

# 你方“降”罢我登场，“去商品化”几时休？

## ——电力及公用事业 2020 年下半年投资策略

行业中期报告

2020 年以来新冠疫情、油价暴跌等多重不利因素对于社会运行、经济发展构成挑战，公用事业及子行业 2020 年下半年的展望如下：

### ◆火电股估值：坑是个好玩，还缺阵风

近半年来火电股的 PB 估值已经跌破多个历史低点，估值“坑”已现，而估值的坑往往意味着未来“出坑”过程会带来明显超额收益。我们通过对二级市场走势驱动力的拆分，观察到近年来火电股的二级市场收益主要源自“基本面”改善而非“估值修复”。我们认为，过去五年电能产品的“去商品化”是影响电力股估值的关键因素。在“三期叠加”、“三去一降一补”背景下，电价调整通常作为政府让利终端用户的行政手段之一，电力的商品属性（企业盈利）逐步弱化，公益属性（保障用户用电、降低用户成本）凸显。在发电侧、电网侧降电价向下游让利现象“你方唱罢我登场”的背景下，市场失去了业绩预判的锚，进而持续影响板块估值。真正的估值修复周期将取决于“去商品化”周期结束的时间点（或市场预计其将结束），市场化改革“质变”背景下火电重拾“定价权”将重新定义行业合理估值中枢。而在此之前，股价波动仅为“赚业绩的钱”。

### ◆电力：基本面回升确认

2020 年政府工作报告明确要求“降低工商业电价 5% 政策延长到今年年底”，对于发电侧而言，我们认为通过行政性指令降低计划电价的概率较低；在电力市场化改革进程加速背景下，市场化规模的扩张可能拉低发电侧综合上网电价水平，但对于市场化比例基数较高的火电龙头公司整体影响有限，市场对于发电企业上网电价的悲观预期有望修复。“新冠”疫情对于用电需求构成短期冲击，但在社会生产恢复、电力需求复苏预期下火电利用小时数提升空间可观，煤价仍处于绿色区间内，当前竞争要素有利于火电基本面持续回暖。维持电力行业“增持”评级，看好火电基本面持续复苏及长周期内水电的内生价值，推荐火电：**华能国际（A+H）、华电国际（A+H）**，水电：**长江电力**。

### ◆燃气：拥抱龙头城燃

随着规模扩张，叠加 2020 年“新冠”疫情及低油价冲击，天然气消费量增长放缓，燃气行业景气度边际下行。受益于内生外延双重增长，龙头城燃公司市场份额持续提升，业绩成长性、稳定性、盈利水平均显著高于行业平均水平。龙头城燃公司将受益于盈利分化加剧背景下行业集中度的提升。维持燃气行业“买入”评级，推荐城燃龙头公司：**华润燃气（H）、新奥能源（H）、深圳燃气**。

◆**风险分析**：系统性风险；上网电价超预期下行，煤价超预期上涨，用电需求下滑，水电来水不及预期，行业改革进度低于预期等；管网公司成立进度不及预期，天然气销售量及毛差低于预期，接驳费用超预期下调等。

公用事业：增持（维持）

电力：增持（维持）

燃气：买入（维持）

### 分析师

王威（执业证书编号：S0930517030001）

021-52523818

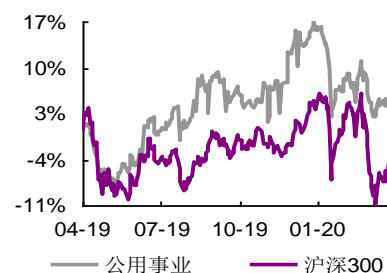
[wangwei2016@ebsecn.com](mailto:wangwei2016@ebsecn.com)

于鸿光（执业证书编号：S0930519060001）

021-52523819

[yuhongguang@ebsecn.com](mailto:yuhongguang@ebsecn.com)

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

### 相关研报

多收了三五斗——电力及公用事业 2019 年年报暨 2020 年一季度报总结

.....2020-05-05

从“双体”到“三体”，拥抱“升维”之旅——电力及公用事业 2020 年度投资策略

.....2019-12-01

## 投资聚焦

### 研究背景

我们在 2020 年的年度策略报告中提出：电力“三要素”（电价、煤价、机组利用率）框架实际应用中只有“两要素”。随着煤电上网电价机制的改革（标杆上网电价改为“基准价+上下浮动”的市场化价格），电价要素正式回归——两要素正式变为三要素，研究框架实现“升维”。（详见我们 2019 年 12 月的报告《从“双体”到“三体”，拥抱“升维”之旅——电力及公用事业 2020 年度投资策略》）

2020 年以来新冠疫情、油价暴跌等多重不利因素对于社会运行、经济发展构成挑战，我们将在本篇报告中分析公用事业及子行业 2020 年下半年的展望及投资机会。

### 我们与市场不同的观点

（1）电力行业在 A 股市场持续边缘化的核心原因是电能的“去商品化”，这一过程已经从 2015 年持续至今。这一过程是否能够终结，市场化电量比例提升且电价趋势性回升、下游电力用户电价承受能力提升这两个条件至少要出现一个。

（2）电力股近年来赚的主要是业绩的钱而非估值的钱，当前火电估值处于历史低点，估值修复尚需催化；

（3）燃气行业景气度边际下行，龙头城燃收益。

### 投资观点

维持公用事业“增持”评级，子行业电力“增持”、燃气“买入”评级，相关投资逻辑如下：

2020 年政府工作报告明确要求“降低工商业电价 5% 政策延长到今年年底”，对于发电侧而言，我们认为通过行政性指令降低计划电价的概率较低；在电力市场化改革进程加速背景下，市场化规模的扩张可能拉低发电侧综合上网电价水平，但对于市场化比例基数较高的火电龙头公司整体影响有限，市场对于发电企业上网电价的悲观预期有望修复。“新冠”疫情对于用电需求构成短期冲击，但在社会生产恢复、电力需求复苏预期下火电利用小时数提升空间可观，煤价仍处于绿色区间内，当前竞争要素有利于火电基本面持续回暖，而估值的修复将取决于市场电改革“质变”背景下火电“定价权”的实质性提升。

考虑到天然气整体需求增速放缓，燃气行业景气度边际下行。受益于内生外延双重增长，龙头城燃公司市场份额持续提升，业绩成长性、稳定性、盈利水平平均显著高于行业平均水平。我们判断城燃公司盈利分化加剧，行业集中度有望提升，龙头城燃公司将充分受益。

推荐火电：华能国际（A+H）、华电国际（A+H）；水电：长江电力；燃气：华润燃气（H）、新奥能源（H）、深圳燃气。

## 目 录

1、 坑是个好坑，还缺阵风 .....	4
1.1、 估值“坑”已现，填坑尚需催化.....	4
1.2、 买火电股，赚的是业绩的钱，还是估值的钱？ .....	6
2、 电力：基本面回升确认 .....	8
2.1、 年度长协稳定价格，短期波动有限 .....	8
2.2、 煤价仍处绿色区间，期待业绩兑现 .....	11
2.3、 估值修复仍待观察 .....	14
2.4、 2020 vs 2003：同为后疫情时代，但可比性有限 .....	15
3、 燃气：拥抱龙头城燃 .....	22
3.1、 行业内生增速放缓 .....	22
3.2、 低油价冲击天然气经济性 .....	23
3.3、 盈利分化加剧，看好龙头城燃公司 .....	26
4、 投资建议 .....	28
5、 风险分析 .....	36

# 1、坑是个好坑，还缺阵风

## 1.1、估值“坑”已现，填坑尚需催化

考虑到火电公司近年经常出现盈利大幅波动导致极端条件下 PE 估值的失真，我们以 PB 估值作为参考。

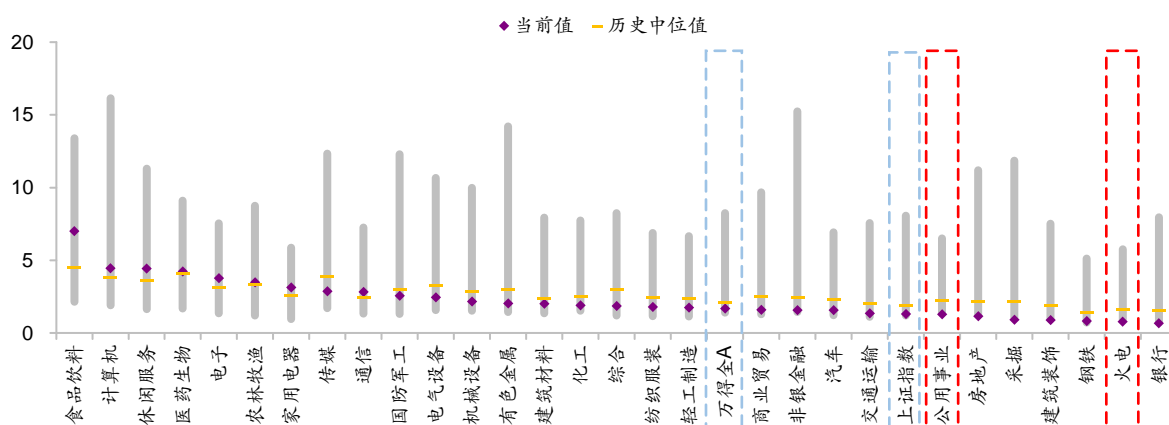
以申万各板块的 PB 估值为例，截至 2020 年 6 月 5 日，5 个申万一级行业（公用事业、房地产、采掘、建筑装饰、银行）的 PB 估值创 2003 年以来的历史新低。

公用事业 2003-2019 年的 PB 估值范围 1.4-5.1 倍、历史中位值 2.2 倍，当前 PB 估值 1.3 倍，为 2003 年以来历史最低值；其中火电板块 2003-2019 年的 PB 估值范围 0.9-4.8 倍、历史中位值 1.6 倍，当前 PB 估值 0.8 倍，亦为 2003 年以来历史最低值。

从相对 PB 来看，当前火电 PB 约为煤炭的 0.96 倍、约为上证指数的 0.59 倍。参考 2003 年以来的相对估值数据，火电相对煤炭、上证指数的 PB 历史分位数分别为 61%、2%。

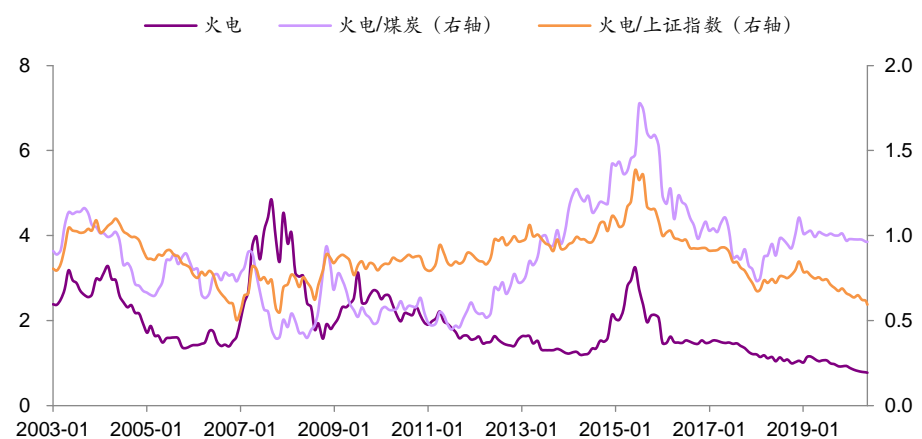
根据上述统计，从绝对及相对 PB 估值角度来看，火电板块估值均处于底部区间。

图 1：SW 各板块的 PB 比较



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：灰色柱状图表示 2003-2019 年的历史 PB 范围，当前值统计时点为 2020 年 6 月 12 日）

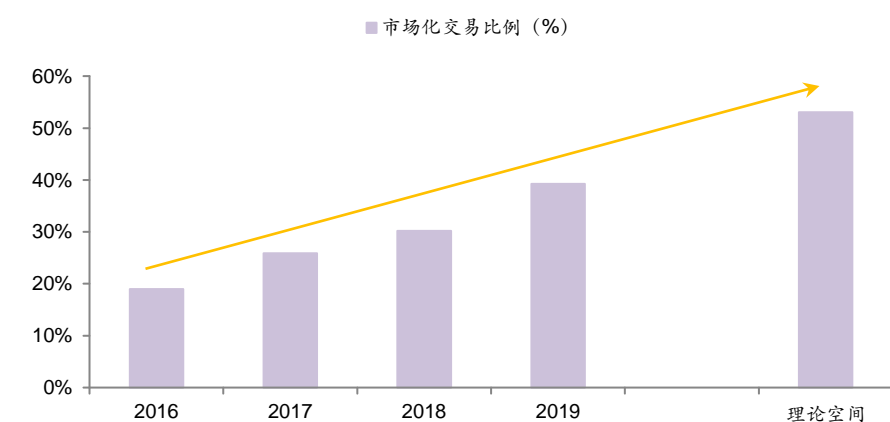
图 2：SW 火电历史 PB 走势



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：截至 2020 年 6 月 12 日）

我们认为，电力商品属性的弱化是影响电力股估值的关键要素。电力行业作为国家基础行业之一，始终具备颇为浓厚的行政色彩。我国电力体制改革始于 2002 年，但截至 2019 年底，市场化交易电量在全社会用电量中的占比仅约 40%，意味着全社会用电量约 60% 的比例仍受行政性指令管控，电力行业“定价权”的缺失一直被二级市场诟病。

图 3：电力市场化程度



资料来源：中电联，光大证券研究所测算（详见光大公用事业团队 2019 年 6 月的报告《电力市场化“质变”来临——《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》点评》）

在“三期叠加”、“三去一降一补”背景下，电价调整通常作为政府让利终端用户的行政手段之一，电力的商品属性（企业盈利）逐步弱化，公益属性（保障用户用电、降低用户成本）凸显。因此，市场对于“降电价”形成了惯性预期，进而压制电力股的估值。

从电力产业链各环节价格的变迁中，我们观察到电价空间在逐年压缩（通过行政化指令和市场化折价等手段），但每年的让利方式不尽相同。以 2015 年以来的电价调整情况为例，2015-2017 年的电价调整主要通过发电侧完成，包括直接让利（煤电联动降电价）和间接让利（供给侧改革下煤价

