跟 踪 评 级 公 告

联合[2016] 898 号

联合资信评估有限公司通过跟踪评级，确定维持北京能源集团有限责任公司的主体长期信用等级为AAA，评级展望为稳定，并维持“15京能投CP001”和“16京能投CP001”的信用等级为A-1。

特此公告。

联合资信评估有限公司

二零一六年六月十六日

地址：北京市朝阳区建国门外大街2号中国人保财险大厦17层(100022)
电话：010-85679696
传真：010-85679228
http://www.lhratings.com

北京能源集团有限责任公司短期融资券跟踪评级报告

主体长期信用

跟踪评级结果：AAA	评级展望：稳定
上次评级结果：AAA	评级展望：稳定

债项信用

名　称	额 度	存续期	跟踪评级结果	上次评级结果
15 京能投 CP001	20 亿元	2015/12/16~2016/12/16	A-1	A-1
16 京能投 CP001	20 亿元	2016/02/26~2017/02/26	A-1	A-1

跟踪评级时间：2016 年 6 月 16 日

财务数据

项目	2013 年	2014 年	2015 年	16 年 3 月
现金类资产(亿元)	128.01	151.17	183.24	162.80
资产总额(亿元)	1506.76	1735.69	2339.02	2345.96
所有者权益(亿元)	524.25	653.21	929.64	923.57
短期债务(亿元)	282.56	358.43	487.22	491.74
全部债务(亿元)	724.70	781.10	1030.08	1049.62
营业收入(亿元)	320.46	348.10	597.65	152.82
利润总额(亿元)	50.29	63.67	72.53	14.65
EBITDA(亿元)	135.17	158.37	182.16	--
经营性净现金流(亿元)	139.58	132.71	141.88	1.11
营业利润率(%)	19.77	20.64	12.56	12.34
净资产收益率(%)	8.06	7.85	6.40	--
资产负债率(%)	65.21	62.37	60.26	60.63
全部债务资本化比率(%)	58.02	54.46	52.56	53.19
流动比率(%)	65.02	60.15	74.29	74.89
全部债务/EBITDA(倍)	5.36	4.93	5.65	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.28	3.85	4.01	--
经营现金流动负债比(%)	29.44	23.46	18.74	--

注：1. 公司 2016 年一季度财务数据未经审计；
2. 公司其他流动负债和长期应付款中的有息债务分别计入公司长短期债务。

分析师
黄 露　刘文彬
lianhe@lhratings.com
电话：010-85679696
传真：010-85679228
地址：北京市朝阳区建国门外大街 2 号
中国人保财险大厦 17 层（100022）
Http：//www.lhratings.com

评级观点

北京能源集团有限责任公司（以下简称“公司”）作为北京地区主要的能源供应主体，跟踪期内发电装机容量有所扩张，资产和所有者权益持续增长。此外，公司与北京京煤集团有限责任公司（以下简称“京煤集团”）完成合并重组，公司发电业务产业链得以延伸，综合竞争实力进一步加强。同时，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）也关注到，煤炭价格波动以及公司未来资本支出规模大等因素对公司经营及盈利能力带来的不利影响。

未来，随着公司对京煤集团业务整合的开展以及在建电力项目的投产运营，公司综合实力有望进一步增强。联合资信对公司的评级展望为稳定。

综合考虑，联合资信维持公司 AAA 的主体长期信用等级，评级展望为稳定，并维持“15 京能投 CP001”和“16 京能投 CP001”A-1 的信用等级。

优势

1. 公司作为北京市政府出资的电力生产主体，在资产规模、机组装备水平、资源布局和政府支持等方面优势明显。
2. 跟踪期内，公司装机容量有所增长，资产和所有者权益持续增长；债务负担有所减轻。
3. 公司完成与京煤集团合并重组，发电业务产业链得到完善。
4. 公司现金类资产以及经营活动现金流量对存续期内短期融资券保障能力很强。

关注

1. 公司电源结构以火电为主，盈利能力受电煤价格波动影响。
2. 公司资本支出规模大，面临一定筹资压力。
3. 跟踪期内，非经常损益对利润规模影响大。

信用评级报告声明

一、除因本次评级事项联合资信评估有限公司（联合资信）与北京能源集团有限责任公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与北京能源集团有限责任公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

二、联合资信与评级人员履行了实地调查和诚信义务，有充分理由保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

三、本信用评级报告的评级结论是联合资信依据合理的内部信用评级标准和程序做出的独立判断，未因北京能源集团有限责任公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

四、本信用评级报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议等。

五、本信用评级报告中引用的企业相关资料主要由北京能源集团有限责任公司提供，联合资信不保证引用资料的真实性及完整性。

六、本跟踪评级结果自发布之日起至“16 京能投 CP001”到期日内有效；根据后续评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

一、跟踪评级原因

根据有关要求，按照联合资信评估有限公司关于北京能源集团有限责任公司“15 京能投 CP001”和“16 京能投 CP001”的跟踪评级安排进行本次定期跟踪评级。

二、企业基本情况

北京能源集团有限责任公司（原名为北京能源投资（集团）有限公司，以下简称“公司”）是北京市人民政府出资设立，根据北京市人民政府国有资产监督管理委员会京国资改发字【2004】45 号文《关于北京国际电力开发投资公司与北京市综合投资公司合并重组相关问题的通知》的批准，由北京国际电力开发投资公司与北京市综合投资公司于 2004 年 12 月合并重组成立的国有独资企业，是北京市政府出资的唯一电力投资主体。

根据北京市人民政府国有资产监督管理委员会（以下简称“北京市国资委”）《关于北京能源集团有限责任公司与北京市热力集团有限责任公司实施重组的通知》（京国资【2011】277 号），2012 年 1 月起，将热力集团纳入公司合并范围，并成为公司热力板块的经营主体。

2013 年，依据公司董事会 2013 年度第四次会议决议，公司母公司将 66.80 亿元资本公积及收到的国有资本经营预算资金 3.20 亿元转增公司注册资本。

2014 年 12 月 31 日，公司发布提示性公告称，北京市人民政府国有资产监督管理委员会决定对公司和京煤集团实施合并重组，将京煤集团的国有资产无偿划转给公司，并由公司对京煤集团行使出资人职责。

2015年4月21日，根据北京市人民政府国有资产监督管理委员会《关于修改公司章程的批复》，将国有资本经营预算资金增加注册资本4.43亿元，公司注册资本变更为204.43亿元。工商变更手续于2016年3月11日办理完成，北京能源投资（集团）有限公司名称变更为北京能源集团有限责任公司，法定代表人变更为朱炎。截至2015年底，公司注册资本204.43亿元，为北京国有资本经营管理中心的全资子公司，实际控制人为北京市国资委。

公司所处行业为电力生产和供应行业，主要业务包括电力生产和供应、热力生产和供应、煤炭生产和销售，以及房地产开发经营和管理。

截至 2015 年底，公司合并资产总额 2339.02 亿元，所有者权益（其中少数股东权益 252.26 亿元）合计 929.64 亿元。2015 年，公司实现营业收入 597.65 亿元，利润总额 72.53 亿元。

截至 2016 年 3 月底，公司合并资产总额 2345.96 亿元，所有者权益（其中少数股东权益 261.69 亿元）合计 923.57 亿元。2016 年 1~3 月，公司实现营业收入 152.82 亿元，利润总额 14.65 亿元。

公司注册地址：北京市西城区复兴门南大街甲 2 号天银大厦 A 西 9 层；法定代表人：朱炎。

三、宏观经济和政策环境

2015 年，中国经济步入“新常态”发展阶段，全年 GDP 同比实际增长 6.9%。具体来看，2015 年，中国第一产业增加值 6.1 万亿元，同比实际增长 3.9%，增速较 2014 年下降 0.4 个百分点；第二产业增加值 27.4 万亿元，同比实际增长 6.0%，增速较 2014 年下降 1.3 个百分点；第三产业增加值 34.2 万亿元，同比实际增长 8.3%，增速较 2014 年上升 0.5 个百分点。整体看，2015 年，中国固定资产投资（不含农户）55.2 万亿元，同比名义增长 10.0%（扣除价格因素实际增长 12.0%，以下除特殊说明外均为名义增幅），增速呈现逐月放缓的态势，较 2014 年回落 5.7 个百分点。其中，基础设施建设投资增速较快，但房地产开发投资和制造业投资

增速降幅明显，导致固定资产投资增速回落较大，成为经济增长的主要拖累。第二产业增加值增速放缓拖累中国整体经济增长，但第三产业同比增速有所提高，表明中国在经济增速换挡期内，产业结构调整稳步推进。

从消费、投资和进出口情况看，2015 年，中国社会消费品零售总额 30.1 万亿元，同比增长 10.7%，增幅较 2014 年下降 1.3 个百分点；其中，限额以上单位消费品零售额 14.3 万亿元，同比增长 7.8%，增幅较 2014 年下降 1.5 个百分点，整体上较为平稳；2015 年各月社会消费品零售总额和限额以上单位消费品零售额同比增速较 2014 年同期相比均有所回落，但全年呈现波动上升的趋势。2015 年，中国居民人均可支配收入全年同比增长 8.9%，扣除价格因素实际增长 7.4%，增幅较上年略有回落。整体上，中国消费增速走势较为平稳，对于经济增长具有较为明显的“稳定器”作用。2015 年中国进出口总值 4.0 万亿美元，同比下降 8.0%，增速较 2014 年回落 11.4 个百分点；除 2 月外，其他各月进出口总值同比增速较上年均有较大回落。其中，出口和进口分别为 2.3 万亿美元和 1.7 万亿美元，同比分别下降 2.9%和 14.2%，进、出口增速较 2014 年分别回落 10 个百分点左右，进、出口双下降使经济增长承压；贸易顺差 5930 亿美元，较上年大幅增加 54.8%，主要是国内需求疲弱、人民币贬值和大宗商品价格低迷等因素所致。

2015 年，中国继续实施积极的财政政策，一般公共财政收入 15.22 万亿元，比上年增长 8.4%，增速较上年有所回落。一般公共财政支出 17.58 万亿元，比上年增长 15.8%，同比增速有所加快。政府财政赤字规模增至 2.36 万亿元，赤字率上升至 3.5%，显著高于 2.3%的预算赤字率。为减轻政府债务和财政压力，监管层通过推广多种创新方式支持基础设施建设投资，一是 2015 年政策性银行共发行专项金融债 6000 亿元，以支持地方基础设施建设、促进经济增长；二是国家发改委累计安排 4 批专项建设基金，主要投放于大型水利、农村电网改造、棚户区改造等公用设施或具有一定公益性的领域；三是监管层积极推广 PPP 模式，为加快基础设施建设和改善民生提供了较大的资金支持。

2015 年，央行继续实施稳健的货币政策，灵活运用多种货币政策工具，引导货币信贷及社会融资规模合理增长，改善和优化融资结构和信贷结构。2015 年共进行了五次降息和五次降准，降息和降准幅度分别达到 125BP 和 300BP。在公开市场操作方面，央行多次开展逆回购操作，并通过短期流动性调节工具（SLO）、中期借贷便利（MLF）和抵押补充贷款（PSL）分别向市场净投放资金 5200 亿元、213 亿元和 10811.89 亿元，向市场注入流动性。截至 2015 年末，中国广义货币（M2）余额 139.2 万亿元，同比增长 13.3%，比上年末高 1.1 个百分点，高于年初设定的 12.0%的增速目标；狭义货币（M1）余额 40.1 万亿元，同比增长 15.2%，比上年末高 12.0 个百分点。整体看，2015 年，较高的货币投放增速使市场流动性持续宽松，有助于带动社会融资成本回落，促进实体经济增长。

2016 年是中国“十三五”开局之年，中国将继续实行积极的财政政策和稳健的货币政策，助力经济发展新常态。2015 年 12 月中央经济工作会议明确了 2016 年的重点任务是去产能、去库存、去杠杆、降成本、补短板。同时，并施“一带一路”、京津冀协同发展、长江经济带三大战略。三大战略的推进势必拓展中国经济发展的战略空间，并将带动基础建设等投资，从而对经济稳定增长起到支撑作用。

