



电力

2011.05.03

电力—逐步获得定价权，采摘盛夏的果实

——电力紧缺系列报告之一



王威

021-38676694

wangw@gjjas.com

S0880511010024

本报告导读：深入分析、探讨目前缺电状况及电力股投资机会

摘要：

- 电力是国民经济发展的最重要基础产业之一，我国历史上基本按照“适度提前于经济发展”这一原则进行电力项目规划、建设。电力行业的周期波动由体制原因、经济原因两方面共同决定；
- 90年代后半段的经济“软着陆”及亚洲金融危机间接导致1999-2002年发电行业投资增速的大幅下滑，并直接导致2003-2004年全国大范围电力紧缺局面的出现；
- 在2003、2004年的较为严重电力紧缺时期，管理层意识到了发电投资的严重不足，加快了发电项目的审批进度，加之刚刚从国家电力公司分拆成立的五大发电集团竞争意识正浓、做大规模意愿正强，一轮发电投资、尤其是火电投资的高潮期就此到来。而这一投资高峰导致了2005-2009年火电行业的新一轮发点小时数的连续下降；
- 近年来空调销量的迅猛增长使得电网负荷率水平逐年下降，电网经济性亦随之下降。此外，近几年我国关停了数千万千瓦小火电机组，使得电网内的调峰能力有所削弱，已经关停的小火电无法像往年那样承担临时调峰任务，从一个侧面加剧了电力供给缺口的扩大；
- 近期我们观察到的电力紧缺情况，使我们相信，随着电力供应偏宽松局面的结束，发电行业（主要指火电行业）通过“定价权”在一定程度上曲线获得了“定价权”。相对于电力行业在2005-2009年屡受成本挤压、价格调整不畅的局面相比，目前行业处于“定价权”提升、机组利用率提升、煤价受控的相对有利局面；
- 从目前发改委核准的电源项目规模、数量来看，今年若不及时加快一批项目的审批进度，将很可能导致2012-2013年出现类似2003-2004年的严重硬性缺电。如果这一局面出现，火电企业的“定价权”、“定价权”将进一步得到提升，推动行业景气度回暖。事实上，我们最早将在今年三季度看到这一局面；
- 电力板块处于景气度底部震荡、正面因素积聚阶段，估值应适当让位于趋势。综合考虑行业的PB估值指标仍处于历史较低位置，我们继续看好电力板块在未来两个季度的表现。首推行业龙头华能国际，目标价7.5元，同时建议增持国电电力、桂冠电力、京能热电、深圳能源、申能股份、长江电力、粤电力等公司。

评级：

增持

上次评级：

增持

细分行业评级

火电

热电

水电

相关报告

电力：《行业风险收益比决定左侧投资机会》

2011.04.12

电力：《行业已无护城河，等待后通胀投资机会》

2010.12.03

电力：《电力去杠杆化进程暂停，盈利前景堪忧》

2010.10.20

电力：《导向虽合理，时机待商榷》

2010.10.11

电力：《业绩亮黄牌，投资开绿灯》

2010.06.21

目 录

1. 电荒——十年一轮回，从上一周期说起.....	3
1.1. 电力行业周期波动的经济原因.....	3
1.2. 电力行业周期波动的体制原因.....	3
1.2.1. 我国电力行业发展阶段简介.....	3
1.2.2. 我国电力行业投资体制简介.....	4
1.3. 上一轮“电荒”（2003-2004）回顾.....	5
1.3.1. “电荒”的时代背景——经济“软着陆”及亚洲金融危机.....	5
1.3.2. “电荒”的具体表现——2003-2004 年全国多个省份拉闸限电.....	10
1.3.3. “电荒”的后果——一轮电力投资高峰期的到来.....	10
1.3.4. “电荒”的其他原因.....	11
2. 电力负荷特性与缺电.....	12
3. 电力行业定价权实质性提升——采摘盛夏的果实.....	17

1. 电荒——十年一轮回，从上一周期说起

1.1. 电力行业周期波动的经济原因

电力是国民经济发展的最重要基础产业之一。因为电能迄今尚无法大规模储存，因此电力产品具有生产与消费近乎在同一时间完成、即“瞬时性”这一重要特性。正因为电力对经济发展的重要基础性作用及其瞬时性，我国历史上基本按照“适度提前于经济发展”这一原则进行电力项目规划、建设。

在经济发展没有明显波动的时期，适度提前的电力投资、建设基本可以较好满足经济增长对电能产品的需求。但自改革开放以来，我国经济呈现明显的工业化特征，且随着对外贸易依存度的逐年提升，我国经济受世界经济波动影响程度亦有明显提升。

工业化进程对电力需求弹性系数有明显影响。工业尤其是重工业行业的单位产值能耗、产品能源消耗密度都远非第一、第三产业及轻工业所能相提并论。因此，在进入工业化进程尤其是 2000 年以后的工业重型化进程后，我国电力需求弹性系数开始大幅上升，并且可预测性明显下降（这一点只要我们翻看十年前乃至五年前国内各权威部门的十二五电力需求预测即可一窥端倪）。

对外贸易依存度的提升，则使我国长期处于扮演“高能源密度产品输出国”的角色。一方面这些国际需求通过出口贸易拉动了国内经济增长，另一方面则使得国内单位 GDP 能耗指标长期居高不下。作为最重要二次能源的电力产品，其市场需求自然在高耗能行业快速发展的过程中被迅速放大。

“适度超前于经济发展”这一电力行业指导思想，理论上说并无多少不妥之处。但由于上述工业化加速和出口依存度提升两点原因，对于何种规划、投资速度是“适度超前”的，看似简单，实则非常难以把握。首先，工业化的进程比较难以预测，相应地，对于其所需能源总量、能源结构就更加难以预测；其次，世界经济波动的预测仍属于不可抗力，近年来频发的“黑天鹅”事件则更加不可预测。

此外，随着经济发展、人民生活水平的不断提高，空调不再像十几、二十年前那样属于奢侈家电，空调保有量的逐年提升及使用率提升，直接给电力供应带来巨大压力。我们将在后面专门讨论这一问题。

因此我们看到，最近十几年国内电力行业陷入“过剩—短缺—再过剩”循环的怪圈中，虽常为人诟病，但何时能够彻底摆脱，目前仍无法断言。

1.2. 电力行业周期波动的体制原因

1.2.1. 我国电力行业发展阶段简介

电力行业在我国乃至全世界范围内都绝非一个完全市场化的行业，西方国家自上世纪 80 年代开始陆续推进市场化改革，但目前仍无一个公认的、完全可靠的范本可供我国参考。

表 1：我国电力工业发展三个主要历史阶段

时期	管理部门	产业政策与结构	产业组织	环保节能
1949-1955	燃料工业部（管理煤、油、电）	国家计划和安排为主的完全干预； 优先发展电力，重发轻输，水主火从	垂直垄断，禁止市场进入，电价由国家统一制定	极少
1955-1958	电力工业部（撤销燃料工业部）			
1958-1978	水利电力部			
1978-1982	电力工业部（撤销水利电力部）	政企分开，着重发展，建设行业法规体系； 支持火电发展，鼓励可再生能源发展	允许外资、民间资本进入。电价仍管制有所松动，电价的制定开始受到投资成本的影响，实行多种电价	开始注重节能环保及电源结构的优化
1982-1988	水利电力部（合并水、电两部）			
1988-1993	能源部（撤销水利电力部）			
1993-1997	电力工业部（撤销能源部）			
1998-2002	国家经贸委（撤销电力工业部）	厂网分开，推进发电侧竞争市场体系； 积极开发水电，优化发展火电，推进核电建设，大力发展可再生能源	受制于电力供需失衡，总体电价改革推进缓慢。部分地区、范围内发电侧竞价上网	前所未有的重视
2003-2008	发改委、电监会			
2008-	发改委能源局、电监会			

