

信用等级公告

联合〔2019〕3307 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及其拟发行的 2020 年度第一期绿色中期票据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，北京京能清洁能源电力股份有限公司 2020 年度第一期绿色中期票据信用等级为 AAA，评级展望为稳定。

特此公告

联合资信评估有限公司
二〇一九年十一月二十六日



北京京能清洁能源电力股份有限公司

2020 年度第一期绿色中期票据信用评级报告

评级结果:
主体长期信用等级: AAA
本期绿色中期票据信用等级: AAA
评级展望: 稳定
债项概况:
本期绿色中期票据发行规模: 15 亿元
本期绿色中期票据期限: 3+N (3), 于公司依照发行条款的约定赎回之前长期存续, 并在公司依据发行条款的约定赎回时到期
偿还方式: 每个赎回日, 公司有权按面值加应付利息 (包括所有递延支付的利息及其孳息) 赎回本期绿色中期票据
募集资金用途: 全部用于公司及其下属子公司燃气热电项目、风电项目、光伏发电项目及水力发电项目等绿色产业项目建设、运营费用、偿还项目前期金融借款及到期债务融资工具及新能源绿色产业领域发展

评级时间: 2019 年 11 月 26 日

本次评级使用的评级方法、模型:

名称	版本
联合资信评估有限公司电力企业信用评级方法	V3.0.201907
联合资信评估有限公司电力企业主体信用评级模型 (打分表)	V3.0.201907

注: 上述评级方法和评级模型均已在联合资信官网公开披露

本次评级模型打分表及结果:

指示评级	aaa	评级结果		AAA
评价内容	评价结果	风险因素	评价要素	评价结果
经营风险	A	经营环境	宏观和区域风险	2
			行业风险	2
		自身竞争力	基础素质	1
			企业管理	2
			经营分析	1
财务风险	F1	现金流	资产质量	2
			盈利能力	2
			现金流量	1
		资本结构	2	
			偿债能力	1
调整因素和理由				调整子级
--				--

注: 经营风险由低至高划分为 A、B、C、D、E、F 共 6 个等级, 各级因子评价划分为 6 档, 1 档最好, 6 档最差; 财务风险由低至高划分为 F1-F7 共 7 个等级, 各级因子评价划分为 7 档, 1 档最好, 7 档最差; 财务指标为近三年加权平均值; 通过矩阵分析模型得到指示评级结果

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”或“京能清洁能源”) 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。近年来, 公司各业务板块运营稳定, 随着风电和光伏项目的新开工以及燃气和光伏项目的陆续投产, 公司资产和权益规模持续增长, 财务状况良好; 公司完成增发, 资本实力进一步增强。同时, 联合资信评估有限公司 (以下简称“联合资信”) 也关注到公司部分电价补贴尚未到位, 应收账款持续增长等因素对公司信用水平产生的不利影响。

本期绿色中期票据具有公司可赎回权、票面利率重置及利息递延累积等特点、清偿顺序劣后于公司发行的普通债券和其他债务。公司经营活动现金流入量对本期绿色中期票据的保障能力很强, 经营活动现金流净额和 EBITDA 对本期绿色中期票据的保障能力强。

未来随着公司在建及规划建设的风电和光伏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。综合评估, 联合资信对公司的评级展望为稳定。

基于对公司主体长期信用状况以及本期绿色中期票据偿还能力的综合评估, 联合资信认为, 公司主体偿债风险极小, 本期绿色中期票据的偿还能力极强, 违约风险极低。

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; 公司为北京能源集团有限责任公司下属重要清洁能源运营企业, 股东支持力度大。
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. 随着风电和光伏项目的新开工以及燃气和光伏项目的陆续投产, 公司资产和权益规模持续增长, 2018 年以来, 公司营业收入及利润总额稳步提升。
4. 2018 年 7 月, 公司完成增发事项, 资本实力进一步增强。

分析师：刘珺轩 孙鑫

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

关注：

1. 公司应收账款规模较大，且呈增长态势，各地财政拨款缓慢，风电和光伏项目可再生能源补贴收款周期较长。
2. 本期绿色中期票据具有公司可赎回权、票面利率重置及利息递延累积等特点，且一旦发生递延，累计利息支出将大于普通债券分期支付压力。
3. 本期绿色中期票据的本金和利息在破产清算时的清偿顺序劣后于公司发行的普通债券和其他债务。

主要财务数据：

合并口径				
项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
现金类资产(亿元)	21.74	36.93	58.18	46.47
资产总额(亿元)	478.76	510.38	548.60	561.77
所有者权益(亿元)	175.60	191.14	216.35	227.63
短期债务(亿元)	164.24	161.76	128.24	120.02
长期债务(亿元)	95.76	113.98	155.06	157.15
全部债务(亿元)	260.01	275.74	283.29	277.17
营业收入(亿元)	148.49	145.21	165.84	117.80
利润总额(亿元)	26.27	24.79	26.58	21.16
EBITDA(亿元)	54.75	57.88	60.41	--
经营性净现金流(亿元)	48.26	49.20	52.99	39.78
营业利润率(%)	18.29	19.05	21.83	21.10
净资产收益率(%)	12.45	10.31	9.35	--
资产负债率(%)	63.32	62.55	60.56	59.48
全部债务资本化比率(%)	59.69	59.06	56.70	54.91
流动比率(%)	35.19	48.04	74.89	73.18
经营现金流动负债比(%)	23.93	24.83	31.23	--
全部债务/EBITDA(倍)	4.75	4.76	4.69	--
EBITDA 利息倍数(倍)	5.55	5.25	4.95	--
公司本部（母公司）口径				
项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
资产总额（亿元）	288.58	309.94	370.35	369.15
所有者权益（亿元）	165.14	178.02	206.40	205.80
全部债务（亿元）	118.08	127.33	158.44	157.01
营业收入（亿元）	2.69	3.27	3.64	1.79
利润总额（亿元）	18.29	18.42	19.01	4.90
资产负债率（%）	42.77	42.56	44.27	44.25
全部债务资本化比率（%）	41.69	41.70	43.43	43.28
流动比率（%）	78.14	104.46	145.54	152.97
经营现金流动负债比（%）	0.97	2.18	1.53	--

注：1.公司 2019 年 1—9 月财务数据未经审计；2.其他流动负债中短期融资券计入短期债务，长期应付款及其他非流动负债中带息款计入长期债务

主体评级历史：

信用等级	评级展望	评级时间	项目小组	评级方法/模型	评级报告
AAA	稳定	2019/05/17	刘珺轩、孙鑫	电力行业企业信用评级方法（2018年） --	阅读全文
AAA	稳定	2012/12/11	孙媛、张莉	--	阅读全文

注：上述历史评级项目的评级报告通过报告链接可查阅；2019年8月1日之前的评级方法和评级模型无版本编号

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，符合真实性、准确性、完整性要求。

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、本次信用评级结果的有效期为本期债项的存续期；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。

七、根据控股股东联合信用管理有限公司（以下简称“联合信用”）提供的 2017 年 1 月至 2019 年 9 月联合信用及其控制的其他机构业务开展情况，联合信用控股子公司联合赤道环境评价有限公司（以下简称“联合赤道”）为该公司提供了非评级服务。由于联合资信与关联公司联合赤道之间从管理上进行了隔离，在公司治理、财务管理、组织架构、人员设置、档案管理等方面保持独立，因此公司评级业务并未受到上述关联公司的影响，联合资信保证所出具的评级报告遵循了真实、客观、公正的原则。

北京京能清洁能源电力股份有限公司

2020 年度第一期绿色中期票据信用评级报告

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”或“京能清洁能源”）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，北京市人民政府国有资产监督管理委员会（以下简称“北京市国资委”）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 2019 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 2018 年底，公司合并资产总计 548.60 亿元，所有者权益合计 216.35 亿元（含少数股东权益 3.97 亿元）；2018 年公司实现营业收入 165.84 亿元，利润总额 26.58 亿元。

截至 2019 年 9 月底，公司合并资产总计

561.77 亿元，所有者权益合计 227.63 亿元（含少数股东权益 4.61 亿元）；2019 年 1—9 月，公司实现营业收入 117.80 亿元，利润总额 21.16 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、本期绿色中期票据概况

1. 本期绿色中期票据发行概况

公司本次绿色中期票据注册总额为 40 亿元，本期计划发行 2020 年度第一期绿色中期票据（以下简称“本期绿色中期票据”），发行额度 15 亿元。

本期绿色中期票据无担保。

本期绿色中期票据在条款设置上区别于普通中期票据，具有一定特殊性。

在利率确定方式方面：

（一）初始票面利率确定方式

本期绿色中期票据前 3 个计息年度的票面利率将通过集中簿记建档、集中配售方式确定，在前 3 个计息年度内保持不变。前 3 个计息年度的票面利率为初始基准利率加上初始利差。

（二）票面利率重置日

本期绿色中期票据第 3 个计息年度末为首个票面利率重置日，自第 4 个计息年度起，每 3 年重置一次票面利率。票面利率重置日为首个票面利率重置日起每满 3 年的对应日（如遇法定节假日，则顺延至其后的 1 个工作日，顺延期间不另计息）。

（三）基准利率确定方式

前 3 个计息年度的票面利率为初始基准利率加上初始利差，其中初始基准利率为簿记建档日前 5 个工作日中国债券信息网站（www.chinabond.com.cn）（或中国银行间市场交易商协会认可的其他网站）公布的中债银行间固定利率国债收益率曲线中，待偿期为 3 年的国债收益率算术平均值（四舍五入计算到 0.01%）；

初始利差为票面利率与初始基准利率之间的差值。

（四）票面利率跃升方式

如公司选择不赎回本期绿色中期票据，则从第4个计息年度开始票面利率进行重置，调整为当期基准利率加上初始利差再加上300个基点，票面利率重置公式为：当期票面利率=当期基准利率+初始利差+300个基点，在之后的3个计息年度内保持不变。当期基准利率为票面利率重置日前5个工作日中国债券信息网站（www.chinabond.com.cn）（或中国银行间市场交易商协会认可的其他网站）公布的中债银行间固定利率国债收益率曲线中，待偿期为3年的国债收益率算术平均值（四舍五入计算到0.01%）。此后每3年重置票面利率以当期基准利率加上初始利差再加上300个基点确定。

在清偿顺序方面，本期绿色中期票据的本金和利息在破产清算时的清偿顺序劣后于公司发行的普通债券和其他债务。

在赎回权方面，每个票面利率重置日为赎回日（如遇法定节假日或休息日，则顺延至其后的第1个工作日，顺延期间不另计息），每个赎回日，公司有权按面值加应付利息（包括所有递延支付的利息及其孳息）赎回本期绿色中期票据。

在递延利息支付方面，除非发生强制付息事件，本期绿色中期票据的每个付息日，公司可自行选择将当期利息以及按照本条款已经递延的所有利息及其孳息推迟至下一个付息日支付，且不受任何利息递延支付次数的限制；前述利息递延不构成公司未能按照约定足额支付利息的行为。每笔递延利息在递延期间应按当期票面利率累计计息。如公司选择利息递延支付，则于付息日前10个工作日，由公司通过交易商协会认可的网站披露《利息递延支付公告》。

强制付息事件，在本期绿色中期票据付息日前12个月内，发生以下事件的，应当在事项发生之日起2个工作日内，通过交易商协会认可的网站及时披露，明确该事件已触发强制付息条件，且公司不得递延支付当期利息以及按照本条款已经递延的所有利息及其孳息：1、向普通股股东分

红¹；2、减少注册资本。公司承诺不存在隐性强制分红情况。

综上分析，本期绿色中期票据具有公司可赎回权、票面利率重置及利息递延累积等特点；清偿顺序方面劣后于公司发行的普通债券和其他债务；本期绿色中期票据存续期内，除非发生强制付息事件，公司有权递延支付利息，一旦发生递延，累计利息支出将大于普通债券分期支付压力。