四、行业及区域经济环境

公司主营收入来自电力板块，电力行业的整体经营环境和发展趋势直接影响公司的经营状况。

1. 电力行业

行业概况

2005 年～2015 年电力行业投资规模不断扩大，但由于近年来电力项目审批放缓，在全国城镇固定资产投资中的占比总体呈下降趋势。2015 年全年固定资产投资（不含农户）551590 亿元，比上年名义增长 10.0%。其中，电力、热力生产和供应业固定资产投资 20171 亿元，同比增长 15.7%，占全国城镇固定资产投资的比重为 3.59%。

图 1 近年电力行业累计投资占全国总投资比重

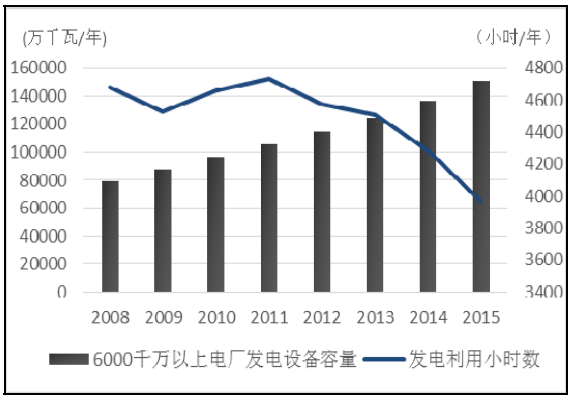
资料来源：国家统计局、Wind 资讯

注：从2011年开始，固定资产投资统计的起点标准从计划总投资50万元提高到500万元，因此2011年全社会固定资产投资绝对数与2010年不可比，但比上年增速是按可比口径计算的。同时，月度投资统计制度将统计范围从城镇扩大到城镇和农村企事业组织，并定义为“固定资产投资（不含农户）”。

2015年，全国主要电力企业合计完成投资8694亿元、同比增长11.4%。其中，为贯彻落实《配电网建设改造行动计划(2015～2020年)》等文件要求，提升电网配电能力，电网公司进一步加大电网基础设施投资力度，全年完成电网投资4603亿元、同比增长11.7%；完成电源投资4091亿元、同比增长11.0%。全国净增发电装机容量1.4亿千瓦，创年度投产规模历史新高。其中风电新增投产超预期、达到历史最大规模。

截至2015年底，全国全口径发电装机容量15.1亿千瓦、同比增长10.5%，供应能力充足；全口径发电量5.60万亿千瓦时、同比增长0.6%；全国发电设备利用小时3969小时、同比降低349小时，已连续三年下降。截至2015年底，非化石能源发电装机容量和发电量占比分别比2010年提高8.1和8.3个百分点，非化石能源发电装机比重提高到35.0%，电力供应结构逐年优化。

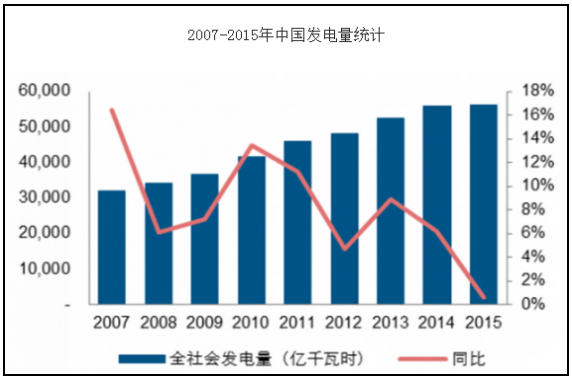
图 2 近年全国电力装机与利用小时情况



资料来源：Wind资讯

2015 年，全国全口径发电量 56045 亿千瓦时，同比增长 0.6%，增速较上年回落 3.5 个百分点，为有统计数据以来最低增速。2015 年，全国全口径水电发电量 11143 亿千瓦时，占全部发电量的 19.9%，较上年增长 0.9 个百分点；2015 年，火电发电量 40972 亿千瓦时，占全国发电量的 73.1%，比上年降低 2.2 个百分点，其中燃煤发电量占火电发电量比重 91.9%，燃气发电量占火电发电量比重 4.0%；2015 年，核电、并网风电和太阳能发电量分别为 1695 亿千瓦时、1851 亿千瓦时和 383 亿千瓦时，占全国发电量的比重分别为 3.02%、3.3%和 0.68%，比上年分别提高 0.6、0.4 和 0.3 个百分点。

图 3 近年国内发电量及增幅情况



资料来源：中国产业信息网

具体看，近年来电力供应主要特点为：

一是水电投资连续两年下降，水电发电量较快增长，设备利用小时保持较高水平。“十二五”期间水电新开工规模明显萎缩，随着西南大中型水电项目相继投产，年底全国主要发电企业常规水电在建规模仅有 3200 万千瓦，全年水电投资同口径同比下降 17.0%，已连续两年下降，预计未来几年水电新增规模较小。截至 2015 年年底全口径水电装机容量 3.2 亿千瓦，发电量 1.11 万亿千瓦时、同比增长 5.1%；设备利用小时 3621 小时，为近二十年来的年度第三高水平（2005 年、2014 年分别为 3664 和 3669 小时）。

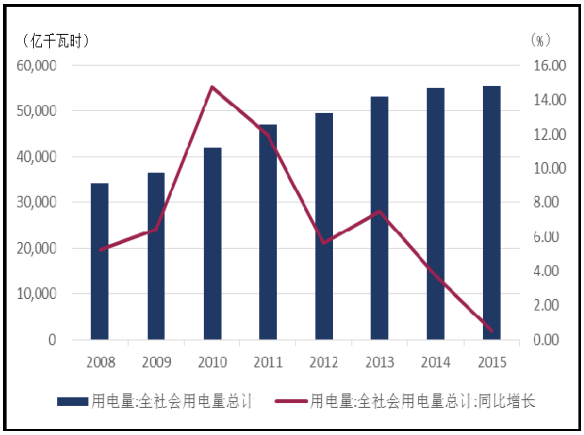
二是并网风电、太阳能装机及发电量快速增长。主要受 2016 年初风电上网电价调整预期影响，2015 年基建新增并网风电装机再创新高，年底全国并网风电装机容量 1.3 亿千瓦，“十二五”时期风电爆发式增长，累计净增容量近 1 亿千瓦；2015 年全年发电量 1851 亿千瓦时、同比增长 15.8%，利用小时 1728 小时、同比降低 172 小时。近几年国家密集出台了一系列扶持政策，极大促进了太阳能发电规模化发展，东部地区分布式光伏在加快增长，西北地区光伏大基地呈规模化增加，这是“十二五”期间新能源建设发展的亮点。受当地市场需求疲软、消纳压力较大等因素影响，西北、东北部分风电和太阳能比重较高省份“弃风”、“弃光”问题比较突出。

三是核电投产规模创年度新高，发电量高速增长。2015 年全年净增核电机组 600 万千瓦，年底核电装机容量 2608 万千瓦、同比增长 29.9%。“十二五”时期，核电装机容量净增 1526 万千瓦、年均增长 19.2%。全年核电发电量同比增长 27.2%，设备利用小时 7350 小时、同比降低 437 小时。

四是火电装机大规模投产，发电量连续两年负增长，利用小时创新低。2015 年全年净增火电装机 7202 万千瓦（其中煤电 5186 万千瓦），为 2009 年以来年度投产最多的一年，年底全国全口径火电装机 9.9 亿千瓦（其中煤电 8.8 亿千瓦、占火电比重为 89.3%），同比增长 7.8%。全口径发电量同比下降 2.3%，已连续两年负增长。火电发电设备利用小时创 1969 年以来的年度最低值 4329 小时，同比降低 410 小时。火电设备利用小时持续下降，主要是电力消费增速向下换挡、煤电机组投产过多、煤电机组承担高速增长的非化石能源发电深度调峰和备用等功能的原因，此外，火电中的气电装机比重逐年提高，也在一定程度上拉低了火电利用小时。但是从火电占比、机组出力、负荷调节等特性，以及电价经济性等方面综合评价，火电在电力系统中的基础性地位在短时期内难以改变。

2015 年，受国内经济增长放缓、产业结构调整和工业转型升级等因素影响，我国全社会用电量 55500 亿千瓦时，同比增长 0.5%，增速比上年回落 3.2 个百分点。

图 4　近年国内用电量及增幅情况



资料来源：中国产业信息网

2015 年一、三产业和城乡居民生活用电增速均回升。2015 年，我国用电结构继续优化。第三产业用电比重连续 5 年提高，比上年上升 0.83 个百分点；第一产业和城乡居民生活用电量比重均有所增加，分别比上年增加 0.04 和 0.56 个百分点。第二产业用电占全社会用电比重 72.15%，比上年降低 1.43 个百分点，连续 4 年下降，但仍是拉动全社会用电增长的决定因素。具体来看：2015 年，第一产业用电量 1020 亿千瓦时，同比增长 2.5%，增速比上年上升 2.6

个百分点；2015 年，第二产业用电量 40046 亿千瓦时，同比下降 1.43%，增速较上年回落 5.1 个百分点。受工业增加值增速回落，主要耗电产品产量下降影响，第二产业用电出现负增长；2015 年，第三产业用电量 7158 亿千瓦时，同比增长 7.47%，增速较上年上升 1.07 个百分点；2015 年，城乡居民生活用电量 7276 亿千瓦时，同比增长 5.0%，增速较上年提高 2.74 个百分点。受居民用电水平提高以及气温影响，城乡居民生活用电量增速回升。

随着我国经济发展进入新常态，电力生产消费也呈现新常态特征。电力供应结构持续优化，电力消费增长减速换档、结构不断调整，电力消费增长主要动力呈现由高耗能向新兴产业、服务业和居民生活用电转换，电力供需形势由偏紧转为宽松。

2015 年，全国电力供需进一步宽松、部分地区富余。东北和西北区域供应能力富余较多，华北电力供需总体平衡略宽松，华东、华中和南方区域电力供需总体宽松、部分省份富余，省级电网中，山东、江西、河南、安徽个别时段存在错峰，海南 8 月前电力供应偏紧。

中国电力行业的竞争主要集中于发电领域，2002年电力体制改革后形成的“五大发电集团+非国电系国有发电企业+地方电力集团+民营及外资”的竞争格局已相对稳定，至今没有发生根本性变化。随着电力体制改革的深入，一些民营与外资企业也抓住机遇，成功进入国内电力市场。

近年来，虽然非国电系国有发电企业凭借自身雄厚的资金实力、品牌效应或资源优势，积极涉足电力投资领域，部分实力雄厚的地方电力集团也按照区域电力市场发展规划，在当地积极展开扩张与收购行动，通过整合资源来增加各自的市场份额，但是五大发电集团始终占据着国内电力市场的主导地位，其凭借在业务规模、融资能力、项目建设、生产管理、技术研发等方面的综合优势将保持行业内的领先地位。

发电企业间的竞争主要体现在新电源点项目的建设和电力销售方面。在新电源点项目建设方面，各电力企业为扩大装机规模，提升市场份额，增强盈利能力，提升盈利水平，都在积极争取建设新的电源点项目，存在较为激烈的竞争。

目前全国电网联网的格局尚未形成，在以区域电网为主的电力调度方式下，电力企业主要的竞争对手为本区域电网内的其他电力生产企业。在供电形势紧张的情况下，各电力企业不存在竞争；在供电形势缓解、地方电网发电量出现过剩的情况下，该区域内的电力企业之间存在一定的竞争关系，但由于目前各发电企业的电力销售量是以电力企业与电网公司确定的发电计划为主，且各发电企业上网电价受到安装脱硫装置以及不同发电类型等因素影响各不相同，因此，在电网公司实际的电量电度过程中，区域内电力企业间的竞争尚不明显。

