

信用等级公告

联合[2012] 803 号

联合资信评估有限公司通过对中国国电集团公司信用状况进行综合分析和评估，确定

中国国电集团公司
主体长期信用等级为
AAA

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一二年九月二十五日

评级业务专用章

中国国电集团公司主体长期信用评级报告

评级结果：AAA

评级展望：稳定

评级时间：2012 年 9 月 25 日

财务数据

项目	2009 年	2010 年	2011 年	12 年 3 月
资产总额(亿元)	4237.29	5358.38	6634.07	6871.67
所有者权益(亿元)	766.44	968.70	1065.49	1063.99
长期债务(亿元)	1436.32	1671.70	2428.41	2731.12
全部债务(亿元)	3078.53	3711.93	4605.35	4793.94
营业收入(亿元)	1220.79	1625.72	2106.31	544.07
利润总额(亿元)	59.63	62.05	60.89	-2.12
EBITDA(亿元)	311.73	407.28	459.34	--
营业利润率(%)	14.81	12.11	11.52	11.37
净资产收益率(%)	5.55	4.17	3.78	--
资产负债率(%)	81.91	81.92	83.94	84.52
全部债务资本化率(%)	80.07	79.30	81.21	81.84
流动比率(%)	37.41	32.63	40.75	47.89
全部债务/EBITDA(倍)	9.88	9.11	10.03	--
EBITDA 利息倍数(倍)	2.89	2.73	2.08	--

注：公司 2012 年一季度数据未经审计

分析师

于浩洋 孙恩哲

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

联合资信评估有限公司（下称“联合资信”）对中国国电集团公司（以下简称“国电集团”或“公司”）的评级反映了公司作为中央直属企业、五大发电集团之一，在经营规模、电源分布、技术水平、可再生能源开发等方面的综合优势。同时联合资信也注意到煤炭价格高位运行、环保成本增加以及债务负担重等因素给公司经营发展带来的不利影响。

未来公司电力装机规模有望增长，电源结构逐步优化。此外，公司直接与间接融资渠道通畅，可降低因盈利波动及大规模的资本支出造成的流动性风险。联合资信对公司的评级展望为稳定。

优势

1. 公司在电力装机容量和发电量方面规模优势明显。
2. 公司发电资产多位于经济发达和资源密集地区，区位优势明显。
3. 公司与各级政府、电网企业保持良好的合作关系，在上网送出、竞价上网等方面处于相对有利地位。
4. 公司逐步加大煤炭资源开发力度，有助于保障公司煤炭供应。

关注

1. 煤炭价格波动，电力行业环保要求提高，公司仍面临较大的成本压力。
2. 公司负债水平高，债务负担很重，未来在电源点建设、原有电厂扩建和设备改造方面支出较大。
3. 近年公司盈利能力持续下降，2011 年公司利润总额一定程度上依赖于投资收益与营业外收入。

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）与中国国电集团公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与中国国电集团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，未因中国国电集团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中国国电集团公司提供，联合资信不保证引用资料的真实性及完整性。

六、中国国电集团公司主体长期信用等级自 2012 年 9 月 25 日至 2013 年 9 月 24 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。

一、主体概况

中国国电集团公司（以下简称“国电集团”或“公司”）成立于 2002 年 12 月，是在原国家电力公司部分企事业单位基础上组建的国有企业，是电力体制改革后国务院批准成立的五大全国性发电企业集团之一，是经国务院统一进行国家授权投资的机构和国家控股公司试点企业，截至 2012 年 3 月底，公司注册资本金 120 亿元人民币。

公司经营范围：实业投资经营及管理；电源的开发、投资、建设、经营和管理；组织电力（热力）的生产、销售；煤炭、发电设施、新能源、交通、高新技术、环保产业的投资、建设、经营及管理；电力业务相关的技术服务、信息咨询；自营和代理各类商品和技术的进出口（国家限定公司经营或禁止进出口的商品和技术除外）。

公司目前拥有 16 个区域和省级分公司、13 个特大型子公司、两个科研机构，近二百家基层发电企业；拥有国电电力发展股份有限公司（600795）、长源电力股份有限公司（000966）、内蒙古平庄能源股份有限公司（000780）、宁夏英力特化工股份有限公司（000635）四家国内 A 股上市公司；龙源电力集团股份有限公司一家香港上市公司。电源基地遍布全国 31 个省、市、自治区；员工人数 11 万余人。

公司本部设办公厅、计划发展部、人力资源部、财务管理部、安全生产部、市场营销部、工程建设部、企业管理与法律事务部、资本运营与产权管理部、综合产业部、审计部、监察部、工会工作委员会、政治工作部、国际合作与海外业务部、新闻中心、社会保险中心、技术经济咨询中心、专家委员会办公室等 19 个职能部门。

截至 2011 年末，公司可控装机容量 10672 万千瓦，其中火电装机容量 8367 万千瓦，占 78.4%，水电装机容量 1071 万千瓦，占比 10.04%，风电装机容量 1199 万千瓦，占比

11.24%；控股煤炭资源量 150 亿吨。2011 年公司完成发电量 4769 亿千瓦时，煤炭产量 6505 万吨。

截至 2011 年末，公司（合并）资产总额为 6634.07 亿元，所有者权益为 1065.49 亿元，其中少数股东权益 720.03 亿元；2011 年公司实现营业收入 2106.31 亿元，利润总额 60.89 亿元。

截至 2012 年 3 月末，公司（合并）资产总额为 6871.67 亿元，所有者权益为 1063.99 亿元，其中少数股东权益 752.91 亿元；2012 年 1~3 月公司实现营业收入 544.07 亿元，利润总额 -2.12 亿元。

公司地址：北京市西城区阜城门北大街 6-8 号；法定代表人：朱永芃。

二、宏观经济和政策环境

1. 宏观经济

2011 年三季度以来，受欧债危机扩散影响，外需总体出现走弱态势，同时国内基建和房地产投资作为重要的终端需求，在政策收紧环境下也出现明显放缓。而受前期内外终端需求扩张影响，制造业投资在 2011 年一直保持高速增长，在产能扩张而终端需求突然由强转弱的背景下，导致工业产成品库存在趋势上持续上升，2011 年三季度以来工业增加值同比增速出现明显下滑。整体而言，2011 年中国宏观经济运行总体出现缓中趋稳态势。根据《中华人民共和国 2011 年国民经济和社会发展统计公报》，2011 年国内生产总值 471564 亿元，比上年增长 9.2%。其中，第一产业增加值 47712 亿元，增长 4.5%；第二产业增加值 220592 亿元，增长 10.6%；第三产业增加值 203260 亿元，增长 8.9%。第一产业增加值占国内生产总值的比重为 10.1%，第二产业增加值比重为 46.8%，第三产业增加值比重为 43.1%。

2011 年，中国全社会固定资产投资 311022 亿元，比上年增长 23.6%，扣除价格因素，实际增长 15.9%。其中，固定资产投资（不含农

户) 301933 亿元, 增长 23.8%; 农户投资 9089 亿元, 增长 15.3%。东部地区投资 130319 亿元, 比上年增长 20.1%; 中部地区投资 70783 亿元, 增长 27.5%; 西部地区投资 71849 亿元, 增长 28.7%; 东北地区投资 32687 亿元, 增长 30.4%。2011 年, 中国全年货物运输总量 369 亿吨, 比上年增长 13.7%。货物运输周转量 159014 亿吨公里, 增长 12.1%。

2012 年上半年实现国内生产总值 22.7 万亿元, 同比增长 7.8%, 增幅比上年同期回落 1.8 个百分点。其中二季度同比增长 7.6%, 增速比上年同期回落 0.5 个百分点, 环比增长 1.8%。根据国家统计局发布的最新统计数据, 2012 年 1-8 月, 固定资产投资(不含农户) 217958.07 亿元, 同比增长 20.2%。其中, 东部地区投资 103988.31 亿元, 同比增长 20.2%; 中部地区投资 60090.23 亿元, 同比增长 25.3%; 西部地区投资 52375.59 亿元, 同比增长 23.8%。2012 年 1-8 月, 全社会货物运输量 261.06 亿吨, 同比增长 11.5%; 货物运输周转量 110199.09 亿吨公里, 同比增长 9.7%。

2. 政策环境

财政政策方面, 2011 年全年公共财政收入 103740 亿元, 比上年增加 20639 亿元, 增长 24.8%; 其中税收收入 89720 亿元, 增加 16510 亿元, 增长 22.6%。2011 年, 中国财政政策主要措施包括: 重启价格调节基金, 加大对农业的财政补贴力度, 抑制物价上涨幅度; 支持自主创新和战略性新兴产业发展, 有序启动“十二五”规划重大项目建设, 促进产业结构优化升级; 继续对部分小型微利企业实施所得税优惠政策, 分步实施个人所得税制度改革, 促进企业发展和引导居民消费。2012 年 3 月召开的“两会”上, 明确要继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策, 根据形势变化适时适度预调微调, 以维持经济的稳定增长。2012 年中国将财政工作的重点放在保障和改善民生各项工作方面。2012 年中央财政用在与人民群众生活直接相关

的教育、医疗卫生、社会保障和就业、住房保障、文化方面的民生支出安排合计 1.38 万亿元, 同比增长 19.8%; 用在农业水利、交通运输、节能环保、城乡社区事务等方面与民生密切相关的支出安排合计 1.51 万亿元。2012 年上半年, 全国财政支出增长前两位的为交通运输支出、住房保障支出, 分别较上年同期增长 44.1% 和 36.4%。

