

华能国际 (600011)

三要素分析，反弹可持续

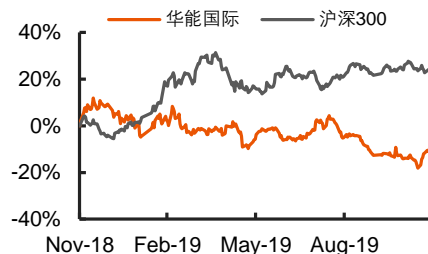
推荐 (上调)

现价: 5.95 元

主要数据

行业	电力
公司网址	www.hpi.com.cn www.hpi-ir.com.hk
大股东/持股	华能国际电力开发公司 /32.28%
实际控制人	国务院国有资产监督管理委员会
总股本(百万股)	15,698
流通 A 股(百万股)	10,998
流通 B/H 股(百万股)	4,700
总市值 (亿元)	818.91
流通 A 股市值(亿元)	654.36
每股净资产(元)	4.93
资产负债率(%)	72.9

行情走势图



相关研究报告

《华能国际*600011*东方不亮西方亮，燃料成本显著回落》 2019-07-31

《华能国际*600011*业绩不及预期》
2019-03-20

证券分析师

严家源 投资咨询资格编号
S1060518110001
021-20665162
YANJIAYUAN712@PINGAN.COM.CN

请通过合法途径获取本公司研究报告，如经由未经许可的渠道获得研究报告，请慎重使用并注意阅读研究报告尾页的声明内容。

投资要点

平安观点:

- **电价：风险可控，“基准+浮动”打开想象空间。**已经沿用了十六年的煤电标杆电价+联动机制如期谢幕，2020年起“基准+浮动”机制登场。虽然市场对于2020年只降不升的政策压制持悲观态度，但我们认为浮动机制有望逐步理顺上、中、下游的价格传导机制和利益分配格局，打开电价的想象空间。观察广东和江苏的价差和让利情况，可见市场化对于发电企业的影响并不会大到难以控制的地步。
- **煤价：回归绿色区间，浮动机制传导压力。**全年电煤价格呈现前高后低的走势，并在近期回归绿色价格区间内。在经济增长放缓的趋势下，作为供给侧的煤炭面临着需求和价格同步下行的风险，作为需求侧的火电话语权也有望逐步增强。浮动电价机制打通了电煤价格在上网电价中的传导路径，在将计划电量转为市场化定价、且2020年不允许上涨的政策导向下，电煤价格仍有进一步下行的空间。
- **利用小时：水、核压制渐消，东南沿海回暖。**上半年用电需求疲弱叠加水电高出力、核电装机增长带来的强势表现，压制了火电的出力，但三季度起水电出力回落、火电出力提升。2019年夏季全国主要流域的来水及蓄水情况不佳，东南沿海地区用电需求回暖有望提升当地机组利用小时。
- **投资建议：**公司前期受其他电源出力压制、机组所在地区用电需求疲弱等因素的影响，盈利修复进度略低于预期；且电价新政使得市场对整个火电行业的前景产生疑虑。但通过对火电盈利三要素的分析可知，2020年电价风险总体可控、煤价下行趋势有望持续、利用小时大概率改善，公司作为火电龙头，将受益于火电行业整体复苏。根据电价、煤价、利用小时的情况调整对公司的盈利预测，预计19/20/21年EPS为0.33/0.47/0.51元（前值0.33/0.41/0.45元），对应11月27日收盘价PE分别为17.8/12.6/11.6倍；考虑到公司对分红率的承诺，按照70%分红率预测，对应股息率3.9%/5.5%/6.1%。我们上调公司评级由“中性”至“推荐”。

	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	152,459	169,861	161,406	162,874	163,627
YoY(%)	34.0	11.4	-5.0	0.9	0.5
净利润(百万元)	1,793	1,439	5,246	7,416	8,040
YoY(%)	-79.7	-19.8	264.6	41.4	8.4
毛利率(%)	11.3	11.3	14.9	17.0	17.2
净利率(%)	1.2	0.8	3.2	4.6	4.9
ROE(%)	2.3	2.4	8.1	10.5	10.7
EPS(摊薄/元)	0.11	0.09	0.33	0.47	0.51
P/E(倍)	52.1	64.9	17.8	12.6	11.6
P/B(倍)	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2

- **风险提示：**1、利用小时下降：电力工业作为国民经济运转的支柱之一，供需关系的变化在较大程度上受到宏观经济运行状态的影响，将直接影响到发电设备的利用小时数。2、上网电价降低：下游用户侧降低销售电价的政策可能向上游发电侧传导，导致上网电价降低；随着电改的推进，电力市场化交易规模不断扩大，可能拉低平均上网电价。3、煤炭价格上升：煤炭优质产能的释放进度落后，且安监、环保限产进一步压制了煤炭的生产和供应，导致电煤价格难以得到有效控制。4、政策推进不及预期：政策对于电价的管制始终存在，仍有可能因为经济发展不及预期等原因调整电价政策。

正文目录

一、 电价：风险可控，“基准+浮动”打开想象空间	5
1.1 标杆+联动如期谢幕，基准+浮动登上舞台	5
1.2 电价短期承压，长期想象空间打开	5
1.3 样本观察，市场化并不可怕	7
二、 煤价：回归绿色区间，浮动机制传导压力	9
2.1 前高后低，年末回归绿色区间	9
2.2 浮动机制传导价格压力，或有进一步下行空间	11
三、 利用小时：水、核压制渐消，东南沿海回暖	11
3.1 水、核高出力压制渐消，盈利能力持续修复	11
3.2 东南沿海逐步回暖	13
四、 投资建议	14
五、 风险提示	14

图表目录

图表 1	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规[2019]1658号）	5
图表 2	2019年9月16日-11月15日华能国际股价、电力指数、火电指数走势	6
图表 3	煤电盈利模型测算（电价与煤价等效机制）	7
图表 4	广东省电力市场月度市场化交易电量	7
图表 5	广东省电力市场月度市场化交易价差	7
图表 6	2019年广东省电力市场交易价差稳定并收窄	8
图表 7	江苏省电力市场月度集中竞价交易电量	8
图表 8	江苏省电力市场月度集中竞价交易价差对比	8
图表 9	江苏省电力市场月度挂牌交易电量	9
图表 10	江苏省电力市场月度挂牌交易价差对比	9
图表 11	华能国际 Q3 平均上网电价同比持平	9
图表 12	6 大发电集团日均耗煤量	10
图表 13	6 大发电集团煤炭库存可用天数	10
图表 14	全国电煤价格指数（CTCI 指数）	10
图表 15	环渤海动力煤(Q5500K)平均价格指数	10
图表 16	秦皇岛港动力煤平仓价	10
图表 17	中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数）	10
图表 18	煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，电价上调 10%）	11
图表 19	煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，电价下调 15%）	11
图表 20	2019 年水电发电量增速前高后低	12
图表 21	2019 年核电发电量增速前高后低	12
图表 22	2019 年 5 月起火电发电量增速回升	12
图表 23	3Q19 火电发电量同比增长 3.8%	12
图表 24	3Q19 华能国际发电量同比下降 8.3%	12
图表 25	3Q19 华能国际营业收入同比增长 0.5%	12
图表 26	3Q19 华能国际营业成本同比下降 3.3%	13
图表 27	3Q19 华能国际同比扭亏为盈	13
图表 28	2019 年 10 月各省（区、市）全社会用电量及其增速	13
图表 29	2019 年 10 月各省（区、市）发电量及其增速	14

