

行业研究/中期策略

2019年05月19日

行业评级:

公用事业 增持(维持)
电力 II 增持(维持)

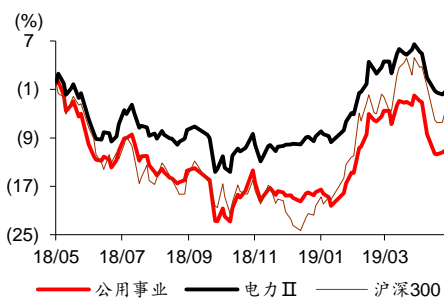
王玮嘉 执业证书编号: S0570517050002
研究员 021-28972079
wangweijia@htsc.com

赵伟博 010-56793949
联系人 zhaoweibo@htsc.com

相关研究

- 1《公用事业: 行业周报(第二十周)》2019.05
- 2《公用事业: 二产用电增速下滑大, 或因高基数&贸易摩擦》2019.05
- 3《公用事业: 降电价靴子落地, 火电复苏进一步确立》2019.05

一年内行业走势图



资料来源: Wind

改革不止步, 发展加速度

公用事业中期策略

改革释放公用事业发展红利, 火电/燃气行业受益明显

我国电力/天然气体制改革以破除垄断为目的, 定价改革以构建市场化定价机制为最终导向, 近年来改革已然取得一系列突破进展。目前伴随着双百计划等国企改革相关政策频频出台, 公用事业改革有望加速。我们认为2019年下半年火电有望受益于煤价下行实现盈利修复, 水电/核电则受市场化电价改革加速推进, 综合上网电价或将继续承压。从中长期来看, 火电有望形成“基准电价+浮动机制”, 盈利模式实现根本性好转; 燃气行业有望充分受益于国家管道公司落地, 管网建设或将加速推进, 促进天然气进一步大规模应用, 利好天然气全产业链发展。

公用事业改革持续推进, 破除垄断+市场化定价为改革目的地

电力/天然气体制改革以破除垄断为目的: 1) 电改: 2002年电改促成拆成“5+2+4”电企新格局, 即五大发电集团/两大电网企业/四大辅业集团; 2) 天然气体制改革: 油气勘探开采体制有序放开, 并分步推进油气干线管道独立, 国家管道公司改革方案预计2019年正式对外颁布。定价改革以构建市场化定价机制为最终导向: 1) 电改: 我国已经历6个阶段, 目前市场化电价已实现供需主导, 且市场化电量占比持续扩大, 2018年达到30.2%(同比+4.3pct); 2) 天然气定价改革: 中游输配气价得到管控, 终端售价完成并轨, “管住中间、放开两端”改革目的的实现标志性进展。

火电: 2019年市场化电量比例或达35%, 行业盈利模式重塑

短期看火电有望受益于煤价下行, 中长期来看, 火电有望形成“基准电价+浮动机制”, 盈利模式实现根本性好转, 我们预计拥有成本优势的优质火电龙头市占率将进一步得到提升, 未来电力行业或将回归“公用事业”的属性, 推荐华能国际/内蒙华电/浙能电力/京能电力/长源电力/建投能源/皖能电力。

水电: 三维度遴选优质标的

短期市场化电价改革对水电上网电价影响偏负面, 长期水电消纳有望进一步好转。水电可基于三条逻辑选股: 1) 买资产: 关注重置资产净值低于目前市值的标的; 2) 买成长: 优选有在建拟建装机投运/资产注入预期的标的; 3) 买分红: 优选稳定高分红收益率标的。建议关注川投能源/华能水电。

核电: 短期关注重启进程, 中长期稳定现金流

为短期市场化电价改革对核电盈利影响偏负面, 装机是驱动核电盈利增长的核心因素, 2018-20年核电迎来建设潮, 根据国家核安全局数据, 截至2018年底, 我国在运核电装机容量约4465万千瓦, 其中, 仅2018年新增的在运装机即高达884万千瓦, 占总装机容量的20%, 此外在建装机高达2200万千瓦, 为在运装机容量的49%, 核电装机处于加速放量阶段, 建议关注A股稀缺核电运营商中国核电。

燃气: 管道公司成立有望进一步驱动燃气消费放量

2019年国家管道公司有望成立, 燃气改革中的“管网独立”环节有望迎来实质性进展, 以美英为鉴, 天然气消费量的增长与天然气管道历程的增长基本同步, 我们认为伴随国家管网公司从三桶油旗下独立, 我国天然气管网建设有望加速推进, 进而促进天然气进一步大规模应用, 中长期利好天然气全产业链发展, 推荐优质燃气分销商深圳燃气。

风险提示: 改革进度不及预期, 煤价下行不及预期。

正文目录

公用事业改革的梳理与对比	5
电改梳理：市场化定价改革加速推进	5
体制改革：厂网分开、主辅分离为核心	5
定价改革：市场化推进迅速	6
燃气行业：改革不断推进，市场化定价为最终目标	8
定价改革：市场化不断推进，放开气源和售价为最终落脚点	8
体制改革：放开上游+管道独立为重点	9
电力燃气改革对比	9
体制改革以破除垄断为目的，定价改革以市场化定价为最终归宿	9
国企改革春风再起，公用事业板块有望受益	11
年初以来公用事业板块混改进展	12
火电：短期有望受益于煤价下行，中长期盈利模式有望好转	14
盈利模式先天不足，短期盈利修复看煤价	14
盈利模式：管制的收入端+市场化的成本端	14
短看高库存，长看产能释放，煤价下行趋势确立	16
电改步入深水区，火电有望逐步摆脱“市场煤计划电”盈利模式	17
火电有望形成“基准电价+浮动机制”，盈利模式实现根本性好转	17
持续推荐火电板块	19
电改促火电公用事业属性回归，火电龙头估值提升空间可观	19
高分红收益率：推荐内蒙华电、浙能电力、华能国际、京能电力	20
水电：优质蓝筹板块，短期电力市场化改革偏负面	21
水电行业盈利模式稳健	21
短期市场化电价改革影响偏负面，长期水电消纳有望进一步好转	22
市场化电价短期利空	22
能源结构转型促水电消纳进一步提升	22
三维度遴选，持续推荐优质水电标的	22
维度一：类债券	22
长江电力：高分红明确，类债券	22
维度二：成长性	23
国投电力&川投能源：雅砻江水电 2021 有望步入黄金开发期。	23
长江电力：三峡集团资产白鹤滩/乌东德可能注入上市公司	23
华能水电：新增澜上机组外送广东，电价显著高于存量机组	24
维度三：优资产	24
中长期看好重置资产净值低于市值的水电企业价值重估	24
核电：短期市场化电价改革偏负面，中长期受益于核电重启	26
盈利结构成熟，装机有望迎来爆发期	26
装机容量是驱动盈利增长的核心要素	26
核电重启确立，装机容量迎来爆发期	26

改革对核电影响：市场化电量占比持续提升，短期电价偏空	27
关注中国核电：A 股稀缺核电运营商	28
燃气：国家管道公司有望落地，全产业链迎来利好	30
燃气行业盈利模式	30
管道公司有望年内成立，改革红利加速释放	30
精选优质分销商，首推深圳燃气	32
风险提示	34

图表目录

图表 1： 我国电力体制改革主要历程	5
图表 2： 新电力体制实行厂网分开+主辅分离	6
图表 3： 我国电力市场化改革进程	6
图表 4： 2018 年各省市场电占比	7
图表 5： 主要发电企业市场电占比及折价比例	7
图表 6： 天然气产业链价格	8
图表 7： 我国天然气定价改革逐渐步入深水区	9
图表 8： 体制改革：电力 VS 天然气	10
图表 9： 定价机制改革：电力 VS 天然气	10
图表 10： 国企改革逻辑梳理	11
图表 11： 被列入“双百行动”的公用事业领域公司	11
图表 12： 五大电力集团及两大电网公司旗下上市公司平台	12
图表 13： 2018 年至今公用事业相关上市公司层面混改梳理	12
图表 14： 2018 年至今公用事业相关领域混改梳理	12
图表 15： 主要集团上市公司层面资产	13
图表 16： 现行火电行业盈利模式	14
图表 17： 典型火电行业盈利结构（以冀南某电厂 2017 年经营信息为例）	15
图表 18： 电力产业链各个环节净利润	15
图表 19： 2013-2015 煤价下行驱动火电板块戴维斯双击	16
图表 20： 2013-2015 煤价下行驱动火电板块实现超额收益	16
图表 21： 六大发电集团煤炭库存居高不下（万吨/日）	16
图表 22： 六大发电集团日均耗煤量偏弱（万吨/日）	16
图表 23： 十三五煤炭去产能目标完成进度（亿吨）	17
图表 24： 电力市场建设试点	17
图表 25： 部分省份“基准电价+浮动机制”试行要点	18
图表 26： 香港电力市场管制要点	18
图表 27： 中电控股平均总电费和香港综合 CPI	18
图表 28： 中电控股 ROE	18
图表 29： 港灯-SS 平均总电费和香港综合 CPI	18
图表 30： 港灯-SS ROE	18

图表 31: 杜克能源 PB-ROE 回归情况.....	19
图表 32: OGE 能源 PB-ROE 回归情况.....	19
图表 33: 埃立特公司 PB-ROE 回归情况.....	19
图表 34: 美国南方电力 PB-ROE 回归情况.....	19
图表 35: 华电国际 PB-ROE 回归情况.....	20
图表 36: 华能国际 PB-ROE 回归情况.....	20
图表 37: 火电行业可比估值表 (2019/5/19)	20
图表 38: 水电公司盈利模式图.....	21
图表 39: 6-10 月是全社会水电发电量高峰期 (亿千瓦时)	21
图表 40: 水电上网电价定价方式.....	22
图表 41: 长江电力明确高分红比例 (元/股)	23
图表 42: 长江电力股息率与超额收益表现.....	23
图表 43: 雅砻江水电 (国投持股 52%/川投持股 48%) 中下游下属电站装机量、投资额及投产时间.....	23
图表 44: 长江电力将拥有世界十二大水电站中五座.....	24
图表 45: 部分水电单位市值 (2019/5/19)	25
图表 46: 核电盈利模型.....	26
图表 47: 近年核电规划汇总	26
图表 48: 我国在建核电机组 (截至 2019 年初)	27
图表 49: 新建核电机组定价机制.....	27
图表 50: 2018 年主要核电大省核电市场电价不足 0.39 元/度.....	28
图表 51: 2018 年核电市场化占比大幅提升 7pct.....	28
图表 52: 中国核电历史沿革	28
图表 53: 公司核电装机容量持续增长.....	29
图表 54: 天然气产业链及定价机制	30
图表 55: 美国天然气管道历程与天然气消费量	31
图表 56: 英国天然气管道历程与天然气消费量	31
图表 57: 深圳市燃气分销业务成本监审主要结果.....	32
图表 58: 深圳燃气 LNG 接收站盈利测算.....	33

公用事业改革的梳理与对比

电改梳理：市场化定价改革加速推进

我国电改大体分为三个阶段：1) 上世纪 80 年代电力投资上允许多家办电，改变过去独家办电，初步扭转电力短缺问题；2) 2002 年 2 月 5 号文启动的电改，实现了厂网分开、主辅分离；3) 2015 年 3 月中发 9 号文启动的新一轮电改，主要内容是“三放开、一独立、三强化”，吸取之前的教训，进一步推进电力市场化。

1. 1980 年之前我国电力工业基本上实行集中统一的计划管理体制，全国长期缺电。1987 年国务院提出“政企分开，省为实体，联合电网，统一调度，集资办电”，极大促进电力产业发展，根据《改革开放以来我国电力体制改革总体进展情况》，1985-92 年发电装机 CAGR 约 10%。1997 年国家电力公司成立，负责电力行业商业运行的管理，加快电力工业政企分开的步伐。
2. 2002 年电改主要任务是“厂网分开、竞价上网”，同时还进行了东北、华东等区域电力市场试点，以及主辅分离、节能发电调度、大用户直接交易、发电权交易等探索。发输配售“大一统”的国家电力公司被拆成“5+2+4”电企新格局，即五大发电集团、两大电网企业、四大辅业集团(后又整合为 2 个)，市场竞争格局显现。
3. 2015 年电改主要内容是“三放开、一独立、三强化”。即：有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；交易机构相对独立；对区域电网、输配电体制深化研究。同时，强化政府监管、统筹规划、安全可靠供应，构建“管住中间，放开两头”的体制架构。

图表1：我国电力体制改革主要历程



资料来源：《电力体制改革政策解读》，华泰证券研究所；

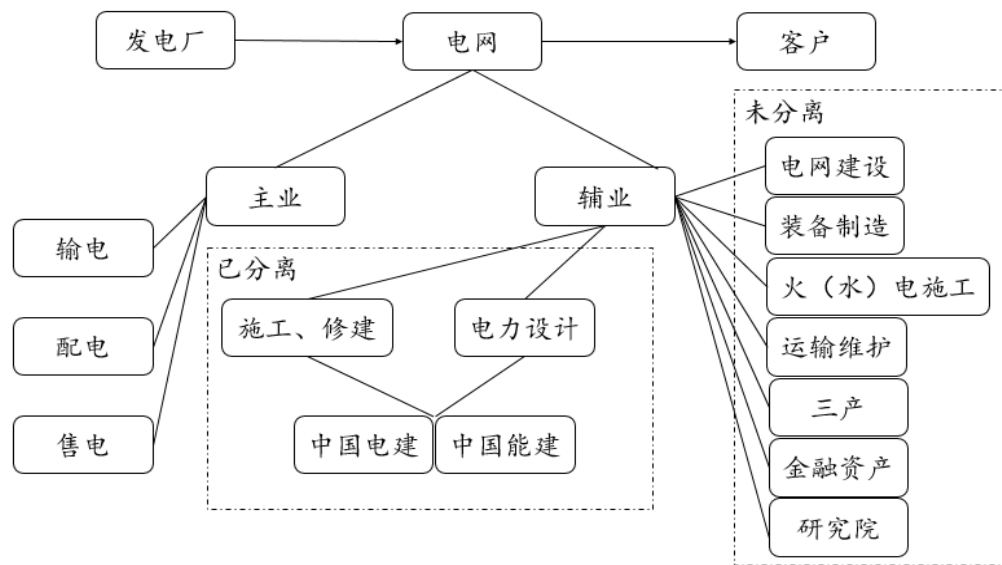
体制改革：厂网分开、主辅分离为核心

我国 2002 年出台电力体制改革方案，明确了“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”四大改革任务。2002 年底实施厂网分开时，将原国家电力公司的资产拆分为电网资产和发电资产及辅业资产，并相应划分给 9 大公司，这一次分离，仅实现了中央层面的主辅分离，而原国家电力公司系统内网省层面的辅业仍保留在电网企业。

2011 年，在国资委的主导下，国家电网公司和中国南方电网公司进行了主辅分离重组。两家电网公司将其所拥有管理的火电、水电施工，电力勘探设计和电力修造企业剥离，同时将剥离出的辅业资产与原四大辅业集团重新组合，成立了中国电力建设集团有限公司和中国能源建设集团有限公司，共涉及到约 130 多家企业，60 多万名员工，重组后的中国

电建和中国能建都是资产总额上千亿的大型辅业集团。新成立的中国电建和中国能建是按照《中华人民共和国公司法》等级注册成立的国有独资公司，由国务院国有资产监督管理委员会代表国务院履行出资人职责。两家新集团公司的组建，实现了规划设计、工程施工、项目运营一体化整合，使我国电力建设企业具备了全产业链国际竞争能力，有效增强了电力建设企业的综合实力和开拓国际市场能力。这次改革标志着历时多年的电网主辅分离改革重组取得重大进展。

