

相见时难别亦难

——可再生能源发展基金的“前世今生”

行业深度

◆**补贴目录管理即将放开，存量项目补贴压力有望得到缓解。**可再生能源补贴制度的实施和可再生能源发展基金的设立是推动我国可再生能源行业发展的决定性因素；随着存量项目补贴拖欠问题的持续恶化，财政部拟通过改制（拟放开目录管理）、少补（“绿证”交易和市场化交易）、多收（加强可再生能源电价附加征收力度）等三方面措施缓解补贴压力；同时进一步加快对合规项目补贴资格的确权（电网企业确认），也有助于推动存量项目的资产证券化。

◆**技术迭代驱动，新建光伏+陆上风电项目平价上网可期。**政府对风电、光伏上网电价的持续调整和对平价项目的政策支持体现出其推动可再生能源平价上网的力度和决心。平价上网是可再生能源项目发展的必然趋势，技术进步迭代带来的成本下降（风电/光伏总安装成本已降低 56%/77%），叠加消纳能力的稳步提升，第一批 19GW 平价项目陆续并网将预示着我国可再生能源平价上网时代正式来临，未来行业将逐步由政策驱动转为市场驱动。

◆**海上风电+生物质项目的技术、省别差异化逐步显现，垃圾分类推动固废产业链重塑。**我国于“十三五”期间积极布局海上风电，生物质项目维持较高补贴水平刺激其快速发展，未来上述细分领域技术持续进步带来的成本下降和不同省份的支持力度差异化将进一步扩大，地方政府将在其发展过程中发挥更大的作用；对于垃圾焚烧行业，垃圾分类制度的加速推进将对固废产业链各环节带来深入影响，而厨余垃圾处置产能落地情况是我们认为影响垃圾分类制度成功的决定性因素，该细分也将迎来最优投资机会。

◆**投资建议：光伏方面，需求侧：**海外市场平稳上行，国内市场受补贴退坡影响尚需观察，产业链整体需求稳定；在平价、竞价上网大势所趋的形势下有望拉动四季度需求增长；**供给侧：**龙头扩产逐步落地，集中度持续提升，新型技术（异质结等）关注度提升，有望未来持续推动技术迭代。**风电方面，陆上风电：**受到补贴退坡政策影响，并基于限电改善、运营商财务好转的原因，国内风电抢装行情开启，从而拉动行业需求复苏，进而带动风电制造产业链盈利改善；**海上风电：**我国已成为全球增速最快、潜力最大的海上风电市场，2019 年有望超额完成海上风电“十三五”规划目标。**垃圾处理方面，**国补退坡对优质公司净利润影响有限，而以垃圾分类、生活垃圾处理收费制度为契机，固废产业链及估值体系重塑进行中，具有产业链议价能力等护城河的公司有望穿越周期。

光伏推荐**隆基股份、通威股份**，建议关注**东方日升**；风电推荐**金风科技、天顺风能**，建议关注**运达股份、日月股份、振江股份、恒润股份**；垃圾处理推荐**维尔利、上海环境**，建议关注**瀚蓝环境、旺能环境、中国光大国际（H）**。

◆**风险分析：**弃风弃光改善程度不及预期；电站建设成本下降不及预期；风机价格复苏情况不及预期；海上风电建设进度不达预期；原材料价格超预期波动；垃圾分类、收费制度拓展不及预期；市场化过程缓慢。

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			18A	19E	20E	18A	19E	20E	
600438	通威股份	12.25	0.52	0.77	0.97	16	20	16	买入
601012	隆基股份	23.13	0.92	1.32	1.75	19	21	16	买入
002202	金风科技	12.00	0.90	0.75	1.10	11	18	12	买入
002531	天顺风能	6.54	0.26	0.38	0.47	17	19	16	买入
300190	维尔利	7.73	0.29	0.42	0.51	17	19	16	买入
601200	上海环境	11.51	0.82	0.64	0.73	16	18	16	增持

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 10 月 25 日

电新：买入（维持）

环保：增持（维持）

分析师

殷中枢（执业证书编号：S0930518040004）

010-58452063

yinzs@ebsecn.com

王威（执业证书编号：S0930517030001）

021-52523818

wangwei2016@ebsecn.com

唐雪雯（执业证书编号：S0930518070001）

021-52523825

tangxw@ebsecn.com

联系人

郝睿

021-52523827

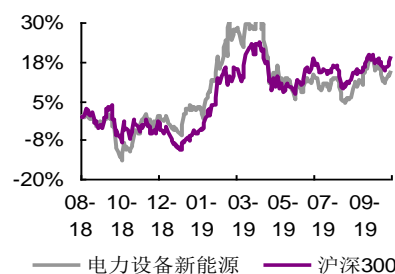
haopian@ebsecn.com

郑华航

021-52523865

zhenghh@ebsecn.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

投资聚焦

研究背景

2019 年开始，光伏和风电平价项目即将大规模启动，技术进步和供需格局改善带动行业盈利恢复；垃圾分类、生活垃圾收费制度入法等事项的持续推进将推动固废产业链及估值体系重塑，综合来看可再生能源行业景气度正持续上升，同时也迎来了风险与机遇并存的变革时期。在此背景下，我们详细梳理了可再生能源发展基金成立的前世今生，回顾政策和补贴在可再生能源发展过程所起到的作用，并对行业的发展进行了展望。

我们的创新之处

- (1) 复盘了可再生能源发展基金成立之前我国可再生能源发展的情况和推动因素，并进一步分析了可再生能源发展基金成立的紧迫性和必要性；
- (2) 回顾了可再生能源发展基金成立后各细分领域的发展，并就其给可再生能源行业发展带来的好处和问题进行了详细梳理；
- (3) 结合国内政策制定和行业发展趋势对可再生能源未来的发展趋势（风电、光伏、生物质）进行了预测。

投资观点

光伏推荐高效单晶龙头隆基股份、高效电池和多晶硅料龙头通威股份，建议关注光伏全产业链多环节布局、海外电站业务加速拓展的东方日升；风电推荐国内风机整机龙头金风科技、以及积极扩张国内产能及风电新业务的天顺风能，建议关注陆上风电领先企业运达股份、国内风电铸件龙头日月股份、全球海上风电优质钢结构厂商振江股份、全球海上风电优质锻件厂商恒润股份；垃圾处理推荐湿垃圾处置设备和工程龙头维尔利、垃圾焚烧和湿垃圾处置产能落地高峰期临近的区域龙头上海环境，建议关注收购盛运环保部分垃圾焚烧项目进一步完善“大固废战略”的瀚蓝环境；垃圾焚烧产能稳步落地业绩确定性较强的旺能环境，以及垃圾焚烧发电龙头中国光大国际（H）。

目 录

1、 前世——基金因何而起	4
1.1、 政策和补贴支持推动可再生能源发展.....	4
1.2、 补贴体量加速增长，基金成立刻不容缓.....	8
2、 今生——基金带来了什么	10
2.1、 好处：可再生能源发展进入“黄金时代”	10
2.2、 问题：补贴资金缺口不断扩大，重建设轻消纳带来弃风弃光隐患.....	13
3、 未来——平价上网+市场化交易，行业迎来新发展	19
3.1、 新建项目平价上网可期，技术和省别差异性将显现.....	20
3.2、 市场化交易等三举措缓解存量项目补贴压力.....	25
4、 投资建议	29
5、 风险分析	30

1、前世——基金因何而起

1.1、政策和补贴支持推动可再生能源发展

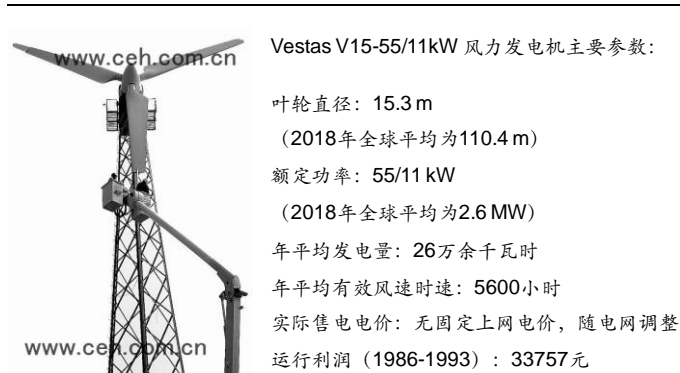
受到能源资源禀赋的影响（富煤贫油少气），我国的能源消费结构在过去几十年间始终维持着“一煤独大”的局面；而随着污染问题的日益严重、以及高质量可持续发展需求的渐行渐近，能源结构调整、大力发展可再生能源成为我国能源行业发展的重中之重。我国的可再生能源发展起步是晚于世界各发达国家的，1986年5月我国的第一个风电场在山东荣成马兰湾建成投运（安装3台Vestas的V15-55kW风力发电机，在未采用固定上网电价的情况下，1986年5月-1993年11月8日的实际运行利润为3.37万元），也标志着我国可再生能源开发建设的大幕就此拉开。

图1：山东荣成马兰风电场全景



资料来源：中国电力新闻网

图2：马兰风电场技术参数情况

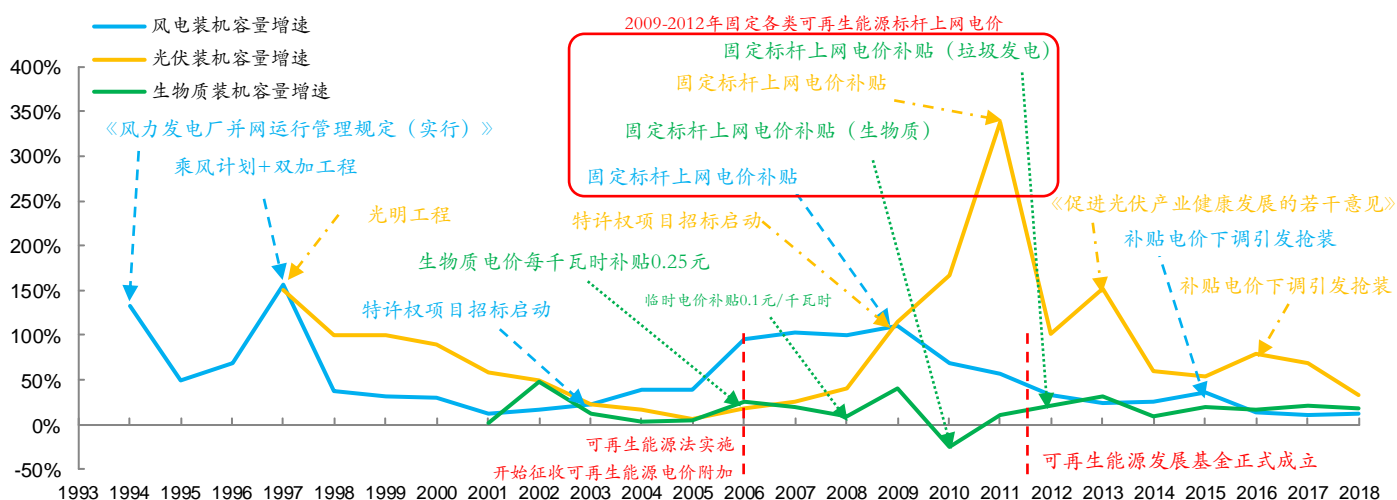


资料来源：中国经济导报，IRENA

可再生能源发展离不开政策的支持

政策的支持贯穿我国可再生能源发展之路，**风电方面**：从1994年《风力发电厂并网运行管理规定（试行）》中明确“电网管理部门应允许风电场就近上网，并收购全部上网电量”，解决消纳问题，到1997年的“乘风计划”和“双加工程”，以及2000年的“国债风电”项目提升我国自主开发设计制造大型风电机组和大型风电场的能力，再到2009年《关于完善风力发电上网电价政策的通知》保障上网电价水平，政策在“量”“价”“自主化”等方面的大力支持推动我国风电行业发展；**光伏方面**：在二十一世纪初期风电正处于高速发展阶段，所以我国对光伏发电建设的态度相对务实，从1997年的“光明工程”到2002年的“送电到乡工程”，再到2011年《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》保障上网电价水平，光伏发电行业在2011年后迎来了新的发展高峰；**生物质方面**：生物质发电在我国的发展不仅为了能源结构调整，更多是为了解决三农、垃圾处理减量化等民生问题，因此政策对其的支持已不局限于能源层面，在2006年11月第一个规模化的秸秆自燃发电项目投产后，其发展在2009年和2012年先后保障生物质和垃圾焚烧发电上网电价水平后迎来新一轮的发展。

图 3：我国风电、光伏、生物质装机容量增速发展情况



资料来源：Wind, IRENA, 光大证券研究所

注：生物质装机数据来自 IRENA，2013 年后的数据和我国能源局的统计有一定偏差，但趋势不变

特许权招标是可再生能源发展过程中的重要举措。为了更进一步促进风电大规模发展，发改委于 2003 年组织了第一批全国风电特许权项目招标，由政府对一个或一组风电项目进行公开招标，由参与竞标的各发电企业竞价决定该项目的上网电价，再由中标企业签订长期合同保障电力销售和上网电价（风电机组在累计发电利用小时数 3 万小时前，执行中标价格；3 万小时后，执行电力市场平均上网电价）。从 2003 年到 2007 年国家共组织了 5 批特许权项目招标，有效促进了我国风电行业的发展。特许权招标在以下两个方面起到了至关重要的作用：

一是显著加快风电大规模投资趋势。5 批特许权招标的中标项目共 15 个，装机容量达 3000MW，带动我国风电装机容量从 2003 年的 500MW 增长 8 倍至 2007 年底的 4200MW（2008 年进一步至 8400MW），特许权招标在进一步激发风电投资热情的同时，也推动了风电大基地建设的步伐。

表 1：陆上风电 5 批特许权招标情况

批次	时间	项目	装机容量	中标公司	中标电价
第一批	2003/9/1	江苏如东风电场	100	华睿公司	0.4365
		广东惠来石碑山风电场	100	广东粤电	0.5013
第二批	2004/9/1	内蒙古辉腾锡勒风电场	100/100	北京国际电力新能源（联合体）/中国华电集团	0.382
		吉林通榆团结风电场	200/200	龙源电力/华能新能源	0.509
		江苏如东第二风电场	150	龙源电力	0.519
第三批	2005/8/16	江苏东台风电场	200	国华能源投资	0.519
		甘肃安西风电场	100	黄河上游水电开发公司	0.4616
		山东寂寞王村风电场	100	华电国际	0.6
第四批	2006/8/16	内蒙古包头巴音风电场	200	龙源电力（联合体）	0.4656
		河北单晶河风电场	200	中国节能投资（联合体）	0.5006
		内蒙古锡盟灰腾梁风电场	300	中广核能源开发（联合体）和北方联合电力	0.4056
第五批	2007/11/30	内蒙古乌兰伊利更风电场	300	北京京能国际能源	0.468
		内蒙古通辽北清河风电场	300	华电国际（联合体）	0.5216
		甘肃玉门昌马风电场	200	中国节能投资（联合体）	0.5206
		河北承德御道口风电场	150	河北建投新能源	0.551