资料来源：国泰君安证券研究

1949-1978 年我国电力行业处在计划经济体制下的国家集权管理时期，在此不再赘述；1978-2002 年，伴随着改革开放的推进，政府开始着手解决体制问题对电力产业的影响，市场化管理体制的雏形初步出现。这一时期，虽然电力行业取得了长足、快速的发展，仍然存在很多凸出问题，如增量电源结构不合理，电价体系过于复杂、混乱，电网建设滞后，电力工业管理体制政企不分现象仍然存在等等。

2003 年至今，是真正意义上电力体制改革的时期。在这一时期，国家电力公司被拆分为独立发电集团、电网公司、辅业公司等几大部分，发电侧开始逐步推行市场化竞争，作为改革过渡时期电价形成机制重要组成部分的煤电联动政策亦由主管机关以行业政策的形式确定。但改革伊始，一场“电荒”拖住了改革的步伐，电力供需的严重失衡导致改革进程被迫推后。03、04 年全国大范围、频繁的“拉闸限电”让人记忆犹新。经过发电行业疾风暴雨般的规模扩张，进入 06、07 年后，电力缺口在大部分地区缩小、消失，电力改革的呼声日益高涨，电网企业主辅分离、大用户直购电等改革举措缓慢推进，至今仍没有实质性进展。

1.2.2. 我国电力行业投资体制简介

纵观电力体制改革过程，电力行业的行政色彩始终没有有效消除。电网行业作为较为容易理解的自然垄断行业，其行政主导性、垄断性尚可以理解；发电侧的市场化改革不够坚决、彻底，导致发电行业的投资体制从项目立项、审批到建设、投产等环节，至今仍处于半市场化状态，此即为电力行业周期波动的体制性原因。

我国电力投资体制改革伴随着电力体制改革的发展历程，可以大致划分为两个阶段，即“集资办电”阶段和“深化投资体制改革”阶段。

“集资办电”阶段(1978-2003 年)——上世纪八十年代以前，作为资金密集型行业的电力行业建设资金长期不足，发电装机增长缓慢，引发了电力工业与国民经济的发展失调，例如，1978 年全国电力缺口在 1000 万千瓦左右。这一阶段主要是解决电力建设资金不足问题，重大标志性事件有：

- 率先使用银行贷款，走出拓宽建设资金渠道的第一步；
- 打破电力部门独家办电，调动地方和各部门办电的积极性，走多家办电、集资办电的道路；
- 利用专项基金和建立电力建设基(资)金和外资办电；
- “集资办电，政企分开”纳入国家电力改革与发展方针。

“深化投资体制改革”阶段(2003 年至今)——这一阶段主要是贯彻《国务院关于投资体制改革的决定》，深化电力投资体制改革。重大标志性事件有：

- 2004 年 7 月公布了《国务院关于投资体制改革的决定》，电力投资项目由审批制改为核准制；
- 2004 年国家发展改革委《电力建设项目公告》、《关于制止电站项目无序建设意见的紧急通知》、《关于加强电力建设管理、促进电力工业有序健康发展的通知》、《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》等。

行政色彩浓厚的行业投资体制，决定了行业的投资波动滞后于需求波动，加之电力项目的建设需要时间较长，以火电项目为例，以前为 2-3 年，近几年建设速度加快至 18-20 个月，但仍属于建设周期较久的固定资产投资项目。

行政导向的投资体制，其滞后性很容易理解。近期发生在身边的例子是我国北方地区的“菜贱伤农”事件——政府基于前期菜价高涨而给予农民特定菜种以种植补贴，但并未完全搞清该品种在下一季的供应形势，导致收获季节大量蔬菜销售不出去或只能以极低价格销售，直接损害了农民利益。

对电力行业来说，虽然发电项目的核准制较之前的审批制有了一定进步，但一个项目的立项、核准等过程严重依赖于主管部门对电力行业投资快慢的把握及环保等部门审批的行政进度，一个项目几十个章盖下来再经历 1.5-2 年左右的建设周期，其投产之时较投资方规划该项目之时至少已过去 3 年以上。

在这种体制下，一旦主管部门对电力需求形势的判断出现偏差，或我国经济突然遭遇未预见到的国际经济事件，电力行业的供需形势就很可能出现较大幅度或较长时间的波动。

1.3. 上一轮“电荒”(2003-2004)回顾

1.3.1. “电荒”的时代背景——经济“软着陆”及亚洲金融危机

亚洲金融危机于 1997 年 7 月以泰铢的剧烈贬值开始。随后发生在许多亚洲国家的金融混乱对中国的冲击在 1998 年初现端倪。危机影响了中国的进出口、投资和储蓄、改革进程和地区发展。

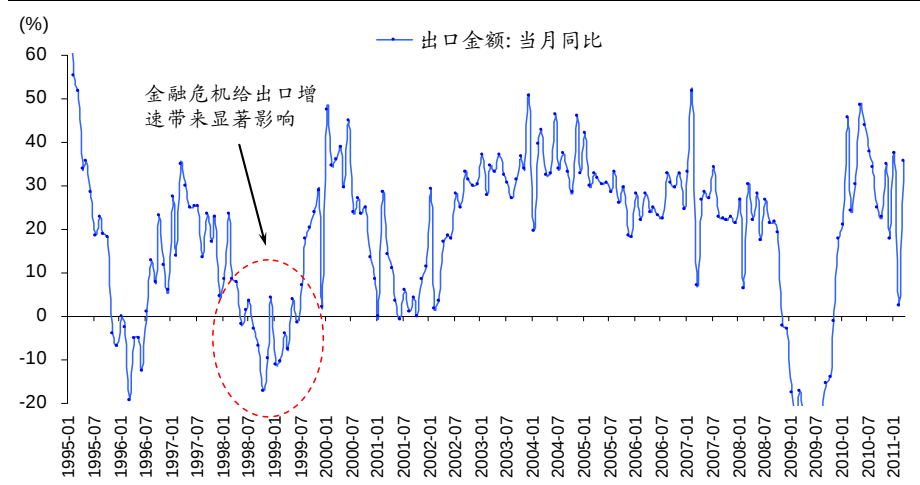
亚洲金融危机对我国经济的冲击可以从出口、投资等几个方面来观察。

（一）进出口

亚洲金融危机对中国构成的最大压力就是出口。面对严峻的外部市场，与 1997 年增长 20.9% 的出口增长相比，中国在 1998 年的出口大幅下滑为接近零增长。

1998 年上半年中国出口受到的冲击尚且较为温和。然而，到了 1998 年下半年，负面冲击变得十分明显。与 1997 年同期相比，出口从 8 月到 11 月连续下滑。当时所受出口冲击主要来自亚洲地区需求的下降—该地区占中国出口比重的 60%。1998 年 1-11 月中国对其他亚洲国家的出口比 1997 年同期下降了 9.8%。与此同时，1998 年中国的进口却保持平稳，与 1997 年相比仅下降 1.5%，这使贸易顺差达到 436 亿美元，同比上升 7.9%。

