

信用等级公告

联合[2012] 299 号

联合资信评估有限公司通过对山西国际电力集团有限公司及其拟发行的 2012 年度 20 亿元公司债券的信用状况进行综合分析和评估, 确定

山西国际电力集团有限公司

主体长期信用等级为

AA⁺

山西国际电力集团有限公司

2012 年度 20 亿元公司债券的信用等级为

AA⁺

特此公告。

联合资信评估有限公司

二零一二年五月十六日

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

电话: (010) 85679696

传真: (010) 85679228

邮编: 100022

网址: www.lhratings.com

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）与山西国际电力集团有限公司构成委托关系外，联合资信、评级人员与山西国际电力集团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，未因山西国际电力集团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山西国际电力集团有限公司提供，联合资信不保证引用资料的真实性及完整性。

六、山西国际电力集团有限公司 2012 年度 20 亿元公司债券信用等级自本期公司债券发行之日起至到期兑付日有效；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
二零一二年五月十六日
评级业务专用章

山西国际电力集团有限公司

2012 年度 20 亿元公司债券信用评级报告

评级结果:

主体长期信用等级: AA⁺

评级展望: 稳定

本期公司债券信用等级: AA⁺

本期公司债券发行额度: 20 亿元

本期公司债券期限: 10 年

评级时间: 2012 年 5 月 16 日

财务数据

项 目	2009 年	2010 年	2011 年
资产总额(亿元)	158.94	188.75	238.90
所有者权益(含少数股东权益) (亿元)	93.42	103.66	111.13
长期债务(亿元)	19.51	26.35	34.98
全部债务(亿元)	34.04	46.23	68.63
营业收入(亿元)	40.15	50.29	106.55
利润总额(亿元)	4.70	4.69	6.91
EBITDA(亿元)	12.69	13.08	16.01
经营性净现金流(亿元)	22.90	7.11	4.04
营业利润率 (%)	15.30	17.93	11.28
净资产收益率(%)	4.33	3.39	4.81
资产负债率(%)	41.22	45.08	53.48
全部债务资本化比率(%)	26.71	30.84	38.18
流动比率(%)	87.36	94.49	88.63
全部债务/EBITDA(倍)	2.68	3.53	4.29
EBITDA 利息倍数(倍)	4.94	4.00	4.85
EBITDA/本期发债额度 (倍)	0.63	0.65	0.80

分析师

程 晨 王 佳

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(简称“联合资信”)对山西国际电力集团有限公司(简称“公司”)的评级反映了公司在区域电力市场地位、地方政府支持和发展前景方面的优势;联合资信也关注到煤价大幅波动以及公司重组分立等因素对其整体信用水平带来的不利影响。

公司积极推进发电、配电领域项目建设,投资上游煤炭行业,同时拓展进入燃气行业。在建拟建项目陆续完工投产后,公司盈利能力有望提升。联合资信对公司的评级展望为稳定。

本期债券为无担保信用债券。基于对公司主体长期信用等级以及本期债券偿还能力的综合评估,联合资信认为,本期债券到期不能偿付的风险很低。

优势

1. 作为山西省政府直属的国有独资电力集团,公司获取的政策支持力度较大。
2. 公司所属火电企业具备原材料供应和运输成本优势;山西省煤炭资源丰富,为公司实施煤电联营提供了良好的外部条件。
3. 公司配电业务持续快速增长,并积极发展风电、水电等新能源项目和资源综合利用项目,有利于在未来电力市场竞争中获取有利地位。
4. 公司债务负担较轻,财务弹性良好。

关注

1. 受煤炭供应紧张和价格高位运行因素影响,公司盈利水平出现波动。
2. 公司对重组前控股电厂的担保金额较大,担保比率较高。
3. 公司经营性净现金流近年呈下降趋势。

一、主体概况

山西国际电力集团有限公司（以下简称“公司”或“山西国电”）前身是 1989 年 1 月成立的山西省地方电力公司，是山西省政府授权的电力投资、资产经营和地方电力资产出资代表，同时也是经国家经贸委认定的部分农村电网经营管理主体和农网改造承贷主体。2002 年 7 月，经山西省人民政府晋政函【2002】145 号文件批复，地方电力公司整体改制为山西国际电力集团有限公司，为山西省政府直属的十大企业集团之一。2007 年 2 月，按照山西省政府战略重组的决策和部署，公司以 47 亿元电力资产出资联合韩国电力公社和德意志银行组建成立合资企业格盟国际能源有限公司（“格盟国际”），并出资 5 亿元现金注册成立了山西国际能源集团有限公司（“山西国能”）。2007 年 11 月，公司将所持格盟国际的股权划转给山西国能，并将山西国能分离出公司，由山西省国资委直接管理。

公司为山西省大型能源投资企业，目前投资领域以电力为主，注册资本 60 亿元。公司发电业务涉及火电、水电、风电以及生物质能发电等。

截至 2011 年底，公司合并资产总额 238.90

亿元，所有者权益 111.13 亿元；2011 年公司实现营业收入 106.55 亿元，利润总额 6.91 亿元。

公司注册地址：太原市东缉虎营 37 号；法定代表人：刘建中。

二、本期债券及投资项目概况

1. 本期债券概况

公司计划于 2012 年申请发行 20 亿元公司债券（以下简称“本期债券”），本期债券为 10 年期固定利率债券，附第 5 年末发行人上调利率选择权及投资者回售选择权，并自本期债券第 6 年起逐年分别按 10%、10%、20%、30% 和 30% 的比例分期偿还回售后剩余本金。本期债券为无担保信用债券。

2. 本期债券募集资金用途

本期债券拟募集资金人民币 20 亿元，其中 16 亿元将用于公司经有关部门批准的风电、火电、燃气等项目建设，建设项目总投资额为 28.57 亿元；4 亿元用于补充公司营运资金。在募集资金到位前，公司将根据整合进度需求，临时通过自筹资金满足项目需求，待募集资金到位后，作等额置换。募集资金投资项目具体情况如下：

表 1 募集资金投资项目概况（单位：万元）

项目名称	项目总投资额	募集资金使用额度	占本次募集资金比例	占项目总投资比例
平鲁败虎堡二期 49.5 兆瓦风力发电项目	49,685	29,000	14.50%	58.37%
平鲁败虎堡风力发电一期工程扩容项目	12,065	7,000	3.50%	58.02%
平鲁败虎堡 33.75MW 风电项目	34,209	20,000	10.00%	58.46%
宁武盘道梁 49.5 兆瓦风力发电项目	45,226	27,000	13.50%	59.70%
右玉小五台 41.25MW 风电项目	41,224	24,000	12.00%	58.22%
平鲁区光伏发电一期 5MW 工程项目	17,800	8,000	4.00%	44.94%
右玉县光伏发电一期 10MW 工程项目	35,540	17,000	8.50%	47.83%
忻州市煤层气利用工程项目	49,953	28,000	14.00%	56.05%
补充营运资金	--	40,000	20.00%	--

资料来源：公司提供

（一）平鲁败虎堡二期 49.5 兆瓦风力发电项目

（1）项目概况

为充分利用当地丰富的风能资源，改善环

境质量，公司拟在山西省朔州市平鲁区败虎堡村建设 49.5 兆瓦风力发电二期工程，主要建设内容为安装 33 台 1.5MW 的风力发电机组及配套设备。

（2）项目审批情况

该项目可行性研究报告已由山西省发展和改革委员会以《关于山西福光风电有限公司平鲁败虎堡二期 49.5 兆瓦风力发电项目核准的批复》（晋发改新能源发【2010】1777 号）批准，山西省环境保护局以《关于山西省平鲁区败虎堡风场二期工程（49.5MW）项目环境影响报告表的审批意见》（晋环函【2008】318 号）批准，山西省国土资源厅以《关于山西国际电力集团有限公司山西平鲁败虎堡风电场二期工程建设项目用地预审的批复》（晋国土资函【2008】103 号）批准。