资料来源：《五期风电特许经营权招标分析》（杨爽），光大证券研究所整理；装机容量单位为 MW，中标电价单位为元/千瓦时

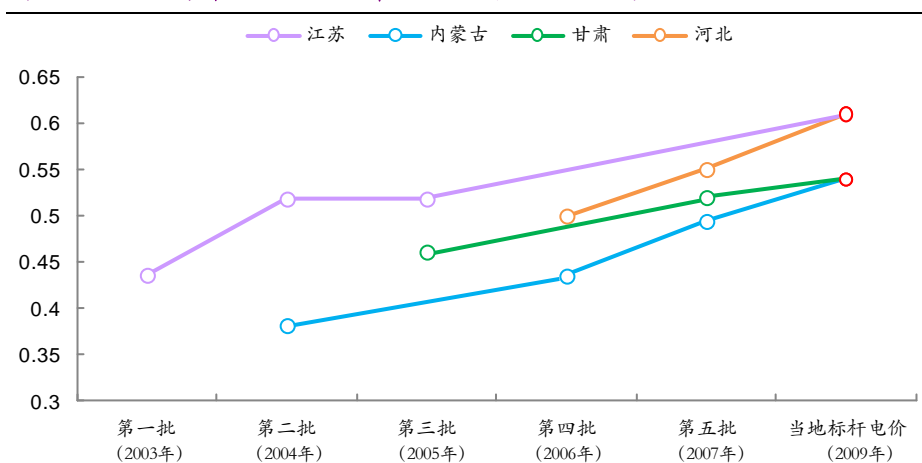
二是对未来合理制定上网电价发挥重要指导作用。特许权招标高度契合2002年电力体制改革中“竞价上网”的原则，不仅利用市场化手段较好的完成了价格发现任务，同时也为未来国家制定合理的风电标杆上网电价发挥了较好的借鉴和指导作用。值得注意的是，五批招标过程中，政府通过及时灵活的调整招标要求，从前两批的最低电价者中标，到第五批的接近平均价格者中标（为缓解低价竞争、争抢项目、违背市场化原则局面），同一地区的特许权招标项目中标电价也呈现出上升趋势，体现出了国家意在通过更合理更有效的市场化手段为下一步风电核准电价的制定打好基础。

表 2：五批特许权招标过程中的招标要求不断优化

批次	招标要求优化
第一批/第二批	最低电价者中标
第三批	允许非价格因素作为考虑条件
第四批	加大本地化方案比重，将设备制造商捆绑招标
第五批	投标价格最接近平均值的中标机会大

资料来源：《风电发展路线图如何绘制》（中国能源报，杨海霞）

图 4：同地区特许权招标项目中标电价均呈上升趋势



资料来源：《五期风电特许经营权招标分析》（杨爽）；单位：元/千瓦时

光伏特许权项目招标于2009年开始，2010年结束，两批特许权招标项目总装机容量800MW，带动我国光伏装机容量从2008年的140MW提升至2010年的800MW；但是，由于2011年“双反”导致我国光伏发电制造业发展受到严重遏制，国家出台了大量补贴和支持政策发展国内光伏发电行业，制定了全国统一标杆上网电价(1.15元/千瓦时[2012年前建成]、1元/千瓦时[2012年后建成])。光伏特许权招标项目在一定程度上带动了我国光伏发电行业的持续发展，但是并未充分的起到价格发现的作用。

表 3：光伏 2 批特许权招标情况

批次	时间	项目	装机容量	中标公司	中标电价
第一批	2009/3/20	甘肃敦煌光伏电站	10	中广核	1.09
		甘肃敦煌光伏电站	10	国投华靖电力	0.69
第二批	2010/9/29	陕西榆林靖边光伏电站	20	国华能源投资	0.8687
		青海共和光伏电站	30	黄河上游水电开发公司	0.7288
		青海河南光伏电站	20	黄河上游水电开发公司	0.8286
		甘肃白银光伏电站	20	中电国际新能源控股	0.8265
		甘肃金昌光伏电站	20	华能新能源产业控股	0.7803
		甘肃武威光伏电站	20	中电国际新能源控股	0.8099
		内蒙古阿拉善光伏电站	20	内蒙古国电能源投资	0.8847
		内蒙古包头光伏电站	20	包头鲁能白玉鄂博风电	0.7978
		内蒙古巴彦淖尔光伏电站	20	内蒙古国电能源投资	0.8444
		宁夏青铜峡光伏电站	30	华能新能源产业控股	0.9791
		新疆哈密光伏电站	20	中电投新疆能源	0.7388
		新疆吐鲁番光伏电站	20	中电投新疆能源	0.9371
		新疆和田光伏电站	20	中电投新疆能源	0.9907

资料来源：国家能源局，光大证券研究所整理；装机容量单位为 MW，中标电价单位为元/千瓦时

补贴则是可再生能源发展的核心推动力

补贴是政府刺激特定行业发展的最有效手段之一，它可以利用政府财政的力量弥补行业发展初期商业模式不成熟及盈利性较弱的核心问题，可以吸引资金大量涌入相关行业从而带动行业的快速发展。

2006 年《中华人民共和国可再生能源法》的正式实施拉开了我国对可再生能源发展补贴支持的序幕。《可再生能源法》的实施标志着我国从法律层面支持可再生能源发电的“量”（全额收购）和“价”（费用分摊），同时通过设立“可再生能源发展专项资金”等方式从经济层面进一步支持可再生能源开发利用。随后，《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7 号）和《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》（发改价格[2007]44 号）的陆续出台，进一步明确了可再生能源电价附加的征收和调配办法，即由各省级电网企业按照国家统一规定的标准和范围自取自用，差额部分国家不定期公布电价补贴和配额交易方案，全国平衡。

2006 年-2012 年间，国家共发布了 8 个批次的电价补贴和配额交易方案，纳入补贴的装机容量从 2006 年的 1414MW 增长 28 倍至 2011 年 4 月的 39.62GW（风电 36.29GW、光伏 0.4GW、生物质 2.91GW），极大程度推动了可再生能源行业的发展：风电装机容量从 2005 年的 1060MW 增长至 2011 年的 46354MW，光伏装机容量从 2005 年的 68MW 增长至 2011 年的 3500MW，生物质装机容量从 2005 年的 2000MW 增长至 2011 年的 3808MW（生物质数据来自 IRENA）。

表 4：2006-2012 年可再生能源补贴方案情况汇总

发布时间	政策编号	适用时间	装机容量 (MW)				补贴金额 (亿元)			
			风力	太阳能	生物质	合计	风力	太阳能	生物质	合计
2007/9/19	发改价格 [2007]2446 号	2006 年全年	1330.15	0.10	84.00	1414.25	2.27	0.00	0.25	2.51
2008/3/10	发改价格 [2008]640 号	2007 年 1-9 月	2654.00	0	309.50	2963.50	4.89	0.00	2.37	7.26
2008/11/11	发改价格 [2008]3052 号	2007 年 10 月 -2008 年 6 月	4999.60	1.36	696.21	5697.16	13.82	0.03	5.69	19.54
2009/6/17	发改价格 [2009]1581 号	2008 年 7-12 月	7988.60	1.26	963.21	8953.07	14.70	0.02	5.21	19.93
2009/12/17	发改价格 [2009]3217 号	2009 年 1-6 月	10769.10	1.36	1208.81	11979.27	23.88	0.03	8.20	32.10
2010/8/20	发改价格 [2010]1894 号	2009 年 7-12 月	14318.75	7.77	1661.91	15988.43	29.04	0.09	10.07	39.20
2011/1/21	发改价格 [2011]122 号	2010 年 1-9 月	23161.49	48.12	2134.58	25344.19	68.43	0.46	19.05	87.94
2012/11/26	发改价格 [2012]3762 号	2010 年 10 月 -2011 年 4 月	36286.22	422.38	2906.92	39615.52	88.90	1.65	22.85	113.40

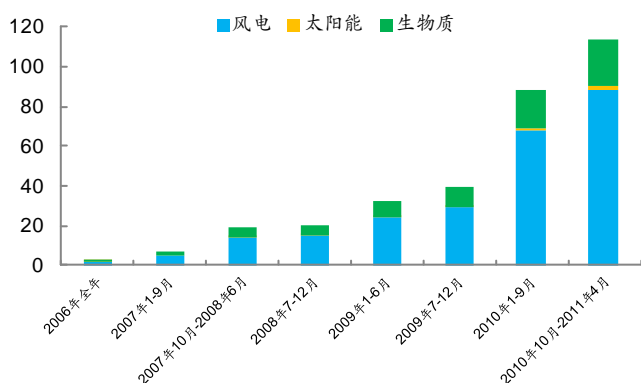
资料来源：发改委各文件，光大证券研究所整理

注：2007 年 1 月至 2010 年 6 月补贴金额包含秸秆直燃临时电价补贴 (0.1 元/度)；2010 年 10 月-2011 年 4 月补贴另包含一个西藏羊八井地热试验电站 (装机容量 2MW，补贴金额 502 万元)

1.2、补贴体量加速增长，基金成立刻不容缓

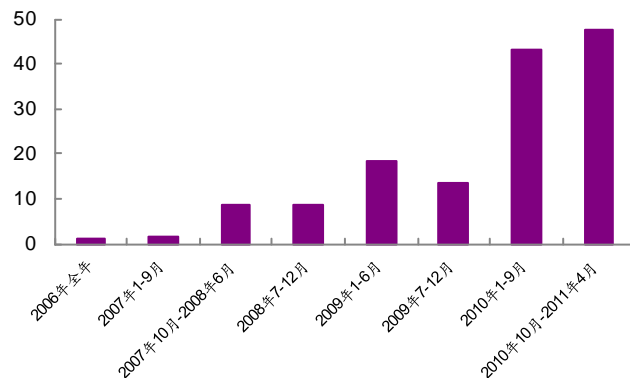
随着纳入补贴装机容量同步提升的是补贴金额的体量，可再生能源的补贴金额规模从 2006 年的 2.51 亿元迅速攀升至 2011 年 4 月的 113.40 亿元；同时，各省级电网因可再生能源补贴支出和可再生能源电价附加收取不匹配而带来的配额交易总量同样迅速增长，从 2006 年的 0.92 亿元增长至 2012 年的 47.56 亿元。

图 5：可再生能源补贴金额情况



资料来源：发改委各文件，光大证券研究所整理；单位：亿元

图 6：配额交易金额情况

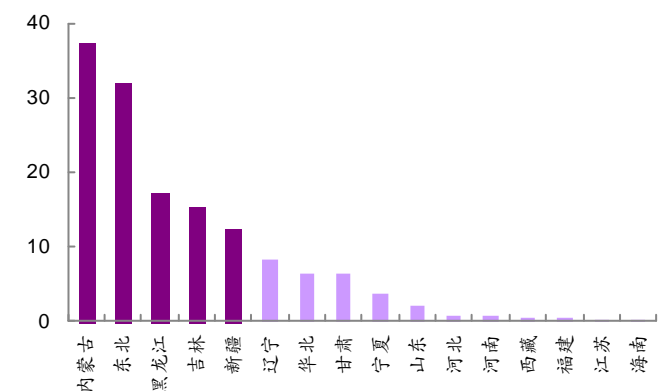


资料来源：发改委各文件，光大证券研究所整理；单位：亿元

配额交易体量的迅速提升也加大了国家和各省调配资金的难度和压力。在当时的补贴机制下，各省电网的可再生能源补贴和附加电价征收以自收自用为

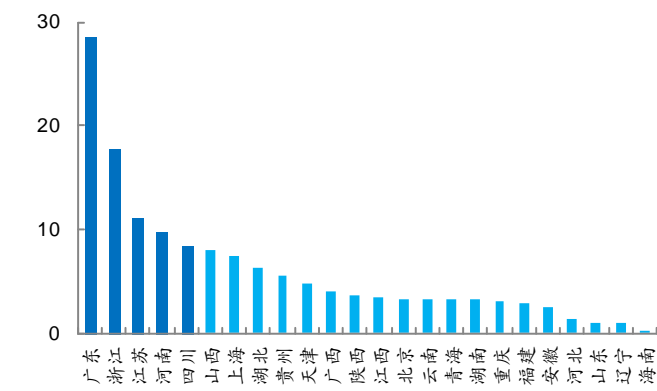
原则，但不同省市之间的可再生能源发展进度差异带来的补贴体量不同，以及各地用电量差异带来的电价附加收取总量不同，导致省市之间的配额交易体量持续扩大。内蒙古（蒙西）、东北（蒙东）、黑龙江、吉林和新疆电网/电力公司是常年的“缺钱大户”，上述五个地区有着充沛的风光资源和政府支持，可再生能源行业高速发展，同时用电量水平提升有限导致入不敷出，累计的补贴缺口分别高达 37/31/17/15/12 亿元；而广东、浙江、江苏、河南、四川电网/电力公司则是典型的“贡献大户”，高用电量带来的可再生能源电价附加收入持续用于补贴其他地区，累计补贴金额分别为 28/17/11/10/8 亿元。

图 7：各省市可再生能源补贴缺口累计情况



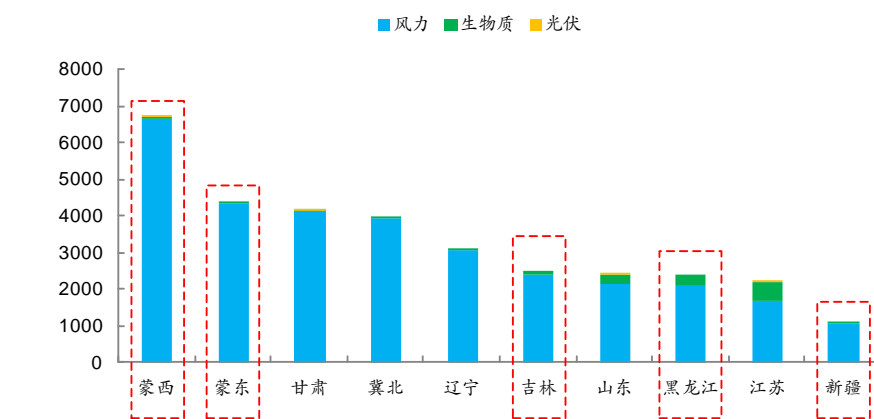
资料来源：发改委各文件，光大证券研究所整理；单位：亿元
注：统计时间为 2006 年-2011 年 4 月

