

日期: 2009 年 2 月 10 日



首席宏观分析师 胡月晓
021-53519888-1917
huyuexiao@sigchina.com

化工行业分析师 周效飞
021-53519888-1968
zhouxiaofei@sigchina.com

电力行业分析师 牛品
021-53519888-1911
niupin@sigchina.com

报告编号: HYX09-HGZT01

相关报告:

《央企改革的资产重组机会》

要素价格改革的市场机会分析

——寻求市场交易性机会专题分析二

■ 主要观点:

要素价格改革将加快推进

推进资源性产品价格改革,将是下一阶段我国重点领域和关键环节改革的重要内容之一。当前的通货紧缩宏观环境,为我国加快推进各项资源要素价格改革提供了良机,我国资源性产品价格形成机制改革进程将加速。其中石油、电力等要素价格形成机制变革,将率先得到推进。

石油价改: 成品油成本加成定价→原油成本加成定价

成品油成本定价代表着价格管制,在价格市场化趋势下,成品油成本定价将为原油成本法取代。原油成本加成定价法下,成品油生产企业将被富赋予更多的价格自主权,石油市场的价格市场化程度将提高。原油成本法将成为我国石油价格改革的主要发展方向。

油价改革对市场的影响

当前中国油企业绩差源于对国际市场油价波动敏感性差。由于中国石油企业不能有效应对国际油价波动,而在原油成本定价体制下我国成品油价格调整将较以往大为频繁;鉴于我国大型炼油企业既没有定价权,又缺乏跟随定价能力的状况,我们认为,油价改革给我国石油裂解公司带来了估值进一步向下调整的压力。

电价改革: 竞价上网和分类售电

发电环节上网电价形成竞争机制,输电侧仍继续保持垄断经营;配电侧可根据情况成立多家配电公司,形成分类售电的双边交易体制,配电公司代理居民及非大工业用户购买电力。在双边交易体制下,大用户、配电公司与独立发电商签订长期供电协议,自主协商价格与供电量;短期电力的供给价格和供给量则以竞价方式在电力交易市场中形成。用户既可以在零售市场从配电公司、零售商处购买电力,也可以在趸售市场直接与独立发电商进行大宗交易。

电价改革将在条件成熟地区先行展开

我们认为,东北电网、华东电网、南方电网有望率先启动电力市场双边交易,在目前的煤炭价格下,电力企业盈利能力较强。若此时推行电力市场双边交易,将促使发电企业主动降低电价,压缩行业短期的利润。

电价改革利好水电, 加速煤电联营

由于很多水电出力不具有调节性,短期内火电和水电同台竞价可能性较小,竞价上网对水电行业不产生实质性影响。实行竞价上网最终考验的是企业对于煤炭成本的控制程度。双边交易、竞价上网都将促进煤电一体化进程的加快。

目 录

一、要素价格改革将加快推进	1
二、率先推进价改的要素领域：石油	1
1. 现行的石油定价机制	1
2. 中国成品油定价体系的演变	2
3. 现行成品油定价体系存在的问题	2
4. 成品油定价法的变动方向	3
5. 油价改革对行业的影响	3
三、率先推进价改的要素领域：电力	4
1. 现行电价体制	4
2. 电价改革进程	5
3. 现行电价体制存在的问题	7
4. 电价改革方向	8
5. 电价改革的行业影响	9
6. 电价改革的市场影响	11
四、价改预期下的资产配置	12

图

图 1 以成品油进口成本为定价依据的成品油定价法	1
图 2 以成品油生产成本为定价依据的原油成本法	2
图 3 中国国内成品油年度出厂均价与国际年度均价比较 (CNY, 元/t)	3
图 4 中国石油公司与国际石油公司 ROE 比较 (%)	4
图 5 发电流程	5
图 6 我国电力体制改革方向	8
图 7 我国各类发电企业装机容量占比	10

表

表 1 中国产品油定价方法的演进	2
表 2 我国电力市场改革进程	6
表 3 要素价改对资产配置调整的影响	12

一、要素价格改革将加快推进

重点领域和关键环节的改革，是当前我国实现“保增长”目标和转变经济发展模式的着力点。其中推进资源性产品价格改革，将是下一阶段我国重点领域和关键环节改革的重要内容之一。

