



## 行业信用风险展望 稳定

# 火电行业信用风险报告

| 行业盈利性         | 2017H1 | 2016  |
|---------------|--------|-------|
| 营业收入增速        | 9.53   | -4.28 |
| 毛利率           | 14.48  | 21.91 |
| 净利率           | 0.56   | 4.28  |
| 行业竞争性         | 2017H1 | 2016  |
| CR9 (%)       | 55.92  | 50.22 |
| 应收账款周转(天)     | 61.11  | 57.16 |
| 行业负债与流动性      | 2017H1 | 2016  |
| 资产负债率(%)      | 66.25  | 67.67 |
| 经营性现金流/总负债(%) | 0.14   | 0.04  |
| 行业信用利差(BP)    | 28.17  | 23.03 |

### ◎行业

2017年以来,需求端拉动因素有所转变:二产和制造业对用电量增长拉动作用明显,高耗能行业用电增速同比提高;上半年火电利用小时与上网电价同比保持平稳,但煤价反弹带来成本快速上升压力,火电企业业绩下滑明显。

### ◎债市

2017年全国发电企业发债规模同比下降,流动性融资需求不减,债券类型仍以短期债券为主;行业内大型企业规模效应突出,具有较强的财富创造能力和稳定的偿债来源,主体信用级别相对较高。

### ◎企业

2017年需重点关注两类企业,一是所在区域需求不足的发电企业受煤价上涨的负面影响;二是因地理位置等因素造成的燃料来源单一的企业。

### ◎展望

预计下半年,火电企业上网电价上调有助于改善火电企业上半年业绩,但交易电量占比增加将抵消一小部分平均电价的提升;预计2017年全年,用电需求呈现前高后低态势,平均利用小时数承压;火电行业基本面更多直接依赖于煤价走势。

## 一、行业发展

2017年上半年，电力行业全社会用电量增速同比有所提高；需求端的拉动因素有所转变，制造业对全社会用电量增速的拉动作用明显

2017年1~6月份，全国全社会用电量2.95万亿千瓦时，同比增长6.3%，增速同比提高3.6个百分点。从拉动因素上看，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年情况有所不同，2016年城乡居民生活用电量对全社会用电量增长的贡献率为21.0%。具体来看，2017年上半年，第二产业和制造业用电量同比分别增长6.1%和7.0%，增速同比分别提高5.6和7.3个百分点；第三产业用电量占全社会用电量比重为13.7%，同比增长9.3%；受上年同期高基数以及一季度气温偏暖等因素影响，居民生活用电量同比增长4.5%，为近十年同期第二低增速。分行业看，1~6月份，全国制造业用电量1.55万亿千瓦时，同比增长7.0%，增速比上年同期提高7.3个百分点。其中，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8802亿千瓦时，同比增长6.3%，增速比上年同期提高9.6个百分点；合计用电量占全社会用电量的比重为29.8%，对全社会用电量增长的贡献率为29.7%。传统产业中的有色金属冶炼、石油加工炼焦及核燃料加工业、化学纤维制造业、木材加工及制品和家具制造业等4个行业用电量增速超过10%。其中，有色金属冶炼行业用电增长对全社会用电量增长的贡献率达19.3%。代表工业转型方向、高技术制造比例较高的通用及专用设备制造业、交通运输电气电子设备制造业、医药制造业用电量同比分别增长10.2%、9.7%和7.6%；三个行业合计用电量比重(7.5%)比上年同期提高0.2个百分点，成为电力消费结构调整的亮点。

从用电区域上看，2016年东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长5.9%、5.4%、3.7%和2.7%，东、中部地区用电形势相对较好，是全国用电增长的主要拉动力。各地区分季度用电走势均

呈现前低后高的趋势，2016年下半年开始各地区用电均实现较为明显的提高。分省份看，2017年1~6月全国各省份全社会用电量均实现正增长，其中全社会用电量增速高于全国平均水平（6.3%）的省份有14个，依次为：西藏（21.9%）、宁夏（13.1%）、新疆（11.7%）、贵州（11.1%）、陕西（10.8%）、山西（10.3%）、内蒙古（10.2%）、甘肃（9.0%）、青海（8.6%）、云南（8.5%）、山东（7.8%）、江西（7.2%）、安徽（6.6%）、和浙江（6.5%）。