货币政策方面, 2011 年, 央行货币政策较为频繁, 年度内 6 次上调存款准备金率, 3 次上调存贷款基准利率。根据 2011 年第四季度《中国货币政策执行报告》, 2011 年年末, 中国广义货币供应量 M2 余额为 85.2 万亿元, 同比增长 13.6%, 增速比上年低 6.1 个百分点。人民币贷款余额同比增长 15.8%, 增速比上年低 4.1 个百分点, 比年初增加 7.47 万亿元。2011 年社会融资规模为 12.83 万亿元, 其中债券融资明显增多。金融机构贷款利率总体稳步上行, 12 月份非金融企业及其他部门贷款加权平均利率为 8.01%, 比年初上升 1.82 个百分点。2012 年 1~7 月, 央行 3 次下调存款准备金率, 并于 7 月非对称得下调金融机构人民币存贷款基准利率, 通过此类货币政策工具向实体经济释放流动性。根据 2012 年第二季度《中国货币政策执行报告》, 截至 2012 年 6 月底, 中国广义货币供应量 M2 余额为 92.5 万亿元, 同比增长 13.6%。人民币贷款余额同比增长 16.0%, 比年初增加 4.86 万亿元, 同比多增 6833 亿元。上半年社会融资规模为 7.78 万亿元。金融机构贷款利率继续下行, 6 月份非金融企业及其他部门贷款加权平均利率为 7.06%, 比 3 月份和年初分别下降 0.56 个和 0.95 个百分点。

产业政策方面, 调整产业结构和转变经济增长方式是政策的主线。2011 年 3 月 16 日, 国务院正式发布了《国民经济和社会发展的第十二个五年规划纲要》; 2011 年 9 月 7 日, 国务院发布《“十二五”节能减排综合性工作方案》; 2011 年中央政府继续加强房地产调控, “国八条”、房产税试点改革先后落地, “限购”、“限

价”、“限贷”等政策全面升级，房地产业固定资产投资和信贷增速继续回落。2012年5月国务院常务会议讨论通过了《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》，提出了节能环保、新一代信息技术、生物、高端装备制造、新能源、新材料以及新能源汽车等七大战略性新兴产业的重点发展方向和主要任务。上述规划的出台，对于保持经济长期平稳较快发展具有重要意义。

三、行业分析

公司主营收入来自电力板块，电力行业的整体经营环境和发展趋势直接影响到公司的经营状况。

1. 行业供需状况

电力行业是国民经济和社会发展的基础能源行业和支柱产业。2000年以来，中国经济进入新一轮增长周期并出现重工业化趋势，受钢铁、水泥、冶金等一些高能耗行业投资升温的影响，中国电力需求总量迅速上升。大规模发电项目的不断投产运行，有效缓解了电力供需矛盾，中国逐渐由持续性、全国性缺电转变为区域性、季节性、时段性缺电，缺电范围明显减少。

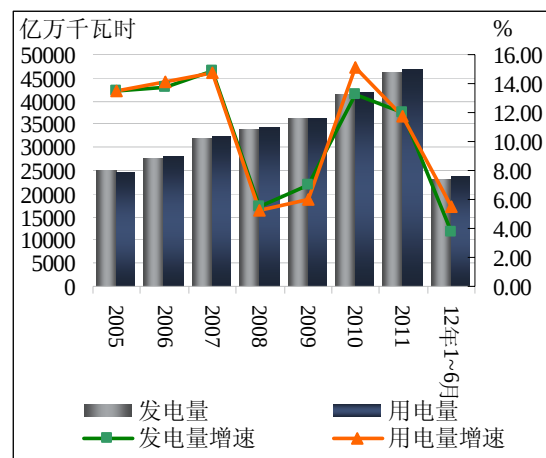
2009年，受宏观经济不景气到回暖的影响，中国发、用电量从年初严重下滑、年中企稳回升到年末大幅攀升，全年增速大于上年，全社会用电量增长为5.96%。中国发电装机容量达到8.74亿Kw，全口径发电量36639亿Kwh，用电量36430亿Kwh。2010年，下游用电需求回升态势得以持续，根据中电联数据，2010年全年，国内累计全社会用电量41923亿Kwh，同比增长14.56%，但受节能减排等政策影响，2010年起，全社会用电需求量增幅开始回落，其中，第二产业用电量增幅最大，全年达31318亿Kwh，同比增长15.41%，增幅提高10.72个百分点。第一产业用电量984亿Kwh，同比增长4.68%，增幅降低2.22个百分点；第三产业4497亿千瓦时，

同比增长14.02%，增幅提高1.28个百分点；城乡居民生活5125亿千瓦时，同比增长12.02%，与上年基本持平。

2011年，全国发电量同比增长10.9%至45774亿千瓦时；全社会用电量46928亿千瓦时，同比增长11.7%，由于中国整体经济增速放缓，2011年整体用电量同比增幅较2010年下滑2.8个百分点。其中重工业用电量增长12.4%，占总用电需求的61.4%；第三产业用电量同比增长13.5%，也高于平均水平。

2012年1~6月，全国规模以上电厂合计发电22950亿千瓦时，同比增长3.7%；全国累计用电量为23755亿千瓦时，同比增长5.5%。其中第一产业、第二产业、第三产业、居民用电量，分别同比下降2.0%、增长3.7%、增长121%、增长12.7%。

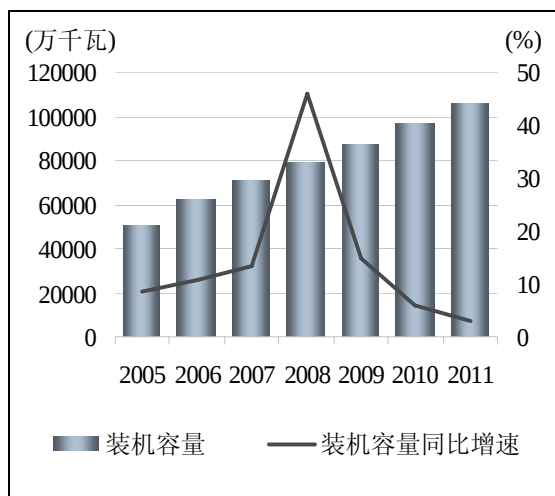
图1 国内发电量、全社会用电量及增幅情况



资料来源：wind资讯、中电联电力工业统计快报

近年来，在电力供需矛盾缓解的同时，中国也出现了电力行业投资过热的状况，为此，国家专门出台了相关政策，通过项目用地预审、贷款控制、环境评估、从严核准等方式对电源项目进行调控。2011年，中国新增装机容量增速放缓，全年新增装机容量8935万千瓦达到105576万千瓦。截至2012年3月底，全国规模以上发电装机10.3亿千瓦，同比增长9.24%。其中，火电7.69亿千瓦，同比增长7.75%；水电1.97亿千瓦，同比增长7.25%。

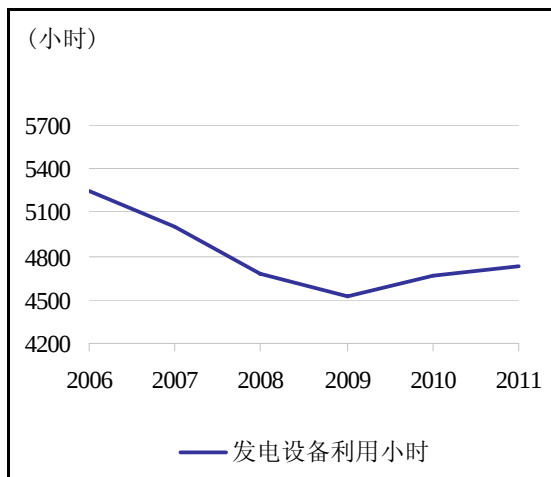
图2 2005~2011年中国发电装机容量变动情况



资料来源：wind资讯、中电联电力工业统计快报

2011年，全国电源工程完成投资3712亿元，其中水电940亿元，火电1054亿元，核电740亿元，风电829亿元。电网工程完成投资3682亿元，电网建设新增220千伏及以上变电容量20906万千瓦安、线路长度35070千米。

图3 2000~2011年国内发电设备平均利用小时情况



资料来源：wind资讯、中电联电力工业统计快报

从2004年开始，随着大量新建机组投产，行业内发电设备利用效率逐年下降。2008年在下游需求增速回落的作用下，国内发电设备平均利用小时数较上年减少了334个小时，同比跌幅超过6%；2009年全国6000千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时为4527小时，比去年同期降低121小时。2010年，全国发电设备平均

利用小时为4660小时，同比增加114小时，为2004年以来发电设备利用小时持续下降后的首次回升，其中火电机组利用小时同比增加166小时；2010年受年初大范围干旱影响，水电机组利用小时同比出现较大下降，但自三季度进入丰水期，多数电站来水状况有明显改善，2010年，水电机组平均利用小时为3429小时，同比增加101小时。2011年，全国6000千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时为4731小时，比去年同期增长81小时。其中，水电设备平均利用小时为3028小时，比去年同期下降376小时；火电设备平均利用小时为5294小时，比去年同期增长264小时。

