

与其苟延残喘，不如从容燃烧

——公用事业 2019 年度投资策略

行业年度报告

◆公用事业：行业共克时艰，继续推荐火电

在本轮经济增速下行周期中，全社会“共克时艰”对不同行业的影响大相径庭，基本面波动与预期波动不断交错进而带来投资机会。2019年继续看好火电，谨慎看好水电及燃气行业。维持公用事业“增持”评级。

◆火电：与其苟延残喘，不如从容燃烧

我们认为火电行业领先全社会“共克时艰”约两年。经历了2016-2017年基本面持续恶化以及股价的持续下行后，龙头公司股价已于2018年一季度、领先基本面走出“至暗时刻”（参见《电力行业——走出“至暗时刻”》）。当前，火电机组利用率的回升以及2019年可能出现的波动并非股价核心驱动因素；而市场化比例的进一步提升（预计火电让利空间将继续收窄）以及局部上网电价下调带来的基本面损失亦非行业主要矛盾；

在回顾过往多个电力行业景气周期的基础上，我们认为现阶段仍旧不宜对火电行业基本面过于苛刻，目前的配置决策更适合在“望远镜”视野中进行而非“显微镜”。当火电景气度回到合理水平甚至更高的时候，苛刻的基本面要求才是必须的；

我们始终认为，**替代效应**（相对配置价值提升）和**逆周期性**（成本敏感性和波动率明显高于电量敏感性和波动率）仍为2019年火电行业股价走势的核心驱动力。我们坚持前期观点：现阶段经济走弱概率越高，对于电力行业尤其是火电越为有利。在2018年取得明显相对收益之后，仍首推行业龙头：**华能国际、华电国际**，新增一线及地方火电公司推荐：**国电电力、大唐发电、长源电力、皖能电力、粤电力A、建投能源、赣能股份**。

◆水电：任尔风浪狂，明月照大江

根据长短周期判断，我们预计2019年全国水电利用小时大概率不低於2018年但水电行业整体仍欠缺成长性（2020年行业将迎来新一轮装机成长高峰）。大型水电增值税优惠政策到期影响已基本被二级市场消化，作为近似无周期的防御性行业，无需过多基本面分析即可得到“二级市场弱势情况下水电可以较好规避风险”的结论。现阶段仍谨慎推荐水电。建议关注**长江电力、国投电力、川投能源**。

◆燃气：量增逻辑延续，价改加速推进

随着能源结构转型、大气污染治理的推进，自2017年以来燃气行业的市场关注度逐步提升。我们建议精选向上业务布局及向下顺价能力较强的燃气公司，建议关注**深圳燃气、新天然气**。

◆风险分析：

电力行业：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，水电来水不及预期，电力行业改革进度低于预期的风险等。

燃气行业：天然气销售量低于预期，新用户接驳数量下滑或接驳费用降低的风险，购气成本超预期上涨，管输费、配气费进一步下行的风险等。

增持（维持）

分析师

王威（执业证书编号：S0930517030001）

021-52523818

wangwei2016@ebsecn.com

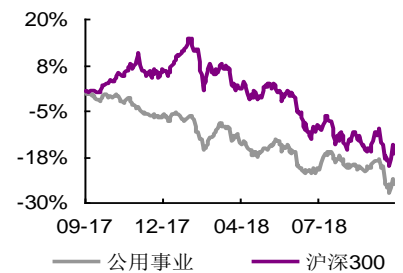
联系人

于鸿光

021-52523819

yuhongguang@ebsecn.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

相关研报

天然气：该出手时就...出不出手？——天然气行业系列报告（五）

.....2018-08-28
“电荒”往事——兼议目前电力股投资机会
.....2018-07-18
电力行业——走出“至暗时刻”
.....2018-03-26

投资聚焦

研究背景

2018年，在宏观经济走弱、中美贸易摩擦等背景下，全社会各行业进入“共克时艰”状态。

2016年至今，电力行业面临的“三座大山”：三去一降一补、煤炭行业供给侧改革、能源结构清洁化，分别从电价、煤炭成本、机组利用率三个方面深刻影响了行业景气度。在2016-2018年的“降成本降负担”过程中，电力产业链各环节、各参与主体的盈利能力基本都被明显压缩（包括大水电增值税优惠政策终止、新能源平价上网等潜在的、可能的政策影响）。

尽管经历电价、煤价等一系列波动，火电行业尤其是龙头公司股价领先于基本面走出“至暗时刻”、收益率明显战胜市场。我们通过本篇报告，对2019年公用事业各子行业的投资机会做出判断。

我们区别于市场的观点

- ▶ 在经历过多年来电力行业的若干次周期波动之后，我们在2017-2018年从未轻言火电的“盈利拐点”；
- ▶ 我们认为电力三要素之间的主要矛盾绝非一成不变。当前时点煤价（而非机组利用率）是影响火电公司股价的核心因素，因此我们目前并不乐于见到火电机组利用率的回升。基于此，我们始终坚持“现阶段，经济向下概率越高，对火电股越有利”的观点；
- ▶ 我们通过“新”、“旧”行业的拆分，对2019-2020年全社会用电量及机组利用率进行了预测。

投资观点

维持公用事业“增持”评级，建议继续增加火电行业配置。

电力行业：在回顾过往多个电力行业景气周期的基础上，我们认为现阶段仍旧不宜对火电行业基本面过于苛刻，目前的配置决策更适合在“望远镜”视野中进行而非“显微镜”。当火电景气度回到合理水平甚至更高的时候，苛刻的基本面要求才是必须的；

替代效应（相对配置价值提升）和逆周期性（成本敏感性和波动率明显高于电量敏感性和波动率）仍为2019年火电行业股价走势的核心驱动力。我们坚持前期观点：现阶段经济走弱概率越高，对于电力行业尤其是火电越为有利。在2018年取得明显相对收益之后，仍首推行业龙头：华能国际、华电国际，新增一线及地方火电公司推荐：国电电力、大唐发电、长源电力、皖能电力、粤电力A、建投能源、赣能股份。建议关注水电：长江电力、国投电力、川投能源。

燃气行业：随着能源结构转型、大气污染治理的推进，自2017年以来燃气行业的市场关注度逐步提升。我们认为，建议关注向上业务布局及向下顺价能力较强的燃气公司，建议关注深圳燃气、新天然气。

目 录

1、 火电—与其苟延残喘，不如从容燃烧.....	7
1.1、 当大周期出现—拿出望远镜，暂时收起显微镜.....	7
1.2、 2019 火电股的核心逻辑：替代效应与逆周期性.....	9
1.3、 火电机组利用率超预期回升，但并非当下电力股核心驱动因素.....	12
1.4、 2018 行业热点解析.....	15
1.5、 一致预期形成之后怎么办？二线火电是新增选择.....	22
2、 水电：任尔风浪狂，明月照大江.....	23
2.1、 来水大概率不差于 2018 年.....	23
2.2、 等待 2020 年的新一轮成长.....	24
2.3、 增值税影响已基本消化，关注防御属性.....	25
3、 燃气行业：量增逻辑延续，价改加速推进.....	26
3.1、 增长驱动因素犹在，量增逻辑延续.....	26
3.2、 价改加速推进，期待配气费落地.....	29
4、 投资建议.....	31
5、 重点推荐公司.....	32
5.1、 华能国际（600011.SH）：火电龙头公司，期待业绩弹性释放.....	32
5.2、 华电国际（600027.SH）：盈利持续改善，业绩弹性可观.....	33
5.3、 国电电力（600795.SH）：装机规模扩张，盈利持续改善.....	34
5.4、 大唐发电（601991.SH）：内生外延增长，期待盈利持续修复.....	35
5.5、 长源电力（000966.SZ）：专注湖北区域，业绩弹性可见.....	36
5.6、 皖能电力（000543.SZ）：安徽火电龙头，装机持续优化.....	38
5.7、 粤电力 A（000539.SZ）：广东电力龙头，盈利修复可待.....	40
5.8、 建投能源（000600.SZ）：坐拥区位优势，期待煤价回落.....	42
5.9、 赣能股份（000899.SZ）：江西地方电企，静待煤价下行.....	44
6、 风险分析.....	45
7、 附录.....	46
7.1、 电力供需与火电机组利用率预测.....	46
7.2、 增值税税率调整对公用事业影响几何？.....	55

图表目录

图 1：“显微镜”中的火电指数及火电龙头股相对收益走势	7
图 2：“望远镜”看火电—看清大周期，抓主要矛盾，获相对收益	8
图 3：影响电力行业的长、短期因素及影响程度	9
图 4：本轮周期中电力行业面对的“三座大山”	10
图 5：火电板块相对于全部 A 股的 PB 及 ROE 走势	11
图 6：火电板块相对于全部 H 股的 PB 及 ROE 走势	11
图 7：火电股的替代效应—单季度 ROE 历史走势	12
图 8：全部 A 股、港股 ROE 情况	12
图 9：累计利用小时数同比增长（小时）	13
图 10：火电行业年度机组利用率（小时）	13
图 11：高毛利率状态下煤价和机组利用率各下跌 1%对业绩的影响对比图	14
图 12：低毛利率状态下煤价和机组利用率各下跌 1%对业绩的影响对比图	14
图 13：火电行业盈利情况	14
图 14：电力装机、备用容量与负荷间的关系	15
图 15：电力负荷曲线与缺电因素分析（2011 年）	16
图 16：煤电市场化平均交易电价	17
图 17：水电市场化平均交易电价	17
图 18：广东累计市场电占比及增速	17
图 19：广东当月市场电量结构	18
图 20：广东市场电当月价差	18
图 21：广东市场电月度价差与煤价情况	19
图 22：动力煤价格区域	20
图 23：水电累计利用小时同比增长	24
图 24：我国十三大水电基地分布图	24
图 25：我国大型水电基地已建成规模及规划目标（万千瓦）	25
图 26：长江电力增值税返还情况	25
图 27：国投电力增值税返还情况	25
图 28：水电 PE-TTM	26
图 29：天然气消费量增速	27
图 30：天然气行业固定资产投资完成额同比增速（%）	27
图 31：天然气供给量（亿立方米）	28
图 32：中石油 2018 年冬春季天然气保供合同策略	29
图 33：天然气价格改革示意图	30
图 34：用电量增速与经济增速“脱钩”	46
图 35：电能替代情况	47
图 36：我国数据中心耗电量及增速	47

图 37：数据中心的发展阶段.....	48
图 38：2018-2020 年我国 IDC 市场收入预测	48
图 39：2018-2020 年数据中心耗电量预测.....	49
图 40：比特币全网算力能耗.....	50
图 41：比特币矿池算力份额分布	51
图 42：我国电力消费弹性系数.....	52
图 43：公共财政税收收入结构.....	56
图 44：增值税对利润表科目的影响.....	57
表 1：近期推进电力市场化相关政策.....	16
表 2：广东电力市场交易品种建设情况	17
表 3：2018、2019 年煤炭中长期合同签订履行政策的比较.....	19
表 4：华能国际敏感性测算备考数据	20
表 5：华能国际 2019 年归母净利润的敏感性测算（亿元）.....	21
表 6：华电国际敏感性测算备考数据	21
表 7：华能国际 2019 年归母净利润的敏感性测算（亿元）.....	22
表 8：一线滞涨及二线火电公司盈利弹性测算	23
表 9：天然气销售价格下调和售气量增长对毛利的影响（高毛利方案）.....	31
表 10：天然气销售价格下调和售气量增长对毛利的影响（低毛利方案）.....	31
表 11：行业重点上市公司盈利预测、估值与评级.....	32
表 12：华能国际业绩预测和估值指标.....	33
表 13：华电国际可比公司估值表	34
表 14：华电国际业绩预测和估值指标.....	34
表 15：国电电力业绩预测和估值指标.....	35
表 16：大唐发电业绩预测和估值指标.....	36
表 17：长源电力主营业务盈利预测表.....	37
表 18：长源电力可比公司估值表	38
表 19：长源电力业绩预测和估值指标.....	38
表 20：皖能电力主营业务盈利预测表.....	39
表 21：皖能电力可比公司估值表	40
表 22：皖能电力业绩预测和估值指标.....	40
表 23：粤电力 A 主营业务盈利预测表	41
表 24：粤电力 A 可比公司估值表.....	41
表 25：粤电力 A 业绩预测和估值指标	42
表 26：建投能源主营业务盈利预测表.....	43
表 27：建投能源可比公司估值表	43
表 28：建投能源业绩预测和估值指标.....	43

表 29：赣能股份主营业务盈利预测表	44
表 30：赣能股份可比公司估值表	45
表 31：赣能股份业绩预测和估值指标	45
表 32：近期主流比特币 ASIC 矿机参数	50
表 33：电源效率假设表	50
表 34：全球比特币挖矿用电量	51
表 35：中国比特币挖矿用电量测算	52
表 36：全社会用电量预测（方法一）	53
表 37：各产业 GDP 增速及电力消费弹性系数假设	53
表 38：全社会用电量预测（方法二）	54
表 39：各电源形式装机容量预测	54
表 40：全口径发电量预测	55
表 41：利用小时数预测表（小时）	55
表 42：公用事业主要项目增值税税率情况	56
表 43：公用事业主要项目增值税优惠政策	56
表 44：火电、水电、燃气模型公司测算备考数据	57
表 45：增值税税率下调的不同情景假设	58
表 46：增值税税率下调 1 个百分点对火电模型公司利润的影响	59
表 47：增值税税率下调 1 个百分点对水电模型公司利润的影响	59
表 48：增值税税率下调 1 个百分点对燃气模型公司利润的影响	59
表 49：增值税税率下调 1 个百分点对公用事业上市公司的利润影响测算	60

1、火电—与其苟延残喘，不如从容燃烧

1.1、当大周期出现—拿出望远镜，暂时收起显微镜

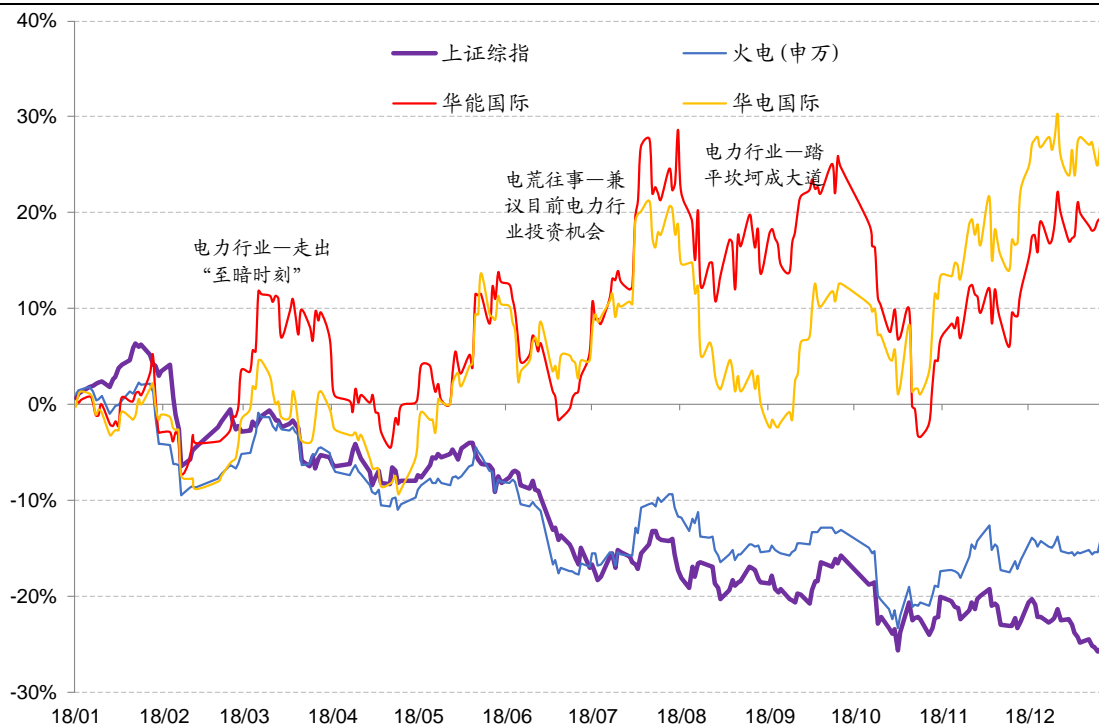
2018年3月，我们在深度报告《电力行业—走出“至暗时刻”》中，已经明确阐述我们为何认为行业向上大周期已经开启，并从多个角度剖析了电力行业的“底部”特征。

2018年7月，我们在深度报告《电荒往事—兼议目前电力行业投资机会》中，对看似宽松的电力供应形势进行了深度分析，进而得出火电电价下调空间、概率都极小的结论。

2018年9月，我们在深度报告《电力行业—踏平坎坷成大道》中，对部分省份上网电价的调整进行了详细解析，明确提出“我们自2018年一季度以来推荐火电行业的中期逻辑并未被破坏。电力股的替代效应（相对配置价值提升）和逆周期性（成本敏感性高于电量敏感性）仍为行业的核心驱动力，现阶段经济走弱概率越高，对于电力行业越为有利。”

我们认为，现阶段仍旧不宜对火电行业基本面过于苛刻，目前对火电行业配置决策更适合在“望远镜”视野中进行而非“显微镜”。

图1：“显微镜”中的火电指数及火电龙头股走势



资料来源：Wind，光大证券研究所

从上图我们很容易看出火电尤其是火电龙头在2018年已经有了明显相对收益，从而对下一阶段的走势产生“恐高”情绪。那么我们换“望远镜”，看看我们到底处在火电周期的什么阶段。

图 2：“望远镜”看火电—看清大周期，抓主要矛盾，获相对收益



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：1、图中折线为2000-2018年申万火电指数相对上证指数的累计相对收益走势；2、图中柱状图为对应交易区间内申万火电指数日涨幅超过上证指数0.5%以上或低于上证指数0.5%以上的天数占比）

相信上图可以足够清晰的描述目前火电行业在其自身周期中所处的位置。如果我们连历史都不相信，那么我们对未来做判断的依据何来呢？从图 1、图 2 中我们可以得到以下几个主要结论：

- 火电行业处在大周期底部向上的过程中（包括基本面和股价）；
- 即便 2018 年龙头公司有超过 40% 的相对收益，中间的过程仍旧是充满波折、反复的——次要矛盾和市场噪音对股价的影响从不会缺席，因此坚定的抓住主要矛盾才显得更为重要；
- 大周期的波动一定会超过理性分析得到的“均值”（否则均值就没意义了）。

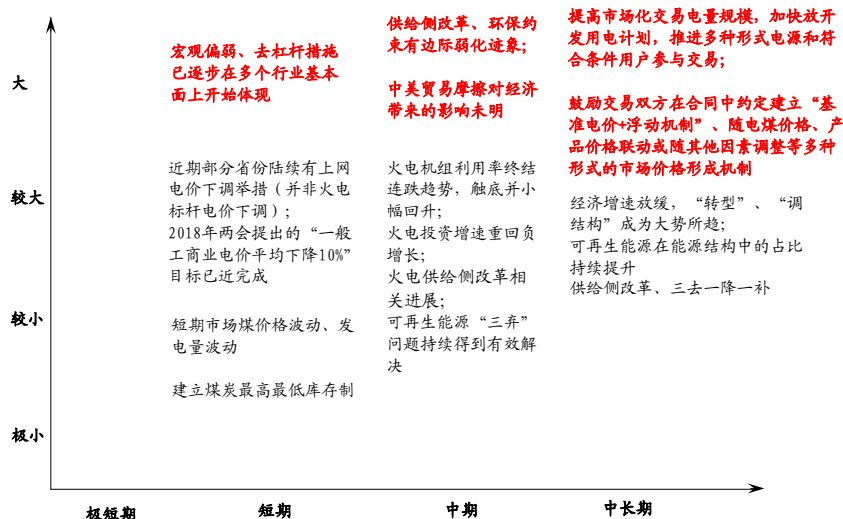
同时，我们不能从图 1、图 2 中得到的结论是：这次向上周期的空间、节奏。这需要对基本面和市场情绪的持续的跟踪和观察。

1.2、2019 火电股的核心逻辑：替代效应与逆周期性

2016 年至今，电力行业面临的“三座大山”：三去一降一补、煤炭行业供给侧改革、能源结构清洁化，分别从电价、煤炭成本、机组利用率三个方面深刻影响了行业景气度。

我们知道，任何一个大型行业必然受到包括宏观背景、产业结构、产业链主体的行为等多重因素的影响，甚至各种短期因素也会对行业产生明显影响。电力行业相比大多数行业而言少了库存、进出口等重要影响因素，但经过梳理，其亦有为数不少的关注点。2017 年至今，影响电力股基本面、股价走势的中长期因素如下：

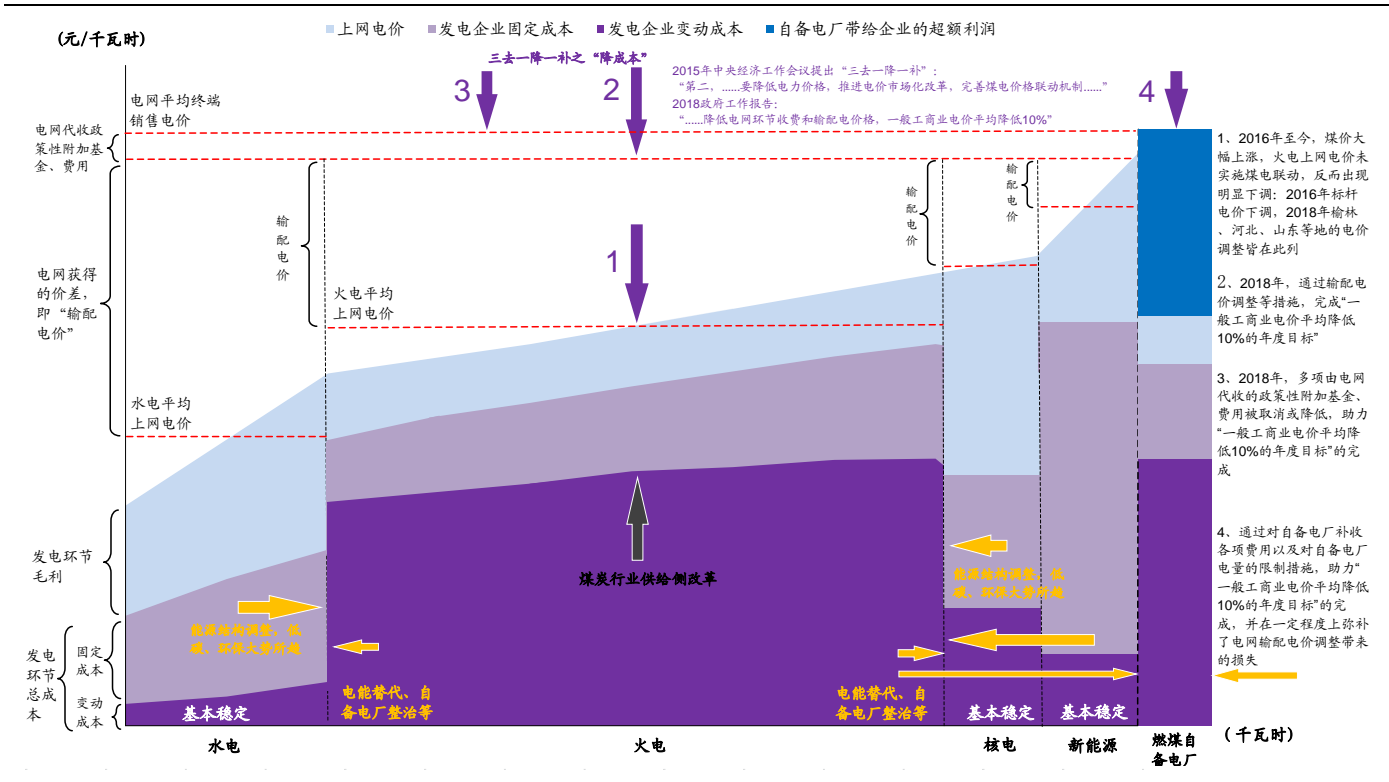
图 3：影响电力行业的长、短期因素及影响程度



资料来源：光大证券研究所

由下图可直观看出，电力产业链各环节、各参与主体的盈利能力基本都在2016-2018年的“降成本降负担”过程中被明显压缩（包括大水电增值税优惠政策终止、新能源平价上网等潜在的、可能的政策将会带来的影响）。我们认为，继续挖潜、降低用能成本的空间已经不大，尤其是在盈利受压缩最严重的火电行业，继续合理挖潜的空间几乎没有。

