

信用等级公告

联合[2011] 156 号

联合资信评估有限公司通过对江阴苏龙热电有限公司信用状况进行综合分析和评估，确定

江阴苏龙热电有限公司
主体长期信用等级为
AA

特此公告。

联合资信评估有限公司
二零一一年三月九日



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）与江阴苏龙热电有限公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与江阴苏龙热电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，未因江阴苏龙热电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江阴苏龙热电有限公司提供，联合资信不保证引用资料的真实性及完整性。

六、江阴苏龙热电有限公司主体长期信用等级自 2011 年 3 月 9 日至 2012 年 3 月 8 日有效；根据跟踪评级的结论，在有效期内信用等级有可能发生变化。

联合资信评估有限公司

二零一一年三月九日



江阴苏龙热电有限公司主体长期信用评级报告

评级结果：AA

评级展望：稳定

评级时间：2011 年 3 月 9 日

财务数据

项 目	2008 年	2009 年	2010 年
资产总额(亿元)	35.15	36.28	34.18
所有者权益(亿元)	14.69	16.61	16.64
长期债务(亿元)	--	--	--
全部债务(亿元)	17.27	13.27	9.17
营业收入(亿元)	25.41	41.67	57.24
利润总额(亿元)	3.01	5.89	5.25
EBITDA(亿元)	7.19	9.63	8.94
营业利润率(%)	16.28	20.49	18.63
净资产收益率(%)	17.45	30.46	24.46
资产负债率(%)	58.21	54.22	51.32
全部债务资本化比率(%)	54.04	44.41	35.52
流动比率(%)	42.19	53.01	63.24
全部债务/EBITDA(倍)	2.40	1.38	1.02
EBITDA 利息倍数(倍)	6.48	16.15	17.78

分析师

王立婷 闫昱州

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”）对江阴苏龙热电有限公司（以下称“公司”）的评级反映了公司主营的热电业务在发电设备性能、燃煤运输、精细化管理和成本控制方面突出的竞争优势，以及相关多元化业务带来的整体盈利能力和抗风险能力的提升。联合资信同时也关注到煤炭价格波动、机组规模较小等不利因素给公司经营发展带来的不利影响。

江苏省区域经济快速发展，用电及用热需求增加，为公司提供了良好的市场环境。基于公司持续技术改造可能带来的发电设备效能的继续提升，公司主营的热电业务仍有望继续保持较强的盈利能力；同时伴随以煤炭贸易为主的其他非电业务的逐步拓展，公司整体的盈利状况和竞争实力有望进一步增强。联合资信对公司的评级展望为稳定。

优势

1. 公司电源项目处于电力负荷中心，具有一定的地理位置优势，并享受相关税收优惠政策。
2. 公司精细化管理水平高、成本控制能力较强，主营热电业务具有较强的竞争实力。
3. 公司机组均为热电联产机组，发电设备利用效率和盈利稳定性在行业中处于较好水平。
4. 公司拥有自备煤码头，能有效保障电煤的运输通畅；同时，公司以煤炭加工贸易为主的非电业务增幅较快，进一步提升了整体盈利能力和抗风险能力。
5. 公司整体债务负担呈下降趋势。

关注

1. 国内电煤市场价格大幅波动，公司面临较大的成本控制压力。

2. 公司机组规模较小，存在一定的“上大压小”的压力。
3. 公司有息债务全部为短期债务，债务结构有待改善。

一、主体概况

江阴苏龙热电有限公司（以下简称“公司”）是于1993年12月28日在中华人民共和国注册成立的中外合资经营企业，经营期限为20年，于1995年6月起正式营业。截至2010年底，公司注册资本14432万美元，股东分别为雄亚（维尔京）有限公司（25%）、江阴电力投资有限公司（25%）、江苏电力发展股份有限公司（25%）、江苏三房巷集团有限公司（16.7%）、江阴茂源投资有限公司（5.3%）、龙源电力集团股份有限公司（2%，以下简称“龙源电力”）和江苏新长江实业集团有限公司（1%）。其中龙源电力是中国国电集团公司（以下简称“国电集团”）的全资子公司，雄亚（维尔京）有限公司为龙源电力的控股子公司。根据公司章程，公司纳入龙源电力进行生产安全运行管理，并统计容量和发电量；相关财务数据纳入龙源电力集团股份有限公司的范围进行核算，由其编制合并会计报表；国电集团为公司的实际控制人（见附件1）。2010年3月，公司更为现名。

公司主营业务为电力、热力及相关产品的生产销售。截至2010年底，公司发电机组总装机容量121.5万千瓦，2010年完成发电量72.43亿千瓦时。

公司设有发电工程部、设备管理部、企业管理部、物资供应部等8个职能部门；公司下辖全资子公司2家，包括江苏苏龙能源有限公司及其下属全资子公司江苏新龙源投资有限公司。

截至2010年底，公司资产总额34.18亿元，所有者权益16.64亿元；2010年公司实现营业收入57.24亿元，利润总额5.25亿元。

公司注册地址：江苏省无锡市江阴市定波路157号；法定代表人：梁英航。

二、行业分析

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。2000~2007年，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。2003~2008年的六年间，全国发电装机容量从2002年底的3.59亿Kw迅速增长到2008年底的7.93亿Kw。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。

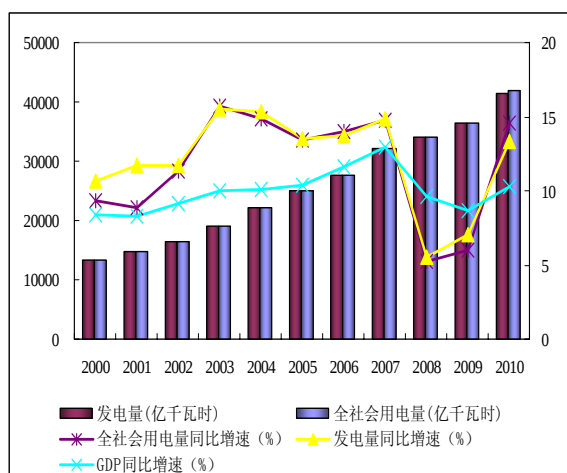
由于国内用电需求中超过75%是工业用电，导致电力行业发展对宏观经济变化较为敏感。近两年来全球金融危机及国内宏观经济增速放缓对国内用电需求增长产生一定影响，2008年全社会用电量和发电量同比增速分别为5.23%和5.18%，增速较上年均回落近10个百分点。

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。

由于前期电源投资相对滞后，在用电需求快速增长的背景下，中国从2002年开始出现电力供需紧张，并逐步由部分地区季节性缺电发展到全国持续性缺电，其中2005年1月份全国

拉闸限电的省份达到26个，缺电达到最高峰。供电紧张的格局带动电力行业新一轮投资热的升温。2003~2007年的五年间，全国发电装机容量进入高速增长阶段，从2002年底的3.59亿千瓦迅速增长到2007年底的7.13亿千瓦，年均增速超过14%，其中2006年新增容量超过1万亿千瓦，增速达到了20.3%。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。2008和2009年，国内新增机组装机容量同比增速均保持在10%左右，较之前两年有明显回落，同时电源建设也更侧重结构调整，水电和风电等清洁能源装机容量增速明显高于火电。

图1 国内发电量、全社会用电量及增幅与GDP增幅情况

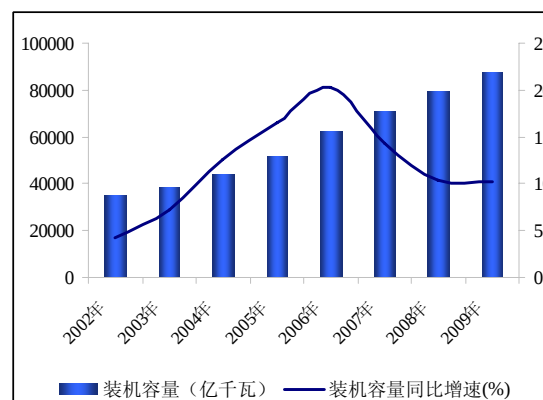


资料来源：wind资讯、中电联电力工业统计快报

2008和2009年国内装机容量增速有所回落，当年新增投产机组均在8000万千瓦左右，截至2009年末国内全口径装机容量合计8.74亿千瓦，其中火电机组占74.60%，水电机组占22.51%，核电机组占1.04%，风电机组占1.84%。大规模发电项目的不断投产运行，有效缓解了国内的电力供需矛盾。

