信用等级公告

联合[2018]1944 号

联合资信评估有限公司通过对安徽省能源集团有限公司主体及其相关债券的信用状况进行跟踪分析和评估，确定维持安徽省能源集团有限公司主体长期信用等级为 AAA，“16 皖能源 MTN001”和“16 皖能源 MTN002”信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告。

联合资信评估有限公司

二零一八年七月二十五日

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
电话：010-85679696
传真：010-85679228
邮编：100022
http://www.lhratings.com

安徽省能源集团有限公司跟踪评级报告

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

债券简称	余额	到期兑付日	跟踪评级结果	上次评级结果
16 皖能源 MTN001	7 亿元	2019/02/18	AAA	AAA
16 皖能源 MTN002	5 亿元	2019/03/16	AAA	AAA

评级时间：2018 年 7 月 25 日

财务数据

项　　目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 3 月
现金类资产(亿元)	21.34	21.89	23.90	26.06
资产总额(亿元)	378.00	438.07	451.45	458.24
所有者权益合计(亿元)	237.67	277.12	275.70	277.19
短期债务(亿元)	55.95	47.75	53.37	56.36
长期债务(亿元)	51.04	71.50	78.00	84.62
全部债务(亿元)	106.99	119.25	131.37	140.98
营业收入(亿元)	143.63	133.90	154.93	40.10
利润总额(亿元)	40.20	27.89	12.37	4.09
EBITDA(亿元)	56.16	43.84	30.20	--
经营性净现金流(亿元)	27.15	25.05	12.89	3.60
营业利润率(%)	18.76	11.12	4.45	6.52
净资产收益率(%)	14.17	9.06	3.99	--
资产负债率(%)	37.13	36.74	38.93	39.51
全部债务资本化比率(%)	31.04	30.09	32.27	33.71
流动比率(%)	57.14	63.31	55.79	63.85
经营现金流动负债比(%)	33.72	34.32	15.05	--
全部债务/EBITDA(倍)	1.90	2.72	4.35	--
EBITDA 利息倍数(倍)	12.91	9.99	5.89	--

注：2018 年一季度财务数据未经审计；公司其他流动负债及长期应付款中有息债务部分已分别计入短期及长期债务核算。

分析师

牛文婧　付骁林　常启睿

邮箱：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）
网址：www.lhratings.com

评级观点

安徽省能源集团有限公司（以下简称“皖能集团”或“公司”）是安徽省国资委直属大型电力集团和省内最大的天然气供应商，在区域地位、装机规模、机组利用率以及天然气区域专营等方面具有综合优势。跟踪期内，公司装机规模进一步上升，公司发电量有所增长；受煤炭价格回升影响，煤炭贸易板块收入规模有所上升。同时，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）也关注到，公司电源结构相对单一、电煤价格保持高位，盈利能力下滑等因素可能对公司信用水平造成的不利影响。

目前，公司逐渐向环保发电和新能源领域进行拓展，在建项目主要集中在天然气与环保发电业务。未来，随着公司环保发电项目的持续建成，公司装机结构将有所改善，区域竞争力进一步加强；同时，公司天然气业务的不断扩张，将对公司收入形成重要补充。联合资信对公司的评级展望为稳定。

综合评估，联合资信确定维持公司主体长期信用等级为AAA，维持“16皖能源MTN001”和“16皖能源MTN002”的信用等级为AAA，评级展望为稳定，。

优势

1. 公司装机规模大，在安徽省各大发电集团中装机容量排名第一，区域市场内地位显著；跟踪期内，公司装机规模进一步提升，带动发电量与发电收入增长。
2. 公司天然气业务稳定，具有区域专营地位，市场占有率高。
3. 公司债务负担轻，以长期债务为主，与资产结构匹配性较好。
4. 公司现金类资产及经营活动现金流量对存续债券保障能力强。

关注

1. 公司发电资产以火电为主，电源结构相对单一。
2. 跟踪期内，受煤炭价格快速上涨影响，公司电力业务盈利能力大幅下滑。
3. 公司利润总额对投资收益依赖程度较大。

声　明

一、本报告引用的资料主要由安徽省能源集团有限公司（以下简称“该公司”）提供，联合资信评估有限公司（以下简称“联合资信”）对这些资料的真实性、准确性和完整性不作任何保证。

二、除因本次评级事项联合资信与该公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与该公司不存在任何影响评级行为独立、客观、公正的关联关系。

三、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。

四、本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，未因该公司和其他任何组织或个人的不当影响改变评级意见。

五、本报告用于相关决策参考，并非是某种决策的结论、建议。

六、本次跟踪评级结果自本报告出具之日起至相应债项到期兑付日有效；根据后续跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

安徽省能源集团有限公司跟踪评级报告

一、跟踪评级原因

根据有关法规要求，按照联合资信评估有限公司关于安徽省能源集团有限公司的跟踪评级安排进行本次跟踪评级。

二、企业基本情况

安徽省能源集团有限公司（以下简称“皖能集团”或“公司”）于1985年11月6日经安徽省人民政府批准设立，前身为安徽省电力开发总公司，隶属原安徽省计划委员会；初期注册资金为1800万元，后注册资金增至16.13亿元。1998年经安徽省人民政府“皖政秘字[1998]88号”文件批准，更名为安徽省能源集团有限公司，注册资金增加至42.32亿元。2016年，公司根据安徽省人民政府国有资产监督管理委员会下发的《省国资委关于安徽省能源集团有限公司增加注册资产有关事项的批复》（皖国资产权函[2016]662号）文件，将资本公积中累计收到的国有资本经营预算资金1.43亿元转增实收资本。截至2018年3月底，公司注册资金为43.75亿元。

公司是安徽省人民政府出资设立的国有独资企业，公司唯一股东为安徽省人民政府国有资产监督管理委员会（以下简称“安徽省国资委”），安徽省国资委为公司实际控制人。

截至2017年底，公司拥有73家纳入合并报表的子公司。其中控股子公司安徽省皖能股份有限公司（以下简称“皖能电力”，股票代码“000543”）在深圳证券交易所上市，截至2018年3月底，公司直接和间接持股比例合计44.98%；控股子公司安徽省天然气开发股份有限公司（以下简称“皖天然气”，股票代码“603689”）于2017年1月在上海证券交易所上市，截至2018年3月底，公司直接和间接持股比例为47.90%。

公司主营业务为电力运营及天然气供应。公司经营范围：国有资产运营，项目投资及管理，对外经济技术合作、交流、服务，商务信息、投资信息咨询服务，建设项目投资条件评审。

目前，公司下设资产经营部、财务管理部、战略策划部和审计法务部等十五个职能部门。

截至2017年底，公司（合并）资产总额为451.45亿元，所有者权益合计为275.70亿元（其中少数股东权益104.20亿元）；2017年，公司实现营业收入154.93亿元，利润总额12.37亿元。

截至2018年3月底，公司（合并）资产总额为458.24亿元，所有者权益合计为277.19亿元（其中少数股东权益103.48亿元）；2018年1~3月，公司实现营业收入40.10亿元，利润总额4.09亿元。

公司注册地：合肥市包河区马鞍山路76号能源大厦；法定代表人：张飞飞。

三、存续债券概况及募集资金使用情况

截至报告出具日，经联合资信评定的公司存续债券募集资金均已使用完毕，尚需偿还债券本金合计12亿元（见表1）。跟踪期内，公司均已按期支付存续债券利息。

表1　公司存续债券概况（单位：亿元）

债券名称	余额	起息日	到期兑付日	募集资金用途
16皖能源MTN001	7	2016/02/18	2019/02/18	偿还银行借款
16皖能源MTN002	5	2016/03/16	2019/03/16	偿还银行借款及补充营运资金
合计	**12**	--	--	--

资料来源：联合资信整理

四、宏观经济和政策环境

2017 年，世界主要经济体仍维持复苏态势，为中国经济稳中向好发展提供了良好的国际环境，加上供给侧结构性改革成效逐步显现，2017 年中国经济运行总体稳中向好、好于预期。2017 年，中国国内生产总值（GDP）82.8 万亿元，同比实际增长 6.9%，经济增速自 2011 年以来首次回升。具体来看，西部地区经济增速引领全国，山西、辽宁等地区有所好转；产业结构持续改善；固定资产投资增速有所放缓，居民消费平稳较快增长，进出口大幅改善；全国居民消费价格指数（CPI）有所回落，工业生产者出厂价格指数（PPI）和工业生产者购进价格指数（PPIRM）涨幅较大；制造业采购经理人指数（制造业 PMI）和非制造业商务活动指数（非制造业 PMI）均小幅上升；就业形势良好。

积极的财政政策协调经济增长与风险防范。2017 年，全国一般公共预算收入和支出分别为 17.3 万亿元和 20.3 万亿元，支出同比增幅（7.7%）和收入同比增幅（7.4%）均较 2016 年有所上升，财政赤字（3.1 万亿元）较 2016 年继续扩大，财政收入增长较快且支出继续向民生领域倾斜；进行税制改革和定向降税，减轻相关企业负担；进一步规范地方政府融资行为，防控地方政府性债务风险；通过拓宽 PPP 模式应用范围等手段提振民间投资，推动经济增长。稳健中性的货币政策为供给侧结构性改革创造适宜的货币金融环境。2017 年，央行运用多种货币政策工具“削峰填谷”，市场资金面呈紧平衡状态；利率水平稳中有升；M1、M2 增速均有所放缓；社会融资规模增幅下降，其中人民币贷款仍是主要融资方式，且占全部社会融资规模增量的比重（71.2%）也较上年有所提升；人民币兑美元汇率有所上升，外汇储备规模继续增长。

三大产业保持平稳增长，产业结构继续改善。2017 年，中国农业生产形势较好；在深入推进供给侧结构性改革、推动产业转型升级以及世界主要经济体持续复苏带动外需明显回升的背景下，中国工业结构得到进一步优化，工业生产保持较快增速，工业企业利润快速增长；服务业保持较快增长，第三产业对 GDP 增长的贡献率（58.8%）较 2016 年小幅上升，仍是拉动经济增长的重要力量。

