

信用等级公告

联合[2012] 878 号

联合资信评估有限公司通过对深圳市广前电力有限公司信用状况进行综合分析和评估，确定

深圳市广前电力有限公司
主体长期信用等级为
AA

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一二年十一月二日



深圳市广前电力有限公司

主体长期信用评级报告

评级结果:

主体评级结果: AA

评级展望: 稳定

评级时间: 2012 年 11 月 2 日

财务数据

项目	2009 年	2010 年	2011 年	12 年 9 月
资产总额(亿元)	32.55	30.74	28.11	26.96
所有者权益(亿元)	14.70	15.47	12.05	13.85
长期债务(亿元)	8.11	6.42	6.42	6.42
全部债务(亿元)	16.63	14.13	12.32	11.62
营业收入(亿元)	17.42	18.48	17.06	12.61
利润总额(亿元)	4.39	4.92	3.30	2.73
EBITDA(亿元)	7.52	7.97	6.36	--
营业利润率(%)	31.94	30.01	22.21	28.88
净资产收益率(%)	26.88	28.29	24.20	--
资产负债率(%)	54.84	49.69	57.14	48.63
全部债务资本化比率(%)	53.08	47.73	50.55	45.62
流动比率(%)	35.00	44.60	37.80	62.13
全部债务/EBITDA(倍)	2.21	1.77	1.94	--
EBITDA 利息倍数(倍)	7.17	10.52	9.37	--

注: 公司 2012 年三季度财务数据未经审计。

分析师

胡岩 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(以下称“联合资信”)对深圳市广前电力有限公司(以下称“公司”)的评级,反映了公司在发电设备性能、气源供应和股东实力等方面具有的优势。联合资信也关注到公司电源结构单一、盈利水平下降、股东分红压力大等因素对公司经营发展可能带来的负面影响。

深圳市经济发展较快,用电需求增加,为公司提供了良好的市场环境,公司有望保持较强的竞争实力,联合资信对公司的评级展望为稳定。

优势

1. 深圳市经济发展迅速,电力需求增加,为公司提供了良好的市场环境。
2. 公司天然气购销合同为 25 年限价的国际性长期供货合同,气量及气价锁定,燃料成本波动小且价格低。
3. 公司成立以来,实际控制人粤电集团在经营管理、电力设备的销售、安装、及检修,电力行业相关技术服务给予了大力支持。
4. 公司 EBITDA 对全部债务以及利息保障能力强。

关注

1. 公司电源结构单一,经营风险分散能力较弱。
2. 天然气的管道容量费及发电设备修理费逐年增加,公司营业成本上升,盈利水平出现下滑。

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）与深圳市广前电力有限公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与深圳市广前电力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，未因深圳市广前电力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深圳市广前电力有限公司提供，联合资信不保证引用资料的真实性及完整性。

六、深圳市广前电力有限公司主体长期信用等级自 2012 年 11 月 2 日至 2013 年 11 月 1 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

深圳市广前电力有限公司（以下简称“公司”）成立于1998年7月3日，是由深圳市前湾电力发展有限公司（以下简称“前湾电力”）和广东省电力集团公司（以下简称“广东电力集团”）共同投资设立的有限责任公司，注册资本为200万元，前湾电力和广东电力集团分别持有60%和40%的股权。2000年8月7日，前湾电力将其持有公司32.85%的股权以65.7万元的价格转让给广东电力集团。转让完成后，广东电力集团和前湾电力对公司的持股比例分别为72.85%和27.15%。2001年，广东电力集团分立为广东广电集团有限公司和广东省粤电资产经营有限公司，并将公司72.85%股权划至广东省粤电资产经营有限公司。2003年4月29日，广东省粤电资产经营有限公司更名为广东省粤电集团有限公司（以下简称“粤电集团”）。2003年6月13日，前湾电力将其所持有的公司27.15%股权转让给广东电力发展股份有限公司（以下简称“粤电力”）。转让完成后，粤电集团和粤电力持股比例分别为72.85%和27.15%。2004年11月，公司注册资本由10000万元增加至50000万元，增资完成后，粤电集团和粤电力对公司的持股比例分别为60%和40%。2012年6月28日，公司股东会通过决议，同意粤电集团将其持有的公司60%的股份以198270.00万元的价格转让给粤电力。截至2012年8月25日，工商变更手续已完成，粤电力持有公司100%股权。由于粤电集团直接及间接持有粤电力147173.90万股，占粤电力股本总额的52.61%，为粤电力的控股股东，因此公司实际控制人为粤电集团。

公司经营范围为运营深圳前湾燃机电厂，正在运营的一期发电机组为3×390MW 联合循环燃气轮机机组。截至2011年底，公司下属六个职能部门，分别为综合部、人力党群部、生产经营部、财务部、运行部、设备管理部，拥有员工135人。

截至2011年底，公司（合并）资产总额28.11亿元，所有者权益12.05亿元；2011年公司实现营业收入17.06亿元，利润总额3.30亿元。

截至2012年9月底，公司（合并）资产总额26.96亿元，所有者权益13.85亿元。2012年1~9月公司实现营业收入12.61亿元，利润总额2.73亿元。

公司注册地址：广东省深圳市宝安区80区宝民二路108号；法定代表人：文联合。

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%。

2012 年 1-9 月 GDP 实现 353480 亿元，同比增长 7.7%。其中，三季度和二季度比，下滑了 0.2 个百分点。虽然经济增速仍然在下滑，但下滑的幅度在收窄，经济逐渐企稳的态势已显现。1-9 月份，规模以上工业增加值同比增长 10.00%，比 1-6 月份回落 0.5 个百分点。总体来看，中国经济仍处于“筑底”阶段。

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 1~9 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。央行货币政策委员会 2012 年第三季度例会指出，当前中国经济金融运行呈现缓中趋稳态势，物价形势基本稳定，全球经济仍较为疲弱。会议还强调，要密切关注国际国内经济金融最新动向及其影响，继续实施稳健的货币政策，同时，着力提高政策的针对性、灵活性和前瞻性，根据形势变化适时适度进行预调微调，正确处理保持经济平稳较快发展、调整经济结构和管理通胀预期三者的关系。综合运用多种货币政策工具，引导货币信贷平稳适度增长，保持合理的社会融资规模。优化金融资源配置，有效解决信贷资金供求结构性矛盾，防范金融风险，提高金融服务水平，更好地支持实体经济，促进国民经济平稳较快发展。继续发挥直接融资的作用，更好地满足多样化投融资需求，推动金融市场规范发展。稳步推进利率市场化改革，完善人民币汇率形成机制，增强人民币汇率双向浮动弹性，保持人民币汇率在合理均衡水平上的基本稳定。

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、行业及区域经济环境

1. 区域经济环境

深圳所处的珠江三角洲地区是中国改革开放的先行地区，是中国重要的经济中心区域。珠三角地区毗邻港澳的区位优势，抓住国际产业转移和要素重组的历史机遇，率先建立开放型经济体系，成为中国外向度最高的经济区域和对外开放的重要窗口。根据《珠江三角洲地区改革发展规划纲要（2008-2020）》，到2012年，珠江三角洲地区率先建成全面小康社会，初步形成科学发展的体制机制，产业结构明显升级，自主创新能力和生态环境明显优化，人民生活明显改善，区域城乡差距明显缩小，区域一体化格局初步形成，粤港澳经济进一步融合发展。到2012年，珠江三角洲地区人均生产总值达到80000元，服务业增加值比重达到53%；城乡居民人均收入显著增长。

公司所处的深圳市经济的持续高速增长为深圳机场带来了巨大的发展机遇。深圳作为我国经济发展最为活跃的地区之一，持续多年GDP增速高于全国水平。2011年深圳市经济实现平稳健康发展，全市生产总值11502.1亿元，同比增长20.94%，经济总量迈上万亿新台阶，在全国内地大中城市中继续保持第四位。

《深圳市国民经济和社会发展的十二五规划纲要》中提出了要把深圳建设成亚太地区有重要影响的国际高科技城市、国际物流枢纽城市、国际金融贸易和会展中心、国际文化交流中心和国际旅游城市，预期到2020年，全市生产总值达到2万亿元，争取人均生产总值达到2万美元左右。深圳市经济良好的发展前景将为公司持续稳定发展奠定基础。

2. 电力行业分析

(1) 电力行业概况

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41923亿千瓦时，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31318亿千瓦时，同比增长15.41%，增幅提高10.72个百分点。第一产业用电量984亿千瓦时，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。