2012年1-6月，规模以上机组累计平均利用小时为2234小时，同比减少95小时；火电机组平均利用小时为2489小时，同比降低113小时；水电机组平均利用小时为1455小时，同比上升47小时。

总体看，经过近年高速发展，国内发电装机总量和电力供应均有所提升，电力供需基本平衡。从电源结构上看，由于火电成本上涨压力较大及国家环保要求，近年，中国电源结构逐步向新能源结构进行调整，但目前仍以火电为主。中国整体电气化水平仍有较大提升空间，且作为国民经济的先行行业，电力行业具有超前发展的特点，未来几年国内电力行业仍将保持稳定发展。

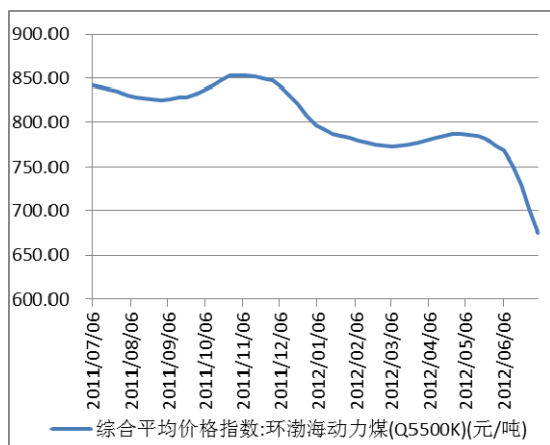
2. 行业关注

电煤价格

受金融危机影响，煤炭价格在2008年下行，后随着国内“四万亿”刺激计划及实体经济回暖，煤炭价格快速回升，至2011年11月达至本轮周期行情高点，随后开始下行。受冬季供暖及春节因素影响，2011年底及2012年初煤炭价格保持弱势平衡。受煤价的高位运行影响，火电企业发电成本居高不下，2011年出现大面积亏损。进入2012年5月，随着下游行业原料煤库存量逐渐饱和，煤炭价格出现暴跌，截至2012

年7月4日，环渤海动力煤（Q5500）综合平均价格指数报收676元/吨，同比下跌19.71%，火电企业的成本压力有所降低。

图4 近期煤炭价格走势



资料来源：海运煤炭网

总体看，目前电煤价格的波动仍是影响火电企业稳定经营的主要因素，“市场煤、计划电”两套价格体系使得二者矛盾突出，煤炭企业可以根据市场供求调整价格，但发电企业却是政府定价，造成了发电企业的盈利性的波动；但长期来看，由电煤价格市场化、电价管制所导致的电力企业政策性亏损不具有持续性，随国内电价体制改革的逐步推进，火电企业的盈利稳定性有望得到改善。

节能调度

节能发电调度是按照节能、环保、经济的原则，以保障电力可靠供应为前提，优先调度风能、太阳能、海洋能、水能、生物质能、核能等清洁能源发电，对火电机组，按照煤耗水平调度发电，煤耗低的多发、满发，煤耗高的机组少发或不发。这项制度的实施，意味着高耗能高污染的发电机组能够获得的发电小时数将越来越少，客观上有利于低效小火电机组加快关停，优化电力工业结构和布局。实行新的发电调度规则后，节能环保的高效机组利用率将明显提高，小型燃煤、燃油机组将难以上网发电。节能调度对于建设资源节约型、环境友好型社会将发挥积极作用。在目前电力生产行业供给压力逐步加大的局面下，节能调度会在

一定程度上加剧行业内部的竞争。

国务院办公厅于2007年8月27日批转了发展改革委、环保总局、电监会、能源办《节能发电调度办法（试行）》。该办法已在广东、贵州、四川、江苏和河南五省试行，取得经验后尽快在全国推广。国家电监会于2008年3月17日发布了《发电权交易监督暂行办法》，4月3日下发了《节能发电调度信息发布办法（试行）》等文件，均是推进节能发电调度的配套文件，意味着全国节能发电调度可能加速推进。

电价体制改革逐步加速

2011年4月，国家发改委调整全国16个省（区、市）上网电价，其中山西涨幅最高，为2.6分/度，山东等五省上调2分/度，河南等两省上调1.5分/度。总体来看，16个省平均上调上网电价约1.2分/度，将缓解电厂到厂标煤单价上涨36元/吨的成本压力，电厂亏损有望缩小。

2011年11月，国家发改委宣布从12月1日起上调销售电价和上网电价，其中销售电价全国平均每千瓦时3分钱，上网电价对煤电企业是（每千瓦时）2.6分，所有发电企业平均起来是2.5分，涨价幅度不大。这次发改委还对煤炭价格进行了限制。主要规定，合同煤价在5%的幅度内可适当上涨，对市场煤价进行限价，秦皇岛北方港口的交易煤价，5500大卡的煤价，每吨不能超过800元。发改委同时还推出居民阶梯电价指导意见，阶梯电价的具体实施方案，具体电量的分档以及电价水平的确定都是需要各个地区根据指导意见，结合当地的实际情况，制定实施方案，经过听证后才能实施。

未来电价改革主要体现在发改委和电监会制定的《关于加快推进电价改革的若干意见》中，该《意见》将改变上网电价行政主导的现状，提出竞价上网、加快核定输配电价、销售电价与上网电价联动的新的上网电价机制。如果这一政策能够实施，未来假如煤炭价格上涨，上网电价方面可以把上涨成本向下游传导，可以稳定对火电厂的利润预期。

大力发展可再生能源

2010年9月，国家“十二五”能源规划会指出：优化能源结构，不断提高水电、核电、风电、太阳能等清洁能源的比重；调整能源产业布局，继续加强传统能源资源和新兴能源资源的勘探开发和综合利用，重点推进大型能源基地的开发建设；推进能源科技创新，大力发展风能、太阳能、生物质能以及清洁煤利用、核能技术，从而实现能源的可持续发展，缓解环保和安全压力。

大型企业适度延伸产业链

在电煤价格波动成为影响火电企业经营重要因素的背景下，国家电监会鼓励电力企业加大煤电联营步伐，建议各发电集团适当放缓火电建设速度，拿出一部分资金或收购或参股煤炭企业、运输企业，实行煤电联营、煤运联营，以确保部分电煤供应，并平抑电煤价格过快上涨。相关建议得到了业内企业的积极响应，近几年五大电力集团以及部分实力雄厚的地方发电企业均通过收购、合作等方式实现了对上游煤炭资源、铁路、船运以及下游高耗能产业（如电解铝等）的延伸，以增强产业协调效应，提高成本控制能力，改善整体的抗风险能力。

3. 未来发展

经过近年持续的快速扩张，中国国内的电力供需矛盾已经得到明显改善，电力行业由早先“硬短缺—电源短缺，发电能力不足”逐步转变为“软短缺—电网不足，电能输送受限”，电源扩张的紧迫性得到缓解。但电力行业作为国民经济的先行行业，具有超前发展的特点，未来国内电力生产行业投资仍有望保持一定增速，但装机规模总体增速将有所放缓，同时电源建设将更多的侧重结构调整，火电新增装机规模将有所萎缩，核电、水电、风电等可再生能源和清洁能源将获得更好的发展机遇。

未来，在国内产业结构调整，大力推进节能减排的背景下，国内电力消费弹性将有所降低。但与发达国家相比，中国电力消费水平尚

处于较低阶段，人均用电量还未达到世界平均水平，仅为发达国家平均水平的20%，未来伴随中国工业化和城市化进程的推进，国内的电力需求仍有望持续增长，电力行业具有很大的发展空间。同时，随着节能调度、上大压小、竞价上网、大用户直购电等政策的逐步推广，电力体制改革将进一步深化，电力生产行业内的竞争将逐步加大，行业内优势企业的竞争实力将逐步显现，有望获得更好的发展机遇。

四、基础素质

1. 企业规模与竞争实力

行业地位

截至2011年底，全国6000千瓦及以上各类发电企业4000余家，国有及国有控股企业约占90.00%。其中，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国国电集团公司、中国华电集团公司、中国电力投资集团公司等中央直属五大发电集团总装机容量约约为51406万千瓦，约占全国装机总量的48.69%；2011年的总发电量约为23408亿千瓦时，约占全国发电总量的50.85%。五大发电集团在发电领域的竞争优势难以超越，他们凭借在业务规模、融资能力、项目建设、生产管理、技术研发等方面的综合优势将保持行业内的领先地位。其中国电集团截至2011年底装机容量达到10672万千瓦，发电量达到4769亿千瓦时。

表1 截至2011年底五大发电集团规模比较

发电集团	装机容量 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)
华能集团	12538	6046
大唐集团	11106	5156
国电集团	10672	4769
华电集团	9410	4178
中电投	7680	3259

资料来源：中国电力企业联合会、各公司网站

区位优势

从中国电力生产竞争范围来看。电力生产行业属于区域竞争。中国电力市场分为六大区

域，即华北、东北、华东、华中、南方和西北。从五大发电集团的竞争区域来看，华能集团在华北电网、华东电网、南方电网拥有较大的市场份额；大唐集团在华北电网占有主导地位；华电集团资产分布的省份比较集中，在贵州、黑龙江、新疆和四川等省份占有主导地位；中电投的优势在华东地区，且核电规模较大。公司发电业务主要分布于华北电网、华中电网、华东电网，三者合计占公司总装机容量的67.15%。