图 8：各省市可再生能源电价附加收入富裕累计情况



资料来源：发改委各文件，光大证券研究所整理；单位：亿元
注：统计时间为 2006 年-2011 年 4 月

图 9：最新一期补贴名录中各省市可再生能源项目装机容量情况



资料来源：发改委各文件，光大证券研究所整理；单位：MW
注：名录时间为 2010 年 10 月-2011 年 4 月

在补贴和调配压力日益提升，叠加经济高速增长、煤炭能源消费进一步增加带来的节能减排压力亦同步提升的背景下，我国于 2009 年正式修正《中华人民共和国可再生能源法》，新增“国家实行可再生能源发电全额保障收购制度”，并正式明确设立“**可再生能源发展基金**”，资金来源包括原先规定的财政专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等。

表 5：可再生能源法主要修订变化情况

	可再生能源法（2005）	可再生能源法（2009 修正）
发展规划		新增“国务院有关部门应当制定有利于促进全国可再生能源开发利用中长期总量目标实现的相关规划”
全额收购	电网企业应当通过签订并网协议的方式，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量	新增“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，“制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法”
价格补偿	高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生的费用之间的差额，附加在销售电价中分摊	高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿
经济激励	设立可再生能源发展专项资金	设立 可再生能源发展基金 ，资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等

资料来源：国家能源局

2011 年，《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》（财综[2011]115 号）发布，**可再生能源发展基金正式成立**。《办法》在上调可再生能源电价附加征收标准的同时（从 2009 年的 0.4 分/千瓦时提高至 0.8 分/千瓦时），将电价附加的征收单位和要求从原先的“省（区、市）电网企业收取，单独记账，专款专用”修改为“省（区、市）电网企业代征，收入全额上缴中央国库”；随后，《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号）进一步明确将通过把符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录的方式进行电价补贴。**可再生能源发展正式进入申请补助目录时代**。

表 6：可再生能源电价附加征收情况变化

政策名称	执行开始时间	征收标准	征收单位及要求
国家发展改革委关于调整华北电网电价的通知等 7 个文件 （发改价格[2006]1228-33、1263 号）	2006/6/30	0.1	省（区、市）电网企业收取，单独记账，专款专用
发展改革委通知提高华北、东北等六地区电网电价 （发改价格[2008]1681-1686 号）	2008/7/1	0.2	
发展改革委关于调整华北东北等地电网电价的通知 （发改价格[2009]2919-21、2924-26 号）	2009/11/20	0.4	
可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法 （财综[2011]115 号）	2012/1/1	0.8	省（区、市）电网企业代征，由财政部驻各地专员办按月向电网企业征收，实行直接缴库，收入全额上缴中央国库
国家发展改革委关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价有关事项的通知 （发改价格[2013]1651 号）	2013/9/25	1.5	
财政部 国家发展改革委关于提高可再生能源发展基金征收标准等有关问题的通知 （财税[2016]4 号）	2016/1/1	1.9	

资料来源：各政府文件，征收标准单位为分钱/千瓦时

2、今生——基金带来了什么

2.1、好处：可再生能源发展进入“黄金时代”

在可再生能源发展基金成立，补助目录设立的同时，风电、光伏发电先后于 2009 年和 2011 年制定了全国统一的标杆上网电价，可再生能源发展至此实现了“量价双保”时代（全额保障性收购制度保量，上网电价补贴保价），可再生能源（风电、光伏、生物质）发展进入“黄金时代”。

2012 年公布的第三批补助目录基本覆盖了发改委和电监会最新一期的可再生能源发电项目补贴表（发改价格[2012]3762 号，时间范围为 2010 年 10 月-2011 年 4 月）中的相关项目；随着标杆上网电价制度落地，市场投资可再生能源项目的热情日益高涨，风电、光伏和生物质（包含农林生物质和垃圾

焚烧发电)的装机规模迅速扩大,更多项目进入补贴目录。可再生能源电价附加资金补助目录共发布七批(另有两批光伏扶贫),共有178GW装机进入目录,其中风电项目115.31GW、光伏项目53.92GW(包含10.68GW光伏扶贫项目)、生物质8.53GW(另有2MW地热能项目)。

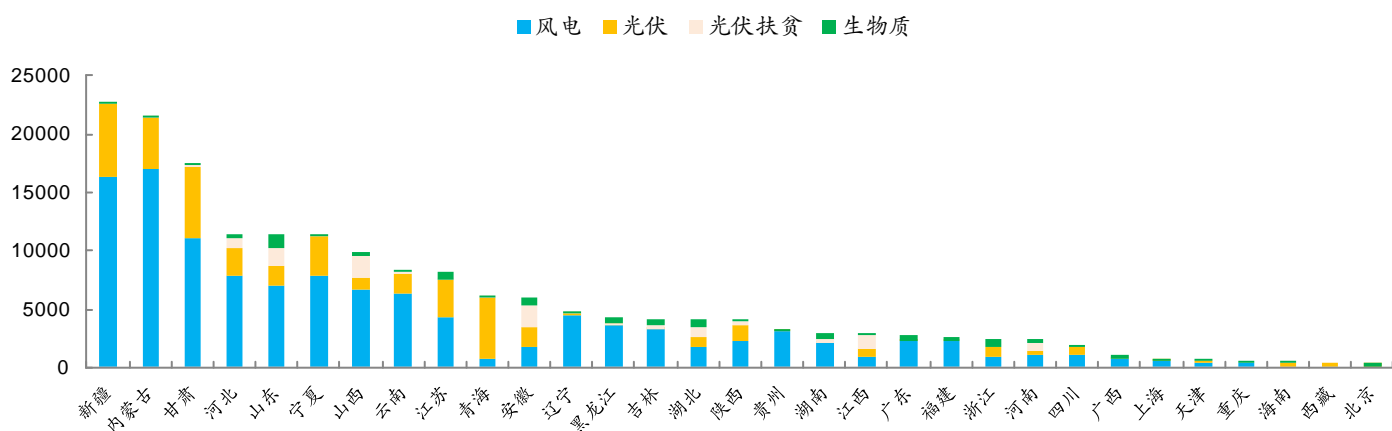
表7: 可再生能源电价附加资金补助目录情况汇总(包含光伏扶贫两批项目)

批次	公布时间	并网要求	装机容量			
			风电	光伏	生物质	汇总
第一批	2012年6月		91.40	0.00	7.66	99.07
第二批	2012年10月		141.63	0.56	13.84	156.02
第三批	2012年12月		21541.02	930.41	1059.22	23530.65
第四批	2013年2月		18918.00	2285.00	1992.00	23195.00
第五批	2014年8月	2013年8月前	9053.70	3212.18	1371.18	13637.06
第六批	2016年8月	2015年2月前	31711.70	19517.00	2630.00	53858.70
第七批	2018年6月	2016年3月前	33857.05	17292.79	1455.72	52605.56
光伏扶贫第一批	2018年3月			5375.09		5375.09
光伏扶贫第二批	2019年3月			5309.58		5309.58
汇总:			115314.50	53922.61	8529.62	177766.73

资料来源: 财政部、能源局网站有关文件, 光大证券研究所整理; 单位: MW

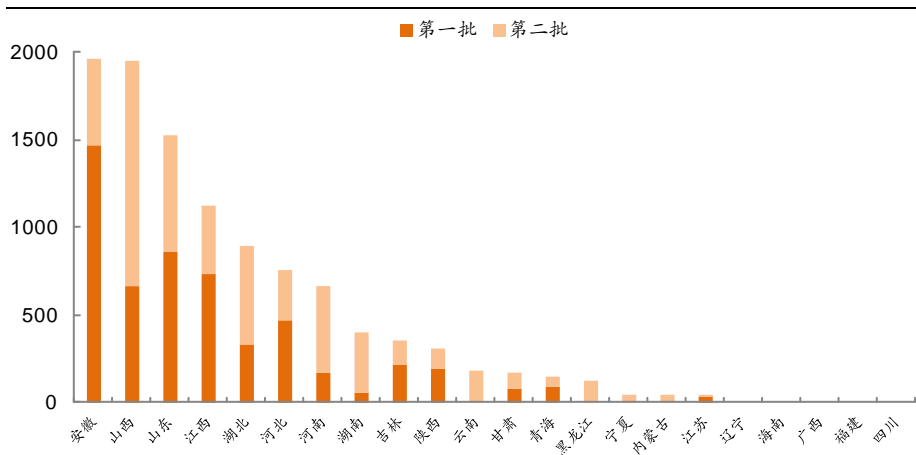
分省市来看, 新疆、内蒙古、甘肃、宁夏等风光大省充足的自然资源给了其可再生能源项目建设发展的先发优势, 纳入补助目录的装机容量位列前四; 随着弃风弃光问题的逐渐显现, 中部地区的可再生能源发展加速, 同时沿海地区的海上风电发展也逐渐发力, 共同带动河北、山东、江苏等地区纳入补助目录的可再生能源项目增加。另一方面, 由于光伏扶贫项目有着调整能源结构和改善贫困地区经济水平的双重作用, 国家明确对纳入补贴目录的光伏扶贫项目优先拨付补助资金, 目前已有两批共10.68GW的光伏扶贫项目纳入补助目录, 项目多分布在安徽、山西、山东等农村人口较多的地区。

图10: 所有补贴目录中各省的可再生能源项目装机容量情况(7批+光伏扶贫2批)



