

作者：徐 骥
邮箱：research@fecr.com.cn

2019年火电行业信用展望

摘要

2018年火电行业整体运行良好。全社会用电量需求继续增长，增速创下近年新高；火电设备平均利用小时数继续有所回升；标杆电价保持稳定，但市场交易电量提升造成平均上网电价有所下降；动力煤价格虽仍在高位运行但已有所松动。

政策层面，火电行业面临的去产能压力有所增大，电力市场化改革持续推进，电力现货市场试点开始，清洁能源扶持政策也让火电面临市场挤压，环保政策也依然偏紧。

行业关注层面，煤炭中长期合同持续推行有助煤价保持稳定；工业增速放缓态势已经形成，或将对来年用电需求增速产生较大影响；以火电为主的大型发电集团向清洁能源领域扩张，低碳清洁能源装机容量和占比持续增大；国家层面继续推进煤电联营实施落地，煤炭和火电行业继续资源整合。

信用层面，火电行业属于公用事业，现金流相对稳定，偿债能力较强，因此信用等级较高。整体来看，2018年发债主体的现金流和毛利率均有所改善，继续维持较高信用等级。

展望2019年，虽然全社会用电量增速或将放缓，但淘汰落后产能政策将继续对火电设备利用小时数起到提升作用，动力煤价格大概率走低将使火电行业盈利能力得到进一步修复，行业整体信用情况将保持稳定。

相关研究报告：

1. 《2019年建筑行业信用展望》，2019.01.31
2. 《2019年商业银行信用展望》，2019.02.01
3. 《2019年商业地产行业信用展望》，2019.02.18
4. 《2019年医药制造行业信用展望》，2019.02.22

一、火电行业近期运行概况

2015-2017年，火电运行较为平稳。全社会用电量增速逐年递增，设备容量增速保持下降趋势，利用小时数从17年开始回升，上网电价随着动力煤价格波动而有所调整。

2018年1至10月，火电行业运行良好。全社会用电量增速较去年同期有所提高，设备容量增速继续放缓，利用小时数继续有所回升，上网电价基本保持稳定，动力煤价格高位运行但较去年同期已经有所松动。

（一）需求端：全社会用电量增速提升

2015-2017年，全年全社会用电量从55213.14亿千瓦时增长至17年底的63076.58亿千瓦时，年复合增速4.54%。分年度来看，2015-2017年全社会用电量增速分别为0.52%，5.01%和6.57%，增速逐年提升。

2018年1-10月份，全国全社会用电量56552亿千瓦时，同比增长8.7%，**增速比上年同期提高2.0个百分点**。分季度来看，第一、第二、第三季度分别增长9.8%、9.0%和8.0%，增速连续9个季度保持在5.5%至10%的增长区间。其中，10月份，全社会用电量5481亿千瓦时，同比增长6.7%。

分产业来看¹，2018年1至10月份，第一产业用电量615亿千瓦时，同比增长9.8%，对全社会用电量增长的贡献率为1.2%；第二产业用电量38575亿千瓦时，同比增长7.2%，占全社会用电量的比重为68.2%，对全社会用电量增长的贡献率为57.3%；第三产业用电量9078亿千瓦时，同比增长13.1%，占全社会用电量的比重为16.1%，对全社会用电量增长的贡献率为23.2%；城乡居民生活用电量8285亿千瓦时，同比增长11.1%，占全社会用电量的比重为14.6%，对全社会用电量增长的贡献率为18.3%。

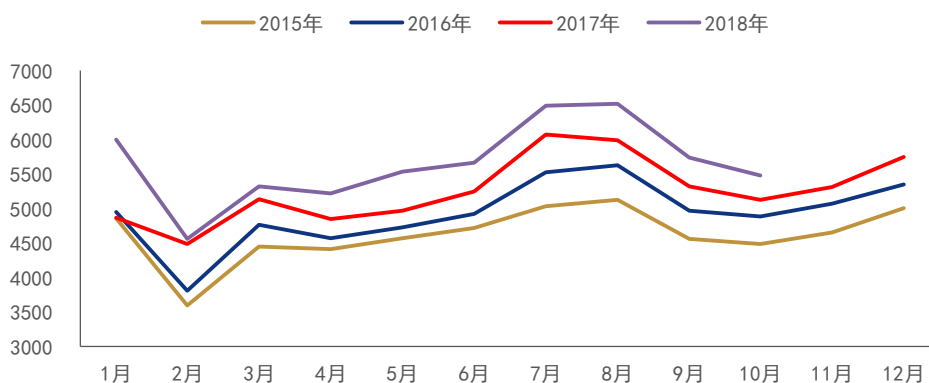


图1：全社会用电量：当月值（亿千瓦时）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

¹ 国家统计局于2018年3月23日发文对《三次产业划分规定（2012）》做了修订。

由于2018年调整了三大产业的统计口径，数据的可比性受到一定影响。仅就第二产业用电量来看，其占全社会用电量的比重以及对全社会用电量增长的贡献率和去年同期相比均有所下降。但是，由于第二产业用电量占全社会用电量比重较高，稳定增长的第二产业用电量增长对全社会整体用电量来说仍然举足轻重。

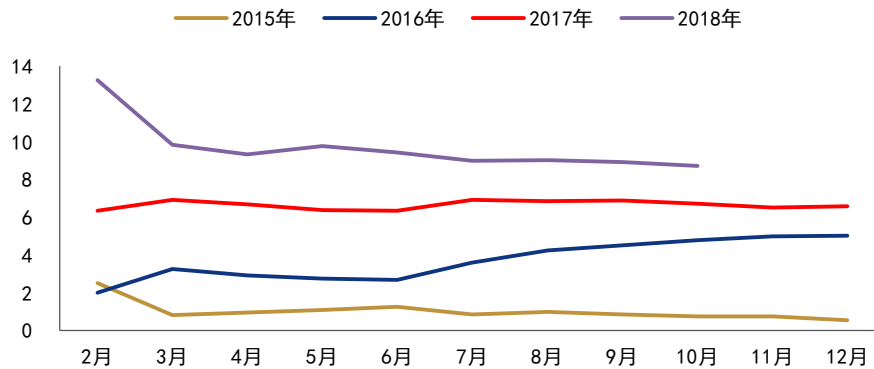


图2：全社会用电量累计同比增速 (%)

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

用电量增速提升的原因：一是第二产业用电量实现较快增长。2018年1-10月同比增速较去年同期提高1.5个百分点，对全社会用电量增长的贡献率达到57.3%，仍旧是拉动全社会用电量增长的最主要动力。二是服务业用电量保持较快增长。2018年1-10月第三产业用电量同比增速较去年同期提高了2.4个百分点，对全社会用电量增长的贡献率为23.2%，比去年同期提升1.4个百分点。三是天气因素的影响。2018年年初的寒潮和夏季的高温带动城乡居民生活用电量快速增长。1、2月份全国平均气温比去年同期分别低1.4℃和1.9℃，同时叠加“煤改电”居民取暖工程快速推进，以及年初部分地区天然气供应紧张等因素，进一步放大了气温对用电需求的拉动。

（二）供给端：火电装机容量维持低速增长

近年来，虽然火电装机容量依旧逐年有所增长，但是增速已呈现下跌态势，特别是从2016年下半年开始，火电装机容量增速明显放缓。截至2018年10月底，全国6000千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；其中，水电3.1亿千瓦、火电11.2亿千瓦、核电4053万千瓦、并网风电1.8亿千瓦、并网太阳能发电1.2亿千瓦。图3显示，火电装机容量虽然有所增长，但是增速继续保持放缓趋势，2018年10月火电装机容量同比增长2.9%，比去年同期增速减少2.1个百分点。

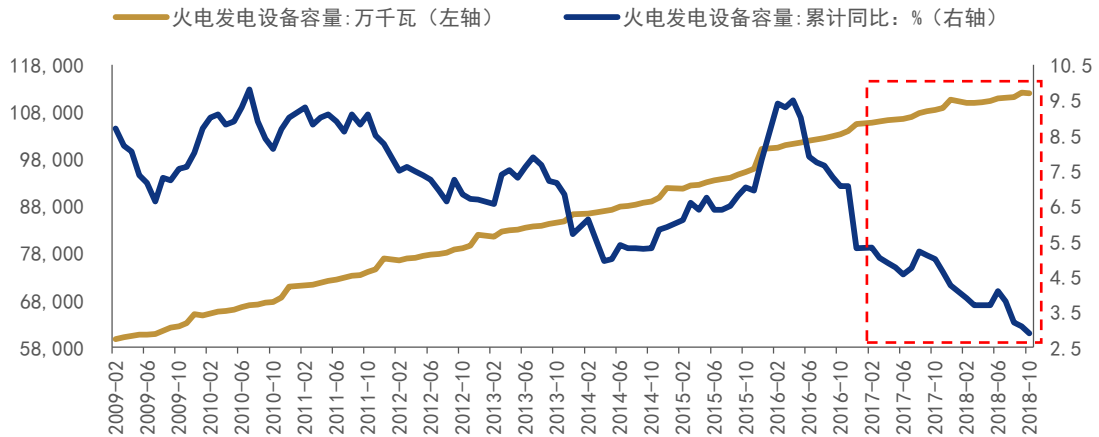


图3：6000千瓦及以上电厂发电设备容量：火电

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

图4显示，在6000千瓦及以上发电厂的发电设备中，火电装机容量占全部装机容量的比重在2018年有进一步的下降。2018年10月底，火电装机容量占比降低至63.4%，非化石电源发电设备容量占比进一步提高。

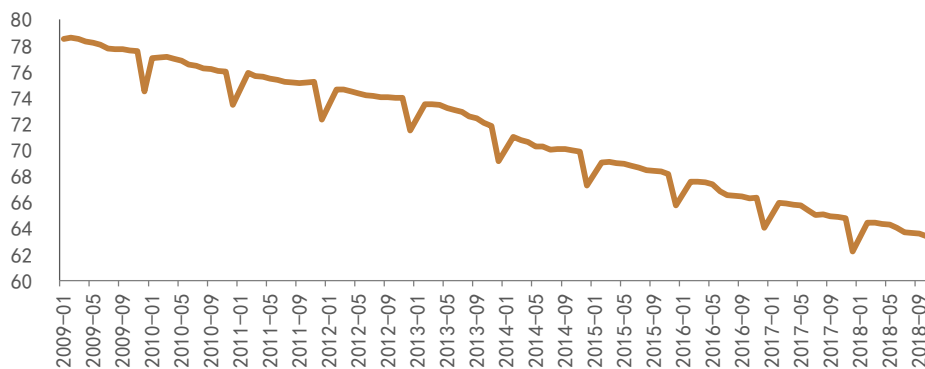


图4：火电装机容量占比（%）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

从电源工程投资完成额²来看，2015-2017年火电工程投资完成额逐年递减，2017年全年完成火电工程投资858亿元，较2015年减少了305亿元，下降幅度为26.2%。2018年前10个月火电工程投资完成额为575亿元，和去年同期的572亿元相比基本持平。预计2018年全年火电工程投资完成额或将继续再创新低。