行业关注

燃煤作为火电行业的主要原料，其采购及运输成本是火电企业生产经营支出的主要组成部分，因此煤炭市场的景气程度对行业的盈利能力影响显著。近年来，煤炭价格变动剧烈。2010~2011年11月，全国煤炭价格持续高位波动，火电行业面临较大成本压力；2012年，全国煤炭均价呈快速回落趋势，并延续至2013年三季度，2013年9月环渤海动力煤价为546元/吨，较2012年底下降13.88%。2013年四季度起煤价迅速反弹并回升至年初水平，2013年底为631元/吨，同比下降0.47%。2014年煤价与2013年同趋变化，呈前三季度下降、第四季度回升的态势，截至12月24日环渤海动力煤价格指数5500K价格报收525元/吨，较年初平均下降80元/吨。进入2015年以来，煤炭市场低迷，环渤海动力煤价持续下跌，截至2015年12月底下跌至372元/吨，较2014年跌幅达29.14%。总体上，2014年至今，煤炭市场供大于求矛盾突出，库存增加，煤价持续走低，价格下滑趋势使得火电企业成本压力减轻，对缓解行业压力有一定

的积极影响。

由于中国特有的煤电价格体系，煤炭价格对火电企业的盈利状况影响较大。“市场煤、计划电”两套价格体系使得二者矛盾突出，造成了发电企业的盈利大幅波动。2012年12月25日，国务院办公厅发布《关于深化电煤市场化改革的指导意见》（以下简称“《意见》”），明确要求“建立电煤产运需衔接新机制；自2013年起，取消重点合同，取消电煤价格双轨制”。《意见》进一步完善了煤电联动机制，对建立电煤产运需衔接新机制、加强煤炭市场建设、推进电煤运输和电力市场化改革等方面均提出了指导性意见。

火电厂售电收入主要由上网电价及计划发电量决定，而火电厂向有关电网公司调度的计划发电量系由国家有关部门核定及控制。若计划发电量降低至公司预计的水平以下，将对公司的收入造成不利影响。此外，计划发电量的上网电价须经当地政府部门及发改委审查及批准。若火电上网电价出现下调，公司的业务、财务状况及经营业绩将可能受到重大不利影响。2013年下半年以来，火电上网电价进行多次下调。2013年10月国家发改委发布《关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》，下调上海、江苏、浙江和广东等27省(区、市)燃煤发电企业脱硫标杆上网电价，幅度在0.9分/千瓦时至2.5分/千瓦时。2014年8月，根据《关于疏导环保电价矛盾有关问题的通知》，全国燃煤发电企业标杆上网电价平均降低0.0093元/千瓦时，其中山西、蒙西、江苏、浙江、湖北、河南、江西、广东和海南等9省（区）降幅超过0.01元/千瓦时。该电价空间重点用于对脱硝、除尘环保电价矛盾进行疏导，2014年9月1日开始施行。2015年，根据《国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和工商业用电价格的通知》(发改价格〔2015〕748号)规定，自4月20日起，全国统一下调燃煤发电上网电价和工商业用电价格，全国燃煤发电上网电价平均每千瓦时下调约2分钱，下调燃煤发电上网电价形成的降价空间，除适当疏导部分地区天然气发电价格以及脱硝、除尘、超低排放环保电价等突出结构性矛盾，促进节能减排和大气污染防治外，主要用于下调工商业用电价格。火电上网电价的下调一定程度上压缩了企业的盈利空间，增加了运营压力，但行业整体盈利依然良好。

此外，进入2015年，中国将实施新的电力改革方案。2015年3月15日，国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，此次改革方案明确了“三放开、一独立、三强化”的总体思路，售电侧有望放开，这将可能打破售电层垄断，改变目前电网公司统购统销的垄断局面，电力买卖双方自行直接商谈，决定电量、电价，可能给大机组发电企业提供进一步的创利空间。2015年11月30日，为贯彻落实《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》（中发〔2015〕9号），推进电力体制改革实施工作，由国家发展改革委、国家能源局和中央编办、工业和信息化部、财政部、环境保护部、水利部、国资委、法制办等部门制定，经报请国务院同意，并经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议通过。国家发改委、国家能源局正式公布6大电力体制改革配套文件。具体包括：《关于推进输配电价改革的实施意见》；《关于推进电力市场建设的实施意见》；《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》；《关于有序放开发用电计划的实施意见》；《关于推进售电侧改革的实施意见》；《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》。

近年来，在国家节能调度的政策下，火电行业压力与机遇并存。国家对火电“节能降耗减排”的监管日趋严厉，环保设施投入标准高时间紧，投资运营成本大幅增加；部分地区水电、风电等情节能源的密集投产对火电利用小时造成较大冲击。另一方面，近期煤炭市场低迷，电煤价格持续走低，有利于发电企业控制燃料成本；在积极的财政政策和稳健的货币政策的背景下，有利于争取更多的财政、信贷支持，

降低资金成本。同时，国家也在陆续颁布国家政策，不断加速和深化电力体制改革，未来售电有望成为发电企业新业务板块和利润增长点。

行业发展

经过近年持续的快速扩张，中国国内的电力供需矛盾已经得到明显改善，电力行业由早先“硬短缺—电源短缺，发电能力不足”逐步转变为“软短缺—电网不足，电能输送受限”，电源扩张的紧迫性得到缓解。但电力行业作为国民经济的先行行业，具有超前发展的特点，未来国内电力生产行业投资仍有望保持一定增速，但装机规模总体增速将有所放缓，同时电源建设将更多的侧重结构调整，火电新增装机规模将有所萎缩，核电、水电、风电等可再生能源和清洁能源将获得更好的发展机遇。

未来，在国内产业结构调整，大力推进节能减排的背景下，国内电力消费弹性将有所降低。但与发达国家相比，中国电力消费水平尚处于较低阶段，人均用电量还未达到世界平均水平，仅为发达国家平均水平的20%，未来伴随中国工业化和城市化进程的推进，国内的电力需求仍有望持续增长，电力行业具有很大的发展空间。同时，随着节能调度、上大压小、竞价上网、大用户直购电等政策的逐步推广，电力体制改革将进一步深化，电力生产行业内的竞争将逐步加大，行业内优势企业的竞争实力将逐步显现，有望获得更好的发展机遇。

2. 煤炭行业

中国煤炭资源分布的基本特点为：北富南贫，西多东少，除上海以外其它各省区均有分布，但分布极不均衡。在中国北方的大兴安岭-太行山、贺兰山之间的地区，地理范围包括山西、内蒙古、陕西、河南、甘肃、宁夏省区的全部或大部，是中国煤炭资源集中分布的地区，其基础储量占全国基础储量的68.93%。在中国南方，煤炭资源量主要集中于贵州、云南、四川三省，合计占全国基础储量的7.96%。此外，新疆是中国煤炭远景储量最丰富的地区，目前该地区勘探程度较低，其基础储量占全国的6.63%。

中国煤炭资源种类丰富，但优质焦煤及无烟煤相对稀缺。已探明储量中，烟煤占73.73%、无烟煤占7.92%、褐煤占6.81%、未分类煤种占11.90%。烟煤中，不粘煤占25.53%，长焰煤占21.59%；焦煤、肥煤、气煤、瘦煤等炼焦煤种合计占20.43%，其中，焦煤、肥煤等优质炼焦煤合计占7.97%。

从行业供需格局角度看，国内煤炭市场供需格局同时受煤炭生产、煤炭消费、进出口及社会库存等因素影响，近年受煤炭进口量影响逐步增大。2002~2008 年，国内煤炭供求整体呈供需紧平衡状态。2009 年起，受金融危机影响，大量国际煤炭转向中国，煤炭进口量呈现爆发式增长，中国首次成为煤炭净进口国，国内煤炭年度总供给首次高于年度总需求，过剩供给逐步向社会库存转化。随着国产煤炭及进口煤炭的持续增长，下游社会库存的逐步饱和，国内煤炭供给过剩快速扩大。2015 年底，全国煤矿产能总规模为 57 亿吨，其中有超过 8 亿吨为未经核准的违规产能，而正常生产及改造的产能为39亿吨，同期新建及扩产的产能为14.96亿吨。而根据国家统计局预测的 2015 年煤炭消费量 39.52 亿吨计算，可以大致了解中国目前煤炭产能过剩 17.48 亿吨

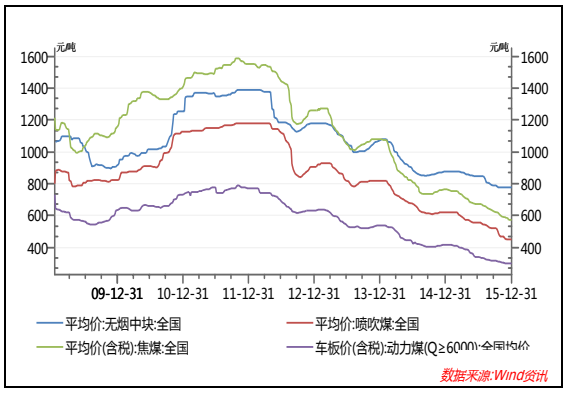
从商品煤下游用途来看，商品煤大致可分为动力煤、化工煤（以无烟煤为代表）、冶金煤（以焦煤为代表）和喷吹煤，各品类价格因煤种自然赋存差异及需求量不同呈现明显差异，但煤炭下游需求行业均为强周期行业，行业景气度与宏观经济保持高度联动，各类商品煤价格走势也趋于一致。

历史上，中国煤炭价格曾经长期实行价格双轨制，存在“市场煤”和“计划煤”两种定价机制，并在一定程度上导致了20世纪90年代后期煤炭行业全行业亏损。随着中国加入WTO，煤炭价格管制逐步放开，供求关系对煤

炭价格的主导作用逐步体现，由此催生了本世纪初煤炭价格持续上扬的“黄金十年”，并于2011年四季度达到历史高点。随着国内煤炭供需格局出现逆转，在下游需求增速减缓，新增产能持续维持高位的双重冲击下，煤炭价格在近三年出现深度调整。

煤炭价格方面，2011年，煤炭价格延续危机后温和复苏趋势，并于2011年11月达至危机后高点。2012年起，受宏观经济增速减缓及煤炭产能集中释放影响，煤炭行业供需格局开始出现转换，国内煤炭价格呈现季节性波动和趋势性下行态势。本轮煤炭价格下行已超出正常波动范围，下跌区间和持续时间均为2000年以来最大幅度。煤炭价格的持续下行导致业内企业经营压力持续上升。

图 5　近年国内主要煤炭品种含税均价



资料来源：Wind资讯

2014年以来，煤炭市场持续下滑趋势，据WIND资讯统计，截至2014年12月12日，全国喷吹煤、焦煤、无烟煤（中块）及动力煤（Q≥6000）均价分别为620元/吨、761元/吨、872元/吨和414元/吨，同比分别下跌24.11%、29.47%、17.89%和22.76%，较2012年同期分别下跌31.49%、39.56%、26.10%和34.39%，较2011年同期（本轮周期价格高点）分别下跌47.41%、50.97%、37.27%和46.51%。截至2015年12月31日，全国喷吹煤、焦煤、无烟煤（中块）及动力煤（Q≥6000）煤炭价格分别是449元/吨、573元/吨、774元/吨和297元/吨，分别较2014年底下降27.58%、24.70%、11.24%和28.26%。

行业关注

资源整合影响行业供给

以山西、河南为代表的中小煤矿整合计划在2009年启动，国内大规模的整合对行业短期供给及各整合主体将产生一定影响，同时整合所造成的产能替代在一定程度上将改善各地区的煤炭供应结构。

行业供给方面，关停产能将在整合扩产改造后重新投产，煤炭产能面临延后扩大释放预期，整合产能释放主要集中在2012～2014年。

整合主体方面，待整合中小煤矿数量多，矿点分散，技术水平及地质条件参差不齐，整合主体对拟整合中小煤矿采取技改扩产或关停措施。大规模的资源整合除了给整合主体带来大规模持续性投资支出以外，也给相关企业的管理水平、安全生产水平提出了更高的要求，对地质条件复杂、整合标的多的煤炭企业的安全生产水平需重点关注。