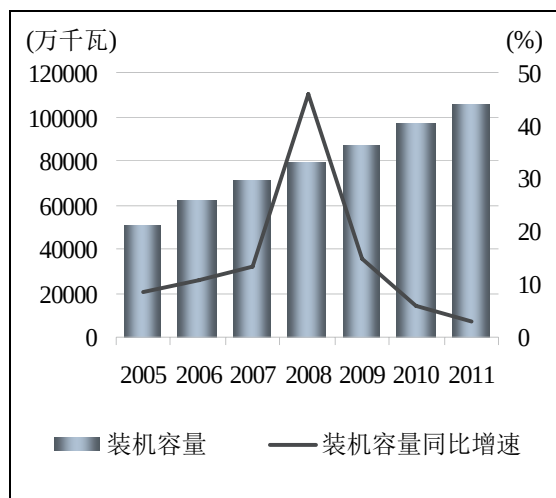
2011年，全国发电量同比增长10.9%至45774亿千瓦时；全社会用电量46928亿千瓦时，同比增长11.7%，由于中国整体经济增速放缓，2011年整体用电量同比增幅较2010年下滑2.8个百分点。其中重工业用电量增长12.4%，占总用电需求的61.4%；第三产业用电量同比增长13.5%，也高于平均水平。

2012年1~9月，全国用电量36882亿千瓦时，同比增长4.8%。分类看，第一产业用电量

795 亿千瓦时，下降 0.3%；第二产业用电量 27023 亿千瓦时，增长 2.9%；第三产业用电量 4285 亿千瓦时，增长 11.3%；城乡居民生活用电量 4779 亿千瓦时，增长 11.6%。

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9月底，全国规模以上发电装机容量10.63亿千瓦，其中，水电2.05亿千瓦、火电7.87亿千瓦、核电1257万千瓦、并网风电5521万千瓦。2012年前三季度，全国新增发电生产能力4138万千瓦，同比减少824万千瓦，主要是火电同比减少713万千瓦。

图1 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

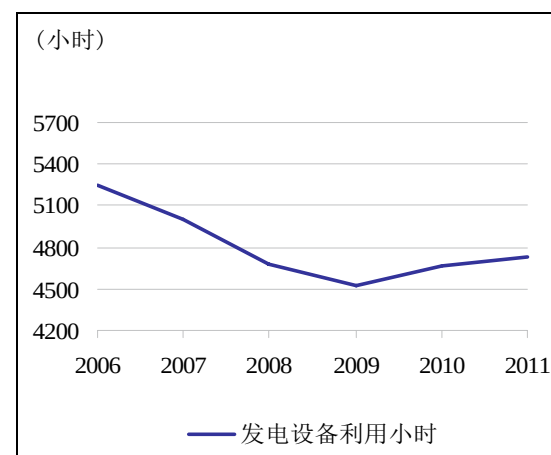
2011年，全国电源工程完成投资 3712 亿元，其中水电 940 亿元，火电 1054 亿元，核电 740 亿元，风电 829 亿元。电网工程完成投资 3682 亿元，电网建设新增 220 千伏及以上变电容量 20906 万千伏安、线路长度 35070 千米。

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 1~9 月，全国发电设备累计平均利用小时为 3439 小时，同比减少 151 小时。其中，水电设备平均利用小时为 2788 小时，增加 416 小时；火电设备平均利用小时为 3707 小时，减少 269 小时。

图2 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

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。从区域上看，区域用电需求由于经济发展水平影响较大，在一定程度上存在较大的不

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继续保持稳定发展。

（2）行业关注

电煤价格

由于中国特有的煤电价格体系，煤炭价格对火电企业的盈利状况影响较大。

2009 年，国内市场煤炭价格先降后升，但年均价格相对较低，火电行业成本压力较小，企业盈利状况良好，根据国家统计局数据，2009 年 1~11 月国内火电企业累计实现营业收入 8254.13 亿元，实现利润总额 464.89 亿元，较上年同期增加了 842.31 亿元。

2010 年，煤炭价格在相对高位波动，并于第四季度进入上升通道，5000~6000 大卡动力煤全国车板年均价格较上年上涨 15.20%，火电行业盈利状况有所恶化。根据国家统计局数据，2010 年 1~11 月火电行业虽然营业收入较上年同比增长 16.09%至 9610.85 亿元，但利润总额较上年同比下降 38.75%，为 279.77 亿元。

2011 年，煤炭价格在 2010 年底奠定的高价位上波动，5000~6000 大卡动力煤全国车板年均价格较 2010 上涨 12.73%，由此也导致火电企业的经营压力再一次加大，火电企业大面积亏损。根据国家统计局数据，2011 年，虽然火电行业收入较上年上涨 18.06%至 12717.08 亿元，但火电行业利润总额较上年下降 32.92%至 205.94 亿元。2012 年以来，煤炭价格总体处于下行态势，在一定程度上缓解了火电企业的经营压力。重点电厂电煤库存总体维持较高水平，截至 2012 年 9 月底，全国重点电厂的电煤库存为 9032 万吨。

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。

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）行业政策

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。

环保

发电行业是国家环保政策重点监控的行业之一，火力发电过程中将排放废气、废水和煤灰等污染物。2007 年 5 月国务院发布了《国务院关于印发节能减排综合性工作方案的通知》（国发[2007]15 号），规定二氧化硫排污费由每公斤 0.63 元分三年提高到每公斤 1.26 元。

2011 年，根据环境保护部和国家质量监督检验检疫总局联合发布了新修订的《火电厂大气污染物排放标准》，新标准已于 2012 年 1 月 1 日开始实施。新标准区分现有和新建火电建设项目，分别规定了对应的排放控制要求：对新建火电厂，规定了严格的污染物排放限值；对现有火电厂，设置了两年半的达标排放过渡期，给企业一定时间进行机组改造。

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。

（4）行业发展

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。

3. 燃气发电行业分析

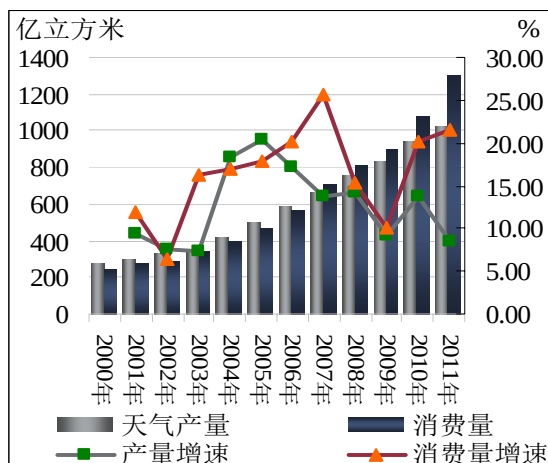
上游天然气供给制约发展

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，截至2011年底，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。

需求方面，2011年，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。

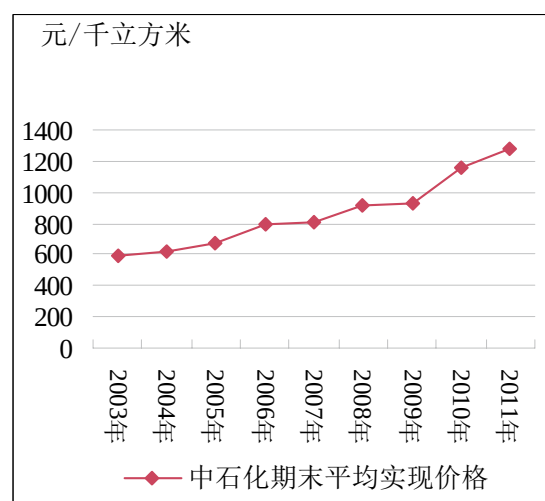
图3 天然气产量与消费量增长趋势



资料来源：wind资讯

供求关系方面，虽然中国天然气产量逐年增长，2006~2011年，年均增幅为12.67%，2011年为1025亿立方米；但无法满足消费的增长需求2006~2011年，消费量年均增长18.71%至2011年的1307亿立方米，高出产量增幅6.04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，2006年中国进口量仅为10亿立方米，2011进口量已经快速增长至188亿立方米，进口依存度也达到14.38%。

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，2003~2011年，天然气价格翻了一倍有余，年均涨幅为10.08%。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。

天然气发电的重要地位

天然气较其他发电方式具有独特的优势，这些优势决定了它电力行业乃至国民经济中

的重要地位。

首先,最重要的是其在调峰填谷中所发挥的重要作用。电能不能储存,电能的发出和使用是同步的,所以需要多少电量,发电部门就必须同步发出多少电量。电力系统中的用电负荷是经常发生变化的,为了维持有功功率平衡,保持系统频率稳定,需要发电部门相应改变发电机的出力以适应用电负荷的变化,这就叫做调峰。而燃煤机组关停再启动成本较高,煤电机组调峰能力差,并不可避免地造成能源利用效率的降低,同时增加电网运行成本;水电调峰则受来水量限制,如果在丰水期,则要在用电低峰期弃水进行调峰,浪费水力资源;而核电的特点是24小时稳定的电量供应,不具备调峰功能;而燃气电站以其运行灵活,机组启动快,启动成本低(约为煤电的10%左右)调峰能力强等特点,成为保证电网运行质量,提高电网运行效率,甚至是保障电网安全运行的有力手段之一。

