

跟踪评级公告

联合[2016] 702 号

联合资信评估有限公司通过跟踪评级，确定维持北京京能清洁能源电力股份有限公司的主体长期信用等级为AAA，评级展望为稳定，并维持“15京能洁能MTN001”的信用等级为AAA。

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一六年五月二十六日



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>

北京京能清洁能源电力股份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

名称	额度	存续期	跟踪评级结果	上次评级结果
15 京能洁能 MTN001	15 亿元	2015/06/19-2018/06/19	AAA	AAA

跟踪评级时间: 2016 年 5 月 26 日

财务数据

项目	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年 3 月
现金类资产(亿元)	27.45	47.17	25.94	34.62
资产总额(亿元)	385.75	479.84	464.07	479.03
所有者权益(亿元)	110.63	130.20	161.78	170.53
短期债务(亿元)	66.85	109.19	96.82	106.01
全部债务(亿元)	232.85	291.07	252.94	257.02
营业收入(亿元)	63.34	90.08	145.58	46.07
利润总额(亿元)	14.52	15.33	25.66	11.20
EBITDA(亿元)	34.43	39.42	55.32	--
经营性净现金流(亿元)	37.06	24.29	60.96	20.61
营业利润率(%)	13.51	15.94	6.35	23.45
净资产收益率(%)	11.05	9.64	12.58	--
资产负债率(%)	71.32	72.87	65.14	64.40
全部债务资本化比率(%)	67.79	69.09	60.99	60.11
流动比率(%)	67.55	68.19	57.62	56.94
全部债务/EBITDA(倍)	6.76	7.38	4.57	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.15	2.84	4.49	--
经营现金流流动负债比(%)	34.57	15.13	44.18	--

注: 1. 2016 年一季度财务数据未经审计;

2. 现金类资产计算扣除公司受限货币资金;

3. 其他流动负债以及长期应付款分别计入公司短期、长期债务。

分析师

黄露 郭昊

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

北京京能清洁能源电力股份有限公司(以下简称“公司”)作为北京最大的燃气电力供应商及中国领先的风电运营商,在跟踪期内继续保持其在行业地位、股东及政府支持等方面的显著优势。随着东北和西北两大热电投产,并于 2015 年实现全时段运营,公司发电量快速增长,资产规模和营业收入也实现快速增长。同时,联合资信评估有限公司(以下简称“联合资信”)也关注到燃气成本波动、风电并网限制等因素对公司生产经营产生的不利影响。

未来随着公司在建及规划建设的风电、燃气发电项目陆续投入运营,公司的收入和资产规模有望继续保持增长,综合实力将进一步增强。

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 京能洁能 MTN001”AAA 的信用等级。

优势

1. 清洁能源发电作为国家鼓励的能源供给方式,受国家政策扶持,跟踪期内,公司获得政府补贴额度高。
2. 随着东北和西北两大热电中心投产,并于 2015 年实现全时段运营,公司发电量大幅增长,营业收入实现快速增长。
3. 公司燃气热电业务仍处于突出地位,同时公司积极布局风电和光伏发电,业务多元化发展有望升级。
4. 公司经营活动现金流量以及 EBITDA 对存续期内中期票据保障能力强。

关注

1. 跟踪期内燃气价格波动较大,影响公司发电成本和营业利润。
2. 地方电网对风电、光伏并网限制短期内难以完全消除,风电及光伏业务的扩张存在一定的制约因素。

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）与北京京能清洁能源电力股份有限公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与北京京能清洁能源电力股份有限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，未因北京京能清洁能源电力股份有限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京京能清洁能源电力股份有限公司提供，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 12 个月内有效；根据跟踪评级的结论，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京京能清洁能源电力股份有限公司主体长期信用及存续期内的“15 京能洁能 MTN001”的跟踪评级安排进行本次定期跟踪评级。

二、企业基本情况

北京京能清洁能源电力股份有限公司（以下简称“公司”）的前身是由北京市综合投资公司于 1993 年 2 月成立的北京市能源投资公司。2006 年 6 月 1 日，北京市国资委出具《关于北京市能源投资公司改制的批复》，批准北京能源集团有限责任公司（原北京能源投资（集团）有限公司，以下简称“京能集团”）下属的北京市能源投资公司改制方案。2006 年 10 月 26 日，京能集团出具《关于北京市能源投资公司改制方案的批复》，同意公司改制更名、变更注册资本等事宜。根据上述批复，北京市能源投资公司整体改制变更为有限责任公司，改制后公司名称变更为“北京京能能源科技投资有限公司”（以下简称“京能科技”），注册资本变更为人民币 5 亿元。

2009 年底，在北京市政府、北京市国资委的安排部署下，京能集团以旗下京能科技为平台，全面整合集团所属清洁能源业务。京能科技 2010 年 4 月底引进 6 家外部战略投资者，转型为中外合资的股份公司，并更名北京京能清洁能源电力股份有限公司。

2011 年以来，公司多次完成境外上市外资股发行，实收资本不断增加。截至 2015 年底，公司注册资本为 68.70 亿元，已发行股数为 68.70 亿股，其中京能集团持股比例为 62.41%，为公司第一大持股股东。公司实际控制人为北京市国资委。

公司属电力行业，主要经营范围为燃气发电、风电、中小型水电及其他清洁能源项目等多元化清洁能源业务。

截至 2015 年底，公司合并资产总计 464.07 亿元，所有者权益（含少数股东权益 4.82 亿元）161.78 亿元。2015 年公司实现营业收入 145.58 亿元，利润总额 25.66 亿元。

截至 2016 年 3 月底，公司合并资产总计 479.03 亿元，所有者权益（含少数股东权益 5.37 亿元）170.53 亿元。2016 年 1~3 月，公司实现营业收入 46.07 亿元，利润总额 11.20 亿元。

公司注册地址：北京市延庆县八达岭经济开发区紫光东路 1 号 118 室；法定代表人：陆海军。

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，一般公共预算收入 15.22 万亿元，比上年增长 8.4%，增速较上年有所回落。一般公共预算支出 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，并将带动基础设施建设等投资，从而对经济稳定增长起到支撑作用

四、行业分析及区域经济概况

公司是北京最大的燃气发电企业，也是全国领先的风电运营商之一，主营业务主要涉及燃气发电和风力发电两方面。截至 2015 年底，公司燃气发电和风力发电的收入在营业收入构成中占比 72.42% 和 14.70%，以下行业分析主要以燃气发电与风力发电为主。

1. 燃气发电

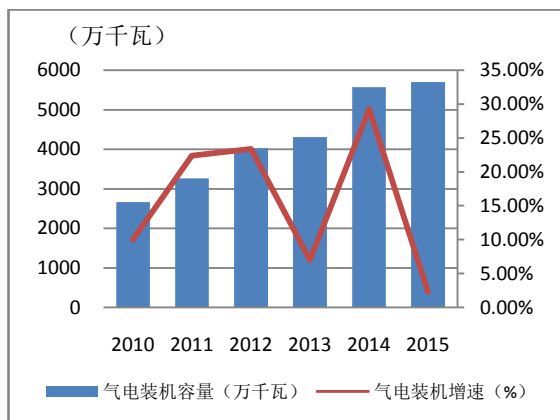
（1）行业概况

天然气发电是缓解区域能源紧缺、降低燃煤发电比例，减少环境污染的有效途径。据测算，天然气发电过程中二氧化碳排放量约为燃煤电厂的 42%；氮氧化物排放量则不到燃煤电厂的 20%；基本不产生灰渣；用水量和占地面

积分别为燃煤电厂的 33%和 54%。除了节能减排优点，燃气发电还具有提高供能安全性、针对电力与燃气供应削峰填谷及促进循环经济发展等众多的优势。

根据中电联 2015 电力工业统计快报统计，截至 2015 年底，全国天然气发电装机容量 6637 万千瓦，同比增长 16.5%，占全国发电装机容量的 3.82%，主要分布在东南沿海、长三角、环渤海东部一次能源匮乏、经济较发达、价格承受能力强的地区，特别是广东、浙江、江苏和北京等六省市。

