

电气设备行业深度研究报告

从江湖到庙堂：风电产业一线深度调研与价值再发现

推荐（维持）

- ❑ **风电政策风险解除，“配额+绿证”托底。**近两个月来，风电板块受新能源产业政策影响出现大幅回撤。目前政策面支持风电的方向再度明确，存量风电站的补贴不受影响，弃风改善仍在持续，风电资产价值受到追捧。
- ❑ **高度重视“配额+绿证”政策价值。**配额制在国内研究已有十余年时间，政策出台为新能源行业谋长远。政策目的有三个：增加新能源供应、保障新能源消纳、减缓财政补贴压力，尤其是绿证交易市场的建立后，可以改善新能源企业现金流、缓解补贴压力，“一箭双雕”。
- ❑ **风电试水竞价配置资源，风电项目开工加速。**2019年国内试水竞价分配风电资源，陆上、海上均参与竞价上网，这是风电发展20年重大政策变化。在这一政策机制下，国内已核准未建设项目（80-100GW）加速开工，年内新增建设指标（40GW）抢核准。
- ❑ **电站运营具有高收益，下游需求旺盛。**当前，国内风资源“一票难求”，河南、内蒙古调研显示，运营商对风电投资积极，新项目竞争激烈，多个市场主体参与风资源开发。上半年新项目开工、并网节奏加快，三季度设备出货量、并网装机、吊装容量进入旺季。
- ❑ **风机设备价投标格见底企稳，行业洗牌仍在继续。**2017年和今年上半年，2.0MW风机招标价格累计下降890元/千瓦左右。风机价格下滑不断挤压风机制造环节利润，行业洗牌也不断演进。目前，风机价格企稳，但在竞价配置资源、平价上网等因素影响下，风机价格仍有下行压力。小设备制造商已无法参与竞标，龙头公司逆势提高市场占有率。
- ❑ **投资建议：**国内风电经过15年规模发展，已经从少年步入成年。随着“配额+绿证”、竞争配置资源等政策的明晰，政策层面的风险已经解除；短期看，下半年风电行业进入装机增长旺季，风电项目经济收益水平良好，行业处于高景气阶段；从3-5年的维度看，风电进入第三个成长周期，随着风电开发向“三北”地区回归，风电行业具备保持高增长的基础。风电相关标的已经进入高性价比区间，推荐龙头公司金风科技、天顺风能。
- ❑ **风险提示：**风电环保约束越来越强；融资成本提高；竞价带来上网电价大幅下调，运营商收益下降；钢铁等原材料价格维持高位，设备公司成本居高不下；风机价格继续回落；补贴拖欠周期延长，风电运营商现金流受影响；国家出台的其他新能源调整政策等。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	股价（元）	EPS（元）			PE（倍）			PB	评级
		2018E	2019E	2020E	2018E	2019E	2020E		
金风科技	13.26	1.12	1.34	1.69	11.84	9.9	7.85	2.08	推荐
天顺风能	4.21	0.38	0.56	0.68	11.08	7.52	6.19	1.54	强推

资料来源：Wind，华创证券预测

注：股价为2018年08月10日收盘价

华创证券研究所

证券分析师：胡毅

电话：0755-82027731

邮箱：huyi@hcyjs.com

执业编号：S0360517060005

证券分析师：王秀强

电话：010-66500860

邮箱：wangxiuqiang@hcyjs.com

执业编号：S0360518060004

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	190	5.37
总市值(亿元)	15,094.59	2.78
流通市值(亿元)	10,142.71	2.6

相对指数表现

%	1M	6M	12M
绝对表现	0.68	-17.36	-24.46
相对表现	-0.28	-2.04	-15.49



相关研究报告

《电气设备行业周报（20180723-20180727）：向市场化靠近，新能源汽车和发电行业走向可持续》

2018-07-29

《新能源汽车中游阿尔法研究：从利润表的比较走向资产负债表的比较》

2018-08-03

《电气设备行业周报（20180730-20180803）：亿纬锂能进入新能源汽车全球供应链》

2018-08-05

目 录

一、风电政策风险解除，“配额+绿证”建立新能源与补贴新平衡	4
（一）配额制为可再生能源托底，存量风电项目补贴预计不受影响	4
（二）配额制将新能源推向新发展阶段，高度重视“配额+绿证”政策价值	5
（三）绿证由市场定价，改善新能源企业现金流、缓解补贴压力“一箭双雕”	7
二、风电试水竞价配置资源：已核准项目加速开工、新建项目料不会出现恶性竞价	8
（一）2019 年竞价配置风资源：已核准项目加速开工、新项目竞价将趋于理性	9
（二）竞价压力测试：标杆电价下调 30%，测算项目内部收益率仍在 8% 以上	10
（三）资源费、路条费等非技术成本清理道阻且长	11
三、下游市场需求旺盛，风电已经进入项目开工、设备交付旺季	12
（一）内蒙古上半年新增并网接近 1.02GW，特高压配套风电接近 17GW 整装待发	12
（二）内蒙古解除红色预警，多个缓建项目开工，市场交易比例增加	13
（三）河南风电开发火热，进入“一级戒备”状态	14
1、河南上半年新开工、并网风电节奏加快，2017 年核准项目计划年内全部开工	14
2、河南 2018 年风电指标 550 万千瓦，超过能源局规划 250 万千瓦	16
3、河南首次对风电开发企业实施打分制，为竞价分配资源做储备	16
4、河南高用电负荷提供支撑，不弃风，风电项目经济性凸显	17
（四）路条交易价款待价而沽，风电行业进入高景气度阶段	19
四、风机投标价格触底企稳，设备制造环节强者恒强	20
（一）开工、设备交付旺季到来，6 月底 2.0MW 风机投标均价 3300 元/千瓦左右	20
（二）平价上网预期下风机价格仍有下降压力，但短期降幅有限	21
（三）顺势而为：龙头设备公司市场占有率望进一步提高	21
五、风电发展趋势：未来主战场向“三北”地区回归，支撑行业增长	22
六、投资建议：风电政策风险解除，行业启动三年成长周期，具有战略配置价值	23
七、风险因素	24
八、附录：河南省发改委风电项目量化评分标准	25

图表目录

图表 1	2017 年可再生能源补贴累计缺口超过 1000 亿元.....	5
图表 2	国家能源局调整配额制政策目标及绿证定位.....	6
图表 3	国内弃风率年内预计降至 10% 以下.....	6
图表 4	内蒙古、新疆、甘肃、吉林等主要省份弃风率连续下降.....	7
图表 5	可再生能源绿色电力证书分类及补贴形式.....	7
图表 6	绿证交易模式：绿证交易平台、电力交易中心负责绿证权属登记、交易、考核.....	8
图表 7	绿证市场交易价格、交易频次探索.....	8
图表 8	风电竞价配置资源分两类：竞指标、竞资源.....	9
图表 9	2018 年山西、河南、广西、山东等多省新增风电开发指标超过能源局“十三五”指导意见.....	10
图表 10	四种不同情景假设下风电内部收益变化明显，非技术成本下降对冲竞价带来效益下降.....	11
图表 11	2018 年上半年新增并网装机集中在江苏、内蒙古、青海、河南、山西.....	12
图表 12	内蒙古特高压配套风电近 17GW，装机增长具备潜力.....	13
图表 13	内蒙古解除红色预警，风电弃风率近三年呈下降趋势.....	13
图表 14	河南新开工项目数量加快，上半年新开工项目 28 个 212 万千瓦.....	15
图表 15	河南二季度新开工风电项目均为 2017 年新核准项目.....	15
图表 16	多个项目建设缓慢核准文件失效.....	15
图表 17	2018 年河南新增风电装机规模 550 万千瓦，创下历年之最.....	16
图表 18	河南对风电项目量化评优，并网业绩占比最大.....	17
图表 19	河南“十三五”规划 2.1GW 分散式风电，成为贡献装机的新板块.....	18
图表 20	路条费增减对项目收益影响明显.....	20
图表 21	国内风机季度公开招标量(GW)及投标均价.....	20
图表 22	典型项目施工时间表（以 10 万装机 1 年工期为例）.....	21
图表 23	新增风机市场份额向前五名风机制造商集聚.....	22
图表 24	7 家整机制造商累计出货量超过 1000 万千瓦.....	22
图表 25	2016 年中东部地区新增装机容量占比 25%.....	22
图表 26	2017 中东部地区新增装机容量提高到 38%.....	22
图表 27	风电行业发展经过两个完整成长周期，已经进入第三个成长周期.....	24

为进一步规范新能源行业发展、缓解财政补贴压力、加速实现新能源平价上网，国家能源管理部门年内先后调整风电、光伏政策。尤其是光伏 531 新政调控力度空前，既限制行业规模，又下调补贴标准，对光伏产业链产生的影响仍在发酵；明年风电行业将试水竞争配置资源，这是风资源分配方式近 20 年来的重要变化，将引入市场竞争机制，目的也是加速风电平价上网，风电政策与光伏新政比相对温和，但仍然超过资本市场和风电产业的预期。

自上而下看，政策支持是新能源成长的重要推手。国内风电经过 15 年发展，在国家政策的起承转合和全球新能源跌宕起伏中，完成了两个完整成长周期（第一个周期 2007-2012；第二个周期 2012-2017），已经从少年步入成年，能够以更为从容的姿态迎接政策变化和行业调整。经过两轮起伏跌宕后，中国风电发展也更趋于理性，更加注重发展规模和效益同步增长

管中窥豹，可见一斑。近期，我们选取风电开发重要区域河南、内蒙古进行产业调研，河南是中部风电资源区代表省份，内蒙古是三北传统地区，且新增风电开发指标受到约束。通过对两个区域主要风电开发企业、工程建设公司、政府部门调研，一定程度上能够反映当前风电行业开工、并网、吊装现状，通过微观市场把握产业发展的节奏，摸清下游风电市场需求。同期，我们与多位能源政策研究者探讨国内新能源政策变化，从宏观层面把握风电产业发展的趋势和环境。

总结下来，我们认为国内风电目前在四个方面确定性较大：（1）配额+绿证托底，存量风电项目补贴收益不受影响；（2）配额将新能源推向新发展阶段，支持政策由电价激励转向电量激励；（3）行业进入旺季，三季度设备出货量、吊装量、并网量望有大幅增长；（4）风机设备继续洗牌，龙头公司市占率持续提升。

一、风电政策风险解除，“配额+绿证”建立新能源与补贴新平衡

（一）配额制为可再生能源托底，存量风电项目补贴预计不受影响

根据《财经网》报道、以及行业内专家披露，目前可再生能源电力配额制（如下简称“配额制”）还在征求第二轮意见，按计划年内正式出台，行业和市场所担心的存量电站收益问题，在新一轮征求意见稿中得到修正，存量风电项目补贴收益不受影响。这是新能源行业的重要支持政策。