固定资产投资增速有所放缓。2017 年，全国固定资产投资（不含农户）63.2 万亿元，同比增长 7.2%（实际增长 1.3%），增速较 2016 年下降 0.9 个百分点。其中，民间投资（38.2 万亿元）同比增长 6.0%，较 2016 年增幅显著，主要是由于 2017 年以来有关部门发布多项政策措施，通过放宽行业准入、简化行政许可与提高审批服务水平、拓宽民间资本投融资渠道、鼓励民间资本参与基建与公用事业 PPP 项目等多种方式激发民间投资活力，推动了民间投资的增长。具体来看，由于 2017 年以来国家进一步加强对房地产行业的宏观调控，房地产开发投资增速（7.0%）呈趋缓态势；基于基础设施建设投资存在逆周期的特点以及在经济去杠杆、加强地方政府性债务风险管控背景下地方政府加大基础设施投资推高 GDP 的能力受到约束的影响，基础设施建设投资增速（14.9%）小幅下降；制造业投资增速（4.8%）小幅上升，且进一步向高新技术、技术改造等产业转型升级领域倾斜。

居民消费维持较快增长态势。2017 年，全国社会消费品零售总额 36.6 万亿元，同比增长 10.2%，较 2016 年小幅回落 0.2 个百分点。2017 年，全国居民人均可支配收入 25974 元，同比名义增长 9.0%，扣除价格因素实际增长 7.3%，居民收入的持续较快增长是带动居民部门扩大消费从而拉动经济增长的重要保证。具体来看，生活日常类消费，如粮油烟酒、日用品类、服装鞋帽消费仍保持较快增长；升级类消费品，如通信器材类、文化办公用品类、家用电器和音响器材类消费均

保持较高增速；网络销售继续保持高增长态势。

进出口大幅改善。2017 年，在世界主要经济体持续复苏的带动下，外部需求较 2016 年明显回暖，加上国内经济运行稳中向好、大宗商品价格持续反弹等因素共同带动了进出口的增长。2017 年，中国货物贸易进出口总值 27.8 万亿元，同比增加 14.2%，增速较 2016 年大幅增长。具体来看，出口总值（15.3 万亿元）和进口总值（12.5 万亿元）同比分别增长 10.8%和 18.7%，较 2016 年均大幅上涨。贸易顺差 2.9 万亿元，较 2016 年有所减少。从贸易方式来看，2017 年，一般贸易进出口占中国进出口总额的比重（56.3%）较 2016 年提高 1.3 个百分点，占比仍然最高。从国别来看，2017 年，中国对美国、欧盟和东盟进出口分别增长 15.2%、15.5%和 16.6%，增速较 2016 年大幅提升；随着“一带一路”战略的深入推进，中国对哈萨克斯坦、俄罗斯、波兰等部分一带一路沿线国家进出口保持快速增长。从产品结构来看，机电产品、传统劳动密集型产品仍为出口主力，进口方面主要以能源、原材料为主。

展望 2018 年，全球经济有望维持复苏态势，这将对中国的进出口贸易继续构成利好，但主要经济体流动性趋紧以及潜在的贸易保护主义风险将会使中国经济增长与结构改革面临挑战。在此背景下，中国将继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，深入推进供给侧结构性改革，深化国资国企、金融体制等基础性关键领域改革，坚决打好重大风险防范化解、精准脱贫、污染防治三大攻坚战，促进经济高质量发展，2018 年经济运行有望维持向好态势。具体来看，固定资产投资将呈现缓中趋稳态势。其中，基于当前经济稳中向好加上政府性债务风险管控的加强，2018 年地方政府大力推动基础设施建设的动力和能力都将有所减弱，基础设施建设投资增速或将小幅回落；在高端领域制造业投资的拉动下，制造业投资仍将保持较快增长；当前房地产市场的持续调控、房企融资受限等因素对房地产投资的负面影响仍将持续，房地产投资增速或将有所回落。在国家强调消费对经济发展的基础性作用以及居民收入持续增长的背景下，居民消费将保持平稳较快增长；对外贸易有望保持较好增长态势，调结构、扩大进口或将成为外贸发展的重点内容，全球经济复苏不确定性、贸易保护主义以及 2017 年进出口额基数较高等因素或导致 2018 年中国进出口增速将有所放缓。此外，物价水平或将出现小幅上升，失业率总体将保持稳定，预计全年经济增速在 6.5%左右。

五、行业分析

公司主营收入来自发电业务和燃气销售，电力行业和燃气行业的整体经营环境和发展趋势直接影响到公司的经营状况。

1. 电力板块

发电行业运行概况

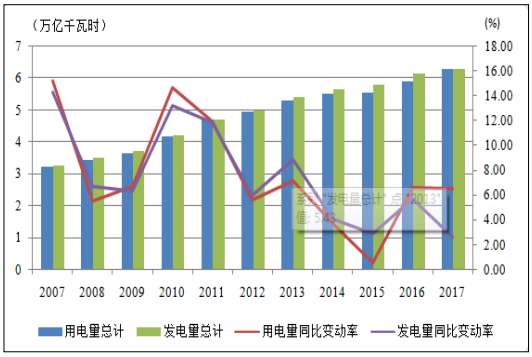
根据国家能源局统计数据，2017 年中国电源基本建设投资合计完成 2700 亿元，同比下降 20.8%。其中火电完成投资 740 亿元，同比下降 33.9%；水电完成投资 618 亿元，同比增长 0.1%；核电完成投资 395 亿元，同比下降 21.6%。同期，中国电网基本建设投资合计完成 5315 亿元，同比下降 2.2%。整体看，2017 年中国电源及电网投资有所缩减，火电装机投资下降快。

截至 2017 年底，中国全口径发电设备装机容量 17.77 亿千瓦，同比增长 7.6%。其中火电装机 11.06 亿千瓦，同比增长 4.3%；可再生能源发电装机达到 6.5 亿千瓦，同比增长 14%。包括水电装机 3.41 亿千瓦（全国水电新增装机约 900 万千瓦，主要集中在四川、江苏和云南）、风电装机 1.64 亿千瓦（全国风电新增装机 1503 万千瓦，主要集中在中东部

和南部地区，截至 2017 年底，风电装机中“三北”地区占比 74.4%）、光伏发电装机 1.30 亿千瓦（全国光伏新增装机 5306 万千瓦，其中，集中电站 3362 万千瓦，同比增加 11%；分布式电站 1944 万千瓦，同比增长 3.7 倍）和生物质发电装机 1488 万千瓦（新增装机 274 万千瓦），分别同比增长 2.7%，10.5%，68.7%和 22.6%。可再生能源发电装机约占全部电力装机的 36.6%，同比上升 2.1 个百分点，整体看，中国电力装机规模持续增长，可再生能源的清洁能源替代作用日益突显。

图 1　近年中国发电装机容量变动情况

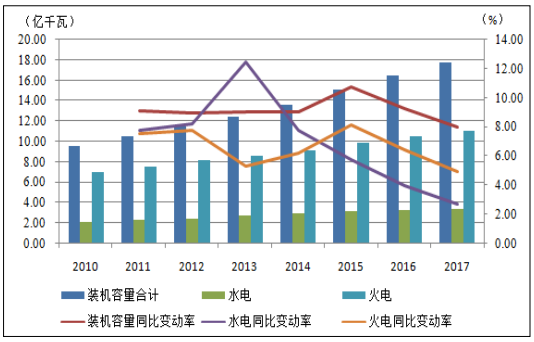
资料来源：国家能源局，联合资信整理



2017 年，中国全口径发电设备发电量 63093 亿千瓦时，同比增长 2.6%，6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3786 小时，同比下降 11 小时。其中火电发电量 46115 亿千瓦时，同比增长 4.6%，利用小时数 4209 小时，同比增长 23 小时；由于 2016 年开始火电机组审批大幅减少，再加上停建缓建，预计 2017~2018 年投产高峰过后，火电机组装机容量将保持相对稳定，设备利用小时数有望走出趋势性回升。同期，中国可再生能源发电量 16978 亿千瓦时，同比增长 1500 亿千瓦时。可再生能源发电量占全部发电量的 26.4%，同比上升 0.7 个百分点。其中，全国水电发电量 11945 亿千瓦时，同比增长 1.7%；平均利用小时数为 3579 小时，同比降低 40 小时。全国风电发电量 3057 亿千瓦时，同比增长 26.3%；平均利用小时数 1948 小时，同比增加 203 小时（风电平均利用小时数较高的地区中，福建 2756 小时、云南 2484 小时、四川 2353 小时）；2017 年，全国风电弃风电量同比减少 78 亿千瓦时，弃风率同比下降 5.2 个百分点，实现弃风电量和弃风率“双降”。全国光伏发电量 1182 亿千瓦时，同比增长 78.6%；全国弃光电量 73 亿千瓦时，弃光率同比下降 4.3 个百分点，弃光仍主要集中在新疆和甘肃。

图 2　中国发电量、用电量及增幅情况

资料来源：国家能源局，联合资信整理



2017 年全社会用电量 63077 亿千瓦时，同比增长 6.6%。分产业看，第一产业用电量 1155 亿千瓦时，同比增长 7.3%；第二产业用电量 44413 亿千瓦时，同比增长 5.5%；第三产业用电量 8814 亿千瓦时，同比增长 10.7%；城乡居民生活用电量 8695 亿千瓦时，同比增长 7.8%。

整体看，中国电源及电网建设投资有所放缓，电力装机容量持续提高，可再生能源装机占比进一步提高。同期，发电机组整体平均利用小时数较为稳定，清洁能源发电效率有所提高，限电率有所下降。

