

作者：徐骥，CFA
邮箱：research@fecr.com.cn

火电行业信用展望

火电行业的信用展望为稳定。该展望体现了远东资信对火电行业未来12个月基本信用状况的预期。

观点摘要

我们对火电行业的展望为稳定，这一结论是基于对用电量增速的预期、对动力煤价格走势的判断以及该行业财务指标的适度改善。

对全社会用电量增速的预期支撑了我们对火电行业未来12个月信用状况的稳定展望。虽然用电量增速将有所放缓，但是我们预计2019年全年增速仍将在5%-6%的区间范围。2020年上半年，用电量增速将可能进一步放缓至5%左右。这一增速虽然更低，但是更可持续。作为稳定可靠、占比最大的电源，火电企业将受益于全社会用电量的持续增长。

动力煤价格的预期下行将继续为火电企业节省成本。受矿难停产和安检影响，2019年上半年动力煤供给偏紧，导致价格未出现预期的下行。随着供给端影响的消除，动力煤价格有望步入下行通道。由于燃料成本占火电企业生产成本的比重最大，动力煤价格的预期下行将为火电企业节省开支，继续改善经营性现金流。

火电行业债券发行人的财务指标在2018年出现好转，未来12个月有望延续改善趋势。根据样本主体的财务数据，2018年，火电发行人的资产负债率下降，经营性现金流好转，毛利率和利息覆盖水平也出现回升。这些重要财务指标回暖向好，并有望在未来1年得到延续。此外，受益于增值税下调，火电企业的盈利能力将进一步获得提升。这些积极因素都意味着火电债券发行人偿债能力将得到持续的修复和提升。

然而，一些长期负面因素仍然存在。首先，可再生能源电力消纳保障机制的出台，将对传统火电企业的发电量增长形成压力，火电企业面临发电量被挤出的风险。其次，风电、光伏平价上网政策的落地意味着火电的成本优势地位可能将逐渐受到威胁，新能源技术的进步和革新将给电源单一的火电企业带来负面影响。

火电行业总体稳定的展望与大多数发行人的评级展望也相一致。除了华晨电力以外，所有的火电行业债券发行人都有稳定的评级展望。可持续的用电量增长和动力煤价格的下行将增强火电企业的偿债能力，并在短期内抵挡可再生电源带来的挤出威胁。

Author: Xu Ji, CFA

E-mail: research@fecr.com.cn

Thermal Power Industry Outlook

Our outlook for the thermal power industry is stable. This outlook expresses Fareast Credit's expectations for the fundamental credit conditions in the thermal power industry over the next 12 months.

Summary Opinion

Our outlook for the thermal power industry is stable, reflecting our expectation of power consumption growth in China, forecast of lower thermal coal prices, and a moderate improvement in the issuers' financial metrics.

Underpinning our stable view of the outlook for the thermal power industry during the next 12 months is our expectation of power consumption growth. We expect that the growth rate of China's electricity consumption will lie in the range from 5% to 6% in 2019, though the national power consumption is slowing. In the first half of 2020, we estimate that the power consumption will show a muted growth rate of about 5%. Although there is a slowdown, it is a more sustainable growth rate. As a reliable power source, the thermal power industry meets more than 2/3 of China's electricity demand and will continue to benefit from the sustainable growth of power consumption.

The expected lower thermal coal prices will translate into cost savings for coal-fired power plants. Thanks to the impact of both mine accidents and safety administration, the coal supply became a little tight in the first half of 2019. Consequently, the weak supply provided a cushion for coal prices, leading to no significant price declines. However, when the impact of tight supply fades out, the thermal coal prices are likely to step back into the downward trend in the medium-to-long term due to rising domestic supply. Given fuel costs account for at least half of their operating costs, coal-fired generation companies will continue to benefit from cost savings resulting from falling coal prices.

We expect the bond issuers' financial metrics will continue to improve in the next 12 months, following a moderate recovery in 2018. According to their financial data in 2018, the sample issuers recorded declined leverage, better operating cash flow, improving gross margins, and higher interest coverage ratios. These core metrics are supposed to be better off in the coming year. In addition, the 3pp cut in VAT, effective in April 2019, will support a further boost of thermal power profitability. All these credit positive factors will lend issuers a continued recovery in debt servicing ability.

However, some long-term credit negative factors make a positive outlook unjustifiable. First, the introduction of Guarantee Mechanism for renewable energy power consumption will put pressure on the volume growth of the thermal power generation, and the electricity produced by thermal power companies may be squeezed out by renewables. Second, the grid parity (with the on-grid tariffs of coal-fired power) for wind and solar power has come into effect, leading to enhanced

wind and solar power's price competitiveness against coal-fired power. The technological advances of renewables, especially the development of disruptive technologies, will be credit negative for coal-fired companies with one sole power source.

The stable outlook for the thermal power industry is consistent with the stable outlook for most of the issuers. With the exception of Huachen Energy Co., Ltd., all the issuers in the thermal power industry have stable rating outlooks. The sustainable growth of power consumption and the expected drop in thermal coal prices will strengthen thermal power companies' ability to service their debt, and shield them from being squeezed out by renewable power in the next 12 months.

一、火电行业近期运行概况

2015-2018年，火电运行较为平稳。全社会用电量增速逐年递增，火电发电设备容量增速和占比呈下降态势，利用小时数在17-18年有所回升，上网电价随着动力煤价格波动而有所调整。

2019年1至5月，全社会用电量增速较从2018年全年的8.49%回落至4.9%。6000千瓦以上电厂的火电发电设备容量增速有小幅反弹，但火电容量占比继续下降。受水电等清洁能源挤压，火电设备利用小时数同比减少。总体来看，上网标杆电价暂未做出全国性调整，煤电市场交易电量和价格继续双提升。成本方面，因产量受限，动力煤价格没有出现明显松动，但是未来6-12个月仍存在下行空间。

（一）需求端：用电量增速如期回落

2015-2018年，全年全社会用电量从55213.14亿千瓦时增长至68449.09亿千瓦时，3的年化增长率为7.43%。分年度来看，2015-2018年全社会用电量增速分别为0.52%，5.01%，6.57%和8.49%，增速逐年提升。

2019年1-5月份，全国全社会用电量27993亿千瓦时，同比增长4.9%，增速比上年同期下降4.85个百分点。

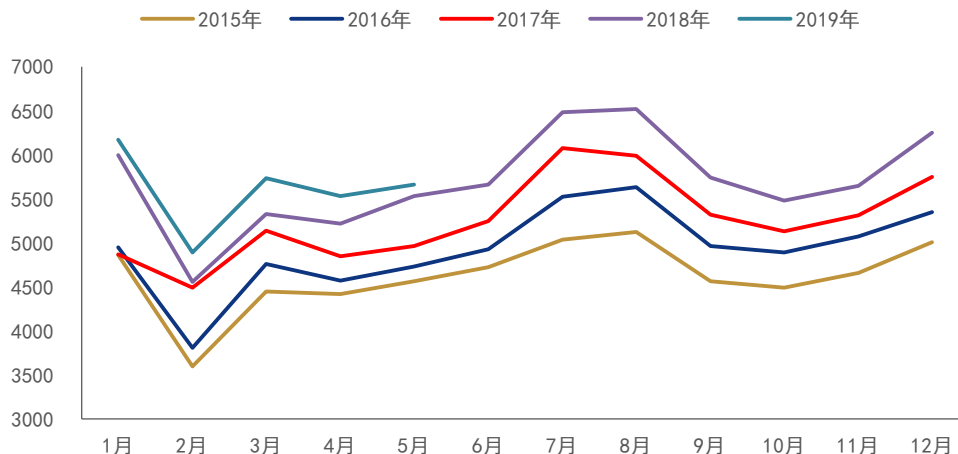


图1：全社会用电量：当月值（亿千瓦时）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

分产业来看¹，根据中国电力企业联合会（中电联）数据显示，2019年1-5月，第一产业用电量277亿千瓦时，同比增长5.2%，对全社会用电量增长的贡献率为1.1%。

1-5月，第二产业用电量18855亿千瓦时，同比增长2.7%，占全社会用电量的比重为67.4%，对全社会用电量增长的贡献率为37.7%。

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。

1-5月，第三产业用电量4586亿千瓦时，同比增长9.6%，占全社会用电量的比重为16.4%，对全社会用电量增长的贡献率为30.8%。

1-5月，城乡居民生活用电量4276亿千瓦时，同比增长10.3%，占全社会用电量的比重为15.3%，对全社会用电量增长的贡献率为30.4%。

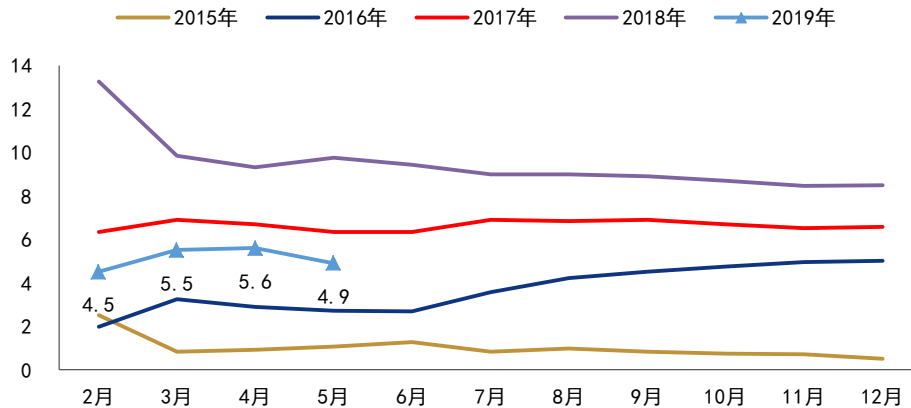


图2：全社会用电量累计同比增速 (%)