图 1：我国月度出口金额增速

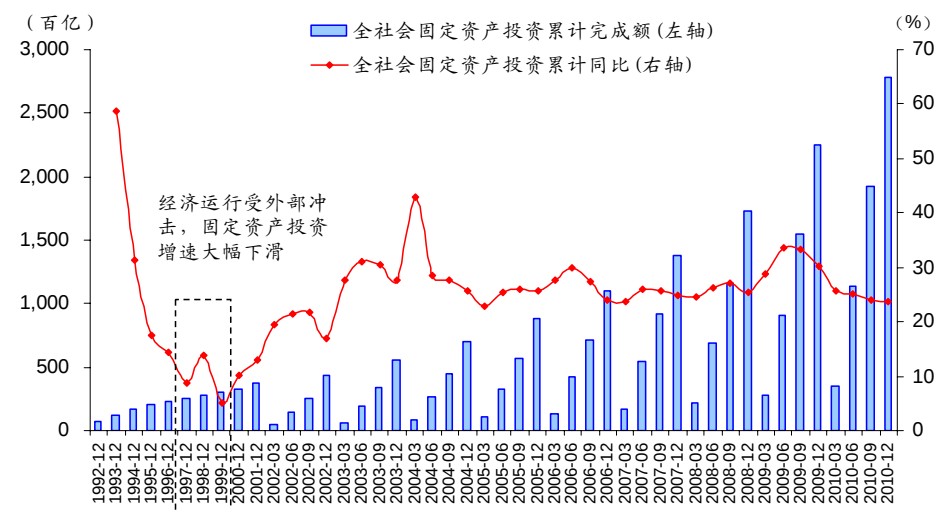


数据来源：国家统计局，Wind，国泰君安证券研究

（二）投资

面对不利的外部条件，为了保持经济增长，我国采取了一揽子财政政策以刺激国内需求。核心是加快国家在基础设施上的投资。整个计划在 1998—1999 年投资约相当于 1998 年 GDP 的 2.5%；资金大部分来自特别国债的发行，其他则由银行贷款和地方财政解决。于是我们看到，1998 年全社会固定资产投资增速由 1997 年的 6% 左右上升至 15% 左右。

图 2：我国季度固定资产投资完成额及同比增速



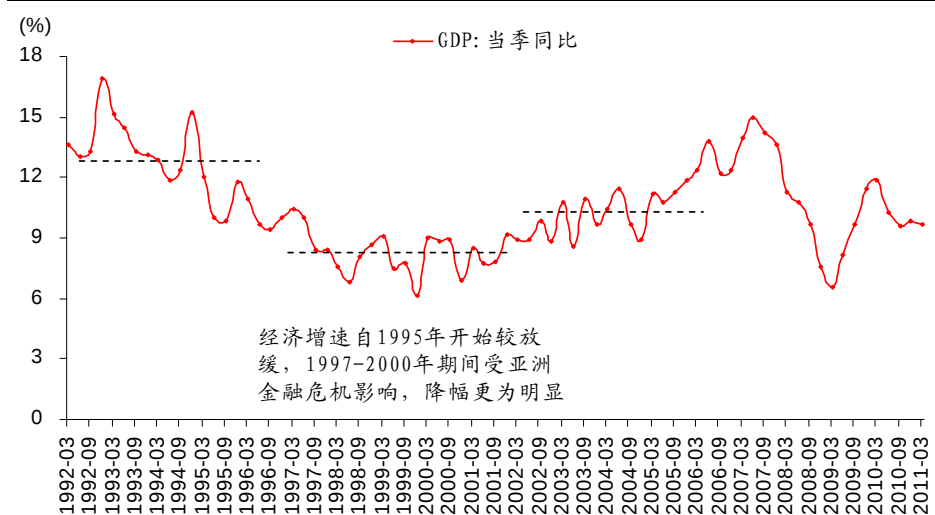
数据来源：国家统计局，Wind，国泰君安证券研究

（三）货币政策

除了扩张性财政政策外，货币政策也在放松，目的是刺激固定资产投资和减轻国企负担。1998 年存贷款利率下调了三次，包括一次再贴现利率的大幅下调。结果，金融机构贷款上升了 20%。但降低利率似乎对家庭消费没有产生作用。家庭储蓄存款依然上升，消费市场仍然疲弱。

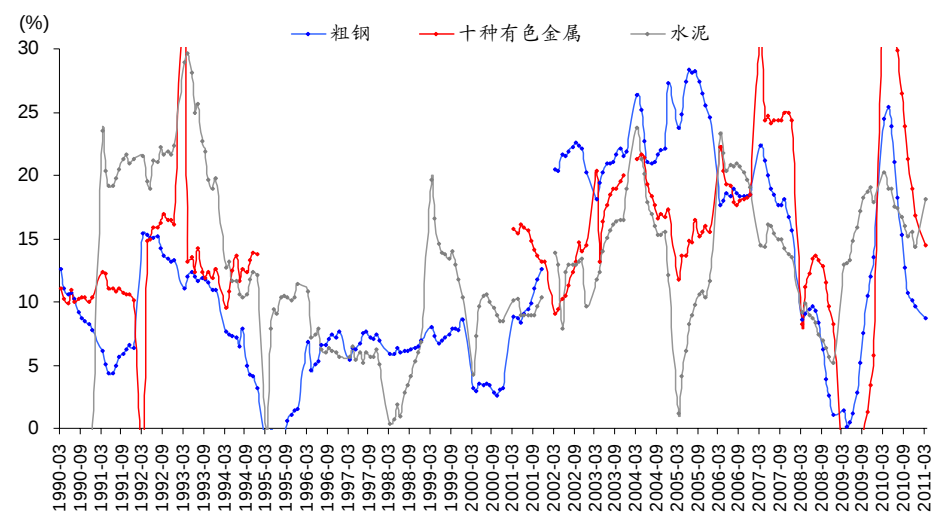
与此同时，我国经济正在走出 1992-1994 经济过热的阴影，在政府的宏观调控之下逐步减速。经济“软着陆”与 97 亚洲金融危机叠加，结果是 1998-2001 年 GDP 增速维持在 6-8% 的较低水平上。

