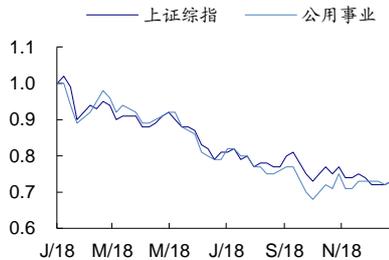


一年该行业与上证综指走势比较



相关研究报告:

《环保行业 2019 年 1 月投资策略: 降准利好资金面改善, 优质公司商誉风险总体可控》——2019-01-14
 《公用事业周报: 深圳核定非居民配气价差; 动力煤价持续低迷》——2019-01-07
 《公用事业周报: 动力煤价持续下行; 2019 年火电仍要“去”和“改”》——2019-01-02
 《燃气行业 2019 年投资策略: 需求确定性增长, 供需形势料改善》——2018-12-27
 《燃气行业深度报告: 燃气冬供全景: 供需, 储运, 价格》——2018-12-26

证券分析师: 陈青青

电话: 0755-22940855
 E-MAIL: chenqingq@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980513050004

证券分析师: 武云泽

电话: 021-60875161
 E-MAIL: wuyunze@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980517050002

证券分析师: 吴行健

E-MAIL: wuxingjian@guosen.com.cn
 证券投资咨询执业资格证书编号: S0980517050001

独立性声明:

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道, 分析逻辑基于本人的职业理解, 通过合理判断并得出结论, 力求客观、公正, 其结论不受其它任何第三方的授意、影响, 特此声明

行业投资策略

宏观承压超配火电, 密切观察政策信号

● 需求下行成为一致预期, 前 2 月难以证伪, 宏观承压继续超配火电

当前实体经济承压、能源需求下行成为一致预期。能源需求的下行将首先体现为消纳顺位偏低的火电需求下行, 进而带动电煤需求下行、煤价整体走弱。天然气需求同样可能承压, 但受到煤改气政策的支撑, 预计负面影响显著小于火电。由于今年前 2 月宏观数据将受到春节前后停复工扰动, 在 4 月中旬发布 3 月宏观数据前, 需求下行趋势或难以证伪, 煤价走弱利好火电的预期有望持续主导市场。

● 年初政策信号频繁, 密切观察货币政策和能源政策变化

从历史上看, 当实体经济或国有资产盈利水平下滑到可接受区间下限时, 相关扶持性政策出台的概率显著提升。19 年 1 月以来, 央行降准释放流动性, 陕西神木发生重大煤矿事故带动新一轮焦煤安全论证, 光伏鼓励平价上网机组。以 19 年度能源工作指导意见为首的各项能源政策或窗口指导亦将陆续出台。在宏观承压的一致预期下, 相关政策的波动仍可能带来短时的行业预期和资产价格波动。

● 火电: 电厂日耗下降在即, 煤价同比回落明显

1 月 9 日, 环渤海 5500 大卡动力煤 570 元/吨, 同比去年-8 元/吨。秦皇岛 5500 大卡动力煤 585 元/吨, 同比去年-134 元/吨。沿海 6 大电厂日耗 77.31 万吨, 同比去年+5.81%, 环比上月+20.97%。临近春节停工, 预计火电日耗下滑在即, 当前煤价同比下行明显, 超配华电国际, 华能国际及业绩反转潜力大的二线火电。

● 天然气: 需求有望维持强势增长, 供需缺口收窄利好下游成本企稳

我们整体看好天然气行业气量需求成长, 认为虽然面临实体经济下滑风险, 但天然气的能源替代属性有望支撑需求释放。2019 年我们认为天然气行业供需缺口或将同比收窄, 上游涨价的预期差可能缩小, 气量增长对投资判断的重要性提升。关注气量有成长的下游新奥能源, 天伦燃气, 华润燃气与上游新天然气。

● 水电: 枯水期基本面平淡, 关注中外息差对外资配置意愿的影响

我们认为大水电仍呈现较强的长期防御性: 发电环节通过联合调度平抑来水波动; 清洁能源消纳政策与特高压投建可能促进新建机组顺利投运; 标杆电价以落地端燃煤标杆电价为锚, 短期下调风险有限。相关龙头公司分红有保障, 若股价随市场回调, 股息率反而上行。值得关注的是, 如果后续中美息差发生变化, 可能导致外资对大水电配置意愿发生相应变化。继续看好长江电力, 国投电力。

● 风险提示: 用电量不达预期, 用气量不达预期, 煤价下行不达预期

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (百万元)	EPS		PE	
					2018E	2019E	2018E	2019E
600011	华能国际	增持	6.86	107,689	0.15	0.28	45.7	24.5
600027	华电国际	增持	4.43	43,693	0.21	0.30	21.1	14.8
600900	长江电力	增持	15.27	335,940	1.02	1.03	15.0	14.8
600886	国投电力	增持	7.73	52,456	0.56	0.59	13.8	13.1

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

投资摘要

关键结论与投资建议

火电：电厂日耗下降在即，煤价同比回落明显

1月9日，环渤海5500大卡动力煤570元/吨，同比去年-8元/吨。秦皇岛5500大卡动力煤585元/吨，同比去年-134元/吨。沿海6大电厂日耗77.31万吨，同比去年+5.81%，环比上月+20.97%。临近春节停工，预计火电日耗下滑在即，当前煤价同比下行明显，超配华电国际，华能国际及业绩反转潜力大的二线火电。

天然气：需求有望维持强势增长，供需缺口收窄利好下游成本企稳

我们整体看好天然气行业气量需求成长，认为虽然面临实体经济下滑风险，但天然气的能源替代属性有望支撑需求释放。2019年我们认为天然气行业供需缺口或将同比收窄，上游涨价的预期差可能缩小，气量增长对投资判断的重要性提升。关注气量有成长的下游新奥能源，天伦燃气，华润燃气与上游新天然气。

水电：枯水期基本面平淡，关注中外息差对外资配置意愿的影响

我们认为大水电仍呈现较强的长期防御性：发电环节通过联合调度平抑来水波动；清洁能源消纳政策与特高压投建可能促进新建机组顺利投运；标杆电价以落地端燃煤标杆电价为锚，短期下调风险有限。相关龙头公司分红有保障，若股价随市场回调，股息率反而上行。值得关注的是，如果后续中美息差发生变化，可能导致外资对大水电配置意愿发生相应变化。继续看好长江电力，国投电力。

核心假设或逻辑

第一，我们认为宏观经济下行、能源需求走弱是一致预期，在4月中旬发布3月宏观经济数据前，这一趋势难以证伪；

第二，我们认为年初是货币和能源政策密集发布期，行业预期与资产价格可能受到政策的较多扰动；

第三，我们认为当前的电、煤、气长期政策导向与替代关系短期内发生剧变的概率较小。

与市场预期不同之处

我们同意市场关于宏观经济承压的预期，但认为政策面会出手进行相应调整，因而将可能对行业运行状况带来较大的扰动。当前由宏观经济走弱衍生的投资策略，很难在年内不受阻碍地持续单向执行。

股价变化的催化因素

第一，煤价、气价的变化可能催化宏观经济的预期；

第二，货币和能源政策面的变化可能带来预期与资产价格的变化。

核心假设或逻辑的主要风险

用电量不达预期，用气量不达预期，煤价下行不达预期

内容目录

需求下行成为一致预期，密切关注政策面变化	5
火电：盈利低点、煤价拐点，盈利改善弹性大	7
1 电价端：市场化交易比重变大，但折价收窄，电价端整体相对稳定.....	7
2 电力需求端：经济下行预期下，用电增速或下降但幅度有限.....	8
3 利用小时数：新装机受限，自备电厂关停，有望支撑利用小时数整体稳定....	10
4 核心看煤价：供需宽松，预期煤价下跌或带来火电盈利拐点.....	13
5. 投资策略：经济下行+煤价拐点，火电配置正当时.....	18
天然气：需求有望维持强势增长，供需缺口收窄利好下游成本企稳	19
1. 天然气需求有望持续增长.....	19
2. 供给和储运端发力，供需缺口或趋于缓和.....	20
3. 投资逻辑：以气量增长为主线，寻求优质上、下游公司.....	21
水电：枯水期基本面平淡，关注中外息差对外资配置意愿的影响	22
1. 大型水电业绩兼具稳健与成长性.....	22
流域联合调度增强协同效应.....	23
2. 增值税优惠政策到期，2019年仍需消化部分影响.....	24
3. 上网电价：预期总体稳健，市场电波动影响有限.....	25
4. 投资逻辑：关注龙头大水电的长线投资机会.....	26
风险提示	26
用电量不达预期.....	26
用气量不达预期.....	26
煤价下行不达预期.....	26
国信证券投资评级	28
分析师承诺	28
风险提示	28
证券投资咨询业务的说明	28