图 1 燃气发电机组装机容量情况



资料来源：中电联电力工业统计快报

从电力行业竞争看，燃气发电作为清洁能源发电产业受到政府的鼓励支持，相比煤电业务具有更好的发展前景，同时与风电、水电相比燃气发电的稳定性更高，对地理条件的要求更低，因此燃气发电与同行业中其他类型发电相比具有一定的内在优势，在中国有较好的发展前景。

经济发达地区对空气质量要求高，上海和北京地区已经明确不批准建设新煤电项目，电力缺口靠天然气发电和可再生能源发电补足，这使得电力集团纷纷投建天然气电厂，目前国内天然气发电通过政府补贴的方式已经能获得较好的收益。

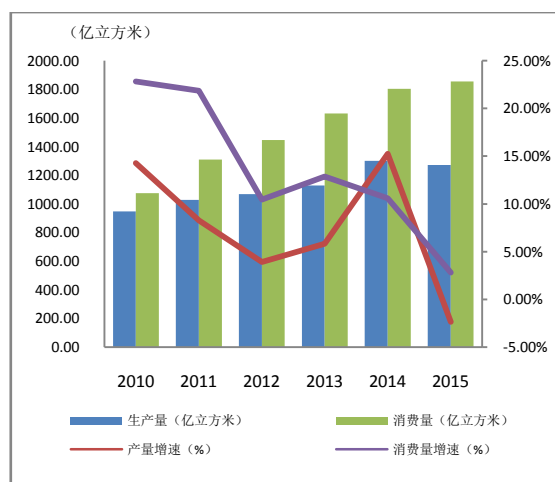
（2）行业关注

中国已探明天然气储量为 3.05 万亿立方米，仅占世界已探明储量的 1.46%，主要分布在塔

里木、鄂尔多斯、四川、东海、柴达木、渤海湾、松辽、准噶尔盆地等地区，具有埋藏深、储量丰度低、勘探开发难度大的特点。

因此，天然气发电面临着国内天然气供给不足，发电成本过高等瓶颈。

图 2 天然气产量与消费量增长趋势



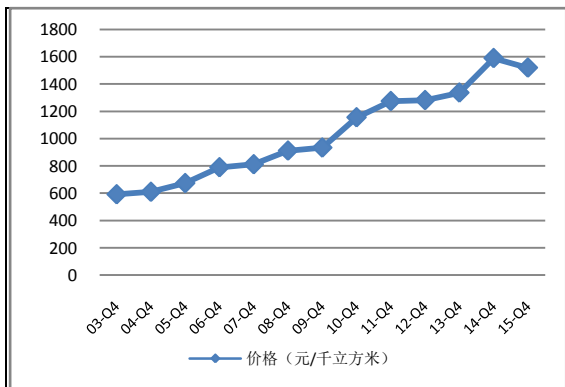
资料来源：Wind 资讯

中国油气资源相对短缺，国内产量不足以满足国内需求，且近年来需求增速始终高于产量增速。2015 年天然气产量 1271 亿立方米，同比下降 2.35%；天然气进口量 616.70 亿立方米，对外依存度高达 31.48%；天然气表观消费量 1855 亿立方米，增长 2.81%。其中，2015 年中国天然气刚性需求快速增长，主要原因之一是由于受到雾霾天气治理影响，全国多个省份加快煤改气进程，部分企业在未落实气源的情况下实施煤改气工程，导致天然气需求量过快增长。

供求关系方面，虽然中国天然气产量逐年增长，2010~2015 年，年均增幅约为 9%，2015 年为 1271 亿立方米；但无法满足消费的增长需求，2010~2015 年，消费量年均增长 14%，2015 年为 1855 亿立方米，高出产量增幅约 5 个百分点；这种情况导致国内供求关系紧张的同时，也致使中国天然气进口量大幅增长，2015 年中国天然气进口 616.70 亿立方米，增长 3.38%。截至 2015 年底，天然气对外依存度为 31.48%，与 2014 年的 31.61% 年基本持平。

天然气价格方面，由于国内供给不足等原因，天然气价格大幅上涨，以中石化天然气期末平均实现价格为例，2003年以来，天然气价格由不足600元/千立方米上升至2015年底的1519元/千立方米，年均增长率超过7%。2013年6月28日，国家发改委发布通知，将天然气分为存量气和增量气，并规定最高门站价；调整后，全国平均门站价格由每立方米1.69元提高到每立方米1.95元。2014年8月12日，国家发改委再次调整非居民用存量天然气门站价格，每立方米在2013年基础上再提高0.4元。2015年2月及11月，发改委出台政策重新调整非居民用气价格，2015年内天然气价格大幅下降，但整体看，气价与电价非同步调整，以致上网电价无法覆盖发电成本，已经对燃气电厂的经营产生严重影响，也成了制约燃气发电发展的主要原因之一。

图3 中石化天然气期末平均实现价格走势



资料来源：Wind资讯

在这种情况下，探索合理的燃气发电用气价格机制、天然气供应方式和与之相匹配的电价机制成为中国燃气发电行业面临的巨大挑战。

(3) 行业前景

随着空气质量问题的不断加剧，中国陆续出台政策鼓励天然气发电项目的建设。2013年9月，环保部、发改委、能源局等联合发布了《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动计划实施细则》，要求全面淘汰燃煤小锅炉，北京、河北、上海、江苏等多省市更进一步要

求改煤发电为天然气发电。此外，根据2013年10月国家发改委发布的《关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》，上海、江苏、浙江、广东、海南、河南、湖北、宁夏等8省(区、市)天然气发电上网电价进一步得到上调。

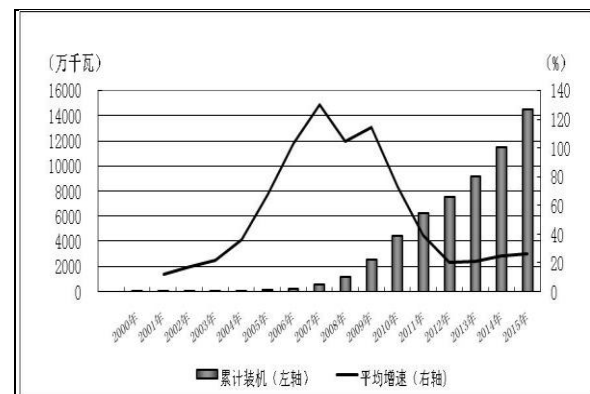
天然气(包括煤层气等)发电实行大中小相结合，结合引进国外管道天然气和液化天然气在受端地区规划建设大型燃气机组，主要解决核电、风电、水电季节性电能对电网的调峰压力。在气源地规划建设燃气机组解决当地用电问题；预计2020年大型天然气发电规划容量将到达5万兆瓦。针对天然气分布式发电，结合城乡天然气管道布局规划建设分布式冷热电多联供机组，预计2020年天然气分布式发电规划容量将达到3000兆瓦。在电网延伸供电不经济的地区，发挥当地资源优势，建设分布式发电系统。推动分布式发电和储能设施结合的分布式能源供应系统发展。

2. 风力发电

(1) 行业概况

随着全球环境保护与节能减排压力的不断提升，世界主要国家均出台政策，鼓励低碳、环保的可再生能源的开发利用。而风力发电技术比较成熟、发电成本相对较低，成为发展最快的可再生能源发电行业之一。截至2015年年底，全球风电累计装机容量达到432.0GW，累计年增长率17%，全球风电产业2015年新增装机首次超过60吉瓦，市场年增长率为22%。

图4 中国装机容量



资料来源：Wind资讯、国家能源局

根据中国风能协会统计,2015年中国的新增风电装机量达30.5吉瓦,较2014年同比增长31.5%;截至2015年底全国累计装机容量为14500.0万千瓦,较2014年底增长26.5%。2015年,全国风电发电量为1863亿千瓦时,占全部发电量的3.3%;风电平均利用小时数1728小时,同比下降172小时。