图 3: 我国季度 GDP 同比增速



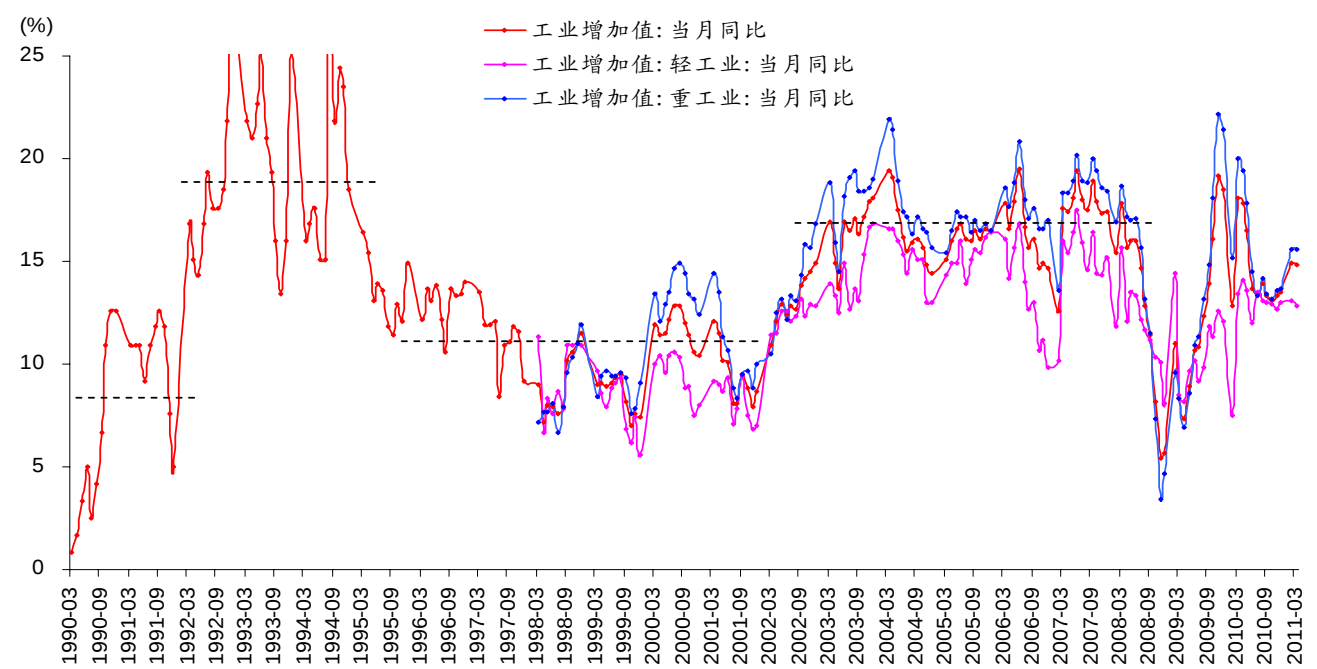
数据来源：国家统计局，Wind，国泰君安证券研究

图 4: 我国主要重工业产品月度产量同比增速



数据来源：国家统计局，Wind，国泰君安证券研究

图 5：我国工业增加值月度同比增速



数据来源：国家统计局，Wind，国泰君安证券研究

与经济的软着陆相对应，我国电力需求增速亦由 90 年代高点的 11% 左右（93、94 年）下降至 1998 年的 2.1%。由于我国上世纪 90 年代发电装机增速始终维持在 7-10% 之间，在电力需求低迷的背景下，机组发电小时数从 1995 年开始下降，直至 1999 年出现历史最低点（1970 年以前未予考虑）。

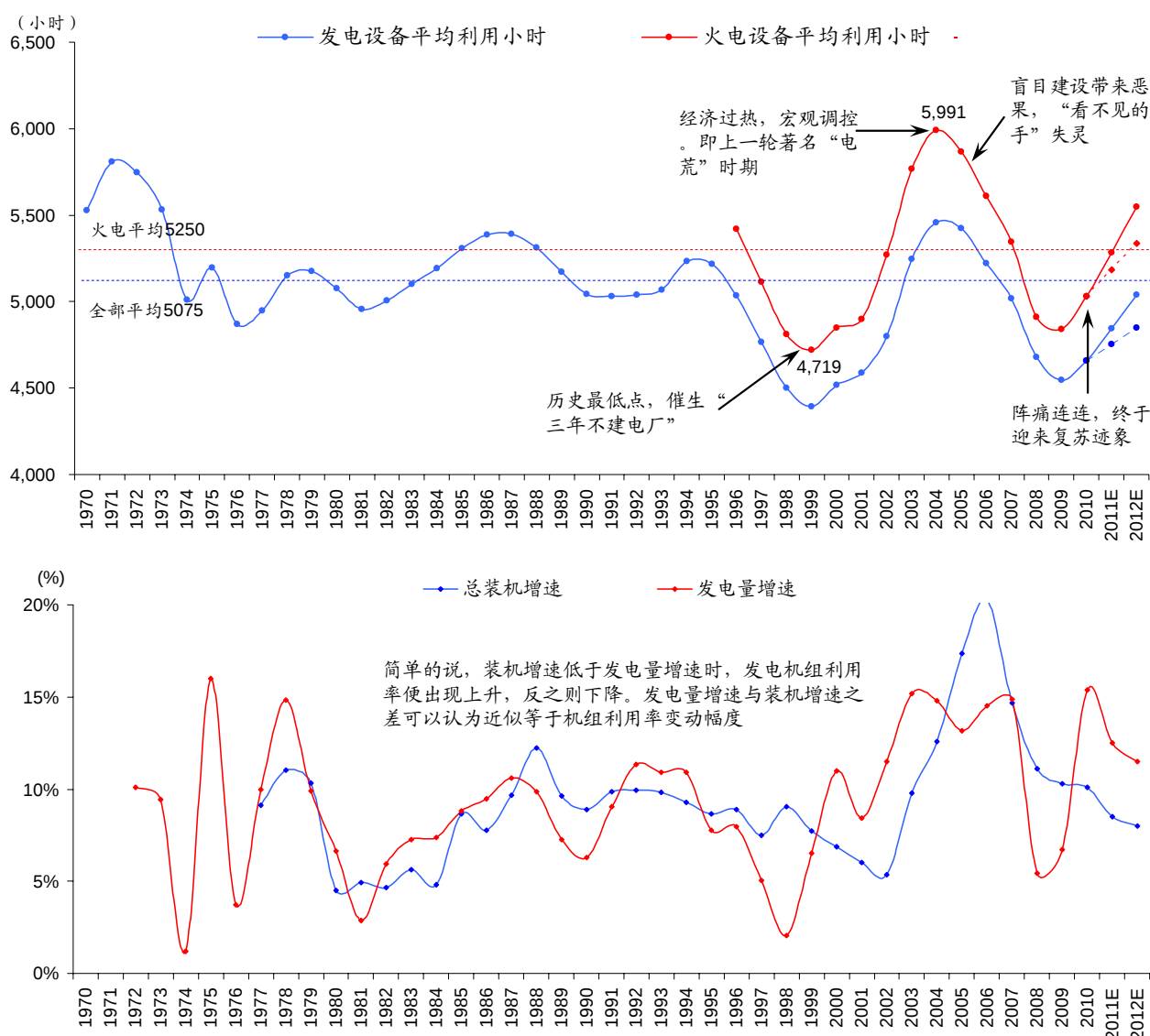
当时电力过剩之说如同前几年（2005-2008）一样不绝于耳，大量火电厂发电小时数下降至导致亏损的状态，1999 年火电平均利用率只有 4720 小时。由于当时尚没有节能调度政策，水电企业利用率亦受到严重影响，1999 年低至 3200 小时，较百年特枯年 2006 年的利用率 3393 小时仍低 200 小时左右。

当时的电力主管机构及电力企业自身为电力行业摆脱困境，采取了包括鼓励用电在内的等多种措施，但疲弱的电力需求直到 1999、2000 年才有起色。

这一时期的电力过剩直接导致了主管机构一个不成文政策的出台——“三年不建电厂”（或“三年不建火电”）。这一政策的初衷是好的，即缓解当时发电企业机组利用率下降的压力，并促使其早日回升至行业正常水平。这一政策出台的直接结果是发电装机增速的连年下降，直至 2002 年降至 5%。

正如我们在前文对行政指令式投资体制的分析，2003 年我国重工业突然出现爆发式加速增长，这是管理层没有预计到也不大可能预计到的。1999-2001 连年下降的装机增速，在 2002 年初露端倪的电力需求增长面前尚可基本满足供应，但在面对 2003、2004 年均 15% 的电力需求增速时，彻底无法应对，以至于出现全国大范围的高峰时段拉闸限电。

图 6：我国发电设备历史利用小时数（产能利用率）走势



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

1.3.2. “电荒”的具体表现——2003-2004 年全国多个省份拉闸限电

从 2002 年夏季开始，“缺电”的问题已经在中国经济的三大火车头地区——珠三角、长三角和京津唐三角及侧翼的河北南部电网显现出来。但社会各方对形势的严峻程度估计不足，加之珠三角寄希望于滇黔的多余电力通过“西电东输”解决问题，而长三角认为有三峡电量输送过来，所以问题并未引起真正的重视。

如同 2003 年春季突如其来“非典”一样，当年的缺电问题似乎也是“突如其来”，向多米诺骨牌一样波及了约 20 个省市，这些地区纷纷出现拉闸限电现象，缺电地区覆盖了除东北电网外的所有跨省区大区电网。2003 年的缺电已经从部分地区夏季高峰或枯水期电力短缺转变为全年持续性缺电和随机性缺电。2004 年全国缺电形势更加严峻，全国最大电力缺口约 3000 万千瓦。到 2004 年 8 月，全国共有 24 个省级电网出现拉闸限电状况。按照中国能源发展报告数据，2004 年仅国家电网公司系统就累计拉限电 84.37 万条次，损失电量 224.17 亿千瓦时，中国 90% 的经济总量已经受到电力供应不足的影响。