2010年1~11月，全国电源新增生产能力（正式投产）6730万千瓦，其中水电1344万千瓦，火电4511万千瓦，风电730万千瓦。

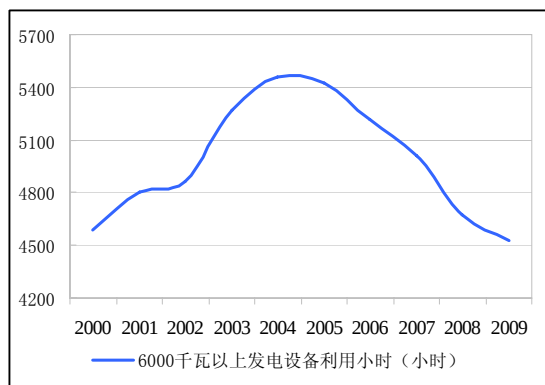
图2 2002~2009年中国发电装机容量变动情况



资料来源：wind资讯、中电联电力工业统计快报

2001年以来，在电力市场供不应求压力的推动下，国内发电设备利用小时数持续上升（见图3），并在2004年达到峰值水平，从2006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%，为近年最大跌幅。2009年上半年，国内发电设备平均利用小时数仍呈下滑态势，但从四季度开始，在重工业用电需求快速回升的带动下，发电设备利用小时增速均保持在8%以上，其中火电利用小时回升明显。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。进入2010年，行业内设备利用效率回升的趋势得以持续，1月份国内6000千瓦以上机组平均利用小时数实现5年来的首次正增长，截至11月底全国发电设备平均利用小时为4275小时，同比增加132小时，其中火电机组利用小时同比增加207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，1~11月水电机组平均利用小时为3211小时，同比增加45小时。

图3 2000~2009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,国内发电产能较为充足,行业内供需矛盾基本缓解,但这只是相对的、低水平的平衡。当前,区域用电需求由于经济发展水平的不同还存在较大的不平衡,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。

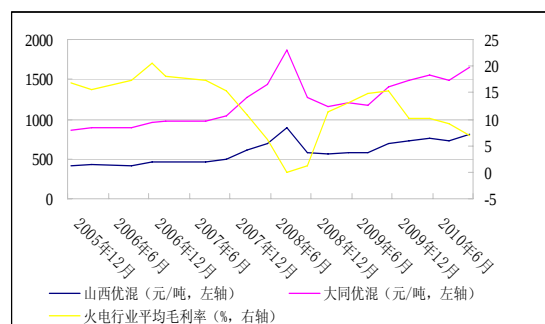
2. 行业关注

电煤价格

2008年前三季度,国内市场电煤价格大幅飙升,但受迫于CPI高企压力,相应的电价上调政策出台滞后,且幅度有限使发电企业2008年盈利水平受到严重影响。2008年1~11月,全国发电企业共实现利润总额-4.36亿元,较上年同期减少了922.16亿元,规模以上发电企业(含火电、风电、水电及核电)亏损比例达到了37.85%,其中火电行业累计实现利润总额-392.02亿元,较上年同期减少了996.31亿元,火电企业出现普遍亏损,五大发电集团亏损总额约400亿元。2009年前10个月,国内市场煤炭价格在相对低位窄幅波动,使得火电行业成本压力得到明显缓解,企业盈利状况得以回升,根据国家统计局数据,2009年1~11月国内火电企业累计实现利润总额464.89亿元,较上年同期增加了842.31亿元,但仍显著低于

2007年同期的649.57亿元。2009年四季度末,国内市场电煤价格又一次进入上升通道,2010年1月份主要电煤的平均价格较2009年10月份同比增幅超过25%,2月仍在高位窄幅波动。电煤价格的上涨对火电行业的利润空间形成了挤压。9月份以来随着北方地区逐步进入供暖季节,煤炭下游需求增大,价格水平也开始逐步上涨,2011年1月17日,秦皇岛山西优混平仓价为785元/吨,较9月初上涨了60元。由此也导致火电企业的经营压力再一次加大,火电企业出现亏损。

图4 国内主要动力煤价格与同期火电行业平均毛利率



资料来源: wind 资讯 国家统计局

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。

电价调整

为了保证用电安全,2008年6月,国家出台了电煤限价和电价上调的相关政策,以缓和发电企业的成本压力;8月20日,国家发改委再一次上调发电企业的上网电价。经过两次调整后,发电企业的每千瓦时平均上网电价累计提高了0.037元左右,但2008年以来电煤价格上升导致单位发电成本的增加在0.045元以上,发电企业目前的盈利水平与2007年相比,

仍有一定差距。2009 年全国电力监管工作会议中指出，中国将推进电力体制改革，加快电力市场建设，会同有关部门推动电价改革，开展电力体制改革综合试点工作。

2009 年 11 月 19 日，国家发改委出台电价调整方案：自 2009 年 11 月 20 日起，全国销售电价平均每千瓦时提高 2.8 分钱；陕西等 10 个省（区、市）燃煤机组标杆上网电价每千瓦时上调 0.2-1.5 分，浙江等 7 个省（区、市）下调 0.3-0.9 分；提高可再生能源电价附加标准；适当调整部分地区脱硫电价加价标准。

调整方案中，销售电价提高，有利于统筹解决 2008 年火电企业上网电价上调对电网企业的影响，并进一步优化和完善销售电价结构；上网电价区别调整，能够缓解发电企业盈利能力的地区差异，充分发挥价格信号对投资的引导作用；可再生能源附加的提高，将加大对清洁能源产业的资金支持。总体看，此次电价调整意在平衡电力产业各方的利益关系，为进一步的电力体制改革奠定基础。

上大压小

中国电力生产行业中火电机组比重高，消耗的煤炭和产生的二氧化硫均占全国总量的一半以上。在火电机组中，能耗高、污染重的小火电机组比重较高，单机 10 万千瓦及以下小火电机组占火电装机容量的近 30%，由此也造成了中国电力工业能源消耗和污染排放指标与国际先进水平具有较大差距。因此，在国家“十一五”规划纲要提出全国单位 GDP 能耗降低 20%和主要污染物排放减少 10%两个约束性指标后，火电成为了节能减排的重点行业。

2007 年国家有关部门出台了“上大压小”的相关文件。国发[2007]2 号文中提出了小火电机组的关停范围，主要包括大电网覆盖范围内单机容量 5 万千瓦及以下的火电机组、单机 10 万千瓦及以下且运行满 20 年的常规火电机组，以及其他未达到节能环保标准、供电煤耗明显偏高和运行已达设计年限的火电机组。同

时明确，非供热期供电煤耗明显偏高的热电机组在非供热期应停止运行或限制发电。对一些关停后可能影响当地供热或供电安全的机组，经评估情况属实的，可暂缓关停。此外，企业要建设单机 30 万千瓦、60 万千瓦、100 万千瓦的大机组必须分别关停其容量 80%、70%、60%的小机组，“压小”是“上大”的前提条件。为推动小火电机组关停，国发[2007]53 号文明确规定了各类发电机组要按照节能、经济的原则，实行按机组能耗和污染物排放水平，由低到高，依次排队进行调度，与“上大压小”形成相辅相成的格局。“上大压力”政策对于加快火电行业能耗水平的改善具有积极的意义，同时也对新火电项目的核准审批形成了一定限制。

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

2008 年中国电力行业中“市场煤，计划电”的矛盾进一步加剧，由此也推动了国内电价体制的改革。2009 年 3 月，国务院总理温家宝在十一届全国人大二次会议上作政府工作报告时指出：“2009 年将推进资源性产品价格改革。继续深化电价改革，逐步完善上网电价、输配电价和销售电价形成机制，适时理顺煤电价格关系。”这是 2002 年电力体制改革启动以来，电价改革问题首次进入政府工作报告。2009 年 3 月以来，在多个部委的联合推动下，国内大用户直购电试点工作积极推进。大用户直购电允许用电客户与发电企业直接协商确定交易电价和电量，改善了电网企业垄断供应的局面，在目前的电力供求格局下，大用户直供的方式有助于降低用电企业成本、刺激用电需求，但同时也会加剧电力生产企业的竞争，优势企业有望在其中获得良好的发展机遇。2009 年 9 月国家发改委、电监会对电网、五大发电集团等发布“关于加快推进电价改革征求意见稿”意味着停滞多年的“电改”重启。