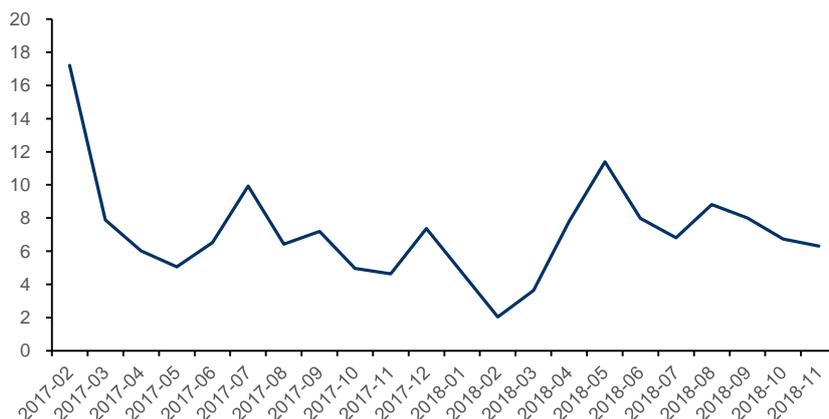
图表目录

图 1: 18 年下半年以来全社会用电量单月同比增速明显走弱.....	5
图 2: 大型发电集团的煤电市场平均电价 (元/千瓦时)	7
图 3: 市场交易电量占全社会用电量比例.....	8
图 4: 历年我国第一二三四产业用电量占比情况及走势.....	8
图 5: 全社会发电量及同比增速 (亿千瓦时)	9
图 6: 历年全国发电结构.....	9
图 7: 火电月度发电量及增速	9
图 8: 2018 年前 10 月全国装机结构	9
图 9: 历年火电装机容量 (万千瓦)	9
图 10: 历年火电利用小时数.....	10
图 11: 我国火电发电量占比.....	11
图 12: 煤炭产能 (亿吨)	13
图 13: 煤炭原煤产量 (万吨)	14
图 14: 沿海 6 大电厂日耗走势	15
图 15: 环渤海 5500 大卡动力煤价历史走势	15
图 16: 环渤海 5500 大卡动力煤价 2018 年走势.....	15
图 17 秦皇岛动力煤价历史走势.....	16
图 18: 秦皇岛动力煤价 2018 年走势.....	16
图 19: 沿海 6 大电厂日耗走势	16
图 20: 沿海 6 大电厂当月累计耗煤同比增速	16
图 21: 沿海 6 大电厂煤炭库存	16
图 22: 北方三大港口合计煤炭库存	16
图 23: 我国各行业动力煤消费量构成图	17
图 24: 房地产投资增速	17
图 25: 基建投资增速.....	17
图 26: 天然气表观消费量 (亿方) 及同比增速	19
图 27: 天然气表观消费量及其占一次能源消费比重	19
图 28: 我国天然气累计国产量 (亿方) 与同比增速	19
图 29: 我国天然气单月国产量 (亿方) 与同比增速	19
图 30: 我国天然气累计进口量 (亿方) 与同比增速	20
图 31: 我国天然气单月进口量 (亿方) 与同比增速	20
图 32: 我国各月进口管道气来源结构-按国别-百万吨.....	21
图 33: 我国历年各月进口 LNG 来源结构-按国别-百万吨.....	21
图 34: 主要水电标的历年股息率情况.....	22
图 35: 主要水电标的归母净利润同比增速情况	22
图 36: 公司 6 座电站梯级调度示意图.....	23
图 37: 葛洲坝电站发电量有效抵御来水波动	24
图 38: 长江电力历年上网电价情况 (元/千瓦时, 含税)	25
表 1: 我国不同类型电源装机容量规划情况 (单位: 万千瓦)	11
表 2: 煤电供给侧改革相关政策梳理.....	12
表 3: 自备电厂相关政策梳理	13
表 4: 煤炭供需测算 (亿吨)	18
表 5: 煤价下跌情景下, 火电公司弹性测算.....	18
表 6: 长江电力对水电同行举牌情况.....	24
表 7: 水电公司 2019 年增值税退税到期受影响情况.....	25

需求下行成为一致预期，密切关注政策面变化

当前实体经济承压、能源需求下行成为一致预期。能源需求的下行将首先体现为消纳顺位偏低的火电需求下行，进而带动电煤需求下行、煤价整体走弱。天然气需求同样可能承压，但受到煤改气政策的支撑，预计负面影响显著小于火电。由于今年前 2 月宏观数据将受到春节前后停复工扰动，在 4 月中旬发布 3 月宏观数据前，需求下行趋势或难以证伪，煤价走弱利好火电的预期有望持续主导市场。

图 1：18 年下半年以来全社会用电量单月同比增速明显走弱



资料来源:WIND,国信证券经济研究所整理

从历史上看，当实体经济或国有资产盈利水平下滑到可接受区间下限时，扶持性政策出台的概率显著提升。19 年 1 月以来，央行降准释放流动性，陕西神木发生重大煤矿事故带动新一轮焦煤安全论证，光伏鼓励平价上网机组。以 19 年度能源工作指导意见为首的各项能源政策或窗口指导仍将陆续出台。在宏观承压的一致预期下，相关政策的波动仍可能带来短时的行业预期和资产价格波动。

➤ 事件 1：央行降准释放流动性

1 月 4 日，央行宣布下调金融机构存款准备金率 1 个百分点。其中，2019 年 1 月 15 日和 1 月 25 日分别下调 0.5 个百分点，将释放资金约 1.5 万亿元。央行同时宣布，2019 年一季度到期的中期借贷便利（MLF）将不再续做。

此前，央行已于去年 12 月 19 日创设了定向中期借贷便利（TMLF），以定向降息的方式支持金融机构向小微企业和民营企业发放贷款。1 月 2 日，央行又宣布自今年起放宽普惠金融定向降准小型和微型企业贷款考核标准，由“单户授信小于 500 万元”调整至“单户授信小于 1000 万元”，将普惠金融定向降准范围扩大至大部分银行。三项政策叠加，再去除一季度到期 MLF 不再续作因素，央行将净释放长期资金约 8000 亿元。

点评：

1 月初央行率先降准，带动市场关于降准、降息、减税的一揽子友好政策预期，政策面对需求的托举较为明显。长期而言，对实体经济需求的托举可能演化为对能源需求的刺激，进而使得当前市场基于煤炭需求走弱衍生的空煤炭、多火电投资策略受到干扰。

事件 2: 国家能源局党组召开会议, 传达学习中央经济工作会议精神

12月25日, 国家能源局党组召开会议, 传达学习中央经济工作会议精神, 研究部署贯彻落实措施并为2019年的工作划出了如下重点: 1、着力巩固煤炭、煤电去产能成效。2、继续推进火电行业超低排放改造、光伏扶贫、农网改造、油品质量升级、北方地区冬季清洁取暖等重大工程。3、加大“三区三州”等深度贫困地区和特殊贫困群体能源脱贫攻坚力度。4、推动能源装备制造业高质量发展, 力争在解决“卡脖子”问题上取得新突破。5、加快电动汽车充电基础设施建设, 大力发展清洁能源, 培育新模式新业态消费市场。6、加快乡村地区可再生能源开发利用和新一轮农村电网升级改造, 推动供气设施向乡村延伸。7、为西部大开发、东北全面振兴、中部地区崛起、东部率先发展等战略实施提供坚强能源保障。8、深化能源重点领域改革, 针对突出矛盾和关键环节, 加快改革步伐, 深入推进电力体制改革, 配合推进油气管网运营机制改革, 深化“放管服”改革。9、提高“一带一路”能源合作水平, 加大重大项目和产能合作, 积极推动国际能源治理变革。

点评:

2015年火电受发改委审批权下放及各地政府拉动基建等因素影响, 核准装机容量近1.5亿千瓦, 达到历史最高峰, 带来了严重的装机过剩风险。2017年8月, 十六部委联合发布《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》, 提出“十三五”期间, 全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦, 淘汰落后产能0.2亿千瓦以上, 到2020年全国煤电装机规模控制在11亿千瓦以内。2018年12月中央经济工作会议中, 强调要“要坚持以供给侧结构性改革为主线不动摇, 着力巩固煤炭、煤电去产能成效”, 煤电去产能工作依然在有序推进过程中, 有助于大型火电企业利用小时数企稳回升。结合我们对火电企业调研情况来看, 各发电企业虽有煤电项目储备, 但由于并网环节也受到政府严格把控, 预计未来几年煤电新建装机容量仍将保持在低水平。2018年1-10月火电新增装机2698万千瓦, 由于严控新装机, 预计2019年火电新增装机量将进一步下滑至2500万千瓦左右。

2019年火电利用小时数虽受经济下行影响, 但亦有严控新增产能叠加淘汰自备电厂的利好影响, 预计利用小时数整体应能维持稳定。2019年影响火电盈利的最大弹性因素仍是煤价, 预计2019年在煤炭行业供给侧改革已基本完成的情况下, 煤炭行业环保和安检的压力将会减弱, 供给会更加宽松; 同时受房地产开工影响, 尤其是明年上半年, 煤炭需求端将较为确定性的减弱; 煤炭整体供需面将会更加宽松, 煤价大概率下跌利好火电企业。

事件 3: 煤矿安监局加强安全生产管理, 陕西神木发生矿难,

近日国家煤矿安监局下达文件, 对于超千米的冲击地压煤矿与瓦斯突出煤矿进行停产检查, 需论证后方可复产。多数煤矿已收到通知, 停产主要区域为山东、河南、东北等地, 涉及产能9206万吨, 其中山东停产煤矿占比接近一半, 涉及煤种主要为气煤、1/3焦煤等。另据媒体报道, 1月12日16时30分, 陕西省神木市百吉矿业李家沟煤矿井下发生事故。经核查, 当班入井矿工共87人, 事故发生后66人安全升井, 21人被困并均已遇难。

点评:

在当前煤价自高位回落的情况下, 我们认为开展煤矿安全生产排查, 一方面有助于解决煤炭事故抬头的情况, 另一方面可以在一定程度上减少煤炭供给, 边际上收窄供需缺口, 对煤价带来托举作用。这将进而帮助国有煤炭企业实现利润率提升、资产负债率下降。

类似地, 我们认为未来出于促进煤炭行业健康发展与收窄煤炭供需缺口的目的, 环保排查、进口煤限制等政策出台的概率也将伴随煤炭价格回落而加大。

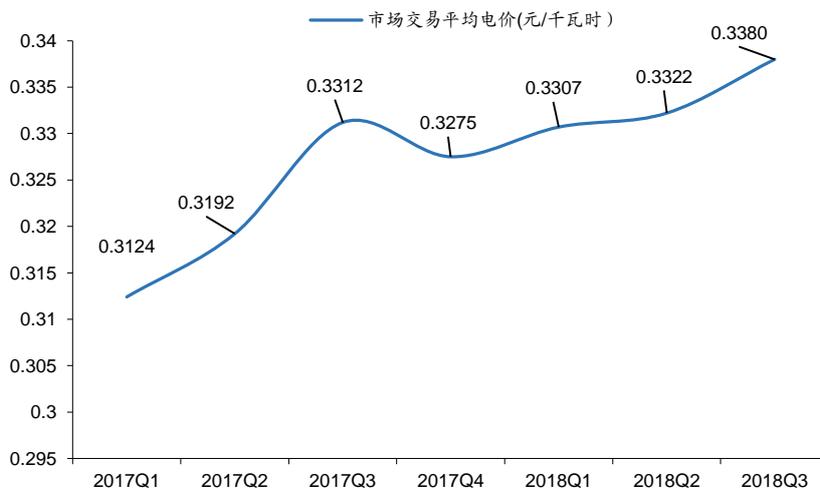
火电：盈利低点、煤价拐点，盈利改善弹性大

1 电价端：市场化交易比重变大，但折价收窄，电价端整体相对稳定

从执行情况来看，煤电价格联动机制并不必然。2015年12月31日，发改委发布《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》；但国家出于宏观经济调控、煤炭企业去杠杆考虑和经济压力等因素综合考量，在实施过程中出现煤电联动不到位的情况，2017年电煤价格指数达516元/吨，已经触发了联动机制，但燃煤上网电价并未上调。因此煤电联动并不必然，电价相对外生。