图 4：本轮周期中电力行业面对的“三座大山”



资料来源：光大证券研究所

2018年3月我们在深度报告《电力行业——走出“至暗时刻”》中明确提出：

“2017年我们始终强调，压制火电景气度的“三座大山”并未出现松动迹象，在此期间，季度级别的业绩改善并不能给火电板块带来预期中的收益。2018开年宏观偏弱，底部位置的逆周期火电股及传统防御性水电股的配置价值较2016-2017年明显提升。”

“2018宏观经济开局偏弱且预期缺乏亮点，国际贸易形势复杂化，火电行业基本面和估值均已在底部，我们认为火电作为稀有的“逆周期”行业，将逐步走出“至暗时刻”并发挥对冲宏观经济风险的作用，建议增加配置。”

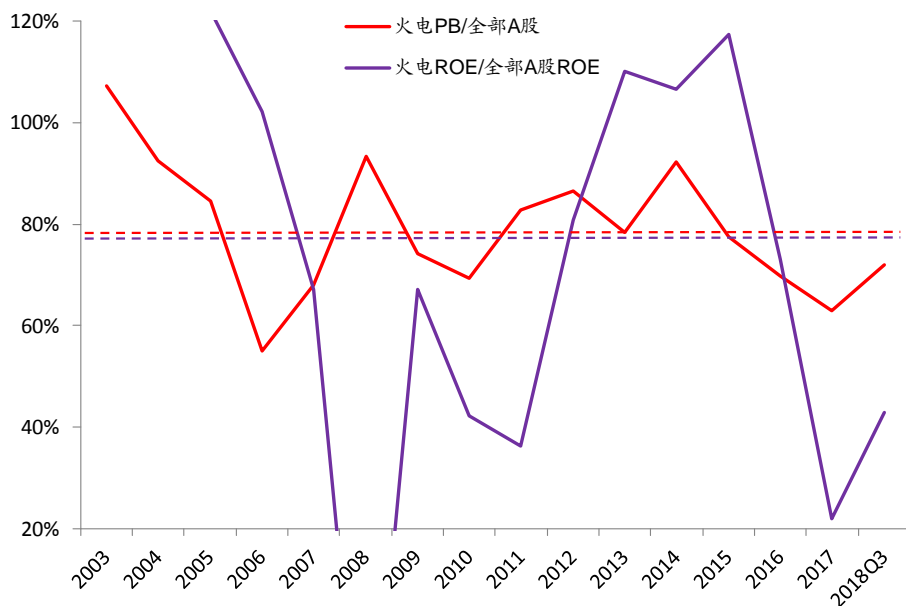
虽然经历了一系列电价调整、煤价波动带来的预期扰动，但我们3月份开始推荐电力板块尤其是火电板块的逻辑，仍然成立甚至得到了强化。近期持续偏弱的宏观经济形势已经逐步在多个行业基本面及二级市场走势上得到体现，同时，在通胀预期、下游行业承受能力等方面压力的作用下，供给侧改革及环保约束有边际走弱的迹象和趋势。

我们认为，2019年看好火电股的逻辑仍未发生改变，即替代效应与逆周期性。

- 替代效应：经济处于下行周期时，传统的周期性行业及其它受益于经济上行的板块，其景气度能否持续上行甚至能否维持，将打上问号。上述行业的配置价值下降将使电力板块的相对配置价值提升；

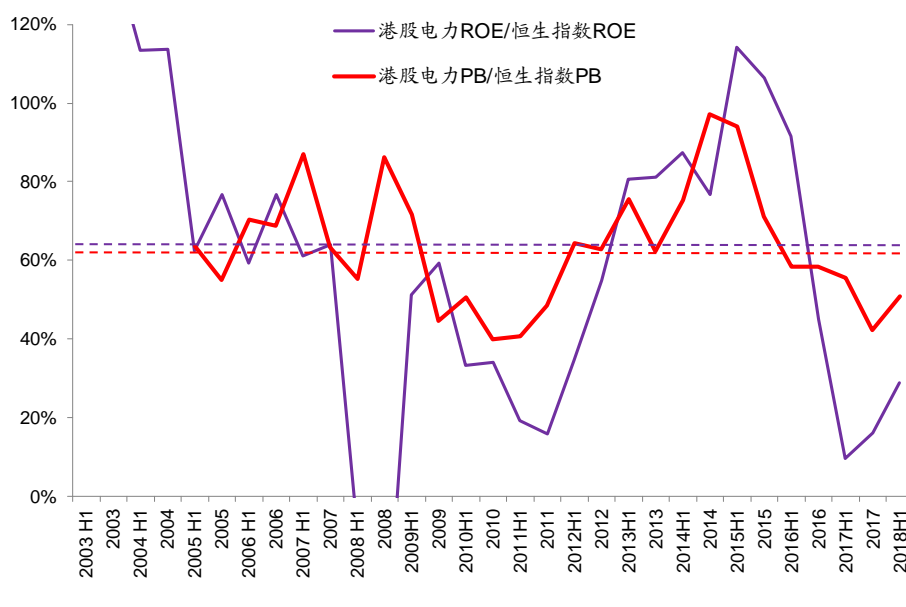
- 逆周期性：作为一直以来的“逆周期”行业，火电行业在经济下行阶段，将受益于成本敏感性高于电量敏感性这一特性，进而展现出对冲宏观经济下行的特质。

图 5：火电板块相对于全部 A 股的 PB 及 ROE 走势



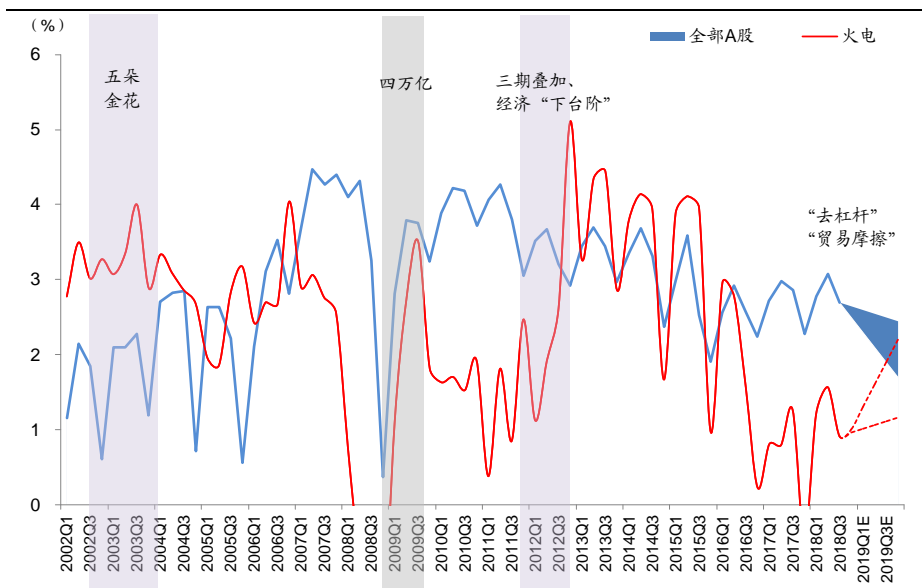
资料来源：Wind，光大证券研究所

图 6：火电板块相对于全部 H 股的 PB 及 ROE 走势



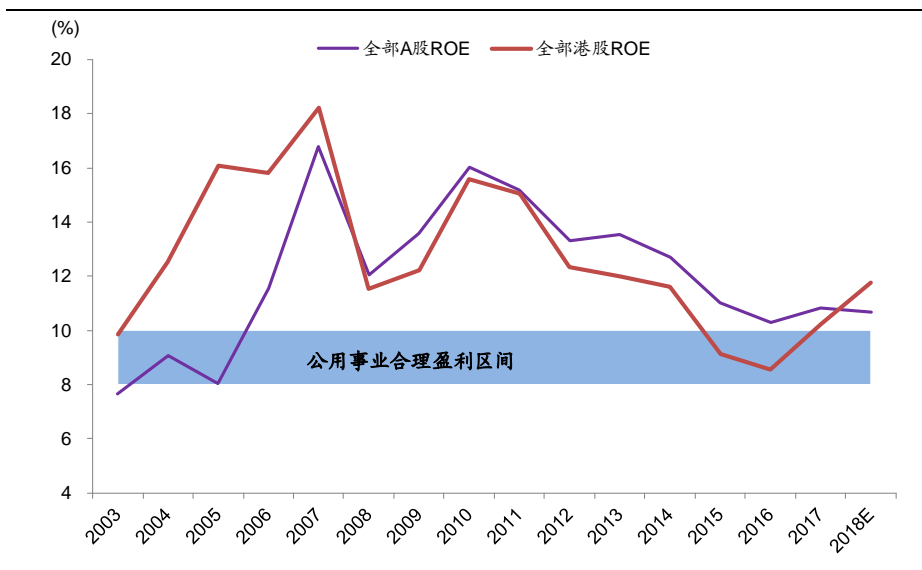
资料来源：Wind，光大证券研究所

图 7：火电股的替代效应—单季度 ROE 历史走势



资料来源：Wind，光大证券研究所预测

图 8：全部 A 股、港股 ROE 情况

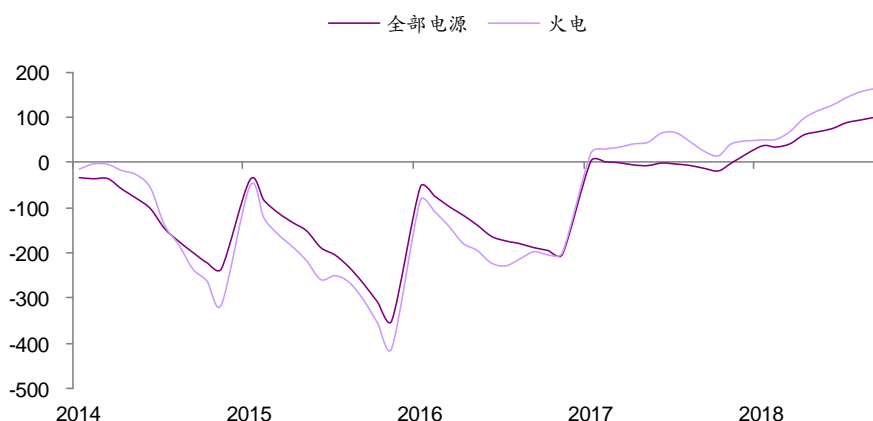


资料来源：Wind，光大证券研究所预测

1.3、火电机组利用率超预期回升，但并非当下电力股核心驱动因素

2018 年以来，受温度、电能替代等因素影响，用电需求大幅增长拉动火电机组利用率超预期回升。2018 年 1-10 月，火电累计利用小时数同比增长 165 小时，为近 5 年最高值。

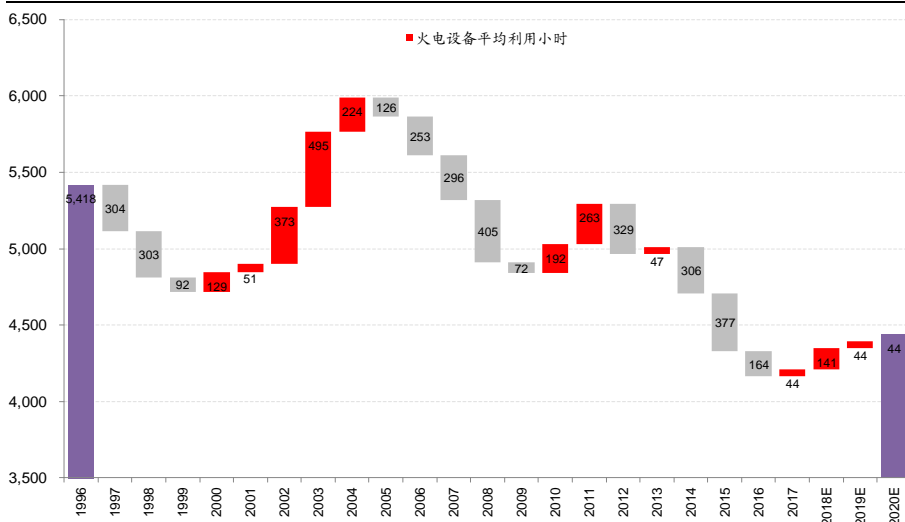
图 9：累计利用小时数同比增长（小时）



资料来源：Wind，光大证券研究所

目前火电行业处于“机组利用率历史底部”这一结论的成立，有赖于 2017 年火电行业供给侧改革的开始及良好推进。我们预计 2019-2020 年火电机组利用率于 2018 年持平或小幅波动（可能是正向也可能是负向）是一个中性预测。

图 10：火电行业年度机组利用率（小时）

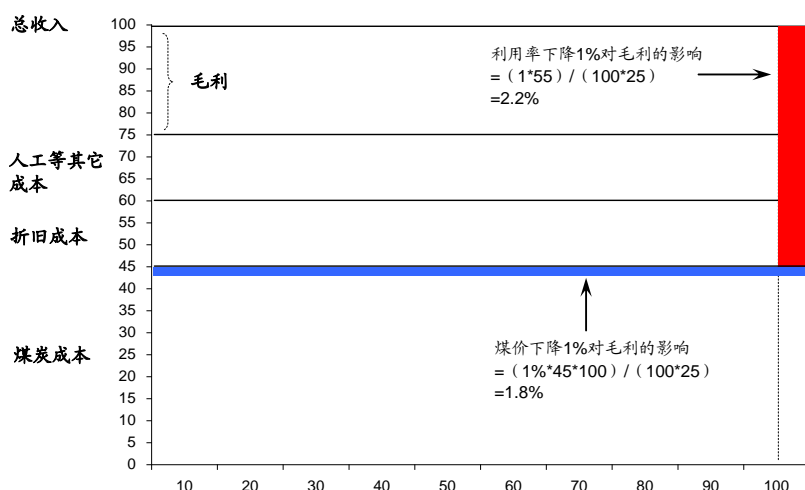


资料来源：Wind，光大证券研究所预测

在盈利水平的不同阶段，煤价、利用小时数对火电盈利的敏感性不尽相同：在高景气度阶段，利用小时数对火电盈利的敏感性高于煤价；而在低景气度阶段，火电盈利对煤价的变动更为敏感。

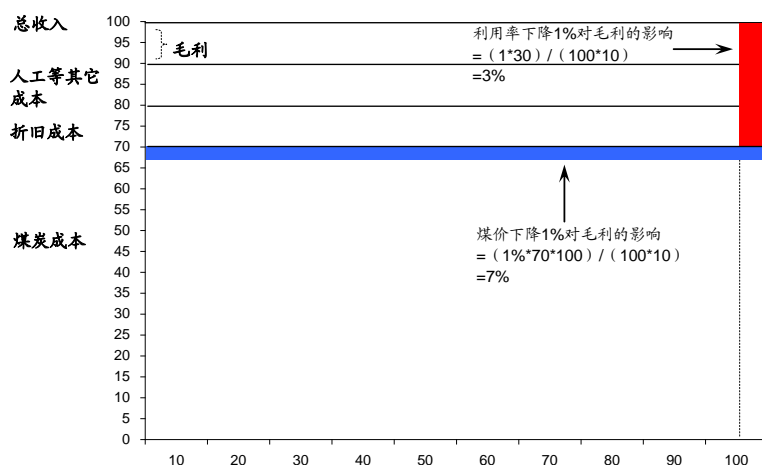
现阶段，火电行业正在走出“至暗时刻”，煤价变化对火电盈利的修复起到至关重要的作用。

图 11：高毛利率状态下煤价和机组利用率各下跌 1%对业绩的影响对比图



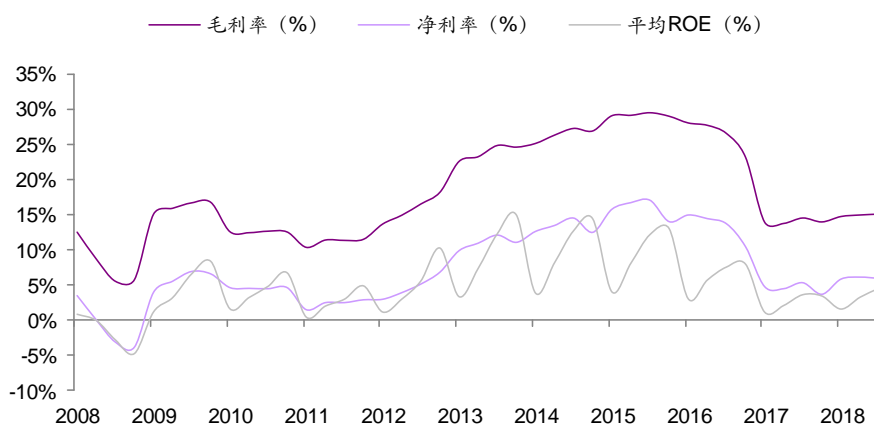
资料来源：光大证券研究所（注：横、纵坐标轴单位分别为千瓦时、元）

图 12：低毛利率状态下煤价和机组利用率各下跌 1%对业绩的影响对比图



资料来源：光大证券研究所（注：横、纵坐标轴单位分别为千瓦时、元）

图 13：火电行业盈利情况



资料来源：Wind，光大证券研究所

1.4、2018 行业热点解析

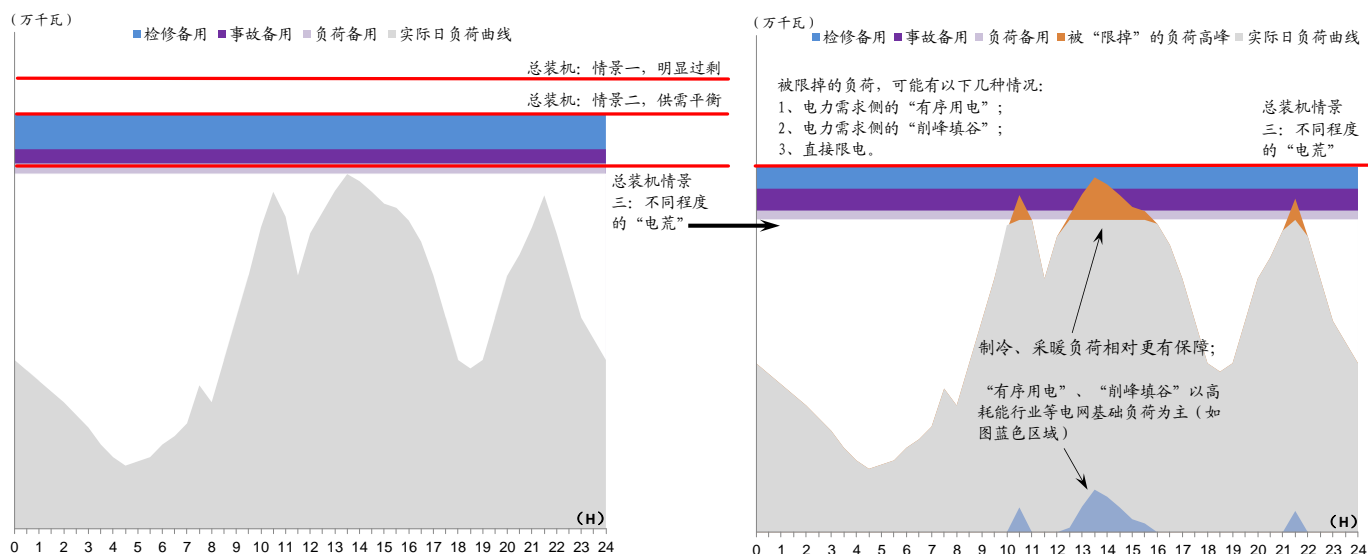
1.4.1、火电的自救——局部电荒并不遥远

我国电力供应形势自 2012 年以来始终处于宽松平衡甚至略微过剩状态。火电行业机组利用率于 2016 年创出历史新低，2017 至 2018 上半年虽有小幅回升但总体仍处于明显低于历史均值的状态。2018 年二季度以来部分地区出现了负荷创新高、供应有缺口等一系列电力供需问题，与近几年来市场所认知的“电力行业产能过剩”形成了较为鲜明的反差。

我们认为，目前电力行业中的火电行业产能过剩这一命题是成立的，火电机组发电小时位于历史最低点、国家大力推进火电行业供给侧改革等都是印证。供应的短缺甚至媒体所报道的“电荒”，主要是两方面原因造成的：1、我国用电结构的持续变化、演进；2、目前火电行业不甚理想的资产负债表以及盈利状况。

