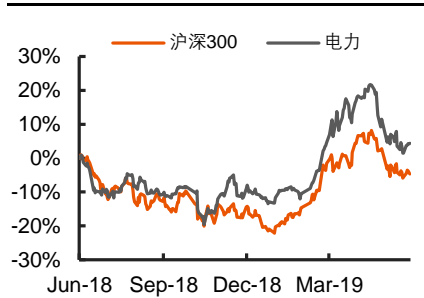


电价专题系列报告（二）

消失的煤电联动

中性（维持）

行情走势图



相关研究报告

《行业动态跟踪报告*电力*三产、居民需求稳定，火电发电增速转负》
2019-05-21

《行业快评*电力*第二批降价措施出台，基本符合预期》 2019-05-16

《行业动态跟踪报告*电力*离开谷底，收复失地》 2019-05-05

《行业专题报告*电力*以史为鉴，梳理电价脉络》 2019-04-25

《行业动态跟踪报告*电力*二产回暖推升用电增速，水、核延续高发势头》
2019-04-23

证券分析师

严家源 投资咨询资格编号
S1060518110001
021-20665162
YANJIAYUAN712@PINGAN.COM.CN

请通过合法途径获取本公司研究报告，如经由未经许可的渠道获得研究报告，请慎重使用并注意阅读研究报告尾页的声明内容。

- 2004年建立联动机制，2005年首次执行联动：**煤电在我国发电装机中占比超过五成、发电量占比超过六成，而燃料成本在煤电的营业成本中占比约七成，煤价的变化对边际利润空间存在巨大影响。为理顺煤电价格关系，发改委在2004年建立了煤电价格联动机制；2005年首次执行联动，平均涨幅5.4%，最大涨幅超过10%。
- 十二年间十次联动，六次上调、三次下调：**煤电联动调节机制建立后，经过十年的运行，到2015年底全国煤电机组标杆上网电价共进行了11次调整。其中，明确因煤电联动而调整共执行了8次、2次以其他名义执行，10次联动中有6次上调、3次下调。通过对比当期经济数据可以发现，煤电联动执行与否与国民经济运行状况并无强关联性。
- 2015年新机制出台，2017年未达条件、曲线上调：**2015年底调整后的新煤电联动机制实行分档累退联动机制，并将决定权下放至地方。2017年初新机制首次调整窗口期未达触发条件，但2016年下半年电煤价格开始大幅上涨，2017年中政府调控提前开始出手，曲线上调标杆电价以缓解煤电企业经营困难。
- 2018年联动搁浅，未来或难再见：**2018、2019年均达到触发条件，但连续两年下调一般工商业电价致使联动搁浅，煤电联动机制已名存实亡。
- 投资建议：**在2017、2018年电煤价格居高不下的情况下，2018、2019年仍连续两次下调一般工商业电价，打乱了现有的价格传导机制，煤电联动已名存实亡。这意味着现行的标杆电价制度将谢幕离场，属于竞价上网的时代即将到来。在不同种类电源同场博弈的情况下，成本端更具优势的水电、核电相比煤电将更有竞争力。水电板块推荐水火共济、攻守兼备的国投电力，建议关注长江电力、湖北能源、华能水电；核电板块强烈推荐A股纯核电运营标的中国核电，推荐参股多个核电项目的浙能电力、申能股份，建议关注拟回归A股、国内装机第一的中广核电力（H）。
- 风险提示：**1）上网电价降低；2）利用小时下降；3）煤炭价格上升；4）政策推进滞后；5）降水量减少。

股票名称	股票代码	股票价格		EPS			P/E			评级	
		2019-06-03	2018A	2019E	2020E	2021E	2018A	2019E	2020E		2021E
中国核电	601985	5.48	0.30	0.44	0.48	0.53	18.0	12.3	11.4	10.3	强烈推荐
国投电力	600886	7.95	0.64	0.66	0.72	0.78	12.4	12.0	11.1	10.2	推荐
中广核电力	01816	2.18	0.19	0.22	0.25	0.25	10.1	8.9	7.6	7.7	未评级

注：股价单位为原始货币，EPS单位为人民币，PE按照当日汇率换算。

正文目录

一、 联动机制的建立和首次联动	4
1.1 2004 年建立联动机制	4
1.2 2005 年首次执行联动	5
二、 十二年间十次联动，六次上调、三次下调	6
2.1 八次明确以煤电联动名义执行，六上两下	6
2.2 两次以其他名义执行，各有涨跌	9
2.3 煤电联动执行与经济运行状况无强关联性	10
三、 2015 年新机制出台，2017 年未达条件、曲线上调	11
3.1 新联动机制调整参考依据，实行区间分档累退联动	11
3.2 2017 年首次窗口期，未触发执行条件	11
3.3 煤价大幅上涨，电价曲线上调	12
四、 2018 年联动搁浅，未来或难再见	14
4.1 2018 年工商业电价下调 10%，联动搁浅	15
4.2 2019 年再降 10%，煤电联动名存实亡	17
五、 煤电联动消失意味着什么	18
5.1 煤电失去最强调节因素，只能依靠煤价及利用小时	18
5.2 标杆电价时代终将谢幕，竞价上网时代即将到来	20
六、 投资建议	21
七、 风险提示	21

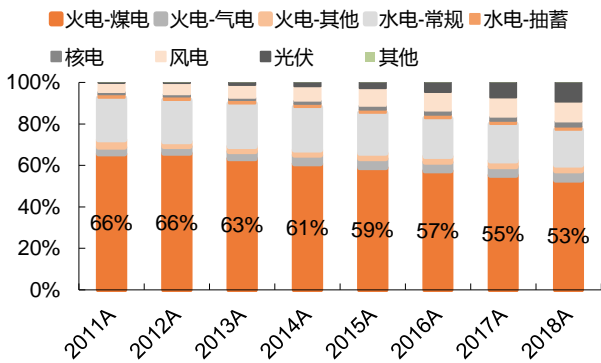
图表目录

图表 1	2011-2018 年各主要电源类型装机容量占比	4
图表 2	2011-2018 年各主要电源类型发电量占比	4
图表 3	2005 年 5 月 1 日首次煤电联动煤电机组（在运）上网电价调整幅度	5
图表 4	2005 年 5 月 1 日首次煤电联动煤电机组（新投产）标杆电价调整幅度	5
图表 5	2004-2015 年煤电价格联动执行情况	6
图表 6	2006 年 6 月 30 日第 2 次煤电联动上调标杆上网电价	7
图表 7	2008 年 7 月 1 日第 3 次煤电联动上调标杆上网电价	7
图表 8	2008 年 8 月 20 日第 4 次煤电联动上调标杆上网电价	7
图表 9	2011 年 6 月 1 日第 5 次煤电联动上调标杆上网电价	8
图表 10	2011 年 12 月 1 日第 6 次煤电联动上调标杆上网电价	8
图表 11	2015 年 4 月 20 日第 7 次煤电联动下调标杆上网电价	8
图表 12	2016 年 1 月 1 日第 8 次煤电联动下调标杆上网电价	9
图表 13	2009 年 11 月 20 日“合理反映投资、煤价、煤耗变化”调整标杆上网电价	9
图表 14	2014 年 9 月 1 日“疏导环保电价矛盾”下调标杆上网电价	10
图表 15	煤电联动执行与 CPI、PPI、PMI 变动关联性对比	10
图表 16	2017 年煤电联动电价理论调整幅度测算	11
图表 17	中国电煤价格指数（CTCI）	13
图表 18	秦皇岛港动力煤平仓价（CCTD）	13
图表 19	2017 年燃煤机组标杆上网电价调整相关政策	13
图表 20	2017 年 7 月 1 日各地煤电标杆上网电价调整情况	13
图表 21	2018 年煤电联动电价调整测算	15
图表 22	2018 年降低一般工商业电价措施	16
图表 23	2011-2018 年国家电网营业收入	17
图表 24	2011-2018 年国家电网利润	17
图表 25	2019 年煤电联动电价调整测算	17
图表 26	2011-2018 年全国火电平均利用小时	20
图表 27	2011-2018 年全国煤电平均利用小时	20
图表 28	2017 年煤电盈利模型度电点火价差敏感性测算	20

一、 联动机制的建立和首次联动

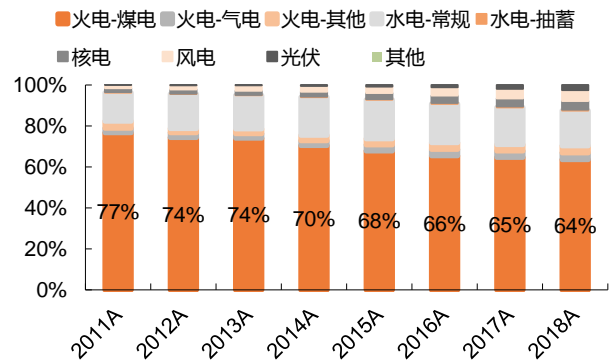
我国煤电机组在总发电装机中占比超过五成、在总发电量中占比超过六成。而燃料成本在煤电机组的营业成本中占比约七成左右，煤价的变化对机组边际利润空间存在巨大影响。

图表1 2011-2018年各主要电源类型装机容量占比



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表2 2011-2018年各主要电源类型发电量占比



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

为理顺煤电价格关系, 促进煤炭与电力行业全面、协调、可持续发展, 发改委在 2004 年除了核定了各地区的燃煤发电标杆电价以外, 还建立了煤电价格联动机制。

1.1 2004 年建立联动机制

2004 年 12 月 15 日, 国家发改委印发《关于建立煤电价格联动机制的意见》, 要求加强电煤价格监测工作, 稳妥实施煤电价格联动, 适当调控电煤价格, 加强对电煤价格的监督检查。意见提出:

- 上网电价与煤炭价格联动。以电煤综合出矿价格(车板价)为基础, 实行煤电价格联动; 电力企业要消化 30%的煤价上涨因素; 燃煤电厂上网电价调整时, 水电企业上网电价适当调整, 其他发电企业上网电价不随煤价变化调整。
- 销售电价与上网电价联动。上网电价调整后, 按照电网经营企业输配电价保持相对稳定的原则, 相应调整电网企业对用户的销售电价。
- 确定电价联动周期。原则上以不少于 6 个月为一个煤电价格联动周期。若周期内平均煤价比前一周期变化幅度达到或超过 5%, 相应调整电价; 如变化幅度不到 5%, 则下一周期累计计算, 直到累计变化幅度达到或超过 5%, 进行电价调整。

首次煤电价格联动以 2004 年 5 月底煤炭企业销售电煤的车板价为基础, 根据 6-11 月电煤车板价的平均涨幅, 按照煤电价格联动公式测算和调整发电企业上网电价和电网经营企业用户的销售电价。

- 上网电价与煤炭价格联动

上网电价调整标准=煤价变动量×转换系数

其中, 转换系数=(1-消化比例)×供电标准煤耗×7000/天然煤炭发热量×(1+17%)/(1+13%)

- 销售电价与上网电价联动

销售电价调整标准=上网电价调整标准×比例系数

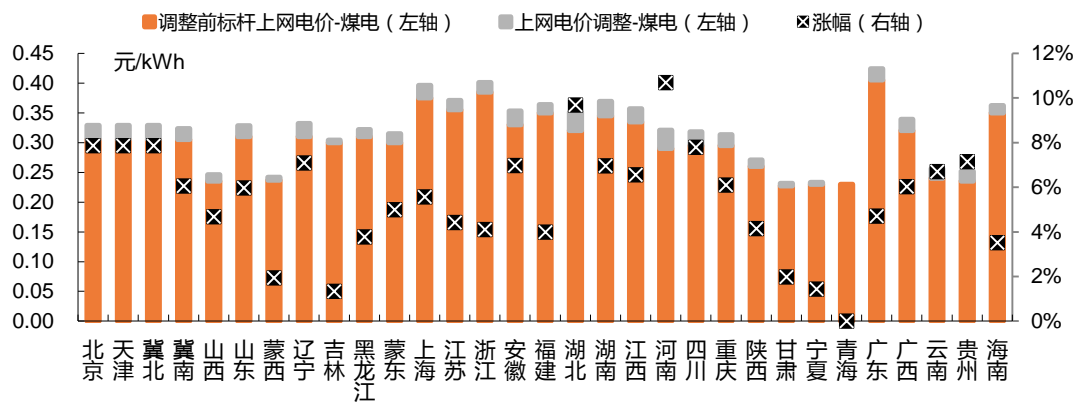
其中, 比例系数=1/(1-输配电损耗率)

此前一年,即2003年12月21日,国家发改委就已经发布过《关于调整电价的通知》(发改电[2003]124号),将全国省级及以上电网调度的燃煤机组上网电价一律提高每千瓦时0.7分钱(含税)用以解决2003年、2004年煤炭价格上涨对发电成本增支的影响。煤电价格联动机制的建立,为缓解煤电价格矛盾、实现向竞价上网平稳过渡等方面发挥了积极作用。

1.2 2005年首次执行联动

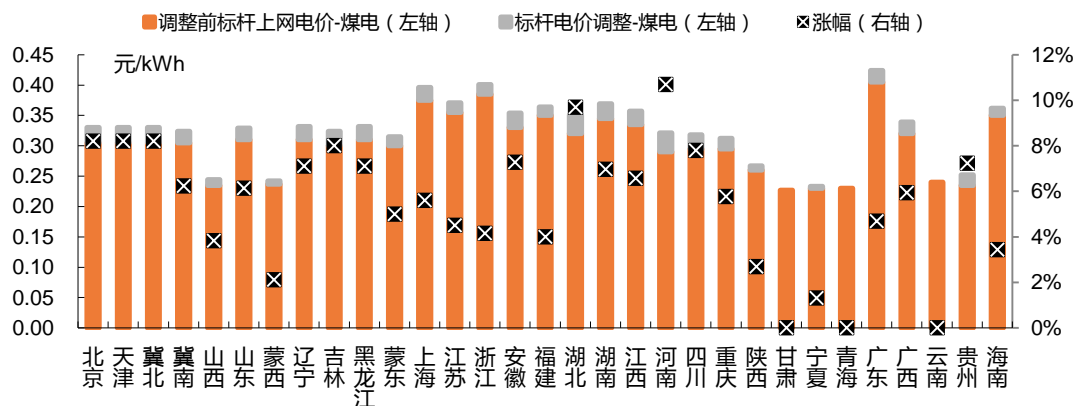
2005年4月末,国家发改委先后印发了六大区域电网首次实施煤电联动的通知文件——《关于东北电网实施煤电价格联动有关问题的通知》(发改价格[2005]666号)、《关于华北电网实施煤电价格联动有关问题的通知》(发改价格[2005]668号)、《关于华东电网实施煤电价格联动有关问题的通知》(发改价格[2005]665号)、《关于华中电网实施煤电价格联动有关问题的通知》(发改价格[2005]667号)、《关于南方电网实施煤电价格联动有关问题的通知》(发改价格[2005]664号)、《关于西北电网实施煤电价格联动有关问题的通知》(发改价格[2005]671号),通过提高发电企业上网电价、销售电价、和新投产机组标杆上网电价,解决2004年6月以来煤价上涨以及取消超发电价的影响。其中,新、老机组上网电价的调整金额大部分均基本相近,平均涨幅5.4%,最大涨幅超过10%。

图表3 2005年5月1日首次煤电联动煤电机组(在运)上网电价调整幅度



资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表4 2005年5月1日首次煤电联动煤电机组(新投产)标杆电价调整幅度



资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

二、十二年间十次联动，六次上调、三次下调

因电煤车板价数据的缺失，我们采用秦皇岛港 Q5500K 动力煤平仓价为基础数据，参考其涨跌幅，观察 2004-2015 这 12 年间的煤电联动执行情况。期间，国务院办公厅在 2012 年 12 月 20 日发布《关于深化电煤市场化改革的指导意见》(国办发[2012]57 号)，要求深化电煤市场化改革，取消重点合同、取消电煤价格双轨制；继续实施并不断完善煤电价格联动机制，当电煤价格波动幅度超过 5% 时，以年度为周期，相应调整上网电价；将电力企业消纳煤价波动的比例由 30% 调整为 10%。因此，11 年内煤电联动的窗口期共有 20 次。在这 20 次调整窗口中，煤价变化(含累计值)达到 5% 标准条件共有 14 次，其中 10 次执行调整、4 次未执行。

图表5 2004-2015 年煤电价格联动执行情况

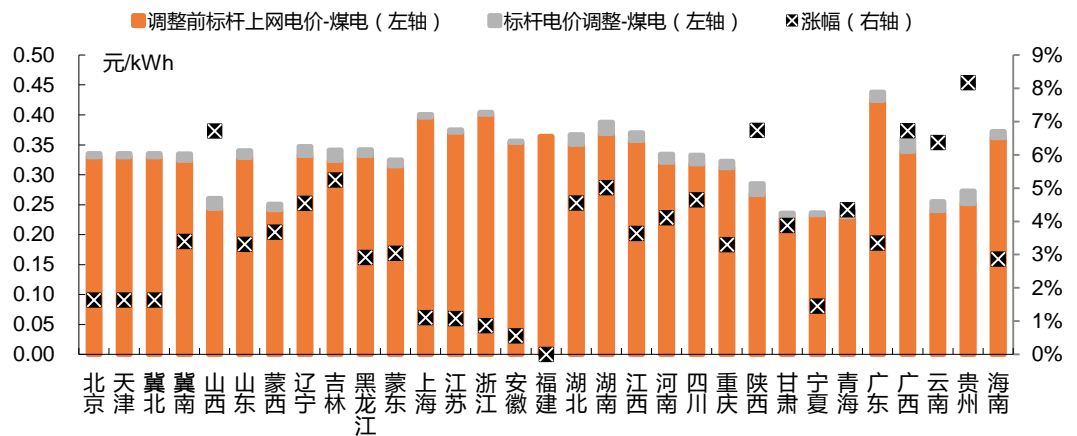
序号	统计区间	电煤均价-秦港 Q5500K (元/t)	同比涨幅 (含未调整累计)	执行结果
1	2004/06-2004/11	380	23%	达标上调, 2005/5/1/执行
2	2004/12-2005/05	434	14%	达标未调, 累计
3	2004/12-2005/11	426	12%	累计达标上调, 2006/6/30 执行
4	2005/12-2006/05	422	1%	不达标未调, 累计
5	2005/12-2006/11	423	1%	累计不达标未调, 累计
6	2005/12-2007/05	435	2%	累计不达标未调, 累计
7	2005/12-2007/11	444	6%	累计达标上调, 2008/7/1 执行
8	2007/12-2008/05	624	33%	达标上调, 2008/8/20 执行
9	2008/06-2008/11	859	38%	达标未调, 累计
10	2008/06-2009/05	715	15%	累计达标调整, 2009/11/20 执行
11	2009/06-2009/11	596	4%	不达标未调, 累计
12	2009/06-2010/05	665	16%	累计达标未调, 累计
13	2009/06-2010/11	693	21%	累计达标上调, 按 2010/1/1、 2011/4/10、2011/6/1 分别执行
14	2010/12-2011/05	791	6%	达标上调, 2011/12/1 执行
15	2011/06-2011/11	840	6%	达标未调, 累计
16	2011/06-2012/05	815	3%	累计不达标未调, 累计
17	2011/06-2012/11	762	-4%	累计不达标未调, 累计
18	2012/12-2013/11	587	-19%	达标下调, 2014/9/1 执行
19	2013/12-2014/11	528	-10%	达标下调, 2015/4/20 执行
20	2014/12-2015/11	428	-19%	达标下调, 2016/1/1 执行