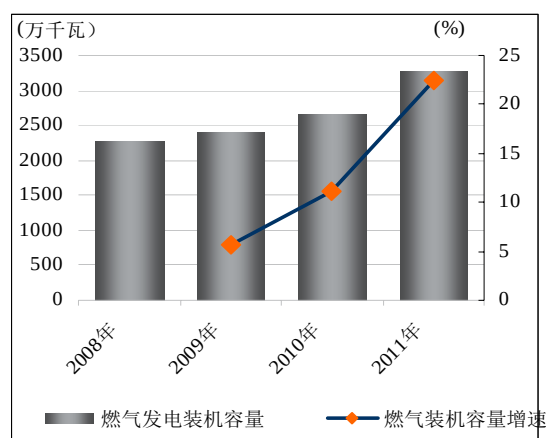
其次,燃气发电有利于缓解环境保护的压力。天然气在液化过程去除了大部分的杂质,用于发电后,二氧化碳排放量和氮氧化物排放量均远远低于燃煤发电(分别为燃煤发电的40%和20%左右)

第三,可减轻电网输电和电网建设的压力。由于燃气电站对厂址外部条件的要求相对宽松,在占地面积、用水量、环保等方面均比其他电站小得多,这就使得在负荷中心建设电厂,实现就近供电成为可能。这样可减轻电网输电和电网建设的压力,提高电网运行的稳定性。

基于以上原因,中国在政策和投资上对天然气发电给予了高度的关注。并在京津塘、长江三角洲和珠江三角洲地区积极兴建集中式天然气发电装机。按照不同的建设时期,这些燃气电厂主要可分为四种情况。一是为配合中澳广东LNG项目一期工程而新建的燃气电厂项目;二是配合“西气东输”项目,落实“西气东输”市场而新建的9F机组大型燃气电厂;三

是以“陕京线”天然气为气源的燃气电厂;四是以海上天然气为气源的燃气电厂。由此,中国集中式天然气发电装机不断增加,据中电联快报数据,2009~2011年,燃气发电装机容量年均增长12.80%,2011年天然气发电装机3265万千瓦,较2010年增长22.38%,增速上涨11.31个百分点;截至2011年底,天然气发电占总装机容量的3.09%;发电量1048亿千瓦时,占总发电量的2.22%。

图5 天然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

政策方面,2011年4月,国家能源《关于天然气分布式发电指导意见(征求意见稿)》,其中提到,到今年底要建成1000个天然气分布式能源项目;到2020年在大城市推广使用分布式能源系统。2012年3月,中电联发布《电力工业“十二五”规划滚动研究综述报告》的规划目标中提到,2015年燃气发电装机容量目标位4000万千瓦,2020年为5000万千瓦。

总体看,天然气发电虽然在上游原料问题上存在种种发展瓶颈,但由于其对调峰、电网安全等方面的重要性,以及国家政策和投资的大力支持,天然气发电具有广阔的发展前景。

四、基础素质分析

1. 产权状况

公司股东为粤电力,持股比例100.00%。由于粤电集团直接及间接持有粤电力

147173.90万股，占粤电力股本总额的52.61%，为粤电力的控股股东，因此公司实际控制人为粤电集团。

2. 规模与竞争实力

公司座落在深圳西部前海湾大铲岛上，东邻蛇口，南眺香港，与妈湾港和赤湾港隔海相望。公司采用了三菱-东方联合制造的 M701F 型燃气蒸汽联合循环机组，项目总设计装机容量为 6×390MW，分两期建设，其中一期装机容量 3×390MW。一期工程于 2004 年 12 月 15 日正式动工，2007 年 3 月 30 日全部机组正式投入商业运行，公司成为广东省 LNG（液化天然气）配套电厂中第一个建成投产的电厂，并在 2006 年获得北京中电联认证中心颁发的安健环三标一体化认证证书，2008 年通过 NOSA 五星正式审核并顺利成为 NOSA 五星电厂，2009 年荣获全国电力优秀企业。

3. 技术优势

公司采用了三菱-东方联合制造的 M701F 型燃气蒸汽联合循环机组，一期装机容量 3×390MW，技术设备均处于领先地位，与同业相比具有较大的技术优势：

①发电效率高：联合循环发电效率近 57%，而燃煤电厂(0.75~1000)MW 机组发电效率仅 20%~48%；

②机组的运行方式灵活且电厂处于电网的负荷中心：机组启动快，启动成功率高，即可带基荷又可用于调峰调频，可以优化广东地区的电源结构；燃煤电厂启停时间长，适合作为基本负荷运行，调峰性能差；

③电厂消耗水量少：燃气一蒸汽联合循环电厂的蒸汽轮机仅占总容量的 1/3，所以的用水量一般为相同装机总容量燃煤火电机组的 1/3。

4. 气源优势

为缓解东南沿海地区能源短缺的现状，1998 年国务院批准进口液化天然气在广东先

行试点，确定了广东 LNG 项目为中国首个引进 LNG 试点项目。1999 年底，项目正式立项。2003 年，广东 LNG 项目的可行性研究报告获国家批准。分两期：一期工程（即深圳大鹏 LNG 项目）年供气能力为 370 万吨，将覆盖深圳、东莞、广州、佛山、香港五座城市；二期工程（即珠海 LNG 项目）规模初定为 660 万吨/年，增加中山、江门、珠海、惠州等城市用气。通过国际招标，广东 LNG 项目一期选定了澳大利亚西北大陆架天然气项目为供气商，中国和澳大利亚签订了长达 25 年，平均每年供气 370 万吨的合同。广东大鹏液化天然气有限公司建设和经营的广东 LNG 站线项目。原气从澳大利亚西北大陆架海底采出，液化后灌入 LNG 运输船，送抵深圳大鹏接收站，气化后经过地下管道送至深圳、东莞、广州、佛山、香港五座城市和前湾、惠州、珠江、美视、东部、香港电灯六座电厂等十一个用户，其中大鹏接收站经过 81 公里管线，把 LNG 送到前湾大铲岛，供公司生产使用。

公司发电燃机所需燃料为进口液化天然气，在目前的电价定价机制下，天然气发电与燃煤电厂和水电厂竞价上网处于劣势。但由于公司天然气购销合同为 25 年限价的国际性长期供货合同，气量及气价锁定，所以发电的燃料成本相对是固定的且价格低，没有燃料断供和涨价的风险。

5. 环保优势

公司为 LNG 电厂，同燃煤火电厂相比，LNG 电厂污染物的排放量低，在节能环保方面拥有绝对优势。

燃煤电厂锅炉排放灰尘，二氧化硫多，氮氧化物 NOX 为 200PPM，必须加装脱硫（效率 90% 左右）、脱硝（效率（90% 左右）及电除尘后（经脱硫、脱硝装置进一步除尘后每立方米含尘小于 30 毫克）。即使这样，燃煤电厂的排放物仍高于一般环境标准。LNG 电厂 CO2 的排放约为燃煤电厂的 40%，余热锅

炉无灰尘排放，无二氧化硫排放，氮氧化物排放约为(10~25)PPM，环保效益好。

6. 人员素质

公司董事长文联合先生，1968年10月生，硕士学历，教授级高级工程师。1996年9月任珠海广珠发电有限公司工程师；1999年12月任珠海发电厂机电设备安装工程公司总经理；2000年10月任珠海发电厂汇力实业有限公司副总经理兼机电公司总经理；2002年5月任珠海发电厂生产经营部部长；2002年11月任广东省粤电资产经营公司生安部副部长；2006年9月任广东红海湾发电有限公司副总经理、党委副书记（主持党政全面工作）；2006年11月任广东红海湾发电有限公司总经理、党委书记；2009年6月至今，任粤电集团副总工程师，兼广东省粤电集团有限公司战略发展部部长。

公司总经理陈创庭先生，1965年3月生，大学本科学历，教授级高级工程师，现任深圳市广前电力有限公司董事、总经理。曾任广东粤华发电有限公司维修部部长、发展部部长；公司副总经理、党委委员、董事；2010年7月至今任公司总经理、党委书记。

公司人员精简，截至2011年底，公司员工总数135人，其中，按岗位设置，管理人员54人，占40.00%，生产人员81人，占60.00%；按学历分配，本科及其以上134人，占比99.26%。

总体看，公司高管人员具有丰富的管理经验和良好的行业从业背景；公司员工精简，整体素质高。

7. 股东支持

公司股东粤电力于1992年9月8日由广东省电力集团公司、中国建设银行广东省信托投资公司、广东省电力开发公司、广东国际信托投资公司和广东发展银行（现为广东省广控集团有限公司）发起成立，主要经营范围为建设、