资料来源: 财政部、能源局网站有关文件, 光大证券研究所整理; 单位: MW

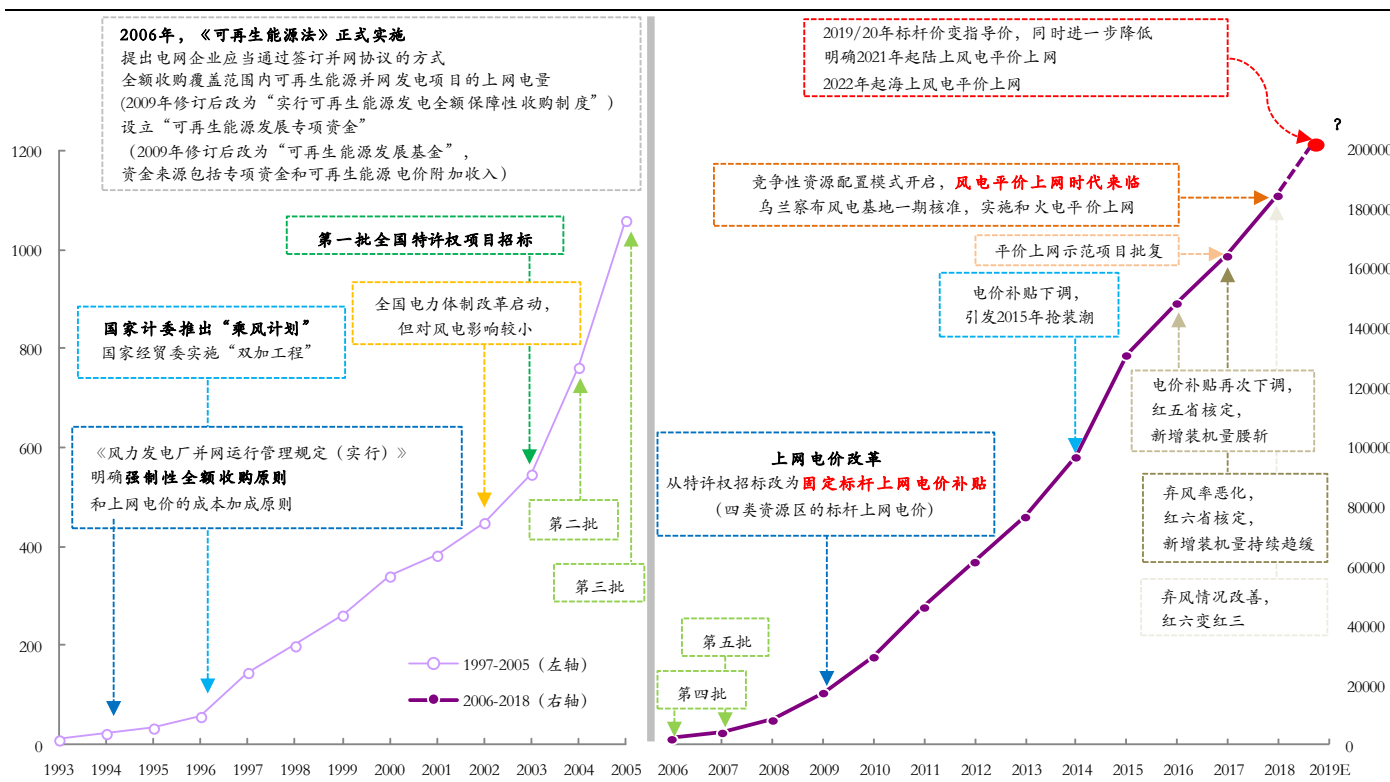
图 11：各省光伏扶贫项目补助目录装机容量情况



资料来源：财政部、能源局网站有关文件，光大证券研究所整理；单位：MW

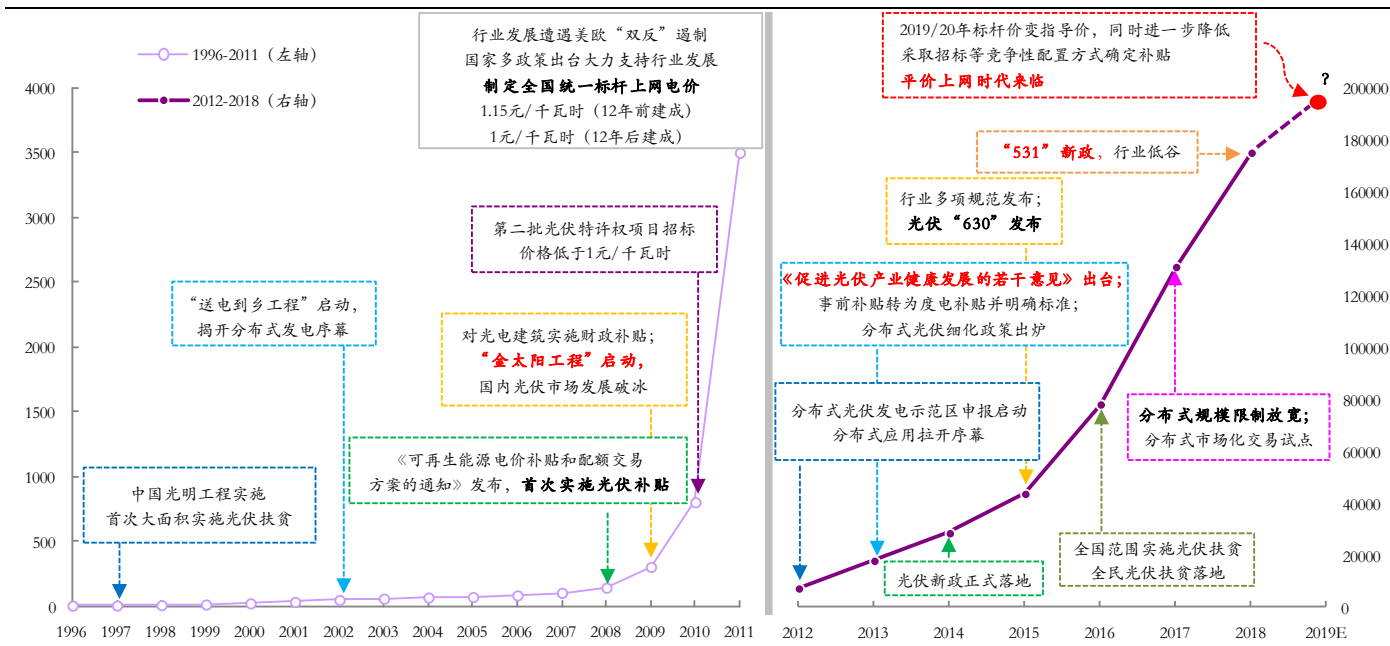
在补贴的扶持和政策的大力支持下，我国的可再生能源行业取得了迅速发展，风电和光伏发电的装机容量均实现了快速增长：风电装机容量从 2006 年的 2070MW 增长至 2018 年的 185GW，并于 2010 年超越美国成为全球风电装机容量最大的国家；光伏装机容量从 2011 年的 3500MW 增长至 2018 年 175GW，并于 2015 年超越德国成为全球光伏装机容量最大的国家。

图 12：风电装机容量发展历程



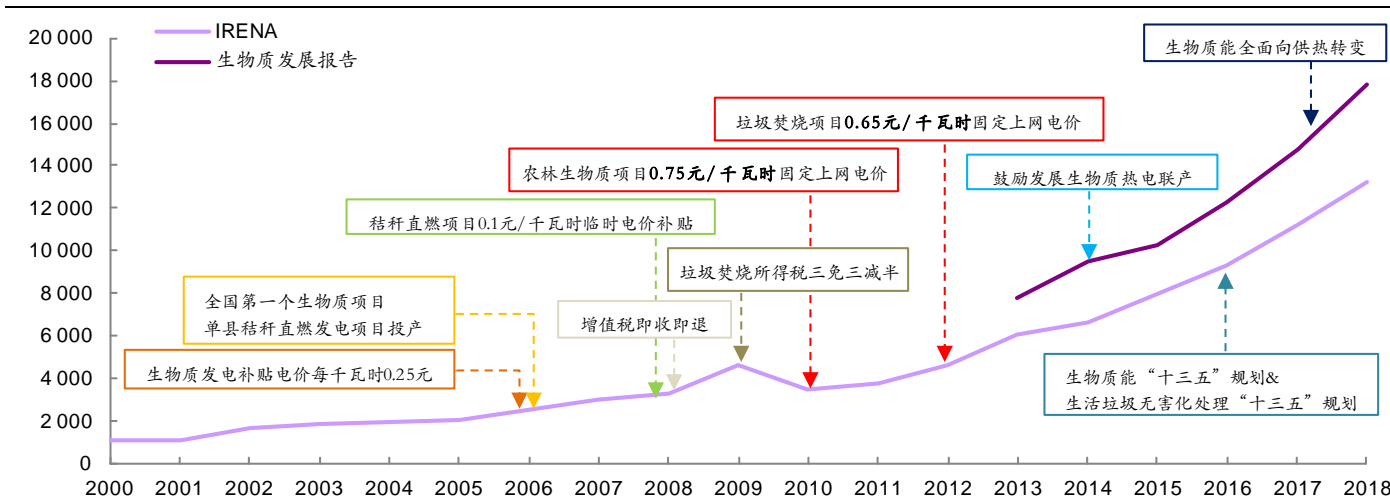
资料来源：Wind,《中国风电产业发展的历史沿革及其启示》(赖明东等),各政府文件,光大证券研究所整理,单位:MW

图 13：光伏装机容量发展历程



资料来源：Wind，索比光伏网，各政府文件，光大证券研究所整理，单位：MW

图 14：生物质（包含农林生物质、垃圾焚烧发电、沼气发电）装机容量发展历程



资料来源：IRENA，《中国生物质发电产业排名报告》，光大证券研究所；单位：MW

2.2、问题：补贴资金缺口不断扩大，重建设轻消纳带来弃风弃光隐患

补贴在我国风电和光伏发电行业过去二十余年的发展过程中起到决定性作用，极大程度的推动了我国风电和光伏装机容量的“大跃进”，以及技术的不断进步和革新；但是，财政补贴是政府用其财政的力量为行业发展提供支持，弥补行业在发展初期高投入、低收益起步阶段的资金缺口，但是过程中可能发生两类问题：

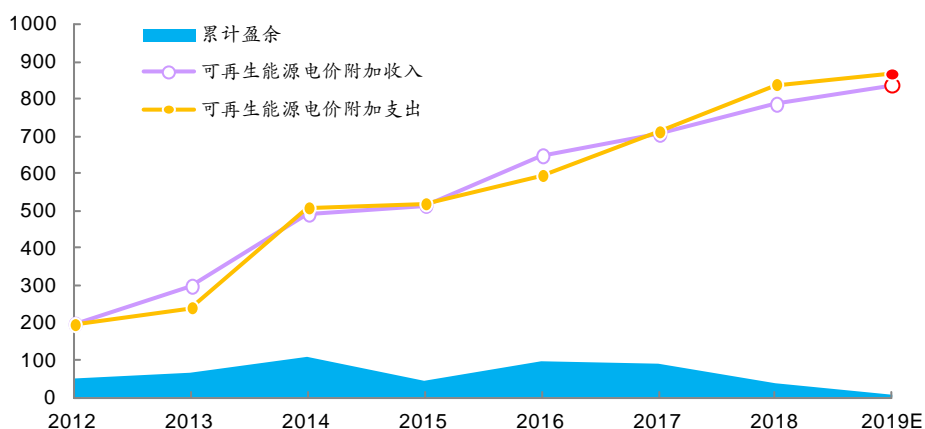
(1) 随着宏观经济景气度下降、政府财政收入端压力持续上升，或行业发展资金需求持续扩大从而引起的政府支出端持续扩大开支，从而引起政府的**财政缺口和补贴缺口逐步扩大，增加政府的财政负担和企业的资金压力**；

(2) 补贴带来的盈利性会吸引资金涌入行业从而带动行业产能的迅速攀升，但是如果需求端始终保持平稳增长，行业扩张过快将带来产能过剩，产能的进一步增长将不利于行业的持续发展，而在可再生能源领域则主要体现为**弃风弃光率的提升**。

补贴缺口持续扩大，政策不断调整优化但问题仍存

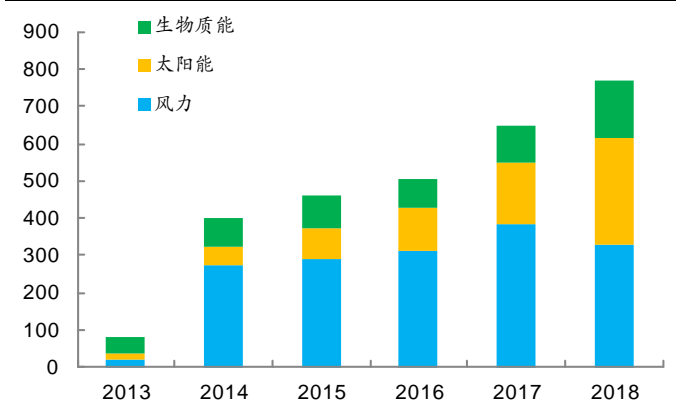
如果单纯分析历年可再生能源发展基金的收入和支出情况，其发展是“健康的”：每年的收支情况基本平衡，总体来看6年间还实现了37亿元的累计盈余；进一步对各类可再生能源支出情况进行分析，补贴的支出已经从前几年的“风电一家独大”逐步发展为风电和光伏平分秋色，2019年的支出预算中风电和光伏的补贴金额已基本一致。

图 15：可再生能源电价附加收入和支出决算情况



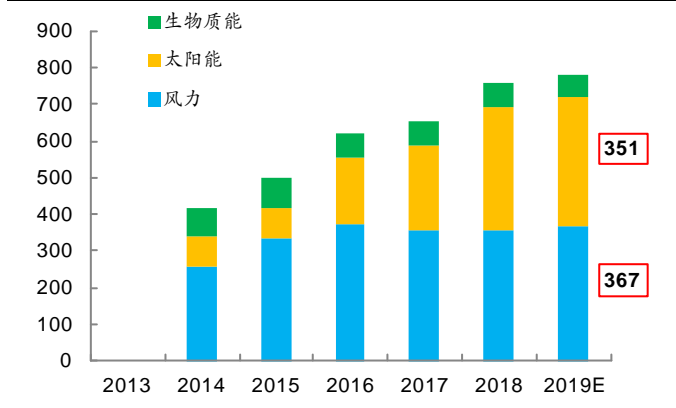
资料来源：政府性基金收入/支出决算表及相关说明，光大证券研究所整理；单位：亿元
注：2015/2016年的收入决算中包含从一般公共预算中调入的70/90亿元；2018年的收入决算中包含一般公共预算按规定返还的增值税资金95亿元；2019年为预算数

图 16：可再生能源电价附加支出决算情况



资料来源：政府性基金支出决算表，单位：亿元

图 17：可再生能源电价附加支出预算情况



资料来源：政府性基金支出预算表，单位：亿元

那市场广泛认知的缺口从何而来？两个方面：

一是有大量符合条件的可再生能源项目尚未被纳入补贴目录，造成可再生能源电价附加补贴的支出金额远低于实际需要补贴的体量。可再生能源补贴目录前四批在 2012 年 6 月-2013 年 2 月间密集公布，较好的覆盖了之前实现并网的可再生能源项目；但是从第五批起，公布时间逐渐拉长，同时增加了对并网时间的要求，最新一期的第七批目录于 2018 年 6 月公布，纳入项目的要求为 2016 年 3 月之前并网，因此 2016 年 3 月之后至 2018 年底并网的项目均未被纳入补贴目录，而这段时期的可再生能源仍处于高速发展期，大量并网项目无法被纳入目录，使得纳入补贴名录的风电/光伏/生物质项目占 2018 年底全国各类项目装机容量的比重仅为 62%/25%/48%；根据国家发改委能源研究所研究员王斯成的测算，2018 年底可再生能源补贴拖欠已经达到 2000 亿元。

表 8：补贴目录装机容量和全国累计装机容量情况

	累计纳入补贴目录装机容量	2015 年底全国装机容量	占比	2018 年底全国装机容量	占比
风电	115315	131048	88%	184696	62%
光伏	43238	43530	99%	175031	25%
生物质	8530	10300	83%	17800	48%

资料来源：Wind，财政部、能源局网站有关文件，光大证券研究所整理；装机单位：MW

注：不包含光伏扶贫项目

二是对可再生能源电价附加征收的情况不及预期。根据相关规定，可再生能源电价附加应向全社会的用电用户按照规定的标准征收（除农业生产用户外），但是根据我们的测算，从 2012 年可再生能源发展基金成立之时起，可再生能源电价附加征收的比例始终低于 70%，2018 年的征收比例仅为 62.13%；如果从 2012 年起全额征收可再生能源电价附加，累计的多征收金额可达 1934 亿元，基本可以覆盖 2018 年底的补贴拖欠。

表 9：可再生能源电价附加理论征收和实际征收情况

年份	征收标准 (元/千瓦时)		用电量 (亿千瓦时)		理论征收金额	实际征收金额	征收比例
	二、三产业	居民用电	二、三产业	居民			
2012	0.008	0.001	42426.32	6227.70	345.64	196.11	56.74%
2013	0.00975	0.001	45452.32	6776.15	449.94	297.98	66.23%
2014	0.015	0.001	47288.23	6929.46	716.25	491.38	68.60%
2015	0.015	0.001	47203.35	7276.10	715.33	444.87	62.19%
2016	0.019	0.001	50069.45	8054.04	959.37	557.84	58.15%
2017	0.019	0.001	53226.66	8694.77	1020.00	705.5	69.17%
2018	0.019	0.001	58036.00	9685.00	1112.37	691.1	62.13%
汇总：					5318.90	3384.78	

