



Research and
Development Center

关注电力结构转型时期的电力投资新机遇

电力行业 2019 年中期投资策略

2019 年 6 月 21 日

左前明 能源行业首席分析师
马步芳 分析师
王嵘 研究助理
郑文文 研究助理

关注电力结构转型时期的电力投资新机遇

2019 年中期投资策略

2019 年 6 月 21 日

本期内容提要:

- ◆ **2019 年下半年用电量增速有望改善，全年将稳定在 5.5%。**从需求方面来看，当前外部环境复杂严峻，经济面临下行压力，用电量增长不确定性增大。1-5 月，全社会用电量累计 27993 亿千瓦时，同比增长 4.9%。综合考虑新旧动能转换、逆周期调节、2018 年上半年高基数等因素，我们预计下半年用电量增速有望环比改善，2019 年全社会用电量将保持稳定增长，增速约为 5.5%。**从供给方面来看**，2019 年 1-4 月，全国规模以上电厂发电量“水增火减”，全国平均利用小时数低于同期，电煤价格高位运行，发电用煤继续维持地区性季节性供需偏紧格局。在这些因素影响下，我们预计全年全国电力供需总体平衡，局部地区高峰时段电力供需偏紧，2019 年全国发电设备平均利用小时数为 3,845 小时，其中火电平均利用小时数为 4,494 小时，2019 年全国发电装机为 20.02 亿千瓦，非化石能源发电装机比重上升至 41%。
- ◆ **煤价下降驱动火电业绩明显改善。**即便在经济不达预期的情况下，作为一直以来的逆周期行业，煤电行业在经济下行阶段，将受益于成本敏感性高于电量敏感性这一特性，进而展现出对冲宏观经济下行的特质。如全社会用电量不达预期，电价下降速度滞后于煤价下跌速度，同样增厚煤电企业业绩。受到装机增放缓、煤价回落等因素影响，2019 年 1-4 月火电业绩较上年明显改善。**装机方面**，受去产能和其他电源增速较高的影响，2019 年火电装机增速将收窄至 3.1% 左右。**电价方面**，煤电企业背负大量燃料成本，根据我们对煤电联动机制的计算，煤电上网电价降价调整的概率较低、上调空间有限，成本传导依靠市场电价。**煤价方面**，在用电量增速放缓、动力煤需求转弱的情况下，煤价出现回落，利好煤电企业改善业绩。
- ◆ **来水向好助力电量提升，电源装机有序推进。**2019 年来水向好导致水电发电量增速提高，特高压通道的陆续建成有利于水能利用率的提升。此外，受白鹤滩、乌东德、杨房沟、两河口等大型水电站在建影响，水电基建投资额大幅提高，预计 2020 年以后将迎来大型水电站的投运高峰。2019 年初 4 台“华龙一号”核电机组上会核准，标志核电正式重启且未来三年有望开启批量化建设。
- ◆ **两大看点：电改进入“深水区”，国改试点正当时。**国内电力供给呈现电量宽松、电力紧张的局面，电力市场化交易比例逐年抬升，电力的定价方式由政府规定的上网电价，逐步转向了市场电价，同时，“五大四小两网”正逐步参与国改、混改，这些积极的变化有利于破解垄断机制带来的效率低、成本高企等难题，电企盈利能力将得到提升。
- ◆ **行业评级：**中长期看，我国发电及装机结构的持续转型将助力用电需求稳定增长，我们预计

证券研究报告

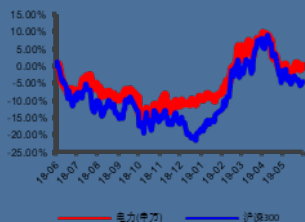
行业研究——投资策略

电力行业

看好	中性	看淡
----	----	----

上次评级：中性，2018.12.10

电力行业相对沪深 300 表现



资料来源：信达证券研发中心

左前明 能源行业分析师
 执业编号：S1500518070001
 联系电话：+86 10 83326795
 邮箱：zuoqianming@cindasc.com

马步芳 分析师
 执业编号：S1500518100001
 联系电话：+86 10 83326842
 邮箱：mabufang@cindasc.com

王嵘 研究助理
 联系电话：+86 10 83326792
 邮箱：wangrong@cindasc.com

郑文文 研究助理
 联系电话：+86 10 83326875
 邮箱：zhengwenwen@cindasc.com

相关研究:

《电力行业 2019 年年度投资策略：用电量稳增长，基荷电力——震荡中的防守阵地》2018.12.10

2019 年用电增速维持在 5.5%，其中火电行业在煤炭价格回落、装机增速收窄、上网电价保持稳定的情况下，行业业绩企稳回升；2019 年来水向好，且特高压通道陆续建成，利好龙头水库的发电量增长。因此我们维持行业“中性”评级。

- ◆ **建议关注的公司：**华能国际（600011）、华电国际（600027）、浙能电力（600023）、长江电力（600900）
- ◆ **风险因素：**宏观经济增长不达预期，煤价上涨风险，上网电价下调风险，环保政策风险，水电来水量低、清洁能源消纳不足等。

目录

宏观：电力增速放缓，各电源发展呈分化态势	1
需求：2019 年全社会用电量增速将达 5.5%	1
供给：电力供需总体平衡，局部高峰时段供需偏紧	6
火电：煤价回落驱动业绩明显改善	9
发电量增速放缓、煤电新增限制放松导致利用小时数下滑	9
上网电价上调空间有限，成本传导依靠市场电价	11
看好煤价回落带来的火电经营业绩持续改善	13
水电：来水向好助力电量提升，静待投运高峰来临	15
基建投资额大幅增加，2020 年进入大型水电机组投运高峰	15
水电标杆电价暂无下调风险，市场化比例呈提高趋势	18
两大看点：电改进入“深水区”，国改试点正当时	19
全面放开发用电计划，市场化交易规模进一步扩大	19
电企混改动作频频，盘活资产提升盈利	20
投资策略	22
行业评级	22
风险因素	22

表目录

表 1：2019 年 1-4 月各产业用电情况 (%)	3
表 2：三大部门全社会用电量拉动率排名	3
表 3：2019 年全社会用电量增速中性情景下预计为 5.5%	5
表 4：2014-2017 年全国燃煤标杆上网电价 (元/千瓦时)	12
表 5：水电项目建设情况	16
表 6：预计投产水电特高压输送通道	17
表 7：水电企业股息率对比	19

图目录

图 1：全社会用电量情况	1
图 2：全社会用电量单月同比增速	1
图 3：分产业用电结构	2
图 4：分产业用电量增量贡献率	2
图 5：2018 年 1-4 月细分行业增速前十强	2
图 6：2019 年 1-4 月细分行业增速前十强	2
图 7：制造业日均用电量情况	4
图 8：2010-2020 年第一产业拉动全社会用电量	4
图 9：1981~2017 年第二产业每五年 CAGR 对应拉动全社会用电量	5
图 10：2010-2020 年第二产业拉动全社会用电量	5
图 11：2010-2021 年第三产业拉动全社会用电量	5
图 12：2010-2021 年城乡居民生活用电拉动全社会用电量	5
图 13：全国规模以上装机累计发电量	6
图 14：不同发电形式发电量累计增速对比 (%)	6
图 15：全国分电源利用小时数预测	7
图 16：全国发电量情况预测	7
图 17：2018 年发电结构	7
图 18：2019 年发电结构预测	7
图 19：2018 年电源结构	8
图 20：2019 年电源结构预测	8
图 21：全国累计发电设备容量预测	8
图 22：全国各电源装机容量预测 (万千瓦)	8
图 23：火电累计发电量及增速	9
图 24：火电新增装机容量及增速	9
图 25：火电行业营业收入及增长率	10
图 26：火电行业归母净利润及增长率	10
图 27：火电行业 ROA 和 ROE (%)	10
图 28：火电行业上市公司 2019 年第一季度业绩表现	10
图 29：2015-2019 年全国火电累计平均利用小时数 (小时)	11
图 30：2015-2019 年全国火电新增装机容量 (万千瓦)	11
图 31：全国火电装机预测 (吉瓦)	11
图 32：全国火电利用小时数预测	11
图 33：大型发电集团煤电上网电量市场化率	13
图 34：煤电市场化电价与燃煤标杆电价价差	13
图 35：秦皇岛动力煤价格 (元/吨)	14
图 36：电煤价格指数 (元/吨)	14
图 37：燃煤机组平均上网电价 (右轴) 和电煤价格对比	14
图 38：六大发电集团日均耗煤量 (克/千瓦时)	14
图 39：水电累计发电量	15
图 40：水电新增装机量	15
图 41：水电工程投资额	16

图 42: 三峡水库来水情况 (立方米/秒)	16
图 43: 水电装机预测	17
图 44: 水电利用小时数预测 (小时)	17
图 45: 大型发电集团水电市场交易平均电价	18
图 46: 水电平均上网电价	18
图 47: 全国电力市场交易电量和全社会用电量市场化率	20
图 48: 分省市场交易电量占比	20
图 49: 工业企业利润总额当季同比	21

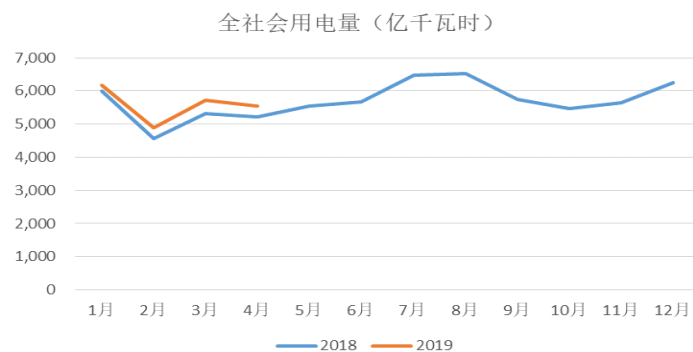
宏观：电力增速放缓，各电源发展呈分化态势

需求：2019 年全社会用电量增速将达 5.5%

1-4 月用电量增速放缓

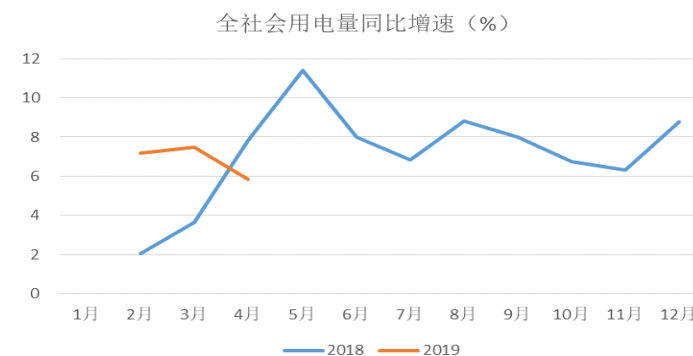
根据中电联数据，2019 年 1-4 月份，全国全社会用电量 22,329 亿千瓦时，同比增长 5.6%，增速比上年同期回落 3.8 个百分点。分部门看，城乡居民用电增速最高，为 10.9%、第三产业为 10.3%，第一产业为 6.1%，第二产业增速最低，为 3.2%，第二产业用电增速比上年同期回落 3.7 个百分点。

