

节能减排，水电是切实首选

——水电行业深度研究报告之一

行业评级

增持/ 维持评级

相关研究

行业研究-电力 091215：黄金十年，

水电盛宴正当时（增持）

——水电行业深度研究报告之二

■ **本文结论。**中国水电开发的经济环境、政策环境、技术环境、成本和收益、投融资环境以及输电设施等条件都已相当成熟，尽管目前水电开发面临移民和环保问题的困扰，但难以阻挡其迅猛发展的趋势。

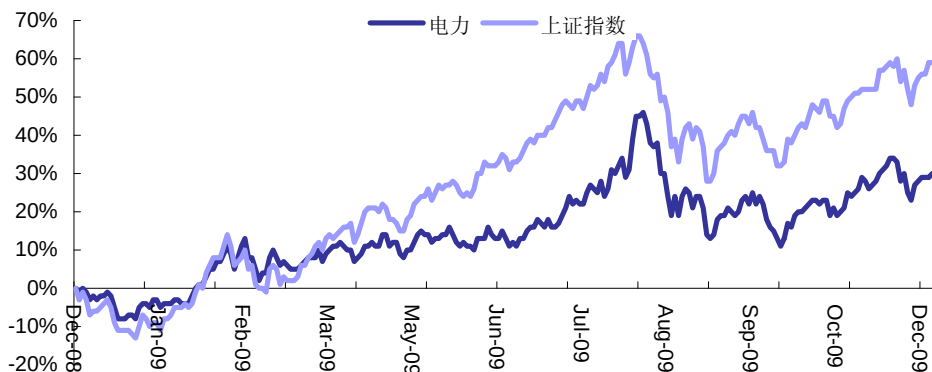
促进因素：

- **水电是目前节能减排的切实首选。**能源替代型方式减排（即大力发展可再生能源）是目前中国最适合的选择。而除水电外的其它可再生能源受技术和成本的因素制约，在短期内难以成为主力军。而我国水力资源丰富，开发程度低，水电运行成本低、可靠性高，具备大规模开发的技术和市场条件，水电是目前经济条件下实现节能减排的首选。
- **我国大型机组技术满足大水电开发需求。**目前我国水电混流式、轴流式和贯流式大机组技术已经步入世界先进行列。而我国未来水电开发主要集中在十三大水电基地，目前在建和待建百万千瓦及以上的大型水电站有 90 多座。大型水电机组技术发展，极大满足我国大水电开发建设的市场需求。
- **水电上网电价上涨弥补成本的提高。**近年来，水电建设成本以及移民环保等费用不断提高，而水电上网电价逐年提高有效减缓了企业经营压力。水电平均上网电价由 02 年 0.15 元/千瓦时提高到了 09 年的 0.25 元/千瓦时。
- **水电投融资环境逐步改善。**我国金融市场的快速发展，2010-2020 年我国水电建设资金融资结构将出现显著变化，其主要特征表现为：来自资本市场的资金比例将逐渐提高，而融资成本较高的贷款融资比例将逐渐降低。

制约因素：

- **移民和环保因素。**目前生态环境破坏和移民安置问题制约着水电的发展。我国移民政策已经从“一次性补偿”向“长效性补偿”转变，移民问题将会得到妥善解决。水电开发对生态环境存在一定的负面影响，但却是局部的；而水电建设的对防洪、航运、生态效益却是非常明显的，需理性对待。

最近 52 周股价表现



分析师

王爽

+755-82493570

wangshuang@lhqz.com

周衍长

+755-82364464

zhouyc@lhqz.com

目 录

经济环境：节能减排是我国经济实现可持续发展的必由之路	3
能源消费总量快速增长，消费结构不合理	3
面临环境保护和气候变化的挑战	4
能源安全受到威胁.....	5
政策环境：水电是节能减排政策的切实首选	6
节能减排是我国实现可持续发展的必由之路	6
能源替代型减排是中国现阶段的切实选择	6
水电是发展可再生能源的首选.....	7
发展水电带来的生态和经济效益显著	8
促进水电发展的政策	9
技术条件：大型机组技术满足大水电开发需求.....	10
我国水电设备技术步入世界先进行列	10
我国大型水电机组国产化进程.....	11
成本和收益：水电上网电价上涨弥补成本的提高	12
水电电价继续上调.....	12
水火“同网同价”：体现稀缺资源应有价值	13
水电造价指数持续上涨	14
水电项目单位投资金额的差异性较大	15
投融资环境：水电投融资环境逐渐改善	16
融资方式选择.....	18
困境：目前移民和环保问题制约水电发展.....	19
移民政策：从“一次性补偿”向“长效性补偿”转变	19
理性对待生态环境影响	21

经济环境：节能减排是我国经济实现可持续发展的必由之路

我国目前“高投入、高能耗”的经济增长方式，导致能源消费需求增长过快，而目前能源消费的结构不合理性严重制约中国经济可持续发展。高度依赖化石能源，导致中国资源环境和气候变化压力加大；石油依存度不断提高，能源安全 and 经济安全受国际能源市场影响加剧。因此，我国目前经济和能源消费结构亟需改变。

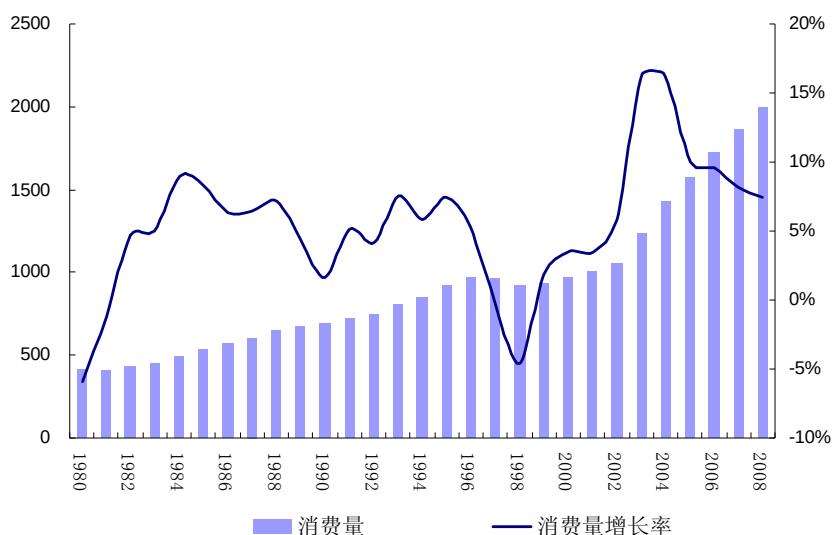
能源消费总量快速增长，消费结构不合理

2001~2008 年，中国能源消费高速增长，年均增长率达到了 8.9%，是世界上能源消费增长最快的国家。随着 2006 年中国开始实行节能政策以及宏观调控政策推动产业结构优化，能源消费总量增速开始下滑，但增速依旧处于高位。

2001~2008 年，中国能源消费高速增长，年均增长率达到了 8.9%

图 1、中国能源消费量情况

百万吨油当量



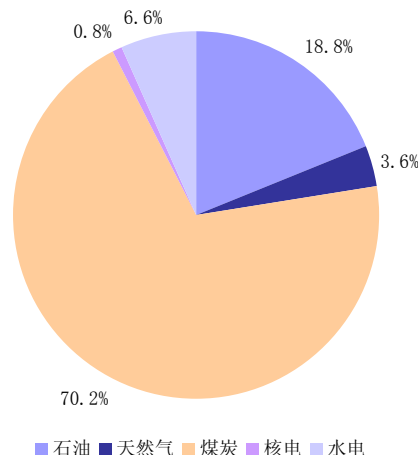
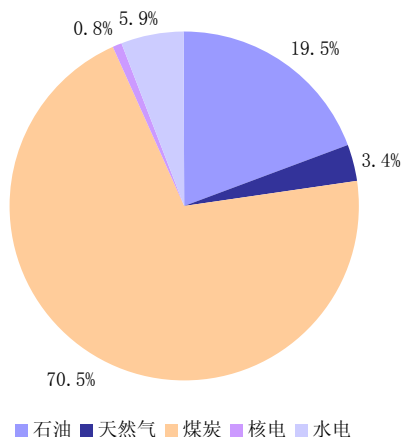
数据来源：BP，联合证券研究所。

