

2019年12月04日

电力及公用事业

电力行业 2020 年度投资策略：火电估值底部，水电强者恒强

■2019 年电力子板块阶段性跑赢大盘，板块持仓总市值及占比均有所回升。2019 年初以来，二线火电、水电龙头和燃气板块阶段性跑赢大盘。主要受益于煤价下行及利用小时数提升，二线火电龙头表现亮眼；国内外降息预期提升、来水超预期的水电龙头展现出较强的防御力；国庆前夕开始，随着国内 LNG 价格的持续高涨，国家管网公司呼之欲出，燃气板块备受关注。机构持仓方面，公募基金、社保基金和 QFII 的公用持仓占股票总市值比及公用持仓总市值均有回升，反映出国内外机构投资者对公用板块关注度提升。从细分板块来看，机构投资者均比较倾向于防御性较强的水电板块和受益于煤价下行的火电板块，对核电、风电等新能源及燃气板块也有一定的关注度。

■电力市场化持续推进，2020 年上网电价有望超预期。2019 年以来，政府出台系列文件推进电力市场化改革，取得阶段性进展。市场化交易规模及市场化率区域分化，市场化电价折扣逐步收窄。展望未来，受多重因素制约，预计 2020-2021 年新增市场化电量或有限。电网端，交叉补贴问题短期难解，降电价可能会继续加剧交叉补贴问题；用户端，随着电力市场化的推进，对电价敏感的大工业用户已参与电力市场化，大多数一般工商业用户对电价敏感程度较低，这部分用户进入市场的意愿较弱，议价能力有限；电价决策权下放到地方，各地方政府在推动当地电价体制改革过程中，牵连多个利益相关方，推行阻力大，且需要充分考虑电价变动和电力供给之间的平衡关系，推进积极性也有限。2020 年煤电上网电价有望超预期。多个省份五大发电及省属发电集团的累计市占率超过 50%，市场议价能力强，在电价折价对公司业绩影响逐渐加大、火电板块亏损近 50%的情况下，央企煤电与地方国企等寡头之间有望达成共识，通过少发电、不降价或少降价的方法维持电价稳定。情景分析结果也表明，明年综合上网电价降幅为 0.1—0.4 分/Kwh，不排除综合电价同比持平，甚至同比略增的可能。

■火电业绩三要素趋势向好，看好业绩反弹个股。电力三要素中，电价方面，明年浮动电价的下跌空间或有限，基准价调整的可能性很小，新增市场化电量有限，发电企业寡头化加速，理性报价的可能性大，电价折价有望缩窄。利用小时数方面，目前火电机组利用率处于历史较低水平，在停缓建火电项目和大型发电集团控制资产负债率的大背景下，等效火电装机增速在未来一段时间内都将低于全社会用电量增速，利用小时数逐步向合理水平（5000 小时左右）靠近。燃料成本方面，煤炭供给侧改革稳步推进，煤价旺季不旺和淡季提前或成市场常

行业深度分析

证券研究报告

投资评级 领先大市-A
维持评级

首选股票	目标价	评级
600027 华电国际	4.20	增持-A
600011 华能国际	6.50	增持-A
000966 长源电力	6.00	买入-A
600900 长江电力	20.00	增持-A
600674 川投能源	11.00	增持-A
000883 湖北能源	4.60	增持-A
600452 涪陵电力	27.00	增持-A
601985 中国核电	5.60	增持-A

行业表现



资料来源：Wind 资讯

%	1M	3M	12M
相对收益	1.41	-0.70	-25.03
绝对收益	-1.78	-1.60	-7.18

邵琳琳

分析师

SAC 执业证书编号：S1450513080002
shaoli@essence.com.cn
021-35082107

马丁

报告联系人

mading@essence.com.cn
010-83321051

相关报告

10 月发电数据点评：全社会用电量同比增长 5.0%，四季度火电业绩有望超预期 2019-11-20

2019 年下半年环保公用投资策略 2019-06-10

电力行业 2019 年度投资策略：雪消冰又释，景和风复煦 2019-01-24

公用事业 2018 年三季报总结：营收及利润均实现大幅增长，盈利进一步改善可期 2018-11-04

安信证券环保公用-电力行业数据周报-20181101 2018-11-01

态，近两年煤价均有望同比下降 10%左右，不排除阶段性跌破 500 元/吨的可能。预计 2020 年用电量将保持中高速增长，部分省份重启停缓建煤电项目用以化解局部供电紧张问题，供需格局持续改善。短期看业绩高增长企业，长期看盈利稳定及高分红，建议重点关注一线火电龙头华电国际和华能国际，业绩高弹性的二线龙头长源电力、京能电力、皖能电力和内蒙华电。

■**永久水资源使用权的天然护城河，利率下行周期的水电配置价值提升：**2019 年 1-10 月，来水总体偏丰，助推水电业绩稳健增长。水电作为低碳能源的重要选择，低成本优势有望使其在未来的市场化竞争中占得先机。随着西南水电外送通道建设加快推进，弃水限电问题显著改善。水电项目在运营期间现金流充沛，水电资产折旧费用占比高的成本结构决定了“现金牛”的潜质。国内正处于降息周期，推动近期水电板块内公司普遍表现良好；同时，水电财务费用占比高，利率下调显著减轻财务负担，全社会回报预期在一定程度上被压低，水电公司稳定且较高水平的股息率会明显增强市场对其的关注度，提升配置价值。近年来，水电行业发展较为充分，行业装机增速放缓，在建装机集中在金沙江、雅砻江流域，在优质水电资源开发潜力有限的背景下，建议重点关注有大量在建装机于近两年投产的长江电力、川投能源，以及水火互济的湖北能源。

■**推进电力混改和电改势在必行，重点关注国改和电改受益标的：**2019 年作为完成“十三五”规划目标的攻坚之年，有望突破增量配电和售电侧改革的诸多困难，取得新的突破。电力市场存在垄断程度高、电价形成机制不合理、电力资源配置效率低等一系列问题，推进电力企业混改和电改势在必行。重庆市四网融合是落实混改和电改的重要实践，有望在国内加速推进混改和电改的大背景下，率先实现项目落地，利好三峡水利。电网公司在新一轮电改中盈利承压，开源节流是大趋势，配电网节能对电网公司降本增效意义重大，涪陵电力订单有望放量。建议重点关注三峡水利、涪陵电力、文山电力。

■**核电重启在即，核电产业链有望受益：**多因素促三代核电迎重启良机，关注重启带来的投资机遇。一方面，政府定调“十三五”期间要稳妥推进发展核电，到 2020 年运行核电装机力争达到 5800 万千瓦，在建核电装机达到 3000 万千瓦以上。另一方面，三代核电技术日趋成熟，安全性能大幅提升，技术和设备的国产化率显著提高，为大规模发展三代核电奠定重要基础。此外，核电的规模化发展有望进一步提高经济效益，单位造价有望从目前首台机组的 2.5 万/KW 逐步降至 1.6 万/KW。按照“十三五”期间的核电发展目标，2020 年有望核准 6-8 台机组，建议把握核电重启带来的核电产业链受益标的，重点关注中国核电。

■**风险提示：**全社会用电量增速不及预期，项目推进进度不及预期，上网电价下调，煤价持续高位，来水不及预期，电改国改进度不及预期。

内容目录

1. 复盘：2019 年前三季度公用事业板块配置价值凸显	8
1.1. 二线火电、水电龙头和燃气板块阶段性跑赢大盘.....	8
1.2. 国内机构持仓持续低位，外资青睐燃气和电网板块.....	8
1.2.1. 公募基金.....	8
1.2.2. 社保基金.....	9
1.2.3. QFII.....	10
2. 国企煤电或形成寡头市场，2020 年煤电电价有望超预期	11
2.1. 政府出台系列文件推进电力市场化，取得阶段性进展.....	11
2.2. 受多重因素制约，2020-2021 年新增市场化电量或有限.....	13
2.2.1. 交叉补贴问题短期难解，中西部电网大面积亏损.....	13
2.2.2. 中小工商业用户对电价不敏感，参与积极性不高.....	15
2.2.3. 电价决策权下放到地方，地方政府统筹协调有难度.....	16
2.3. 煤电市场化交易比例最高，较其他电源提升空间有限.....	17
2.4. 中小工商业用户议价能力有限，煤电上网电价有望超预期.....	18
2.4.1. 央企煤电与省属国企或形成寡头市场，议价能力强.....	18
2.4.2. 西部五省推央企煤电资产整合，加速火电行业寡头化.....	19
2.4.3. 央企煤电或模仿煤企，通过控制产量来保障利润.....	20
2.5. 综合上网电价稳步提升，2020 年煤电电价有望超预期.....	21
2.5.1. 近三年火电综合上网电价和市场化电价均有提升.....	21
2.5.2. 情景分析表明，2020 年煤电上网电价或超预期.....	22
3. 火电：多重利好助业绩持续改善，估值底部提升防御价值	23
3.1. 多重利好助火电板块 2019 和 2020 年盈利持续改善.....	23
3.2. 电能替代助推用电量中速增长，2020 年电力供需格局有望改善.....	24
3.2.1. 宏观经济运行偏弱，基建难成为对冲经济下行的抓手.....	24
3.2.2. 电能替代支撑用电量增长，数据中心的贡献或有限.....	24
3.2.3. 部分省份重启停缓建煤电项目，缓解局部供电紧张问题.....	25
3.2.4. 多地火电利用小时数高增长，存量机组利用率提升.....	28
3.3. 煤炭供给侧改革红利或近尾声，近两年秦港 Q5500 现货价均有望降低 10%.....	30
3.3.1. 产能释放超预期，电煤供需形势持续改善.....	30
3.3.2. 高库存提升电企议价权，淡季提前旺季不旺或成常态.....	32
3.3.3. 近两年秦港 Q5500 现货价均有望降 10%.....	34
3.3.4. 签订长协成为煤企的救命稻草.....	35
3.4. 投资策略：短期看业绩高弹性，长期看盈利稳定及高分红.....	35
3.4.1. 火电估值底部确认，防御价值凸显.....	35
3.4.2. 重点关注煤价高弹性的纯火电标的.....	36
3.4.3. 部分个股分红比例高，股息率值得期待.....	37
3.4.4. 重点标的.....	38
3.5. 盈利预测.....	39
4. 水电：永久水资源使用权的天然护城河，尽显稳健本色	40
4.1. 1-10 月来水总体偏丰，助推水电业绩稳健增长.....	40
4.2. 清洁属性+低成本在市场化交易中占得先机.....	41
4.3. 装机增速放缓，在建装机集中在金沙江、雅砻江流域.....	43
4.4. 特高压利用率提升，解决水电消纳和局部缺电问题.....	44

4.5. 投资策略：重点关注装机有成长、高股息个股.....	46
4.5.1. 现金流充沛+高分红，大幅提升水电资产配置价值.....	46
4.5.2. 利率中枢有望下行，水电配置价值凸显.....	47
4.5.3. 重点标的.....	49
4.6. 盈利预测.....	50
5. 电网：配售电改革提速，静待混改电改红利释放.....	50
5.1. 增量配电和售电侧改革是电改重点，2020 年有望迎来拐点.....	50
5.1.1. 增量配电取得积极进展.....	50
5.1.2. 售电侧改革有望迎来突破，利好售电企业.....	52
5.2. 电力行业集中度高，推进混改和电改势在必行.....	53
5.3. 投资策略：重点关注电改和国改受益标的.....	55
5.3.1. 三峡水利——四网融合打造三峡电网，静待售电侧改革提速.....	55
5.3.2. 涪陵电力——背靠国网大树，售电与配电网节能双轮驱动.....	55
5.3.3. 文山电力——南方电网旗下的配售电上市平台.....	56
5.4. 盈利预测.....	56
6. 核电：多重因素注三代核电迎发展良机，核电产业链有望受益.....	57
6.1. 政策助力，稳妥推进发展核电.....	57
6.2. 三代核电技术成熟，安全性能大幅提升.....	57
6.3. 利用效率大幅领先，促进核电快速发展.....	57
6.4. 国产化率提升，规模化发展有望提高经济效益.....	59
6.5. 投资策略：把握核电产业链受益标的.....	59
6.6. 盈利预测.....	60

图表目录

图 1：2015Q1-2019Q3 安信公用板块公募基金持仓情况.....	8
图 2：2019Q3 公用板块基金持仓市值前十（亿元）.....	9
图 3：2019Q3 公用板块基金加仓市值前十（亿元）.....	9
图 4：2015Q1-2019Q3 安信公用板块社保基金持仓情况.....	9
图 5：2019Q3 公用板块社保基金持仓市值前十（亿元）.....	10
图 6：2019Q3 公用板块社保基金加仓市值前十（亿元）.....	10
图 7：2019Q3 公用板块社保基金减仓市值情况（亿元）.....	10
图 8：2015Q1-2019Q3 安信公用板块 QFII 持仓情况.....	10
图 9：2019Q3 公用板块 QFII 持仓市值前十（亿元）.....	11
图 10：2019Q3 公用板块 QFII 加仓市值情况（亿元）.....	11
图 11：2019Q3 公用板块 QFII 减仓市值情况（亿元）.....	11
图 12：年度电力市场化交易规模及占比（亿千瓦时，%）.....	12
图 13：分季度电力市场化交易规模及占比（亿千瓦时，%）.....	12
图 14：1-10 月中长期直接交易电量构成（亿千瓦时，%）.....	13
图 15：1-10 月累计市场化交易电量构成（亿千瓦时，%）.....	13
图 16：2019 年 1-10 月全国中长期直接交易电量及占全社会发电量比重（亿千瓦时，%）... 13	13
图 17：中国面临较大的电价交叉补贴问题，以北京市电价为例.....	14
图 18：2018 年中美两国分类用户电价对比（元/Kwh）.....	14
图 19：2015 年电改以来，国家电网公司单季度盈利变化（亿元，%）.....	15
图 20：2019 年部分省区降低一般工商业电价情况（分/千瓦时）.....	17

图 21: 2018Q2 开始, 煤电市场化交易比重超过 40%.....	18
图 22: 2019Q1 煤电市场化率较高省区大型发电集团市场交易电量图 (亿千瓦时, %)	18
图 23: 2018 年五大发电集团装机构成 (万千瓦, %)	19
图 24: 2018 年五大发电集团发电量构成 (亿千瓦时, %)	19
图 25: 典型省份的火电行业集中度 (%)	19
图 26: 2018 年西部 5 省的火电装机及利用小时.....	20
图 27: 2018 年五大发电集团在西部 5 省的累计市占率.....	20
图 28: 2018 年分省份央企煤电企业盈利情况 (亿元)	20
图 29: 全国平均含税上网电价 (元/千千瓦时, %)	21
图 30: 全国煤电平均含税上网电价 (元/千千瓦时, %)	21
图 31: 分季度煤电市场化交易电价 (元/千瓦时) (原图调宽点)	22
图 32: 影响火电企业经营业绩的主要因素及趋势判断.....	23
图 33: 国网和南网经营区的电能替代潜力 (亿千瓦时, %)	25
图 34: 分地区停建煤电项目规模 (万千瓦)	25
图 35: 分地区缓建煤电项目规模 (万千瓦)	25
图 36: 机组利用小时数向合理水平靠近.....	29
图 37: 2010-2020 年火电利用小时数及同比增速.....	29
图 38: 2018 年至今全国原煤产量 (万吨)	30
图 39: 2018 年至今全国煤炭进口量 (万吨)	30
图 40: 采掘业工业增加值增速 (%)	30
图 41: 截至 2018 年底, 全国分省份煤炭产能占比 (%)	31
图 42: 2019 年产能批复情况 (万吨)	31
图 43: 国际进口煤价 (元/吨)	32
图 44: 2017 年至今环渤海六港港口库存 (万吨)	33
图 45: 2017-2018 年沿海六大电厂库存 (万吨)	33
图 46: 2018-2019 年沿海 6 大电厂日耗 (万吨)	33
图 47: 2018-2019 年沿海六大电厂可用天数 (天)	33
图 48: 2017 年至今“三西”地区动力煤坑口价 (元/吨)	33
图 49: CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价 (元/吨)	34
图 50: 2017 年至今全国电煤价格指数 (元/吨)	34
图 51: 2016-2019 年秦皇岛 5500 大卡动力煤价格走势复盘.....	34
图 52: 秦港 Q5500 现货、电煤指数 Q5500 及 CCTDQ5500 年度长协对比.....	35
图 53: 火电 PB 仅为 0.9, 仅低于银行行业.....	36
图 54: 典型火电标的 PB 值对比.....	36
图 55: 2010 年至今华能国际 PB 和 ROE.....	37
图 56: 2010 年至今华电国际 PB 和 ROE.....	37
图 57: 2010 年至今皖能电力 PB 和 ROE.....	37
图 58: 2010 年至今长源电力 PB 和 ROE.....	37
图 59: 1-10 月水电累计发电量及增速 (亿千瓦时, %)	40
图 60: 1-10 月水电利用小时数及增速 (小时, %)	40
图 61: 2013-2019Q1-3 水电板块营业收入 (亿元, %)	40
图 62: 2013-2019Q1-3 水电板块营业成本 (亿元, %)	40
图 63: 2013-2019Q1-3 水电板块扣非归母净利润.....	40
图 64: 2013-2019Q1-3 水电板块 ROE (% , %)	40
图 65: 2013-2019Q1-3 长江电力营业收入 (亿元, %)	41

图 66: 2013-2019Q1-3 长江电力扣非归母净利润 (亿元, %)	41
图 67: 2013-2019Q1-3 长江电力 ROE (%)	41
图 68: 2013-2019Q1-3 长江电力 ROA (%)	41
图 69: 市场交易平均电价对比 (元/千瓦时)	42
图 70: 历年水电装机规模及同比增速 (亿千瓦, %)	43
图 71: 历年水电投资规模及同比增速 (亿元, %)	43
图 72: 2019 年 1-10 月, 前十大电力输出地区的输出电量及同比增速 (亿千瓦时, %)	46
图 73: 2010 年—2019Q3 水电资产负债率 (%)	47
图 74: 2019Q3 典型水电个股资产负债率 (%)	47
图 75: 2019Q3 各行业财务费用率 (%)	48
图 76: 2019 年水电指数收益率与 10 年期国债利率 (%)	48
图 77: 长江电力超额收益与 10 年期国债利率 (%)	48
图 78: 各省前四批增量配电试点统计	51
图 79: 电力市场参与主体数量大幅攀升	52
图 80: 售电公司的利润来源	53
图 81: 2018 年两大电网公司售电量对比	53
图 82: 2018 年两大电网公司参与市场化电量及占比	53
图 83: 2018 年电力上市公司构成 (个, %)	54
图 84: 2018 年电力上市公司市值构成 (亿元, %)	54
图 85: 各种发电方式成本比较 (折现率=7%)	59
图 86: 国内核电机组成本对比	59
表 1: 2019 年二线火电、水电龙头和燃气板块超额收益详细情况	8
表 2: 2019 年电力市场化相关文件	12
表 3: 2018 年各工业行业电费占成本比例	15
表 4: 2019 年部分省份出台的系列降电价措施	16
表 5: 2018 年和 2019 年河南省火电经营数据	21
表 6: 2020-2021 年火电龙头的综合上网电价模拟	22
表 7: 典型火电企业的度电盈利状况 (元/千瓦时)	23
表 8: 2018 年开始重启的停缓建火电项目最新进展	26
表 9: 2018 年开始列入调峰备用电源的煤电项目及最新进展	26
表 10: 2020-2022 年煤电规划建设风险预警	27
表 11: 2019 年 1-10 月多地火电利用小时数高增长	28
表 12: 2018-2020 年分类型装机和发电量预测	29
表 13: 2018 年动力煤供需基本平衡, 2019 年有望转为供略过于求	32
表 14: 2019 年 1-10 月各省区平均电煤价格指数下降幅度对比	35
表 15: 火电行业现金流回报率高 (亿元, %)	37
表 16: 主要火电标的的股息率情况	38
表 17: 主要火电标的的盈利预测	39
表 18: 截至目前国内已投产的前 20 大水电站 (不含抽水蓄能电站)	41
表 19: 2019H1 水电板块个股经营情况对比	42
表 20: 主要水电标的的在建项目汇总	43
表 21: 两河口水电站对雅砻江中下游补偿效益估算	44
表 22: 特高压建设情况	44
表 23: 关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知	46

表 24: 主要水电标的的经营现金流情况 (亿元)	47
表 25: 2019 年四季度国内关于降息的政策.....	48
表 26: 主要水电标的的分红及股息率情况.....	49
表 27: 主要水电标的的盈利预测.....	50
表 28: 增量配电业务相关政策梳理.....	50
表 29: 2015—2019 年政府工作报告中关于电力行业推进混改的内容.....	54
表 30: 主要电网标的的盈利预测.....	56
表 31: 我国三代核电站堆型.....	57
表 32: 中国在运核电机组利用小时数和机组平均利用率 (2016-2019 年 6 月)	58
表 33: 主要核电标的的盈利预测.....	60

1. 复盘：2019 年前三季度公用事业板块配置价值凸显

1.1. 二线火电、水电龙头和燃气板块阶段性跑赢大盘

2019 年年初以来，二线火电、水电龙头和燃气板块阶段性跑赢大盘。2019 年 3—4 月，受益于煤价下行及利用小时数提升，二线火电（建投能源、长源电力等）年报及一季报均有亮眼表现，部分个股大幅跑赢大盘及行业指数。2019 年 4—8 月，随着国内外降息预期提升，个股股息率较高、来水超预期的水电龙头（华能水电、长江电力等）展现出较强的防御属性。2019 年国庆前夕开始，随着国内 LNG 价格的持续高涨，国家管网公司呼之欲出，燃气板块备受关注，接收站顺利投产且三季报超预期的深圳燃气获得超过 30% 的阶段性收益。

表 1：2019 年二线火电、水电龙头和燃气板块超额收益详细情况

板块	代表标的	开始日期	结束日期	持续时间 (天)	阶段收益 (%)	大盘涨幅 (%)	申万公用 涨幅 (%)	跑赢大盘 (%)	跑赢板块 (%)
火电	建投能源	2019-03-01	2018-04-01	22	22.4%	8.3%	8.6%	14.1%	13.8%
		2018-03-29	2018-04-19	15	56.5%	10.5%	6.5%	46.0%	50.0%
火电	长源电力	2019-05-20	2019-06-21	24	20.3%	5.1%	6.2%	15.2%	14.1%
		2019-07-22	2019-08-16	20	10.7%	-2.6%	-2.6%	13.3%	13.3%
水电	长江电力	2019-04-18	2019-06-10	34	7.0%	-11.7%	-13.4%	18.7%	20.4%
		2019-06-21	2019-08-09	36	7.0%	-5.2%	-8.5%	12.2%	15.5%
水电	华能水电	2019-03-13	2019-04-04	17	22.7%	8.2%	2.1%	14.5%	20.6%
		2019-06-21	2019-08-21	44	18.7%	-1.2%	-3.9%	19.9%	22.6%
燃气	深圳燃气	2019-09-20	2019-11-18	37	31.3%	-0.4%	-6.1%	31.7%	37.4%

资料来源：WIND，安信证券研究中心

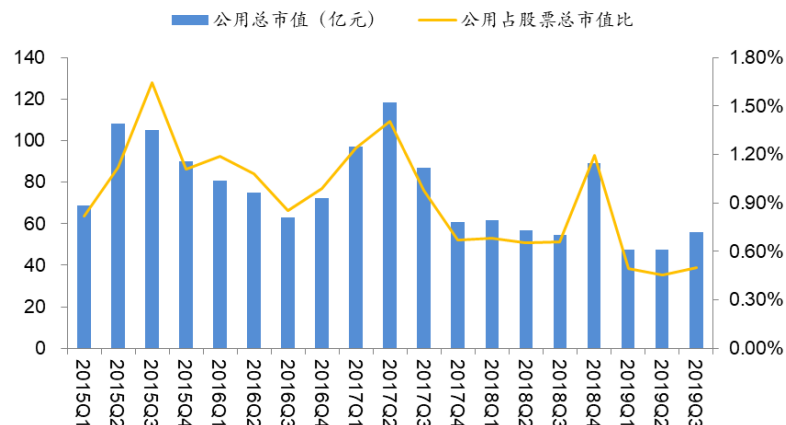
1.2. 国内机构持仓持续低位，外资青睐燃气和电网板块

2019Q3，公募基金、社保基金、QFII 公用持仓占股票总市值比及公用持仓总市值均有回升，QFII 公用持仓创近三年新高，反映出国内外机构投资者对公用板块关注度提升。

1.2.1. 公募基金

公募基金公用持仓占股票总市值比及公用持仓总市值均处低位。根据 WIND 数据，2019Q3，安信公用事业板块公募基金持仓总市值 55.8 亿元，在全部基金持仓总市值中占 0.5%，持仓市值及占比均较二季度小幅回升。2018Q1 至 2019Q3 公用持仓总市值分别为 61.7 亿、56.6 亿、54.7 亿、89.0 亿、47.5 亿、47.6 亿、55.8 亿，分别占总持仓的 0.7%、0.7%、0.7%、1.2%、0.5%、0.5%、0.5%。

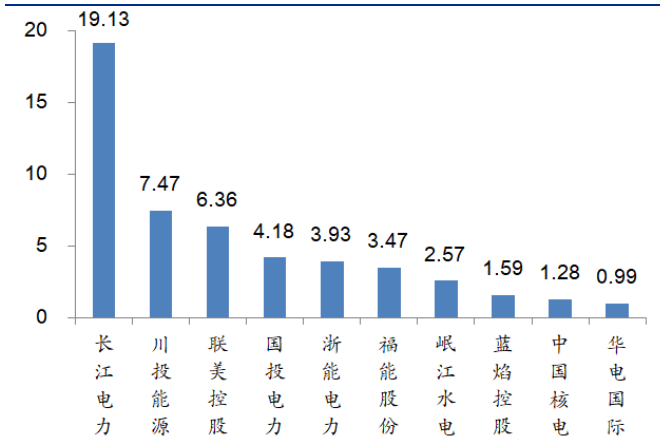
图 1：2015Q1-2019Q3 安信公用板块公募基金持仓情况



资料来源：Wind，安信证券研究中心

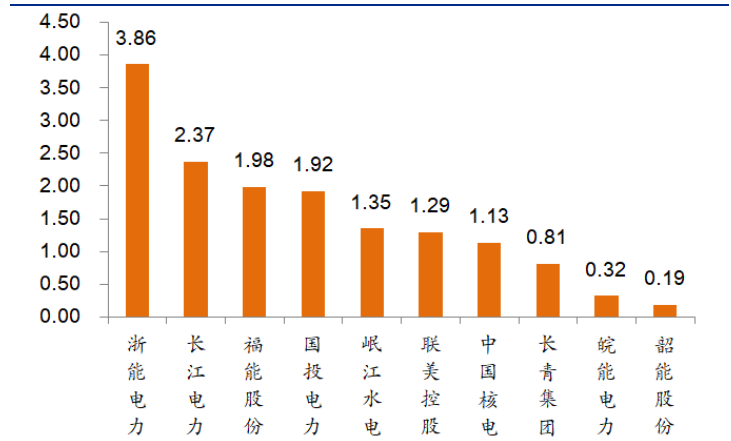
公募基金倾向于防御性较强的水电板块，盈利大幅改善个股亦受青睐。据 WIND 统计，板块持仓市值前五的公司分别为长江电力（16.1 亿）、川投能源（7.5 亿）、联美控股（6.4 亿）、国投电力（4.2 亿）、浙能电力（3.9 亿）。与二季度持仓相比，加仓市值前五的公司为浙能电力（+3.9 亿）、长江电力（+2.4 亿）、福能股份（+2.0 亿）、国投电力（+1.9 亿）、岷江水电（+1.4 亿）。

图 2：2019Q3 公用板块基金持仓市值前十（亿元）



资料来源：Wind, 安信证券研究中心

图 3：2019Q3 公用板块基金加仓市值前十（亿元）

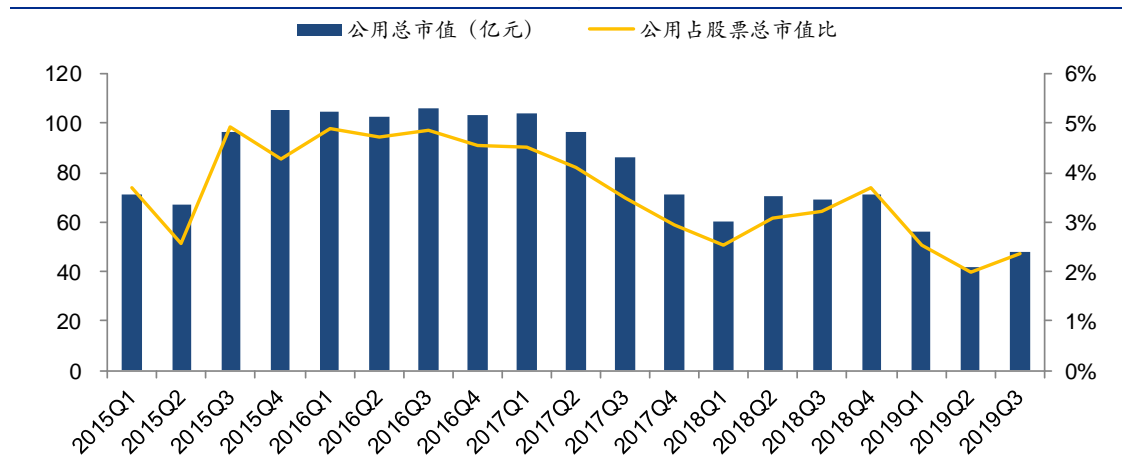


资料来源：Wind, 安信证券研究中心

1.2.2. 社保基金

社保基金公用持仓占股票总市值比及公用持仓总市值均有所上升，处近五年低位：根据 WIND 数据，2019 年 Q3，安信公用事业板块社保基金持仓总市值 47.7 亿元，在全部社保基金持仓总市值中占 2.4%，持仓市值及占比均较 2019Q2 小幅提升，但仍处于近五年低位。2018Q1 至 2019Q3，QFII 持仓总市值分别为 60.4 亿、70.5 亿、69.2 亿、71.4 亿、55.9 亿、41.5 亿、47.7 亿，占总持仓比分别为 2.5%、3.1%、3.2%、3.7%、2.6%、2.0%、2.4%。

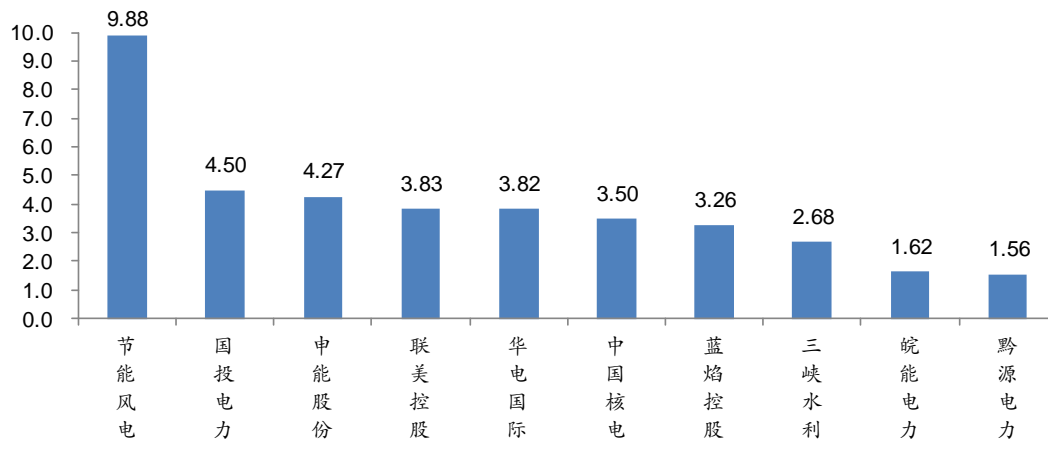
图 4：2015Q1-2019Q3 安信公用板块社保基金持仓情况



资料来源：Wind, 安信证券研究中心

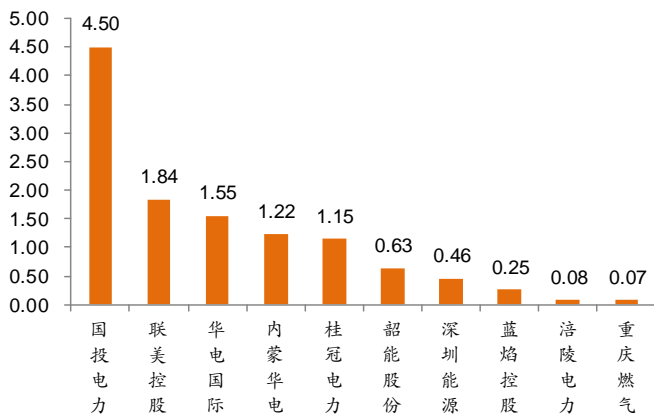
社保基金对防御性强的水电青睐度较高，同时对火电加仓力度相对较大。公用事业板块社保基金持仓市值前五的公司分别为节能风电（9.9 亿）、国投电力（4.5 亿）、申能股份（4.3 亿）、联美控股（3.8 亿）、华电国际（3.8 亿）。与 2019 年 Q2 持仓相比，社保基金加仓市值前五的公司为国投电力（+4.5 亿）、联美控股（+1.8 亿）、华电国际（+1.6 亿）、内蒙华电（+1.2 亿）、桂冠电力（+1.2 亿）。

图 5：2019Q3 公用板块社保基金持仓市值前十（亿元）



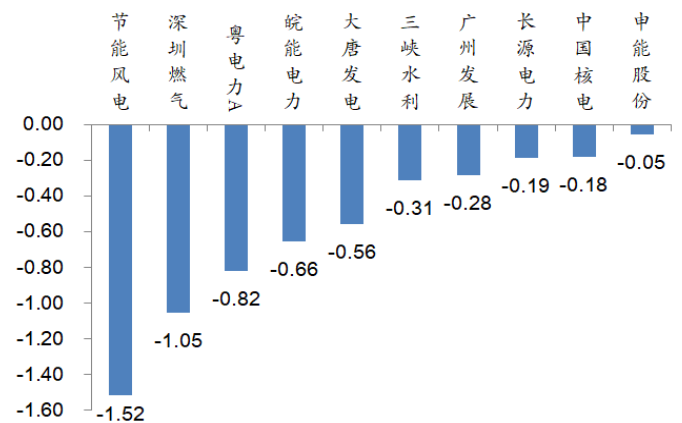
资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 6：2019Q3 公用板块社保基金加仓市值前十（亿元）