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

用电量增速回落的原因

造成全社会用电量增速下滑的主要因素，是以工业为主的第二产业用电量增速的大幅回落。从用电量增速来看，2019年1-5月第二产业用电量同比增速仅为2.7%，远低于其他两大产业和居民用电量增速，也比全社会用电量增速要低2.2个百分点。从用电量增长贡献率来看，2019年1-5月，第二产业用电量占全社会用电量的比重为67.4%，超过2/3，而对全社会用电量增长的贡献率仅为37.7%，两者相差巨大。随着我国经济的发展，第二产业对经济增长的贡献率一直呈下降趋势，但是即便如此，相较于去年同期对用电量增长55.6%的贡献率来看，今年1-5月的数据显示第二产业异常疲弱。当然，追根溯源，造成第二产业用电量增速大幅回落的根本原因还在于我国工业整体低迷的基本面。

除了第二产业疲弱这一主因之外，5月平均气温低于常年，特别是低于去年同期数值，也对1-5月的用电量增速造成了拖累。当然，气温因素是不可持续的偶然因素，从长期来看，对全年用电量增速的影响不会太大。

在上期展望中，考虑到我国经济面临的下行压力等负面因素，我们对2019年全年全社会用电量增速的预测是5%-6%。然而，1-5月用电量增速下滑至4.9%，低于此前预期。以工业为主的第二产业的疲弱状态虽然略超预期，但其对用电量的负面影响已大部分纳入上期展望的考量之中，超预期部分和温度等偶然因素才是造成用电量增速跌破5%的边际作用力。随着偶然因素的消退，进入用电旺季之后，用电量增速回归5-6%的预测区间仍是大概率事件。

(二) 供给端：火电受到清洁能源挤出影响

火电装机容量的提升没有影响容量占比的下降。受水电影响，火电发电量占比也出现一定下降。

1. 火电装机占比继续下降

近年，特别是从2016年以来，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，火电装机容量增速明显放缓。截至2019年5月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量18.3亿千瓦，同比增长6.1%，增速与上年同期持平；其中，水电3.1亿千瓦、火电11.5亿千瓦（燃煤发电10.1亿千瓦）、核电4591万千瓦、并网风电1.9亿千瓦、并网太阳能发电1.3亿千瓦。2019年5月末，火电装机容量同比增长3.8%，增速比去年同期小幅升高0.1个百分点。

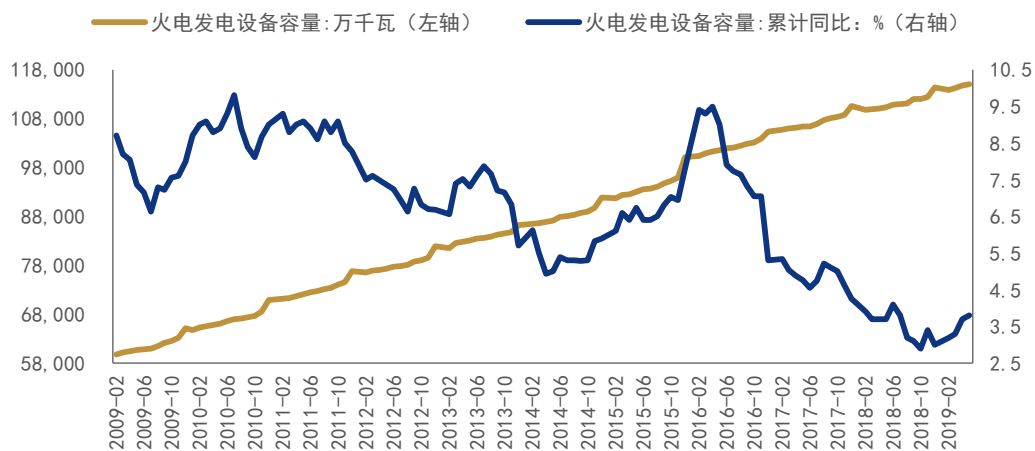


图3：6000千瓦及以上电厂发电设备容量：火电

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也呈现下降趋势。2019年5月底，火电装机容量占比为62.94%，比上年同期下降1.35个百分点。这主要是受到清洁能源发电设备容量占比进一步提高的影响。

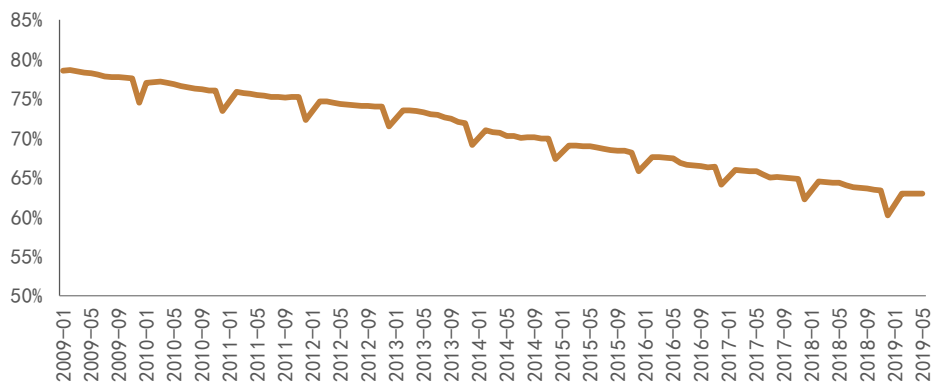


图4：火电装机容量占比 (%)

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

2. 火电发电量占比稳中有降

长期来看，规模以上电厂的火电发电量占全部发电量的比重呈下跌趋势。2009年-2014年的5年间，火电发电量占比从81.67%下降至74.94%。不过，从2015年至今，火电发电量占比的下降幅度较小（见图5），一直保持在73%以上的水平。由此来看，虽然火电装机容量占比在不停降低，但是，得益于淘汰火电落后机组等去产能政策，规模以上电厂的火电发电量占比依然较为稳定。

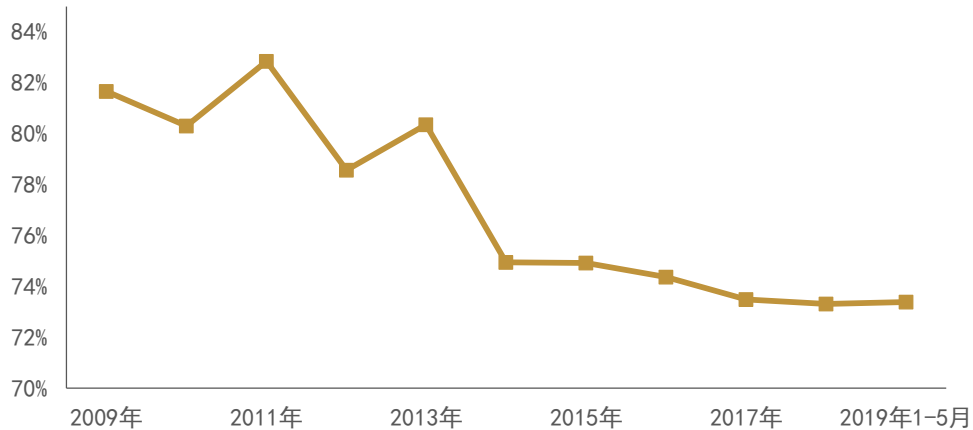


图5：规模以上电厂火电发电量占全部发电量的比重

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

2019年1-5月，规模以上电厂火电发电量占比为73.39%，比去年同期下降2.15个百分点，下降幅度较大。一般来说，下半年的火电发电量占比会有进一步的下降。2019年1-5月，火电发电量占比下降主要是受到水电等清洁能源发电量的挤出影响。今年以来，南方降雨较多，水电的来水量较富裕，水电发电量增长较快；而核电装机容量的提升也使得核电发电量有了不小增长；风电、太阳能则受益于清洁能源消纳等鼓励政策的影响。随着风电、太阳能平价政策和清洁能源消纳政策的推行实施，未来火电发电量占比还将继续下降。