中国陆地风能资源丰富,根据第四次全国风能资源详查和评价工作的有关成果,在适度剔除一些不适合风电开发的区域后,中国陆上70米高度风功率密度 ≥ 300 瓦/平方米的区域风能资源技术可开发量约为26亿千瓦。海上风能方面,根据中国气象局详查初步成果,在中国5到25米水深的海域内、50米高度风电可装机容量约2亿千瓦,5到50米水深、70米高度风电可装机容量约5亿千瓦。截至2015年底,根据国家能源局统计,中国风电累计并网装机容量为1.29亿千瓦;按上述数据测算,已并网风能占中国可开发总量的4.96%。中国风能具有很大的开发空间。

海上风电的开发在中国进展较为缓慢。2014年12月份,国家能源局发布《全国海上风电开发建设方案(2014~2016)》,1053万千瓦的44个海上风电项目被列入开发建设方案。中国东部沿海地区先天条件优越,东部沿海地区经济发达、常规能源缺乏、环境保护要求高、海上风能资源丰富,建设条件好、工业基础雄厚,已具备开发建设海上风电的良好条件,随着国家的重视和产业自身的逐步成熟,中国海上风电将健康、规模化发展,并逐步展现良好的发展势头。

总体看,全国风电发展较快,风电项目布局得到优化,向东部及南部地区扩张。

(2) 行业关注

风电不同于常规电源,其发电能力由来风情况决定,具有间歇性、波动性、随机性等特点,导致其上网效率面临着一定的局限性,机组负荷也显著弱于火电。根据中电联统计数据,2015年风力发电设备利用小时1728小时,同比减少172个小时,相较于其他电源,风电设

备利用率仍有待提高。

风电项目规划周期短、核准快、建设周期短,而电网规划周期长、核准程序复杂、建设周期也长。因此,电网的建设往往滞后于风电项目的建设,造成风电场建成后,不能及时并网发电的问题。近年来,随着风电产业的快速发展,行业的主要矛盾已经由如何争取和建设风电装机容量转向为如何吸收消纳风电产能。弃风限电是目前风力发电行业面临的主要问题。2015年全国风电发电量1863亿千瓦时,全年弃风电量339亿千瓦时,平均弃风率为15%,较2014年增加7个百分点。弃风限电暴露的是能源管理问题。一方面,中国风资源集中、规模大,远离负荷中心,资源地市场规模小、难以就地消纳;另一方面,风电本身具有波动性和间歇性等特点,风电并网需要电网配套建设调峰电源,而中国风电集中的“三北”(西北、华北、东北)地区,电源结构单一,基本没有调峰能力,同时中国电网建设不具备大规模的跨区输电能力。

尽管随着技术进步和度电成本的降低,风电等清洁能源的市场竞争力在不断增强,就目前而言,风电和光伏发电项目投资成本依然较高,因此,风电光伏的发展仍依赖于政府补贴。但是目前,可再生能源补贴资金缺口近200亿元,资金缺口大,且补贴资金支付周期较长,造成政府补贴不能足额按时发放,一定程度上影响风电光伏行业发展。

(3) 行业政策

为促进风电行业的持续发展,中国陆续发布了系列支持政策,主要从电价,电量,费用分摊机制、税收政策等方面进行了规范,为包括风电在内的可再生能源发电行业的发展创造了良好的政策环境。

上网电量全额收购

根据《中华人民共和国可再生能源法》(以下简称“《可再生能源法》”)的规定,电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议,全额收购

其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。

2015年4月，国家能源局对外发布《关于做好2015年度风电并网消纳有关工作的通知》，要求各地要加强风电项目并网的衔接，明确风电项目接入电网的条件和要求，督促电网企业积极开展已列入年度核准计划或国家重点规划的跨省跨区风电基地项目的接入系统设计和建设工作，确保配套电网设施与风电项目同步建成投产，避免因电力配套设施建设滞后导致的弃风限电。

实施优惠上网电价

2014年6月，国家发改委发布《关于海上风电上网电价的通知》，2017年以前(不含2017年)投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时0.85元，潮间带风电项目上网电价为每千瓦时0.75元。

2015年12月22日，国家发展改革委发布《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》，文件指出国内实行陆上风电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。为使投资预期明确，陆上风电一并确定2016年和2018年标杆电价，其中2016年I类、II类、III类和IV类资源区陆上风电标杆上网电价分别为每度电0.47元、0.50元、0.54元和0.60元(含税价)；2018年I类、II类、III类和IV类资源区陆上风电标杆上网电价分别为每度电0.44元、0.47元、0.51元和0.58元(含税价)。

上述政策对全国风电领域资源的开发和利用起到了重要的引导作用，进一步规范了风电价格管理，有利于引导投资方向，改变了过去盲目投资的现象，减少了投资的不确定性。

成本有效分摊

根据《可再生能源法》，电网公司按相关规定确定的上网电价收购可再生能源发电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生的费用之间的差额，在全国

范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿并由国家财政设立可再生能源发展基金，其资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等；2012年3月，根据财政部《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》，符合条件的可再生能源发电项目可以申请可再生能源发展基金补助，补助标准依据可再生能源项目所在地上网电价及脱硫燃煤机组标杆电价等因素确定。2013年9月，财政部发布《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，规定可再生能源发展基金资金来源包括国家财政公共预算安排的专项资金以及向电力用户征收的可再生能源电价附加收入，可再生能源电价附加征收标准为1.5分/千瓦时。因此，风电与火电之间的电价差额，连同风电的并网费用，实际上是由电力用户承担。成本分摊机制让电网企业将可再生能源电力收购及并网中的额外费用予以转嫁，以鼓励发展可再生能源。

享有税收优惠

根据财政部和国家税务总局2015年6月12日发布的《关于风力发电增值税政策的通知》，为鼓励利用风力发电，促进相关产业健康发展，自2015年7月1日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策。此次财政部再次提出风电的增值税即征即退政策，是因为新印发的《资源综合利用产品和劳务增值税优惠目录》中没有专门提及风电，而此前风电增值税即征即退依据的文件¹在新目录出台后都将废止。

总体上看，近年来随着中国用电需求的持续增长以及环保问题的频现，风电作为较为成熟的清洁能源行业受到政策扶持的力度很大。

(4) 行业前景

国家发改委发布的《中国风电发展路线图2050》提出了中国风电发展的战略目标：

2020年前，考虑到电网基础条件和可能存

¹主要是财政部和国家税务总局2008年12月9日发布的《关于资源综合利用及其他产品整治水政策的通知》。

在的约束，每年风电新增装机达到 1.5 万兆瓦左右，到 2020 年，力争风电累计装机达到 20 万兆瓦，且在不考虑跨省区输电成本的条件下，使风电的技术成本达到与常规能源发电（煤电）技术相持平的水平，风电在电源结构中具有一定的显现度，占电力总装机的 11%，风电电量满足 5% 的电力需求。

2020~2030 年，不考虑跨省区输电成本的条件下，风电的成本低于煤电，风电在电力市场中的经济性优势开始显现；如果考虑跨省区输电成本以及煤电的资源环境成本，风电的全成本将低于煤电的全成本。风电市场规模进一步扩大，陆海并重发展，每年新增装机在 2 万兆瓦左右，全国新增装机中，30% 左右来自风电。到 2030 年，风电的累计装机超过 40 万兆瓦，在全国发电量中的比例达到 8.4%，在电源结构中的比例扩大至 15% 左右，在满足电力需求、改善能源结构、支持国民经济和社会发展中的作用日益加强。

2030~2050 年，风电规模进一步扩大，陆地、近海、远海风电均有不同程度的发展，每年新增装机约 3 万兆瓦，占全国新增装机的一半左右，到 2050 年，风电可以为全国提供 17% 左右的电量，风电装机达到 100 万兆瓦，在电源结构中约占 26%，风电成为中国主力电源之一，并在工业等其他领域有广泛应用。