资料来源: 国家发改委, Wind, 平安证券研究所

2.1 八次明确以煤电联动名义执行，六上两下

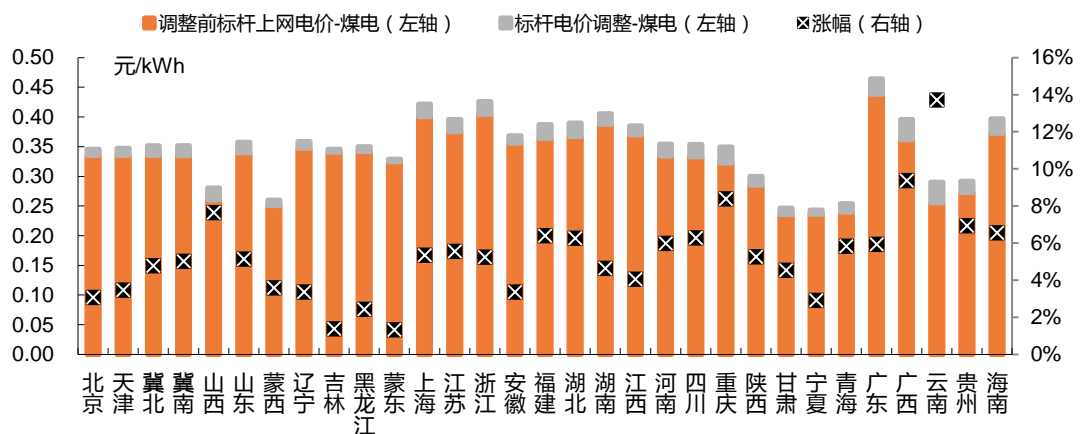
煤电联动调节机制建立后，经过十年的运行，到 2015 年底全国煤电机组标杆上网电价共进行了 11 次调整。其中，除 2009 年 11 月 20 日为合理反映燃煤电厂投资、煤价、煤耗等情况变化；2013 年 9 月 25 日为支持可再生能源发展，鼓励燃煤发电企业进行脱硝、除尘改造；以及 2014 年 9 月 1 日为进一步疏导燃煤发电企业脱硝、除尘等环保电价矛盾这 3 次以外，明确因煤电联动而调整共执行了 8 次。而在这 8 次中，6 次上调、2 次下调。

图表6 2006年6月30日第2次煤电联动上调标杆上网电价



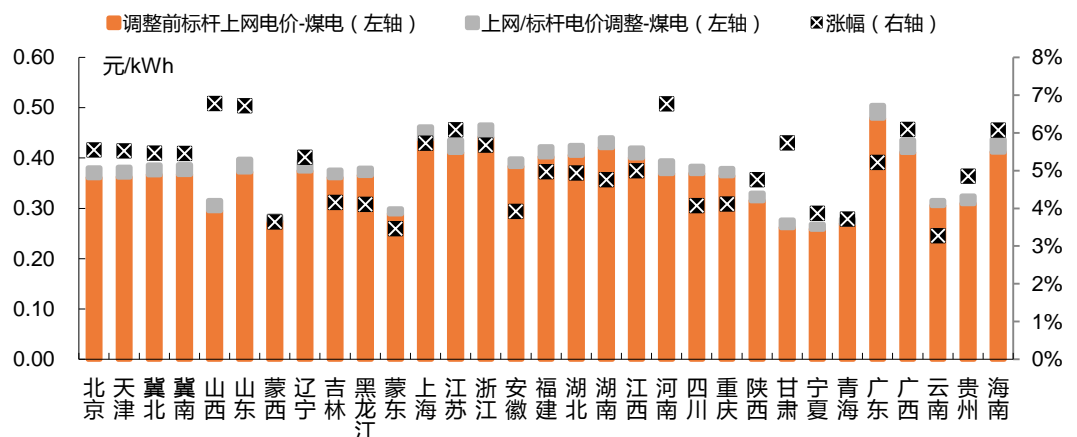
资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表7 2008年7月1日第3次煤电联动上调标杆上网电价



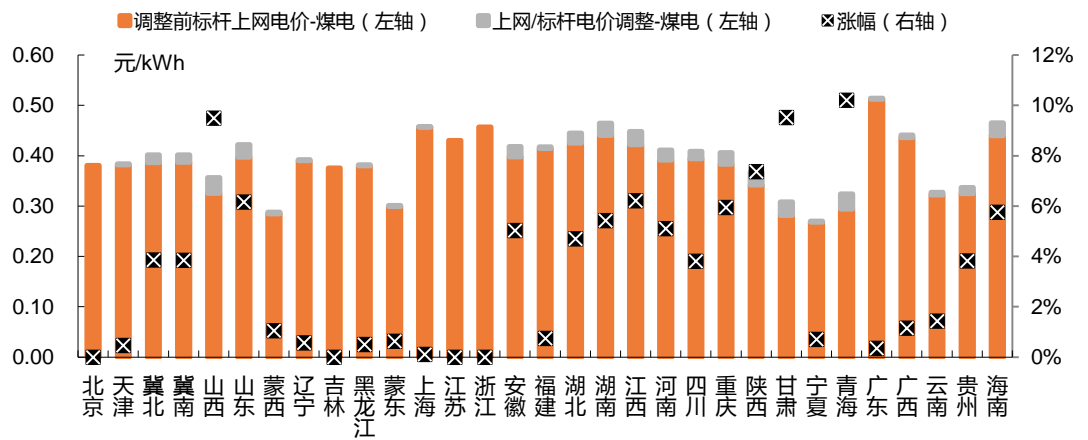
资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表8 2008年8月20日第4次煤电联动上调标杆上网电价



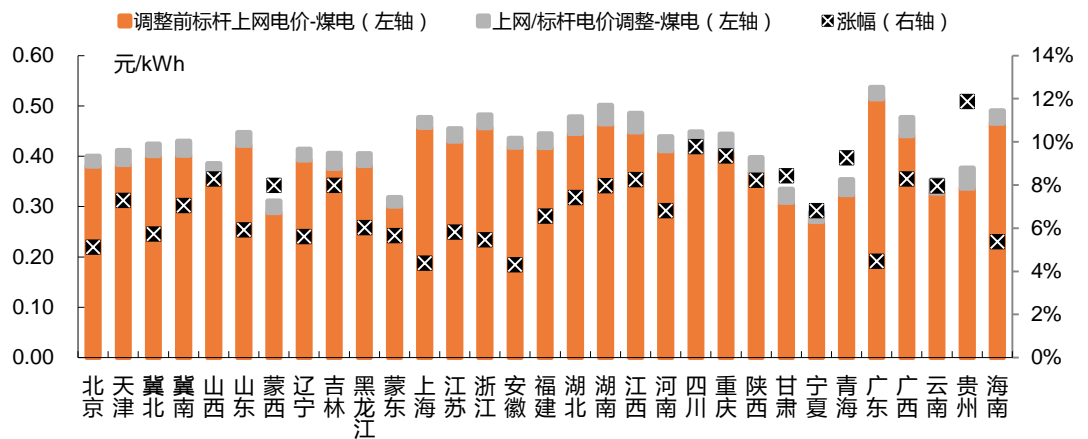
资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表9 2011年6月1日第5次煤电联动上调标杆上网电价



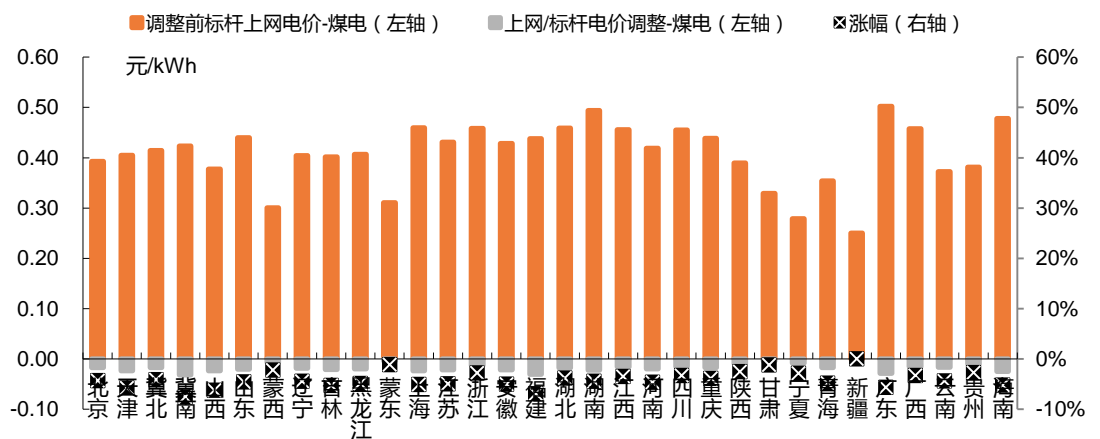
资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表10 2011年12月1日第6次煤电联动上调标杆上网电价



