

电力行业 2019 年中期投资策略

推荐 (维持)

东边日出西边雨，区域差异显良机

- **区域电力消纳差异，展现个股机会。**2019Q1，全社会用电量增速 5.5%，比上年同期回落 4.3pct。区域电力消纳差异，给我们提供了新的选股思路。各地区电量消纳情况主要由本地用电量需求和外送通道决定。外送通道是否通畅由输变电线路建设情况、受电地区用电缺口、控煤和新能源消纳等政策有关。2019Q1 的发用电量数据显示，内蒙古、云南、湖北、安徽、贵州、广西的消纳情况较好。内蒙古、湖北、安徽、贵州、广西用电量和发电量增速均高于全国水平；云南用电量虽然用电量增速较低，但南方电网全力促进清洁能源消纳，外送广东通道通畅，发电量维持高速增长。
- **结合电力消纳、煤电建设经济性，湖北当前火电经营情况较好。**湖北省一季度全社会累计用电量 527.5 亿千瓦时，同比增长 11.2%。进入 4 月份，电力主网平均日用电量 4.43 亿千瓦时，同比增长 14.3%，较一季度增速提升 3.1pct.，用电量有加速增长趋势。蒙华铁路投运可明显降低湖北省电煤成本，湖北火电公司长源电力 ROE 或板块登顶。蒙华铁路可降低公司动力煤运费 36.3 元/吨，预计对 2020 年长源电力归母净利润影响达 28%。我们预计 2019-2020 年长源电力 ROE 分别为 16.3%、20.3%，或位居板块首位。
- **福建风电利用率高，当前非水可再生能源占比远低于配额约束指标，增长空间巨大。**配额制与绿证保障新能源消纳和补贴，奠定了风电大发展的制度基础。弃风率不断改善，可摊薄风电营业成本，从而使风电边际利润增加，也可为风电平价上网让利电价空间。2018 年，节能风电平均上网电价（含税）0.4643 元/千瓦时，弃风率 16.9%。维持公司净利润不变，当弃风率降为 0% 时，上网电价（含税）可下调至 0.3857 元/千瓦时，基本实现平价上网。折旧计提结束后，成本大幅降低营业利润率大幅提升。
- **2019Q1，水电发电量增速 12%，其中云南水电发电量同比增长 22.3%。**2018 年 11 月国家发改委发布《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，整个云南和西南水电消纳得到了前所未有的重视。2019Q1，南方电网累计完成西电东送电量 412 亿千瓦时，同比增长 28%，超西电东送协议计划 134 亿千瓦时。其中增送云南富余水电约 130 亿千瓦时，云南西电东送总送电量达到 261 亿千瓦时，再创历史新高。云南省后续的水电消纳形势比较乐观。
- **曾经错过，所以珍惜，拨云见日，核电重启。**错过两次大发展机会的核电今年开工在即，我们预计 2019-2020 年或每年核准 10 台，开工 6-8 台。以目前主流三代技术机组平均投资额 1.5 万元/千瓦，有望释放年均超千亿元市场空间。东方电气作为核电主设备龙头，市场占有率近 40%，料将充分受益核电重启。
- **推荐电力核心组合：**长源电力、东方电气、华能国际（A+H）；**同时建议关注：**内蒙华电、华能水电、国投电力、福能股份。
- **风险提示：**全社会用电量增速不及预期、煤价大幅上涨、电价下调风险、核电开工不及预期。

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
		2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E		
长源电力	5.09	0.58	0.87	0.95	8.78	5.85	5.36	1.66	强推
东方电气	10.76	0.46	0.57	0.63	23.39	18.88	17.08	1.16	推荐
华能国际	6.71	0.41	0.63	0.85	16.37	10.65	7.89	1.27	强推
华电国际	3.84	0.35	0.44	0.60	10.97	8.73	6.40	0.73	强推
江苏国信	8.17	0.77	0.87	1.14	10.61	9.39	7.17	1.27	推荐

资料来源: Wind, 华创证券预测

注: 股价为 2019 年 05 月 06 日收盘价

华创证券研究所

证券分析师: 王祎佳

电话: 010-66500819

邮箱: wangyijia@hcyjs.com

执业编号: S0360517120001

证券分析师: 庞天一

电话: 010-63214659

邮箱: pangtianyi@hcyjs.com

执业编号: S0360518070002

联系人: 黄秀杰

电话: 021-20572561

邮箱: huangxiujie@hcyjs.com

联系人: 王兆康

电话: 010-66500855

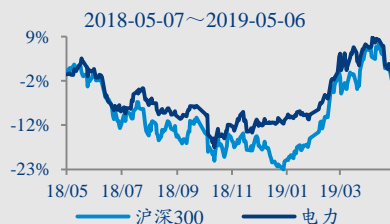
邮箱: wangzhaokang@hcyjs.com

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	68	1.88
总市值(亿元)	14,724.52	2.53
流通市值(亿元)	12,548.22	2.95

相对指数表现

	%	1M	6M	12M
绝对表现	-8.07	12.06	0.89	
相对表现	1.23	-0.87	3.27	



相关研究报告

《电力行业 2018 年三季度报综述: 持续推荐火电, 踏准水电节奏》

2018-11-07

《电力股筛选系列一: 这个时间点如何选火电》

2019-01-16

《电力行业深度研究报告: 降税叠加 Q1 亮眼业绩, 布局火电正当时》

2019-03-05

目录

一、电量消纳差异，蕴含区域机会	6
(一) 各省发用电量增速情况.....	6
(二) 跨省区送电情况.....	6
(三) 这些区域有机会.....	8
二、乍暖还寒时候，火电还看中西部。	8
(一) 火电增速下滑，煤价还能坚挺多久.....	8
(二) 煤价跌势若确立，火电最闪亮.....	9
1、煤机跌出机会，超额收益丰厚.....	9
2、筛选火电区域.....	10
(三) 受益蒙华铁路，逻辑最强的长源电力.....	12
1、当前湖北省电煤的调入格局.....	12
2、蒙华铁路将投运，湖北动力煤调入成本降低约 36.3 元/吨.....	14
(四) 优质标的.....	15
三、能源新贵多，惟“风”最相惜	16
(一) 风电盈利模式.....	16
1、风电的优势.....	16
2、风电的盈利模式.....	17
(二) 奠定风电崛起的制度：配额制和绿证.....	17
1、弃风率不断改善.....	17
2、绿证补充平价上网.....	20
3、电价和弃风率的平衡.....	20
(三) 边际成本少，越“老”越吃香.....	21
1、利用小时决定风电盈利能力.....	21
2、运营中后期，财务成本减少提升盈利能力.....	22
(四) 海上风电：福能股份.....	23
四、西南来水好，消纳有保障	25
(一) 寻找水电中的潜力股.....	25
1、日益稀缺的水电装机.....	25
2、外送通道通畅，清洁能源消纳力度加强.....	26
3、电价：未来的 X 因素.....	28
(二) 优质标的.....	29
五、曾经错过，所以珍惜，拨云见日，核电重启	29

（一）核电重启空间.....	29
1、曾经错过，所以珍惜.....	29
2、市场空间年均千亿.....	30
（二）主设备龙头：东方电气.....	33
1、东方电气占半壁江山.....	33
2、技术研发领先.....	35
六、风险提示.....	35

图表目录

图表 1	2019Q1 各省份累计用电量及增速 (亿千瓦时)	6
图表 2	2019Q1 各省份累计发电量及增速 (亿千瓦时)	6
图表 3	2019 年 3 月各省份净输入电量 (亿千瓦时)	7
图表 4	2018 年净调入电量前五省份调入情况 (亿千瓦时)	7
图表 5	2018 年净调入电量前五省份调入情况 (亿千瓦时)	8
图表 6	火电累计发电量及增速 (亿千瓦时)	8
图表 7	火电累计利用小时数及增速 (小时)	8
图表 8	原煤产量及增速 (亿吨)	9
图表 9	秦皇岛山西产动力煤 (Q5500) 价格 (元/吨)	9
图表 10	重点电厂日均耗煤历年对比 (万吨)	9
图表 11	沿海六大电厂日均耗煤历年对比 (万吨)	9
图表 12	SW 火电板块 ROE 与火电发电量增速负相关	10
图表 13	近年煤价走势 (元/吨)	10
图表 14	2014 年-2015 年 SW 火电板块超额收益	10
图表 15	2022 年煤电规划建设风险	11
图表 16	2019Q1 各省份火电累计利用小时数及增速 (小时)	11
图表 17	2019 年 3 月各省份煤电点火价差 (元/千瓦时)	12
图表 18	“十三五”规划中 2020 年全国煤炭调入调出图	13
图表 19	湖北省电煤调入路线图	14
图表 20	当前铁路运输和蒙华铁路电煤调入情况对比	14
图表 21	“海进江”与蒙华铁路电煤调入情况对比	15
图表 22	蒙华铁路投运后湖北省动力煤成本下行空间测算 (元/吨)	15
图表 23	风电盈利模式	17
图表 24	2015 年以来深化电力改革政策	17
图表 25	2018 年各省份风电累计利用小时数及增速 (小时)	18
图表 26	2018 年风电并网运行统计数据	19
图表 27	我国历年风电分资源区标杆电价	20
图表 28	节能风电电价与弃风率平衡点 (元/千瓦时)	21
图表 29	历年节能风电弃风率	21
图表 30	风电场建设成本拆分	21
图表 31	2018 年节能风电度电成本 (元/千瓦时)	21
图表 32	节能风电利用小时数敏感性计算	22

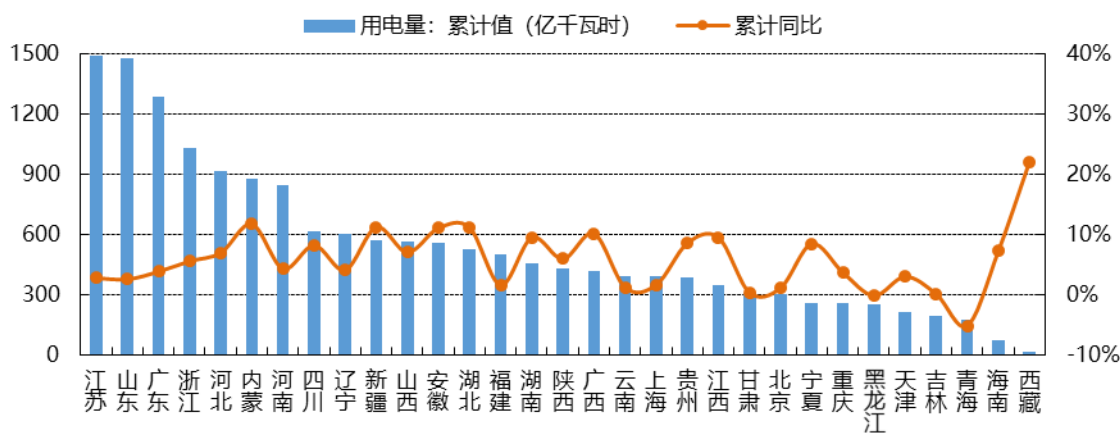
图表 33	风电机组运营期间盈利能力	22
图表 34	风电项目 IRR 与利用小时数关系（小时）	23
图表 35	风电机组运营期间 ROE	23
图表 36	福能股份风电利用小时较高（小时）	24
图表 37	福建省非水可再生能源发电量（亿千瓦时）	24
图表 38	水电装机容量增速放缓（百万千瓦）	25
图表 39	水电新增装机容量下滑（万千瓦）	25
图表 40	截至 2019 年 3 月底十三大水电基地建设情况（万千瓦）	25
图表 41	三大水电企业的装机及增速预测（万千瓦）	26
图表 42	2019Q1 水电发电量高增（亿千瓦时）	27
图表 43	三峡入库流量（m ³ /s）	27
图表 44	三大水电企业消纳情况（万千瓦）	27
图表 45	2017 年三大水电企业利用小时（小时）	28
图表 46	全国水电利用小时及增幅（小时）	28
图表 47	2018 年三大水电企业上网电价（元/千瓦时）	29
图表 48	全国水电平均上网电价（元/千瓦时）	29
图表 49	中国核电发展里程	30
图表 50	核电装机容量规划政策	30
图表 51	我国目前在运营核电机组 45 台	31
图表 52	截至 2019 年 3 月我国在建核电机组	32
图表 53	未来两年预计核准项目	33
图表 54	未来核电市场年均释放超千亿空间	33
图表 55	核岛主设备市场占有率	34
图表 56	常规岛设备市场占有率	34
图表 57	运行机组中的东方电气主要供货设备	34
图表 58	东方电气核电设备研发屡获重大突破	35

一、电量消纳差异，蕴含区域机会

(一) 各省发电量增速情况

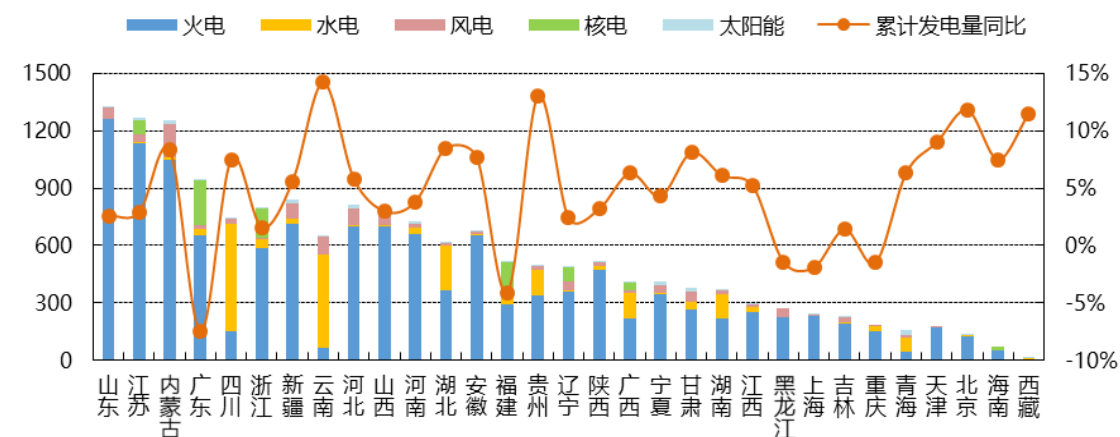
2019 年 Q1，全国全社会用电量 16795 亿千瓦时，同比增长 5.5%，增速比上年同期回落 4.3 个百分点，用电量增速超过 10% 的省份：西藏 (22.1%)、内蒙古 (11.8%)、新疆 (11.3%)、湖北 (11.2%)、安徽 (11.1%)、广西 (10.2%)，均集中在中西部；发电量同比增长 4.2%，发电量增速超过 10% 的省份：云南 (14.2%)、贵州 (13%)、北京 (11.8%)、西藏 (11.5%)。东部沿海用电大省：江苏、山东、广东、浙江的用电量增速分别为 2.82%、2.63%、3.90%、5.64%，除浙江外全部低于全国全社会用电量增速；江苏、山东、广东、浙江的发电量增速分别为 2.90%、2.60%、-7.50%、1.60%，广东和浙江发电量增速明显低于用电量增速，主要是由于外来电的挤压。

图表 1 2019Q1 各省份累计用电量及增速 (亿千瓦时)