面对风电并网装机的快速发展，中国电网将通过加快电网建设、加强风电优先调度等措施，来积极促进风电消纳。

总体看，国家鼓励风电项目有规划的稳健施行，且政策对风电行业的扶持力度较大；目前中国风能可开发空间很大，国家也为风电在电力中的整体地位做出规划，并为行业发展制定了详细的战略目标。行业未来发展前景可期。

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，去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

1. 产权关系

截至 2016 年 3 月底，公司注册资本 68.70 亿元，控股股东京能集团直接和间接持股比例为 62.41%。公司实际控制人为北京市国资委。

2. 规模与竞争力

公司是北京最大的燃气电力供应商，燃气热电业务覆盖整个北京城区。截至 2016 年 3 月底，公司控股装机容量为 7240.04 兆瓦，与 2015 年底相比无变化，其中气电占比 61.27%，风电占比 26.45%，水电占比 6.20%，光伏占比

6.08%。2015年，随着公司燃气发电机组的全时段运营，公司实现上网电量253.21亿千瓦时，同比增长57.55%。整体看，公司发电利用率高，发电能力有所提升。

作为中国的政治经济文化中心，为提高能源效率、空气质量及生活水平，北京的环保及节能减排标准相对较为严格。其中天然气发电是不可或缺的清洁能源，与传统的燃煤电厂相比，燃气热电厂可频繁快速启动发电，因而可满足临时电力调度需求，并可在相对短时间内增加及有效调节发电量，具有优异的调峰填谷性能。此外，北京冬季对热能有极大需求，公司热电联产过程中会同时输出电力与热能，因此冬季公司会优先获得电力调度以保障热能生产，整体经济效益非常突出。目前，北京地区已经明确不批准建设新煤电项目，电力缺口靠天然气发电和可再生能源发电补足，而公司作为北京最大的燃气电力供应商，将明显受益于该政策。

综合来看，公司在清洁能源发电行业规模较大，燃气发电在北京拥有垄断优势，市场竞争力很强。

六、管理分析

跟踪期内，公司在高级管理人员、管理体制、管理制度等方面无重大变化。

七、经营分析

1. 经营概况

公司是京能集团下属清洁能源发电业务的主要载体，业务涉及燃气发电与供热、风电，中小型水电及其他清洁能源业务。作为清洁能

源生产企业，公司获得北京市政府天然气价及电价补贴、风电电价补贴等补贴所形成的营业外收入具有较强的连续性，公司实际利润水平处于行业较好水平。

2014年底，公司新增北京京能高安屯燃气热电有限责任公司（以下简称“高安屯燃气”）和北京京西燃气热电有限公司（以下简称：“京西热电”）项目投产，直接推动了公司燃气发电装机容量的扩大，2015年，随着上述项目的全时段运营，公司发电量大幅提高，营业收入随之快速增长，2015年公司实现营业收入145.58亿元，同比增长61.60%。其中售电业务地位突出，电力板块收入占营业收入总额的90.08%。同期，热电联产所形成的热力收入同比增长111.00%，2015年为12.85亿元。

从毛利率看，受燃气价格上涨，公司发电成本升高影响，2015年公司电力板块毛利率下降10.33个百分点至7.55%。同期，公司热电联产所产生的热力收入毛利率持续为负，主要由于燃气价格与热力价格均由政府指定，热力业务处于政策性亏损状态。受此影响，2015年公司整体毛利率为6.61%，同比下降9.79个百分点。

2016年1~3月，公司实现营业收入46.07亿元，占2015年全年的31.65%；售电业务继续保持突出地位。毛利率方面，因为燃气价格大幅下降，导致电力、热力业务毛利率和公司整体毛利率明显回升，分别为29.47%、-3.22%和23.82%。同时，由于气价、电价均由政府指定，而政府通过补贴形式补偿中间差价并计入公司营业外收入，公司实际业务水平好。2016年1~3月，公司确认电价气价政府补贴为3.45亿元。

表1 公司营业收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

项目	2013年			2014年			2015年			2016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	
主营业务	电力	58.48	92.33	15.56	83.03	92.17	17.88	131.13	90.08	7.55	38.00	82.49	29.47
	热力	4.18	6.60	-16.51	6.09	6.76	-10.34	12.85	8.83	-13.54	8.01	17.39	-3.22

	工程服务	0.07	0.11	28.57	0.01	0.01	6.97	0.05	0.03	33.92	0.02	0.03	13.72
其他业务		0.61	0.96	76.67	0.95	1.05	57.32	1.55	1.07	93.48	0.04	0.09	73.42
合计		63.34	100.00	14.07	90.08	100.00	16.40	145.58	100.00	6.61	46.07	100.00	23.82

资料来源：公司提供

总体看，跟踪期内公司收入规模快速扩张，同时考虑到公司作为清洁能源企业，一直获得国家天然气价补贴、电价补贴等，国家补贴所形成的营业外收入具有较强的连续性，公司实际业务利润水平处于行业较好水平。

2. 生产经营

公司的发电业务可分为燃气发电、风电、中小水电等，其中燃气发电与供热属热电联产项目。从业务构成上看，公司的业务收入中燃气发电及供热业务占比较高，约占公司营业收入的70%，风电业务约占30%，其他业务占比均较小。

(1) 燃气发电及供热

公司燃气发电及供热业务主要由下属北京太阳宫燃气热电有限公司（以下简称“京阳热电”）、北京京丰燃气发电有限责任公司（以下简称“京丰燃气”）、北京京桥热电有限责任公司（以下简称“京桥热电”）、北京京能未来燃气热电有限公司（以下简称“未来城燃气”）、高安屯燃气和京西热电负责运营。

表2 2015年公司燃气发电业务运营情况

项目名称	装机容量 (兆瓦)	售电小时 数(小时)	上网电量 (万千瓦 时)	上网电价 (元/千 瓦时)
京丰燃气	410	4213	172733.55	0.65
京阳热电	780	4354	339606.85	0.65
京桥热电	838	4395	368331.92	0.65
未来城燃气	255	4222	107670.65	0.65
高安屯燃气	845	4377	369837.67	0.65
京西燃气	1308	4336	567203.84	0.65
合计	4436	--	1925384.47	0.65

资料来源：公司提供

随着北京市五环内无煤化进程加快，公司燃气发电及供热板块项目投产，在建规模快速

增长。其中，东北热电中心——高安屯燃气和西北热电中心——京西燃气分别新建一套9F级燃气-蒸汽联合循环“二拖一”发电供热机组和三套9F级燃气-蒸汽联合循环供热机组，并于2014年12月和10月顺利投产运营，2015年实现全时段运营。

截至2016年3月底，公司燃气发电累计装机容量为4436兆瓦，其中京西燃气装机容量1308兆瓦，高安屯燃气装机容量845兆瓦，京桥热电装机容量838兆瓦，京阳热电装机容量为780兆瓦，京丰燃气装机容量为410兆瓦，未来城燃气装机容量255兆瓦。

受益于高安屯燃气和京西燃气全时段运营，2015年公司实现燃气上网电量192.54亿千瓦时，同比增长79.86%。2016年1~3月，公司实现燃气上网电量57.89亿千瓦时，占2015年全年燃气上网电量的30.07%。

上网电价方面，公司燃气热电厂的上网电价由国家发改委厘定。自2011年12月起，公司燃气热电厂的上网电价由0.528元/千瓦时上调至0.573元/千瓦时，并于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）进一步上调至0.65元/千瓦时。截至2016年3月底，公司全部燃气发电项目的上网电价均为0.65元/千瓦时。此外，针对公司的行业性质，政府以划拨补助的方式对公司进行弥补，受益于公司发电量的快速增长，2015年公司确认电价气价补贴30.35亿元；2016年1~3月，随着燃气价格的下降，公司随之确认的电价气价政府补贴也有所下降，为3.45亿元，均计入营业外收入。