科技环保的技术优势

公司始终坚持“自主创新、重点跨越、支撑发展、引领未来”的方针，实现低投入、低消耗、低排放、高效率的节约增长方式，重点推动了高参数、大容量机组建设，推进了等离子点火及稳燃、烟气脱硫、电站自动装置、电厂空冷装置、汽机通流改造等高科技产业化发展，进一步提高了公司的核心竞争力。公司拥有国内最大的空冷机组——大同电厂二期2×60万千瓦，单机容量国内领先的超临界机组——上海外高桥2×90万千瓦。此外，公司拥有原国家电力公司系统中评为“国际一流的发电企业”的两家电厂，浙江北仑电厂和山东石横电厂。

环保问题是未来电力工业必须面对的问题。公司拥有原国家电力公司下设的唯一一家环境保护研究所和一批以环保技术应用、环保工程设计和施工为主的子公司，公司这方面的优势给环保技术研究和开发利用提供了很好的成长空间，也通过国家给予的税收优惠政策进一步提升了公司的整体经济效益。

可再生能源发展与资源优势

公司全面落实科学发展观，优化企业资源配置，积极推进可再生电源发展。公司十分注重风电、水电的开发。经过多年开拓，公司的风电发展已初具规模，打造了“龙源风电”的品牌。目前公司子公司龙源电力集团股份有限公司（简称“龙源集团”）是全球第三、亚洲最大规模风电企业。公司在大力开发陆基资源的

同时，重视海基资源，为风电的长远发展作好项目准备。

对比五大发电集团公司的水电开发资源，公司开发的大渡河流域具有较好的资源优势。大渡河流域可开发容量2340万千瓦，公司拥有已开发的龚嘴和铜街子两个水电站（合计132万千瓦），正在建设瀑布沟水电站（330万千瓦）和深溪沟水电站（66万千瓦）。大渡河的特殊水力资源优势和地理位置，被称为四川电力负荷中心的“一条路”，具有较好的开发条件和价值。

2. 人员素质

公司现有高级管理人员9人。公司党组书记、总经理朱永芄先生，大学学历，教授级高级工程师，历任水利部电力生产综合处副处长、处长；能源部电力司综合处处长；龙源电力集团副总经理、总经理、党委书记；国电电力股份有限公司副董事长、总经理、党组书记；国电集团副总经理、党组成员。

总体看，公司高级管理人员具有多年行业从业经历和丰富的管理经验，综合素质较高。

五、公司管理

1. 公司治理

《公司章程》明确规定，公司实行总经理负责制，总经理是公司的法人代表。公司党组书记、总经理负责公司全面工作。党组成员、副总经理、党组纪检组组长、总会计师协助党组书记、总经理工作，按分工负责协管分管工作，对党组书记、总经理负责。公司按照精简、统一、效能和权责一致的原则，设置内部管理机构，在总经理领导下开展工作。

公司总经理办公会议研究决定公司发展战略、发展规划、年度经营计划及重大投融资计划等重要事项。总经理、副总经理对职权范围内决定的重大问题承担责任。为保证决策的科学民主，避免和减少决策失误，总经理办公会议按有关规定建立了严格的、可追溯的决策责

任追究制度。

2. 管理水平

公司设有项目评估中心、投资委员会和预算委员会。项目评估中心对项目可行性进行评估，重大项目投资计划由计划发展部提出，在投资委员会和预算委员会通过后，报总经理办公会决策。公司重视预算管理，上年年底编制下年度预算，每年7、8月间进行中期调整，年底进行资产经营考核。基层根据自身情况编制预算，上报分公司，分公司调整后报总部；总部各部门横向沟通，计划发展部、财务管理部等部门分别编制本部门预算，上报预算委员会，由预算委员会确定后报总经理办公会决策。

公司采取“总对总”的负债管理办法，借款额度由总部统一对各家银行总部，分公司借款额度由总公司根据每年预算统一分配，在分公司使用借款额度时，银行需征得总部同意，若分公司偿还有问题，总部保证债务偿还。“总对总”负债管理办法，强化了对债务的额度和时间管理，控制了风险。

总体看，作为国资委直接管理的中央企业，公司管理制度健全，实施有效，综合管理水平较高。

六、公司经营

1. 经营概况

公司主营业务收入主要来自于电力的生产、建设和经营。近年来公司积极实施“一体两翼”战略，除“一体”（发电产业）之外，还积极发展煤矿、金融等“资源翼”和环保脱硫等“科技翼”产业。近三年公司主营业务保持较快增长速度，2011年公司主营业务收入达到2039.85亿元。2012年1~3月，公司实现主营业务收入524.08亿元，期间电力产品销售占比提

高至81.24%。

电力及相关产品生产与销售始终为公司的核心业务，近三年收入占比始终保持在70%以上。2010年之后公司将热力产品销售收入并入电力板块中，收入构成中不再列示热力收入。

近年来公司逐步向综合性能源集团战略转型，大力发展煤炭业务与新能源业务，近三年公司煤炭产品销售收入由2009年的43.97亿元增长至2011年的302.75亿元，主营业务收入占比也由3.71%提升至14.84%。公司新能源业务2010年与2011年实现收入105.79亿元与129.97亿元，占主营业务收入分别为6.67%与6.37%。

公司其他业务包括金融、环保、物流等，2011年公司其他业务收入113.72亿元，占公司主营业务收入5.58%。2012年1~3月，公司实现其他业务收入63.86亿元，占当期主营业务12.19%，保持较快增长速度。

2009~2011年，公司整体主营而业务毛利率呈下降趋势，2009年公司主营业务毛利率较高，2010年之后电煤价格波动对公司电力业务毛利率影响较大，近三年公司电力业务毛利率持续下降；但由于公司打造综合性能源集团战略逐步推进，2011年公司煤炭业务大幅提高，在一定程度上抵消了发电业务毛利率降低的影响，2011年公司整体毛利率水平较2010年仅有轻微下降。2012年1~3月，公司电力业务毛利率水平有所回升，但一季度公司煤炭业务确认的收入占比有所下降，公司整体毛利率水平小幅下降至12.06%。

表2 2009年公司主营业务收入构成（单位：亿元）

项目	2009年		
	收入	占比	毛利率
电力	1022.26	86.28	14.24
热力	24.80	2.09	-25.82
煤炭	43.97	3.71	37.42
其它	93.80	7.92	32.06
合计	1184.83	100	15.68

资料来源：公司提供

表3 近年公司主营业务经营情况（单位：亿元、%）

项 目	2010 年			2011 年		
	收入	占比	毛利率	收入	占比	毛利率
电力	1262.74	79.57	8.17	1493.41	73.21	6.94
煤炭	79.73	5.02	42.79	302.75	14.84	32.25
高科技产业（新能源）	105.79	6.67	22.09	129.97	6.37	23.04
其他	138.66	8.74	25.91	113.72	5.58	15.16
合计	1586.92	100	12.39	2039.85	100.00	12.18

资料来源：公司提供

发电产业

2011 年，公司新投产装机容量 1141 万千瓦，截至 2011 年底，公司拥有全资及控股装机容量 10672 万千瓦，同比增长 11.97%。公司大容量、高效率、低排放机组继续增加，煤电产业链进一步加强。

公司发电业务主要分布于华北电网、华中电网、华东电网，截至 2011 年底三区域装机容量合计占公司总装机容量的 67.15%。2011 年，公司累计完成发电量 4769 亿千瓦时，近三年保持高速增长。

 表4 公司近年来装机容量和发电量情况
（单位：万千瓦时）

项目	2009 年	2010 年	2011 年
可控装机容量	8203	9531	10672
其中：火电装机	7025	7610	8367
水电装机	638	1026	1071
风电装机	535	895	1199
发电量	3531	4199	4769
其中：火电机组	3307	3776	4089
水电机组	152	302	371
风电机组	70	119	159

资料来源：公司提供

电煤采购方面，公司积极做好煤炭订货工作，处理好与矿方、代理商的关系，做好各方面的沟通协调工作，保证电煤有效供应；同时，采取优化进煤结构、煤种掺烧等措施控制成本。2010 年公司煤炭采购总量为 2.07 亿吨，平均到厂价为 464.91 元/吨，2011 年，受煤价整体上涨影响，公司煤炭采购总量达到 2.28 亿吨，平均到场价格上涨至 505.58 元/吨，煤价的上升整体增加了公司的成本压力，使得公司盈利能力有所下降。

上大压小和节能减排方面，公司 2011 年主

要技术经济指标保持行业领先：公司 30 万千瓦机组以上机组占比 87.90%，较 2010 年提高 1 个百分点；完成供电煤耗 321.3 克/千瓦时，同比下降 5.08 克/千瓦时。

国电集团在加大传统能源高效清洁利用力度的同时，也积极推动能源发展方式的转变。公司近年来努力提高风电、水电以及太阳能发电等清洁能源在电源结构中的比重。截至 2011 年末，国电集团风电装机达 1199 万千瓦，新增 304 万千瓦，装机容量居国内风电企业首位；水电建设方面，公司以大渡河流域为主，新疆、云南、四川、西藏的“四区一流域”开发布局已经形成，拥有大渡河流域龚嘴和铜街子两个水电站（合计 132 万千瓦），2011 年大渡河深溪沟电站（66 万千瓦）全部建成投产，装机 170 万千瓦的猴子岩水电站也已获得核准开工建设，并购了小水电 64 万千瓦；此外，截至 2011 年末，公司的太阳能发电装机达到 23.5 万千瓦，蒙电四子王旗、宁夏马场湖光伏项目、新疆槽式太阳能热发电项目投产发电。目前，公司水电、火电及太阳能等可再生能源装机容量占比达到 21.60%，较 2010 年末提升约 1.5 个百分点。