综合各种政府部门的报告，可以得出以下结论：政府认为，资源要素价格未理顺，是经济发展方式缓慢的重要原因；必须加快理顺资源要素价格形成机制，使资源价格真实反映市场供求关系、资源稀缺程度和环境成本，促进企业改变资源消耗大、环境污染严重的粗放经营模式。

当前我国在一些大宗商品和公用事业领域还存在着较多的价格管制现象。相对成熟市场经济体系而言，我国的价格管制的范围领域过宽、控制过死。为加快经济结构调整和产业升级，国家已明确要在以下领域进一步深化价格体制改革：资金（利率市场化）、电力、煤炭和水务等。鉴于价格改革的时机和条件，其中石油、电力领域的等要素价格形成机制变革，将率先得到推进。

行政化的要素价格形成机制必须调整，早已形成共识。但鉴于要素价格改革牵涉各方利益调整，特别是顾虑到放开价格管制后价格反弹对通胀和企业经营的影响，我国要素价格改革一向进展缓慢。当前的通货紧缩宏观环境，为我国加快推进各项资源要素价格改革提供了良机，我国资源性产品等要素的价格形成机制改革进程，将得到加速。

二、率先推进价改的要素领域：石油

1. 现行的石油定价机制

管制价格体系下，目前中国成品油定价方案实质是成本加成法。根据原油或油品在国际市场的离岸价格，加上相应的税费以及流通和生产环节的成本利润，计算出成品油的进口成本或以进口原油为原料的成品油生产成本，并以此为依据确定汽柴油市场零售中准价和出厂价。

图 1 以成品油进口成本为定价依据的成品油定价法

		流通环节成本利润		零售中准价格
成品油国际 市场离岸价 格	运输费	其他税费		
		增值税		
		消费税		
		关税		

资料来源：上海证券研究所

图 2 以成品油生产成本为定价依据的原油成本法

原油国际 市场离岸 价格	运输费	其他税费 增值税 关税	炼油环节 成本利润	消费税	流通环节 成本利润	零售中准 价格

资料来源：上海证券研究所

2. 中国成品油定价体系的演变

成品油价格机制比较复杂，在中国成品油价格还未实现市场化定价的情况下，其他国家的价格分析只能作为参考。在成品油价格体系改革进程中，中国曾提出了三种接轨方法，其中新加坡单一市场接轨法和三地成品油定价法以国际市场的成品油价格为定价依据，原油成本法则以国际市场的原油价格为定价依据。从本质上看，三套方案都是以成本为基础的定价方案。

表 1 中国产品油定价方法的演进

时间	定价方法	定价依据	执行情况
2000/01-2001/09	新加坡单一市场接轨法	新加坡市场油品价格	基本执行
2001/10-2006/12	三地成品油定价法	新加坡、纽约、鹿特丹三地成品油加权价格	2004 年前执行较好
2007/01-	原油成本法	布伦特、迪拜、米纳斯三地原油加权价格	基本没有执行

资料来源：上海证券研究所

3. 现行成品油定价体系存在的问题

首先油价调整滞后。三地成品油定价法是依据上一月度的三地成品油平均价格进行制定的，在油价快速波动时这种定价方法不能迅速反映市场的变化，价格调整的时滞性和市场价格的可预测性为一些投机行为提供了可乘之机。

其次，石油炼制企业利润波动较大。在成品油加成定价法下，由于我国原油和成品油间的成本传递机制不畅，原油价格的波动经常造成加工企业利润大幅波动。从实际表现看，在油价较为平稳的 2001-2003 年我国石油企业加工利润基本稳定在一个区间内窄幅波动，而油价波动较大的 2004-2007 年加工利润则出现大幅振荡。在这种情况下，以国际市场的成品油价格为依据进行定价不利于国内市场的稳定。

