

松藻煤电有限公司  
煤层气 ( CMM ) 利用  
可行性研究

中国重庆直辖市

由 Raven Ridge Resources 公司从事研究

USEPA 合同编号 EP-W-05-063 TO 13

二〇〇九年五月

## 鸣谢

本报告应美国环保局 ( US EPA ) 的要求并通过煤层气拓展计划 ( CMOP ) 制定。Raven Ridge Resources 公司 ( RRR ) 与项目组成员 Raymond C. Pilcher, James S. Marshall, Candice L. M. Tellio, Charlee A. Boger, Martin Weil 和姜伯尼撰写了本报告。RRR 衷心感谢重庆能源投资集团、松藻煤电公司, BCCK 工程公司在本报告制定中所给予的协助。

## 声明

这个分析使用了公开可获取的信息以及直接通过煤矿工作人员、设备提供商、项目开发商所获得。美国环保局：

- ( a ) 对本报告所载资料的准确性, 完整性或效用, 不管是明示的或暗示的, 不作出任何保证或陈述; 或者对使用本报告中所披露的任何装置、方法或过程没有损害私有权利, 不作出任何保证或陈述。

- (b) 对于本报告中所披露的任何信息、装置、方法或过程的使用，或者因使用而造成的损失，并不承担任何责任。
- (c) 并不意味着赞同本报告中提及的任何技术供应商、产品、或者过程。

## 目录

### 声明 II

表 目录.....	VII
图 目录.....	IX
图版 目录.....	XI
缩略语.....	XII
<b>1.0 执行摘要.....</b>	<b>XIII</b>
<b>2.0 项目概览.....</b>	<b>1</b>
2.1 可行性研究背景.....	1
2.2 拟议项目的地点和一般说明.....	1
2.3 项目主办者背景与财务状况.....	3
2.3.1 重庆能源投资集团.....	4
2.3.2 松藻煤电有限公司.....	5
<b>3.0 松藻煤盆地内的煤炭与煤层气资源开采.....</b>	<b>7</b>
3.1 松藻煤盆地的地质环境.....	7
3.2 煤炭与煤层气的资源与储量.....	8
3.3 煤炭与煤层气的开采预测.....	10
3.3.1 假设条件.....	12
3.3.2 预测所采用的概率方法.....	15
3.3.3 预测的结果.....	18
3.3.4 煤层气产量提高的相关风险.....	21
<b>4.0 中国经济与能源市场.....</b>	<b>24</b>
<b>4.1 煤炭市场概览.....</b>	<b>24</b>
4.1.1 中国煤炭开采的成长.....	24
4.1.1.1 供应/需求.....	24
4.1.1.2 煤炭用途.....	27
4.1.1.3 煤炭生产.....	27
4.1.1.4 营销和定价.....	29
4.1.1.5 最近的市场趋势.....	30
4.1.2 松藻煤电集团的煤炭市场.....	33
4.1.2.1 重庆市场.....	34
4.1.2.2 煤炭市场风险.....	35
<b>4.2 燃气市场.....</b>	<b>36</b>
4.2.1 松藻天然气市场.....	46
4.2.1.1 中国天然气市场的最近趋势.....	46
4.2.1.2 未来需求.....	58
4.2.1.3 新的供应.....	67

4.2.1.4	中国宏观燃气市场对松藻项目的引申意义.....	74
4.2.2	松藻纯化燃气市场的选择方案.....	75
4.2.2.1	销售至管线公司.....	75
4.2.2.2	销售至重庆燃气公司或其他重庆最终用户.....	76
4.2.2.3	重庆外部的销售.....	78
<b>4.3</b>	<b>    电力市场.....</b>	<b>79</b>
4.3.1	重庆电力市场.....	79
4.3.1.1	全国电力供应/需求概览.....	79
4.3.1.2	华中地区电网.....	82
4.3.1.3	重庆电力供应需求、组织结构、调度和定价.....	85
4.3.1.4	以煤层气为燃料的发电厂的市場风险.....	87
<b>5.0</b>	<b>    煤层气终端利用方案和分析.....</b>	<b>88</b>
<b>5.0.1</b>	<b>        各种方案经济模型的参数输入和假设.....</b>	<b>89</b>
<b>5.1</b>	<b>    发电和电力销售方案.....</b>	<b>90</b>
5.1.1	技术和部署方案：发电和电力销售方案.....	92
5.1.2	风险因素和缓解措施：发电和电力销售方案.....	94
5.1.3	经济分析：发电和电力销售方案.....	95
5.1.3.1	参数输入和假设条件：发电和电力销售方案.....	95
5.1.3.2	概率预测结果：发电和电力销售方案.....	97
<b>5.2</b>	<b>    由煤层气产生的 LNG 销售.....</b>	<b>98</b>
5.2.1	技术与开发选择：由煤层气产生的 LNG 销售.....	100
5.2.2	风险因素与缓解措施：由煤层气产生的 LNG 销售.....	101
5.2.3	经济分析：由煤层气产生的 LNG 销售.....	103
5.2.3.1	输入参数和假设条件：由煤层气产生的 LNG 销售.....	103
5.2.3.2	概率预测结果：由煤层气产生的 LNG 销售.....	104
<b>5.3</b>	<b>    优化的 LNG 和电力生产.....</b>	<b>105</b>
5.3.1	配置和部署方案选择：优化的 LNG 和电力生产.....	107
5.3.2	风险因素和缓解措施：优化的 LNG 和电力生产.....	109
5.3.3	经济分析：优化的 LNG 和电力生产.....	109
5.3.3.1	输入参数和假设条件：优化的 LNG 和电力生产.....	110
5.3.3.2	概率预测结果：优化的 LNG 和电力生产.....	113
<b>5.4</b>	<b>    终端利用方案选择的比较及其经济表现.....</b>	<b>114</b>
5.4.1	终端利用方案选择的敏感度分析.....	115
5.4.2	与碳排放相关的经济表现.....	117
<b>参考资料.....</b>		<b>120</b>
<b>附加 A：瓦斯提纯液化厂流程图.....</b>		<b>126</b>
<b>附加 B：提纯液化方案瓦斯集输系统投资成本.....</b>		<b>127</b>

附加 C: 美国联邦政府环保署的可行性研究报告验收函 ..... 128

## 表 目录

表 I：终端利用方案比较.....	XXIX
表 II：碳减排对优化方案经济结果的影响 .....	XXIX
表 1：重庆能源投资集团财务指标，2007 年 .....	4
表 2：开采矿区与煤炭储量相关的可回收的抽采燃气资源.....	9
表 3：煤层气产量提高的相关风险.....	22
表 4：中国估算煤炭消耗，2000 -2007 年 .....	24
表 5：中国的原煤供应.....	25
表 6：按类别划分的煤炭产量，2007 年（百万吨） .....	27
表 7：松藻原煤和洗煤分析.....	33
表 8：重庆煤炭消耗与生产估计（百万吨） .....	34
表 9：中国井口天然气价格，2009 年 1 月 .....	37
表 10：中国进口 LNG 的价格.....	38
表 11：天然气零售价格，中国城市 .....	41
表 14：中国主要的长距离燃气管线，1995-2007 年 .....	50
表 15：在中国营运的大型 LNG 交气站项目 .....	52
表 16：中国：各产业的天然气消耗量（百万立方米） .....	53
表 17：中国天然气入网的城市人口，2005 & 2007.....	60
表 18：中国各个省份的天然气产量 .....	67
表 19：中石化天然气按省份的配送 .....	69
表 20：LNG 供应合同.....	72
表 21：提议的 LNG 进口终端项目，2008-2010 年 .....	73
表 22：重庆燃气消耗（百万立方米） .....	76
表 23：受控管的天然气零售价，重庆市，2008 年 12 月 .....	77
表 24：中国电力增长，2000 - 2008 .....	79
表 25：产电量增长，2008 .....	80
表 26：华中电网供应和消耗 .....	83
表 27：重庆电力供应和需求.....	85
表 28：发电设施列表 .....	93
表 29：风险因素和缓解措施：发电和电力销售方案 .....	94

表 30 : 参数输入和假设 : 发电情景 .....	96
表 31 : 发电终端方案的预测结果.....	98
表 32 : 风险因素和缓解措施 : 由煤层气产生的LNG销售.....	102
表 33 : 输入参数和假设条件 : LNG情景.....	103
表 34 : LNG终端方案预测结果.....	105
表 35 : 风险因素和缓解措施 : 优化的方案选择 .....	109
表 36 : 优化的输入参数和假设条件 .....	110
表 37 : 优化终端使用预测结果 .....	114
表 38 : 终端利用方案选择的比较 .....	115
表 39 : 碳减排对优化方案经济结果的影响 .....	116

## 图 目录

图 I : 松藻煤电公司煤矿位置一览图.....	XIV	
图 II : 按概率阈值分类的可开采煤炭储量与可抽采煤层气储量.....	XVI	
图 III : 松藻矿区煤炭、煤层气、乏风产量	图 IV : 抽采煤层气和乏风中甲烷浓度 变化范围小结.....	XVII
图 V : 松藻煤电公司年度未使用煤层气按照P10、 P50 和P90 概率阈值显示 .....	XVIII	
图 VI : 中国初级能源来源 .....	XIX	
图 VII : 中国天然气市场发展 .....	XXI	
图 VIII : 电力生产增长 .....	XXV	
图 IX : 对内部收益率差异的贡献度	图 X : 对净现值差异的贡献度 .....	XXX
图 XI : 终端利用方案与碳减排有关的经济效益.....	XXXII	
图 1 : 松藻煤电的煤矿位置和概况地图.....	3	
图 2 : 松藻煤电公司年产煤量.....	8	
图 3 : 按概率阈值分类的可开采煤炭储量与可抽采煤层气储量.....	10	
图 4 : 松藻煤电公司煤矿年度甲烷释放量.....	12	
图 5 : 松藻煤电公司煤矿产煤以及通过抽采和通风而释放的甲烷量概述.....	13	
图 6 : 松藻煤电公司煤矿年度产煤、煤层气以及乏风生产.....	14	
图 7 : 松藻煤电公司煤矿抽采煤层气与乏风甲烷浓度范围.....	15	
图 8 : 预测的年度煤炭与煤层气产量.....	16	
图 9 : 个别煤矿余气计算的流程图 .....	17	
图 10 : 所有矿区的余气计算流程图 .....	17	
图 11 : 可分配使用的煤层气量预测.....	19	
图 12 : 抽采的煤层气敏感度图表	图 13 : 供项目使用的余气的敏感度图表 ..	20
图 14 : 松藻煤电公司年度未使用煤层气按照P10、 P50 和P90 概率阈值显示 .....	21	
图 15 : 中国主要初级能源来源 ( 2007 ) .....	25	
图 16 : 中国的原煤供应 .....	26	
图 17 : 中国煤炭储量和开采的地理分布.....	29	
图 18 : 小型LNG厂 .....	45	
图 19 : 中国天然气市场的发展 , 1995-2008 年 .....	47	
图 20 : 中国各产业的天然气消耗量 , 1995 .....	55	

图 21 : 中国各产业的天然气消耗量 , 2000 .....	56
图 22 : 中国各产业的天然气消耗量 , 2005 .....	57
图 23 : 中国各产业的天然气消耗量 , 2007 .....	58
图 24 : 中国城市人口.....	63
图 25 : 中国各省使用天然气的城市人口和消耗量 , 2007 .....	63
图 26 : 各省的天然气生产 , 2005-2008 .....	69
图 27 : 中石化天然气在各省的分配.....	70
图 28 : 中石化天然气在各个产业的消耗 .....	71
图 29 : 电力生产增长.....	81
图 30 : 华中电网供应.....	84
图 31 : 仅发电方案的概念设计流程图.....	92
图 32 : 完全LNG方案选择的概念设计流程图.....	99
图 33 : BCCK运行和资本支出成本 .....	101
图 34 : 优化方案的概念设计流程图 .....	106
图 35 : 对内部收益率 差异的贡献度	图 36 : 对净现值差异的贡献度..... 116
图 37 : 终端利用方案与碳减排有关的经济效益.....	118

## 图版目录

图版 1: 设施地图 .....	装在袋内
图版 2: 伪色图像 .....	装在袋内
图版 3: 地质图 .....	装在袋内
图版 4: 坡度分析图 .....	装在袋内
图版 5: 土地使用图 .....	装在袋内

## 缩略语

CAPEX	Capital Expenditure 资本支出 ( 项目建设费用 )
CDM	Clean Development Mechanism 清洁发展机制
CER	Certified emission reduction 核证的减排量
CMM	Coal mine methane 煤矿瓦斯 ( 煤层气 )
CO <sub>2</sub> e	Carbon Dioxide (CO <sub>2</sub> ) Equivalent 二氧化碳当量
CQEIG	重庆能源投资集团
IC	Internal Combustion 内燃
IRR	Internal rate of return 内部收益率
LNG	Liquefied Natural Gas 液化天然气
MMBTU	Million British Thermal Units 英制热单位
MW	Mega Watt 兆瓦
NPV	Net present value 净现值
OPEX	Operational expenditure 运行支出 ( 运行费用 )
p10	表明有 10%的可能性预测会低于或等于 p10 的数量
p50	表明有 50%的可能性预测会低于或等于 p50 的数量
p90	表明有 90%的可能性预测会低于或等于 p90 的数量
RMB	Renminbi, Chinese currency 人民币
¥	yuan, unit of Chinese currency 元
SCEC	松藻煤电有限公司
Tonnes	Metric tons 公吨
USD	United States Dollars 美元
VAM	Ventilation air methane 通风空气瓦斯, 乏风
VAT	Value Added Tax 增值税
VER	Voluntary Emission Reduction 自愿减排

请注意本报告假定：1 美元 = 6.85 人民币 ( 2008 年 9 月 4 日，联邦储备委员会 )。

## 1.0 执行摘要

根据合同号 EP-W-05-063 TO 13，美国环保署授予了一个预可研以及可研的任务，研究利用松藻煤矿区抽采的中等品质煤层气的潜力，以实现甲烷减排。松藻矿区位于中国重庆市，见图 1。