中国能源生产和消费结构极不合理，化石能源占能源消耗总量的绝大部分，其中煤炭的消耗超过能耗总量的 70%。

煤炭消费量超过能源消费总量的比例超过 70%

图 2、2007 年中国能源消费结构

图 3、2008 年中国能源消费结构



数据来源：BP，联合证券研究所。

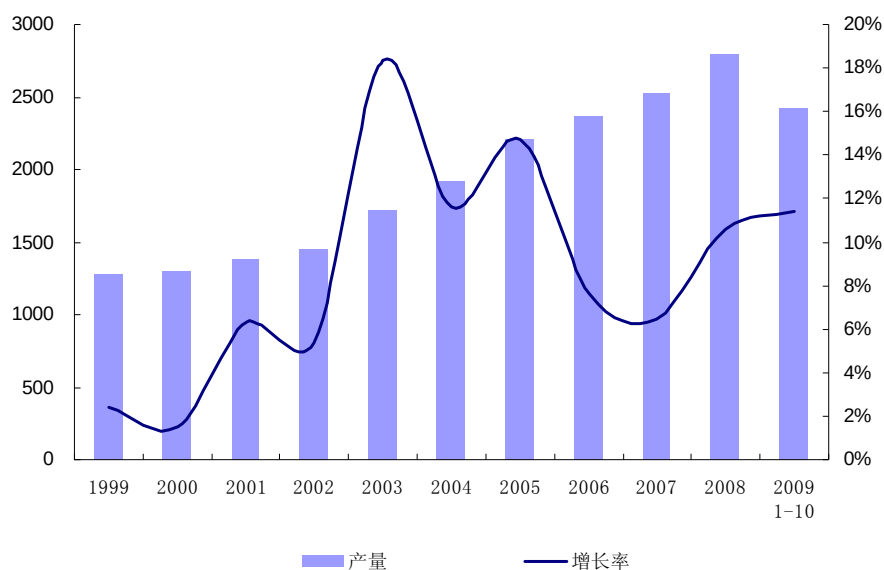
面临环境保护和气候变化的挑战

我国“高投入”、“高耗能”的粗放型经济增长方式以及以石化能源消费为主的能源消费结构，使中国面临资源和环境问题的压力逐步加大。

中国以煤炭消耗为主，2007-2008 年煤炭消费量占能源总消费量的 70%左右。煤炭消费量在过去 7 年内平均每年增加 1.8 亿吨。煤炭在过去 7 年平均每年增加 1.8 亿吨，尤其是 2008 年增加了 2.5 亿吨以上。

图 4、中国原煤产量情况

百万吨



数据来源：国家统计局，联合证券研究所。

我国电力工业的能源结构主要以燃煤为主，中国煤炭消费量中，火电耗煤占 50%以上，火电是我国大气污染物排放的主要大户。火电在耗煤过程中产生大量的大气污染物，包括烟尘、SO₂、NO_x、CO₂ 等。按照 08 年火电发电量为 2.8 万亿千瓦时计算，火力发电产生的 SO₂ 和 CO₂ 分别为 2248 万吨和 24 亿吨，CO₂ 排放造成污染需要环境补偿成本高达 1350 亿元。

表 1、煤电污染物排放及环境成本

污染物	排放强度 克/千瓦时	排污费标准 元/吨	环境标准 元/千瓦时
烟尘	3.35	280	0.0009
SO ₂	8.03	630	0.0051
NO _x	6.90	630	0.0043
CO ₂	857	-	0.0482
废水	600	-	-
废渣	74	-	-

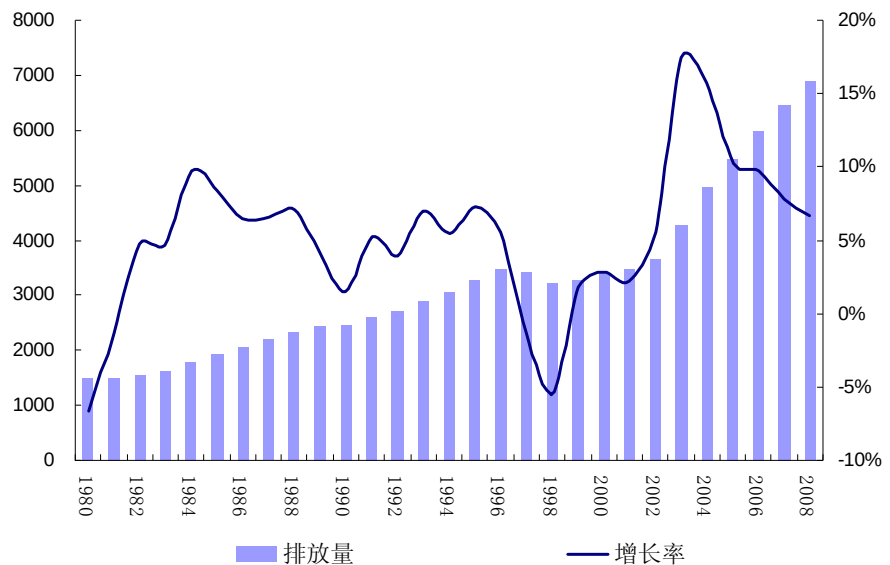
数据来源：IPCC，联合证券研究所。

2001-2008 年中国 CO₂ 排放量年平均增长率达到 24.9%。2008 年中国 CO₂ 排放量达到了 68.9 亿吨，超过美国 63.7 亿吨，成为全球最大的 CO₂ 排放国，年排放量占全球总排放量的 21.8%。而 CO₂ 等温室气体的排放导致气候变化是全球性问题，中国面临国际社会的压力将越来越大。

2001-2008 年中国 CO₂ 排放量年平均增长率达到 24.9%，2008 年排放量占全球总排放量的 21.8%。

图 5、中国 CO₂ 排放量情况

百万吨



数据来源：BP，联合证券研究所。

能源安全受到威胁

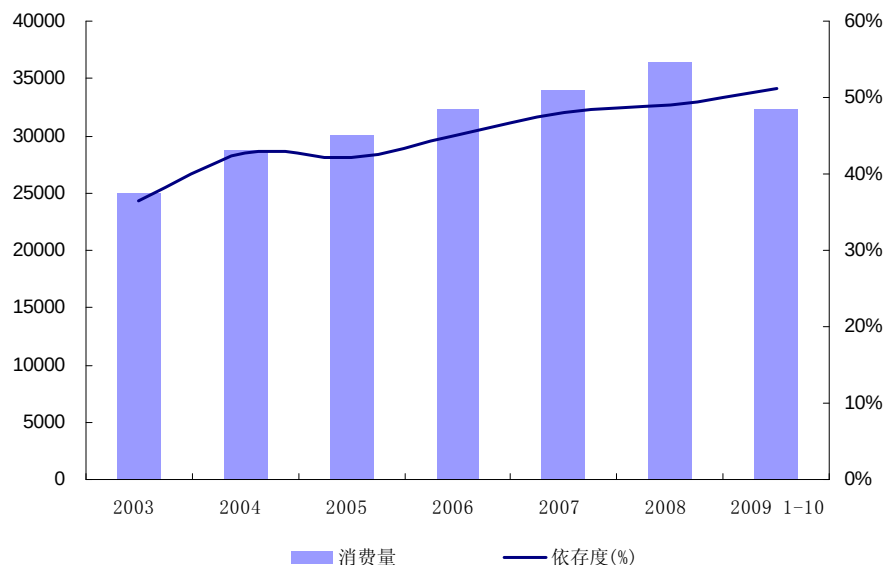
石油对外依存度不断提高，严重影响我国的能源安全。在石油高依存度下，国际石油可获得性风险以及石油价格波动风险严重影响中国经济的可持续发展。

2008 年中国生产原油 1.89 亿吨，同比增长 1.7%，较 07 年增速提高了 0.1 个百分点，中国原油产量的提高已存天花板；2008 年中国净进口原油 1.79 亿吨，同比增长 9.6%；石油对外依存度达到了 48.6%。而石油处于经济产业链的顶端，油价波动会影响国内物价水平，进而影响 CPI、国际收支和进出口贸易等宏观经济。同时，石油进口不仅仅是经济问题，当升级到政治高度时，更多不可控因素影响中国石油的进口。

2008 年中国石油对外依存度达到 48.6%，严重影响我国的能源安全

图 6、中国原油消费量与对外依存度

万吨



数据来源：国家统计局，联合证券研究所。

政策环境：水电是节能减排政策的切实首选

在我国经济发展现阶段，能源替代型方式减排（即大力发展可再生能源）是目前中国最适合的选择。而可再生能源中，除水电外的其它可再生能源由于技术和成本的因素制约，在短时间难以实现大规模商业化发展。而我国水电成本低廉，运行可靠性高，具备大规模开发的技术和市场条件。另外，我国水力资源丰富，2008年水电开发程度只有31.7%，具有很大的提升空间。因此，水电是中国目前最具开发潜力的可再生能源，也是目前经济条件下实现节能减排的首选。

节能减排是我国实现可持续发展的必由之路

我国粗放式经济的快速发展，经济和能源结构不合理，导致我国付出严重的资源环境代价，环境污染、资源浪费现象严重，我国经济可持续发展问题日益突出，给环境保护和经济安全带来巨大压力。