1.3.3. “电荒”的后果——一轮电力投资高峰期的到来

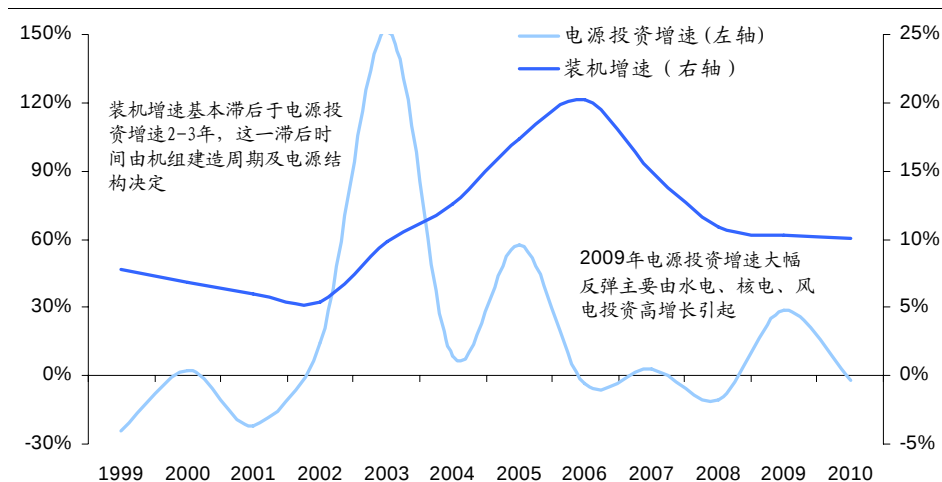
在 2003、2004 年的较为严重电力紧缺时期，管理层意识到了发电投资的严重不足，加快了发电项目的审批进度，加之刚刚从国家电力公司分拆成立的五大发电集团竞争意识正浓、做大规模意愿正强，一轮发电投资、尤其是火电投资的高潮期就此到来。而这一投资高峰导致了 2005-2009 年火电行业的新一轮发点小时数的连续下降，历史何其的相似！

图 7：我国发电投资增速与装机增速



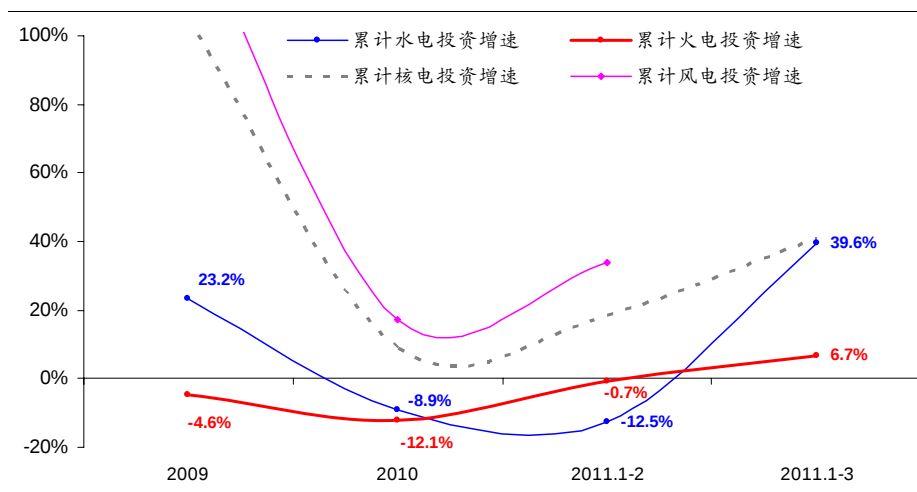
数据来源：国家统计局，Wind，国泰君安证券研究

图 8：我国发电投资增速与装机增速



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

图 9：近两年我国细分电源形式投资增速



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

1.3.4. “电荒”的其他原因

除却在前面分析过的经济及体制原因之外，2003-2004 年“电荒”还有一些独有的原因。

(一) 我国电力短缺具有较长的历史，可以认为 1966-1996 年是我国处于不同程度的缺电时期（注意，不同程度的缺电，即使一年只停几个小时电，也属于这一范畴）。该时期的缺电具有几个特点——长期缺电使得人们从心理上得到适应，对拉闸限电习以为常；工业用电比重大，生活用电比重小，拉闸限电使得负荷率居高不下；处于商品短缺时期，大多数商品供不应求，企业竞争的压力不大。经过 1997-2001 的电力供需形势缓解，上述特点发生了变化。用户对拉闸限电的承受能力已降低，人们从心理上很难再适应限电，加之媒体传播速度远超 90 年代，人们对于拉闸限电的出现更为敏感。其次，随着生活水平的提高，居民生活用电比重增大，尤其是空调使用的增加，使得电网负荷率下降（这一重要因素我们将在后文专门讨论）。

(二) 全国资源优化配置能力不足。我国地区经济发展的不平衡及能源资源分布不平衡，资源优化配置的能力受到约束。发电厂的分布与电力负荷中心不匹配及各大区域电网联网规模较小，大区电网间电力交换受到约束等多种制约因素，导致了部分经济增长较快的地区电力供应不足。如华东、华北、广东等地区。这种大区电网间电力电量交换能力的制约，使得有些地区发电容量有余而另一些地区电力短缺。

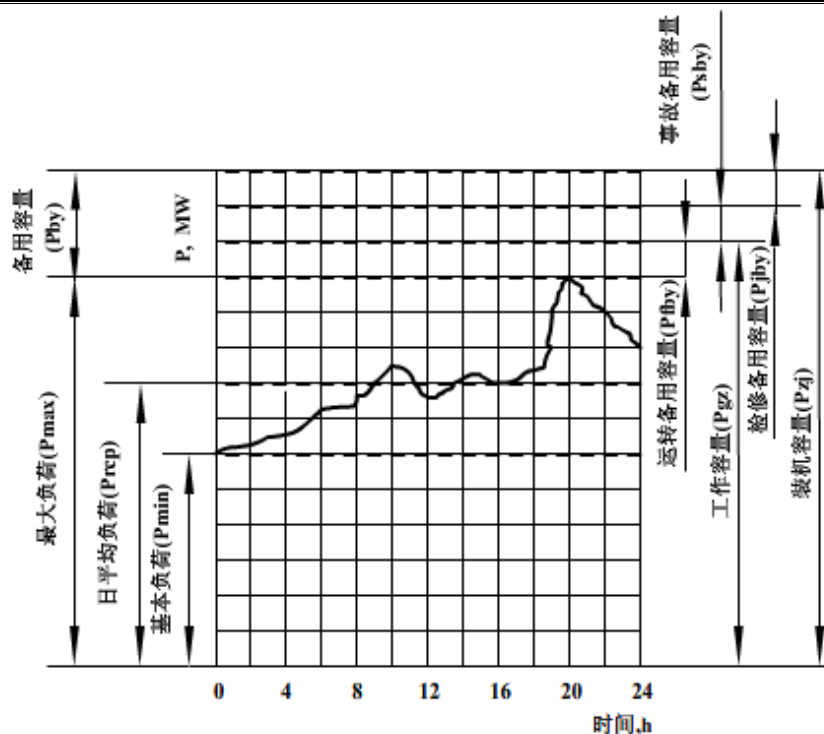
2. 电力负荷特性与缺电

电力系统经济运行的目的，是在保证电网安全运行、尽最大能力满足负荷需要的前提下，使发电费用降至最低，使整个电网在最大经济效益的方式下运行。而火电厂经济运行的目的，就是在保证电力负荷需要的条件下，使整个电力系统燃料消耗量为最小，厂用电最少，电能成本低，线路损失小，同时使电力系统获得最大的经济效益。