其他产业

煤炭业务

公司电力装机以火电为主，随着电力装机规模的不断扩大，公司煤炭消耗量逐年快速增长，煤炭的供应能力与煤炭价格对公司经营影响较大。为保障煤炭供应，公司逐步加大对煤炭资源的控制力度。2009~2011 年，公司煤炭业务分别实现营业收入 43.97 亿元、79.73 亿元和 302.75 亿元，分别实现毛利 16.45 亿元、34.12 亿元和 97.65 亿元。公司 2008 年获准进行煤炭资源

开发，逐步加大了对煤炭行业的投资。近年公司完成了控股陕西彬县、新疆库车、贵州瓮安等煤炭项目，参股平煤杨家坪等多点煤炭项目同时完成对内蒙古能源发电投资公司的增资重组，并购贺斯格乌拉等煤炭项目；下属子公司国电燃料有限公司在山西取得兼并重组整合煤矿的主体资格，成功控股国兴、国强、南峪3座煤矿。截至2011年末，公司控股煤炭产量达到6505万吨，其中平庄煤业产煤3776万吨，贺斯格乌拉煤矿产量突破2100万吨。公司2011年煤炭产量相当于其所属火电企业用煤量的1/3，产业链一体化的优势得以加强。截至2011年末，国电集团共控制煤炭资源150亿吨，在建煤矿项目18个，设计产能6200万吨。同期，国电集团下属子公司国电燃料有限公司建立了7个煤炭储配中心，秦皇岛港煤炭年中转量突破2000万吨，海运船队自有船舶12艘，全年下水海运煤3000万吨。

其他

公司目前已形成新能源、节能、环保、信息化四大科技产业集群，拥有20多项自主知识产权的核心技术，一批高新技术企业国内领先、国际知名。

在新能源方面，公司着力打造以风电、太阳能为核心的新型发电技术。公司风机制造业形成规模，年产能2000台，自主研发的产品涵盖3MW、2MW直驱式，1.5MW高海拔低风速风机和电网友好型风机，销量进入全国前三。太阳能产业快速发展，下属宁夏太阳能公司多晶硅一期项目高标准投产；下属国电光伏江苏有限公司产业基地试生产，已具备光伏电站的可研、设计、系统集成和EPC总承包能力。

公司节能环保产业继续保持领先地位，下属龙源环保脱硫特许经营技术水平、装机容量居行业首位，资源回收型有机胺法烟气脱硫工艺成功应用；下属龙源技术等离子点火技术应用装机2.39亿千瓦，已建成5个无燃油电厂，累计节油700万吨；下属龙源冷却拥有直接、间接空冷设备制造能力960万千瓦，技术水平保持国

内领先。节能环保技术及产品相继走向国门，至今已有15个境外项目，遍布10个国家和地区。

公司充分发挥整体优势，围绕发电主业快速拓展相关领域，金融、物资等产业协同发展，初具规模。下属的资本控股公司成功并购瑞泰人寿，相对控股石嘴山银行，发起设立“长江保险”公司，稳健投资瑞银证券，积极推进信托、基金公司的设立重组，实现金融业务多项突破，初步形成企业财务、银行、保险、信托为主的多元化金融平台。下属东北公司抢占水务市场，收购5家大型污水处理厂，取得沈阳中水和污泥市场控制权；下属江西公司深度利用粉煤灰，与建材企业合作开发了高附加值产品。

公司建立了产学研用横向联合、协同创新的科技工作机制，科技创新支撑作用更加明显。其下属企业联合动力“风电设备及控制国家重点实验室”、龙源电力“国家能源风电运营研发（实验）中心”、电科院“国家能源节能减排与污染控制研发（实验）中心”以及龙源技术“国家认定企业技术中心”等4个国家级研发平台获得批准。特别是等离子体点火及稳燃技术荣获国家能源局科技进步一等奖。2010年全年公司获得国家科技资金5200万元，获得授权专利96项。

2. 经营效率

2009年~2011年，公司销售债权周转次数分别为8.10次、7.18次和6.26次；公司存货周转次数分别为10.12次、11.09次和9.66次；公司总资产周转次数分别为0.33次、0.34次和0.35次，综合看，公司经营效率正常。

3. 未来发展

为保障建设投资控股型、规模效益型、资源节约型、集团化、市场化、现代化、国际先进的大型企业集团战略规划的实施，公司制定了四大发展目标：

（1）电源发展目标

到2012年实现发电装机容量达到13000万

千瓦，力争保持在全国总体规模的10%的市场份额。控股煤炭产能达到5510万吨。

(2) 生产经营目标

到2012年实现资产结构进一步优化，水电、火电、新能源开发比重趋于合理，水电达到11%以上，风电与其他新能源达到11%以上，控股开发一个核电项目，30万千瓦及以上火电机组所占比例提高到90%以上。

(3) 经济效益目标

到2012年实现全员劳动生产率30万元/人年，供电煤耗从2005年的361克/千瓦时下降到2012年的330克/千瓦时，降低31克/千瓦时。

公司经批准建设的江苏谏壁电厂、山西霍州电厂等一批新建火电项目，大渡河流域梯级滚动开发的水电项目以及公司以龙源风电和国电电力作为投资主体开展建设的风电项目，为公司发展战略的实施提供了有力的保障。

总体看，公司制定的发展规划目标明确，实施计划稳健可行。公司通过科学布局和结构调整，保持了良好的发展势头，形成了自身的发展战略，目前已经进入稳步发展阶段。

七、财务分析

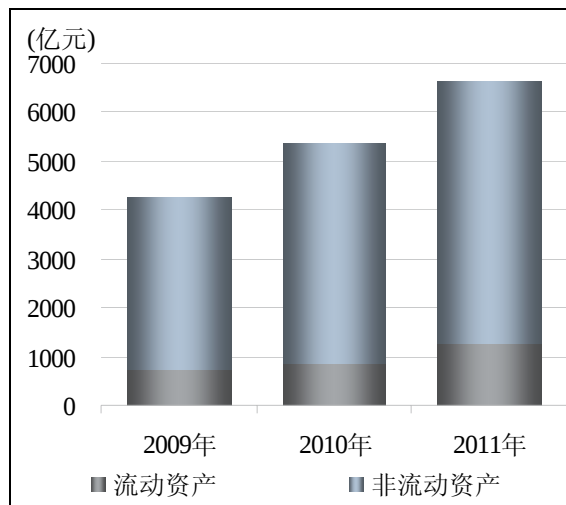
1. 财务概况

公司2009~2011年财务报表经中瑞岳华会计师事务所有限公司审计，并出具了标准的无保留意见审计报告。公司2012年3月财务报表未经审计。

2. 资产质量

2009~2011年，随着电力及煤炭业务的持续投入，公司资产总额保持了较快增长，年均复合增长率达25.13%，截至2011年底，公司资产总额6634.07亿元。2009~2011年公司资产构成比较稳定，非流动资产占总资产比重均在80%以上。公司资产以非流动资产为主。

图5 2009~2011年公司资产结构情况

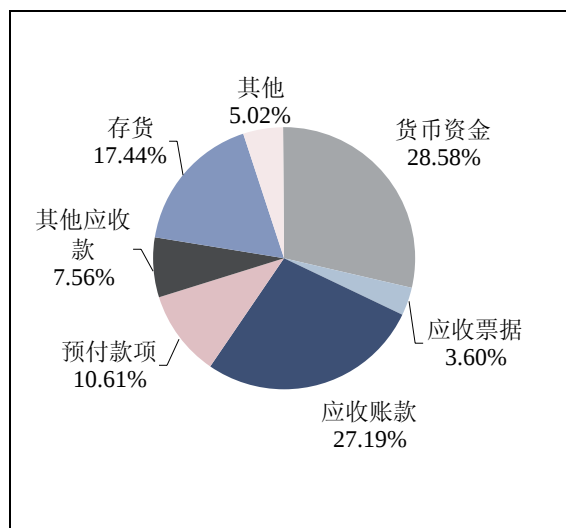


资料来源：公司审计报告

2012年1~3月，受货币资金、预付款项及其他应收款增长影响，公司流动资产占比略有增加。截至2012年3月底，公司资产总额6871.67亿元。其中流动资产占21.04%，非流动资产占78.96%。

流动资产

图6 2011年公司流动资产结构情况



资料来源：公司审计报告

2009~2011年，公司流动资产规模持续扩张，年均复合增长28.89%。截至2011年底，公司流动资产合计1255.65亿元，主要为货币资金占28.58%，应收账款占27.19%，预付款项占10.61%，其他应收款占7.56%，存货占

17.44%。

2009~2011 年，公司货币资金波动增长，年均增长 19.59%，截至 2011 年底为 358.82 亿元，主要为银行存款、信用证保证金存款和保函押金等，其中银行存款占货币资金总额的 96.88%。