（二）平鲁败虎堡风力发电一期工程扩容项目

（1）项目概况

根据国家产业政策和山西省“十一五”电力发展规划，为充分有效地利用风能、土地、电网接入系统等资源，公司拟在山西省朔州市平鲁区败虎堡风力发电一期工程范围内进行扩容，扩容规模为 15 兆瓦。主要建设内容为安装 10 台 1.5 兆瓦的风力发电机组及配套的 35 千伏输电线路、交通工程等，利用现在 110 千伏升压变电设备并网。

（2）项目审批情况

该项目可行性研究报告已由山西省发改委以《关于山西福光风电有限公司平鲁败虎堡风力发电一期工程扩容项目核准的批复》（晋发改新能源发[2010]2059 号）批准，山西省环境保护厅以《关于山西福光风电有限公司右玉小五台、平鲁败虎堡风电场增加风机有关问题请示的复函》（晋环函[2010]1167 号）批准，山西省国土资源厅以《关于山西平鲁败虎堡风电场建设项目用地预审的批复》（晋国土资函[2006]577 号）批准。

（三）平鲁败虎堡 33.75MW 风电项目

（1）项目概况

根据国家产业政策和山西省“十一五”电力发展规划，公司拟在山西省朔州市平鲁区败虎堡建设 33.75 兆瓦风力发电项目，主要建设

内容为安装 24 台 1.25 兆瓦的风力发电机组及配套的机电、发电、变配电、通讯、建筑、交通等工程。

（2）项目审批情况

该项目可行性研究报告已由山西省发展和改革委员会以《关于核准山西国际电力集团有限公司平鲁败虎堡 33.75MW 风电项目的通知》（晋发改能源发【2006】1016 号）批准，山西省环境保护局以《关于山西国际电力集团有限公司败虎堡风场工程建设项目环境影响报告表的批复》（晋环函【2007】200 号）批准，山西省国土资源厅以《关于山西平鲁败虎堡风电场建设项目用地预审的批复》（晋国土资函【2006】577 号）批准。

（四）宁武盘道梁 49.5 兆瓦风力发电项目

（1）项目概况

为充分利用当地丰富的风能资源，改善环境质量，公司拟在山西省忻州市宁武县盘道梁建设 49.5 兆瓦风力发电项目，主要建设内容为安装 33 台 1.5MW 的风力发电机组及配套设备。

（2）项目审批情况

该项目可行性研究报告已由山西省发展和改革委员会以《关于山西福光风电有限公司宁武盘道梁 49.5 兆瓦风力发电项目核准的批复》（晋发改新能源发【2011】41 号）批准，山西省环境保护局以《关于山西省宁武盘道梁风电场 49.5MW 工程环境影响报告表的审批意见》（晋环函【2010】1349 号）批准，山西省国土资源厅以《关于宁武盘道梁风电场 49.5MW 工程项目用地预审的批复》（晋国土资函【2010】680 号）批准。

（五）右玉小五台 41.25MW 风电项目

（1）项目概况

根据国家产业政策和山西省“十一五”电力发展规划，公司拟在山西省朔州市右玉县小五台建设 41.25 兆瓦风力发电项目，主要建设内容为安装 33 台 1.25MW 的风力发电机组及配套设备。

（2）项目审批情况

该项目可行性研究报告已由山西省发展和改革委员会以《关于核准山西国际电力集团有限公司右玉小五台 41.25MW 风电项目的通知》（晋发改能源发【2006】1017 号）批准，山西省环境保护局以《关于山西国际电力集团有限公司小五台风电场工程建设项目环境影响报告表的批复》（晋环函【2007】98 号）批准，山西省国土资源厅以《关于山西右玉小五台风电场建设项目用地预审的批复》（晋国土资函【2006】578 号）批准。

（六）平鲁区光伏发电一期 5MW 工程项目

（1）项目概况

根据国家“金太阳示范工程”和山西省“十一五”电力发展规划，公司拟在山西省朔州市平鲁区败虎堡风电场升压站北侧，建设光伏发电项目。该项目规划建设 20 兆瓦，一期工程规模为 5 兆瓦，主要建设内容为安装光伏组件工程及配套的输配电设施。

（2）项目审批情况

该项目可行性研究报告已由山西省发展和改革委员会以《关于核准山西国际电力集团有限公司平鲁区光伏发电一期 5MW 工程项目的通知》（晋发改能源发【2009】1715 号）批准，山西省环境保护厅以《关于山西平鲁 20MW 太阳能光伏电站项目环境影响报告表的审批意见》（晋环函【2010】813 号）批准，山西省国土资源厅以《关于山西平鲁阻虎“风光互补”5MW 并网光伏发电示范项目用地预审的批复》（晋国土资函【2010】422 号）批准。

（七）右玉县光伏发电一期 10MW 工程项目

（1）项目概况

根据国家“金太阳示范工程”和山西省“十一五”电力发展规划，公司拟在山西省朔州市右玉县小五台建设 10 兆瓦光伏发电项目。该项目规划建设 20 兆瓦，一期工程规模为 10 兆瓦，主要建设内容为安装光伏组件工程及配套的输

配电设施。

（2）项目审批情况

该项目可行性研究报告已由山西省发展和改革委员会以《关于核准山西国际电力集团有限公司右玉县光伏发电一期 10MW 工程项目的通知》（晋发改能源发【2009】1716 号）批准，山西省环境保护厅以《关于山西右玉 20MW 光伏电站项目环境影响报告表的批复》（晋环函【2009】495 号）批准，山西省国土资源厅以《关于山西国际电力集团有限公司右玉“风光互补”20MW 并网光伏发电示范项目用地预审的批复》（晋国土资函【2009】653 号）批准。

（八）忻州市煤层气利用工程项目

（1）项目概况

本项目气源拟利用保德区块煤层气资源。管道全长 230 公里，起自保德县首站，止于原平末站，途经保德、河曲、五寨、神池、宁武、原平五县一市。设计压力 6.0Mpa，管径 406.4mm，设计输气能力 4.95 亿立方米/年。

（2）项目审批情况

该项目主体已由山西省发改委以《关于同意忻州市煤层气利用工程项目变更主体的通知》（晋发改地区函[2010]1450 号）批准，该项目可行性研究报告已由山西省发改委以《关于核准忻州市煤层气利用工程项目的通知》（晋发改地区发[2008]796 号）批准，山西省环境保护局以《关于<忻州市煤层气利用 5×108m³/a 管道输送工程环境影响报告书>的批复》（晋环函[2007]88 号）批准，忻州市国土资源局以《关于忻州市瑞华煤层气有限责任公司项目用地的预审批复》（忻国土预字[2007]18 号）批准。

三、行业分析

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。2000～2007 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

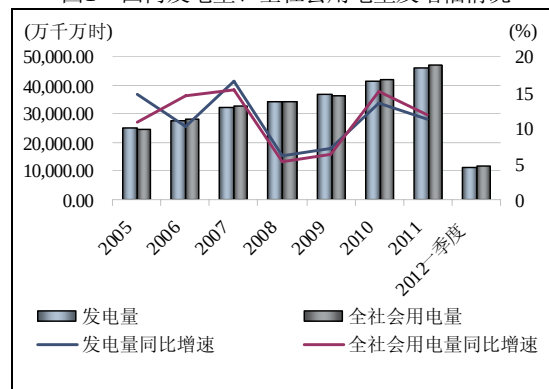
的影响，中国电力需求总量迅速上升。2003～2008年的六年间，全国发电装机容量从2002年底的3.59亿Kw迅速增长到2008年底的7.93亿Kw。大规模发电项目的不断投产运行，有效缓解了电力供需矛盾，中国逐渐由持续性、全国性缺电转变为区域性、季节性、时段性缺电，缺电范围明显减少。

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1～3月，全国规模以上电厂合计发电11446亿千瓦时，同比增长7.1%；全国累计用电量为11655亿千瓦时，同比增长6.80%。其中第一产业、第二产业、第三产业、居民用电量，分别同比减少2.95%、增长4.51%、增长12.95%、增长15.49%。