图 1：全社会用电量情况



资料来源：Wind，信达证券研发中心

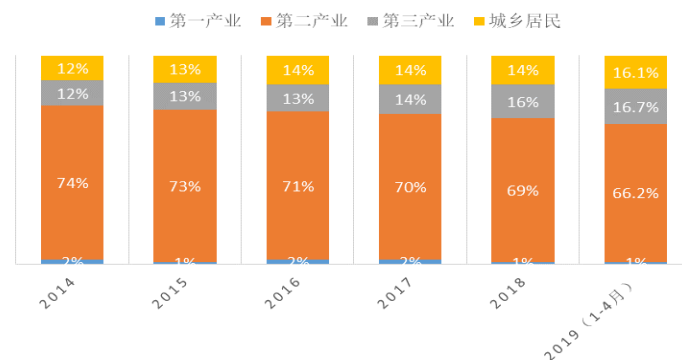
图 2：全社会用电量单月同比增速



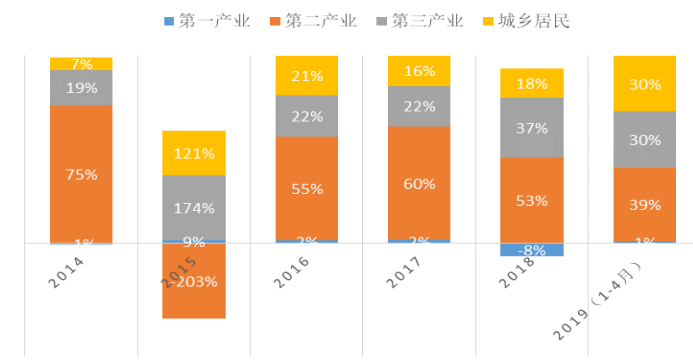
资料来源：Wind，信达证券研发中心

从各行业占全社会用电量的比重来看，第二产业占比最高，为 66.2%，第三产业占 16.7%，城乡居民生活用电占 16.1%。从 2014 年开始，第二产业占全社会用电量比重呈逐年下降的趋势，从 74% 下降至 2019 年的 66.2%，而第三产业比重在逐年上升，从 12% 上升至 2019 年的 16.7%。

从各行业对全社会用电量增长的贡献率来看，第二产业占比最高，为 39.3%，城乡居民生活用电占 30.0%，第三产业占 29.7%，第一产业占比为 1.1%。第二产业的贡献率从 2017 年开始连续三年下降。

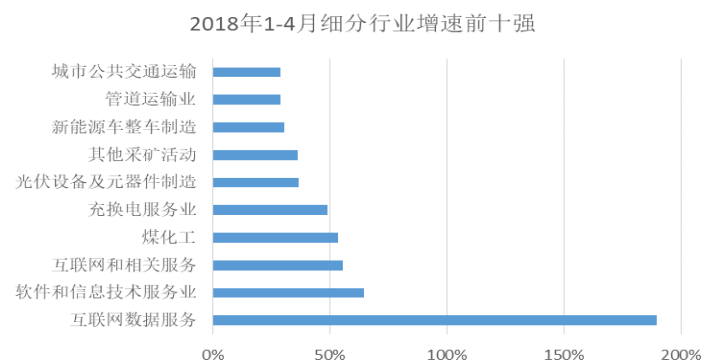
图 3：分产业用电结构


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

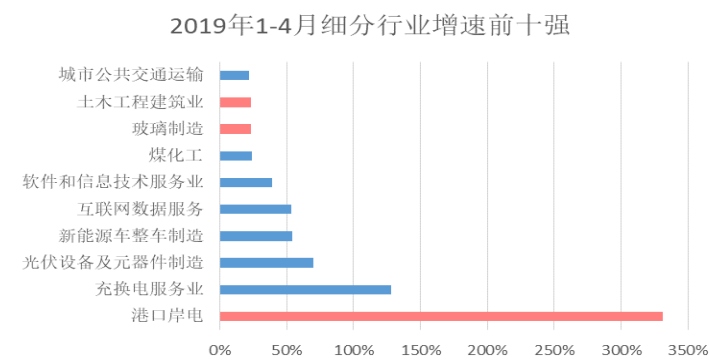
图 4：分产业用电量增量贡献率


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

从细分行业用电增速来看，2019年，新能源设备行业的用电量增速显著增长，其中充换电服务业（127.9%）、光伏设备及元器件制造（70.4%）、新能源整车（54.2%）用电量增速高居前列，显示了新能源汽车及光伏产业链蓬勃发展的态势，互联网相关行业的用电量增速仍然十分亮眼，此外，港口岸电（331%）、玻璃制造（23.5%）、土木工程建筑业（23%）较2018年同期第一次上榜，而以采矿业为代表的重工业未上榜。这体现了新旧动能转换，第三产业正在崛起，传统工业的比重正在逐步下降。

图 5：2018年1-4月细分行业增速前十强


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 6：2019年1-4月细分行业增速前十强


资料来源: Wind, 信达证券研发中心 (红色为新上榜的行业)

表 1: 2019 年 1-4 月各产业用电情况 (%)

	增速	占比	贡献率
全社会用电	5.6		
第二产业	3.2	66.2	39.3
第三产业	10.3	16.7	29.7
城乡居民	10.9	16.1	30
工业	3	65	35.9
采矿业	2.9	3.8	2
制造业	3.8	49.4	34.6
建筑业	12.9	1.4	2.9
交通物流	9.4	2.5	4.1
信息服务	15.6	1.2	3.2

资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

从全社会用电量拉动情况来看, 第二产业在 2019 年 1-4 月的拉动作用最大, 但与 2018 年相比, 拉动作用低于预期, 从 2018 年的 5ppt 减少至 2019 年 1-4 月的 2.4ppt, 第三产业与城乡居民分别产生 1.6ppt、1.5ppt 的拉动作用。

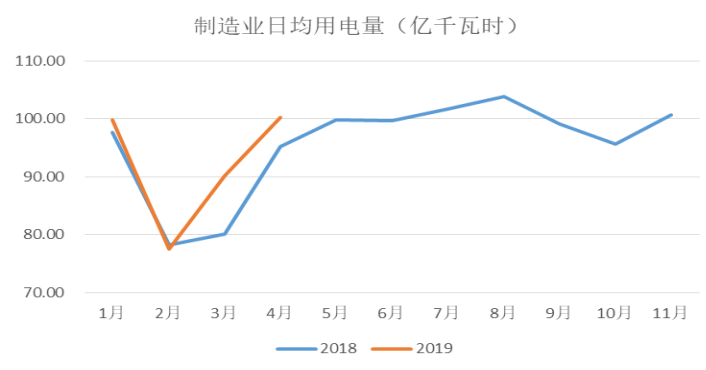
表 2: 三大部门全社会用电量拉动率排名

排名	产业	2018 年	2019 年 1-4 月
2	第二产业	5.0ppt	2.4ppt
3	第三产业	1.9ppt	1.6ppt
4	城乡居民	1.4ppt	1.5ppt

资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

工业和制造业用电量平稳增长, 制造业日均用电量超 100 小时。1-4 月份, 全国工业用电量 14,519 亿千瓦时, 同比增长 3.0%, 增速比上年同期回落 3.7 个百分点, 占全社会用电量的比重为 65.0%, 对全社会用电量增长的贡献率为 35.9%。1-4 月份, 全国制造业用电量 11,033 亿千瓦时, 同比增长 3.8%, 增速比上年同期回落 2.4 个百分点, 占全社会用电量的比重为 49.4%, 对全社会用电量增长的贡献率为 34.6%。4 月制造业日均用电量 100.3 亿千瓦时/天, 分别比上年同期和上月增加 5.1 亿千瓦时/天和 13.0 亿千瓦时/天。

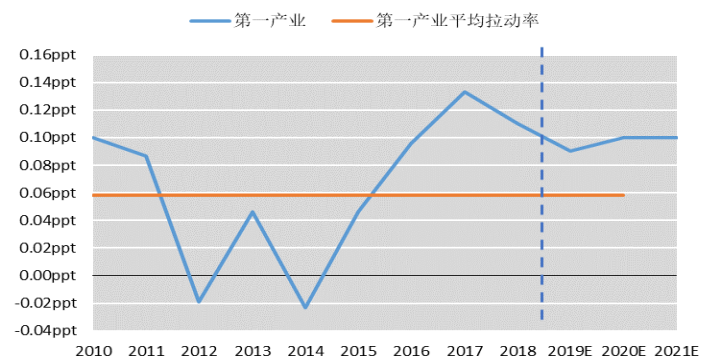
1-4 月份, 化学原料制品、非金属矿物制品、黑色金属冶炼和有色金属冶炼四大高载能行业用电量合计 6,174 亿千瓦时, 同比增长 3.1%, 增速比上年同期回落 1.3 个百分点, 合计用电量占全社会用电量的比重为 27.7%, 对全社会用电量增长的贡献率为 15.6%。