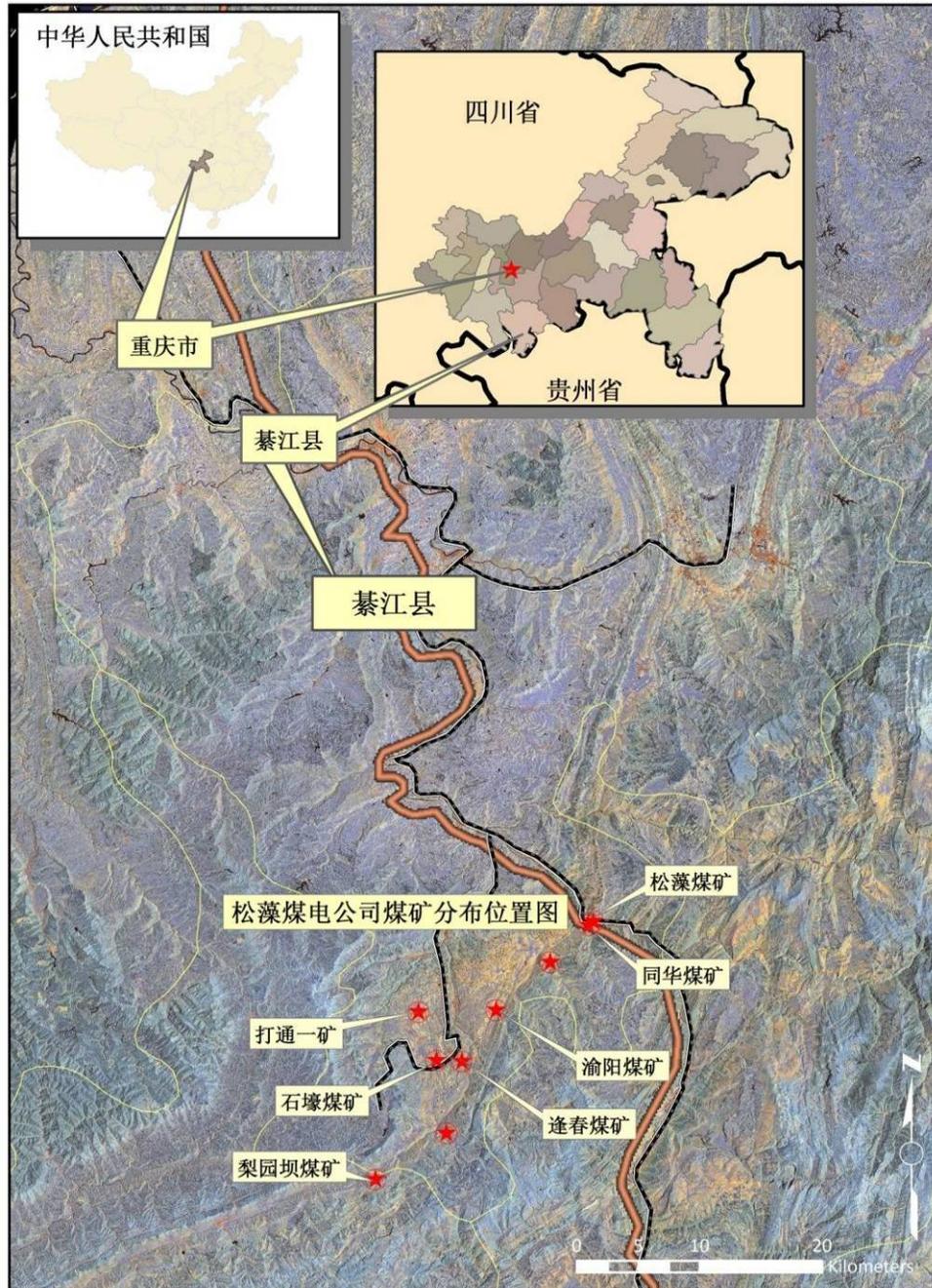


图 1：松藻煤电公司煤矿位置一览图

煤层气从松藻煤电公司营运的位于重庆直辖市及其与贵州省接壤处的松藻煤盆地的各个煤矿抽采。目前，六个松藻煤电公司煤矿在该煤盆地的北部营运：松藻煤矿、同华煤矿、逢春煤矿、渝阳煤矿、石壕煤矿和打通煤矿；其中逢春煤矿一个边远采区通过的张狮坝矿的井筒开采，该矿位于矿区的南部，远离最北面的井筒。另外还有目前在开发中的梨园坝矿，它远在松藻矿区的南部边缘地区。尽管位置边远，但随着煤炭的开采，张狮坝井筒和梨园坝矿将在本研究涵盖的时间范围内释放大量的煤层气。

煤层气目前在松藻矿区已经在使用。部分气体的使用时计量的，包括松藻煤电公司相关单位用于做饭、取暖、发电和民用、工业用、商业用。除此之外，很大一部分气体被当地村民使用，但没有计量。在扣除了煤层气民用和工业使用的量之后，还有大量的的余气未被利用并排放到大气中。本报告中包括三种技术上可行的方案来利用剩余的气体：

完全 LNG 方案 - 通过集输和存储系统连接矿区北部的六个煤矿以及张狮坝井筒和梨园坝煤矿，并将煤层气供应至位于安稳发电厂附近的煤层气提纯和液化系统；

完全发电方案 - 包括在矿区北部各生产矿区安装以煤层气为燃料的内燃发电设施，当煤层气流量足以提供充足燃料供应时，也在张狮坝矿井和梨园坝煤矿安装；

优化方案 - 将六个生产煤矿连接至集输和存储系统，并推迟连接张狮坝矿井和梨园坝煤矿的决定到 2013 年，直到南部矿区煤层气的产量能都得到准确的确定。此时，可以确定是否将南部矿区的气源和中央气体收集系统相连，执行完全 LNG 方案；或者气体可以被用于分布式发电的燃料，发电设施建立在一个或者两个南部的位。

## 项目资助方

本项目的两个主要资助方是重庆能源投资集团 ( CQEIG ) 以及其控股的松藻煤电公司 ( SCEC )。重庆能投集团一直以来领导了本瓦斯提纯液化项目的规划，并将在主要的商业、投资、融资方面作出决策以及管理相关的政策以及批复程序。松藻煤电公司运营煤矿以及现存的瓦斯抽采、收集、存储系统，并将在新的项目瓦斯集输系统中起到一个重要的管理角色。具体的项目股权结构 ( 包括可能的外国投资 ) 在 2008 年年底时尚未决定。

### 松藻矿区煤炭和瓦斯的抽采

松藻煤盆地是重庆市最大的无烟煤产区。此处的大型采煤活动从 1965 年开始，目前覆盖面积达 236 平方公里。区域内有六个煤矿在经营中，计划还要增加两个矿。目前产煤的六个矿为松藻煤矿、同华煤矿、打通煤矿、渝阳煤矿、石壕煤矿和逢春煤矿。梨园坝矿将在 2013 前投产，并且目前正在建设之中；小鱼沱煤矿将在 2015 年投产。2007 年的煤炭产量为 488 万吨；但是到 2008 年年末，松藻煤电公司开采量已提高到 500 万吨以上。这八个矿的可开采煤炭储量估计为 7.2885 亿吨。六对生产煤矿的可开采煤炭储量估计为 6.07 亿吨。

通过松藻煤电公司收集的可采煤层和相邻层的煤层气含量数据被用来估计生产煤矿的可抽采煤层气的储量。为了量化在估计储量时的不确定性，我们建立了对数正态概率分布函数来描述每个矿区的可抽采煤层气储量。此概率函数的建立方法是把可采煤矿储量与松藻煤电公司为每个矿区确定的煤层气抽采率来相乘。煤层气储量估计数值以三个概率阈值 P90、P50 和 P10 来计算。图 II 显示了每一个煤矿用每个阈值估算的煤层气储量。以松藻煤矿为例，可抽采煤层气储量等于或大于 4.9 亿立方米的可能性为 90%；但是可抽采储量大于 7.5 亿立方米的可能性仅为 10%。

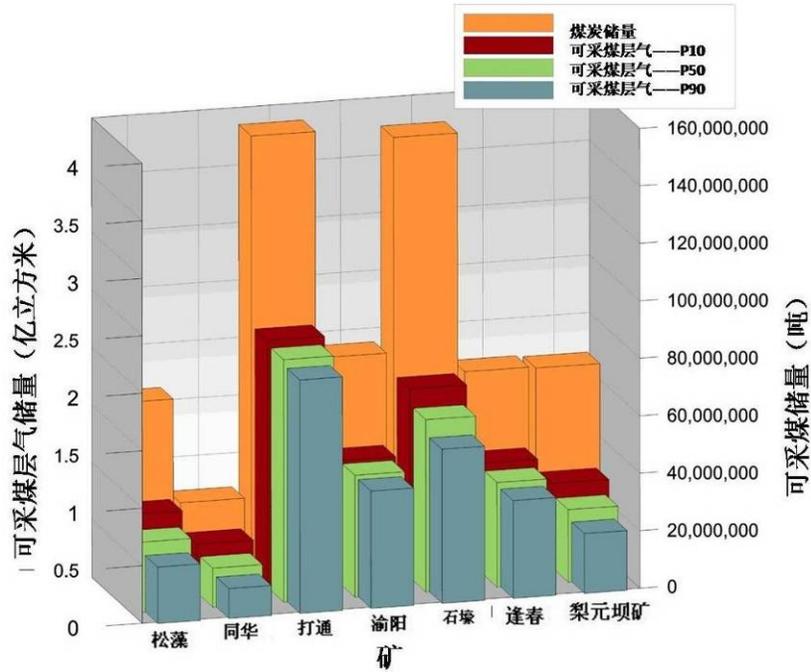


图 II：按概率阈值分类的可开采煤炭储量与可抽采煤层气储量

决定最终用途选择方案的经济可行性是否可以接受要求对未来的气体产量有可靠的预测。项目团队构建了气体产量预测模型，根据松藻煤电公司提供的以下参数数据，用于预测未来煤层气生产和供应，如图 III 和图 IV 所示：

- 煤炭产量，
- 煤层气抽采量，
- 抽采煤层气的浓度，
- 乏风量，
- 乏风浓度。

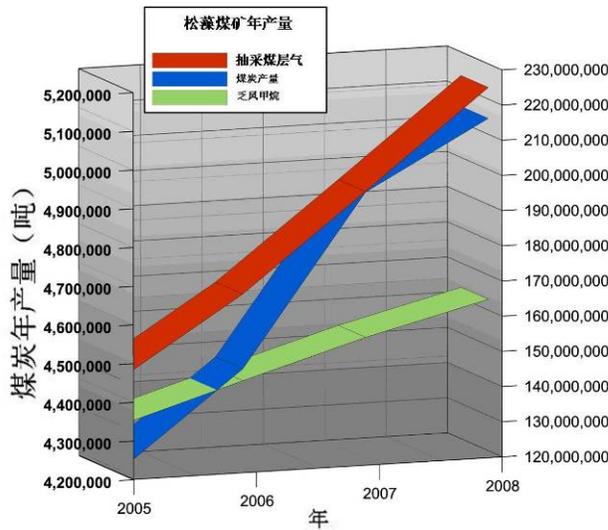


图 III：松藻矿区煤炭、煤层气、乏风产量

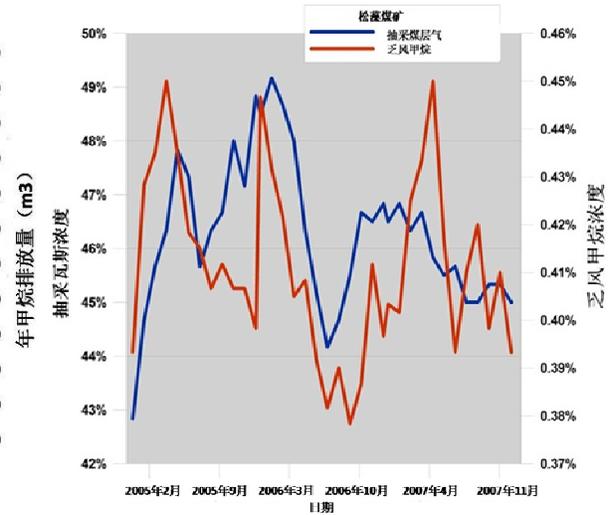


图 IV：抽采煤层气和乏风中甲烷浓度变化范围小结

2009 年到 2025 年之间的 CMM 产量预测分析已经完成，过程如下：

第一步是把每个煤矿的煤层气月度抽采量与产煤量建立联系，所得的函数被随后用于计算任何给定产煤量数值所对应的煤层气产量。

松藻煤电公司对每一个煤矿都做了一直到 2025 年的计划年采煤量。运用上一步描述的概率函数，这些数值被用来预测煤层气的产量。

根据煤炭年产量，项目组预测了总的松藻煤电公司的煤层气产量。再根据这个产量，扣除掉松藻公司预测的民用部分（居民、商业、农业），得出了可供本项目利用的年度预测值。

松藻煤电公司预测在矿区内有超过 7 亿吨的煤炭储量，这些煤包含了 70 亿立方的甲烷，将随着煤炭开采而释放出来。图 v 显示了 2008 年至 2025 年之间当概率阈值分别为 P10、P50 和 P90 时的年度抽采但未被使用的煤层气量（如果没有实施煤层气利用项目的话）。