图1 国内发电量、全社会用电量及增幅情况



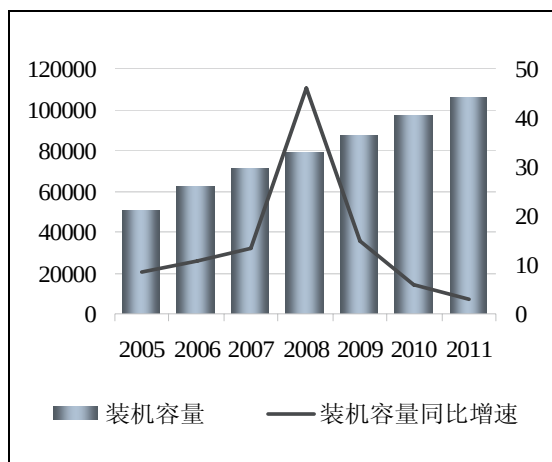
资料来源：wind资讯、中电联电力工业统计快报

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至2010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。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%。

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。

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

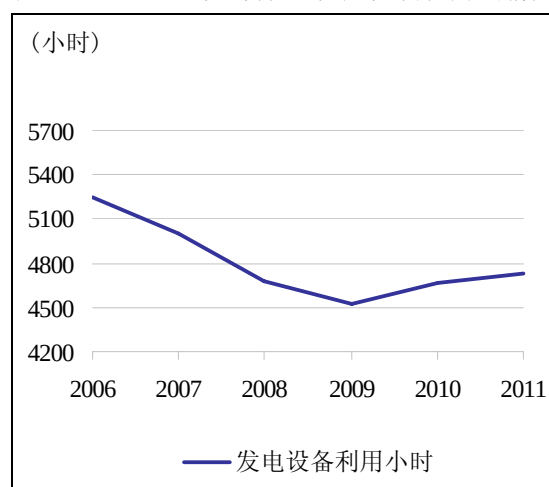
2001年以来，在电力市场供不应求压力的推动下，国内发电设备利用小时数持续上升（见图3），并在2004年达到峰值水平，从2006年开始随着大量新建机组投产，行业内发电设备利用效率逐年下降，2008年在下游需求增速回落的作用下，国内发电设备平均利用小时数较上年减少了334个小时，同比跌幅超过6%，为近年最大跌幅。2009年上半年，国内发电设备平均利用小时数仍呈下滑态势，但从四季度开始，在重工业用电需求快速回升的带动下，发电设备利用小时增速均保持在8%以上，其中火电利用小时回升明显。2009年全国6000千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时为4527小时，比去年同期降低121小时。

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，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1-3月，规模以上机组累计平均利用小时为1116小时，同比减少18小时；火电机组平均利用小时为1295小时，同比增加4小时；水电机组平均利用小时为516小时，同比减少65小时。

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

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%，煤炭价格一直保持在高位运行，2011年8月，秦皇岛山西优混平仓价为725-735元/吨，较3月有所下降，但仍保持较高水平。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。2011年1~11月，全国火电生产企业实现利润681.4亿元，同比增长15.1%。

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。

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。

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产业的竞争，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

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. 公司竞争力

公司作为山西省政府直属的国有独资电力产业集团，在山西省能源和工业基地建设中具有重要地位。

装机规模

表 2 2011 年底公司控股和参股电厂生产能力

企业名称	持股比例	权益装机容量 (万千瓦时)	发电类型
山西阳光发电有限责任公司	100.00%	120.00	火力
山西天桥水电有限公司	100.00%	12.8	水电
山西福光风电有限公司	100.00%	7.5	风力
山西国益生物发电有限公司	100.00%	1.2	生物质
山西国际电力光伏发电有限公司	100.00%	1.5	太阳能
山西耀光煤电有限责任公司	100.00%	40	火力
山西国锦煤电有限公司	51.00%	30.6	火力
山西国金电力有限公司	51.00%	35.7	火力
山西大同热电有限责任公司	51.39%	5.14	火力
山西新兴能源产业集团有限公司嘉节燃气热电分公司	100.00%	86.00	火力
浙江浙能嘉兴发电有限责任公司	30.00%	18.00	火力
浙江浙能镇海发电有限责任公司	37.50%	32.25	火力
国电太一发电有限责任公司	45.00%	28.13	火力
山西鲁能河曲发电有限公司	10.00%	12.00	火力
山西西龙池抽水蓄能电站有限公司	10.00%	12.00	水电
山西鲁能王曲发电有限责任公司	5.00%	6.00	火力
大同煤矿集团同华发电有限公司	5.00%	6.60	火力
华能左权煤电有限责任公司	20.00%	24.00	火力
北京京能热电股份有限公司	17.81%	15.67	火力
山西漳泽电力股份有限公司	22.34%	58.53	火力
合计		553.62	

资料来源：公司提供

截至 2012 年 3 月底，公司运营的控股和参

股权益装机容量 553.62 万千瓦，其中，已投产控股装机容量 356.18 万千瓦，在建控股装机容量 197.44 万千瓦。公司持有山西阳光发电有限责任公司等 21 家发电企业的股权。

公司通过对山西省内 12 家县级电业局兼并重组，拥有了配电资产，并经营配电业务。近年，公司对 12 个县电网进行了大规模建设和改造，使所属供电区域供电能力大幅度提高，所属配电企业售电量增幅连续五年超过 20%。

拥有 220KV 变电站 4 座，容量 1020MVA，220KV 线路 241KM；110KV 变电站 34 座，容量 2337MVA，110 线路 1152KM；35KV 变电站 59 座，容量 679MVA，35KV 线路 1487KM。

配电网络的完善和售电量的提高，能够为公司经营规模扩大和盈利水平增长提供有力支持，有利于巩固公司在电力市场的竞争地位。

环保节能

公司山西耀光煤电有限责任公司煤矸石发电项目，属于资源综合利用项目；福光风电项目投产每年将向电网提供 1.34 亿千瓦时的环保电能，相当于每年节约 4.08 万吨标准煤，减少向大气排放粉尘 493 吨，减少二氧化碳排放 8.7 万吨，减少二氧化硫排放 390 吨，减少氮氧化物排放 1640.5 吨，环保作用突出。

公司列入投资计划的新建电厂中，计划新投火电机组均为配备脱硫装备的高参数、大容量机组，还包括热电联产项目和风电、生物质发电等新能源项目，符合环保、供热、节水的循环经济发展要求。未来公司电力资产结构将进一步优化。

政策支持

电力产业是山西省政府确定的八大支柱产业之一，并且处于战略中心地位。公司作为山西省国资委独资的能源投资企业，代表省政府行使电力建设、电力资产管理的职能，肩负着建设山西新型能源基地的重任，从成立以来一直得到山西省政府的大力支持。

国家计委以计价管（1997）440 号文件形式，规定山西省电力基金在征收 2 分钱后，再

按全社会省内用电量每千瓦时加收 1 分钱，专项用于山西省的电源建设，公司 2005 年至 2008 年共取得该基金 144648 万元。公司 2005 年至 2008 年取得农网还贷基金 49662 万元。2009 年取得脱硫工程款 2.3 亿元。

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》（财税[2001]198 号），公司下属耀光电厂由于综合利用采用煤矸石发电可享受增值税减半和所得税计税额按 90%计算的优惠政策。

2. 人力资源

公司高级管理人员 11 人，均具有大学及以上学历。公司董事长、党委书记刘建中先生，中国矿业大学管理科学与工程博士，高级工程师，现年 56 岁，1974 年参加工作，历任霍州矿务局矿办主任、白龙矿党委书记、矿长、霍州矿务局副局长、山西焦煤集团有限责任公司副总经理、山西煤炭运销集团有限公司董事长，2012 年进入公司担任党委书记，2012 年 2 月出任公司董事长。公司董事及高管大部分在公司工作超过 10 年，业内管理经验丰富。

截至 2012 年 3 月底，公司员工总人数 9094 人，其中正式员工 5903 人，从学历结构看，大专及以上占比 52.18%。整体看，公司主要领导行业经验丰富，管理水平高，员工整体素质能够满足公司正常生产经营需要。

