

跟 踪 评 级 公 告

联合[2013] 622 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“13京能洁能CP001”与“13京能洁能CP002” A-1的信用等级。

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一三年六月十九日



地址：北京市朝阳区建国门外大街2号人保财险大厦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
13 京能洁能 CP001	9 亿元	2013/01/24~2014/01/24	A-1	A-1
13 京能洁能 CP002	9 亿元	2013/03/11~2014/03/11	A-1	A-1

跟踪评级时间: 2013 年 6 月 19 日

财务数据

项目	2010 年	2011 年	2012 年	13 年 3 月
现金类资产(亿元)	6.46	24.59	24.19	26.66
资产总额(亿元)	200.44	244.70	300.82	304.89
所有者权益(亿元)	70.75	91.66	94.55	97.40
短期债务(亿元)	34.53	61.58	45.08	44.47
全部债务(亿元)	124.62	142.74	183.88	180.44
营业收入(亿元)	38.96	42.02	44.23	17.57
利润总额(亿元)	5.47	10.73	11.16	3.74
EBITDA(亿元)	18.11	24.19	26.75	--
经营性净现金流(亿元)	15.94	19.07	18.08	15.03
营业利润率(%)	17.75	22.79	27.19	22.06
净资产收益率(%)	7.00	9.83	10.47	--
资产负债率(%)	64.70	62.54	68.57	68.05
全部债务资本化比率(%)	63.79	60.89	66.04	64.94
流动比率(%)	62.66	70.70	93.11	84.29
全部债务/EBITDA(倍)	6.88	5.90	6.87	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.39	3.18	2.70	--
经营现金流/流动负债(%)	40.79	26.69	27.50	--

注: 2013 年 1 季度财务数据未经审计

分析师

于浩洋

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

跟踪期内, 北京京能清洁能源电力股份有限公司(以下称“公司”)巩固了其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的市场地位, 在生产规模、经营环境、股东及政府支持等方面仍然保持较强的显著优势。同时, 联合资信评估有限公司(以下简称“联合资信”)也关注到燃气成本上升、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。

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“13 京能洁能 CP001”与“13 京能洁能 CP002” A-1 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, 行业未来发展前景广阔。
2. 跟踪期内, 公司维持了其燃气电力供应在北京地区的垄断地位, 其燃气热电联产业务受到北京市政府的大力扶持。
3. 公司在建及规划建设的风电发电、风电项目较多, 增长潜力较大, 具有持续发展能力。
4. 公司现金类资产与经营活动现金流入量对“13 京能洁能 CP001”与“13 京能洁能 CP002”保障能力较好。

关注

1. 燃气价格的上升将在一定程度上影响公司发电成本, 公司利润空间受到挤压。
2. 清洁能源发电享有政府补贴, 未来电价改革及补贴变化将给公司的盈利带来影响。
3. 地方电网对风电并网限制短期内难以完全消除, 风电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 个月之内有效；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“13 京能洁能 CP001”与“13 京能洁能 CP002”的跟踪评级安排进行本次定期跟踪评级。

二、主体概况

北京京能清洁能源电力股份有限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。

根据北京市人民政府于 2010 年 10 月 14 日出具的《北京市人民政府关于同意北京京能清洁能源电力股份有限公司申请在香港联合交易所主板上市的函》(京政函[2010]111 号)和中国证券监督管理委员会于 2011 年 4 月 29 日出具的《关于核准北京京能清洁能源电力股份有限公司发行境外上市外资股的批复》(证监许可[2011]635 号),公司于 2011 年 12 月 21 日完成了向境外投资者发行 H 股股票 1135420000 股(股票简称:京能清洁能源,股

票代码:00579),其中公司新发行股份数额为 1032200000 股,内资股东因减持国有股而出售的 H 股股份数额为 103220000 股,截至 2011 年底,公司总股本 603220 万股,其中京能集团为公司第一大股东,直接持股比例为 69.28%,公司实际控制人为北京市国有资产监督管理委员会。

2012 年 1 月 13 日,公司完成 H 股发行上市后,高盛(亚洲)有限责任公司代表国际包销商部分行使超额配售权,超额配售股份数额为 129476000 股,其中新发行股份数额为 117705454 股,内资股东因减持国有股而出售的 H 股股份数额为 11770546 股,截止 2012 年 1 月 13 日,公司行使完超额配售权后,公司股本增至 6149905454 元,其中京能集团作为公司第一大股东,直接持股比例下降至 67.96%。

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 2012 年底,公司下设综合办公室、财务与产权管理部、人力资源部、规划发展部、工程建设部等 10 个职能部门,以及 28 个全资、控股子公司,其中重点全资、控股一级子公司 10 个。截至 2012 年底公司拥有在职员工 2163 人。

截至 2012 年底,公司合并资产总额 300.82 亿元,负债合计 206.27 亿元,所有者权益(含少数股东权益)94.55 亿元。2012 年公司实现营业收入 44.23 亿元,利润总额 11.16 亿元。

截至 2013 年 3 月底,公司合并资产总额 304.89 亿元,负债合计 207.49 亿元,所有者权益(含少数股东权益)97.40 亿元。2013 年 1~3 月,公司实现营业收入 17.57 亿元,利润总额 3.74 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

1. 宏观经济

2012 年以来,国内宏观经济整体运行平稳,经济增速在连续三个季度下滑之后于四季度呈现温和回升态势。根据国家统计局数据初步核算,2012 年,中国实现国内生产总值 519322 亿元,同比增长 7.8%,GDP 前三季度同比增速持续回落,一季度同比增长 8.1%,二季度增长 7.6%,三季度增长 7.4%,但四季度以来,经济增长温和回升态势开始显现,四季度 GDP 增长为 7.9%。2012 年,中国规模以上工业增加值同比增长 10.0%,增速同比回落 3.9 个百分点。分季度看,一季度同比增长 11.6%,二季度增长 9.5%,三季度增长 9.1%,四季度增长 10.0%。2012 年,规模以上工业企业(年主营业务收入在 2000 万元以上的企业,下同)实现主营业务收入 915915 亿元,同比增长 11%;规模以上工业企业实现利润 55578 亿元,同比增长 5.3%。

从拉动经济增长的三驾马车表现看,消费、投资两大需求基本保持平稳,对外贸易增速下滑明显。具体而言:①消费继续平稳增长。2012 年社会消费品零售总额为 210307 亿元,同比名义增长 14.3%,同比增速小幅回落 2.8 个百分点。②投资增速放缓,结构持续优化。2012 年固定资产投资(不含农户)364835 亿元,同比增长 20.6%,较 2011 年同期同比减少 3.9 个百分点。分地区来看,中西部投资增速快于东部;分产业来看,第一产业投资增速快于第二、第三产业。③对外贸易增速下滑明显,贸易顺差显著扩大。2012 年,全年进出口总额为 38667.60 亿美元,同比增长 6.2%,增速同比大幅下降 16.3 个百分点,其中出口金额同比增长 7.9%,增速同比下降 12.4 个百分点,进口金额同比增长 4.3%,增速同比下降 20.6 个百分点,全年贸易顺差达 2311.09 亿美元,较上年的 1551.4 亿美元显著扩大。

2012 年 CPI 全年同比增长 2.6%,整体维持低位。2012 年 3 月开始随食品价格涨幅持续回落、CPI 翘尾因素走弱,CPI 呈下降态势,10 月份为 1.7%,达年内低点。进入 11 月份由于低温、春节临近等因素影响,带动食品价格大幅上涨,12 月 CPI 回调至 2.5%。从 CPI 分类指数看,食品类价格走势对 CPI 影响明显。PPI 方面,2012 年全年 PPI 同比下降 1.7%。由于受国内外宏观经济增速放缓、翘尾因素持续下滑等因素影响,2012 年前三季度 PPI 不断下降,9 月达年内低点-3.6%,10 月以来受投资恢复、企业去库存压力缓解以及季节因素等影响,PPI 降幅持续收窄,12 月达-1.9%。

2. 政策环境

财政政策方面,继续实施积极的财政政策,通过公共开支逐步向有利于公共服务均等化和居民收入增长的领域倾斜,加快推进结构性减税,扩大“营改增”试点范围,同时进一步推动基础设施建设等多种措施,确保“稳增长”目标实现。公共支出方面,2012 年全国教育支出 21165 亿元,同比增长 28.3%;医疗卫生支出 7199 亿元,同比增长 12.0%;社会保障和就业支出 12542 亿元,同比增长 12.9%;住房保障支出 4446 亿元,同比增长 16.4%。2012 年,全国财政累计收入为 117210 亿元,累计支出为 125712 亿元,分别同比增长 12.8%和 15.1%。结构性减税方面,2012 年 8 月 1 日起至年底,中央决定将交通运输业和部分现代服务业营业税改征增值税试点范围,由上海市分批扩大至北京、天津、江苏、浙江、安徽、福建、湖北、广东和厦门、深圳 10 个省(直辖市、计划单列市)。据初步统计,截至 2012 年底,已纳入试点的企业户数约 71 万户,即将纳入试点的户数约 20 万户,“营改增”减负效果明显。此外,为进一步加强和改善关税调控作用,财政部发布通知,自 2013 年 1 月 1 日起,中国将对进出口