（三）利用小时数：火电设备利用小时数回升趋势告一段落

2017-2018年，火电设备利用小时数稳步回升。2018年全年火电设备平均利用小时数达到4361小时，同比提高143小时。进入到2019年，火电设备平均利用小时数开始出现下降。2019年1-5月，全国火电设备平均利用小时为1728小时（其中，燃煤发电和燃气发电设备平均利用小时分别为1783和971小时），比上年同期降低48小时。

2019年1-5月，火电设备平均利用小时数的下降，主要是受到用电量增速放缓和水电等清洁能源挤出的影响。在全国用电量增速放缓的大背景下，6000千瓦及以上电厂的发电装机容量增速快于用电量增速，这造成1-5月全国发电设备（含全部电源）累计平均利用小时数比上年同期降低20小时。不过，全国发电设备平均利用小时数的下降幅度要低于火电的下降幅度（48小时），并不能全部解释火电设备利用小时数的下降。1-5月，由于来水量丰富，全国水电设备平均利用小时为1300小时，比上年同期增加145小时。水电的装机容量和发电量仅次于火电，水电利用小时数的提升对火电造成了挤出。

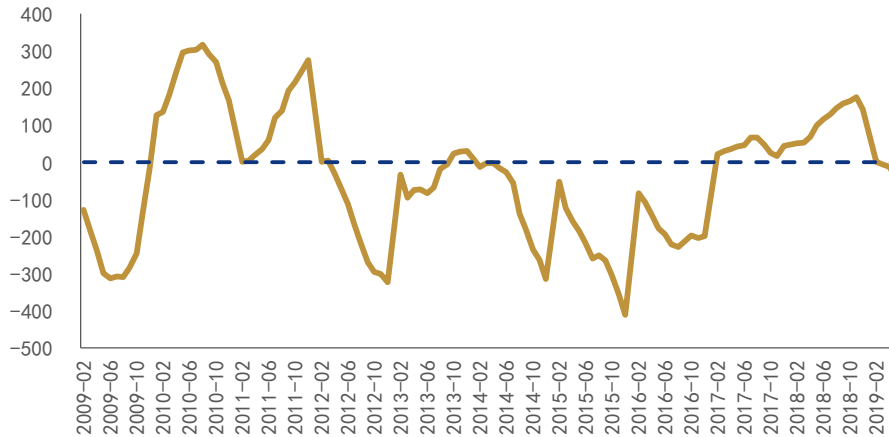


图 6: 火电设备平均利用小时数: 同比增长 (单位: 小时)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

(四) 电价: 燃煤电价水平保持总体稳定

目前, 电力改革仍在进行时, 燃煤上网电价主要可分为标杆上网电价和市场交易电价两个部分。从 2018 年开始直到 2019 年 6 月末, 燃煤电厂标杆电价没有全国范围的变动和调整。截至 2019 年一季度末, 从大型发电集团的上网电价来看, 虽然煤电市场交易电价仍然低于标杆电价, 但已连续 5 个季度保持升势。

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 2019 年 6 月 30 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

根据中电联的统计数据, 2018 年, 全国电力市场交易电量 (含发电权交易电量、不含抽水蓄能低谷抽水交易电量等特殊交易电量) 合计为 20654 亿千瓦时, 同比增长 26.5%, 市场交易电量占全社会用电量比重为 30.2%, 较上年提高 4.3 个百分点, 市场交易电量占电网企业销售电量比重为 37.1%。

2019 年一季度, 全国电力市场交易电量 (含发电权交易电量) 合计为 4445 亿千瓦时, 同比增长 33.8%, 市场交易电量占全社会用电量比重为 26.5%, 较去年同期提高 5.5 个百分点, 市场交易电量占电网企业销售电量比重为 32%。

2019 年一季度, 大型发电集团 (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, 下同) 煤电机组上网电量 6017 亿千瓦时, 占其合计上网电量的 68.8%; 其中, 煤电市场交易电量 2553 亿千瓦时, 煤电上网电量市场化率为 42.4%, 比去年同期提高 11.2 个百分点。

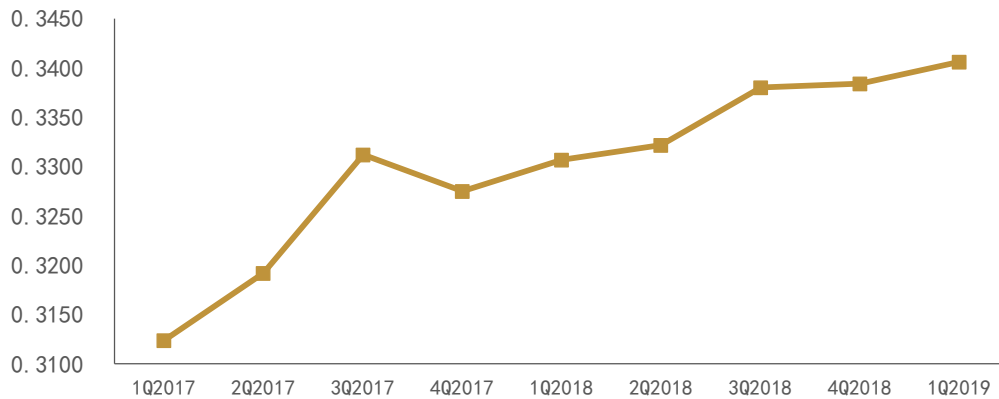


图 7：大型发电集团煤电市场交易电价走势（单位：元/千瓦时）

资料来源：中电联，远东资信整理

图 7 显示，除 2017 年 4 季度之外，大型发电集团的煤电市场交易电价一直呈现上升走势。2018 年以来，大型发电集团煤电市场交易平均电价已连续 5 个季度上涨。2019 年 1 季度，大型发电集团煤电市场交易平均电价为 0.3406 元/千瓦时，较去年同期升高 3.0%。

根据中电联数据，2019 年 1 季度，大型发电集团煤电上网平均电价（计划电量与市场电量综合平均电价）为 0.3667 元/千瓦时，比去年同期小幅升高约 0.002 元/千瓦时。也就是说，在标杆电价不变的情况下，大型发电集团的煤电上网平均电价基本保持稳定。另外，我们也注意到，2019 年 7 月，浙江省对省内统调燃煤机组含税上网电价进行了下调，不过调整幅度基本上是在增值税下调幅度水平左右，因此对不含税电价的影响较小。从全国范围来看，燃煤发电企业的上网电价基本保持稳定，而增值税下调 3 个百分点则有利于增厚利润。

（五）成本：动力煤价格下行空间仍存

1. 供给端紧张致使动力煤价格暂时居高不下

2019 年上半年，受神木等产地矿难以及安全生产检查和环保高压影响，动力煤产地出现停产的情况，后期又叠加进口限制和复产不及预期，动力煤价格出现一定的波动。从 CCTD 秦皇岛动力煤（Q5500）综合交易价来看，19 年上半年的大部分时间内，动力煤价格都位于 570-600 元/吨的蓝色区间，即发改委认为的价格轻度上涨区域。由于上述供给端的原因，动力煤价格没有出现我们在年初预计的下跌。然而，随着动力煤产地的逐步复产放量，价格从 5 月开始已经出现了松动的趋势。2019 年下半年，随着产能的释放，动力煤价格仍有下降空间。

