

电力行业已成估值洼地

增持（维持）

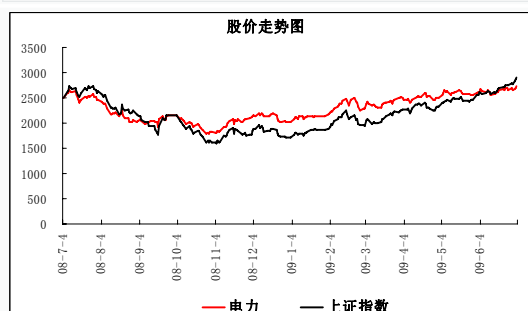
公用事业/电力

报告日期：2009年7月6日

行业指数与相关市场指数比较

	收盘	月涨幅（%）
天相行业指数	2737.05	4.63
天相流通指数	3454.64	10.31
上证指数	3088.37	11.15

行业指数近一年走势图



相关报告：

《关注主题性投资机会——2008年电力行业年报暨一季报综述》 2009-05-05

《水电公司领跑电力行业资产整合》 2009-03-26

《危机推动资产整合 关注电力上市公司外延式扩张》 2009-02-12

天相能源与基础设施组

联系人：天相煤炭电力组

服务热线：010-66045555

服务邮箱：service@txsec.com

本报告关注点：

- 电力需求增速筑底回升，东部地区需求率先恢复。
- 动力煤需求疲弱，价格大幅上涨的概率较小。
- 良好水情和销售电价上调预期带来电网企业投资机会。

投资要点：

- **电力需求回升。**2009年1-5月份，全社会用电量13444亿千瓦时，同比下降3.66%，增速同比回落16.08个百分点，环比基本持平。单月用电量增速自去年11-12月后逐月小幅上升，今年5月回升至-2.57%，而6月全国发电量实现正增长，增速为3.6%。我们认为全国电力需求增速已完成筑底，下半年将延续逐渐回升的大趋势，增速有望进一步提高。
- **动力煤价格有望保持平稳。**对动力煤价格影响最大的三大因素分别是三西地区的煤炭供给状况，进口煤价格和东部沿海地区的煤炭需求状况，这也是我们判断2009年下半年动力煤价格走势的逻辑基础。我们预计2009年下半年动力煤价格会呈现窄幅震荡的格局。
- **水情良好。**2009年1-5月，主要水电站所在河段来水情况均较好，加上部分大型水库蓄水量增加，前5月水电发电量增速较快，2009年1-5月全国规模以上电厂水电发电量同比增长19.4%至1906亿千瓦时，增速分别高于全部发电和火电22.6和25.9个百分点，且增速差距有扩大趋势。
- **行业热点有望成为市场催化剂。**完善上网电价、输配电价和销售电价形成机制是当前电价体制改革的主要内容，直购电试点工作有望为其打开突破口。有利于为电价体制市场化改革奠定基础。而“同网同价”已基本确定为水电价格机制改革的方向，为后续水电价格上调打开了空间。但是，如果水电价格上调，那么政府很有可能会上调水资源使用费、移民补偿费等费用。
- **关注三类上市公司。**2009年以来天相电力指数涨幅排在所有行业中最后一位。天相电力指数的市净率、2009市盈率已经在47个天相电力行业中分别排倒数第8和第5位，电力行业已经成为估值洼地，维持行业的“增持”评级。关注东部受益需求恢复的公司如深圳能源、皖能电力；电网公司如文山电力；具有资产整合预期的公司如西昌电力、赣能股份等。

正文目录

1. 电力需求增速筑底回升，关注高耗能行业恢复进程	4
1.1 需求逐渐回暖，下半年增速转正	4
1.2 火电全年利用小时下滑已成定局	5
1.3 关注下游高耗能产业的电力需求恢复进程	6
2. 煤价与来水情况分析	7
2.1 动力煤价格震荡前行	7
2.1.1 山西省的限产政策松动与否是煤价的风向标	7
2.1.2 需求尚弱，动力煤价大幅上涨概率小	8
2.1.3 进口煤价构成动力煤价支撑线	10
2.2 良好水情催生良好业绩预期	11
2.3 资产整合案例增加，水电公司规模迅速扩张	11
3. 行业热点有望成为市场催化剂	12
3.1 直购电试点有望为当前电价体制改革打开突破口	12
3.1.1 危机推动直购电试点进程	12
3.1.2 直购电试点有望成为当前电价体制改革突破口	13
3.2 “同网同价”预期，提高水电价格上调想象空间	14
3.2.1 “同网同价”预期再次升温	14
3.2.2 “同网同价”预期推升水电价格上调预期	14
3.3 销售电价上调预期对电网类企业产生利好	15
4. 2009年下半年电力行业投资策略	15
4.1 电力行业已成估值洼地，具有补涨要求	15
4.2 关注三类上市公司	17
4.2.1 关注受益需求恢复的东部火电公司	17
4.2.2 关注带电网的小型水电公司	18
4.2.3 关注具有资产整合预期的上市公司	19
4.2.4 重点公司盈利预测及评级	19



图表目录

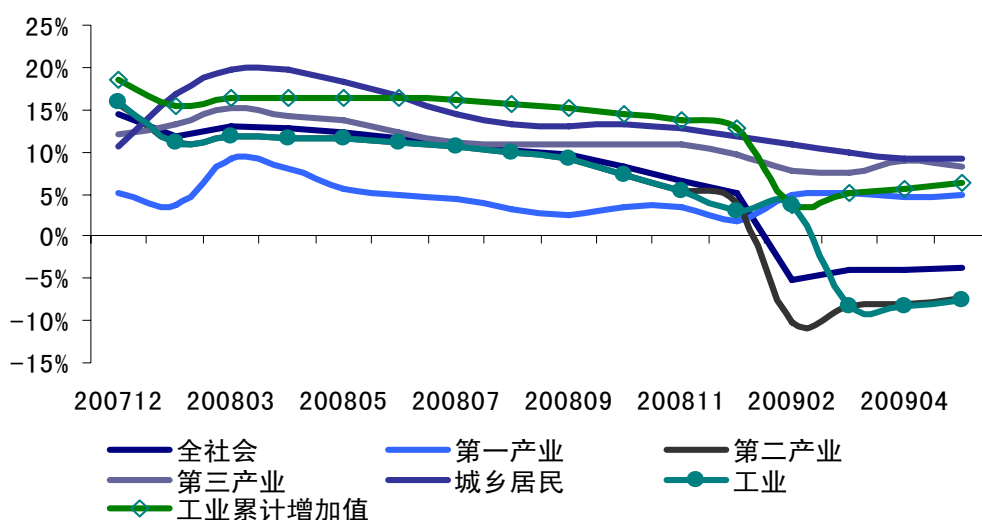
图表 1: 2007 年末至 2009 年 3 月各产业月度累计用电量增速	4
图表 2: 2009 年全社会用电量预测表	5
图表 3: 2007 年至 2009 年 5 月规模以上电厂单月（左图）和累计（右图）发电量增速	5
图表 4: 2006 年至 2009 年全国火电（左图）和水电（右图）月度累计平均利用小时	6
图表 5: 四大行业主要产品单月产量增速	6
图表 6: 主要电网类上市公司	7
图表 7: 直供电厂日耗煤量	8
图表 8: 直供电厂电煤库存	9
图表 9: 水、火电发电量加权增长率之差	9
图表 10: 主要中转港煤炭库存	10
图表 11 国内外煤炭价差	10
图表 12: 2005 年至 2009 年三峡水库平均入库流量（单位：立方米/秒）	11
图表 13: 上市水电公司规模成长	12
图表 14: 与直购电试点工作相关的主要政策文件或事件	13
图表 15: 直购电关系图	13
图表 16: 与水、火“同网同价”相关文件及事件	14
图表 17: 2009 年上半年天相电力指数（图中红柱）明显落后于大盘（图中绿柱）	15
图表 18: 二季度行业利润预测增速	16
图表 19: 行业市净率比较	16
图表 20: 行业 2009 年市盈率比较	17
图表 21: 重点公司盈利预测表	19

1. 电力需求增速筑底回升，关注高耗能行业恢复进程

1.1 需求逐渐回暖，下半年增速转正

2009 年 1-5 月份，我国全社会用电量 13444 亿千瓦时，同比下降 3.66%，增速同比回落 16.08 个百分点，环比基本持平。从单月的用电量增速来看，自去年 11-12 月达到近期的最低点（约-8%）后，逐月小幅上升，直到今年 3 月回升至-2.01%，尽管 4 月出现了小幅的反复，但 5 月份仍延续增速回升的态势。我们认为，全国范围的电力需求增速已完成筑底，下半年将延续逐渐回升的大趋势，出现用电量正增长。

