

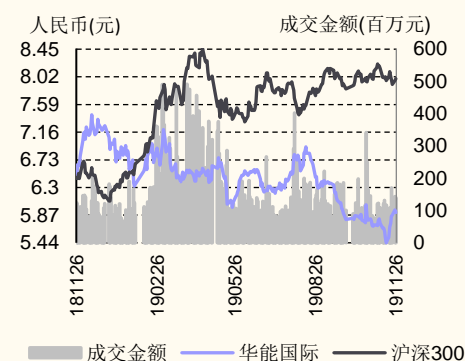
华能国际 (600011.SH) 买入 (首次评级)

公司深度研究

市场价格 (人民币): 5.99 元

市场数据 (人民币)

总股本(亿股)	156.98
已上市流通 A 股(亿股)	109.98
流通港股(亿股)	47.00
总市值(亿元)	927.76
年内股价最高最低(元)	5.95/5.44
沪深 300 指数	3892
上证指数	2907



煤价下降抵消电价新政影响，火电龙头进入黄金周期

公司基本情况 (人民币)

项目	2017	2018	2019E	2020E	2021E
摊薄每股收益(元)	0.118	0.092	0.379	0.507	0.585
每股净资产(元)	4.969	5.302	5.795	6.138	6.568
每股经营性现金流(元)	1.95	1.86	2.53	2.73	2.99
市盈率(倍)	52.30	80.52	15.80	11.82	10.24
净利润增长率(%)	-79.66%	-19.76%	313.60%	33.67%	15.44%
净资产收益率(%)	2.37%	1.73%	6.54%	8.26%	8.91%
总股本(百万股)	15,200.38	15,698.09	15,698.09	15,698.09	15,698.09

来源: 公司年报、国金证券研究所

投资逻辑

- **全国布局的优质火电公司，前三季度归母净利大增 171%。** 华能国际是全国最大的火电上市公司，控股装机容量达 105991MW。近年来公司营收稳步增长，清洁能源快速发展，供电煤耗和厂用率逐渐下行。公司火电大机组、热电机组数量多，电力市场化程度逐渐提高背景下，未来议价能力强。2019 年煤价不断下行，公司盈利大幅度改善，前三季度归母净利大增 171%。
- **用电量长期增长趋势不变，电价新政影响电价约为 1%。** 目前三产和居民用电快速增长拉动整体用电量持续增长；我国电气化率仍将持续提升，经济增长保持 6% 的增速，预计未来 3 年我国用电量将保持 5% 左右增速。预计未来三年存量火电利用小时数仍有上升空间，2020 年利用小时数预计提升 66 小时。市场化交易比例提升情况下，公司火电价格保持坚挺，“基准+浮动”新政策下，预计煤电整体电价下行约 1%。
- **预计 2020 年煤价下跌 50 元/吨，完全可抵消新政影响。** 我国动力煤产量、进口增速大于火电发电量增速，供需处于宽松状态。经济增速下行，煤炭总体需求下滑；国内外动力煤差价持续扩大至 80 元/吨以上，进一步对国内动力煤价格形成压力。我们预计 2020 年煤炭均价下跌 50 元/吨，完全可以抵消新政影响。按照度电煤耗 306 克/千瓦时计算，则度电煤炭成本降低 3.6 厘钱。因此煤价下跌 11.8 元可以完全抵消新政策对华能国际煤价的影响。公司煤价和全国电煤价格指数相关度高，我们测算如果全国电煤价格指数下降 40 元，公司 2019 年净利润增加 26.26 亿元 (109%)。
- **估值有望提升，19 年股息率有望达到 4.6%。** 目前公司 PB 估值仅 1.15 倍，处历史低点。电价制度改革后，火电成本端的传导将更顺畅，盈利将更稳定，估值水平有望回归公用事业属性，预计提升至 1.4-1.6 倍。公司 2019 年度分红宣布后，A 股股息率将超过 4.6%，港股股息率将超过 7%。

投资建议

- 我们预计 2019-2021 年公司营业收入、归母净利、EPS 分别为 1734.83 / 1767.89 / 1844.76 亿元、59.51/79.55/91.83 亿元，0.38 / 0.51 / 0.59 元。对应 PE 和 PB 分别为 15.8 / 11.8 / 10.2 倍、1.03 / 0.97 / 0.91 倍。给予公司 19 年 1.4 倍 PB，目标价 8.1 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

- 新政策下煤电电价大幅下跌风险；动力煤价格下降幅度不及预期风险；用电量大幅度放缓风险；限售股解禁的风险；资产减值超预期风险。

孙春旭 分析师 SAC 执业编号: S1130518090002
sunchunxu@gjzq.com.cn

李蓉 联系人
lirong@gjzq.com.cn

娜敏 联系人
namin@gjzq.com.cn

目录

全国布局的优质火电公司，业绩进入改善期	4
布局全国的火电龙头，控股装机超 1 亿千瓦	4
清洁能源占比迅速提升，装机结构不断优化	5
煤价下行，前三季度业绩大幅改善	6
需求侧：电量长期增长趋势不变，市场化比例扩大电价坚挺	8
用电增速趋缓，不改长期增长趋势	8
2020 年火电新增装机下降，利用小时数预计提升 66 小时	10
电价：市场化交易电价降幅收窄，“基准+浮动”电价下行风险可控	12
煤价持续下行，火电乘风再起	15
供给充足需求疲软，煤价有望长期下行	15
火电业绩弹性大，盈利有望大幅提升	16
业绩迅速修复，PB 估值有望抬升	17
分红比例超 70%，股息率有望超过 4.6%	19
盈利预测	20
风险提示	22

图表目录

图表 1：华能国际装机、发电量排名第一	4
图表 2：华能国际装机、发电量占比全国	4
图表 3：华能国际营收结构（2018 年，亿元）	4
图表 4：华能国际装机结构（2018 年，万千瓦）	4
图表 5：华能国际营业收入稳步增长（亿元）	5
图表 6：清洁能源收入增长较快	5
图表 7：归母净利波动较大	5
图表 8：净利率和毛利率周期性变动	5
图表 9：非煤机装机占比逐渐增加	6
图表 10：清洁能源发电量快速增长	6
图表 11：2018 年火电机组装机结构	6
图表 12：公司发电煤耗和厂用电率	6
图表 13：2019Q3 公司发电量排名前十省份发电情况	7
图表 14：2019Q3 电量、营收、营业成本	7
图表 15：五大火电上市公司核心参数对比	8
图表 16：华能国际百万千瓦机组台数最多	8
图表 17：四大全国性电力公司大机组装机容量各省占比	8
图表 18：六月气温同比变化	9
图表 19：去年上半年用电量基数较高	9
图表 20：半年比例系数法预测框架	9
图表 21：全社会用电量及增速	10

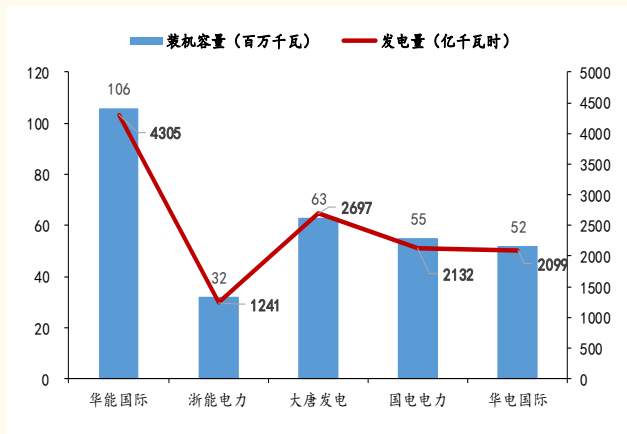
图表 22: 分产业用电占比及增速 (亿千瓦时)	10
图表 23: 2018 年煤炭消费占比降至 59%	10
图表 24: 火电发电量占比逐渐下降	10
图表 25: 2020 年预计火电装机小幅下降	11
图表 26: 预计 2020 年火电利用小时数有所回升	11
图表 27: 十三大水电基地剩余可开发资源有限	12
图表 28: 核电建设进度落后于规划	12
图表 29: 公司电量市场化交易比例不断提升	12
图表 30: 火电不含税电价保持坚挺	12
图表 31: 广东集中竞价电量不断上升、价差持续收窄	13
图表 32: 目前煤电理论可增加市场化电量最大约 1.5 亿千瓦时	14
图表 33: 大型发电集团平均市场交易煤电价格不断攀升	14
图表 34: 2019Q1 多数省份市场化电价折价率在 5%以内	14
图表 35: 动力煤进口量、产量持续较快增长	15
图表 36: 火电发电量累计同比增速跌至低点	15
图表 37: 电力煤耗和整体煤耗持续下降	15
图表 38: 国内外煤价差超过 80 元/吨	15
图表 39: 国外三大煤价指数集体下跌	16
图表 40: 动力煤期货平仓价近期持续下行	16
图表 41: 华能国际煤价和全国电煤价格指数相关性高	16
图表 42: 公司发电业务毛利率与全国电煤价格指数关系	16
图表 43: 公司发电业务毛利率情景分析	17
图表 44: 华能国际净利润的煤价弹性测算	17
图表 45: 火电板块毛利率波动性较公共事业和水电高	17
图表 46: 火电板块 PE 估值与公用事业、水电对比	17
图表 47: 公司股价和 PE 相关度较低	18
图表 48: 股价主要由 EPS 驱动	18
图表 49: 华能国际估值处于历史低点	18
图表 50: 火电板块 PB 持续低于公用事业、水电	19
图表 51: 火电板块 PB 与公用事业、水电差距	19
图表 52: 公司历年分红金额及分红比例	19
图表 53: 公司股息率走势	19
图表 54: MLF 和 LPR 利率近期开始下行	20
图表 55: LPR 利率走势	20
图表 56: 华能国际单吨煤价测算	20
图表 57: 华能国际用煤价格预测方法一 (元/吨)	21
图表 58: 华能国际用煤价格预测方法二	21
图表 59: 公司各业务盈利预测情况	22

全国布局的优质火电公司，业绩进入改善期

布局全国的火电龙头，控股装机超1亿千瓦

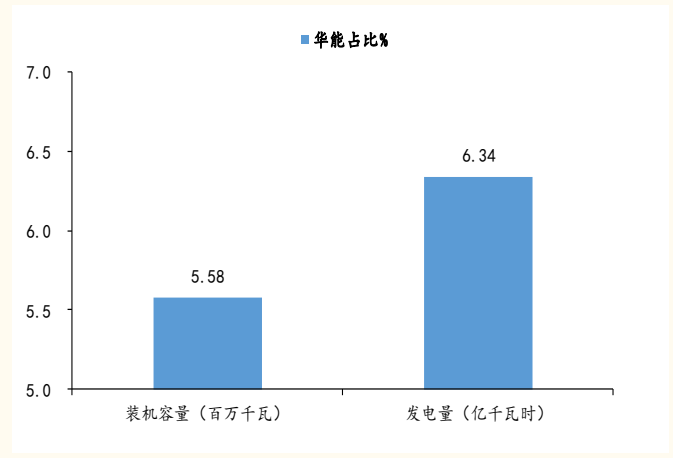
- **全国最大的发电企业，实际由华能集团控制。**华能国际是目前全国最大的火力发电上市公司，是“五大发电集团”之一华能集团旗下最大的火电资产上市平台。截至2019年9月底，华能集团共计持有华电国际34.12%的股份，是其实际控制人。
- **2018年公司营收达1699亿元，控股装机容量达105991兆瓦。**2018年公司营收达1698.61亿元，其中火电业务营收为1513亿元，占比89%，是公司主营业务。截至2018年底，公司控股装机容量达105991兆瓦，占比全国5.58%；发电量达4305亿千瓦时，占比全国6.34%。公司装机容量和发电量均居于发电上市公司之首。