2009 年 11 月 20 日，国家发改委公布了新一轮的电价调整方案，包括销售电价整体上调和上网电价区域性升降，其中全国范围内非居民用电销售电价平均提高 2.8 分/kwh，而包括山西、陕西、内蒙古、甘肃、青海、四川等在内的 10 个省（区、市）上网电价上调 0.2-1.5 分/kwh，包括浙江、广东、上海、福建、江苏等在内的 7 省市上网电价下调 0.3-0.9 分/kwh。此次电价调整方案侧重于终端销售电价的上调，重点解决 2008 年 8 月燃煤电厂上网电价提高对电网企业的影响，使电网企业的成本压力得以向终端用户传导，能够在很大程度上改善电网企业的经营压力。而上网电价调整幅度相对较缓，对发电企业影响相对较小，但结构化的调整能够在一定程度上缩小电厂地域性（包括中西部与东部，内陆与沿海）盈利能力

的差距，同时也反应出国家加快电力体制改革，支持电力生产行业发展的态度和决心。

2010 年 10 月 9 日，国家发改委就《关于居民生活用电实行阶梯电价的指导意见》向社会各界征求意见，此举是 5 月国务院《关于进一步加大工作力度确保实现“十一五”节能减排目标的通知》的进一步落实 意图在于通过价格杠杆的作用，引导居民用户调整用电行为，促进合理、节约用电。尽管目前居民用电在用电总量中占比较小，但阶梯电价方案的实施仍将会在一定程度上改善电网企业和发供电一体化企业的经营业绩，而对单纯的发电企业影响有限。

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

2008 年 3 月，国家发改委出台了《可再生能源“十一五”规划》，其中指出中国的水能、生物质能、风能和太阳能资源丰富，已具备大规模开发利用的条件。未来加快发展水电、生物质能、风电和太阳能，提高可再生能源在能源结构中的比重，是“十一五”时期中国可再生能源发展的首要任务。按照规划，2010 年，全国可再生能源中，水电总装机容量达到 1.9 亿千瓦，风电总装机容量达到 1000 万千瓦，生物质发电总装机容量达到 550 万千瓦，太阳能发电总容量达到 30 万千瓦，可再生能源在能源消费中的比重将达到 10%，全国可再生能源年利用量达到 3 亿吨标准煤，比 2005 年增长近 1 倍。

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。

三、基础素质分析

1. 规模及竞争优势

装机规模

截至2010年底, 公司共拥有6台火力发电机组, 总装机容量121.5万千瓦, 其中1~2号均为13.75万千瓦机组, 3~4号均为14万千瓦机组, 5~6号均为33万千瓦机组。公司现有的6台机组全部为热电联产机组, 具有每小时供应600吨蒸汽的供热能力, 已全面覆盖江阴市城区及周边地区的工业企业, 目前热网管线超62.5公里, 且供热半径超过了城市供热规划的10公里范围, 最远达13公里, 在江阴市的供热市场中具有80%以上的市场份额。

技术优势

公司的电源设备为热电联产机组, 综合出力效率高, 各项技术指标稳定, 环保性能优良。自投产以来, 公司在技术改造和环保设施方面积极投入, 先后完成了 1、2 号机组扩容改造(由原有的 12.5 万千瓦扩容至 13.75 万千瓦)、燃煤锅炉烟气湿法脱硫、风机变频改造、机组供热改造等大型技改项目, 以及其他近百余项针对循环水系统、风烟系统、制粉系统、出渣方式的节能技术改造, 同时还研制出了先进的多品煤种燃煤掺烧方案和具有自主知识产权的原煤分选技术, 使公司 6 台机组的主要技术水平不断提升, 根据公司提供的数据, 目前公司 4 台小机组的供电标煤消耗已达到 30 万千瓦机组的水平, 2 台大机组的供电标煤消耗已达到进口 30 万机组、国产 60 万亚临界机组的水平。

多元化经营优势

近年来，公司在主营的热电业务的基础上积极延伸，依托自身优势和周边资源，将经营范围拓展到相关的煤炭加工（分选）和码头租赁业务，实现多元化经营。

江阴周边化工企业和小热电厂较多，用煤量大。公司利用三面环水、港口和水路运输条件优越、煤场纵深开阔、储煤和中转能力强的优势，在原有自用煤码头的基础上进行了大规模升级改造，形成了现有的 750 米江岸线、两个万吨级码头（分别为 2.5 万吨和 5 万吨级）、4 个千吨级码头、70 万吨燃料堆场、年吞吐能力达到 1000 万吨的专业煤码头，依靠码头剩余吞吐能力，开展码头租赁业务。另一方面，2009 年以来公司成立专业子公司，在自用燃煤的基础上，扩大采购量，经营煤炭分选加工业务，利用具有自主知识产权的原煤分选技术将部分煤质较差的成分用于自身发电业务，其他较优煤质加工成适合周边水泥厂、化工厂、锻造厂、钢厂高炉、小型链条炉和抛煤炉等需要的大块、中块、煤粒、喷吹煤等煤种进行销售。

此外，公司还积极地发展循环经济，将电力生产过程形成的脱硫石膏、粉煤灰等废弃物进行简单再加工，销售给下游的水泥制品、石膏制品及部分建筑业企业。

成本优势

为了尽可能实现有效的成本控制，公司将成本控制理念贯穿到机组前期的建设、后期的运营、燃料采购等多个环节。在机组工程建设阶段，公司通过积极的通过缩短工期、人员介入设计、特殊工程自行组织等办法来降低成本。公司2003年投运的两台140MW机组，单位千瓦造价为3195元，两台330MW机组包括脱硫建设在内单位千瓦造价约为3300元，均显著的低于同期行业的平均水平，机组在建造成本方面先天的竞争优势使其相比同等规模机组具有更大的盈利空间。

公司现有机组均为热电联产机组，设备利用效率高，单位发电煤耗在同类机组中处于先

进水平，每年可节约大量燃煤。

公司从1998年开始采用煤泥掺烧发电技术。煤泥作为煤炭洗选的副产品水分高、热值低，采购成本与原煤存在着较大的差价，采用煤泥掺烧，能够减少原煤的用量，大幅降低燃料成本，目前公司4台小组煤泥掺烧比例可达到60%。在燃煤采购方面，由于经营的煤炭洗选和贸易业务，公司年煤炭采购量远大于发电用煤消耗量，在改善公司电煤供应保障能力的同时也增强公司对煤炭供应商的议价能力，有助于降低采购成本。

总体看，公司发电机组装机总量具有一定的规模优势，供热业务在区域市场具有突出地位；公司重视精细化管理和技术改造，发电机组技术应用良好，具备成本优势；公司围绕主业进行的相关多元化业务经营在提升公司盈利能力的同时也进一步增强了主营热电业务的稳定性和整体的竞争实力。

2. 人员素质

目前公司高层管理人员 9 人，均具有多年的电力行业管理经验。

公司董事长梁英航先生，1969 年生，本科学历，历任江阴经济开发区经济发展部副部长，江阴经济开发区招商局副局长，江阴澄江镇党委委员、副镇长，江阴市新国联投资有限公司总经理、董事长，自 2010 年 3 月起任公司董事长。

截至 2010 年底，公司员工总数 475 人，按学历划分，大专及以上学历占 58%；按职称划分，初级职称占 36%，中级和高级职称占 16%；按年龄划分 30 岁以下的占 25%，30～50 岁的占 69%，50 岁以上的占 6%。

总体看，公司高管人员具有丰富管理经验和良好的行业从业背景；员工学历水平较高，整体素质较好。

3. 外部环境和支撑

实际控制人情况

公司的实际控制人国电集团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，是国家控股公司试点企业，注册资本金 120 亿元人民币。截至 2009 年底，国电集团资产总额为 4237.29 亿元，可控装机容量合计 8203 万千瓦；2009 年全口径发电量为 2978 亿千瓦时，营业收入共计 1220.79 亿元。截至 2010 年底，集团可控装机 9531 万千瓦，同比增长 16.2%，占全国总量的 10%，新能源和可再生能源装机容量占 20%，完成发电量 4199 亿千瓦时。

区域经济环境

公司位于江苏省无锡市下辖的江阴市，处于苏南用电区域的中心地带。

江苏省是中国最具经济活力的省份之一，而江阴地区又是江苏省经济发达程度最高的地区之一。2009 年江阴市实现地区生产总值 1713.36 亿元，比上年增长 11.60%；人均地区生产总值 142572 元，比上年增长 11.71%，按当年汇率折算超 2 万美元，GDP 占江苏全省比重超过 5%。在第十届全国县域经济基本竞争力评价中名列第一，实现八连冠。被中央确定为全国改革开放 30 年 18 个典型地区之一，荣膺影响中国改革十大创新城市。