松藻煤矿预测煤层气流量

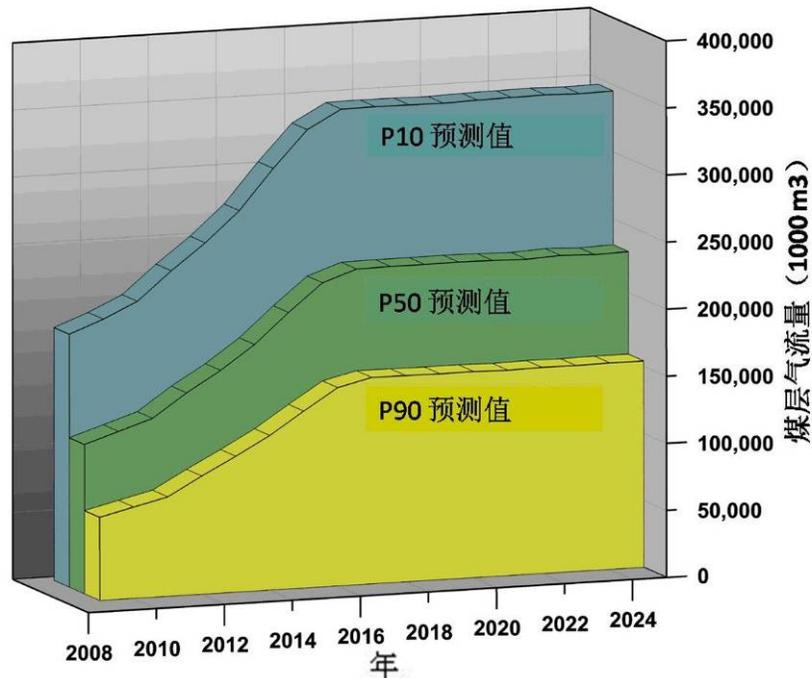
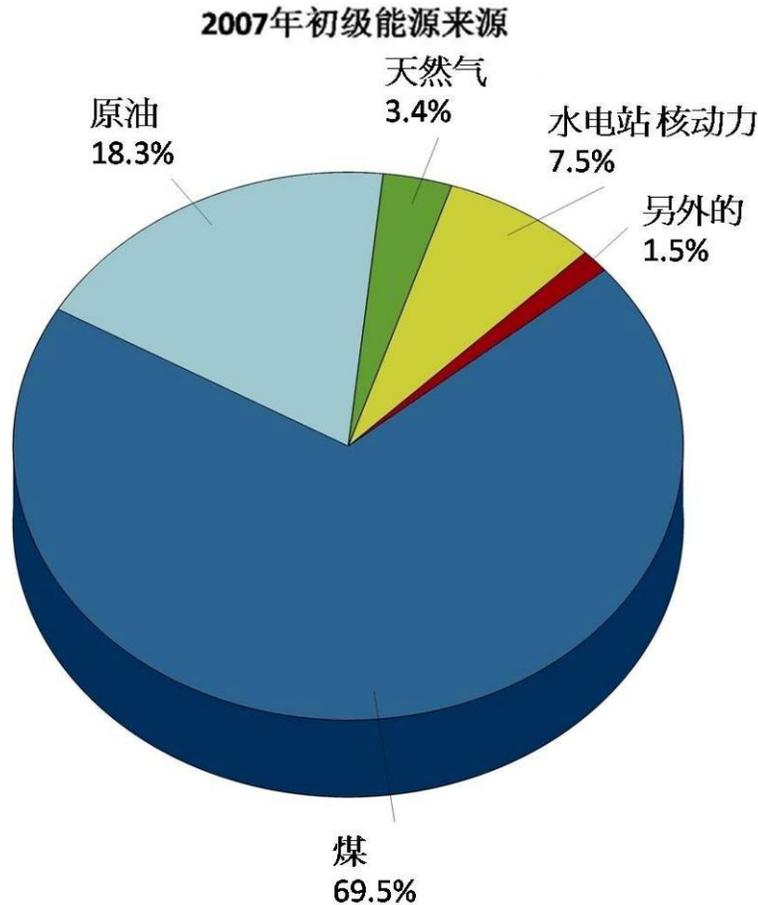


图 V：松藻煤电公司年度未使用煤层气按照 P10、P50 和 P90 概率阈值显示

假定在合理的概率情况下，大量未被利用的煤层气将被供应给未来的终端利用项目，其商业风险取决于松藻煤电公司继续生产可在中国市场上出售的煤的可能性，以及燃气或者电力能够销售并盈利的可能性。项目团队由此开展市场分析，以判断市场对松藻煤电公司作为一个煤炭生产企业的影响，以及燃气和电力市场。

### 中国煤炭市场一览

在最近几年，煤炭一直稳定地占据中国主要能源 65-70%的比例，消费增长在 2000-2007 年之间大约为每年 10%，达到 25.8 亿吨的水平（假定热值为 5000 kcal/kg）。图 VI 显示了 2007 年中国能源结构中的不同来源。



**图 VI : 中国初级能源来源**

热力发电在 2004-2007 年之间的增长率将近为 15% ( 参见电力市场产业 ) ，一直是煤炭行业扩张的主要驱动力。2007 年，发电厂消耗了大约 14 亿吨煤炭，占总量的 55%。

松藻煤电公司在 2008 年开采了 510 万吨高硫无烟煤，产量占能投集团下属煤矿总量的 41%，并且超过重庆的任何其他企业。它经营一家产能 90 万吨的洗煤厂，把剩余的 80% 煤炭不经加工销售。松藻煤电公司 2008 年产量中约有一半都由 重庆能投集团销售至华能珞璜 2600 MW 发电厂，这家重庆市的顶级发电厂特别为燃烧松藻的高硫无烟煤而设计，并且是中国第一家结合现代烟气脱硫技术的发电厂。另外有 20%，几乎包括松藻所有的洗煤产出，都被销往位处主城区长江上游段的 740 MW 重庆发电厂。另外 20%，由高灰分、低热值煤炭组成，专供 300 MW 的安稳发电厂使用，该电厂由松藻经营并拥有主要产权。其余 10% 被按照市场自由价格销往工业最终用户，比如重庆和四川的水泥厂。

松藻作为珞璜电厂主要指定供应商的地位在煤炭销售风险方面提供了强大的保护，即使是在市场低迷的情况下。以其 2600 MW 的全部产能，假设每年仅运行 5000 小时，珞璜电厂每年将需要热值 5000 kcal/kg 的煤炭大约 550 – 600 万吨。在 2008 年，松藻仅能供应大约 250 万吨。根据媒体报道和政府文件，在以后 3-5 年之中，松藻规划中的大部分扩建项目 – 包括新建年产 90 万吨的梨园坝煤矿、年产 60 万吨的逢春煤矿张狮坝扩建，以及年产 60 万吨的石壕煤矿 - 均已被指定供应 2 x 600 MW 珞璜电厂三期工程机组；该机组已在 2006-2007 间并网发电。

这一研究所作的假设非常保守，而且以上提及的扩建项目，以及其他旨在把松藻公司产量提升至 890 万吨的项目，只需要在 2015-2017 期间就可达到各自的设计容量。简言之，我们发现没有什么理由来怀疑重庆和邻近省份市场在八年期间吸收松藻出产的额外 380 万吨煤炭的能力，在几乎任何可想见的经济情况下都是如此。

就像中国其他地区一样，重工业产品的生产在 2008 年第四季度开始下降，比如在发电、钢铁和水泥行业。总体煤炭需求的随之疲软大幅度拉近了控制价格与现货价格之间的差距，并有可能使重庆能投集团按计划价格对发电厂的销售的方式对煤炭生产商来说比不久前更具吸引力。

然而，市场的走软并不会导致重庆能投集团煤矿的产煤被重庆外部的更高品质煤炭的新供应源所替代。据报道，2008 年 12 月重庆地区的北方煤炭交付成本大约为每吨 480 元，几乎超过重庆能投集团煤炭控制价的两倍；运输瓶颈严重限制了北方煤炭进入重庆的数量，无论其价格如何。

位于重庆南面的贵州省有着高品质的煤炭，产煤量为 1 亿吨；与北方煤相比，贵州省的煤炭运输更加便利，价格更有竞争性。然而，贵州煤矿在煤炭价格方面仍将难于达到重庆能投集团的控制价格。进而，重庆发电厂在设计上适于燃烧重庆煤，这在很大程度上抵消了贵州煤在品质上的优势。最后，市政府可能会在煤矿遭遇困难时采取行政手段来保护煤矿的利益，就如同它在 2007 年到 2008 年上半年的卖方市场期间采取煤价控制措施来保护发电厂利益一样。

## 燃气市场

经过几十年的产业停滞，中国的天然气市场在最近几年内经历了史上少有的突飞猛进。1995-2008 年间的平均年度生产与消费增长率分别为 12%和 13%，而 2003-2008 年间的增长率更超过 16.5%。图 VII 显示了中国天然气市场的各方面开发情况。

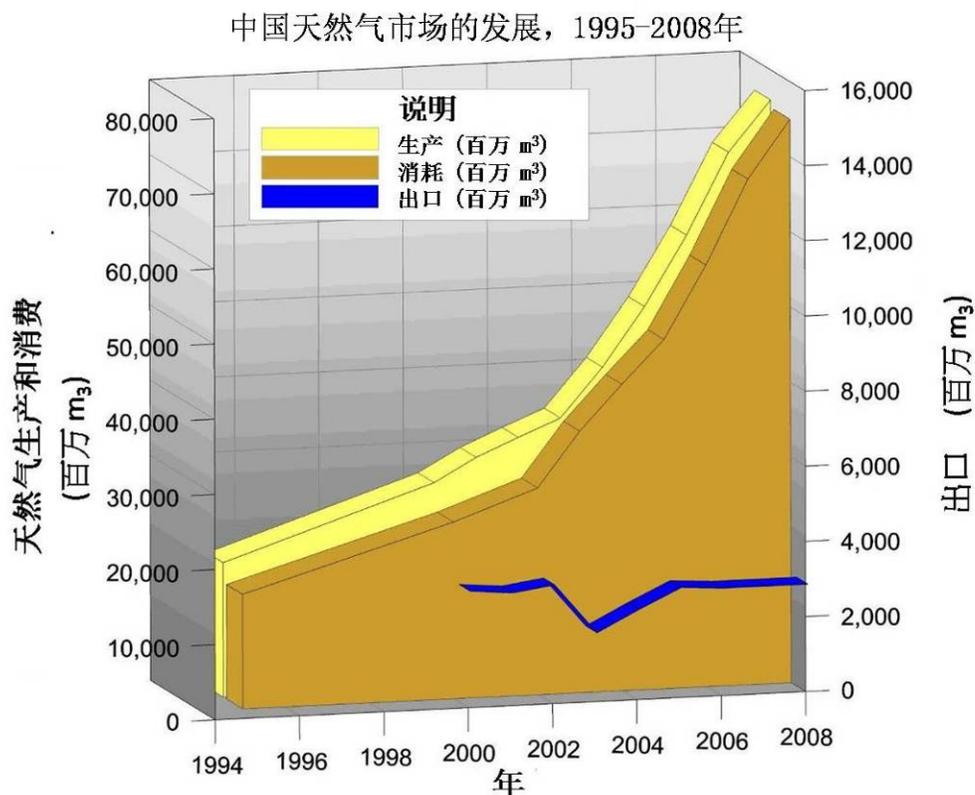


图 VII：中国天然气市场发展

正式和半正式的项目要求中国天然气的消耗量在 2010 年提高到 1000-1100 亿立方米，并在 2020 年前达到 2000 亿立方米，这意味着每年大约需要 100 亿立方米的稳定增长。上海与北京天然气公司的主管部门预计，单就这两个城市而论，其相对时期内的需求量已经能够以天然气满足，而 2007 至 2020 年之间的合计需求量将增加 193 亿立方米。

因而中国宏观经济环境的长期基础对纯化液化的松藻煤层气 ( CMM ) 并入中国市场是非常有利的。过去 8 年在天然气转化与配送方面的投资已经第一次为中国城市中心获取燃气带来真实的可能性，并释放出巨大的潜在需求。

国内供应过去一直是、现在还是，并且将来仍可能持续这种供不应求的局面。鉴于这些条件，以卡车从小规模煤层气提纯/液化厂对外运输供应 LNG 的方式，在这里远比在那些燃气资源充足并已完全发展长距离管线网络的国家内竞争力强。其他小规模国内 LNG 工厂的成功是建立在以槽车运输至最终用户的基础上，这就为松藻之类的新工厂设定了积极的前提。

全球经济走缓的宏观性意味还无法预测。但至少 2009 年的开端，天然气在中国仍保持卖方市场的局面。从供需的角度来看，市场吸收松藻 1 亿至 1.5 亿立方米当量的 LNG，在每年 100 亿立方米的市场成长并且市场将愈加依赖燃气进口的背景下应当是自然而然的事。

在 2009 年之初，中国有特许经营权的燃气配送公司表明愿意以每立方米达 3.0 元的价格支付松藻的 LNG 产品，供应那些不易获取管道燃气或进口 LNG 的城市。合理的猜想是，这些公司所假设的卡车运输距离均高达 1000-1500 公里，每立方米的零售价格为 4 到 5 元之间。

在几乎可以肯定中国将大幅度依赖进口燃气供未来发展的前提下，进口管线燃气和 LNG 的交气点价格将驱动松藻 LNG 产品所能主导的长期价格。松藻的价格基准线因此应该是自国际管线和进口 LNG 的交气价格。

有报告说，随着原油价格达到每桶\$60，来自中亚的进口管线燃气的交气点价格在中国东南部将接近每立方米 3.0 – 3.5 元。进一步假定：(1) 一家中国业内公司在 2008 年下半年提供的 LNG 卡车运输数量级成本为每 100 公里和每立方米 0.07 元；(2) 运输半径为 1000 – 1500 公里，将使松藻产品抵达管线沿路的一些市场，以中亚燃气作为衡量基准，松藻应有理由假定使价格达到每立方米 2.5 元 ( 每 mmbtu 为\$10.76，每立方米甲烷发热量

36,000 KJ ) ，并附加每立方米 0.5 元的费用以收回配送成本，在此还假定国际油价在松藻工厂并网时恢复到每桶\$60。

LNG 进口价格的范围是每 mmbtu \$10-11 ( 在 2008 年末报告的大约现货价格 ) ，这也支持了松藻工厂液化 CMM 中每立方米至少 2.5 元的出厂价，假定松藻的运输成本可被进口 LNG 运达交气点的装卸与运输成本抵消。如果国际 LNG 价格进一步上扬，则松藻价格可能会有显著的上升空间；而价格下跌时也有风险。

目前，中国石油天然气股份有限公司 ( 中石油 ) 的管线网络延伸至綦江县的县政府，离松藻地区大约 45 公里。管线延伸至松藻并且中石油购买纯化甲烷的事在理论上是可能的 ( 如同把松藻的 LNG 运输至綦江的管线终端 ) ，但是在 2008 年末生效的国内天然气价格控制体制下不可能有经济上的吸引力，上述体制把至重庆的管线价格固定在每立方米 0.92 – 1.275 元之间，依据最终用户不同而有所差异。

由于靠近四川气田，重庆有全国历史最久和开发最完善的天然气配送基础设施。它在 2007 年报道的总天然气消耗量达到 45 亿立方米，成为人均消费最大的三个省份之一，2004-2007 年的平均增长率为 14%。

重庆燃气集团与松藻煤电公司同为重庆能源投资集团的下属，该公司拥有在重庆大都会核心地区以及一些外围县市配送燃气的特许权，并在 2007 年占重庆燃气消耗量的大约 1/3。大多数余气都由大型工业企业从中石油直接采购，少量送往周边地区的配送公司 ( 其中包括一些中石油拥有产权的企业 ) 。

重庆燃气集团自身就可以吸收松藻所产的液化燃气，这似乎没有什么疑问。重庆燃气集团预计，随着居民覆盖面从 163 万户 ( 总计大约 525 万人口 ) 增至 210 万户 ( 总计大约 680 万人口 ) 以及工业的持续成长，它在 2007 年至 2010 年之间销售将增加至少 5 亿立方米。

然而，正是因为它靠近气源并有悠久的燃气使用历史，重庆受控管的天然气零售价格是中国最低的。松藻燃气的纯化和液化成本将超过重庆燃气集团被许可的最终用户销售价，至

少在 2009 年 1 月为止是这样。尽管向重庆燃气集团销售用于调峰的现货是可能的，若没有来自市政府的行政指导，或者，若国内生产商向重庆的供气成本不出现大幅度提高，重庆燃气集团不大可能成为可靠的长期客户。