² 统计口径为全国主要发电企业电源投资数据。

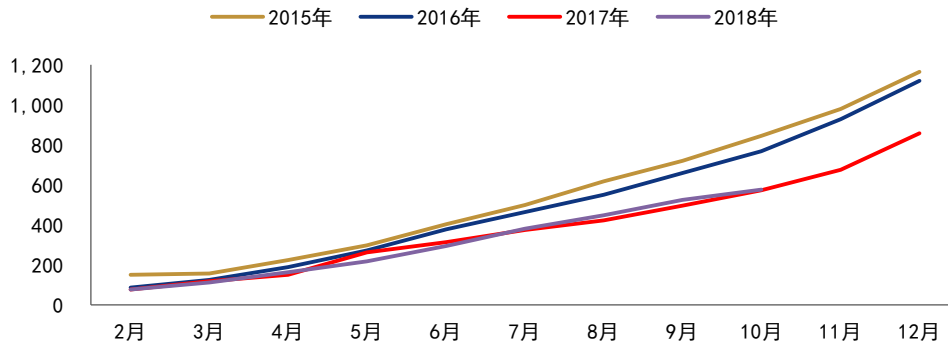


图5：火电工程投资完成额：累计值（亿元）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

（三）利用小时数：火电设备利用小时数继续回升

2015-2016年，火电设备利用小时数连续两年下降。2017年，火电设备利用小时数有所回升，全年平均利用小时数达到4208.90小时，同比提高43.90小时。2018年1至10月份，全国发电设备累计平均利用小时3209小时，比上年同期增加100小时。分电源类型来看，1至10月份，全国火电设备平均利用小时为3596小时（其中，燃煤发电设备平均利用小时3691小时），比上年同期增加165小时；全国水电设备平均利用小时为3083小时，比上年同期增加58小时；全国核电设备平均利用小时6084小时，比上年同期增加211小时；全国并网风电设备平均利用小时1724小时，比上年同期增加172小时；全国太阳能发电设备平均利用小时1060小时。

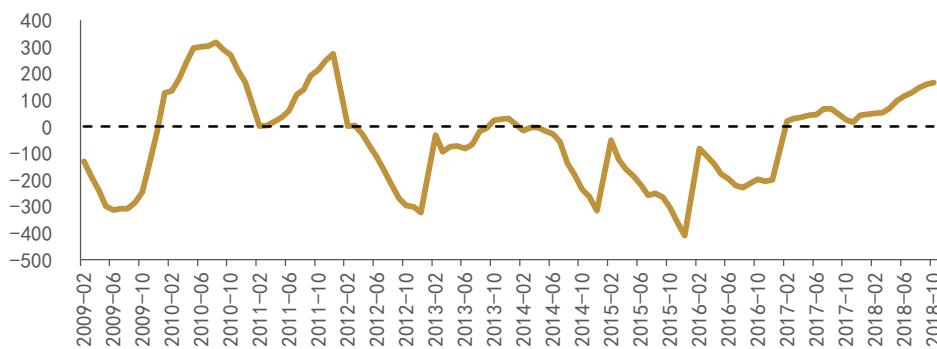


图6：火电设备平均利用小时数：同比增长（小时）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

同其他电源类型比较来看，火电设备平均利用小时数仍然遥遥领先于全国发电设备平均利用小时数。除了受益于优先发电权和保障性收购政策的核电之外，火电设备平均利用小时数仍然大幅度领先水电、风电和太阳能发电。

火电设备平均利用小时数的提升主要是由两项因素叠加造成：一是全社会整体用电量的提升；二是火电淘汰落后产能政策的持续作用。

（四）电价：交易电量拉低总体电价水平

2015-2016年，由于动力煤价格下降，燃煤电厂标杆电价经过两次全国范围的下调。2017年，由于煤价过快上涨之后又高位运行，各省标杆电价又有所上调。2018年以来，燃煤电厂标杆电价没有全国范围的变动和调整，但是整体上，火电行业的平均电价水平还是处在下降的趋势中。这主要是由于市场交易电量的大幅增长造成的。

1. 标杆电价保持稳定

2017年6月16日，国家发改委发布了《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》，通知称，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资金，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆电价，缓解燃煤发电企业经营困难。随后，大部分省份已经披露了电价调整方案，将本省燃煤发电上网电价做了上调，平均上调幅度约为1.1分钱。此后一直到2018年10月31日，国家发改委没有再对燃煤电厂标杆电价做出全国性的调整。

2. 市场交易部分量价齐升

根据中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）的统计数据，2018年前三季度全国电力市场交易电量（含发电权交易电量）合计为14457亿千瓦时，市场交易电量占全社会用电量比重为28.3%，占电网企业销售电量比重为34.5%。与2017年1至9月同期相比，全国市场交易电量增长了约38%，占全社会用电量的比重提高了6个百分点。

2018年前三季度，大型发电集团³上网电量合计27533亿千瓦时，市场交易电量合计9423亿千瓦时（不含发电权交易电量）。大型发电集团煤电机组上网电量18457亿千瓦时，占其总上网电量的67%；煤电市场交易电量7147亿千瓦时，占其全部市场交易电量的比重为75.8%，煤电市场化率为38.7%，较去年同期提高6.7个百分点。

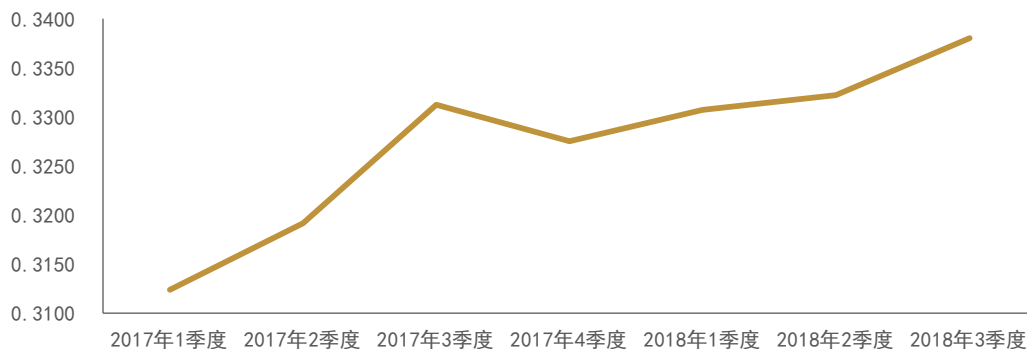


图7：大型发电集团煤电市场交易电价走势：元/千瓦时

资料来源：中电联，远东资信整理

图7显示，自2017年4季度以来到2018年3季度，大型发电集团的煤电市场交易电价一直呈现上升走势。2018年3季度，大型发电集团煤电市场交易平均电价为0.3380元/千瓦时，较去年同期提高0.0068元/千瓦时，同比上涨2.05%。虽然煤电市场交易平均电价较去年同期有一定上涨，但是煤电市场交易电量的同比增幅更大，而市场交易电价仍然大幅低于煤电上网标杆电价，因此总体来看煤电企业的平均电价仍然呈现下跌态势。从大型发电集团的统

³ 指参加中电联电力交易信息共享平台的11家中央及地方大型发电企业集团，以下同。

计口径来看，2018年前三季度煤电上网电量平均电价（指计划电量与市场电量加权平均电价）为0.364元/千瓦时，较去年同期的0.365元/千瓦时，仍有小幅下跌。

（五）成本：煤价有所下降但仍处高位，电厂煤炭库存回升创新高

1. 动力煤价格高位波动

从CCTD秦皇岛动力煤（Q5500）和环渤海动力煤（Q5500）的价格波动来看，2018年1至10月的波动幅度明显小于去年同期的波动幅度；平均价格也比去年同期降低15-20元/吨左右。但是从绝对值来看，动力煤价格依然位于高位。按照发改委等四部门于2016年12月29日印发的《关于平抑煤炭市场价格异常波动的备忘录的通知》中对电煤价格的划分来看，2018年重点煤电企业动力煤中长期基准合同价为535元/吨，因此煤电价格绿色区域（价格正常）是500-570元/吨，即在535元/吨的基准合同价上下浮动6%左右。图8显示，2018年1至10月CCTD秦皇岛动力煤（Q5500）综合交易价在绝大部分时间里都位于570元/吨以上，也就是说位于绿色区域之外。按月份来看，2018年前三个月，CCTD秦皇岛动力煤（Q5500）综合交易价都位于600元/吨以上的红色区域，即价格异常上涨区域；4至10月份，CCTD秦皇岛动力煤（Q5500）综合交易价在绝大部分时间里位于570-600元/吨的蓝色区域，即价格轻度上涨区域。