为真正实现可持续发展，近几年国家连续提出节能减排的约束性指标，并取得阶段性成果。截至2009年上半年，单位GDP能耗较2005年降低了13.45%；二氧化硫减排目标已经提前实现。

表 2、我国近期主要节能减排政策的规划和目标

时间	政府机构	政策颁布	主要规划和目标
2007.4	发改委	《能源发展“十一五”规划》	2010年，我国一次能源消费总量控制目标为27亿吨标准煤；煤炭、石油、天然气、核电、水电、其他可再生能源分别占一次能源消费总量的66.1%、20.5%、5.3%、0.9%、6.8%和0.4%
2007.6	国务院	《节能减排综合性工作方案》	2010年，万元国内生产总值能耗下降到1吨标准煤、二氧化碳排放量减少到2295万吨；“十一五”期间主要污染物排放总量减少10%；
2009.11	国务院	国务院常务会议	2020年，单位GDP二氧化碳排放比2005年下降40%~45%；非化石能源占一次能源消费的比重达到15%；森林面积比2005年增加4000万公顷，森林蓄积量比2005年增加13亿立方米

数据来源：联合证券研究所。

能源替代型减排是中国现阶段的切实选择

目前节能减排实施途径主要有三种：能源替代型，通过用非化石燃料能源替代化石燃料能源，减少CO₂的排放；增汇型，通过森林、土壤等吸收CO₂；生产型，控制GDP增长函数中变量，体现在技术提升和转型来修正有效社会生产率达到节能目的。

目前大力度实施生产型减排CO₂不具有现实性。

在经济不同的发展阶段，由国情决定节能减排方式。在我国目前的经济发展阶段，生产型减排CO₂将显著提高社会经济发展的成本，增加企业的生产成本，尤其是降低我国外贸出口产品的竞争力。在我国目前消费模式和技术水平情况下，大力度或大面积实施生产型减排CO₂不具有现实性。

增汇型减排是长期渐进的过程

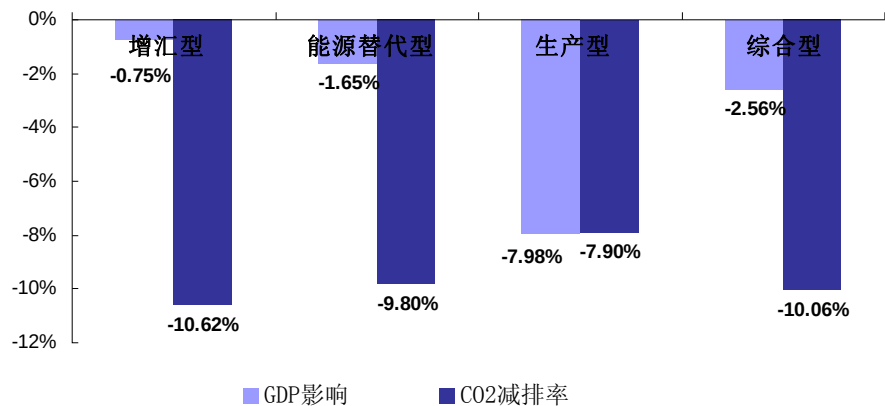
从长期的角度来说，增汇型方式对中国气候改善以及经济增长具有正面的影响，但短期内对经济存在负面影响，并且在政策执行存在一定的难度，因此该方

式是节能减排政策中长期渐进的一个过程。

能源替代型方式大力发展可再生能源目前中国现实的和最为合适的选择。

我国拥有丰富的可再生资源，包括水能、风能、太阳能等。另外，发展可再生能源，无论从短期和长期来说，对中国经济增长和气候改善都有正面的作用，因此能源替代型方式大力发展可再生能源目前中国现实的和最为合适的选择。

图 7、节能减排方式对 GDP 增长影响



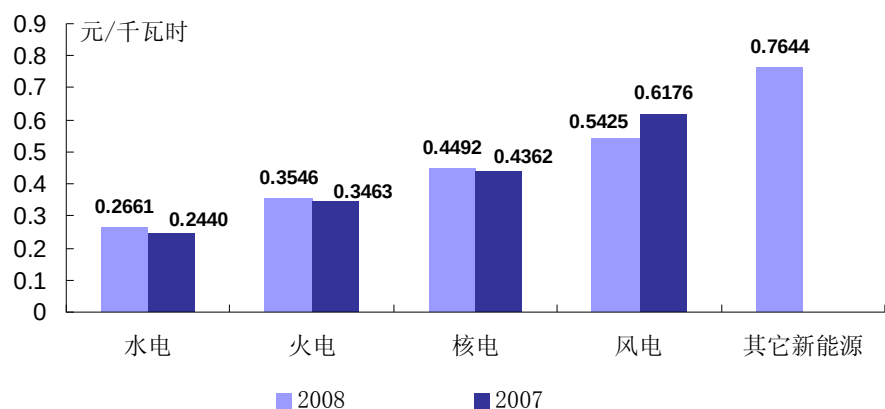
数据来源：中国科学院知识创新工程，联合证券研究所。

水电是发展可再生能源的首选

因技术和成本因素限制，除水电外的其它可再生能源在近阶段难以大规模商业化发展

我国风能、太阳能资源较为丰富，但技术和成本因素一直是可再生能源实现大规模开发利用的主要障碍，其技术和成本水平可以由上网电价的高低侧面体现。目前水电上网电价低于火电 25%，而核电、风电和其它新能源的上网电价分别高于火电 27%、53%和 116%，缺乏必要的经济性，需要政府间接和直接补贴，而这部分补贴最终需要消费者承担，从长期角度来看，长期的补贴不可持续性。因此，新能源的大规模发展前提条件是凭借自身的技术条件实现商业化，即单位成本低于矿石燃料成本，而在我国化石能源价格相对较低的背景下，其竞争力超过化石能源，还需要较长的时间。

图 8、全国各类型机组平均上网电价情况



数据来源：电监会，联合证券研究所。

水电是发展可再生能源的切实首选

我国水电经过一个多世纪的发展，其工程建设、水轮发电机组制造和输电技术趋于完善，而且水电成本低廉，运行可靠性高，具备大规模开发的技术和市场条件；另外，中国水力资源非常丰富，根据 2003 年全国水力资源复查成果显示，中国大陆水力资源理论蕴藏量在 1 万千瓦以上的河流共 3886 条，经济可开发水

电装机容量为 40180 万千瓦，年发电量为 17534 亿千瓦时，2008 年水电开发程度只有 31.7%，具有很大的提升空间。因此，水电是中国目前最具开发潜力的可再生能源。

表 3、我国主要地区水力资源开发程度

省、市、区	技术可开发量		经济可开发量		已开发量（2008 年）		开 发 程 度 （装机容量）/%
	装机容量 （MW）	发电量 （亿千瓦时）	装机容量 （MW）	发电量 （亿千瓦时）	装机容量 （MW）	发电量 （亿千瓦时）	
全国	541640	24740	401795	17534	171520	5633	31.7%
湖北	35540	1386	35356	1380	29030	1178	81.7%
湖南	12020	486	113450	458	10550	328	87.8%
广西	18913	808	18575	795	13950	508	73.8%
四川	120040	6121	103271	5233	21850	843	18.2%
重庆	9808	445	8196	378	4330	110	44.1%
贵州	19487	778	18981	752	9470	350	48.6%
云南	101939	4919	97950	4713	15780	595	15.5%
西藏	110004	5760	8350	376	390	14	0.4%
陕西	6623	222	6501	217	1800	57	27.2%
甘肃	10625	444	9009	270	5300	227	49.9%
青海	23140	913	15479	555	5870	215	25.4%
新疆	16564	712	15671	683	2410	81	14.5%

数据来源：国家发改委，中电联，联合证券研究所。

发展水电带来的生态和经济效益显著

发展水电不仅可以减少化石能源消耗，减少有害气体的排放，具备良好社会效益和经济效益。

根据有关规定等效替代方案中水电替代火电装机容量和发电量系数分别取 1.10 和 1.05；目前火力发电煤耗平均为 320 克/千瓦时。从表中可以明显看出，水电替代火电产生的环境效益非常明显。

水电替代火电，每年可减少 15.8 亿吨 CO₂ 排放量

表 4、水电替代火电产生的环境效益

项目	技术可开发量	经济可开发量	已开发量
水电			
装机容量/万千瓦	54164	40180	17152
年发电量/亿千瓦时	24740	17534	5633
火电替代			
装机容量/万千瓦	59580	44198	18867
年发电量/亿千瓦时	25977	18411	5915
替代后效益/万吨			
标准耗煤量	83126	58914	18927
SO ₂	2086	1478	475
CO ₂	222623	157780	50689
NO ₂	1792	1270	408
粉尘	19223	13624	4377

