

2016年06月27日

消纳改善盈利弹性巨大 产业整合有望价值重估

看好

——新电改系列报告之新能源篇

相关研究

"新能源汽车、新能源和特高压持续景气——电力设备新能源行业 2015 年年报业绩前瞻" 2016 年 2 月 3 日

"混合动力行业深度研究：国内深混汽车产业有望困境反转，关注国内混动系统龙头" 2016 年 1 月 26 日

证券分析师

刘晓宁 A0230511120002
liuxn@swsresearch.com

叶旭晨 A0230515030001
yexc@swsresearch.com

研究支持

韩启明 A0230114090001
hanqm@swsresearch.com

联系人

郑嘉伟
(8621)23297818×7387
zhengjw@swsresearch.com

事件：

- **特斯拉向太阳城递交收购要约。**2016 年 6 月 21 日，特斯拉公司董事会向 SolarCity 递交了收购后者的要约。在报价信函中，特斯拉董事会提议收购 SolarCity 所有流通在外的普通股，SolarCity 将获得特斯拉的普通股，这一并购交易价格相当于每股 26.5-28.5 美元。按交易提出之前的特斯拉股价计算，此次收购的交易价格大约 28 亿美元。
- **西门子并购歌美飒，新能源板块加速整合。**西门子和歌美飒宣布，将合并旗下风力涡轮机业务，从而创建全球最大风力发电机制造商，西门子将持有该项业务的 59% 股份，并购预计于 2017 年第一季度完成。

投资要点：

- **产业并购致新能源价值重估。**特斯拉邀约收购太阳城，西门子整合歌美飒，光伏、风电龙头均选择在这个时点进行资源整合，我们认为一方面表明产业资本对新能源行业未来前景的认可，另一方面是对当下新能源价值的底部判断。我国新能源行业经历了几轮大起大落，目前在二级市场也处于历史估值低位，中长期看可再生资源对传统能源的替代空间依然巨大，在国内政策催化下新能源产业有望价值重估。
- **新能源发展依然空间广阔，技术进步和规模效应双轮驱动。**“十二五”末期，我国风电装机仅达到 145GW，光伏装机仅达到 43GW；而我国“十三五”规划 2020 年风电装机达到 210GW，光伏装机达到 150GW。受益技术进步和规模效应，光伏和风电投资成本呈下降趋势。到 2020 年，我国地面光伏电站的单位造价有望降至 7 元/瓦，我国陆地风电电站的单位造价有望降至 7.5 元/瓦。
- **引入市场化机制，新电改将逐步改善新能源消纳。**近期力图促进新能源消纳的政策频频颁布，我们通过多地调研和政策分析，认为发电侧通过强制性的新能源保障性收购以及市场化的发电权交易可协同改善新能源消纳；电网侧引入调峰机制、辅助服务补偿机制有望提升调峰机组的参与动力，引入电储能参与调峰有望大幅提升调峰质量，从而带动新能源消纳；用电侧则可通过电能替代，特高压外送通道建设，以及完善跨区电力交易来解决新能源消纳问题。
- **消纳改善行业盈利弹性巨大。**新能源全额保障性收购政策要求，光伏发电一、二类地区最低全额保障收购标准为 1300~1500 小时，风电一、二、三、四类地区最低全额保障收购标准为 1800~2000 小时。2015 年全国光电设备平均利用小时数 1133，如果提升至 1500 小时盈利将翻倍。2015 年全国风电平均利用小时数为 1728 小时，如果提升至 1900 小时盈利弹性将接近 4 倍。
- 我国新能源发展仍有较大空间，国家保障性政策频出及市场化改革逐步深化将不断改善新能源消纳（发电权交易机制、调峰调频辅助服务补偿机制等），经测算消纳改善后电站运营盈利弹性巨大，我们看好电储能与新能源结合后的商业模式创新，国际巨头行业整合将带来新能源价值回归，兼顾估值和弹性依次重点推荐**太阳能、金风科技、京运通、林洋能源、甘肃电投**。

目 录

1. 产业并购致新能源价值重估	4
1.1 特斯拉收购太阳城，传统新能源战略价值重估	4
1.2 西门子整合歌美飒，全球最大风电企业诞生	5
2. 新能源产业远未饱和 空间依然广阔	6
2.1 “十三五”能源规划揭示成长空间	6
2.2 “十三五”新能源成本下降路线清晰	7
3. 限电迎来改善拐点 新能源补贴缺口收窄	10
3.1 过往装机缺乏规划，外送通道建设带来限电改善预期	10
3.2 过往补贴标准调整滞后，标准上调后补贴缺口收窄	12
3.3 期待利用小时数回升改善项目收益率	14
4. 新电改理顺市场机制 新能源消纳改善可期	16
4.1 发电侧：保障性收购需与发电权交易双管齐下	16
4.2 电网侧：完善调峰机制，提高调峰容量质量	17
4.3 负荷侧：推动电能替代与跨区消纳	19
5. 电改推动新能源消纳 行业盈利弹性显著	22
6. 消纳改善盈利弹性巨大 产业整合有望价值重估	24

图表目录

图 1: Elon Musk 打造的能源闭环	4
图 2: Elon Musk 在 SpaceX、特斯拉和 SolarCity 上的人事布局	5
图 3: 2015 年全球前十大风电整机制造商排名	6
图 4: 中国风电累计装机量 (GW)	7
图 5: 中国光伏累计装机量 (GW)	7
图 6: 光伏组件价格趋势图 (元/瓦)	8
图 7: 中国风电机组价格变化情况及预期 (深色为实际, 浅色为预期)	9
图 8: 2016Q1 各省份弃光率上升	10
图 9: 2016Q1 各省份弃风率上升	10
图 10: 2015 年西北地区各省新能源弃电量分布。(浅色: 弃风量, 深色: 弃光量) (单位: 亿千瓦时)	11
图 11: 2015 年光伏装机容量前十占比分布	11
图 12: 2015 年风电装机容量前十占比分布	11
图 13: 2015 年主要省市光伏电站年利用小时数	14
图 14: 2015 年主要省市风电设备年利用小时数	14
图 15: 促进新能源消纳的潜在方式与相关政策	16
图 16: 《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》主要内容	18
图 17: 跨区调峰能够最大化释放调峰潜力(单位: 万千瓦)	18
图 18: 2011-2015 年西北地区跨区域送电量(单位: 亿千瓦时)	19
表 1: 中国及国际平均光伏电站投资成本	8
表 2: 中国典型风电场预期投资成本和上网电价	10
表 3: 西北地区目前直流外送通道	12
表 4: 2015 年西北地区省份自身电量消纳情况	12
表 5: 特高压开工项目及预计投运时间	21
表 6: 全国光伏发电上网标杆电价表 (单位: 元/千瓦时)	12
表 7: 全国陆上风力发电上网标杆电价表 (单位: 元/千瓦时)	13
表 8: 光伏设备利用小时数对 IRR (内含收益率) 的影响	15
表 9: 风电设备利用小时数对 IRR (内含收益率) 的影响	15
表 10: 2015 年西北主要省市光伏设备的 IRR (内含收益率)	15
表 11: 国家能源局及国家发改委 2016 年以来支持新能源发电相关政策概览	20
表 12: 国家能源局及国家发改委 2016 年以来支持新能源发电相关政策详情	20
表 13: 国家发改委发布《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》详情	20
表 14: 光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数核定表	23
表 15: 风电重点地区最低保障收购年利用小时数核定表	23
表 16: 光伏设备利用小时数对年均利润的影响 (单位: 万元)	24
表 17: 风电设备利用小时数对年均利润的影响 (单位: 万元)	24

1. 产业并购致新能源价值重估

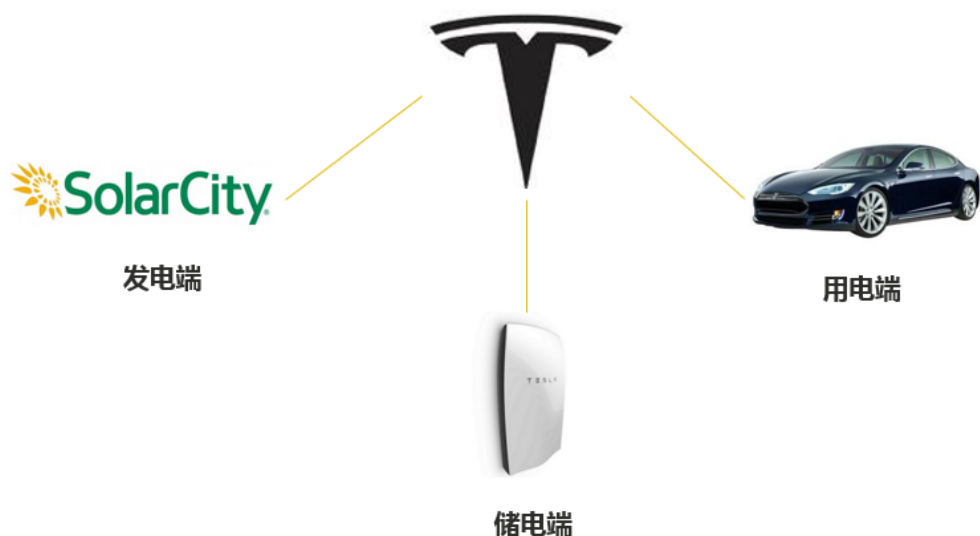
近期全球新能源行业动作频频：特斯拉邀约收购太阳城，而西门子整合歌美飒，光伏、风电龙头均选择在这个时点进行资源整合。商业模式上看，特斯拉与太阳城的整合致力于打造发电、储电、用电闭环，而西门子整合歌美飒能够提升陆上风电业务实力，实现海、陆风电的业务协同。我们认为龙头企业均选择在这个时点进行并购，一方面表明产业资本对新能源行业未来前景的认可，另一方面是对当下新能源价值的底部判断。我国新能源行业经历了几轮大起大落，目前在二级市场也处于历史估值低位，但中长期看可再生能源对传统能源的替代空间依然巨大，行业依然具备较大发展潜力；在电力体制市场化改革的催化下，新能源弃风弃光问题有望得到机制上的改变，新能源产业有望价值重估。本文将从多个角度论证我们的判断。