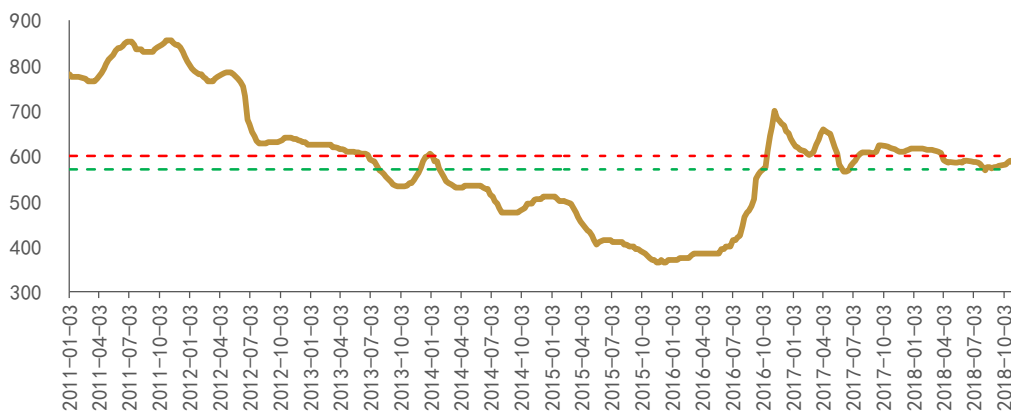


图8：综合交易价:CCTD秦皇岛动力煤(Q5500)：元/吨

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

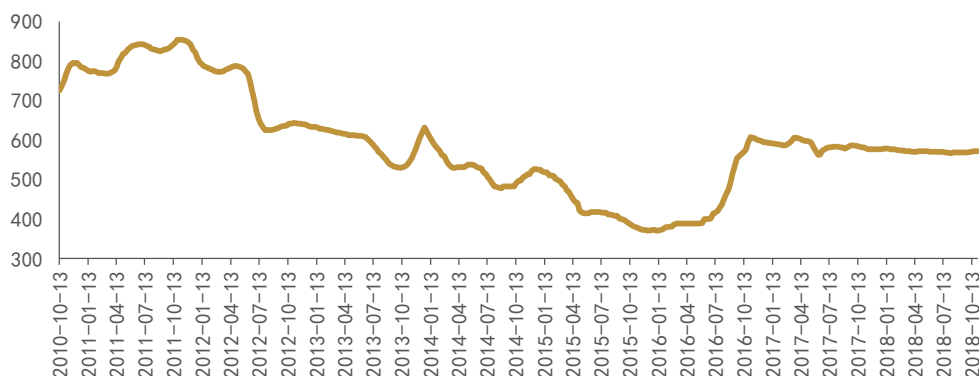


图9：综合平均价格指数:环渤海动力煤(Q5500K)：元/吨

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

2.火电企业煤炭库存回升

2018年1月22日，华能集团、大唐集团、华电集团和国家电投向国家发改委提交了《关于当前电煤保供形势严峻的紧急报告》，该报告称，受需求超预期、产能置换滞后、入港汽车禁运、铁路运力局部紧张等多重因素影响，燃煤电厂面临全国性大范围保供风险，五大发电集团⁴的部分电厂库存可用天数已经低于7天的警戒水平，加之低温天气等因素影响，可能会引发严重的保供暖、保供电等民生问题。随后，发改委、交通运输部、铁路总公司等采取了相应措施，让火电企业煤炭库存得以快速回升，保障了电煤的及时供应。

2018年1季度之后，6大发电集团的煤炭库存基本保持稳定。截至10月底，6大发电集团的煤炭库存持续回升，煤炭库存可用天数已经超过30天。从当前的动力煤价格走势和电厂煤炭库存情况来看，2019年动力煤价格下跌概率远超上升概率。

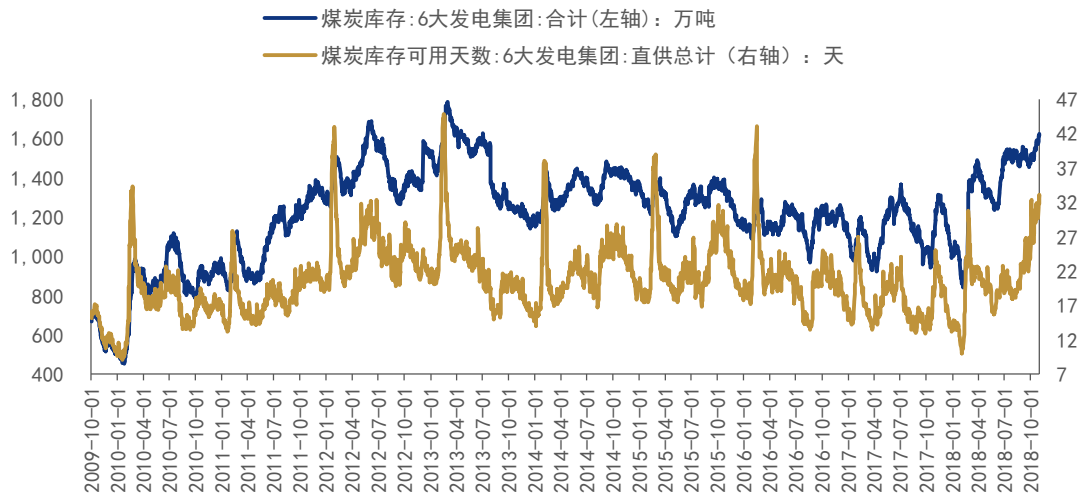


图 10：6 大发电集团煤炭库存情况

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

二、行业政策

2018年，火电行业面临的去产能压力较2017年有所增大，电力市场化改革持续推进，电力现货市场试点开始，清洁能源扶持政策也让火电面临市场挤压，环保政策也依然偏紧。

（一）火电去产能政策力度加大

按照《电力发展“十三五”规划》所设定的目标，到2020年，煤电装机力争控制在11亿千瓦以内，占比降至约55%。2017年7月26日，国家发改委联合多个部委印发了《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》，明确了工作目标，即“十三五”期间，全国停建和缓建煤电产能1.5亿千瓦，淘汰落后产能0.2亿千瓦以上，实施煤电超低排放改造4.2亿千瓦、节能改造3.4亿千瓦、灵活性改造2.2亿千瓦。到2020年，全国煤电装机规模控制在11亿千瓦以内，具备条件的煤电机组完成超低排放改造，煤电平均供电煤耗降至310克/千瓦时。截

⁴ 五大发电集团是指华能、大唐、华电、国电、国电投（原中电投）。

至2018年10月，6000千瓦及以上电厂的火电装机容量约11.2亿千瓦（主要是煤电），加之每年新增的装机容量，到2020年要完成上述目标，仍然需要加大力度淘汰煤电落后产能。

1. 连续下发淘汰落后产能目标任务

2017年8月17日，国家能源局发布了《关于下达2017年煤电行业淘汰落后产能目标任务(第一批)的通知》(国能发电力〔2017〕45号)，对2017年全国淘汰煤电落后产能的标准做了说明，并下达了分省煤电淘汰落后产能计划，根据该计划汇总表，需淘汰的煤电落后产能共计**472.125万千瓦**。2018年8月27日，国家发改委和能源局又发布了《关于加快做好淘汰关停不达标的30万千瓦以下煤电机组工作暨下达2018年煤电行业淘汰落后产能目标任务(第一批)的通知》(发改能源〔2018〕1228号)，该通知在2017年淘汰煤电落后产能的标准上做了补充，明确了2018年全国淘汰煤电落后产能(含燃煤自备机组)的标准，将《打赢蓝天保卫战三年行动计划》明确的一些落后燃煤小热电机组也包含在内。同时，该通知还下达了2018年煤电行业淘汰落后产能目标任务(第一批)，**确定了17个省(市、区)的淘汰计划容量，共计1190.64万千瓦**，跟2017年相比，淘汰容量大幅增加。

2. 严格管控煤电规划建设

2016年和2017年，国家能源局已经连续两年发布了关于煤电规划建设风险预警的通知，从经济性、装机充裕度和资源约束三个方面建立了指标体系，分别对2019年和2020年各省(市、区)的煤电规划建设做了风险预警。2018年5月14日，《国家能源局关于发布2021年煤电规划建设风险预警的通知》(国能发电力〔2018〕44号)又进一步完善了2021年煤电规划建设风险预警机制。经济性预警和装机充裕度这两个指标都有绿色、橙色、红色三个等级；资源约束预警指标只有绿色和红色两个等级。该通知规定，**装机充裕度指标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(含燃煤自备机组)**，并在国家指导下，合理安排在建煤电项目的建设投产时序。从装机充裕度的预警结果来看，在33个省(直辖市、区)中⁵，除了北京和西藏之外，冀南、陕西、湖北、湖南、江西、上海、江苏、浙江、安徽、海南等10个省区的预警指标为绿色，辽宁、河南、四川、广东4省的预警指标为橙色，其余17个省区的预警指标均为红色。

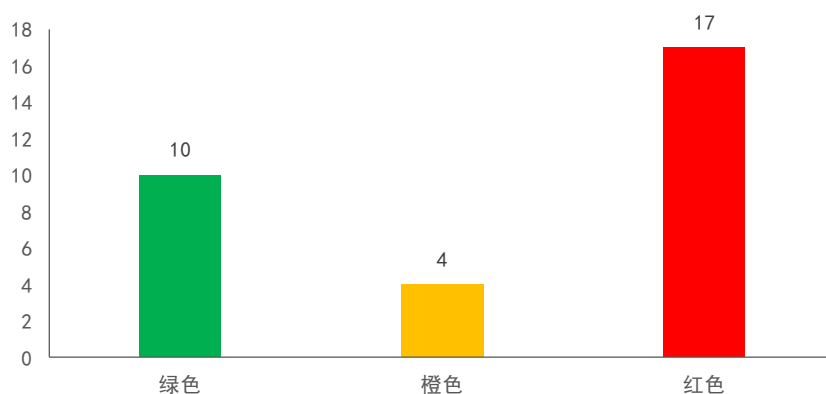


图 11：2021 年煤电装机充裕度预警指标分布（31 个省区）

资料来源：公开资料，远东资信整理

⁵ 其中，内蒙古分为蒙东和蒙西两个区，河北省分为冀北和冀南两个区。

（二）电力体制改革已初见成效

2015年3月15日,《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(以下简称“《意见》”)指出,进一步深化电力体制改革的重点和路径是,在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上,按照**管住中间、放开两头**的体制构架,有序放开输配以外的竞争性环节电价,有序向社会资本放开配售电业务,有序放开**公益性和调节性以外的发用电计划**;推进交易机构相对独立,规范运行。为贯彻落实《意见》,推进电力体制改革实施工作,发改委等各相关部委又制定了一系列的电力体制改革配套文件。2017年3月29日,国家发改委和能源局发布了《关于有序放开发用电计划的通知》,通知指出,要加快组织发电企业与购电主体签订发购电协议(合同),同时逐年减少既有燃煤发电企业计划电量,同时敦促各地要加快推进电力体制改革,扩大市场化交易电量规模,尽快组织发电企业与购电主体签订发购电协议。截至目前,电力体制改革的分步推进仍在稳步进行中,市场化交易电量规模逐年递增,电力现货市场建设也已经展开试点工作。