图表 1：2007 年末至 2009 年 3 月各产业月度累计用电量增速



数据来源：中电联，天相投顾整理

分区域来看，沿海地区（包括华东地区、华南地区）的电力需求率先回暖，一些以加工型经济为主的省份在 5 月中旬一度出现了用电量正增长。虽然后期也出现了一定程度的反复，说明这些地区需求回暖的基础尚不太牢固。但是从趋势上看，东南沿海地区用电量回升快于全国的态势明显。6 月上旬，江苏、广东、浙江、上海、福建五省、市发电量全部实现正增长，广西、广东增幅分别达到 7.6%和 9.9%，6 月中旬上述地区增幅进一步扩大，而广西和浙江增速分别达到 20.1%和 11%，而 6 月份，广东统筹发电量增速达到 8%，进一步验证了我们此前的预期。

目前，高耗能产业集中的省份，电力需求回升尚不理想。6 月上旬，山西、内蒙、贵州、甘肃、青海等地降幅依然在 10%以上，而 6 月中旬，总体情况虽有趋好，降幅在 10%以上的只有青海和贵州，不过大部分仍呈降势。因此，高耗能集中地区仍是拖累全社会用电量增速回升的主要原因。但是，随着国家经济刺激政策的效果逐步体现，四大高耗能产业的主要产品（包括钢铁、水泥、电解铝等）都将面临产量增速的回升，同时带动我国全社会用电量增速回升。

根据下游主要高耗能行业分析师对于相关产品产量的预测，我们预计 2009 年全社会用电量 35370 亿千瓦时，同比增长 3.2%。其中，主要高耗能产品 2009 年全年产量假设如下：粗钢产量同比增长 1.9%；电解铝产量同比下降 5%；水泥产量同比增长

11%，烧碱和电石产量同比分别下降 4%和 5%。按此预测，全社会用电量今年下半年有望环比上半年增加 16.3%，而同比去年同期增加 9.55%。

图表 2：2009 年全社会用电量预测表

	用电量（亿千瓦时）		占全社会用电量比重		同比增速	
	2008	2009E	2008	2009E	2008	2009E
全社会总计	34268	35370	100.00%	100.00%	5.58%	3.22%
第一产业	879	911	2.57%	2.58%	2.21%	3.66%
第二产业	25863	26003	75.47%	73.52%	4.09%	0.54%
工业	25495	25639	74.40%	72.49%	3.78%	0.57%
高耗能行业总和	14239	14358	41.55%	40.59%	5.77%	0.84%
黑色金属冶炼及压延加工业	3969	4045	11.58%	11.44%	3.31%	1.90%
化学原料及化学制品制造业	2976	2842	8.69%	8.03%	5.29%	-4.51%
有色金属冶炼及压延加工业	2386	2267	6.96%	6.41%	9.23%	-5.00%
非金属矿物制品业	2065	2272	6.03%	6.42%	8.21%	10.00%
电力、热力的生产和供应业	2842	2933	8.29%	8.29%	5.24%	3.20%
第三产业	3498	3945	10.21%	11.15%	10.45%	12.77%
生活消费	4035	4511	11.77%	12.75%	12.58%	11.80%

数据来源：中电联，国家统计局，天相投顾整理

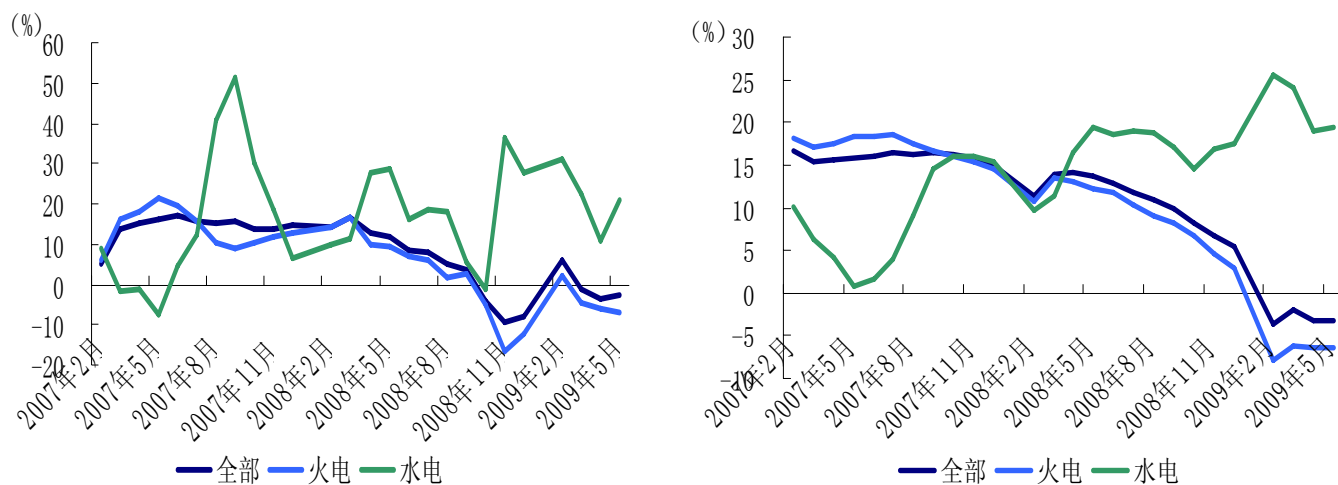
（注：增速数据来自绝对量的计算，可能与披露数据有小幅差异）

1.2 火电全年利用小时下滑已成定局

伴随着用电量增速的企稳回升，发电量也将在下半年出现正增长，火电设备的利用小时环比会逐渐回升，但仍不能免于全年利用小时的下滑。主要因为：一方面，今年全国装机容量增速将大于电力需求增速，整体的利用小时同比将下滑；另一方面，从目前情况来看，今年水电的来水情况总体好于去年，水电出力增加将对火电产生一定的挤出效应。

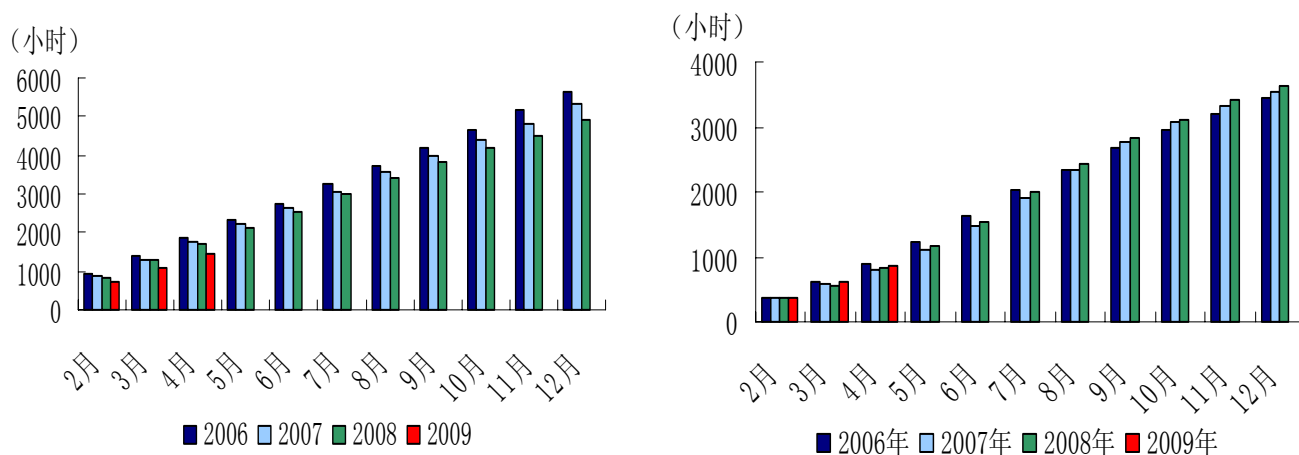
今年 1-4 月，全国发电设备利用小时为 1354 小时，同比下降 202 小时（降幅 13.0%，同比扩大 11.3 个百分点）；其中，火电利用小时为 1468 小时，同比下降 238 小时（降幅 14.0%，同比扩大 12 个百分点）；水电利用小时 854 小时，同比增加 18 小时（增幅 2.2%，同比增加 0.24 个百分点）。我们预计 2009 年装机容量大约新增 7500 万千瓦至 86753 万千瓦，整体利用小时数大约下降 6.23%至 4386 小时。