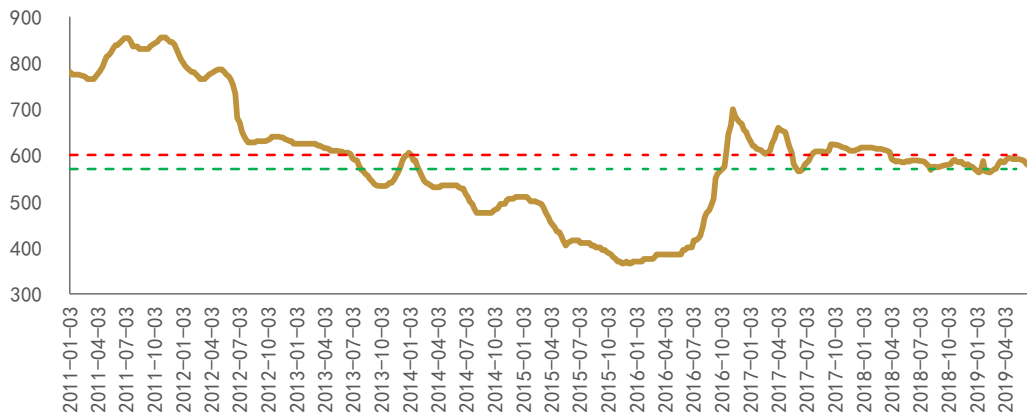


图 8：综合成交价:CCTD 秦皇岛动力煤(Q5500)：元/吨

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

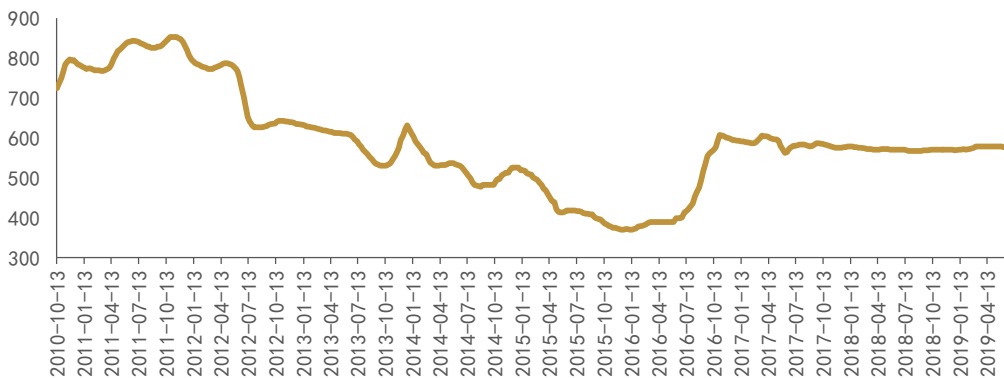


图 9：综合平均价格指数:环渤海动力煤(Q5500K)：元/吨

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

2.火电企业煤炭库存维持高位

2019 年上半年，6 大发电集团的煤炭库存保持高位，这在一定程度上反映了动力煤的下游需求较为疲弱。2019 年 6 月末，6 大发电集团的煤炭库存为 1788.60，比去年同期高出 20.8%；煤炭库存可用天数为 30.23 天，也比去年高出 46.5%。因此，从需求的角度来看，2019 年下半年动力煤价格下跌概率仍然偏大。

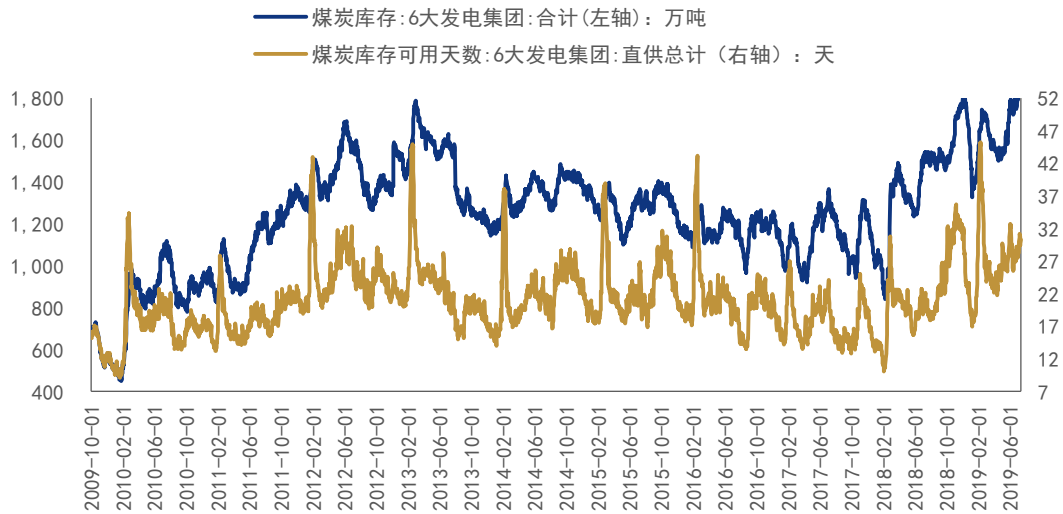


图 10: 6 大发电集团煤炭库存情况

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

结合动力煤价格和 6 大发电集团库存情况来看, 未来一段时间, 只要供给端偏紧的情况有所好转, 动力煤下行的概率依然较大, 且下行空间较为充足。

二、行业政策

虽然煤电“十三五”去产能目标已经提前完成, 但是去产能政策高压仍然存在。新公布的煤电风险预警通知显示煤电的装机充裕度指标有较大幅好转, 但是政策仍然倾向以清洁能源替代煤电装机。

电力市场改革方面, 电量现货市场试点工作已在全部 8 个试点地区展开。未来, 电力现货市场和中长期市场的结合将完善我国电力市场布局, 形成对电力产品的更有效配置。

可再生能源电力消纳保障政策出台之后, 传统的火电的发电量占比可能受到进一步挤压。但是这种挤出效应将是长期的, 短期来看, 火电仍是我国占比最大, 电力供应最稳定可靠的电源。

(一) 煤电去产能力度不变、装机充裕度情况好转

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。根据中电联数据, 到 2019 年 5 月末, 6000 千瓦及以上电厂的燃煤发电装机容量为 10.1 亿千瓦。

1. 继续大力淘汰煤电落后产能

此前, 国家发改委和能源局已经连续两年 (2017 年和 2018 年) 发布了煤电行业淘汰落后产能目标任务的相关通知; 其中, 2018 年下达的淘汰容量比 2017 年大幅增加。

2019年3月8日，国家发改委和国家能源局印发《关于深入推进供给侧结构性改革 进一步淘汰煤电落后产能促进煤电行业优化升级的意见》。该意见提出了七类需要淘汰关停的煤电项目，并提出“按照等容量替代原则，无法全额落实关停容量指标的项目，缺额部分可利用当量平价风电光伏容量替代”。我们认为，对于正在向新能源领域扩展业务的传统火电企业来说，等容量替代政策有利于在推进淘汰煤电落后产能的同时，促使其转向清洁能源。

2019年4月30日，国家发改委、工业和信息化部、国家能源局发布了《关于做好2019年重点领域化解过剩产能工作的通知》，其中煤电属于三大重点领域之一。根据该通知，2016年以来，淘汰关停的落后煤电机组已达2000万千瓦以上，即已经完成了前文提及的在“十三五”期间“淘汰落后产能0.2亿千瓦以上”的目标。虽然已提前完成“十三五”去产能目标任务，但是该通知明确要“继续大力淘汰关停不达标落后煤电机组”。

2. 十二省区煤电装机充裕度指标好转

2019年4月19日，国家能源局在官网发布了《2022年煤电规划建设风险预警的通知》。从2016年开始，这已是国家能源局连续第4年发布煤电规划建设风险预警的通知。

和2018年的内容相比，此次通知对装机充裕度预警、经济性预警和资源约束预警这3个指标的阐述变化不大。根据此次通知规定，“装机充裕度指标为红色和橙色的地区，要暂缓核准、暂缓新开工建设省内自用煤电项目，合理安排在建煤电项目的建设投产时序”。对于装机充裕度指标为绿色的地区，此次通知新增了关于清洁能源的相关表述，即“优先利用清洁能源发电和外送电源项目，采取省间电力互济、电量短时互补以及加强需求侧管理等措施后仍无法满足需求的，要落实国土、环保、水利等国家有关政策要求，并征求相应派出能源监管机构意见，按需有序核准、开工建设省内自用煤电项目”。换句话说，虽然有21个省区的煤电装机充裕度指标为绿色，但是国家还是鼓励优先利用清洁能源发电和外送电源的方式弥补电力需求的不足，煤电项目的核准仍然属于靠后的选项。

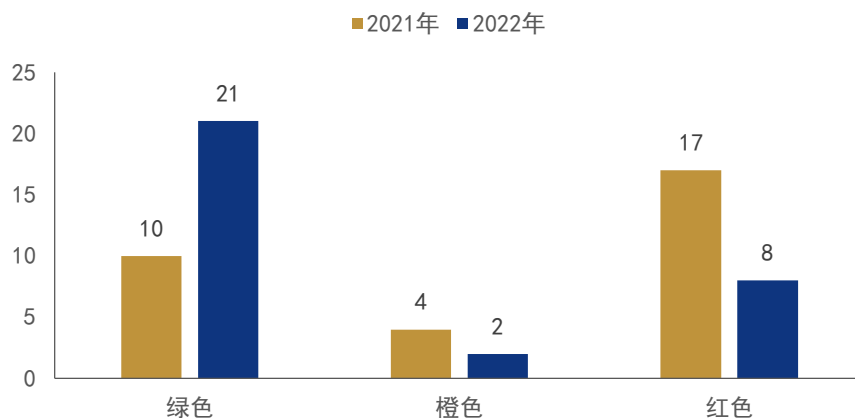


图 11：煤电装机充裕度预警指标分布（31个省区）

资料来源：公开资料，远东资信整理

和去年公布的装机充裕度情况相比，此次一共有12个省区在装机充裕度指标上有好转，其中，有8个省区由红色转为绿色，3个省区由橙色转为绿色，1个省区由红色转为橙色。另外，2022年装机充裕度指标为橙色和红色的省区有10个，比此前减少了11个。由此来看，火电装机充裕度给未来长期的火电发展预留出了一定的空间。

（二）电力现货市场试点已全面铺开

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。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。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。

截至2019年6月30日，上述8个电力现货试点地区已全部开展模拟试运行。其中，广东已于2019年5月实施国内首次结算运行，并在6月完成了第二次结算试运行。

远东资信认为，以日前、日内、实时的电能交易为主的电力现货市场将和中长期市场相结合，共同组成功能完善的电力市场，这将有利于我国电力市场化改革的深入推进，也能够实现电力资源的更有效配置。对发电量占比最大的火电来说，电力市场改革的进一步推进有助于解决长期存在的“市场煤”和“计划电”之间的结构性矛盾，让煤电企业的产品价格能够实现市场化波动。