**2017年上半年以来，全国电力装机容量同比有所增长；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**

2016年全国全口径发电量5.99万亿千瓦时、同比增长5.2%；发电设备利用小时3785小时、同比降低203小时。分电源类型看，（1）水电投资同比下降22.4%，已连续四年下降，全国全口径水电发电量同比增长6.2%，受来水形势变化等因素影响，全年水电生产呈现前高后低的特征。设备利用小时3621小时，比2015提高31小时，为近20年来的年度第三高水平。（2）2016年，火电投资同比增长0.9%，其中煤电投资同比下降4.7%，扭转了前两年煤电投资持续快速增长的势头，2016年底，全国全口径火电装机10.5亿千瓦、同比增长5.3%，全口径火电发电量同比增长2.4%，自2013年以来首次实现正增长。设备利用小时4165小时、比上年降低199小时。（3）并网风电发电量同比增长30.1%，设备利用小时1742小时、同比提高18小时，但西北、东北等地区弃风情况仍然突出。（4）2016年末全国核电装机3364万千瓦、同比增长23.8%，发电量同比增长24.4%；设备利用小时7042小时、同比下降361小时，已连续3年下降。

截至2017年6月底，全国6000千瓦及以上电厂装机容量16.3亿千瓦，同比增长6.9%，高于同期用电量增速0.6个百分点，比上年同期回落4.4个百分点。其中，水电2.9亿千瓦、火电10.6亿千瓦、核电3473万千瓦、并网风电1.5亿千瓦。2017年1~6月，全国发电设备累计平均利用小时1790小时，比上年同期降低7小时。全国火电设备平均利

用小时为2010小时，比上年同期增加46小时；分省份看，全国共有12个省份火电设备利用小时超过全国平均水平，其中江苏、河北、山东和宁夏超过2400小时，云南、西藏分别仅为652和60小时；与上年同期相比，全国共有21个省份火电利用小时数同比增加，湖南和江西增加超过200小时，福建、广东、宁夏、陕西、贵州、浙江和青海增加超过100小时，而海南、北京和重庆同比分别降低323、136和127小时。同期，全国水电设备平均利用小时为1514小时，比上年同期降低144小时；在水电装机容量超过1000万千瓦的7个省份中，除云南同比增加288小时外，其余省份水电设备平均利用小时同比均有不同程度降低，其中贵州和广西同比分别降低718和632小时，湖南和湖北同比分别降低389和127小时。

**行业盈利方面，2017年以来，火电利用小时与上网电价同比保持平稳，但煤价反弹带来成本快速上升压力，火电企业业绩下滑明显**

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，之后至2017年6月，上网电价政策保持平稳。

在成本端，动力煤、焦煤在2016年的煤炭限产政策等影响下，市场供需情况自2016年有所扭转，电煤价格持续上涨，2016年动力煤现货涨幅超过50%，截至2016年末，山西优混指数上升到626元/吨。自2017上半年，煤炭价格继续位于高位，山西优混动力煤指数最高在2017年4月10日达到605元/吨，最低值在2017年6月20日为565元/吨，截至2017年6月末，山西优混指数为584元/吨。

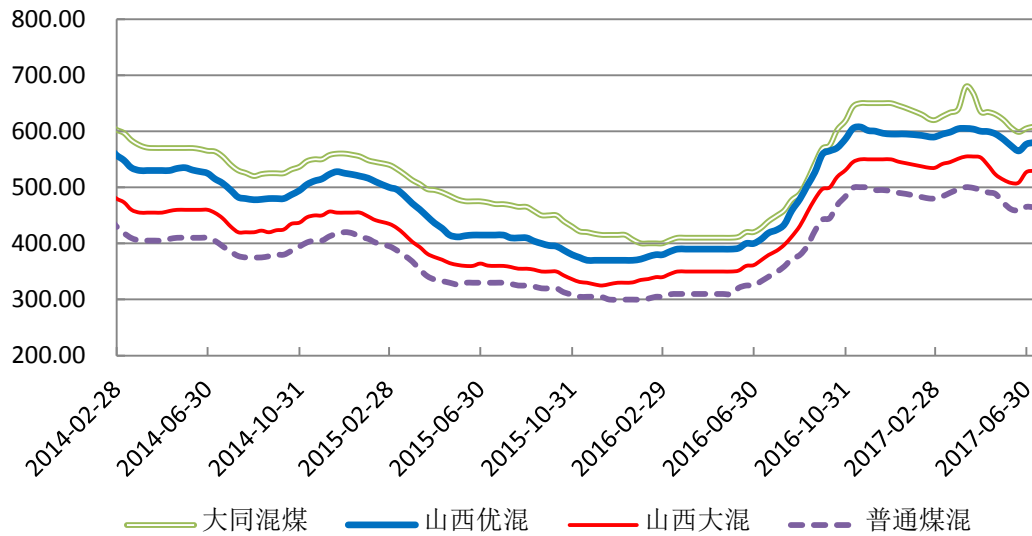


图3 煤炭价格走势图 (单位: 元/吨)