经营发电站、建设输变电工程。粤电力自1998年起连续六年被评为“中证·亚商最具发展潜力上市公司50强”，是一家同时拥有A、B股的大型电力上市公司。粤电集团直接及间接持有的粤电力股份147173.90万股，占粤电力股本总额的52.61%，处于控股地位，因此公司实际控制人为粤电集团。粤电集团成立于2001年8月，承担广东省省属发电资产的经营管理任务。目前，粤电集团已经成为广东省内实力最强、规模最大的发电企业。公司成立以来，粤电集团在经营管理、电力设备的销售、安装、及检修，电力行业相关技术服务给予了大力支持。

五、管理分析

1. 公司治理

公司实行董事会领导下的总经理负责制。根据《公司法》和公司章程的规定，股东会为公司最高权力机构，各股东按照出资比例行使表决权；董事会由7名董事组成，设董事长1人；监事会由5名监事组成。公司设总经理1人，副总经理由总经理提名，董事会聘任。公司下属六个职能部门，分别为综合部、人力资源部、生产经营部、财务部、运行部、设备部；公司设党组，隶属于粤电集团党组。

2. 管理水平

公司已建立了较为完善合理的内部控制制度，并得到了一贯有效的遵循和执行，能够对公司各项业务活动的健康运行。同时，公司将根据业务发展和内部机构调整的需要，及时修订并补充内部控制制度，提高内部控制制度的有效性和可操作性，有效地控制经营风险和财务风险，准确提供公司的管理及财务信息，保证公司生产经营持续、稳健、快速发展。

在现金管理方面，公司制定了《资金支付联签管理标准》。该标准对公司的财务结算方法、支付审批流程及审批权限提出了具体的要求，明确了相关部门和人员的职责、资金支付联签管理范围、各部门资金支付联签管理

职责、资金支付联签管理程序、资金支付审核审批权限、资金联签审批后支付流程。在资金支付前由业务经办部门、财务部门、主管财务的公司领导、相关业务部门主管公司领导、总经理、董事长联合审批，在资金支付操作环节由主管财务的公司领导、相关业务部门主管公司领导、总经理、董事长在银行单据上签字或在财务公司业务信息系统上审批提交电子支付单。财务部是本标准的归口管理部门、负责公司资金日常管理，对公司成本费用结算、付款并对资金安全负主要责任。各部门配合财务部顺利完成资金支付联签管理工作。分管财务的公司领导负责领导和监督财务部的工作，负责较大金额资金支付款、资金调动及存量资金投资审批。总经理负责大额资金付款、资金调动及存量资金投资审批。

在预算管理方面，公司制定了全面预算管理办法，包括全面预算管理的目的及原则；全面预算管理的范围和内容；全面预算管理的组织体系；全面预算的编制、上报及审批；预算的执行、监督与调整；全面预算的分析及考核。

在预算考核方面，公司制定了预算考核奖惩办法，包括预算考核奖惩的目的及原则；预算考核奖惩的范围；预算考核奖惩的内容；预算考核奖惩的具体措施；预算考核奖惩的执行；预算考核奖惩的特殊情况。

在安全生产方面，公司制定了《安全生产控制程序》、《劳动纪律管理标准》、《专业技术人员管理标准》、《技术监督控制程序》等标准和程序。通过一系列的安全生产的条例，使从员工认识、运营程序、监督等方面全面保障电厂的安全运营和员工的安全。《安全生产控制程序》明确了安全生产的原则与基本要求、公司各层级人员的职责、员工的安全教

育培训等方面。

在固定资产管理方面，公司制定了固定资产管理办法，办法中规定了固定资产的管理分工；固定资产的采购、修理和技术改造的管理；固定资产的计价；固定资产折旧管理；固定资产转让、投资、出租出借、报废的管理；固定资产的使用及使用部门的日常维护。

总体看，公司重视细化管理，形成了较为完善的管理制度，在日常经营中能够得到有效执行，整体的管理风险低。

六、经营分析

1. 经营现状

公司主要从事燃气发电业务。公司向广东大鹏液化天然气有限公司采购发电所需天然气，向广东电网公司销售发出的电力，根据单位电量价格与供应的电量计算售电收入。2011年公司全年累计完成发电量 36.93 亿千瓦时；上网电量 35.87 亿千瓦时，实现营业收入 17.06 亿元，较 2010 年下降 7.68%，主要原因为：根据广东省物价局文件《关于调整我省 LNG 电厂上网电价的通知》（粤价【2011】72 号），广前 LNG 电厂的含税价上网电价从 2011 年 3 月 1 日期起由 0.571 元/千瓦时调整为 0.533 元/千瓦时。2012 年上半年营业收入为 12.50 亿元，为 2011 年全年的 73.27%，收入规模保持稳定。

2009~2011 年，公司毛利率分别为 32.33%、30.48 %、21.43 %，呈下跌趋势，主要是天然气管道容量费逐年增加所致。2011 年公司毛利率下降较多，主要原因除容量费上升外，还包括修理费（2011 年为大修年）的上升和上网电价的下调。2012 年前三季度，公司毛利率回复至 2010 年水平，为 29.39%。

表 1 2009~2012 年 1-9 月公司经营情况

	营业收入（万元）				营业成本（万元）				毛利率（%）			
	2009 年	2010 年	2011 年	12 年 1-9 月	2009 年	2010 年	2011 年	12 年 1-9 月	2009 年	2010 年	2011 年	12 年 1-9 月
电力	174207.65	184818.81	170645.32	125025.18	117881.95	128483.79	130901.69	88274.41	32.32	29.19	21.43	29.39

资料来源：公司提供

2. 电力生产

公司是广东省第一个建成投产的LNG电厂，也是国内首批9F级大型燃气蒸汽联合循环发电厂。一期工程为3×390MW燃气蒸汽联合循环机组，2007年3月，三台机组全部投入商业运营，主要供深圳及周边地区调峰用电，上网电费向深圳电网收取，二期工程尚未正式开始建设。

2009~2011年，公司完成发电量分别为

36.82亿千瓦时、37.8亿千瓦时、36.93亿千瓦时；上网电量分别为35.69亿千瓦时、36.71亿千瓦时、35.87亿千瓦时；发电耗气量分别为51.32万吨、51.37万吨、50.05万吨。2012年1-9月，公司发电量及上网电量保持稳定，分别为28.02亿千瓦时和27.27亿千瓦时。

由于受供气合同约定气量所限，公司每年发电量、上网电量及发电技术指标稳定，经营波动性小。

表2 2009~2012年1-9月公司装机规模及发电情况

	股权比例(%)	总装机容量(MW)	机组构成(MW)	权益装机容量(MW)	电源类型	发电量(亿千瓦时)	上网电量(亿千瓦时)
2009年	100	1170	3*390	1170	LNG	36.82	35.69
2010年	100	1170	3*390	1170	LNG	37.80	36.71
2011年	100	1170	3*390	1170	LNG	36.93	35.87
2012年1-9月	100	1170	3*390	1170	LNG	28.02	27.27

资料来源：公司提供

表3 公司近年发电技术经济指标

指标	2009年	2010年	2011年	2012年1-9月
发电设备平均利用小时(时)	3317.10	3405.29	3156.05	2395.29
供电标准煤耗(克/千瓦时)	241.08	235.80	234.65	235.35
综合厂用电率(%)	3.08	2.99	2.85	--

资料来源：公司提供

公司综合厂用电率与折合供电标煤消耗均保持较低水平，2009~2011年，综合厂用电率分别为3.08%、2.99%、2.85%，供电标准煤耗分别为241.08克/千瓦时、235.80克/千瓦时和234.65克/千瓦时。

安全生产和设备检修方面，公司充分利用大股东粤电集团检修人力资源，合理安排机组的检修、维修时间，强化检修质量和日常维护的管理，对发电机组保持1年小修，3年大修的定期检修，从而确保机组的安全有效运行。公司各类废水经处理后全部回用，不外排；厂界噪声符合《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-90) III类标准限值要求；根据烟气排放监测结果，实测二氧化硫排放量为零，烟尘排放为零。由于使用低氮燃烧装置，氮氧化物排放量很低。

公司机组长期处于调峰，日启停的二班制方式下运行，设备劣化较快，后期的检修费用较高。而公司燃机的备品备件国产化进展很慢，检修更换的备品备件费用昂贵。

3. 电力销售

2009~2011年，公司发电量基本保持稳定，所发电量全部供应深圳市电网，并接受深圳市电网的统一调度，销售价格根据广东省物价局的批复确定，销售量(即上网电量)受深圳市用电需求影响。但考虑到公司在深圳电网中担负着调峰填谷的重要作用，以及防止低成本国有燃气资源的浪费，深圳电网基本会保证其上网电量足以耗尽合同燃气。