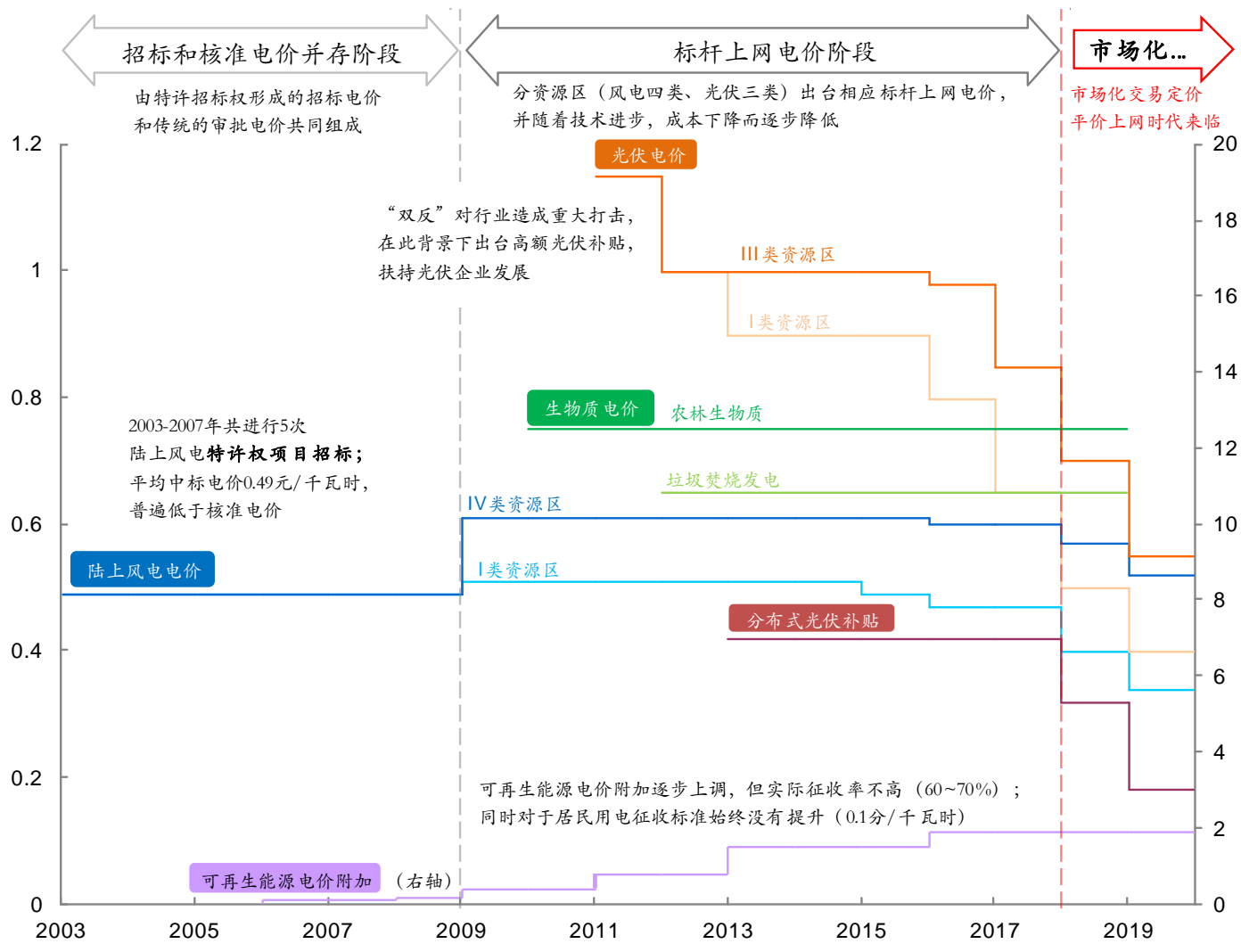
资料来源：Wind，财政部、能源局网站有关文件，光大证券研究所测算；征收金额单位：亿元

注：2015/2016 年实际征收金额减去了一般公共预算调入的 70/90 亿元，2018 年的实际征收金额减去了按一般公共预算按规定返还的增值税资金 95 亿元

在此背景下，政府也在不断的通过政策的优化和调整缓解补贴缺口的进一步扩大：一方面，伴随技术进步，风电和光伏的建造成本及平准化成本在近 10

年来迅速下降，政府也在逐步下调对应的上网标杆电价，从而减少补贴的支出；**另一方面**，可再生能源电价附加征收标准先后五次上调，电价附加的收入体量也在逐年提升。虽然目前基金仍存在**补贴资金到位及时性不强**（审批程序较长，补贴多头管理等原因）、**调整机制不甚灵活**（容易造成抢装进而带来质量隐患）、**补贴经济性有待商榷**（根据《中国风电和光伏发电补贴政策研究》[王敏等]中的测算，包含大气污染和二氧化碳排放在内的火电燃煤每千瓦时的环境总成本在 0.12 元左右，低于风电和光伏发电每千瓦时的补贴金额）等问题，但是我国可再生能源发展正稳步走向健康发展的道路。

图 18：可再生能源电价政策变化情况



资料来源：各政府文件，光大证券研究所整理；左轴：元/千瓦时，右轴：分/千瓦时

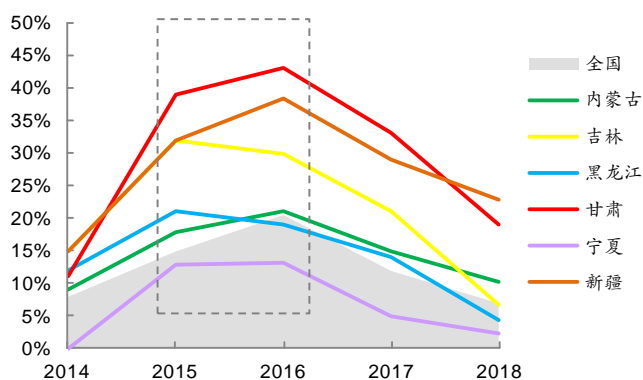
弃风弃光严重影响发电效率，政策控制后已有显著改善

影响我国可再生能源发展的另一个严峻问题是弃风弃光率的不断增加。通过制定全额保障性收购制度保量、规定上网电价补贴保价实现了我国可再生能源的大发展，本意虽好，但是这种装机容量的“大跃进”同时带来了以下问题：**输送管道的建设在短时间内无法跟上装机落地速度**（同时还有调价和政

策变化等因素带来的抢装进一步激化了电源和管道的不匹配矛盾），省网之前天然的输送壁垒在一定程度上阻隔了可再生能源的外送消纳之路（计划安排和地方政府间确定协议在可再生能源高速发展之时仍是电量跨省交易的主要方式），叠加量价全保后企业无需在意市场竞争导致的无穷扩张产能冲动，上述因素共同导致了我国弃风弃光情况从2015年起迅速恶化。

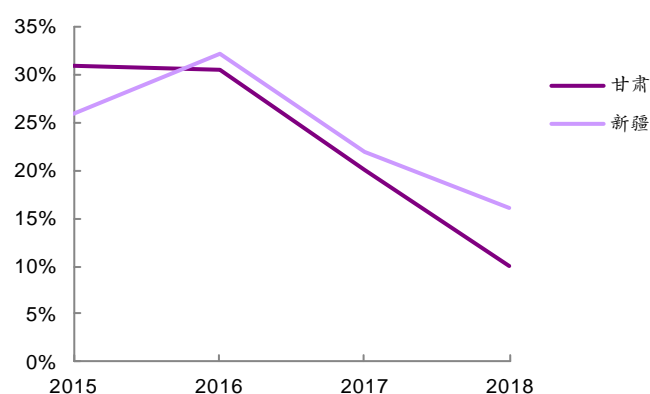
全国的弃风率从2014年的8%迅速提升至2016年的20.62%，甘肃、新疆、吉林等风电装机大省在高装机容量和低可再生能源消纳的双重因素作用下，弃风率在两年间迅速飙升至30%以上；弃光情况亦不容乐观，甘肃和新疆的弃光率在2015和2016两年始终维持在30%左右的高位。

图 19：各重点省市弃风率情况



资料来源：Wind

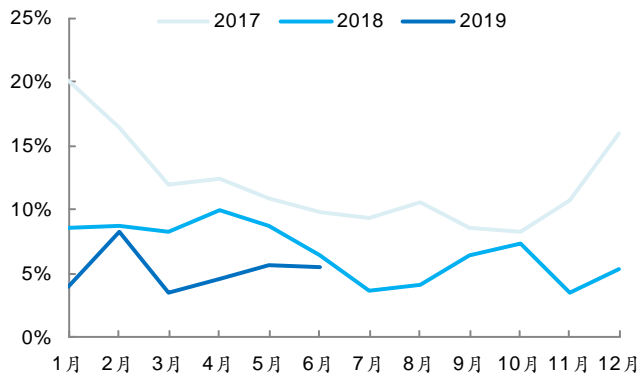
图 20：各重点省市弃光率情况



资料来源：Wind

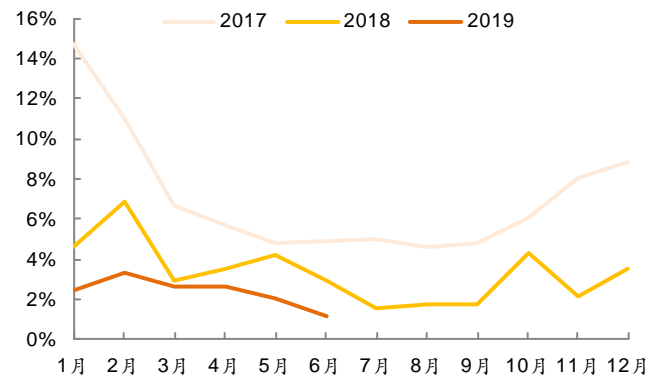
在情况迅速恶化之时，政府的应对十分迅速且有效：《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能[2016]54号）、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625号）、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源[2016]1150号）等相关政策在2016年度密集出台，明确了各省需完成的非水电可再生能源电力消纳量的最低比重指标，设立了风电和光伏各类资源区的保障性收购最低小时数和相关的惩罚制度，并建立了持续有效的监测预警机制，我国的弃水弃风情况明显改善，发电效率亦有明显提升：根据全国新能源消纳监测预警中心的监测结果，我国的弃风弃光率从2017年起稳步降低，多数弃风情况严重地区的本地消纳条件有显著改善，叠加跨地区输送能力的持续提高，弃风弃光问题明显缓解，2018年全国的弃风和弃光率分别为7%和3%（分别同比下降5个pct和2.8个pct），虽和德国小于1%的弃风弃光率水平仍有一定差距，但相较之前已有非常明显的改善。

图 21：2017 年至 2019 年 6 月弃风率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心

图 22：2017 年至 2019 年 6 月弃光率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心

另一方面，在政策的激励和技术的不断进步下，各类资源区风电和光伏的利用小时数整体均有一定程度的提升。风电方面，全国风电投资预警结果已由 2017 年的“红六省”（内蒙古、吉林、黑龙江、甘肃、宁夏、新疆）改善至 2018 年的“红三省”（吉林、甘肃、新疆）、再到 2019 年的“红两省”（甘肃、新疆），机组利用小时数显著改善的同时也重新打开了当地风电投资的大门；光伏方面，各重点省市的实际利用小时数同样实现了一定程度的提升。

表 10：各重点省市风电实际利用小时数情况

省（区）	资源区	保障性收购利用小时数	实际利用小时数		
			2016	2017	2018
内蒙古	I 类	2000	1938	2115	2254
	II 类	1900	1724	1987	2250
新疆	I 类	1900	1723	2119	2357
	III 类	1800	1209	1684	1897
甘肃	II 类	1800	1045	1495	1792
	III 类	1800	1179	1417	1723
宁夏	III 类	1850	1553	1650	2218
黑龙江	III 类	1900	1703	1910	1888
	IV 类	1850	1652	1907	2224
吉林	III 类	1800	1317	1688	2121
	IV 类	1800	1454	1972	2019
辽宁	IV 类	1850	1928	2141	2321
河北	II 类	2000	2054	2185	2264
山西	IV 类	1900	1926	1998	2267

资料来源：历年全国可再生能源电力发展监测评价报告，光大证券研究所整理

注：标红区域为当年未达到保障性收购利用小时数的区域

表 11：各重点省市光伏实际利用小时数情况

省(区)	资源区	保障性收购利用小时数	实际利用小时数		
			2016	2017	2018
内蒙古	I类	1500	1476	1636	1649
	II类	1400	1505	1545	1525
新疆	I类	1500	956	1226	1353
	II类	1350	853	1080	1217
甘肃	I类	1500	995	1118	1328
	II类	1400	1041	1129	1200
青海	I类	1500	1403	1535	1505
	II类	1450	1453	1497	1461
宁夏	I类	1500	1269	1326	1376
陕西	II类	1300	1246	1287	1316
黑龙江	II类	1300	1334	1380	1311
吉林	II类	1300	1146	1542	1283
辽宁	II类	1300	1140	1295	1207
河北	II类	1400	1382	1438	1372
山西	II类	1400	1560	1564	1355

资料来源：历年全国可再生能源电力发展监测评价报告，光大证券研究所整理

注：标红区域为当年未达到保障性收购利用小时数的区域

3、未来——平价上网+市场化交易，行业迎来新发展

2019年起，国家密集出台可再生能源相关政策，意在进一步推动行业的可持续发展，其中的重点体现在平价上网+市场化交易。

表 12：2019 年至今可再生能源相关重点政策汇总

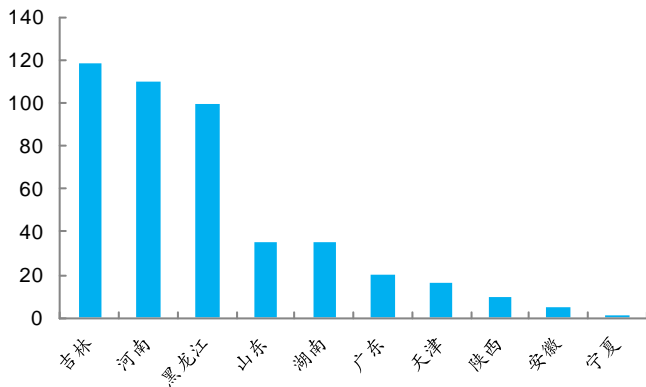
时间	方向	政策名称	主要内容
2019/1/7	平价上网	关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知	平价上网项目不受年度建设规模限制； 平价项目保障优先发电和全额保障性收购 ； 鼓励平价项目通过绿证交易获得合理收益补偿
2019/3/8	风电	关于 2019 年度风电投资监测预警结果的通知	红色区域进一步减少为甘肃、新疆（含兵团）
2019/4/28	光伏	关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知	标杆上网电价改为指导价 ，进一步下调
2019/5/10	消纳	关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知	分省明确可再生能源电力消纳责任权重（最低和激励性）
2019/5/20	平价上网	关于公布 2019 年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知	第一批平价上网项目： 风电 56 个，451 万千瓦； 光伏 168 个，1478 万千瓦
2019/5/21	风电	关于完善风电上网电价政策的通知	标杆上网电价改为指导价 ，进一步下调； 明确陆上风电 2021 年后不再补贴
2019/5/28	行业发展	关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知	优先推进平价上网项目建设； 完善相关项目竞争配置机制 ； 光伏补贴预算总额度 30 亿元
2019/7/11	光伏	2019 年光伏发电项目国家补贴竞价工作总体情况	2019 年纳入竞价补贴范围项目 3921 个， 总装机容量 2278 万千瓦， 年度补贴需求约 17 亿元