资料来源: Wind 资讯, 大公国际

根据国家统计局公布数据, 2017年1~4月, 全国规模以上工业企业实现利润总额22780.3亿元, 同比增长24.4%, 在41个工业大类行业中, 38个行业利润总额同比增加, 其中煤炭开采和洗选业、石油和天然气开采业由同期亏损转为盈利, 但电力、热力、燃气及水生产和供应业实现利润总额1170.4亿元, 同比下降31.3%。2017年第一季度, 火电行业营业收入1658.0亿元, 同比增长18.9%, 水电行业营业收入115.7元, 同比增长29.3%;火电行业一季度净利润78.9亿元, 同比下降62.39%, 水电行业净利润39.2亿元, 同比增长3.19%。

2017年上半年电力行业实现利润同比降幅较大, 煤炭行业实现利润同比增幅较大。1~6月, 规模以上工业企业中, 电力、热力、燃气及水生产和供应业实现利润总额1849.9亿元, 下降28.2%。按工业大类划分规模以上工业企业, 在41个行业中仅3个行业利润总额同比减少, 其中电力、热力生产和供应业利润总额为1476.8亿元, 下降率最大, 同比下降34.6%。上半年全国煤炭供需平衡偏紧, 各环节库存下降, 电煤价格高位上涨, 煤电企业燃料成本大幅攀升, 大部分发电集团煤电板块持续整体亏损, 是造成电力行业效益大幅下滑的原因。

## 二、债市表现

2017年电力生产企业发债规模同比大幅下降，融资方式仍以短期债券为主，公用事业类行业利差处于较低水平

2017年以来，全国电电力生产企业仍保持了较高的负债水平，2017年1~6月电力生产企业发行债券金额总计1,710亿元，同比减少73.39%。从存量债务来看，截至2017年7月23日，存续期电力生产企业存量债券规模为11,462亿元，其中一年以内到期的债券为496亿元，约占存量债券4.33%，短期内债务集中偿还的规模较小。

