

存量好转，增量确定，风电迎来复苏上升周期

——风电行业深度报告

行业深度研究

开文明（分析师） 李远山（联系人）
021-68865582 010-83561326
kaiwenming@xsdzq.cn liyuanshan@xsdzq.cn
证书编号：S0280517100002 证书编号：S0280116100017

推荐（维持评级）

行业指数走势图



● 成本下降，政策支持，风电需求稳定增长：

风电作为清洁能源的代表，2017年全球风电LCOE(平准化发电成本)，约在0.06美元/kWh左右，新建项目可达到0.04美元/kWh。各个国家也提出风电发电目标：中国2020年目标风电发电量占比达到6%；美国目标2020年占比10%，2030年20%；欧洲目标2020年占比达到17%。我们预计2018年全球风电新增装机规模将达到60GW，未来将保持10%的稳定增长。国内预计装机2018年为22GW、2019-2020年将在25GW以上。

● 国内存量市场好转，陆上海上增量市场确定性高，行业迎来基本面改善：

2018年前三季度，我国风电平均利用小时数是1565小时，同比增加了178小时。弃风电量是222亿千瓦时，同比减少了74亿千瓦时。全国平均弃风率是7.7%，比2017年同期减少了4.7个百分点，弃风限电情况总体缓解，存量市场好转，运营商利润增厚。2018年风电进入“竞价”新时期，已核准未建项目达到67.3GW，将集中在2019年底之前开工，同时海上风电进入快速发展期2020年并网5GW，开工10GW。新增陆上海上增量市场确定性高。叠加2018年以来机组招标价格大幅下降，机组大功率化，度电成本进一步下降。需求上升，成本下降，补贴风险消除，行业迎来基本面改善。

● 钢价预期下行，招标量价齐好，中游制造业将进入上升周期：

钢材自2015年开始持续攀升，2018年8月达到最高点126，11月指数已下滑至118.5，2019年我们预计钢价将进入下行周期。钢材价格对风电中游制造业尤其是锻件铸件环节十分敏感，成本占比高达60%-80%。2018年1-9月国内风电公开招标量为23.9GW，同比增长11.7%；三季度单季度招标容量7.2GW，同比增长18.0%，比2018H1增速提高8.8个百分点。2.0MW机组9月平均投标价格为3196元/千瓦，较二季度下降1.6%，降幅正在收窄；2.5MW机型9月投标均价3351元/千瓦，较二季度上涨0.6%。钢价预期下行，招标价格企稳，招标量提升，中游制造环节将进入盈利上升周期。

● “竞价”开启新时期，行业竞争加剧，集中度进一步提升：

2018年5月风电开启“竞价”新时期，意在加速降低补贴，提高风电运行效率和竞争力，加速行业优胜劣汰。风电行业集中度一直在攀升，以风机为例，2013年CR5=54.1%、CR10=77.8%，2017年CR5=89.5%、CR10=67.1%，分别较2016年提高7、5.3个百分点。竞价时代将会加速集中度提升，龙头企业市占率进一步提高。

● 重点标的：金风科技、天顺风能、福能股份。

● 风险提示：风电装机不及预期，成本下降不及预期、政策变化的风险

重点推荐标的业绩和评级

证券代码	股票名称	2018-12-04 股价	EPS			PE			投资评级
			2017	2018E	2019E	2017	2018E	2019E	
002202.SZ	金风科技	11.44	0.86	1.07	1.29	13.3	10.69	8.87	推荐
002531.SZ	天顺风能	4.37	0.26	0.3	0.35	16.81	14.57	12.49	推荐
600483.SH	福能股份	8.58	0.54	0.71	0.95	15.89	12.08	9.03	推荐

资料来源：新时代证券研究所

相关报告

《特斯拉实现Model 3日产1000辆，《清洁能源消纳行动计划》发布》2018-12-02

《《清洁能源消纳行动计划(2018-2020)》发布，助力风光回暖》2018-12-02

《特斯拉将告别松下“独家供货”，Model 3中国售价公布54万起售》2018-11-25

《特斯拉周产能有望达到7000辆，能源局就配额制征求意见》2018-11-17

《10月新能源汽车销量同比增长51%，我国海上风电加快规模化开发》2018-11-10

目 录

1、 全球可再生能源发展势头强劲，国家政策支持风电快速发展.....	4
1.1、 全球可再生能源发展势头强劲，风电基于成本优势快速增长.....	4
1.2、 政策大力支持风电行业发展，促进风电消纳.....	6
2、 需求回暖，弃风率、弃风电量双降，存量市场持续向好.....	11
2.1、 用电需求回暖+多项措施并举，促进风电消纳.....	11
2.2、 全国平均弃风率实现 7.9%，风电利用率提升.....	14
2.3、 行业集中度深化，招标量增速提高，行业回暖在即.....	16
2.3.1、 三季度回暖趋势已现，行业有望迎来反弹.....	16
2.3.2、 行业集中度深化，风机厂商龙头受益.....	18
2.3.3、 机组招标量增速提高，运营商利润增厚.....	19
3、 试点项目与竞价模式开启，风电电价退坡，推进平价上网.....	21
3.1、 试点项目与竞价出台，开启风电平价上网.....	21
3.2、 机组大功率化，装机成本和度电成本下降.....	24
4、 陆上风电装机回暖，海上风电开启新的增长点.....	25
4.1、 “十三五”已核准未建容量大，“红六省”解禁释放新的增量.....	26
4.1.1、 “十三五”风电装机潜力大，已核准未建容量 67.3GW.....	26
4.1.2、 “红六省”三省已解禁，吉林、甘肃有望在 2019 年解禁，释放新的增量。.....	27
4.2、 海上风电蓬勃发展，注入新动能.....	29
4.2.1、 风电装机突破 1GW，开启规模化开发.....	29
4.2.2、 单体装机容量高，风电机组大型化.....	33
5、 重点公司推荐.....	34
5.1、 金风科技：风机龙头地位稳固，在手订单充足.....	34
5.2、 天顺风能：全球风塔龙头，盈利开始改善.....	35
5.3、 福能股份：福建省电力运营龙头，“传统能源+新能源”齐头并进.....	36

图表目录

图 1： 2050 年全球主要市场可再生能源预期比例.....	4
图 2： 火电、风电、光伏 2017 年和 2025 年预期国际平均度电成本.....	4
图 3： 全球风电装机量（GW）及增速.....	6
图 4： 产业历年全社会用电量（亿千瓦时）.....	11
图 5： 各产业历年全社会用电量同比增速（%）.....	11
图 6： 国家电网近年来风电并网容量（GW）.....	12
图 7： 国家电网近年来特高压线路长度（万公里）.....	12
图 8： 全国风电历年利用小时数及增速.....	14
图 9： 全国风电历年发电量及弃风率.....	14
图 10： 历年装机与发电量比值差.....	15
图 11： “红六省”历年弃风电量（亿千瓦时）.....	15
图 12： “红六省”历年弃风率（%）.....	15
图 13： 三北地区弃风电量（亿千瓦时）.....	16
图 14： 风电上市企业 2017-2018 年单季度营收及增速.....	16
图 15： 风电上市企业 2017-2018 年归母净利润及增速.....	16
图 16： 风电上市企业 2017-2018 年单季度毛利率.....	17
图 17： 钢材价格指数：中厚板 20（1994 年 4 月=100）.....	17
图 18： 2013 年-2017 年风机制造商国内装机份额集中度.....	18

图 19: 2016 年和 2017 年主要风机制造商国内装机份额	18
图 20: 国内风机制造商累计装机容量	19
图 21: 国内风机制造商累计市场份额	19
图 22: 2012-2018 年国内风电季度公开招标量 (GW)	19
图 23: 2.0MW 和 2.5MW 机组投标均价 (元/千瓦)	19
图 24: A 股风电运营商季度营收及增速	20
图 25: A 股风电运营商季度归母净利润及增速	20
图 26: A 股风电运营商季度毛利率 (%)	20
图 27: 提升风电利用小时数+降低建设成本可有效对冲风电收益下降风险	23
图 28: 平价上网下风电对应利用小时数与收益	23
图 29: 2010-2017 年全球风电装机成本和 LCOE 变化趋势	24
图 30: 1991-2017 年中国新增和累计装机的风电机组平均功率 (KW)	24
图 31: 2008-2017 年全国不同单机容量点击组新增装机占比	25
图 32: 中国历年风电累计和新增装机量及新增装机增速	26
图 33: 2018 年前核准未建项目测算 (GW)	26
图 34: “红六省”与全国装机规模 (GW)	28
图 35: 2017 年与 2020 年预计累计风电装机地区占比	28
图 36: 2017 年新增风电核准项目分布 (GW)	28
图 37: 全球海上风电新增装机容量 (MW)	29
图 38: 国内海上风电装机量 (MW) 及增速	31
图 39: 各省海上风电项目数量	33
图 40: 2017 年海上风电不同功率累计装机容量 (万 kW)	33
表 1: 2009-2016 年全球电力生产结构 (%)	5
表 2: 主要风电大国最新政策及整体发展规划一览表	5
表 3: 2017~2020 年风电新增建设规模方案 (万千瓦)	7
表 4: 2018 年以来风电行业相关政策	8
表 5: 2014 年至今国家促进风电消纳的重点政策:	9
表 6: 国家电网 2017 年消纳新能源举措 (不完全统计)	12
表 7: “十三五”期间促进风电消纳的重点措施	12
表 8: 清洁能源水电消纳主要目标	13
表 9: 与弃风弃光地区直接相关特高压电力外送通道	13
表 10: 2018 年拟核准的三条和清洁能源输送相关的特高压工程	14
表 11: 2017 年中国风电整机制造企业新增装机容量	18
表 12: 风电平价上网示范性项目统计	21
表 13: 陆上风电标杆上网电价标准	27
表 14: 风电标杆上网电价趋势	27
表 15: 国内海上风电标杆电价	30
表 16: 能源局《风电发展“十三五”规划》2020 年全国海上风电开发布局	30
表 17: 各省规划方案及最新调整规模 (2030 年规划累计并网近 100GW)	30
表 18: 2018 年重大签约/核准海上风电项目	31
表 19: 公司盈利预测	35
表 20: 公司盈利预测	35
表 21: 公司盈利预测	36

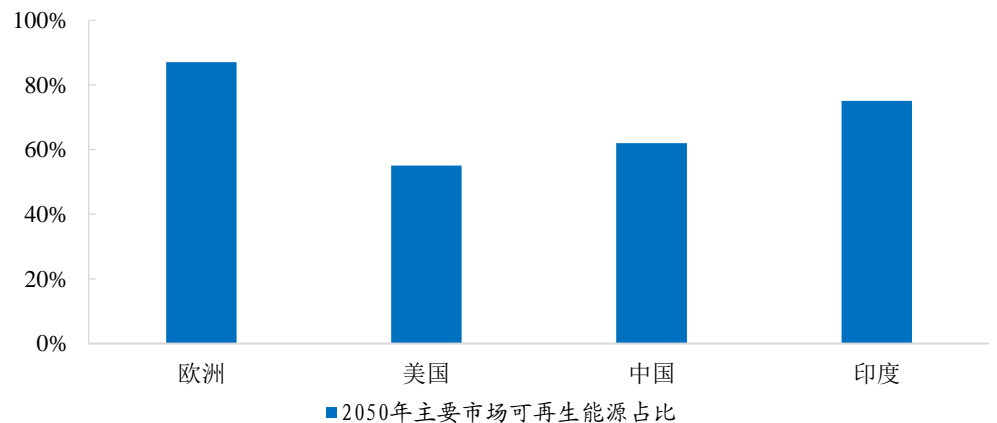
1、全球可再生能源发展势头强劲，国家政策支持风电快速发展

1.1、全球可再生能源发展势头强劲，风电基于成本优势快速增长

自上世纪 70 年代以来，化石燃料一直占据着全球发电总量的 60% 至 70%。随着国际社会对能源安全、生态环境、异常气候等问题的日益重视，减少化石能源燃烧，加快开发和利用可再生能源已成为世界各国的普遍共识和一致行动。目前，全球能源转型的基本趋势是实现化石能源体系向低碳能源体系的转变，最终目标是进入以可再生能源为主的可持续能源时代。

据 NEO2018 预计，在 2018 年至 2050 年期间，全球将投资 11.5 万亿美元用于新能源发电，其中 8.4 万亿美元用于风能和太阳能，另外 1.5 万亿美元用于水力发电和核能等零碳技术。到 2050 年，水电、核能和其他可再生能源将使零碳电力总量达到 71%，风能和太阳能技术将提供全球近 50% 的电力。

图1： 2050 年全球主要市场可再生能源预期比例

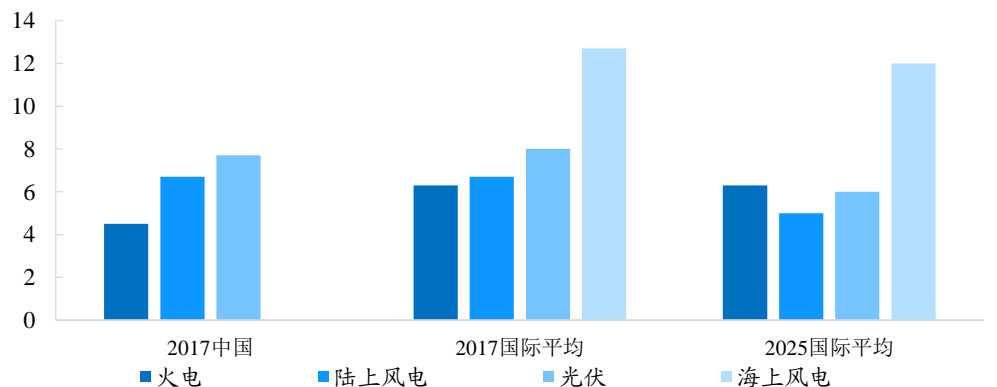


资料来源：NEO、新时代证券研究所

据 NEO 预计，到 2050 年，欧洲的可再生能源将占整个电力供应的 87%，美国 55%，中国 62%，印度为 75%。

2017 年全球陆上风电平准化度电成本（levelized cost of electricity, LCOE）区间已经明显低于全球的化石能源，陆上风电平均成本逐渐接近水电，达到 6.7 美分/千瓦时，2017 年以来新建陆上风电平均成本为 4 美分/千瓦时。

图2： 火电、风电、光伏 2017 年和 2025 年预期国际平均度电成本



资料来源：智研咨询预测、新时代证券研究所

据智研咨询预测，2025 年风电和光伏的度电成本还将显著下降，风电度电成本可达到每千瓦时 5 美分，光伏达到 6 美分，可再生能源将主导未来新能源行业的投资。同时，据 IRENA 预计，随着技术进步，2019 年全球成本最低的风电项目的度电成本将达到甚至低于 3 美分/千瓦时，成为最经济的绿色电力之一。

风电由于资源潜力大、技术基本成熟越来越受到世界各国的高度重视，NEO 也预测，风能将变得越来越便宜，到 2050 年风能成本将下降 58%，电池成本也大幅下降，廉价电池存储的技术发展将使风力发电最大的时间分布不均问题得到有效解决。

从全球电力生产结构的变化趋势看，化石燃料和核能发电的占比逐年下降，水电占比长期维持在 16.6%，风电是目前发展最快的可再生能源。

表1: 2009-2016 年全球电力生产结构 (%)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年
化石燃料	69	67.6	79.7	78.3	77.9	77.2	76.3	75.5
核能	13	13						
水力发电	15	16.1	15.3	16.5	16.4	16.6	16.6	16.6
风电					2.9	3.1	3.6	4
生物质发电					1.8	1.8	2	2
光伏发电					0.7	0.9	1.2	1.5
地热发电	3	3.3	5	5.2				
聚热发电					0.4	0.4	0.4	0.4
海洋能发电								

资料来源：中国产业信息网、新时代证券研究所

基于风电的高度环境友好性及适中的度电成本，风电在全球主要国家已实现了大规模的产业化运营，在德国，陆上风电已成为整个能源体系中最便宜的能源，且在过去的数年间风电技术快速发展，更佳的系统兼容性、更长的运行小时数以及更大的单机容量使得德国《可再生能源法》最新修订法案（EEG2017）将固定电价体系改为招标竞价体系，彻底实现风电市场化。

2017 年整个欧洲地区风电占电力消费的比例达到 11.6%，其中丹麦的风电占电力消费的比例继续增加 4 个百分点，达到 44.4%，并在风电高峰时期依靠其发达的国家电网互联将多余电力输送至周边国家；德国达到 20.8%，英国为 13.5%。

但为了进一步减少化石能源的消耗，达到节能减排，保护自然环境的目的，各主要国家仍不断出台有利于风电发展的行业政策和产业规划。

表2: 主要风电大国最新政策及整体发展规划一览表

国家	最新政策进展	发展规划
中国	2017 年 7 月试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度 2018 年 3 月下发《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》 2018 年 4 月下发《分散式风电项目开发建设暂行管理办法》	2020 年风电年发电量确保达到 4,200 亿千瓦时，约占全国总发电量的 6%，到 2050 年满足 17% 的电力需求
美国	2015 年国会通过生产税抵免（PTC）和投资税减免（ITC）延期	2020 年风电在电力结构中占比达 10%、2030 年升至 20%、2050 年达 35%
德国	2017 年起实施《可再生能源法》最新修订法案（EEG2017）	2025 年风电达全国发电总量的 25%