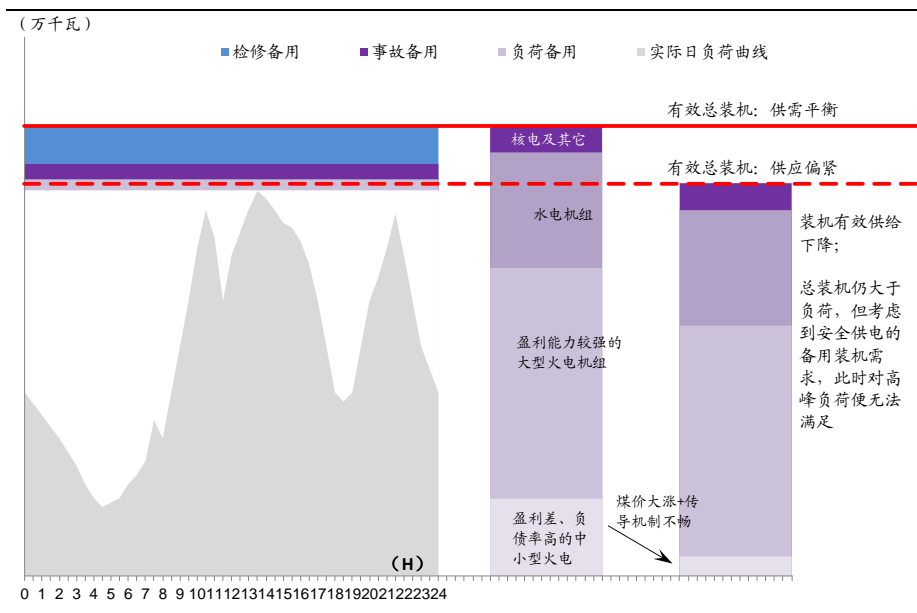
随着我国最高用电负荷持续高速增长、可控装机增速偏慢的现状的持续以及火电行业整体资产负债表的高负债率低利润率运行的状态延续，未来电力供应的偏紧区域、时段将会逐步增多。与之相对应，火电行业的“定价权”将会持续提升。

图 14：电力装机、备用容量与负荷间的关系



资料来源：光大证券研究所

图 15：电力负荷曲线与缺电因素分析（2011 年）



资料来源：光大证券研究所

1.4.2、电力市场化加码，火电让利有望继续收窄

自 2015 年新一轮电力体制改革启动以来，按照“管住中间、放开两头”的体制架构，我国电力市场建设进程加快推进，近年来相关政策频出。2018 年 7 月，国家发改委、国家能源局联合出台《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》，明确要求提高市场化交易电量规模，加快放开发用电计划，推进多种形式电源和符合条件用户参与交易，2018 年全面放开煤炭、钢铁、有色、建材 4 个行业用户发用电计划。此外，政策鼓励交易双方在合同中约定建立“基准电价+浮动机制”、随电煤价格、产品价格联动或随其他因素调整等多种形式的市场价格形成机制。

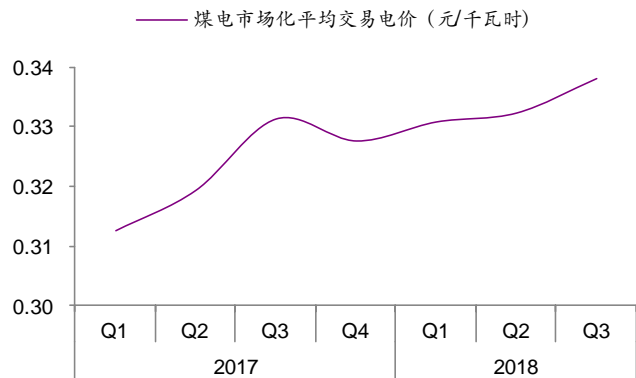
随着市场化交易电量规模增长，电力市场化交易行为逐步趋于理性，叠加动力煤价高位波动，火电（尤其是煤电）市场化平均交易电价水平总体回升。由于水电发电量与来水的季节性变化极度相关，水电市场化平均交易电价随季节呈现波动趋势。

表 1：近期推进电力市场化相关政策

时间	政策名称	相关内容
2017-03	国家发展改革委 国家能源局关于有序放开发用电计划的通知（发改运行〔2017〕294号）	加快组织发电企业与购电主体签订购电协议（合同）。 逐年减少既有燃煤发电企业计划电量。 新核准发电机组积极参与市场交易。 规范和完善市场化交易电量价格调整机制。
2017-08	国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知（发改办能源〔2017〕1453号）	2018 年底前启动电力现货市场试运行。 选择南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等 8 个地区作为第一批试点，加快组织推动电力现货市场建设工作。
2018-07	国家发展改革委 国家能源局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（发改运行〔2018〕1027号）	2018 年放开煤炭、钢铁、有色、建材等 4 个行业电力用户发用电计划，全电量参与交易，并承担清洁能源配额。 完善中长期合同交易电量价格调整机制，鼓励交易双方在合同中约定建立“基准电价+浮动机制”、随电煤价格、产品价格联动或随其他因素调整等多种形式的市场价格形成机制。

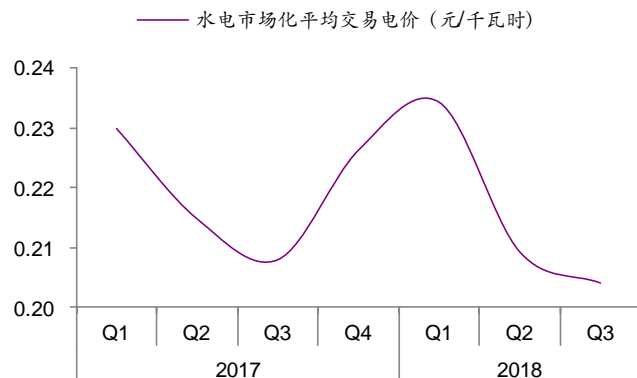
资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

图 16: 煤电市场化平均交易电价



资料来源: 中电联, 光大证券研究所

图 17: 水电市场化平均交易电价



资料来源: 中电联, 光大证券研究所

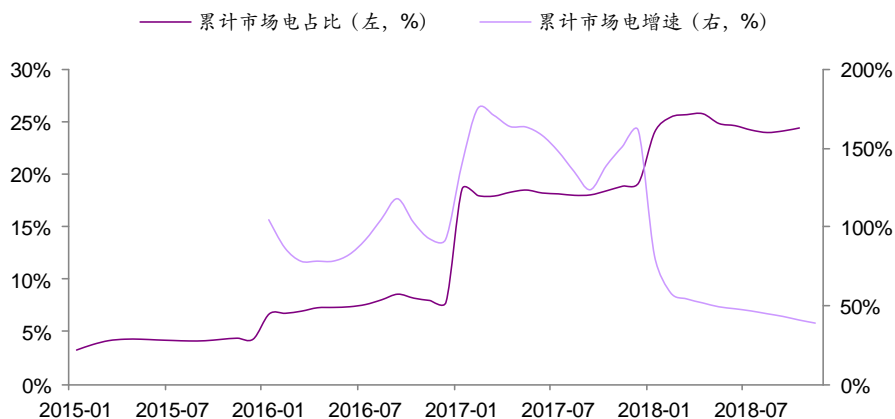
作为全国最活跃的省级电力市场之一, 广东在全国电力市场化改革进程中成果显著。广东电力市场体系交易品种和市场体系较为完善, 目前已形成双边协商、集中竞价、挂牌交易等交易方式, 形成一二级衔接、场内外互补的批发市场品种架构。

表 2: 广东电力市场交易品种建设情况

交易类型	交易品种	交易方式	价格方式
一级市场	场外交易	年度双边协商交易	双边协商 协商确定
	场内交易	年度合同电量集中交易	双挂双摘 挂牌价格
		月度集中竞争交易	集中竞争 统一出清
二级市场	场内交易	发电合同转让集中交易	配对撮合 平均价差对
	场外交易	发电合同转让协商交易	双边协商 协商确定

资料来源: 广东电力交易中心, 光大证券研究所整理

图 18: 广东累计市场电占比及增速

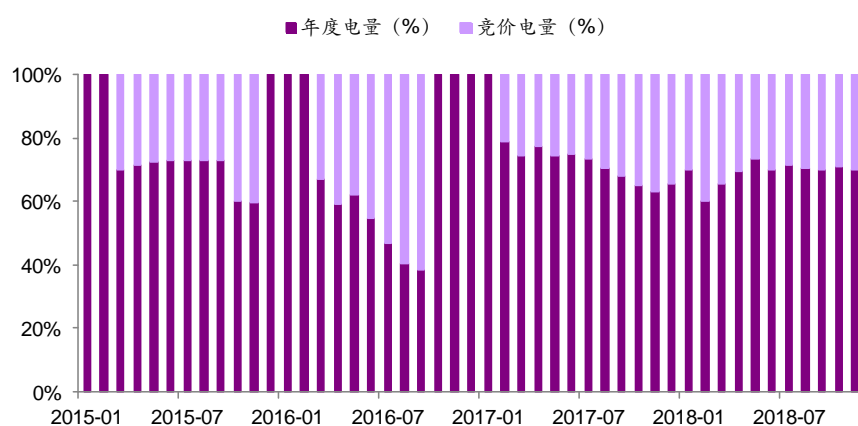


资料来源: Wind, 广东电力交易中心, 光大证券研究所 (注: 广东市场电量=年度交易电量+月度分解电量+月度竞价电量, 广东市场电占比=广东市场电量/广东全社会用电量*100%)

自 2015 年以来,广东市场电规模逐步扩张,累计市场电占比从 2015 年 3~5% 提升至 2018 年 24~26% 的水平;受规模基数的影响,2018 年广东市场电规模增速较 2016~2017 年有所放缓。

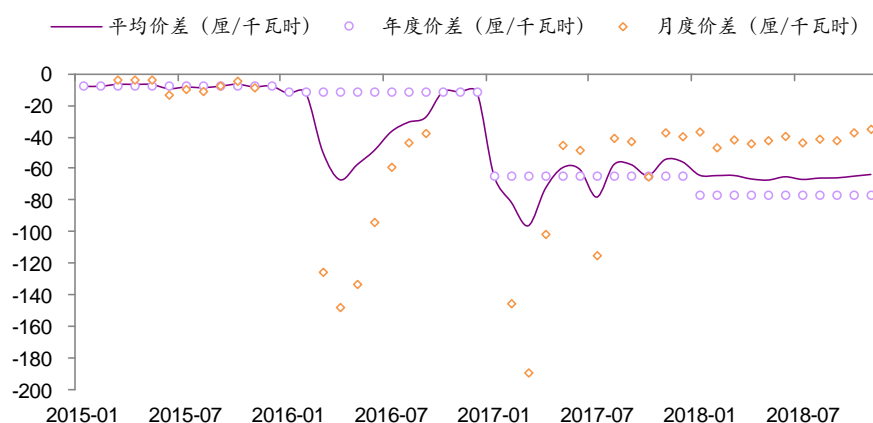
从市场电结构来看,市场自主形成以年度交易为主、月度集中竞争为辅的格局,因而市场电量平均价差受年度价差的影响较大。月度竞价对供需格局的反映更为及时有效。自 2017 年以来,随着煤价提升和市场行为趋于理性,月度竞价价差逐步收窄的趋势确立。我们认为,随着市场化改革的进一步推进,电力的商品属性逐步显现,市场电价将更多反映电力市场供需格局,发电企业(尤其是火电企业)让利幅度有望持续收窄。

图 19: 广东当月市场电量结构



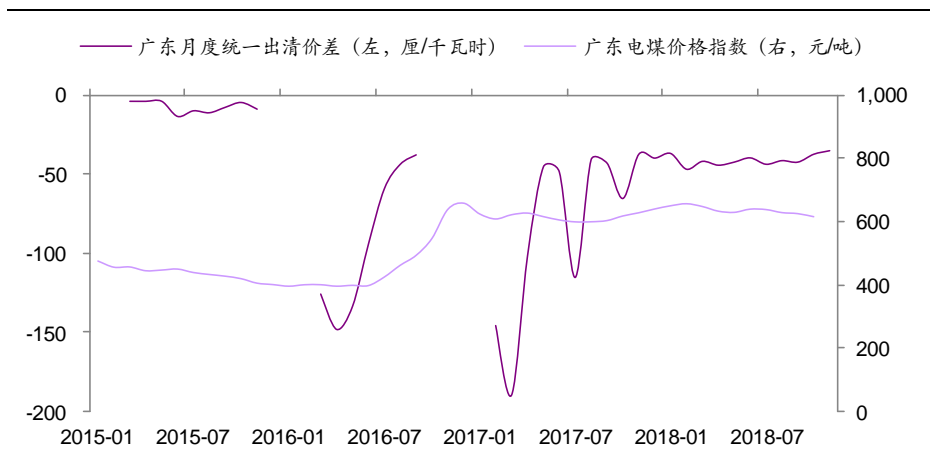
资料来源: Wind, 广东电力交易中心, 光大证券研究所 (注: 广东市场电量=年度交易电量+月度分解电量+月度竞价电量, 广东市场电占比=广东市场电量/广东全社会用电量*100%)

图 20: 广东市场电当月价差



资料来源: Wind, 广东电力交易中心, 光大证券研究所 (注: 年度价差指年度交易电量成交平均申报价差, 月度价差指月度集中竞争交易统一出清价差)

图 21：广东市场电月度价差与煤价情况



资料来源：Wind，广东电力交易中心，光大证券研究所

1.4.3、火电盈利受益于长协煤比例提升、市场煤价下行

2018 年 11 月，国家发改委发布《国家发展改革委办公厅关于做好 2019 年煤炭中长期合同签订履行有关工作的通知》（发改办运行〔2018〕1550 号）。

与 2018 年相关政策相比，本次政策最大的亮点在于国家发改委对 2019 年煤炭中长期合同价格进行约束，即各种中长期合同形式的价格原则上应稳定在绿色区间（500~570 元/吨）以内，对外购煤长协确因采购成本较高的，价格应不超过黄色区间上限（600 元/吨）。

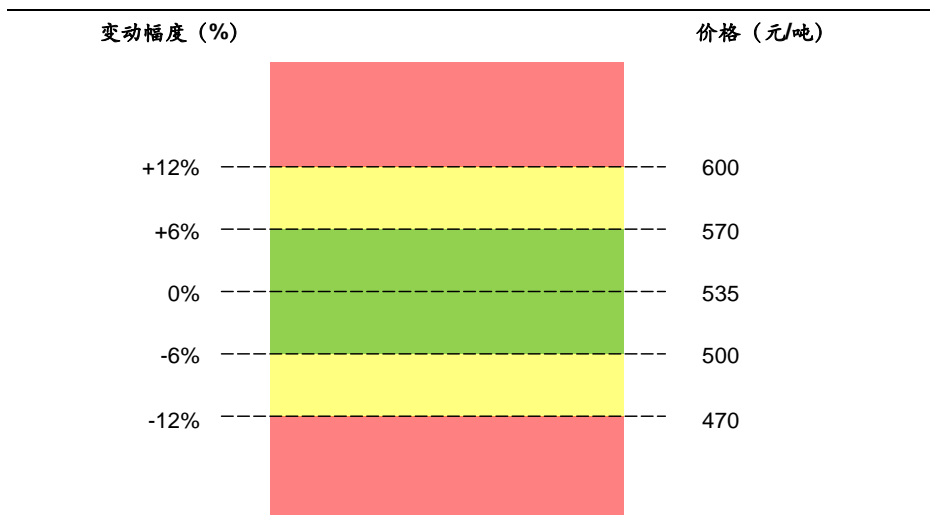
对于发电企业而言，2019 年煤炭中长期合同量占比仍在 75% 以上，且不低于 2018 年水平。结合近期动力煤现货、期货市场走势，我们认为，若煤炭中长期合同有效执行，火电企业综合燃料成本有望下行。

表 3：2018、2019 年煤炭中长期合同签订履行政策的比较

项目	2018	2019
合同期限	积极推动供需双方签订一年及以上、数量相对固定以及有明确价格机制的中长期合同	鼓励支持更多签订 2 年及以上量价齐全的中长期合同
合同量占比	中央和各省区市及其他规模以上煤炭、发电企业集团签订的中长期合同数量，应达到自有资源量或采购量的 75% 以上	中央和各省区市及其他规模以上煤炭、发电企业集团签订的中长期合同数量，应达到自有资源量或采购量的 75% 以上，且不能低于上年水平。
合同履约率	全年中长期合同履约率应不低于 90%	全年中长期合同履约率应不低于 90%
定价机制	基准价+浮动价	基准价+浮动价
价格控制	-	各种中长期合同形式，包括季度长协、月度长协以及外购煤长协等均应按照本通知明确的年度长协价格机制执行，价格原则上应稳定在绿色区间以内。对外购煤长协确因采购成本较高的，价格应不超过黄色区间上限。
资料来源	国家发展改革委办公厅关于推进 2018 年煤炭中长期合同签订履行工作的通知（发改办运行〔2017〕1843 号）	国家发展改革委办公厅关于做好 2019 年煤炭中长期合同签订履行有关工作的通知（发改办运行〔2018〕1550 号）

资料来源：国家发改委，光大证券研究所整理

图 22：动力煤价格区域



资料来源：国家发改委，光大证券研究所（注：基准价为 535 元/吨）

我们选取火电龙头公司华能国际、华电国际，测算了不同市场煤价、长协煤比例条件下，火电龙头公司的盈利情况。

➤ 华能国际

我们对于华能国际 2019 年煤价数据的预测如下：2019 年长协煤基准价 535 元/吨（5500 大卡含税价），市场煤价 600 元/吨（5500 大卡含税价），运费 80 元/吨（5500 大卡含税价）。长协煤价=50%*长协煤基准价+50%*市场煤价，综合煤价=长协煤价*长协煤占比+市场煤价*市场煤占比+运费。

根据我们的预测，华能国际 2019 年的归母净利润 56.8 亿元。

表 4：华能国际敏感性测算备考数据

项目	2019E
利润总额 (亿元)	91.3
所得税税率 (%)	25%
净利润 (亿元)	68.5
归母净利润 (亿元)	56.8
归母净利润/净利润 (%)	83%
不含税标煤单价 (元/吨)	721
不含税综合煤价 (5500 大卡, 元/吨)	567
含税综合煤价 (5500 大卡, 元/吨)	657
含税煤价 (5500 大卡, 元/吨)	
长协煤	567.5
—长协煤基准价	535
市场煤	600
运费	80
用煤结构 (%)	
长协煤	70%
市场煤	30%

资料来源：光大证券研究所

我们测算了长协煤占比 40%~90%、市场煤价 500~680 元/吨（5500 大卡含税价）的条件下，对应的华能国际 2019 年归母净利润。测算结果表明，华能国际归母净利润将显著受益于长协煤占比提升、市场煤价下行。

表 5：华能国际 2019 年归母净利润的敏感性测算（亿元）

市场煤价 (5500 大卡含税价, 元/吨)	长协煤占比 (%)					
	40%	50%	60%	70%	80%	90%
500	116	115	113	112	110	109
520	103	102	101	101	100	99
540	89	89	90	90	90	90
560	76	77	78	79	80	81
580	62	64	66	68	70	72
600	49	51	54	57	60	62
620	35	39	42	46	49	53
640	22	26	31	35	39	44
660	8	13	19	24	29	35
680	-5	1	7	13	19	25

资料来源：光大证券研究所

➤ 华电国际

我们对于华电国际 2019 年煤价数据的预测如下：2019 年长协煤基准价 535 元/吨（5500 大卡含税价），市场煤价 600 元/吨（5500 大卡含税价），运费 80 元/吨（5500 大卡含税价）。长协煤价=50%*长协煤基准价+50%*市场煤价，综合煤价=长协煤价*长协煤占比+市场煤价*市场煤占比+运费。

根据我们的预测，华电国际 2019 年的归母净利润 32.3 亿元。

表 6：华电国际敏感性测算备考数据

项目	2019E
利润总额（亿元）	61.5
所得税税率（%）	25%
净利润（亿元）	46.1
归母净利润（亿元）	32.3
归母净利润/净利润（%）	70%
不含税标煤单价（元/吨）	735
不含税综合煤价（5500 大卡，元/吨）	578
含税综合煤价（5500 大卡，元/吨）	670
含税煤价（5500 大卡，元/吨）	
长协煤	577.5
—长协煤基准价	535
市场煤	620

运费	80
用煤结构 (%)	
长协煤	70%
市场煤	30%

资料来源：光大证券研究所

我们测算了长协煤占比 40%~90%、市场煤价 500~680 元/吨（5500 大卡含税价）的条件下，华电国际综合煤价和归母净利润的弹性，详见下表。测算结果表明，华电国际归母净利润同样显著受益于长协煤占比提升、市场煤价下行。

表 7：华电国际 2019 年归母净利润的敏感性测算（亿元）

市场煤价 (5500 大卡含税价, 元/吨)	长协煤占比 (%)					
	40%	50%	60%	70%	80%	90%
500	59	58	58	57	57	56
520	54	53	53	53	53	52
540	49	49	49	49	49	49
560	43	44	44	45	45	45
580	38	39	40	41	41	42
600	33	34	35	36	37	38
620	28	30	31	32	34	35
640	23	25	26	28	30	31
660	18	20	22	24	26	28
680	13	15	18	20	22	24

资料来源：光大证券研究所

1.5、一致预期形成之后怎么办？二线火电是新增选择

2018 年，我们首推了三个火电标的——华能国际、华电国际、浙能电力。其中，华能国际、华电国际较好实现了我们的预期，浙能电力因地区电价等扰动因素，走势较为平淡。

2018 年我们为什么没有重点推荐市值相对较小的二线甚至三线火电公司？原因是我们综合考虑了流动性、电力板块的市场关注度、认可度等方面的不可量化因素，重点选择了一线龙头火电作为首选推荐标的。

进入 2019 年，市场已经逐步形成或接近形成对火电景气度走势的一致预期。我们认为在此情况下，二线火电公司具备了较 2018 年更为突出的配置价值。基于以上分析，我们对于 2019 年火电板块的投资建议是：上半年超配火电，仍旧重点推荐龙头公司华能国际、华电国际。此外，一线滞涨火电及二线火电亟需得到重视，综合业绩弹性等多方面因素，我们推荐长源电力、皖能电力、建投能源、粤电力 A 等公司。

表 8：一线滞涨及二线火电公司盈利弹性测算

公司	核心经营区域	煤价降幅* (元/吨)	利润总额 增厚 (亿元)	利润总额 增厚 (%)	煤价降幅* (%)	利润总额 增厚 (亿元)	利润总额 增厚 (%)
豫能控股	河南	10	0.72	251.1%	1%	0.46	162.3%
赣能股份	江西	10	0.19	111.2%	1%	0.14	83.9%
皖能电力	安徽	10	0.82	59.4%	1%	0.58	42.2%
京能电力	内蒙、山西、宁夏等	10	1.57	48.6%	1%	0.59	18.3%
长源电力	湖北	10	0.45	36.5%	1%	0.31	25.3%
建投能源	河北	10	1.11	25.8%	1%	0.65	15.0%
大唐发电	京津唐、内蒙等	10	5.12	15.4%	1%	3.08	9.3%
粤电力 A	广东	10	2.28	14.7%	1%	1.70	10.9%
内蒙华电	内蒙	10	1.51	14.7%	1%	0.46	4.5%
通宝能源	山西	10	0.15	11.7%	1%	0.09	7.1%
国电电力	江苏、山西、浙江等	10	4.24	11.2%	1%	2.32	6.1%
浙能电力	浙江	10	3.51	6.3%	1%	2.93	5.3%
深圳能源	广东	10	0.82	6.3%	1%	0.59	4.5%
上海电力	上海	10	1.08	5.8%	1%	0.85	4.5%
华银电力	湖南	10	0.60	5.2%	1%	0.49	4.3%
江苏国信	江苏	10	1.52	4.4%	1%	1.20	3.5%
广州发展	广东	10	0.52	3.9%	1%	0.40	3.0%
中能股份	上海	10	0.80	2.9%	1%	0.58	2.1%
福能股份	福建	10	0.23	2.2%	1%	0.15	1.5%