图表2：新电力体制实行厂网分开+主辅分离

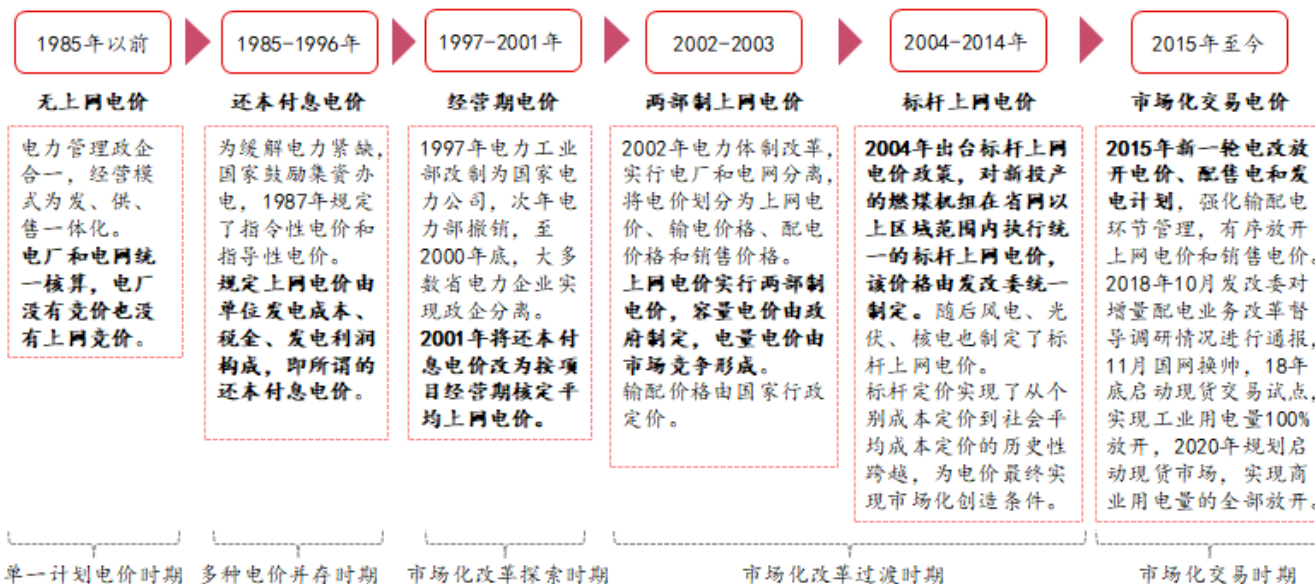


资料来源：华泰证券研究所；

定价改革：市场化推进迅速

我国电价体制改革历经6个阶段，市场化定价为改革导向。1985年至今，我国电价定价机制相继经历无上网电价、还本付息电价、经营期电价、两部制上网电价、标杆上网电价、市场化交易电价等六个阶段，持续推进电力市场化定价改革。

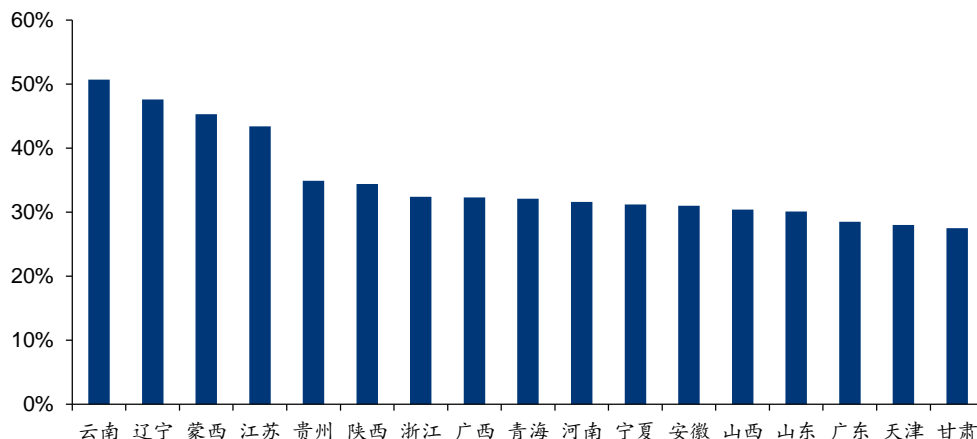
图表3：我国电力市场化改革进程



资料来源：《改革开放以来我国电力体制改革总体进展情况》，华泰证券研究所

15年“新一轮”电改以来市场电占比迅速增长。根据中电联数据，2018年全国电力市场交易电量合计为20654亿千瓦时，同比增长26.5%，市场交易电量占全社会用电量比重为30.2%，较上年提高4.3pct。分省来看，市场交易电量占全社会用电量比重超过40%的省区分别是云南（50.7%）、辽宁（47.6%）、蒙西（45.3%）和江苏（43.4%）。对大型发电集团而言，根据中电联的数据，2018年大型发电集团合计市场交易电量13713亿千瓦时，同比增长26.4%，占大型发电集团上网电量的比重为37.5%，较上年提高4.5pct。

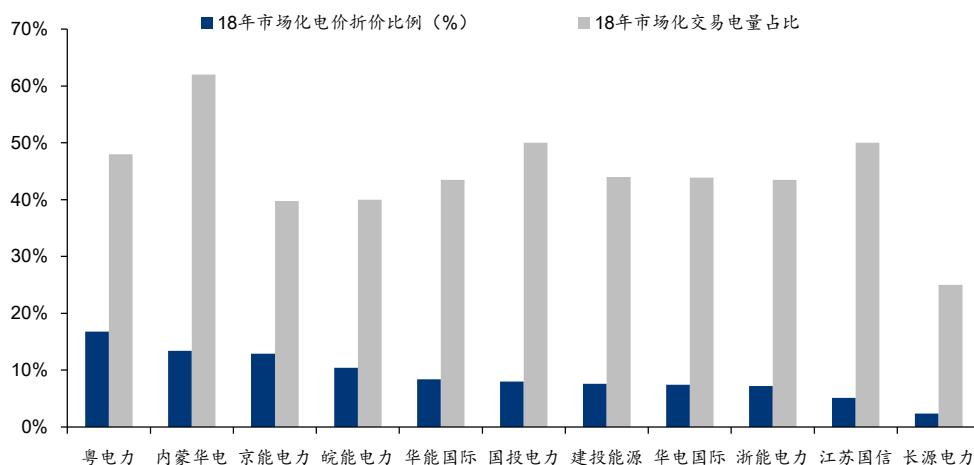
图表4：2018年各省市场电占比



资料来源：中电联，华泰证券研究所；

2018年推动煤炭/钢铁/有色/建材4个高耗能行业率先全面放开发用电计划，2020年拟实现商业用电量的全部放开，市场电占比有望逾70%。2018年7月，国家发改委决定选择煤炭、钢铁、有色、建材4个行业电力用户，率先全面放开发用电计划试点，根据测算，这4个行业用户全面放开后可增加市场化交易电量3500亿千瓦时，可以使市场化交易电量占全社会用电量的比例提高5.0pct（数据取自中国能源报新闻报道《电力市场化交易再迈一大步（政策解读）》）。此外，2016年3月国家能源局发布《关于征求做好电力市场建设有关工作的通知（征求意见稿）》，提出拟在2020年实现商业用电量的全部放开，届时我国市场化交易电量占全社会用电量有望逾70%。

图表5：主要发电企业市场电占比及折价比例



注：除华能国际、华电国际外，其他火电公司2018年市场化交易电量占比为我们预测值；

资料来源：公司公告，华泰证券研究所；

从上市公司层面来看，根据公司公告，2018年华能国际、华电国际、大唐发电等行业巨头市场化电量占比提升较大，分别提升至43%/44%/38%。

燃气行业：改革不断推进，市场化定价为最终目标

定价改革：市场化不断推进，放开气源和售价为最终落脚点

天然气出厂价格定价政策的演变过程大致可划分为以下四个阶段：

第一阶段（1956-1982年）：我国对天然气实行单一井口价。1982年之前，为了鼓励天然气消费，我国对天然气实行低价政策，天然气价格基本维持在每立方米0.03元-0.05元，实行单一井口气价，这一低价政策造成了天然气产业投资不足。

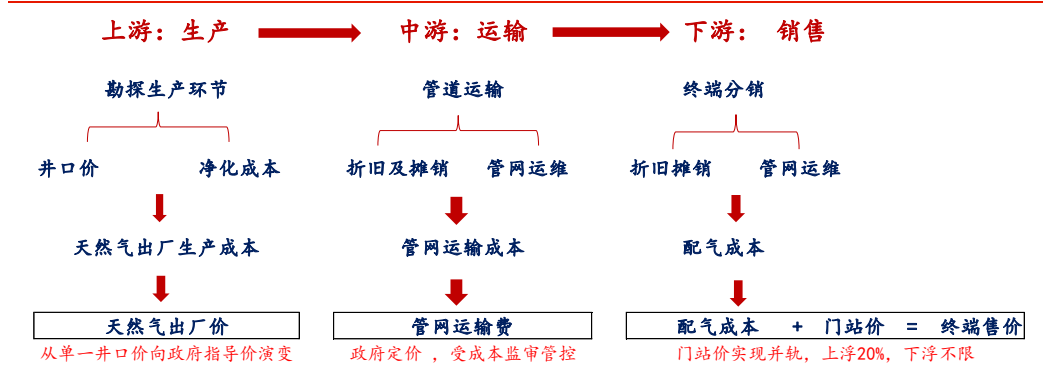
第二阶段（1982-1994年）：我国对井口价格实行政府定价。1982年5月，我国较大幅度调整了四川气田的天然气价格，从每立方米0.05元，调整到每立方米0.08元，1984年7月提高到每立方米0.13元。

第三阶段（1994至今）：我国对天然气价格实行政府定价和政府指导价。这一时期，我国对天然气价格做了一定上调。1994年对天然气生产企业自销天然气井口价规定了中准价，并允许天然气生产企业自销天然气价格可围绕中准价上下浮动10%。2005年12月我国开始改革天然气出厂价格形成机制，改革简化了价格分类，将出厂价并为两档，实行政府指导价。2010年5月取消双轨制，扩大天然气出厂价格的浮动幅度。

天然气管输定价政策的演变：政府主导定价，成本监审控制收益率。我国天然气管道运输价格可归为两类，老线老价和新线新价。老线主要是指1984年之前由国家拨款建设的天然气输气管道，其运输价格由国家参照铁路货运费率制定，执行国家统一的运价率。新线是指1984年之后利用国内外贷款建设的天然气输气管线，新线的运输价格由管道运输企业制定，报价格主管部门批准后执行，采用一线一价的管理方法。

天然气终端售价定价政策的演变：门站价顺利并轨，市场化定价取得突破性进展。2018年5月，发改委将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮20%、下浮不限的范围内协商具体价格，实现与非居民用气价格机制衔接。居民门站价与非居民门站价实现并轨，市场化定价改革取得突破性进展。

图表6：天然气产业链价格



资料来源：华泰证券研究所；

我国天然气价格改革的最终目标就是完全破除垂直一体化格局：1) 在上游，放开天然气出厂价格；2) 在中游，政府只监管具有自然垄断属性的管输价格和配气价格，负责天然气管输的公司定位为纯公用事业公司；3) 在下游，各交易主体在天然气交易中心以标准化合同进行实体现货交易或金融期货交易，实现基于市场机制的天然气竞价。

图表7：我国天然气定价改革逐渐步入深水区

出台时点	出台措施与政策	政策细节
2015.2	《关于理顺非居民用天然气价格的通知》	增量气最高门站价格每千立方米降低 440 元，存量气最高门站价格每千立方米提高 40 元；试点放开直供用户天然气门站价格
2016.8	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》	将每条管道单独定价改为以管道运输企业为监管对象；明确新的定价方法；细化价格成本核定的具体标准；调整价格公布方式；推行成本公开
2016.9	《关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知》	各地要组织力量、集中对本辖区天然气各环节加价进行一次彻底摸底和梳理，厘清气源价格（购进价格）、省内管道运输价格、配气价格和销售价格；降低过高的省内管道运输价格和配气价格；减少供气中间环节；整顿规范收费行为。
2018.5	《关于理顺居民用气门站价格的通知》	将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平安排。供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮 20%、下浮不限的范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接。

资料来源：发改委，国家能源局，华泰证券研究所

体制改革：放开上游+管道独立为重点

天然气改革的核心精神在于约束管网配气价格，打破天然气运输管道垄断，使之发挥公共品职能，推动上游产气商和下游终端用户直接对接，实现管输和销售分开，此举将减少天然气管输中间环节成本。

2017 年发布的油气改革方案遵循十三届三中全会提出的“网运分开”、“放开竞争性环节”、“管控垄断”等原则，具体落实中，放开上游+管道独立+定价改革为核心：

(1) 放开上游，油气勘探开采体制有序放开，允许引进非公有制经济主体参与：油气矿权是综合油气公司的根基，目前除了页岩气和新疆少数常规油气矿权进行引入非国有市场主体的试点探索外，我国绝大部分油气矿区由国有综合油气公司垄断。

(2) 分步推进油气干线管道独立，干线管道、省内及省际管道向第三方开放：此条改革措施与美国 20 世纪下半叶进行的天然气工业改革颇有相似之处，推进管道独立并向第三方开放，有助于破除“生产+运输”一体垄断体制，促使上游生产商与下游客户直接对接。

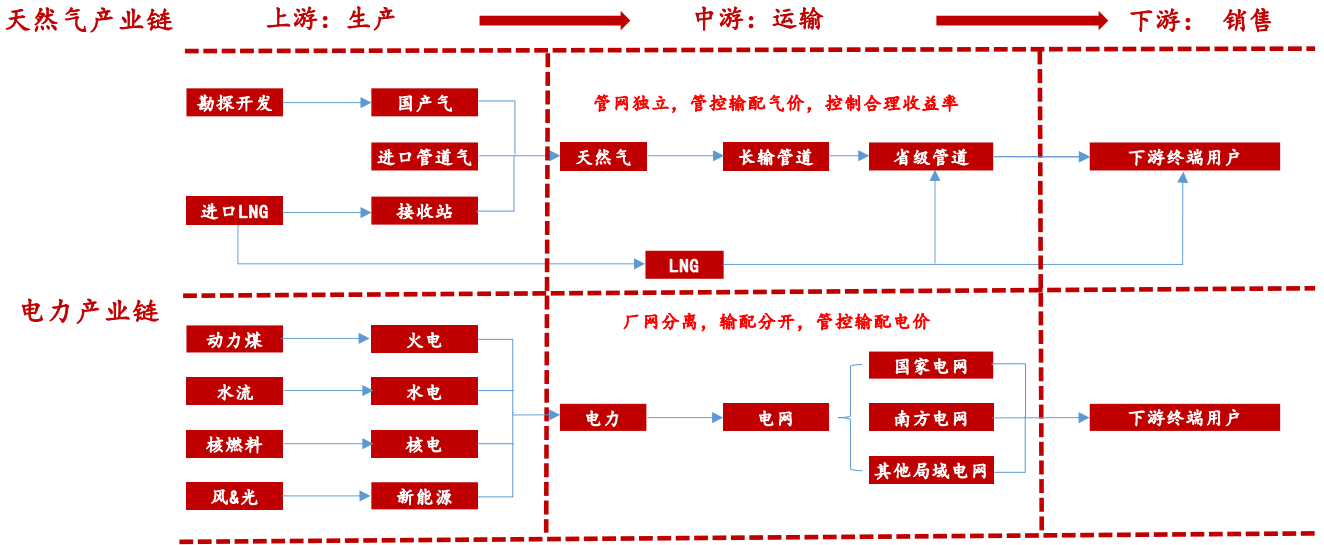
(3) 继续深化定价机制改革，未来气价将进一步下调：此次油气改革指导意见再一次强调发挥市场对资源配置的决定性作用，要求推进非居民用气价格市场化。