近年来，区域经济总量的快速扩张同时带动了江阴地区用电需求的持续增长，江阴地区全社会用电量从 2003 年的 77.96 亿千瓦时增长到 2010 年突破 200 亿千瓦时，其所在的江苏省成为全国第二大用电省份。2003~2007 年，受区域内发电设备不足的影响，江阴地区所在的江苏省成为了国内电力供求形势最紧张的地区之一，在每年用电负荷高峰期均出现向外电网高价买电及拉闸限电的情况。2008 年以来随着新增机组的陆续投产以及下游用电需求增速放缓，区域内电力供需总体实现平衡，但发电设备的利用效率仍保持在相对较高水平。

总体看，主要售电市场经济高速发展带动了电力需求的持续增长，为公司经营发展提供了有利的外部环境。

税收优惠

自 2001 年起，公司连续被国家经贸委、江苏省经贸委及国家发改委认定为资源综合利用电厂，且公司是国家首批资源综合利用电厂之一，根据《财政部 国家税务总局关于部分资源综合利用及其他产品增值税政策问题的通知》和《财政部 国家税务总局关于部分资源综合利用产品增值税政策的补充通知》，公司综合利用发电机组享受增值税减按 50% 征收的优惠政策，脱硫副产品石膏享受增值税 100% 即征即退的优惠政策，每年公司获得的增值税优惠(退税补贴收入)金额近 2000 万元，2009 年和 2010 年分别为 1853.65 万元和 1524.17 万元。

根据《外商投资企业和外国企业购买国产设备投资抵免企业所得税有关问题的通知》和《外商投资企业和外国企业购买国产设备投资抵免企业所得税管理办法》，公司购买国产设备投资价款的 40% 可以抵免企业所得税款；2009 年 6 月公司收到 2008 年度国产设备抵免企业所得税退税 1138.56 万元。

作为中外合资企业，根据税法的有关规定，自成立以来公司发电机组所得利润按 15% 征收所得税。2008 年开始，国内内外资企业所得税实行并轨改革，根据国务院《关于实施企业所得税过渡优惠政策的通知》，企业按照原税收法律、行政法规和具有行政法规效力文件规定享受的企业所得税优惠政策，按以下办法实施过渡：自 2008 年 1 月 1 日起，原享受低税率优惠政策的企业，在新税法施行后 5 年内逐步过渡到法定税率。其中：享受企业所得税 15% 税率的企业，2008 年按 18% 税率执行，2009 年按 20% 税率执行，2010 年按 22% 税率执行，2011 年按 24% 税率执行，2012 年按 25% 税率执行。

四、管理分析

公司不设股东会，董事会是公司的最高权力机构，对公司的重大事项进行决策。

董事会成员9名，由各股东方按公司章程规定进行委派，其中董事长、副董事长由股东雄亚（维尔京）有限公司、江阴电力投资有限公司、江苏电力发展股份有限公司委派的董事中产生。

公司设总经理1名、副总经理若干名，由公司各股东方推荐并联合考察，董事会聘任。

公司不设监事会，设财务总监1名，由龙源电力集团推荐，财务总监直接对董事会负责。

根据公司章程，公司董事会审批的基本规章制度包括《劳动工资制度》、《财务会计制度》、《高级管理人员激励约束制度》等。在实际经营过程中，除自有管理制度外，公司主要执行《中国国电集团公司发电企业（火电）基础管理标准（试行）》（以下称《国电管理标准》）。

《国电管理标准》涉及财务管理、生产管理、安全管理、市场营销管理、物资管理、燃料管理、人事管理等十四个方面的内容，包含数十个管理制度或管理办法，该制度或办法对管理内容、目标、要求，相关部门或人员的职责、事项处理方法和处理程序等均进行了细致、标准化的规定，可操作性强。

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。

五、经营分析

1. 经营现状

目前，供电供热业务是公司主要的收入来源。2009年公司出资2000万元成立全资子公司江苏苏龙能源有限公司，以其作为经营主体进行燃煤加工和贸易业务。由于下属子公司燃煤贸易发展迅速，贸易量增幅较大，2010年公

司热电业务比重下降为45.28%。2010年公司实现营业收入57.24亿元，其中供电收入24.09亿元，占42.09%；供热收入1.83亿元，占3.20%；煤炭业务30.85亿元，占53.90%。尽管2009年及2010年燃煤贸易业务收入占比迅速提升，但由于其毛利空间较小，对公司合并口径利润贡献较为有限，目前热电业务仍是公司最主要的利润来源。

表1 2008~2010年公司营业收入构成情况
(单位: 亿元)

	2008年	2009年	2010年
供电业务收入	23.30	22.94	24.09
供热业务收入	1.14	1.45	1.83
煤炭业务收入	--	16.47	30.85
其他业务收入	0.96	0.81	0.47
合计	25.41	41.67	57.24

资料来源：公司审计报告

2. 热电生产和销售

公司目前拥有燃煤发电机组6台，总装机容量121.5万千瓦，包括2台137.5MW机组、2台140MW机组和2台330MW，两组小机组分别于1995年、2003年投产，两台大机组分别于2004年和2005年建成投产，6台机组均进行了供热改造，目前具有600吨/小时的蒸汽供热能力。

公司6号机组于2005年8月投产，当时国内电力市场供不应求的状况较为突出，随后的两年中在机组利用小时数提升的带动下公司发电量保持较快增长，公司的发电量（上网电量）和设备利用小时数均达到了近几年的峰值水平（见表2）。

表2 近年公司部分热电生产、销售指标

项 目	2008年	2009年	2010年
发电量（亿千瓦时）	72.62	68.95	72.43
上网电量（亿千瓦时）	67.82	64.41	67.53
供汽量（万吨）	131.10	133.04	144.95
售汽量（万吨）	114.44	113.38	122.78
平均设备利用小时数	5976.7	5675.1	5961.2
供电平均价格（元/千千瓦时，含税）	402.07	416.70	417.44
供汽平均价格（元/吨，含税）	113.06	144.67	168.72
厂用电率（%）	6.00	5.97	6.10

单位供电煤耗（克/kwh）	315.8	313.2	309.9
---------------	-------	-------	-------

资料来源：公司提供

2008 年以来，在大量新机组投产和下游用电需求下滑的双重作用下，国内电力市场供过于求压力凸显，行业内发电设备利用效率均出现不同程度下滑，其中火电机组受到的影响最为明显。在此背景下，公司发电设备利用小时数较上年有所降低，但公司通过积极争取替代电量和交易电量的方式，使其发电设备仍保持了较高的利用效率。2008 年，公司累计完成发电量 72.62 亿千瓦时，其中完成计划发电量 58.85 亿千瓦时，双边交易电量 3.60 亿千瓦时，替代电量 10.17 亿千瓦时。2008 全年，公司发电设备平均利用小时数达到了 5976.7 小时，较江苏全省平均水平高出了 983 个小时。

2009 年上半年，由于下游用电需求下滑，以及替代电量和交易电量的减少，公司发电设备利用效率受到一定影响；三季度以来，随着宏观经济的回暖，公司月度发电量环比体现出较为明显的增长趋势。2009 年，公司累计完成发电量 68.95 亿千瓦时，较去年同期下降 5.05%；其中完成计划发电量 61.16 亿千瓦时，抽水蓄能低谷中标电量 0.64 亿千瓦时，替代发电量 7.16 亿千瓦时；累计完成上网电量 64.41 亿千瓦时，较去年同期下降 5.02%。2009 年公司发电设备平均利用小时数为 5675.1 小时，较上年下降了 5.50%，但仍显著高于全国火电机组平均水平（4839 小时）。

热电联产是国家股利发展的重点节能工程之一。按照《江苏省热电联产和资源综合利用发电机组运行管理办法（试行）》，热电联产机组按照“以热定电”的原则安排年度和月度电力生产。受其政策鼓励，2010 年，公司以热定电增加的利用小时数约为 650 小时，增加计划电量约为 3.6 亿千瓦时。2010 年公司发电设备平均利用小时数为 5961.2 小时，较上年增加了 5.04%。

总体看，公司机组全部为热电联产机组，能耗水平低，在现行的调度体系下具有优先调度的优势，同时凭借在单位供电成本方面的优

势，公司有能力争取较多的替代电量和交易电量，未来机组利用小时数在同业中仍有望保持在较高水平。

在生产运营过程中，公司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，并注重安全教育，确保发电机组的安全、正常作业；公司不断应用节能新技术、新工艺，通过对机组的技术改造提升节能和环保水平，目前公司脱硫效率达到 95%以上，脱硫信息已与江阴市环保局、江苏省环保厅、南京电监办实时通信，满足了脱硫考核要求；同时，公司不断进行的技术改进，提高了设备的健康水平，降低了机组的能耗水平，2010 年公司发电机组供电标煤消耗为 309.9 克/千瓦时，较 2009 年下降了 3.3 克/千瓦时，实现了连续 10 年下降。