1. 电力市场化交易已颇具规模

根据中电联发布的数据,我国电力市场化交易电量在2016年突破10000亿千瓦时后,于2017年再创新高,全年市场交易电量累计达16324亿千瓦时。其中,2017年各省内市场交易电量合计13400亿千瓦时(含发电权交易电量),省间(含跨区)市场交易电量合计2924亿千瓦时。全国电力市场化交易电量占全国电网销售电量比重(即销售电量市场化率)达到33.5%左右,占全社会用电量比重达到25.9%。

2018年7月16日,国家发改委和能源局发布了《关于积极推进电力市场化交易 进一步完善交易机制的通知》,就提高市场化交易电量规模,推进各类发电企业进入市场,和放开符合条件的用户进入市场等等共计9个方面的事项做了安排并提出了具体要求。根据该通知,2018年放开煤炭、钢铁、有色、建材等4个行业电力用户发用电计划,全电量参与交易,并承担清洁能源配额。这一举措进一步推进了电力市场化交易的进程。如前文所述,2018年1至9月,全国电力市场交易电量(含发电权交易电量)合计为14457亿千瓦时,市场交易电量占全社会用电量比重为28.3%,占电网企业销售电量比重为34.5%。其中,省内市场交易电量合计11625亿千瓦时,省间(含跨区)市场交易电量合计2595亿千瓦时,南方电网、蒙西电网区域发电权交易电量合计236亿千瓦时。与2017年1至9月同期相比,全国市场交易电量增长了约38%,占全社会用电量的比重提高了6个百分点。如果第四季度保持同步增长,预计2018年全年的市场化交易电量规模将超过2万亿千瓦时。我国电力市场化改革成效显著,电力市场化交易已经初具规模。

2. 电力现货市场建设开始试点

2017年8月28日,国家发改委和能源局下发了《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》,明确了试点工作的目标和开展电力现货市场建设的试点地区选择。试点工作目标要求:试点地区应围绕形成日内分时电价机制,在明确现货市场优化目标的基础上,建立安全约束下的现货市场出清机制和阻塞管理机制;组织市场主体开展日前、日内、实时电能量交易,实现调度运行和市场交易有机衔接,促进电力系统安全运行、市场有效运行,形成体现时间和位置特性的电能量商品价格,为市场主体提供反映市场供需和生产成本的价格信号。在试点地区选择上,将**南方(以广东起步)、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等8个地区作为第一批试点**。

2018年11月8日,国家能源局又下发了《关于健全完善电力现货市场建设试点工作机制的通知》,要求加快推动试点工作,同时设定具体时限,要求上述8个试点地区原则上应于**2019年6月底前开展现货试点模拟试运行**。目前,8个试点地区均已针对电力现货市场建设开展了准备工作。2018年8月31日,以广东起步的南方区域电力

现货市场正式启动试运行，这标志着我国电力市场化改革迈出了最关键的一步。远东资信预计，在2019年6月底之前，各个试点地区都将逐步开展现货试点模拟运行。

（三）清洁能源扶持政策

在《电力发展“十三五”规划》中，国家发改委和能源局明确了电源结构的发展目标：按照非化石能源消费比重达到15%的要求，到2020年，非化石能源发电装机达到7.7亿千瓦左右，比2015年增加2.5亿千瓦左右，占比约39%，提高4个百分点，发电量占比提高到31%。非化石能源发电装机是指除了火电（煤电和气电，主要是煤电）之外的其他电源装机，主要包括水电、核电、风电、太阳能，这些也都是属于清洁能源的范畴。国家政策目前大力扶持的新能源主要指的就是风电和光伏发电。从整个电源结构的发展目标来看，火电，特别是煤电的发展不仅要面对严控新增和去落后产能，还面临着包括风电、光伏在内的清洁能源的市场挤出。

1. 继续实行发电补贴政策

为了发展清洁能源，改变电源结构比例，国家给与风电和光伏以一定的补贴。对于所有光伏和风电的上网电价，在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴，补贴主要来自于可再生能源发展基金中的可再生能源电价附加。为支持清洁能源发展，国家发改委已于2013年9月25日和2016年1月1日两次提高可再生能源电价附加，将可再生能源电价附加标准由早先的每千瓦时0.8分钱逐步提高至1.9分钱。近两年为了应对补贴缺口持续扩大和部分地区光伏产能过大的问题，国家正在执行风电、光伏发电补贴退坡政策，但是国家层面对于清洁能源的支持和扶持力度并没有衰减。

2. 着手解决清洁能源消纳问题

2017年11月8日，国家发改委和能源局制定了《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，提出总体目标，要求确保弃水弃风弃光电量和限电比例逐年下降，到**2020年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题**。

2018年10月30日，国家发改委和能源局印发了《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》（以下简称“《行动计划》”）。《行动计划》明确了清洁能源消纳的工作目标：2018年，清洁能源消纳取得显著成效；到2020年，基本解决清洁能源消纳问题。同时，《行动计划》将2018至2020年的具体指标进行了逐年的细化，到2020年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在5%左右）；光伏发电利用率高于95%，弃光率低于5%；全国水能利用率95%以上；全国核电实现安全保障性消纳。2018年1至9月，全国并网风电弃风率为7.7%；全国光伏发电弃光率2.9%，同比下降2.7个百分点，但是新疆和甘肃的弃风率仍然较高，分别为16%和10%。按照《“十三五”能源规划》对非化石能源的占比要求，随着清洁能源发电占比的不断提高和消纳行动计划的实施，火电面临的同行业竞争将进一步加剧。

（四）环保政策持续偏紧

2018年6月27日，国务院印发《打赢蓝天保卫战三年行动计划》，强调到2020年全国煤炭占能源消费总量比重下降到58%以下；按照煤炭集中使用、清洁利用的原则，重点削减非电力用煤，提高电力用煤比例，2020年全国电力用煤占煤炭消费总量比重达到55%以上，并强调要加快“煤改电”建设。同时，该行动计划强调，要制定专项方案，大力淘汰关停环保、能耗、安全等不达标的30万千瓦以下燃煤机组；重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模，新增用电量主要依靠区域内非化石能源发电和外送电满足。也就是说，《打赢蓝天保卫战三年行动计划》

是在降低煤炭消费总量比重的前提下，加快电力用煤对非电力用煤的取代，同时也要严控燃煤机组的新增以及加大力度淘汰环保、能耗、安全等不达标的煤电机组。总体来看，煤电面临的环保政策环境仍然偏紧。

三、行业关注

煤炭中长期合同是国家持续推行的一项稳定煤价的措施；工业增速放缓态势已经形成，势必对今后用电需求增速产生较大影响；受能源政策影响，大型发电集团向清洁能源领域扩张；国家层面继续推进煤电联营实施落地。

（一）煤炭中长期合同延续煤价压舱石效应

2018年1至10月的绝大部分时间内，动力煤的价格都位于发改委制定的绿色区间之上。由于动力煤价格居高不下，而购买燃料是火电企业生产的主要开支，因此火电企业面临的成本压力巨大。另一方面，对于煤炭生产企业来说，在供给侧改革的大背景下，如果煤炭价格大幅波动，也会对其生产销售产生不利影响。为促进煤炭供需两端行业平稳健康发展，稳定中长期煤炭价格，近两年政府层面一直在致力于积极推进煤炭中长期购销合同（以下简称“中长期合同”）的签订和履行。

2016年11月30日，发改委和国资委印发了《关于加强市场监管和公共服务 保障煤炭中长期合同履行的意见》，提出要完善中长期合同的条款和履约保障机制，提高中长期合同比重。2017年4月7日，国家发改委下发《关于加快签订和严格履行煤炭中长期合同的通知》，对中长期合同提出四点要求。一是要进一步提高中长期合同量，确保签订的年度中长期合同量占供应量或采购量的比例达到75%以上（主要针对的是中央和各省区市及其他规模以上煤炭、发电企业集团）；二是要按月上报履约情况，每月15日前，需要将上月合同履行情况上报国家发改委，并抄送各相关单位；三是要**重点督察电煤合同的履约情况**；四是要**强化惩戒**，凡签约量比例低于75%，季度履约量低于80%或半年履约率低于90%的企业，将进行约谈和通报。对于发电企业来说，惩戒措施包含核减计划电量金额以及限制参与电力直接交易。

从具体的合同签订情况来看，2016年底，神华集团、中煤集团与华电集团、国家电投集团在京签订了电煤中长期合同，确定5500大卡动力煤基准价为535元/吨，中长期合同电煤价格由基准价和市场煤价相关指数共同决定，权重各占50%。2017年11月10日和2018年11月27日，国家发改委连续两年都下发了关于推进和做好下一年度煤炭中长期合同签订履行工作的通知。在2017年发布的《关于推进2018年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》中发改委提出：电煤供需双方应继续参照上年度“基准价+浮动价⁶”的办法协商确定定价机制，基准价由双方根据市场供需情况协商确定，对协商不能达成一致意见的，仍按不高于2017年度水平执行。从实际执行层面来看，2018年电煤中长期合同基准价维持了2017年535元/吨的水平。由于2017年初以来煤价高企，而535元/吨的基准价远低于市场煤价，这在一定程度上缓解了煤价居高对火电企业的业绩影响。

⁶ 一般来说，浮动价权重为50%，可结合环渤海煤炭价格指数、CCTD秦皇岛港煤炭价格指数、中国沿海电煤采购价格指数综合确定。

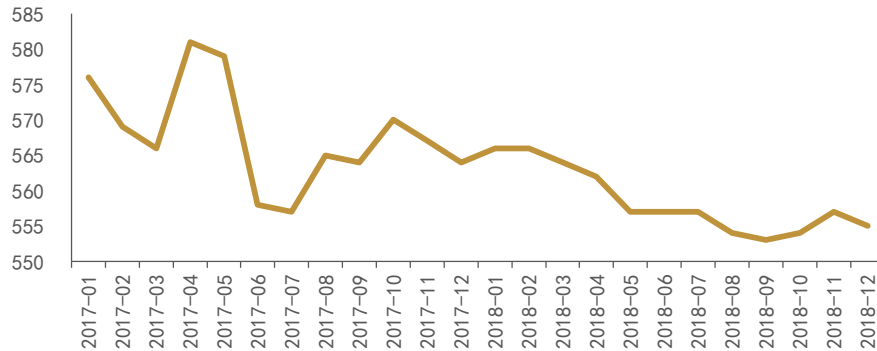


图 12: 年度长协价: CCTD 秦皇岛动力煤 Q5500: 元/吨

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

当前, 从中煤集团和各大发电集团签订的中长期合同来看, 本次电煤沿用了此前两年的 535 元/吨的基准价, 限定了 2019 至 2021 年的基准价水平, 并有望长期延续“基准价+市场价”的定价机制, 短期来看有利于 2019 年火电企业控制燃料成本, 长期而言有望形成健康稳定的煤炭供应关系, 继续缓解煤企、电企的上下游矛盾。另一方面, 根据媒体报道, 业内普遍预计 2019 年煤炭供应将相对宽松, 煤价将有下行空间, 因此 2019 年度的电煤中长期合同的谈判存在博弈现象, 部分还在拉锯中。