资源税改革

2014年9月29日，国务院常务会议公布实施煤炭资源税改革，会议决定，在做好清费工作的基础上，从今年12月1日起，在全国将煤炭资源税由从量计征改为从价计征，税率由省级政府在规定幅度内确定。会议要求，停止征收煤炭价格调节基金，取消原生矿产品生态补偿费、煤炭资源地方经济发展费等，严肃查处违规收费行为，确保不增加煤炭企业总体负担。在当前煤炭下游需求低迷、行业整体供大于求、煤炭价格低位运行的背景下，煤炭企业向下游转嫁成本的能力有限，资源税改导致的新增税负很可能主要由煤炭企业承担，从而进一步加重煤企的成本压力，但商品煤终端价格上升幅度有限，预计对下游行业及整体物价水平的影响较小。

在前期大量集中清理地方规费后，煤企的税费负担已经有所下降，为从价征收资源税预留了一定的政策空间。考虑到当前煤炭行业已处于历史性低谷期，业内企业出现持续大面积亏损，大量企业出现减发、欠发、缓发工资现

象，煤企内部成本控制空间已极为有限，为支持当地煤企发展并保障经济平稳运行，在完善清费工作的基础上，各省在制定从价计征税率方面应会较为谨慎。短期内，资源税改对煤炭企业的影响有限。长期看，资源税改有助于理顺煤炭价格形成机制，促进资源合理利用，对抑制无效需求、优化产业结构均有正面意义。同时，清费立税也有利于政府对涉煤税费的集中管理，避免行业内收费乱象，引导行业健康发展，税收调节的灵活性和针对性有望得以增强。

去产能政策的推进

2016年2月1日，国务院印发了《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发[2016]7号），制定的工作目标为：在近年来淘汰落后煤炭产能的基础上，从2016年开始，用3至5年的时间，再退出产能5亿吨左右、减量重组5亿吨左右，较大幅度压缩煤炭产能，适度减少煤矿数量，煤炭行业过剩产能得到有效化解，市场供需基本平衡，产业结构得到优化，转型升级取得实质性进展。

行业展望

兼并重组深化，行业集中度提升

根据中国煤炭工业发展研究中心2015年1月23日发布的《煤炭工业发展形势及十三五规划》，“十三五”期间将以建设大型煤炭基地、大型煤炭企业、大型现代化煤矿为主，形成15个亿吨级、15个5000万吨级特大型煤炭企业，煤炭产量占全国75%以上。煤炭企业控制在3000家以内，平均规模提高到150万吨/年以上，加快推进资源整合，加快现代煤炭市场交易体系建设，构建由市场决定的煤炭价格机制，还原煤炭商品属性，鼓励跨区域、跨行业、跨所有制兼并重组，具有资金、技术、规模、产业链优势的行业龙头企业将获得更多的政策支持，随着煤炭产能的不断集中，处于各大煤炭基地的大型企业的市场议价能力有望提升；另外推动煤炭领域国际交流与合作，由过去以煤炭贸易为主向贸易、资源开发、工程承包和技术服务全方位发展。

受资源整合产能集中释放及下游需求减缓影响，国内煤炭市场价格出现持续下跌，煤炭行业呈现较为明显的下行趋势。在行业性衰退时期，煤炭企业的抗风险能力受到集中考验，行业中的中小企业受现金回流及盈利水平影响大，且融资能力弱，给行业中资金实力雄厚的大型企业带来了低成本扩张的机遇，煤炭行业兼并重组提速，有助于行业供给将加速集中。

供过于求短期内难以逆转，行业景气度将持续低迷

需求方面，随着生产要素价格上升，中国经济潜在增速已经开始下降，投资边际效率下降及环保压力激增也导致过去投资拉动型增长方式不可持续，经济结构调整成为宏观经济调控的主线。中国以煤炭为主的一次性能源消费结构将支撑煤炭下游需求，但在经济减速以及结构调整的“新常态”下，电力、钢铁、化工等重工业贡献占比将逐步降低，煤炭下游需求将趋势性放缓，行业需求增速可能低于国民经济增速。

供给方面，在新增产能的持续释放压力和保持市场占有率的经营目标下，国内煤企限产保价措施成效甚微。当前价格水平已接近行业内优秀企业的长期生产成本线，大量高成本矿井正在退出市场，国内煤炭行业产能淘汰由政策推动逐步转向市场驱动。

国际方面，随着美国页岩气革命的持续深化，即有国际能源消费格局或将打破，石油价格下行对国际煤炭价格形成压制，进口煤或将持续冲击国内市场。

价格方面，在落后产能淘汰未完全淘汰、新增产能惯性投产的情况下，国内煤炭价格显著回升的可能性较小，但价格进一步下跌的空间已经非常有限，预计短期内国内煤炭价格将呈现阶段性低位运行特点。

行业生命周期由成长期逐步进入成熟期

从发达国家历史经验看，在一国完成重化工业产业升级后，能源需求增速将趋势性减缓，

在能源消费结构总体稳定的前提下，煤炭需求趋于稳定，行业供给将逐步形成寡头垄断格局。业内大型企业通过产能浮（联）动调整对冲经济周期外生性冲击，以保障行业相对稳定的盈利水平，煤炭价格将最终回归至理性水平。

中国煤炭行业在经历了十年快速扩张成长期后，正逐步进入行业成熟期，行业格局正在发生不可逆的趋势性变革。随着大集团、大基地的建成，业内大型企业经营优势进一步固化，有助于行业供给的合理调配，强化行业宏观调控的时效性和有效性，对熨平行业波动起到积极作用。大型企业之间的竞争将由经营规模驱动转向运营质量驱动。

在行业转型期，业内企业信用基本面逐步分化，各大煤炭基地的龙头企业将持续获得重点支持，再融资渠道稳定，资金调配能力相对突出，有助于稳定生产和持续经营，管理体制高效、资源禀赋优良、技术水平先进、产业链配套完善的大型企业将进一步强化其竞争优势，为其参与未来行业成熟期的行业竞争打下良好基础。

相对而言，部分生产成本高、运输距离远、外部支持力度弱、融资渠道有限的中小型煤炭企业，流动性压力持续上升，债务期限错配等因素可能加剧信用风险集中爆发。

3. 区域经济环境

北京作为中国的首都，是全国的政治文化中心和经济中心，对供电安全性、可靠性有着特殊的要求，确保首都电力能源安全供应与环境治理一直是国家有关部门及北京市委、市政府高度关注的问题。北京地区能源消耗量大，但受地区资源和环保要求限制，北京市内不宜大量建设电厂。近年来北京市经济持续快速增长，特别是第三产业的快速发展和城市规模扩大、人口激增以及周边城市化进程的加速，北京的电力需求得到了有效地拉动，外部电力消纳市场的增长有助于公司的发展。

2015年，北京市全年实现地区生产总值22968.6亿元，比上年增长6.9%，增速比上年回落0.4个百分点。分产业看，2015年, 北京经济呈现出传统农业继续收缩；工业生产缓中趋稳；第三产业发展向好，企业效益增长较快的局面。公司外部经济环境较为良好。

2015年，北京地区用电量达到952.7亿千瓦时，比上年增长1.7%，其中，生产用电778亿千瓦时，增长1.3%；城乡居民生活用电174.8亿千瓦时，增长3.2%。

北京电网为非独立控制区，电力平衡在京津唐电网内统一安排。北京电网500千伏层面保持10余个通道与外网联络，网内机组按照月度电量计划及京津唐电网平衡情况统一安排发电、停备及检修。

总体上看，北京地区经济保持稳定增长，用电需求增速放缓，电网受电能力较强，公司持续发展具备较为良好的外部环境。

五、基础素质分析

截至 2016 年 3 月底，公司共有 4 家控股子公司上市，分别为北京京能电力股份有限公司（以下简称“京能电力”）（600578.SH）、北京京能清洁能源电力股份公司（以下简称“京能清洁能源”）（00579.HK）、京能置业股份有限公司（以下简称“京能置业”）（600791.SH）及北京昊华能源股份有限公司（以下简称“昊华能源”）（601101.SH）。

公司是北京国资系统全资国有大型的集团企业，是北京市政府出资的投资办电主体。公司投资建设的电源项目主要分布于北京、内蒙古、山西等地。截至 2015 年底，公司权益装机容量 1993 万千瓦，可控装机容量 1773 万千瓦，实现发电量 750 亿千瓦时，完成供热量 3116 万吉焦。

公司 2015 年将京煤集团纳入合并报表，京煤集团拥有的京西煤田是国内五大无烟煤生产基地之一，生产的无烟煤属优质稀缺煤种，在无烟煤市场具有一定的不可替代性。2015 年，

京煤集团煤炭产量 1083 万吨，销售量 1920 万吨（其中，贸易量 875 万吨）。

总体看，公司投资领域广，整体规模实力强，在电力能源方面综合竞争实力强。合并重组京煤集团后，公司规模实力进一步增强。

六、管理分析

根据公司2015年2月2日公告，北京市纪委于2015年1月30日发布公告称公司原董事长陆海军涉嫌严重违纪，接受组织调查，公司日常工作暂由副董事长李大维主持。公司于2016年3月22日发布公告称公司已于2016年3月11日完成工商变更手续，任命朱炎同志为公司董事长，并担任公司法定代表人。联合资信认为，公司治理结构较为完善，且实际控制人为北京市国资委，上述事项对公司业务正常运作的影响不大。

跟踪期内，公司其他高级管理人员、管理体制、管理制度等方面无重大变化。

七、重大事项

2014年12月31日，公司发布提示性公告称，北京市人民政府国有资产监督管理委员会决定对公司和京煤集团实施合并重组，将京煤集团的国有资产无偿划转给公司，并由公司对京煤集团行使出资人职责。

京煤集团主要从事煤炭生产、加工与销售业务，同时经营宾馆旅游服务、房地产开发及民用燃料供应等业务。京煤集团拥有的京西煤田是国内五大无烟煤生产基地之一，其生产的无烟煤属优质稀缺煤种，在无烟煤市场具有一定的不可替代性，截至目前，已投产三个煤矿，分别为木城涧煤矿、大安山煤矿和长沟峪煤矿，共建有四对矿井。截至2015年底，京煤集团各矿井可采储量合计77209.30万吨，核定产能1120万吨/年。2015年，京煤集团实现煤炭产量1083万吨，销售量1920万吨（其中贸易量875万吨）。

截至2015年底，京煤集团总资产为529.96亿元，所有者权益为215.48亿元。2015年，京煤集团实现营业收入234.94亿元，利润总额为2.14亿元。

联合资信认为，随着京煤集团纳入公司的合并范围，京能集团资产及收入规模得到大幅扩张，同时，公司完成合并重组，发电业务产业链得以延伸，有助于公司火电业务的平稳运行，公司综合实力得以增强。但是，联合资信也关注到，受煤炭价格下跌影响，重组完成后，公司盈利能力有所减弱。

八、生产经营

1. 经营现状

电力能源板块是公司收入和利润的主要来源，近年来，随着公司控股装机容量持续扩张，公司上网电量稳步增长，带动电力板块营业收入增长。2015 年，公司实现电力能源业务收入 262.12 亿元，同比增长 8.18%。公司电力能源业务以火电为主，辅以燃气发电以及风电、水电等清洁能源发电，电力业务利润受煤炭和天然气价格影响大。2015 年，受制于天然气成本的增加以及上网电价的下调，公司电力能源板块毛利率小幅下降；但由于煤炭价格持续低位盘整，公司发电成本整体控制较好，该板块毛利率保持在较高水平，2015 年为 23.88%。

根据北京市委、市政府和市国资委的决定，2011 年底北京市热力集团有限责任公司（以下简称“热力集团”）按照无偿划转方式实施资产重组并入公司。近年来热力集团供热业务平稳发展，供热面积稳定增长；2015 年公司实现热力供应板块收入 76.04 亿元，同比小幅增长 3.88%。2015 年起，北京市五环内取消燃煤热电厂，公司北京供热业务主要为燃气供热，由于热源价格与热力价格均由政府指定，热力供应业务处于政策性亏损状态，毛利率大幅下降至-25.04%。但是同期，政府通过补贴形式补偿中间差价，2015 年公司获得政策性亏损补贴