图表1：华能国际装机、发电量排名第一



来源：公司公告，国金证券研究所

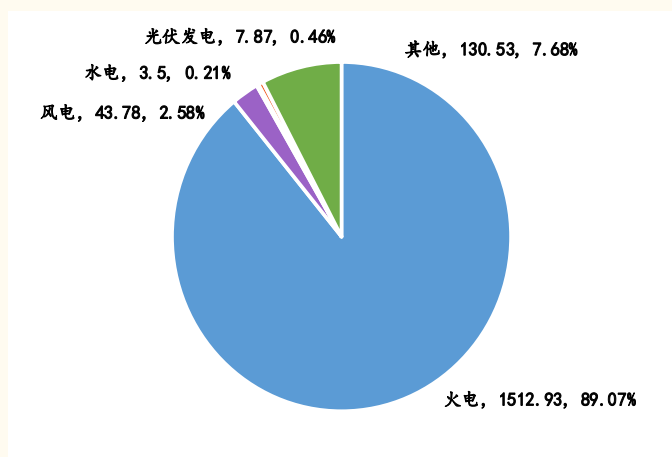
图表2：华能国际装机、发电量占比全国



来源：公司公告，国金证券研究所

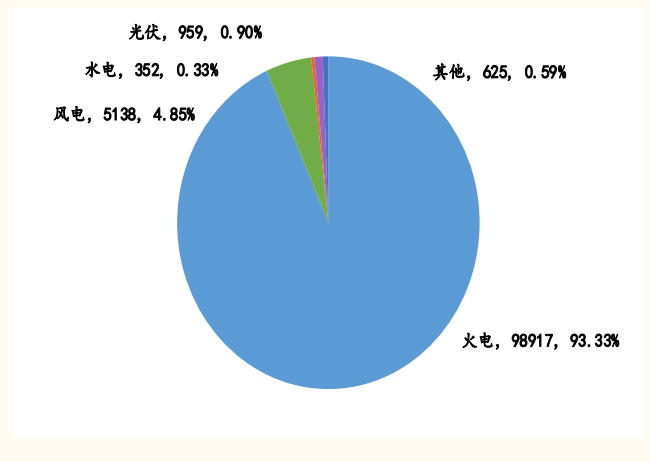
- 截至2018年底，公司控股装机容量105991兆瓦中，燃煤发电装机88498兆瓦，占比83.5%；燃气发电10419兆瓦，占比9.83%；风电装机5138兆瓦，占比4.85%；光伏装机959兆瓦，占比0.9%；水电和其它分别占比0.33%、0.59%。

图表3：华能国际营收结构（2018年，亿元）



来源：公司公告，国金证券研究所

图表4：华能国际装机结构（2018年，万千瓦）



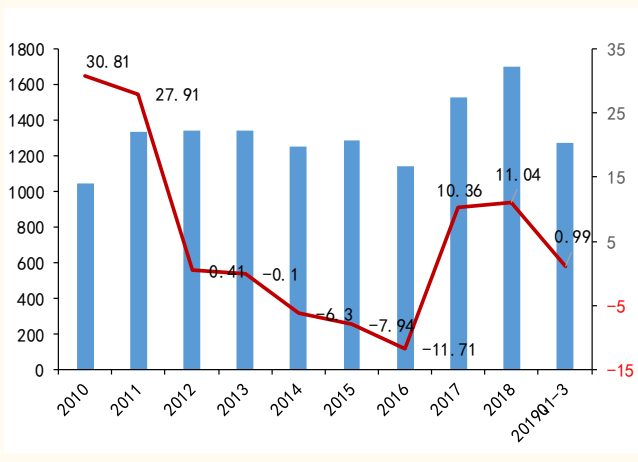
来源：公司公告，国金证券研究所

- **公司营业收入稳步增长，清洁能源收入占比增速快。**2014-2016年公司营收受累于用电量低增速及电价下滑，营收短暂下降，2017年后继续保持较

快速增长，由 2010 年的 1043 亿元增长到 2018 年的 1699 亿元，CAGR 为 6.3%。近年来公司清洁能源收入增长较快，由 2015 年的 15.4 亿元迅速增长到 2018 年的 55.2 亿元，占比从期初的 0.9% 提升至 2018 年的 4.3%，主要原因系公司近些年来在风电等清洁能源上的大规模资金投入。

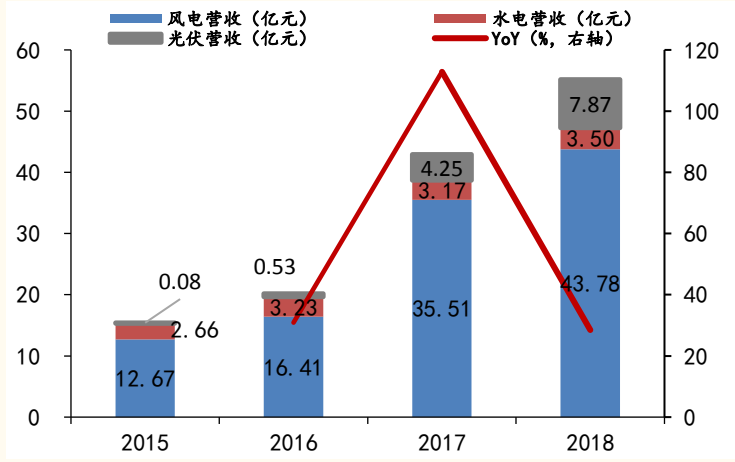
- **归母净利波动较大，毛利率和净利率周期性变动。**公司的归母净利波动较大，2010-2019 年期间的最大值和最小值相差超过 10 倍；销售毛利率和净利率的走势大致保持一致，呈现周期性波动。两种特征的共同原因是火电业务中燃料成本占比营业成本达 70% 左右，而动力煤价格呈现周期性波动，因此带动火力发电企业盈利跟随变动。2019 年以来动力煤价格持续下行，前三季度公司毛利率和净利率同步上行，归母净利大幅度同比增长 171%。

图表 5: 华能国际营业收入稳步增长 (亿元)



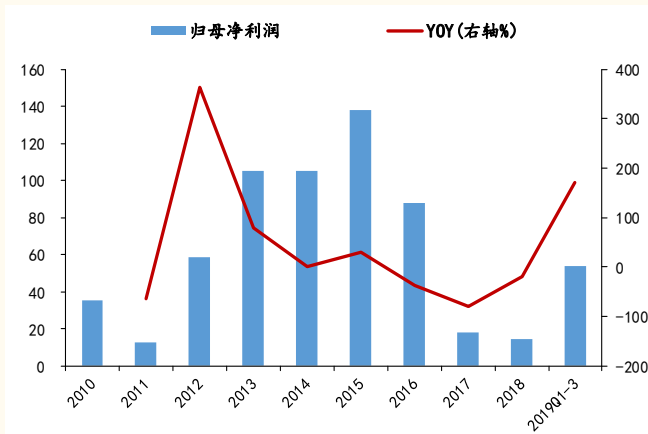
来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 6: 清洁能源收入增长较快



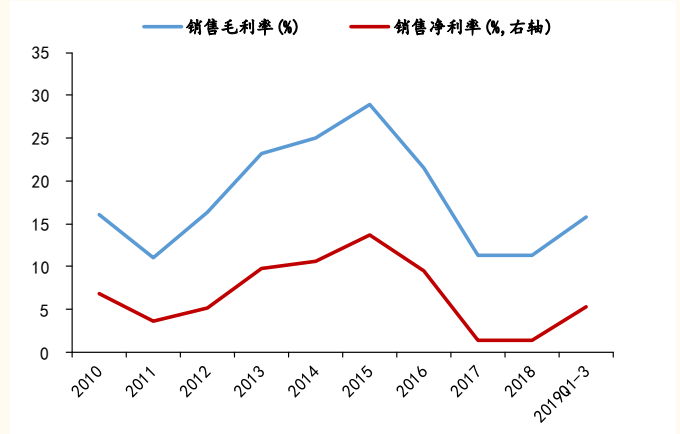
来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 7: 归母净利波动较大



来源: wind, 国金证券研究所

图表 8: 净利率和毛利率周期性变动



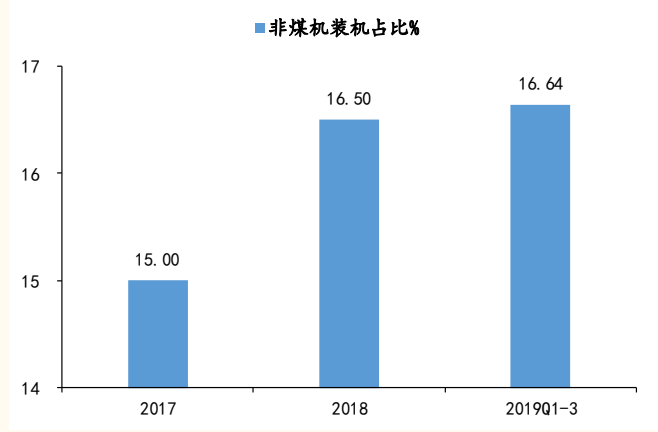
来源: wind, 国金证券研究所

清洁能源占比迅速提升，装机结构不断优化

- **清洁能源装机发展较快，发电量不断增长。**近些年公司响应国家环保政策，重点发展清洁能源，风电、太阳能等清洁能源装机容量和发电量迅速增长。截至 2019 年 9 月底，公司非煤机装机容量占比已经达到 16.64%，2015 年至 2018 年发电量复合增速达到 150%，增速较快；2018 年全年，公司清洁能源（风、光、太阳能等）发电量已经达到 123.14 亿千瓦时，占总发电量比例达 2.86%。

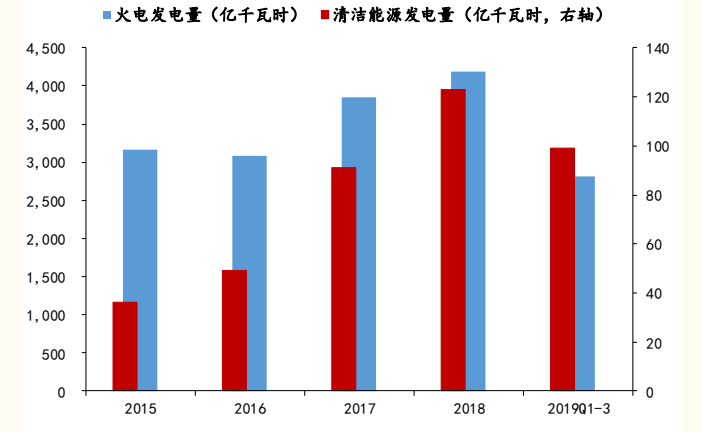
- **大功率机组占比逐渐提升，供电煤耗和厂用电率逐渐下行。**近年来公司逐渐淘汰小功率、低效火电机组。截至 2018 年底，公司火电机组中，超过 50% 是 60 万千瓦以上的大型机组，包括 14 台已投产的世界最先进的百万千瓦等级的超超临界机组。随着高参数机组占比的逐渐提升，公司的发电煤耗和厂用电率稳步下行，2018 年公司这两个指标分别较 2010 年降低 3.74 克/千瓦时至 288.45 克/千瓦时、0.24 个百分点至 4.34%。发电煤耗和厂用电率的下降，有利于公司节约燃料成本，增加收益。

