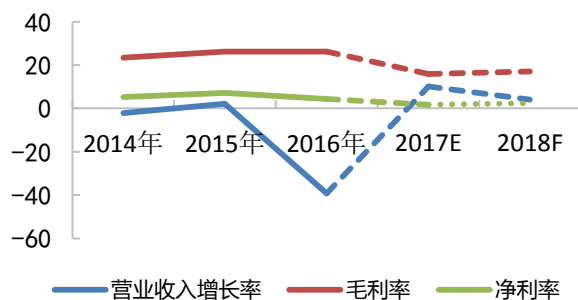




火电行业 2018 年信用风险展望

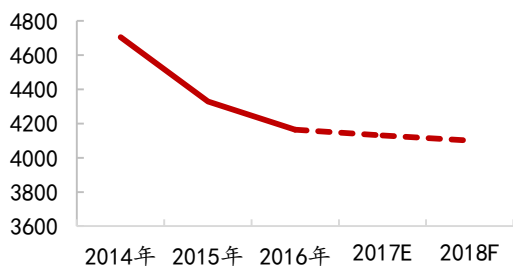
电价、利用小时无实质改变，行业走势将依赖于煤价走势，业绩有望改善

营业收入增速、毛利率及净利率走势图(单位:%)



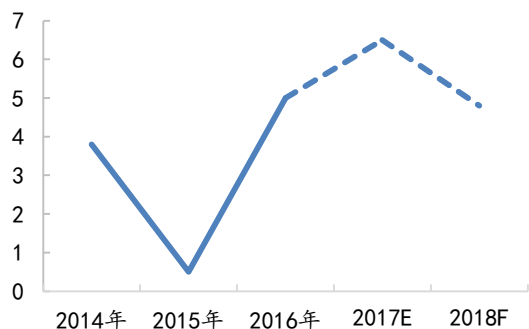
资料来源: Wind、大公预测

火电利用小时数走势图



资料来源: Wind、大公预测

用电量增速走势图(单位:%)