五、管理体制

1. 公司治理

公司不设股东会，由山西省国资委代表国家行使出资人权利，对公司进行监督和考核。公司设董事会和监事会，董事会是公司的决策机构，董事长由省政府任命，其他董事由省国资委任命；监事会现有 6 名成员，由省国资委任命 5 人，职工监事 1 人。公司现设总经理 1 名，副总经理 6 名。公司总经理对董事会负责，负责公司的日常生产经营管理工作。

2. 管理体制

公司本部定位为战略规划中心、投资管理中心、人力资源中心和资本运营中心，不参与下属公司具体的经营管理，仅根据股权比例任命董事和主要管理人员，并按照严格的考核指标体系对下属公司进行以利润和安全为主要目标的考核。

按管理架构，公司将下属企业划分为两个层次，其中二级企业 8 家，其余为三级企业，二级企业根据公司本部授权，对三级企业行使专业管理、监督考核和协调服务职能，具体体现为：山西通宝能源股份有限公司（简称“通宝能源”）负责公司上市资产的管理；山西新兴能源产业集团有限公司负责发电资产的管理；山西地方电力股份有限公司（“地电股份”）负责公司配电网的管理；山西金融租赁有限公司负责公司金融租赁业务；山西国际电力资产管理有限公司负责公司其他资产的管理；2009 年新成立两家二级企业拟进入新的业务领域，其中山西国际电力燃气股份有限公司将负责公司燃气项目的统一运作和管理，山西国电置业有限公司将负责房地产业务的统一管理。

3. 基础管理

工程管理方面，公司稳步推进在建电厂项目工程进度，重视质量检查和工程造价控制。公司基建 MIS 系统正式投入使用，使其具备了实时掌握现场施工的能力，有效促进了工程管理信息化水平。公司对在建项目采用了 EPC 总承包模式（设计、采购和建造总承包），并在认真总结优化 EPC 模式的基础上，积极探索适合集团现状的工程管理新模式，完善电厂、电网建设工程管理办法，不断提高工程管理水平。

安全管理方面，公司通过加大安全监管力度、完善各层级安全生产责任奖惩考核体系、实行任期安全生产评估制度等方式，确保实现安全生产目标。

整体而言，公司法人治理结构符合国有独资企业特点；公司建立了完善的内部管理体系，

能够对下属企业进行有效的管理和控制，促进了公司经营业绩的提高；公司下属公司阳光发电被评为“全国火电一流企业”。

六、经营分析

公司主要从事发电和配电业务，发电和配电业务是公司收入和利润的主要来源。2011年，公司实现主营业务收入104.10亿元，较上年增长112.10%，其中，发电收入24.55亿元，售电

收入31.50亿元，均较上年有不同比例增长，2011年，公司成立山西国盛煤炭运销有限公司（山西国际电力资产管理有限公司子公司），经营贸易业务，2011年实现收入37.12亿元，带动主营业务收入大幅上涨。另外，得益于钢材、铁粉产品购销收入增加，其他业务收入大幅增长至10.93亿元。2011年，受贸易业务和其他业务毛利率较低的影响，公司主营业务毛利率下降至10.37%。

表3 公司主营业务收入及利润构成情况（单位：亿元，%）

板块	主营业务收入			主营业务毛利率		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
发电收入	20.18	22.51	24.55	14.32	13.14	9.98
售电收入	17.76	24.19	31.50	14.70	22.24	23.81
贸易收入	--	--	37.12	--	--	0.38
其他	0.55	2.38	10.93	-10.91	23.10	1.77
合计	38.49	49.08	104.1	14.13	18.11	10.37

资料来源：公司提供

注：其他业务主要包括煤炭销售、金融租赁业务、燃气、物流、机械加工等业务

发电业务

公司的发电业务涉及火电、水电和风电。2011年，公司火电业务实现收入22.92亿元，占发电业务收入的93.36%；水电业务实现收入0.98亿元，占发电业务收入的3.99%；风电业务实现收入0.65亿元，占发电业务收入的2.65%。

截至2011年底，公司运营的控股和参股电厂权益装机容量553.62万千瓦，其中，已投产控股装机容量356.18万千瓦，在建控股装机容量197.44万千瓦

火力发电

目前，公司火电的经营主体为通宝能源全资子公司阳光发电。截至2011年底，阳光发电资产总额24.66亿元，所有者权益14.71亿元；2011年实现营业收入22.92亿元，净利润0.02亿元。

（1）生产销售

阳光发电的发电量、上网电量和销售收入

如表3所示：

表4 阳光发电经营指标

指 标	2009年	2010年	2011年
发电量（亿千瓦时）	69.17	74.30	73.61
上网电量（亿千瓦时）	64.63	69.08	68.15
售电收入（亿元）	19.02	21.13	22.42

资料来源：公司提供

上网电价看，截至2011年底，阳光发电的电价为410.40元/千千瓦时，阳光发电所发电量全部省内销售，电价高于山西省发电机组平均水平。

从机组运行来看，阳光发电大容量机组煤耗低、效率高。2010年阳光公司机组设备平均利用小时数为6192小时，高于山西省5976的平均水平。2011年，阳光公司机组设备平均利用小时数为6134小时，高于山西省5224小时的平均水平。

表5 阳光发电经济技术指标

指 标	2009 年	2010 年	2011 年
发电设备平均利用小时（时）	5762	6192	6134
供电标准煤耗（克/千瓦时）	342	338	339
综合厂用电率（%）	6.07	6.53	7.42
等效可用系数（%）	94.56	92.12	88.46

资料来源：公司提供

（2）电煤采购

阳光发电位于山西省阳泉市，燃煤供应以阳泉煤业集团有限公司（“阳煤集团”）的统配煤为主，以其他地方性煤矿和小窑煤为补充。虽然近两年阳光发电电煤采购价格呈上升趋势，但在山西省内仍处于中等偏低水平。

表6 阳光发电燃煤采购数据

项 目	2009 年	2010 年	2011 年
采购量（万吨）	323	353	379
采购单价（元/吨，含税）	420	460	492.37

资料来源：公司提供

水电和风电

水电业务板块，2011 年，天桥水电全年累计完成发电量 5.57 亿千瓦时，上网电量完成 5.42 亿千瓦时，上网率为 97.31%。天桥水电 2011 年销售收入 9805.29 万元，利润总额 1152.92 万元。目前，天桥水电在山西省境内和陕西省境内的上网电价在全国同类型水电企业中始终处于较低水平，根据近年来国家经济和社会发展的情况，电力企业将实行同网同价，天桥水电上网电价有较大的上调空间。

风电业务板块，目前福光风电所属两个风电项目平鲁败虎堡风电场一期工程和右玉小五台风电场一期工程全部机组已正式并网发电，2011 年，福光风电累计完成发电量 0.93 亿千瓦时，上网电量完成 0.92 亿千瓦时，上网率为 98.92%，该公司全年实现营业收入 6521.71 万元，利润总额 11.53 万元。

配电业务

公司目前主要配电资产和未来 3 年电网投资主要集中于山西省吕梁市，目前公司变电站、变电总容量和所辖配电企业售电量均保持较快增长，呈现出良好的发展态势。

截至 2011 年底，地电股份共有员工 2271 人，资产总额为 40.77 亿元；拥有 220KV 变电站 4 座，

容量 1020MVA，220KV 线路 241KM；110KV 变电站 34 座，容量 2337MVA，110 线路 1152KM；35KV 变电站 59 座，容量 679MVA，35KV 线路 1487 KM。所辖配电企业 2011 年完成售电量 60.67 亿 KWH。

表7 公司配电业务经营数据

项 目	2009 年	2010 年	2011 年
配电量（亿千瓦时）	43.66	48.55	65.03
平均售电价（元/千千瓦时）	516.00	561.00	601.00
配电设施完成投资（亿元）	5.38	8.29	3.60
变电站个数	83	94	97
线路长度（公里）	12850	13654	13862
变电总容（万千伏安）	245.00	316.00	404.00

资料来源：公司提供

金融业务

截至 2011 年底，公司全资子公司山西金融租赁有限公司资产总额 17.14 亿元，所有者权益 5.60 亿元；全年实现营业收入 11639.5 万元，净利润 2850.0 万元。