关税进行部分调整，中国将对 780 多种进口商品实施低于最惠国税率的年度进口暂定税率。基础设施建设方面，国务院总理温家宝 5 月 23 日主持召开国务院常务会议，要求推进“十二五”规划重大项目按期实施，启动一批事关全局、带动性强的重大项目，已确定的铁路、节能环保、农村和西部地区基础设施、教育卫生、信息化等领域的项目。截至 12 月末，教育、医疗卫生、节能环保、社会保障和就业、城乡社区事务、农林水事务等的财政支出呈重点突破态势，均保持两位数以上的增速。

货币政策方面，央行继续实施稳健的货币政策，通过降息、降准、公开市场操作等数量型工具和价格型工具搭配加强预调微调，为“稳增长”目标实现营造了宽松的货币环境，取得了预期效果。2012 年在国内外需求同步放缓、外汇占款增长乏力的背景下，央行同时采取数量型和价格型货币政策工具向市场投放流动性，全年两次下调存款准备金率共 1 个百分点，公开市场操作净投放 1.44 万亿元，成为 2012 年基础货币投放的主要源头。此外央行年内两次下调一年期存贷款基准利率各 0.5 个和 0.56 个百分点，引导市场利率适当下行，促进货币信贷合理适度增长。从信贷数量来看，2012 年全年人民币贷款增加 8.20 万亿元，同比多增 7320 亿元，货币信贷保持合理增长支持了实体经济。人民币汇率方面，截至 2012 年末，人民币兑美元汇率中间价仅升值 0.25%，同时考虑到外汇占款与贸易增速均转入低增长轨道，目前人民币汇率已经接近均衡水平。

产业政策方面，继续严格控制“两高”和产能过剩行业盲目扩张。进一步推进农业生产，落实和完善扶持政策，加大农业科技投入。推进产能过剩行业兼并重组、扶优汰劣，支持中小企业发展，发展生产性服务业，加强生态建设。房地产方面，坚持房地产调控不放松，一方面中央政府多次指出稳定和

严格实施房地产调控政策，相关部委及地方政府相继否认政策放松。另一方面，支持自住性合理需求，国家发改委、住建部表示完善首套房优惠措施，央行指出满足首套房贷款需求，30 多个城市通过公积金贷款利率调整、首次置业税费减免等方式微调楼市政策。

总体来看，2012 年中国继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策；通过公共开支逐步向有利于公共服务均等化和居民收入增长的领域倾斜，扩大“营改增”试点范围，继续推进基础设施建设等积极的财政政策实施，并搭配稳健的货币政策，包括通过数量型工具和价格型工具搭配加强预调微调，基本实现预期政策效果。在产业政策方面，调整产业结构和转变经济增长方式仍是政策主线，房地产调控成果在持续的政策调控下得以巩固。

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，主营业务主要涉及燃气发电和风力发电两方面，在营业收入构成中大约占到了 63%和 30%，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

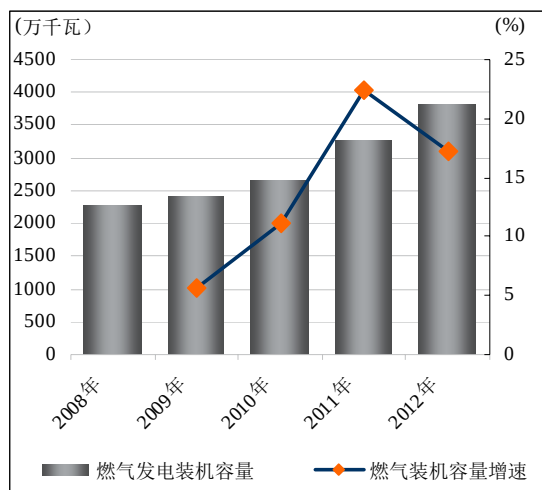
（1）行业概况

天然气发电分为集中式和分布式，前者是传统的发电方式，后者采用完全不同于集中式供电的方式，被称为“第二代能源系统”。由于天然气来源渠道分散，分布式发电将能源综合利用分布在用户端，相比集中发电具有投资更少、风险能够有效分散以及高效减排的优势，是集中发电的有利补充。

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。国内外发电厂的运行经验表明，当电网遭遇意外事故，甚至出现大面积停电的情况下，燃气轮机由于启动性能优于常规汽轮机组（结构紧凑，起停性能好），可以保证区域内的供电。此外，燃气发电通常靠近用户便于提供热能，可以通过热电联供提高机组的经济性，优秀的冷热电三联供发电系统能够把能源转换效率提高到 95%以上，经济效益十分突出。

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

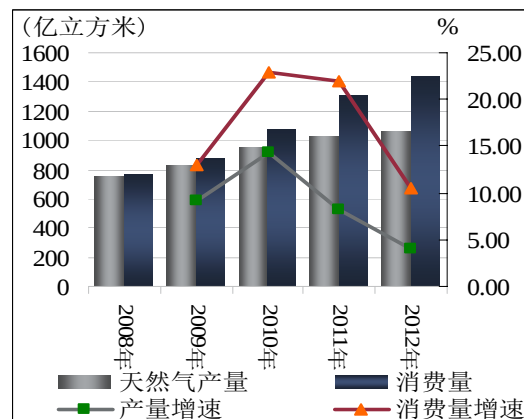
（2）行业关注

上游天然气供给制约发展

中国天然气发电主要面临天然气国内供给不足，以及发电成本过高等瓶颈。

天然气储量方面，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、莺-琼、渤海湾、松辽、准噶尔盆地，具有埋藏深、储量丰度低、勘探开发难度大的特点。

图2 天然气产量与消费量增长趋势

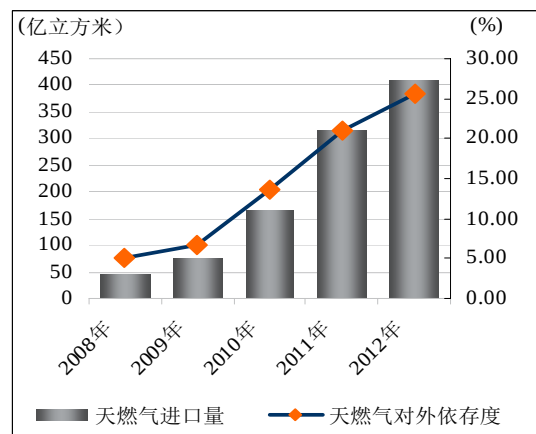


资料来源：wind资讯

需求方面，天然气主要应用于城市燃气、发电、化工和工业燃料，2006年以来，由于中国城市化进程导致居民用气的增长，以及经济增长导致商业用气的增长，中国天然气消费量增速始终高于中国产量的增速。

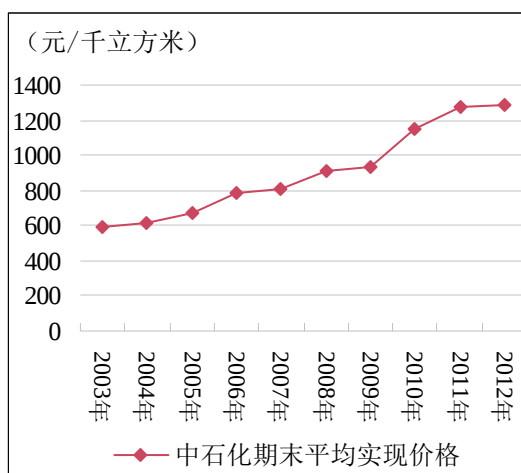
供求关系方面，虽然中国天然气产量逐年增长，2008~2012年，年均增幅为8.83%，2012年为1067.14亿立方米；但无法满足消费的增长需求，2008~2012年，消费量年均增长16.89%，2012年为1445.73亿立方米；高出产量增幅8.06个百分点；这种情况导致国内供求关系紧张的同时，也致使中国天然气进口量大幅增长，2008年中国进口量仅为46.39亿立方米，2012进口量已经快速增长至407.71亿立方米，进口依存度由2008年的5.03 %增长至25.64 %。

图3 天然气进口量与对外依存度



资料来源：wind资讯

图4 中石化天然气期末平均实现价格走势



资料来源: wind资讯

天然气价格方面,由于国际油价上涨,以及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,2003~2012年,天然气价格翻了一倍有余,年均涨幅为8.98%。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。

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。

天然气供应稳定性

天然气的安全稳定供应:中国能源“多煤少油缺气”,气源又集中在西北内陆地区,造成区域供需不平衡,西气东输工程仍不能完全满足经济发达地区的需求,沿海地区对液化天然气(LNG)进口依存度较高。未来非常规天然气(煤层气、页岩气等)的开采使用,将提高气源的供应保障。