图表 3：2007 年至 2009 年 5 月规模以上电厂单月（左图）和累计（右图）发电量增速



数据来源：国家统计局，天相投顾整理

图表 4：2006 年至 2009 年全国火电（左图）和水电（右图）月度累计平均利用小时

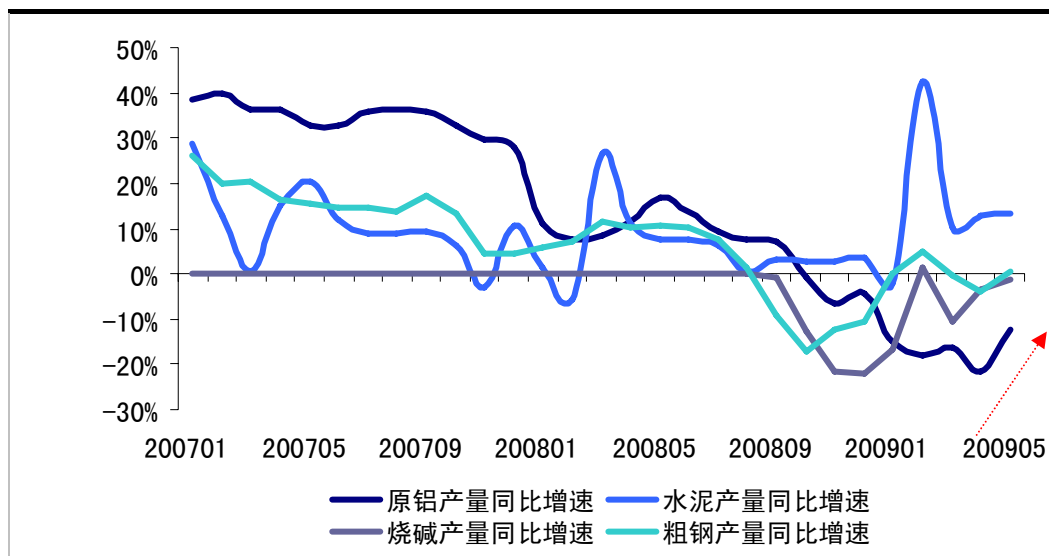


数据来源：中电联，天相投顾整理

1.3 关注下游高耗能产业的电力需求恢复进程

根据国家电网调度中心发布的 6 月份发电量数据显示，高耗能集中地区的甘肃、内蒙等地的发电量仍处于下滑之中。就整体而言，除了建材行业受益于国家刺激政策，产量仍旧维持较好的增速外，有色、化工、钢铁三大行业仍不太理想，不过从环比和趋势角度分析，三大行业开始企稳，并且有迹象显示正在回升，降幅逐渐缩窄。随着经济刺激政策累计效应的逐渐释放，在房地产行业逐渐回暖的带动下，我们认为主要高耗能行业在三季度很可能继续回升，因此，这可能会推动高耗能产业集中地区的发电量逐渐回升。

图表 5：四大行业主要产品单月产量增速



数据来源：天相投顾整理

图表 6：主要电网类上市公司

		主要负责的供电区域	地区主要高耗能行业
600101	明星电力	四川遂宁市	化工
600116	三峡水利	重庆万州市	光伏、化工
600131	岷江水电	四川汶川	灾后重建
600452	涪陵电力	重庆涪陵区	化工
600505	西昌电力	四川凉山	冶金、建材
600969	郴电国际	湖南郴州	有色、建材
600979	广安爱众	四川广安	建材
600995	文山电力	云南文山	冶金、建材

资料来源：天相投顾整理

2. 煤价与来水情况分析

2.1 动力煤价格震荡前行

对动力煤价格影响最大的三大因素分别是三西地区（山西、陕西、蒙西地区）的煤炭供给状况，进口煤炭的价格和东部沿海地区的煤炭需求状况，这也是我们判断2009年下半年动力煤价格走势的逻辑基础。我们预计09年下半年动力煤价格会呈现窄幅震荡的格局。

2.1.1 山西省的限产政策松动与否是煤价的风向标

正如我们上面所言，产能严重过剩的前提下，讨论煤炭供给的绝对量有多少是没有意义的，因为煤炭生产商基本可以根据价格灵活调整产量以适应需求，这从上半年动力煤价格的平稳走势也可以得到印证。所以对供给的分析应以主要跟踪政策变量，以及由此带来的供给量的急剧变化。



由于需求剧减及小煤矿限产的严厉执行，我国原煤生产格局发生了重大变化：2009 年 1 季度，国有重点矿原煤产量达到了 3.56 亿吨，国有重点矿原煤产量在全国原煤产量中的占比则达到了 62.62% 的历史最高水平，国有地方矿生产原煤 7057 万吨，占比为 12.41%，基本保持稳定，而乡镇煤矿的产量仅为 1.42 亿吨，占全国原煤产量 24.98%，自 2002 年以来其原煤产量占比首次滑落到 30% 以下。

山西小矿限产是动力煤供需弱平衡的最重要原因。尽管第一产煤大省的名号被内蒙古短暂取代，但是山西煤炭的供给变化仍然是动力煤价格最重要的影响因素。这是因为：1. 山西煤热值高于蒙煤，作为动力煤质量更优；2. 山西煤的净外调量占全国总煤炭外调量的近一半。因此，山西煤的供给变化对动力煤“供给—需求”缺口的变化最为显著。

实际上，近 3 年来，煤炭“去产能化”的重点就在山西地区，并且这一趋势仍未看到发生转折的信号。近日国家发改委、国家能源局、国家煤矿安监局和国家安监总局联合下达《关于组织开展小煤矿瓦斯专项整治的通知》（下称《通知》），要求在全国展开为时约一年半的小煤矿瓦斯专项治理，对象为年产量在 30 万吨以下小煤矿。此次四部委部署对小煤矿进行长达一年半时间的整治行动，小煤矿复产进程肯定要延缓。

由于山西小煤矿限产的严厉执行，山西原煤生产的结构出现了重大变化：2009 年 1-5 月山西国有重点煤矿产原煤 1.46 亿吨，占比达到 71%，而非重点煤矿产原煤只有 0.58 亿吨。实际上山西被限制的产能可能远高于此，由于大量的小煤矿漏报以及小煤矿实际产量远大于核定产能的情况普遍存在，我们认为山西应有约 1 亿吨的隐形产能也因为停产而蒸发掉了。

我们谨慎预测限产政策会继续，并紧密跟踪政策变动，及时调整我们的假设。

2.1.2 需求尚弱，动力煤价大幅上涨概率小

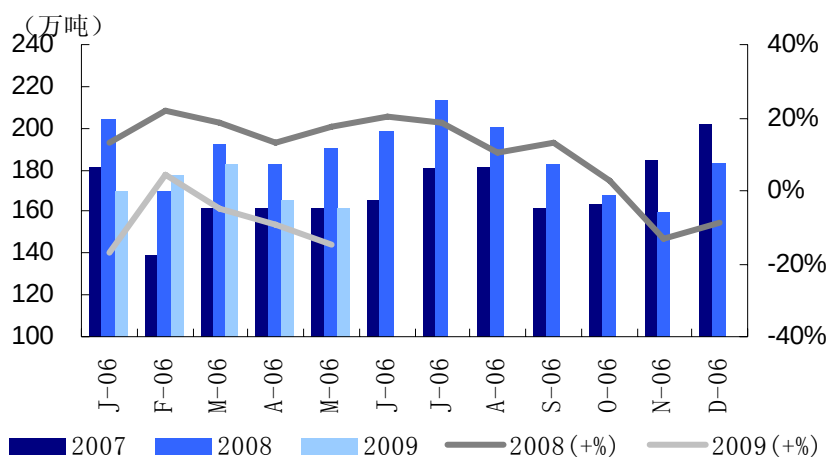
动力煤需求的恢复并不理想，我们可以从电厂煤耗，水电挤占和库存情况这三方面来考察电煤的需求形势：