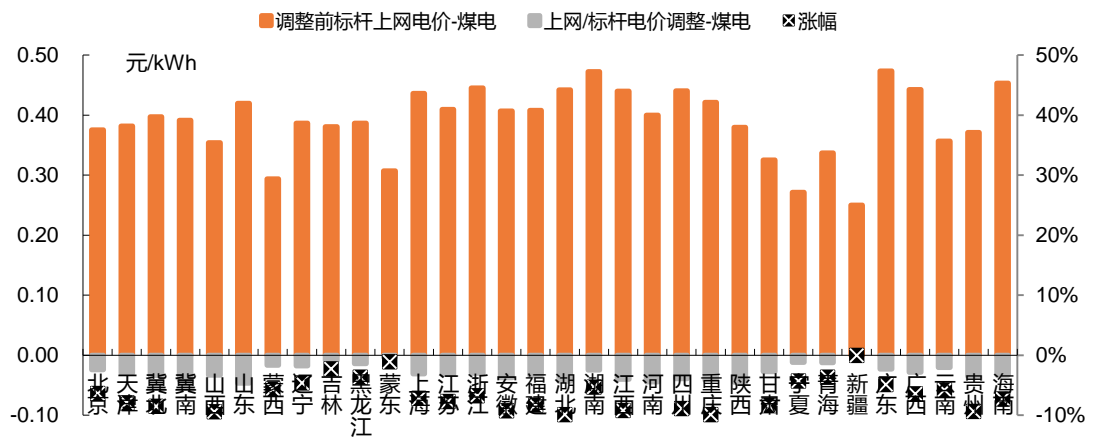
资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表11 2015年4月20日第7次煤电联动下调标杆上网电价



资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表12 2016年1月1日第8次煤电联动下调标杆上网电价

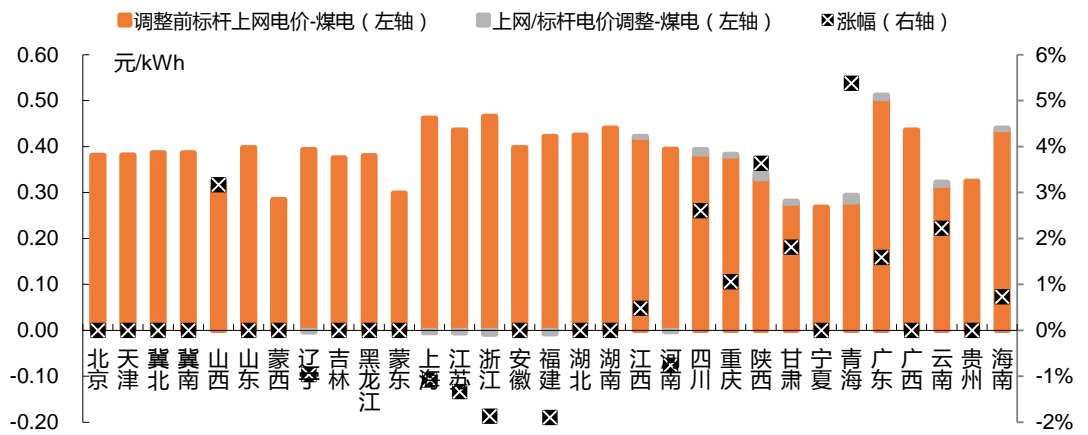


资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

2.2 两次以其他名义执行，各有涨跌

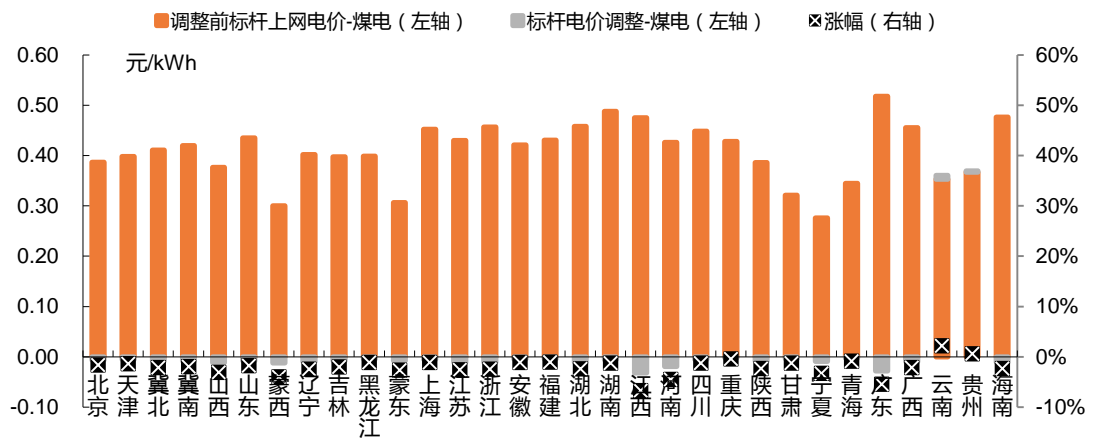
除了前述8次明确以煤电联动的名义执行的，2009年11月20日和2014年9月1日的两次执行调整虽未明确以煤电联动的名义，但参考煤价变化幅度，我们认为实际仍可归为煤电联动。

图表13 2009年11月20日“合理反映投资、煤价、煤耗变化”调整标杆上网电价



资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

图表14 2014年9月1日“疏导环保电价矛盾”下调标杆上网电价

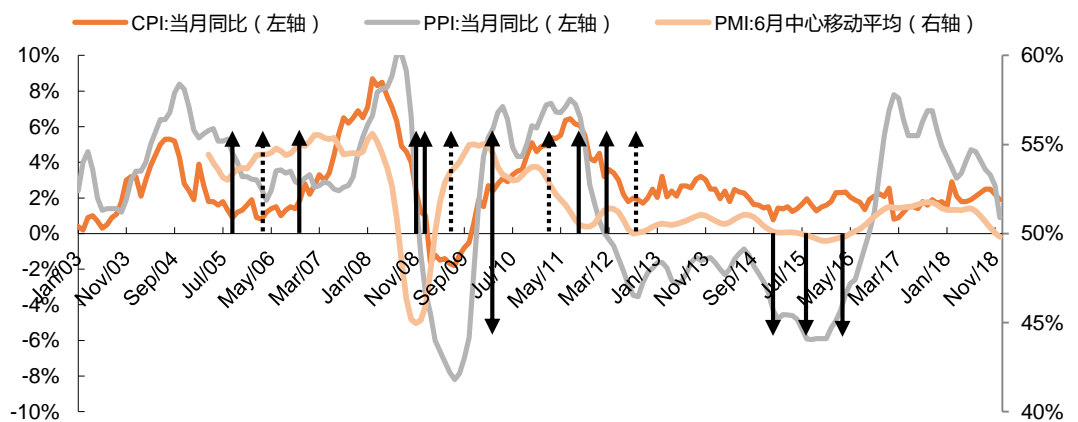


资料来源: 国家发改委, 平安证券研究所

2.3 煤电联动执行与经济运行状况无强关联性

在我们统计的 20 次调整窗口期中, 第 2 次 (2004/12-2005/05)、第 9 次 (2008/06-2008/11)、第 12 次 (2009/06-2010/05)、第 15 次 (2011/06-2011/11), 这四次达到煤电联动上调标杆电价的执行标准但未获得执行。市场通常的看法是, 当期经济运行状况不佳、或 CPI 等指数变化较大, 煤电联动可能因此被取消或延期。对此, 我们将 10 次达标调整的实际执行时间和 4 次达标未调整的理论执行时间, 与 CPI、PPI、PMI 这三个主要的经济运行状况表征指标进行对比, 可以发现, 煤电联动的执行与否并不取决于当期经济运行状况。观察 4 次被取消的情况, 有一个共同特征是上一次达标后已经执行了调整; 而连续两次达标均上调的情况仅出现在 2008 年和 2011 年两次煤价顶部运行期间, 连续两次达标下调的情况是在 2015 年煤价底部运行期间。因此, 我们认为, 煤电联动执行与否与国民经济运行状况并无强关联性, 主要取决因素除了煤价变化以外只有部分视实际情况灵活调整的非政策因素。

图表15 煤电联动执行与 CPI、PPI、PMI 变动关联性对比



资料来源: 国家发改委, Wind, 平安证券研究所

三、 2015 年新机制出台，2017 年未达条件、曲线上调

3.1 新联动机制调整参考依据，实行区间分档累退联动

2015 年 12 月 31 日，国家发改委发布《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》(发改价格[2015]3169 号)，对已经执行了十二年的煤电价格联动机制进行了调整，主要是明确了煤电价格联动机制以年度为周期，由国家发展改革委统一部署启动，以省(区、市)为单位组织实施；明确了依据的电煤价格按照中国电煤价格指数确定；对煤电价格实行区间联动，分档累退联动；明确了燃煤机组标杆上网电价和销售电价的测算公式严格按照煤电价格联动机制测算确定。

通知规定，以中国电煤价格指数 2014 年各省(价区)平均价格为基准煤价(444 元/吨)，当周期内电煤价格(每期电煤价格按照上一年 11 月至当年 10 月电煤价格平均数确定)与基准煤价(444 元/吨)相比波动超过每吨 30 元的，对超过部分实施分档累退联动：

- 当周期内电煤价格与基准煤价相比波动不超过每吨 30 元(含)的，成本变化由发电企业自行消纳，不启动联动机制；
- 当周期内电煤价格与基准煤价相比波动超过每吨 30 元的，对超过部分实施分档累退联动，即当煤价波动超过每吨 30 元且不超过 60 元(含)的部分，联动系数为 1；
- 煤价波动超过每吨 60 元且不超过 100 元(含)的部分，联动系数为 0.9；
- 煤价波动超过每吨 100 元且不超过 150 元(含)的部分，联动系数为 0.8；
- 煤价波动超过每吨 150 元的部分不再联动。