根据2007年8月1日广东省物价局制定的《关于广东LNG电厂上网电价问题的批复》

(粤价函【2007】397号), 广前 LNG 电厂的含税上网电价为 0.571 元/千瓦时。根据广东省物价局文件《关于调整我省 LNG 电厂上网电价的通知》(粤价【2011】72 号), 广前 LNG 电厂的含税价上网电价从 2011 年 3 月 1 日起调整为 0.533 元/千瓦时。

表 4 2009~2012 年 1-9 月公司上网电价情况

项目	2009 年	2010 年	2011 年	12 年 1~9 月
上网电量(亿千瓦时)	35.69	36.71	35.87	27.27
平均上网电价(元/千瓦时)	0.571	0.571	0.533	0.533

资料来源: 公司提供

公司与深圳电网的结算模式为按月转账结算。

4. 原材料供应

公司生产所需的主要原材料为燃气和机组的备品备件。

公司与广东 LNG 项目运营商广东大鹏液化天然气有限公司签署采购合同, 合同为期 25 年, 于 2006 年 9 月 28 日生效, 每年的 4 月 1 日至下一年的 3 月 31 日为一个合同年。天然气销售合同采用“照付不议”气量模式, 第 1~4 年的年合同量分别为 1677 万吉焦、2346 万吉焦、2612 万吉焦和 2594 万吉焦, 第 5~21 年的年合同量为 2758 万吉焦, 第 22~25 年的年合同量为 1861 万吉焦。

燃气价格由 LNG 单价、运输费、气化管输费、税费及其他费用组成, 根据合同计算后由广东省物价主管部门批准执行, 其中: LNG 单价与原油价格挂钩(15~25 美元/桶)上下浮动, 并以 25 美元/桶的原油价为封顶价格, LNG 封顶价格为 2.71 美元/吉焦; 运输费由租金和航次费用组成; 气化管输费由容量费和使用费组成。所谓“气化”是将 LNG 罐内泵从储罐里打出, 送往海水汽化器汽化, 再经高压泵送往管线运输。

表 5 2009~2012 年 1-9 月公司燃气供应情况

	12 年 1-9 月	2011 年	2010 年	2009 年
燃气采购金额(万元)	65074	85617	89670	84559
燃气占营业成本比重(%)	73.6	65.4	69.8	71.7
燃气单价(不含税)(元/吨)	1705	1703	1736	1648
燃气采购量(万吨)	38.17	50.01	51.47	51.32

资料来源: 公司提供

注: 燃气价格的波动主要系气化管输费和汇率变动导致。

容量费是公司每年付给广东大鹏液化天然气有限公司的固定租金费用。2011 年容量费累计 27181.58 万元, 约占燃气总成本的 30.88%, 同比增加 1822.44 万元。在 2007~2011 年的五年供气合同渐增期, 合同气量逐年增加, 容量费也逐年上涨。第四合同年容量费为 63.26 万元/天, 第五合同年容量费为 71.92 万元/天。从 2011 年 4 月 1 日开始进入第六合同年, 容量费为 75.64 万元/天。

表 6 公司备品备件支出

	备品备件	
	金额(万元)	占成本比重

		(%)
2011 年	12372.36	12.67
2010 年	4193.40	4.48
2009 年	4344.58	4.89

资料来源: 公司提供

供气采购的其他原材料主要为机组的备品备件, 采购金额与大修周期有关, 2011 年为公司机组大修年, 因此备品备件支出占比较大。

公司与广东大鹏液化天然气有限公司的结算方式是现金转账结算, 结算周期为 2 周。

总体看, 公司燃料的成本相对稳定: 由

于天然气购销合同为 25 年限价的国际性长期供货合同，所以发电的燃料成本相对是固定的，公司燃料涨价的风险小。

3. 经营效率

2009~2011 年，公司销售债权周转次数有所下降，分别为 14.13 次、12.17 次和 13.09 次；存货周转次数逐年上升，分别为 7.85 次、9.66 次和 11.64 次；总资产周转次数变化不大分别为 0.54 次、0.58 次和 0.58。总体看，公司整体的经营效率较高。

4. 未来发展

根据规划，二期工程为 3×390MW 燃气蒸汽联合循环机组，目前二期工程处于前期筹建阶段，未正式开工建设。公司目前尚无在建工程外的重大资本性支出项目。

表 7 公司未来建设项目情况

项目名称	投资额	自有资金	截至 2012 年 9 月底已完成投资（万元）	项目现状
二期工程项目	38 亿元		1964.91	前期筹建
技改科技项目			465.30	持续
合计			2430.21	

资料来源：公司提供

七、财务分析

1. 财务质量及财务概况

公司提供的 2009、2010 年财务报告由立信大华会计师事务所有限公司广州分所审计并出具了标准无保留意见的审计结论，公司提供的 2011 年财务报告由大华会计师事务所有限公司广州审计并出具了标准无保留意见的审计结论。公司 2012 年三季度财务报表未经审计。

截至 2011 年底，公司（合并）资产总额 28.11 亿元，所有者权益 12.05 亿元；2011 年

公司实现营业收入 17.06 亿元，利润总额 3.30 亿元。

截至 2012 年 9 月底，公司（合并）资产总额 26.96 亿元，所有者权益 13.85 亿元。2012 年 1~9 月公司实现营业收入 12.61 亿元，利润总额 2.73 亿元。

2. 资产质量

2009~2011 年底，公司资产总额有所下降，年均降幅为 7.08%，2011 年底为 28.11 亿元。截至 2011 年底，公司流动资产占 12.97%，非流动资产占 87.03%，公司主要以非流动资产为主，符合发电企业的经营特点。

流动资产

2009~2011 年底，公司流动资产波动中有所增长，年均增长 3.38%，2011 年底为 3.65 亿元，主要为货币资金的增长。截至 2011 年底，公司流动资产主要由货币资金（占 46.18%）、应收账款（占 21.99%）、预付款项（占 1.78%）、存货（占 29.87%）构成。

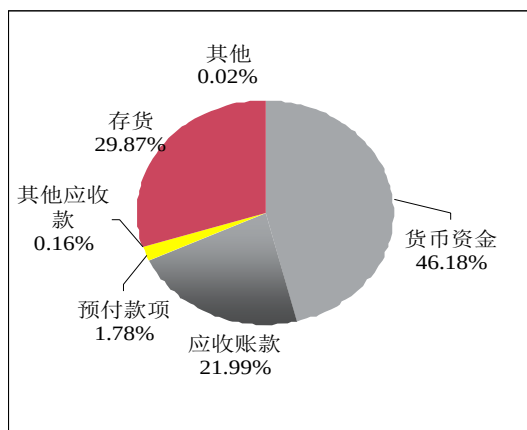
从具体科目来看，2009~2011 年底，公司货币资金快速增长，年均增长 62.04%，2011 年底为 1.68 亿元。

2009~2011 年底，公司应收账款波动下降，年均降幅为 19.35%，2011 年底为 0.80 亿元，公司销售收入采用月结算制，应收账款主要是应收的 2011 年 12 月份的电费，所以应收账款随着 12 月份售电收入增减而波动，2011 年底进行设备检修，上网电量减少，致使应收账款减少。由于上述原因，公司 2011 年底的应收账款中，账龄 1 年以内的占比 100 主要是%，账龄小于一个月；公司未计提坏账准备，公司应收账款全部为应收深圳市供电局账款，且账龄短，违约可能性小。

存货方面，由于公司的原料天然气和产成品电均不具有可储存性，所以公司存货的主要构成成为发电设备的检修备品，2009~2011 年底，公司存货不断下降，年均降幅为 14.83%，2011 年底为 1.09 亿元，主要是由于公司检修

备品备件出库较多，出库数大于入库数，导致存货减少。

图6 2011年底公司流动资产构成情况



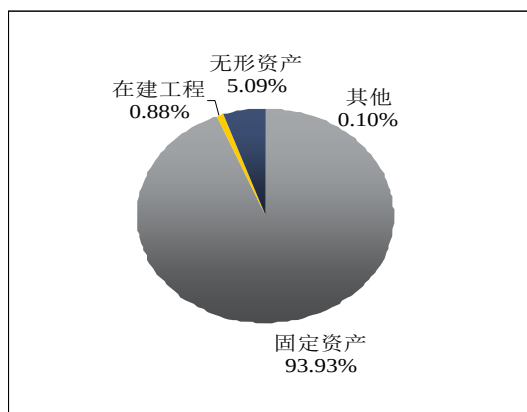
资料来源：公司审计报告

截至2012年9月底，公司流动资产为4.16亿元，较2011年底增长13.97%，主要是应收账款较2011年底大幅增长所致，9月属于用电高峰期，电费增加，所以应收账款大幅增长。