4. 成品油定价法的变动方向

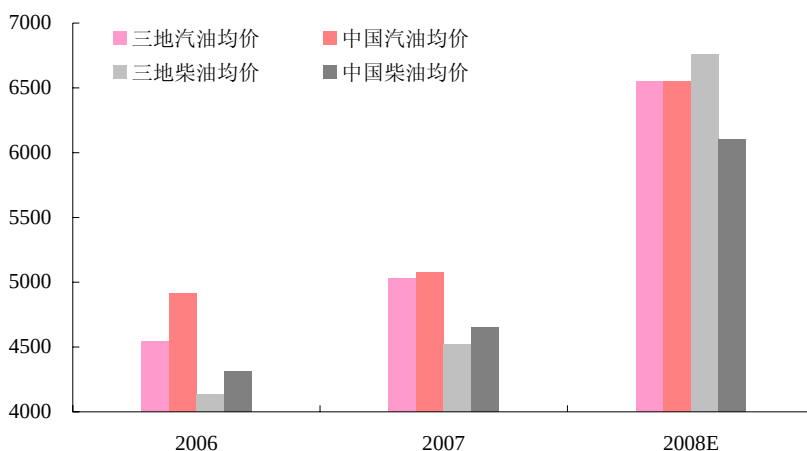
成品油成本定价代表着价格管制，在价格市场化趋势下，成品油成本定价将为原油成本法取代。原油成本加成定价法下，成品油生产企业将被富赋予更多的价格自主权，石油市场的价格市场化程度将提高。原油成本法将成为我国石油价格改革的主要发展方向。

原油成本法较成品油加成定价法更符合我国成品油市场的实际供应情况。近年来中国能源需求快速增加，而原油产量增加缓慢，进口原油在原油消费中的比例快速增长。在这一背景下，进口原油价格快速增长和国内成品油出厂价格涨幅较小之间的矛盾日益突出，国内炼油企业甚至出现了大幅亏损。原油成本法考虑了原油从进口到炼油、销售各环节的成本和利润，保障了炼油企业有利可图，可以激励国内炼油企业的生产和投资热情，从而缓解国内日益严峻的供求矛盾。而且，与成品油成本定价法相比，原油成本法估算价格更接近于国际市场的成品油价格。我国主要石油企业都是原油开发、炼制和批发零售一体化的企业，更倾向于进口原油自行炼制生产。除 2008 年上半年外，2001-2007 年我国汽油和柴油的总净进口量实际为负数，说明进口原油较进口成品油在我国成品油供应结构中所占的比例更大。

5. 油价改革对行业的影响

当前中国油企业绩差源于对国际市场油价波动敏感性差。国内市场一贯的观点是国内成品油出厂价格低于国际价格。但是，通过考察 2006~2008 年的国际三地（纽约、鹿特丹、新加坡）年度成品油加权均价，我们发现，除了 2008 年以来，国内柴油年度出厂加权均价低于国际市场外，国际市场年度均价都低于国内。其中 2006 年国内汽油价格甚至高出国际价格 8.2%，柴油高出 4.2%。

图 3 中国国内成品油年度出厂均价与国际年度均价比较（CNY，元/t）



资料来源：Wind 资讯，上海证券研究所

我们通过考察 2006~2008 年 ROE 发现，中国三大石油企业中除了中

海油，中国石油、中国石化的经营效益都低于国际同类石油公司，甚至低于新兴市场中效益最差的泰国国家石油管理局 (PTT)；而中海油经营效益较高的原因则是成立时间短，炼油业务少。

图 4 中国石油公司与国际石油公司 ROE 比较 (%)



资料来源: Bloomberg, 上海证券研究所

目前，中国石油、中国石化估值严重高于国际同类公司。由于中国石油企业不能有效应对国际油价波动，而在原油成本定价体制下我国成品油价格调整将较以往大为频繁；鉴于我国大型炼油企业既没有定价权，又缺乏跟随定价能力的状况，我们认为，油价改革给我国石油裂解公司带来了估值进一步向下调整的压力。

成品油定价体制的改革将使大型油企失去政策保护。原先成品油成本加成定价法下，成品油价格受到较多的管制。成品油定价体制的改革，势必使国内成品油价格与国际成品油价格接轨，跟随国际市场油价波动，将把国内油企完全推向市场，失去政策保护。