按此测算后的上网电价调整水平不足每千瓦时 0.2 分钱的，当年不实施联动机制，调价金额并入下一周期累计计算。燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式如下：

$$P_{\Delta} = C_{\Delta} \div 5000 \times 7000 \times C_i \div 10000$$

其中， P_{Δ} 为本期燃煤机组标杆上网电价调整水平，单位为“分/千瓦时”； C_{Δ} 为上期燃煤发电企业电煤(电煤热值为 5000 大卡/千克)价格变动值，具体计算方法见下表，单位为“元/吨”； C_i 为上期供电标准煤耗(标准煤热值为 7000 大卡/千克)，以中国电力企业联合会向社会公布的各省燃煤发电企业上期平均供电标准煤耗为准，单位为“克/千瓦时”。

3.2 2017 年首次窗口期，未触发执行条件

根据新联动机制的测算公式，2015 年 11 月至 2016 年 10 月全国电煤平均价格为 347.54 元/吨，以 2016 年 1 月 1 日旧联动机制最后一次执行前的标杆电价作为基准电价，测算可得，2017 年 1 月 1 日起燃煤机组上网电价相比 2014 年的基准电价理论上应上调 0.18 分/千瓦时，不足 0.2 分/千瓦时，未达到执行联动的触发条件。

图表16 2017 年煤电联动电价理论调整幅度测算

地区	平均煤价 -2014 (元/吨)	平均煤价 -2016 (元/吨)	A -2016	C_{Δ} -2016	C_i -2016	P_{Δ} -2016	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2017/1/1 (分/kWh)
北京	444.47	347.45	-97.02	-63.32	250	-2.22	-2.39	0.17
天津	440.44	344.92	-95.52	-61.97	312	-2.71	-3.01	0.30
冀北	405.82	309.26	-96.56	-62.90	327	-2.88	-3.37	0.49
冀南	424.37	314.31	-110.06	-74.05	327	-3.39	-4.17	0.78

地区	平均煤价 -2014 (元/吨)	平均煤价 -2016 (元/吨)	A -2016	C Δ -2016	Ci -2016	P Δ -2016	实际电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	理论电价调整 -2017/1/1 (分/kWh)
山西	321.73	223.53	-98.20	-64.38	331	-2.98	-3.33	0.35
山东	550.15	409.19	-140.96	-98.77	325	-4.49	-4.65	0.16
蒙西	243.76	185.09	-58.68	-28.68	337	-1.35	-1.65	0.30
辽宁	446.78	388.94	-57.83	-27.83	318	-1.24	-1.78	0.54
吉林	396.78	347.50	-49.28	-19.28	312	-0.84	-0.86	0.02
黑龙江	398.51	344.34	-54.17	-24.17	328	-1.11	-1.41	0.30
蒙东	224.93	215.34	-9.59	0.00	337	0.00	-0.33	0.33
上海	519.50	404.33	-115.16	-78.13	303	-3.31	-3.11	-0.20
江苏	491.13	394.49	-96.64	-62.98	309	-2.72	-3.16	0.44
浙江	547.04	415.92	-131.13	-90.90	289	-3.68	-3.00	-0.68
安徽	534.62	416.06	-118.56	-80.85	309	-3.50	-3.76	0.26
福建	518.50	391.48	-127.02	-87.61	311	-3.81	-3.38	-0.43
湖北	536.11	403.88	-132.23	-91.78	310	-3.98	-4.35	0.37
湖南	496.73	429.62	-67.10	-36.39	320	-1.63	-2.49	0.86
江西	612.03	453.74	-158.29	-106.00	314	-4.66	-4.03	-0.63
河南	489.08	371.26	-117.82	-80.26	317	-3.56	-4.46	0.90
四川	531.10	387.24	-143.87	-101.09	321	-4.54	-3.90	-0.64
重庆	550.19	400.31	-149.88	-105.91	337	-5.00	-4.17	-0.83
陕西	444.37	286.27	-158.11	-106.00	329	-4.88	-4.50	-0.38
甘肃	380.96	284.45	-96.52	-62.87	330	-2.90	-2.72	-0.18
宁夏	285.49	223.54	-61.94	-31.75	326	-1.45	-1.16	-0.29
青海	450.20	394.35	-55.85	-25.85	360	-1.30	-1.23	-0.07
新疆	185.29	160.71	-24.58	0.00	0	0.00	0.00	0.00
广东	503.79	426.93	-76.86	-45.17	313	-1.98	-2.30	0.32
广西	594.79	518.23	-76.56	-44.91	319	-2.01	-2.84	0.83
云南	475.93	390.56	-85.37	-52.83	332	-2.46	-2.05	-0.41
贵州	467.15	335.97	-131.18	-90.95	331	-4.21	-3.46	-0.75
海南	549.68	445.07	-104.61	-69.69	308	-3.00	-3.30	0.30
全国	444.44	347.54	-96.91	-63.22	318	-2.82	-3.00	0.18

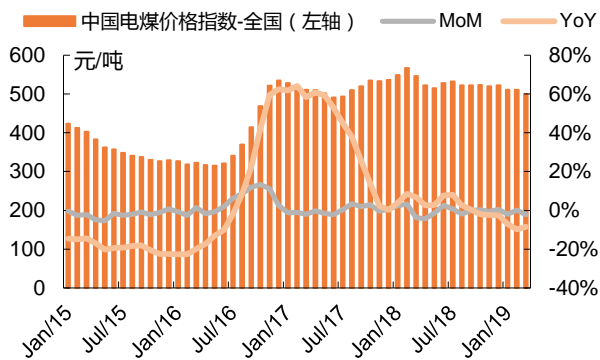
资料来源：国家发改委，中电联，Wind，平安证券研究所

3.3 煤价大幅上涨，电价曲线上调

煤炭价格自 2016 年中开始迅速上涨，半年内接近翻倍。2017 年 3 月 17 日，包括四大电力央企在内的七家火电企业联名上书宁夏自治区经信委，表示受电煤价格上涨、电量大幅下滑等因素影响，度电成本已超过了标杆上网电价水平，企业处于全面亏损状态。

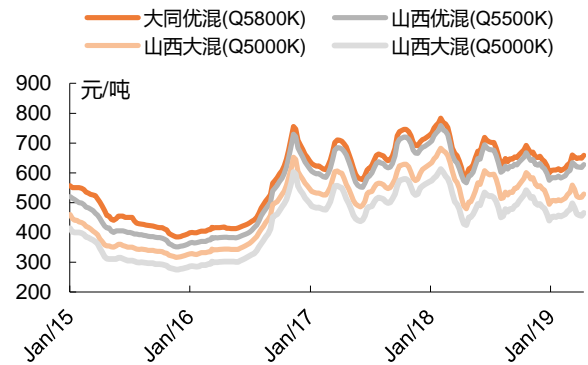
当此情形，政府调控提前开始出手。通过取消工业企业结构调整专项资金、降低重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准，一方面降低销售电价以减轻下游工商业用户用电负担，另一方面提高煤电上网电价以缓解火电企业经营困难。

图表17 中国电煤价格指数 (CTCI)



资料来源:国家发改委, 平安证券研究所

图表18 秦皇岛港动力煤平仓价 (CCTD)



资料来源:Wind, 平安证券研究所

图表19 2017年燃煤机组标杆上网电价调整相关政策

时间	主管单位	事件	内容
5月17日	国务院	李克强总理主持召开国务院常务会议	调整电价结构, 通过取消工业企业结构调整专项资金、降低重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准、适当降低脱硫脱硝电价等措施, 减轻企业用电负担
6月7日	国务院	李克强总理主持召开国务院常务会议	清理能源领域政府非税收入电价附加, 取消其中的工业企业结构调整专项资金, 将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低25%
6月16日	财政部	《关于取消工业企业结构调整专项资金的通知》(财税[2017]50号)	取消工业企业结构调整专项资金
	财政部	《关于降低国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准的通知》(财税[2017]51号)	将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金的征收标准统一降低25%
	发改委	《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》(发改价格[2017]1152号)	自2017年7月1日起, 取消向发电企业征收的工业企业结构调整专项基金, 将国家重大水利工程建设基金和大中型水库移民后期扶持基金征收标准降低25%, 腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价, 缓解燃煤发电企业经营困难

资料来源:国务院, 国家发改委, 财政部, 平安证券研究所

随着国家主管单位电价调整政策的出台, 各省市地区的相应政策也陆续发布。7月7日, 河南省发改委率先发布了《关于合理调整电价结构有关事项的通知》, 宣布自7月1日起将省内燃煤发电机组标杆上网电价统一提高2.28分/千瓦时。之后, 江苏、陕西、河北、重庆等地陆续发布电价结构调整的通知。全国31个省(区、市)中, 共有24个地区上调了煤电标杆上网电价。

图表20 2017年7月1日各地煤电标杆上网电价调整情况

地区	工业企业结构调整专项资金征收标准 (分/千瓦时)	重大水利工程建设基金征收标准 (分/千瓦时)	大中型水库移民后期扶持基金标准 (分/千瓦时)	理论标杆上网电价上调幅度 (分/千瓦时)	实际标杆上网电价上调幅度 (分/千瓦时)
北京	0.70	0.70	0.83	1.08	0.83
天津	0.82	0.70	0.83	1.20	1.41