图 7：制造业日均用电量情况


资料来源：Wind，信达证券研发中心

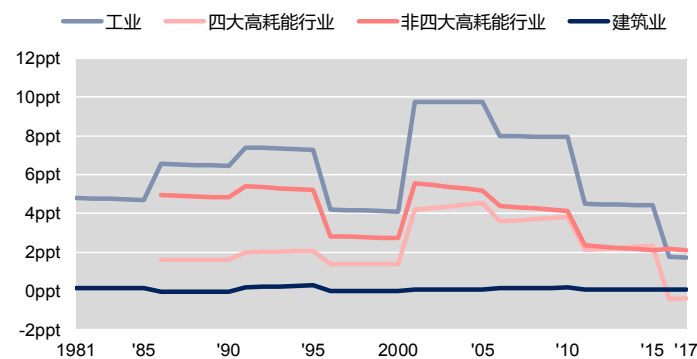
2019 年全社会用电量增速达 5.5%

排除 2018 年超增长因素，近两年的第一产业的对全社会用电量拉动维持在 0.1ppt 以上，2010~2017 年平均拉动率在 0.06ppt 左右，考虑到 2018 年起第一产业口径相对调整，我们预计 2019 年第一产业对全社会用电量拉动在 0.09ppt。

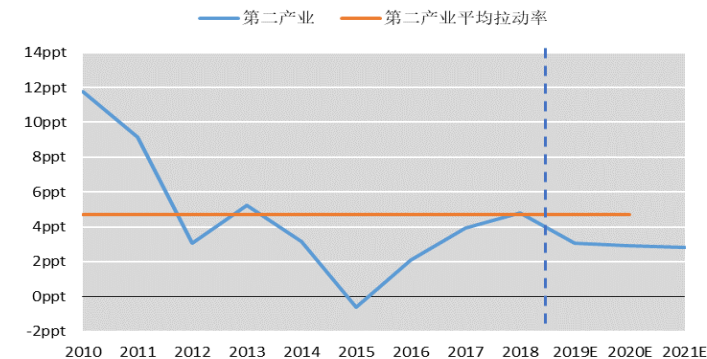
图 8：2010-2020 年第一产业拉动全社会用电量


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

第二产业方面，由于第二产业内部发生结构性变化，四大高耗能产业对全社会用电量拉动逐步下降的趋势，从历史年复合增长率平滑后的用电拉动来看，每 5 年下降 1 个 ppt 左右是较为正常的情形，因此我们预计四大高耗能产业对全社会用电量拉动在 0.90ppt；新兴制造业的逐步崛起带动非四大高耗能产业对全社会用电量拉动的逆势上扬，我们预计 2019 年非四大高耗能产业对全社会用电量拉动在 2.14ppt。

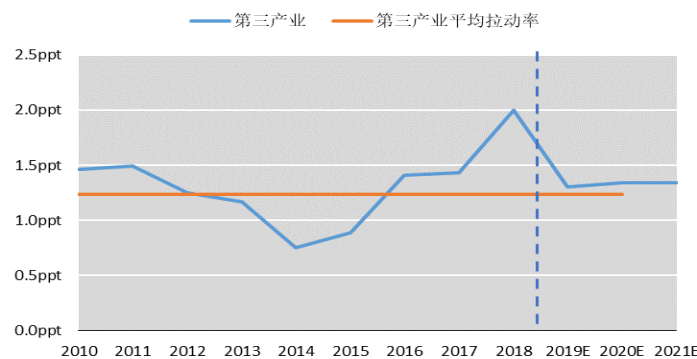
图 9：1981~2017 年第二产业每五年 CAGR 对应拉动全社会用电量


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

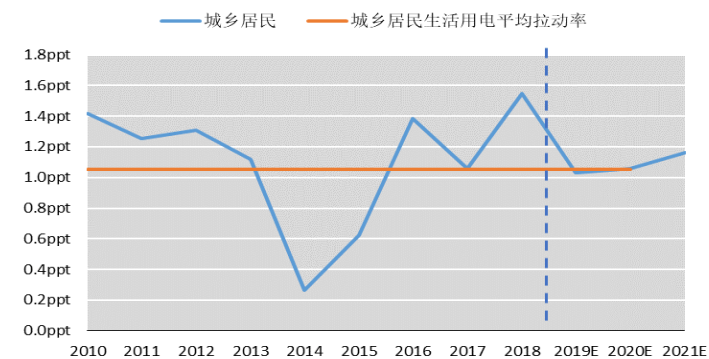
图 10：2010-2020 年第二产业拉动全社会用电量


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

第三产业及居民生活用电方面，随着人均收入的不断提升，带动居民消费水平上升，加上居民对电费的敏感程度呈边际递减现象。我们预计 2019 年第三产业及居民生活用电全社会用电量的拉动分别为 1.3ppt 和 1.0ppt。

图 11：2010-2021 年第三产业拉动全社会用电量


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

图 12：2010-2021 年城乡居民生活用电拉动全社会用电量


资料来源：电力工业统计资料汇编，中国电力年鉴，中电联，信达证券研发中心

综上所述，我们预计 2019 年全社会用电增速在 5.5% 左右，至 2021 年全社会用电量预计达 8.0 万亿千瓦时，较 2020 年增长 5.4%。

表 3：2019 年全社会用电量增速中性情景下预计为 5.5%

2019 年	总用电量 (亿千瓦时)	新增用电量 (亿千瓦时)	拉动全社会用电量
全社会用电量总计	72,148.2	3,735.3	5.5ppt
第一产业	1,286.1	61.6	0.1ppt
第二产业	49,520.1	2,079.8	3.0ppt

第三产业	10,964.9	889.4	1.3ppt
城乡居民生活用电	10,377.1	704.7	1.0ppt

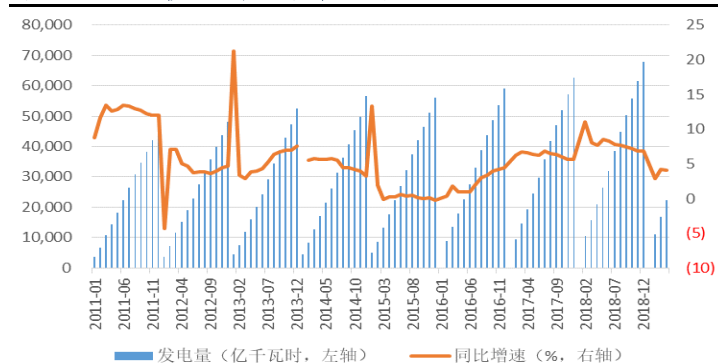
资料来源：信达证券研发中心

供给：电力供需总体平衡，局部高峰时段供需偏紧

1~4月：发电量“水增火减”，全国平均利用小时数低于同期

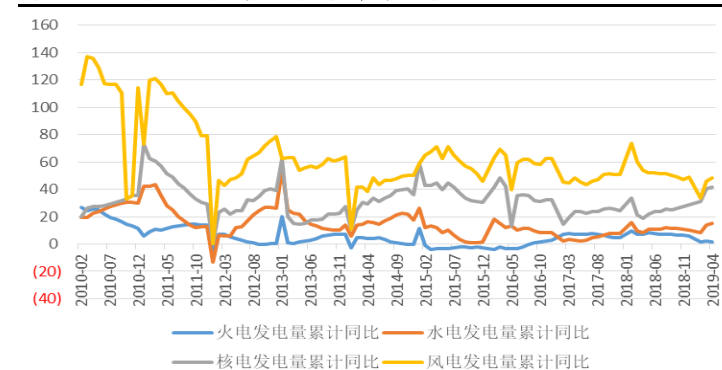
2019年1-4月，全国规模以上电厂发电量“水增火减”。“十三五”规划提出2020年、2030年非化石能源消费比重分别达到15%、20%的目标。受2018年高基数影响，2019年1-4月份，全国规模以上电厂发电量22,198亿千瓦时，同比增长4.1%，增速比上年同期回落3.6个百分点。其中，火电发电量16,554亿千瓦时，同比增长1.4%，增速比上年同期回落5.7个百分点；水电发电量2,987亿千瓦时，同比增长13.7%，增速比上年同期提高12.4个百分点

图 13：全国规模以上装机累计发电量



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 14：不同发电形式发电量累计增速对比（%）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

1-4月，全国发电设备平均利用小时数低于同期。1-4月份，全国发电设备累计平均利用小时1,217小时，比上年同期降低4小时。分类型看，1-4月份，全国水电设备平均利用小时为959小时，比上年同期增加114小时。在水电装机容量超过1,000万千瓦的8个省份中，除湖北同比降低36小时，其他省份均同比增加，湖南和福建同比增加超过400小时，分别增加494和462小时；全国火电设备平均利用小时为1,413小时（其中，燃煤发电和燃气发电设备平均利用小时分别为1,461和784小时），比上年同期降低13小时。

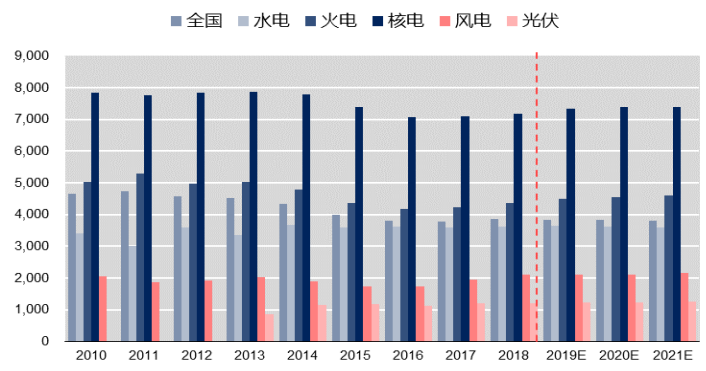
截至4月底，全国6,000千瓦及以上电厂装机容量18.2亿千瓦，同比增长6.0%，比上月增加721万千瓦，增速与上年同期基本持平。水电3.1亿千瓦，其中，常规水电2.8亿千瓦；火电11.5亿千瓦，其中，燃煤发电10.1亿千瓦、燃气发电8,623万千瓦。全国6,000千瓦及以上电厂装机容量17.7亿千瓦，同比增长5.2%，增速比上年同期回落2.1个百分点。

1-4 月份，全国基建新增发电生产能力 2,336 万千瓦，比上年同期少投产 679 万千瓦。其中，水电 74 万千瓦、火电 1,037 万千瓦（燃煤 617 万千瓦、燃气 312 万千瓦）。水电比上年同期少投产 61 万千瓦，火电比上年同期多投产 161 万千瓦。