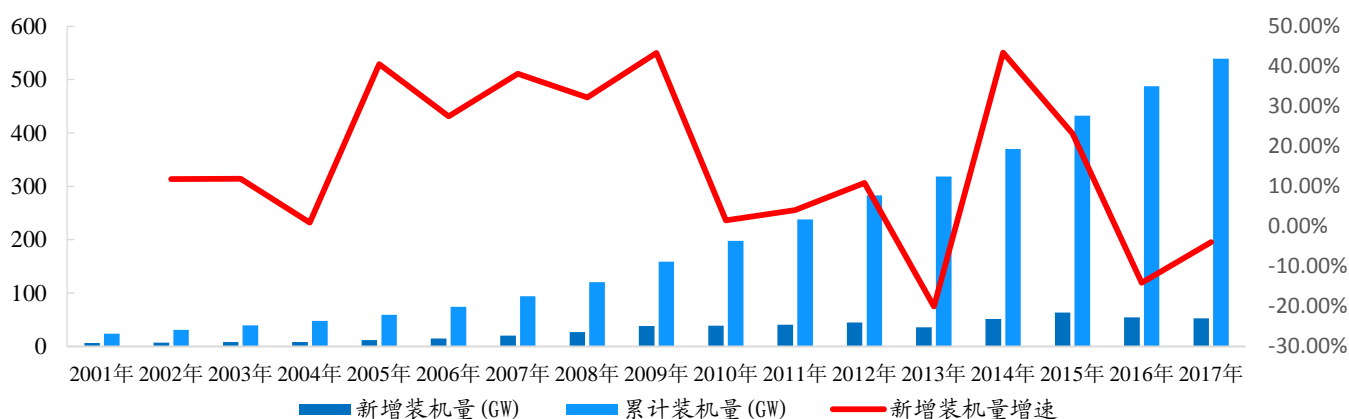
国家	最新政策进展	发展规划
印度	发起“绿色能源通道”规划特高压电网建设	至 2022 年新增风电累计装机容量达到 60GW
丹麦	1、废除自 1998 年以来一直补贴可再生能源发展的公共服务运营费(PSO)2021 年 50%的电力消费由风电提供，2050 年实 2、2016 年成立独立的能源委员会，制定相关政策以实现规划目标	现完全不使用化石燃料

资料来源：中国产业信息网、新时代证券研究所

此外，欧洲到 2020 年将实现可再生能源占总发电量的 34%，其中风电占比为 16.90%，平均每年对风电的投资将达到约 235 亿欧元，其中，陆上发电投资 147 亿欧元，海上风电投资 88 亿欧元，风电累计装机容量将达到 2.3 亿千瓦。

截至 2017 年全球风电市场累计装机容量达 539.6GW，自 2005 年以来复合增速达 20.24%。从新增装机容量来看，进入本世纪以来，除 2013 年、2016 年和 2017 年环比下滑外，其他年度风电新增装机容量基本呈现逐年递增趋势。

图3：全球风电装机量（GW）及增速



资料来源：GWEC、新时代证券研究所

2017 年全球新增装机容量为 52.49GW，与 2016 年新增装机容量 54.64GW 相比，同比下跌 3.8%；截止 2017 年底累计装机容量达到 539.12GW，与 2016 年底装机容量 487.28MW 相比，同比增长 11%。

风电迅猛的增长的势头不可逆转，21 世纪以来以中国为代表的新兴市场风电装机容量的快速增长更是在全球风电市场中扮演者重要的角色。

1.2、政策大力支持风电行业发展，促进风电消纳

我国可开发利用的风能资源十分丰富，在国家政策措施的推动下，经过十年的发展，我国的风电产业从粗放式的数量扩张，向提高质量、降低成本的方向转变，风电产业进入稳定持续增长的新阶段。

进入 21 世纪以后，我国启动风电特许权项目招标，规划大型风电基地建设。2003 年，启动第一批风电特许权招标，华睿投资集团和广东粤电集团分别中标江苏如东一期 10 万千瓦项目和广东惠来 10 万千瓦项目。2007 年底，第二批特许权招标项目之一——龙源电力中标江苏如东（二期）15 万千瓦项目投产发电，成为全国投产的首座大型特许权风电项目。

此后几年，国家相继启动多次特许权招标，风电开发逐步由“游击队”向“正规军”转变。风电场在规模化开发过程中，土地开发、电网架设、配套设施的集约化利用带来了建设成本的下降。风电大规模开发也促进了广大业主的投资热情，除了

国有大型电力能源企业之外，地方国资企业、各类民营企业和风机制造企业等纷纷进入风电领域，投资风电的主体呈现多元化发展。

2008 年，国家发展改革委提出在内蒙古、新疆、甘肃、河北、江苏和吉林建设 6 个千万千瓦级风电基地的目标，进一步加快风电发展速度，风电产业在短时间内迅速向规模化、产业化发展。2008 年风电装机突破 1000 万千瓦，2009 年突破 2000 万千瓦，2010 年突破 4000 万千瓦，先后超越丹麦、德国和美国，成为世界第一风电大国，创造了风电发展史上的中国速度。

2017 年 4 月 25 日，国家发展和改革委员会、国家能源局发布《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》。到 2030 年，非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到 50%，将大力发展风能、太阳能，不断提高发电效率，降低发电成本，实现与常规电力同等竞争。

2017 年 7 月 28 日，国家能源局印发《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》，进一步强调风电发展的质量，横向强调多能互补，纵向强调源网荷储之间的互动，布局以资源导向型向市场消纳导向转变，逐步向中东部、海上倾斜。2017-2020 年全国新增建设规模分别为 30.65GW、28.84GW、26.6GW、24.31GW，计划累计新增风电装机 110.41GW，到 2020 年新增规划并网 126GW。

2017 年，全国 18 个省市已陆续发布“十三五”能源发展规划，明确各省可再生能源规划方案，为未来三年可再生能源建设提供有效指导，海上风电及分散式风电建设也成为部分省市规则的增量布局重点。

表3: 2017~2020 年风电新增建设规模方案（万千瓦）

省份	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2017-2020 年累计	2020 年规划并网目标
北京市	0	5	5	10	20	50
天津市	29	26	40	28	123	100
河北省	239	350	300	250	1139	1800
山西省	256	240	220	224	940	900
辽宁省	0	70	50	40	160	800
上海市	0	10	10	10	30	50
江苏省	110	100	80	80	370	650
浙江省	0	100	90	90	280	300
安徽省	200	100	100	50	450	350
福建省	50	100	100	100	350	300
江西省	113	160	140	60	473	300
山东省	350	240	200	200	990	1200
河南省	300	300	300	300	1200	600
湖北省	301	150	150	150	752	500
湖南省	232	230	150	150	762	600
广东省	165	150	150	150	615	600
广西区	200	100	100	100	500	350
海南省	0	0	0	35	35	30
重庆市	30	15	15	15	75	50
四川省	22	8	20	20	70	500
贵州省	15	60	120	44	239	600
云南省	0	65	65	65	195	1200
西藏区	0	5	5	10	20	20

省份	2017年	2018年	2019年	2020年	2017-2020年累计	2020年规划并网目标
陕西省	303	150	150	150	753	550
青海省	150	150	100	100	500	200
合计	3065	2884	2660	2431	11041	12600

资料来源：中国产业信息网、新时代证券研究所

我国在“十三五”规划中初步提出：到2020年煤炭消费总量所占比例将达到60%左右，到2030年将降低至50%左右；2030年以后，将不再建设新的火电；到2050年，我国能源结构将实现从煤电为主向非化石能源发电为主的转换。预计到2050年，各行业累计减排至少7500亿吨二氧化碳。其中，40%的减排目标需要电力行业来实现；而在电力行业中，60%的减排量要可再生资源来实现。而可再生资源中，风电和光伏是最有商业化发展前景的，承担了22%的减排量任务。

风电发展“十三五”规划提出总量目标：到2020年底，风电累计并网装机容量确保达到2.1亿千瓦以上，其中海上风电并网装机容量达到500万千瓦以上；风电年发电量确保达到4200亿千瓦时，约占全国总发电量的6%。消纳利用目标：到2020年，有效解决弃风问题，“三北”地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求。从政策来看，发改委和国家能源局等部门出台了一系列的措施来推动发展风电产业。

表4：2018年以来风电行业相关政策

时间	颁布单位	政策名称	主要内容
2018年2月	能源局	2018年能源工作指导意见	明确18年风电建设规模指引
2018年3月	能源局	2018年度风电投资监测预警结果的通知	解除三省红色预警，持续优化风电市场增量区域布局
2018年3月	发改委和能源局	分布式发电管理办法（征求意见稿）	确立隔墙售电机制，打开分布式可再生能源发展空间
2018年3月	发改委	燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案（征求意见稿）	要求自备电厂企业补缴“政府性基金及附加”，缓解补贴拖欠给企业带来的压力
2018年3月	能源局	关于征求《可再生能源电力配额及考核办法（征求意见稿）》意见的函	明确非水可再生能源电力配额指标，确保2020年可再生能源消费比例目标达成
2018年4月	能源局	分散式风电项目开发建设暂行管理办法	简化分散式风电项目核准手续，对项目并网条件及补贴予以保障，有助于进一步打开增量市场空间
2018年5月	能源局	2018年度风电建设管理有关要求的通知	将消纳工作作为首要条件，推行竞争方式配置风电项目

资料来源：国家能源局、新时代证券研究所

除布局全国风电装机规划外，国家出台还多项政策不遗余力保障风电消纳，从各方面，不断加大政策扶持力度，多方试验消纳方式。

风电作为新型清洁发电技术，在政策鼓励和自身优势的条件下，经历了早期的高速跨越式发展到当前平稳有序发展。2018年前三季度，风电平均利用小时数1565小时，同比增加了178小时。全国弃风电量222亿千瓦时，同比减少了74亿千瓦时。全国平均弃风率是7.7%，比2017年同期减少了4.7个百分点。弃风限电现象的好转也充分肯定了国家政策刺激的有效性。

2017年2月3日，国家发改委、财政部和国家能源局联合下发《关于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》，为陆上风电、光伏（不含分布式）核发绿证。绿证自2017年7月1日起自愿认购，2018年将启动绿色电力配额考核和证书强制约束交易。通过市场化机制促进可再生能源消纳及推广，有利于中长期解决弃风限电问题。

2017年2月17日，国家能源局发布了《关于发布2017年度风电投资检测预警结果的通知》，内蒙古、黑龙江、吉林、宁夏、甘肃、新疆（含兵团）为2017年度风电开发建设红色预警区域，上述地区2017年暂停新项目核准以及并网，以更好地引导产业投资，缓解弃风限电。

2017年4月至年底，国家能源局、财政部、发改委、住建部等国家十部委，先后发布《关于征求对〈关于促进可再生能源供热的意见〉的函》、《关于开展中央财政支持北方地区冬季清洁取暖试点工作的通知》、《关于推进北方采暖地区城镇清洁供暖的指导意见》以及《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021年)》等文件，积极推动清洁供暖、供热，有效推动供暖领域的供给侧结构性改革，同时为可再生能源消纳提供了更有效的空间。

2017年11月8日，国家能源局印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，方案明确，2017年甘肃、新疆弃风率降至30%左右，吉林、黑龙江和内蒙古弃风率降至20%左右。其它地区风电和光伏发电年利用小时数应达到国家能源局2016年下达的本地区最低保障收购年利用小时数（或弃风率低于10%、弃光率低于5%）。同时，方案再次强调用多种市场化手段推动解决可再生能源消纳问题，到2020年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。

2018年3月7日，国家能源局下发《关于发布2018年度风电投资监测预警结果的通知》，甘肃、新疆（含兵团）、吉林列为红色预警区域，暂停风电开发建设，已核准的风电项目暂缓建设，已纳入规划且列入各年度实施方案未核准的风电项目暂停核准，电网企业停止受理缓建和暂停核准项目的并网申请。内蒙古、黑龙江全省以及山西、陕西、河北部分区域调整为橙色预警区域，宁夏调整为绿色预警区域。

表5：2014年至今国家促进风电消纳的重点政策：

时间	文件名	核心内容
2014.11.09	国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划(2014-2020年)的通知	1、按照输出与就地消纳利用并重、集中式与分布式发展并举的原则，加快发展可再生能源。 2、提高可再生能源利用水平，加强电源与电网统筹规划，科学安排调峰、调频、储能配套能力，切实决弃风、弃水、弃光问题。
2015.3.15	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	一是减少风电发电量计划配额；二是逐步引入市场定价。
2016.2.05	国家能源局关于做好“三北地区”可再生能源消纳工作的通知	做好风电等可再生能源清洁供暖工作。各省市地区结合风能资源特点和风电发展需求，研究利用冬季夜间风电春到火燃煤金昆炉进行清洁供暖，制定促进风电供暖应用的政策和方案，积极开展相关试点和示范工作。
2016.2.29	国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见	1、充分认识建立可再生能源开发利用目标的重要性。 2、建立明确的可再生能源开发利用目标。 3、制定科学的可再生能源开发利用规划。 4、明确可再生能源开发利用的责任和义务。 5、建立可再生能源开发利用监测和评价制度。 6、研究完善促进再生能源开发利用的体制机制。 7、分步开展可再生能源开发利用目标引导工作。
2016.3.11	国家能源局关于做好2016年度风电消纳工作有关要求的通知	1、充分认识做好风电并网消纳工作的重要性和紧迫性。 2、严格控制弃风严重地区各类电源建设节奏。 3、认真落实可再生能源发电全额保障性收购制度。 4、深入挖掘系统消纳风电的潜力。 5、积极开拓风电供暖等风电消纳方式。
2016.03.10	国家能源局关于推动电储能参与“三北”鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助提供商等投资电储能设施。充电	

时间	文件名	核心内容
	即地区调峰辅助服务工作的通知（征求意见稿）	功率在 10 兆瓦以下、持续充电时间在 4 小时以上的电储能设施可以参与发电侧辅助调频服务。
2016.03.24	国家发展改革委关于印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知	非可再生能源发电做好与可再生能源调峰机组优先发电的衔接;促进可再生能源跨省跨区交易, 合理扩大可再生能源电力消纳范围。鼓励用户参与调峰调频等辅助服务; 提高系统的灵活性和可再生能源消纳能力
2016.04.05	国家发展改革委办公厅《关于同意甘肃、内蒙古自治区、吉林省三省的可再生能源就近消纳试点方案的复函》	在扩大可再生能源外送的基础上, 完善可再生能源消纳市场机制, 优先安排可再生能源参与直接交易。
2016.5.27	国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知	保障性收购电量应由电网企业按标杆上网电价和最低保障收购年利用小时数全额结算, 超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳; 地方政府应积极组织风电光伏发电企业与售电企业或电力用户开展对接, 确保最低保障收购年利用小时数以外的电量能够以市场化的方式全额消纳。
2016.7.18	国家能源局关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知	研究建立了风电投资监测预警机制, 警程度由高到低分为红色、橙色、绿色三个等级, 预警目标年为发布年的 1 年后。
2016.11.16	《风电发展“十三五”规划》	到 2020 年, 有效解决弃风问题, ‘三北’(东北、西北、华北) 地区全面达到最低保障性收购利用小时数的要求, 建设重心由“三北”地区向中东部和南部地区转移。
2017.1.18	《国家发展改革委财政部国家能源局关于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》	建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系并试行核发; 完善绿色电力证书的自愿认购规则; 试行为陆上风电企业所生产的可再生能源发电量发放绿色电力证书。
2017.1.25	《国家能源局关于公布首批多能互补集成优化示范工程的通知》	多能互补集成优化示范工程中涉及的风电项目, “三北”地区应严格消化存量, 其他地区应在优先消化存量的基础上, 再发展增量。示范工程实施“能进能出”机制。
2017.2.10	《2017 年能源工作指导意见》	围绕实现“十三五”规划目标, 着力解决弃风、弃光、弃水等突出问题, 促进电源建设与消纳送出相协调, 提高清洁低碳能源发展质量和效益。
2017.4.1	国家电网公司《关于印发 2017 年促进新能源消纳工作安排的的通知》	要求进一步减少火电机组发电计划, 为新能源发电留足电量空间; 同时建立新能源黄色预警, 对弃风弃光比例超过 10% 的省份按黄色预警对待, 暂停出具风电、光伏项目接入系统意见。
2017.5.1	《关于报送可再生能源“十三五”发展规划年度建设规模方案的通知》	集中式风电和光伏发电的年度规模确定及分配都要以省级电网企业承诺投资建设电力送出工程和出具的电力系统消纳能力意见为前提。对大型水电、风电、光伏发电基地, 所在省(区、市)能源主管部门及市(县)级地方政府能源主管部门首先要落实电力消纳市场。
2017.5.27	《国家能源局关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知》	1、加快核准接入低电压配电网、就地消纳的分散式风电项目建设; 2、红色预警地区应着力解决存量风电项目的消纳问题暂缓建设新增分散式风电项目。
2017.7.19	国家能源局关于可再生能源发展‘十三五’规划实施的指导意见	1、加强电网接入和市场消纳条件落实; 对大型风电基地, 所在省(区、市)能源主管部门及市(县)级地方政府能源主管部门首先要落实电力消纳市场。 2、发挥跨省跨区特高压输电通道消纳可再生能源的作用。
2017.8.31	《国家能源局关于公布风电平价上网示范项目的通知》	示范项目的上网电价按当地煤电标杆上网电价执行所发电量不核发绿色电力证书; 在本地电网范围内消纳。示范项目建成后, 要及时与风电开发企业签订购售电合同, 同时创新调度运行机制, 充分挖掘系统调峰能力和消纳潜力, 优先满足项目消纳需求, 确保全额消纳风电平价上网示范项目所发电量, 使项目建设切实发挥示范效应和引导作用。
2017.11.08	国家发展改革委国家能源局关于印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》的通知	明确按年度实施可再生能源电力配额制, 并在 2020 年全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。