资料来源: Wind、大公预测

需求端: 综合考虑经济增长驱动因素、环保政策等因素, 2018 年需求增速将放缓, 预计在 4.5%~5.5% 区间。

供给端: 火电供给侧改革背景下, 装机容量将维持低速增长水平。

上网电价: 煤电联动机制或将启动, 电价上调存在预期, 但因交易电量抵消及国家降成本目标, 上网电价对行业无实质利好。

利用小时数: 供需增速均放缓, 增量总体平衡, 势头良好的清洁能源挤占, 2018 年火电利用小时继续承压。

业绩: 电价、利用小时无实质利好, 火电走势将依赖于煤价走势, 电煤价格或将稳中有降, 火电业绩将有改善。

偿债压力: 需求走强, 煤价高位, 火电整体量增利减, 2018 年随着业绩改善偿债压力相对降低。

债务负担: 火电企业短期债务压力较大, 发行债券以短期融资工具为主, 主体集中度高。

关注企业: 所在区域需求不足发电企业, 煤价高位雪上加霜; 燃料来源单一企业, 燃料管理作用凸显。

大公资信公用部 周 雯 程碧璐

客服电话: 4008-84-4008

Email : rating@dagongcredit.com



概 要

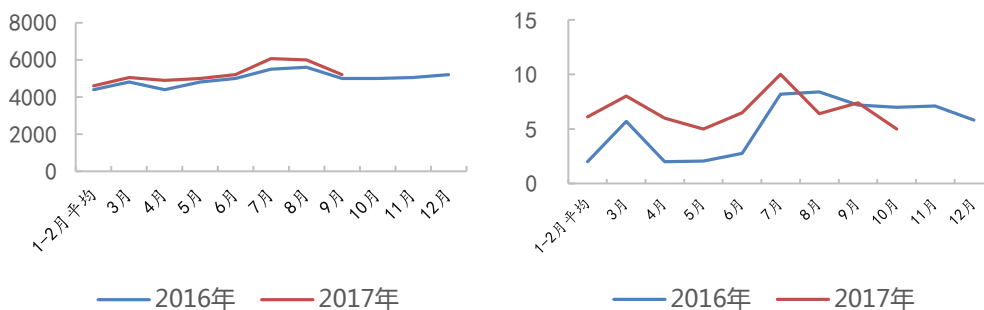
对于火电行业来说，2017 年是较为艰难的一年。尽管制造业尤其是高耗能产业发展提速，中西部地区势头强劲，提振了全社会用电需求，但电煤供需偏紧，煤价高位运行，行业整体呈现量增利减局面。进入 2017 年后，火电供给侧改革初见成效，装机增速显著放缓，供需保持增量平衡，利用小时数较上年总体持平。标杆电价于下半年上调，但由于价格相对较低的交易电量占比增加，造成电价上调对业绩改善效果不显著。电力企业主体信用级别较高，偿债能力相对较强，但业绩下滑及现金流弱化使得火电企业偿债压力有所加大。

未来较长一段时间内，提质、增效将成为宏观经济发展的主线。经济的稳定增长将带来全社会用电量的增长态势，但调结构作为国家经济工作主线，加上趋严的环保政策，高耗能行业用电需求将受限，叠加高基数的统计因素，2018 年需求增速将放缓，预计在 4.5%~5.5% 区间。在供给侧改革背景下，火电装机总量控制政策持续进行，火电装机容量年均复合增长率在 4.5% 左右，增速将维持低速增长水平。行业供需基本面总体增量平衡，加上发展势头良好的清洁能源挤占，火电利用小时继续承压，需关注区域需求不足以及燃料来源单一的企业。煤电联动机制或将启动，电价上调预期加大，但市场电发展良好，预计 2018 年上网电价变动不大。电价、利用小时、煤价是火电行业决定信用风险最关键的要素，在电价、利用小时对火电业绩改善无实质利好情况下，火电业绩走势将依赖于煤价，2018 年电煤价格或将稳中有降，火电企业业绩将略有改善，盈利能力有所提升。

2017年，制造业提速，中西部强劲，提振用电需求；2018年，综合考虑经济增长驱动因素、环保政策叠加上年基数较高等因素，用电需求增速将放缓

2017年全社会用电量快速增长，增速同比提高，前十月全社会用电量5.02万亿千瓦时，同比增长6.7%，是2012年以来同期最高增长水平，增速同比提高1.9个百分点。究其原因，我们认为有三点：一是受益于2017年宏观经济稳中向好局面，工业及制造业的PMI、增加值以及投资等指标均表现稳健，工业尤其是高耗能产业拉动作用明显，同时也造成西部地区以高耗能行业为主的工业结构造成其用电增速高于全国平均值；二是2016年同期的基数相对偏低的因素在其中起作用；三是西部地区的弃风、弃光、弃水现象明显改善，根据国家能源局综合司发布的通报2017年前三季度全国弃水弃风弃光局面有所好转，可再生能源电力整体消纳水平逐步提高。