截至目前，公司持有山西证券股份有限公司（以下简称“山西证券”）12.52%的股权，山西证券已于 2010 年 11 月 15 日在深交所上市，股票代码 002500。公司持有中国光大银行股份有限公司（以下简称“光大银行”）0.37%的股权，光大银行已于 2010 年 8 月 18 日在上交所上市，股票代码 601818。2011 年，公司分别从山西证券和光大银行取得现金分红 4506 万元和 974 万元。此外，公司还持有山西信托投资有限责任公司 1%和晋商银行股份有限公司 12.16%的股权。

贸易业务

截至 2011 年底，公司全资子公司山西国际电力资产管理有限公司资产总额 27.20 亿元，所有者权益 10.27 亿元；全年实现营业收入 38.12 亿元，净利润 0.62 亿元。截至目前，子公司山西国际电力资产管理有限公司主要从事贸易业务、物流等业务，主要经营钢材、煤炭等原材料的销售运输，公司贸易业务上下游均采用现金结算。公司贸易 2011 年实现收入 37.12 亿元，毛利率 0.38%。

2. 未来发展

公司未来发展仍将围绕电力主业，坚持发展火电、优先发展配电、积极发展清洁能源，同时向燃气领域拓展，形成电力、新型能源、燃气为一体的综合能源投资集团。

截至2011年底，公司主要在建及拟建项目如下表所示，其中，临县-柳林-临汾煤层气输气管道项目工程是“气化山西”战略的重要组成部分，是2011年山西省重点工程建设项目之一。该项目投资主体是公司全资二级子公司山西燃气产业集团有限公司控股的山西国临煤层气开发有限公司。该项目预计2012年底开始点火供气，实现供气46331.3x104m3，其中大工业年供气规模42000x104m3，城镇用气年供气规模4331.3x104m3。到2020年达到本工程总设计规模49996.3x104m3。该工程的建设对推动临县-临汾沿途12个县区的工业、工商业发展，优化产业结构，促进节能减排，减少环境污染，提高居民生活水平，促进山西省经济可持续发展具有重要意义。

山西耀光煤电有限责任公司2×200MW机组工程是山西省“十一五”重点热电联产工程，安装两台200MW超高压抽汽凝汽式直接空冷汽轮发电机组，主要燃用平遥及周边煤焦企业产生的煤矸石及中煤。项目总投资22.01亿元，截至2011年底已完成投资约19.75亿元，目前正在办理核准手续。

表8 截至2011年底公司主要在建及拟建项目

(单位: 亿元)

工程名称	总投资	截至11年底完成投资	预计完工时间
离石车家湾 220KV	2.12	1.85	2012.12
柳林龙花垣 220KV	1.58	1.48	2012.12
兴县魏家滩 220KV 扩建	1.38	0.74	2012.12
山西耀光煤电	22.01	19.75	2012.7
山西嘉节燃气发电	29.00	1.30	2013.09
平鲁一期扩容、二期项目风力发电项目	5.20	0.00	2012.12
宁武盘道梁风力发电项目	4.10	0.00	2012.12
平鲁瑞丰风电项目	4.17	0.00	2012.12
临县-柳林-临汾煤层气输气管道	14.70	5.3	2012.12

交口回龙末站	1.47	0.85	2012.6
临保线项目	4.00	0.23	2012.12
吕梁筹备组城市燃气项目	1.63	0.10	2012.12
总计	91.36	31.60	

资料来源：公司提供

总体看，公司在建及拟建项目围绕主业，以火力发电、光伏发电和天然气输气管道项目建设为主，未来资本支出压力较大。

七、财务分析

公司2009~2011年财务报表经中兴财光会计师事务所山西分所审计并出具了标准无保留意见的审计结论。

2009年底，公司合并范围在2008年基础上减少1家子公司；公司合并范围在2008年基础上增加6家子公司（山西国际电力光伏发电有限公司等）。

2010年底，公司合并范围在2009年基础上增加2家子公司，分别为山西国际电力投资有限公司、山西新兴能源产业集团有限公司；公司合并范围减少1家子公司，为山西省地方电力发展总公司。

2011年底，公司合并范围在210年基础上减少1家子公司（山西卓根电力发展集团有限公司）。

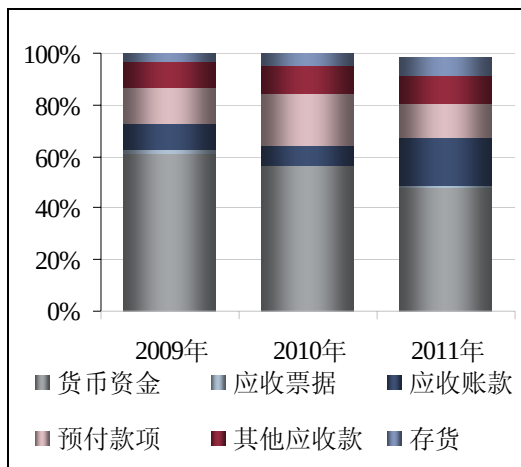
总体看，2009~2011年公司财务数据可比性较强。

1. 资产质量

2009~2011年，公司资产总额年复合增长率22.60%。截至2011年底，公司资产总额为238.90亿元，其中流动资产和非流动资产分别占比26.83%和73.17%。

2009~2011年，公司流动资产年均增长42.87%。截至2011年底，公司流动资产64.10亿元，其中，金额大的科目主要为货币资金、应收账款、预付账款和其他应收款，分别占流动资产的47.91%、19.11%、13.05%和10.84%。

图4 2009~2011年公司流动资产构成



资料来源：公司提供

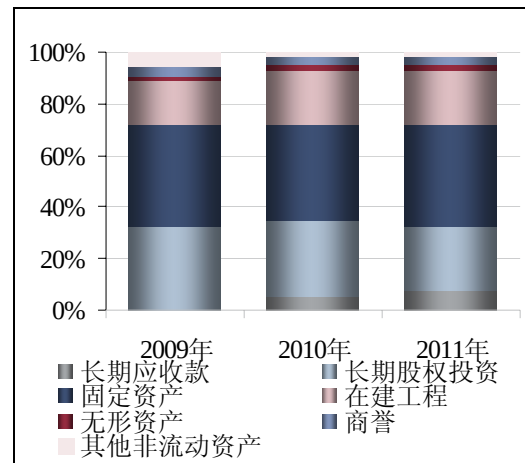
截至2011年底，公司应收账款账面余额12.65亿元，其中，采用个别认定法计提坏账准备的应收账款3.00亿元，采用账龄分析法计提坏账准备的应收账款9.65亿元。公司采用账龄分析法计提坏账准备的应收账款账龄2个月以内的占83.01%，2个月~1年的占10.85%、1~3年的占比0.81%、3年以上的占比5.33%，公司应收账款账龄较短，公司计提坏账准备0.40亿元。公司应收账款较上年增加较多，主要是因为公司贸易收入增加导致应收账款增加较快。

2009~2011年，公司预付账款年复合增长51.25%。主要来自预付工程款、购置设备款和预付征地款的增加，截至2011年底，公司预付账款余额8.37亿元，预付账款中账龄1年以内的占43.70%，1~2年占比34.68%，2~3年占比18.03%，3年以上占比3.59%，账龄1年以上且金额重大的项目有山西国锦煤电有限公司的预付工程款1.96亿元，山西晋煤铁路物流有限公司征地款0.65亿元，山西国锦煤电有限公司预付的土地使用费0.5亿元等。

截至2011年底，公司其他应收款账面余额8.44亿元，其中，采用个别认定法计提坏账准备的其他应收款5.37亿元，采用账龄分析法计提坏账准备的其他应收款2.74亿元，公司分别计提坏账准备0.04亿元和1.43亿元。公司采用账龄分析法计提坏账准备的其他应收款账龄1年

以内的占比8.78%、1~2年的占比19.10%、2~3年的占比2.91%、3年以上的占比69.21%，单项金额重大的主要是前期项目垫支资金等。公司其他应收款主要是购货保证金、土地拍卖保证金，账龄较长。