资料来源：Wind，上市公司公告，光大证券研究所测算（注：以 2017 年各上市公司的经营数据和财务数据为基数测算；* 将标煤单价折算至 5500 大卡含税煤价，考虑到经营数据为 2017 年，增值税税率按 17% 计算）

综上所述，在回顾过往多个电力行业景气周期的基础上，我们认为现阶段仍旧不宜对火电行业基本面过于苛刻，目前的配置决策更适合在“望远镜”视野中进行而非“显微镜”。当火电景气度回到合理水平甚至更高的时候，苛刻的基本面要求才是必须的；**替代效应**（相对配置价值提升）和**逆周期性**（成本敏感性和波动率明显高于电量敏感性和波动率）仍为 2019 年火电行业股价走势的核心驱动力。

我们坚持前期观点：现阶段经济走弱概率越高，对于电力行业尤其是火电越为有利。在 2018 年取得明显相对收益之后，仍首推行业龙头：华能国际、华电国际，新增一线及地方火电公司推荐：国电电力、大唐发电、长源电力、皖能电力、粤电力 A、建投能源、赣能股份。

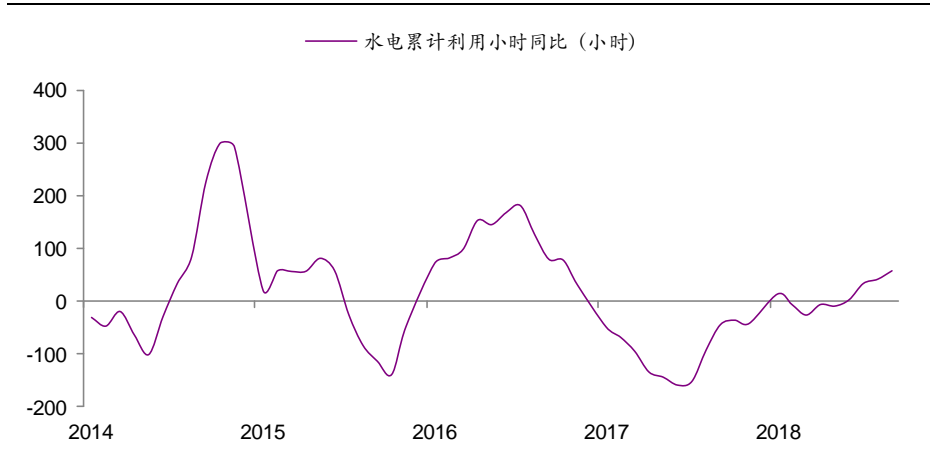
2、水电：任尔风浪狂，明月照大江

2.1、来水大概率不差于 2018 年

全国平均水电利用小时数可大体反映国内水电平均来水情况。2018 年 1~10 月，全国水电机组平均利用小时数 3083 小时，同比提升 58 小时。参照近年来水电利用小时大小年交替的规律，预计 2019 年全国水电利用小时不低于

2018 年。对于大型水电公司而言，受益于水电站联合调度等因素影响，利用小时数将保持较高水平。

图 23：水电累计利用小时同比增长



资料来源：Wind，光大证券研究所

2.2、等待 2020 年的新一轮成长

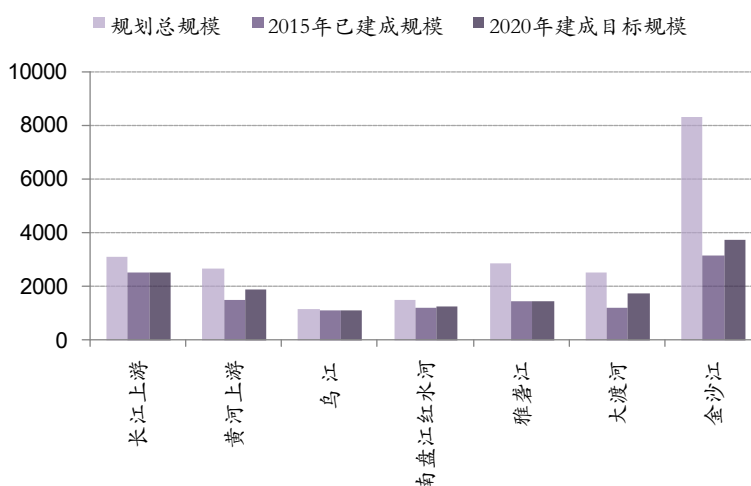
为促进我国水电路域梯级滚动开发，实现资源优化配置，我国已形成十三大水电基地，包括金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、长江上游、南盘江红水河、澜沧江、黄河上游、黄河中游北干流、湘西、闽浙赣、东北、怒江水电基地。十三大水电基地资源量超过全国的一半，基地的开发建设对于我国水电发展至关重要。

图 24：我国十三大水电基地分布图



资料来源：《中国十三大水电基地详情》

图 25：我国大型水电基地已建成规模及规划目标（万千瓦）



资料来源：国家能源局

截至“十二五”末，长江上游、黄河上游、乌江等七大水电基地建设已初具规模，根据水电行业“十三五”规划，2020 年之前将继续推进这七大水电基地建设，并配套建设水电基地外送通道。

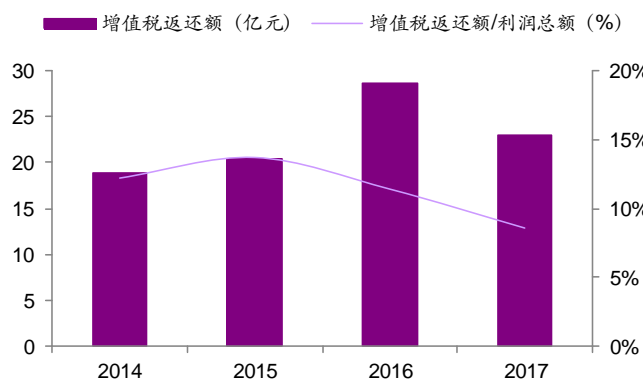
因此，“十三五”期间是我国重点流域水电站的开发建设期，至 2020 年，一大批水电机组开始投产：2020-2022 金沙江下游乌东德 1020 万千瓦、白鹤滩 1600 万千瓦投产，2020-2025 雅砻江中游两河口、杨房沟等 7 座电站合计 1184.5 万千瓦陆续投产，水电行业即将迎来新一轮的装机成长。

2.3、增值税影响已基本消化，关注防御属性

根据财政部、国家税务总局发布的《关于大型水电企业增值税政策的通知》（财税〔2014〕10 号），2013-01-01 至 2017-12-31 期间，大型水电站（装机容量超过 100 万千瓦）享受一定程度的增值税即征即退政策。

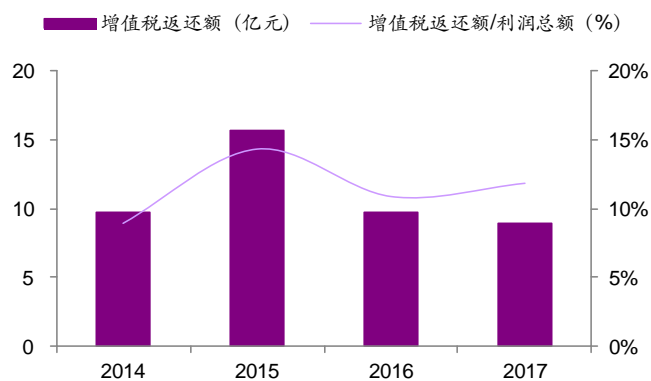
2018 年起，上述增值税优惠政策已到期，尽管大型水电公司的业绩受到一定程度影响，但我们认为上述影响已被二级市场消化。

图 26：长江电力增值税返还情况



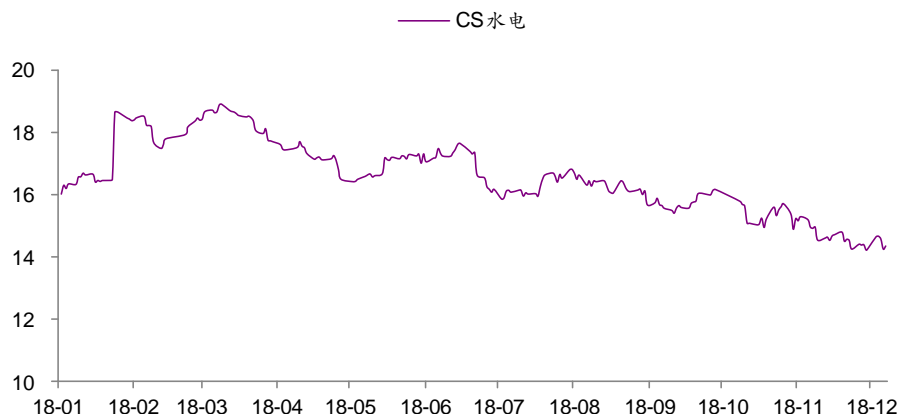
资料来源：长江电力公司公告，光大证券研究所整理

图 27：国投电力增值税返还情况



资料来源：国投电力公司公告，光大证券研究所整理

图 28：水电 PE-TTM



资料来源：Wind

作为近似无周期的防御性行业，无需过多基本面分析即可得到“二级市场弱势情况下水电可以较好规避风险”的结论。现阶段仍谨慎推荐水电。建议关注长江电力、国投电力、川投能源。

3、燃气行业：量增逻辑延续，价改加速推进

3.1、增长驱动因素犹在，量增逻辑延续

1980 年至今，从我国天然气消费量增速与 GDP 增速的匹配度来看，天然气行业发展可分为三个阶段：

阶段 I：1980~1998 年：天然气行业发展缓慢，天然气消费量增速总体落后于 GDP 增速，天然气消费弹性系数均值仅为 0.16。

此阶段中国天然气供给主要依赖于国内生产，而国内油气开发形势为“重油轻气”，天然气作为开发过程中的伴生气经常被放空点火烧掉。此外，管网等基础配套设施的缺失、LPG 钢瓶（即煤气罐）的使用偏好等因素亦阻碍了消费量的增长。

阶段 II：1999~2015 年：天然气行业迅速发展，天然气消费与经济增强的相关较强，弹性系数均值 1.45。

随着天然气产量的提升，“西气东输”等重大天然气管网设施的建设完善，叠加天然气对 LPG 的替代等因素，天然气消费量迅速提升。此外，随着 LNG 接收站和中亚线等建成投运，LNG 和 PNG 分别于 2006 年和 2010 年起大规模进口，天然气供给能力进一步增强，进而保障下游需求的高速增长。

从经济增长来看，此阶段后期中国经济逐步进入“三期叠加”阶段，GDP 增速放缓，我国经济进入“新常态”。

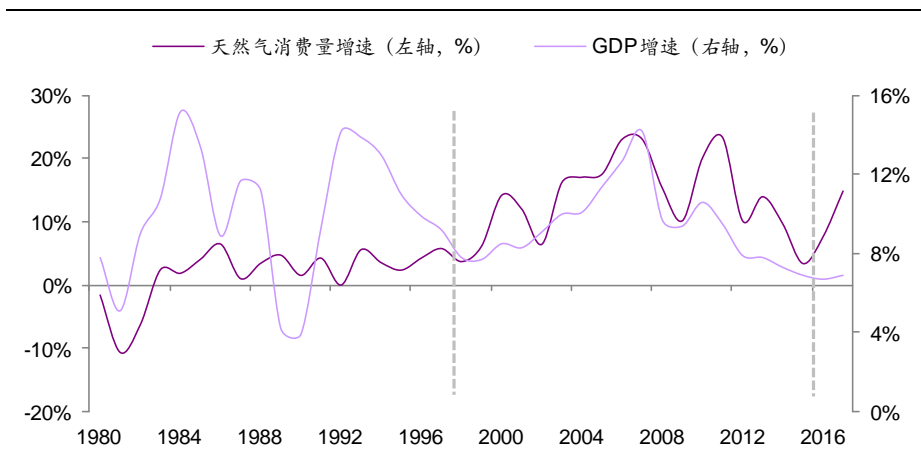
阶段 III：2016 年至今：受益于环境约束和政策支持，天然气消费增长与经济增长脱钩，弹性系数均值 1.64。

随着环境问题关注度的提升，“大气十条”考核期的临近，清洁能源的吸引力逐渐增强。天然气行业改革、价格改革等加速执行，促进天然气行业良性发展。在经历 2015 年低谷后，天然气下游消费迅速回暖。尤其是 2017 年，“煤改气”推进、天然气能源地位的确立等因素，进一步提振了天然气消费的增长。在经济“新常态”的形势下，天然气消费增速远超 GDP 增速，且这种态势有望在“十三五”期间持续。

此阶段，国内天然气产量增速放缓，进口天然气比重逐步提升。随着 LNG 接收站的投产数量增长，LNG 进口能力大幅提升，叠加 LNG 进口资源国数量增长和交易机制多样化等因素，LNG 进口量增速亮眼。在天然气消费量高速增长的形势下，天然气供需总体处于“紧平衡”状态。

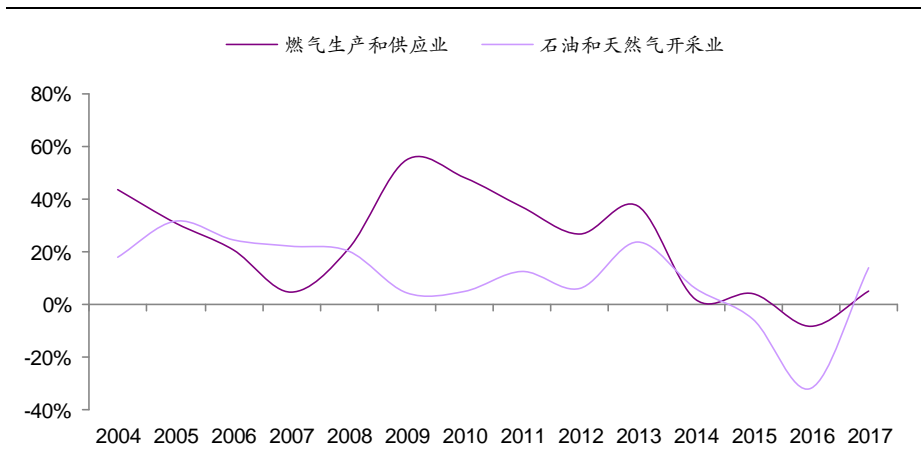
此外，此阶段管道等基础设施建设高峰期已过，基础设施逐步成熟，固定资产投资增速放缓，燃气企业资本支出压力有所减小。

图 29：天然气消费量增速



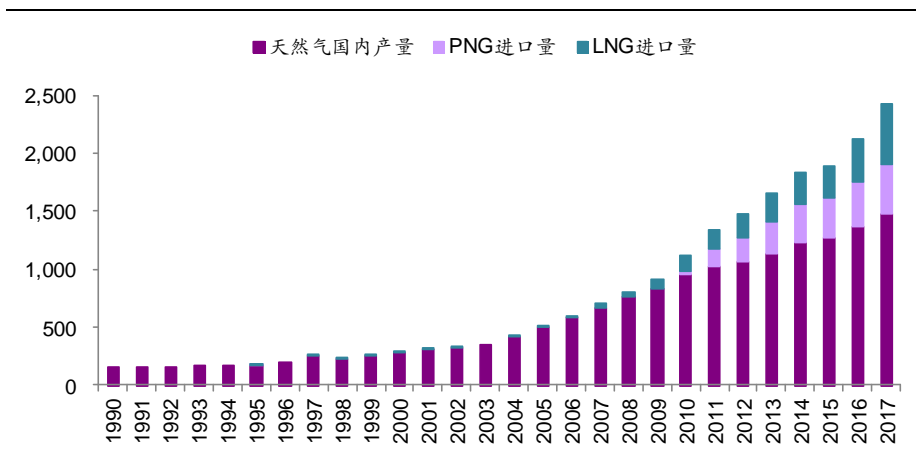
资料来源：Wind，BP，光大证券研究所

图 30：天然气行业固定资产投资完成额同比增速 (%)



资料来源：Wind，光大证券研究所

图 31：天然气供给量（亿立方米）



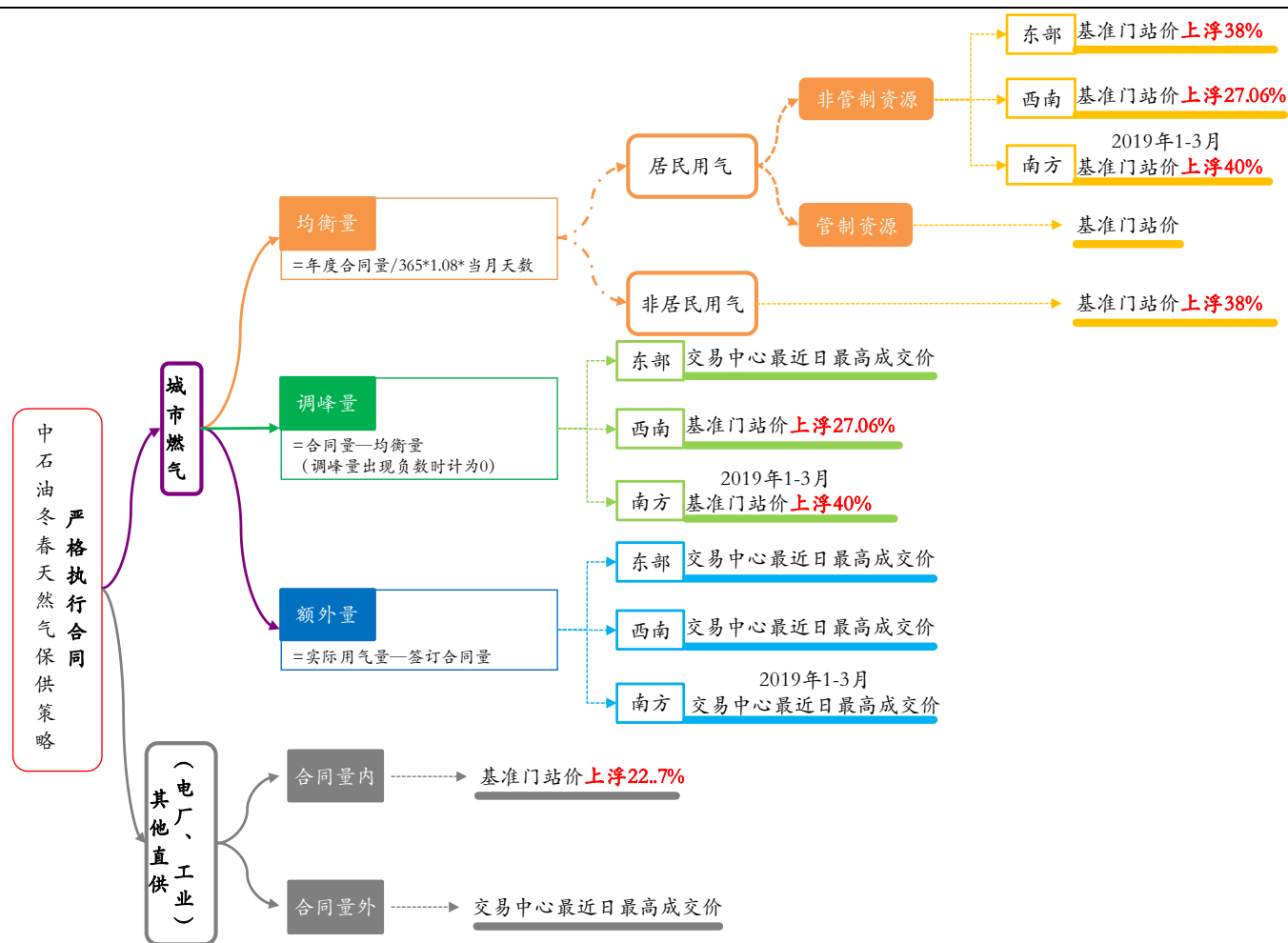
资料来源：Wind，光大证券研究所

我们认为，现阶段天然气发展的驱动力，即环保因素，仍未弱化。考虑到《打赢蓝天保卫战三年行动计划》的颁布以及《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》的实施，“煤改气”工程理性稳妥推进，我们预计2018~2020年的天然气需求复合增速15%。燃气行业量增逻辑延续。

由于天然气消费量的季节性波动，在用气高峰期（如北方采暖季）供应形势偏紧。对天然气供应商而言，综合供气价格提升。以中石油为例，根据《南方能源观察》公布的中石油2018年购销合同冬季补充协议，2018年11月到2019年3月期间，除少部分居民用气（管制气源的均衡量）价格保持不变外，其他合同量范围内用气的供气价格同比20%以上，合同量范围外用气的价格取交易中心最近日最高价。

由于公用事业的燃气子行业总体处于天然气产业链的中下游，因而采暖季期间燃气公司的采购成本提升，毛差收窄。参与上游业务布局、以及向下顺价能力较强的燃气公司，利润承压相对较小。

