

信用等级公告

联合[2018] 2952 号

联合资信评估有限公司通过对北京京能清洁能源电力股份有限公司主体长期信用状况进行综合分析和评估,确定北京京能清洁能源电力股份有限公司主体长期信用等级为 AAA,评级展望为稳定。

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一八年十一月九日



北京京能清洁能源电力股份有限公司

2018 年度主体长期信用评级报告

评级结果:

主体长期信用等级: AAA

评级展望: 稳定

评级时间: 2018 年 11 月 9 日

财务数据

项 目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 9 月
现金类资产(亿元)	25.99	21.01	36.47	57.44
资产总额(亿元)	464.07	478.76	510.38	534.67
所有者权益合计(亿元)	161.78	175.60	191.14	215.03
短期债务(亿元)	96.76	164.24	161.76	122.22
长期债务(亿元)	156.56	95.76	113.98	147.09
全部债务(亿元)	253.32	260.01	275.74	269.32
营业收入(亿元)	145.58	148.49	145.21	118.45
利润总额(亿元)	25.66	26.27	24.79	22.14
EBITDA(亿元)	55.32	54.75	57.88	--
经营性净现金流(亿元)	60.96	48.26	49.20	45.95
营业利润率(%)	6.35	18.29	19.05	24.06
净资产收益率(%)	12.58	12.45	10.31	--
资产负债率(%)	65.14	63.32	62.55	59.78
全部债务资本化比率(%)	61.03	59.69	59.06	55.60
流动比率(%)	57.62	35.19	48.04	72.36
经营现金流流动负债比(%)	44.18	23.93	24.83	--
全部债务/EBITDA(倍)	4.58	4.75	4.76	--
EBITDA 利息倍数(倍)	4.34	5.55	5.25	--

注: 1. 2018 年三季度财务数据未经审计; 2. 其他流动负债中短期融资券和长期应付款及其他非流动负债中带息款分别计入公司短、长期债务; 3. 分项数之和与合计数尾差系四舍五入产生。

分析师

刘珺轩 刘艳婷

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

北京京能清洁能源电力股份有限公司(以下称“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,其在行业地位、股东及政府支持等方面具有显著优势。公司燃气发电板块运营保持稳定,随着风电和光伏板块在建项目的投产,公司资产和权益规模持续增长,受益于燃气成本下降,公司营业利润率有所提升。2018 年 7 月,公司完成增发,资本实力进一步提升。同时,联合资信评估有限公司(以下简称“联合资信”)也关注到光伏行业政策出台导致行业景气度有所波动、未来投资规模大、存在一定融资需求等因素对公司信用水平产生的不利影响。

未来随着公司在建及规划建设的风电、光伏、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。联合资信对公司的评级展望为稳定。

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,公司能够持续获得政府补贴。
2. 公司燃气热电业务处于突出地位,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。
3. 公司资产和权益规模持续增长,同时受益于燃气成本下降,公司营业利润率有所提升。
4. 2018 年 7 月,公司完成增发事项,资本实力进一步提升。

关注

1. 光伏行业受“5.31”新政影响,行业景气度有所波动,可能对公司在建及拟建光伏项目推进产生一定影响。

2. 公司资产以非流动资产为主，流动性较弱，应收账款金额较大，且呈增长态势。
3. 公司在建项目未来投资规模较大，存在一定融资需求。

声 明

一、本报告引用的资料主要由北京京能清洁能源电力股份有限公司（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、该公司信用等级自 2018 年 11 月 9 日至 2019 年 11 月 8 日有效；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。

北京京能清洁能源电力股份有限公司

2018 年度主体长期信用评级报告

一、主体概况

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，并更名为现名。

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 2018 年 9 月底，公司注册资本为 82.45 亿元，已发行股数为 82.45 亿股，其中京能集团直接和间接持股比例共计 68.677%，为公司控股股东。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、光伏发电及中小型水电等多元化清洁能源业务。

截至 2017 年底，公司合并资产总计 510.38 亿元，所有者权益合计 191.14 亿元（含少数股东权益 5.69 亿元）。2017 年公司实现营业收入 145.21 亿元，利润总额 24.79 亿元。

截至 2018 年 9 月底，公司合并资产总计 534.67 亿元，所有者权益合计 215.03 亿元（含少数股东权益 3.83 亿元）。2018 年 1~9 月，公司实现营业收入 118.45 亿元，利润总额 22.14 亿元。

公司注册地址：北京市延庆区八达岭经济开发区紫光东路 1 号 118 室；法定代表人：刘海峡。

二、宏观经济和政策环境

2017 年，在世界主要经济体维持复苏态势、中国供给侧结构性改革成效逐步显现的背景下，中国继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，协调经济增长与风险防范，同时为供给侧结构性改革创造适宜的货币金融环境，2017 年中国经济运行总体稳中向好，国内生产总值（GDP）82.8 万亿元，同比实际增长 6.9%，经济增速实现 2011 年以来的首次回升。从地区来看，西部地区经济增速引领全国，山西、辽宁等地区有所好转。从三大产业来看，农业生产形势较好，工业生产稳步增长，服务业保持快速增长态势，第三产业对 GDP 增长的贡献率继续上升，产业结构持续改善。从三大需求来看，固定资产投资增速有所放缓，居民消费维持较快增长态势，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）均保持扩张，就业形势良好。

2018 年上半年，中国继续实施积极的财政政策，通过减税降费引导经济结构优化转型，继续发挥地方政府稳增长作用，在防范化解重

大风险的同时促进经济的高质量发展。2018年1-6月，中国一般公共预算收入和支出分别为10.4万亿元和11.2万亿元，收入同比增幅（10.6%）高于支出同比增幅（7.8%）；财政赤字7261.0亿元，较上年同期（9177.4亿元）有所减少。稳健中性的货币政策在防范系统性金融风险、去杠杆的同时也为经济结构转型升级和高质量发展创造了较好的货币环境，市场利率中枢有所下行。在上述政策背景下，2018年1-6月，中国GDP同比实际增长6.8%，其中西部地区经济增速较快，中部和东部地区经济整体保持稳定增长，东北地区仍面临一定的经济转型压力；CPI温和上涨，PPI和PPIRM均呈先降后升态势；就业形势稳中向好。

2018年1-6月，三大产业保持较好增长态势，农业生产基本稳定；工业生产增速与上年全年水平持平，但较上年同期有所回落，工业企业利润保持较快增长；服务业保持较快增长，仍是支撑经济增长的主要力量。

制造业投资增速有所加快，但房地产开发投资和基础设施建设投资增速有所放缓，导致固定资产投资增速有所放缓。2018年1-6月，全国固定资产投资（不含农户）29.7万亿元，同比增长6.0%，增速有所放缓。受益于相关部门持续通过减税降费、简化行政许可与提高审批服务水平、降低企业融资成本等措施，民间投资同比增速（8.4%）仍较快。受上年土地成交价款同比大幅增长的“滞后效应”、抵押补充贷款（PSL）大幅增长推升棚改贷规模等因素影响，房地产投资保持较快增速（9.7%），但2018年以来棚改项目受理偏向谨慎以及房企融资渠道趋紧，导致2018年3月以来房地产开发投资持续回落；由于金融监管加强，城投公司融资受限，加上地方政府融资规模较上年同期明显减少导致地方政府财力有限，基础设施建设投资同比增速（7.3%）明显放缓；受到相关政策引导下的高技术制造业投资和技术改造投资增速较快的拉动，制造业投资同比增速（6.8%）继续加快。

居民消费增速小幅回落，但仍保持较快增速。2018年1-6月，全国社会消费品零售总额18.0万亿元，同比增速（9.4%）出现小幅回落，但仍保持较快增长。具体来看，汽车消费同比增速（2.7%）和建筑及装潢材料消费同比增速（8.1%）明显放缓；化妆品类、家用电器和音响器材类、通讯器材类等升级类消费，以及日用品类、粮油食品、饮料烟酒类等基本生活用品消费保持较快增长；此外，网上零售保持快速增长，全国网上商品和服务零售额同比增速（30.1%）有所回落但仍保持快速增长。中国居民消费持续转型升级，消费结构不断优化，新业态和新商业模式发展较快，消费继续发挥支撑经济增长的重要作用。

进出口增幅有所回落。2018年1-6月，中国货物进出口总值14.1万亿元，同比增幅（7.9%）有所回落，主要受欧盟等部分国家和地区经济复苏势头放缓、中美贸易摩擦加剧等因素影响。出口方面，机电产品和劳动密集型产品出口额在中国出口总值中占比仍较大，服装与衣着附件类出口额出现负增长；进口方面，仍以能源、原材料产品为主，受价格涨幅较大影响，原油、未锻造的铜及铜材进口金额均实现36%以上的高速增长。