松藻的明显目标市场是那些供应不足的地区，在那里未曾出现过很低的零售价。从地理上看，与重庆南面相临的贵州省尤其具有吸引力。替代该省出产的 60 亿立方米的煤气，将立即产生大约 25 亿立方米的天然气/甲烷市场。在缅甸至中国的管线在 2012-2013 年之间完工前，贵州省无法获得管道燃气。目前它仅获得少量在重庆以北达州以及海南岛生产的国产 LNG。它的首府贵阳和第二位城市遵义分别距离松藻 283 公里和 133 公里。

广西省是另一个可能的目标。在中亚燃气管线完工之前，它无法获得管道燃气。桂林（主要的旅游城市）和南宁（首府）的零售民居销售价格分别为每立方米 4 元和 4.5 元，它们均距离松藻约 950 公里。两座城市距离松藻的距离均大约为 950 公里。

在某些情况下，松藻可能会与当地配送公司达成有关交付价格的协议。然而，作为松藻的主要目标，供气不足地区内的大部分当地配送公司均在其他大型企业的控制下，比如新奥或中国燃气或香港燃气，它们希望直接与松藻交易，并非常可能以出厂价接取天然气。与这些大型企业达成交易后，由于它们均在中国各个城市内运营，由此松藻所受的风险比过于依赖单个城市来讲更低。这些公司全都对松藻的 LNG 表达了强烈的兴趣。

## 电力市场

2003-2007 年中国的电力生产和发电容量呈现大幅度增长，分别稳定增长了 14.4% 和 15.3%，均超过同时期内平均经济增长率（大约 10%）。在 2006 和 2007 年期间，总发电容量增长了 20 万兆瓦，数字非常惊人。

这一电力产量的增长趋势一直持续到 2008 年 5 月。然而从 6 月份开始，月增长率降低到单位数，如下图 VIII 所示。在 10 月份，随着世界经济衰退速度加快，中国出现了空前的电力负增长，这是记忆中的首次；2008 年 11 月的产电量比 2007 年 11 月降低 9.6%。

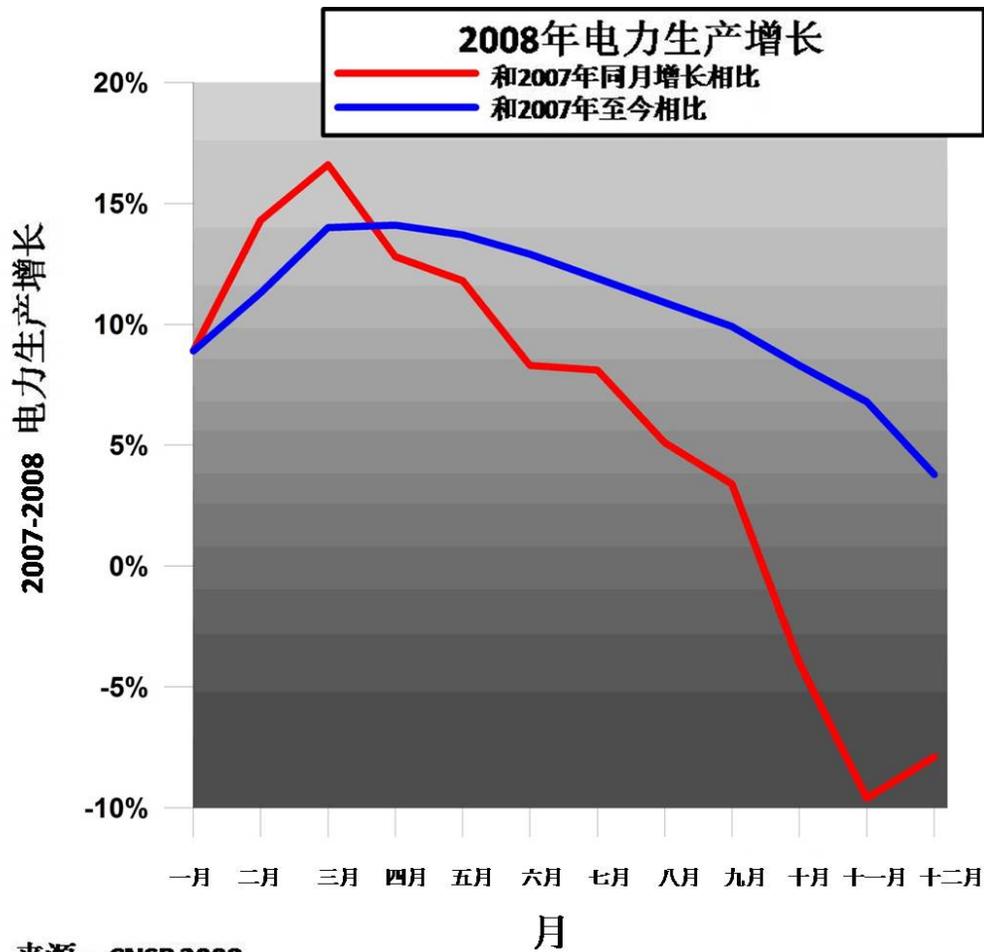


图 VIII : 电力生产增长

世界银行预计，2009 年中国经济在总体上将会增长约 7.5%，该增长中有多达一半来自政府所宣布的 4 万亿元 2009-2010 年经济刺激方案的实施 ( WB, 2008 )。这套方案将围绕政府对与人民生计直接相关的基础设施进行投资而展开 – 比如公共住房、交通运输、城市环境保护——包括下水道和污染治理、地震灾后重建、电力网 – 可以预计在电力密集型工业产品，如钢铁产品方面会出现一些产量的恢复。

但是到 2008 年末为止，还无法断定全国的电力需求是否会在以后五年当中快速成长，如同在 2001-2008 时期的表现一样。随着城市化的加速，民用和商业电力的消耗量必定会快

速增长 – 但是由于这些产业目前仅占据电力总耗量的约 14% , (CESY 2008, p. 107) , 无法期待它能够完全取代那些成长较缓的电力密集型产业的作用。

鉴于 2003 年以来发电扩容项目的快速上马 , 包括许多至今仍未完工的项目 , 在全国许多地区的发电容量极有可能会在以后 3-5 年之中超过需求。这样 , 新上发电项目的欲望可能会相应减少 , 现有发电厂的调度使用也将会减少——特别是煤炭火力发电厂。

中国被分为六个区域 ( 跨省 ) 电网 , 他们大体上彼此独立 , 但是通过某些特定的输电连线来接驳交换电力。重庆电网是构成华中电网的六个省级单位之一 , 并向国家电网公司报告。在 2005-2007 年之间 , 华中电网覆盖地区的电力消耗每年增加 15%。然而 , 华中电网对中国其他地区来说是净电力输出者 , 2007 年电网内的发电量超过供应量约 6,000 GWH。

重庆的电力消耗在 2002-2007 年之间增长了大约 9.6% , 在 2004 – 2007 年之间每年增长 13% , 达到 44,921 GWH , 这主要是工业生产的快速增长所驱动的 ( 工业生产消耗占总电力需求的 70% ) , 特别是来自钢铁、五金、建筑材料和化工行业的增长 , 它们的消耗占总需求量的一半。重庆的情况和全国总体情况一样 , 国内房地产投资的减缓导致以上产业在 2008 年下半年出现生产突降 , 连同国际金融危机的影响 , 使电力消耗受到压制 , 2008 年 10 月份报告的年度同比电力增长下降了 2.13% , 并预计在 11 月份和 12 月份分别下降 17.9%和 10% (CPEC, 2008.2)。

由此可见 , 除非重现 2003-2007 年期间的工业快速成长模式 , 否则重庆的热电在未来一段时期内将维持疲软。这就使重庆电网没有什么积极性从提议中燃烧煤层气的新建电厂购买电力 , 比如松藻煤电公司之类的地点。

至少 , 电网将需向火力发电厂支付现行费率。如果国家发展和改革委员会在 2007.4 年发布的有关鼓励煤矿使用煤层气发电的条例得到实施 , 电网将必须在 2006 年的火力发电批发价上附加 0.25 元/kwh , 使总价增至 0.577 元/kwh (NDRC, 2007)。由此 , 电网目前没有兴趣花大价钱在主要电网基站处设立与松藻未来大型煤层气发电厂的连线就不足为奇了。

## 煤层气终端利用方案和分析

通过咨询能投集团，项目组认为有三个基本方案来使用松藻煤电公司抽采的煤层气。这些方案是：

完全 LNG 方案 - 通过集输和存储系统连接矿区北部的六个煤矿以及张狮坝矿井和梨园坝煤矿，并将煤层气供应至位于安稳镇发电厂附近的煤层气提纯和液化系统。LNG 液化设备计划分两期来建设。第一期从 2009 年开始建设，2011 年投产，每年处理 1.5 亿立方的纯甲烷；第二期在 2015 年建成投产，年处理 6000 万立方甲烷，气源来自项目生命期内增长的煤炭产量。产品将在工厂就地交货销售，并以槽车运输至最终用户。

完全发电方案 - 包括在矿区北部各生产矿区安装以煤层气为燃料的内燃发电设施，总装机容量为 166.2 兆瓦，分别位于北部的六对生产矿井，张狮坝井筒，以及当煤层气流量足以提供充足燃料供应时的梨园坝煤矿。生产出的电力预计有 20%将在松藻公司内部消耗，其余销售至公共电网。

优化方案 - 是一个混合方案，将六个生产煤矿连接至集输和存储系统，给位于安稳的液化设施供气。本方案建议推迟作出连接张狮坝矿井和梨园坝煤矿到安稳液化站或者建立煤层气发电站的决定，直到确定了煤层气的产量和预测吻合以及第一座 LNG 设施（2009-2011 年建成）的生产性能为止。LNG 将在工厂就地交货销售，并以罐车运输至最终用户；电力将全部由松藻公司自身消耗，抵消煤层气提纯和液化系统的耗电。

项目组通过下面的表 I 比较了每一个终端方案，得出结论：完全 LNG 方案有最佳的经济表现。但是，存在这样一些关联的风险：LNG 的市场价格、煤层气产量低于预期、将南部煤矿通过管道和中心的集输系统相连接的相关问题。单独这些因素或者这些因素的综合都将会对 LNG 方案的经济表现有不利影响。出于这个考虑，第三个方案提供了一个项目开发中期的决策点，这样看起来最稳妥，并给管理层一个积极的角色来决定经济产出。

对优化选择方案来说，其经济分析假设在项目进行当中将建设处理能力为 1.7 亿立方米煤层气（基于 100%）的 LNG 设施以及额定产能 28.9 MW 的发电设施，具体如下：

- (1) 来自六个现有煤矿的所有燃气，除已交付当地民用的部分以及供先前规划的煤层气发电厂的部分，将供给一座位于安稳镇的 LNG 工厂，其能力为每年处理煤层气 1.3 亿立方米（基于 100%甲烷），并将在 2011 年中完工。
- (2) 另有一座年处理能力 4 千万立方米的 LNG 工厂将在 2015 年完工，用于处理现有六座煤矿在产煤量扩能中所产生的额外燃气。
- (3) 来自张狮坝新矿区逢春矿的所有燃气，其超出当地民用交付量的部分将供给一座额定装机容量 11 兆瓦的发电厂；该发电厂由 22 台 500 KW 的胜动内燃机组成，并在 2010 年之间投产。
- (4) 来自新建梨园坝矿的所有燃气，其超出当地民用交付量的部分将供应一座总容量 15.9 兆瓦的额外发电厂；该发电厂由 8 台 1.8 MW 内燃机以及 1 台 1.5 MW 蒸汽涡轮机组成，并随着煤炭产量的增加逐渐在 2011-2016 年之间建成投产。

表 I：终端利用方案比较

概率 率 阈值		优化方案		全发电方案		完全LNG方案	
		2011	2015	2011	2015	2011	2015
p90	LNG厂处理能力 百万m <sup>3</sup>	90	20			100	40
	发电装机容量 MW	22.1		113.2			
	净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	29,223,668		35,841,687		28,117,403	
	总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
	比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
	10%折扣率净现值	\$16.30		\$19.89		\$45.59	
	比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	0.56		0.55		1.62	
	内部收益率	12.41%		12.97%		16.10%	
p50	LNG厂处理能力 百万m <sup>3</sup>	130	40			150	60
	发电装机容量 MW	26.9		166.2			
	净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	44,081,205		54,163,128		42,729,483	
	总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
	比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
	10%折扣率净现值	\$84.03		\$58.82		\$123.52	
	比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	1.91		1.09		2.89	
	内部收益率	20.49%		16.25%		24.19%	
p10	LNG厂处理能力 百万m <sup>3</sup>	220	50			240	70
	发电装机容量 MW	32.7		241.8			
	净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	66,381,438		81,681,623		64,686,343	
	总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
	比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
	10%折扣率净现值	\$187.33		\$107.64		\$223.98	
	比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	2.82		1.32		3.46	
	内部收益率	28.91%		18.13%		31.28%	

针对碳减排的销售，本项目分析了优化方案的四种情景，结果显示在表 II 中：(1) 根本没有碳减排销售；(2) 在《京都议定书》2012 年的期限内销售核证的减排量 (CERs)，价格为 13 美元/吨二氧化碳当量 (CO<sub>2</sub>e，1 立方的甲烷的温室效应相当于 0.01428 吨二氧化碳)；(3) 在 2012 年以后的自愿减排量 (VERs) 销售，价格为 6.12 美元/吨二氧化碳当量；(4) 在 2012 年前销售核证的减排量，2012 年以后销售自愿减排量，价格同上。

表 II：碳减排对优化方案经济结果的影响

内部回报率  
(IRR)

10% 折扣率的净现值(NPV)  
百万美元

情景 1: 无碳减排	9.31	-5.31
情景 2: 核证减排量 ( CER ) , 2010-2012	13.72	25.16
情景 3: 自愿减排量 ( VER ) , 2013-2025	15.96	53.56
情景 4: 核证减排量 ( CER ) , 2010-2012 和自愿减排量 ( VER ) , 2013-2015	20.49	84.03

项目组认为 2013 年之后自愿减排量 ( VER ) 的可能性较高，2010-2012 年之间经核证减排量 ( CER ) 的可能性为中等。因而情景 3 被作为以上表 II 的基准。情景 1 的低回报率明确说明碳减排对项目经济回报的重要程度。

项目组还从事了优化方案的敏感度分析，其中采用 P50 煤层气生产预测方法，针对资本费用变化、煤层气采购成本变化和燃气销售价格变化来分析其影响。我们可从下面的龙卷风图-图 IX 和 X 看到，其中描述了统计变量对净现值和内部收益率估值的贡献度，燃气销售价格是其中最大的影响因素。