资料来源：各政府文件，光大证券研究所整理

3.1、新建项目平价上网可期，技术和省别差异性将显现

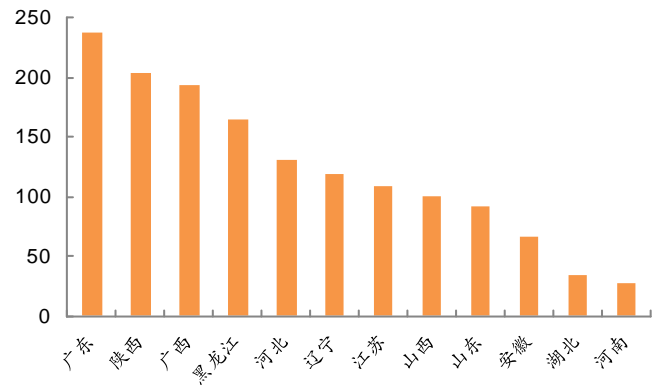
我国于 2019 年 5 月公布了第一批风电、光伏发电平价上网项目，共有风电项目 56 个（总装机容量 451 万千瓦）、光伏项目 168 个（总装机容量 1478 万千瓦）。从项目分布情况来看，收到弃风弃光等消纳因素困扰的新疆、内蒙古等大省均没有项目入围，风电和光伏的装机容量前三省份分别为吉林、河南、黑龙江和广东、陕西、广西；从预计并网时间来看，除存量项目自愿转为平价上网项目的 114.5 万千瓦项目外，共有 74% 的项目计划于 2019/2020 年完成并网，另有 210.9 万千瓦的风电项目暂未明确并网时间。

图 23：2019 年各省风电平价上网项目装机容量



资料来源：能源局，光大证券研究所整理，单位：万千瓦

图 24：2019 年各省光伏平价上网项目装机容量



资料来源：能源局，光大证券研究所整理，单位：万千瓦

表 13：2019 年平价上网项目容量预计并网时间

预计并网时间	风电	光伏	汇总
2019 年底	100	441.85	541.85
2019 部分并网		123	123
2020 年	41	852.80	893.80
2020 年部分并网		45	45
存量自愿转平价	99	15.5	114.5
其他	210.9		210.9

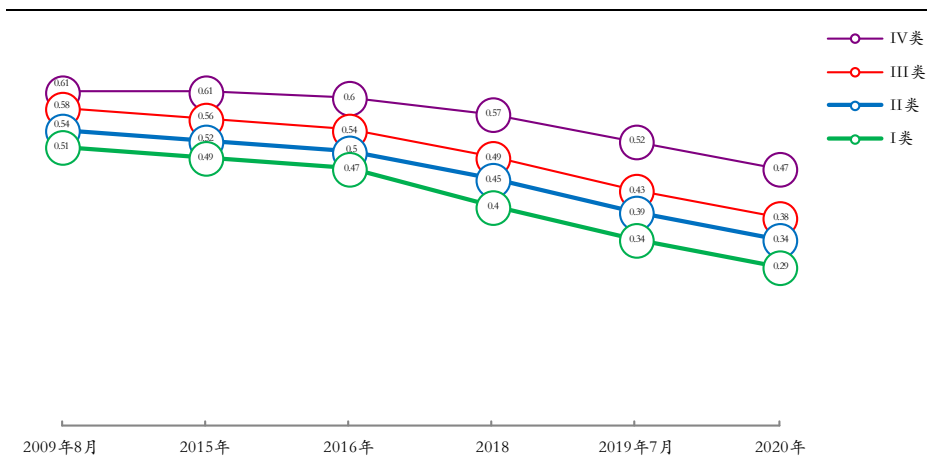
资料来源：能源局，光大证券研究所整理，单位：万千瓦

虽然上述项目是否可以在平价条件下实现稳定且符合预期的盈利能力仍需等项目实现并网后进一步观察，但如此大规模平价上网项目的公布基本预示着我国风电和光伏发电平价上网时代正式来临。

成本方面：政策倒逼，技术进步，部分项目已具备平价条件

决定是否能够实现平价上网的一个关键要素是成本。陆上风电方面，随着国家在政策和财政方面的大力支持和风机制造技术的不断创新，我国陆上风电建设的成本控制能力正稳步提升。国家从 2015 年以来多次下调风电标杆上网电价，在一定程度上起到了倒逼风电行业技术进步和成本管控的作用；最新发布的 2020 年各类资源区陆上风电指导价已经部分低于当地的燃煤机组标杆上网电价（类似地区将以燃煤机组标杆上网电价作为指导价）。

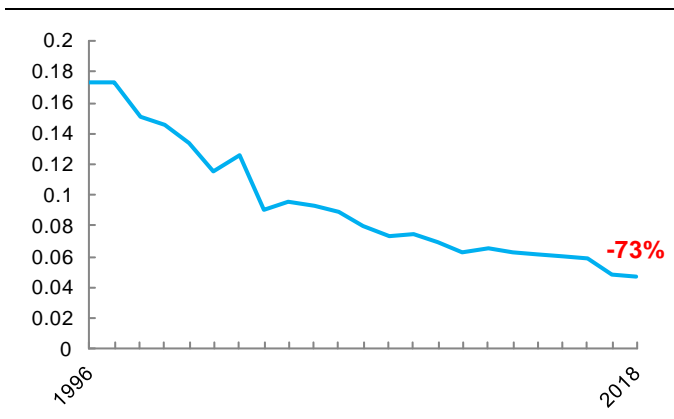
图 25：风电标杆上网电价退坡情况



资料来源：各政府文件，光大证券研究所整理；单位：元/千瓦时

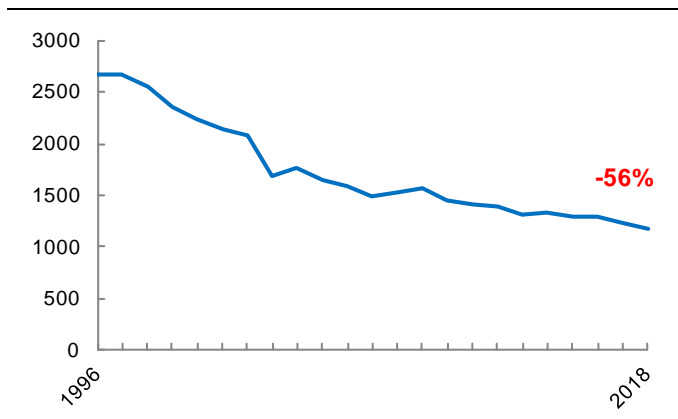
而根据 IRENA 发布的《Renewable Power Generations Costs in 2018》中的数据，我国陆上风电的平准化度电成本 (LCOE) 和总安装成本在二十余年来均实现了显著的降低 (LCOE 降低 73%，总安装成本降低 56%)，2018 年的加权平均的 LCOE 已低至 0.047 美元/千瓦时 (约为 0.31 元/千瓦时)，不仅低于我国绝大部分地区的燃煤机组标杆上网电价，也在 2018 年全球各主要国家中位列第一。2019 年 9 月，我国首个大规模风电平价上网的示范项目——乌兰察布风电基地一期 6000MW 示范项目开建，上网电价将与电网接入端的京津冀火电同价。从成本端的角度来看，在部分资源条件良好的地区，我国的陆上风电已具备平价上网的条件。

图 26：我国陆上风电 LCOE 变化情况



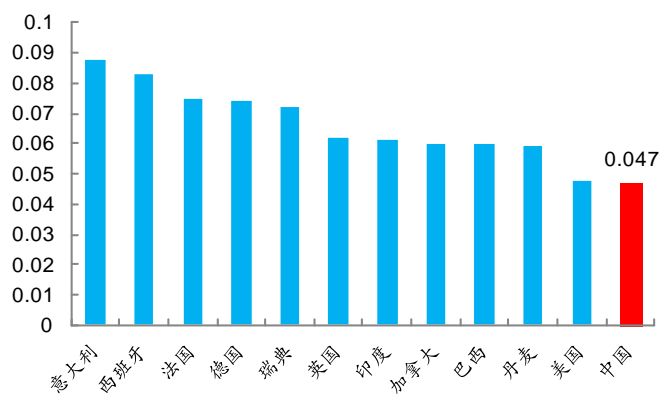
资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kWh

图 27：我国陆上风电总安装成本变化情况



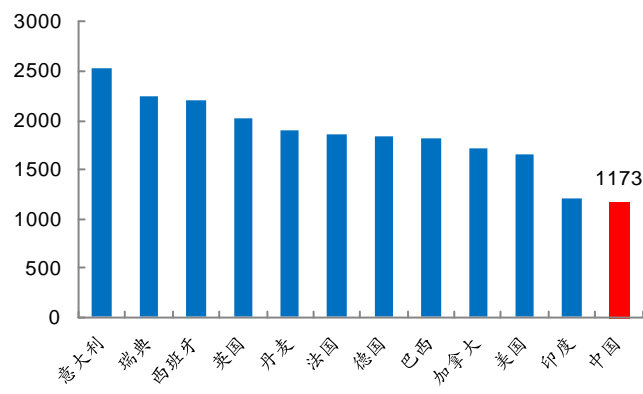
资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kW

图 28：各主要国家陆上风电 LCOE 情况（2018 年）



资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kWh

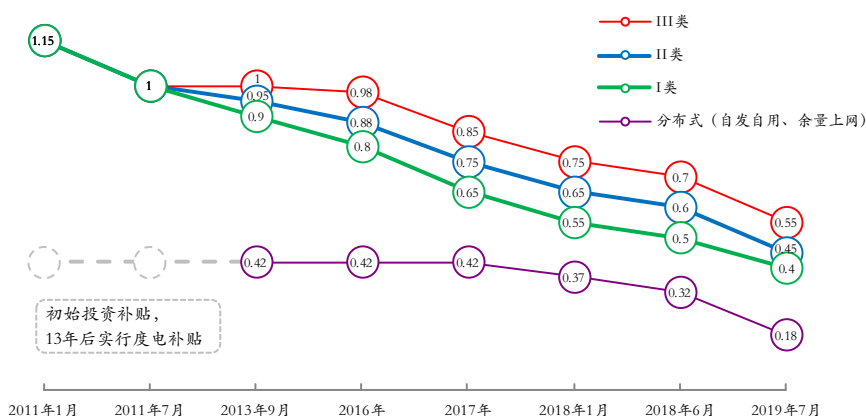
图 29：各主要国家陆上风电总安装成本情况（2018 年）



资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kW

光伏方面，国家近年来同样在持续降低光伏的标杆上网电价，同时我国光伏的成本端亦实现了明显的下降（LCOE 降低 77%，总安装成本降低 77%），2018 年的加权成本 LCOE 达到 0.066 美元/千瓦时（约为 0.44 元/千瓦时）；未来随着 PERC、双面等技术的进一步应用推广，成本端有望实现进一步降低，平价上网在成本端的制约有望逐步解开。

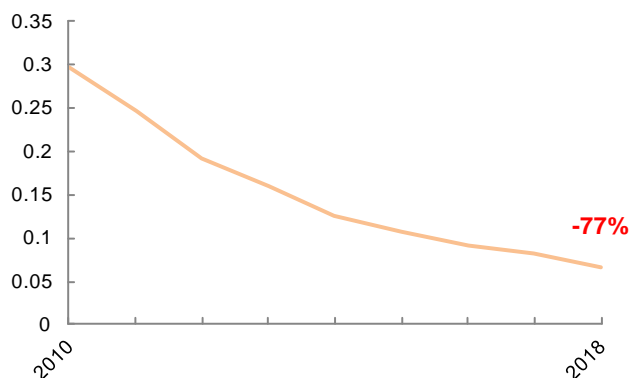
图 30：光伏标杆上网电价退坡情况



资料来源：各政府文件，光大证券研究所整理；单位：元/千瓦时
注：分布式为补贴标准

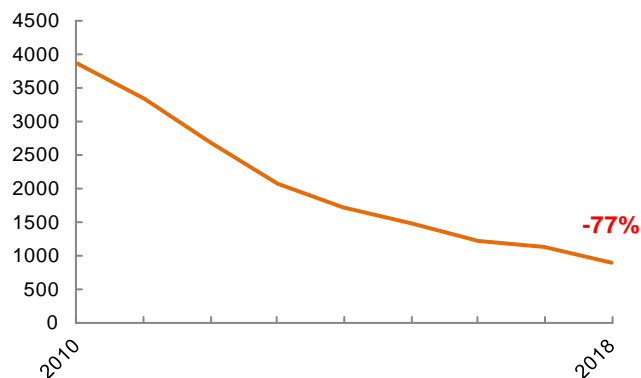
此外，如果进一步分析 2018 年我国光伏总安装成本的具体拆分情况，相较于综合成本更为低廉的印度和意大利，我国的光伏总安装成本在安装和财务成本环节仍有进一步降低的空间；同时，在领跑者项目的不断推动下，组件逆变器的效率提升仍将持续带动成本的降低。

图 31：我国光伏 LCOE 变化情况



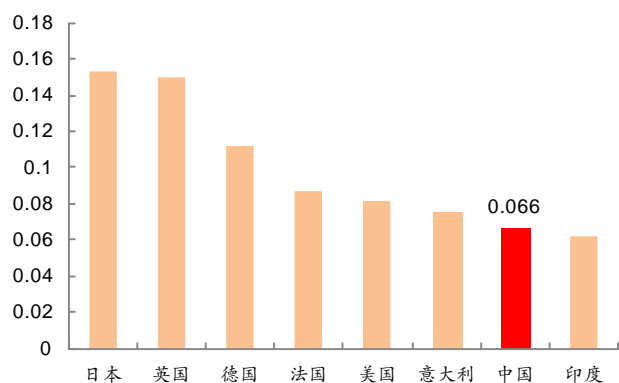
资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kWh