2018年下半年，国际主要经济体的货币政策分化、贸易保护主义、地缘政治冲突等因素使得全球经济复苏进程存在较大的不确定性，这将对未来中国经济增长带来挑战。在此背景下，中国将继续实施积极的财政政策，货币政策保持稳健中性、松紧适度，同时深入推进供给侧结构性改革，继续加大对外开放力度，促进经济高质量发展。从三大需求来看，投资或呈稳中趋缓态势，主要由于全球经济复苏放缓态势及贸易摩擦短期内或将使制造业投资增速面临小幅回落的风险，且在房地产行业宏观调控持续影响下，房地产投资增速或将继续放缓。但是，受益于地方政府专项债的逆周期经济调节作用，基础设施建设投资增速有望回升。居民消费（尤其是升级类消费）有望维持

较快增长，主要受益于鼓励居民消费、深入挖掘消费潜力以及消费体制机制不断完善，个人所得税新政下半年有望推出，以及部分进口车及日用消费品进口关税的进一步降低。进出口增速或将继续放缓，主要受全球经济复苏步伐的放缓、中美贸易摩擦的加剧等因素的影响。总体来看，2018年下半年中国消费有望维持较快增长，但考虑到固定资产投资稳中趋缓、进出口增速继续回落，经济增速或将继续小幅回落，预测全年经济增速在6.5%~6.7%。

三、行业分析

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，以下行业分析主要以燃气发电与风力发电为主。

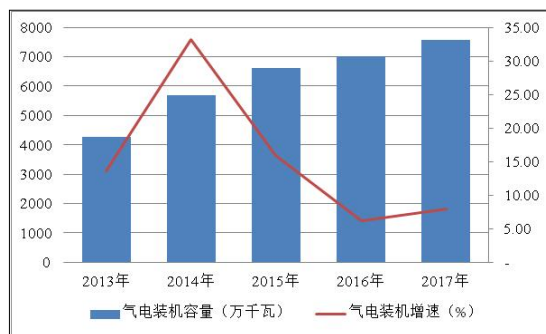
1. 燃气发电

(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 2017 电力工业统计快报统计，截至 2017 年底，全国天然气发电装机容量 7570 万千瓦，同比增长 7.98%，占全国发电装机容量的 4.26%，装机占比进一步提升，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。

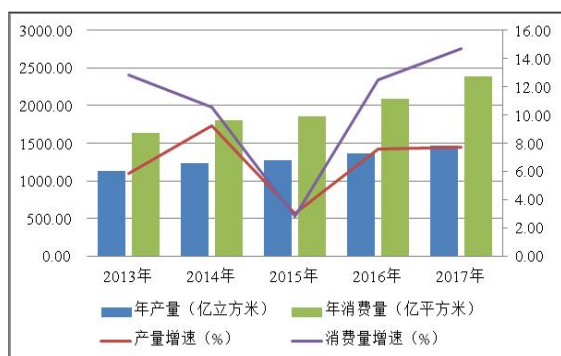
《大气污染防治行动计划》中提出，京津冀、长三角、珠三角等区域新建项目禁止配套建设自备燃煤电站。除热电联产外，禁止审批新建燃煤发电项目。并通过政策补偿和实施阶梯电价、调峰电价等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭，这使得电力集团纷纷投建天然气电厂，目前国内天然气发电通过政府补贴的方式已经能获得较好的收益。

(2) 行业关注

“十二五”期间，全国天然气探明地质储量持续增长，2015 年新增探明储量 6772.20 亿立方米，新增探明技术可采储量 3754.35 亿方。截至 2015 年底，中国累计探明常规天然气地质储量 13.01 万亿立方米，仅占世界已探明储量的 2.33%，剩余技术可采储量 5.19 万亿立方米，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，发电成本高等瓶颈。

图2 天然气产量与消费量增长趋势

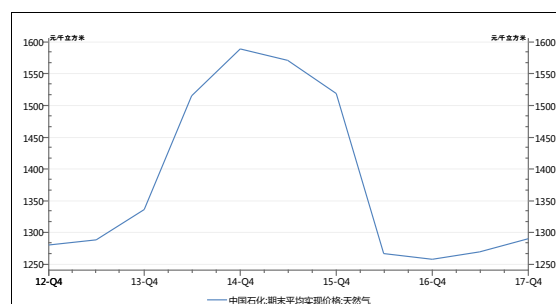


资料来源: Wind

供求关系方面,中国油气资源相对短缺,国内产量不足以满足国内需求,且近年来需求增速远高于产量增速。2017年天然气产量1474.00亿立方米,同比增长7.72%;天然气消费量(表观)2393.94亿立方米,增长14.71%。2016年11月4日,全球气候协议《巴黎协定》正式生效,为了经济社会的持续发展,中国天然气需求量增速快速上升。天然气产量增速始终低于天然气需求量,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,2017年天然气进口量955.47亿立方米,对外依存度高达38.43%;较2016年的34.43%进一步上升。2018年1~9月,天然气产量为1161.70亿立方米,同比增长6.20%;天然气消费量(表观)1550.58亿立方米,为2017年全年的64.77%。

天然气价格方面,受国际油价大幅下跌和短期内全球天然气供大于求影响,2015年起天然气价格快速下降,以中石化天然气期末平均实现价格为例,2014年以来,天然气价格由1589元/千立方米快速下降至2016年底的1258元/千立方米。2017年,受油价回升及天然气需求快速增长影响,天然气价格有所回升,2017年底,中石化天然气期末平均实现价格达1290元/千立方米。

图3 中石化天然气期末平均实现价格走势



资料来源: Wind

长期以来,中国天然气价格采取政府管理的模式,天然气定价对企业运营成本、市场价值和使用效率的反映并不充分,天然气价格改革成为天然气产业发展的重要风向标。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4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;2017年8月,国家发改委根据天然气管道定价成本监审结果下调管道运输价格,结合天然气增值税税率调整情况,将非居民用气基准门站价格每立方米降低0.1元。但整体看,气价与电价非同步调整,在上网电价呈下降趋势而天然气价格受原油价格影响有所波动的情况下,燃气发电成本在天然气价格上涨时无法被覆盖,若剔除政府补贴,燃气电厂盈利水平难以保障,这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。

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。

2016 年 12 月 24 日，国家发改委发布了《天然气发展“十三五”规划》。规划提出要借鉴国际天然气发展经验，提高天然气发电比重，扩大天然气利用规模，鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，有序发展天然气调峰电站，因地制宜发展热电联产。在可再生能源分布比较集中和电网灵活性较低区域积极发展天然气调峰机组，推动天然气发电与风力、太阳能发电、生物质发电等新能源发电融合发展。2020 年天然气发电装机规模达到 1.1 亿千瓦以上，占发电总装机比例超过 5%。

2. 风力发电

(1) 行业概况

随着中国节能减排压力的凸显，国家出台各项政策鼓励可再生能源发电；在非水电可再生能源发电中，风力发电以其技术相对成熟、成本相对低廉的优势取得了高速发展，逐步成为世界范围内风电产能最大、增速最快的国家之一。中国风能储量丰富，而且随着低风速风力发电技术的不断发展，中国的风电开发空间进一步扩大，粗略估算，中东南部 19 个省(区、市)陆上风能资源可开发量由原来的 3 亿千瓦增至 10 亿千瓦。根据中国风能协会数据，截至 2017 年底，中国风电累计装机规模为 1.88 亿千瓦，风电开发仍具有很大的开发空间。

根据中国风能协会数据，2017 年，全国风电新增装机 1966 万千瓦，同比下降 15.9%，受前期抢装潮透支投资需求影响，风电新增装机增速回落明显；新增装机主要集中于山东、青海、河南、山西和江西等省份。截至 2017 年

底，中国有 25 个省(区、市)风电累计并网容量超过百万千瓦，其中内蒙古累计并网容量 2670 万千瓦，居全国首位。同期，全国风电平均利用小时同比增加 203 小时至 1948 小时，其中，福建、云南、四川和上海利用小时数较高，超过 2300 小时。随着风电装机规模和利用效率的提升，发电量也呈现稳步增长趋势，2017 年为 3057 亿千瓦时，在总发电量中的比重提高 0.7 个百分点至 4.80%。根据《风电发展“十三五”规划》，到 2020 年，风电并网装机容量达 2.1 亿千瓦以上，风电年发电量达 4200 亿千瓦时以上，约占全国总发电量的 6%，根据 2017 年 7 月发布的《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》，未来三年每年平均并网 3600 万千瓦，2017~2020 年规划并网目标为 1.26 亿千瓦，风电整体发展前景良好。

海上风电方面，中国海上风电起步晚，但凭借海上资源稳定、大发电功率及便于消纳等特点，发展迅速，装机规模连续五年快速增长。目前中国是全球第三大海上风电国，占据全球海上风电 14.82% 的市场份额。中国拥有发展海上风电的天然优势，海岸线长达 1.8 万公里，可利用海域面积 300 多万平方公里，海上风能资源丰富。根据中国气象局风能资源详查初步成果，中国 5 米至 25 米水深线以内近海区域、海平面以上 50 米高度范围内，风电可装机容量约 2 亿千瓦时。《风电发展“十三五”规划》提出，到 2020 年海上风电装机容量达到 500 万千瓦，国家将大力推动海上风电跨越式发展，海上风电将从技术、质量、政策等方面实现高速发展。