1.1 特斯拉收购太阳城，传统新能源战略价值重估

特斯拉向太阳城递交收购要约。2016年6月21日，特斯拉公司董事会向 SolarCity（中文名：太阳城）联合创始人兼首席执行官 Lyndon Rive 递交了收购后者的要约，特斯拉首席执行官 Elon Musk 同时是 SolarCity 的董事长。在报价信函中，特斯拉董事会提议收购 SolarCity 所有流通在外的普通股，SolarCity 将获得特斯拉的普通股，这一并购交易价格相当于每股 26.5-28.5 美元。按交易提出之前的特斯拉股价计算，此次收购的交易价格大约 28 亿美元。

SolarCity 创立于 2006 年，由特斯拉创始人 Elon Musk 及其表兄弟共同创立，Elon Musk 担任该公司董事长。主要为太阳能发电系统提供设计、融资、安装和监控等服务，商业模式创新之处在于通过与终端用户签订能源采购合约（PPA）收取租赁费，与投资方共同享受政府的返现、税收补贴等等。

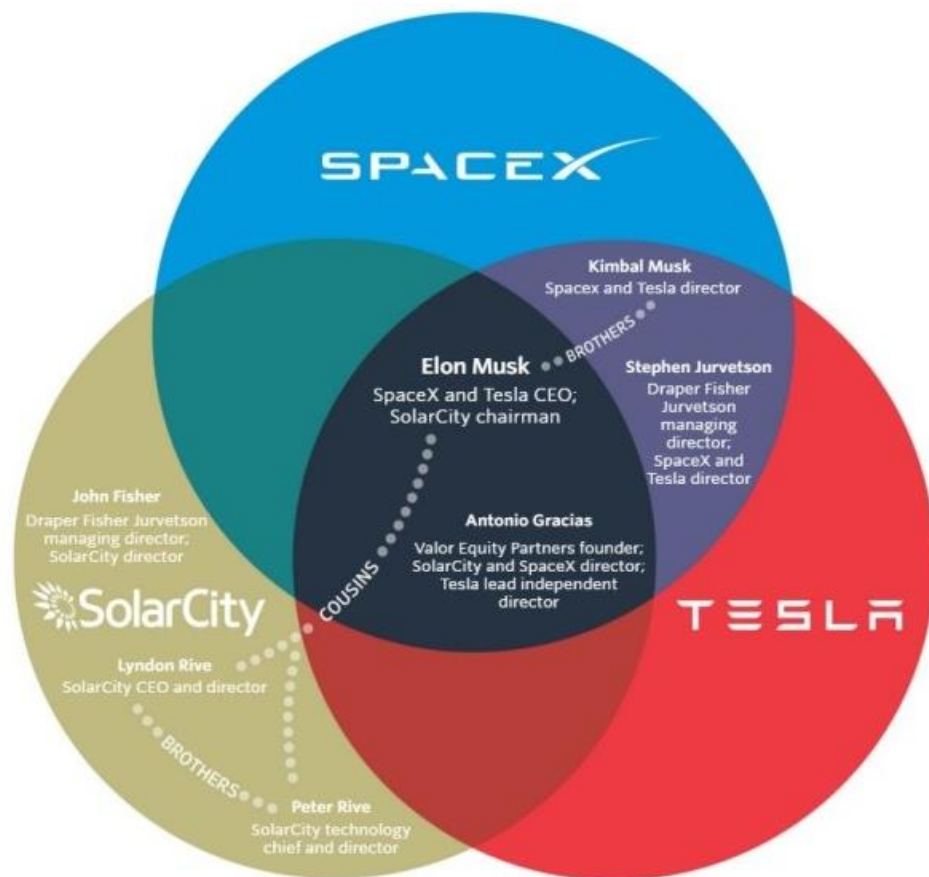
图 1: Elon Musk 打造的能源闭环



资料来源：特斯拉、申万宏源研究

SolarCity 与特斯拉商业模式互补，共筑能源闭环。SolarCity 的商业模式是在优厚的美国光伏扶持政策下，通过吸引大量税务投资基金来实现屋顶光伏发电系统的投资拉动，投资者享受税收减免红利，并通过出售电力实现收入。2015 年 4 月，特斯拉公司推出家用储能电池产品 Powerwall，以及相应的公用事业储能电池 Powerpack。SolarCity 会向新购买其屋顶光伏系统的用户提供 10 度版本的 Powerwall，用户预付 5000 美元，即可获得 9 年的电池租赁权。Elon Musk 表示，希望集成 SolarCity 来实现一站式能源服务，形成“太阳能发电——电动汽车——电力储存和提供”的一体化解决方案。

图 2: Elon Musk 在 SpaceX、特斯拉和 SolarCity 上的人事布局



资料来源：特斯拉、申万宏源研究

1.2 西门子整合歌美飒，全球最大风电企业诞生

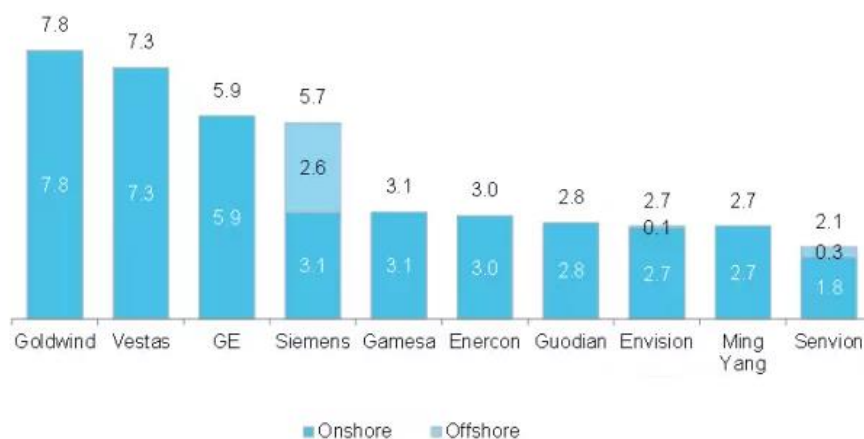
西门子与歌美飒合并风力涡轮机业务。2016 年 6 月 17 日，西门子和西班牙风机制造商 Gamesa（中文名：歌美飒）宣布，将合并旗下风力涡轮机业务，从而创建全球最大风力发电机制造商，西门子将持有该项业务的 59% 股份，并购预计于 2017 年第一季度完成。根据彭博新能源财经发布的 2015 年全球风电整机制造商市场份额报告，2015 年，德国西门子凭借海上风电的独特优势，排名行业第四（5.9GW），且海上风电领域排名第一。西班牙歌美飒(Gamesa)位列全球第五，装机容量为 3.1GW。

并购过程一波三折。2016年1月，西门子向歌美飒提出合并要约，计划将旗下风电业务与歌美飒合并。歌美飒于2014年和法国核电巨头阿海珐成立过合资公司Adwen，后者致力于海上风电涡轮机的设计、制造、安装和调试服务，Adwen的存在一度影响合并的进度。此后经过协商，歌美飒与阿海珐达成协议，阿海珐放弃了合资公司Adwen中的合同限制性权利，从而促成了这一并购；根据并购协议的安排，歌美飒授予阿海珐对在Adwen中所占股权的卖方期权。

合并带给西门子进入更多新兴市场的机遇。西门子通过吸收歌美飒，进一步巩固其新能源市场地位。西门子的风电业务在北美和北欧具有优势，而歌美飒在印度、拉美和南欧表现不俗。此外，歌美飒从2000年进入中国市场，合作伙伴有龙源电力、大唐新能源、华电集团等；在中国风电市场总装机容量超过3900兆瓦，并为超过1000兆瓦的风电场提供维修运营。我们认为合并后，西门子的产品组合将覆盖绝大多数的风电等级，并获得一个进入更多新兴市场的机遇。

图 3：2015 年全球前十大风电整机制造商排名

2015年全球前十大风电整机制造商装机容量（包含陆上及海上）（单位：GW）



资料来源：彭博新能源财经、申万宏源研究

2. 新能源产业远未饱和 空间依然广阔

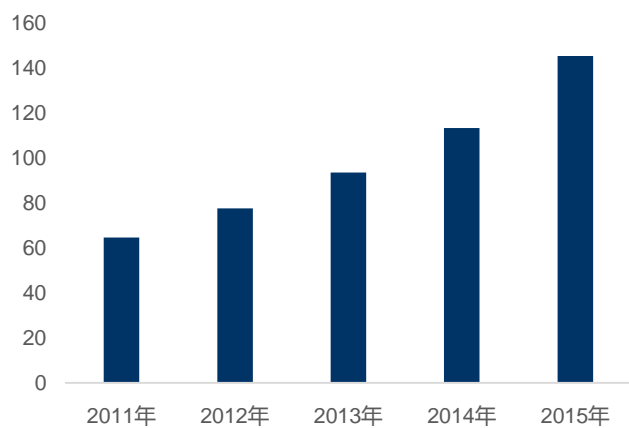
2.1 “十三五”能源规划揭示成长空间

我国“十三五”规划指出2020年风电装机达到2.1亿千瓦。到2020年，非化石能源占一次能源消费比重达到15%，天然气消费比重力争达到10%，煤炭消费比重控制在58%以内。我国能源结构的优化调整包括，（1）增加天然气供给；（2）大力发展水电，特别是重点开发西南地区的水电资源，积极有序推进大型水电的建设；（3）安全发展核电；（4）大力发展风电，推动三北地区风电健康发展，鼓励东中部、南部地区风电加快发展，打造九大现代风电基地，研究发展海上风电，力争到2020年，风电装机达到2.1亿千瓦；