20.89 亿元。

公司地产业务以下属的京能置业为主要载体，2015 年公司房地产销售面积减少，实现板块收入 17.13 亿元，同比减少 36.27%。同期，由于房价上涨较快，该板块毛利率保持在较高水平，2015 年为 41.91%。

公司 2015 年将京煤集团纳入合并报表，煤炭以及房地产业务是京煤集团收入和利润的最主要来源。2015 年，京煤集团实现收入 234.94 亿元，占营业总收入的 39.44%。同期，由于煤炭价格持续下跌，京煤集团毛利率偏低，2015 年为 12.84%。

受上述因素影响，公司 2015 年整体毛利率为 14.20%，较 2014 年下降 8.70 个百分点。

表 1　公司 2013~2015 年主要板块经营情况（单位：亿元、%）

	2013 年			2014 年			2015 年		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
电力能源板块	222.50	69.64	24.94	242.29	69.89	25.94	262.12	44.01	23.88
热力供应板块	67.73	21.20	3.00	73.20	21.11	2.98	76.04	12.77	-25.04
房地产板块	24.12	7.55	42.99	26.88	7.75	46.21	17.13	2.88	41.91
节能环保板块	5.14	1.61	30.93	4.33	1.25	44.34	5.40	0.91	67.78
京煤集团	--	--	--	--	--	--	234.94	39.44	12.84
合计	**319.49**	**100.00**	**21.75**	**346.70**	**100.00**	**22.90**	**595.63**	**100.00**	**14.20**

资料来源：公司提供

2016 年，公司与京煤集团进行业务整合，重新划分经营板块，将公司业务划分为电力板块、热力板块、房地产板块、节能环保板块、煤炭板块、投资管理板块、新型化工板块和石油天然气板块。

表 2　公司 2016 年 1~3 月主要板块经营情况

（单位：亿元、%）

	收入	占比	毛利率
电力板块	63.65	41.74	26.35
热力板块	41.32	27.10	-4.67
房地产板块	30.50	20.00	10.72
节能环保板块	1.26	0.83	23.02
煤炭板块	13.60	8.92	10.51
投资管理板块	1.19	0.78	39.50
新型化工板块	0.98	0.64	8.16
石油天然气板块	--	--	--
合计	**152.50**	**100.00**	**13.36**

资料来源：公司提供

2016 年 1~3 月，电力板块仍旧是公司收入、利润的主要来源，实现收入 63.65 亿元，毛利率小幅上升至 26.35%；同期，由于一季度尚处于供暖期，公司实现热力收入 41.32 亿元，受益于天然气价格的下调，该板块毛利率提升至-4.67%。2016 年 1~3 月，公司实现房地产板块收入 30.50 亿元，由于合并京煤集团低利润的保障房收入，该板块毛利率较 2015 年下降 31.19 个百分点至 10.72%；同期，公司煤炭板块实现收入 13.60 亿元，受益于京西煤电的无烟煤销售，该板块毛利率处于行业较高水平，为 10.51%。其他板块收入占比较小，对公司利润影响不大。受上述因素影响，公司整体毛利率为 13.36%，较 2015 年小幅下降。

整体看，公司经营以电力和热力供应为主，跟踪期内，公司合并京煤集团，导致公司电力热力收入占比减少。同期，受天然气价格及电价波动变化影响，公司毛利率下降较快，盈利能力有所下降。

2. 生产经营

电力能源板块

电力能源板块是公司经营的核心业务板块，主要由北京京能国际能源股份有限公司经营，其中，煤电由其下属公司京能电力负责，清洁能源发电由其下属公司京能清洁能源负责。近年来公司在电力主业方面持续投入，装机容量快速扩张，电源结构以火电为主。截至 2015 年底，公司已投产的发电机组控股装机容量为 1773 万千瓦，权益装机容量为 1993 万千

瓦；控股发电机组中，燃煤机组装机容量占比为 55%，清洁能源（包括燃气机组）占比为 45%。

表 3　截至 2015 年底公司已投产主要电力资产

（单位：万千瓦、%）

经营单位	控股装机容量	电源结构	公司权益
锡林郭勒吉相华亚风力发电有限责任公司	9.90	风电	62.41
内蒙古京能察右中风力发电有限责任公司	9.95	风电	62.41
内蒙古京能商都风力发电有限责任公司	9.90	风电	62.41
内蒙京能霍林郭勒风力发电有限责任公司	7.95	风电	62.41
内蒙古京能巴林右风力发电有限责任公司	4.95	风电	62.41
北京京能清洁能源电力股份有限公司麓鸣山官厅风电场	15.00	风电	62.41
北京京能新能源有限公司辉腾锡勒风电分公司	13.05	风电	62.41
北京京能新能源有限公司赛汗风电分公司	14.85	风电	62.41
北京京能新能源有限公司正镶白旗风电分公司	9.83	风电	62.41
宁夏京能灵武风电有限公司	19.85	风电	62.41
澳洲新 GR 项目公司	16.55	风电	46.81
宁夏京能新能源有限公司	9.90	风电	62.41
内蒙古京能乌兰伊力更风力发电有限责任公司	30.00	风电	62.41
内蒙古京能文贡乌拉风力发电有限公司	4.95	风电	62.41
内蒙古京能乌兰风力发电有限公司	4.95	风电	62.41
五家渠京能新能源有限责任公司奇台分公司	9.90	风电	62.41
宁夏中宁县京能新能源有限公司风电项目	10.00	风电	62.41
内蒙古京泰发电有限责任公司	66.00	煤矸石发电	31.37
京能(赤峰)能源发展有限公司	30.00	煤矸石发电	93.75
内蒙古岱海发电有限责任公司	246.00	燃煤	31.37
山西漳山发电有限责任公司	180.00	燃煤	100.00
内蒙古京隆发电有限责任公司	120.00	燃煤	46.13
宁夏京能宁东发电有限责任公司	132.00	燃煤	39.98
山西京玉发电有限责任公司	66.00	燃煤	31.37
内蒙古京能康巴什热电有限公司	70.00	燃煤	31.37
内蒙古华宁热电有限公司	30.00	燃煤	36.91
内蒙古京能盛乐热电有限公司	35.00	燃煤	100.00
北京太阳宫燃气热电有限公司	78.00	燃气	46.19
北京京丰燃气发电有限责任公司	41.00	燃气	62.41
北京京西燃气发电有限责任公司	130.70	燃气	62.41
北京京桥热电有限责任公司	83.80	燃气	62.41
深圳钰湖电力有限公司	36.00	燃气	90.00
北京京能未来燃气热电有限公司	25.50	燃气	62.41
北京京能高安屯燃气热电有限责任公司	84.50	燃气	62.41
盈江华富水电开发有限公司	18.00	水电	62.41
北京京西发电有限责任公司	13.10	水电	100.00
四川大川电力有限公司	12.21	水电	62.41
四川众能电力有限公司	6.04	水电	62.41
青海京能建设投资有限公司格尔木分公司	6.00	太阳能	62.41
五家渠京能新能源有限责任公司	8.00	太阳能	62.41
宁夏京能中卫新能源有限公司	3.00	太阳能	62.41
合计	**1722.33**		

资料来源：公司提供

煤炭采购

公司电力板块以火电为主，煤炭成本构成了火电的主要成本，煤炭价格波动对火电行业影响大。公司火电企业均为于内蒙古煤炭资源丰富地区，燃料质量好，供应稳定，同时，公司设有燃料公司，由燃料公司集中采购，议价能力强。

公司煤炭主要来源于内蒙古（采购量占煤炭总采购量的 70%），以烟煤和褐煤为主。供应商方面，主要为神华集团、内蒙古伊泰、大新汶矿业、中铁资源和盛华煤炭，2015 年，公司煤炭采购量为 2543.83 万吨，其中前五大供应商采购量占 69%，公司煤炭采购集中度较高。2015 年，公司将京煤集团纳入合并报表，并逐步增加京煤集团的煤炭采购量，2016 年，公司与京煤集团签订约 300 万吨长协煤采购量协议，进一步完善公司煤电产业供应链。标煤采购价格方面，由于产能过剩，煤炭价格持续下跌，2015 年为 256.36 元/吨，同比下降 23.42%；2016 年 1~3 月，入厂标煤单价进一步下降 20.92%至 202.74 元/吨。

整体看，伴随近年来煤炭价格的持续低位盘整，公司煤炭采购成本控制力增强，煤电盈利水平较高。

电力经营

公司已投产的电源项目主要分布在北京周边煤炭资源丰富的山西、内蒙古和河北等地区，

通过京津唐电网向北京输电。跟踪期内，随着公司装机容量的扩张，公司发电量稳步提升，2015 年，公司实现发电量 750 亿千瓦时，上网电量 708 亿千瓦时，同比上升 3.36%；但由于全国用电量需求增速放缓，公司机组平均利用小时数下降 306 小时至 4350 小时；同期，公司机组不断进行技术改造，运行效率不断提升，2015 年，公司供电标准煤耗为 293 克/千瓦时，同比下降 5.18%，公司综合厂用电率保持 5.76%，维持在较好水平。

电价方面，公司燃气发电上网电价由国家发改委厘定；2014 年 1 月根据《北京市发展和改革委员会关于疏导本市燃气电价矛盾的通知》（京发改[2014]118 号）将上网电价由 0.57 元上调至 0.65 元/千瓦时，并维持至今。受煤炭价格下跌以及煤、电价格联动影响，公司煤电上网价格下调，伴随发电量的快速增长，一定程度上压缩了公司煤电经营利润。

表 4　公司电力能源板块近年主要经营指标

项目	2013 年	2014 年	2015 年	16 年 1~3 月
控股装机容量（万千瓦）	1470	1732	1773	1847
权益装机容量（万千瓦）	1726	1948	1993	1982
控股电厂发电量（亿千瓦时）	682	731	750	172
上网电量（亿千瓦时）	636	685	708	163
平均利用小时数（小时）	4831	4656	4350	936
厂用电率（%）	6.65	5.76	5.76	5.43
供电标准煤耗（克/千瓦时）	314	309	293	266
入厂标煤单价（元/吨）	391.24	334.74	256.36	202.74
供热量(万吉焦)	2514	2338	3116	1738

资料来源：公司提供

为配合北京市治理城市环境污染、提升环境质量，公司大力发展节能环保与新能源技术。京能清洁能源整合了公司燃气发电及供热、风力发电、中小型水力发电和其他清洁能源资产。截至2016年3月底，京能清洁能源控股装机容量包括燃气发电、风电、水电已达到724万千瓦，其中，燃气发电装机容量443.6万千瓦，风电控股装机达到191.48万千瓦，成为北京地区最大的风电运营商及北京市装机容量最大的燃气发电企业。2015年，受益于东北、西北两大新投产热电中心的全时段运行，京能清洁能源实现上网电量253.21亿千瓦时，同比增长57.55%。

公司拥有较为丰富的在建和储备项目，截至2016年3月底，公司共有10项在建项目，装机容量合计5195.00兆瓦，预计投资总额277.18亿元。截至2016年3月底，公司已累计投资71.89亿元，占计划投资总额的25.94%，同时，在建项目均计划于2016~2017年投产运营，公司未来投资规模大，有一定的筹资压力。

表5　截至2016年3月底公司主要在建电力项目（单位：%、兆瓦、亿元）

项目名称	公司持股比例	装机容量	投资规模	截至 2016 年 3 月底累计投资额	预计投产时间
北京海淀北部区域能源中心(燃气热电联产)项目	64.52	266.00	14.23	5.45	2017.03
十堰热电联产项目	57.94	700.00	38.67	3.28	2017.12
山西临县低热值煤发电项目	57.94	700.00	35.40	8.02	2017.06
山西左云马道头低热值煤热电项目	100.00	700.00	50.69	5.03	2017.06
锡盟五间房煤电项目	40.56	1320.00	57.47	5.29	2017.12
河北涿州热电联产项目	78.19	700.00	36.80	11.10	2017.60
内蒙古京能集宁热电联产项目	100.00	700.00	35.82	30.19	2016.60
陕西京能府谷一期 49.5MW 风电项目	64.52	49.50	3.64	1.97	2016.12
宁夏京能海原关桥 10MWp 光伏项目	64.52	10.00	0.95	0.61	2016.06