资料来源: Wind, 华创证券

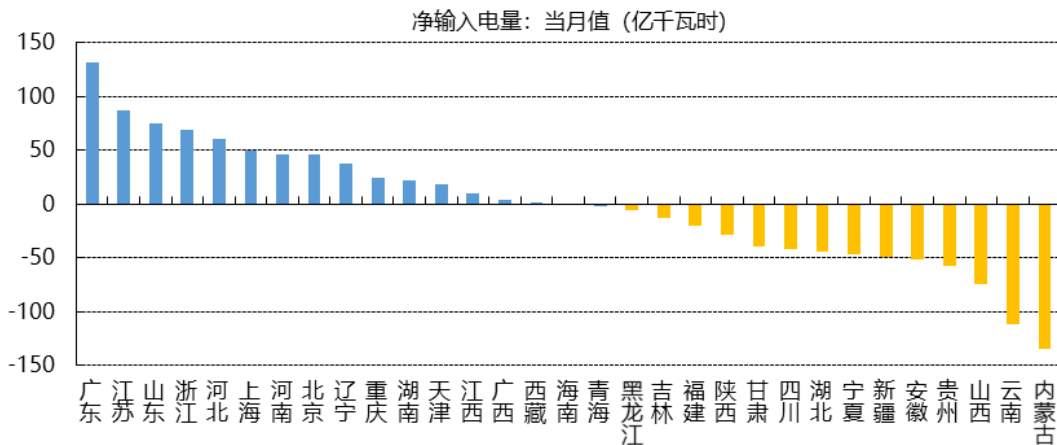
图表 2 2019Q1 各省份累计发电量及增速 (亿千瓦时)



资料来源: Wind, 华创证券

(二) 跨省区送电情况

2019 年 3 月份，净输入电量前五的省份分别是广东、江苏、山东、浙江、河北。净输出电量前五的省份分别是：内蒙古、云南、山西、贵州、安徽。受控煤政策影响，东部沿海地区外购电比例仍将不断提高。

图表 3 2019 年 3 月各省份净输入电量 (亿千瓦时)


资料来源: Wind, 华创证券

图表 4 2018 年净调入电量前五省份调入情况 (亿千瓦时)

调入省份	外购电量 (亿千瓦时)	外购电占用电量比例	外购电来源
广东	1922	30.4%	云南、贵州
江苏	1006	16.4%	山西、四川 (锦屏、官地)、三峡、内蒙古
山东	约 695	12.4%	华北电网、西北电网、东北电网
浙江	1499	33.1%	三峡、溪洛渡、安徽、宁夏、福建、新疆
河北	约 850	23.2%	陕西、山西、内蒙古

资料来源: 各省能源局, 华创证券

受云南水电超发挤压, 广东省发电增速大幅下滑。今年以来, 云南来水持续偏丰, 水电发电量超预期, 南方电网公司充分发挥大电网资源优化配置平台作用, 多措并举加大西电东送力度, 全力确保了汛前主力水库按目标水位消落。2019Q1, 南方电网累计完成西电东送电量 412 亿千瓦时, 同比增长 28%, 超西电东送协议计划 134 亿千瓦时。其中增送云南富余水电约 130 亿千瓦时, 云南西电东送总送电量达到 261 亿千瓦时, 再创历史新高。广东省是南网西电东送主要消纳地区, 2018 年广东电网全年共吸纳西电逾 1922 亿千瓦时, 其中水电逾 1655 亿千瓦时, 云南水电近 1175 亿千瓦时。

三峡和溪洛渡水电增发, 浙江省发电量受挤压。2018 年, 浙江省全年累计外购电 1499 亿千瓦时, 同比增长 15.1%, 相当于全社会用电量 33%。主要外购电来源: 三峡和溪洛渡的水电、皖电东送、宁夏、福建、新疆。2019Q1, 受厄尔尼诺现象影响, 长江流域降水总体偏多 2 成。长江电力公告显示, 长江上游溪洛渡水库来水总量较上年同期偏丰 1.67%, 三峡水库来水总量较上年同期偏丰 7.85%; 三峡电站完成发电量 159.39 亿千瓦时, 较上年同期增加 4.26%; 溪洛渡电站完成发电量 109.70 亿千瓦时, 较上年同期增加 7.07%。

2018 年, 内蒙古累计外送电量约 1800 亿千瓦时, 其中 61% 比例送华北电网, 37% 比例送东北电网, 其余 2% 外送陕西、宁夏、蒙古国。云南累计外送电量约 1650 亿千瓦时, 主要外送广东。山西累计外送电量 927.1 亿千瓦时, 其中 50% 比例网对网外送, 23.3% 比例外送江苏, 10% 比例外送河北, 其余外送京津唐、华中等地区。贵州累计外送电量约 650 亿千瓦时, 主要外送广东。安徽累计外送电量约 630 亿千瓦时, 主要外送华东电网 (上海、浙江)。

图表 5 2018 年净调入电量前五省份调入情况 (亿千瓦时)

调入省份	外购电量 (亿千瓦时)	外购电占发电量比例	外购电来源
内蒙古	1800	37.4%	华北电网、东北电网、陕西、宁夏、蒙古国
云南	1650	59.1%	广东、广西
山西	927	30.5%	江苏、河北、京津唐、华中
贵州	650	33.4%	广东、广西
安徽	630	24.0%	上海、浙江

资料来源: 各省能源局, 华创证券

(三) 这些区域有机会

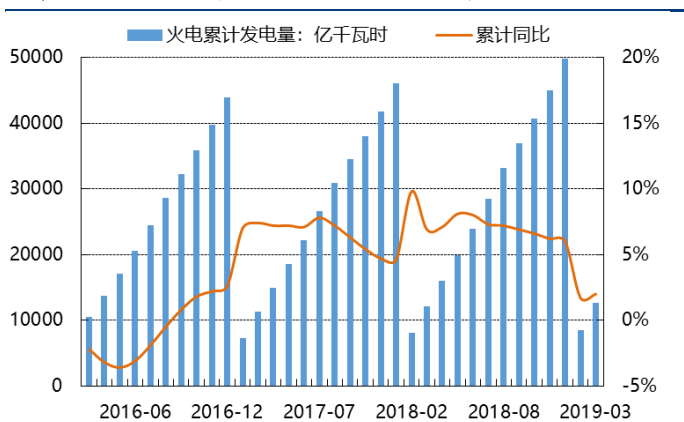
电量的消纳情况主要由本省用电量增速和外送通道决定。外送通道是否通畅由输变电路建设情况、受电地区用电缺口、用电地区控煤和新能源消纳等政策有关。2019Q1 的发电量数据显示, 内蒙古、云南、湖北、安徽、贵州、广西的消纳情况较好。内蒙古、湖北、安徽、贵州、广西用电量和发电量增速均高于全国水平分别为 11.8% 和 8.3%、11.2% 和 8.5%、11.1% 和 7.7%、8.6% 和 13%、10.2% 和 6.3%; 云南用电量和发电量增速分别为 1.3% 和 14.2%, 虽然用电量增速较低, 但南方电网全力促进清洁能源消纳, 外送广东通道通畅, 发电量维持高增速。

二、乍暖还寒时候, 火电还看中西部。

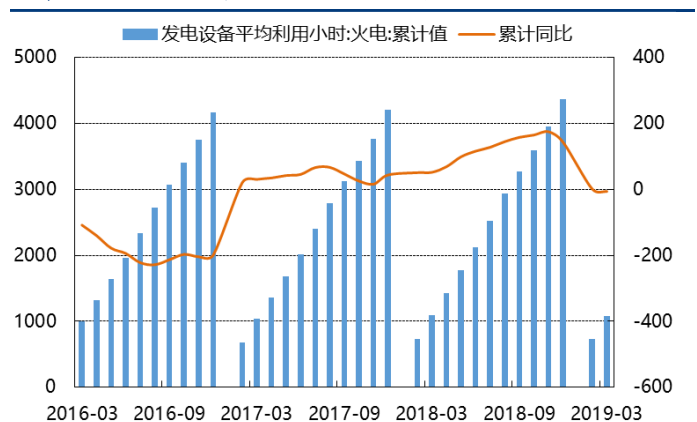
(一) 火电增速下滑, 煤价还能坚挺多久

2019Q1, 全国规模以上电厂火电发电量 12658 亿千瓦时, 同比增长 2.0%, 增速比上年同期回落 4.9 个百分点; 全国火电设备平均利用小时为 1083 小时 (其中, 燃煤发电和燃气发电设备平均利用小时分别为 1122 和 603 小时), 比上年同期降低 6 小时。

煤炭供需两弱。2019 年 1 月 12 日, 神木李家沟煤矿发生严重煤炭事故, 陕西省立即开展煤矿安全大整治工作, 涉及煤炭产能 4 亿吨, 到 2019 年 6 月底结束。火电发电量增速回落的时候, 煤炭供给同时走弱, 煤价基本维持 580-620 元/吨区间, 并没有出现去年底预计的急跌。

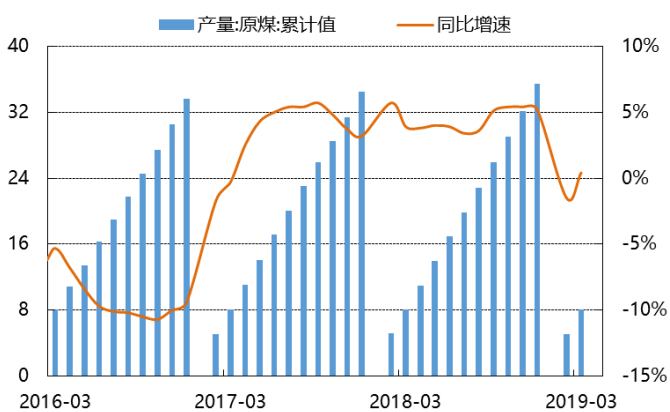
图表 6 火电累计发电量及增速 (亿千瓦时)


资料来源: Wind, 华创证券

图表 7 火电累计利用小时数及增速 (小时)


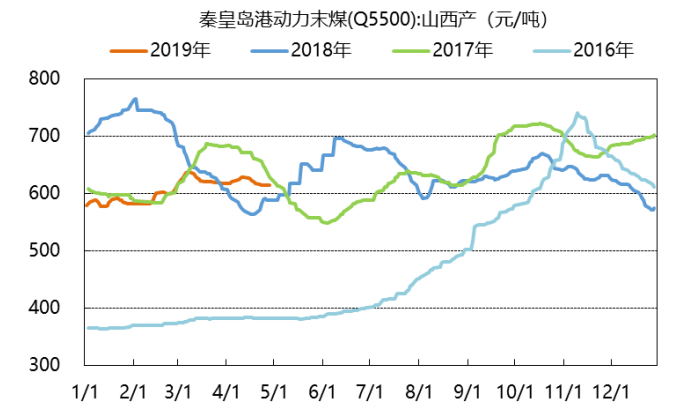
资料来源: Wind, 华创证券

图表 8 原煤产量及增速 (亿吨)



资料来源: Wind, 华创证券

图表 9 秦皇岛山西产动力煤(Q5500)价格(元/吨)

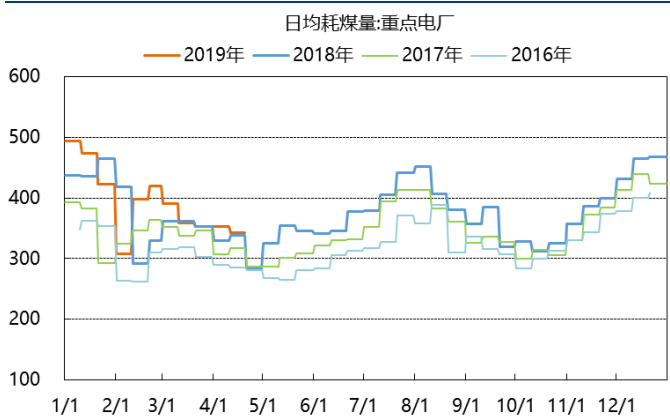


资料来源: Wind, 华创证券

日均耗煤增速维持低位。2019Q1, 重点电厂日均耗煤同比增加 3.6%, 沿海六大电厂日均耗煤同比下滑 5.4%。重点电厂日均耗煤增速和全国火电发电量增速较为吻合, 沿海六大电厂的日均耗煤增速反映了东部沿海火电疲软的情况。4 月中上旬, 重点电厂、沿海六大电厂日均耗煤增速分别为 4.2%、-4.1%, 增速较一季度有所回升, 但依然维持低位水平。

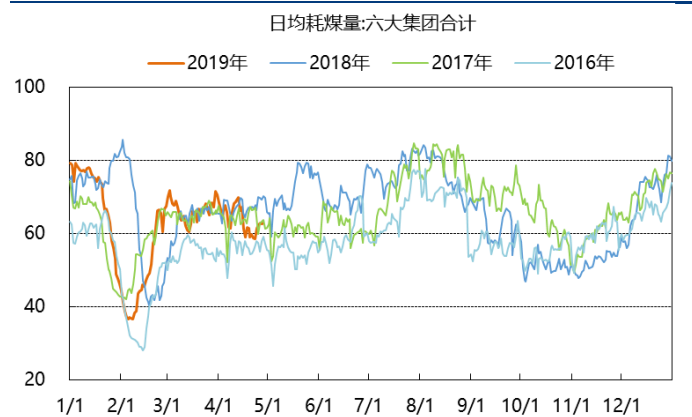
煤炭供需将向宽松发展。截至当前, 榆林市同意五批煤矿复工复产, 涉及产能 4.1 亿吨。中煤协 3 月 1 日发布的《2018 煤炭行业发展年度报告》预测, 2019 年企业排产新增产量 1 亿吨, 煤炭市场供需将逐步向宽松发展。全国总体煤炭产能过剩的态势仍未改变, 供需平衡的基础还比较脆弱, 当需求持续疲软时, 煤价支撑将不复存在。

图表 10 重点电厂日均耗煤历年对比 (万吨)



资料来源: Wind, 华创证券

图表 11 沿海六大电厂日均耗煤历年对比 (万吨)



资料来源: Wind, 华创证券

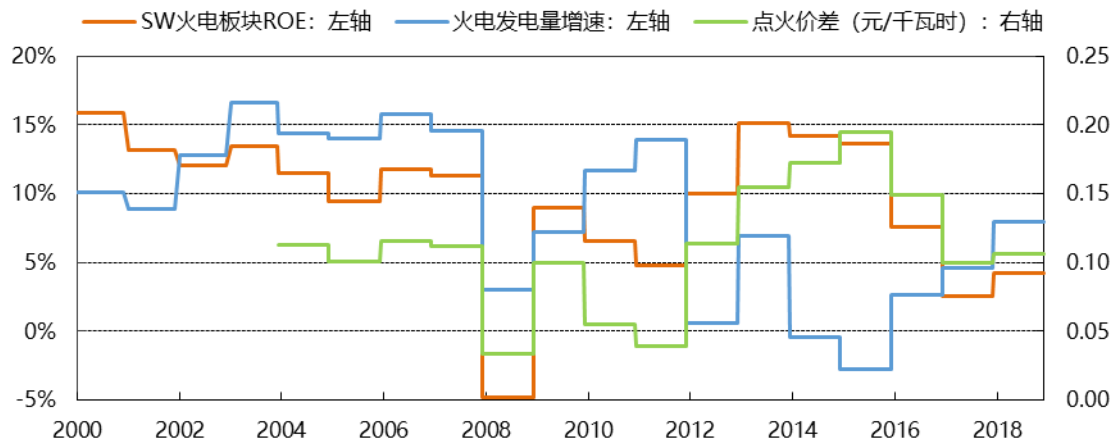
(二) 煤价跌势若确立, 火电最闪亮

1、煤机跌出机会, 超额收益丰厚

历史上多数情况, 火电板块 ROE 与火电发电量增速呈负相关。火电发电量增速疲软, 煤炭需求将会走弱, 从而煤价下行, 火电点火价差扩大, 火电板块盈利能力将得到提升。