对于地方炼化企业来说，由于其规模较小，体制相对灵活，受影响可能相对较弱；而对国有大型炼化企业来说，船大掉头难，大幅波动的国际原油价格将使其处于进退两难的境地。

因此，以目前中国大型石油企业的管理能力来看，其难以应对剧烈的油价波动；即使能够应对油价波动，在油价低迷期，其业绩也难以乐观。

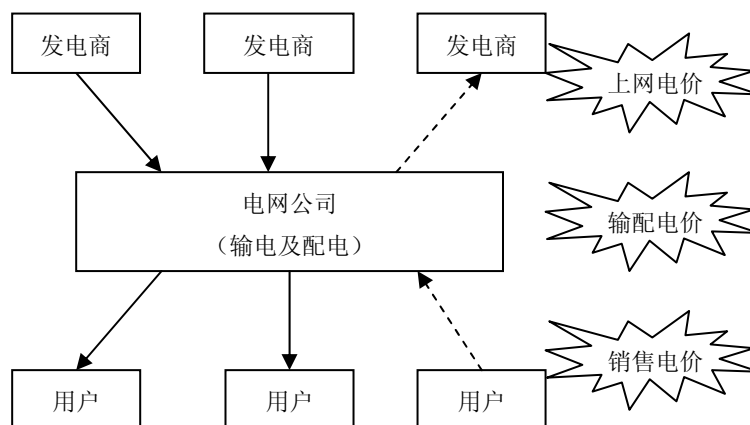
三、率先推进价改的要素领域：电力

1. 现行电价体制

电力从生产到使用可以分为四个环节：发电、输电、配电和用电，电

价由此分为上网电价，输、配电价和销售电价三种，每种电价制定方式又有所不同。

图 5 发电流程



其中：实线部分为电力消耗过程，虚线部分为电费支付过程

数据来源：上海证券研究所

上网电价：成本加成和招标定价

上网电价主要是支付给独立发电商的电价，其制定方式有两种：一是由政府价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定，即“成本加成”电价；二是通过政府招标确定，即招标电价。目前，我国火电、水电、核电、太阳能等新能源发电的上网电价基本是成本加成电价，风电的上网电价主要是招标电价。

输、配电定价：成本加成

输、配电价主要是支付给电网传输企业的电价，由政府价格主管部门按照成本加成原则制定。我国《输配电价管理暂行办法》已经出台，但各电网还没有形成专门的输配电价，只是在不同时期通过加入电网运行边际成本顺价销售或单纯调整售电价格来保持或改变供电企业的收益。

销售电价：政府定价

销售电价是指对终端用户收取的电价，由购电成本、输配电损耗、输配电价及政府性基金四部分构成，实行政府定价。销售电价又分为居民生活用电、农业生产用电、工商业及其它用电价格三类，每类用户按电压等级定价，以平均销售电价为基础，合理核定销售电价。

2. 电价改革进程

我国电价改革是伴随着电力体制改革进行的，共经历了三个阶段。

表 2 我国电力市场改革进程

日期	重大事件摘要
1998年	印发《国务院办公厅转发国家经贸委关于深化电力工业体制改革有关问题的通知》，提出在六省市进行厂网分开、竞价上网的电力市场试点
1999年	吉林电网正式开始市场运作，实行有限电量离线竞价上网
2000年	浙江电网、山东电网、上海电网、黑龙江电网发电市场试运行
2001年	辽宁电网发电市场试运行
2002年	国务院印发《电力体制改革方案》，拆分国家电力公司，组建五大发电集团、两大电网公司和四大辅业集团
2003年	国家电监会正式挂牌，国务院下发《电价改革方案》
2004年	东北区域电力市场、华东电力市场开始模拟运行，发改委下发《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》
2005年	国家发改委出台《上网电价管理暂行办法》、《输配电价管理暂行办法》、《销售电价管理暂行办法》，煤电联动第一次启动
2006年	南方电力市场开始模拟运行，东北电力市场暂停试运行，第二次煤电联动启动
2007年	发改委出台《节能发电调度办法（试行）》
2008年	上网电价上调两次、销售电价上调一次

资料来源：上海证券研究所

1) “成本加成”定价阶段

1985 年以前，电力工业部是电力产业的唯一生产经营者，掌管着全国的发电厂、高压输电网、城乡配电网、售电终端和绝大部分电力建设公司。销售电价由国务院确定统一，电厂只回收直接运行成本。这一期间，电厂长期亏损，电网建设严重滞后。

1985 年，国务院颁布《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》，打破了中央独家办电的局面，鼓励各地方、部门和企业投资建设电厂。上网电价实行以个别成本为基础的还本付息电价，销售电价仍然由国务院统一制定。这一政策的出台刺激了地方政府和外资的投资积极性，缓解了全国缺电的局面，但是也造成了“一厂一价、一机一价”等电价问题。