(二) 疲弱的工业增长或对用电量产生负面影响

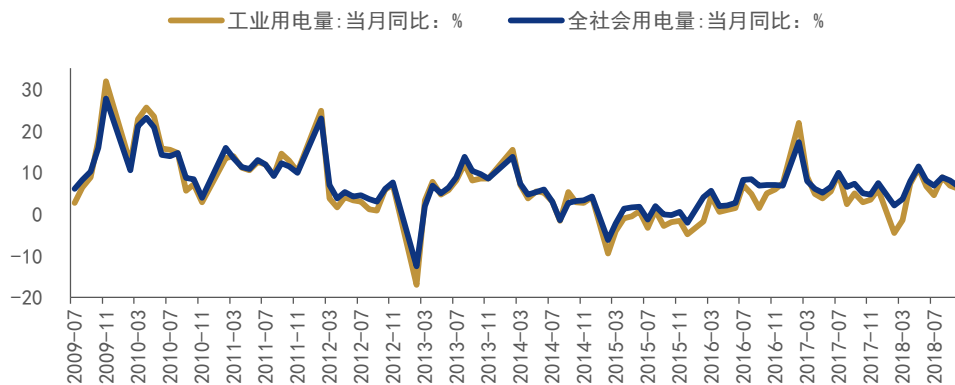


图 13: 全社会用电量和工业用电量当月同比 (2009.07-2018.10)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

按照 2018 年前三季度的全社会用电量构成, 第二产业用电量⁷占全社会用电量的比重为 68.0%, 对全社会用电量增长的贡献率为 56.6%; 进一步来看, 其中, 全国工业用电量占第二产业用电量的 98.4%, 占全社会用电量的 66.9%, 对全社会用电量增长的贡献率为 55.2%。由于工业用电量占比和贡献度远超第一、第三产业和居民用电量, 所以在一定程度上, 工业用电量就决定了全社会用电量, 而工业整体运行情况决定了工业用电量本身。从这一角度来说,

⁷ 按照国家统计局的划分, 第二产业包含工业和建筑业; 其中, 工业包含采矿业、制造业和电力、热力、燃气及水生产和供应业。

2019年全国工业整体运行情况如何，就在相当大的程度上决定了明年全社会用电量的走势。远东资信使用近10多年的月度数据测算得出，规模以上工业企业利润总额累计同比和第二产业用电量累计同比的相关性超过0.91。

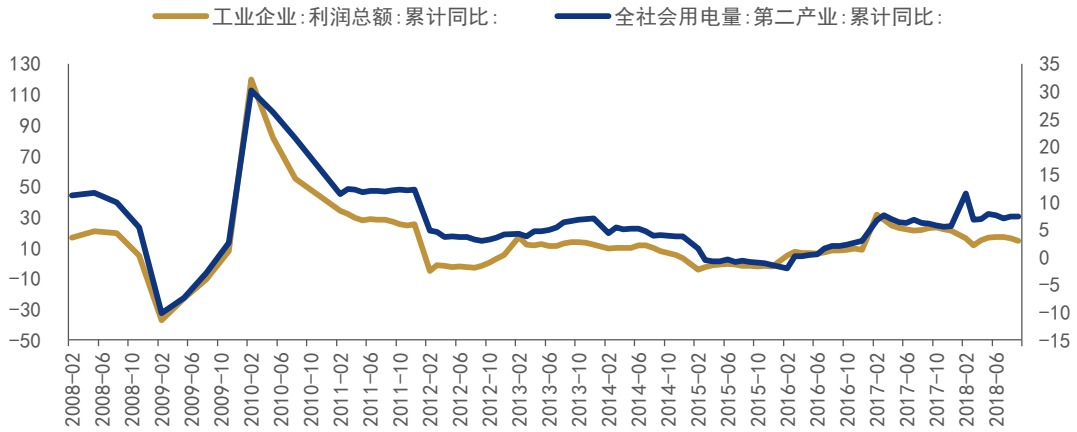


图 14：规模以上工业企业利润总额和第二产业用电量累计同比（2008.02-2018.10）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

从2017年以来，全国规模以上工业企业的主营业务收入和利润总额的累计同比增速呈现下降趋势。2018年1至10月，规模以上工业企业主营业务收入累计同比增长9.3%，比去年同期下降3.1个百分点；利润总额累计同比增长13.6%，比去年同期下降9.7个百分点。特别是2018年以来，中美贸易摩擦不断等各种不利因素叠加，近期各项经济数据均显示我国经济下行压力加大。如果2019年国内外宏观环境没有较大改善，工业企业将面临较为艰难的经营环境。有鉴于此，远东资信预计2019年上半年工业增速大概率将进一步放缓，这对于工业用电量的增长将起到拖累的作用。虽然“煤改电”等电能替代政策或将对工业企业增速的下降起到缓冲作用，但其是否能够完全弥补工业企业增速下降所带来的不利影响，结果仍然充满未知。

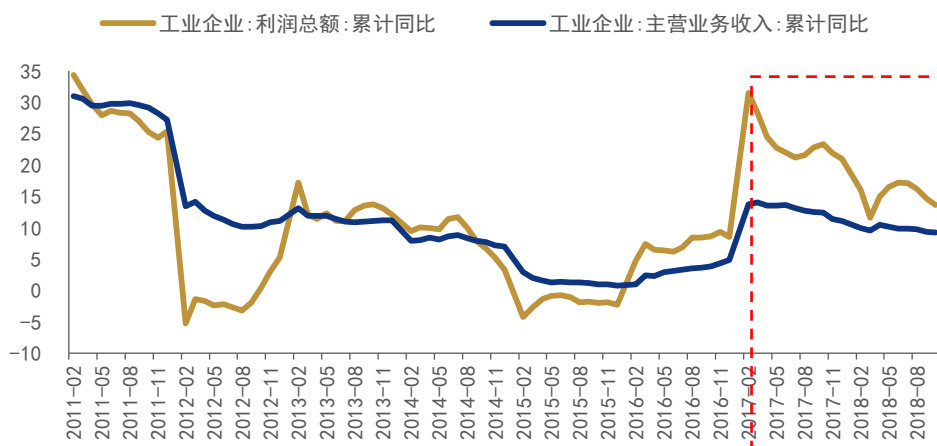


图 15：规模以上工业企业主营业务收入和利润总额累计同比增速（%）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

（三）大型发电集团向清洁能源领域扩张

按照《电力发展“十三五”规划》的要求，到2020年，非化石能源发电装机占比要达到39%左右。五大发电集团都是以传统的火电为主的大型发电集团，截至2017年末，五大发电集团的火电装机占比均在70%左右。不过，近年来，以五大发电集团为代表的大型发电集团开始从火电领域向清洁能源进军，在建项目多以清洁能源为主。以华能集团为例，在2011年末，低碳清洁能源装机约为2400万千瓦，占比为19.1%；到2017年末，低碳清洁能源装机为5326万千瓦，占比为31.0%。从规模来看，从2011年末到2017年末，6年时间里，低碳清洁能源装机增长了121.9%。

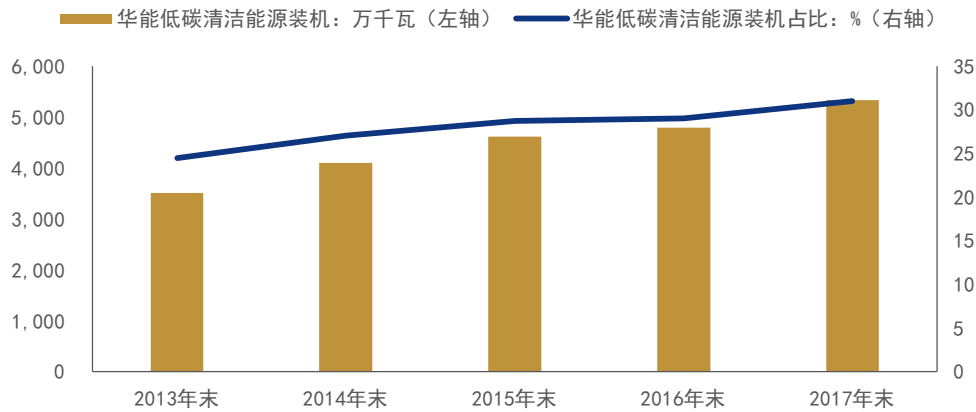


图 16: 华能集团低碳清洁能源装机情况 (2013-2017)

资料来源：公开资料，远东资信整理

(四) 煤电联营政策延续

由于煤炭价格在相当程度上决定了火电企业的经营效益，作为上下游关系的煤炭和火电行业一直都存在此消彼长的微妙博弈关系。当煤价相对较低时，而电价保持不变时，电力企业就有相对丰厚的利润空间。相反地，如果煤价走高，而电价保持不变时，电力企业就会面临亏损的局面。尽管发改委早就出台了煤电价格联动的机制，但是从实际效果来看，上网电价的调整始终落后于煤炭价格的波动，无法从根本上解决煤炭和火电这两大行业之间的供求矛盾。因此，近年来，结合供给侧改革和去产能等相关政策，国家政策的着力点开始从煤电价格联动转向煤电联营。

2016年4月17日，国家发改委印发《关于发展煤电联营的指导意见》的通知，要求充分认识发展煤电联营的重要意义，并明确了发展原则和重点方向，其目的是为加快调整能源结构，积极理顺煤电关系，促进煤炭、电力行业协同发展，提高能源安全保障水平。

2017年8月28日，经国务院批准，中国国电集团公司与神华集团有限责任公司合并重组为国家能源投资集团有限责任公司。2017年11月28日，由国电集团和神华集团合并重组的国家能源集团有限责任公司正式成立。这被视为煤电一体化的里程碑事件，也有利于捋顺煤电关系，实现煤电一体化发展。两集团旗下的核心上市公司国电电力和中国神华在2018年也分别召开股东会，审议通过了组建合资公司的议案。