(5) 大力发展太阳能，力争 2020 年，光伏装机达到 1.1 亿千瓦；(6) 积极开发利用生物质能、地热能等新能源，到 2020 年，地热能利用规模达到 5 千万吨标准煤。

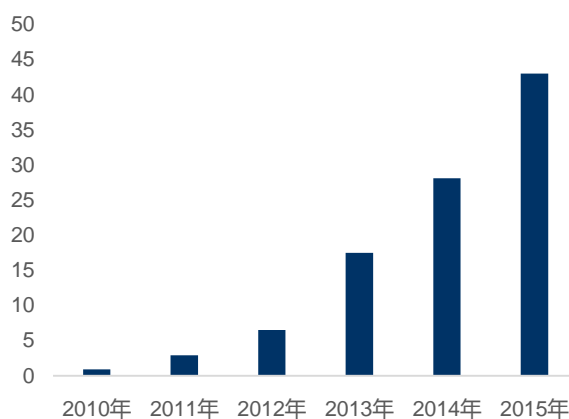
我国“十二五”新能源快速发展打下良好基础。“十二五”期间，我国光伏累计装机从 2010 年的 0.9GW 增长至 2015 年的 43GW，超越德国成为全球累计光伏装机最大的国家；风电累计装机从 2010 年的 45GW 增长至 2015 年底的 145GW，平均每年新增 20GW。可以说，以风电、光伏为代表的新能源发电实现了快速发展，为完成“十三五”规划打下良好基础。

图 4：中国风电累计装机量 (GW)



资料来源：中国风能协会、申万宏源研究

图 5：中国光伏累计装机量 (GW)



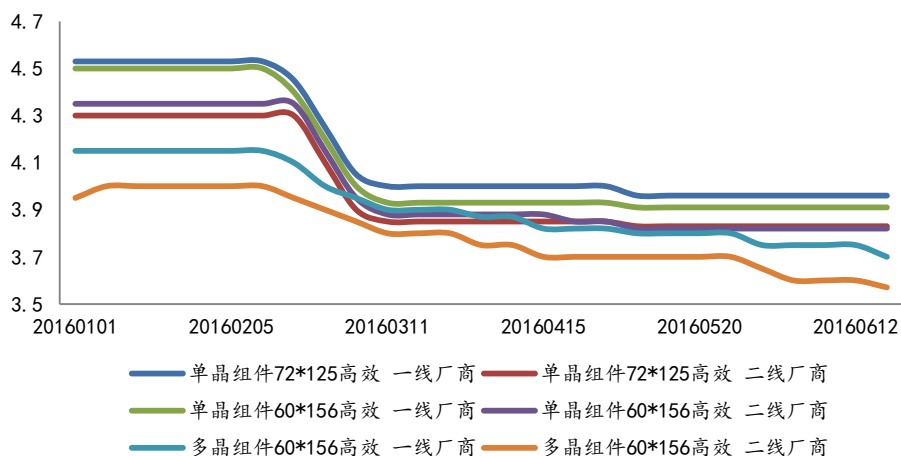
资料来源：国家能源局、申万宏源研究

如果中国要在 2020 年实现非化石能源占一次能源消费比重的 20%，对应的光伏总装机量预计为 150GW，对应的风电总装机量预计为 200GW，也就是说未来五年光伏、风电分别对应 20GW 以上的年均装机量增长空间，潜力巨大。应该承认，新能源发展初期行业成长伴随着强有力的政策激励，但政策激励不会永远存在，我们在看到新能源发展空间广阔的同时，需要意识到真正推动行业发展的应是规模效应与技术进步带来的度电成本下降，进而逐渐实现新能源平价上网，完成对传统能源的有效替代。

2.2 “十三五”新能源成本下降路线清晰

技术与竞争推动光伏上游成本不断下降。根据中国光伏行业协会发布的《2016 年中国光伏产业发展形势展望》，2015 年我国光伏生产工艺水平不断进步，骨干企业的多晶硅生产能耗继续下降，部分先进企业的综合成本已降至 9 万元/吨，行业平均综合电耗已降至 100 度电每公斤，硅烷法及流化床法的产业化进程加快；单晶及多晶电池技术持续改进，产业化效率分别达到 19.5% 和 18.3%，钝化发射极背面接触(perc)、异质结(HIT)、背电极、高倍聚光等技术路线加快发展；光伏组件封装及抗光致衰减技术不断改进，领先企业组件生产成本降至 2.8 元/瓦。

图 6：光伏组件价格趋势图(元/瓦)



资料来源：Solarzoom、申万宏源研究

根据国际可再生能源机构（IRENA）预测，到 2025 年，单晶硅光伏组件的零售价格将下降到 2.46-2.76 元 / 瓦。大型光伏电站的初始投资成本将下降到 6.8-7.4 元 / 瓦，而屋顶光伏投资成本有望下降到 9.8-12.3 元 / 瓦。

光伏投资成本显著下降。我国光伏发电系统投资成本从 2009 年的 20 元/瓦降至 2015 年的 8 元/瓦以下。据第三方的预测，到 2020 年，我国地面光伏电站的单位造价将降至 7-7.5 元/瓦，到 2030 年进一步降至 3-5 元/瓦，在 2030 年前呈下降趋势。到 2020 年，分布式光伏电站的单位造价将降至 7-8 元/瓦，到 2030 年进一步降至 4-5 元/瓦，略高于地面光伏电站。伴随着组件效率的不断提高，逆变器及组件价格的持续降低，分布式光伏发电系统的总造价存在显著下降空间。

表 1：中国及国际平均光伏电站投资成本

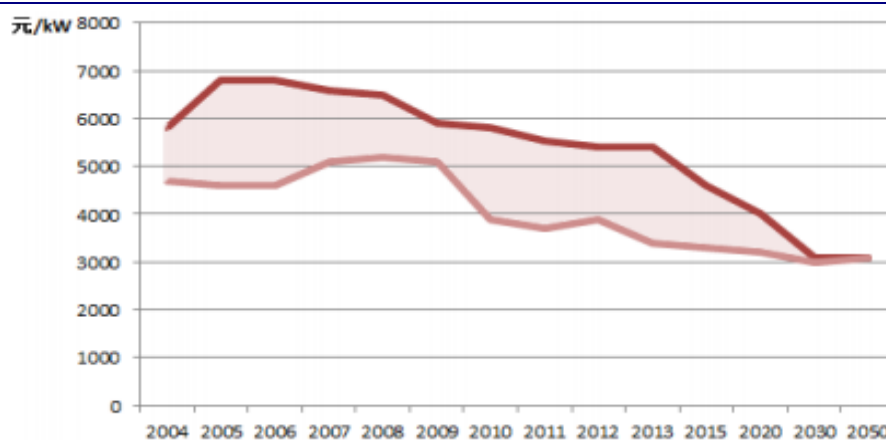
	2009	2013	2015	2020	2030
中国初始投资价格（元/瓦）	20	8-10	7.5-9	7-7.5	3-5
IEA 预测国际平均初始价格（元/瓦）	-	9-11	7-9	4.5-6	3-4.2

资料来源：中国电力企业管理、国际能源署、申万宏源研究

光伏发电度电成本大幅下降。度电成本的主要影响因素是寿命期内的光伏发电总成本和总发电量。据中国光伏协会统计，以地面光伏电站为例，国内水平从 2010 年的 1.47 元/千瓦时，下降到 2014 年的 0.68 元/千瓦时；国际水平从 2010 年的 1.97 元/千瓦时，下降到 2014 年的 0.98 元 / 千瓦时。根据国际可再生能源机构（IRENA）预测，到 2025 年度电成本最低可达 0.37 元/千瓦时。

风电投资成本呈现下降趋势。我国现在影响风电成本的因素包括风能资源条件、风电场所在地区的建设条件、风电机组技术和成本、风电场运行管理技术和成本等。2005 年中国风电市场启动，并进入规模化发展阶段；2005-2008 年出现了风电开发投资波动的现象，但总体看来，风电开发投资成本呈现不断下降趋势。以 2012-2013 年为例，“三北”大型风电基地的投资处于 7.5-8.0 元/瓦，东中部陆上风电投资在 9.0-10.0 元/瓦，其中风电机组成本占据 70%。考虑人工成本可能的上涨因素，2020 年、2030 年和 2050 年陆地风电开发投资有望分别降至 7.5 元/瓦、7.2 元/瓦、7.0 元/瓦左右。