图 32：中石油 2018 年冬春季天然气保供合同策略



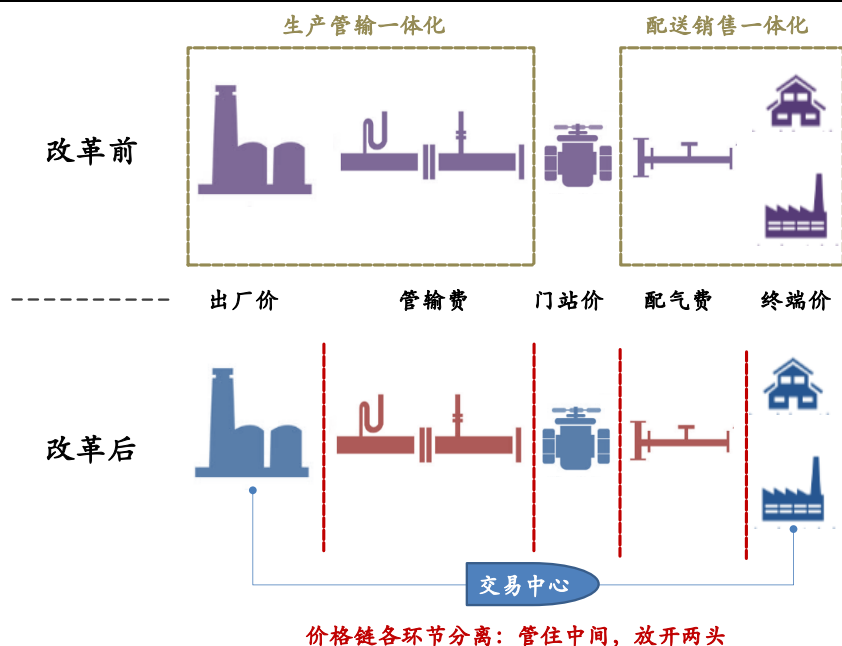
资料来源：《南方能源观察》公众号，光大证券研究所整理

3.2、价改加速推进，期待配气费落地

2017 年 5 月，中共中央国务院印发《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》，天然气改革顶层设计方案颁布，总体思路为“管住中间、放开两头”，即加强输配气成本和价格监管，加快放开天然气气源和销售价格；政府只对属于网络型自然垄断环节的管网输配价格进行监管，气源和销售价格由市场形成。（关于天然气价格改革的来龙去脉，详见我们 2018-03 发布的深度报告《天然气价格改革：过去在左，未来在右——天然气行业系列报告（一）》）

本轮天然气价格改革中，跨省长输管道的管输费改革先行落地。2017 年 8 月，国家发改委发布关于核定天然气跨省管道运输价格的通知（发改价格规〔2017〕1581 号），公布了中石油北京天然气管道有限公司等 13 家跨省管道运输企业的天然气跨省管道运输价格。

图 33：天然气价格改革示意图



资料来源：光大证券研究所

2017年6月，国家发改委印发《关于加强配气价格监管的指导意见》的通知（发改价格〔2017〕1171号），成为我国城市配气价格改革的里程碑。

由于燃气公司省内短输费及配气费（或销售价）由地方核定，考虑到价格核定、成本监审的执行，我们预计2019年各地省内短输费及配气费将实质性确定。

尽管省内短输费及配气费存在下调风险，但调整结束后价格变化的不确定性减弱，相关扰动因素缓解，燃气公司的成长逻辑更加清晰。此外，通过价格调整可以提升天然气价格吸引力，从而争取天然气消费增量。

为了定量分析配气费下调对城市燃气公司盈利的影响，我们构建了一个只经营配气业务的城市燃气样本公司模型，并针对高、低毛利方案分别进行了敏感性测算。

样本公司模型的假设条件如下：

年售气量1亿立方米，供销差率4%；天然气采购平均单价1.7元/立方米（不含税）；折旧等固定成本为0.17亿元。

我们构建了高、低毛利方案，两种方案下天然气平均售价分别为2.6、2.1元/立方米（不含税），购销价差分别为0.9、0.4元/方（不含税），毛利分别为0.65、0.15亿元，单方毛利分别为0.65、0.15元/立方米，综合毛利率分别为25.1%、7.2%。

在高、低毛利方案下，我们就销售价格下调和售气量增长对样本公司毛利的影响进行了敏感性测算，测算结果表明：高毛利方案下，天然气售气量分别

增长 6%、14%、22%、32%、43% 时，可抵偿天然气平均售价下调 0.05、0.10、0.15、0.20、0.25 元/立方米对公司毛利的负面影响；低毛利方案下，天然气售气量分别增长 18%、44%、84%、155%、316% 时，可抵偿天然气平均售价下调 0.05、0.10、0.15、0.20、0.25 元/立方米对公司毛利的负面影响。

表 9：天然气销售价格下调和售气量增长对毛利的影响（高毛利方案）

毛利变化率 (%) 平均售价下调幅度 (不含税, 元/立方米)	售气量增长率 (%)				
	6%	14%	22%	32%	43%
0.05	0%	9%	19%	30%	44%
0.10	-8%	0%	9%	20%	33%
0.15	-16%	-9%	0%	10%	22%
0.20	-24%	-17%	-9%	0%	11%
0.25	-33%	-26%	-19%	-10%	0%

资料来源：光大证券研究所

表 10：天然气销售价格下调和售气量增长对毛利的影响（低毛利方案）

毛利变化率 (%) 平均售价下调幅度 (不含税, 元/立方米)	售气量增长率 (%)				
	18%	44%	84%	155%	316%
0.05	0%	47%	121%	251%	547%
0.10	-39%	0%	60%	168%	410%
0.15	-78%	-47%	0%	84%	273%
0.20	-116%	-94%	-60%	0%	137%
0.25	-155%	-142%	-121%	-84%	0%

资料来源：光大证券研究所

综上所述，随着能源结构转型、大气污染治理的推进，自 2017 年以来燃气行业的市场关注度逐步提升。我们认为，2019 年燃气行业景气度尚存，对处于行业中下游的燃气公司而言，建议关注向上业务布局及向下顺价能力较强的燃气公司，建议关注深圳燃气（LNG 接收站投产在即）、新天然气（收购亚美能源，布局煤层气业务）。

4、投资建议

维持公用事业“增持”评级，建议继续增加火电行业配置。

电力行业：在回顾过往多个电力行业景气周期的基础上，我们认为现阶段仍旧不宜对火电行业基本面过于苛刻，目前的配置决策更适合在“望远镜”视野中进行而非“显微镜”。当火电景气度回到合理水平甚至更高的时候，苛刻的基本面要求才是必须的；

替代效应（相对配置价值提升）和**逆周期性**（成本敏感性和波动率明显高于电量敏感性和波动率）仍为 2019 年火电行业股价走势的核心驱动力。我们坚持前期观点：现阶段经济走弱概率越高，对于电力行业尤其是火电越为有利。在 2018 年取得明显相对收益之后，仍首推行业龙头：华能国际、华电

国际，新增一线及地方火电公司推荐：国电电力、大唐发电、长源电力、皖能电力、粤电力 A、建投能源、赣能股份。建议关注水电：长江电力、国投电力、川投能源。

燃气行业：随着能源结构转型、大气污染治理的推进，自 2017 年以来燃气行业的市场关注度逐步提升。我们认为，建议关注向上业务布局及向下顺价能力较强的燃气公司，建议关注深圳燃气、新天然气。

表 11：行业重点上市公司盈利预测、估值与评级

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS(元)			PE(X)			投资评级
			17A	18E	19E	17A	18E	19E	
600011	华能国际	7.00	0.11	0.14	0.36	61	51	19	买入
600027	华电国际	4.41	0.04	0.18	0.33	101	25	13	买入
600795	国电电力	2.55	0.11	0.16	0.20	23	16	13	增持
601991	大唐发电	3.13	0.09	0.17	0.21	34	18	15	增持
000966	长源电力	3.47	-0.11	0.06	0.22	-	58	16	增持
000543	皖能电力	4.92	0.07	0.16	0.25	67	31	20	增持
000539	粤电力 A	4.50	0.14	0.20	0.30	32	23	15	增持
000600	建投能源	5.14	0.09	0.14	0.20	55	37	26	增持
000899	赣能股份	4.39	0.02	0.20	0.27	260	22	16	增持

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2019-01-03

5、重点推荐公司

5.1、华能国际（600011.SH）：火电龙头公司，期待业绩弹性释放

◆2018Q3 发电量增速可观，资产减值损失及投资收益拖累利润

2018 年单三季度，我们计算的公司发电量 1186 亿千瓦时，同比增长 10.2%，环比增长 14.2%。公司 2018Q3 发电量的增长主要源于用电量需求增长、新机组投产、收购项目并表等因素。公司毛利率 11.3%，环比下滑 1.5 个百分点。

2018Q3 公司计提资产减值损失 1.74 亿元，环比大幅增加（2018Q2 该科目约 79 万元），主要原因为公司子公司中新电力确认存货跌价准备。此外，公司 2018Q3 投资净收益-2.29 亿元（2018Q2 为 1.79 亿元），其中对联营企业和合营企业的投资收益-2.30 亿元（2018Q2 为 1.71 亿元）。公司三季度业绩承压，2018Q3 公司归母净利润-1.40 亿元（2018Q2 为 9.10 亿元）；净利率 0.1%，环比下滑 2.6 个百分点。

◆A 股非公开发行完成，装机规模有望持续扩张

公司于 2018-10-17 公告，实际非公开发行 A 股 4.98 亿股，募集总金额 32.6 亿元。非公开发行拟投资的项目建成后，公司将新增装机 400 万千瓦，装机规模将进一步扩张。

◆逆周期属性突出，业绩弹性亮眼

尽管煤价、电价等扰动因素存在，我们自 2018 年一季度以来推荐火电行业的中期逻辑并未被破坏。在宏观偏弱的形势下，电力股的**替代效应**（相对配置价值提升）和**逆周期性**（成本敏感性高于电量敏感性）仍为行业的核心驱动力，现阶段经济走弱概率越高，对于电力行业越为有利。作为火电行业龙头，公司电力资产优质，业绩弹性突出。（详见我们 2018 年 3 月的报告《电力行业——走出“至暗时刻”》）

◆ 盈利预测及投资评级

考虑到煤价及项目进度等因素，我们上调盈利预测，预计 2018~2020 年 EPS 分别为 0.14、0.36、0.56 元（调整前分别为 0.13、0.36、0.47 元），对应 PE 分别为 51、19、13 倍，对应 PB 分别为 1.4、1.3、1.3 倍，维持目标价 7.57 元和“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，电力行业改革进度低于预期的风险等。

表 12：华能国际业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	113,814	152,459	163,247	169,663	175,402
营业收入增长率	-11.7%	34.0%	7.1%	3.9%	3.4%
净利润（百万元）	8,814	1,793	2,161	5,685	8,790
净利润增长率	-36.1%	-79.7%	20.5%	163.0%	54.6%
EPS（元）	0.56	0.11	0.14	0.36	0.56
ROE（归属母公司）（摊薄）	10.8%	2.4%	2.7%	6.8%	10.1%
P/E	12	61	51	19	13
P/B	1.3	1.5	1.4	1.3	1.3

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2019-01-03 收盘价）

5.2、华电国际（600027.SH）：盈利持续改善，业绩弹性可观

◆ 2018Q3 电力业务量增价减：

受益于下游用电需求旺盛、新机组投产等因素，2018Q3 公司发电量 594 亿千瓦时，同比增长 9.8%、环比增长 24.4%；其中火电发电量同比增长 10.1%、环比增长 26.8%，清洁能源（水电、风电、光伏）发电量同比增长 5.0%、环比下滑 4.0%。受部分区域（山东等）部分老旧机组的上网电价调整（详见我们 2018 年 9 月的报告《电力行业：踏平坎坷成大道——兼议近期部分燃煤机组上网电价下调》）及电量结构等因素影响，我们测算的公司 2018Q3 上网电价均价 0.401 元/千瓦时，环比小幅下滑 0.5%。

◆ 单三季度盈利环比改善，期待煤价回落促进业绩释放：

2018Q3 公司毛利 29.8 亿元，环比增长 21.4%；毛利率 13.1%，环比小幅提升 0.2 个百分点；归母净利润 5.4 亿元，环比增长 80.3%；净利率 3.4%，环比提升 1.2 个百分点。总体而言，单三季度公司盈利环比改善，但煤价仍处高位运行。以全国电煤价格指数为例，2018Q3 全国电煤价格指数均值同比增长 3.6%，环比增长 0.7%。电力上市公司中，公司火电业务占比较高。考

考虑到煤炭供需关系的改善，若动力煤价回归合理区间，公司业绩弹性突出（业绩弹性测算详见我们 2018 年 3 月的报告《电力行业——走出“至暗时刻”》）。

◆ 盈利预测与投资评级：

考虑项目进度及煤价变化等因素，我们上调盈利预测，预计公司 2018~2020 年 EPS 分别为 0.18、0.33、0.39 元（调整前分别为 0.17、0.25、0.27 元），对应 PE 分别为 24、13、11 倍，对应 PB 分别为 1.0、0.9、0.9 倍。根据可比公司估值情况，给予公司 2019 年 1.1 倍 PB，上调目标价至 5.12 元，维持“买入”评级。

表 13：华电国际可比公司估值表

公司	股价（元）	每股净资产（元）			PB (x)		
		2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E
华能国际	7.00	4.64	5.01	5.23	1.5	1.4	1.3
大唐发电	3.13	3.12	2.63	2.72	1.0	1.2	1.2
国电电力	2.55	2.48	2.67	2.82	1.0	1.0	0.9
浙能电力	4.64	4.47	4.64	4.88	1.0	1.0	1.0
				平均值	1.0	1.1	1.1
华电国际	4.41	4.23	4.40	4.65	1.0	1.0	0.9

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2019-01-03 收盘价，除华电国际外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期）

◆ 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 14：华电国际业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	63,346	79,007	82,641	88,055	88,779
营业收入增长率	-10.8%	24.7%	4.6%	6.6%	0.8%
净利润（百万元）	3,344	430	1,807	3,228	3,849
净利润增长率	-56.5%	-87.1%	320.2%	78.6%	19.2%
EPS（元）	0.34	0.04	0.18	0.33	0.39
ROE（归属母公司）（摊薄）	7.8%	1.0%	4.2%	7.0%	8.0%
P/E	13	101	24	13	11
P/B	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2019-01-03 收盘价）

5.3、国电电力（600795.SH）：装机规模扩张，盈利持续改善

◆ 新机组投产，装机规模持续扩张：

2018Q3 公司控股装机增长 97.5 万千瓦，装机规模持续扩张。其中 2018Q3 火电、水电、风电装机分别增长 39 万千瓦（含机组关停）、51 万千瓦、7.5 万千瓦。截至 2018 年 9 月底，公司控股装机容量 5421 万千瓦，其中清洁

能源（水电、风电、光伏）装机占比 37.5%，较 2018 年 6 月底小幅提升 0.4 个百分点，装机结构优化。

◆ **水电出力，发电量同比增长：**

受益于装机规模扩张及下游用电需求增长等因素，2018Q3 公司发电量 613 亿千瓦时，同比增长 7.0%，环比增长 22.8%。其中 2018Q3 火电发电量同比增长 3.7%，环比增长 21.1%；水电发电量同比增长 15.0%，环比增长 42.8%。

◆ **盈利持续改善，期待煤价回归合理区间：**

受益于电力业务发展，公司三季度盈利持续改善。公司 2018Q3 毛利同比增长 32.3%，环比增长 0.8%；归母净利润同比增长 15.1%；环比增长 13.0%。2018Q3 全国电煤价格指数均值同比增长 3.6%，环比增长 0.7%。考虑到煤炭供需关系的改善，期待动力煤价回归合理区间，进而修复火电板块业绩。

◆ **期待重组落地，发挥产业链协同效应：**

2018 年 8 月公司收到集团通知，国家市场监督管理总局经审查后决定对集团合并不予禁止，《合并协议》约定的集团合并交割条件已全部满足。期待重组方案落地，发挥产业链协同效应。

◆ **盈利预测与投资评级：**

我们维持原盈利预测，预计公司 2018~2020 年的 EPS 分别为 0.16、0.20、0.22 元，对应 PE 分别为 16、13、12 倍，维持目标价 2.72 元和“增持”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，来水不及预期，机组投产进度慢于预期，重组进度低于预期，电力行业改革进度低于预期的风险等。

表 15：国电电力业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	58,416	59,833	60,349	66,291	67,941
营业收入增长率	7.0%	2.4%	0.9%	9.8%	2.5%
净利润（百万元）	4,727	2,223	3,165	3,911	4,315
净利润增长率	8.3%	-53.0%	42.4%	23.6%	10.3%
EPS（元）	0.24	0.11	0.16	0.20	0.22
ROE（归属母公司）（摊薄）	9.1%	4.3%	6.0%	7.0%	7.4%
P/E	11	23	16	13	12
P/B	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2019-01-03 收盘价）

5.4、大唐发电（601991.SH）：内生外延增长，期待盈利持续修复

◆ **内生外延增长，发电量同比提升：**

2018H1 公司发电量 1307 亿千瓦时，较 2017H1（调整前）增长 44.3%。公司从母公司大唐集团收购的黑龙江公司（100%股权）、安徽公司（100%股

权)、河北公司(100%股权)于2018-04-01交割完成,上述公司2018H1发电量合计占公司总发电量的11.4%。考虑追溯调整,公司2018H1发电量较2017H1(调整后)增长11.3%,增速仍处于较高水平。

◆ **盈利仍受燃煤成本掣肘, 期待煤价回归合理区间:**

尽管部分时段煤价有所回落,但总体而言2018H1动力煤价仍处于高位运行。以全国电煤指数为例,2018H1全国电煤指数均价同比增长5.4%。受燃煤成本影响,公司2018H1度电营业成本0.309元/千瓦时,较2017H1(调整前)增长4.5%;度电净利润0.011元/千瓦时,较2017H1(调整前)下滑12.3%。考虑到供需关系的改善,动力煤价格有望回归至合理区间,从而促进公司盈利修复。

◆ **非公开发行完成, 公司装机规模增长值得期待:**

公司于2018年3月完成A股和H股的非公开发行工作,分别募集资金人民币83.3亿元和港币62.2亿元。公司拟将本次A股非公开发行募集资金用于辽宁葫芦岛热电(2*35万千瓦)、江苏金坛燃机热电联产(2*40万千瓦)和广东高要金淘热电冷联产(2*40万千瓦)项目的建设。随着上述项目建设完成,公司装机规模将进一步扩张。

◆ **盈利预测与投资评级:**

考虑到发电量、煤价等因素,我们下调盈利预测,预计公司2018~2020年的EPS分别为0.17、0.21、0.23元(调整前分别为0.17、0.22、0.24元),对应PE分别为19、15、14倍,维持目标价3.30元和“增持”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 16: 大唐发电业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入(百万元)	59,124	64,608	85,525	89,255	91,287
营业收入增长率	-4.5%	9.3%	32.4%	4.4%	2.3%
净利润(百万元)	-2,623	1,712	3,129	3,902	4,254
净利润增长率	-	-	82.8%	24.7%	9.0%
EPS(元)	-0.14	0.09	0.17	0.21	0.23
ROE(归属母公司)(摊薄)	-6.6%	4.1%	5.5%	6.6%	6.9%
P/E	-	34	19	15	14
P/B	1.5	1.4	1.0	1.0	0.9

资料来源:Wind,光大证券研究所预测(股价选自2019-01-03收盘价)

5.5、长源电力(000966.SZ): 专注湖北区域, 业绩弹性可见

◆ **国家能源集团上市平台之一, 专注湖北区域:**

长源电力为国家能源集团旗下的湖北区域上市平台,于1995年设立,2000年上市。公司主营业务包括电力、热力及煤炭等,其中电力为核心业务。公

司发电机组全部位于湖北省内，电源类型包括火电、风电等。截至 2018H1，公司可控装机容量 369.4 万千瓦；其中火电装机 359 万千瓦，占公司总装机约 97%，占湖北全省火电装机的比重约 13%。

◆ 优质火电机组，保障电力消纳：

截至 2018H1，公司火电机组全部为 30 万千瓦以上机组，经过技术改造，各机组能耗指标处于区域内先进水平，并已全部具备供热能力。此外，公司电厂布局合理，子公司长源一发处于湖北省用电负荷中心武汉市内，荆门公司处于湖北电网中部的电源支撑点，汉川一发为江北重要大电源点。区位优势有效保障公司的火电消纳。

◆ 蒙华铁路投运缓解燃料成本压力，业绩弹性可见：

由于湖北省内煤炭资源匮乏，湖北省火电厂发电用煤主要依靠外调。受煤炭产地、运力等因素制约，湖北省煤价总体处于较高水平。我们认为，随着 2019 年蒙华铁路建成投运，湖北省作为蒙华铁路沿线地区之一，将受益于优质煤炭供给能力的提升，煤价有望进入下行区间。公司作为湖北省的发电上市公司之一，燃料成本压力有望缓解。我们以 2017 年公司的经营数据和财务数据为基数测算，当煤价分别下降 10 元/吨（绝对量）、1%（相对量）时，公司归母净利润分别提升 25.3%、19.1%，由此可见其业绩弹性空间。

◆ 盈利预测与投资评级：

公司主营业务包括电力、热力、煤炭等，其中核心业务为电力。我们假设随着公司存量火电机组利用率提升和新增风电项目投产，公司 2018~2020 年的发电量分别同比增长 11.4%、5.9%、3.8%；随着 2019 年蒙华铁路投产，公司 2018~2020 年煤价分别同比变化-1%、-8%、0%。

我们预计公司 2018~2020 年的营业收入分别为 61.1、64.5、67.1 亿元，同比增长 11.7%、5.7%、3.9%，综合毛利率分别为 7.2%、13.4%、14.3%。

表 17：长源电力主营业务盈利预测表

项目	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入（亿元）	53.78	54.64	61.05	64.52	67.06
YoY%	-12.1%	1.6%	11.7%	5.7%	3.9%
—电力	47.09	46.87	52.93	56.03	58.16
—热力	2.72	3.41	3.75	4.13	4.54
—煤炭	2.40	2.71	2.71	2.71	2.71
—其他	1.56	1.66	1.66	1.66	1.66
营业成本（亿元）	44.37	53.19	56.62	55.89	57.47
—电力	38.83	46.02	49.29	48.51	49.85
—热力	2.75	4.10	4.13	4.21	4.45
—煤炭	2.38	2.73	2.71	2.68	2.68
—其他	0.41	0.34	0.50	0.50	0.50
毛利率（%）	17.5%	2.7%	7.2%	13.4%	14.3%
—电力	17.5%	1.8%	6.9%	13.4%	14.3%
—热力	-1.0%	-20.2%	-10.0%	-2.0%	2.0%
—煤炭	1.0%	-0.9%	0.0%	1.0%	1.0%
—其他	73.6%	79.2%	70.0%	70.0%	70.0%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

我们预计公司 2018~2020 年的 EPS 分别为 0.06、0.22、0.26 元，对应 PE 分别为 58、16、13 倍。我们选取业务相近的华能国际、国电电力、广州发展、皖能电力作为可比公司，可比公司 2019 年的 PE 均值为 17 倍。我们看好煤价下行带来的业绩弹性，给予公司 2019 年 17 倍 PE 水平，对应目标价 3.74 元，首次覆盖给予“增持”评级。

表 18：长源电力可比公司估值表

公司	股价 (元)	EPS (元)			PE (x)		
		2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E
华能国际	7.00	0.11	0.19	0.36	63.6	37.2	19.7
国电电力	2.55	0.11	0.17	0.21	24.3	15.0	12.4
广州发展	5.59	0.25	0.27	0.30	22.5	20.7	18.7
皖能电力	4.92	0.07	0.19	0.28	70.3	25.9	17.6
				平均值	45.2	24.7	17.1
长源电力	3.47	-0.11	0.06	0.22		58.4	15.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2019-01-03 收盘价，除长源电力外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期）