图1 全社会用电量规模及增速情况（单位：亿千瓦时、%）

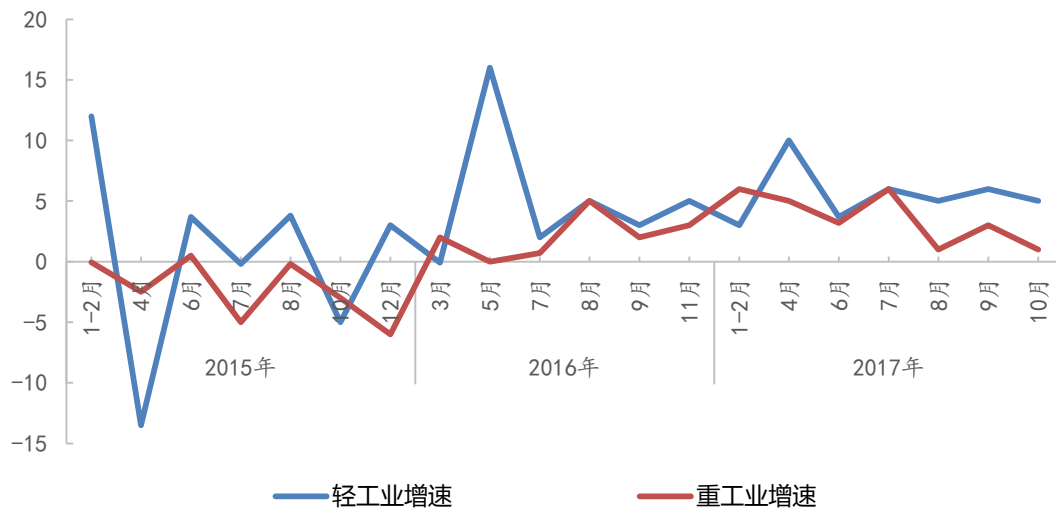


数据来源：中电联，大公整理

需求端拉动因素有所转变，在行业上表现为制造业尤其是传统高耗能产业是增速提高的最主要动力，这一点与2016年城乡居民生活用电对用电增长的贡献最大的情况有所不同。1~10月份，第二产业用电量同比增长5.7%，增速比上年同期提高3.4个百分点，对全社会用电量增长的贡献率为60.0%，全国制造业用电量2.68万亿千瓦时，同比增长6.2%，增速比上年同期提高4.6个百分点；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同比增长4.5%，增速同比提高6.0个百分点。



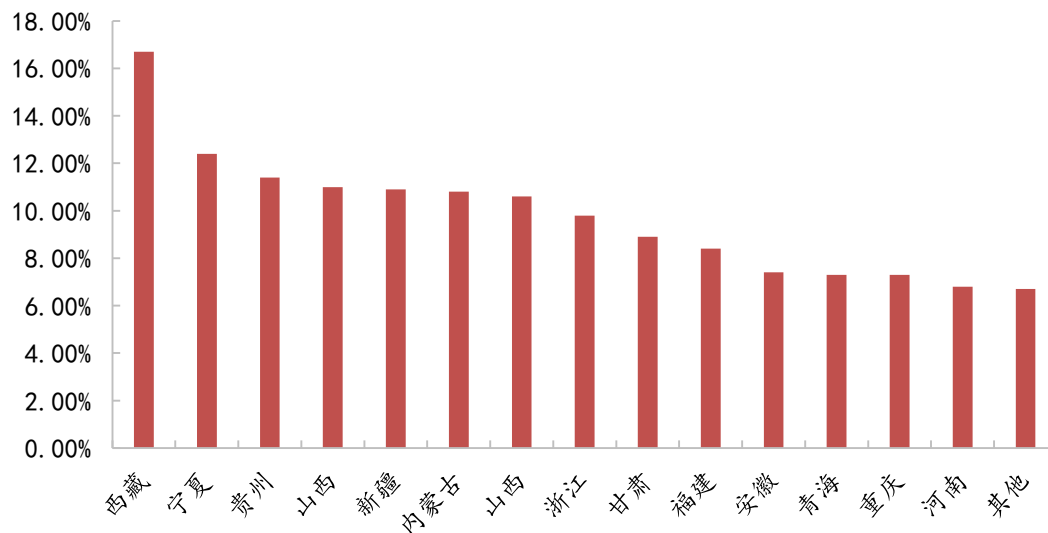
图 2 2015 年以来分月轻、重工业用电量增速情况



资料来源：中电联，大公整理

此外需求端拉动因素的转变，在区域上表现为西北和中部地区成为用电增长的主要拉动力，2017年1~10月增速10%以上省份是西藏、宁夏、贵州、山西、新疆、内蒙古、陕西，西北与中部地区是全国用电增长的主要拉动区域，而2016年东、中部地区用电形势相对较好。