（三）可再生能源电力消纳保障机制出台

2019年5月10日，国家发改委和能源局发布《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（以下简称《通知》）。《通知》的初衷是为了缓解水电、风电、光伏发电的送出和消纳问题，并建立促进可再生能源电力发展和消纳的长效机制。

机制的核心是确定各省级区域的可再生能源电量在电力消费中的占比目标，即“可再生能源电力消纳责任权重”，包括可再生能源电力总量消纳责任权重和非水电可再生能源电力消纳责任权重。《通知》规定，国务院能源主管部门于每年3月底前向各省级行政区域下达当年可再生能源电力消纳责任权重。此外，《通知》还以附件的形式，公布了2018至2020年各省可再生能源电力总量消纳责任权重。

《通知》明确了政府部门、电网企业和各类市场主体的责任。其中，各省级能源主管部门牵头承担落实责任，售电企业和电力用户协同承担消纳责任。同时，《通知》提出分两个层次（国家和省级）对消纳责任权重完成情况进行评价和考核。

远东资信认为，《通知》推出的可再生能源电力消纳保障机制将有助于加快解决弃水、弃风、弃光问题，促进我国可再生能源电力消耗占比的进一步提升。另一方面，可再生能源电力消纳保障机制的出台，对传统火电企业的发电量增长将形成压力，火电发电量占全部电源的比重可能将出现明显的下滑，火电发电设备的平均利用小时数也有进一步下降的可能。

三、行业关注

相比电网企业来说，降低一般工商业电价10%的举措对火电影响较小。火电将更多受益于增值税调低所带来的盈利能力增强。

风电、光伏的平价上网和竞价补贴政策的落地实施，将在不久之后让火电上网电价面临竞争压力。另一方面，新政的实施也给有志于向清洁能源领域进军的传统大型火电集团提供了历史机遇。

（一）一般工商业电价再降 10%

继 2018 年《政府工作报告》提出“一般工商业电价平均降低 10%”的目标之后，2019 年《政府工作报告》提出要将一般工商业平均电价再降低 10%。截至 2019 年 6 月末，国家发改委已分两次下发通知，对降低一般工商业电价的措施进行部署。

2019 年 3 月 27 日，国家发改委发布《关于电网企业增值税税率调整 相应降低一般工商业电价的通知》称，为贯彻落实《政府工作报告》关于一般工商业平均电价再降低 10% 的要求，电网企业增值税税率由 16% 调整为 13% 后，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。这一降价举措仅涉及电网企业，对发电企业不构成影响。

2019 年 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》，这是 2019 年第二次发布关于降低一般工商业电价的通知。此次通知明确的第二批降价措施主要分为四种。一是，将重大水利工程建设基金征收标准降低 50% 形成的降价空间（市场化交易电量除外）全部用于降低一般工商业电价；二是，将电网企业固定资产平均折旧率降低 0.5 个百分点形成的降价空间全部用于降低一般工商业电价；三是，将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）非市场化交易电量因增值税调低而形成的降价空间，全部用于降低一般工商业电价；四是，积极扩大一般工商业用户参与电力市场化交易的规模，进一步降低用电成本。从四项举措来看，火电企业仍然没有收到降价直接影响。

远东资信认为，国家发改委两次降低一般工商业电价，有利于完成《政府工作报告》关于一般工商业平均电价再降低 10% 的要求。在上述降价措施中，对电力用户进行让利的电力企业主要是电网企业，以及水电和核电发电企业，而火电企业基本不受影响。受益于增值税调低 3 个百分点的利好，火电企业的盈利能力将获得进一步改善。

（二）风电、光伏平价政策对火电将造成负面影响

2019 年上半年，国家发改委和国家能源局连续发布了多份关于风电、光伏的文件，旨在推行平价上网落地。所谓的风电、光伏平价上网，即上网电价和当地的煤电上网电价基本一致。随着 2019 年第一批风电、光伏发电平价上网项目的公布，平价政策已正式宣告落地。

2019 年 4 月 10 日，国家能源局发布了《关于推进风电、光伏发电无补贴平价上网项目建设的工作方案（征求意见稿）》，紧接着又于 4 月 12 日发布了《关于报送 2019 年度风电、光伏发电平价上网项目名单的通知》和《关于 2019 年风电、光伏发电建设管理有关要求的通知（征求意见稿）》。这三份文件传递的信息非常明确：在风电、光伏由需要补贴转向无补贴平价甚至低价上网的过渡期，将实行的是平价上网和竞价补贴并行的“双轨制”。同时，政策将向平价项目更加倾斜；而对需要国家补贴的项目，文件则明确规定将上网电价作为重要竞争条件实行严格的筛选。

2019 年 4 月 28 日和 5 月 21 日，国家发改委发布《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》和《关于完善风电上网电价政策的通知》，对光伏、风电的上网电价进行下调。同时，为了配合平价上网和竞价补贴落地，发改委将此前的“标杆电价”更名为“指导价”，并要求上网电价不得高于项目所在资源区指导价。另外，自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

2019年5月20日，国家发改委和能源局发布《关于公布2019年第一批风电、光伏发电平价上网项目的通知》，对各省报送的第一批风电、光伏发电平价上网项目进行公布。公布内容显示，此次共有16个省（自治区、直辖市）报送了平价项目，项目类别包括风电、光伏发电和分布式交易试点。此次公布的项目个数共250个，装机容量合计2076万千瓦。

第一批平价上网项目的公布标志着我国正式进入了风电、光伏去补贴的快车道。未来，随着风电、光伏发电技术的进一步成熟，成本也将继续下行，全面平价上网、甚至低价上网都将是可预期的事件。而技术上已经相对成熟的火电可能将失去价格上的竞争优势，特别是在风电、光伏资源较为优质的地区，一些产能落后的火电或将面临被淘汰的风险。当然，在未来的1年时间内，火电肯定仍将是我国占比最大的电源类型，且部分地区的风电、光伏指导价仍大幅高于火电标杆电价，但是火电企业还是应当未雨绸缪，继续向清洁能源领域拓展业务。

四、行业内发债企业信用分析

远东资信对2019年6月30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》²所述的“行业界定”，形成发债主体样本37家。

（一）存量债券概况

1. 发行主体维持较高信用等级

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

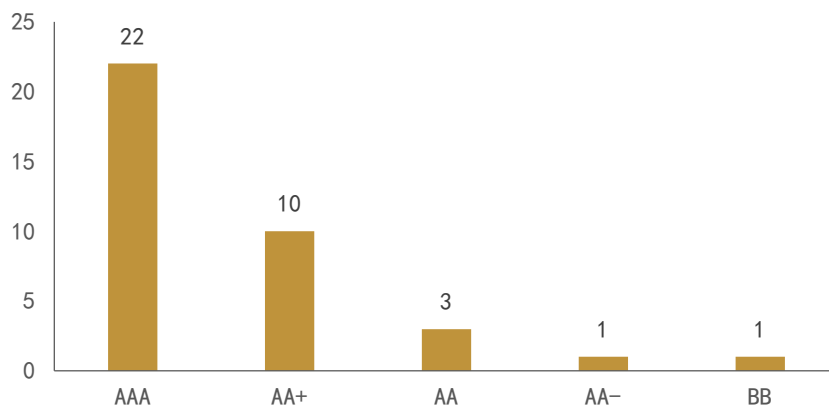


图 12：火电行业发债主体评级分布（截至2019年6月末）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

² 本评级方法所指火电行业也主要指煤电行业。

如上图所示，在37家样本发行人中，有22家的主体评级达到了AAA，占到全部样本总数的59.8%，而主体评级为AA级（含）以上的主体为35家，占比为94.6%。在37家样本中，仅有2家主体的信用等级相对较差，分别是AA-和BB。

主体信用等级为AA-的是登封电厂集团有限公司（登封电厂），该评级的评级公告日期是2018年7月2日。截至2019年6月30日，登封电厂仍未披露2018年审计报告，因此19年的跟踪评级也相应延迟。主体信用等级为BB的是华晨电力股份公司（华晨电力），该公司是2019年以来唯一出现评级调整的火电发债主体。2018年年末，华晨电力的主体信用等级为A。

从实际控制人来看，除2家民营控股的发行人之外，其余35家发债主体均为国企。具体来看，五大发电集团及其控股子公司共计19家，非五大发电集团的央企1家，地方国企15家。