(3) 行业前景

2011年10月份,国家发改委、财政部、住建部和能源局联合下发了《关于发展天然气分布式能源的指导意见》,首次明文鼓励该产业发展。四部委在指导意见中提出,“各地和电网企业应加强配电网建设,电网公司将

天然气分布式能源纳入区域电网规划范畴,解决天然气分布式能源并网和上网问题;价格主管部门会同相关部门研究天然气分布式能源上网电价形成机制及运行机制等体制问题”。

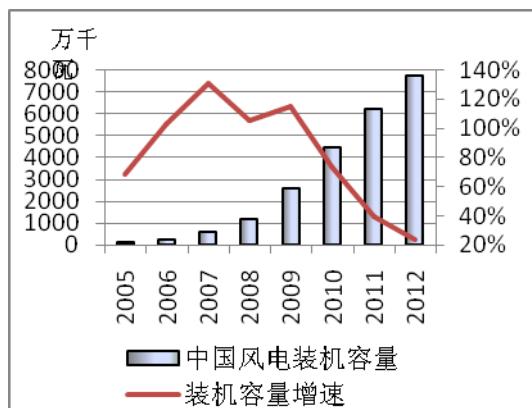
目前,天然气在中国电力装机中占比在一次能源电力消耗中比重偏低,未来伴随能源结构调整有较大上升空间。2012年3月中电联发布《电力工业“十二五”规划》,提出要适度发展天然气集中发电,因地制宜发展分布式发电。针对天然气集中发电天然气(包括煤层气等)发电要实行大中小相结合,结合引进国外管道天然气和液化天然气在受端地区规划建设大型燃气机组,主要解决核电、风电、水电季节性电能对电网的调峰压力。在气源地规划建设燃气机组解决当地用电问题。2015年和2020年大型天然气发电规划容量分别为4000万千瓦和5000万千瓦。针对天然气分布式发电,结合城乡天然气管道布局规划建设分布式冷热电多联供机组。2015年和2020年天然气分布式发电规划容量分别达到100万千瓦左右和300万千瓦左右。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

中国风能资源丰富,可开发利用的风能储量约10亿千瓦,其中,陆地上风能储量约2.53亿千瓦,海上可开发和利用的风能储量约7.5亿千瓦。2005年,中国风机装机容量仅为124.95万千瓦,此后中国风电装机容量爆发式增长,2006~2009年中国风机装机容量保持每年100%左右的大幅增长,2012年已达到7736.42万千瓦,成为欧洲、美国和印度之后发展风力发电的重要市场之一。

图5 中国风机装机容量状况



资料来源：wind 资讯、中国风能协会

根据中国电力企业联合会最新发布的2012年全国电力工业年快报统计，2012年底风电并网总装机6083万千瓦，跃居世界第一；风电发电量1004亿千瓦时，首次超过核电发电量的982亿千瓦时。由此，继火电和水电之后，风电已经成为中国第三大主力电源。

截至2012年底，中国国内有50多家风电开发企业旗下的1300家项目公司参与中国的风电投资及建设，其中国有企业约1000家，占中国国风电总装机容量的81%；民营企业约150家，占中国国风电总装机容量的4.5%；中外合资企业约98家，占中国风电总装机容量的13.3%；外资企业约21家，占中国风电总装机容量的1.2%。目前，国内并网容量超过100万千瓦的主要开发企业有国电集团、华能集团、大唐集团、华电集团、神华集团、中广核公司和中电投集团等11家，目前行业处于快速发展期，竞争较为激烈。

行业上游

风力发电所需要的主要设备是风力发电机组，包括风轮、发电机，其中风轮由叶片、轮毂、加固件等组成。

随着中国风力发电市场容量不断扩张，国内风力发电机组制造行业受到国家出台的一系列扶持政策刺激，风力发电机组制造行业迅速扩张，行业内制造厂商数量不断增加。另外，国际风电巨头企业为了规避关税也纷纷在中国投资建厂，其中包括Vestas、GE、Gamesa、

Nordex、Suzlon等著名风电生产厂家。目前，中国风电整机制造企业的技术水平已接近国际先进水平，但是国内外需求的下降导致行业产量过剩的局面日益严峻，同业竞争日趋激烈，毛利率水平不断下降。从市场集中度来看，前5家风机设备生产厂商的市场集中度为60.1%，前10家风机设备生产厂商的市场集中度为81.2%。

表1 2012年中国新增风电装机前10制造厂商

序号	制造厂商	新增装机容量 (MW)	市场份额 (%)
1	金风科技	2521.5	19.5
2	联合动力	2029.0	15.7
3	华锐风电	1203.0	9.3
4	明阳风电	1133.5	8.7
5	湘电风能	893.0	6.9
6	上海电气	822.0	6.3
7	远景能源	544.0	4.2
8	Gamesa	493.2	3.8
9	东方汽轮机	466.5	3.6
10	Vestas	414.4	3.2

资料来源：中国风能协会

从全球角度来看，根据Bloomberg数据显示，2012年投产容量前10名的风机制造商有：GE（11.8%）、Vestas（11.8%）、Siemens（11.0%）、Enercon（7.2%）、Suzlon（6.6%）、Gamesa（6.4%）、金风科技（6.0%）、联合动力（3.5%）、华锐风电（2.7%）、上海电气风电设备（2.3%）。

由于全球经济复苏缓慢、下游需求萎缩及产能过剩的不确定性因素影响，目前全球风电设备机组的价格保持低迷，制造企业的盈利利润水平不断下滑，未来行业竞争将日益加剧。

下游并网

电力并网是指发电机组的输电线路与输电网接通，以此开始向外输电。2002年，国务院进行了电力体制改革，形成了国家电网、南方电网、内蒙古电力三家电网运营商。国家电网公司经营区域覆盖全国26个省（自治区、直辖市），覆盖国土面积的88%，供电人口超过11亿人；南方电网经营范围为广东、广西、云南、贵州和海南等五省区，面积100万平方公里。内蒙古电力集团是国内唯一独立的省级

管理电网企业，负责除蒙东四个盟市（赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市）之外，自治区中西部包括锡林郭勒盟、乌兰察布市、呼和浩特市、包头市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、乌海市、阿拉善盟共 8 个盟市。

截至 2012 年底，中国国风电并网装机容量为 6266 万千瓦，比上年增加 1482 万千瓦，增长率 31%，国家电网公司调度范围内风电并网容量 5676 万千瓦，是 2005 年的 58.5 倍，年均增速达到 78.8%。南方电网风电并网装机容量 388 万千瓦。2012 年中国风电并网装机规模已经超越美国，跃居全球第一。其中，海上风电并网装机容量达到 30 万千瓦，位于英国（295 万千瓦）、丹麦（92 万千瓦）之后，居全球第三。

尽管风电并网容量随着风电装机量的增加而持续增长，但电网建设作为风电运营的重要环节仍发展较为缓慢。2012 年，中国风电总装机容量达到 7536 万千瓦，但是并网容量是 6083 万千瓦，有 20% 的风电机组当年不能并入电网。

（2）行业关注

弃风限电是目前风力发电行业面临的最大问题。根据国家能源局数据，2012 年风电设备利用小时数全国平均为 1890 小时，较 2011 年下降了 30 小时，个别省（区）风电利用小时数下降到 1400 小时左右。2012 年中国弃风电量约 200 亿千瓦小时，而 2011 年只有 100 亿千瓦小时。这也反应了风力发电项目建设和电网建设发展不协调、不一致的矛盾。

中国电网区域风电利用小时数为 1890 小时，已经低于 1900~2000 小时的风力发电“盈亏平衡点”。其中东北电网最低，平均利用小时数只有 1490 小时，蒙东（内蒙古东部的呼伦贝尔、兴安盟、通辽、赤峰、锡林郭勒盟五盟市）的利用小时数为 1499 小时，吉林省利用小时数已经下降到 1420 小时。对于风力条件比较好的东北三省，风资源并不太好的云南和上海等地，平均利用小时数却达到 2300 小时以

上，其中云南高达 2555 小时。

中国风电发电量仅占全部电力消费量的 2%，大量弃风限电暴露的是能源管理问题。大规模风电的消纳一直都是世界性难题，而中国面临的问题更为严峻，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。

（3）行业概况

国家发改委于 2009 年 8 月 1 日发布的《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，适用于该日以后核准的所有陆上风电项目。根据该通知，之前按政府指导价厘定的上网电价改为地域统一电价，即政府定价。中国分为四个风能区，位于同一模区的所有风电项目采用相同的标准上网电价（含增值税）。四个风能区上网电价分别为：0.510 元/千瓦时、0.540 元/千瓦时、0.580 元/千瓦时和 0.610 元/千瓦时。新上网电价会继续享有可再生能源发电项目一般享有的上网电价溢价补贴。