电力燃气改革对比**体制改革以破除垄断为目的，定价改革以市场化定价为最终归宿**

电力、天然气体制改革以破除垄断为目的，推动中游独立。电力体制改革在 2002 年电改中进展最明显，2002 年电改主要任务是“厂网分开、竞价上网”，发输配售“大一统”的国家电力公司被拆成“5+2+4”电企新格局，即五大发电集团、两大电网企业、四大辅业集团(后又整合为 2 个)，市场竞争格局显现。

天然气体制改革在 2017 年后进展迅速，天然气体制改革要推动放开上游+管道独立为核心，要求油气勘探开采体制有序放开，允许引进非公有制经济主体参与，并分步推进油气干线管道独立，干线管道、省内及省际管道向第三方开放，根据北极星电力网报道《国家管道公司方案或于明年 5 月颁布》，国家管道公司的相关改革方案已于 2018 年通过国家能源局审议，将在 2018 年底上报国家发改委，预计 2019 年正式对外颁布。

图表8：体制改革：电力 VS 天然气

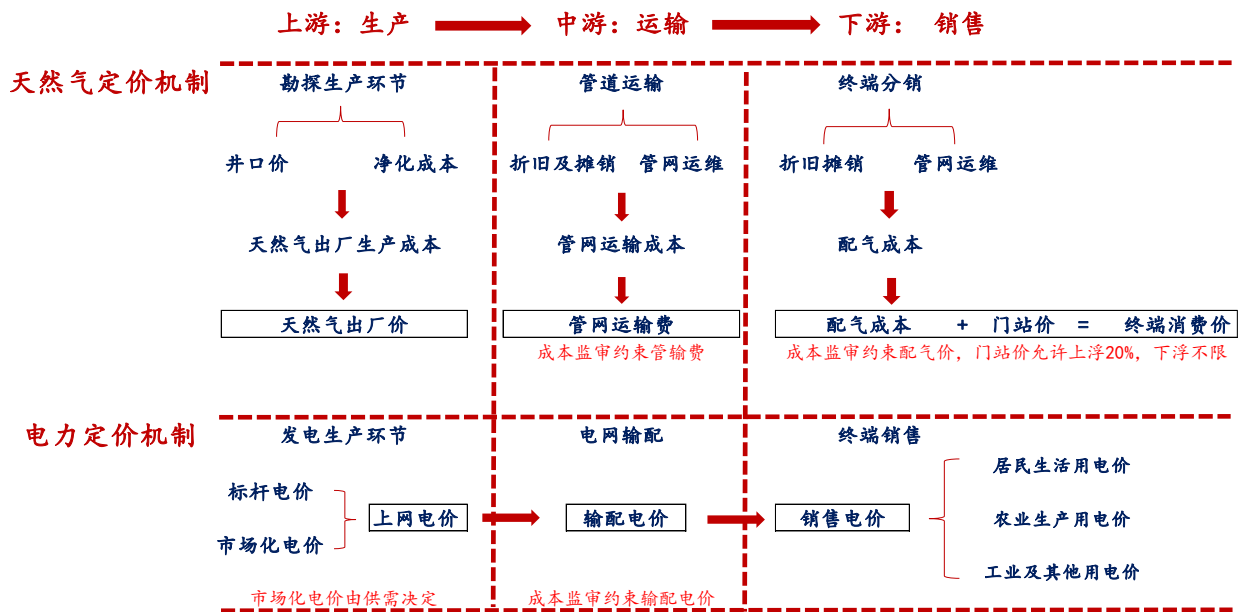


资料来源：华泰证券研究所

定价改革以构建市场化定价机制为最终导向。电力定价改革方面，我国已经历 6 个阶段，1985 年至今，我国电价定价机制相继经历无上网电价、还本付息电价、经营期电价、两部制上网电价、标杆上网电价、市场化交易电价等阶段，持续推进电力市场化定价改革。上网电价中，市场化电价由市场供需主导，且市场化电量占比持续扩大。

天然气定价改革方面，2018 年发改委推动居民门站价及非居民门站价并轨，将居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，供需双方可以基准门站价格为基础，在上浮 20%、下浮不限的范围内协商具体价格，实现与非居民用气价格机制衔接，天然气市场化定价改革取得标志性进展。

图表9：定价机制改革：电力 VS 天然气

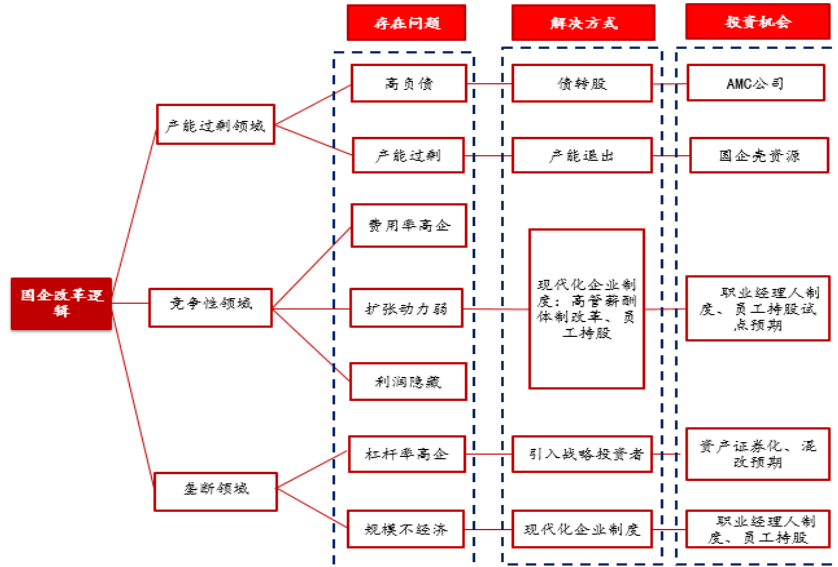


资料来源：华泰证券研究所

国企改革春风再起，公用事业板块有望受益

2018年国企改革从单个试点走向综合性改革，2018年8月，国务院国企改革领导小组办公室印发《国企改革“双百行动”工作方案》，决定选取224家中央企业子公司和180家地方国有企业，在2018年至2020年期间实施国企改革“双百行动”，主要目标是在稳妥推进股权多元化和混合所有制改革。

图表10：国企改革逻辑梳理



资料来源：华泰证券研究所

公用事业是双百计划着力突破的重点行业。国企的混改可以分为三大领域，即产能过剩领域、竞争性领域以及垄断领域，其背后所要解决的问题和困境各不相同，解决方法也不尽相同。对于火电等公用事业企业而言，存在产能过剩、负债率高位不下等问题，未来有望成为混改的重点着力领域。

目前被直接列入双百计划的公用事业上市公司包括长江电力、上海电力、江苏国信，此外多家公用事业领域上市公司的母公司也被纳入双百计划，如华能集团、华电集团、大唐集团等。

图表11：被列入“双百行动”的公用事业领域公司

类型	公司名录
上市公司	1) 长江电力；2) 上海电力；3) 江苏国信；
上市公司的母公司	1) 华能集团（上市公司：华能国际、华能水电、内蒙华电、ST 新能、华能新能源（H股））； 2) 大唐集团（上市公司：大唐发电、大唐新能源（H股）、桂冠电力、华银电力）； 3) 华电集团（上市公司：华电国际、黔源电力、金山股份、华电福新（H股））； 4) 国家电力投资集团（上市公司：上海电力、吉电股份、中国电力（H股）、东方能源）； 5) 国家能源投资集团（上市公司：国电电力、长源电力、龙源电力）； 6) 华润集团（上市公司：华润电力（H股）、华润燃气（H股））； 7) 北京能源集团（上市公司：京能电力）； 8) 陕西液化天然气投资发展有限公司（相关上市公司：陕天然气）； 9) 河南投资集团（上市公司：豫能控股）； 10) 云南能源投资集团（上市公司：云南能投）；

资料来源：国务院，国资委，华泰证券研究所

图表12：五大电力集团及两大电网公司旗下上市公司平台

五大电力集团及电网公司	旗下上市公司
华能集团	1) 华能国际; 2) 华能水电; 3) 内蒙华电; 4) ST 新能; 5) 华能新能源 (H 股); 6) 长城证券;
华电集团	1) 华电国际; 2) 黔源电力; 3) 金山股份; 4) 华电福新 (H 股); 5) 华电重工; 6) 国电南自; 7) 华电能源;
大唐集团	1) 大唐发电; 2) 大唐环境 (H 股); 3) 大唐新能源 (H 股); 4) 桂冠电力; 5) 华银电力;
国家能源投资集团	1) 国电电力; 2) 长源电力; 3) 龙源技术; 4) 中国神华; 5) 国电科环 (H 股); 6) 龙源电力 (H 股); 7) 平庄能源; 8) 英力特;
国家电力投资集团	1) 上海电力; 2) 吉电股份; 3) 远达环保; 4) 中国电力 (H 股); 5) 东方能源; 6) 露天煤业;
国家电网	1) 国电南瑞; 2) 平高电气; 3) 许继电气; 4) 置信电气; 5) 广宇发展; 6) 明星电力; 7) 岷江水电; 8) 西昌电力; 9) 涪陵电力
南方电网	1) 文山电力;

资料来源：华泰证券研究所

年初以来公用事业板块混改进展

电力、天然气等公用板块有望成为混改重点。根据 2018 年 12 月份召开的中央经济工作会议，以及 2019 年初国务院国资委召开的央企、地方负责人会议相关信息，2019 年我国要继续推动混合所有制改革，在电力、石油、天然气、民航等基础性行业的国有企业将持续发力混改。

图表13：2018 年至今公用事业相关上市公司层面混改梳理

上市公司	混改类型	具体实践
东方能源	国有资产注入	公司控股股东国家电力投资集团有限公司正在筹划对上市公司进行资产重组，东方能源拟以发行股份购买资产的方式，购买国家电投集团资本控股有限公司 100% 股权。
三峡水利	上市公司资产重组	拟向新禹投资等发行股份和可转换公司债券及支付现金(如有)收购联合能源 88.55% 股权，拟向三峡电能等发行股份和可转换公司债券及支付现金(如有)收购长兴电力 100% 股权。
蓝焰控股	母公司资产重组	晋煤集团将所持的公司 3.87 亿股 A 股股份增资至山西燃气集团有限公司，山西燃气集团拥有蓝焰控股 40.05% 的股权，成为蓝焰控股新股东。

资料来源：相关上市公司公告，华泰证券研究所

2019 年混合所有制改革的主要方向或领域有以下三个方面：一是在国有企业类型方面，主业处于充分竞争的商业类国有企业将成为今年混改的重要领域；二是在电力、石油、天然气、民航等基础性行业的国有企业将持续发力混改；三是在企业层级层面，国有企业下属子公司的混改深度将有序推进（参考证券日报《国企混改加码 石油、天然气等行业将持续发力》）。

2018 年至今，公用事业板块的混改集中于输配电和天然气领域，上游发电端的混改尚未取得实质性进展。

图表14：2018 年至今公用事业相关领域混改梳理

涉及领域	混改实践
电力领域	2018 年底国家电网宣布将在特高压直流工程、综合能源服务、抽水蓄能、电动汽车、电网直升机作业服务等十大领域引入社会资本，加快混合所有制改革；
天然气领域	2018 年 6 月中国石油集团拟将其持有的公司 9.7 亿股 A 股股份无偿划转给北京诚通金控投资有限公司，9.7 亿股 A 股股份无偿划转给国新投资有限公司。

资料来源：国家电网，中国石油公司公告，华泰证券研究所

图表15： 主要集团上市公司层面资产

涉及领域	混改实践
国家电网	1) 国电南瑞：主营电力设备业务；2) 平高电气：主营电力设备业务；3) 许继电气：主营电力设备业务；4) 置信电气：主营电力设备业务；5) 广宇发展：主营房地产业务；6) 明星电力：主营发电及输配电业务；7) 岷江水电：主营发电及售配电业务；8) 西昌电力：主营水电发电及输配电业务；9) 涪陵电力：主营发电及输配电业务；
中国石油集团	1) 中国石油：主营油气开发及销售；2) 昆仑能源：主营油气田勘探开发、天然气终端销售；3) 中油工程：主营油气工程建设；4) 中油资本：中国石油旗下综合金融服务商；

资料来源：国家电网，中国石油公司公告，华泰证券研究所

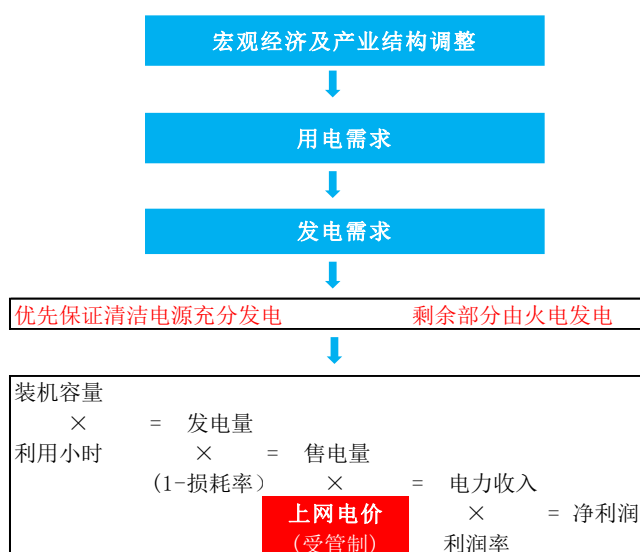
火电：短期有望受益于煤价下行，中长期盈利模式有望好转

盈利模式先天不足，短期盈利修复看煤价

盈利模式：管制的收入端+市场化的成本端

当前火电盈利模式：管制的收入端+市场化的成本端。1) 收入端：发电量由当地政府编制下达计划决定，并由电网调度中心进行公开调度；外售电量中，直接交易电量以市场价结算，此外上网电量执行燃煤标杆电价。2) 成本端：对外采购的煤炭等原材料主要是市场化定价，致使火电企业成本端随市场供需格局而变化。总体而言，收入端波动相对较小，成本端受市场化环境影响波动较大，致使从业企业盈利能力波动较大。