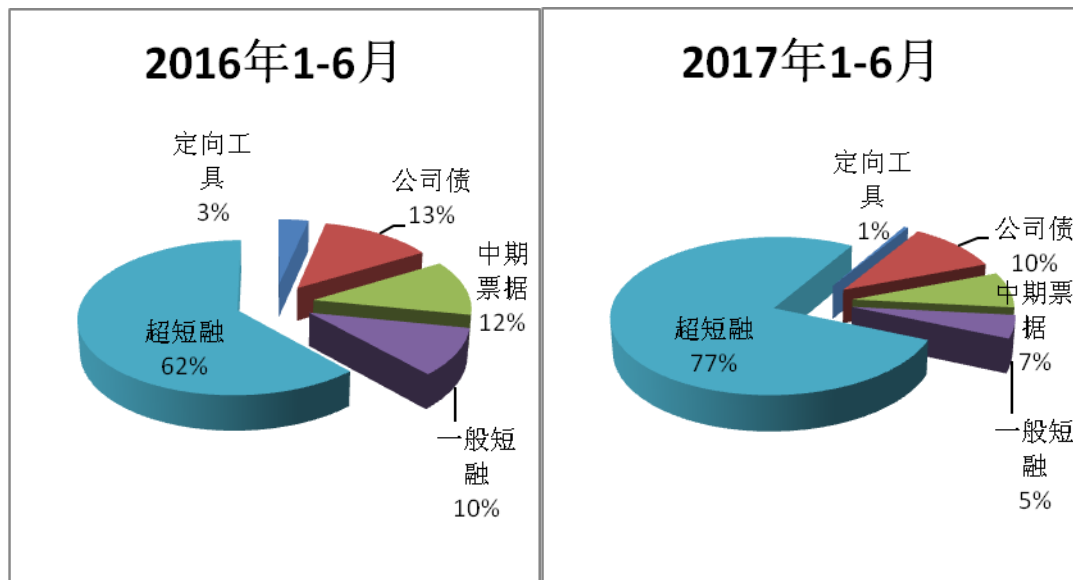


图1 2016年1~6月及2017年1~6月电力生产企业发行债券种类

数据来源: Wind 资讯, 大公国际

从债券发行品种来看，2017年上半年，电力生产企业对流动性需求较高，主要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77%，是最主要的债券品种，主要由于电力生产企业中级别较高的大型国有企业及央企较多，融资能力强，通过滚动发行短期融资工具使成本降低而近年来超短期融资券发行门槛有所放宽且发行程序相对简化，因此成为越来越多电力生产企业青睐的品种，但长期来看，短贷长用不利于债务结构的调整，且给企业带来的流动性风险需

持续关注；其次，中期票据和短期融资券在债券品种中占比也相对较高。截至 2017 年 7 月 23 日，超短融、短期融资券、中期票据、企业债、公司债占存量债券规模比重分别为 15.40%、4.56%、31.50%、24.58% 和 17.30%，电力生产企业债券类型总体呈现多元化平衡发展。

从债券发行人来看，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 75.67%，发债企业集中度很高。从存量债券来看，发行规模排名靠前的分别为国家电力投资集团公司、中国长江三峡集团公司、中国国电集团公司、中国大唐集团公司、中国华能集团公司和中国华电集团，五大集团均位居前列，存量债券规模达到 5,040.46 亿元，占总存量债券的 43.98%。近年来，随着电力产能过剩情况日趋严重，民营及地方国有企业对电力投资的热情度有所减弱，因此大型电源建设项目主要集中于专业电力生产企业五大集团及中国长江三峡集团公司等，债券发行主体集中度也越来越高。

行业之间比较，公用事业行业利差持续在各行业中处于较低水平，以最近数据来看，公用事业类行业利差为 28.17bp（2017 年 9 月 22 日）。分级别看，AAA、AA+、AA 级公用事业类行业利差分别为 3.36bp、64.30bp、79.72bp。

电力生产行业内体现出小型电力生产企业的直接融资渠道相对狭窄，而规模较大的发电企业具有较强的规模效应和融资能力，整体公用事业类行业利差处于较低水平。

**电力生产行业财富创造能力较强，偿债来源相对稳定，主体信用评级相对较高**

从电力生产企业主体信用级别分布情况来看，由于我国电力生产企业的私有化程度很低，电力生产企业大部分为中央或者地方的国有企业，以五大集团、五大集团下属子公司、省级或地方的电力能源投资企业为主，因此自身的现金流获取能力比较稳定，融资能力很强，并且能够获得较多的外部支持，主体信用级别相对较高。目前，电力