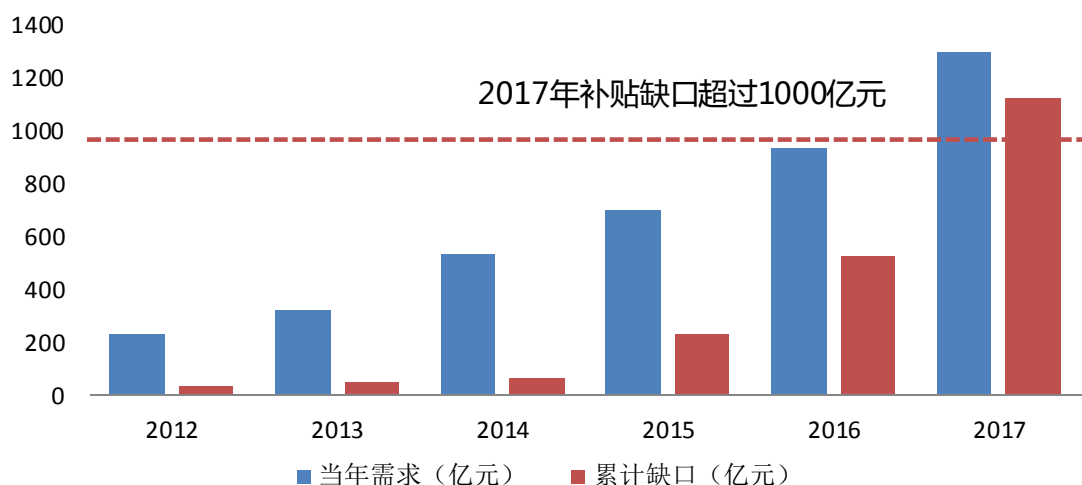
受光伏 531 新政、风电竞价政策影响，资本市场对补贴行业的风险偏好降低，在战略上选择规避对补贴具有依赖性的行业，近一段时间（2018 年 6-7 月）风电板块在这种担心下遭遇重挫，甚至某些省份（如黑龙江等）自行出台的新能源交易方案也放大资本市场对政策调整担心。

随着我国风电、光伏、生物质发电等产业发展，可再生能源补贴需求连续增加。可再生能源附加（1.9 分/千瓦时）是补贴的主要来源，根据补贴需求和征收额度之间的差额计算，2017 年底补贴缺口累计已经超过 1000 亿元；预计到 2030 年可再生能源补贴累计有望超过 1 万亿元，补贴需求也望在 2025 年前后达到高峰。

据财经网报道及我们与多位政策制定专家调研，调整后的配额制及绿证实施方案向着有利于新能源产业发展的方向发展。国家限制煤电、支持可再生能源发展的政策导向不会改变，去补贴不是去新能源。

新方案拟对可再生能源发电分为保障小时数之内、保障小时数之外两类，对于保障小时数之内既要保电量，又要保电价；保障小时数之外的发电量，新能源补贴（新能源标杆电价高于燃煤标杆电价的部分）采取“绿证+财政补贴”的方式，度电补贴总量不变，补贴结构发生调整，用绿证代替部分补贴，缓解财政补贴压力。

图表 1 2017 年可再生能源补贴累计缺口超过 1000 亿元



资料来源:国网能源研究院, 华创证券

(二) 配额制将新能源推向新发展阶段, 高度重视“配额+绿证”政策价值

可再生能源配额制实施的主要目的有三个: 增加新能源供应、保障新能源消纳、减缓财政补贴压力, 了解政策出台的背景和目的有利于修正行业发展预期。

国内对可再生能源配额制实施方案的研究已有十余年时间, 先后进行多次征求意见。配额制是支持新能源行业发展的托底政策, 也被称为最为难产的政策, 政策落地是新能源行业重要利好。配额制的实施需要确定配额指标、确定配额义务承担主体、明确配额指标分配方式、明确配额义务考核方式、建立可再生能源电力证书交易市场等。涉及主体包括各省级地方政府、电网企业、发用电主体, 配售电公司、自备电厂也需要承担配额考核义务。

2018 年 3 月 23 日, 国家能源局下发《可再生能源电力配额及考核办法(征求意见稿)》(以下称“征求意见稿”), 提出配额义务承担主体是: 各省级电力公司、地方电网企业、其他各类配售电企业(含社会资本投资的增量配电网企业)、拥有自备电厂的工业企业、参与电力市场交易的直购电用户等市场主体, 并不包括发电企业。同时, 征求意见稿提出通过配套实施绿证交易。

征求意见稿提出: “配额制以《可再生能源法》为依据, 目的是促进可再生能源消纳利用, 促进可再生能源高质量发展。”同时, “为有效计量和核算可再生能源电力利用水平, 提供市场化手段平衡区域间可再生能源发电和利用能力的差异, 促进可再生能源消纳, 本办法引入了可再生能源电力证书制度。现阶段证书交易的主要目的是通过市场化手段促进可再生能源消纳。”

可以看到, 在这一版征求意见稿中, 配额制和可再生能源证书交易的主要目的都是解决可再生能源消纳的问题。且“可再生能源电力证书的转移和交易不影响可再生能源发电企业的相应电量继续享受国家可再生能源电价附加资金补贴”, 但是“考虑到未来国家可再生能源价格政策机制的调整, 如新建的可再生能源发电项目不再享受固定电价政策, 未来可再生能源电力证书机制将会与可再生能源价格和补贴机制进一步衔接, 如将证书作为可再生能源发电企业的额外收入来源替代原有的可再生能源电价附加资金补贴等。”

本轮征求意见稿出台之后, 国内弃风弃光继续改善。国家能源主管部门认为, 在弃风弃光得到改善的前提下, 配额制还解决补贴不足的问题。期间, 提出的思路是将可再生能源发电分成两类, 一类是保障小时数内电量, 一类是保障利用小时数之外的电量。保障小时之内的新能源发电量按标杆电价获得收益, 保障小时数之外的发电量参与市场竞争, 发电主体拥有绿证所有权, 绿证交易价格替代补贴。在这一思路下, 存量新能源电站收益受到影响, 国内主

要新能源运行商、行业协会对这一设想提出异议，反对者众。国家能源主管部门随后做出补充说明，采取“绿证+财政补贴”的方式平衡各方利益。

图表 2 国家能源局调整配额制政策目标及绿证定位

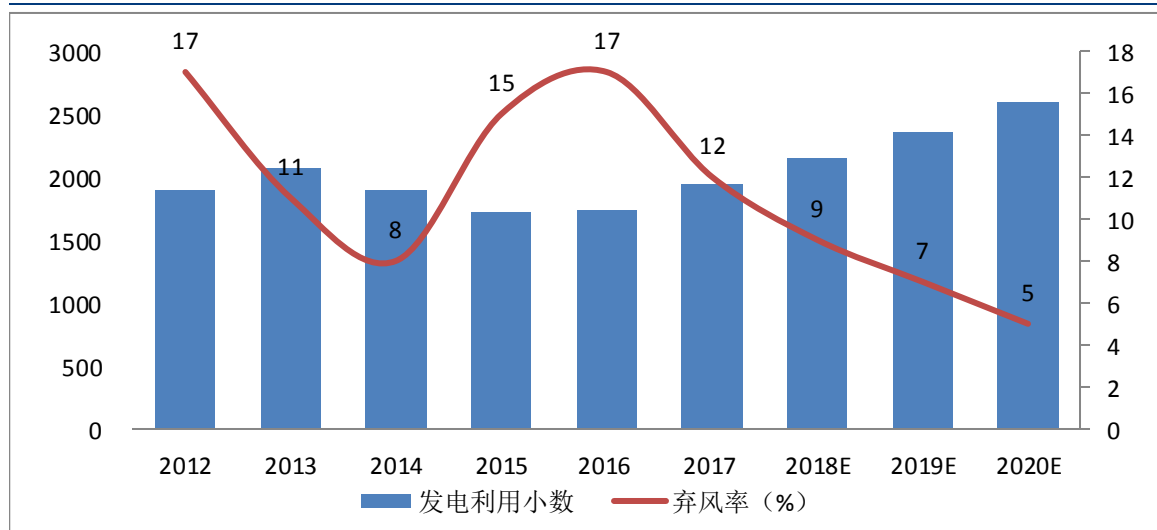
可再生能源发电配额制	政策背景	政策目的	绿证交易与补贴关系
2017 年 3 月征求意见稿	弃风、弃光改善	促进可再生能源消纳利用	不影响存量项目补贴，考虑替代新建项目补贴
第二轮征求意见稿（拟）	弃风、弃光进一步改善，弃风率年内有望降至 10% 以内	促进可再生能源消纳、缓解补贴压力	绿证交易替代部分补贴

资料来源：国家能源局，华创证券

自 2017 年开始，在电网公司、消费侧、发电侧等各方的支持下，弃风、弃光得到明显改善，今年上半年新能源消纳也有明显改善，大部分弃风限电严重地区的形势均有所好转，其中吉林、甘肃、黑龙江、山西弃风率下降超过 10 个百分点。

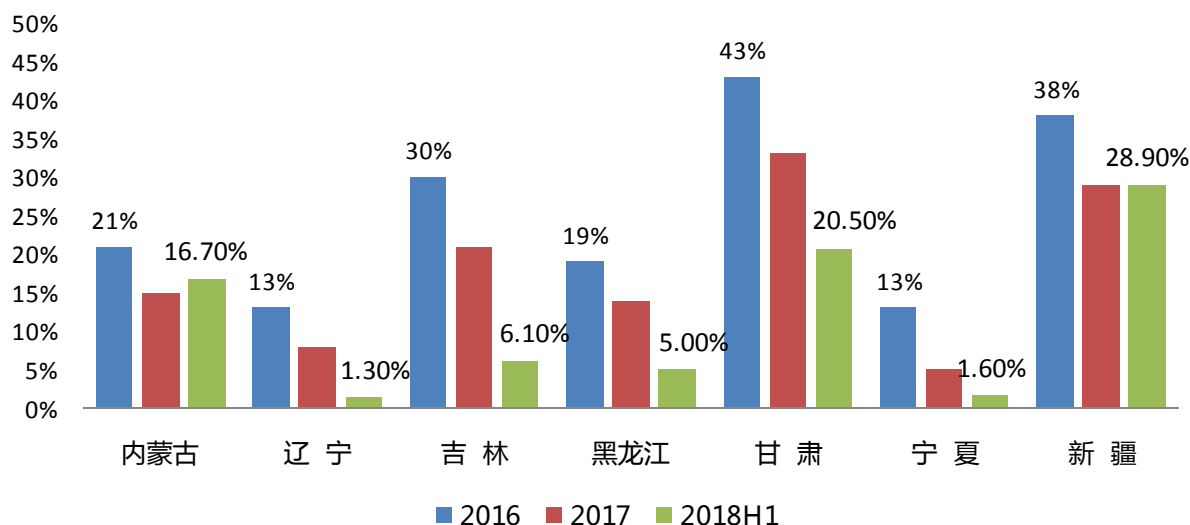
据国家能源局公布数据，2018 年 1-6 月全国新增风电并网容量 794 万千瓦，到 6 月底累计风电并网容量达到 1.716 亿千瓦；1-6 月，全国风电发电量 1917 亿千瓦时，同比增长 28.7%；平均利用小时数 1143 小时，同比增加 159 小时；1-6 月，全国弃风电量 182 亿千瓦时，同比减少 53 亿千瓦时，弃风限电整体状况继续得到缓解。