一、 电价：风险可控，“基准+浮动”打开想象空间

1.1 标杆+联动如期谢幕，基准+浮动登上舞台

2019年9月26日，李克强总理主持召开国务院常务会议，会议决定：从明年1月1日起，取消煤电价格联动机制，将现行标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化机制。2019年10月21日，国家发改委正式发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规[2019]1658号），正式取消已使用了十六年的煤电标杆上网电价+煤电联动机制。意见决定，自2020年1月1日起，执行新的“基准+浮动”电价机制。

图表1 《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格规[2019]1658号）

改革措施	配套措施	实施计划
<p>煤电标杆上网电价改为“基准价+上下浮动”市场化价格机制；基准价按现行煤电标杆确定，上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%；现货交易不受限制。</p>	<p>健全销售电价形成机制。已市场化的工商业用户不再执行目录电价；由电网企业保障供应的用户继续执行目录电价。</p>	<p>各地制定细化实施方案，11月15日前报国家发展改革委备案；尚不具备条件的地方，可暂不上浮，按基准价执行；现货市场可按现货规则执行。</p>
<p>现执行标杆电价的煤电电量，具备市场交易条件的，上网电价通过市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，并以中长期合同确定；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电量，仍按基准价执行。</p>	<p>稳定可再生能源电价补贴机制和核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制。参考煤电标杆上网电价改为参考基准价。</p>	<p>实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升；国家发展改革委可对2020年后的浮动方式进行调控。</p>
<p>煤电电量中居民、农业用户部分仍按基准价执行。</p>	<p>相应明确环保电价政策。“基准价+上下浮动”部分的基准价包含脱硫、脱硝、除尘电价；电网企业保障供应部分继续执行超低排放标准；已市场化部分包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放标准。</p>	<p>国家发展改革委适时开展评估调整。</p>
<p>煤电电量中已市场化交易部分沿用现行市场化规则。</p>	<p>规范交叉补贴调整机制。在核定电网输配电价时统筹确定交叉补贴金额。</p>	<p>自2020年1月1日起执行。</p>
<p>现行煤电价格联动机制不再执行。</p>	<p>完善辅助服务电价形成机制。通过市场机制形成燃机机组辅助服务的价格；利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，电价通过市场化方式形成。</p>	

资料来源：国家发改委，平安证券研究所

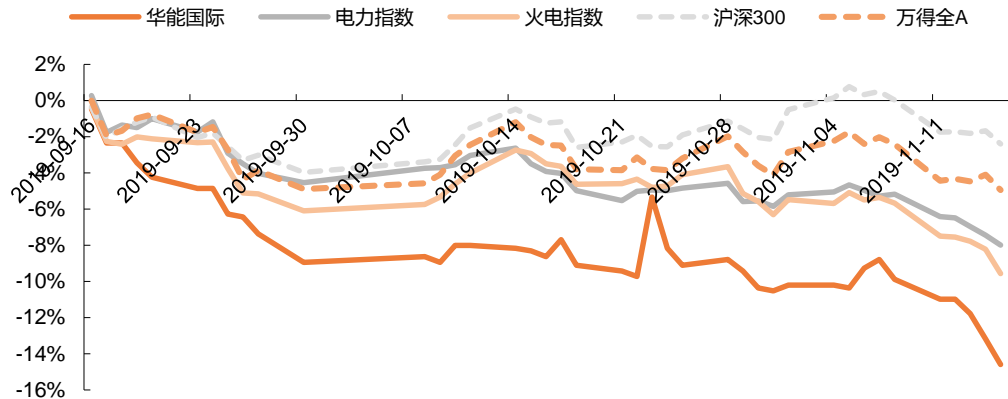
1.2 电价短期承压，长期想象空间打开

1.2.1 市场的悲观：电价再度承压

电价机制调整的相关新闻报道自9月中下旬陆续流出，市场关注点主要集中在“实施‘基准价+上下浮动’价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升”这一条之上，认为这是继2018、2019年连续两次降低一般工商业电价政策后，国家层面再一次对电力行业施压以呵护下游电力用户；整个电力行业的收入端持续承压，火电首当其冲、业绩修复受阻。

因此，二级市场的火电以及电力指数经历了一波跌势，9月16日至9月30日跌幅分别达到6.09%、4.55%；在10月21日方案正式公布后至11月15日再次下跌5.21%、2.61%；9月16日至11月15日两个月内累计跌幅分别达到9.57%、8.00%，跑输沪深300指数7.18pct、5.60pct。公司作为全国火电龙头，股价在第一个阶段下跌了8.95%、第二个阶段下跌了5.72%，9月16日-11月15日内累计下跌了14.60%。

图表2 2019年9月16日-11月15日华能国际股价、电力指数、火电指数走势



资料来源: Wind, 平安证券研究所

■ 1.2.2 我们的乐观：浮动机制打开想象空间，一切皆有可能

通过观察政策面的顶层设计和地方试点，我们认为：长期以来“无形之手”对于电价的控制力度终于开始减弱，有望逐步理顺上、中、下游的价格传导机制和利益分配格局，想象空间已被打开。主要看点有六：