2012 年 9 月，国家能源局颁布《风电发展“十二五”规划》，提出有序推进河北基地、蒙东基地等大型风电基地建设，加快内陆资源丰富区风能资源开发，积极开拓海上风电开发建设。加强配套电网建设，扩大风电消纳范围；优化电源结构，提高系统调峰能力；加强电力需求侧管理，增强消纳风电的能力；建立风电功率预测预报体系，促进风电与电网协调运行。建立完善的风电技术创新体系；全面提升风电设备制造水平；建立风电全产业链社会化服务体系；加强风电人才培养。融入全球风电技术创新体系；积极参与全球风电发展；积极参与国际标准和规则制定。同时提出目标，要在“十二五”时期提升风电产业能力和完善风电发展市场环境的基础上，2015 年后继续推动风

电以较大规模持续发展。到 2020 年，风电总装机容量超过 2 亿千瓦，其中海上风电装机容量达到 3000 万千瓦，风电年发电量达到 3900 亿千瓦时，力争风电发电量在全国发电量中的比重超过 5%。

2013 年 1 月，国务院颁布《能源发展“十二五”规划》，明确指出要加快发展风能等其他可再生能源。优化风电开发布局，有序推进华北、东北和西北等资源丰富地区风电建设，加快风能资源的分散开发利用。协调配套电网与风电开发建设，合理布局储能设施，建立保障风电并网运行的电力调度体系。积极开展海上风电项目示范，促进海上风电规模化发展。

五、公司基础素质分析

1. 产权关系

截至 2013 年 3 月底，京能集团为公司控股股东，直接间接持股比例总计为 67.96%，公司实际控制人为北京市国有资产监督管理委员会。此外，公司为香港联交所上市公司（00579.HK）。

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 2012 年底，公司控股装机容量达 4005.14 兆瓦，在建装机容量达到 2740.48 兆瓦。2012 年全年公司实现发电量 8508.36 兆瓦时，同比增长 9.86%。跟踪期内，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：2012 年底，西南热电中心——京桥二期项目如期顺利投产，燃气发电及供热板块装机容量已达 2028MW；东北热电中心——高安屯项目已进入土建施工阶段；西北热电中心——京西项目在 2012 上半年获得核准，施工建设加快进行，主体钢结构吊装完成。

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。

截至 2012 年底，公司有 27 个风电场正式营运，控股装机容量为 1550.75 兆瓦，另有 6 个在建风电场。公司大部分风电场在内蒙古西部运营，该地区拥有中国最好的风能资源。根据内蒙古电力公司数据显示，公司是内蒙古西部最大的风电供应商。

公司在主营的热电、风电业务之外，还涉足中小型水电及其他清洁能源发电业。2012 年，公司收购大川与众能两家位于四川的中小型水电项目，同时公司自建项目那邦水电投产。截至 2012 年底公司水电装机容量 368.89 兆瓦，光伏风电装机容量 10.00 兆瓦。虽然目前公司中小型水电及其它清洁能源项目，业务份额占比还较小，但随着城镇化进程的加速以及对清洁能源需求的不断提高，其发展前景较为广阔。

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，风电项目稳步推进，并积累了一定的战略储备，市场竞争力很强。

3. 技术及装备水平

燃气发电方面，为提高发电效率，公司在太阳宫燃气热电厂及京丰燃气热电厂安装有 9F 级燃气蒸汽联合循环机组，同时京桥燃气热电厂二期也将安装该型号机组。公司向国内供

应商及通用电气、三菱等国外供应商购置热电联产机组，该型号机组属国内领先水平，生产优势明显，市场竞争力很强。

风力发电方面，为提高经营效率，2009年公司在内蒙古西部的风电场部署了集中监控系统，成为国内首家设有集中监控系统的风电运营商。该系统可实时监控相关风电场的风电机组，从而调整各风电场的维护计划以节省成本，并使各风电场与地方电网公司的调度衔接更为及时有效。公司拥有技术精湛，经验丰富的内部维护团队，专门负责风电场及子公司的日常检查、保养及维修。其中在内蒙古地区的核心维修团队所有成员均已具备中级或高级工程师资格，一半成员拥有五年以上风电机组维修经验。此外，在内蒙古风电场，还设有现场技术支援团队，其44%成员拥有三年以上维修经验，47%成员拥有本科及以上学历。同时，为确保风电场稳定运行，公司实行灵活有效的库存管理制度来保障机组零件（尤其是须定期更换部件）的供应。

六、公司管理

跟踪期内，公司在管理体制、管理制度以及高层等方面无重大变化。

七、重大事项

为进一步整合公司的资产和业务，缩减管

理层级，降低管理成本，提高管理效率，根据2013年5月6日公司第一届董事会2013年第二次会议决议决定，公司拟吸收合并全资子公司北京京能新能源有限公司，并依法设立北京京能清洁能源电力股份有限公司新能源分公司，同时“12 京新能MTN1”拟由公司承继。

由于北京京能新能源有限公司吸收合并前为公司全资子公司，本次吸收合并对公司合并报表不产生影响，拟承接“12 京新能MTN1”对公司整体偿债能力没有影响。

八、经营状况

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。跟踪期内，随着公司发电规模的增长以及上网电价的提升，公司主营业务收入稳定增长，2010~2012年分别为36.65亿元、38.30亿元与41.59亿元，年复合增长率为6.53%。从收入构成上看，2012年公司的主营业务收入主要来自于售电收入（占90.67%），另外热电联产所形成的热力销售收入也是公司主营业务收入构成的来源之一（占9.13%），公司主营业务收入中的其他项占比较小。2013年1-3月，随着公司京桥二期项目投产，燃气装机容量大幅提升，公司实现主营业务收入17.21亿元，较上年同期增长22.45%。

表2 2010年~2013年1-3月公司营业收入及毛利率情况（单位：亿元，%）

项目		2010 年			2011 年			2012 年			2013 年 1~3 月		
		收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
主营业务	售电	32.86	27.03	17.75	34.73	28.28	18.57	37.71	27.15	28.00	14.42	10.57	26.70
	热力	3.76	4.14	-10.11	3.50	3.73	-6.45	3.88	4.35	-12.11	2.79	2.93	-5.02
	服务收入	--	--	--	0.05	0.00	100.00	--	--	--	--	--	--
	节能项目	0.02	0.02	-1.58	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	京 西 重 工 工程	--	--	--	0.01	0.01	15.75	--	--	--	--	--	--
	主 营 业 务 合 计	36.65	31.20	14.87	38.30	32.03	16.39	41.59	31.50	24.26	17.21	13.50	21.56
其他业务	其 他 业 务 合 计	2.31	0.68	70.56	3.71	0.16	95.96	2.64	0.38	85.61	0.36	0.07	80.56

合计	38.96	31.88	18.17	42.01	32.18	23.40	44.23	31.88	27.92	17.57	13.57	22.77
----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

资料来源：公司年报

从毛利水平看，作为公司主营业务收入主要部分的电力销售业务毛利率较高，2012 年为 28.00%，热力销售毛利率为负值，主要原因是燃气价格与热力价格均由政府指定，中间差价补偿通过政府补贴的形式计入公司营业外收入。从业务利润率水平看，公司主营业务毛利率呈上升趋势，2012 年公司主营业务毛利率为 24.26%，大幅增长原因是 2011 年国家发改上调了燃气发电的临时结算电价。2013 年 1~3 月，由于京桥热电投产时间较短，毛利率水平较低，公司主营业务毛利率回落至 21.56%。此外，公司作为清洁能源生产企业，一直获得国家天然气价及电价补贴，风电电价补贴，以上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 63%，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“太阳宫热电”）、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”）负责运营。

燃气采购

表 3 2010~2013 年 1~3 月公司天然气采购量及采购均价

项目	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年 1-3 月
采购量 (万立方米)	112943.25	107645.12	94150.56	47571.89

采购均价 (元/立方米)	1.81	1.87	2.12	2.12
--------------	------	------	------	------

资料来源：公司提供

从采购量上看，公司燃气采购量呈小幅下降趋势。从天然气采购均价上看，受 2010 年 9 月调价影响，公司燃气采购成本有所上升，每立方米均价提高约 0.33 元。太阳宫热电已与燃气集团签订了天然气供应协议，有效期至 2013 年 12 月 31 日，到期后自动续期。根据该协议，购买价为每立方米 2.28 元（含税），北京燃气集团每 15 天记录燃气消耗量，而太阳宫燃气热电厂必须在其后的 10 日内支付所用燃气费用。

京丰电力与北京燃气集团签订 3 年协议，于 2013 年 12 月 31 日期满。根据该协议，购买价为每立方米人民币 2.07 元（含税）。按协议规定，北京燃气集团每 30 天记录燃气使用量，而京丰电力须于其后 10 日内支付所用燃气的费用。

京桥热电与北京燃气集团签订 3 年协议，于 2013 年 12 月 31 日前有效，根据该协议，燃气的购买价为每立方米人民币 2.28 元（含税），北京燃气集团每 30 天记录燃气使用量，而京桥热电须于其后 10 日内支付所用燃气的费用。