2. 本期绿色中期票据募集资金用途

（1）绿色主体认定情况

联合赤道环境评级有限公司（以下简称“联合赤道”）于2019年11月20日出具《北京京能清洁能源电力股份有限公司企业主体绿色评估认证报告》，根据《联合赤道企业主体绿色评级方法体系》（LEIS0001-2019）、《联合赤道行业环境贡献度分级方案》（LEIS0003-2019）、《绿色债券支持项目目录》（2015年版）及《绿色产业指导目录》（2019版）等评价标准，经综合分析评定，认为京能清洁能源主营业务属于对环境改善有贡献的绿色产业，企业生产经营过程符合国家和地方法律法规的相关规定，确定京能清洁能源企业主体绿色等级为深绿（G-AAA）。

（2）募集资金用途

公司本次绿色中期票据注册总额为40亿元，本期发行金额为15亿元。本期绿色中期票据募集资金全部用于公司及其下属子公司燃气热电项目、风电项目、光伏发电项目及水力发电项目等绿色产业项目建设、运营费用、偿还项目前期金融借款及到期债务融资工具及新能源绿色产业领域发展。其中不低于10.50亿元用于公司风电、光伏发电及水电领域建设运营资金及偿还前期债务，剩余不超过4.50亿元将用于公司新能源绿色产业领域发展。

三、宏观经济和政策环境

2018年，随着全球贸易保护主义抬头和部分发达国家货币政策趋紧，以及地缘政治紧张带来

¹按照国有资产管理相关规定，上交国有资本收益除外

的不利影响，全球经济增长动力有所减弱，复苏进程整体有所放缓，区域分化更加明显。在日益复杂的国际政治经济环境下，我国经济增长面临的下行压力有所加大。2018年，中国继续实施积极的财政政策和稳健中性的货币政策，经济运行仍保持在合理区间，经济结构继续优化，质量效益稳步提升。2018年，中国国内生产总值（GDP）90.0万亿元，同比实际增长6.6%，较2017年小幅回落0.2个百分点，实现了6.5%左右的预期目标，增速连续16个季度运行在6.4%~7.0%区间，经济运行的稳定性和韧性明显增强；西部地区经济增速持续引领全国，区域经济发展有所分化；物价水平温和上涨，居民消费价格指数（CPI）涨幅总体稳定，工业生产者出厂价格指数（PPI）与工业生产者购进价格指数（PPIRM）涨幅均有回落；就业形势总体良好；固定资产投资增速略有回落，居民消费平稳较快增长，进出口增幅放缓。

表1 2016—2019年上半年中国主要经济数据

项目	2016年	2017年	2018年	2019年1—6月
GDP（万亿元）	74.0	82.1	90.0	45.1
GDP增速（%）	6.7	6.8	6.6	6.3
规模以上工业增加值增速（%）	6.0	6.6	6.2	6.0
固定资产投资增速（%）	8.1	7.2	5.9	5.8
社会消费品零售总额增速（%）	10.4	10.2	9.0	8.4
出口增速（%）	-1.9	10.8	7.1	6.1
进口增速（%）	0.6	18.7	12.9	1.4
CPI增幅（%）	2.0	1.6	2.1	2.2
PPI增幅（%）	-1.4	6.3	3.5	0.3
城镇登记失业率（%）	4.0	3.9	3.8	3.6
城镇居民人均可支配收入增速（%）	5.6	6.5	5.6	5.7

注：1. 增速及增幅均为同比增长情况

2. 出口增速、进口增速统计均以人民币计价

3. GDP增速、城镇居民人均可支配收入增速为实际增长率，规模以上工业增加值增速、固定资产投资增速、社会消费品零售总额增速为名义增长率

4. 固定资产投资增速为不含农户投资增速

5. 城镇登记失业率为期末值

资料来源：国家统计局、Wind

2019年1—6月，中国积极的财政政策继续加力增效，通过扩大财政支出加强基建补短板投资，同时大规模的减税降费政策落地实施，企业负担进一步减轻，财政稳增长作用凸显。2019年1—6月，中国一般公共预算收入和支出分别为10.8万

亿元和12.4万亿元，收入同比增幅（3.4%）远低于支出同比增幅（10.7%），财政赤字（1.6万亿元）较上年同期（7261亿元）大幅增加。央行继续实施稳健的货币政策，综合运用多种货币政策工具维持了市场流动性的合理充裕，市场利率水平相对稳定。在上述政策背景下，2019年1—6月，中国国内生产总值45.1万亿元，同比实际增长6.3%。中西部地区经济增速仍较快，东北地区经济增长仍靠后；CPI温和上涨；PPI和PPIRM基本平稳；就业形势总体稳定。

2019年1—6月，中国三大产业继续呈现增长态势，农业生产形势稳定；工业生产继续放缓，工业企业利润增速有所企稳；服务业增速略有放缓，但仍是拉动GDP增长的主要力量。

固定资产投资增速有所放缓，制造业投资、基础设施建设和房地产投资增速均有所回落。2019年1—6月，全国固定资产投资（不含农户）29.9万亿元，同比增长5.8%，增速有所放缓。其中，民间固定资产投资18.0万亿元，同比增长5.7%，增速明显回落。从三大主要投资领域来看，2019年1—6月，全国房地产开发投资6.2万亿元，同比增长10.9%，增速较1—3月回落0.9个百分点，主要源于近期房企融资约束持续加强，但受上年开发商大量购地以及前期开工项目续建影响，房地产开发投资增速较上年同期仍有所加快。全国基础设施投资（不含电力、热力、燃气及水生产和供应业）同比增长4.1%，较上年同期明显下降，但在2018年年底全国人大授权国务院提前下达部分2019年度新增地方政府债务限额，今年4月、6月先后发布相关政策加快地方债发行进度，同时允许将专项债券作为符合条件的重大项目资本金等多项措施助力基建投资的政策背景下，今年以来基础设施投资持续企稳。制造业投资同比增长3.0%，增幅明显回落。其中，汽车制造业投资增速依旧维持在0.2%的低位水平，是制造业投资放缓的重要原因。

居民消费增速有所回升，消费结构持续优化升级。2019年1—6月，全国社会消费品零售总额19.5万亿元，同比增长8.4%，增速较1—3月（8.3%）略有回升，较上年同期（9.4%）有所回

落，较1—3月回升主要是由于车企降价销售“国五”标准汽车使得汽车类零售额同比增速（1.2%）较1—3月转负为正。具体来看，生活日常类消费仍保持较高增速，升级类消费增速较快，服务类消费增幅明显。此外，网上零售继续保持快速增长。中国居民消费持续平稳增长，消费结构进一步改善，在中国经济面临下行压力的背景下消费仍是经济增长的第一驱动力。

进出口稳中有进，贸易顺差有所扩大。2019年1—6月，中国货物贸易进出口总值14.7万亿元，同比增速（3.9%）较1—3月略有回升，较上年同期大幅回落，主要受中美贸易摩擦和中国内需放缓等因素影响。出口方面，机电产品与劳动密集型产品仍为出口主力。进口方面以集成电路、原油和农产品为主，集成电路进口额增速（-6.9%）较上年同期下滑了38.9个百分点，是进口增速较上年同期下滑的主要原因。

2019年下半年，国际贸易紧张局势可能加剧、部分国家民族主义兴起及地缘政治等因素将进一步抑制世界经济复苏进程，中国宏观经济整体仍存在较大的下行压力。在此背景下，中国将继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策，加大逆周期政策调节力度稳投资，同时采取措施推动消费升级、稳定外贸增长，推动经济健康高质量发展。从三大需求看，一是固定资产投资增速有望持续企稳。随着地方政府专项债券发行力度的加大，以及补短板、强后劲的重大项目的加快批复，基础设施投资有望持续企稳；减税降费的落实将进一步修复企业盈利，激发企业主体活力，加上电子信息产品制造、交通运输设备制造等具有较大示范效应的高端产品和设备制造领域的发展，制造业投资有望企稳；在“房住不炒”的定位下，房地产投资增速或有所回落，但在稳增长和推进城镇化建设的背景下房地产投资回落幅度比较有限。二是居民消费增速面临一定压力。“国六”标准政策的实施透支了部分汽车消费需求，可能会对未来一段时间的汽车消费产生不利影响，加上当前中国居民部门杠杆率持续攀升、房地产对消费的挤出效应仍强，居民消费增速或面临一定的回落压力。三是进出口增速或将继续放缓。全球

经济复苏仍面临诸多不确定性因素，外部需求或继续放缓；随着相关扩大进口政策的进一步实施，以及中国加强与“一带一路”沿线国家的交往，中国对除美国外主要经济体的进口增速保持相对稳定，但国内经济下行压力有所加大，中国内需压力未消也会对进口产生一定抑制。总体来看，2019年下半年，中国经济运行仍将保持在合理区间，考虑到房地产投资增速以及居民消费增速或将有所放缓，下半年经济增速或略有回落，预计全年经济增速在6.2%左右。

四、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。

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。

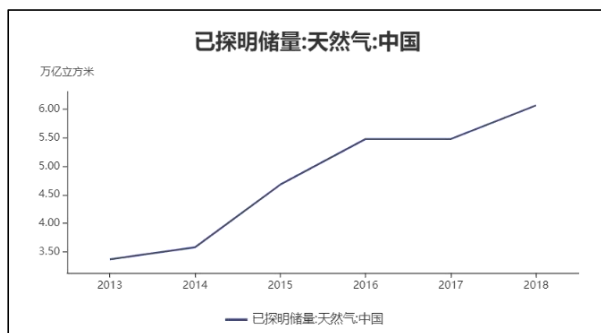
《大气污染防治行动计划》中提出，京津冀、长三角、珠三角等区域新建项目禁止配套建设自备燃煤电站。除热电联产外，禁止审批新建燃煤发电项目。并通过政策补偿和实施阶梯电价、调峰电价等措施，逐步推行以天然气或电替代煤炭，这使得电力集团纷纷投建天然气电厂，目前国内天然气发电通过政府补贴的方式已经能获得较好

的收益。

(2) 行业关注

全国天然气探明地质储量持续增长，截至2018年底，中国已探明天然气储量6.07万亿立方米，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。

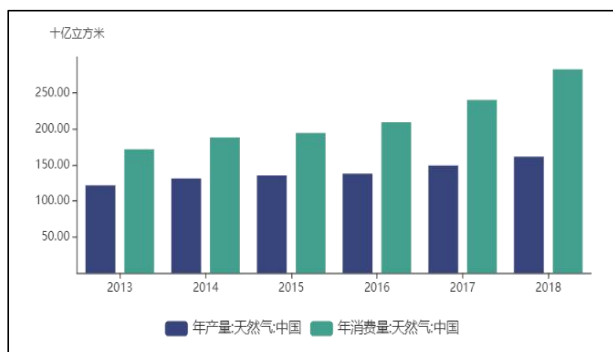
图1 近年来中国已探明天然气储量情况



资料来源：Wind

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 近年来天然气产量与消费量情况



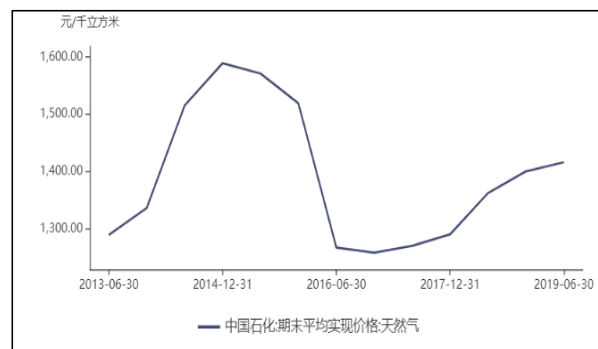
资料来源：Wind

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。根据国家统计局数据显示，2018年1—12月，中国天然气累计产量为1610.2亿立方米，同比增长7.5%。2018年中国天然气消费量突破2800亿立方米，较2017年增长了近19.05%。根据中国“十三五”规划，到2020年，天然气在一次能源消费结构中的比重将逐步从2015年的5.9%提升至10%左右。报告预计在中国目前的政策环境下，根据中国经济的潜在增长速度，到2020年，中国的天然气消费量将达到3600亿立方米。