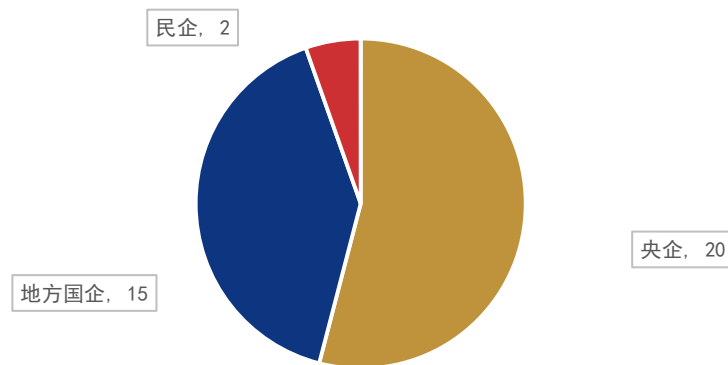


图 13：火电行业存量债券发行主体股东背景（截至 2019 年 6 月 30 日）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

2.五大发电集团仍是主要发行人

从存量债券来看，截至 2019 年 6 月 30 日，37 家发行人的存量债券共计 360 只，债券余额合计约为 6839 亿元。其中，五大发电集团及其控股子公司的存量债券数为 299 只，**占总存量债券数的 83.1%**，余额为 5822 亿元，**占总余额比重约 85.1%**。

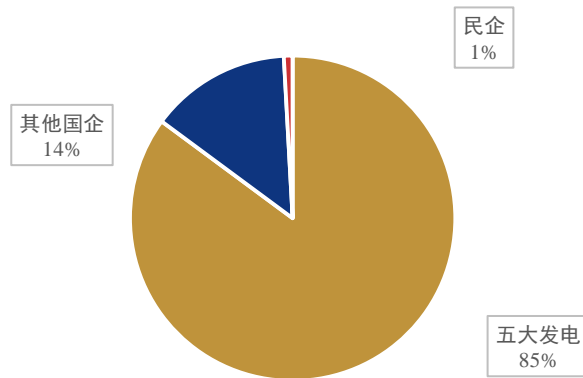


图 14：火电行业存量债券余额分布：按股东背景（截至 2019 年 6 月 30 日）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

3. 存量债券未来到期情况

截至2019年6月30日，火电行业债券余额为6839亿元。从2019年7月至2020年6月的未来12个月里，火电行业将有约1952亿元的债券到期。

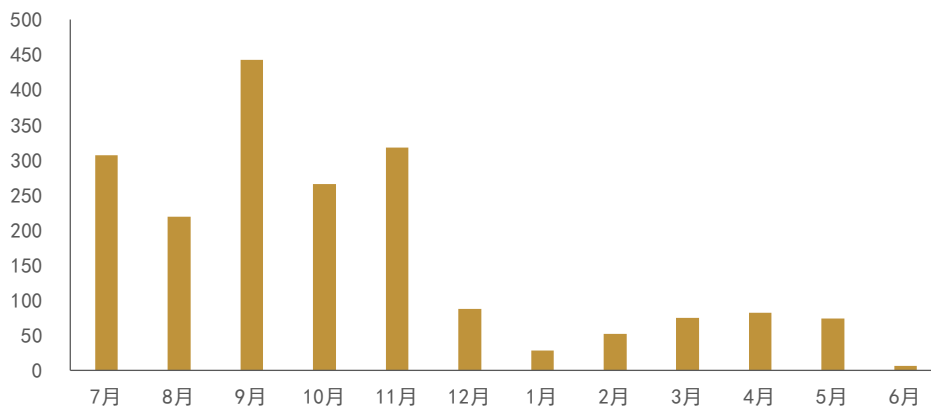


图 15：存量债券未来 12 个月到期分布（2019 年 7 月至 2020 年 6 月，单位：亿元）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

由于火电行业新发行债券以超短期融资券为主，因此上图显示的12个月到期债务情况可能无法完全反映各月份的实际还款压力。从2019年7-12月的到期债券金额来看，下半年的偿债压力较大。19年下半年的到期金额仅次于2021年的到期金额。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。

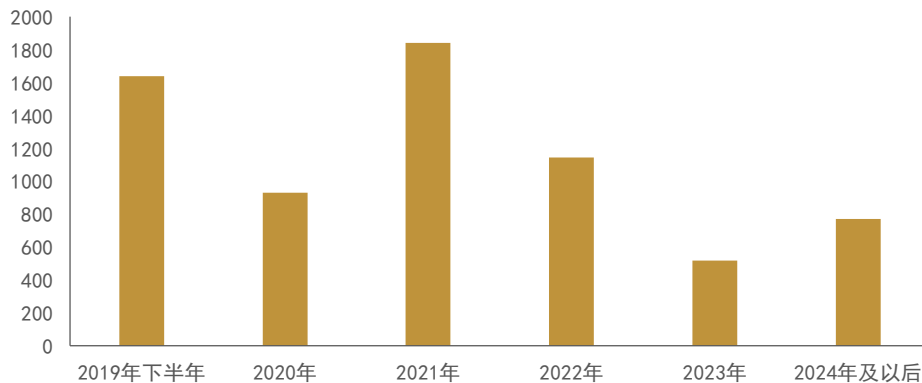


图 16: 存量债券未来到期分布 (单位: 亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

(二) 负面信息关注

1. 华晨电力面临潜在违约风险

2019年1-6月, 仅有华晨电力一家发行人出现主体信用级别调整。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。

根据2019年6月21日公告显示, 联合评级又将华晨电力的主体信用等级从BBB-下调至BB, 展望仍为“负面”, 同时将其发行的“16华晨01”债项信用等级也同步下调至BB。这是华晨电力1个月内被第2次下调评级。在评级报告中, 联合评级认为: “华晨电力当前筹措偿付资金的难度较大, 整体偿债能力呈持续减弱状态。”

在国内债券市场, 华晨电力仅有“16华晨01”一笔存续债券, 该债券余额为20亿元, 到期日为2019年12月7日。虽然华晨电力目前仍维持正常经营, 但是如果控股股东永泰能源的违约事件得不到解决, 则华晨电力的外部融资环境将难以好转。有鉴于此, 2019年12月到期的20亿元债券兑付将面临较大不确定性。

2. 登封电厂延迟披露年报

截至2019年7月3日, 登封电厂仍未披露2018年年度报告。登封电厂2018年主体评级为AA-, 在评级普遍偏高的火电发行人中, 信用等级较低。由于未能按期披露年报, 评级机构无法及时进行跟踪评级。

在2019年4月底和7月初的公告中, 登封电厂并未详述无法按期披露年报的原因, 并表示“公司目前的经营正常, 未发生会对债券本息兑付产生不利影响的事项。”关于何时披露18年年报, 登封电厂并未给出确切日期, 只是表示“公司将督促相关部门及中介机构, 尽快披露2018年审计报告”。

根据2018年的跟踪评级报告, 登封电厂为登封市人民政府100%控股, 2017年末资产负债率为78.44%。目前, 登封电厂仅有一笔存量债券——“14登电债”, 余额3.5亿元, 到期日为2020年9月1日。该债券由中合中小企

业融资担保股份有限公司（中合担保）提供全额无条件不可撤销连带责任保证担保。中合担保最新评级为AAA，信用等级较高，可以为“14登电债”的兑付起到兜底作用。

（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32家。

1. 规模：保持增长态势

从资产规模来看，近5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。除了五大发电集团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。2019年第一季度末的财务数据显示，32家企业中有19家资产规模在1000亿元以下，有8家资产规模在1000-4000亿元，有5家资产规模在7000亿元以上。

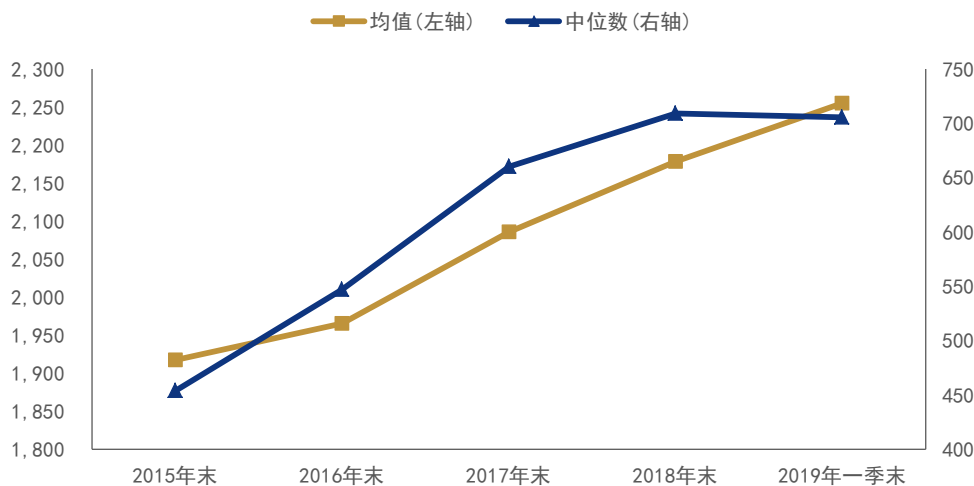


图 17: 样本企业的资产规模 (亿元)