在电力系统的总装机容量中，有一部分装机正在运行并担负着有功出力的为工作容量或工作出力，正在运行但不担负有功出力或虽不在运行但随时准备投入运行的部分叫做备用容量。由于电力系统的复杂性及其特殊物理特性，为保证电网安全运行，一个电网系统中必须留有一定备用容量。但备用容量过多，将会影响发电行业的经济性。相关行业规定，总备用容量不宜低于最高负荷的 20%。

火电厂发电成本主要由燃料、折旧、人工、维修等其他费用构成。其中，燃料成本占 50-75%（视煤炭价格而定），折旧成本占 30-15%，人工、维修及其它占 20-10%。我们上述讨论的备用容量的多少，主要通过单位电能折旧来影响火电厂的经济效益。从行业经济效益角度考虑，备用容量并非越多越好，从电网安全角度考虑，则正好相反。合适的备用容量就是结合电网电源结构、负荷等特性，在安全性和经济性二者之间寻找到一个平衡点。

图 10：电力装机与最大负荷、备用容量的关系

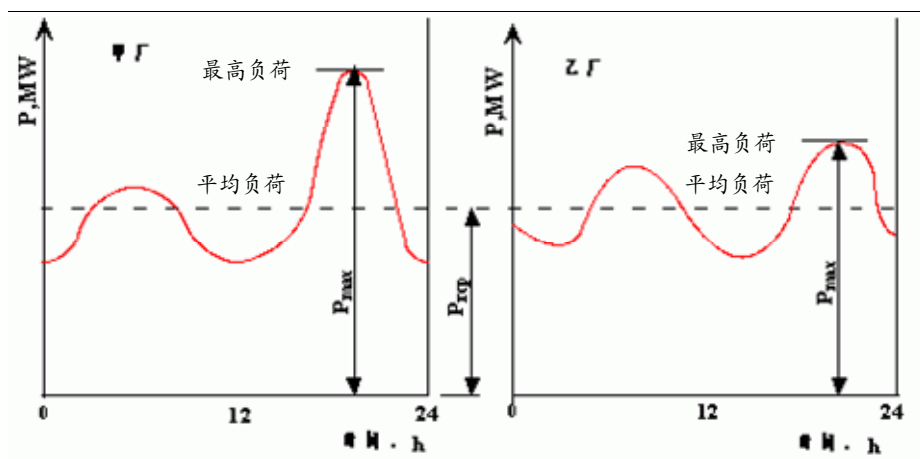


数据来源：国泰君安证券研究

在此我们引入负荷率概念。负荷率指电网一段时间内平均负荷除以最高负荷的值（平均负荷指电厂一短时间内的发电量与该工作时间的比值，即下图中的虚线）。平均负荷率表示负荷曲线的形状特征，同时表明了电力系统或发电厂在运行时间内负荷的均匀程度。一般较为经济的发电厂全年平均负荷率在 0.8 左右，电力系统全日平均负荷率在 0.85~0.90 之间。

对比下图中左右两个电力系统，左边负荷率明显低于右边。这样一来，左电力系统为确保电网安全，不得不建造更多备用机组（总备用容量不宜低于最高负荷的 20%）。于是，在发电量相同的情况下（虚线下方面积=负荷曲线积分=发电量），左边系统的总装机容量大于右边高负荷率的系统，最直接的结果是，用电低谷时左边系统有更多的机组闲置，经济效益自然差于右边系统，或者需要更高的电价才能达到和右边系统相同的盈利水平。

图 11：电力装机与最大负荷、备用容量的关系

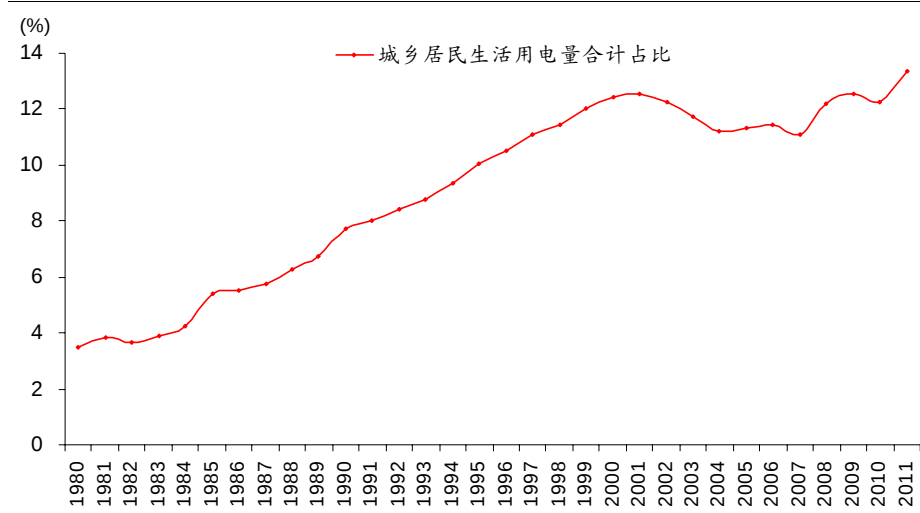


数据来源：国泰君安证券研究

以上一个简单例子说明了一个问题——电力系统的负荷率对其经济性有最直接、至关重要的影响。

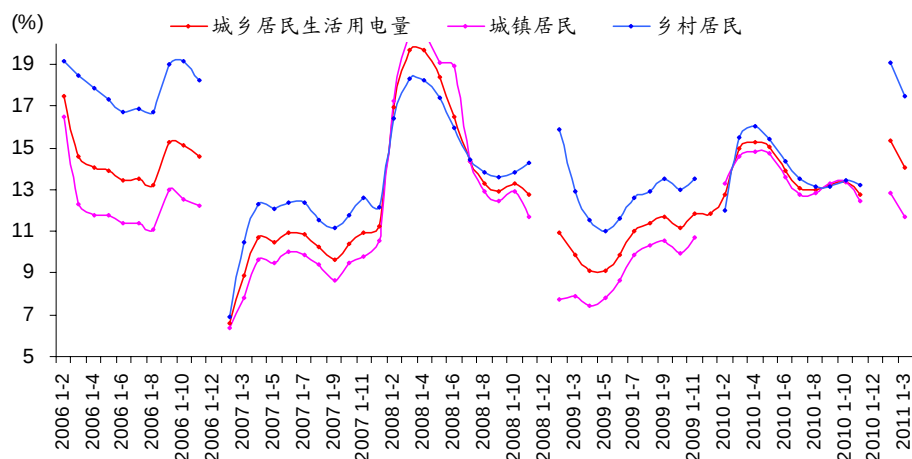
近年来随着我国人民生活水平的提高，空调作为一种普通的、必备的家用电器的逐步走入千家万户。在居民享受经济发展成果的同时，空调对电网负荷率的影响（空调数量增加将降低电网负荷率）日益严重。同时，以空调为代表的居民生活用电设备的大量增加，已经使得居民生活用电量在全社会用电量比重中持续上升。