公司所发电量全部供应江苏电网（江苏省电力公司），并接受江苏电网的统一调度。江苏作为经济大省，区域经济发展程度高，电价承受能力较强，目前整体的电价水平保持在较高水平，使区域内的电力生产企业具有相对较大利润空间。公司上网电价由江苏省电网核定，根据国家的煤电联动政策，近年公司上网电价经过多次调整，2010 年公司平均上网电价为 417.44 元/千千瓦时。

2007 年以来，随热网覆盖范围的拓展和下游热用户的增加，公司供汽量稳步增长，2008 年完成供汽 131.10 万吨，2009 年完成供汽量 133.04 万吨。从长期看，鉴于目前公司的供热负荷主要由 4 台小机组承担，2 台大机组供热能力仍有很大余量，未来随热网覆盖范围的扩展，公司的供热业务仍具有进一步发展的空间，同时在目前热电联产机组“以热定电”模式下，供热业务的发展有助于保证机组的利用效率。2010 年，公司继续加大热网建设投入，全年累计投入资金 3512 万元，新建西三线热网 D 标段工程 1800 米，申港园区江阴高中、新港科技、亚飞金属、江信涂料等八条用户支线工程 2661 米。截至目前，公司目前具有 600

吨/小时的蒸汽供热能力,热网管线总长度已扩展到 62.5 公里,热用户发展到 74 家(不含城市热能市区用户 57 家),2010 年全年新增热用户 11 家,全年供汽量 144.95 万吨,供热水量 18 万吨,“一横六纵”、“二线五管”、超过 500 吨/小时的供热管网规模和覆盖“三镇两区”范围的大区域供热格局已逐步形成。近年来,为了进一步提高热电联产机组的综合效益,公司按照“长规划、广覆盖、低收费、快推进”的方针,在热网建设方面持续投入,扩大覆盖范围,发展热用户。

目前公司的供汽价格由江阴市物价局核定,近年来平均供汽价格呈逐年上升趋势(见表 2)。

3. 燃煤供应和燃料成本控制

燃煤是公司电力、蒸汽生产最基本最主要的原料,在发电成本中所占比重超过 65%。

近年来,随着发电量和供汽量的增长,公司机组平均负荷有所增长,同时由于煤质变化公司电煤消耗总量逐年小幅提升,2010 年共消耗电煤 379.06 万吨。公司目前的原煤主要由中国神华能源股份有限公司煤炭销售中心和内蒙古伊泰集团有限公司供应,所需燃煤通过神朔线、朔黄线至河北黄骅港下水,经黄海、长江进入公司的卸煤码头。公司所需煤泥及少部分燃煤来自淮海地区,通过华东最大的煤炭运转中心裕溪口港下水,由散货船舶转运至公司卸煤码头。近几年,公司与主要的供应商已建立的稳定的合作关系,重点合同煤占比逐年提升(见表 3)。

表 3 近年公司燃料采购部分指标

项 目	2008 年	2009 年	2010 年
平均入炉标煤单价(含税,元/吨)	828.63	777.96	884.15
电煤消耗总量(万吨)	372.59	373.31	379.06
重点合同煤数量(万吨)	198.45	374.43	376.63
重点合同煤占比(%)	53.26	43.10	44.05

资料来源:公司提供

近年,电煤价格呈波动趋势,公司经营管

理成本上升,面对煤电不能联动的状态,公司始终以安全生产为基础,以精细化管理为手段,加强电煤过程管理,坚持“选用性价比最好的煤”,在保障机组安全运行的前提下最大限度提高企业盈利能力。2010 年 1-11 月,公司共掺烧褐煤 57.83 万吨,褐煤平均发热量 3333.18 大卡/千克,比市场采购原煤平均价格降低了 38.33 元/吨(含税),节约燃料成本 1895 万元(不含税);掺烧煤泥 62.45 万吨,平均发热量 2632 大卡/千克,比市场采购原煤平均价格降低 61.85 元/吨(含税),节约燃料成本 3301 万元(不含税),公司通过经济煤种的掺烧,减少了大量煤烟的用量,降低燃料成本 6000 多万元。

2009 年,公司将电厂燃煤采购逐步转移到新成立的专业燃料公司,采取“以煤养煤”的经营策略,有助于进一步增强公司燃煤供应保障能力和成本控制力。

总体看,近年来随电煤价格水平的上涨,公司的成本压力有所加大,但在同业中仍具有相对较强的成本控制能力,未来煤、电价格机制的逐步理顺,可以在一定程度上化解原料价格波动对公司日常经营产生的不利影响。

4. 非电业务

近年来,公司在主营的热电业务的基础上积极延伸,依托自身优势和周边资源,将经营范围拓展到相关非电业务。此外,公司还积极的发展循环经济,将电力生产过程形成的脱硫石膏、粉煤灰等废弃物进行简单再加工,销售给下游的水泥、建筑企业。

表 4 近年公司非电业务收入(单位:万元)

项 目	2008 年	2009 年	2010 年
租赁业务	7274.29	4085.01	--
脱硫石膏	342.14	246.27	286.67
粉煤灰	1680.33	3046.70	3772.45
煤炭加工贸易	--	164701.81	308473.23

资料来源:公司提供

公司自备煤码头拥有 750 米江岸线、两个万吨级码头（分别为 2.5 万吨和 5 万吨级）、70 万吨燃料堆场，2009 年以来在部分装卸设备改造工程完工后，公司码头的年吞吐能力提升到 1000 万吨。由于目前公司下属江苏苏龙能源有限公司燃煤贸易量增幅较大，故港口收入及利润全部纳入其合并报表。

江阴周边化工企业和小热电厂较多，用煤量大。2009 年以来公司成立专业子公司-江苏苏龙能源有限公司（以下简称“苏龙能源”），在自用燃煤的基础上，扩大采购量，经营煤炭分选加工业务，利用具有自主知识产权的原煤分选技术将部分煤质较差的成分用于自身发电业务，其他较优煤质加工成适合周边水泥厂、化工厂、锻造厂、钢厂高炉、小型链条炉和抛煤炉等需要的煤炭种类进行销售。2010 年，苏龙能源共采购煤炭 855.10 万吨，实现外销量 438.45 万吨，采购平均价格为 666.72 元/吨，外销的平均价格为 819.27 元/吨；同期内实现营业收入 468638.74 万元，利润总额 7119.28 万元。

总体看，公司围绕主业进行的相关多元化业务经营在提升公司盈利能力的同时也进一步增强了主营热电业务的稳定性和整体的竞争实力。

5. 经营效率

2008~2010 年，随营业收入的增长，公司总资产周转次数稳步提高，2010 年为 1.62 次；近三年，公司存货周转次数和销售债权周转次数小幅波动，但整体仍保持了较高的周转效率，2010 年分别为 29.59 次和 10.25 次。总体分析，公司整体的经营效率较高。

6. 未来发展

未来，公司的工作重点主要集中在：一、在现有装机规模的基础上，做精做细热电业务，进行持续的技术改造，降低机组消耗，全面提高机组的经济指标水平，使机组能耗水平

始终符合国家产业政策的要求并继续保持低成本优势；二、加大供热投资力度，积极拓展热用户，尽可能的发挥机组的供热能力，最终实现热网覆盖 120 平方公里的规划范围；三、积极发展相关辅业的经营规模，增强公司的盈利能力和综合竞争实力，其中包括加大力度发展港口经济，逐步提升港口吞吐量，力争 3 年内将自有码头年吞吐量提升至 1700 万吨，实现满负荷运转；进一步发展煤炭贸易业务，贯彻“以煤养煤”的经营策略，在增强燃料供应保障能力，实现燃料采购成本有效控制的同时为公司贡献新的盈利增长点；四、依托自身优势，拓展管理输出业务。

总体看，基于公司现有的竞争优势以及未来持续技术改造可能带来的发电设备效能的提升，公司主营的热电业务仍有望继续保持较强的盈利能力，同时随供热管网覆盖范围的不断拓展以及相关辅业的持续发展，公司整体经营状况也有望进一步改善。但联合资信也关注到近年来，国内电力市场供需矛盾缓和，行业竞争压力逐步上升，以及煤炭价格波动加大等因素可能会对公司未来经营稳定性造成一定不利影响。公司装机容量较小的发电机组为热电联产机组且被认定为资源综合利用机组，短期内受政策影响被关停的风险小，但从行业发展、技术进步及政策调控的长期趋势看，未来小机组面临的生存压力将不断加大。