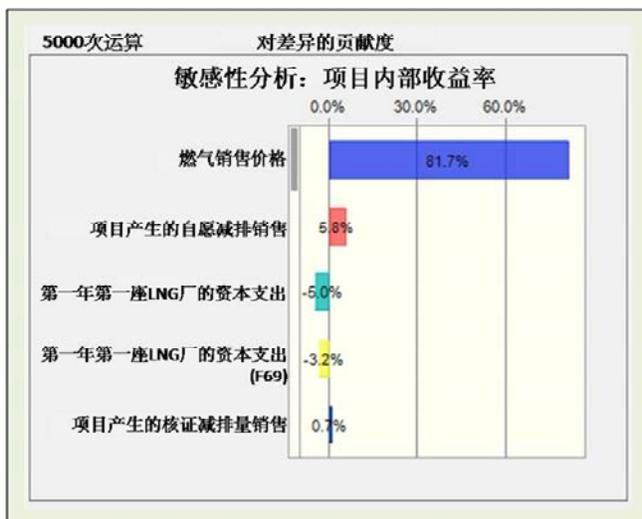


图 IX：对内部收益率差异的贡献度



图 X：对净现值差异的贡献度

燃气的销售价格的影响远远大于其它的因素，第二大因素来自燃气销售所产生的自愿减排量销售，然后才是第一期 LNG 处理厂的资本支出。核证减排量销售对项目的内部收益率贡献低于百分之一，节约的电费对净现值变化的贡献也类似可以忽略。来自 LNG 销售所产生的自愿减排销售以及第二期 LNG 处理厂的资本支出有很小的影响，未在图中显示。

投资煤层气终端利用项目的经济表现通常可以用指标来衡量，比如投资回报、净现值、以及内部收益率。项目组的经济敏感性分析表明所考察的不同终端方案都各有优势和缺点，但在图 XI 中显示，如果考虑减少甲烷排放的经济效率，那么 LNG 方案比发电方案更有优势。本分析是根据 p90、p50、p10 这三个不同概率阈值预测甲烷产量作出的。图表中描述了两个绩效指标：资本支出对二氧化碳吨当量的投资率以实心条表示；净现值实现的二氧化碳吨当量的投资率以虚线条来表示。如果仅仅考虑每吨二氧化碳减排当量的资本支出量，发电方案中经济效率看起来具有中度吸引力，但是每吨二氧化碳减排当量所实现的美元净现值大大地低于其它终端利用方案。减少碳排放上所实现的美元净现值的较差经济效率主要是由于本项目中煤层气发电都是自用，而不是上网销售。这一实际情况限制了碳减排的来源局限于内燃机所摧毁的甲烷，以及所取代的松藻煤电公司拥有的矿区电网上的火力发电部分。但是如果煤层气发的电销售给地区电网，其所取代的火力发电将会大得多。

对 LNG 方案的经济效率分析展现了一幅完全不同的图画。每吨二氧化碳减排当量的资本支出美元远远要高，同样，每吨二氧化碳减排当量所实现的美元净现值也很高。优化方案也显示了很稳健的经济表现，但还是比 LNG 方案要低，主要是由于该方案中包括了发电的部分。



图 XI：终端利用方案与碳减排有关的经济效益

总之，鉴于中国国内强劲的燃气市场，以及煤层气提纯与液化方案比发电上网方案有着更高的回报率，我们建议项目围绕着对松藻生产的煤层气的多数产量进行提纯和液化。来自减排前景的投资回报也有利于提纯/液化选择方案。对于将新近开发的偏远地区的煤矿煤层气进行提纯和液化的事宜，从物流以及其他角度考虑，我们建议管理层等到 2013 年再行决定是对这些地区的煤层气进行纯化/液化，还是将其作为建于煤矿现场的小型发电厂的燃料，其电力将供应矿区电网并抵消提纯/液化项目的耗电。碳减排的额外收入也将大大改善此项目的经济回报。

## 2.0 项目概览

### 2.1 可行性研究背景

本文件是 Raven Ridge Resources 公司组织和管理之下的项目团队所从事可行性研究的最终报告。该研究工作从 2008 年 2 月开始一直进行到 2009 年 2 月份，内容是关于甲烷市场化，其活动按照合同编号 EP-W-05-063 TO 13 得到 USEPA ( 美国环保署 ) 的支持。本报告中使用的信息和数据由重庆能源投资集团公司 ( CQEIG ) 及其拥有大部分产权的下属松藻煤电公司 ( SCEC ) 所聘用专家向项目团队提供。该项目于 2007 年 8 月被认定为值得进行深入研究的潜在候选项目，并随后在 2007 年 12 月北京举办的第一届甲烷市场化合作博览会上被展出。在 2008 年 1 月，Raven Ridge Resources 公司获得预可行性和可行性研究的任务单，研究内容是利用从松藻煤盆地排放和抽采的中等质量煤层气 ( CMM ) 从事甲烷排放减少项目开发的可能性。

### 2.2 拟议项目的地点和一般说明

煤层气从松藻煤电公司营运的位于重庆直辖市及其与贵州省接壤处的松藻煤盆地的各个煤矿抽采。目前，六个松藻煤电公司煤矿在该煤盆地的北部营运：松藻煤矿、同华煤矿、逢春煤矿、渝阳煤矿、石壕煤矿和打通煤矿；其中，逢春煤矿的外伸井筒-张狮坝矿区位于盆地的南部，远离营运的中央地带；另外还有目前在开发中的梨园坝矿，它远在盆地的南部边缘地区 ( 图 1 )。梨园坝矿预计将在 2010 年投入营运。

所抽采煤层气的民用运营当前已经在 SCEC 矿区进行。SCEC 一直向矿工家属和当地村镇居民以及商业企业免费提供抽采的煤层气。此外，该地区的农民正在获取未计量的燃气。这些民用部分的当前与未来燃气消耗量难于估计，因为几乎没有燃气得到计量。民用部分的详情和估算燃气消耗量的方法请参考章节 3.3.2。研究当中考虑了煤层气专供民用和工业消费之后的余气利用方式，其中包括三种可能选择：

LNG 方案 –通过集输和存储系统连接矿区北部的六个煤矿以及张狮坝矿井和梨园坝煤矿，并将煤层气供应至位于安稳发电厂附近的煤层气提纯和液化系统；

发电方案 - 包括在矿区北部各生产矿区安装以煤层气为燃料的内燃发电设施，当煤层气流量足以提供充足燃料供应时，也在张狮坝矿井和梨园坝煤矿安装；

优化方案 - 将六个生产煤矿连接至集输和存储系统，并推迟连接张狮坝矿井和梨园坝煤矿的决定，直到确定了煤层气的产量和第一座 LNG 设施的生产性能为止。**图版 1** 显示了现有和拟议的松藻煤电公司采矿与煤层气回收、储存与运输设施的总体布局与地文条件背景。

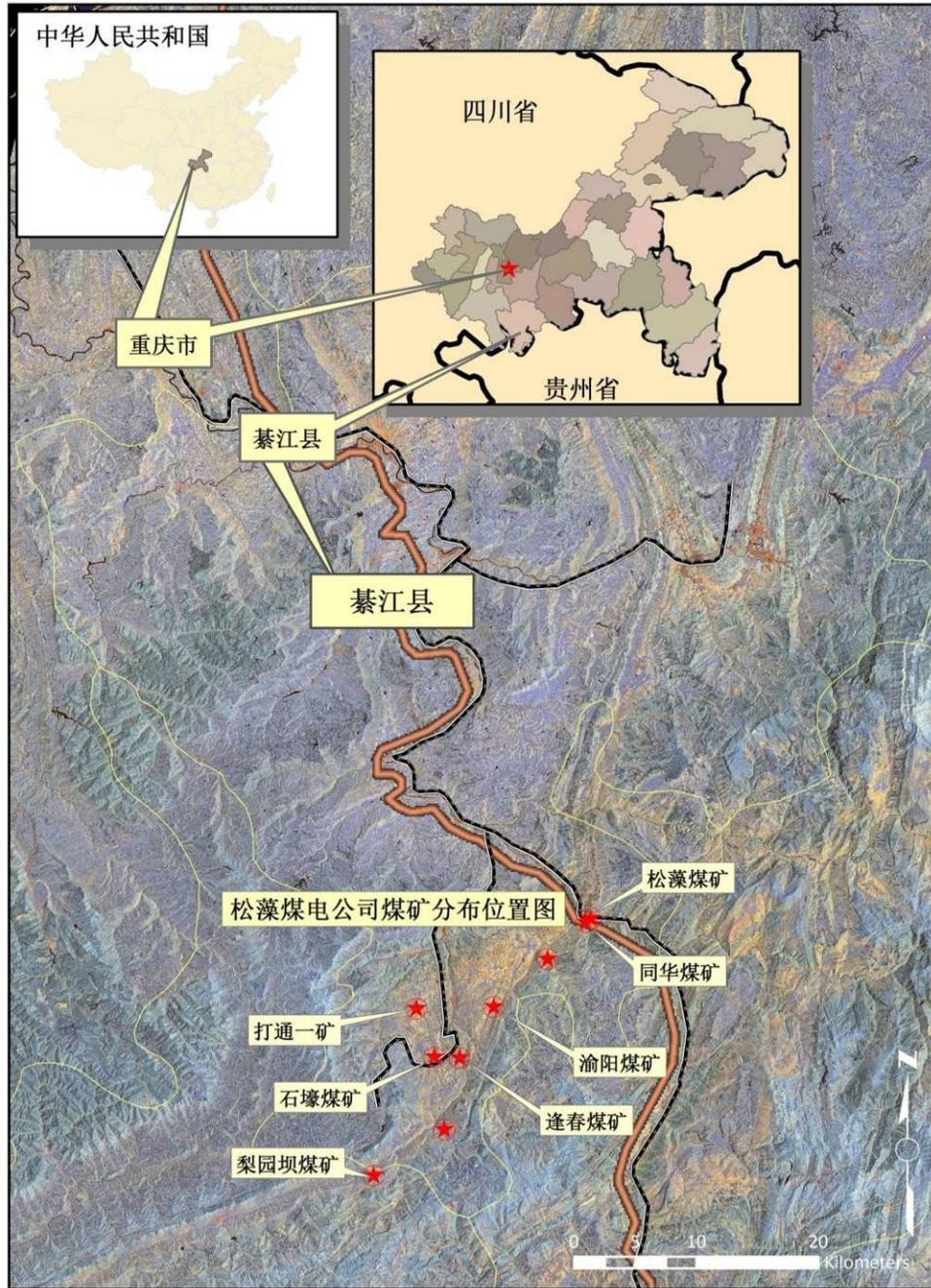


图 1：松藻煤电的煤矿位置和概况地图

### 2.3 项目主办者背景与财务状况

松藻煤层气利用项目的两个主要的主办者为重庆能源投资集团公司 ( CQEIG ) 及其占大多数权益的下属松藻煤电公司 ( SCEC )。重庆能投集团在煤层气提纯与液化项目规划中起着牵头作用，并将在商务、投资和融资方面作主要的决策，同时将管理相关的法规与政治许可程序。松藻煤电公司正在经营这些煤矿以及现有煤层气抽采、收集和储存系统，并将在与项目有关的新建煤层气抽采与处理设施当中扮演重要的营运角色。确切的项目权益结构 ( 包括可能的外国投资 ) 在 2008 年末为止还未最终敲定。

### 2.3.1 重庆能源投资集团

重庆能源投资集团 ( CQEIG ) 于 2006 年由重庆市政府成立，旨在合并和管理市政方面的各类能源投资。到 2008 年年末为止，重庆能投集团的主要资产包括：

重庆燃气集团 ( 全资下属机构 )，这是重庆最大的天然气配送机构，2008 年的总销售容量为 170 万立方米。重庆燃气拥有重庆市区和郊区以及 12 个外部市、区和县的独家配送特许经营权。

五个煤矿公司 ( 全资或拥有大部分权益的下属机构 )，包括松藻煤电公司，该公司 2008 年的总计煤炭产量为 1200 万吨。

拥有重庆市经营当中的水力和火力发电厂大约 6,000 MW 的部分权益，另有 4,000 MW 在建的设施。在多数情况下，由五家中国国家发电企业当中的一家作为主要产权人和经营人。

重庆能投集团在 2007 年的主要财务指标如下：

**表 1：重庆能源投资集团财务指标，2007 年**

总资产 (百万 RMB)	20,006
总负债 (百万 RMB)	10,052
所有者权益 (百万 RMB)	9,954

主营业务收入 (百万 RMB)	7,844
毛利润 (百万 RMB)	362.5
净利润 (百万 RMB)	344.8
负债比率	50.54%
净资产回报率	3.87%

重庆能投集团的顶级经理由重庆市政府领导层指定。在 2009-2010 年之间可能会公开募股，从而稀释市政府当前对重庆能投集团拥有的 1000% 权益，但是不会改变政府实际上的控制。

尽管松藻煤层气项目的最终立废取决于它自身技术、经济和环境方面的优点，然而重庆能投集团领导层在此项目中的直接利益，以及领导层与中国最大直辖市最高政治阶层之间的紧密联系，必定会促成法规与政治许可事宜的解决，并在总体上使项目实施过程平稳进展。重庆能投集团的资产负债表也是表明其对本项目的财务实力的重要来源。

### 2.3.2 松藻煤电有限公司

松藻煤电有限公司 (SCEC) 成立于 2002 年 12 月，是原松藻矿务局的后续机构；松藻矿务局成立于 1958 年，并于 20 世纪下半叶在中央和省级政府的各种产权形式下经营。松藻煤电公司当前的产权形式如下：

重庆能源投资集团 (CQEIG) :	76.62%
信达资产管理公司 :	20.54%
华融资产管理公司 :	2.5%
中国节能投资公司	0.34%

信达和华融为 1999 年由中央政府指定用以收购中国主要国有银行不良贷款的国有企业，而中国节能投资公司为五大全国发电企业之一。信达和华融在松藻煤电公司当中的权益源于 20 世纪末的遗留，当时松藻煤矿像许多其他中国煤炭开采商一样，经历政府控制煤价而无法完全收回成本所导致的财务亏损。

松藻是重庆市最大的采煤综合企业，产量占据重庆能投集团下属煤矿总产量的 40%。除了六个 2008 年综合原煤产量达 520 万吨的煤矿以及一个新建当中的煤矿之外，松藻煤电公司还经营 1 个洗煤厂（2008 年的总计产量为 90 万吨）以及供松藻煤电公司自身使用的 24 MW 煤炭尾矿发电厂和 300 MW 对公众电网销售的安稳煤炭尾矿发电厂（2 x 150 MW 循环流化床）。基于按照京都议定书的清洁发展机制获得碳减排收入的希冀，自 2005 年以来，松藻煤电公司还在三个煤矿安装了总计 14 MW（常规）以煤层气为燃料的发电设施（28 x 500 KW 内燃机组），其中一个矿点正待添加 6 套附加机组，在 2010 年末以前还会在一个新矿点安装另外 6 套机组，全部发电量都归松藻煤电公司自身使用。

