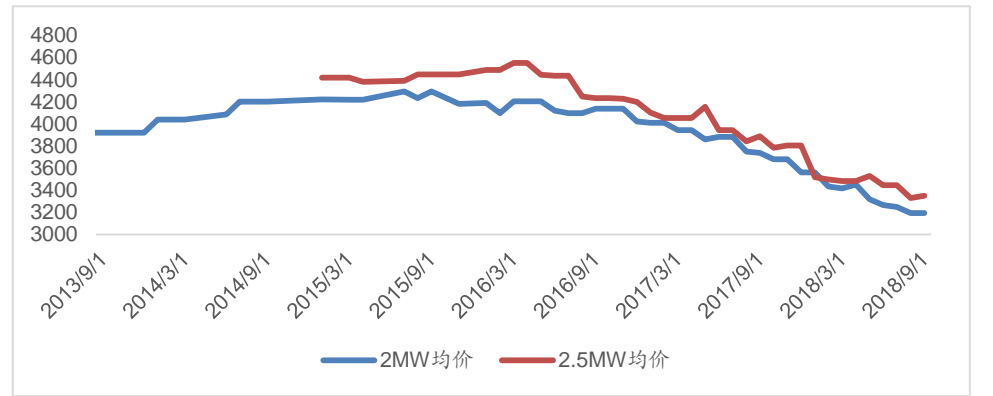


数据来源：国家能源局，广发证券发展研究中心

### 风机降价，推升收益

2MW风电机组伴随着产业周期逐渐兴起并实现了产业链的不断完善，但2016年（包括）以后国内新增风电装机容量不断下降，整机厂商需要通过价格竞争的方式获得更多的市场份额，这种情况在2018年表现的尤为明显，2MW风电机组的价格从年初的约3800元/千瓦时，下降到第3季度的不足3200元/千瓦时，下降幅度约15%，虽然风电机组制造商面临不小的压力，但是从另一个层面来讲也推高了风电场的收益率水平。

图7：金风科技风电机组价格情况（单位：元/千瓦）



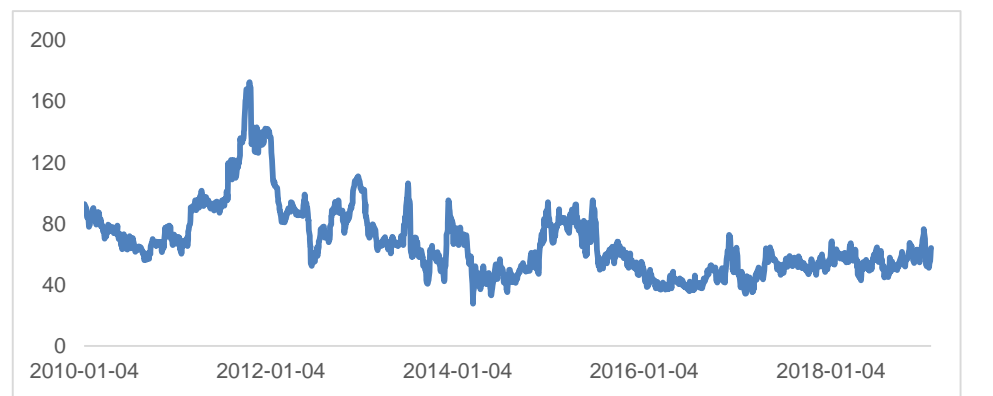
数据来源：国家能源局，广发证券发展研究中心

目前北方地区风电场的建造成本约为7000元/千瓦，也就是说风电机组占成本的比重约为50%。风电机组价格下降15%，整个风电场成本下降7-8%，从而推动了整个项目收益率的提升，也为开发商为确保更高的收益率而加快项目的建设提供了动力。

### 融资宽松，提供环境

我们选取电力行业信用利差和产业债AA+到期收益率来反映风电行业的融资环境。首先，从电力行业信用利差来看，2016年之后，电力行业的信用利差都维持在一个较低的位置，反映了行业层面较为宽松的融资环境。