时间	文件名	核心内容
	通知	

资料来源：国家能源局、新时代证券研究所

2、需求回暖，弃风率、弃风电量双降，存量市场持续向好

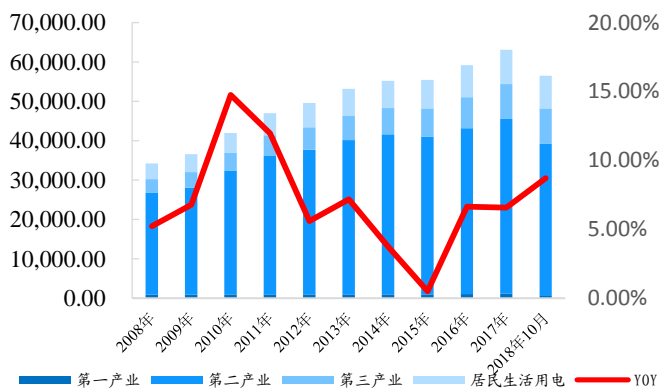
2.1、用电需求回暖+多项措施并举，促进风电消纳

根据《电力发展“十三五”规划》，预计2020年全社会用电量6.8-7.2万亿千瓦时，年均增长3.6%到4.8%，全国发电装机容量20亿千瓦，年均增长5.5%，人均装机突破1.4千瓦，人均用电量5000千瓦时左右，接近中等发达国家水平，电能占终端能源消费比重达到27%。

考虑到为了避免出现电力短缺影响经济社会发展的情况和电力发展适度超前的原则，在预期2020年全社会用电量需求的基础之上，按照2000亿千瓦时预留电力储备，以满足经济社会可能出现加速发展的需要。

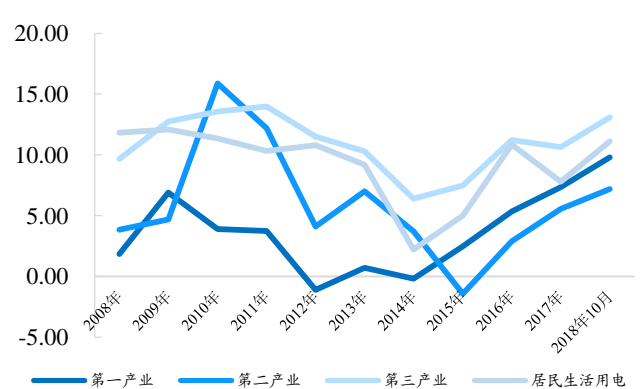
2016年以来，国内经济增长步入新常态，全社会各产业及城乡居民生活用电量从2015年的底部开始企稳回升，2017年，国内全社会用电量达到63076.58亿千瓦时，同比增幅6.57%，2018年1-10月份，国内全社会用电量达到增速超出市场预期全国均加速增加56553亿千瓦时，同比增加8.72%，比2017年增速提高2.2个百分点，呈加速增长模式，超出市场预期。分领域来看，第一产业、第二产业、第三产业和城乡居民生活用电占比分别为1.09%、68.21%、16.05%、14.65%，同比增速分别为9.80%、7.20%、13.10%、11.10%，各领域用电量均显著提升，为风电等新能源装机并网及电量消纳奠定了增量需求基础。

图4：产业历年全社会用电量（亿千瓦时）



资料来源：wind、国家能源局、新时代证券研究所

图5：各产业历年全社会用电量同比增速（%）



资料来源：wind、国家能源局、新时代证券研究所

《风电发展十三五规划》中明确提出要通过加强电网建设、提高调峰能力、优化调度运行等措施，充分挖掘系统消纳风电能力，促进区域内部统筹消纳以及跨省跨区消纳，切实有效解决风电消纳问题。

国家电网实施多项举措消纳新能源。近年来，国家电网持续提升电网平衡能力，实施全网统一调度，推动火电发电计划放开，深挖火电调峰潜力，最大限度利用抽水蓄能电站等措施。2017年实现省内消纳对新能源全局消纳的贡献度超过70%。推动火电机组2017年计划电量较上年减少21%，为新能源消纳腾出空间。2017年，甘肃、青海、新疆取消火电机组发电计划。“三北”地区的冀北、山东、辽宁、吉林、黑龙江火电机组年度计划电量共减少950亿千瓦时。2017年累计推动完成26台、共计918万千瓦火电机组灵活性改造，多消纳新能源电量9.3亿千瓦时。推动调峰

辅助服务市场建设；最大限度利用抽水蓄能电站。2017年，国家电网经营区抽水蓄能电站平均综合利用小时数为2946小时，多消纳新能源电量82.3亿千瓦时。此外，国家电网积极探索能源清洁低碳转型。

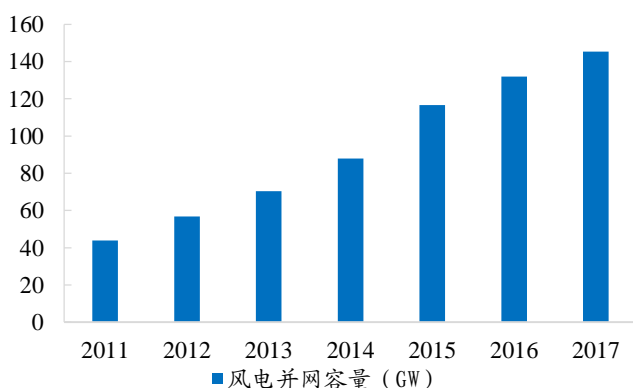
表6: 国家电网2017年消纳新能源举措（不完全统计）

举措	主要内容
省内输电通道	新疆三塘湖变—麻黄沟东线路工程，山西明海湖500千伏输变电工程等。山西明海湖500千伏输变电工程线路长度371千米，工程投资16.9亿元，接入风电装机容量70万千瓦，缓解朔州地区风电受阻问题，减少弃风电量4亿千瓦时
跨省跨区通道	建成投运榆横—潍坊、锡盟—胜利等特高压交流输电工程，建成酒泉—湖南等特高压直流输电工程，新增特高压输电线路8883千米，设计输电能力超过5000万千瓦。建成投运扎鲁特—科尔沁、科尔沁—阜新、扎鲁特—向阳等500千伏线路工程，新增线路长度1387千米，确保扎鲁特汇集外送能力达到400万千瓦以上。
抽水蓄能电站	开工建设河北易县、内蒙古芝瑞、浙江宁海、浙江缙云、河南洛宁、湖南平江6座抽水蓄能电站，总装机容量840万千瓦。全面做好陕西镇安等20座在建抽水蓄能电站建设工作，在建规模达到3015万千瓦。

资料来源：国家电网、新时代证券研究所

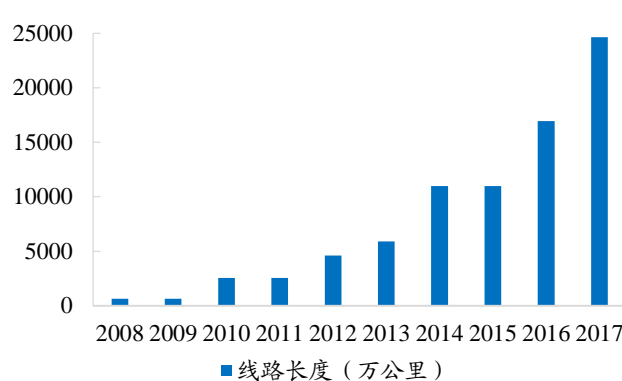
国家电网近年来风电并网容量不断提升。2017年，国家电网风电并网容量达到12890万千瓦，同比增加10.6%。2017年，国家电网750千伏及以下新能源并网及输送工程总投资95亿元，建成新能源并网及送出线路2742千米，满足了5426个新能源发电项目并网和省内输送的需要。

图6: 国家电网近年来风电并网容量（GW）



资料来源：国家电网、新时代证券研究所

图7: 国家电网近年来特高压线路长度（万公里）



资料来源：国家电网、新时代证券研究所

由于风力资源的地区分布不平衡和地区资源需求的差异，国家能源局提出在保证系统安全的情况下，将风电充分纳入网调、省调的年度运行计划。加强区域内统筹协调，优化省间联络线计划和考核方式，充分利用省间调峰资源，推进区域内风电资源优化配置。充分利用跨省跨区输电通道，通过市场化方式最大限度提高风电外送电量，促进风电跨省跨区消纳。

表7: “十三五”期间促进风电消纳的重点措施

地区	措施
华北	(1) 京津冀蒙统筹规划、协调运行，加强内蒙古与京津冀联网，实现河北风电、内蒙古风电在区域内统筹消纳。 (2) 结合大气污染防治，积极推动电能替代。 (3) 大力推进需求侧响应和管理，提高智能化调度水平。 (4) 实现特高压外送通道配套风电和煤电协调运行，保障外送风电高效消纳。
东北	(1) 进行供热机组深度调峰技术改造，提高供热机组调峰能力。 (2) 积极推进电能替代，增加用电负荷。 (3) 补强吉林、辽宁电网局部薄弱环节，解决风电送出受限问题。

地区	措施
西北	(1) 推进自备电厂参与系统调峰等辅助服务。
	(2) 充分发挥西北五省(区)之间水火风光互补互济效益,优化联络线运行和考核方式。
	(3) 加强甘肃酒泉等地区电网建设,提高风电输送能力。
	(4) 实现特高压外送通道配套风电和煤电协调运行,保障外送风电高效消纳。

资料来源:国家能源局:《风电发展十三五规划》、新时代证券研究所

2018年4月国家能源局综合司下发关于征求《清洁能源消纳行动计划(2018-2020年)(征求意见稿)》意见的函,提出工作目标,2018年清洁能源消纳取得显著成效;到2020年,清洁能源消纳的问题得到基本解决。其中关于风电能源的具体指标要求:2018年确保全国平均弃风率低于12%(力争控制在10%左右)弃光率低于5%,确保弃风、弃光电量比2017年进一步下降。2019年,确保全国平均弃风率低于10%,(力争控制在8%左右)、弃光率低于5%。2020年,确保全国平均弃风率控制在合理水平(力争控制在5%左右),弃光率低于5%。全国水电利用率95%以上,核电实现安全保障性消纳。

表8: 清洁能源水电消纳主要目标

	2017年(现状)		2018年		2019年		2020年	
	弃电量	全国占比	弃风(光)率	弃风(光)率	弃风(光)率	弃风(光)率	弃风(光)率	弃风(光)率
一、弃风								
1、新疆	133	32%	29%	25%	20%	20%	15%	15%
2、甘肃	92	22%	33%	25%	20%	20%	15%	15%
3、黑龙江	18	4%	14%	15%	12%	12%	10%	10%
4、内蒙古	95	23%	15%	15%	12%	12%	10%	10%
5、吉林	23	5%	21%	15%	12%	12%	10%	10%
6、河北	20	5%	7%	-	-	-	10%	10%
合计	380	91%	-	-	-	-	-	-
二、弃光								
1、新疆	29	40%	24%	15%	10%	10%	10%	10%
2、甘肃	19	25%	20%	15%	10%	10%	10%	10%
合计	48	66%	-	-	-	-	-	-

资料来源:国家能源局:《清洁能源消纳行动计划(2018-2020年)(征求意见稿)》、新时代证券研究所

特高压输电通道集中落地,跨区域消纳能力加大。为提升清洁能源电力大规模外送能力,我国大力推进特高压线路建设,目前已累计建成特高压项目中与弃风弃光限电地区直接相关特高压外送通道共10余条,大部分集中于2016H2之后建成投运,增加限电地区电力外送能力8000万KW以上,为当地弃风弃光问题带来最直接的实质性改善。

表9: 与弃风弃光限电地区直接相关特高压电力外送通道

工程名称	类型	输送容量(万kW)	输送电量(TWh)	投运时间
锡盟-山东(蒙电外送)	1000kV 交流			2016.7
宁东-浙江(宁电外送)	±800kV 直流	800	48	2016.9
蒙西-天津南(蒙电外送)	1000kV 交流			2016.11
晋北-江苏(晋电外送)	±800kV 直流	800	45	2017.7
酒泉-湖南(甘电外送)	±800kV 直流	800	48	2017.6
锡盟-胜利(蒙电外送)	1000kV 交流			2017.7
锡盟-泰州(蒙电外送)	±800kV 直流	1000	60	2017.9

工程名称	类型	输送容量 (万 kW)	输送电量 (TWh)	投运时间
扎鲁特-青州 (东北电力外送)	± 800kV 直流	1000	60	2017.12
上海庙-山东 (蒙电外送)	± 800kV 直流	1000	60	2017.12 建成
准东-皖南 (疆电外送)	± 1100kV 直流	1200	72	在建
蒙西-晋中 (蒙电外送)	1000kV 交流			待建

资料来源: 国家电网、新时代证券研究所

2018 年 9 月, 国家能源局印发《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》, 为加大基础设施领域补短板力度, 发挥重点电网工程在优化投资结构、清洁能源消纳、电力精准扶贫等方面的重要作用。项目包括了 12 条特高压工程, 合计输电能力 5700 万千瓦, 将于今明两年给予审核。其中至少有 3 个项目是和新能源消纳相关。

表10: 2018 年拟核准的三条和清洁能源输送相关的特高压工程

项目名称	建设必要性	输电能力 (万千瓦)	预计核准开工时间
青海至河南特高压直流工程	满足青海清洁能源送出及河南负荷需要	800	2018 年第四季度
陕北至湖北特高压直流工程	满足陕北能源基地送出及湖北负荷需要	800	2018 年第四季度
张北-雄安特高压交流工程	满足张北地区清洁能源外送及雄安地区清洁能源供电需要	600	2018 年第四季度

资料来源: 国家能源局、新时代证券研究所

推进火电灵活性改造, 开展电力辅助服务市场。光伏风电间歇性和波动大, 大规模并网对电网调峰能力要求高。国家能源局在 2016 年 6、7 月分两批下发火电灵活性改造试点项目通知, 确认两批 24 个项目纳入提升火电灵活性改造试点, 共涉及火电机组约 1700 万 kW, 主要位于限电情况较严重的三北地区。根本电力“十三五”规划, “十三五”期间我国三北地区将增加调峰能力 4500 万 kW。目前我国灵活调节电源比重仅 6% (三北地区仅 4%), 火电灵活性改造完成不到 1000 万 kW。调峰能力仍具备大幅提升空间。另外, 自 2016 年以来, 电力市场辅助服务机制除西藏外, 已在全国基本建成, 运行情况良好, 其中西北地区取得效果最为显著, 可通过市场化资源配置作用, 促进清洁能源消纳。

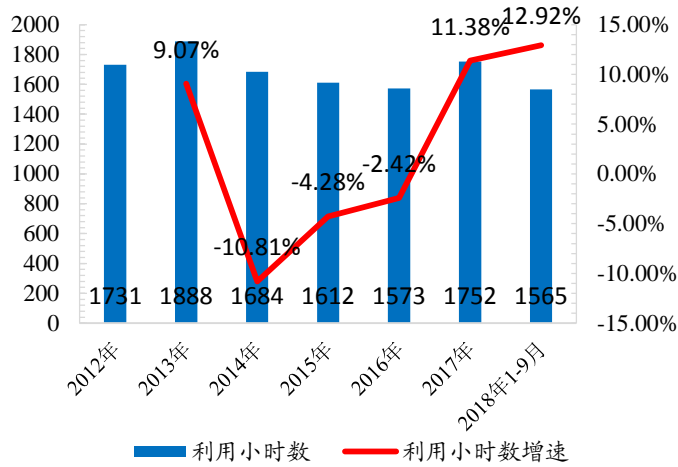
2.2、全国平均弃风率实现 7.9%, 风电利用率提升

经过多年来政策调节和电力系统的联合发力, 国内弃风电量及弃风率明显下降, 风电利用率显著提升。2017 年全国风电利用小时数 1752 小时, 比上年增加 179 小时, 同比增幅达 11.38%, 2017 年全国弃风率 12.05%, 比上年减少 5.05 个百分点。2018 年前三季度, 风电平均利用小时数是 1565 小时, 同比增加了 178 小时。弃风电量是 222 亿千瓦时, 同比减少了 74 亿千瓦时。全国平均弃风率是 7.7%, 比 2017 年同期减少了 4.7 个百分点, 弃风限电情况总体缓解。