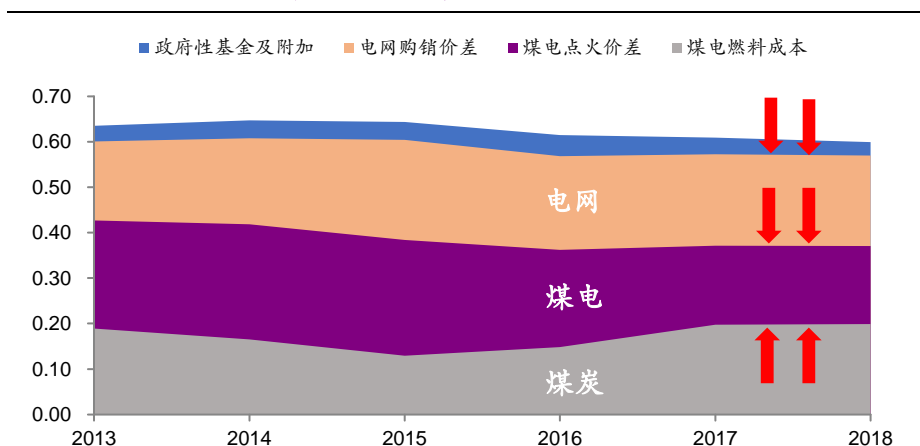
大幅上涨，但电价调整未完全兑现）。2018 年以来，电网侧逐步成为产业链的让利主体（连年降低一般工商业电价），发电侧的让利途径主要为提升市场化交易电量（处于折价状态）的占比，这也顺应了电力市场化改革的方向。

表 1：2015 年以来历次电价调整情况——发电、电网你方“降”罢我登场

年份	起始 执行日期	电价调整情况		产业链环节主要让利方式	
		煤电标杆上网电价	一般工商业销售电价	发电侧	电网侧
2015	2015/4/20	下调 2 分/千瓦时	下调 1.8 分/千瓦时	煤电联动，下调标杆电价	-
2016	2016/1/1	下调 3 分/千瓦时	下调 3 分/千瓦时	煤电联动，下调标杆电价	-
2017	2017/7/1	上调约 1 分/千瓦时	-	煤价上涨部分未在电价中充分体现	-
2018	2018/4/1	仅陕西榆林下调	降低 10%	市场化比例提升， 部分区域超出标杆电价的机组下调电价	降低电网环节收费 和输配电价格
2019	2019/4/1	仅浙江下调	降低 10%	市场化比例提升， 部分电源增值税红利全部传导	增值税红利全部传导， 清理电价附加收费
2020	2020/2/1	尚未调整	降低 5%	市场化比例提升	降低下游用户结算电费

资料来源：中国政府网、国家发改委等，光大证券研究所（注：红色、蓝色字体分别表示直接让利、间接让利方式，统计时点为 2020 年 6 月）

图 4：电力产业链各环节价格（元/千瓦时）



资料来源：国家能源局、Wind，光大证券研究所

我们判断，电力商品属性的还原取决于：市场电地位的质变（市场份额足以与计划电抗衡）、市场化交易电价的放开（即允许相对基准电价的“溢价”）等。电力企业“议价权”的实质性提升方能带来电力股的估值修复。

## 1.2、买火电股，赚的是业绩的钱，还是估值的钱？

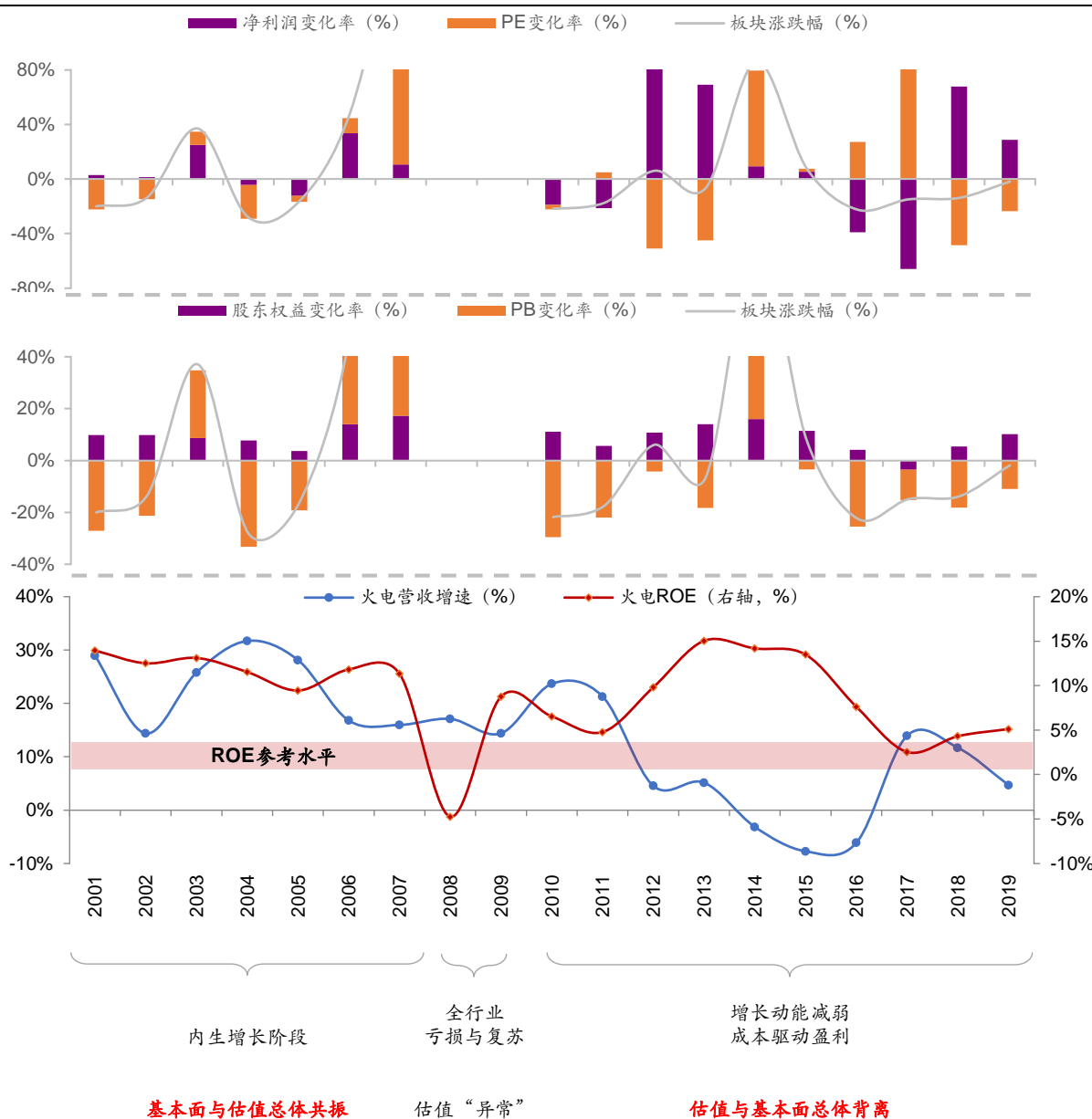
根据公式  $P=EPS*PE=BVPS*PB$ ，可以推算得到：

$$1+\text{板块涨跌幅} = (1+\text{净利润变化率}) * (1+PE \text{ 变化率}) = (1+\text{股东权益变化率}) * (1+PB \text{ 变化率})$$

以年度维度考虑，股价的驱动因素即可分拆为：基本面（净利润、股东权益）和估值（PE、PB）变化。



图 5：长周期维度 SW 火电基本面与估值对于二级市场走势的影响分析



资料来源：Wind，光大证券研究所

根据火电板块营业收入、净利润、ROE 等指标变化情况，火电行业近 20 年来的长周期内增长动能逐步减弱，由“十五”期的内生增长阶段（2003-2004 年尤为突出）逐步过渡到“十二五”至今的成本驱动盈利阶段（与煤价强相关），剔除 A 股牛熊市（如 2006-2007、2008-2009、2014-2015 年）等环境因素影响，近 10 年火电估值与基本面总体反向变化，在火电基本面回升时期，估值亦未能正向反馈形成“戴维斯双击”。换言之，近年来火电股的二级市场收益主要源自“基本面”改善而非“估值修复”。

那么问题来了，火电股的“估值修复”将会出现在何时？我们认为，火电行业在经历了近二十年的景气度大起大落以及最近五年的“去商品化”周期之后，无论 PE 抑或 PB，其合理估值中枢已经缺乏比较有效的参考标准。

但首先可以确定的是，在电能“去商品化”周期没有结束之前（或者“市场没有确认它已经结束”之前），火电股难言估值修复，股价的波动主要由业绩而非估值驱动。

当“去商品化”周期结束之后，预计届时的电力市场化比率也应该已经达到接近上限的位置（全社会60%左右的市场化电量占比），电价涨也好、跌也好，市场自然会由当时的供需格局、成本变动等因素而形成火电的景气度预判，进而逐步形成较为有效的估值方法和估值中枢。

## 2、电力：基本面回升确认

### 2.1、年度长协稳定价格，短期波动有限

自2019年底以来，已有部分地区公布了2020年市场化交易年度长协电量/电价情况。我们以数据披露较充分的广东、江苏、安徽作为研究对象，分析年度长协情况。

表2：电力中长期交易类型

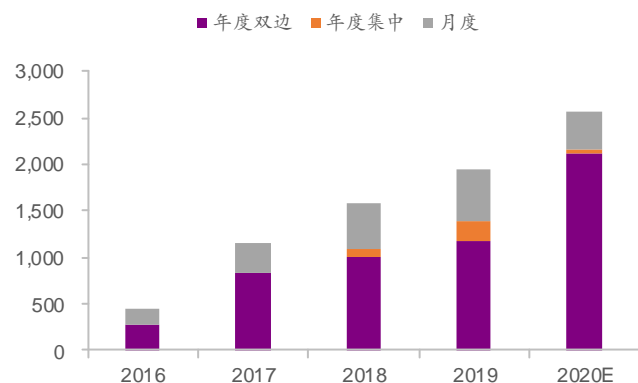
交易类型	交易频次	说明
双边协商交易	年度、月度	市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成交易结果
集中竞价交易	年度、月度	市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构考虑安全约束进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量（辅助服务）与成交价格等
挂牌交易	年度、月度	市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请，经安全校核和相关方确认后形成交易结果

资料来源：国家能源局，光大证券研究所

年度长协电量分为年度双边协商、年度集中/挂牌交易两类，主要受年度双边协商电量影响。2020年，广东、江苏、安徽的年度长协电量分别同比增长56.4%、3.0%、28.6%，其中年度双边协商电量分别同比增长78.7%、3.4%、29.5%。根据广东、江苏2020年直接交易电量规模指引，我们测算2020年广东、江苏的年度长协电量占市场化直接交易电量的比例分别为84.4%、76.9%，分别同比提升13.4、1.2个百分点；由于2020年安徽省电力直接交易规模不设上限，尚无法计算安徽省2020年年度长协电量占比，但2019年安徽省年度长协电量占比高达99.3%。从现有样本判断，年度双边协商电量规模和在市场电中占比进一步提升。

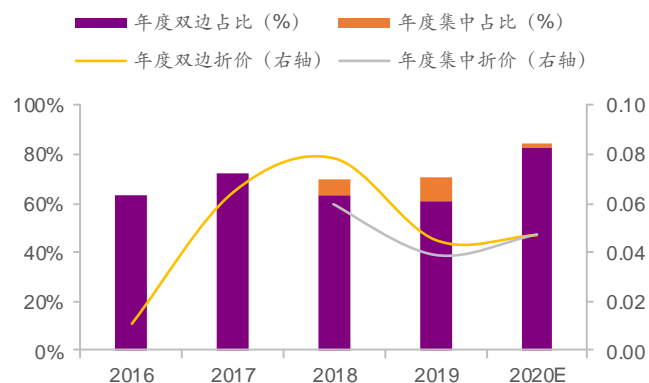


图 6：广东市场化直接交易电量（亿千瓦时）



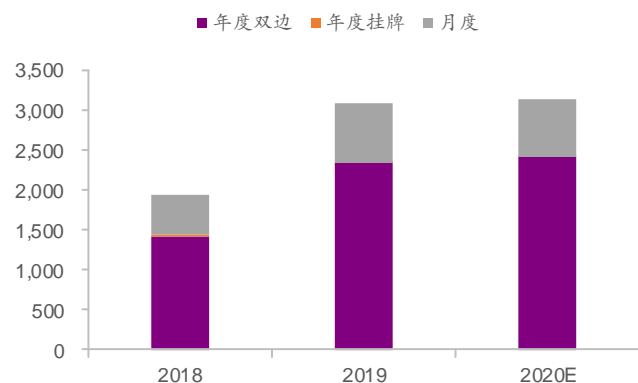
资料来源：广东电力交易中心，光大证券研究所

图 7：广东年度长协电量电价



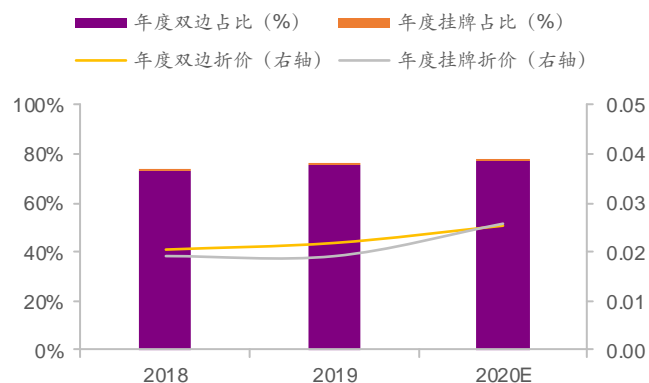
资料来源：广东电力交易中心，光大证券研究所（注：占比指占直接交易电量的比例，右轴单位元/千瓦时）

图 8：江苏市场化直接交易电量（亿千瓦时）



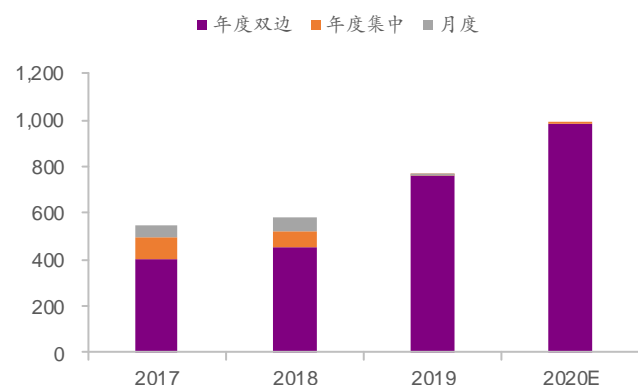
资料来源：北极星电力网，光大证券研究所

图 9：江苏年度长协电量电价



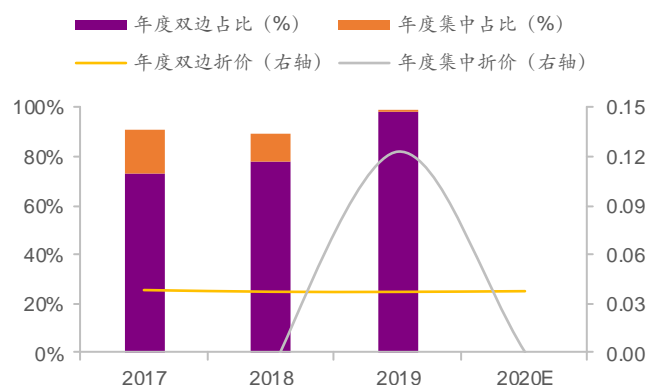
资料来源：北极星电力网，光大证券研究所（注：占比指占直接交易电量的比例，右轴单位元/千瓦时）