尽管夏季电煤用量高峰正在到来，但是下游电厂电煤采购、增加电煤库存的欲望并不强烈。目前，直供电厂耗煤水平不但没有增加，反而有所下降，5 月直供电厂日均耗煤比 4 月减少 5 万吨，比去年同期下降 15%。而直供电厂库存水平却维持在高位。日均消耗水平继续下滑，库存维持在高位，显示电煤终端用户对电力市场恢复的信心不足。

前 5 个月我国来水相对充沛，5 月份水电发电量大幅增加 20% 左右。由此导致在总用电量仍下降 3.2% 的情况下，5 月份火电发电量则同比大幅下降 6.5%。

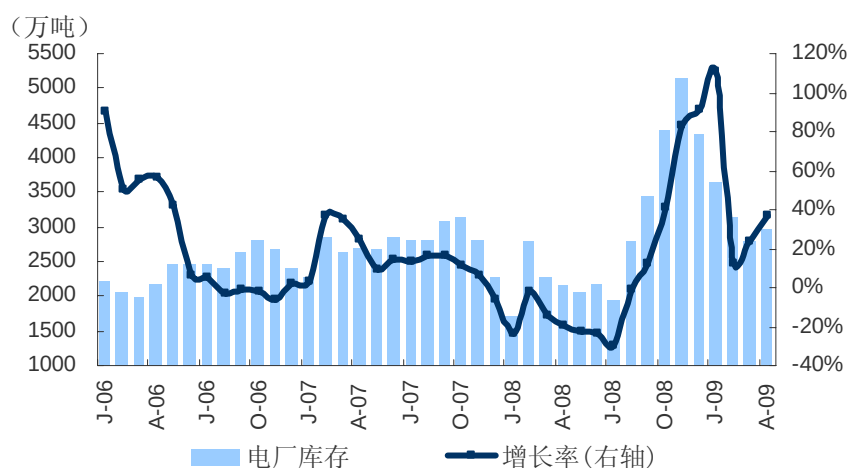
广州港的库存量已经达到今年 2 月份时的高点，其中约有 2/3 为内贸煤，而同时秦皇岛港的库存只及 2 月高点时的一半，我们预计秦皇岛港库存量会在随后的 1 个月时间中推高到 2 月份库存高点附近。

图表 7：直供电厂日耗煤量



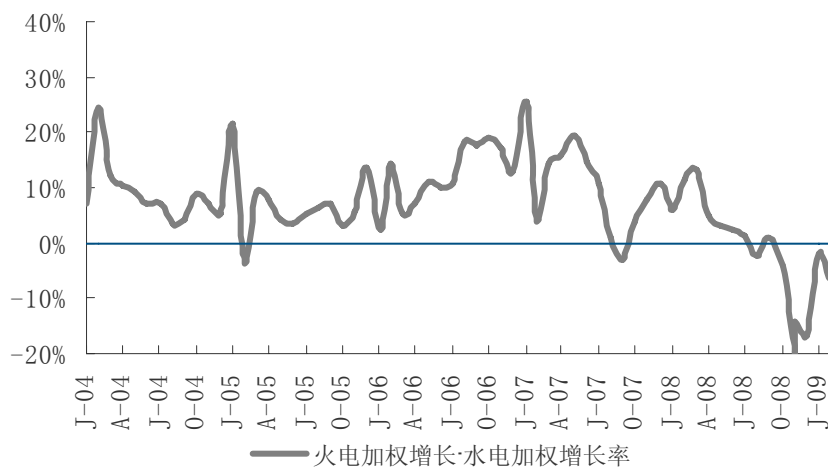
资料来源：中国煤炭市场网

图表 8：直供电厂电煤库存



资料来源：中国煤炭市场网

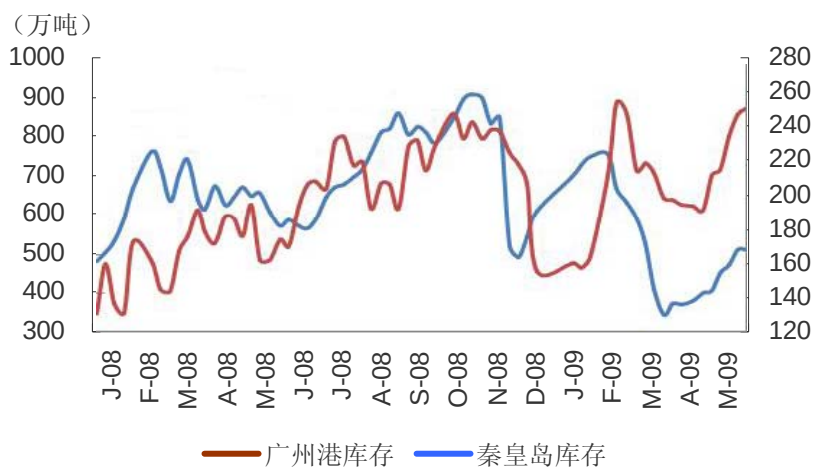
图表 9：水、火电发电量加权增长率之差





资料来源：中国煤炭市场网

图表 10：主要中转港煤炭库存

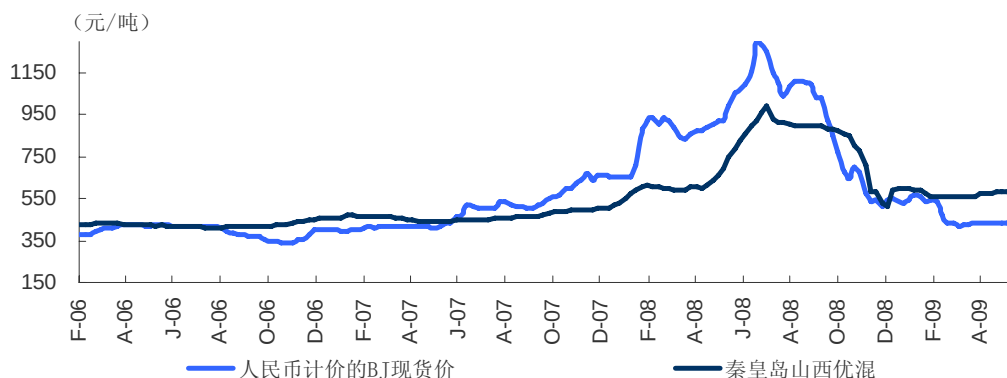


资料来源：中国煤炭市场网

2.1.3 进口煤价构成动力煤价支撑线

有别于市场上普遍的观点（既进口动力煤只占全国动力煤需求的6—7%左右，不足以显著影响煤价），我们认为进口动力煤的价格对国内动力煤的价格有显著影响。这是因为决定动力煤价格走势的并非是全国动力煤总供需量，而是沿海动力煤市场“供给—需求”的缺口变化。经过逾半年的调整，澳煤价格已经回到70美元/吨以上。2009年日澳合同动力煤价定在70美元/吨，一定程度上为国际煤价确定底限。目前广州港山西优混的广州港含税价格为720元/吨，澳煤BJ的FOB价格为72美元/吨，澳洲到国内的运费大约16.5美元/吨，澳煤到广州港的含税价格为693元/吨，只比国内的价格低27元/吨。

图表 11 国内外煤炭价差



资料来源：Bloomberg、天相投顾整理

三季度水电对火电的挤出效应最强，而且终端港口库存的上升预示着中转港口库存量会增加，但是小煤矿停产对总产量的压缩效应仍然存在，进口煤价格的上涨已经为国内煤价构成了一定的支撑。由于库存和区域内来水会出现一定的波动，我们预