图 7：中国风电机组价格变化情况及预期（深色为实际，浅色为预期）



资料来源：中国风电发展路线图 2050、申万宏源研究

据彭博新能源发布《2015 年第三季度全球市场展望报告》显示，2015 年全球陆上风电平均度电成本降至约 83 美元/兆瓦时，美洲煤炭发电成本已经接近 75 美元/兆瓦时，欧洲达到约 105 美元/兆瓦时，全球陆上风电平均度电成本已极具竞争力。目前我国陆上风电成本约为 77 美元/兆瓦时，低于全球平均水平，但仍高于煤炭发电，我国由于煤电成本偏低风电度电成本高出煤电约 0.20 元/千瓦时，未来度电成本下降潜力值得期待（在不考虑风电的远距离输送成本的情况下）。

由于海上风电机组成本、运输安装和输电线路费用较高，如果不考虑陆上土地的限制因素，海上风电成本会一直高于陆上风电成本。结合国际海上风电投资水平以及中国海上风电的特许权招标情况，近海风电投资是陆上风电的 2 倍，大约为 14000-19000 元/千瓦；预计 2020、2030 和 2050 年分别为 14000、12000 和 10000 元/千瓦。近期我国海上风电以项目示范为主且经验欠缺，海上风电的单位度电运行成本要显著高于陆上风电运行成本。

表 2：中国典型风电场预期投资成本和上网电价

		2013 年	2020 年	2030 年	2050 年
单位投资 (元/千瓦)	陆上	7500-9000	7500	7200	7000
	近海	14000-19000	14000	12000	10000
	远海	-	50000	40000	20000
运行维护 (元/千瓦时)	陆上	0.1	0.1	0.1	0.1
	近海	0.15	0.15	0.1	0.1
	远海	-	0.3	0.2	0.1
预期上网电价 (元/千瓦时)	陆上	0.54	0.51	0.48	0.45
	近海	0.77-0.98	0.77	0.6	0.54
	远海	-	>2	2	1

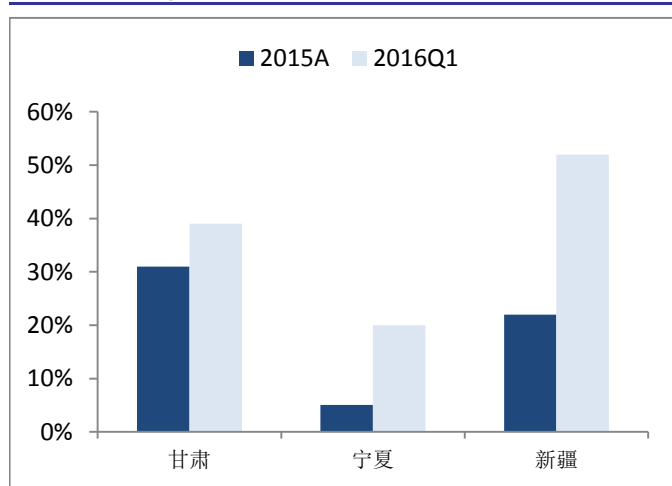
资料来源：中国风电发展路线图 2050，申万宏源研究

3.限电迎来改善拐点 新能源补贴缺口收窄

3.1 过往装机缺乏规划，外送通道建设带来限电改善预期

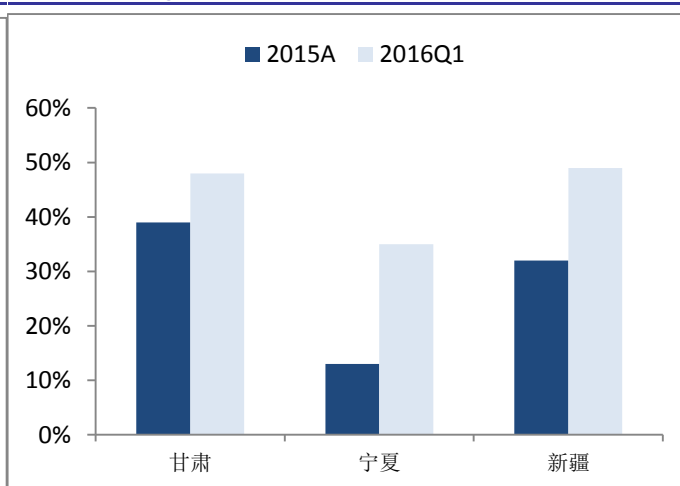
过往光伏、风电建设集中在西北地区，缺乏规划导致新能源限电现象严重。2015 年我国光伏、风电累计装机容量分别达到了 43GW 和 145GW，其中西北地区省份（甘肃、青海、新疆、宁夏）光伏、风电累计装机容量居前，但同时弃风弃光问题严重。2015 年甘肃弃风、弃光比率分别为 39%和 31%，新疆弃风、弃光比率分别为 32%和 26%。此外，受用电企业冬季停产、供给供热压力大导致调峰容量无法调节、外送通道受限等因素影响，2016 年 1 季度的新能源弃电量进一步加大。

图 8：2016Q1 各省份弃光率上升



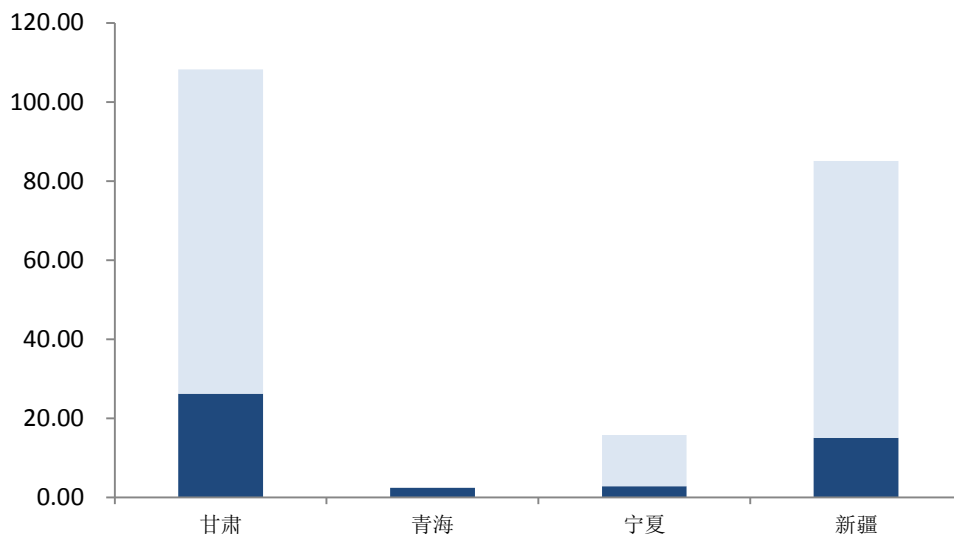
资料来源：国家能源局、申万宏源研究

图 9：2016Q1 各省份弃风率上升



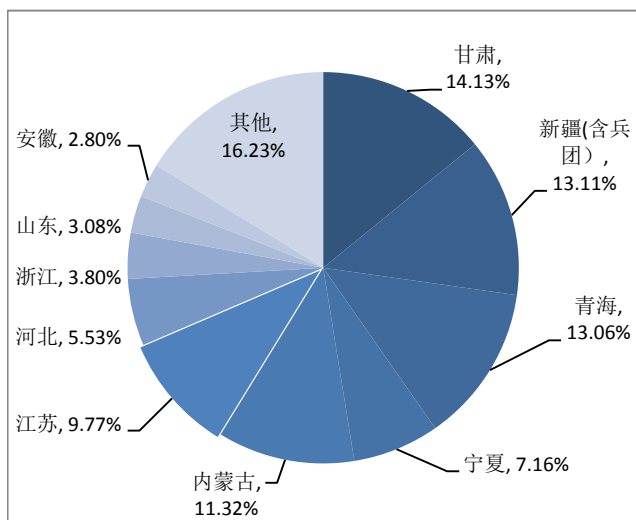
资料来源：国家能源局、申万宏源研究

图 10: 2015 年西北地区各省新能源弃电量分布。(浅色: 弃风量, 深色: 弃光量)(单位: 亿千瓦时)



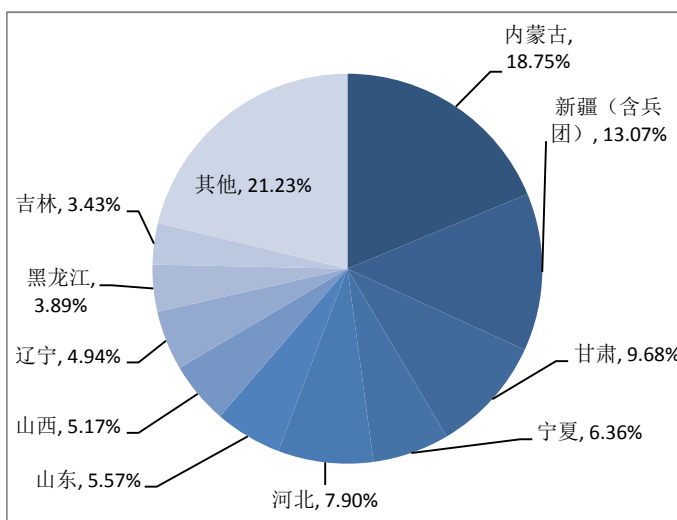
资料来源: 公开资料、申万宏源研究

图 11: 2015 年光伏装机容量前十占比分布



资料来源: 国家能源局、申万宏源研究

图 12: 2015 年风电装机容量前十占比分布



资料来源: 国家能源局、申万宏源研究

本地消纳能力有限, 外送通道建设带来新能源消纳改善预期。西北地区省份自身电力消纳能力普遍不足。例如, 新疆并网装机量连续四年增幅超过 25%, 而最大用电负荷增幅仅为 20%, 当地消纳愈发困难。近年来, 借助投建电力外送通道, 西北地区逐渐实现跨区跨省向外送电, 带来新能源消纳改善预期。目前新疆已拥有四条直流外送通道, 送电能力达到 1411 万千瓦。根据《新疆电网“十三五”发展规划》中的“外送八通道、内供五环网”电网规划目标, 到 2020 年, 仅新疆电网将建成 5 条直流外送通道, 在天中直流基础上新增准东——成都、准东——皖南、哈密北——重庆、伊犁——巴基斯坦 4 条直流外送通道, 新疆电力外送能力将达到 5000 万千瓦, 相当于目前全新疆电力总装机的约 80%。