图 10：安徽市场化直接交易电量（亿千瓦时）



资料来源：北极星电力网，光大证券研究所（注：2020 年安徽省电力直接交易规模不设上限）

图 11：安徽年度长协电量电价

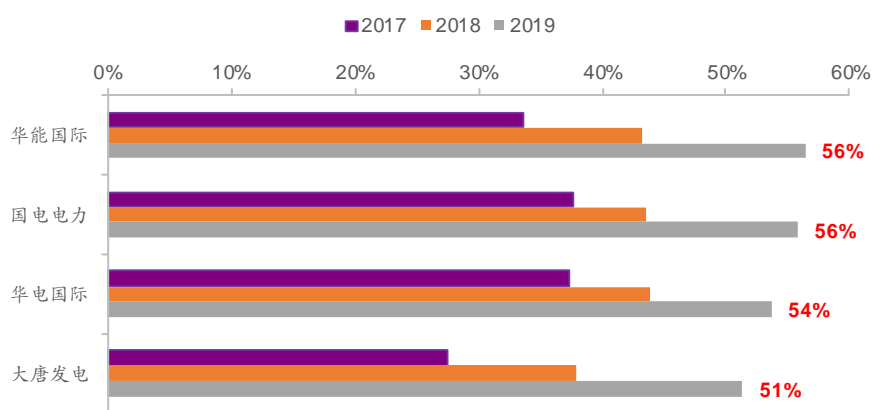


资料来源：北极星电力网，光大证券研究所（注：占比指占直接交易电量的比例，右轴单位元/千瓦时，2020 年安徽省电力直接交易规模不设上限）

考虑到市场化交易年度长协电量的内部结构，年度长协综合电价仍由年度双边协商电价决定。与煤电基准电价（原标杆电价）相比，2020 年广东、江苏、安徽的年度双边协商折价幅度分别为 4.7、2.5、3.8 分/千瓦时（对应折价比例分别为 10.4%、6.5%、9.9%），折价幅度较 2019 年相比分别小幅扩大 0.20、0.36、0.05 分/千瓦时。我们认为一方面年度长协电价折价幅度同比扩张有限，另一方面年度长协电量占比的提升将有助于平抑年内市场化交易综合电价的波动。

从火电上市公司角度来看，2019 年火电龙头公司的市场化交易电量比例均超 50%。考虑到基数效应，我们预计火电龙头公司 2020 年市场化交易电量比例提升有限。在“基准价+上下浮动”的市场化价格机制下，假设含税基准电价为 0.40 元/千瓦时，敏感性测算结果表明，当市场电折价幅度 2.5-5.0 分/千瓦时、市场电比例 50-60% 的情况下，综合上网电价仅在 0.37-0.39 元/千瓦时的范围内窄幅波动。在基准电价尚未行政性调整的背景下，我们判断以华能国际、华电国际为首的龙头火电公司单季度上网电价年内波动有望减弱。

图 12：火电龙头公司市场化交易电量占比（%）



资料来源：各上市公司公告，光大证券研究所

表 3：含税综合上网电价的敏感性测算

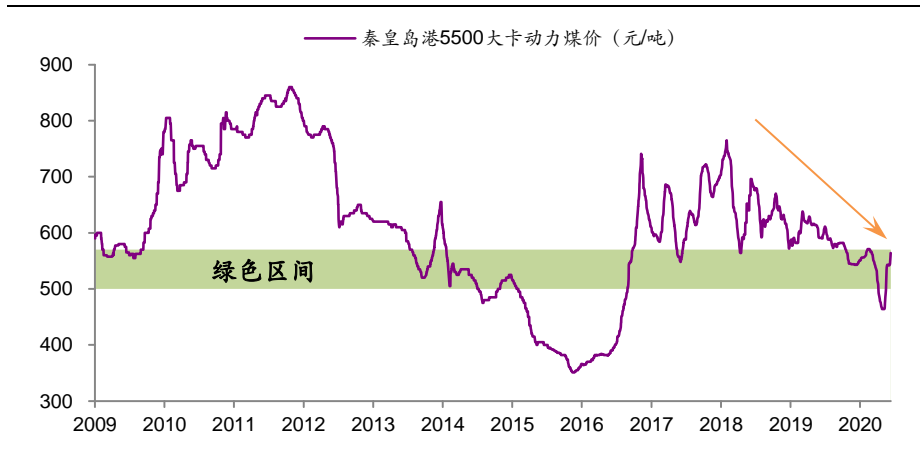
市场电比例 (%)	市场电折价幅度 (分/千瓦时)					
	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
50%	0.39	0.39	0.38	0.38	0.38	0.38
52%	0.39	0.38	0.38	0.38	0.38	0.37
54%	0.39	0.38	0.38	0.38	0.38	0.37
56%	0.39	0.38	0.38	0.38	0.37	0.37
58%	0.39	0.38	0.38	0.38	0.37	0.37
60%	0.39	0.38	0.38	0.38	0.37	0.37

资料来源：光大证券研究所（注：假设含税基准电价为 0.40 元/千瓦时）

## 2.2、煤价仍处绿色区间，期待业绩兑现

2020年3月以来，市场煤价迅速下行，并一度跌破“绿色区间”下限（500元/吨）。按供电煤耗300克/千瓦时计算，5500大卡含税市场煤价每降低50元/吨，对应火电公司单位燃料成本将降低0.017元/千瓦时。

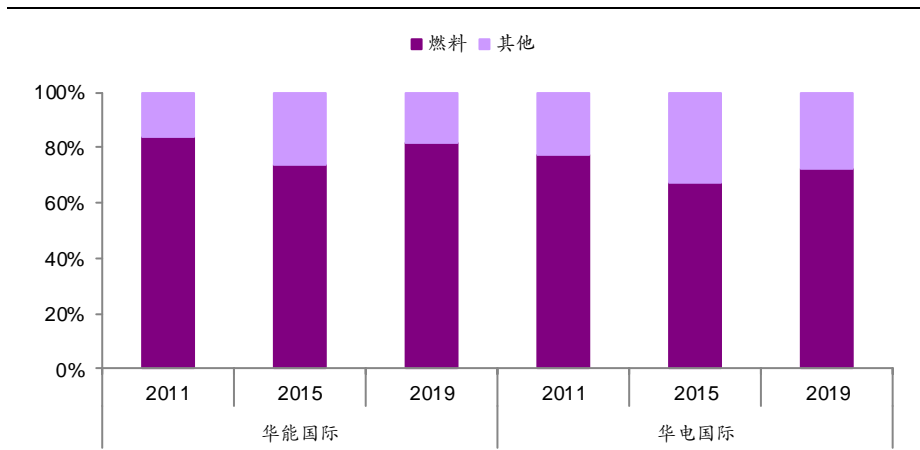
图 13：秦皇岛港 5500 大卡动力煤价（元/吨）



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：截至2020年6月12日）

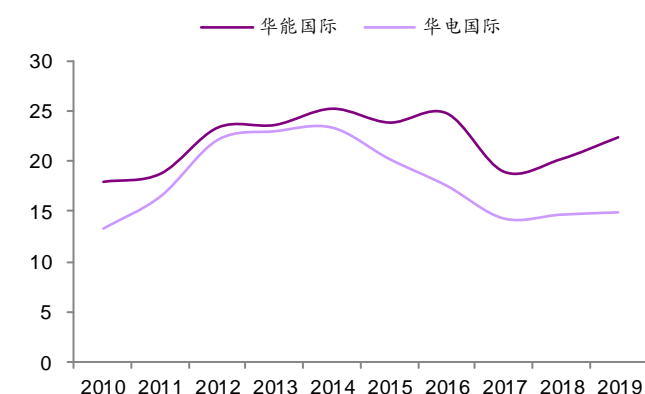
根据我们的统计，火电龙头公司（华能国际、华电国际）的存货均以燃料（燃煤等）为主，火电龙头公司的财务口径存货周转天数约15-25天，重点电厂煤炭库存周期约15-30天。如上文所述，煤价下行将有助于火电公司盈利回升，但受存货会计处理等因素影响，在煤价下行周期内，火电公司财务口径煤价降幅低于预期。

图 14：华能国际、华电国际存货结构（%）



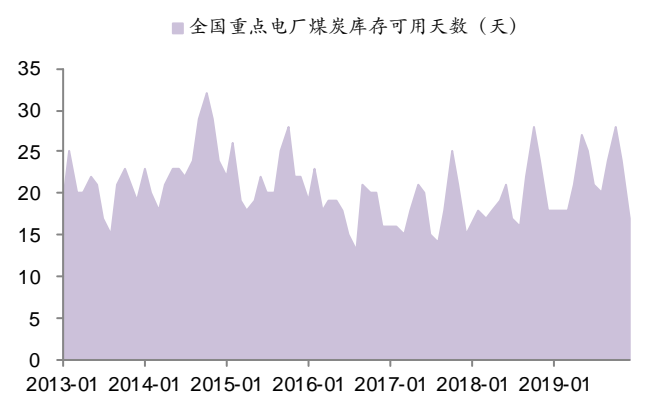
资料来源：各上市公司公告，光大证券研究所

图 15：火电龙头公司财务口径存货周转天数（天）



资料来源：各上市公司公告，光大证券研究所

图 16：全国重点电厂煤炭库存可用天数（天）



资料来源：Wind（注：截至 2019 年 12 月）

根据《企业会计准则第 1 号—存货》：“存货应当按照成本进行初始计量”；“企业应当采用先进先出法、加权平均法或者个别计价法确定发出存货的实际成本”。根据我们的统计，大型火电上市公司普遍采用加权平均法确定存货（以燃料为主）发出的实际成本。

表 4：典型火电公司存货发出方法

上市公司	先进先出法	加权平均法	个别计价法
华能国际		★	
华电国际		★	
大唐发电		★	
国电电力		★	
国投电力		★	
浙能电力		★	

资料来源：各上市公司公告，光大证券研究所

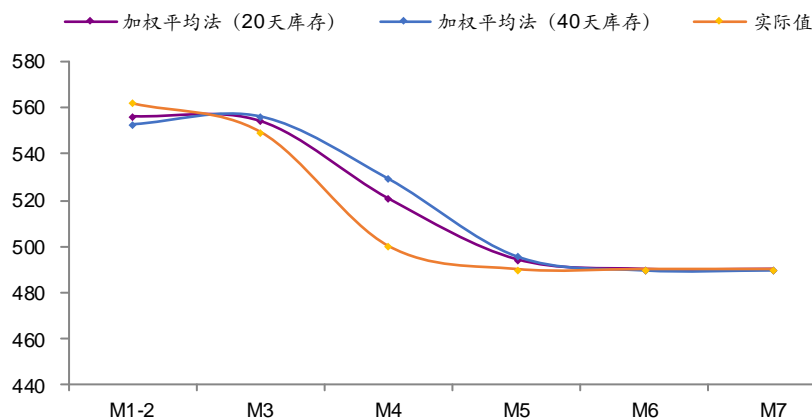
为了直观展示煤价下行周期内财务口径和经营口径的煤价差异，我们构建了模型火电公司。模型火电公司的相关参数假设如下：

- （1）装机容量：100 万千瓦；
- （2）发电煤耗：290 克/千瓦时；
- （3）利用小时数：参考全国火电利用小时数，其中 1-2 月利用小时数采用 2020 年同期实际值，3-12 月单月利用小时数假设与 2019 年同期持平。
- （4）煤价：假设全部采购市场煤，1-3 月煤价为对应秦皇岛港 5500 大卡动力煤价月度均价，假设煤价 4 月降至 500 元/吨，5 月后稳定在 490 元/吨。

根据上述假设，我们分别测算了煤炭库存 20 天及 40 天情景下，加权平均法财务口径与经营口径煤价的差异。测算结果表明，在考虑煤炭库存的情况下，当煤价单边下行时，财务口径煤价同期降幅低于经营口径降幅；当煤价趋于平稳时，财务口径与经营口径煤价保持一致，但财务口径煤价调整周期较经营口径滞后约 1-2 个月。此外，煤炭库存天数越高，财务口径与经营口径煤价上述差异将越明显。

例如，模型火电公司4月经营口径煤价较3月降低50元/吨，但20天和40天库存条件下的4月财务口径煤价月环比降幅分别低于经营口径32%、46%，由此可见单边下行期财务口径与经营口径煤价的“预期差”。

图 17：模型火电公司财务口径与经营口径的煤价差异（元/吨）



资料来源：Wind，光大证券研究所

表 5：模型火电公司 2020Q2 净利润同比变化的敏感性测算

利用小时数同比 (%)	5500 大卡含税市场煤价 (元/吨)					
	480	490	500	510	520	530
-4%	130%	114%	97%	81%	64%	48%
-2%	141%	124%	107%	90%	73%	56%
0%	151%	134%	116%	99%	82%	65%
2%	161%	144%	126%	109%	91%	73%
4%	172%	154%	136%	118%	100%	82%
6%	182%	164%	146%	127%	109%	91%
8%	192%	174%	155%	137%	118%	99%
10%	203%	184%	165%	146%	127%	108%

资料来源：光大证券研究所

根据我们的敏感性测算，模型火电公司 2020Q2 同比增速有望超 100%。考虑到上述财务口径与经营口径煤价的差异，我们预计煤价快速下行的红利集中在 2020Q2 释放，业绩兑现有所滞后。需要说明的是，我们的盈利测算尚未考虑基准电价的行政性调整，若降成本背景下基准电价下调，亦将影响 2020Q2 的盈利预期。

根据上述分析，我们判断火电三要素的短期变动趋势如下：

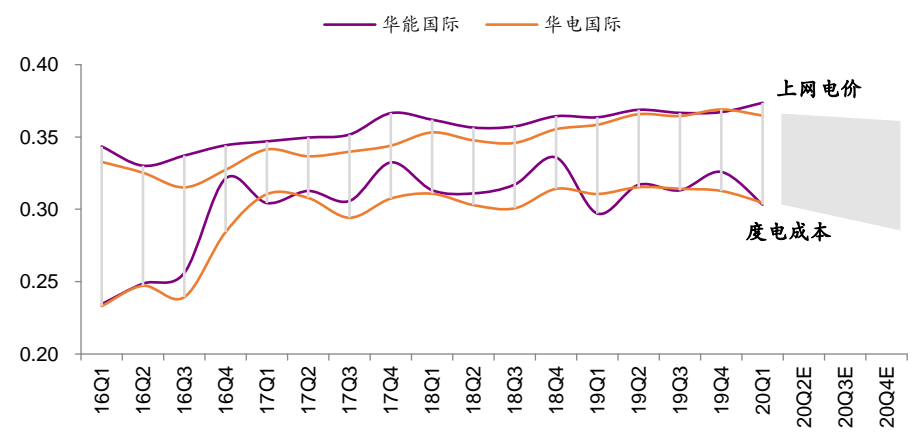
(1) 电价：火电龙头公司的市场化交易电量占比提升空间有限，且年度长协的内部占比进一步提升有利于稳定电价（年度长协折价同比扩张亦相对温和），在基准电价尚未行政性调整的背景下，预计火电龙头公司的年内综合上网电价的变动幅度有限。