2018年进口天然气1256.81亿立方米，同比增长31.54%，对外依存度44.36%，中国已超过日本成为全球最大天然气进口国。其中LNG进口量占59%，管道气占41%；进口天然气是天然气供应增长的主要来源。

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。2018年以来，中石化天然气期末平均价格持续上涨，截至2018年底，中石化天然气期末平均实现价格达1400元/千立方米。2019年持续了2018年上涨的态势，2019年6月底，中石化天然气期末平均实现价格达1416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。2019年11月，国家发改委发布《中央定价目录》（修订征求意见稿），征求意见稿提出，电价、天然气、成品油价进一步市场化的改革办法。电价方面：通过市场交易的电量，由市场形成价格。天然气价格方面：海上气、页岩气、煤层气、煤制气、液化天然气、直供用户用气、福建省用气、储气设施购销气、交易平台公开交易气以及2015年以后投产的进口管道天然气的门站价格，由市场形成；其他国产陆上管道天然气和2014年底前投产的进口管道天然气门站价格，暂按现行价格机制管理，视天然气市场化改革进程适时放开由市场形成。2019年，随着三桶油管网资产剥离至国家管网公司，主干长输管网端的监审规范具备条件。而另一方面，随着2018年，全国所有省份均出台了配气价格监审政策方案，2019年各地将会陆续完成当地的配气价格成本监审。随着门站价格定价彻底退出历史舞台，天然气中间环节的价格有望彻底完成。

（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。

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

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2018年底，根据中国风能协会统计，中国风电累计并网装机容量1.84亿千瓦（2018年新增装机约2059万千瓦），占全部发电装机容量的9.7%。

进入21世纪以来，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，风力风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。

2000—2005年，中国风力发电产业增长缓慢，年均新增装机容量不足600MW。自2006年以来，国家大力鼓励风机制造业的发展，在政策支持鼓励下，中国风力发电产业迅速发展，带动了风电设备行业的迅速增长。经过十数年的长足发展，风电装机规模显著扩张，成为世界范围内风电产能最大、增速最快的国家之一；但受制于电网建设以及技术水平，弃风现象凸显，近年来风电建设增速有所放缓。

图4 中国风电累计装机容量和建设增速

（单位：万千瓦、%）



资料来源：Wind

根据国家能源局统计数据，截至2018年底，

全国有 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 2869 万千瓦,居全国首位;新疆和河北分别以累计并网容量 1921 万千瓦和 1391 万千瓦名列第二和第三位。2018 年,全国风电保持健康发展势头,全年新增风电装机 2509 万千瓦。同期,风电平均利用小时数较高的地区是福建(2756 小时)、云南(2484 小时)、四川(2353 小时)和上海(2337 小时)。中国风电建设已经从前几年的高速增长期转变为稳定适度的增长期,风电开发与电网建设逐步走向协调发展,风电场布局逐步趋向合理与平衡。

随着风电装机规模的快速提升,其发电量也逐步增长,由 2009 年的 276 亿千瓦时增至 2018 年的 3660 亿千瓦时,在总发电量中的比重也由 0.76%增至 5.20%;其中,2012 年风力发电量首次超过核电发电量,成为继火电和水电之后的第三大主力电源。随着风电占比继续提升,第三大主力电源的地位得到进一步巩固。《风电发展“十三五”规划》提出,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%。风电行业发展前景良好。

表 2 近年来风力发电情况表

年份	发电量(亿千瓦时)	占总发电量比重(%)
2009	276	0.76
2010	501	1.18
2011	800	1.67
2012	1004	2.02
2013	1401	2.62
2014	1534	2.78
2015	1863	3.30
2016	2410	4.00
2017	3057	4.85
2018	3660	5.20

资料来源:中国电力企业联合会

2018 年,全国风电保持健康发展势头,全年新增风电装机 2059 万千瓦,累计并网装机容量达到 1.84 亿千瓦,占全部发电装机容量的 9.7%,风电发电量 3660 亿千瓦时,占全部发电量的 5.2%,比 2017 年提高 0.4 个百分点。2018 年,全国风电平均利用小时数 2095 小时,同比增加 147 小时,全年弃风电量 277 亿千瓦时,同比减少 142 亿千瓦时,弃风限电形势大幅好转。

海上风电方面,由于受制于成本、技术等原因,过去数年中国海上风电发展速度远低于预期。中国目前是全球第四大海上风电国,占据全球海上风电 8.4%的市场份额。中国的风电资源较丰富,据中国气象局测绘计算,中国近海水深 5 米到 25 米范围内,50 米高度风电可装机容量约 2 亿千瓦;5 米到 50 米水深,70 米高度风电可装机容量约为 5 亿千瓦。虽然海上风电在可开发总量上仅为陆上风电的 1/5,但从可开发比例以及单位面积来看,海上风电的发展潜力更大。在国家发展改革委和国家能源局印发的《能源技术革命创新行动计划(2016—2030 年)》及行动路线图中,研发大型海上风机也赫然在列。“十三五”时期,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,由于前期电源投资相对滞后,在用电需求快速增长的背景下,中国从 2002 年开始出现电力供需紧张,并逐步由部分地区季节性缺电发展到全国持续性缺电,其中 2005 年 1 月份全国拉闸限电的省份达到 26 个,缺电达到最高峰。供电紧张的格局带动电力行业新一轮投资热的升温。但 2008 年国际金融危机爆发后,随着下游电力需求的增速放缓,中国发电量与全社会用电量增速均出现了大幅下降的趋势,同时电力供需矛盾得以缓解。2010 年以来,中国国内发电量与全社会用电量恢复增长态势,电力供需总体仍然偏紧。主要受制于环境持续性低迷,以及中国经济转入工业化中后期发展阶段的经济周期影响,近年来中国全社会用电量增速持续放缓。2018 年全社会用电量 68449 亿千瓦时,同比增长 8.49%。分产业看,第一产业用电量 728 亿千瓦时,同比增长 9.80%;第二产业用电量 47235 亿千瓦时,同比增长 7.17%;第三产业用电量 10801 亿千瓦时,同比增长 12.75%;城乡居民生活用电量 9685 亿千瓦时,同比增长 10.35%。2018 年伴随全社会用电量较快增长以及电力消费结构持续优化,中国电力生产延续绿色低碳发展成效初步显现。主要表现为发电装机绿色转型持续推进,非化石能源发电量快速增长;各类电源结构设备利用小时均同比提高,弃风弃光问题得到进一步改善;电

网投资比重提高，跨区跨省送电量快速增长等。

目前，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5种类型：（1）中央电力集团，主要为国电集团、大唐集团、华能集团、华电集团和中电投集团，其在中国风电装机容量中的占比在65%左右；（2）中央所属的能源企业，包括国华集团、中海油、中广核、三峡总公司和中节能等，其在中国累计风电装机容量和新增装机容量市场中的市场份额约在15%左右；（3）省市自治区所属的电力或能源企业，如京能集团、河北建设、宁夏发电、鲁能集团、福建投资和粤电集团等企业，该类企业数量多，在地方拥有一定的资源，在各地风电场开发中业绩显著，它们在中国累计风电装机容量和新增装机容量市场中，约占15%左右的市场份额；（4）港资、民营以及外资企业，如中国风电、香港建设新能源、天润投资以及宏腾能源等，约占5%左右的市场份额。相对前三类开发企业，最后一类企业所进行的风电场项目较少，规模也不大。总体看，风电行业中央企与省属企业规模较大，具有较强的开拓能力。

（2）行业关注

风电不同于常规电源，其发电出力由来风情况决定，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。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。2018年，全国风电平均利用小时数为2095小时，同比增加147小时。

表3 近年来风电机组运行水平表

年份	利用小时数(小时)	弃风限电量(亿千瓦时)
2009	2077	--
2010	2047	39.48
2011	1895	123.00
2012	1893	208.22
2013	2080	162.00
2014	1905	126.00
2015	1728	339.00
2016	1742	497.00
2017	1948	419.00
2018	2095	277.00

资料来源：中国电力企业联合会

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。2012年随着装机容量扩张而快速增至208.22亿千瓦时，2013年弃风现象有所缓解，弃风限电量为162.00亿千瓦时。2014年弃风限电情况加快好转，全国风电平均弃风率8%，同比下降4个百分点，弃风率达近年来最低值，全国除新疆地区外弃风率均有不同程度的下降。2015—2016年，风电弃风限电形势加剧，弃风电量大幅增加，2016年，全年弃风电量497亿千瓦时，达到历史峰值。2017年，全国弃风限电形势大幅好转，全年弃风电量419亿千瓦时，同比减少78亿千瓦时。根据国家能源局发布的2018的风电并网运行情况，2018年全国弃风电量277亿千瓦时，同比减少142亿千瓦时，弃风限电情况明显好转。平均弃风率7%，同比下降5个百分点，继续实现弃风电量和弃风率“双降”；弃风率超过10%的区域分别是新疆（弃风率23%）、甘肃（弃风率19%）以及内蒙古（弃风率10%），三省（区）弃风电量合计233亿千瓦时，占全国弃风电量的84%。

（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》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，并未可再生能源发电提供上网服务。

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。2014 年 12 月，国家发展改革委发布《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2014〕3008 号），对陆上风电继续实行分资源区标杆上网电价政策，将第 I 类、II 类和 III 类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低 2 分钱，调整后的标杆上网电价分别为每千瓦时 0.49 元、0.52 元和 0.56 元；第 IV 类资源区风电标杆上网电价维持现行每千瓦时 0.61 元不变。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。风电上网电价按上述政策执行，其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。

可再生能源补贴

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。目前可再生能源电价附加征收标准为 1.9 分/千瓦时，随电费收取。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。

但是随着装机规模的不断增长，补贴资金缺口持续扩大，目前已超过 1100 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。2018 年 6 月 15 日，财政部、国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》，由于纳入补贴名录的电站规模大幅增长，预计补贴缺口可能进一步扩大。

一方面补贴缺口持续扩张将给国家带来沉重负担，另一方面清洁能源电站建设成本伴随技术水平提升而快速下降，受此影响，可再生能源补贴退坡趋势逐步明确化。2019 年 1 月，国家发展改革委和能源局发布《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，指出在资源优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，已基本具备与燃煤标杆上网电价平价（不需要国家补贴）的条件。为促进可再生能源高质量发展，提高风电、光伏发电的市场竞争力，该通知中明确提出了推进风电、光伏发电无补贴平价上网的有关要求和支持政策措施。此外，对于需要国家补贴的光伏发电项目，除国家政策特殊支持的项目外，原则上均应采取市场化竞争方式确定建设项目和补贴标准。

享受税收优惠

根据财政部和国家税务总局《关于资源综合利用及其他产品整治水政策的通知》，风电企业销售风电而产生的增值税享受即征即退 50% 的优惠政策；根据财政部和国家税务总局《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》，2008 年 1 月 1 日后批准的风力发电新建项目的投资经营所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

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：

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。

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 2000 万千瓦左右，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 4 亿千瓦，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 3000 万千瓦，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 10 亿千瓦，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，国家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。目前中国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不会有太多技术问题；另一方面，西部地区虽然目前电网较弱，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 千伏第二通道工程建成投运，酒泉风电消纳能力从 260 万千瓦提高到 420 万千瓦；哈密—郑州±800 千伏特高压直流工程投运后，将新增风电送出能力 800 万千瓦。目前，电网建设正加快甘肃酒泉风电二期输电工程前期工作，加快建设康保、尚义、张北 500 千伏输变电工程以及高岭—天马第三回线路工程，为西北、冀北、东北地区风电送出创造条件。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。