用电需求方面，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%。总体看，近年来全

国电力供需环境宽松，用电需求增速有所放缓，第三产业用电量增速明显领先于其他产业。

中国已有数十家大型企业参与千万千瓦级风电基地建设和其它风电场开发工作，另有许多中小企业也投入到中小型风电场的建设中。目前，中国风电开发商主要有中央五大电力集团、中央所属能源企业（如中广核、三峡集团、中节能等）、地方所属电力或能源集团（如京能集团、粤电集团等）及港资、民营以及外资企业（如香港建设新能源、天润投资以及宏腾能源等），另外随着部分上市风电设备制造商的规模逐渐扩大，也逐渐向风电场运营进行业务拓展。相对前三类开发企业，后两类企业所进行的风电场规模相对较小，所占比例较低。根据中国风能协会的统计，截至到 2017 年底，以五大电力集团和央属能源集团为代表的前十名风电开发商并网项目占全部并网项目的 71% 左右。总体看，风电行业中央企与省属企业规模较大，且行业集中度逐渐提升，具有较强的开拓能力。

（2）行业关注

弃风限电

风电具有间歇性、波动性、随机性等特点，导致其上网效率面临一定局限性，机组负荷也显著弱于火电。近年来，风电机组的年平均利用小时数均为 1900~2000 小时左右，较火电机组负荷有一定差距。

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，形成风电场建成后，不能及时并网发电的现象。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。2017 年，全国弃风电量 419 亿千瓦时，同比减少 78 亿千瓦时；2018 年一季度全国弃风电量 91 亿千瓦时，同比减少 44 亿千瓦时；全国平均弃风率 8.5%，弃风率同比下降 8 个百分点，全国弃风电量和弃风率实现“双降”，弃风限

电形势大幅好转。从区域上来看，近年来国内风电领域的弃风限电，主要存在于传统的风资源丰富、装机量集中的三北地区，其由于网架结构原因，输送通道存在外送能力不足的问题。其中，2017 年弃风率超过 10% 的地区是甘肃、新疆、吉林、内蒙古和黑龙江，其中甘肃和新疆的弃风率分别为 33% 和 29%，弃风水平较高。

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。

总体来看，虽然在政策引导下，全国风力发电机组限电率有所下降，弃风现象呈改善趋势，但部分区域弃风限电水平仍然较高，风电产能消纳仍是风力发电发展的一大阻碍。

上网电价下调

近年来，国家连年出台相关政策优化可再生能源结构，并不断下调上网电价以倒逼电力企业降低生产成本、推进补贴退坡。

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 2017 年 1 月 1 日之后新建光伏发电和 2018 年 1 月 1 日之后新核准建设的陆上风电标杆上网电价，《通知》规定，2018 年 1 月 1 日之后四类风电资源区上网电价分别为 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，较目前上网电价每千瓦时分别下降 7 分、5 分、5 分和 3 分。

2018 年 5 月 24 日，国家能源局发布《关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知》，通知指出，推行竞争方式配置风电项目。从通知印发之日起，尚未印发 2018 年风电年度建设方案的省(自治区、直辖市)新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目

应全部通过竞争方式配置和确定上网电价，各项目申报的上网电价不得高于国家规定的同类资源区标杆上网电价。

总体来看，上网电价下调、引入竞价机制以及加速补贴退坡，为风电开发商控制发展节奏、保障稳定增长和维持盈利水平带来了一定挑战。

（4）行业发展

国家发展改革委发布的《中国风电发展路线图 2050》提出了中国风电发展的战略目标。短期来看，2020 年前，考虑到电网基础条件和可能存在的约束，每年风电新增装机达到 1500 万千瓦左右，到 2020 年，力争风电累计装机达到 2 亿千瓦，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。

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。目前，东南沿海地区已有较强的高压输电网，风电机组并网在上述地区技术问题较少；另一方面，西部地区当地电力消纳能力较弱、外送能力不强，但国家电网正在按规划加快远距离、高电压输电线路的建设。随着新疆与西北主网联网 750 千伏第二通道工程、哈密—郑州±800 千伏特高压直流工程陆续投运后，风电送出能力将大幅提升。根据国家电网测算，若在建以及获批建设的输电工程全部建成投产，新增风电送出能力将在 2500 万千瓦以上。通过统筹安排，加强风电优先调度，增加风电上网电量最高可达 6 亿千瓦小时左右。

四、基础素质分析

1. 产权关系

截至 2018 年 9 月底，公司注册资本 82.45 亿元，控股股东京能集团直接和间接持股比例

合计为 68.677%。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，在北京投入运营 6 个燃气热电联产电厂，控股装机 4436 兆瓦，占北京燃气发电量的 50% 以上，供热量的 70% 左右，是北京地区燃气供热供电的龙头企业。截至 2017 年底，公司控股装机容量为 8031.85 兆瓦，较 2016 年底增长约 240 兆瓦，主要为新增风电和光伏装机。公司控股装机容量中气电占比为 55.23%，风电占比为 29.24%，水电占比为 5.59%，光伏占比为 9.94%。2018 年 1~9 月，公司新增投产光伏装机容量 366MW，其他装机规模无变化。2017 年，公司发电规模保持平稳，公司实现发电量 252.63 亿千瓦时。整体看，公司装机结构良好，发电利用率高，发电水平保持稳定。

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，燃气发电在北京区域内拥有垄断优势，市场竞争力很强。

3. 人员素质

截至 2018 年 9 月底，公司在任董事长 1 名，非执行董事 4 名，执行董事兼总经理 1 名，

独立非执行董事 4 名，监事 3 名和高级管理人员 5 名。

刘海峡先生，1961 年 7 月生，工商管理硕士，自 2018 年 6 月起担任本公司非执行董事兼董事会主席。刘先生于 1983 年 7 月至 1985 年 8 月，任北京电子动力公司热电厂技术员、助理工程师；1985 年 8 月至 1991 年 5 月任北京电子动力公司设备安装公司工程师、副总工程师；1991 年 5 月至 1994 年 3 月任北京电子动力公司技术设备处副处长；1994 年 3 月至 1998 年 8 月任北京电子动力公司经理助理、副经理（其间：1995 年 9 月至 1998 年 7 月在中国人民大学工商管理学院工商管理专业学习，获工商管理硕士学位）；1998 年 8 月至 2000 年 2 月任北京国际电力开发投资公司总经理助理；2000 年 2 月至 2000 年 4 月任北京国际电力开发投资公司总经理助理、北京京能热电股份有限公司董事长；2000 年 4 月至 2004 年 3 月任北京国际电力开发投资公司总经理助理、北京京能热电股份有限公司董事长、北京京西发电有限责任公司董事长；2004 年 3 月至 2004 年 12 月任北京国际电力开发投资公司总经理助理，北京京能热电股份有限公司党委书记、董事长，北京京西发电有限责任公司董事长；2004 年 12 月至 2009 年 5 月任北京能源投资（集团）有限公司总经理助理，北京京能热电股份有限公司党委书记、董事长，北京京西发电有限责任公司董事长；2009 年 5 月至 2014 年 12 月任北京能源投资（集团）有限公司副总经理，北京京能热电股份有限公司党委书记、董事长；2014 年 12 月至今任北京能源集团有限责任公司副总经理；刘先生亦于 2000 年 4 月至 2018 年 3 月任大唐国际发电股份有限公司（一家于香港联合交易所有限公司主板上市的公司，股份代码：991；亦于上海证券交易所上市，股份代码：601991）非执行董事。

张凤阳先生，1970 年 1 月生，水利水电工程学学士，高级工程师，自 2018 年 2 月起担任本公司执行董事、党委书记、总经理。张先

生于 1994 年月至 2000 年 9 月任北京勘测设计研究院工程师、设计室副主任；2000 年 9 月至 2003 年 10 月任北京国电水利电力工程有限公司经营发展部副主任、副设计总工程师、党支部书记；2003 年 10 月至 2004 年 7 月任北京国际电力开发投资公司电力投资建设部项目经理；2004 年 7 月至 2007 年 4 月任北京国际电力新能源有限公司副总经理、党支部书记；2007 年 4 月至 2009 年 7 月任北京国际电力新能源有限公司总经理、党支部书记、执行董事；2009 年 7 月至 2013 年 11 月任北京京能新能源有限公司党委书记、总经理、执行董事；2010 年 10 月至今任宁夏京能灵武风电有限公司执行董事；2013 年 11 月至 2018 年 6 月任北京京能新能源有限公司总经理。

截至 2017 年底，公司共有在职员工 2763 人，其中 35 岁以下员工占 49.98%，35~55 岁占 47.31%，55 岁以上占 2.71%；从文化程度看，公司大专及以上学历占 46.26%，本科学历占 45.31%，硕士及以上学历占 8.43%。

总体看，公司主要高级管理人员均拥有丰富的电力行业工作背景和管理经验，对行业发展趋势和公司经营驾驭能力较强，管理水平较高。公司员工文化程度较高，符合清洁能源新兴电力行业特点，近年公司引入大量高级人才和技术骨干，同时从内部挖掘培养各种项目实施人才，人员构成渐趋合理。

