

电力

电力 2019 年中期投资策略

超配

(维持评级)

2019 年 06 月 21 日

一年该行业与上证综指走势比较



行业投资策略

火电业绩快速修复, 水电防御价值明显

相关研究报告:

《第二批降低一般工商业电价政策快评: 电网、水电、核电让利用户, 原不含税收益基本无影响》——2019-05-16
 《政府工作报告快评: 降电价对发电侧影响有限, 增值税率下调火电弹性显著》——2019-03-06
 《电力行业 2019 年投资策略: 火电配置正当时, 水电防御价值显》——2018-12-26
 《行业重大事件快评: 水电增值税新政出台, 大水电企稳, 小水电新增弹性》——2017-09-08
 《行业重大事件快评: 标杆电价上调小幅改善煤电盈利, 或为电改传递重要价格信号》——2017-06-23

证券分析师: 陈青青

电话: 0755-22940855
 E-MAIL: chenqingq@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980513050004

证券分析师: 吴行健

E-MAIL: wuxingjian@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980517050001

证券分析师: 武云泽

电话: 021-60875161
 E-MAIL: wuyunze@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980517050002

● 宏观经济运行偏弱, 全社会用电增速放缓

从发电端来看, 5 月份全社会发电量增速创近三年新低, 规模以上电厂发电量 5589 亿千瓦时, +0.2%。其中火电发电量 3831 亿千瓦时, -4.9%, 增速同比下滑 15.2 个百分点; 水电发电量 1025 亿千瓦时, +10.8%。1-5 月全国发电量为 27809 亿千瓦时, +3.3%, 增速同比下滑 5.2 个百分点。从用电端来看, 5 月全社会用电量 5665 亿千瓦时, +2.3%, 增速较上月回落 3.5 个百分点, 较去年同期下滑 9.1 个百分点。1-5 月, 全社会用电量同比增长 4.9%, 增速同比下滑 4.9 个百分点, 用电增速放缓端倪已现。

● 增值税率下调+煤价中枢下行, 利好火电业绩修复

受益于煤价的同比下跌, 火电行业业绩修复显著; 2019Q1 归母净利润为 103.01 亿, 同比+82.91%, 增速较去年同期上升 42.83 个 pct。但上半年火电板块表现一般, 跑输大盘, 主要是由于多次矿难导致煤炭安全监察收紧, 煤价跌幅不及预期, 火电股价有所调整。总体来说, 我们判断①电价方面, 火电标杆电价下调或上调的可能性都不大; 市场电占比或有提升, 但折价幅度有限, 预计今年电价整体平稳。②区别于水电行业, 火电行业增值税率下调 3 个 pct 的红利有望留存, 利好售电收入增加。③受经济下行影响用电需求减弱, 但亦有严控新增产能叠加淘汰自备电厂的利好因素对冲, 利用小时数整体应较为平稳不会出现大幅下滑。④煤炭行业供给侧改革已进入尾声, 在煤炭需求增速较为确定性减弱的情况下, 供给会更加宽松, 判断秦皇岛 5500 煤价大概率能处于 580-610 元/吨区间。推荐二线火电长源电力及龙头华电国际、华能国际。

● 看好水电中长期投资价值, 来水偏丰有望利好年内业绩

我们持续看好水电的中长期投资价值, 认为大水电稳定的盈利预期以及优质的现金流可提供优良防御性。长期看, 相关上市公司机组密集投运期结束后, 自由现金流的释放将带来长期利好。今年而言, 初步预计来水偏丰, 发电量上行将有效对冲增值税返还政策到期影响。电价方面, 增值税率下调红利让利终端, 并不影响水电不含税收益。伴随优先消纳政策与电力供给收缩, 预计水电电价仍将维持相对稳定。水电板块推荐长江电力, 关注国投电力, 桂冠电力, 华能水电。

● 风险提示: 标杆电价下调, 用电需求超预期下行, 煤炭安全监察超预期收紧。

独立性声明:

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道, 分析逻辑基于本人的职业理解, 通过合理判断并得出结论, 力求客观、公正, 其结论不受其它任何第三方的授意、影响, 特此声明

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS		PE	
					2019E	2020E	2019E	2020E
600011	华能国际	增持	6.63	104,392	0.30	0.42	22.1	15.8
600027	华电国际	增持	3.78	37,381	0.29	0.36	13.0	10.5
000966	长源电力	买入	5.36	6,229	0.48	0.68	11.2	7.9
600900	长江电力	增持	17.69	391,160	1.07	1.10	16.5	16.1
600886	国投电力	增持	7.93	54,356	0.69	0.73	11.5	10.9

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

内容目录

1、火电：需求减弱煤价下行利好火电业绩	4
1.1 电价端：煤电市场化交易比重变大，但折价收窄，整体电价平稳	4
1.2 电力需求端：经济下行预期下，用电增速或有所下滑	7
1.3 利用小时数：严控新装机+关停自备电厂，有望对冲需求放缓带来的利用小时数下滑	9
1.4 煤价端：供需宽松，预期煤价下跌利好火电业绩	13
1.5 投资逻辑：增值税下调红利+煤价下行，火电业绩快速修复	18
2、水电：看好中长期稳健投资价值	20
2.1 龙头水电集中投建新机组，投资价值有望强化	20
2.2 初步预计 2019 年丰水期来水较好	22
2.3 增值税率红利让利，价内电价基本不受影响	23
2.4 市场电折价压力持续，但预计影响总体温和	23
2.5 增值税返还到期影响基本结束	25
2.6 投资逻辑：看好水电中长期投资价值	26
国信证券投资评级	28
分析师承诺	28
风险提示	28
证券投资咨询业务的说明	28

图表目录

图 1: 全国市场交易电量及其占比	4
图 2: 2019Q1 分省市市场交易电占比	5
图 3: 全国煤电市场交易电量及其占比	5
图 4: 2019Q1 分省市煤电市场交易电占比	6
图 5: 大型发电集团煤电市场交易电价 (元/千瓦时)	6
图 6: 煤电上网平均电价 (元/千瓦时)	6
图 7: 全社会月度发电量 (亿千瓦时)	7
图 8: 全社会累计发电量 (亿千瓦时)	8
图 9: 火电月度发电量 (亿千瓦时)	8
图 10: 火电累计发电量 (亿千瓦时)	8
图 11: 历年火电设备平均利用小时数	9
图 12: 火电 ROE 和煤炭 ROE 历史走势	13
图 13: 煤价和火电企业 ROE 的变动情况	13
图 14: 煤炭产能 (亿吨)	14
图 15: 煤炭原煤产量 (万吨)	15
图 16: 煤炭进口量 (万吨)	15
图 17: 我国各行业动力煤消费量构成图	16
图 18: 环渤海 5500 大卡动力煤价历史走势	16
图 19: 环渤海 5500 大卡动力煤价 2018 年以来走势	16
图 20 秦皇岛动力煤价历史走势	17
图 21: 秦皇岛动力煤价 2018 年以来走势	17
图 22: 沿海 6 大电厂日耗走势	17
图 23: 沿海 6 大电厂当月累计耗煤同比增速	17
图 24: 沿海 6 大电厂煤炭库存	17
图 25: 北方三大港口合计煤炭库存	17
图 26: 火电行业一季度营业收入	18
图 27: 火电行业一季度归母净利润	18
图 28: 水电行业主要公司历年含税电价情况 (元/千瓦时)	20
图 29: 水电行业主要公司历年扣非摊薄 ROE 情况	20
图 30: 水电行业主要公司历年资产负债率情况 (%)	21
图 31: 华能水电近年来资本开支情况	21
图 32: 水电逐月累计发电量情况	22
图 33: 广东历年年度长协交易量价	24
图 34: 广东历年月度集中竞价电量与让利	24
图 35: 广东月度集中竞价让利幅度 (厘/千瓦时)	24
图 36: 云南历年市场化交易电量情况	25
图 37: 云南年/月度双边量价情况 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)	25
图 38: 云南省内电力市场交易量价 (按月度)	25
表 1: 上网电价政策梳理	7
表 2: 我国能源领域“十三五”规划对能源结构转型的定性表述与量化要求	10
表 3: 各类能源品种占一次能源消费结构比例变化	10
表 4: 我国不同类型电源装机容量规划情况 (单位: 万千瓦)	10
表 5: 2020 年煤电规划建设风险预警	11
表 6: 煤电供给侧改革相关政策梳理	12
表 7: 自备电厂相关政策梳理	13
表 8: 煤炭供需测算	18
表 9: 火电行业业绩情况	19
表 10: 水电行业可比上市公司对比	21
表 11: 华能水电所属电站单位投资额因流域而存在显著差别	22
表 12: 主要水电核电上市公司非市场化电量比例	23
表 13: 主要电力上市公司 2018 年市场电占比变化	23
表 14: 水电公司 2019 年增值税退税到期受影响情况	26

1、火电：需求减弱煤价下行利好火电业绩

1.1 电价端：煤电市场化交易比重变大，但折价收窄，整体电价平稳

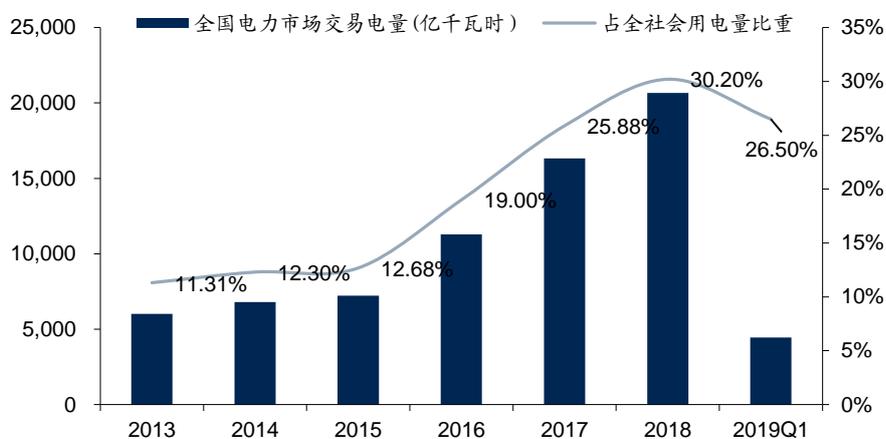
政策频发，电力市场化是大势所趋。2017 年发布《关于有序放开发用电计划的通知》，要求扩大市场化交易规模，新建煤电机组全部执行市场电；中小用户通过售电公司参与交易。习近平总书记在中央经济工作会议上强调指出，2018 年要加快电力市场建设，大幅提高市场化交易比重。

2018 年 7 月国家发改委、国家能源局发布《关于积极推进电力市场化交易进一步完善交易机制的通知》，提出要继续提高市场化交易电量规模，要放开煤炭、钢铁、有色、建材等行业用户发用电计划；降低市场化交易门槛；自备电厂成为合格主体后推进自发自用外电量参与交易；并协商建立“基准电价+浮动机制”的市场化定价机制。