图 32：我国光伏总安装成本变化情况



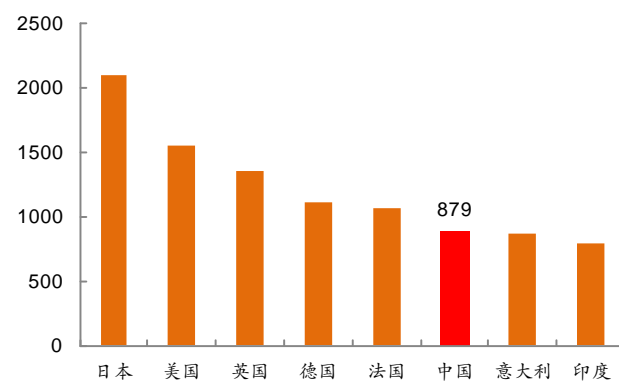
资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kW

图 33：各主要国家光伏 LCOE 情况 (2018 年)



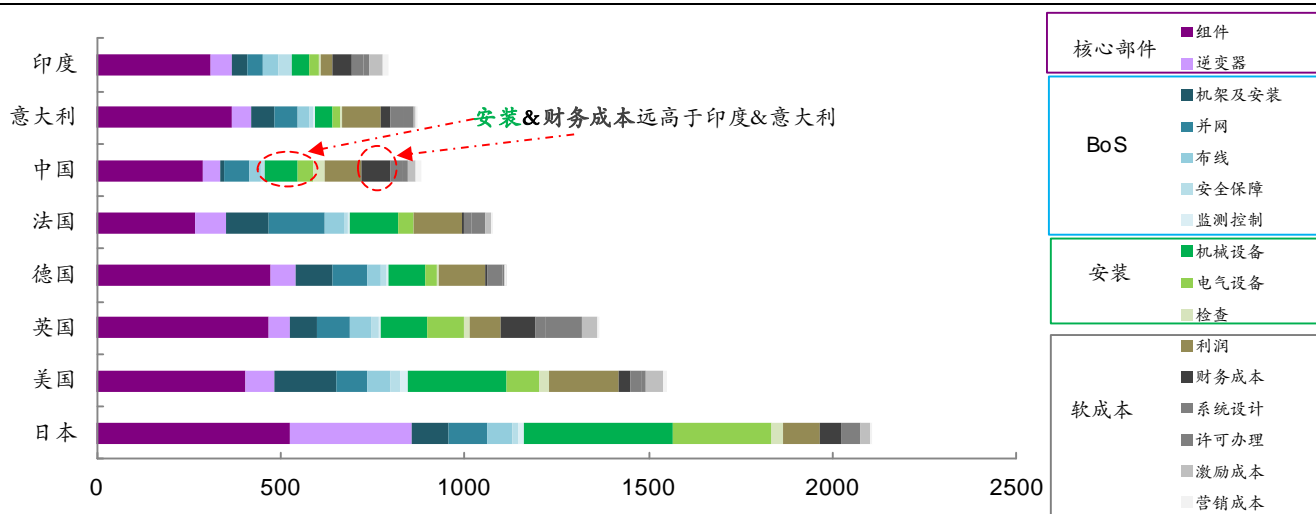
资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kWh

图 34：各主要国家光伏总安装成本情况 (2018 年)



资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kW

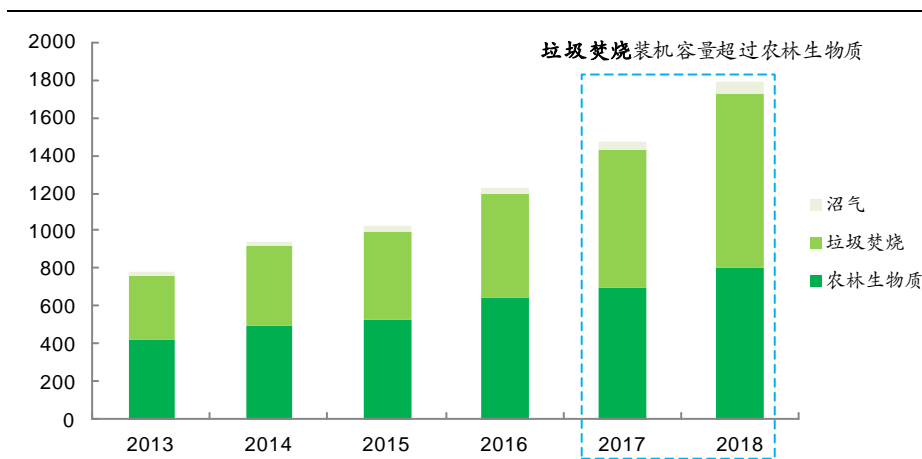
图 35：各主要国家光伏总安装成本拆分情况 (2018 年)



资料来源：IRENA，单位：2018 USD/kW

而对于生物质项目（农林生物质、垃圾焚烧发电）来说，整体项目的建设成本并没有显著下降，甚至由于环保标准的逐步提高，在部分地区还呈现出上升态势；此外，生物质项目除了有着改善能源结构的作用之外，同时还有着改善生态环境、解决“三农”问题、提升城乡基础设施水平和垃圾处理减量化水平等重要作用，因此国家在明确了农林生物质（0.75 元/千瓦时）和垃圾焚烧发电（0.65 元/千瓦时）的固定上网电价后并未有调整，截至目前也并未有明确的下调生物质项目上网电价的政策出台，生物质装机容量在近年来维持着较高且平稳的增长速度。

图 36：生物质项目装机容量情况

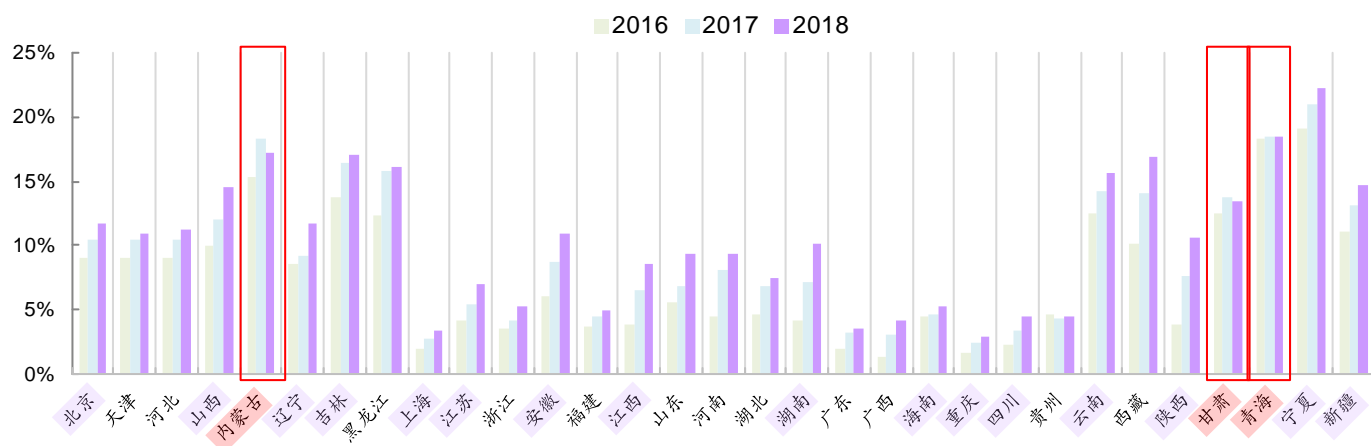


资料来源：《中国生物质发电产业排名报告》；单位：MW

消纳方面：分省明确消纳责任权重，整体消纳能力稳步提升

消纳则是制约平价上网实现的另一个重要因素。为了解决可再生能源的消纳问题，国家在 2016 年明确了各省市非水电可再生能源电力消纳的比重目标，并于 2019 年正式设定了各省市的可再生能源电力消纳责任权重（最低和激励）。根据 2018 年自我核查的情况，超过半数（北京、陕西、辽宁等）的地区超额完成激励性消纳责任权重指标（或通过大力发展新能源建设，或通过消纳外来省份新能源等方式），仅有内蒙古、甘肃、青海等 3 地在 2018 年未能完成相应的最低消纳责任权重指标。综合来看，我国各地区的非水可再生能源消纳能力均在连年稳步提升，全国消纳比例也从 2015 年的 5% 提升至 2018 年的 9.2%。

图 37：我国各地区非水电可再生能源电力消纳情况



资料来源：国家能源局，光大证券研究所整理；

注：标紫省（市、区）超额完成 2018 年激励性消纳责任权重指标，标红省（市、区）未完成 2018 年最低消纳责任权重指标

3.2、市场化交易等三举措缓解存量项目补贴压力

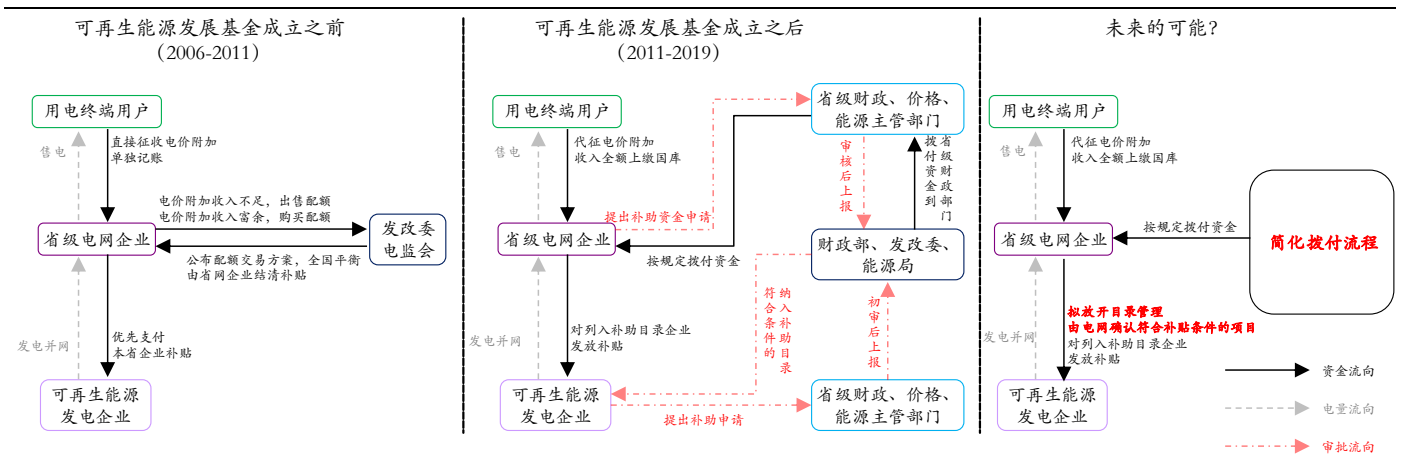
除了新项目的平价上网以外，对于存量项目的补贴压力，财政部在对十三届人大二次会议多条建议的回复中也指明了解决方向：**改制**（拟放开目录管理）、**少补**（“绿证”交易和**市场化交易**）、**多收**（加强可再生能源电价附加征收力度）。

放开目录管理，简化拨付流程

可再生能源项目获取补贴的流程经历过一次变化：在 2006 年可再生能源法颁布后，根据《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》（发改价格[2007]44 号）文中的规定，凡是符合要求的可再生能源项目均可获得补贴，而电价附加的收取则是由省（区、市）电网企业收取，单独记账，专款专用，并优先支付本省企业补贴，全国范围的调配则通过国家不定时发布配额交易方案解决；而在 2011 年可再生能源发展基金成立之后，《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建[2012]102 号）规定将通过把符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录的方式进行电价补贴，同时补贴将全额上缴国库，相关的申请流程涉及的部门和手续显著增加，这也在一定程度上拉长了补贴支付的周期，造成补贴的拖欠。

而在财政部最新的回复中明确将“放开目录管理，由电网企业确认符合条件的项目”，意在缩短原先补贴目录申请相对复杂的流程，同时“简化拨付流程”也将优化原先由六个部门（省级财政、价格、能源主管部门，财政部、发改委、能源局）参与的繁琐的拨付流程，进一步提升补贴落实到企业的效率。

图 38：可再生能源项目获得补贴流程



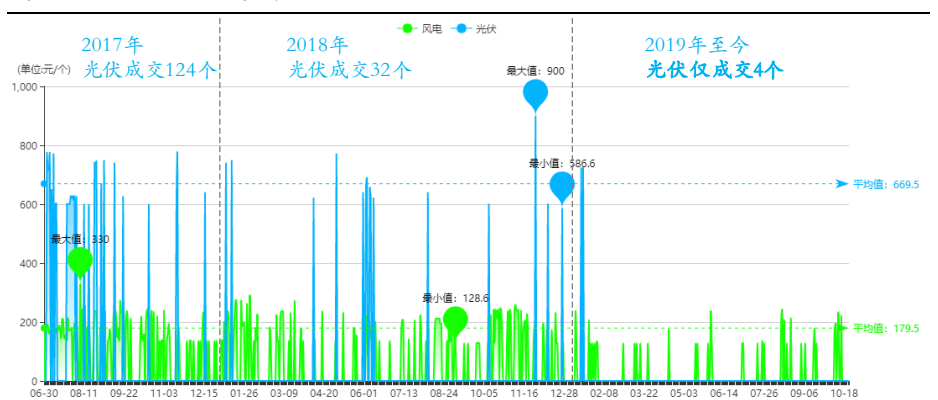
资料来源：各政府文件，光大证券研究所整理

进一步加强“绿证”和电力市场化交易

“绿证”虽好，但几乎无人问津。自 2017 年 7 月 1 日我国绿色电力证书（即“绿证”）正式开展认购工作以来，整体的发展情况并不令人如意：截止 2019 年 10 月 22 日，共有 630 万张“绿证”挂牌（风电 565 万张，光伏 65 万张），但仅有 3.3 万张完成交易（光伏仅有 160 张完成交易，其余均为风电），完成交易量占比仅为 0.53%（风电 0.59%，光伏 0.02%）。2019 年至今，光伏仅有 4 张“绿证”成交，交易市场持续萎靡（我们认为主要原因系光伏绿证的单价远高于风电绿证，导致无人问津）。

未来，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807 号）中规定“绿证对应的可再生能源电量等量记为消纳量”，叠加消纳责任权重机制的正式施行，有望刺激“绿证”交易市场逐步回暖，进而通过市场化的方式替代原先应由可再生能源发展基金发放的补贴。