2014 年 GDP 增速下滑至 7.3%, 全社会用电量增速下滑至 3.8%, 叠加水电发电量增速高达 18%, 火电发电量同比下降 0.4%, 煤价持续下跌, 点火价差达到历史高位 0.2 元/千瓦时, 火电盈利能力大幅提升, 火电板块也迎来一波超额收益超过 100% 的行情。2014 年 6 月 17 日-2015 年 6 月 25 日, SW 火电板块涨幅 224%, 沪深 300 涨幅 117%, 火电板块超额收益 107%。

图表 12 SW 火电板块 ROE 与火电发电量增速负相关



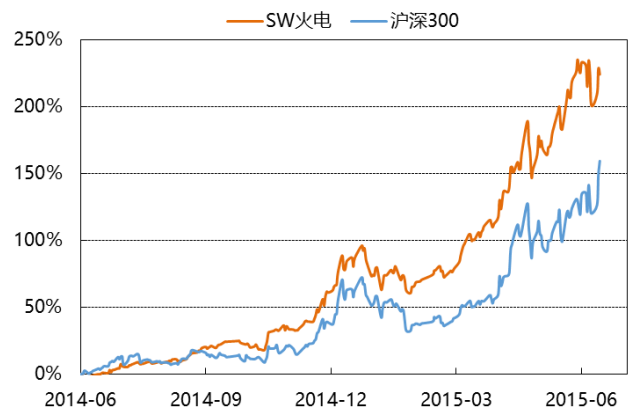
资料来源: Wind, 发改委, 华创证券

图表 13 近年煤价走势 (元/吨)



资料来源: Wind, 华创证券

图表 14 2014 年-2015 年 SW 火电板块超额收益



资料来源: Wind, 华创证券

2、筛选火电区域

2019 年 3 月, 国家能源局发布《2022 年煤电规划建设风险预警的通知》, 煤电建设经济性预警指标为绿色表示该地区煤电项目投资回报高于一般项目收益率 (电力项目通常为 8%)。其中, 黑龙江、吉林、辽宁、内蒙古、河北、山西、陕西、新疆、湖北、湖南、重庆、上海、江苏、浙江、广东、贵州、海南煤电建设经济性预警指标为绿色。

煤电经济性基本由利用小时和点火价差决定。2019Q1, 甘肃、湖北、河北、青海、安徽、内蒙古、陕西等地区火电利用小时数位居前列, 均高于 1250 小时。2019 年 3 月, 海南、广东、上海、内蒙古、河北等点火价差位居前五。

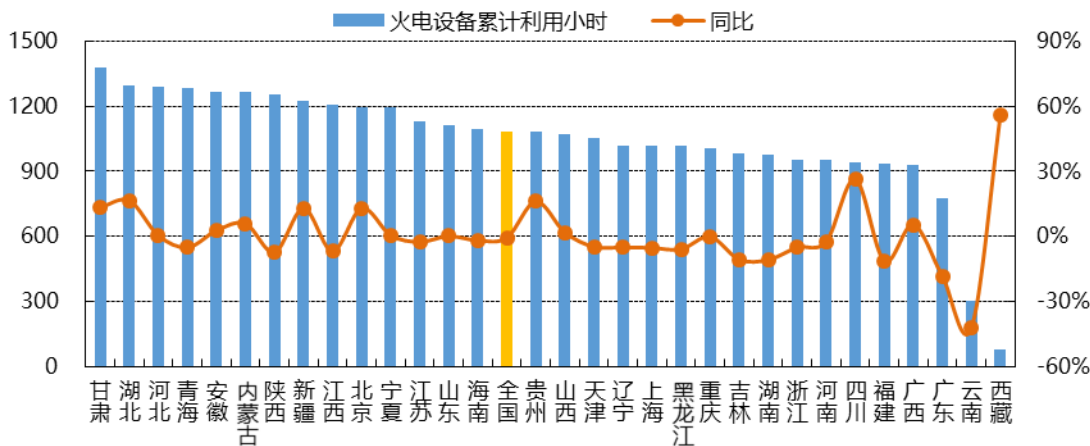
结合电力消、煤电建设经济性, 我们认为湖北、内蒙古地区是当前火电经营情况较好的。火电上市公司中装机主要位于湖北的是长源电力, 装机主要位于内蒙古的是内蒙华电。

图表 15 2022 年煤电规划建设风险

2022年煤电规划建设风险预警结果												
序号	序号	地区	备用率	绿色区间	橙色区间	红色区间	煤电建设经济性预警指标	煤电装机充裕度预警指标	资源约束指标	煤电规划建设风险预警结果		
1	1	黑龙江	15%	≤17%	17-18%	>18%	绿色	红色	绿色	红色		
2	2	吉林	13%	≤15%	15-17%	≥17%	绿色	红色	绿色	红色		
3	3	辽宁	13%	≤14%	14-17%	≥17%	绿色	橙色	绿色	红色		
4	4	内蒙古	蒙东	15%	≤21%	21-23%	≥23%	绿色	红色	绿色	红色	
5	5		蒙西	15%	≤16%	16-22%	≥22%	绿色	绿色	绿色	红色	
6	6	北京	15%	-	-	-	-	-	红色	红色		
7	7	天津	15%	≤19%	19-23%	≥23%	红色	绿色	红色	红色		
8	8	河北	冀北	重点区域	13%	≤15%	15-17%	≥17%	绿色	绿色	红色	红色
				其他区域	13%	≤15%	15-17%	≥17%		绿色		
9	9		冀南	13%	≤14%	14-17%	≥17%	绿色	绿色	红色	红色	
10	10	山东	重点区域	13%	≤14%	14-17%	≥17%	红色	红色	红色	红色	
			其他区域	13%	≤14%	14-17%	≥17%		绿色			
11	11	山西	重点区域	13%	≤15%	15-18%	≥18%	绿色	红色	红色	红色	
			其他区域	13%	≤15%	15-18%	≥18%		绿色			
12	12	陕西	重点区域	13%	≤15%	15-18%	≥18%	绿色	绿色	红色	红色	
			其他区域	13%	≤15%	15-18%	≥18%		绿色			
13	13	甘肃	13%	≤16%	16-18%	≥18%	红色	红色	绿色	红色		
14	14	青海	13%	≤15%	15-20%	≥20%	红色	绿色	绿色	红色		
15	15	宁夏	15%	≤18%	18-22%	≥22%	红色	红色	绿色	红色		
16	16	新疆	15%	≤17%	17-21%	≥21%	绿色	红色	绿色	橙色		
17	17	河南	重点区域	14%	≤15%	15-18%	≥18%	橙色	绿色	红色	橙色	
			其他区域						绿色			
18	18	湖北	14%	≤16%	16-20%	≥20%	绿色	绿色	绿色	绿色		
19	19	湖南	14%	≤16%	16-19%	≥19%	绿色	绿色	绿色	橙色		
20	20	江西	14%	≤18%	18-21%	≥21%	红色	绿色	绿色	红色		
21	21	四川	14%	≤15%	15-17%	≥17%	红色	绿色	绿色	红色		
22	22	重庆	15%	≤17%	17-20%	≥20%	绿色	绿色	绿色	-		
23	23	西藏	-	-	-	-	-	-	-	红色		
24	24	上海	15%	≤17%	17-19%	≥19%	绿色	绿色	红色	红色		
25	25	江苏	12%	≤13%	13-17%	≥17%	绿色	绿色	红色	红色		
26	26	浙江	12%	≤13%	13-17%	≥17%	绿色	绿色	红色	橙色		
27	27	安徽	12%	≤14%	14-18%	≥18%	红色	绿色	红色	红色		
28	28	福建	12%	≤14%	14-18%	≥18%	橙色	橙色	绿色	红色		
29	29	广东	13%	≤14%	14-18%	≥18%	绿色	绿色	红色	红色		
30	30	广西	13%	≤15%	15-18%	≥18%	红色	绿色	绿色	红色		
31	31	云南	13%	≤15%	15-18%	≥18%	红色	绿色	绿色	红色		
32	32	贵州	13%	≤15%	15-18%	≥18%	绿色	绿色	绿色	绿色		
33	33	海南	20%	≤25%	25-30%	≥30%	绿色	绿色	绿色	绿色		

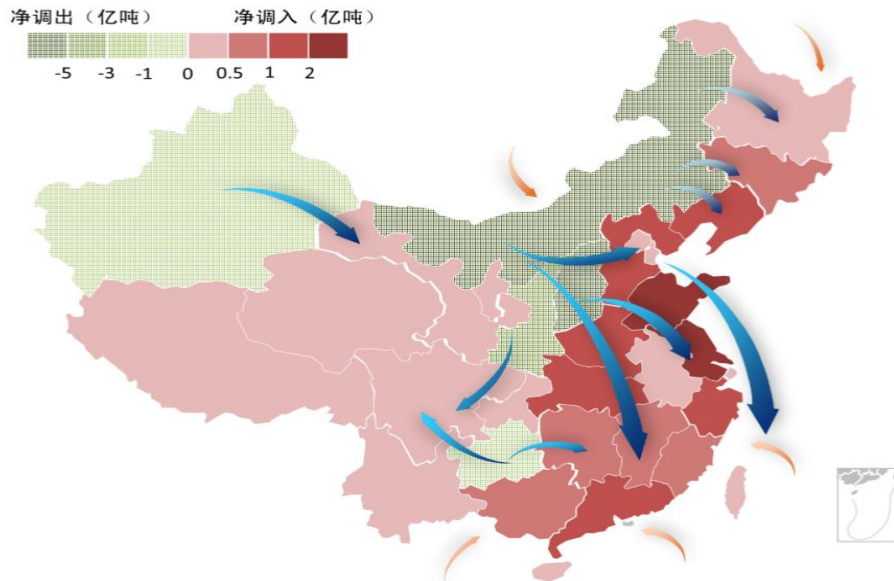
资料来源：国家能源局，华创证券

图表 16 2019Q1 各省份火电累计利用小时数及增速（小时）



资料来源：Wind，华创证券

图表 18 “十三五”规划中 2020 年全国煤炭调入调出图



资料来源：煤炭工业发展“十三五”规划

陕西、山西、内蒙古供煤入鄂的铁路运输线长均在 1300 公里左右。陕西供鄂电煤可通过铁路包西线-西安-西康线-安康-襄渝线-吕河-焦柳线-荆门，运输距离 1317 公里；山西供鄂电煤可通过铁路北/南同蒲线-修文站-太焦线-月山-焦柳线-荆门，运输距离 1396 公里；内蒙古可通过铁路包西线-西安-西康线-安康-襄渝线-吕河-焦柳线-荆门，运输距离 1394 公里。但包西线向南运力有限，兼顾客运，内蒙古煤炭主要通过京包线和大准线运往大同，再经大准线运往秦皇岛港口，几乎不向湖北调煤。

湖北省电煤水路调入主要依靠“海进江”。2018 年湖北通过“海进江”调入电煤 2083.3 万吨，占调入总量的 44.8%。山西主要通过大秦线-秦皇岛港-海运线-南通港-长江运线-湖北，铁路运距 653 公里、海运距离 1217 公里、长江航线运距 1603 公里；陕西主要通过神朔黄线-黄骅港-海运线-南通港-长江运线-湖北，铁路运距 815 公里、海运距离 1283 公里、长江航线运距 1603 公里；内蒙古主要通过大准线-大同-大秦线-秦皇岛港-海运线-南通港-长江运线-湖北，铁路运距 917 公里、海运距离 117 公里、长江航线运距 1603 公里。

图表 19 湖北省电煤调入路线图



资料来源：铁路网站，华创证券

2、蒙华铁路将投运，湖北动力煤调入成本降低约 36.3 元/吨

蒙华铁路投运后，将改变华中供煤格局。蒙华铁路预计 2019 年 10 月投产，其北起内蒙古自治区浩勒报吉站，经陕西省、山西省、河南省、湖北省、湖南省，止于江西省吉安站，规划设计输送能力为 2 亿吨/年，可以将煤炭生产最为集中的内蒙古、山西、陕西等地煤炭输送至鄂湘赣等华中地区，有效降低华中地区电煤调入运费。

陕西和内蒙古的供鄂电煤将增加，山西供鄂电煤将减少。根据铁路货运网站查询运费，并与《铁路货物运价规则》计算运费互相验证。国铁的每吨煤炭运价=基价 1+基价 2*运价公里。其中，煤炭的基价 1、基价 2 分别为 16.3 元、0.098 元/吨公里。煤炭运输铁路建设基金费率、电气化附加费费率分别为 0.033 元/吨公里、0.012 元/吨公里。根据铁路货运网站查询，当前陕西、山西、内蒙古通过铁路供煤入鄂的运费分别为 227 元/吨、217 元/吨、240 元/吨。蒙华铁路投运后，陕西、山西、内蒙古通过铁路供煤入鄂的运距将会分别缩短到 883 公里、1245 公里（蒙华段 478 公里）、1116 公里，蒙华铁路运价率暂按可研报告中 0.18 元/吨公里计算，运费分别降低至 175 元/吨、212 元/吨、217 元/吨。陕西、山西、内蒙古的铁路运费将分别降低 52 元/吨、5 元/吨、23 元/吨。蒙华铁路投运对陕西榆林和蒙西鄂尔多斯送抵湖北的煤炭的运费和运输时长节省更明显，对山西大同的煤炭运费和运输时长节省较少，我们预计陕西和内蒙古的供鄂电煤将增加，山西供鄂电煤将减少。

图表 20 当前铁路运输和蒙华铁路电煤调入情况对比

煤炭腹地	动力煤车板价 (Q5500, 元/吨)	调入量及变化(万吨)		运输距离(km)		运费/运费差(元/吨公里)		
		2018 年	蒙华影响	当前	蒙华	当前	蒙华	运费节约
陕西榆林	455	977.8	↑	1317	883	227	175	52
山西大同	474	867.2	↓	1396	1245	217	212	5
鄂尔多斯	401	0	↑	1394	1116	240	217	23

资料来源：Wind，湖北省发改委，铁路货运网站，华创证券

将削弱湖北省对“海进江”运煤的依赖。通过“海进江”供煤入鄂的运费分别为 220 元/吨、204 元/吨、260 元/吨。经蒙华铁路，陕西、山西、内蒙古的铁路运费将分别降低 45 元/吨、-8 元/吨、43 元/吨。蒙华铁路具有运价低、时间短的优势，如果港口煤价和海运价格维持不变，蒙华铁路将挤压“海进江”供鄂煤量占比。