国家发改委 2019 年 5 月 15 日发布《关于降低一般工商业电价的通知》，提出要积极扩大一般工商业用户参与电力市场化交易的规模，通过市场机制进一步降低用电成本。

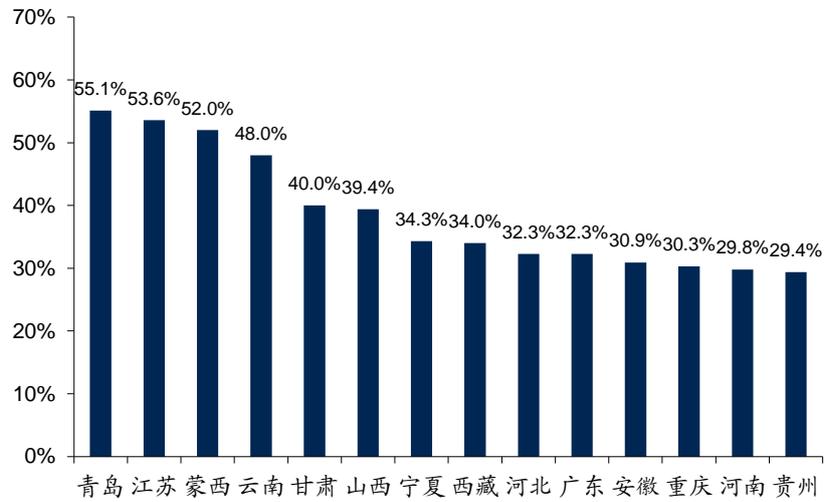
电量市场化比例提升，但折价收窄，预计短期电价企稳。根据中电联数据，2019 年 Q1，全国全社会用电量累计 16795 亿千瓦时，同比增长 5.5%，电网企业销售电量 13906 亿千瓦时，同比增长 7.8%。全国电力市场交易电量（含发电权交易电量）合计为 4445 亿千瓦时，同比增长 33.8%，市场交易电量占全社会用电量比重为 26.5%，较去年同期提高 5.5 个百分点。

图 1：全国市场交易电量及其占比



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

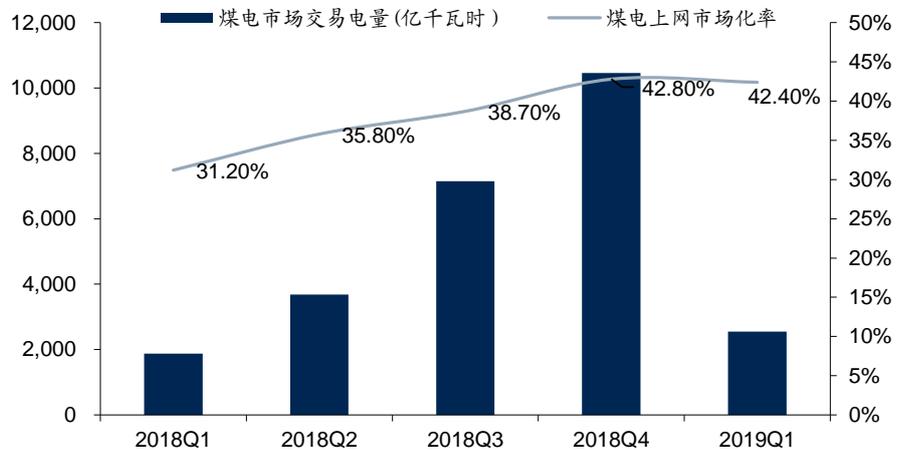
图 2: 2019Q1 分省市市场交易电占比



资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

从煤电来看, 2019Q1 大型发电集团煤电机组上网电量 6017 亿千瓦时, 市场交易电量 2553 亿千瓦时, 煤电上网电量市场化率为 42.4%, 市场化程度逐年攀升。

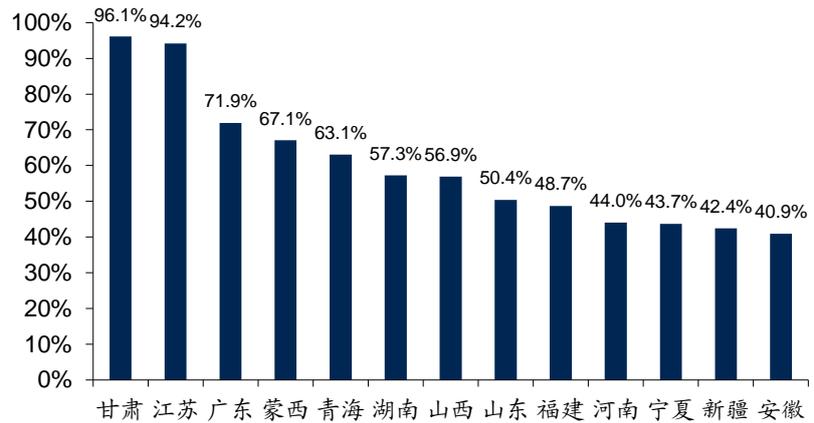
图 3: 全国煤电市场交易电量及其占比



资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

分省来看, 大型发电集团煤电上网电量市场化率超过 40% 的省区共有 14 个, 其中, 市场化率最高的是广西, 达到了 100%, 甘肃、江苏、广东、蒙西、青海、湖南、山西、山东等 8 个省区的煤电市场化率超过了 50%, 福建、河南、宁夏、新疆、安徽等 5 个省区的煤电市场化率超过了 40%。

图 4: 2019Q1 分省市煤电市场交易电占比

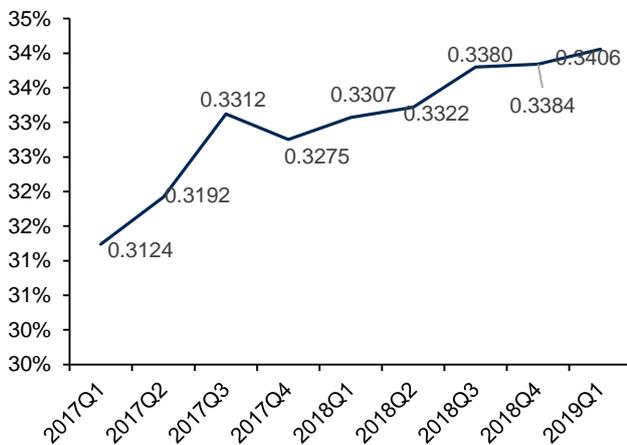


资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

2019Q1 煤电上网电量平均电价 (计划与市场电量加权平均电价) 为 0.3668 元/千瓦时, 市场交易 (含跨区跨省市场交易) 平均电价为 0.3406 元/千瓦时, 市场交易平均电价较上年同期提高 0.0099 元/千瓦时。自 2017 年 4 季度以来, 煤电市场交易平均电价已连续六个季度保持上涨。

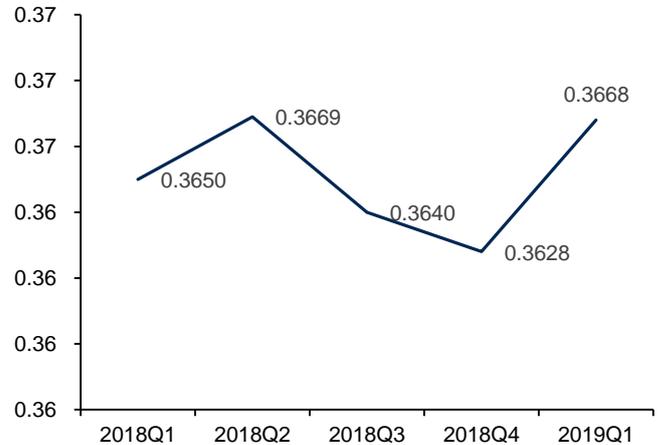
从趋势上看, 煤电的市场交易电量占比继续提升, 但折扣幅度减少, 整体上网电价平稳, 一季度煤电平均上网电价为 0.3668 元/千瓦时。我们判断无论燃煤标杆电价还是市场电让利幅度, 短期恶化风险相对有限, 利好电价企稳。

图 5: 大型发电集团煤电市场交易电价 (元/千瓦时)



资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

图 6: 煤电上网平均电价 (元/千瓦时)



资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

表 1: 上网电价政策梳理

实施日期	出台部委	政策标题	政策具体内容
2008年8月20日	发改委	《关于提高火力发电企业上网电价有关问题的通知》	自2008年8月20日起,将全国火力发电(含燃煤、燃油、燃气发电和热电联产)企业上网电价平均每千瓦时提高2分钱,燃煤机组标杆上网电价同步调整。
2011年5月27日	发改委	《关于适当调整电价有关问题的通知》	重点提高山西等15个省(市)统调火电企业上网电价。具体提价标准每千瓦时分别为:山西3.09分钱、青海3分钱、甘肃2.68分钱、江西2.62分钱、海南2.53分钱、陕西2.52分钱、山东2.45分钱、湖南2.39分钱、重庆2.28分钱、安徽、河南、湖北各2分钱,四川1.5分钱、河北1.49分钱,贵州1.24分钱
2013年9月30日	发改委	《关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》	降低有关省(自治区、直辖市)燃煤发电企业脱硫标杆上网电价,未执行标杆电价的统调燃煤发电企业上网电价同步下调。
2014年9月1日	发改委	《关于进一步疏导环保电价矛盾的通知》	降低有关省(自治区、直辖市)燃煤发电企业脱硫标杆上网电价,未执行标杆电价的统调燃煤发电企业上网电价同步下调。
2015年4月20日	发改委	《关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》	全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调2分钱
2016年1月1日	发改委	《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》	全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调3分钱

资料来源:发改委,国信证券经济研究所整理

1.2 电力需求端: 经济下行预期下, 用电增速或有所下滑

初步来看, 由于去年的高基数以及当前实体经济承受的压力, 整体能源需求增速承压。全年煤炭需求可能趋向走弱; 电力增速据中电联预测可能回落至5.5%左右水平。

发电端: 5月份, 全社会发电量增速创近三年新低, 火电发电量单月同比下滑。 2019年5月份规模以上电厂发电量实现5589亿千瓦时, 同比增长0.2%, 环比回落3.6个百分点, 同比回落9.6个百分点, 增速为近三年新低。其中火电发电量3831亿千瓦时, 同比下降4.9%, 增速较上年同期回落15.2个百分点; 水电发电量1025亿千瓦时, 同比增长10.8%; 核电发电量272亿千瓦时, 同比增长15.4%; 风电发电量353亿千瓦时, 同比上升19.4%。