数据来源：水利部，联合证券研究所。

清洁发展机制（CDM）是《京都议定书》中引入的一个机制，即通过协助发展中国家缔约方通过减排项目所实现的“经核准的减排量（CERs）来实现发达国家缔约方完成减少本国温室气体的排放的目的。CDM 所涵盖的项目较广，而能源领域是影响温室气体排放量最大的领域，尤其是电力行业。

水电属于可再生能源，基本上温室气体的排放为零，即使不申请 CDM 项目，水电同样减排了温室气体，因此在产生减排效益方面，所有水电在实际上已经产生减排效益。

目前 CDM 项目交易价格为：国内 10 欧元/吨；国外 17 欧元/吨。温室效应

气体排放因子为 0.779~1.005 (TCO₂/MWh)，平均为 0.89 (TCO₂/MWh) 左右。不同电网所属区域内，排放因子有所不同。减排效益=减排量×交易价格=发电量×温室效应气体排放因子×交易价格。按水电经济可开发量的发电量计算，每年减排效益可达 156 亿欧元。

水电每年减排效益可达
1600 亿元左右

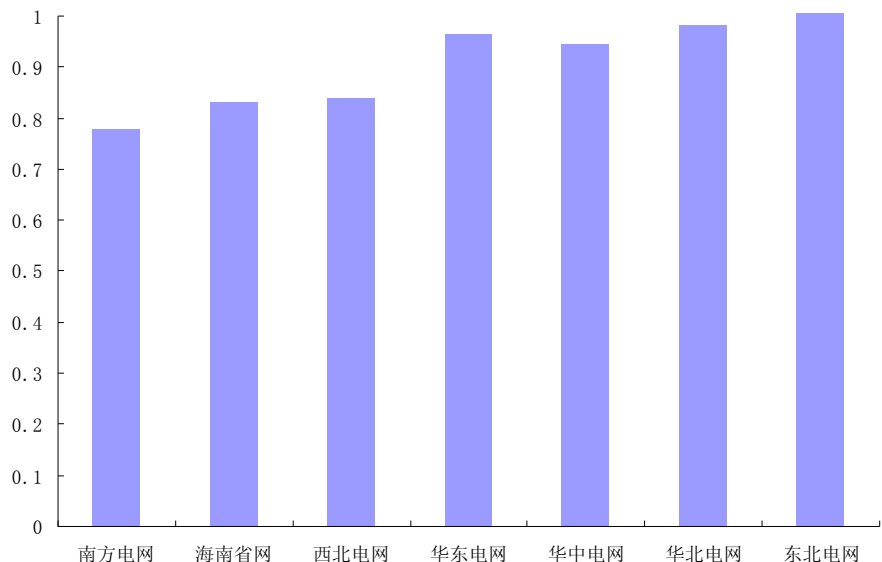
表 5、水电减排效益

项目		技术可开发量	经济可开发量	已开发量
水电	装机容量/万千瓦	54164	40180	17152
	年发电量/亿千瓦时	24740	17534	5633
减排效益				
减排温室气体	减排量/亿吨	22.0	15.6	5.0
体	减排效益/亿欧元	220	156	50

数据来源：联合证券研究所。

图 9、温室气体排放因子

tCO₂/MWh



数据来源：国家电网，联合证券研究所。

促进水电发展的政策

为“增加能源供应、保障能源安全、保护生态环境、促进经济和社会的可持续发展”，国家在《可再生能源法》规定“将可再生能源的开发利用列为能源发展有限领域”，在《国民经济与社会发展第十一个五年规划纲要》明确提出：“实行优惠的财税、投资政策和强制性市场份额政策，鼓励生产与消费可再生能源，提高在一次能源消费中的比例”，同时在《可再生能源中长期规划》重申：“提高可再生能源比重，促进能源结构调整”的目标。我国能源发展的国情决定了水电开发是中国能源结构调整战略中的优先选择，充分享受到国家政策的扶持。

表 6、我国现行促进水电发展的积极政策

时间	政府机构	政策颁布	内容
2000.8.31	原计委、经贸委	《当前国家重点鼓励发展的产业、产品和技术目录》	鼓励发展电力部分，包括“水力发电”。
2004.11.30	商务部	《外商投资产业指导目录》	鼓励投资“发电为主水电站的建设、经营”。
2004 年开始	国务院	“西部大开发”优惠税收	1、对设在西部地区国家鼓励类产业（包括水电开发）的内资企业和外商投资企业在 2001~2010 年期间，减按 15% 的税率征收企业所得税；2、对在西部地区新办电力、水利企业，给予“两免三减半”的企业所得税优惠政策。
2005.2.28	人大会议常委会	《可再生能源法》	水能作为可再生能源之一。国家将对列入国家可再生能源产业发展指导目录、符合信贷条件的项目，金融机构可以提供有财政贴息的优惠贷款，同时国家给予税收优惠。
2005.11.9	国务院	《促进产业结构调整暂行规定》	将“在生态保护基础上有序开发水电”作为产业结构调整的方向和重点之一
2006.2.21	中共中央、国务院	关于推进社会主义新农村建设的若干意见	要加快农村能源建设步伐，在适宜地区积极推广小水电，“加强小水电开发规划和管理，扩大小水电代燃料试点规模”。
2006.3.16	发改委	《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》	“在保护生态基础上有序开发水电”，“大力发展可再生能源(包括水电利用)”，“实行优惠的财税、投资政策和强制性市场份额政策，鼓励生产与消费可再生能源，提高在一次能源消费中的比重”。
2007.4	发改委	《能源发展“十一五”规划》	在保护环境和做好移民工作的前提下，积极开发水电
2007.8	发改委	《可再生能源中长期发展规划》	加快发展可再生能源（包括水电），降低煤炭在能源消费中的比重

数据来源：联合证券研究所。

技术条件：大型机组技术满足大水电开发需求

目前中国水电制造业在混流式、轴流式和贯流式大机组的设计、安装和制造方面已经步入世界先进行列。我国未来水电开发主要集中于十三大水电基地，根据我国水力发电资源的最新复查结果显示，我国百万千瓦及以上的大型水电站有 100 多座，其中在建和待建有 90 多座，而我国大型水电机组技术的发展，符合我国西部大水电开发建设的市场需求。大型机组的采用不仅节省工程投资和缩短工程建设周期，而且在水电站投产后，可以降低运行成本，提高水能利用率。

目前中国水电制造业在混流式、轴流式和贯流式大机组的设计、安装和制造方面已经步入世界先进行列。

我国水电设备技术步入世界先进行列

我国从 80 年代初开始建立水电设备制造业，经过 30 年的发展，我国水电设备制造业有长足的进步，尤其是中国以三峡工程为载体，引进核心技术，消化吸收后再创新，培养了工程技术人员。目前我国混流式和轴流式机组技术已经达到国际先进水平，但最高水头尚有差距；灯泡贯流式机组已接近国际先进水平；冲击式和抽水蓄能机组与国际先进水平有较大的差距。

表 7、我国水电制造业水平与国际水平比较

机型	机组容量 (万千瓦)		最高水头 (米)		最大转轮直径 (米)	
	世界水平	中国水平	世界水平	中国水平	世界水平	中国水平
混流式	70 中国三峡	70 中国三峡	774 奥地利 Hausling	553.6 石尧	10.416 中国三峡	10.416 中国三峡
轴流转桨式	20 中国水口	20 中国水口	88 意大利 Nembia	78 石门	11.3 中国葛洲坝	11.3 中国葛洲坝
灯泡贯流式	6.38 日本只见	7.5 桥巩	31.5 美国 Lawenoe	27.3 洪江	7.7 美国 Racine	7.5 长洲
冲击式	42 瑞士 Bieudron	14 金窝	1883 瑞士 Bieudron	1026.4 天湖	5.5 奥地利基利茨	2.95 大发
抽水蓄能	48 美国 Bathcountry	15 白山	728 日本葛夜川	416 回龙	8.37 美国 Ludington	4.63 响洪甸

数据来源：水电工程学会，联合证券研究所。

我国大型水电机组国产化进程

■ 大型混流式机组

大型混流机组国产化是我国水电设备制造业的首选。通过三峡电站右岸、龙滩、水湾电站建设，我国已经具备独立自主进行设计和制造的能力。目前我国正在组织论证 80 万千瓦和 100 万千瓦机组的可行性和装备制造科技攻关项目。

表 8、我国大型混流式机组分布情况

水电站	装机构成	水电站	装机构成
长江三峡	32×70	拉西瓦	6×70
奚落度	18×70	龙盘（上虎跳）	6×70
向家坝	8×75	锦屏一、二级	14×60
白鹤滩	16×75	糯扎渡	9×65
乌东德	10×74	观音岩	5×60
小湾	6×70	构皮滩	6×55
龙滩	7×70	瀑布沟	6×55