预计 2019 年：电力供需总体平衡

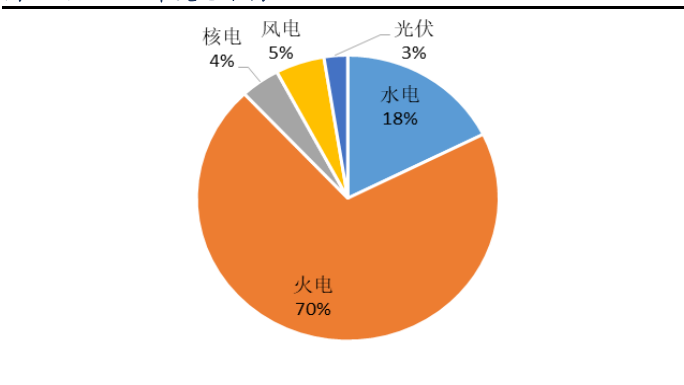
2019 年，第三产业和居民生活用电比重持续提高，拉大系统峰谷差，时段性系统调峰能力不足，此外，电煤价格高位运行，发电用煤继续维持地区性季节性供需偏紧格局。在这些因素影响下，我们预计全年全国电力供需总体平衡，局部地区高峰时段电力供需偏紧。分省来看，我国华北、华中区域局部性时段性电力供需偏紧；华东区域电力供需总体平衡；南方区域电力供需总体平衡，枯水期广西、贵州偏紧，汛期云南清洁能源消纳压力较大；东北、西北区域预计电力供应能力富余。

图 15: 全国分电源利用小时数预测



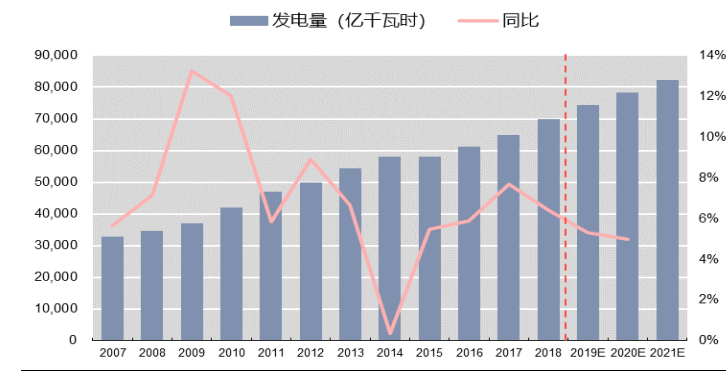
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 17: 2018 年发电结构



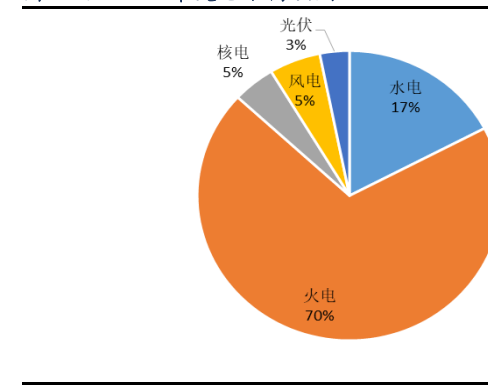
资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 16: 全国发电量情况预测



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

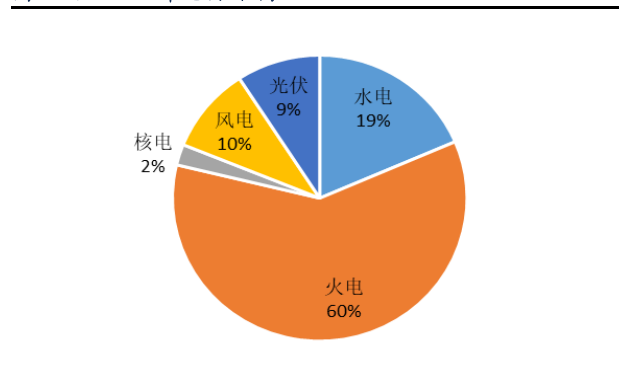
图 18: 2019 年发电结构预测



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

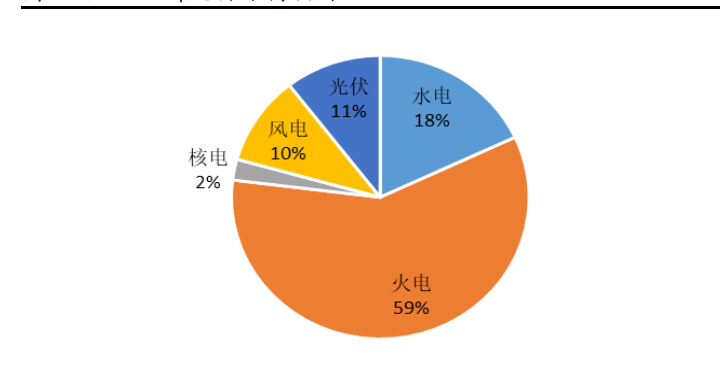
我们预计，2019年全国发电设备平均利用小时数为3,845小时，其中火电平均利用小时数为4,494小时，2020年全国平均利用小时数为3,839小时，2021年全国平均发电利用小时数将达3,806小时；2019年全国发电装机为20.02亿千瓦，非化石能源发电装机比重上升至41%。

图 19: 2018 年电源结构



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

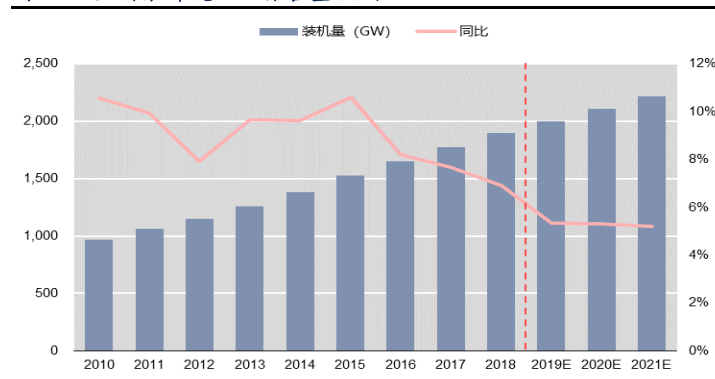
图 20: 2019 年电源结构预测



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

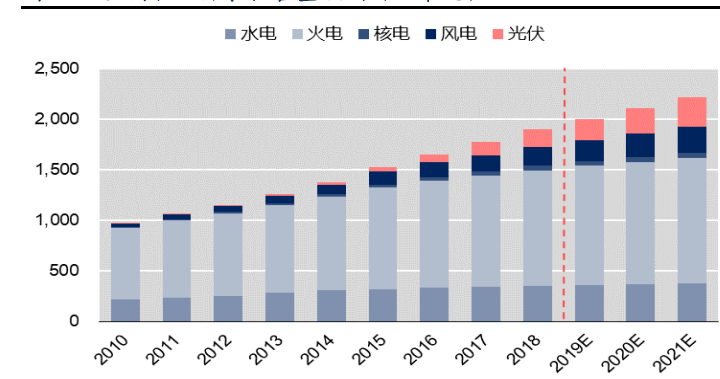
但是，由于下游电力需求旺盛，而新能源短期内无法解决波动性以及提供稳定的电力，在电力供需偏紧的形势下仍需要煤电进行调峰，因此我们认为2019年下半年煤电审批有望进一步放松。

图 21: 全国累计发电设备容量预测



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 22: 全国各电源装机容量预测 (万千瓦)



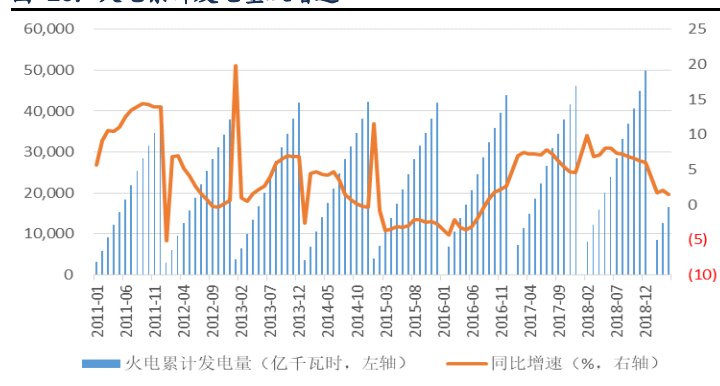
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

火电：煤价回落驱动业绩明显改善

发电量增速放缓、煤电新增限制放松导致利用小时数下滑

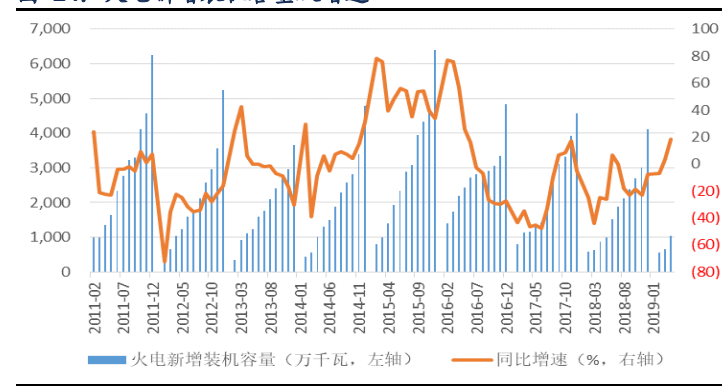
2019年1-4月，火电发电量明显放缓，全国规模以上电厂火电发电量1.66万亿千瓦时，同比增长1.4%，同比降低了6.87个百分点。截至2019年4月，全国6,000千瓦及以上火电装机11.5亿千瓦，其中，燃煤发电10.1亿千瓦、燃气发电8,623万千瓦。2019年火电新增规模的限制略有放松，1-4月共新增火电装机1,037万千瓦，其中，燃煤617万千瓦、燃气312万千瓦，比上年同期多投产161万千瓦。1-4月，全国火电设备平均利用小时为1,413小时（其中，燃煤发电和燃气发电设备平均利用小时分别为1,461和784小时），比上年同期降低13小时。