图表 3 国内弃风率年内预计降至 10% 以下



资料来源：国家能源局，华创证券

图表 4 内蒙古、新疆、甘肃、吉林等主要省份弃风率连续下降



资料来源：国家能源局，华创证券

当然，配额制实施方案及绿证交易细则的出台一定会慎之又慎。实际上，我们也不缺少政策的出台，而是政策的落地与实施，规则越科学，新能源产业发展将越健康。如果配额考核制度不完善，约束指标可能形同虚设；如果绿证市场交易机制不完善，绿证价值将会打折扣；如果配额考核及监管不同步，政策执行可能走样儿。配额制将推向国内新能源行业走向新的发展阶段，新能源补贴政策预计也有望从固定电价制度向电量激励转向。

（三）绿证由市场定价，改善新能源企业现金流、缓解补贴压力“一箭双雕”

可再生绿色证书是一种舶来品，按照机制设计分为自愿认购绿证和强制交易绿证。自愿认购绿证由市场主体承担补贴责任，强制绿证由电网、用户、自备电厂、配售电公司等配额义务考核主体承担购买责任。

按照目前思路，初步确定由国家可再生能源发电项目信息管理平台（由国家可再生能源管理中心管理）、北京电力交易中心、广州电力交易中心及省级区域电力交易中心负责绿证登记、颁发、核算、交易等工作，按年度考核，电网企业对辖区市场主体所持有的绿证进行核算，未完成配额主体必须缴纳补偿金。

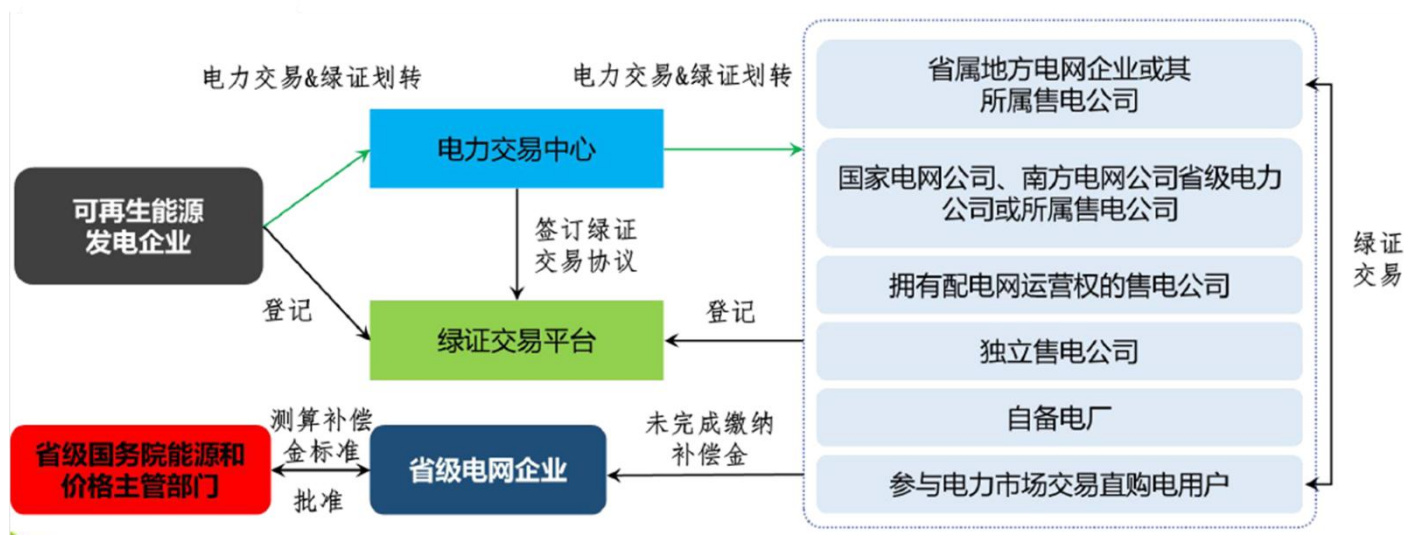
考虑财政补贴的激励效应和企业利益，绿证归属拟按照保障利用小时数分为两类（优先发电合同制度建立后，预计将调整），保障小时之内的新能源发电量对应绿证（1MW 可再生能源发电为 1 个绿证）直接颁发给电网或者购电主体；保障小时数之外的发电量参与市场竞争，其对应的绿证归属发电企业，可以在市场上交易，由市场定价并替代部分财政补贴，低于财政补贴的部分再由国家可再生能源基金补充。

图表 5 可再生能源绿色电力证书分类及补贴形式

可再生能源绿色电力证书				
技术分类	水电证书	非水电可再生能源证书		
补贴分类	无补贴	风光自愿绿证	享受国家补贴绿证	
		购买绿证主体承担补贴责任	全额保障小时数内，国家可再生能源发展基金全额补贴	保障小时数外，“绿证+财政补贴”的方式
				未来无补贴，平价上网

资料来源：发改委可再生能源中心，华创证券

图表 6 绿证交易模式：绿证交易平台、电力交易中心负责绿证权属登记、交易、考核



资料来源:发改委可再生能源中心, 华创证券

在这种机制下, 绿证价格高低与可再生能源企业的利益直接相关。从国外运行情况看, 英国、美国部分州绿证交易有成熟机制, 英国强制配额绿证价格在 0.3 元/千瓦时左右, 美国华盛顿地区配额绿证价格为 3.2 元/千瓦时。

在配额强约束下, 建立完善的绿证交易市场符合新能源企业、配额考核主体、财政部门的需求。一方面可以为新能源企业创造新的利润增长点, 另一方面配额考核主体可以借助绿证交易完成考核任务, 再者是探索补贴退坡的一种新机制。

此外, 与传统的度电补贴模式相比, 绿证交易可以实时结算, 财政补贴目前拖欠 2-3 年, 若绿证具有较高的交易价格, 可以大幅改善可再生能源企业现金流, 减少应收账款兑付时间, 对新能源企业改善经营状况、环节财政补贴压力具有一箭双雕的作用。

在交易模式上, 参照国外成熟市场, 绿证交易可以发生在省内, 也可以跨省交易; 从交易主体看, 可以在配额考核主体之间交易, 也可以在新能源企业与考核主体之间交易; 绿证交易频次根据市场成熟程度高低调整, 预计在交易初期绿证交易次数将受限制, 待交易市场成熟后将允许多次交易, 绿证作为电力衍生品其金融属性也将越来越强; 在交易初期, 可能设定绿证最低保护价格。

图表 7 绿证市场交易价格、交易频次探索

交易方式	交易价格	交易区域	交易频次	金融属性
供需自由交易	市场定价, 辅之以托底价格	省内、跨区交易	初期受限、远期不限制	对冲现货风险

资料来源: 华创证券

二、风电试水竞价配置资源：已核准项目加速开工、新建项目料不会出现恶性竞价

在补贴压力和新能源政策调整的新格局下, 国家能源管理部门调整风电资源分配方式, 2019 年开始试水竞价分配风电资源, 加速风电平价上网, 提高行业竞争力。

2018 年 5 月 18 日, 国家能源局下发《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》。通知明确, 从 2019 年起, 各省(自治区、直辖市)新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。各省(自治区、直辖市)能源主管部门会同有关部门参照随本通知发布的《风电项目竞争配置指导方案(试行)》

制定风电项目竞争配置办法，抄送国家能源局并向全社会公布，据此按照《指导意见》确定的分年度新增建设规模组织本地区风电项目竞争配置工作。

这是近 20 年来风电资源管理的重要变化，实际上相关讨论在 2018 年 4 月份已经开始，随后出台的清理新能源非技术成本、加快并网消纳等措施均与竞价配置风电资源的思路有关。

本次国家能源局试图在保障发电利用小时数（保消纳）和清理非技术成本（优化风电营商环境）的前提下推进竞价分配资源。能源管理部门的意图有三个：一是通过竞价发现风电的真实成本，用以指导风电标杆电价的下调，这一思路与光伏领跑者计划相似，这一示范工作从 2015 年开始已有三年时间；二是通过竞价改变风资源配置方式，解决地方政府行政审批分配风资源的低效率问题，体现风资源的稀缺性，降低长期困扰投资商的隐形成本问题；三是通过竞价使风电产业链上下游共同分摊由固定电价到竞价、再到平价上网的压力，竞价原则以标杆电价（含财政补贴）为上限，平价上网为下限，中间部分通过市场竞争分配资源，强者上、弱者下。

（一）2019 年竞价配置风资源：已核准项目加速开工、新项目竞价将趋于理性

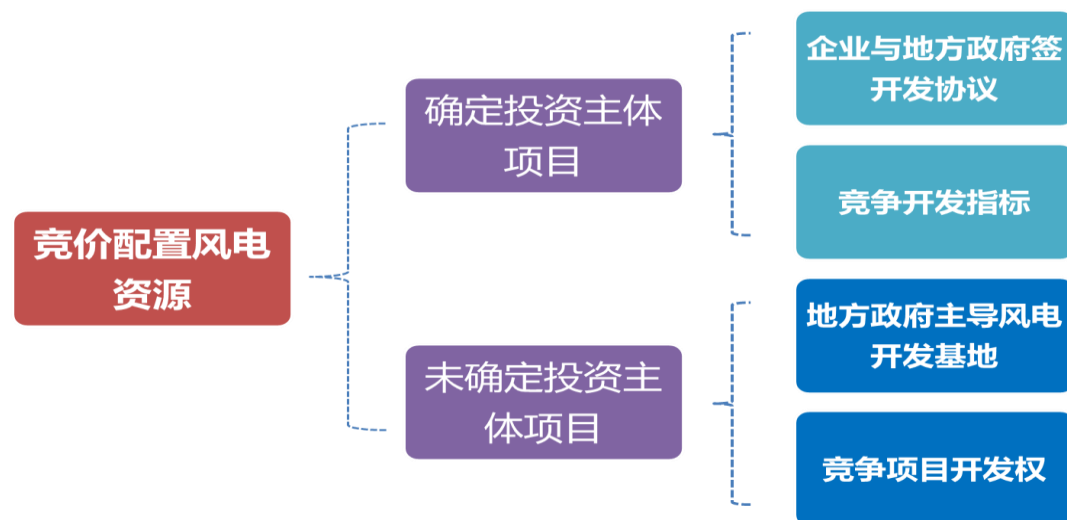
按照《风电项目竞争配置指导方案（试行）（2018 年度）》，竞争配置风电项目分为两类。

1. 确定投资主体的风电项目。已确定投资主体的项目，是指投资企业已与当地政府签署风电开发协议并完成测风评价、场址勘察等前期工作的项目。各省级能源主管部门按照国务院能源主管部门批复的本地区相关能源规划的风电发展目标及年度新增建设规模，采用竞争方式对已确定投资主体的项目进行新增建设规模配置，综合评分高的项目应优先纳入本地区年度建设方案。

2. 未确定投资主体的风电项目（含大型风电基地）。未确定投资主体的风电项目，是指地方政府已组织完成风电开发前期工作的场址区域，已商请省级电网企业落实电力送出和消纳条件的项目。各省级能源主管部门应以承诺上网电价为重要条件，通过招标等竞争方式公开选择项目投资主体。