图 3 2017 年 1-10 各省市社会用电量增长幅度



资料来源：中电联，大公整理

回顾2017年电力行业发展状况，用电需求提速，且拉动因素转变，结合其动因转变，展望2018年，十九大提出的主要矛盾转化标志着经



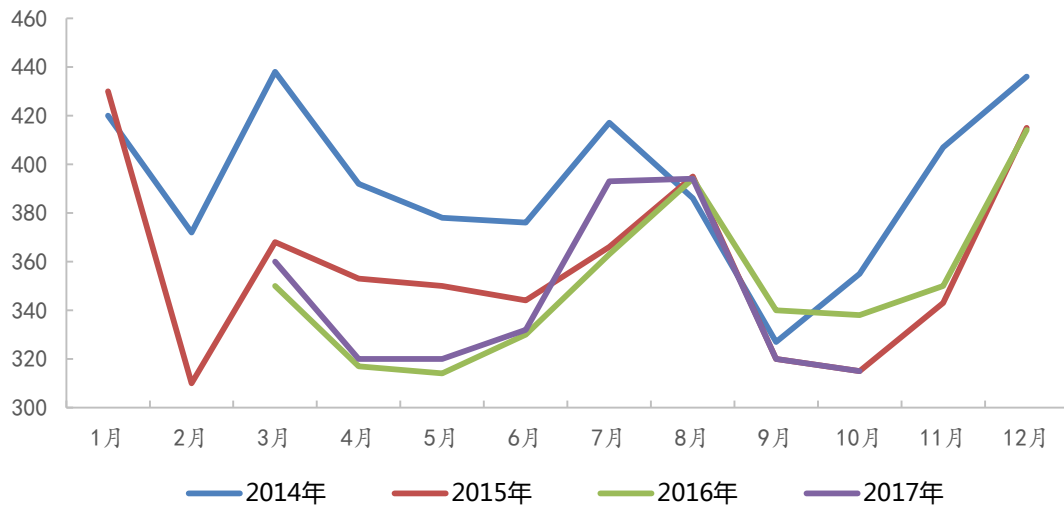
济层面的核心问题从总量转为结构，提质、增效将成为宏观经济发展的主线。我国经济增长较长时间保持在合理区间，连续九个季度维持高速增长水平，宏观经济稳定性有所提高。宏观经济的稳定增长将带来全社会用电量的增长态势，但2018年全年用电量增速将难以达到6.7%这样的高速增长水平，一是由于产业结构的进一步调整，去产能去杠杆政策进一步推进，经济增长驱动因素将逐渐转变；二是我国环保政策逐渐趋严，2016年国务院通过《“十三五”生态环境保护规划》，2017年环保部启动秋冬大气污染综合治理攻坚战，要求在采暖季高耗能行业行业执行严格的限产措施，此背景下高耗能行业的用电需求将受到压制；三是受2016年下半年开始的高基数因素影响，2016年下半年全社会用电量增长7.2%，2017年前10月份，增速同比提高1.9个百分点。因此，综合考虑调结构、环保政策以及上年高基数的因素，全年用电量增速将难以达到6.7%这样的高速增长水平，我们预计在4.5%~5.5%区间。

2017年装机增速放缓，利用小时数持平；预计2018年火电供给侧改革背景下，装机容量低速增长

2017年以来，全国电力装机容量增速明显放缓，装机增速总体略高于全社会用电量增速，机组平均利用小时数同比基本持平。截至2017年10月底，全国6,000千瓦及以上电厂装机容量16.7亿千瓦，同比增长7.3%，高于同期用电量增速0.6个百分点，比上年同期回落3.5个百分点，其中火电10.8亿千瓦，同比增长5.0%，同比下降3.3个百分点，2017年1~10月，全国电源累计投资额1977亿元，同比下降17.2%。其中火电573亿元，同比下滑25.3%。同期全国发电设备累计平均利用小时3,109小时，同比降低13小时，火电3,431小时，同比增加26小时，全年呈现前高后低走势。



图4 火电全部机组当月利用小时（单位：元/吨）



资料来源：Wind，大公整理

考虑全国火电供给侧改革目标，火电装机容量有序增长，《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》提出2020年煤电装机力争控制在11亿千瓦以内，据此测算，火电装机年均复合增长率为4.5%左右，将保持在低速增长水平。围绕十三五规划，发改委、能源局发布《关于促进我国煤电有序发展的通知》，采取“取消一批、缓建一批、缓核一批”措施。我们预计火电供给侧改革背景下，火电装机总量控制政策持续进行，随着投资额度下降，火电装机容量增速将进一步放缓。