表 3：2015 年西北地区省份自身电量消纳情况（单位：亿千瓦时）

省份	发电量	用电量	差额
陕西	1594	1222	372
甘肃	1139	1099	41
宁夏	1097	878	218
新疆	2370	1602	767

资料来源：WIND、申万宏源研究

表 4：西北地区目前直流外送通道（单位：万千瓦）

送达地区	工程名称	送电能力（万千瓦）
华中	天中	600
	德宝	300
	灵宝	111
山东	银东	400

资料来源：国家能源局、申万宏源研究

3.2 过往补贴标准调整滞后，标准上调后补贴缺口收窄

2015 年可再生能源补贴基金欠账逾 400 亿元，新能源装机增长超预期是主要原因。根据国家能源局的统计，2015 年我国光伏新增装机量超过 15GW，同比增长逾 40%，累计装机量超过 43GW。根据中国风能协会的统计，2015 年我国风电新增装机量 30.50GW，同比增长 31.5%，累计装机量 145GW，同比增长 26.6%。新能源装机容量的快速增长超出政府预期，导致新能源补贴规模不断扩张。据不完全统计，全国可再生能源电价附加补贴缺口 2014 年累计达到 140 亿，2015 年更是增至 400 亿左右。此外，征收不力也是新能源补贴产生欠账的原因之一。

燃煤电价下调带来巨额可分配资金，或可填补可再生能源历史欠账。根据煤电价格联动机制，国家发改委从 2016 年 1 月 1 日起下调全国燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格。燃煤电价下调 3 分钱，一般工商业销售电价下调 3 分钱，大工业电价不作调整，我们推算 2016 年电网环节将产生 900 多亿元可分配资金，扣除工业结构调整专项资金 470 亿元左右，以及超净排放接近 10 亿元，剩余 400 多亿元若用于扶持可再生能源发展，或可填补可再生能源历史欠账。

表 5：全国光伏发电上网标杆电价表（单位：元/千瓦时）

资源区	调整后	各资源区所包含的地区
I 类资源区	0.8	宁夏、青海海西、甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌、新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依，内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区

II 类资源区	0.88	北京、天津、黑龙江、吉林、辽宁、四川、云南、内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔，河北承德、张家口、唐山、秦皇岛、山西大同、朔州、忻州，陕西榆林、延安、青海、甘肃、新疆除 I 类外其他地区
III 类资源区	0.9	除 I 类、II 类资源区以外的其他地区

资料来源：国家能源局、申万宏源研究

表 6：全国陆上风力发电上网标杆电价表（单位：元/千瓦时）

资源区	调整后		各资源区所包含的地区
	2016	2018	
I 类资源区	0.47	0.44	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市
II 类资源区	0.5	0.47	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
III 类资源区	0.54	0.51	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、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV 类资源区	0.6	0.5	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

资料来源：国家能源局、申万宏源研究

2016 年新能源补贴需求大约 747 亿元。我们预计 2016 年风电和光伏的累计发电量有 30% 的同比增长，即 2016 年风电累计发电量 2406 亿千瓦时，按 0.59 元/千瓦时（含税）的风电上网电价来算，风电补贴总额是 1420 亿元，扣除煤电标杆电价，**对应需要可再生能源发展基金补贴的金额是 494 亿元**；2016 年光伏累计发电量 520 亿千瓦时，按 0.92 元/千瓦时（含税）的光伏上网电价来算，光伏补贴总额是 478 亿元，扣除煤电标杆电价，**对应需要可再生能源发展基金补贴的金额是 253 亿元。**

可再生能源电价附加征收标准上调后，补贴资金缺口收窄。国家发改委从 2016 年 1 月 1 日起执行《关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》，将除居民生活和农业生产以外其他用电征收的可再生能源电价附加征收标准，从每千瓦时 1.5 分钱提高到每千瓦时 1.9 分钱，增长幅度超预期。假设 2016 年全社会用电量与 2015 年持平，2016 年按照 0.019 元电费附加计算 5.5 万亿度用电量扣除农业和居民后可征收 766 亿元，同新能源补贴需求 747 亿元基本相当。

“十三五”期间迎来平价上网和补贴取消，对补贴资金缺口不必过分担忧。中国可再生能源协会和国家发改委能源研究所的专家此前透露，2020 年光伏发电在用户侧实现平价上网，不再给予补贴；2025 年达到发电侧平价。此外，充电桩运营补贴也出自可再生能源附加基金，后续国内充电桩运营上量，对该基金也会构成资金压力。综合而言，我们认为随着“十三五”期间新能源装机规模的稳步增长，以及国内充电桩投资规模的快速扩大，未来补贴标准仍有上浮可能；到 2020 年平价上网后新能源补贴取消，补贴资金规划整体有序，对资金缺口不必过分担忧。

表 7: 风电和光伏行业 2015-2017 年对应的补贴金额

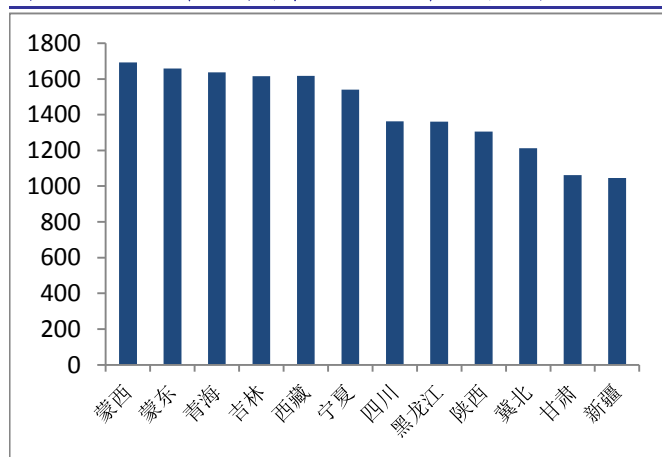
	15 年	16 年	17 年		15 年	16 年	17 年
类型	风电	风电	风电	类型	光伏	光伏	光伏
发电量 (亿千瓦时)	1851	2406	3128	发电量 (亿千瓦时)	400	520	676
风电上网电价 (元/千瓦时)	0.61	0.59	0.57	光伏上网电价 (元/千瓦时)	0.95	0.92	0.89
煤电标杆电价 (元/千瓦时)	0.35	0.35	0.35	煤电标杆电价 (元/千瓦时)	0.35	0.35	0.35
电价差 (含税) (元/千瓦时)	0.26	0.24	0.22	电价差 (含税) (元/千瓦时)	0.6	0.57	0.54
电价差 (不含税) (元/千瓦时)	0.22	0.21	0.19	电价差 (不含税) (元/千瓦时)	0.51	0.49	0.46
补贴 (亿元)	411	494	588	补贴 (亿元)	205	253	312

资料来源: 公开资料、申万宏源研究

3.3 期待利用小时数回升改善项目收益率

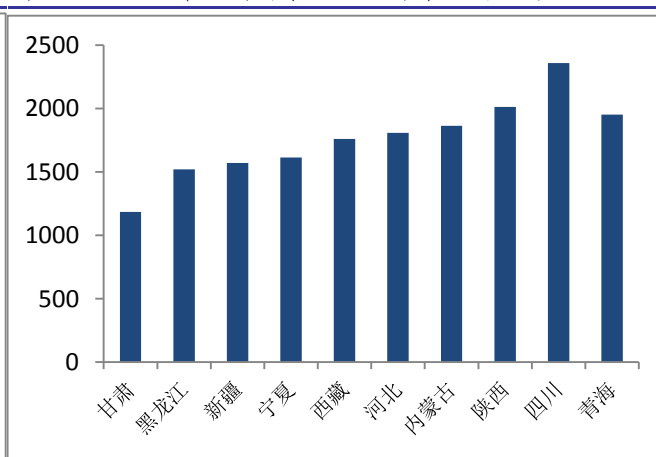
低利用小时数拖累项目收益率。弃风弃光体现为发电设备的利用小时数低。2015 年, 全国全年光伏平均利用小时数为 1133 小时, 甘肃全年平均利用小时数为 1061 小时; 新疆维吾尔自治区全年平均利用小时数为 1042 小时, 青海、宁夏等地的光伏电站利用情况较好。全国风电平均利用小时数 1728 小时, 而甘肃利用小时数仅为 1184 小时。综合来看, 弃风弃光现象主要存在于甘肃、新疆。

图 13: 2015 年主要省市光伏电站年利用小时数



资料来源: 国家电网公司、申万宏源研究

图 14: 2015 年主要省市风电设备年利用小时数



资料来源: 国家能源局、申万宏源研究

低利用小时数导致低经营性现金流, 进而降低投资回报率。以光伏为例测算, 若一类地区利用小时数为 1000 小时, 一座典型的规模为 100MW 的集中式光伏电站的项目 IRR 为 3.6%, 若利用小时数达到 1500 小时, 则项目 IRR 大幅提升至 16.76%; 同样场景下二类地区的项目 IRR 会从 5.95% 升至 21.32%, 风电与光伏的情况类似。可见, 利用小时数对项目投