六、财务分析

1. 财务概况

公司提供的 2008~2010 年审计报告由江阴中天衡会计师事务所有限公司审计，并出具了标准无保留意见的审计报告。

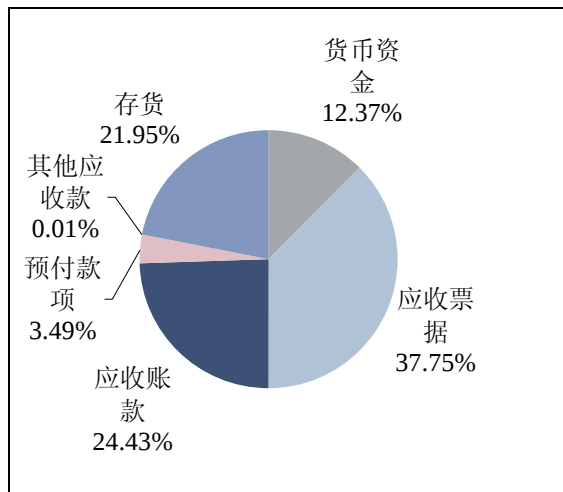
截至 2010 年底，公司资产总额 34.18 亿元，所有者权益 16.64 亿元；2010 年公司实现营业收入 57.24 亿元，利润总额 5.25 亿元。

2. 资产质量

2008~2010 年,公司资产规模基本保持稳定,截至 2010 年底合计 34.18 亿元。资产构成上,公司流动资产占比随公司煤炭贸易业务的开展不断上升,但公司资产仍以非流动资产为主,截至 2010 年底,公司非流动资产占比为 67.54%,资产构成符合电力生产企业经营特点。

2008~2010 年,公司流动资产保持较快增长,年均增速为 13.36%,截至 2010 年底合计 11.09 亿元,主要以应收账款、预付款项、应收票据和存货为主。

图 5 2010 年底公司流动资产构成



资料来源:公司财务报表

2008~2010 年,公司货币资金波动中大幅减少 41.70%,主要是由于公司煤炭贸易业务量扩大,占用货币资金,截至 2010 年底合计 1.37 亿元。

2008~2010 年,应收账款规模实现有效控制,未随收入规模大幅增长,截至 2010 年底合计 2.71 亿元,主要为尚未结算的热电销售收入,欠款人主要为江苏省电力公司(占比为 92.47%),账龄全部在一年以内,坏账风险较低,公司未计提坏账准备。

2008~2010 年,受新增煤炭贸易影响,公司存货规模波动中大幅增长 59.86%,截至 2010 年底合计 2.43 亿元,主要为电力生产所需的燃煤等原材料及贸易煤炭库存,公司未计提存货跌价准备。

截至 2010 年底,公司预付款项合计 0.39 亿元,较上年大幅减少 78.50%。

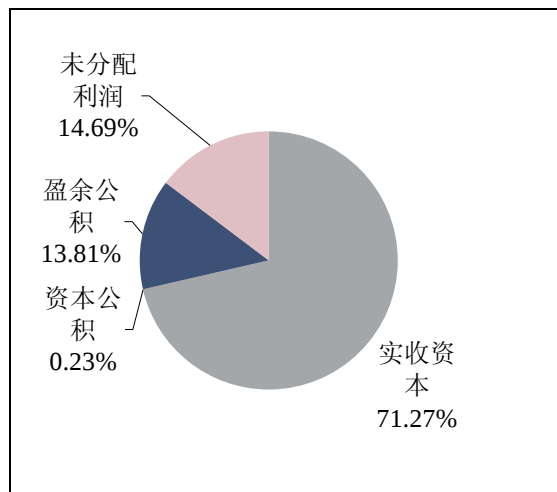
2008~2010 年,受计提折旧所致固定资产规模下降的影响,公司非流动资产年均减少 6.70%,截至 2010 年底合计 23.08 亿元,其中固定资产占 90.51%,主要为发电设备及相关的厂房建筑物;长期股权投资占 4.59%,主要为公司于 2009 年通过其下属子公司投资上海银桦航运有限公司的长期投资;无形资产占 3.19%,全部为土地使用权;在建工程占 1.65%,主要为供热管线和部分技改工程。

总体看,公司资产构成以非流动资产为主,符合火电企业的特征,整体的资产质量良好。

3. 负债及所有者权益

2008~2010 年,公司所有者权益平稳增长,截至 2010 年底合计 16.64 亿元,主要以实收资本、未分配利润和盈余公积为主(见图 6)。

图 6 2010 年底公司所有者权益构成

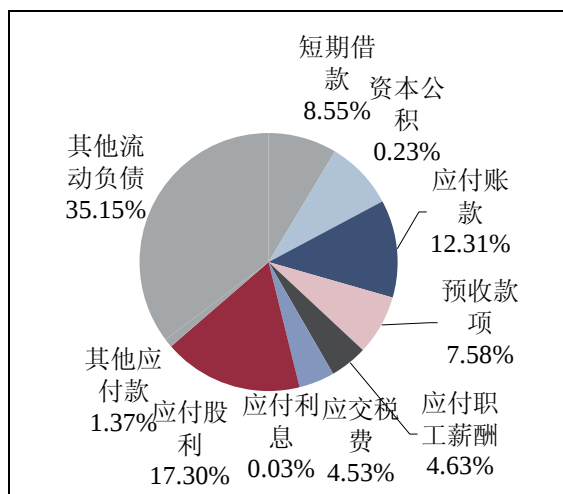


资料来源:公司财务报表

2008~2010 年,公司负债规模年均下降 7.42%,截至 2010 年底为 17.54 亿元。近几年,为了降低融资成本,减少沉淀资金,公司全部采用短期的融资工具,无长期负债。截至 2010 年底公司流动负债主要由其他流动负债(主要为 2010 年发行的短期融资券),应付账款、应付股利构成(见图 7)。2010 年公司短期融资券

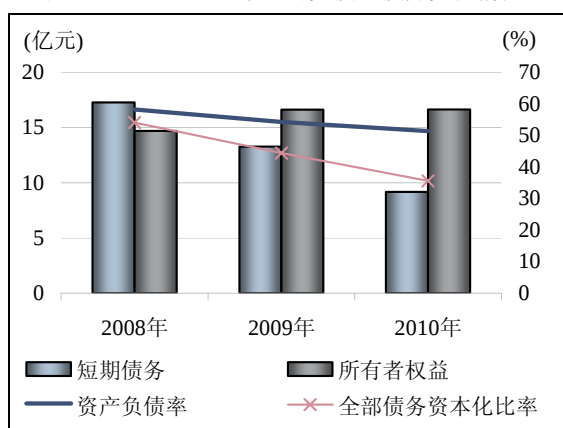
的发行成功，公司相应替换了部分银行贷款，减少了票据使用量，导致其占流动负债比重较2009年大幅下降。

图7 2010年底公司流动负债构成



2008~2010年，公司债务规模年均减少27.14%，截至2010年底合计9.17亿元，全部为短期债务，整体的债务负担和负债水平呈下降趋势，截至2010年底公司全部债务资本化比率和资产负债率分别为35.52%和51.32%（见图8）。

图8 2008~2010年公司负债和债务负担情况



资料来源：公司财务报表

总体看，相比于行业均值，目前公司的负债水平和债务负担均处于相对较低水平，但目前公司短期债务占比高，债务结构有待改善。

4. 盈利能力

2008~2010年，公司热电业务板块收入规模稳步增长，2009年下半年以来，公司煤炭贸易逐步开展带动公司整体收入规模大幅提升。现阶段热电业务和煤炭业务收入构成了公司收入的主要来源。

2009年开始，公司实行“以煤养煤”的策略，于3月份成立江苏苏龙能源有限公司，在负责采购公司自用煤炭的基础上开展煤炭贸易并于下半年开始逐步产生效益。2009年实现贸易收入16.47亿元，2010年实现煤炭贸易收入30.85亿元，较2009年增长87.31%，带动公司整体营业收入同比增长37.38%至57.24亿元。

2008~2010年，公司整体毛利率波动中有所增长。2008年由于国内市场电煤价格大幅上涨，公司营业利润率较低为16.28%，但仍优于火电行业的平均水平；一方面是由于公司的发电机组均为热电联产机组，整体经济效益较高，另一方面是由于公司燃煤采购成本控制能力强以及机组能耗水平的持续下降。2009年受电煤价格回落和电价上调效应的影响，公司热电业务毛利率明显回升。2010年，电煤价格水平同比有所上涨，同时，利润率较低的煤炭贸易业务收入占比上升等因素造成公司营业利润率由2009年的20.49%下降至18.63%。