图5 2009~2011年公司非流动资产构成



资料来源：公司提供

2009~2011年，公司非流动资产年均增长17.07%。截至2011年底，公司非流动资产合计174.80亿元，其中，金额大的科目主要为长期股权投资、固定资产和在建工程，分别占比24.39%、40.16%和20.80%。

截至2011年底，公司长期股权投资合计42.64亿元，其中，对联营企业投资22.19亿元，对其他企业投资19.53亿元，对子公司企业投资0.20亿元，对合营企业投资0.01亿元，公司计提长期股权投资减值准备1.09亿元。公司长期股权投资部分为对地方发电、供电企业的投资；部分为对金融企业的投资。

截至2011年底，公司长期应收款较2010年底大幅增加，主要是来自公司融资租赁资产规模的增加。

截至2011年底，公司固定资产原值139.64亿元，机器设备占比76.75%，其他还包括房屋建筑物、运输设备等。公司累计计提折旧和减值准备分别为68.57亿元和0.87亿元。

截至2011年底，公司在建工程36.39亿元，主要为山西耀光煤电有限责任公司2*200MW

工程项目（占51.42%）及其他9个工程项目。

整体看，公司资产质量较好，资产构成以非流动资产为主，符合电力生产企业特点。

2. 负债与股东权益

2009~2011年，公司所有者权益年复合增长率9.07%，截至2011年底，公司所有者权益合计111.13亿元，其中归属于母公司的所有者权益91.13亿元。公司归属于母公司的所有者权益构成中，实收资本占71.72%，资本公积占11.50%，盈余公积0.99%，未分配利润占15.66%。2011年，公司实收资本较上年小幅增加，根据晋发改新能源发【2011】2337号文，山西省发展和改革委员会为公司屋顶光伏发电项目注入资本金1100.00万元；公司本年度根据晋国土资函[2011]194号文山西省国土资源厅核减土地转增形成的国家资本金1044.30万元，截至2011年底，公司实收资本65.36亿元。截至2011年底，公司资本公积较上年小幅减少，主要源于收购子公司山西通宝能源股份有限公司的股权让渡给少数股东的补偿。

2009~2011年，公司负债合计变动率39.65%，主要来自短期借款、应付账款、其他流动负债和长期借款的增加。截至2011年底，公司负债总额为127.77亿元，其中流动负债占56.61%，非流动负债占43.39%，流动负债占比较2010年底有所增加。

截至2011年底，公司流动负债合计为72.32亿元，以短期借款（占23.58%）、应付账款（主要为未结算的工程款，占31.87%）和其他流动负债（主要是短期融资券，占21.14%）为主、其他占比较大的科目还有应交税费（占5.17%）、其他应付款（主要为质保金、往来款等，占9.10%）等。

截至2011年底，公司其他流动负债为15.29亿元，较2010年底增长83.14%，主要为公司2011年发行的三期短期融资券共计15亿元。

截至2011年底，公司非流动负债合计55.44亿元，以长期借款、专项应付款、长期应付款

（主要为受让招银金融租赁公司融资租赁项目应付的融资租赁项目款）和应付债券为主，分别占比48.50%、16.44%、14.54%和14.59%。截至2011年底，公司专项应付款余额9.11亿元，其中，国债转贷0.64亿元由山西省财政厅通过农网还贷基金等政府补助方式加以偿还，电源基地建设基金8.23亿元将在发电项目建成投产时作为政府出资，转入公司实收资本，大同热点公司脱硫项目中央预算内专项国债资金0.05亿元，2010年金太阳示范工程财政补助资金0.19亿元。截至2011年底，公司应付债券8亿元，为公司2010年9月发行的2010年第一期中期票据，额度8亿元，期限3年。

截至2011年底，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53.48%、38.18%和23.94%，较2010年底的44.63%、30.67%和20.14%有所上升。

总体看，公司权益结构合理，债务负担较轻。

3. 盈利能力

2010年公司营业收入较2009年上升25.26%，2011年公司营业收入较2010年增长111.87%，主要源于2011年公司配电企业售电收入、火力发电收入均有不小幅度的增长，另外公司2011年新增贸易业务销售收入37.12亿元，是2011年销售收入中重要的组成部分。受配电售电业务原料上涨，以及新增的贸易业务销售毛利较低影响，公司2011年营业利润率下降至11.28%。

2009~2011年，公司实现投资收益分别为3.21亿元、0.99亿元和2.79亿元，出现波动主要是因为2009年用权益法核算的长期股权投资收益和处置长期股权投资产生的投资收益明显增加，分别为1.80亿元和1.20亿元；2011年处置长期股权投资产生的投资收益2.33亿元。

2009~2011年，公司营业外收入波动增加，2011年实现营业外收入2.24亿元，其中政府补助1.89亿元。2009~2011年，公司利润总额年

复合增长21.32%，2011年实现利润总额6.91亿元。

2009~2011年，公司净资产收益率三年平均值为4.29%，2011年为4.81%。

总体看，公司主营业务盈利能力一般，未来在建拟建项目陆续完工投产后，公司收入规模和盈利水平有望实现进一步提高。

4. 现金流

经营活动方面，2009~2011年，公司经营活动现金流入量维持在较高水平，由于2011年贸易业务的增加，经营活动现金流入量大幅增加，公司销售商品、提供劳务收到的现金规模较大，三年复合增长率43.47%，2011年公司经营活动现金流入量为126.90亿元，其中收到其他与经营活动有关现金22.24亿元，主要是收到的往来款项及地方电网基金。公司现金收入比三年平均值108.63%，2011年为95.68%，2011年公司现金实现规模由于贸易业务的加入有所扩大，但由于贸易业务特性，公司现金收入比有所降低。2009~2011年，公司经营活动现金净流量波动较大，主要因为公司支付贸易业务及房地产企业对外支出业务保证金规模加大。

投资活动方面，2009~2011年公司投资活动现金流量均表现为净流出，三年投资活动现金流量净额分别为-19.40亿元、-15.18亿元和-21.08亿元。公司投资活动现金流出以购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金为主，三年分别为15.41亿元、17.79亿元和24.35亿元。

筹资活动方面，公司主要通过银行借款方式筹资，权益性融资主要为电力建设基金项目在财政批复竣工决算时由专项应付款转入实收资本。2011年，公司筹资活动现金流入量49.00亿元，较2010年增加23.79%，主要为取得借款收到的现金，筹资活动现金流量净额23.37亿元，对外筹资依赖性较强。

总体看，受山西省工业经济运行回暖影响，公司售电量大幅回升，经营活动现金流入量规

模较大，但经营活动现金流净额逐年下降。

5. 偿债能力

从短期偿债能力指标看，2009~2011年，公司流动比率和速动比率呈下降趋势，截至2011年底，两项指标分别为88.63%和82.56%。2009~2011年，公司经营现金流动负债比波动较大，2011年为5.58%。考虑到公司持有上市公司漳泽电力22.34%和京能热电17.81%股权，且已全部解禁，公司短期偿债能力较强。

从长期偿债能力指标看，2009~2011年，公司全部债务/EBITDA指标逐年上升，2011年为4.29倍；EBITDA利息倍数有所波动，2011年指标值为4.85倍，公司长期偿债能力较强。

截至2011年底，公司为合并范围以外的单位提供担保金额共计21.58亿元，担保比率为19.42%，主要是2007年重组前为山西兆光发电等原控股电厂提供的担保，被担保方为国有电力企业，偿还能力较强，并已对上述担保提供了反担保。

截至2011年底，公司共获得银行授信额度43亿元，尚未使用额度为38.2亿元，公司间接融资渠道畅通。

八、本期债券偿债能力分析

1. 本期债券对公司现有债务的影响

本期债券发行额度为20亿元，占2011年底公司长期债务的57.18%，占全部债务的29.14%，本期债券的发行对公司现有债务影响较大。

截至2011年底，公司资产负债率和全部债务资本化比率分别为53.48%和38.18%。在不考虑其他因素的情况下，本期债券发行后，上述两项指标将分别升至57.07%和44.37%，处于行业一般水平。