2017年下半年的标杆电价上调，叠加煤电联动机制或将启动，预计2018年火电平均电价将上升，但因交易电量的抵消作用以及国家降低成本目标，我们认为电价将对行业无实质改变

自2015年4月电价平均每度下调2分以后，2016年1月发改委再次下调全国燃煤发电上网电价约每度3分，2017年6月16日，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》，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¹，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价。

¹工业结构调整专项资金于2016年年初征收，2016年下半年起去产能政策取得初步成效，钢铁、煤炭行业盈利状况得到改观，专项资金的存在意义减少。



各地专项基金征收标准不同，该政策实施相当于上调约 1 分钱的上网电价。

从煤电联动角度，根据 2016 年国家发改委印发的《关于完善煤电价格联动机制有关事项的通知》，通知规定 2014 年平均电煤价格为基准煤价，原则上以与 2014 年电煤价格对应的上网电价为基准电价，煤电价格实现区间联动，周期内电煤价格与基准煤价相比波动每吨 30 元为启动点，每吨 150 为熔断点。当煤价波动不超过每吨 30 元，不启动联动机制，煤价上升由火电企业自行消纳；当煤价波动在每吨 30 元至 150 元之间的部分，实施分档累退联动，即煤炭价格波动幅度越大，联动比例系数越小；当煤价波动超过每吨 150 元的部分也不联动。按照煤电联动计算公式，2017 年平均电煤价格指数已超过触发煤电联动启动点，估算出标杆电价的上浮空间在 3 分左右，但随着煤价小幅下降，加之政策制定有诸多因素影响，并且进一步从历史经验上判断，煤电联动机制启动并非必然事件。

2017 年下半年的标杆电价上调，叠加煤电联动机制或将启动，预计 2018 年火电标杆电价将上升。然而，从微观层面的样本数据来看，尽管电价有所上调，但是主要企业的上网电价同比略有下降，尽管下降幅度有所不同，但其原因大多是企业参与市场交易的电量占比增加。总结样本数据后发现，2017 年上半年，火电市场交易平均电价比平均上网电价低约 2~3 分/千瓦时，市场化交易电量占总发电量约 25%~30%。

综上所述，预计 2018 年平均上网电价将小幅上升，但在火电行业产能过剩的背景下，发电企业参与市场竞争意愿不断增强，我们预计交易电量占比增加因素将抵消一部分标杆电价上调对于火电企业的有利影响。