图表 9: 非煤机装机占比逐渐增加



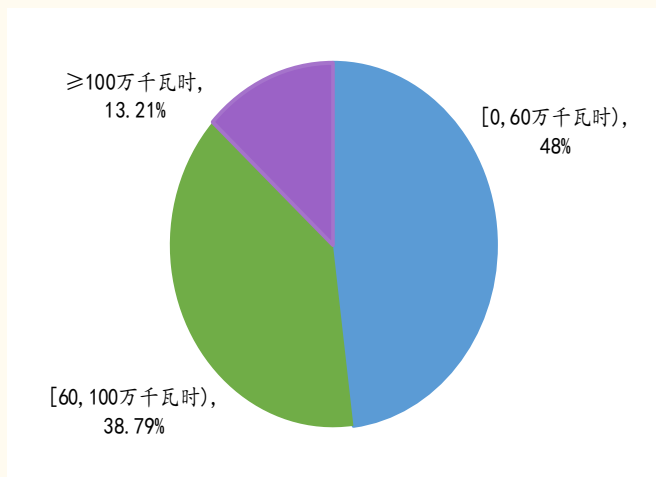
来源：公司公告，国金证券研究所

图表 10: 清洁能源发电量快速增长



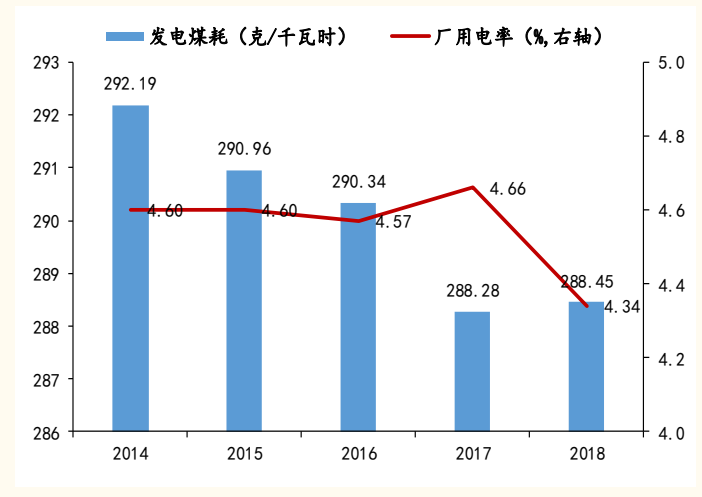
来源：公司公告，国金证券研究所

图表 11: 2018 年火电机组装机结构



来源：公司公告，国金证券研究所

图表 12: 公司发电煤耗和厂用电率



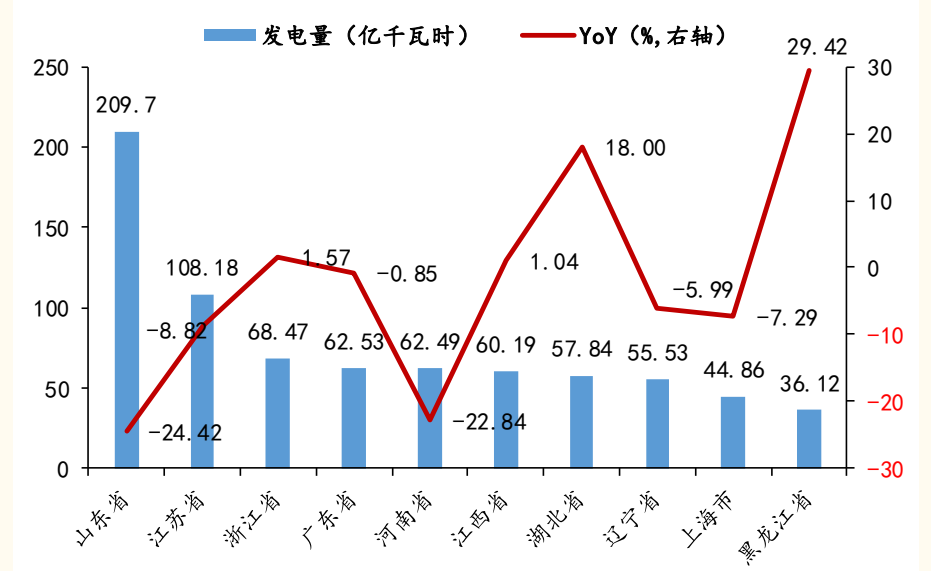
来源：公司公告，国金证券研究所

煤价下行，前三季度业绩大幅改善

- **用电增幅放缓、外来电大幅提升，三季度发电量同比下滑 8.31%。**三季度公司发电量共计 1068 亿度，同比下降 8.31%，降幅环比收窄。发电量下滑的原因系占比最大的五个省份山东、江苏、浙江、广东、河南当中，山东、江苏、河南三个地区用电增速放缓、外来电大幅度增加抢占市场份额。2019 年前三季度，受需求下滑、控煤、外来电影响，公司累计完成发电量 3021.87 亿千瓦时，同比下降 7.52%；完成售电量 2879.89 亿千瓦时，同比下降 6.44%。
- **电价微涨、煤价下行，前三季度业绩大幅提升 171%。**2019 年前三季度虽然电量有所下滑，但是结算电价同比小幅上涨 0.14%；2019 年前三季度

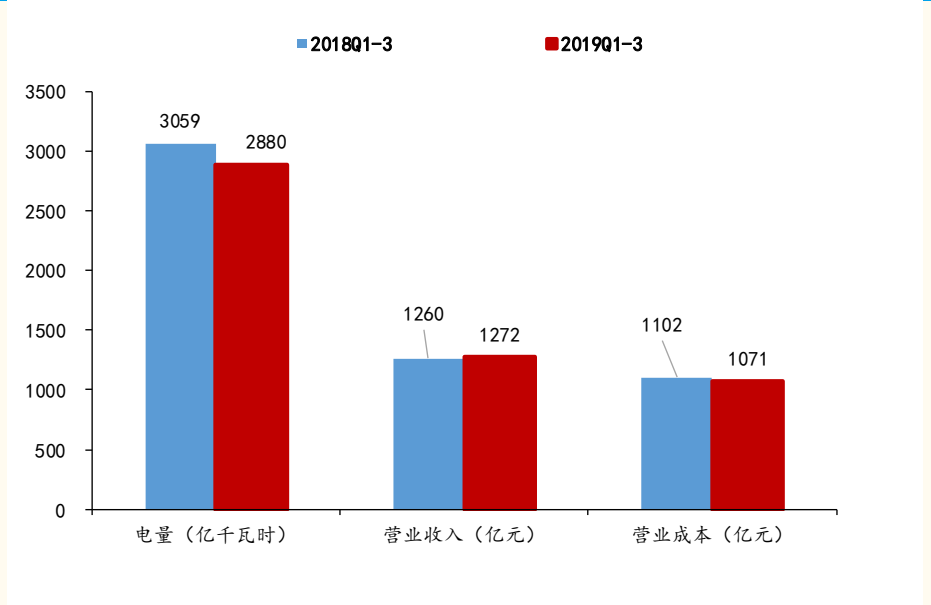
秦皇岛 Q5500(山西产)平仓价较 2018 年均价同比下降 48.4 元/吨 (7.5%)，带动前 3 季度营业成本在营收增长 0.95%的基础上同比下降 2.81%，同时毛利率和净利率分别提升 3.3、3.1 个百分点，归母净利润同比提升 171%，改善幅度较大。

图表 13: 2019Q3 公司发电量排名前十省份发电情况



来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 14: 2019Q3 电量、营收、营业成本



来源: 公司公告, 国金证券研究所

- **供电煤耗高, 系热发电机组占比大。**前五大火电上市公司对比来看, 华能国际火电装机容量和火电发电量均位居第一位。利用小时数、单位供电煤耗排名明显靠后, 主要原因是华能国际煤电装机中, 热发电机组占比接近 10%。热点机组在供暖季能获得更高的上网电价、优先保障上网、供热收入, 最终提高煤电机组的总体收益水平。

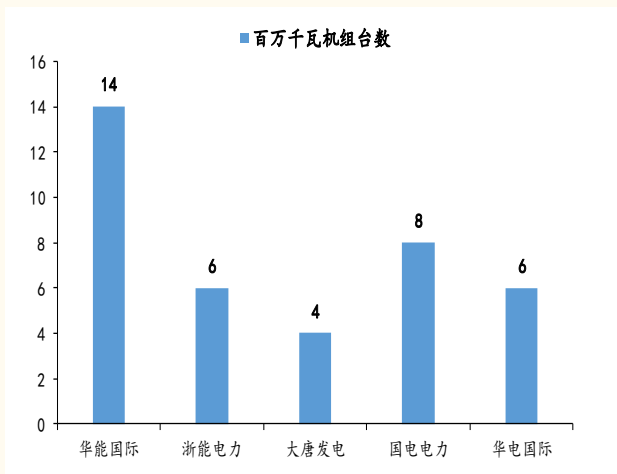
图表 15: 五大火电上市公司核心参数对比

五大火电上市公司	火电装机容量 (百万千瓦)	利用小时数 (千小时)	火电发电量 (亿千瓦时)	单位供电煤耗 (克/千瓦时)	厂用电率
华能国际	99.5	4340	4181.43	307.03	4.34%
浙能电力	31.8	3904	1241.34	297.33	4.95%
大唐发电	50.3	4728	2318.17	299.71	3.70%
国电电力	34.9	4361	1488.53	297.71	3.53%
华电国际	45.43	4361	1923.60	299.21	5.54%

来源: 公司公告, 国金证券研究所

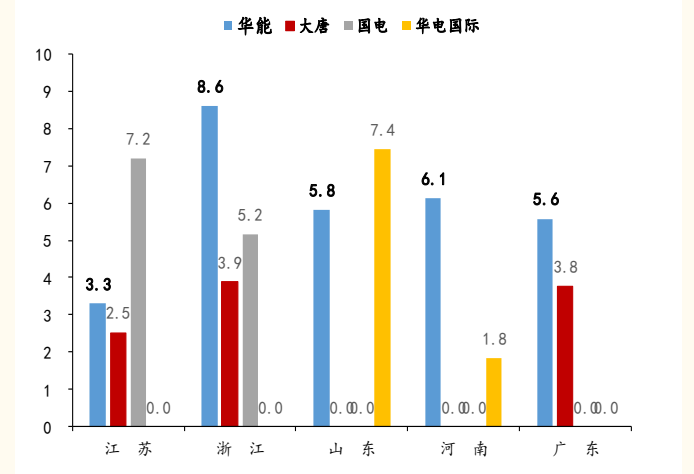
- **大机组装机占比高, 市场化定价机制下议价能力强。** 华能国际目前共计拥有 14 台百万千瓦火电机组, 远超其它四家火电公司拥有数量。就公司发电量排名前五省份来看, 华能国际 60 万千瓦以上机组占比该省总装机容量比例较高。江苏、浙江、山东、河南、广东占比分别达到 3.3%、8.59%、5.81%、6.12%、5.88%; 其中华能国际在浙江、河南、广东排名第一, 在山东和江苏排名第二。火电定价机制未来完全市场化以后, 华能国际将凭借其众多的大机组, 更低的发电成本, 在市场竞争中相较于竞争对手获得比较优势。

图表 16: 华能国际百万千瓦机组台数最多



来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 17: 四大全国性电力公司大机组装机容量各省占比



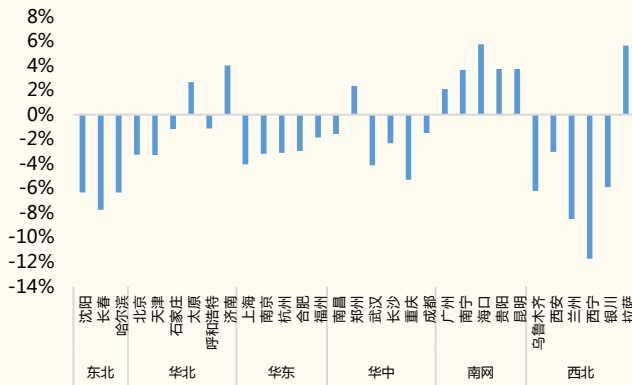
来源: 公司公告, 国金证券研究所

需求侧: 电量长期增长趋势不变, 市场化比例扩大电价坚挺

用电增速趋缓, 不改长期增长趋势

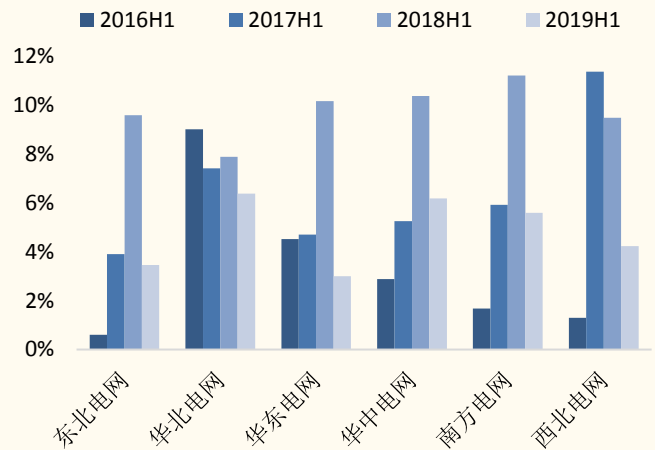
- 今年前三季度全社会用电量增速为 4.4%, 同比下滑 4.5 个百分点。我们认为用电量增速下滑的主要原因为: 去年的高基数影响、今年夏季气温低、电能替代规模缩小, 以及中美贸易摩擦带来的制造业用电下降。