2. 本期债券偿还能力分析

2009~2011年，公司经营活动现金流入量分别是本期债券发行额度的3.85倍、3.66倍和

6.35 倍，保障程度较高。公司经营活动现金净流量分别是本期债券发行额度的 1.15 倍、0.36 倍和 0.20 倍，保障程度偏低。公司 EBITDA/本期发债额度分别为 0.65 倍、0.65 倍和 0.80 倍，公司 EBITDA 对本期债券保障程度一般。

九、综合评价

电力是基础性的能源产品，行业发展易受国家宏观经济运行和产业政策调整的影响。受下游行业用电需求变化以及同期燃料价格大幅波动影响，电力企业收入增长和成本控制压力较大。长期看，随着中国国民经济的持续发展和社会消费结构的升级，行业发展前景依然良好。

公司作为山西省政府直属的国有独资电力产业集团，在发展中可持续得到当地政府的大力支持。山西省丰富的煤炭资源优势，为公司实施煤电联营、推进主导产业发展提供了良好的客观条件。公司火电资产质量优良，新能源和综合利用项目稳步推进，配电业务发展机遇良好。

目前，公司资产质量良好，债务负担较轻，整体偿债能力较强。未来公司将加大电源项目和电网设施投资，整体抵御风险能力有望增强。公司经营活动获现能力良好，经营活动现金流入量和 EBITDA 对本期债券覆盖程度较高，基于对公司主体长期信用状况以及本期债券偿还能力的综合评估，本期债券到期不能偿还的风险低。

附件 1-1 合并资产负债表（资产）

（单位：人民币万元）

	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)
流动资产：				
货币资金	199223.71	243962.06	307103.77	24.16
交易性金融资产				
短期投资				
应收票据	3596.80	1864.63	4846.83	16.08
应收账款	34664.60	32572.19	122472.06	87.96
预付款项	36579.84	82903.55	83680.12	51.25
应收利息	36.33	0.00	36.18	-0.21
应收股利	0.00	5874.38	5874.38	
其他应收款	30244.22	43477.79	69488.19	51.58
存货	9680.20	18264.59	43894.59	112.94
一年内到期的非流动资产				
其他流动资产	0.00	970.87	3632.37	
流动资产合计	314025.71	429890.05	641028.49	42.87
非流动资产：				
可供出售金融资产	514.67	346.89	311.95	-22.15
持有至到期投资	6880.00	1003.80	843.54	-64.98
长期股权投资				
长期应收款	49313.37	77378.40	137047.10	66.71
长期股权投资	0.00	430488.59	426404.49	
股权分置流通权				
投资性房地产	609.01	547.04	461.84	-12.92
固定资产	506417.13	544400.26	701998.47	17.74
在建工程	214548.77	305605.90	363563.86	30.17
工程物资	991.93	5941.86	13794.81	272.92
固定资产清理	0.00	0.00	0.00	
生产性生物资产	0.00	0.00	0.00	
开发支出	0.00	0.00	807.58	
无形资产	20294.95	33983.69	43573.31	46.53
合并价差	0.00	0.00	0.00	
商誉	43417.26	43671.92	43682.11	0.30
长期待摊费用	48.71	24.68	94.89	39.57
递延所得税资产	13426.17	14178.02	15395.97	7.08
其他非流动资产				
非流动资产合计	1275344.26	1457571.04	1747979.93	17.07
资产总计	1589369.97	1887461.09	2389008.42	22.60

附件 1-2 合并资产负债表（负债和所有者权益）

（单位：人民币万元）

负债和所有者权益（或股东权益）	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)
流动负债：				
短期借款	122300.00	93510.00	170570.00	18.10
交易性金融负债				
应付票据	10000.00	2000.00	5281.00	-27.33
应付账款	103734.61	117410.57	230513.43	49.07
预收款项	15031.47	26543.01	32390.61	46.79
应付职工薪酬	11794.21	15890.91	19260.15	27.79
应交税费	43943.58	47633.35	37411.82	-7.73
应付利息	372.65	34.74	220.47	-23.08
应付股利	0.00	777.63	777.63	
其他应付款	38469.50	47592.98	65818.34	30.80
一年内到期的非流动负债	12950.12	20903.22	8099.68	-20.91
其他流动负债	874.85	82643.21	152906.25	1222.04
流动负债合计	359470.99	454939.62	723249.37	41.84
非流动负债：				
长期借款	195144.60	182666.83	268869.81	17.38
应付债券	0.00	80800.57	80888.53	
长期应付款	0.00	0.00	80592.52	
递延收益	0.00	0.00	0.00	
专项应付款	91002.50	105679.32	91121.34	0.07
预计负债				
递延所得税负债	528.41	62.43	53.70	-68.12
其他非流动负债	8983.12	26723.29	32889.97	91.35
非流动负债合计	295658.63	395932.44	554415.86	36.94
负债合计	655129.62	850872.06	1277665.23	39.65
所有者权益（或股东权益）：				
实收资本（或股本）	653553.24	653553.24	653608.94	0.00
资本公积	109374.24	114002.97	104782.85	-2.12
专项储备	0.00	0.00	1175.04	
盈余公积	3684.42	4172.94	8997.64	56.27
未分配利润	64897.94	101148.54	142714.68	48.29
外币报表折算差额				
归属于母公司所有者权益合计	831509.85	872877.70	911279.14	4.69
少数股东权益	102730.50	163711.34	200064.05	39.55
所有者权益（或股东权益）合计	934240.35	1036589.03	1111343.19	9.07
负债和所有者权益（或股东权益）总计	1589369.97	1887461.09	2389008.42	22.60

附件 2 合并利润表

(单位: 人民币万元)

项 目	2009 年	2010 年	2011 年	变动率(%)
一、营业收入	401470.99	502893.86	1065487.39	62.91
减: 营业成本	337154.62	409159.89	940347.16	67.01
利息支出	13.69	642.59	4245.27	1661.16
手续费及佣金支出	0.59	1.18	40.50	728.15
营业税金及附加	2910.67	3541.79	4947.98	30.38
销售费用	165.35	326.69	2259.30	269.64
管理费用	40235.03	46591.63	57284.85	19.32
财务费用	18913.42	16420.38	22071.14	8.03
资产减值损失	1771.22	2640.09	14126.37	182.41
加: 公允价值变动收益 (损失以“-”号填列)				
投资收益 (损失以 “-”号填列)	32137.50	9891.06	27876.85	-6.86
其中: 对联营企业 和合营企业的投资收益	18933.79	-1660.84	-11813.57	
其他业务利润				
二、营业利润 (亏损以“-” 号填列)	32443.90	33460.68	48041.67	21.69
加: 营业外收入	15572.74	14543.17	22350.86	19.80
减: 营业外支出	1044.69	1146.77	1261.96	9.91
其中: 非流动资产 处置损失				
三、利润总额 (亏损总额以 “-”号填列)	46971.96	46857.08	69130.58	21.32
减: 所得税费用	6523.01	11745.76	15672.85	55.01
加: 未确认的投资损失				
四、净利润 (净亏损以“-” 号填列)	40448.95	35111.31	53457.73	14.96
少数股东损益	-1880.32	342.38	4013.99	
五、归属于母公司所有者的净 利润	42329.27	34768.94	49443.74	8.08