数据来源：水电工程学会，联合证券研究所。

■ 大型贯流机组

我国大型贯流机组起步不算晚，通过引进技术和合作制造，目前富春江水电、哈电和东电具备了大型贯流机组的设计制造能力。

表 9、我国大型贯流式机组分布情况

水电站	装机构成 (万千瓦)	额定水头 (米)	轴轮直径 (米)
四川红岩子	3	8.5	6.4
广西长洲	15×4	9.5	7.5
广西桥巩	8×7.5	13.8	7.5
湖南洪江	5×4.5	20.0	7.0
陕西蜀河	6×4.5	16.0	7.0

数据来源：水电工程学会，联合证券研究所。

■ 大型抽水蓄能机组

我国的抽水蓄能电站建设起步较晚，1986 年建成河北省岗南小型混合式抽水蓄能电站，机组容量为 1.1 万千瓦。为提高我国抽水蓄能机组的设计和制造能力，2003 年初，我国决定效仿三峡机组国产化模式，以河南宝泉、广东惠州和不备白莲河等 3 个抽水蓄能电站为依托工程开展机组国产化试点。为支持和巩固机组核心技术，使转售方哈电、东电能够及时全面掌握所引进的技术，国家决定将蒲石河、桓仁、深圳、呼和浩特、仙游和黑麋峰等 6 个抽水蓄能电站作为国产化后续依托工程项目。

表 10、中国近期投产和在建的抽水蓄能电站

省份	电站	装机容量（万千瓦）	预计投产时间
吉林	白山	30	2006
辽宁	蒲石河	120	2010
河北	北张湾	100	2009
山东	泰安	100	2006
山西	西龙池	120	2008
浙江	桐柏	120	2006
安徽	琅琊山	60	2006
江苏	宜兴	100	2008
河南	宝泉	120	2008
湖北	白莲河	120	2009
湖南	黑麋峰	60	2009
广东	惠州	240	2010

数据来源：中国水利水电局，联合证券研究所。

成本和收益：水电上网电价上涨弥补成本的提高

水电工程造价将持续上升。1、随着物价的上涨将带动水电建设的基础材料价格的上涨，进而影响到水电站建筑及安装工程投资的进一步增长。2、资源和环境保护要求的提高将加大水电建设和运行成本。随着国家 2006 年《大中型水利水电工程建设补偿和移民安置条例》的颁布，国家对资源、水库移民征地及环境补偿标准逐步提高。3、由于建设条件和电站指标优越的水电项目一般优先开发，今后水电工程的建设资源条件或建设条件将越来越差，水电站建设单位造价会进一步提高。

水电建设成本以及移民、环保等补偿费用的提高，增加水电企业的经营压力，推动水电上网电价的上涨。自 2002 年以来，水电平均上网电价逐步提高，其平均上网电价由 2002 年 0.1500 元/千瓦时提高到了 2009 年 1-8 月份的 0.2484 元/千瓦时。而目前水电价格形成机制未能反映电力市场供需关系、资源稀缺性和环境损害成本，随着电力市场改革的推进，市场化的竞争必将使水电和火电等同质电能“同网同价”。

水电电价继续上调

为弥补水电发电成本的提高，发改委于 09 年 11 月 20 日公布上网电价调整公告显示，水电上网电价上调幅度基本上高于火电标杆电价调整幅度，水电和火电上网电价差距进一步缩小。而作为水电上网电价定价机制——水电标杆电价，目前暂停执行，取而代之是执行临时价格。

为弥补水电发电成本的提高，水电上网电价上调

为促进水电库区和移民安置区经济社会发展，缓解水电企业亏损严重，更新改造资金不足等问题，发改委适当提高部分水电企业的上网电价。另外，由于水电项目开发的政策环境变化较大，新建水电暂停执行发改委核定的水电标杆电价。

表 11、部分水电站上网电价调整情况			分/千瓦时
地区	电站名称及调整内容	上调幅度	火电标杆电价调幅
云南	鲁布革、以礼河、大寨、西洱河等电厂平、枯水期上网电价上浮幅度 单机容量 25 万千瓦以下中小水电站	10%提高到 20% 0.7 分	上调 0.70 分
海南	大广坝水电站、牛路岭水电站	1 分和 2 分	上调 0.32 分
广西	长洲水电站	1 分	维持
广东	南告、潭岭、新丰江、枫树坝、流溪河、南水、长湖、长潭水电站	2 分	下调 0.8 分
贵州	贵州省洪家渡、鱼塘、普定、引子渡、光照、清溪水电站 红枫、索风营、大花水电站	0.5 分 0.2 分	维持
江西	上犹江、洪门、江口、廖坊、柘林水电站	3 分	上调 0.2 分
四川	水牛家、洛古、碛碛、瓦屋山、大桥、仁宗海、狮子坪等水电站	3 分	上调 1.0 分
河北	华电混合蓄能水电、王快、岳城、潘家口水力发电厂 1 号机组	5 分	维持

数据来源：国家发改委，联合证券研究所。

水火“同网同价”：体现稀缺资源应有价值

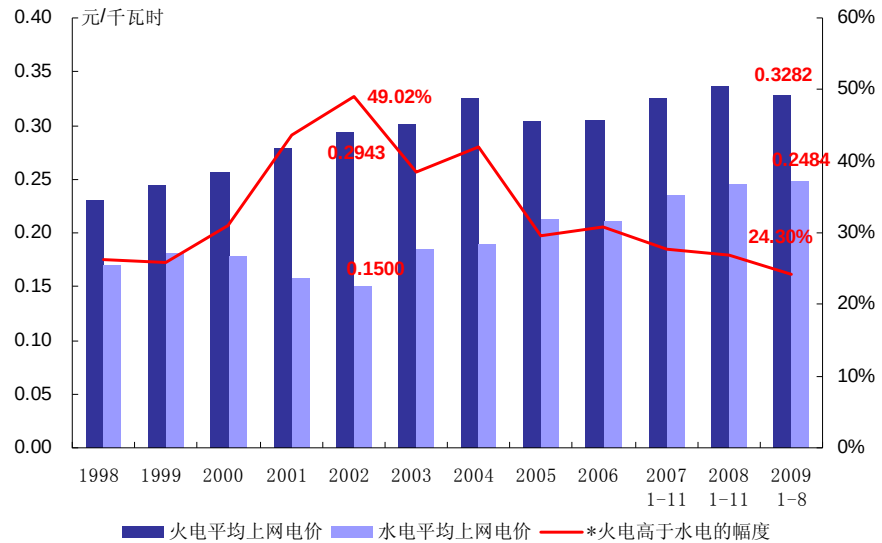
水火同网同价是一个逐步实现的过程，是长期发展趋势。国家能源局局长也表示，水电定价机制需进行改革，实现“同网同价”。由于各省水电平均上网电价都远远低于火电平均上网电价，一旦水火同网同价政策的实施，将大幅提升水电企业的利润。

水电电价低于火电电价是计划经济的遗留问题。长期以来，国家发改委按照成本加合理利润空间为水电核定上网电价，导致水电上网电价较火电低很多。而近年来，由于移民和环保等因素的制约，水电开发成本大幅上升；另外，部分地方政府对水电企业征收水资源费、库区维护基金、水电资源开发补偿费等费用，从而增加水电企业的经营压力，必然推动水电电价的上涨。

2003 年国务院提出的《电价改革方案》的基本思路为：发电、售电价格由市场竞争形成；上网电价的改革方向是全面引入竞争机制，价格由供需各方竞争形成。目前水电价格形成机制未能反映电力市场供需关系、资源稀缺性和环境损害成本，随着电力市场改革的推进，市场化的竞争必将使水电和火电等同质电能“同网同价”。

自 2002 年以来，水电平均上网电价逐步提高，水火上网电价的价差呈逐步缩小的趋势。2002 年水电和火电平均上网电价分别为 0.1500 和 0.2943 元/千瓦时，火电高于水电幅度为 49.0%；2009 年 1-8 月份其上网电价分别为 0.2484 和 0.3282 元/千瓦时，火电高于水电幅度为 24.3%；其价差收窄幅度和趋势较为明显。