松藻煤电公司的 2007 年财务指标如下：

总资产：	3,412 百万 RMB
总负债：	1,925 百万 RMB
销售收入：	1,336 百万 RMB
利润：	12.6 百万 RMB
上交政府的税费：	163 百万 RMB

公司的利润边际不甚显著，这主要是由于其产煤的大部分都以政府控制的低价卖给当地的发电厂（260 RMB 每吨，2008 年）。

松藻煤电公司在中国的知名度很高，尤其是在煤层气管理和回收领域的长期经验与擅长度方面。它在甲烷抽采（从 2005 年至 2007 年之间为 54%，甲烷浓度大约为 46%）方面居全国的领先地位。

### 3.0 松藻煤盆地内的煤炭与煤层气资源开采

#### 3.1 松藻煤盆地的地质环境

松藻煤盆地是重庆市最大的无烟煤产区。煤矿位于东北至西南方向的煤盆地内，该盆地的隆起、折叠和断裂所导致的地理结构，使该区域的煤炭形成特有的幅度和深度。开采煤层的平均下沉度为 12 度，但是局部变化可能从 3 到 13 度。该区域内有 300 多处断层，位移距离为 10-55 米，走向长度通常小于 3,000 米。这些断层形成储煤采区之间的主要边界。

**图版 2** 使用了该区域的伪彩色 Landsat 图像来显示其粗糙的地貌、下层地质结构和地层对地表水流的控制以及耕地的可用性。坡度分析图 (**图版 4**) 描绘了用 25 米数字高程模型所计算的坡度，并说明了地形上的重大变化。沿着地层面走向的河道侵蚀较软的岩石并随之流向较低的高度，形成陡边山谷，只有稀少而狭窄的煤层梯段和平坦的谷底。山谷的陡边和交织的煤层梯段通常被做成梯田供农业实用和人类居住。谷底提供了唯一可供人类活动使用的区域，并且是采矿设施和支持性行业的所在处；它们通常与农耕和民居建筑争占空间 (**图版 5**)。

煤炭从那些与石灰岩、泥沙岩和上二叠纪龙潭组的石灰质有机泥岩矿床交错的煤层中开采。泥岩一般形成可开采煤层的矿顶和矿底。**图版 3** 使用与**图版 2** 相同的 Landsat 图像，但是采用黑白渲染方式和半透明的层叠，用以描绘含煤地层的一般地质学结构和基岩地质。每个矿都位于煤盆地的结构边缘处，它们在可开采深度上有三到六个可开采或部分可开采的煤层。开采中最常见的煤层为  $M_6$ 、 $M_7$  和  $M_8$ ，尽管有其他的煤层可以局部开采。 $M_8$  煤层最大厚度达到 3.83 米，并非常广泛地分布于所有煤层，占据可开采煤炭储量中的多达 60%。这些煤层的开采深度目前为 250-500 米，但是随着矿区的继续扩展还会更深。

此处的大型采煤活动从 1965 年开始，目前覆盖面积达 236 平方公里。区域内有六个煤矿在经营中，计划还要增加两个矿。目前产煤的六个矿为松藻煤矿、同华煤矿、打通煤矿、渝阳煤矿、石壕煤矿和逢春煤矿。梨园坝矿将在 2013 前投产，并且目前正在建设之中；小鱼沱煤矿将在 2015 年投产。2007 年的煤炭产量为 488 万吨；但是到 2008 年年末，松藻煤电公司开采量已提高到 500 万吨以上 (**图 2**)。产量的增长将来自现有矿区的扩建以及

梨园坝矿和小鱼沱煤矿的加入，到 2017 年煤炭产量将稳定在每年 890 万吨。这八个矿的可开采煤炭储量估计为 7.2885 亿吨。

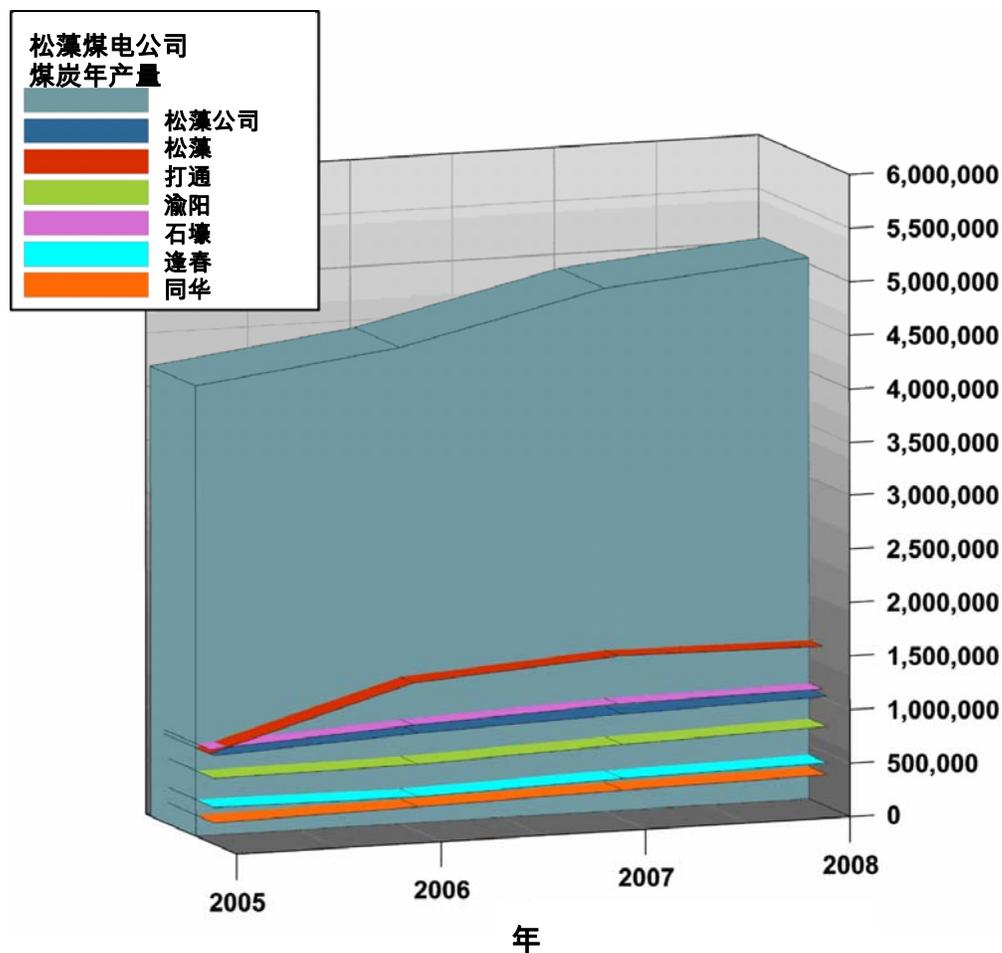


图 2：松藻煤电公司年产煤量

### 3.2 煤炭与煤层气的资源与储量

与活动煤矿相关的可开采煤炭储量估计为 6.07 亿吨。这项估计包括深于-200 米的煤炭和永久性煤柱。煤炭储量的来源数据可以在重庆设计院 2009-2025 年煤炭与煤层气储量综述的表格中看到，该文件只是重新引述松藻煤电公司基于统计年限内开采能力和开采率的数据。

煤层的煤层气含量平均为每吨 17.1 – 29 立方米。煤层渗透率的范围为 0.057 到 0.319 毫达西。煤层易于发生瓦斯突出，开采区域有 472 起事故的报告。多数瓦斯突出都是在较深和含气量较高的 M<sub>8</sub> 煤层产生，这里也是多数煤矿储量的源头。煤层气含量数据被用来估计活动煤矿的可抽采煤层气的储量。在图 2 中，我们建立了对数正态概率分布函数来描述每个矿区的可抽采煤层气储量，另外在图 3 中还作了图形化的描绘。此概率函数的建立方法是把开采煤矿储量与松藻煤电公司为每个矿区确定的煤层气抽采率来相乘。项目团队审查了用于制定因子的过程，并判定此因子基于详实的数据并通过行业标准规范来进行推导。煤层气储量估计数值以三个概率阈值 P90、P50 和 P10 来计算。用每个阈值估算的煤层气储量都有成为实际值得可能，测量的实际值有等于或大于估算的可能性。以松藻煤矿为例，煤层气储量抽采量等于或大于 4.9 亿立方米的可能性为 90%；但是可抽采储量大于 7.5 亿立方米的可能性仅为 10%。

**表 2：开采矿区与煤炭储量相关的可回收的抽采燃气资源**

开采区域	可开采煤炭储量 (百万公吨)	按概率阈值分类的可抽采煤层气储量 (以十亿立方米计)		
		P90	P50	P10
松藻	64.9	0.49	0.61	0.75
同华	28.6	0.26	0.34	0.45
打通	154.4	2.03	2.11	2.18
渝阳	75.5	1.02	1.06	1.09
石壕	150.4	1.34	1.50	1.67
逢春	67.2	0.85	0.91	0.98
梨园坝	66,7	0.52	0.63	0.76

总计	728,9	6.90	7.18	7.45
----	-------	------	------	------

注：估计值为 2008 年 11 月截止为准。

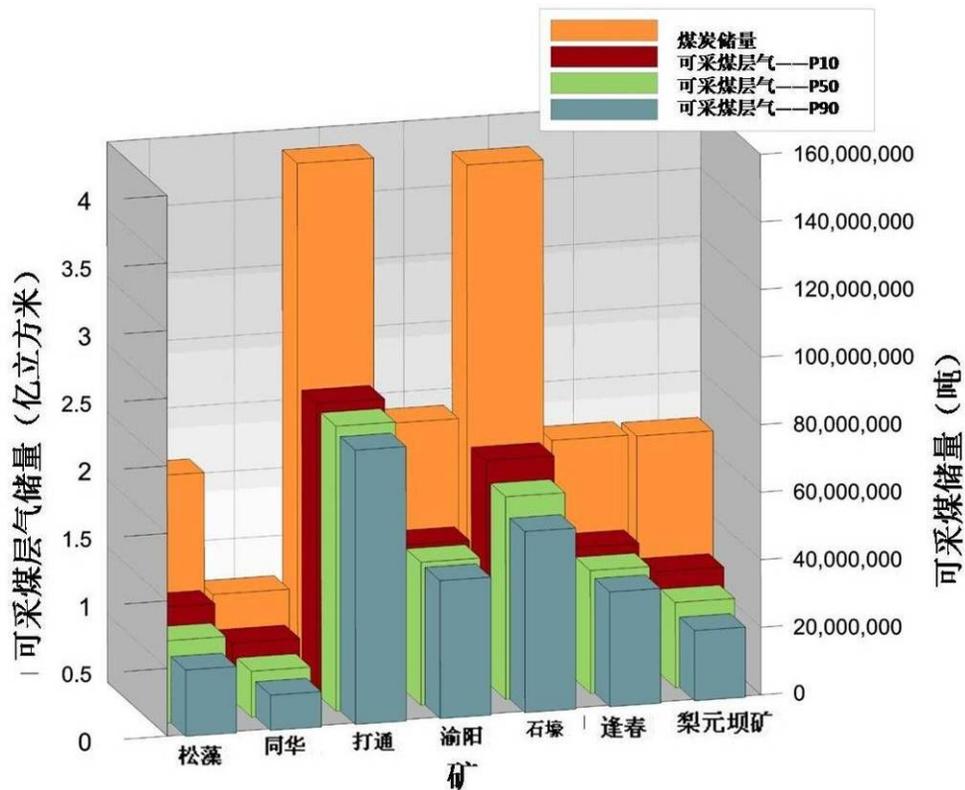


图 3：按概率阈值分类的可开采煤炭储量与可抽采煤层气储量

### 3.3 煤炭与煤层气的开采预测

在松藻公司的矿区，主要采用井下抽采技术从本煤层和相邻岩层抽采煤层气，经过多年的实践和创新，这些技术被证明是有效和安全的。松藻公司的抽采专家在中国以安全抽采高瓦斯矿、煤与瓦斯突出矿井的经验而闻名，他们经常受邀为其它煤矿的瓦斯抽采工程师做培训。

在松藻矿区的可采煤层抽采瓦斯是很有挑战性的，主要是由于地质情况和采矿状况复杂，煤层和相邻岩层的低通透性。松藻公司常用的一个抽采策略是“卸压层抽采系统”，该系统

通过钻孔抽采最厚的目标煤层，然后开采其上层煤。通过开采上层煤、制造空间、并使下层煤得以松弛，顶部岩层塌陷，这个过程降低了可采煤层的压力。这个成功实施的抽采策略取决于在最厚的可采煤层下方的坚硬石灰岩朝上钻扇形的钻孔。抽采钻孔通过多重的橡胶管相连，然后依次和井下的收集系统相连。瓦斯收集系统和地面抽放泵相连，通过水环真空泵在钻井处抽采气体。其它抽采方法也在过去若干年使用过，包括长定向钻井，许多都失败了，并且没有一个对抽采有显著改善或者降低了成本。松藻公司的抽采专家正在改善这一卸压层开采技术，减少从抽采系统和收集系统中吸入的空气，并希望通过更大地松弛可采煤层，进一步增加通透性。

2007 年每分钟瓦斯排放总量为 666 立方米，包括六个开采的松藻公司煤矿的每分钟 294 立方米的煤矿通风瓦斯 (VAM，乏风)。十座地面泵站装设二十台泵，用于在松藻煤电公司煤矿抽采采空区煤层气。从每个矿区抽采站提取的煤层气组分为 43.4%至 59.29%甲烷、少量 0.41%的  $\text{CO}_2$ 、6.15–10.34%的  $\text{O}_2$ 、和 34.22–48%的  $\text{N}_2$ 。2007 年总共有 195,830,900 立方米的煤层气从抽采站泵出；105,340,000 立方米被用作民用和发电。2008 年松藻煤电公司所有煤矿释放的甲烷总量为 386,360,750 立方米，如图 4 所示。