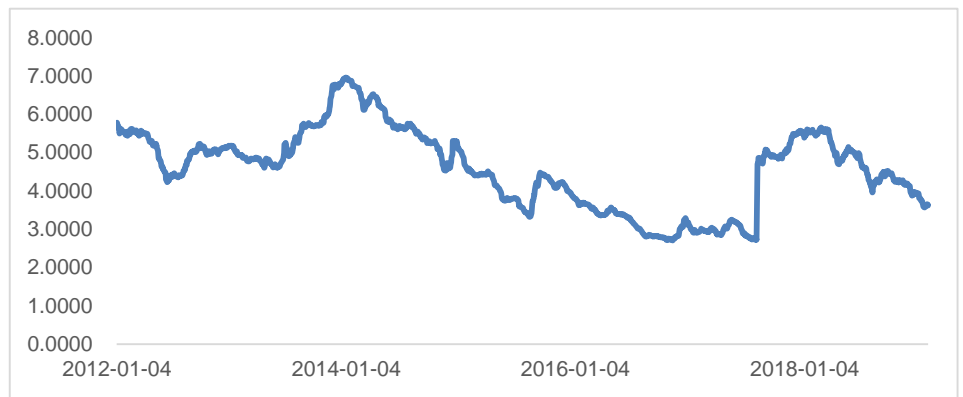
图8：电力行业信用利差（单位：BP）



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

从产业债到期收益率来看，2017年下半年产业债的到期收益率有一个明显的跳升，随后在2018年的上半年维持高位。2018年下半年以来，产业债券的收益率出现了明显的下行，预期了较低的融资利率。

图9: 产业债到期收益率 (单位: %)

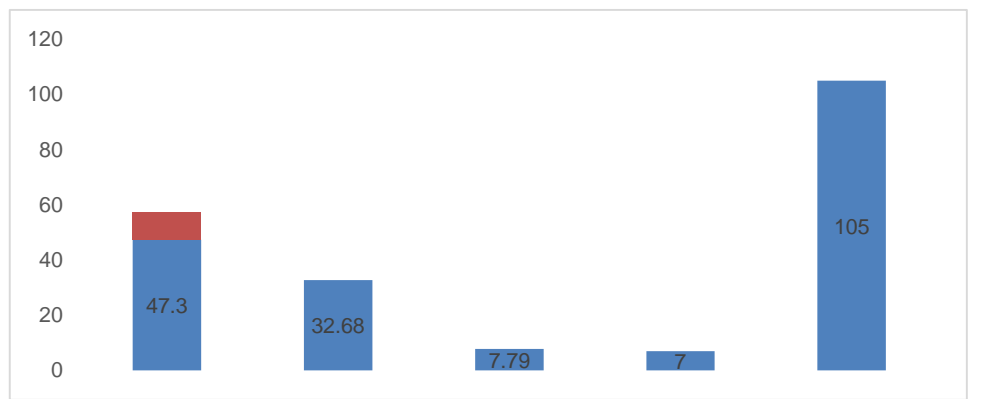


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

### 核准项目, 提供储备

根据金风科技统计和部分地方能源主管部门核准文件, 风电行业有较大规模的已核准的项目, 规模超过100GW, 丰富的项目储备为风电装机提升提供支持, 其中2018年6月已核准未建设容量57.3GW, 2018年新增建设规划方案32.68GW, 2018-2020年分散式建设规划方案7.79GW, 2018年新增大型基地建设方案7GW。