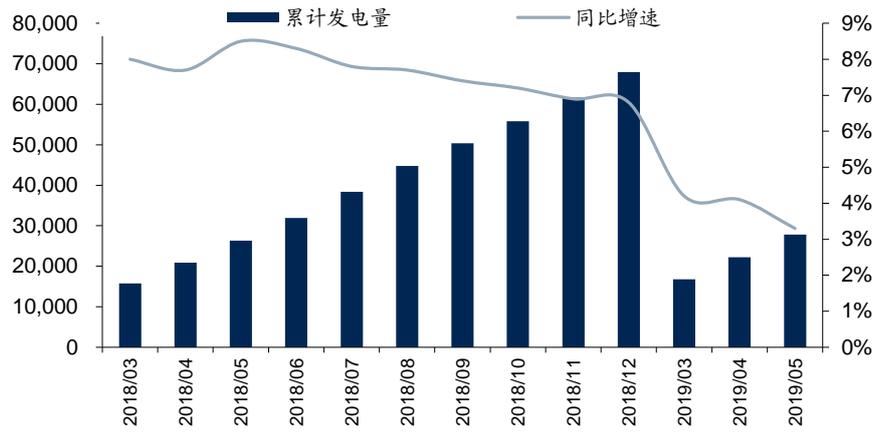
2019年1-5月全国发电量为27809亿千瓦时, 同比增长3.3%, 增速同比下滑5.2个百分点。其中火电发电量20409亿千瓦时, 同比增长0.2%, 增速同比回落7.9个百分点; 全国水电发电量4003亿千瓦时, 同比增长12.8%, 增速同比上升10.1个百分点。

图 7: 全社会月度发电量(亿千瓦时)



资料来源:统计局,国信证券研究所整理

图 8: 全社会累计发电量 (亿千瓦时)



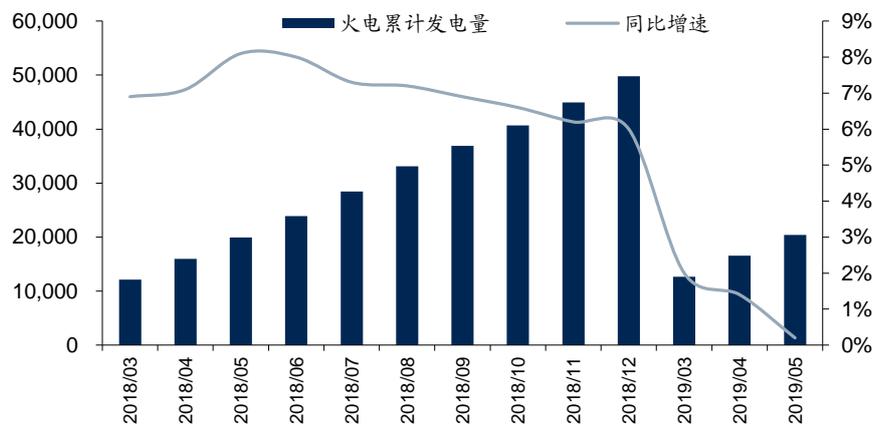
资料来源: 统计局, 国信证券研究所整理

图 9: 火电月度发电量 (亿千瓦时)



资料来源: 统计局, 国信证券研究所整理

图 10: 火电累计发电量 (亿千瓦时)



资料来源: 统计局, 国信证券研究所整理

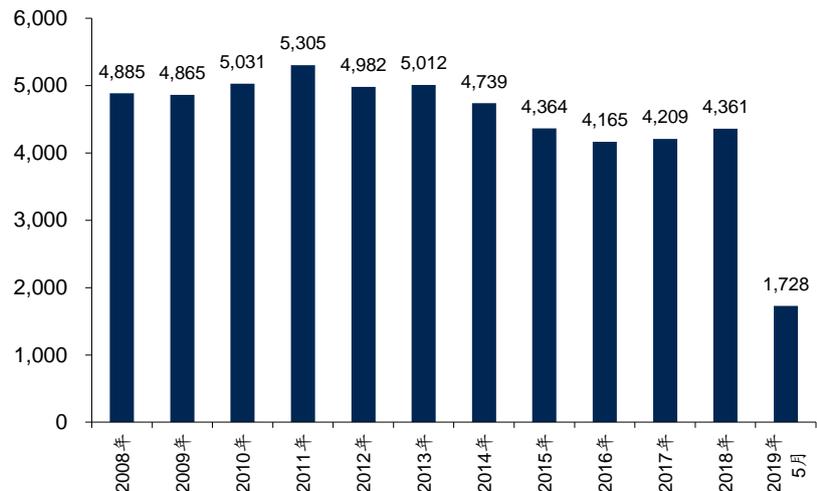
用电端: 1-5月用电增速约为 4.9%, 用电增速放缓端倪已现, 但预计下降幅度有限。2019年5月, 全社会用电量 5665 亿千瓦时, 同比增长 2.3%, 增速较

上月回落 3.5 个百分点，较去年同期下滑 9.1 个百分点。1-5 月，全社会用电量同比增长 4.9%，增速同比下滑 4.9 个百分点。

分产业看，5 月份第一产业用电量 60 亿千瓦时，同比增长 2.2%；第二产业用电量 4064 亿千瓦时，同比增长 0.7%；第三产业用电量 858 亿千瓦时，同比增长 6.8%；城乡居民生活用电量 683 亿千瓦时，同比增长 6.8%。1-5 月份第一产业用电量 277 亿千瓦时，同比增长 5.2%；第二产业用电量 18855 亿千瓦时，同比增长 2.7%；第三产业用电量 4586 亿千瓦时，同比增长 9.6%；城乡居民生活用电量 4276 亿千瓦时，同比增长 10.3%。

综合考虑经济因素影响，我们判断 2019 年全社会用电量的增速较 2018 年会有所下滑但仍能保持 4%-6% 左右的增长。

图 11：历年火电设备平均利用小时数



资料来源：中电联、国信证券经济研究所整理

1.3 利用小时数：严控新装机+关停自备电厂，有望对冲需求放缓带来的利用小时数下滑

我们认为 2019 年虽然火电利用小时数会受经济下行影响，但同时亦有有利因素：**1) 新建煤电机组严格管控**：新建机组受到严格管控，存量小机组的淘汰对火电利用小时数的上升有正面影响。**2) 自备电厂的关停**：自备电厂高耗能、高污染、不缴纳交叉补贴，相关存量机组淘汰后将带给市场不小的增量。我们预计用电增速放缓带来的利用小时数下滑将得到一定对冲，火电利用小时整体应不会出现大幅下滑。

◇ 火电新增装机受限，预计未来新增装机增速下滑

能源结构转型：未来煤电份额占比或遭压缩，装机增速放缓。2016 年底以来，我国陆续出台多项能源领域相关十三五规划文件，对能源结构转型分别作出表述。其中，《能源发展“十三五”规划》明确指出：“把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向，坚持发展非化石能源与清洁高效利用化石能源并举。逐步降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源消费比重，大幅降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平，优化能源生产布局 and 结构，促进生态文明建设”。

表 2: 我国能源领域“十三五”规划对能源结构转型的定性表述与量化要求

十三五规划	能源结构调整表述	能源结构量化指标
能源发展“十三五”规划	把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向,坚持发展非化石能源与清洁高效利用化石能源并举。逐步降低煤炭消费比重,提高天然气和非化石能源消费比重,大幅降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平,优化能源生产布局和结构,促进生态文明建设	非化石能源消费比重提高到 15%以上,天然气消费比重力争达到 10%,煤炭消费比重降低到 58%以下。发电用煤占煤炭消费比重提高到 55%以上。
电力发展“十三五”规划	统筹各类电源建设,逐步提高非化石能源消费比重。坚持发展非煤能源发电与煤电清洁高效有序利用并举,坚持节能减排。提高电能占终端能源消费比重,提高发电用煤占煤炭消费总量比重,提高天然气利用比例。不断提高电能占终端能源消费比重、可再生能源占电力消费比重及电煤占煤炭消费比重	按照非化石能源消费比重达到 15%的要求,到 2020 年,非化石能源发电装机达到 7.7 亿千瓦左右,比 2015 年增加 2.5 亿千瓦左右,占比约 39%,提高 4 个百分点,发电量占比提高到 31%;气电装机增加 5000 万千瓦,达到 1.1 亿千瓦以上,占比超过 5%;煤电装机力争控制在 11 亿千瓦以内,占比降至约 55%
可再生能源发展“十三五”规划	把扩大可再生能源的利用规模、提高可再生能源在能源消费中的比重作为各地区能源发展的重要约束性指标	2020、2030 年非化石能源占一次能源消费比重分别达到 15%、20%。到 2020 年,风电项目电价可与当地燃煤发电同平台竞争,光伏项目电价可与电网销售电价相当
天然气发展“十三五”规划	以提高天然气在一次能源消费结构中的比重为发展目标,大力发展天然气产业,逐步把天然气培育成主体能源之一	天然气占一次能源消费比重 2020 年提升至 10%
水电发展“十三五”规划	优化电源建设结构,加快抽水蓄能发展,要求抽水蓄能占比快速大幅提高	2020 年水电总装机容量达到 3.8 亿千瓦,其中常规水电 3.4 亿千瓦,抽水蓄能 4000 万千瓦,年发电量 1.25 万亿千瓦时,折合标煤约 3.75 亿吨,在非化石能源消费中的比重保持在 50%以上。

资料来源:国家发改委,国信证券经济研究所整理

表 3: 各类能源品种占一次能源消费结构比例变化

能源消费结构	2010A	2015A	2020E
煤炭	69.20%	64%	58%
石油	17.40%	18.10%	17%
天然气	4%	5.90%	10%
非化石能源	9.40%	12%	15%

资料来源:《能源发展“十三五”规划》,国信证券经济研究所整理

在政策的推动之下,我国能源结构正悄然发生转向。在电力结构中,核电、风电、太阳能的装机容量和发电量比重逐年提升,水电稳中有降,火电总体逐年下降。根据能源电力领域各“十三五”规划,2017-2020 年,预计我国火电装机容量 CAGR 在 3.5%以下,水电约为 3.4%。而核电、风电、太阳能装机容量的 CAGR 指引下分别为 14.6%,9.0%,9.2%。由于十三五期间全部电源总体装机容量 CAGR 在 5.0%左右,预计火电、水电装机容量份额或将出现下滑。能源结构转型这一“大象起舞”的过程或将经历较长的时间,改革和替代的过程或将出现波动,但明确的政策导向为公用事业投资指明了策略性方向。

表 4: 我国不同类型电源装机容量规划情况(单位:万千瓦)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020E	CAGR
合计	106,253	114,676	125,768	137,887	152,527	164,575	200,000	5.0%
水电	23,298	24,947	28,044	30,486	31,954	33,211	38,000	3.4%
火电	76,834	81,968	87,009	93,232	100,554	105,388	121,000	3.5%
核电	1,257	1,257	1,466	2,008	2,717	3,364	5,800	14.6%
风电	4,623	6,142	7,652	9,657	13,075	14,864	21,000	9.0%
太阳能	212	341	1,589	2,486	4,218	7,742	11,000	9.2%