地区	工业企业结构调整 专项资金征收标准 (分/千瓦时)	重大水利工程建 设基金征收标准 (分/千瓦时)	大中型水库移民后期 扶持基金标准 (分/千瓦时)	理论标杆上网 电价上调幅度 (分/千瓦时)	实际标杆上网电 价上调幅度 (分/千瓦时)
冀北	0.72	0.70	0.35	0.98	0.86
冀南	1.24	0.70	0.35	1.50	1.47
山西	0.97	0.70	0.32	1.23	1.15
山东	1.39	0.70	0.83	1.77	2.20
蒙西	0.54	0.40	0.31	0.72	0.57
辽宁	0.31	0.40	0.83	0.62	0.64
吉林	0.00	0.40	0.55	0.24	0.14
黑龙江	0.28	0.40	0.39	0.48	0.17
蒙东	0.00	0.40	0.31	0.18	0.00
上海	1.12	1.39	0.83	1.68	1.07
江苏	0.88	1.49	0.83	1.46	1.30
浙江	0.88	1.44	0.83	1.45	0.00
安徽	1.27	1.29	0.83	1.80	1.51
福建	0.86	0.70	0.83	1.24	1.95
湖北	1.26	0.00	0.83	1.47	1.80
湖南	0.56	0.38	0.83	0.86	0.29
河南	1.15	0.55	0.83	1.50	1.50
四川	1.50	1.13	0.83	1.99	2.28
重庆	1.15	0.70	0.83	1.53	0.00
江西	1.30	0.70	0.83	1.68	1.68
陕西	1.68	0.40	0.83	1.99	1.99
甘肃	0.83	0.40	0.35	1.02	1.00
青海	0.25	0.40	0.21	0.40	0.00
宁夏	0.00	0.40	0.19	0.15	0.00
新疆	0.00	0.40	0.28	0.17	0.00
广东	0.33	0.70	0.83	0.71	0.25
广西	0.85	0.40	0.83	1.16	0.67
云南	0.20	0.40	0.50	0.43	0.00
贵州	1.17	0.40	0.63	1.43	1.52
海南	0.94	0.40	0.83	1.25	1.00

资料来源：国家发改委，财政部，平安证券研究所

四、2018 年联动搁浅，未来或难再见

2017 年全年电煤价格始终保持在高位运行,2016 年 11 月至 2017 年 10 月的电煤平均价格为 514.94 元/吨。根据燃煤机组标杆上网电价与煤价联动计算公式可知,2018 年 1 月 1 日起燃煤机组平均上网电价相比 2014 年平均上网电价应上调 1.76 分/千瓦时,则与 2017 年 7 月 1 日调整后的标杆电价相比,理论上应上调约 3.67 分/千瓦时。

图表21 2018年煤电联动电价调整测算

地区	平均煤价 -2014 (元/吨)	平均煤价 -2017 (元/吨)	A -2017	C Δ -2017	Ci -2017	P Δ -2017	电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	电价调整 -2017/7/1 (分/kWh)	电价调整 -2018/1/1 (分/kWh)
北京	444.47	502.47	58.00	28.00	250	0.98	-2.39	0.83	2.54
天津	440.44	553.30	112.86	76.29	312	3.33	-3.01	1.41	4.93
冀北	405.82	476.30	70.49	39.44	327	1.81	-3.37	0.86	4.32
冀南	424.37	509.15	84.78	52.30	327	2.39	-4.17	1.47	5.09
山西	321.73	375.13	53.40	23.40	331	1.08	-3.33	1.15	3.26
蒙西	550.15	611.07	60.92	30.83	325	1.40	-4.65	1.88	4.17
蒙东	243.76	292.49	48.73	18.73	337	0.88	-1.65	0.57	1.96
辽宁	446.78	529.33	82.56	50.30	318	2.24	-1.78	0.64	3.38
吉林	396.78	494.43	97.65	63.88	312	2.79	-0.86	0.14	3.51
黑龙江	398.51	448.95	50.44	20.44	328	0.94	-1.41	0.17	2.18
上海	224.93	235.95	11.02	0.00	337	0.00	-0.33	0.00	0.33
江苏	519.50	571.88	52.38	22.38	303	0.95	-3.11	1.07	2.99
浙江	491.13	585.41	94.29	60.86	309	2.63	-3.16	1.30	4.49
安徽	547.04	559.86	12.82	0.00	289	0.00	-3.00	0.00	3.00
福建	534.62	608.53	73.90	42.51	309	1.84	-3.76	1.51	4.09
江西	518.50	571.99	53.49	23.49	311	1.02	-3.38	1.95	2.45
山东	536.11	628.43	92.32	59.08	310	2.56	-4.35	1.80	5.11
河南	496.73	656.76	160.03	106.00	320	4.75	-2.49	0.29	6.95
湖北	612.03	681.98	69.95	38.95	314	1.71	-4.03	1.50	4.24
湖南	489.08	579.05	89.97	56.97	317	2.53	-4.46	2.28	4.71
广东	531.10	625.95	94.85	61.36	321	2.76	-3.90	0.00	6.66
广西	550.19	600.56	50.37	20.37	337	0.96	-4.17	1.68	3.45
海南	444.37	453.50	9.12	0.00	329	0.00	-4.50	1.99	2.51
重庆	380.96	463.50	82.54	50.29	330	2.32	-2.72	1.00	4.04
四川	285.49	367.13	81.65	49.48	326	2.26	-1.16	0.00	3.42
贵州	450.20	510.92	60.72	30.65	360	1.54	-1.23	0.00	2.77
云南	185.29	186.86	1.57	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00
陕西	503.79	619.42	115.64	78.51	313	3.44	-2.30	0.25	5.49
甘肃	594.79	704.90	110.11	74.09	319	3.31	-2.84	0.67	5.48
青海	475.93	492.41	16.48	0.00	332	0.00	-2.05	0.00	2.05
宁夏	467.15	493.85	26.70	0.00	331	0.00	-3.46	1.52	1.94
新疆	549.68	576.26	26.58	0.00	308	0.00	-3.30	1.00	2.30
全国	444.44	514.94	70.50	39.45	318	1.76	-3.00	1.09	3.67

资料来源：国家发改委，中电联，Wind，平安证券研究所

4.1 2018年工商业电价下调10%，联动搁浅

2018年3月5日召开的第十三届全国人民代表大会第一次会议上，李克强总理在《2018年政府工作报告》中提出：“大幅降低企业非税负担。进一步清理规范行政事业性收费，调低部分政府性基金征收标准。继续阶段性降低企业‘五险一金’缴费比例。降低电网环节收费和输配电价格，一般工商业电价平均降低10%。”

为了贯彻落实中央经济工作会议关于降低企业用能成本和《政府工作报告》关于降低一般工商业电价的要求，4月19日，国家发改委发布《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》，决定分两批实施降价措施，落实一般工商业电价平均下降10%的目标要求，第一批降价措施全部用于降低一般工商业电价，自2018年4月1日起执行，具体措施包括全面落实已出台的电网清费政策、推进区域电网和跨省跨区专项工程输电价格改革、进一步规范和降低电网环节收费、临时性降低输配电价。

而在之前一天即4月18日，财政部已经发布了《关于降低部分政府性基金征收标准的通知》，自2018年7月1日起，将国家重大水利工程建设基金征收标准在按照财税[2017]51号文降低25%的基础上，再统一降低25%。此次降低一般工商业电价的措施主要就是落实财政部的相关政策，原为第二批降价措施。但5月18日，国家发改委发布《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》，要求自5月1日起，在电力行业增值税税率由17%调整到16%后，省级电网企业含税输配电价水平和政府性基金及附加标准降低、期末留抵税额一次性退还等腾出的电价空间，全部用于降低一般工商业电价。因此，7月1日起执行的降价措施成为了第三批。

前三批降价措施陆续落地后，截止2018年8月，国家发改委统计称已实现全年可降低工商业电价821亿元，基本实现10%的降价目标。而8月20日，国家发改委印发《关于降低一般工商业目录电价有关事项的通知》（发改价格[2018]1191号），再次要求电网企业让利。

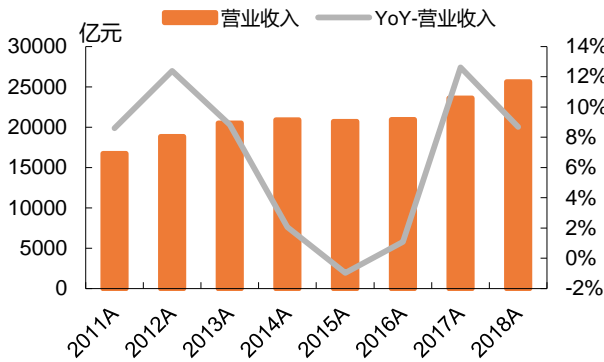
图表22 2018年降低一般工商业电价措施

批次	通知文件	文件编号	执行时间	主要措施
第一批	关于降低一般工商业电价有关事项的通知	发改价格[2018]500号	4月1日	全面落实已出台的电网清费政策
				推进区域电网和跨省跨区专项工程输电价格改革
				进一步规范和降低电网环节收费
				临时性降低输配电价
第二批	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	发改价格[2018]732号	5月1日	电力行业增值税税率由17%调整到16%后，省级电网企业含税输配电价水平和政府性基金及附加标准降低、期末留抵税额一次性退还等腾出的电价空间
第三批	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的通知	发改价格[2018]1053号	7月1日	扩大跨省区电力交易规模
				国家重大水利工程建设基金征收标准降低25%
				督促自备电厂承担政策性交叉补贴
第四批	关于降低一般工商业目录电价有关事项的通知	发改价格[2018]1191号	9月1日	省级电网经营区内首个监管周期平均电量增速超过预测电量增速带来的降价空间
				省级电网经营区内2017年1月-2018年7月间因用电量增速超过预测电量增速已经产生的超收收入
				可由电网企业内部通过调剂的方式弥补省电力公司的缺口，或在下一输配电价监管周期统筹平衡