资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 7：2019Q3 公用板块社保基金减仓市值情况（亿元）

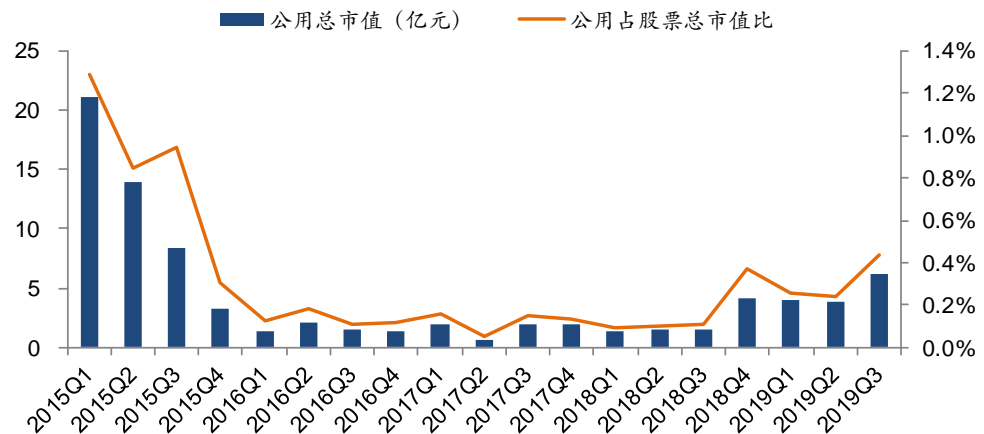


资料来源：Wind，安信证券研究中心

1.2.3. QFII

QFII 公用持仓占股票总市值比及公用持仓总市值均处近三年高位：据 WIND 统计，2019 年三季度，公用板块 QFII 总持仓 6.3 亿元，在持仓总市值中占 0.5%，持仓市值及占比均处近三年高位。2018Q1 至 2019Q3，持仓总市值分别为 1.4 亿、1.5 亿、1.5 亿、4.1 亿、3.9 亿、3.9 亿、6.3 亿，分别占总持仓的 0.1%、0.1%、0.1%、0.2%、0.3%、0.2%、0.4%。

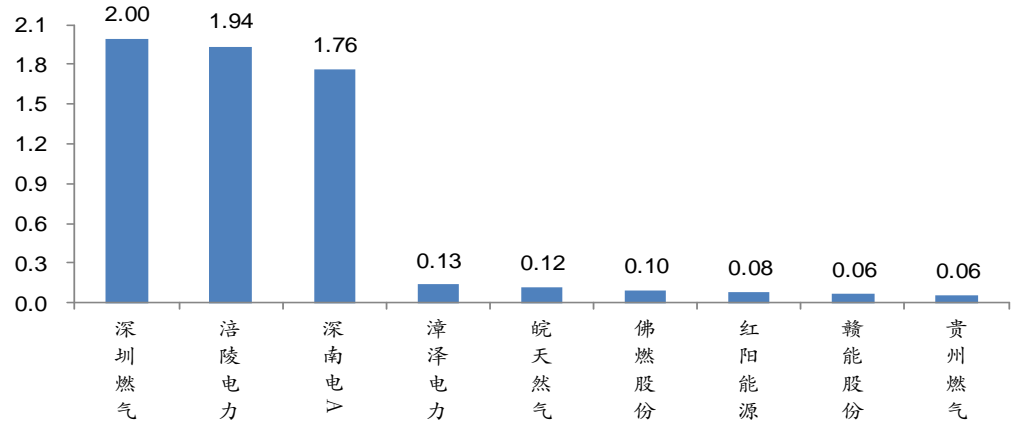
图 8：2015Q1-2019Q3 安信公用板块 QFII 持仓情况



资料来源：Wind，安信证券研究中心

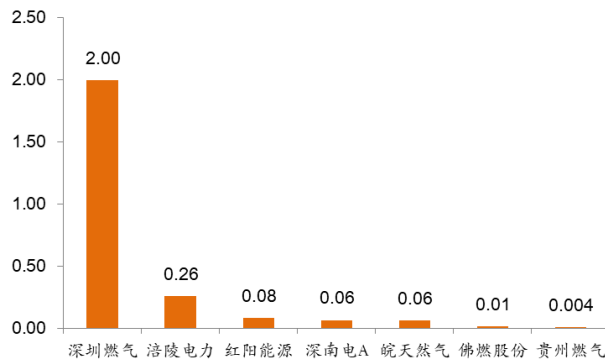
QFII 倾向于防御性较强的水电板块和预期盈利改善的燃气板块。据 WIND 统计，QFII 持仓市值前五的公司分别为深圳燃气 (2.0 亿)、涪陵电力 (1.9 亿)、深南电 A (1.8 亿)、漳泽电力 (0.1 亿)、皖天然气 (0.1 亿)；与二季度持仓相比，加仓市值前三的公司为深圳燃气 (+2.0 亿)、涪陵电力 (+0.3 亿)、红阳能源 (+0.1 亿)，持仓比较集中。

图 9：2019Q3 公用板块 QFII 持仓市值前十 (亿元)



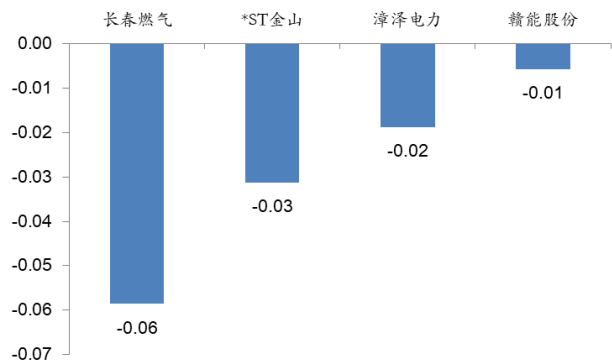
资料来源：Wind, 安信证券研究中心

图 10：2019Q3 公用板块 QFII 加仓市值情况 (亿元)



资料来源：Wind, 安信证券研究中心

图 11：2019Q3 公用板块 QFII 减仓市值情况 (亿元)



资料来源：Wind, 安信证券研究中心

2. 国企煤电或形成寡头市场，2020 年煤电电价有望超预期

2.1. 政府出台系列文件推进电力市场化，取得阶段性进展

自 2015 年出台 9 号文以来，电力市场化改革取得阶段性进展，主要包括：(1) 电力市场化电量及占比大幅提升；(2) 发挥市场配置资源优势，有效降低一般工商业电价；(3) 输配电价核定工作顺利完成，第二轮输配电价核定工作开启；(4) 电力现货市场加速推进，多个现货试点取得进展；(5) 多地开启第五批增量配电试点申报，售电市场加速洗牌等。

2019 年 3 月，政府工作报告提出，要深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场。2019 年作为“十三五”发展规划承上启下的关键之年，在电力市场化改革方面取得重要突破。2019 年 5 月，国家发改委和国家能源局联合印发《输配电定价成本监审办法》(修订稿)，对 2015 年制定的《输配电定价成本监审办法(试行)》进行修订，进一步完善对电网输配电成本的监管，深入推进输配电价改革。2019 年 6 月底，国家发改委出台《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》。2019 年 10 月份，《关于深化燃煤机组上网电价形成机制改革的指导意见》，从 2020 年 1 月 1 日起，取消煤电价格联动机制，采用“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，正式宣告燃煤标杆电价制度退出历史舞台。

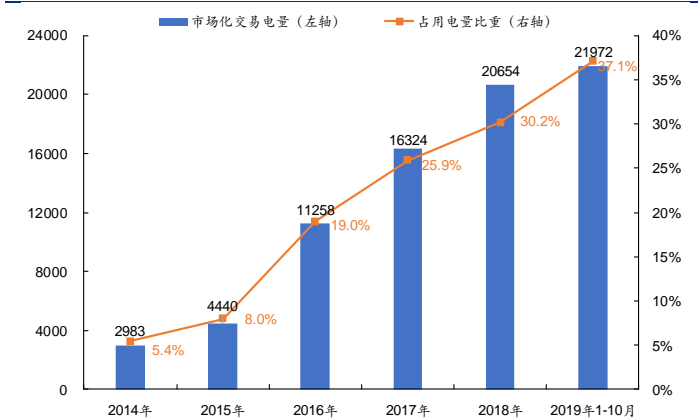
表 2: 2019 年电力市场化相关文件

序号	部门	日期	文件名称	主要内容
1	国家发改委	10月21日	《关于深化燃煤机组上网电价形成机制改革的指导意见》	自2020年元旦起,将上网电价机制改为“基准价+上下浮动”机制。在过渡期,基准价按当地标杆价确定,浮动范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%(2020年暂不上浮,不具备条件的暂按基准价执行)
2	国家能源局	9月19日	《关于加强电力中长期交易监管的意见》	进一步加强电力中长期交易监管,规范市场交易行为,维护公平竞争的市场秩序,加快电力市场化改革
3	国家发改委	8月7日	《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》	进一步发挥市场决定价格的作用,建立完善现货交易机制,以灵活的市场价格信号,引导电力生产和消费,加快放开发用电计划,激发市场主体活力,提升电力系统调节能力,促进能源清洁低碳发展
4	国家发改委	6月27日	《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》	全面放开经营性电力用户发用电计划、支持中小用户参与市场化交易、健全全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制、切实做好公益性用电的供应保障及规划内清洁能源的发电消纳保障
5	国家发改委、国家能源局	5月24日	《输配电定价成本监审办法》(修订稿)	进一步完善对输配电成本的监管,深入推进输配电价改革
6	发改委、工信部等	5月17日	《关于做好2019年降成本重点工作的通知》	提高电力交易市场化程度。深化电力市场化改革,放开所有经营性行业发用电计划,鼓励售电公司代理中小用户参与电力市场化交易,鼓励清洁能源参与交易
7	国务院	3月5日	《2019年政府工作报告》	深化电力、油气、铁路等领域改革,自然垄断行业根据不同行业特点实行网运分开,将竞争性业务全面推向市场

资料来源: 国家发改委, 国家能源局, 北极星售电网, 安信证券研究中心

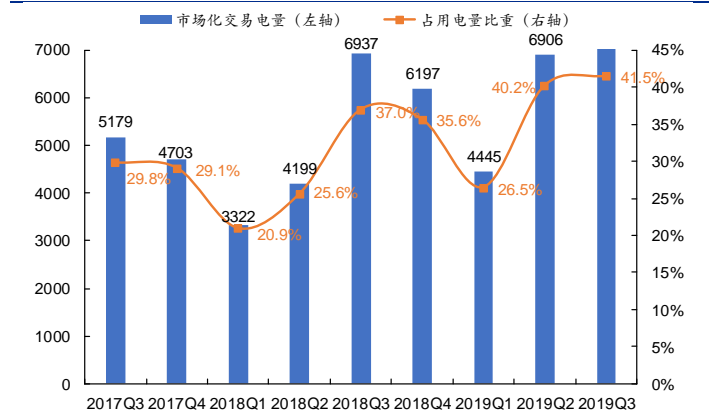
市场化电量和市场化比例显著提升。2015年启动新一轮电改以来,电力市场化程度不断提高。根据中电联统计,2019年上半年,全国完成市场化交易电量1.1万亿千瓦时,同比增长29.3%,占全社会用电量的32.4%,占经营性行业用电量的58.3%。2019年1-10月,全国完成市场交易电量2.2万亿千瓦时,占全社会用电量的37.1%;中长期直接交易电量1.7万亿千瓦时,其中,省内和省间直接交易电量分别为1.6万亿千瓦时和1252亿千瓦时,占中长期电力直接交易电量的92.6%和7.4%。

图 12: 年度电力市场化交易规模及占比 (亿千瓦时, %)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

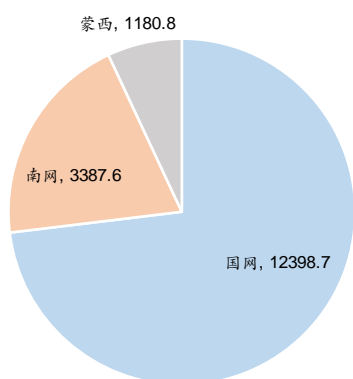
图 13: 分季度电力市场化交易规模及占比 (亿千瓦时, %)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

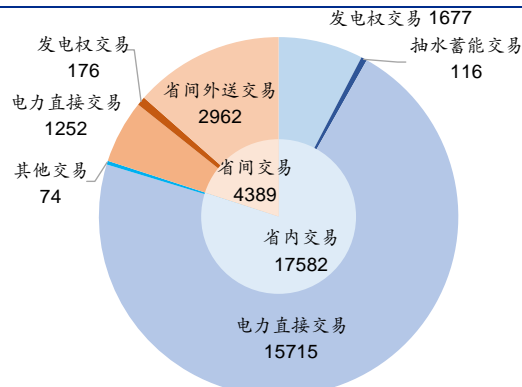
市场化交易规模及市场化率区域分化, 蒙西电网市场化率最高。根据中电联数据,2019年1-10月,国家电网、南方电网和蒙西电网分别完成12398.7亿千瓦时、3387.6亿千瓦时及1180.8亿千瓦时的中长期直接交易电量,分别占三大电网售电量的26.6%、33.2%和49.5%。

图 14: 1-10 月中长期直接交易电量构成 (亿千瓦时, %)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

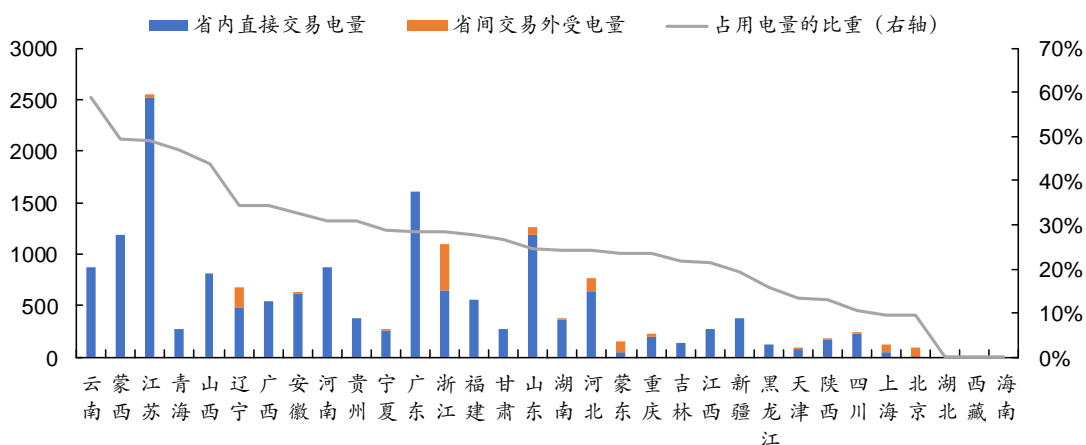
图 15: 1-10 月累计市场化交易电量构成 (亿千瓦时, %)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

中长期电力直接交易电量占全社会用电量比重前三的省份分别是云南 (58.8%)、蒙西 (49.5%) 和江苏 (49.0%); 中长期电力直接交易电量前三的省份分别为江苏 (2518 亿千瓦时)、广东 (1607 亿千瓦时)、山东 (1190 亿千瓦时); 省间交易外受电量前三的省份分别是浙江 (459 亿千瓦时)、辽宁 (202 亿千瓦时) 和河北 (139 亿千瓦时)。

图 16: 2019 年 1-10 月全国中长期直接交易电量及占全社会发电量比重 (亿千瓦时, %)



资料来源: 国家电网, 南方电网, 中电联, 安信证券研究中心

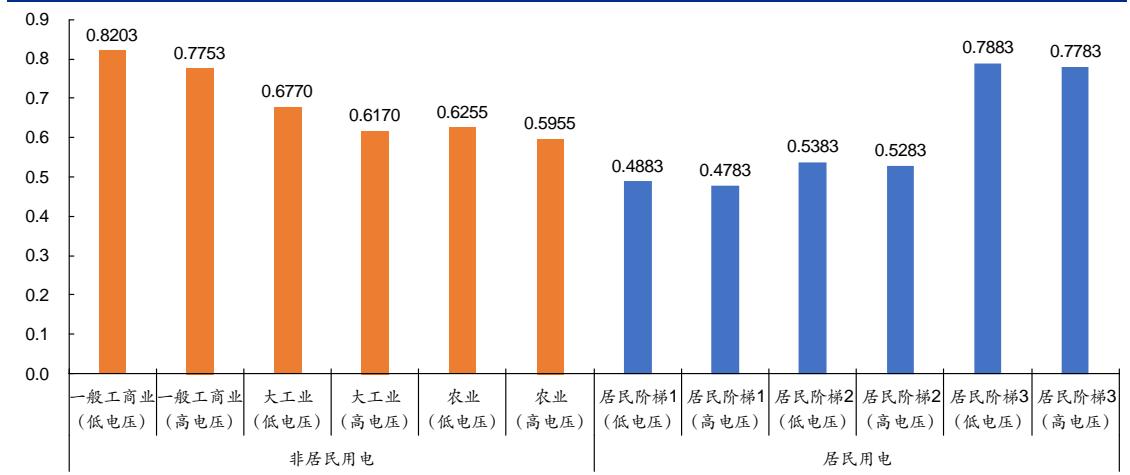
2.2. 受多重因素制约, 2020-2021 年新增市场化电量或有限

新一轮电改取得阶段性进展的同时, 也面临诸多挑战, 主要包括: (1) 发电企业为获取发电指标, 报价不断降低甚至恶性竞争; (2) 火电经营状况区域分化, 西部和东北地区亏损面超 50%, 多家煤企破产; (3) 电网公司为落实降电价任务而盈利下滑, 统筹协调交叉补贴捉襟见肘。若继续大幅增加市场化电量, 势必会导致电网交叉补贴机制难以为继。同时, 大多数中小工商业用户对电价不敏感, 参与交易的积极性不高。地方政府在推进市场化交易时, 也会面临电网公司和央企煤电企业的统筹协调问题。多重因素制约下, 2020-2021 年新增市场化电量或有限。

2.2.1. 交叉补贴问题短期难解, 中西部电网大面积亏损

电力交叉补贴由来已久。我国电价存在工商业补贴居民和农业、城镇居民补贴农村居民、不同电压等级的同类用户之间相互补贴等 3 种交叉补贴形式, 其中第一种类型补贴幅度最大。自 1987 年国内推行全国性集资办电开始, 我国工商业电价大幅提高, 随之产生工商业与居民农业之间的电价交叉补贴问题。与居民用户相比, 工商业用户具有电压等级高、用电负荷高、输电线损少、单位供电成本低等优势。如果单纯按市场规则, 工商业用户理应享受更低的电价。但我国电价主要根据历史电价水平、社会稳定、居民承受力及行政机制等因素决定, 存在严重的交叉补贴。纵观全球主要国家, 印度、俄罗斯与中国均存在电价交叉补贴。

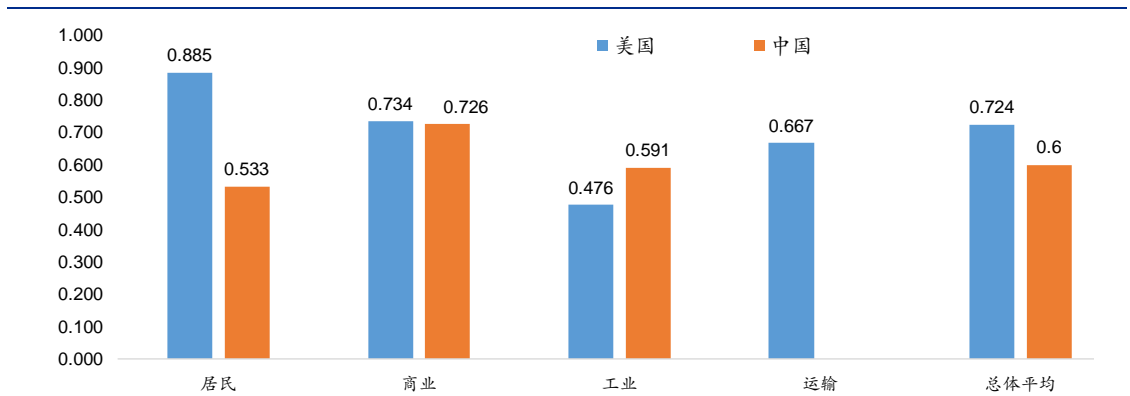
图 17：中国面临较大的电价交叉补贴问题，以北京市电价为例



资料来源：北京市发改委，安信证券研究中心

通过对比中美两国的终端用户电价可以看出，在综合电价方面，2018 年中国综合电价为 0.6 元/千瓦时，低于美国的 0.724 元/千瓦时。分类电价方面，中国居民电价远低于美国居民电价，主要原因就在于中国的电价交叉补贴体系。

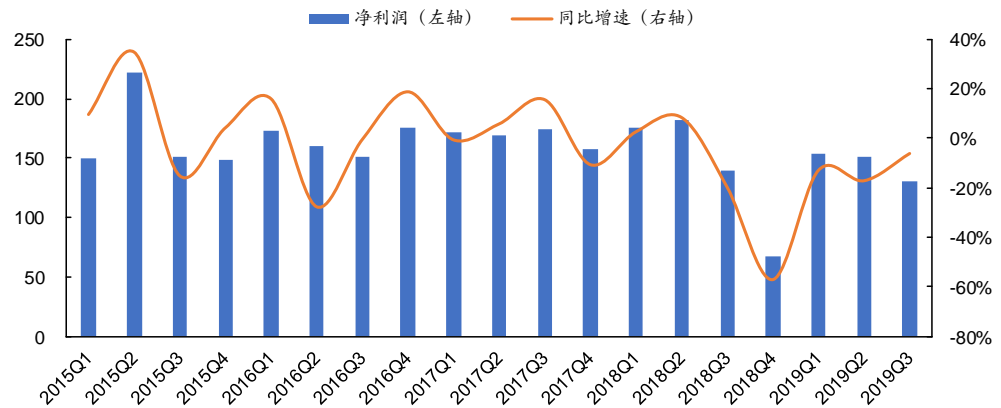
图 18：2018 年中美两国分类用户电价对比 (元/Kwh)



资料来源：EIA，国家能源局，安信证券研究中心

降低工商业电价导致电网公司盈利下滑，电网统筹协调交叉补贴捉襟见肘。中国的电价体系存在“双轨制”，“市场化”和“计划”两种模式。根据中电联统计，2018 年“市场化”电量约占 30%，电价由用户购电价格+输配电价（含线损）+政府性基金及附加三部分构成，交叉补贴体现在输配电价中；“计划”电量约占 70%，电价采用销售电价，交叉补贴体现在电网企业的“购销价差”（销售电价—上网电价—政府性基金及附加）中。政府在核定电网输配电价时，需要统筹确定交叉补贴金额，以平衡电网企业保障居民、农业用电产生的新增损益。电网企业作为统筹协调交叉补贴资金的平台，在政府连续两年提出降低一般工商业电价 10% 的背景下，盈利大幅下滑。2019 年一季度，国网公司售电量和营业收入增速分别同比下降 4.9% 和 11.5%，省级电网企业亏损面呈扩大趋势；2019 年上半年，国网公司实现营业收入 1.24 万亿元，同比增长 3.3%，但净利润 304 亿元，同比减少 15.3%，扣非净利润 281.5 亿元，同比减少 17.4%，中西部电网出现大面积亏损。同时，近两年居民及农业用户用电量增速高于工商业用户的电量增速，电网公司面临利润下滑和交叉补贴规模提升的双重困境。**推动一般工商业用户参与市场化，或加剧交叉补贴问题。**在现货市场尚未建立之前，大工业用户的用电价格普遍由中长期电力市场化交易形成，市场价格不能反映不同用户（特别是大用户和一般工商业用户）用电特性所致的用电成本差异。一般工商业用户（或代理其购电的售电公司）在进入市场化后，若采用与大工业用户同样的电价形成机制，会引起新的交叉补贴问题。

图 19：2015 年电改以来，国家电网公司单季度盈利变化（亿元，%）



资料来源：国网公司跟踪评级报告，中诚信，安信证券研究中心

2.2.2. 中小工商业用户对电价不敏感，参与积极性不高

大部分中小工业用户对电价不敏感，或维持现有的购电方式。2019 年 6 月，国家发改委发布《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》，要求放开符合条件的用户进入电力市场，提高市场化交易电量的规模。《通知》同时指出，中小用户可根据自身实际自主选择，也可以放弃选择权，保持现有的购电方式。下表对比了不同工业部门电力费用占工业企业主营业务成本的比例，可以看出，除了煤炭、石油和天然气开采业、黑色金属、有色金属、非金属、电力、热力工业、水的生产和供应等大工业以外，大多数一般工业用户对电价的敏感性小，进入电力市场的意愿不强，或保持现有的购电方式。

中小用户不一定会享受到降电价红利。随着电力市场化的持续推进，大部分对电价敏感的工商业用户已参与市场化交易。在电力市场机制不成熟、不完善的情况下，一般工商业用户需要花费较高的成本去参与市场化竞价，导致新增中小工商业用户参与动力不足。同时，考虑本轮一般工商业电价的部分降价措施为临时性措施，各省市根据实际情况调整时并不一定选择目录销售电价与输配电价同步调整。由于全国大部分电力市场化交易的价格形成机制为：用电价格=上网电价+输配电价+政府性基金。部分省份在降低目录电价的同时不同步调整输配电价，一般工商业用户参与市场化交易后，用电成本或提高，这将会造成一般工商业用户参与市场化交易意愿降低甚至因为用电价格高于目录电价而拒绝参与市场化交易。

表 3：2018 年各工业行业电费占成本比例

序号	行业	主营业务成本 (亿元)	用电量 (亿千瓦时)	用电成本 (亿元)	电力成本比例 (%)
1	水的生产和供应业	1828.8	519.1	311.4	17.0%
2	电力、热力工业	56021.3	8556.8	5134.1	9.2%
3	黑色金属矿采选业	2697.6	384.4	230.7	8.6%
4	有色金属矿采选业	2808.1	379.0	227.4	8.1%
5	有色金属冶炼和压延加工业	46667.5	5735.9	3441.5	7.4%
6	金属制品修理业	921.3	108.2	64.9	7.0%
7	黑色金属冶炼和压延加工业	56855.4	5425.1	3255.0	5.7%
8	非金属矿采选业	2653.6	249.5	149.7	5.6%
9	非金属矿物制品业	39773.8	3504.0	2102.4	5.3%
10	石油和天然气开采业	4953.6	418.9	251.3	5.1%
11	金属制品业	29549.0	2276.7	1366.0	4.6%
12	化学原料和化学制品制造业	58264.3	4463.8	2678.3	4.6%
13	纺织业	24306.3	1636.7	982.0	4.0%
14	橡胶和塑料制品业	20973.3	1376.1	825.6	3.9%
15	造纸和纸制品业	11854.3	727.0	436.2	3.7%
16	煤炭开采和洗选业	15721.4	903.3	542.0	3.4%
17	化学纤维制造业	7197.8	395.7	237.4	3.3%

18	木材加工	8070.0	336.1	201.6	2.5%
19	交通运输设备制造业	9869.2	342.3	205.4	2.1%
20	石油、等燃料加工业	37467.8	1160.8	696.5	1.9%
21	通用设备制造业	31197.6	902.5	541.5	1.7%
22	医药制造业	13986.1	385.4	231.3	1.7%
23	燃气生产和供应业	6322.3	172.1	103.3	1.6%
24	废弃资源综合利用业	3676.0	95.7	57.4	1.6%
25	家具制造业	5858.7	150.5	90.3	1.5%
26	食品制造业	14325.1	340.6	204.4	1.4%
27	纺织服装、服饰业	14523.3	344.7	206.8	1.4%
28	印刷和记录媒介复制业	5374.4	125.7	75.4	1.4%
29	皮革、毛制品和制鞋业	10418.2	223.1	133.9	1.3%
30	计算机、通信业	92922.3	1474.0	884.4	1.0%
31	专用设备制造业	23528.1	352.4	211.4	0.9%
32	烟草制品业	2619.0	39.1	23.5	0.9%
33	电气机械和器材制造业	52640.0	781.9	469.1	0.9%
34	农副食品加工业	42373.0	626.8	376.1	0.9%
35	文教用品制造业	11576.0	159.7	95.8	0.8%
36	仪器仪表制造业	6310.6	85.8	51.5	0.8%
37	饮料制造业	10529.9	142.2	85.3	0.8%
38	汽车制造业	67745.2	482.2	289.3	0.4%

数据来源：中电联，安信证券研究中心（用电成本=用电量*电价，用电量采用 2018 年用电量数据，2018 年一般工商业平均电价 0.58-0.76 元/度，大工业平均电价 0.53-0.58 元/度，本次核算统一采用 0.6 元/度）

2.2.3. 电价决策权下放到地方，地方政府统筹协调有难度

地方出台系列措施，近两年已顺利完成降电价任务。在 2019 年《政府工作报告》中，李克强总理提出，深化电力市场化改革，清理电价附加收费，一般工商平均电价再降 10%。这是继 2018 年后政府报告再度提出降终端电价的量化指标。为完成降电价任务，先后采取了两个“一批”，共计推出 5 项措施。2019 年 7 月 1 日起，全国 21 个省区开始实行二次降电价。根据中电联统计，第一次一般工商业用电价格降价幅度较大的是青海（5.7 分/千瓦时）、海南（5.3 分/千瓦时）和宁夏（5.0 分/千瓦时）。二次降价幅度最大为云南省，一般工业用电价格降幅 8.7 分/千瓦时、输配电价降幅 7.7 分/千瓦时。分区域看，西北、华中和南方地区降幅相对较大，降幅超过 8 分/千瓦时的 9 个省份（自治区、直辖市）主要集中在该地区，青海、云南、湖北是下调幅度最高的地区，分别达到 0.1412 元/千瓦时、0.1330 元/千瓦时、0.0923 元/千瓦时；下调较小的主要在东北和华北地区，冀南、北京、黑龙江下调幅度较低，仅为 4.58 分/千瓦时、3.56 分/千瓦时、4.334 分/千瓦时。

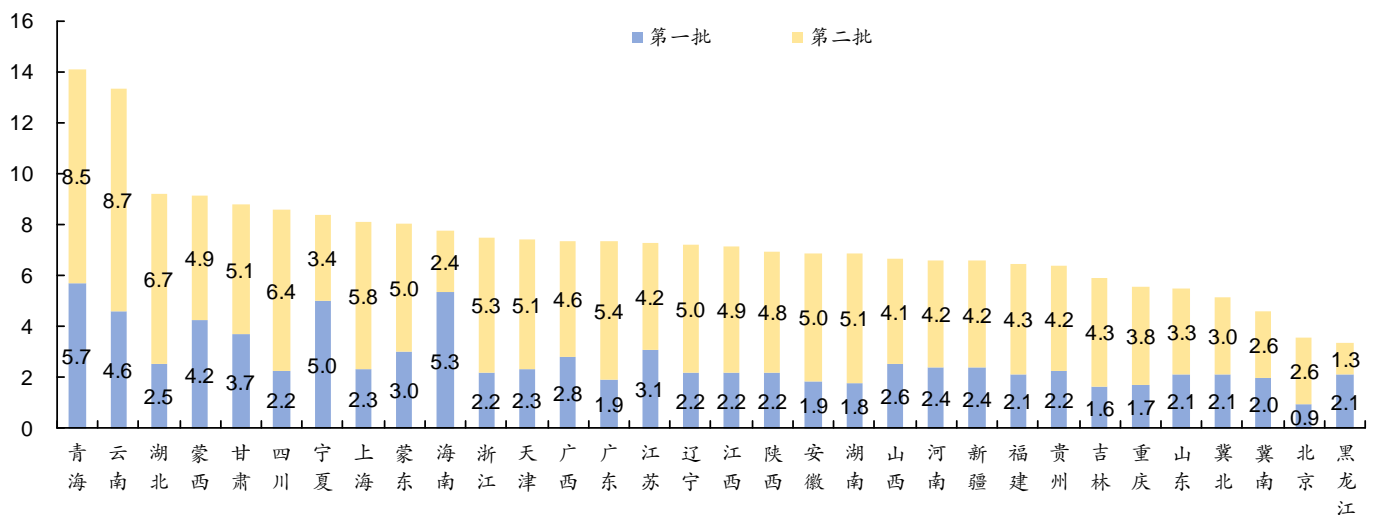
表 4：2019 年部分省份出台的系列降电价措施

区域	执行时间	措施	降价主体
全国	4 月 1 日	增值税税率由 16% 调整为 13%，省级电网企业含税输配电价水平降低的空间全部用于降低一般工商业电价	电网公司
	7 月 1 日	因增值税税率降低到 13%，省内水电企业非市场化交易电量、跨省跨区外来水电和核电企业（三代核电除外）非市场化交易电量形成的降价空间，全部用于降低一般工商业电价	政府部门
		重大水利工程建设基金征收标准降低 50% 形成的降价空间，全部用于降低一般工商业电价	政府部门
		适当延长电网企业固定资产折旧年限，将电网企业固定资产平均折旧率降低 0.5 个百分点；增值税税率和固定资产平均折旧率降低后，重新核定的跨省跨区专项工程输电价格降价形成的降价空间在送电省、受电省之间按照 1:1 比例分配	电网公司
云南省	7 月 1 日	积极扩大一般工商业用户参与电力市场化交易的规模，通过市场机制进一步降低用电成本	发电集团
云南省	7 月 1 日	一般工商业销售电价每千瓦时降低 8.7 分，输配电价每千瓦时降低 7.7 分	电网公司
湖北省	7 月 1 日	降低一般工商业及其他用电销售电价、输配电价 0.067 元/千瓦时，并同步将降价后的一般工商业及其他用电类别和大工业用电类别合并为工商业及其他用电类别，执行单一制电价及两部制电价	电网公司

广东省	7月1日	除深圳市外一般工商业电度电价每千瓦时统一降低5.39分(含税)。深圳市“普通工商业及其他用电”的平段电价每千瓦时降低7.18分,峰段和谷段的电价按原有比价同比例降低;深圳市“大量工商业及其他用电”、“高需求工商业及其他用电”电度电价每千瓦时统一降低0.93分	电网公司
山东省	7月1日	销售电价等级不满1千伏用户每千瓦时降低3.33分、1-10千伏用户降低3.20分、35千伏及以上用户降低3.08分;输配电价电压等级不满1千伏用户降低3.13分、1-10千伏用户降低3.01分、35千伏及以上降低2.89分	电网公司
河北省	7月1日	将南、北电网单一制工商业及其它销售电价每千瓦时分别降低2.61分、2.99分,输配电价同步降低	电网公司
		国家重大水利工程建设基金征收标准每千瓦时降低至0.196875分	政府部门
辽宁	7月1日	目录销售电价降低标准为0.0501元/千瓦时(含税,下同);参与电力市场化交易的一般工商业及其它电力用户输配电价降低标准为0.0501元/千瓦时	电网公司
		国家重大水利工程建设基金征收标准降低50%,调整后的标准为0.1125分/千瓦时	政府部门