图表 18: 六月气温同比变化



来源: 天气后报, 国金证券研究所

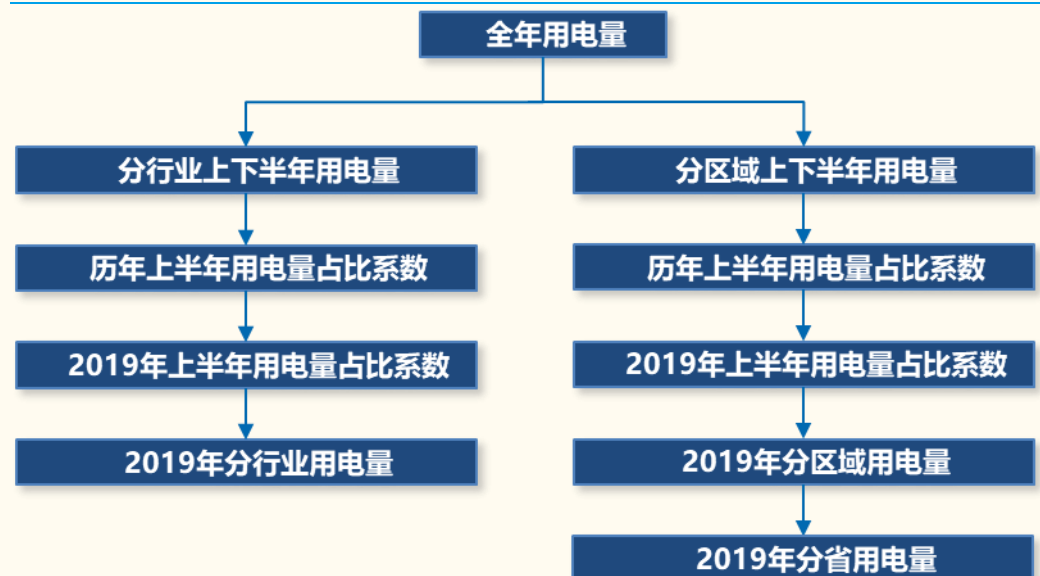
图表 19: 去年上半年用电量基数较高



来源: Wind, 中电联, 国金证券研究所

- **三产和居民用电增速较快, 成为拉用电增长主力。**近些年来三产和居民用电占比逐渐增大, 由 2010 年的 23% 上升至 2019 年前三季度的 32%。经济增速下行的同时, 二产用电增速受累逐渐放缓; 三产和居民用电持续保持较高增速, 成为拉用电量持续增长的主力, 2019 年前三季度三产和居民生活用电分别同比增长 8.7%、6.3%, 高于全社会总体用电增速。
- **预计 2019 年全年用电量增速约 5%。**我们根据往年用电量变化的上下半年季节性特征和规律, 在已知 2019 年上半年的基础上, 利用半年比例预测 2019 年全年用电量。我们通过分行业和分区域用半年度比例系数法进行预测, 得出 2019 年全年用电量增速达 5.1%-5.3%, 预计 2019 年上半年增速将基本持平, 下半年用电量同比增速预计为 5.2%-5.6%, 下半年用电量占全年用电量的比重预计将为 52.9%。
- 总体上, 第二产业受经济情况影响更大, 2019 年上半年拉用电量呈现更大的波动性; 第一、第三产业较为稳定, 在不同经济情况下表现出更好的韧性。

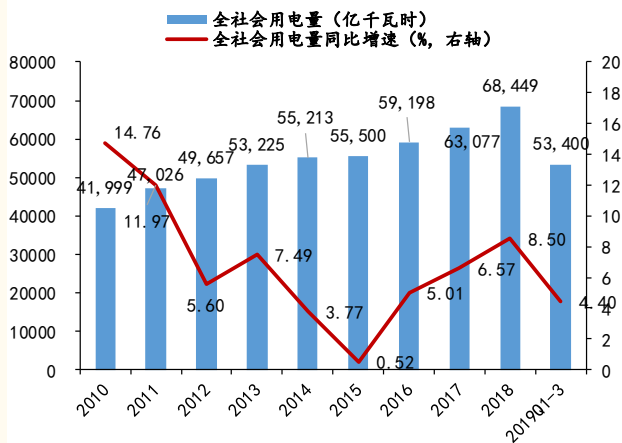
图表 20: 半年比例系数法预测框架



来源: 国金证券研究所绘制

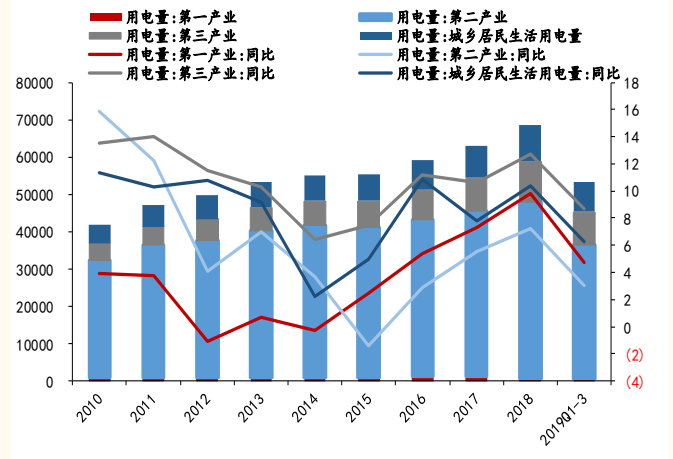
- **电气化比例不断提升，经济增速仍然较高，用电量增速保持稳定增长。**电力发展“十三五”规划提出到2020年我国电气化率要达到27%，2018年电气化率为21%，提升空间较大。在能源消耗总量不变的前提下，电气化率每提升一个百分点，用电量将上升4.76%。预计未来3年内我国经济增长仍将保持在6%左右的增速，经济持续增长保证了用电量的上涨。基于电气化率的不断提升假设和经济增速在6%左右的假设，我们预计未来3年用电量仍将保持5%左右的增速。

图表 21: 全社会用电量及增速



来源: Wind, 国金证券研究所

图表 22: 分产业用电占比及增速 (亿千瓦时)

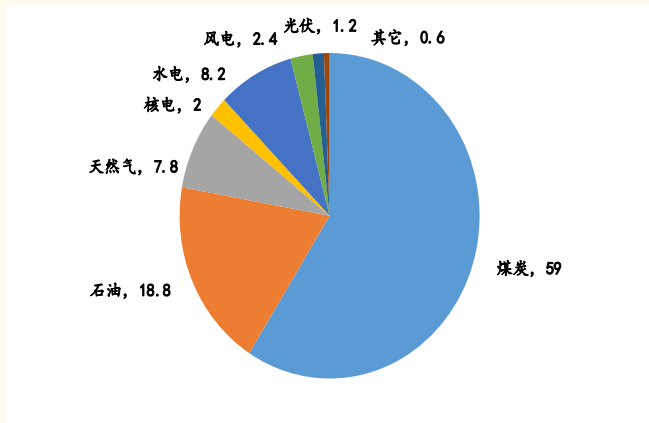


来源: Wind, 国金证券研究所

2020 年火电新增装机下降，利用小时数预计提升 66 小时

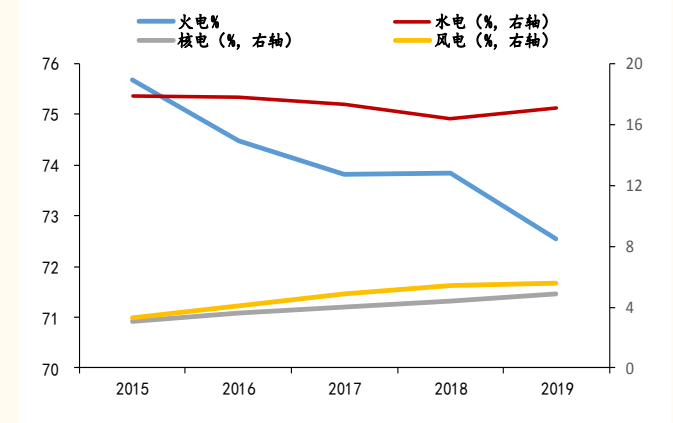
- **能源消耗结构持续改善，煤炭消费占比逐渐降低。**我国能源储量“多煤少油缺气”特征明显，因此长期以来能源消费结构中煤炭占比超过70%，煤炭的大量使用带来了严重的环境污染问题。“十三五”能源规划中明确了未来要逐渐降低煤炭在一次能源消耗结构中的占比，到2020年煤炭占比降低至58%。2018年我国一次能源消费结构中，煤炭占比首次低于60%，降低至59%，预计今后将会持续降低。

图表 23: 2018 年煤炭消费占比降至 59%



来源: 《中国能源发展报告 2018》，国金证券研究所

图表 24: 火电发电量占比逐渐下降



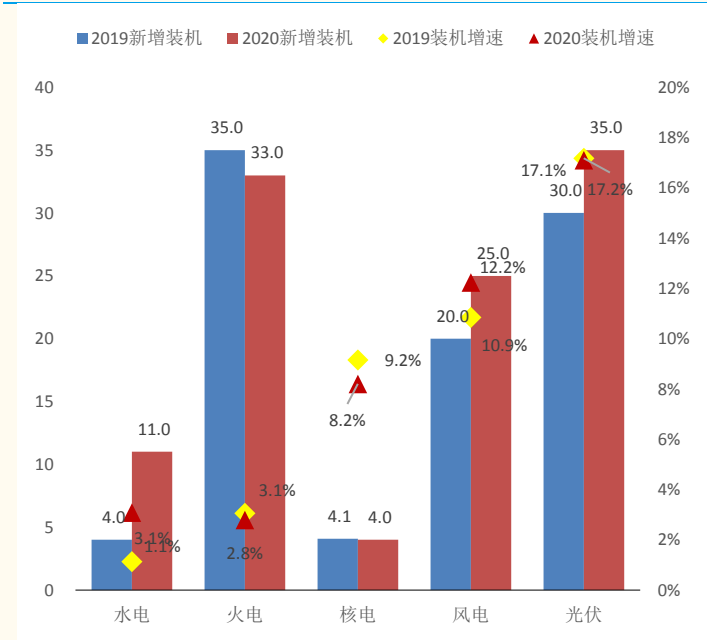
来源: Wind, 国金证券研究所

- **受限于环保政策，未来新增火电机组有限。**能源发展“十三五”规划提出，到2020年非化石能源装机、发电量占比要分别达到39%、31%；火电装机容量、发电量占比相应将进一步下降。截至2019年9月底，火电发电量占比已经由2015年的75.69%下降至2019年的72.54%。当前环保政

策日趋严格的背景下，新增装机主要以新能源（风光）为主，2016 年下半年以来，新增火电装机同比增速持续低迷。

- 我们预计 2020 年新增火电装机预计在 33GW 左右，现有火电机组将因此受益，利用小时数预计将上涨 66 小时。

图表 25: 2020 年预计火电装机小幅下降



来源: wind, 国金证券研究所

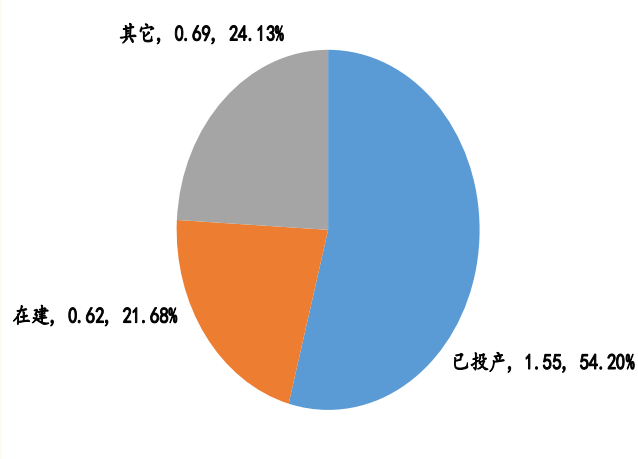
图表 26: 预计 2020 年火电利用小时数有所回升



来源: 《电力发展“十三五”规划》，国金证券研究所

- **水电开发接近尾声，未来增量十分有限。**我国水电资源主要集中在“十三大水电基地”，可装机容量占比全国达一半以上。十三大水电基地全部规划水电装机容量约为 2.86 亿千瓦，目前已投产机组装机容量达 1.55 亿千瓦，在建机组装机容量为 0.62 亿千瓦，已建和在建占比达 76%，且水电站的开发顺序一般为从易到难，具备经济开发价值的剩余水电资源已所剩不多。2021 年前后，乌东德、白鹤滩、两河口、杨房沟将陆续投产，在此以后预计将再无大型水利电站投产。
- **核电建设周期较长，开发进度滞后于规划。**核电站从开工到投产一般需耗时 6 年左右，整个周期较长。截至 2019 年 6 月底，我国在运核电机组达 45 台，装机容量 4590 万千瓦；在建机组 11 台，装机容量 1218 万千瓦。按照电力发展“十三五”规划，到 2020 年核电装机达到 5800 万千瓦，预计这一目标要到 2022 年才能实现，比计划时间晚两年左右。

图表 27: 十三大水电基地剩余可开发资源有限



来源: 中国水利发电工程学会, 国金证券研究所

图表 28: 核电建设进度落后于规划

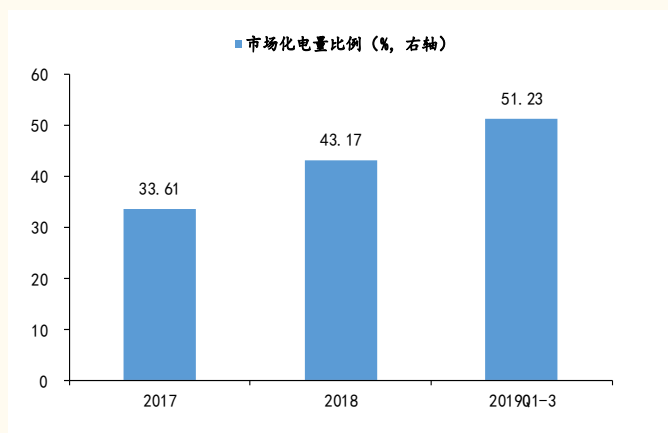
在建机组电站名称	机组	开工时间	预计投产时间	地区
红沿河电站	5号	2015	2021	辽宁
	6号	2015	2021	
田湾核电站	5号	2015	2021	江苏
	6号	2015	2021	
福清核电站	5号	2015	2021	福建
	6号	2015	2021	
防城港核电站	3号	2015	2021	广西
	4号	2015	2022	
石岛湾核电站	高温气冷堆示范	2009		山东
	海阳1号	2011	2022	
	海阳2号	2011		