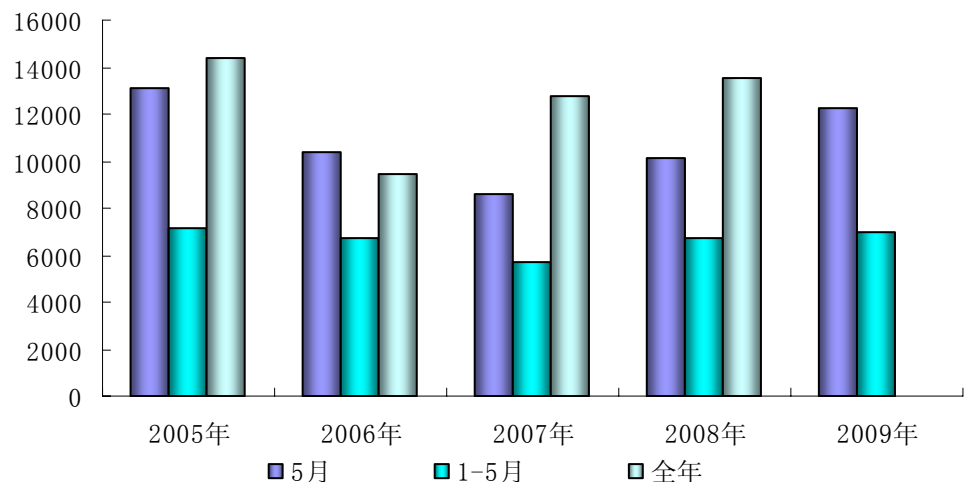
计 09 年下半年动力煤价格会呈现窄幅震荡的格局。

2.2 良好水情催生良好业绩预期

2009 年 1-5 月，主要水电站所在河段来水情况均较好。与历年同期累计来水量相比，2008 年 1-5 月份全国主要江河累计来水量，松花江偏少 2 成、辽河偏多 3 成；海河拒马河偏少近 9 成；**黄河上游偏多 4 成**，中游与常年持平，下游偏少近 2 成；淮河偏少 4 成半；**长江中上游干流偏多 1-2 成**，下游偏多半成；洞庭湖水系湘江偏少 3 成，鄱阳湖水系赣江偏少 5 成；西江偏多 1 成。

以三峡水库为例，三峡 1-5 月平均入库为 6912 立方米/秒，分别较 2008 年同期和历史同期平均水平高出 3.04% 和 10.24%。其中 5 月份的平均入库流量为 12280 立方米/秒，较 2008 年同期和历史同期平均水平高出 21.49% 和 4%。由于每年 5-10 月为丰水期，从历史数据来看，5 月水量一般为全年的 11% 左右，5 月来水良好的年度总水量一般都较好，据此我们预测 2009 年葛洲坝机组利用小时将同比增加 250 小时（4%）到 6530 小时，三峡机组利用小时将同比增加 388 小时（8%）到 5250 小时。

图表 12：2005 年至 2009 年三峡水库平均入库流量（单位：立方米/秒）



数据来源：国家电网公司，天相投顾整理

由于水情良好，加上部分大型水库如三峡水库、龙滩水库等蓄水量的增加，前 5 月水电发电量增速较快，2009 年 1-4 月全国规模以上电厂水电发电量达到 1370.55 亿千瓦时，同比增长 18.9%；1-5 月全国规模以上电厂水电发电量达到 1906 亿千瓦时，同比增加 19.4%，远高于全部发电和火电分别为-3.2% 和 -6.5% 的增速，且增速也有扩大的趋势。

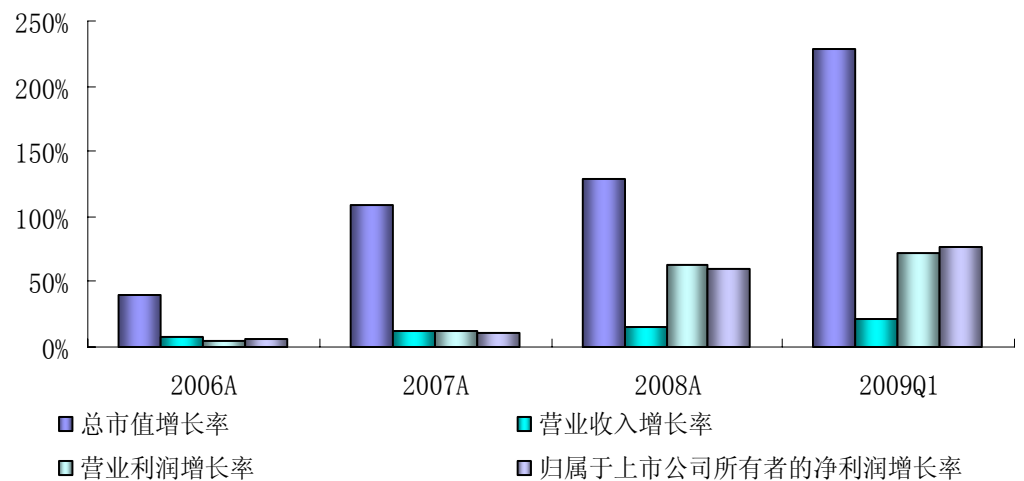
1-4 月水电装机增加 381 万千瓦达到 14745 万千瓦，同比增长 16.8%。水电设备利用小时数达到 854 小时，同比增加 18 小时。在总发电量和机组平均利用小时均增长的情况下，预计 2009 年上半年 15 家上市水电公司营业收入同比增长 22%，利润总额同比增长 18.6%，归属于上市公司所有者的净利润同比增长 10.55%。

2.3 资产整合案例增加，水电公司规模迅速扩张



水电公司成长性较多的来自于新建机组和外部收购机组，特别是机组收购是给公司带来成长性的最直接有效的方法。近期水电公司资产注入的主要案例包括川投能源收购二滩资产，国投电力收购大股东电力资产，长江电力收购三峡电站 18 台机组和桂冠电力收购岩滩电力资产等。而水电行业的规模和经营指标都得到了相应的加速提升。

图表 13：上市水电公司规模成长



数据来源：天相系统

我国制定了水电发展的中长期规划，到 2010 年和 2020 年水电装机将分别达到 1.9 亿千瓦时和 3 亿千瓦时。计划开发十三个大型水电基地，并相应的划给了不同的电力集团，由于上市公司大股东自身发展的资金要求、大股东承诺和避免同业竞争等原因，后续的水电行业资产注入带来的投资机会还很多。黔源电力、桂冠电力、长江电力、西昌电力等公司值得关注。

3. 行业热点有望成为市场催化剂

3.1 直购电试点有望为当前电价体制改革打开突破口

3.1.1 危机推动直购电试点进程

经济危机为推动直购电试点改革提供了良好机遇。

1. 有利于提高发电企业对直购电的积极性。经济危机导致电力需求明显下滑，整体上，装机容量呈现出供大于求的现象，致使火电行业发电设备利用小时数持续下降。这有利于提高发电企业对直购电的积极性，从而有利于推动试点工作进程。
2. 有利于改善电力需求。危机情况下，虽然高耗能产业开工率提高，主要是由于需求不足所致，但通过直购电，可以降低高耗能产业的用电成本，有助于增强企业的生存能力，从而改善电力需求状况。
3. 有利于降低电网企业的抵触情绪。危机降低了改革的整体摩擦成本，为改

革提供了难得的机遇，这有利于降低电网企业对直购电的抵触情绪。

图表 14：与直购电试点工作相关的主要政策文件或事件

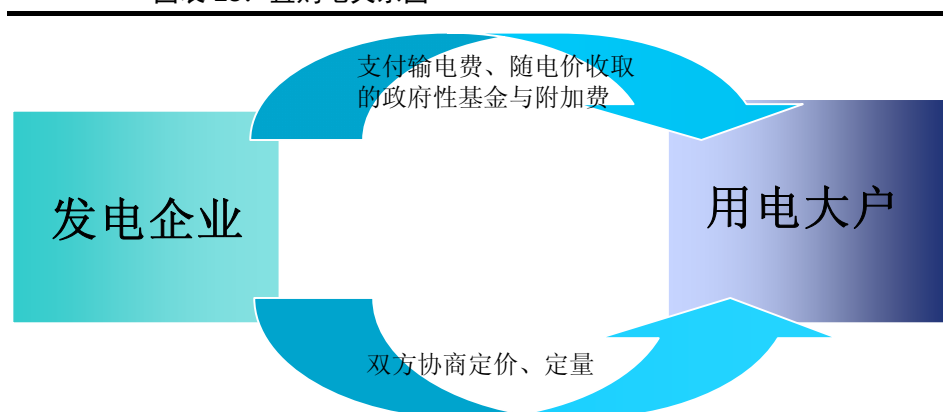
政策文件或事件	直购电相关的主要内容	颁布或发生时间
《有色金属产业调整和振兴规划》	抓紧推进直购电试点，重点支持符合国家环保、土地法律法规以及投资管理规定，有利于产业结构调整骨干电解铝企业降低生产成本，增强企业活力。根据情况，逐步扩大直购电试点企业范围。	2009 年 5 月 11 日
《关于开展电解铝企业直购电试点工作的通知》	遴选了 15 家符合国家产业政策、具备直购电条件的电解铝企业开展直购电试点工作	2009 年 3 月 6 日
《关于清理优惠电价有关问题的通知》	明确提出积极稳妥地推进大用户直购电试点工作，对符合国家产业政策要求的大型工业企业，用电电压等级在 110 千伏及以上的，可以按自愿协商的原则，向发电企业直接购电，电价由供需双方协商确定，同时按国家规定的输电价格支付输电费，并缴纳随电价收取的政府性基金与附加费。	2009 年 2 月 25 日
2009 年电力监管工作会议	积极推动大用户直接交易，会同有关部门制定工业企业参与电力直接交易准入及管理的政策规范。进一步深化大用户直购电试点，扩大交易范围和规模。	2009 年 1 月 8 日— 2009 年 1 月 9 日
《国务院关于 2005 年深化经济体制改革的意见》	明确提出实施电网企业主辅分离，理顺区域电网资产关系，建设区域电力市场，开展大用户直购电试点。	2005 年 4 月 4 日
《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》	具体规定了关于直购电试点工作的实施办法	2004 年 3 月 29 日