行业关注

（1）煤炭价格上涨及供暖期储量紧张

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。

受煤炭去产能和去产量政策的逐步推动以及煤炭下游需求 2016 年下半年有所回暖影

响，煤炭行情于 2016 年下半年大幅复苏，截至 2016 年 11 月 7 日，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）达到最高点 700 元/吨。2017 年以来，秦皇岛港动力煤（Q5500k）现货成交均价（平仓交货）始终保持在 550 元/吨至 670 元/吨之间高位震荡。特别是进入冬季供暖季后，受天气、运输、节日等多方面因素影响，煤炭市场供不应求，导致煤炭价格居高不下，部分煤电企业煤炭库存下降快，易引发保供问题。

针对上述问题，2018 年 1 月 22 日，华能、大唐、华电和国家电投四大国家发电集团联名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》，报告指出当前煤价过高、运力紧张、库存吃紧，发电行业板块亏损严重，保供形势严峻等重要问题。鉴于此，秦皇岛下令限价，自 2018 年 2 月 5 日起，不允许有高于 750 元/吨的煤炭进港。

整体看，动力煤价格的持续、快速回升，明显加剧电力企业的经营压力。

（2）煤电电价调整

受前期煤炭价格持续下跌以及煤电价格联动影响，国家发改委多次出台相关政策下调标杆上网电价，在电价管控的前提下，煤炭价格于 2016 年下半年快速回升，造成了电力企业严重的成本压力。为缓和电力企业的经营压力，2016 年 11 月，在发改委牵头下，煤、电企业再次签定了量价均有约束的长协合同。2017 年，煤炭去产能计划进入严格执行的第二年，煤炭价格在全年大部分时间中高位运行。当年 11 月，发改委再次出台《关于推进 2018 年煤炭中长期合同签订履行工作的通知》，明确要求 2018 年中长期合同数量应达到自有资源或采购量的 75%以上，而且要求全年合同履约不低于 90%。这种限量限价的长协合同，一定程度上限制了煤炭成本的过快增长。

此外，2017 年 6 月 16 日发改委正式下发文件，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。随后各省纷纷出台新的火电标杆电价，除少数部分省份未调整外，全国火电标杆电价平均上涨了近 1 分/千瓦时，在煤价高企的情况下缓解了火电企业的经营困难。

（3）可再生能源电价下调

2016 年 12 月 26 日，发改委发布了《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》，提出根据当前新能源产业技术进步和成本降低情况，降低 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，届时四类风电资源区上网电价将分别为 0.40 元/千瓦时、0.45 元/千瓦时、0.49 元/千瓦时和 0.57 元/千瓦时。

2017 年 12 月 22 日，国家发改委发布《2018 年光伏发电项目价格政策的通知》，提出 2018 年 1 月 1 日之后投运于三类资源区的光伏电站，标杆电价分别降低至每千瓦时 0.55 元、0.65 元和 0.75 元；2018 年 1 月 1 日之后投运的分布式光伏发电，对“自发自用、余电上网”模式，全电量补贴标准降低为每千瓦时 0.37 元；同时政策中明确“自 2019 年起，纳入财政补贴年度规模管理的光伏发电项目全部按投运时间执行对应的标杆电价”，这意味着以往“630 抢装潮”在 2019 年将不再适用，但年底会再次出现抢装。

（4）可再生能源补贴缺口大、周期长

中国促进可再生能源产业发展主要是采取“标杆电价+财政补贴”的方式，补贴资金来源于可再生能源电价附加。目前可再生能源电价附加征收标准为 1.9 分钱/千瓦时，随电费收取。但是随着装机规模的不断增长，补贴资金缺口持续扩大。根据财政部统计数据，截至 2017 年底，可再生能源补贴缺口已达到 1000 亿元。此外，电力企业需先进入可再生能源补贴名录后，才能获得相应电量补

贴，由于补贴名录审批流程复杂、时间长，导致补贴落实周期长，一定程度上影响电力企业现金流。近年来，风电、光伏上网标杆电价连年下调，补贴退坡持续推进，但历史补贴累计缺口问题依旧较为严重。

目前，国家能源局正积极推动建立可再生能源绿色电力证书交易制度，用绿证的自由交易价格，替代固定财政补贴，探索解决可再生能源补贴缺口问题的有效模式。绿色电力证书制度将于 2018 年适时启动强制性约束交易。

（5）限电问题

近年来，发电机组装机容量持续增长，但受限于下游用电需求波动及电网建设尚未完善，部分发电企业机组经营效率受到限制。对此，国家陆续出台相关政策，以平衡可再生能源发电量，保障其机组利用水平。2017 年 11 月，国家发改委、国家能源局发布了《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，提出实行可再生能源电力配额制、落实可再生能源优先发电制度、推进可再生能源电力参与市场化交易、提升可再生能源电力输送水平、推行自备电厂参与可再生能源电力消纳等一系列建设方案。

2017 年，全国全年弃水电量 515 亿千瓦时，在来水好于上年的情况下，水能利用率达到 96%左右；同期，全国全年弃风电量 419 亿千瓦时，弃风率 12%，同比下降 5.2 个百分点，弃风主要集中在东北和西北地区；全国全年弃光电量 73 亿千瓦时，弃光率 6%，同比下降 4.3 个百分点，弃光主要集中在新疆和甘肃，其中新疆（不含兵团）弃光电量 28.2 亿千瓦时，弃光率 22%，同比下降 9.3 个百分点；甘肃弃光电量 18.5 亿千瓦时，弃光率 20%，同比下降 9.8 个百分点。整体看，2017 年全国发电机组限电率有所下降，但部分地区整体限电量依旧偏高。

行业展望

国家发改委陆续发布了电力发展“十三五”规划、推进电力体制改革等相关文件，内容涵盖水电、核电、煤电、气电、风电、太阳能发电等各类电源和输配电网，重点阐述“十三五”期间中国电力发展的指导思想和基本原则，明确电力发展的主要目标和重点任务。

供应能力方面：预计 2020 年全社会用电量 6.8~7.2 万亿千瓦时，年均增长 3.6%~4.8%，全国发电装机容量 20 亿千瓦，年均增长 5.5%，人均装机突破 1.4 千瓦，人均用电量 5000 千瓦时左右，接近中等发达国家水平，电能占终端能源消费比重达到 27%。

电源结构方面：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%；气电装机增加 5000 万千瓦，达到 1.1 亿千瓦以上，占比超过 5%；煤电装机力争控制在 11 亿千瓦以内，占比降至约 55%。

电网发展方面：合理布局能源富集地区外送，建设特高压输电和常规输电技术的“西电东送”输电通道，新增规模 1.3 亿千瓦，达到 2.7 亿千瓦左右；电网主网架进一步优化，省间联络线进一步加强，形成规模合理的同步电网。严格控制电网建设成本。全国新增 500 千伏及以上交流线 9.2 万公里，变电容量 9.2 亿千伏安。根据国家电网 2018 年社会责任报告数据，国家电网计划电网投资 4989 亿元，开工 110（66）千伏及以上线路 6.1 万千米，变电（交流）容量 3.8 亿千伏安（亿千瓦）；投产 110（66）千伏及以上线路 5.2 万千米，变电（交流）容量 3 亿千伏安（亿千瓦）。

节能减排方面：力争淘汰火电落后产能 2000 万千瓦以上。

电力交易方面：2016 年 10 月，国家发展改革委、国家能源局印发《售电公司准入与退出管理办法》和《有序放开配电网业务管

理办法》的通知，标志着电力体制改革进入新一层次，给售电公司进入电力交易市场给予明确规则，更多省份推出 2017 年电力交易规则明确售电公司作为市场主体可以参与电力交易。2017 年，中国电力市场建设初具规模，交易电量累计 1.63 万亿千瓦时，同比增长 45%，占全社会用电量比重达 26%左右，同比提高 7 个百分点，为工商企业减少电费支出 603 亿元。

重组整合方面：2016 年 7 月 26 日，国务院对外公布了《关于推动中央企业结构调整与重组的指导意见》(以下简称《意见》)，规定石油天然气主干管网、电网等实行国有独资或绝对控股，同时明确表示推进电力行业并购重组。2017 年初，国资委提出将通过深度整合重组，采取纵向整合、横向整合，加快推进钢铁、煤炭、电力合并，集中资源形成合力，更好发挥协同效应。截至目前，中国国电集团公司与神华集团有限责任公司已完成合并重组，成立国家能源投资集团有限责任公司，其首次尝试跨行业、上下游一体化重组的强强联手的整合模式，开创煤电央企重组先河，对火电行业的整合提供了可供复制的案例，示范效应凸显。

2. 城市管道燃气供应

天然气与煤炭、石油能源相比，具有使用安全、热值高、洁净等优势，在环保要求日益提高、环保意识不断增强的背景下，天然气需求快速增长。同时由于目前国际上产生相同热值天然气价格相对汽油、柴油而言，低 30~50%；而且，国内天然气价格比国际价格低，所以天然气具有明显的经济性。

从能源消费结构占比来看，受制于“富煤、贫油、少气”的资源特点约束，我国的能源消费结构呈现以煤炭消费为主的特征，天然气消费总量远低于煤和石油等传统燃料。近年来，天然气消费量占比虽然在几种能源中排名最低，但占比逐年上升，至 2017 年达 7.0%左右。这一数据明显低于各主要国家，也普遍低于全球平均水平（24%）。天然气产业在中国尚处于成长期，未来的发展道路上许多领域对于天然气这种清洁且应用广泛的能源需求潜力十分巨大。