2018年4月9日，国家发改委等共计六部委共同发出的《关于做好2018年重点领域化解过剩产能工作的通知》，也在第四点中提到要“积极推进煤电联营和兼并重组”。2018年9月14日，国家发改委和能源局印发了《关于深入推进煤电联营促进产业升级的补充通知》，指出要进一步提高对推进煤电联营的紧迫感和责任感，鼓励发展多种形式的煤电联营，优先将煤电联营项目纳入电力发展规划，优先对实施煤电联营的项目办理核准手续，优先释放煤电联营企业优质产能，等等。从该通知内容可以看出，煤电联营仍然是国家层面在积极推动的战略方向，也是火电和

煤炭行业未来的发展趋势。类似神华与国电的合并，未来或还会有能源央企合并重组。除了合并重组这种联营形式之外，国家还鼓励发展其他各种形式的煤电联营，比如，煤炭企业设立坑口电厂、发电企业建设煤矿、煤炭和发电企业投资建设煤电一体化项目等。近期，通过审批的淮南矿业集团潘集电厂一期2×660MW超超临界燃煤机组工程项目，就属于典型的煤炭企业设立电厂的煤电联营项目。同一主体既采煤又发电、煤电企业互相参股、大型煤炭集团和发电集团重组合并等三种形式预计将是未来一段时间煤电联营的主要形式。

四、行业内发债企业信用分析

远东资信对2018年12月31日仍有债券存续的火电行业发债主体进行了筛选，筛选标准参照远东资信《中国火电行业企业信用评级方法》⁸所述的“行业界定”，形成发债主体样本36家。因数据缺失而剔除2家发行人，剩余34家发行人在2018年都有公开主体评级。因此，最终形成的发债主体样本数为34家。

（一）存量债券概况

1. 存量债券发行主体信用等级较高

火电行业属于公用事业，现金流相对稳定，且发行人股东背景强，因此发债主体的信用等级较高。

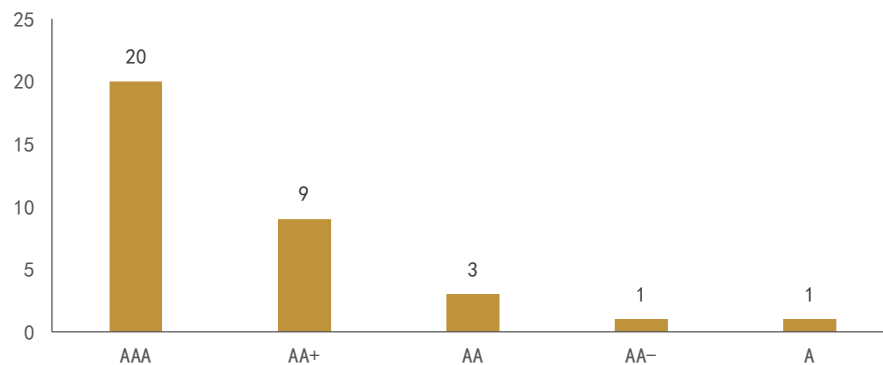


图 17：2018 年火电行业发债主体评级分布（截至 2018 年 12 月 31 日）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

如上图所示，在34家样本发行人中，有20家的主体评级达到了AAA，占到全部样本总数的58.8%，而主体评级为AA-（含）以上的主体为33家，占比为97.1%，只有1家主体评级为A。

从实际控制人来看，除2家民营控股的发行人之外，其余32家发债主体均为央企、央企控股或地方国企。具体来看，五大发电集团及其控股子公司共计16家，非五大发电集团的央企1家，地方国企15家。

⁸ 本评级方法所指火电行业也主要指煤电行业。

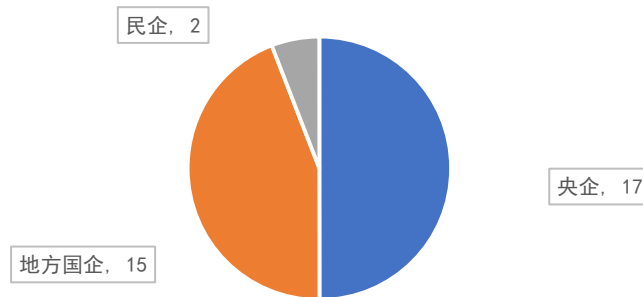


图 18: 火电行业存量债券发行主体股东背景 (截至 2018 年 12 月 31 日)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

从主体信用评级变动来看,截至2018年12月31日,34家样本企业中,仅有1家发行人的主体相对2017年末发生了评级变动,其余33家发行人的主体信用评级较2017年末未发生变动,且评级展望均为稳定。

2. 债券发行情况

从存量债券来看,截至2018年12月31日,34家发行人的存量债券共计315只,债券余额合计约为6287.70亿元。其中,五大发电集团及其控股子公司的存量债券数为250只,占总存量债券数的79.37%,余额为5281.64亿元,占总余额的84.0%。

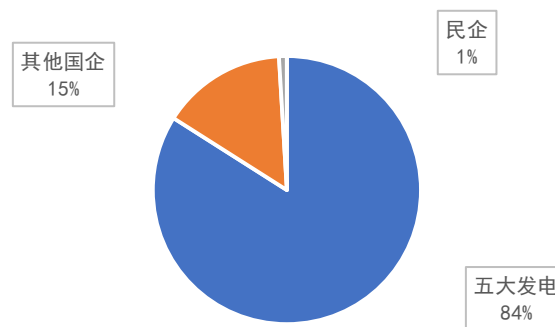


图 19: 火电行业存量债券余额分布: 按股东背景 (截至 2018 年 12 月 31 日)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

从新发行债券数量来看,2018年全年,34家样本主体新发行债券246只(不含证监会主管ABS和交易商协会主管的ABN),发行金额合计为5172亿元;其中五大发电集团及其控股子公司合计新发行债券206只,发行金额合计为4522亿元,占到行业新发行债券金额的87.43%。综合来看,无论在金额上还是债券数量上,火电行业的发债主体集中度偏高,五大发电集团基本上垄断了火电债券发行市场,这基本上也和整个行业的格局相匹配。五大发电集团在规模上和资产质量方面,都是位于整个行业的顶端。

从新发行债券的品种来看，发行最多的券种是超短期融资债券（SCP），发行数量共计158只，占新发行债券的比重为64.23%，发行总额为3301.5亿元，占比同为73.01%。从募集资金用途来看，基本都是为了偿还金融机构贷款或即将到期债券，剩余部分则用来补充流动资金。

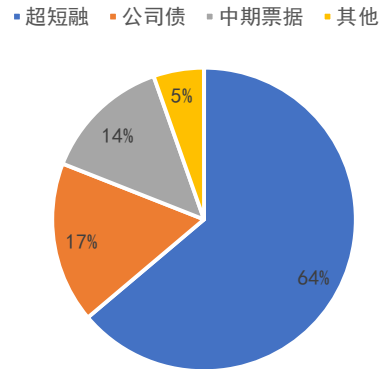


图 20：火电行业 2018 年新发行债券金额分布：按券种

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

火电发行人之所以偏好超短期融资债券，一是SCP可以实现一次注册分期发行，发行方式高效，满足了火电企业不同时点的流动性需求，二是资金使用较为灵活，可用于各种流动性需求，这对于流动性较为紧张的火电企业来说无疑是最具吸引力。另外，由于SCP的期限较短（一般在270天以内），所以利率水平较低，如果火电企业滚动发行，将资金用于偿还较长期限的银行贷款和其他债券，在利率下行的时间段将起到降低财务费用的作用。以火电行业龙头——华能集团旗下的华能国际电力股份有限公司（华能国际）为例，2018年全年，华能国际发行的SCP合计16笔，发行金额合计400亿元，占其同期所发行债券总金额的74.07%。

3. 存量债券未来到期分布

截至2018年12月31日，火电行业债券余额为6287.70亿元，大部分将在2019-2023的5年里到期。其中，2019年和2021年这两个年度到期债券的规模相对较大，2019年到期的存量债券规模约为2051亿元，2021年到期的存量债券规模约为1818亿元。

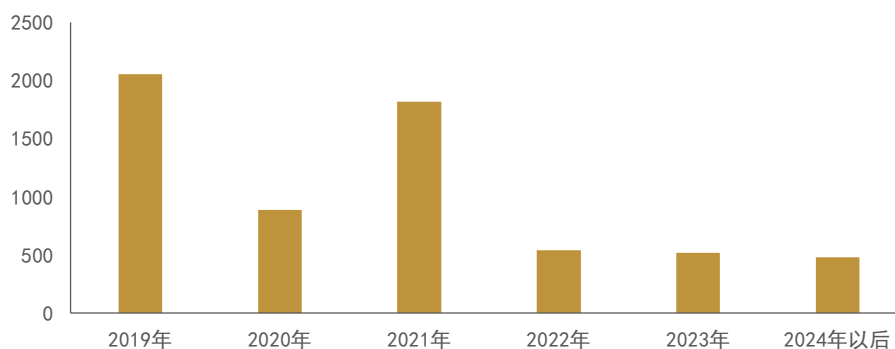


图 21：存量债券未来到期分布（亿元）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

由于火电行业债券发行以超短期融资券为主，融资目的基本都是为了偿还即将到期的债务，因此，考虑到2019年即将发行的超短融规模，上图所反映的到期规模无法全面反映火电行业的近期偿债压力。短期来看，未来一年到期的债券品种也是以超短期融资券为主，预计大部分发行人依然会选择继续滚动发行超短融，采用借新还旧的方式来做偿债安排。长期来看，火电行业的存量债券到期分布情况较为均匀合理，2021年可能会面临一定偿债压力。