资料来源:中电联,安信证券研究中心

图 20: 2019 年部分省区降低一般工商业电价情况 (分/千瓦时)



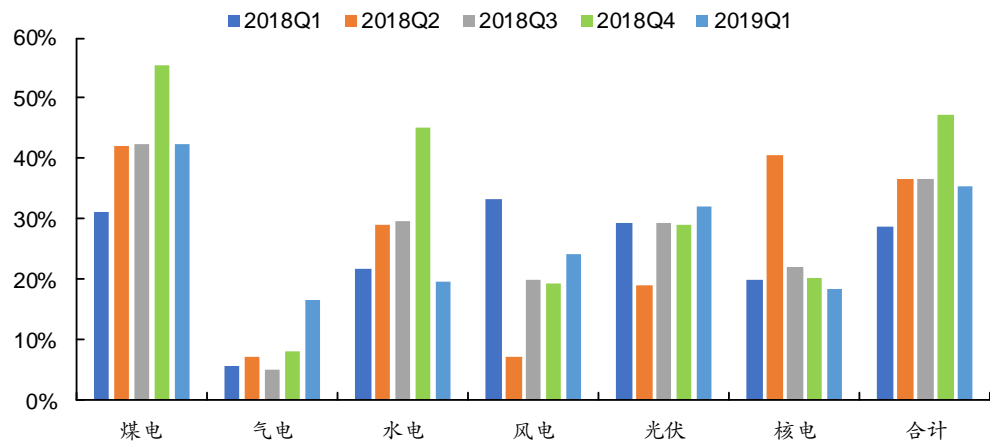
资料来源:政府官网,北极星售电网,安信证券研究中心

电价决定权下放到地方政府,多因素影响政策推动的积极性。《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》要求,各地方政府要细化实施方案,组织开展燃煤发电上网电价机制改革,并于2019年11月15日前报国家发改委备案。各地方政府在推动电价体制改革过程中,牵连多个利益相关方,包括电网公司、五大发电集团、省属发电集团等。目前火电发电企业面临大面积亏损,电网在两年的降价中让利较多,地方政府推动的阻力较大。同时,部分省份的省属发电企业市场占比较高,一旦下调电价过于显著,直接影响省属企业的盈利能力。此外,地方政府还要充分考虑到当地的市场电量占比、电力供需形势等因素,在火电企业达成减量保业绩共识的背景下,需要充分考虑电价变动和电力供给之间的平衡关系,保障当地电力供应,降低用电成本。综上,预计地方政府对基准价的制定偏谨慎。

2.3. 煤电市场化交易比例最高,较其他电源提升空间有限

煤电市场化率(市场电量占上网电量比例)最高。根据中电联数据,2019Q1达到42.4%,较去年同期上升11.2个百分点;光伏、风电市场化率居其次,分别为32.2%、24.1%,较去年同期上升3个百分点、下降9个百分点。

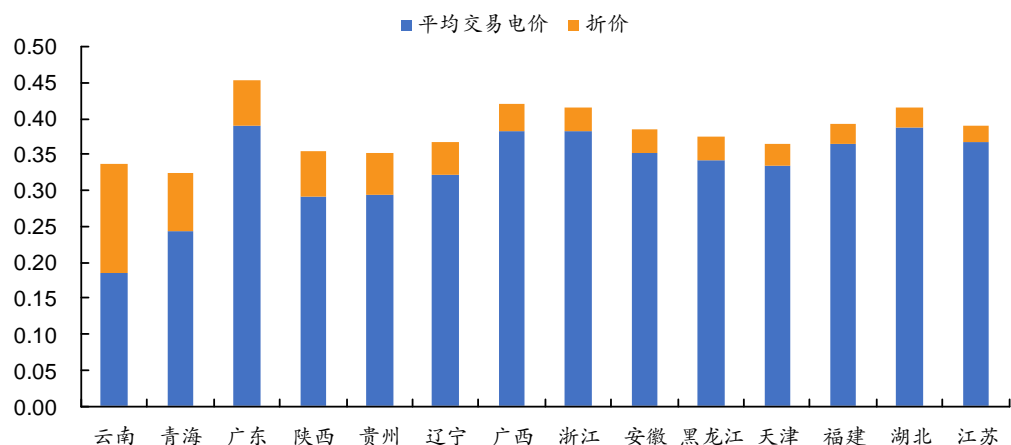
图 21：2018Q2 开始，煤电市场化交易比重超过 40%



资料来源：国家电网，南方电网，中电联，安信证券研究中心

随着供给侧改革的进一步推进和市场化的进一步全面深化，电力市场化交易价格有望继续上升。同时，电力市场化交易电量也同步提升，将有助于全面的市场改革。火电龙头企业有望直接受益，盈利空间进一步提升，公用电力板块有望触底反弹。

图 22：2019Q1 煤电市场化率较高省区大型发电集团市场交易电量图 (亿千瓦时, %)



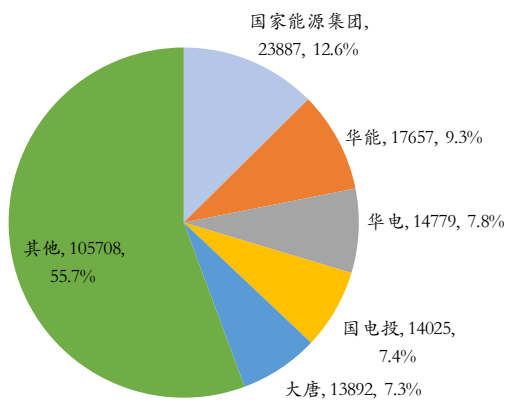
资料来源：国家电网，南方电网，中电联，安信证券研究中心

2.4. 中小工商业用户议价能力有限，煤电上网电价有望超预期

2.4.1. 央企煤电与省属国企或形成寡头市场，议价能力强

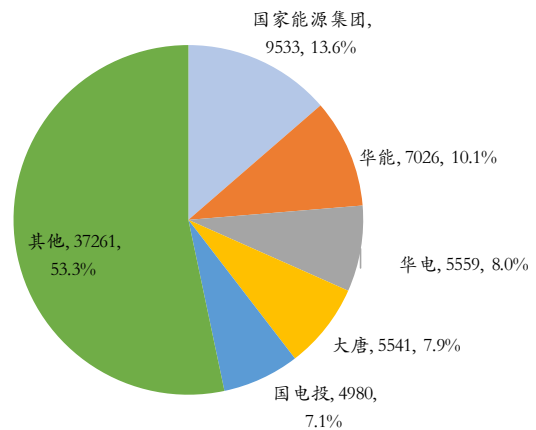
上一轮电改后，全国发电市场形成“五大四小”的竞争格局，行业垄断性高。根据中电联数据，截至 2018 年底，五大发电集团（华能、华电、国电、大唐和中电投）的装机量和发电量分别占全国总量的 44%和 47%，在市场化交易中的议价能力强。在电力市场化初期（2016—2017 年），发电企业为获取发电指标，交易电价不断降低甚至恶性竞争，导致五大发电集团的煤电板块大面积亏损，部分燃煤电厂破产清算。展望未来，在电价折价对公司业绩影响逐渐加大、火电板块大面积亏损的情况下，火电寡头之间有望达成共识，通过少发电、不降价或少降价的方法维持电价稳定，最终实现扭亏和业绩增长。近日，安徽省发电侧企业统一给客户和售电公司发函，要求根据国家发改委、省电力交易中心的相关文件，发电企业与售电公司之间的 2020 年交易电量需要进行调整，在原意向电价基础上，上调 1 分/Kwh。一方面，此举可直接提高电价；另一方面，2019 年安徽省的月度交易量明显偏低，发电企业或对 2020 年电价形成一定预判，通过少签年度长协，带动售电公司更多地参与月度交易，从而获得更多盈利机会。

图 23: 2018 年五大发电集团装机容量 (万千瓦, %)



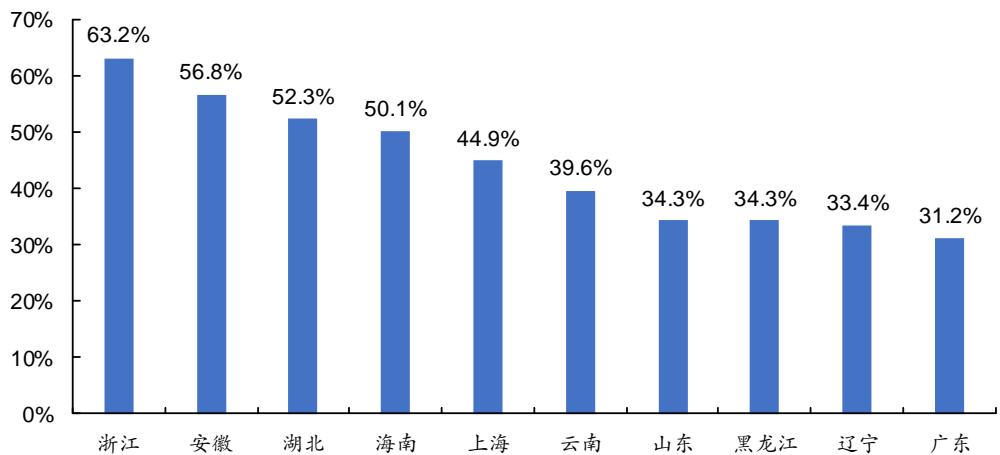
资料来源: 发电集团官网, 安信证券研究中心

图 24: 2018 年五大发电集团发电量构成 (亿千瓦时, %)



资料来源: 发电集团官网, 安信证券研究中心

图 25: 典型省份的火电行业集中度 (%)



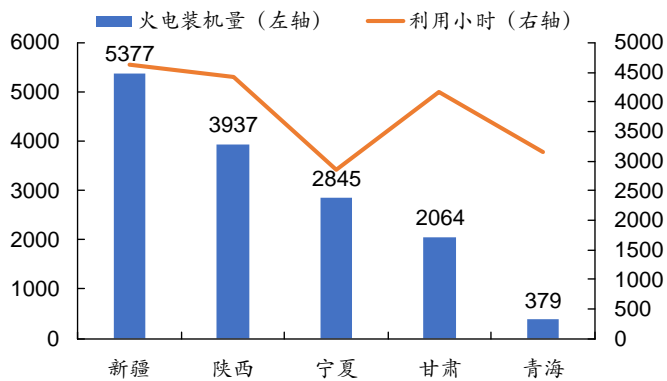
资料来源: WIND, 中电联, 安信证券研究中心 (四大火电龙头+省属发电企业火电装机占全省火电装机的比重)

2.4.2. 西部五省推央企煤电资产整合, 加速火电行业寡头化

近日, 据相关媒体披露, 中央企业煤电资源区域整合试点工作在近期启动, 由中国华能、中国大唐、中国华电、国家电投和国家能源集团等 5 家央企牵头, 对首批 5 个试点区域甘肃、陕西、新疆、青海、宁夏 (简称西部 5 省) 进行煤电资源整合。华能牵头甘肃省, 大唐牵头陕西, 华电牵头新疆, 国电投牵头青海, 国家能源集团牵头宁夏。通过区域整合优化、淘汰落后产能、减少同质化竞争、缓解经营困难, 促进可持续发展。力争到 2021 年末, 试点区域煤电产能结构明显优化, 产能压降四分之一至三分之一, 利用小时明显上升, 整体减亏超过 50%, 资产负债率明显下降。

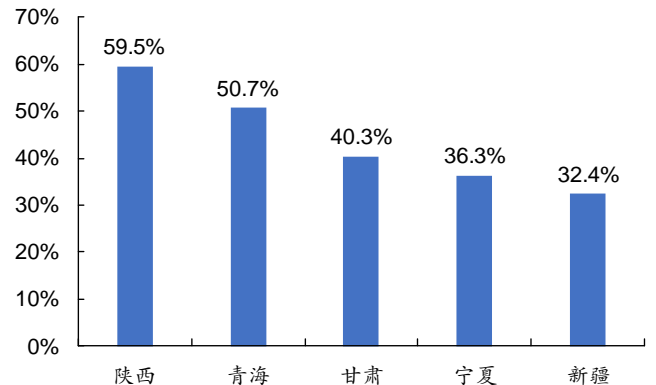
煤电区域整合加速行业寡头化, 利好五大发电集团。根据中电联数据, 截至 2018 年底, 西部 5 省的火电装机及利用小时分别为陕西 3937 万千瓦 (4428 小时), 甘肃 2064 万千瓦 (4178 小时), 青海 379 万千瓦 (3156 小时), 新疆 5377 万千瓦 (4639 小时), 宁夏 2845 万千瓦 (4865 小时)。西部 5 省的火电装机合计为 1.46 亿千瓦, 平均利用小时为 4522 小时。西部 5 省开展煤电机组整合, 涉及的煤电装机约 5000 万千瓦左右。五大发电集团在西部 5 省的煤电机组累计市占率均超过 30%, 分别为陕西 59.5%、青海 50.7%、甘肃 40.3%、宁夏 36.3% 和新疆 32.4%。煤电区域整合有助于加速行业寡头化。同时, 省内煤电资源实施供给侧改革, 直接提高五大发电集团采购煤炭和参与电力市场化的议价能力, 开源节流直接推动火电扭亏减亏, 利好五大发电集团旗下的优质煤电资产。

图 26：2018 年西部 5 省的火电装机及利用小时



资料来源：发电集团官网，安信证券研究中心

图 27：2018 年五大发电集团在西部 5 省的累计市占率



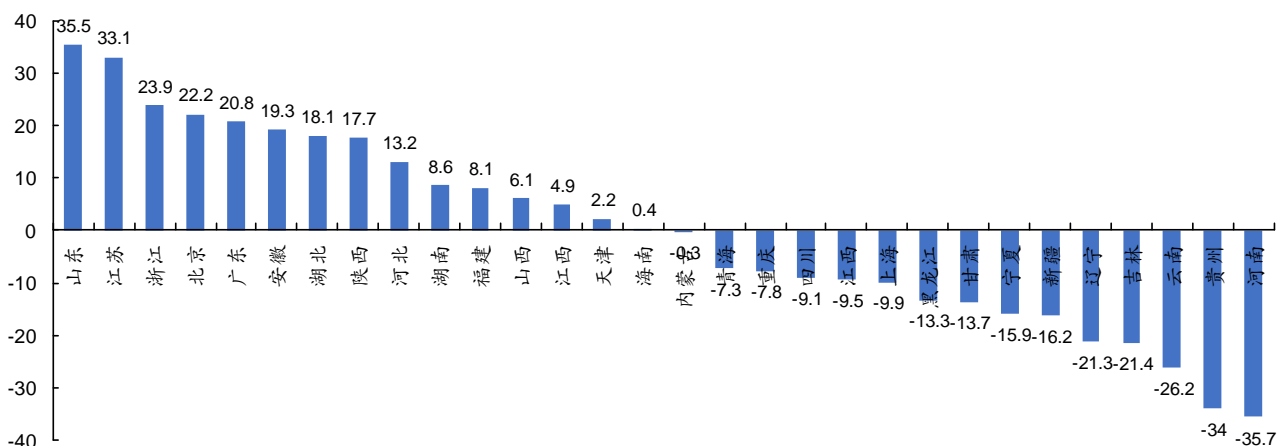
资料来源：发电集团官网，安信证券研究中心

西部五省和内蒙古等地区直接受益煤电供给侧改革。通过西部 5 省的煤电资源整合，电力供需格局有望显著改善。同时，内蒙古毗邻西部 5 省，市场化电价较低，近年来吸引了中东部地区大量高耗电行业迁入。若西部 5 省的市场化折扣收窄，不排除大量高耗电企业从西部 5 省迁移至内蒙古的可能，利好内蒙古的火电企业。根据《方案》，截至 2018 年，央企在 15 个省的煤电资产处于亏损状态，除了《方案》涉及到的西部 5 省，有望在 2020-2021 年间逐步推行到东北和西南等地区。根据《方案》，在 2021 年底之前压减四分之一到三分之一的产能，规模约 1200—1700 万千瓦。虽然整合方案在今年 7 月已经开始着手准备，但考虑到今年主要是制定方案阶段，明后年才正式落地，预计 2020、2021 年西部 5 省每年压减煤电装机 600—850 万千瓦，煤电装机年均压减 5% 左右，考虑到少量淘汰机组属于僵尸机组或低利用小时数机组，存量机组利用小时数预计能提高 200 小时左右。

2.4.3. 央企煤电或模仿煤企，通过控制产量来保障利润

火电在新一轮电改初期，普遍以价换量获取市场生存空间，电价折扣较大，叠加煤价高企和利用小时数低等因素，盈利不容乐观。根据国资委数据，2018 年，国家能源集团 (-113.2 亿元)、中国华能 (-74.1 亿元)、中国大唐 (-56.2 亿元)、中国华电 (-71.9 亿元) 以及国家电投 (-64.2 亿元)，五大集团共计亏损 379.6 亿元，54.2% 的燃煤电厂处于亏损状态。2019 年随着煤价的持续下移，盈利有所好转，但截至前三季度，火电亏损面仍超 40%。分区域看，央企煤电资产主要分布在全国 30 个省份，其中包括河南、贵州在内的 15 个省份的央企煤电业务整体亏损，主要集中在东北、西南、西北等地区，其余 15 个省份的煤电央企盈利持续改善，受益于华北、华东、华南等区域供需格局较好等因素。

图 28：2018 年分省份央企煤电企业盈利情况 (亿元)



资料来源：国资委，WIND，中电联，安信证券研究中心

2016年煤炭供给侧改革以来，行业寡头化加速，煤企深深体验到控产量稳煤价的利好。本次区域整合试点工作，在加速行业寡头化的同时，也充分印证了国资委对央企旗下火电资产扭亏减亏的决心。发电集团的考核目标也在发生积极变化，更加注重利润总额和净利润等指标，而非常规的发电量和利用小时数等指标。近期上市公司（华能、华电、大唐等）调研也可以了解到，多家火电企业都力争明年综合上网电价同比不降。相信在明年推出浮动电价和全面放开经营性用户发用电计划的背景下，国资委下属的五大发电集团及省属发电集团有望充分发挥寡头优势，通过少发电、不降价或少降价的方法维持电价稳定。

近两年，在政府和电网公司统筹协调和供需格局改善的背景下，部分省份的电力市场化报价趋于理性，市场化折扣逐步收窄，煤电综合上网电价和市场化交易电价连续三年提升。以河南省为例，2018年的市场化交易比重超过60%，火电参与市场化交易的折价超过6分/Kwh，此举导致河南省的煤电企业全面亏损。2019年开始，在政府部门的协调下，发电企业普遍调整了发电和竞价策略，虽然发电量和利用小时数显著下降，但大部分企业的市场化折扣缩窄到3分/Kwh以内，加之电煤价格同比大幅下降，煤电企业盈利显著改善。

表 5：2018 年和 2019 年河南省火电经营数据

	1-10 月火电 发电量 (亿千瓦时)	1-10 月火电利用小 时 (小时)	河南省上半年市 场化占比 (%)	1-10 月河南电煤 价格指数 (元/吨)	豫能控股前三季度 归母净利润 (亿元)
2018 年	2253	3306	78.8%	597.53	-3.05
2019 年	2121	2963	59.2%	499.34	2.02
同比变化	-5.9%	-10.4%	-24.8%	-16.4%	166.1%

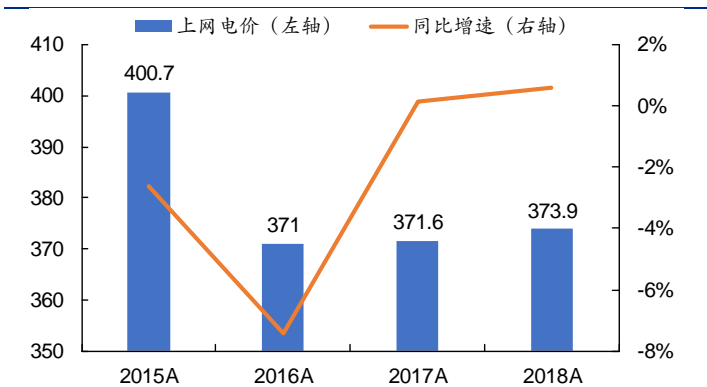
数据来源：中电联，河南能监办，安信证券研究中心

2.5. 综合上网电价稳步提升，2020 年煤电电价有望超预期

2.5.1. 近三年火电综合上网电价和市场化电价均有提升

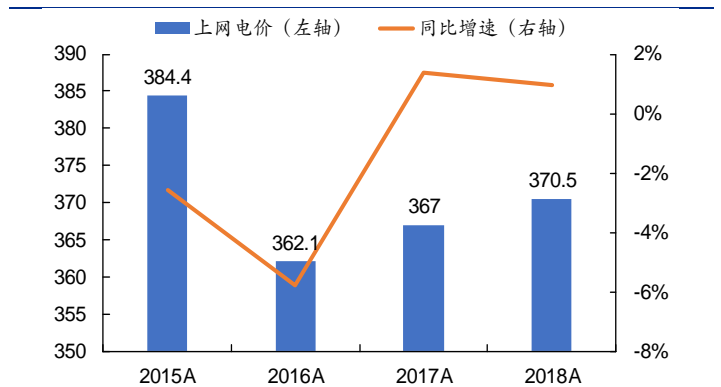
火电上网电价稳步提升。根据国家能源局数据，近三年全国综合上网电价（含税）持续提升，从 2016 年的 370.97 元/千千瓦时增至 2018 年的 373.87 元/千千瓦时。煤电平均上网电价自 2016 年开始触底回升，从 2016 年的 362.1 元/千千瓦时，增至 2018 年的 370.5 元/千千瓦时。若考虑增值税率下调，上网电价（不含税）提升幅度更为显著。

图 29：全国平均含税上网电价（元/千千瓦时，%）



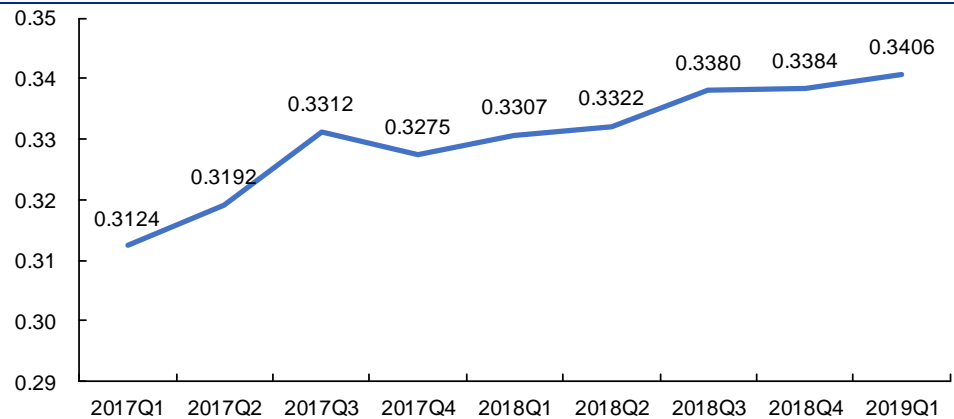
资料来源：国家能源局，安信证券研究中心

图 30：全国煤电平均含税上网电价（元/千千瓦时，%）



资料来源：国家能源局，安信证券研究中心

近三年煤电市场交易电价缓步回升。自 2017 年底开始，随着发电企业报价趋于理性及供需格局改善，煤电交易电价已连续多季度增长。2019 年 1 季度，大型发电集团煤电市场交易电价为 0.3406 元/千瓦时，同比提高 0.01 元/千瓦时。分省来看，2019 年第 1 季度，煤电市场化率超过 40% 的省区共 14 个，其中，市场化率最高的是广西（100%），甘肃、江苏、广东、蒙西、青海、湖南、山西、山东等 8 省区的市场化率超过 50%，福建、河南、宁夏、新疆、安徽等 5 省区的市场化率超过 40%。与标杆电价比，降幅超过 0.1 元/千瓦时的省份是云南省，降幅超过 0.05 元/千瓦时的省区有青海、广东、陕西和贵州。

图 31：分季度煤电市场化交易电价（元/千瓦时）（原图调宽点）


资料来源：国家电网，南方电网，中电联，安信证券研究中心

2.5.2. 情景分析表明，2020 年煤电上网电价或超预期

煤电作为基荷电源，在未来较长一段时期内，仍需要配置一定比例的计划电，加之大多数一般工商业用户对电价不太敏感，预计明后年市场化占比提升空间有限。按照过去三年市场化占比提升的幅度，考虑三个情景，煤电市场化率在从 2019 年的 50% 左右，分别增至 2021 年的 65%、70% 和 75%。假设情景 1—3 中，新增市场化折扣与存量市场化电力的折扣相当，假设情景 4—6 中，市场化折扣逐年小幅缩窄。通过测算可以发现，在情景 1、2、3、6 等四种情景中，2020 年煤电综合上网电价略低于 2019 年电价，降幅为 0.1—0.4 分/Kwh 之间，情景 5 的电价与 2019 年基本持平，情景 4 甚至出现电价同比提升的情况。综上，我们认为，2020 年电价有望超预期，甚至不排除同比上涨的可能。

表 6：2020-2021 年火电龙头的综合上网电价模拟

类型	2019E		2020E		2021E		
	占比 (%)	电价 (元/Kwh)	占比 (%)	电价 (元/Kwh)	占比 (%)	电价 (元/Kwh)	
情景 1	计划电	50%	0.38	42.50%	0.38	35%	0.38
	存量市场电	50%	0.345	50%	0.345	50%	0.345
	新增市场电			7.50%	0.345	15%	0.345
	合计	100%	0.3625	100%	0.3599	100%	0.3573
情景 2	计划电	50%	0.38	40%	0.38	30%	0.38
	存量市场电	50%	0.345	50%	0.345	50%	0.345
	新增市场电			10%	0.345	20%	0.345
	合计	100%	0.3625	100%	0.3590	100%	0.3555
情景 3	计划电	50%	0.38	37.50%	0.38	25%	0.38
	存量市场电	50%	0.345	50%	0.345	50%	0.345
	新增市场电			12.50%	0.345	25%	0.345
	合计	100%	0.3625	100%	0.3581	100%	0.3538
情景 4	计划电	50%	0.38	42.50%	0.38	35%	0.38
	存量市场电	50%	0.345	50%	0.35	50%	0.355
	新增市场电			7.50%	0.355	15%	0.36
	合计	100%	0.3625	100%	0.3631	100%	0.3645
情景 5	计划电	50%	0.38	40.0%	0.38	30.0%	0.38
	存量市场电	50%	0.345	50%	0.35	50%	0.355
	新增市场电			10.00%	0.355	20%	0.36
	合计	100%	0.3625	100%	0.3625	100%	0.3635
情景 6	计划电	50%	0.38	37.5%	0.38	25.0%	0.38
	存量市场电	50%	0.345	50%	0.35	50%	0.355
	新增市场电			12.50%	0.355	25%	0.36
	合计	100%	0.3625	100%	0.3619	100%	0.3625

数据来源：中电联，安信证券研究中心

3. 火电：多重利好助业绩持续改善，估值底部提升防御价值

3.1. 多重利好助火电板块 2019 和 2020 年盈利持续改善

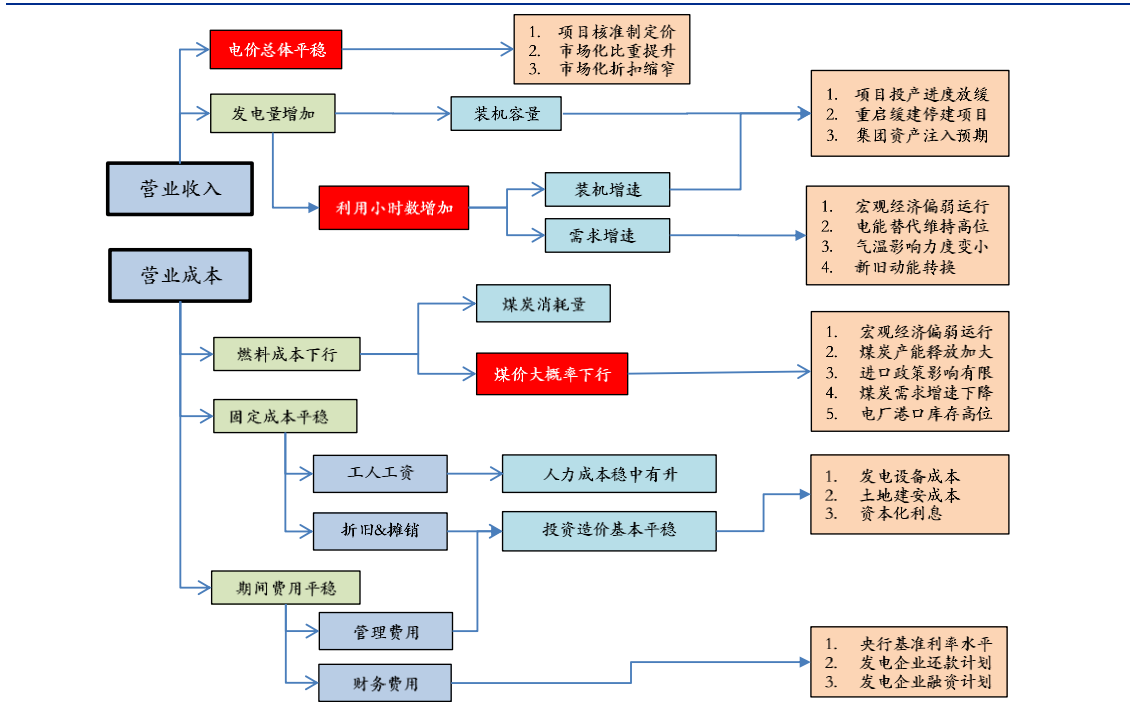
火电业绩三要素趋势向好，助推火电板块盈利提升。

(1) 电价方面，明年浮动电价下跌空间或有限，一方面，部分新增工商业用户对电价不敏感，发电企业理性报价的可能性大；另一方面，电力供需格局向好，折价逐年缩窄。

(2) 小时数方面，目前火电机组利用率处于历史较低水平，在停缓建火电项目和大型发电集团控制资产负债率的背景下，等效火电装机增速在未来一段时间内都将低于全社会用电量增速，机组利用小时数逐步向合理水平（5000 小时左右）靠近。

(3) 燃料成本方面，煤炭供给侧改革稳步推进，煤价旺季不旺和淡季提前或成市场常态，未来两年煤价有望持续稳定在绿色合理区间。

图 32：影响火电企业经营业绩的主要因素及趋势判断



资料来源：中电联，安信证券研究中心

火电板块。2019 前三季度营收排名前五的企业分别是华能国际、国电电力、大唐发电、华电国际、浙能电力，营业收入为 1272.3 亿元(1.0%)、859.7 亿元(78.3%)、690.4 亿元(-0.1%)、674.6 亿元(4.9%)和 396.6 亿元(-7.9%)。扣非归母净利润排名前五的企业分别是华能国际、国投电力、浙能电力、国电电力、华电国际，扣非归母净利润分别是 48.2 亿元(173.1%)、42.5 亿元(19.1%)、35.9 亿元(3.6%)、25.8 亿元(4.7%)、24.3 亿元(62.9%)。

表 7：典型火电企业的度电盈利状况（元/千瓦时）

简称	度电收入（元/千瓦时）			度电成本（元/千瓦时）			度电毛利（元/千瓦时）			度电净利（元/千瓦时）		
	2017	2018	2019Q1-3	2017	2018	2019Q1-3	2017	2018	2019Q1-3	2017	2018	2019Q1-3
华能国际	0.386	0.395	0.421	0.343	0.350	0.355	0.044	0.045	0.066	0.005	0.006	0.022
华电国际	0.412	0.421	0.426	0.369	0.369	0.368	0.043	0.052	0.058	0.004	0.011	0.021
国电电力	0.296	0.307	0.315	0.246	0.250	0.249	0.050	0.057	0.066	0.014	0.008	0.023
大唐发电	0.325	0.346	0.352	0.271	0.292	0.294	0.055	0.054	0.058	0.012	0.010	0.015
浙能电力	0.444	0.456	0.458	0.392	0.413	0.401	0.052	0.043	0.057	0.041	0.035	0.047
上海电力	0.462	0.466	0.486	0.371	0.366	0.362	0.091	0.100	0.124	0.035	0.070	0.050
皖能电力	0.456	0.447		0.441	0.420		0.016	0.027		0.003	0.021	

资料来源：WIND，安信证券研究中心

3.2. 电能替代助推用电量中速增长，2020 年电力供需格局有望改善

3.2.1. 宏观经济运行偏弱，基建难成为对冲经济下行的抓手

近期财政部提前下达了 2020 年部分新增专项债务限额 1 万亿元，占 2019 年当年新增专项债务限额 2.15 万亿元的 47%，并要求各地早发行、早使用，确保明年初即可使用见效。根据安信证券宏观团队的研究，此次专项债的提前下达表明政府对经济的趋势下行保持了必要的警惕，专项债在明年一季度的发行和使用将有助于基建增速的回暖。然而考虑到中央对地方政府债务的约束始终偏严，地方政府加杠杆的意愿整体偏弱，我们倾向于认为基建增速明年可能将维持个位数增速，未来基建较难成为对冲经济下行的抓手。

站在当下，尽管有一些利好因素在逐渐起变化，比如中美贸易摩擦的阶段性和缓，社融和信贷的缓慢恢复，货币和财政政策的及时跟进，这些因素无疑也将有助于改善市场对未来的经济预期。但未来两年我国经济仍处于从债务驱动模式向新模式的转型期，期间将伴随着对过去高债务领域的持续整顿，比如对地方政府和国有企业资产负债率的限制，对 P2P 行业以及中小银行资产负债表的清理，这些举措有助经济的中长期平稳发展，但在短期可能会带来阵痛。此外，随着房地产行业存货回补在明年进入尾声，地产投资的回落或许会对经济产生额外的压力。

回顾 2010 年来中国经济的发展，无论技术进步程度还是经济增速来看，我国在转型过程中取得了和日本、韩国、中国台湾相近的成就，但我国在此期间杠杆率上升的幅度显著更大，债务的快速堆积可能将对未来中国经济平稳发展带来隐忧。未来随着投资率的下滑以及人口老龄化的加剧，中国长期经济可能面临更为严峻的前景。在当前和今后一段时间，基建、房地产和进出口均维持稳中偏弱态势运行，主要高耗电行业的产品产量也可能会出现负增长，用电量从高速增长阶段“换挡”至当前的中速增长阶段是必然趋势。