内蒙古京能巴林右旗翁根山二期 49.5MW 风电项目	64.52	49.50	3.51	0.95	2016.12
合计		**5195.00**	**277.18**	**71.89**	

资料来源：公司提供

锡盟五间房 2×660MW 煤电项目于 2015 年 6 月 16 日项目取得自治区发改委核准。截至 2016 年 3 月底，主厂房主体结构完成 30%，锅炉钢结构安装完成 30%。

山西京能左云马道头低热值煤热电项目于 2015 年 6 月 26 日获得山西省发改委核准。7 月 25 日完成第一罐混凝土浇筑工作。截至 2016 年 3 月底，“五通一平”已完成，正在进行设计工作。

山西临县低热值煤发电项目，位于山西省吕梁市临县，建设规模为 2×350MW 超临界低热值煤循环流化床发电机组。截至 2016 年 3 月底，该项目主厂房主体结构完成，锅炉受热面安装完成 60%。

河北涿州热电联产项目，位于河北省涿州，建设规模为 2×350MW 超临界燃煤热电联产机组。截至 2016 年 3 月底，主厂房主体结构完成，锅炉受热面安装完成 90%。

十堰热电联产项目，于 2014 年底开工，预计 2017 年 12 月完工。截至 2016 年 3 月末，该项目“五通一平”已完成，正在进行设计工作。

总体看，未来几年公司电力能源业务发展潜力较大，由于整体投资规模较大，公司面临一定的外部融资压力。

热力板块

根据北京市人民政府国有资产监督管理委员会《关于北京能源集团有限责任公司与北京市热力集团有限责任公司实施重组的通知》（京国资【2011】277 号），2012 年 1 月起，将热力集团纳入公司合并范围，并成为公司热力板块的经营主体。

供热业务主要为由上游热电厂购买热源、通过自身管网、热力站为客户提供供热服务（约占供热总量 80%~90%），其他部分通过购买天然气及煤炭作为能源用于生产自身热源，并提供供暖服务。热力集团作为北京中心城区内唯一一家集中供热企业，具有一定区域垄断优势。

供热厂和管网建设方面，截至 2015 年底，热力集团担负着全市 8 座大型热电厂、3 座尖峰燃气供热厂和 12 座自营供热厂热能的生产、输配、运行与管理；供热面积约 2.54 亿平方米，同比增长 13.90%，占北京市总供热面积的 30%；管网长度 1429 公里，同比增长 2.07%；热力供应站达到 3507 座，同比增长 7.02%。集中供暖价格方面，2015 年，居民用户供暖价格保持在 24 元/平方米，而单位用户供暖价格同比上涨 1 元/平方米至 47 元/平方米，推动了公司热力收入的小幅上涨。

未来北京市供热将形成“一个中心大网，五个局域新网，六个联片区网”的格局。中心大网服务于“两轴－多中心”，局域新网和联片区网服务于“东西两带”。一个中心大网即五环路以内，由城市集中热网和燃气锅炉区域网构成供热体系；五个局域新网是主要在门头沟、丰台-良乡、大兴、亦庄、通州地区形成以燃煤热电联产和燃煤锅炉房联合供热为主，燃气供热为辅的局域热网；六个联片区网主要在顺义、昌平、怀柔、密云、平谷等新城形成以燃气供热为主，燃煤锅炉房供热为辅的局域热网；另外，延庆发展集中燃煤锅炉房和深层地热联合供热。上述供热市场格局形成后，2020 年前后，北京热力集团的供热面积将达到4亿平方米。

房地产板块

公司房地产板块主要包括房地产开发、园区建设、物业经营等子领域。公司下属房地产开发公司先后建设了天创世缘小区、天缘公寓、天创科技大厦、天创维嘉大厦、小黄庄住宅楼、国典华园、都景苑小区、京能四合上院、京能川天下、京能蓝色理想等项目，在北京房地产行业有良好的品牌形象。2015 年，公司实现房

地产开复工面积 66 万平方米，同比增长 80.87%，其中，新开工面积 25.93 万平方米，主要为京能·川天下项目；同期，销售面积 5.62 万平方米，同比增长 64.81%。由于部分房产尚未完成交割，公司预收款项有所增长。

表 6　2013~2015 年公司房地产板块主要经营指标

经营指标	2013 年	2014 年	2015 年
开复工面积（万平方米）	62.45	36.49	66.00
其中：新开工面积（万平方米）	0.00	2.84	25.93
竣工面积（万平方米）	17.85	6.88	0.00
投资完成额（万元）	84672.00	129971.00	100300.00
商品房销售面积（万平方米）	9.93	3.41	5.62

资料来源：公司提供

随着房地产行业景气度下降，公司房地产板块的主要目标为去库存。截至 2016 年 3 月底，公司房地产板块可供出售面积 16.77 万平方米，其中，银川（京能·川天下）项目合计可供出售面积 8.02 万平方米，2016 年一季度实现销售 0.72 万平方米，销售均价为 7372 元/平方米；北京（京能·四合上院）项目合计可供出售面积 0.50 万平方米；2016 年一季度实现销售 0.56 万平方米，销售均价为 54287 元/平方米；天津（京能·海语城）项目可供出售面积 8.25 万平方米，尚未实现销售。

表 7　截至 2016 年 3 月底公司主要房地产项目（单位：万平方米、亿元）

名称	项目用地面积	项目规划计容建筑面积	总建筑面积	在建建筑面积	已竣工面积	总投资	2015 年度投资额	2016 年 1~3 月投资额
京能·川天下	43.33	72.78	95.95	25.93	50.74	43.91	0.77	0.85
京能·四合上院	5.29	15.75	19.93	--	19.93	38.48	--	--
京能·海语城	25.70	39.71	49.75	10.95	--	25	1.68	0.41
合计	**74.32**	**128.24**	**165.63**	**36.88**	**70.67**	**107.39**	**2.45**	**1.27**

资料来源：公司提供

未来，公司将针对银川当地核心区域项目稀缺的特点，在持续销售银川项目二期的基础上，加速三期的开发入市，为公司销售额的提升提供充分保障。借助“京津冀一体化”发展的契机，借力东疆港自贸区的政策落实，完成天津项目的开盘工作。

节能环保板块

公司节能环保板块分为以风险投资为主的高新技术投资业务和其他实业投资业务。

公司从事高新技术风险投资业务的主体是北京高新技术创业投资股份有限公司（以下简称“北创投”），北创投成立于 1998 年，注册资本 65000 万元人民币，公司直接持股 100%。北创投主要投资领域及目前投资重点是新能源与可再生能源技术、环保高新技术、新材料技术及空间新技术等。

公司目前在实业领域的投资较为分散，参股企业数量较多，行业间相关性不大，且多数企业盈利状况较差。近年来公司对该领域进行大力整合，除保留少数盈利水平较好的投资业务以外，对其他实业投资通过出售、置换、核销、清算等方式逐步退出。目前公司在该领域主要的投资为对北京汽车投资有限公司和山东鲁信投资集团股份有限公司等企业的投资。

公司科技实业板块目前对外投资企业仍较多，多数企业盈利状况较差，相关的整合、退出工作仍在进行中。未来公司将着重发展高新创投业务，并战略性的持有盈利可观的实业企业。

京煤集团

京煤集团营业收入主要来源于城市服务业、煤炭两大业务板块，煤炭以及房地产是公司收入和利润的最主要来源，其他业务主要包括电力生产、民爆化工、机械制造和医药等。

煤炭开采和销售是京煤集团的核心业务。京煤集团拥有的京西煤田是国内五大无烟煤生

产基地之一，已投产三个煤矿，分别为木城涧煤矿、大安山煤矿和长沟峪煤矿，共建有四对矿井。截至2016年3月底，京煤集团京西矿区可采储量15281亿吨，核定产能520万吨/年。作为中国最大的无烟煤出口企业，公司无烟煤出口量占总产量的40%；国内市场方面，京煤集团主要采用直销方式，并与客户建立了比较稳定的合作关系，具有一定的议价能力。此外，京煤集团三处煤矿均拥有各自的铁路专用线，与京广线、京九线等主要铁路连接，交通运输便利，煤炭运输成本得以有效控制。

2015年，公司将京煤集团纳入合并范围，收入规模大幅提升。截至2015年末，京煤集团总资产为592.96亿元，所有者权益为215.48亿元。2015年，京煤集团实现营业收入234.94亿元，利润总额为2.14亿元，净利润为1.61亿元。受煤炭价格的持续走低以及保障房销售毛利率较低等因素影响，京煤集团毛利率较低，2015年为12.84%；2016年1~3月，京煤集团实现营业收入45.27亿元，利润总额和净利润分别为-1.45亿元和-1.56亿元，受煤炭价格下跌影响，京煤集团经营亏损。

公司合并重组京煤集团，产业链进一步延伸完善，但对公司的管控能力带来一定挑战；同时，京煤集团下属电力、房地产业务与公司存在同业竞争，业务整合尚有较大空间。

3. 经营效率

从经营效率指标看，公司销售债权周转次数和总资产周转次数呈现上升趋势，三年均值分别为 6.02 次和 0.26 次；2015 年分别为 7.16 次和 0.29 次；同期，公司存货周转次数呈波动下降趋势，三年均值为 4.21 次，2015 年为 3.95 次。总体来看，公司经营效率正常。

4. 未来发展

未来，公司将以“能源为主、相关多元、产融结合、协同发展”为战略定位，全力发展“一个核心，两个延伸，三个平台”。“一个核心，两个延伸”即以电力能源为核心业务，积极进行纵向和横向延伸，一是向上游资源领域延伸，包括发电用煤、天然气输送设施；二是向能源的环保和高效利用领域延伸，包括电厂环保和空冷产业、煤的清洁高效开发利用、多联产、风能、太阳能等可再生能源、水电、分布式能源。“三个平台”是指搭建融资平台、种子业务平台和客户端资源平台。借助融资平台，实现产融互动，筹集社会资金，为集团业务扩张提供资金保障；借助种子业务平台，通过风险投资、示范性工程等形式，促进未来业务的成长，实现集团可持续发展；借助客户端资源平台，积累终端用户资源，为集团进入大用户直供等相关领域奠定基础。通过打造“三个平台”，保障电力能源业务健康、可持续发展保障。

电力能源投资方面，在北京地区，公司将继续以四大燃气热电中心建设为核心，巩固集团在首都能源领域的龙头地位；在华北、西北煤炭资源富集地区，重点投资煤电一体化基地；在全国大中城市负荷中心，重点投资热电联产、分布式能源项目、垃圾发电项目。除继续在东北、西北地区占领风电资源外，公司也将在风力资源较为丰富、经济较发达的东南、华南沿海地区积极开发风电项目。按照“大分散、小集中”原则，加快云南、四川、青海等地中小水电收购和建设。

2016 年，公司计划投资 501 亿元，其中电力板块计划投资 225 亿元；热力板块计划投资 92 亿元；房地产板块计划投资 120 亿元。整体看，公司未来投资规模大，具有一定的筹资压力。

九、财务分析

公司提供的 2013 年财务报表经中勤万信会计师事务所有限公司审计，2014~2015 年财务报表经瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）[1]

[1]证监会稽查部门已决定对瑞华会计师事务所启动立案调查的行政执法程序。

审计，均出具了标准无保留意见的审计报告；2016 年一季度财务报表未经审计。

2015 年，公司将京煤集团整体（本部及其 144 家子公司）纳入合并范围，此外，将深圳京能清洁能源融资租赁有限公司、内蒙古京能锡林发电有限公司等 14 家企业纳入合并报表，同时，内蒙古京能辉腾锡勒旅游开发有限公司、投资北京会展有限公司等 14 家企业不再纳入公司合并报表。整体看，由于公司合并京煤集团，对公司财务报表影响大，财务报表数据不具有可比性。

截至 2015 年底，公司合并资产总额 2339.02 亿元，所有者权益（其中少数股东权益 252.26 亿元）合计 929.64 亿元。2015 年，公司实现营业收入 597.65 亿元，利润总额 72.53 亿元。