资回报率影响显著。利用小时数的不足，不仅使现有发电企业面临亏损，同时也会影响社会资本投资的积极性。

表 8：光伏设备利用小时数对 IRR（内含收益率）的影响

利用小时数	一类资源区	二类资源区
1000	3.60%	5.95%
1100	8.53%	8.72%
1200	11.14%	11.63%
1300	11.14%	14.70%
1400	13.88%	17.93%
1500	16.76%	21.32%

资料来源：公开资料、申万宏源研究

表 9：风电设备利用小时数对 IRR（内含收益率）的影响

利用小时数	一类资源区	二类资源区	三类资源区
1500	0.12%	1.50%	3.45%
1700	3.35%	5.06%	7.52%
1900	6.78%	8.82%	11.74%
2100	10.32%	12.84%	16.65%
2300	14.26%	17.50%	22.46%
2500	18.81%	22.98%	29.48%

资料来源：公开资料、申万宏源研究

具体到省份，新疆、甘肃新能源装机容量大，弃光、弃风现象严重。我们以青海，宁夏作为参考测算。宁夏，甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌，新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依处于一类资源区；青海，甘肃、新疆除 I 类外其他地区为二类资源区。以光伏为例，经测算，2015 年新疆一类资源区项目 IRR 仅为 4.69%，远低于青海一类地区的 20.93%，新疆地处二类资源区的光伏电站 IRR 也远远低于青海。

表 10：2015 年西北主要省市光伏设备的 IRR（内含收益率）

地区	I 类资源区 IRR	II 类资源区 IRR	弃光率	光伏利用小时数
新疆	4.69%	7.20%	22.00%	1046
甘肃	5.06%	7.34%	30.70%	1051
宁夏	17.95%	/	5.05%	1540
青海	20.93%	26.18%	3.14%	1637

资料来源：公开资料、申万宏源研究

4. 新电改理顺市场机制 新能源消纳改善可期

新能源消纳难、并网难的问题不仅仅源自新能源自身特点，更与当前电力体制特点密切相关；促进新能源上网，理顺新能源和传统能源的利益机制、完善市场化交易机制以及加强技术进步缺一不可。近期力图促进新能源消纳的政策频频颁布，通过学习政策、调研以及整理，我们从发电侧、电网侧、负荷侧三方面梳理了促进新能源消纳的潜在方式与相关政策，我们认为新电改正在逐渐改善和解决阻碍新能源上网的关键因素。

图 15：促进新能源消纳的潜在方式与相关政策



资料来源：国家能源局、发改委、申万宏源研究整理

4.1 发电侧：保障性收购需与发电权交易双管齐下

新能源装机也开始供给侧改革。三北地区因风、光资源丰富受到投资方青睐，近几年逐渐出现抢装、过装现象。供给过剩自然形成消纳困难，随着装机超规划，超前建设、弃电现象日益加剧，截止2016年6月发改委先后发布《关于下达2016年光伏发电建设实施方案的通知》以及《关于下达2016年全国风电开发建设方案的通知》，对风、光新能源建设进行科学统筹规划，同时限制三北部分地区在消纳情况不达标情况下禁止规划新建装机。装机规划的调控有望使得过剩区域新增装机放缓，改变弃电率继续攀升的趋势。

推进优先上网与保障性收购，政策为新能源上网护航。2015年11月发改委发布《关于有序开放用电计划的实施意见》，提出坚持节能减排和清洁能源优先上网；2016年3

月发改委发布《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》提出通过落实优先发电制度，全额收购规划范围内的可再生能源发电上网电量；2016年6月发改委与能源局联合印发《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，具体规定了风、光发电的保障性收购年利用小时数。保障性收购原则上是促进新能源消纳的最有力政策工具之一，但是《意见》中仍然强调“在确保供电安全的前提下”，因此保障性收购仍需要足够的上网通道与调峰容量做基础。

推进发电权交易，用“无形的手”落实优先发电。在电力需求增长放缓的当下，负荷过剩地区，新能源利用小时数提升必将伴随传统电源的出力挤出，而挤出效应的机会成本与损失需要有效的机制进行补偿（其中一种是发电权交易，另一种辅助服务补偿机制将在电网侧章节进行讨论）。电网公司在组织安排本省电力平衡时，首先确保本省内参与调峰发电机组的发电权（即核定的利用小时数），在此基础上适当开展发电权交易，鼓励比如自备电厂、高煤耗火电与新能源电源展开发电权交易。随着火电利用小时数下行和煤价反弹，火电边际成本逐步提升，而新能源具有补贴优势边际电价可以为零，发电权交易可以通过市场化的方式对放弃发电权的传统电源进行补偿，从而改善新能源消纳。

4.2 电网侧：完善调峰机制，提高调峰容量质量

电网侧的支持对新能源上网起到关键作用，一方面通过调度提供足够的调峰容量，同时又需要建立完善的调峰服务补偿机制，提高调峰机组的服务动力。

传统调峰机组容量足够，储能参与提高调峰质量。新能源上网需要传统能源参与调峰保驾护航，以火电为例，在保障电网安全运行的情况，其调峰负荷可降低至 50%左右，通过数据我们发现，限电较严重地区火电+水电调峰容量实际足以支撑目前新能源装机容量的消纳，理论上调峰容量并不短缺，但很明显并不是所有机组都能够积极参与调峰，需要更合理的机制对调峰机组进行补偿。

表 11：限电严重地区调峰容量情况一览（单位：万千瓦）

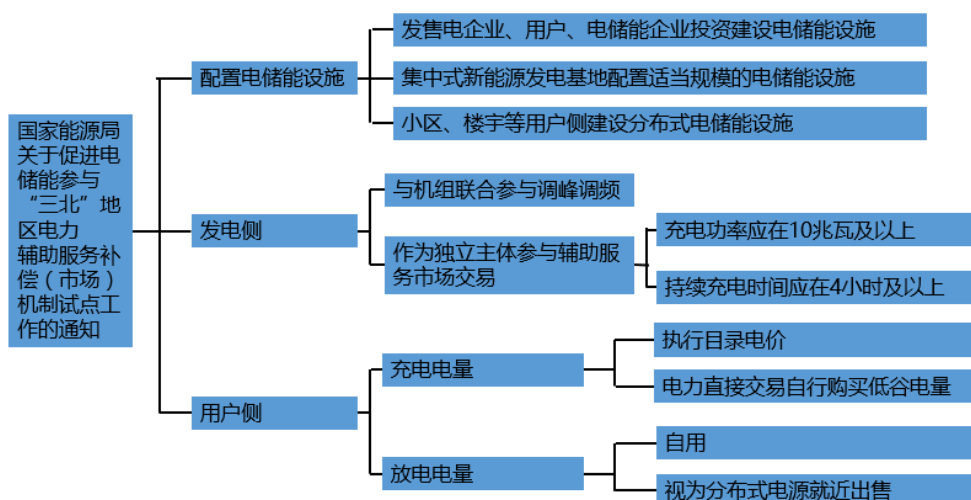
地区	火电 装机	水电 装机	理论极限 调峰容量	风电 装机	光伏 装机	风、光装机 合计	理论调峰容 量缺口	假设 80%水火机组参 与调峰情况下调峰 容量缺口	假设 60%水火机组参 与调峰情况下调峰 容量缺口
河北	4350	182	2357	1022	212	1234	0	0	0
内蒙	7268	238	3872	2425	471	2896	0	0	(573)
吉林	1783	377	1269	444	6	450	0	0	0
甘肃	1930	851	1816	1252	606	1858	(42)	(405)	(768)
青海	318	1145	1304	47	564	611	0	0	0
宁夏	1984	43	1035	822	402	1224	(190)	(397)	(603)
新疆	3695	572	2419	1691	306	1997	0	(62)	(546)
陕西	2936	266	1735	114	112	226	0	0	0

资料来源：Wind，申万宏源研究

2016年3月《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》鼓励发电、售电企业等投资建设电储能设施，并可参加发电侧调峰服务市场。电储能能够以秒计算准确响应辅助服务需求，同时调频深度几倍于传统调频服务，辅助服务的效果更优。电储能这种新型调峰机组的加入有望增加调峰容量与质量，减轻传统调峰机组的压力与损耗。

完善调峰补偿机制，提高调峰机组服务动力。《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》要求各地尽快出台辅助服务补偿机制细则，明确火电、储能等调峰机组参与调峰如何获得补偿。辅助服务补偿机制有助于在服务与被服务机组之间进行更合理的利益分配，提高调峰机组参与调峰动力，扩大新能源上网容量上限，促进新能源消纳。

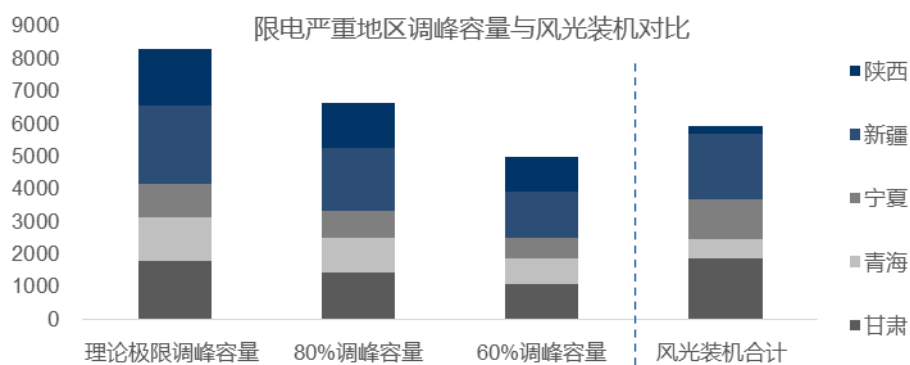
图 16: 《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》主要内容