整体看，公司流动资产以货币资金，存货和应收账款为主，流动资产质量较高。

非流动资产

图7 2011年底公司非流动资产构成情况



资料来源：公司审计报告

2009~2011年，公司非流动资产有所下降，年均降幅为8.38%，2011年底为24.46亿元，主要来自固定资产的减少。

截至2011年底，公司非流动资产主要由固定资产（占93.93%）、在建工程（占0.88%）、无形资产（占5.09%）构成。

从具体科目来看，2009~2011年，公司固

定资产不断下降，年均降幅为10.73%，2011年底为22.98亿元，主要是公司每年计提的发电设备折旧所致。2009~2011年，公司无形资产波动增长，年均增长237.35%，2011年底为1.25亿元，主要原因是公司在2010年增加了1.12亿元的土地使用权，其构成为公司建厂前期的土地平整成本。2009~2011年，公司在建工程波动增长，年均增长18.30%，2011年底为0.22亿元，主要构成为前湾燃气厂2期工程，这一工程暂时仍处于申报审批阶段，所以在建工程主要为前期准备工作发生的费用以及技改项目。

截至2012年9月底，公司非流动资产为22.80亿元，较2011年底下降5.97%，主要是固定资产的折旧所致。

总体看，公司资产构成以非流动资产为主，固定资产占比较高，整体资产质量良好。

3. 负债及所有者权益

所有者权益

2009~2011年，公司所有者权益波动中有所下降，年均降幅为9.47%，2011年底为12.05亿元，主要是未分配利润大幅下降所致。

截至2011年底，公司归属于母公司的所有者权益由实收资本(或股本)（占85.52%）、盈余公积(占12.64%)、未分配利润(占1.84%)构成。

从具体科目来看，2009~2011年，公司持续盈利，盈余公积快速增长，年均增长39.01%。2009~2011年公司未分配利润分别为3.61亿元、3.93亿元和0.22亿元。2011年末未分配利润余额低的原因是，根据股东的要求，公司在2011年12月预分配了当年的未分配利润。

截至2012年9月底，公司所有者权益为13.85亿元，较2011年底增长14.94%，主要是未分配利润的增长所致。

总体看，公司所有者权益结构稳定性一般。

负债

2009~2011 年,公司负债总额波动中有所下降,年均降幅为 5.15%,2011 年底为 16.06 亿元。截至 2011 年底,公司流动负债占 60.06%,非流动负债占 39.94%。公司负债主要以流动负债为主。债务结构有待改善。

截至 2012 年 9 月底,公司负债总额为 13.11 亿元,较 2011 年底下降 18.37%,其中流动负债占 51.03%,非流动负债占 48.97%,非流动负债占比有所增加,债务结构有所改善。

流动负债方面,2009~2011 年,公司流动负债有所波动,年均降幅为 0.52%,2011 年底为 9.65 亿元。截至 2011 年底,公司流动负债主要由短期借款(占 61.16%)、应付账款(占 10.13%)、应付股利(占 24.90%)构成。

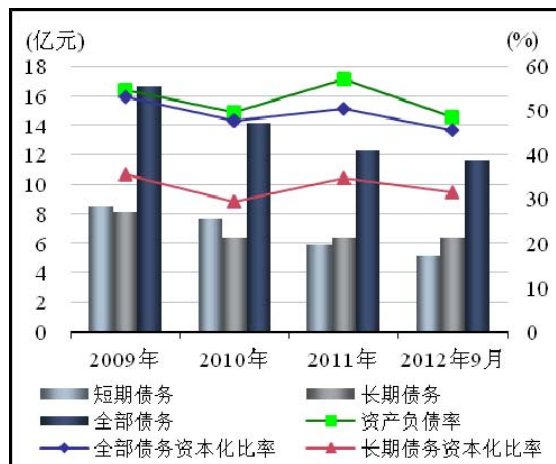
从具体科目来看,2009~2011 年,公司短期借款波动中有所增长,年均增长 14.12%,2011 年底为 5.90 亿元。2009~2011 年,公司应付账款快速增长,年均增长 72.38%,2009~2011 年分别为 0.33 亿元、0.67 亿元和 0.98 亿元;2010 年增加的原因因为 ERP 财务系统会计科目归类调整,原来归为其他应付款的项目,调整到了应付账款;2011 年增加的原因因为 2011 年 12 月初两周应付的“两周一次付款”的天然气管款在 2012 年初才支付,致使 2011 年应付账款增加。此外,2010 年的其他应付款也由于上述会计科目调整原因下降较快,2009~2010 年别为 0.69 亿元、0.09 亿元和 0.03 亿元。

截至 2012 年 9 月底,公司流动负债为 6.69 亿元,较 2011 年底下降 30.67%,主要是应付股利的减少所致。

非流动负债方面,2009~2011 年,公司非流动负债全部由长期借款构成。2009 年公司长期负债不断下降,年均降幅为 11.03%,2011 年底为 6.42 亿元。

截至 2012 年 9 月底,公司非流动负债为 6.42 亿元,与 2011 年底持平。

图 8 2009 年~2012 年 9 月公司债务负担情况



资料来源: 公司审计报告

债务指标方面,截至 2011 年底,公司长期债务资本化比率、全部债务资本化比率和资产负债率分别为 34.75%、50.55%和 57.14%,较 2010 年底分别增加 5.43 个百分点、2.82 个百分点和 7.45 个百分点,公司债务负担有所加重。

截至 2012 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 48.63%、45.62%和 31.66%,债务负担较 2011 年底有所减轻。

总体看,公司债务负担适宜。

4. 盈利能力

2009~2011 年,公司营业收入有所波动,年均降幅为 1.03%,2011 年为 17.06 亿元,主要原因为 2011 年 3 月起按广东省物价局的文件,调低了上网电价,从 0.571 元/千瓦时调整为 0.533 元/千瓦时。2009~2011 年,公司营业成本有所增长,年均增长 5.38%,2011 年为 13.09 亿元,营业成本上升的主要原因是修理费逐年增加,另外天然气的管道运输费逐年增加,致使天然气成本增加。

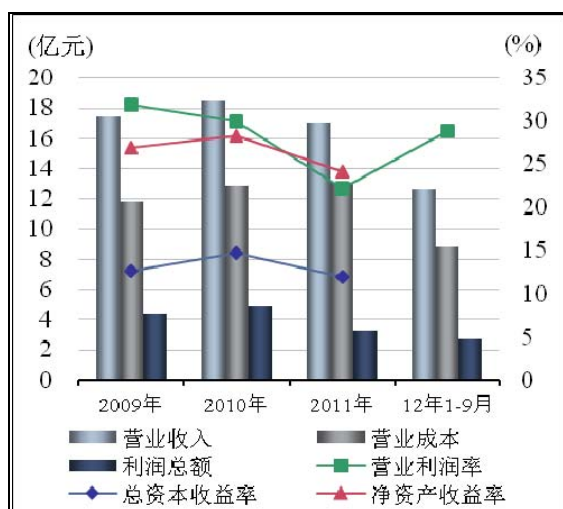
从期间费用看,2009~2011 年,公司期间费用(营业费用、管理费用和财务费用)占营业收入的比例分别为 9.57%、7.34%和 7.44%,期间费用占营业收入的比重处于波动下降状态,主要原因为公司缩减债务规模,财务费用

随之下降。

2009~2011 年，公司营业外收入分别为 0.49 亿元、0.73 亿元和 0.78 亿元，主要为公司采购进口天然气的增值税退税。

2009~2011 年，公司利润总额波动中有所下降，年均降幅为 13.30%，2011 年为 3.30 亿元。

图 9 2009 年~2012 年 1-9 月公司盈利分析



资料来源：公司审计报告

盈利指标方面，由于上述原因，2009~2011 年，公司营业利润率处于下降趋势，3 年平均值为 26.50%，2011 年为 22.21%。2009~2011 年，公司总资本收益率处于波动下降状态，3 年平均值为 12.94%，2011 年为 11.97%。2009~2011 年，公司净资产收益率处于波动下降趋势，3 年平均值为 25.96%，2011 年为 24.20%。

2012 年 1~9 月，公司实现营业收入和利润总额分别为 12.61 亿元和 2.73 亿元，占 2011 年全年的比重分别为 73.92%和 82.73%，公司盈利能力稳定。

总体看，由于电价下调，维修成本、容量费上升，公司盈利能力稳定。

5. 偿债能力

从短期偿债指标来看，2009~2011 年，公司流动比率和速动比率处于波动上升趋势，三年平均值分别为 39.28%和 26.63%，2011 年底

分别为 37.80%和 26.51%，主要是短期债务规模有所减少所致。

2009~2011 年，公司经营现金流流动负债比率处于波动下降趋势，三年平均值为 68.42%，2011 年底为 68.84%。2009~2011 年，公司现金类资产快速增长，年均增长 62.04%，2011 年底为 1.68 亿元，是本期短期债务的 0.84 倍，公司现金类资产对公司的短期债务的保障能力一般。