从城镇化趋势来看燃气需求，近 20 年中国城市化率持续提高，中国城市化率不断提高，城镇人口持续增长，为燃气供应行业提供了可观的市场基础。2016 年我国城镇化率达到 57%，预计 2020 年和 2030 年分别达到 60%和 70%。随着城镇化进程稳步推进，城镇天然气管道长度和用气人口数显著增加。过去 10 年天然气管道长度复合增速达 17%，用气人口数复合增速达 15%，城市天然气供应量复合增速达 17.5%。《天然气发展“十三五”规划》中提出，2020 年天然气用气人口量预计达到 4.7 亿，城镇燃料用气领域天然气消费量到 2020 年复合增速 10%以上。燃气供应行业蕴藏较大的市场空间。同时，由于燃气供应前期管道铺设投资规模较大，且具有一定排他性，管道燃气供应具有自然垄断性。

从燃气供应上看，目前中国天然气气源供应不足，从能源储备来看，中国天然气资源量与煤炭相比较为缺乏，整体呈现供应不足的现象。目前中国累计探明地质储量为 141834 亿立方米，剩余可采储量 56365 亿立方米，其中海气储量约占中国天然气探明储量的 22%左右，东海、南海天然气储量丰富。陆气主要集中在塔里木、准噶尔、鄂尔多斯、四川、以及松辽等几大盆地，约占中国陆上天然气储量的 75%，天然气的生产地主要位于西部，而消费地主要集中在经济发达东部地区。为解决这一矛盾，国家给予天然气生产和供应优惠政策和有效法律保障，通过建立全国天然气主管网确保天然气供应。

目前，中国燃气供应商的燃气采购定价受国家发改委限制，不是由供应商自己决定。国内天然气价格调整基本思路为，按照市场化取向，建立起反映市场供求和资源稀缺程

度的与可替代能源价格挂钩的动态调整机制，逐步理顺与可替代能源比价关系。

政策方面，2015 年 2 月，国家发改委发布《关于理顺非居民用天然气价格的通知》，按照现行天然气价格机制，增量气最高门站价格每立方米降低 0.44 元，存量气最高门站价格每立方米提高 0.4 元，实现存量气与增量气的价格并轨，理顺非居民用天然气价格；放开天然气直供用户（化肥企业除外）用气门站价格，由供需双方协商定价，进行市场化改革试点。2015 年 11 月，国家发改委发布了《关于降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》，决定非居民用气最高门站价格每千立方米降低 700 元。2017 年 8 月，国家发改委发布《关于降低非居民用天然气基准门站价格的通知》，决定自 2017 年 9 月 1 日起非居民用气基准门站价格每千立方米降低 100 元。2018 年 5 月，国家发改委下发《关于理顺居民用气门站价格的通知》，内容中提出居民用气由最高门站价格管理改为基准门站价格管理，价格水平按非居民用气基准门站价格水平安排；供需双方可以基准门站价格为基础，在允许的浮动范围内协商确定具体门站价格，实现与非居民用气价格机制衔接；此次居民用气门站价格最大上调幅度原则上不超过每立方米 0.35 元；同时，推行季节性差价政策，形成灵敏反映供求变化的季节性差价体系。

在天然气管道运输费用方面，2016 年 10 月，国家发改委陆续公布了《天然气管道运输价格管理方法（试行）》《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》以及《关于明确储气设施相关价格政策的通知》，天然气管道企业成本公开、管输价格进一步市场化，为“管住中间、放开两头”、“第三方准入”的市场化改革奠定基础。

总体看，天然气供应具有一定自然垄断性，价格形成机制行政指令性强，政策变动对行业内企业整体盈利水平具有一定影响。

六、基础素质分析

1. 产权状况

公司是安徽省人民政府出资设立的国有独资公司。截至 2018 年 3 月底，公司注册资本为 43.75 亿元；公司实际控制人为安徽省国资委。

2. 企业规模与竞争力

装机规模方面，公司电力资产规模在区域市场内处于领先水平。公司所处安徽电网，截至 2018 年 3 月底，公司权益装机规模 1175.68 万千瓦（其中已投产运营装机 983.60 万千瓦），公司已投产可控装机容量 674.36 万千瓦，其中燃煤机组 655.00 万千瓦，环保发电机组 12.60 万千瓦，另有少量光伏发电装机；公司火电装机占省调火电发电装机的 19.74%，在安徽省各大发电集团中装机容量排名第一。

天然气业务方面，公司旗下控股子公司皖天然气是唯一由安徽省政府批准的天然气管道运营商，负责安徽省天然气类能源应用项目的投资、建设、经营和管理。皖天然气年输售气量占安徽省总量的 45%以上，是省内最大的天然气供应商。截至 2017 年底，皖天然气销售区域遍布安徽省的 16 个地市以及近 30 个县（含管道及 CNG），市区域覆盖率高。2017 年 1 月 10 日，皖天然气在上海证券交易所上市，股票代码为 603689.SH。目前公司天然气板块在建项目较多，随其陆续投产，公司天然气业务在区域市场的地位将进一步得到稳固。

总体看，公司作为安徽省内最大的发电主体，装机规模具备领先优势；随着皖天然气工作的推进，公司天然气具备一定的区域专营地位，且未来有望得到加强。

七、管理分析

跟踪期内，公司在法人治理结构、内控

体系和管理制度以及高层管理人员等方面无重大变化。

八、经营分析

1. 经营概况

公司主要以电力业务为主，电力业务占营业收入的比重在 50%以上；在保证主业稳健发展的基础上，公司拓展业务范围，天然气与煤炭贸易板块收入也较为可观，对公司收入形成支撑。公司其他主营业务包括金融、酒店、房地产等业务，收入规模小，其变化对公司收入构成影响不大。

2017 年公司实现主营业务收入 154.43 亿元，同比增长 15.54%，主要来自煤炭贸易及电力板块收入的增长。分板块看，2017 年发电业务收入为 84.75 亿元，同比增长 9.19%，主要系装机规模扩大公司发电量增长所致；天然气板块规模有所回升，2017 年实现收入 25.68 亿元，占营业收入的 16.63%；2017 年随着煤炭价格的持续走高，公司煤炭贸易规模有所上升，实现收入 36.19 亿元，占主营业务收入的 23.43%。

毛利率方面，跟踪期内，受电煤价格快速上涨影响，公司发电业务毛利率大幅下滑，2017 年为 3.24%，较 2016 年下降 11.66 个百分点。由于天然气的购销价格受到政府管制，盈利能力较为稳定，2017 年毛利率为 9.11%，较 2016 年小幅下降。公司煤炭贸易板块毛利率较低，受煤炭价格持续上升影响，毛利率水平小幅提升，2017 年为 1.33%。总体看，2017 年公司综合毛利率受发电业务毛利率大幅下滑影响，下降 6.82 个百分点至 5.00%。

2018 年 1~3 月，公司主营业务收入为 40.10 亿元，同比增长 15.60%，主要系电力板块收入增长所致；同期公司毛利率回升至 7.22%，主要系受上网电价上调影响，发电业务毛利率小幅回升至 5.75%所致。

表2 2015~2018年3月公司主营业务收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

产品	2015 年			2016 年			2017 年			2018 年 1~3 月		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
发电	90.99	63.35	27.11	77.62	58.07	14.90	84.75	54.88	3.24	24.79	61.82	5.75
天然气	26.25	18.28	9.94	21.54	16.12	9.68	25.68	16.63	9.11	8.06	20.10	10.80
煤炭贸易	20.48	14.26	1.03	26.91	20.13	0.82	36.19	23.43	1.33	5.76	14.36	1.00
其他	5.91	4.11	12.35	7.59	5.68	25.40	7.81	5.06	27.53	1.49	3.72	36.21
合计	**143.63**	**100.00**	**19.65**	**133.66**	**100.00**	**11.82**	**154.43**	**100.00**	**5.00**	**40.10**	**100.00**	**7.22**

资料来源：公司提供。

总体看，跟踪期内，受装机规模扩大及煤炭贸易业务规模扩大影响，公司主营业务收入规模有所上升；同时，受煤炭价格快速回升影响，公司发电业务成本大幅增长，从而引起毛利率水平快速下滑。公司天然气业务规模和盈利水平保持稳定，对公司业绩形成了一定支撑。

2. 发电业务

1) 电力生产与销售

公司电力业务经营主体为控股子公司皖能电力；截至 2018 年 3 月底，公司直接和间接持股比例合计 44.98%，为其实际控制人。

公司装机结构中以火电为主，已投产的控股装机中火电装机占比在 98%以上。截至 2018 年 3 月底，公司拥有 12 台燃煤发电机组，其中皖能铜陵发电有限公司新增一台百万千瓦发电机组，于 2017 年 3 月投产，公司可控燃煤装机容量增加至 655 万千瓦。

表3　截至2018年3月底公司可控燃煤装机规模

（单位：%、万千瓦）

项目	股权比例	总装机容量	机组构成	类型
皖能合肥发电有限公司	51	126	2×63	火电
皖能铜陵发电有限公司	51	269	2×32+1×105+1×100	火电
皖能马鞍山发电有限公司	51	132	2×66	火电
淮北国安电力公司	52.5	64	2×32	火电
临涣中利发电有限公司	50	64	2×32	煤矸石
合计	--	**655**	--	--

资料来源：公司提供

注：表中未包含已投产环保发电项目

公司所发电量统一上调至安徽电网。跟踪期内，受新增装机投产且平均上网率提高影响，2017 年公司发电量和上网电量小幅上升，分别为 271.00 亿千瓦时和 257.00 亿千瓦时；受新增大机组初试运营影响，公司发电设备平均利用小时数有所下降，2017 年为 4473 小时。2018 年 1~3 月，公司实现发电量 71.75 亿千瓦时，同比增长 9.21%，上网电量 68.05 亿千瓦时，同比增长 9.23%，公司平均利用小时数为 1152 小时，为 2017 年总数的 25.75%。

表4　近年公司燃煤机组发电技术经济指标比较

指标	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 1~3 月
发电量（亿千瓦时）	252.60	261.05	271.00	71.75
上网电量（亿千瓦时）	239.40	239.82	257.00	68.05
发电设备平均利用小时（小时）	4547	4705	4473	1152
综合厂用电率（%）	5.16	5.20	5.04	5.24
供电标准煤耗（克/千瓦时）	308.10	303.40	301.24	298.17
平均上网电价（元/千瓦时，含税价）	0.407	0.354	0.3743	0.3818