火电供给侧改革背景下投资放缓,结合用电量难以维持今年的高增速,加之清洁能源挤占造成火电乏力,预计2018年整体火电利用小时数继续承压

根据行业发展板块的分析结论,我们预测2018年火电装机增速与用电需求增速均有所放缓,增量部分总体供需平衡,利用小时基本保持现有状态。

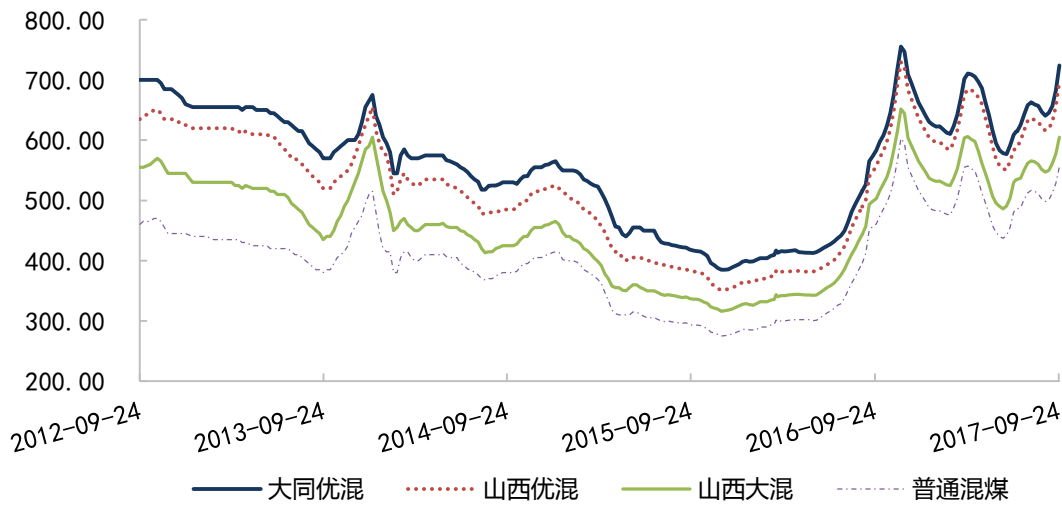
此外,清洁能源占比进一步提高,2017年1~10月,全国基建新增发电生产能力9982万千瓦,比上年同期多投产2009万千瓦。其中水电、风电、太阳能发电分别比上年同期多投产26、68和2163万千瓦,太阳能新增发电同比增长93%。同期,全国风电设备利用小时1552小时,弃风弃水现象明显改善。2017年以来弃水弃风弃光现象有所改善,原因在于以下几个方面:一是西北区域在年初出台一系列关于可再生能源发电的保障举措;二是清洁能源参与电力市场交易比重增加;三是电网通道消纳能力的增强。但与此对应的是,清洁能源的挤占造成火电企业利用小时数提升空间有限。

总体来看,2018年用电量需求增速难以维持今年的高增速,清洁能源发展势头强劲,火电利用小时数继续承压。

预计2018年电价与利用小时数同比变动不大,火电业绩走势将依赖于煤价,电煤价格或将稳中有降,火电企业业绩将稍有改善

影响火电企业经营的三大因素是煤价、电价、发电量。2017年利用小时数、电价与上年同期基本持平,但2016年下半年起,随着供给侧改革以及煤炭去产能推进,以及需求提速,加上南方地区落后产能退出力度超出预期,煤炭生产格局发生明显变化,电煤供需出现紧张局面。2017年全国煤炭供需平衡偏紧,电煤价格高位上涨,煤电企业燃料成本大幅攀升,火电企业经营效益大幅下滑。

图 5 煤炭价格走势 (单位: 元/吨)



资料来源: Wind, 大公国际

短期来看, 由于下半年来水较好, 2017 年火电用电增速逐步回落, 加上置换新增产能的逐步投放, 电煤供需紧张的局面有望部分程度缓解, 2018 年整体动力煤价格或将回落。

此外, 按照 2017 年 11 月 29 日国家发改委《关于推进 2018 年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》, 中央和各省区市煤炭及其他规模以上煤炭、发电企业集团签订的中长期合同数量, 应达到自有资源量或采购量的 75% 以上, 铁路、港航企业对中长期合同在运力方面要予以优先安排和兑现保障, 且合同一经签订必须严格履行, 全年中长期合同履行率应不低于 90%。我们预计随着长协合同量占比的提高以及煤炭供需矛盾的逐步缓解, 2018 年全年煤炭供应方面较 2017 年将相对宽松, 动力煤总体稳定, 或将稳中有降。

总结上述, 标杆电价或将上调, 但交易电量占比增加将抵消部分电价利好, 利用小时数继续承压, 但电煤价格或将稳中有降, 预计 2018 年全年火电企业业绩将略有改善。



2017年，需求走强，煤价高位，火电行业量增利减；预计2018年火电企业资产结构以及债务特征变化不大，随着业绩改善火电企业偿债压力相对降低

根据国家统计局公布数据，2017年1~10月，全国规模以上工业企业实现利润总额同比增长23.3%。规模以上工业企业中41个大类行业仅3个行业利润总额同比减少，电力、热力、燃气及水生产和供应业实现利润总额同比下降16.3%。