- 释放涨价预期：自 2011 年 12 月 1 日最后一次明确执行煤电联动上调电价、以及 2017 年 7 月 1 日变相上调电价以来，决策层首次准许电价上调空间。
- 下放定价权利：将顶层决策、自上而下、多方博弈的煤电联动电价制定权责部分下放，定价权利由发、用电双方自主决策、双方博弈。
- 扩大联动范围：十六年的煤电联动，上网电价只能与上游的电煤价格联动，受政策管制影响，价格弹性较小、政策不确定性较高；未来可与下游用户联动，政策管制程度弱化后，价格弹性增强、执行确定性提高。
- 提升涨价空间：2004-2015 年间的 10 次联动以及 2017 年的调价，除个别省份涨幅超过 10% 外，大部分地区在全国平均涨幅从未达到 10%。以 2018 年全国煤电平均上网电价 370.52 元/兆瓦时计算，10%对应的最大涨幅达到 3.71 分/千瓦时；按照 2018 年火电企业约 15%的毛利率、营业成本中 70%的燃料成本粗略估算，10%的电价涨幅对于利润的影响大约相当于 17%的煤价降幅。
- 限定降价幅度：目前，中西部地区部分省份因可再生能源装机占比较高，煤电竞价压力较大，限定 15%的降幅空间，可以在一定程度上缓解当地火电企业的经营压力。
- 提高调整频率：江西省的试点按照 1027 号文配套文件《全面放开部分重点行业电力用户发用电计划实施方案》中的推荐进行季度浮动调整，而 1027 号文甚至提出将浮动机制与月度竞价衔接，未来价格反馈的时效性将得以提高。

图表3 煤电盈利模型测算（电价与煤价等效机制）

假设条件	煤电模型	电价调整	煤价调整
参数变动		10%	-17%
营业收入	100	110	100
营业成本	85	85	75
其中：燃料成本占比	70%	70%	66%
其中：其他成本	25.5	25.5	25.5
毛利率	15%	23%	25%
毛利润	15	25	25

资料来源：平安证券研究所

1.3 样本观察，市场化并不可怕

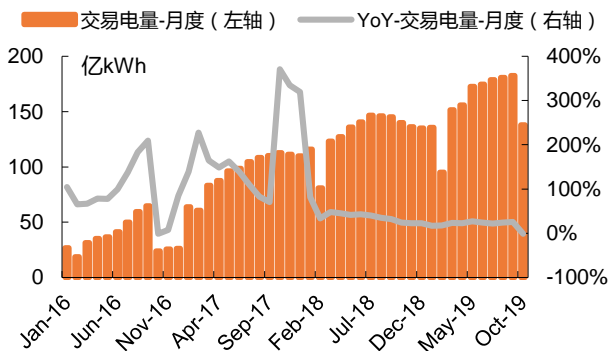
2020 年以后、即“十四五”的涨价预期已经具备可能性，但 2020 年、即“十三五”收官之年的降价压力仍然存在，那么这个将煤电计划电量通过市场化进行让利的压力到底有多大？我们或许可以从目前已经存在的电力市场化交易情况进行观察。考虑到各省装机结构情况，主要选取了广东和江苏两个火电大省、同时也是目前市场化交易电量全国前二的省份，作为观察的样本。

■ 1.3.1 广东：交易价差趋稳，让利收窄

广东作为全国最活跃的省级电力市场，已建成较为成熟的双边协商、集中竞价、挂牌交易和发电权转让等一二级衔接、场内外互补的中长期交易品种，建立了较为完善的结算体系和市场服务体系，搭建了公开、透明、稳定的交易平台。2014 年 11 月 7 日即已成立了广东电力交易中心。2017 年，广东电力交易中心新增发电合同电量转让交易和全年度合同电量集中交易品种，确立了统一出清、全电量交易、月月月结、偏差考核在内的交易机制。2018 年 8 月 31 日，南方（以广东起步）电力现货市场在全国范围内率先启动试运行，标志着我国电力市场化改革迈出了关键一步。

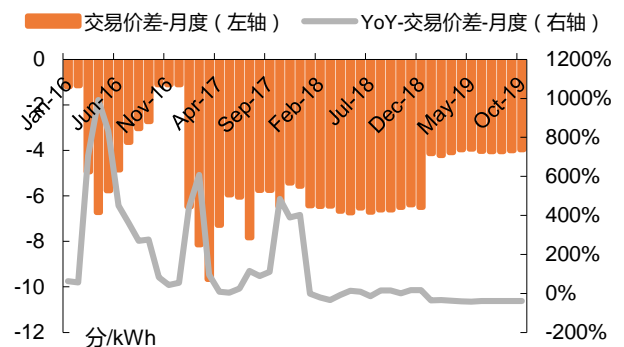
在经过 2016、2017 两年的波动调整后，2018 年广东省市场化交易电量平均价差全年加权平均值 6.55 分/千瓦时，与 2017 年的全年均值 6.57 分/千瓦时基本一致；但 2018 年各月的价差基本围绕全年均值呈小幅波动态势，最大波动幅度未超过 3.0%，这与 2016、2017 两年中各月价差大幅震荡的状况完全不同，更接近于 2015 年市场启动初期的价差走势。2019 年 1-11 月，省内市场化交易价差走势与 2018 年相似，均呈小幅波动状态，但价差中枢大幅下行至约 4.03 分/千瓦时左右，比 2018 年同期减少了 2.53 分/千瓦时，降幅 38.6%；虽然前 11 个月市场化交易电量同比增长 21.1%，但市场化让利总额同比下降 25.6%。