图 10、水电和火电平均上网电价比较



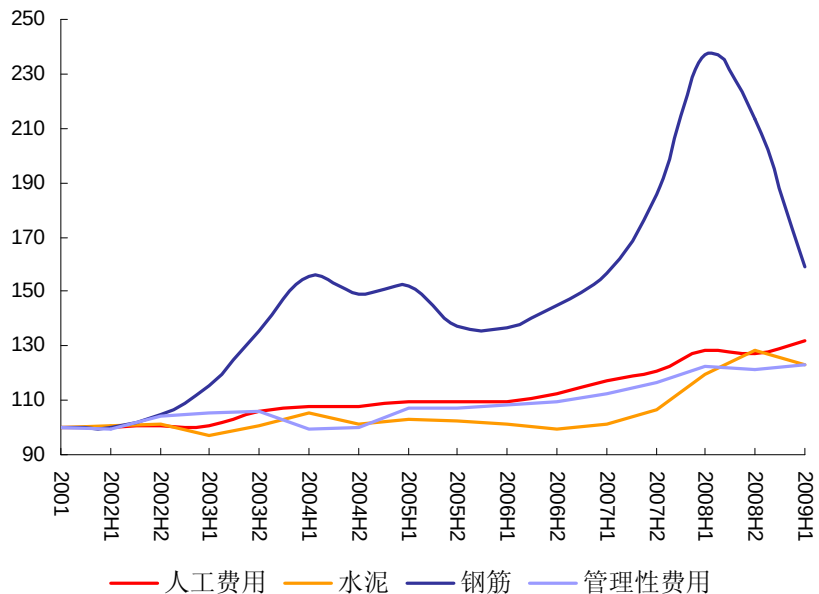
数据来源：国家统计局，联合证券研究所。*幅度%=（火电上网电价-水电上网电价）/火电上网电价

水电造价指数持续上涨

水电建筑工程的基础材料价格面临长期上涨的态势

水电建筑工程的基础材料价格面临长期上涨的态势，受物价上涨以及市场供需状况失衡的影响，各种材料价格走势呈现不同的特性。其中，钢筋价格更多地受国外铁矿石价格影响，波动幅度较为剧烈，2008 年上半年钢筋价格一度达到 2001 年价格水平的 2.4 倍；水泥价格受国内基础建设投资影响，价格波动稍微温和，2009 年上半年价格较 2001 年上涨了 23%；而人工费用和管理性费用基本上跟物价水平挂钩，其价格指数逐年缓慢上涨。

图 11、*水电建筑工程要素价格定基指数



数据来源：水利部，联合证券研究所。*以 2001 年价格为基数；

安装工程指数基本上由人工费用决定，目前指数基本上维持 08 年上半年的水平。建筑工程价格指数基本上由水泥和钢筋价格水平决定，其价格指数随着 08 年上半年钢筋和水泥价格达到了阶段性的高点。由于建筑工程占有水电工程建安

综合造价指数中大部分的权重，因此综合价格指数的走势在时间和幅度上与建筑工程价格保持一致。

图 12、建筑工程和安装工程造价定基指数

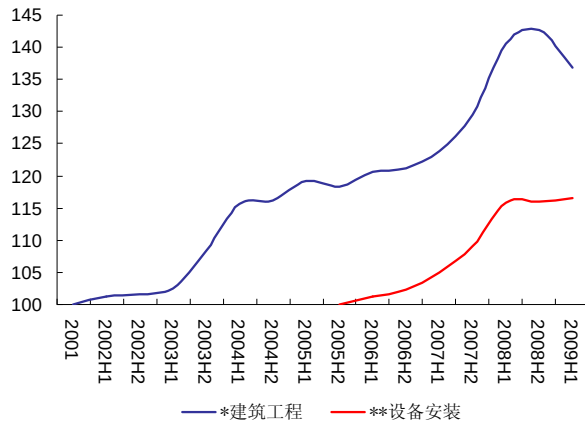
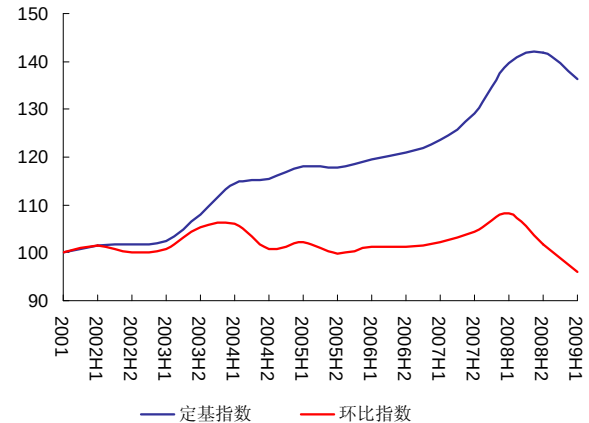


图 13、建筑安装工程综合造价指数



数据来源：水利部，联合证券研究所。*以 2001 年价格为基数；**设备安装工程造价指数以 2005 年下半年价格为基数

水电项目单位投资金额的差异性较大

2006 年投产水电工程项目概算单位造价为 5660 元/千瓦，“十五”期间为 7992 元/千瓦，下降 29.2%，部分原因在于水电工程项目差异性较大，导致 2006 年与“十五”期间投产项目单位造价存在较大差异。由于环保工作的日益重视，在各成本组成结构中，环境保护工程、机电设备造价较“十五”期间有所增加；另外，部分征地和移民的补偿在后期运行中提取，未在项目投资总额中体现。

表 12、2006 年与“十五”期间投产水电工程项目单位造价比较 元/千瓦

项目名称	2006 年	“十五”期间	差额	变化幅度
施工辅助	433	561	-128	-22.82%
建筑工程	1866	2641	-775	-29.35%
环境保护	35	22	13	59.12%
机电设备	1069	1031	37	3.62%
金属结构设备	203	240	-37	-15.48%
征地与移民	650	1332	-682	-51.19%
独立费用	519	567	-48	-8.47%
预备费	336	755	-420	-55.56%
建贷利息	550	843	-293	-34.74%
合计	5660	7992	-2332	-29.18%

数据来源：电监会，联合证券研究所。

从地域角度来看，2006 年各个区域的水电工程施工辅助和建筑工程造单位造价较“十五”都有下降。华中地区概算单位造价偏高，其主要原因为部分项目的开发任务不仅包括发电，还包括其他综合利用功能，另外水库淹没处理补偿费用也较高。

表 13、2006 年与“十五”期间不同地区间投产水电工程项目单位造价比较 元/千瓦

项目名称	2006 年				“十五”期间			
	西北	华东	华中	华南	西北	华东	华中	华南
施工辅助	447	213	664	554	444	470	648	563
建筑工程	1830	1032	3225	2087	2030	1705	4139	1699
环境保护	28	40	39	41	-	-	-	-
机电设备	967	1210	1206	859	992	1290	1098	919
金属结构设备	205	141	372	192	222	192	331	165
征地与移民	388	330	1650	857	405	1303	2568	586
独立费用	458	522	796	496	544	637	707	411
预备费	285	199	572	281	244	739	1179	625
建贷利息	562	536	659	569	509	661	1158	759
合计	5169	4224	9185	5936	5388	6996	11828	5728

数据来源：电监会，联合证券研究所。

“十五”期间大（1）型工程单位造价偏高的主要原因是包含了小浪底水利枢纽工程，其单位造价 19291 元/千瓦，剔除该项目影响，其它大（1）型水电工程项目的平均造价为 5308 元/千瓦。

表 14、2006 年与“十五”期间不同单机规模投产水电工程项目单位造价比较 元/千瓦

项目名称	2006 年				“十五”期间			
	小（1 型）	中型	大（2）型	大（1）型	小（1 型）	中型	大（2）型	大（1）型
施工辅助	504	667	399	281	544	608	517	564
建筑工程	2690	2761	1769	1146	2551	2550	1985	3544
环境保护	95	47	26	33	-	-	-	-
机电设备	1623	1325	990	904	1575	1158	950	933
金属结构设备	534	368	151	103	549	327	180	185
征地与移民	411	490	970	263	518	659	1362	2055
独立费用	595	727	473	408	516	680	504	531
预备费	321	412	386	184	496	460	423	1447
建贷利息	487	555	554	548	370	527	616	1462
合计	7259	7352	5719	3871	7172	6970	6537	10721

数据来源：电监会，联合证券研究所。

从近期主要水电的投资造价的比较情况来看，因地理位置、河流地质构造以及水电站功能方面存在较大的不同，导致水电站单位投资金额差异较大。

表 15、近期主要水电站的投资造价情况

水电站	装机规模 (万千瓦)	开工日期	投产日期	投资额（静态） (亿元)	单位投资额 (元/千瓦时)
龙滩	630	2001	2007	282	4476
小湾	420	2001	2010	226	5381
构皮滩	300	2003	2009	138	4600
瀑布沟	330	2004	2008	167	5060
锦屏一级	360	2005	2012	240	6667
奚落渡	1260	2005	2015	503	3992
向家坝	600	2006	2015	434	7233
拉西瓦	420	2006	2008	148	3524
锦屏二级	480	2007	2012	298	6208