图表 21 “海进江”与蒙华铁路电煤调入情况对比

煤炭腹地	动力煤车板价 (Q5500, 元/吨)	海进江运费 (元/吨公里)						蒙华运费/运费差 (元/吨公里)	
		铁路运费	海运费	江运费	港杂及过 驳费用	省内转运	合计	蒙华运费	运费节约
陕西	455	124	30	16	30	20	220	175	45
山西	474	108	30	16	30	20	204	212	-8
鄂尔多斯	401	164	30	16	30	20	260	217	43

资料来源：湖北省发改委、铁路货运网站、华创证券

我们测算蒙华铁路投运后，湖北省动力煤（Q5500）成本中枢下降约 36.3 元/吨。蒙华铁路投运将削弱湖北省对“海进江”运煤的依赖，并将增加陕西和内蒙古的供鄂电煤占比，减少山西供鄂电煤占比。当前，湖北省“海进江”调入电煤占调入总量的 44.8%，陕西、山西、内蒙古铁路调入电煤分别占调入总量的 21%、18.6%、0%。为了计算蒙华铁路投运后，湖北省电煤成本下降空间，我们假设三种情况，Case1：其余地区调入煤量占比不变，陕西、内蒙古铁路调入煤量占比分别提升至 30%，山西铁路调入、“海进江”调入煤量占比分别下降至 4.4%、20%；Case2：其余地区调入煤量占比不变，调入煤价最便宜的内蒙古铁路调入煤量占比分别提升至 84.4%，陕西、山西铁路调入、“海进江”调入煤量占比分别下降至 0%；Case3：陕西、内蒙古、山西铁路和“海进江”调入煤量占比均维持 2018 年不变。Case1、Case2、Case3 三种情况下湖北省动力煤（Q5500）成本分别下降 36.3 元/吨、57.2 元/吨、11.9 元/吨。Case2 是受益最大的情况，Case3 是受益最小的情况，所以蒙华铁路投运后，湖北省动力煤（Q5500）成本下降约 12~57 元/吨。Case1 较为符合实际情况，因为山西南部距离湖北北部较近，仍然具有成本和时间优势，占比不至于降低至 0%；“海进江”作为缓解铁路运力的一种方式，还会是一重要的调入方式。所以我们预计，蒙华铁路投运后，湖北省动力煤（Q5500）成本中枢下降约 36.3 元/吨。

图表 22 蒙华铁路投运后湖北省动力煤成本下行空间测算（元/吨）

煤炭腹地	当前占比	当前调入煤价 (元/吨)	蒙华投运后调入 煤价 (元/吨)	Case1	Case2	Case3
				占比	占比	占比
陕西	21%	682	630	30%	0%	21%
山西	18.6%	691	686	4.4%	0%	18.6%
内蒙古	0%	641	613	30%	84.4%	0%
海进江	44.8%	676	676	20%	0%	44.8%
其他	15.6%	-	-	15.6%	15.6%	15.6%
成本降低				36.3 元/吨	57.2 元/吨	11.9 元/吨

资料来源：Wind、秦皇岛煤炭网、华创证券

（四）优质标的

长源电力：结合电力消纳、煤电建设经济性，我们认为湖北当前火电经营情况较好。火电上市公司中装机主要位于湖北的是长源电力。湖北省电量增速持续高位。湖北省一季度全社会累计用电量 527.5 亿千瓦时，同比增长 11.2%。进入 4 月份，电力主网平均日用电量 4.43 亿千瓦时，同比增长 14.3%，较一季度增速提升 3.1pct.，用电量有加速增长趋势。**蒙华铁路与行业共振，ROE 或板块登顶。**湖北省电煤几乎全部需要外省调入，对外依赖性强。蒙华铁路将于

2019 年 10 月初投运。经测算，运费每降低 10 元/吨，标煤单价（不含税）降低 11.5 元/吨，公司归母净利润增长 8%。蒙华铁路可降低公司动力煤运费 36.3 元/吨，预计对 2020 年归母净利润影响达 28%。我们预计 2019-2020 年公司 ROE 分别为 16.3%、20.3%，或位居板块首位。

华能国际：作为火电装机容量最大的上市公司，截至 2018 年末，控股装机容量为 10599 万千瓦，权益装机容量 9200 万千瓦，装机结构持续优化，其中清洁能源占比达到 16.5%。2019Q1，公司实现归属母公司的净利润 26.56 亿元，同比增加 114.27%；毛利率达 18.3%，同比去年一季度提升 4.8pct。利润大幅增加的主要原因是燃料成本降低。当前，下游电厂维持高库存，随着榆林煤矿复工和需求持续走弱，动力煤供需向宽松发展，预期煤价继续温和回落。我们测算，入炉标煤单价（不含税）跌 10 元/吨，公司 2019 年归母净利润相对 2018 年增长 43%。公司《未来三年（2018 年-2020 年）股东回报规划》中提到，公司每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润的 70%且每股派息不低于 0.1 元人民币。据此推算，我们预计公司 2019-2020 年的股息率（11 月 16 日股价为基准）分别为 4.2%、6.5%，在火电板块表现优秀。

内蒙华电：外送和本地消纳通畅，利用小时提升明显。公司外送通道通畅，受益于京津冀地区推进煤炭双控，2018 年直送华北电网机组利用小时数增加 321 小时，公司平均发电利用小时完成 4,832 小时，同比增加 529 小时。内蒙古用电增速强劲，2018 年用电量增速 15.5%，位列全国第三，蒙西电网利用小时增加 690 小时。2019 年 1-2 月，内蒙古用电量增速 12.99%，位列全国第二，增速依然可观。分红比例高，实控人增持彰显信心。公司 2018 年度现金分红率高达 71.24%，当前股价对应股息率 3%。公司制定《未来三年（2019 年-2021 年）股东回报规划》，承诺 2019-2021 年每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润的 70%且每股派息不低于 0.09 元人民币。截至 3 月 14 日，华能结构调整基金累计增持 2 亿元。装机容量增速高。乌达莱风电 47.5 万千瓦、和林项目 132 万千瓦预计 2019 年逐步投产，装机容量显著提高。

三、能源新贵多，惟“风”最相惜

（一）风电盈利模式

1、风电的优势

风能是一种清洁的可再生能源。在过去的 30 多年里，成为世界上增长速度最快的能源之一。根据全球风能理事会（Global Wind Energy Council）统计数据，全球风电累计总装机容量从截至 2001 年 12 月 31 日的 2390 万千瓦增至截至 2019 年底的 5.9 亿千瓦。

（1）清洁的可再生能源：水力发电时利用风力带动风车叶片旋转，再通过增速机将旋转的速度提升，来促使发电机发电。无需使用燃料，不会排放任何污染物和温室气体。风是由空气流动引起的一种自然现象，它是由太阳辐射热引起的，因此取之不尽用之不竭。太阳光照射在地球表面上，空气由于受热不均产生温度差，不同温度密度不同，密度差促使空气的流动就产生了风。风力发电不但可以减少污染物和温室气体的排放，还可以节约煤炭、天然气和铀等不可再生的宝贵矿产资源。

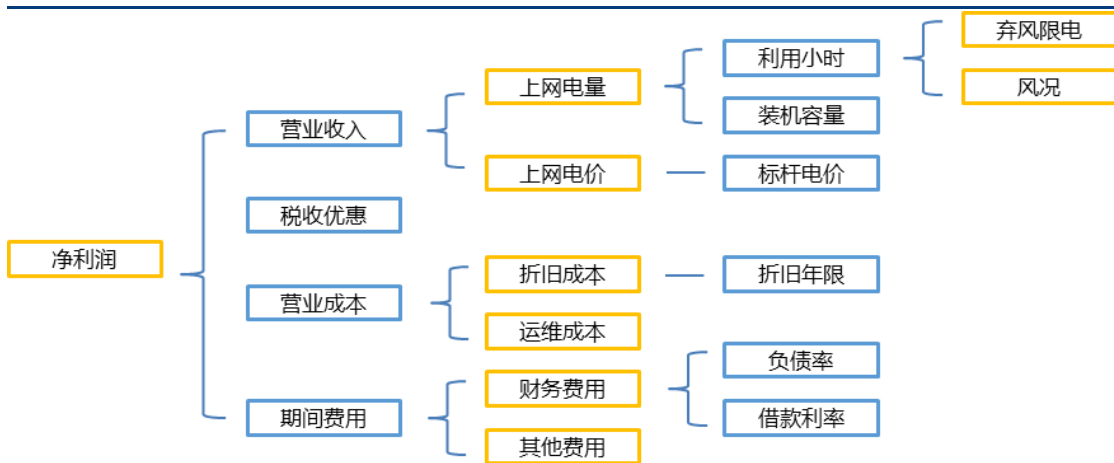
（2）资源丰富，与水能季节互补：我国风能资源可开发装机容量约 10 亿千瓦。其中，可开发和利用的陆地上风能储量有 2.53 亿千瓦，近海可开发和利用的风能储量有 7.5 亿千瓦。我国风能资源丰富的地区主要集中在北部、西北和东北的草原、戈壁滩以及东部、东南部的沿海地带和岛屿上。这些地区缺少其他常规能源，并且冬春季节风速高，雨水少；夏季风速小，降雨多，风能和水电具有非常好的季节补偿。

（3）风能就是“现金流”，边际利润大：风电的营业成本主要包括折旧成本、运维成本和财务费用等，基本与装机容量成正比。利用小时提升，增发电量几乎没有边际成本，风能就是“现金流”，利润率较高。

2、风电的盈利模式

风电营收由上网电量和电价两方面决定。由于属于可再生资源，且价格低廉，水电的发电优先级别较高，其发电量主要取决于风况和弃风限电率，弃风限电率主要取决于当地电力需求和外送电网建设情况。水电成本主要是机组折旧、财务费用等。风电企业由于享受一定税收优惠政策，包括增值税即征即退 50%、所得税“三免三减半”等，增强了风电的盈利能力。

图表 23 风电盈利模式



资料来源：华创证券

(二) 奠定风电崛起的制度：配额制和绿证

1、弃风率不断改善

“弃风限电”是影响风电机组经营业绩最主要的因素。为了从调度机制上解决“弃风限电”问题，国务院、发改委和能源局先后出台措施，促进清洁能源消纳。2018 年 11 月，国家发改委、能源局发布《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》，对电力消费设定可再生能源配额，可再生能源电力配额是按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源比重指标；明确售电企业和电力用户协同承担配额义务，电网企业承担经营区配额实施责任。配额制一旦出台，将极大促进清洁能源的消纳。

图表 24 2015 年以来深化电力改革政策

出台时间	印发部门	政策	政策要点
2015/3/15	国务院	《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	标志着新一轮电力体制改革启动。在改革的主要任务中，提出“依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题”。
2015/3/20	发改委、能源局	《关于改善电力运行、调节促进清洁能源多发满发的指导意见》	一、统筹年度电力电量平衡，积极促进清洁能源消纳；二、加强日常运行调节，充分运用利益补偿机制为清洁能源开拓市场空间；三、加强电力需求侧管理，通过移峰填谷为清洁能源多发满发创造有利条件；四、加强相互配合和监督管理，确保清洁能源多发满发政策落到实处。
2016/3/24	发改委	《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》	一是明确将可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分；

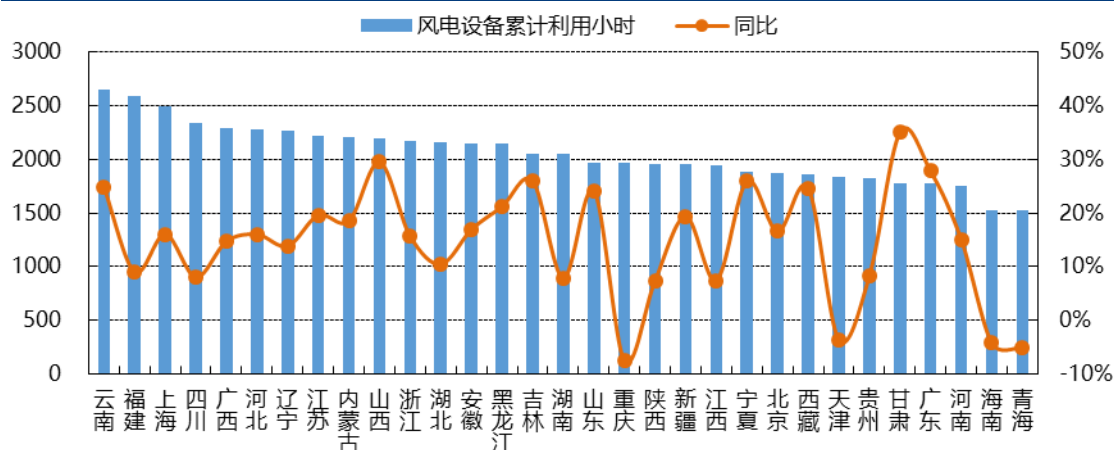
出台时间	印发部门	政策	政策要点
			二是提出了要严格落实可再生能源优先发电制度，保障可再生能源发电的优先调度等级等保障性措施。
2018/11/23	能源局	《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》	一是对电力消费设定可再生能源配额，可再生能源电力配额是按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源比重指标；二是售电企业和电力用户协同承担配额义务，电网企业承担经营区配额实施责任。
2018/11/29	发改委、能源局	《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》	为全面提升清洁能源消纳能力确定明确目标。 《计划》明确，2018、2019、2020 年，风电方面需确保全国平均利用率分别高于 88%、90%、达到国际先进水平，弃风率分别低于 12%、10% 和控制合理水平。

资料来源：国家发改委，国家能源局，华创证券整理

2018 年风电利用小时数大幅提升，弃风率明显下降。2018 年，全国风电平均利用小时数 2095 小时，同比增加 147 小时；全年弃风电量 277 亿千瓦时，同比减少 142 亿千瓦时，平均弃风率 7%，同比下降 5 个百分点，弃风限电状况明显缓解。云南、福建、上海、四川、广西风电利用小时数位居全国前五，分别为 2654 小时、2587 小时、2489 小时、2333 小时、2294 小时。弃风率超过 8% 的地区是新疆（弃风率 23%、弃风电量 107 亿千瓦时），甘肃（弃风率 19%、弃风电量 54 亿千瓦时），内蒙古（弃风率 10%、弃风电量 72 亿千瓦时）。三省（区）弃风电量合计 233 亿千瓦时，占全国弃风电量的 84%。

2019Q1，全国平均风电利用小时数同比下滑主要是风况较差，弃风率仍持续下降。2019Q1，全国风电发电量 1041 亿千瓦时，同比增长 6.3%；全国平均风电利用小时数 556 小时，同比下降 37 小时；全国弃风电量 43 亿千瓦时，同比减少 48 亿千瓦时；全国平均弃风率 4.0%，弃风率同比下降 4.5 个百分点。全国弃风电量和弃风率持续“双降”。