图表4 广东省电力市场月度市场化交易电量



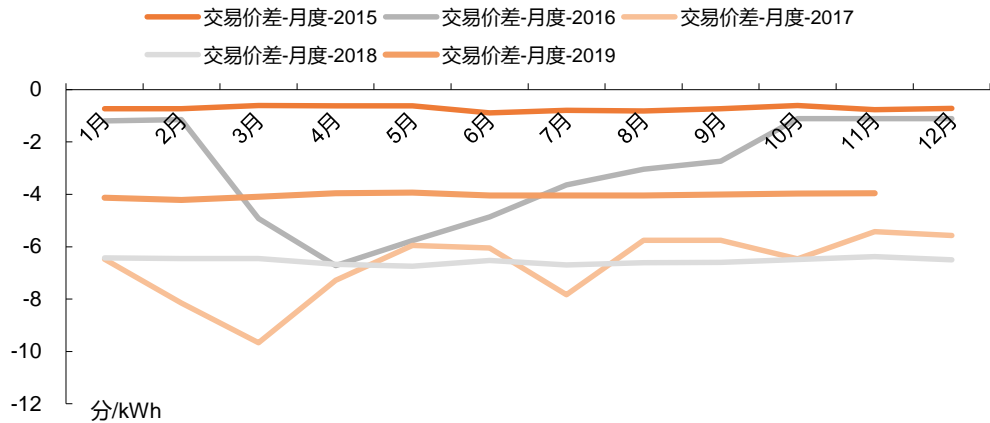
资料来源：广东电力交易中心，平安证券研究所

图表5 广东省电力市场月度市场化交易价差



资料来源：广东电力交易中心，平安证券研究所

图表6 2019年广东省电力市场交易价差稳定并收窄



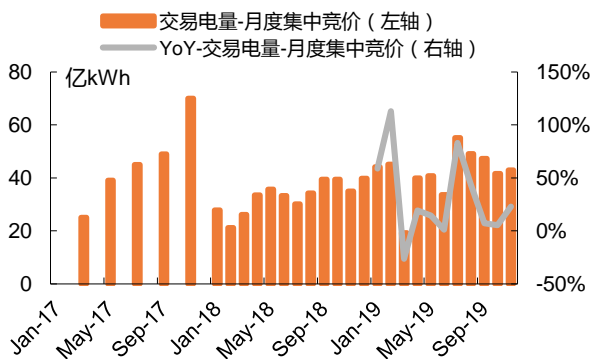
资料来源: 广东电力交易中心, 平安证券研究所

■ 1.3.2 江苏：市场化电量全国领先，年度长协稳定价格

2016年4月18日，江苏电力交易中心在华东地区率先成立，并于2017年正式建立了直接交易月度市场定期开市机制。2017年全省电力直接交易规模达到1265亿千瓦时，居全国首位，其中双边协商交易电量1037亿千瓦时、平台集中竞价交易电量228亿千瓦时。

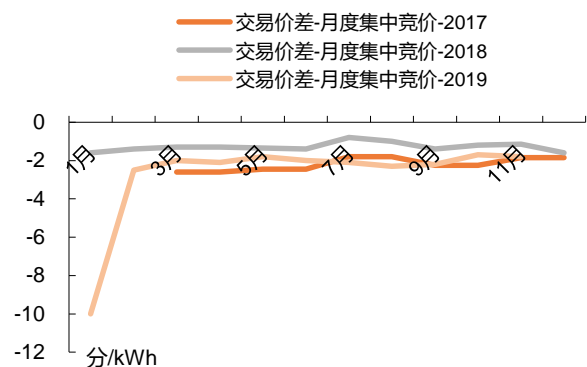
与广东相比，江苏省市场化电量中年度长协的占比更高，2018年年度协商及挂牌交易电量在全年市场化电量中的占比接近75%，2019年可能接近78%，因此年度长协价格对全年交易价差的影响更大。2018年年度长协价差约2.04分/千瓦时，2019年约2.18分/千瓦时，总体基本持平。虽然因竞价策略调整导致月度价差出现了一些波动，但全年总体平均价差预计在2.50分/千瓦时左右，相比2018年的1.90分仍在可控范围内。

图表7 江苏省电力市场月度集中竞价交易电量



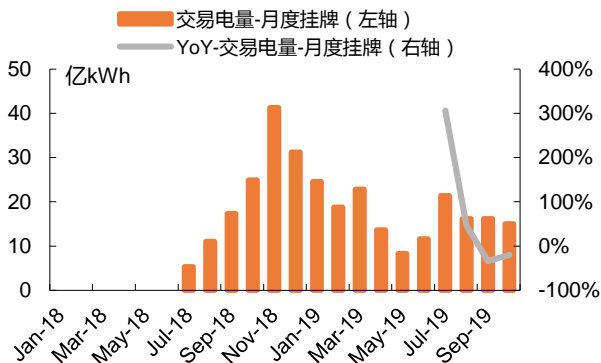
资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

图表8 江苏省电力市场月度集中竞价交易价差对比



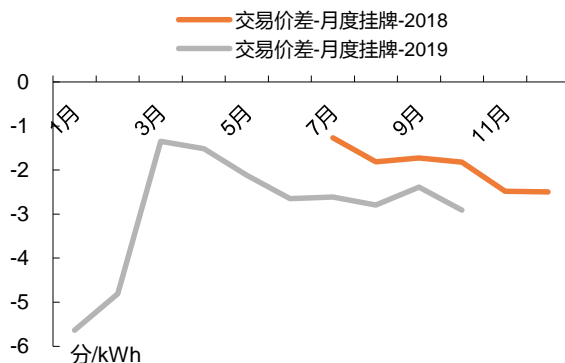
资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

图9 江苏省电力市场月度挂牌交易电量



资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

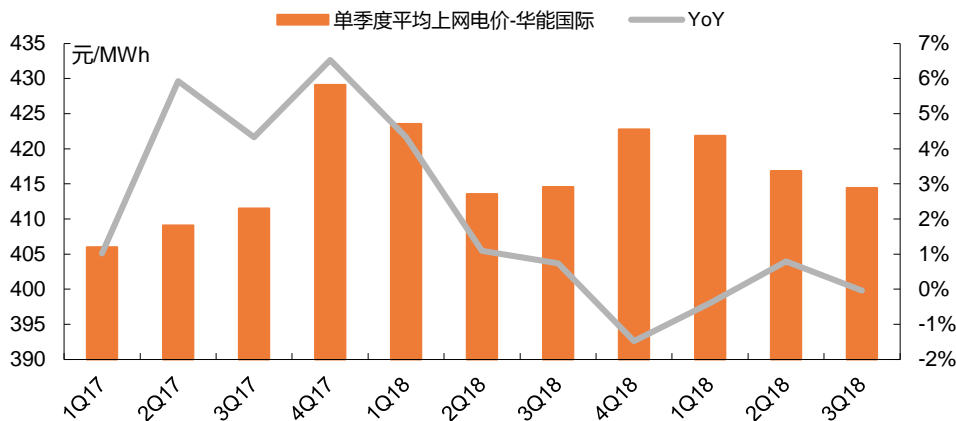
图10 江苏省电力市场月度挂牌交易价差对比



资料来源: 江苏电力交易中心, 平安证券研究所

通过对广东、江苏两省的观察，可见电力市场化交易让利对于发电企业的影响并没有大到难以控制的地步。考虑到收入端电量、以及成本端煤价的因素，电企在竞价时基本能保持理性，将让利程度控制在自身条件允许的范围内；相互间的博弈并不会以邻为壑，出现损人不利己的局面。公司国内电厂 Q3 平均上网电价 414.42 元/兆瓦时，同比持平；Q1-Q3 平均上网电价 417.69 元/兆瓦时，同比增长 0.14%。