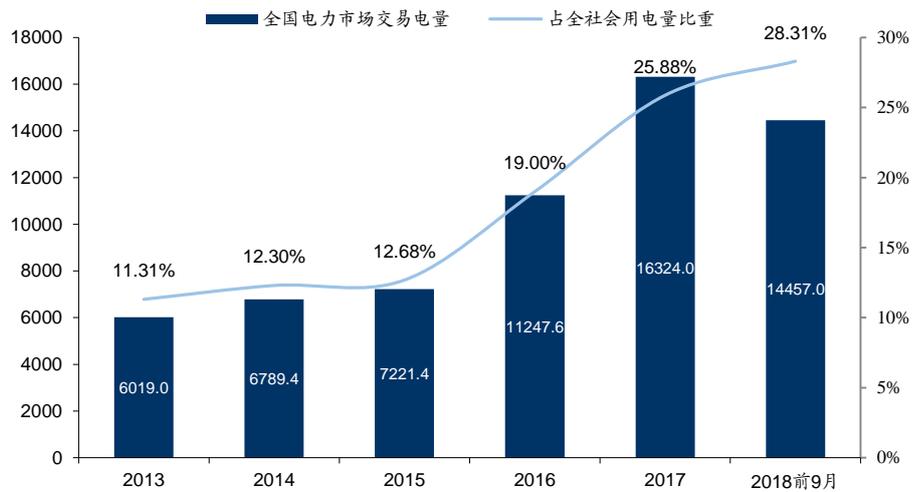
电力市场化是大势所趋，电量市场化比例提升，但折价收窄。2017年1-9月，市场化交易电量占电网销售电量比重（即销售电量市场化率）达到31.3%；煤电上网电量平均电价（计划与市场电量综合平均电价）为0.3650元/千瓦时，市场交易（含跨区跨省送出交易）平均电价0.3180元/千瓦时。2018年1-9月，市场交易电量占电网企业销售电量比重为34.5%较去年同期相比，销售电量市场化率提升3.2个百分点。2018年1-9月，煤电上网电量平均电价为0.3640元/千瓦时，市场交易平均电价为0.3368元/千瓦时，市场交易电价有所上升。从趋势上看，2018年市场交易电量占比继续提升，但折扣幅度减少，整体上网电价平稳。我们判断在经济下行背景下，无论燃煤标杆电价还是市场电让利幅度，短期恶化风险相对有限，利好电价企稳。

图2：大型发电集团的煤电市场平均电价（元/千瓦时）



资料来源：中电联，国信证券经济研究所整理

图 3: 市场交易电量占全社会用电量比例

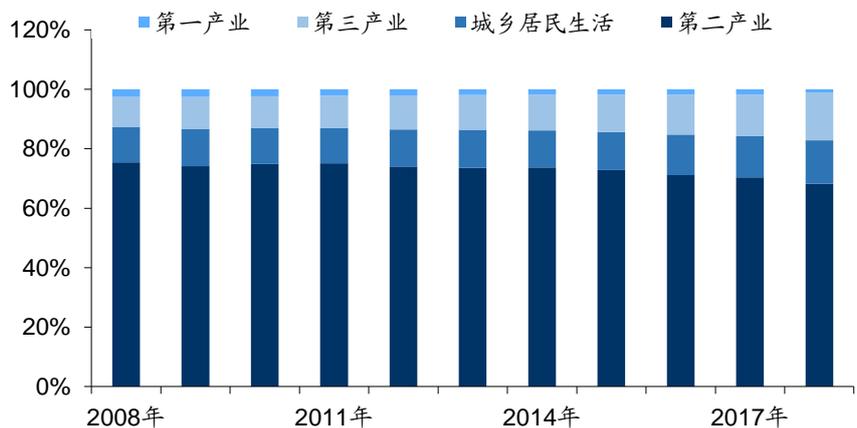


资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

2 电力需求端: 经济下行预期下, 用电增速或下降但幅度有限

2018 年, 用电维持较高增长。2018 年年 1-10 月份, 全国全社会用电量 56552 亿千瓦时, 同比增长 8.7%, 增速比上年同期提高 2.0 个百分点。第一产业用电量 615 亿千瓦时, 同比增长 9.8%; 第二产业用电量 38575 亿千瓦时, 同比增长 7.2%, 占全社会用电量的比重为 68.2%; 第三产业用电量 9078 亿千瓦时, 同比增长 13.1%, 占全社会用电量的比重为 16.1%; 城乡居民生活用电量 8285 亿千瓦时, 同比增长 11.1%, 占全社会用电量的比重为 14.6%。

图 4: 历年我国第一二三四产业用电量占比情况及走势



资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

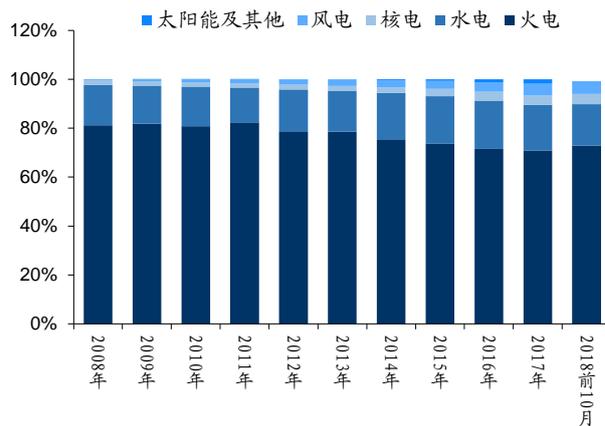
1-10 月份, 全国规模以上电厂发电量 55816 亿千瓦时, 同比增长 7.2%。其中, 火电发电量 40686 亿千瓦时, 同比增长 6.6%, 水电发电量 9418 亿千瓦时, 同比增长 4.6%, 核电发电量 2341 亿千瓦时, 同比增长 15.0%, 风电发电量 2962 亿千瓦时, 同比增长 23.1%。

图 5: 全社会发电量及同比增速 (亿千瓦时)



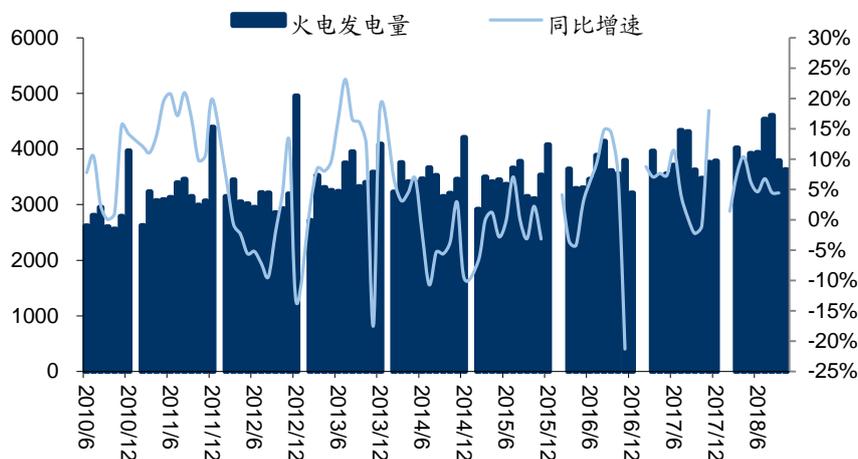
资料来源: 中电联、国信证券经济研究所整理

图 6: 历年全国发电结构



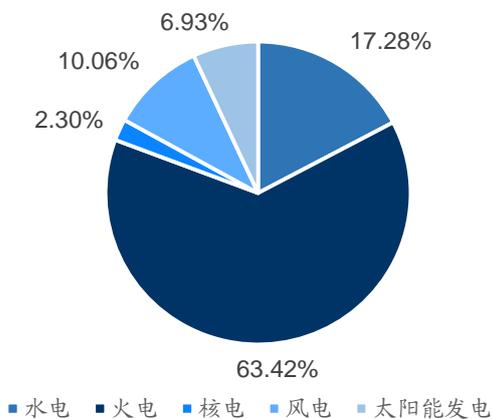
资料来源: 中电联、国信证券经济研究所整理

图 7: 火电月度发电量及增速



资料来源: 中电联、国信证券经济研究所整理

图 8: 2018 年前 10 月全国装机结构



资料来源: 中电联、国信证券经济研究所整理

图 9: 历年火电装机容量 (万千瓦)



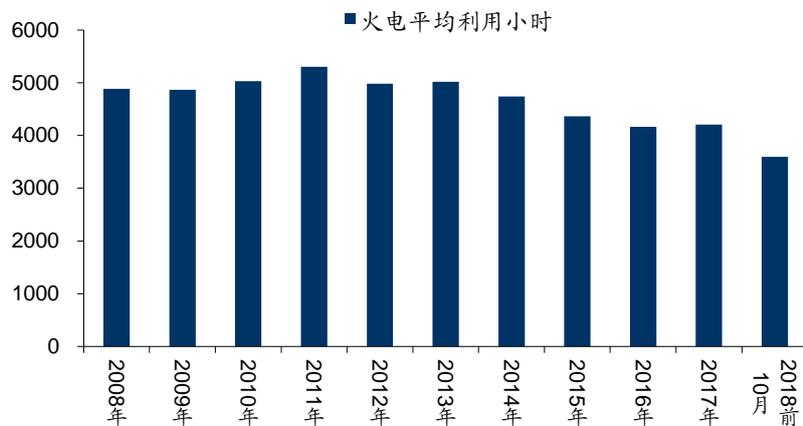
资料来源: 中电联、国信证券经济研究所整理

整体发电设备利用小时数有小幅改善。2018 年 1-10 月份, 全国发电设备累计平均利用小时 3209 小时, 比上年同期增加 100 小时。火电设备平均利用小时

为 3596 小时,比上年同期增加 165 小时其中,燃煤发电设备平均利用小时 3691 小时。水电设备平均利用小时为 3083 小时,比上年同期增加 58 小时。核电设备平均利用小时 6084 小时,比上年同期增加 211 小时;风电设备平均利用小时 1724 小时,比上年同期增加 172 小时;光伏发电设备平均利用小时 1060 小时。

用电增速放缓端倪已现,但预计 2019 年下降幅度有限。2018 年 1-11 月,全社会用电量累计 62199 亿千瓦时,同比增长 8.47%,增速同比增长 2 个百分点,环比 1-10 月增速下降 0.23 个百分点。11 月单月来看,全社会用电量 5647 亿千瓦时,同比增长 6.32%,增速同比上升 1.7 个百分点,环比 10 月单月下降 1.3 个百分点。综合考虑经济因素影响,我们判断 2019 年全社会用电量的增速较 2018 年会有所下滑但仍能保持 4%-6% 左右的增长。

图 10: 历年火电利用小时数



资料来源:中电联、国信证券经济研究所整理

3 利用小时数: 新装机受限, 自备电厂关停, 有望支撑利用小时数整体稳定

2019 年虽然火电利用小时数会受经济下行影响,但同时亦有有利因素: **1) 新建煤电机组严格管控:** 新建机组受到严格管控,存量小机组的淘汰对火电利用小时数的上升有正面影响。**2) 自备电厂的关停:** 自备电厂高耗能、高污染、不缴纳交叉补贴,相关存量机组淘汰后将带给市场不小的增量。因而我们预计利用小时整体应能维持稳定。