表 3 2015 年公司主要燃气发电项目政府补贴

补助明细	金额(亿元)	占比 (%)
太阳宫燃气电价气价补贴	5.70	18.86
京桥热电厂电价气价补贴	5.77	19.08
京丰燃气电价气价补贴	1.92	6.34
京西燃气电价气价补贴	7.85	25.59
未来城燃气电价气价补贴	2.52	8.34
高安屯燃气电价气价补贴	6.59	21.79
合计	30.35	100.00

资料来源：公司提供

采购方面，由于高安屯燃气、京西热电等机组的全时段运营，公司发电供热能力有所提高，对于天然气的采购需求明显增长，燃气成本占总生产成本比重达 80% 以上。公司天然气均采购自北京市燃气集团，2015 年公司采购天然气 39.24 亿立方米，同比增长 80.48%；同时，因为 2015 年 4 月 1 日起，政府上调天然气价格至 3.22 元/立方米，公司 2015 年天然气采购均价同比上涨 8.19% 至 3.04 元/立方米。受天然气采购规模增加以及采购均价上涨影响，2015 年公司天然气采购成本大幅提高。但同时，政府对公司进行补贴划拨（2015 年公司实现政府补贴 30.35 亿元）以缓解天然气价格上涨带来的成本压力。2015 年 11 月，国家发改委下调天然气价格，导致 2016 年 1~3 月公司天然气采购均价下降至 2.49 元/立方米，公司发电成本得到控制。

表 4 天然气采购情况（单位：亿立方米、元/立方米）

	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年 1-3 月
采购量	16.78	21.74	39.24	12.55
采购均价	2.46	2.81	3.04	2.49

资料来源：公司提供

燃气供热业务方面，公司与北京热力集团签订了供热协议，其中包括热能采购价、供热时间、计量及付款方式。售热价格原则上实行政府定价或政府指导价，由相关价格主管部门或其他经授权的政府主体厘定。公司每月收取所售热能费用，并可获赔偿因热能传输限制导

致的实际损失（协议未列示补偿计算方法，迄今未发生补偿事宜）。供热时间一般为全年每天 24 小时，包括北京的法定供热时间（每年 11 月 15 日至次年 3 月 15 日，视天气情况微调）。根据《北京市供热采暖管理办法》，热能供应商可应其客户需求在法定供热期外生产及销售热能。

随着热电机组改进扩张，2015 年公司供热能力迅速提高，公司供热量为 1522.37 万吉焦，同比增长 116.14%；同期，公司平均供热价格较 2014 年下降 2.45% 至 95.33 元/吉焦。2016 年 1~3 月，公司供热量为 1044.53 万吉焦；同时，受燃气价格下降影响，公司平均供热价格为 86.77 元/吉焦，较 2015 年均价进一步下降。

总体看，公司燃气发电业务规模有所扩张，供热业务平稳运行；公司主营业务盈利水平受天然气价格影响较大，但考虑到政府对电价、气价等补贴，公司实际经营水平基本稳定。

（2）风力发电

公司开发、管理及经营风电场，并向当地电网公司销售公司风电场所产电力。目前，公司营运及在建风电场主要位于内蒙古、北京、宁夏及辽宁。公司于 2005 年开始在内蒙古开发首个风电项目，2007 年开始在北京开发首个风电项目，目前公司风电业务收入的 84% 位于内蒙古地区。

表 5 截至 2015 年底公司风电板块情况表

项目	控股装机容量(兆瓦)	平均利用小时数(小时)	上网电量(万千瓦时)
辉腾分公司	130.50	1522.26	19607.97
赛汗分公司	148.50	1883.56	27514.84
白旗分公司	98.25	1749.48	16976.30
察右中发电	99.50	2425.85	23943.71
吉相华亚	99.00	1883.26	18440.55
乌兰伊力更	300.00	2075.14	61660.49
商都	99.00	1919.61	18766.13
霍林郭勒	79.50	2272.91	17794.99
宁夏太阳山	99.00	1708.51	16730.06
巴林右	49.50	1899.45	9239.00
科右中公司	49.50	1876.38	9013.01

旗杆公司	49.50	2269.95	11023.83
乌兰风力	49.50	1117.36	5420.37
文贡乌拉	49.50	2096.69	10105.89
灵武	198.50	1418.66	27776.77
鹿鸣山分公司	150.00	1703.22	24670.80
GR 项目	165.50	2742.52	43328.70
合计	1914.75	--	362013.41

资料来源：公司提供

公司的风电业务主要通过销售风电场所产电力获得收入。根据《可再生能源法》、《可再生能源发电有关管理规定》等法律法规，电网公司须强制全额收购在其电网覆盖范围内的可再生能源并网发电项目所产生的上网电量，并提供并网服务。根据国务院《节能发电调度办法(试行)》规定，使用风能、太阳能及海洋能等可再生能源的发电商，享有第一序位调度的权利。因此，公司风电电能享有法定强制购买及优先调度权利，一定程度上为风电消纳提供保障。

2015 年公司新增乌兰风力项目(装机容量 49.50 兆瓦)并扩建灵武项目装机容量至 198.50 兆瓦。截至 2016 年 3 月底，公司控股风电装机合计 1914.75 兆瓦。2015 年，公司核准项目 243 兆瓦，并取得约 50 兆瓦的风电路线，有效保持了在宁夏、内蒙古地区项目开发的良好势头。受公司风电装机容量小幅增长影响，2015 年公司实现风力售电 36.20 亿千瓦时，同比上升 6.47%，上网电量的增长带动公司风电收入同比上升 8.32%至 17.05 亿元；2016 年 1~3 月，公司实现风力售电 8.92 亿千瓦时。总体上看，公司风电板块有所扩张，但是受全国风电装机快速增长以及用电需求增速减缓影响，弃风现象仍是公司风电发展的制约。

(3) 水电及其他

2015 年，公司新增投产 2 个水电站——黑水登鹏一级电站(20 兆瓦)和腾冲一级电站(16 兆瓦)，截至 2016 年 3 月底，公司水电装机容量为 449.29 兆瓦。同期，公司新增投产 6 个光伏项目——灵武新立二期(20 兆瓦)、黄旗一期(20 兆瓦)、赛汗一期(20 兆瓦)、格尔木

四期(20 兆瓦)、建湖一期(30 兆瓦)和中宁一、二期(合计 60 兆瓦)，截至 2016 年 3 月底，公司光伏发电装机容量 440 兆瓦。随着装机容量的扩张，公司水电光伏上网电量增长较快，2015 年为 24.67 亿千瓦时，同比增长 25.42%。但是相比气电和风电，公司水电及光伏装机规模较小，且利用小时数较少，对公司营业收入影响不大。

跟踪期内，作为公司主营业务收入和利润最主要构成因素，燃气发电及供热和风力发电业务目前运作情况良好，业务规模呈增长趋势。但是受燃气成本波动较大影响，公司盈利水平有所下降。

(4) 下游情况

销售方面，截至 2016 年 3 月底，公司前五大客户销售额占销售总额的 86.36%，其中国网北京市电力公司和北京市热力集团有限责任公司销售收入占全部营业收入的 77.83%，集中度很高。

表 6 2016 年 3 月底公司前五大客户销售情况

客户名称	销售产品	销售收入(万元)	占公司全部营业收入的比例(%)
国网北京市电力公司	电力	223265.35	48.47
北京市热力集团有限责任公司	热力	135240.46	29.36
内蒙古电力(集团)有限责任公司	电力	26243.30	5.70
国网宁夏电力公司	电力	6739.17	1.46
内蒙古东部电力有限公司	电力	6330.29	1.37
合计		397818.57	86.36