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。

五、基础素质分析

1. 股权结构

截至 2019 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. 企业规模及竞争力

公司是北京最大的燃气电力供应商，在北京投入运营 7 个燃气热电联产电厂，占北京燃气发电量的 50% 以上，集中供热量超过 60%，是北京地区燃气供热供电的龙头企业。截至 2018 年底，公司控股总装机容量为 8667 兆瓦，较上年底增长 8%，控股总发电量为 278.30 亿千瓦时，同比增长 10%；年度总供热量 2438 万吉焦。燃气发电及供热业务板块装机容量 4702 兆瓦，占总装机容量的 54%；风力发电业务板块装机容量 2348 兆瓦，占总装机容量的 27%；光伏发电业务板块装机容量 1168 兆瓦，占总装机容量的 14%；水电业务板块装机容量 449 兆瓦，占总装机容量的 5%。

在国家推进供给侧结构性改革、推动化解煤电过剩产能等背景下，全国弃风弃光问题得到有效缓解。2018 年公司风力发电业务板块发电量 51.12 亿千瓦时，同比增长 8.33%，设备平均利用小时数 2177 小时，高于全国平均利用小时数 82 小时；光伏发电业务板块发电量 15.21 亿千瓦时，同比增长 32.6%，设备平均利用小时数 1441 小时，高于全国平均利用小时数 229 小时。

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 2019 年 9 月底，公司共有董事、监事、高级管理人员 17 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。刘先生曾先后担任京能集团总经理助理，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，京能集团副总经理，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，刘先生任京能集团副总经理，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：0991.HK；亦于上海证券交易所上市，股份代码：601991.SZ）非执行董事。

张风阳先生，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 7 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 2018 年底，公司共有在职员工 2764 人，从学历构成情况看，大专及以下学历占 43.81%、本科占 50.29%、硕士研究生占 5.83%、博士研究生占 0.07%；从年龄构成上看，35 岁以下员工占 48.55%、35~45 岁占 22.54%、46~55 岁占 25.94%、50 岁以上占 2.97%；职称构成情况，高级职称占 7.27%、中级职称占 13.49%、初级职称占 26.66%、其他占 52.57%。

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，人员构成渐趋合理。

4. 股东背景及股东支持

公司控股股东为京能集团。京能集团是北京国资系统全资国有大型的集团企业，是北京市政府出资的投资办电主体。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 2018 年底，京能集团已投产的发电机组控股装机容量为 2244 万千瓦，权益装机容量为 2271 万千瓦。京能集团 2018 年全年实现发电量 870 亿千瓦时，完成供热量 6376 万吉焦。

截至 2018 年底，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）、京能清洁能源（股票代码：0579.HK）、京能置业股份有限公司（股票代码：600791.SH）及北京昊华能源股份有限公司（股票代码：601101.SH）。

京能集团电力业务主要由京能电力和京能清洁能源负责运营。截至 2018 年底，京能集团控股发电机组中，京能电力控股装机容量为 1146.00 万千瓦，京能清洁能源控股装机容量为 866.70 万千瓦。房

地产板块方面，京能置业先后建设了天创世缘小区、天缘公寓、天创科技大厦、天创维嘉大厦、小黄庄住宅楼、国典华园、都景苑小区、京能四合上院、京能川天下、京能蓝色理想等项目，在北京房地产行业有良好的品牌形象。2018年，京能集团实现房地产开复工面积120.79万平方米，销售面积41.08万平方米。京能集团煤炭销售业务主要由昊华能源负责运营，2018年昊华能源实现原煤产量1047万吨。

截至2018年底，京能集团合并资产总额2753.01亿元，所有者权益合计1003.59亿元（含少数股东权益305.58亿元）；2018年，京能集团实现营业总收入666.42亿元，利润总额43.61亿元。

2018年，公司完成向京能集团及北京能源投资集团（香港）有限公司（以下简称“京能投资”）定向增发902471890股内资股及471612800股H股募集资金约30亿元人民币，用于支持公司整体业务发展。（详见“重大事项”）

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，是京能集团清洁能源板块主要的运营企业，京能集团在技术、人才、资金等多方面为公司提供支持。

六、管理分析

1. 法人治理结构

公司根据《公司法》《证券法》和《国有企业财产监督管理条例》及国家有关法律、法规的规定，设立了符合现代企业制度要求的法人治理框架，建立了健全的股东大会、董事会、监事会和董事会秘书等制度。

公司设董事会，对股东大会负责。公司董事会由4名非执行董事、3名执行董事以及4名独立非执行董事组成，共计11人。董事会设董事长一名，并可由股东大会以普通决议形式决定是否及

如何设副董事长。董事长、副董事长由全体董事的过半数选举和罢免，董事长、副董事长任期三年，可以连选连任。公司董事会下设战略委员会、审计委员会以及薪酬与提名委员会。公司董事会会议包括定期会议和临时会议，公司董事会每年至少召开两次定期会议，会议由董事长召集。公司董事会负责召集股东大会，并向股东大会报告工作，执行股东大会的决议，负责公司经营活动业务的指挥与管理。

公司设监事会，监事会由3名监事组成，监事会设主席一名。监事会主席的任免，应当经三分之二以上监事会成员表决通过。监事会成员由股东代表监事和职工代表监事组成。股东代表监事由股东大会选举和罢免。

公司设立经理层，执行董事会决议并负责公司的日常经营管理。经理层实行总经理负责制。公司的高级管理人员是指公司的总经理、副总经理和总会计师。公司设总经理一名，副总经理若干名，协助总经理工作；设总会计师一名。总经理、副总经理及总会计师由董事会聘任或解聘。

总体看，公司法人治理结构较完善。

2. 管理水平

公司内设综合办公室、人力资源部、规划发展部、工程建设部等11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》《招标投标管理标准》《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，公司各项规章制度比较健全，运作规范。

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、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，公司获得电价补贴具有较强的连续性，公司实际利润水平处于行业较好水平。

2016—2018年，公司营业收入基本保持稳定。2018年，受燃气板块上网电量增长影响，公司营业收入有所增长，2018年公司实现营业收入

165.84亿元，同比增长14.21%。其中售电业务占比小幅下降，电力板块占营业收入总额的88.61%。同期，热电联产所形成的热力收入有所增长，2018年为18.36亿元。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，2018年分别实现收入0.08亿元和0.45亿元。

从毛利率看，2016—2018年，公司综合毛利率持续提升，分别为19.05%、20.23%和23.15%。2018年公司电力板块毛利率有所提升，上升3.71个百分点至27.86%。同期，公司热电联产所产生的热力收入毛利率持续为负，由于供热属于基础性公共服务，价格受政府管控，处于政策性亏损状态。受上述影响，2018年公司整体毛利率为23.15%，较2017年上升2.92个百分点。

2019年1—9月，公司实现营业收入117.80亿元，其中电力业务实现收入106.52亿元。毛利率方面，受天然气价格小幅上升的影响，公司电力业务毛利率较2018年水平略有下降，为25.19%。非电力板块外其他板块毛利率均有小幅上升，公司综合毛利率为22.23%。

表4 公司营业收入及毛利率情况（单位：亿元、%）

项目		2016年			2017年			2018年			2019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	134.36	90.49	22.05	129.16	88.95	24.15	146.95	88.61	27.86	106.52	90.42	25.19
	热力	13.92	9.38	-10.42	15.43	10.63	-14.89	18.36	11.07	-15.96	10.97	9.31	-8.55
	工程服务	0.05	0.03	18.84	0.01	0.01	18.68	0.08	0.02	16.06	0.01	0.01	53.02
其他业务		0.16	0.10	40.31	0.61	0.41	80.40	0.45	0.30	75.39	0.30	0.26	93.07
合计		148.49	100.00	19.05	145.21	100.00	20.23	165.84	100.00	23.15	117.80	100.00	22.23

注：合计数小数点后两位差异系四舍五入导致

资料来源：公司提供

总体看，公司运营稳定，近三年，公司收入波动增长，同时，公司一直获得国家电价补贴²，所形成的收益具有较强的连续性，公司实际盈利水平处于行业较好水平。

2. 业务分析

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

²电价补贴情况详见“业务分析”

电有限公司（以下简称“未来城燃气”）、北京高能安屯燃气热电有限责任公司（以下简称“高安屯燃气”）、北京京西燃气热电有限公司（以下简称“京西燃气”）和北京上庄燃气热电有限公司（以下简称“上庄燃气”）负责运营。

表 5 2018 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	4005	160679	0.65
京阳热电	780	4315	326225	0.65
京桥热电	838	4323	354125	0.65
未来城燃气	255	4281	106048	0.65
高安屯燃气	845	4191	345999	0.65
京西燃气	1308	4363	557426	0.65
上庄燃气	266	1407	36614	0.495
合计	4702	--	1887116	--

资料来源：公司提供

2018 年以来公司燃气发电新增装机容量 266 兆瓦，截至 2018 年底，公司燃气发电累计装机容量为 4702 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 兆瓦和上庄燃气 266 兆瓦。2019 年 1—9 月，公司无新增燃气装机。

上网电量方面，2018 年公司实现燃气上网电量 188.71 亿千瓦时，同比增长 10.41%。2019 年 1—9 月，公司实现燃气售电 137.59 亿千瓦时，同比增加 3.30%。

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。截至 2018 年底，除上庄燃气上网电价为 0.495 元/千瓦时外，其他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，政府给予电价补贴，2018 年公司确认电价补贴为 6.52 亿元；实际收到电价补贴款 7.30 亿元；2019 年 1—9 月，公司确认电价补贴合计 5.31 亿元，实际收到 6.89 亿元。

表 6 2018 年及 2019 年 1—9 月公司主要燃气发电项目确认政府补贴情况（单位：亿元）

补助明细	2018 年	2019 年 1—9 月
京丰燃气电价补贴	0.29	0.22
京阳热电电价补贴	1.60	1.08
京桥热电电价补贴	1.14	0.70
未来城燃气电价补贴	0.58	0.43
高安屯燃气电价补贴	1.08	0.68
京西燃气电价补贴	1.09	0.70
上庄燃气电价补贴	0.74	1.50
合计	6.52	5.31

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，受燃气发电量增加的影响，2018 年公司采购天然气 40.45 亿立方米。天然气采购价格方面，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，2018 年 7 月 10 日起，工商业用气销售价格下调 0.07 元/立方米，发电用气价格调整至 2.39 元/立方米（含税）；2018 年 11 月 15 日至 2019 年 3 月 15 日，本市非居民用天然气销售价格上浮 0.23 元/立方米，发电用气价格调整至 2.62 元/立方米；2019 年 5 月 1 日起，发电用气价格调整至 2.31 元/立方米。受此综合影响，公司 2018 年天然气采购均价（含税）较 2017 年小幅下降至 2.47 元/立方米（含税）。2019 年 1—9 月，公司天然气采购均价小幅下调至 2.44 元/立方米（含税）。

表 7 天然气采购情况（单位：亿立方米、元/立方米）

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 1—9 月
采购量	39.49	36.44	40.45	29.33
采购均价（含税）	2.50	2.50	2.47	2.44

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）。供热时间一般为供热季每天（在北京一般为 11 月 15 日至次年 3 月 15 日）。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，2018 年公司供热能力迅速提高，当年供热量为 2437.83 万吉焦，同比增长 16.84%；同期，公司供热价格 2018 年 1 月 1 日至 2018 年 3 月 15 日为 89 元/吉焦，2018 年 11 月 15 日至 2018 年 12 月 31 日为 91 元/吉焦。2019 年 1—9 月，公司供热量为 1479.68 万吉焦，供热价格为 91 元/吉焦。

总体看，受新增燃气机组的影响，公司燃气发电量及发电收入有所上升，供热业务平稳运行；2018 年以来燃气价格保持相对稳定，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。