◆ 风险提示：

上网电价超预期下行，电力需求超预期回落，风电机组延期投产的风险，蒙华铁路投运进度慢于预期，煤价上涨的风险等。

表 19：长源电力业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入 (百万元)	5,378	5,464	6,105	6,452	6,706
营业收入增长率	-12.1%	1.6%	11.7%	5.7%	3.9%
净利润 (百万元)	399	-122	66	243	293
净利润增长率	-58.1%	-130.5%	-	269.8%	20.6%
EPS (元)	0.36	-0.11	0.06	0.22	0.26
ROE (归属母公司) (摊薄)	11.5%	-3.7%	2.0%	6.9%	8.0%
P/E	10	-	58	16	13
P/B	1.1	1.2	1.2	1.1	1.0

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2019-01-03 收盘价）

5.6、皖能电力 (000543.SZ)：安徽火电龙头，装机持续优化

◆ 老牌安徽火电龙头，区位优势明显：

皖能股份是安徽省第一批规范化改制的上市公司，于 1993 年成立并上市。公司母公司为皖能集团，实际控制人为安徽省国资委。公司核心业务为发电业务，是安徽省最大的发电集团公司。公司控股机组均为火电机组，截至 2018H1，公司控股装机容量占安徽省省调火电总装机容量 20.7%。

◆ 优质火电机组，装机结构持续改善：

2018 年公司控股的钱营孜低热值煤电厂 2 台机组 (2*35 万千瓦) 分别于 4 月及 8 月投产; 为执行煤电去产能任务, 公司于 2018 年 9 月公告关停皖能铜陵公司 4 号机组 (32 万千瓦)。目前公司控股装机容量 693 万千瓦, 全部为 30 万千瓦及以上的火电机组, 发电资产质量优良。若煤价进入下行区间, 公司业绩有望持续修复。此外, 公司于 2018 年 11 月公告拟以总出资额 5.76 亿元实现对阜润公司的增资控股。若交易完成, 公司控股装机规模将进一步提升。

◆ 优质资产注入在即, 盈利能力增厚可观:

公司母公司皖能集团承诺, 皖能电力作为集团旗下发电类资产整合的唯一上市平台和资本运作平台。公司于 2018 年 9 月公告, 拟以增发加现金的方式收购母公司神皖能源 49% 股权; 其中增发、现金方式分别收购神皖能源 24%、25% 股权, 作价分别为 23.01、23.97 亿元。截至 2018 年 9 月, 神皖能源控股在运装机 460 万千瓦, 在建装机 132 万千瓦。神皖能源背靠中国神华, 成本控制得当, 盈利能力较强。本次收购完成后, 神皖能源的投资收益贡献可观。

◆ 盈利预测与投资评级:

公司核心业务为电力, 控股发电机组全部为优质火电机组。我们暂不考虑增资阜润公司及收购神皖能源 49% 股权对公司业绩及股本的影响, 假设公司 2018~2020 年的发电量分别同比增长 11.4%、4.0%、3.0%, 煤价分别同比变化 0%、-3%、0%。

我们预计公司 2018~2020 年的营业收入分别为 135.3、140.9、145.8 亿元, 同比增长 10.8%、4.2%、3.5%, 综合毛利率分别为 6.5%、8.7%、9.2%。

表 20: 皖能电力主营业务盈利预测表

项目	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入 (亿元)	106.33	122.07	135.30	140.92	145.82
YoY%	-5.9%	14.8%	10.8%	4.2%	3.5%
—电力	75.36	81.61	93.03	96.75	99.65
—煤炭	26.91	36.19	38.00	39.90	41.89
—其他	4.07	4.27	4.27	4.27	4.27
营业成本 (亿元)	93.79	117.87	126.49	128.72	132.41
—电力	64.70	79.46	86.17	86.52	88.23
—煤炭	26.68	35.71	37.62	39.50	41.47
—其他	2.41	2.71	2.71	2.71	2.71
毛利率 (%)	11.8%	3.4%	6.5%	8.7%	9.2%
—电力	14.1%	2.6%	7.4%	10.6%	11.5%
—煤炭	0.8%	1.3%	1.0%	1.0%	1.0%
—其他	40.7%	36.7%	36.7%	36.7%	36.7%

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

我们预计公司 2018~2020 年的 EPS 分别为 0.16、0.25、0.30 元, 对应 PE 分别为 30、20、17 倍, PB 分别为 0.85、0.83、0.80 倍。我们选取业务相近的华电国际、浙能电力、中能股份、粤电力 A 作为可比公司, 可比公司 2019 年的 PB 均值为 0.9 倍。公司火电机组持续优化, PB 处于较低水平,

我们看好煤价下行带来的业绩弹性，给予公司 2019 年 0.9 倍 PB 水平，对应目标价 5.36 元，首次覆盖给予“增持”评级。

表 21：皖能电力可比公司估值表

公司	股价 (元)	每股净资产 (元)			PB (x)		
		2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E
华电国际	4.41	4.23	4.37	4.62	1.0	1.0	1.0
浙能电力	4.64	4.47	4.64	4.88	1.0	1.0	1.0
中能股份	4.92	5.59	5.80	6.05	0.9	0.8	0.8
粤电力 A	4.50	4.51	4.59	4.71	1.0	1.0	1.0
				平均值	1.0	1.0	0.9
皖能电力	4.92	5.66	5.77	5.95	0.9	0.9	0.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2019-01-03 收盘价，除皖能电力外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期）

◆ 风险提示：

上网电价超预期下行，电力需求超预期回落，煤价上涨的风险，增资阜润公司及收购神皖能源 49% 股权失败的风险等。

表 22：皖能电力业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入 (百万元)	10,633	12,207	13,530	14,092	14,582
营业收入增长率	-5.9%	14.8%	10.8%	4.2%	3.5%
净利润 (百万元)	889	132	291	445	532
净利润增长率	-23.0%	-85.1%	120.4%	53.0%	19.4%
EPS (元)	0.50	0.07	0.16	0.25	0.30
ROE (归属母公司) (摊薄)	8.1%	1.3%	2.8%	4.2%	4.8%
P/E	10	67	30	20	17
P/B	0.80	0.87	0.85	0.83	0.80

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2019-01-03 收盘价）

5.7、粤电力 A (000539.SZ)：广东电力龙头，盈利修复可待

◆ 广东火电龙头，区位优势明显：

粤电力 A 为粤电集团旗下上市平台，专注于电力主业。公司于 1992 年成立，1993 年上市。公司控股股东为粤电集团，实际控制人为广东省国资委。公司是广东省最大的电力上市公司，截至 2018H1，公司已投产可控装机容量 2066 万千瓦，约占广东省统调装机规模的 17%。

◆ 火电市场化让利幅度有望收窄，期待煤价回落：

公司电源类型以火电为主，截至 2018H1，煤电、LNG 发电可控装机分别为 1735 万千瓦、280 万千瓦。公司电厂主要覆盖区域—广东省是全国最活跃的省级电力市场之一，市场电规模逐步扩张。自 2017 年以来，随着煤价提升和市场行为趋于理性，月度竞价价差逐步收窄的趋势确立。我们认为，随着市场化改革的进一步推进，市场电价将更多反映电力市场供需格局，火电让利幅度有望持续收窄。作为广东省火电龙头，公司积极参与电力市场化交易，

综合电价有望回升。此外，由于火电机组占比较高，公司业绩对煤价的敏感性较强。随着煤炭供需形势改善，煤价下行将进一步促进公司盈利修复。

◆ 能源结构转型，清洁能源比例提升：

公司“十三五”规划确定了以发电为核心主业，优化发展煤电，稳步发展气电，大力发展风电、水电等清洁能源，不断优化电源结构。按照公司“十三五”规划总体目标，争取将清洁能源（含天然气发电）占比由2018H1的15%左右提升至2020年的29%。公司装机规模有望扩张，电源结构不断优化。

◆ 盈利预测与投资评级：

公司核心业务为电力。假设公司2018~2020年的发电量分别同比增长10.9%、3.8%、3.6%，煤价分别同比变化1%、-3%、0%。我们预计公司2018~2020年的营业收入分别为290.5、301.3、312.0亿元，同比增长9.0%、3.7%、3.6%，综合毛利率分别为12.6%、15.6%、16.3%。

表 23：粤电力 A 主营业务盈利预测表

项目	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入（亿元）	226.81	266.44	290.48	301.27	311.98
YoY%	-11.8%	17.5%	9.0%	3.7%	3.6%
—电力	223.42	262.50	286.54	297.33	308.04
—其他	3.39	3.94	3.94	3.94	3.94
营业成本（亿元）	177.94	232.92	253.98	254.21	261.02
—电力	176.42	231.57	252.63	252.86	259.67
—其他	1.52	1.35	1.35	1.35	1.35
毛利率（%）	21.6%	12.6%	12.6%	15.6%	16.3%
—电力	21.0%	11.8%	11.8%	15.0%	15.7%
—其他	55.2%	65.7%	65.7%	65.7%	65.7%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

我们预计公司2018~2020年的EPS分别为0.20、0.30、0.34元，对应PE分别为22、15、13倍。我们选取业务相近的华能国际、华电国际、皖能电力、广州发展作为可比公司，可比公司2019年的PE均值为18倍。我们看好煤价下行及市场电让利幅度收窄带来的业绩弹性，给予公司2019年17倍PE水平，对应目标价5.10元，首次覆盖给予“增持”评级。

表 24：粤电力 A 可比公司估值表

公司	股价（元）	EPS（元）			PE（x）		
		2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E
华能国际	7.00	0.11	0.19	0.36	63.6	37.2	19.7
华电国际	4.41	0.04	0.21	0.32	100.2	21.1	13.9
皖能电力	4.92	0.07	0.19	0.28	70.3	25.9	17.6
广州发展	5.59	0.25	0.27	0.30	22.5	20.7	18.7
				平均值	64.2	26.2	17.5
粤电力 A	4.50	0.14	0.20	0.30	32.1	22.3	15.0

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自2019-01-03收盘价，除粤电力A外其他公司盈利预测来自Wind一致预期）

◆ 风险提示:

上网电价超预期下行，电力需求超预期回落，煤价上涨的风险，机组投产慢于预期等。

表 25：粤电力 A 业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入（百万元）	22,681	26,644	29,048	30,127	31,197
营业收入增长率	-11.8%	17.5%	9.0%	3.7%	3.6%
净利润（百万元）	937	743	1,061	1,579	1,802
净利润增长率	-71.1%	-20.6%	42.7%	48.9%	14.1%
EPS（元）	0.18	0.14	0.20	0.30	0.34
ROE（归属母公司）（摊薄）	4.0%	3.1%	4.4%	6.2%	6.8%
P/E	25	32	22	15	13
P/B	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2018-01-03 收盘价）

5.8、建投能源（000600.SZ）：坐拥区位优势，期待煤价回落

◆ 河北省发电商，专注发电产业：

建投能源是河北省的能源投资主体，主营业务为投资、建设、运营管理以电力生产为主的能源项目，母公司为河北建投集团，实际控制人为河北省国资委。公司是河北省最大的独立发电公司，主营业务包括电力及热力等，截至 2018H1 控股 10 家发电公司、1 家售电公司、5 家供热公司。

◆ 区位优势保障电力消纳：

截至 2018H1，公司控股装机容量 780 万千瓦，权益装机容量 832 万千瓦。公司经营发电资产主要位于河北区域，参控股机组为河北区域电网的重要电源支撑。公司控股发电机组主要集中于河北南部电网，上述区域为电力负荷中心区，下游用电需求有效保障公司机组利用率水平。

◆ 火电资产规模扩张，期待煤价回落：

公司控股发电资产均为火电资产，发电机组均为 30 万千瓦以上机组，发电资产优良。近年来公司火电项目进展顺利。承德热电项目（70 万千瓦）于 2017H2 投产；遵化热电项目（70 万千瓦）目前处于建设状态；辛集、泊头、任丘二期等省内储备热电项目已列入河北省“十三五”电力发展规划。预计随着项目投产运营，公司火电资产规模持续扩张。受电源类型的影响，公司盈利对煤价的敏感性较强。预计随着煤炭优质产能释放，煤价有望下行，进而促进公司盈利修复。

◆ 盈利预测与投资评级：

公司核心业务为电力及热力。假设公司 2018~2020 年的发电量分别同比增长 6.7%、7.8%、2.4%，煤价分别同比变化 2%、-2%、0%。我们预计公司 2018~2020 年的营业收入分别为 115.7、124.3、127.2 亿元，同比增长 9.8%、7.4%、2.4%，综合毛利率分别为 17.0%、18.4%、19.1%。

表 26: 建投能源主营业务盈利预测表

项目	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入 (亿元)	93.87	105.38	115.70	124.27	127.23
YoY%	-2.5%	12.3%	9.8%	7.4%	2.4%
—电力及热力	90.71	100.97	111.29	119.86	122.82
—其他	3.16	4.41	4.41	4.41	4.41
营业成本 (亿元)	64.40	89.19	189.35	199.97	203.05
—电力及热力	62.71	86.47	93.31	98.63	100.17
—其他	1.69	2.72	2.72	2.72	2.72
毛利率 (%)	31.4%	15.4%	17.0%	18.4%	19.1%
—电力及热力	30.9%	14.4%	16.2%	17.7%	18.4%
—其他	46.6%	38.3%	38.3%	38.3%	38.3%

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

我们预计公司 2018~2020 年的 EPS 分别为 0.14、0.20、0.23 元, 对应 PE 分别为 37、26、22 倍, PB 分别为 0.85、0.84、0.82 倍。我们选取业务相近的华电国际、大唐发电、粤电力 A、浙能电力作为可比公司, 可比公司 2019 年的 PB 均值为 1.0 倍。我们看好煤价下行带来的业绩弹性, 给予公司 2019 年 0.9 倍 PB 水平, 对应目标价 5.51 元, 首次覆盖给予“增持”评级。

表 27: 建投能源可比公司估值表

公司	股价 (元)	每股净资产 (元)			PB (x)		
		2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E
华电国际	4.41	4.23	4.37	4.62	1.0	1.0	1.0
大唐发电	3.13	3.12	2.63	2.72	1.0	1.2	1.2
粤电力 A	4.50	4.51	4.59	4.71	1.0	1.0	1.0
浙能电力	4.64	4.47	4.64	4.88	1.0	1.0	1.0
				平均值	1.0	1.0	1.0
建投能源	5.14	5.96	6.02	6.12	0.9	0.9	0.8

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测 (注: 股价选自 2019-01-03 收盘价, 除建投能源外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期)

◆ 风险提示:

上网电价超预期下行, 电力需求超预期回落, 煤价上涨的风险, 机组投产慢于预期等。

表 28: 建投能源业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入 (百万元)	9,387	10,538	11,570	12,427	12,723
营业收入增长率	-2.5%	12.3%	9.8%	7.4%	2.4%
净利润 (百万元)	1,453	168	251	350	416
净利润增长率	-28.9%	-88.4%	49.1%	39.5%	18.8%
EPS (元)	0.81	0.09	0.14	0.20	0.23
ROE (归属母公司) (摊薄)	12.9%	1.6%	2.3%	3.2%	3.7%
P/E	6	55	37	26	22
P/B	0.82	0.86	0.85	0.84	0.82

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测 (股价选自 2019-01-03 收盘价)

5.9、赣能股份（000899.SZ）：江西地方电企，静待煤价下行

◆ 江西地方发电上市平台：

赣能股份为江西省投资集团控股的发电公司，实际控制人为江西省国资委。公司于 1997 年成立并上市。公司主营业务为火力、水力发电，目前公司控股装机容量 150 万千瓦，其中火电装机 140 万千瓦，水电装机 10 万千瓦。

◆ 丰城二期稳健运行，期待丰城三期复工：

公司发电资产以火电为主，控股在运火电资产为丰城二期发电厂（2*70 万千瓦），单机装机容量大，发电资产质量优良。此外，公司尚有丰城三期发电厂项目（设计装机容量为 2*100 万千瓦），目前该项目受“11.24”事故影响处于停工状态。期待丰城三期项目复工投产，进而提升公司装机规模。

◆ 蒙华铁路投运促进煤价回落，公司业绩弹性突出：

受煤炭产地、运力等因素制约，华中地区煤炭供应形势总体偏紧，江西省电煤价格指数总体高于全国均值。我们认为，随着 2019 年蒙华铁路建成投运，江西省作为蒙华铁路沿线地区之一，将受益于优质煤炭供给能力的提升，煤价有望进入下行区间。公司作为江西省发电上市公司之一，燃料成本压力有望缓解。我们以 2017 年公司的经营数据和财务数据为基数测算，当煤价分别下降 10 元/吨（绝对量）、1%（相对量）时，公司归母净利润分别提升 78.6%、64.5%，业绩弹性突出。

◆ 盈利预测与投资评级：

公司业务较为简单，主营业务即发电业务。我们不考虑丰城三期的建成投产，假设公司 2018~2020 年发电量同比增长 5.7%、2.9%、1.9%；随着 2019 年蒙华铁路投产，公司 2018~2020 年煤价分别同比变化-2%、-3%、-3%。

我们预计公司 2018~2020 年的营业收入分别为 22.8、23.6、24.0 亿元，同比增长 7.0%、3.7%、1.9%，综合毛利率分别为 14.9%、17.8%、19.9%。

表 29：赣能股份主营业务盈利预测表

项目	2016A	2017A	2018E	2019E	2020E
营业收入（亿元）	21.77	21.26	22.75	23.59	24.04
YoY%	-14.7%	-2.3%	7.0%	3.7%	1.9%
—电力	21.49	21.00	22.49	23.33	23.78
—其他	0.28	0.26	0.26	0.26	0.26
营业成本（亿元）	15.76	18.64	19.36	19.39	19.25
—电力	15.74	18.61	19.33	19.36	19.23
—其他	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
毛利率（%）	27.6%	12.3%	14.9%	17.8%	19.9%
—电力	26.8%	11.4%	14.0%	17.0%	19.1%
—其他	93.0%	89.4%	89.4%	89.4%	89.4%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

我们预计公司 2018~2020 年的 EPS 分别为 0.20、0.27、0.33 元，对应 PE 分别为 22、16、13 倍。我们选取业务相近的华能国际、大唐发电、皖能电力、广州发展作为可比公司，可比公司 2019 年的 PE 均值为 18 倍。我们看好煤价下行带来的业绩弹性，给予公司 2019 年 18 倍 PE 水平，对应目标价 4.86 元，首次覆盖给予“增持”评级。

表 30：赣能股份可比公司估值表

公司	股价 (元)	EPS (元)			PE (x)		
		2017A	2018E	2019E	2017A	2018E	2019E
华能国际	7.00	0.11	0.19	0.36	63.6	37.2	19.7
大唐发电	3.13	0.13	0.15	0.19	24.3	21.4	16.9
皖能电力	4.92	0.07	0.19	0.28	70.3	25.9	17.6
广州发展	5.59	0.25	0.27	0.30	22.5	20.7	18.7
				平均值	45.2	26.3	18.2
赣能股份	4.39	0.02	0.20	0.27	259.8	21.6	16.1

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：股价选自 2019-01-03 收盘价，除赣能股份外其他公司盈利预测来自 Wind 一致预期）

◆ **风险提示：**

上网电价超预期下行，电力需求超预期回落，丰城三期项目投产进度低于预期，蒙华铁路投运进度慢于预期，煤价上涨的风险等。

表 31：赣能股份业绩预测和估值指标

指标	2016	2017	2018E	2019E	2020E
营业收入 (百万元)	2,177	2,126	2,275	2,359	2,404
营业收入增长率	-14.7%	-2.3%	7.0%	3.7%	1.9%
净利润 (百万元)	378	16	198	266	318
净利润增长率	-34.2%	-95.7%	1106.1%	33.9%	19.9%
EPS (元)	0.39	0.02	0.20	0.27	0.33
ROE (归属母公司) (摊薄)	7.9%	0.4%	4.3%	5.5%	6.3%
P/E	11	260	22	16	13
P/B	0.9	1.0	0.9	0.9	0.8

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（股价选自 2019-01-03 收盘价）

6、风险分析

电力行业：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，水电来水不及预期，电力行业改革进度低于预期的风险等。

燃气行业：天然气销售量低于预期，新用户接驳数量下滑或接驳费用降低的风险，购气成本超预期上涨，管输费、配气费进一步下行的风险等。

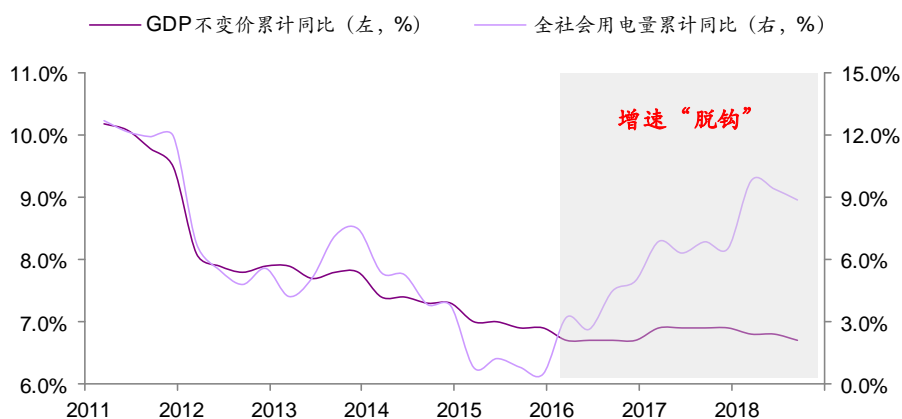
7、附录

7.1、电力供需与火电机组利用率预测

7.1.1、全社会用电量预测

由于电力需求涉及全社会各行各业，因而通常用电量增速与 GDP 增速呈现较强的相关性。自“十二五”以来，中国经济处于“三期叠加”阶段，GDP 增速放缓至 7% 以下的水平，经济增长步入“新常态”。另一方面，2016 年至今，在新旧动能转换的形势下，用电量增速逐步提升，与经济增长“脱钩”。

图 34：用电量增速与经济增长“脱钩”