◇ 火电新增装机受限, 预计未来新增装机增速下滑

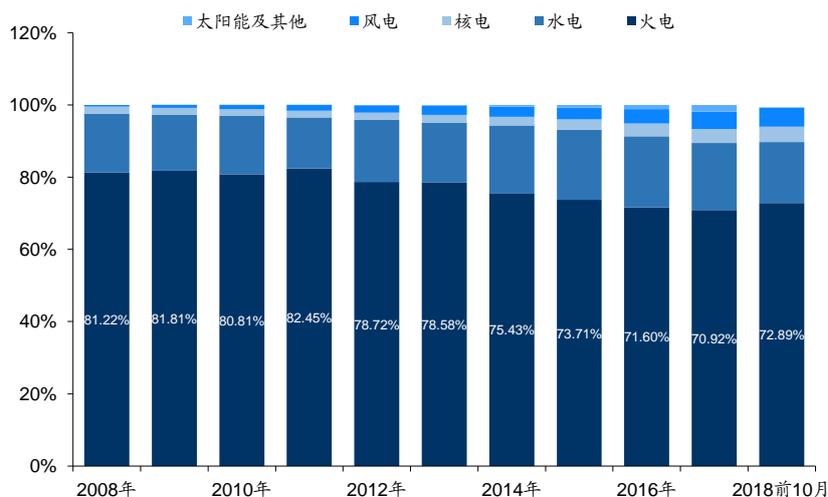
根据能源电力领域各“十三五”规划, **2017-2020 年, 预计我国火电装机容量 CAGR 在 3.5% 以下, 装机份额或出现下滑。**水电 CAGR 约为 3.4%, 而核电、风电、太阳能装机容量的 CAGR 指引下限分别为 14.6%, 9.0%, 9.2%。由于十三五期间全部电源总体装机容量 CAGR 在 5.0% 左右, 预计火电、水电装机容量份额或将出现下滑。能源结构转型这一“大象起舞”的过程或将经历较长的时间, 改革和替代的过程或将出现波动, 但明确的政策导向为公用事业投资指明了策略性方向。

表 1: 我国不同类型电源装机容量规划情况 (单位: 万千瓦)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020E	CAGR
合计	106,253	114,676	125,768	137,887	152,527	164,575	200,000	5.0%
水电	23,298	24,947	28,044	30,486	31,954	33,211	38,000	3.4%
火电	76,834	81,968	87,009	93,232	100,554	105,388	121,000	3.5%
核电	1,257	1,257	1,466	2,008	2,717	3,364	5,800	14.6%
风电	4,623	6,142	7,652	9,657	13,075	14,864	21,000	9.0%
太阳能	212	341	1,589	2,486	4,218	7,742	11,000	9.2%

资料来源: 发改委, 国信证券经济研究所整理

图 11: 我国火电发电量占比



资料来源: 中电联, 国信证券经济研究所整理

煤电供给侧改革, 去产能稳步推进, 严控新装机, 火电利用小时数有望受益。结合我们对火电企业调研情况来看, 各发电企业虽有项目储备, 但由于并网环节也受到政府严格把控, 预计未来几年煤电新建装机容量仍将保持在低水平。煤电去产能工作依然在有序推进过程中, 有助于大型火电企业利用小时数企稳回升。

- ✓ 2015 年火电受发改委审批权下放及各地政府拉动基建等因素影响, 核准装机容量近 1.5 亿千瓦, 达到历史最高峰, 带来了严重的装机过剩风险。
- ✓ 2016 年, 国家能源局下达了《关于 2016 年煤电行业淘汰落后产能目标任务的通知》要求, 加大对单机 30 万千瓦以下、运行满 20 年的纯凝机组和运行满 25 年的抽凝热电机组的淘汰关停力度。
- ✓ 2017 年政府工作报告中要求 2017 年淘汰、停建、缓建煤电产能 5000 万千瓦以上。根据国家能源局的拆分, 分为淘汰落后机组 500 万千瓦, 停建违规项目 3800 万千瓦, 缓建 700 万千瓦以上, 政策主要针对未投产、在建的煤电机组, 以停缓建为主。实际 2017 年淘汰停建缓建煤电产能 6500 万千瓦, 超额完成了年度各项目标任务。
- ✓ 2017 年发布的《2020 年煤电规划建设预警的通知》中, 风险预警结果为红色和橙色的省份均需要暂缓核准、暂缓新开工建设自用煤电项目, 这就意味着目前只有湖南、海南两省可以“有序核准、开工建设自用煤电项目”。
- ✓ 2017 年 8 月, 十六部委联合发布《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》, 提出“十三五”期间, 全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦, 淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上, 到 2020 年全国煤电装机

规模控制在 11 亿千瓦以内。

- ✓ 2018 年能源指导意见中提出全年煤电投产规模较 2017 年需更进一步减少，淘汰高污染、高能耗的煤电机组约 400 万千瓦。

预计 2019 年火电新增装机量进一步下滑，或至 2500 万千瓦左右，同比增长 2.2%。
2018 年 1-10 月火电新增装机 2698 万千瓦，预计全年火电新增装机量 3000 万千瓦，同比增长 2.7%。由于严控新装机，预计 2019 年火电新增装机量将进一步下滑至 2500 万千瓦左右，同比增长 2.2%。

表 2：煤电供给侧改革相关政策梳理

出台时间	主要政策	政策要点
2017.01	《关于进一步做好火电项目核准建设工作的通知》	指出风险预警等级为红色省份，2016 年开工建设的自用煤电项目（不含民生热电）停止建设，待风险预警等级转绿之后，方可在国家指导下恢复建设。
2017.01	关于衔接“十三五”煤电投产规模的函	取消燃煤电厂规划 346 万千瓦，缓核规划中机组 3888 万千瓦，缓建已核准机组 8863 万千瓦至“十四五”期间，跨区域送电项目约 1722 万千瓦需推迟至“十四五”期间投产。
2017.03	《2017 年政府工作报告》	淘汰、停建、缓建煤电产能 5000 万千瓦以上
2017.04	《关于发布 2020 年煤电规划建设风险预警的通知》	风险预警结果为红色和橙色的省份，要暂缓核准、暂缓新开工建设自用煤电项目；风险预警等级为绿色的省份，也要充分考虑跨省（区）电力互济等因素，在国家指导下，有序核准、开工建设自用煤电项目。
2017.08	《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》	“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造 4.2 亿千瓦、节能改造 3.4 亿千瓦、灵活性改造 2.2 亿千瓦。到 2020 年全国煤电装机控制在 11 亿 KW 以内。
2017.09	《2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》	停建煤电项目：涉及 9 个省份，29 个项目。缓建煤电项目：涉及 17 个地区，50 个项目。
2018.03	《2018 年能源工作指导意见》	全年煤电投产规模较 2017 年更进一步减少，淘汰高污染、高能耗的煤电机组约 400 万千瓦。
2018.03	《燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案（征求意见稿）》	拟全面清理违法违规燃煤自备电厂，未核先建、违规核准、批建不符、开工手续不全等在建燃煤自备电厂一律停止建设；中发 9 号文件出台后未经批准或未列入规划的新建燃煤自备电厂一律停建停运；原则上不再新（扩）建燃煤自备电厂。
2018.05	《2021 年煤电规划建设风险预警》	基于各地电力系统备用率，将全国山东、冀北等 17 个省区装机充裕度划分为红色预警，辽宁、河南、四川和广东为橙色预警，通知要求上述地区暂缓核准、暂缓新开工建设自用煤电项目。
2018.10	《关于加快做好淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组工作暨下达 2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）的通知》	2018 年煤电行业淘汰落后产能目标任务（第一批）确定了北京、河北、山西、山东、内蒙古、吉林、黑龙江、陕西、宁夏、新疆、江苏、浙江、安徽、河南、四川、广东、广西 17 个省（市、区）的淘汰计划容量，共 1190.64 万千瓦

资料来源：发改委，能源局，国信证券经济研究所整理

◇ 规范整治自备电厂，利好存量火电机组利用小时数修复

自备电厂占全国总装机约 9%，2018 年自备电厂整治步入深水区。2016 年底，全国自备电厂装机容量超过 1.42 亿千瓦，同比增长 16%，占 2016 年全国总装机的 8.6%，其中自备煤电机组装机容量为 1.15 亿千瓦，占全部自备电厂装机的 81%。分地区来看，山东、新疆、内蒙、江苏、广西等地的自备电厂规模较大，其中山东省 2015 年底的自备电厂装机规模为 3,043 万千瓦，自备电厂装机规模位居全国第一。近年来国家持续加码自备电厂整治，2018 年 3 月，《燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案（征求意见稿）》下发，拟全面清理违法违规燃煤自备电厂，未核先建、违规核准、批建不符、开工手续不全等在建燃煤自备电厂一律停止建设；中发 9 号文件出台后未经批准或未列入规划的新建燃煤自备电厂一律停建停运；原则上不再新（扩）建燃煤自备电厂。

自备电厂缴纳交叉补贴政策落地，有望全国推广；自备电厂的发电成本将提高，当地火电机组利用小时数有望改善。2018 年 7 月以来，四川、吉林、上海、山东等地区相继发布政策对当地自备电厂征收交叉性补贴。山东省要求自备电厂企业政策性交叉补贴缴纳标准为每千瓦时 0.1016 元，缴纳金额按自发自用电量计算。2018 年 7 月 1 日-2019 年 12 月 31 日为过渡期，过渡期政策性交叉补贴标准暂按每千瓦时 0.05 元执行。此外自备电厂还需按自发自用电量缴纳政府性基金及附加、系统备用费（按并网电压等级分档确定，220 千伏为每千瓦时 0.02 元）等费用。自备电厂的低电价，很大程度上是建立在低环保投入等不合规因素的基础上，缴纳交叉补贴政策执行后，自备电厂的发电成本将提高进而逐步引导自备电厂出让发电量，火电机组利用小时数有望改善。

表 3: 自备电厂相关政策梳理

发布时间	政策	机构	主要内容
2018/3/22	燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理方案(征求意见稿)	国家发改委	除国家特殊规定外,原则上不再新(扩)建自备电厂;新建燃煤自备电厂但未经批准或未列入规划的,要从严从重问责,并对该省(区、市)所有发电类项目一律停批;自备电厂自发自用电量要承担并足额缴纳政府性补贴及附加;坚决淘汰自备电厂落后产能。
2018/7/19	关于利用扩大跨省区电力交易规模等措施降低一般工商业电价有关事项的通知	国家发改委	将扩大跨省区电力交易规模、国家重大水利工程建设基金征收标准降低 25%、督促自备电厂承担政策性交叉补贴等电价空间,全部用于降低一般工商业电价。
2018/7/31	关于自备电厂系统备用费和政策性交叉补贴征收标准有关问题的通知	四川省发改委	自 2018 年 7 月 1 日起,对四川电网供区内所有企业的自备电厂(含余热、余气、余压自备电厂)暂按每千瓦时 0.015 元标准征收政策性交叉补贴,其电价空间用于降低全省一般工商业电价。
2018/8/1	关于第三批降低我省一般工商业电价有关事项的通知	吉林省物价局	自 7 月 1 日起,企业燃煤自备电厂每月要按自发自用电量缴纳政策性交叉补贴,征收标准为 0.15 元/千瓦时。
2018/9/11	关于利用扩大跨省区电力交易规模等措施降低工商业单一制目录电价的	上海市发改委	自备电厂按国家有关规定需承担政策性交叉补贴,征收标准暂定为 0.103 元/千瓦时,由市电力公司收取相关资金,实行专款专账管理,并全部用于降低工商业电价。自备电厂余热、余压、余气机组自发自用电量可免收交叉补贴。
2018/9/14	关于降低一般工商业电价及有关事项的通知	山东省物价局	自备电厂企业政策性交叉补贴缴纳标准为每千瓦时 0.1016 元,缴纳金额按自发自用电量计算。2018 年 7 月 1 日-2019 年 12 月 31 日为过渡期,过渡期政策性交叉补贴标准暂按每千瓦时 0.05 元执行。