图11 华能国际 Q3 平均上网电价同比持平



资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

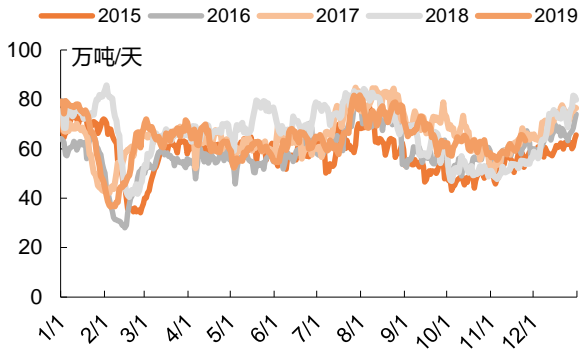
二、 煤价：回归绿色区间，浮动机制传导压力

2.1 前高后低，年末回归绿色区间

虽然 2019 年初因接连出现产地生产事故导致煤价出现反弹，但在煤炭供给侧改革接近尾声、产能持续释放；全年未出现极端天气、用电需求疲软；水电出力达到近十年峰值、火电出力不振；电厂坚持高库存策略、多采购长协及进口煤等多因素作用下，全年电煤价格呈现前高后低的走势。中国电煤价格指数（CTCI）1-10 月均值降至 496.59 元/吨，比上年同期下滑 6.8%；而走势基本稳定的环渤海动力煤（Q5500K）综合平均价格指数进入 11 月后迅速跳水至 560 元/吨，已经进入国家发改

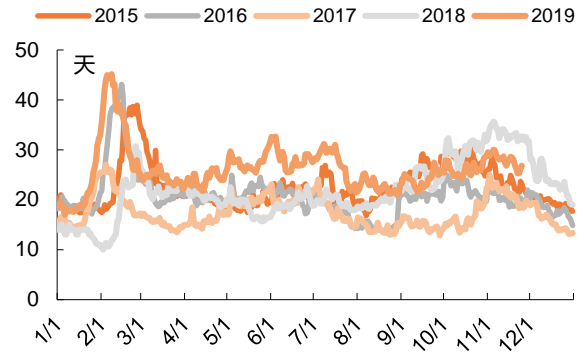
委、中煤协、中电联、中钢协在 2016 年 12 月 29 日印发的《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录》(发改运行[2016]2808 号)中规定的绿色价格区间内。

图表12 6大发电集团日均耗煤量



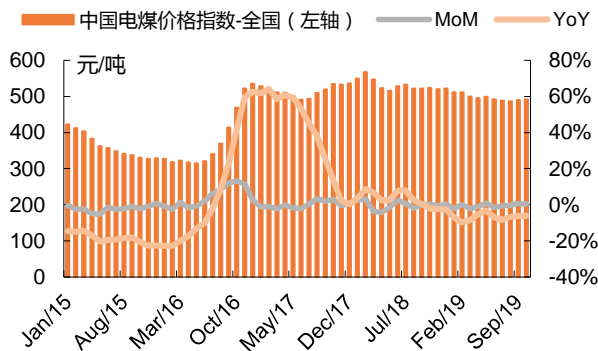
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表13 6大发电集团煤炭库存可用天数



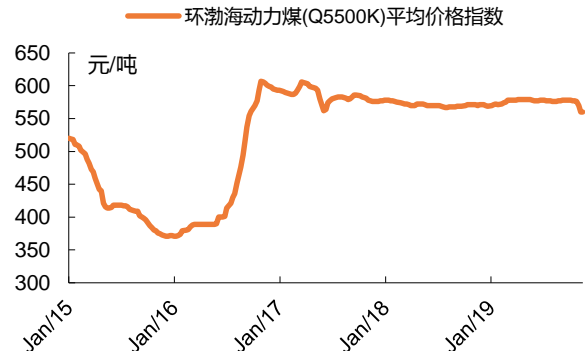
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表14 全国电煤价格指数 (CTCI 指数)



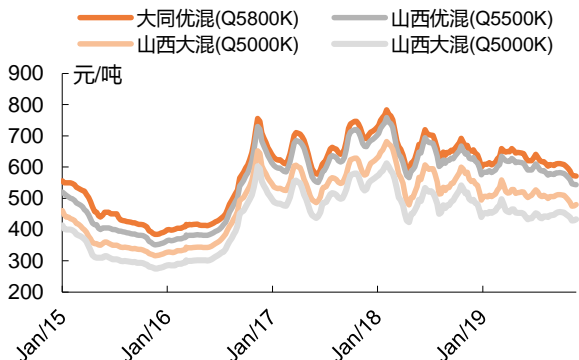
资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表15 环渤海动力煤(Q5500K)平均价格指数



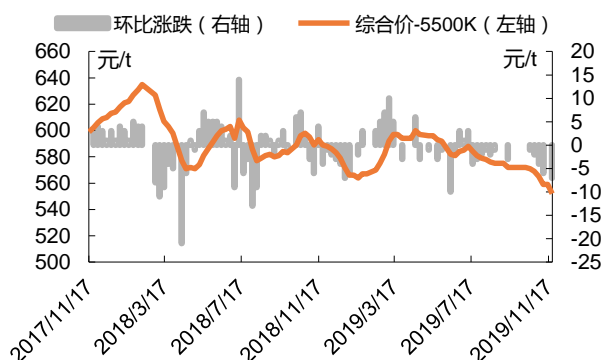
资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表16 秦皇岛港动力煤平仓价



资料来源: Wind, 平安证券研究所

图表17 中国沿海电煤采购价格指数 (CECI 沿海指数)



资料来源: 中电联, 平安证券研究所

2.2 浮动机制传导价格压力，或有进一步下行空间

11月25日，国能投（神华）、中煤、同煤、兖煤、伊泰等11家煤企联名上书，要求保供、稳价、守约。三十年河东三十年河西，煤与电的跷跷板关系使得不到三年的时间内即已发生主客易位的转变。在经济增长放缓的趋势下，作为供给侧的煤炭面临着需求和价格同步下行的风险，作为需求侧的火电话语权也有望逐步增强。

同样按照2018年火电企业约15%的毛利率、营业成本中70%的燃料成本粗略估算，为维持电企毛利润不变，则电价上涨10%的电价涨幅对于利润的影响大约相当于17%的煤价降幅；15%的电价降幅对应的煤价降幅约为25%。1027号文和1658号文理顺了电煤价格在煤电上网电价中的传导机制，在将计划电量转为市场化定价、且2020年不允许上涨的政策导向下，电煤价格仍有进一步下行的空间。我们预计2020年全年价格中枢将处于在绿色区间内，且有可能运行至535元/吨的基准价之下。

图表18 煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，电价上调10%）

假设条件	煤电模型	电价调整	煤价调整
参数变动		10%	17%
营业收入	100	110	110
营业成本	85	95	95
其中：燃料成本占比	70%	73%	73%
其中：其他成本	25.5	25.5	25.5
毛利率	15%	14%	14%
毛利润	15	15	15