3.2.2. 电能替代支撑用电量增长，数据中心的贡献或有限

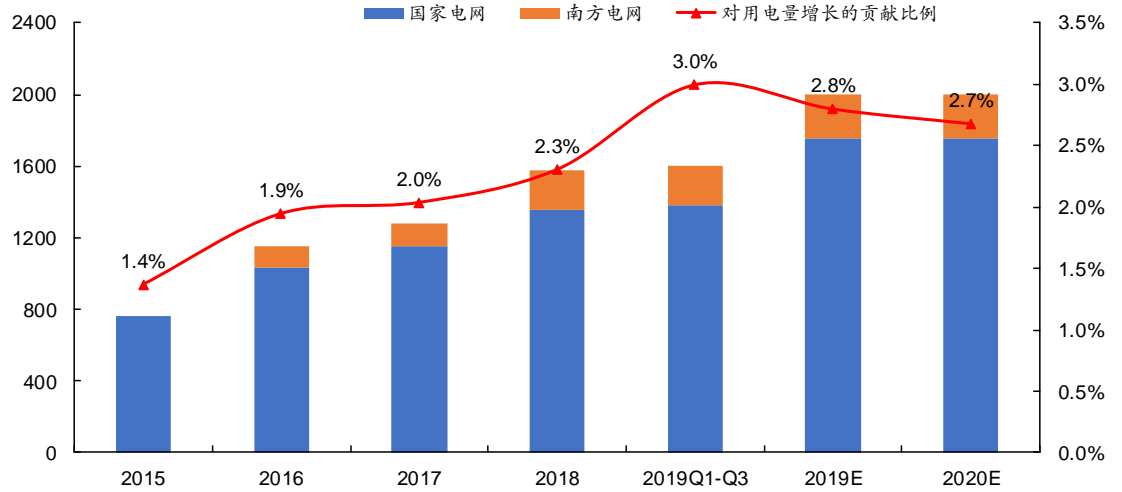
2019 年宏观经济若维持稳中偏弱态势运行，二产对用电量增长贡献下降。在全球经济增长趋缓以及中美经贸摩擦不断升级的大背景下，我国的经济增速缓中趋稳，我国经济和用电量增长受到一定程度的增长。同时，我国服务业的蓬勃发展，在产业结构转型、服务业比重提升的过程通常伴随着用电增速下降，

电能替代规模连续三年创新高，贡献 50% 的用电量增长。电能替代的重点领域包括居民采暖、生产制造、交通运输、电力供应与消费等。2016 年，八部委联合出台《关于推进电能替代的指导意见》，提出全面推进电能替代的总体要求和重点任务，明确到 2020 年，电能占中国终端能源消费的比重达到 27%。2017 年初，国网公司发布《“十三五”电能替代规划》，力争“十三五”期间实现电能替代 5800 亿千瓦时。据中电联统计，2016 年国网实现电能替代 1030 亿千瓦时；2017 年国网和南网分别实现电能替代 1150 亿和 136 亿千瓦时；2018 年国网和南网有望分别实现 1353 亿和 224 亿千瓦时的替代电量。2017 年和 2018 年对用电量增长的贡献分别为 2.0% 和 2.3%。2019 年前三季度，全国电能替代的电量达到 1600 亿千瓦时。从 2019 年前三季度数据分析，分领域看，工业、交通运输、居民生活、农业领域电能替代比重分别占 59%、8%、7%、3%。分产业看，冶金电炉、辅助电动力、建材电窑炉、工业电锅炉等电能替代量合计比重接近 55%。未来一段时间，随着我国经济社会的发展，电能占终端能源消费比重仍将持续提高，电气化水平也将不断提升，预计 2019 和 2020 年的电能替代规模均有望达到 2000 亿千瓦时，对用电量增长的贡献接近 3 个百分点，贡献 50% 的用电量增长。

大数据中心用电量持续高增长，但对用电量增长的贡献有限。2019 年 7 月，根据中国电子节能技术协会数据中心的测算，中国数据中心的耗电量已连续八年以超过 12% 的速度增长，预计 2020 年总耗电量将达到 2023 亿千瓦时。根据绿色和平与华北电力大学联合发布的《点亮绿色云端：中国数据中心能耗与可再生能源使用潜力研究》报告，未来五年数据中心机架数及其能耗呈现不断增长的趋势。其中，预计全国数据中心的总机架数将在 2022 年突破 400 万。同时，随着机架数的快速增长，全国数据中心总能耗也将在 2020 年至 2021

年间突破 2000 亿千瓦时，并在其后的年份快速增长，在 2023 年突破 2500 亿千瓦时。意味着大数据中心每年的用电增量约为 200 亿度，对用电量增长的贡献为 0.3%，仅有电能替代因素的十分之一，对用电量增长的贡献比较有限。

图 33：国网和南网经营区的电能替代潜力（亿千瓦时，%）

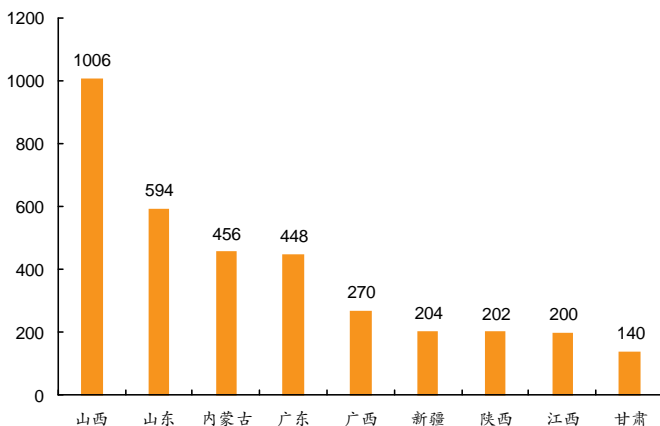


资料来源：国家电网，南方电网，中电联，安信证券研究中心

3.2.3. 部分省份重启停缓建煤电项目，缓解局部供电紧张问题

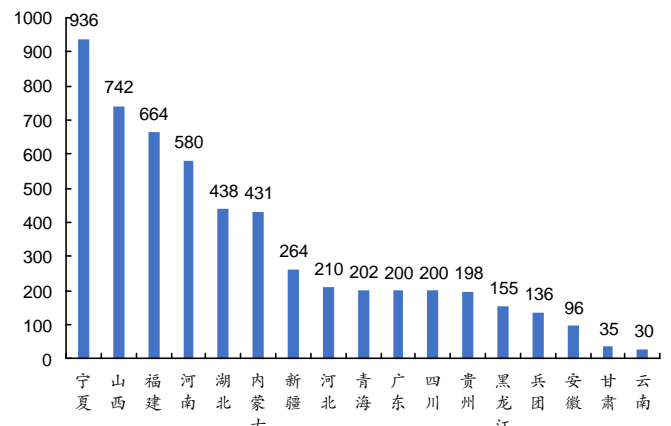
2017 年提出停缓建煤电 9000 万千瓦，旨在缓解煤电过剩压力。2017 年 7 月，国家发改委发布《关于推进供给侧结构性改革防范化解煤电产能过剩风险的意见》，明确“十三五”期间，全国停缓建煤电产能 1.5 亿千瓦，淘汰落后产能 0.2 亿千瓦以上。2017 年 9 月，国家能源局联合印发《2017 年分省煤电停建和缓建项目名单的通知》，停建煤电项目涉及 9 个省份，共计 29 个项目，总装机 3520 万千瓦；缓建煤电项目涉及 17 个地区，共计 50 个项目，总装机 5517 万千瓦，旨在缓解煤电过剩压力。

图 34：分地区停建煤电项目规模（万千瓦）



资料来源：国家统计局，安信证券研究中心

图 35：分地区缓建煤电项目规模（万千瓦）



资料来源：国家统计局，安信证券研究中心

2018 年重启停缓建煤电项目 9 个。2018 年 5 月，国家能源局发布《关于印发 2018 年分省煤电投产项目的通知》，明确提出天津、河北、山西等 11 省（市、自治区）要综合电力、热力供需形势，调峰需求和电力项目建设实际进度等因素，统筹安排 2018 年投产的煤电项目，对列入 2018 年投产计划的停缓建项目，按要求确认其合规性后，移出 2017 年停缓建项目名单。该《通知》共涉及 34 台机组，其中涉及 2017 年停缓建项目的机组有 9 个，共 10 台机组。

表 8：2018 年开始重启的停缓建火电项目最新进展

地区	项目	主体单位	装机量 (万千瓦)	构成	投资额 (亿元)	核准时间	最新进展
河北省	保定西北郊热电	深能保定	35	1*35	37.2	2015 年	2018 年 9 月投产
	涿州热电	涿州京源热电	35	1*35	36.9	2015 年 5 月	2018 年 6 月投产
内蒙古	华能呼和浩特和林项目	华能	60	1*60	27.85	2014 年 3 月	
	蒙能锡林浩特热电项目	蒙能	35	1*35	28	2015 年 6 月	2019 年 1 月投产
	京能五间房新建	京能	132	2*66	57	2015 年 6 月	2019 年 1 月投产
安徽省	国电蚌埠电厂二期	国电同林发电	66	1*66	48.5	2015 年 4 月	2018 年 5 月投产
	恒源钱营孜低热值煤发电	恒源钱营孜发电	30	1*30	31.8	2015 年 10 月	2018 年 8 月投产
宁夏	华能宁夏大坝电厂四期	华能宁夏大坝	66	1*66	22.5	2015 年 11 月	2019 年 5 月投产
兵团	农十三师哈密瑞虹新建	新疆兵团红星	66	1*66	49.2	2014 年	

资料来源：中电联，安信证券研究中心

多地依托调峰备用机组形式重启停缓建煤电项目。2018 年 9 月，国家发改委联合国家能源局发布《关于煤电应急调峰储备电源管理的指导意见》，累计有 15 个省、50 多台机组参与应急调峰储备电源项目。文件明确，应急调峰储备电源应在电力、热力供应紧张、电网严重故障以及重大保电需要时，启动运行发挥应急保障作用，在其他时段停机备用。2018 年 12 月，湖北省曾首次调用煤电应急调峰储备电源保障电力供应。2018 年 12 月，湖北省曾首次调用煤电应急调峰储备电源保障电力供应。2019 年 3 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于公布河北等省（区）煤电应急调峰储备电源的通知》，明确了河北、宁夏、黑龙江、甘肃等省区的多个应急调峰储备电源项目，并将这些项目移出缓建名单。上述应急调峰储备电源中，包括国神集团鸳鸯湖电厂二期 4 号 1×100 万千瓦机组、国神集团宝清电厂新建 2×60 万千瓦机组、甘肃兰州热电公司“上大压小”2×350MW 热电异地扩建项目等。辽宁和湖北等地的调峰备用电源项目已经转正。

表 9：2018 年开始列入调峰备用电源的煤电项目及最新进展

地区	项目	主体单位	装机 (万千瓦)	构成	投资 (亿)	核准时间	最新进展	停缓建 目录
河北	邯郸东郊热电	国电	35	2*35	31.5	12 年 12 月	2019 年 6 月双机组完成试运	是
	沧州运东#2	华润	35	1*35	15.0	16 年 1 月		否
	蔚县电厂#2	大唐	60	1*60	28.7	14 年 6 月	2019 年 6 月通过 168 测试	否
	曹妃甸电厂二期#4	华润	100	1*100	35.0	14 年 12 月	建设中	否
	遵化热电#2	国电	35	1*35	17.8	15 年 12 月	2019 年 11 月汽机冲转成功	否
	唐山北郊热电#2	大唐	35	1*35	15.9	15 年 6 月		是
	秦皇岛开发区热电#2	京能	35	1*35	17.8	16 年 12 月		否
黑龙江	宝清电厂新建	神华	120	2*60	56.2	15 年 2 月	2019 年 10 月#1 并网成功	是
甘肃	兰州“上大压小”热电	国电	70	2*35		15 年 7 月	1 号机组 2018 年 1 月投产	是
河南	濮阳龙丰热电#2	河南投资集团	60	1*60	26.6	15 年 2 月	2018 年 7 月并网成功	是
	周口隆达二期#2	三吉利能源	66	1*66	26.3	15 年 2 月	2019 年 6 月通过达标投产复验	否
	郑州新力#1#2	豫能控股	132	2*66	62.0	15 年 12 月		否
	焦作丹河#1#2	国电投	200	2*100	75.3	15 年 7 月	2019 年 5 月，#1 投产	是
	大唐巩义#1#2	大唐	120	2*60	55.0	14 年 8 月	2019 年 6 月，#2 投产	否
新疆	新疆信友能源奇台	山西信友	132	2*66	50.0	15 年 7 月	2019 年 2 月#1 投产	是
	潞安准东电厂	潞安集团	132	2*66	45.6	15 年 2 月		是
	伊犁煤电热电联产	国网能源	70	2*35	32.2	14 年 12 月		否
	华电吐鲁番热电联产	华电	35	1*35	27.4	15 年 7 月		否
	吉木萨尔热电联产	大唐	70	2*35	29.8	16 年 3 月		否
	哈密发电四期	华电	70	2*35	33.2	16 年 3 月		否
山东	华能烟台八角电厂#2	华能	134	2*67	52.9	14 年 7 月	2019 年 4 月并网	否
	华电莱州电厂二期#4	华电	100	1*100	41.6	15 年 9 月	2019 年 11 月试运行成功	否
	东营“上大压小”#2	大唐	100	1*100	41.6	15 年 8 月		否
	莒南力源热电二期	莒南力源热电	70	2*35	28.0	16 年 3 月		否

	日照钢铁自备电厂	山东钢铁集团	70	2*35		14年4月	2019年8月#1并网	否
贵州	普安电厂2号机组	中电发电	66	1*66	25.0	15年2月	2018年12月通过168小时测试	否
蒙东	赤峰自备热电联产	赤峰发电	70	2*35	29.0	16年12月		否
辽宁	国电朝阳“上大压小”	国电	70	2*35	31.3	13年10月	2019年11月退出调峰,正式投产	否
	沈抚连接带新建项目	大唐	35	1*35	17.1	13年12月	2019年11月退出调峰,正式投产	否
	本溪“上大压小”	国电投	35	1*35		14年12月	2019年11月退出调峰,正式投产	否
	葫芦岛“上大压小”	大唐	35	1*35	16.1	15年7月		否
山西	同煤阳高低热值热电	同煤	70	2*35	33.0	14年4月	2019年6月投产	否
	灵石启光低热值煤发电	格盟国际	70	2*35	31.0	15年6月	2019年9月投产	否
	吕临霍州低热值煤发电	京能	70	2*35	35.4	15年5月		是
	漳泽发电厂“上大压小”	漳泽电力	200	2*100	80.0	15年12月		是
	晋能孝义低热值煤发电	晋能	70	2*35	34.0	15年7月		否
	长子高河低热值煤发电	潞安	132	2*66	52.3			否
	晋能保德低热值煤发电	晋能	132	2*66	58.6	15年6月		否
江苏	句容二期扩建项目#4	华电	100	1*100		15年7月	2019年7月并网,8月商运	否
	国电宿迁发电#4	国电	66	1*66	27.0	15年10月	2019年8月投产	否
	中煤大屯“上大压小”#2	中煤	35	1*35	17.3	15年2月	2019年5月投产	否
福建	华电邵武电厂三期#4	华电	60	1*60	23.4	15年2月	2019年5月投产	是
	华能罗源电厂	华能	132	2*66	28.4	15年4月	2017年12月投产	是
宁夏	大唐平罗电厂#1	大唐	66	1*66	24.5	15年12月	2019年4月,完成锅炉设备安装	是
	方家庄电厂#2(送浙江)	国电	100	1*100	38.0	15年4月	2019年7月完成168测试	是
	鸳鸯湖二期#4(送浙江)	国能	100	1*100	32.9	15年1月	2019年4月完成调试	是
	大坝四期#8(送浙江)	华能	66	1*66	25.0	15年1月	2019年5月投产	是
湖北	南郡电厂#2		66	1*66			2018年投产	否
	京能十堰热电新建#1	京能电力	35	1*35	20.1			是
四川	神华四川天明电厂	神华	200	2*100	69.2	15年7月		是
广东	陆丰甲湖湾电厂#2	粤能电力	100	1*100	44.2	15年2月	2019年4月投产	否
	阳西电厂二期#5#6	广东华夏	248	2*124	90.0		2019年6月#5并网成功	是
	茂名博贺电厂一期	粤电	200	2*100	68.0			是

资料来源:国家发改委,北极星电力网,WIND,安信证券研究中心

煤电装机过剩局面大幅缓解。2019年5月,国家能源局发布《2022年煤电规划建设风险预警的通知》,可以看出,福建的煤电规划建设风险预警由红转橙,蒙西、冀北其他区域、青海、重庆、广东、贵州等地的风险指标转绿。根据《通知》,按照适度从严的原则,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,并在国家指导下,合理安排在建煤电项目的建设投产时序;风险预警等级为绿色的省份,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。根据最新分类结果,8个地区装机充裕度为红色(黑龙江、吉林、蒙东、山东、山西、甘肃、宁夏、新疆),2个地区为橙色(辽宁、福建),其余21个地区为绿色。对比2020年煤电规划建设风险预警,2022年煤电装机过剩局面将大幅缓解。

表 10: 2020-2022 年煤电规划建设风险预警

省份	煤电建设经济性预警			煤电建设充裕性预警			资源约束指标		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	2020	2021	2022
黑龙江	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
吉林	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
辽宁	橙色	绿色	绿色	红色	橙色	橙色	绿色	绿色	绿色
内蒙-蒙西	绿色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色
内蒙-蒙东	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色
北京	—	—	—	—	—	—	红色	红色	红色
天津	橙色	红色	红色	红色	红色	绿色	红色	红色	红色
河北-冀北	绿色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	红色	红色	重点 其他
河北-冀南	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色
山东	红色	绿色	红色	红色	红色	红色	红色	红色	重点 其他
山西	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	重点 其他

陕西	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	重点	其他
甘肃	红色	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	
青海	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	
宁夏	橙色	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	
新疆	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	
河南	绿色	绿色	橙色	橙色	橙色	绿色	绿色	绿色	重点	其他
湖北	红色	橙色	绿色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	
湖南	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	
江西	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	
四川	红色	红色	红色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	
西藏	—	—	—	—	—	—	—	—	绿色	
重庆	红色	橙色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	
上海	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色	
江苏	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	红色	红色	红色	
浙江	绿色	绿色	绿色	红色	绿色	绿色	红色	红色	红色	
安徽	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	绿色	红色	
福建	红色	橙色	橙色	红色	红色	橙色	绿色	绿色	绿色	
广东	绿色	绿色	绿色	红色	橙色	绿色	红色	红色	绿色	
广西	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	
云南	红色	红色	红色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	
贵州	红色	绿色	绿色	红色	红色	绿色	绿色	绿色	绿色	
海南	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	绿色	

数据来源：国家能源局，安信证券研究中心（注：重点区域是指《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》确定的重点区域）

3.2.4. 多地火电利用小时数高增长，存量机组利用率提升

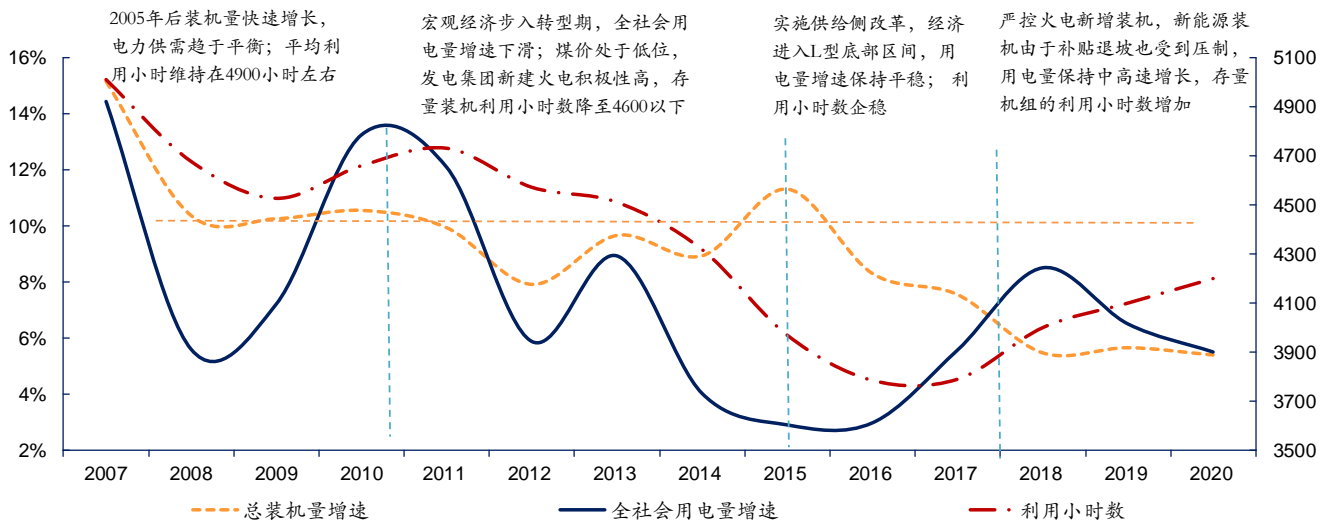
受益于电力供给侧改革等因素，多地火电利用小时数高增长。根据中电联数据，2019年1-10月，多地火电发电量与利用小时数实现高增长。主要原因包括三个方面：（1）传统高耗能产业、新兴高端制造产业与房地产发展带动用电需求提升；（2）部分地区来水不佳，水电出让发电空间；（3）外送电量快速增长，带动本地火电机组出力水平提升。

表 11：2019 年 1-10 月多地火电利用小时数高增长

排序	地区	火电利用小时数 同比（小时）	火电发电量 同比（%）	用电量 同比（%）	装机量 同比（%）	输出电量 同比（%）	火电高增长原因
1	广西	771	25.9%	12.76%	1.78%	-14.38%	传统产业“二次创业”铝产业链用电量大增；水电出力不佳
2	新疆	368	8.7%	8.54%	6.42%	40.01%	新兴产业快速发展带动用电量增长；外送通道建设持续推进，带动输出电量增长
3	四川	314	8.9%	7.08%	11.10%	1.44%	房地产与高耗能行业带动用电需求增长；火电用于调峰容易造成利用小时的波动
4	湖北	253	19.3%	7.46%	5.94%	-5.56%	制造业用电量高增长；来水不佳造成水电出力少
5	内蒙古	205	9.5%	9.58%	5.08%	16.01%	冶金建材、装备制造等产业快速发展带动用电量高增长
6	贵州	171	7.9%	4.14%	3.05%	13.25%	制造业、新兴数据相关产业带动用电量增长；水电出力较少
7	海南	149	3.6%	9.68%	2.25%	-51.23%	
8	吉林	127	11.1%	3.26%	2.11%	12.71%	
9	黑龙江	46	3.4%	1.97%	3.89%	32.11%	
10	重庆	39	0.4%	3.85%	9.04%	-8.45%	来水偏枯，水电出力较少

资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 36: 机组利用小时数向合理水平靠近



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

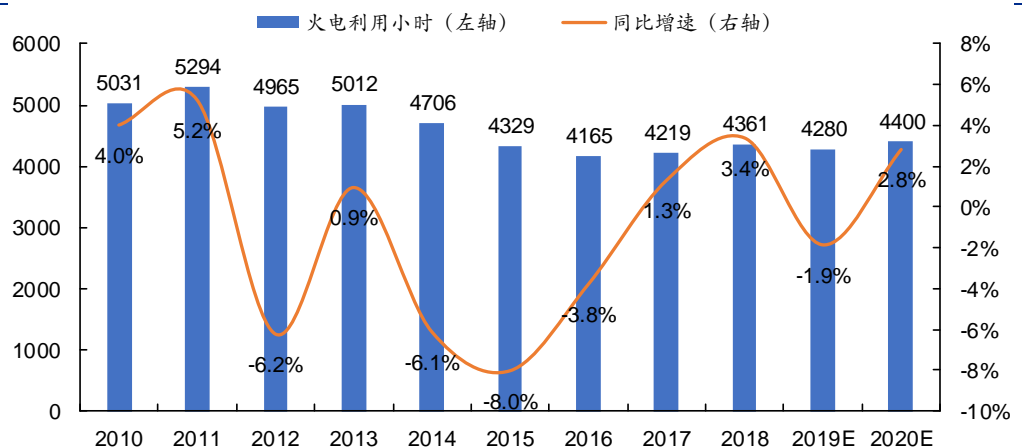
根据 2018 年的电源结构及新增项目的进展情况, 预计 2019 年全国新增装机容量 1.1 亿千瓦左右, 化石能源新增装机 4000 万千瓦左右, 非化石能源新增装机 7000 万千瓦左右。煤电累计装机 10.5 亿千瓦, 水电装机 3.6 亿千瓦, 分别占全国装机的 53% 和 19%。

表 12: 2018-2020 年分类型装机和发电量预测

类型	累计装机量 (万千瓦)			发电量 (亿千瓦时)		
	2018A	2019E	2020E	2018A	2019E	2020E
煤电	101,000	104,030	106,111	41,907	42,236	44,142
其他火电	13,441	14,247	14,960	7,324	7,763	8,226
水电	35,226	35,931	36,649	12,329	12,755	13,010
核电	4,466	5,000	5,400	2,944	3,321	3,641
并网风电	18,426	19,900	21,890	3,660	4,152	4,786
并网光伏	17,400	20,184	23,212	1,775	2,261	2,832
其他发电	8	8	8	1	1	1
总量	189,967	199,300	208,229	69,940	72,489	76,638
同比增速	6.9%	4.9%	4.5%	9.0%	3.6%	5.7%

资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 37: 2010-2020 年火电利用小时数及同比增速



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

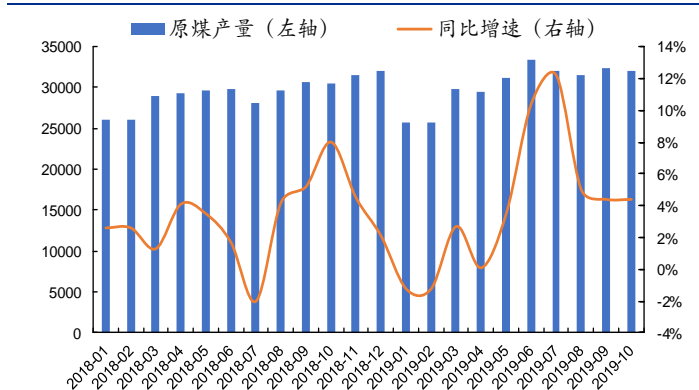
3.3. 煤炭供给侧改革红利或近尾声，近两年秦港 Q5500 现货价均有望降低 10%

3.3.1. 产能释放超预期，电煤供需形势持续改善

良币驱逐劣币，优质产能替代落后产能。煤炭供给侧改革始于 2016 年，随着近 3 年的推进，大量优质产能加速替代落后产能，逐步实现煤炭行业的“良币驱逐劣币”。根据《煤炭工业发展“十三五”规划》，“十三五”期间累计去产能目标 8 亿吨。2016、2017 年和 2018 年计划分别淘汰产能 2.9 亿吨、1.5 亿吨和 1.5 亿吨。根据《2019 年重点领域化解过剩产能工作的通知》，自 2016 年以来，全国累计压减粗钢产能 1.5 亿吨以上，退出煤炭落后产能 8.1 亿吨，淘汰关停落后煤电机组 2000 万千瓦以上，均提前两年完成“十三五”去产能目标任务，尚未完成煤炭去产能目标的地区和中央企业，在 2020 年底前完成任务。预计 2020 年去产能的规模较小，意味着淘汰落后产能接近尾声，对国内产能和产量的影响有限。

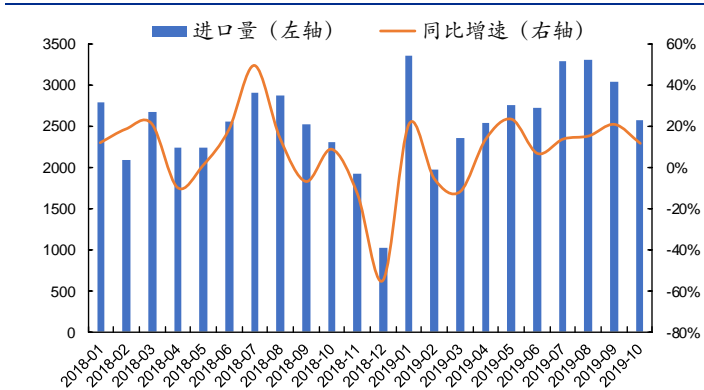
政府加速核准审批，扩大优质增量供给。国家发展委、工信部、国家能源局联合发布《关于做好 2019 年重点领域化解过剩产能工作的通知》中表示，要坚持上大压小、增优减劣，着力提升煤炭供给质量。2019 年初以来，政府深入推进“放管服”改革，加快核准、开工和投产，有序释放优质先进产能，不断扩大优质增量供给，促进煤炭行业新旧动能转换，力争到 2020 年，完成 120 万吨/年及以上大型煤矿产量占 82% 以上地的目标。截至 2019 年 11 月 15 日，国家发改委、能源局已批复 40 个煤矿项目，涉及产能 2.07 亿吨，大多分布在新疆、山西、内蒙古等煤炭丰富地区。随着先进产能释放和进口煤政策总体平稳，2019 年 1-10 月的煤炭产量和进口量均呈现增长趋势。根据国家统计局数据，2019 年 1-10 月，全国原煤累计产量 30.6 亿吨，同比增长 4.5%；累计进口煤炭 2.8 亿吨，增长 9.6%。随着煤炭先进产能的不断释放及产地煤矿的复工生产，加之采掘业工业增加值反映出煤炭开采的高投资，预计未来煤炭产量整体呈增加态势。

图 38：2018 年至今全国原煤产量（万吨）



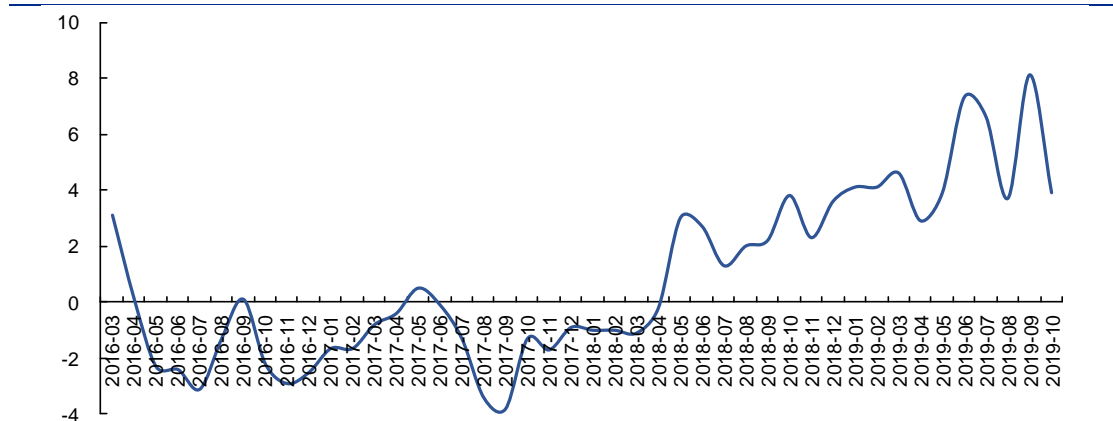
资料来源：国家统计局，安信证券研究中心

图 39：2018 年至今全国煤炭进口量（万吨）



资料来源：国家统计局，安信证券研究中心

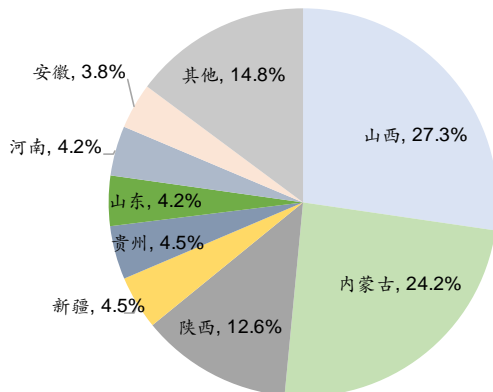
图 40：采掘业工业增加值增速（%）



资料来源：WIND，安信证券研究中心

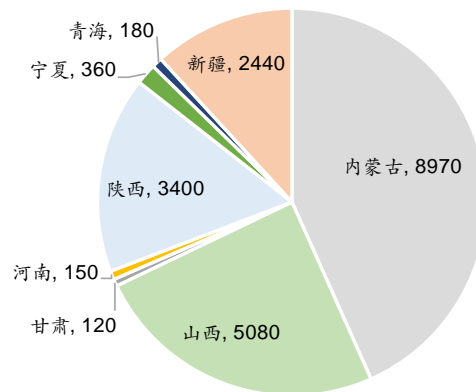
“三西”煤炭产能进一步提高，供需错配加剧。根据煤炭资源网数据，截至 2018 年底，内蒙古、山西、陕西生产煤矿和建设煤矿产能合计 29.1 亿吨，占全国总量的 64.8%，其中生产产能和进入联合试运转的产能合计 24.7 亿吨，占全国总量的 64.6%。在“三西”地区，山西、内蒙古和陕西的产能分别为 12.3 亿吨、11.0 亿吨和 5.8 亿吨，占全国总量的 27.4%、24.4%和 12.9%。在建及新批复产能进一步向西部地区集中，供需错配加剧。根据煤炭资源网数据，截至 2018 年底，内蒙古、山西、陕西三省的建设产能为 7.3 亿吨，占全国总量的 72.5%。分地区来看，内蒙古建设产能 2.7 亿吨，占全国建设年产能总量的 26.7%；山西建设产能为 2.8 亿吨，占全国总量的 28.3%；陕西建设产能为 1.8 亿吨，占全国总量的 17.6%。2019 年，在国家能源局及发改委新批复的产能中，内蒙古、山西和陕西分别获批 8970 万吨、山西 5080 万吨以及 3400 万吨，合计占全部批复产能的 84.3%；此外，甘肃（120 万吨）、河南（150 万吨）、青海（180 万吨）、宁夏（360 万吨）以及新疆（2440 万吨）有项目获批。煤炭供给集中于西部地区，而消费地主要集中于东部和南部，由于东部煤炭产能退出、中部煤炭适度发展，供需逆向分布矛盾加剧。北煤南运和西煤东调的运力需求进一步加大。