资料来源：Wind，光大证券研究所

在此情况下，我们通过两种方法，即新旧行业拆分（我们的视角）、用电量类别拆分（传统视角），对全社会用电量进行预测。

◆ 方法一：新旧行业拆分（我们的视角）

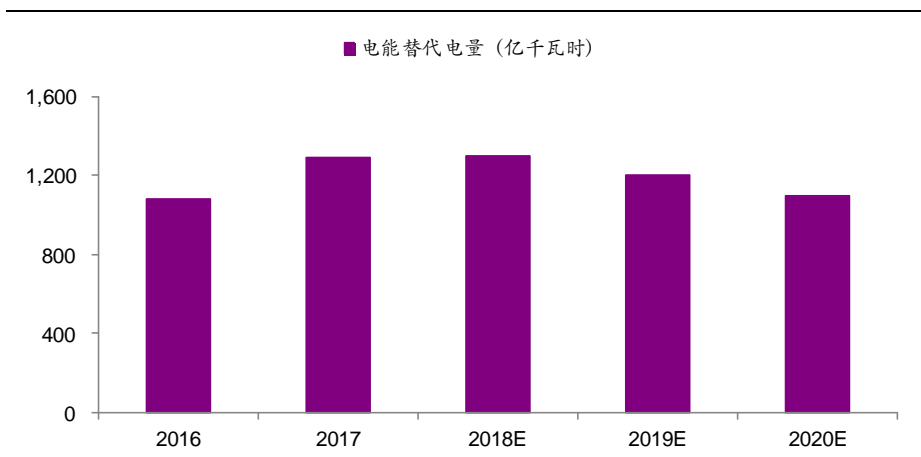
我们将全社会用电量拆分为电能替代、新兴行业、传统行业三部分，并分别对其用电量进行预测。

（一）电能替代

电能替代是在终端能源消费环节，使用电能替代散烧煤、燃油等非清洁能源消费方式。根据 2016 年 5 月国家发改委等多部委联合印发的《关于推进电能替代的指导意见》，电能替代领域包括居民采暖、生产制造、交通运输、电力供应与消费。《电力发展“十三五”规划》提出，到 2020 年，电能替代新增用电量约 4500 亿千瓦时，实现能源终端消费环节电能替代散烧煤、燃油总量约 1.3 亿吨标煤。

电能替代贡献的用电量增长与经济增长无关，是用电量增速与经济增长脱钩的主要原因之一。根据电能替代历史数据，我们预计 2018~2020 年的电能替代电量分别为 1300、1200、1100 亿千瓦时，对应增速分别为 1.0%、-7.7%、-8.3%。

图 35：电能替代情况



资料来源：中电联，光大证券研究所预测

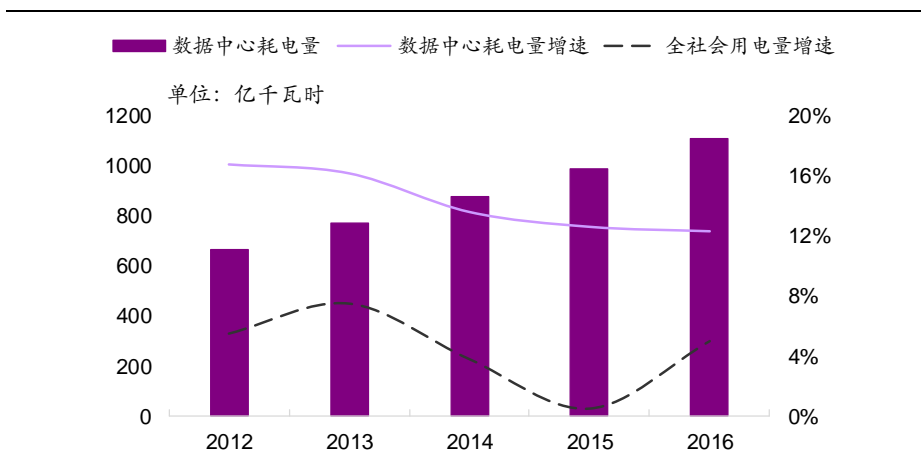
(二) 新兴行业

近年来，随着新旧动能的转换，新兴产业对于用电量增长的贡献引发市场关注。我们选取数据中心和比特币，作为代表性的新兴行业，对其用电量进行测算。

➤ 数据中心

互联网产业的快速发展，带动我国数据中心耗电量高速增长。2012-2016 年耗电量年均复合增速约 13.6%，远高于同期全社会耗电量增速。

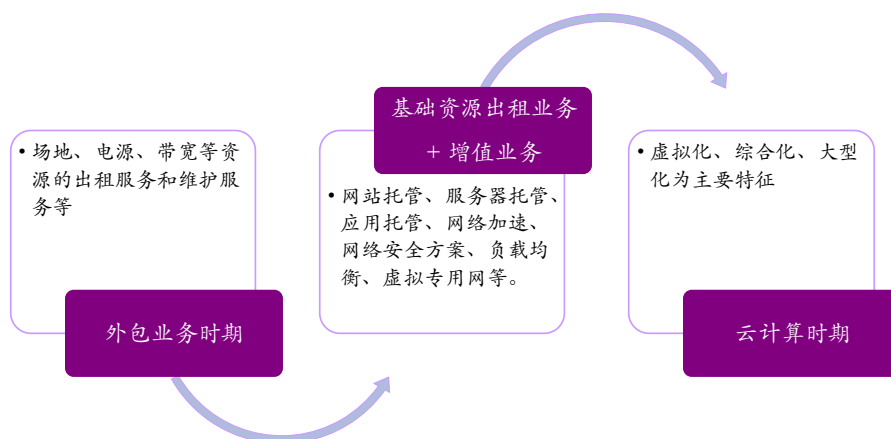
图 36：我国数据中心耗电量及增速



资料来源：数据中心节能技术委员会

数据中心具有可持续的发展驱动力。目前，数据中心正处于第二阶段向第三阶段转型的过渡阶段。数据中心企业一方面致力于数据中心的升级，开发新的业务类型，另一方面也在提高数据中心储存信息和处理信息的能力，构建既有稳定性又有高工作效率的数据中心结构。

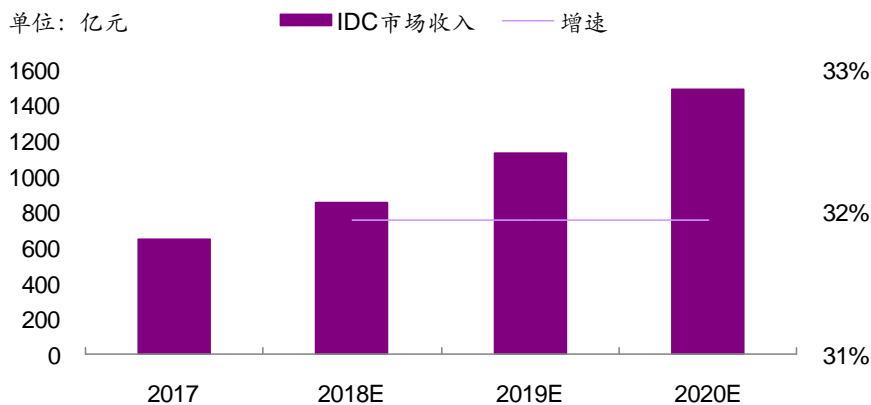
图 37：数据中心的发展阶段



资料来源：吴小芳《数据中心发展趋势探讨》

根据中国信通院《数据中心白皮书》的预测，在移动互联网、互联网+、云计算、大数据、物联网等新兴领域的蓬勃发展和带动下，预测我国 IDC 市场 2018~2020 年仍将处于快速发展期，预计到 2020 年我国 IDC 市场业务总收入可达 1500 亿元。

图 38：2018-2020 年我国 IDC 市场收入预测



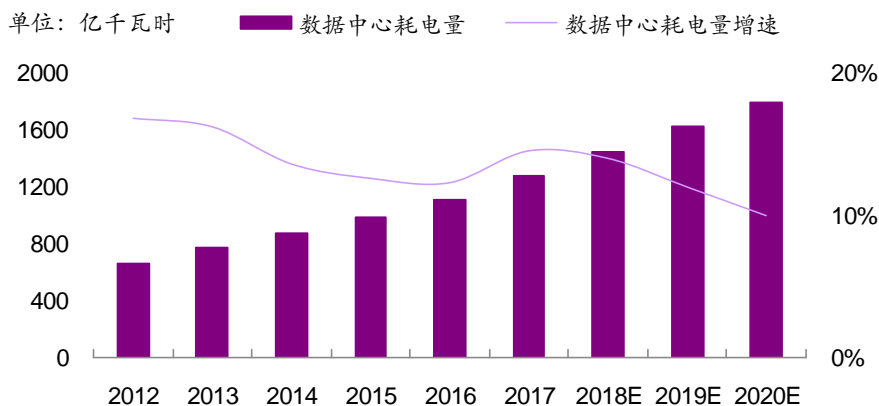
资料来源：中国信通院

从性能来看，绿色节能仍将是一段时间的努力方向。电源方面，正从传统的不间断电源 UPS 向可靠性高、成本低的高压直流 (HVDC) 转变。目前 HVDC 已在 BAT 等大型互联网公司得到了广泛应用。

行业内通常用 PUE 值来表征数据中心的服务器和所有其他部分能耗之间的比例，PUE 值越高，配套设施能耗占比越高，服务器的能源经济性越差。截至 2017 年底，受上架率影响，全国在用超大型数据中心平均运行 PUE1.63；大型数据中心平均 1.54，最优水平达到 1.2 左右。在建超大型、大型数据中心平均设计 PUE 分别为 1.41、1.48，预计未来几年仍将进一步降低。

考虑到几方面因素，1) 国家对数据中心的布局进行积极引导，2) 高 PUE 数据中心已受到政策限制，3) 新建大型数据中心成为主流，绿色化越来越广泛，未来我国数据中心耗电量增速将出现下滑。我们预计 2018-2020 年数据中心耗电量为 1447、1620、1782 亿千瓦时，对应增速 14%、12%、10%。

图 39: 2018-2020 年数据中心耗电量预测



资料来源: 中国信通院, 光大证券研究所预测

➤ 比特币

比特币用电主要体现在比特币的验证与记录（即“挖矿”）环节中设备（即“矿机”）的运算能耗及散热等能耗。近年来随着比特币产业链的快速发展，比特币挖矿环节的用电量难以忽视。

由于中国比特币挖矿用电量缺乏公开、权威的数据来源，故我们通过自上而下的思路测算。通过计算全球比特币挖矿能耗以及中国的比例，从而计算中国比特币挖矿用电量。需要指出的是，由于关键假设、边界条件的差异，我们的测算值并非代表真实的比特币挖矿用电量。

➤ 全球比特币挖矿用电量测算

比特币挖矿的用电量可主要分为三大类：算力用电量（用于比特币挖矿的有效用电量）、散热用电量及其他用电量，我们将在下文分别进行测算。

(1) 算力用电量

我们根据 Blockchain.com 披露的全网算力情况，测算了比特币的全网算力能耗，即全网算力能耗=算力*电源效率。近期主流矿机的电源效率范围在 0.10~0.27。考虑到矿机性能的提升，我们对矿机电源效率进行了假设，并进行了比特币全网算力的能耗分析。

表 32：近期主流比特币 ASIC 矿机参数

型号	算力 (TH/S)	功率 (W)	电源效率 (J/GH)
Antminer S9	14	1372	0.098
Antminer T9	12.5	1576	0.126
Antminer T9+	10.5	1332	0.127
Antminer V9	4	1027	0.257
Antminer S7	4.73	1293	0.273
AvalonMiner 821	11	1200	0.109
AvalonMiner 761	8.8	1320	0.150
AvalonMiner 741	7.3	1150	0.158
Bitfury B8 Black	55	5600	0.102
Bitfury B8	47	6400	0.136

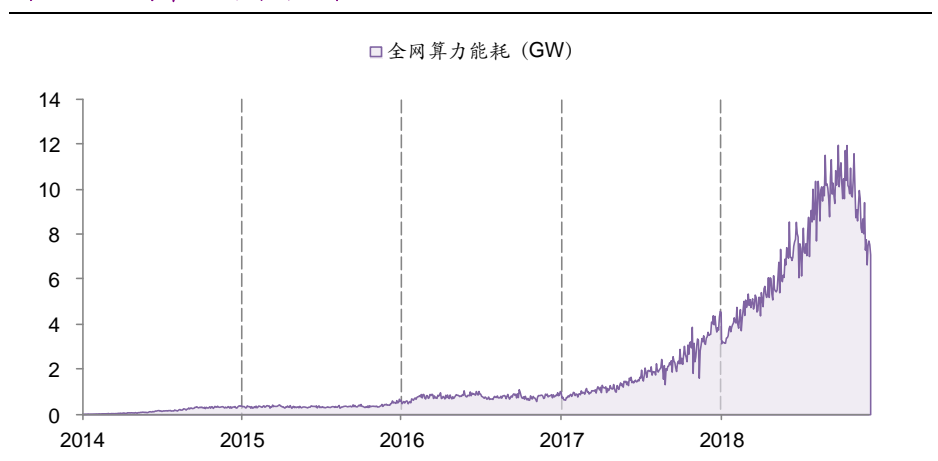
资料来源：Alex de Vries 《Bitcoin's Growing Energy Problem》，光大证券研究所

表 33：电源效率假设表

	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E	2020E
Q1	1.5	1.1	0.7	0.3	0.2	0.2	0.2
Q2	1.4	1.0	0.6	0.3	0.2	0.2	0.2
Q3	1.3	0.9	0.5	0.3	0.2	0.2	0.2
Q4	1.2	0.8	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2

资料来源：光大证券研究所

图 40：比特币全网算力能耗



资料来源：Blockchain.com，光大证券研究所（全网算力能耗=算力*电源效率）

通过计算全网算力能耗（功率）对时间的积分，可以得出比特币全网算力用电量。

（2）散热及其他用电量

在比特币全网算力用电量的基础上，我们根据用电量结构测算散热及其他用电量。

根据 Digiconomist.net 和 Allied Control 的分析，散热用电量约占总用电量的 35-60%。我们假设比特币挖矿的散热用电量占总用电量的 50%。

其他用电量包括 AC/DC 转换用电损失、网络设备用电量等。根据 Bitmain 官网上蚂蚁矿机的规格参数，AC/DC 转换用电损失功率约占算力能耗的 10%，我们假设其他用电量占算力用电量的 15%。

根据上述假设，我们测算出全球比特币挖矿用电量数据。需要说明的是，比特币的挖矿利润与比特币价格的关联度较高，若比特币价格大幅下行，比特币挖矿用电量增速难以持续。

表 34：全球比特币挖矿用电量

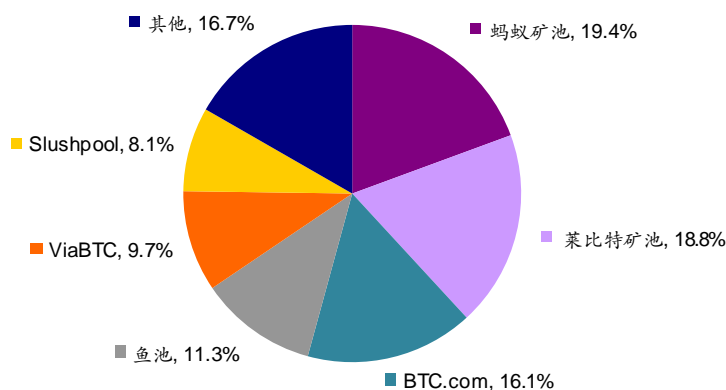
项目	2016H1	2016A	2017H1	2017A	2018H1	2018E	2019E	2020E
算力用电量 (亿千瓦时)	35	70	50	168	234	261	339	441
YoY%			42%	139%	372%	56%	30%	30%
散热用电量 (亿千瓦时)	40	81	57	193	269	300	390	507
其他用电量 (亿千瓦时)	5	11	7	25	35	39	51	66
总用电量 (亿千瓦时)	80	162	114	386	538	600	780	1014
YoY%			42%	139%	372%	56%	30%	30%

资料来源：Blockchain.com, Digiconomist.net, 光大证券研究所预测

➤ 中国比特币挖矿用电量测算

在上述用电量数据的基础上，通过中国比特币用电量份额计算出中国比特币挖矿用电量。据 36 氪研究院的统计，截至 2017 年 12 月，中国比特币矿池占据全网 75% 以上的算力。

图 41：比特币矿池算力份额分布



资料来源：36 氪研究院，光大证券研究所（注：数据统计时点为 2017 年 12 月）

据央视网报道，全球 70% 的比特币产生于中国。我们假定中国比特币挖矿用电量占全球的比例为 70%，预计 2018~2020 年中国比特币挖矿用电量分别为 420、546、710 亿千瓦时，同比增长 56%、30%、30%。

表 35：中国比特币挖矿用电量测算

	2016 H1	2016A	2017 H1	2017A	2018 H1	2018E	2019E	2020E
中国用电量份额 (%)	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
中国比特币挖矿用电量 (亿千瓦时)	56	113	80	270	377	420	546	710
YoY%			42%	139%	372%	56%	30%	30%
拉动用电量同比增长 (pct)			0.1	0.3	1.0			

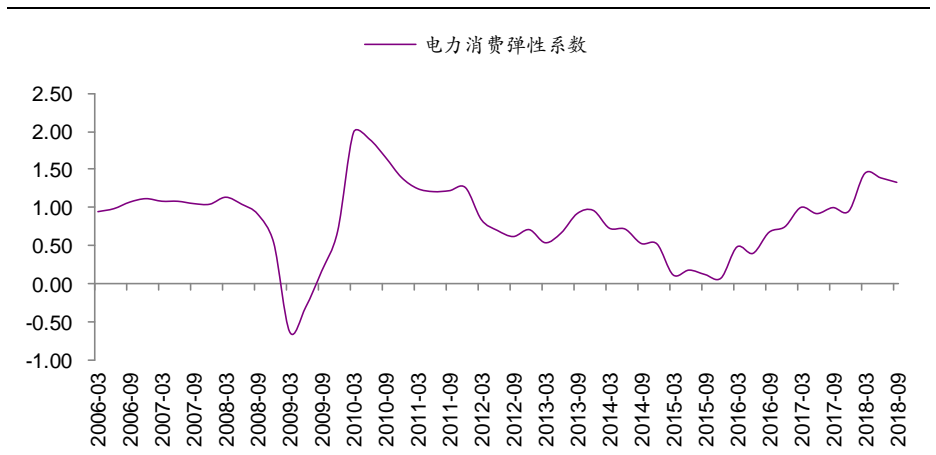
资料来源：光大证券研究所（注：中国比特币挖矿用电量份额=中国比特币挖矿用电量/全球比特币挖矿用电量）

（三）传统行业

我们假定全社会用电量扣除电能替代及新兴行业的部分即传统行业的用电量，这部分用电量与 GDP 增速的关联度较大。传统行业的用电量增速通过 GDP 增速与传统行业的电力消费弹性系数进行预测。

由于缺乏传统行业电力消费弹性系数的直接数据，我们通过分析“新经济”之前的电力消费弹性系数做出假设。我们统计了 2005 年至今我国电力消费弹性系数，其中“十一五”、“十二五”我国电力消费弹性系数均值分别为 0.94、0.69。我们认为扣除天气、新经济等因素，传统行业的电力消费弹性系数低于此值，假设其位于 0.70~0.90 的区间。

图 42：我国电力消费弹性系数



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：电力消费弹性系数=全社会用电量增速/GDP 不变价增速，计算值为季度累计值）

考虑到产业升级、节能降耗等因素，我们假设 2018~2020 年传统行业的 GDP 增速分别为 6.6%、6.3%、6.2%，传统行业的电力消费弹性系数分别为 1.18（考虑天气等异常因素）、0.80、0.75，对应 2018~2020 年的传统行业用电量增速分别为 8.0%、5.1%、4.7%。

(四) 预测结果

综上所述，根据我们对用电量因素的拆分，预计 2018~2020 年全社会用电量分别为 6.81、7.16、7.50 万亿千瓦时，对应增速分别为 8.0%、5.1%、4.5%。

表 36：全社会用电量预测（方法一）

项目	2017	2018E	2019E	2020E
全社会用电量	63,077	68,110	71,583	74,980
YoY%	6.6%	8.0%	5.1%	4.7%
—电能替代	1,287	1,300	1,200	1,100
YoY%	19.3%	1.0%	-7.7%	-8.3%
—新兴行业	1,539	1,867	2,166	2,492
YoY%	26.0%	21.3%	16.0%	15.0%
—传统行业	60,251	64,943	68,217	71,389
YoY%	5.9%	7.8%	5.0%	4.7%

资料来源：中电联，光大证券研究所预测（注：如无特殊说明，单位为亿千瓦时）

◆ 方法二：用电量类别拆分（传统视角）

在方法二中，我们按照传统的用电量类别（即第一产业、第二产业、第三产业、居民生活）分别预测，进而测算全社会用电量增速。

测算说明：

- (1) 三大产业用电量增速按照对应 GDP 增速及电力弹性系数测算；
- (2) 三大产业的电力弹性系数根据历史数据推测。由于 2018 年受异常因素（温度等）影响，假设的电力弹性系数偏高；考虑到节能减排等技术推广，2019、2020 年各产业的电力弹性系数有所下降。2019、2020 年的用电量测算不考虑极端天气等因素影响。
- (3) 考虑到消费升级、城镇化进程、电能替代等驱动因素，我们预计 2018~2020 年居民生活用电增速分别为 11.5%、8.0%、7.5%。

表 37：各产业 GDP 增速及电力消费弹性系数假设

	2016	2017	2018E	2019E	2020E
GDP 增速 (%)					
第一产业	3.3%	3.9%	3.7%	3.3%	3.1%
第二产业	6.3%	6.1%	6.0%	5.9%	5.9%
第三产业	7.7%	8.0%	7.8%	7.7%	7.7%
电力消费弹性系数					
第一产业	1.62	1.88	2.50	1.70	1.70
第二产业	0.46	0.91	1.10	0.60	0.50
第三产业	1.46	1.33	1.60	1.30	1.30

资料来源：Wind，光大证券研究所预测

根据上述测算假设，我们以用电量传统分类的视角对全社会用电量进行预测，预计2018~2020年全社会用电量分别为6.79、7.16、7.51万亿千瓦时，对应增速分别为8.1%、5.2%、4.7%。

表 38：全社会用电量预测（方法二）

项目	2017	2018E	2019E	2020E	2018 M1~10
全社会用电量	63,077	68,215	71,729	75,123	
YoY%	6.6%	8.1%	5.2%	4.7%	8.7%
第一产业	1,155	1,262	1,333	1,403	
YoY%	7.3%	9.3%	5.6%	5.3%	9.8%
第二产业	44,413	47,344	49,020	50,466	
YoY%	5.6%	6.6%	3.5%	3.0%	7.2%
第三产业	8,814	9,914	10,906	11,998	
YoY%	10.7%	12.5%	10.0%	10.0%	13.1%
居民生活	8,695	9,695	10,470	11,256	
YoY%	7.8%	11.5%	8.0%	7.5%	11.1%

资料来源：Wind，光大证券研究所预测（注：如无特殊说明，单位为亿千瓦时）

方法一与方法二的预测结果基本相符，综上所述，预计2018~2020年全社会用电量分别为6.81、7.16、7.50万亿千瓦时，对应增速分别为8.0%、5.1%、4.5%。