2009~2011 年，公司应收账款快速增长，年均增长 45.73%。截至 2011 年底，公司应收账款净额为 341.43 亿元，其中账龄在 1 年以内的占 95.33%。公司采用个别认定法对部分款项未计提或全额计提坏账合计 4.41 亿元，计提比例为 1.29%。

2009~2011 年，公司预付款项波动下降，年均复合变动率-11.99%，2011 年底为 133.26 亿元，公司预付款项主要是预付工程款与预付设备款。其中账龄在一年以内占 82.18%。公司超过 1 年以上的预付账款主要系尚未结算的预付大型设备款，产品供货期较长未进行结算所形成，故未计提坏账准备。

2009~2011 年，公司其他应收款快速增长，年均增长 21.29%，主要是由于开工项目较多，资本金在项目公司成立前的前期费计入其他应收款所致，当项目公司成立后将逐步转为项目的资本金。截至 2011 年底，公司其他应收款净额为 103.28 亿元，其中 1 年内款项占 86.60%。公司分别采用个别认定法与账龄分析法合计计提坏账准备 8.33 亿元，坏账准备计提充分。

2009~2011 年，公司存货快速增长，年均增长 53.42%，主要是公司下属发电公司存煤增长较大所致。截至 2011 年底，公司存货余额为 218.95 亿元，其中，占比较大的分别是以电煤为主的原材料，占存货的 64.08%，主要为电力生产企业储存的电煤；库存商品占比 21.46%，主要是集团下属煤炭企业储存的电煤。公司共计提 1.54 亿元存货跌价准备，主要为公司下属的光伏企业由于多晶硅市场价格大幅下滑，按成本与可变现净值孰低计提的跌价准备。

截至 2012 年 3 月底，公司流动资产合计 1445.91 亿元，公司流动资产构成与 2011 年底

变化不大。

非流动资产

2009~2011 年，随着公司生产经营规模扩大和大规模对外投资，公司非流动资产年均增长 24.29%。截至 2011 年底，公司非流动资产合计 5378.43 亿元，以固定资产与在建工程为主，分别占非流动资产比率为 63.96%与 21.00%。

2009~2011 年，公司长期股权投资快速增长，年均增长 15.22%，2011 年底为 210.25 亿元，主要公司接受无偿划入、新增投资及收购煤炭企业所致。

2009~2011 年，公司固定资产年均增长 14.31%，主要是在建工程完工转入固定资产所致。截至 2011 年底，公司固定资净额 3439.96 亿元，主要由房屋建筑物、机器设备、运输工具构成，固定资产成新率为 71.72%，处于较好水平。

2009~2011 年，公司在建工程年均增长 57.77%。截至 2011 年底，公司在建工程余额为 1129.30 亿元，2011 年公司主要在建工程包括猴子岩水电站、双江口水电站、南宁电厂一期、龙华长春热电一厂扩建等多项工程以及霍州电厂“上大压小”工程。

截至 2012 年 3 月底，公司非流动资产合计 5425.77 亿元，固定资产规模有所增大，在建工程规模减小，其他科目构成变化不大。

总体来看，公司资产构成以非流动资产为主，复合发电企业特点，整体资产质量较好。

3. 负债和所有者权益

(1) 所有者权益

2009~2011 年，公司所有者权益年均复合增长率为 17.91%，增长主要来自于资本公积和少数股东权益。2011 年公司所有者权益合计 1063.99 亿元，其中，归属于母公司的所有者权益合计 311.08 亿元，少数股东权益 752.91 亿元。公司归属于母公司的所有者权益构成中，实收资本和资本公积占比较大，分别为 38.57%和

83.71%。

截至 2012 年 3 月底，公司所有者权益合计 1063.99 亿元，减少主要是未分配利润减少所致，权益构成较上年底变化不大。总体看，公司权益稳定性较好。

(2) 负债

2009~2011 年，公司负债合计年复合增长率为 26.66%。截至 2011 年底，公司负债合计 5568.59 亿元，其中，流动负债合计 3081.53 亿元，占 55.34%；非流动负债合计 2487.06 亿元，占 44.66%。

截至 2011 年底，公司流动负债主要由短期借款（占 45.79%）、应付账款（占 17.20%）、其他应付款（占 5.74%）、一年内到期的非流动负债（占 7.87%）和其他流动负债（占 4.62%）构成。非流动负债中，长期借款占 71.61%，应付债券占 24.11%。

2009~2011 年，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略有下降，但仍处于较高水平。截至 2011 年底，三项指标分别 83.94%、81.21%和 69.50%，公司债务负担重。

截至 2012 年 3 月底，公司负债总额 5807.68 亿元，其中流动负债 3019.44 亿元，非流动负债 2788.24 亿元。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 84.52%、81.84%和 71.96%，公司债务负担继续加重。

4. 盈利能力

受益于发电装机总容量的快速增长，新机组投产带来的电费收入，公司售电收入增长较快。2009~2011 年公司营业收入大幅增长，分别为 1220.79 亿元、1625.72 亿元和 2106.31 亿元，年复合增长率为 31.35%。

2009~2011 年，公司营业利润率持续下降，三年分别为 14.81%、12.11%与 11.52%。营业利润率的变化主要是受电煤价格波动影响与收入构成影响大。

2009~2011 年，公司期间费用（管理费用、销售费用和财务费用）快速增长，主要是财务费用增长较快。近三年期间费用占营业收入分别为 10.99%、10.69%与 11.81%，其中财务费用占比较大，公司期间费用占比波动幅度不大。

2009~2011 年，公司实现利润总额分别为 59.63 亿元、62.05 亿元和 60.89 亿元，基本保持稳定。但 2011 年公司营业外收入与投资收益合计占比较高（127.21%），公司主业实际亏损。2011 年公司投资收益主要是权益法核算的长期股权投资与处置长期股权投资形成的投资收益；营业外收入主要是政府补助、其他利得与非流动资产处置利得。

2012 年 1~3 月，公司实现营业收入 544.07 亿元，营业利润率小幅下降至 11.37%；同期实现利润总额-2.12 亿元。

总体看，受全社会用电量增速放缓以及电煤价格大幅波动影响，公司盈利能力有所波动。未来随着在建电源点陆续投产，公司电力装机规模逐年增大，发电量进一步上升，电源结构逐步优化，公司抗风险能力有望增强。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2009~2011 年，随着流动负债规模的增长，公司流动比率和速动比率均有所下降，2011 年底分别为 40.75%和 33.64%。截至 2012 年 3 月底，随着公司流动资产规模的上升，流动比率和速动比率分别上升至 47.89%和 40.46%。2009~2011 年，公司经营现金流动负债比大幅下降，2011 年为 1.89%。总体看，公司短期债务规模较大，短期偿债能力指标偏低，但考虑到公司经营规模较大，行业地位突出，融资能力较强，预计公司能满足短期债务偿还资金周转的需要。

2009~2011 年，由于公司固定资产折旧快速增长，公司 EBITDA 规模持续增长，EBITDA 对利息支出和全部债务的保障能力有所上升，2011 年公司 EBITDA 利息保护倍数和全部债务/EBITDA 倍数分别为 2.08 倍和 10.03 倍。总体看，

公司长期偿债能力指标一般。

截至2011年末，公司的对外担保余额为41.99亿元，担保比率为3.94%。公司的主要担保对象为国有独资或国有控股企业，目前被担保企业生产经营状况良好，发生代偿风险的可能性低。

公司与银行建立良好的合作关系，截至2012年3月底，公司已获得各商业银行授信总额为5641亿元，其中已使用2358亿元，尚有3283亿元额度未使用，公司间接融资渠道畅通。

根据中国人民银行征信系统查询的公司《企业基本信用信息报告》，截至2012年10月15日，公司未出现债务违约情况。

七、综合评价

作为中国五大发电集团之一，国电集团近年来电力装机规模显著增长，经济技术指标逐步优化，电源结构日趋合理，整体经营发展态势良好。同时，作为国资委直接管理的中央企业，公司管理制度健全，实施有效，综合管理水平较高。公司整体竞争实力和抗风险能力很强。

受全社会用电量增速放缓以及电煤价格大幅波动影响，公司盈利能力有所波动，一定程度上依赖于投资收益与营业外收入的贡献。中期来看，煤炭价格波动，电力行业环保要求不断提高，公司仍面临较大的成本压力。目前，公司资产规模大，资产结构合理，资产质量较高；负债水平高；偿债能力指标较低。

未来随着公司在建电源点陆续投产，公司电力装机规模有望增长，电源结构逐步优化。此外，公司直接与间接融资渠道通畅，可降低因盈利波动及大规模的资本支出造成的流动性风险，公司信用水平有望保持稳定。