1997 年 1 月，国家电力公司正式成立，承接了电力工业部下属的五大区域集团公司、七个省公司、华能和葛洲坝两个直属集团，电力工业部被撤销。同时，上网电价采取“标杆电价”，即新投产发电企业的上网电价以省级电网内同时期建设的同类技术先进的发电机组的社会平均成本为基础核定。标杆定价方式解决了新投产机组“一机一价”的问题。

2) 竞价上网定价阶段

1998 年 8 月，国家电力公司推出以“政企分开，省为实体”和“厂网分

开，竞价上网”为内容的“四步走”的改革方略。同年“厂网分开，竞价上网”开始在上海、浙江、山东、辽宁、吉林、黑龙江等六个省市先行试点。在这六个试点省份，各独立发电企业的上网电价由竞争确定。试点工作没有取得令人满意的效果，国务院发展研究中心报告认为，厂网产权未分开是造成竞价模式不能真正反映成本的最重要原因。

2002年3月，国务院正式批准了《电力体制改革方案》，国家电力公司拆分为五大发电集团、两大电网公司和四大辅业集团，发电与输配电正式分离。理顺电价机制是电力体制改革的核心内容，新的电价体系划分为上网电价，输、配电价和终端销售电价。在发电环节引入竞争机制，上网电价由容量电价和市场竞价产生的电量电价组成。对于仍处于垄断经营地位的电网公司的输、配电价，要在严格的效率原则、成本约束和激励机制的条件下，由政府确定定价原则，最终形成比较科学、合理的销售电价。

3) 煤电联动定价阶段

在未实行竞价上网的地区，发电商仍沿用原来的“成本加成”电价或招标电价。由于上游煤炭价格实行市场化，为保障发电企业的利益，2004年末国家发改委下发《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》，文件中规定：以不少于6个月为一个煤电价格联动周期，若周期内平均煤价较前一个周期变化幅度达到或超过5%，便将相应调整电价，但发电企业要自行消化30%的成本上升。

2004年竞价上网开始在东北区域市场、华东区域市场模拟运行，2006年东北电力市场电价改革叫停，主要是受电力供求不平衡、销售电价与上网电价不联动、电网存在传输约束、发电企业市场集中度过高等因素影响。目前，上网电价的制定仍然以“成本加成”方式为主，“煤电联动”是改变上网电价的主要途径。

3. 现行电价体制存在的问题

1) 煤电联动不及时

煤电联动方案出台后，真正意义上的煤电联动共进行过两次。第一次煤电联动在2005年的5月，而随后2005年11月份虽然再次满足了联动条件，但却并未有所动作。时隔一年之后，第二轮煤电价格联动在5月1日开始实施。2008年煤炭价格大幅度上涨之时，发电企业翘首以盼的煤电联动并没有执行，煤电联动不及时造成火电行业全行业亏损。

2) 尚未形成独立的输配电价

我国《输配电价管理暂行办法》已经出台，但各电网还没有形成专门的输配电价，只是在不同时期通过加入电网运行边际成本顺价销售或单纯调整售电价格来保持或改变供电企业的收益。08年在煤价大幅

上涨的情况下，为控制CPI和激励发电企业发电，上网电价上调两次但销售电价只上调了一次，电网企业让利于发电企业和电力用户。

3) 上网电价与销售电价不联动

上网电价与销售电价联动机制是电力市场平稳运行至关重要的条件。受计划管理体制及省域经济影响，上网电价与销售电价联动机制的建立遇到巨大阻力。价格联动机制不建立，用电侧对发电侧没有价格信号反映，不但会产生巨大的市场风险，电力市场竞争也失去了意义。