我们基于电力行业149家样本数据，扣除水电、风电等清洁能源为主的发电企业样本，剔除缺失数据样本，选取有效火电企业样本共计69家。2017年以来火电企业的财务特征主要体现在：（1）火电企业重资产特征决定其负债率较高，2015、2016年末及2017年9月末，样本企业资产负债率分别为69.53%、67.67%和70.44%；（2）火电企业稳定的现金流带来较强的融资能力，企业倾向于使用短期融资工具降低财务成本，与此相对应，样本企业非流动负债占总负债比重为52.62%，流动比率0.69倍，在现金流走弱的情况下，短期流动风险不容忽视；（3）样本企业刚性债务压力较大，有息债务占总负债比重为64.61%，财务费用常年保持相对较高水平；（4）随着供给侧改革推进，火电行业去产能效果明显，新增装机增速明显放缓，2017年9月末固定资产科目的规模增速较2016年下降7.9个百分点，在建工程科目规模增速下降6.1个百分点；（5）在宏观经济转好及工业提速背景下，用电需求增速同比提高带动火电行业用电量增加，但煤炭价格高位运行造成利润下滑明显，2017年前三季度，样本企业营业收入同比增加9.18%，但净利润同比下降52.53%；（6）业绩下滑带来现金流弱化，2017年前三季度，样本企业经营性净现金流同比下降22.56%。总体来看，2017年火电企业整体量增利减，现金流弱化，偿债压力有所加大。

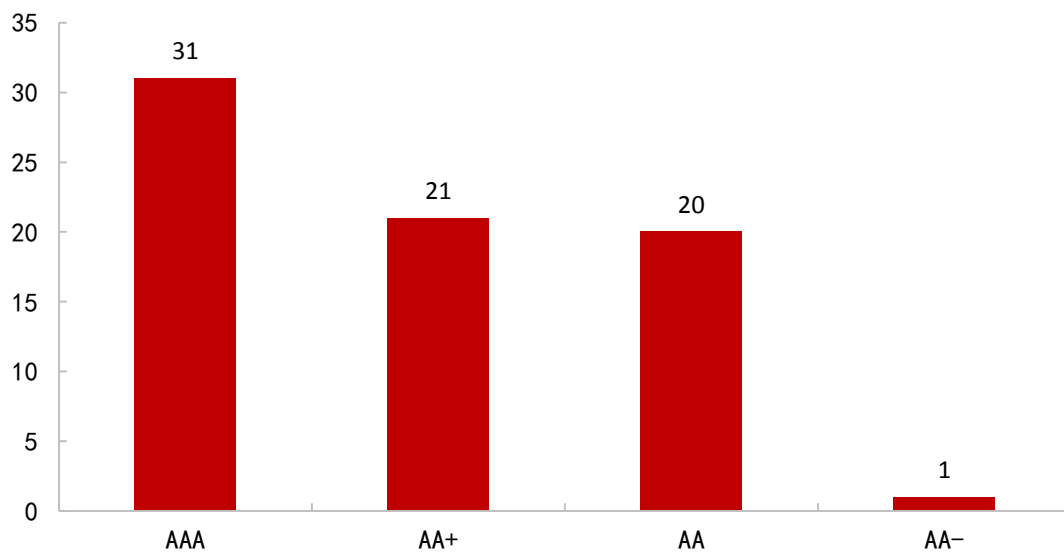
预计2018年火电企业资产结构以及债务特征变化不大，随着业绩改善，火电企业偿债压力相对降低。



2018年电力企业短期债务压力较大,发行债券仍将以短期融资工具为主,且发债主体集中度较高

全国电力生产行业整体偿债能力较强,主体信用级别相对较高,以AA+和AAA企业为主。央企及地方国有企业仍是债券发行的主要组成部分,其中五大电力集团及其子公司是债券发行的主力,占债券发行总额的84.93%,发债企业集中度很高。

图6 截至2017年10月31日存续电力生产企业主体信用级别分布(单位:支)



资料来源:Wind,大公国际

从信用级别迁移情况来看,除去没有存续债券的企业,2017年电力生产企业整体信用级别变动不大。级别变动原因分别是业绩下滑、业务结构调整以及在建项目逐渐投产。

表1 2017年以来电力生产企业主体信用级别迁移或展望调整情况

企业名称	最新主体信用等级/展望		历史主体信用等级/展望	
	级别/展望	评级时间	级别/展望	评级时间
北方联合电力有限责任公司	AA+/稳定	2017.7.27	AAA/负面	2017.1.6
云南保山电力股份有限公司	负面	2017.7.27	稳定	2016.6.28
广东宝丽华新能源股份有限公司	AA+/稳定	2017.6.20	AA/稳定	2016.7.29