来源: 公司公告, 公司官网, 《中国的核安全》白皮书, 国金证券研究所

电价: 市场化交易电价降幅收窄, “基准+浮动” 电价下行风险可控

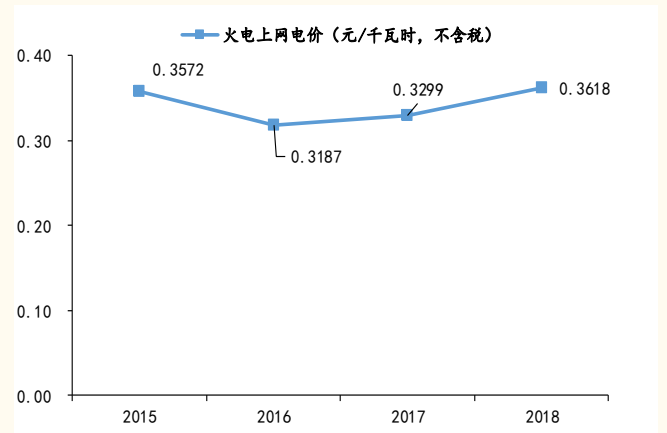
- 市场化电量占比逐渐提升, 火电结算电价逐步回升。2015 年新电改文件出台, 政府开始大力推行电力市场化交易机制。华能国际发电种类以煤电为主, 市场化交易电量占比上升较快, 2019 年前三季度公司电量市场化比例已经达到 51.23%。公司火电上网不含税电价自 2016 年以来, 保持小幅回升态势, 由 2016 年底的 0.32 元/千瓦时上升到 2018 年的 0.36 元/千瓦时, 火电结算电价保持坚挺。
- 定价机制趋于理性, 竞价价差不断收窄。公司发电量市场化交易占比提升的同时, 火电价格却保持回升态势。原因主要有两点, 一是增值税率连续下调, 由原来的 17% 降低至 13%, 不含税价格有所上升; 二是市场化交易趋于理性, 价格逐渐回归价值, 竞价价差不断收窄。广东省自 2018 年初以来, 市场化交易电量逐渐攀升, 但是交易电价价差却不断收窄, 已经创下 4 年来的新低。

图表 29: 公司电量市场化交易比例不断提升



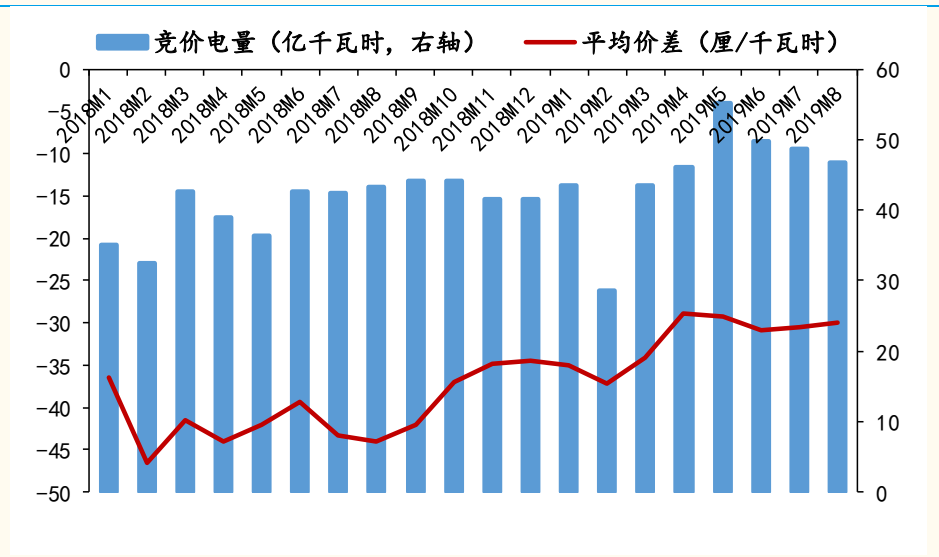
来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 30: 火电不含税电价保持坚挺



来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 31: 广东集中竞价电量不断上升, 价差持续收窄



来源: 广东省电力交易中心, 国金证券研究所

- **“基准+浮动”新政施行, 煤电最大市场化占比理论值为 80%。**改革举措第三条指出“燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行”的电量部分, 这部分电量主要为优先发电, 包括“为满足调峰调频和电网安全需要, 调峰调频电量优先发电; 为保障供热需要, 非统调燃煤热电联产机组实行‘以热定电’电量优先发电; 超低排放的燃煤机组奖励电量优先发电”。预计上述优先供电量在 20%左右, 则符合市场化条件的煤电发电量比重约为 80%, 即理论煤电最大市场化比重为 80%。
- **约 50%的电量执行现有市场化规定, “基准价+上下浮动”的电量最大为 30%。**改革举措第四条指明“燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的, 继续按现行市场化规则执行。”具备入市条件的燃煤发电量执行“基准+上下浮动”规则。“现执行标杆上网电价的燃煤发电电量, 具备市场交易条件的, 具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价(含挂牌交易)等市场化方式在‘基准价+上下浮动’范围内形成, 并以年度合同等中长期合同为主确定; 暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量, 仍按基准价执行。”据此, “基准价+上下浮动”的电量最大为 30%(理论市场化电率 80% - 已市场化电率 50%)。
- **“基准价+上下浮动”的煤电发电量约在 10%-30%区间。**必须指出的是, 上述电量是由双方签订协议确定。我们认为今年至多实现前几年的年均市场化率, 约占煤电电量的 10%: 一是大多数中小企业客户对电价不敏感, 在不清楚市场化的结果时, 会抱有观望态度; 二是市场化对发电商和电网都会带来降价可能, 二者都不会积极推动市场化。综上所述, 执行“基准价+上下浮动”电价的煤电发电量约在 10%-30%区间, 即 5000 亿千瓦时-1.5 万亿千瓦时。
- **华能国际执行“基准价+上下浮动”的煤电发电量约在 24%以内。**2019 年前三季度, 华能国际煤电发电量占比为 91%, 市场化交易电量比例为 51.23%, 对应煤电市场化比例约为 56%(大部分参与市场化电量为煤电)。假设公司煤电发电量中, 优先供电量占比和全国水平相同即为 20%; 那么华能国际受“基准价+上下浮动”影响的电量在 24%以内。

图表 32: 目前煤电理论可增加市场化电量最大约 1.5 亿千瓦时

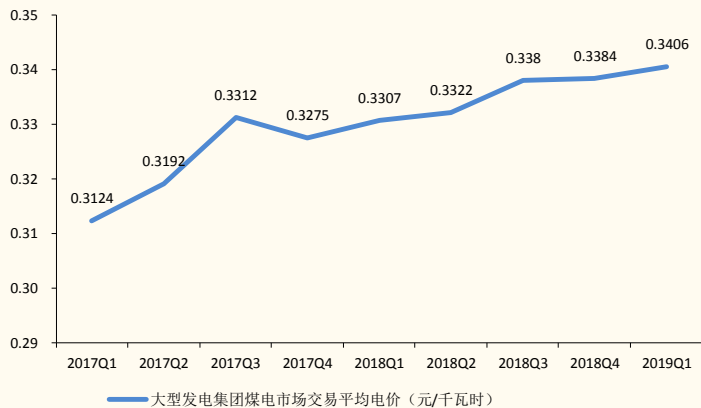


注: 假设 2019 年市场化电量实现 2.6 万千瓦时

来源: 中电联, 国金证券研究所

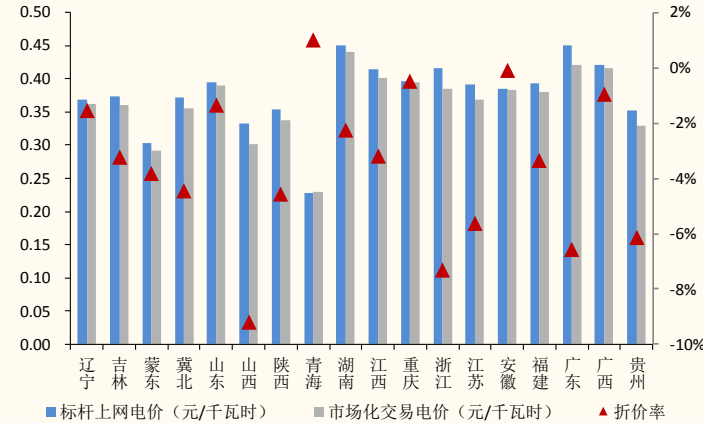
- **2020 年华能国际综合电价降幅不超过 4 厘钱。**按照上面的假设, 我们做最悲观的假设, 即 2020 年华能国际有 10% 的煤电实行“基准价+浮动”政策, 降幅为 10%, 则煤电总体电价降幅约为 1%。按照 2018 年煤电电量 3953 亿千瓦时来计算, 该部分导致华能国际营收减少 14.3 亿元, 对应 2020 年华能国际综合电价降幅为 3.3 厘钱。
- **电力供需格局由宽松转紧, 首轮或许不会大幅度、大范围降价。**市场化意味着还原电力商品属性, 由市场供需决定价格。2017 年一季度以来, 大型发电集团在市场交易的煤电平均价格不断小幅攀升, 一定程度上反映了市场逐渐偏紧。2019 年一季度多个省份的煤电价格折价率在 5% 之内, 验证了我们的观点, 即电力供需趋紧, 火电电价不具备大幅度折价市场条件。预计新政策实行以后, 2020 年出现大范围、大幅度的降价现象。

图表 33: 大型发电集团平均市场交易煤电价格不断攀升



来源: 中电联, 国金证券研究所

图表 34: 2019Q1 多数省份市场化电价折价率在 5% 以内



来源: 中电联, 国金证券研究所

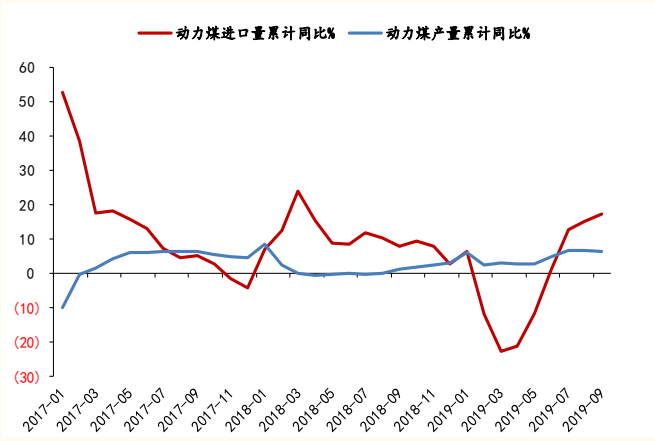
- 综上所述, 我们认为, 首轮电价受煤价、电厂盈利水平、市场供需等影响, 政府定价电量的平均降价区间在 5% 之内, 大范围、大幅度降价的概率较小。预计明年华能国际将有 10% 的煤电发电量新市场化, 悲观假设下降价幅度为 10%; 煤电电价整体降幅约为 1%, 降价金额约为 3.6 厘钱。煤价下降 11.8 元/吨, 按照度电煤耗 306 克/千瓦时计算, 则度电煤炭成本降低 3.6 厘钱。因此我们认为煤价下跌 11.8 元可以完全抵消新政策对华能国际煤价的影响。

煤价持续下行，火电乘风再起

供给充足需求疲软，煤价有望长期下行

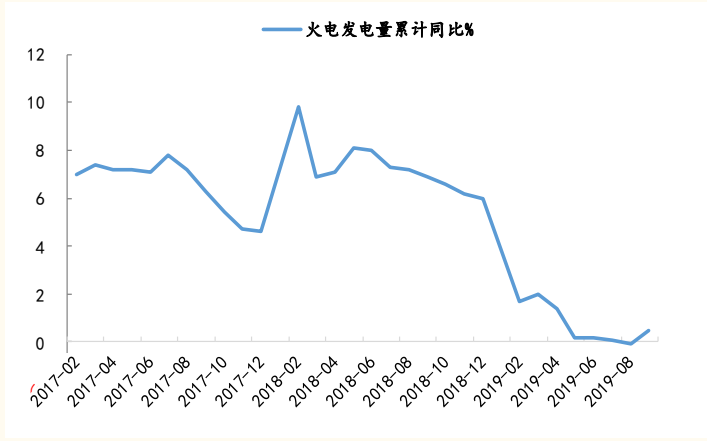
- **供给趋于宽松，价格持续承压。**2019 年前三个季度，动力煤的进口量和国内产量的累计同比增长率分别为 17.34%、6.17%，维持在较高水平，供给较为宽松。动力煤的主要消耗行业为火力发电，消耗量占比在 60%以上。今年前三季度火力发电的累计同比增速仅为 0.5%，增速大幅度放缓，需求较为疲软。在动力煤供给较快增长、需求低迷的背景下，其价格预计将进一步下降。
- **总需求放缓，高热煤涌入电煤市场，促动煤价格下降。**2019 年前三季度全社会整体煤耗量增速仅为 0.7%，较 2018 年增速下滑 2.7 个百分点；电力行业耗煤增速为-0.2%，较 2018 年增速下降 6.8 个百分点。预计对煤炭需求的放缓将导致更多的工业用高热值煤炭涌入动力煤市场，火力发电企业将采购更多的高热值煤进行参配发电，降低燃料成本，动力煤价格因此承压。