资料来源：国家能源局、申万宏源研究

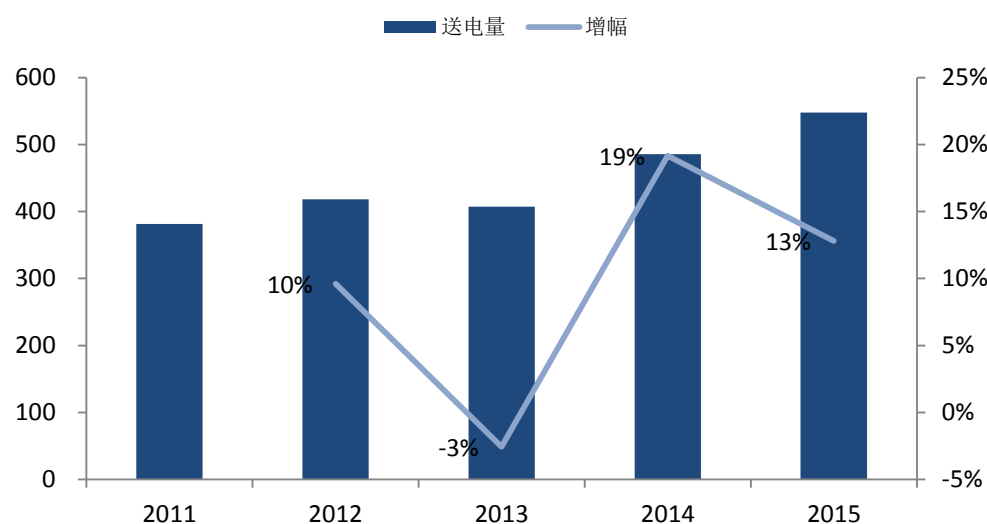
跨区域调峰，多地区资源互补。目前电网仍主要以省为单位进行规划和调度，由于各个省份的资源禀赋差异较大，以省为单位新能源装机与调峰容量很容易出现不匹配情况，若能实现以大区电网为单位，实现跨区域调峰，将释放大量调峰能力。根据下图，单个省份看甘肃、新疆、宁夏都有调峰容量不足的压力，但是若将五个省份的调峰资源整合到一起，即便只有80%的火电、水电参与调峰，仍然能够满足调峰容量需求，因此我们认为跨区域调峰是解决调峰问题的有效手段。同时也必须承认，从我国目前的实际出发，跨区域调度仍需要打破一定的制度障碍。

图 17: 跨区域调峰能够最大化释放调峰潜力(单位: 万千瓦)



资料来源: Wind、申万宏源研究

图 18: 2011-2015 年西北地区跨区域送电量 (单位: 亿千瓦时)



资料来源: WIND、申万宏源研究

4.3 负荷侧: 推动电能替代与跨区消纳

东部地区很少存在新能源消纳问题, 核心原因是当地消纳能力强, 而西北地区经济落后是用电侧限制新能源消纳的根本原因。提高用电负荷有几种方法: 1、提振当地经济, 带动用电负荷; 2、能源结构转型, 提升电耗能比例; 3、建设特高压线路, 实现跨区消纳。

促进电能替代, 利好新能源消纳。2016 年 5 月发改委联合多部门印发《关于推进电能替代的指导意见》《意见》指出, “十三五”期间将全面推进北方居民采暖、生产制造领域、交通运输领域和电力供应与消费等 4 个领域的电能替代, 实现能源终端消费环节替代散烧煤、燃油消费约 1.3 亿吨标煤, 带动电煤占煤炭消费比重提高约 1.9%, 带动电能占终端能源消费比重提高约 1.5%, 促进电能消费比重达到 27%。预计可新增电量消费约 4500 亿 kWh。电能替代的电量主要来自可再生能源发电, 以及部分超低排放煤电机组。因此, 推

进电能替代将提高清洁能源消费比重，促进清洁能源消纳，有效缓解我国部分地区面临的“弃水弃风弃光”等问题。

继续推动特高压外送通道建设和完善跨区电力交易。2016年5月，国家发改委发布《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》，旨在完善电价形成机制，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。跨区交易+特高压外送通道能够有效引入外部负荷，从负荷侧促进新能源的消纳。

表 12：国家发改委发布《关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》详情

序号	文件内容	文件详情
1	自愿平等	跨省跨区送电由送电、受电市场主体双方在自愿平等基础上，在贯彻落实国家能源战略的前提下，按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制。
2	鼓励竞争	国家鼓励通过招标等竞争方式确定新建跨省跨区送电项目业主和电价；鼓励送受电双方建立长期、稳定的电量交易和价格调整机制，并以中长期合同形式予以明确。
3	可重新协商	国家已核定的跨省跨区电能交易送电价格，送受电双方可重新协商并按照协商确定的价格执行，协商结果报送国家发展改革委和国家能源局。
4	可上呈协商	送受电双方经协商后确实无法达成一致意见的，可建议国家发展改革委、国家能源局协调。
5	成本监审	国家发展改革委和国家能源局将组织对跨省跨区送电专项输电工程进行成本监审，并根据成本监审结果重新核定输电价格（含线损，下同）。输电价格调整后，同样按照“利益共享、风险共担”的原则将调整幅度在送电方、受电方之间按照 1:1 比例分摊。

资料来源：国家发改委，申万宏源研究

表 13：国家能源局及国家发改委 2016 年以来支持新能源发电相关政策概览

发布时间	主办单位	发布文件
20160607	国家能源局	关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知
20160603	国家能源局	关于下达 2016 年光伏发电建设实施方案的通知
20160601	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
20160601	国家发展改革委、国家能源局	关于印发《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》的通知
20160525	国家发改委	实施电能替代，推动能源消费革命，促进能源清洁化发展
20160405	国家发改委	关于实施光伏发电扶贫工作的意见
20160328	国家发改委	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
20160317	国家能源局	关于下达 2016 年全国风电开发建设方案的通知
20160311	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
20160229	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

资料来源：国家能源局，申万宏源研究

表 14：国家能源局及国家发改委 2016 年以来支持新能源发电相关政策详情

序号	文件内容	解决问题
1	关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知	进一步探索发挥电储能技术在电力系统调峰调频方面的作用，推动建立辅助服务共享分担新机制
2	关于下达 2016 年光伏发电建设实施方案的通知	2016 年下达全国新增光伏电站建设规模 1810 万千瓦，其中，普通光伏电站

3	知 关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知	项目 1260 万千瓦，光伏领跑技术基地规模 550 万千瓦 做好可再生能源发电全额保障性收购工作，保障风电、光伏发电的持续健康发展
4	关于印发《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》的通知	充分发挥能源技术创新在建设清洁低碳、安全高效现代能源体系中的引领和支撑作用
5	实施电能替代，推动能源消费革命，促进能源清洁化发展	电能替代的电量主要来自可再生能源发电，对提高清洁能源消费比重、减少大气污染物排放意义重大
6	关于实施光伏发电扶贫工作的意见	在光照资源条件较好的地区因地制宜开展光伏扶贫，既符合精准扶贫、精准脱贫战略，又符合国家清洁低碳能源发展战略
7	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	加强可再生能源发电全额保障性收购管理，保障非化石能源消费比重目标的实现，推动能源生产和消费革命
8	关于下达 2016 年全国风电开发建设方案的通知	做好风电发展工作，促进能源结构调整，推动能源生产和消费革命
9	关于做好 2016 年度风电消纳工作有关要求的通知	促进风电产业持续健康发展，做好风电开发利用工作
10	关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见	促进可再生能源开发利用，保障实现 2020、2030 年非化石能源占一次能源消费比重分别达到 15%、20% 的能源发展战略目标

资料来源：国家能源局，申万宏源研究

表 15：特高压开工项目及预计投运时间

线路	批准时间	投运时间	规格 (Kv)	长度 (Km)	主要作用	容量 (万千瓦时)
上海庙-山东	2015	2017	±800 直流	1238	落实山东地区大气污染防治行动计划，实现鄂尔多斯区域煤电和清洁能源集约开发，保障山东与华北电网用电需求。	1000
准东-皖南	2015	2017	±1100 直流	3324	世界上首次采用±1100 千伏直流输电电压等级，疆电外送，输送距离提高到 3000 公里以上，提高直流输电效率，节约土地和走廊资源。	1200
滇西北-广东	2015	2017	±800 直流	1928	向广东输送清洁电量，帮助澜沧江上游梯级水电站电力外送，缓解珠三角地区环境污染问题。	500
锡盟-泰州	2015	2017	±800 直流	1620	对锡盟煤电和清洁能源集约开发意义重大，落实长三角大气污染防治计划，保障江苏与华东用电需求。	1000
晋北-江苏	2015	2017	±800 直流	1112	促进山西新能源与煤电集约化规模发展，缓解江苏、华东地区用电紧张局面。	800
酒泉-湖南	2015	2017	±800 直流	2386	首个服务风电等新能源送出的特高压直流输电工程，促进甘肃新能源与煤电集约化规模开发，缓解华中地区用电紧张局面。	800
蒙西-天津南	2015	2017	1000 交流	2*608	促进蒙西山西能源基地开发，加快资源优势向经济优势转化，拉动内需和经济增长，带动装备制造转型升级，提高华北地区电网承载能力，满足京津冀地区用电需求，支撑国家能源消耗强度降低目标实现，落实国家大气污染防治行动计划。	