图 39：“绿证”交易情况



资料来源：中国绿色电力证书认购交易平台

时间范围为 2017 年 7 月 1 日至 2019 年 10 月 22 日

市场化交易愈演愈烈，各省为完成消纳责任权重有望进一步加大市场化交易比例。除了“绿证”交易外，电力市场交易是我们认为更加有效、规模化发

展更加迅速的可以缓解存量项目补贴的方式。电力市场交易不仅高度契合我国电力体制改革的宏观策略，同时也可以提升可再生能源的消纳能力从而持续改善弃风弃光情况，更能够通过市场化的方式减少需要补贴的体量。我国从2015年起加大电力市场化改革的力度，2016年北京和广州两个国家级的电力交易中心成立，随后各省的电力交易中心相继成立。发展初期，参与交易的多为火电机组，只有可再生能源发展规模较大的内蒙古、新疆和甘肃开展了可再生能源的电力交易，但是整体的交易规模和体量并不理想，我们认为交易电价较高，可再生能源在各省份的供需严重不平衡，叠加跨省输配电基础设施的缺乏是主要因素。

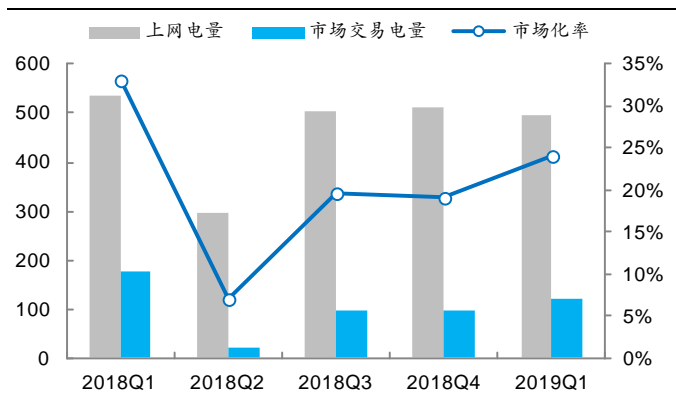
随着国家进一步加大对可再生能源消纳的管控力度，电力跨省交易市场机制进一步完善，跨省同时分布式市场化交易试点、跨省可再生能源直接交易试点等制度陆续出台，我国可再生能源市场交易的情况正逐渐转好。2018年起，我国可再生能源大省通过多种方式逐步增多了风电光电市场化交易的体量，市场交易电量占同类发电类型上网电量的比例正稳步提升（2019年一季度风电为24.44%，光伏为32.18%），同时交易电价较平均上网电价的降幅也有一定程度的缩小，这也体现出市场发现价格的机制正逐步发挥作用。

图 40：2018 年我国各省可再生能源市场化交易情况



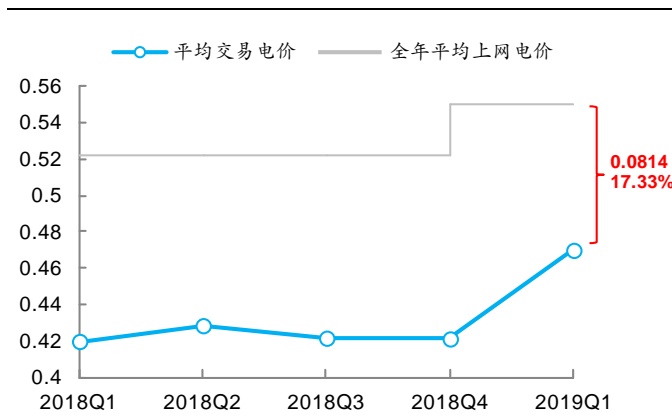
资料来源：《企业可再生能源采购在中国的市场现状》

图 41：风电市场化交易电量情况



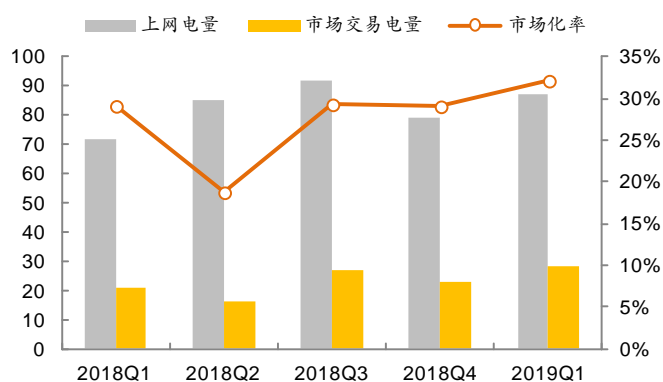
资料来源：中电联，单位：亿千瓦时

图 42：风电市场化交易电价情况



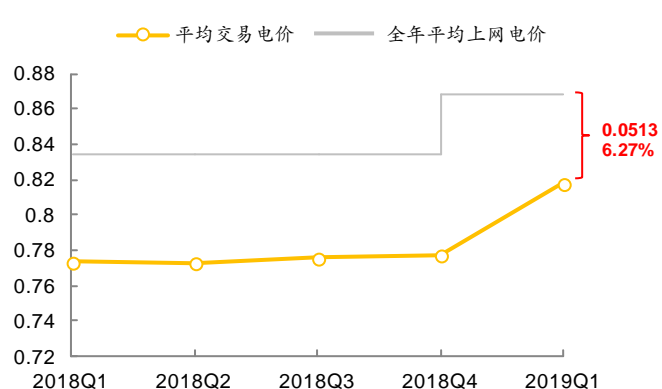
资料来源：中电联，单位：元/千瓦时

图 43：光伏市场化交易电量情况



资料来源：中电联，单位：亿千瓦时

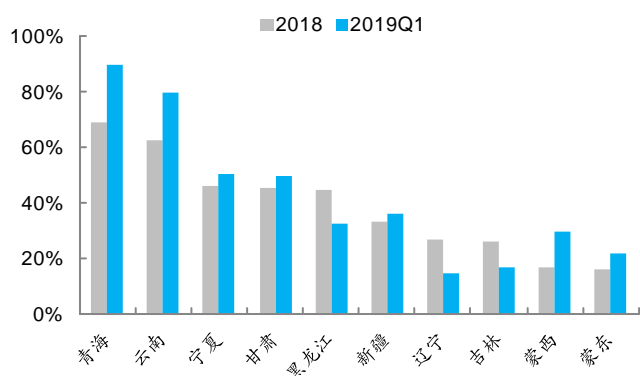
图 44：光伏市场化交易电价情况



资料来源：中电联，单位：元/千瓦时

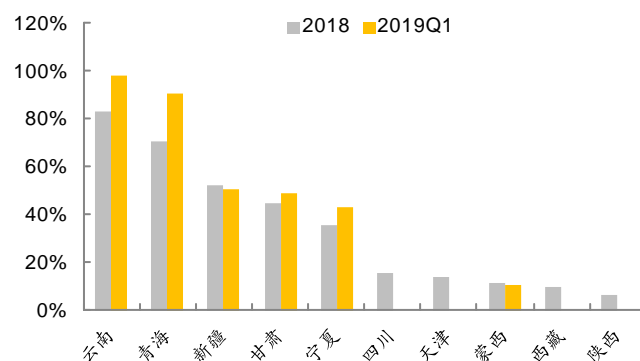
从各省参与市场化交易的情况来看，市场化率较高的均为可再生能源输出大省（云南、青海、甘肃、宁夏、新疆等），在整体用电量持续增长、跨省区外送能力持续提升、市场机制建设进一步完善的多重作用下，各省的市场化率在 2019 年一季度均实现了一定程度的提升，未来有望进一步增长。

图 45：各省风电交易市场化率情况



资料来源：中电联

图 46：各省光伏交易市场化率情况



资料来源：中电联

加强可再生能源电价附加征收力度

根据我们在前文中的测算（表 9：可再生能源电价附加理论征收和实际征收情况），我国可再生能源电价的实际征收率常年不足 70%（2018 年仅为 62%）；如果可以从 2012 年起全额补征可再生能源电价附加，累计的补征金额可达 1934 亿元，基本可以覆盖 2018 年底的补贴拖欠。

另一方面，虽然财政部的回复中明确“当前形势下，暂无法提高电价附加征收标准”，但是否可以考虑将居民的征收标准提升至企业的征收标准（即从 0.001 元/千瓦时提升至 0.019 元/千瓦时）；以 2018 年数据为参考，居民征收标准的提升（在维持原 62.13%征收率的情况下）可以带来 15.67%的可再生能源电价附加征收体量增幅，可以有效提升未来电价附加征收的体量。

表 14：如果居民按二/三产业的标准征收电价附加体量测算

年份	征收标准 (元/千瓦时)		用电量 (亿千瓦时)		理论征收金额 (按当年实际征收率)	实际征收金额	征收体量增幅
	二、三产业	居民用电	二、三产业	居民			
2012	0.008	0.008	42426.32	6227.70	220.84	196.11	12.61%
2013	0.00975	0.00975	45452.32	6776.15	337.25	297.98	13.18%
2014	0.015	0.015	47288.23	6929.46	557.93	491.38	13.54%
2015	0.015	0.015	47203.35	7276.10	508.22	444.87	14.24%
2016	0.019	0.019	50069.45	8054.04	642.14	557.84	15.11%
2017	0.019	0.019	53226.66	8694.77	813.75	705.5	15.34%
2018	0.019	0.019	58036.00	9685.00	799.41	691.1	15.67%

资料来源：Wind，财政部、能源局网站有关文件，光大证券研究所测算；征收金额单位：亿元

而对于垃圾焚烧项目来说，新建项目大规模享受补贴的日子恐一去不复返。根据《财政部对十三届全国人大二次会议第 8443 号建议的答复》，“考虑到垃圾焚烧发电项目效率低、生态效益欠佳等情况，**将逐步减少新增项目纳入补贴范围的比例**”。虽然具体的实施细则尚未出台，但是参照光伏和风电政策的指引和市场的后续反映，叠加“十三五”规划终考之年来临，我们认为垃圾焚烧项目有望在 2020 年迎来一波“抢装潮”，需持续关注政策实施细则的出台和各上市公司的产能落地情况。

此外，“**市场化方式对垃圾焚烧发电产业予以支持**”，和“**差异化补贴**”也在答复中被提及，这也跟我们在《垃圾发电补贴取消？现在还不是时候——垃圾焚烧发电行业专题报告》、《垃圾焚烧发电行业的安全边际——垃圾分类制度影响解析系列三》等报告中提到的思路高度一致：**即一方面国家会持续推动垃圾处理收费制度的落地，从而实现价格机制从使用者到处置者的顺利传导**，当然这种机制转变的过程中可能需要地方政策财政的支持和帮助（体现在补贴减少后垃圾处理费的上升，从而维持垃圾焚烧发电企业的盈利水平）；另一方面，**补贴一刀切取消的方式或许并不合适**，参考新能源汽车和光伏风电行业发展的案例，我们认为未来垃圾焚烧行业的补贴或许会朝两个方向发展：**一个是补贴更有针对性的鼓励更新更优的技术**，例如区分不同吨发的补贴标准、区分不同污染排放的补贴标准等（类似新能源汽车）；**另一个则是对不同地域不同热值的垃圾焚烧项目给予不同的补贴**以平衡各地域的盈利性。

4、投资建议

光伏方面，需求侧：海外市场平稳上行，国内市场受补贴退坡影响尚需观察，产业链整体需求稳定；在平价、竞价上网大势所趋的形势下有望拉动四季度需求增长；供给侧：龙头加速扩产，集中度持续提升，新型技术（异质结等）关注度提升，有望未来持续推动技术迭代，降本+提效将是企业的核心竞争力。

风电方面，陆上风电：与上一轮风电抢装类似，受到补贴退坡政策影响，并基于限电改善、运营商财务好转的原因，2019-2020 年国内风电抢装行情开启，从而拉动行业需求复苏，下游需求复苏带动风电制造产业链盈利改善；海上风电：2013-2018 年我国海上风电累计装机 CAGR 达 117%，已成为全

球增速最快、潜力最大的海上风电市场，2019 年有望超额完成海上风电“十三五”规划目标。

垃圾处理方面，根据我们在《垃圾焚烧发电行业的安全边际——垃圾分类制度影响解析系列三》中的测算，国补退坡对优质公司净利润影响有限，而以垃圾分类、生活垃圾处理收费制度为契机，固废产业链及估值体系重塑进行中，具有产业链溢价能力等护城河的公司有望穿越周期；此外，垃圾分类制度的加速推进将对固废产业链各环节带来深入影响，而厨余垃圾处置产能落地情况是我们认为影响垃圾分类制度成功的决定性因素，该细分也将迎来最优投资机会。

光伏推荐高效单晶龙头**隆基股份**、高效电池和多晶硅料龙头**通威股份**，建议关注光伏全产业链多环节布局、海外电站业务加速拓展的**东方日升**；风电推荐国内风机整机龙头**金风科技**、以及积极扩张国内产能及风电新业务的**天顺风能**，建议关注陆上风电领先企业**运达股份**、国内风电铸件龙头**日月股份**、全球海上风电优质钢结构厂商**振江股份**、全球海上风电优质锻件厂商**恒润股份**；垃圾处理推荐湿垃圾处置设备和工程龙头**维尔利**、垃圾焚烧和湿垃圾处置产能落地高峰期临近的区域龙头**上海环境**，建议关注收购盛运环保部分垃圾焚烧项目进一步完善“大固废战略”的**瀚蓝环境**；垃圾焚烧产能稳步落地业绩确定性较强的**旺能环境**，以及垃圾焚烧发电龙头**中国光大国际（H）**。

重点公司盈利预测、估值与评级

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			18A	19E	20E	18A	19E	20E	
600438	通威股份	12.25	0.52	0.77	0.97	16	20	16	买入
601012	隆基股份	23.13	0.92	1.32	1.75	19	21	16	买入
002202	金风科技	12.00	0.90	0.75	1.10	11	18	12	买入
002531	天顺风能	6.54	0.26	0.38	0.47	17	19	16	买入
300190	维尔利	7.73	0.29	0.42	0.51	17	19	16	买入
601200	上海环境	11.51	0.82	0.64	0.73	16	18	16	增持

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019 年 10 月 25 日

5、风险分析

- (1) 弃风弃光的改善程度不及预期甚至恶化，进而影响风电、光伏的新增装机规模；
- (2) 风电、光伏电站建设成本下降进度低于预期，无法对冲补贴下滑的影响，使得电站运营收益率大幅下降，影响投资运营商的投资积极性；
- (3) 风机招标价格复苏低于预期；海上风电建设进度不及预期；风电和光伏产业链原材料价格超预期波动。
- (4) 垃圾分类、收费制度拓展不及预期、市场化过程缓慢。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上；
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%；
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%；
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%；
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上；
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明：A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

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。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不与、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。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意見或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