图 23: 火电累计发电量及增速



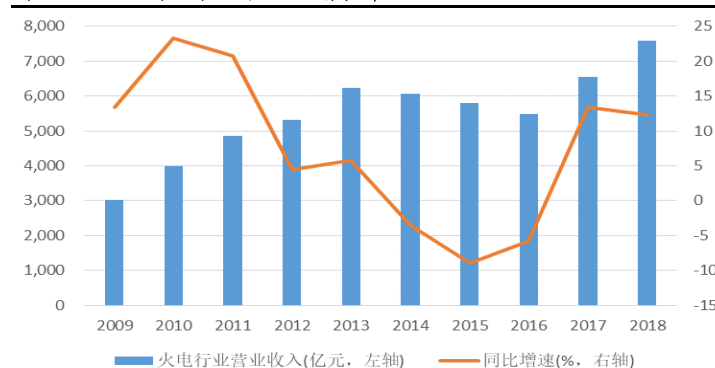
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 24: 火电新增装机容量及增速

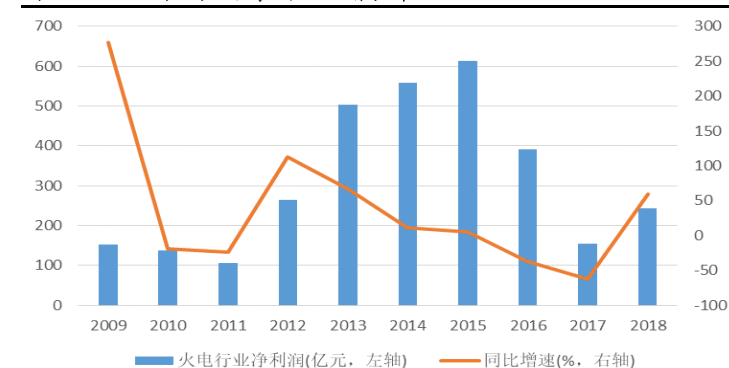


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

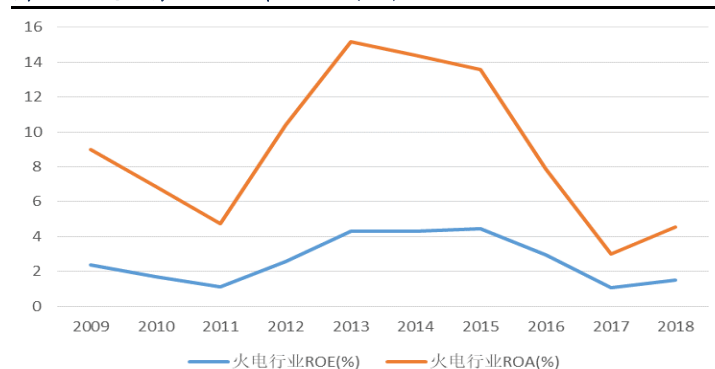
2019年第一季度，受到发电量增加、平均结算电价上调、煤价回落等因素影响，火电行业业绩较上年同期明显改善。第一季度，火电行业实现营业收入2,063.63亿元，同比增加15.19%；归母净利润226.04亿元，同比增加55.9%。

图 25: 火电行业营业收入及增长率


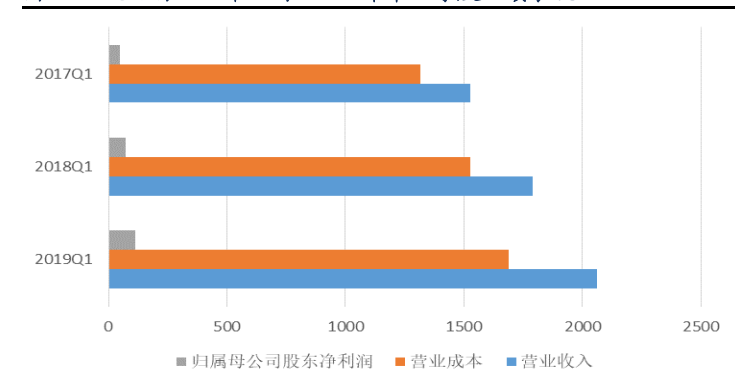
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 26: 火电行业归母净利润及增长率


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 27: 火电行业 ROA 和 ROE (%)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 28: 火电行业上市公司 2019 年第一季度业绩表现


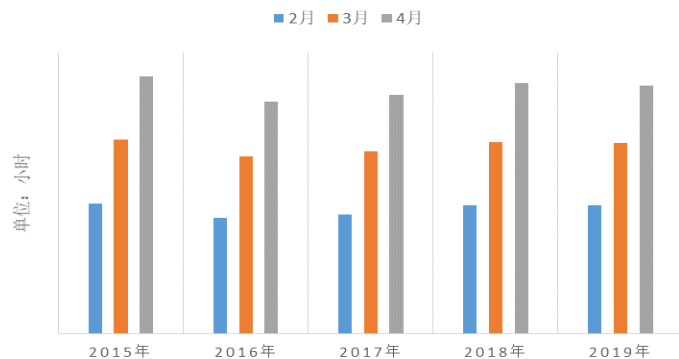
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

我国电源结构仍以煤电为主，2018 年煤电装机（10.1 亿千瓦）占总装机（19%）比重为 53%，而且相对于其他发电方式，煤电经济性优势明显，目前，全国燃煤机组平均标杆上网电价约为 0.3738 元/千瓦时，仍然低于我国大多数发电形式的平均上网电价。此外，根据我国《电力发展“十三五”规划》，虽然到 2020 年，我国煤电装机比重将从 59% 下降至 55%，但是煤电作为我国发电的主力电源这一基本事实不变。

根据《2018 年能源工作指导意见》指示，中国电力增量需求更多的将由可再生能源提供。但可再生能源目前仍处于发展阶段，难以满足不断增加的电力需求。因此，目前火电仍然承担电量支撑的角色。根据中国《电力发展“十三五”规划》，到 2020 年力争将火电装机控制在 11 亿千瓦以内，占比降至约 55%，火电装机容量增长有限。我们认为，受其他电源增速较高的影响，

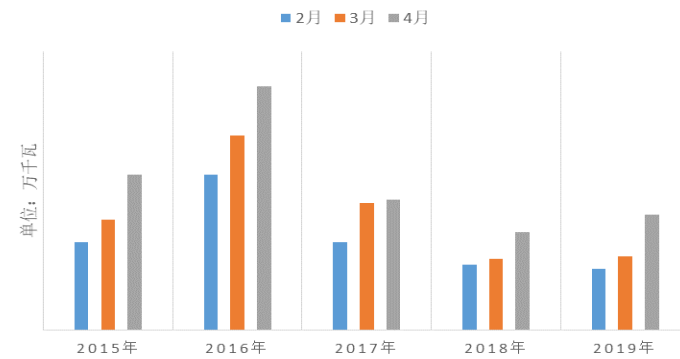
火电增速将收窄至 3.1%，火电 2019 年利用小时数将达到 3,845 小时。

图 29: 2015-2019 年全国火电累计平均利用小时数 (小时)



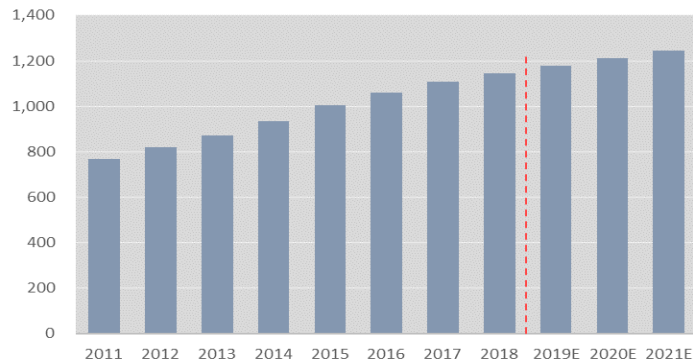
资料来源: 中电联, Wind, 信达证券研发中心

图 30: 2015-2019 年全国火电新增装机容量 (万千瓦)



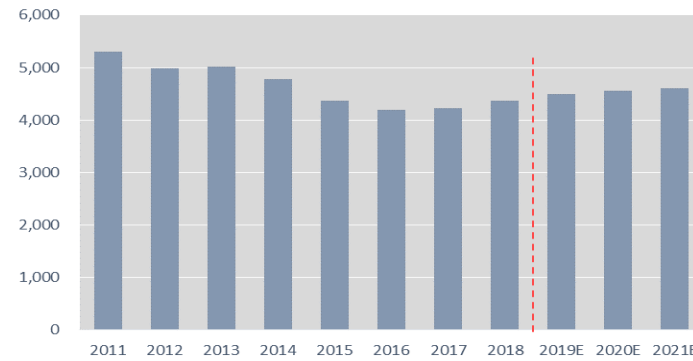
资料来源: 中电联, Wind, 信达证券研发中心

图 31: 全国火电装机预测 (吉瓦)



资料来源: Wind, 信达证券研发中心预测

图 32: 全国火电利用小时数预测



资料来源: Wind, 信达证券研发中心预测

上网电价上调空间有限，成本传导依靠市场电价

2017 年 6 月，国家发改委发布《关于取消、降低部分政府性基金及附加合理调整电价结构的通知》，取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项资金，7 月起燃煤机组上网电价由 0.3644 元/千瓦吋上调至 0.3738 元/千瓦吋。

就上网电价而言，一方面受“煤电联动”政策影响，煤价成为影响电价的主要因素之一，另一方面，国家“三去一降一补”政策也压制了煤电上网电价真正执行“煤电联动”政策。2018 年，尽管燃料成本上涨幅度已触发煤电联动条件，但受“三去

“一降一补”政策影响，国家发改委并未上调电价，反而降低了销售端“一般工商业用户”电价。同时，上网电价下调的可能性也极小，因为如果按照现在电价，要想实现煤电联动的电价下调，根据煤电联动公式，电煤价格必须下降超过 1,000 元/吨，这显然是不可能的。

因此，我们看到尽管政策再三提出降低一般工商业电价，但实际这部分降价主要从降低电网环节收费和输配电价格着手，并不会降低上网电价。从 2018 年来看，上网侧电价仅针对增值税下调进行相应调整，而未针对一般工商业电价下调而进行调整，因此我们判断由于煤价在 2020 年前都将维持高位运行，上网电价上调可能性很小。

表 4: 2014-2017 年全国燃煤标杆上网电价 (元/千瓦时)