(2) 煤价：2020 年 3 月起煤价快速下行，有利于成本改善，但财务口径的燃料成本降幅将低于“预期”（或煤价下行的业绩兑现慢于“预期”）。

**(3) 利用率：**受疫情冲击，2020 年以来火电利用率同比降低，但我们始终强调现行景气度下火电盈利对煤价（而非利用率）的敏感性更高。（关于煤价与利用率的敏感性讨论，详见我们 2020 年 3 月《电力行业——走出“至暗时刻”》等多篇报告）

我们判断在电价市场化机制变革背景下，短期内点火价差的扩张将有助于火电龙头公司季度盈利提升。

图 18：火电龙头公司度电毛利（元/千瓦时）



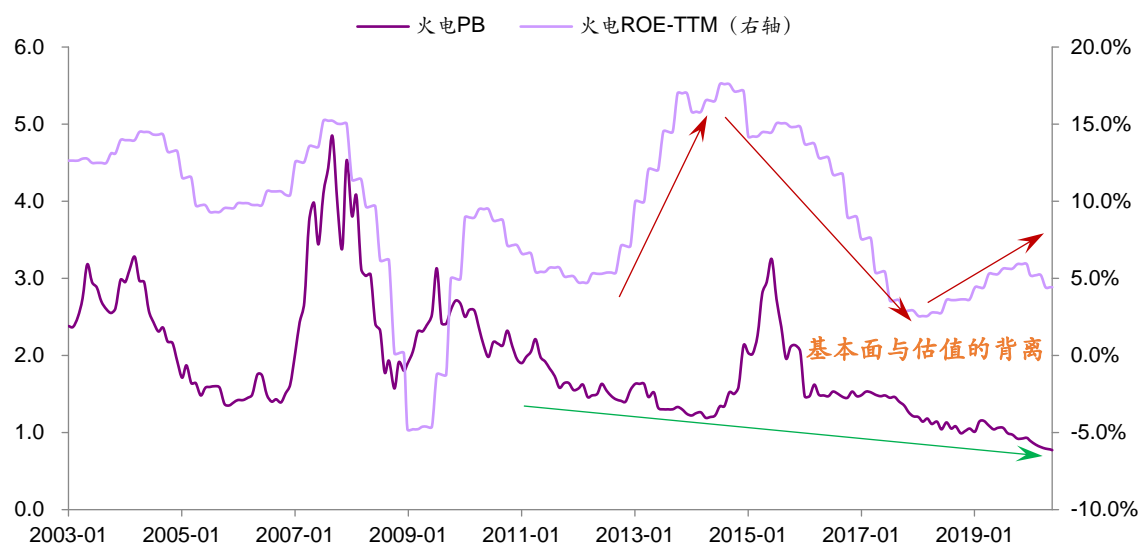
资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：灰色区域表示度电毛利）

## 2.3、估值修复仍待观察

在本轮火电行业景气度周期内，火电基本面的触底回升已得到反复确认。截至 2020Q1，我们测算火电板块 ROE-TTM 约 4.4%，较本轮底部（2017 年底 2.6%）已提升 1.9 个百分点。基于上述分析，我们判断在当前三要素趋势下，火电 ROE 仍将持续修复。从估值角度来看，在基本面的确定性回升下，火电 PB 估值中枢仍处于下行通道，呈现明显的“背离”。根据前文分析，我们判断估值的修复仍需“去商品化周期”结束后，电力企业重拾“定价权”来作为催化。而季度级别的业绩回暖将会带来股价的波动，但我们仍认为这种波动的本质是业绩催化而非估值催化。



图 19：火电历史 PB 与 ROE



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：截至 2020 年 6 月 5 日）

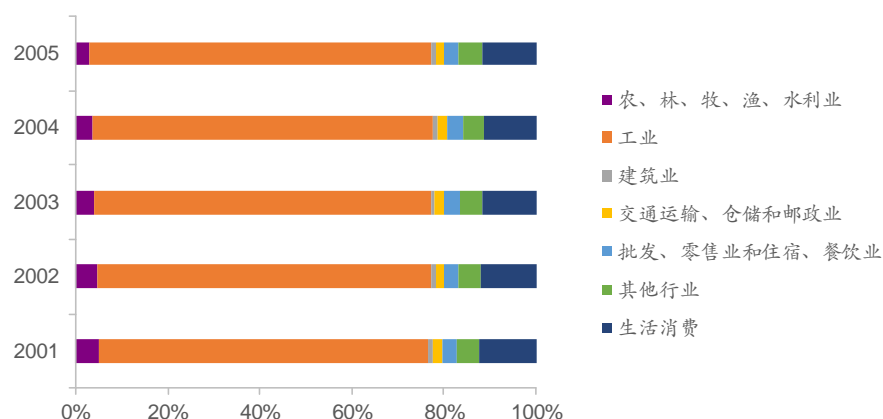
## 2.4、2020 vs 2003：同为后疫情时代，但可比性有限

### 2.4.1、2003：电力股的黄金时代

我国“非典”疫情发生于 2002 年 11 月，2003 年 7 月基本结束，疫情时间跨度约 8 个月。其中 2003 年 4-6 月为“非典”疫情关注程度最高、社会影响最大的时期。

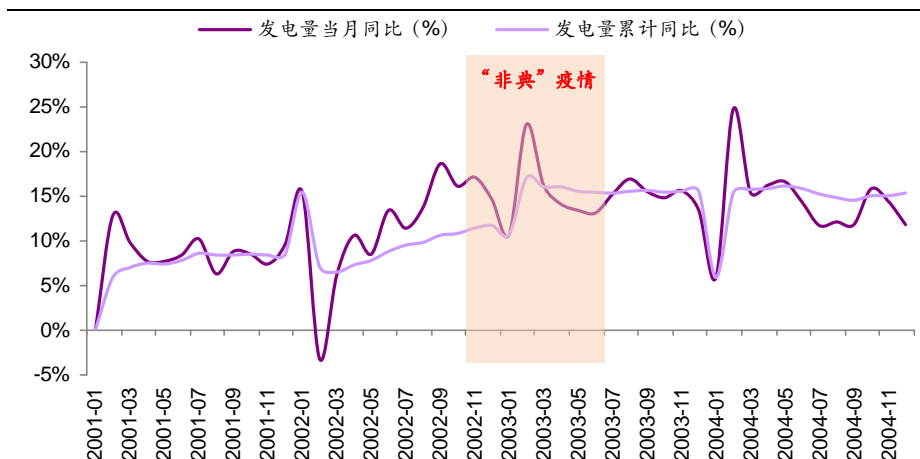
彼时以高耗能行业为代表的工业用电为电力需求的主要驱动力，而受“非典”疫情影响相对较大的行业对电量影响较弱，电力需求的刚性显现。

图 20：电力消费结构（%）



资料来源：Wind，光大证券研究所

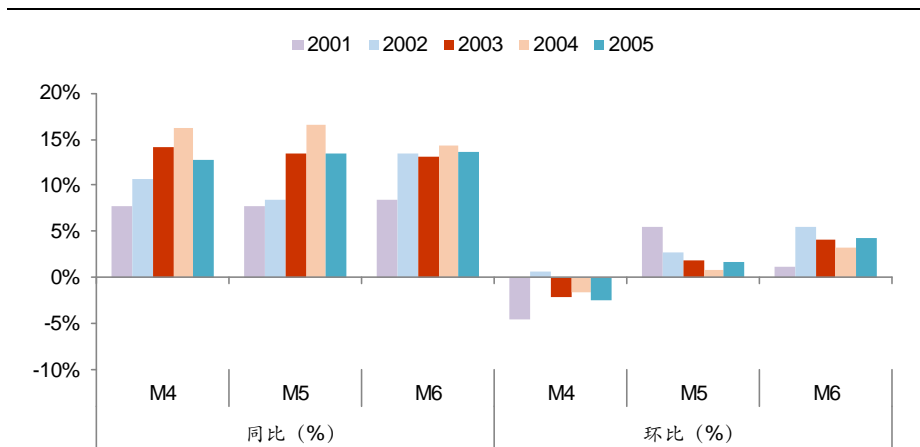
图 21：规模以上电厂发电量同比增速



资料来源：Wind，光大证券研究所

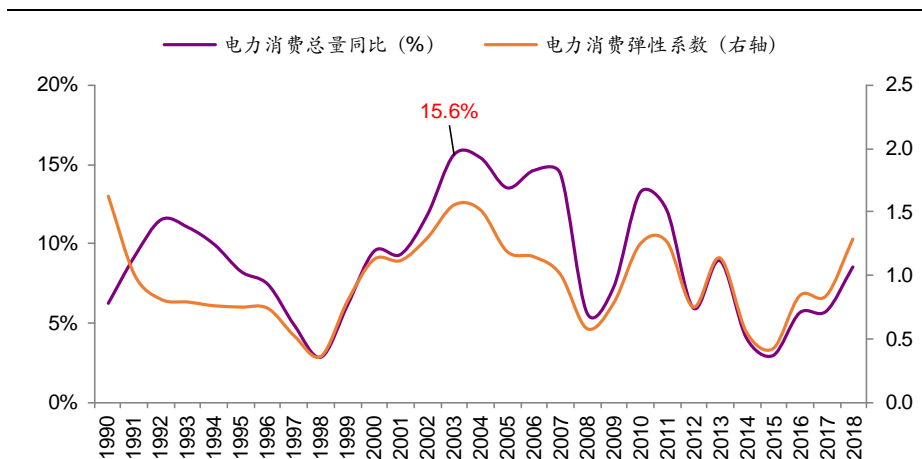
2003 年 4-6 月，规模以上电厂单月发电量同比增速分别为 14.1%、13.4%、13.1%，处于年内相对较低水平。我们进而比较了 2001-2005 年 4-6 月各月发电量同比及环比增速情况，并未发现 2003 年 4-6 月单月发电量增速异常。综上所述，“非典”疫情对于发电量增长的扰动有限。从全年角度来看，2003 年的电力消费增速（15.6%）为 1990 年以来的最高值。

图 22：4-6 月单月发电量同比及环比增速



资料来源：Wind，光大证券研究所

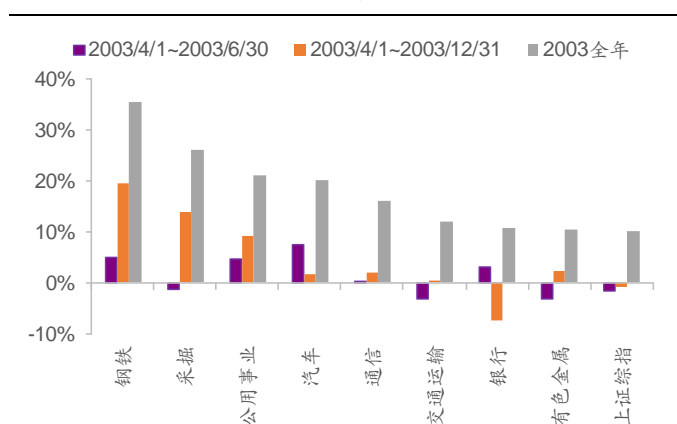
图 23：电力消费增速及弹性系数



资料来源：Wind，光大证券研究所

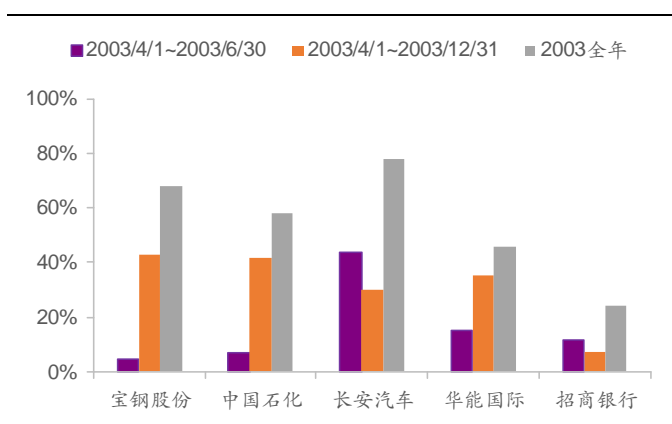
尽管受“非典”疫情扰动，2003年年初至2004年上半年，A股市场以钢铁、石化、汽车、电力、银行为代表的权重板块先后走出一轮大幅战胜市场的上升行情，被市场参与者统称为“五朵金花”。其中，以宝钢股份、中国石化、长安汽车、华能国际、招商银行为代表的各“金花”行业龙头公司涨幅明显超越板块指数涨幅，超额收益显著，成为行情中的一大亮点。

图 24：“非典”疫情期间典型申万一级行业的涨跌幅(%)



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 25：“非典”疫情期间典型公司的超额收益 (%)



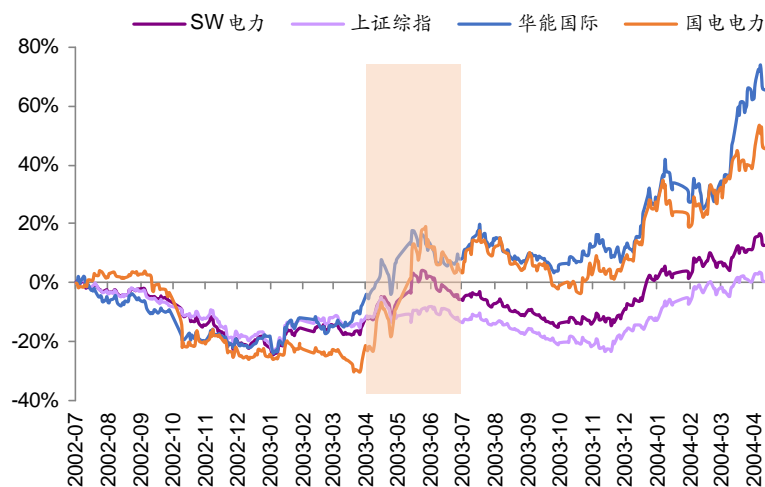
资料来源：Wind，光大证券研究所（注：超额收益比较基准为同期上证综指涨跌幅）

作为“五朵金花”之一，电力股在“非典”疫情期间的几个代表时段，均显著跑赢大盘。彼时A股的龙头电力股主要为火电公司华能国际、国电电力等（华电国际、大唐发电等未在A股上市），且尚未出现龙头水电公司（三峡、雅砻江等大型水电站未投产）。