按照上述方案，已经确定投资主体的风电项目竞争的是当年开发指标，不是项目开发权；未明确业主的项目由地方政府主导测风、选址、土地规划、送出等前期工作，开发企业参与竞争获得项目开发权。

图表 8 风电竞价配置资源分两类：竞指标、竞资源



资料来源：国家能源局，华创证券

在竞价配置资源的政策变化下，风电资源获取模式、电站定价机制将发生根本变化。这意味着，2019 年起新增陆上和海上风电项目将以低于风电标杆电价的水平上网；对于确定开发主体的项目，所需补贴强度低的项目优先列入年度建设方案，项目核准时间受竞价影响。

但在可再生能源配额制的约束下，我们预计项目延迟核准、并网的可能性不大，**企业恶性竞价的可能性也不大**。究其原因：当前除北方区域外，国内多数风电资源仍然以企业与地方政府签订开发协议为主，竞价以“竞指标”为主。除了红色、橙色预警区外，其他地区并不缺少指标，项目开发企业没有动力大幅降低上网电价以获得指标。

以 2018 年各省新增开发建设指标为例，山西、河南、广西、山东等多个省份 2018 年开发指标超过国家能源局《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》中确定的规模；根据已公布各省方案，超过国家规划指标 10GW 以上，叠加上述指导意见确定的规模，可以判断 2018 年新增风电开发指标 40GW 以上，且均在 2018 年年内完成核准，同时为 2019 年、2020 年新增装机提供储备。

同期，风电产业内资深人士也提出建议，风电要避免重蹈覆辙进行“恶价格战”，竞价配置资源应当循序渐进。

图表 9 2018 年山西、河南、广西、山东等多省新增风电开发指标超过能源局“十三五”指导意见

省份	《关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》(2018 年建设规模) (万千瓦)	2018 年新增风电开发建设规模 (万千瓦)	超过规划规模 (万千瓦)
山西省	240	560	320
河南	300	550	250
广西	100	269.4	169.4
湖北	150	274.14	124.14
山东	240	300.45	60.45
安徽	100	150	50
河北省	350	392.72	42.72
天津市	26	35.9	9.9
北京市	5	10	5
上海市	10	10	0
陕西	150	125	-25
广东	150	112.5	-37.5
累计规模	1821	2790.11	969.11

资料来源：山西及河南等省发改委，华创证券

除此之外，在竞价配置资源的政策变化下，已经核准未开工的风电项目**开工节奏在加快**，这一点已经是多数风电开发商的共同选择，也在对河南等地的调研中得到验证，下文将详细介绍河南本地项目开工情况。

（二）竞价压力测试：标杆电价下调 30%，测算项目内部收益率仍在 8%以上

我们以二类资源区某 50mw 项目为样本，取发电利用小时数 3000 小时，上网电价为标杆电价 0.45 元/千瓦，工程造价 6500 元/千瓦。我们在四种不同情景假设下，对项目内部收益率做经济测算：

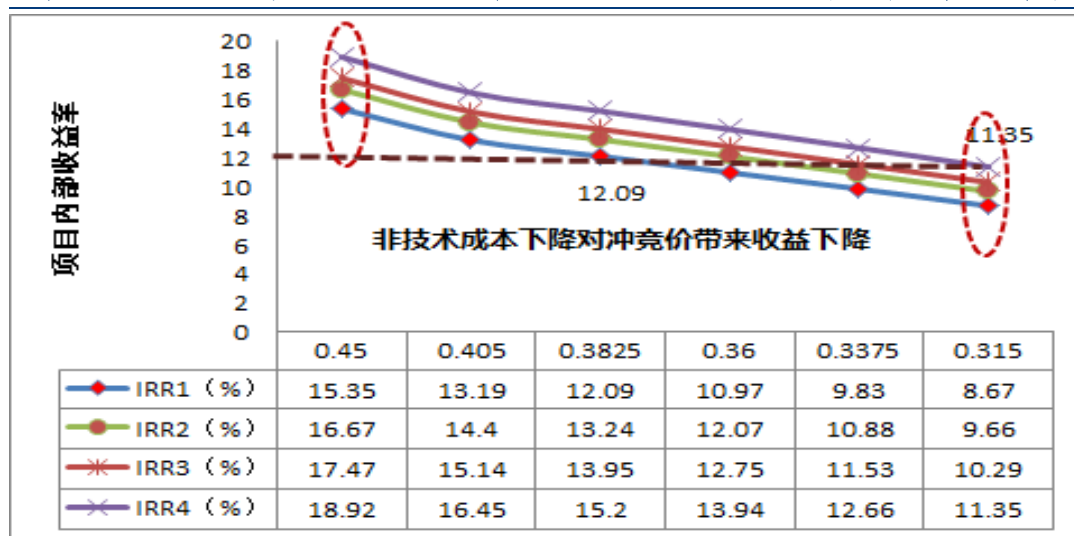
（1）情景假设一：不考虑风电消纳的进一步改善、资源费等成本下降，风电上网电价在标杆电价基础上，分别下降 10%、15%、20%、25%、30%，项目内部收益率与 0.45 元/千瓦时的基准（15.53%）相比，分别下降 2.16、3.26、4.38、5.52、6.68 个百分点。即便上网电价下调 30%，项目内部收益率仍在 8.67%，项目净现值仍为正数（1481 万元），仍在部分企业投资决策的范围内。

(2) 情景假设二：如果考虑资源费、路条费等非技术成本下降，项目工程投资下降至 6100 元/千瓦，在上网电价同等下调幅度下，风电项目内部收益率 IRR 有 1% 左右的提升。上网电价即便下调 30%，项目内部收益仍在 9.66%，在部分投资企业的盈利要求内。

(3) 情景假设三：如果基于消纳条件的改善，发电利用小时数由 3000 小时上调 10% 至 3300 小时，不考虑工程投资下降，在电价下调过程中，内部收益水平顺势下行；但即便上网电价下调 30%，项目内部收益率仍在 10% 以上，符合绝大多数企业的投资要求。显然，小时数的提高对于项目收益改善的贡献更大。

(4) 情景假设四：如果同时考虑消纳条件改善，资源费、路条费等非技术成本下降，在工程投资 6100 元/千瓦，发电利用小时数 3300 小时的假设下，项目内部收益率在电价相对标杆电价下调 30% 时为 11.35%，超过一般项目的收益水平。

图表 10 四种不同情景假设下风电内部收益变化明显，非技术成本下降对冲竞价带来效益下降



资料来源: 华创证券

通过上述测算可以发现，基于发电利用小时数提升、非技术成本下降等影响，在上网电价下调的情形下，对于二类资源区风电项目收益仍符合部分企业的标准。换言之，即便考虑竞价带来 30% 的电价下滑，风电项目收益仍在投资选择的范围内。

(三) 资源费、路条费等非技术成本清理道阻且长

2018 年 4 月，国家能源局下发《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》，出台多项措施为可再生能源减负，清理风电、光伏等清洁能源产业的非技术成本，包括地方政府收取的风电资源费、违规要求风电投资商配套的投资、强制分摊由地方政府承担的扶贫等社会公益投资、与风光资源捆绑的其他投资、电网企业违规收取的接入费用等。

国家能源管理部门目的是通过此举降低行业非技术成本，减少资源换项目等不合理的要素，发现风电行业的真实成本，减少行政对风电行业干预，倒逼风电成本下降，加速新能源平价上网，为补贴退坡做准备。

各地风资源费的征缴并没有统一的标准。如西北某地 5 万千瓦风电项目收取资源费 2000 万元，收费名义是民生项目建设费，折合每千瓦 400 元。如果政策能够执行到位，对于风电行业而言是解决投资包袱、降低隐形投资成本的最佳契机。

近期我们的调研发现，在国家能源局发文之后，违规收取费用情况有所改善；但短期内彻底清除并不容易，资源地

区以资源换项目、以资源换投资的政绩冲动依然存在，这些资源开发的潜规则由来已久。从过往风资源的获取模式上看，地方政府倾向于将风资源配置给承诺投资设厂的企业，包括设备制造商等，但未能兑现承诺获得项目不在少数，设备制造商获取资源后最终多选择将项目流转给央企等运营商，期间增加了交易成本，即路条交易费用。地方保护的传统也需要时间去改变。

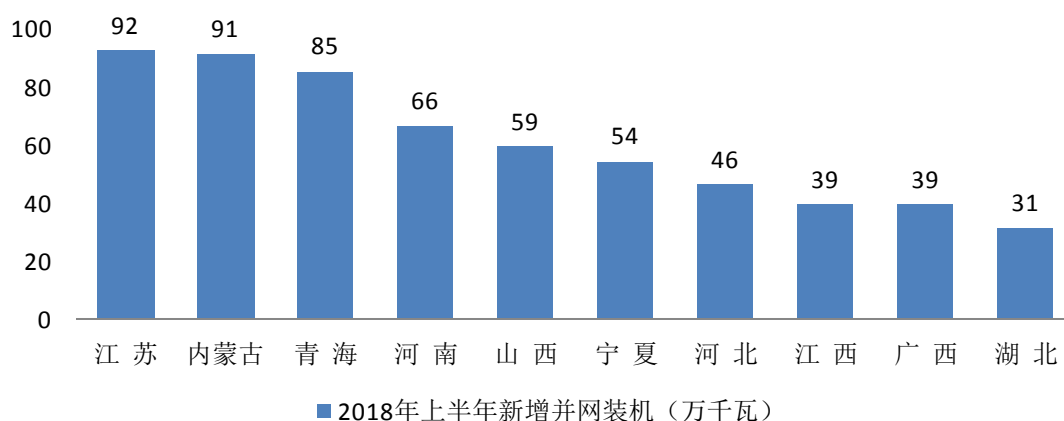
三、下游市场需求旺盛，风电已经进入项目开工、设备交付旺季

我们在河南、内蒙古的产业调研显示，当前风电行业资源仍然炙手可热、下游对风资源的投资需求旺盛，无论是新增市场主体（有部分开发商、工程建设商由光伏行业转型到风电）、还是传统投资者对风电的投资热情仍然很高。各方投资者对风资源的竞争加剧，陆上风电、海上风电资源获取难度加大。

从全国新增并网情况看，上半年新增并网超过预期。根据国家能源局公布数据，2018年1-6月全国新增风电并网容量794万千瓦，同比增长32%；6月单月新增并网1.64GW，同比增长200%以上。上半年新增装机集中在内蒙、江苏、青海、河南、山西、宁夏，尤其是内蒙古地区新增并网装机超过1GW，特别值得关注。

从全国范围看，三季度设备出货量、吊装量、并网量预计将有大幅增长。

图表 11 2018 年上半年新增并网装机集中在江苏、内蒙古、青海、河南、山西



■ 2018年上半年新增并网装机（万千瓦）

资料来源:国家能源局, 华创证券

（一）内蒙古上半年新增并网接近 1.02GW，特高压配套风电接近 17GW 整装待发

内蒙古自 2016 年以来连续三年没有新增风电指标，在这种状况下上半年新增并网 1.02GW，主要来自于三个方面：风电清洁供暖项目（内蒙古“十三五”规划供暖面积 400 万平方米，配套新增风电清洁供暖指标 200 万千瓦）、红色预警解除后已经核准项目开工并网、分散式风电项目（2017 年内蒙古规划一批 15 万千瓦分散式风电项目）。从一定程度上反映出，风电开工建设节奏加快、下游市场需求旺盛。