资料来源：国家发改委，平安证券研究所

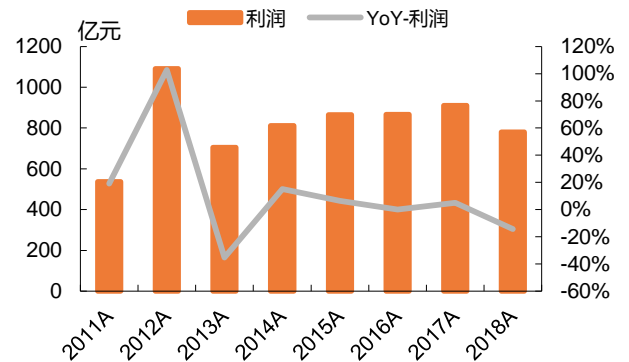
前后四批降价措施中，第一批和第四批均指向电网企业，使其承受了较大的经营压力。2019年2月26日，国家电网发布《2018年社会责任报告》，报告显示，2018年公司实现营业收入2.6万亿元，同比增长8.7%；利润总额780亿元，同比下降14.3%。这是国网近5年来首次出现利润下滑，与2017年相比减少了130亿元。

图表23 2011-2018年国家电网营业收入



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

图表24 2011-2018年国家电网利润



资料来源:公司公告, 平安证券研究所

2018年的四批降低一般工商业电价措施中,除“督促自备电厂承担政策性交叉补贴”外,其他降电价措施并未涉及到发电端。但当年8月陕西榆林率先下调了当地燃煤机组的标杆上网电价,此后河北、天津、山东、山西、江苏、西藏等地出台的降电价措施也涉及到降低燃煤机组上网电价。这些措施可以分为两类:

- 直接降低燃煤发电机组标杆上网电价:陕西榆林、西藏。
- 将部分高于标杆电价的燃煤发电机组上网电价降至标杆电价:河北、天津、山东、山西、江苏。

在通过电网端完成10%一般工商业电价降幅的过程中,发电端并不能独善其身,最终的政策或多或少地影响了发电企业的利益。对于地方政府而言,通过挤压中游和上游的利润空间,降低下游工业企业用户的生产成本,提高地方企业的盈利水平、稳定就业、扩大税收,方才是最优的选择。在地方政府有充分的动力降低上网电价的情境下,能维持现有电价不下调已是目前最理想的结果,因此煤电联动未能落地执行也是意料之中。

4.2 2019年再降10%,煤电联动名存实亡

2018年全年电煤价格相比2017年进一步上涨,2017年11月至2018年10月的电煤平均价格为533.28元/吨,2019年1月1日起燃煤机组平均上网电价相比2014年应上调2.49分/千瓦时,与2017年7月1日调整后的标杆电价相比应上调约4.40分/千瓦时。

但2019年3月5日,国务院总理李克强在《2019年政府工作报告》中提出:“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%。”连续两年降低下游销售环节中的一般工商业电价,上游发电侧的上网电价执行煤电联动上调仅是奢望,煤电联动机制或已名存实亡。

图表25 2019年煤电联动电价调整测算

地区	平均煤价 -2014 (元/吨)	平均煤价 -2018 (元/吨)	A -2018	CΔ -2018	Ci -2018	PΔ -2018	电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	电价调整 -2017/7/1 (分/kWh)	电价调整 -2019/1/1 (分/kWh)
北京	444.47								
天津	440.44	549.52	109.08	73.26	312	3.20	-3.01	1.41	4.80
冀北	405.82	484.89	79.07	47.17	327	2.16	-3.37	0.86	4.67
冀南	424.37	514.23	89.86	56.88	327	2.60	-4.17	1.47	5.30

地区	平均煤价 -2014 (元/吨)	平均煤价 -2018 (元/吨)	A -2018	CΔ -2018	Ci -2018	PΔ -2018	电价调整 -2016/1/1 (分/kWh)	电价调整 -2017/7/1 (分/kWh)	电价调整 -2019/1/1 (分/kWh)
山西	321.73	382.61	60.88	30.79	331	1.43	-3.33	1.15	3.61
蒙西	550.15	606.54	56.39	26.39	325	1.20	-4.65	1.88	3.97
蒙东	243.76	288.87	45.10	15.10	337	0.71	-1.65	0.57	1.79
辽宁	446.78	556.38	109.60	73.68	318	3.28	-1.78	0.64	4.42
吉林	396.78	548.62	151.84	106.00	312	4.63	-0.86	0.14	5.35
黑龙江	398.51	505.40	106.89	71.51	328	3.28	-1.41	0.17	4.52
上海	224.93	238.09	13.16	0.00	337	0.00	-0.33	0.00	0.33
江苏	519.50	610.15	90.65	57.59	303	2.44	-3.11	1.07	4.48
浙江	491.13	602.08	110.95	74.76	309	3.23	-3.16	1.30	5.09
安徽	547.04	601.43	54.39	24.39	289	0.99	-3.00	0.00	3.99
福建	534.62	615.50	80.87	48.78	309	2.11	-3.76	1.51	4.36
江西	518.50	623.43	104.94	69.95	311	3.04	-3.38	1.95	4.47
山东	536.11	646.90	110.79	74.63	310	3.24	-4.35	1.80	5.79
河南	496.73	684.28	187.55	106.00	320	4.75	-2.49	0.29	6.95
湖北	612.03	709.48	97.44	63.70	314	2.80	-4.03	1.50	5.33
湖南	489.08	607.25	118.17	80.54	317	3.57	-4.46	2.28	5.75
广东	531.10	628.31	97.21	63.49	321	2.85	-3.90	0.00	6.75
广西	550.19	601.96	51.77	21.77	337	1.03	-4.17	1.68	3.52
海南	444.37	442.10	-2.27	0.00	329	0.00	-4.50	1.99	2.51
重庆	380.96	484.81	103.84	69.08	330	3.19	-2.72	1.00	4.91
四川	285.49	383.99	98.51	64.66	326	2.95	-1.16	0.00	4.11
贵州	450.20	530.17	79.97	47.98	360	2.42	-1.23	0.00	3.65
云南	185.29	247.24	61.95	31.75	0	0.00	0.00	0.00	0.00
陕西	503.79	637.18	133.40	92.72	313	4.06	-2.30	0.25	6.11
甘肃	594.79	732.83	138.04	96.43	319	4.31	-2.84	0.67	6.48
青海	475.93	487.79	11.87	0.00	332	0.00	-2.05	0.00	2.05
宁夏	467.15	501.19	34.04	4.04	331	0.19	-3.46	1.52	2.13
新疆	549.68	591.29	41.61	11.61	308	0.50	-3.30	1.00	2.80
全国	444.44	533.28	88.84	55.95	318	2.49	-3.00	1.09	4.40

资料来源：国家发改委，中电联，Wind，平安证券研究所

五、煤电联动消失意味着什么

5.1 煤电失去最强调节因素，只能依靠煤价及利用小时

煤电的盈利模型如下：

- 营业收入：主要为发出电能并上网销售的收入：

$$\text{营业收入} = \text{上网电价} \times \text{上网电量}$$

其中，上网电价参照燃煤机组标杆上网电价制定，由发改委等政府相关部门制定并调整；上网电量即售电量，为发电量与电厂自用电量之差，即：

$$\text{上网电量} = \text{发电量} - \text{厂用电量} = \text{发电量} \times (1 - \text{厂用电率})$$

$$\text{发电量} = \text{装机容量} \times \text{利用小时}$$

$$\text{营业收入} = \text{装机容量} \times \text{利用小时} \times (1 - \text{厂用电率}) \times \text{上网电价}$$

- 营业成本：主要包括燃料成本、折旧成本、人力成本、维修成本及其他成本，其中后四项可视为固定成本，而燃料成本为变动成本。

$$\text{营业成本} = \text{燃料成本} + \text{折旧成本} + \text{人力成本} + \text{维修成本} + \text{其他成本}$$

$$\text{燃料成本} = \text{入炉煤价} \times \text{原煤消耗量}$$

$$\text{原煤消耗量} = \text{供电煤耗} \times \text{上网电量} = \text{供电煤耗} \times \text{装机容量} \times \text{利用小时} \times (1 - \text{厂用电率})$$

- 毛利润：

$$\begin{aligned} \text{毛利润} &= \text{营业收入} - \text{营业成本} \\ &= (\text{上网电价} - \text{入炉煤价} \times \text{供电煤耗}) \times \text{装机容量} \times \text{利用小时} \\ &\quad \times (1 - \text{厂用电率}) - \text{固定成本} \end{aligned}$$

- 每 kW 装机容量的单位装机毛利：

$$\begin{aligned} \text{单位装机毛利} &= \text{毛利润} \div \text{装机容量} \\ &= (\text{上网电价} - \text{入炉煤价} \times \text{供电煤耗}) \times \text{利用小时} \times (1 - \text{厂用电率}) - \text{固定成本} \\ &\quad \div \text{装机容量} \end{aligned}$$

- 每 kWh 上网电量的度电毛利：

$$\begin{aligned} \text{度电毛利} &= \text{毛利润} \div \text{上网电量} \\ &= (\text{上网电价} - \text{入炉煤价} \times \text{供电煤耗}) - \text{固定成本} \\ &\quad \div [\text{装机容量} \times \text{利用小时} \times (1 - \text{厂用电率})] \end{aligned}$$

- 每 kWh 上网电量的点火价差：

$$\text{度电点火价差} = \text{上网电价} - \text{入炉煤价} \times \text{供电煤耗}$$

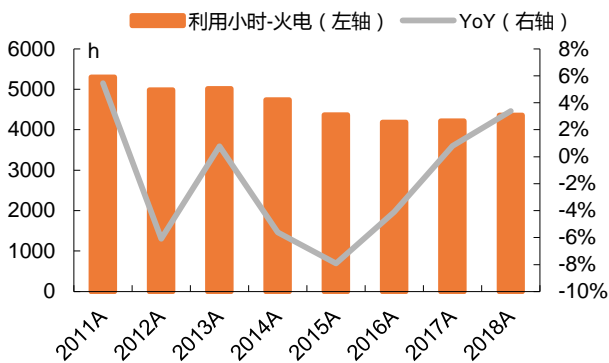
- 每 kW 装机容量的点火价差：

$$\text{单位装机点火价差} = (\text{上网电价} - \text{入炉煤价} \times \text{供电煤耗}) \times \text{利用小时} \times (1 - \text{厂用电率})$$