资料来源：公司提供。

发电效率方面，随着近年来机组技术改造的推进以及机组运行方式的优化，公司综合厂用电率波动下降。2017 年，公司综合厂用电率为 5.04%，同比下降 0.16 个百分点；受新增大机组效率提升影响，2017 年公司供电标准煤耗为 301.24 克/千瓦时，同比减少 2.16 克/千瓦时。2018 年 1~3 月，公司综合厂用电率小幅上升至 5.24%，供电标准煤耗继续下降至 298.17 克/千瓦时。总体看，公司发电效率呈波动中提高的趋势，发电效率指标处于行业领先水平。

上网电价方面，公司的上网电价由国家或地方发改委等部门统一制定。根据《安徽省物价局关于合理调整电价结构有关事项的通知》（皖价商[2017]101 号），2017 年 7 月 1 日起，安徽省燃煤发电机组（含热电联产、综合利用发电机组）标杆上网电价每千瓦时提高 1.51 分钱（含税）。调价后，安徽省燃煤发电机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）为每千瓦时 0.3844 元。受标杆电价上调及直供电平均电价提高综合影响，2017 年公司平均上网电价为 0.3743 元/千瓦时，较 2016 年上升 0.02 元/千瓦时。2018 年 1~3 月公司平均上网电价小幅上升至 0.3818 元/千瓦时。总体看，公司平均上网电价小幅提升，有利于缓解煤炭价格快速上涨对公司盈利水平的影响。

电价结算方面，公司发电业务结算客户为安徽省电力公司，目前电价款的结算方式为按月结算，具体为每月 15 号至月末倒数第二个工作日前安徽省电力公司分 3-5 次对上月电价款进行支付。近年来公司电费回收率均为 100%。

环保改造方面，目前公司全部机组已完成脱硫、脱硝及除尘改造，取得环保加价 0.027 元/千瓦时，环保加价实行先支付后考核的标准，不定期下发考核通知书。截至 2017 年底，公司所属常规机组已全部完成超低排放改造，均取得超低排放加价 0.01 元/千瓦时，超

低排放加价奖励实行事后兑付、季度结算。

2017 年，公司大力推进环保发电业务，其业务主要由子公司安徽皖能环保发电有限公司负责运营。截至 2018 年 3 月底，已建成环保发电机组装机容量为 12.60 万千瓦，已建成环保发电项目主要分布在安徽省内安庆、滁州、阜阳、长丰、宿州、临泉、定远等城市。2017 年，公司环保发电电量 4.52 亿千瓦时，其中上网电量 3.84 亿千瓦时，平均上网电价 0.644 元/千瓦时，平均垃圾处理费用 46.79 元/吨。2018 年 1~3 月，公司环保发电 1.88 亿千瓦时，其中上网电量 1.61 亿千瓦时，平均上网电价 0.632 元/千瓦时，平均垃圾处理费用 52.83 元/吨。公司垃圾发电业务享受国家电价补贴，补贴水平为 0.2656 元/千瓦时。截至 2018 年 3 月底，公司在建环保发电项目 15 个（含二期扩建项目），分布于五河、颍上、池州、利辛、枞阳等地，环保发电板块的快速拓展，进一步提升了公司装机规模，优化了公司装机结构，增强了公司的区域竞争实力。

2) 煤炭采购

燃煤是公司电力生产最主要的原料，公司煤炭采购主要由下属子公司安徽电力燃料有限责任公司（以下简称“电燃公司”），电燃公司对公司控股电厂电煤行使统一采购与调控管理。电燃公司对煤炭采购电煤结算方式主要为“分票结算，当月结清”；电燃公司对集团内各电源公司电煤结算方式也是如此，电煤价格采取市场定价方式。

表5 公司主要电煤采购指标

指标	2015 年	2016 年	2017 年
煤炭采购总量（万吨）	918	929	1026
省内大矿实际采购量(万吨)	479	490	307
省内大矿合同兑现率（%）	105.90	99.10	70.60
市场煤采购量（万吨）	305	308	493
省外协议煤采购量(万吨)	134	130	226
标煤单价（元/吨）	502	573	761
省内大矿采购价格（元/吨）	499	578	755
市场煤采购价格（元/吨）	497	552	769
省外协议煤采购价格（元/吨）	525	605	751
前五家供煤单位占比（%）	66.70	60.00	73.00

资料来源：公司提供。

注：省内大矿煤即为省内四大矿采购煤；省外协议煤采购方主要为神华和中煤等。

2017年，受发电量增长影响，公司电煤采购总量同比增长10.44%至1026万吨。其中，省内煤占29.92%，市场煤占48.05%，省外协议煤占22.03%，与2016年相比，公司市场煤及省外协议煤采购量大幅增长，省内大矿合同兑现率由2016年的99.10%下降至70.60%，主要系受煤炭价格大幅上涨影响，公司积极开拓市场渠道以保证煤炭供给、控制原材料成本所致。煤炭采购价格方面，2017年受煤炭价格回升影响，采购标煤单价同比上升188.00元/吨，公司省内大矿采购价格、市场煤采购价格、省外协议煤采购价格分别为755.00元/吨、769.00元/吨和751.00元/吨。煤炭价格的快速上涨，为公司成本端控制带来较大压力。

表6 2017年公司煤炭采购主要供应商

供应商	采购量（万吨）	占比（%）
神华销售集团华东能源有限公司	266.00	25.93
淮南矿业（集团）有限责任公司	204.00	19.88
安徽省博文物资有限公司	35.00	3.41
浙江物产环保能源股份有限公司	49.00	4.78
安庆宜宾物资有限公司	45.00	4.39
合计	**599.00**	**58.38**

资料来源：公司提供。

目前，公司煤炭主要供应商包括：淮南矿业（集团）有限公司、神华销售集团华东能源公司、安徽省博文物资有限公司、安庆宜宾物资有限公司等，公司煤炭需求量大，已与上述供应商建立了长期合作关系。2017年，公司对前五名煤炭供应商合计采购煤炭599.00万吨，占采购总量的58.38%，集中度较

高。

总体看，跟踪期内，受新增装机容量影响，公司发电量及发电效率均有所提升；但煤炭价格大幅上涨对公司电力业务的盈利水平产生不利影响。

3. 天然气业务

公司天然气板块经营主体是皖天然气，为省级天然气运营商，代表安徽省政府在全省推动天然气基础设施建设；皖天然气年输售气量占全省总量的 45%以上，是省内最大的天然气供应商。

气源方面，目前皖天然气的气源主要来自于中国石油天然气集团公司（以下简称“中石油”）“西气东输”一线和中国石油化工集团公司（以下简称“中石化”）“川气东送”两部分。皖天然气与中石油签订了为期18年（2023年到期）的长期气源购买合同，在履约中每年对合同气量进行确认。2010~2015年，由于“川气东送”工程尚未达产，皖天然气与中石化采用一年制短期合同，每年定期签订购销合同。2016年，皖天然气与中石化签订了为期5年的购销合同。近年来在实际执行中，实际供气量远大于合同气量。2017年中石化给予皖天然气合同气量为6.5亿立方米，较上年增加0.5亿立方米；公司从中石油采购的天然气量为5.4亿立方米。

采购方面，目前皖天然气向中石油和中石化的采购气价分别为：中石油的存量气价为居民用气1.5500元/立方米、非居民用气为1.9900元/立方米；中石化的气价为1.9702元/立方米。中石油气源采购采取预付款（7天气量对应的气款）和银行保函方式，预付款在正常结算时滚动支付，7天结算一次；中石化气源采购采取预付款（10天气量对应的气款）方式，预付款在正常结算时滚动支付，10天结算一次。

管道铺设方面，2017年，皖天然气在建管线7条（其中新增管线1条）、分输站场2座、阀室6座，改扩建分输站场4座，新增支干线里程310.00公里，新增设计输气能力27.00亿方。截至2018年3月底，皖天然气已建成并运营20条支线，总长度达到1474公里，日供气能力3590万立方米。

表 7　皖天然气主要指标

	2015 年	2016 年	2017 年
购气量（亿立方米）	13.99	14.39	17.37
售气量（亿立方米）	13.99	14.39	17.37
管道长度（公里）	1194	1307	1474
供气能力（万立方米/日）	2750	3180	3590

资料来源：公司提供。

注：2017 年公司提供供气能力数据与前期口径不同，为实际投运管线供气能力。

目前，皖天然气销售区域遍布全省的 16 个地市以及近 30 个县（含管道及 CNG），2017 年输售气量 17.37 亿立方米，占全省天然气消费量的 45%。皖天然气下游客户主要分为管道用户、CNG 用户和工业直供用户三大类。管道用户销售价格由省物价局根据上游气源采购价格以及省内天然气管输费用综合定价；CNG 销售价格按照 CNG 母站所在地市物价局核定的价格执行；工业直供用户价格实行放开制，由供用双方洽谈商定。皖天然气与下游用户采取预付气款的结算方式，即用户预付 10 天气款给皖天然气，皖天然气每个自然周按照用户用气量开具结算单和发票进行结算。

表 8　天然气销售价格定价方式

用气类型	销售价格	说明
管道用户	上游气价+省内管输费用	管输费用由省物价局根据长度统一核定：30 公里以内 0.150 元/立方米；30~70 公里 0.200 元/立方米；70 公里以上 0.300 元/立方米。跟踪期内，蚌埠和铜陵下调 10%，即 0.135 元/立方米和 0.270 元/立方米，安庆、池州和宣城上调到 0.200 元/立方米。