资料来源:发改委,国信证券经济研究所整理

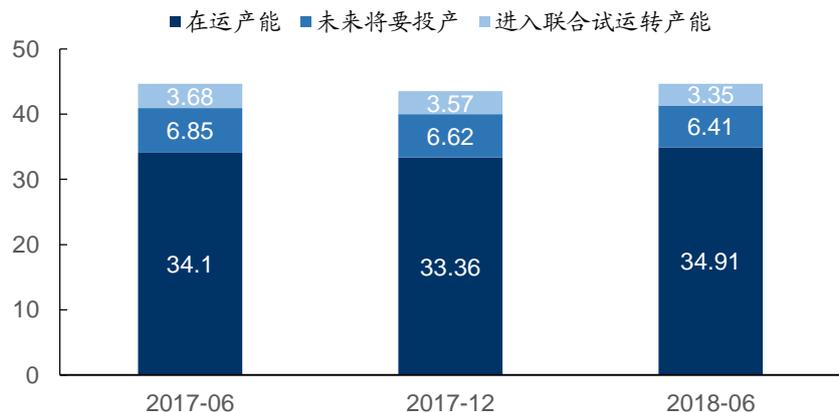
4 核心看煤价: 供需宽松, 预期煤价下跌或带来火电盈利拐点

从煤炭供给情况来看,我们预测 2019 年原煤产量约在 39.81 亿吨左右。若 2019 年进口煤维持在 2.00 亿吨左右,煤炭供给量将近 41.81 亿吨。从需求端来说,2017 年我国煤炭需求量为 37.81 亿吨,若假设 2018 年,2019 年的需求量分别以每年 3.0%、1.5%增长,则 2019 年的总需求量为 39.53 亿吨,整体供需逐步宽松,煤价有望走低,火电企业或迎盈利拐点。(详细测算见下文)

4.1 供给端: 逐步宽松, 预计 2019 年煤炭供给量为 39.81 亿吨左右

在运+试运转煤炭产能约 38.26 亿吨。国家能源局(2018 年第 10 号)公告,截至 2018 年 6 月底,安全生产许可证等证照齐全的生产煤矿 3816 处,产能 34.91 亿吨/年;已核准(审批)、开工建设煤矿 1138 处(含生产煤矿同步改建、改造项目 96 处)、产能 9.76 亿吨/年,其中已建成、进入联合试运转的煤矿 201 处,产能 3.35 亿吨/年。

图 12: 煤炭产能(亿吨)



资料来源:国家能源局,国信证券经济研究所整理

考虑到煤炭供给侧改革因素,预计 2019 年原煤产量在 37.81 亿吨。自 2016 年 2 月国务院发布《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》起,煤炭行业供给侧改革正式开始。“十三五”期间煤炭行业去产能目标为 8 亿吨,2016-2017 年连续两年超额完成目标,两年已合计退出产能 5.4 亿吨。《2018

年政府工作报告》中提出，2018 年煤炭行业去产能目标为 1.5 亿吨，确保 8 亿吨左右煤炭去产能目标实现三年“大头落地”。淘汰关停不达标的 30 万千瓦以下煤电机组，由“总量性去产能”转变为“结构性去产能、系统性优产能”。根据国家统计局数据，2018 年 1 月至 11 月，我国原煤产量 32.1 亿吨，同比增长 5.4%。

我们基于以下数据及假设进行测算：

假设：①2018 年 6 月在运+试运转煤炭产能约 38.26 亿吨，2019 年均能正常释放产能；

②2018 年 6 月未来将要投产 6.41 亿吨煤炭产能，一般煤炭产能释放需要四年，我们假设能 2019 年能释放产能 $6.41/4=1.6025$ 亿吨，释放产量 0.80 亿吨。

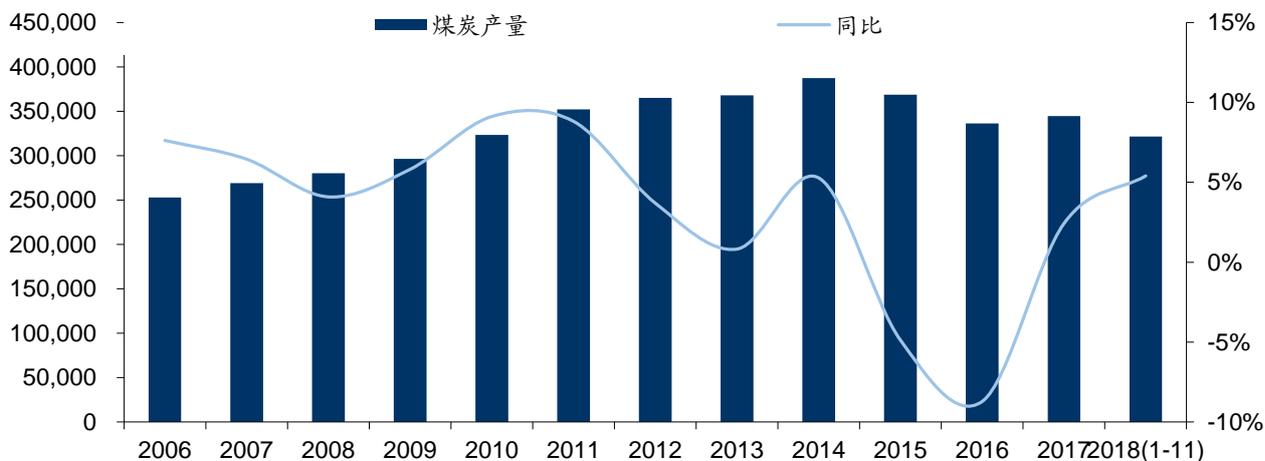
③2018 年下半年预计要继续淘汰 0.75 亿吨产能（2018 年全年目标为 1.50 亿吨），预计 2019 年减少 0.75 亿吨产量；

④2019 年继续淘汰 1 亿吨产能，假设匀速淘汰，当年减少产量 0.50 亿吨，预测 2019 年我国原煤产量约在 $38.26+0.80-0.75-0.5=37.81$ 亿吨左右。

2018 年 1-6 月我国累计进口煤炭 1.46 亿吨，同比增长 9.9%；煤炭净进口 1.44 亿吨，同比增长 12.6%，预计全年进口煤炭在 2.7-2.8 亿吨。假设 2019 年进口煤略低于 2018 年水平在 2 亿吨左右，2019 年煤炭供给量为

$37.81+2.00=39.81$ 亿吨。

图 13: 煤炭原煤产量 (万吨)



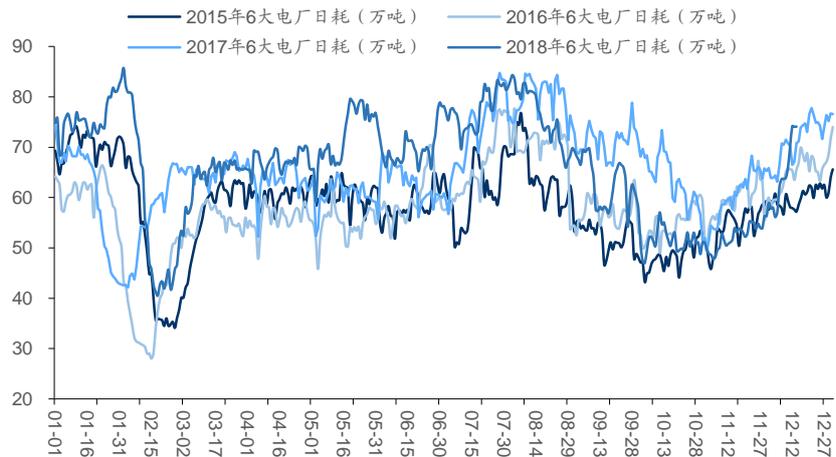
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

4.2 需求端：日耗下降，需求有走弱迹象

◇ 2018 年开始煤炭需求有走弱迹象

自 2016 年下半年煤价开启大幅上涨以来，沿海 6 大发电集团日耗大多数时间和上年同期比都是正增长，只有 2017 年 1 月和 2018 年 2 月由于春节因素影响，出现过日耗同比下降，期间煤价均出现下跌。2018 年 3 月和 7 月当日耗水平和上一年接近的期间，煤价均是下跌的，日耗不及预期对煤价有一定冲击。2018 年 8 月至 12 月中旬，非供暖季日耗出现同比下降，说明需求开始走弱。

图 14: 沿海 6 大电厂日耗走势



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

2019 年 1 月 9 日, 环渤海 5500 大卡动力煤价格 570 元/吨, 同比去年-8 元/吨, 环比上周+1 元/吨。秦皇岛 5500 大卡动力煤价格 585 元/吨, 同比去年-134 元/吨, 环比上周+5 元/吨。

2019 年 1 月 9 日, 沿海 6 大电厂日耗 77.31 万吨, 同比去年+5.81%, 环比上月+20.97%; 沿海 6 大电厂煤炭库存 1362.39 万吨, 同比+26.87%, 环比上月-24.58%; 可用天数 17.62 天, 同比+19.86%, 环比上月-37.65%。北方三大港口(秦皇岛、曹妃甸、京唐)煤炭库存合计 1228.10 万吨, 同比+28.46%, 环比上月-10.32%。

近几周受过冬及气煤需求互补平滑影响, 日耗同比去年有所上升; 但是秦皇岛煤价较去年同比下跌 134 元, 市场预期未来的需求走弱会对煤价有一定下行压力。

图 15: 环渤海 5500 大卡动力煤价历史走势



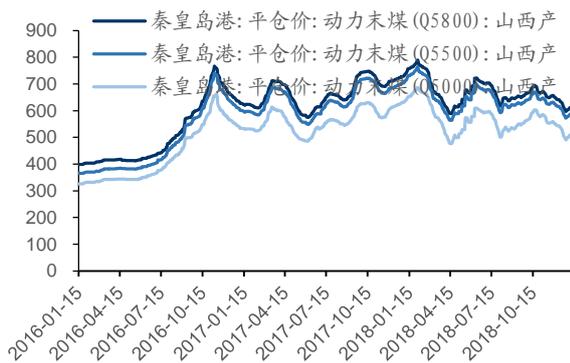
资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 16: 环渤海 5500 大卡动力煤价 2018 年走势



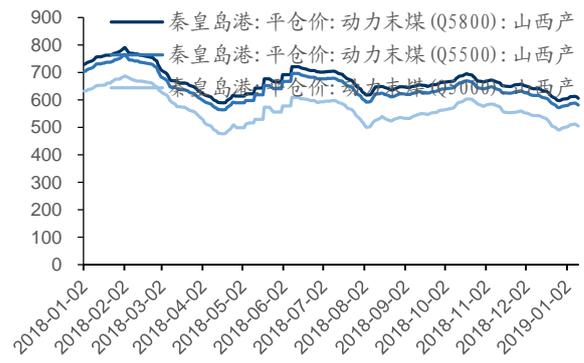
资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 17 秦皇岛动力煤价历史走势