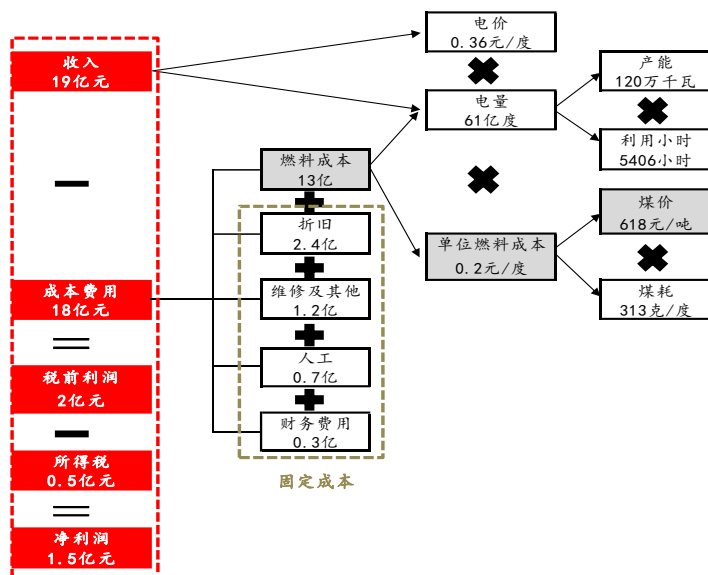
图表16：现行火电行业盈利模式



资料来源：华泰证券研究所

燃料构成火电行业最主要的成本项。火电行业成本分为变动成本和固定成本，变动成本主要为燃料成本、人工成本，固定成本主要为固定资产折旧、财务费用、维修成本，其中燃料成本为主要的成本项。根据公司公告，2016-2018年，华能国际/华电国际燃料成本在主营业务成本中占比分别为64%/59%、70%/56%、71%/58%。

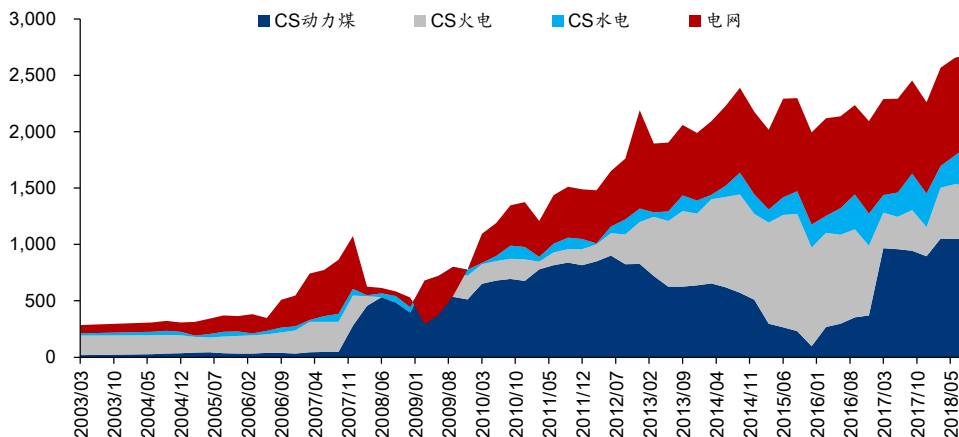
图表17: 典型火电行业盈利结构 (以冀南某电厂 2017 年经营信息为例)



资料来源:《河北省南部地区电力直接交易发电侧报价研究》, 华泰证券研究所

从产业链的利润分配来看,火电产业链中,我们以动力煤为上游表征,以电网公司为中游表征,以火电厂为下游表征,不难发现,火电企业与动力煤企业的盈利情况呈现明显的此消彼长态势。

图表18: 电力产业链各个环节净利润 (亿元)

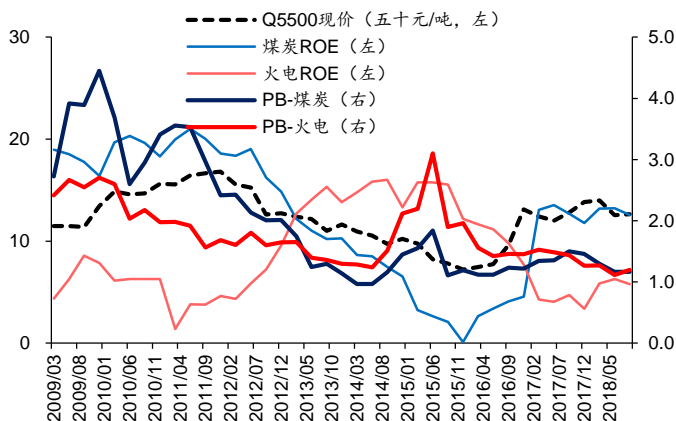


资料来源: Wind, 华泰证券研究所

注: 左轴表示对应板块的净利润总额;

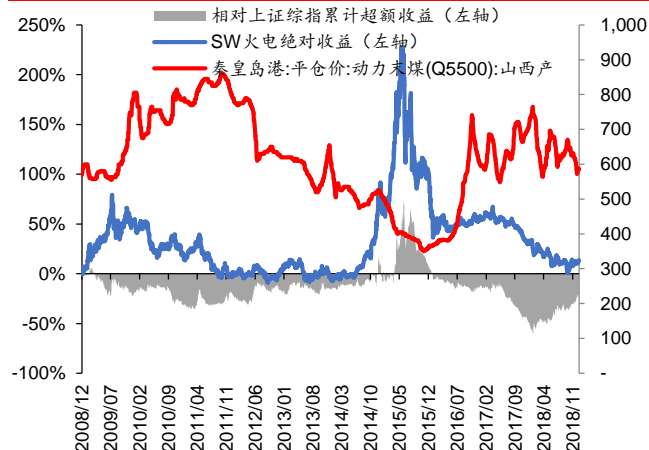
煤价下行趋势确立将推动火电股迎来戴维斯双击。复盘历史,2013年至2015年煤炭出现显著下滑,根据wind数据,秦港动力末煤Q5500从2013年1月的620元/吨降低至2015年12月的358元/吨,降幅高达42%,驱动火电板块迎来戴维斯双击,2013年1月至2015年9月,火电板块ROE从9.5%攀升至15.5%,PB从1.7攀升至1.9,火电板块显著跑赢大盘。

图表19: 2013-2015 煤价下行驱动火电板块戴维斯双击



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

图表20: 2013-2015 煤价下行驱动火电板块实现超额收益



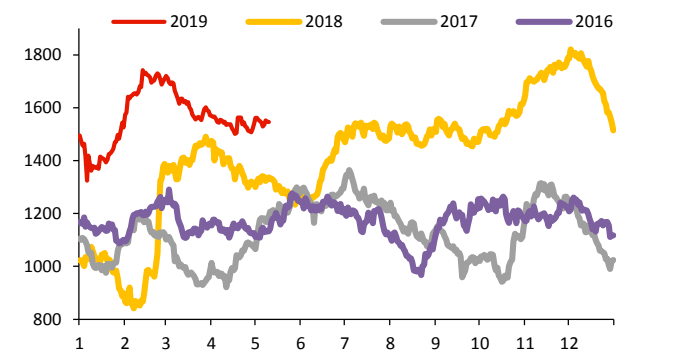
资料来源: Wind, 华泰证券研究所

短看高库存，长看产能释放，煤价下行趋势确立

目前六大发电集团日均耗煤量偏弱。根据 wind 数据，目前六大发电集团日均耗煤量处于历史均值，截至 2019 年 5 月 14 日，全国六大发电集团日均煤耗量仅 60 万吨，较去年同期降低 9.4%，日均耗煤量处于偏弱态势。

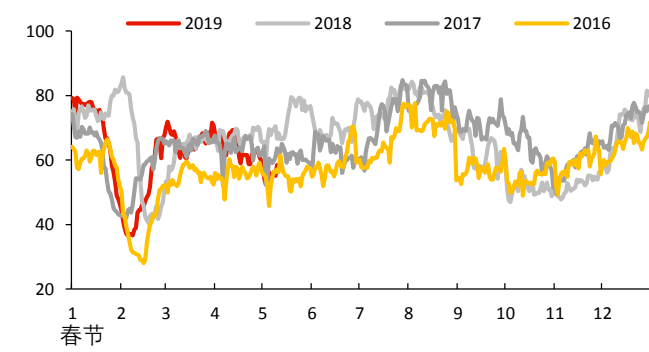
电厂&港口库存持续保持相对高位。2018 年火电企业在经历 17 年高煤价导致行业亏损后采取高库存策略，根据 WIND 数据，截至 2019 年 5 月 13 日，六大电厂煤炭库存高达 1587 万吨，较去年同期同比+20.3%，此外，根据煤炭市场网数据，2019 年 4 月 CCTD 主流港口煤炭库存均值达 5585 万吨，较去年同期同比+15.3%。

图表21: 六大发电集团煤炭库存居高不下(万吨/日)



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

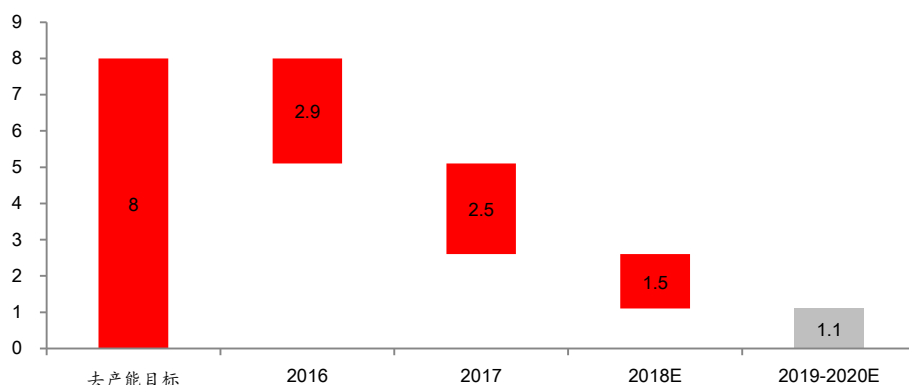
图表22: 六大发电集团日均耗煤量偏弱(万吨/日)



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

长期看，煤炭去产能边际效应弱化，新增产能逐步放量。2017 年 11 月 21 日，国家发展改革委副主任连维良表示，我国煤炭去产能任务有望在 2018 年基本完成，或有可能提前完成。我们预计 2019-2020 年煤炭去产能压力有望大幅减轻，叠加发改委采取多项举措推动新增产量放量，驱动煤价回落到绿色区间，我们认为，未来两年煤价中枢有望下降。

图表23: 十三五煤炭去产能目标完成进度 (亿吨)



资料来源: 发改委、华泰证券研究所

电改步入深水区, 火电有望逐步摆脱“市场煤计划电”盈利模式

火电有望形成“基准电价+浮动机制”, 盈利模式实现根本性好转

新一轮电改中, 体制设计是基础, 价改是核心。新一轮电改是 2015 年价格改革思路的一个缩影, 按照加大政府定价减、放、改力度, 完善主要由市场决定价格的机制 (援引自经济日报报道《完善主要由市场决定价格的机制》)。按照 2015 年电力体制改革方案, 体制设计是基础, 即是要通过合理的体制设计来推动发电端和电力销售端的市场化交易, 而电价改革是其中的核心, 即如何核定合理的输配电价以及构建市场化的销售电价。

图表24: 电力市场建设试点

改革内容	改革进展
输配电价改革试点	1) 深圳、蒙西优先, 现已省级全网覆盖 2) 交叉补贴进入输配电价
售电侧改革试点	1) 2016年11月广东、重庆牵头试点, 现扩至10个省市及新疆建设兵团 2) 培育零售市场主体、降低用电价格、分布式能源参与售电和交叉补贴制度改革 3) 用电大省, 广东需求高 (2016年全社会用电量10%), 重庆发展快 (新增用户数量多且电量增量)
电力现货改革试点	1) 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, 将在2018年底前启动电力现货市场试运行 2) 广东售电侧市场化改革在全国最早, 有现货市场发展基础; 四川水电发达, 消纳困难弃水较严重, 现货市场可以解决水电的消纳和经济效益问题 3) 是增量配网顺利运营的上游保障
增量配网试点	2016年12月确定延庆智能配电网等105个项目为第一批增量配电业务改革试点项目, 第二批89个, 加上18年4月的第三批试点, 目前增量配电业务改革试点项目已达291个

资料来源: 发改委, 国家能源局, 华泰证券研究所

“基准电价+浮动机制”有望成为重要电价定价机制, 火电盈利模式迎来根本性好转。2018年7月, 国家发展改革委等部门发文, 明确提出对于煤炭等4个高耗能行业率先全面放开用电计划试点, 进一步扩大交易规模, 并鼓励采用“基准电价+浮动机制”定价机制。我们判断, 此次通知再次明确了电价市场化的决心, 取消跨省交易限制, 内忧外患倒逼生产要素市场化提速, 拥有成本优势的优质火电龙头市占率将进一步得到提升, 未来电力行业或将回归“公用事业”的属性, 制约火电行业最根本的盈利模式有望改善。

图表25： 部分省份“基准电价+浮动机制”试行要点

省份	定价要点
江西省	1) 以年用电量达到4000万度以上的水泥企业为试点,既可采用煤电联动机制,也可采用水泥行业重点商品价格与电价联动机制,着力构建长期合作关系; 2) 当发电成本在双方约定周期内降到一定比例时,传导更大让利空间至下游用户,反之,电力用户将于发电企业共同承担发电成本上涨风险;
山东	鼓励按“基准电价+浮动机制”协商交易价格,双方可自主选取合理的基准电煤价格和下游主要产品价格,结合其变化因素,协商确定浮动的标准、周期和比例,共同承担市场及价格波动的影响;

资料来源:江西省能源局,山东省发改委,华泰证券研究所

以香港的电力股为例,完善的监管政策+电价调整机制保证电力行业稳定盈利空间。香港电力行业管制计划要点在于明确给出了投资者的准许利润,政府直接介入电力公司的资本开支计划,通过执行稳定而透明的管理政策,鼓励长期稳定的电力供应。

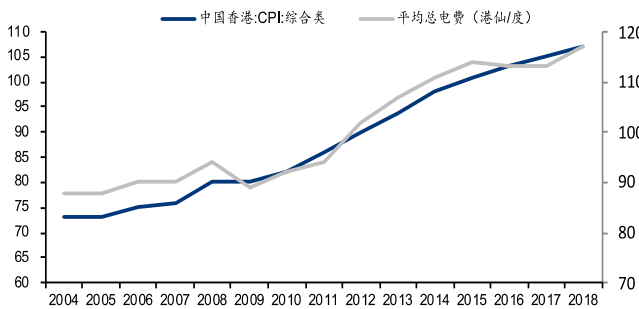
图表26： 香港电力市场管制要点

管制要点	具体内容
核准盈利空间	1) 电力公司全年盈利的上限为固定资产平均净值的13.5%; 2) 如果电力公司赚取的利润高于准许利润,多出部分会转入发展基金;如果利润不足,会先从发展基金支取补偿;如果基金不足,电力公司可申请增加电费;
电价与燃料成本挂钩	电力公司可通过燃料价格调整条款来调整收费,籍以反映为生产电力所消耗燃料价格上的变动;
资本开支受政府约束	电力公司必须增建发电、输电及配电设施,以便向用户出售电力,所有的资本性开支必须预先报政府核准,并于事后接受详细审查;

资料来源:《香港电力管制计划的执行与启示》,华泰证券研究所

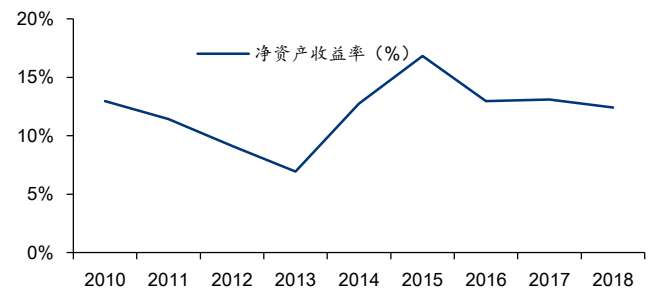
电价部分,直接与燃料成本挂钩,管制政策设立了单独的燃料价条款,当燃料价格发生变动时,允许相应地调整电价,充分考虑了燃料价格上涨给电力公司带来的影响。在2004-2016年内,香港两家主要上市公司电价中电控股/港灯-SS基本皆可跑赢CPI,ROE稳定在13%/7%左右,两家公司上市至今复合收益分别达到8.3%/13.8%(中电控股为1980年上市,港灯-SS为2014年上市)。