2008~2010年，公司期间费用（管理费用+营业费用+财务费用）占比营业收入比例逐年上升，2010年为9.78%较2009年增长2.95个百分点，主要为公司煤炭贸易带动的运输费用快速增长所致。

2008~2010公司利润规模大幅增长，但随电煤原材料价格的波动而有所波动。2009年随电煤价格回落，公司热电业务盈利水平有所恢复，同时新增的燃煤贸易业务进一步提升了公司的利润规模，全年分别实现利润总额和净利润5.89亿元和5.06亿元。2010年电煤价同比大幅上涨25%左右，成本压力导致公司热电板块盈利状况有所下滑，但煤炭贸易板块利润规模的快速增长一定程度上稳定了公司整体盈

利状况。2010 年公司实现利润总额 5.25 亿元、净利润 4.07 亿元，较 2009 年分别减少 10.89% 和 19.56%。公司整体盈利能力较强，2010 年净资产收益率和总资本收益率分别达到了 24.46% 和 22.27%。

总体看，在现行的电价形成机制下，公司的盈利状况易受煤炭价格波动的影响，但凭借在设备性能、成本控制等方面的优势，公司整体的盈利能力及盈利稳定性均优于多数同等规模的火电企业，煤炭贸易的展开，进一步增强了公司整体盈利的稳定性，公司盈利状况仍有进一步提升的空间。

5. 偿债能力

近年来，得益于流动资产的持续增长，公司短期偿债指标均逐年改善，但受债务结构不合理的影响，相关指标仍保持在较低水平，截至 2010 年底，公司流动比率和速动比率分别为 63.24% 和 49.36%。2010 年公司经营现金流流动负债比为 23.40%，经营活动现金流对流动负债的覆盖程度较强。目前，公司电力销售的主要对象为下游的电网和大型企业客户，经营活动现金流入量稳定性较高，能够满足公司短期周转资金需求。

2008~2010 年，受成本变化的影响公司 EBITDA 规模有所波动，均值为 8.80 亿元，2010 年为 8.94 亿元。同期内公司 EBITDA 利息保护倍数和全部债务/EBITDA 倍数均有所波动，但在火电行业中其偿债指标及稳定性均处于较好水平，2010 年公司 EBITDA 利息保护倍数和全部债务/EBITDA 倍数分别为 17.78 倍和 1.02 倍。总体看，公司整体偿债能力较强，未来盈利水平的改善将对公司的偿债能力形成进一步的支撑。

截至 2010 年底，公司不存在逾期贷款，不存在对外担保。

截至 2010 年底，公司从多家商业银行获得综合授信总额为 37.60 亿元，其中未使用额度为 34.75 亿元，公司间接融资渠道畅通。

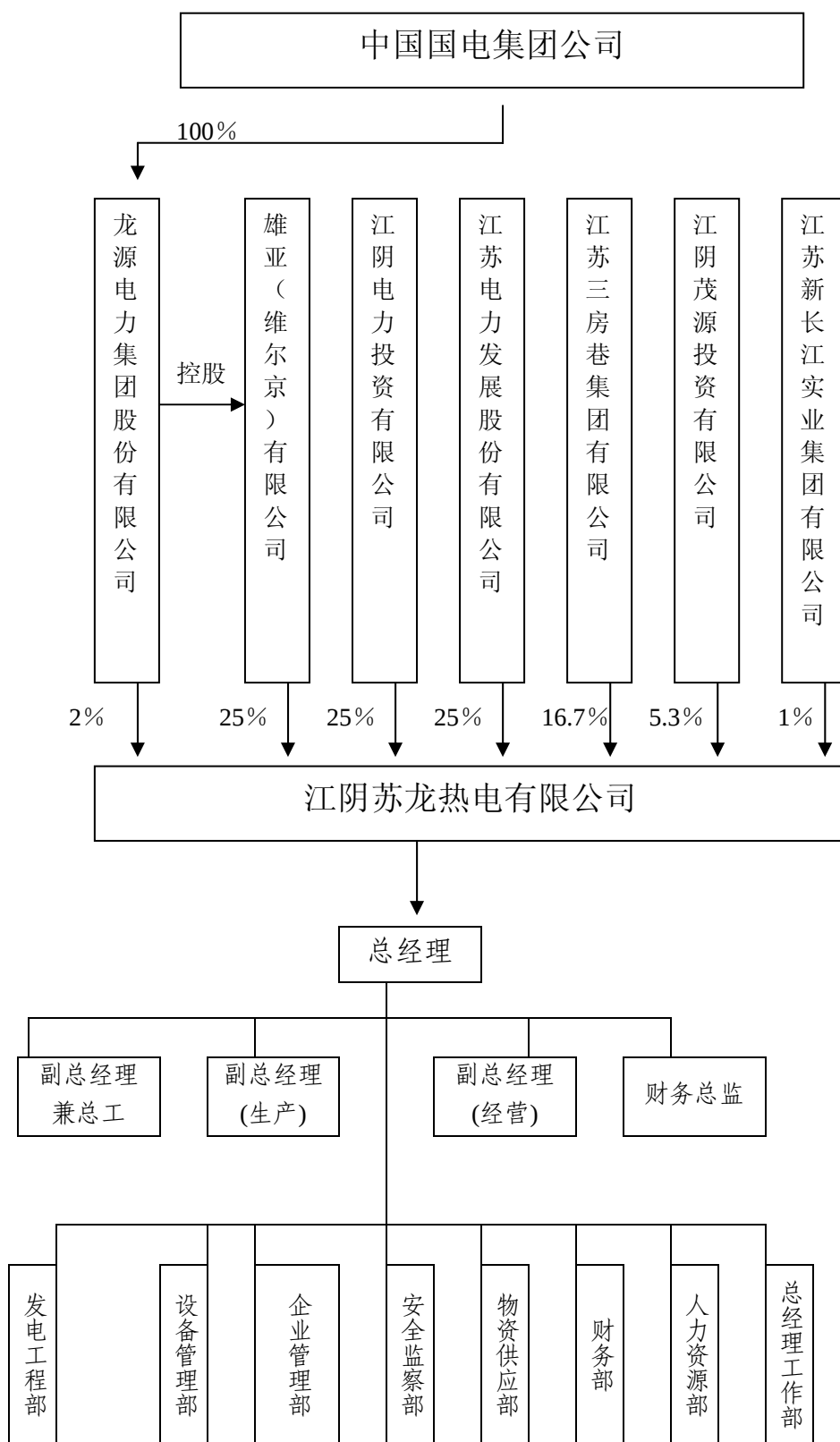
七、综合评价

电力行业是国民经济和社会发展的基础和支柱产业。公司作为由中国国电集团公司实际控制的火力发电企业，在区域的供电供热市场中具有一定规模优势。公司机组为热电联产机组，设备性能优良，精细化管理水平较高，成本控制能力较强，主营热电业务的盈利能力和盈利稳定性在行业中处于较好水平，同时公司围绕主业将经营范围拓展到相关的非电业务，进一步提升了整体的盈利能力和抗风险能力。

公司资产规模保持稳定，收入规模逐年增长，资产质量良好，债务负担在行业中处于较低水平，整体的偿债能力较强。未来，随着供热及其他非电业务的逐步拓展，公司整体的盈利状况和竞争实力有望进一步提升。

综合考虑，联合资信认为公司整体偿债能力强，主体长期信用风险低。

附件 1 公司组织结构图



附件 2-1 合并资产负债表（资产）

（单位：人民币万元）

资产	2008 年	2009 年	2010 年	变动率 (%)
流动资产：				
货币资金	40355.78	36499.34	13715.63	-41.70
交易性金融资产				
应收票据		12597.1	41883.74	
应收账款	24557.97	30099.59	27095.47	5.04
预付款项	4835.74	17985.32	3866.10	-10.59
应收利息				
应收股利				
其他应收款	45.61	42.17	16.46	-39.92
存货	9525.09	7058.89	24341.68	59.86
其他流动资产	7000			-100.00
流动资产合计	86320.19	104282.41	110919.08	13.36
非流动资产				
长期股权投资		10159.49	10591.95	
固定资产	256179.32	239254.14	208944.54	-9.69
在建工程	585.78	1152.65	3821.95	155.43
工程物资				
无形资产	8311.25	7837.34	7363.42	-5.87
长期待摊费用				
递延所得税资产	104.26	112.75	120.29	7.41
其他非流动资产				
非流动资产合计	265180.62	258516.37	230842.15	-6.70
资产总计	351500.8	362798.78	341761.23	-1.40