资料来源:发改委,国信证券经济研究所整理

煤电供给侧改革,去产能稳步推进,严控新增装机。结合我们对火电企业调研情况来看,各发电企业虽有项目储备,但由于并网环节也受到政府严格把控,预计未来几年煤电新建装机容量仍将保持在低水平。煤电去产能工作依然在有序推进过程中,有助于大型火电企业利用小时数逐步企稳。

- ✓ 2015 年火电受发改委审批权下放及各地政府拉动基建等因素影响,核准装机容量近 1.5 亿千瓦,达到历史最高峰,带来了严重的装机过剩风险。
- ✓ 2016 年,国家能源局下达了《关于 2016 年煤电行业淘汰落后产能目

标任务的通知》要求，加大对单机 30 万千瓦以下、运行满 20 年的纯凝机组和运行满 25 年的抽凝热电机组的淘汰关停力度。

- ✓ 2017 年政府工作报告中要求 2017 年淘汰、停建、缓建煤电产能 5000 万千瓦以上。根据国家能源局的拆分，分为淘汰落后机组 500 万千瓦，停建违规项目 3800 万千瓦，缓建 700 万千瓦以上，政策主要针对未投产、在建的煤电机组，以停缓建为主。实际 2017 年淘汰停建缓建煤电产能 6500 万千瓦，超额完成了年度各项目标任务。
- ✓ 2017 年发布的《2020 年煤电规划建设预警的通知》中，风险预警结果为红色和橙色的省份均需要暂缓核准、暂缓新开工建设自用煤电项目，这意味着目前只有湖南、海南两省可以“有序核准、开工建设自用煤电项目”。
- ✓ 2017 年 8 月，十六部委联合发布《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》，提出“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上，到 2020 年全国煤电装机规模控制在 11 亿千瓦以内。
- ✓ 2018 年能源指导意见中提出全年煤电投产规模较 2017 年需更进一步减少，淘汰高污染、高能耗的煤电机组约 400 万千瓦。

由于严控新装机，预计 2019 年火电新增装机量将进一步下滑至 2500 万千瓦左右，同比增长 2.2%。

表 5：2020 年煤电规划建设风险预警

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

资料来源：发改委，国信证券经济研究所整理

表 6: 煤电供给侧改革相关政策梳理

出台时间	主要政策	政策要点
2017.01	《关于进一步做好火电项目核准建设工作的通知》	指出风险预警等级为红色省份，2016 年开工建设的自用煤电项目（不含民生热电）停止建设，待风险预警等级转绿之后，方可在国家指导下恢复建设。
2017.01	关于衔接“十三五”煤电投产规模的函	取消燃煤电厂规划 346 万千瓦，缓核规划中机组 3888 万千瓦，缓建已核准机组 8863 万千瓦至“十四五”期间，跨区域送电项目约 1722 万千瓦需推迟至“十四五”期间投产。
2017.03	《2017 年政府工作报告》	淘汰、停建、缓建煤电产能 5000 万千瓦以上
2017.04	《关于发布 2020 年煤电规划建设风险预警的通知》	风险预警结果为红色和橙色的省份，要暂缓核准、暂缓新开工建设自用煤电项目；风险预警等级为绿色的省份，也要充分考虑跨省（区）电力互济等因素，在国家指导下，有序核准、开工建设自用煤电项目。
2017.08	《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》	“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造 4.2 亿千瓦、节能改造 3.4 亿千瓦、灵活性改造 2.2 亿千瓦。到 2020 年全国煤电装机控制在 11 亿 KW 以内。
2017.09	《2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》	停建煤电项目：涉及 9 个省份，29 个项目。缓建煤电项目：涉及 17 个地区，50 个项目。
2018.03	《2018 年能源工作指导意见》	全年煤电投产规模较 2017 年更进一步减少，淘汰高污染、高能耗的煤电机组约 400 万千瓦。
2018.03	《燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案（征求意见稿）》	拟全面清理违法违规燃煤自备电厂，未核先建、违规核准、批建不符、开工手续不全等在建燃煤自备电厂一律停止建设；中发 9 号文件出台后未经批准或未列入规划的新建燃煤自备电厂一律停建停运；原则上不再新（扩）建燃煤自备电厂。
2018.05	《2021 年煤电规划建设风险预警》	基于各地电力系统备用率，将全国山东、冀北等 17 个省区装机充裕度划分为红色预警，辽宁、河南、四川和广东为橙色预警，通知要求上述地区暂缓核准、暂缓新开工建设自用煤电项目。
2018.10	《关于加快做好淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组工作暨下达 2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务(第一批)的通知》	2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务(第一批)确定了北京、河北、山西、山东、内蒙古、吉林、黑龙江、陕西、宁夏、新疆、江苏、浙江、安徽、河南、四川、广东、广西 17 个省(市、区)的淘汰计划容量，共 1190.64 万千瓦

资料来源：发改委，能源局，国信证券经济研究所整理

◇ 规范整治自备电厂，利好存量火电机组利用小时数修复

自备电厂占全国总装机约 9%，自备电厂整治步入深水区。2016 年底，全国自备电厂装机容量超过 1.42 亿千瓦，同比增长 16%，占 2016 年全国总装机的 8.6%，其中自备煤电机组装机容量为 1.15 亿千瓦，占全部自备电厂装机的 81%。分地区来看，山东、新疆、内蒙、江苏、广西等地的自备电厂规模较大，其中山东省 2015 年底的自备电厂装机规模为 3,043 万千瓦，自备电厂装机规模位居全国第一。近年来国家持续加码自备电厂整治，2018 年 3 月，《燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案（征求意见稿）》下发，拟全面清理违法违规燃煤自备电厂，未核先建、违规核准、批建不符、开工手续不全等在建燃煤自备电厂一律停止建设；中发 9 号文件出台后未经批准或未列入规划的新建燃煤自备电厂一律停建停运；原则上不再新（扩）建燃煤自备电厂。

自备电厂缴纳交叉补贴政策落地，有望全国推广；自备电厂的发电成本将提高，当地火电机组利用小时数有望改善。2018 年 7 月以来，四川、吉林、上海、山东等地区相继发布政策对当地自备电厂征收交叉性补贴。山东省要求自备电厂企业政策性交叉补贴缴纳标准为每千瓦时 0.1016 元，缴纳金额按自发自用电量计算。2018 年 7 月 1 日-2019 年 12 月 31 日为过渡期，过渡期政策性交叉补贴标准暂按每千瓦时 0.05 元执行。此外自备电厂还需按自发自用电量缴纳政府性基金及附加、系统备用费（按并网电压等级分档确定，220 千伏为每千瓦时 0.02 元）等费用。自备电厂的低电价，很大程度上是建立在低环保投入等不合规因素的基础上，缴纳交叉补贴政策执行后，自备电厂的发电成本将提高进而逐步引导自备电厂出让发电量，火电机组利用小时数有望改善。

表 7: 自备电厂相关政策梳理

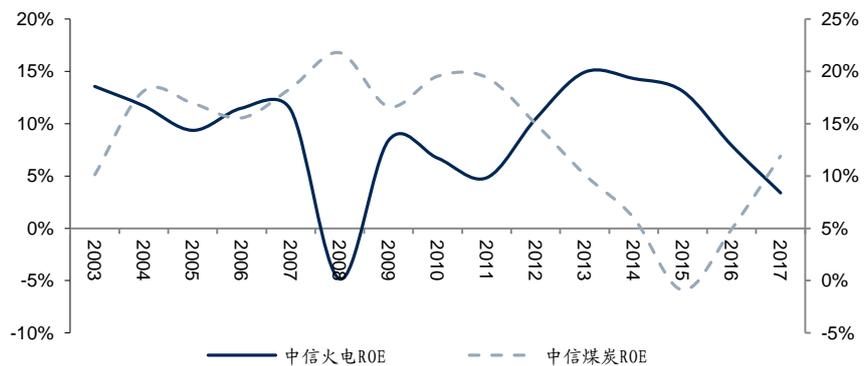
发布时间	政策	机构	主要内容
2018/3/22	燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案(征求意见稿)	国家发改委	除国家特殊规定外,原则上不再新(扩)建自备电厂;新建燃煤自备电厂但未经批准或未列入规划的,要从严从重问责,并对该省(区、市)所有发电类项目一律停批;自备电厂自发自用电量要承担并足额缴纳政府性补贴及附加;坚决淘汰自备电厂落后产能。
2018/7/19	关于利用扩大跨省区电力交易规模等措施降低一般工商业电价有关事项的通知	国家发改委	将扩大跨省区电力交易规模、国家重大水利工程建设基金征收标准降低 25%、督促自备电厂承担政策性交叉补贴等电价空间,全部用于降低一般工商业电价。
2018/7/31	关于自备电厂系统备用费和政策性交叉补贴征收标准有关问题的通知	四川省发改委	自 2018 年 7 月 1 日起,对四川电网供区内所有企业的自备电厂(含余热、余气、余压自备电厂)暂按每千瓦时 0.015 元标准征收政策性交叉补贴,其电价空间用于降低全省一般工商业电价。
2018/8/1	关于第三批降低我省一般工商业电价有关事项的通知	吉林省物价局	自 7 月 1 日起,企业燃煤自备电厂每月要按自发自用电量缴纳政策性交叉补贴,征收标准为 0.15 元/千瓦时。
2018/9/11	关于利用扩大跨省区电力交易规模等措施降低工商业单一制目录电价的通知	上海市发改委	自备电厂按国家有关规定需承担政策性交叉补贴,征收标准暂定为 0.103 元/千瓦时,由市电力公司收取相关资金,实行专款专账管理,并全部用于降低工商业电价。自备电厂余热、余压、余气机组自发自用电量可免收交叉补贴。
2018/9/14	关于降低一般工商业电价及有关事项的通知	山东省物价局	自备电厂企业政策性交叉补贴缴纳标准为每千瓦时 0.1016 元,缴纳金额按自发自用电量计算。2018 年 7 月 1 日-2019 年 12 月 31 日为过渡期,过渡期政策性交叉补贴标准暂按每千瓦时 0.05 元执行。

资料来源:发改委,国信证券经济研究所整理

1.4 煤价端: 供需宽松, 预期煤价下跌利好火电业绩

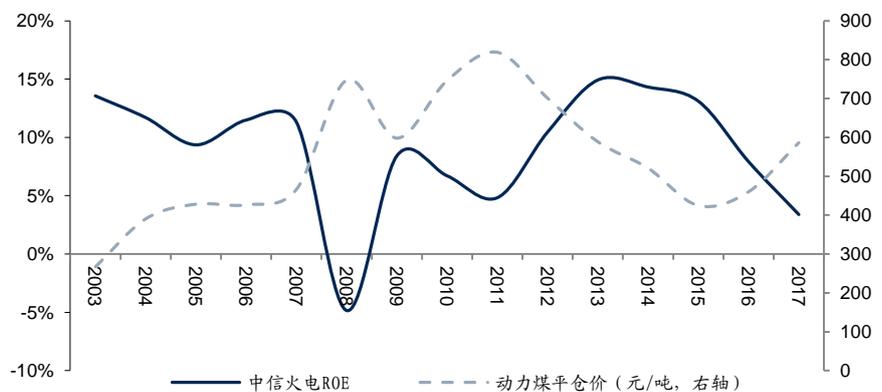
我们梳理了火电板块 ROE 与煤炭板块 ROE 的情况,两者呈现显著负相关,一般当煤炭 ROE 处于高点,火电 ROE 处于低点,煤价与火电企业业绩高度相关。