图表 35: 动力煤进口量、产量持续较快增长



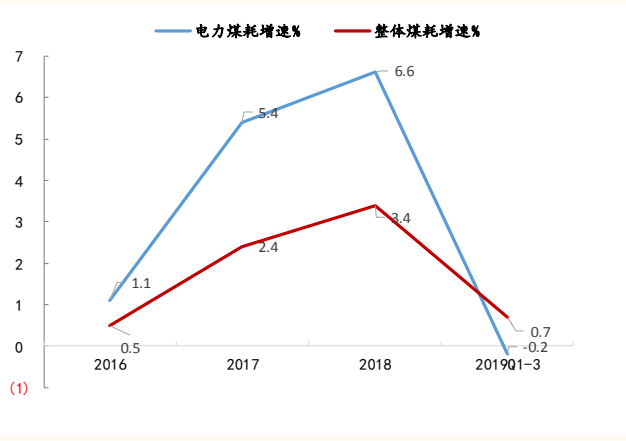
来源: wind, 国金证券研究所

图表 36: 火电发电量累计同比增速跌至低点



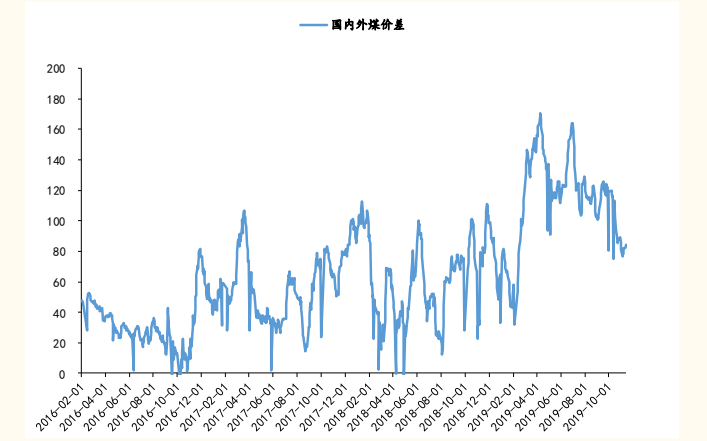
来源: wind, 国金证券研究所

图表 37: 电力煤耗和整体煤耗持续下降



来源: 煤炭市场网, 国金证券研究所

图表 38: 国内外煤价差超过 80 元/吨

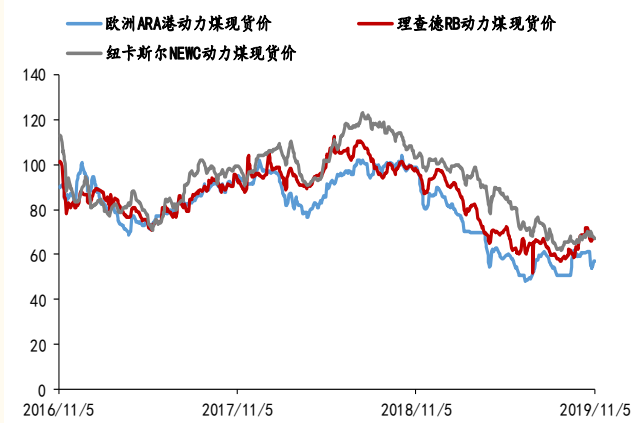


来源: wind, 国金证券研究所 注: 进口煤价采用 CCI 进口 5500(含税), 国内煤价采用 CCI5500+秦皇岛-广州港运费

- **三大国外动煤价格指数齐跌，进口和国产动煤价差超 80 元/吨。**截至目前，三大国外动力煤价格指数较年初价格下降幅度约为 32%，降幅较为明显。秦皇岛 Q5500 动力煤平仓价较年初价格下降幅度约为 6.3%。2019 年 2 月初开始，国内外动力煤价差由期初的 31.8 元上涨至目前超过 80 元，最高

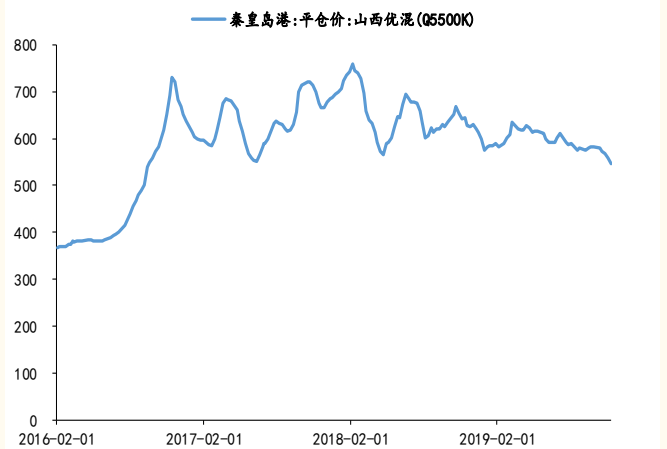
点一度接近 170 元。国内外动力煤的大额价差，将驱动电厂更多的采购进口动力煤降低燃料成本，国产动煤价格将有所下降。

图表 39: 国外三大煤价指数集体下跌



来源: wind, 国金证券研究所

图表 40: 动力煤期货平仓价近期持续下行

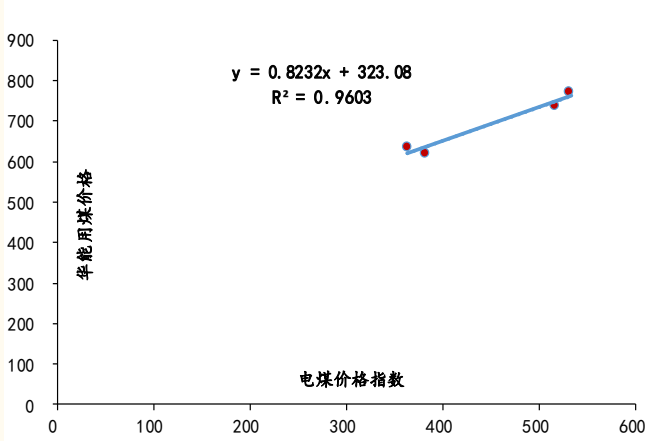


来源: wind, 国金证券研究所

火电业绩弹性大，盈利有望大幅提升

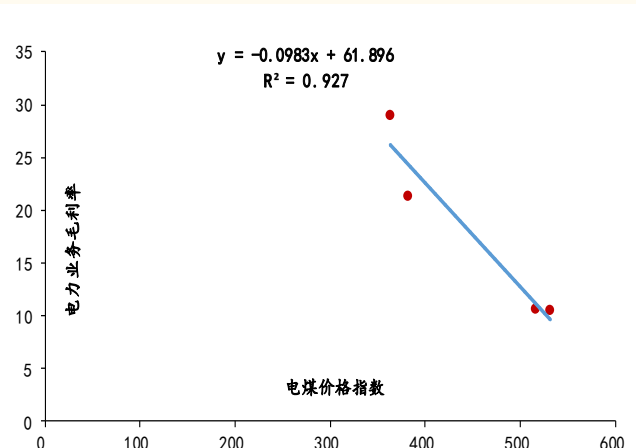
- 煤价和全国电煤价格指数相关度高，弹性系数为 0.82。将华能国际近四年的单吨煤价和全国电煤价格指数进行线性分析发现，两者走势高度相关， R^2 达到 0.96，即解释程度达 96%。系数为 0.82，即当全国电煤价格指数变动 10 元，华能国际的单吨燃料成本将下降 8.2 元。系数小于 1 主要原因系公司积极发挥长期协定的作用，稳定煤炭采购价格，严格控制煤价风险。
- 电力业务毛利率和电煤价格指数负相关，弹性系数为-0.098。用华能国际过去四年的电力业务毛利率和全国电煤价格指数进行线性关系分析， R^2 为 0.92，解释程度较高。系数为-0.0983，意味着平均而言，电煤价格指数每下降 100 元，华能国际的电力业务毛利率将上升 9.83%。动力煤价格的降低，将带来发电业务毛利率的大幅度上升。

图表 41: 华能国际煤价和全国电煤价格指数相关性高



来源: wind, 公司公告, 国金证券研究所

图表 42: 公司发电业务毛利率与全国电煤价格指数关系



来源: wind, 公司公告, 国金证券研究所

图表 43: 公司发电业务毛利率情景分析

	全国电煤价格指数	毛利率		电煤价格指数 E	毛利率
2015	362.88	28.98		474	15.30
2016	380.93	21.43		484	14.32
2017	515.99	10.64	2019E	494	13.34
2018	531.04	10.52		504	12.35

来源: wind, 国金证券研究所 (初始煤价、发电量和净利润为 2018 年度数据)

- 全国电煤价格指数每下降 20 元, 华能国际 2019 年净利润增加 13.12 亿元。在假设 2019 年除电煤价格指数以外的因素都不发生变化的基础上, 我们对煤价降幅进行假设并测算净利润变动。测算结果得出, 当电煤价格指数每变动 20 元, 即变动 3.77%, 公司净利润将增加 13.12 亿元 (54.51%), 弹性较大。

图表 44: 华能国际净利润的煤价弹性测算

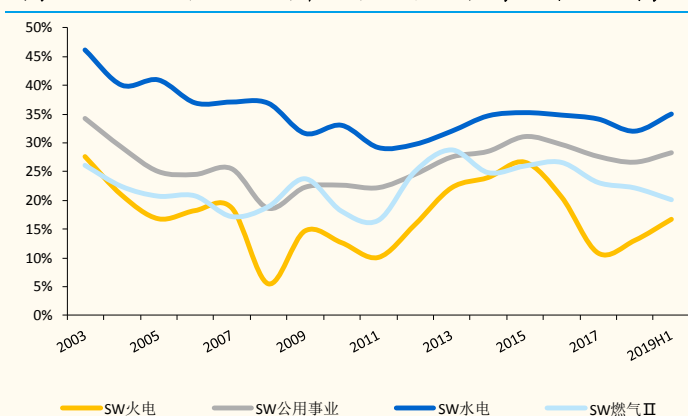
全国电煤价格指数的业绩敏感性分析					
华能国际用煤单价变动 (元)	-32.93	-16.46	0	16.46	32.93
电煤价格指数均值变动 (元)	-40	-20	0	20	40
燃料费用变动 (亿元)	-37.54	-18.77	0	18.77	37.54
净利润 (亿元)	50.33	37.19	24.07	10.91	(3.18)
净利润变动 (亿元)	26.26	13.12	0.00	(13.16)	(27.25)
净利润变动幅度	109.09	54.51	0.00	(54.66)	(113.20)

来源: wind, 国金证券研究所

业绩迅速修复, PB 估值有望抬升

- 煤价电价双轨制, 加剧火电板块利润波动性。受“市场煤、管制电”的机制影响, 计划经济背景下, 煤电企业难以及时将价格传导至下游用户, 导致火电板块盈利、PE 估值波动性明显高于公共事业与水电板块。