值得一提的是，在“非典”疫情严峻的2003年4-6月，上证综指2003年4-6月，电力板块逆势上涨7.5%（同期上证综指下跌1.6%），电力龙头华能国际、国电电力分别录得13.6%、31.5%的涨幅，配置价值尤为突出。

我们认为，在“非典”疫情背后，2003-2004年的“电荒”背景下电力行业的内生增长是驱动电力股本轮行情的主因。

图 26：“非典”疫情期间电力股及龙头公司显著跑赢大盘

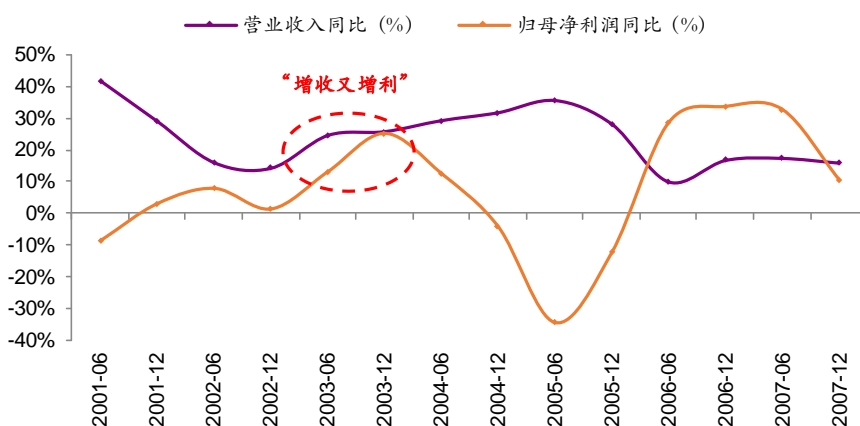


资料来源：Wind，光大证券研究所

1999-2001 连年下降的装机增速，在 2002 年初露端倪的电力需求增长面前尚可基本满足供应，但在面对 2003、2004 年均 15% 的电力需求增速时，彻底无法应对，以至于出现全国大范围的高峰时段拉闸限电。

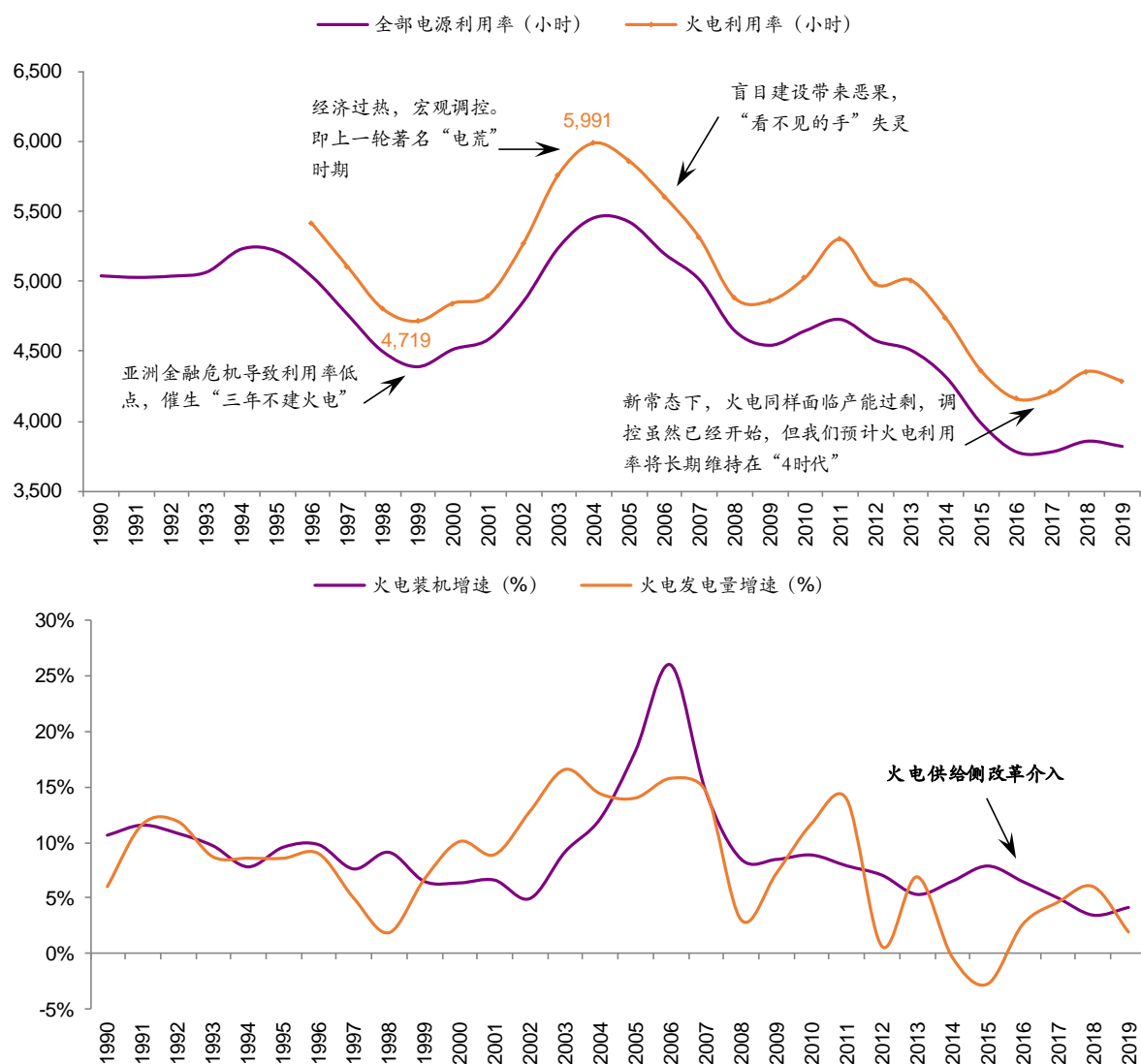
2003 年，火电行业刚经历了上一轮电力供应过剩，以及之后的行业投资萎缩、机组利用率逐年上升的“愉悦期”，火电板块进入难得的营收、利润“双升”时期，行业景气度上行，“金花”行情应运而生。

图 27：SW 火电板块收入及利润同比增速



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 28：我国发电设备历史利用小时数（产能利用率）走势

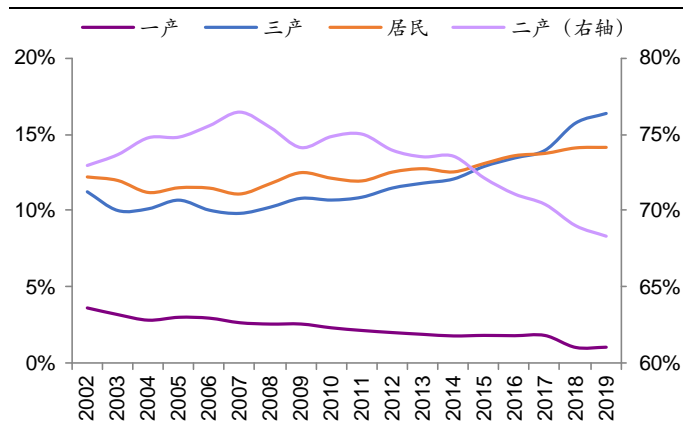


资料来源：Wind，中电联，光大证券研究所

### 2.4.2、2020 vs 2003：可比性有限，盈利韧性尚存

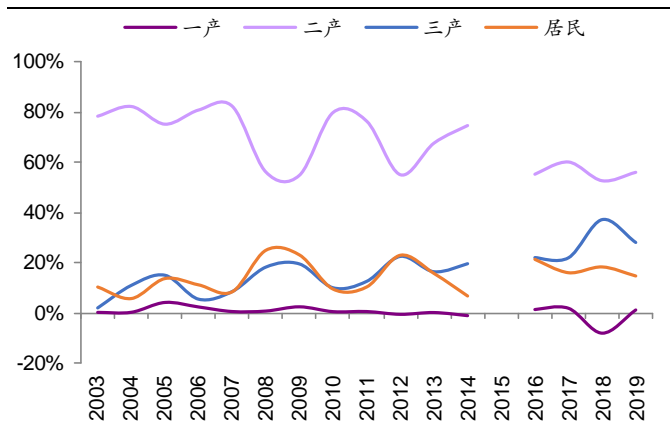
与 2003 年相比，当前用电结构和增长动能已发生边际变化。在新旧动能转换、经济发展新常态的背景下，以传统高耗能行业为代表的第二产业用电占比和增长贡献日渐减弱，而数据中心等新兴产业用电的替代效应逐步显现。

图 29：用电量结构变化 (%)



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 30：用电量增长贡献率 (%)

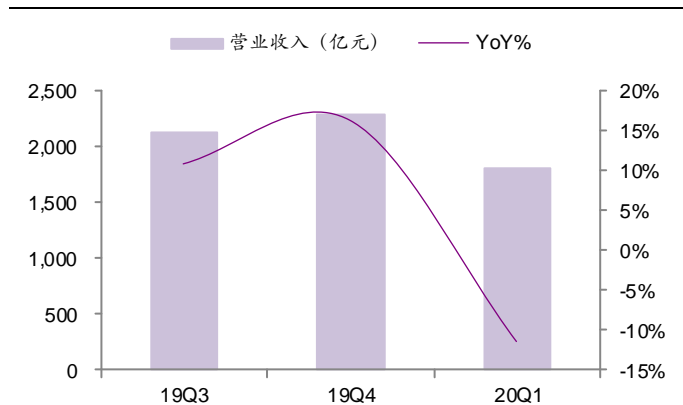


资料来源：Wind，光大证券研究所（注：2015 年二产用电量负增长，增长贡献率测算失真，剔除 2015 年数据）

2020 年以来，疫情对于用电需求的影响充分体现，叠加部分流域来水难言乐观，2020Q1 火电、水电收入端均受拖累，营业收入同比分别下滑 11.3%、15.3%。

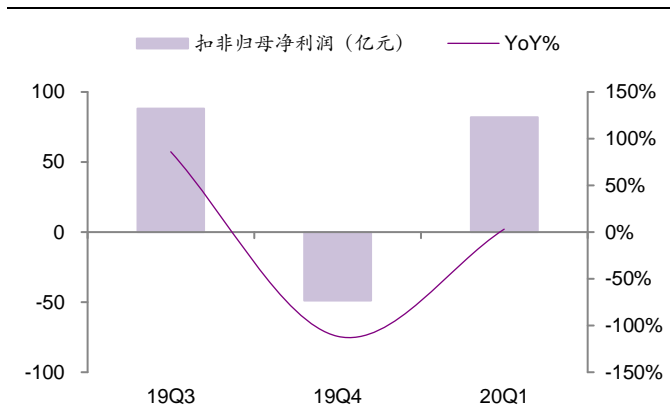
对于火电而言，受益于煤价同比回落，2020Q1 火电单季度毛利率 17.4%，同比、环比分别提升 1.5、4.3 个百分点，疫情冲击相对较弱。由于受子公司破产清算等因素影响，国电电力单季度巨额亏损（2020Q1 扣非归母净利润-31.8 亿元），我们仅在计算 2020Q1 火电扣非归母净利润及同期数据时剔除国电电力样本。2020Q1 火电行业经调整扣非归母净利润 82 亿元，同比逆势增长 3.0%。

图 31：火电单季度营业收入



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 32：火电单季度扣非归母净利润

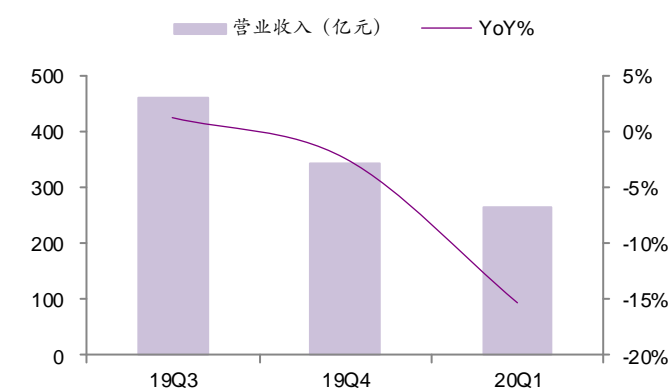


资料来源：Wind，光大证券研究所（注：19Q1、20Q1 剔除国电电力）

对于水电而言，由于水电成本相对刚性（折旧等为主），盈利亦受收入下滑影响。2020Q1 水电行业毛利率 42.2%，同比下滑 1.3 个百分点；扣非归母净利润 51 亿元，同比下滑 18.1%。由于一季度均为传统枯水期，单季度业绩对全年影响相对较弱，丰水期来水情况仍待观察。

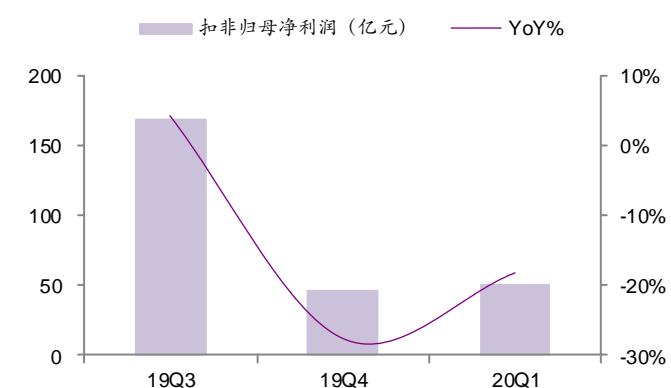


图 33：水电单季度营业收入



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 34：水电单季度扣非归母净利润



资料来源：Wind，光大证券研究所

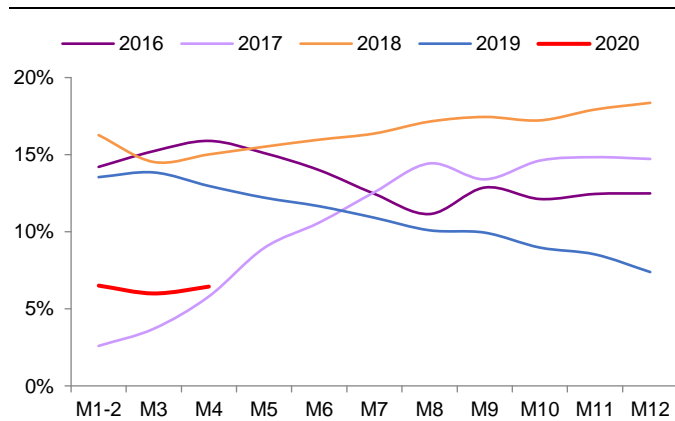
### 3、燃气：拥抱龙头城燃

#### 3.1、行业内生增速放缓

随着基础设施不断完善，受益于城镇化及环保等因素，燃气行业发展迅速，成为公用事业中最具成长属性的子行业之一。随着规模扩张，叠加 2020 年“新冠”疫情及低油价冲击，天然气消费量增长放缓。