榆横- 潍坊	2015	2017	1000 交流	2*1048.5	迄今为止输电距离最长的特高压交流工程，有助于推进陕北和晋中能源基地开发，满足京津冀鲁地区电力负荷增长需要。	
淮南- 南京- 上海	2015	2017	1000 交流	2*780	增强长三角地区电网互联互通的能力，满足江苏、上海地区持续增长的用电需求，改善当地空气质量。	1000
锡盟- 山东	2015	2017	1000 交流	2*730	满足京津冀鲁地区电力负荷增长需要，改善大气环境质量，推进内蒙古锡盟能源基地开发，缓解山东用电紧张的情况。	900
灵州- 绍兴	2015	2017	±800 直流	1720	促进宁夏宁东地区煤电资源开发，满足华东浙江地区的电力需求，对于能源资源优化配置、节能减排和雾霾治理具有重要的意义。	800
浙北- 福州	2015	2017	1000 交流	2*603	错峰、调峰、跨流域补偿，安全稳定运行水平大幅提升，抵御台风等自然灾害能力加强，提升沿海核电群应对突发事件的能力。	680
溪洛渡- 金华	2015	2017	±800 直流	1680	推动西部清洁能源的开发，金沙江水电外送，将资源优势转化成经济优势，实现区域经济均衡发展，推动我国能源生产和利用方式变革。	800
哈密南- 郑州	2015	2017	±800 直流	2210	新疆火电风电外送	800
淮南- 浙北- 上海	2015	2017	1000 交流	2×656	安徽煤电基地外送	423
锦屏- 苏南	2015	2017	±800 直流	2059	实现电力资源优化配置，满足华东地区日益增长的用电需求，将雅砻江水电外送。	720
向家坝- 上海	2015	2017	±800 直流	1907	金沙江水电外送，每年向上海输送 320 亿千瓦时的清洁电能，可节省原煤 1500 万吨，减排二氧化碳超过 3000 万吨。	640
晋东南- 南阳- 荆门	2015	2017	1000 交流	2×640	华北、华中水火互济	500

资料来源：国家电网公司、申万宏源研究

5. 电改推动新能源消纳 行业盈利弹性显著

2016年5月27日，发改委、能源局正式下发了《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》，通知提出对存在弃风、弃光问题地区采取发电全额保障性收购的措施，其中光伏发电一、二类地区最低全额保障收购标准为1300~1500小时，风电一、二、三、四类地区最低全额保障收购标准为1800~2000小时。

表 16：光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数核定表

资源区	地区	保障性收购 利用小时数
I 类资源区	宁夏	1500
	青海海西	1500
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500
	内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔 以外地区	1500
	青海除 I 类外其他地区	1450
	甘肃除 I 类外其他地区	1400
II 类资源区	新疆除 I 类外其他地区	1350
	内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	1400
	黑龙江、吉林、辽宁	1300
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400
	山西大同、朔州、忻州	1400
	陕西榆林、延安	1300

资料来源：国家能源局、申万宏源研究

表 17：风电重点地区最低保障收购年利用小时数核定表

资源区	地区	保障性收购利用小时数
I 类资源区	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	2000
	新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族 自治州、克拉玛依市、石河子市	1900
II 类资源区	内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、 呼伦贝尔市	1900
	河北省张家口市	2000
	甘肃省嘉峪关市、酒泉市	1800
III 类资源区	甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1800
	新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈 萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以 外 其他地区	1800
	吉林省白城市、松原市	1800
	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	1900
IV 类资源区	宁夏回族自治区	1850
	黑龙江省其他地区	1850
	吉林省其他地区	1800
	辽宁省	1850
	山西省忻州市、朔州市、大同市	1900

资料来源：国家能源局、申万宏源研究

政策落实对运营类企业的业绩弹性有望翻倍。2015 年全国光电设备平均利用小时数 1133，而新疆、甘肃更是低于此数字。经测算，一座 100MW 规模的典型光伏电站，当利用小时数为 1000 时，一类资源区的年均利润为 756 万元，而若利用小时数上升到国家最低保障

收购标准的 1500 小时，年均利润为 3060 万元，增长近 300%。

表 18：光伏设备利用小时数对年均利润的影响（单位：万元）

利用小时数	一类资源区	二类资源区
1000	756	1184
1100	1677	1688
1200	2138	2191
1300	2138	2695
1400	2599	3199
1500	3060	3703

资料来源：公开资料、申万宏源研究

由于风电上网电价低于光伏，所以情况更为严峻，但改善的盈利弹性更大。以一座 100MW 的风电站为例，当利用小时数为 1500 时，一类资源区年均利润为-802 万元。2015 年全国风电平均利用小时数为 1728 小时，而一类资源区的发电小时数更是低于此，意味着基本上都处于亏损状态，特别是甘肃，仅为 1184 小时，年均利润为-1123 万元。若是实施新的保障性收购，2016 年按照 2000 小时计算，一类资源区年均利润可达到 704 万元，显著改善风电发电企业的收益。保障性收购政策的出台，为深陷弃电泥潭的新能源发电企业带来了曙光。

表 19：风电设备利用小时数对年均利润的影响（单位：万元）

利用小时数	一类资源区	二类资源区	三类资源区
1500	-802	-514	-129
1700	-200	127	563
1900	403	768	1256
2100	1060	1409	1948
2300	1608	2050	2640
2500	2211	2691	3320

资料来源：公开资料、申万宏源研究

6. 消纳改善盈利弹性巨大 产业整合有望价值重估

产业并购致新能源价值重估。特斯拉邀约收购太阳城，西门子整合歌美飒，光伏、风电龙头均选择在这个时点进行资源整合，我们认为一方面表明产业资本对新能源行业未来前景的认可，另一方面是对当下新能源价值的底部判断。我国新能源行业经历了几轮大起大落，目前在二级市场也处于历史估值低位，中长期看可再生能源对传统能源的替代空间依然巨大，在国内政策催化下新能源产业有望价值重估。

新能源发展依然空间广阔，技术进步和规模效应双轮驱动。“十二五”末期，我们风电装机仅达到 145GW，光伏装机仅达到 43GW；而我国“十三五”规划 2020 年风电装机达到 210GW，光伏装机达到 110GW。受益技术进步和规模效应，光伏和风电投资成本呈

下降趋势。到 2020 年，我国地面光伏电站的单位造价有望降至 7 元/瓦，我国陆地风电电站的单位造价有望降至 7.5 元/瓦。

引入市场化机制，新电改将逐步改善新能源消纳。近期力图促进新能源消纳的政策频频颁布，我们通过多地调研和政策分析，认为发电侧通过强制性的新能源保障性收购、与市场化的发电权交易可协同改善新能源消纳；电网侧引入调峰机制、辅助服务补偿机制有望提升调峰机组的参与动力，引入电储能参与调峰有望大幅提升调峰质量，从而带动新能源消纳；用电侧通过电能替代，特高压外送通道建设，以及完善跨区电力交易来解决新能源消纳问题。

消纳改善行业盈利弹性巨大。新能源全额保障性收购政策要求，光伏发电一、二类地区最低全额保障收购标准为 1300~1500 小时，风电一、二、三、四类地区最低全额保障收购标准为 1800~2000 小时。2015 年全国光电设备平均利用小时数 1133，如果提升至 1500 小时盈利将翻倍。2015 年全国风电平均利用小时数为 1728 小时，如果提升至 1900 小时盈利弹性将接近 4 倍。

我国新能源发展仍有较大空间，国家保障性政策频出及市场化改革逐步深化将不断改善新能源消纳（发电权交易机制、调峰调频辅助服务补偿机制等），经测算消纳改善后电站运营盈利弹性巨大，我们看好电储能与新能源结合后的商业模式创新，国际巨头行业整合将带来新能源价值回归，兼顾估值和弹性依次重点推荐**太阳能、金风科技、京运通、林洋能源、甘肃电投**。

表 20：相关公司业绩弹性测算

公司	代码	业绩弹性 (%)			
		利用小时数增加额	100	200	300
京运通	601908.SH		9.7%	19.5%	29.2%
金风科技	002202.SZ		4.2%	8.5%	12.7%
太阳能	000591.SZ		29.0%	58.0%	87.1%
甘肃电投	000791.SZ		27.0%	54.0%	81.0%
林洋能源	601222.SH		7.1%	14.2%	21.3%

资料来源：申万宏源研究整理，注：统一假设 25% 所得税率

表 21：相关公司估值表

子行业	证券代码	证券简称	收盘价	总市值	EPS (元)				PE			
			2016/6/24	(亿元)	2015	2016E	2017E	2018E	2015A	2016E	2017E	2018E
新能源电站运营	000591.SZ	太阳能	14.85	145	0.65	0.50	0.59	0.62	23	30	25	24
	000791.SZ	甘肃电投	10.92	107	0.04	0.00	0.00	0.00	243	-	-	-
	601908.SH	京运通	7.65	151	0.13	0.23	0.33	0.42	59	33	23	18
	601222.SH	林洋能源	36.47	182	1.29	1.31	1.84	2.44	28	28	20	15
	002202.SZ	金风科技	15.07	402	1.05	1.20	1.42	1.69	14	13	11	9

资料来源：Wind, 申万宏源研究(粗体为申万宏源预测，其他为 Wind 一致预期)