表 8 截至 2018 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	1977	25493
赛汗分公司（苏尼特右旗）	148.5	2217	32536
白旗分公司	98.25	1910	18380
察右中发电	99.50	2566	25315
吉相华亚	99.00	2396	23416
乌兰伊力更	300.00	2124	63214
商都	99.00	2212	21560
霍林郭勒	79.50	2585	20225
宁夏太阳山	149.00	1853	26974
巴林右	99.00	1856	18002
科右中公司	49.50	2255	10928
旗杆公司	49.50	2475	12017
乌兰风力	99.00	2184	21337
文贡乌拉	49.50	2838	13759
灵武	198.50	1703	33304
中宁	100.00	2377	23448

左云	49.50	2631	12773
五家渠	99.00	1991	19465
鹿鸣山分公司	186.00	1849	33997
新 GR 项目	165.50	2933	48150
合计	2348.25	--	504293

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。

2018 年，公司无新增风力发电机组。截至 2018 年底，公司风力发电控股装机容量为 2348.25 兆瓦，2018 年公司实现风力上网电量 50.43 亿千瓦时，平均利用小时数为 2177 小时，高于全国平均利用小时数 82 小时；2019 年 1—9 月，公司实现风力售电 34.22 亿千瓦时，同比下降 8.38%，主要系平均风速较低所致。2018 年，内蒙、新疆和宁夏地区有弃风限电情况，但是较以前年度有所缓解。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，风电板块收入是公司营业收入的重要组成部分。

（3）水电及光伏

截至 2018 年底，公司水电装机容量为 449.29 兆瓦。2018 年公司新增光伏装机容量 370 兆瓦，年底装机容量达 1168.08 兆瓦。随着光伏装机容量的快速扩张，公司光伏上网电量有所增长，2018 年为 15.00 亿千瓦时，同比增长 33.33%，设备平均利用小时数 1441 小时，高于全国平均利用小时数 229 小时。

表 9 截至 2018 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	1532	1471

五家渠	100.00	1412	13883
宁夏中卫	30.00	1365	4043
乌拉特中旗	80.00	1783	14163
灵武新立	30.00	1538	4524
赛汗一期	20.00	1927	3742
黄旗一期	20.00	1926	3693
格尔木	110.00	1524	16665
建湖一期	30.00	1286	3809
中宁	60.00	1318	7802
共和一期	10.00	1751	1695
贺兰	30.00	1406	4086
白旗分公司	10.00	1785	1723
海原	10.00	1452	1436
大同	100.00	1668	16110
徐闻	54.00	1287	7681
共和源通	10.00	1691	1694
八达岭	31.08	1556	4804
迁西	44.00	1265	5541
格伦光伏	13.00	1609	2086
东源	95.00	853	8090
大通湖	200.00	767	15163
湘阴	60.00	829	4945
深州电阳	11.00	1026	1105
合计	1168.08	--	149954

资料来源：公司提供

2019年1—9月，公司新增光伏装机241兆瓦，新增光伏装机实现发电量18732.94万千瓦时，上网电量18536.93万千瓦时。

表 10 2019 年 1—9 月，公司新增光伏装机情况

新增装机名称	装机容量	2019 年 1—9 月电 量(万千瓦 时)	上网电量 (万千瓦 时)
浙江缙云 15MWp 农 光互补光伏电站项 目	15MW	1817.15	1804.43
常宁板桥 20MW 农 光互补分布式光伏 发电项目	20MW	794.98	717.86
南票京泰 20MWp 光 伏项目	20MW	2417.67	2399.92
陆丰市明大星都经 济开发区 110MW 光 伏电站项目	74MW	5876.68	5845.54
格尔木一二期 10MW 并网光伏发 电项目	20MW	2080.52	2063.10
辽宁凌源 2×20MW 光伏项目	38MW	4848.54	4821.00
团泊显合光伏项目	30MW	501.19	493.90

团泊明瑞光伏项目	24MW	396.21	391.18
合计	241MW	18732.94	18536.93

资料来源：公司提供

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。

总体看，作为公司主营业务收入和利润最主要构成因素，受新增装机的影响，燃气发电业务发电规模 2018 年有所上升，带动 2018 年整体营业收入有所增长；供热业务目前运作情况良好；同时公司积极布局风电和光伏发电，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，业务多元化发展有望升级。2018 年以来公司收到部分可再生能源补贴，但因各地财政拨款缓慢，风电和光伏项目可再生能源补贴收款周期较长，仍有较大金额补贴尚未到位，联合资信将密切关注可再生能源补贴申请的相关政策，及时关注公司各项目补贴资金的结算及到位情况。

(4) 下游情况

销售方面，2018 年，公司前五大客户销售额占销售总额的 88.64%，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 76.39%，集中度较高，符合国家电力销售和公司产业地域布局特征。

表 11 2018 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	电力销售	1096710.00	66.13
北京市热力集团有限 责任公司	热力销售	170148.21	10.26
内蒙古电力(集团)有 限责任公司	电力销售	106473.52	6.42
国网宁夏电力有限公 司	电力销售	59386.40	3.58
国网内蒙古东部电力 有限公司	电力销售	37288.66	2.25
合计	--	1470006.79	88.64

资料来源：公司提供

3. 经营效率

2016—2018 年，公司销售债权周转次数有所下降，2018 年为 3.38 次；存货周转次数波动上升，

2018年为103.56次；总资产周转次数有所波动，2018年为0.31次。总体看，公司整体运营效率高。

4. 在建工程及未来发展

从在建项目看，公司在建项目主要为风电和

光伏项目。截至2019年9月底，公司在建项目预计总投资103.93亿元，已投资33.46亿元，剩余拟投资70.47亿元。

表12 截至2019年9月底公司主要在建项目（单位：兆瓦、亿元）

项目名称	项目概况	总投资	资金筹措方案		截至2019年9月底已投资	剩余拟投资
			自筹	贷款		
榆林府谷二期风电	50	3.92	0.78	3.14	1.13	2.79
榆林府谷三期风电	50	3.95	0.79	3.16	--	3.95
宁夏喊叫水风电项目工程	150	10.55	2.11	8.44	3.44	7.11
呼和马场风电场三期风电项目	200	13.00	2.60	10.40	3.45	9.55
灵武新立五期50MW风电项目	50	3.54	0.71	2.83	1.18	2.36
怀南一期49.5MW风电工程	49.50	4.43	0.89	3.54	0.04	4.39
官厅四期50MW风电项目	50	4.28	0.86	3.42	0.12	4.16
京能苏尼特300MW风电项目	300	22.58	4.52	18.06	0.97	21.61
甘肃靖远一期50MW风电项目	50	3.97	0.79	3.18	0.30	3.67
风电项目小计	949.50	70.22	14.05	56.17	10.63	59.59
徐闻二期50MWp光伏项目	50	3.74	0.75	2.99	2.89	0.85
北票光伏一期	20	1.47	0.29	1.18	1.03	0.44
北票光伏二期	20	1.46	0.29	1.17	0.40	1.06
北塔山光伏	30	2.50	0.50	2.00	1.77	0.73
寿阳光伏发电	100	6.34	1.27	5.07	4.65	1.69
大同二期光伏发电	100	5.99	1.20	4.79	5.20	0.79
海兴光伏发电	110	7.04	1.41	5.63	5.20	1.84
南票万和20MWp光伏项目	20	1.53	0.31	1.22	0.22	1.31
湘阴县岭北镇鼻湖100MW渔光互补项目	100	1.60	0.32	1.28	0.76	0.84
阳西清芸阳光儒洞镇光伏项目	30	2.04	0.41	1.63	0.71	1.33
光电项目小计	580	33.71	6.75	26.96	22.83	10.88
合计	1529.50	103.93	20.80	83.13	33.46	70.47

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。

八、重大事项

2018年，公司完成向京能集团及京能投资定向增发902471890股内资股及471612800股H股募集资金约30亿元人民币，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68.677%的股份，仍保持公司控股股东地位。

认购事项的完成补充了公司权益规模，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。

九、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供了2016—2018年财务报告，其中瑞华会计师事务所（特殊普通合伙）对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年及2018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 2019 年三季度财务数据未经审计。

截至 2018 年底，公司纳入合并范围子公司合计 58 家，新纳入合并范围子公司 8 家，主要为新设及并购的风力和光伏发电公司。截至 2019 年 9 月底，纳入公司合并报表范围内子公司增至 66 家。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 2018 年底，公司合并资产总计 548.60 亿元，所有者权益合计 216.35 亿元（含少数股东权益 3.97 亿元）；2018 年公司实现营业收入 165.84 亿元，利润总额 26.58 亿元。

截至 2019 年 9 月底，公司合并资产总计 561.77 亿元，所有者权益合计 227.63 亿元（含少数股东权益 4.61 亿元）；2019 年 1—9 月，公司实现营业收入 117.80 亿元，利润总额 21.16 亿元。

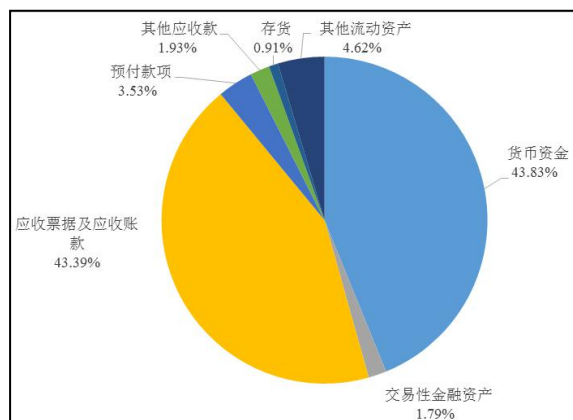
2. 资产质量

2016—2018 年，公司资产总额有所增长，年均复合增长 7.04%。截至 2018 年底，公司资产总额为 548.60 亿元，较上年底增长 7.49%；其中，流动资产占 23.16%，非流动资产占 76.84%。

流动资产

2016—2018 年，公司流动资产快速增长，年均复合增长 33.82%，截至 2018 年底，公司流动资产合计 127.07 亿元，较上年底增长 33.48%，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 43.83%）、应收票据及应收账款（占 43.39%）、预付款项（占 3.53%）和其他流动资产（占 4.62%）等构成。

图5 2018年底公司流动资产构成



资料来源：公司财务报告

2016—2018 年，公司货币资金快速增长，年均复合增长 72.60%。截至 2018 年底，公司货币资金合计 55.69 亿元，较上年底增长 64.18%，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 55.12 亿元，其他货币资金 0.57 亿元，其中受限制的货币资金 0.57 亿元，全部为履约保证金和信用证保证金。

2016—2018 年，公司应收票据及应收账款快速增长，年均复合增长 21.45%，主要系应收账款快速增长所致。截至 2018 年底，公司应收票据 0.21 亿元，全部为银行承兑汇票。公司应收账款主要是应收售电及售热收入，应收账款较高的原因主要是公司风电和光伏等可再生能源补贴结算周期较长。截至 2018 年底，公司应收账款 54.92 亿元，较上年底增长 28.93%。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、国网宁夏电网有限公司、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 76.74%，集中度高。截至 2018 年底，公司累计计提坏账准备 0.05 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，近三年波动增长，年均复合增长 34.47%，截至 2018 年底，公司预付款项账面余额 4.49 亿元，较上年底下降 33.95%，主要系本期预付设备款下降所致。

2016—2018 年，公司其他流动资产波动增长，年均复合增长 4.73%，截至 2018 年底，公司其他流动资产 5.87 亿元，主要包括待抵扣进项税 4.44 亿元和短期委托贷款 1.39 亿元。

非流动资产

2016—2018 年，公司非流动资产保持相对稳定，截至 2018 年底，公司非流动资产合计 421.53 亿元，较上年底增长 1.53%，主要来自固定资产和长期股权投资的增长。公司非流动资产主要包括固定资产（占 80.85%）、在建工程（占 6.90%）和长期股权投资（占 5.15%）等。

公司长期股权投资主要为对电力行业相关企业的投资，2016—2018 年，公司长期股权投资保

持相对稳定，截至2018年底，公司长期股权投资21.71亿元，较上年底增长5.92%，主要系公司对联营企业在权益法下确认的投资收益增加及对合营企业增资所致。

2016—2018年，公司固定资产保持相对稳定，截至2018年底，公司固定资产原值474.06亿元，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132.44亿元，计提减值准备0.83亿元，公司固定资产账面价值340.79亿元，较上年底增长5.43%。