图 41：截至 2018 年底，全国分省份煤炭产能占比 (%)



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 42：2019 年产能批复情况 (万吨)

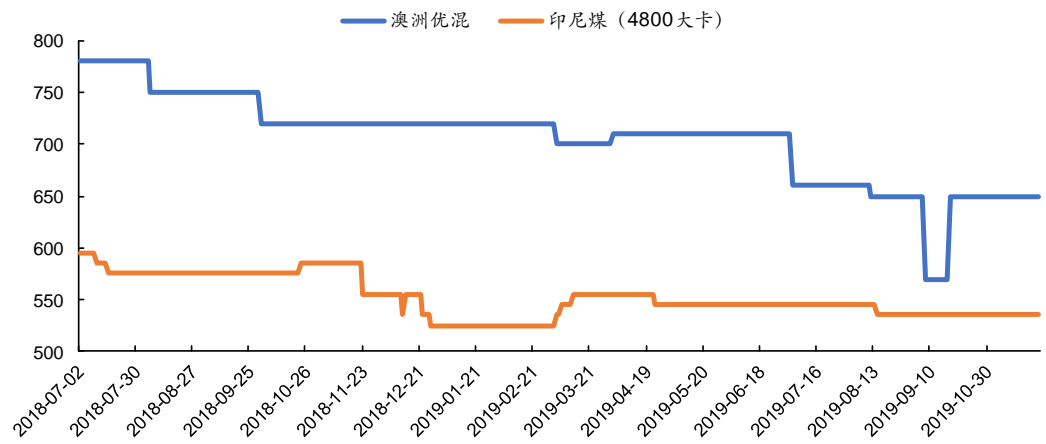


资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

铁路运力增量较可观，运力的紧张逐渐缓解。国内煤炭呈现“北煤南运、西煤东调”的运输格局，运力成为影响煤炭供需的关键因素。目前煤炭运输以铁路为主，铁路运输占比逐年提升。随着煤矿产业布局西移，煤炭调运对铁路运输需求进一步提升。2016 年 12 月，国家发改委联合国家能源局发布《煤炭工业发展“十三五”规划》，文件指出，煤炭铁路运输将以晋陕蒙煤炭外运为主，全国形成“九纵六横”的煤炭物流通道网络，其中铁路通道包含“七纵五横”。铁路部门采取多项有效措施，强化煤炭运输组织，增加煤炭铁路运量。为加快煤炭产运销体系协调，提增运量，作为浩吉铁路目前唯一开通的集运通道，靖神铁路确立了后期煤炭运量每日 10 列的目标，全力确保陕西煤炭外运和浩吉铁路煤炭运量。总体来看，随着浩吉铁路全面投运及原有线路运力提升，预计 2020 年我国铁路煤炭运量有望继续保持增长，全年铁路煤炭发运量达到 28 亿吨左右，届时铁路运输煤炭量将占全国煤炭产量的 75%。

进口煤限制政策主要用于平抑短期价格波动，对供需的影响减弱。“十三五”期间，动力煤进口政策的松紧经历多轮切换。当秦皇岛动力煤价快速下跌时，国家对进口煤开始收紧；而秦皇岛动力煤价大幅上涨时，国家对进口煤开始放松。进口煤政策主要用于平抑短期煤价的巨幅波动。由于采购进口煤较采购国产煤存在价格优势（一般在 30 元/吨左右，个别时段、个别地区会超过 60 元/吨），沿海电厂对进口煤的采购积极性较高，但受制于国内进口政策的约束。总体来看，近三年来我国煤炭进口煤量保持稳中增长的态势运行。主要因 2016 年起开始执行的供给侧改革，导致国内煤炭供给出现大幅下滑，供应有限而下游需求仍有增长，煤炭行业供需格局持续紧张，进口煤的补充作用更加突出。2019 年以来国内及进口煤炭产量整体呈现增加态势，供应相对充足，尤其是进口煤数量增长明显。预计 2020 年我国动力煤进口量仍将维持高位运行，全年进口动力煤 2.2 亿吨，同比增长 0.1 亿吨，增幅 4.8%。考虑到国产煤的增量远大于进口量的变动，进口政策对国内动力煤供需市场的影响在减弱。

图 43: 国际进口煤价 (元/吨)



资料来源: 煤炭市场网, 安信证券研究中心 (印尼煤价采用的是价格区间的中位数)

表 13: 2018 年动力煤供需基本平衡, 2019 年有望转为供略过于求

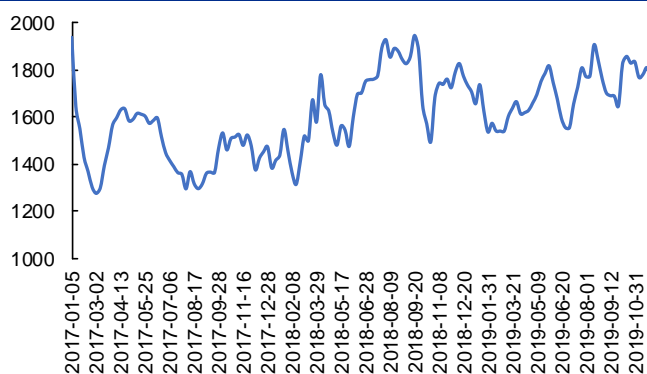
类型	2016A	2017A	2018A	2019E	2020E
国产量 (百万吨)	2823.79	2900.03	3030.53	3166.90	3309.41
净进口量 (百万吨)	188.81	210.86	214.21	225.19	225.19
总供给 (百万吨)	3012.60	3110.89	3244.74	3392.09	3534.60
总供给增速 (%)	-6.4%	3.3%	4.3%	4.5%	4.2%
火力发电量(百亿千瓦时)	439.52	468.09	500.86	507.87	528.19
火力发电量增速 (%)	4.4%	6.5%	7.0%	1.4%	4.0%
发电耗标煤 (百万吨)	1362.52	1437.05	1512.60	1518.54	1574.00
发电耗原煤 (百万吨)	1908.00	2053.00	2163.00	2125.95	2203.59
有色金属产量 (百万吨)	52.94	53.47	54.27	55.35	56.46
冶金耗煤 (百万吨)	158.00	135.86	123.73	119.74	119.61
水泥产量 (百万吨)	2402.00	2397.20	2469.12	2617.26	2669.61
建材行业耗煤 (百万吨)	514.03	508.21	518.51	539.16	539.26
化肥产量 (百万吨)	117.23	104.34	102.25	100.21	98.20
化工行业耗煤	129.66	116.86	117.38	117.84	118.23
煤化工用煤 (百万吨)	22.40	26.90	32.80	32.80	32.80
其他行业用煤 (百万吨)	438.86	373.03	335.73	335.73	335.73
总需求 (百万吨)	3170.95	3213.85	3291.16	3271.21	3349.23
需求增速 (%)	-2.7%	1.4%	2.4%	-0.6%	2.4%
供应缺口 (百万吨)	(159.00)	(102.97)	(46.42)	120.88	185.37

资料来源: 国家能源局, 中电联, 冶金规划院, 有色金属协会, 建材协会, 石油化工协会, 安信证券研究中心

3.3.2. 高库存提升电企议价权, 淡季提前旺季不旺或成常态

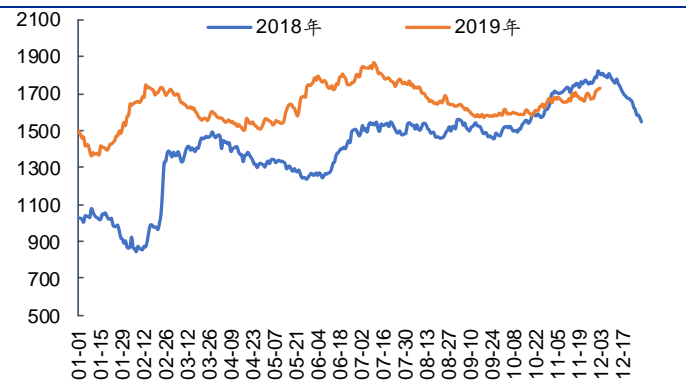
高库存+低日耗推动产地价格下行。在需求疲软、供给扩张、发改委稳煤价政策等多重因素影响下, 动力煤价格持续下行。根据煤炭市场网数据, 截至 2019 年 12 月 3 日, 沿海六大电厂库存为 1725.9 万吨, 较去年同期略低 4.5%, 库存仍处于较高水平; 六大电厂的日耗为 69.6 万吨, 对应可用天数为 25 天。此外, 港口的库存也处于历史高位。电厂的高库存和低日耗直接导致发电企业采购积极性不高, 港口贸易商的议价能力大幅削减。产地价格也开始松动, 根据煤炭市场网统计, “三西”地区的坑口价均出现不同程度的下降。坑口价形成趋势性下跌, 港口交易价格则会进一步下行。

图 44: 2017 年至今环渤海六港港口库存 (万吨)



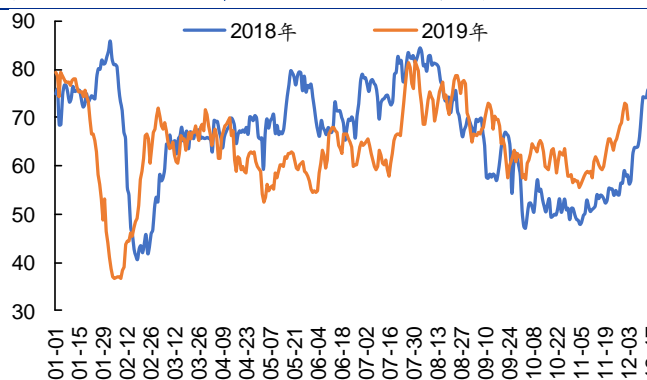
资料来源: 煤炭市场网, 安信证券研究中心

图 45: 2017-2018 年沿海六大电厂库存 (万吨)



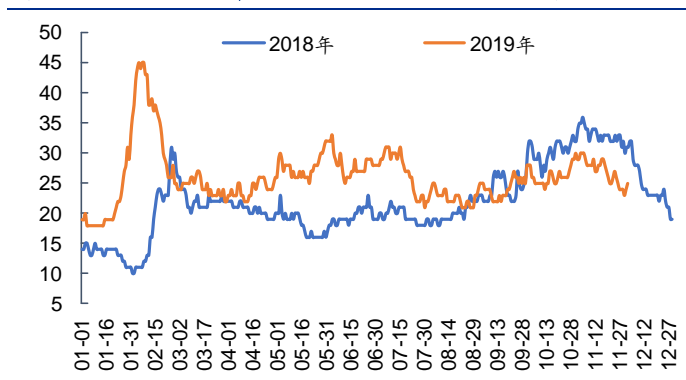
资料来源: 煤炭市场网, 安信证券研究中心

图 46: 2018-2019 年沿海 6 大电厂日耗 (万吨)



资料来源: 煤炭市场网, 安信证券研究中心

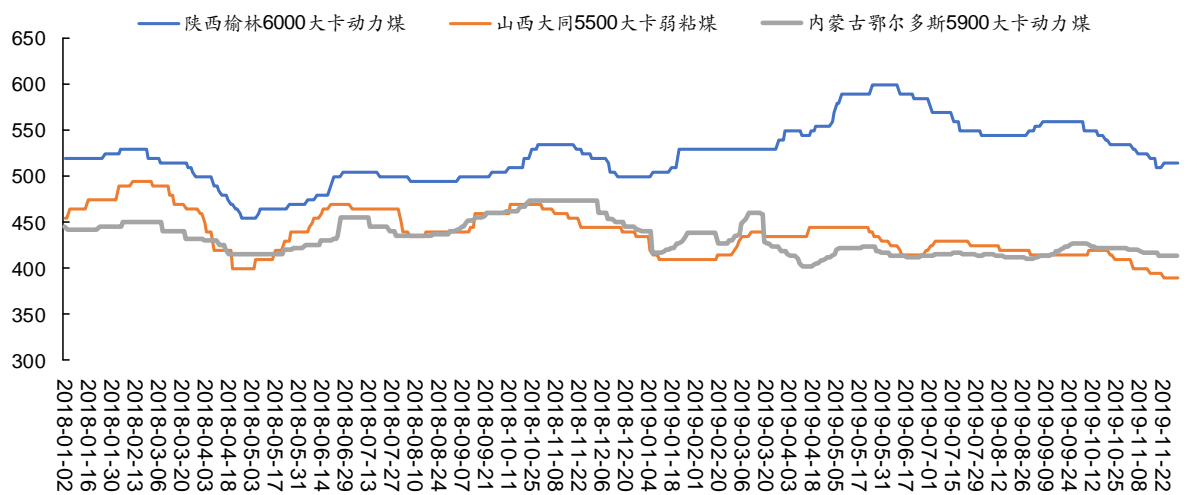
图 47: 2018-2019 年沿海六大电厂可用天数 (天)



资料来源: 煤炭市场网, 安信证券研究中心

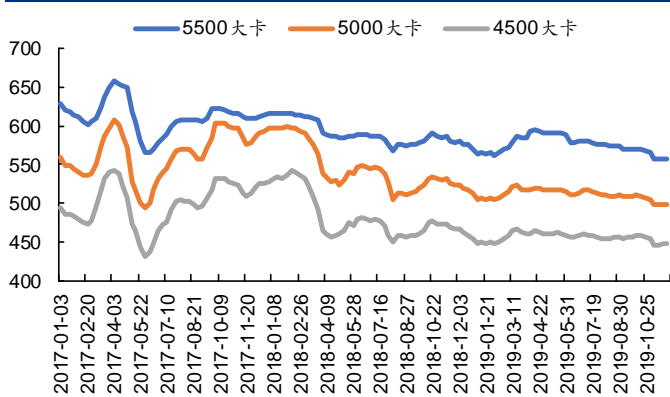
根据煤炭市场网数据, 2019 年 11 月 29 日, CCTD 秦皇岛 5500 大卡动力煤综合交易价格为动力煤价 557 元/吨, 较月初下降 8 元/吨; 2019 年 10 月, 中国电煤价格指数为 492.01 元/吨, 同比下降 6.0%。

图 48: 2017 至今“三西”地区动力煤坑口价 (元/吨)



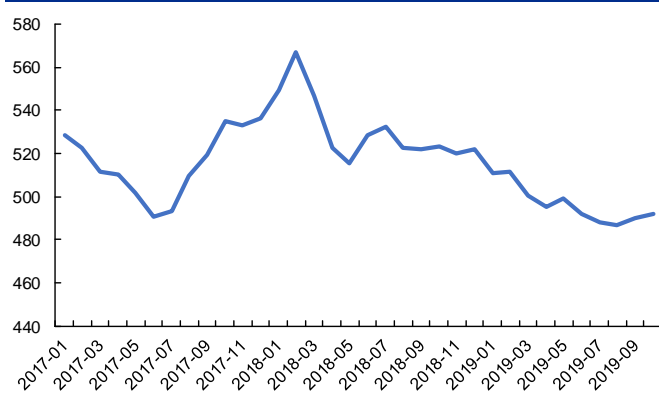
资料来源: 煤炭资源网, 煤炭市场网, 安信证券研究中心

图 49: CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价 (元/吨)



资料来源: 中电联、安信证券研究中心

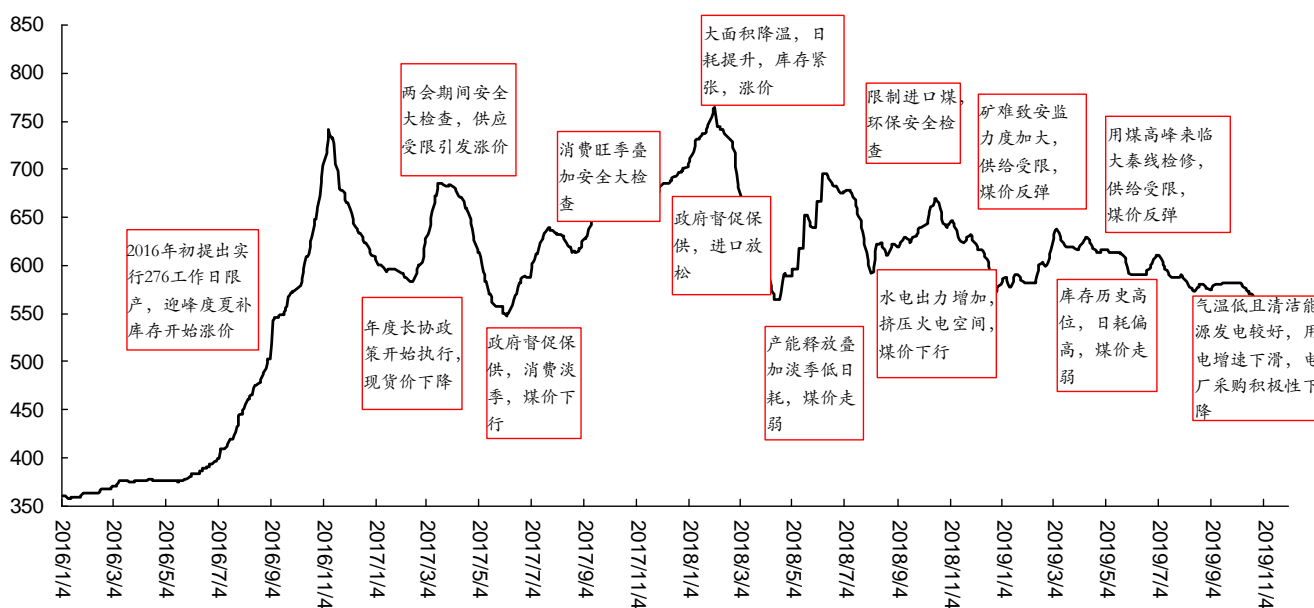
图 50: 2017 年至今全国电煤价格指数 (元/吨)



资料来源: 中电联、安信证券研究中心

迎峰度夏和迎峰度冬均迎来旺季不旺。回顾 2019 年, 在需求疲软、供给扩张、发改委稳煤价政策等多重因素影响下, 动力煤价格持续下降, 体现出旺季不旺特点。根据煤炭市场网数据, 截至 2019 年 11 月 29 日, 秦皇岛 5500 大卡动力煤成交价约为 550-555 元/吨, 较年初下降 35 元/吨; 截至 2019 年 11 月 29 日, CCI5500 动力煤价格为 556 元/吨, 较 19 年初下降 13 元/吨。尽管 2019 年初煤价因矿难等因素而短期上升, 但夏天延续“旺季不旺”的特点。综合来讲, 今年我国动力煤供需格局由偏紧转向宽松, 价格呈现先扬后抑态势, 中长期偏弱态势不变。展望后市, 煤炭供需格局持续向好, 且电厂和港口煤炭库存处历史高位, 宏观经济运行偏弱, 日耗持续低迷, 煤价下行大势所趋。

图 51: 2016-2019 年秦皇岛 5500 大卡动力煤价格走势复盘



资料来源: 煤炭市场网、安信证券研究中心

3.3.3. 近两年秦港 Q5500 现货价均有望降 10%

动力煤价格下降幅度区域分化, 多地降幅超过 10%。虽然年初以来全国煤价同比显著下降, 但是就各地区而言, 由于煤炭供需结构的差异, 各省区 1-10 月电煤价格指数的表现存在差异: 5 个省区平均电煤价格指数同比降幅超过 10%, 分别为海南 (-16.68%)、上海 (-12.52%)、福建 (-11.96%)、河南 (-11.50%) 和天津 (-10.23%); 4 个省区平均电煤价格指数同比上涨, 分别为蒙东 (9.87%)、黑龙江 (3.14%)、新疆 (2.46%) 和云南 (0.37%); 主要煤炭产地方面, 以蒙西、山西、陕西、宁夏为代表的煤炭产地电煤价格指数同比小幅下降, 降幅约为 3.3%与 6.3%之间。

表 14：2019 年 1-10 月各省区平均电煤价格指数下降幅度对比

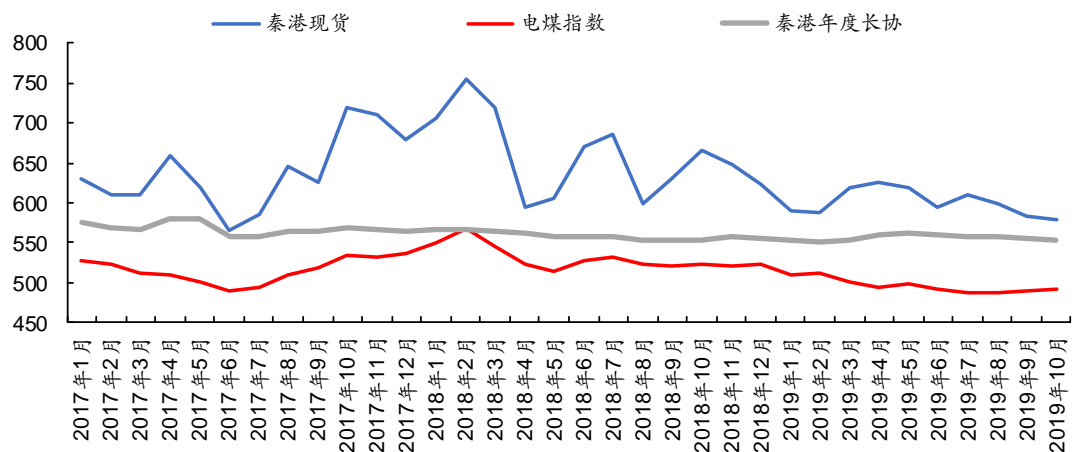
序号	地区	2019 年 1-10 月	2018 年 1-10 月	同比变动绝对值	变动幅度 (%)
1	海南省	500.0	600.0	-100.1	-16.7%
2	上海市	530.9	606.9	-76.0	-12.5%
3	福建省	544.1	617.9	-73.9	-12.0%
4	河南省	536.5	606.3	-69.7	-11.5%
5	天津市	494.8	551.2	-56.4	-10.2%
6	广东省	575.2	637.6	-62.4	-9.8%
7	江苏省	543.6	600.2	-56.5	-9.4%
8	湖北省	601.0	646.8	-45.8	-7.1%
9	江西省	657.6	705.7	-48.0	-6.8%
10	湖南省	637.8	683.9	-46.2	-6.7%

资料来源：煤炭市场网，安信证券研究中心

3.3.4. 签订长协成为煤企的救命稻草

政府持续力推中长期合同的签订，煤炭长协比例上升。2018 年 11 月，国家发改委印发《关于做好 2019 年煤炭中长期合同签订履行有关工作的通知》，鼓励煤企与电企早签、多签、签实中长期合同。根据《通知》，在合同期限方面，鼓励支持更多签订 2 年及以上量价齐全的中长期合同；在签订量方面，中长期合同签订量保持自由资源量（煤企）或采购量（电企）的 75% 以上，且不低于 2018 年水平。与 2018 年相关政策相比，本次政策明确了对 2019 年煤炭中长期合同价格的约束，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）。合同一经签订必须严格履行，全年履约率不低于 90%。

图 52：秦港 Q5500 现货、电煤指数 Q5500 及 CCTDQ5500 年度长协对比



资料来源：中电联，安信证券研究中心

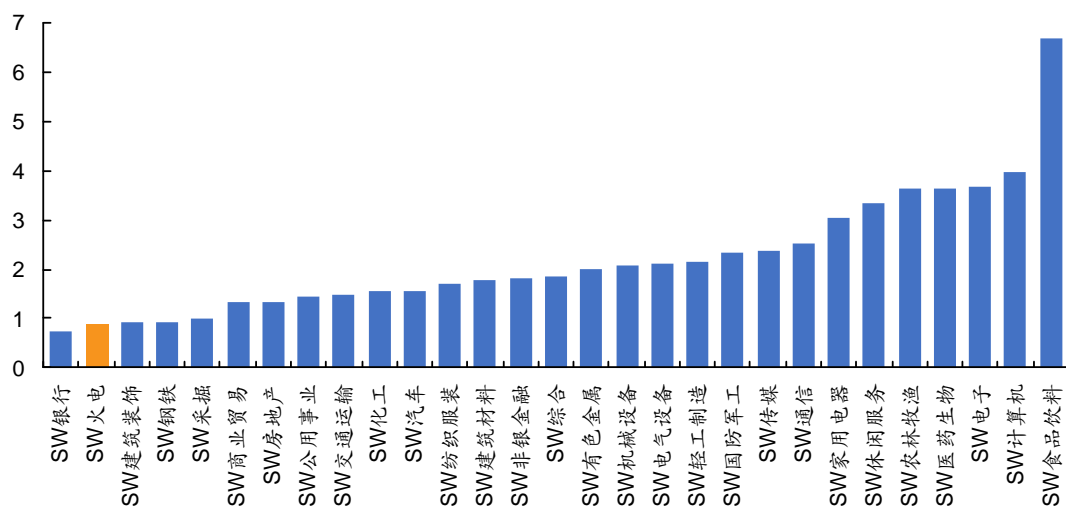
签订中长期合同符合煤企、电企和铁路共同的利益。中长期合同是指买卖双方约定期限在一年及以上的单笔数量在 20 万吨以上的厂矿企业签订的合同。中长期合同的签订和履行，符合煤企、电企和铁路三方共同的利益。第一，有利于煤炭企业与发电企业合理安排生产活动，实现平稳有序运行；第二，有利于稳定煤炭市场预期，减少市场波动；第三，有利于铁路公司提前优化运力配置，减少运输资源浪费，提高整体经济效益。2019 年年初以来，大型煤炭企业均主动参与煤炭中长期合同的签订，释放积极信号。

3.4. 投资策略：短期看业绩高弹性，长期看盈利稳定及高分红

3.4.1. 火电估值底部确认，防御价值凸显

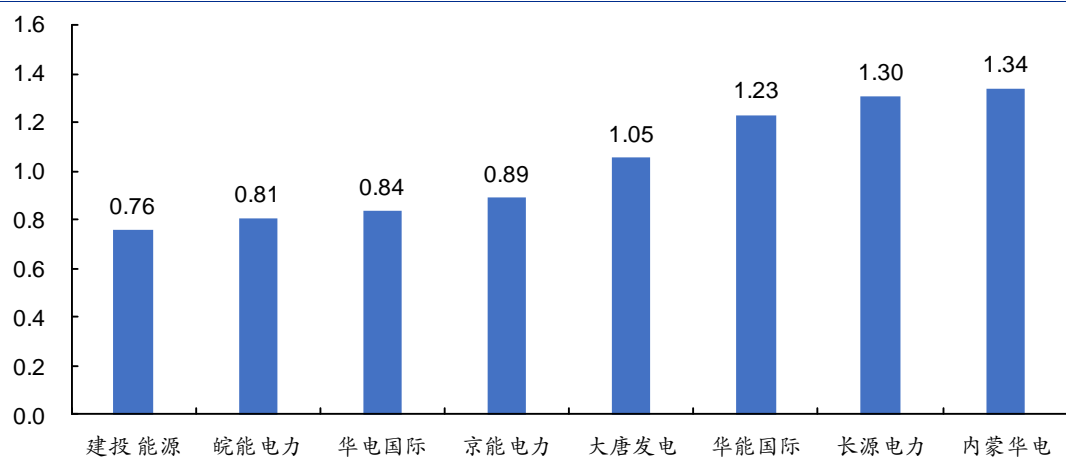
当前火电绝对 PB 和相对 PB 均处历史低位。煤价和电价两个逆周期因素成为决定火电行业盈利波动的核心因素。成本端，煤价本身是和经济周期同向波动的，火电成本中 70% 左右来自燃料成本，由此导致 2017—2018 年周期行业盈利改善的过程中，火电企业大面积亏损。收入端，采用“基准价+上下浮动”机制，政策规定明年电价不上浮。因此，火电板块的业绩主要取决于煤价走势。煤炭旺季不旺，预示着火电盈利状况处于改善通道，业绩向上空间大，向下风险较小。如果 2020 年的经济呈现稳中偏弱态势，火电成本可能会逐步下行。同时，火电现金流好，新的资本开支小，分红或可期待，进一步凸显其防御功能。可以预见，2020 年火电板块会是一个往下空间较小，往上弹性大的板块。目前火电公司的估值处于历史低位，考虑到公司盈利存在大幅回弹预期，估值修复预期强烈。

图 53：火电 PB 仅为 0.9，仅低于银行业



资料来源：国家能源局，安信证券研究中心

图 54：典型火电标的 PB 值对比

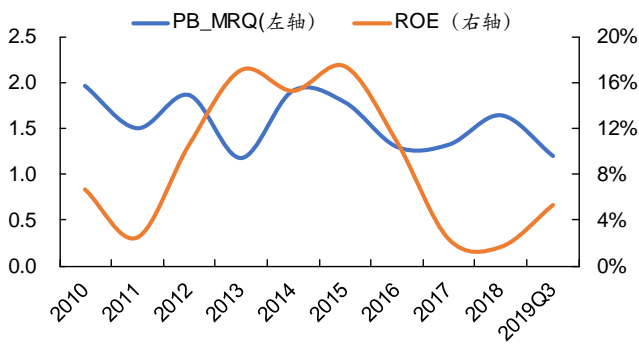


资料来源：国家能源局，安信证券研究中心

3.4.2. 重点关注煤价高弹性的纯火电标的

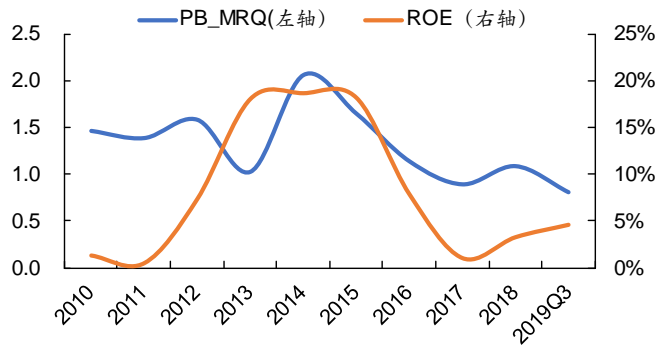
一旦煤价下行，纯火电标的的业绩弹性更为显著。2019 年初至今，火电龙头华能国际和华电国际涨幅有限，而二线火电（长源电力、建投能源、内蒙华电等）则由于供需格局好，业绩弹性大，表现较好。二线火电因为其流动性不足，盈利性受当地用电需求及其他电源出力水平影响，具备较大的不确定性，2019 年大部分二线火电的估值与火电龙头拉开一定差距。由于国内经济增长与用电量增速区域分化，电力装机增速区域分化，对于电力供需格局较好，煤炭供需形势大幅改善的区域，火电项目的盈利状况有望大幅超过行业平均水平。

图 55：2010 年至今华能国际 PB 和 ROE



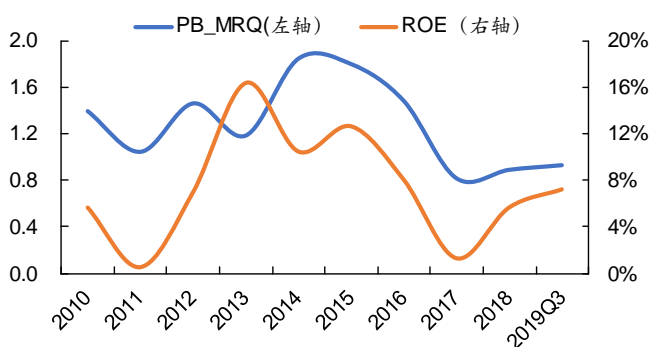
资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 56：2010 年至今华电国际 PB 和 ROE



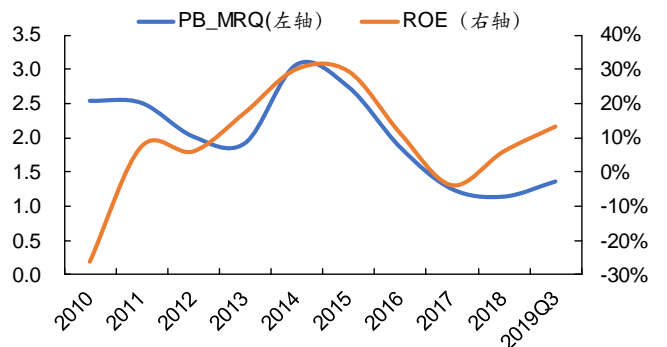
资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 57：2010 年至今皖能电力 PB 和 ROE



资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 58：2010 年至今长源电力 PB 和 ROE



资料来源：Wind，安信证券研究中心

3.4.3. 部分个股分红比例高，股息率值得期待

煤价下行带来的业绩改善叠加电力供给侧改革带来的新增装机稳中有降，火电企业的资产负债率有望得到持续修复。火电产能扩张放缓，资本性支出减少，折旧摊销增长速度放缓，利润端受益煤价下跌将显著上升，利润在现金流回报中的占比将提升，因此，我们认为火电企业未来可支配现金将显著增加，分红能力显著提升。而新能源面临竞价以及补贴放缓的不确定性，未来火电公司对新能源的投资放缓后，行业现金流改善空间仍将加大。同时，考虑到政府一直在严控火电新增装机，在建机组陆续投产后，火电企业的资本开支较小，后续分红或可期待，进一步凸显其防御功能。火电龙头华能国际做出了 2017-2019 年高分红承诺，其他火电个股也不排除在未来逐步提高分红比例的可能，火电个股的高股息率值得期待。假设按照 2016—2018 年分红比例的平均值及 WIND 盈利一致预期，主要火电个股的股息率如下表所示，大唐发电、华能国际、国电电力、浙能电力、华电国际等的股息率均高于 4%，具有较大的吸引力。

表 15：火电行业现金流回报率高（亿元，%）

公司简称	总市值	现金流平均回报	平均回报率	现金流平均回报	平均回报率	平均回报率
	20191129	2011-2015	2011-2015	2016-2018	2016-2018	2019Q1-Q3 年化
华能国际	658.8	327.6	49.7%	298.7	45.3%	57.6%
华电国际	302.2	192.4	63.7%	175.8	58.2%	65.7%
大唐发电	300.0	232.0	77.3%	193.0	64.3%	69.6%
建投能源	86.5	25.7	29.7%	22.3	25.8%	20.0%
长源电力	51.9	19.9	38.3%	7.5	14.4%	37.1%
皖能电力	106.1	23.4	22.1%	14.3	13.5%	24.5%
京能电力	205.1	33.5	16.3%	24.9	12.2%	21.5%
内蒙华电	150.4	36.4	24.2%	29.2	19.4%	27.0%