4. 股东支持

公司控股股东京能集团是经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。截至 2018 年 9 月底，京能集团注册资本 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。

京能集团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2017年底，京能集团权益装机容量2041万千瓦，可控装机容量2039万千瓦，2017年京能集团实现发电量818亿千瓦时，完成供热量4675万吉焦。

截至2018年9月底，京能集团共有4家上市公司，分别为北京京能电力股份有限公司（股票代码600578.SH）、北京京能清洁能源电力股份有限公司（股票代码0579.HK）、京能置业股份有限公司（股票代码600791.SH）及北京吴华能源股份有限公司（股票代码601101.SH）。

京能集团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。2017年，京煤集团煤炭产量818万吨，销售量1063万吨（其中，贸易量245万吨）。

截至2017年底，京能集团合并资产总额2630.59亿元，所有者权益（其中少数股东权益316.78亿元）合计1033.31亿元。2017年，京能集团实现营业总收入632.51亿元，利润总额30.56亿元。

截至2018年9月底，京能集团合并资产总额2744.39亿元，所有者权益（其中少数股东权益314.08亿元）合计1025.17亿元。2018年1~9月，京能集团实现营业总收入461.84亿元，利润总额41.03亿元。

京能集团为北京市政府出资的发电主体和北京地区用电负荷的主要供给者，在北京市的能源保障体系中拥有重要的地位。京能集团目前电源资产与售电市场布局合理、燃煤供应保障程度较高，资产整体质量良好，债务负担合理，可变现金融资产规模大，综合实力强，目前公司拥有京能集团清洁能源板块主要的优质资产。京能集团雄厚的实力能够在技术、人才、资金等多方面为公司提供支持。

五、管理分析

1. 法人治理结构

公司按照《公司法》、《证券法》等法律法规要求规范运作，严格执行《公司章程》、《股东大会议事规则》、《董事会议事规则》、《监事会议事规则》、《中国共产党章程》等规章制度。公司建立了股东大会、党委、董事会、监事会和经理层分立的治理结构及经营、决策、监督相互制衡的管理机制。

根据公司章程，股东大会是公司的权力机构，董事会、监事会对股东大会负责。公司董事会由11名成员组成，其中4名为独立董事，董事任期3年，负责制定公司经营计划、投资和利润分配方案。董事会设董事长1人，由董事会以全体董事的过半数选举产生。公司监事会由3名监事组成，任期3年，监事会设监事会主席1名，由2/3以上监事选举产生。公司设总经理1名，由董事长提名，董事会聘任或解聘，总经理全面负责公司日常经营运作和控制管理，对董事会负责。

总体看，公司法人治理结构较完善。

2. 管理体制

公司下设公司办公室、证券与资本运营部、人力资源部、经营计划部、财务管理部等10个职能部门，下属各部门职能划分明确，管理制度完善，执行情况较好。

公司各部门分工明确，对下属企业的对应部门进行专业指导、监督及业务支持，统一执行公司颁布的各项规章制度，在公司整体发展战略规划的基础上，各下属子公司建立了相应的经营计划和内部控制制度，完善自身管理。

为满足生产经营需要，公司制定了包括决策管理、经营管理、财务管理、工程管理、安全管理在内的18大项管理制度，管理制度内容涵盖公司业务的各个层面，制度较为健全，目前执行情况良好。

在经营管理方面，公司制定了《投资经营

计划管理办法》、《综合统计管理办法》、《合同管理办法》、《招投标管理标准》、《物资管理办法》等相关制度，明确了在业务开展过程中各环节的管理办法，在较大程度上控制了经营风险。

财务管理方面，公司制定了包括预算、决算、资金管理、对外担保在内的系统化的财务管理制度，目前各项制度执行情况正常。公司本部作为资本运营中心、资金结算中心，对下属所有子公司资金进行监管，并实行全面的预算管理制度，预算与经营计划和目标对应，以保障公司经营目标的实现。

综合看，公司法人治理结构较为完善，各项规章制度比较健全，运作规范。

六、重大事项

公司于2017年6月1日发布《建议认购内资股、建议认购H股及建议修订组织章程细则》的公告，公告称公司将向京能集团以每股人民币2.24元的价格发行总面值人民币902471890元之902471890股内资股，同时向北京能源投资集团（香港）有限公司以每股2.56港元（相等于人民币2.44元）的价格发行总面值人民币471612800元之471612800股H股。该认购事项于2018年7月12日完成。完成内资股及H股增发后，公司已发行股份总数由6870423454股增至8244508144股，京能集团直接和间接持有公司68.68%的股份，仍保持公司控股股东地位。

认购事项的完成补充了权益规模，公司资本实力有所提升，资本结构有所优化；同时本次认购事项不会造成控股股东的变更。

七、生产经营

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、

光伏发电及中小型水电等清洁能源业务。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。

2015~2017年，公司营业收入基本保持稳定。2017年，受燃气板块发电量下降影响，公司营业收入小幅下滑，2017年公司实现营业收入145.21亿元，同比下降2.21%。其中售电业务占比小幅下降，电力板块占营业收入总额的88.95%。同期，热电联产所形成的热力收入同比增长10.85%，2017年为15.43亿元。另外，公司承接工程服务业务和开展融资租赁、对外检修等其他业务，此两项业务规模较小，对公司营业收入贡献不大，2017年分别实现收入0.01亿元和0.61亿元。

从毛利率看，2015~2017年，公司综合毛利率持续提升，分别为6.61%、19.05%和20.23%。2017年公司电力板块毛利率水平保持稳定，小幅上升2.10个百分点至24.15%。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，2017年公司整体毛利率为20.23%，较2016年上升1.18个百分点。

2018年1~9月，公司实现营业收入118.45亿元，为2017年全年的81.57%；售电业务收入占比提升至90.45%，售电业务继续保持突出地位。毛利率方面，由于本期毛利率较高的风电及光伏板块收入占比提升，公司电力业务毛利率较2017年水平有所提升，达29.21%，从而带动公司整体毛利率较2017年上升5.05个百分点至25.28%。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其他收益，公司实际业务盈利能力较强。2018年1~9月，公司确认的电价补贴为4.28亿元。

表 1 公司营业收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

项目		2015 年			2016 年			2017 年			2018 年 1~9 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	131.13	90.08	7.55	134.36	90.49	22.05	129.16	88.95	24.15	107.13	90.45	29.21
	热力	12.85	8.83	-13.54	13.92	9.38	-10.42	15.43	10.63	-14.89	11.00	9.29	-14.61
	工程服务	0.05	0.03	33.92	0.05	0.03	18.84	0.01	0.01	18.68	0.04	0.03	19.03
其他业务		1.55	1.07	93.48	0.16	0.10	40.31	0.61	0.41	80.40	0.27	0.23	92.99
合计		145.58	100.00	6.61	148.49	100.00	19.05	145.21	100.00	20.23	118.45	100.00	25.28

资料来源：公司提供

注：合计数小数点后两位差异系四舍五入导致。

总体看，公司收入规模基本稳定，受益于燃气成本下降，公司毛利率有所提升；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，公司实际业务盈利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、光伏发电等，其中燃气发电与供热属热电联产项目。

（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”）、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“京西燃气”）负责运营。

表 2 2017 年公司燃气发电业务运营情况

项目名称	装机容量 (兆瓦)	平均利用 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	410.00	3866	154787.49	0.65
京阳热电	780.00	3917	295941.80	0.65
京桥热电	838.00	4262	349537.49	0.65
未来城燃气	255.00	3833	94694.22	0.65
高安屯燃气	845.00	3835	316580.55	0.65

京西燃气	1308.00	3896	497560.97	0.65
合 计	4436.00	3951	1709102.51	--

资料来源：公司提供

2017 年以来公司燃气发电无新增装机容量，截至 2018 年 9 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。

上网电量方面，2017 年公司实现燃气上网电量 170.91 亿千瓦时，同比下降 9.91%，主要系受环保督查影响，地方电网控制燃机发电上网规模所致。2018 年 1~9 月，公司实现燃气上网电量 133.19 亿千瓦时，同比增长 7.09%，为 2017 年全年燃气上网电量的 77.93%。

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 2018 年 9 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，2017 年公司确认电价气价补贴为 10.50 亿元，实际收到电价气价补贴款 12.05 亿元；2018 年 1~9 月，公司确认的电价补贴 4.28 亿元，其中燃气

发电项目收到的电价气价政府补贴为 4.12 亿元。

表 3 2017 年公司主要燃气发电项目确认政府补贴

补助明细	金额(亿元)	占比 (%)
京阳热电燃气电价气价补贴	2.29	22.25
京桥热电电价气价补贴	2.23	21.67
京丰燃气电价气价补贴	0.55	5.34
京西燃气电价气价补贴	2.43	23.63
未来城燃气电价气价补贴	0.85	8.26
高安屯燃气电价气价补贴	1.94	18.85
合 计	10.29	100.00