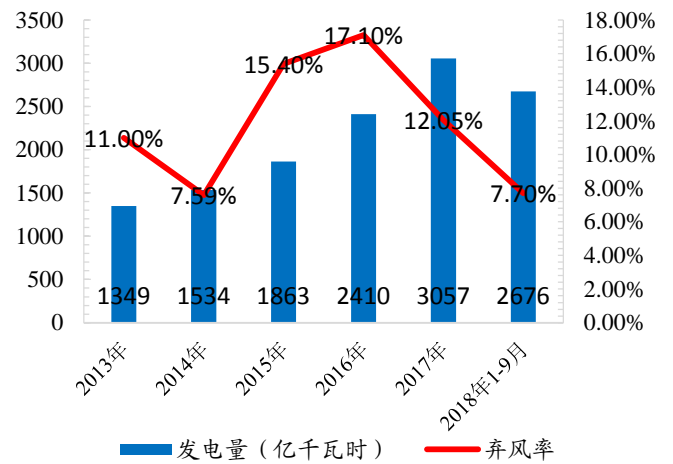
按照国家统计局公开的数据, 2018 年前三季度我国风力发电量达到了 2367.3 亿千瓦时, 与 2017 年同期相比增速高达 20.1%, 同时占到了前 9 月全国发电总量的 4.7%。

图8: 全国风电历年利用小时数及增速

图9: 全国风电历年发电量及弃风率



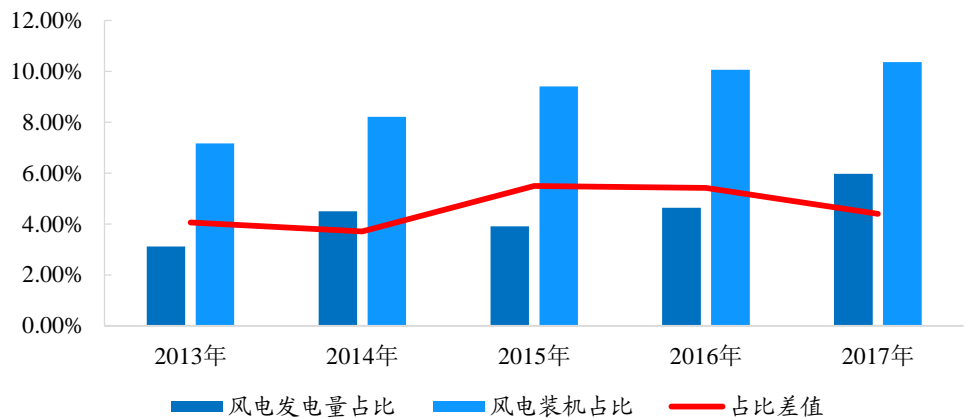
资料来源：GWEC、国家能源局、新时代证券研究所



资料来源：GWEC、国家能源局、新时代证券研究所

装机与发电量占比差值缩窄。2016年风电发电量同比增长29.36%，主要是因累计装机规模较大，而非16年利用小时数改善。17年风电发电量占全国发电总量4.71%，风电累计装机占国内总装机比重为9.21%，由于消纳问题的存在，风电发电量与装机占比不相匹配。风电装机占比与发电量占比差值于2016年起缩窄，引发这一现象的主导因素，风电消纳好转，利用小时数增加，由装机占比增速放缓转变为发电量占比增加。

图10：历年装机与发电量比值差

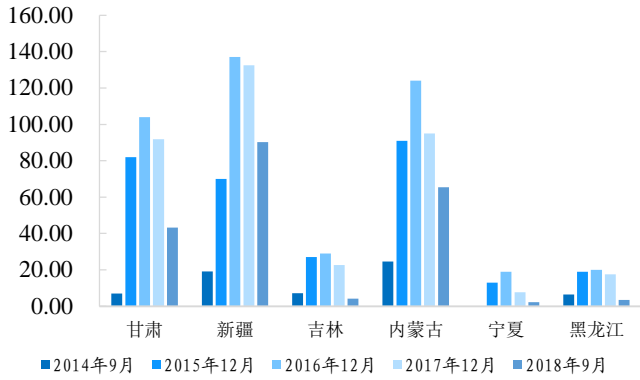


资料来源：wind、国家能源局、新时代证券研究所

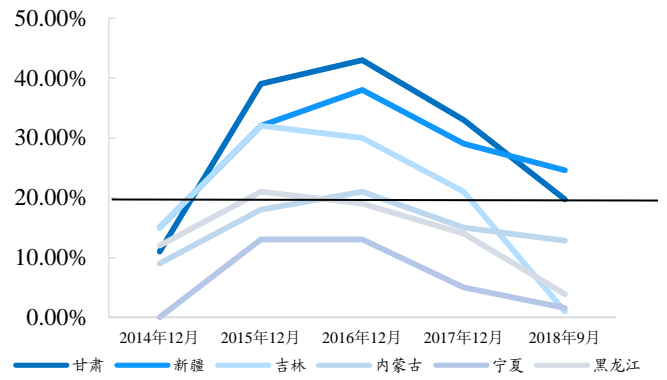
“红六省”弃风现象明显好转，2019年吉林省和甘肃省有望解除装机禁令。2018年1-9月份甘肃、吉林、黑龙江弃风率同比分别下降超过10个百分点，其中吉林省2018年Q3弃风率快速降低至1%，相较于2017年降低20个百分点，甘肃省2018Q3弃风率19.7%，相较于2017年降低13.3个百分点，预计2019年吉林省和甘肃省有望解除装机禁令。黑龙江2018年Q3弃风率大幅降低至3.9%，降幅超过10个百分点。黑龙江、宁夏、吉林三省2018年Q3弃风率均降至5%以下。内蒙古弃风率下降1.2个百分点，达到12.8%。

图11：“红六省”历年弃风电量(亿千瓦时)

图12：“红六省”历年弃风率(%)



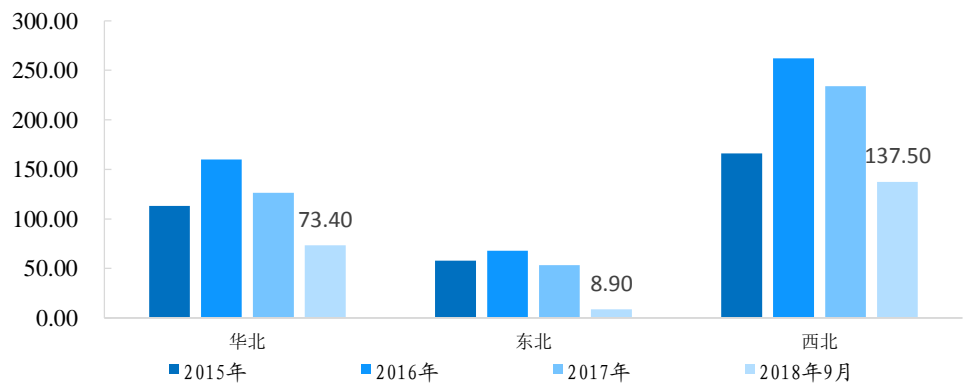
资料来源: wind、国家能源局、新时代证券研究所



资料来源: wind、国家能源局、新时代证券研究所

三北地区弃风电量自 2016 达到顶点之后, 呈现逐步下降趋势, 截止到 2018 年 9 月底, 华北、东北、西北弃风电量分别下降至 73.4、8.9、137.5 亿千瓦时, 其中, 东北地区由于“红六省”弃风率大幅下降, 弃风电量达到低位。

图13: 三北地区弃风电量 (亿千瓦时)



资料来源: wind、国家能源局、新时代证券研究所

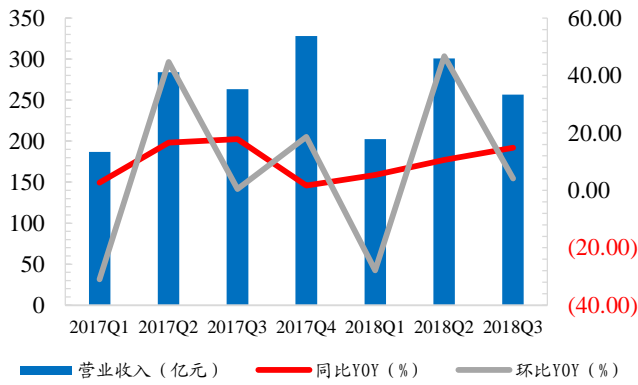
2.3、行业集中度深化, 招标量增速提高, 行业回暖在即

2.3.1、三季度回暖趋势已现, 行业有望迎来反弹

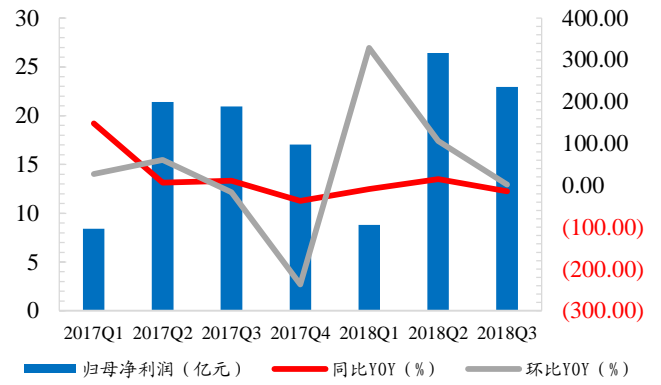
行业营收增速稳定增长, 三季度毛利率小幅回升。2018 年第三季度, 股票池中 21 家风电上市企业 (剔除 ST 锐电) 实现总营收 256.9 亿元, 环比增加 4.1%, 同比增加 14.85%, 同比增速前三季度保持增长。三季度实现归母净利润 22.95 亿元, 环比增长 2.15%, 同比降低 14.48%, 主要由于上游原材料价格上涨, 风机招标价格持续下降影响, 中上游制造厂商利润承压, 预计, 随着招标量和风电消纳的提升, 行业回暖趋势将从运营商向上游传导。

图14: 风电上市企业 2017-2018 年单季度营收及增速

图15: 风电上市企业 2017-2018 年归母净利润及增速



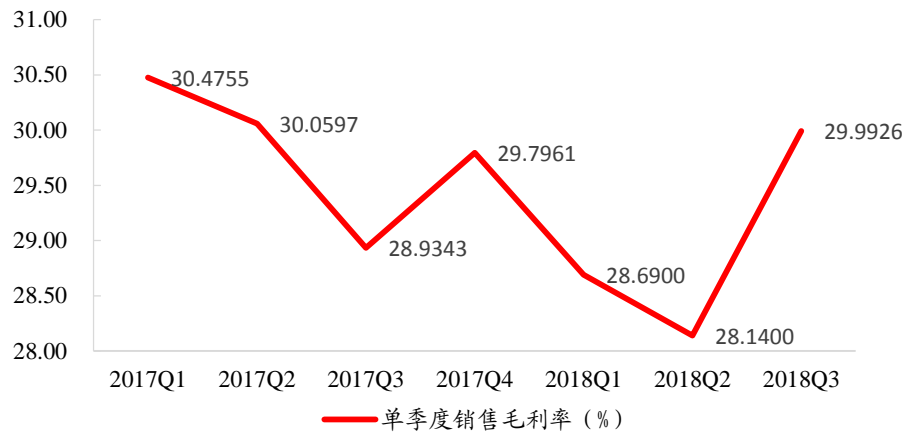
资料来源: wind、新时代证券研究所



资料来源: wind、新时代证券研究所

从销售毛利率来看, 2017-2018 年全行业平均毛利率 28%-30.5% 范围内波动, 2018 年第三季度有小幅回升趋势, 实现毛利率 29.99%, 较二季度提升 1.8 个百分点, 预计随着行业回暖, 整体毛利率将有小幅回升空间。

图16: 风电上市企业 2017-2018 年单季度毛利率



资料来源: wind、新时代证券研究所

钢材价格企稳回调, 设备制造承压减轻。上游原材料中厚板 20 价格自 2015 年来连续攀升, 2018 年钢材价格逐渐企稳, 在 8 月份价格指数到达最高点 126 后, 开始有小幅下滑趋势, 至 2018 年 11 月, 指数已下滑至 118.5。预期未来原材料压力的减小, 将对天顺风能等风塔制造环节企业带来一定的盈利能力增长空间。

图17: 钢材价格指数: 中厚板 20 (1994 年 4 月=100)



资料来源：wind、中国钢铁业协会、中国新时代证券研究所

2.3.2、行业集中度深化，风机厂商龙头受益

2017年，中国风电统计有新增装机的整机制造企业共22家，新增装机容量1966万千瓦，其中，金风科技新增装机容量达到523万千瓦，市场份额达到26.6%；其次为远景能源、明阳智能、联合动力和重庆海装，前五家市场份额合计达到67%。

表11： 2017年中国风电整机制造企业新增装机容量

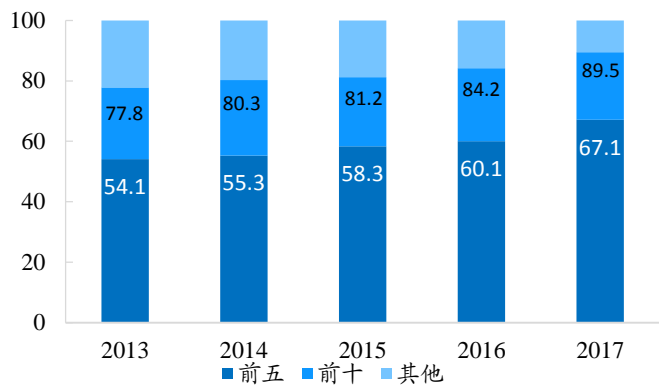
序号	制造商	装机容量/万千瓦	装机容量占比
1	金风科技	523	26.60%
2	远景能源	304	15.40%
3	明阳智能	246	12.50%
4	联合动力	131	6.70%
5	重庆海装	116	5.90%
6	上海电气	112	5.70%
7	湘电风能	93	4.70%
8	运达风电	83	4.20%
9	东方电气	80	4.10%
10	华创风能	73	3.70%
11	三一重能	42	2.10%
12	中车风电	41	2.10%
13	Vestas	39	2.00%
14	许继风电	18	0.90%
15	GE	16	0.80%
16	SiemensGamesa	11	0.60%
17	中人能源	11	0.60%
18	华仪风能	10	0.50%
19	太原重工	7	0.30%
20	航天万源	5	0.30%
21	京城新能源	5	0.20%
22	久和能源	2	0.10%
	总计	1966	100.00%

资料来源：CWEA、新时代证券研究所

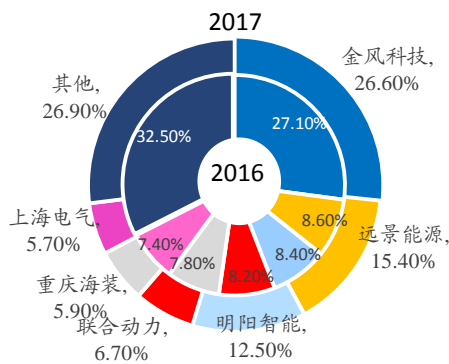
近5年，风电整机制造企业的市场份额集中趋势明显。排名前五的风电机组制造企业新增装机市场份额由2013年的54.1%增长到2017年的67.1%，增长了13%；排名前十的风电制造企业新增装机市场份额由2013年的77.8%增长到2017年的89.5%，增长了12%。

图18： 2013年-2017年风机制造商国内装机份额集中度

图19： 2016年和2017年主要风机制造商国内装机份额



资料来源：CWEA、新时代证券研究所

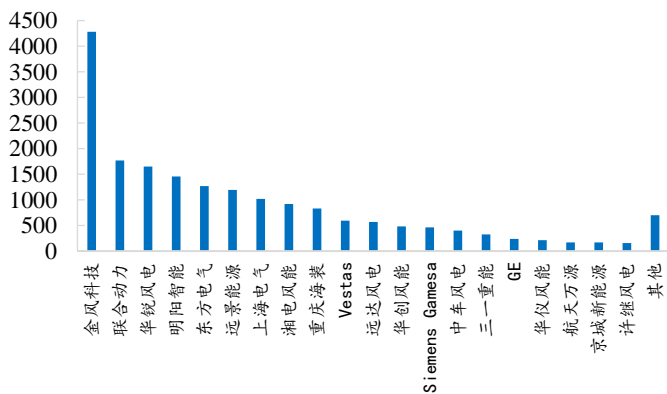


资料来源：CWEA、新时代证券研究所

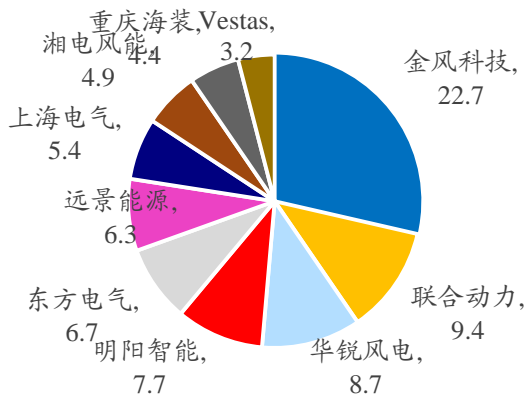
截至 2017 年底，全国累计装机容量达到 1.88 亿千瓦，有 7 家整机制造企业的累计装机容量超过 1000 万千瓦，7 家市场份额合计达到 67%；其中，金风科技累计装机容量达到超过 4000 万千瓦，占国内市场的 22.7%；另外，联合动力累计装机占比 9.4%，首次超过华锐风电，位居第二。