图表 25 2018 年各省份风电累计利用小时数及增速（小时）



资料来源：Wind，华创证券

图表 26 2018 年风电并网运行统计数据

省区	累计并网容量 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	弃风电量 (亿千瓦时)	弃风率	利用小时 (小时)
合计	18426	3660	277	7.00%	2095
北京	19	3			1866
天津	52	8			1830
河北	1391	283	15.5	5.20%	2276
山西	1043	212	2.4	1.10%	2196
内蒙古	2869	632	72.4	10.30%	2204
辽宁	761	165	1.6	1.00%	2265
吉林	514	105	7.7	6.80%	2057
黑龙江	598	125	5.8	4.40%	2144
上海	71	18			2489
江苏	865	173			2216
浙江	148	31			2173
安徽	246	50			2150
福建	300	72			2587
江西	225	41			1940
山东	1146	214	3	1.40%	1971
河南	468	57			1746
湖北	331	64			2159
湖南	348	60			2054
广东	357	63			1770
广西	208	42			2294
海南	34	5			1524
重庆	50	8			1968
四川	253	55			2333
贵州	386	68	0.8	1.10%	1821
云南	857	220			2654
西藏	1	0.1			1863
陕西	405	72	1.6	2.20%	1959
甘肃	1282	230	54	19.00%	1772
青海	267	38	0.6	1.60%	1524
宁夏	1011	187	4.4	2.30%	1888
新疆	1921	359	106.9	22.90%	1951

资料来源：国家能源局，华创证券

2、绿证补充平价上网

根据《可再生能源法》及《可再生能源发电有关管理规定》，可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定。2016 年 12 月，国家发改委发布《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，降低 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电 I、II、III、IV 类资源区标杆上网电价至 0.40、0.45、0.49、0.50 元/千瓦时。

绿证进一步完善风电、光伏发电的补贴机制。国家发改委、财政部、国家能源局于 2017 年 1 月 18 日发布《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》，要求根据《绿色电力证书核发及自愿认购规则》（试行）建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系。绿证是基于可再生能源配额制度的一项政策工具，配额制的实施需要和可再生能源证书交易市场配套运行。绿证进一步完善风电、光伏发电的补贴机制，将成为平价上网后新能源补贴的有效补充。

图表 27 我国历年风电分资源区标杆电价

资源区	2009 年 8 月 至 2015 年	2015 年 1 月 1 日后核准	2016 年 1 月 1 日后核准	2018 年 1 月 1 日后核准	各资源区所包括的地区
I 类资源区	0.51 元/千瓦时	0.49 元/千瓦时	0.47 元/千瓦时	0.40 元/千瓦时	内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区；新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市
II 类资源区	0.54 元/千瓦时	0.52 元/千瓦时	0.50 元/千瓦时	0.45 元/千瓦时	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	0.58 元/千瓦时	0.56 元/千瓦时	0.54 元/千瓦时	0.49 元/千瓦时	吉林省白城市、松原市；黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市，大兴安岭地区；甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区；新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区；宁夏回族自治区
IV 类资源区	0.61 元/千瓦时	0.61 元/千瓦时	0.60 元/千瓦时	0.57 元/千瓦时	除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区

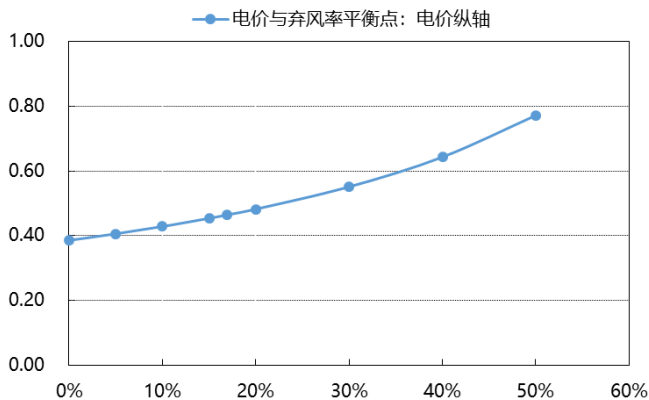
资料来源：国家发改委，华创证券

3、电价和弃风率的平衡

标杆电价下调和弃风率改善像是掰手腕的两只手，前者减少风电收入，后者增加风电收入。我们以节能风电为例，探究两者平衡。2018 年，节能风电平均上网电价（含税）0.4643 元/千瓦时，弃风率 16.9%。维持公司净利润不变，当弃风率降为 0% 时，上网电价（含税）可下调至 0.3857 元/千瓦时；当弃风率降为 5% 时，上网电价（含税）可下调至 0.406 元/千瓦时；当弃风率上升为 20% 时，上网电价（含税）需上调至 0.4822 元/千瓦时。

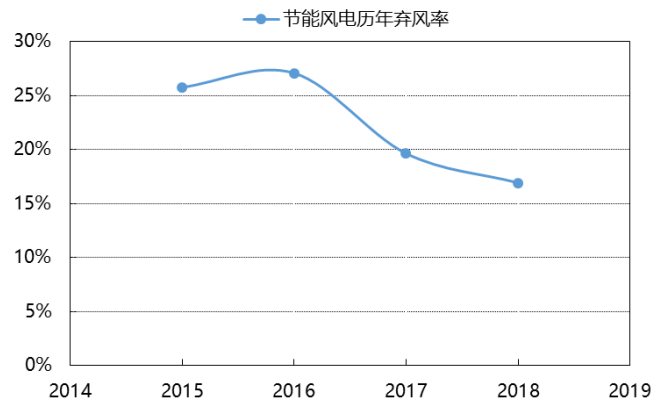
近年，节能风电公司风电机组弃风率大幅下降，随着弃风率改善，风电机组能容忍一定程度的电价下调。公司弃风率如果可降为 0%，风电标杆电价可下调 7.8 分/千瓦时，基本实现平价上网。

图表 28 节能风电电价与弃风率平衡点 (元/千瓦时)



资料来源: 公司公告, 华创证券

图表 29 历年节能风电弃风率



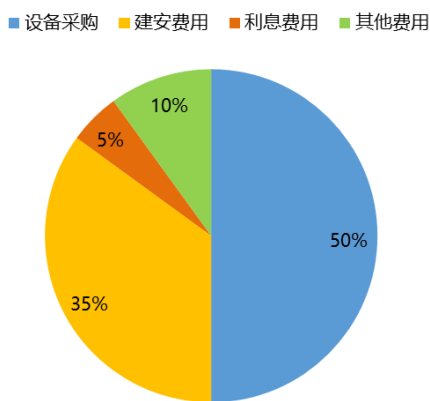
资料来源: 公司公告, 华创证券

(三) 边际成本少, 越“老”越吃香

风电建造成本中设备采购、建安费用、利息费用和其他费用分别占约 50%、35%、5%、10%。风电机组及塔筒约占设备采购费用的 85%，故风机价格的变动将直接影风电场的建造成本。

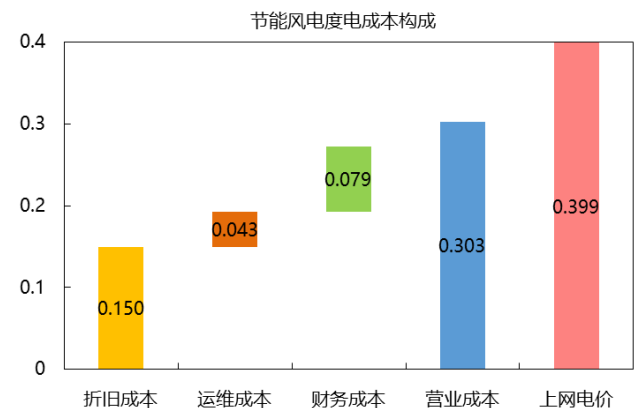
当前, 风电度电营业成本中折旧成本约占 50%。节能风电公司全部为风电装机, 我们以节能风电为例, 来研究风电的成本构成。2018 年, 节能风电公司度电营业成本 0.303 元/千瓦时。其中, 折旧成本 0.15 元/千瓦时, 约占 50%; 运维成本 0.043 元/千瓦时, 约占 14%; 财务成本 0.079 元/千瓦时, 约占 26%; 其他成本 0.032 元/千瓦时, 约占 10%。

图表 30 风电场建设成本拆分



资料来源: 华创证券整理

图表 31 2018 年节能风电度电成本 (元/千瓦时)



资料来源: 公司公告, 华创证券

1、利用小时决定风电盈利能力

风电度电营业成本与利用小时数负相关, 盈利能力与利用小时数正相关。在装机容量不变的情况下, 我们认为折旧成本、运维成本和财务费用不会大幅波动, 利用小时数的增加将成本摊薄, 从而使风电边际利润增加。2018 年, 节能风电公司平均利用小时 2249 小时, 度电营业成本为 0.303 元/千瓦时, 营业利润率为 27.3%。维持折旧成本、运维成本、财务费用、上网电价不变, 当利用小时数下滑至 2000 小时, 度电营业成本为 0.3404 元/千瓦时, 营业利润率 18.3%; 当利用小时数上升至 2500 小时, 度电营业成本为 0.2723 元/千瓦时, 营业利润率 34.6%。

节能风电的盈亏平衡和零弃风率利用小时分别为 1635 小时、2707 小时。当利用小时数下滑至 1635 小时, 度电营业成本为 0.4163 元/千瓦时, 营业利润率 0%, 公司达到盈亏平衡。2018 年, 节能风电的弃风限电率为 16.9%, 当弃风

限电率下降为 0%，利用小时为 2707 小时，度电营业成本为 0.2515 元/千瓦时，营业利润率为 39.6%，ROE 可达 13%。弃风率由 16.9% 下降为 0% 时，归母净利由 5.15 亿元提升至 9.04 亿元，增长 76%。由此可见，弃风率改善对公司盈利能力影响非常明显。

图表 32 节能风电利用小时数敏感性计算

利用小时数 (小时)	1000	1500	1635	2000	2249	2500	2707	3000	3500
上网电量 (亿千瓦时)	25.6	38.4	41.9	51.3	57.6	64.1	69.4	76.9	89.7
折旧成本 (元/千瓦时)	0.3363	0.2242	0.2057	0.1682	0.1495	0.1345	0.1242	0.1121	0.0961
运维成本 (元/千瓦时)	0.0962	0.0641	0.0588	0.0481	0.0428	0.0385	0.0355	0.0321	0.0275
财务成本 (元/千瓦时)	0.1773	0.1182	0.1084	0.0886	0.0788	0.0709	0.0655	0.0591	0.0506
营业成本 (元/千瓦时)	0.6807	0.4538	0.4163	0.3404	0.3027	0.2723	0.2515	0.2269	0.1945
上网电价 (元/千瓦时)	0.4643	0.4643	0.4643	0.4643	0.4643	0.4643	0.4643	0.4643	0.4643
营业利润率	-63.5%	-9.0%	0.0%	18.3%	27.3%	34.6%	39.6%	45.5%	53.3%
归母净利 (亿元)	-4.60	-0.98	0.00	2.65	5.15	7.29	9.04	11.51	15.72
ROE	-6.6%	-1.4%	0.0%	3.8%	7.4%	10.5%	13.0%	16.5%	22.6%

资料来源：公司公告，华创证券

2、运营中后期，财务成本减少提升盈利能力

运营中后期，借款和财务费用减少，营业成本逐年降低。基于运营假设条件，测算风电机组运营期间的盈利能力。陆上风电单位投资 8000 元/千瓦，100 万千瓦风电机组，总投资额 80 亿元，贷款比例 60%。上网电价（含税）与节能风电 2018 年保持一致，为 0.4643 元/千瓦时。经测算，随着贷款本金偿还，财务费用和营业成本逐年降低，风电机组营业利润率和 ROE 也随之不断提升。营业利润率和 ROE 第 1 年为 23.9%、8.7%，第 10 年增长至 33.1%、19.3%。ROE 提升更加明显，几乎成几何增长，主要因为净利润增加的同时，随着折旧计提，净资产也在减少。

折旧计提结束后，成本大幅降低。风电机组设计寿命一般为 25 年，折旧年限为 20 年，残值率 5%。折旧计提结束后运营的 5 年，营业成本明显下降，降低至 0.067 元/千瓦时，营业利润率提升至 84.2%。

风电项目内部收益率与利用小时数正相关。经测算，当利用小时数为 2500 小时，该风电项目内部收益率为 11.3%；利用小时提升至 3000 小时，内部收益率达到 14.9%；利用小时下降至 2000 小时，内部收益率达到 7.8%。

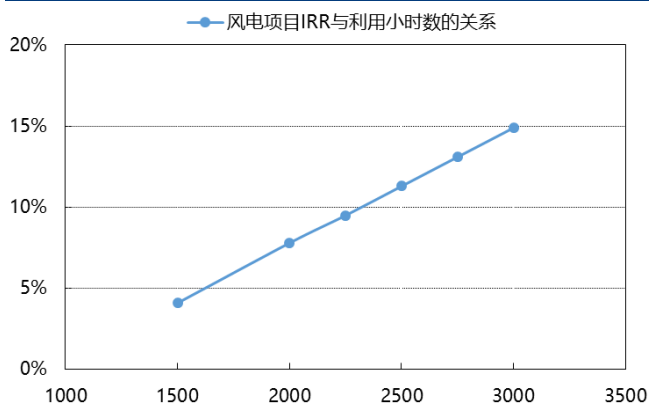
图表 33 风电机组运营期间盈利能力

假设条件							
装机容量	总投资	贷款比例	贷款利息	财务周期	折旧年限	运营周期	运维成本
100 万千瓦	80 亿元	60%	4.5%	20 年	20 年	25 年	93 元/千瓦·年
装机容量	总投资	贷款比例	贷款利息	财务周期	折旧年限	运营周期	运维成本
经营数据	财务费用 (亿元)	营业成本 (元/kwh)	上网电价 (元/kwh)	营业利润率	归母净利 (亿元)	净资产 (亿元)	ROE
第 1 年	2.11	0.3210	0.4643	23.9%	2.4	28.0	8.7%
第 2 年	2.01	0.3168	0.4643	24.9%	2.5	26.3	9.6%
第 3 年	1.90	0.3124	0.4643	26.0%	2.6	24.7	10.7%
第 4 年	1.79	0.3078	0.4643	27.1%	2.4	23.2	10.4%
第 5 年	1.69	0.3037	0.4643	28.1%	2.5	21.5	11.6%

假设条件							
第 6 年	1.59	0.2993	0.4643	29.1%	2.6	19.9	13.0%
第 7 年	1.48	0.2948	0.4643	30.2%	2.3	18.3	12.5%
第 8 年	1.39	0.2908	0.4643	31.1%	2.4	16.5	14.3%
第 9 年	1.29	0.2867	0.4643	32.1%	2.4	14.7	16.5%
第 10 年	1.19	0.2825	0.4643	33.1%	2.5	13.1	19.3%
第 11 年	1.08	0.2781	0.4643	34.1%	2.6	11.5	22.7%
第 12 年	0.97	0.2736	0.4643	35.2%	2.7	9.9	27.0%
第 13 年	0.86	0.2689	0.4643	36.3%	2.8	8.5	32.6%
第 14 年	0.74	0.2641	0.4643	37.4%	2.8	7.1	40.2%
第 15 年	0.63	0.2592	0.4643	38.6%	2.9	5.8	50.7%
第 16 年	0.50	0.2541	0.4643	39.8%	3.0	4.6	66.1%
第 17 年	0.38	0.2488	0.4643	41.1%	3.1	3.5	90.3%
第 18 年	0.25	0.2434	0.4643	42.3%	3.2	2.4	132.7%
第 19 年	0.11	0.2378	0.4643	43.7%	3.3	1.5	223.1%
第 20 年	0.0	0.2332	0.4643	44.8%	3.4	4.0	85.2%
第 21 年	0.0	0.0668	0.4643	84.2%	6.4	4.0	160.2%
第 22 年	0.0	0.0668	0.4643	84.2%	6.4	4.0	160.2%
第 23 年	0.0	0.0668	0.4643	84.2%	6.4	4.0	160.2%
第 24 年	0.0	0.0668	0.4643	84.2%	6.4	4.0	160.2%
第 25 年	0.0	0.0668	0.4643	84.2%	6.4	4.0	160.2%