资料来源：WIND，安信证券研究中心

表 16：主要火电标的的分红及股息率情况

代码	公司	分红比例			当前市值 (亿元) (2019-12-03)	2018 年分红 (亿元)	2018 年股息 率 (%)	2019 年分红 (亿元)	2019 年股息率 (%)
		2016 年	2017 年	2018 年					
600011.SH	华能国际	50.0%	84.8%	109.1%	667.6	15.7	1.6%	48.5	7.26%
600642.SH	申能股份	40.7%	52.4%	49.9%	292.3	9.1	3.4%	10.5	3.59%
600023.SH	浙能电力	49.8%	53.3%	60.7%	527.7	24.5	4.6%	26.0	4.92%
600795.SH	国电电力	45.7%	70.7%	57.4%	453.9	7.9	1.7%	22.6	4.99%
601991.SH	大唐发电	-	97.3%	149.9%	301.2	18.5	4.1%	30.0	9.95%
600021.SH	上海电力	42.0%	51.9%	31.2%	193.7	8.6	4.5%	5.8	3.01%
600027.SH	华电国际	40.1%	41.3%	38.4%	307.9	6.5	1.7%	12.8	4.15%

资料来源：WIND，安信证券研究中心（注：2019 年盈利预测基于 WIND 一致预期，分红比例根据 2016-2018 年分红比例平均值）

3.4.4. 重点标的

重点关注龙头【华能国际】【华电国际】和二线【皖能电力】【京能电力】【长源电力】

华能国际：不改火电龙头本色，风电有望成为新增长点。2019 年前三季度，公司发电量负增长，但受益于煤价下行和电价改善，确保火电盈利大幅提升。公司投资收益较上年同期上升 9.95 亿元，主要由于公司对按权益法核算的深能股份、海南核电等联营及合营公司投资收益同比增加。未来期待公司火电盈利持续改善，风电有望成为新的利润增长点。截至 2019 年 9 月 30 日，公司可控装机 1.06 亿千瓦，权益装机 0.94 亿千瓦。火电机组中装机超过 50% 是 60 万千瓦及以上的大型机组，火电机组主要分布在沿海沿江地区和电力负荷中心区域，机组利用率高且动力煤运输便利。未来公司的火电机组有望充分发挥低价进口煤的优势，燃料成本可控。考虑到电厂和港口煤炭库存创历史新高，宏观经济运行稳中偏弱，存量火电机组的利用效率提升。预计后市煤价仍将进一步下行，公司火电占比高，具有煤价高弹性特点，有望受益于煤价下行。同时，公司积极开发盈利较好的陆上风电和海上风电项目。公司的陆上风电项目及海上风电项目均位于资源丰富地带，随着国网公司投建的特高压项目相继投产，有望解决公司风电消纳的后顾之忧。依托公司的低融资成本优势，将风电打造成公司新的利润增长点。此外，公司现金流好，在政府严控新增装机的背景下，后续资本开支较小，持续性分红有保障。公司承诺每年现金分红不少于可分配利润的 70% 且每股派息不低于 0.1 元，高分红高股息值得期待。

华电国际：成本端持续改善，静待后续业绩弹性体现。公司作为火电龙头之一，发电资产遍布全国 14 个省、市、自治区。根据公告，截至 2019 年 6 月底，公司控股装机 5354.3 万千瓦，同比增 8.6%。公司旗下火电机组分布较多的省份（山东、湖北、安徽等）电力供需格局较好，机组利用小时数高于全国水平，发电业务量价齐升。同时，公司装机结构持续优化，清洁能源发电占比逐渐提高。截至目前，公司燃煤机组占总装机的 76.4%，燃气装机 442.7 万千瓦，水电、风电、光伏等可再生能源装机 624.6 万千瓦，清洁能源占总装机的 23.6%，同比上升 2.8 个百分点。2019 年前三季度，新装机推动发电量提升，同时，市场电折价收窄、新投产的燃气机组上网电价较高及浙江燃机电价同比上调等因素也助推电价上升；成本端，在煤价下行背景下，公司燃料成本持续下降，公司管理费用也大幅下降，多重因素驱动业绩好转。随着优质产能供给不断增加，煤炭产量稳步提升，铁路运输保障能力不断增强，若进口煤限制力度不如预期且用电量需求增速低位，煤价下行大势所趋，公司燃煤机组约占控股装机 76.4%，净利润对煤价敏感度高，看好公司盈利的持续修复。此外，公司目前 PB 较低，考虑到火电盈利处于改善通道，PB 修复和 ROE 提升可期，有望展现较强的防御属性。

长源电力：直接受益于煤价下行和蒙华投运的纯火电标的。截至 2019 年 6 月底，公司控股装机为 370.5 万千瓦，其中火电 359 万千瓦，风电 9.35 万千瓦，生物质 2.16 万千瓦，火电占比高达 97%，具备煤价高弹性特点，且全部火电机组具备供热能力。由于湖北省煤炭资源贫乏，燃煤主要来自外省长距离运输，燃料成本居高不下。考虑到 2019 年全国煤炭供

需形势显著好转，浩吉铁路于 2019 年底顺利投产，直接缓解华中地区“采购成本高、运输成本高”的双重难题。公司地处华中用电负荷中心，长源一发处于用电负荷中心武汉，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，公司有望充分利用电厂的地理优势，积极争取计划电量。同时，湖北省重点电源工程项目投产较少，湖北省电力供需格局有望持续改善。在用电量高增长的背景下，存量火电机组有望获得较大的利用小时数提升。公司积极布局陆上风电业务，进一步打开成长空间。截至 2019 年 6 月底，公司已并网风电项目共有 9.35 万千瓦，2019 年上半年实现净利润 2090 万元。吉阳山项目（5 万千瓦）于 2018 年 6 月开工，首批机组有望于 2019 年下半年并网发电。中华山二期项目（4.95 万千瓦）已获省发改委核准，力争 2019 年底全部投产。在停建、缓建火电项目的背景下，积极开发盈利状况好的陆上风电项目，有望进一步改善公司经营业绩。

京能电力：燃料成本占优，新增机组盈利可期。根据公司公告，截至 2019 年 6 月底，公司控股装机达到 1424 万千瓦，同比提升 344 万千瓦（+32%），公司控股在建机组 454 万千瓦，占当期公司控股运营机组的 32%，预计 2019 年下半年内吕临发电（2*35 万千瓦）、京欣发电（2*35 万千瓦）、秦皇岛热电#1 机组，宜春热电（2*0.2 万千瓦）将陆续投产，预计京泰发电二期（2*66 万千瓦）项目于下半年开工建设。火电装机在建规模占比达，保持高速增长在火电板块中相对稀缺，公司未来装机容量增长仍有较大空间，新机组的投产将不断为公司成为公司利润的增长点，其余机组的陆续投产为公司在 2019 年下半年和 2020 年营收保持高增长奠定基础。成本端，煤炭供应端的持续改善，且电厂和港口动力煤库存处历史高位，宏观经济运行偏弱，煤价下行大势所趋。同时，公司主要电力资产处于内蒙古、山西、宁夏、河北等大型煤电基地及附近，以坑口电站为主，形成区域布局优势，煤价具备成本优势。此外，公司积极开展劣质煤掺烧，不断增加长协煤合同比重，扩大市场煤供应商来源，实行错峰采购等一些列措施有助于降低燃料成本，看好公司成本盈利的持续降低。

皖能电力：新机组投运叠加利用小时数提升，静待业绩增长。公司作为安徽省最大的发电集团，截至 2019 年 6 月底，公司控股装机 953 万千瓦，其中在运 821 万千瓦，在建装机 132 万千瓦。公司机组全是煤电机组，具备煤价高弹性特点。2018 年安徽省全社会用电量同比增长超过 7%，高于全国平均水平（4.4%）。同时，安徽省内严控新增火电装机，存量机组的利用效率有望进一步提高。在未来电力市场化改革的大趋势下，在东部沿海省份控煤的大背景下，皖能电力有望依托现存的“皖电东送”通道，充分利用安徽的资源优势和燃料成本优势，积极参与市场化交易，获取更多的市场化电量，将部分电量送往江苏、浙江、上海等地区。此外，公司作为皖能集团在国内开展资本运作的重要平台，得到集团的大力支持。集团曾承诺，在未来几年内，通过合理方式将皖能集团持有的火电业务类资产逐步注入公司。皖能集团近年来已陆续将淮南洛能、神皖能源旗下的发电机组等多项发电资产注入皖能电力，集团旗下尚未注入上市公司的发电资产（权益装机 139 万千瓦），若未来成功注入，将进一步增厚公司经营业绩。长期看好煤价逐步回归绿色合理区间，火电盈利状况有望好转。

3.5. 盈利预测

表 17：主要火电标的盈利预测

代码	公司	营业收入（亿元）			净利润（亿元）			P/E		
		2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E
600011.SH	华能国际	1732.1	1790.0	1832.6	59.7	77.3	92.4	16.0	12.3	10.3
600027.SH	华电国际	932.2	968.3	998.6	32.0	42.1	48.8	11.6	8.9	7.6
000600.SZ	建投能源	146.1	154.2	157.5	7.5	10.6	12.2	11.5	8.1	7.0
000543.SZ	皖能电力	153.7	156.3	159.0	9.1	12.6	14.0	11.6	8.4	7.5
000578.SZ	京能电力	127.0	170.0	195.0	16.0	22.0	25.0	22.2	13.0	9.0
600863.SH	内蒙华电	150.4	159.6	163.3	13.5	15.9	17.6	11.5	9.8	8.8
000966.SZ	长源电力	71.3	71.0	72.4	5.3	7.2	8.3	9.7	7.2	6.2

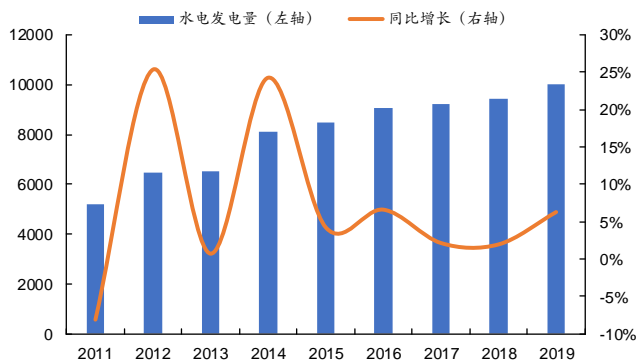
资料来源：WIND，安信证券研究中心（盈利预测来自 WIND 一致预期）

4. 水电：永久水资源使用权的天然护城河，尽显稳健本色

4.1. 1-10 月来水总体偏丰，助推水电业绩稳健增长

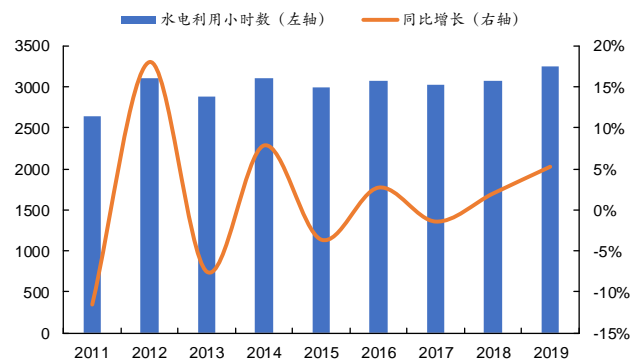
根据中电联数据，2019 年 1-10 月，受益于汛期来水改善及部分机组投产，全国水电发电量 10013 亿千瓦时，同比增长 6.3%；平均利用小时 3244 小时，同比增加 161 小时。受益于雅砻江水电、澜沧江水电等公司的良好表现，2019 年前三季度，水电板块实现扣非归母净利润 290.9 亿元，同比增长 3.15%，增速同比去年提高 2.7 个百分点；2019 年前三季度，营业总收入 986.04 亿元，同比增长 5.25%，增速较 2018 年同期下降 4.6 个百分点；营业成本 495.72 亿元，同比增长 6.14%，增速较 2018 年前三季度降低 5.24 个百分点。

图 59：1-10 月水电累计发电量及增速（亿千瓦时，%）



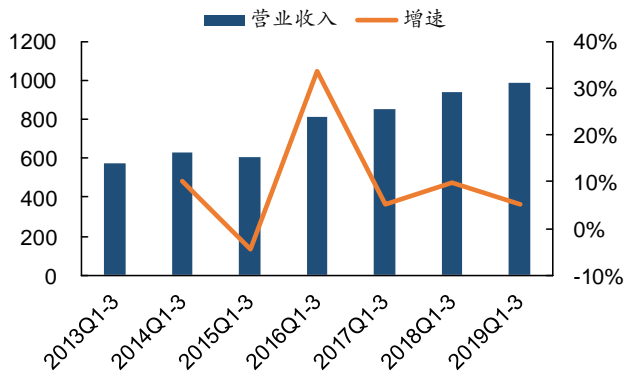
资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 60：1-10 月水电利用小时数及增速（小时，%）



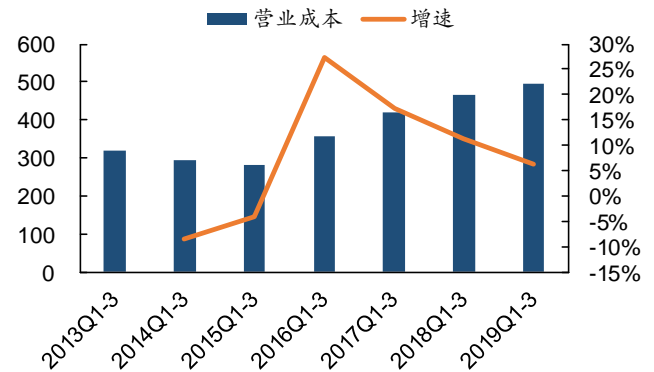
资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 61：2013-2019Q1-3 水电板块营业收入（亿元，%）



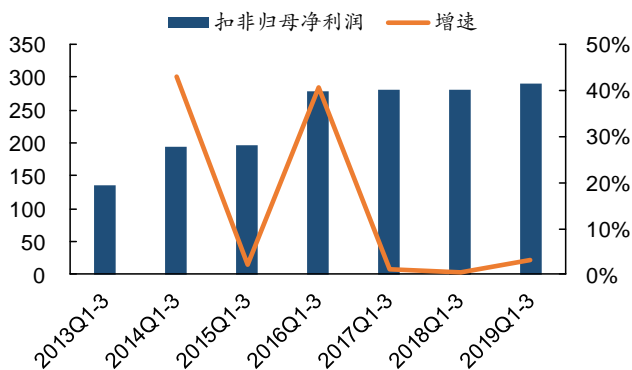
资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 62：2013-2019Q1-3 水电板块营业成本（亿元，%）



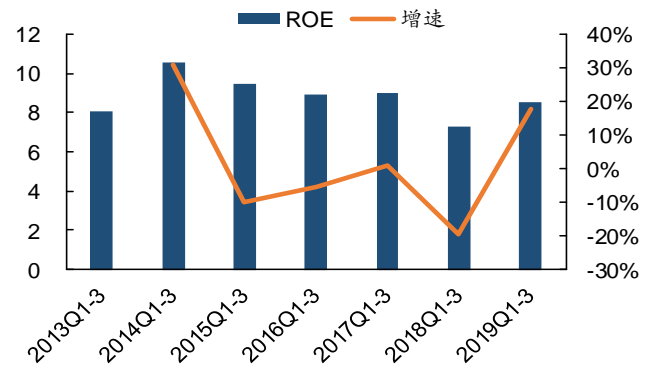
资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 63：2013-2019Q1-3 水电板块扣非归母净利润



资料来源：Wind，安信证券研究中心

图 64：2013-2019Q1-3 水电板块 ROE（%，%）

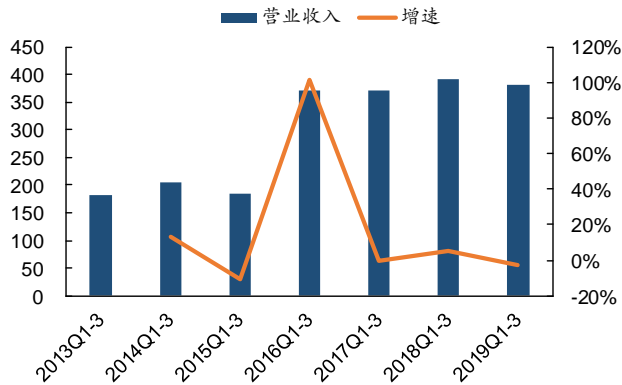


资料来源：Wind，安信证券研究中心

个股方面，2019 年前三季度营业收入排名前三的企业分别是长江电力、国投电力、湖北能源，营业收入为 380.84 亿元(-2.51%)、322.46 亿元(6.47%)和 120.68 亿元(33.21%)。扣非归母净利润排名前三的企业分别是长江电力、国投电力、川投能源，扣非归母净利润及同比增速分别是 171.89 亿元 (-0.29%)、42.49 亿元 (19.15%)、26.27 亿元 (-4.87%)。

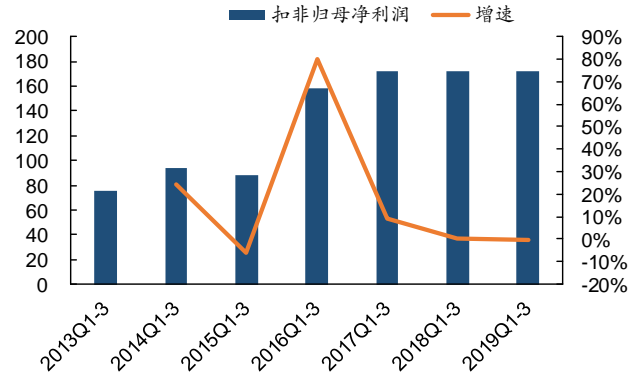
2019 年前三季度，长江电力的营业收入为 380.84 亿元，同比减少 2.51%，扣非归母净利润为 171.89 亿元，同比下降 0.29%。ROE 为 12.20%，较去年同期降低了 0.71 个百分点；ROA 为 8.69%，与去年同期基本持平，增加 0.07 个百分点。

图 65: 2013-2019Q1-3 长江电力营业收入 (亿元, %)



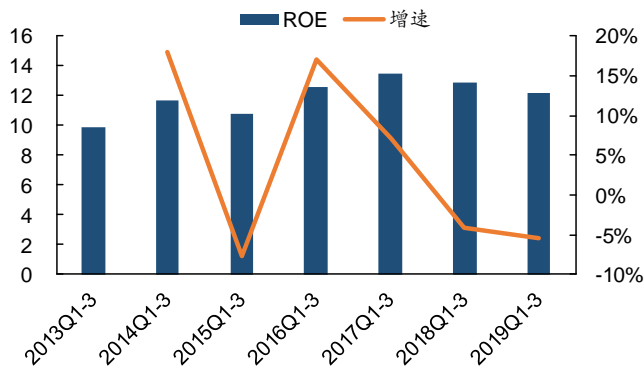
资料来源: Wind, 安信证券研究中心

图 66: 2013-2019Q1-3 长江电力扣非归母净利润 (亿元, %)



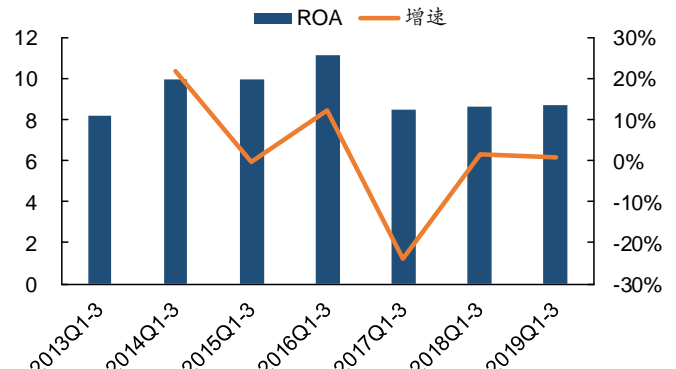
资料来源: Wind, 安信证券研究中心

图 67: 2013-2019Q1-3 长江电力 ROE (%)



资料来源: Wind, 安信证券研究中心

图 68: 2013-2019Q1-3 长江电力 ROA (%)



资料来源: Wind, 安信证券研究中心

4.2. 清洁属性+低成本在市场化交易中占得先机

清洁低碳电力是大势所趋，加快利用水能是有效增加清洁能源供应、优化能源结构、保障能源安全、应对气候变化、实现可持续性发展的重要措施。加大水电开发与利用，稳步推进电能替代，将构建出环保效果更为突出的新型电力供应体系。

表 18: 截至目前国内已投产的前 20 大水电站 (不含抽水蓄能电站)

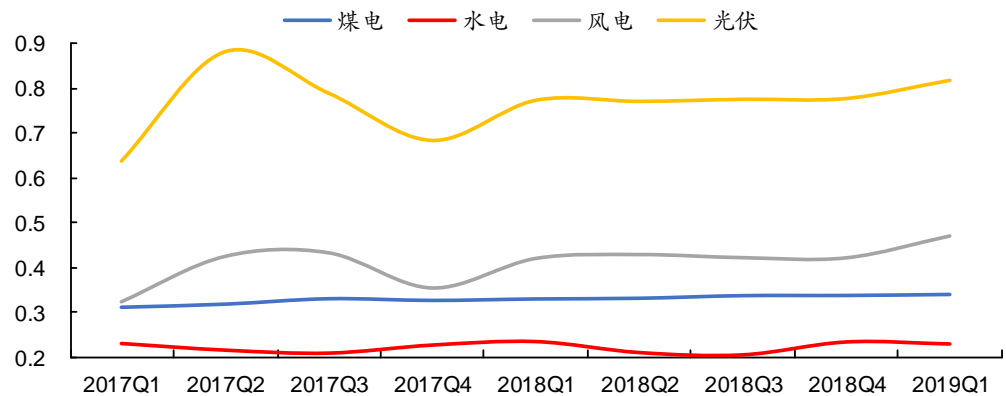
序号	电站名称	河流	地点	投产年份	总装机 (万千瓦)	静态总投资 (亿元)	机组数 (台)	年发电量 (亿度)	坝高 (米)	总库容 (亿方)
1	三峡	长江	湖北宜昌	2003-2009	2250	954.6	34	828	181	393.0
2	溪洛渡	金沙江	云南永善-四川雷波	2013-2014	1386	792	18	112	286	126.7
3	向家坝	金沙江	云南水富-四川宜宾	2012-2014	775	542	11	184	162	51.6
4	龙滩	红水河	广西天峨	2007-2009	630	243	9	187	217	162.1
5	糯扎渡	澜沧江	云南普洱-澜沧	2012-2014	585	450	9	239	262	237.0
6	锦屏二级	雅砻江	四川木里-西昌	2012-2015	480	249.8	8	242	34	0.1
7	拉西瓦	黄河	青海贵德	2008-2010	420	150	6	102	250	10.8

8	小湾	澜沧江	云南凤庆—南涧	2009—2010	420	223.3	6	190	295	150.4
9	瀑布沟	大渡河	四川汉源—甘洛	2009—2010	360		6	148	186	53.9
10	锦屏一级	雅砻江	四川木里—盐源	2013—2015	360	232.3	6	166	305	77.6
11	二滩	雅砻江	四川盐边—米易	1998—1999	330	103	6	170	240	58.0
12	构皮滩	乌江	贵州余庆	2009	300		5	97	233	55.6
13	观音岩	金沙江	攀枝花—云南华坪	2014—	300		5	122	159	22.5
14	葛洲坝	长江	湖北宜昌	1981—1988	277.7		21	157	47	15.8
15	金安桥	金沙江	云南丽江—永胜	2009—2011	240		4	114	160	9.1
16	官地	雅砻江	四川西昌—盐源	2012—2013	240	129.9	4	118	168	7.6
17	梨园	金沙江	云南玉龙—香格里拉	2014—	240	141.6	4	107	155	7.3
18	鲁地拉	金沙江	云南永胜—宾川	2013—2014	216	219	6	100	140	17.2
19	李家峡	黄河	青海尖扎—化隆	1997—2000	200		5	59	155	16.5
20	阿海	金沙江	云南玉龙—宁蒗	2012—2014	200		5	90	138	8.8

资料来源：中国知网，安信证券研究中心

其他清洁能源优势显著，在提高市场化比例的大背景下有望受益。运营期间的水电站主要成本来自于折旧费用、财政规费，大型水电站在 20-30 年的折旧期完成后，将进入几乎完全盈利的模式，保持稳健增长的现金流。从电价来看，根据中电联数据，2019Q1，煤电、风电以及光伏的市场交易平均电价分别为 0.3406 元/千瓦时、0.4697 元/千瓦时、0.8178 元/千瓦时，而水电 2019 年第一季度的市场交易平均电价为 0.2289 元/千瓦时。上网电价的高低也从侧面体现了水电的低成本优势。此外，水电与火电虽成本相差不大，但火电受煤价波动影响明显，行情略不稳定且呈现出周期性。在历史的周期博弈中，煤价变动幅度相对显著，火电业绩则呈现出煤价的“逆周期”趋势。相较之下，水电低成本则基本处于稳定状态。

图 69：市场交易平均电价对比（元/千瓦时）



资料来源：中电联，安信证券研究中心

表 19：2019H1 水电板块个股经营情况对比

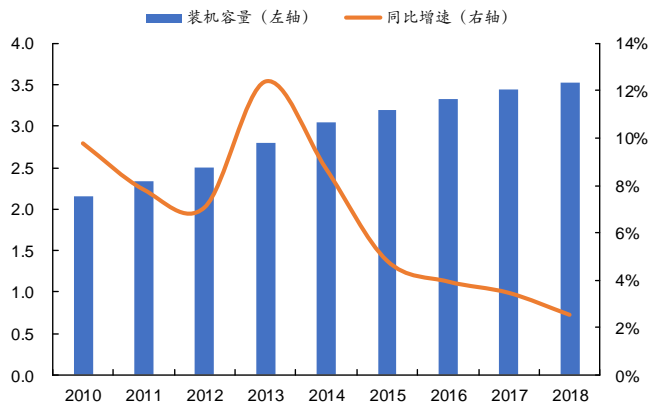
	川投能源	长江电力	华能水电	国投电力	桂冠电力	湖北能源	黔源电力	韶能股份
营业收入（亿元）	3.2	203.6	105.9	196.1	47.2	76.8	8.4	21.9
营业毛利（亿元）	1.7	116.1	62.1	77.7	24.5	18.4	4.5	7.1
营业毛利率	52.2%	57.0%	58.6%	39.6%	51.9%	24.0%	53.4%	32.5%
营业利润（亿元）	11.8	103.8	36.7	48.2	16.9	16.1	1.7	4.8
营业利润率	370.7%	51.0%	34.6%	24.6%	35.8%	21.0%	19.7%	21.9%
水电装机（万千瓦）	77.2	4549.5	2270.1	1676.0	1022.8	415.0	323.1	68.0
水力发电量（亿千瓦时）	9.5	853.9	538.9	371.8	177.6	42.0	31.3	20.0
平均利用小时数	1234.5	1876.9	2373.7	2218.4	1736.5	1011.6	969.5	2940.0
市值/权益装机量	0.46	0.87	0.35	-	0.42	-	0.25	-

资料来源：公司公告，安信证券研究中心（利用小时数通过计算得到，华能水电的发电量数据包含 23.5 万千瓦的新能源发电）

4.3. 装机增速放缓，在建装机集中在金沙江、雅砻江流域

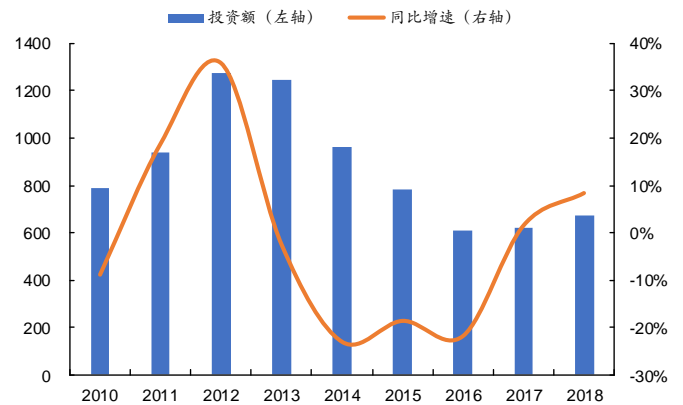
水电行业发展较为充分，行业装机增速放缓。我国水力资源总量居世界首位，理论蕴藏量和技术可开发分别占全球总量的 15%、17%。根据《水电发展“十三五”规划》，科学有序开发大型水电，严格控制中小水电，加快建设抽水蓄能电站。我国有序推进流域大型水电基地建设，加快建设龙头水电站，控制中小水电开发。根据中电联数据，截至 2018 年底，我国水电装机容量 3.5 亿千瓦，占技术可开发量的 65%。由于水电开发程度已经较高，近年来水电装机容量增速放缓，水电装机容量增速已从 2013 年的 12.4% 连年下滑至 2.5%。

图 70：历年水电装机规模及同比增速（亿千瓦，%）



资料来源：中电联，安信证券研究中心

图 71：历年水电投资规模及同比增速（亿元，%）



资料来源：中电联，安信证券研究中心

在建装机集中在金沙江、雅砻江流域，后续资源开发难度逐渐增大。根据中国十三大水电基地发展规划，大型流域水电站主要分布在金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、长江上游、南盘江红水河、湘西、澜沧江干流、黄河上游、黄河北干流、闽浙赣、东北、怒江十三大水电基地。截至目前，十三大水电基地的开发进程已过半，合计规划装机 2.8 亿千瓦，已完成 1.6 亿千瓦，在建及筹建的（200 万千瓦以上）大型水电站仅 10 座，集中于十三大水电基地中的金沙江、雅砻江流域。未来三年内预计仅有 3 座（200 万千瓦以上）大型水电站投产，合计装机 2920 万千瓦，其中两座超 1000 万千瓦的水电站均来自金沙江流域。另外，国内尚未开发的水电多集中在开发条件较差、难度较高的上游，比如金沙江、雅砻江和大渡河等。水电开发的难度进一步增也将是水电装机容量难以大幅增长的主要原因之一。

表 20：主要水电标的的在建项目汇总

项目	流域	总装机 (万千瓦)	投资额 (亿元)	开工时间	计划投产时间	受益标的
白鹤滩	金沙江	1600	1779	2017.08	2021-2022	长江电力
乌东德	金沙江	1020	1000	2015.12	2020-2021	长江电力
杨房沟	雅砻江	150	170	2015.07	2021-2022	国投电力、川投能源
两河口	雅砻江	300	664	2014.10	2021-2022	国投电力、川投能源
叶巴滩	金沙江	224	258	2016.11	2025	华电集团
巴塘	金沙江	75	103	2018.09	2022	华电集团
金沙	金沙江	56	74	2011.12	2020-2021	川能集团
硬梁包	大渡河	112	161	2016.08		华能泸定水电
白马	乌江	53	102			大唐集团
银江	金沙江	39	41.2	2019.7	2025	川投能源
扎拉	玉曲河	103	68	2017	2020	
双江口	大渡河	200	200	2015.07	2024	
玛尔挡	黄河	150	217	2016.07	2022-2023	

资料来源：WIND，安信证券研究中心

水库投产提升联合调度，有望助推水电量价齐升。在建水电站中，两河口、双江口均控制性水库电站工程，对整个梯级电站的开发影响巨大。随着水库及中上游各级电站的相继投产，各级电站下游电站调节库容和联合调度能力显著提升，减少梯级各库弃水，提高平均运行水头，有效平滑丰枯水期来水波动，降低丰枯电量比值。同时，部分省份丰枯季电价差异较大，联合调度有助于提升综合电价。以雅砻江流域的两河口水库为例，两河口水库正常蓄水位 2865 米，总库容 107.7 亿方，调节库容 65.6 亿方，具有多年调节能力。两河口作为雅砻江干流中下游的控制性水库，其下游电站的开发建设可使两河口水电站的梯级补偿效益得到充分体现。根据公告，两河口建成后多年平均年发电量 110 亿千瓦时，可增加雅砻江两河口以下梯级电站年发电量 102 亿千瓦时，增加金沙江及长江三峡、葛洲坝电站年发电量 67 亿千瓦时，还可使电力系统水电群弃水电量减少 48 亿千瓦时，考虑梯级补偿效益后年均发电效益达 327 亿千瓦时。两河口建成后（预计 2023 年全部投产），可增加雅砻江两河口以下梯级电站平枯期电量 217 亿千瓦时。

表 21：两河口水电站对雅砻江中下游补偿效益估算

受影响的水电站	装机容量 (万千瓦)	设计年发电量 (亿千瓦时)	两河口补偿收益 (亿千瓦时)
杨房沟水电站	150	59.5	8.9
卡拉水电站	102	45	6.3
孟底沟水电站	240	99.43	14.8
楞古水电站	259.5	117.8	14.4
牙根水电站	135	56.5	8.3
锦屏一级水电站	360	166.2	17.8
锦屏二级水电站	480	237.6	4.7
官地水电站	240	110.3	7.4
二滩水电站	330	170	20.3
合计	2296.5	1062.33	102.9

资料来源：WIND，安信安信证券研究中心

4.4. 特高压利用率提升，解决水电消纳和局部缺电问题

外送通道建设是解决我国电力供需逆向分布问题的重要途径。随着水电外送通道能力的提升，西南弃水问题有望逐步缓解。《关于促进西南地区水电消纳的通知》明确：国网和南网要尽快建成“十三五”规划的滇西北至广东±800 千伏直流输电工程，开工四川水电外送江西特高压直流输电工程、乌东德电站送电广东广西输电工程，结合在建梯级建设投产时序，积极协调推进白鹤滩水电站和金沙江上游水电外送通道建设工作，争取“十三五”期间新增四川送电能力 2000 万千瓦以上、新增云南送电能力 1300 万千瓦以上，确保水电送出通道需求。近年来，我国新投产特高压落点主要在山东、京津冀及华东省份。受送出端电源机组建设进度影响，2017 年以来投产的特高压多数未实现满负荷运行，随配套电源陆续投产，跨区送电规模将持续扩大。

表 22：特高压建设情况

电力省份	线路	主要消纳地	属性	状态	投运时间
	锡盟-山东	山东、河北、江苏	±1000 千伏交流	在运	2016 年 7 月
	蒙西-天津南	京津冀	±1000 千伏交流	在运	2016 年 11 月
	锡盟-胜利	京津冀鲁	±1000 千伏交流	在运	2017 年 7 月
内蒙古	上海庙-山东	山东	±800 千伏直流	在运	2019 年 1 月
	锡盟-泰州	江苏、上海	±800 千伏直流	在运	2017 年 9 月
	扎鲁特-青州	山东	±800 千伏直流	在运	2017 年 9 月
	蒙西-晋中	山西	±800 千伏直流	在建	预计 2019 年底
四川	向家坝—上海	上海	±800 千伏直流	在运	2010 年 7 月