图20：国内风机制造商累计装机容量

图21：国内风机制造商累计市场份额



资料来源：CWEA、新时代证券研究所



资料来源：CWEA、新时代证券研究所

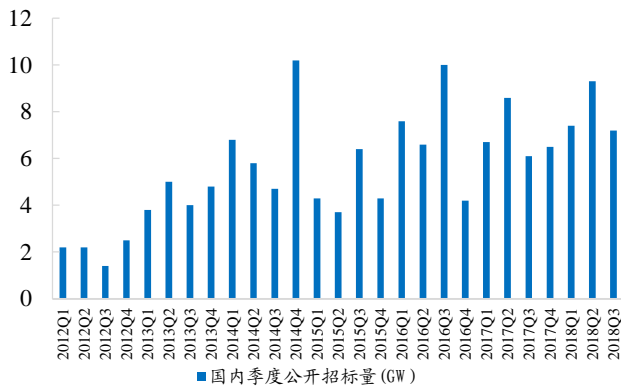
2.3.3、机组招标量增速提高，运营商利润增厚

机组招标量增速提高，招标价格降幅收窄。2017 年国内风电公开招标容量为 27.2GW，同比略降 4.2%。2018 年以来风电招标量迎来快速增长。

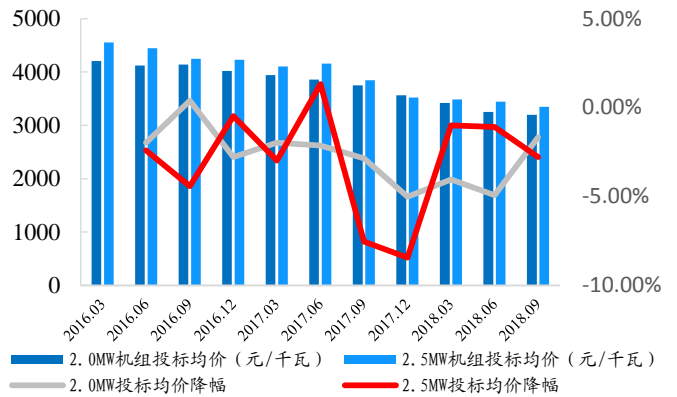
2018 年 1-9 月，国内风电公开招标量为 23.9GW，同比增长 11.7%；三季度单季度招标容量 7.2GW，同比增长 18.0%，比 2018H1 增速提高 8.8 个百分点；海上风电招标 3.1GW，同比增长 6.9%，占比 13.0%。南方市场招标 8.7GW，占比 36.6%，北方项目 15.2GW，占比 63.4%。指定招 2.0MW 级别机组的项目占全国招标量的 49.0%，2.5MW 级别机组的项目占全国招标量的 19.2%，3MW 级别机组的项目占全国招标量的 10.2%。

图22：2012-2018 年国内风电季度公开招标量 (GW)

图23：2.0MW 和 2.5MW 机组投标均价 (元/千瓦)



资料来源: 中国报告网、金风科技公司公告、新时代证券研究所

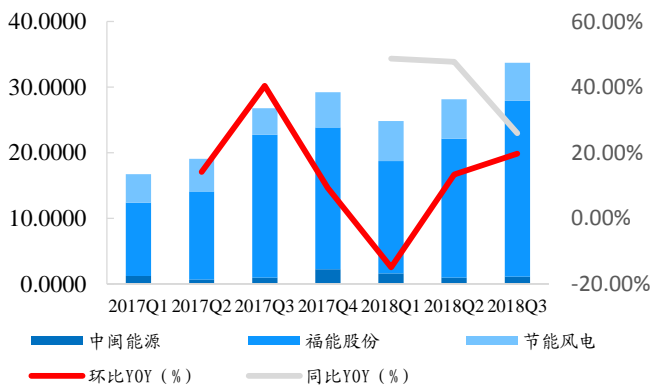


资料来源: 中国报告网、金风科技公司公告、新时代证券研究所

2018年三季度末, 2.0MW级别机组在招标市场继续保持主流地位, 2018年1季度投标均价下降至3,418元/千瓦, 较2018年初下降2.5%, 2018年9月投标均价为3,196元/千瓦, 较二季度下降1.6%, 二季度降幅达到5%, 近四个月降幅环比逐渐收窄, 9月份均价稳定不变。显示投标价格逐步企稳。2.5MW机型2018年1季度投标均价较2018年初下跌0.99个百分点, 达到3485/千瓦; 2018年9月投标均价为3,351元/千瓦, 前三季度环比降幅均维持在3个百分点以内, 9月份单月投标均价小幅上涨0.6%。

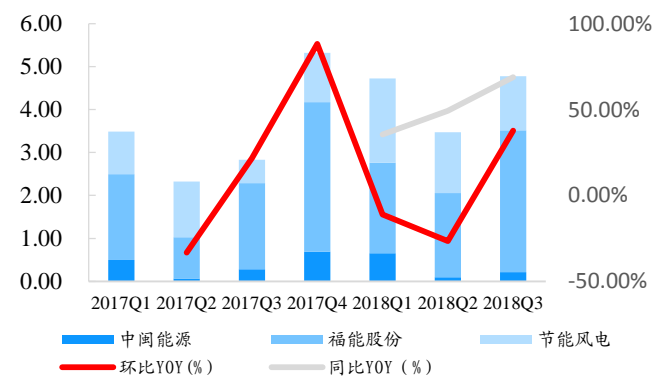
运营商利润增厚, 股票池中运营商类企业包括银星能源、中闽能源、福能股份和节能风电, 由于银星能源2017年底到2018年出现亏损, 不具有行业代表性, 剔除其对数据的影响。社会用电需求具有季节性, 表现在业绩上, 出现营业收入随季度增加, 利润冬季增加明显的周期性。从同比增速上看, 第三季度的归母净利润同比增加68.94%, 比二季度增速高出19.70个百分点, 出现明显的加速上涨趋势。随着风电消纳和利用小时数的增加, 运营商2018年前三季度营业收入同比增加38.68%, 归母净利润同比增加50.23%。

图24: A股风电运营商季度营收及增速



资料来源: wind、新时代证券研究所

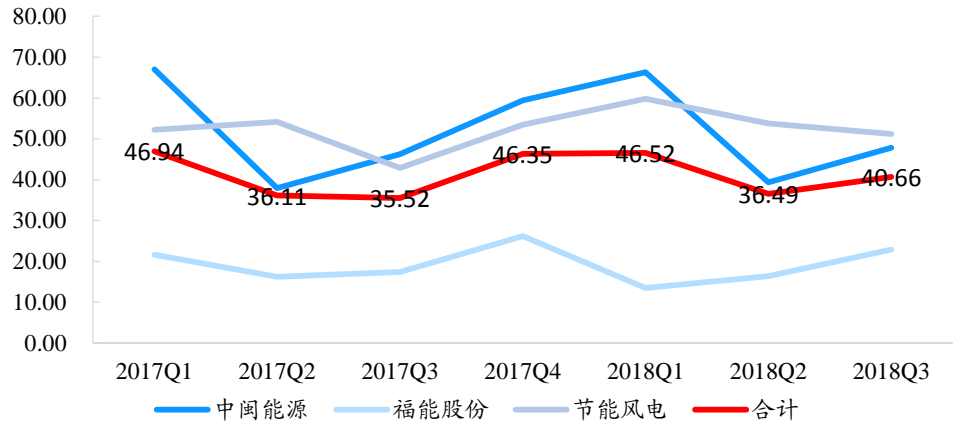
图25: A股风电运营商季度归母净利润及增速



资料来源: wind、新时代证券研究所

2018年Q3运营商毛利率实现40.66%, 较二季度提高4.17个百分点, 较2017Q3提高5.14个百分点, 有小幅上升趋势。

图26: A股风电运营商季度毛利率 (%)



资料来源: wind、新时代证券研究所

3、试点项目与竞价模式开启，风电电价退坡，推进平价上网

3.1、试点项目与竞价出台，开启风电平价上网

2017年5月17日，国家能源局综合司发布《关于开展风电平价上网示范工作的通知》，要求各省（区、市）、新疆兵团能源主管部门组织各风电开发企业申报风电平价上网示范项目，遴选1~2个项目报备能源局。同时明确，示范项目建设规模由各省（区、市）、新疆兵团能源主管部门商电网企业确定，不受年度规模指标的限制。

2017年8月31日，国家能源局发布《关于公布风电平价上网示范项目的通知》，公布了首批风电平价上网示范项目，拉开风电平价上网时代序幕。《通知》指出，此次平价上网项目共13个，集中在三北地区，包括河北、黑龙江、甘肃、宁夏和新疆，总规模707MW。

表12：风电平价上网示范性项目统计

序号	项目名称	建设单位	拟选场址	容量 (MW)
1	风电平价上网及张家口国际可再生能源技术创新试验实证基地	张北旭宏新能源科技有限公司和北京签衡认证中心	河北省张家口张北县	100
2	建设康保大英图平价上网示范项目	河北建设新能源有限公司	河北省张家口康保县	100
3	三峡新能源康保100MW平价上网示范项目	三峡新能源康保发电有限公司	河北省张家口市康保县	100
4	张家口平价上网风电检测认证实证基地	北京签衡认证中心有限公司	河北省张家口市张北县	50
5	双面井天润平价上网风电项目	北京天润新能源投资有限公司	河北省张家口市张北县	50
6	双城杏山49.5MW风电项目	黑龙江新天哈电新能源投资有限公司	黑龙江省哈尔滨是双城区	49.5
7	双城万隆49.5MW风电项目	黑龙江新天哈电新能源投资有限公司	黑龙江省哈尔滨是双城区	49.5
8	华能瓜州干河口北50MW风电平价上网示范项目	华能甘肃能源开发有限公司	甘肃省瓜州县干河口北二南	50
9	甘肃矿区黑崖子50MW风电平价上网示范项目	中核汇能有限公司西北分公司	甘肃矿区	50
10	上海尘悟玉门平价上网新型风力发电技术示范项目	上海尘悟环保科技有限公司	甘肃省玉门十三里井子区域	4
11	宁夏东梦灵武新材料产业园分布式能源示范项目	宁夏东梦能源股份有限公司	宁夏回族自治区银川市灵武东山变电站东	4.5
12	新疆晋商风电有限责任公司5万千瓦风电项目	新疆晋商风电有限责任公司	新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市达坂	50

序号	项目名称	建设单位	拟选场址	容量 (MW)
	目二期		城区东部	
13	龙源达坂城风电三场六期 4.95 万千瓦风电项目	新疆龙源风力发电有限公司乌鲁木齐分公司	新疆维吾尔自治区乌鲁木齐县托里乡	49.5

资料来源：国家电网、新时代证券研究所

示范项目的上网电价按当地煤电标杆上网电价执行，所发电量不核发绿色电力证书，没有额外补贴，在本地电网范围内消纳。示范项目建设规模由各省主管部门确定，除红色预警地区外，不受年度规模指标限制；电网配套和消纳将受保障，电力公司做好配套送出工程的建设工作，项目建成后要及时与风电开发企业签订购售合同，充分挖掘系统消纳潜力，优先满足就近消纳要求。

2017 年 11 月 8 日，国家发改委发布《关于全面深化价格机制改革的意见》，再次明确要完善可再生能源价格机制。根据技术进步和市场供求，实施风电、光伏等新能源标杆上网电价退坡机制，2020 年实现风电与燃煤发电上网电价相当、光伏上网电价与电网销售电价相当。

2018 年 5 月 24 日，国家能源局发布了《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》，明确推行竞争方式配置风电项目。对风电资源分配方式的重大调整，宣告了延续多年的风电固定标杆上网电价制度将正式退出历史舞台，通知指出：(1) 从印发之日起，尚未下发 2018 年度风电建设方案的省（自治区、直辖市），新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目，应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。(2) 已印发 2018 年度风电建设方案的省和已经确定投资主体的海上风电项目，2018 年可继续推进原方案。(3) 从 2019 年起，各省新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目，应全部通过竞价方式配置和确定上网电价；(4) 分散式风电项目可不参与竞争性配置，逐步纳入分布式发电市场化交易范围。本次风电新政在风电资源分配中引入定价机制，意在降低风电度电补贴强度，提高风电项目运行效率和竞争力，加速行业优胜略汰，促进风电产业高质量发展。

竞价上网以保障消纳和优化风电投资环境为前提。消纳问题和附加费征收乱象一直以来成为影响风电运营收益的两大不确定因素。本次新政强调，在补贴退坡的同时，针对风电产业现状，着重从“内修”（提高利用小时数）“外练”（优化投资环境）两方面保障风电项目收益：以风电消纳作为新建的前提，着力提高风电利用小时数，改善弃风限电情况，增强风电消纳外送能力；控制或消除路条倒卖、资源费等不合理非技术成本，回归风电真实成本，提高审批效率，加快并网进度，为项目投资企业减负，加速平价上网进程。

提升利用率和优化投资环境，有利于对冲风电收益下降风险。尽管竞价上网可能会在一定程度上降低风电补贴绝对额，但随着发电利用小时数提升、非技术附加税费出清，其将对收益下滑风险形成有效对冲。

以行业重点标的福能股份为例：

1) 标准情景：其陆上风电项目单位投资成本为 9 元/W，福建省基于海峡管效应，发电利用小时年均保守估计为 2700h，福建省属于 IV 类资源区，2018 年前上网标杆电价为 0.61 元/kwh，全资本金投入，按照一般陆上风电项目 0.08 元/kWh 的运维成本，测算得项目资本金 IRR 为 14.91%。当上网电价在 0.61 元/kwh 基础上每下降 5%，则对应资本金 IRR 将下降 1.04pcts，企业可接受的净现值为正的电价最低临界点约为 0.445(-0.165, -27%)元/kwh。

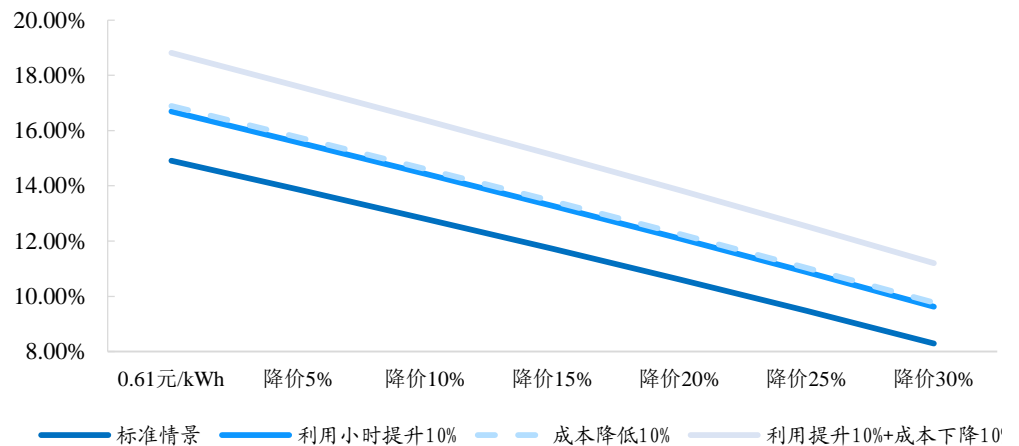
2) 利用小时数提升：如考虑风电消纳改善，利用小时数提升 10%，即 2970

小时，在其他假设相同情况下，与标准情景相比资本金 IRR 增幅在 1.78pcts 左右，企业可接受的净现值为正的电价临界点约为 0.41（-0.2,-32.8%）元/kwh。

3) 非技术成本下降：如考虑投资环境改善、非技术成本下降，风电项目建设成本降低 10%，至 8.1 元/W，与标准情景相比资本金 IRR 增幅在 1.98pcts 左右，企业可接受的净现值为正的电价临界点约为 0.41 元/kwh。

4) 利用小时数提升+非技术成本下降：如同时考虑利用小时数提升 10%和非技术成本下降 10%，在年利用小时数 2970h、项目建设成本 8.1 元/W 的情况下，与标准情景相比，资本金 IRR 增幅将达 3.91pcts 左右，企业可接受的净现值为正的电价临界点约为 0.38 元/kwh，与燃煤发电电价（2017 年福建省燃煤上网电价 0.37 元/kWh）相当。