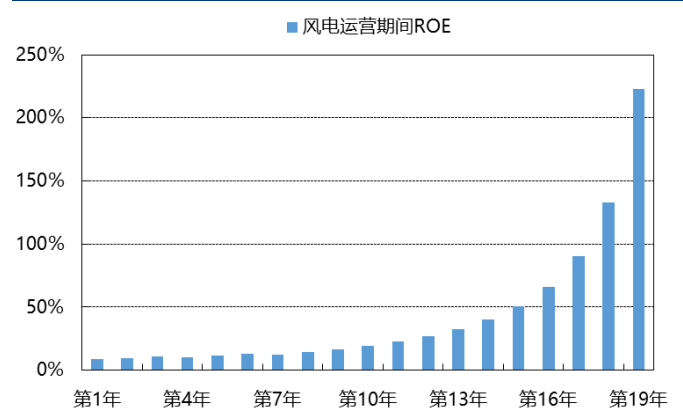
资料来源：公司公告，华创证券

图表 34 风电项目 IRR 与利用小时数关系（小时）



资料来源：华创证券整理

图表 35 风电机组运营期间 ROE



资料来源：公司公告，华创证券

（四）海上风电：福能股份

我国东南沿海及附近岛屿的有效风能密度为 200-300 瓦/平方米以上，全年大于或等于 3 米/秒的时数约为 7000 多小

时，大于或等于 6 米/秒的时数约为 4000 小时。海上风电利用小时数高。陆上风电年均利用小时数为 2200 左右，海上风电根据资源条件不同，利用小时数一般也不同，但是平均利用小时数可以达到 3000 小时以上。

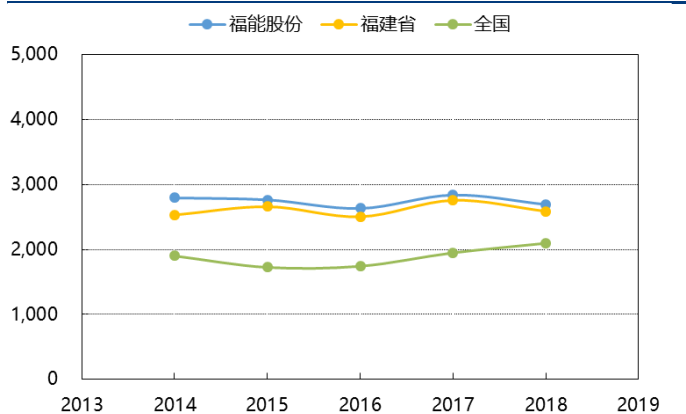
福建省地处我国东南沿海，台湾海峡独特的“狭管效应”赋予了福建地区优越的风力资源，因此福建省属于全国风能最丰富的地区之一。2018 年，福建风电利用小时数 2587 小时，位居全国第二，高出全国风电平均利用小时数 492 小时。福建可供风力发电的场址较多，发展风电拥有得天独厚的自然优势。目前为止，福建省风电较少出现弃风限电情况，因此福建省内风电企业的产能利用率较高。

2018 年 11 月，国家发改委、能源局发布《关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）》，对电力消费设定可再生能源配额。其中，2020 年福建省全社会用电量中非水电可再生能源电力消纳量比重约束性指标为 6%，而 2018 年底福建省风电、光伏发电量占全省总发电量的比例为 3.2%，远低于这一目标。2020 年若达到 6% 的消纳比例，风电和光伏发电量需要增长约 90%。

根据《福建省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，福建省将“大力发展新能源和可再生能源，有序发展风电等非化石能源和可再生能源，打造清洁能源发展示范省份。稳步推动陆上风电规模化开发和管理，积极推进一批海上风电项目建设，力争到 2020 年全省风电装机规模比 2015 年翻一番。加快推进国家级新能源示范城市建设，建设国家级海上风电研发中心。

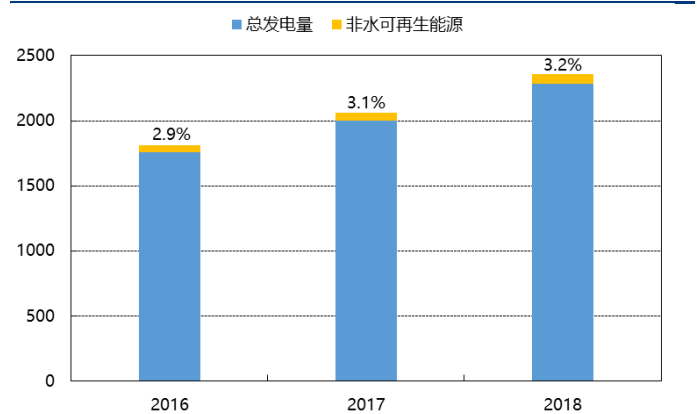
截至 2018 年末，福能股份控股运营总装机规模 484.10 万千瓦，其中：风力发电 71.40 万千瓦、天然气发电 152.80 万千瓦、热电联产 123.61 万千瓦、燃煤纯凝发电 132.00 万千瓦、光伏发电 4.29 万千瓦。福能股份风电项目分别位于风资源较优的莆田、漳州、泉州地区，其中位于莆田地区的沿海陆上风电装机占比 57.50%。2018 年，5 个风电项目利用小时达到 3,000 小时以上。2018 年，福能股份风电机组平均利用小时数 2692 小时，较福建省高 105 小时。

图表 36 福能股份风电利用小时较高（小时）



资料来源：公司公告，华创证券

图表 37 福建省非水可再生能源发电量（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，华创证券

截至 2018 年底，公司核准在建风电项目 107.10 万千瓦，其中：海上风电 89.8 万千瓦，陆上风电 17.3 万千瓦，在建热电联产 6 万千瓦。另外，长乐外海海上风电 B 区（30 万千瓦）、莆田群力（3.5 万千瓦）、草山二期（2.6 万千瓦）等项目正在争取项目核准。公司储备风电 220 万千瓦，其中：海上风电 200 万千瓦，陆上风电 20 万千瓦。

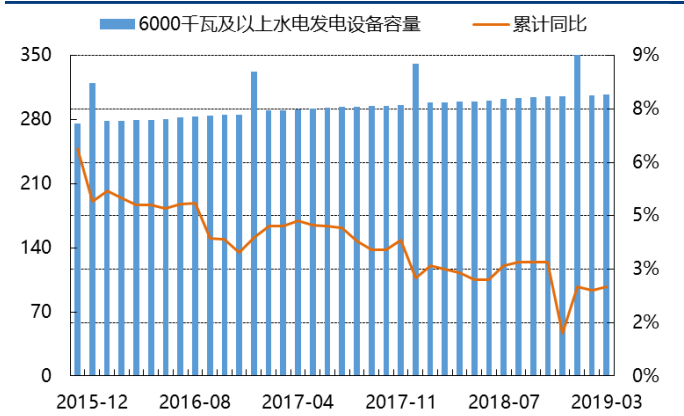
四、西南来水好，消纳有保障

(一) 寻找水电中的潜力股

1、日益稀缺的水电装机

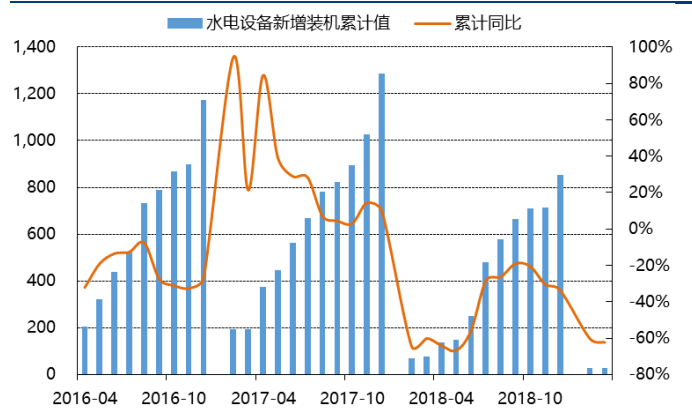
水电装机增速放缓，优质水电呈现稀缺性。我国水能资源技术可开发装机容量约 5.42 亿千瓦，其中一半集中在十三大水电基地。2018 年底已投产全口径水电装机容量为 3.5 亿千瓦，同比增长 2.5%，较去年同期回落 0.25pct；2019Q1 水电装机容量累计新增 29 万千瓦，同比减少 78%。水电装机增速明显放缓，作为优质发电资产更显稀缺性。

图表 38 水电装机容量增速放缓（百万千瓦）



资料来源：Wind，华创证券

图表 39 水电新增装机容量下滑（万千瓦）



资料来源：Wind，华创证券

根据中国十三大水电基地发展规划，我国大型流域水电站主要分布在金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、长江上游、南盘江红水河、湘西、澜沧江干流、黄河上游、黄河北干流、东北、怒江、闽浙赣十三大水电基地。十三大水电基地规划装机合计 2.74 亿千瓦，目前已投产 1.56 亿千瓦；在建 4466 万千瓦，主要分布在金沙江（3039 万千瓦）、雅砻江（450 万千瓦）；仅剩余 7342 万千瓦处于筹建、前期工作和未开发状态，主要分布在怒江（2072 万千瓦）、金沙江（1232 万千瓦）、澜沧江（1048 万千瓦）、雅砻江（1032 万千瓦）和大渡河（810 万千瓦）。

图表 40 截至 2019 年 3 月底十三大水电基地建设情况（万千瓦）

水电基地	规划装机容量	投产装机容量	在建装机容量	预计投产时间	主要开发公司	上市公司
金沙江水电基地	7673	3402	3039	2020-2025 年	三峡集团、华电集团	长江电力、华电国际
澜沧江水电基地	3183	1739	97	2019 年	华能集团	华能水电
雅砻江水电基地	2952	1470	450	2021-2023 年	国投集团	国投电力
大渡河水电基地	2704	1676	218	2019-2023 年	国电集团	国电电力
长江上游水电基地	2522	2522	0		三峡集团	长江电力
黄河上游水电基地	2141	1488	32	2019 年	国电投、国投集团	国投电力
怒江水电基地	2072	0	0		华电集团	华电国际
南盘江及红水河	1445	1285	160	2019-2023 年	大唐国际、水利部	桂冠电力
乌江流域水电基地	1093	1040	0		华电集团、大唐国际	黔源电力、大唐发电

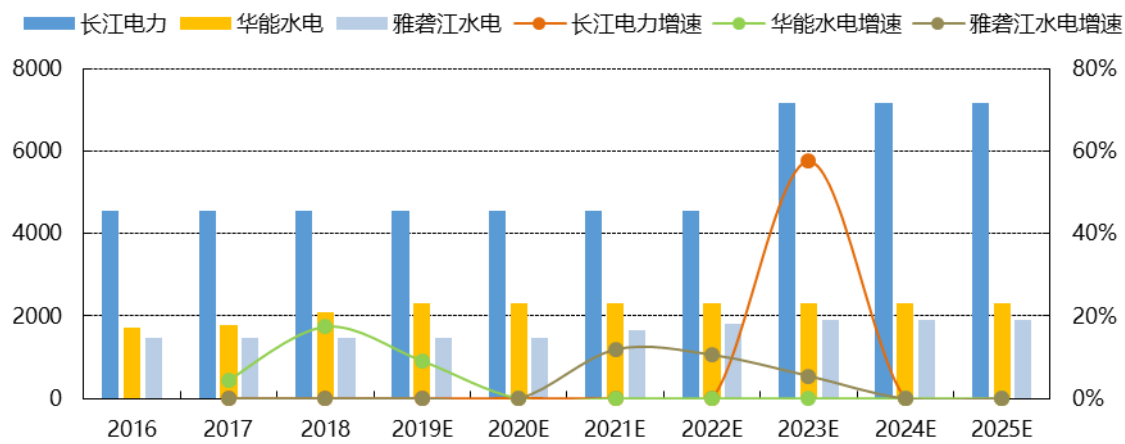
水电基地	规划装机容量	投产装机容量	在建装机容量	预计投产时间	主要开发公司	上市公司
黄河中游水电基地	777	343	0		水利部	未上市
东北水电基地	546	432	74	2019 年	国家电网	未上市
湘西水电基地	291	291	0		国电投	国投电力
合计	27399	15591	4466			

资料来源：公司网站，华创证券

未来五年，大型水电进入密集投产期，主要集中在三峡集团、华能水电、国投电力。金沙江在建水电主要是三峡集团的白鹤滩水电站（1600 万千瓦）、乌东德水电站（1020 万千瓦），预计分别将于 2021-2022 年、2020-2021 年投产；澜沧江在建水电主要是华能水电乌弄龙水电站（99 万千瓦），预计将于 2019 年投产；雅砻江在建水电主要是国投电力的两河口水电（300 万千瓦）、杨房沟水电站（150 万千瓦），预计分别将于 2021-2023 年、2021-2022 年投产。

华能水电的发电能力将大幅提升。2017 年底长江电力、华能水电、雅砻江水电的水电装机容量分别为 4554 万千瓦、1791 万千瓦、1470 万千瓦。华能水电装机在 2018-2019 年大幅增长，2019 年末公司装机量将达到 2337 万千瓦，较 2017 年末将增长 28.8%；国投电力水电装机将在 2021-2022 年大幅增长；乌东德、白鹤滩水电站全部投产后，长江电力进行资产注入，其水电装机将在 2023 年左右大幅增长 57.5%。