图 12: 火电 ROE 和煤炭 ROE 历史走势



资料来源:Wind、国信证券经济研究所整理

图 13: 煤价和火电企业 ROE 的变动情况



资料来源:Wind、国信证券经济研究所整理

1.4.1 供给端：预计 2019 年煤炭供给量为 37.81 亿吨左右

在运+试运转煤炭产能约 38.26 亿吨。国家能源局（2018 年第 10 号）公告，截至 2018 年 6 月底，安全生产许可证等证照齐全的生产煤矿 3816 处，产能 34.91 亿吨/年；已核准（审批）、开工建设煤矿 1138 处（含生产煤矿同步改建、改造项目 96 处）、产能 9.76 亿吨/年，其中已建成、进入联合试运转的煤矿 201 处，产能 3.35 亿吨/年。

图 14：煤炭产能（亿吨）



资料来源:国家能源局, 国信证券经济研究所整理

考虑到煤炭供给侧改革因素，预计 2019 年原煤产量在 37.81 亿吨。自 2016 年 2 月国务院发布《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》起，煤炭行业供给侧改革正式开始。“十三五”期间煤炭行业去产能目标为 8 亿吨，2016-2017 年连续两年超额完成目标，两年已合计退出产能 5.4 亿吨。《2018 年政府工作报告》中提出，2018 年煤炭行业去产能目标为 1.5 亿吨，确保 8 亿吨左右煤炭去产能目标实现三年“大头落地”。淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组，由“总量性去产能”转变为“结构性去产能、系统性优产能”。根据国家统计局数据，根据煤炭供销协会数据，2018 年我国原煤产量为 35.46 亿吨，同比增长 5.2%。

我们基于以下数据及假设进行测算：

假设：①2018 年 6 月在运+试运转煤炭产能约 38.26 亿吨，明年均能正常释放产能；

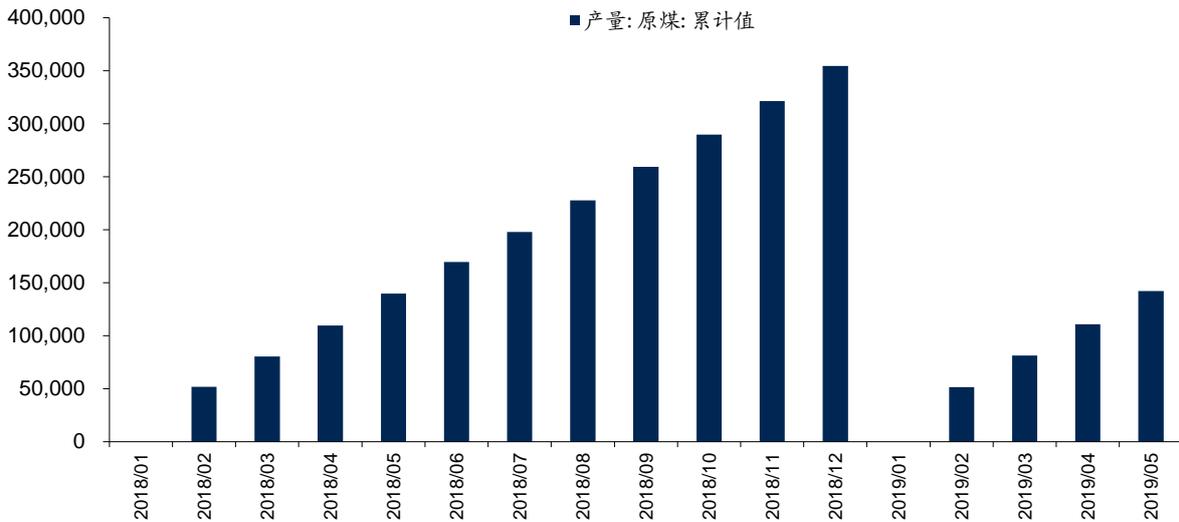
②2018 年 6 月未来将要投产 6.41 亿吨煤炭产能，一般煤炭产能释放需要四年，我们假设 2019 年能释放产能 $6.41/4=1.6025$ 亿吨，释放产量 0.80 亿吨。

③2018 年下半年预计要继续淘汰 0.75 亿吨产能（2018 年全年目标为 1.50 亿吨），预计 2019 年减少 0.75 亿吨产量；

④2019 年继续淘汰 1 亿吨产能，假设匀速淘汰，当年减少产量 0.50 亿吨，预测 2019 年我国原煤产量约在 $38.26+0.80-0.75-0.5=37.81$ 亿吨左右。

2018 年我国累计进口煤炭 2.81 亿吨，同比增长 9.9%。假设 2019 年进口煤略低于 2018 年水平净进口量在 2.30 亿吨左右，2019 年煤炭供给量为 $37.81+2.30=40.11$ 亿吨。

图 15: 煤炭原煤产量 (万吨)



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图 16: 煤炭进口量 (万吨)



资料来源: Wind, 海关总署, 国信证券经济研究所整理

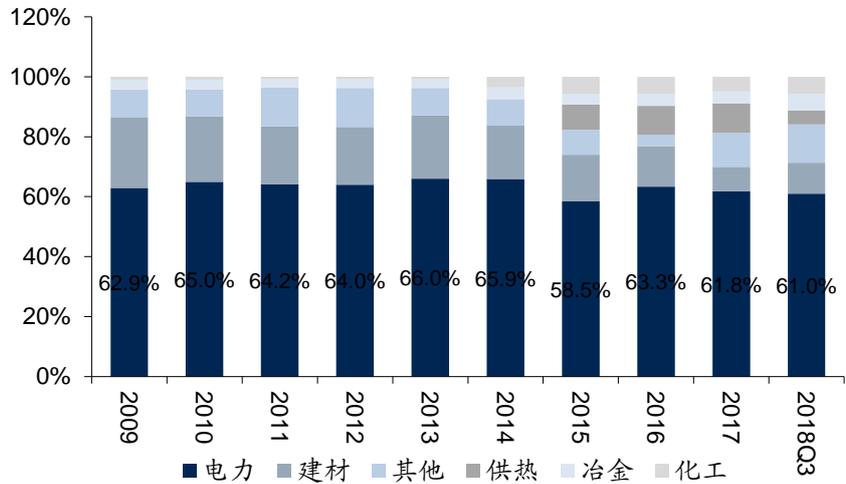
1.4.2 需求端: 日耗下降, 需求有走弱迹象

受用电量增速下滑影响, 煤炭需求有走弱迹象。2018 年 12 月, 国际能源署(IEA) 表示, 由于印度和其他亚洲国家的需求增长抵消欧洲和美国的下滑, 全球煤炭需求将不断攀升直到 2023 年。预计煤炭消耗量平均每年将增长 0.2%, 从 2017 年的 53.55 亿吨煤当量增加到 2023 年的 54.18 亿吨煤当量。预计由于污染防治, 中国的煤炭消费量 2017-2023 年间每年下降 0.5%, 到 2023 年降至 26.73 亿吨煤当量。

预计 2019 年煤炭需求增速放缓至 2% 左右。动力煤需求中火电行业大概占 60%, 建材占 10%+。今年以来, 社会用电增速出现放缓迹象, 预计今年的社会发电

量增速放缓至 4%-6%。除了电力之外，煤炭主要终端需求是地产投资和基建投资，在预期基建投资和房地产开工率下滑的背景下，煤炭的需求也将进一步下滑。

图 17：我国各行业动力煤消费量构成图



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

2019年6月19日，环渤海5500大卡煤价577元/吨，与上周持平，同比去年同期+7元/吨。

图 18：环渤海 5500 大卡动力煤价历史走势



资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

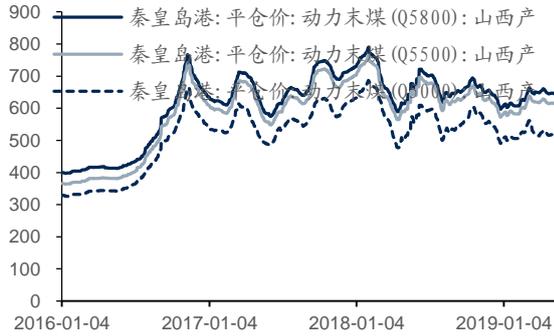
图 19：环渤海 5500 大卡动力煤价 2018 年以来走势



资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

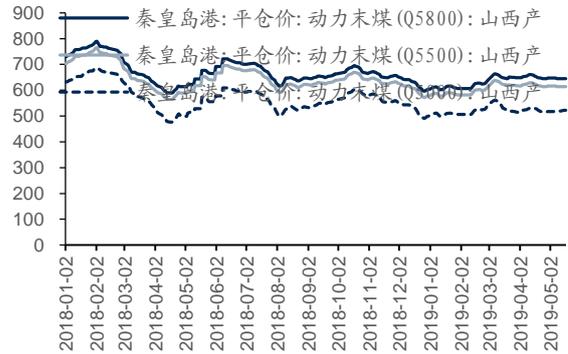
2019年6月18日，秦皇岛5500大卡动力煤价格590元/吨，同比去年-96元/吨，环比上周-1元/吨。

图 20 秦皇岛动力煤价历史走势



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 21: 秦皇岛动力煤价 2018 年以来走势



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

沿海六大电厂日均耗煤量同比下滑, 处于相对低位。6月15日, 沿海6大电厂日耗66.73万吨, 同比去年下滑3.03%。

图 22: 沿海 6 大电厂日耗走势



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

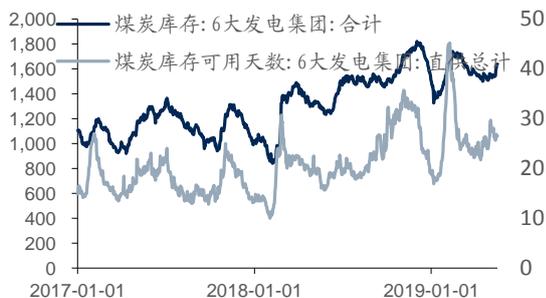
图 23: 沿海 6 大电厂当月累计耗煤同比增速



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

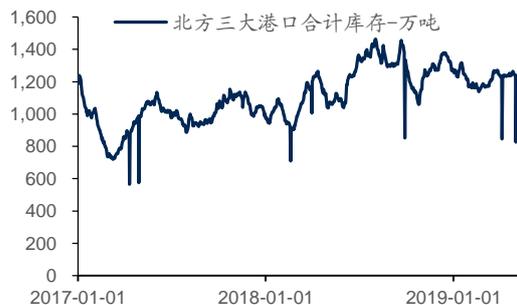
沿海六大电厂煤炭库存同比环比均保持上升态势。沿海六大电厂库存从6月12日的1727.82万吨上行至6月19日的1789.96万吨; 同期库存可用天数从25.47天上升至26.82天, 周环比上升5.30%, 与去年同期相比上升31.86%。6月19日, 北方三大港口(曹妃甸、秦皇岛、国投京唐)煤炭库存为1211.30万吨, 同比去年-2.05%, 基本保持平稳。