CNG 用户	上游气价+加工费用	加工费由省物价局核定。
直供用户	双方谈判	

资料来源：公司提供。

总体看，公司天然气业务区域占有率高，具有一定的区域专营地位。跟踪期内，天然气业务规模继续稳步增长，且毛利率水平较为稳定，为公司收入提供有力支撑。

4. 煤炭贸易业务

公司煤炭贸易业务的经营主体是电燃公司；在保障公司用煤需求的同时，电燃公司集中资源，向公司系统外销售。煤炭售价均参照当期市场行情定价；结算方式均为预付款结算，公司收到销售预付款后，对外进行煤炭销售。2017 年电燃公司对外售煤 693 万吨，同比增加 74 万吨。煤炭贸易板块实现收入 36.19 亿元；受煤炭价格上涨影响，贸易板块毛利率有所提升，为 1.33%。

2017 年，公司对外售煤前五名合计占比 58.63%，集中度较高。

表9　2017年公司主要对外售煤单位

单位名称	售煤金额（万元）	收入占比（%）
盐城恒茂能源有限公司	69415.06	19.18
深圳前海瑞茂通供应链平台服务有限公司	40362.17	11.16
大连洛华能源有限公司	38831.85	10.72
中国华能集团燃料有限公司	33673.36	9.31
江苏长江能源有限公司	29854.26	8.26
合计	**212136.70**	**58.63**

资料来源：公司提供。

5. 经营效率

2015~2017年，公司销售债权周转次数呈下降趋势，存货周转次数及总资产周转次数波动上升，2017年上述指标分别为6.05次和37.99次和0.35次，处于较高水平。总体看，公司经营效率符合电力及天然气管输行业特点，整体水平较高。

6. 未来发展

未来，在巩固和发展现有电力业务的基础上，公司将进一步拓展电力资产规模；同时，公司大力发展天然气业务，稳固及强化在区域市场内的现有地位。公司“十三五”目标是：电力控股装机规模达725万千瓦，年发电量358亿千瓦时；新建省内天然气支干线12条，天然气管线累计总里程达到2200公里，年输气能力超过300亿立方米，累计建成CNG母站5座，年加工能力达2亿立方米，累计建成各类加气站（含复合站）57座。推进垃圾发电、风电、光伏发电等新能源业务快速发展，确保累计建成20个固废处理项目，在省内外累计建成600兆瓦的光伏发电项目、150兆瓦的风电项目，投资177兆瓦的水电项目，在省内积极布局充电桩项目；金融产业稳步发展，进一步优化调整金融资产结构。

目前，公司在建项目主要集中在天然气与环保发电业务方面，与公司主营业务相匹配。截至2018年3月底，公司有主要在建项目5个，计划总投资为49.35亿元，已投资29.07亿元，剩余投资将于2018年4~12月及2019年分别投入14.32亿元和5.96亿元。

表10　截至2018年3月底公司主要在建项目（单位：万元）

项目名称	项目内容	预计投产期	预算总投资	资金筹措方案		截至18年3月底已投资	拟投资	
				贷款	自筹		2018年4~12月	2019
宿州钱营孜低热值煤发电工程	2台350MW超临界循环流化床发电机组	2018.4	307693	246154.40	61538.60	214257	93436	--
天然气管道宣城-宁国-黄山支线	管道线路全长150Km，设计压力为6.4MPa	2019.6	104491	73143.70	31347.30	39021	10590	54880

颍上垃圾焚烧发电项目	1 台 600 吨/日机械炉排焚烧炉和 1 台 12MW 汽轮发电机组	2018.10	26552	18931.58	7620.42	13113	13439	--
颍上县农林生物质发电项目	1 台 130t/h 生物质高温高压炉排炉+1 台 30MW 汽轮发电机组	2018.8	28446	19912.20	8420.02	13144	15302	--
池州垃圾焚烧发电项目	1 台 400 吨/日机械炉排焚烧炉和 1 台 7.5MW 汽轮发电机组，炉内脱硝(SNCR)及炉外烟气净化装置	2019.3	26361	18452.70	7908.30	11193	10405	4763
合　计		--	**493543**	**376594.58**	**116834.64**	**290728**	**143172**	**59643**

资料来源：公司提供。
注：部分项目实际投资额可能会超过计划总投资额。

总体看，公司在建项目集中于发电与天然气板块，尤其是公司加快垃圾焚烧及生物质发电业务的推进，有助于公司主营业务的拓展以及综合实力的提升；同时，随着公司在建项目的逐步推进，未来公司或将面临一定的筹资压力。

九、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供了2017年财务报告，信永中和会计师事务所（特殊普通合伙）对其进行审计并出具了标准无保留的审计结论。公司提供的2018年一季度财务数据未经审计。

2017年公司合并范围新纳入9家子公司，主要为环保发电和新能源发电公司，减少子公司4家，分别为安徽省皖能环保有限公司、亳州皖华燃气有限公司、宣城国皖洛克天然气有限公司和黄山国皖洛克天然气有限公司。公司新纳入和划出合并范围子公司的资产规模较小，对财务数据可比性影响小。

截至 2017 年底，公司（合并）资产总额为 451.45 亿元，所有者权益合计为 275.70 亿元（其中少数股东权益 104.20 亿元）；2017 年，公司实现营业收入 154.93 亿元，利润总额 12.37 亿元。

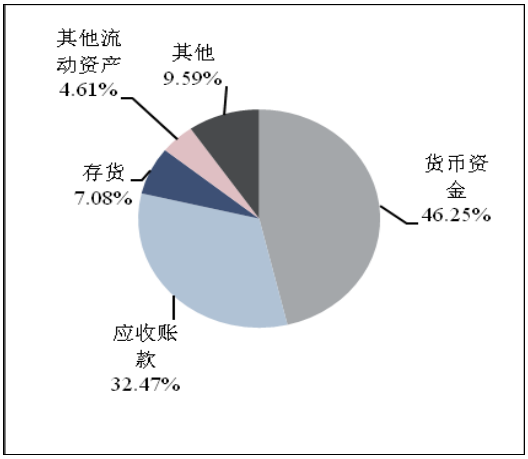
截至2018年3月底，公司合并资产总额为458.24亿元，所有者权益合计为277.19亿元（其中少数股东权益103.48亿元）；2018年1~3月，公司实现营业收入40.10亿元，利润总额4.09亿元。

2. 资产质量

流动资产

2015~2017年，公司流动资产有所波动，年均复合增长1.89%。截至2017年底，公司流动资产为47.77亿元，较上年底小幅增长。公司流动资产主要由货币资金（占46.25%）、应收账款（占32.47%）、存货（占7.08%）和其他流动资产（占4.61%）等构成。

图3　2017年底公司流动资产构成



资料来源：公司财务报告。

近三年，公司货币资金持续增长，年均复合增长2.59%。截至2017年底，公司货币资金22.09亿元，同比增长4.45%，主要由银行存

款（占86.75%）和其他货币资金（占13.23%）等构成，其中受限资金1.87亿元，占货币资金的8.44%，资金受限比例较上年底有所降低，整体受限比例较低。

2015~2017年，公司应收票据快速增长，年均复合增长141.32%。截至2017年底，应收票据合计1.76亿元，其中银行承兑汇票1.70亿元，商业承兑汇票0.60亿元，在流动资产中占比较小。

2015~2017年，公司应收账款波动中有所增长，年均复合增长8.29%。截至2017年底，公司应收账款账面余额15.82亿元，计提坏账准备0.31亿元，应收账款账面价值为15.51亿元。公司按账龄分析法计提坏账准备的应收账款占全部应收账款的98.81%，从账龄上看，1年以内应收账款占96.82%，主要为对电网的应收电费，公司对此部分应收账款计提坏账准备0.15亿元，计提比例0.93%。公司单项计提坏账准备的应收账款合计0.17亿元，账龄较长，公司根据回收难度进行判断对其全额计提坏账准备。从欠款单位集中度来看，公司应收账款前五名单位合计欠款11.04亿元，占应收账款总额的69.77%，其中应收安徽省电力公司8.10亿元。公司应收账款账龄较短，且主要为售电款，不可回收风险较低。

公司其他应收款主要包括发电公司项目前期费用、代垫资金、用电保证金和职工借款等。2015~2017年，公司其他应收款快速下降，年均复合下降17.99%。截至2017年底，公司其他应收款账面余额2.08亿元，计提坏账准备1.04亿元，其他应收款账面价值为1.04亿元。公司以账龄分析法计提坏账准备的其他应收款占期末其他应收款总额的80.87%，从账龄上看，1年以内其他应收款占27.30%，1~3年其他应收款占7.94%，3年以上其他应收款占64.71%，其中5年以上其他应收款占比达45.22%，其他应收款平均账龄较长。从集中度来看，公司按欠款方归集的期末余额前五名其他应收款合计1.09亿元，为其他应收款账面余额的52.16%，分布较为集中。公司其他应收款坏账准备计提比例达49.84%，其中部分系公司为落实“上大压小”战略关停集团部分小机组而对其项目前期垫款计提的坏账准备，计提水平较为充分。

2015~2017年，公司存货波动中有所下降，年均复合下降8.27%。截至2017年底，公司存货账面余额3.44亿元，主要以原材料（占47.20%）和自制半成品及在产品（占46.06%）为主，公司对原材料及产成品合计计提跌价准备0.06亿元，存货账面价值为3.38亿元。

2015~2017年，公司其他流动资产波动下降，年均复合下降25.87%，截至2017年底，公司其他流动资产2.20亿元，较上年底增长105.78%，主要系待抵扣进项税增长1.03亿元所致。

非流动资产

2015~2017年，公司非流动资产不断增长，年均复合增长10.27%。截至2017年底，公司非流动资产合计403.69亿元，以可供出售金融资产（占11.75%）、长期股权投资（占33.39%）、固定资产（占44.19%）和在建工程（占7.26%）为主。