（二）重点事件关注

2018年度火电行业发行人未发生债券违约事件，仅有华晨电力股份公司（以下简称“华晨电力”）一家发行人出现主体信用级别迁移和展望调整。华晨电力是由永泰能源股份有限公司（以下简称“永泰能源”）直接控股的企业，实际控制人为王广西。由于股东永泰能源连续出现违约，华晨电力受其影响和牵连，外部融资能力受限，流动性压力巨大。2018年11月12日，华晨电力发布《华晨电力股份公司关于公司贷款发生逾期情况的公告》称，其在厦门国际银行北京分行的一笔4800万元流动性贷款发生逾期。该笔贷款原计划进行展期处理，但是由于展期事项未能成功办理，造成了华晨电力的违约。11月16日，评级公司将华晨电力的主体评级从AA+下调为AA-，并将评级展望调整为负面。另外，根据华晨电力2018年11月19日的公告，其在境外发行的5亿美元债券本应在2018年11月18日到期的利息已经无法按时偿付。虽然华晨电力公告称将在2018年12月18日的宽限期截止前完成利息的筹款，但是这一消息进一步印证了公司近期面临的资金压力。11月23日，评级公司进一步将华晨电力的主体评级下调为A，评级展望维持负面。目前，华晨电力在国内市场仅有1笔债券，但余额较大，为20亿元，到期日为2019年12月7日，未来一年时间里，华晨电力的违约风险偏高。

表1：2018年火电债券发行人主体信用级别调整

企业名称	最新主体信用级别/展望		历史主体信用级别/展望	
	级别/展望	评级时间	级别/展望	评级时间
华晨电力股份公司	A/负面	2018/11/23	AA+/稳定	2018/06/25
			AA-/负面	2018/11/16

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

（三）发债主体的经营状况和偿债能力分析

在本小节对发债主体做信用分析时，考虑到财务数据的可得性和可比性，我们剔除了5家近期数据不可得的企业，最终形成的分析样本为29家。

1. 企业规模情况

从资产规模来看，近五年资产规模排名前五名的都是五大发电集团，其中，国电投和华能集团的资产规模均超万亿，其他三大发电企业的资产规模也均位于7000亿元以上。相比较来说，其他发债企业的资产规模较小，除了五大发电控股的几家上市公司和个别企业之外，大部分的资产规模均位于1000亿以下。截至2018年9月底的财务数据，29家企业中有17家资产规模在1000亿元以下，有7家资产规模在1000-4000亿元，有5家资产规模在7000亿元以上。

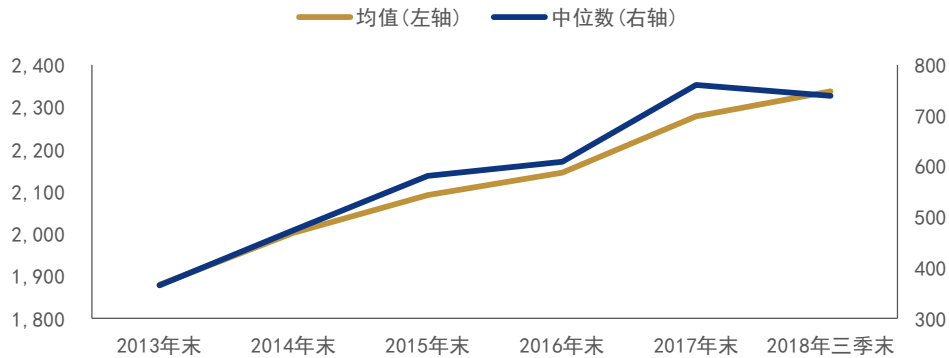


图 22: 样本企业的资产规模 (亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

上图显示, 样本企业资产规模的中位数一直处于平均数之下, 而且差距很大。从统计学上来解释, 这是由于样本中出现了一些数值较大的个体拉高了平均数。这从另一个侧面反映出火电是一个寡头垄断的行业, 五大发电集团资产规模占整个行业的比重较大。从整个行业来看, 火电属于资本密集型产业, 不断增长的资产规模反映了较强的抗风险能力。

从营业收入来看, 样本企业在2016年录得近5年的低点之后 (系受到当年上网电价下调和用电量低速增长的影响), 在2017年有所回升。2018年前三季度, 29家样本中有28家主体的营业收入和去年同期相比实现了增长, 只有1家主体的营业收入相比去年同期出现了下降。从增长幅度来看, 营业收入的最高涨幅为53.46%。由于第四季度全社会用电量一般仅次于第三季度, 加之今年用电量增长速度较快, 2018年全年营收⁹预计将继续回升。

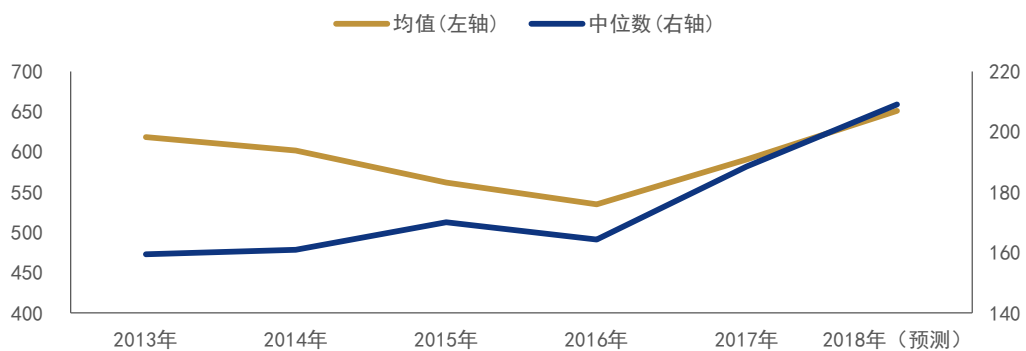


图 23: 样本企业营业收入 (亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

2. 企业资产负债率情况

⁹ 2018年营业收入预测值是在前三季度数据的基础上进行年化处理得出。

资产负债率偏高是火电行业的特征之一，行业龙头五大发电集团目前的资产负债率均位于80%左右，在样本企业中属于负债偏高的。相反地，规模较小的企业的负债率水平却相对较低。由于火电行业属于公用事业，现金流稳定，且信用记录良好，投资人对行业认可度较高，行业内的企业举债便宜度较高，因此较高的负债水平对行业信用的影响较小。

从负债率的边际变化来看，近两年以来，火电发债企业的整体负债率水平有所升高，但是仍处于可控水平。2018年三季度末，样本企业的资产负债率均值为67.55%，中位数为71.22%，和2017年末相均上涨了0.33个百分点，变化幅度较小。2018年三季度末，样本企业中负债率最高的是北方联合电力有限责任公司，其负债率超过82%，但较17年末也已经下降了1.51个百分点。2018年末，样本企业的资产负债率水平预计将和2017年末基本持平。2019年随着营收和现金流的改善，企业的负债率水平或将有所下降。

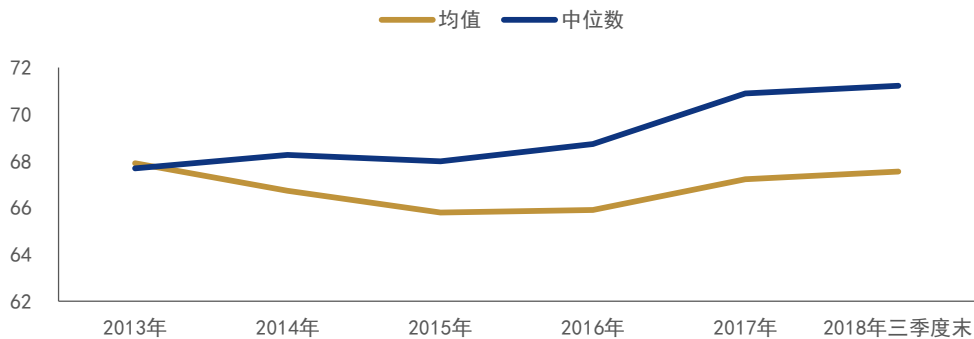


图 24: 样本企业资产负债率 (%)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

3. 企业现金流和债务覆盖水平

从经营性现金流来看，2016-2017年两年，由于受到上网电价下调和煤价上涨的影响，样本企业的经营性现金净流入有所下降。从2018年前三季度的数据来看，预计2018年全年经营性现金净流入的降幅将缩窄或小幅回升。

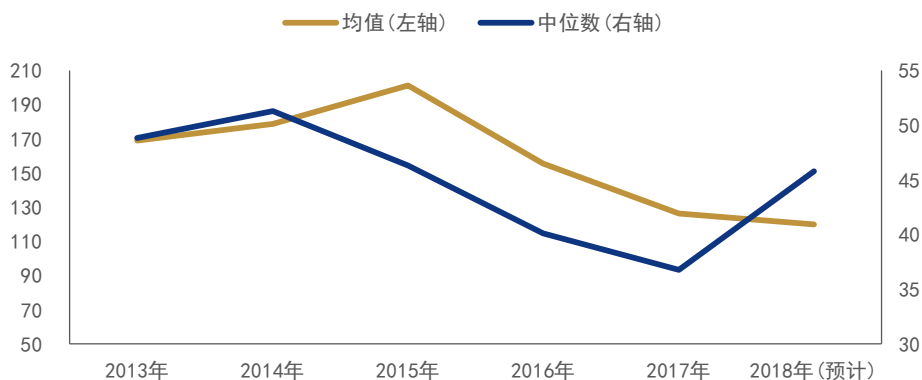


图 25: 样本企业经营性现金净流入 (亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

从投资活动现金流来看，近年来净流出均值保持相对稳定，一直位于130亿元的水平线上。2018年前三季度，样本企业的投资活动现金净流出均值为87.16亿元，中位数为33.57亿元，如果第四季度新增投资不出现大额资金流出，则2018年全年的投资活动现金净流出相比2017年会有一定缩减。

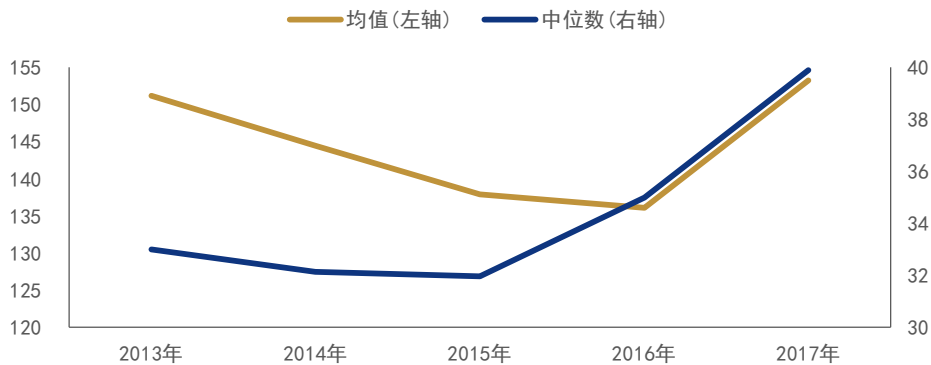


图 26: 样本企业投资活动现金净流出 (亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

从筹资现金流来看，由于火电企业获现能力较强，经营活动现金净流入基本能够覆盖投资活动现金流出，因此样本企业筹资活动现金净流入的均值和中位数在2013-2016年均为负值。2016年之后，由于上网电价下调和煤价上涨，火电企业经营压力增大带来融资需求的增长，2017年样本企业筹资活动现金由净流出转为净流入，均值和中位数分别为32.67亿元和6.49亿元。2018年前三季度，样本企业的筹资活动现金净流入均值和中位数分别为6.28亿元和-3.20亿元。从净流入规模来看，预计2018年样本企业的净融资规模较上年度将有一定缩减。