图表27： 中电控股平均总电费和中国香港综合CPI



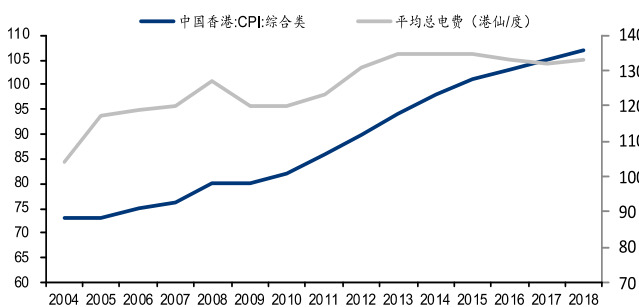
资料来源: Wind、华泰证券研究所

图表28： 中电控股 ROE



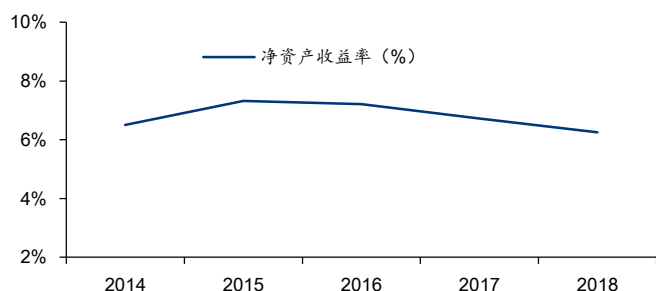
资料来源: Wind、华泰证券研究所

图表29： 港灯-SS 平均总电费和香港综合CPI



资料来源: Wind、华泰证券研究所

图表30： 港灯-SS ROE



资料来源: Wind、华泰证券研究所

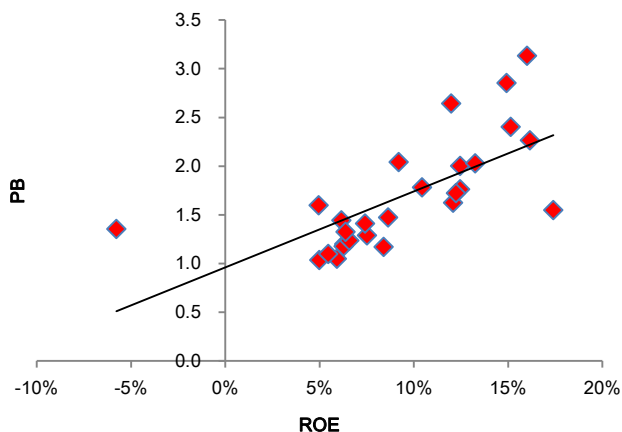
持续推荐火电板块

电改促火电公用事业属性回归，火电龙头估值提升空间可观

成熟的电力市场：PB-ROE 定价机制可有效解释美国火电龙头估值水平。我们遴选出杜克能源等四家美国龙头企业，基于 1990-2018 年相关公司的 PB、ROE 数据进行回归，不难发现 PB、ROE 呈现明显的正相关。

以上述公司回归结果为基准公式，如果 ROE 达到 8%，则 PB 取值区间为 1.6-1.9 倍；如果 ROE 达到 10%，则 PB 取值区间为 1.7-2.0 倍；

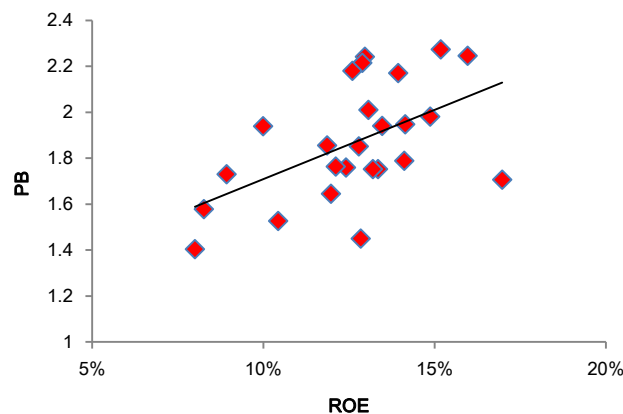
图表31：杜克能源 PB-ROE 回归情况



注：1) 杜克能源是美国最大的火力发电公司，截至 2018 年底，Duke 装机容量 5088 万千瓦中，以天然气发电、煤电和核电装机占比最多，三者分别占 Duke 发电装机容量的 26.2%、24.4% 和 26.0%；2) 回归数据采用杜克能源 1990 年-2018 年 ROE 及 PB 数据，其中剔除掉 2008 年数据，当年为金融危机；

资料来源：Bloomberg，华泰证券研究所；

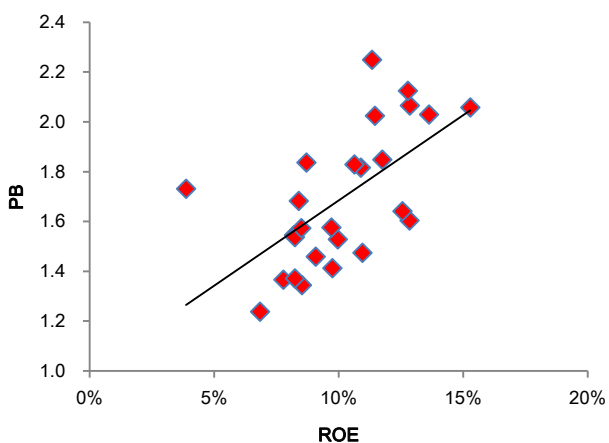
图表32：OGE 能源 PB-ROE 回归情况



注：1) OGE 能源是美国区域性火力龙头企业之一，全职雇员 2,453 人，是一家能源和能源服务供应商，在美国中南部提供电力和天然气配送及相关服务，电力业务以火电为主，总装机容量约 700 万千瓦；2) 回归数据采用 OGE 能源 1991 年-2018 年 ROE 及 PB 数据，其中剔除掉 2008 年数据，当年为金融危机；

资料来源：Bloomberg，华泰证券研究所

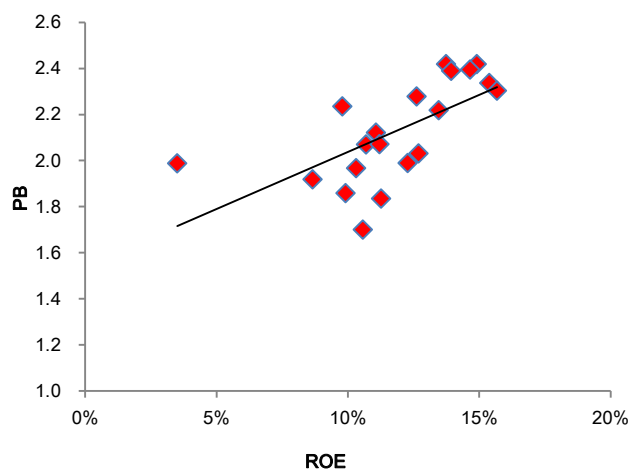
图表33：埃立特公司 PB-ROE 回归情况



注：1) 埃立特公司是美国最老牌的区域性火力龙头企业之一，全职雇员 2,017 人，是一家以电力和水务业务为主的供应商，拥有火电装机 140 万千瓦；2) 回归数据采用埃立特公司 1990 年-2018 年 ROE 及 PB 数据，其中剔除掉 2008 年数据，当年为金融危机；

资料来源：Bloomberg，华泰证券研究所；

图表34：美国南方电力 PB-ROE 回归情况



注：1) 南方电力是美国最大的电力厂商，总装机容量达到 4400 万千瓦，以火电和水电为主，服务范围包括乔治亚、阿拉巴马、密西西比州东南和佛罗里达州等。；2) 回归数据采用美国南方电力 1996 年-2017 年 ROE 及 PB 数据，其中剔除掉 2008 年数据，当年为金融危机；

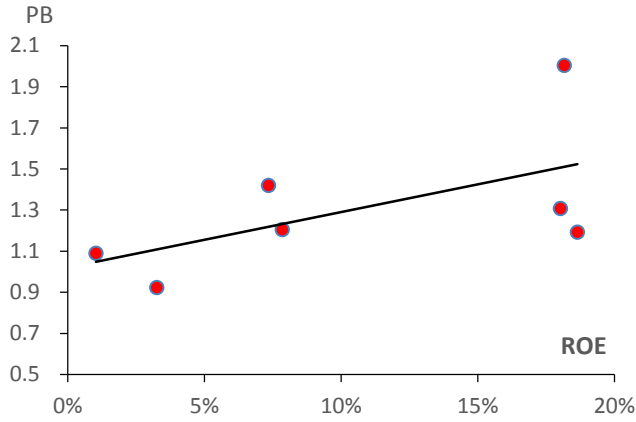
资料来源：Bloomberg，华泰证券研究所

我国火电龙头 PB 估值偏低。我们遴选出华能国际、华电国际两家本土龙头企业，基于 2012-2018 年相关公司的 PB、ROE 数据进行回归，回归效果也较好。以上述公司回归结果为基准公式，如果 ROE 达到 8%，则 PB 取值区间为 1.2-1.4 倍；如果 ROE 达到 10%，

则 PB 取值区间为 1.3-1.5 倍；

对标美国，在 ROE 分别为 8%、10% 的情况下，我国火电龙头 PB 提升空间或较为可观。

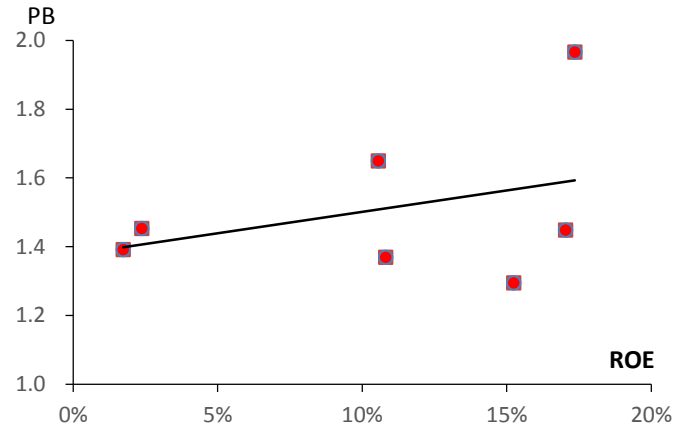
图表35： 华电国际 PB-ROE 回归情况



注：选用华电国际 2012 年至 2018 期间的年度数据进行回归；

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

图表36： 华能国际 PB-ROE 回归情况



注：选用华能国际 2012 年至 2018 期间的年度数据进行回归；

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

高分红收益率：推荐内蒙华电、浙能电力、华能国际、京能电力

高分红收益率凸显可观投资价值，持续推荐内蒙华电、浙能电力、华能国际、京能电力。持续基于我们对上市公司相关业绩拆分及预测，并结合相关上市公司利润分配政策及历史分红比例，我们测算得到目前火电公司的股息收益率，基于 2019 年 5 月 15 号收盘价，我们预计，2019 年 A 股内蒙华电/浙能电力/华能国际/京能电力股息收益率有望达到 5.8%/5.5%/6.9%/4.5%，投资收益可观。

图表37： 火电行业可比估值表（2019/5/19）

上市公司	归母净利润 (亿元)			PE (x)			PB (x)			股息收益率		
	2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E
华能国际	14	95	117	67	10	8	1.2	1.1	1.0	1.6%	6.9%	8.5%
华电国际	17	31	45	22	12	8	0.8	0.8	0.7	1.8%	3.2%	4.6%
浙能电力	40	57	67	15	11	9	1.0	1.0	0.9	3.9%	5.5%	6.5%
内蒙华电	8	14	17	21	12	10	1.3	1.2	1.1	3.3%	5.8%	7.1%
福能股份	11	13	17	12	9	7	1.1	1.0	0.9	2.6%	3.3%	4.2%
建投能源	4	9	11	28	14	11	1.1	1.0	1.0	1.5%	3.1%	3.9%
皖能电力	6	10	16	15	8	5	0.9	0.8	0.7	0.9%	1.7%	2.7%
长源电力	2	5	9	26	10	6	1.6	1.4	1.2	1.2%	2.5%	4.1%
京能电力	9	16	20	24	13	11	1.0	0.9	0.9	2.5%	4.5%	5.5%

资料来源：Wind，公司公告，华泰证券研究所

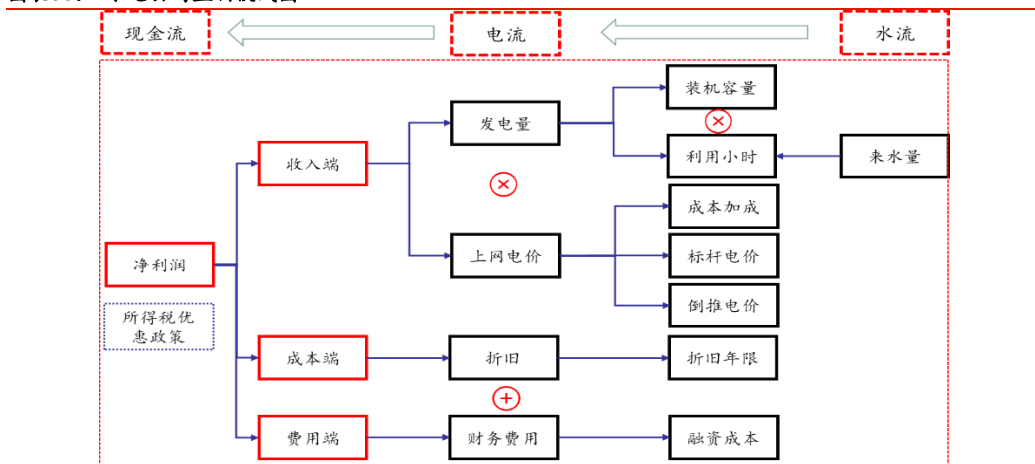
注：上述公司 2019-20 年盈利数据为华泰预测；

水电：优质蓝筹板块，短期电力市场化改革偏负面

水电行业盈利模式稳健

水电公司的盈利模式：水电企业的营收主要由发电量和上网电价决定。发电量取决于装机容量和利用小时，利用小时数主要取决于来水量，水电的成本端主要是折旧和财务费用。

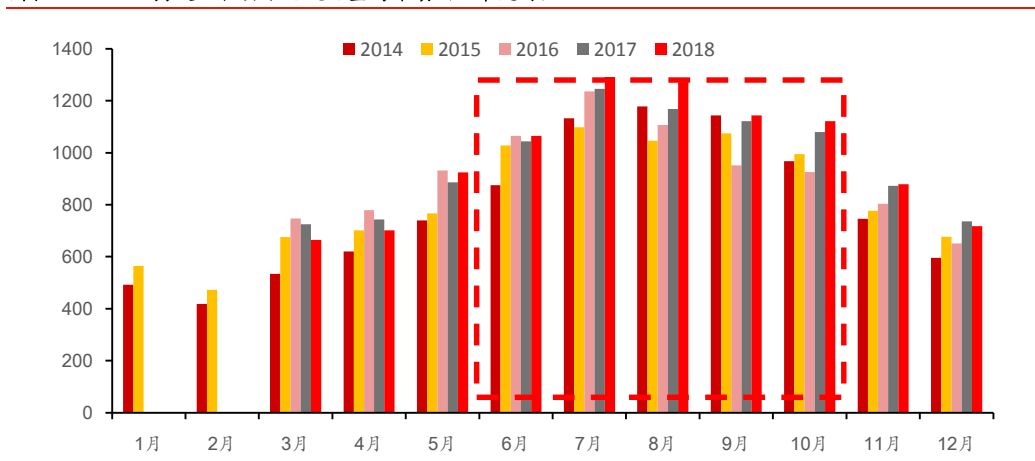
图表38：水电公司盈利模式图



资料来源：华泰证券研究所

供给侧：汛期来水对全年水电电量水平起到主要作用。根据来水变化情况，我们将一年四季按照按照水电的丰水期、平水期和枯水期划分，Q1为枯水期、Q2\Q4为平水期、Q3为丰水期。其中6-12月发电量约占全年发电量的65%左右（2013-2018年历史平均），6-10月份发电量明显高于其他月份。水电供给侧发电量主要取决于汛期来水情况。