2015~2017年，公司可供出售金融资产波动增长，年均复合增长17.45%。截至2017年底，公司持有可供出售金融资产账面余额47.45亿元，同比下降27.62%，主要系公允价值变动下降所致。其中按公允价值计量的可供出售权益工具38.35亿元，主要为公司持有的申能股份、华安证券及国元证券等股票投资，均为无限售股份，变现能力强。2017年底，公司可供出售金融资产累计计提减值准备2.62亿元。

2015~2017年，公司长期股权投资波动中有所增长，年均复合增幅为8.47%。截至2017年底，公司长期股权投资合计134.80亿元，同比增长9.82%，增长主要来自对徽商银行股份有限公司、中煤新集电力利辛有限公司追加投资及权益法下确认的损益。投资企业中发

电和燃气类企业居多，其中主要参股企业为徽商银行股份有限公司和神皖能源有限责任公司，账面余额分别占42.57%和30.00%，近年受电煤成本上升影响，部分发电企业盈利能力呈现波动，但整体公司参股企业盈利能力较强。

2015~2017年，公司固定资产波动中有所增长。截至2017年底，公司固定资产账面原值263.66亿元，主要由机器设备和房屋及建筑物构成；累计折旧合计85.09亿元，减值准备合计0.18亿元，固定资产账面价值合计178.39亿元，较上年底增长20.58%，增长主要来自皖能铜陵100万机组项目工程建成投产。

近三年，随着公司在建项目的不断推进，公司在建工程波动增长。截至2017年底，公司在建工程29.32亿元，同比下降32.77%，主要系铜陵百万机组项目及合肥市长丰县生活垃圾焚烧发电项目完工转固所致。2017年底，公司重要在建工程包括天然气长输管线项目、钱营孜筹建期项目和临泉县生活垃圾焚烧发电项目和天然气城市管网项目等。

2015~2017年，公司无形资产有所增长，年均复合增长6.54%。截至2017年底，无形资产账面价值8.23亿元，累计摊销1.78亿元。公司无形资产主要由土地使用权和软件等构成。

2015~2017年，公司其他非流动资产快速增长，年均复合增长30.36%，主要包括预付工程设备款、股权分置流通权等。截至2017年底，公司其他非流动资产4.31亿元，较上年底增长主要来自预付煤制气项目投资款、预付土地款和“皖财通”资金管理系统项目款。

截至2018年3月底，公司资产总额合计458.24亿元，较2017年底增长1.50%。其中，流动资产占11.78%，非流动资产占88.22%，整体资产构成较2017年底变化不大。

总体看，跟踪期内，公司资产规模持续增长，资产结构以非流动资产为主，符合电力企业经营特点，公司货币资金较为充裕且持有徽商银行、国元证券等流通股权，资产变现能力良好，整体质量良好。

3. 所有者权益和负债

所有者权益

2015~2017 年，公司所有者权益有所增长，年均复合增长 7.70%。截至 2017 年底，公司所有者权益合计为 275.70 亿元（其中少数股东权益 104.20 亿元），同比微降 0.51%。公司归属于母公司所有者权益构成中，实收资本占 25.51%、资本公积占 3.46%、盈余公积占 5.29%、未分配利润占 47.52%及其他综合收益[1]占 18.23%，公司所有者权益下降主要系其他综合收益下降所致。2017 年，公司其他综合收益同比下降 22.45%，主要系公司可供出售金融资产公允价值变动损益减少 8.92 亿元所致。

截至 2018 年 3 月底，公司所有者权益合计 277.19 亿元（其中少数股东权益 103.48 亿元），较 2017 年底增长 0.54%，整体构成较 2017 年底变化不大。

总体看，公司所有者权益中未分配利润和其他综合收益占比较高，稳定性一般。

负债

2015~2017年，公司负债规模有所波动，年均复合变动率为11.91%。截至2017年底，公司负债合计175.75亿元，同比增长9.20%，其中流动负债占48.71%，非流动负债占51.29%。

2015~2017年，公司流动负债波动中有所增长，截至2017年底，公司流动负债为85.61亿元，同比增长17.30%，主要系短期借款及一年内到期的非流动负债快速增长所致。2017年底，公司流动负债主要由短期借款（占47.34%）、应付账款（占23.87%，主要为应付工程款及质量保证金等）、其他应付款（占5.78%，主要为公司往来款、履约质保金及工

[1]公司将可供出售金融资产公允价值变动部分计入其他综合收益

程质保金等）和一年内到期的非流动负债（占13.71%，全部为一年内到期的长期借款）构成。

近三年，公司非流动负债保持增长，年均复合增长22.77%。截至2017年底，公司非流动负债为90.14亿元，同比增长2.48%，主要为长期借款增长所致。截至2017年底，公司长期借款66.00亿元，主要为信用借款和保证借款，利率区间分布在1.20%~5.64%之间；公司应付债券12.00亿元，为公司发行的“16皖能源MTN001”（本金7.00亿元）和“16皖能源MTN002”（本金5.00亿元）；递延收益3.24亿元，主要是政府补助及未实现售后回租损益。

有息债务方面，公司债务规模逐年增长，年均复合增长 10.81%。受短期借款及长期借款快速增长所致，截至 2017 年底，公司全部债务 131.37 亿元，较 2016 年底增长 10.17%，其中短期债务 53.37 亿元，占 40.63%，长期债务 78.00 亿元，占 59.37%。长期债务占比有所提升，公司债务以长期债务为主。

债务指标方面，随着公司债务规模的增长，公司资产负债率、全部债务资本化比率及长期债务资本化比率均小幅提高。截至2017年底，这三项指标分别为38.93%、32.27%和 22.05%。公司债务负担轻。

截至 2018 年 3 月底，公司负债总额为181.04 亿元，较 2017 年底增长 3.01%，主要来自银行借款的增长。负债结构方面，流动负债占 46.68%，非流动负债占 53.32%，非流动负债占比有所回升。截至 2018 年 3 月底，公司全部债务为 140.98 亿元，公司资产负债率和全部债务资本化比率进一步上升，分别为 39.51%和 33.71%，长期债务资本化比率受长期借款增长影响，上升至 23.39%。

总体看，跟踪期内，虽然债务规模有所增长，债务指标有所上升，但公司整体债务负担仍处于行业中较低水平。

4. 盈利能力

2015~2017年，公司营业收入波动中有所增长，年均复合增长3.86%。2017年受益于发电量增长及贸易规模扩大，公司营业收入同比增长15.71%，2017年公司实现营业收入154.93亿元。公司主营业务构成中，发电业务、天然气业务和煤炭贸易业务分别占比54.88%、16.63%和23.43%。受2016年下半年起煤炭价格持续上升影响，2017年公司营业成本为146.71亿元，同比增长24.47%，营业利润率下降至4.45%，较2016年下降6.67个百分点。

从期间费用来看，随着营业收入的波动增长，近三年期间费用规模波动增长，年均复合增长4.18%。2017年公司期间费用为6.54亿元，同比增长11.64%。其中，财务费用4.24亿元，管理费用2.13亿元，销售费用0.17亿元。2017年，期间费用占营业收入比重为4.22%，较2016年下降0.16个百分点，成本控制能力有所提升，公司期间费用控制能力总体保持较好水平。

受电煤成本持续上升及投资收益减少影响，近三年公司营业利润规模呈下降趋势，年均复合下降44.59%。2017年公司实现营业利润12.16亿元，同比下降54.99%。其中，投资收益规模同比下降37.84%，2017年公司实现投资收益11.35亿元，主要系参股的电力企业受成本上升影响盈利能力有所下滑所致，但公司参股徽商银行和国元证券等金融企业盈利能力较强，近年来整体投资收益规模较大，对营业利润形成较为稳定的贡献。

近三年，公司营业外收入和支出对利润总额影响较小。2017年，根据最新会计准则16号（2017）的规定，公司将部分与公司日常活动相关的政府补助计入其他收益，不再计入营业外收入。2017年，公司实现其他收益0.65亿元，营业外收入0.31亿元，营业外支出0.10亿元，规模较小。2017年公司实现利润总额12.37亿元，同比下降55.63%。同期，受利润规模下滑影响，公司总资本收益率和净

资产收益率均有所下降，分别为3.96%和3.99%，公司盈利指标有所下降。

2018年1~3月，公司实现营业收入40.10亿元，同比增长15.32%，受上网电价小幅上升影响，公司营业利润率小幅回升至6.52%。同期公司实现利润总额4.09亿元，为上年利润总额的33.06%，盈利能力有所提升。

总体看，跟踪期内，受装机规模增长发电量上升影响，公司营业收入有所增长；受煤炭价格大幅上涨影响，公司主业盈利能力大幅下滑，受益于参股公司贡献的投资收益，整体盈利能力仍保持行业较强水平。

5. 现金流及保障

从经营活动来看，近三年，公司经营活动现金流入量波动中有所增长，2017 年公司经营活动现金流入量为 177.66 亿元，较上年增长 16.17%，其中销售商品、提供劳务收到的现金为 175.62 亿元。公司经营活动现金流出以购买商品、接受劳务支付的现金为主，2017 年为 147.25 亿元，同比增长 42.18%，主要系电煤采购量及采购价格增长所致。同期公司经营活动产生的现金流量净额为 12.89 亿元。收入实现质量方面，2017 年公司现金收入比为 113.36%，较上年提升 4.79 百分点，公司收入实现质量仍保持较高水平，经营获现能力很强。

从投资活动来看，近年来公司投资活动规模有所增长。2017 年公司投资活动现金流入 14.58 亿元，同比下降 21.23%，主要系取得投资收益收到的现金大幅下降所致，2017 年公司取得投资收益收到的现金 5.91 亿元，同比下降 50.17%，收到其他与投资活动有关的现金主要为理财产品到期收回的现金；公司投资活动现金流出 44.29 亿元，同比增长 57.52%，其中购建固定资产、无形资产等支出的现金为 28.94 亿元，主要系公司持续推进在建项目建设进度所系，投资支出的现金为 8.42 亿元，主要包括公司及子公司对参股公司的增资，支付其他与投资活动有关现金为子公司购买理财产品的支出；同期，投资活动产生的现金流量净额为-29.72 亿元，投资活动净流出规模快速增长。