资料来源：公司提供

采购方面，燃气成本为公司生产成本中的主要部分，其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有限责任公司，受燃气发电量有所下降影响，2017 年公司采购天然气 36.44 亿立方米，同比下降 7.72%；天然气采购价格方面，2017 年 9 月，北京市发展和改革委员会（以下简称“北京市发改委”）发布通知称，自 2017 年 9 月 1 日起，北京市管道天然气非居民销售价格下调 0.1 元/立方米，其中发电用气最高销售价格为 2.41 元/立方米；进入供暖季后受天然气供应紧张影响，北京市发改委再次发布通知，自 2017 年 11 月 15 日至 2018 年 3 月 15 日，本市非居民天然气销售价格上浮 0.16 元/立方米，其中发电用气最高销售价格为 2.57 元/立方米。受此综合影响，公司 2017 年天然气采购均价与 2016 年持平，为 2.50 元/立方米。2018 年 7 月 10 日起，工商业用气销售价格下调 0.07 元/立方米，2018 年 1~9 月公司天然气采购均价小幅下降至 2.43 元/立方米。

表 4 天然气采购情况（单位：亿立方米、元/立方米）

项目	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 1~9 月
采购量	39.24	39.49	36.44	28.12
采购均价	3.04	2.50	2.50	2.43

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有限责任公司（以下简称“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，2017 年公司供热能力迅速提高，当年供热量为 2086.47 万吉焦，同比增长 11.77%；同期，公司平均供热价格较 2016 年下降 1.66%至 82.88 元/吉焦。2018 年 1~9 月，公司供热量为 1499.81 万吉焦，同比增长 25.90%。

总体看，公司燃气发电量小幅下降，燃气发电收入有所下降，供热业务平稳运行；2017 年以来燃气价格小幅波动，对公司燃气发电业务盈利水平影响不大，同时考虑到政府对公司电价、气价等补贴，公司实际经营状况基本稳定。

（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，目前公司风电业务主要集中于内蒙古地区。

表 5 截至 2017 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	1962.42	25609.52
赛汗分公司	148.50	2196.07	32611.69

白旗分公司	98.25	1792.95	17615.78
察右中发电	99.50	2406.13	23941.04
吉相华亚	99.00	2289.03	22661.43
乌兰伊力更	300.00	2035.50	61065.03
商都	99.00	2286.02	22631.55
霍林郭勒	79.50	2452.26	19495.46
宁夏太阳山	149.00	1546.97	23049.83
巴林右	99.00	2310.48	17155.33
科右中公司	49.50	1957.76	9690.92
旗杆公司	49.50	2343.75	11601.58
乌兰风力	99.00	1228.79	12165.00
文贡乌拉	49.50	2567.81	12710.67
灵武	198.50	1411.32	28014.62
中宁	100.00	1992.15	19921.54
左云	49.50	2367.04	11716.85
五家渠	99.00	1612.55	15964.24
鹿鸣山分公司	186.00	1836.66	30855.94
新 GR 项目	165.50	2743.44	45403.86
合计	2348.25	2044.00	463881.88

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。

2017 年公司核准风电项目 500 兆瓦，新增投产风电项目 2 个，装机容量 85.5 兆瓦，分别为京能巴林右旗翁根山风电场二期工程项目和鹿鸣山分公司项目。截至 2018 年 9 月底，公司控股风电装机合计 2348.25 兆瓦，较 2017 年底无变化。受公司风电装机容量增长影响，2017 年公司实现风力售电 46.39 亿千瓦时，同比上升 13.07%，上网电量的增长带动公司风电收入同比上升 19.17%至 19.02 亿元，风电利用小时数达 2044 小时，高于全国风电平均利用

小时数 96 小时；2018 年 1~9 月，公司实现风力售电 37.35 亿千瓦时，同比增长 15.29%。总体上看，公司风电板块扩张速度有所减缓，公司逐渐提升已投运风电项目的运营效率，利用小时数有所上升，风电板块收入成为公司营业收入的重要补充。

(3) 水电及光伏

2017 年以来公司无新增水电装机，截至 2018 年 9 月底，公司水电装机容量为 449.29 兆瓦。2017 年，公司新增投产 5 个光伏项目，分别为北京八达岭太阳能综合示范项目工程、迁西光伏项目、格伦光伏、广东京能徐闻角尾光伏电站项目、共和源通光伏发电项目。2018 年 1~9 月，公司新增投产光伏装机容量 366MW。截至 2018 年 9 月底，公司光伏发电装机容量 1164.08 兆瓦。随着光伏装机容量的快速扩张，公司水电光伏上网电量有所增长，2017 年为 29.72 亿千瓦时，同比增长 14.44%，其中光伏利用小时数达 1558 小时，超过全国光伏平均利用小时数 425 小时。

表 6 截至 2017 年底公司光伏板块情况表

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)
宁夏新能源	10.00	1488.64	1488.64
五家渠	100.00	1247.81	12478.13
宁夏中卫	30.00	1374.38	4123.13
乌拉特中旗	80.00	1768.82	14150.55
灵武新立	30.00	1506.42	4519.27
赛汗一期	20.00	1874.25	3748.49
黄旗一期	20.00	1815.95	3631.9
格尔木	110.00	1561.88	17180.63
建湖一期	30.00	1315.13	3945.39
中宁	60.00	1342.02	8052.12
共和一期	10.00	1799.78	1799.78
贺兰	30.00	1407.26	4221.79
白旗分公司	10.00	1797.33	1797.33
海原	10.00	1478.18	1478.18
大同	100.00	1634.58	16345.84
徐闻	54.00	1526.54	6869.43
共和源通	10.00	1846.65	615.55
八达岭	31.08	1865.14	2898.43

迁西	40.00	1491.29	2982.58
格伦光伏	13.00	1981.38	214.65
合计	798.08	1558.00	112541.81

资料来源：公司提供

注：徐闻、共和源通、八达岭、迁西和格伦光伏项目为 2017 年新投产项目，利用小时数经年化处理。

总体看，近年来公司水电业务保持平稳，光伏业务装机容量快速增长，机组利用效率较高，但同气电和风电相比，公司水电及光伏装机规模较小，对公司营业收入影响有限。

作为公司主营业务收入和利润最主要构成因素，燃气发电业务发电规模 2017 年有所下降，带动 2017 年整体营业收入小幅下降；供热业务目前运作情况良好，风力发电和光伏发电平稳推进，弃风弃光情况有所改善，机组利用效率有所提高，业务规模稳中有升。

（4）下游情况

销售方面，截至 2017 年底，公司前五大客户销售额占销售总额的 87.97%，其中国网北京市电力公司和北京市热力集团销售收入占全部营业收入的 75.46%，集中度很高。

表 7 2017 年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	994015.72	65.98
北京市热力集团	热力	142849.48	9.48
内蒙古电力（集团）有限责任公司	电力	103238.14	6.85
国网宁夏电网公司	电力	51952.74	3.45
Energy Australia 能源澳大利亚电力公司	电力	33337.61	2.21
合计		1325393.69	87.97

资料来源：公司提供

3. 未来发展

从在建项目上看，公司主要在建项目包括燃气发电以及风电、光伏项目。截至 2018 年 9 月底，公司主要在建项目总投资 61.22 亿元，其中燃气项目占比 23.24%，风电项目占比 19.96%，光伏项目占比 56.80%。截至 2018 年 9 月底，公司已投入 26.46 亿元，预计 2018 年 10 月~12 月投资 34.76 亿元，2018 年公司投资规模较大，存在一定融资需求。

表 8 截至 2018 年 9 月底公司主要在建项目（单位：亿元）

项目名称	项目概况	总投资	资金筹措方案		截至 2018 年 9 月底已投资	2018 年 10~12 月拟投资
			自筹	贷款		
海淀北部燃气热电联产项目	266MW	14.23	2.85	11.38	11.78	2.45
燃气项目小计	266MW	14.23	2.85	11.38	11.78	2.45
甘肃靖远一期	50MW	4.15	0.83	3.32	0.29	3.86
陕西府谷一期风电	49.5MW	4.15	0.83	3.32	4.03	0.12
榆林府谷二期风电	50MW	3.92	0.78	3.14	0.80	3.12
风电项目小计	149.5MW	12.22	2.44	9.78	5.12	7.10
北票光伏	20MW	1.91	0.38	1.53	1.02	0.89
北票二道沟	20MW	1.91	0.38	1.53	0.38	1.53
葫芦岛南票京泰	20MW	1.53	0.31	1.22	1.09	0.44
缙云农光互补	15MW	1.05	0.21	0.84	0.71	0.34
广东徐闻二期	50MW	3.74	0.75	2.99	1.90	1.84
北塔山光伏	30MW	2.50	0.50	2.00	0.18	2.32
凌源四合当（一期）	20MW	2.55	0.51	2.04	1.22	1.33
凌源四合当（二期）	20MW	1.78	0.36	1.42	1.09	0.69
寿阳光伏发电	100MW	5.38	1.08	4.30	0.65	4.73
大同二期光伏发电	100MW	5.83	1.17	4.66	0.57	5.26
海兴光伏发电	110MW	6.59	1.32	5.27	0.75	5.84