在单个机组装机容量确定的条件下，就火电单位装机毛利润的各项参数而言，供电煤耗、厂用电率、固定成本与各电厂的设备性能和管理技术有关，个体自身差异、变化较小；而上网电价、入炉煤价、利用小时主要受政策、市场、供需的影响而变化，是决定煤电企业盈利能力的关键因素。

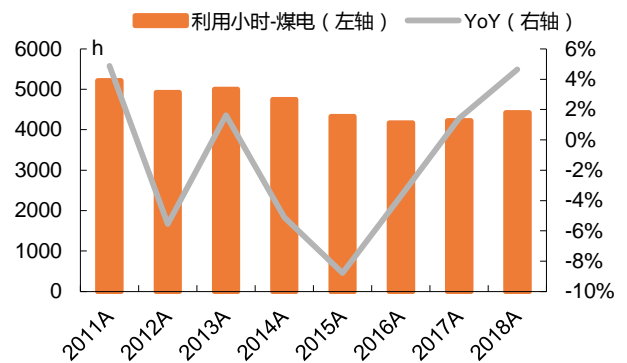
以 2017 年为例，全国煤电机组平均上网电价 371.65 元/兆瓦时；供电标准煤耗 309.43 克/千瓦时，2016 年 11 月-2017 年 10 月电煤平均价格 514.94 元/吨(5000K)，计算可得度电燃料成本为 0.2231 元/千瓦时，度电点火价差为 0.1486 元/千瓦时。根据煤电盈利模型进行敏感性分析，测算可知，上网电价每变化 1.0%，则点火价差同向变化 2.5%；电煤价格每变化 1.0%，则点火价差反向变化 1.5%。此外，由公式可知，利用小时每变化 1.0%，点火价差同向变化 1.0%。由此可见，在 2017 年的参数下，就对于煤电盈利的影响能力而言，上网电价>煤价>利用小时。在失去上网电价这一效果最明显的调节因素后，煤电的盈利能力仅能依靠煤价和利用小时的变化。观察电煤价格和利用小时的波动性，2017 年全国煤电机组平均利用小时计算值（全年发电量/年末装机容量）为 4229 小时，比 2016 年提高 59 小时，同比增长 1.4%；而同期电煤价格同比增长约 50%。

图表26 2011-2018年全国火电平均利用小时



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表27 2011-2018年全国煤电平均利用小时



资料来源: 国家能源局, 中电联, 平安证券研究所

图表28 2017年煤电盈利模型度电点火价差敏感性测算

点火价差	电煤价格变化率											
	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%	
-5%	-5.0%	-6.5%	-8.0%	-9.5%	-11.0%	-12.5%	-14.0%	-15.5%	-17.0%	-18.5%	-20.0%	
-4%	-2.5%	-4.0%	-5.5%	-7.0%	-8.5%	-10.0%	-11.5%	-13.0%	-14.5%	-16.0%	-17.5%	
-3%	0.0%	-1.5%	-3.0%	-4.5%	-6.0%	-7.5%	-9.0%	-10.5%	-12.0%	-13.5%	-15.0%	
-2%	2.5%	1.0%	-0.5%	-2.0%	-3.5%	-5.0%	-6.5%	-8.0%	-9.5%	-11.0%	-12.5%	
-1%	5.0%	3.5%	2.0%	0.5%	-1.0%	-2.5%	-4.0%	-5.5%	-7.0%	-8.5%	-10.0%	
0%	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%	0.0%	-1.5%	-3.0%	-4.5%	-6.0%	-7.5%	
1%	10.0%	8.5%	7.0%	5.5%	4.0%	2.5%	1.0%	-0.5%	-2.0%	-3.5%	-5.0%	
2%	12.5%	11.0%	9.5%	8.0%	6.5%	5.0%	3.5%	2.0%	0.5%	-1.0%	-2.5%	
3%	15.0%	13.5%	12.0%	10.5%	9.0%	7.5%	6.0%	4.5%	3.0%	1.5%	0.0%	
4%	17.5%	16.0%	14.5%	13.0%	11.5%	10.0%	8.5%	7.0%	5.5%	4.0%	2.5%	
5%	20.0%	18.5%	17.0%	15.5%	14.0%	12.5%	11.0%	9.5%	8.0%	6.5%	5.0%	

资料来源: 平安证券研究所

5.2 标杆电价时代终将谢幕，竞价上网时代即将到来

通过对历史和现行电价政策的梳理，一方面可以发现煤电标杆上网电价在现有电价体系中的核心地位，其在多个方面影响着其他各类电源的标杆、上限和无补贴电价。煤电联动机制取消的背后，是对煤电标杆电价制度的挑战、甚至是颠覆。

在国家发改委于2019年4月28日公布的《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》(发改价格[2019]761号)之中，明确提出：“将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价。”这就意味着，在光伏行业，指导价已经取代了标杆上网电价。此外，通知还要求：“新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。”这意味着标杆电价变成指导价后，也只是作为上限参考值，实际的上网电价产生机制已经转变为带有边际条件约束的市场竞争化机制。

我们认为，包括最核心的煤电标杆电价在内，其他电源类型的标杆电价也将陆续被取代或终结，标杆电价制度终将谢幕离场，属于竞价上网的时代即将到来。这对于整个电力行业而言，将产生巨大的影响，行业格局可能会发生翻天覆地的变化、体系或被重塑。仅就当下的研究分析而言，因为市

场化竞争因素的引入且范围逐步扩大，对于公司乃至行业的营收、利润等指标的测算预估，其与实际结果之间的差异及波动性可能被进一步放大。

六、投资建议

自 2004 年首次建立煤电联动机制以来，在 2004 至 2015 年这十二年间，十次执行联动、四次搁浅，其中六次上调、三次下调煤电标杆上网电价。通过对比可以发现，煤电联动的执行与否并不取决于当期经济运行状况，两者并无强关联性，主要取决因素除了煤价变化以外只有部分视实际情况灵活调整的非政策因素。但政策调整的时效性愈发滞后，在电力体制改革不断深入的大趋势下，也愈发显得不合时宜。

在 2017、2018 年电煤价格居高不下的情况下，2018、2019 年仍连续两次下调下游销售电价环节的一般工商业电价，打乱了现有的价格传导机制，煤电联动已名存实亡。这意味着现行的标杆电价制度将谢幕离场，属于竞价上网的时代即将到来。在不同种类电源同场博弈的情况下，成本端更具优势的水电、核电相比煤电将更有竞争力。建议关注水电与核电运营商，水电板块推荐水火共济、攻守兼备的国投电力，建议关注长江电力、湖北能源、华能水电；核电板块强烈推荐 A 股纯核电运营标的中国核电，推荐参股多个核电项目的浙能电力、申能股份，建议关注拟回归 A 股、国内装机第一的中广核电力（H）。

七、风险提示

■ 上网电价降低

下游用户侧降低销售电价的政策可能向上游发电侧传导，导致上网电价降低；随着电改的推进，电力市场化交易规模不断扩大，可能拉低平均上网电价。

■ 利用小时下降

电力工业作为国民经济运转的支柱之一，供需关系的变化在较大程度上受到宏观经济运行状态的影响，将直接影响到发电设备的利用小时数。

■ 煤炭价格上升

煤炭优质产能的释放进度落后，且环保限产进一步压制了煤炭的生产和供应；用电需求的大幅增长提高了煤炭生厂商及供应商的议价能力，导致电煤价格难以得到有效控制；对于以煤机为主的火电企业，燃料成本上升将减少利润。

■ 政策推进滞后

国内部分地区的电力供需目前仍处于供大于求的状态，可能影响存量核电机组的电量消纳、以及新建核电机组的开工建设。

■ 降水量减少

水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况，而来水情况与降水、气候等自然因素相关，可预测性不高。

平安证券研究所投资评级:

股票投资评级:

- 强烈推荐 (预计 6 个月内, 股价表现强于沪深 300 指数 20%以上)
- 推 荐 (预计 6 个月内, 股价表现强于沪深 300 指数 10%至 20%之间)
- 中 性 (预计 6 个月内, 股价表现相对沪深 300 指数在 $\pm 10\%$ 之间)
- 回 避 (预计 6 个月内, 股价表现弱于沪深 300 指数 10%以上)

行业投资评级:

- 强于大市 (预计 6 个月内, 行业指数表现强于沪深 300 指数 5%以上)
- 中 性 (预计 6 个月内, 行业指数表现相对沪深 300 指数在 $\pm 5\%$ 之间)
- 弱于大市 (预计 6 个月内, 行业指数表现弱于沪深 300 指数 5%以上)

公司声明及风险提示:

负责撰写此报告的分析师(一人或多人)就本研究报告确认:本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司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。本公司研究报告仅提供给上述特定客户,并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的,本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能,也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识,认真考虑是否进行证券交易。

市场有风险,投资需谨慎。

免责条款:

此报告旨在发给平安证券股份有限公司(以下简称“平安证券”)的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准,不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠,但平安证券不能担保其准确性或完整性,报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价,报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任,除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断,可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问,此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司 2019 版权所有。保留一切权利。



平安证券
PING AN SECURITIES

平安证券研究所

电话: 4008866338

深圳

深圳市福田区益田路 5033 号平安金融
融中心 62 楼
邮编: 518033

上海

上海市陆家嘴环路 1333 号平安金融
大厦 25 楼
邮编: 200120
传真: (021) 33830395

北京

北京市西城区金融大街甲 9 号金融街
中心北楼 15 层
邮编: 100033