公司在建项目以光伏和风电项目为主，2016—2018年，公司在建工程波动下降，年均复合下降11.59%。截至2018年底，公司在建工程账面价值29.09亿元。2018年，公司新增在建工程主要为山西大同光伏发电应用领跑基地4号100MW项目、海兴110MW光伏发电项目和寿阳100MW光伏发电项目。

受限资产方面，截至2018年底，公司所有权和使用权受到限制的资产账面价值合计15.19亿元，占净资产的7.02%。整体看，公司受限资产规模较小。

截至2019年9月底，公司资产总额为561.77亿元，较2018年底上升2.40%。整体看公司资产结构变化不大，非流动资产占比高。截至2019年9月底，公司货币资金43.59亿元，较2018年底下降21.73%，主要系偿还短期借款所致；预付款项较上年底增长45.96%，主要系预付设备款和工程款增加所致；非流动资产方面，截至2019年9月底，公司非流动资产较上年底小幅上涨4.55%至440.72亿元。

总体来看，随着公司项目开工和陆续投产，公司资产规模持续增长。公司资产中非流动资产占比高，符合所在行业特点。公司货币资金占流动资产比重高，受限资产规模较小；近年来，公司应收账款规模较大，且呈增长态势。总体看，公司资产质量一般。

3. 所有者权益及负债

所有者权益

2016—2018年，公司所有者权益有所增长，

年均复合增长11.00%，主要来自股本和未分配利润的增长。截至2018年底，公司所有者权益合计216.35亿元，归属于母公司权益为212.37亿元，主要由股本（占38.82%）、资本公积（占18.27%）和未分配利润（占38.97%）等构成。2018年公司完成增发股份事项，在实收资本和资本公积的快速增长带动下，截至2018年底公司所有者权益较上年底增长13.19%，资本实力有所增强。

公司于2015年发行永续票据，本金总额为15亿元（剔除发行费用后，列报金额为14.865亿元），计入其他权益工具。2018年6月14日，公司赎回上述中期票据，其他权益工具减少14.865亿元。

截至2019年9月底，公司所有者权益合计为227.63亿元，较2018年底增长5.21%，权益结构基本保持稳定。

总体看，近年来，公司权益规模有所增长，所有者权益构成稳定性较好。

负债

2016—2018年，公司负债总额有所增长，年均复合增长4.69%，截至2018年底，公司负债合计332.25亿元。其中，流动负债占比有所下降，近三年年底分别为66.51%、62.07%和51.07%。

公司流动负债中短期借款波动增长，三年年均复合增长46.28%，截至2018年底，公司短期借款为53.26亿元，较上年底下降32.45%，主要系公司调整长短期资金结构所致。

截至2018年底，公司应付票据和应付账款32.51亿元，较上年底增长9.58%。其中公司应付账款32.23亿元，较上年底增长9.96%。

2016—2018年，公司一年内到期的非流动负债快速下降，年均复合下降55.73%，2018年底为14.70亿元，较上年底下降34.84%；2018年，公司发行三期超短期融资券和两期短期融资券，截至2018年底，其他流动负债规模为60.08亿元，较上年底保持稳定。

公司非流动负债以长期借款和应付债券为主。2016—2018年，公司长期借款不断增长，年均复合增长13.95%，截至2018年底为116.40亿元，较上年底增长28.49%；公司应付债券规模受到期兑付和新发影响波动较大，2016—2018年底

分别为0亿元、20.00亿元和34.90亿元,其中2018年新增应付债券为公司于2018年4月发行的中期票据“18京能洁能MTN001”。

表13 截至报告出具日公司发行债券情况(单位:亿元)

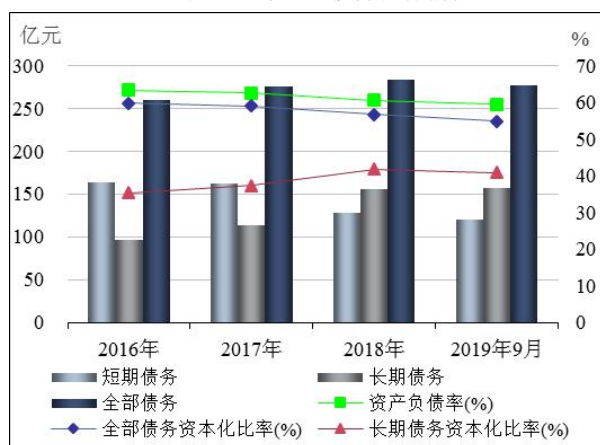
证券名称	起息日	到期日期	当前余额
17京能洁能MTN001	2017/12/01	2022/12/01	20
18京能洁能MTN001	2018/04/03	2023/04/03	15
19京能洁能SCP002	2019/04/22	2020/01/17	15
19京能洁能SCP003	2019/07/26	2020/04/21	25
19京洁01	2019/11/13	2022/11/13	10
19京能洁能SCP004	2019/11/14	2020/08/10	20
合计	--	--	105

资料来源:Wind, 联合资信整理

截至2019年9月底,公司负债总额334.14亿元,较2018年底上升0.57%,其中短期借款较2018年底下降13.30%;长期借款较2018年底上升1.86%。从负债结构来看,公司流动负债占比较2018年底下降1.56个百分点至49.51%。

有息债务方面,2016—2018年,公司全部债务有所增长,年均复合增长4.38%。截至2018年底,受长期借款和发行中期票据带动长期债务增长影响,公司有息债务规模较上年底增长2.74%。截至2018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283.29亿元,其中短期债务占比小幅下降至45.27%,长期债务占比上升至54.73%;截至2019年9月底,公司全部债务为277.17亿元,短期债务占比继续下降至43.30%,长期债务占比上升至56.70%。

图6 近年公司债务指标情况



资料来源:公司财务报告

从债务指标看,近三年公司债务负担有所下降,截至2018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60.56%和56.70%,长期债务资本化比率有所上升,为41.75%。截至2019年9月底,以上指标分别为59.48%、54.91%和40.84%。

总体看,公司所有者权益持续增长,所有者权益稳定性较好。2016—2018年,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,公司债务结构持续优化。

4. 盈利能力

2016—2018年,公司营业收入波动中有所增长,年均复合增长5.68%。2018年,受公司发电量上升影响,营业收入有所上升,公司实现营业收入165.84亿元,同比增长14.21%。2018年,公司营业成本为127.46亿元,同比增长10.03%,综合影响下,2018年公司营业利润率小幅上升至21.83%,同比提高2.78个百分点。

近三年,公司期间费用有所波动,2018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17.32亿元,同比增长14.29%,公司期间费用以财务费用为主,受有息债务规模增长影响,2018年公司财务费用11.99亿元,同比增长14.02%。

2016—2018年,公司投资收益波动下降,年均复合下降30.34%。2018年,公司实现投资收益1.14亿元,同比大幅增长,其中以权益法核算的长期股权投资收益为0.79亿元,增长的主要原因北京京能国际能源股份有限公司利润增长带动投资收益增长。

非经常损益方面,2016—2018年,公司营业外收入波动下降,分别为12.93亿元、0.23亿元和0.24亿元,下降的主要原因系报表列示科目调整所致。2018年,公司其他收益为8.25亿元,主要为电价补贴,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,公司电价补贴可持续性较强。受上述因素的综合影响,2018年公

司实现利润总额 26.58 亿元，同比增长 7.20%。

从盈利指标看，2018 年公司总资本收益率与净资产收益率均略有下滑，分别为 6.29% 和 9.35%，同比分别下降 0.17 个百分点和 0.95 个百分点，但整体保持较高水平。

图 7 近年公司盈利能力指标情况



资料来源：公司财务报告

2019 年 1—9 月，公司实现营业收入 117.80 亿元；同期，营业利润率小幅下降至 21.10%。2019 年 1—9 月，公司其他收益 6.39 亿元。受上述因素影响，公司实现利润总额 21.16 亿元，公司经营状况良好。

总体上看，2018 年以来，公司发电运营保持稳定，受益于电力收入的提升及营业成本的控制，公司盈利能力保持较高水平。

5. 现金流

2016—2018 年，公司经营活动现金流入量保持相对稳定，年均复合增长 2.76%，2018 年，公司经营活动现金流入量为 190.83 亿元，其中，公司销售商品、提供劳务收到的现金合计 179.77 亿元，同比增长 9.60%；收到的其他与经营活动有关的现金合计 9.87 亿元，同比下降 26.41%，主要系收到的政府补助下降所致。近三年，公司经营活动现金流出保持相对稳定，年均复合增长 2.01%。2018 年，公司经营活动现金流出 137.83 亿元，其中，购买商品、接受劳务支付的现金 105.41 亿元。综合影响下，2018 年，公司经营活动现金净流量小幅增长 7.72% 至 52.99 亿元。从

收入实现质量看，2018 年公司现金收入比为 108.39%，较去年小幅下降，但收入实现质量仍保持较高水平，公司经营获现能力强。

投资活动方面，2016—2018 年，公司投资活动产生的现金流量净额有所波动。2016—2018 年，公司投资活动现金流入规模波动中有所下降，年均复合变动 -4.34%。2018 年，公司投资活动现金流入量 4.77 亿元，同比增长 33.50%。同期，公司投资活动现金流出合计为 39.23 亿元，同比下降 0.33%，主要为在建项目的工程支出。2018 年，公司投资活动产生的现金净流出 34.46 亿元。

2016—2018 年，公司筹资活动前现金流量净额波动增长，年均复合增长 15.44%，2018 年为 18.53 亿元。公司经营活动现金流量可覆盖投资活动现金净流出规模。

筹资活动方面，2018 年，公司筹资活动产生的现金流量由净流出转为净流入。2018 年公司筹资活动现金流入量为 305.40 亿元，其中取得借款收到的现金 264.59 亿元，同比下降 10.75%。同期，公司筹资活动现金流出合计 296.70 亿元，主要为偿还债务支付的现金 271.87 亿元。2018 年公司筹资活动产生的现金流净流入 8.69 亿元。

2019 年 1—9 月，公司销售商品、提供劳务收到的现金为 132.62 亿元，公司经营活动现金流入量为 141.71 亿元；同期，公司经营活动现金流出 101.92 亿元；公司经营活动现金净流入 39.78 亿元，现金收入比较 2018 年小幅增长至 112.58%。公司投资活动和筹资活动产生的现金流量净额分别为 -34.56 亿元及 -17.41 亿元。

总体看，近年来公司收入实现质量维持较高水平，经营获现能力良好，公司经营活动现金流量可覆盖投资活动现金净流出规模，整体筹资压力较小。

6. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，近三年公司经营现金流动负债比率持续提升，2018 年，经营现金流动负债比小幅上涨 6.41 个百分点至 31.23%。2016—2018 年，公司流动比率和速动比率波动较大，截至 2018 年底，公司流动比率和速动比率分别上升 26.85 和 26.82 个百分点至 74.89% 和

74.21%。截至 2019 年 9 月底，以上两项指标分别为 73.18%和 72.39%，指标与上年底相比小幅下降，且处于较低水平。2016—2018 年，公司现金类资产/短期债务分别为 0.13 倍、0.23 倍和 0.45 倍。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，2016—2018 年，公司 EBITDA 规模波动中有所增长，2018 年 EBITDA 为 60.41 亿元；EBITDA 利息倍数小幅下降至 4.95 倍，全部债务/EBITDA 小幅下降至 4.69 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 2019 年 9 月底，公司在主要银行授信总额为 603.35 亿元，已使用额度 144.12 亿元，未使用额度 459.23 亿元。同时，公司为香港联合交易所上市公司，具备直接融资渠道。

截至 2019 年 9 月底，公司无对外担保。

7. 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 2019 年 9 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 1 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。