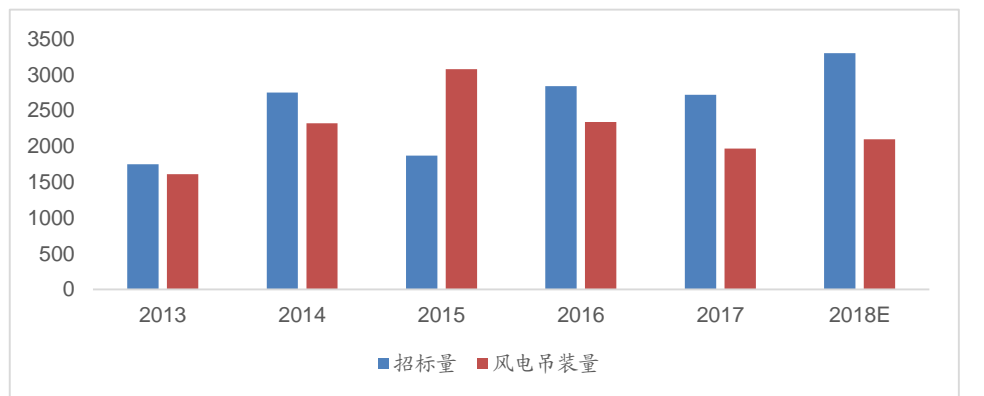
图10: 部分已核准未建设的项目容量 (单位: GW)



数据来源: 金风科技 2018 年中期业绩演示材料, 广发证券发展研究中心

同时, 2016-2018年新增风电招标量规模一直超过新增吊装量, 也就是说招标尚未安装的项目, 预计总规模超过24GW, 这也为短期装机提供了支撑。

图11: 2013-2018年年度新增招标量和吊装量对比情况 (单位: 万千瓦)



数据来源: 金风科技 2017 年中期业绩演示材料, 广发证券发展研究中心

## 回顾历史，寻找自变量同与不同

我们在寻找促进行业装机上行原因的同时，还回顾2012-2013年行业的变化以及随后所带来的三年新增装机的大幅增长，并寻找和现在行业情况变化的异同。从中可以发现包括限电改善、电价下调预期，风机价格的下降等相同因素。同时，我们还回顾2017年年底和2018年年初的情况，并试图寻找2018年装机没有出现大幅增长的原因。通过对历史的回顾和分析，一方面找到影响需求的核心变量，另一方面更好地验证我们的判断。

### 相同因素，推动发展

**标杆电价的调整。**风电标杆电价调整政策于2013年进入议事日程并于2014年颁布，将前三类风资源区的电价每千瓦时调降2分钱，调整后的标杆电价分别为0.49元，0.52元和0.56元，第四类风资源区保持0.61元不变。上述规定，适用于2015年1月1日以后核准的陆上风电项目，以及2015年1月1日之前核准但是在2016年1月1日以后投运的项目。

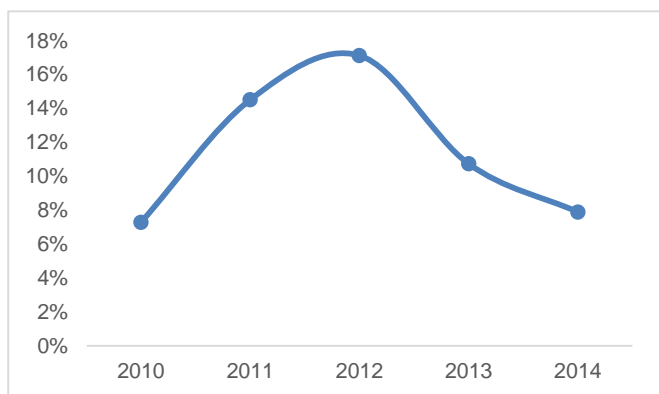
表 2：2014年确定的陆上风电标杆电价调整情况（元/Kwh）

资源区	电价水平	各资源包含的区域
I类资源区	0.49	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市
II类资源区	0.52	河北省张家口市、承德市；内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市；甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市
III类资源区	0.56	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV类资源区	0.61	除I类、II类、III类资源区以外的其他地区