总体看，公司主体信用风险极低。

附件 1-1 资产负债表（资产）

（单位：人民币万元）

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	12 年 3 月
流动资产：					
货币资金	2508991.22	1972396.56	3588177.32	19.59	4176486.04
△拆出资金			50228.01		
交易性金融资产	15464.72	126813.99	134721.14	195.15	311997.40
应收票据	124718.63	207444.61	452390.02	90.45	390435.02
应收账款	1607682.52	2589265.71	3414271.59	45.73	3687722.15
预付款项	1720563.83	1325383.53	1332559.98	-11.99	2003393.73
应收利息	1089.35		2999.20	65.93	10041.06
应收股利			4712.06		7947.38
其他应收款	645433.16	886405.84	949562.60	21.29	1144935.31
△买入返售金融资产			397790.40		432070.85
存货	930249.70	1601216.25	2189521.20	53.42	2242794.43
一年内到期的非流动资产		5384.18	0.00		0.00
其他流动资产	4608.45	21205.66	39536.59	192.90	51248.18
流动资产合计	7558801.57	8736869.21	12556470.12	28.89	14459071.55
非流动资产：					
△发放贷款及垫款	53000.00	49000.00	703582.94	264.35	735591.39
可供出售金融资产	7366.16	29224.09	43955.45	144.28	43600.52
持有至到期投资		58907.46	448726.44		606518.82
长期应收款	17872.71	22235.52	22804.63	12.96	44676.04
长期股权投资	1583721.96	1847922.00	2102491.17	15.22	2128989.04
投资性房地产	13754.09	13234.51	80141.37	141.39	78551.61
固定资产	26325371.91	29489762.87	34399652.92	14.31	35915755.51
在建工程	4536887.77	9864083.13	11293016.88	57.77	1275115.75
工程物资	631667.33	944617.31	947901.73	22.51	10004420.84
固定资产清理	1361.58			-100.00	-44.86
无形资产	1017641.46	1628100.15	2237105.45	48.27	2224531.20
开发支出	220.48	1925.14	11510.67	622.55	14180.91
商誉	336303.09	523561.20	693681.44	43.62	779069.60
长期待摊费用	42535.60	67400.46	54453.72	13.15	64341.03
递延所得税资产	100859.66	144358.55	259757.53	60.48	172400.78
其他非流动资产	145543.22	262608.37	485480.21	82.64	169969.64
非流动资产合计	34814107.02	44846883.37	53784262.55	24.29	54257667.81
资产总计	42372908.59	53583752.58	66340732.67	25.13	68716739.37

附件1-2 资产负债表（负债及所有者权益）

（单位：人民币万元）

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	12 年 3 月
流动负债：					
短期借款	10883185.70	15011154.65	14110277.81	13.86	14342179.22
△向中央银行借款			10000.00		18000.00
△吸收存款及同业存放	127672.98	4659.34	1501283.89	242.91	1610542.35
△拆入资金			100000.00		0.00
交易性金融负债	1448.72	1675.14	1638.23	6.34	1638.23
应付票据	2405333.88	1805917.21	1423750.34	-23.06	1477184.89
应付账款	2476306.55	4472671.65	5298702.23	46.28	5256942.56
预收款项	333220.52	323930.18	470472.65	18.82	603676.97
△卖出回购金融资产款			165167.00		541951.33
应付职工薪酬	242615.35	234563.35	230680.78	-2.49	264169.76
应交税费	-137457.38	-530559.87	-852585.56	149.05	-900811.41
应付利息	216640.55	236972.98	268633.69	11.36	319414.83
应付股利			68682.83		96271.87
其他应付款	1495213.50	1592134.94	1767544.03	8.73	1561428.02
一年内到期的非流动负债	1132073.13	1523528.69	2423704.06	46.32	997160.29
其他流动负债	1027341.98	2060000.00	3827306.81	93.01	4004655.31
流动负债合计	20203595.48	26778582.30	30815258.81	23.50	30194404.22
非流动负债：					
长期借款	12366619.44	12959121.86	17810013.12	20.01	21981451.03
应付债券	1754492.13	3523898.04	5996427.36	84.87	4826116.22
长期应付款	173038.58	233995.85	477697.75	66.15	503759.80
专项应付款	38285.97	11644.65	12820.62	-42.13	19207.02
递延收益			0.00		225304.66
预计负债	3449.72	38263.40	56535.14	304.82	57602.41
递延所得税负债	44113.67	166937.14	217563.28	122.08	212532.82
其他非流动负债	124924.24	184336.80	299560.48	54.85	56457.64
非流动负债合计	14504923.76	17118197.74	24870617.75	30.94	27882431.60
负债合计	34708519.23	43896780.04	55685876.55	26.66	58076835.82
所有者权益：					
实收资本(或股本)	1200000.00	1200000.00	1200000.00	0.00	1200000.00
资本公积	1596032.78	2259101.70	2478710.28	24.62	2604071.11
专项准备	86740.46	117296.74	105193.44	10.12	126244.14
盈余公积	12020.61	12020.61	16556.55	17.36	12020.61
一般风险准备	10239.65	17351.21	20866.47	42.75	20866.47
未分配利润	-344482.63	-292668.64	-373838.77	4.17	-862634.83
外币报表折算差额	230.36	9393.38	7071.52	454.05	10274.44
归属于母公司权益合计	2560781.23	3322495.01	3454559.50	16.15	3110841.94
少数股东权益	5103608.13	6364477.53	7200296.63	18.78	7529061.60
所有者权益合计	7664389.36	9686972.54	10654856.12	17.91	10639903.55
负债和所有者权益总计	42372908.59	53583752.58	66340732.67	25.13	68716739.37

附件2 利润表

(单位：人民币万元)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	12 年 1-3 月
一、营业收入	12207863.77	16257177.87	21063068.71	31.35	5440735.86
减：营业成本	10288642.71	14173358.42	18312350.40	33.41	4727193.67
△利息收入	5768.32	10880.55	83354.88	280.14	34068.76
△手续费及佣金支出	269.43	3708.92	1374.63	125.88	483.30
营业税金及附加	111753.42	115300.85	167033.30	22.26	44129.40
销售费用	71283.21	175737.31	274331.03	96.18	95871.49
管理费用	178714.94	310392.58	422910.06	53.83	81426.16
财务费用	1091735.87	1251458.61	1790956.08	28.08	567417.82
资产减值损失	63825.17	47058.79	101292.19	25.98	4617.34
加：公允价值变动收益	403.75	4150.72	-31334.61		-4664.45
投资收益	95744.62	213316.49	314502.76	81.24	35328.50
汇兑收益	-2158.33	3562.00	130331.42		35188.71
二、营业利润	492019.07	390696.88	192634.30	-37.43	-84429.56
加：营业外收入	131960.76	271383.00	460086.81	86.72	65086.43
减：营业外支出	27660.49	41544.19	43824.47	25.87	1835.75
三、利润总额	596319.35	620535.69	608896.64	1.05	-21178.87
减：所得税费用	171271.58	216342.72	205821.79	9.62	72676.51
四、净利润	425047.76	404192.97	403074.85	-2.62	-93855.39
其中：归属于母公司的净利润	22023.87	103743.31	-59137.82		-170014.93
少数股东损益	403023.89	326994.79	462212.67	7.09	76159.54

附件 3-1 现金流量表
 (单位: 人民币万元)