总体看，公司短期偿债指标偏低，但考虑到经营性现金流量净额对短期债务覆盖能力较强，公司短期偿债能力适宜。

从长期偿债指标来看，2009~2011 年，公司 EBITDA 波动中有所下降，年均降幅为 8.03%，2011 年为 63587.20 万元。

2009~2011 年，公司 EBITDA 利息倍数处于波动下降趋势，三年平均值为 9.28 倍，2011 年为 9.37 倍，EBITDA 对利息的保障能力强。

2009~2011 年，公司全部债务/EBITDA 的比率处于上升趋势，三年平均值为 1.94 倍，2011 年为 1.94 倍，EBITDA 对全部债务的保障能力强。

总体看，公司整体偿债能力较强。

截至 2012 年 9 月底，公司无对外担保。

截至 2012 年 9 月底，公司共获银行授信额度 33.24 亿元，已使用的授信额度为 11.62 亿元，尚未使用的额度为 21.62 亿元。公司间接融资渠道畅通。

6. 过往债务履约情况

根据中国人民银行征信系统查询的《企业基本信用信息报告》(编号:B-201209470644)，截至2012年9月11日，公司无未偿还的不良贷款，过往债务履约情况良好。

7. 抗风险能力

总体看，公司发电机组设备先进，能耗水平低，成本优势明显，机组利用率水平高，整

体资产质量较好。基于以上分析，联合资信认为，公司整体抗风险能力较强。

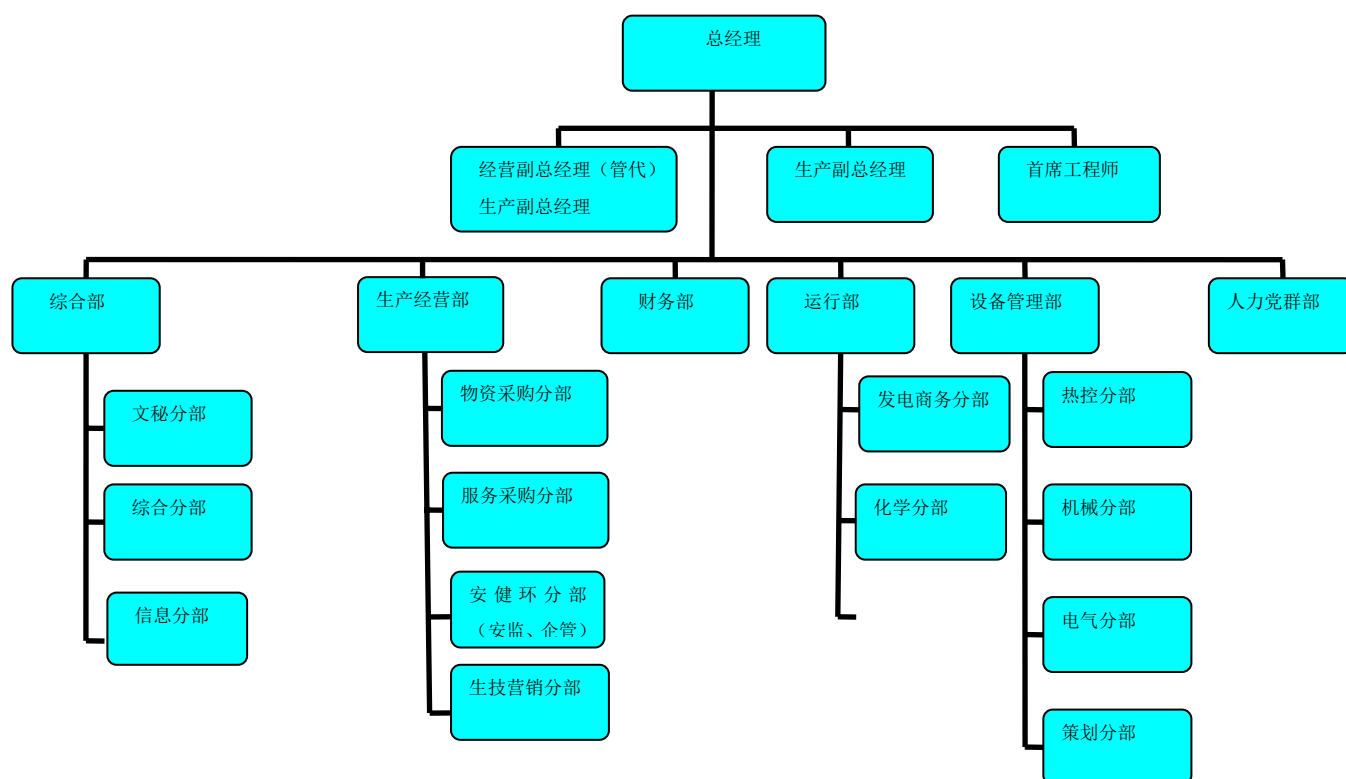
八、结论

公司作为中澳广东 LNG 项目一期工程而新建的燃气电厂，拥有长期稳定的低成本原料供应；同时，考虑到公司在深圳电网中担负着调峰填谷的重要作用，以及防止低成本国有燃气资源的浪费，广东电网确定了“以气定电”的年度调度原则，深圳电网基本会保证其上网电量足以耗尽合同燃气。并由于其在深圳电网的重要作用，在电量销售上基本由同时作为粤电集团的下属公司，享有集团在技术，人才，以及检修服务等各方面的支持，对公司的成本的控制、效率的提高和安全的保障起到了积极的作用。公司发电机组设备先进，能耗水平低，成本优势明显，机组利用率水平高。

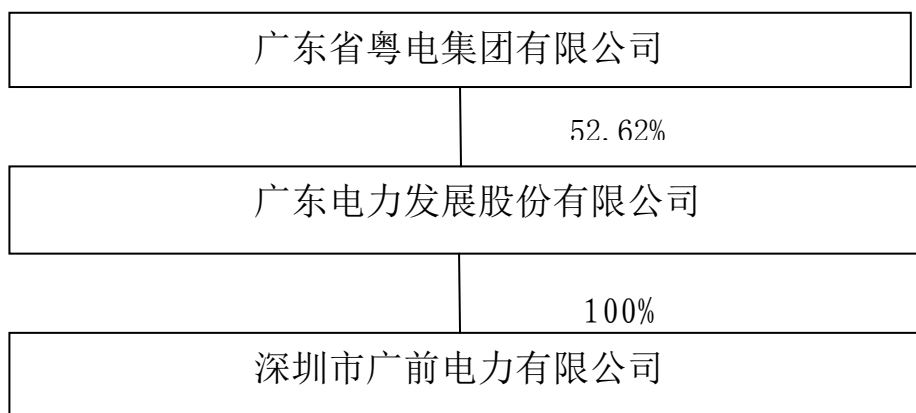
公司资产构成以非流动资产为主，整体资产质量较好；公司债务负担适宜。公司 EBITDA 对全部债务以及利息保障能力较强。

综合考虑，联合资信认为公司主体长期信用风险很低。

附件 1-1 组织机构设置图



附件 1-2 股权结构图



附件 2-1 合并资产负债表（资产）
 （单位：人民币万元）

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 9 月
流动资产：					
货币资金	6413.66	9477.76	16840.26	62.04	13243.43
短期投资					
应收票据					
应收账款	12328.28	18054.01	8019.01	-19.35	15432.75
预付款项	313.28	328.85	647.25	43.74	703.47
应收利息			6.38		4.39
待摊费用					
其他应收款	48.79	63.01	58.46	9.46	249.65
存货	15016.57	11598.28	10892.42	-14.83	11947.20
一年内到期的非流动资产					
其他流动资产					
流动资产合计	34120.58	39521.91	36463.79	3.38	41580.89
非流动资产：					
可供出售金融资产					
持有至到期投资					
长期应收款					
长期股权投资					
投资性房地产					
固定资产	288364.11	253292.41	229779.97	-10.73	213167.87
在建工程	1541.35	1490.11	2157.23	18.30	2430.21
工程物资					
固定资产清理			7.05		16.21
生产性生物资产					
油气资产					
无形资产	1094.65	12879.11	12457.69	237.35	12140.69
开发支出					
商誉					
合并价差					
长期待摊费用					
递延所得税资产	419.08	257.21	237.43	-24.73	237.43
其他非流动资产					
非流动资产合计	291419.19	267918.85	244639.36	-8.38	227992.42
资产总计	325539.77	307440.76	281103.16	-7.08	269573.31