在没有新增风电指标的前提下，未来两年内蒙古新增风电项目主要来自特高压配套项目。

其一，锡盟特高压外送风电 700 万千瓦，交流通道配置风电项目 432.5 万千瓦，直流通道配置风电项目 267.5 万千瓦，项目业主涉及华能、大唐、华电、内蒙古本地风电开发企业等。目前各项目业主正在办理相关开工手续，最早年内会有项目开工建设。

其二，鄂尔多斯上海庙至山东直流特高压配套可再生能源基地一期风电建设规模 380 万千瓦。按照国家能源局批复：“根据基地规划和输电通道建设和输送可再生能源能力，合理确定基地配套项目的建设布局，采用竞争性方式配置项目资源和确定项目投资开发企业，并将电价作为主要竞争条件。”

其三，乌兰察布风电基地一期建设规模 600 万千瓦，项目业主初步确定是国家电投。基地风电所发电量按照可再生能源优先发电原则参与京津冀电力市场交易，国家不予补贴。

图表 12 内蒙古特高压配套风电近 17GW，装机增长具备潜力

	风电基地	建设规模	业主	进展
1	锡盟特高压配套风电项目	700 万千瓦	华能、大唐、华电、内蒙古本地风电开发企业等	多数项目获得核准，正在办理相关开工手续，
2	乌兰察布风电基地一期项目	600 万千瓦	国家电投等	前期工作
3	鄂尔多斯上海庙至山东特高压配套可再生能源基地一期	380 万千瓦	未定	业主遴选

资料来源：华创证券整理

（二）内蒙古解除红色预警，多个缓建项目开工，市场交易比例增加

从内蒙古上半年的运行情况看，2018 年内蒙古解除红色预警，已经核准缓建的项目在补办开工手续后多数开工建设。

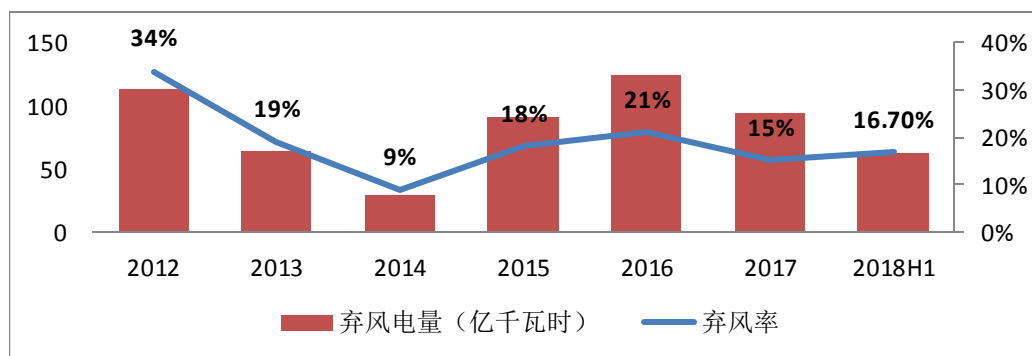
截止上半年，内蒙古共有 271 座风电场，共并网 2772 万千瓦，占本地全部发电容量比例 31%；上半年发电量 322 亿千瓦时，占全部发电量 13.53%，同比增长 20.8%。2017 年，内蒙古全区累计风电并网运行容量为 2670 万千瓦，发电量 551 亿千瓦时，同比增长 18.8%，占全国风力发电量比重为 18%。

内蒙古电网分为蒙东电网、蒙西电网。蒙西地区并网风电 169 座，装机容量 1765 千瓦，上半年发电量 201 亿，上网 197 亿千瓦时；2017 年风电最高发电负荷达到 1052 万千瓦，占风电装机 63%。风电最高发电负荷占电网比例 37.63%，6 月为 29.82%；蒙西风电日发电量 1.9 亿千瓦时，占电网发电量 33%，在这一比例下电网仍是安全稳定的。

内蒙古从 2015 年试点风电市场交易，2016 年开始将风电纳入多边电力市场。今年 1-6 月蒙西风电累计交易电量 44.9 亿千瓦时，占蒙西全部市场交易电量（包括火电、光伏发电）8.51%，占全部风电上网电量 22.72%。通过市场化交易占比增加，内蒙古本地弃风率出现下降。

但是，需要注意的是，在市场交易的机制下，风电参与市场交易意味着将“折价”上网。但风电企业会平衡两个因素，一是如果不参与交易，弃风电量增加；二是风电边际成本接近零，参与交易可以改善现金流，且参与交易部分电量还将获得财政补贴。

图表 13 内蒙古解除红色预警，风电弃风率近三年呈下降趋势



资料来源：国家能源局，华创证券

市场交易是提高新能源并网消纳的重要手段。自去年以来，电网企业及各方采取“政府引导(强制消纳)+市场选择(交易手段)”非常规手段，解决“三北”地区弃风弃光。这些措施包括：通过采取压减火电负荷、降低系统备用容量、加大煤电灵活性改造、跨区现货交易、协调东部省份消纳、调峰辅助服务、清洁能源供暖、特高压外送、发电权交易等方式，重点解决三北地区弃风限电问题，为新能源消纳腾空间。

新能源市场化交易分为区域内市场交易、跨区交易。2017 年国家电网区域内电力市场化交易量近 1 万亿千瓦时，国家电网所属北京电力交易中心会同有关省电力交易中心积极采用市场化交易机制，实施 10 个促进清洁能源消纳的相关市场化交易品种。其中，7 个交易品种已经做到常态开展，包括清洁能源外送交易、清洁能源与火电打捆外送交易、清洁能源省间电力直接交易、新能源与电采暖/电能替代用户直接交易、清洁能源替代常规火电的发电权交易、清洁能源替代省内燃煤自备电厂的交易、清洁能源置换交易等。除此之外，还在探索蓄电站抽水电量与低谷新能源的交易、清洁能源应急消纳交易和跨区域可再生能源现货交易。

（三）河南风电开发火热，进入“一级戒备”状态

河南地处中原，历来是兵家必争之地。时至今日，其优质的低风速资源、充沛的风电开发指标吸引了各方开发者，若过江之鲫般涌入河南市场。不完全统计，当地各类风电开发企业百余家，不少企业是在 2016、2017 年注册成立，甚至也有今年新进成立的风电开发企业，民营企业众多，开发投资热情高涨。

受三北地区开发指标限制、光伏新政等因素影响，五大四小、设备制造商、民营企业扎堆河南。当前，河南风电开发已经进入旺季，行业内对风资源的开发处于“一级战备”状态，多数开发企业已经开始着手 2019 年开发项目的前期工作。

1、河南上半年新开工、并网风电节奏加快，2017 年核准项目计划年内全部开工

截止 6 月底，河南省累计并网容量达到 298 万千瓦，风电现金奶牛属性愈发明显。

（1）新开工数量大幅增加。上半年河南新开工风电数量增长明显，与 2017 年底相比，2018 年上半年新开工项目 28 个，增加 77%；新增开工装机规模 212 万千瓦。

一个重要的变化是，二季度新开工的 12 个风电项目均为 2017 年核准项目，与 2015、2016 年相比，纳入计划的项目从核准到开工的时间大大缩减。按照企业开工计划，纳入 2017 年核准计划的 64 个风电项目 411 万千瓦均计划 2018 年开工建设。背后一个重要推动因素是，在竞价上网、竞价配置资源的新机制约束下，投资方有加快开工建设积极性。

与 2017 年底相比，一季度已经开工项目增加 18 个，开工装机规模增加 1GW 以上。已经开工项目包括 6 个 2017 年核准的项目，包括华润、中广核所属项目，这些项目开工的时间大大提前，2017 年核准、当年即开工；58 个列入 2017 年开发方案的项目，计划 2018 年内开工。相比之下，开工的节奏大大提前。由于二季度是行业旺季，预计二季度开工情况将大大好于一季度。

我们在当地工程建设公司调研时了解到，因上半年开工风电项目增加，工程 EPC 垫资需求增加，对于建设期资金的需求庞大。

（2）新增并网装机节奏加快。2018 年一季度新增并网 42.1 万千瓦，分别是安阳（40 万千瓦）、兰考（2.1 万千瓦，分散式）；二季度新增并网 2 个项目 9 万千瓦，分别是平顶山 4.8 万千瓦、洛阳 4.2 万千瓦。上半年累计并网 51.1 万千瓦，2017 年全年新增并网不足 80 万千瓦。

图表 14 河南新开工项目数量加快，上半年新开工项目 28 个 212 万千瓦

指标	2017 年底	2018 年一季度	2018 年二季度
在建项目（个）	36	52	54
在建装机（万千瓦）	305.45	414.25	517.2
新开工项目数量（个）		16	12
新开工项目规模（万千瓦）		108.8	102.95
累计并网装机	247.6	289	298
新增并网装机（万千瓦）		41.4	9

资料来源：河南发改委，华创证券

图表 15 河南二季度新开工风电项目均为 2017 年新核准项目

	地点	项目名称	规模（万千瓦）	项目业主	开工时间节点	列入方案年份
1	滑县	华润滑县上官 200MW 风力发电项目	20	华润电力新能源投资有限公司	2017.10	2017
2	南阳	南召花园风电场项目	10	南召聚合风力发电有限公司	2018.2	2017
3	洛阳	香港新能源嵩县熊耳山风电场	7.4	香港新能源（风电）控股有限公司	2017.10	2017
4	兰考	兰考三义寨风电场	4.5	兰考远汇风电有限公司	2017.12	2017
5	兰考	兰考谷营风电场	6	兰考县韩湘坡风电开发有限公司	2017.12	2017
6	兰考	兰考仪封风电场	9.5	兰考中广核新能源有限公司	2018.3	2017
7	南阳	南阳飞龙新能源唐河石柱山风电场一期工程	5	南阳飞龙新能源发展有限公司	2018.4	2017
8	南阳	南阳飞龙新能源南召回龙沟风电场一期工程	5	南阳飞龙新能源发展有限公司	2018.4	2017
9	濮阳	天润清丰顿丘风电场	14	北京天润新能源有限公司	2018.6	2017
10	开封	开封市广顺新能源通许县 49.5MW 风力发电项目	4.95	开封广顺新能源有限公司	2018.4	2017
11	三门峡	灵宝华祥风电开发有限公司灵宝市苏村乡梨子沟风电场	10	北京华祥能源科技集团有限公司	2018.4	2017
12	商丘	商丘宁电宁陵县黄河故道 300MW 风电场项目（一期）	10	商丘宁电新能源有限公司	2018.6	2017

资料来源：河南发改委，华创证券

（3）河南发改委加大企业开工率考核，7 个风电项目核准文件失效。自 2017 年开始，河南省发改委加大省内风电资源整顿力度，定期通报，督促项目业主开工建设。河南省发改委定期通报每一个季度风电项目并网、开工情况，清理整顿未开工建设项目，要求已核准未开工项目加快开工。去年年底至今，依据《企业投资项目核准和备案管理办法》，累计有 7 个 36.4 万千瓦风电项目核准文件失效。