图表 45: 火电板块毛利率波动性较公共事业和水电高



来源: 华电集团, 国金证券研究所

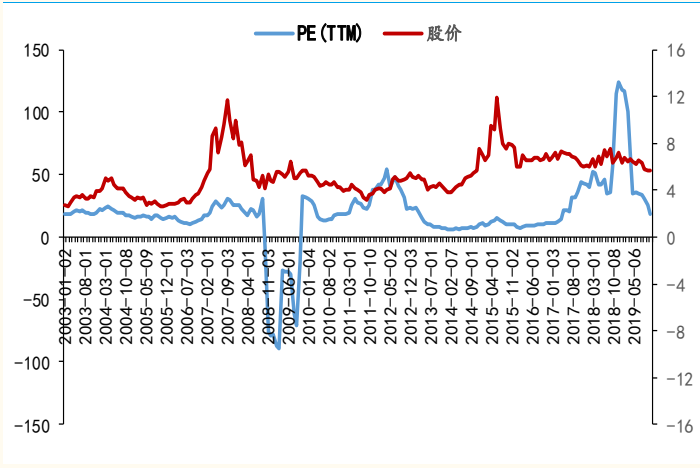
图表 46: 火电板块 PE 估值与公用事业、水电对比



来源: Wind, 国金证券研究所

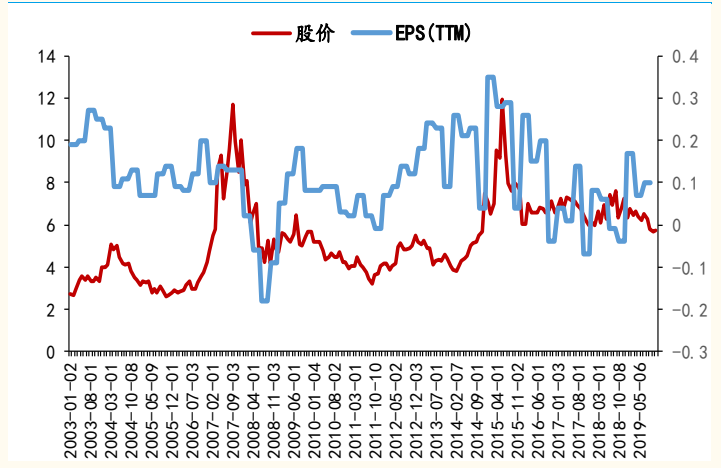
- 火电股因盈利确定性低归类周期股，PE 估值适用性差，股价主要由 EPS 驱动。市盈率估值的使用条件客观上需要经营稳定，而“市场煤、管制电”双轨制下，火电股具有明显的周期属性。图中可以看到华能国际的股价和 PE(TTM)相关度明显较差；而 EPS 指标和股价相关度则较高，两者大部分时间都同向波动。随着煤价的下降带动 EPS 的上升，将驱动公司股价跟随上涨。

图表 47: 公司股价和 PE 相关度较低



来源: Wind, 国金证券研究所

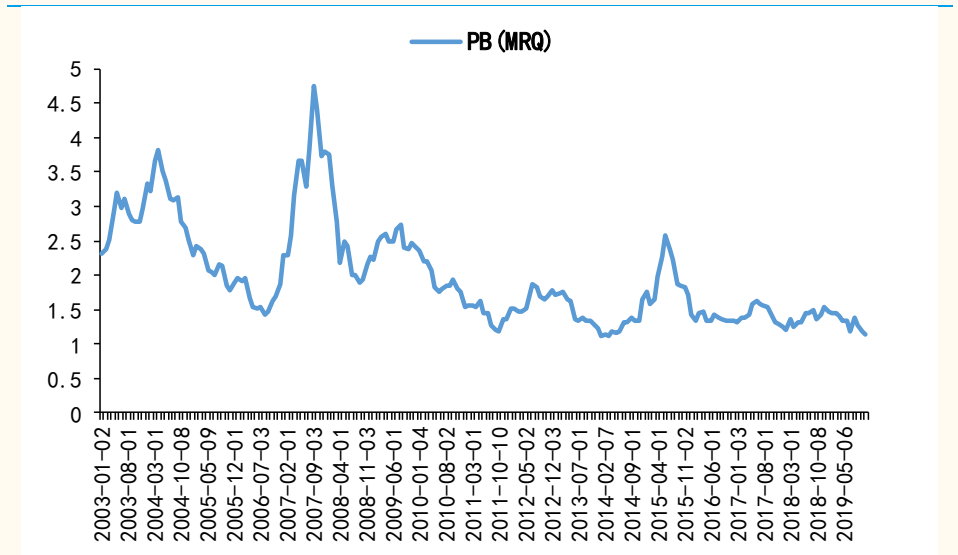
图表 48: 股价主要由 EPS 驱动



来源: Wind, 国金证券研究所

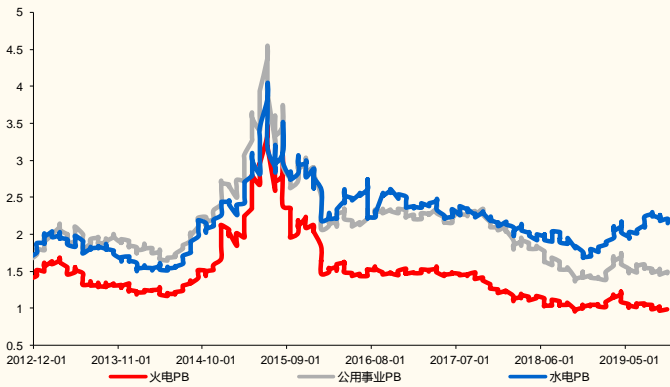
- PB 处于历史低点，市场化改革将促进估值回归公用事业本质。目前公司的 PB (MRQ) 为 1.15 倍，接近 16 年来的最低点，比 PB(MRQ)16 年来的均值 1.97 倍低 42%，安全边际较高。火电定价市场化改革之后，燃料成本将会更加顺畅地传导至用电下游，火电股的盈利将更加稳定，估值将向公用事业和水电板块靠拢。目前火电整体 PB 0.99 倍，低于公用事业、水电 0.5、1.2 倍，提升空间较大。

图表 49: 华能国际估值处于历史低点



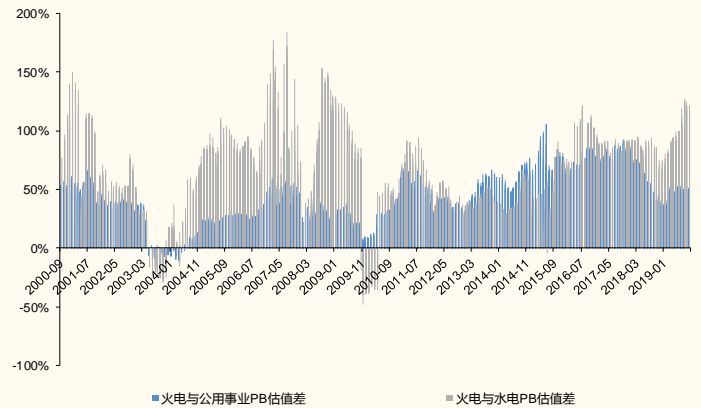
来源: Wind, 国金证券研究所

图表 50: 火电板块 PB 持续低于公用事业、水电



来源: Wind, 国金证券研究所

图表 51: 火电板块 PB 与公用事业、水电差距

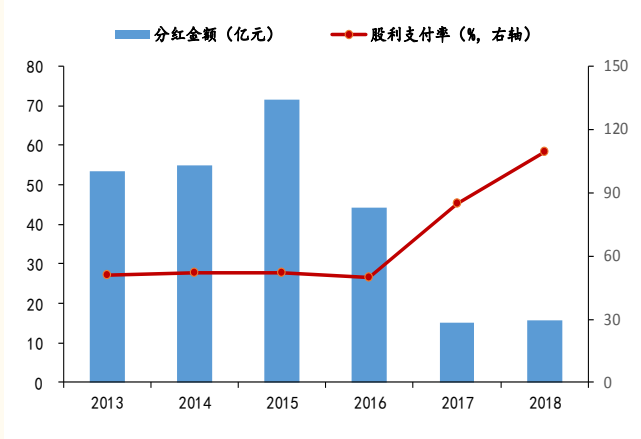


来源: Wind, 国金证券研究所

分红比例超 70%，股息率有望超过 4.6%

- **分红率较高，盈利持续改善，股息率有望超过 4.6%。**公司承诺在：在当年盈利及累计未分配利润为正，且公司现金流可以满足公司正常经营和可持续发展的情况下，2018-2020 年分红比例达到 70%。目前华能国际 A 股的股息率在 1.83% 左右，按照 2019 年 70% 的分红比例假设，预期股息率将达到 4.65%，港股的预期股息率将达到 7%。随着公司业绩的持续改善，股息率还将继续上行。
- **LPR 改革推动利率下行，估值有望提升。**贷款在我国社融存量中占比接近 70%，是我国实体企业融资的最重要来源，因此利率在信贷市场中的传导效率是决定利率渠道疏通的最重要因素。新的 LPR 利率政策开始施行后，央行将可以通过影响 MLF 利率，来引导整个市场的实际融资利率下行。在风险偏好不变的情况下，贴现率下行，估值将跟随股息率一起上升。

图表 52: 公司历年分红金额及分红比例



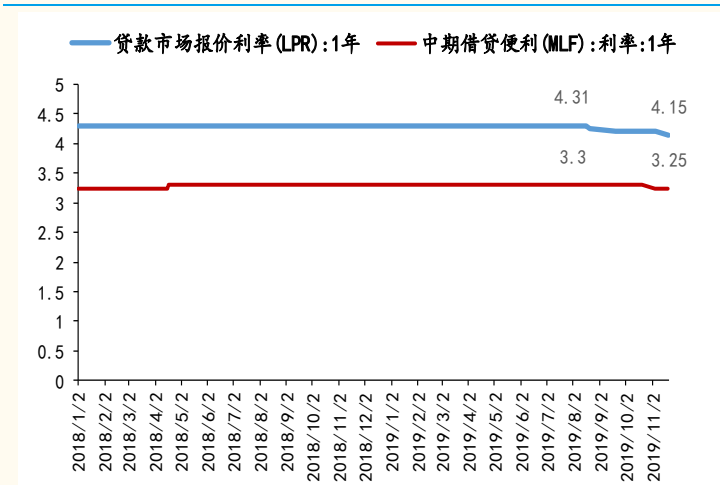
来源: wind, 国金证券研究所

图表 53: 公司股息率走势

科目	A 股	港股
股价	5.44	3.28
股息率 (TTM)	1.83	3.03
股息率 E2019	3.49	5.79

来源: wind, 国金证券研究所

图表 54: MLF 和 LPR 利率近期开始下行



来源: wind, 国金证券研究所

图表 55: LPR 利率走势

商业银行贷款收益	
定价公式	贷款 FTP 收益= LPR+期限溢价+风险溢价-FTP
LPR 形成方式	LPR 报价=资金成本 (含 MLF 成本)+风险成本+资本成本+操作成本
传导途径	MLF—LPR—贷款利率

来源: 国金证券研究所

盈利预测

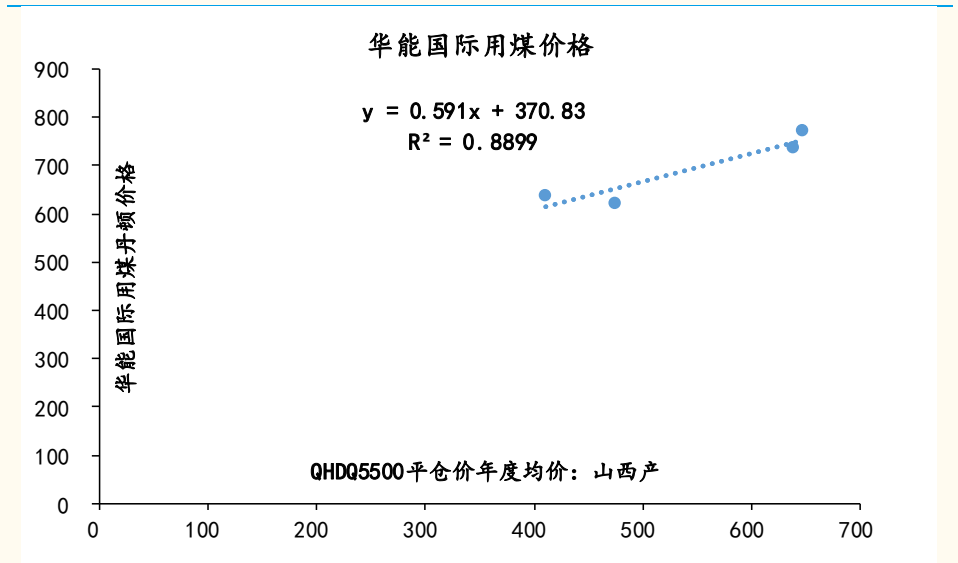
- **利用小时数假设:** 2019 年 1-3 季度公司煤电、气电、水电、风电、光伏利用小时分别同比-269、-145、-344、-41 和+166 小时, 其中第 3 季度煤电利用小时同比-106 小时, 降幅收窄, 预计今年全年煤机利用小时数下降 250 小时。2020 年浙江、江苏电量回升, 总体电力供给趋紧, 预计煤电利用小时数回升 20 个小时, 2021 年继续回升 20 个小时。气电利用小时数分别变动-100、0、0 小时。水电利用小时数分别变动-350、0、0 小时。风光利用小时数假设不变。
- **电价假设:** 风、光伏、生物质、水电、燃气电价假设不变。假设煤电电价 2019、2020、2021 变动分别为+1 分、-1%、0。2019 年预计火电折价继续缩小, 火电整体电价延续此前趋势, 继续上行 1 分钱。2020 年煤电电价受基准+浮动定价机制影响, 煤电整体电价降 1% (悲观假设)。2021 年电价保持不变。
- **巴基斯坦项目:** 上半年巴基斯坦项目收入 25.18 亿元, 成本 17.66 亿元。2019-2021 年预计收入分别为 50、60、60 亿元。
- **煤价假设方法 1:** 2018 全年秦皇岛港: 平仓价: 动力末煤(Q5500): 山西产平仓均价为 647, 我们做出**偏保守**的煤价预测, 预计 2019-2021 均价分别为 606、564、550 元/吨。根据两者之间的线性回归公式, 预测出 2019-2021 华能用煤单价分别为 728.92 元/吨、704.22 元/吨、695.99 元/吨, 降幅分别为 5.3%、3.4%、1.2%。