4. 电价改革方向

1) 竞价上网和分类售电

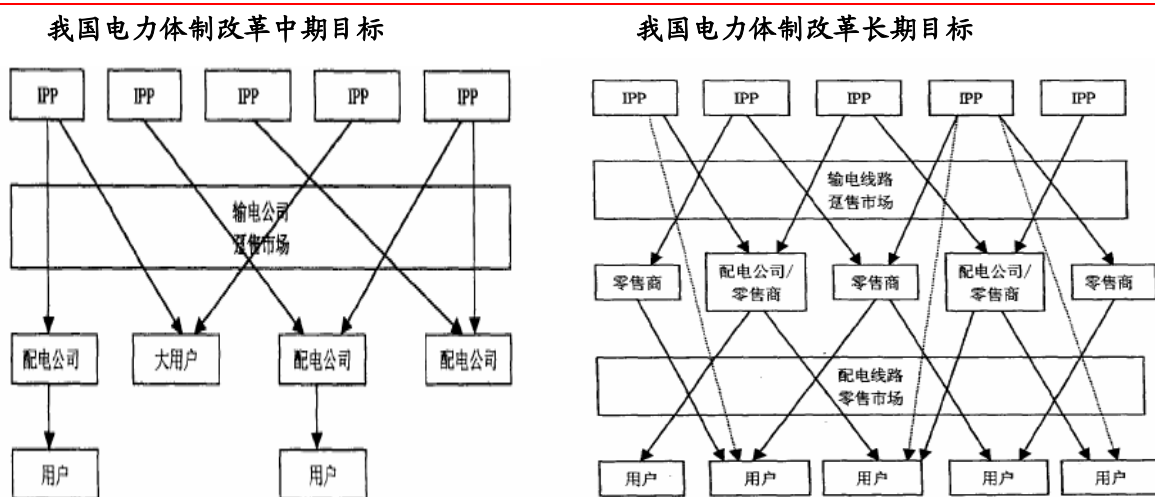
短期看，在实现发电企业竞价上网前，煤电价格联动将继续实行。

“十一五”期间电力行业将继续深化电价改革，逐步理顺电价机制。包括：建立与发电环节竞争相适应的上网电价形成机制，建立合理的输、配电价机制，销售电价逐步与上网电价实现联动，实施激励清洁能源发展的电价机制，推行需求侧管理，推行大用户直购电。

中期看，电力行业将会完善的趸售市场和双边交易体系。

输电和配电可分开，由于输电具有天然的垄断性，输电侧仍继续保持垄断经营；配电侧可根据情况成立多家配电公司，形成分类售电体制，配电公司代理居民及非大工业用户购买电力。在双边交易体制下，大用户、配电公司与独立发电商签订长期供电协议，自主协商价格与供电量；短期电力的供给价格和供给量则以竞价方式在电力交易市场中形成。

图 6 我国电力体制改革方向



数据来源：上海证券研究所

长期看，配电环节将会形成电力零售市场。

用户既可以在零售市场从配电公司、零售商处购买电力，也可以在趸

售市场直接与独立发电商进行大宗交易。如用户拥有多余电量，可在零售市场卖出。有条件的话也可以发展电力期货，通过套期保值规避现货市场的风险。

电力体制改革是一个长远的工程，不可能一蹴而就。目前，电力行业主辅分离工作尚未全部完成，输电网络建设仍然滞后，短期内大范围推行竞价上网不可能。但是我们认为，只有进行电价改革，终端销售电价充分反映资源的稀缺性，才能真正优化资源配置、促进电力发展，才能解决煤电之间的拉锯。电力体制改革是我国电力行业发展的必然方向。

2) 09 年具有启动电力市场双边的条件

除完善的定价制度外，推行竞价上网还需满足以下几个硬件条件：一是电力装机容量富裕，以防电力企业抬高上网电价；二是煤炭价格可控，防止煤价大幅震荡造成电价大幅震荡；三是电力网络健全，电力传输不受潮流分布限制。

从装机容量上看，2008 年底我国装机容量达到 79253 万千瓦，发电设备利用小时数为 4677 小时；其中，火电装机容量为 60132 万千瓦，发电设备利用小时数为 4911 小时。装机容量已经能够满足未来两年经济发展的需要。从煤价上看，我们认为，未来两年煤炭供给将大于需求，动力煤价格不会出现大幅震荡。从网络建设上看，近几年我国加大电网投资，尽管网络并不完善，但部分地区已经具备进行双边交易的网络条件。

我们认为，2009 年全国大范围启动电力市场竞争上网的条件尚不充分，但部分地区已有条件进行双边交易。在双边交易市场中，符合条件的大用户可以与独立发电商签订长期供电协议，电网企业可以通过竞价交易选择电力供应商。

5. 电价改革的行业影响

1) 促使发电企业加强管理

多边交易市场中，上网电价有两种制定方法，即“一部制”电价和“两部制”电价。

“一部制”电价下上网电价由市场竞争产生。由于新建机组前期折旧费用高，报价往往要高于老机组很多，采用一部制电价不利于新机组，但是一部制电价将促使企业降低机组的综合建造成本。