发电生产

公司燃气发电供热业务板块中总发电量取决于电厂的利用时数及装机容量。公司下属各燃气热电厂的年度计划利用时数由北京市发改委参考该项目批文厘定，由于北京的发电厂须事先呈报电网调度中心，经批准后方可发电，因此平均利用时数较计划利用时数更为准确。

表 4 2012 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	售电量(MWh)
太阳宫	780	3734.66	2913031
京丰一期	410	3710.57	1521333
合 计	1190	7445.23	4434364

资料来源：公司提供

产品销售

公司燃气热电厂所产电力的销售收益主要取决于上网电价及售电量。根据 2005 年国家发改委颁布的《上网电价管理暂行办法》，燃气发电厂的上网电价由国家发改委制定。由于天然气与煤炭的价格差异以及政府提倡使用环保燃料政策鼓励，公司燃气发电厂的上网电价高于北京燃煤发电电价。2012 年实际售电量为 4434364 兆瓦时，其中主要发电厂中太阳宫售电量为 2913031 兆瓦时，售电小时数为 3734.66 小时，批准上网电价为 0.573 元/kwh，平均电价为 0.570 元/kwh；京丰燃气（一期）售电量为 1521333 兆瓦时，售电小时数为 3710.57 小时，批准上网电价为 0.573 元/kwh，平均电价为 0.571 元/kwh。

表 5 2012 年公司前五大客户销售情况（单位：万元）

客户名称	销售产品	销售收入	占公司全部营业收入的比例
北京市电力公司	电力	278626.66	62.99%
内蒙古电力（集团）有限责任公司	电力	70634.74	15.97%
北京市热力集团有限公司	热力	35795.87	8.09%
麦格理银行/CAMCO 有限公司	CDM	15995.14	3.62%
内蒙古东部电力有限公司	电力	15811.05	3.57%
合 计		416863.46	94.24%

资料来源：公司提供

从燃气供热业务看，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。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》，热能供应商应其客户需求在法定供热期外生产及销售热能。

（2）风力发电

经营概况

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。截至 2012 年底，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 80%以上位于内蒙古地区。

截至 2013 年 3 月底，公司有 28 个风电场正式运营，控股装机容量 1550.75 兆瓦。

表 6 截至 2013 年 3 月底公司风电板块装机情况表
单位（MW）

项目名称	所在地	装机容量	投产时间
辉腾锡勒一期	蒙西	100.50	2007 年 9 月
鹿鸣山官厅一期	北京	49.50	2008 年 6 月
延庆低风速	北京	15.00	2008 年 12 月
吉相华亚一期	蒙西	49.50	2009 年 3 月
赛汗一期	蒙西	49.50	2009 年 6 月
哲里根图一期	蒙西	48.75	2009 年 7 月
察右中一期	蒙西	49.50	2009 年 8 月
察右中二期	蒙西	50.00	2009 年 10 月
乌兰伊力更	蒙西	300.00	2009 年 12 月
霍林河一期	蒙东	49.50	2009 年 12 月
吉相华亚二期	蒙西	49.50	2010 年 1 月
商都一期	蒙西	49.50	2010 年 4 月
赛汗二期	蒙西	49.50	2010 年 4 月
哲里根图二期	蒙西	49.50	2010 年 4 月
鹿鸣山官厅二期	北京	49.50	2010 年 9 月
鹿鸣山官厅二期加密	北京	36.00	2011 年 1 月
霍林河二期	蒙东	30.00	2011 年 9 月
辉腾锡勒二期	蒙西	30.00	2011 年 8 月
巴林右一期	蒙东	49.50	2011 年 9 月
宁夏太阳山一期	宁夏	49.50	2011 年 9 月
商都二期	蒙西	49.50	2011 年 8 月
宁夏太阳山二期	宁夏	49.50	2012 年 8 月
赤峰旗杆一期	蒙东	49.50	2012 年 9 月

科右中一期	蒙东	49.50	2012年9月
文贡乌拉一期	蒙西	49.50	2012年10月
灵武一期	宁夏	49.50	2012年11月
灵武二期	宁夏	49.50	2012年11月
合计	--	1550.75	--

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。根据现行监管条例，电网公司有购买可再生能源所产电力的法定责任，故公司的风电场将所产全部电力售予当地电网公司（电厂用电及输送损耗除外）。

公司与当地电网公司签署的购电协议一般为期数月至五年，根据购电协议，公司须遵从地方电网公司的调度指示，且必须调整发电量以保证电网稳定。公司的风电场与地方电网公司订立的购电协议一般订明计划发电量，地方电网公司每月向公司支付所售电力的款项。

根据《可再生能源法》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，可再生能源所产电力的上网电价现有两类：政府定价、政府指导价。对于2005年12月31日后至2009年8月1日前获得批准的风电项目，上网电价为政府指导价，其他可再生能源项目（例如太阳能电力及水电）上网电价则采用政府定价。

表7 2012年公司主要风电厂上网电价及售电情况

项目	装机容量 (MW)	批准上 网电价 (元 /MWh)	售电小时 数(小时)	售电量 (MWh)
辉腾锡勒一期	100.50	447	1426	143279
辉腾锡勒二期	30.00	520	2710	81306
赛汗一期	49.50	520	1872	92646
赛汗二期	49.50	520	1698	84054
哲里根图一期	48.75	520	1677	81733
哲里根图二期	49.50	520	1711	84683
霍林河一期	49.50	540	1965	97274
霍林河二期	30.00	540	1800	53994
吉相华亚一期	49.50	589	1680	83155
吉相华亚二期	49.50	520	1502	74360
商都一期	49.50	520	1939	95976
商都二期	49.50	520	1955	96764

察右中一期	49.50	520	2173	107552
察右中二期	50.00	520	1857	92863
赤峰旗杆一期	49.50	550	1373	67986
巴林右一期	49.50	550	2216	109690
宁夏太阳山一期	49.50	580	2434	120474
科右中一期	49.50	540	1059	52441
乌兰伊力更	300.00	488	1974	592140
昌图天桥山	49.50	580	821	40615
鹿鸣山官厅一期	49.50	750	2105	104174
鹿鸣山官厅二期	49.50	750	2333	115504
鹿鸣山官厅二期加密	36.00	750	2518	90644
延庆低风速	15.00	750	2111	31663
文贡乌拉一期	49.50	530	786	38917
灵武一期	49.50	580	791	39141
灵武二期	49.50	580	791	39157
合计	1550.75	--	47275	2712185

资料来源：公司提供

从实际售电量上看，公司风电场所产电力的实际售电量会受到各种因素制约，包括最大输电量、电网的稳定性及当地电力需求。近年来，为给予提供热能的热电联产公司优先权，并确保地方电网的稳定安全，华北（例如内蒙古西部）地方电网公司限制风电公司连接电网（尤其是在冬夜）。此外，由于近年来风电公司为利用内蒙古西部的优质风能资源而大规模兴建风电场，导致风电场的建设速度超过当地电网的发展速度，故当地电网配套成为制约风电发展的瓶颈，随着电网建设及特高压线路的逐步建成与使用，预计限电问题未来可以得到缓解。

总体看，作为公司主营业务收入和利润最主要构成的燃气发电及供热、风电业务目前运作情况良好，业务规模呈增长趋势，毛利水平较高，主营业务运营稳健。

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及供热项目以及风力发电项目。

燃气发电项目

根据北京市人民政府发布的《北京市人民政府批转市发展改革委关于加快构建本市安全高效低碳城市供热体系有关意见的通知》，2015 年的天然气使用量将提升至总能源使用量的 20%，截至 2020 年将提升到 25% 以上。此外，北京拟在城区兴建四大热电中心（热电联产电厂），预期北京燃气联产电厂的总装机容量将由 2010 年的 2000 兆瓦扩至 2015 年的 8000 兆瓦。由于热能供应半径有限，随着北京供热市场区域扩充，未来将兴建更多热电联产厂以满足市场需求。截至 2012 年 9 月底，草桥热电二期项目主体工程基本完成。受益于公司与北京热力集团及北京燃气集团的长期合作关系，公司可充分把握北京市计划发展供热市场带来的发展机遇。

表 8 2012 年公司燃气发电拟建项目情况

项目名称	项目类型	预计投产时间	装机容量(MW)	项目造价(亿元)	电价(元/MWh)
昌平未来城	燃气供热与发电	2013 年 12 月	243.47	17.00	尚未批复
高安电燃气发电	燃气供热与发电	2013 年 11 月	845.0	38.18	尚未批复
京西燃气发电	燃气供热与发电	2013 年底	1307.0	52.92	尚未批复
海淀北燃气发电	燃气供热与发电	2013 年底	250	31.45	尚未批复