8. 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。

9. 母公司财务分析

截至 2018 年底，母公司资产 370.35 亿元，其中流动资产占 40.86%，非流动资产占 59.14%。流动资产主要由其他应收款和其他流动资产构成。母公司其他应收款主要为关联方往来款。母公司非流动资产主要由固定资产、长期股权投资和其

他非流动资产构成。截至 2019 年 9 月底，母公司资产为 369.15 亿元，资产结构较 2018 年底变化不大。

截至 2018 年底，母公司口径所有者权益 206.40 亿元，其中实收资本 82.45 亿元，资本公积 54.58 亿元。截至 2019 年 9 月底，母公司口径所有者权益合计 205.80 亿元，所有者权益结构较 2018 年底变化不大。

截至 2018 年底，母公司负债合计 163.96 亿元，其中流动负债占 63.41%，非流动负债占 36.59%；流动负债中短期借款、其他应付款和其他流动负债规模较大，分别为 40.70 亿元、1.80 亿元和 60.00 亿元；非流动负债主要为长期借款和应付债券。截至 2018 年底，母公司全部债务为 158.44 亿元，其中短期债务为 101.53 亿元，长期债务为 56.91 亿元。截至 2018 年底，母公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 44.27%、43.43%和 21.61%。截至 2019 年 9 月底，母公司负债合计 163.35 亿元，负债结构较 2018 年底变化不大。

2018 年，母公司实现营业收入 3.64 亿元，利润总额 19.01 亿元，其中投资收益 24.26 亿元。2019 年 1—9 月，母公司实现营业收入 1.79 亿元，利润总额 4.90 亿元。

现金流方面，母公司经营活动现金流入和流出主要以销售商品、提供劳务收到的现金和支付各项税费为主；投资活动现金流入和流出主要为收回投资收到的现金和投资支付的现金；筹资活动现金流入和流出主要为取得借款和偿还债务支付的现金为主。2018 年，母公司经营活动现金流量净额为 1.59 亿元；投资活动现金流量净额为 -34.24 亿元；筹资活动现金流量净额为 40.34 亿元。2019 年 1—9 月，公司经营活动现金流量净额为 0.36 亿元；投资活动现金流量净额为 2.92 亿元；筹资活动现金流量净额为 -11.10 亿元。

总体看，公司母公司主要作为融资主体，母公司偿债能力取决于对下属子公司的控制能力。

十、本期绿色中期票据偿还能力分析

1. 本期绿色中期票据对公司现有债务的影

响

公司本期绿色中期票据拟发行额度为 15 亿元，占 2019 年 9 月底全部债务和长期债务规模的 5.41% 和 9.55%，对公司现有债务水平有一定影响。

截至 2019 年 9 月底，公司资产负债率、全部债务资本化比率和长期债务资本化比率分别为 59.48%、54.91% 和 40.84%；本期绿色中期票据发行后，上述指标将分别上升至 60.53%、56.21% 和 43.06%，公司债务负担将有所加重。考虑到本期绿色中期票据募集资金将部分用于偿还项目前期金融机构借款及到期债务融资工具，上述指标可能低于预测值。

2. 本期绿色中期票据偿还能力分析

2016—2018 年，公司经营活动现金流入量分别为本期绿色中期票据拟发行额度的 12.05 倍、11.92 倍和 12.72 倍；2016—2018 年，公司经营活动现金流净额分别为本期绿色中期票据拟发行额度的 3.22 倍、3.28 倍和 3.53 倍；2016—2018 年，公司 EBITDA 分别为本期绿色中期票据拟发行额度的 3.65 倍、3.86 倍和 4.03 倍。

总体看，本期绿色中期票据的发行对公司现有债务水平有一定影响，公司经营活动现金流入量对本期绿色中期票据的保障能力很强，经营活动现金流净额和 EBITDA 对本期绿色中期票据的保障能力强。

十一、 结论

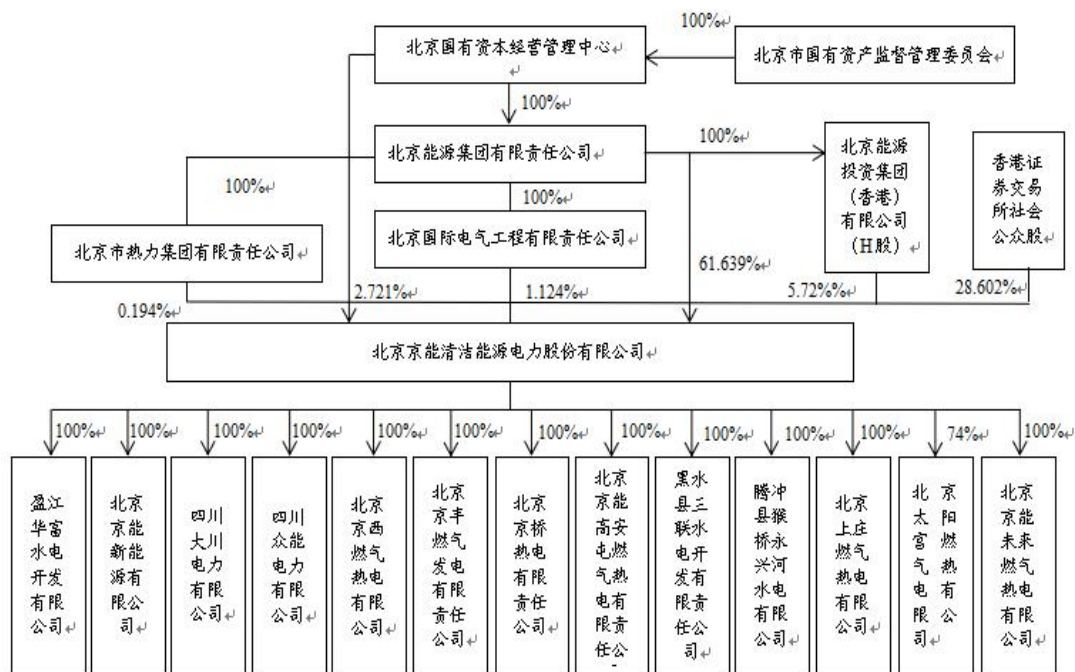
公司作为北京最大的燃气电力供应商及中国领先的风电运营商，其在行业地位、股东及政府支持等方面具有显著优势。公司各业务板块运营稳定，随着风电和光伏项目的新开工以及燃气和光伏项目的陆续投产，公司资产和权益规模持续增长，公司营业收入及利润总额稳步提升。2018 年 7 月，公司完成增发，资本实力进一步增强。同时，公司部分电价补贴尚未到位、应收账款持续增长等因素对公司信用水平产生了不利影响。

本期绿色中期票据具有公司可赎回权、票面利率重置及利息递延累积等特点、清偿顺序劣后于公司发行的普通债券和其他债务。公司经营活动现金流入量对本期绿色中期票据的保障能力很强，经营活动现金流净额和 EBITDA 对本期绿色中期票据的保障能力强。

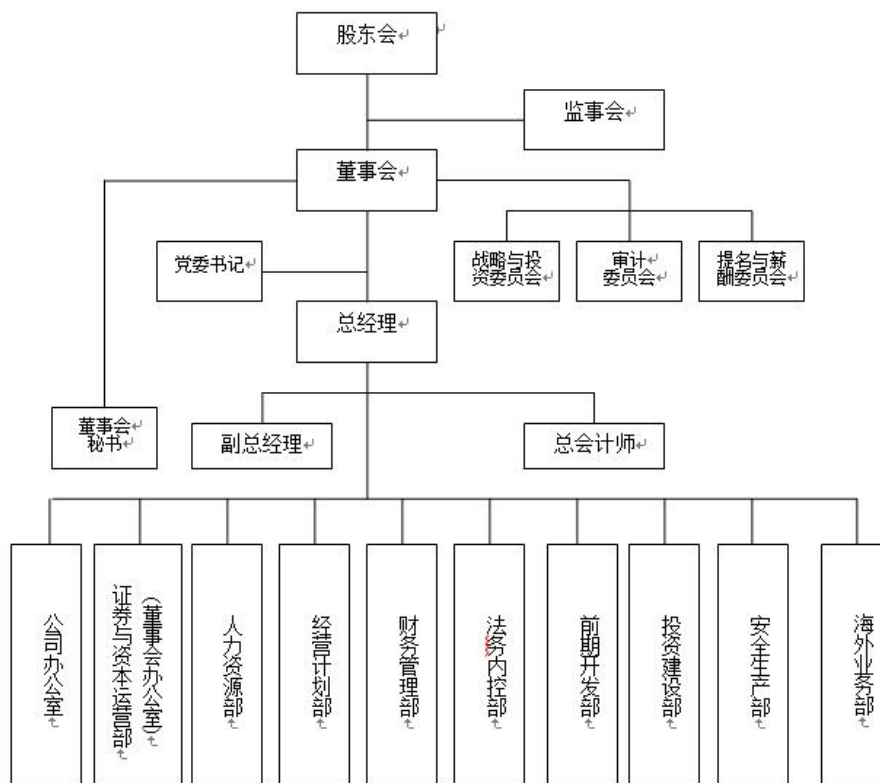
未来随着公司在建及规划建设的风电和光伏发电项目陆续投入运营，公司的收入和资产规模有望继续保持增长，综合实力将进一步增强。

基于对公司主体长期信用以及本期绿色中期票据偿还能力的综合评估，联合资信认为，公司主体偿债风险极小，本期绿色中期票据的偿还能力极强，违约风险极低。

附件 1-1 截至 2019 年 9 月底公司股权结构图



附件 1-2 截至 2019 年 9 月底公司组织架构图



附件 1-3 截至 2018 年底公司主要子公司情况

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本	持股比例 (%)	享有的表决权 (%)
1	北京京能新能源有限公司	北京市大兴区青云店镇民营科技园区东路 38 号	开发、建设水电、风电、垃圾发电、核电电力项目	270639.00	100.00	100.00
2	北京太阳宫燃气热电有限公司	北京市朝阳区西坝河路 6 号	燃气蒸汽联合循环发电供热（冷）机组的建设和电热（冷）的生产	74729.73	74.00	74.00
3	北京京桥热电有限责任公司	北京市丰台区草桥东路 29 号	建设燃气-蒸汽联合循环发电供热机组；生产电力、热力产品；	87678.00	100.00	100.00
4	北京京丰燃气发电有限责任公司	北京市丰台区云岗西路 15 号	生产电力、热力产品	32577.00	100.00	100.00
5	黑水县三联水电开发有限责任公司	黑水县芦花镇正街	水力电力开发与生产	23177.00	100.00	100.00
6	腾冲县猴桥永兴河水电开发有限公司	云南省保山市腾冲市猴桥镇永兴村	水电开发建设、电力生产及销售、机电设备、建筑材料销售	7487.64	100.00	100.00
7	北京京能高安屯燃气热电有限责任公司	北京市朝阳区延静里中街 3 号新建科研楼 1801 号	项目投资；投资管理；技术咨询；技术服务；销售机械设备	76051.20	100.00	100.00
8	盈江华富水电开发有限公司	云南省德宏州盈江县那邦镇那邦村	水电开发建设、电力生产及销售、机电设备、建筑材料销售	41360.00	100.00	100.00
9	内蒙古京能旗杆风力发电有限公司	内蒙古自治区赤峰市翁牛特旗乌丹镇玉龙工业园区	风力发电	7300.00	100.00	100.00
10	内蒙古京能商都风力发电有限责任公司	内蒙古自治区乌兰察布市商都县屯垦队镇阎家坊子村	风力发电	20752.00	100.00	100.00
11	内蒙古京能科右中风力发电有限责任公司	内蒙古自治区兴安盟科尔沁右翼中旗巴彦呼舒哈日道卜嘎查 (G111 国道 1082 公里处)	风能产品引进推广	7800.00	100.00	100.00
12	锡林郭勒吉相华亚风力发电有限责任公司	阿巴嘎旗洪格尔高勒镇	风力发电	32446.84	100.00	100.00
13	内蒙古京能霍林郭勒风力发电有限责任公司	霍林郭勒市发改委院内	风力发电	12922.00	100.00	100.00
14	北京京西燃气热电有限公司	北京市石景山区双峪路 1 号	建设燃气-蒸汽联合循环发电供热机组；生产、销售电力、热力产品	101000.00	100.00	100.00
15	北京上庄燃气热电有限公司	北京市海淀区上庄镇西马坊村委会院内西	燃气生产	76800.00	59.64	100.00
16	内蒙古京能乌兰伊力更风力发电有限责任公司	乌拉特中旗川井镇北	风力发电	79235.00	100.00	100.00
17	内蒙古京能察右	乌兰察布市察右中旗	风力发电	31364.14	100.00	100.00