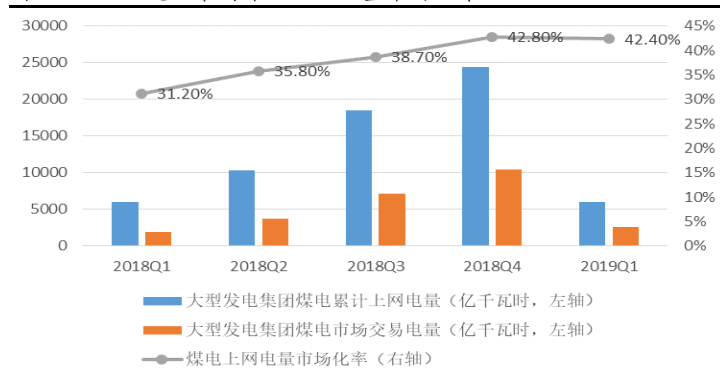
	2014 年 9 月 1 日	2015 年 4 月 20 日	2016 年 1 月 1 日	2017 年 7 月 1 日
全国	0.4114	0.39356	0.3644	0.3738

资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

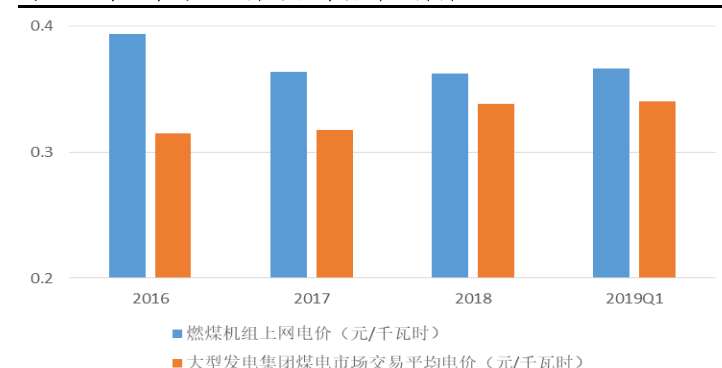
在煤电联动机制无法启动的情况下，电力企业会通过减小市场化交易电价降幅的方式消化上涨煤价，达到提升营业收入的效果。中电联《2019 年 1 季度全国电力市场交易信息简要分析》指出，2018 年以来，随着煤炭市场价格波动上升以及发电市场竞争的理性回归，煤电市场化交易量进一步扩大，交易电价呈缓步回升趋势。2019 年第一季度，大型发电集团煤电平均市场交易电价为 0.3668 元/千瓦时，较 2018 年提升了 0.004 元/千瓦时。

市场化交易电量规模进一步扩大。2019 年 1 季度，大型发电集团煤电机组上网电量 6,017 亿千瓦时，占其合计上网电量的 68.8%；市场交易电量 2,553 亿千瓦时，煤电上网电量市场化率为 42.4%，相较于 2018 年 1 季度，市场化率提高了 11.2 个百分点。

市场化电价与直供电价差缩窄。实施电价改革以来，华能国际、华电国际等大型发电集团上网电量的市场化比例在逐年提升，市场化电价逐年上升，与燃煤电厂标杆电价的价差不断收窄，价差收窄至 2019 年 1 季度的 0.0262 元/千瓦时，充分显示了大型发电企业在市场化交易中的定价权。未来，如每年的电力需求增速维持 5-6% 的稳定增长，发电装机增速减缓必然带来电力市场的进一步紧缺，推升市场电价格。

图 33: 大型发电集团煤电上网电量市场化率


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

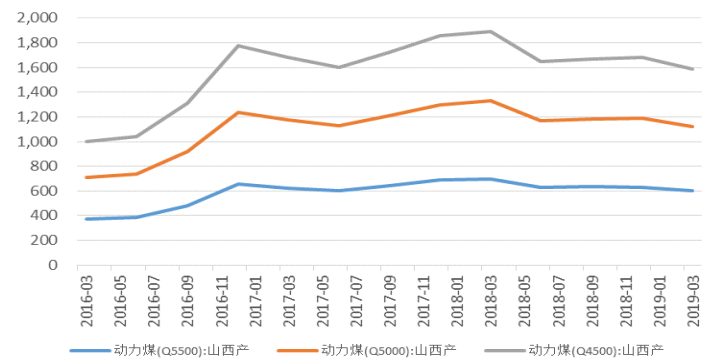
图 34: 煤电市场化电价与燃煤标杆电价价差


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

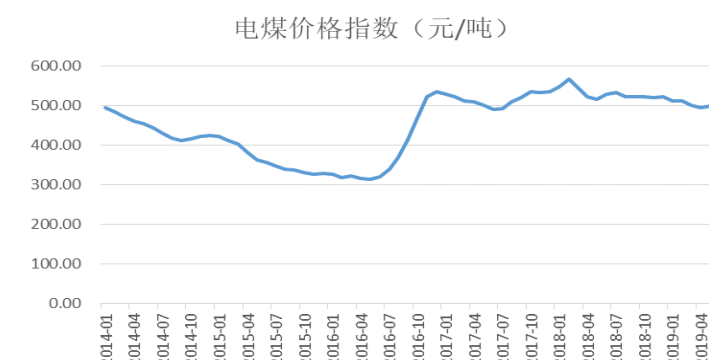
看好煤价回落带来的火电经营业绩持续改善

当前火电行业处于景气度上升的周期, 煤价仍然是影响火电盈利的核心因素。我国发电机组中约 70% 为燃煤机组, 发电成本中燃料成本占 70% 左右, 煤价变化对电价影响较大。2017 年以来, 煤价高位震荡。电力股本来具备均衡、稳定回报的公共事业属性, 但为稳定我国能源成本, 此前长期出现周期性特征。为了维持电力股的公共事业属性, 国家将会在未来之后弥补电力企业的亏损。以煤价为例, 在 2017 年煤价上涨之后, 7 月国家调高了燃煤机组上网电价以弥补电力企业亏损。

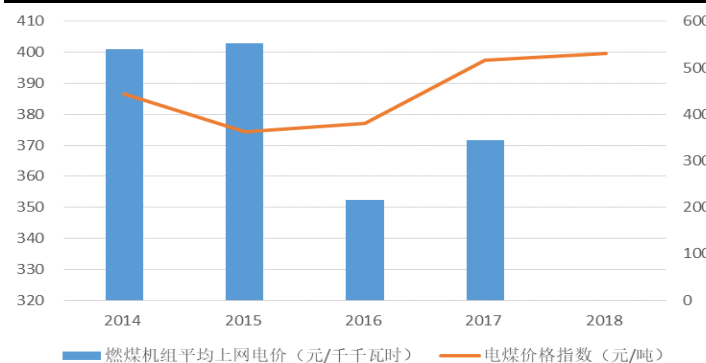
5 月, 沿海六大电企日均耗煤 58.53 万吨, 同比降低 18.9%; 重点电厂日均耗煤 319 万吨, 同比下降 6.2%。在用电量增速放缓、动力煤需求转弱的情况下, 发改委也号召煤价下调, 5 月份秦皇岛山西产 5,500 大卡动力煤平均价格 610 元/吨, 同比下降 2%, 现货价格有望回落至 570 元/吨。随着电力市场化改革的推进, 煤价回涨向下传导, 由于火电行业对煤炭价格的高弹性特征, 市场电价降价幅度将逐步收窄, 火电行业业绩会得到继续改善。

图 35: 秦皇岛动力煤价格 (元/吨)


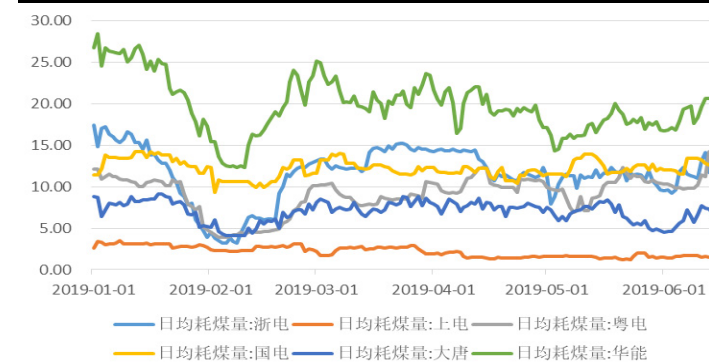
资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 36: 电煤价格指数 (元/吨)


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 37: 燃煤机组平均上网电价 (右轴) 和电煤价格对比


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 38: 六大发电集团日均耗煤量 (克/千瓦时)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

值得注意的是, 即便在经济不达预期的情况下, 作为一直以来的逆周期行业, 煤电行业在经济下行阶段, 将受益于成本敏感性高于电量敏感性这一特性, 进而展现出对冲宏观经济下行的特质。如全社会用电量不达预期, 电价下降速度滞后于煤价下跌速度, 同样增厚煤电企业业绩。

当前, 经济具有极大的不确定性, 传统周期行业配置价值的下降, 将使煤电企业的相对配置价值提升。

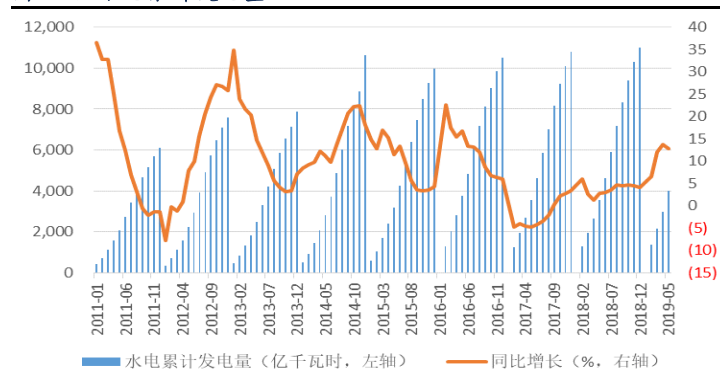
水电：来水向好助力电量提升，静待投运高峰来临

基建投资额大幅增加，2020 年进入大型水电机组投运高峰

2019 年 1-4 月，全国规模以上电厂水电发电量为 2,987 亿千瓦时，同比增长 13.7%。截至 4 月份，全国 6,000 千瓦及以上电厂水电累计装机容量为 3.1 亿千瓦，同比增长 3%；2019 年 1-4 月新增装机容量 74 万千瓦，同比下降 45.2%。受来水形势向好影响，1-4 月全国水电设备平均利用小时数为 959 小时，同比增加 114 个小时。