图表39：6-10月是全社会水电发电量高峰期（亿千瓦时）



资料来源：Wind，华泰证券研究所

收入端：新增装机放缓，利用小时数是利润变动核心因素。随着“十二五”期间雅砻江下游电站集中投产，向家坝、溪洛渡水电站等大型水利枢纽集中投产，新增装机增速趋缓。影响水电公司利润的主要因素是受利用小时和装机容量决定的上网电量，而当前水电上市公司中除华能水电之外，2018-2020年几乎无新水电站投产。

短期市场化电价改革影响偏负面，长期水电消纳有望进一步好转

市场化电价短期利空

目前，我国水电上网电价主要采用成本加成、落地省区电价倒推和水电标杆电价三种定价方式。2014 年 1 月 11 日，国家发改委发布了《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，将水电上网电价分为省内和跨省区两部分：省内上网电价实行标杆电价制度，跨省区价格则按照落地省份电价倒推确定。因此水电定价出现三种模式：2014 年 2 月以前投产的水电站，仍旧按照“一厂一价”的机制执行；2014 年 2 月以后投产的省内调度水电站，原则上按照该省的水电标杆上网电价执行；2014 年 2 月以后投产的跨省区送电的水电站，按照落地省份燃煤发电标杆上网电价倒推执行。

图表40：水电上网电价定价方式

定价方式	机制介绍	适用范围
成本加成电价	电价主要采用“成本 + 收益”的定价模式，历史上形成的还本付息电价、经营期电价等机制本质上都属于成本加成电价	建设较早的水电站
落地省区电价倒推	根据受电省区同期平均购电价或燃煤标杆电价扣减输电价格和线路损耗后确定	主要适用于跨省、跨区域送电的大型水电站
水电标杆电价	根据省内水电站的调节性能确定不同电站的标杆电价，其实质是成本加成方式的一种	四川、云南等省市部分水电站

资料来源：发改委，华泰证券研究所

能源结构转型促水电消纳进一步提升

水电上网消纳优先级较高，弃水电量有望大幅削减。2017 年 3 月发改委发布的《关于有序放开发电计划的实施意见》明确国家规划内的既有大型水电优先发电计划电量不低于上年实际或多年平均水平。2017 年 11 月，国家发改委、能源局印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，明确采取有效措施提高可再生能源利用水平，推动解决弃水弃风弃光问题取得实效，要求各省市确保弃水弃风弃光电量和限电比例逐年下降，并计划到 2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。云南、四川水能利用率力争达到 90% 左右。

三维度遴选，持续推荐优质水电标的

水电作为基本面较稳定的板块之一，2010 年初至今 SW 水电对上证综指超额收益 53%，其中水电龙头长电/国投/川投 2010 年初至今股价皆实现翻倍以上绝对涨幅。

从买资产/买成长/买债券三维度剖析水电投资价值：1) 买资产：关注重置资产净值低于目前市值的标的，建议关注川投能源（重置 PB 0.5x），华能水电（重置 PB 0.8x）；2) 买成长：优选有在建拟建装机投运/资产注入预期的标的；3) 买分红：优选稳定高分红收益率标的。

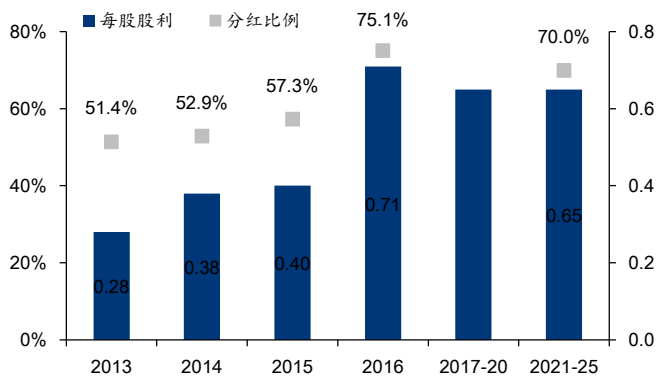
维度一：类债券

长江电力：高分红明确，类债券

长江电力明确高分红，“类债券”投资属性。根据最新公司章程，公司明确未来高分红政策，对 2016 年至 2020 年每年度的利润分配按每股不低于 0.65 元进行现金分红；对 2021-2025 年每年度按每股不低于当年实现净利润的 70% 进行现金分红。

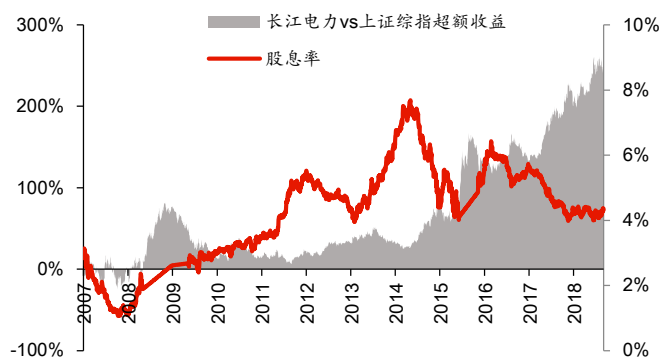
自 2012 年开始，公司股息分红增加，长江电力分红收益率跑赢 10 年国债收益；16 年公司新的分红方案出台，股利进一步增加，股息收益率继续超越 10 年国债收益。

图表41: 长江电力明确高分红比例(元/股)



资料来源: 公司公告, 华泰证券研究所

图表42: 长江电力股息率与超额收益表现



资料来源: Wind, 华泰证券研究所

维度二: 成长性

国投电力&川投能源: 雅砻江水电 2021 有望步入黄金开发期。

雅砻江水电站规划总装机容量约 3000 万千瓦, 在全国规划的十三大水电基地中排名第三。目前下游 5 级电站 1470 万千瓦已经全部投产完毕; 中游水电站规划 1187 万千瓦装机容量, 目前两河口及杨房沟合计 450 万千瓦的装机正在开发进行, 根据规划 2021-2027 年雅砻江水电中游电站集中投产, 实现新增装机 1187 万千瓦左右。

图表43: 雅砻江水电(国投持股 52%/川投持股 48%)中下游下属电站装机量、投资额及投产时间

	总装机(万千瓦)	单位造价(元/千瓦)	总投资(百万元)	首台机组投产时间
官地	240	6,664	15,993	2012年
锦屏一级	360	11,160	40,177	2013年
锦屏二级	480	7,928	38,056	2013年
桐子林	60	10,428	6,257	2015年
两河口	300	22,152	66,457	2021年
牙根一级	27	18,111	4,890	2026年
牙根二级	108	17,175	18,549	2026年
楞古	260	17,404	45,163	2025年
孟底沟	240	12,733	30,560	2024年
杨房沟	150	13,335	20,002	2021年
卡拉	102	16,277	16,603	2021年
合计	2657	11,395	302,707	

注: 牙根一级、牙根二级、楞古、孟底沟等项目总投资为预可审定总投资, 卡拉项目总投资为可研审定总投资。

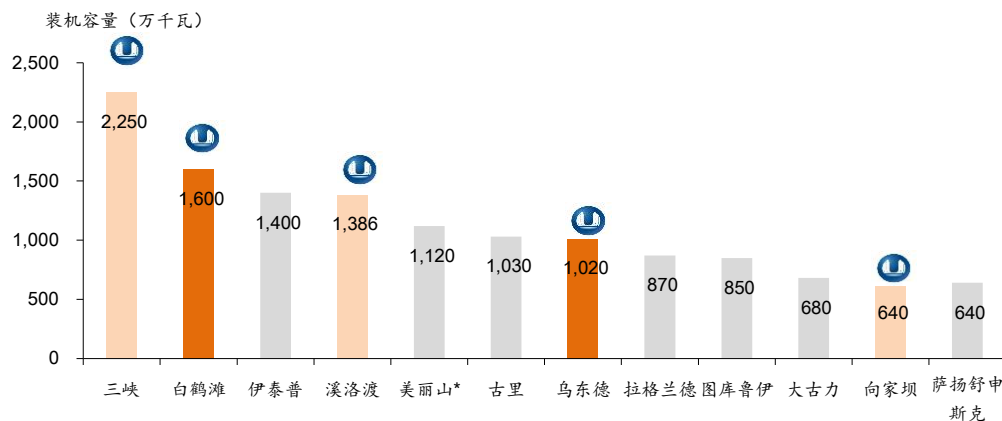
资料来源: 雅砻江流域水电开发有限公司 2018 年第一期超短期融资券募集说明书, 华泰证券研究所

长江电力: 三峡集团资产白鹤滩/乌东德可能注入上市公司

1) 乌东德水电站: 设计总装机容量 1,020 万千瓦, 规划多年平均发电量 389.1 亿千瓦时 2010 年 12 月底, 四川、云南两省同时下达了封库令。2015 年 12 月, 乌东德水电站通过国家核准, 并正式开工建设, 乌东德计划总投资约 1000 亿元。

2) 白鹤滩水电站: 设计装机总量达 1600 万千瓦, 建成后将成为仅次于三峡电站(装机总量 2250 万千瓦)的世界和中国第二大水电站。水库正常蓄水位 825 米, 防洪限制水位 785 米, 水库控制流域面积 43 万平方公里, 占金沙江流域面积的 91%, 多年平均发电量 602.4 亿千瓦时。2010 年 12 月底, 四川、云南两省同时下达了封库令。2017 年 7 月, 白鹤滩水电站通过国家核准, 并正式开工建设, 白鹤滩计划总投资约 1778 亿元。

图表44： 长江电力将拥有世界十二大水电站中五座



资料来源：北极星电力网，华泰证券研究所

华能水电：新增澜上机组外送广东，电价显著高于存量机组

公司为全国第二大水电企业。根据公司公告，截至 2018 年 12 月 31 日，公司装机容量 2,120.88 万千瓦（水电企业中仅低于长江电力），其中糯扎渡水电站装机容量达到 585 万千瓦，是云南省第二大水电站（第一大水电站为溪洛渡水电站，位于金沙江上），是澜沧江下游水电核心工程，也是实施云电外送的主要电源点。

澜沧江上游 5 级水电站 18-19 年陆续投产，通过滇西北直流外送落点广东，19 年 3 月底滇西北直流输电电价确定，意味着其上网电价基本确定在 0.3 元/千瓦时左右，显著高于存量机组（上网电价 0.18 元/千瓦时左右）。公司拥有澜沧江上游 5 级水电站项目总装机 563 万千瓦：乌弄龙水电站（99 万千瓦）、里底水电站（42 万千瓦）、黄登水电站（190 万千瓦）、大华桥水电站（92 万千瓦）、苗尾水电站（140 万千瓦）。其中大部分已经在 18 年陆续投产，截至 19 年 5 月 1 日，已投运 489 万千瓦，根据公司 17 年招股书，预期剩余机组（乌弄龙水电站 3*24.75 万千瓦）将于 19 年将全部投产完毕。2019.3 月，发改委核定核定滇西北送广东专项工程输电价格：滇西北直流工程输电价格为每千瓦时 9.2 分（含税不含线损）；云南省内配套交流工程输电价格为每千瓦时 1.50 分；滇西北直流工程线损率 4.5%，云南省内配套交流工程不计线损。澜上机组外送广东，上网电价按照落地省份燃煤标杆电价倒，输配电价确立后，测得澜沧江上游云南段机组的上网电价约为 0.3 元/千瓦时，显著高于存量机组（上网电价 0.18 元/千瓦时左右）。

水电站	持股比例	预计投产时间	装机容量 (万千瓦)	权益装机 (万千瓦)	流域
乌弄龙水电站	100%	2019	74.25	74.25	澜沧江上游
在建小计	-	-	74.25	74.25	-

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

维度三：优资产

中长期看好重置资产净值低于市值的水电企业价值重估

重置资产净值低于当前市值（除长电外）。我们对主流水电上市公司进行资产重估，根据我们调研，保守按照投产机组 10000 元/kw 以及在建拟建项目 1000 元/kw 的开发权价值计算，同时扣除目前净负债，多数水电公司的重估资产净值低于目前市值，其中华能水电/川投能源/闽东电力重估 PB 分别为 0.7x/0.4x/0.7x

单位装机市值（2019/5/19）看水电企业资产估值，均低于 10 元/瓦。我们对主流水电上市公司水电资产进行横向比较，从权益装机市值看，川投能源/华能水电/闽东电力分别为 7.2/8.9/10.6 元/瓦；从控股装机市值看，最高的川投能源（其持有雅砻江水电 48% 股权，

控股装机较少，雅砻江水电资产贡献投资收益)，最低的为华能水电在 9.4/瓦；从 EV/可控装机来看，最低的为华能水电 9.1 元/瓦；从 MV/权益装机角度看，华能水电/川投能源、闽东电力分别 3.6/4.2/7.8 元/瓦。考虑到当前水电装机单位造价大都在 10 元/瓦以上，故主流水电企业从单位装机市值角度看，均存在一定的低估。

图表45： 部分水电单位市值（2019/5/19）

	市值 (亿元)	企业价值(剔除货币资金) (亿元)	权益装机市值 元/瓦	控股装机市值 元/瓦	EV/可控装机 元/瓦	MV/权益装机 元/瓦
华能水电	567	1,657	8.9	9.4	9.1	3.6
川投能源	382	436	7.2	50.5	50.5	4.2
闽东电力	21	49	10.6	9.7	10.4	7.8

资料来源：Wind，华泰证券研究所

注：EV 是企业价值 (Enterprise Value)，MV 是市值 (Market Value)；

核电：短期市场化电价改革偏负面，中长期受益于核电重启

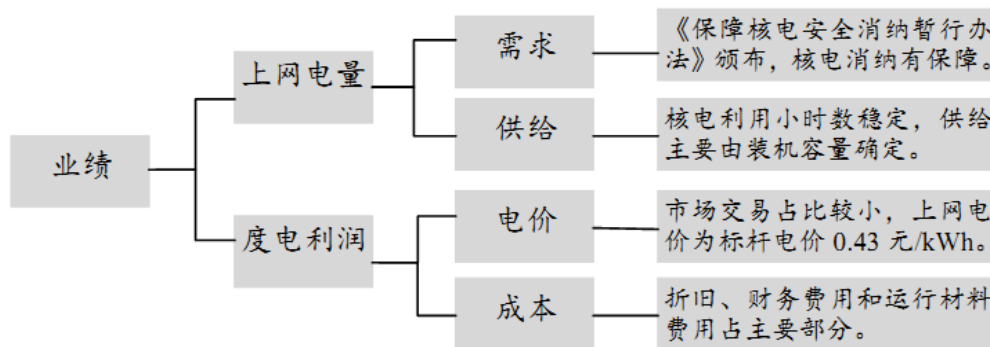
盈利结构成熟，装机有望迎来爆发期

装机容量是驱动盈利增长的核心要素

核电盈利能力主要由装机容量决定。核电公司的盈利模式主要由上网电量和度电利润决定。由于核电设备利用小时数有政策保证，基本维持在7000小时左右，所以核电的上网电量主要由装机容量确定。度电利润则由上网电价和成本确定。核电参与市场交易的占比很小，根据中国核电和中广核电力公告显示，2017-2018，核电市场交易电量占上网电量的15%-20%左右。