	锦屏—苏南	江苏、浙江、上海	±800 千伏直流	在运	2012 年 12 月
	宜宾—金华	浙江	±800 千伏直流	在运	2014 年 6 月
	乌东德—广东、广西	广东、广西	±800 千伏直流	在建	预计 2020 年底
	雅中—江西	江西、湖南、湖北	±800 千伏直流	在建	预计 2021 年底
	白鹤滩—江苏	江苏	±800 千伏直流	尚未核准	
	白鹤滩—浙江	浙江	±800 千伏直流	尚未核准	
	哈密南-郑州	河南	±800 千伏直流	在运	2014 年 1 月
	准东-皖南	江苏、浙江、上海	±1100 千伏直流	在运	2019 年 9 月
新疆	昌吉-古泉	江苏、浙江、上海	±1100 千伏直流	在运	2019 年 9 月
	准东-四川	四川、湖北	±1100 千伏直流	规划中	
	哈密北-重庆	重庆	±800 千伏直流	规划中	
	云南-广东	广东	±800 千伏直流	在运	2010 年 6 月
	糯扎渡-广东	广东	±800 千伏直流	在运	2013 年 9 月
云南	溪洛渡-浙江	浙江	±500 千伏直流	在运	2014 年 7 月
	滇西北-广东	广东	±800 千伏直流	在运	2018 年 5 月
	云贵互联互通通道工程	云南、贵州	±500 千伏直流	在建	预计 2020 年 6 月
	淮南-浙北-上海	浙江、上海	±1100 千伏交流	在运	2013 年 9 月
安徽	淮南-南京-上海	江苏、上海	±1000 千伏交流	在运	2016 年 12 月
	酒泉-湖南	湖南	±800 千伏直流	在运	2017 年 6 月
甘肃	陇东-山东	山东	±800 千伏直流	规划中	
	山东-河北环网	山东	±1000 千伏交流	在建	预计 2019 年底
河北	张北-雄安	雄安新区	±1000 千伏交流	在建	预计 2020 年
	晋东南-南阳-荆门	湖北	±1100 千伏交流	在运	2009 年 1 月
山西	晋北-江苏	江苏、上海	±800 千伏直流	在运	2017 年 6 月
	榆横-潍坊	山东	±1000 千伏交流	在运	2017 年 8 月
陕西	陕北至湖北	湖北	±800 千伏直流	在建	预计 2020-2021 年
河南	南阳-荆门-长沙	湖南、湖北	±1000 千伏交流	尚未核准	
宁夏	灵州-绍兴	浙江	±800 千伏直流	在运	2016 年 11 月
青海	青海至河南	河南	±800 千伏直流	在建	预计 2020 年
浙江	浙北-福州	福建	±1000 千伏交流	在运	2014 年 12 月

资料来源：国家能源局，各地区发改委，北极星电力网，安信证券研究中心整理

特高压核准速度低于要求，剩余特高压核准有望提速。国家能源局于 2018 年 9 月印发《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》，标志着特高压将迎来新一轮建设高峰。根据通知，加快推进青海至河南特高压直流、白鹤滩至江苏、白鹤滩至浙江特高压直流等 9 项重点输变电工程建设，合计输电能力 5700 万千瓦，包括 12 条特高压工程将于 2019 年底之前给予审核。目前，青海-河南、陕北-湖北、雅中-江西特高压直流工程和张北-雄安、驻马店-南阳特高压交流工程，以及云贵互联工程相继获得国家发改委、河北省发改委、河南省发改委等政府部门核准。距离 2019 年底还有一个月左右的时间，白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江特高压直流和南阳-荆门-长沙特高压交流工程、闽粤联网工程及部分配套工程还未按《通知》要求核准。2019 年 10 月，国家能源委员会会议要求，加快输煤输电大通道建设，发展水电、风电、光电等可再生能源，提高清洁能源消纳水平，聚焦短板，推进能源重大工程建设，意味着剩余输变电重点工程核准有望提速。目前，闽粤联网工程已完成可研等工作，具备核准条件。此外，南阳-荆门-长沙特高压交流工程、白鹤滩-江苏特高压直流工程有望在年内获核准。雅中、白鹤滩外送电工程建设将直接利好参控股雅砻江水电的川投能源，以及开发建设白鹤滩水电站的三峡集团（长江电力母公司）。

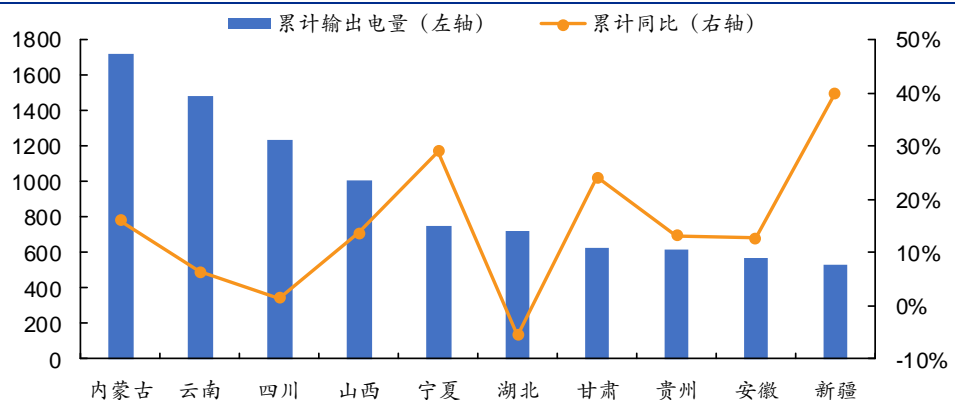
表 23: 关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知

项目名称	建设方案	输电能力 (万千瓦)	核准开工时间	进度
青海至河南特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏特高压直流工程, 落点河南驻马店; 配套建设驻马店-南阳、驻马店-武汉特高压交流工程	800	2018 年第四季度	2018 年 10 月核准, 2018 年 11 月开工
陕北至湖北特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏特高压直流工程, 落点湖北武汉; 配套荆门-武汉特高压交流工程	800	2018 年第四季度	2019 年 1 月核准, 2019 年 4 月开工
张北-雄安特高压交流工程	建设张北-雄安 1000 千伏双回特高压交流线路	600	2018 年第四季度	2018 年 11 月核准, 2019 年 4 月开工
雅中至江西特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏直流工程, 川电外送的第四条通道, 起点四川, 途经云南、贵州、湖南 3 省, 落点江西省南昌市	800	2018 年第四季度	2019 年 8 月核准, 2019 年 9 月开工
白鹤滩至江苏特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏直流工程, 落点江苏苏锡地区	800	2019 年	
白鹤滩至浙江特高压直流工程	建设 1 条±800 千伏直流工程, 落点浙江	800	2019 年	
南阳-荆门-长沙特高压交流工程	建设南阳-荆门-长沙 1000 千伏双回特高压交流线路	600	2019 年	
云贵互联通道工程	建设±500 千伏直流工程	300	2019 年	2019 年 7 月核准
闽粤联网工程	建设直流背靠背及相关配套工程	200	2019 年	
合计		5700		

资料来源: 国家能源局, 各地区发改委, 北极星电力网, 安信证券研究中心整理

根据中电联统计的各省区电力输入输出数据, 2019 年 1-10 月, 我国 31 个省区中有 16 个地区为电力净输入, 15 个省区为电力净输出。在电力输出省份中, 内蒙古、山西、宁夏、甘肃、贵州和安徽等省区作为传统的电力外送省区, 1-10 月总输出电量同比增速高于 10%。在电力净输入省区中, 用电大省广东、河南、浙江、山东、河北、上海、重庆 1-4 月净输入电量同比增速高于 10%。

图 72: 2019 年 1-10 月, 前十大电力输出地区的输出电量及同比增速 (亿千瓦时, %)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

4.5. 投资策略: 重点关注装机有成长、高股息个股

4.5.1. 现金流充沛+高分红, 大幅提升水电资产配置价值

水电板块现金流充沛, 除个别标的有大规模在建机组 (华能水电、川投能源等), 其他水电公司的在建工程少, 现金流充沛, 分红值得期待。根据 WIND 数据, 截至 2019 年第三季度, 黔源电力、华能水电、长江电力、桂冠电力和川投能源的经营现金流与营业收入的比重均在 50% 以上。由于运营期间费用较少, 充足的在手现金使企业拥有更多主动权, 用现金进行投资、还债和分红等。水电股息率在电力板块, 甚至是在整个 A 股都具有显著优势。根据 2018 年的分红指标及最新股价 (2019 年 12 月 3 日), 桂冠电力、华能水电、长江电力和

川投能源的股息率均在 3% 以上。如果按照 WIND 盈利一致预期及过去三年的平均分红比例，2019 年的分红对应的股息率超过 3% 的个股有 3 个，分别是桂冠电力 (3.8%)、长江电力 (3.7%) 和黔源电力 (3.1%)。

表 24: 主要水电标的的经营现金流情况 (亿元)

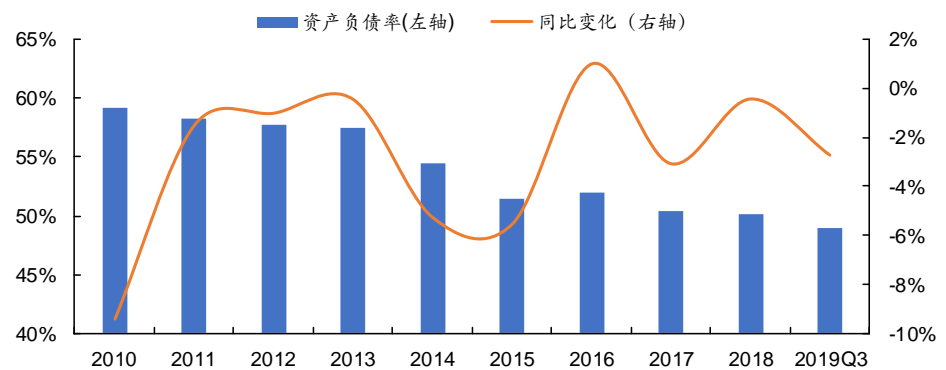
代码	公司	2017A		2018A		2019Q3	
		经营现金流	经营现金流/营收	经营现金流	经营现金流/营收	经营现金流	经营现金流/营收
600900.SH	长江电力	396.9	79.2%	397.4	77.6%	262.2	68.9%
600236.SH	桂冠电力	59.4	67.8%	65.1	68.5%	48.0	67.0%
600025.SH	华能水电	85.7	66.7%	109.2	70.4%	119.4	73.2%
600674.SH	川投能源	4.9	61.7%	4.2	48.3%	2.9	50.6%
002039.SZ	黔源电力	15.8	65.5%	18.2	76.1%	14.3	82.5%
600886.SH	国投电力	181.4	57.3%	192.2	46.9%	159.0	49.3%
000883.SZ	湖北能源	32.0	27.7%	26.3	21.4%	29.2	24.2%

资料来源: WIND, 安信证券研究中心

4.5.2. 利率中枢有望下行, 水电配置价值凸显

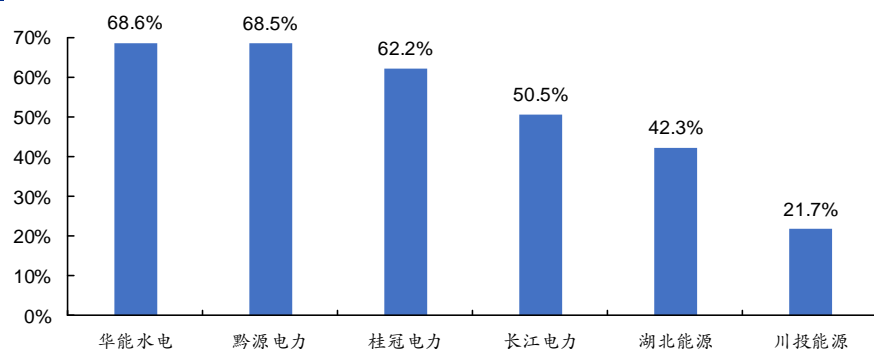
水电财务费用占比高, 利率下调显著减轻财务负担。水电作为重资产行业, 由于前期资本开支大, 具有较高的资产负债率和财务费用。截至 2019 年 9 月末, A 股电力行业资产负债率为 57.5%, 其中水电为 49.0%。据初步估计, 水电上市公司的财务费用率接近 10%, 高于其他所有一级行业。同时, 水电上市公司的财务费用占归母净利润的比重接近 40%, 水电业绩相对财务费用变动的弹性较高。水电公司负债规模大且主要以中长期浮动利率贷款为主, 融资成本降低对行业财务费用节约效果显著。利率下行周期, 带息负债中浮动利率借款部分产生的财务费用下降; 固定利率部分可通过置换借款来降低利率, 进一步拉低财务费用。

图 73: 2010 年—2019Q3 水电资产负债率 (%)



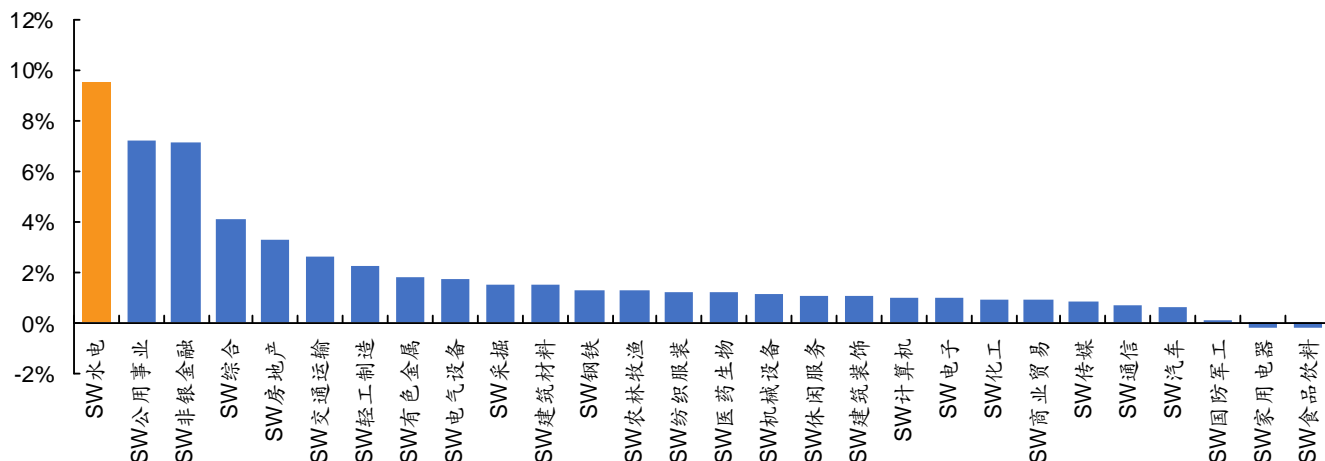
资料来源: 国家能源局, 安信证券研究中心

图 74: 2019Q3 典型水电个股资产负债率 (%)



资料来源: 国家能源局, 安信证券研究中心

图 75: 2019Q3 各行业财务费用率 (%)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

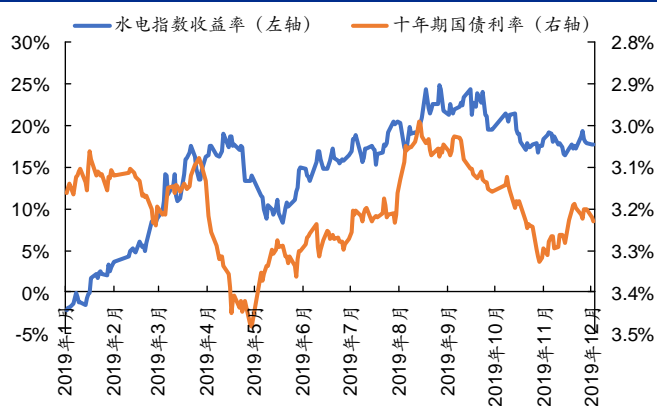
国内正处降息周期。2019年5月以来, 伴随刚兑预期部分打破及经济增长压力加大, 10年期国债收益率下行明显, 自3.4%下降至目前的3.2%, 推动三季度水电板块普遍表现良好。在当前市场及政策环境下, 预计无风险利率仍有一定下行空间, 水电表现值得期待。

表 25: 2019年四季度国内关于降息的政策

日期	货币政策
10月21日	LPR 报价在连续两个月小幅下行后首次与上月持平, 叠加近期猪肉价格上涨推升 CPI 破 3%, 引发市场对货币政策将受制于通胀压力而边际收紧的担忧
11月5日	央行调降 MLF 操作 5bp, 释放“降息”信号。此次 MLF 利率小幅下调, 意在释放货币政策主线不变信号, 缓解市场对货币政策边际收紧担忧, 有助于稳定市场预期
11月18日	央行再次超预期下调 7 天逆回购利率 5bp, 是自 2015 年 10 月 27 日以来的首次下调, 主要因为 10 月经济数据显示国内供给需求双双走弱, 经济下行压力进一步加大背景下, 货币政策的逆周期调节加大力度
11月20日	央行下调 1 年期及 5 年期贷款市场报价利率 (LPR) 5bp, 表明货币政策主线不变立场

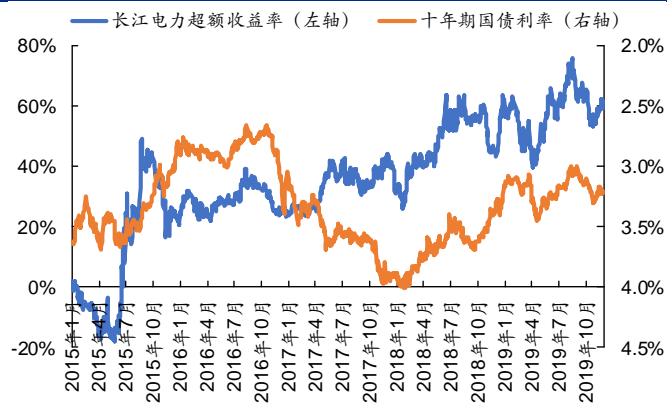
资料来源: 中央人民银行, 安信证券研究中心

图 76: 2019 年水电指数收益率与 10 年期国债利率 (%)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

图 77: 长江电力超额收益与 10 年期国债利率 (%)



资料来源: 中电联, 安信证券研究中心

在利率下行周期, 水电板块有望享受内在价值重估红利。2014 年以来, 水电公司股息率基本稳定, 目前重点 A 股水电公司股息率普遍集中在 2.5%~5.0% 的区间内。在利率下行周期, 全社会回报预期区域下降, 水电公司盈利稳定且较高的股息率会明显增强市场对其的关注度, 提升配置价值。

表 26: 主要水电标的的分红及股息率情况

代码	公司	分红比例			市值 (亿元) (2019-12-03)	2018 年分红 (亿元)	2018 年股息率 (%)	2019 年分红 (亿元)	2019 年股息率 (%)
		2016 年	2017 年	2018 年					
600900.SH	长江电力	64.5%	67.2%	66.2%	3949.0	149.6	3.8%	150.4	3.8%
600236.SH	桂冠电力	30.4%	79.7%	63.6%	386.2	15.2	5.1%	14.4	3.7%
600025.SH	华能水电	0.0%	45.2%	5.5%	783.0	3.2	4.1%	8.4	1.1%
600674.SH	川投能源	37.6%	37.1%	37.0%	427.4	13.2	3.1%	12.3	2.9%
002039.SZ	黔源电力	70.7%	28.6%	24.9%	45.2	0.9	2.0%	1.4	3.1%
000883.SZ	湖北能源	31.0%	29.9%	39.5%	270.1	7.2	2.7%	6.3	2.3%

资料来源: WIND, 安信证券研究中心 (注: 2019 年盈利预测基于 WIND 一致预期, 分红比例根据 2016-2018 年分红比例平均值)

4.5.3. 重点标的

水电板块的高分红和高股息率受到市场青睐, 考虑到水电项目运营期间的资本开支较少, 预计高分红或可持续。建议关注水电相关投资机遇, 建议重点关注【长江电力】、【湖北能源】和【川投能源】。

长江电力: 业绩稳健+高股息的水电龙头。公司作为国内最大的水电上市公司, 水电资产非常优质。2019 年三季度来水来水偏枯一成拖累业绩, 而公司加强成本管控, 同时投资收益增厚有效平滑水电户主业的盈利波动。三峡集团旗下乌东德和白鹤滩 (1020+1600 万千瓦装机) 项目正稳步推进, 有望在 2021-2022 年投产。如果顺利注入上市公司, 将大幅提升装机规模及上网电量。电价方面, 三峡和葛洲坝电站的发电量是锁量锁价, 超发电量也按照合同电价结算。溪洛渡和向家坝电站的市场化交易电量占比均约为 20%。目前全社会用电量保持中高速增长, 发电企业在与大用户之间协商电价的话语权提升, 市场化交易的电价折扣有望进一步缩窄。公司水电主业有望迎来价稳量升的新趋势。公司利用其充沛的现金流及低融资成本加大对外投资力度, 完成秘鲁秘鲁第一大电力公司 LDS 公司收购。同时, 三峡集团已成为三峡水利控股股东, 发布预案收购联合能源与长兴电力, 打造三峡电网, 助力三峡集团拓展电力产业链, 深度参与配售电业务。此外, 公司承诺, 2016 年至 2020 年每股现金分红不低于 0.65 元, 2020 年至 2025 年每年现金分红规模不低于当年实现净利润的 70%。公司股息率位于行业前列, 长期超过 A 股市场以及中长期国债收益率, 进一步凸显其防御价值。

湖北能源: 水火互济, 攻守兼备。公司是三峡集团旗下的综合能源平台, 截至 2019 年 6 月 30 日, 公司控股在运装机 975.5 万千瓦, 控股电源机组类型多样, 可充分发挥“水火互济”优势, 平滑公司业绩。近年来湖北省用电量高速增长, 湖北省整体呈现电力紧平衡、局部有缺口的供需格局。公司地处湖北用电负荷中心, 具有煤价高弹性特点, 同时浩吉铁路投产加煤价步入下行通道, 火电盈利有望持续改善。截至 2019 年 9 月底, 公司在运可控水电装机 415.0 万千瓦, 主要分布在清江流域, 但 2019 年前三季度, 受到清江流域来水偏枯的影响, 公司水力发电量完成 55.2 亿千瓦时, 同比减少 23.9%。公司通过并购与建设并举, 继续推动新能源业务发展, 公司在建水电装机 67.5 万千瓦、风电 44.2 万千瓦, 部分机组有望于 2019、2020 年集中投产, 届时公司新能源装机、发电量及营收将大幅提升。此外, 公司旗下的荆州中转站是湖北省煤炭储备基地的核心, 随着线路逐渐投产, 公司可借助荆州中转站实现从贸易型到实体储配型的重大转变, 届时公司煤炭贸易业务的毛利率有望大幅提升, 成为新的利润增长点。此外, 公司参投的长源电力、长江证券均处于大幅改善阶段, 后期的投资收益有望进一步增厚。

川投能源: 川渝清洁能源供应商, 期待雅砻江中游机组投产。公司是川投集团控股的唯一上市公司, 川渝电网最大清洁能源供应商。截至 2019 年 6 月底, 公司参控股装机 3899.7 万千瓦, 权益装机 933.0 万千瓦, 位列四川省电力上市公司首位, 公司水电资产以参股为主, 主要依托具有独特资源优势的雅砻江 (1473 万千瓦)、大渡河 (1173.5 万千瓦), 以及田湾河流域 (74 万千瓦) 进行开发建设运营。公司雅砻江水电基地位列全国十三大水电第三位, 凭借禀赋优异和联合调度连年保持稳定的发电量和利用小时数, 是公司最重要的利润来源。

目前,雅砻江下游五座水电站,共计 1470 万千瓦机组全部投产,中游电站建设正稳步推进,十四五期间有望迎来密集投产期。雅砻江中下游水电站电量主要消纳区域电力供需格局好,雅砻江水电业绩有望持续增长。同时,川投集团拟在时机成熟时,将旗下清洁能源资产注入公司,紫坪铺开发、嘉陵江亭子口水电相关股权注入前期工作正在稳步推进,拟于可转债发行后的 3 个月内,正式启动相关收购流程。收购完成后,公司控股装机数量翻番,盈利能力或将进一步提升。此外,公司现金流极好,股息率较高,未来有望继续加大现金分红比例。

4.6. 盈利预测

表 27: 主要水电标的盈利预测

代码	公司	营业收入 (亿元)			净利润 (亿元)			P/E		
		2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E
600900.SH	长江电力	518.4	520.2	529.0	228	231	235	17.3	17.1	16.8
000883.SZ	湖北能源	152.3	179.3	197.2	18.7	26.9	29.2	14.4	10.0	9.2
600674.SH	川投能源	8.5	8.7	8.9	33.1	33.4	34.9	12.9	12.8	12.2

资料来源: WIND, 安信证券研究中心 (盈利预测来自 WIND 一致预期)

5. 电网: 配售电改革提速, 静待混改电改红利释放

5.1. 增量配电和售电侧改革是电改重点, 2020 年有望迎来拐点

5.1.1. 增量配电取得积极进展

随着新一轮电改的深入,尤其是资金的不断涌入及打破电网垄断红利的预期,使得增量配电业务成为电改的核心之一。2019 年是新一轮电改开展的第四个年头,回顾其发展历程可以看出,增量配电网改革呈现“N”型走势,可谓一波三折。从 2016 年启动第一批试点开始,国家对增量配电改革的支持不断加大。从四批试点公布时间上看,增量配电业务改革试点的推进正不断加速。2019 年 1 月,国家发改委和国家能源局下发《关于进一步推进增量配电业务改革的通知》,拓宽了增量配电改革范围,明确了增量配电网价格核定和并网等方面的要求,进一步完善增量配电改革的政策体系。2019 年 4 月,国家发改委和国家能源局印发《增量配电业务改革试点项目进展情况通报(第二期)》的通知,《通报》指出,第一批试点项目原则上应于 2019 年 6 月底前建成投运,至今尚未确定业主、划定供电区域的,应于 3 月内完成相关工作,并尽快组织开工建设。第二、三批试点项目应于 2019 年 5 月底前确定业主和划定供电区域,7 月底前开工建设。同时,为加强对增量配电改革试点的统筹指导,2019 年 4 月,国家发展改革委、国家能源局组成 6 个调研组,对 12 个省份的增量配电业务改革试点情况开展实地指导和调研,试点项目工作进度明显加快。2019 年 10 月,发改委、能源局发布通知,同意 24 个增量配电业务改革试点项目取消试点资格。2019 年 11 月,国家发改委、国家能源局联合下发通知,第五批增量配电试点项目开始申报。在政府和各方的大力推动下,增量配电改革推进速度明显加快,各方配合度明显提高。

表 28: 增量配电业务相关政策梳理

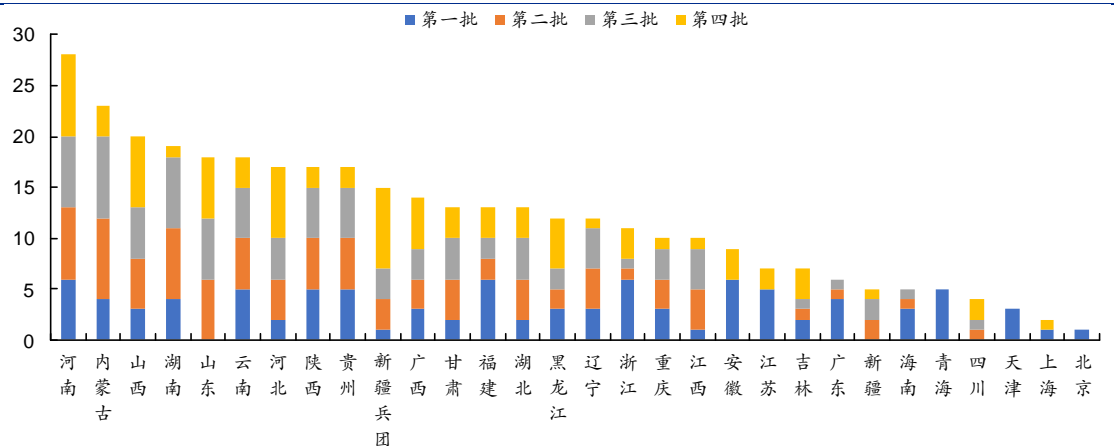
序号	相关文件	部门	日期
一、增量配电改革主要政策汇总			
1	《增量放开配电网业务管理办法的通知》	国家发改委、国家能源局	2016 年 10 月
二、增量配电业务改革试点			
1	《关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》	国家发改委、国家能源局	2016 年 12 月
2	《关于规范开展第二批增量配电业务改革试点的通知》	国家发改委、国家能源局	2017 年 11 月
3	《关于加快推进增量配电业务改革试点的通知》	国家发改委、国家能源局	2017 年 12 月
4	《关于规范开展第三批增量配电业务改革试点的通知》	国家发改委、国家能源局	2018 年 4 月
5	《关于规范开展第三批增量配电业务改革试点的补充通知》	国家发改委、国家能源局	2018 年 7 月
6	《关于增量配电业务改革第一批试点项目进展情况的通报》	国家发改委、国家能源局	2018 年 10 月

7	《关于印发增量配电业务改革试点项目进展情况通报(第二期)的通知》		2019年4月
8	《关于规范开展第四批增量配电业务改革试点的通知》	国家发改委、国家能源局	2019年6月
9	《关于取消部分地区增量配电业务改革试点的通知》	国家发改委、国家能源局	2019年10月
10	《关于请报送第五批增量配电业务改革试点项目的通知》	国家发改委、国家能源局	2019年10月
三、增量配电业务管理			
1	《电力业务许可证管理规定》	电监会	2005年11月
2	《关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证(供电类)有关事项的通知》	国家能源局	2016年12月
3	《关于非电网企业存量配电项目电力业务许可问题的复函》	国家能源局	2017年12月
4	《关于印发<电力规划管理办法>的通知》	国家能源局	2016年6月
5	《增量配电业务配电区域划分实施办法(试行)》	国家发改委、国家能源局	2018年3月
6	《关于简化优化许可条件,加快推进增量配电项目电力业务许可工作的通知》	国家能源局	2018年7月
7	《关于清理规范电网和转供电环节收费有关事项的通知》	国家发改委	2018年7月
8	《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	2018年7月
9	《关于进一步推进增量配电业务改革的通知》	国家发改委	2019年1月
四、成本监审与价格管理			
1	《省级电网输配电价定价办法(试行)》	国家发改委	2016年12月
2	《区域电网输电价格定价办法(试行)>》《跨省跨区专项工程输电价格定价办法(试行)》和《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》	国家发改委	2017年12月
3	《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》	国家发改委	2018年5月
4	《关于电力行业增值税税率调整相应降低一般工商业电价的通知》	国家发改委	2018年5月
5	《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》	国家发改委	2018年6月
6	《关于清理规范电网和转供电环节收费有关事项的通知》	国家发改委	2018年7月
7	《关于降低一般工商业目录电价有关事项的通知》	国家发改委	2018年8月
8	《输配电定价成本监审办法》	国家发改委、国家能源局	2019年5月

资料来源: 国家发改委官网, 国家能源局官网, 北极星售电网, 安信证券研究中心

试点的增加与退出是开辟改革路径、保持良性推进的应有机制。根据中电联数据, 截至目前, 全国共批复四批次增量配电试点项目, 共计404个项目。截至2019年8月31日, 第一批试点的94个项目(不含12个申请取消的试点项目)中, 92个项目已确定项目业主, 25个项目已建成投产, 29个项目已开工建设。2019年以来, 各监管局加快供电许可证批准, 截至2019年9月底, 已有104个增量配电业务改革试点项目的业主取得了电力业务许可证(供电类)。第二、三、四批试点工作正稳步推进, 且已启动第五批试点项目的申报工作。试点项目推进的艰辛一方面使市场从浮躁归于理性, 一方面为下一步改革积累宝贵经验。在典型试点项目的示范引领下, 后三批次试点的推进速度有望进一步加快。

图 78: 各省前四批增量配电试点统计



数据来源: 国家能源局官网, 北极星售电网, 安信证券研究中心 (数据已减去取消资格的24个试点)

国家电网公司积极参与增量配电业务。根据国家电网公司报告，2018年11月，国网公司全面开展增量配电改革工作调研督导工作，积极推进增量配电业务改革试点落地实施。2018年12月，国网公司发布了深化改革十大举措，提出坚决贯彻国家发改委和国家能源局的改革部署，协助地方政府推动第一批增量配电试点加快建成投运，加快推动第二、三批试点项目落地；积极支持社会资本参与增量配电试点，平等友好协商存量资产处置方式。优先与民营资本合作，平等参与增量配电试点项目竞争。

随着增量配电改革的加速落地，多元融合将成为发展趋势。配电网作为电网的末端，和千家万户直接相连，配售电公司将掌握大量的客户资源。投资主体的多元化，也将在配电领域碰撞出新的火花。目前在国有企业混改的背景下，电网公司、售电企业、地方国企、民营企业将展开合作，共同组建增量配电公司，达到多方共赢的局面。一方面，混合所有制增量配电公司能发挥电网企业技术与管理优势，有效降低供电成本和投资风险，充分发挥社会资本的灵活性优势。另一方面，社会资本与国有资本合作，可以提升国有资本功能，促进电网企业进一步提高运营效率，实现国企混改和电改的共同目标。未来配电侧新技术业态、新经营生态将促进不同行业、不同资本间的交叉融合，多元融合将成为发展趋势。

5.1.2. 售电侧改革有望迎来突破，利好售电企业

2015年3月，电改9号文《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》发布，标志着新一轮电改正式拉开帷幕。2015年11月，国家发改委发布《关于推进售电侧改革的实施意见》，售电侧改革正式提上日程。《意见》明确提出向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场竞争，赋予用户更多选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，标志着我国传统的电网公司单一售电模式将被打破。

全国所有省份均建立了电力交易机构，其中，云南、山西等8省（区）组建了股份制交易机构；北京、广州等2个区域性电力交易中心组建完成，并成立了全国电力交易机构联盟，形成业务范围从省（区）到区域、从区域到全国的完整组织体系。根据北京电力交易中心统计数据，截至2019年1月底，全国统一电力市场交易平台注册市场主体10.7万家，比2018年初增长93.6%，是2016年同期的3.9倍。其中，电力用户数量达到7.6万家，比2018年初增长218.6%，是2016年同期的31.3倍，用户数量前5名的省是江苏（29717家）、河南（9561家）、安徽（5961家）、山东（4030家）、湖南（3741家），售电公司3263家。