数据来源：国家发改委，国家能源局，广发证券发展研究中心

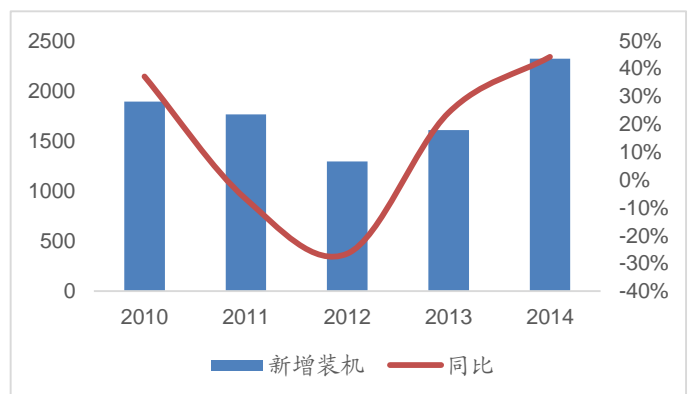
**限电改善和新增装机。**从下图中可以很明显的看出，限电持续加剧则新增装机下滑，限电改善则新增装机上行。随着弃风率的下降，国内新增装机于2013年开始逐步恢复。

图12：2010-2014年国内风电弃风率情况



数据来源：国家能源局，广发证券发展研究中心

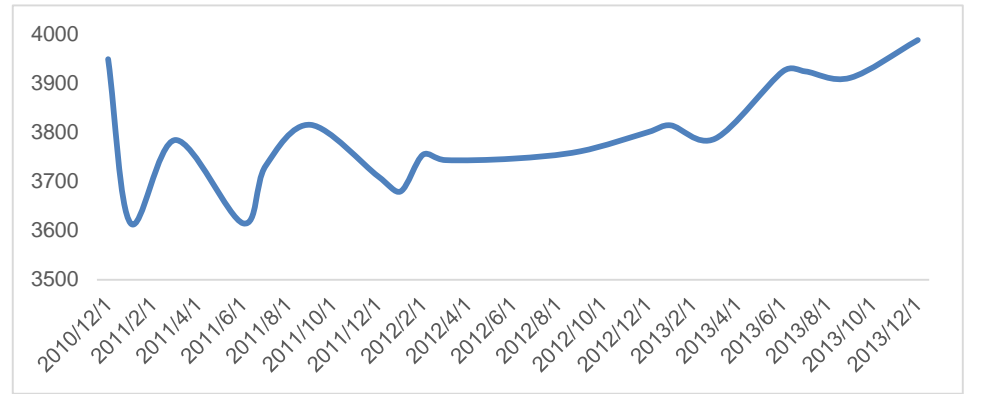
图13：2010-2014年国内风电新增装机（单位：万千瓦）



数据来源：CWEA，广发证券发展研究中心

**机组价格下降。**1.5MW风电机组的价格从2010年下半年的约4000元/千瓦时一度下降到近3500元/千瓦时，其中部分厂家的报价要更低，这个情况直到2013年行业装机恢复后才有所好转。

图14: 金风科技1.5MW风电机组价格情况 (单位: 元/Kwh)