图 24: 沿海 6 大电厂煤炭库存



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 25: 北方三大港口合计煤炭库存



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

1.4.3 供给出现宽松，预计煤炭价格将下滑

从煤炭供给情况来看，截至 2018 年 6 月底，在运产能+进入联合试运转的产能（预计明年初放量）合计 38.26 亿吨，未来将要投产 6.41 亿吨。考虑到 2018 年下半年预计要淘汰 7500 万吨（2018 年全年目标为淘汰 1.5 亿吨），2019 年继续淘汰 1 亿吨产能，预测 2019 年原煤产量约在 37.81 亿吨左右。若 2019 年进口煤维持在 2.30 亿吨左右，煤炭供给量将近 40.11 亿吨。

从需求端来说，若假设 2019 年煤炭需求量以 2.0% 增长，则 2019 年的整体供需逐步宽松，煤价有望走低，火电企业或迎盈利拐点。

表 8：煤炭供需测算

	2014	2015	2016	2017	2018	2019E
国内煤炭产量	38.74	36.85	33.42	34.45	35.46	37.81
净进口量	2.85	1.99	2.47	2.63	2.75	2.30
煤炭供给	41.59	38.84	35.89	37.08	38.21	40.11
同比%	4.00%	-6.62%	-7.60%	3.32%	3.05%	4.97%
煤炭需求	41.16	38.7	37.02	37.81	38.57	39.34
同比%	-3.02%	-5.98%	-4.34%	2.13%	2.00%	2.00%
供需缺口	0.43	0.14	-1.13	-0.73	-0.36	0.77

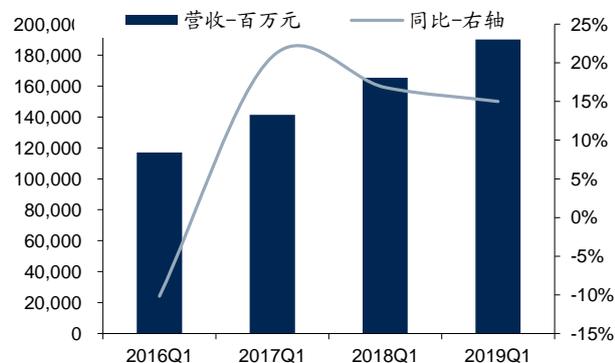
资料来源:Wind, 煤炭运销协会, 国信证券研究所测算

1.5 投资逻辑：增值税下调红利+煤价下行，火电业绩快速修复

火电行业有“逆周期”的属性，在宏观经济偏弱，国际贸易形势复杂的宏观背景下，尽管发电量增速可能下滑，但燃煤成本端可能出现显著改善，展现出对冲宏观经济下行的特质。

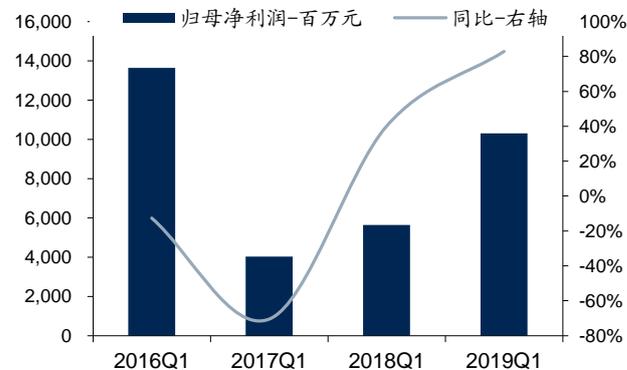
2019 年一季度，火电行业累计营业收入 1900.85 亿元，同比+15.01%，增速较去年同期下行 1.81 个 pct。虽然营收增速放缓，但一季度火电行业归母净利润为 103.01 亿，同比+82.91%，增速较去年同期上升 42.83 pct。利润的快速增加主要是由于 19 年一季度煤价整体中枢明显低于 18 年一季度，去年一季度秦皇岛 5500 大卡煤价大约在 630-750 左右，今年一季度目前是 580-610 左右；同比煤价的下滑驱动火电企业一季度出现业绩反转。

图 26：火电行业一季度营业收入



资料来源:Wind, 国信证券经济研究所整理

图 27：火电行业一季度归母净利润



资料来源:Wind, 国信证券经济研究所整理

表 9：火电行业业绩情况

代码	公司	营收				归母净利润			
		2018	2019Q1	2018/2017	2019Q1/2018Q1	2018	2019Q1	2018/2017	2019Q1/2018Q1
600023.SH	浙能电力	56,634	13,191	10.63%	2%	4035.71	1066.64	-6.89%	86%
600795.SH	国电电力	65,490	28,587	9.45%	79%	1369.26	1418.11	-38.41%	18%
600011.SH	华能国际	169,861	45,652	11.41%	6%	1438.88	2655.79	-19.76%	118%
601991.SH	大唐发电	93,390	22,666	44.55%	31%	1234.71	429.78	-27.87%	-21%
600027.SH	华电国际	88,365	23,380	11.84%	4%	1695.40	773.91	294.16%	13%
000539.SZ	粤电力 A	27,409	5,590	2.87%	-4%	474.46	109.52	-36.16%	1806%
000027.SZ	深圳能源	18,527	3,965	19.18%	9%	690.68	367.99	-7.83%	506%
600578.SH	京能电力	12,695	3,738	3.88%	31%	891.65	435.64	66.93%	194%
600863.SH	内蒙华电	13,743	3,143	16.64%	14%	782.66	176.59	52.23%	3586%
000543.SZ	皖能电力	13,416	4,109	9.90%	36%	556.27	147.31	321.24%	72%
000600.SZ	建投能源	13,976	4,070	32.63%	4%	431.84	313.04	156.46%	56%
000899.SZ	赣能股份	2,568	652	20.76%	16%	188.50	84.89	1045.91%	275%
000966.SZ	长源电力	6,563	2,050	20.10%	23%	208.69	221.84	-271.67%	323%
000531.SZ	穗恒运 A	3,119	627	5.18%	-9%	81.94	79.10	-55.52%	933%

资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

总体来看，①增值税率自二季度下调，红利有望留存于火电企业。②市场电折价幅度收窄趋势明显。以广东为例，2018 年广东省月度市场电竞价折价均值为 -40.8 厘/千瓦时；2019 年 4 月及 5 月折价幅度分别为 -28.80 厘/千瓦时、-29.30 厘/千瓦时。持续看好火电受益于煤价下行预期，关注龙头华电国际，华能国际及业绩反转潜力大的二线龙头长源电力。

华电国际：火电龙头，受益煤价下行与利用小时数修复

公司是火电龙头企业，与同行业类似，在当前煤价整体中枢下行的过程中享受明显业绩弹性。相比同行可比公司，由于公司在山东省业务占比较大，而山东省为我国自备电厂占比较大的省份，故近期的自备电厂清理有望为公司在山东省的公用电厂腾挪出超额的利用小时数修复空间。预计 2019/2020 年每股收益为 0.29/0.36 元，对应动态 PE 为 13.0x/10.5x，给予“增持”评级。

华能国际：火电龙头，资产质地优秀，受益煤价下行

公司是火电行业规模最大的公司，与同行业类似，在当前煤价整体中枢下行的过程中享受业绩弹性。相比同行可比公司，本公司机组所处区域经济发达，机组性能高，管理水平强，且由于规模效应，在电量及煤价谈判中具备一定的相对优势。预计 2019/2020 年每股收益为 0.30/0.42 元，对应动态 PE 为 22.1x/15.8x，给予“增持”评级。

长源电力：期待蒙华铁路通车带来业绩弹性释放

长期以来，由于华中地区煤炭资源少，煤源主要依靠外运，运输距离长、煤炭成本高。今年十月蒙华铁路即将开通，初始运力约 6000t/年，开通后运距缩短，有望降低当地煤炭成本，公司地处湖北，将充分受益。预计 2019/2020 年归母净利润 5.36/7.52 亿元；摊薄 EPS 为 0.48/0.68 元，对应 PE11.2x/7.9x，给予“买入”评级。

2、水电：看好中长期稳健投资价值

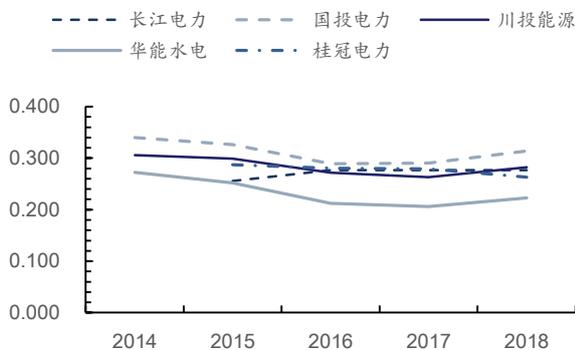
我们持续看好水电的中长期投资价值，认为大水电稳定的盈利预期以及优质的现金流可提供优良防御性。长期看，相关上市公司机组密集投运期结束后，自由现金流的释放将带来长期利好。今年而言，初步预计来水偏丰，发电量上行将有效对冲增值税返还政策到期影响。电价方面，增值税率下调红利让利终端，并不影响水电不含税收益。伴随优先消纳政策与电力供给收缩，预计水电电价仍将维持相对稳定。最为推荐**长江电力**，看好**国投电力**，**桂冠电力**，**华能水电**。

2.1 龙头水电集中投建新机组，投资价值有望强化

观察水电行业历年扣非 ROE 情况，我们发现除电价折让较为严重的华能水电外，主要的大型水电公司 ROE 均集中在 10-15% 的区间内窄幅波动，整体体现出较强的盈利稳定性。与此同时，我们预期华能水电的 ROE 水平将随高电价新机组的投运出现回升，预计 2019-2021 年分别修复至 8.3%/9.8%/9.6%，相较 2018 年的 6.6% 有显著提升。

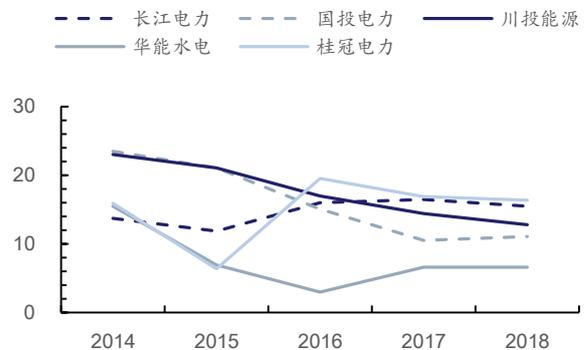
由于成本端的高度稳定，近年来水电行业 ROE 的波动主要源于电量与电价的波动，其中电价对业绩的影响敏感性更大。近年来水电行业含税电价水平整体上呈现窄幅波动，其中 2016-2017 年普遍进入低点，2018 年有所回升。我们认为这种波动的原因主要在于 2016 年初各省陆续开始的电力市场化交易，导致了电价折让。2018 年起，主要省份的电价折让情况均开始出现好转。后续，我们预计水电电价折让情况将维持相对稳定。