数据来源：联合证券研究所。

投融资环境：水电投融资环境逐渐改善

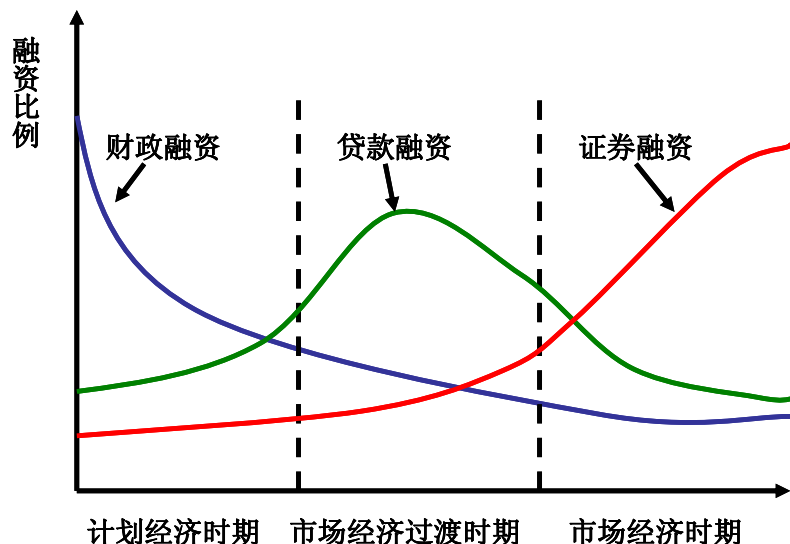
根据国际水电建设资金融资历史经验以及我国市场经济的发展趋势，尤其是我国金融市场的快速发展，我们认为在“十二五”和“十三五”的水电投资建设高峰期期间，我国水电建设资金融资结构将出现显著变化，其主要特征表现为：

资本市场融资平台逐渐成熟，来源于资本市场的资金比例将逐渐提高；而融资成本较高的贷款融资比例将逐渐降低。

资本市场的功能将在水电建设中发挥重要作用

- 1、 证券融资比例逐渐增加。参考发达国家的发展经验，日本在 70 年代银行贷款资金占总投资资金比例为 70%左右，证券发行募集资金只占 30%；而到 80 年代时，银行贷款资金占比低于 20%，同时证券融资比例超过了 80%。随着中国资本市场规模急速扩张以及运行机制不断完善，股权融资和债权融资渠道的畅通使其优势逐步体现。
- 2、 银行贷款比重逐步降低。对于证券融资来说，商业银行贷款在期限和融资成本上没有优势；尽管国家政策性贷款条件较为优惠，但数量上难以满足水电建设巨额资金需求。考虑到市场经济进一步发展，市场化融资渠道的畅通，银行贷款比重将会逐步降低。

图 14、不同时期各融资方式的融资比例演变情况



数据来源：联合证券研究所。

2007 年 8 月 15 日《公司债发行试点办法》出台，水电开发公司债券的发行规模加大，缓减巨额资金压力和改善资本结构。

表 16、08-09 年水电建设融资情况（不完全统计）

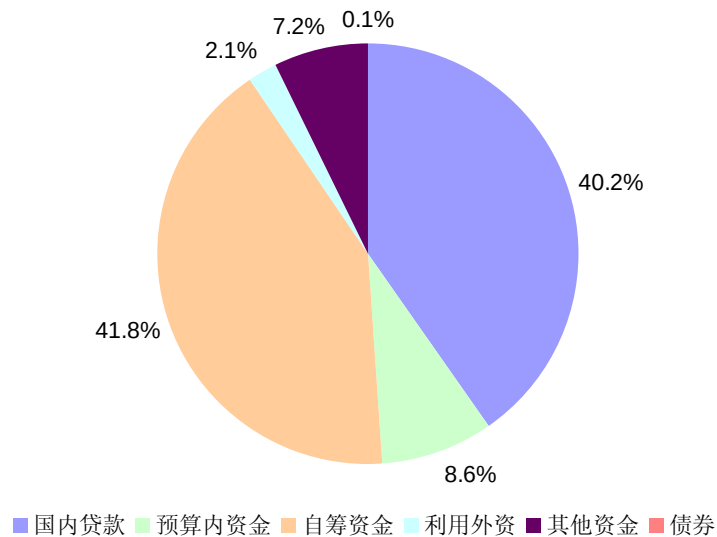
		亿元
公司	证券融资方式	融资金额
中国长江电力股份有限公司	股权	201.3
二滩水电开发有限责任公司	债权	5.0
广西投资集团有限公司	债权	10.0
国电大渡河流域水电开发有限公司	债权	6.0
汉江水利水电(集团)有限责任公司	债权	3.0
湖北能源集团股份有限公司	债权	19.0
华能四川水电有限公司	债权	9.9
四川省水电投资经营集团有限公司	债权	9.5
天生桥一级水电开发有限责任公司	债权	12.0
五凌电力有限公司	债权	10.0
新华水利水电投资公司	债权	20.0
中国长江电力股份有限公司	债权	80.0
中国长江三峡集团公司	债权	100.0
重庆九龙电力股份有限公司	债权	4.0

数据来源：联合证券研究所。

目前我国水电建设资金来源结构不够合理

目前我国还未形成完全市场经济，水电融资结构不够合理。2005 年水力发电行业完成固定资产投资 1272 亿元，其中国内贷款 511.0 亿元，占 40.2%；自筹资金 531.6 亿元，占 41.8%；利用外资 26.6 亿元，占 2.1%；发行债券 1.9 亿元，占 0.1%。仅银行贷款和自筹资金占比 82%左右，而债券、外资等市场化融资资金比例很少。

图 15、水电建设资金来源结构



数据来源：中国固定资产投资统计年鉴，联合证券研究所。

融资方式选择

经过多年的建设和发展，我国“流域、梯级、滚动、综合”开发水电的方针已经成熟。目前已开发或正开发的重要大水电基本上以流域型综合开发为主，如长江三峡、黄河上游、云南华能澜沧江、国电大渡河等。

流域型水电融资方式因各开发阶段的风险特征不同而有所差异

流域型水电开发具备明显的资本密集型特征。水电项目建设时间长、融资需求规模巨大、存在较大的投资风险，尤其是流域型水电开发初期。在流域型水电开发的不同阶段风险特征有所差异，从而导致融资方式也有所不同。

- 1、在早期开发阶段，项目的客观风险以及企业各项财务指标使企业难以进行市场化融资，在该阶段主要以自有资金以及国家政策性资金扶持为主。
- 2、在项目持续开发阶段，阶段性建设目标顺利实现，使建设风险大幅降低，消除开发初期的重大不确定性因素，另外投资者对项目的各项指标以及风险能够较为准确地估量。在该阶段，公司可逐步进行市场融资。但项目未产生收益，融资能力较弱，资金缺口继续加大，仍需要政策性的资金扶持。
- 3、在项目收益阶段，公司的部分项目投产产生现金流入。投资者对项目和公司财务能力和风险程度可以做出合理的评估和度量。此时，企业通过市场资本运作将项目的未来现金流提前到当期使用，市场化融资方式呈现多样化。

- 4、在企业收益阶段，公司电费收入随着阶段性项目投产而迅速增长，企业后期有比较稳定、充裕的现金流入。企业留存收益增加和资产负债结构的改善，使公司进行相对低成本地进行融资以及资本运作。

表 17、我国流域型水电开发融资方式演变情况

开发阶段	阶段特征	融资方式
早期开发	企业设立和项目评估	自有资金、政策性银行贷款、票据融资、财政拨款
持续开发	阶段性项目完工	企业债券、商业银行贷款、票据融资、财政拨款、出口信贷
项目收益	项目产生现金流流入	企业债券、商业银行贷款、股权融资、票据融资、资产证券化、税收返还
企业收益	公司收入稳定增长	企业留存收益、资本运作

数据来源：联合证券研究所。

表 18、水电开发融资方式比较

融资方式	融资成本	融资规模	融资期限
留存收益	无财务成本；有机会成本	较小，由企业盈利所得	无定期限
贷款融资	财务成本较高；	由授信额度决定；金额不定	无定期限
财政补贴	无财务成本	由税收优惠决定	在项目开发建设阶段
企业债券	比贷款融资成本低	额度限制，不超过净资产 40%	5~30 年
股权融资	发行费用较高	可大量筹资	无期限
出口信贷	一般较贷款融资成本低	金额较大	偿还期间较长
票据融资	成本为贴现率，较低	与实际交易相关	短期融资
资产证券化	成本较低，包括产品规定收益率和发行成本	由基础资产规模决定	长期或短期产品

数据来源：联合证券研究所。

困境：目前移民和环保问题制约水电发展

移民和生态环境问题制约水电发展

随着水电建设力度加大，暴露出有许多问题制约着中国水电的发展，其中主要问题有：生态环境破坏和移民安置问题。目前水电建设的移民政策和生态环境保护方面存在着问题，但国内一些非主流观点夸大这些问题的严重性，造成误解。中央层面也重新审视水电开发战略，从“十五”期间“大力发展水电”战略转变为“十一五”规划的“在保护好生态环境的基础上，有序地开发水电。”