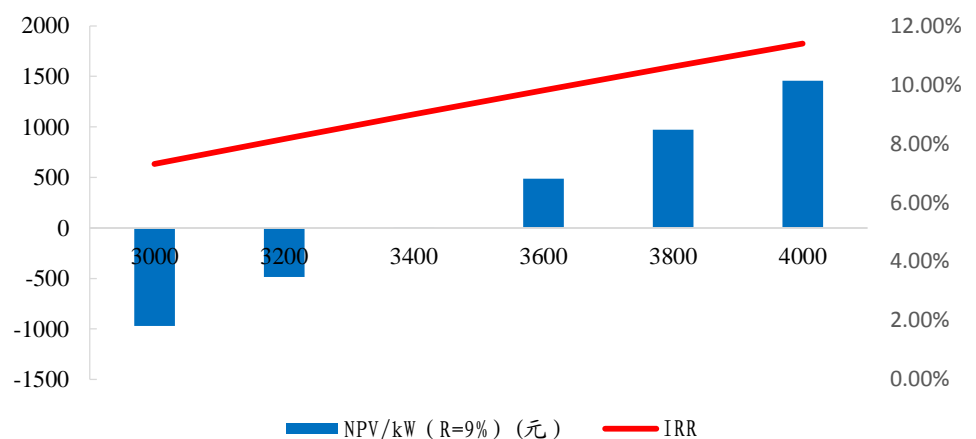
图27：提升风电利用小时数+降低建设成本可有效对冲风电收益下降风险



资料来源：wind、公司公告、新时代证券研究所测算

由此可见，只要解决好风电消纳问题，理清行业多余税费，加速回归真实成本，可有效提升风电收益水平，风电项目投资仍具有较强吸引力。

图28：平价上网下风电对应利用小时数与收益



资料来源：公司公告、新时代证券研究所测算

提升发电利用小时数，推动平价上网。在平价上网情景下，假设风电上网电价降至 0.37 元/kwh，在维持项目建设成本 9 元/w 的情况下，探索其对应的发电利用小时数和收益边界。经测算，当风电利用小时数低于 3398h（+25.85%）时，全生命周期净现值为负值，项目不具备开发经济性；当利用小时数高于 3398（+25.86%）

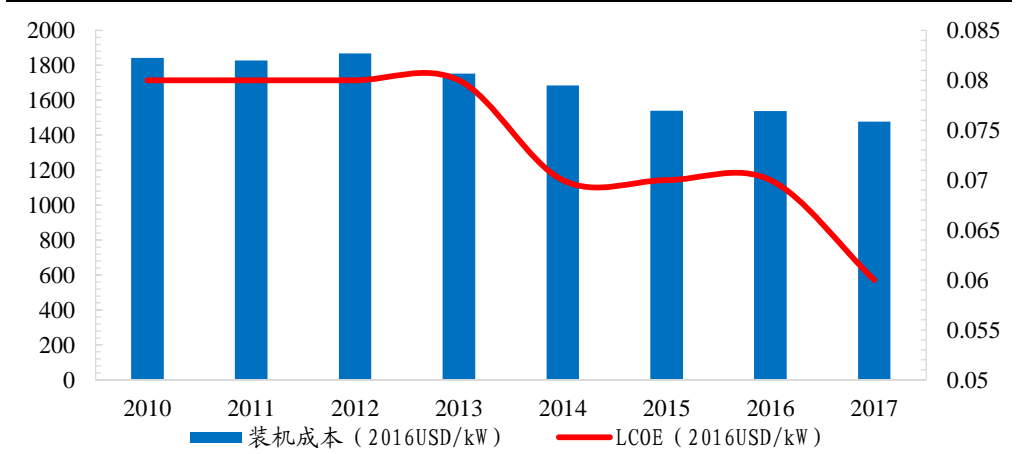
h 时，项目净现值为正值，对应 IRR 在 9% 以上，项目具备开发经济性。对于当前风电资源条件优越的限电地区而言，在目前的基础上发电利用小时数完全具备提升 30% 的空间，风电平价上网仍具备可行性。

3.2、机组大功率化，装机成本和度电成本下降

经济性仍是制约风电发展的重要因素。与传统的化石能源电力相比，风电的发电成本仍比较高，补贴需求和政策依赖性较强，行业发展受政策变动影响较大。同时，反映化石能源环境成本的价格和税收机制尚未建立，风电等清洁能源的环境效益无法得到体现。但随着大叶片、高塔筒技术的应用，更大范围的高海拔和低风速地区风资源具备了可开发价值，风电开发的成本正在逐步下降，成为最具有经济效益的彩色能源。

近年来风电装机成本和度电成本下降明显。从装机成本来看，2017 年，全球风电平均装机成本在 1477 美元/kW 左右，与 2010 年相比下降了约 20%。2017 年全球风电 LCOE(平准化发电成本)，约在 0.06 美元/kWh 左右，比 2010 年下降了约 22%。

图29： 2010-2017 年全球风电装机成本和 LCOE 变化趋势

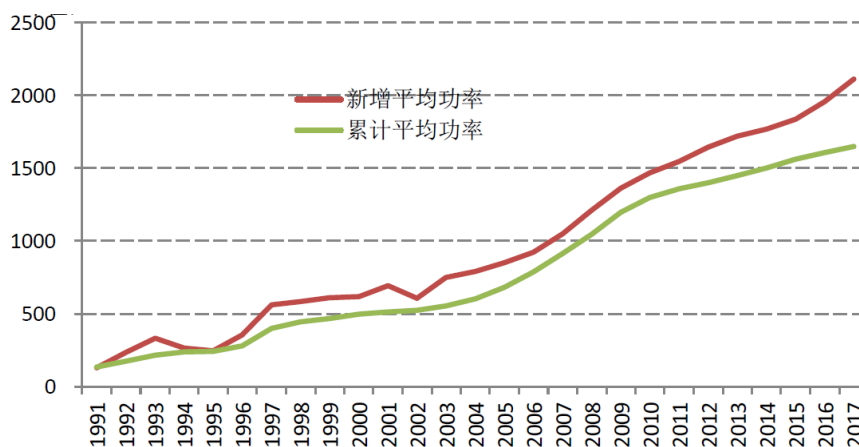


资料来源：IRENA、新时代证券研究所

据国家发改委能源研究所可再生能源中心研究员测算，2009 年至今，中国的陆上风电投资水平总体下降 15% 到 20%，成本下降 20% 到 25%。预计“十三五”后半段，保守预期的情况下，陆上电价下降潜力至少能够达到 10%，如果在解决政策实施的情况下，下降潜力可以达到 20% 左右。2018 年风电招标单价有的低至 0.2 元-0.3 元/千瓦时，较之多年前 0.8 元/千瓦时的水平降了一半还多。风电已具备与火电等传统能源竞争的能力。

风电机组单机容量逐年增长，风电装机功率呈现大型化趋势。2017 年，中国新增装机的风电机组平均功率 2.1MW，同比增长 8%；截至 2017 年底，累计装机的风电机组平均功率为 1.7MW，同比增长 2.6%。

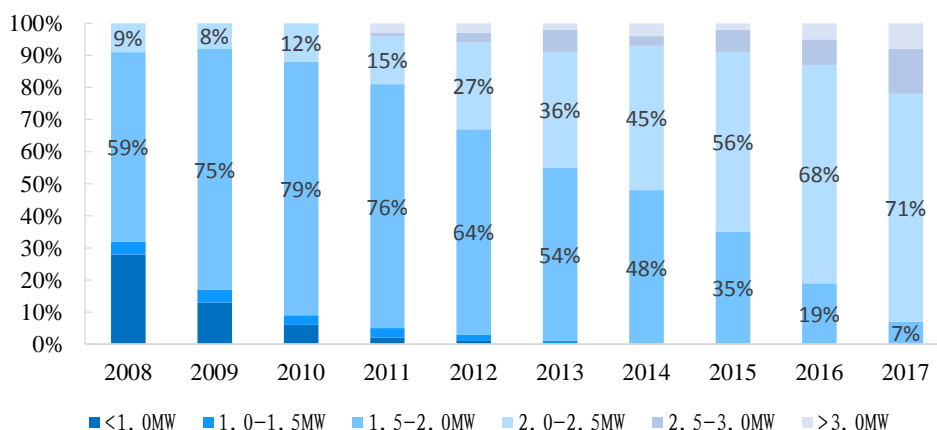
图30： 1991-2017 年中国新增和累计装机的风电机组平均功率 (KW)



资料来源：CWEA：2017年中国风电吊装容量统计简报、新时代证券研究所

从近十年中国风电机组新增装机容量变化来看，单机容量为 2.0MW 以下机组的新增装机占比逐年下降。2.0MW 以下风电机组装机容量从 2008 年的 91% 下降到 2017 年的 7%。2017 年，全国风电新增装机主要集中在 2.XMW 系列机组，2.0MW 至 3.0MW (不包括 3.0MW) 新增装机占比超过 85%。随着装机容量大型化的发展，将推动风电装机成本进一步降低。

图31： 2008-2017 年全国不同单机容量点击组新增装机占比



资料来源：CWEA、新时代证券研究所

4、陆上风电装机回暖，海上风电开启新的增长点

经过了 2016 年、2017 年行业的低迷走势，2018 年行业整体开始反转，2018 年前三季度，全国新增风电并网容量 12.61GW，同比大增 30%。1-9 月，全国风电发电量 2676 亿千瓦时，同比增长 26%。

“红三省”解禁为三北地区带来了新的装机增量，政策推进了已核准项目的建设，预计 2018 年全年装机容量将有较高增长，不及 2017 年底市场的乐观估计预期，但整体呈现较好的态势。国内已核准未建项目达到 67.3GW，2018-2020 年装机量将呈上升趋势。

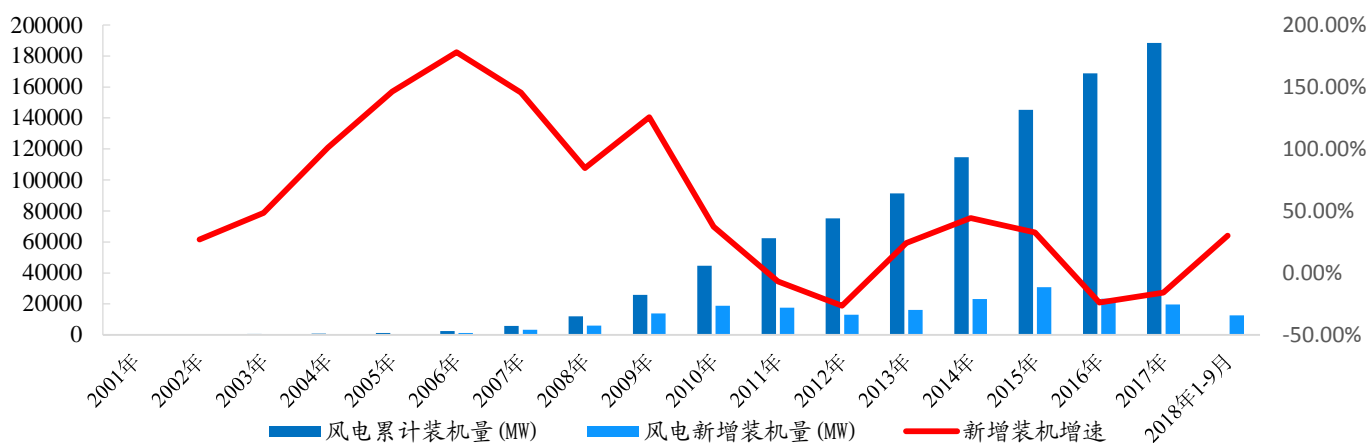
海上风电和分散式风电正在成为风电行业新的增长点，科技部将给予一系列支持。2018 年前三季度，海上风电新增并网容量 102 万千瓦，预计随着各地政策的持续加码，海上风电技术不断完善，投资成本的不断下降，国内海上风电正进入加速发展阶段。

4.1、“十三五”已核准未建容量大，“红六省”解禁释放新的增量

4.1.1、“十三五”风电装机潜力大，已核准未建容量 67.3GW

2018年1-9月，国内风电新增并网容量 12.6GW，同比增长 30%，累计风电并网容量超过 176GW，这意味着，要想实现国家规划的目标，2019-2020年，2年内至少要增 34GW，年均增长至少 17GW。而根据国家《2017~2020年风电新增建设规模方案》，风电年均新增规模在 25GW 以上。截至 2018年9月底，国内风电装机占电源总装机比例为 10.0%，水电为 17.3%，火电占比 63.6%。中电联预测 2018年国内非化石能源新增装机将增加 70GW 左右，占总装机的比重提高到 40%。

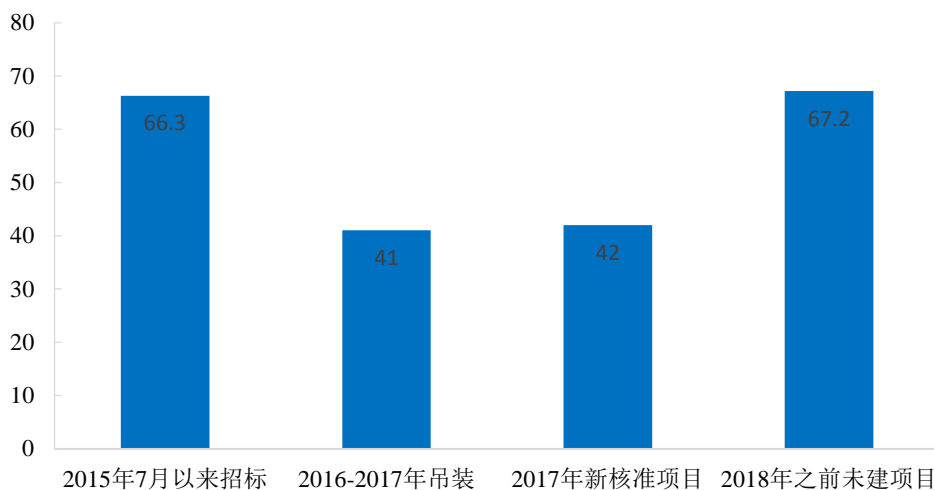
图32：中国历年风电累计和新增装机量及新增装机增速



资料来源：GWEC、国家能源局、新时代证券研究所

根据金风科技的统计，自 2015年7月以来，国内风电招标规模供给 66.3GW，其中约有 41GW 容量于 2016年-2017年间完成吊装，2017年全国 16省共新增风电核准容量约 42GW，对应 2018年前国内已核准（含已招标）但未吊装量为容量为 67.3GW。在发改委电价调整统治下，这部分项目将极大促进 2018年和 2019年的新增装机量，未来两年新增装机量增长十分稳定，预计平均每年将达到 30GW 以上，基本满足国家能源局对风电装机容量的规划目标。

图33：2018年前核准未建项目测算（GW）



资料来源：金风科技公告、新时代证券研究所

陆上风电再次电价调整，伴随着风电抢装潮即将来临。2016年12月26日，国家发改委发布《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，通知规定2018年1月1日之后，一类至四类资源区新核准建设陆上风电标杆上网电价分别调整为每千瓦时0.40元、0.45元、0.49元、0.57元，比2016-2017年上网电价每千瓦时降低7分、5分、5分、3分。为继续鼓励海上风电发展，通知规定海上风电标杆电价不作调整。

表13: 陆上风电标杆上网电价标准

资源区	2018年新建陆上风电标杆上网电价	各资源区所包括的地区
I类资源区	0.4	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、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市
II类资源区	0.45	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；甘肃省嘉峪关市、酒泉市；云南省
III类资源区	0.49	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	0.57	除I类、II类、III类资源区以外的其他地区

资料来源：国家发改委，新时代证券研究所

文件中指出，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。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；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；2018年以前核准但纳入2018年1月1日之后财政补贴年度规模管理的陆上风电项目，执行2018年标杆上网电价。意味着在2018年1月1日之前核准的项目需要在2018年和2019年底之前开工建设，才能获得0.47元至0.60元/千瓦时的上网电价，否则上网电价将被下调为0.40元至0.57元/千瓦时。

表14: 风电标杆上网电价趋势

	I类资源区	II类资源区	III类资源区	IV类资源区
2014年12月文件 《国家发展改革委关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》	0.51	0.54	0.58	0.61
2015年12月文件 《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	0.47	0.5	0.54	0.6
2016年12月文件 《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》	0.4	0.45	0.49	0.57

资料来源：国家能源局、新时代证券研究所

4.1.2、“红六省”三省已解禁，吉林、甘肃有望在2019年解禁，释放新的增量。

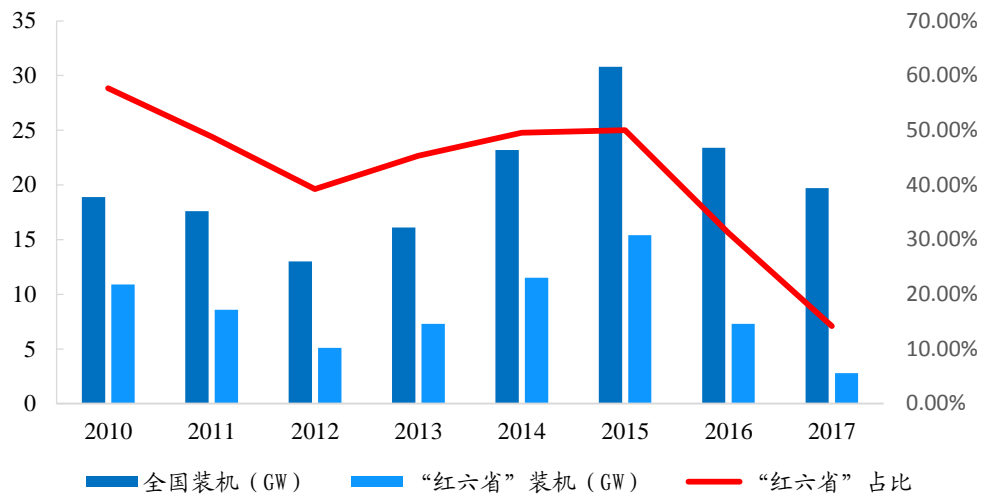
2016年7月，国家能源局发布《关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》，正式建立风电投资监测预警机制，风电投资监测预警机制的指标体系分为政策类指标、资源和运行类指标、经济类指标。最终风险预警结果由三类指标加权平均确定。其中，发布年前一年度风电平均利用小时数低于地区设定的最低保障性收购小时数，风险预警结果将直接定为红色预警。发布年前一年度弃风率