资料来源：平安证券研究所

图表19 煤电盈利模型测算（电价与煤价顺价机制，电价下调15%）

假设条件	煤电模型	电价调整	煤价调整
参数变动		-15%	-25%
营业收入	100	85	85
营业成本	85	70	70
其中：燃料成本占比	70%	64%	64%
其中：其他成本	25.5	25.5	25.5
毛利率	15%	18%	18%
毛利润	15	15	15

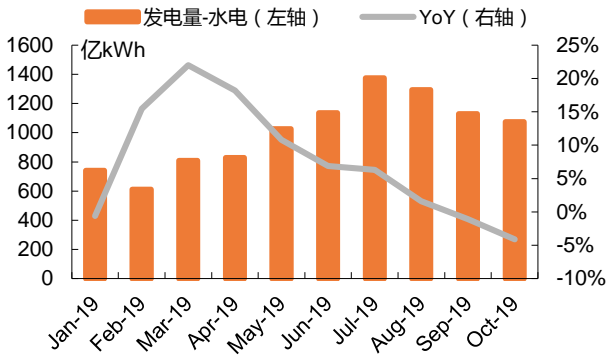
资料来源：平安证券研究所

三、利用小时：水、核压制渐消，东南沿海回暖

3.1 水、核高出力压制渐消，盈利能力持续修复

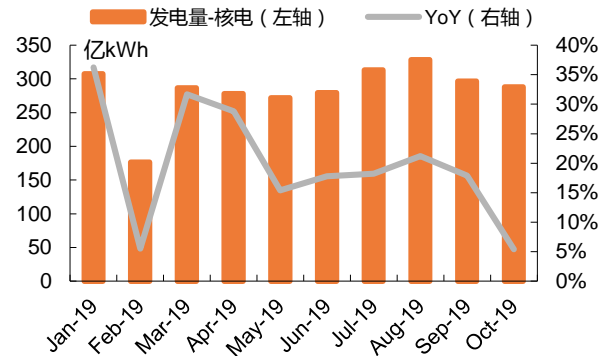
上半年大部分地区用电需求疲弱，叠加水电高出力、核电装机大幅增长带来的强势表现，压制了火电的出力。但8、9两个月水电增速大幅下滑标志着自2018年夏季以来的水电高出力期暂时告一段落。水电出力的回落带来了火电出力的提升，全国火电单季度发电量增速由Q2的0.8%提升至Q3的3.8%。2019年夏季全国主要流域的来水及蓄水情况不佳，如果用电需求回暖，则火电出力有望进一步增长。

图表20 2019年水电发电量增速前高后低



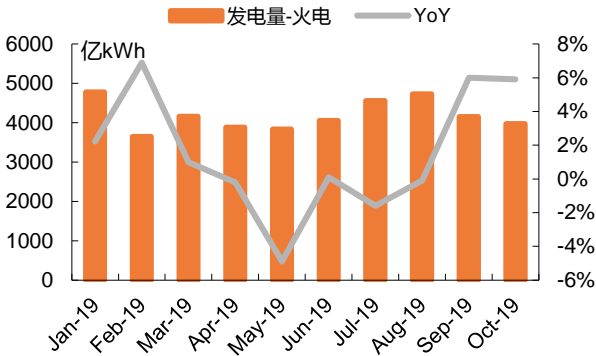
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表21 2019年核电发电量增速前高后低



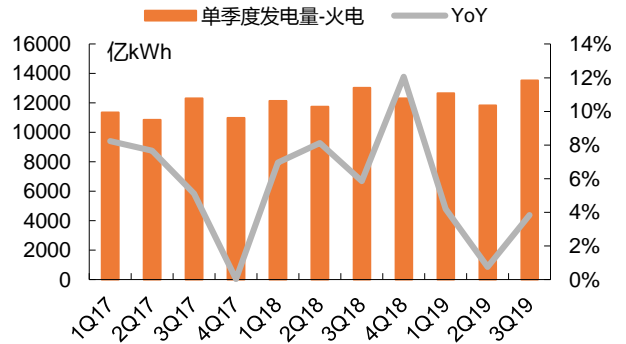
资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表22 2019年5月起火电发电量增速回升



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

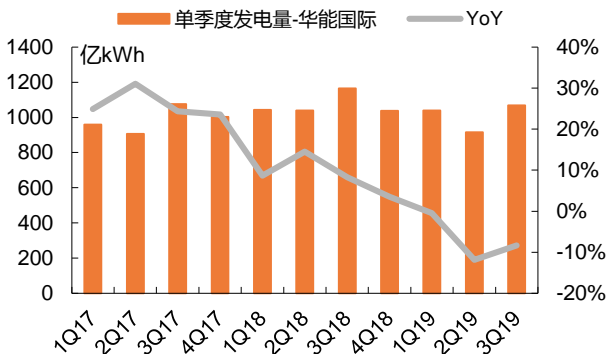
图表23 3Q19火电发电量同比增长3.8%



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

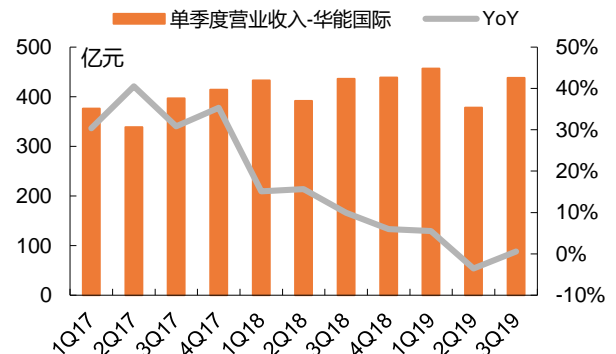
Q3 公司境内电厂完成发电量 1068.12 亿千瓦时, 同比下降 8.3%, 低于公司上年同期增速 16.6 个百分点; 完成售电量 1029.57 亿千瓦时, 同比下降 6.0%, 低于公司上年同期增速 14.3 个百分点。Q3 环比 Q2, 下滑幅度有所改善。电价增值税留存以及其他业务板块增长, 推动公司 Q3 实现营业收入 438.15 亿元, 同比增长 0.5%, 扭转了 Q2 的下滑态势; 营业成本 374.07 亿元, 同比下降 3.3%; 归母净利润 15.69 亿元, 同比扭亏为盈。

图表24 3Q19华能国际发电量同比下降8.3%



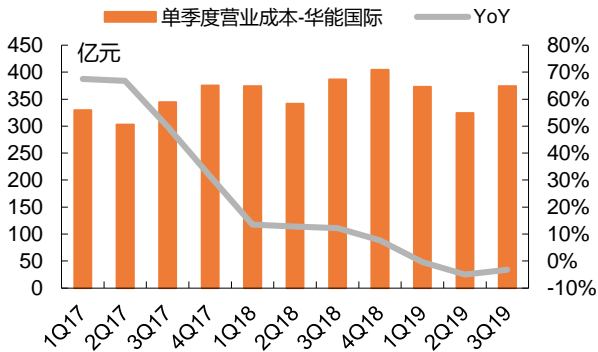
资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