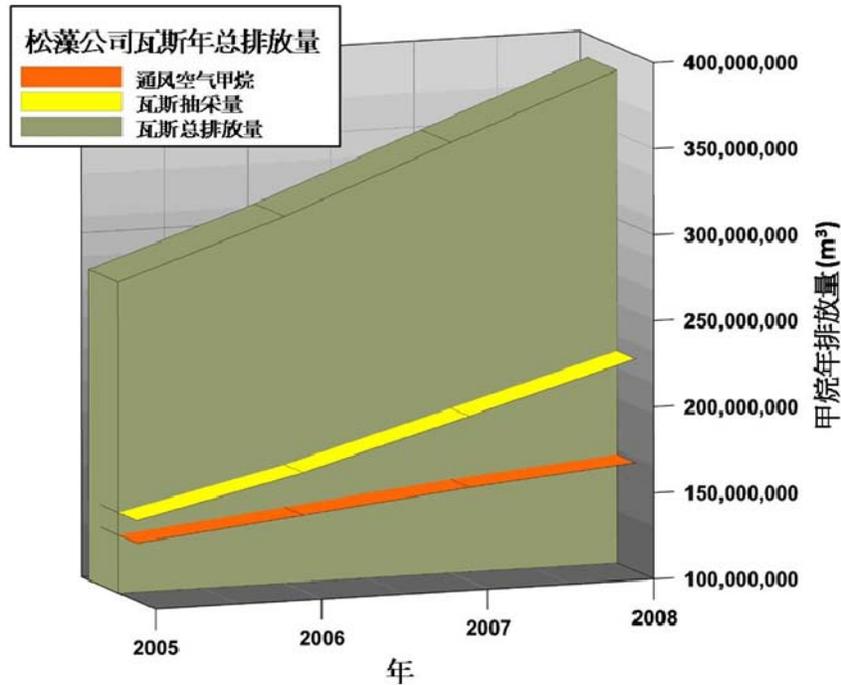


图 4：松藻煤电公司煤矿年度甲烷释放量

为了决定最终用途选择方案的可行性，必须开发可靠的模型用于预测未来煤层气生产和煤层气供应。由项目团队构建的模型使用了最近的历史数据和信息，以了解过去发生数值的潜在范围，以及预测未来数值当中所涉及的不确定因素。以下叙述解释了在开发煤层气生产与煤层气供应预测中所采用的过程。

### 3.3.1 假设条件

松藻煤电公司数据被用于开发概率分布分析，并使用每个用于预测煤层气生产与终端利用项目可用煤层气的参数来建立模型。根据项目团队的要求，松藻煤电公司提供了为期三年，从 2005 年至 2007 年 (图 5) 的月度记录，其中包含如下每个参数的数据 (最近收到并使用了 2008 年的数据来更新某些图表，但未用于预测的目的)：

- 煤炭产量，
- 煤层气抽采量，
- 抽采煤层气的浓度，

乏风量，  
乏风浓度。

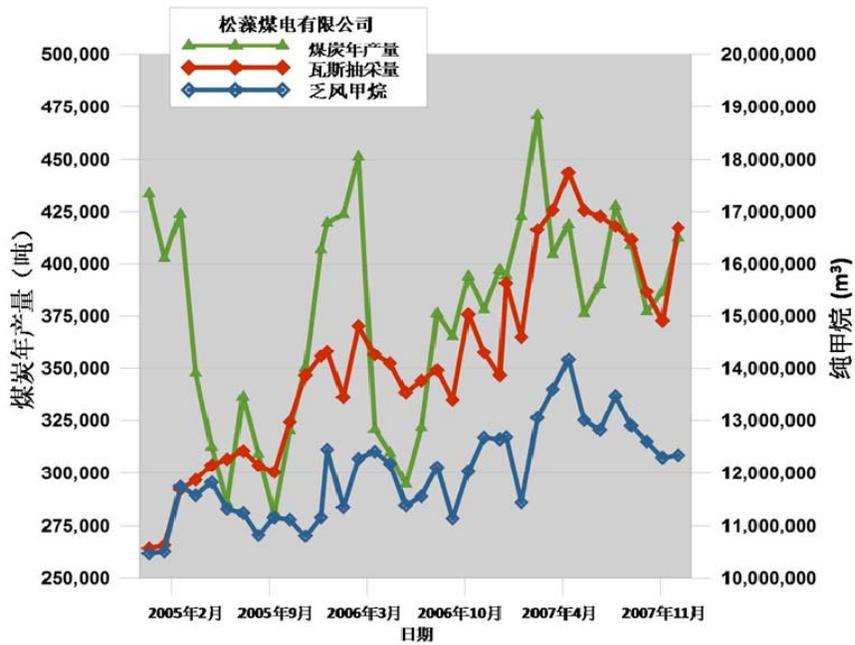


图 5：松藻煤电公司煤矿产煤以及通过抽采和通风而释放的甲烷量概述

每个活动煤矿及相关抽采站的连续 36 个月的记录得到审查。多数煤矿的甲烷释放量一直随着煤炭产量的增长而稳定提升。尽管乏风的长期数量提升很少，然而抽采煤层气量的增加较为快速(图 6)。

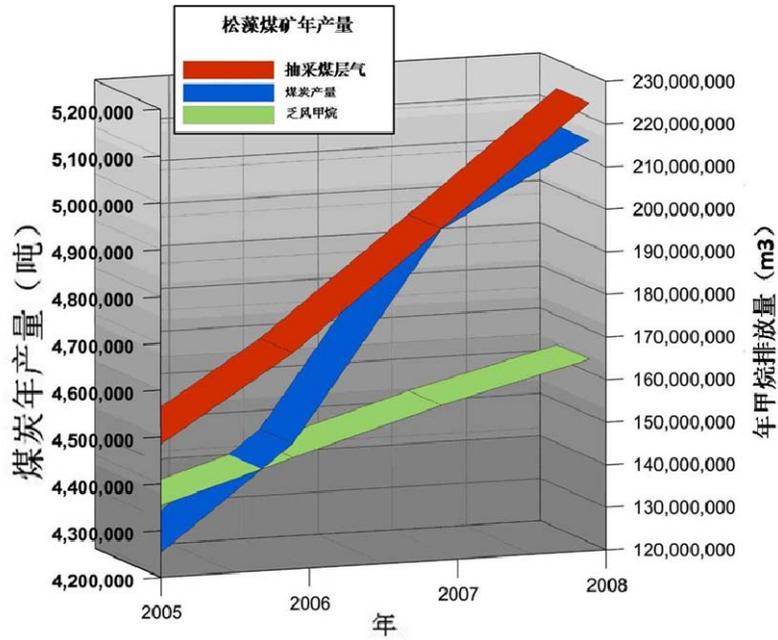


图 6：松藻煤电公司煤矿年度产煤、煤层气以及乏风生产

抽采煤层气的甲烷浓度范围为 43%到 49%，但是浓度一直相对维持稳定；乏风的甲烷浓度范围为 0.38%到 0.45%，但是可能会随着抽采煤层气抽采率的增加而降低(图 7)。

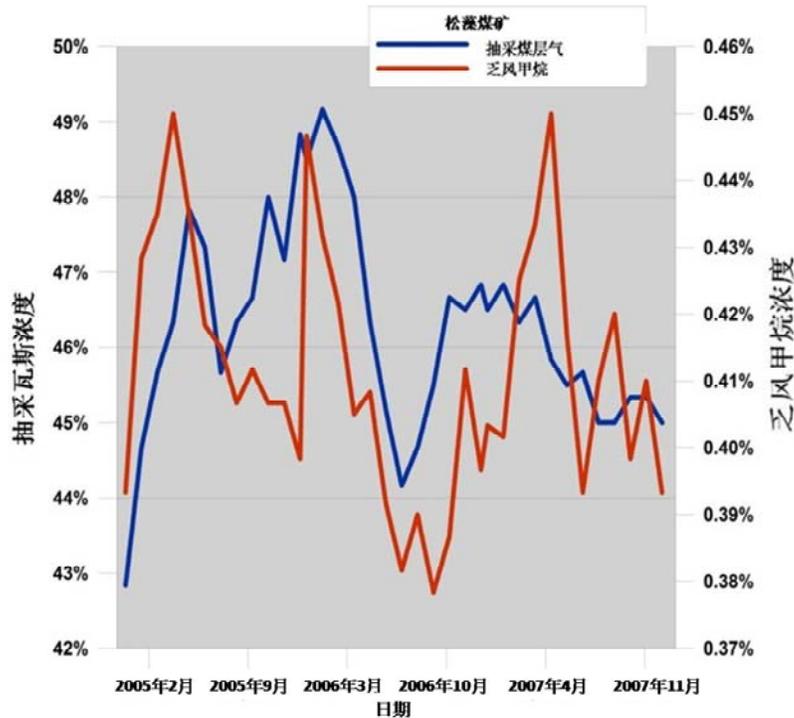


图 7：松藻煤电公司煤矿抽采煤层气与乏风甲烷浓度范围

### 3.3.2 预测所采用的概率方法

2009 年到 2025 年之间的 CMM 产量预测分析已经完成，过程如下：

1. 把每个煤矿的 CMM 的抽采量与产煤量建立联系，通过把 36 个月的煤层气抽采量除以当月的月度产煤量，然后把概率密度函数与此数据拟合。月度产煤和产气数值通过乘以 12 来得到年度化数值。所得的函数被随后用于计算任何给定产煤量数值所对应的 CMM 产量机率。该参数以每吨采煤对应的立方米数值来表示。
2. CMM 产量的年度预测是通过随机抽取上个步骤开发的概率频率分布数值，并将该数值乘以松藻煤电公司为 2008 至 2025 年期间预测的规划产煤量来算得。计算结果的统计学有效性通过对分布值进行 5,000 次抽样并相应计算的方式来得以保证。这样就可产生给定年份 CMM 产量的估计值。所预测的数量不是一种单点的估值，而同样也是一种概率分布，用以描述基于给定年份的产煤量预测所推断的某个甲烷

产量数值的出现几率。图 8 展示了松藻煤电公司各个矿区所预测的煤炭与甲烷产量的地理分布。

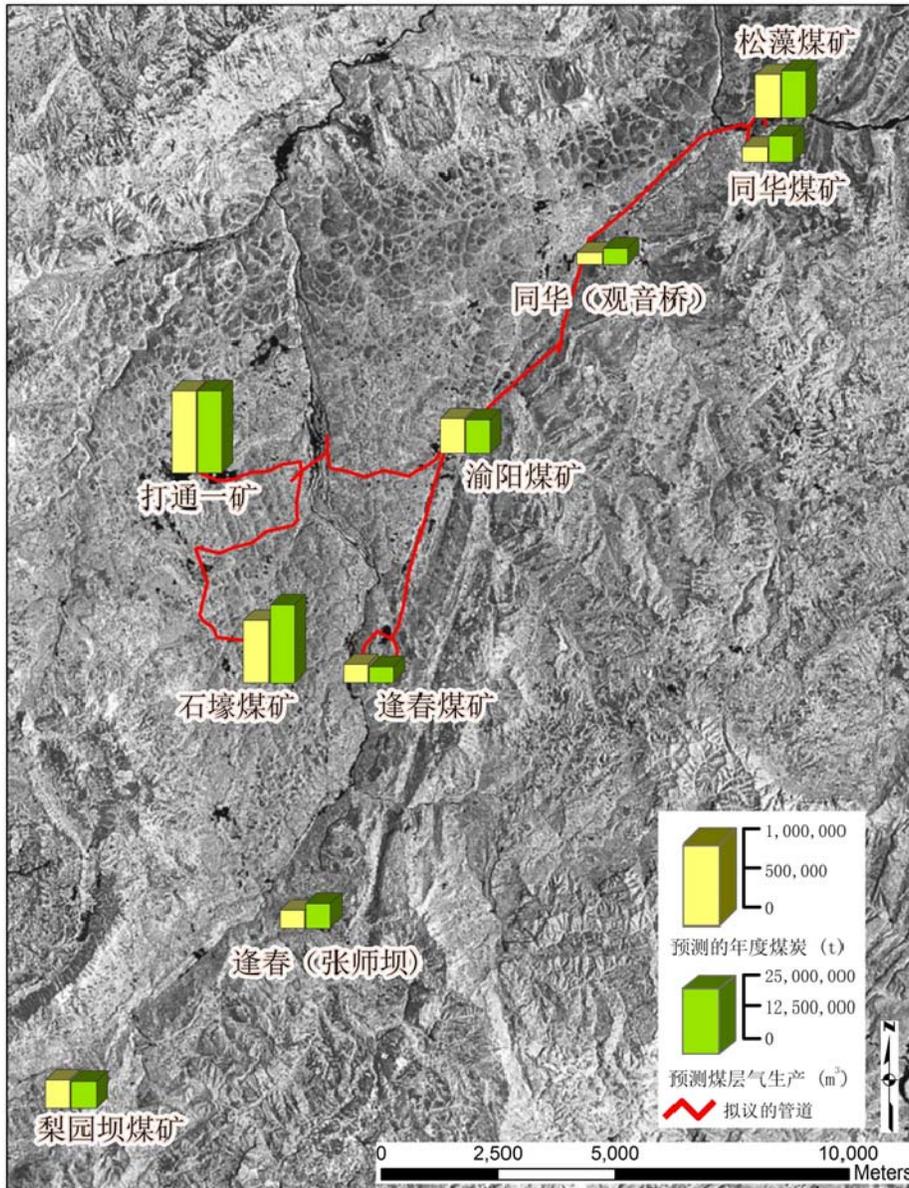


图 8：预测的年度煤炭与煤层气产量

3. 然后，每组年度煤矿产煤与 CMM 产量预测数值分别依照概率频率分布进行总计，并以概率函数对每个松藻煤电公司煤矿的年度产煤量与产气量结果进行拟合。该数

据组被用来获得个别煤矿的预测值，并可通过总和运算来得到松藻煤电公司各个煤矿的总计数值（图 9）。

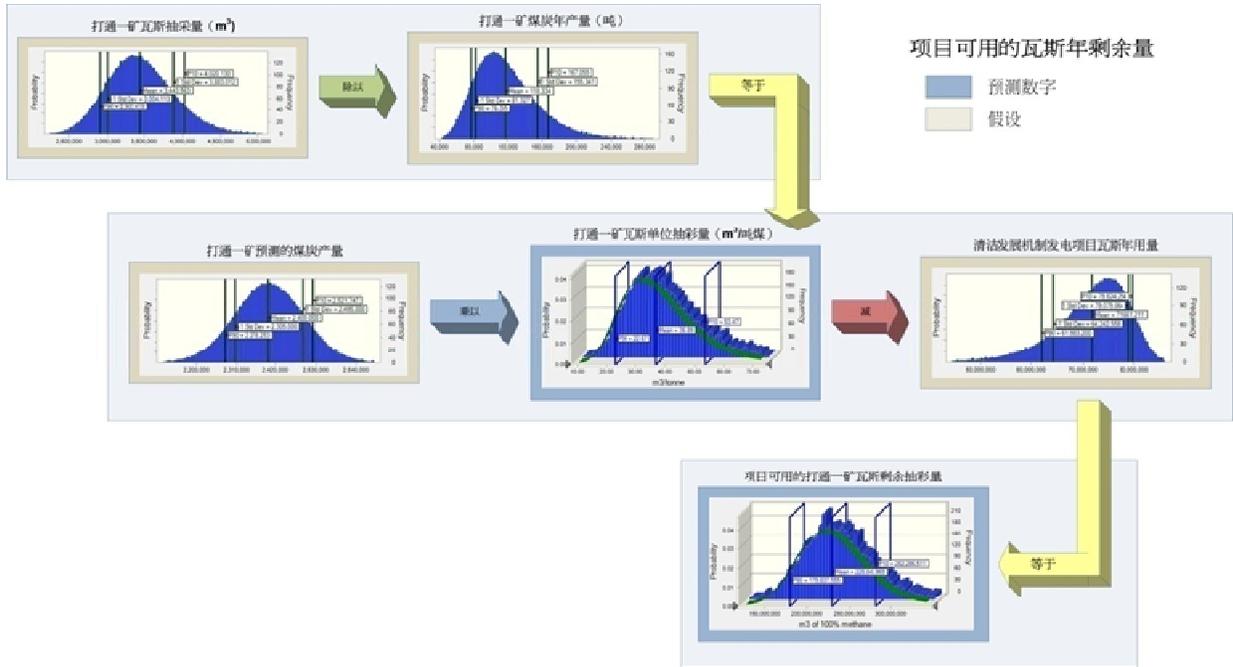


图 9：个别煤矿余气计算的流程图

为了判断将来可向终端利用项目提供的燃气量，基于松藻煤电公司提供的年度民用量（民居、商业和农业）估算值已从每个矿的总计年度产气量分布当中减去，从而生成整个松藻煤电公司采区的频率分布（图 10）。该分布值再一次与概率密度函数进行拟合，从而可以预测估算任何给定年度的年度内未使用煤层气量。