超过 20% 的地区，风险预警结果将为橙色或橙色以上。

预警结果为红色的省（区、市），在发布预警结果的当年不下达年度开发建设规模，地方暂缓核准新的风电项目（含已纳入年度开发建设规模的项目），电网企业不再办理新的接网手续；预警结果为橙色，在发布预警结果的当年不下达年度开发建设规模；预警结果为绿色表示正常。

检测机制出台后一年内，黑龙江、吉林、新疆、甘肃、宁夏、内蒙古等六省被列入红色预警名单，称为“红六省”。作为风电主要资源地区，项目建设受到全面限制，叠加 2015 年风电强装提前透支部分需求，导致 2016-2017 年：三北地区装机容量大幅下降，进一步导致国内风电装机市场低迷。

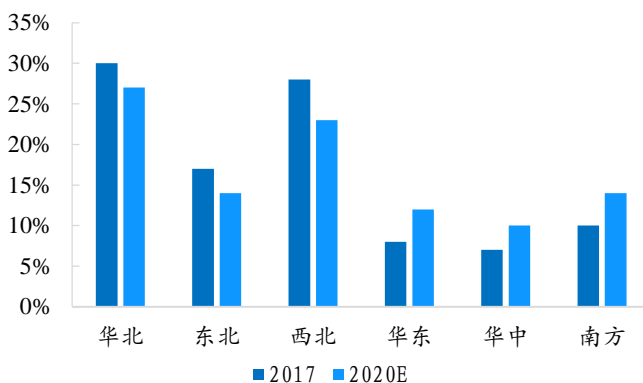
图34: “红六省”与全国装机规模 (GW)



资料来源: CWEA、新时代证券研究所

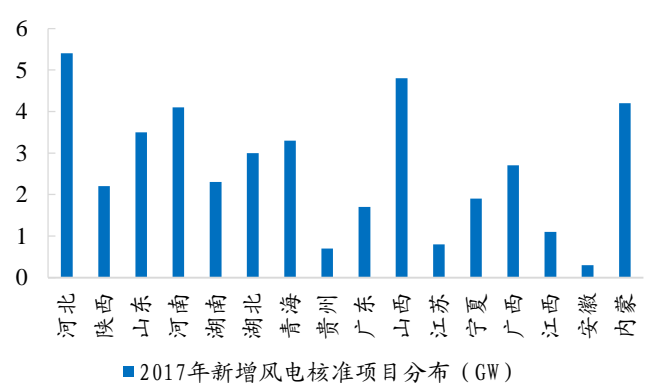
风电建设重心逐步从西部地区转移到电力消纳较好的中东部地区。东中部地区新增装机容量占全国的比重由 2016 年的 25% 提高至 2017 年的 38%；东北地区新增装机容量占比由 11% 下降至 4%。根据《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》，2020 年底风电装机容量 2.1 亿千瓦以上；2020 年，东中部和南方地区累计装机容量达到 7470 万千瓦，占全国风电装机容量的比例从 2017 年的 25% 提高到 36%。

图35: 2017 年与 2020 年预计累计风电装机地区占比



资料来源: 国家能源局预测、新时代证券研究所

图36: 2017 年新增风电核准项目分布 (GW)



资料来源: 国家能源局、新时代证券研究所

吉林、甘肃有望 2019 年解禁，带来新的增量。2018 年，内蒙古与黑龙江的预警结果由 2017 年的红色调整为绿色，宁夏则由红色预警区域变更为绿色预警区域，

“红六省”变为“红三省”，根据前文所述，2018年1-9月份，吉林和甘肃省省弃风率下降超过10个百分点，均降至20%以下，其中，吉林省弃风率急速下降至1%，预计2019年吉林省和甘肃省有望解除装机禁令，为国内装机规模带来新的增量。三北地区风电基地项目的规划与在建容量共计超过50GW，预计将会成为未来五年风电竞争主战场。

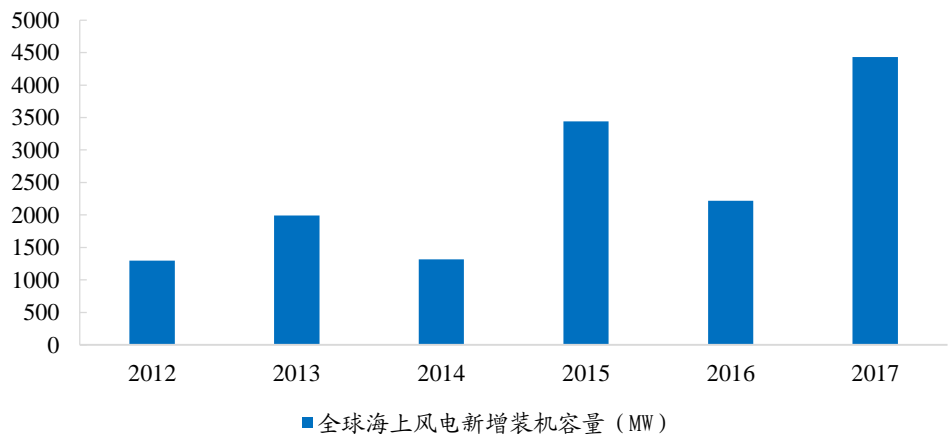
4.2、海上风电蓬勃发展，注入新动能

2018年前三季度，海上风电新增并网容量102万千瓦，预计随着各地政策的持续加码，海上风电技术不断完善，投资成本的不断下降，国内海上风电正进入加速发展阶段。到2020年底，预计中国海上风电装机将达到5GW-6GW，开工超过10GW。国内与陆上风电近两年的低迷走势不同，海上风电近两年正蓬勃发展。从2007年中海油渤海钻井平台1.5MW实验机组开始，我国海上风电发展至今已近12年。海上风电初期由于技术欠成熟，投资成本高昂，维护困难，缺乏专业开发团队，“十二五期间”开发进度相对缓慢。而随着国家层面以及地方政府层面政策持续扶持，以及设备技术逐步成熟，开发经验的不断积累，国内海上风电开发逐步进入了加速期。2017年国内海上风电实现新增并网容量1164MW，同比增幅达96.62%；累计并网容量达2788MW，排名全球前3，仅次于英国和德国。

4.2.1、风电装机突破1GW，开启规模化开发

据GWEA预计，2018年全球海上风电累计容量将达到21.4GW。由于印度市场的兴起，将2030年的累计海上风电规模预测提高到129GW。全球海上风电的发展带动国内海上风电快速发展。

图37：全球海上风电新增装机容量（MW）



资料来源：GWEC、新时代证券研究所

经过多年的稳步发展，无论是在可开发的资源量上，还是技术政策层面，我国海上风电目前已基本具备大规模开发条件。“十三五”以来，我国海上风电产业规模发展进程更是逐步加快。《风电发展“十三五”规划》明确指出，到2020年底，国内海上风电累计并网容量达到210GW，其中海上风电开工建设目标规模10GW，确保并网容量达到5GW。而作为扶持政策，能源局保持了潮间带0.75元/kWh、近海海域0.85元/kWh的标杆电价。在成本持续下行，开发经验日渐丰富的背景下，国内海上风电开启了一轮建设高潮。

截至2017年底，我国海上风电投产容量达278万千瓦，仅次于英国和德国排在世界第三位。福建省计划到2020年底海上风电装机规模达到200万千瓦以上。

广东省则在全省规划了 23 个海上风电场址，总装机容量为 6685 万千瓦。江苏规划到 2020 年累计建成海上风电项目 350 万千瓦。到 2020 年底，预计中国海上风电装机将达到 500 万至 600 万千瓦，超额完成国家发展规划。

表15: 国内海上风电标杆电价

类型	2018 年及之前核准	2019 年及以后核准
潮间带海上风电	0.75 元/kWh	新增核准项目通过竞争方式配置和确定上网电价
近海海上风电	0.85 元/kWh	

资料来源：国家能源局、新时代证券研究所

能源局针对天津、江苏、浙江、上海、福建、广东、海南等制定了并网容量计划合计 5GW，并针对天津、辽宁、河北、江苏、浙江、上海、福建、广东、海南制定了“十三五”开工计划合计 10.05GW。

表16: 能源局《风电发展“十三五”规划》2020 年全国海上风电开发布局

地区	累计并网容量 (万 kW)	开工规模 (万 kW)
天津市	10	20
辽宁省		10
河北省	300	50
江苏省	30	450
浙江省	30	100
上海市	90	40
福建省		200
广东省	30	100
海南省	10	35
合计	500	1005

资料来源：国家能源局、新时代证券研究所

在能源局制定《风电发展“十三五”规划》之后，各地方政府也积极响应能源局号召，结合各省的资源情况，制定了本省的海上风电发展计划以及相应的扶持方案。

而目前已出台省内规划方案的省份有：江苏、浙江、福建、广东、海南、山东、上海、河北、辽宁合计 9 个省份，截至 2030 年已出台规划海上风电并网容量累计高达 96.12GW。

表17: 各省规划方案及最新调整规模 (2030 年规划累计并网近 100GW)

省份	批复年份	批复规模 (万 kW)	调整后最新规模 (万 kW)	主要规划区域
江苏省	2012 年	1255	1600	如东、东台、大丰、射阳、滨海
浙江省	2016 年	647	-	嘉兴、宁波、舟山、台州、温州
福建省	2017 年 3 月	1330	-	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
广东省	2012 年	1071	2020 年开工 1200，投产 200， 2030 年投产 3000	汕头、揭阳、汕尾、惠州、珠江、江门、阳江、 洪江
海南省	2014 年 11 月	395	-	东方、乐东、临高、文昌
山东省	2012 年 4 月	1275	东营及东台市调整	鲁北、莱州湾、渤中、长岛、半岛北、半岛南
上海市	2011 年 8 月	595	615	东海大桥、奉贤、南汇、横沙、崇明
河北省	2012 年 5 月	560	-	唐山、沧州
辽宁省	2013 年 7 月	190	-	花园工、庄河

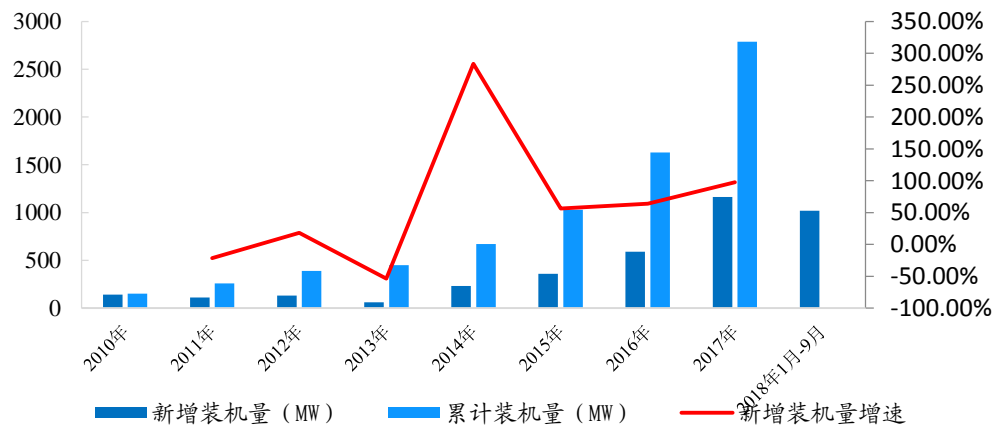
省份	批复年份	批复规模 (万 kW)	调整后最新规模 (万 kW)	主要规划区域
各省规划合计		7318	调整后各省规划合计	9612

资料来源：各省能源局、新时代证券研究所

2017 年国内海上风电实现新增并网容量 1164MW，同比增幅达 96.62%；累计并网容量达 2788MW，排名全球前 3，成为仅次于英国和德国的第三大海上风电国家。根据发改委出台的《风电发展“十三五”规划》，到 2020 年国内海上风电累计并网容量要达到 5GW。在《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》中已明确表示，海上风电项目标杆电价并未做出调整，维持了近海风电项目标杆上网电价 0.85 元/kWh，潮间带风电项目标杆上网电价 0.75 元/kWh 的水平，在陆上风电电价下调明确、收益率收窄的情况下，海上风电势必会成为新的风口。

据能源局最新数据显示，2018 年前三季度，海上风电新增并网容量 102 万千瓦，主要集中在江苏（92 万千瓦）和福建（9 万千瓦）两省，累计海上风电装机容量达到 305 万千瓦，主要集中在江苏（255 万千瓦）、上海（30.5 万千瓦）、福建（19 万千瓦）。

图38：国内海上风电装机量（MW）及增速



资料来源：国家能源局、新时代证券研究所

同时，我国海上风电也已进入规模化开发阶段，风电项目大单频出。根据统计，2017 年国内共核准海上风电项目 14 个，合计规模 4.07GW，主要以央企以及地方国企为主。截止到 2018 年第三季度以来，共有 22 个重大海上风电项目签约、核准，共计装机约 13.35GW。

表18：2018 年重大签约/核准海上风电项目

序号	项目名称	装机容量 (MW)	开发单位	所在区域	备注
项目签约					
1	浙江嵊泗 5#、6#海上风电场项目	300	中广核新能源	浙江	
2	辽宁东港海域 600 万千瓦海上风电项目	6000	中广核辽宁公司 & 万家电力工程呈集团	辽宁	预计投资可达 1100 亿元
3	浙江苍南海上风电项目	1000	华润集团	浙江	由 300MW 扩容至 1000MW，总投资约 55 亿元，预计安装 60 台 5MW 海上风电机组
4	大连普兰店区 20 万 200		国家电投东北公司	辽宁	

序号	项目名称	装机容量 (MW)	开发单位	所在区 域	备注
千瓦海上风电项目					
5	中广核蕙兰港口-海上风电项目	400	中广核新能源	广东	建设起止年限为 2018-2021 年，总投资为 81.79 亿元。配套建设一座海上 220KV 升压站、35KV 集电海缆、220KV 登录海缆、一座陆上控制中心。
6	漳浦六鳌海上风电项目	402	三峡集团&福能股份	福建	总投资 180 亿元，由长江三峡集团福建能源投资有限公司和福建福能股份有限公司共同出资建设。开创我国海上风电集中连片规模开发的先河，计划于 2019 年底首批机组并网发电。
7	天津市滨海新区南港工业区海上风电项目	1000	三峡新能源	天津	分期建设，其中项目一期装机为 35 万千瓦，总投资约 52 亿元，2022 年全部机组投运。
8	广东粤电湛江外罗海上风电项目（一期）工程	198	广东粤电曲界风力发电有限公司	广东	总投资 37.39 亿元
9	平潭 V 型浮体式海上风电示范项目	/	国家电投	福建	该项目由国家电投集团平潭能源有限公司控股，拟与平潭综合实验区土地开发集团有限公司、福建通尼斯新能源科技有限公司共同投资约 182 亿元，利用具有国际先进水平、中法合资 6MW 和 12MW 垂直轴浮体海上风电技术，建设具有自主知识产权的百万千瓦级创新型海上风电示范项目
小计	9 个	9500MW			
核准/公示					
1	揭阳靖海 150MW、神泉-400MW 海上风电项目	550	国家电投	广东	总共拟安装风机 101 台
2	阳江阳西沙扒 40 万千瓦海上风电项目	400	三峡新能源	广东	该项目是三峡集团广东目前装机规模最大的海上风电项目，拟安装 73 台 5.5 兆瓦风电机组
3	福建莆田石城海上风电场项目	200	福建省三川海上风电有限公司	福建	主要建设单机规模 6MW 以上海上风电机组，一座 220KV 陆上陆上压站
4	汕尾后湖海上风电场项目	500	陆丰宝丽华风能开发有限公司	广东	/
5	粤电湛江外罗海上风电项目二期	203.5	粤电湛江风电公司 华润电力	广东	总投资约 37 亿元。
6	山东岚山区 600MW 海上风电项目	600	华润电力	山东	“离岸风电与海洋牧场生态融合项目”，建设 60-120 台海上风电机组，单机容量 6MW-10MW
7	大唐集团南澳勒门海上风电项目	400	大唐集团	广东	大唐集团在广东省核准的首个海上风电项目，安装 57 台单机容量为 7 兆瓦的风电机组
8	粤电珠海金湾 300MW 海上风电项目	300	粤电广东风电公司	广东	拟选单机容量为 5.5 兆瓦的风力发电机组，总投资约 56.7 亿元。
9	临港海上风电一期示范项目	100	上海中能新能源投资有限公司	上海	项目总投资 17.70 亿元
10	广东汕头南澳 300 兆瓦海上风电项目	300	三峡新能源	广东	拟安装单机容量 6 兆瓦及以上的发电机组
11	华电玉环 1 号海上风电项目一期工程	300	华电集团	浙江	拟安装 75 台 4 兆瓦的风电机组，建设一座 220 千伏海上陆上压站和一座陆上集控中心