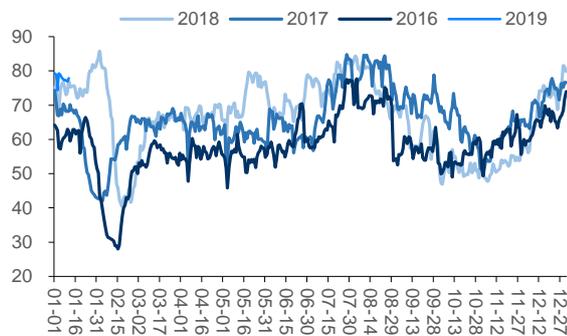
资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 18: 秦皇岛动力煤价 2018 年走势



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 19: 沿海 6 大电厂日耗走势



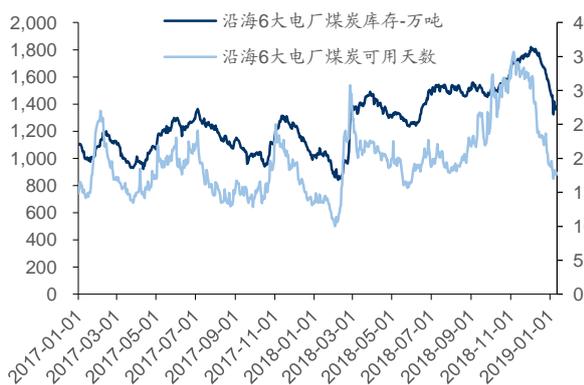
资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 20: 沿海 6 大电厂当月累计耗煤同比增速



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 21: 沿海 6 大电厂煤炭库存



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

图 22: 北方三大港口合计煤炭库存



资料来源: WIND, 国信证券经济研究所整理

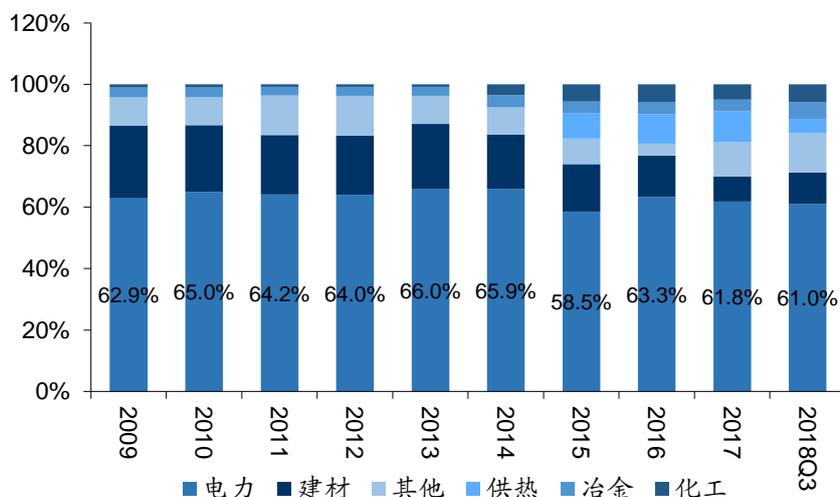
◇ 预计 2019 年煤炭需求增速放缓

国际能源署预计中国煤炭消费量 2017-2023 年间每年下滑 0.5%。2018 年 12 月, 国际能源署(IEA)表示, 由于印度和其他亚洲国家的需求增长抵消欧洲和美国的下滑, 全球煤炭需求将不断攀升直到 2023 年。预计煤炭消耗量平均每年

将增长 0.2%，从 2017 年的 53.55 亿吨煤当量增加到 2023 年的 54.18 亿吨煤当量。预计由于污染防控，中国的煤炭消费量 2017-2023 年间每年下降 0.5%，到 2023 年降至 26.73 亿吨煤当量。

2018 年前 9 个月我国煤炭消费量保持约 3% 增长，预计 2019 年煤炭需求增速放缓至 1.5%。动力煤需求中火电行业大概占 60%，建材占 10%+。从 2018 年 10 月份开始，社会用电增速出现放缓迹象，11 月份当月增速环比下滑个 1.3 个百分点至 6.32%；我们预计 2019 年的社会发电量增速放缓至 4%-6%。除了电力之外，煤炭主要终端需求是地产投资和基建投资，在预期基建投资和房地产开工率下滑的背景下，煤炭的需求也将进一步下滑。根据中国煤炭工业协会数字，2018 年前 9 个月，我国煤炭消费量约 28.75 亿吨，增长 3%，预计 2018 年全年煤炭消费量增长在 3% 左右，2019 年煤炭需求增速放缓至 1.5%。

图 23: 我国各行业动力煤消费量构成图



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图 24: 房地产投资增速



资料来源: wind、国信证券经济研究所整理

图 25: 基建投资增速



资料来源: wind、国信证券经济研究所整理

4.3 供给出现宽松，预计煤炭价格将下滑

从煤炭供给情况来看，截至 2018 年 6 月底，在运产能+进入联合试运转的产能（预计 2019 年初放量）合计 38.26 亿吨，未来将要投产 6.41 亿吨。考虑到 2018 年下半年预计要淘汰 7500 万吨（2018 年全年目标为淘汰 1.5 亿吨），2019 年继续淘汰 1 亿吨产能，预测 2019 年原煤产量约在 39.81 亿吨左右。若 2019 年进口煤维持在 2.00 亿吨左右，煤炭供给量将近 41.81 亿吨。

从需求端来说，2017 年我国煤炭需求量为 37.81 亿吨，若假设 2018 年，2019 年的需求量分别以每年 3.0%、1.5% 增长，则 2019 年的总需求量为 39.53 亿吨，整体供需逐步宽松，煤价有望走低，火电企业或迎盈利拐点。

表 4：煤炭供需测算（亿吨）

		2013	2014	2015	2016	2017	2018E	2019E
国内煤炭产量		36.80	38.74	36.85	33.42	34.45	36.31	39.81
	同比	0.82%	5.27%	-4.88%	-9.31%	3.08%	5.40%	9.64%
净进口量		3.20	2.85	1.99	2.47	2.63	2.70	2.00
煤炭供给		40.00	41.59	38.84	35.89	37.08	39.01	41.81
	同比	1.79%	4.00%	-6.62%	-7.60%	3.32%	2.34%	4.65%
需求合计		42.44	41.16	38.70	37.02	37.81	38.94	39.53
	同比	3.08%	-3.02%	-5.98%	-4.34%	2.13%	3.00%	1.50%
供需缺口		-2.45	0.43	0.14	-1.13	-0.73	0.07	2.28

资料来源：Wind，国信证券经济研究所测算

5. 投资策略：经济下行+煤价拐点，火电配置正当时

火电行业有“逆周期”的属性，在宏观经济偏弱，国际贸易形势复杂的宏观背景下，尽管发电量增速可能下滑，但燃煤成本端可能出现显著改善，展现出对冲宏观经济下行的特质。

从电价端来看，市场交易电量占比继续提升，但折扣减少，整体上网电价平稳。判断目前无论燃煤标杆电价还是市场电让利幅度，短期恶化风险相对有限，利好电价企稳。从电量端，火电利用小时数有望相对稳定。利用小时数虽然受到经济下行影响，但亦受严新装机、自备电厂关停等有利因素影响，预计能维持相对稳定。

从煤价端来看，供需逐渐宽松，煤价有望下行。2019 影响火电盈利的最大弹性因素仍是煤价，预计 2019 年在煤炭行业供给侧改革已基本完成的情况下，煤炭行业环保和安检的压力将会减弱，供给会更加宽松；同时受房地产开工影响，煤炭需求端将较为确定性的减弱；煤炭整体供需面将会更加宽松，煤价大概率下跌；但下跌幅度仍受政策因素影响，利好火电板块，关注华电国际、华能国际。

表 5：煤价下跌情景下，火电公司弹性测算

煤价变动-元/吨	华能 17 年业绩变化幅度	华电 17 年业绩变化幅度	大唐发电 17 年业绩变化幅度	国电电力 17 年业绩变化幅度
-10	31%	74%	23%	11%
-20	62%	148%	45%	21%
-30	92%	221%	68%	32%
-40	123%	295%	90%	42%
-50	154%	369%	113%	53%
-80	246%	590%	180%	84%
-100	308%	738%	225%	105%
-150	462%	1106%	338%	158%
-200	616%	1475%	450%	210%

资料来源：国信证券经济研究所测算

天然气：需求有望维持强势增长，供需缺口收窄利好下游成本企稳

我们整体看好天然气行业气量需求成长，认为虽然面临实体经济下滑风险，但天然气的能源替代属性有望支撑需求释放。2019年我们认为天然气行业供需缺口或将同比收窄，上游涨价的预期差可能缩小，气量增长对投资判断的重要性提升。关注气量有成长的下游新奥能源，天伦燃气，华润燃气与上游新天然气。

1. 天然气需求有望持续增长

根据发改委统计口径，2017年，我国天然气表观消费量2373亿方，同比+15.3%；国产气产量1487亿方，同比+8.5%；进口气920亿方，同比+27.6%；对外依存度38.8%，同比+3.8 pct。

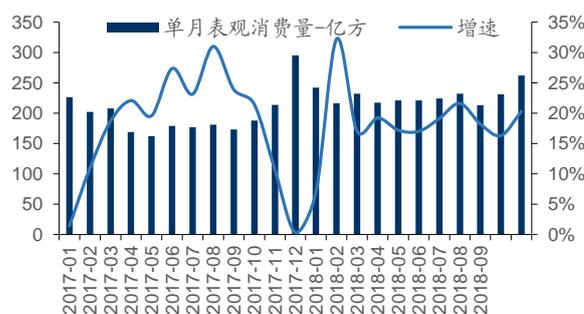
2018年1-11月，我国天然气表观消费量2510亿方，同比+18.2%；国产量1430亿方，同比+6.9%；进口量1110亿方，同比+35.9%；对外依存度44.2%，同比+5.1 pct。

图 26：天然气表观消费量（亿方）及同比增速



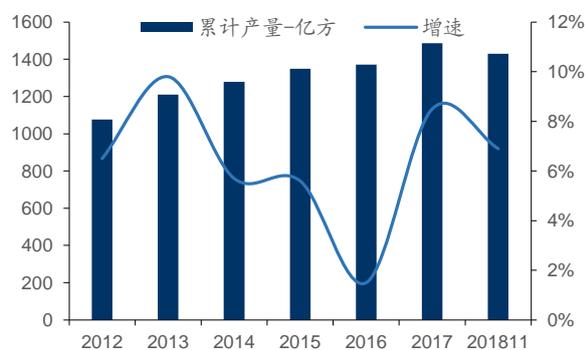
资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