截至 2016 年 3 月底，公司合并资产总额 2345.96 亿元，所有者权益（其中少数股东权益 261.69 亿元）合计 923.57 亿元。2016 年 1~3 月，公司实现营业收入 152.82 亿元，利润总额 14.65 亿元。

1. 盈利能力

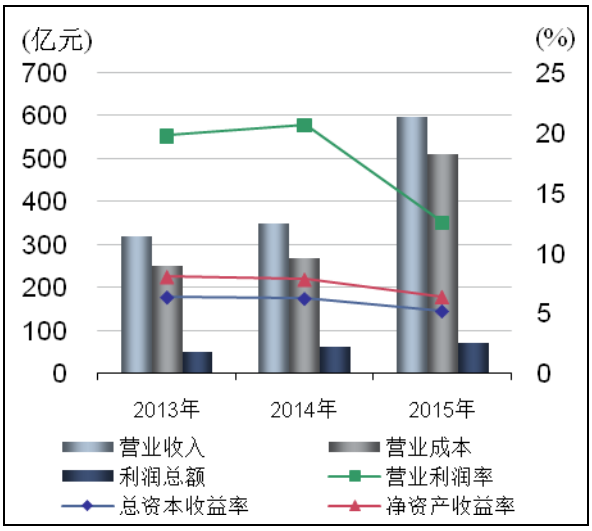
跟踪期内，公司将京煤集团纳入合并报表，并将京煤集团业务收入整合至公司各板块收入，受此影响，公司整体收入大幅上升，2015 年为 597.65 亿元。同期，公司营业成本为 511.08 亿元。受煤炭价格持续下跌，京煤集团利润下降影响，公司营业利润率有所下降，2015 年为 12.56%，同比减少 8.08 个百分点。

从期间费用（营业费用、管理费用和财务费用）看，2015 年，公司期间费用总额为 89.99 亿元，占营业总收入的 15.06%，占比同比下降 3.20 个百分点。整体看，公司财务费用占比高，期间费用控制能力有待进一步提升。

2015 年，公司实现投资收益 25.87 亿元，主要是权益法核算的长期股权投资收益和持有可供出售金融资产取得的投资收益。公司营业外收入主要是政府补助，由于城市管网供热运营亏损补贴资金、气价补贴和电价补贴的大幅增长，公司营业外收入大幅增长，2015 年为 64.49 亿元，其中，政府补助占 96.54%。

受上述因素影响，公司利润总额小幅增长，2015 年为 72.53 亿元。

图 6　公司盈利能力指标情况



资料来源：公司审计报告

从盈利指标看，2015 年，公司总资本收益率为 5.18%，同比下降 1.06 个百分点；同期，公司所有者权益快速增长，净资产收益率同比减少 1.45 个百分点至 6.40%。

2016 年 1~3 月，公司实现营业收入 152.82 亿元，占 2015 年全年的 25.57%；营业利润率进一步下降至 12.34%；2016 年 1~3 月，公司实现利润总额 14.65 亿元，为 2015 年全年的 20.20%。

跟踪期内，公司将京煤集团纳入合并报表，受煤炭价格持续低位盘整影响，公司盈利能力有所下降。此外，投资收益与营业外收入形成有益补充，对公司利润贡献较大。

2. 现金流及保障

经营活动方面，2015 年，随着公司业务规模的扩张，经营活动现金流入量为 742.94 亿元，其中，销售商品、提供劳务收到的现金为 636.19 亿元。同期，公司经营活动现金流出为 601.06 亿元，主要来源于购买商品、接受劳务支付的

现金。2015 年，公司经营活动产生的现金流量净额为 141.88 亿元。从收入实现质量看，公司现金收入比为 106.45%，同比增长 0.58 个百分点，收入实现质量尚可。未来随着新项目的建成投产，公司经营现金流规模有望持续增长。

2015 年，公司投资活动规模有所减少，现金流呈现净流出状态。2015 年，公司投资活动产生的现金流入量增长至 45.84 亿元，主要由于公司取得投资收益收到的现金的增长。同期，公司投资活动现金流出量为 182.26 亿元，投资活动净现金流出 136.43 亿元，规模同比下降 10.09%。

银行借款为公司的主要筹资方式，2015 年公司筹资活动现金流入量为 780.40 亿元，其中取得借款收到的现金占 94.46%。同期，公司筹资活动现金流出合计 804.74 亿元，相应主要表现为偿还债务支付的现金（占 89.88%）。2015 年，公司筹资活动产生的现金流净流出 24.34 亿元。

2016 年 1~3 月，公司经营活动现金流入量为 133.87 亿元，占公司 2015 年全年的 18.87%；同期，公司经营活动现金流出 139.11 亿元，占 2015 年全年的 23.14%；2015 年公司经营活动现金净流入 1.11 亿元。现金收入下降至 87.60%。公司投资活动和筹资活动产生的现金流量净额分别为-39.02 亿元及 21.73 亿元，购建资产所支付的现金、偿还债务所支付的现金和取得借款收到的现金额较大。

总体看，跟踪期内，公司经营活动现金流较为稳定，经营活动收现质量尚可，但由于公司投资规模较大，公司仍具有一定的筹资压力。

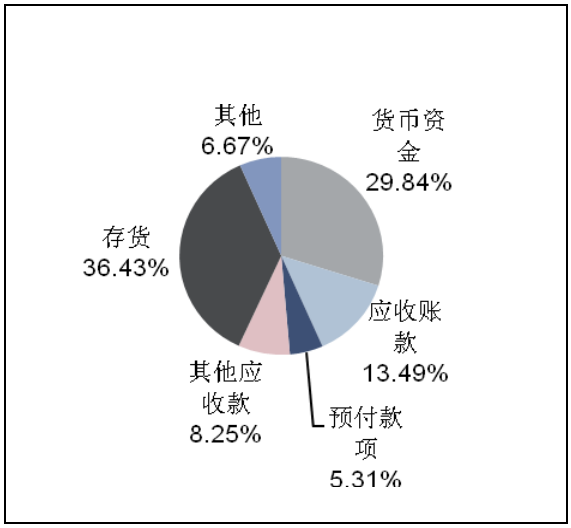
3. 资本及债务结构

资产

截至2015年底，公司资产合计2339.02亿元，主要由于将京煤集团纳入公司合并报表，公司存货、固定资产和在建工程大幅增长。从资产结构看，流动资产占比24.04%，非流动资产占比75.96%，公司以非流动资产为主，符合电力行业特征。

截至2015年底，公司流动资产合计562.38亿元，主要由货币资金（占29.84%）、应收账款（占13.49%）和存货（占36.43%）构成。

图 7　截至 2015 年底公司流动资产构成



资料来源：公司审计报告

截至 2015 年底，公司货币资金合计 167.83 亿元，由于偿还债务支付的现金增加，公司货币资金有所减少。公司货币资金中，受限资金为 2.28 亿元，占比小。

截至 2015 年底，公司应收账款账面价值为 75.85 亿元，主要为电力公司及居民应缴电费及热费。其中，单项金额重大并单项计提坏账准备的应收账款账面余额 30.57 亿元，占比 31.90%，已计提坏账准备 3.49 亿元，计提比例 11.43%；按组合计提坏账准备的应收账款账面余额 63.50 亿元，占比 66.24%。截至 2015 年底，公司采用账龄分析法计提坏账准备的应收账款 39.48 亿元，其中，1 年以内的占比 89.32%，1~2 年的占比 5.47%，2~3 年的占比 2.07%，3 年以上的占比 3.14%，公司应收账款账龄较短，坏账计提充分，且主要为电网公司正常电量结算周期内的应收款项，回收风险较小。

截至 2015 年底，公司存货为 204.89 亿元，主要由自制半成品及在产品（占比 74.81%）、库存商品（占比 14.65%）、房地产开发成本（占比 4.90%）、原材料（占比 3.93%）以及工程施

工（占比 1.66%）。由于煤炭价格持续下跌，公司对产品计提的跌价准备有所增加，截至 2015 年底，公司合计计提跌价准备 0.56 亿元。

截至 2015 年底，公司非流动资产合计 1776.64 亿元，主要由可供出售金融资产（占比 11.85%）、固定资产（占比 54.21%）和在建工程（占比 12.65%）构成。

截至 2015 年底，主要由于所持股票、基金市值下降，公司可供出售金融资产减少至 210.57 亿元。

截至 2015 年底，公司固定资产为 963.05 亿元，主要由房屋建筑物（占比 22.59%）和机器设备（占比 76.33%）构成。截至 2015 年底，公司固定资产原值 1375.81 亿元，已累计计提折旧 408.15 亿元，成新率 70.33%。

截至 2015 年底，公司在建工程增长至 224.78 亿元，主要由于增加 2*350MW 冷热联供功机组工程、2*350MW 热电联产项目、昌平大型旅游商业文化综合体、红庆梁煤矿及选煤厂和锡林郭勒盟东乌旗一期 2*500 万吨/年褐煤提质项目新增投资 51.60 亿元。整体看，公司在建项目较多，投资规模较大。

由于公司将京煤集团纳入合并报表，公司新增 71.32 亿元探矿权，导致公司无形资产的大幅增长。截至 2015 年底，公司无形资产合计 104.57 亿元，主要由土地使用权（占比 21.23%）和探矿权（占比 68.20%）构成。

截至 2016 年 3 月底，公司资产总额 2345.96 亿元，较 2015 年底增长 5.07%，资产结构较 2015 年底变化不大。

跟踪期内，公司资产以非流动资产为主，符合行业特点。流动资产中存货和货币资金占比高，但受限资金规模小；非流动资产以固定资产为主，整体资产质量较好。

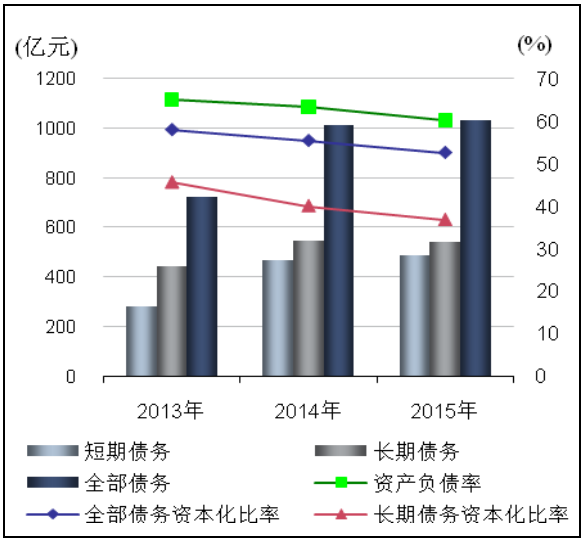
负债及所有者权益

权益方面，截至 2015 年底，公司所有者权益增长至 929.64 亿元，主要来自资本公积、未分配利润和少数股东权益的增长。2015 年，公司变更章程，将国有资本经营预算资金转增实收资本，并于 2016 年 3 月 11 日完成工商变更，公司实收资本由 200 亿增加至 204.43 亿元。截至 2015 年底，公司归属于母公司所有者权益为 677.38 亿元，同比增长 8.72%，其中，实收资本占 30.18%、资本公积占 25.63%、盈余公积占 3.68%、未分配利润占 22.14%，其他综合收益占比 17.97%。截至 2016 年 3 月底，公司所有者权益为 923.57 亿元，较 2015 年底变化不大。

负债方面，截至2015年底，公司负债总额为1409.38亿元，其中，流动负债占比53.71%，非流动负债占比46.29%，负债结构较2014年底变化不大。跟踪期内，主要由于公司合并京煤集团，导致公司负债合计较2014年底增长较多。

有息债务方面，截至2015年底，公司全部债务总额达到1030.08亿元，其中长期债务占52.70%，短期债务占47.30%，短期债务规模略有上升；截至2016年3月底，公司有息债务小幅上升至1049.61亿元，结构较2015年底变化不大。

图8　近年公司债务指标情况



资料来源：公司审计报告

从债务指标看，2015年底公司整体资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率均有所下降，分别为60.26%、52.56%和36.87%。截至2016年3月底，以上指标分别为60.63%、53.19%和37.66%，债务负担小幅回升。