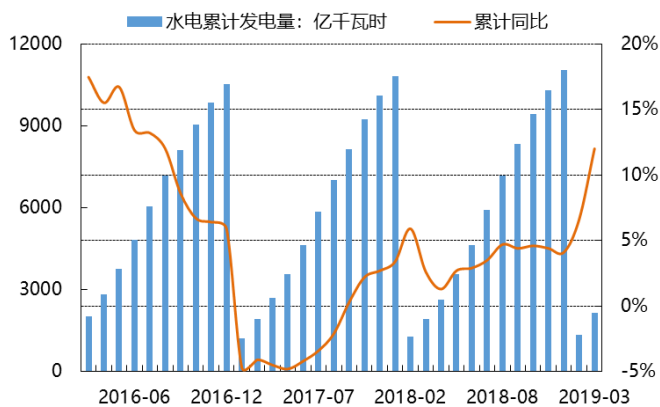
图表 41 三大水电企业的装机及增速预测（万千瓦）



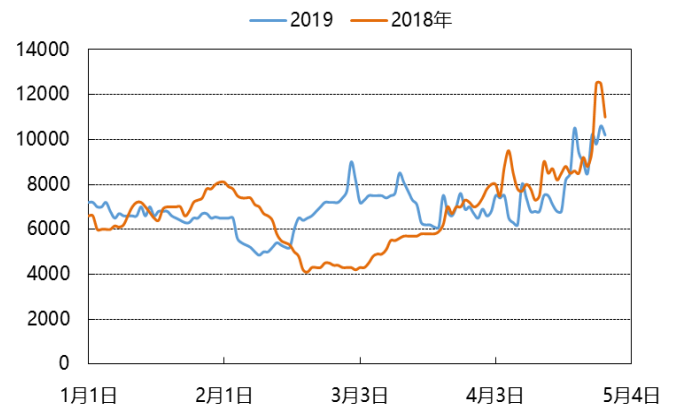
资料来源：公司公告，华创证券

2、外送通道通畅，清洁能源消纳力度加强

水电属于可再生资源，且价格低廉，因此国家鼓励水电消纳，发电优先级别较高，其发电量主要取决于来水量、电站当地需求和外送电网建设情况。2019Q1，几乎无弃水现象，水电发电量 2159 亿千瓦时，同比增长 12%。全国水电发电量前三位的省份为四川（564 亿千瓦时）、云南（489 亿千瓦时）和湖北（235 亿千瓦时），其合计水电发电量占全国水电发电量的 59.7%，同比分别增长 4.5%、22.3%和-4.7%。水电发电量高增主要得益于西南部雨水偏多，来水量较好。

图表 42 2019Q1 水电发电量高增 (亿千瓦时)


资料来源: Wind, 华创证券

图表 43 三峡入库流量 (m³/s)


资料来源: Wind, 华创证券

长江电力外送通畅, 弃水较低。公司所属 4 座电站作为“西电东送”的骨干电源, 所发出的电量主要销往华中地区 (湖北、湖南、河南、江西、重庆、四川)、华东地区 (上海、江苏、浙江、安徽) 及南方地区 (广东、云南), 配套的输变电工程有效保障了电力消纳, 且由于长江电力下属电站梯级联合调度强, 弃水损失较低。

华能水电未来弃水将有明显改善。公司所属电站多数位于澜沧江水电基地云南境内, 云南水电较多, 当地用电需求较弱, 故弃水较为严重, 2018 年云南省弃水电量 175 亿千瓦时, 较 2017 年同比较少 112 亿千瓦时。华能水电弃水电量约为 62 亿千瓦时, 弃水率约为 7.5%。近年来, 西南水电消纳问题引起了国家的高度重视, 2017 年国家发展改革委、国家能源局相继印发《2017 年重点水电跨省区消纳工作方案》《促进西南地区水电消纳和解决弃水弃风弃光问题实施方案》等文件。按照目标, 到 2020 年在全国范围内有效解决弃水问题, 一系列有利的消纳政策进一步改善了水电消纳环境。随着滇西北-广东深圳特高压线路投产, 以及乌东德-广东广西、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江等特高压线路建设, 云南省和华能水电的外送能力将大幅提升, 弃水将得到明显改善。

云南省水电消纳力度增加。2018 年 11 月国家发改委发布《清洁能源消纳行动计划 (2018-2020 年)》, 整个云南和西南水电消纳得到了前所未有的重视。2019Q1, 云南来水持续偏丰, 水电发电量超预期, 南方电网公司充分发挥大电网资源优化配置平台作用, 多措并举加大西电东送力度。2019Q1, 南方电网累计完成西电东送电量 412 亿千瓦时, 同比增长 28%, 超西电东送协议计划 134 亿千瓦时。其中增送云南富余水电约 130 亿千瓦时, 云南西电东送总送电量达到 261 亿千瓦时, 再创历史新高。在广东省用电量增速下滑情况下, 依然非常支持云南水电消纳, 我们判断云南省后续的水电消纳形势比较乐观。

雅砻江水电主要位于雅砻江水电基地四川境内, 2018 年四川调峰弃水电量较 2017 年减少 18 亿千瓦时, 随着雅中-江西特高压线路的建设, 四川和雅砻江水电的弃水情况将得到持续改善。

图表 44 三大水电企业消纳情况 (万千瓦)

公司名称	电站名称	外送线路	消纳地区
长江电力	三峡	宜都-华新、龙泉-政平、团林-枫泾、葛洲坝-南桥、江陵-鹤城	丰水期: 华南 (广东) 消纳 50%、华东 (上海、江苏、浙江、安徽) 消纳 50%, 超过区域设计输电能力送华中湖南、湖北、河南、江西) 消纳; 枯水期: 华南 16%、华东 32%、华中 52%按电量比例消纳; 重庆消纳 40 亿千瓦时/年。
	葛洲坝	非专线	湖南、河南、江西、上海、安徽、江苏、浙江
	溪洛渡	宜宾-金华、牛寨-从化	四川 15%、云南 15%、浙江 35%、广东 35%
	向家坝	复龙-奉贤	四川 15%、云南 15%、上海 70%

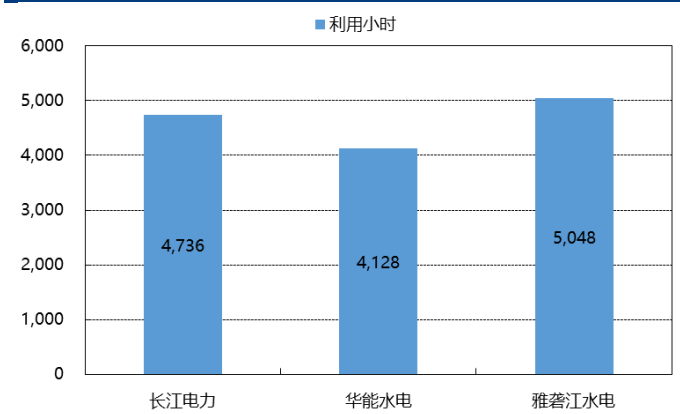
公司名称	电站名称	外送线路	消纳地区
华能水电	小湾、糯扎渡水电站等	澜沧江下游电站：云南楚雄-广东增城（小湾）、糯扎渡-广东（糯扎渡） 澜沧江上游电站：滇西北-广东深圳	澜沧江下游电站送华南（广东、广西）消纳 344 亿千瓦时，澜沧江上游电站送广东消纳，剩余云南消纳。
雅砻江水电	锦屏一级、锦屏二级、官地水电站	锦屏-苏南	四川（240 万千瓦）、重庆（200 万千瓦）、江苏（600 万千瓦）

资料来源：公司资料，华创证券

长江电力已经形成了葛洲坝、三峡、向家坝、溪洛渡超大库容“四库联调”，未来将形成葛洲坝、三峡、向家坝、溪洛渡、白鹤滩、乌东德“六库联调”；华能水电已形成小湾、糯扎渡联合调度，未来将形成如美、小湾、糯扎渡“三库联调”；雅砻江水电已形成锦屏一级、二滩联合调度，未来将形成锦屏一级、二滩、两河口“三库联调”。

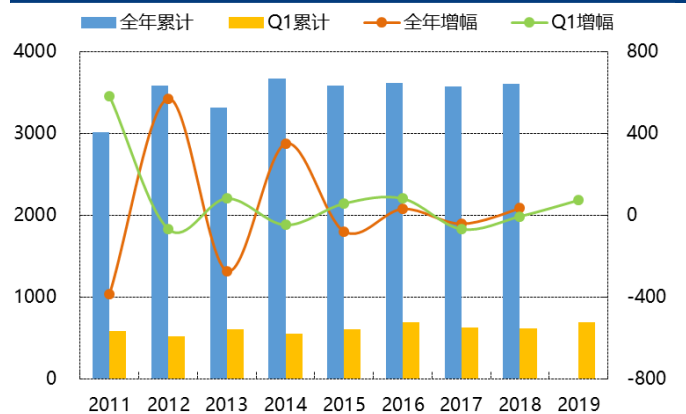
华能水电利用小时最低，随着消纳和梯级调度能力提升将有大幅改善空间。2018 年三大水电企业中雅砻江水电利用小时最高为 5048 小时，长江电力次之为 4736 小时，华能水电最低仅为 4128 小时。长江电力的三峡大坝需要承担较重的防洪作用，故利用小时较低为 4541 小时，且上升空间不会太大；华能水电由于云南外送通道较少，本地消纳能力较差，利用小时较低，随着特高压线路的建设和云南用电增速的提升，公司水电利用小时数未来将有较大提升。

图表 45 2017 年三大水电企业利用小时（小时）



资料来源：公司公告，华创证券

图表 46 全国水电利用小时及增幅（小时）



资料来源：Wind，华创证券

3、电价：未来的 X 因素

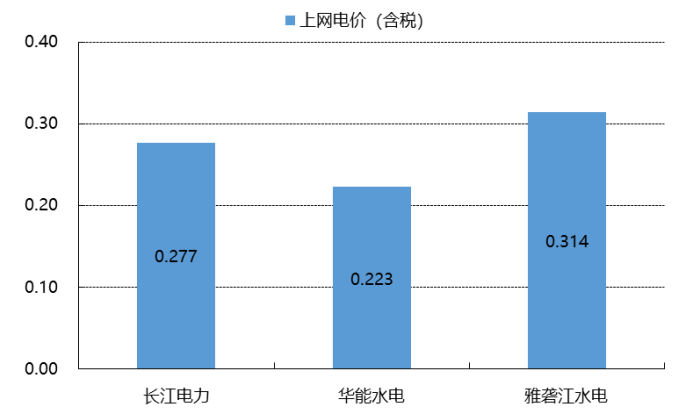
目前，我国水电上网电价主要采用成本加成、落地省区电价倒推和水电标杆电价三种定价方式。此外，个别地区已开始采用市场化交易的定价方式。2014 年 1 月 11 日，国家发展改革委发布的《关于完善水电上网电价形成机制的通知》中明确提出，在 2014 年 2 月 1 日后所有新建的跨省、跨区域送电的水电站，其外送电量的上网电价均采用倒推电价方式制定。通知明确了跨省跨区域交易价格由供需双方协商确定，按照落地省份电价倒推；省内上网电价实行标杆电价制度；建立水电价格动态调整机制等上网电价形成机制。

华能水电上网电价有望上行。2018 年长江电力、华能水电、雅砻江水电的上网电价（含税）分别为 0.277 元/千瓦时、0.223 元/千瓦时、0.314 元/千瓦时，分别增长 0.3%、7.2%、8.3%。2019 年 4 月，国家发展改革委发布《关于核定滇西北送广东专项工程输电价格的通知（发改价格〔2019〕575 号）》，滇西北直流工程输电价格为每千瓦时 9.2 分（含税不含线损，下同）；云南省内配套交流工程输电价格为每千瓦时 1.50 分。外送广东上网电价（含税）按照广东的

燃煤标杆价 0.453 元/千瓦时倒推确定，将有效提升公司上网电价。

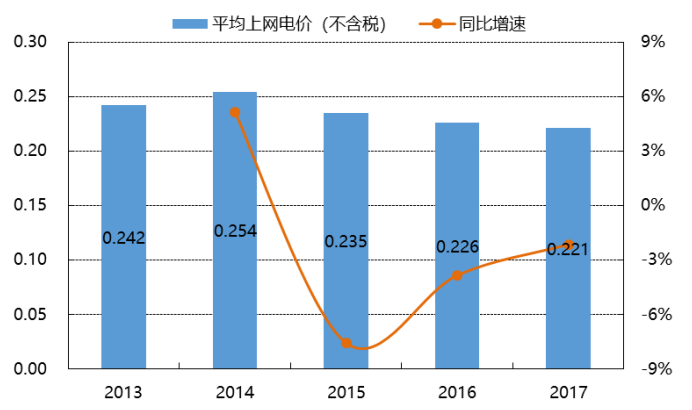
水电面临电价风险。在国家电力体制改革不断深化的背景下，未来竞价上网将成为电力行业的普遍趋势，发电企业的销售电价面临政策调整和市场竞价调整的双重风险。在竞价上网前，电力销售价格由国家按照发电成本核定，一旦确定后基本不会改变。在竞价上网后，各发电主体之间相互竞争，电价近期将呈现下降趋势，2014 年以来，全国平均上网电价逐年下滑，主要原因是市场交易电量占比提高，但降幅有收窄趋势。

图表 47 2018 年三大水电企业上网电价（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，华创证券

图表 48 全国水电平均上网电价（元/千瓦时）



资料来源：Wind，华创证券

（二）优质标的

华能水电：华能水电是全国第二大水电上市公司，澜沧江干流水电主体开发商。截至 2018 年底，今年华能水电新投产机组 325.5 万千瓦，装机容量达到 2121 万千瓦。2019 年，公司仍有 97.25 万千瓦装机将要投产，是近两年水电装机增加最多的水电上市公司。随着滇西北-广东深圳特高压线路投产，以及乌东德-广东广西、白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江等特高压线路建设，华能水电的外送能力将大幅提升，弃水将得到明显改善。云南计划 2020 年前建成 7 万吨多晶硅、8.8 万吨单晶硅的光伏产业，省内在建电解铝产能是 340 万吨，2019 年投产电解铝产能超过 60 万吨，消纳的电量在 60 到 80 亿千瓦时，将会提振用电需求。

国投电力：持有雅砻江水电 52% 股权，是一家以水电为主、水火共济、风光为补的综合电力上市公司。截至 2018 年底，公司控股装机产控股装机容量 3405.5 万千瓦，其中水电装机 1672 万千瓦、火电装机 1575.6 万千瓦、风电装机 110.1 万千瓦、光伏装机 47.8 万千瓦。雅砻江水电的两河口和杨房沟水电站共计 450 万千瓦装机将在 2021-2023 年密集投产，届时公司的发电能力将有大幅提升。随着雅中-江西特高压线路的建设，雅砻江水电的弃水问题将得到改善。发电能力和消纳能力双提升，公司的水电板块盈利能力将大幅增长。由于目前煤价维持高位，公司火电板块盈利困难，随着煤价逐步回落，火电部分盈利能力具有较大弹性。

五、曾经错过，所以珍惜，拨云见日，核电重启

（一）核电重启空间

1、曾经错过，所以珍惜

核电发展历程波折。1982 年，泰山一期和大亚湾核电站的核准拉开了中国核电项目建设的序幕。第一批核电投产后，1997 年亚洲金融危机爆发，用电需求疲软，核电项目核准放缓。2003 年开始，中国加入 WTO 后，中国经济进入新的增长周期，2004 年出现全国电荒，电力装机审批加快。2007 年，国务院批准《国家核电发展专题规划(2005-2020

年)》，并引进 AP1000 作为三代核电技术路线，成立国家核电技术有限公司。正当酝酿核电大发展之时，2011 年福岛核电发生事故，部分国家开始去核化进程。中国也确立了“在确保安全的基础上高效发展核电”的发展战略，核电发展停滞。时至今日，三门一期、海阳一期、台山一期核电陆续商运，标志三代核电技术的成功运用，压在核电发展头上的技术障碍破除。今年 3 月，生态环境部发布了受理中广核广东太平岭核电厂一期工程、福建漳州核电厂 1、2 号机组环评报告的公示，预计 6 月开工。