资料来源：公司提供

风力发电

2012 年，公司计划在现有基础上进一步扩充内蒙古的风电业务，特别是内蒙古西部。此外，公司将寻求适当机会，抓住战略时机进入风力资源丰富及高回报的地区。

公司会综合评估拟投建项目的风力资源情况、当地政府厘定的上网电价、以及电网限制、资源竞争等因素。

表 9 2013 年公司风电拟建项目情况

项目名称	类型	地区	预计投产时间	开工时间	装机容量(MW)
赛汗三期	风电	蒙西	2013 年 10 月	2012 年 05 月	49.5
宁夏灵武三期	风电	宁夏	2013 年 8 月	2012 年 04 月	49.5
京能乌兰一期	风电	内蒙古	2013 年 10 月	2012 年 11 月	49.5
左云凉城一期	风电	山西	2013 年 8 月	2012 年 12 月	49.5
鹿鸣山官厅三期	风电	北京	2013 年 12 月	2012 年 11 月	49.5

资料来源：公司提供

总体看，随着公司发电规模的不断扩大，公司的主营业务收入规模和利润规模将保持增长，未来随着国家对清洁能源产业支持力度的提升，公司将面临较好的发展机遇。

九、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供的 2012 年度国内会计准则报表由国富浩华会计师事务所审计，出具了标准无保留意见的审计报告。公司 2013 年一季度财务报表未经审计。

截至 2012 年底，公司合并资产总额 300.82 亿元，负债合计 206.27 亿元，所有者权益（含少数股东权益）94.55 亿元。2012 年公司实现营业收入 44.23 亿元，利润总额 11.16 亿元。

截至 2013 年 3 月底，公司合并资产总额 304.89 亿元，负债合计 207.49 亿元，所有者权益（含少数股东权益）97.40 亿元。2013 年 1~3 月，公司实现营业收入 17.57 亿元，利润总额 3.74 亿元。

2. 盈利能力

跟踪期内，公司营业收入平稳增长。2012

年，公司实现营业收入 44.23 亿元，较上年增长 5.26%。同时，公司 2012 年营业成本 31.88 亿元，较上年降低了 0.95%，营业收入增长，而营业成本的降低，使得营业利润率增至 27.19%。

2012 年，公司期间费用同比小幅增长，占营业收入的 19.89%。其中，财务费用逐年提升，2012 年财务费用 7.07 亿元，同比增长 20.07%。总体看，公司期间费用控制能力有待提升。

2012 年，公司实现利润总额 11.16 亿元，净利润 9.90 亿元。2012 年，公司投资收益 3.36 亿元，主要是公司权益法核算的京能国际能源股份有限公司等长期股权投资的投资收益；营业外收入 4.83 亿元，主要是天然气及电价补贴、风电电价补贴等政府补助合计 4.73 亿元，公司营业外收入具有较强的连续性。

从盈利指标看，2012 年公司净资产收益率同比有所上升，由 2011 年 9.83% 上升至 10.47%；总资本收益有所下降，由 2011 年 7.09% 下降至 6.13%。

2013 年 1~3 月，公司共实现营业收入 17.57 亿元，由于京桥二期热电项目投产发电量有所增加，收入规模较去年同期增长了 22.45%，同期实现利润总额 3.74 亿元。

总体看，近年公司收入规模与营业利润率逐年上升，整体看公司盈利能力较好，但期间费用对公司利润总额的侵蚀力度有所增加，同时 2012 年公司利润总额在一定程度上依赖于投资收益与营业外收入。

3. 现金流分析

跟踪期内，受收到其他经营活动有关现金减少影响，公司经营活动现金流入有所下降，2012 年为 49.19 亿元，同比下降 6.22%，主要由于公司收到的财政补贴款同比去年减少所致。同期，经营活动现金流出 31.11 亿元，经营活动产生的现金流量净额为 18.08 亿元，较 2011 年小幅下降 5.22%，但仍保持较好水平。从现金收入质量来看，2012 年为 99.55%，收

入实现质量一般。

投资活动方面，2012 年，公司投资活动现金流入量 8.28 亿元，同比增长 62.31%，主要是处置子公司收到的现金增长所致；同期，公司投资活动现金流出 52.00 亿元，其中购建固定资产、无形资产等支付的现金 37.61 亿元。2012 年公司投资活动产生的现金流净额为 -43.72 亿元，公司经营活动产生的现金流量净额不足以覆盖投资活动支出需求。

2012 年，公司筹资活动现金流入 150.18 亿元，同比大幅增长 18.77%，主要由于取得借款收到的现金增加所致。同期，筹资现金流出 128.21 亿元，主要为偿还债务支付的现金。2012 年，公司筹资活动产生的现金流量净额 21.97 亿元。

2013 年 1~3 月，公司销售商品、提供劳务收到的现金 24.24 亿元，经营活动现金流入 27.98 亿元，经营活动现金流出 12.95 亿元，现金流净额 15.03 亿元，公司经营活动现金流量净额同比去年大幅增长 275.03%，主要原因为收到的财政补贴款同比去年增加所致。公司投资活动和筹资活动产生的现金流量净额分别为 -6.15 亿元及 -6.41 亿元，投资支出和借款金额仍然较大。现金收入比有所改善，增长至 137.93%。

总体看，公司经营活动净现金流跟踪期内较为稳定，2013 年 1~3 月经营活动现金流净额大幅增长，同时经营活动获取净现金的能力有所增强；资本支出规模大，具有一定筹资压力。

4. 资本及债务结构

截至 2012 年底，公司资产总额为 300.82 亿元，三年复合增长率为 22.51%，其中，流动资产占 20.35%，非流动资产占 79.65%。非流动资产在资产总额中占比较大，跟踪期内，资产结构变化不大。

跟踪期内公司资产总额增长主要来自于应收账款、固定资产与商誉的增长。截至 2012 年底，公司应收账款 20.15 亿元，同比增长

34.31%，主要为对电力公司的应收账款；截至2012年底，公司固定资产净额164.95亿元，同比增长23.62%，其中在建工程转入36.24亿元，主要是新项目投产和收购；2012年底公司商誉14.24亿元，主要是2012年公司合并吸收同一控制人下四川大川电力有限公司与四川众能电力有限公司形成的商誉。

截至2013年3月底，公司资产总额为304.89亿元，较2012年底小幅增长1.35%，公司部分在建工程转固，固定资产继续增长；公司回收了部分应收账款，应收账款有所下降。整体看公司资产结构变化不大。

权益方面，2012年归属于母公司所有者权益规模91.80亿元，较上年增长4.45%，增长主要来自于未分配利润的增长，实收资本占比仍高达66.99%，所有者权益构成稳定性好。截至2013年3月底，公司未分配利润继续增长导致归属于母公司所有者权益增至94.10亿元。

随着经营规模扩大及项目建设资金需求增长，跟踪期内，公司有息债务规模不断增长。截至2012年底，公司全部债务总额达到183.88亿元，同比增长28.84%，其中长期债务占75.48%，短期债务占24.52%；截至2013年3月底，公司有息债务总额及构成变化较2012年底变化不大。

从债务指标看，2012年底公司整体资产负债率、长期债务资本化比率与全部债务资本化比率均有所上升，分别为68.57%、59.48%和66.04%。截至2013年3月底，以上指标分别为68.05%、58.26%和64.94%，债务负担水平略有下降。

总体看，跟踪期内，公司资产构成稳定，固定资产占比高，资产规模持续增长，资产流动性一般；有息债务增长较快，债务负担水平较重。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2012年公司流动

比率和速动比率分别为93.11%和92.05%，与上年相比，两项指标均有所提高；截至2013年3月底，以上两项指标分别为84.29%和83.33%，指标较上年底有所下降。2012年，经营现金流动负债比为27.50%，经营活动获取的现金对流动负债的保障能力很强。总体看，公司短期偿债能力较好。

从长期偿债能力指标看，2012年EBITDA为26.75亿元；受利息支出增长影响，公司EBITDA利息倍数有所下降，2012年为2.70倍；全部债务/EBITDA有所提高，2012年为6.87倍，公司EBITDA对全部债务的保障能力有所下降。总体看，公司长期偿债能力正常。

截至2013年3月底，公司无对外担保。

截至2013年3月底，公司共取得银行授信652.29亿元，未使用额度372.02亿元。且公司为香港联交所上市公司，直接、间接融资渠道畅通。

6. 存续期内债券偿还能力

截至2013年3月底，公司存续期内债券为“13京能洁能CP001”与“13京能洁能CP002”额度合计18亿元。截至2012年底，公司现金类资产26.66亿元，扣除受限资金1.39亿元后现金类资产是存续期债券发行额度的1.40倍。公司现金类资产对存续期内债券保护程度较好。2012年，公司经营活动产生的现金流入量为49.19亿元，为存续期内债券2.73倍。公司经营活动现金流入对两期短期融资券覆盖程度较好。2013年5月公司拟承接北京京能新能源有限公司的“12京新能MTN1”，额度为10亿元，2012年公司EBITDA为26.75亿元，为上述中期票据的2.68倍，对“12京新能MTN1”保障程度较好。