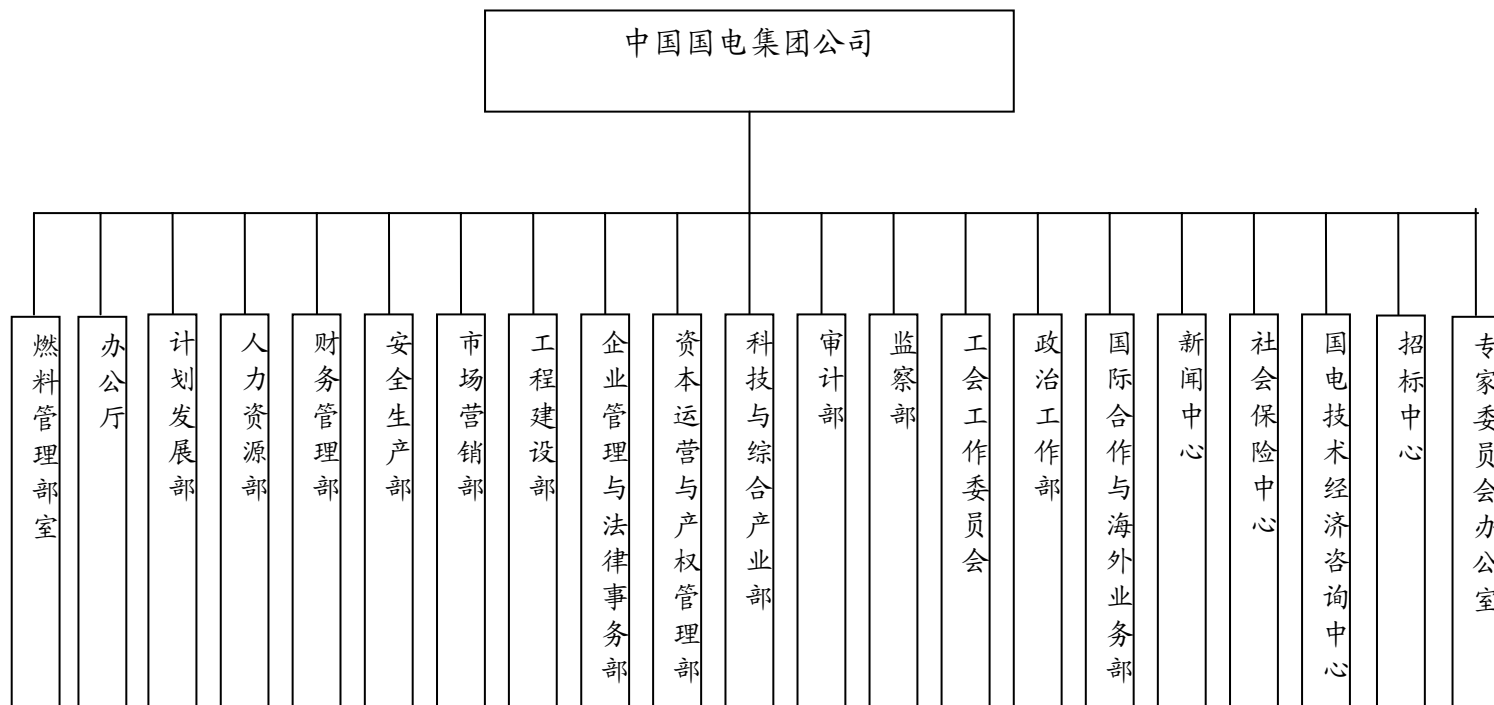
项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	12 年 1-3 月
一、经营活动产生的现金流量:					
销售商品、提供劳务收到的现金	13210809.22	17802471.19	20873381.05	25.70	6832252.55
△客户存款和同业存放款项净增加额	2840.33	-81079.61	253089.92	843.96	135411.78
△向中央银行借款净增加额			27236.15		-4309.94
△向其他金融机构拆入资金净增加额			100000.00		34000.00
△收取利息、手续费及佣金的现金	1217.98	16348.89	209714.53	1212.18	78819.55
收到的税费返还	54932.92	-81079.61	46977.08	-7.52	5722.93
收到其他与经营活动有关的现金	521725.19	2015936.63	2543560.88	120.80	2402642.42
经营活动现金流入小计	13791525.64	19795701.27	24053959.60	32.06	9484539.29
购买商品、接受劳务支付的现金	8202872.02	13805916.47	16235961.25	40.69	5122056.65
△客户贷款及垫款净增加额	53000.00	-10533.05	-17582.72		52.40
△存放中央银行和同业款项净增加额	51612.61	280047.40	321456.87	149.56	41517.29
△支付利息、手续费及佣金的现金	2874.51	11181.61	87116.65	450.51	44520.73
支付给职工以及为职工支付的现金	1026411.37	1145844.93	1322795.25	13.52	341399.96
支付的各项税费	1331211.62	1351158.64	1637406.12	10.91	525344.73
支付其他与经营活动有关的现金	1806107.73	2527701.62	3885065.89	46.67	2444602.75
经营活动现金流出小计	12474089.86	19111317.62	23472219.33	37.17	8519494.52
经营活动产生的现金流量净额	1317435.78	684383.65	581740.27	-33.55	965044.77
二、投资活动产生的现金流量:					
收回投资收到的现金	299560.43	316989.49	249138.68	-8.80	402911.26
取得投资收益收到的现金	68305.90	88719.38	93306.00	16.88	35189.55
处置固定资产和其他长期资产收回的现金净额	14067.18	80919.07	122132.78	194.65	3621.43
处置子公司及其他单位收到的现金净额	5244.09	18192.43	6708.25	13.10	23205.31
收到其他与投资活动有关的现金	409470.23	101644.26	208618.65	-28.62	158309.37
投资活动现金流入小计	796647.82	606464.63	679904.36	-7.62	623236.91
购建固定资产、无形资产等支付的现金	4735577.89	7949087.60	6332368.42	15.64	1438537.11
投资支付的现金	1340844.29	911665.38	1009907.23	-13.21	185967.15
取得子公司等支付的现金净额	603817.31	332959.24	215409.05	-40.27	20381.97
支付其他与投资活动有关的现金	448970.19	125423.21	141989.60	-43.76	126088.34
投资活动现金流出小计	7129209.67	9319135.43	7699674.30	3.92	1770974.58
投资活动产生的现金流量净额	-6332561.85	-8712670.80	-7019769.94	5.29	-1147737.66
三、筹资活动产生的现金流量:					
吸收投资收到的现金	3609662.02	1338186.69	903908.74	-49.96	136340.57
取得借款收到的现金	24386105.27	32108358.56	41877136.93	31.04	9043234.11
收到其他与筹资活动有关的现金	850154.44	131118.22	269048.64	-43.74	1042300.76
筹资活动现金流入小计	28845921.73	33577663.47	43050094.30	22.16	10221875.44
偿还债务支付的现金	20707714.44	24026827.94	32720101.91	25.70	7182216.47
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	1406082.76	1497587.20	2187515.33	24.73	716618.02
支付其他与筹资活动有关的现金	211140.50	454843.93	401801.99	37.95	967758.84
筹资活动现金流出小计	22324937.69	25979259.08	35309419.23	25.76	8866593.33
筹资活动产生的现金流量净额	6520984.03	7598404.39	7740675.07	8.95	1355282.11

附件 3-2 现金流量补充表

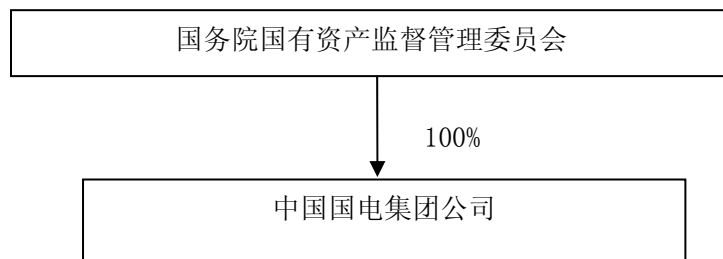
(单位: 人民币亿元)

补充资料	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)
1.将净利润调节为经营活动现金流量:				
净利润	425047.76	404192.97	403074.85	-2.62
加: 资产减值准备	63825.17	47058.79	101292.19	25.98
固定资产折旧、油气资产折耗、生产性生物资产折旧	1437175.99	1891755.26	2139591.65	22.01
无形资产摊销	27125.45	42997.56	49873.92	35.60
长期待摊费用摊销	16554.20	27637.92	15817.12	-2.25
待摊费用减少(增加以“一”号填列)				
预提费用增加(减少以“一”号填列)				
处置固定资产、无形资产和其他长期资产的损失(收益以“一”号填列)	-5440.27	-5866.98	-20232.87	92.85
固定资产报废损失(收益以“一”号填列)	7824.74	5688.99	950.34	-65.15
公允价值变动损失(收益以“一”号填列)	-403.75	-4150.72	31334.61	
财务费用(收益以“一”号填列)	1078143.06	1258761.59	1825643.92	30.13
投资损失(收益以“一”号填列)	-95744.62	-213316.49	-314502.76	81.24
递延所得税资产减少(增加以“一”号填列)	1280.32	-42288.83	-112010.09	
递延所得税负债增加(减少以“一”号填列)	699.26	122823.47	10025.93	278.65
存货的减少(增加以“一”号填列)	171553.02	-695970.24	-581830.26	
经营性应收项目的减少(增加以“一”号填列)	-1860673.83	-1161878.56	-2345243.19	12.27
经营性应付项目的增加(减少以“一”号填列)	50469.28	-993061.08	-622045.08	
其他(含追溯调整项目影响合计数、待摊费用减少、预提费用增加)				
经营活动产生的现金流量净额	1317435.78	684383.65	581740.27	-33.55

附件 4 公司组织机构图



附件 5 公司股权结构图



附件 6 主要计算指标

项目	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年 3 月
经营效率				
销售债权周转次数(次)	8.10	7.18	6.26	--
存货周转次数 (次)	10.12	11.09	9.66	--
总资产周转次数 (次)	0.33	0.34	0.35	--
现金收入比率 (%)	108.22	109.51	99.94	126.92
盈利能力				
营业利润率 (%)	14.81	12.11	11.52	11.37
总资本收益率 (%)	4.15	4.74	4.16	--
净资产收益率 (%)	5.55	4.17	3.78	--
财务构成				
长期债务资本化比率 (%)	65.21	63.31	69.50	71.96
全部债务资本化比率 (%)	80.07	79.30	81.21	81.84
资产负债率 (%)	81.91	81.92	83.94	84.52
偿债能力				
流动比率 (%)	37.41	32.63	40.75	47.89
速动比率 (%)	32.81	26.65	33.64	40.46
经营现金流动负债比率(%)	6.52	2.56	1.89	--
EBITDA 利息倍数(倍)	2.89	2.73	2.08	--
全部债务/EBITDA(倍)	9.88	9.11	10.03	--
筹资前现金流量净额债务保护倍数(倍)	-0.18	-0.23	-0.15	--
筹资前现金流量净额利息偿还能力(倍)	-4.65	-5.38	-2.92	--

附件 7 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
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 8 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

联合资信评估有限公司关于 中国国电集团公司 主体长期信用的跟踪评级安排

根据有关要求，联合资信评估有限公司（联合资信）将在中国国电集团公司主体长期信用等级有效期内每半年进行一次定期跟踪评级，并根据情况开展不定期跟踪评级。

中国国电集团公司应按联合资信跟踪评级资料清单的要求，提供相关资料。中国国电集团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件，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中国国电集团公司的经营管理状况及相关信息，如发现中国国电集团公司出现重大变化，或发现其存在或出现可能对信用等级产生较大影响的重大事件时，联合资信将落实有关情况并及时评估其对信用等级产生的影响，据以确认或调整主体长期信用等级。

如中国国电集团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，联合资信有权撤销信用等级。

在跟踪评级过程中，如中国国电集团公司主体长期信用等级发生变化调整时，联合资信将在本公司网站予以公布，同时出具跟踪评级报告报送中国国电集团公司、主管部门、交易机构等。