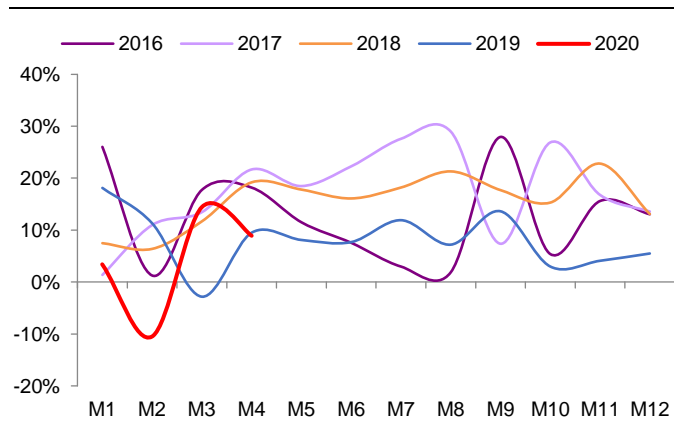
根据 Wind 统计，2020 年 1-4 月我国天然气表观消费量同比增速 6.4%，处于近 5 年较低水平。考虑到上述统计口径包含储气库等指标，我们判断天然气实际消费量增速低于此值。考虑到疫情冲击、社会生产恢复等因素，结合中石油经研院等预测结果，我们预计 2020 年全年天然气表观消费量约 3193 亿立方米，净增量 150 亿立方米，增速进一步降低至 4.9%。

图 35：天然气表观消费量累计同比增速 (%)



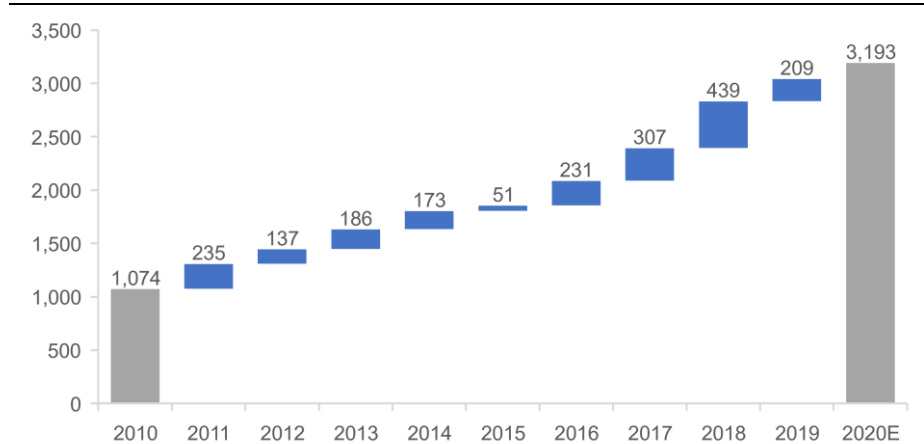
资料来源：Wind，光大证券研究所

图 36：天然气表观消费量当月同比增速 (%)



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 37：天然气表观消费量预测 (亿立方米)



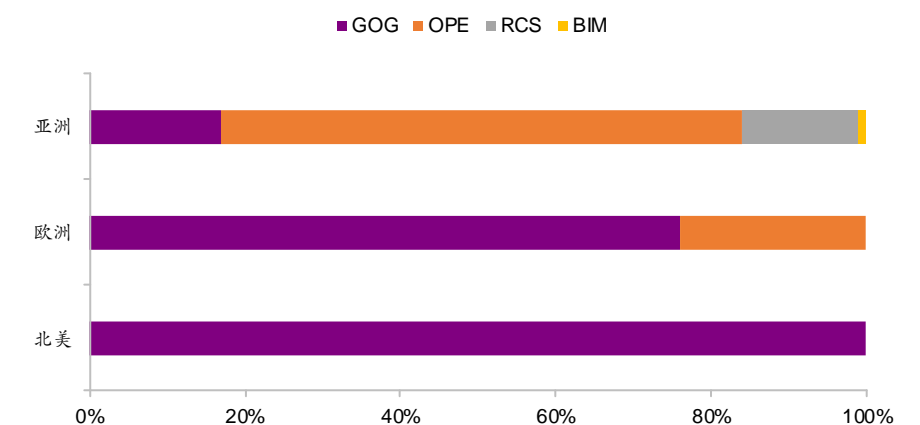
资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：蓝色部分表示增量）

## 3.2、低油价冲击天然气经济性

### 3.2.1、中国天然气价格与油价高度相关

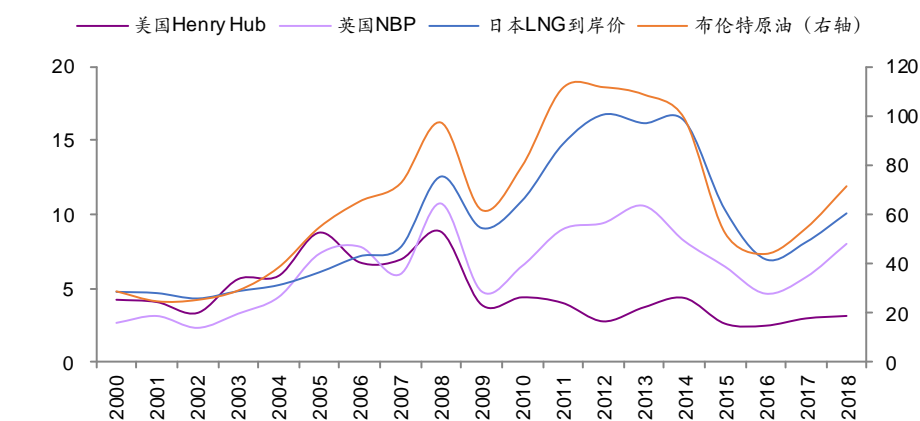
从天然气价格形成机制来看，根据 IGU 统计，亚洲地区的天然气价格形成机制主要为油价联动（OPE）、而北美、欧洲地区的天然气价格形成机制主要为气对气竞争定价（GOG）。与其他地区相比，亚洲天然气价格与油价关联度相对较高。

图 38：典型地区天然气消费的价格形成机制组成（2018 年）



资料来源：IGU，光大证券研究所（注：OPE—油价联动，GOG—气对气竞争定价，RCS—服务成本定价，BIM—双边垄断定价）

图 39：典型地区天然气价格与油价关联度



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：布伦特原油价格单位为美元/桶，天然气价格单位为美元/百万英热单位）

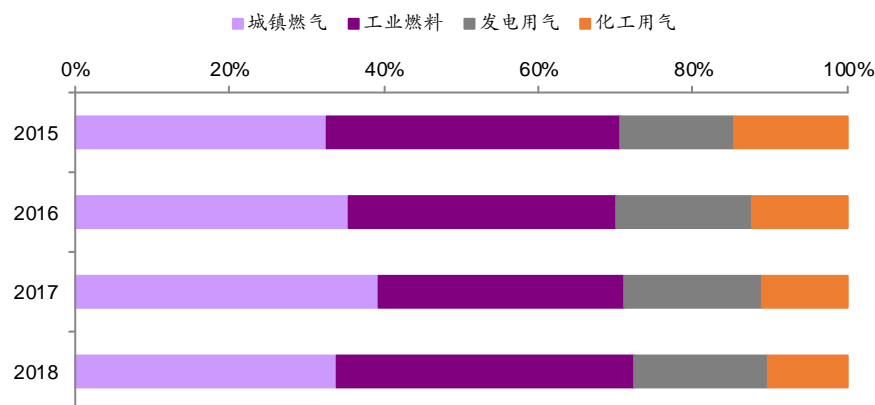
结合定价机制与历史价格走势，我们观察到多项中国天然气价格成分与油价的高度关联性。（关于气价与油价关联性的讨论，详见我们 2020 年 3 月发布的报告《低油价情景对天然气经济性的冲击几何？——天然气行业系列报告（十）》）

### 3.2.2、低油价情景下，天然气的相对经济性仍存

天然气的消费领域主要分为：城镇燃气、工业燃料、发电用气、化工用气四类。近年天然气消费结构中，城镇燃气和工业燃料合计占比70%以上，是天然气的主要利用领域。

低油价情景下，我们认为天然气与其他油气产品的主要竞争领域为交通燃料和工业燃料。

图 40：天然气消费结构 (%)

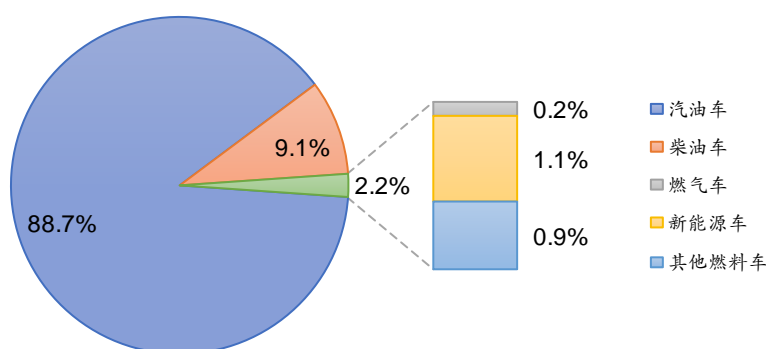


资料来源：《中国天然气发展报告》，光大证券研究所

#### (1) 交通燃料

根据《中国移动源环境管理年报》统计，按燃料类型划分，2018 年全国汽车保有量结构中，汽、柴油汽车仍占绝对主导，燃气车占比仅为 0.2%，远低于新能源车（1.1%）。

图 41：2018 年全国汽车保有量结构 (%)



资料来源：《中国移动源环境管理年报》，光大证券研究所

在大气污染防治背景下，汽车燃料形式将逐步由传统能源转向清洁化能源。我们认为天然气汽车的主要替代领域为新能源汽车暂不能覆盖的长途客

货运汽车、重卡等商用车领域。2018 年底，生态环境部等 11 部委联合印发《柴油货车污染治理攻坚战行动计划》，强调推广使用达到国六排放标准的燃气车辆，加快淘汰国三及以下排放标准的柴油货车等老旧车辆。

交通燃料方面，我们将以重卡为例，重点分析低油价情景下柴油对天然气经济性的冲击情况。

仅考虑单位燃料成本的情况下，根据重卡使用 LNG 与柴油燃料的百公里消耗量，我们测算 LNG 与柴油经济参考价格比约 0.8-1.0，即当 LNG 价格（以元/吨计）与柴油价格（以元/吨计）的比值低于此值时，LNG 作为重卡燃料的经济性占优。

表 6：LNG 与柴油经济参考价格比的敏感性测算

柴油油耗 (升/百公里)	LNG 消耗量 (千克/百公里)						
	28	30	32	34	36	38	40
30	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6
32	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7
34	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7
36	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
38	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
40	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8
42	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9
44	1.3	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9

资料来源：鲁亮《液化天然气（LNG）重卡经济性分析》，光大证券研究所（注：1 吨柴油换算体积为 1190 升）

从全国范围整体来看，剔除季节性因素影响，LNG 对柴油的经济性较为明显。我们测算低油价情景下，LNG 经济安全边际价格约 4271-5339 元/吨。考虑到成品油的“地板价”机制，我们认为天然气在交通燃料领域相对成品油的经济性得以进一步保障。（测算过程详见我们 2020 年 3 月发布的报告《低油价情景对天然气经济性的冲击几何？——天然气行业系列报告（十）》）

## （2）工业燃料

国家发改委 2017 年 7 月发布的《加快推进天然气利用的意见》提出：工业企业要按照各级大气污染防治行动计划中规定的淘汰标准与时限，在“高污染燃料禁燃区”重点开展 20 蒸吨及以下燃煤燃油工业锅炉、窑炉的天然气替代，新建、改扩建的工业锅炉、窑炉严格控制使用煤炭、重油、石油焦、人工煤气作为燃料。

考虑到环境约束趋紧，我们认为工业燃料升级趋势不改。低油价情景下，工业用气领域天然气的经济性挑战主要存在于“双燃料”供应模式的工业用户。

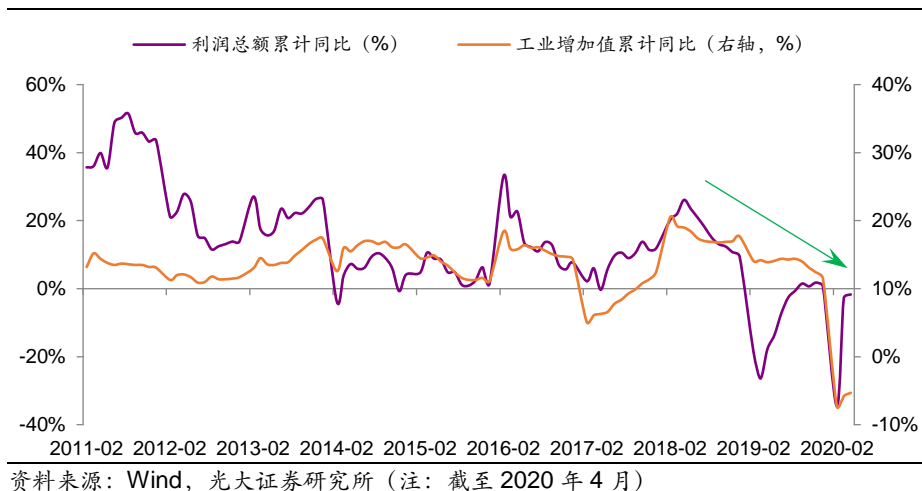
以 LNG/LPG 的双燃料系统为例：根据《综合能耗计算通则》，LNG、LPG 热值分别为 12300 kcal/kg、12000 kcal/kg，根据单位热值价格测算（不考虑转换效率等因素），LNG 与 LPG 的经济参考价格比为 1.03，即当 LNG 与 LPG 的价格比低于 1.03 时，LNG 的相对经济性占优。

剔除季节性因素，就全国范围整体而言，LNG 相对 LPG 的经济性尚存。低油价情景下，LNG 和对应管道天然气的经济安全边际价格分别为 3674 元/吨、2.66 元/立方米。与管道天然气相比，由于 LNG 价格机制更为灵活，我们判断低油价情景下，LNG 点供相对优势明显。（测算过程详见我们 2020 年 3 月发布的报告《低油价情景对天然气经济性的冲击几何？——天然气行业系列报告（十）》）