总体看，公司现金类资产、经营活动现金流入量与EBITDA对存续期内债券保障能力较好。

7. 过往债务履约情况

根据公司贷款卡查询的中国人民银行企

业基本信用信息报告（报告编号为：B-201302406393），截至2013年2月7日，公司无未结清和已结清的不良信贷信息记录，过往债务履约情况良好。

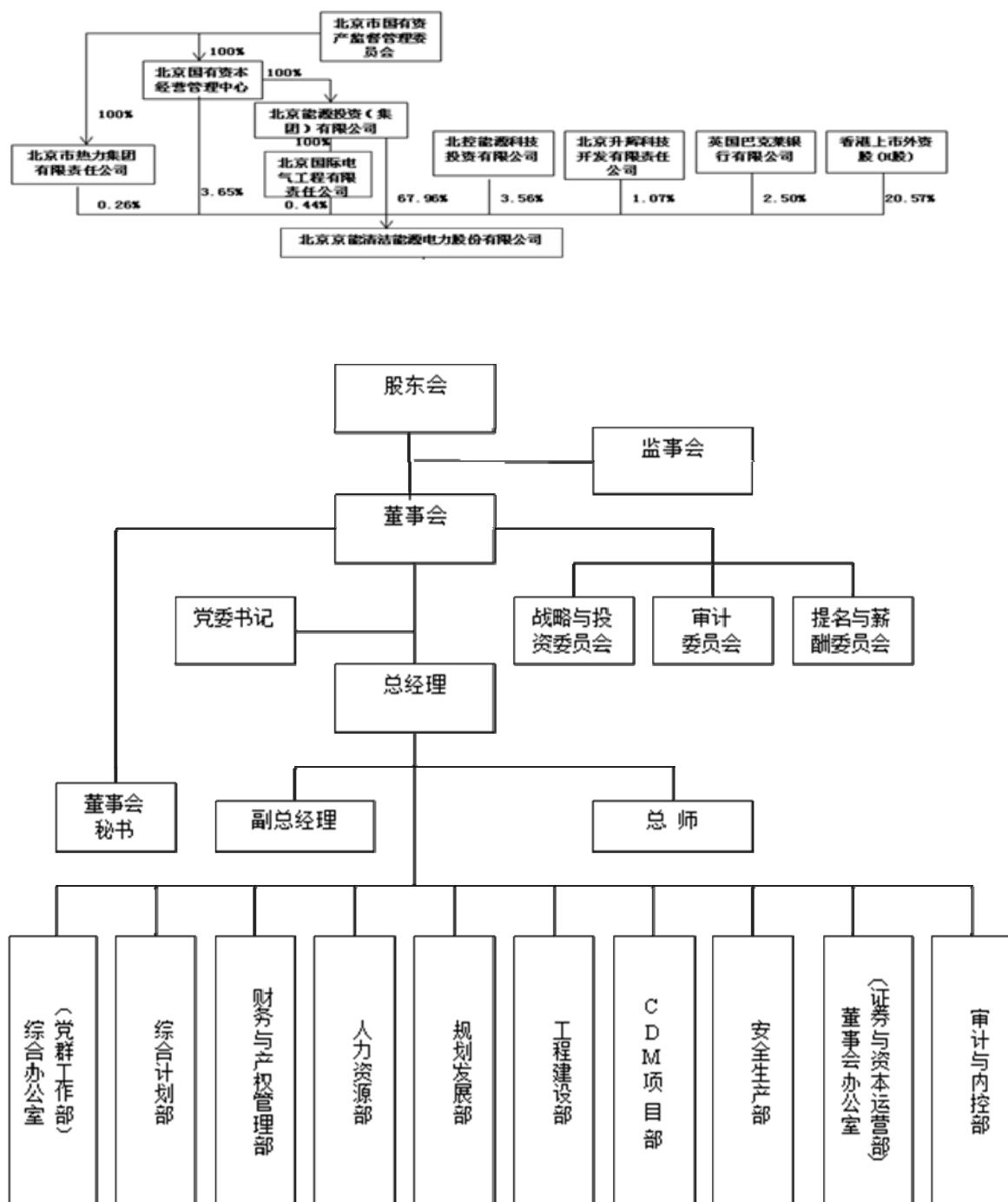
8. 抗风险能力

总体看，公司目前负债水平正常，但有息债务占比较高，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，经营活动现金流入规模较大，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较强。

十、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“13 京能洁能 CP001”与“13 京能洁能 CP002” A-1 的信用等级。

附件 1 公司股权结构图与组织架构图



附件 2-1 合并资产负债表（资产）

（单位：人民币万元）

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 3 月
流动资产：					
货币资金	64058.98	244344.02	238569.26	92.98	263098.25
交易性金融资产	0.00	0.00	0.00		0.00
应收票据	647.21	1592.68	3328.24	126.77	3467.24
应收账款	118635.80	149992.45	201455.31	30.31	160779.67
预付款项	31852.91	80268.23	119830.50	93.96	115673.14
应收利息	57.57	325.26	253.60	109.88	345.75
应收股利	0.00	0.00	323.38		323.38
其他应收款	11241.53	10271.17	17765.02	25.71	18322.03
存货	4060.91	5144.47	6980.01	31.10	6670.36
一年内到期的非流动资产	0.00	0.00	0.00		0.00
其他流动资产	14246.22	13141.59	23602.45	28.71	19688.85
流动资产合计	244801.13	505079.87	612107.77	58.13	588368.66
非流动资产：					
可供出售金融资产	0.00	0.00	0.00		0.00
持有至到期投资	0.00	0.00	0.00		0.00
长期应收款	0.00	0.00	0.00		0.00
长期股权投资	142131.06	156620.69	161257.98	6.52	167799.91
投资性房地产	0.00	0.00	0.00		0.00
固定资产	1298825.52	1334375.11	1649531.75	12.70	1857335.30
在建工程	265502.26	371098.06	405103.92	23.52	249360.13
工程物资	22547.47	44372.63	3366.65	-61.36	9156.55
固定资产清理	53.55	0.00	0.00	-100.00	0.00
生产性生物资产	0.00	0.00	0.00		0.00
油气资产	0.00	0.00	0.00		0.00
无形资产	8533.74	10561.27	17075.06	41.45	16991.63
开发支出	0.00	308.20	4141.12		4574.18
商誉	13000.40	13000.40	142351.80	230.90	142351.80
合并价差	0.00	0.00	0.00		0.00
长期待摊费用	77.11	107.07	285.52	92.43	242.96
递延所得税资产	8271.90	10690.12	11458.22	17.69	10635.50
其他非流动资产	615.80	830.63	1522.17	57.22	2103.73
非流动资产合计	1759558.83	1941964.17	2396094.19	16.69	2460551.69
资产总计	2004359.96	2447044.04	3008201.97	22.51	3048920.35

附件 2-2 合并资产负债表（负债和所有者权益）

（单位：人民币万元）

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 3 月
流动负债：					
短期借款	204000.00	520924.38	279307.73	17.01	357467.73
交易性金融负债	0.00	0.00	0.00		0.00
应付票据	69441.10	3159.42	23257.56	-42.13	30565.26
应付账款	87938.30	117576.02	134953.41	23.88	158185.54
预收款项	982.96	40.00	1060.52	3.87	1222.90
应付职工薪酬	3829.48	4232.52	6559.48	30.88	7317.04
应交税费	-73154.45	-69584.62	-82551.84	6.23	-84975.34
应付利息	1946.52	2619.30	14561.94	173.51	20230.47
应付股利	6140.12	0.00	3017.02	-29.90	3017.02
其他应付款	8384.16	27560.68	125689.54	287.19	129284.71
预计负债	0.00	0.00	0.00		0.00
一年内到期的非流动负债	71852.22	91639.84	148229.14	43.63	56686.33
其他流动负债	9333.11	16272.55	3291.56	-40.61	19041.77
流动负债合计	390693.51	714440.10	657376.05	29.71	698043.44
非流动负债：					
长期借款	900917.00	811643.49	929729.36	1.59	901239.67
应付债券	0.00	0.00	458290.34		458405.84
长期应付款	0.00	0.00	0.00		0.00
专项应付款	0.00	0.00	0.00		0.00
预计负债	0.00	0.00	0.00		0.00
递延收益	0.00	0.00	0.00		0.00
递延所得税负债	418.61	384.54	1457.54	86.60	1457.54
其他非流动负债	4795.28	3947.37	15828.49	81.68	15762.70
非流动负债合计	906130.90	815975.40	1405305.72	24.53	1376865.75
负债合计	1296824.41	1530415.50	2062681.78	26.12	2074909.18
所有者权益：					
实收资本(或股本)	500000.00	603220.00	614990.55	10.90	614990.55
资本公积	134304.47	152368.38	142533.10	3.02	142533.10
减：库存股	0.00	0.00	0.00		0.00
盈余公积	833.04	5887.72	14635.51	319.15	14635.51
未分配利润	41470.31	117377.41	145813.56	87.51	168823.04
外币报表折算差额	0.00	0.00	0.00		0.00
归属于母公司权益合计	676607.83	878853.51	917972.71	16.48	940982.19
少数股东权益	30927.72	37775.03	27547.48	-5.62	33028.97
所有者权益合计	707535.55	916628.54	945520.19	15.60	974011.17
负债和所有者权益总计	2004359.96	2447044.04	3008201.97	22.51	3048920.35