生产行业整体债务偿还情况良好。

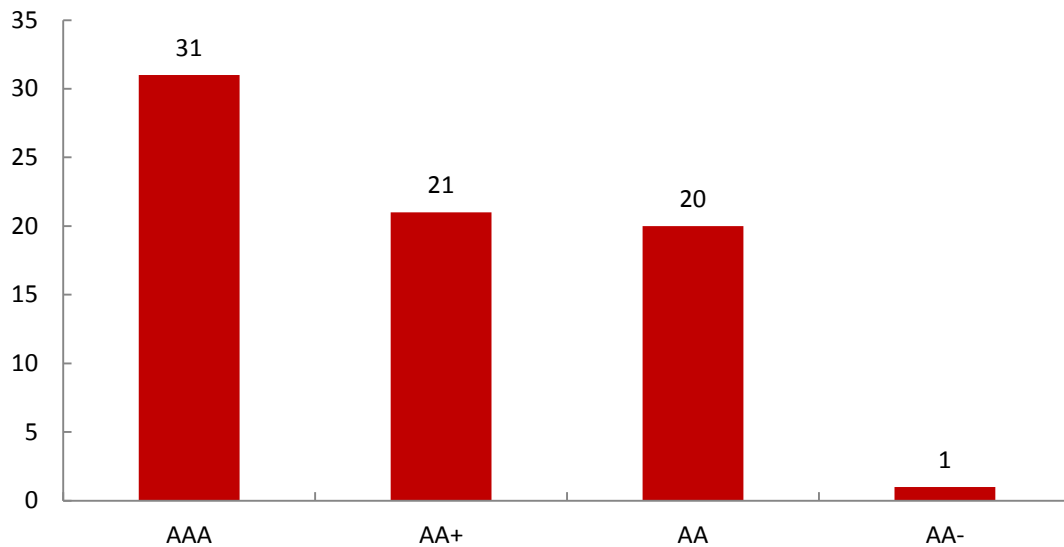


图2 截至2017年7月23日存续电力生产企业主体信用级别分布（单位：支）

资料来源：Wind 资讯，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，2016年电力生产企业整体信用级别变动不大。信用级别以AAA及AA+为主，其次为AA。2017年以来电力生产企业中联合电力主体信用级别下调，主要由于受煤炭价格快速回升、电力体制改革持续推进等因素的影响，公司经营性业务利润大幅毁损，盈利能力大幅下降，且公司负债规模不断提升，同时，受公司亏损扩大的影响，所有者权益不断下降，进一步导致公司财务杠杆水平不断提升。此外，联合电力评级展望由负面调整为稳定；保山电力评级展望由稳定调整为负面，保山电力评级展望调整主要是由于保山市电力改革的实施未来对公司业务结构和资产规模产生重大影响，受地方政府价格管制影响，保山市电力销售价格继续下降，使公司盈利能力继续下降。

表1 2017年上半年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 |

数据来源：根据公开资料大公整理



### 三、关注企业

**对于原本就所在区域需求不足的发电企业来说，2017年煤价上涨无疑是雪上加霜**

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3478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3455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)。

**对于煤炭来源较为单一的企业，燃料管理能力重点凸显，华电能源因燃料受限将出现收入大幅下滑**

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。

#### 四、2017年下半年展望

预计2017年下半年，火电企业上网电价上调有助于改善火电企业上半年业绩，但交易电量占比增加将抵消少部分平均电价的提升

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，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各降低25%，腾出的电价空间用于提高燃煤电厂标杆上网电价。其中，工业结构调整专项资金于2016年1月1日起征收，在下调燃煤上网电价（约3分/千瓦时）时所设立的<sup>1</sup>，当时通过利用电价降价空间用以支持钢铁和煤炭行业去产能，各地征收标准不同，山西、河南、山东、重庆、安徽等地度电征收标准在1分钱以上，全国平均0.76分/千瓦时。该政策实施后，相当于上调了约1分钱的上网电价。在目前煤价处于高位运行的情况下，上网电价的提高将一定程度上改善火电企业的困难局面。

然而我们从微观层面的样本数据来看，2017年上半年，尽管电价政策未曾出现大的变化，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。因此，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。

<sup>1</sup> 2016年下半年开始，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，专项资金取消后将让利于发电企业，相当于在销售电价不变的情况下上调约1分钱的上网电价。

**预计2017年全年，用电需求呈现前高后低态势，平均利用小时数维持不降的压力较大；火电行业基本面更多直接依赖于煤价走势**

2017年上半年，全社会用电量累计为2.95万亿千瓦时，同比增长6.3%，是2012年以来同期最高增长水平，增速同比提高3.6个百分点。用电量增速较快的原因，除了经济回暖外，还有上一年同期的基数相对偏低的因素在其中起作用，鉴于此，考虑到2016年下半年高基数因素影响（2016年下半年全社会用电量增长7.2%，比上半年增速2.7%提高4.5个百分点），我们预计2017年下半年的用电量增速难以达到上半年的快速增长水平，2017年全年电力消费增速将呈前高后低态势。从2017年4月份开始，第二产业用电量增速开始回落，4月份第二产业用电量累计增速为6.9%，环比减少0.7个百分点，5月份第二产业用电量累计增速为6.3%，环比继续下降0.6个百分点。在此基础上，综合考虑煤电供给侧改革目标，火电企业装机容量的有序增长，预计2017年下半年利用小时数承压。基于上述结论，我们认为2017年下半年火电企业的业绩完全取决于煤价的走势。

2017年，电力生产行业资产负债率仍很高，截至9月末约70%，但是由于行业整体的债务规模仍然较大，短期盈利水平变动对行业整体偿债能力的影响程度有限。另外，火电及水电行业的短期有息负债规模仍然较大，对资金流动性需求较高，电力企业预计2017年，电力生产企业仍然采取短债长用的融资方式来降低财务费用的压力，短期流动性风险仍不容忽视。长期来看，电力生产行业作为我国重要的基础行业之一，行业的收入水平将相对保持平稳，且电力生产企业融资能力较强，仍能够为企业债务的偿还提供稳定的偿债来源，行业信用风险维持稳定。