图表 16 多个项目建设缓慢核准文件失效

	市（县）	项目名称	规模（万千瓦）	项目业主	列入开发计划时间
1	南阳	中电投方城风电场三期工程	3.4	中电投南阳方城风力发电有限公司	2011

	市（县）	项目名称	规模（万千瓦）	项目业主	列入开发计划时间
2	驻马店	华润新能源确山滨河风电场	5	华润新能源投资有限公司	2014
3	南阳	中电投方城风电场三期工程	3.4	中电投南阳方城风力发电有限公司	2011
4	南阳	国电方城青山风电场	4.6	国电河南中投盈科新能源有限公司	2012
5	南阳	桐柏毛集风电场项目	5	河南维特风力发电有限责任公司	2015
6	平顶山	华能宝丰观音堂风电场项目	5	华能新能源股份有限公司	2015
7	平顶山	华能舞钢杨庄风电场项目	10	华能新能源股份有限公司	2015

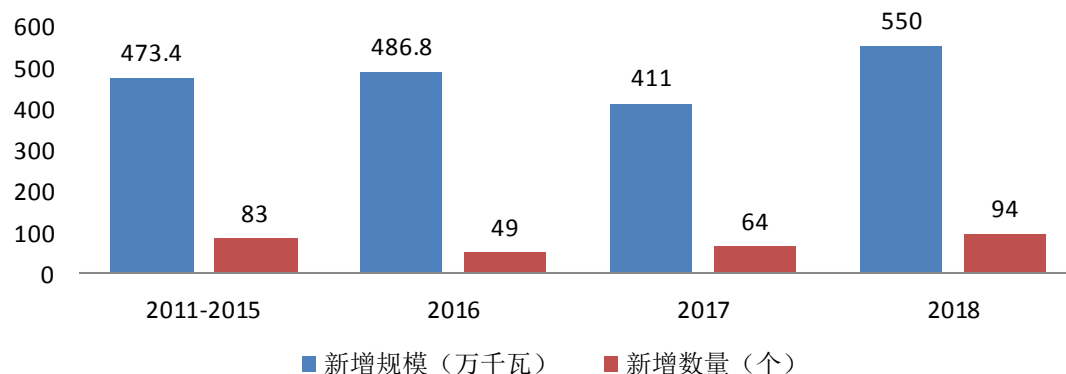
资料来源：河南发改委，华创证券

2、河南 2018 年风电指标 550 万千瓦，超过能源局规划 250 万千瓦

2018 年 5 月 16 日，河南省发改委官方发布《关于河南省 2018 年风电项目上报情况的公示》，意味着河南省 2018 年风电开发方案出台。公示显示，河南各省辖市及省直管县（市）共计上报 94 个项目，总规模 550 万千瓦。2017 年新增风电建设规模 64 个 411 万千瓦，今年比去年增长 33.8%。

需要注意的是，河南省 2018 年新增风电开发指标 550 万千瓦，创下历年之最。（1）“十二五”期间河南省内五批项目共核准 83 个项目 473.4 万千瓦，低于 2018 年当年的规模。（2）根据国家能源局《可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》，2018 年河南省内新增建设指标 300 万千瓦目标，实际规模超出规划 250 万千瓦。（3）河南发改委要求上述 550 万千瓦风电项目年内必须并核准。

图表 17 2018 年河南新增风电装机规模 550 万千瓦，创下历年之最



资料来源：河南发改委，华创证券

3、河南首次对风电开发企业实施打分制，为竞价分配资源做储备

按照河南发改委的要求，自 2018 年开始对风电开发企业实施打分制，由各（市）县对申报项目开展量化评优。依据项目的符合项和优选项进行基础条件及实力、能力、业绩的量化评定，并根据量化评优结果遴选项目。

评选项目包括已有并网装机业绩、企业注册资本金、资产负债率等，总分为 100 分。项目业主国内并网总容量权重最高，业主并网风电项目 100 万千瓦及以上得 50 分；符合项全部满足且总分达 60 分以上的项目，方可纳入年度开发方案。实际上拿到指标的企业打分都在 85 分以上。

河南是首个在全国实行打分制的省份，将一部分不具备开发实力的小企业挤出在外，目的也是促进行业良性发展。打分制的实施，也为明年竞价分配资源做准备。

图表 19 河南“十三五”规划 2.1GW 分散式风电，成为贡献装机的新板块

	项目名称	建设规模(万千瓦)	项目地址（县、乡）	项目业主
1	天润安阳古都分散式风电场项目	6	安阳市高新区及周边区域	北京天润新能源投资有限公司
2	华润电力内黄县润电分散式风电项目	5	内黄县城关镇、马上乡、张龙乡、东庄镇、豆公乡、高堤乡、毫城乡、二安乡、陆村乡、后河镇、梁庄乡	华润新能源（内黄）有限公司
3	大唐河南内黄分散式风电场	5	内黄县豆公乡、田氏镇、宋村乡、石盘屯、楚旺镇	大唐河南清洁能源有限责任公司
4	国电濮阳范县分散式风电场项目	4.6	范县白依阁乡、城关镇、王楼镇、张庄镇、龙王庄镇	中国国电集团公司
5	华能安阳汤阴县分散式风电场	4	汤阴县菜园镇、瓦岗乡、五陵镇、古贤镇	华能国际电力股份有限公司河南清洁能源分公司
6	汇能发电获嘉县分散式风电场	4	获嘉县大新庄乡等区域	获嘉县汇能发电有限公司
7	绿匠南乐分散式风电场项目	3.5	南乐县千口镇、张果屯镇	南乐绿匠新能源有限公司
8	伏绿安阳汤阴分散式风电场	3.2	汤阴县宜沟镇、白营乡、伏道乡	汤阴伏绿新能源有限公司
9	濮阳清丰润丰分散式风电项目	3	清丰县韩村乡、大屯乡、古城乡、固城乡、阳邵乡、高堡乡	濮阳润丰新能源有限公司
10	新安县久源公司新安县正村镇 30 兆瓦观光集风发电为一体风电大楼分散式风电场	3	新安县正村镇	新安县久源风力发电有限公司
11	华润电力郾城区 30MW 分散式风电场	3	郾城区裴城镇	华润电力新能源投资有限公司
12	大唐扶沟分散式风电场	3	扶沟县固城乡、吕潭乡、汴岗镇、城郊乡	大唐河南清洁能源有限责任公司
13	豫能郸城县 30MW 分散式风电场	3	郸城县城郊乡、宜路镇	郸城县豫能风电有限公司
14	华润电力太康县 30MW 分散式风电项目	3	太康县龙曲乡、王集镇、高贤乡、杨庙乡、高朗乡、转楼乡、马头镇	华润电力新能源投资有限公司
15	河南交建舞钢尹集分散式风电场	3	舞钢市尹集镇螃背山	河南交建新能源有限公司
16	三峡新能源巩义市 30MW 分散式风电场	3	巩义市河洛镇、站街镇、康店镇	中国三峡新能源有限公司华东分公司
17	特变鹿邑 30MW 分散式风电场	3	鹿邑县唐集乡、任集乡、辛集乡、邱集乡、试量镇	鹿邑县风胜发电有限公司
18	豫能正阳县 28MW 分散式风电场	2.8	正阳县原梁庙乡、慎水乡、付寨乡、吕河乡、袁寨乡、永兴镇、王勿桥乡、雷寨乡、油坊店乡、韩冻镇及邻近区域	正阳县豫能风电有限公司

	项目名称	建设规模(万千瓦)	项目地址(县、乡)	项目业主
19	淮阳四通联浩 26MW 分散式风电场项目	2.6	淮阳县四通镇、黄集乡	淮阳县联浩风电开发有限公司
20	淮阳曹河联浩 26MW 分散式风电场项目	2.6	淮阳县曹河乡、郑集乡	淮阳县联浩风电开发有限公司

资料来源：河南发改委，华创证券

（四）路条交易价款待价而沽，风电行业进入高景气度阶段

对于需要政府核准的投资项目而言，路条是必不可少的重要证照，也是行业内对相关核准文件的统称，根据项目推进进程有“大路条”“小路条”之分。新能源行业尤其如此，无论是风电、还是光伏电站，路条是项目立项、核准、开工建设、并网投运必不可少的组件，在当前的投资管理模式下不可能被豁免。

尽管国家能源管理部门三令五申禁止路条交易，但是路条产业链下的生意依然景气。以风电项目为例，我们调研了解到，北方部分区域路条价格已经达到 0.5 元/瓦左右，项目一旦列入当地开发建设计划相当于进入快速增值的通道。从项目列入开发计划，到正式核准、开工建设、获取电网接入意见，项目开发每向前进阶一步，路条价格陡然上升。

以核准为主的投资管理方式是路条产生的根源。新能源行业实施核准制的初衷是对行业进行规模管理，规模管理的指挥棒则是财政补贴。从管理者的角度看，如果规模不受控，补贴的雪球就会越滚越大，这也是光伏行业遭遇急刹车的重要原因。

回到问题本源，日益加剧的财政补贴压力是新能源项目投资采取核准管理的缘由之一，当然还需要考虑项目对生态环境、社会稳定等方面的诸多影响。换言之，如果风电、光伏行业不需要财政补贴，开发商就无需为抢指标、抢资源绞尽脑汁。

从政府管制角度看，财政补贴压力——项目规模管理——指标分配——路条管控，这是路条价格不断增值的第一个逻辑。

从另一个维度看，得益于弃风限电改善、补贴下放，存量风电项目资产负债表得到修复，资产回报能力增强；新建项目具有较高的经济回报，这是风电行业规模扩张的内生动力。根据我们调研，一些风电项目内部收益率远高于央企 8% 的投资基准回报，开发商愿意花更高的成本获取风电项目，其背后的驱动力是风电项目的高经济性。

从供需理论来分析，风电高收益——风资源受高追捧——资源难求——路条费价格攀升，这是路条价格高增长的第二个逻辑。

路条是一门隐秘的生意，从来不愿意站在台前，是新能源产业链必不可少的环节。路条的背后是复杂的利益关系，居间服务商游走在制度与产业的边界之间，在当前资源开发的模式下是必不可少的角色。从资源开发商的角度看，与自行开发所需的资本开支相比，路条交易可能是相对经济的模式。

前文已经提到 2018 年 4 月国家能源局下发《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》，出台多项措施为可再生能源减负。目前，北方风电工程造价在 7000 元/千瓦左右，路条成本占比在 10% 上下。如果路条费能够下调或全部清理，对风电工程造价下降将带来积极作用。

根据我们的敏感性分析测算，以四类资源区为例，若路条价格从 0.7 元/瓦下降至 0.35 元/瓦，风电工程造价下降 5 个点，风电项目内部收益率（IRR）将提高 7.5 个百分点至 13.5%；若路条费取消，工程造价下降 10 个点，项目内部收益率提高 15 个点至 14.5%。（**相关说明：**基准情形以工程造价 7000 元/千瓦、发电利用小时数 2500 小时、上网电价 0.57 元/千瓦，测算项目内部收益率）。

图表 20 路条费增减对项目收益影响明显

	路条费 (元/瓦)	工程投资 (元/千瓦)	工程投资变化率	内部收益率	内部收益率变化率
基准情形	0.7	7000	1	12.6%	1
假设情形一	0.35	6650	-5%	13.5%	7.50%
假设情形二	0	6300	-10%	14.5%	15%