图 27：天然气表观消费量及其占一次能源消费比重



资料来源：国家发改委，国家统计局，国信证券经济研究所整理

图 28：我国天然气累计国产量（亿方）与同比增速



资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

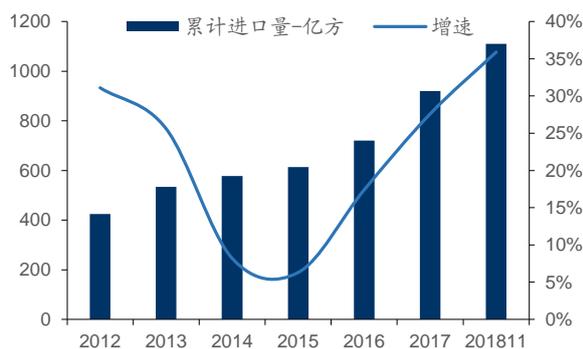
图 29：我国天然气单月国产量（亿方）与同比增速



资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

整体而言，我国天然气进口量增速在2015年以后逐年加快。

图 30: 我国天然气累计进口量(亿方)与同比增速



资料来源: 国家发改委, 国信证券经济研究所整理

图 31: 我国天然气单月进口量(亿方)与同比增速



资料来源: 国家发改委, 国信证券经济研究所整理

在 920 亿方进口气中, 根据海关数据, 进口管道气 426 亿方, 同比+8.8%, 气量占比 18.0%; 进口 LNG536 亿方, 同比+46.4%, 气量占比 22.6%。

2. 供给和储运端发力, 供需缺口或趋于缓和

在供给端, 我们预计 2019 年国产气将持续小幅增长, 中亚管道气冬季接近满产, 进口 LNG 气量占比持续扩大, 接收站负荷率继续提升, 2019 年底中俄东线将初步通气。在储运端, 国家管道公司或将成立, 有望推动中游设施公平开放, 带来更灵活充分的供给, 并部分缩减上游公司每年冬季由于区域间供需失衡获得的超额套利空间。整体而言我们认为 2019 年冬季的供暖季仍将由于 LNG 接收站接收能力限制而产生一定的供需缺口, 但大面积“气荒”的概率将非常有限。

国产气的增供措施-新井开发与老井增产

国产气的增供可分为存量气井和新气井, 存量气井挖潜见效快、增量偏少; 新气井投产周期长、增量更大。

存量老气井的增供措施主要是通过技术手段挖潜, 主要手段包括修复利用、排水采气、问题井改造、精细化管理、侧钻等。由于气井是现成的, 老气井挖潜往往见效更快, 在供需紧张时段可以相对较快地实现增供, 但其增产幅度相对有限。

新气井的增供措施主要是通过加大资本开支, 投运新气井增加产气, 这一过程往往存在较长的周期, 如在某个区块从零开始, 往往从资本开支到产气需要 1-1.5 年。因此如果冬季发现供需紧张, 打新气井的时效性非常有限。但是新井投产带来的气量增量往往更大

进口管道气的增供措施-维护协调土库曼斯坦国家康采恩气量

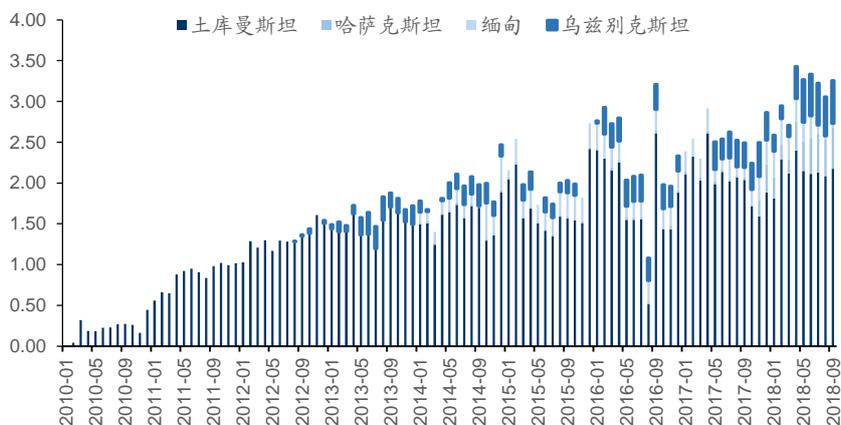
我国进口管道气当前主要包括中亚气和缅气两个气源, 其中中亚气占据绝大多数。2017 年我国进口管道气 420 亿方, 其中中亚天然气管道 2017 年向国内输气 387.38 亿立方米, 同比增长 13.37%, 缅甸气输气量 41 亿方(不同部门披露数据口径存在差异)。可见中亚天然气输气量占全部进口管道气的 90%以上。

从两个方向的进口气源的输气方向来看, 中亚气也是进口管道气当中战略意义更大的气源。中亚进口管道气自新疆霍尔果斯口岸入境后, 进入西二线和西三线输往全国各负荷中心。缅甸进口管道气自云南瑞丽入境后, 主要在西南地区消纳。2017 年入境的 41 亿方缅气中, 贵州、广西各消耗 10 亿立方米左右, 云南消耗 4.5 亿立方米天然气, 剩余的气量一部分进入川渝管网输气, 另一部分通过中贵线由贵州通往宁夏中卫, 进入西二线体系向全国输气。

在中亚气的气源结构当中, 土库曼斯坦又占据绝对优势。2017 年中亚气总进口

量 387.38 亿方，其中土库曼斯坦进口 338.26 亿方，占中亚进口气的 87.32%，占全部进口气的 80.54%。

图 32: 我国各月进口管道气来源结构-按国别-百万吨

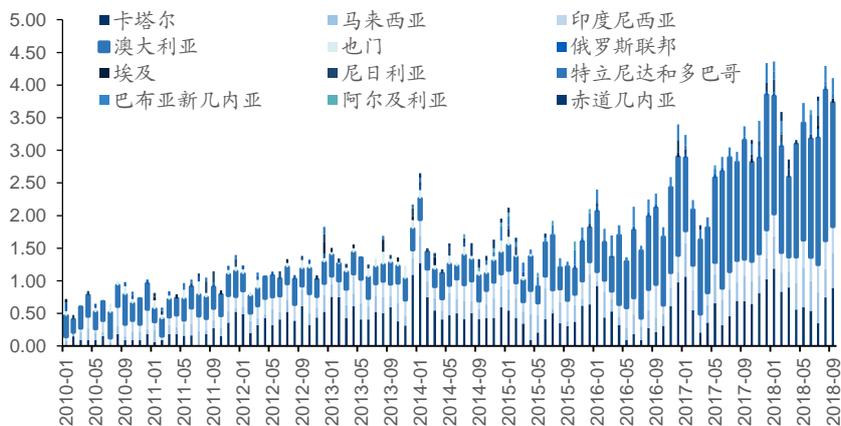


资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

进口 LNG 的增供措施-新建 LNG 接收站、提升周转率

如前文所述，我国的进口 LNG 环节是短期上产最快的气源，其主要原因是不需要自行进行资本开支，国际 LNG 供给相对充裕。在供给充分的前提下，进口 LNG 增供的主要瓶颈在于我国接收站的接收能力。

图 33: 我国历年各月进口 LNG 来源结构-按国别-百万吨



资料来源:WIND, 国信证券经济研究所整理

3. 投资逻辑：以气量增长为主线，寻求优质上、下游公司

我们将气量增长视作标的的选取时最核心的指标。下游标的关注新奥能源（LNG 进口贸易与分布式能源布局占优）、天伦燃气（河南农村煤改气进展顺利）、华润燃气（项目区域质量占优）；上游关注新天然气（亚美能源采气量预期乐观）、蓝焰控股（储量增长预期强）

新奥能源：LNG 进口贸易与综合能源布局占优

集团 300 万吨/年 LNG 接收站 2018 年下半年投运，有望带动华东 LNG 分销和浙江城燃项目气量增长、价差扩大。

公司综合能源业务 18H1 新投运 15 个项目，累计投运 46 个，其中 22 个已经有利润的贡献。上半年的业务毛利大幅上升 354.5%至 2800 万元，毛利率也从

17H1 的 5% 上升至 7.6%。到 2020 年板块收入有望大幅提升。

天伦燃气：河南农村煤改气进展顺利

公司农村煤改气业务进展顺利，2018 年指引完成 30 万户，截至 12 月中旬已经完成逾 28 万户。公司煤改气业务与豫资控股达成合作，商业模式上部分隔离了接驳费回款风险。预计 2019 年公司煤改气业务仍将带来可观业绩增长。

新天然气：收购亚美能源 50.5% 股权

亚美能源是位于山西沁水的煤层气开采分销商，于港交所上市。亚美能源体内两个煤层气区块，分别为潘庄（5 亿方/年）和马必（规划 10 亿方/年）。2017 年公司采气量 6.30 亿方，两个区块完全达产后气量有望较当前大幅增长。

蓝焰控股：储量增长预期强

蓝焰控股是位于山西的煤层气开采分销商，大股东为晋煤集团，属于山西省属的煤层气开发平台，空白煤层气区块的获取预期强烈，未来储量的提升有望逐渐转化为采气量的提升。

水电：枯水期基本面平淡，关注中外息差对外资配置意愿的影响

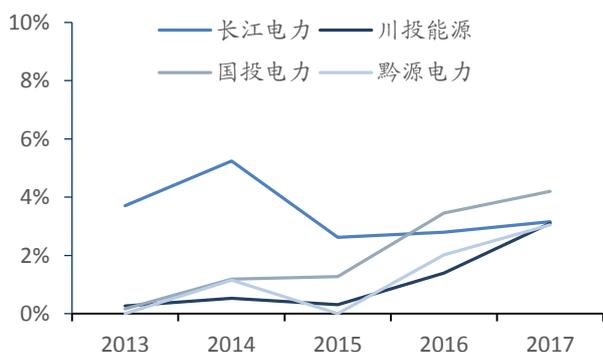
我们认为大水电仍呈现较强的长期防御性：发电环节通过联合调度平抑来水波动；清洁能源消纳政策与特高压投建可能促进新建机组顺利投运；标杆电价以落地端燃煤标杆电价为锚，短期下调风险有限。相关龙头公司分红有保障，若股价随市场回调，股息率反而上行。值得关注的是，如果后续中美息差发生变化，可能导致外资对大水电配置意愿发生相应变化。继续看好**长江电力**，**国投电力**。

1. 大型水电业绩兼具稳健与成长性

我们比较主要水电公司的股息率与历年业绩，发现以长江电力、国投电力、川投能源为首的大型水电公司，除非出现重大资产注入或非经常性损益，否则业绩增速普遍相对稳定，近年来股息率也普遍维持在 3.0-4.2% 的区间。在当前市场风格下，我们认为水电凭借其业绩和股息率的相对确定性，有望持续受到市场青睐。

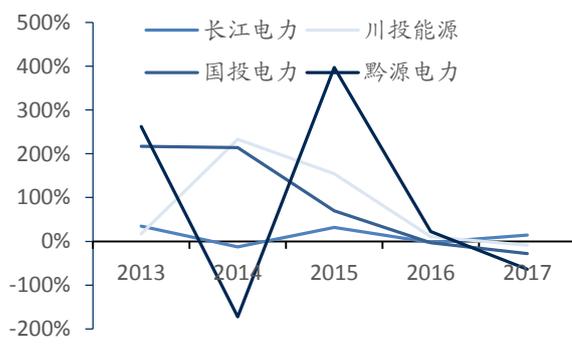
考虑到大型水电公司在流域间联合调度带来的发电量协同效应，以及长江电力、雅砻江的后续资产投建注入预期，我们认为水电公司兼具稳健和成长属性。