光电项目小计	505MW	34.77	6.97	27.80	9.56	25.21
合计	920.50MW	61.22	12.26	48.96	26.46	34.76

资料来源：公司提供

从未来发展看，随着公司在建工程的完工投产，公司风电及光伏发电占比将进一步提升，公司业务结构将进一步向多元化方向发展。目前公司在建项目较多，且投资集中于 2018 年内，存在一定的融资需求。另外受国家“5.31”光伏新政影响，光伏行业景气度有所波动，考虑到公司在建光伏项目数量较多，规模较大，在建项目推进进度或受到一定影响。

八、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供了 2015~2017 年财务报告，其中瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）对 2015 年及 2016 年财务报告进行了审计，致同会计师事务所（特殊普通合伙）对 2017 年财务报告进行了审计，均出具了标准无保留意见的审计结论。公司提供的 2018 年三季度财务数据未经审计。

截至 2017 年底，公司纳入合并范围子公司合计 50 家，新纳入合并范围子公司 10 家，主要为新设及并购的光伏发电公司。截至 2018 年 9 月底，公司合并报表范围较 2017 年底无变化。公司新增子公司资产规模较小，合并范围变化对财务数据可比性影响不大。

截至 2017 年底，公司合并资产总计 510.38 亿元，所有者权益合计 191.14 亿元（含少数股东权益 5.69 亿元）。2017 年公司实现营业收入 145.21 亿元，利润总额 24.79 亿元。

截至 2018 年 9 月底，公司合并资产总计 534.67 亿元，所有者权益合计 215.03 亿元（含少数股东权益 3.83 亿元）。2018 年 1~9 月，公司实现营业收入 118.45 亿元，利润总额 22.14 亿元。

2. 资产质量

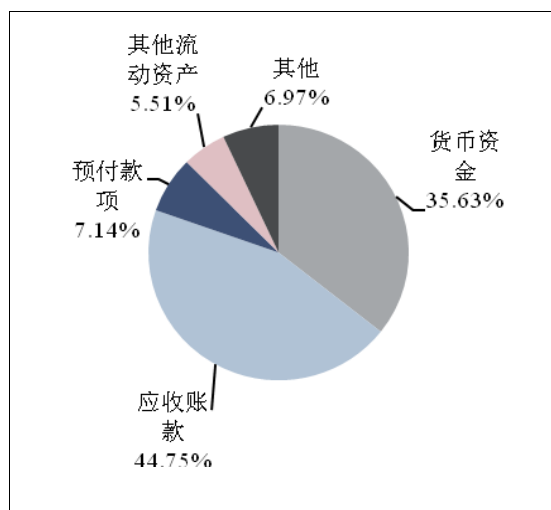
2015~2017 年，公司资产总额有所增长，年均复合增长 4.87%。截至 2017 年底，公司资产总

额为 510.38 亿元，同比增长 6.60%；其中，流动资产占 18.65%，非流动资产占 81.35%。

流动资产

2015~2017 年，公司流动资产波动中有所增长，年均复合增长 9.43%，截至 2017 年底，公司流动资产合计 95.19 亿元，同比增长 34.15%，主要系货币资金及应收账款增长所致。公司流动资产主要由货币资金（占 35.63%）、应收账款（占 44.75%）、预付款项（占 7.14%）和其他流动资产（占 5.51%）等构成。

图4 2017年底公司流动资产构成



资料来源：公司财务报告

2015~2017 年，公司货币资金波动增长，年均复合增长 23.61%。截至 2017 年底，公司货币资金合计 33.92 亿元，同比增长 81.46%，主要系经营活动现金净流入规模增长及新增借款规模增长导致。公司货币资金中银行存款 27.26 亿元，其他货币资金 6.67 亿元，其中受限制的货币资金 6.67 亿元，全部为履约保证金。

2015~2017 年，公司应收账款不断增长，年均复合增长 13.42%，截至 2017 年底，公司应收账款 42.59 亿元，同比增长 15.14%。公司应收账款主要为应收供电供暖费，主要欠款方包括国网北京市电力公司、内蒙古电力（集团）有限

责任公司、宁夏电网公司、国网内蒙古东部电力有限公司和国网山西省电力公司，前五大欠款方应收账款合计占比为期末应收账款账面余额的75.94%，集中度高。应收账款以一年以内到期账款为主，综合账龄较短，回收风险较小。截至2017年底，公司累计计提坏账准备0.03亿元，坏账准备计提比例较低。

公司预付款项主要为公司风电和光伏等项目的预付货款和工程款，近三年波动中有所下降，年均复合下降9.70%，截至2017年底，公司预付款项账面余额6.80亿元，同比增长173.77%，主要系本期预付设备款增长所致。

2015~2017年，公司其他流动资产快速下降，年均复合下降15.17%，截至2017年底，公司其他流动资产5.24亿元，主要包括待抵扣进项税3.75亿元和短期委托贷款1.42亿元（为对联营公司的委托贷款）。

非流动资产

2015~2017年，公司非流动资产有所增长，年均复合增长3.90%，截至2017年底，公司非流动资产合计415.18亿元，同比增长1.81%，主要来自固定资产、在建工程及其他非流动资产的增长。公司非流动资产主要包括固定资产（占77.86%）、在建工程（占9.46%）和长期股权投资（占4.94%）等。

公司长期股权投资主要为对电力行业相关企业的投资，2015~2017年，公司长期股权投资有所波动，年均复合下降2.37%，截至2017年底，公司长期股权投资20.50亿元，较2016年底下降1.68%，主要系公司收到参股公司分发的现金股利所致。

2015~2017年，公司固定资产有所增长，年均复合增长4.68%。截至2017年底，公司固定资产原值436.36亿元，其中主要为机器设备及房屋、建筑物，公司固定资产累计折旧96.86亿元，计提减值准备1.02亿元，公司固定资产账面价值323.27亿元，同比增长0.55%。截至2017年底，因抵押而受限的固定资产合计11.11亿元，主要为新GR控股公司为取得银团借款而抵押的澳

洲风机设备。公司固定资产成新率为71.81%，成新度较高。

公司在建项目以光伏、风电及燃气热电冷三联供项目为主，2015~2017年，公司在建工程有所波动，三年年底分别为41.25亿元、37.20亿元和39.28亿元。2017年，公司新增在建工程主要为并购的益阳大通湖200MWp渔光互补光伏发电项目（期末账面余额9.31亿元）及东源天华阳光农光互补一期100兆瓦项目（期末账面余额3.10亿元）。

截至2018年9月底，公司资产总额为534.67亿元，较2017年底小幅增长4.76%。整体看公司资产结构变化不大，仍以非流动资产为主，由于货币资金的增长，公司流动资产占比进一步上升至22.08%。截至2018年9月底，公司货币资金较2017年底增长62.61%，主要系公司收到的供电供暖费增长及收到政府补贴所致；预付款项较上年底下降13.73%，主要系预付燃气费结算减少所致；非流动资产方面，截至2018年9月底，公司在建工程较2017年底下降9.46%至35.57亿元，主要系部分在建工程完工结转所致。

总体来看，公司资产以非流动资产为主，符合所在行业特点。公司货币资金充裕，固定资产成新率较高，公司资产质量良好。

3. 负债及所有者权益

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8.70%，主要来自未分配利润的增长。截至2017年底，公司所有者权益合计191.14亿元，归属于母公司权益为185.45亿元，主要由股本（占37.05%）、资本公积（占12.06%）、未分配利润（占38.35%）和其他权益工具（占8.02%）¹等构成。2018年公司完成增发股份事项，在实收资本和未分配利润的快速增长带动下，截至2018年9月底公司所有者

¹ 公司其他权益工具为2015年发行的永续中票“15京能清洁能源MTN001”，公司已于2018年6月19日提前赎回该期中票。

权益增长 12.50%至 215.03 亿元，资本实力有所增强，公司所有者权益构成稳定性较好。

负债

2015~2017 年，公司负债总额保持相对稳定，年均复合增长 2.77%，截至 2017 年底，公司负债合计 319.24 亿元。其中，流动负债占比有所上升，近三年年底分别为 45.64%、66.51% 和 62.07%，公司负债结构向短期化转变。

公司流动负债中短期借款快速增长，三年年均复合增长 100.60%，2017 年为 78.84 亿元，同比增长 216.77%；同期，公司一年内到期的非流动负债波动增长，年均复合增长 18.60%，2017 年底为 22.56 亿元，同比下降 69.92%。2017 年，公司发行四期超短期融资券，截至 2017 年底，其他流动负债规模为 60.06 亿元，同比保持稳定。