图表 49 中国核电发展里程

中国核电发展时间轴

截至2019年1月底，我国在运核电机组45台，在建核电机组11台。



资料来源：核安全局，华创证券

2、市场空间年均千亿

根据近年来陆续发布的《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》、《电力发展“十三五”规划》及《“十三五”核工业发展规划》等文件的规划目标，到2020年，核电装机容量达到5800万千瓦，在建容量达到3000万千瓦以上。

图表 50 核电装机容量规划政策

时间	文件名称	主要内容
2014年	《能源战略发展行动计划（2014~2020年）》	计划到2020年，核电装机容量达到5800万千瓦，在建容量达到3000万千瓦以上。
2016年	《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》	坚持安全发展核电的原则，加大自主核电示范工程建设力度，着力打造核心竞争力，加快推进沿海核电项目建设。建成三门、海阳 AP1000

时间	文件名称	主要内容
		自主化依托项目，建设福建福清、广西防城港“华龙一号”示范工程。开工建设 CAP1400 示范工程等一批新的沿海核电工程。深入开展内陆核电研究论证和前期准备工作。认真做好核电厂址资源保护工作。“十三五”期间，全国核电投产约 3000 万千瓦、开工 3000 万千瓦以上，2020 年装机达到 5800 万千瓦。
2017 年	《“十三五”核工业发展规划》	规划明确到 2020 年，我国核电装机力争达到 5800 万千瓦，在建规模 3000 万千瓦。

资料来源：发改委网站，能源局网站，华创证券

“十三五”核电规划料难完成。截至 2019 年 3 月，我国投入商业运行的核电机组有 45 台，累积装机容量约 4591 万千瓦；在建核电机组 11 台，累计装机容量 1200 万千瓦。在建 11 台核电机组在 2020 年前全部投运，届时核电装机容量达到 5791 万千瓦，基本完成 5800 万千瓦的装机目标。但是上述规划中还有 3000 万在建容量需要在 2020 年前开工，以目前的进度来看，十三五规划中的核电装机容量很难如期完成。

图表 51 我国目前在运营核电机组 45 台

项目	地点	总投资额	机组	技术路线	装机容量 (MW)
秦山一期核电厂	浙江	12 亿元	1 号	CNP300	300
大亚湾核电厂	广东	40 亿美元	1 号	M310	984
			2 号		984
秦山第二核电厂	浙江	148 亿元	1 号	CNP650	650
			2 号		650
		145 亿元	3 号		660
			4 号		660
岭澳核电厂	广东	40.25 亿美元	1 号	CPR1000	990
			2 号		990
		260 亿元	3 号		1086
			4 号		1086
秦山第三核电厂	浙江	25.7 亿美元	1 号	CANDU 6	728
			2 号		728
田湾核电厂	江苏	32.04 亿美元	1 号	VVER-1000	1060
			2 号		1060
		-	3 号		1126
			4 号		1126
红沿河核电厂	辽宁	486 亿元	1 号	CPR1000	1119
			2 号		1119
			3 号		1119
			4 号		1119
宁德核电厂	福建	490 亿元	1 号	CPR1000	1089
			2 号		1089
			3 号		1089
			4 号		1089

项目	地点	总投资额	机组	技术路线	装机容量 (MW)
福清核电厂	福建	267.6 亿元	1 号	M310 改进型	1089
			2 号		1089
			3 号		1089
			4 号		1089
阳江核电厂	广东	450 亿元	1 号	CPR1000	1086
			2 号		1086
			3 号		1086
			4 号		1086
			5 号		1086
方家山核电厂	浙江	268 亿元	1 号	M310 改进型	1089
			2 号		1089
三门核电厂	浙江	400 亿元	1 号	AP1000	1250
			2 号		1250
昌江核电厂	海南	235 亿元	1 号	CNP650	650
			2 号		650
防城港核电厂	广西	250 亿元	1 号	CPR1000	1086
			2 号		1086
海阳核电	山东	400 亿元	1 号	AP1000	2500
			2 号		
台山核电厂	广东		1 号	EPR	1750
合计	-	超 4000 亿元			45900

资料来源：中国核能协会，中国核电信息网，华创证券

图表 52 截至 2019 年 3 月我国在建核电机组

省市	核电厂	机组	状态	堆型	单机装机容量 (MW)	控股股东
辽宁	红沿河	5/6#	在建	ACPR1000	1080	中广核
山东	石岛湾	1#	在建	高温气冷堆	211	华能
江苏	田湾	5/6#	在建	M310+改进型	1118	中国核电
福建	福清	5/6#	在建	HPR1000	1150	中广核
广东	台山核电站	2#	在建	EPR-1750	1750	中广核
	阳江核电站	6#	在建	ACPR1000	1086	中广核
广西	防城港核电站	3/4#	在建	HPR1000	1150	中广核
合计		11 台			12043	

资料来源：国家核安全局，公开新闻，华创证券

我们预计 2019-2020 年每年核准 10 台，开工 6-8 台。根据前期工作进度，国核示范堆、漳州一期、惠州一期核电项目均已环评，预计 2019 年核准；昌江二期和田湾四期核电项目有望 2019 年核准。三门二期、海阳二期、陆丰一期、

苍南一期、宁德二期核电项目预计 2020 年核准。未来两年核电设备每年核准 10 台，开工 6-8 台机组，以目前主流的三代技术机组的平均投资额 1.5 万元/千瓦，有望释放年均超千亿元市场空间。

图表 53 未来两年预计核准项目

项目	预计开工年份	省份	台数	堆型	单机装机容量 (MW)	控股股东
国核示范堆	2019	沿海	2	1400	国电投	CAP1400
漳州一期	2019	沿海	2	1150	中国核电	华龙一号
惠州一期	2019	沿海	2	1150	中广核	华龙一号
田湾四期	2019	沿海	2	1255	中国核电	VVER1200
昌江二期	2019	沿海	2	1150	中国核电	华龙一号
三门二期	2020	沿海	2	1250	中国核电	CAP1000
陆丰一期	2020	沿海	2	1250	中广核	CAP1000
海阳二期	2020	沿海	2	1250	国电投	CAP1000
宁德二期	2020	沿海	2	1150	中广核/大唐	华龙一号
苍南一期	2020	沿海	2	1150	中广核	华龙一号

资料来源：国家核安全局，公开新闻，华创证券

图表 54 未来核电市场年均释放超千亿空间

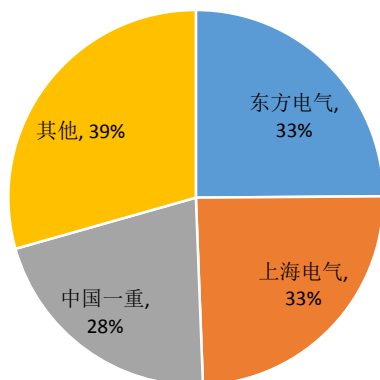
时段	项目	乐观值	中性值	悲观值
2019-2020	计划年开工机组数量 (台)	8	7	6
	每台机组投资额 (亿元)	150	150	150
	年均新增投资总额 (亿元)	1200	1050	900
2020-2030	计划年开工机组数量 (台)	8	7	6.7
	每台机组投资额 (亿元)	150	150	150
	年均新增投资总额 (亿元)	1200	1005	1005

资料来源：能源局，采招网，华创证券

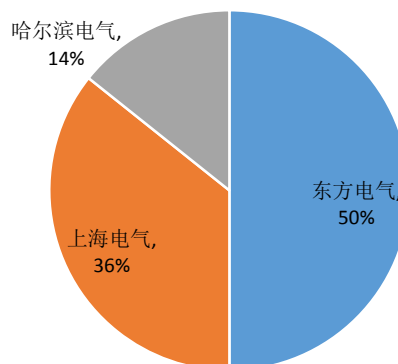
(二) 主设备龙头：东方电气

1、东方电气占半壁江山

东方电气时核电主设备龙头制造商。核电主设备主要由东方电气、上海电气、哈尔滨电气、中国一重等国企以及美国西屋、法国阿海珐等国际巨头主导。根据目前在运营机组核岛和常规岛的供应情况和对应产值测算，东方电气核岛、常规岛主设备市场占有率分别达到 33%、50%。上海电气由于在控制棒驱动机构、堆内构件等领域较为突出，核岛主设备市场份额约占 20%，东方电气 14% 市场份额紧跟其后；常规岛设备中东方电气以在汽轮机方面的优势占绝对 35% 市场份额，上海电气约 27%。

图表 55 核岛主设备市场占有率


资料来源：中国核电信息网，北极星环保网，华创证券
 注：采用已运行核电厂数据和典型项目各设备产值占比测算

图表 56 常规岛设备市场占有率


资料来源：中国核电信息网，北极星环保网，华创证券
 注：采用已运行核电厂数据和典型项目各设备产值占比测算

核电国产化的领军者。东方电气从岭澳核电站一期建设切入核电领域，目前具备年产 4-6 套百万千瓦级压水堆核电站反应堆压力容器、蒸汽发生器、稳压器、主泵等核岛主设备的批量制造能力和年产 6-8 套百万千瓦级核电常规岛汽轮机、汽轮发电机、汽水分离再热器、凝汽器、高压加热器、低压加热器等设备的能力，涉及技术路线囊括二代加和三代（AP1000、EPR、CAP1400、华龙一号等）。

核岛/常规岛市占率高，为未来订单提升奠定坚实基础。目前在役的 45 台核电机组中，30 台机组中的核岛或常规岛主设备等均由东方电气进行供货，同时由于在建和未来计划投产的核电项目主体仍为中广核、中核及国核三家，因此公司坚实的市场基础保障了充足的在手订单。

图表 57 运行机组中的东方电气主要供货设备

堆型	业主方	订单项目	具体设备供货
M310	中核	方家山 1 号机组	汽轮发电机
		福清一期 1、2 号机组	蒸汽发生器、汽轮发电机
		福清二期 3、4 号机组	汽轮发电机
HPR1000		福清二期 5、6 号机组	蒸汽发生器、重型支撑及汽轮机、发电机、汽水分离再热器、安注箱等
CPR1000	中广核	岭澳一期 1 号机组	汽轮发电机
		岭澳一期 2 号机组	汽轮发电机、稳压器
		岭澳一期 3、4 号机组	反应堆压力容器、蒸汽发生器、稳压器
		红沿河一期 1 号机组	稳压器、汽轮发电机
		红沿河一期 2、3 号机组	蒸汽发生器、稳压器、汽轮发电机
		红沿河一期 4 号机组	反应堆压力容器、蒸汽发生器、控制棒驱动机构、稳压器等
		宁德一期 1 号机组	反应堆压力容器、蒸汽发生器、稳压器、汽轮发电机
		宁德一期 2 号机组	稳压器、汽轮发电机
		宁德一期 3、4 号机组	汽轮发电机
		防城港一期 1、2 号机组	反应堆压力容器、蒸汽发生器、控制棒驱动机构、堆内构件、稳压器等
		防城港一期 3、4 号机组	蒸汽发生器、主泵、安注箱、汽轮发电机
ACPR1000		阳江一期 2 号机组	蒸汽发生器
EPR1750		红沿河二期 5、6 号机组	控制棒驱动机构、堆内构件
		台山一期 1 号机组	汽轮发电机

		台山一期 2 号机组	反应堆压力容器、蒸汽发生器、汽水分离再热器等
AP1000		海阳一期 1、2 号机组	稳压器、非能动余热排出热交换器

资料来源：中国核电信息网，公司官网，华创证券

2、技术研发领先

技术方面，东方电气已具备百万千瓦等级（1000MW-1800MW）各类核电机组常规岛、核岛主设备自主研发和批量制造能力，全面进入第三代核电技术领域。近年公司在技术研发制造方面仍不断取得突破，部分设备不仅实现完全国产化，还在规格尺寸等方面取得世界领先地位。公司坚实的研发基础保障了未来订单的承接能力，也是公司未来保持市占率的核心支撑。

图表 58 东方电气核电设备研发屡获重大突破

日期	研发成果	应用领域	特点
2018/09	“华龙一号”汽水分离再热器	常规岛	国内首台自主设计制造的汽水分离再热器
2018/04	“华龙一号”常规岛汽轮机	常规岛	标志着我国自主知识产权核电项目“华龙一号”首台常规岛汽轮机主机设备研制全部完成，成功自主研发国内最长等级 1828 毫米转子末级叶片，并在此基础上制造完成目前世界在制最大尺寸和重量的核电汽轮机转子及世界在制最大核电汽轮机汽缸
2017/06	CAP1400 国核压水堆示范工程首根核电低压转子	常规岛	世界最大的核电汽轮机低压转子，也是国内首根拥有完全自有知识产权的第三代核电低压转子
2017/06	350 吨高速动平衡试验台	转子研发	各项指标达到了其设计功能，世界最大、技术领先的动平衡试验台正式服役于东汽自主核电项目

资料来源：公司官网，公司公告，华创证券

同时，公司在第四代快堆技术的研发方面同样走在行业前列。钠-空气热交换器总体设计于 2017 年 12 月通过专家评审，作为能源技术创新十三五规划的示范类项目，公司的前瞻性的技术研发有望提升抗风险能力，并进一步保障公司未来的市场份额。

六、风险提示

全社会用电量增速不及预期、煤价大幅上涨、电价下调风险、核电开工不及预期。

环保与公用事业组团队介绍

组长、首席分析师：王祎佳

英国剑桥大学理学硕士。2017年加入华创证券研究所。2018年金牛奖电力及公用事业行业最佳分析师第一名。

高级分析师：庞天一

吉林大学工学硕士。2017年加入华创证券研究所。

助理研究员：黄秀杰

清华大学工学硕士。2018年加入华创证券研究所。

助理研究员：王兆康

华威大学硕士。2018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
	杜博雅	高级销售经理	010-66500827	duboya@hcyjs.com
	侯春钰	销售经理	010-63214670	houchunyu@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
	刘懿	销售助理	010-66500867	liuyi@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	高级销售经理	0755-83479862	luoyingyin@hcyjs.com
	段佳音	销售经理	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	朱研	销售经理	0755-83024576	zhuyan@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
	杨晶	高级销售经理	021-20572582	yangjing@hcyjs.com
	张佳妮	高级销售经理	021-20572585	zhangjian@hcyjs.com
	乌天宇	高级销售经理	021-20572506	wutianyu@hcyjs.com
	潘亚琪	高级销售经理	021-20572559	panyaqi@hcyjs.com
	沈颖	销售经理	021-20572581	sheny@hcyjs.com
	汪子阳	销售经理	021-20572559	wangziyang@hcyjs.com
	柯任	销售经理	021-20572590	keren@hcyjs.com
	何逸云	销售经理	021-20572591	heyiyun@hcyjs.com
	张敏敏	销售经理	021-20572592	zhangminmin@hcyjs.com
	蒋瑜	销售助理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com
施嘉玮	销售助理	021-20572548	shijiawei@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	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	地址: 上海浦东银城中路 200 号 中银大厦 3402 室
邮编: 100033	邮编: 518034	邮编: 200120
传真: 010-66500801	传真: 0755-82027731	传真: 021-50581170
会议室: 010-66500900	会议室: 0755-82828562	会议室: 021-20572500