从筹资活动来看，公司主要依赖银行借款进行筹资，2015~2017 年筹资活动现金流入量保持增长，年均复合增长 23.83%。2017 年公司筹资活动产生的现金流入为 77.87 亿元，其中受皖天然气上市影响，公司吸收投资收到的现金同比增长 256.56%，达 7.92 亿元，取得借款收到的现金 69.29 亿元，小幅增长；同期，筹资活动现金流出 59.34 亿元，主要为偿还债务支付的现金 44.97 亿元和分配股利、利润或偿付利息支出的现金 10.86 亿元。2017 年公司筹资活动产生的现金流量净额为 18.53 亿元。

2018 年 1~3 月，公司实现经营性现金流量净额 3.60 亿元，现金收入比 115.40%；投资活动产生的现金流量净额为-6.72 亿元，筹资活动产生的现金流量净额为 5.34 亿元。

总体来看，跟踪期内，公司收入实现质量良好，受采购成本增长影响，经营活动现金流量有所收缩；随着公司在建项目的推进和对参股公司增资影响，公司投资规模有所上升，经营活动现金净流量难以满足投资需求，仍存在一定对外融资需求。

6. 偿债能力

从短期偿债能力看，公司流动比率和速动比率呈波动中下降趋势。截至2017年底，公司流动比率和速动比率较上年底有所下降，分别为55.79%和51.84%；截至2018年3月底，流动比率和速动比率小幅回升至63.85%和58.40%。受经营活动现金净流量规模收缩影响，公司经营现金流动负债比较2016年有所下降，2017年为15.05%。考虑到公司持有变现能力较强的可供出售的金融资产以及较强的获现能力，公司短期偿债能力较强。

从长期偿债能力看，2015~2017年，公司

EBITDA规模持续下降。2017年受利润规模下降影响，公司EBITDA下降至30.20亿元。2017年，公司全部债务/EBITDA有所上升，为4.35倍，EBITDA利息倍数有所下降，为5.89倍。公司EBITDA对利息的保障程度高，长期偿债能力强。

截至2018年3月底，公司对外担保3.80亿元，担保比率为1.37%，担保对象为淮北涣城发电有限公司和华东狼牙山抽水蓄能有限责任公司，目前经营状态正常。总体看，公司对外担保比率极低，且担保对象资质较好，经营正常，公司面临的或有负债风险相对较低。

截至2018年3月底，公司已获得各商业银行人民币授信总额399.37亿元，其中已使用114.84亿元，尚有284.53亿元未使用；公司获得汇丰银行和交通银行的外币授信合人民币19.45亿元，尚余6.90亿元未使用。同时公司拥有两家上市子公司（皖能电力和皖天然气），公司间接及直接融资渠道畅通。

7. 过往债务履约情况

根据中国人民银行企业基本信用信息报告（机构信用代码：G1034011100101580Z），截至2018年7月5日，公司无未结清和已结清的不良信贷信息记录，过往债务履约情况良好。

8. 抗风险能力

作为安徽省最大的电力供应主体，公司发电机组装机规模大，机组利用率较高，市场竞争力强。同时，公司天然气业务区域地位稳固，盈利能力较强。综合看，公司整体抗风险能力极强。

十、存续期内债券偿债能力

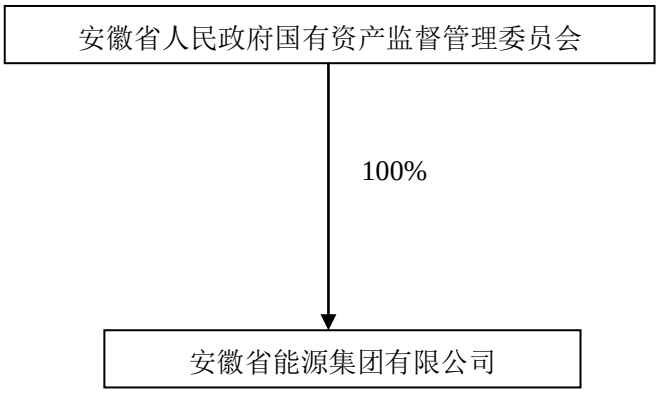
公司分别于2016年2月和2016年3月发行了中期票据“16皖能源MTN001”和“16皖能源MTN002”，期限均为3年，发行额度合计12亿元，均将于2019年3月底前到期。

截至2018年3月底，公司现金类资产合计26.06亿元，为存续债券本金总额12亿元的2.17倍；2017年，公司实现经营活动现金流入量177.66亿元，为存续债券本金总额的14.80倍；经营活动现金流量净额12.89亿元，为存续债券本金总额的1.07倍。公司现金类资产和经营活动现金流对公司存续债券保障能力强。

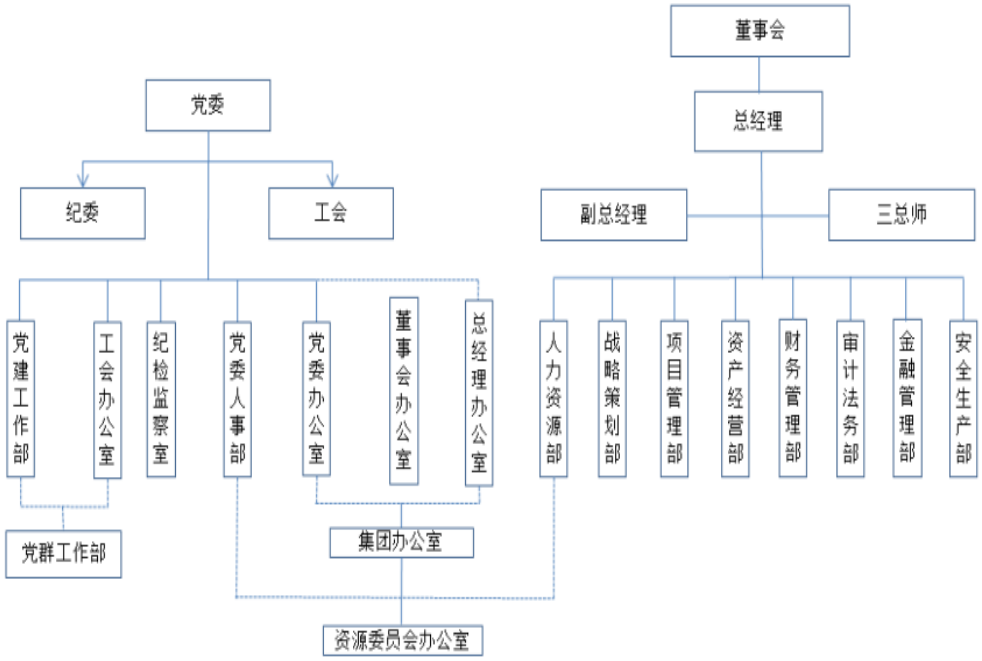
十一、结论

综合评估，联合资信确定维持公司主体长期信用等级为AAA，维持“16皖能源MTN001”和“16皖能源MTN002”的信用等级为AAA，评级展望为稳定。

附件 1-1　公司股权结构图



附件 1-2　公司本部组织架构图



附件 2　主要财务数据及指标

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 3 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	21.34	21.89	23.90	26.06
资产总额(亿元)	378.00	438.07	451.45	458.24
所有者权益合计(亿元)	237.67	277.12	275.70	277.19
短期债务(亿元)	55.95	47.75	53.37	56.36
长期债务(亿元)	51.04	71.50	78.00	84.62
全部债务(亿元)	106.99	119.25	131.37	140.98
营业收入(亿元)	143.63	133.90	154.93	40.10
利润总额(亿元)	40.20	27.89	12.37	4.09
EBITDA(亿元)	56.16	43.84	30.20	--
经营性净现金流(亿元)	27.15	25.05	12.89	3.60
财务指标				
销售债权周转次数(次)	10.62	8.01	6.05	--
存货周转次数(次)	28.71	27.15	37.99	--
总资产周转次数(次)	0.38	0.31	0.35	--
现金收入比(%)	108.93	108.57	113.36	115.40
营业利润率(%)	18.76	11.12	4.45	6.52
总资本收益率(%)	11.03	7.44	3.96	--
净资产收益率(%)	14.17	9.06	3.99	--
长期债务资本化比率(%)	17.68	20.51	22.05	23.39
全部债务资本化比率(%)	31.04	30.09	32.27	33.71
资产负债率(%)	37.13	36.74	38.93	39.51
流动比率(%)	57.14	63.31	55.79	63.85
速动比率(%)	52.15	57.36	51.84	58.40
经营现金流动负债比(%)	33.72	34.32	15.05	--
EBITDA 利息倍数(倍)	12.91	9.99	5.89	--
全部债务/EBITDA(倍)	1.90	2.72	4.35	--

注：2018 年一季度财务数据未经审计；公司其他流动负债及长期应付款中有息债务部分已分别计入短期及长期债务核算。

附件 3　主要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 4-1　主体长期信用等级设置及其含义

联合资信主体长期信用等级划分为三等九级，符号表示为：AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。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。详见下表：

信用等级设置	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

附件 4-2　评级展望设置及其含义

联合资信评级展望是对信用等级未来一年左右变化方向和可能性的评价。联合资信评级展望含义如下：

评级展望设置	含　义
正面	存在较多有利因素，未来信用等级提升的可能性较大
稳定	信用状况稳定，未来保持信用等级的可能性较大
负面	存在较多不利因素，未来信用等级调低的可能性较大
发展中	特殊事项的影响因素尚不能明确评估，未来信用等级可能提升、降低或不变

附件 4-3　中长期债券信用等级设置及其含义

联合资信中长期债券信用等级设置及含义同主体长期信用等级。