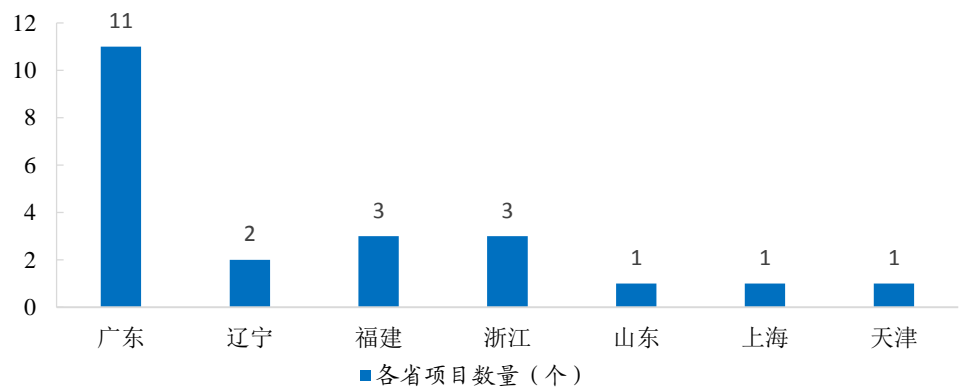
序号	项目名称	装机容量 (MW)	开发单位	所在区域	备注
程					
小计	12 个	3853.5MW			
总计	21 个	13353.5MW			

资料来源：北极星电力网、新时代证券研究所

海上风电巨大的装机量将带来国产设备以及安装运维广阔的市场空间。其中设备端：海上风机、海上基础架、海缆需求将出现巨大的增量需求；而安装运维端由于国内海上安装船只相对匮乏，专业的安装运维人员相对稀缺，也将催生巨大的市场空间。

参考欧洲三国海上风电发展经验，中国海上风电的健康发展需要政府与企业共同努力。政府方面需要从政策上给予扶持和引导，对于测风、手续审批、风场资源开发可研、电网接入等提供基本服务，可以降低企业的开发成本和避免不必要的重复劳动。企业方面也需要竞价机制的引入，不断推动更低成本的方案被发现、应用，从而实现降低发电成本下的良性扩张。

图39： 各省海上风电项目数量



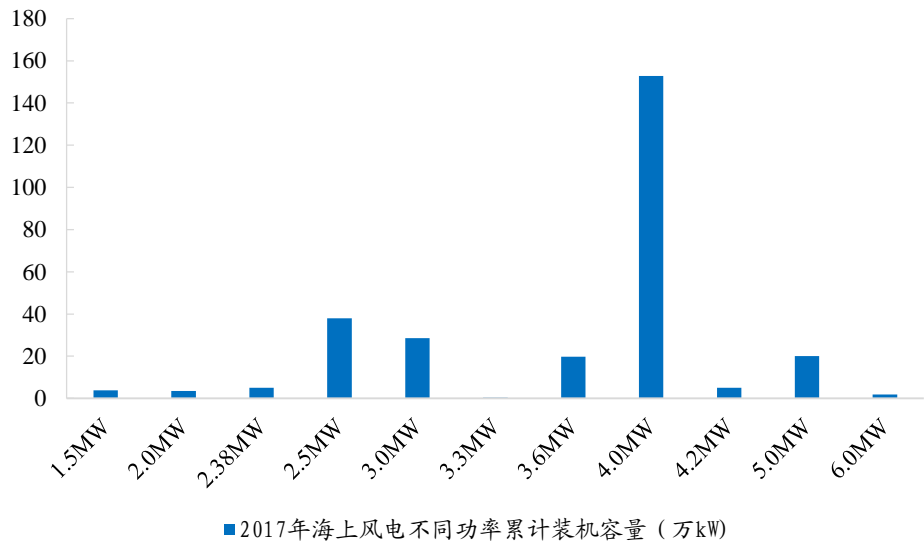
资料来源：北极星电力网、新时代证券研究所

从项目所在区域数量来看，广东省最多，有 11 个海上风电项目。根据“十三五”规划，按项目数量分类，排名前三的分别为广东（3251.5NMW）、福建（602MW+百万千瓦级创新型海上风电示范项目）/浙江（1600MW）、辽宁（6200MW）。

4.2.2、 单体装机容量高，风电机组大型化

截至 2017 年底，在所有吊装的海上风电机组中，单机容量为 4MW 机组最多，累计装机容量达到 153 万千瓦，占海上装机容量的 55%；5MW 风电机组装机容量累计达到 20 万千瓦，占海上总装机容量的 7%；6MW 风电机组吊装的仍是样机，尚未批量吊装。海上风电施工技术也随之突破，龙源电力创新并成功掌握了大直径单桩基础等海上风电核心施工技术，大大提高了海上风电基础施工效率。同时，远景能源、上海电气、重庆海装等风机制造商分别研制出 4 兆瓦、5 兆瓦等大容量机组。施工技术的进步和适用机型的推出，使海上风电规模化发展成为可能。

图40： 2017 年海上风电不同功率累计装机容量（万 kW）



资料来源：CWEA、新时代证券研究所

根据 2018 年已签约/核准项目名录，单体海上风电项目装机容量 $\geq 1000\text{MW}$ 的有 3 个海上风电项目，总装机 8000MW。其中单体项目最高装机达 6000MW，由中广核辽宁公司&万家电力工程集团共同签署；剩余分别装机为 1000MW。其项目开发商均为中广核、三峡、华润大型央企。此处装机最高并未将平潭 V 型浮体式海上风电示范项目算在内，因为其尚未公布具体装机信息，但预计装机容量处于高位。该项目将利用具有国际先进水平、中法合资 6MW 和 12MW 垂直轴浮体海上风电技术，建设具有自主知识产权的百万千瓦级创新型海上风电示范项目。单体海上风电项目装机容量 $\geq 300\text{MW}$ 的有 11 个海上风电项目，项目占多数，总装机 4302MW。其中 8 个为已核准海上项目，总装机 3200MW。

伴随着降本压力增加、规模化开发，随之而来的是风电机组大型化的趋势愈加明显，这也有利于风电企业扩大市场份额。在这 22 个海上风电项目中，有 4 个项目采用的风电机组 $\geq 6\text{MW}$ ，最高为采用 12MW 垂直轴浮体海上风电技术；2 个风电项目采用 5.5MW 海上风电机组，1 个风电项目采用 5MW 海上风电机组。目前，我国海上风电已赶超国外，跃居全球海上风电市场前三的位置，风电技术不断创新，产品更新迭代加剧，即将迎来海上风电的高速发展期。

5、重点公司推荐

5.1、金风科技：风机龙头地位稳固，在手订单充足

风机龙头地位稳固，“竞价”新时期，市占率有望进一步提高。公司作为国内风机制造龙头企业，2017 年国内市场占有率超过 26%，2018 前三季度公司实现营业收入 178.16 亿元，同比增长 4.76%，归母净利润 24.19 亿元，同比增长 5.35%，扣非后归母净利润为 23.01 亿元，同比增长 7.30%，销售净利率达到 14.02%，较 2017 年同期增长 0.17 个百分点。

在手订单充足，招标价格回暖，业绩提升空间大。截至 2018 年 9 月 30 日，公司外部待执行订单为 12,963MW，公司外部中标未签订单 5,249MW，在手外部订单共计 18212MW。此外，公司另有内部订单为 1858MW。国内已核准未建项目达到 90GW，2018-2020 年装机量将呈上升趋势，竞价政策的执行，将使行业集中度进一步提高，为公司未来业绩提供更大增长空间。

风场开发业务稳健发展，运营和服务市场空间大。截至到 2018 年半年报，公司风电场累计并网装机容量 4879MW，累计权益并网容量 4033.44MW；在建风电场项目容量 3326.9MW，在建风电场项目权益容量 3053.40MW。2018 年我国风电弃风限电情况显著改善，弃风率和限电率双降，未来风电运营和服务市场空间大，同时公司凭借自身的产业链优势稳健发展，预计未来发电量及发电收入将持续增长。

我们预计公司 2018-2020 年实现归母净利润分别为 34.36、42.28、51.45 亿元，对应 EPS 为 0.97、1.19、1.45 亿元，对应当前股价 PE 值为 11、9、7 倍。

表19： 公司盈利预测

重要财务指标	单位:百万元				
年份	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入(百万元)	26396	25,129	27,169	32,728	41,189
YoY(%)	-12.2	-4.8	8.1	20.5	25.9
净利润(百万元)	3003.0	3,055	3,436	4,228	5,145
YoY(%)	5.4	1.7	12.5	23.0	21.7
毛利率(%)	29.3	30.2	30.1	29.9	30.7
净利率(%)	11.4	12.2	12.6	12.9	12.5
ROE(%)	15.0	13.4	13.4	14.7	15.7
EPS(摊薄/元)	0.84	0.86	0.97	1.19	1.45
P/E(倍)	12.46	12.2	10.9	8.8	7.3
P/B(倍)	2.02	1.8	1.6	1.4	1.2

资料来源：新时代证券研究所

5.2、天顺风能：全球风塔龙头，盈利开始改善

全球风塔龙头，原材料上涨因素消化，盈利改善。公司专业从事兆瓦级大功率风力发电塔架及其相关产品的生产与销售，是中国目前最具规模的风力发电塔架专业制造企业之一。2018 前三季度公司实现营业收入 25.1 亿元，同比增长 10.37%，归母净利润 3.58 亿元同比增长 0.1%，扣非后归母净利润为 3.37 亿元，同比增长 11.72%，销售净利率达到 28.57%，较 2017 年同期降低 0.83 个百分点。同时公司三季报中预计 2018 年归母净利润增长 0%-30%。随着钢价下行，机组招标量价回暖，公司盈利能力将得到改善。

扩产巩固龙头位置，布局叶片与电站运营，协同效应增强。公司扩产进一步巩固龙头位置，拟将包头工厂产能从 8 万吨提升至 15 万吨，将珠海工厂产能从 4 万吨提升至 7 万吨，计划于 2018 年年底完成改扩建项目。同时公司正在进行产业链延伸，布局叶片和电站运营。未来协同效应进一步增强，公司盈利能力提高。

我们预计公司 2018-2020 年实现归母净利润分别为 5.32、6.15、7.39 亿元，对应 EPS 为 0.30、0.35、0.42 亿元，对应当前股价 PE 值为 14、12、10 倍。

表20： 公司盈利预测

重要财务指标	单位:百万元				
年度	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入(百万元)	2263	3,170	4,099	4,614	5,192
YoY(%)	5.3	40.0	29.3	12.5	12.5
净利润(百万元)	406.5	470	532	615	739
YoY(%)	34.1	15.5	13.3	15.6	20.1

重要财务指标	单位:百万元				
毛利率(%)	34.0	27.4	26.5	27.3	28.4
净利率(%)	18.0	14.8	13.0	13.3	14.2
ROE(%)	8.8	9.6	9.9	10.5	11.4
EPS(摊薄/元)	0.23	0.26	0.30	0.35	0.42
P/E(倍)	18.29	15.8	14.0	12.1	10.1
P/B(倍)	1.62	1.5	1.4	1.3	1.2

资料来源: 新时代证券研究所

5.3、福能股份: 福建省电力运营龙头, “传统能源+新能源” 齐头并进

转型新能源运营商, “传统能源+新能源” 稳健布局。公司控股股东福建省能源集团 2014 年通过资产重组的方式向公司注入电力运营资产, 目前公司控股运营总装机规模近 5GW, 其中风电 714MW、气电 1.5GW、热电联产 1.2GW、燃煤火电 1.3GW, 光伏 43MW。2018 年 9 月底公司营收 65 亿元, 同比增长 40%, 净利润 7.4 亿元, 同比增长 49%。我们认为公司存量电站优质盈利能力强, 布局新能源(风电、核电), 未来成长空间大。

地域与资源优质明显, 新能源带来新动力。福建省风电年平价利用小时数可达 2700, 作为 IV 类资源地区上网电价高, 常年保证零弃风率, 地域与资源优质明显。公司 2017 年风电装机 664MW, 利用小时数 2837, 贡献利润 4.8 亿元, 单位盈利能力行业领先。目前公司风电规模 714MW, 在建陆上风电项目 125MW, 海上风电 200MW。公司 28.3 亿元可转债获批, 保证项目正常建设。预计到 2020 年公司陆上风电规模超过 1GW, 海上风电 0.5GW, 我们认为风电业务将保持 30%+ 的高速增长。福建作为核电大省, 在役和储备项目丰富, 公司积极布局福建省核电项目, 截止 2017 年底, 公司参股建设及储备核电项目约 1,600 万千瓦, 权益装机规模约 380 万千瓦, 核电长期盈利能力强

优质热电资源在手, 火电、气电盈利能力正在改善。公司目前运营热电联产装机 1.24GW, 在建 60MW, 鸿山热电 2*600MW 装机平均利用小时数在 5 千小时以上, 2018Q3 利润约 4 亿元, 盈利能力强, 抗风险性高。公司在 2017 年分别以 5.23 亿、4.6 亿受让华润温州 20% 股权、华润六枝 51% 股权。华润温州电站过去 4 年平均净利润 5 亿元, 并且可供分配利润 100% 分红, 2018H1 公司已经确认了 1.2 亿元的投资收益; 六枝电厂属于煤电一体化项目, 待配套煤矿建成后盈利能力将大幅提升。气电方面, 随着政策落地, 替代电量增长, 气电盈利能力将持续改善。

我们预计公司 2018-2020 年净利润分别为 11.47、15.01、18.84 亿元, 对应 EPS 分别为 0.74、0.97、1.21 元。

表21: 公司盈利预测

重要财务指标	单位:百万元				
年份	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入(百万元)	6,362	6,799	9,293	10,237	11,214
YoY(%)	-11.1	6.9	36.7	10.2	9.5
净利润(百万元)	1,015	844	1,147	1,501	1,884
YoY(%)	-4.6	-16.9	36.0	30.9	25.5
毛利率(%)	28.2	20.6	22.5	25.4	28.0
净利率(%)	15.9	12.4	12.3	14.7	16.8
ROE(%)	10.1	7.6	10.2	12.6	14.4

重要财务指标				单位:百万元	
EPS(摊薄/元)	0.65	0.54	0.74	0.97	1.21
P/E(倍)	13.1	15.7	11.6	8.8	7.0
P/B(倍)	1.3	1.3	1.2	1.1	1.0

资料来源：新时代证券研究所

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，新时代证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师声明

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及新时代证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

分析师介绍

开文明，上海交通大学学士，复旦大学世界经济硕士，2007-2012年历任光大证券研究所交通运输行业分析师、策略分析师、首席策略分析师，2012-2017年历任中海基金首席策略分析师、研究副总监、基金经理。

投资评级说明

新时代证券行业评级体系：推荐、中性、回避

推荐：未来6-12个月，预计该行业指数表现强于市场基准指数。

中性：未来6-12个月，预计该行业指数表现基本与市场基准指数持平。

回避：未来6-12个月，未预计该行业指数表现弱于市场基准指数。

市场基准指数为沪深300指数。

新时代证券公司评级体系：强烈推荐、推荐、中性、回避

强烈推荐：未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报20%及以上。该评级由分析师给出。

推荐：未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%-20%。该评级由分析师给出。

中性：未来6-12个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。该评级由分析师给出。

回避：未来6-12个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%及以上。该评级由分析师给出。

分析、估值方法的局限性说明

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

免责声明

新时代证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批复，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告由新时代证券股份有限公司（以下简称新时代证券）向其机构或个人客户（以下简称客户）提供，无意针对或意图违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。

新时代证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给新时代证券客户的，属于机密材料，只有新时代证券客户才能参考或使用，如接收人并非新时代证券客户，请及时退回并删除。

本报告所载的全部内容只供客户做参考之用，并不构成对客户的投资建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。新时代证券根据公开资料或信息客观、公正地撰写本报告，但不保证该公开资料或信息内容的准确性或完整性。客户请勿将本报告视为投资决策的唯一依据而取代个人的独立判断。

新时代证券不需要采取任何行动以确保本报告涉及的内容适合于客户。新时代证券建议客户如有任何疑问应当咨询证券投资顾问并独自进行投资判断。本报告并不构成投资、法律、会计或税务建议或担保任何内容适合客户，本报告不构成给予客户个人咨询建议。

本报告所载内容反映的是新时代证券在发表本报告当日的判断，新时代证券可能发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但新时代证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。新时代证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的新时代证券网站以外的地址或超级链接，新时代证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

新时代证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。新时代证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

除非另有说明，所有本报告的版权属于新时代证券。未经新时代证券事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式更改、复制、传播本报告中的任何材料，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为新时代证券的商标、服务标识及标记。

新时代证券版权所有并保留一切权利。

机构销售通讯录

北京	郝颖 销售总监
	固话：010-69004649
	邮箱：haoying1@xsdzq.cn
上海	吕筱琪 销售总监
	固话：021-68865595 转 258
	邮箱：lyyouqi@xsdzq.cn
广深	吴林蔓 销售总监
	固话：0755-82291898
	邮箱：wulinman@xsdzq.cn

联系我们

新时代证券股份有限公司 研究所

北京地区：北京市海淀区北三环西路99号院1号楼15层

邮编：100086

上海地区：上海市浦东新区浦东南路256号华夏银行大厦5楼

邮编：200120

广深地区：深圳市福田区福华一路88号中心商务大厦23楼2317室

邮编：518046

公司网址：<http://www.xsdzq.cn/>