图表25 3Q19华能国际营业收入同比增长0.5%



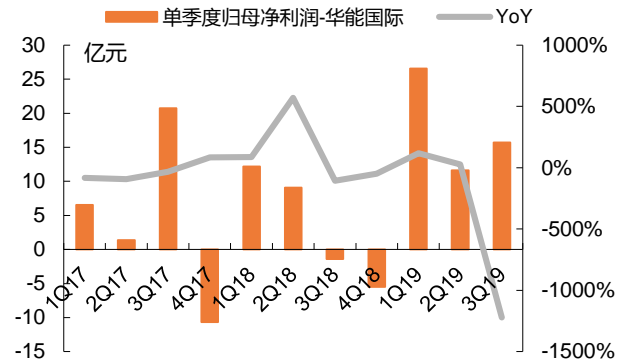
资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

图表26 3Q19 华能国际营业成本同比下降 3.3%



资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

图表27 3Q19 华能国际同比扭亏为盈



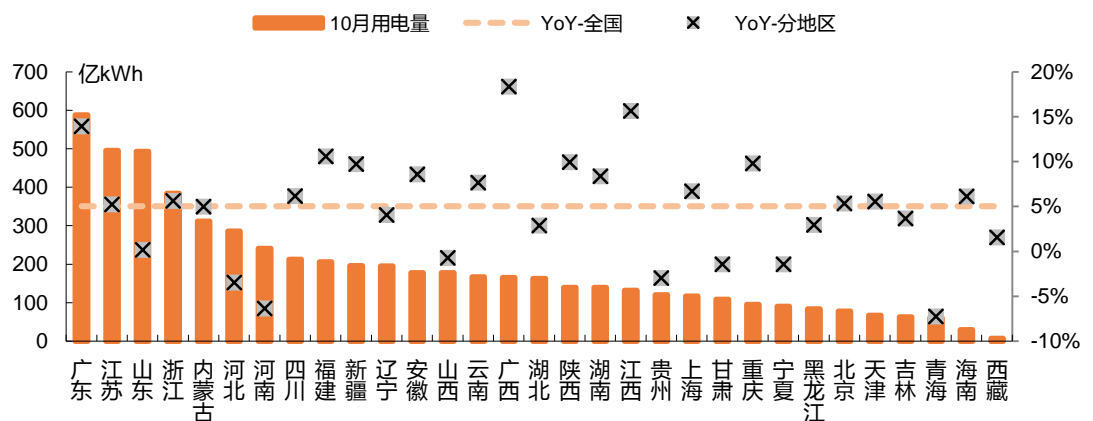
资料来源: 公司公告, 平安证券研究所

3.2 东南沿海逐步回暖

Q2 公司完成发电量 915.36 亿千瓦时, 同比下降 11.9%, 低于公司上年同期增速 26.4 个百分点、低于同期全国火电发电量增速 12.7 个百分点。这主要是因为公司在沿海省份有较多机组分布, 而上半年这些地区的发、用电增速明显下滑; 且 2018 年下半年及 2019 年上半年, 广东、江苏、浙江、山东陆续有核电机组投产, 与西南富余水电共同挤压了当地火电机组的电量。

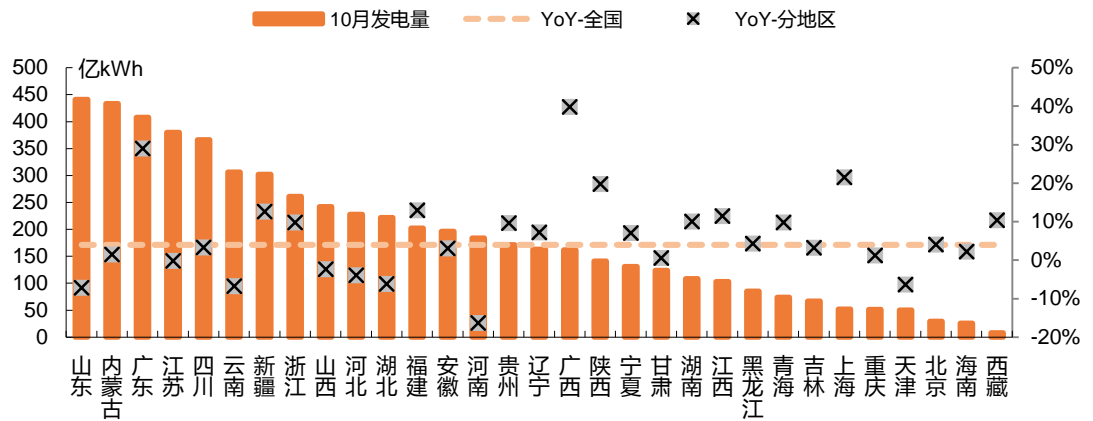
自三季度起, 广东省的发、用电需求率先回暖并持续提升, 6-10 月连续 5 个月增速超过全国平均水平; 四季度苏、浙、沪、闽也开始陆续出现回暖迹象。我们预计, 随着中美贸易争端的缓和, 东南沿海省份的生产用电需求将逐步回归正常水平, 有利于公司机组利用小时进一步回升。

图表28 2019年10月各省(区、市)全社会用电量及其增速



资料来源: 国家能源局, 中电联, Wind, 平安证券研究所

图表29 2019年10月各省(区、市)发电量及其增速



资料来源: 国家能源局, 中电联, Wind, 平安证券研究所

四、投资建议

公司前期受其他电源出力压制、机组所在地区用电需求疲弱等因素的影响, 盈利修复进度略低于预期; 且电价新政使得市场对整个火电行业的前景产生疑虑。但通过对火电盈利三要素的分析可知, 2020年电价风险总体可控、煤价下行趋势有望持续、利用小时大概率改善, 公司作为火电龙头, 将受益于火电行业整体复苏。根据电价、煤价、利用小时的情况调整对公司的盈利预测, 预计19/20/21年EPS为0.33/0.47/0.51元(前值0.33/0.41/0.45元), 对应11月27日收盘价PE分别为17.8/12.6/11.6倍; 考虑到公司对分红率的承诺, 按照70%分红率预测, 对应股息率3.9%/5.5%/6.1%。我们上调公司评级由“中性”至“推荐”。