资料来源：公司提供

3. 未来发展

从目前在建项目上看，公司的在建项目主要包括燃气发电以及风电、光伏项目。截至 2016 年 3 月底，公司在建项目总投资 111.67 亿元，其中燃气项目占比 26.52%，风电项目占比 44.90%，光伏项目占比 28.58%。截至 2015 年底，公司已投入 40.90 亿元，预计 2016~2017 年分别投资 63.16 亿元和 7.61 亿元，2016 年公司投资规模较大，具有一定的筹资压力。

表 7 截至 2015 年底公司主要在建项目（单位：万元）

项目名称	项目概况	总投资	资金筹措方案		截至 2015 年底已投资	拟投资	
			自筹	贷款		2016 年	2017 年
未来城调峰热源	116MW	40476.00	8095.00	32381.00	40476.00		
海淀北调峰热源	290MW	113352.00	22670.00	90682.00	21236.00	16000.00	76116.00
海淀北部燃气热电联产项目	249.44MW	142300.00	28460.00	113840.00	34090.00	108210.00	
燃气项目小计	655.44MW	296128.00	59225.00	236903.00	95802.00	124210.00	76116.00
官厅三期	49.5MW	49500.00	9900.00	39600.00	44106.00	5394.00	
官厅四期	49MW	42893.00	8579.00	34314.00	-	35000.00	7893.00
乌兰浩特呼和马场	49.5MW	42123.00	8425.00	33698.00	19274.00	22849.00	
凉城风电项目	49.5MW	40257.00	8051.00	32206.00	36673.00	3584.00	
中宁风电	100MW	80000.00	16000.00	64000.00	40012.00	39988.00	
北塔山风电	99MW	83200.00	16640.00	66560.00	35899.00	47301.00	
陕西府谷一期风电	49.5MW	41507.00	8302.00	33205.00	15304.00	26203.00	
巴林右翁根山风电二期	49.5MW	40358.00	8072.00	32286.00	3206.00	37152.00	
太阳山风电三期	50MW	40000.00	8000.00	32000.00	10950.00	29050.00	
甘肃靖远一期	50MW	41524.00	8305.00	33219.00	-	41524.00	
风电项目小计	595.5MW	501362.00	100274.00	401088.00	205424.00	295938.00	
八达岭光伏	31.08MW	42533.00	8507.00	34026.00	36890.00	5643.00	
迁西光伏	40MW	37735.00	7547.00	30188.00	16403.00	21332.00	
贺兰鱼塘光伏	30MW	30993.00	6199.00	24794.00	15309.00	15684.00	
青海共和	10MW	10048.00	2010.00	8038.00	5406.00	4642.00	
格尔木五期	30MW	25500.00	5100.00	20400.00	3545.00	21955.00	
大同采煤沉陷区光伏	100MW	87428.00	17486.00	69942.00	23508.00	63920.00	
哲里根图光伏	10MW	9000.00	1800.00	7200.00	2466.00	6534.00	
海原（关桥）光伏	10MW	10000.00	2000.00	8000.00	4238.00	5762.00	
广东徐闻角尾光伏	60MW	66000.00	13200.00	52800.00	-	66000.00	
光电项目小计	321.08MW	319237.00	63849.00	255388.00	107765.00	211472.00	-
合计	1572.02MW	1116727.00	223348.00	893379.00	408991.00	631620.00	76116.00

资料来源：公司提供

总体看，随着公司发电规模的不断扩大，公司的营业收入规模和营业利润规模也随之增长。未来随着国家对清洁能源产业支持力度的提升，公司将持续获得政府补贴，面临较好的发展机遇。目前，公司在建项目较多，面临一定的对外筹资压力。

八、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供的 2013~2015 年财务报告经瑞华

会计师事务所（特殊普通合伙）²审计，均出具了标准无保留意见的审计结论。公司提供的 2016 年一季度财务数据未经审计。

2015 年，公司合并范围内子公司合计 39 家，其中 2015 年新纳入合并范围的公司有 6 家，分别为府谷县京能新能源有限公司、共和京能清洁能源有限公司、靖远京能新能源有限公司、宁夏海原京能新能源有限公司、大同京能新能源有限公司和深圳京能清洁能源融资租赁有限公司。公司合并范围变化对财务数据影响不大。

²证监会稽查部门近日决定对其正式启动立案调查的行政执法程序。

截至2015年底，公司合并资产总计464.07亿元，所有者权益(含少数股东权益4.82亿元)161.78亿元。2015年公司实现营业收入145.58亿元，利润总额25.66亿元。

截至2016年3月底，公司合并资产总计479.03亿元，所有者权益(含少数股东权益5.37亿元)170.53亿元。2016年1~3月，公司实现营业收入46.07亿元，利润总额11.20亿元。

2. 盈利能力

跟踪期内，随着热电中心项目全年投产运营，公司发电量大幅提高，营业收入随之快速增长。2015年，公司实现营业收入145.58亿元，同比增长61.60%。同时，由于受燃气价格不断上涨，公司2015年营业成本为135.95亿元，同比增长80.52%，增幅高于营业收入增幅。受此影响，公司营业利润率下降9.58个百分点至6.35%。

2015年，公司期间费用(管理费用和销售费用)合计16.29亿元，同比增长6.58%，其中，财务费用占比较大，为12.22亿元。但同期，由于公司营业收入的大幅增长，期间费用占营业收入的比重下降5.78个百分点至11.20%，公司成本控制能力有所增强。

2015年，公司实现投资收益3.53亿元，其中以权益法核算的长期股权投资收益占93.75%，主要为对京能国际的投资收益。

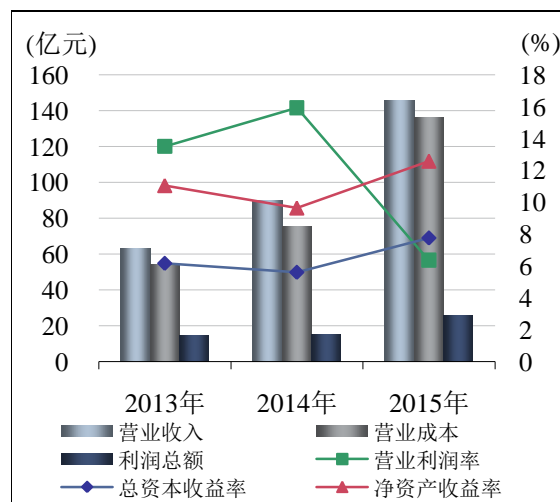
主要受燃气成本快速上升影响，公司2015年营业利润亏损5.41亿元。同期，公司实现营业收入外收入31.09亿元，同比增长162.45%，其中政府补贴占比97.62%。2015年公司确认政府补助30.35亿元，同比增长62.09%，主要因为2014年9月1日和2015年4月1日两次上调天然气价格，此外，由于新投产燃气项目的全时段运营，公司发电量大幅增长，相应的电价及燃气价格补贴也有所增长。受益于国家节能减排政策的实施和公司清洁能源发电项目的扩张，公司营业外收入具有较强的连续性。

受上述因素影响，2015年公司实现利润总

额25.66亿元，同比增长67.38%。公司营业外收入和投资收益对利润总额贡献很大。

从盈利指标看，公司总资本收益率与净资产收益率均有所增长，2015年分别为7.75%和12.58%，同比分别上涨2.16个百分点和2.94个百分点。

图5 近年公司盈利能力指标情况



资料来源：公司审计报告

2016年1~3月，公司实现营业收入46.07亿元；同期，由于天然气价格下降，公司营业成本得到有效控制，营业利润为7.53亿元；营业利润率大幅提升至23.45%。2016年1~3月，受燃气价格及发电量波动影响，公司确认政府补贴3.45亿元。受上述因素影响，公司实现利润总额11.20亿元，公司营业外收入对利润的贡献率较高。

总体上看，跟踪期内，由于公司新投产燃气项目的全时段运营，公司供热供电量大幅提高，实现营业收入快速增长；同期由于燃气价格波动，公司营业成本随之波动较大，导致公司2015年营业利润率有所下降。但随着公司产能释放以及政府补贴持续增长，公司利润总额大幅增加，盈利水平有所提升。