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本	持股比例 (%)	享有的表决权 (%)
	中风力发电有限责任公司	科布乐镇党政综合服务楼				
18	宁夏京能新能源有限公司	吴忠市利通区西环路地区物资局综合楼	风电、太阳能发电	25924.80	100.00	100.00
19	宁夏京能灵武风电有限公司	灵武市人民街牡丹苑1-501号	风电、太阳能发电	41132.70	100.00	100.00
20	内蒙古京能巴林右风力发电有限责任公司	内蒙古巴林右旗大板饭镇八区铁路开发区	风力发电	14929.00	100.00	100.00
21	内蒙古京能文贡乌拉风力发电有限公司	锡林浩特市镶黄旗新宝拉格镇呼格吉勒图	风力发电	11889.00	100.00	100.00
22	内蒙古京能乌兰风力发电有限公司	乌兰浩特市和平街十二委188组	风力发电	28514.00	100.00	100.00
23	左云京能风力发电有限责任公司	左云县云兴镇商品街	风力发电	8579.00	100.00	100.00
24	五家渠京能新能源有限责任公司	五家渠工业园区	太阳能光伏并网发电站的建设、运营和管理	38120.40	100.00	100.00
25	四川众能电力有限公司	四川省大邑县晋原镇官渡大道1号	水力电力开发与生产	9000.00	100.00	100.00
26	四川大川电力有限公司	芦山县大川镇三江村锁江殿组	水力电力开发与生产	13000.00	100.00	100.00
27	宁夏京能中卫新能源有限公司	中卫市沙坡头区迎水镇农牧家属楼2号楼3单元501	风电、太阳能发电	5600.00	100.00	100.00
28	北京京能未来燃气热电有限公司	北京市昌平区未来科技城南区达华庄园西侧	电力生产、电力供应、承装（修）电力设施项目	29189.86	100.00	100.00
29	北京京能清洁能源电力股份（香港）有限公司	香港湾仔皇后大道东183号合和中心54层	投资	6170.31	100.00	100.00
30	宁夏中宁县京能新能源有限公司	中宁县城滨河路煜基-世芳豪庭26#住宅楼3单元4层401	风电、太阳能发电	33005.00	100.00	100.00
31	宁夏贺兰京能新能源有限公司	贺兰县常信乡民生服务中心三楼	太阳能发电及附属产品的销售	5676.00	100.00	100.00
32	京能（迁西）发电有限公司	迁西县兴城镇南观村东	光伏发电	9314.66	60.00	60.00
33	格尔木京能新能源有限公司	格尔木市东出口收费站以东30公里109国道以北约10公里处	太阳能发电项目的开发、投资、建设及运营管理	20536.00	100.00	100.00
34	建湖京能新能源有限公司	建湖县建阳镇西尖村五组	光伏发电	5476.00	100.00	100.00
35	府谷县京能新能源有限公司	陕西省府谷县田家寨乡刘家畔村杨崖尧自然村20号	风力发电	15116.00	100.00	100.00
36	共和京能清洁能源有限公司	青海省共和县光伏发电园区	光伏发电	1890.00	100.00	100.00
37	靖远京能新能源有限公司	甘肃省白银市靖远县乌兰镇营防村	风电开发	7945.00	100.00	100.00
38	宁夏海原京能新能源有限公司	海原县海城镇黎明路机械厂南商住楼1号	光伏发电	1900.00	100.00	100.00

序号	企业名称	注册地	业务性质	实收资本	持股比例(%)	享有的表决权(%)
39	大同京能新能源有限公司	大同市南郊区高山镇南沟村二排西户村委会	光伏发电	17000.00	100.00	100.00
40	徐闻京能新能源有限公司	徐闻县海安开发区新z07线迈隆路段西侧3号楼五层	风电、太阳能发电	18889.00	100.00	100.00
41	缙云县京能新能源有限公司	浙江省丽水市缙云县壶镇镇贤母西路83号	风电、太阳能发电	2101.00	100.00	100.00
42	北票京能新能源有限公司	辽宁省朝阳市北票市南山街四住宅区29栋四单元302户	风电、太阳能发电	5861.00	100.00	100.00
43	朝阳县京能新能源有限公司	辽宁省朝阳市朝阳县柳城街道腰而营子村五组	风电、太阳能发电	3066.00	100.00	100.00
44	葫芦岛南票京泰新能源有限公司	辽宁省葫芦岛市南票区缸窑岭镇辛甸村	风电、太阳能发电	3060.00	100.00	100.00
45	葫芦岛南票万和新能源有限公司	辽宁省葫芦岛市南票区黄土坎乡乌金塘村村委会03号	风电、太阳能发电	3055.20	100.00	100.00
46	凌海京鑫新能源有限公司	辽宁省锦州市凌海市翠岩镇后田村	风电、太阳能发电		100.00	100.00
47	共和源通光伏发电有限公司	海南州共和县生态光伏发电园区	风电、太阳能发电	100.00	100.00	100.00
48	东源天华阳光新能源电力有限公司	东源县顺天镇沙溪村(融和蓝莓庄园内A栋)	风电、太阳能发电	14800.00	100.00	100.00
49	益阳大通湖东大光伏发电有限公司	湖南省益阳市大通湖区河坝镇文化北路	风电、太阳能发电	28000.00	100.00	100.00
50	凌源东大光伏发电有限公司	辽宁省朝阳市凌源市四合当镇白庙子村	风电、太阳能发电	6000.00	100.00	100.00
51	内蒙古京能苏尼特风力发电有限公司	苏尼特左旗满都拉图镇巴彦杭盖嘎查	风电、太阳能发电	1000.00	100.00	100.00
52	寿阳京寿光伏发电有限公司	山西省晋中市寿阳县新建街210号	太阳能发电	1000.00	49.00	100.00
53	京能新能源(苏尼特右旗)风力发电有限公司	内蒙古锡林郭勒盟苏尼特右旗赛汉塔拉镇巴润宝力嘎嘎查	风电、太阳能发电		100.00	100.00
54	湘阴县晶和新能源有限公司	湖南省岳阳市湘阴县鼻湖渔场场部八栋	太阳能发电	8000.00	100.00	100.00
55	深州电阳新能源有限公司	河北省衡水市深州市黄河西路南	太阳能发电	1545.54	100.00	100.00
56	京能怀南河北风电有限责任公司	怀来县小南辛堡镇段庄村南官康公路南侧	风电	300.00	100.00	100.00
57	海兴京兴新能源有限公司	河北省沧州市海兴县赵毛陶镇北一村	太阳能发电	1000.00	49.00	100.00
58	浑源京晶新能源有限公司	山西省大同市浑源县蔡村镇文家庄村	太阳能发电	1000.00	49.00	100.00

附件 2 主要财务数据及指标（合并口径）

项目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
财务数据				
现金类资产(亿元)	21.74	36.93	58.18	46.47
资产总额(亿元)	478.76	510.38	548.60	561.77
所有者权益合计(亿元)	175.60	191.14	216.35	227.63
短期债务(亿元)	164.24	161.76	128.24	120.02
长期债务(亿元)	95.76	113.98	155.06	157.15
全部债务(亿元)	260.01	275.74	283.29	277.17
营业收入(亿元)	148.49	145.21	165.84	117.80
利润总额(亿元)	26.27	24.79	26.58	21.16
EBITDA(亿元)	54.75	57.88	60.41	--
经营性净现金流(亿元)	48.26	49.20	52.99	39.78
财务指标				
销售债权周转次数(次)	4.16	3.61	3.38	--
存货周转次数(次)	91.58	89.55	103.56	--
总资产周转次数(次)	0.31	0.29	0.31	--
现金收入比(%)	113.63	112.96	108.39	112.58
营业利润率(%)	18.29	19.05	21.83	21.10
总资本收益率(%)	7.14	6.46	6.29	--
净资产收益率(%)	12.45	10.31	9.35	--
长期债务资本化比率(%)	35.29	37.36	41.75	40.84
全部债务资本化比率(%)	59.69	59.06	56.70	54.91
资产负债率(%)	63.32	62.55	60.56	59.48
流动比率(%)	35.19	48.04	74.89	73.18
速动比率(%)	34.55	47.38	74.21	72.39
经营现金流动负债比(%)	23.93	24.83	31.23	--
EBITDA 利息倍数(倍)	5.55	5.25	4.95	--
全部债务/EBITDA(倍)	4.75	4.76	4.69	--

注：1.公司 2019 年 1—9 月财务数据未经审计；2.其他流动负债中短期融资券计入公司短期债务，长期应付款及其他非流动负债中带息款计入公司长期债务

附件3 主要财务数据及指标（公司本部/母公司口径）

项 目	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年 9 月
财务数据				
现金类资产（亿元）	2.44	15.18	16.80	8.98
资产总额（亿元）	288.58	309.94	370.35	369.15
所有者权益（亿元）	165.14	178.02	206.40	205.80
短期债务（亿元）	113.05	101.40	101.53	91.69
长期债务（亿元）	5.03	25.93	56.91	65.32
全部债务（亿元）	118.08	127.33	158.44	157.01
营业收入（亿元）	2.69	3.27	3.64	1.79
利润总额（亿元）	18.29	18.42	19.01	4.90
EBITDA（亿元）	18.97	18.42	20.01	--
经营性净现金流（亿元）	1.12	2.24	1.59	8.98
财务指标				
销售债权周转次数（次）	1.46	1.09	0.83	--
存货周转次数（次）	195.53	132.80	69.76	--
总资产周转次数（次）	0.01	0.01	0.01	--
现金收入比（%）	80.34	103.11	76.96	78.83
营业利润率（%）	66.21	64.56	63.79	48.23
总资本收益率（%）	--	--	--	--
净资产收益率（%）	--	--	--	--
长期债务资本化比率（%）	2.96	12.71	21.61	24.09
全部债务资本化比率（%）	41.69	41.70	43.43	43.28
资产负债率（%）	42.77	42.56	44.27	44.25
流动比率（%）	78.14	104.46	145.54	152.97
速动比率（%）	78.13	104.45	145.52	152.95
经营现金流动负债比（%）	0.97	2.18	1.53	--
EBITDA 利息倍数（倍）	--	--	--	--
全部债务/EBITDA（倍）	--	--	--	--

注：公司本部 2019 年 1—9 月财务数据未经审计；其他流动负债中短期融资券计入短期债务

附件 4 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-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+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

附件 5-1 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 5-2 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。

附件 5-3 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 2020 年度第一期绿色中期票据的跟踪评级安排

根据相关监管法规和联合资信有关业务规范，联合资信将在本期债项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。联合资信将在本期债项评级有效期内每年至少完成一次跟踪评级，在企业年报披露后 3 个月内发布跟踪评级报告。

北京京能清洁能源电力股份有限公司或本期债项如发生重大变化，或发生可能对北京京能清洁能源电力股份有限公司或本期债项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、外部经营环境及本期债项相关信息，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北京京能清洁能源电力股份有限公司或本期债项信用等级产生较大影响的事项时，联合资信将就该事项进行必要调查，及时对该事项进行分析，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北京京能清洁能源电力股份有限公司或本期债项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。