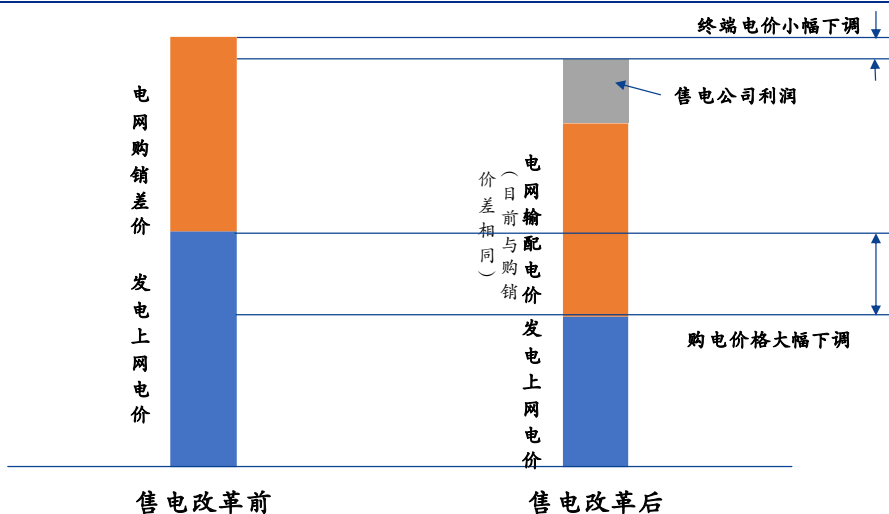
图 79：电力市场参与主体数量大幅攀升



资料来源：北京电力交易中心，安信证券研究中心

售电侧改革前后，我国的电价机制有望发生改变。新一轮电改已开展四年有余，取得阶段性成果。新一轮电改之前，用户的终端电价由发电企业的上网电价和电网公司的购销差价两部分组成。电改之后，用户的终端电价有望通过用户和售电公司之间的售电协议决定，由发电侧的上网电价、电网公司的输配电价和售电公司利润三部分构成。与电改之前相比，发电侧的上网电价由于激烈的竞价而出现一定程度的下调。电网的输配电价与电改前的购销差价基本相同。售电公司为吸引客户从直接使用网电转变为与售电公司签约，其售电价格会较终端网电价格小幅下调。因此，售电公司的利润来源于发电侧大幅降价和售电侧小幅降价所形成的价差。电改的总体目标是打破垄断、引入竞争、提高效率、降低成本，所以售电侧竞争不充分的问题一定会随着改革的深入而被逐步解决。现在是售电公司最好的时代。

图 80：售电公司的利润来源

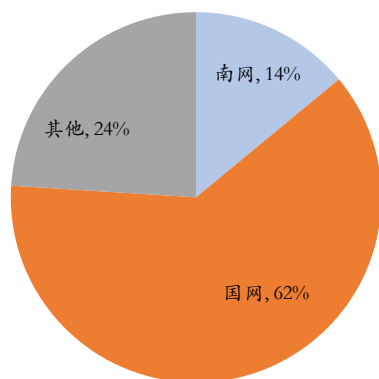


资料来源：北极星电力网，安信证券研究中心

5.2. 电力行业集中度高，推进混改和电改势在必行

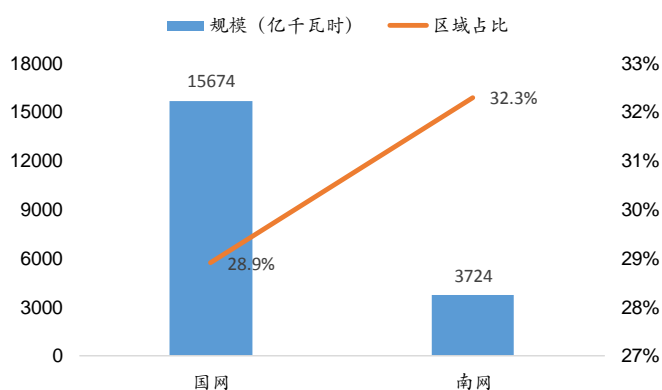
电力产业的垄断程度较高。上一轮电改后，我国电力行业实现厂网分开，国家电力公司分拆为两大电网集团（国家电网和南方电网）和五大发电集团（华能、华电、国电、大唐和中电投），初步形成了央企、地方国企和民营企业等多元化的市场格局，但并没有完全解决电力产业垄断程度高的问题，市场竞争不充分。目前，国家电网和南方电网几乎垄断了全国电力的输、配、售等环节。电网公司既是独家电力批发商，又是电力零售商。2018 年国家电网和南方电网的售电量分别为 4.2 万亿千瓦时和 9700 亿千瓦时，售电侧的市场垄断程度甚至要高于发电侧。

图 81：2018 年两大电网公司售电量对比



资料来源：中电联，安信证券研究中心

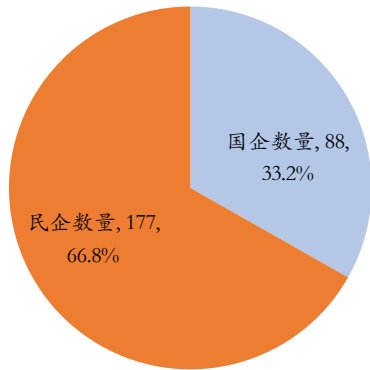
图 82：2018 年两大电网公司参与市场化电量及占比



资料来源：中电联，安信证券研究中心

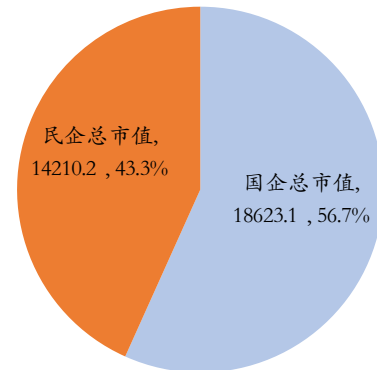
电力行业国有企业体量巨大。根据 WIND 数据，截至目前，A 股电力行业上市公司总数为 265 家（包括电力设备及电力运营），总市值约为 3.28 万亿元，其中国有电力企业上市公司数量为 88 家（占 33%），市值 1.86 万亿元（占 57%）。同时，电力国有企业控股股东持股比例高，存在“一股独大”的现象。

图 83：2018 年电力上市公司构成（个，%）



资料来源：WIND，安信证券研究中心

图 84：2018 年电力上市公司市值构成（亿元，%）



资料来源：WIND，安信证券研究中心

混合所有制改革是我国全面深化改革的重点，有望在电力板块先试先行。2015 年 8 月，国务院发布《关于深化国有企业改革的指导意见》，标志着新一轮国企改革拉开序幕。2015 年 12 月，国资委、财政部和发改委联合印发《关于国有企业功能界定与分类的指导意见》，通过界定不同国有企业的功能，有针对性地推进国有企业改革。《指导意见》提出，电力等公益类企业以保障民生、服务社会、提供公共产品和服务为主要目标，必要的产品或服务价格可以由政府调控；要积极引入市场机制，不断提高公共服务效率和能力。电力行业作为关乎国计民生的重点行业，理应由供需关系来决定价格，目前电力市场存在垄断程度高、电价形成机制不合理、电力资源配置效率低等一系列问题，推进电力企业混改和电改势在必行。在首批央企混改“6+1”试点中，电力企业有三家，预示着电力行业将是国企混改的重点领域。重庆市四网融合是落实混改和电改的重要实践，有望在国内加速推进混改和电改的大背景下，顺利实现项目落地。

表 29：2015—2019 年政府工作报告中关于电力行业推进混改的内容

时间	事件
2019 年	加快国资国企改革。加强和完善国有资产监管，推进国有资本投资、运营公司改革试点，促进国有资产保值增值。积极稳妥推进混合所有制改革。深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场。
2018 年	推进国资国企改革。深化国有资本投资、运营公司等改革试点，赋予更多自主权。继续推进国有企业优化重组和央企股份制改革，加快形成有效制衡的法人治理结构和灵活高效的市场化经营机制，持续瘦身健体，提升主业核心竞争力，推动国有资本做强做优做大。积极稳妥推进混合所有制改革。
2017 年	深入推进国资国企改革。要以提高核心竞争力和资源配置效率为目标，形成有效制衡的公司法人治理结构、灵活高效的市场化经营机制。今年要基本完成公司制改革。深化混合所有制改革，在电力、石油、天然气、铁路、民航、电信、军工等领域迈出实质性步伐。抓好电力和石油天然气体制改革，开放竞争性业务。推进国有资本投资、运营公司改革试点。
2016 年	大力推进国有企业改革。今明两年，要以改革促发展，坚决打好国有企业提质增效攻坚战。推进股权多元化改革，开展落实企业董事会职权、市场化选聘经营者、职业经理人制度、混合所有制、员工持股等试点。更好激发非公有制经济活力。大幅放宽电力、电信、交通、石油、天然气、市政公用等领域市场准入，消除各种隐性壁垒，鼓励民营企业扩大投资、参与国有企业改革。
2015 年	深化国资国企改革。准确界定不同国有企业功能，分类推进改革。加快国有资本投资公司、运营公司试点，打造市场化运作平台，提高国有资本运营效率。有序实施国有企业混合所有制改革，鼓励和规范投资项目引入非国有资本参股。

资料来源：新华网，安信证券研究中心

5.3. 投资策略：重点关注电改和国改受益标的

5.3.1. 三峡水利——四网融合打造三峡电网，静待售电侧改革提速

三峡集团成三峡水利控股股东，发布预案收购联合能源与长兴电力。三峡集团连续多年增持三峡水利，截至 2019 年 9 月底，共持有三峡水利 24.08% 的股权。2019 年 3 月，长电资本与新华水电签订《一致行动协议》，含一致行动人在内，三峡集团共持有三峡水利 24.48% 的股权，成为三峡水利控股股东。3 月底，三峡水利发布交易预案，拟发行股份及支付现金收购联合能源 88.55% 的股权，并收购长兴电力 100% 的股权（长兴电力持有联合能源 10.95% 的股权），同时拟向不超过 10 名特定投资者非公开发行股份募集配套资金。本次交易募集资金不超过 10 亿元，股票发行及可转债的初始转股价均为 7.42 元/股，总体方案已获国资委同意。虽然装入资产的估值暂不确定，但可以确定的是，重组交易有助于拓宽三峡水利的购电渠道和扩大配售电规模，助力三峡集团拓展电力产业链，深度参与配售电业务。此次交易对三峡水利和三峡集团均具有深远意义。

三峡水利有望拓宽售电渠道，降低购电成本。新一轮电改的目标之一是逐步放开竞争性环节电价。对于三峡水利而言，由于自有水电装机不足，且受到当地资源限制可供开发的水电装机不足，公司在枯水期需要从大电网采购电量（电价相对较高）来满足供区用电需求，而在丰水期售电（供区消纳能力有限）给大电网的电价较低，影响发电收益。近年来公司有三分之二左右的电量依靠外购，大比例外购电对公司的售电业务盈利影响较大。现在三峡集团的水电有一部分是外送重庆地区，上网电价与落地电价有较大差距。目前三峡集团与重庆市地方国企、民企共同合作，对重庆 3 张存量电网（三峡水利的万州电网、涪陵聚龙电力、黔江乌江电力）和两江新区的 1 张增量配网进行整合，一旦三峡电网打造成功，三峡水利有望直接从发电企业购电，大幅压低公司的购电成本。三峡水利有望借此机会，打造一个规模更大、市占率更高、竞争力更强的配售电公司。

三峡水利有望依托三峡集团，扩大配售电范围。通过多年的配售电业务，三峡水利已积累丰富的发、配、售电及调度经验，只要行政许可，并获得三峡集团的有力支持，售电市场拓展空间巨大。三峡水利和长电联合能源旗下的聚龙电力及乌江电力均受制于区域和电源点限制，售电规模增长空间有限。未来在四网融合的基础上，有望搭建区域内输配电通道连接，使四网电网资产实现区域互补，大幅提升跨省购电可操作性，并依据各自所在地辐射周边，进一步扩大售电业务范围。作为首批售电试点省份，重庆市改革措施力度超于预期。重庆市积极放宽参与市场交易主体门槛，放开增量配网，并提出市级以上工业园区全部参与售电改革等一系列措施。在国内加速推进混改和电改的大背景，以及重庆市全面大力推进售电改革过程中，重庆市四网融合作为落实混改和电改的重要实践，有望加速实现落地。短中期而言，公司主要在于替代外购电和拓展售电量，提高三峡集团电量入渝规模，同时深度参与重庆电改，协同作战打造重庆配售电平台；长期而言，有望依托三峡水利的上市平台，整合地方电网并争取增量配电网运营权，将三峡水利打造成三峡集团的配售电平台，实现配售电业务从万州走向重庆、从重庆走向全国的战略构想。

5.3.2. 涪陵电力——背靠国网大树，售电与配电网节能双轮驱动

涪陵电力主营业务包括电力供应和配电网节能两部分。公司同时拥有地方电网售电业务及配电网节能业务，目前已经具备售电“贸易商”和“服务商”的双重身份，有望全方位受益于重庆售电侧改革。同时，公司背靠国网大树，拓展节能业务优势显著。依托国网公司的整体战略布局和强大实力，公司的配电网节能业务得以在全国各地布局，节能服务成为新的利润增长点。自公司拓展配电网节能以来，节能服务收入逐年增加。公司初期签订项目主要分布在东部沿海城市，目前正积极拓展西部市场，打造全国范围的业务布局。2018 年，公司新签订了新疆、宁夏等西部地区的项目，异地扩张战略顺利推进。

积极参与三型两网建设，打造综合能源服务商。继 2019 年初提出“三型两网、世界一流”的战略目标后，国网公司强调，要推进“三型两网”建设（“三型”即枢纽型、平台型、

共享型；“两网”即坚强智能电网和泛在电力物联网），积极开展业务业态和模式创新，并明确了发展综合能源服务的四大重点领域。综合能源服务点多面广，市场潜力巨大，有望成为国网公司由单一的能源提供商向综合能源服务提供商转型的重要路径。据预测，2035年，我国综合能源服务产业市场潜力将达1.3—1.8万亿元。国网节能作为国网旗下综合能源服务业务的龙头，正在贯彻落实国网深化改革举措，制定综合能源服务产业发展战略规划，全力推进业务突破。国网节能在年初工作报告中指出，公司要在综合能源服务方面打出技术创新、组织结构创新、商业模式创新的“组合拳”，努力实现跨越式发展，助力国网公司和电网高质量发展。涪陵电力基于现有配电网节能业务，在国家电网战略转型的背景下，有利于进一步拓展综合能源服务业务，为业绩增长打开广阔空间。同时，公司立足涪陵工业强区，拥有“输配售”一体化优势，有望依靠现有资源和售电经验等，发展成综合能源服务商。

新一轮电改启动以来，国家电网公司盈利承压，开源节流是大势所趋。配电网节能对于降低电网线损，提升电网主业经营效率和盈利能力具有直接影响。近日，国网公司印发《关于进一步严格控制电网投资的通知》，提出要降低无效投资，降本增效。涪陵电力前三季度业绩超预期，充分印证了电网公司对配电网节能及降本增效方面的重视。

5.3.3. 文山电力——南方电网旗下的配售电上市平台

文山电力是南方电网旗下唯一的上市公司，主营云南省文山州发电、购售电、电力设计、竞争性配售电等业务。2018年，公司设立文电能投独立投资、运营增量配售电和综合能源等业务，进一步夯实公司参与增量配售电业务的优势。公司受益于售电量提升及供电结构优化。近年来，文山州经济实力不断提升，产业结构持续优化，经济增长带动用电量增长。根据云南统计局数据，2018年文山州GDP为859.1亿元（+10.3%），为云南省第二；全社会用电量73.1亿千瓦时（+15.6%）。其中，二产用电50.7亿千瓦时（+14.8%），三产用电8.9亿千瓦时（+22.5%），城乡居民用电12.8亿千瓦时（+15.3%）。

积极开展增量配售电业务，打开利润增长空间。伴随文山电网输配电价改革的推进，文山电力积极开展增量配售电业务，并成立售电公司，试图突破现有供电区域限制，到文山州外参与售电业务，开辟利润增长新空间。2018年1月，公司设立全资配售电子公司——云南文电能源投资有限责任公司，注册资本2.01亿元。公司独立投资和运营增量配售电及综合能源服务等业务，努力抓住国家电力体制改革和国企混改的重大发展机遇，培育和提升公司的核心竞争力，进一步夯实公司参与增量配售电业务的优势。2019年文电能投实现营业收入398.1万元，利润总额134.7万元。2019年4月，南方电网印发《进一步深化国企改革总体方案（2019年版）》，《方案》提出，要扩大混改业务范围，合理选择混改项目。在增量配电、售电等竞争性业务环节积极稳妥开展混改，加快推进国际业务、产业金融、新兴业务股权多元化改革。根据《方案》部署，公司将充分发挥试点先行、示范突破的带动作用，力争“双百企业”率先突围，持续完善“前海模式”，探索共享服务平台改革，建设现代企业集团，全面推进国企改革试点工作。

5.4. 盈利预测

表 30：主要电网标的盈利预测

代码	公司	营业收入（亿元）			净利润（亿元）			P/E		
		2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E
600116.SH	三峡水利	13.6	14.2	14.9	2.4	2.9	3.0	30.2	25.8	24.3
600452.SH	涪陵电力	27.5	30.1	31.7	4.2	4.7	5.1	13.0	11.5	10.6
600995.SH	文山电力	21.3	22.3	23.5	2.8	2.9	3.1	12.7	12.2	11.5

资料来源：WIND，安信证券研究中心（来自 WIND 一致预测）

6. 核电：多重因素注三代核电迎发展良机，核电产业链有望受益

6.1. 政策助力，稳妥推进发展核电

核电政策助力核电产业重启。为实现到 2020 年非化石能源占比达到 15%左右的目标，国家提出到 2020 年运行核电装机规模力争达到 5800 万千瓦，在建装机达到 3000 万千瓦以上。2018 年 2 月，国家能源局印发《2018 年能源工作指导意见》，对发展核电的指导方针由“安全发展”转变为“稳妥推进”。截至 2019 年 10 月底，我国投运核电 47 台（4873 万千瓦），在建核电 10 台（1163 万千瓦）。在建的 10 台机组有望在 2020-2025 年间陆续投产，预计到 2020 年底，在运装机达 5439 万千瓦。经历 2016-2018 年间零核准后，2019 年多台机组核准开工，而就目前审批的机组计算，到 2020 年在建机组仅约 600 万，与规划中要求的 3000 万千瓦差距较大，若要完成规划要求，2020 年需新审批 6-8 台核电机组。可以预见未来 5 年，在国家政策的强力推动下，以核电为首的清洁能源比例将有望大幅提升。近年来，中国三大核电集团和五大发电集团纷纷投入到核电厂址的“圈地运动”中，储备大量厂址，多处厂址早已酝酿多年，准备工作充分，只等最后的核准开工信号。核电有望迎来大规模重启，进入有史以来的最快发展期。

6.2. 三代核电技术成熟，安全性能大幅提升

2011 年福岛核事故之后，安全性成为制约核电发展的主要因素。三代核电的高安全性有望为核电发展保驾护航，成为未来核电发展的主流方向。典型的第三代核电技术包括：美国西屋电气公司（WH）开发的非能动先进压水堆 AP600、AP1000；美国通用电气公司（GE）开发的先进沸水堆 ABWR；法国 AREVA 开发的欧洲压水堆 EPR；中核集团与中广核集团联合开发的华龙一号，国电投开发的 CAP1400；俄罗斯的 VVER-1200；韩国的 APR-1400；日本的 APWR 等。目前我国存在的第三代压水堆技术路线有 AP1000、EPR、HPR1000、CAP1400 及 VVER-1200，除 CAP1400 及 VVER-1200 以外，其余三种技术都有示范项目在建，其中 AP1000 项目及 EPR 项目已有机组完成投运，为全球首堆，同时标志着 AP1000 三代核电技术的安全性、成熟性和可靠性得到了验证，三代核电技术逐渐成熟，新项目有望实现加速推进，带动核电产业链规模化发展。

表 31：我国三代核电站堆型

序号	机组类型	技术来源	技术说明	首堆	备注
1	AP1000	美国	美国西屋公司开发的核电堆型，国家核电技术公司负责消化吸收	浙江三门 1 号机组	三门 1 号、2 号已并网
2	华龙一号	中国	具有完全自主知识产权，中核 ACP1000 和中广核 ACP1000 两种技术的融合	福建福清（中核版） 广西防城港（广核版）	福建福清 5 号机组预计 2020 年投入运行
3	CAP1400	中国	国家核电技术消化吸收 AP1000，创新性开发出具有自主知识产权、功率更大的核电机组	山东荣成示范项目	2017 年 12 月，示范电站主控系统全面正式开工制造
4	EPR	法国	欧洲压水反应堆，由法国阿海珐、法国电力公司和德国西门子公司设计和开发	浙江台山核电站	预计不会成为后续发展堆型

资料来源：WIND，安信证券研究中心

6.3. 利用效率大幅领先，促进核电快速发展

在所有发电方式中，核电机组的利用效率最高。根据中电联数据，2019 年 1-9 月核电机组利用小时数为 5402 小时，分别是火电、水电和风电机组利用小时数的 1.7 倍、1.9 倍和 3.6 倍。与其他所有能源相比，核电可以保持长时间稳定运行，且间隔 12-18 个月才更换一次核燃料和检修，所以可以长时间连续运行。核电单机容量较大，最高可达近 180 万千瓦，是理想的承担电网基本负荷的电源。同时，国内对核电采取优先上网的政策，核电机组利用小时高，政策导向也有利于核电实现较好的经济性。

表 32: 中国在运核电机组利用小时数和机组平均利用率 (2016-2019 年 6 月)

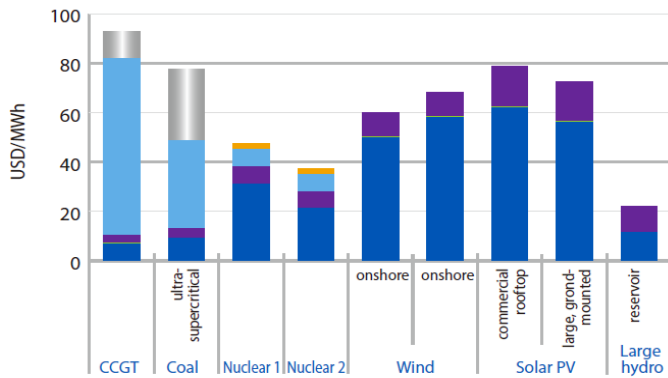
名称	机组	装机量 (MWe)	2016 年		2017 年		2018 年		2019 年上半年	
			利用小时	利用率	利用小时	利用率	利用小时	利用率	利用小时	利用率
泰山	1 号	310	8323	95%	9077	104%	5242	60%	4748	109%
	1 号	984	7684	87%	8868	101%	7914	90%	4416	102%
大亚湾	2 号	984	7735	88%	7832	89%	8836	101%	3730	86%
	1 号	650	7760	88%	8815	101%	7723	88%	4414	102%
泰山第二	2 号	650	7436	85%	7872	90%	8703	99%	3297	76%
	3 号	660	8514	97%	7706	88%	7708	88%	4341	100%
岭澳	4 号	660	8045	92%	7918	90%	7732	88%	4148	96%
	1 号	990	8706	99%	7410	85%	7375	84%	3998	92%
	2 号	990	7374	84%	8166	93%	7675	88%	3018	69%
	3 号	1086	7838	89%	7376	84%	7727	88%	3904	90%
泰山第三	4 号	1086	7090	81%	7531	86%	8053	92%	3205	74%
	1 号	728	8148	93%	6742	77%	8503	97%	3207	74%
	2 号	728	6775	77%	8335	95%	6959	79%	4264	98%
	1 号	1060	7099	81%	7980	91%	7208	82%	4003	92%
田湾	2 号	1060	7404	84%	8322	95%	7816	89%	4100	94%
	3 号	1126					6106	79.5	2650	61%
	4 号	1126					234	99.05	4238	98%
	1 号	1118.79	5828	66%	6957	79%	8406	96%	3458	80%
红沿河	2 号	1118.79	5056	58%	5586	64%	7362	84%	3452	79%
	3 号	1118.79	5262	60%	5384	61%	6231	71%	3570	82%
	4 号	1118.79	1082	44%	3166	36%	4955	57%	3142	72%
	1 号	1089	6714	76%	6996	80%	7400	84%	3644	84%
宁德	2 号	1089	5750	65%	7981	91%	7560	86%	2938	68%
	3 号	1089	6053	69%	7726	88%	7844	90%	3039	70%
	4 号	1089	3639	92%	5311	61%	8258	94%	2898	67%
	1 号	1089	6662	76%	7332	84%	7378	84%	3148	72%
福清	2 号	1089	6071	69%	7201	82%	7198	82%	3630	84%
	3 号	1089	1648	100%	5813	66%	6845	78%	3075	71%
	4 号	1089			2519	100%	6624	76%	2989	69%
	1 号	1086	6953	79%	8506	97%	7541	86%	4374	101%
阳江	2 号	1086	6789	77%	7374	84%	8736	100%	3260	75%
	3 号	1086	7475	85%	7271	83%	7760	89%	4094	94%
	4 号	1086			6265	89%	6464	74%	3311	76%
	5 号	1086					3926	95%	3215	74%
方家山	1 号	1089	7652	87%	7444	85%	8545	98%	3526	81%
	2 号	1089	7147	81%	7346	84%	8251	94%	3475	80%
三门	1 号	1250					2412	99%	4189	96%
	2 号	1250					1130	84%		
海阳	1 号	1250					1604	95%	3740	86%
	2 号	1250							4183	96%
台山	1 号	1750					417	95%	3394	78%
	2 号	1750							6	3%
昌江	1 号	650	6169	70%	5711	65%	6435	73%	2923	67%
	2 号	650	2491	73%	5765	66%	5437	62%	3688	85%
防城港	1 号	1086	7133	81%	5172	59%	7299	83%	4099	94%
	2 号	1086	1837	84%	6505	74%	7522	86%	3053	70%
合计		48731.16	6987	80%	7108	81%	7499	86%	3480.65	80%

资料来源: 国家核安全局, IAEA, 安信证券研究中心

6.4. 国产化率提升，规模化发展有望提高经济效益

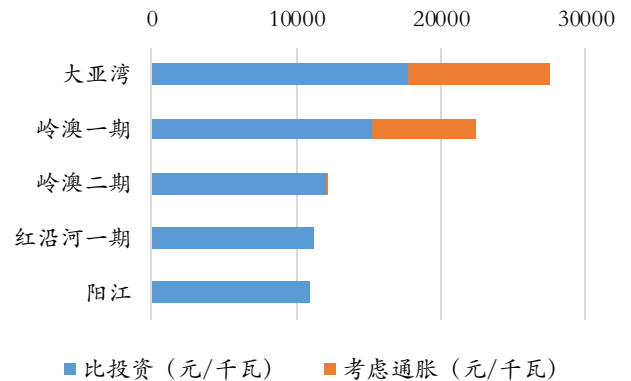
核电建设中，设备采购成本约占总成本的一半左右，如果能实现自主设计，则国内的设备生产商将能更好的参与到核电建设当中去，对上下游经济起到积极的带动作用。核电站的使用寿命一般为40—60年，火电厂使用寿命仅有25-30年，故折旧费大体相当。核电站的燃料费则比火电厂低，度电燃料成本仅为火电的20%左右。目前国内运行的二代及二代改进型核电站设计寿命为40年，但设计寿命均有余量，如果考虑延寿（比较普遍），发电成本将进一步降低。国内对核电采取优先上网的政策，核电机组利用小时高，政策导向也有利于核电实现较好的经济性。

图 85：各种发电方式成本比较（折现率=7%）



资料来源：IEA，安信证券研究中心

图 86：国内核电机组成本对比



资料来源：中电联，安信证券研究中心

6.5. 投资策略：把握核电产业链受益标的

中国核电：国家发展核电信心增强，重启在望。

三门2号恢复运行在即，会计折旧政策调整，业绩高增可期。根据公告，年初至今，三门2号（125万千瓦）一直处于小修状态。据估计，2019年前三季度，三门2号机组共损失发电量79.2亿千瓦时。与2号机组相关的费用计入当期损益，直接导致公司前三季度归母净利润下降3.1%。若机组在年底顺利恢复运行，按年运行7500小时，上网电价0.42元来估计，2020年三门2号有望贡献售电收入近40亿元，收入弹性约8-9%。同时，公司对不同机组类型、不同类别固定资产的折旧年限等会计估计进行优化变更，二代和三代核电机组的寿命分别延长至25年和35年，平均折旧寿命27年，较之前的平均折旧寿命（23年）增加4年。本次折旧政策调整后，直接降低折旧费用，显著改善经营业绩。

在建项目稳步推进，明后年迎来密集投产期。截至目前，公司投入商运的核电机组共21台，控股装机1909万千瓦。公司4台在建核电项目有序推进，福清5、6号和田湾5、6号机组预计在2020-2021年陆续商运。4台机组合计装机455.8万千瓦，占公司已投运装机的23.9%。同时，公司核能合作开发取得新突破，漳州1、2号机组获国家核准，其中漳州1号机组于2019年10月16日FCD，机组正式开始建设；田湾7、8号总承包合同正式签署，徐大堡3、4号技术设计合同正式签署。核电稳定运行时间长，三代核电机组直接按照60年寿命设计，二代机组也可以争取延寿至60年。核电机组利用效率高，年均运行小时数一般在7200小时以上。随着上述项目逐步建成投产，公司发电量将持续增加，业绩增长可期。

可转债成功发行，高分红值得期待。公司可转债于2019年4月完成发行并于2019年5月上市交易，募集资金78.0亿元，主要用于田湾5、6号和福清5、6号机组项目。随着可转债成功发行上市，项目建设进度有望加快。2019年10月，核能转债正式进入转股期，转股价格为6.2元，目前正股价格为4.73元。同时，公司经营现金流增长明显。2019年前三季度，公司经营活动现金流231.4亿元，同比增长25.0%。2016至2018年，公司股利支付率保持在38%以上。待项目密集投产期结束后，公司资本开支不高，分红和股息率值得期待。

6.6. 盈利预测

表 33: 主要核电标的盈利预测

代码	公司	营业收入 (亿元)			净利润 (亿元)			P/E			PB
		2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E	
601985.SH	中国核电	453.7	506.9	557.4	50.8	58.9	66.2	14.9	12.8	11.4	1.56
003816.SZ	中国广核	582.1	623.7	636.4	97.6	107.0	111.6	18.0	16.5	15.8	2.00

资料来源: WIND, 安信证券研究中心 (来自 WIND 一致预测)

风险提示:

- (1) 全社会用电量增速不及预期。若用电量增速大幅下降, 直接影响火电的利用小时数和水电消纳。
- (2) 项目推进进度不及预期。若在建项目推进进度不及预期, 直接影响项目并网进度。
- (3) 上网电价下调。若上调电价下调, 会导致营收下降, 进而影响利润。
- (4) 煤价持续高位。燃料成本在火电营业成本中占比较高。
- (5) 来水不及预期。来水量会影响入库流量, 影响水电公司的发电量和营收。
- (6) 电改国改进度不及预期。进度不及预期, 会影响配电网相关标的的业绩增长。

■ 行业评级体系

收益评级:

领先大市—未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%以上;

同步大市—未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-10%至 10%;

落后大市—未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%以上;

风险评级:

A —正常风险, 未来 6 个月投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动;

B —较高风险, 未来 6 个月投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动;

■ 分析师声明

邵琳琳声明, 本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格, 勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责, 保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据, 特此声明。

■ 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

安信证券股份有限公司(以下简称“本公司”)经中国证券监督管理委员会核准, 取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告, 是证券投资咨询业务的一种基本形式, 本公司可以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, 并向本公司的客户发布。

■ 免责声明

本报告仅供安信证券股份有限公司(以下简称“本公司”)的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写, 但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断, 本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期, 本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。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态, 本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料, 但不保证及时公开发布。同时, 本公司有权对本报告所含信息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。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, 一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准, 如有需要, 客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下, 本公司及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或期权并进行证券或期权交易, 也可能为这些公司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, 提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素, 亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议, 无论是否已经明示或暗示, 本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下, 本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告版权仅为本公司所有, 未经事先书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。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“安信证券股份有限公司研究中心”, 且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设, 并采用适当的估值方法和模型得出的, 由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性, 估值结果和分析结论也存在局限性, 请谨慎使用。

安信证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

■ 销售联系人

上海联系人	朱贤	021-35082852	zhuxian@essence.com.cn	
	李栋	021-35082821	lidong1@essence.com.cn	
	侯海霞	021-35082870	houhx@essence.com.cn	
	潘艳	021-35082957	panyan@essence.com.cn	
	刘恭懿	021-35082961	liugy@essence.com.cn	
	孟昊琳	021-35082963	menghl@essence.com.cn	
	苏梦	021-35082790	sumeng@essence.com.cn	
	孙红	18221132911	sunhong1@essence.com.cn	
	秦紫涵	021-35082799	qinzh1@essence.com.cn	
	王银银	021-35082985	wangyy4@essence.com.cn	
	陈盈怡	021-35082737	chenyy6@essence.com.cn	
	北京联系人	温鹏	010-83321350	wenpeng@essence.com.cn
		姜东亚	010-83321351	jiangdy@essence.com.cn
		张莹	010-83321366	zhangying1@essence.com.cn
李倩		010-83321355	liqian1@essence.com.cn	
姜雪		010-59113596	jiangxue1@essence.com.cn	
王帅		010-83321351	wangshuai1@essence.com.cn	
曹琰		15810388900	caoyan1@essence.com.cn	
夏坤		15210845461	xiakun@essence.com.cn	
袁进		010-83321345	yuanjin@essence.com.cn	
深圳联系人		胡珍	0755-82528441	huzhen@essence.com.cn
	范洪群	0755-23991945	fanhq@essence.com.cn	
	聂欣	0755-23919631	niexin1@essence.com.cn	
	杨萍	13723434033	yangping1@essence.com.cn	
	巢莫雯	0755-23947871	chaomw@essence.com.cn	
	黄秋琪	0755-23987069	huangqq@essence.com.cn	
	王红彦	0755-82714067	wanghy8@essence.com.cn	
	黎欢	0755-23984253	lihuan@essence.com.cn	

安信证券研究中心

深圳市

地址： 深圳市福田区深南大道 2008 号中国凤凰大厦 1 栋 7 层

邮编： 518026

上海市

地址： 上海市虹口区东大名路 638 号国投大厦 3 层

邮编： 200080

北京市

地址： 北京市西城区阜成门北大街 2 号楼国投金融大厦 15 层

邮编： 100034