附件 2-2 合并资产负债表（负债及所有者权益）

（单位：人民币万元）

项目	2008 年	2009 年	2010 年	变动率 (%)
流动负债：				
短期借款		25000	15000.00	
应付票据	112000	107700	15000.00	-63.40
应付账款	1775.41	17218.82	21599.27	248.79
预收款项		15292.24	13291.79	
应付职工薪酬	12811.28	9163.83	8117.86	-20.40
应交税费	5309.08	6636.98	7952.90	22.39
应付利息		33.41	27.41	
应付股利	8262.34	12246.41	30348.51	91.65
其他应付款	3796.32	3413.85	2394.17	-20.59
其他流动负债	60667.81		61658.47	0.81
流动负债合计	204622.23	196705.54	175390.38	-7.42
非流动负债				
非流动负债合计				
负债合计	204622.23	196705.54	175390.38	-7.42
股东权益				
实收资本	118575.07	118575.07	118575.07	0.00
资本公积	374.24	374.24	374.24	0.00
盈余公积	14938.52	18542.75	22980.62	24.03
未分配利润	12990.74	28601.18	24440.92	37.16
所有者权益合计	146878.57	166093.24	166370.86	6.43
负债和股东权益合计	351500.8	362798.78	341761.23	-1.40

附件 3 合并利润表

(单位: 人民币万元)

项 目	2008 年	2009 年	2010 年	变动率 (%)
一、营业收入	254080.65	416651.93	572406.72	50.10
减: 营业成本	212176.51	330244.93	464627.58	47.98
营业税费	537.48	1050.67	1158.88	46.84
销售费用		18876.62	45924.09	
管理费用	3581.12	4715.24	5912.65	28.49
财务费用	10717.03	4865.4	4170.36	-37.62
加: 公允价值变动收益 (亏损以“-”号填列)				
投资收益 (损失以“-”号填列)		378.29	432.46	
其中: 对联营企业和合营企业的投资收益				
二、营业利润	27068.51	57277.37	51045.61	37.32
加: 营业外收入	3258.8	1791.13	1622.16	-29.45
减: 营业外支出	230	202.25	211.83	-4.03
三、利润总额	30097.31	58866.25	52455.94	32.02
减: 所得税费用	4462.08	8269.84	11758.35	62.33
四、净利润	25635.23	50596.41	40697.59	26.00

附件 4-1 合并现金流量表

(单位: 人民币万元)

项 目	2008 年	2009 年	2010 年	变动率 (%)
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	305878.96	483696.42	655572.52	46.40
收到的税费返还	322.37	2826.37	1613.70	123.74
收到的其他与经营活动有关的现金	1587.30	1409.25	1209.67	-12.70
现金流入小计	307788.63	487932.04	658395.89	46.26
购买商品接受劳务支付的现金	213412.84	348924.68	562515.57	62.35
支付给职工以及为职工支付的现金	5022.79	13217.91	16266.80	79.96
支付的各项税费	20374.86	32050.02	30135.28	21.62
支付的其他与经营活动有关的现金	11202.02	10709.96	8435.29	-13.22
现金流出小计	250012.50	404902.57	617352.95	57.14
经营活动产生的现金流量净额	57776.13	83029.47	41042.94	-15.72
二、投资活动产生的现金流量:				
收回投资所收到的现金	9800.00	10000.00		-100.00
取得投资收益所收到的现金		18.80		
处置固定资产无形资产及其他长期资产收回的现金净额			76.80	
收到的其他与投资活动有关的现金				
现金流入小计	9800.00	10018.80	76.80	-91.15
购建固定资产无形资产和其他长期资产支付的现金	1668.90	13703.28	3491.70	44.65
投资支付的现金		19800.00		
支付的其他与投资活动有关的现金				
现金流出小计	1668.90	33503.28	3491.70	44.65
投资活动产生的现金流量净额	8131.10	-23484.48	-3414.90	
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	327460.00	35000.00	49000.00	-61.32
收到的其他与筹资活动有关的现金		7161.74	60000.70	
现金流入小计	327460.00	42161.74	109000.70	-42.31
偿还债务支付的现金	330900.00		59000.00	-57.77
分配股利利润和偿付利息支付的现金	41088.19	25349.09	17464.25	-34.80
支付的其他与筹资活动有关的现金		80214.08	92948.20	
现金流出小计	371988.19	105563.17	169412.45	-32.51
筹资活动产生的现金流量净额	-44528.19	-63401.43	-60411.74	16.48
四、汇率变动对现金的影响				
五、现金及现金等价物净增加额	21379.03	-3856.44	-22783.71	

附件 4-2 合并现金流量补充资料表

(单位: 人民币万元)

补充资料	2008 年	2009 年	2010 年	变动率 (%)
一、将净利润调节为经营活动现金流量				
净利润	25635.23	50596.41	40697.59	26.00
加: 计提的资产损失准备				
固定资产折旧、生产性生物资产折旧	30257.84	31011.47	31492.64	2.02
无形资产摊销	473.92	473.92	473.92	0.00
长期待摊费用摊销				
待摊费用摊销减少(增加以“-”号填列)				
预提费用增加(减少以“-”号填列)	174.17			-100.00
处置固定资产、无形资产和其他长期资产的损失	-318.41		111.83	
固定资产报废损失				
公允价值变动损失				
财务费用	7032.56	3468.62	1693.83	-50.92
投资损失		-378.29	-432.46	
递延所得税资产减少	-104.26	-8.50	-7.54	-73.11
递延所得税负债增加				
存货的减少	-2823.14	2466.20	-17282.79	147.42
经营性应收项目的减少	-4752.20	-26565.84	-34891.92	170.97
经营性应付项目的增加	2200.40	21965.49	19187.83	195.30
其他				
经营活动产生的现金流量净额	57776.13	83029.47	41042.94	-15.72
二、现金及现金等价物净增加情况:				
现金的期末余额	40355.78	36499.34	13715.63	-41.70
减: 现金的期初余额	18976.74	40355.78	36499.34	38.69
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	21379.03	-3856.44	-22783.71	

附件 5 主要计算指标

项 目	2008 年	2009 年	2010 年
经营效率			
销售债权周转次数(次)	9.26	12.39	10.25
存货周转次数(次)	26.15	39.83	29.59
总资产周转次数(次)	0.71	1.17	1.62
现金收入比 (%)	120.39	116.09	114.53
盈利能力			
营业利润率 (%)	16.28	20.49	18.63
总资本收益率(%)	12.89	21.70	22.27
净资产收益率(%)	17.45	30.46	24.46
财务构成			
长期债务资本化比率(%)	--	--	--
全部债务资本化比率(%)	54.04	44.41	35.52
资产负债率(%)	58.21	54.22	51.32
偿债能力			
流动比率(%)	42.19	53.01	63.24
速动比率(%)	37.53	49.43	49.36
经营现金流动负债比(%)	28.24	42.21	23.40
EBITDA 利息倍数(倍)	6.48	16.15	17.78
全部债务/EBITDA(倍)	2.40	1.38	1.02
筹资前现金流量净额债务保护倍数(倍)	0.38	0.45	0.41
筹资前现金流量净额利息偿还能力(倍)	5.94	9.99	7.52

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	
净资产年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率 = (本期-上期) / 上期 × 100%
营业收入年复合增长率	(2) n 年数据: 增长率 = [(本期/前 n 年) ^{1/(n-1)} - 1] × 100%
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
现金偿债倍数	现金类资产 / 一年内到期的债券 (含短期融资券) 待偿还额
经营活动现金流入量偿债倍数	经营活动产生的现金流入量 / 一年内到期的债券 (含短期融资券) 待偿还额
经营活动现金流量净额偿债倍数	经营活动现金流量净额 / 一年内到期的债券 (含短期融资券) 待偿还额

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

联合资信评估有限公司关于 江阴苏龙热电有限公司 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）将在江阴苏龙热电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。

江阴苏龙热电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。江阴苏龙热电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江阴苏龙热电有限公司的经营管理状况及相关信息，如发现江阴苏龙热电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。

如江阴苏龙热电有限公司不能及时提供上述跟踪评级资料及情况，联合资信将根据有关情况进行分析并调整信用等级，必要时，可公布信用等级暂时失效，直至江阴苏龙热电有限公司提供相关资料。

在跟踪评级过程中，如江阴苏龙热电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江阴苏龙热电有限公司、主管部门、交易机构等。