资料来源：天相投顾整理

3.1.2 直购电试点有望成为当前电价体制改革突破口

温总理在 2009 年《政府工作报告》中首次提出“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”。从内容看，完善上网电价、输配电价和销售电价形成机制是当前电价体制改革的主要内容。而完善上网电价、输配电价和销售电价形成机制，关键就在于建立独立的输、配电体系，明确输、配电成本。但是，建立独立的输、配电体系目前还受到来自于电网等相关利益集团的阻力，而直购电试点工作却有望为其打开突破口。同时，直购电试点工作，由于发电企业和用电大户直接基于市场交易商定价格和电量，撇开了政府计划定价及电网垄断行为，因此，有利于为电价体制市场化改革奠定基础。

图表 15：直购电关系图



资料来源：天相投顾整理

3.2 “同网同价”预期，提高水电价格上调想象空间

3.2.1 “同网同价”预期再次升温

随着水资源价格定价不合理现象日益显现，多位高层表达了对水电发展的关注，而当前困扰水电发展的主要问题之一，在于水电价格过低。张国宝多次在重要场合明确提出水电定价机制需要进行改革，实现水、火“同网同价”的定价机制，增强了市场对未来水电价格上调的预期。而5月25日，咸阳市发改委一纸关于填报发电企业“同网同价”相关情况通知，被市场理解为发改委对水、火再次推升了市场对水、火电“同网同价”的提前摸底行为，再次推升了市场对水、火电“同网同价”预期。

图表 16：与水、火“同网同价”相关文件及事件

政策文件或事件	与水、火电同网同价相关的主要内容	颁布或发生时间
《咸阳市发展改革委员会关于填报发电企业同网同价有关情况通知》	为了详细了解水、火电上网电价情况，研究和完善水电电价机制，国家能源局委托水电水利规划设计总院开展水电同网同价调查工作。	2009年5月25日
两会速递：张国宝：中国水电亟待“同网同价”	张国宝表示水电定价机制需进行改革，实现“同网同价”。	2009年3月7日
中国水电可持续发展高峰论坛：张国宝：国家正酝酿调整水电价格	如果按照同质同价的原则，水电价格和火电价格应当完全一致	2009年2月19日
中国水电可持续发展高峰论坛：胡四一：国家正酝酿调整水电价格	把水电开发与水资源综合利用、农民脱贫致富、生态建设和地方经济发展结合起来，实现水电又好又快发展	2009年2月19日

资料来源：天相投顾整理

3.2.2 “同网同价”预期推升水电价格上调预期

短期内，我们认为水、火电实现“同网同价”可能性较小，主要有以下两方面原因，

1. 价格的转嫁能力较差，短期内条件不够成熟。目前，水、火电平均上网电价大约相差0.10元/千瓦时，如果水、火电“同网同价”，那么下游必须多支出大约570亿元。而电价上调的成本最终是由下游消费者承担的，但是，受危机影响，下游行业，特别是有色、钢铁等高耗能行业经营业绩下滑明显，对成本承受能力较差，并且，水电资源丰富的地区往往是高耗能产业集中的中西部地区，水电在区域用电结构中比例较高，水电价格对下游行业高耗能成本影响相对较明显。因此，我们认为目前下游对水、火电“同网同价”导致的水电价格上调的转嫁能力较差。如果真的要实现“同网同价”，我们认为采取一蹴而就的可能性较小，而采取逐步实施的可能性较大。
2. 区域性差异，增加了“同网同价”的难度。由于水电建设成本和火电运营成本区域性差异较明显，因此，在缺乏有效的补偿机制情况下，如果贸然采取“同网同价”，很有可能带来种种问题。



虽然，短期内，我们认为水、火电实现“同网同价”可能性较小，但是“同网同价”已基本确定为水电价格机制改革的方向。然而，考虑到当前水电价格过低，我们认为“同网同价”的改革方向，也为后续水电价格上调打开了空间。但是，在这，我们提醒投资需要投资者注意的，如果水电价格上调，那么政府很有可能会上调水资源使用费、移民补偿费等费用。

3.3 销售电价上调预期对电网类企业产生利好

2008 年 8 月 20 日，发改委平均上调上网电价 0.02 元/千瓦，但是考虑到 CPI 和 PPI 等因素，没有上调销售电价。而近期，随着夏季用电高峰到来及经济出现期望迹象，市场又增强了对销售电价上调的预期。

从电网角度分析，由于上网电价单边上调，用电量持续低迷，并且未来几年需要大规模的电网投资建设，经营压力较大，而直购电网试点工作陆续展开也增强了未来电网企业的经营压力，因此，出于考虑减轻电网经营压力，上调销售电价也是合理的。但是，考虑到目前经济并没有明确回升，下游行业的经营状况并没有完全好转，特别是有色、钢铁等高耗能行业的盈利能力仍不容乐观，在这种情况下，我们认为政府大幅度提高销售电价的可能性并不是很明显。如果真要上调电价，我们认为把 2 分钱/千瓦时的缺口补回去的可能性较大，并且可能在三季度中后期上调电价。

从销售电价上调对发电企业的影响角度分析，我们认为对发电企业实质性影响有限，但是对电网类企业产生明显的利好消息，同时也提高了下次上网电价上调的可能性。同时，销售电价上调也会造成一定的负面影响，在一定程度上抑制需求，不过我们认为对需求的抑制作用有限。

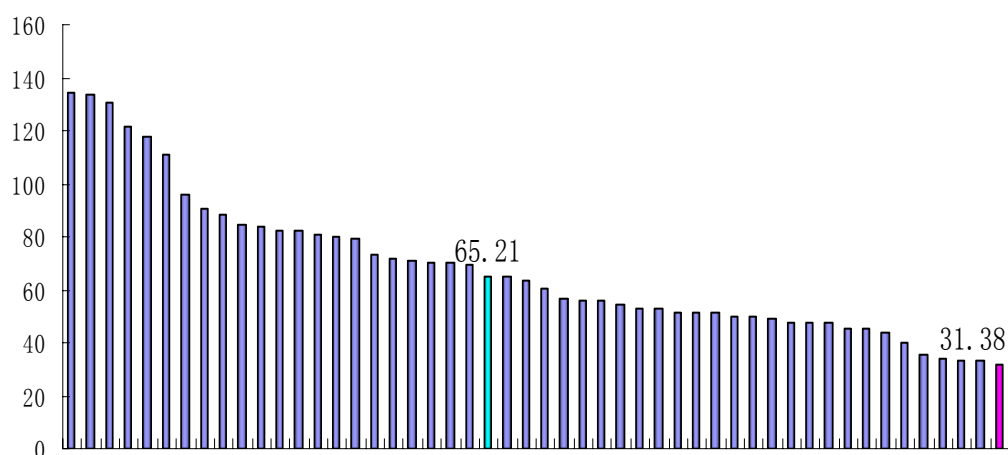
4. 2009 年下半年电力行业投资策略

4.1 电力行业已成估值洼地，具有补涨要求

2009 年以来，市场整体涨幅较大，2009 年截至 7 月 3 日收盘，上证指数上涨 69.62%，而天相电力指数仅仅上涨 35.31%，排在所有行业中最后一位。在相对良好的市场环境下，防御性较强的电力不受资金追捧，以及 2008 年下半年电力行业指数表现明显强于上证指数都是电力指数差强人意的原因。