资料来源：华创证券

四、风机投标价格触底企稳，设备制造环节强者恒强

自 2016 年以来，风机招标价格持续下降，在不断挤压上游设备制造环节利润的同时，风机制造端的洗牌以一种更为激烈的方式进行。加之竞价配置资源、平价上网等因素影响，今年上半年风机价格进一步下调的市场预期强烈，且仍在发酵。龙头公司凭借其资金优势、市场资源优势在这一轮洗牌中逆势提高市场占有率，小型风机设备厂家已经无法参与市场竞争，要么选择自建风场维持设备出货量，要么退出市场。

（一）开工、设备交付旺季到来，6 月底 2.0MW 风机投标均价 3300 元/千瓦左右

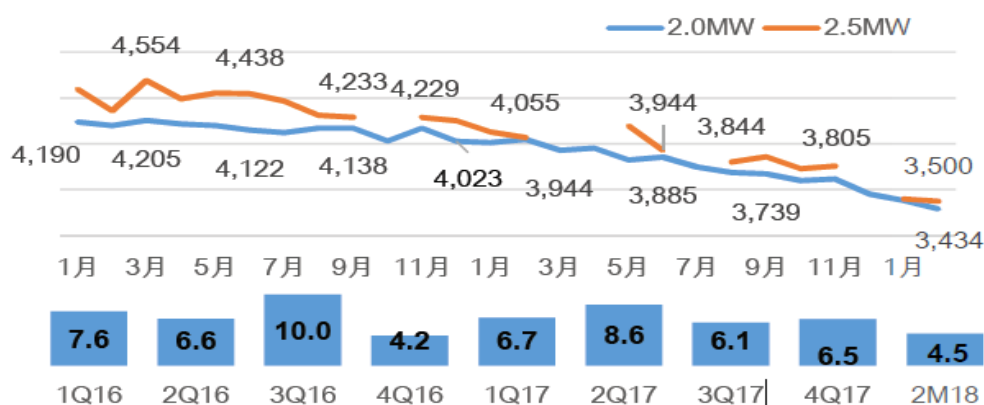
经过 2017 年全年和今年上半年风机招标价格下滑，2.0MW 风机价格累计下降 890 元/千瓦左右，与 2017 年初相比下滑幅度在 20% 以上。在这种市场背景下，风机价格已经高于部分小设备制造商成本，“活下来”是这些企业目前的使命，风机设备制造环节在价格调整中继续洗牌。

国内风机招标价格自 2016 年以来持续走低，根据金风科技统计数据，2017 年 2.0/118-121 机型级投标均价为 3831 元/千瓦，较 2016 年 4214 元/千瓦，同比下降 9.1%；2017 年四季度集中进入市场的 2.0MW/125+ 级别的投标均价为 3811 元/千瓦，125 米以上叶轮直径的 2.0MW 机组已经成为市场主流产品。同期，2.5MW 机型 2017 年内投标均价也同比下跌 9.1%，达到 3948 元；3MW 级机组 2017 年市场均价 3944 元/千瓦。

2017 年风机价格大幅下调背后主要有两个影响因素：其一主要设备制造商借助价格调整手段提高市场占有率，“价格战”下选择割肉，不断下调投标价格；其二，国内风电新增并网装机在 2015 年达到峰值，2016、2017 年风电行业景气度下行，设备制造商希望通过降低价格提高风电运营商投资积极性。

2018 年一季度，国内风电开发处于传统淡季，风机价格仍处于下行轨道，2.0MW 风机均价下滑至 3434 元/千瓦，相比 2017 年底均价下降 9.89%。根据我们近期对主要风机设备制造商、风电开发商调研反馈，进入二季度随着项目开工旺季到来，风机投标价格稳定，6 月底 2.0MW 机型投标均价在 3300 元/千瓦左右。

图表 21 国内风机季度公开招标量(GW)及投标均价



资料来源：金风科技，华创证券

需要注意的是，风电行业具有极强的周期特点，一季度是传统淡季，新增吊装容量处于低位；二季度随着北方地区天气转暖，进入开工旺季；三、四季度是吊装、并网的旺季。对于不同项目而言，从开工到并网时间不一。一般一个 10 万千瓦装机并网周期是一年时间，从项目开工到设备采购、运输、进场交付、吊装中间有 3-4 月的时间差。这就是为什么二季度行业需求火热，而主要设备制造商出货量表现平淡的原因。

图表 22 典型项目施工时间表（以 10 万装机 1 年工期为例）

序号	计划内容	计划时间
1	四通一平	第 1 年第 1 月第 1 日
2	风电机组基础开工	第 1 年第 4 月第 15 日
3	第一台风电机组塔筒开始吊装	第 1 年第 6 月第 14 日
4	第一台风电机组投运发电	第 1 年第 6 月第 16 日
5	全部风电机组投运发电	第 1 年第 12 月第 1 日
6	开工至投产合计	12 个月

资料来源：华创证券整理

（二）平价上网预期下风机价格仍有下降压力，但短期降幅有限

在竞价配置资源的制度和平价上网的预期下，新建风电项目上网电价下调，下游运营商希望向上游传导，风机价格仍有继续下降的压力。但原材料价格高位波动，预计风机短期下降的空间不大，风机价格下调的速度也将放缓。

从风机运营商的角度出发，其不希望制造商牺牲质量换价格，运营商更重视风机全生命周期的运营质量。对于投资者而言，最为棘手是风机主要设备齿轮箱、发电机、偏航偏角系统故障，叶片出现裂纹，更担心风机倒塔事故的发生。

当前及今后，竞价配置风资源的新机制将开发商、整机方、设计方捆绑在一起，主机厂不仅提供设备，还需要提供资源分析、设备、运维等全产业链服务，降低工程造价、提高风机发电利用小时。由设备制造商与运营商共同分摊电价下调的压力，降低度电投资成本、提高发电收益。

根据我们财务模型测算，发电小时数每提升 100 小时，或者单位千瓦投资每下降 500 元，风电项目度电成本均下降 1.8 分左右。相比之下，增加 100 小时发电利用小时数要比再降低 500 元/千瓦投资容易；假设工程造价下调全部由风机价格下调实现，那么对于多数制造商而言已经无力可图。

（三）顺势而为：龙头设备公司市场占有率望进一步提高

中国风电从 2007 年开始规模发展，彼时风机制造商 100 余家，现在活跃市场只有 10 余家。在风电产业的跌宕起伏中，风机制造环节的洗牌从来没有停歇。

根据风能协会统计，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%。

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 77.8% 增长到 2017 年的 89.5%，增长了 12%。

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。

图表 23 新增风机市场份额向前五名风机制造商集聚



资料来源: 风能协会, 华创证券

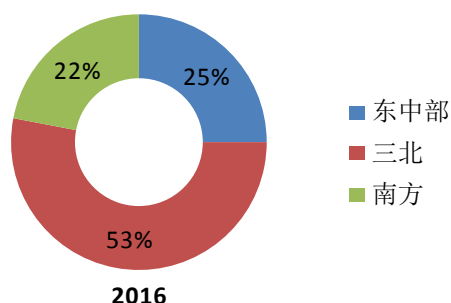
从发展趋势上看, 大容量风机是主流。相比之下, 大容量机组的优势已经非常明显, 可以提升容量和收益, 增大土地资源利用率, 减少道路、集电线路, 降低基建成本, 减少机组数量, 降低运维成本等, 驾驭更大容量机型的只有主流设备制造商。退一步讲, 假如 2MW 风电机组报价继续下降, 设备制造商可能将机型向大机型转型的计划, 如此主流设备制造商可以继续提高市场占有率。

五、风电发展趋势: 未来主战场向“三北”地区回归, 支撑行业增长

受指标管理等约束, 近年新增风电装机由三北向中东部转移。2017 年, 中东部地区新增装机容量占全国比例由 2016 年的 25% 提高到 38%, 三北地区新增装机占比由 53% 下降到 46%, 其中东北地区新增装机容量占比由 11% 下降至 4%。

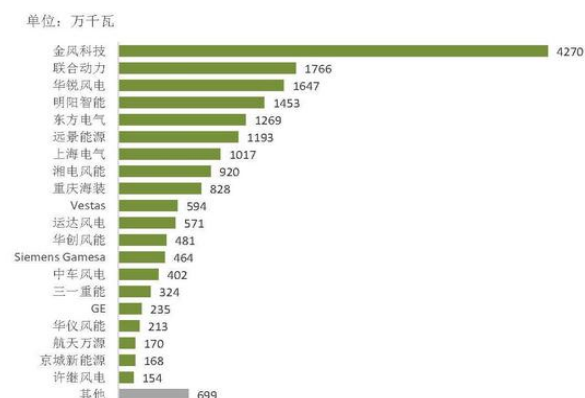
但是, 风电累计装机数量仍集中在三北地区。三北地区风电累计装机容量 12173 万千瓦, 占全国风电装机容量 74%。内蒙古风电装机容量超过 2000 万千瓦, 新疆、甘肃、河北、山东超过 1000 万千瓦。

图表 25 2016 年中东部地区新增装机容量占比 25%



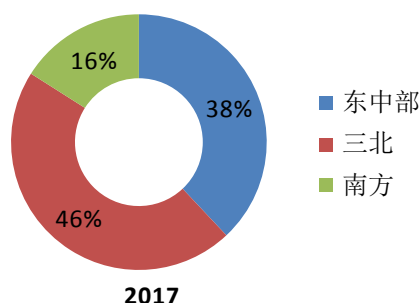
资料来源: 国家能源局, 华创证券

图表 24 7 家整机制造商累计出货量超过 1000 万千瓦



资料来源: 风能协会, 华创证券

图表 26 2017 中东部地区新增装机容量提高到 38%



资料来源: 国家能源局, 华创证券

从未来趋势上看, 国内风电开发还会向“三北”地区转移, 2018-2020 年是过渡期, 在“三北”地区弃风率得到控制之后, 预计 2021 年后风电开发的主战场仍是三北地区。从资源禀赋上看, “三北”地区风资源优质, 基本没有低于 7 米的资源区, 从技术上风电可利用小时在 4000 小时。

主要逻辑如下:

其一，“三北”地区弃风限电问题正在得到缓解，项目更加具有经济性；其二，工程造价相对南方低，土地资源丰富，具有规模扩张的基础；其三，“三北”地区环境恢复比南方地区快，黑龙江地区两年时间植被可以恢复到正常水平。其四，“三北”地区通道资源丰富，电网规划建设多条特高压线路近几年密集投产，提供了跨区消纳风电的技术条件。其五，2030年前后中东部火电进入集中退役期（50年生命周期），在无法大规模新建火电装机的前提下，装机缺口及用电增长需要由新能源替代，中东部本身风光资源潜力有限，新增装机的来源只有“三北”地区。