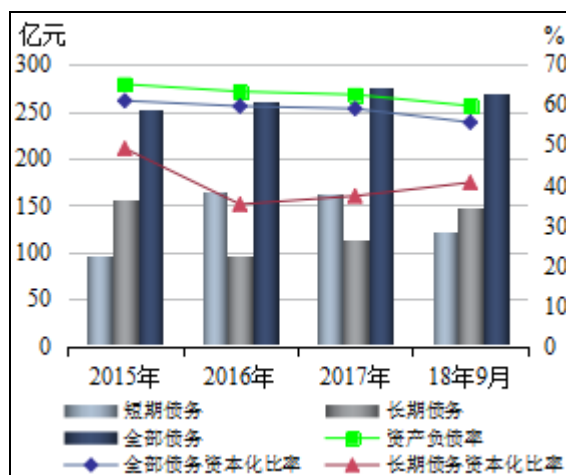
公司非流动负债以长期借款和应付债券为主。2015~2017 年，公司长期借款波动下降，年均复合下降 16.24%，截至 2017 年底为 90.59 亿元，同比小幅增长 1.05%；公司应付债券规模受到期兑付和新发影响波动较大，2015~2017 年底分别为 21.90 亿元、0 亿元和 20.00 亿元，其中 2017 年新增应付债券为公司于 2017 年 11 月发行的中期票据“17 京能洁能 MTN001”。

截至 2018 年 9 月底，公司负债总额 319.65 亿元，较 2017 年底增长 0.13%，其中短期借款较 2017 年底下降 40.06%，预收款项较 2017 年底下降 31.20%；长期借款较 2017 年底增长 20.53%，应付债券较 2017 年底增长 74.57%。从负债结构来看，公司流动负债占比较 2017 年底下降 11.03 个百分点至 51.04%。

有息债务方面，2015~2017 年，公司全部债务波动中有所增长，年均复合增长 4.33%。截至 2017 年底，受发行中期票据带动长期债务增长影响，公司有息债务规模同比增长 6.05%。截至 2017 年底，若考虑其他流动负债中短期融资券和长期应付款中的融资租赁款和基金投资款，公司全部债务总额达到 275.74 亿元，其中短期债务占比小幅下降至 58.66%，长期债务占

比上升至 41.34%；截至 2018 年 9 月底，公司全部债务小幅降至 269.32 亿元，短期债务占比下降 13.28 个百分点至 45.38%，长期债务占比上升至 54.62%。

图5 近年公司债务指标情况



资料来源：公司财务报告及报表

从债务指标看，近三年公司债务水平有所下降，截至2017年底，公司整体资产负债率和全部债务资本化比率均有所下降，分别为 62.55%和59.06%，长期债务资本化比率有所上升，为37.36%。截至2018年9月底，以上指标分别为59.78%、55.60%和40.62%。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2017年底，公司资产负债率与全部债务资本化比率分别为 65.46%和62.24%；截至2018年9月底，该笔永续债已到期偿付完毕。

总体看，公司所有者权益持续增长，所有者权益稳定性较好。公司负债规模保持稳定，近年来公司有息债务规模有所增长，但低于所有者权益增速，债务负担有所减轻；从债务结构来看，公司短期债务规模有所下降，目前长期债务占比相对较高，公司债务结构得到优化。

4. 盈利能力

2015~2017 年，公司营业收入保持相对稳定，年均复合下降 0.13%。2017 年，受公司发电量降低影响，营业收入小幅下滑，公司实现

营业收入 145.21 亿元，同比下降 2.21%。同期，公司 2017 年营业成本为 115.83 亿元，同比下降 3.64%，综合影响下，公司营业利润率小幅上升至 19.05%，同比提高 0.76 个百分点。

近三年，公司期间费用有所波动，2017 年，公司期间费用（管理费用和财务费用，公司无销售费用）合计 15.15 亿元，同比增长 7.45%，期间费用占营业收入的比重同比增加 0.94 个百分点至 10.44%。公司期间费用以财务费用为主，受有息债务规模增长影响，2017 年公司财务费用 10.52 亿元，同比增长 5.36%，对公司利润总额形成一定侵蚀，公司期间费用控制能力有待进一步加强。

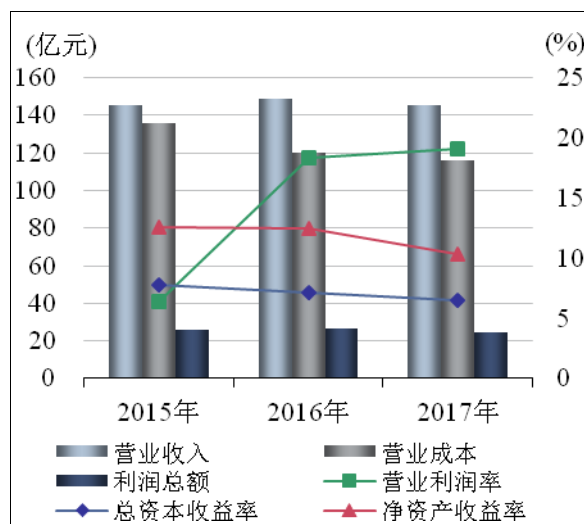
2015~2017 年，公司投资收益快速下降，年均复合下降 60.81%。2017 年，公司实现投资收益 0.54 亿元，其中以权益法核算的长期股权投资收益占 88.48%，下降的主要原因为受电煤成本快速上升影响，参股公司京能国际利润规模快速下降带动投资收益下降。

非经常损益方面，2015~2017 年，公司营业外收入快速下降，分别为 31.09 亿元、12.93 亿元和 0.23 亿元，下降的主要原因系根据财政部 2017 年 5 月印发的《企业会计准则第 16 号——政府补助》，公司将与收益相关的电价气价补贴计入其他收益，2017 年，公司实现其他收益 11.80 亿元，其中电价气价补贴 10.49 亿元。公司电价气价补贴根据燃气价格的升降会有所调整，近三年来呈下降趋势主要因为 2015 年 11 月下调燃气价格，相应的燃气价格补贴也有所减少。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，公司电价气价补贴可持续性较强。近三年，公司资产处置收益快速下降，营业外支出波动增长，2017 年分别为 6.01 万元和 0.04 亿元，规模较小，对公司利润总额影响不大。受上述因素的综合影响，2017 年公司实现利润总额 24.79 亿元，同比下降 5.63%。

从盈利指标看，2017 年公司总资本收益率与净资产收益率均略有下滑，分别为 6.46%和

10.31%，同比分别下降 0.68 个百分点和 2.14 个百分点，但整体保持较高水平。

图 6 近年公司盈利能力指标情况



资料来源：公司财务报告

2018 年 1~9 月，公司实现营业收入 118.45 亿元；同期，由于天然气价格保持基本稳定，以及风电光伏发电占比有所提升，公司营业成本得到有效控制，营业利润率提升至 24.06%。2018 年 1~9 月，公司其他收益 5.32 亿元。受上述因素影响，公司实现利润总额 22.14 亿元，公司经营状况良好。

总体上看，近年来公司发电运营保持稳定，受益于前期燃气价格下调，公司营业成本得到有效控制，公司营业利润率保持较高水平。由于燃气价格下降，政府补贴规模有所收缩，公司利润总额有所下降，但盈利水平仍保持较高水平。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，近三年公司经营现金流负债比率有所波动，2017 年，经营现金流负债比小幅回升 0.90 个百分点至 24.83%。2015~2017 年，公司流动比率和速动比率波动较大，截至 2017 年底，流动比率和速动比率分别上升 12.85 和 12.83 个百分点至 48.04% 和 47.38%。截至 2018 年 9 月底，以上两项指标分别为 72.36% 和 71.53%，指标与上年底相比略有

回升，但仍处于较低水平，考虑到公司较强的经营获现能力及较为充裕的货币资金，公司短期偿债能力尚可。

从长期偿债能力指标看，2015~2017年，公司EBITDA规模波动中有所增长，2017年EBITDA为57.88亿元；EBITDA利息倍数小幅下降至5.25倍，全部债务/EBITDA小幅上升至4.76倍。总体看，公司EBITDA对利息的覆盖能力强，整体偿债能力极强。

公司与国内主要商业银行建立了良好的合作关系，截至2018年9月底，公司获得银行授信额度538.34亿元，尚未使用457.31亿元，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2018年9月底，公司无对外担保。

6. 过往债务履约情况

根据公司提供的企业信用报告（银行版）（机构信用代码：G1011022900798330L），截至2018年10月18日，公司无未结清不良信贷信息记录；在已结清信贷记录中，存在2笔欠息记录，系银行系统原因产生。总体看，公司过往债务履约情况较好。

7. 抗风险能力

总体看，公司近年来经营状况稳定，债务指标和债务结构有所优化，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，对债务偿还形成良好的保障，联合资信认为，公司整体抗风险能力极强。