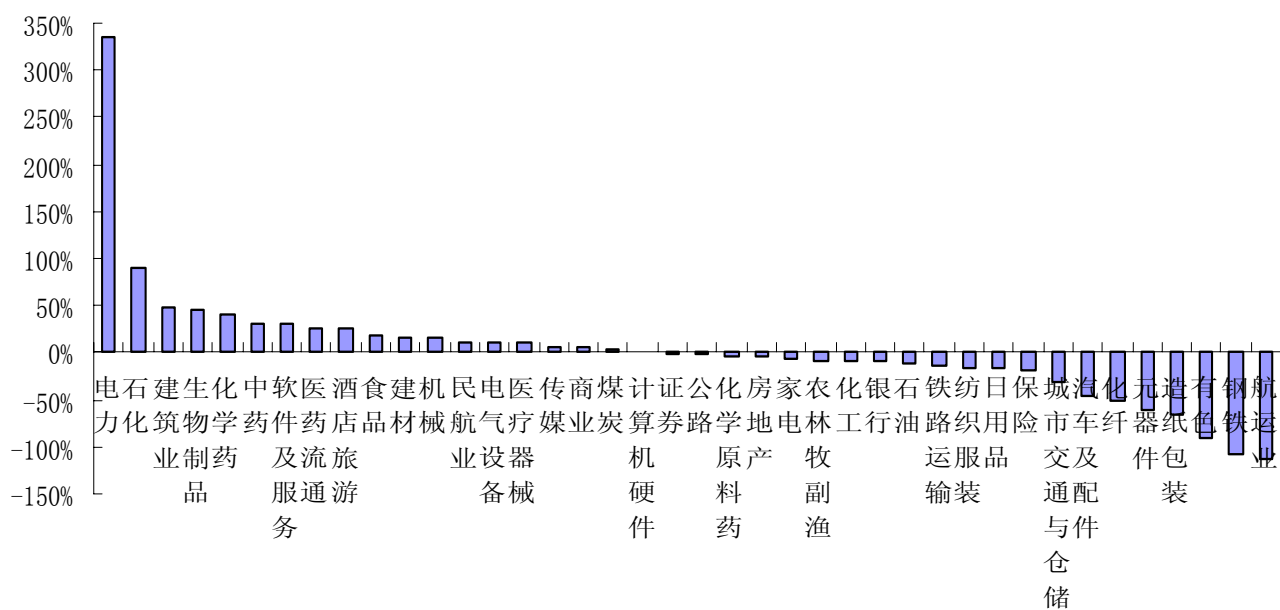
电力行业在煤价同比下降和 2008 年下半年两次上调电价带来的利好情况下，抵御了需求下降的不利影响，净利润同比大幅增加。因此目前天相电力指数的市净率、2009 市盈率已经在 47 个天相电力行业中分别排倒数第 8 和第 5 位，在整体市场估值水平提高的情况下，电力行业已经成为估值洼地，而需求逐渐回升带来的盈利状况转好的趋势不会改变，我们认为电力板块在 2009 年下半年的表现将会强于整体市场表现，维持行业的“增持”评级。

图表 17：2009 年上半年天相电力指数（图中红柱）明显落后于大盘（图中绿柱）



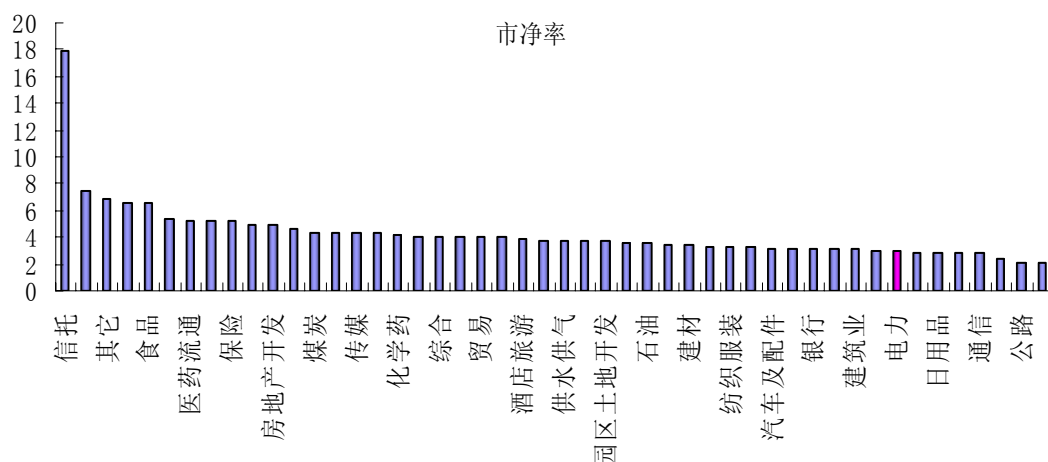
资料来源：天相系统

图表 18：二季度行业利润预测增速



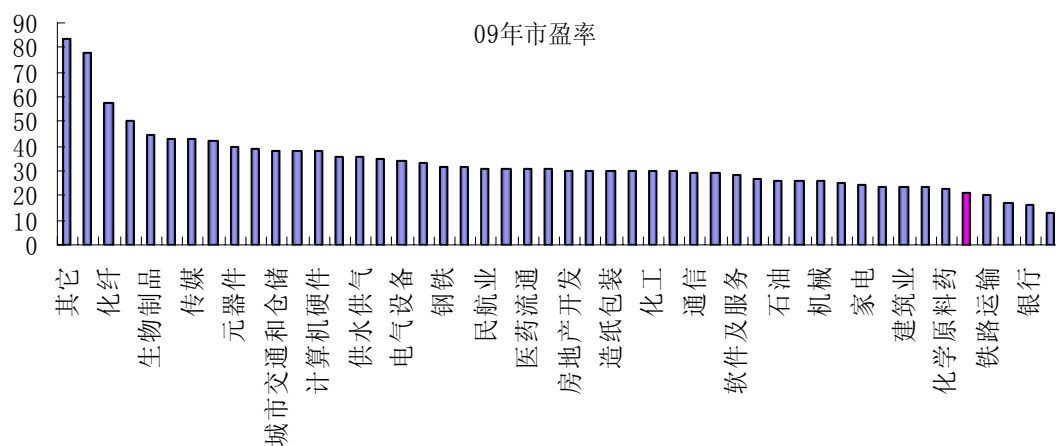
资料来源：天相投顾整理

图表 19：行业市净率比较



资料来源：天相系统

图表 20：行业 2009 年市盈率比较



资料来源：天相系统

4.2 关注三类上市公司

4.2.1 关注受益需求恢复的东部火电公司

从分地区数据来看，东部地区的需求恢复较为明显，特别随着夏季用电高峰期的到来，更是给东部地区的上市公司带来业绩增长的空间。6月上旬，江苏、广东、浙江、上海、福建、广西等省区用电量实现正增长，其中广西和广东增幅分别达到了7.6%和9.9%。6月中旬，上述地区的用电量增速进一步扩大，广西、浙江分别同比增长20.1%和11%。在地区用电量恢复的背景下，上述地区的电力企业投资价值将得到提升，建议关注深圳能源、皖能电力。

深圳能源（000027）：

1. 区域优势明显。在煤炭海运价格大幅下降的情况下，高电价将提升公司毛



利率水平。

2. 区域电力需求回升明显。6 月份，广东统调发电量同比增长 8%，恢复正增长，这有可能成为公司股价上行的触发因素。
3. 目前公司在建、筹建及拟投资的可控项目达到 427.15 万千瓦，是已投产项目装机容量的 81.95%，成长性较好。
4. 公司加大了在风电和垃圾发电领域的投资，并且将借助中广核，进入核电领域。
5. 我们预计公司 2009、2010 年 EPS 分别为 0.76 元和 0.67 元，以 7 月 3 日的收盘价 11.64 元计算，对应的动态市盈率分别为 15 倍和 17 倍，估值水平较低。维持“增持”评级。

皖能电力（000543）：

1. 公司位于我国第一个建成投产的亿吨级煤炭基地—安徽两淮煤炭基地，合同煤比例较高，且与淮南矿业集团在皖能马鞍山、铜陵皖能等项目上合作良好，具有一定的成本优势。
2. 公司在建机组较多，项目储备丰富，成长性良好。
3. 公司具有新能源概念，分别参股吉阳和芜湖核电项目 49%和 15%；此外还拥有含山、舒城两个生物质能发电项目各 22.5%的股权。
4. 公司参股华安证券 4.54%，北方证券 7.14%和国元证券 6.71%，拥有强列的参股券商概念，投资收益部分的弹性较大。
5. 我们预计公司 2009、2010 年 EPS 分别为 0.23 元和 0.33 元，以 7 月 3 日收盘价 8.69 元计算对应的动态市盈率分别为 38 倍和 26 倍，维持“增持”评级。