根据中电联数据显示，2018年核电市场化电量比例显著提升，年内大型发电集团核电市场交易电量662亿千瓦时，市场化率为24.8%，较上年提高7pct。

图表46：核电盈利模型

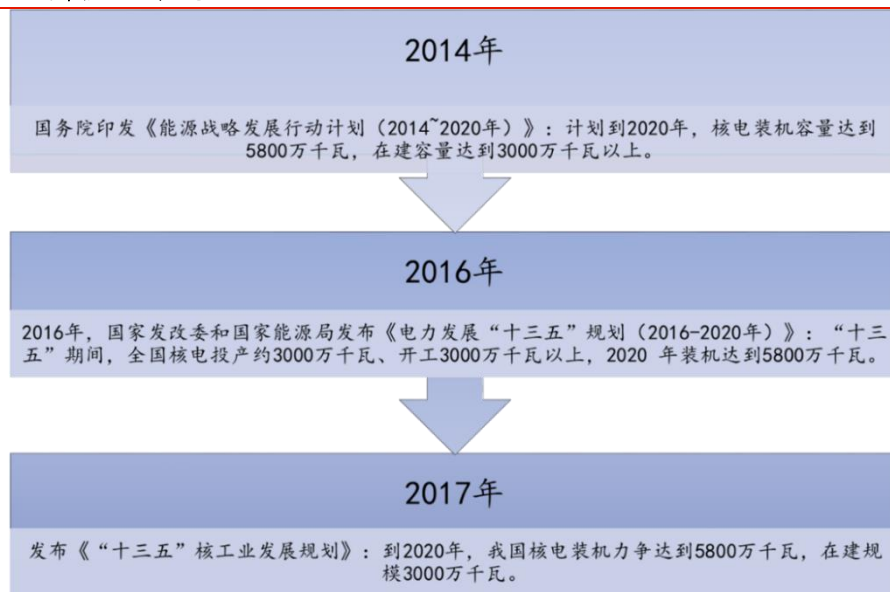


资料来源：华泰证券研究所

核电重启确立，装机容量迎来爆发期

近年来陆续发布的《能源发展战略行动计划(2014-2020年)》、《电力发展“十三五”规划》及《“十三五”核工业发展规划》等文件的规划目标，到2020年，核电装机容量达到5800万千瓦，在建容量达到3000万千瓦以上。

图表47：近年核电规划汇总



资料来源：国家发改委，华泰证券研究所

2018-2020年核电已经迎来建设潮。根据国家核安全局数据，截至2018年12月31日，我国投入商业运行的核电机组有44台，累积装机容量约4465万千瓦。其中，7台核电机组在2018年投入商业运行，装机容量为884万千瓦。各运行核电厂严格控制机组的运行风险。2018年1~12月，44台商运核电机组继续保持安全稳定运行。核能累计发电量为2865亿千瓦时，比2017年同期上升了16%。累计上网电量为2688.08亿千瓦时，比2017年同期上升了16%。

图表48：我国在建核电机组（截至2019年初）

省市	核电厂	机组	状态	堆型	单机装机容量 MW	控股股东
辽宁	红沿河	5/6	在建	ACPR1000	1080	中广核
山东	石岛湾	1	在建	高温气冷堆	211	华能
江苏	田湾	4	在建	AES-91	1060	中国核电
		5/6	在建	M310+改进型	1118	中国核电
福建	福清	5/6	在建	HPR1000	1150	中广核
		霞浦核电站	1	在建	CAP1000	1000
广东	台山核电站	2	在建	EPR-1750	1750	中广核
		阳江核电站	6	在建	ACPR1000	1086
广西	防城港核电站	3/4	在建	HPR1000	1150	中广核
合计		15			21999	

资料来源：国家核安全局，华泰证券研究所

改革对核电影响：市场化电量占比持续提升，短期电价偏空

我国核电定价机制可以划分为三个阶段：

1) 1991年-2013年：一站一价。自1991年我国大陆首台核电机组—秦山核电并网发电开始，我国开启了开发利用核电能源时代，因其“核”的特殊属性，以及核电站“科技含量高、投入大、技术路线不同”，核电的上网电价很长一段时间都是采用“一站一价”，也因此被视为“计划经济产物”。

2) 2013年-2015年：标杆电价。2013年，《核电上网电价机制有关问题的通知》出台，部署完善核电上网电价机制，将“个别定价”改为“标杆电价”，打破了长期以来核电“温室成长”状态，促使中国核电步入成本控制时代，核电标杆电价的出台，促使核电在电力市场竞争中不断提升自身竞争力。

图表49：新建核电机组定价机制

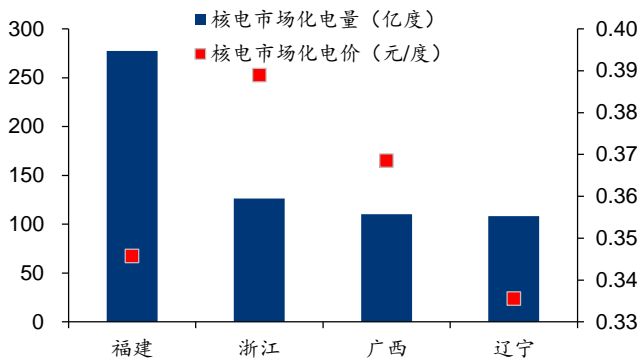
类别	定价机制
第一类	对新建核电机组实行标杆上网电价政策，根据目前核电社会平均成本与电力市场供需状况，核定全国核电标杆上网电价为0.43元/kWh；
第二类	全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价）的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价；
第三类	全国核电标杆上网电价低于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组或示范工程，其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高。

资料来源：《国家发展改革委关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，华泰证券研究所

注：上述政策适用于2013年1月1日后投产的核电机组。2013年1月1日以前投产的核电机组，电价仍按原规定执行。

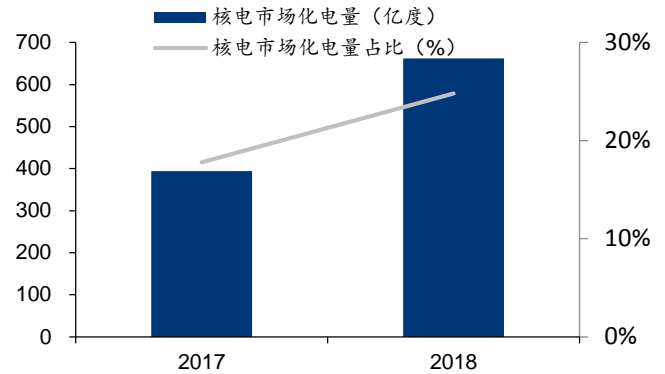
3) 2016年至今：标杆电价+市场化交易定价。2015年新电改提出“管住中间、放开两头”的思路，打破旧有的电力市场格局和交易秩序，培育多样化的交易主体，《保障核电安全消纳暂行办法》指明“保障外的发电量，鼓励通过电力直接交易等市场化方式促进消纳”，逐步推进“竞价上网”改革步伐。目前参与地方电力直接交易的核电机组，其上网电价分为两部分，即：原核准上网电价（保障内电量）和市场化上网电价（保障外电量）。市场化上网电价则是通过双边交易或集中竞价的方式形成。

图表50: 2018年主要核电大省核电市场电价不足0.39元/度



资料来源: 中电联, 华泰证券研究所

图表51: 2018年核电市场化占比大幅提升7pct

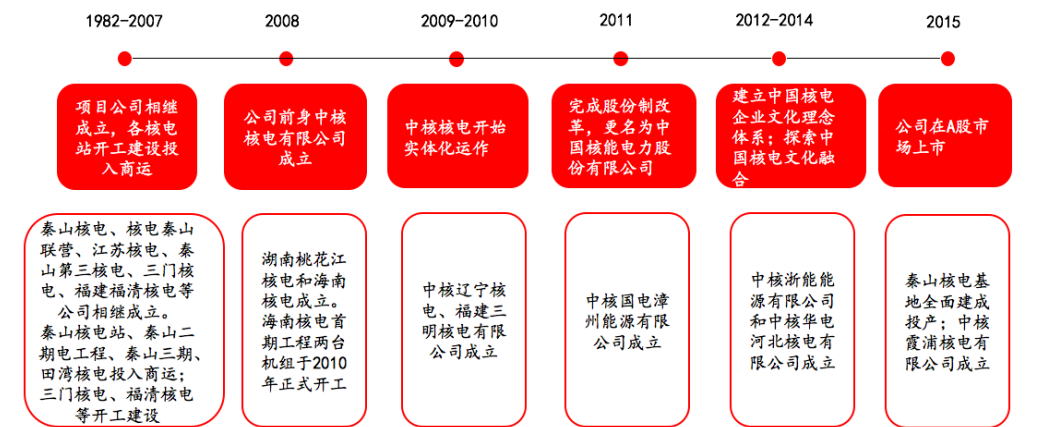


资料来源: 中电联, 华泰证券研究所

关注中国核电: A股稀缺核电运营商

项目公司相继成立, 呈现百花齐放的发展态势; 企业文化融合持续深度深化。以1985年我国大陆第一座核电站-秦山核电站开工建设为标志, 中国核电就开始投身于核工业事业。从上世纪90年代至本世纪初, 秦山二核、秦山三核、田湾核电、福清核电、三门核电等相继成立, 逐步积淀了中国核电强大的业务基础和深厚的文化底蕴。以2008年1月21日公司成立为标志, 经历2011年12月31日公司改制为股份公司, 海南核电开工建设, 桃花江核电、辽宁核电、三明核电、漳州核电、河北核电、中浙能源等相继成立项目公司, 呈现百花齐放的核电发展态势, 公司积极建立中国核电企业文化体系, 深度深化文化融合。2015年中国核电成功登陆A股市场, 公司发展和企业文化建设迈上新台阶。

图表52: 中国核电历史沿革

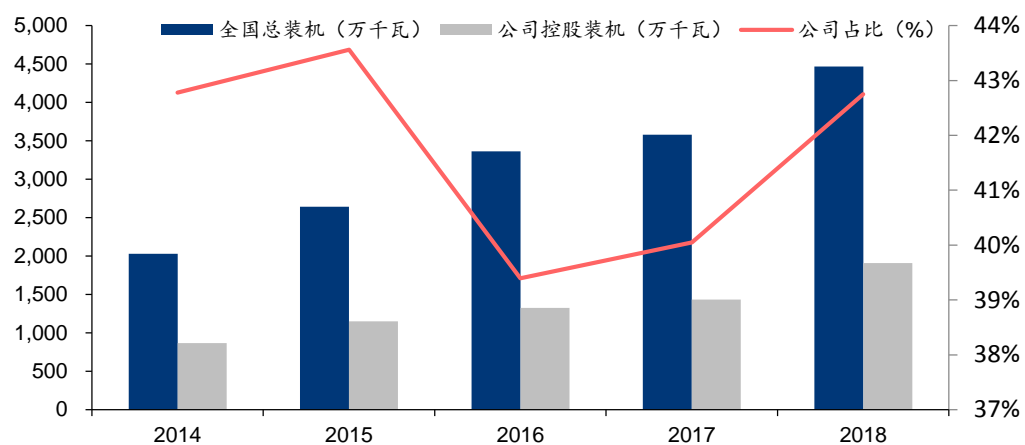


资料来源: 公司官网, 华泰证券研究所

全球第四大核电公司, 公司核电机组、装机容量占国内核电的半壁江山。核电是利用核反应堆中核裂变所释放出的热能进行发电的方式, 目前核电站采用的反应堆主要有压水堆、沸水堆、重水堆、石墨气冷堆、石墨水冷堆以及快中子增殖堆等, 各种核电堆型的区别主要在于反应堆的冷却剂和慢化剂的不同, 其中, 压水堆以普通水作冷却剂和慢化剂, 是最普遍使用的商用堆型, 所以我国在运核电站均设在沿海地区。截至2018年底, 公司投入商业运行的核电机组共21台, 均为控股机组, 控股总装机容量达到1909.2万千瓦, 同比增长33%。

根据公司公告, 按照世界范围内核电公司控股装机规模, 截至2018年公司成为世界第四大核电公司。2018年全年公司累计完成发电量1178.47亿千瓦时, 其中核电发电量1177.88亿千瓦时, 比上年同期增长16.98%, 约占2018年全国总发电量1.68%。

图表53: 公司核电装机容量持续增长



资料来源: 中国核电公司公告, 华泰证券研究所

燃气：国家管道公司有望落地，全产业链迎来利好

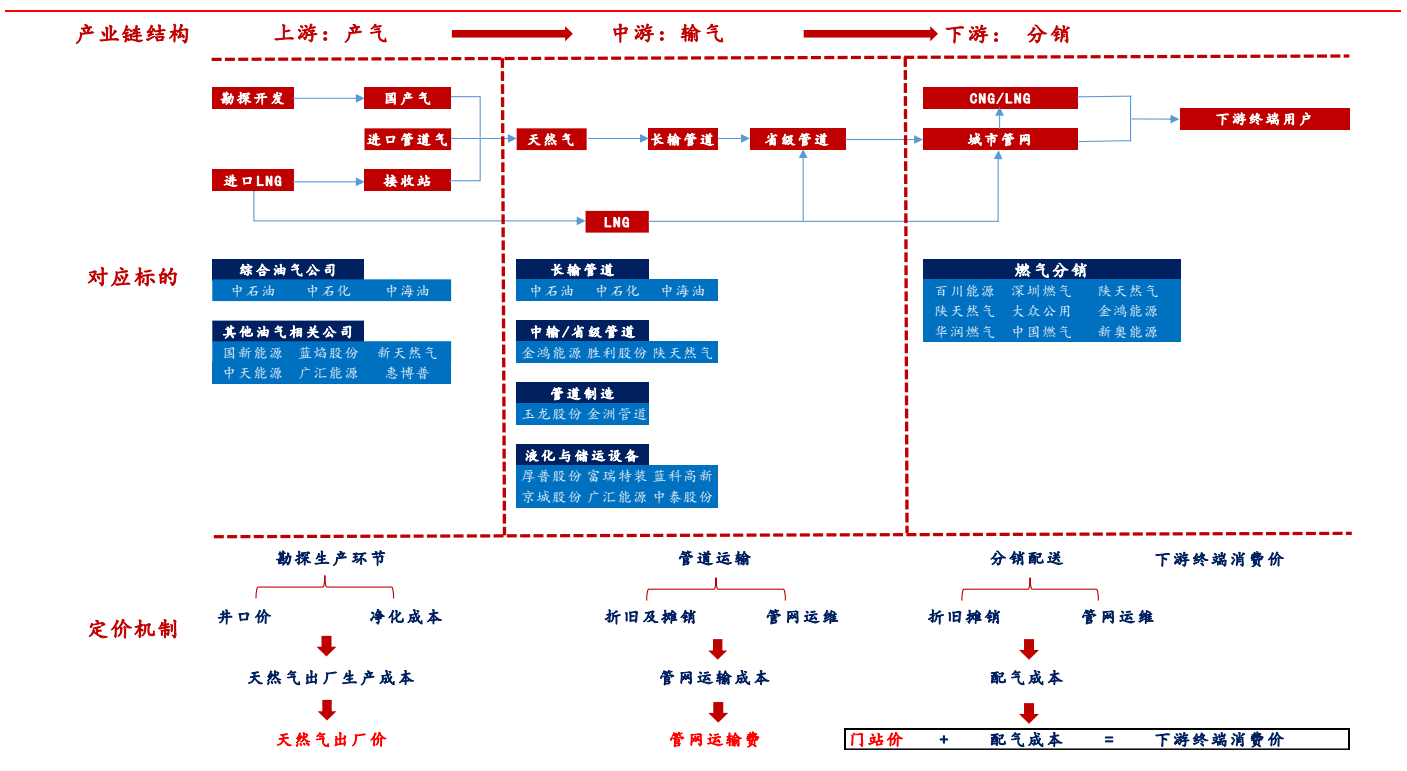
燃气行业盈利模式

上游勘探生产：主要指天然气的勘探开发，相关资源集中于中石油、中石化和中海油。此外，还包括 LNG 海外进口部分，目前我国 LNG 接收站也集中于中海油等国有综合油气公司，此外深圳燃气、广汇能源、新奥集团等企业也拥有一定规模的 LNG 接受站。