附件 3 合并利润表

(单位: 人民币万元)

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 1~3 月
一、营业收入	389609.59	420193.81	442302.41	6.55	175728.34
减: 营业成本	318754.06	321820.90	318764.38	0.00	135735.05
营业税金及附加	1707.79	2602.20	3263.58	38.24	1226.88
销售费用	0.00	0.00	0.00		0.00
管理费用	14025.33	13427.77	17295.60	11.05	6620.78
财务费用	50741.99	58871.87	70687.55	18.03	21653.33
资产减值损失	16.40	24.62	-590.56		0.00
加: 公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00		0.00
投资收益	6287.73	16035.36	33588.08	131.12	7075.23
汇兑收益	0.00	0.00	0.00		0.00
					0.00
二、营业利润	10651.75	39481.81	66469.95	149.81	17567.54
加: 营业外收入	44140.34	67956.07	48260.02	4.56	19891.69
减: 营业外支出	70.24	98.57	3169.54	571.75	54.43
三、利润总额	54721.85	107339.31	111560.43	42.78	37404.81
减: 所得税费用	5185.02	17231.02	12594.74	55.85	8913.83
四、净利润	49536.83	90108.29	98965.69	41.34	28490.98
其中: 归属于母公司的净利润	46229.15	80961.77	91141.68	40.41	23009.48
少数股东损益	3307.68	9146.52	7824.01	53.80	37404.81

附件 4-1 合并现金流量表
 (单位: 人民币万元)

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)	2013 年 1~3 月
一、经营活动产生的现金流量:					
销售商品、提供劳务收到的现金	412234.25	425189.48	440327.79	3.35	242387.82
收到的税费返还	1422.50	451.14	3002.56	45.28	233.91
收到其他与经营活动有关的现金	64847.85	98871.47	48553.22	-13.47	37160.64
经营活动现金流入小计	478504.60	524512.09	491883.58	1.39	279782.37
购买商品、接受劳务支付的现金	258208.94	266639.72	233424.16	-4.92	96716.58
支付给职工以及为职工支付的现金	16234.04	20101.42	25272.23	24.77	7725.33
支付的各项税费	27040.79	36738.15	49320.32	35.05	21447.97
支付其他与经营活动有关的现金	17669.87	10336.19	3115.43	-58.01	3594.20
经营活动现金流出小计	319153.64	333815.48	311132.13	-1.26	129484.08
经营活动产生的现金流量净额	159350.96	190696.61	180751.44	6.50	150298.29
二、投资活动产生的现金流量:					
收回投资收到的现金	0.00	37062.50	30019.61		2800.00
取得投资收益收到的现金	32733.41	134.32	7060.63	-53.56	210.72
处置固定资产和其他长期资产收回的现金净额	89.26	69.37	149.88	29.58	5.30
处置子公司及其他单位收到的现金净额	0.00	3328.09	14468.27		0.00
收到其他与投资活动有关的现金	5353.11	10400.65	31069.73	140.92	1557.55
投资活动现金流入小计	38175.78	50994.93	82768.12	47.24	4573.57
购建固定资产、无形资产等支付的现金	214598.05	324798.37	376146.85	32.39	64786.29
投资支付的现金	5109.20	10032.00	115892.18	376.27	0.00
取得子公司等支付的现金净额	820.00	0.00	0.00	-100.00	0.00
支付其他与投资活动有关的现金	15139.81	46263.95	27916.41	35.79	1261.73
投资活动现金流出小计	235667.07	381094.31	519955.44	48.54	66048.02
投资活动产生的现金流量净额	-197491.29	-330099.38	-437187.32	48.79	-61474.45
三、筹资活动产生的现金流量:					
吸收投资收到的现金	133001.53	150482.89	16990.98	-64.26	0.00
取得借款收到的现金	552300.00	995836.88	1441718.77		346960.00
发行债券收到的现金	0.00	0.00	0.00		0.00
收到其他与筹资活动有关的现金	24927.17	118182.77	43067.09	31.44	208.07
筹资活动现金流入小计	710228.70	1264502.55	1501776.83	45.41	347168.07
偿还债务支付的现金	583948.56	736101.13	1048848.68	34.02	388832.50
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	94653.90	87988.64	153038.53	27.15	19813.89
支付其他与筹资活动有关的现金	5783.40	120254.81	80215.73	272.42	2655.30
筹资活动现金流出小计	684385.85	944344.59	1282102.94	36.87	411301.69
筹资活动产生的现金流量净额	25842.85	320157.96	219673.90	191.55	-64133.62
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-740.48	-470.15	602.87		-161.23
五、现金及现金等价物净增加额	-13037.97	180285.04	-36159.11	66.53	24528.98
加: 期初现金及现金等价物余额	77096.95	64058.98	274728.37	88.77	238569.26
六、期末现金及现金等价物余额	64058.98	244344.02	238569.26	92.98	263098.25

附件 4-2 合并现金流量表补充资料

(单位: 人民币万元)

项目	2010 年	2011 年	2012 年	变动率(%)
1、将净利润调为经营活动现金流量:				
净利润	49536.83	90108.29	98965.69	41.34
加: 资产减值准备	16.40	24.62	-590.56	
固定资产折旧及其他	76186.27	76179.40	83858.63	4.91
无形资产摊销	169.96	139.07	224.74	14.99
长期待摊费用摊销	0.00	65.55	200.73	
处置固定资产、无形资产等损失	35.03	-14.23	41.30	8.58
固定资产报废损失	50731.28	38.17	2963.21	-75.83
公允价值变动损失	0.00	0.00	0.00	
财务费用	50731.28	58147.56	88544.17	32.11
投资损失	-6287.73	-16035.36	-33588.08	131.12
递延所得税资产减少	-5808.08	-2418.22	-882.11	-61.03
递延所得税负债增加	-34.08	-34.08	1073.01	
待摊费用减少	0.00	0.00	0.00	
预提费用增加	0.00	0.00	0.00	
存货的减少	1442.55	-923.12	-1121.61	
经营性应收项目的减少	-4311.60	-58500.44	-10392.87	55.26
经营性应付项目的增加	-2379.47	43919.39	-38189.75	300.62
其他	0.00	0.00	-10355.04	
经营活动产生的现金流量净额	210028.63	190696.61	180751.44	-7.23
2、无现金收支的重大投资筹资活动:				
债务转为资本	0.00	0.00	0.00	
一年内到期的可转换公司债券	0.00	0.00	0.00	
融资租入固定资产	0.00	0.00		
3、现金及现金等价物净变动情况:				
现金的期末余额	64058.98	244344.02	238569.26	92.98
减: 现金的期初余额	77096.95	64058.98	274728.37	88.77
加: 现金等价物的期末余额	0.00	0.00	0.00	
减: 现金等价物的期初余额	0.00	0.00	0.00	
现金及现金等价物净增加额	-13037.97	180285.04	-3615.91	-47.34

附件 5 主要计算指标

项目	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年 3 月
经营效率				
销售债权周转次数(次)	3.83	3.10	2.48	--
存货周转次数(次)	84.28	69.92	49.20	--
总资产周转次数(次)	0.20	0.19	0.15	--
盈利能力				
营业利润率(%)	17.75	22.79	27.19	22.06
总资本收益率(%)	5.27	7.09	6.13	--
净资产收益率(%)	7.00	9.83	10.47	--
财务构成				
长期债务资本化比率(%)	56.01	46.96	59.48	58.26
全部债务资本化比率(%)	63.79	60.89	66.04	64.94
资产负债率(%)	64.70	62.54	68.57	68.05
偿债能力				
流动比率(%)	62.66	70.70	93.11	84.29
速动比率(%)	61.62	69.98	92.05	83.33
经营现金流动负债比(%)	40.79	26.69	27.50	--
EBITDA 利息倍数(倍)	3.39	3.18	2.70	--
全部债务/EBITDA(倍)	6.88	5.90	6.87	--
筹资前现金流量净额债务保护倍数(倍)	-0.03	-0.10	-0.14	--
筹资前现金流量净额利息偿还能力(倍)	-0.71	-1.83	-3.58	--

附件 6 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/主营业务收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	(净利润+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
筹资活动前现金流量净额债务保护倍数	筹资活动前现金流量净额/全部债务
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%
筹资活动前现金流量净额利息偿还能力	筹资活动前现金流量净额/利息支出

注: 现金类资产=货币资金+交易性金融资产/短期投资+应收票据

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

长期债务=长期借款+应付债券

全部债务=短期债务+长期债务

EBITDA=利润总额+费用化利息支出+固定资产折旧+摊销

利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出

筹资活动前现金流量净额=经营活动产生的现金流量净额+投资活动产生的现金流量净额

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 7 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

附件 8 短期债券信用等级设置及其含义

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

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