4.2.2 关注带电网的小型水电公司

2008 年 8 月 20 日，发改委平均上调上网电价 0.02 元/千瓦，但是没有上调销售电价。而近期，随着夏季用电高峰到来及经济出现期望迹象，市场又增强了对销售电价上调的预期。电价上调利好电网企业，建议关注文山电力。

文山电力（600995）：

1. 公司主营水力发电和电网供电。08 年下半年以来全国电力需求总量和结构发生较大的变化，公司通过供电结构的调整保证了供电总量的增长。短期内，公司的供电总量将继续保持增长，由于结构变化，单位电量的盈利空间有所下降，但无碍整理利润的同比增长。随着宏观经济逐渐回暖，高耗能行业需求有望被带动，公司网内大工业用电的比例将回升，供电总量将继续保持增长态势。根据文山州的相关经济规划，未来公司网内将有一些高耗能项目投产，支撑长期业务量增长和单位电量盈利空间的提升。
2. 目前市场存在下半年电网销售电价上调的预期，我们认为，今年下半年在宏观经济逐渐向好的进程中，适度上调销售电价是可能的。一旦两大电网公司上调销售电价，公司电网的销售电价也将随之上调，加之网内大工业



需求逐渐恢复、供电量增长的支撑，全年业绩有望超预期。

3. 预计公司 2009 和 2010 年 EPS 分别是 0.34 元和 0.42 元，对应 7 月 3 日收盘价 7.73 元，动态 PE 分别是 23 倍和 18 倍，考虑到公司的业务量和净利润成长性较为确定，且盈利能力有继续提升的空间，维持“增持”评级。
4. 主要风险来自于公司网内大工业电力需求恢复进程以及全部需求增长速度不达预期，公司电网统调水电机组来水减少，将一定程度影响公司业绩。

4.2.3 关注具有资产整合预期的上市公司

资产整合类公司是我们一贯看好的，建议关注西昌电力（600505）、赣能股份（000899）等。

西昌电力（600505）：

1. 曾严重拖累公司发展的担保债务问题获得突破，不仅解决了公司的主要风险，给公司项目建设带来成长动力，还将使公司 2009 年获得大笔营业外收入。
2. 公司大股东由凉山州国资委转为四川电力公司，且四川电力持股比例仅为 15.16%，具有对公司进行资产整合的预期。
3. 公司建设的木里沙湾电站和永宁河四级电站将于 2009 年底开始陆续建成，公司内生成长性同样明显。
4. 预计公司 2009、2010 年 EPS 分别为 0.26 元和 0.49 元，以 7 月 3 日收盘价 7.89 元计算对应的动态市盈率分别为 30 倍和 16 倍，维持“中性”评级。

赣能股份（000899）：

1. 公司 2008 年 6 月与大股东进行了资产置换，较大程度上减轻了与大股东之间的同业竞争，目前仍存在同业竞争的资产还有大股东控股的丰电一期和东津发电（共计 126 万千瓦），大股东有意于 09 年将这两部分资产注入或托管于赣能股份，或将股权出售给第三方。
2. 我们认为，在当前政策和行业运行的大环境下，公司获得资产注入的可能性较大。若成功实施，公司的装机容量在现有基础上将增加 84%，盈利能力随之增强。
3. 无论采用哪种融资方式收购资产，都会在一定程度上抵消收益的增厚，短期内对于公司业绩的提升作用较为有限，长期趋势相对看好。
4. 预计公司 2009 和 2010 年 EPS 分别是 0.13 元和 0.16 元，对应 7 月 3 日收盘价 6.67 元，动态 PE 分别是 51 倍和 43 倍，公司短期估值偏高，维持“中性”评级，可以关注相关交易性机会。

4.2.4 重点公司盈利预测及评级

图表 21：重点公司盈利预测表

代码	名称	收盘价（元）			EPS（元）			P/E			每股净资产（元）	P/B	投资评级
		7 月 3 日	2008A	2009E	2010E	2008	2009E	2010E	2009 年 3 月 31 日				



601991	大唐发电	8.60	0.07	0.24	0.28	123	36	31	2.20	3.91	中性
600795	国电电力	7.05	0.03	0.29	0.36	235	24	20	2.65	2.66	增持
600900	长江电力	13.90	0.42	0.58	0.78	33	24	18	4.07	3.42	增持
600011	华能国际	7.92	-0.31	0.38	0.5	-26	21	16	3.08	2.57	增持
600027	华电国际	5.15	-0.43	0.21	0.23	-12	25	22	1.87	2.75	中性
000027	深圳能源	11.64	0.47	0.76	0.67	25	15	17	5.24	2.22	增持
600886	国投电力	10.50	0.12	0.46	0.54	88	23	19	3.95	2.66	增持
000539	粤电力 A	7.38	0.01	0.21	0.17	738	35	43	3.22	2.29	中性
600674	川投能源	18.98	0.56	0.41	0.44	34	46	43	2.96	6.41	增持
002039	黔源电力	17.04	0.86	0.29	0.56	20	59	30	3.51	4.85	增持
000690	宝新能源	8.73	0.31	0.39	0.4	28	22	22	2.24	3.90	增持
000899	赣能股份	6.67	0.07	0.13	0.16	95	51	42	2.59	2.58	中性
600098	广州控股	6.67	0.18	0.32	0.37	37	21	18	4.04	1.65	增持
600642	申能股份	10.28	0.21	0.54	0.56	49	19	18	4.85	2.12	中性
600863	内蒙华电	5.20	-0.40	0.10	0.13	-13	52	40	1.60	3.25	中性
600995	文山电力	7.73	0.31	0.35	0.41	25	22	19	2.14	3.61	增持
000600	建投能源	6.66	0.05	0.28	0.35	133	24	19	3.16	2.11	增持
600236	桂冠电力	7.96	0.02	0.30	0.36	398	27	22	2.70	2.95	增持
600509	天富热电	10.19	0.10	0.17	0.25	102	60	41	2.80	3.64	增持
000543	皖能电力	8.69	0.05	0.23	0.33	174	38	26	4.82	1.80	增持

资料来源：天相投顾

天相投资顾问有限公司投资评级说明

判断依据:

投资建议根据分析师对该股票在12个月内相对天相流通指数的预期涨幅为基准。

	投资建议	预期个股相对天相流通指数涨幅
1	买入	>15%
2	增持	5---15%
3	中性	(-)5%---(+)5%
4	减持	(-)5%---(-)15%
5	卖出	<(-)15%

重要免责声明

报告所引用信息和数据均来源于公开资料，天相投顾分析师力求报告内容和引用资料和数据客观与公正，但不对所引用资料和数据本身的准确性和完整性作出保证。报告中的任何观点与建议仅代表报告当日的判断和建议，仅供阅读者参考，不构成对证券买卖的出价或询价，也不保证对作出的任何建议不会发生任何变更。阅读者根据本报告作出投资所引致的任何后果，概与天相投资顾问有限公司及分析师无关。

本报告版权归天相投顾所有，为非公开资料，仅供天相投资顾问有限公司客户使用。未经天相投顾书面授权，任何人不得以进行任何形式传送、发布、复制本报告。天相投顾保留对任何侵权行为和有悖报告原意的引用行为进行追究的权利。

天相投资顾问有限公司

北京富凯	地址：北京市西城区金融大街 19 号富凯大厦 B 座 701 室 电话：010-66045566	传真：010-66573918	邮编：100140
北京新盛	地址：北京市西城区金融大街 5 号新盛大厦 B 座 4 层 电话：010-66045566；66045577	传真：010-66045500	邮编：100140
北京德胜园	地址：北京市西城区新街口外大街 28 号 A 座五层 电话：010-66045566	传真：010-66045700	邮编：100088
上海天相	地址：上海浦东南路 379 号金穗大厦 12 楼 D 座		



	电话：021-58824282	传真：021-58824283	邮编：200120
深圳天相	地址：深圳市福田区振中路鼎诚国际大厦 2801 室		
	电话：0755-83234800	传真：0755-82722762	邮编：518041
山东天相	地址：济南市高新区华龙路 1825 号嘉恒商务大厦 A 座 1005 室		
	电话：0531-88162375	传真：0531-88162317	邮编：250100