图表 56: 华能国际单吨煤价测算

年份	华能国际用煤价格 (元/吨)	单位售电燃料成本 (元/度)	单位供电煤耗 (克/千瓦时)
2015	635.79	0.1962	308.56
2016	622.07	0.1914	307.69
2017	737.14	0.2259	306.48
2018	771.55	0.2369	307.03

来源: wind, 国金证券研究所

图表 57: 华能国际用煤价格预测方法一 (元/吨)



来源: Wind, 国金证券研究所

- **煤价假设方法 2:** 公司进口煤和国内煤分别约占总量的 25%和 75%。我们假设国内煤当中有 15% (占总量) 是下水煤, 剩余 60%是内陆煤, 内陆煤中有 2/3 由年度长协价格进行定价。我们根据 CCI 进口 5500 (含税)、秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价(山西产)、年度长协价: CCTD 秦皇岛动力煤 (Q5500)、电煤价格指数: 全国, 分别赋予相应的权重并作出相应价格变动假设。计算得出 2019-2021 年公司用煤单价将分别下降 10.58%、5.4%、3.9%; 对应华能国际用煤单吨成本分别为 690、653、627 元/吨。
- 预测方法一应用计量方法得出相关关系, 解释程度较高。方法二考虑了公司的用煤结构, 并选择相应的煤价指数进行关联并赋予相应的权重, 将这些增量信息反应到了预测当中。

图表 58: 华能国际用煤价格预测方法二

指标名称	动力煤价格指数 (RMB): CCI 进口 5500 (含税)	秦皇岛港: 平仓价: 动力末煤 (Q5500): 山西产	电煤价格指数: 全国	年度长协价: CCTD 秦皇岛动力煤 (Q5500)	华能国际煤价跌幅%
权重	0.25	0.15	0.20	0.40	
预计 2019 跌幅%	-17.91	-8.27	-6.49	-8.92	-10.58
预计 2020 跌幅%	-5.00	-5.00	-5.00	-6.00	-5.40
预计 2021 跌幅%	-5.00	-3.00	-3.00	-4.00	-3.90

来源: wind, 国金证券研究所

- 由于煤价下跌带来成本的下降, 我们预计今年四季度将扭转去年四季度亏损的情况。我们预计 2019-2021 年公司营业收入、归母净利润、EPS 分别为 1734.83 / 1767.89 / 1844.76 亿元、59.51/79.55/91.83 亿元, 0.38 / 0.51 / 0.59 元。对应 PE 和 PB 分别为 15.8 / 11.8 / 10.2 倍、1.03 / 0.97 / 0.91 倍。给予公司 19 年 1.4 倍 PB, 目标价 8.1 元, 首次覆盖, 给予“买入”评级。

图表 59: 公司各业务盈利预测情况

		2017	2018	2019E	2020E	2021E
上网电量	(亿千瓦时)	3713.97	4059.43	3911.21	4000.10	4189.91
燃煤机组	(亿千瓦时)	3442.45	3718.25	3537.09	3581.78	3735.01
燃气机组	(亿千瓦时)	181.54	219.76	211.45	211.45	211.45
水电机组	(亿千瓦时)	9.54	10.48	9.27	9.27	9.27
风电机组	(亿千瓦时)	73.22	97.75	137.88	179.73	213.98
光伏机组	(亿千瓦时)	5.29	11.20	13.54	15.87	18.21
生物质机组	(亿千瓦时)	1.93	1.99	1.99	1.99	1.99
营业收入	(亿元)	1524.70	1698.61	1734.83	1767.89	1844.76
火电	(亿元)	1378.49	1512.93	1479.94	1482.61	1542.50
水电	(亿元)	3.17	3.50	3.10	3.10	3.10
风电	(亿元)	35.51	43.78	61.75	80.50	95.84
光伏	(亿元)	4.25	7.87	9.51	11.15	12.80
其它	(亿元)	103.28	130.53	130.53	130.53	130.53
巴基斯坦项目	(亿元)	0.00	0.00	50	60	60
营业成本	(亿元)	1352.09	1506.59	1443.274	1439.078	1475.526
火电	(亿元)	1210.36	1364.34	1256.61	1235.88	1264.50
水电	(亿元)	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06
风电	(亿元)	16.77	20.93	29.52	38.48	45.82
光伏	(亿元)	1.01	2.41	2.91	3.42	3.92
其它	(亿元)	121.89	116.85	116.85	116.85	116.85
巴基斯坦项目	(亿元)	0	0.00	35.32	42.38	42.38

来源: 公司公告, 国金证券研究所

风险提示

- 新政策下煤电电价大幅下跌风险; 动力煤价格下降幅度不及预期风险; 用电量大幅度放缓风险; 利用小时数大幅度下降风险; 资产减值超预期的风险。
- 2019年10月15日, 公司4.98亿股限售股解禁的风险。

附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)							资产负债表 (人民币百万元)						
	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E		2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
主营业务收入	113,814	152,459	169,861	173,483	176,789	184,476	货币资金	7,882	9,365	15,833	20,103	20,012	20,573
增长率		34.0%	11.4%	2.1%	1.9%	4.3%	应收款项	18,844	27,252	30,796	31,667	33,219	35,654
主营业务成本	-89,390	-135,209	-150,659	-144,327	-144,569	-148,909	存货	6,879	7,385	9,544	10,388	10,791	11,115
%销售收入	78.5%	88.7%	88.7%	83.2%	81.8%	80.7%	其他流动资产	3,362	4,535	5,627	6,738	7,049	7,293
毛利	24,424	17,250	19,202	29,156	32,220	35,567	流动资产	36,967	48,538	61,799	68,895	71,071	74,636
%销售收入	21.5%	11.3%	11.3%	16.8%	18.2%	19.3%	%总资产	11.9%	12.8%	15.3%	16.6%	16.7%	17.0%
营业税金及附加	-1,178	-1,376	-1,807	-2,134	-2,175	-2,269	长期投资	23,454	22,446	33,732	37,617	42,443	47,210
%销售收入	1.0%	0.9%	1.1%	1.2%	1.2%	1.2%	固定资产	222,454	273,505	272,344	274,772	276,767	280,026
销售费用	-16	-17	-42	-104	-106	-111	%总资产	71.9%	72.2%	67.5%	66.2%	65.1%	63.9%
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	无形资产	22,627	26,163	26,563	26,780	27,207	27,603
管理费用	-3,336	-3,969	-4,233	-4,424	-4,508	-4,704	非流动资产	272,451	330,156	341,642	345,869	354,116	363,539
%销售收入	2.9%	2.6%	2.5%	2.6%	2.6%	2.6%	%总资产	88.1%	87.2%	84.7%	83.4%	83.3%	83.0%
研发费用	0	0	-46	-43	-44	-46	资产总计	309,418	378,694	403,441	414,763	425,187	438,174
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	短期借款	71,341	102,882	86,129	86,916	62,485	37,486
息税前利润 (EBIT)	19,894	11,888	13,073	22,451	25,387	28,437	应付款项	29,513	39,560	35,275	34,175	34,243	35,279
%销售收入	17.5%	7.8%	7.7%	12.9%	14.4%	15.4%	其他流动负债	29,343	13,508	16,803	21,542	28,370	37,019
财务费用	-6,921	-9,406	-10,470	-11,174	-11,382	-11,508	流动负债	130,196	155,950	138,206	142,633	125,098	109,784
%销售收入	6.1%	6.2%	6.2%	6.4%	6.4%	6.2%	长期贷款	64,990	107,031	129,548	119,548	129,548	138,548
资产减值损失	-1,205	-1,188	-1,146	-1,481	-1,591	-1,588	其他长期负债	17,465	23,509	33,901	40,235	49,827	58,573
公允价值变动收益	-13	-3	-20	12	12	13	负债	212,652	286,490	301,655	302,416	304,473	306,905
投资收益	2,383	2,212	1,573	2,000	2,480	2,600	普通股股东权益	81,522	75,533	83,235	90,968	96,355	103,109
%税前利润	16.6%	59.5%	45.8%	15.8%	16.0%	14.2%	其中：股本	15,200	15,200	15,698	15,698	15,698	15,698
营业利润	14,139	4,095	3,648	12,337	15,557	18,644	未分配利润	39,212	31,965	30,802	32,587	34,974	37,728
营业利润率	12.4%	2.7%	2.1%	7.1%	8.8%	10.1%	少数股东权益	15,245	16,670	18,552	21,380	24,360	28,160
营业外收支	227	-375	-212	295	-100	-345	负债股东权益合计	309,418	378,694	403,441	414,763	425,187	438,174
税前利润	14,366	3,720	3,436	12,632	15,457	18,299	比率分析						
利润率	12.6%	2.4%	2.0%	7.3%	8.7%	9.9%		2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
所得税	-3,580	-1,573	-1,029	-3,853	-4,522	-5,316	每股指标						
所得税率	24.9%	42.3%	29.9%	30.5%	29.3%	29.1%	每股收益	0.580	0.118	0.092	0.379	0.507	0.585
净利润	10,786	2,147	2,407	8,779	10,935	12,983	每股净资产	5.363	4.969	5.302	5.795	6.138	6.568
少数股东损益	1,972	353	969	2,828	2,980	3,800	每股经营现金净流	2.091	1.950	1.855	2.527	2.732	2.991
归属于母公司的净利润	8,814	1,793	1,439	5,951	7,955	9,183	每股股利	0.290	0.100	0.100	0.265	0.355	0.409
净利率	7.7%	1.2%	0.8%	3.4%	4.5%	5.0%	回报率						
							净资产收益率	10.81%	2.37%	1.73%	6.54%	8.26%	8.91%
							总资产收益率	2.85%	0.47%	0.36%	1.43%	1.87%	2.10%
							投入资本收益率	6.06%	2.15%	2.66%	4.43%	5.05%	5.63%
							增长率						
							主营业务收入增长率	-11.71%	33.95%	11.41%	2.13%	1.91%	4.35%
							EBIT增长率	-38.26%	-40.25%	9.97%	71.73%	13.08%	12.01%
							净利润增长率	-36.06%	-79.66%	-19.76%	313.60%	33.67%	15.44%
							总资产增长率	3.23%	22.39%	6.54%	2.81%	2.51%	3.05%
							资产管理能力						
							应收账款周转天数	45.5	42.9	50.0	55.0	57.0	59.0
							存货周转天数	25.1	19.3	20.5	27.0	28.0	28.0
							应付账款周转天数	37.4	31.9	31.8	32.0	32.0	32.0
							固定资产周转天数	625.4	586.7	529.3	519.2	505.0	480.2
							偿债能力						
							净负债/股东权益	145.04%	234.57%	221.84%	194.42%	176.61%	155.98%
							EBIT利息保障倍数	2.9	1.3	1.2	2.0	2.2	2.5
							资产负债率	68.73%	75.65%	74.77%	72.91%	71.61%	70.04%

来源：公司年报、国金证券研究所

市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
买入	0	1	9	9	29
增持	2	4	11	12	20
中性	0	0	0	0	1
减持	0	0	0	0	0
评分	2.00	1.80	1.55	1.57	1.44

来源：朝阳永续

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6-12 个月内上涨幅度在 15%以上；
 增持：预期未来 6-12 个月内上涨幅度在 5%-15%；
 中性：预期未来 6-12 个月内变动幅度在 -5%-5%；
 减持：预期未来 6-12 个月内下跌幅度在 5%以上。

特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；非国金证券C3级以上（含C3级）的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话：021-60753903
传真：021-61038200
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
邮编：201204
地址：上海浦东新区芳甸路1088号
紫竹国际大厦7楼

北京

电话：010-66216979
传真：010-66216793
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100053
地址：中国北京西城区长椿街3号4层

深圳

电话：0755-83831378
传真：0755-83830558
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
地址：中国深圳福田区深南大道4001号
时代金融中心7GH