3. 现金流分析

跟踪期内，公司经营活动现金流入量为209.55亿元，其中，受供热、供电量的大幅增长影响，公司销售商品、提供劳务收到的现金

合计 174.35 亿元（占 83.20%），同比增长 105.16%；收到的其他与经营活动有关的现金合计 34.52 亿元（占 16.47%）。公司经营活动现金流出相应增至 148.58 亿元，主要由于购买商品以及接受劳务收到的现金（占 88.30%）的大幅度增长。受此影响，2015 年，公司经营活动现金净流量增长 151.03% 至 60.96 亿元。从收入实现质量看，2015 年公司现金收入比为 119.77%，同比增长 25.43 个百分点，公司收入实现质量上升至较高水平。随着新项目的建成投产，未来公司经营现金流规模有望持续增长。

投资活动方面，2015 年，公司投资活动现金流入与流出规模均有所下降。现金流入方面，公司投资活动现金流入量 4.12 亿元，同比下降 51.65%，主要由于公司收回投资收到的现金大幅减少。公司投资活动现金流出合计为 47.18 亿元，主要为购建固定资产、无形资产等支付的现金（占 93.13%）。2015 年，公司投资活动产生的现金净流出量为 43.07 亿元。

2015 年，筹资活动前公司现金活动表现为净流入 17.90 亿元，公司经营活动可以覆盖投资活动的现金需求，公司对外筹资压力较小。

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 185.21 亿元，其中取得借款收到的现金占 91.29%。同期，公司筹资活动现金流出合计 224.27 亿元，相应主要表现为偿还债务支付的现金（占 91.55%）。2015 年，公司筹资活动产生的现金流净流出 39.06 亿元。

2016 年 1~3 月，受益于新热电项目全时段运营，公司销售商品、提供劳务收到的现金为 57.76 亿元，占 2015 年全年的 33.13%，公司经营活动现金流入量为 57.89 亿元；同期，由于燃气成本下降，公司经营活动现金流出 37.28 亿元，占 2015 年全年的 25.09%；2015 年公司经营活动现金净流入 20.61 亿元。现金收入比有所提升至 125.38%。公司投资活动和筹资活动产生的现金流量净额分别为 -11.40 亿元及 -0.35 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规模增长快，收入实现质量有所提升。同期，公司投资活动现金规模有所减少，筹资压力较小。

4. 资本及债务结构

截至 2015 年底，公司资产总额为 464.07 亿元，同比小幅减少 3.29%；其中，流动资产占 17.13%，非流动资产占 82.87%。跟踪期内，公司非流动资产在资产总额中占比进一步提高。

受货币资金和应收账款减少影响，公司流动资产规模减小。截至 2015 年底，公司流动资产合计 79.50 亿元，同比减少 27.37%。其中，货币资金合计 22.20 亿元，同比减少 49.14%，主要由于偿还债务支付的现金大幅增长。同期，公司应收账款账面余额 33.13 亿元，计提坏账准备 0.02 亿元，公司应收账款合计 33.11 亿元，同比减少 23.98%。采用账龄分析法计提坏账准备的应收账款为 22.21 亿元，主要为 1 年以内的应收账款（占比 99.34%），公司应收账款账龄短，且付款方主要是电网、热力公司，应收账款回收风险小。截至 2015 年底，公司非流动资产合计 384.57 亿元，同比增长 3.83%，主要来自固定资产和在建工程的增长。其中，公司固定资产原值 368.17 亿元，主要为房屋及建筑物以及机器设备的增加，同期，公司固定资产累计折旧 72.34 亿元，计提减值准备 0.79 亿元，公司固定资产账面价值 295.03 亿元。截至 2015 年底，公司在建工程 41.25 亿元，同比增长 18.36%，主要为热电项目、风电项目和光伏项目的投资建设。

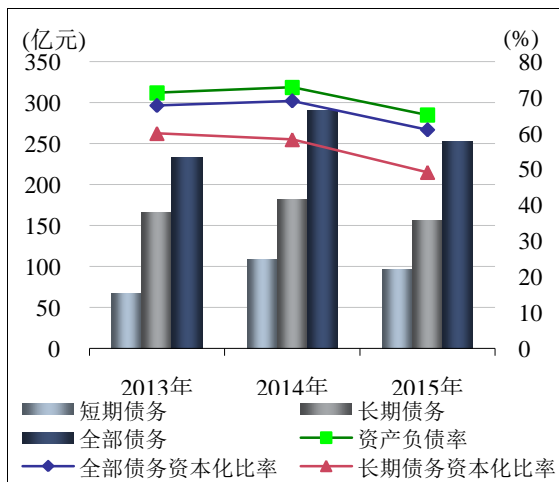
截至 2016 年 3 月底，公司资产总额为 479.03 亿元，较 2015 年底小幅增长 3.22%。整体看公司资产结构变化不大。

权益方面，2015 年归属于母公司所有者权益规模 156.96 亿元，较上年增长 24.78%，主要为其他权益工具（2015 年 6 月发行 15 亿元永续债）和未分配利润的增长。截至 2015 年底，公司所有者权益合计 161.78 亿元，归属于

母公司权益主要由股本（占 43.77%）、资本公积（占 14.53%）和未分配利润（占 29.54%）等构成。截至 2016 年 3 月底，由于未分配利润增长较快，公司所有者权益增长 5.41% 至 170.53 亿元。公司所有者权益构成稳定性较好。

负债方面，截至 2015 年底公司负债合计 302.29 亿元，其中，流动负债占比 45.64%，负债结构较 2014 年底变化不大。公司负债合计同比减少 13.43%，主要由于长、短期借款中信用借款减少以及应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债中的应付债券款减少。同期，公司发行两期短期融资券以及四期超短期融资券，其他流动负债新增 60 亿元。有息债务方面，跟踪期内，主要受公司长短期债务减少影响，公司有息债务规模同比缩减 13.10%。截至 2015 年底，公司全部债务总额达到 252.94 亿元，其中长期债务占 61.72%，短期债务占 38.28%，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 257.02 亿元，结构较 2015 年底变化不大。

图6 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65.14%、60.99%和49.11%。截至2016年3月底，以上指标分别为64.40%、60.11%和46.96%，债务负担有所下降。但公司于2015年6月18日发行永续债15亿元，

若考虑其债券性质，将其计入公司债务，截至2015年底，公司资产负债率与全部债务资本化比率分别为66.23%和62.35%，较2014年底仍有所下降。

总体看，公司资产构成稳定，固定资产占比高，资产流动性一般。2015年随着长短期借款的偿还，公司债务负担有所减轻。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2015年，经营现金流流动负债比提高至44.18%，经营活动获取的现金对流动负债的保障能力大幅回升。2015年公司流动资产减少幅度大于流动负债减少幅度，流动比率和速动比率分别下降至57.62%和56.64%。截至2016年3月底，以上两项指标分别为56.94%和56.04%，指标与上年底相比有所下降，公司存在一定的短期支付压力。

从长期偿债能力指标看，2015年EBITDA为55.32亿元；EBITDA利息倍数上升至4.49倍，全部债务/EBITDA下降至4.57倍。总体看，公司整体偿债能力有所增强。

公司与国内主要商业银行建立了良好的合作关系，截至2016年3月底，公司获得银行授信额度389.52亿元，尚未使用289.57亿元，公司间接融资渠道畅通。同时，公司为香港联合交易所上市公司，直接融资渠道畅通。

截至2016年3月底，公司无对外担保。

6. 存续期内债券偿还能力

截至2016年3月底，公司存续期内中期票据为15亿元“15京能洁能MTN001”。2013~2015年，公司经营活动产生的现金流入量分别为77.45亿元、108.61亿元和209.55亿元，分别为“15京能洁能MTN001”的5.16倍、7.24倍和13.97倍。2013~2015年，公司经营活动产生的现金净流量分别为37.06亿元、24.29亿元和60.96亿元，分别为“15京能洁能MTN001”的2.47倍、1.62倍和4.06倍。公司经营活动现金流入量对“15京能洁能MTN001”覆盖程度高。