图 12：我国全社会用电量中居民生活用电量占比持续提升



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

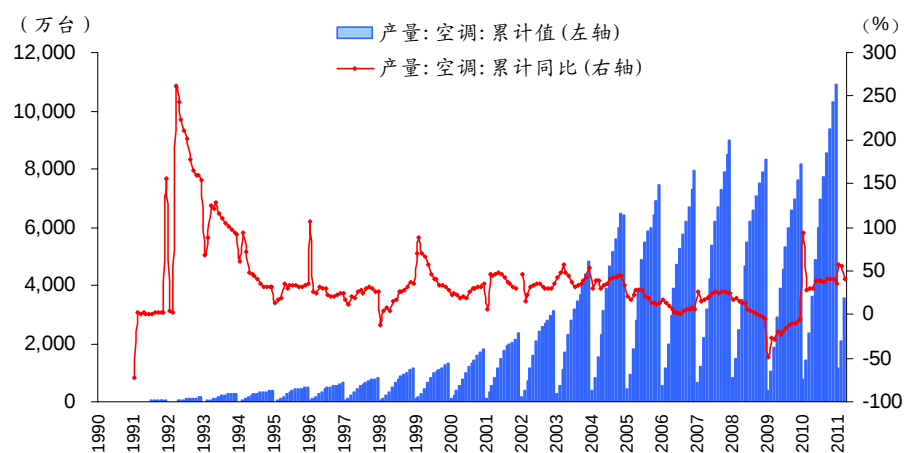
图 13：我国居民生活用电量同比增速



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

通俗的说，在冬季、夏季取暖、制冷高峰时段，空调使用的增多，使得电网最大负荷的增速高于实际电量需求的增速，导致的结果是要么建造更多的机组用以增加备用，要么只能采取高峰时段拉闸限电措施，限制住一部分高耗能产业或其他工业企业用电负荷。实际上，一场大雨就有可能使夏季空调负荷在 1、2 小时内下降数百万千瓦！

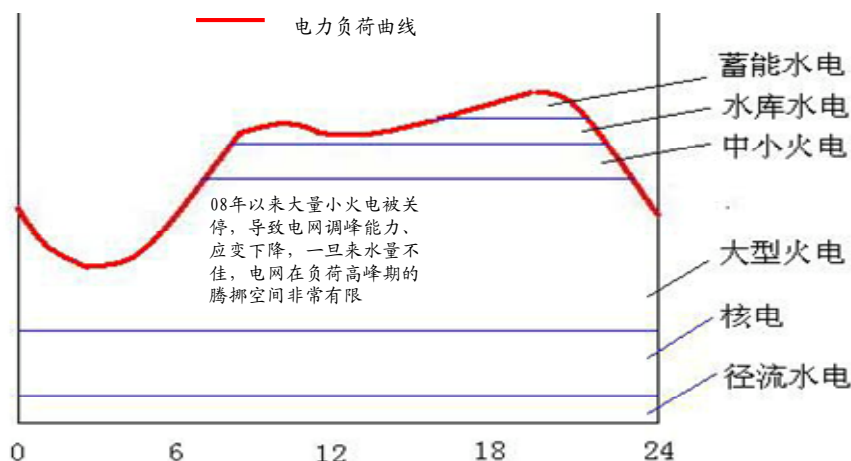
图 14: 我国空调产量及增速



数据来源：中电联，国泰君安证券研究

除空调数量增加及使用率提升外，近几年我国关停了数千万千瓦小火电机组，使得电网内的调峰能力有所削弱。在电力供应偏宽松的环境下，小火电的经营状况很差——能耗高、发电小时数低，处于长期亏损状态。国家从降低能耗、保护环境的角度考虑，大量关停高能耗高污染的小火电，是合乎逻辑及情理的。但从 2010 年开始的电力供应偏紧是始料未及的，已经关停的小火电无法像往年那样承担临时调峰任务，从一个侧面加剧了电力供给缺口的扩大。

图 15: 电力负荷曲线

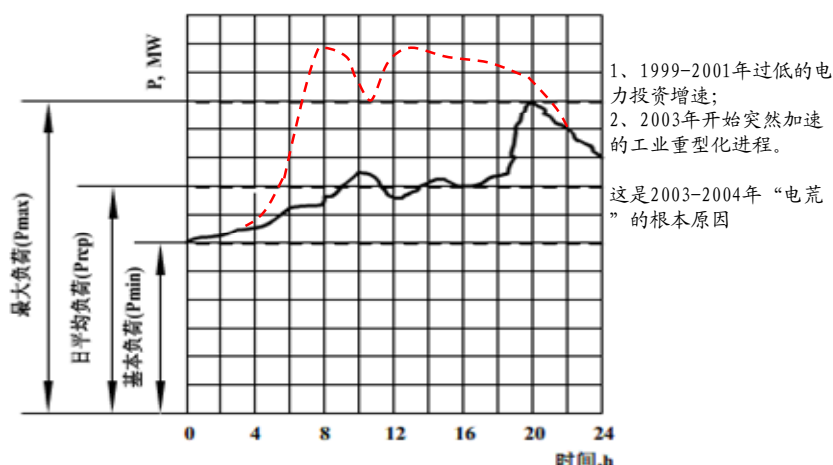


数据来源：国泰君安证券研究

近期媒体频繁报道的“电荒”、“缺电”，其严重程度我们认为与 2003-2004 年的那一轮“电荒”仍有较大差距。2003-2004 年的拉闸限电，是重工业超预期加速发展带来的最高负荷、电量增速的双重大幅提升从而超过装机增速造成的。而近期我国华东等地出现的电力负荷缺口，更多的是由于电网调峰能力下降、社会用电结构持续变动（主要是居民用电占比提升）、煤炭价格居高不下、水电出力不足等多重因素共同造成，前几年电力装机增速的放缓并非其最主要原因。

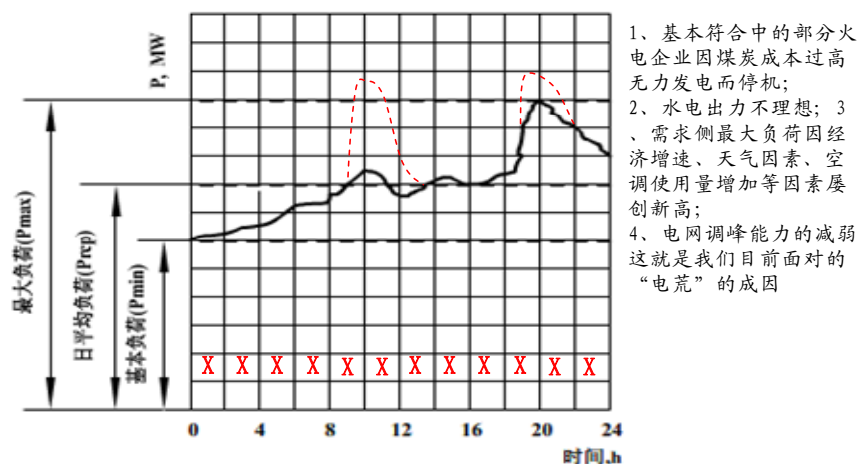
但是，按照目前火电开工、建设规划及进度，明年如果经济保持目前增速，将有可能出现更大范围、更接近于 03-04 年“电荒”的情况。我们预计发改委在着手理顺煤电价格关系、促进有序用电实施的同时，应尽快审批放行一批主要电力需求区域的火电项目，以防止未来 1-2 年出现更为严重的电力供应缺口。

图 16：电力负荷曲线与缺电因素分析(2003-2004)



数据来源：国泰君安证券研究

图 17: 电力负荷曲线与缺电因素分析(2011)



数据来源：国泰君安证券研究

3. 电力行业定价权实质性提升——采摘盛夏的果实

众所周知，火电行业没有自主定价权，电价的决定权在主管部门手中。近期我们观察到的电力紧缺情况，使我们相信，随着电力供应偏宽松局面的结束，发电行业（主要指火电行业）通过“定价权”在一定程度上曲线获得了“定价权”。虽然这个“定价权”与传统的竞争性行业的价格调整不可同日而语，但相对于电力行业在 2005-2009 年屡受成本挤压、价格调整不畅的局面相比，目前行业处于“定价权”提升、机组利用率提升、煤价受控的相对有利局面。