### 3.3、盈利分化加剧，看好龙头城燃公司

除天然气下游消费增速放缓外，接驳费及配气费管制亦压缩了燃气行业的利润增长空间，燃气行业景气度边际下行。

图 42：燃气生产和供应业的盈利情况



不同地区天然气消费量、用户结构和价格水平的差异造成区域城燃公司盈利分化。三大龙头城燃公司（华润燃气、新奥能源、中国燃气）较早进入燃气下游市场，并持续扩展城燃项目，现已完成全国性城燃项目布局，区域协同效应逐步显现。

图 43：三大龙头公司城燃项目数

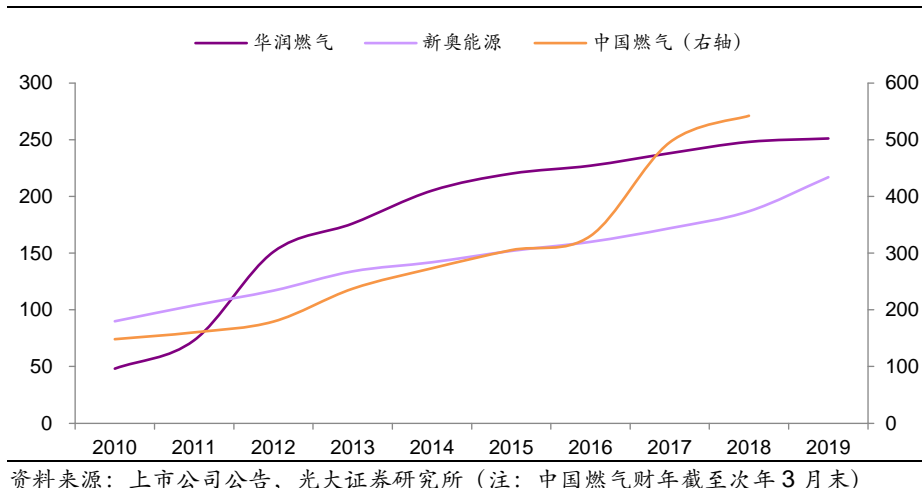




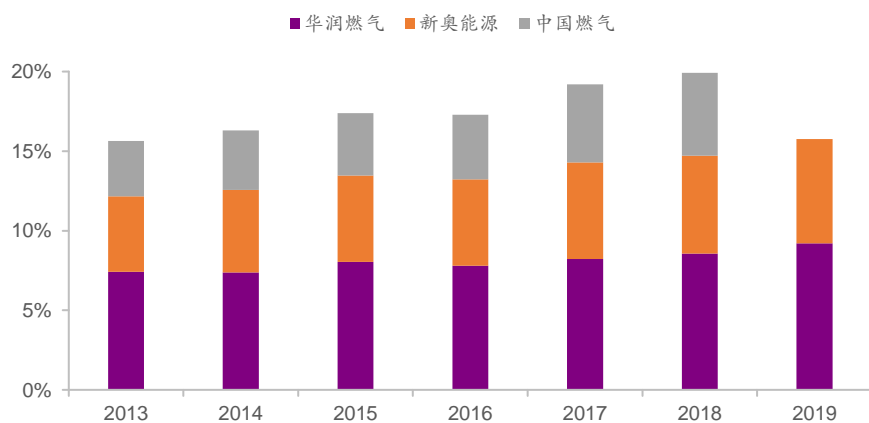
图 44：三大龙头公司城燃项目布局（2019 年）



资料来源：上市公司公告，光大证券研究所

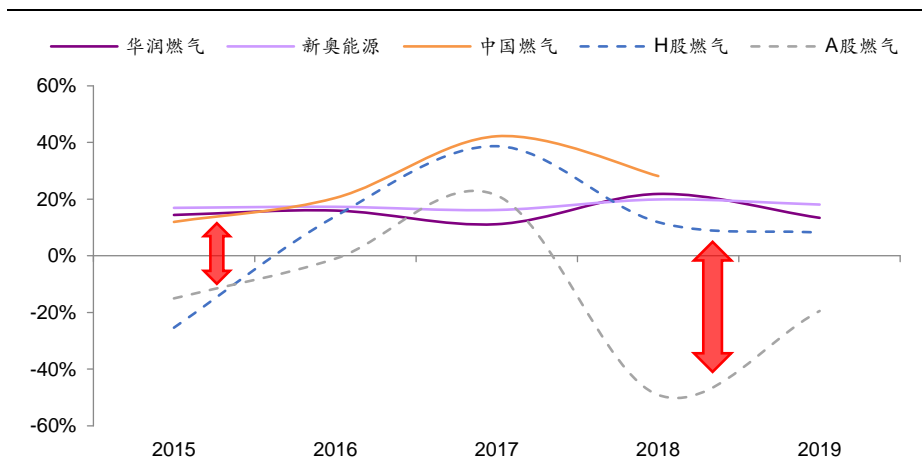
受益于内生外延双重增长，龙头城燃公司市场份额持续提升，业绩成长性、稳定性、盈利水平均显著高于行业平均水平。龙头城燃公司将受益于盈利分化加剧背景下行业集中度的提升。

图 45：龙头城燃公司天然气销售量份额提升



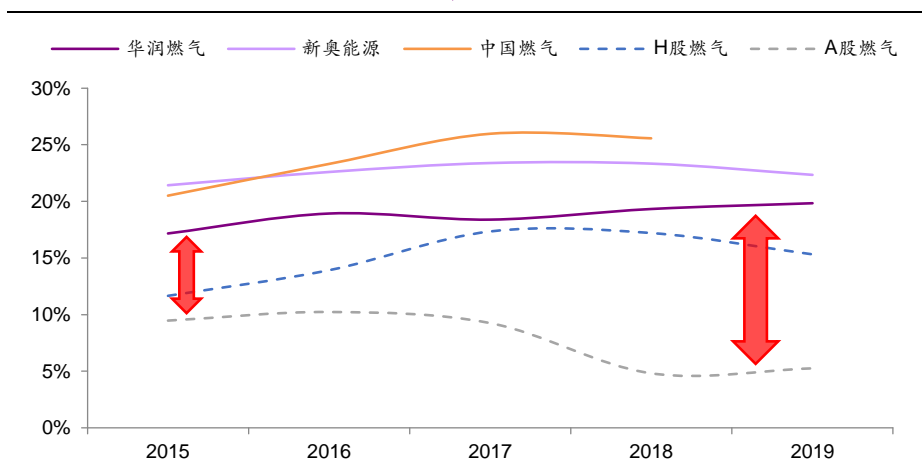
资料来源：Wind，上市公司公告，光大证券研究所（注：单位%，天然气销售量份额=公司全口径零售气量/全国天然气表观消费量，中国燃气财年截至次年3月末）

图 46：城燃行业及龙头公司的净利润增速（%）



资料来源：Wind，上市公司公告，光大证券研究所（注：华润燃气、新奥能源、中国燃气选取核心利润计算增速，中国燃气财年截至次年3月末）

图 47：城燃行业及龙头公司的扣非平均 ROE（%）



资料来源：Wind，上市公司公告，光大证券研究所（注：华润燃气、新奥能源、中国燃气选取核心利润计算 ROE，中国燃气财年截至次年3月末）

## 4、投资建议

维持公用事业“增持”评级，子行业电力“增持”、燃气“买入”评级，相关投资逻辑如下：

2020 年政府工作报告明确要求“降低工商业电价 5% 政策延长到今年年底”，对于发电侧而言，我们认为通过行政性指令降低计划电价的概率较低；在电力市场化改革进程加速背景下，市场化规模的扩张可能拉低发电侧综合上网电价水平，但对于市场化比例基数较高的火电龙头公司整体影响有限，市场对于发电企业上网电价的悲观预期有望修复。电力需求复苏预期下火电利用小时数提升空间可观，煤价仍处于绿色区间内，当前竞争要素有利于火电基本面持续回暖，而真正的估值修复将取决于“去商品化”周期何时结束（或市场预计其将结束），市场化改革“质变”背景下火电重拾“定价权”将重新定义行业合理估值中枢。

考虑到天然气整体需求增速放缓，燃气行业景气度边际下行。受益于内生外延双重增长，龙头城燃公司市场份额持续提升，业绩成长性、稳定性、盈利水平均显著高于行业平均水平。我们判断城燃公司盈利分化加剧，行业集中度有望提升，龙头城燃公司将充分受益。

推荐火电：华能国际（A+H）、华电国际（A+H）；水电：长江电力；燃气：华润燃气（H）、新奥能源（H）、深圳燃气。

表 7：公用事业重点推荐标的

板块	证券代码	公司名称	股价（元）	市值（亿元）	PE		投资评级
					FY20E	FY21E	
火电	600011.SH	华能国际	4.21	661	13	10	买入
火电	0902.HK	华能国际电力股份	2.85	447	8	6	买入
火电	600027.SH	华电国际	3.49	344	9	7	买入
火电	1071.HK	华电国际电力股份	2.31	228	5	5	买入
水电	600900.SH	长江电力	17.53	3,857	17	16	增持
燃气	1193.HK	华润燃气	41.10	951	17	15	买入
燃气	2688.HK	新奥能源	91.35	1,028	14	12	买入
燃气	601139.SH	深圳燃气	6.65	191	14	13	买入

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价、市值时间为 2020 年 6 月 12 日（注：H 股公司股价、市值的货币单位为港元，1 HKD=0.92 CNY）

## 4.1、华能国际（A+H）

### ◆疫情拖累电量，电价同比提升：

受疫情冲击，2020Q1 全国全社会用电量同比下滑 6.5%，火电发电量同比下滑 8.2%。考虑到公司机组区域分布等因素，2020Q1 公司发电量下滑幅度高于全国均值。2020Q1 公司境内电厂发电量 847 亿千瓦时，同比下滑 18.5%；我们测算境内煤机发电量 758 亿千瓦时，同比下滑 20.4%。2020Q1 公司境内市场化交易电量比例 33.3%，同比下降 6.3 个百分点。2020Q1 公司境内电厂平均上网电价 0.422 元/千瓦时，同比基本持平（同比+0.1%）。剔除增值税税率调整影响，我们测算 2020Q1 公司境内电厂不含税电价同比提升约 2.8%。

### ◆煤价下行成本改善，二季度有望业绩兑现：

2020 年 3 月以来，秦皇岛港 5500 大卡动力煤价快速下行。受益于燃料成本改善，公司 2020Q1 毛利率 18.9%，同比、环比分别提升 0.6、7.6 个百分点。由于疫情对公司电量实质冲击较大，2020Q1 成本改善难以全部对冲电量影响，公司 2020Q1 业绩短期承压。2020Q1 公司实现营业收入 404 亿元，同比下滑 11.6%；归母净利润 20.6 亿元，同比下滑 22.4%；扣非归母净利润 20.6 亿元，同比下滑 17.2%。随着复工复产加速，2020Q2 公司电量将有所恢复。此外，考虑到煤炭库存及存货会计处理等因素影响，我们预计煤价快速下行的红利有望集中在 2020Q2 释放。

#### ◆盈利预测与投资评级：

维持盈利预测，预计公司 2020-2022 年的 EPS 分别为 0.33、0.42、0.50 元。当前股价对应华能国际（A）2020-2022 年的 PE 分别为 13、10、8 倍，对应华能国际（H）2020-2022 年的 PE 分别为 8、6、5 倍。维持华能国际（A）、华能国际（H）“买入”评级。

#### ◆风险提示：

上网电价超预期下行，动力煤价格超预期上涨，电力需求超预期下滑，计提大额减值的风险，电力行业改革进度低于预期的风险等。

表 8：华能国际（A+H）业绩预测和估值指标

指标	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入（百万元）	169,861	173,485	165,866	172,548	176,758
营业收入增长率	11.4%	2.1%	-4.4%	4.0%	2.4%
净利润（百万元）	1,439	1,686	5,201	6,568	7,890
净利润增长率	-19.8%	17.2%	208.4%	26.3%	20.1%
EPS（元）	0.09	0.11	0.33	0.42	0.50
ROE（归属母公司）（摊薄）	1.7%	1.7%	5.1%	6.3%	7.3%
P/E（A 股）	46	39	13	10	8
P/E（H 股）	28	24	8	6	5

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2020 年 6 月 12 日，1 HKD=0.92 CNY

## 4.2、华电国际（A+H）

#### ◆疫情冲击用电需求，电量同比减少：

2020Q1 公司营业收入主要受电量拖累。受疫情影响，电力需求疲弱，2020Q1 全国全社会用电量同比下滑 6.5%，火电发电量同比下滑 8.2%。考虑到公司机组区域分布等因素，2020Q1 公司发电量下滑幅度高于全国均值。2020Q1 公司发电量 466 亿千瓦时，同比降低 10.8%（经重述）；按上网电量口径测算市场化交易电量比例 46.7%，同比提升 4.0 个百分点（经重述）。2020Q1 公司平均上网电价 0.412 元/千瓦时，同比下降 1.2%（经重述）；剔除增值税税率调整影响，我们测算不含税电价同比小幅提升。

#### ◆煤价回落成本改善，盈利增速亮眼：

2020 年 3 月以来，秦皇岛港动力煤价快速下行。受益于成本改善，2020Q1 公司毛利率 16.5%，同比、环比分别提升 3.1、1.2 个百分点；ROE 及扣非 ROE 分别为 1.8%、1.7%，均为 2017 年以来单季度最高值。2020Q1 公司归母净利润 11.9 亿元，同比逆势增长 54.4%（经重述），增速显著高于同业，季度盈利持续改善。

#### ◆盈利预测与投资评级：

我们维持盈利预测，预计华电国际（A）2020-2022 年的 EPS 分别为 0.39、0.47、0.54 元，当前股价对应华电国际（A）的 PE 分别为 9、7、6 倍，对应华电国际（H）的 PE 分别为 5、4、4 倍。维持华电国际（A）、华电国际（H）“买入”评级。

## ◆风险提示:

动力煤价格超预期上涨,上网电价超预期下行,电力需求超预期下滑,机组投产进度慢于预期,电力行业改革进度低于预期的风险等。

表 9: 华电国际 (A+H) 业绩预测和估值指标

指标	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入 (百万元)	88,365	93,654	91,215	94,215	96,567
营业收入增长率	11.8%	6.0%	-2.6%	3.3%	2.5%
净利润 (百万元)	1,695	3,407	3,885	4,671	5,298
净利润增长率	294.2%	101.0%	14.0%	20.2%	13.4%
EPS (元)	0.17	0.35	0.39	0.47	0.54
ROE (归属母公司) (摊薄)	3.3%	5.5%	6.1%	7.0%	7.6%
P/E (A 股)	20	10	9	7	6
P/E (H 股)	12	6	5	4	4