图 28：水电行业主要公司历年含税电价情况（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

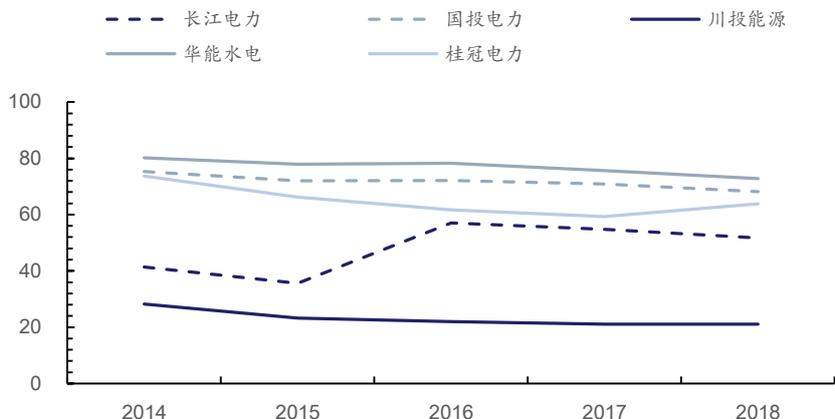
图 29：水电行业主要公司历年扣非摊薄 ROE 情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

水电行业近年来资产负债率整体有所下行，但伴随资产投建与并购，各家公司间或发生资产负债率的上行。从中长期视角看，伴随着 2022-2023 年前后主要流域水电站开发完毕，预计水电行业整体资产负债率将持续下行，从而带动财务费用下行、净利润持续释放。

图 30: 水电行业主要公司历年资产负债率情况 (%)



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

我们注意到水电行业上市公司当前整体看依然有较多的新机组投建计划。其中, 长江电力乌东德、白鹤滩电站预计将于 2022-2023 年前后投运完毕; 雅砻江水电中游机组预计将于 2022 年前后投运完毕; 华能水电澜沧江上游云南段机组预计将于 2019 年中投运完毕。

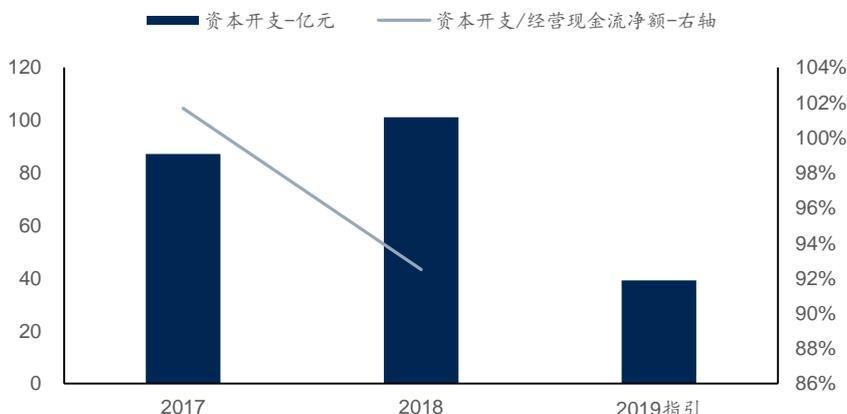
表 10: 水电行业可比上市公司对比

	在运装机-MW	装机增长空间	含税电价-元/千瓦时	ROE-18Y	分红率-18Y	股息率-18Y	PE-2019	PB-2018
长江电力	45495	58%	0.277	16.3	66%	3.8%	16.5	2.7
国投电力	34055	35%	0.314	12.4	35%	2.8%	11.5	1.6
川投能源	17150	69%	0.282	15.2	37%	3.3%	12.5	1.6
华能水电	21209	9%	0.223	7.0	47%	3.6%	19.2	1.6
桂冠电力	11839	0%	0.263	16.6	64%	5.3%	14.0	2.6

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理 注: 华能水电 2018 年 ROE 为扣非值

结合国家当前对中小水电的控制政策, 我们因此认为, 水电整体装机及发电量份额或将在 2022-2023 年达到峰值, 随后伴随核电、风电、光伏的持续装机而出现占比下降。水电行业资本开支预计将在 2022 年前后达到峰值, 随后快速衰减。例如, 华能水电的资本开支将在 2019 年即开始快速下行, 有利于释放公司自由现金流。

图 31: 华能水电近年来资本开支情况



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

我们结合华能水电的新机组电价预期，对未来水电行业新增投产装机的标杆电价预期谨慎乐观。在当前成本加成合理收益率的思路下，澜沧江上游云南段 5 个水电站，单位造价基本介于 1.15-1.30 万元/千瓦之间，高于公司存量的云南其他水电机组约 20-30%，而其预期电价也有望较存量机组的 0.223 元/千瓦时高出约 30%。

表 11：华能水电所属电站单位投资额因流域而存在显著差别

电站	装机容量-MW	总投资-亿元	单位投资-万元/kW	所属流域
乌弄龙	990	121.32	1.23	上游
里底	420	54.56	1.30	上游
托巴	1400	164.67	1.18	上游
黄登	1900	237.88	1.25	上游
大华桥	920	105.47	1.15	上游
苗尾	1400	177.94	1.27	上游
功果桥	900	89.03	0.99	中下游
小湾-多年调节水库	4,200	333.21	0.79	中下游
糯扎渡-多年调节水库	5,850	450.06	0.77	中下游
景洪	1,750	101.87	0.58	中下游
果多	160	38.33	2.40	西藏
觉巴	30	9.74	3.25	西藏
牛栏沟	25	2.64	1.06	云南
龙开口	1800	174.12	0.97	云南

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

2.2 初步预计 2019 年丰水期来水较好

国家统计局数据显示，截至 2019 年前 5 月，我国水电累计发电量 4002.7 亿千瓦时，同比+12.8%，增速同比 2018 年前 5 月提升 10.1 pct。5 月当月，水电发电量 1025.1 亿千瓦时，同比+10.8%，增速同比+13.4 pct。

图 32：水电逐月累计发电量情况



资料来源:国家统计局, 国信证券经济研究所整理

据国家气候中心 3 月底预测，2019 年汛期我国气候状况总体将偏差，降雨呈“南多北少”分布，旱涝灾害较重，极端天气事件将偏多，江淮、江南降水偏多，长江中下游可能出现较重的汛情和洪涝灾害。预计登陆我国的台风个数偏多，强度偏强。

从今年以来的趋势看，我们初步预计 2019 年丰水期来水情况同比提升，但具体提升幅度尚无法明确判断。由于主要流域龙头水库均具备多年调节能力，不排除今年丰水期来水较多时，对后续季度的发电量情况形成持续利好。

2.3 增值税率红利让利，价内电价基本不受影响

国家发改委 2019 年 5 月 15 日发布《关于降低一般工商业电价的通知》，提出省内水电企业非市场化交易电量、跨省跨区外来水电和核电企业（三代核电机组除外）非市场化交易电量形成的降价空间全部用于降低一般工商业电价。

我们认为，在能源系统清洁化转型以及国内外宏观形势承压的背景下，电力行业有一定利润空间的环节或将需要持续为实体经济让利。2019 年度降低一般工商业电价，主要以电网和附加费环节让利为主、水电和核电让利为辅，暂未涉及盈利能力偏弱的火电的计划电量。对水电、核电发电侧企业而言，将增值税率下调的红利对用户侧让利，对原本的不含税收益基本无影响，水电行业投资价值亦不受影响。

表 12: 主要水电核电上市公司非市场化电量比例

水电核电非市场电比例	上市公司口径	只包含保量保价部分	包含所有保量部分
长江电力	89%	89%	89%
国投电力	50%	33%	50%
川投能源	90%	60%	90%
桂冠电力	100%	50%	100%
中国核电	73%	73%	73%
中广核电力	67%	67%	67%

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所估算

2.4 市场电折价压力持续，但预计影响总体温和

2017 年以来，伴随火电装机去产能，以及电力需求稳定增长，电力行业整体供需形势有所收紧，局部多地 2018 年开始出现拉闸限电情况。这一趋势有望减轻水电行业市场化部分的电量占比与折价压力。

参考主要火电公司 2018 年市场电情况，我们发现整体市场电量占比平均为 38.26%，同比+9.51 pct。2019Q1，我们观察到部分上市公司披露的市场化交易电量占比同比提升 5-10 pct。我们初步预计 2019 年全年，电力行业主要上市公司的市场电占比将上升至 45-48%。

表 13: 主要电力上市公司 2018 年市场电占比变化

公司	上网电量-亿千瓦时			市场电量-亿千瓦时			市场电占比		
	17Y	18Y	同比	17Y	18Y	17Y	18Y	同比	
华能国际	3714.03	4059.43	9.30%	1221.31	1752.33	33.47%	43.48%	10.01%	
大唐发电	2418.78	2546.12	5.26%	663.06	966.53	27.41%	37.96%	10.55%	
国电电力	1924.56	2029.26	5.44%	615.03	882.49	37.69%	43.49%	5.80%	
华电国际	1792.83	1959.92	9.32%	598.33	861.00	37.20%	43.90%	6.70%	
国投电力	1255.31	1471.99	17.26%	289.85	423.54	23.09%	28.77%	5.68%	
浙能电力	1088.98	1170.98	7.53%	240.24	302.25	25.90%	25.81%	-0.09%	
桂冠电力	401.43	408.06	1.65%	29.65	58.04	7.39%	14.22%	6.84%	
上海电力	390.30	459.93	17.84%	117.28	157.43	29.93%	34.23%	4.30%	
中能股份	339.28	348.10	2.60%	73.27	92.80	18.76%	26.66%	7.90%	
华银电力	181.86	222.34	22.26%	25.66	112.77	14.11%	50.72%	36.61%	
通宝能源	43.94	48.68	10.79%	21.93	24.43	49.91%	50.18%	0.28%	
合计	13551.29	14724.81	8.66%	3895.61	5633.61	28.75%	38.26%	9.51%	

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

在市场电折价方面，我们尤其发现广东与云南等重点省份的折价有所收缩，直接利好水电电价稳定。

广东主要的电力市场化交易品种是年度长协与月度集中竞价。2017-2018 年，该两种交易品种合计交易电量分别为 1157/1476 亿千瓦时，占广东全省发电量的 26%/34%。年度长协在 2019 年电量为 1189 亿千瓦时，同比+19.14%，折