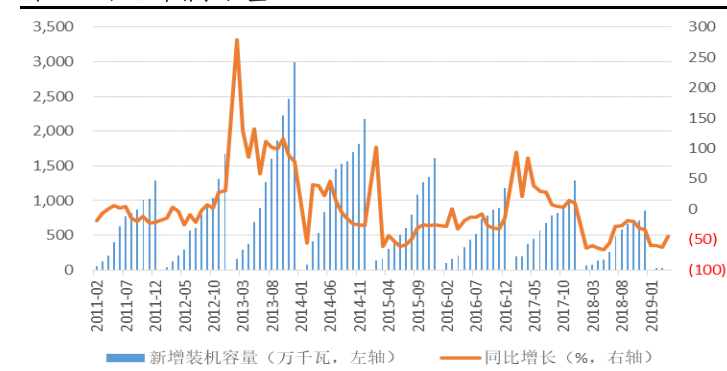
截至 2019 年 4 月份，水电基本建设投资完成额为 250 亿元，同比增长 62.3%，大幅增加主要原因是白鹤滩、乌东德、杨房沟、两河口等大型水电站在建。

图 39：水电累计发电量

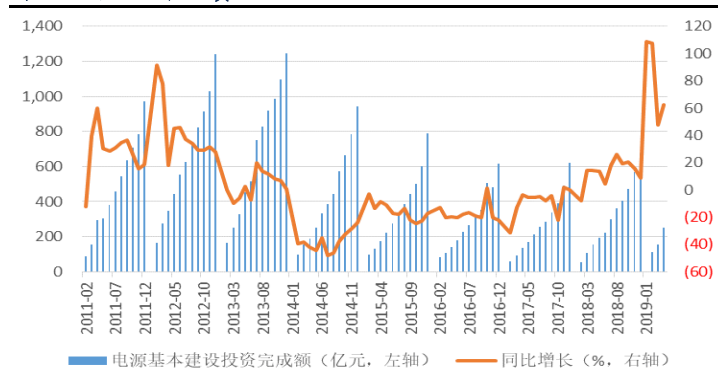


资料来源：Wind，信达证券研发中心

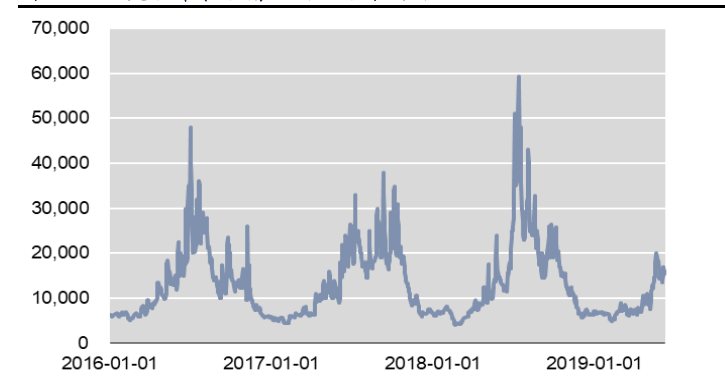
图 40：水电新增装机量



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 41: 水电工程投资额


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 42: 三峡水库来水情况 (立方米/秒)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

表 5: 水电项目建设情况

投产时间	水电站	开工时间	地区	装机容量 (万千瓦)	流域
2020	苏洼龙	2017	四川/西藏	120	金沙江
	乌东德	2012	四川/云南	1020	金沙江
	杨房沟	2015	四川	150	雅砻江
	金沙	2017	四川	56	金沙江
2021	两河口	2014	四川	300	雅砻江
2022	双江口	2015	四川	200	大渡河
	白鹤滩	2017	四川/云南	1600	金沙江
2024	叶巴滩	2017	四川/西藏	224	金沙江

资料来源: 信达证券研发中心整理

由于乌东德等大型水电站仍然在建，2019 年 1-4 月全国水电新增装机出现明显下滑，低于火电等其他发电形式的新增装机增速。根据《水电发展“十三五”规划》，我国要基本建成长江上游、黄河上游、乌江、南盘江红水河、雅砻江、大渡河六大水电基地，总规模超过 1 亿千瓦，我们预计 2020 年起大型水电机组的集中投运期有望来临。

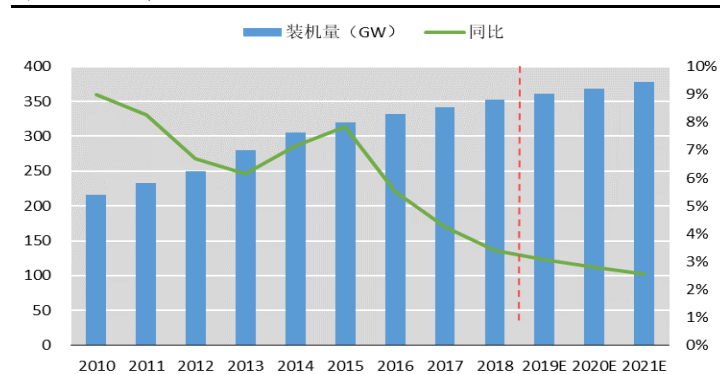
在来水好于 2017 年的情况下，2018 年全国平均水能利用率为 95% 左右，水电消纳能力持续增加。2018 年 12 月，国家发改委、能源局印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，提出 2019 年、2020 年要确保全国水能利用率在 95% 以上。云南大理-深圳 800 千伏特高压通道的建成，将有效降低云南、四川的弃水量，未来随着云南昆明-广西柳州-广东惠州等特高压的建成，全国水能利用率将稳步提升。

表 6: 预计投产水电特高压输送通道

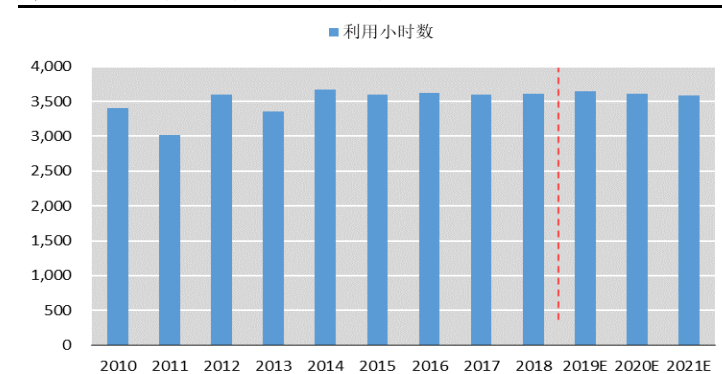
起点-终点	类型	额定容量 (MW)	配套电站	投产时间	状态
云南大理-深圳	800KV	5000	滇南水电站	2018.5	已建成
云南昆明-广西柳州-广东惠州	800KV	5000	乌东德水电站	2020	在建
四川雅中-江西抚州	800KV	10000	杨房沟水电站	2020	设计中
乌东德-浙江温州	800KV	5000	乌东德水电站	2020	设计中

资料来源: 信达证券研发中心整理

由于 2019 年下半年水电新增装机量上升幅度空间有限, 来水向好将推动利用小时数提升, 我们预计 2019 年利用小时数为 3,640 小时, 较 2018 年增加 27 小时。

图 43: 水电装机预测


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

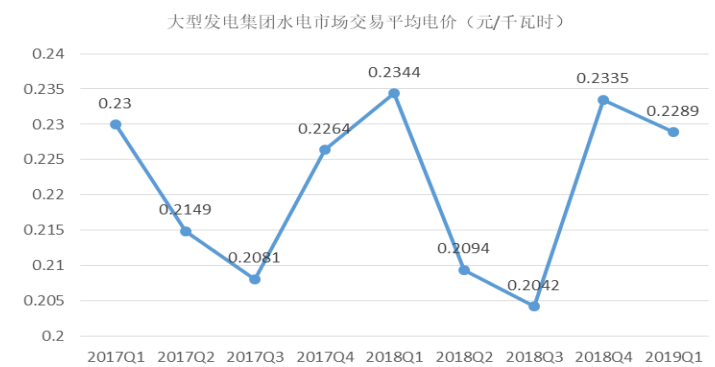
图 44: 水电利用小时数预测 (小时)


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

水电标杆电价暂无下调风险，市场化比例呈提高趋势

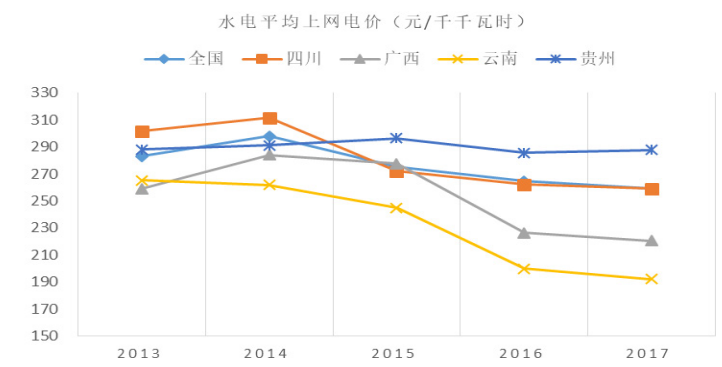
近年来，水电市场化交易程度也日益提高。2019年1季度，大型发电集团水电机组上网电量1,232亿千瓦时，占其合计上网电量的14.1%；水电市场交易电量242亿千瓦时，水电上网电量市场化率达到19.7%；市场交易平均电价为0.2289元/千瓦时，较上年同期降低0.0055元/千瓦时。

图 45: 大型发电集团水电市场交易平均电价



资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

图 46: 水电平均上网电价



资料来源: Wind, 信达证券研发中心

受市场化交易比例提高的影响，近几年全国以及四川、云南、广西、贵州等水电大省的水电平均上网电价逐渐回落，其中，贵州省的上网电价最高，云南的上网电价最低。

水电标杆电价暂无下调风险。5月15日，国家发改委发布《关于降低一般工商业电价的通知》(下称《通知》)，《通知》指出，电网企业增值税税率由16%调整为13%后，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(三代核电机组除外)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。这意味着重大水利工程、增值税降价与电网承担了主要降价任务分解，水电仅贡献增值税降低的空间，不必下调不含税电价。

2019年水电龙头企业兑现高现金分红。其中，长江电力每股分红0.68元，股息率为3.89%；川投能源、黔源电力每股分红0.30元；桂冠电力每股分红0.25元，股息率达到5.42%，高于十年期国债收益率3.323%(2019年6月15日)。综合来看，水电行业股息支付率高于整体电力行业，申万水电近12个月的股息率为1.56%高于申万电力的1.19%。**水电企业现金流稳定、且持续实现高分红，在波动较大的股市中投资价值凸显。**