附件 2-2 合并资产负债表（负债与所有者权益）

（单位：人民币万元）

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 9 月
流动负债：					
短期借款	45300.00	72000.00	59000.00	14.12	52000.00
交易性金融负债					
应付票据	39952.74	5090.77		-100.00	
应付账款	3287.95	6725.07	9770.50	72.38	6376.40
预收款项					
应付职工薪酬	1079.83	735.07	870.53	-10.21	976.96
应交税费	790.29	2980.34	2165.59		5281.05
应付利息	192.95	203.47	343.55	33.43	1963.80
应付股利			24019.89		
其他应付款	6874.18	874.95	298.42	-79.16	330.62
预计负债					
一年内到期的非流动负债					
其他流动负债					
流动负债合计	97477.94	88609.67	96468.48	-0.52	66928.83
非流动负债：					
长期借款	81060.00	64160.00	64160.00	-11.03	64160.00
应付债券					
长期应付款					
专项应付款					
预计负债					
递延收益					
递延所得税负债					
其他非流动负债					
非流动负债合计	81060.00	64160.00	64160.00	-11.03	64160.00
负债合计	178537.94	152769.67	160628.48	-5.15	131088.83
所有者权益：					
实收资本(或股本)	103029.25	103029.25	103029.25		103029.25
资本公积					
专项储备					
盈余公积	7878.51	12308.52	15224.20	39.01	15558.51
未分配利润	36094.07	39333.32	2221.23	-75.19	19896.72
外币报表折算差额					
归属于母公司权益合计	147001.83	154671.09	120474.68	-9.47	138484.48
少数股东权益					
所有者权益合计	147001.83	154671.09	120474.68	-9.47	138484.48
负债和所有者权益总计	325539.77	307440.76	281103.16	-7.08	269573.31

附件 3 合并利润表

(单位: 人民币万元)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 1~9 月
一、营业收入	174207.65	184818.81	170645.32	-1.03	126136.88
减: 营业成本	117881.94	128483.79	130901.69	5.38	88427.38
营业税金及附加	680.76	863.43	1839.44	64.38	1283.27
销售费用		30.00	36.22		
管理费用	6112.68	5923.27	5959.95	-1.26	3883.87
财务费用	10558.28	7614.19	6705.40	-20.31	5941.85
资产减值损失					
加: 公允价值变动收益					
投资收益					
其中: 对合营企业投资收益					
其他业务利润					
二、营业利润	38973.98	41904.13	25202.62	-19.59	26600.52
加: 营业外收入	4934.82	7277.00	7803.32	25.75	736.93
减: 营业外支出	0.08	24.95		-100.00	
其中: 非流动资产处置损失					
三、利润总额	43908.72	49156.19	33005.94	-13.30	27337.44
减: 所得税费用	4400.61	5392.86	3849.14	-6.48	4098.42
四、净利润	39508.12	43763.33	29156.80	-14.09	23239.03
其中: 归属于母公司的净利润	39508.12	43763.33	29156.80	-14.09	23239.03
少数股东损益					

附件 4 合并现金流量表

(单位: 人民币万元)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)	2012 年 1~9 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	202467.32	209384.91	200988.55	-0.37	137605.39
收取利息、手续费及佣金的现金					0.01
收到的税费返还	6215.54	7342.66	7799.33	12.02	
收到其他与经营活动有关的现金	843.43	418.00	8237.51	212.52	1904.49
经营活动现金流入小计	209526.30	217145.56	217025.39	1.77	139509.89
购买商品、接受劳务支付的现金	83363.34	146154.67	120958.16	20.46	83543.21
支付给职工以及为职工支付的现金	3453.66	4589.25	5128.68	21.86	3172.16
支付的各项税费	21761.97	23291.28	22433.58	1.53	13288.00
支付其他与经营活动有关的现金	1664.60	2864.51	2093.19	12.14	1906.54
经营活动现金流出小计	110243.58	176899.71	150613.62	16.88	101909.90
经营活动产生的现金流量净额	99282.71	40245.85	66411.78		37599.99
二、投资活动产生的现金流量:					
收回投资收到的现金					
取得投资收益收到的现金					
处置固定资产和其他长期资产收回的现金净额					
处置子公司及其他单位收到的现金净额					
收到其他与投资活动有关的现金					
投资活动现金流入小计					
购建固定资产、无形资产等支付的现金	1778.10	3322.41	70.85	-80.04	599.60
投资支付的现金					
取得子公司等支付的现金净额					
支付其他与投资活动有关的现金					
投资活动现金流出小计	1778.10	3322.41	70.85	-80.04	599.60
投资活动产生的现金流量净额	-1778.10	-3322.41	-70.85	-80.04	-599.60
三、筹资活动产生的现金流量:					
吸收投资收到的现金					
取得借款收到的现金	143800.00	167200.00	112000.00	-11.75	43000.00
发行债券收到的现金					
收到其他与筹资活动有关的现金	11.25				
筹资活动现金流入小计	143811.25	167200.00	112000.00	-11.75	43000.00
偿还债务支付的现金	210820.00	157400.00	125000.00	-23.00	50000.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	34650.57	43659.35	45915.32	15.11	33597.23
支付其他与筹资活动有关的现金	67.44		63.10		
筹资活动现金流出小计	245538.00	201059.35	170978.42	-16.55	83597.23
筹资活动产生的现金流量净额	-101726.75	-33859.35	-58978.42	-23.86	-40597.23
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响					
五、现金及现金等价物净增加额	-4222.14	3064.10	7362.51		-3596.84
加: 期初现金及现金等价物余额	10635.79	6413.66	9477.76	-5.60	16840.26
六、期末现金及现金等价物余额	6413.66	9477.76	16840.26	62.04	13243.43

附件 5 公司合并现金流量表补充资料

(单位: 人民币万元)

项目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)
1、将净利润调为经营活动现金流量:				
净利润	39508.12	43763.33	29156.80	-14.09
加: 资产减值准备				
固定资产折旧及其他	20728.06	22647.36	23359.86	6.16
无形资产摊销	49.23	352.63	436.22	197.68
长期待摊费用摊销				
处置固定资产、无形资产等损失				
固定资产报废损失		12.96		
公允价值变动损失				
财务费用	10482.88	7575.80	6705.40	-20.02
投资损失				
递延所得税资产减少	117.69	161.87	19.78	
递延所得税负债增加				
待摊费用减少				
预提费用增加				
存货的减少	2812.21	4438.69	705.86	
经营性应收项目的减少	1106.90	-5783.12	9714.76	
经营性应付项目的增加	24477.64	-32923.65	-375.01	
其他				
经营活动产生的现金流量净额	99282.71	40245.85	69723.68	
2、无现金收支的重大投资筹资活动:				
债务转为资本				
一年内到期的可转换公司债券				
融资租入固定资产				
3、现金及现金等价物净变动情况:				
现金的期末余额	6413.66	9477.76	16840.26	62.04
减: 现金的期初余额	10635.79	6413.66	9477.76	-5.60
加: 现金等价物的期末余额				
减: 现金等价物的期初余额				
现金及现金等价物净增加额	-4222.14	3064.10	7362.51	

附件 6 主要计算指标

项目	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年 9 月
经营效率				
销售债权周转次数(次)	14.13	12.17	13.09	--
存货周转次数(次)	7.85	9.66	11.64	--
总资产周转次数(次)	0.54	0.58	0.58	--
盈利能力				
营业利润率(%)	31.94	30.01	22.21	28.88
总资本收益率(%)	12.61	14.79	11.97	--
净资产收益率(%)	26.88	28.29	24.20	--
财务构成				
长期债务资本化比率(%)	35.54	29.32	34.75	31.66
全部债务资本化比率(%)	53.08	47.73	50.55	45.62
资产负债率(%)	54.84	49.69	57.14	48.63
偿债能力				
流动比率(%)	35.00	44.60	37.80	62.13
速动比率(%)	19.60	31.51	26.51	44.28
经营现金流动负债比(%)	101.85	45.42	68.84	--
EBITDA 利息倍数(倍)	7.17	10.52	9.37	--
全部债务/EBITDA(倍)	2.21	1.77	1.94	--
筹资前现金流量净额债务保护倍数(倍)	0.59	0.26	0.54	--
筹资前现金流量净额利息偿还能力(倍)	9.30	4.87	9.78	--

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

注：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 深圳市广前电力有限公司 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）将在深圳市广前电力有限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。

深圳市广前电力有限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。深圳市广前电力有限公司如发生重大变化，或发生可能对信用等级产生较大影响的重大事件，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深圳市广前电力有限公司的经营管理状况及相关信息，如发现深圳市广前电力有限公司出现重大变化，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。

如深圳市广前电力有限公司不能及时提供跟踪评级资料，导致联合资信无法对信用等级变化情况做出判断，联合资信有权撤销信用等级。

在跟踪评级过程中，如深圳市广前电力有限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深圳市广前电力有限公司、主管部门、交易机构等。