注：除非特别说明，均值指简单平均值，以下同。

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大幅低于平均数，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。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，样本企业均值在2016年录得低点之后（系受到当年上网电价下调和用电量低速增长的影响），已经连续2年回升。2018年，32家样本中有29家主体的营业收入和去年同期相比实现了正增长，只有3家主体的营业收入相比去年同期出现了下降。其中，云南省电力投资有限公司（云南电投）从2014年的13.26亿元降至2018年的7.90亿元，4年降幅达到40.4%，而同期资产降幅仅有12.3%。地处水利资源丰富省份，云南电投却是一家以火电机组为主的发电企业，其发电量无可避免会受到水电的较大扰动。

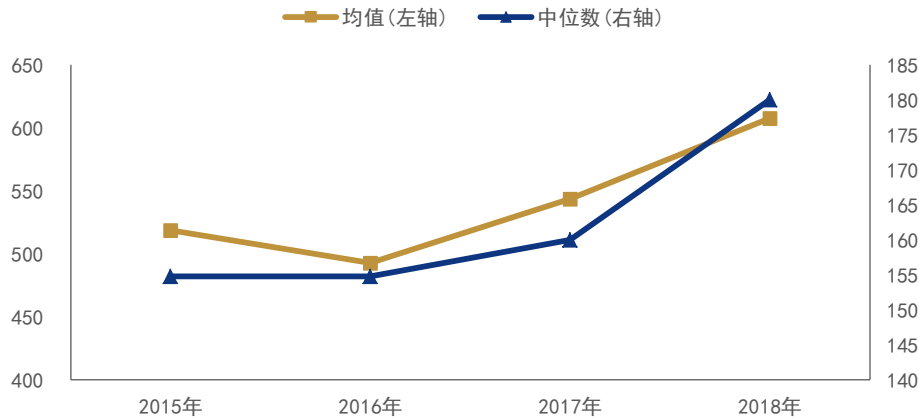


图 18: 样本企业营业收入 (亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

2. 资产负债率: 逐渐下行

2018年, 随着动力煤价格的回落, 发电企业的现金流和盈利水平在逐步改善, 火电发债企业的资产负债率水平也开始从2017年末的高点下降。2019年第一季度末, 样本企业的资产负债率均值和中位数分别是66.54%和68.66%, 比2018年末又分别下降了0.8个百分点和1.19个百分点。

从样本企业的负债率水平分布来看, 资产规模大的企业负债率一般较高, 五大发电集团的资产负债率明显高于其他地方性火电企业。在32家样本企业中, 2019年第一季度末的资产负债率比2017年末升高的有12家, 降低的有20家。

2019年第一季度末, 32家样本企业中, 资产负债率超过80%的企业有两家, 分别是大唐华银电力股份有限公司(华银电力)和云南电投, 两家公司的资产负债率分别是83.79%和83.21%。华银电力是湖南省火电装机规模最大的发电企业, 但受制于煤炭成本偏高, 企业的盈利能力一直较弱。同时, 湖南省的装机以火电和水电为主, 而到了夏季用电高峰, 水电也迎来汛期, 优先消纳水电发电量对省内火电企业造成了挤出。另外, 随着祁韶特高压输送清洁能源的常态化, 消纳省外清洁能源也将给湖南省的火电运营带来额外压力。不过, 华银电力作为大唐集团旗下上市公司, 有强大股东背景支撑, 可以对公司的债务压力起到缓释作用。

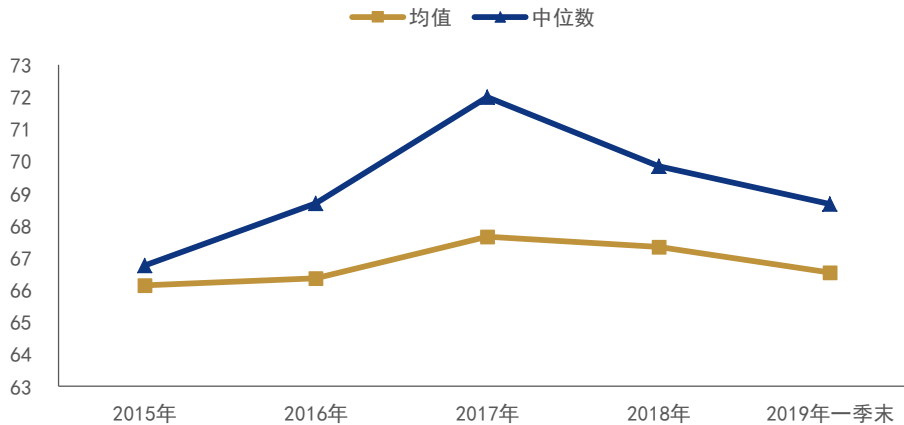


图 19: 样本企业资产负债率 (%)

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: 触底反弹

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。2018年全年, 火电债券发行人的经营性现金流开始触底回升。在32家样本企业中, 2018年, 有24家企业的经营性现金净流入增加, 8家企业的经营性现金净流入减少。其中, 浙江省能源集团有限公司(浙能集团)的经营性现金净流入降幅较大。

浙能集团的经营性现金净流入从2017年的150.29亿元缩减至2018年的55.88亿元, 降幅达到62.8%。根据公开评级报告, 经营性现金净流入的大幅下降“主要是经营性应收项目增加和利润减少所致”。除售电业务之外, 浙能集团还有天然气板块和煤制气业务, 但是这两项业务盈利能力较差, 毛利率较低, 对经营性现金流净流入产生了较大负面影响。

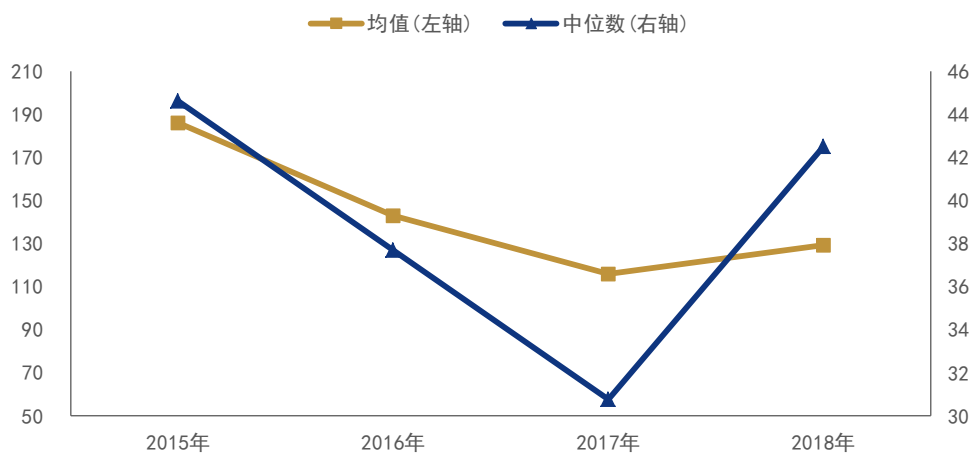


图 20: 样本企业经营性现金净流入 (亿元)

资料来源: Wind 资讯, 远东资信整理

从投资活动现金流来看，2018年全年，样本企业的净流出金额出现下降，投资有所放缓。这也符合我们在上期信用展望中的预测。经营性现金净流入的增加和投资活动现金净流出的减少意味着企业的净融资需求将减少。

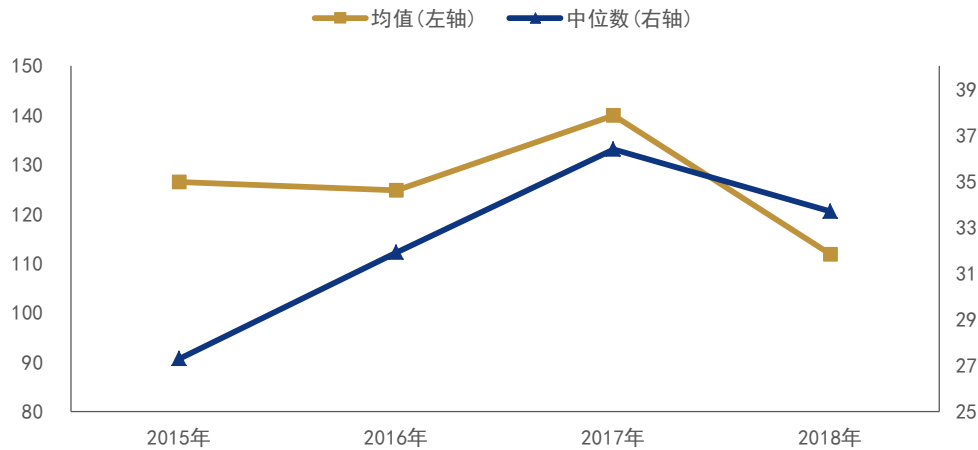


图 21：样本企业投资活动现金净流出（亿元）

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导致融资需求增长，2017年样本企业筹资活动现金由净流出转为净流入。2018年，动力煤价格有所下行之，32家样本企业的筹资活动现金净流入均值和中位数都由正转负。从2015年至2018年，以4年的时间维度来看，所有32家样本企业的筹资活动现金净流入为-1987亿元，即净流出1987亿元。也就是说，总体来看，近年来，火电发债企业的净融资呈现收缩状态，这很大程度上要归功于火电企业稳定的经营性现金净流入。