2013~2015年，公司EBITDA分别为34.43亿元、39.42亿元和55.32亿元，分别为“15京能洁能MTN001”的2.30倍、2.63倍和3.69倍。公司EBITDA对“15京能洁能MTN001”覆盖程度高。

总体看，公司经营活动现金流量以及EBITDA对存续期内中期票据保障能力强。

7. 过往债务履约情况

根据中国人民银行征信系统查询的《企业基本信用信息报告》，截至2016年5月16日，公司无已结清和未结清不良信贷信息记录。公司债务履约情况良好。

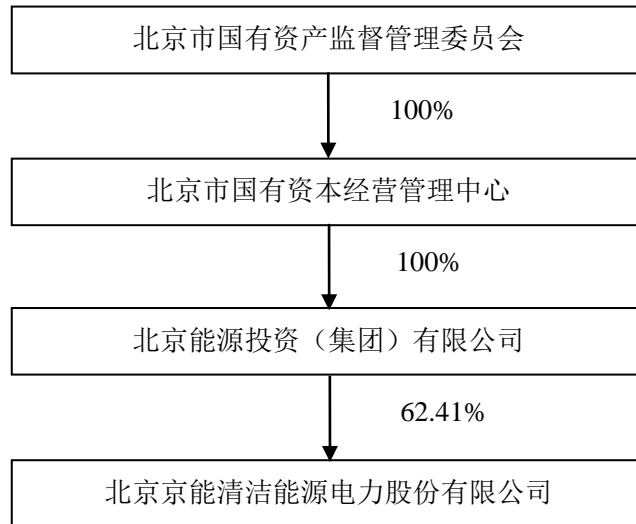
8. 抗风险能力

总体看，公司跟踪期内债务负担有所减轻，同时考虑到公司所处区域、股东支持及未来清洁能源受国家及地方政府支持政策有望持续，且公司主营业务盈利能力较强，经营活动现金流强劲，对债务偿还所形成的良好保障，联合资信认为，公司整体抗风险能力强。

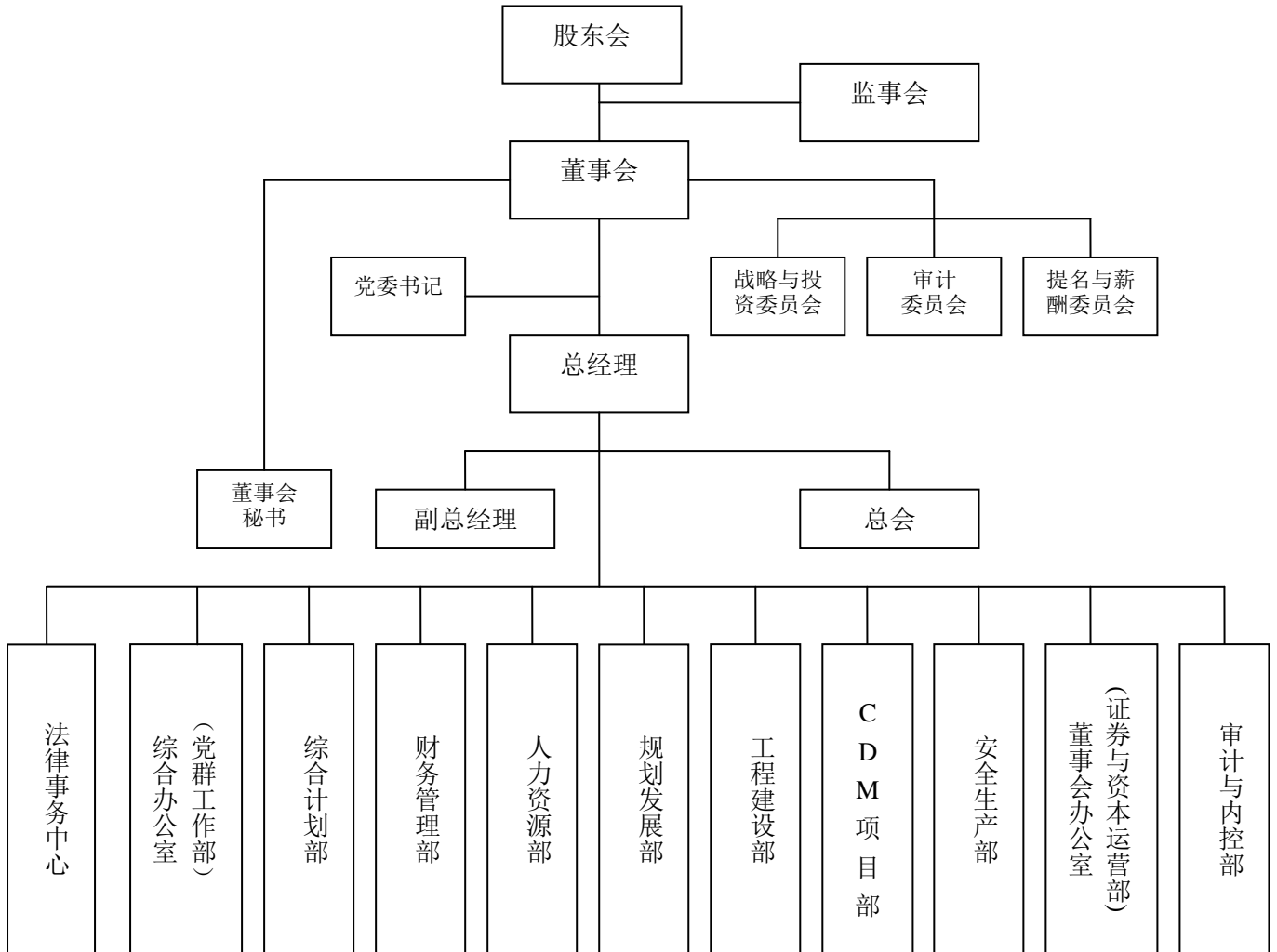
九、结论

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“15京能洁能MTN001”AAA的信用等级。

附件 1-1 公司股权结构图



附件 1-2 公司组织架构图



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)	27.45	47.17	25.94	34.62
资产总额(亿元)	385.75	479.84	464.07	479.03
所有者权益(亿元)	110.63	130.20	161.78	170.53
短期债务(亿元)	66.85	109.19	96.82	106.01
长期债务(亿元)	166.00	181.88	156.13	151.01
全部债务(亿元)	232.85	291.07	252.94	257.02
营业收入(亿元)	63.34	90.08	145.58	46.07
利润总额(亿元)	14.52	15.33	25.66	11.20
EBITDA(亿元)	34.43	39.42	55.32	--
经营性净现金流(亿元)	37.06	24.29	60.96	20.61
财务指标				
销售债权周转次数(次)	2.64	2.51	3.73	--
存货周转次数(次)	70.50	65.24	96.96	--
总资产周转次数(次)	0.18	0.21	0.31	--
现金收入比(%)	115.85	94.34	119.77	125.38
营业利润率(%)	13.51	15.94	6.35	23.45
总资本收益率(%)	6.15	5.59	7.75	--
净资产收益率(%)	11.05	9.64	12.58	--
长期债务资本化比率(%)	60.01	58.28	49.11	46.96
全部债务资本化比率(%)	67.79	69.09	60.99	60.11
资产负债率(%)	71.32	72.87	65.14	64.40
流动比率(%)	67.55	68.19	57.62	56.94
速动比率(%)	66.76	67.27	56.64	56.04
经营现金流流动负债比(%)	34.57	15.13	44.18	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.15	2.84	4.49	--
全部债务/EBITDA(倍)	6.76	7.38	4.57	--

注：1. 2016 年一季度财务数据未经审计；

2. 现金类资产计算扣除公司受限货币资金；

3. 其他流动负债以及长期应付款分别计入公司短期、长期债务。

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