附件 3 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(%)
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	495245.21	605504.61	1019405.73	43.47
客户存款和同业存放款项净增加额	1558.96	5341.32	13984.26	199.50
收取利息、手续费及佣金的现金	3693.86	6482.95	12925.08	87.06
收到的税费返还	657.05	0.00	296.70	-32.80
收到其他与经营活动有关的现金	269761.24	114735.76	222434.82	-9.19
经营活动现金流入小计	770916.32	732064.64	1269046.58	28.30
购买商品、接受劳务支付的现金	295048.42	371766.58	785166.58	63.13
支付给职工以及为职工支付的现金	99122.30	46779.38	57901.09	-23.57
支付的各项税费	541894.60	77413.99	61673.11	-66.26
支付其他与经营活动有关的现金	229021.72	122121.11	253657.78	5.24
经营活动现金流出小计	541894.60	660933.67	1228655.98	50.58
经营活动产生的现金流量净额	229021.72	71130.97	40390.60	-58.00
二、投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金	5063.39	14815.53	56063.65	232.75
取得投资收益收到的现金	17261.57	12728.28	11042.71	-20.02
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	1171.54	212.43	1877.75	26.60
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	20.00	1817.69	0.00	-100.00
收到其他与投资活动有关的现金	3815.71	47471.37	10120.75	62.86
投资活动现金流入小计	27332.22	77045.30	79104.85	70.12
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	154121.10	177900.89	243470.24	25.69
投资支付的现金	37922.13	31282.32	17238.33	-32.58
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	0.00	16705.46	6734.44	
支付其他与投资活动有关的现金	29284.45	3001.49	22508.76	-12.33
投资活动现金流出小计	221327.68	228890.16	289951.78	14.46
投资活动产生的现金流量净额	-193995.46	-151844.86	-210846.92	
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	38976.45	40457.89	9165.80	-51.51
取得借款收到的现金	145950.15	346474.33	480385.20	81.42
收到其他与筹资活动有关的现金	13230.70	8882.97	429.49	-81.98
筹资活动现金流入小计	198157.30	395815.19	489980.50	57.25
偿还债务支付的现金	255116.66	234373.68	217777.88	-7.61
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	22424.66	23614.61	21553.98	-1.96
支付其他与筹资活动有关的现金	7990.48	12269.04	16936.50	45.59
筹资活动现金流出小计	285531.79	270257.32	256268.37	-5.26
筹资活动产生的现金流量净额	-87374.49	125557.86	233712.13	
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	0.51	-105.62	-114.09	
五、现金及现金等价物净增加额	-52347.72	44738.35	63141.71	

附件 4 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(%)
一、将净利润调节为经营活动的现金流量				
净利润	40448.95	35111.31	53457.73	14.96
加: 少数股东损益				
减: 未确认的投资损失				
加: 计提的资产减值准备	1771.22	2640.09	14126.37	182.41
固定资产折旧	62507.00	65874.25	67958.48	4.27
无形资产摊销	689.42	750.98	1117.85	27.34
长期待摊费用摊销	17.35	24.03	22.37	13.55
待摊费用减少(减:增加)				
预提费用增加(减:减少)				
处置固定资产、无形资产和其他长期资产的损失(减:收益)	108.58	385.15	-808.04	
固定资产报废损失	27.89	0.21	0.00	-100.00
公允价值变动损失(减:收益)				
财务费用	19937.73	16821.70	21959.18	4.95
投资损失(减:收益)	-32137.50	-9891.06	-27876.85	
递延所得税资产减少(减:增加)	1079.86	-760.42	-1317.68	
递延所得税负债增加(减:减少)	-138.25	-465.98	0.00	-100.00
存货的减少(减:增加)	6067.89	-9347.10	-25581.10	
经营性应收项目的减少(减:增加)	100419.78	-66994.37	-227869.32	
经营性应付项目的增加(减:减少)	28221.82	36982.17	165201.61	141.94
其他				
经营性活动产生的现金流量净额	229021.72	71130.97	40390.60	-58.00

附件 5 主要计算指标

项 目	2009 年	2010 年	2011 年
经营效率			
销售债权周转次数(次)	10.49	13.84	13.17
存货周转次数 (次)	34.83	29.28	30.26
总资产周转次数 (次)	0.25	0.29	0.50
现金收入比 (%)	123.36	120.40	95.68
盈利能力			
营业利润率 (%)	15.30	17.93	11.28
总资本收益率 (%)	5.19	4.52	4.81
净资产收益率 (%)	4.33	3.39	4.81
财务构成			
长期债务资本化比率 (%)	17.28	20.27	23.94
全部债务资本化比率 (%)	26.71	30.84	38.18
资产负债率 (%)	41.22	45.08	53.48
偿债能力			
流动比率 (%)	87.36	94.49	88.63
速动比率 (%)	84.66	90.48	82.56
经营现金流流动负债比(%)	63.71	15.64	5.58
EBITDA 利息倍数 (倍)	5.06	3.99	4.85
全部债务/ EBITDA (倍)	2.62	3.54	4.29
筹资活动前现金流量净额债务保护倍数 (倍)	0.10	-0.17	-0.25
筹资活动前现金流量净额利息偿还能力 (倍)	1.76	-4.77	-7.81
本期公司债券偿债能力			
EBITDA/本期发债额度(倍)	0.65	0.65	0.80
经营活动现金流入量偿债倍数(倍)	3.85	3.66	6.35
经营活动现金流量净额偿债倍数(倍)	1.15	0.36	0.20
筹资活动前现金流量净额偿债倍数(倍)	0.18	-0.40	-0.85

附件 6 有关计算指标的计算公式

指 标 名 称	计 算 公 式
增长指标	
资产总额年复合增长率	(1) 2 年数据: 增长率= (本期-上期) / 上期×100% (2) n 年数据: 增长率=[(本期/前 n 年) ^{1/(n-1)} -1]×100%
净资产年复合增长率	
营业收入年复合增长率	
利润总额年复合增长率	
经营效率指标	
销售债权周转次数	营业收入 / (平均应收账款净额+平均应收票据)
存货周转次数	营业成本/平均存货净额
总资产周转次数	营业收入/平均资产总额
现金收入比	销售商品、提供劳务收到的现金/主营业务收入×100%
盈利指标	
总资本收益率	(净利润+利息支出) / (所有者权益+长期债务+短期债务) ×100%
净资产收益率	净利润/所有者权益×100%
营业利润率	(营业收入-营业成本-营业税金及附加) / 营业收入×100%
债务结构指标	
资产负债率	负债总额/资产总计×100%
全部债务资本化比率	全部债务 / (长期债务+短期债务+所有者权益) ×100%
长期债务资本化比率	长期债务 / (长期债务+所有者权益) ×100%
担保比率	担保余额/所有者权益×100%
长期偿债能力指标	
EBITDA 利息倍数	EBITDA/利息支出
全部债务/ EBITDA	全部债务/ EBITDA
筹资活动前现金流量净额债务保护倍数	筹资活动前现金流量净额/全部债务
短期偿债能力指标	
流动比率	流动资产合计/流动负债合计×100%
速动比率	(流动资产合计-存货) / 流动负债合计×100%
经营现金流动负债比	经营活动现金流量净额/流动负债合计×100%
筹资活动前现金流量净额利息偿还能力	筹资活动前现金流量净额/利息支出
本期债券偿债能力	
EBITDA/本期发债额度	EBITDA/本期发债额度
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/本期债券到期偿还额
经营活动现金流量净额偿债倍数	经营活动现金流量净额/本期债券到期偿还额
筹资活动前现金流量净额偿债倍数	筹资活动前现金流量净额/本期债券到期偿还额

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(非流动) 负债+应付票据
 长期债务=长期借款+应付债券
 全部债务=短期债务+长期债务
 EBITDA=利润总额+费用化利息支出+固定资产折旧+摊销
 利息支出=资本化利息支出+费用化利息支出
 筹资活动前现金流量净额=经营活动产生的现金流量净额+投资活动产生的现金流量净额
 企业执行新会计准则后, 所有者权益=归属于母公司所有者权益+少数股东权益

附件 7 中长期债券信用等级设置及其含义

根据中国人民银行2006年3月29日发布的“银发〔2006〕95号”文《中国人民银行信用评级管理指导意见》，以及2006年11月21日发布的《信贷市场和银行间债券市场信用评级规范》等文件的有关规定，银行间债券市场中长期债券信用等级划分为三等九级，符号表示为：AAA、AA、A、BBB、BB、B、CCC、CC、C。除AAA级，CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。

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

主体长期信用等级设置及含义同中长期债券。

联合资信评估有限公司关于 山西国际电力集团有限公司 2012 年度 20 亿元公司债券的跟踪评级安排

根据有关要求，联合资信评估有限公司（联合资信）将在本期债券存续期内每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。

山西国际电力集团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。山西国际电力集团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山西国际电力集团有限公司的经营管理状况及相关信息，如发现山西国际电力集团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，据以确认或调整信用等级。

如山西国际电力集团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山西国际电力集团有限公司、主管部门、交易机构等。