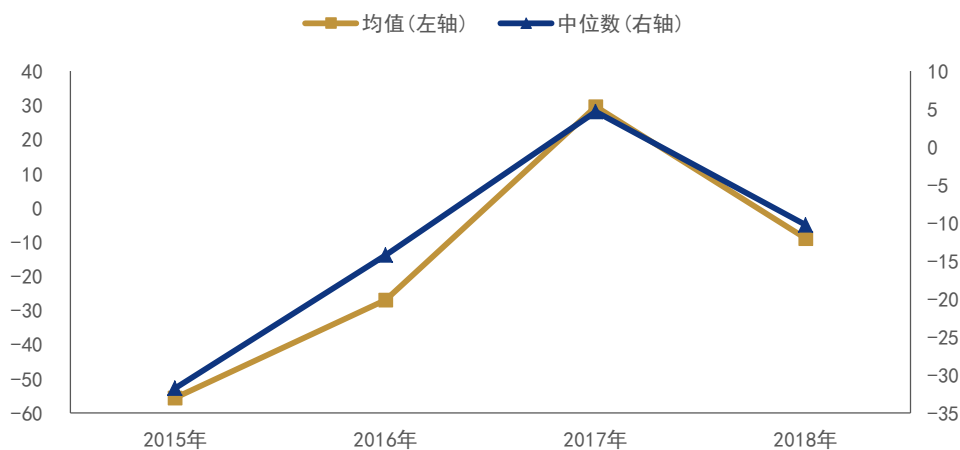


图 22：样本企业筹资活动现金净流入（亿元）

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

从利息覆盖水平来看，受益于经营性现金净流入的增长和资产负债率水平的降低，32家样本企业的现金流利息保障倍数在2018年也开始触底反弹。2018年，样本企业的现金流利息保障倍数均值和中位数分别为3.4（倍）和2.8（倍）。在32家样本主体中，有20家主体的利息覆盖水平有所提高，12家主体的利息覆盖水平有所下降。而所有样本主体的利息保障倍数都超过了1.0倍，最小值为1.59。

随着增值税降低的利好兑现和预期动力煤价格的下行，未来12个月，火电债券发行人的经营性现金净流入有望继续改善，利率覆盖水平也将获得进一步提升。

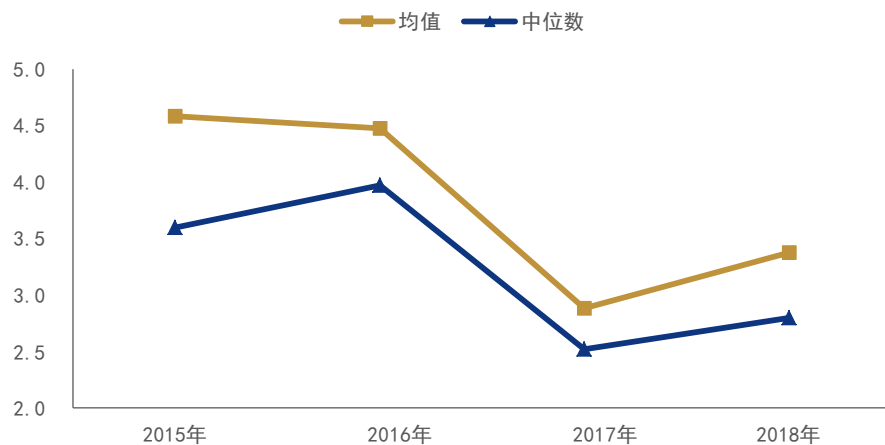


图 23：样本企业现金流利息保障倍数

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

4. 盈利情况和盈利能力：逐步修复

从净利润来看，2018年，32家样本企业中有20家主体的净利润实现增长（含扭亏为盈和亏损减少），有12家主体的净利润和去年同期相比出现了下降。在32家样本企业中，实现盈利的为26家，亏损的为6家。其中，云南电投已经连续4年录得亏损。2018年，32家样本主体的净利润均值为16.96亿元，比上年增加2.54亿元，火电债券发行人整体盈利情况得到改善。

从盈利能力来看，样本企业的毛利率水平在经历了2016-2017年的连续两年下挫之后，在2018年触底反弹。2018年全年，32家样本企业的毛利率均值分别为15.37%和15.94%，比2017年分别提高1.22个百分点和0.3个百分点。毛利率的反弹主要仍是得益于动力煤价格的下行。

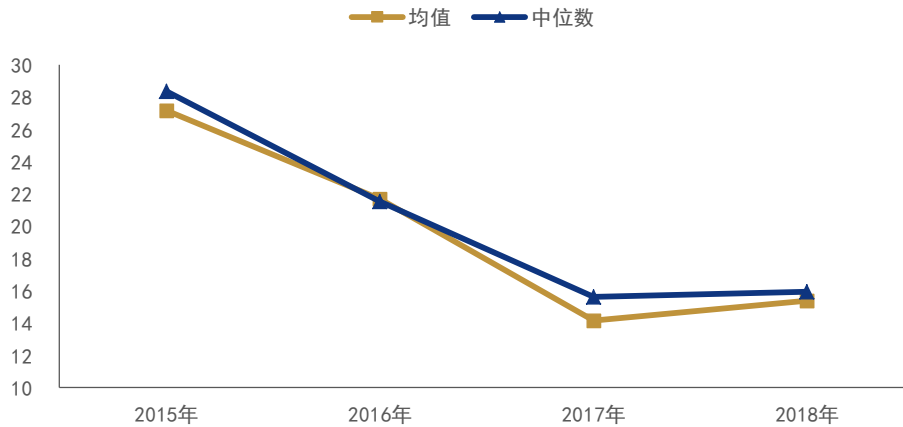


图 24：样本企业毛利率 (%)

资料来源：Wind 资讯，远东资信整理

综上所述，整体来看，2018年火电发债主体的偿债能力获得提升，这主要得益于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加。2019年，全社会用电量增速料在5%-6%的区间范围，但受到水电、风电、光伏等清洁能源的挤占，火电发电量或将维持低速增长状态。不过，受益于增值税率的调低和动力煤价格的可能走低，火电企业的偿债能力将大概率进一步获得提升。

五、火电行业信用展望

综合上文的陈述和分析，远东资信对未来12个月火电行业和相关发债企业的表现做出如下判断：

从需求来看，用电量同比增速预计在5%-6%的区间范围。受经济放缓影响，在全社会用电量中占比最大的工业用电量增速将对全社会用电量增速造成拖累。然而，第三产业和城乡居民生活用电量将为全社会用电量的稳定增长提供支撑。因此，在维持当前经济状况的前提下，我们预计2019年全年，全社会用电量的增幅将维持在5%-6%；2020年上半年用电量增速可能将进一步放缓至5%左右。

从供给来看，火电装机占比和火电发电量占比将继续下降，设备利用小时数将持续承受压力。虽然“十三五”煤电去产能任务已经提前完成，但是在大力推进清洁能源建设和风电、光伏平价新政的背景下，清洁能源装机容量增速将继续领先于火电装机增速，清洁能源消纳政策的落地也会给风电、光伏的上网电量带来保障。这些都对火电装机和上网电量造成挤出。虽然去产能政策有利于火电设备利用小时数的提升，但是清洁能源的挤压效应将带来更强的替代效应，火电设备利用小时数将继续承受压力。

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升高。一方面，在继续降低一般工商业用电价格的大背景下，标杆上网电价上调的可能性较低。另一方面，如果煤价在短期内出现大幅下跌，不能排除国家发改委下调标杆电价的可能。即便如此，在当前中小型火电企业面临巨大成本压力的情况下，未来12个月，标杆电价出现全国范围调低的可能性仍然较低。如果动力煤走低超预期，不排除个别上网电价较高的省份会对该地区电价进行微调。

从生产成本来看，动力煤价格走跌概率仍然较大。由于矿难和环保等因素，动力煤供给侧收紧，导致2019年上半年价格仍然没有出现预期中的松动。一旦供给侧的限产因素得到释放，动力煤价格仍有一定的下行空间。火电企业的最大生产成本有望得到进一步降低。

从我们对火电发债企业的观察结果来看，资产负债率的降低、经营性现金流的改善、利息覆盖水平的提升等各方面数据，都显示出火电发行人偿债能力的增强。此外，五大发电集团和大型国有企业基本占据了绝大部分的火电行业债券市场，而其强大的国资股东背景更是对信用起到有力支撑作用。而样本企业的主体信用等级情况已经反映了行业整体较高的信用水平。

因此，我们认为，未来12个月，火电行业的信用展望为稳定。

【作者简介】

徐 骥，CFA，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余年的丰富经验，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。