资料来源:Wind,光大证券研究所预测,股价时间为 2020 年 6 月 12 日,1 HKD=0.92 CNY

## 4.3、长江电力

## ◆来水偏枯,2019 年发电量总体可观:

2019 年公司水电站来水欠佳,溪洛渡水库、三峡水库来水分别同比偏枯 19.8%、5.6%。公司通过梯级联合调度降低来水偏枯影响,2019 年节水增发电量 99 亿千瓦时。公司 2019 年发电量 2105 亿千瓦时,同比仅降低 2.3%;其中 2019Q4 发电量 502 亿千瓦时,同比降低 2.2%。2019 年市场化交易电量占比 13.9%,同比提升 2.9 个百分点。受电量同比降低等因素影响,公司 2019 年营业收入同比减少 2.6%,其中 2019Q4 营业收入同比减少 3.0%。

## ◆有息负债规模与融资成本双降:

截至 2019 年末,我们测算公司有息负债规模 1214 亿元,同比减少 80 亿元,降幅 6.2%。从有息负债结构来看,2019 年公司债券占比提升。受益于低息债券利率优势,公司综合融资成本持续下降。我们测算公司 2019 年综合融资成本约 4.1%,同比降低 0.3 个百分点。2019 年公司财务费用 52 亿元,同比降低 6.4 亿元;其中利息费用同比降低 7.2 亿元。考虑到低利率环境下公司的债券融资能力,我们判断有息负债及综合融资成本仍存下行空间。

## ◆盈利稳健,分红具备吸引力:

受益于投资收益平滑及费用控制,公司盈利总体稳健,2019 年归母净利润 215 亿元,同比下滑 4.7%。公司重视股东回报,2019 年拟每股派息 0.68 元,对应分红比例 69%,同比提升 3 个百分点。2020 年公司仍执行绝对额(而非比例)指引的派息政策,每股派息不低于 0.65 元,在全球降息背景下,公司分红仍具备吸引力。

## ◆2020Q1 疫情冲击较弱:

2020Q1 溪洛渡水库、三峡水库来水分别同比偏枯 12.5%、偏丰 5.0%,公司发电量 353 亿千瓦时,同比减少 2.4%。受益于水电消纳保障,公司电

量受疫情冲击较弱。2020Q1 公司归母净利润 22.9 亿元，同比下滑 21.5%，主要系交易性股票投资股价变化导致的公允价值变动收益同比波动较大。2020Q1 公司扣非归母净利润 27.4 亿元，同比增长 13.6%；经营现金流 55.9 亿元，同比增长 7.1%，可见其盈利韧性。

#### ◆LDS 项目完成股权交割，拓展业务布局：

2019 年 9 月，公司收购秘鲁 LDS 公司 83.64% 股权。LDS 公司为秘鲁第一大电力公司，主要在秘鲁首都利马地区开展配售电业务。LDS 公司 2019 年实现收入 9.6 亿美元，净利润 1.9 亿美元。2020 年 4 月，公司完成股权交割。LDS 项目并表在即，公司电力产业链延伸和国际化布局将取得实质性进展。

#### ◆盈利预测与投资评级：

暂不考虑乌东德、白鹤滩资产的注入，维持盈利预测，预计公司 2020-2022 年的 EPS 分别为 1.04、1.10、1.12 元，当前股价对应 PE 分别为 17、16、16 倍。看好公司盈利及分红的确定性，以及在全球降息背景下的“类债”优势，维持“增持”评级。

#### ◆风险提示：

来水低于预期，上网电价超预期下行，综合融资成本超预期上行，投资进度及投资收益低于预期，汇率大幅波动的风险等。

表 10：长江电力业绩预测和估值指标

指标	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入（百万元）	51,214	49,874	52,527	55,777	56,277
营业收入增长率	2.1%	-2.6%	5.3%	6.2%	0.9%
净利润（百万元）	22,611	21,543	22,774	24,211	24,736
净利润增长率	1.6%	-4.7%	5.7%	6.3%	2.2%
EPS（元）	1.03	0.98	1.04	1.10	1.12
ROE（归属母公司）（摊薄）	15.9%	14.4%	14.5%	14.6%	14.3%
P/E	17	18	17	16	16
P/B	2.7	2.6	2.5	2.3	2.2

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2020 年 6 月 12 日

## 4.4、华润燃气

#### ◆零售气量持续增长，毛差小幅下滑：

2019 年公司零售气销售量 280 亿立方米，同比增长 15.4%。考虑到公司年内仅新增 3 个城市燃气项目，我们判断公司零售气销售量主要通过内生方式增长。按用户类别看，工业用户用气有效驱动了公司零售气销售量的增长。公司 2019 年零售气毛利 0.58 元/立方米，与 2019H1 相比持平，同比下降 0.02 元/立方米。我们认为公司零售气毛利同比小幅下滑主要与上游供应商涨价、及工业用户（部分存在折价）的占比提升有关。考虑到降低下游用户用能成本背景下公司客户开发策略，我们判断公司零售气毛利仍将略有收窄。



#### ◆宁波、太原项目值得期待：

在城燃项目并购方面，公司秉承审慎原则，精选优质城燃项目。目前公司有序推进宁波、太原项目。我们预计宁波、太原落地将进一步提升公司规模及市占率，在城燃行业内生增速放缓的情况下支撑公司稳健成长。

#### ◆盈利增速稳健，派息比例持平：

受益于城燃业务稳步扩张，公司盈利增速保持稳健。2019 年公司收入 558 亿港元，同比增长 9.1%；股东应占溢利 50.4 亿港元，同比增长 13.3%。2019 年公司拟派末期股息 0.72 港元，全年 DPS 0.87 港元（中期股息 0.15 港元）；全年派息比例 38%，同比持平。考虑到大型城燃项目并购下的资本开支扩张预期及新冠疫情冲击下公司经营的保守展望，公司并未提升派息比例。

#### ◆盈利预测与投资评级：

维持盈利预测，预计公司 2020-2022 年股东应占溢利分别为 55.1、63.1、69.5 亿港元，最新股本对应 EPS 分别为 2.38、2.72、3.00 港元，当前股价对应 PE 分别为 17、15、14 倍。我们看好公司城燃龙头地位和防御优势，维持“买入”评级。

#### ◆风险分析：

港股市场系统性风险，天然气销售量及毛差低于预期，接驳费超预期下调，居民接驳数量低于预期，并购进度不及预期等。

表 11：华润燃气业绩预测和估值指标

指标	2018	2019	2020E	2021E	2022E
收入（百万港元）	51,165	55,835	57,521	64,371	70,990
YoY%	28.4%	9.1%	3.0%	11.9%	10.3%
净利润（百万港元）	4,450	5,043	5,506	6,305	6,950
YoY%	21.8%	13.3%	9.2%	14.5%	10.2%
EPS（港元）	2.04	2.32	2.38	2.72	3.00
ROE（%）	19.3%	19.8%	19.3%	19.4%	18.9%
PE	21	19	17	15	14
PB	3.9	3.5	3.1	2.7	2.4

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价日期为 2020 年 6 月 12 日，报表货币单位为港元）

## 4.5、新奥能源

#### ◆城燃主业持续增长：

2019 年公司零售气销售量 199 亿立方米，同比增长 14.7%；其中工商业用户销售量同比增速 15.9%，占比达到 77.0%。2019 年公司零售气毛差（不含税）0.59 元/立方米，与 2019H1 相比小幅提升 0.01 元/立方米。我们判断 2019H2 毛差回暖主要受益于北方采暖季期间上游气价的温和涨幅，叠加公司较强的顺价能力。2019 年公司新开发住宅用户约 240 万户，同比增长 4.1%，其中农村煤改气用户的贡献同比有所提升。2019 年公司住宅工程安装费约 2539 元/户，同比小幅增长 0.7%，总体保持稳定。

#### ◆衍生业务发展迅速：

2019 年公司综合能源和增值业务增速亮眼，毛利同比增速分别为 231%、126%。2019 年公司综合能源销售量 2886 亿千瓦时，同比增长 137%；在建项目 22 个支撑增长动能。增值业务方面，2019 年公司“格瑞泰”燃气器具等产品销量约 43 万台，同比增长 75.7%；增值业务的整体客户渗透率仅 6%，潜在增长空间可观。

#### ◆核心利润增速可观，派息比例提升：

受益于城燃业务等发展，2016 年以来公司核心利润增速保持 16-20% 的水平，持续增长可观。2019 年公司核心利润同比增长 18.0%，符合管理层指引。公司建议每股派息 1.67 港元，同比增长 40.3%；按核心利润口径计算，派息比例提升至 31.9%。

#### ◆盈利预测与投资评级：

维持盈利预测，预计公司 2020-2022 年 EPS 分别为 5.30、6.18、7.05 元，当前股价对应 PE 分别为 16、14、12 倍，维持“买入”评级。

#### ◆风险分析：

港股市场系统性风险，天然气销售量及毛差低于预期，接驳费超预期下调，综合能源及增值业务拓展不及预期等。

表 12：新奥能源业绩预测和估值指标

指标	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业额（百万元）	60,698	70,183	79,412	91,480	101,841
YoY%	25.7%	15.6%	13.1%	15.2%	11.3%
净利润（百万元）	2,818	5,670	5,969	6,958	7,933
YoY%	0.6%	101.2%	5.3%	16.6%	14.0%
基本 EPS（元）	2.56	5.05	5.30	6.18	7.05
ROE（%）	14.7%	21.9%	19.8%	19.8%	19.5%
PE	34	17	16	14	12
PB	4.4	3.7	3.1	2.7	2.3

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价日期为 2020 年 6 月 12 日，报表货币单位为人民币，1 HKD=0.92 CNY）

## 4.6、深圳燃气

#### ◆2019Q4 主业经营尚可，减值损失及所得税基数效应拖累业绩：

公司 2019 年天然气销售量 31.53 亿立方米，同比增长 14.0%，增速高于全国均值。受益于 LNG 储备调峰项目投产等因素，我们测算公司 2019Q4 天然气销售量 9.0 亿立方米，同比增长 37.7%，增速较 2019Q3 提升 22.8 个百分点。2019Q4 公司营业收入 40 亿元，同比增长 20.9%，增速较 2019Q3 提升 15.5 个百分点；单季度毛利率 21.2%，同比持平。2019Q4 公司归母净利润 1.4 亿元，同比下滑 25.8%。受四季度业绩拖累，公司 2019 年归母净利润仅增长 2.6%，增速同比明显放缓。我们判断 2019Q4 公司主业经营尚可，单季度业绩同比下滑主要与计提减值损失及所得税基数效应有关。

2019Q4 公司计提资产减值损失 0.46 亿元, 主要包括武冈深燃天然气商誉减值 (0.20 亿元)、求雨岭燃气基地液化装置减值。此外, 公司 2018 年 11 月获得高新技术企业资格证书, 执行所得税优惠税率导致 2018Q4 所得税仅为 -0.58 亿元; 2019Q4 所得税 0.50 亿元。

#### ◆重视股东回报, 分红比例逐年提升:

公司历来重视股东回报, 2016 年以来公司分红比例逐年提升。2019 年公司拟每股派息 0.18 元, 分红比例约 49%, 同比提升约 7 个百分点。

#### ◆疫情冲击 2020Q1 业绩, 全年增长值得关注:

2020Q1 公司天然气销售量 7.3 亿立方米, 同比增长 15.8%; 其中电厂、非电厂天然气销售量分别同比增长 148%、2.1%。我们判断电厂销售量增长主要与电厂客户拓展及 2019Q1 增速低基数 (同比下滑 39.1%) 有关, 工商业等非电厂用户受疫情冲击较明显。2020Q1 公司天然气除税平均销售价格 2.85 元/立方米, 同比降低 11.5%, 我们认为主要受阶段性降低部分用户终端气价及用气结构变化 (电厂销售价格较低) 影响。2020Q1 公司归母净利润 2.2 亿元, 同比仅减少约 0.3 亿元 (降幅 8.9%)。预计随着 LNG 储备调峰项目产能爬坡, 考虑到境内外天然气的价差优势, LNG 储备调峰项目贡献利润可观。此外, 公司通过大鹏 TUA 资源利用降低综合购气成本, 收购唯美电力延伸天然气产业链, 全年增长值得期待。

#### ◆盈利预测与投资评级:

维持盈利预测, 预计公司 2020-2022 年的 EPS 分别为 0.46、0.53、0.57 元, 当前股价对应 PE 分别为 14、13、12 倍。看好公司 LNG 储备调峰项目发展, 维持“买入”评级。

#### ◆风险提示:

天然气下游需求增速低于预期, 天然气价差超预期收窄, LNG 储备调峰项目周转率低于预期, LPG 价格大幅波动的风险等。

表 13: 深圳燃气业绩预测和估值指标

指标	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入 (百万元)	12,741	14,025	15,236	16,630	17,644
营业收入增长率	15.2%	10.1%	8.6%	9.1%	6.1%
净利润 (百万元)	1,031	1,058	1,329	1,516	1,649
净利润增长率	16.2%	2.6%	25.6%	14.1%	8.8%
EPS (元)	0.36	0.37	0.46	0.53	0.57
ROE (归属母公司) (摊薄)	11.2%	9.6%	11.2%	12.0%	12.1%
P/E	19	18	14	13	12
P/B	2.1	1.7	1.6	1.5	1.4

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2020 年 6 月 12 日

## 5、风险分析

系统性风险：国内外疫情、经济形势、中美贸易摩擦等超预期变动影响市场投资风格；

### ➤ 电力行业：

价格风险：燃料成本（以燃煤成本为主）是火电公司成本中的最主要部分，动力煤价格超预期上涨，将增加火电公司成本；上网电价超预期下调，减少电力公司收入；

电力需求风险：现阶段电力供应与电力需求匹配，若电力需求增速低于预期，将影响电力公司发电量和利用小时数的增长。

水电来水风险：水电的固定成本占比较高，对水电公司而言，来水量直接影响水电站的发电量，进而影响水电公司利润。来水不及预期，影响水电业绩。

政策风险：电力体制改革、国企改革等推进放缓，影响电力行业的良性发展等。

### ➤ 燃气行业：

管网公司进度风险：若国家管网公司方案落地慢于预期，将导致天然气行业竞争要素的变化滞后。

接驳业务风险：由于接驳业务收费属于高利润的一次性收费，对于收取接驳费的燃气公司而言，新用户接驳数量下滑或接驳费用降低将拖累燃气公司利润。

售气业务风险：售气业务为燃气公司的重要盈利来源。下游需求低于预期等因素将拖累天然气销售量增长，天然气采购成本上涨和价格传导不顺畅将导致毛差收窄，进而影响燃气公司售气业务利润。

## 行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上；
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%；
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%；
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%；
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上；
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。

**基准指数说明：**A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

## 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

## 分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与、不与、也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

## 联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号 写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