总体看，跟踪期内，公司所有者权益规模

稳步增长，同期，公司债务结构变化较小，公司债务负担处于合理水平。

4. 偿债能力

从短期偿债指标来看，截至 2015 年底，公司流动比率为 74.29%，同比上升 14.15 个百分点；同期，由于京煤集团纳入公司合并报表，公司存货大幅提高，导致 2015 年公司速动比率下降 3.37 个百分点至 47.23%。2015 年，公司经营现金流动负债比为 18.74%。截至 2016 年 3 月底，公司流动比率和速动比率分别为 74.89%和 47.34%，较 2015 年底变化不大。跟踪期内，公司现金类资产和可供出售金融资产规模较大，经营性现金流对短期债务保护能力强，实际短期支付能力较强。

从长期偿债指标来看，2015 年底，公司 EBITDA 为 182.16 亿元；EBITDA 利息倍数上升至 4.01 倍；全部债务/EBITDA 上升至 5.65 倍。总体看，公司整体偿债能力较强。

截至 2015 年底，公司对外担保 84.04 亿元（其中，代偿损失为 183.54 万元），担保比率为 9.04%，公司对外担保余额较大，存在一定或有负债风险。

截至 2016 年 3 月底，公司共获得银行授信额度 2138.93 亿元，尚未使用额度 1637.44 亿元，公司间接融资渠道非常畅通。此外，公司拥有 4 家上市公司，直接融资渠道畅通。

5. 过往债务履约情况

根据中国人民银行征信中心出具的《企业信用报告》（编号：G1011010203044770T），截至 2016 年 6 月 1 日，公司无未结清与已结清不良信贷信息记录。公司过往债务履约情况良好。

十、存续期内债券偿债能力

公司存续期内债券“15 京能投 CP001”（额度 20 亿元）“13 京能 MTN001”（额度 20 亿元）“11 京能债 01”（额度 12 亿元）均将于 2016 年到期，合计金额为 52 亿元。以合计金额进行测算，截至 2015 年底，公司现金类资产存续期内债券的保障倍数为 3.52 倍；截至 2016 年 3 月底，公司现金类资产存续期内债券的保障倍数为 3.13 倍。现金类资产对存续期内债券保障能力很强。

截至 2016 年 3 月底，公司存续期内短期融资券分别为 20 亿元“15 京能投 CP001”和 20 亿元“16 京能投 CP001”。以单独年度最高偿还额 20 亿元进行测算，截至 2015 年底，公司现金类资产存续期内债券的保障倍数为 9.16 倍；截至 2016 年 3 月底，公司现金类资产存续期内债券的保障倍数为 8.14 倍。现金类资产对存续期内债券保障能力很强。

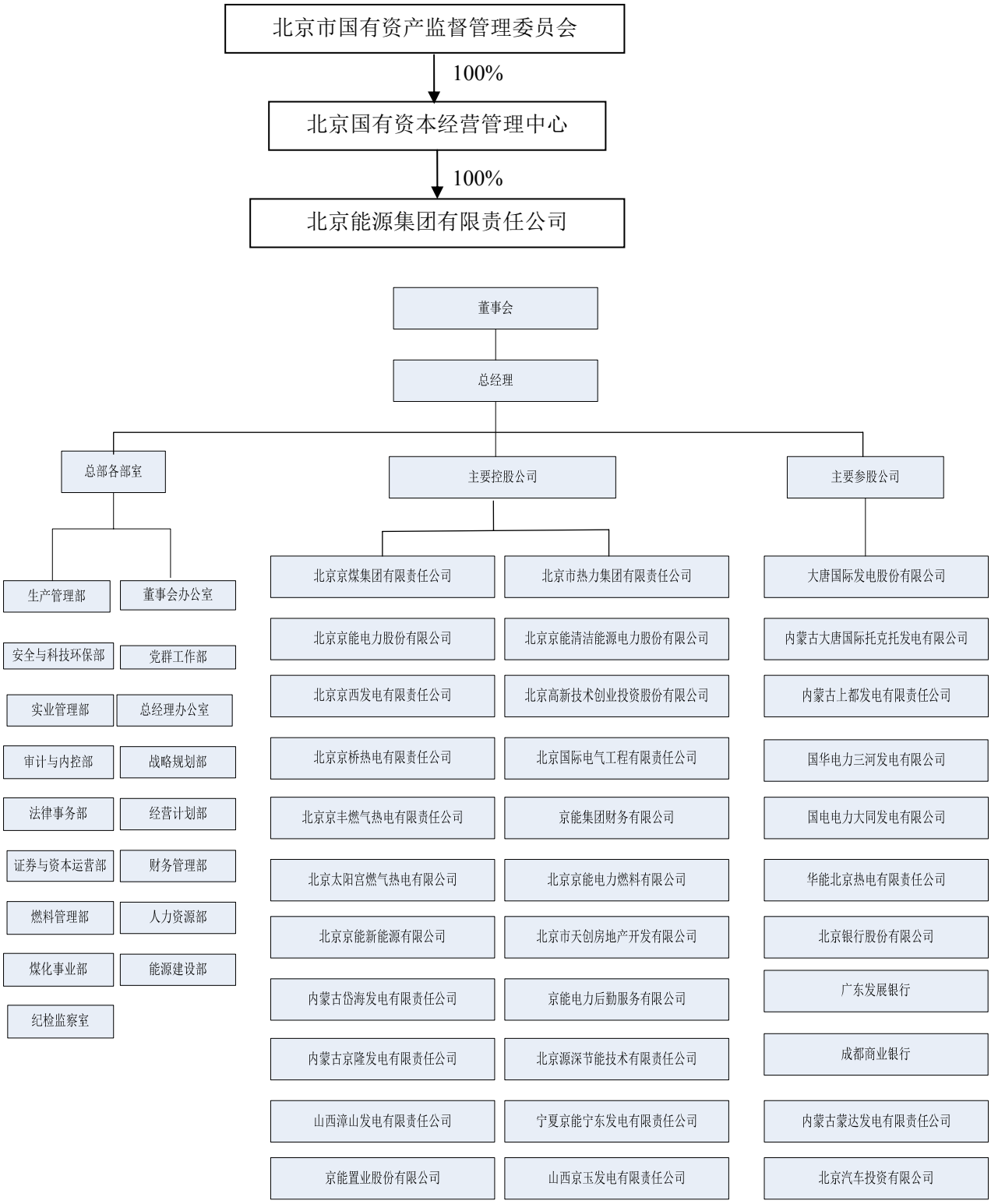
2015 年，公司经营活动现金流入量和经营活动现金流量净额分别为 742.94 亿元和 141.99 亿元，分别为存续期内债券的 37.15 倍和 7.10 倍。公司经营活动现金流量对公司存续期内短期融资券保障能力很强。

总体看，公司现金类资产及经营活动现金流量对存续期内短期融资券保障能力很强。

十一、结论

综合考虑，联合资信维持公司 AAA 的主体长期信用等级，评级展望为稳定，并维持“15 京能投 CP001”和“16 京能投 CP001”A-1 的信用等级。

附件 1-1　公司股权结构图及组织架构图



附件 2　主要财务数据及指标

项目	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	128.01	151.17	183.24	162.80
资产总额(亿元)	1506.76	1735.69	2339.02	2345.96
所有者权益(亿元)	524.25	653.21	929.64	923.57
短期债务(亿元)	282.56	358.43	487.22	491.74
长期债务(亿元)	442.14	422.67	542.86	557.88
全部债务(亿元)	724.70	781.10	1030.08	1049.62
营业收入(亿元)	320.46	348.10	597.65	152.82
利润总额(亿元)	50.29	63.67	72.53	14.65
EBITDA(亿元)	135.17	158.37	182.16	--
经营性净现金流(亿元)	139.58	132.71	141.88	1.11
财务指标				
销售债权周转次数(次)	5.00	4.80	7.16	--
存货周转次数(次)	4.16	4.68	3.95	--
总资产周转次数(次)	0.22	0.21	0.29	--
现金收入比(%)	111.74	105.87	106.45	87.60
营业利润率(%)	19.77	20.64	12.56	12.34
总资本收益率(%)	6.35	6.24	5.18	--
净资产收益率(%)	8.06	7.85	6.40	--
长期债务资本化比率(%)	45.75	39.29	36.87	37.66
全部债务资本化比率(%)	58.02	54.46	52.56	53.19
资产负债率(%)	65.21	62.37	60.26	60.63
流动比率(%)	65.02	60.15	74.29	74.89
速动比率(%)	52.33	50.60	47.23	47.34
经营现金流动负债比(%)	29.44	23.46	18.74	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.28	3.85	4.01	--
全部债务/EBITDA(倍)	5.36	4.93	5.65	--

注：1. 公司 2016 年一季度数据未经审计；
2. 公司其他流动负债和长期应付款中的有息债务计入公司长短期债务。

附件 3　有关计算指标的计算公式

指 标 名 称	计 算 公 式
增长指标	
资产总额年复合增长率	（1）2 年数据：增长率=（本期-上期）/上期×100% （2）n 年数据：增长率=[(本期/前 n 年)^（1/(n-1)）-1]×100%
净资产年复合增长率	
营业收入年复合增长率	
利润总额年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	营业收入/（平均应收账款净额+平均应收票据）
存货周转次数	营业成本/平均存货净额
总资产周转次数	营业收入/平均资产总额
现金收入比	销售商品、提供劳务收到的现金/营业收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	（净利润+费用化利息支出）/（所有者权益+长期债务+短期债务）×100%
净资产收益率	净利润/所有者权益×100%
营业利润率	（营业收入-营业成本-营业税金及附加）/营业收入×100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额/资产总计×100%
全部债务资本化比率	全部债务/（长期债务+短期债务+所有者权益）×100%
长期债务资本化比率	长期债务/（长期债务+所有者权益）×100%
担保比率	担保余额/所有者权益×100%
长期偿债能力指标	
EBITDA 利息倍数	EBITDA/利息支出
全部债务/ EBITDA	全部债务/ EBITDA
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计/流动负债合计×100%
速动比率	（流动资产合计-存货）/流动负债合计×100%
经营现金流动负债比	经营活动现金流量净额/流动负债合计×100%

注：　现金类资产=货币资金+交易性金融资产/短期投资+应收票据

短期债务=短期借款+交易性金融负债+一年内到期的长期（非流动）负债+应付票据

长期债务=长期借款+应付债券

全部债务=短期债务+长期债务

EBITDA=利润总额+费用化利息支出+固定资产折旧+摊销

利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出

企业执行新会计准则后，所有者权益=归属于母公司所有者权益+少数股东权益

附件 4　主体长期信用等级设置及其含义

根据中国人民银行2006年3月29日发布的“银发〔2006〕95号”文《中国人民银行信用评级管理指导意见》，以及2006年11月21日发布的《信贷市场和银行间债券市场信用评级规范》等文件的有关规定，主体长期信用等级划分成三等九级，分别用AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC和C表示，其中，除AAA级，CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。

级别设置	含　义
AAA	偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低
AA	偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低
A	偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低
BBB	偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般
BB	偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，违约风险较高
B	偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高
CCC	偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高
CC	在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务
C	不能偿还债务

银行间债券市场中长期债券信用等级设置及其含义同主体长期信用等级。

附件 5　短期债券信用等级设置及其含义

根据中国人民银行 2006 年 3 月 29 日发布的“银发〔2006〕95 号”文《中国人民银行信用评级管理指导意见》，以及 2006 年 11 月 21 日发布的《信贷市场和银行间债券市场信用评级规范》等文件的有关规定，银行间债券市场短期债券信用等级划分为四等六级，符号表示分别为：A-1、A-2、A-3、B、C、D，每一个信用等级均不进行微调。

级别设置	含　义
A-1	为最高级短期债券，其还本付息能力最强，安全性最高
A-2	还本付息能力较强，安全性较高
A-3	还本付息能力一般，安全性易受不良环境变化的影响
B	还本付息能力较低，有一定的违约风险
C	还本付息能力很低，违约风险较高
D	不能按期还本付息