中游运输：包括通过长输管网、省级运输管道、LNG 运输船和运输车等。我国的天然气中游也呈现垄断性，中石油、中石化和中海油居于主导地位。

下游分销：常规的燃气分销公司主要涵盖三块业务：燃气接驳、燃气运营和燃气设备代销。城镇化率、燃气覆盖人口、煤改气等环保政策落地进度是促进上述三块业务发展的核心。

图表54：天然气产业链及定价机制

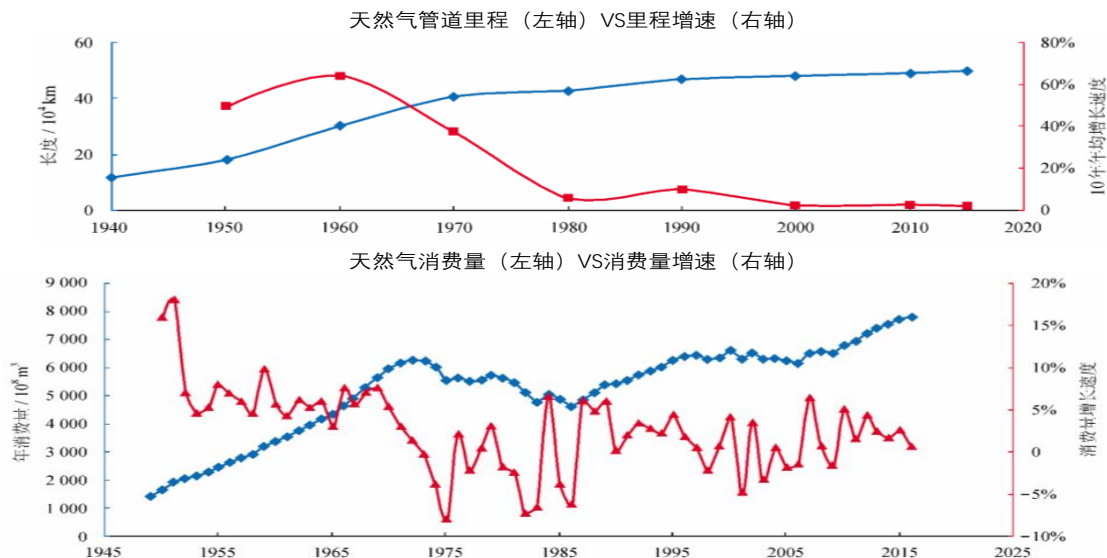


资料来源：华泰证券研究所

管道公司有望年内成立，改革红利加速释放

以美英为鉴，管道设施建设显著驱动用气量增长。20 世纪 50 年代中期至 70 年代是美国管道建设发展最快的时期，管道长度的年平均增长率达到 3.5%；至 1966 年，美国的全国性天然气管网逐步形成，本土 48 个州全部通气。自 20 世纪 70 年代开始，美国管网建设进入平稳发展期，具体表现为 1970—2016 年，管道长度的年平均增长率为 0.5%，1938—1973 年是美国天然气产业快速发展的 35 年，大规模的管道建设成为保障天然气产业发展的基础，1949—2016 年，美国天然气消费量的年均增长率为 2.6%，其中 1949—1970 年的年均增长率为 7.13%，是美国历史上天然气消费量增长最快的时期；而 1970—2016 年的年均增长率为 0.58%，个别时期由于经济形势、天然气供应等原因出现负增长。总体而言，美国天然气消费量的增长与天然气管道建设长度的增长基本同步。

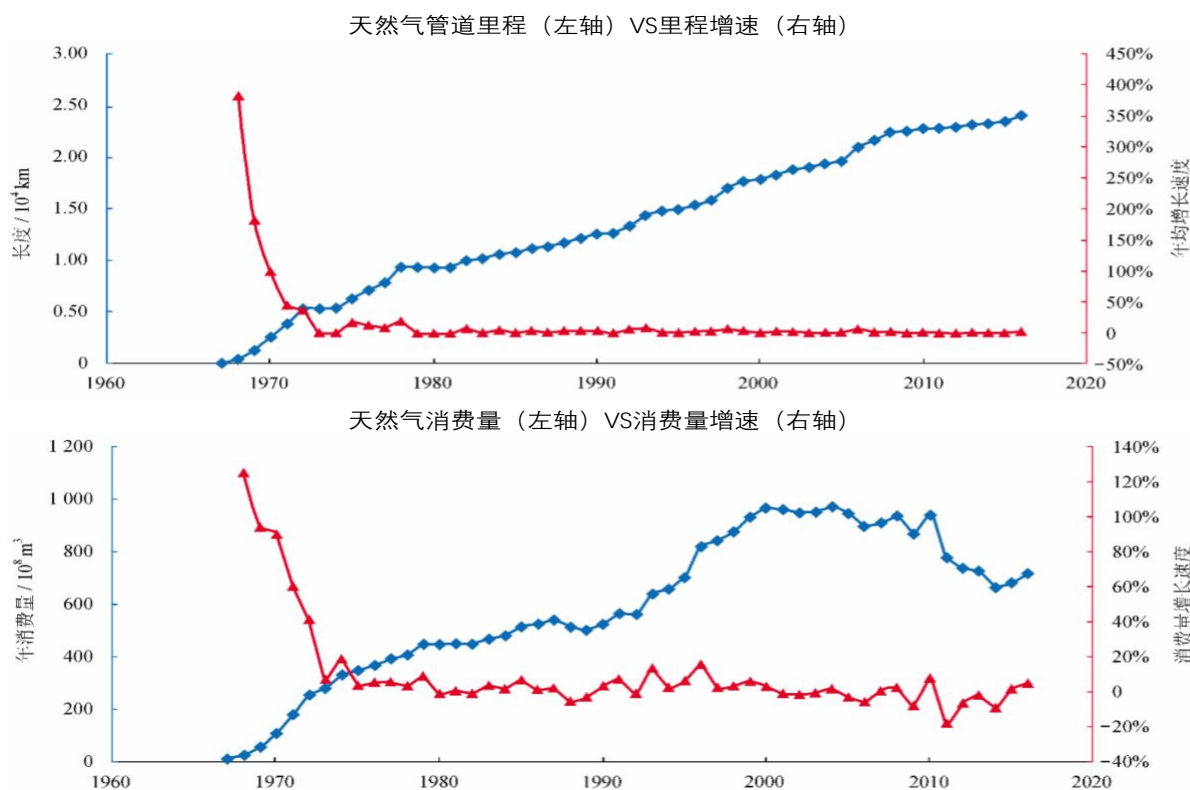
图表55: 美国天然气管道历程与天然气消费量



资料来源:《中国天然气管道改革实施路径》, 华泰证券研究所

英国天然气消费量增长趋势与管道建设发展趋势亦基本同步。从天然气消费的数量和增长特点分析,1967—2016年,英国天然气年均消费量从13立方米增长到720亿立方米(其间年最高消费量可达974亿立方米),年均增长速度为9%。对应其管道建设的周期统计,1967—1987年英国天然气年消费量的平均增长速度为20.5%,而1987—2007年的年均增长速度为2.6%,2007—2016年出现负增长,年消费量递减2.5%。由此可见,英国天然气消费量增长趋势与管道建设发展趋势基本同步。

图表56: 英国天然气管道历程与天然气消费量



资料来源:《中国天然气管道改革实施路径》, 华泰证券研究所

管道公司有望年内成立。天然气体制改革在 2017 年后进展迅速，天然气体制改革要推动放开上游+管道独立为核心，要求油气勘探开采体制有序放开，允许引进非公有制经济主体参与，并分步推进油气干线管道独立，干线管道、省内及省际管道向第三方开放，根据北极星电力网报道《国家管道公司方案或于明年 5 月颁布》，国家管道公司的相关改革方案已于 2018 年通过国家能源局审议，将在 2018 年底上报国家发改委，预计 2019 年正式对外颁布。

管道公司的成立有望激发天然气全产业链发展潜力：

- 1) 利好中小型上游资源公司。**国家管网公司成立的一大目的是保证第三方开放，促进天然气大规模应用，如果中游确实向第三方完全放开，应该会带来一波上游气田开采和接收站等投资热潮。
- 2) 城燃公司行业地位抬升。**国家管网公司成立凸显了城燃企业“终端为王”的产业链地位，同时资金实力强大的城燃企业还可以自然的往上游延伸，打通全产业链巩固自己的护城河。
- 3) 激发终端用户用气潜力。**从长远来看，类似于电网改革的发展路径，终端天然气大用户将有可能获得优惠的大用户气价。

精选优质分销商，首推深圳燃气

成本监审新规发布，政策基调以稳定为主。2019 年 1 月 2 日，深圳市国资委发布深圳市内城市燃气业务成本监审结果，根据广东省发展改革委有关规定，并结合深圳市管道天然气配气价格改革的实际情况，对深圳市管道天然气非居民用气销售价格进行如下调整：1) 工商业用气最高限价由 4.49 元/立方米下调至 4.39 元/立方米；2) 西气东输二线管道天然气供应燃气电厂最高限价由 2.48 元/立方米下调至 2.33 元/立方米。此外，若中石油因冬季保障供应等因素与市燃气集团的结算价格在现行西气东输二线天然气基准门站价格基础上进行调整，则最高限价作相应调整。

从最终出来的结果来看，成本监审新规充分考虑了目前广东省内燃气行业实际情况，对行业影响有限，显现出以稳定为主的政策基调。

我们认为新规无碍电厂供气业务，工商业供气业务或将受到一定影响，预计影响毛利为 5455 万元，占 19 年总毛利的 1.8%，影响有限。1) 电厂供气业务不受影响，目前电厂用气成本价为 2.08 元/方，根据我们的调研信息，目前电厂供气管输费 0.2 元/方，最终售价 2.28 元/方，低于政府限制的 2.33/方；2) 工商业供气业务受到一定影响，根据新政策，工商业用气最高限价由 4.49 下调至 4.39 元/立方米，政府要求此次成本监审要对下游让利，预计工商业售气价将会总体降低 1 毛左右按深圳燃气工商业 6 亿方售气量计算，影响毛利为 5455 万元（增值税率按照 10% 计算），占 19 年总毛利的 1.8%，影响有限。

图表57：深圳市燃气分销业务成本监审主要结果

成本监审项目	成本监审结果	影响业务类型
配气价	管道天然气综合配气价格为 0.9618 元/方	燃气直供业务
工商业用气价	最高限价由 4.49 元/方下调至 4.39 元/方	燃气分销业务
西二线管道气供应电厂气价	最高限价由 2.48 元/方下调至 2.33 元/方	燃气分销业务

资料来源：深圳市国资委，华泰证券研究所

公司下辖 LNG 接收站年设计周转产能 10 亿方，投运在即。2013 年公司公开发行可转债募集资金 16 亿元，全部用于投资建设深圳市天然气储备与调峰库工程及其配套的天然气高压管道支线项目，该项目年设计周转 LNG 80 万吨（10 亿立方米/年），根据我们的调研信息，该接收站已建设完毕，投运在即。

项目达产后有望贡献净利 3.6 亿元，占 2018 年归母净利比例高达 38%。假设该储气库周转量分别达到 4 亿方、8 亿方、10 亿方的基础上，可贡献净利 1.1 亿元、2.7 亿元、3.6 亿元，达产净利在 2018 年归母净利中占比高达 38%，显著增厚公司业绩。

图表58：深圳燃气LNG接收站盈利测算

	2019E	2020E	2021E
设计产能 (亿方/年)	10	10	10
产能利用率 (%)	40%	80%	100%
实际周转量 (亿方)	4	8	10
单方周转费 (元/方)	0.0	0.0	0.0
单方售价 (元/方)	3.03	3.08	3.08
单方成本价 (元/方)	2.44	2.48	2.48
LNG接收站购气成本 (亿)	9.8	19.9	24.8
LNG接收站营收 (亿)	12.1	24.6	30.8
单位毛差 (元/方)	0.58	0.59	0.59
固定资产折旧 (亿元)	0.7	0.7	0.7
单位折旧 (元/方)	0.17	0.08	0.07
人工水电管理等运营费用(亿元)	0.25	0.42	0.50
水电等单位运营费用 (元/方)	0.04	0.04	0.04
人工费用 (万元)	900	900	900
税前利润 (亿元)	1.4	3.7	4.8
所得税率 (%)	25%	25%	25%
净利润 (亿元)	1.1	2.7	3.6
单方净利润 (元/方)	0.26	0.34	0.36

资料来源：公司公告，华泰证券研究所

风险提示

- 1) 改革推进力度不达预期。**电力及天然气产业体制改革及定价机制改革是催生产业发展红利、提高行业运营效率的重要环节，如果后期定价机制改革、混改等相关政策推进不及预期，或将对行业发展潜力产生一定负面效应。
- 2) 煤价下行不及预期。**煤炭成本是火电行业占比最高的成本项，如果煤价下行不及预期，火电行业盈利修复进度或将延缓，业绩释放进度将不及预期。

免责声明

本报告仅供华泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成所述证券的买卖出价或征价。该等观点、建议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，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。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。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。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独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。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。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J。

全资子公司华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：A0K809

©版权所有 2019 年华泰证券股份有限公司

评级说明

行业评级体系

一 报告发布日后的 6 个月内的行业涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一 投资建议的评级标准

增持行业股票指数超越基准

中性行业股票指数基本与基准持平

减持行业股票指数明显弱于基准

公司评级体系

一 报告发布日后的 6 个月内的公司涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅为基准；

一 投资建议的评级标准

买入股价超越基准 20% 以上

增持股价超越基准 5%-20%

中性股价相对基准波动在 -5%~5% 之间

减持股价弱于基准 5%-20%

卖出股价弱于基准 20% 以上

华泰证券研究

南京

南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521

电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017

电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062

电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层
 邮政编码：100032

电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275

电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120

电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068

电子邮件：ht-rd@htsc.com