数据来源:根据公开资料大公整理

2017年1~10月电力生产企业发行债券金额总计4,732.76亿元,同比减少36.28%,以短期融资工具为主。超短期融资券发行总额占全部债券的71%。截至2017年10月31日,存续期电力生产企业存



量债券规模为 15,661 亿元。

预计 2018 年随着火电行业供给侧改革推进及企业业绩改善，电力企业偿债能力仍较强，行业相对稳定的现金流造成发行债券仍将以短期融资工具为主，且发债主体集中度较高。

对所在区域需求不足的发电企业，煤价高位雪上加霜，对燃料来源单一企业，燃料管理作用凸显

近年来受宏观经济下行、煤炭等能源材料价格持续下跌等因素影响，山西省地区生产总值保持低速增长，部分经济指标负增长，2016 年山西省机组平均利用小时数 3,478 小时，同比继续下降近 300 小时。经济下行导致区域电力企业需求不足，在此基础上的煤价上行更对此类企业来说是雪上加霜。以漳泽电力为例，装机规模位列山西省第一，截至 2016 年末，可控装机容量 758 万千瓦，在山西省电力市场中具有领先地位。与区域宏观经济一致，近年来下游需求不足导致公司营业收入，2016 年收入下降 20%，尽管 2016 年煤价维持低位运行，公司发电业务毛利率仅为 15%，同比下滑 11 个百分点，2016 年公司机组利用小时数 3,455 小时。2016 年公司营业利润 2.05 亿，完全由投资收益（2.56 亿）贡献，净利 1.38 亿。2017 年上半年，煤价快速上涨漳泽电力发电业务毛利率下降至 -2%，上半年净利润 -7.38 亿元，出现较为严重的亏损。类似的企业还有格盟国际（2017 年一季度净利仅为 0.20 亿元）、甘电投（2017 年一季度净利润 -1.54 亿元）。

华电能源电力装机规模位列黑龙江省第一，在黑龙江省电力市场中具有领先地位，截至 2016 年末，公司总装机容量 649.7 万千瓦。2014~2016 年，受黑龙江省内火电装机持续增长以及用电需求不足等因素影响，公司发电设备利用小时数分别为 4,027 小时、3,928 小时和 3,796 小时，利用小时数不断降低。2016 年，公司收入 86 亿，毛利率仅为 12%，净利润 1.72 亿元，盈利水平较低。2017 年 8 月，中国神华能源股份有限公司发布公告称哈尔乌素、宝日希勒露天矿暂时停减产，



表示与华电能源签订的2017年煤炭购销合同履行存在一定困难。根据华电能源公告，预计2017年公司所属电厂燃煤将产生351万吨缺口，该缺口若无法弥补将使公司少发电量约55亿千瓦时。

上述两个案例分别代表所在区域需求不足的发电企业以及对燃料来源单一企业，2018年需关注这两类火电企业。

总体来看，经济的稳定增长将带来全社会用电量的增长态势，但调结构作为国家经济工作主线，加上趋严的环保政策，高耗能行业用电需求将受限，叠加高基数的统计因素，2018年需求增速将放缓，预计在4.5%~5.5%区间。在供给侧改革背景下，火电装机总量控制政策持续进行，火电装机容量增速将维持在4.5%左右的低速增长水平。行业供需基本面总体增量平衡，加上发展势头良好的清洁能源挤占，火电利用小时继续承压，需关注区域需求不足以及燃料来源单一的企业。煤电联动机制或将启动，电价上调预期加大，但市场电发展良好，预计2018年上网电价变动不大。在电价、利用小时对火电业绩改善无实质利好情况下，火电业绩走势将与煤价高度相关，2018年电煤价格或将稳中有降，火电企业业绩将有所改善。