五、风险提示

- 利用小时下降: 电力工业作为国民经济运转的支柱之一, 供需关系的变化在较大程度上受到宏观经济运行状态的影响, 将直接影响到发电设备的利用小时数。
- 上网电价降低: 下游用户侧降低销售电价的政策可能向上游发电侧传导, 导致上网电价降低; 随着电改的推进, 电力市场化交易规模不断扩大, 可能拉低平均上网电价。
- 煤炭价格上升: 煤炭优质产能的释放进度落后, 且安监、环保限产进一步压制了煤炭的生产和供应, 导致电煤价格难以得到有效控制。
- 政策推进不及预期: 政策对于电价的管制始终存在, 仍有可能因为经济发展不及预期等原因调整电价政策。

资产负债表

单位:百万元

会计年度	2018A	2019E	2020E	2021E
流动资产	61799	58137	69401	58633
现金	15833	23048	23146	23253
应收票据及应收账款	29279	22724	29752	22966
其他应收款	1517	1639	1546	1654
预付账款	1256	474	1272	482
存货	9544	5883	9315	5908
其他流动资产	4370	4370	4370	4370
非流动资产	341642	314879	304563	292674
长期投资	19370	23497	28438	33379
固定资产	246317	221668	210271	196699
无形资产	13806	13595	13382	13167
其他非流动资产	62149	56120	52472	49429
资产总计	403441	373016	373963	351307
流动负债	138206	134665	154975	152983
短期借款	61039	62724	81670	80953
应付票据及应付账款	14684	12818	14276	12862
其他流动负债	62484	59123	59030	59167
非流动负债	163449	129359	101259	72335
长期借款	155533	121443	93343	64418
其他非流动负债	7916	7916	7916	7916
负债合计	301655	264024	256235	225317
少数股东权益	18552	22082	27074	32486
股本	15698	15698	15698	15698
资本公积	18337	18337	18337	18337
留存收益	38988	41621	45343	49379
归属母公司股东权益	83235	86910	90655	93504
负债和股东权益	403441	373016	373963	351307

现金流量表

单位:百万元

会计年度	2018A	2019E	2020E	2021E
经营活动现金流	28892	40229	23990	43843
净利润	2407	8776	12408	13452
折旧摊销	19852	17698	17922	18302
财务费用	10470	9072	8113	7142
投资损失	-1573	-3795	-4609	-4609
营运资金变动	8597	8521	-9800	9599
其他经营现金流	-10862	-43	-43	-43
投资活动现金流	-20528	12904	-2953	-1761
资本支出	20707	-30890	-15257	-16829
长期投资	-464	-4126	-4941	-4941
其他投资现金流	-284	-22113	-23152	-23532
筹资活动现金流	-2368	-45918	-48649	-44797
短期借款	-19213	1685	-8764	-3539
长期借款	32508	-34090	-28100	-28925
普通股增加	498	0	0	0
资本公积增加	3424	0	0	0
其他筹资现金流	-19585	-13512	-11785	-12333
现金净增加额	6022	7215	-27612	-2716

利润表

单位:百万元

会计年度	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入	169861	161406	162874	163627
营业成本	150659	137289	135253	135472
营业税金及附加	1807	1574	1619	1610
营业费用	42	40	40	41
管理费用	4233	4023	4059	4078
研发费用	46	44	44	45
财务费用	10470	9072	8113	7142
资产减值损失	1146	1089	1099	1104
其他收益	625	625	625	625
公允价值变动收益	-20	-13	-13	-13
投资净收益	1573	3795	4609	4609
资产处置收益	56	56	56	56
营业利润	3648	12739	17923	19414
营业外收入	176	176	176	176
营业外支出	388	388	388	388
利润总额	3436	12527	17711	19202
所得税	1029	3751	5303	5750
净利润	2407	8776	12408	13452
少数股东损益	969	3531	4992	5412
归属母公司净利润	1439	5246	7416	8040
EBITDA	32857	38682	43004	43961
EPS (元)	0.09	0.33	0.47	0.51

主要财务比率

会计年度	2018A	2019E	2020E	2021E
成长能力				
营业收入(%)	11.4	-5.0	0.9	0.5
营业利润(%)	-10.9	249.2	40.7	8.3
归属于母公司净利润(%)	-19.8	264.6	41.4	8.4
获利能力				
毛利率(%)	11.3	14.9	17.0	17.2
净利率(%)	0.8	3.2	4.6	4.9
ROE(%)	2.4	8.1	10.5	10.7
ROIC(%)	2.7	4.9	6.0	6.7
偿债能力				
资产负债率(%)	74.8	70.8	68.5	64.1
净负债比率(%)	228.6	174.5	153.7	120.0
流动比率	0.4	0.4	0.4	0.4
速动比率	0.3	0.4	0.4	0.3
营运能力				
总资产周转率	0.4	0.4	0.4	0.5
应收账款周转率	6.2	6.2	6.2	6.2
应付账款周转率	10.0	10.0	10.0	10.0
每股指标(元)				
每股收益(最新摊薄)	0.09	0.33	0.47	0.51
每股经营现金流(最新摊薄)	1.46	2.56	1.53	2.79
每股净资产(最新摊薄)	4.66	4.71	4.95	5.13
估值比率				
P/E	64.9	17.8	12.6	11.6
P/B	1.3	1.3	1.2	1.2
EV/EBITDA	10.5	7.9	7.0	6.3

平安证券研究所投资评级：

股票投资评级：

- 强烈推荐（预计 6 个月内，股价表现强于沪深 300 指数 20%以上）
- 推 荐（预计 6 个月内，股价表现强于沪深 300 指数 10%至 20%之间）
- 中 性（预计 6 个月内，股价表现相对沪深 300 指数在±10%之间）
- 回 避（预计 6 个月内，股价表现弱于沪深 300 指数 10%以上）

行业投资评级：

- 强于大市（预计 6 个月内，行业指数表现强于沪深 300 指数 5%以上）
- 中 性（预计 6 个月内，行业指数表现相对沪深 300 指数在±5%之间）
- 弱于大市（预计 6 个月内，行业指数表现弱于沪深 300 指数 5%以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师(一人或多人)就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

免责条款：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代替行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司 2019 版权所有。保留一切权利。



平安证券
PING AN SECURITIES

平安证券研究所

电话：4008866338

深圳

上海

北京

深圳市福田区福田街道益田路 5023 号平安金融中心 B 座 25 层
邮编：518033

上海市陆家嘴环路 1333 号平安金融大厦 26 楼
邮编：200120
传真：(021) 33830395

北京市西城区金融大街甲 9 号金融街中心北楼 15 层
邮编：100033