数据来源: 金风科技, 广发证券发展研究中心

**融资环境**从图8和图9中可以看到, 电力行业信用利差在2012年之后逐步下降; 产业债到期收益率除2014年有反弹外也处在一个下降的趋势中。整体的融资环境对风电项目的建设来说还是比较有利的。

### 不同因素, 寻找差异

**现金流改善。**2012年, 财政部集中下发了前三批可再生能源电价附加补贴的相关文件, 补贴资金也于2013年下发到风电开发企业, 企业的现金流获得明显改善。

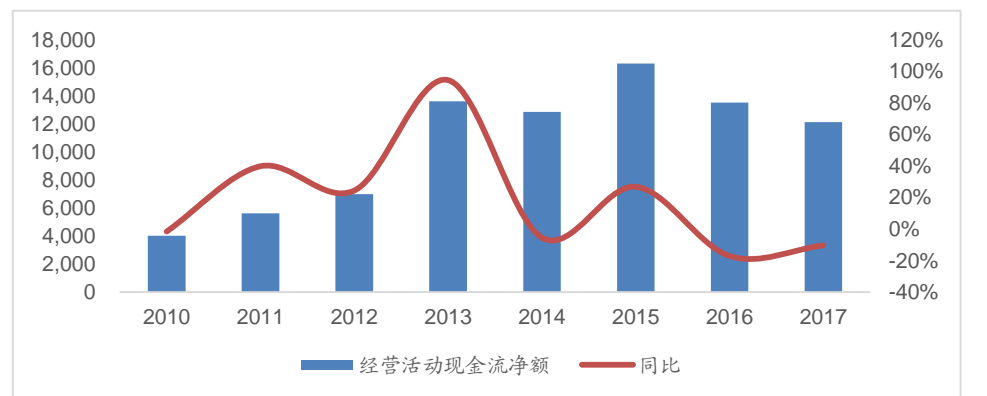
表 3: 前三批可再生能源电价附加文件相关情况

批次	时间	风电规模 (万千瓦)	光伏规模 (万千瓦)
第一批	2012年6月12日	919.59	0.02
第二批	2012年10月15日	2053.89	11.97
第三批	2012年12月20日	2168.60	93.04

数据来源: 财政部, 广发证券发展研究中心

从经营活动现金流净额来看, 2013年龙源电力现金流改善近100%, 这主要来自于补贴资金的发放, 不仅大幅改善了企业的财务情况, 还为后续新增装机规模扩张提供了有利的支撑。

图15: 龙源电力经营活动现金流净额及变化 (单位: 百万人民币)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

目前来看，这一轮风电行业复苏风电运营商现金流的改善更多的来自于弃风率的下降。同时，随着成本的下降和效率的提升，新增项目对补贴的依赖度也越来越小。而对于补贴拖欠，在需要不断降低工商业用电电价的背景下，短期提高可再生能源电价附加变得比较困难。我们更倾向于通过可再生能源电价附加基金和绿证的综合方式来解决。

2018年并未出现风电项目的抢装，主要是融资环境的影响，上述图8和图9可以看到，2017年下半年产业债的到期收益率有一个明显的跳升，随后在2018年的上半年维持高位。同时，风电机组价格并未出现明显的下降，弃风率还需要进一步下降等。

## 我们的观点和重点推荐

在多因素的推动下，我们看好风电行业装机的上行周期，在装机的带动下制造企业的出货量和盈利将会逐步恢复，而随着平价和竞价的推动，运营商的现金流情况预计也将获得改善。我们关注金风科技（A，H），天顺风能，日月股份，金雷风电，天能重工，泰胜风能等，推荐关注港股的风电运营商。

## 风险提示

政策变化影响行业预期，电价调整政策如何出台，影响风电开发商的行为，如果电价下降幅度过大可能会影响装机的延续性。

补贴发放不及时影响行业的现金流，目前补贴拖欠问题成为行业发展最重要的问题，补贴发放不及时造成现金流改善不及预期，会影响开发商的资本开支和风电场项目的建设。



## 广发电力设备与新能源研究小组

陈子坤：首席分析师，10年相关产业协会和证券从业经验。2016年新财富电力设备新能源行业入围，2015年新财富环保行业第一名，2013年、2014年新财富有色金属行业第一名，2013年加入广发证券发展研究中心。

## 广发证券—行业投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘10%以上。  
持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。  
卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘10%以上。

## 广发证券—公司投资评级说明

- 买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘15%以上。  
增持：预期未来12个月内，股价表现强于大盘5%-15%。  
持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。  
卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘5%以上。

## 联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河北路183号大都会广场5楼	深圳市福田区益田路6001号太平金融大厦31层	北京市西城区月坛南街2号月坛大厦18层	上海市浦东新区世纪大道8号国金中心一期16楼	香港中环干诺道中111号永安中心14楼1401-1410室
邮政编码	510075	518026	100045	200120	
客服邮箱	gfyf@gf.com.cn				

## 法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

## 重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反

当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

## 权益披露

(1) 广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去 12 个月内并没有任何投资银行业务的关系。

## 版权声明

未经广发证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、转载和引用，否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、刊登、转载和引用者承担。