从3-5年的时间维度看，“三北”地区风电开发的回归将为风电装机增加带来新的空间，这是支撑行业增长的新动力。

六、投资建议：风电政策风险解除，行业启动三年成长周期，具有战略配置价值

近两个月来（2018年7-8月），风电板块受新能源产业政策影响出现大幅回撤。随着“配额+绿证”、竞争配置资源等政策的明晰，政策层面的风险已经解除；短期看，三季度风电行业进入装机增长的旺季，风电项目经济收益水平良好，行业处于高景气阶段；从3-5年的维度看，风电进入新的增长周期，随着“三北”地区风电开发解禁以及新增指标的下发，风电行业具备保持高增长的基础。风电相关标的已经进入到高性价比区间，推荐龙头公司金风科技、天顺风能。

回顾风电发展15年历程，风电行业经过了两个完整成长周期，2018年是新一轮周期的开始。

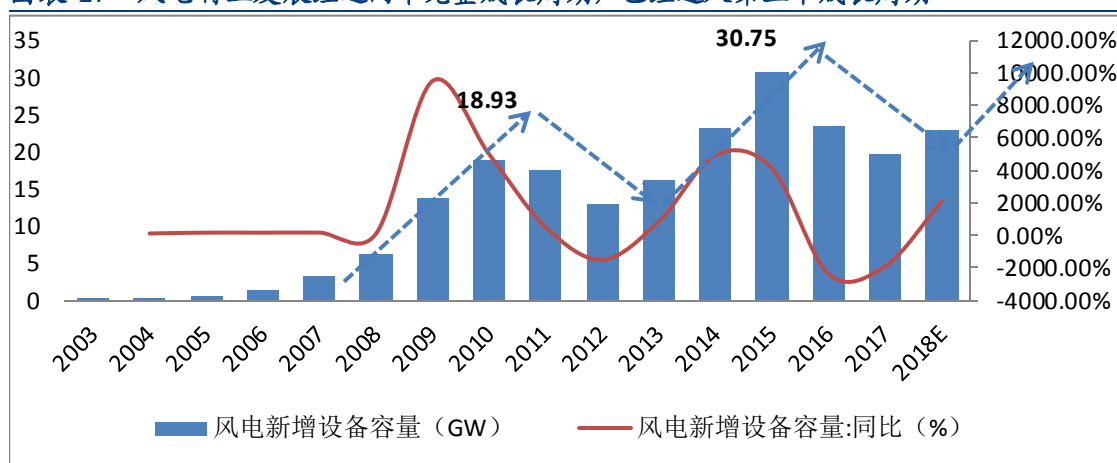
2007年是国内规模化发展的起点，在可再生能源法的颁布实施、风电标杆电价的确立、清洁能源中长期发展规划等政策性支持下，“十一五”五年连续实现翻倍增长，这段时间国内整机厂家众多，百舸争流，虽然技术能力不足，仍然支撑国内几个千万千瓦风电基地。国内一度有上百家风机制造商、上百种机型，彼时的明星企业华锐风电高歌猛进，运营商跑马圈地，五大四小就是当时储备了大量风资源。

进入“十二五”时期，由于风电基地扩张，为规避审批权限约束各风资源地区“4.95万千瓦”现象异常突出，风电场与电网建设不同步。配网电网基础设施不足，又因风电波动性、间歇性，一度被识之为“垃圾电”，弃风率随之飙升，行业也从高增长进入萧条期，一直从2010年持续到2012年。这一时期，部分风电项目发电利用小时数维持在1500小时，一度在盈亏平衡点徘徊。风电行业也在这个时期洗牌，同期酒泉风场也出现因风机低压穿越能力不足出现脱网问题，行业一度进入低谷。

2015年发改委调整风电标杆电价，引发一轮抢装潮，这一轮抢装考验上游设备制造商的供给能力和产品研发能力、以及下游运营商的开发能力，风机设备环节的新秩序也在这一时期形成，诞生了远景能源这样的黑马；受2015年抢装透支影响，2016-2017年行业新增装机规模放缓。

2017年开始，国内政策端对风电的支持力度在加码，弃风限电在2017年开始缓解，电力市场改革为新能源成长打开新的空间。与第一、二轮成长周期不同，驱动风电进入第三个成长周期的动因来自行业自身经济回报的提升和资产价值的回归。

图表 27 风电行业发展经过两个完整成长周期，已经进入第三个成长周期



资料来源: 国家能源局, 华创证券

在行业成长过程中，风电运营商、设备制造商均同时受益。通过上文分析，从历年新增装机分布看，前五大风机制造商市占比不断提升，凭借资金优势、成本优势、市场优势，在风电行业的跌宕起伏中有望进一步提高市场占有率，辅之以风场资源的拓展，提高盈利水平。

七、风险因素

(1) 环保约束越来越强。中东部、南方地区生态相对脆弱，个别地区因为环保问题而暂停了风电开发；风电业主也将承担更大的环境风险 and 法律责任。

(2) 风电融资成本普遍高。国内对于新能源缺乏优惠信贷政策和财政鼓励政策。在资金面趋紧、去杠杆的背景下，运营商或将面临更大的财务压力，风电投资规模也受到降低负债率的制约。

(3) 其他风险：竞价带来上网电价大幅下调，运营商收益下降；钢铁等原材料价格维持高位，设备公司成本居高不下；风机价格继续回落，风机毛利下降；可再生能源附加拖欠周期延长，风电运营商现金流受影响；国家下调风电上网电价补贴等。

八、附录：河南省发改委风电项目量化评分标准

一、符合项：1、可研、规划等手续齐全；2、国土：国土部门初步意见。3、电网：出具初步意见。4、测风：县级以上测风文件。5、资质：取得“风电投资开发”经营资质一年以上。任一项不符合即不得分，不得纳入年度开发方案。

二、优选项：

1、实力能力

净资产：申报5万千瓦及以下的项目，净资产需达到1亿元以上。符合得5分，不符合得0分。（5万千瓦以上，每增加1万千瓦，以0.2系数递增）

注册资金：申报5万千瓦及以下的项目，注册资金需达到1亿元以上。符合得2分，不符合得0分。（5万千瓦以上，每增加1万千瓦，以0.2系数递增）

银行授信：申报5万千瓦及以下的项目，银行授信需达到3亿元以上。符合得3分，不符合得0分。（5万千瓦以上，每增加1万千瓦，以0.2系数递增）

资产负债率：资产负债率85%以下（以2017年度财务报表为依据）。符合得5分，不符合得0分。

2、从业业绩

在豫项目进展情况：2017年以前列入开发方案项目的开工率。在豫无项目的，给予基础分5分。（开工率100%，10分；80%≤开工率<100%，8分；60%≤开工率<80%，6分；30%≤开工率<60%，4分；0<开工率<30%，2分，开工率0，0分）

并网业绩：项目业主国内并网总容量。100万千瓦及以上，50分；80-100万千瓦（含80），40分；60-80万千瓦（含60），30分；40-60万千瓦（含40），20分；20-40万千瓦（含20），10分；20万千瓦以下，5分。并网容量为0，0分。本项得分20分及以上方可申报平原示范项目。

三、总分：符合项全部满足且总分达60分以上的项目，方可纳入年度开发方案。

电力设备与新能源组团队介绍

首席分析师：胡毅

北京化工大学硕士。曾任职于天津力神、普华永道、中银国际证券、招商证券。2017 年加入华创证券研究所。2015、2016 年新财富上榜团队核心成员。

分析师：王秀强

山东财经大学管理学学士。曾任职于《21 世纪经济报道》，能见科技前合伙人。2016 年加入华创证券研究所。

分析师：于潇

北京大学管理学硕士。曾任职于通用电气、中泰证券、东吴证券。2017 年加入华创证券研究所。2015、2016 年新财富团队成员。

助理研究员：邱迪

中国矿业大学工学硕士。2016 年加入华创证券研究所。

助理研究员：石坤璠

贵州财经大学经济学学士。2016 年加入华创证券研究所。

助理研究员：杨达伟

上海交通大学硕士。曾任职于协鑫集成、华元恒道（上海）投资管理有限公司。2017 年加入华创证券研究所。

华创证券机构销售通讯录

地区	姓名	职 务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	北京机构销售总监	010-66500809	zhangyujie@hcyjs.com
	申涛	高级销售经理	010-66500867	shentao@hcyjs.com
	杜博雅	销售助理	010-66500827	duboya@hcyjs.com
	侯斌	销售助理	010-63214683	houbin@hcyjs.com
	过云龙	销售助理	010-63214683	guoyunlong@hcyjs.com
	侯春钰	销售助理	010-63214670	houchuny@hcyjs.com
广深机构销售部	张娟	所长助理、广深机构销售总监	0755-82828570	zhangjuan@hcyjs.com
	王栋	高级销售经理	0755-88283039	wangdong@hcyjs.com
	汪丽燕	高级销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
	罗颖茵	销售经理	0755-83479862	luoyingyin@hcyjs.com
	段佳音	销售经理	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	朱研	销售助理	0755-83024576	zhuyan@hcyjs.com
	杨英伟	销售助理	0755-82756804	yangyingwei@hcyjs.com
上海机构销售部	石露	华东区域销售总监	021-20572588	shilu@hcyjs.com
	沈晓瑜	资深销售经理	021-20572589	shenxiaoyu@hcyjs.com
	朱登科	高级销售经理	021-20572548	zhudengke@hcyjs.com
	杨晶	高级销售经理	021-20572582	yangjing@hcyjs.com
	张佳妮	销售经理	021-20572585	zhangjiani@hcyjs.com
	沈颖	销售经理	021-20572581	sheny@hcyjs.com
	乌天宇	销售经理	021-20572506	wutianyu@hcyjs.com
	柯任	销售助理	021-20572590	keren@hcyjs.com
	何逸云	销售助理	021-20572591	heyiyun@hcyjs.com
	张敏敏	销售助理	021-20572592	zhangminmin@hcyjs.com
	蒋瑜	销售助理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com

华创行业公司投资评级体系(基准指数沪深 300)

公司投资评级说明:

强推: 预期未来 6 个月内超越基准指数 20% 以上;
 推荐: 预期未来 6 个月内超越基准指数 10% - 20%;
 中性: 预期未来 6 个月内相对基准指数变动幅度在 -10% - 10% 之间;
 回避: 预期未来 6 个月内相对基准指数跌幅在 10% - 20% 之间。

行业投资评级说明:

推荐: 预期未来 3-6 个月内该行业指数涨幅超过基准指数 5% 以上;
 中性: 预期未来 3-6 个月内该行业指数变动幅度相对基准指数 -5% - 5%;
 回避: 预期未来 3-6 个月内该行业指数跌幅超过基准指数 5% 以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的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; 分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司(以下简称“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客户。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的, 但本公司不保证其准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。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报告。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考, 并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对所涉及证券的个人投资建议, 也未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, 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。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有, 本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的, 需在允许的范围内使用, 并注明出处为“华创证券研究”, 且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场, 请您务必对盈亏风险有清醒的认识, 认真考虑是否进行证券交易。市场有风险, 投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址: 北京市西城区锦什坊街 26 号 恒奥中心 C 座 3A 邮编: 100033 传真: 010-66500801 会议室: 010-66500900	地址: 深圳市福田区香梅路 1061 号 中投国际商务中心 A 座 19 楼 邮编: 518034 传真: 0755-82027731 会议室: 0755-82828562	地址: 上海浦东银城中路 200 号 中银大厦 3402 室 邮编: 200120 传真: 021-50581170 会议室: 021-20572500