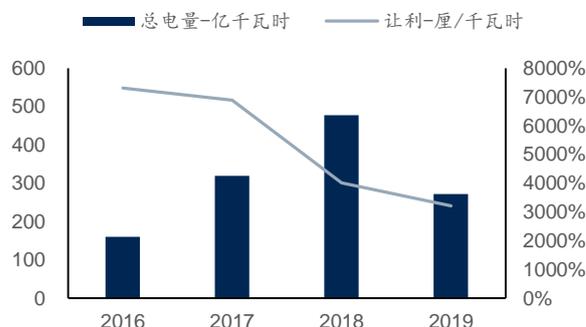
价 4.51 分/千瓦时，同比收窄 3.15 分/千瓦时。月度集中竞价 2018 年总电量为 478 亿千瓦时，同比+49.54%，平均折价 4.02 分/千瓦时，同比收窄 2.88 分/千瓦时。

图 33: 广东历年年度长协交易量价



资料来源:广州电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

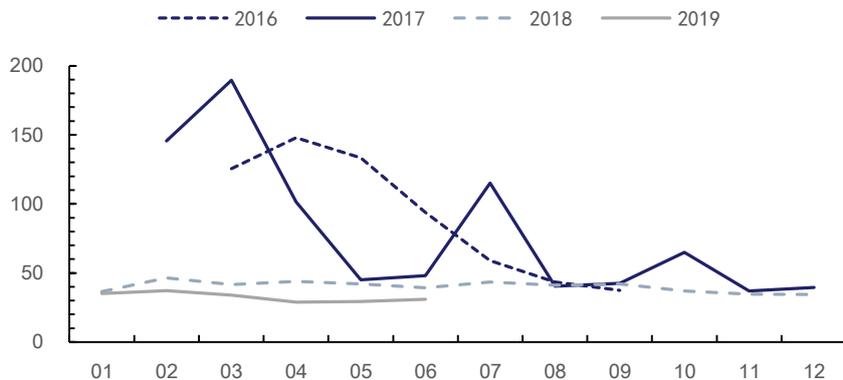
图 34: 广东历年月度集中竞价电量与让利



资料来源:广州电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

自 2016 年以来，伴随交易规则的优化与供需形势的收窄，广东省月度集中竞价交易的让利幅度呈现先扩大后收窄的趋势。2019 年至今，每一个月的折价幅度均低于上年同期。折价幅度在最近 9 个月均稳定在 4 分/千瓦时以下，未再出现 2016-2017 年间的极端折价情况。

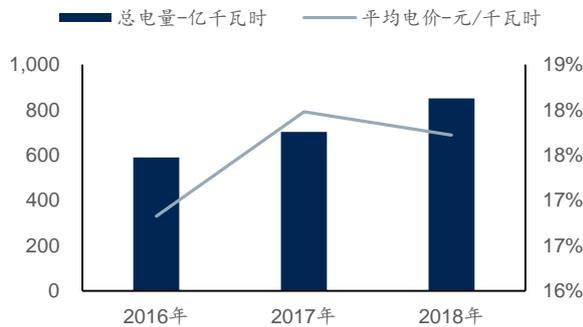
图 35: 广东月度集中竞价让利幅度（厘/千瓦时）



资料来源:广州电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

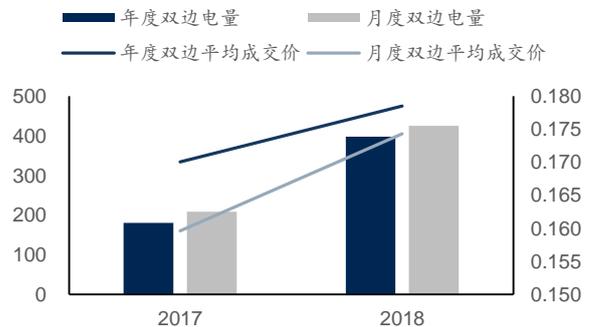
云南省主要的 2 个电力交易品种是年度双边和月度双边。2018 年，年度双边交易成交电量 398.11 亿千瓦时，占全部交易电量的 46.78%，平均成交价每千瓦时 0.17851 元，同比+0.008 元/千瓦时或 4.96%；月度双边交易成交电量 425.72 亿千瓦时，占全部交易电量的 50.03%，平均成交价每千瓦时 0.17432 元，同比+0.015 元/千瓦时或 9.20%。

图 36: 云南历年市场化交易电量情况



资料来源:昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

图 37: 云南年/月度双边量价情况 (单位: 亿千瓦时, 元/千瓦时)



资料来源:昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

云南省内电力竞价进一步体现了大水电公司的典型竞争优势。云南省电力竞价结果呈现明显的季节性波动, 每年在丰水期 (主要是 7-10 月), 由于省内水电集中出力, 供给大幅增加, 省内电价往往被拉低, 但大型水电公司由于大量电量通过西电东送框架内机制外送广东, 可以享受高于云南的电价; 在枯水期, 缺乏蓄水能力的中小水电发电量环比大降, 导致省内供需形势环比收紧, 交易电价提升, 而大型水电公司凭借在手大型水电站的蓄水调节能力, 往往可以维持枯水期的高水位增发, 抢夺省内高电价下更多的电量份额。

图 38: 云南省内电力市场交易量价 (按月度)



资料来源:昆明电力交易中心, 国信证券经济研究所整理

2.5 增值税返还到期影响基本结束

我国当前水电发电收入增值税率为 16%, 原先存在增值税退税优惠: 对于 100 万千瓦以上的大机组而言, 2013 年 1 月 1 日到 2015 年 12 月 31 日期间, 增值税超过 8% 的部分执行即征即退; 2016 年 1 月 1 日-2017 年 12 月 31 日, 增值税超过 12% 的部分执行即征即退。

2018 年起, 增值税退税政策到期, 但 2018 年各家公司仍确认了 2017 年末结算的部分退税尾款。2019 年相比 2018 年, 其他收益科目仍将同比减少, 减少额度为 2018 年确认的尾款。相关水电公司需要依赖发电主营或投资收益等其他科目平抑消化这一科目的影响。今年的丰水预期将有望有效对冲这一问题。

表 14: 水电公司 2019 年增值税退税到期受影响情况

公司	2017 年利润总额-亿元	2017 年退税-亿元	占比	2018 年前三季度退税或其他收益-亿元	2018 年退税减少-亿元	2019 年退税减少-亿元
长江电力	266.54	22.91	8.60%	7.17	15.74	7.17
国投电力	75.14	9.68	12.88%	1.51	8.17	1.51
华能水电	27.96	13.01	46.53%	2.40	10.61	2.40
桂冠电力	34.37	2.45	7.13%	0.06	2.39	0.06
黔源电力	6.19	0.15	2.42%	0.00	0.15	0.00

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

2.6 投资逻辑: 看好水电中长期投资价值

我们持续看好水电的中长期投资价值, 认为大水电稳定的盈利预期以及优质的现金流可提供优良防御性。长期看, 相关上市公司机组密集投运期结束后, 自由现金流的释放将带来长期利好。今年而言, 初步预计来水偏丰, 发电量上行将有效对冲增值税返还政策到期影响。电价方面, 增值税率下调红利让利终端, 并不影响水电不含税收益。伴随优先消纳政策与电力供给收缩, 预计水电电价仍将维持相对稳定。

标的方面, 主要推荐防御性最强的**长江电力**, 看好有望受益于火电资产盈利提升的**国投电力**, 高分红的**桂冠电力**, 以及近期业绩随装机密集增长和电价修复而提升的**华能水电**。

长江电力: 龙头水电, 产业链运作积极, 防御性强

公司拥有金沙江下游与长江上游开发权, 在手装机容量 45495MW, 大股东在建乌东德、白鹤滩两座大型水电站, 未来注入后装机容量有望提升 58%。由于在手资产的突出地位, 公司拥有水电行业最强的电价防御能力, 由此带来突出的长期投资价值。公司通过参股电力同行业公司, 力图推进自身流域机组的联合调度, 实现长期电量增发; 通过参控股配售电公司, 力图将产业链延伸至下游配售电业务, 进一步挖掘低成本水电价值。

国投电力: 积极投建雅砻江中游水电, 受益于火电资产盈利提升

公司拥有雅砻江水电 52% 股权, 后者拥有雅砻江开发权, 雅砻江下游已投运机组 14700MW, 国投电力另拥有一系列优质火电、风电、光伏机组, 当前总在运装机 34055MW。公司当前正投建雅砻江中游杨房沟、两河口等大型水电站, 资本开支任务仍较重。公司雅砻江水电机组资产优质, 但历年来电价存在一定波动; 火电机组近年来装机增速超越同行, 且有望享受煤价走弱带来的成本端节省, 驱动后续盈利能力提升。

桂冠电力: 现金流优质, 股息率高于同行

公司主要机组资产为广西水电, 另有多地的水电、风电、光伏资产, 在运装机容量 11839MW, 广西水电基本开发完毕, 后续水电装机增长主要以适时并购为主。公司广西水电电价整体稳定, 但 2018 年以来伴随当地政策而有小幅下行。公司资本开支有限, 历年来维持较高分红水平, 2018 年分红对应股息率 5.3%, 为大型水电公司中最高。

华能水电: 新机组提升发电规模与综合电价, 存量机组电价水平修复

公司拥有澜沧江流域开发权, 在运装机 21209MW, 在建机组集中于澜沧江上游高电价机组, 预计将于 2019 年中基本投运完毕, 后续资本开支有望大幅下

行。公司电价水平在 2016-2017 年面临超越同行的较大跌幅，主要是受到广东与云南市场化交易的影响，但在 2018 年起开始回升。公司当前股息率 3.6%，但伴随资本开支下行，后续分红提升空间可观。

附表：重点公司盈利预测及估值

公司 代码	公司 名称	投资 评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2018	2019E	2020E	2018	2019E	2020E	2018
600011	华能国际	增持	6.63	0.09	0.30	0.42	73.7	22.1	15.8	1.4
600027	华电国际	增持	3.78	0.17	0.29	0.36	22.2	13.0	10.5	0.9
000966	长源电力	买入	5.36	0.19	0.48	0.68	28.5	11.2	7.9	1.8
600863	内蒙华电	增持	2.96	0.13	0.22	0.24	22.8	13.5	12.3	1.6
600900	长江电力	增持	17.69	1.03	1.07	1.10	17.2	16.5	16.1	2.7
600886	国投电力	增持	7.93	0.64	0.69	0.73	12.4	11.5	10.9	1.6
600674	川投能源	增持	9.22	0.81	0.74	0.74	11.4	12.5	12.5	1.6
600025	华能水电	增持	4.04	0.32	0.21	0.27	12.6	19.2	15.0	1.6
600236	桂冠电力	增持	6.04	0.39	0.43	0.44	15.5	14.0	13.7	2.6

数据来源：wind、国信证券经济研究所整理

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	买入	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有，仅供我公司客户使用。未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。

证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 18 层

邮编：518001 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032