表 7：水电企业股息率对比

代码	证券简称	2018 年宣告分红预案 (元/股)	股息率 (%，最近 12 个月)
600025	华能水电	0.15	1.35
600236	桂冠电力	0.25	5.42
600674	川投能源	0.30	3.02
600886	国投电力	0.23	2.07
600900	长江电力	0.68	3.89
002039	黔源电力	0.30	2.16

资料来源：公司公告，信达证券研发中心，注：数据截至 2019 年 6 月 15 日

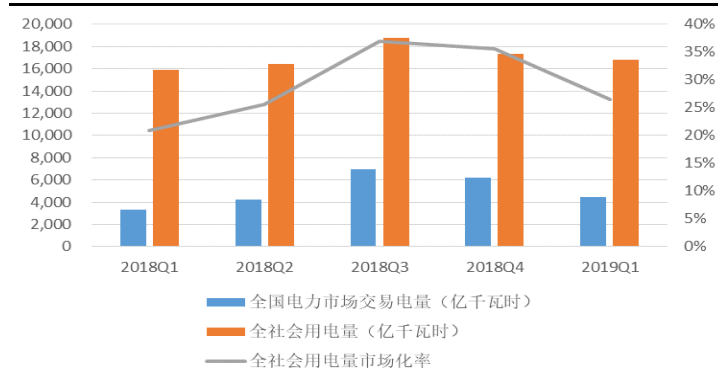
两大看点：电改进入“深水区”，国改试点正当时

全面放开发用电计划，市场化交易规模进一步扩大

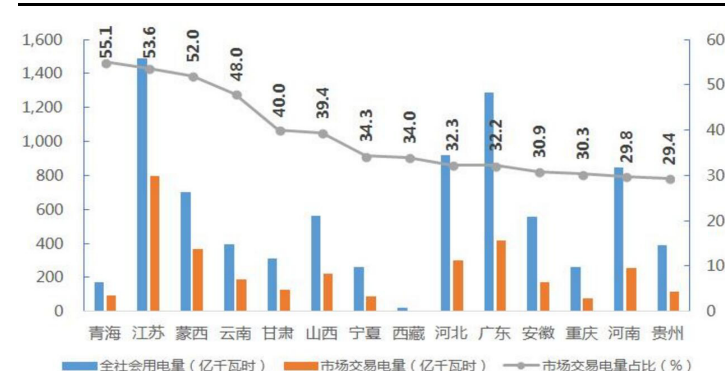
2019 年的政府工作报告中，提出以改革推动降低涉企收费，深化电力市场化改革，清理电价附加收费，降低制造业用电成本，一般工商业平均电价再降低 10%；深化电力、油气、铁路等领域改革，自然垄断行业要根据不同行业特点实行网运分开，将竞争性业务全面推向市场。国家发改委副主任连维良介绍了 20 项年度重点改革任务，包括经营性行业的发用电计划将全面放开、增量配电改革试点将向县一级全面延伸等。

2015 年 3 月“9 号文”提出要“关注中间，放开两头”，其中发用电计划放开是重要一环。从 2017 年 3 月明确“逐年减少既有燃煤发电企业计划电量”，到 2018 年 7 月全面放开煤炭、钢铁、有色、建材四大行业用户发用电计划，再到提出“经营性的行业发用电计划全面放开、市场化电量占 50%”，电力的定价方式已经由政府规定的上网电价，逐步转向市场电价。目前，国内电力供给呈现电量宽松、电力紧张的局面，供给相对宽松的大环境，导致电力市场化交易比例逐年抬升。

2016 年，全社会用电量市场化率约为 19%。2017 年，全国除西藏、海南外，其余各省区市均组织开展了市场化交易，全社会用电量市场化率达 26% 左右。2018 年，全国各地市场主体参与市场的数量进一步扩大，全社会用电量市场化率提升至 30.2%。2019 年第一季度，全社会用电量市场化率为 26.5%，较上年同期提高 5.5 个百分点。

图 47: 全国电力市场交易电量和全社会用电量市场化率


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

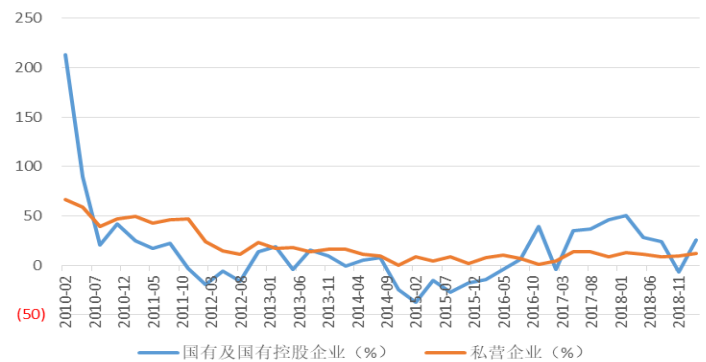
图 48: 分省市场交易电量占比


资料来源: 中电联, 信达证券研发中心

与电力市场化交易规模扩大相对应的, 是国内电力现货市场的建立和完善。按照国家发改委、能源局加快推进电力现货试点工作要求, 2018 年 8 月, 南方(以广东起步)电力现货市场启动试运行, 成为全国首个投入试运行的电力现货市场。为推动电力现货市场建设试点尽快取得实质性突破, 国家发改委、能源局建立了对 8 个试点的联系协调机制, 甘肃、山西电力现货市场于 12 月启动试运行。由于国内现货市场初建立不久, 实际运营效果恐不达预期, 我们预计 2019 年全社会用电量市场化率将达到 35%, 略低于国家目标 (40%)。

电企混改动作频频, 盘活资产提升盈利

2019 年的政府工作报告中, 还提出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; 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。当前, 我国国企经营效率较低, 且国企垄断利润影响中国国际竞争力, 国企改革的需求和动力较为充足。自 2014 年以来, 国企改革政策不断完善, 已有 400 余家国企通过混改、股权激励、资产注入等形式, 先后进行各项改革试点, 增强了其盈利能力。

图 49: 工业企业利润总额当季同比


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

我国的电力/电网企业,被“两网”(国家电网、南方电网)“五大四小”(华能、华电、大唐、国电、国电投、国投、国华、华润、中广核)瓜分了大部分市场份额,而“两网”和“五大四小”均为国有控股企业,其盈利依赖其垄断地位。长久以来,煤价和电价呈现出“市场定价”和“政府定价”的价格双轨制,煤企、电企、电网企业之间的利益分配存在博弈,导致企业成本、盈利能力受到影响,急需找到新的突破口。

近年来,传统国有大型垄断企业积极响应国家监管要求,组织金融控股平台公司上市,如中航资本、中油资本、五矿资本,拓展了资本实力,优化了股权机构,提升了运营能力,对电力企业混改取得了较好的示范性作用。目前,电力企业混改主要有两个方向,分别是国有资本投资和国有资产运营。其中,国家电网起步早已经初见成果,国有资本运营方面,以置信电气为例,重组装入英大证券/信托资产,国有资产运营方面,以岷江水电为例,重组装入国网信通资产。混改后,电力企业将从变“管资产”为“管资本”,盘活资产,并完成主辅分离的任务要求。

投资策略

推荐火电：经济增长放缓阶段推荐配置防御性增长的火电行业。即便在经济不达预期的情况下，作为一直以来的逆周期行业，煤电行业在经济下行阶段，将受益于成本敏感性高于电量敏感性这一特性，进而展现出对冲宏观经济下行的特质。如全社会用电量不达预期，电价下降速度滞后于煤价下跌速度，同样增厚煤电企业业绩。当前，经济具有极大的不确定性，使得传统的周期性行业如煤炭行业，其景气度能否持续上行存在疑问。因此，传统周期行业配置价值的下降，将使煤电企业的相对配置价值提升。推荐：华能国际、华电国际、浙能电力。

配置水电：水电成本固定，受经济周期影响小，现金流稳定及高分红的公共事业特征，在市场波动幅度较大的阶段体现出较好的配置价值。推荐：长江电力。

关注国改受益公司：电力企业盈利依赖其垄断地位，国改、混改以后，电企盈利能力将得到提升。建议关注“五大四小两网”中有资产重组、资产注入的受益公司。

行业评级

中长期看，我国发电及装机结构的持续转型将助理用电需求增速稳定增长，我们预计 2019 年用电增速维持在 5.5%，其中火电行业在煤炭价格下行、装机增速收窄、上网电价保持稳定的情况下，行业业绩企稳回升；水电行业来水向好，且特高压通道线路陆续建成，利好龙头水库的发电量增长。因此我们维持行业“中性”评级。

风险因素

宏观经济增长不达预期，煤价上涨风险，上网电价下调风险，环保政策风险，水电来水量低、清洁能源消纳不足等。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国信达业务审核咨询专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

马步芳，能源行业分析师，清华大学硕士，2016年7月加盟信达证券研发中心。

王嵘，研究助理，北京大学本科、硕士，北大国家发展研究院经济学双学位，国家电网公司6年工作经验。2017年6月加盟信达证券研发中心。

郑文文，研究助理，清华大学博士后，中国科学院5年工作经验，人民日报社3年工作经验，2017年6月加盟信达证券研发中心。

机构销售联系人

区域	姓名	办公电话	手机	邮箱
华北	袁 泉	010-83252068	13671072405	yuanq@cindasc.com
华北	张 华	010-83252088	13691304086	zhanghuac@cindasc.com
华北	巩婷婷	010-83252069	13811821399	gongtingting@cindasc.com
华东	王莉本	021-61678580	18121125183	wangliben@cindasc.com
华东	文襄琳	021-61678586	13681810356	wenxianglin@cindasc.com
华东	洪 辰	021-61678568	13818525553	hongchen@cindasc.com
华南	袁 泉	010-83252068	13671072405	yuanq@cindasc.com
国际	唐 蕾	010-83252046	18610350427	tanglei@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入： 股价相对强于基准 20% 以上；	看好： 行业指数超越基准；
	增持： 股价相对强于基准 5% ~ 20%；	中性： 行业指数与基准基本持平；
	持有： 股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡： 行业指数弱于基准。
	卖出： 股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。