从目前发改委核准的电源项目规模、数量来看，今年若不及时加快一批项目的审批进度，将很可能导致 2012-2013 年出现类似 2003-2004 年的严重硬性缺电。如果这一局面出现，火电企业的“定量”、“定价权”将进一步得到提升，推动行业景气度回暖。事实上，我们最早将在三季度看到这一局面。

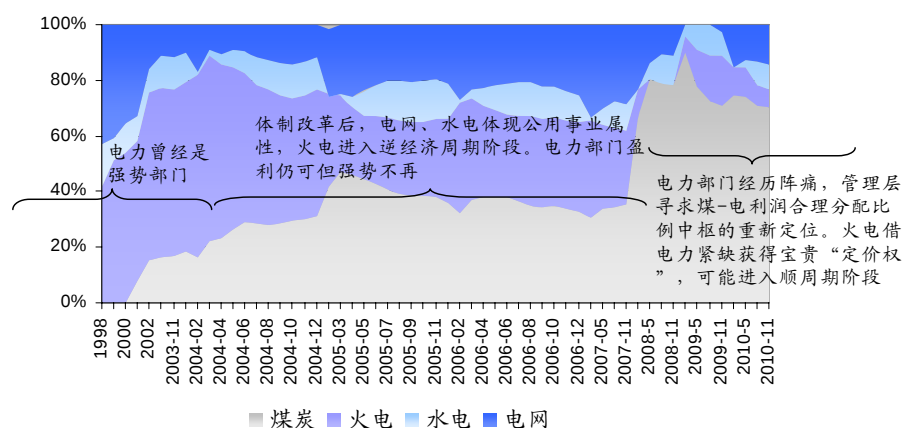
表 2: 近年发改委审核大中型电源项目情况

万千瓦	2007	2008	2009	2010
火电	5,039	4,485	5,897	4,353
火电实际增加	4,621	3,590	4,460	3,536
水单	139	1,002	516	1,733
核电	400	1,400	550	562
风电	134	277	400	270
合计	10,333	10,755	11,822	10,454
当年年底总装机	71,329	79,253	87,407	96,219
核准/现役机组	14.5%	13.6%	13.5%	10.9%

数据来源：国家发改委，国泰君安证券研究

注：“火电实际增加”为火电审批规模减去相应关停小机组规模

图 18: 电力产业链利润分配

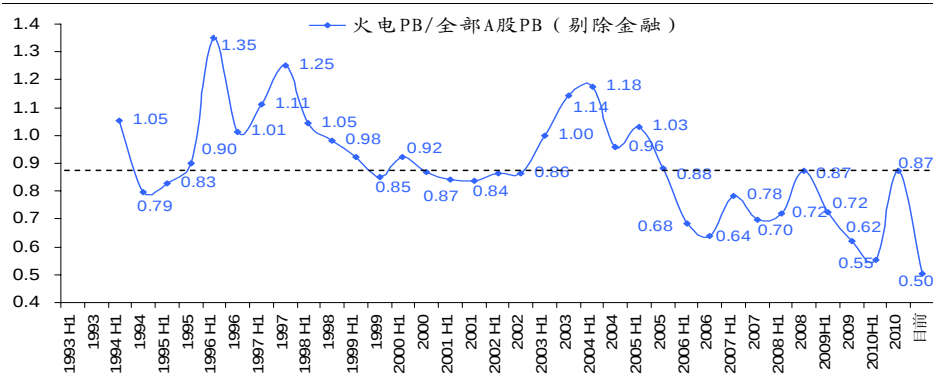


资料来源：中电联，国泰君安证券研究

注：利润占比计算方法为“行业利润/产业链利润总和”，利润数据采用统计局工业企业利润累计数据

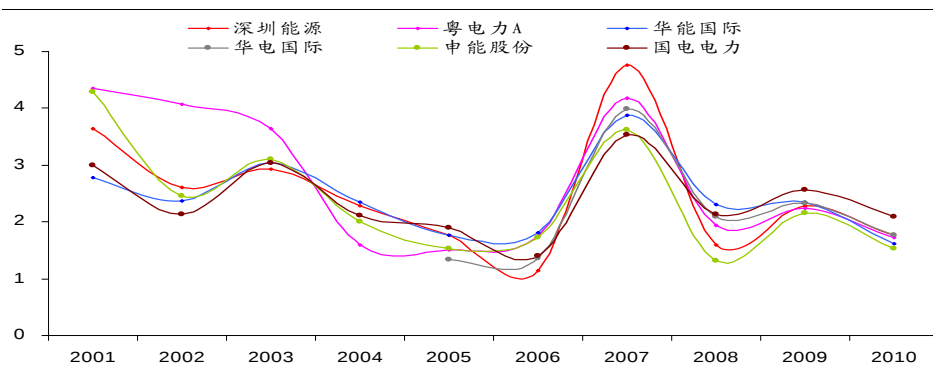
目前大型电力股 PB 估值平均在 1.5-2 之间，以行业龙头华能国际为例，2008 年 6、7 月间火电行业景气度跌至历史最低点，华能国际 PB 约 1.8（由于亏损，当时电力股 PE 已严重失真）。按照目前水平，电力估值仅相当于 08 年行业低谷时期，但基本面远好于 08 年。

图 19: 火电 PB 与 A 股比值历史走势



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

图 20: 重点火电公司历史 PB 走势



数据来源：Wind，国泰君安证券研究

电力板块处于景气度底部震荡、正面因素积聚阶段，估值应适当让位于趋势。综合考虑行业的 PB 估值指标仍处于历史较低位置，我们继续看好电力板块在未来两个季度的表现。4 月 12 日我们在报告《行业风险收益比决定左侧投资机会》中上调行业评级至“增持”，推荐的 华能国际、国电电力、深圳能源、粤电力、京能热电、长江电力、桂冠电力均有不错表现。基于同样逻辑，仍维持行业“增持”评级。首推行业龙头华能国际，目标价 7.5 元，同时建议增持国电电力、桂冠电力、京能热电、深圳能源、申能股份、长江电力、粤电力等公司。

作者简介:**王威:**

S0880511010024

021-38676694

wangw@gtjas.com

2006年毕业于中央财经大学金融学院，获经济学硕士学位。2006年7月至2007年9月就职于天相投资顾问有限公司。2007年10月进入国泰君安证券，任电力行业研究员。2008年《新财富》电力与其他公用事业“最佳分析师”第二名，2009年《新财富》电力与其他公用事业“最佳分析师”第五名。

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告仅供国泰君安证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌。过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰君安证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的证券。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

评级说明

	评级	说明
1. 投资建议的比较标准 投资评级分为股票评级和行业评级。 以报告发布后的 12 个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数涨跌幅为基准。	增持	相对沪深 300 指数涨幅 15%以上
	谨慎增持	相对沪深 300 指数涨幅介于 5%~15%之间
	中性	相对沪深 300 指数涨幅介于-5%~5%
	减持	相对沪深 300 指数下跌 5%以上
2. 投资建议的评级标准 报告发布日后的 12 个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深 300 指数的涨跌幅。	增持	明显强于沪深 300 指数
	中性	基本与沪深 300 指数持平
	减持	明显弱于沪深 300 指数

国泰君安证券研究

	上海	深圳	北京
地址	上海市浦东新区银城中路 168 号上海银行大厦 29 层	深圳市福田区益田路 6009 号新世界商务中心 34 层	北京市西城区金融大街 28 号盈泰中心 2 号楼 10 层
邮编	200120	518026	100140
电话	(021) 38676666	(0755) 23976888	(010) 59312799
E-mail:	gtjaresearch@gtjas.com		