我国移民政策是一个不断完善的过程，目前移民政策正在从“一次性补偿”向“长效性补偿”的过程转变，而水电上网电价的上涨给“长效性补偿”机制提供资金支撑。由于水电建设必然要截断河流，不可避免地影响局部地区的生态环境，但需要客观对待该问题，开发水电除了发电企业追求发电效益以外，还有灌溉、防洪、航运等综合效益。

移民政策：从“一次性补偿”向“长效性补偿”转变

在新中国水电开发史上，由于法律规范不完善以及对移民问题的认识不足，水电开发普遍存在“重工程，轻移民”的倾向，对移民安置没有长远的考虑和规划。不仅在移民时对其人力资、生产资料、社会资源 and 无形资产等没有得到完全

补偿，而且移民后缺乏对其长远生计和发展的规划。

移民政策是逐渐完善的过程

随着市场化经济的发展以及土地制度的建设和改革，水利水电移民的补偿政策补偿范围逐渐扩大、补偿标准逐步提高、补偿方式逐渐多样化，更加重视移民的长治久安的问题。

表 19、中国水利水电移民政策的演变历史

补偿阶段	政策	补偿标准	占总投资额
1950~1958 年	土地互换 《国务院关于国家建设征用办法》（1953）	以土地的 3~5 年产量总值为标准； 人均 100~300 元	较少
1958~1978 年	行政手段 《国家建设征用土地办法》（1958）	2~4 年的亩产量总值为标准； 60 年代：300~500 元/人； 70 年代：600~1200 元/人	较少
1979~1985 年	初步规范 《国家建设征用土地条例》（1982） 《关于从水电站发电成本中提取库区维护基金的通知》（1981）	耕地补偿：土地 3 年平均产值 3~6 倍；人口安置：土地年产 2~3 倍 从直属水电站的发电每度电中提取一厘钱作为库区维护基金	10%~20%
1986~1990 年	开发性移民 《关于抓紧处理水库移民问题的通知》（1986）	前期补偿、补助；后期生产扶持； 人均补偿：4000~7000 元/人	20%~30%
1991~2000 年	规范移民 《大中型水利水电工程建设征地与移民安置条例》（1991） 《关于设立水电站和水库库区后期扶持基金的通知》（1996）	耕地补偿：土地 3 年平均产值 3~4 倍；人口安置：土地年产 2~3 倍 设立后期基金	30%~40%
2001~至今	多维度补偿 《关于加快解决中央直属水库移民遗留问题若干意见》（2002） 《大中型水利水电工程建设征地补偿和移民安置条例》（2006）	解决 1985 年底前投产的中央直属水库农村移民温饱问题 土地和安置补助费之和为耕地 3 年平均产值的 16 倍；搬迁后 20 年内每年扶持 600 元/人	40%~50%

数据来源：联合证券研究所。

移民政策是不断完善的过程，除了实施国家所执行的政策外，专家学者和各级政府都在进行探索更加妥善地解决移民问题。

“投资型移民”

“投资型移民”的概念是将应补偿移民的经费不是一次性给移民，而是作为投资（股份），获取水电开发的长期效益，安置费用先用借款的方式解决。以怒江流域为例，每个移民每年得到的收益在 5000 元左右；但需要解决“流域统筹”的管理机制和经费“持续增加”的来源问题。

后移民政策的探索

云南的“16118 政策”

云南省政府 2007 年针对金沙江中游电站移民提出的“16118 政策”，“立足长效补偿机制（逐年定量递增，补偿期与电站运行期相同）；实行 6 种安置并举（城市安置、城乡结合安置、农业生产安置、分散安置、货币安置、就业安置）；建立产业发展资金；享受统一后期扶持（600 元/人年）。实行两年效果良好，移民年人均得到的综合补助达到 4800~6000 元，为历史最高水平。

长江三峡后续规划

三峡工程建设期间，库区的各项治理投入远远不够，诸多遗留问题因经费不足且未能妥善解决。国务院三峡工程建设委员会办公室目前正在组织编制、完善《三峡工程后续工作总体规划》，三峡工程后续投资规划初步框定在 1700 多亿元，在 1700 多亿元的后续资金分配中，大头在移民安稳致富上。此次《三峡工程后

续工作总体规划》推出，将给建立移民长效补偿规范机制树立典范。

理性对待生态环境影响

纵观世界水电开发史，在经济、能源需求快速增长的早期阶段，基本上都是有限开发水电资源。当水电资源开发程度达到 80%~90%以上，整个社会对环境保护和可持续发展观念普遍接受后，这些国家开始调整水电开发政策。

2003 年，以岷江紫坪铺水电工程的配套工程杨柳湖水库工程和怒江十三级水电开发规划为导火索，一些民间环保组织及专家学者认为水电建设要截断河流，淹没土地，迁移人口，对环境带来一系列负面影响，他们的“反坝”声音引起中央领导的重视。温家宝总理批示，怒江水电开发规划要“慎重研究，科学决策”，怒江水电开发因此暂停。

“反坝”观点缺乏数据支撑

随着 2000 年世界水坝委员会发表长达 400 页的报告《水坝与发展——一个新的决策框架》（简称 WDC 报告），关于水电的争论逐渐增加更多的理性元素。WDC 报告结论称：“水坝对人类发展贡献重大，效益显著；然而，很多情况下，为确保从水坝获取这些利益而付出了不可接受的，而通常是不必要的代价，特别是社会和环境方面的代价。”而持“反坝”观点的人士的理论依据更多地来自国外反坝运动和美国拆坝的案例，但事实证明该依据缺乏数据支撑的。

截至 2007 年，美国已经拆除约 580 座水坝，其中 430 座坝高度超过 2 米或长度超过 30 米的，但符合大坝标准（即高度超过 15 米）的坝仅占 5%左右。美国拆坝的主要原因有三个：安全因素、经济效益因素和生态问题。

- 1、水坝达到或超过使用寿命，存在较大的安全风险。美国水库使用时间超过寿命年限 50 年的约有 25%，2020 年将达到 85%。
- 2、水坝经济效益日益衰竭，维修成本不断增加。美国约有 30%的水库已经到使用寿命末期，坝的作用已经消失。
- 3、出于恢复自然生态、保护水资源和各种鱼类的生态环保的考虑。

美国拆坝的主要原因有三个：安全因素、经济效益因素和生态问题。

1999~2005 年所拆的坝中座有记录的为 233 座，其中只有 150 座有明确的坝高，平均坝高不超过 3.9 米，都不属于大坝的范畴。从时间上看，1999-2003 年所拆的坝中，最晚投产的 1 座坝在 70 年代；2004 年拆除的坝中，有 14 座寿命超过 100 年。由此可见，所拆的坝大多数超龄服务的老坝，从安全和经济因素考虑，这些坝存在严重安全问题，无存在的价值；另外，修复和维护成本较高，拆除是较为经济合理的办法。

表 20、1999~2005 年美国拆坝统计表

	1999~2003	2004	2005
总拆坝数(有记录)	125	58	50
有明确坝高的大坝	63	48	39
平均坝高	3.6 米	3.1 米	3.9 米
分原因拆坝数:			
安全因素	23	13	13
经济因素	20	8	12
废弃	31	5	3
生态问题	54	42	31

数据来源：美国垦务局，联合证券研究所。

联合证券股票评级标准

增 持	未来 6 个月内股价超越大盘 10%以上
中 性	未来 6 个月内股价相对大盘波动在-10% 至 10%间
减 持	未来 6 个月内股价相对大盘下跌 10%以上

联合证券行业评级标准

增 持	行业股票指数超越大盘
中 性	行业股票指数基本与大盘持平
减 持	行业股票指数明显弱于大盘

深 圳

深圳罗湖深南东路 5047 号深圳发展银行大厦 10 层

邮政编码：518001

TEL: (86-755) 8249 3932 FAX: (86-755) 8249 2062

E-MAIL: lzrd@lhzq.com

上 海

上海浦东银城中路 68 号时代金融中心 17 层

邮政编码：200120

TEL: (86-21) 5010 6028 FAX: (86-21) 6849 8501

E-MAIL: lzrd@lhzq.com

免责声明

本研究报告仅供联合证券有限责任公司（以下简称“联合证券”）客户内部交流使用。本报告是基于我们认为可靠且已公开的信息，我们力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更。我们会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。

本报告所载信息均为个人观点，并不构成所涉及证券的个人投资建议，也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。本文中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。某些交易，包括牵涉期货、期权及其它衍生工具的交易，有很大的风险，可能并不适合所有投资者。

联合证券是一家覆盖证券经纪、投资银行、投资管理和证券咨询等多项业务的全国性综合类证券公司。我公司可能会持有报告中提及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、财务顾问或金融产品等相关服务。

我们的研究报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发。我们向所有客户同时分发电子版研究报告。

©版权所有 2009 年 联合证券有限责任公司研究所

未经书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何形式复制、转发或公开传播。如欲引用或转载本文内容，务必联络联合证券研究所客户服务部，并需注明出处为联合证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。