“两部制”电价下上网电价由容量电价和电量电价组成，其中，容量电价主要补偿发电机组的固定成本，由政府统一制定；电量电价主要补偿企业的变动成本，由市场竞争产生。两部制电价仅就变动成本进行竞争，对于能耗低的大容量机组较为有利，但是无法促进企业降低机组的综合建造成本。

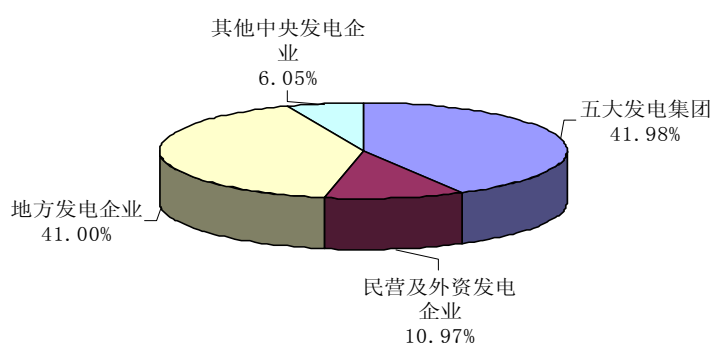
《上网电价管理暂行办法》中明确将“两部制”电价作为竞价上网的

定价原则，但是南方电力市场、内蒙古电力市场都采用了“一部制”定价方法。我们认为，竞价上网的目的是优化资源配置、降低用电成本，不管是“一部制”电价还是“两部制”电价，都将促使发电企业改进管理效率。

2) 市场集中度进一步提高

目前，我国发电环节已经基本实现市场主体多元化。截至2007年底，全国6000千瓦及以上各类发电企业4000余家，国有及国有控股企业占90%以上。

图 7 我国各类发电企业装机容量占比



数据来源：电监会 上海证券研究所

电价改革的目的是优化资源配置、降低用电成本，我们认为，“一部制”电价比“两部制”电价更加合理。但是，“一部制”电价可能造成新投产机组竞争不过能耗大的老机组，在新投产容量较多的地区，“两部制”电价仍是一种过渡性选择。

在两部制电价下，发电企业之间主要对变动成本进行竞争。煤炭在变动成本中占了70%左右，价格竞争实质上是对电煤价格的竞争。我们认为，较地方电厂而言，大型电力集团在煤价谈判中更具有优势，更有可能获得低价煤炭资源，能够在竞争中获得优势地位。此外，综合能源供应商由于自身经营煤炭资源，也有可能在竞争中获得更多的市场份额。我们认为，竞价上网将改变电力行业现有的格局，促使行业集中度不断提高。

3) 短期电力企业利润被压缩

由于经济快速下滑，电力需求与动力煤价格大幅下降。我们预计2009年、2010年煤炭产能同比增长7.4%和6.7%，而发电量同比增长-2.43%和6.59%，煤炭产能增速快于火力发电量增速，未来两年煤炭供应将转为宽松。

我们测算认为，电力行业利润对煤价下降的敏感性高于对发电设备利

用小时数下滑的敏感性。我们预计2009年动力煤综合售价同比下降20%以上,在上网电价不调整的情况下,09年电力行业利润将上升60%以上。但如果推行双边交易,为争夺市场份额,发电企业将主动下调电价,电力行业利润将被压缩。

6. 电价改革的市场影响

1) 短期利空, 长期利好

受需求减缓影响,秦皇岛港口动力煤价格已回落到2008年1月末水平。由于08年下半年上网电价上调过两次,09年发电企业盈利能力将大为好转。以华东市场为例,2008年12月华东区域电力市场组织了首次跨省市竞价交易,中标电厂的落地电价低于当地标杆电价0.13元/千瓦时左右。

我们认为,在目前的煤炭价格下,电力企业盈利能力较强。若此时推行电力市场双边交易,将促使发电企业主动降低电价,压缩行业短期的利润。我们认为,东北电网、华东电网、南方电网有望率先启动电力市场双边交易,这些地区的发电企业包括上海电力、申能股份、吉电股份、粤电力A、广州控股、深圳能源、华能国际等公司。