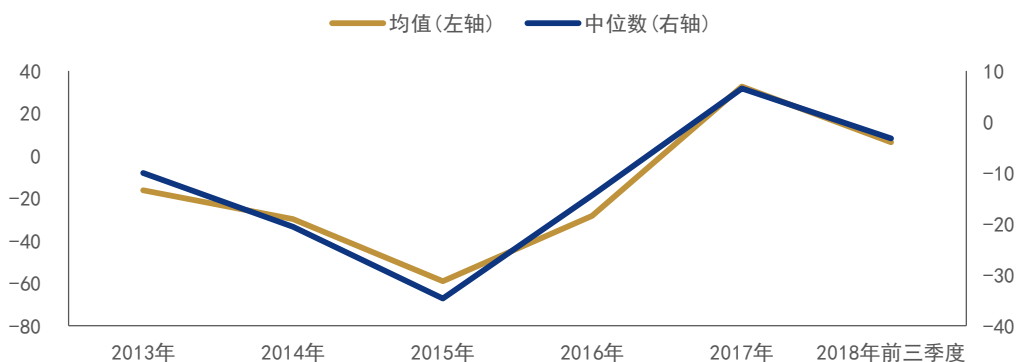


图 27: 样本企业筹资活动现金净流入 (亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

从偿债能力来看，由于经营性现金净流入在2016-2017年有所下降，而净融资规模有所增加，两者共同作用，导致现金流利息保障倍数在2016年开始有所下降。2017年，样本企业的现金流利息保障倍数均值和中位数分别是2.85倍和2.43倍，相比上年有较大幅度的下降，但整体来看，现金流对利息的覆盖能力尚可。样本企业中，利息覆盖能力较差的企业是内蒙古能源发电投资集团有限公司，过去4年来(2014-2017年)其现金流利息保障倍数均小于

1；不过，2018年前三季度，该公司经营性现金净流入大幅提高，偿债能力获得较大改善。2018年，随着现金流的逐步恢复和净融资规模的缩减，预计样本企业利息保障倍数的下降幅度将大幅收窄，数值或将基本和17年持平。

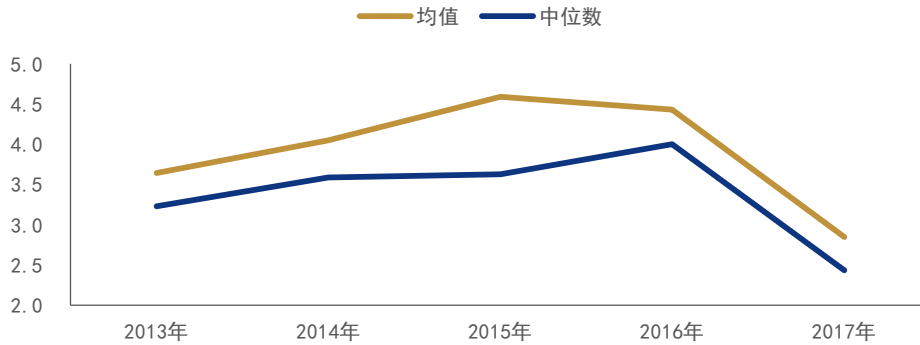


图 28：样本企业现金流利息保障倍数

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

4.企业盈利情况和盈利能力分析

从营业利润来看，2018年前三季度，29家样本企业中有20家的营业利润和去年同期相比实现了增长，只有9家主体的营业利润和去年同期相比出现了下降。从增长幅度来看，营业利润的最高涨幅为597.40%。

从净利润来看，2018年前三季度，29家样本企业中有20家主体的净利润和去年同期相比实现了增长（含扭亏为盈和亏损减少），只有9家主体的净利润和去年同期相比出现了下降。在29家样本企业中，实现盈利的为25家，亏损的为4家。在前三季度实现盈利的25家发行主体中，净利润的最高涨幅为2261.26%。得益于社会用电量的较快增长和煤价的小幅走低，火电企业的盈利情况有了一定程度的修复。

从盈利能力来看，样本企业的毛利率水平在经历了连续两年的下挫之后，也在2018年止跌并有所修复。2018年前三季度，样本企业的毛利率均值分别为15.54%和15.79%，相比2017年分别上升0.7个百分点和0.05个百分点。

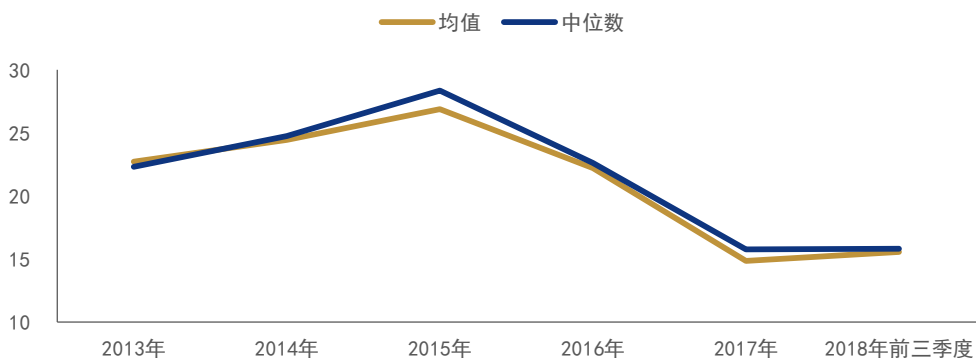


图 29：样本企业毛利率 (%)

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

综上所述，整体来看，2018年以来，火电发债主体的现金流和盈利能力均有所修复，利息保障倍数也趋于稳定，这主要得益于前三季度动力煤价格水平的同比下降，也得益于用电需求的增长和发电设备平均利用小时数的回升所带来收入增长。

五、2019年火电行业信用展望

综合上文的陈述和分析，远东资信对2019年火电行业做出如下展望：

从需求来看，2019年用电量同比增速料将有所下降。受经济放缓影响，全社会用电量增速将有所回落，预计全年用电量增速将大概率放缓至5%至6%的区间范围。如果工业增长放缓超出预期或者中美贸易摩擦持续升级，那么，用电量增速将有更大幅度的放缓。除非2019年再次出现天气异常，否则用电量增速很难达到2018年的同期水平。

从供给来看，淘汰落后产能将促进火电设备的利用小时数将继续回升。由于煤电去产能和“煤改电”等相关政策将持续推进，2019年火电发电设备平均利用小时数料将保持稳定或继续小幅回升。

从产品价格来看，标杆电价将大概率保持稳定，市场交易电价进一步回升。在全国降低工商业用电价格的大背景下，加之市场化交易电量比重的持续提升和电力市场化改革的持续推进，标杆上网电价上调的可能性较低。如果煤价出现大幅下跌，不能排除国家发改委下调标杆电价的可能。总体来说，2019年全年的电价水平将保持稳定，如果计算上市场交易电量的影响，平均上网电价可能仍有小幅下降。

从生产成本来看，动力煤价格大概率走跌。2018年底煤炭中长期合同的签订为2019年火电企业的燃料成本做了打底，由于煤炭属于大宗商品，在经济增长放缓的大环境下，2019年煤炭价格有可能出现下跌态势。另一方面，由于煤炭去产能完成较好，“十三五”期间的煤炭去产能任务有望提前完成，这也将进一步促进煤炭产能的继续释放，从而促使煤炭价格回落。因此，动力煤价格将大概率向绿色区间回归，而这将有利于火电企业减少燃料成本支出。

总体来说，2019年火电行业面临的积极因素较多。用电量、平均利用小时数和电价不存在较大变数，料将基本保持稳定趋势，影响行业整体信用的最大变量仍然是煤炭价格。在当前的宏观环境下，动力煤的大概率走跌将促进火电行业的盈利能力继续修复，企业的现金流将持续改善，净融资需求减少，净融资规模有望转为负值，负债率也将随之下降。因此，展望2019年，火电行业整体信用将继续保持稳定。

【作者简介】

徐 骥，纽约大学理工学院数学硕士，研究部研究员。

【关于远东】

远东资信评估有限公司（简称“远东资信”）成立于1988年2月15日，是中国第一家社会化专业资信评估公司。作为中国评级行业的开创者和拓荒人，曾多次参与中国人民银行、证监会和发改委等部门的监管文件起草工作，开辟了信用评级领域多个第一和多项创新业务。

站在新的历史起点上，远东资信充分发挥深耕行业30年的丰富经验，以准确揭示信用风险、发挥评级对金融市场的预警功能为己任，秉承“独立、客观、公正”的评级原则和“创新、专业、责任”的核心价值观，着力打造国内一流、国际知名的信用服务平台。



远东资信评估有限公司

网址：www.sfecr.com

北京总部

地址：北京市东城区东直门南大街11号中汇广场B座11层
电话：010-53945367 010-53945366

上海总部

地址：上海市杨树浦路248号瑞丰国际大厦2层202室
电话：021-61428088 021-61428115

【免责声明】

本报告由远东资信提供。报告引用的相关资料均为已公开信息，远东资信进行了合理审慎的核查，但不应视为远东资信对引用资料的真实性及完整性提供了保证。

远东资信对报告内容保持客观中立态度。报告中的任何表述，均应严格从经济学意义上去理解，并不含有任何道德偏见、政治偏见或其他偏见，远东资信对任何基于这些偏见角度理解所可能引起的后果不承担任何责任。报告内容仅供读者参考，但并不构成投资建议。

本报告版权归远东资信所有，未经许可，任何机构或个人不得以任何形式进行修改、复制、销售和发表。如需转载或引用，需注明出处，且不得篡改或歪曲。

我司对于本声明条款具有修改和最终解释权。