7.1.2、火电机组利用率预测

我们在全社会用电量预测的基础上推算全国全口径发电量，再根据其他电源形式的装机容量和利用小时数情况，进而测算火电发电量和机组利用率。需要说明的是，火电机组含燃煤、燃气、生物质和余温余压余气机组。详细测算如下：

表 39：各电源形式装机容量预测

	2017	2018E	2019E	2020E	2020E 规划值
合计	17.77	18.83	20.12	20.98	20.0
YoY%		6.0%	6.8%	4.3%	
火电	11.05	11.32	11.52	11.72	12.0
YoY%		2.4%	1.8%	1.7%	
水电	3.44	3.52	3.62	3.8	3.8
YoY%		2.3%	2.8%	5.1%	
风电	1.63	1.79	1.94	2.1	2.1
YoY%		9.5%	8.7%	8.0%	
光伏	1.29	1.80	2.20	2.50	1.1
YoY%		39.1%	22.2%	13.6%	
核电	0.36	0.41	0.48	0.58	0.58
YoY%		14.0%	18.1%	20.3%	

资料来源：中电联，国家发改委，光大证券研究所预测（注：如无特殊说明，单位为亿千瓦，2020E规划值选自《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》）

表 40：全口径发电量预测

	2017	2018E	2019E	2020E
全社会用电量	63,077	68,110	71,583	74,980
YoY%		8.0%	5.1%	4.7%
全口径发电量	64,171	69,204	72,677	76,074
YoY%		7.8%	5.0%	4.7%
火电	45,558	48,672	50,122	51,536
YoY%		6.8%	3.0%	2.8%
水电	11,931	12,657	13,017	13,680
YoY%		6.1%	2.8%	5.1%
风电	3,034	3,398	3,694	3,990
YoY%		12.0%	8.7%	8.0%
光伏	1,166	1,620	2,420	2,750
YoY%		38.9%	49.4%	13.6%
核电	2,481	2,857	3,423	4,118
YoY%		15.2%	19.8%	20.3%

资料来源：中电联，光大证券研究所预测（注：如无特殊说明，单位为亿千瓦时）

表 41：利用小时数预测表（小时）

	2017	2018E	2019E	2020E
火电	4,219	4,300	4,351	4,397
YoY%		1.9%	1.2%	1.1%
水电	3,597	3,600	3,600	3,600
风电	1,949	1,900	1,900	1,900
光伏	1,205	900	1,100	1,100
核电	7,089	7,000	7,100	7,100

资料来源：中电联，光大证券研究所预测（注：如无特殊说明，单位为小时）

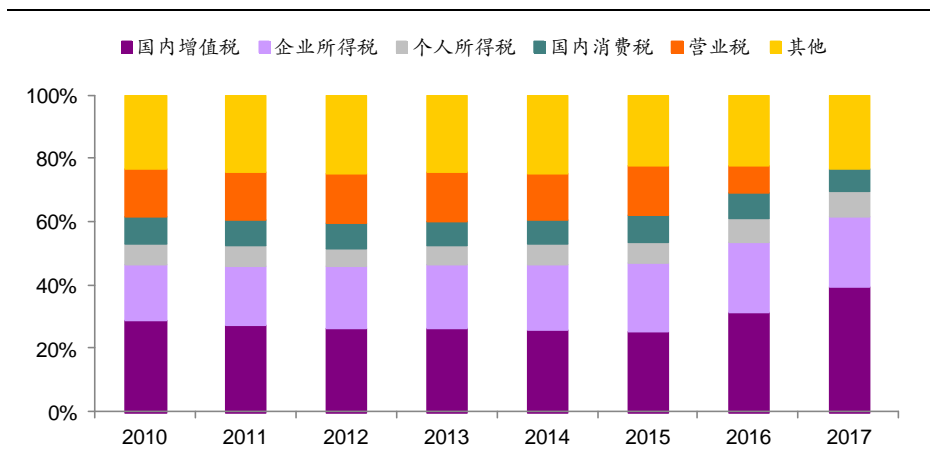
根据我们的预测，2018~2020 年火电机组利用小时数分别为 4300、4351、4397 小时，分别同比增长 1.9%、1.2%、1.1%。

7.2、增值税税率调整对公用事业影响几何？

7.2.1、目前公用事业增值税税率及优惠情况

增值税为我国第一大税种。2017 年国内增值税总额 5.6 万亿元，占全国公共财政税收收入占比 39.1%。自 2017 年简化增值税税率结构后，2018 年以来增值税改革持续推进。2018 年政府工作报告提出“进一步减轻企业税负。改革完善增值税制度，按照三档并两档方向调整税率水平”；2018 年 8 月《全国深化“放管服”改革转变政府职能电视电话会议重点任务分工方案》中进一步强调“深化税制改革，继续推进结构性减税，研究进一步深化增值税改革”。

图 43：公共财政税收收入结构



资料来源：Wind，光大证券研究所

我们对公用事业各子行业的增值税执行情况进行了梳理，详见下表。随着 2017 年以来增值税税率的两轮调整，目前公用事业主要适用税率为 16% 和 10% 两档。此外，公用事业部分子行业在一定阶段内可享受一定程度的增值税优惠政策，包括即征即退、先征后退等。

表 42：公用事业主要项目增值税税率情况

项目	增值税税率 (%)		
	2017/07/01 前	2017/07/01 ~ 2018/04/30	2018/05/01 至今
电力	17%	17%	16%
热力	13%	11%	10%
煤炭	17%	17%	16%
煤气、石油液化气、天然气	13%	11%	10%
自来水	13%	11%	10%
污水处理	17%	17%	16%

资料来源：国家税务总局，光大证券研究所整理

表 43：公用事业主要项目增值税优惠政策

项目	增值税优惠政策	执行期限
火电	无	
水电	装机容量超过 100 万千瓦的水力发电站（含抽水蓄能电站）销售自产电力产品，自 2013 年 1 月 1 日至 2015 年 12 月 31 日，对其增值税实际税负超过 8% 的部分实行即征即退政策；自 2016 年 1 月 1 日至 2017 年 12 月 31 日，对其增值税实际税负超过 12% 的部分实行即征即退政策。	2013/01/01~2017/12/31
核电	核力发电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起 15 个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减。	2008/01/01 至今
风电	对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策。	2015/07/01 至今
光伏	对纳税人销售自产的利用太阳能生产的电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策	2013/10/01~2018/12/31
天然气	在经国家准许的进口天然气项目进口天然气价格高于国家天然气销售定价的情况下，将相关项目进口天然气（包括液化天然气）的进口环节增值税按该项目进口天然气价格和国家天然气销售定价的倒挂比例予以返还。	2011/01/01~2020/12/31
煤层气	对煤层气抽采企业的增值税一般纳税人抽采销售煤层气实行增值税先征后退政策。	2007/01/01 至今
污水处理	污水经加工处理后达标，污水处理劳务享受增值税即征即退 70% 的优惠。	2015/07/01 至今

资料来源：财政部、国家税务总局，光大证券研究所整理

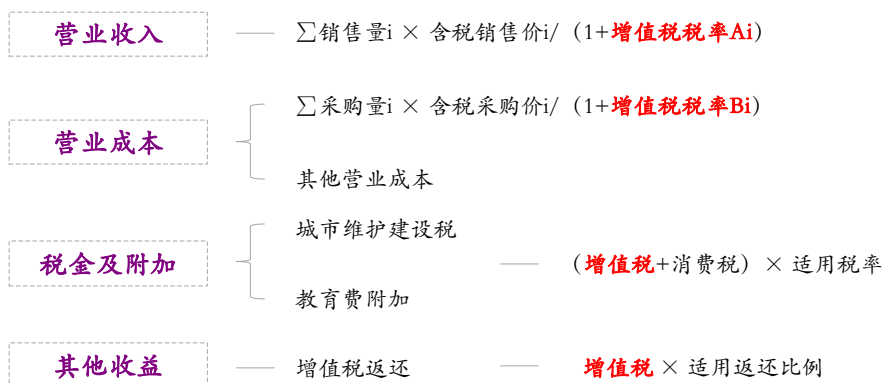
7.2.2、增值税税率调整对行业影响的测算

增值税本质为价外税、流转税，由消费者实际承担。

理论上增值税应纳税额为销项税额与进项税额的差值。其中销项税额指公司提供应税服务按照销售额和增值税税率计算的增值税额；进项税额指公司购进货物或者接受加工修理修配劳务和应税服务，支付或者负担的增值税税额。

在公用事业领域，在其他因素不变的情况下，增值税税率调整将直接影响营业收入、营业成本和增值税税额。此外，由于城市维护建设税和教育费附加以实际缴纳的增值税和消费税作为计费依据，增值税返还额同样与实际缴纳的增值税额直接相关，因此增值税税率的调整将间接影响税金及附加、和其他收益科目。

图 44：增值税对利润表科目的影响



资料来源：光大证券研究所

由于公用事业子行业各公司业务不尽相同，我们构建了火电、水电、燃气的模型公司，用于模拟各子行业的情况。需要说明的是，与实际业务不同，火电、水电模型公司的业务只包括电力销售，而燃气公司的业务只包括（常规）天然气销售。模型公司不考虑增值税优惠的影响。

模型公司的测算备考数据如下：

表 44：火电、水电、燃气模型公司测算备考数据

项目	火电	水电	燃气
主营业务经营			
业务类型	电力销售	电力销售	天然气销售
销售增值税税率 (%)	16%	16%	10%
采购增值税税率 (%)	16%	16%	10%
营业收入 (亿元)	100	100	100
营业成本 (亿元)	85	45	81
可抵扣项占比 (%)	70%	10%	90%

利润总额 (亿元)	7	48	9
所得税税率 (%)	25%	25%	25%
净利润 (亿元)	5.25	36	6.75
固定资产投资			
固定资产投资类型	新建或改扩建 发电项目	新建或改扩建 发电项目	新建或改扩建 输配气项目
固定资产投资增值税税率 (%)	10%	10%	10%
新增固定资产投资 (亿元)	15	14	10
设备等可抵扣项占比 (%)	50%	10%	70%

资料来源：光大证券研究所

通过上述模型公司的构建，我们对增值税税率下调 1 个百分点的条件下，火电、水电、燃气子行业的盈利弹性进行静态测算。

测算假设如下：

(1) 假设新增固定资产投资额（不含增值税）不发生变化。由于增值税税率的调整将引起销售价及采购价的变化，考虑到公司对上下游的议价能力差异，我们按照含税与不含税价格的变化情况分为 4 种情景。

表 45：增值税税率下调的不同情景假设

项目	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4
含税销售价格	不变	下调	不变	下调
不含税销售价格	上调	不变	上调	不变
含税采购价格	不变	下调	下调	不变
不含税采购价格	上调	不变	不变	上调

资料来源：光大证券研究所

(2) 公用事业公司通常无需缴纳消费税，城市维护建设税及教育费附加的计税依据只考虑增值税；城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加的税率分别为 7%、3%、2%。

(3) 所得税税率按 25% 计。

在含税价格不做调整的情况下（即**情景 1**），增值税税率的下调将导致不含税价格实质性提升。当增值税税率下调 1 个百分点时，火电、水电、燃气模型公司的净利润分别增长 5.5%、1.9%、3.0%。

在含税价格根据增值税税率变化同步调整的情况下（即**情景 2**），增值税税率的下调将不影响不含税价格。当增值税税率下调 1 个百分点时，模型公司的营业收入、营业成本不发生变化，但城市维护建设税和教育费附加将发生变化，进而影响利润。当增值税税率下调 1 个百分点时，火电、水电、燃气模型公司的净利润分别增长 0.6%、0.2%、0.3%。可见此情景下增值税调整对公用事业公司的影响有限。

表 46: 增值税税率下调 1 个百分点对火电模型公司利润的影响

项目	原值	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4
相关税费					
销售增值税税率 (%)	16%	15%	15%	15%	15%
采购增值税税率 (%)	16%	15%	15%	15%	15%
固定资产投资增值税税率 (%)	10%	9%	9%	9%	9%
增值税税额 (亿元)	5.73	5.45	5.40	5.53	5.32
城市维护建设税+教育费附加 (亿元)	0.69	0.65	0.65	0.66	0.64
增值税税负率 (%)	5.7%	5.4%	5.4%	5.5%	5.3%
利润影响					
营业收入 (亿元)	100.00	100.87	100.00	100.87	100.00
营业成本 (亿元)	85.00	85.52	85.00	85.00	85.52
毛利 (亿元)	15.00	15.35	15.00	15.87	14.48
净利润 (亿元)	5.25	5.54	5.28	5.92	4.90
净利润变化 (%)		5.5%	0.6%	12.8%	-6.7%

资料来源: 光大证券研究所

表 47: 增值税税率下调 1 个百分点对水电模型公司利润的影响

项目	原值	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4
相关税费					
销售增值税税率 (%)	16%	15%	15%	15%	15%
采购增值税税率 (%)	16%	15%	15%	15%	15%
固定资产投资增值税税率 (%)	10%	9%	9%	9%	9%
增值税税额 (亿元)	15.14	14.32	14.20	14.33	14.19
城市维护建设税+教育费附加 (亿元)	1.82	1.72	1.70	1.72	1.70
增值税税负率 (%)	15.1%	14.2%	14.2%	14.2%	14.2%
利润影响					
营业收入 (亿元)	100.00	100.87	100.00	100.87	100.00
营业成本 (亿元)	45.00	45.04	45.00	45.00	45.04
毛利 (亿元)	55.00	55.83	55.00	55.87	54.96
净利润 (亿元)	36.00	36.70	36.08	36.73	36.06
净利润变化 (%)		1.9%	0.2%	2.0%	0.2%

资料来源: 光大证券研究所

表 48: 增值税税率下调 1 个百分点对燃气模型公司利润的影响

项目	原值	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4
相关税费					
销售增值税税率 (%)	10%	9%	9%	9%	9%
采购增值税税率 (%)	10%	9%	9%	9%	9%
固定资产投资增值税税率 (%)	10%	9%	9%	9%	9%
增值税税额 (亿元)	2.01	1.83	1.81	1.89	1.75
城市维护建设税+教育费附加 (亿元)	0.24	0.22	0.22	0.23	0.21
增值税税负率 (%)	2.0%	1.8%	1.8%	1.9%	1.7%
利润影响					
营业收入 (亿元)	100.00	100.92	100.00	100.92	100.00

营业成本 (亿元)	81.00	81.67	81.00	81.00	81.67
毛利 (亿元)	19.00	19.25	19.00	19.92	18.33
净利润 (亿元)	6.75	6.95	6.77	7.45	6.27
净利润变化 (%)		3.0%	0.3%	10.4%	-7.1%

资料来源：光大证券研究所

我们进而测算了增值税调整对公用事业火电、水电、燃气子板块上市公司利润的影响。各上市公司的经营情况和财务状况各异，我们的测算假设如下：

(1) 以 2017 年各公司的财务数据为基数测算，2017 年利润总额为负的公司暂不纳入测算名单。

(2) 火电、水电、燃气公司的营业收入全部缴纳增值税，营业成本中缴纳增值税的比例分别为 70%、10%、90%，增值税税率分别为 17%、17%、11%。

(3) 因根据模型公司的测算影响有限，在测算实际公司影响不考虑固定资产投资中采购设备等项目对增值税的影响，不考虑城市维护建设税和教育费附加的影响。

(4) 仅考虑在含税价格不做调整的情况下（即情景 1），增值税税率下调 1 个百分点时，公用事业上市公司税前利润的变化。

不同上市公司的利润总额对增值税下调的敏感性不尽相同，总体而言，盈利状况较差、进税项抵扣比例较低的公司，更多受益于增值税税率下调。

表 49：增值税税率下调 1 个百分点对公用事业上市公司的利润影响测算

公司名称	利润总额 变化 (亿元)	利润总额 变化率 (%)	公司名称	利润总额 变化 (亿元)	利润总额 变化率 (%)
火电公司					
豫能控股	0.25	88.8%	粤电力 A	0.89	5.7%
深南电 A	0.06	70.5%	国电电力	2.16	5.7%
赣能股份	0.07	42.0%	深圳能源	0.66	5.0%
大连热电	0.03	28.5%	穗恒运 A	0.11	4.5%
皖能电力	0.34	24.8%	内蒙华电	0.43	4.2%
华电国际	2.55	19.6%	上海电力	0.71	3.8%
通宝能源	0.18	14.0%	宁波热电	0.05	3.7%
华能国际	4.98	13.4%	中能股份	0.98	3.5%
京能电力	0.36	11.3%	浙能电力	1.69	3.0%
宝新能源	0.10	10.5%	福能股份	0.26	2.5%
建投能源	0.37	8.6%	江苏国信	0.76	2.2%
天富能源	0.18	8.4%	国投电力	1.59	2.1%
大唐发电	2.33	7.0%	湖北能源	0.49	1.9%

东方能源	0.08	6.9%	联美控股	0.13	1.1%
广州发展	0.81	6.2%			
水电公司					
闽东电力	0.07	13.6%	桂冠电力	0.72	2.1%
甘肃电投	0.15	5.4%	湖南发展	0.02	1.9%
韶能股份	0.29	4.8%	长江电力	4.16	1.6%
华能水电	1.05	3.8%	梅雁吉祥	0.02	1.5%
黔源电力	0.20	3.2%	川投能源	0.07	0.2%
燃气公司					
国新能源	0.22	162.2%	ST 升达	0.03	2.5%
长春燃气	0.06	7.8%	深圳燃气	0.29	2.5%
胜利股份	0.08	5.0%	佛燃股份	0.11	1.8%
贵州燃气	0.08	4.8%	新疆火炬	0.02	1.7%
大通燃气	0.02	4.3%	大众公用	0.11	1.7%
南京公用	0.11	3.3%	新疆浩源	0.01	1.6%
皖天然气	0.04	2.8%	东方环宇	0.02	1.5%
陕天然气	0.13	2.8%	百川能源	0.13	1.3%
重庆燃气	0.12	2.7%	新天然气	0.04	1.2%
金鸿控股	0.12	2.6%			

资料来源：Wind，光大证券研究所（注：以 2017 年财务数据为基数）

行业重点上市公司盈利预测、估值与评级

证券 代码	公司 名称	收盘价 (元)	目标价 (元)	EPS(元)			P/E(x)			投资评级	
				17A	18E	19E	17A	18E	19E	本次	变动
600011	华能国际	7.00	7.57	0.11	0.14	0.36	61	51	19	买入	维持
600027	华电国际	4.41	5.12	0.04	0.18	0.33	101	25	13	买入	维持
600795	国电电力	2.55	2.72	0.11	0.16	0.20	23	16	13	增持	维持
601991	大唐发电	3.13	3.30	0.09	0.17	0.21	34	18	15	增持	维持
000966	长源电力	3.47	3.74	-0.11	0.06	0.22		58	16	增持	首次
000543	皖能电力	4.92	5.36	0.07	0.16	0.25	67	31	20	增持	首次
000539	粤电力 A	4.50	5.10	0.14	0.20	0.30	32	23	15	增持	首次
000600	建投能源	5.14	5.51	0.09	0.14	0.20	55	37	26	增持	首次
000899	赣能股份	4.39	4.86	0.02	0.20	0.27	260	22	16	增持	首次

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2019-01-03

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。负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作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，光大证券股份有限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，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。

本证券研究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。报告中的信息或所表达的意见不构成任何投资、法律、会计或税务方面的最终操作建议，本公司不就任何人依据报告中的内容而最终操作建议做出任何形式的保证和承诺。在任何情况下，本报告中的信息或所表达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达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。本公司的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能会独立做出与本报告的意見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，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅向特定客户传送，未经本公司书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。如欲引用或转载本文内容，务必联络本公司并获得许可，并需注明出处为光大证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

光大证券股份有限公司

上海市新闻路 1508 号静安国际广场 3 楼 邮编 200040

总机：021-22169999 传真：021-22169114、22169134

机构业务总部	姓名	办公电话	手机	电子邮件
上海	徐硕	021-52523543	13817283600	shuoxu@ebscn.com
	李文渊		18217788607	liwenyuan@ebscn.com
	李强	021-52523547	18621590998	liqiang88@ebscn.com
	罗德锦	021-52523578	13661875949/13609618940	luodj@ebscn.com
	张弓	021-52523558	13918550549	zhanggong@ebscn.com
	黄素青	021-22169130	13162521110	huangsuqing@ebscn.com
	邢可	021-22167108	15618296961	xingk@ebscn.com
	李晓琳	021-52523559	13918461216	lixiaolin@ebscn.com
	郎珈艺	021-52523557	18801762801	dingdian@ebscn.com
	余鹏	021-52523565	17702167366	yupeng88@ebscn.com
	丁点	021-52523577	18221129383	dingdian@ebscn.com
	郭永佳		13190020865	guoyongjia@ebscn.com
	北京	郝辉	010-58452028	13511017986
梁晨		010-58452025	13901184256	liangchen@ebscn.com
吕凌		010-58452035	15811398181	lvling@ebscn.com
郭晓远		010-58452029	15120072716	guoxiaoyuan@ebscn.com
张彦斌		010-58452026	15135130865	zhangyanbin@ebscn.com
鹿舒然		010-58452040	18810659385	pangsr@ebscn.com
黎晓宇		0755-83553559	13823771340	lix1@ebscn.com
张亦潇		0755-23996409	13725559855	zhangyx@ebscn.com
深圳	王渊锋	0755-83551458	18576778603	wangyuanfeng@ebscn.com
	张靖雯	0755-83553249	18589058561	zhangjingwen@ebscn.com
	苏一耘		13828709460	suy1@ebscn.com
	常密密		15626455220	changmm@ebscn.com
	国际业务	陶奕	021-52523546	18018609199
	梁超	021-52523562	15158266108	liangc@ebscn.com
	金英光		13311088991	jinyg@ebscn.com
	王佳	021-22169095	13761696184	wangjia1@ebscn.com
	郑锐	021-22169080	18616663030	zh Rui@ebscn.com
	凌贺鹏	021-22169093	13003155285	linghp@ebscn.com
	周梦颖	021-52523550	15618752262	zhoumengying@ebscn.com
私募业务部	戚德文	021-52523708	18101889111	qidw@ebscn.com
	安玲娴	021-52523708	15821276905	anlx@ebscn.com
	张浩东	021-52523709	18516161380	zhanghd@ebscn.com
	吴冕	0755-23617467	18682306302	wumian@ebscn.com
	吴琦	021-52523706	13761057445	wuqi@ebscn.com
	王舒	021-22169419	15869111599	wangshu@ebscn.com
	傅裕	021-52523702	13564655558	fuyu@ebscn.com
	王婧	021-22169359	18217302895	wangjing@ebscn.com
	陈潞	021-22169146	18701777950	chenlu@ebscn.com
		王涵洲		18601076781