从长期看,双边交易有利于电力行业转嫁经营成本,减少企业经营风险。在双边市场交易下,08年火电行业大规模亏损的状况将很难再次发生。

2) 水电等可再生能源发电暂不受影响

目前,我国试行的竞价上网制度只针对火电行业,水电行业竞价上网政策尚未出台。我们认为,水电在双边交易中更具有优势,这主要是因为水电的综合成本低于火电。以南方电网为例,“西电东送”水电的落地价只有广东省火电上网电价的一半。

由于很多水电出力不具有调节性,短期内火电和水电同台竞价可能性较小,竞价上网对水电行业不产生实质性影响。我们认为,未来几年《节能调度办法(试行)》仍将是指导电力调度的准则,水力发电依然优先上网。我们认为,具有调节能力的大型水电上市公司仍是未来关注的重点,如桂冠电力、长江电力等。

3) 有利于推动煤电一体化进程

发电企业最主要的成本是煤炭成本和固定资产假设成本,一般情况下煤炭成本占发电成本的70%左右,固定资产折旧占总成本的15%左右。实行竞价上网最终考验的是企业对于煤炭成本的控制程度。我们认为,双边交易、竞价上网都将促进煤电一体化进程的加快。

有市场意识的发电企业已经开始收购煤炭资源,如五大发电集团基本都拥有大型煤炭基地。我们认为,在电力市场化的情况下,掌控上有煤炭资源的企业才能在竞争中处于不败之地。上市公司中我们将重点

关注具有煤炭资源的大唐发电、国电电力、金山股份、建投能源、广州控股等火电类上市公司。

四、价改预期下的资产配置

在当前宏观经济背景下，原油成本定价随时有可能启动；电力价改条件成熟的东北、华南和华东地区也随时可能启动价改程序。如价改发生，就石油和电力领域价改因素的影响而论，行业内资产品种配置调整建议如下：

表 3 要素价改对资产配置调整的影响

要素	内容	影响	行业配置调整
石油	成品油成本加成定价 →	利好地方炼化企业	增配：
	原油成本加成定价	不利国有大型炼化企业	减配：中石油、中石化
电力	成本加成 →	电企短期利空，长期利好	减配：华能国际、粤电力 A
	竞价上网、分类售电	促进煤电联营	增配：金山股份、国电电力

资料来源：上海证券研究所

分析师承诺

分析师 胡月晓 周效飞 牛品

本人以勤勉尽责的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告依据公开的信息来源，力求清晰、准确地反映分析师的研究观点。此外，本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接相关。

投资评级体系与评级定义

股票投资评级：

分析师给出下列评级中的其中一项代表其根据公司基本面及（或）估值预期以报告日起6个月内公司股价相对于同期市场基准沪深300指数表现的看法。

投资评级		定义
超强大市	Superperform	股价表现将强于基准指数 20%以上
跑赢大市	Outperform	股价表现将强于基准指数 10%以上
大市同步	In-Line	股价表现将介于基准指数 $\pm 10\%$ 之间
落后大市	Underperform	股价表现将弱于基准指数 10%以上

行业投资评级：

分析师给出下列评级中的其中一项代表其根据行业历史基本面及（或）估值对所研究行业以报告日起 12 个月内的基本面和行业指数相对于同期市场基准沪深 300 指数表现的看法。

投资评级		定义
有吸引力	Attractive	行业基本面看好，行业指数将强于基准指数 5%
中性	Neutral	行业基本面稳定，行业指数将介于基准指数 $\pm 5\%$
谨慎	Cautious	行业基本面看淡，行业指数将弱于基准指数 5%

投资评级说明：

不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准，投资者应区分不同机构在相同评级名称下的定义差异。本评级体系采用的是相对评级体系。投资者买卖证券的决定取决于个人的实际情况。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，投资者不应以分析师的投资评级取代个人的分析与判断。

免责条款

本报告中的信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性及完整性不做任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。报告中的信息和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或询价。我公司及其雇员对任何人使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

在法律允许的情况下，我公司或其关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告仅向特定客户传送，版权归上海证券有限责任公司所有。未获得上海证券有限责任公司事先书面授权，任何机构和个人均不得对本报告进行任何形式的发布、复制、引用或转载。

上海证券有限责任公司对于上述投资评级体系与评级定义和免责条款具有修改权和最终解释权。