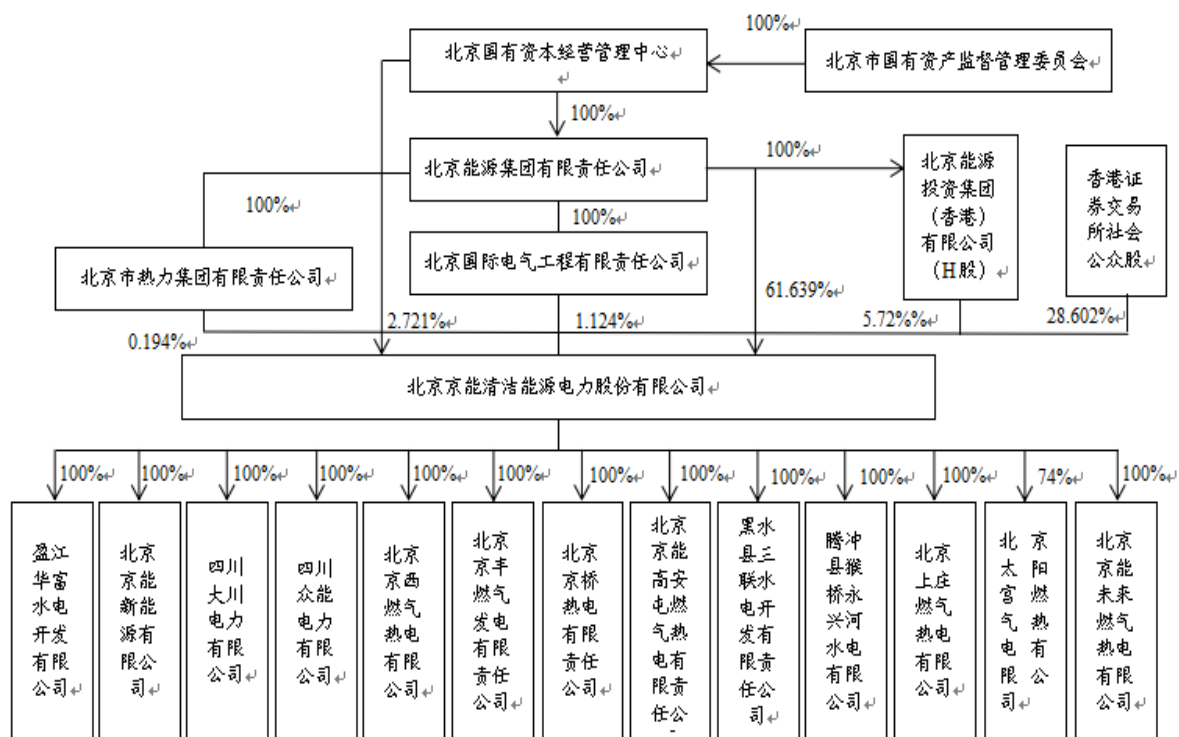
九、结论

电力行业是国民经济的先行行业，未来随着国内宏观经济的发展，电力行业具有良好的发展前景。清洁能源发电作为国家鼓励的能源供给方式，受国家政策扶持力度大，清洁能源行业未来将面临良好的发展机遇。

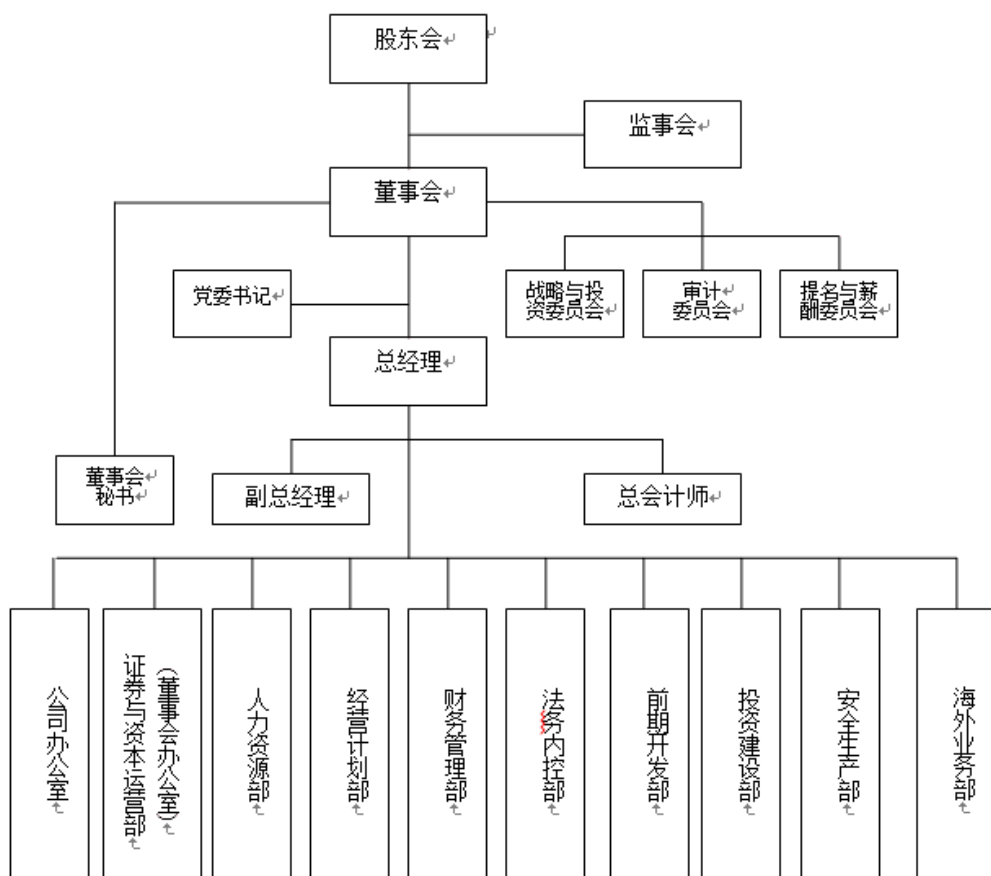
公司作为北京最大的燃气电力供应商及中国领先的风电运营商，隶属于大型国有企业，在行业地位、生产规模、产业布局、品牌知名度等方面具有显著优势。公司未来将在北京四大热力中心的建设运营中，进一步巩固垄断地位。公司在内蒙古等风能富足地区完成了风电业务的布局与项目储备，同时涉足光电、中小型水电及其他清洁能源电力领域。公司盈利能力受天然气价格波动和电价补贴的影响较大，整体财务状况较好。

总体看，公司主体长期信用风险极低。

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	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	25.99	21.01	36.47	57.44
资产总额(亿元)	464.07	478.76	510.38	534.67
所有者权益合计(亿元)	161.78	175.60	191.14	215.03
短期债务(亿元)	96.76	164.24	161.76	122.22
长期债务(亿元)	156.56	95.76	113.98	147.09
全部债务(亿元)	253.32	260.01	275.74	269.32
营业收入(亿元)	145.58	148.49	145.21	118.45
利润总额(亿元)	25.66	26.27	24.79	22.14
EBITDA(亿元)	55.32	54.75	57.88	--
经营性净现金流(亿元)	60.96	48.26	49.20	45.95
财务指标				
销售债权周转次数(次)	3.73	4.16	3.61	--
存货周转次数(次)	96.96	91.58	89.55	--
总资产周转次数(次)	0.31	0.31	0.29	--
现金收入比(%)	119.77	113.63	112.96	114.81
营业利润率(%)	6.35	18.29	19.05	24.06
总资本收益率(%)	7.74	7.14	6.46	--
净资产收益率(%)	12.58	12.45	10.31	--
长期债务资本化比率(%)	49.18	35.29	37.36	40.62
全部债务资本化比率(%)	61.03	59.69	59.06	55.60
资产负债率(%)	65.14	63.32	62.55	59.78
流动比率(%)	57.62	35.19	48.04	72.36
速动比率(%)	56.64	34.55	47.38	71.53
经营现金流动负债比(%)	44.18	23.93	24.83	--
EBITDA 利息倍数(倍)	4.34	5.55	5.25	--
全部债务/EBITDA(倍)	4.58	4.75	4.76	--

注：1. 2018 年三季度财务数据未经审计；2. 其他流动负债中短期融资券和长期应付款及其他非流动负债中带息款分别计入公司短、长期债务；3. 分项数之和与合计数尾差系四舍五入产生。

附件 3 主要财务指标的计算公式

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

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 的跟踪评级安排

根据相关监管法规和联合资信评估有限公司（联合资信）有关业务规范，联合资信将在北京京能清洁能源电力股份有限公司信用等级有效期内持续进行跟踪评级，跟踪评级包括定期跟踪评级和不定期跟踪评级。

北京京能清洁能源电力股份有限公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求，及时提供相关资料。北京京能清洁能源电力股份有限公司如发生重大变化，或发生可能对信用等级产生较大影响的重大事项，北京京能清洁能源电力股份有限公司应及时通知联合资信并提供有关资料。

联合资信将密切关注北京京能清洁能源电力股份有限公司的经营管理状况及外部经营环境等相关信息，如发现北京京能清洁能源电力股份有限公司出现重大变化，或发现存在或出现可能对信用等级产生较大影响的事项时，联合资信将就该项进行必要调查，及时对该项进行分析，据实确认或调整信用评级结果。

如北京京能清洁能源电力股份有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对信用等级变化情况做出判断，联合资信可以终止评级。

联合资信将指派专人及时与北京京能清洁能源电力股份有限公司联系，并按照监管要求及时出具跟踪评级报告和结果。联合资信将按相关规定报送及披露跟踪评级报告和结果。