图 34：主要水电标的历年股息率情况



资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

图 35：主要水电标的归母净利润同比增速情况



资料来源：WIND，国信证券经济研究所整理

流域联合调度增强协同效应

联合调度有利于熨平流域来水情况波动对标的公司业绩的影响，从而理顺电站运营管控关系，提升整体发电能力和综合效益，实现可持续发展。以长江电力为例，三峡集团在建的乌东德、白鹤滩处于当前 4 座水电站上游，位于乌、白电站更上游的龙盘水库也已经纳入国家十三五规划统筹考虑。未来若上述新电站、水库建成，有望持续提升公司在手电站发电量。公司 2016 年注入溪洛渡、向家坝之后，实现了“溪洛渡—向家坝—三峡—葛洲坝”四级电站联合调度。

图 36: 公司 6 座电站梯级调度示意图

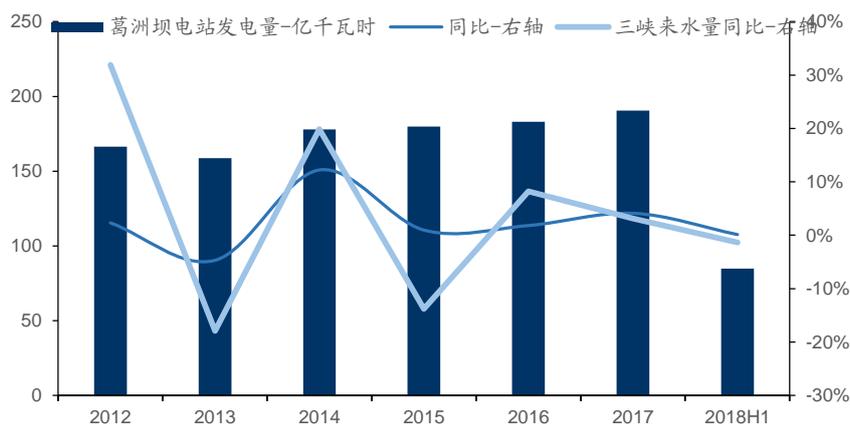


资料来源:公司资料，国信证券经济研究所整理

当前公司的梯级调度已经初步体现在葛洲坝电站的发电表现上。葛洲坝电站是径流式电站，本身缺乏来水调节能力。过去数年间，葛洲坝电站发电利用小时数逐年大幅提升，2017 年实现 7344 小时，同比增长 108 小时。

与此同时，葛洲坝电站的发电量同比增速相比三峡水库的来水量情况而言，显得更加平缓。这一点在枯水年对于电量保发的意义尤为重大。例如，2013 年三峡来水量同比下滑 18%，当年葛洲坝发电量仅下降 4.7%；2015 年三峡来水量同比下滑 14%，当年葛洲坝发电量反而上升 1%。

图 37: 葛洲坝电站发电量有效抵御来水波动



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

长江电力举牌水电同行, 意在推动更大规模联合调度

长江电力所在三峡集团自 2010 年起成为湖北能源的控股股东, 旗下控制湖北清江流域为主的水电机组。公司自从 2017 年以来陆续举牌雅砻江水电的两家股东国投电力及川投能源, 截至 2018Q1, 公司分别持有国投电力不低于 7.56% 的股份, 以及川投能源 5.0% 股份。

表 6: 长江电力对水电同行举牌情况

参股公司	一致行动人参股比例	正式举牌时间	所处流域	最新市值-亿元	2017Y 业绩-亿元	进入董事会
湖北能源	42.31%	2010 年 11 月	清江流域	263.55	21.73	是
川投能源	5.0%	2018 年 3 月	雅砻江 48%	360.98	32.65	否
国投电力	不低于 7.56%	2017 年 3 月	雅砻江 52%	477.06	32.32	否

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

雅砻江水电位于金沙江的上游, 其水量大约贡献溪洛渡方向来水的 50%。我们判断公司或拟推动在在手电站以外的更大流域范围内展开联合调度, 从而进一步提升在手电站的来水及发电量。

我们判断, 长江电力对上述相关公司举牌, 可能在远期提升公司的发电量与业绩。与此同时, 被举牌的上市公司如果同意联合调度, 也有望在整体增发之后的利润分配中受益。

2. 增值税优惠政策到期, 2019 年仍需消化部分影响

我国当前水电发电收入增值税率为 16%, 原先存在增值税退税优惠: 对于 100 万千瓦以上的大机组而言, 2013 年 1 月 1 日到 2015 年 12 月 31 日期间, 增值税超过 8% 的部分执行即征即退; 2016 年 1 月 1 日-2017 年 12 月 31 日, 增值税超过 12% 的部分执行即征即退。2018 年起, 增值税退税政策到期, 但 2018 年各家公司仍确认了 2017 年末结算的部分退税尾款。2019 年相比 2018 年, 其他收益科目仍将同比减少, 减少额度为 2018 年确认的额度。相关水电公司需要依赖发电主营或投资收益等其他科目平抑消化这一科目的影响。

表 7: 水电公司 2019 年增值税退税到期受影响情况

公司	2017 年利润总额-亿元	2017 年退税-亿元	占比	2018 年前三季度退税或其他收益-亿元	2018 年退税减少-亿元	2019 年退税减少-亿元
长江电力	266.54	22.91	8.60%	7.17	15.74	7.17
国投电力	75.14	9.68	12.88%	1.51	8.17	1.51
华能水电	27.96	13.01	46.53%	2.40	10.61	2.40
桂冠电力	34.37	2.45	7.13%	0.06	2.39	0.06
黔源电力	6.19	0.15	2.42%	0.00	0.15	0.00

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

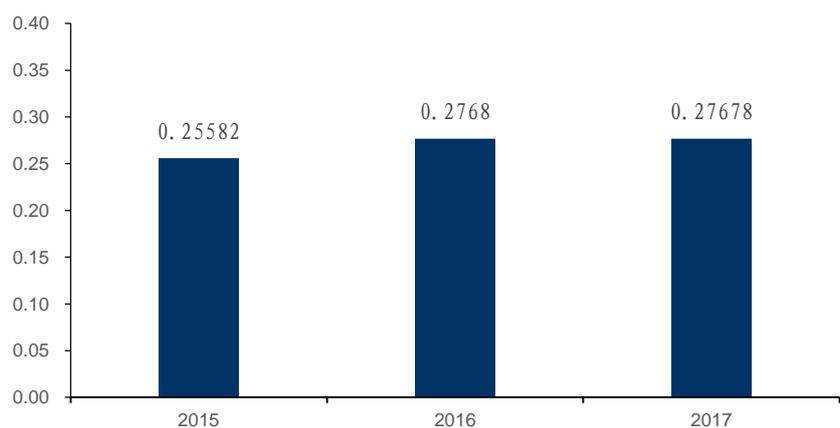
3. 上网电价: 预期总体稳健, 市场电波动影响有限

大型水电机组的上网电价一般按计划电、市场电、超发电等品种进行区分。计划内上网电价基本参照国家批复及相关落地省份燃煤标杆电价倒推执行, 在近年来燃煤标杆电价预期企稳的情况下, 波动风险相对有限。2018 年之前部分机组由于历史原因, 执行的落地端电价较当地燃煤标杆电价略高, 2018 年内类似水火机组均对此类情况进行了调整并轨, 后续进一步下调标杆电价的概率有限。水电市场化部分电量面临持续降价情况, 但公司水电成本较低, 长期而言在竞价交易中反而可能实现售电量增长。

大水电定价机制以计划内为主, 近年来上网电价稳定。以长江电力为例, 公司电价按照计划内电量与计划外电量有所不同。在计划内电量部分, 当前公司所属电站中, 溪洛渡、向家坝采用落地省区燃煤标杆电价倒推机制; 葛洲坝采用成本加成定价, 获得国家批复确认; 三峡根据《关于三峡水电站电能消纳方案的请示的通知》(计基础【2001】2668 号), 在实行“竞价上网”之前, 送电到各省市的落地电价, 原则上按照受电省市电厂同期的平均上网电价水平确定, 并随受电省市平均电价水平的变化而浮动。计划外电量则根据相应计划内电价, 根据相应的竞价规则发生折价。

公司近年来实现的上网电价情况相对稳定。2016 年上网电价 0.2768 元/千瓦时, 较 2015 年有所提升, 主因是注入的溪洛渡、向家坝电站电价水平较高。2017 年公司上网电价 0.27678 元/千瓦时, 较上年仅下降 0.00002 元/千瓦时,

图 38: 长江电力历年上网电价情况 (元/千瓦时, 含税)



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司计划内电量对应之电价主要取决于落地省市电价政策以及国家相关政策批复。我们认为公司计划内电价未来下调风险有限, 我国未来短期内燃煤标杆电价预期下调空间有限。我国燃煤标杆电价当前总体参照发改委煤电联动政策执行。2016 年下半年以来, 伴随动力煤价格大幅上涨, 燃煤标杆电价按照公式测算, 理论上应当兑现 3-5 分钱的涨幅。2018 年发改委并未启动煤电联动, 但在

火电企业利润大幅受损的背景下，上网电价下调的可能性偏低。

4. 投资逻辑：关注龙头大水电的长线投资机会

我们认为水电依然是当前公用事业中相对最稳健的板块。电改有望提升大水电的龙头价值，促使其价值重估；高股息率的类债属性在资本市场波动较大的亲公开下有望持续受认可。关注**长江电力**，**国投电力**。

风险提示

用电量不达预期

如果宏观经济下行导致用电量不达预期，有可能导致火电机组利用小时数走弱甚至下滑。极端情况下，不排除出现煤价微跌而利用小时数显著走弱的情况，导致火电标的盈利水平低于预期。

用气量不达预期

如果宏观经济下行与煤改气政策力度松动导致天然气用气量需求不达预期，可能导致天然气整体景气度受到不利影响，对标的盈利水平与行业整体估值带来压制。用气量不达预期的情况下，上游由于价差收窄，不利情况尤甚于下游城燃公司。

煤价下行不达预期

当前市场对火电的预期很大程度上基于煤价在 2019 年的同比走弱。如果由于经济基本面或政策面的原因，最终煤价走弱程度不达预期，那么将可能导致火电盈利受到压制。

附表：重点公司盈利预测及估值

公司 代码	公司 名称	投资 评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2017	2018E	2019E	2017	2018E	2019E	2017
600011	华能国际	增持	6.86	0.11	0.15	0.28	43.8	45.7	24.5	1.5
600027	华电国际	增持	4.43	0.04	0.21	0.30	110.8	21.1	14.8	1.0
600900	长江电力	增持	15.27	1.01	1.02	1.03	15.2	15.0	14.8	2.5
600886	国投电力	增持	7.73	0.48	0.56	0.59	16.1	13.8	13.1	1.8

数据来源：wind、国信证券经济研究所整理

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	买入	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有，仅供我公司客户使用。未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。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。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。

证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 18 层

邮编：518001 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032