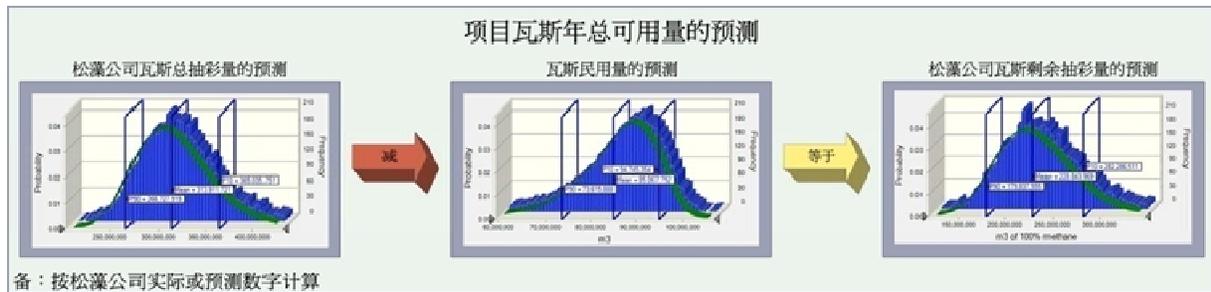


图 10：所有矿区的余气计算流程图

在民用量的估算中，很大程度的不确定性总体上由几个因素构成；它们是：

多年来，松藻煤电有限公司一直把抽采的煤层气免费提供给矿工家庭和当地村民/商业企业，用于热水取暖和做饭，以及送往矿区的公共设施，如餐厅、小区采暖锅炉等。在县政府压力下，还有越来越多的煤层气正流向当地的农户。由于煤层气的供应一直被当作某种形式的社会福利而不是作为一种商业活动，在民用当中几乎都不使用表计，更别说付费，并且消费者逐步认为这是当得的权利。

松藻煤电公司报告说，总计民用消耗（包括泄漏）为 2005 年 6570 万立方米、2006 年 6400 立方米。重庆煤炭设计院在 2007 年进行了另一项调研，并估计当年的民用数量为 6660 万立方米，包括 4870 万来自 47,331 个住户，剩余量来自商业和公共设施。根据松藻煤电公司的正式报告，2007 年的总计民用消耗量为 8550 万立方米—比审计部门建议的数值高出 2000 万立方米，也比 2006 年正式报告的总数值提高 2000 万立方米以上。松藻煤电公司提供的信息显示了各矿的民用量分布。

项目团队假设民用消耗的实际总数介于松藻煤电公司估计的 8500 万立方米和重庆设计院提供的 6500 万立方米两数据之间。两个估算值之间的差距大体上归因于两个主要的不确定来源：数量日益壮大的通过铺设高密度聚乙烯管道来获得未计费煤层气的农户；无法衡量的从 CMM 配送系统当中泄漏的数量。

项目团队使用两个估算值来构建概率函数，采用 7100 万立方米作为平均数，并以每年 2% 的速度增长，直至 2016 年。届时，增长率将放缓至 1.8%；然后于 2018 年降低至 1.6%，随后于 2018 零增长。概率分布具有非对称性，并向较高数值倾斜，使预测过程当中抽取到一些较高的数值。在 5,000 样品蒙特卡罗模拟方法中获得的最大数值为 1.053 亿，但是该数值的届时发生率不到 1%。

### 3.3.3 预测的结果

在 2008 年至 2025 年之间各矿将可供应之未使用煤层气的数量预测模拟当中，把由此获得的概率分布结果进行随后总计，从而获得松藻煤电公司采区的分布数据。该总计分布值被反过来与概率密度函数进行拟合，该函数被用于对 2008 年至 2025 年之间任何给定年度的潜在估算值进行数学描述（图 11）。

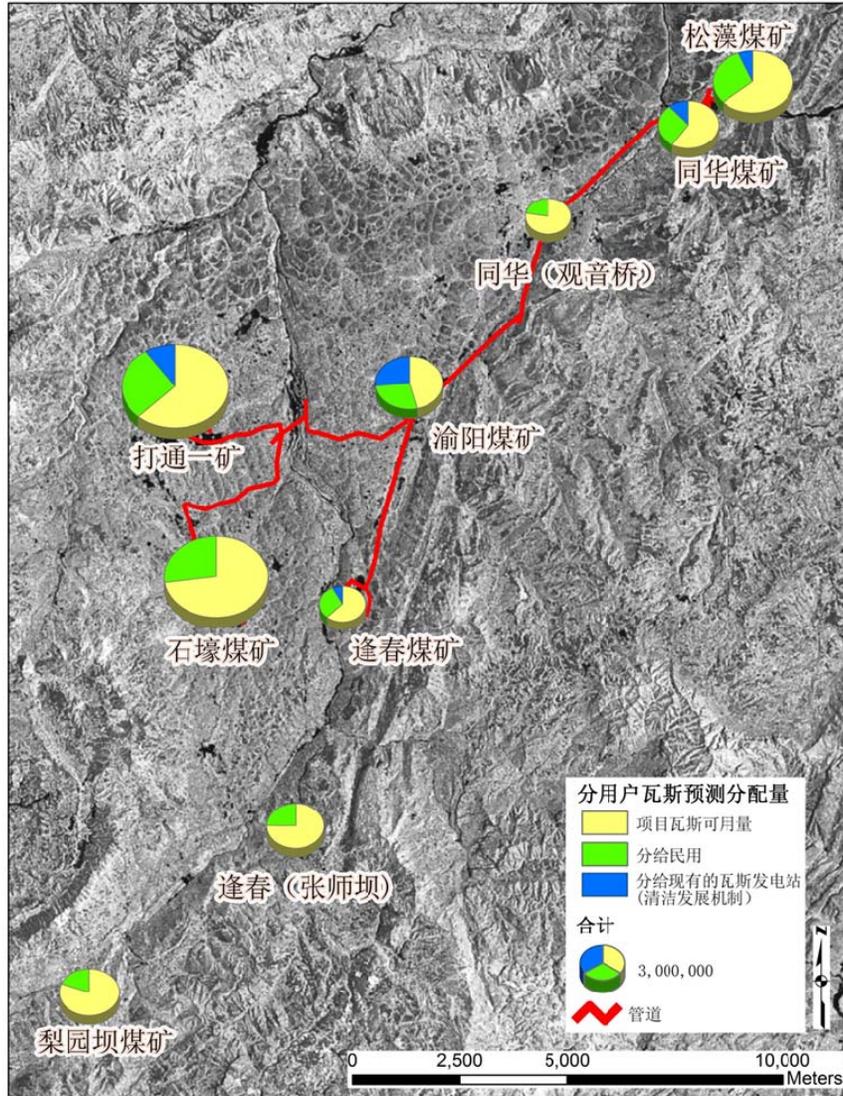


图 11：可分配使用的煤层气量预测

该预测结果与各活动煤矿的煤层气储量估值进行比较，这些煤矿当中包括梨园坝矿，该矿将在以后几年内完全得到开发。即使假定采用最高的预测产量，煤层气储量还可供应 23 年以上，同时还未计算其他已规划在该时期内开工的矿区。另外还从事了敏感度分析，以判定估算值当中最大的变化来源有哪些。不难看出，最大的不确定因素来自松藻煤电公司煤矿中最多产的煤层气抽采矿所估算的煤层气产量，这些矿包括打通、石壕和松藻矿。其余的不确定因素来自松藻矿的煤炭产量和渝阳矿的煤层气抽采量预测。其中每个估算参数

的系数都是正数，表明随着每个估算值的增加，产气量的总体估算值也会随之增加（图 12）。

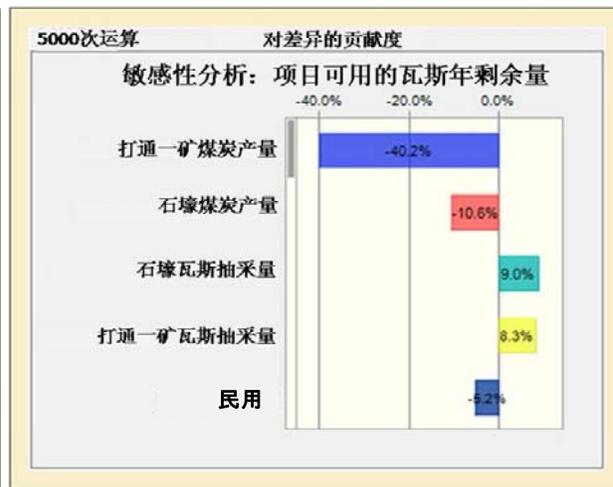
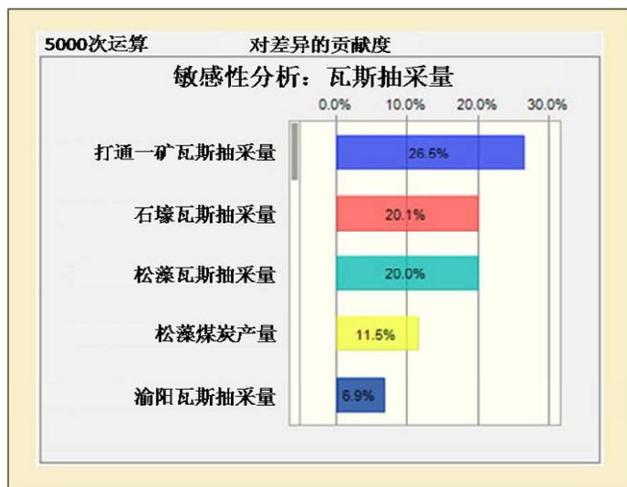


图 12：抽采的煤层气敏感度图表

图 13：供项目使用的余气的敏感度图表

项目团队也对为终端利用项目提供的剩余煤层气估算值进行了敏感度分析。在估算值推导的不确定因素当中，有-40.2%来自打通矿的煤炭产量估计，然后有-10.6%来自石壕矿的煤炭产量估计，另有-6.2%来自民用方面（在图 13 中以“民用”来表示）。这就表明，由于这三种因素为负系数，随着这些数值的减少，未使用煤层气的总数量也会减少。反之，随着如下因素数值的升高，如石壕矿甲烷抽采率（9.0%）和打通矿煤层气抽采率（8.3%），未使用煤层气的数量也会升高。

图 14 显示了 2008 年至 2025 年之间当概率阈值分别为 P10、P50 和 P90 时的年度可用煤层气量。假定在合理的概率情况下，以后 16 年之间将有大量煤层气供应；团队由此开展市场分析，以判断用于开发经济可行的终端利用项目的机会。燃气和电力市场都分别得到研究，以确定适当的选择方案。

松藻煤矿预测煤层气流量

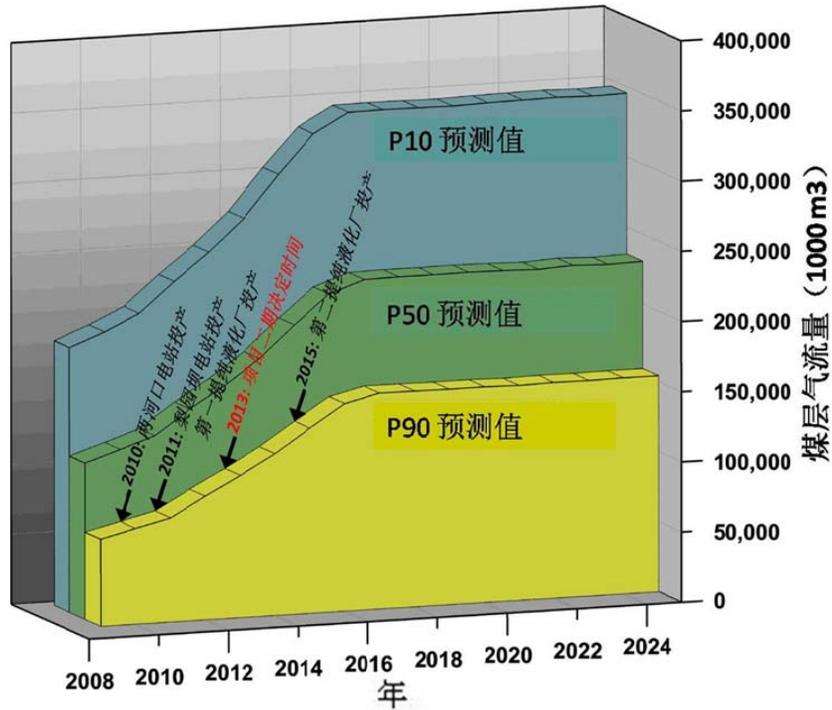


图 14：松藻煤电公司年度未使用煤层气按照 P10、P50 和 P90 概率阈值显示

### 3.3.4 煤层气产量提高的相关风险

预测未来煤层气的产量和使用是本可研的基础。这些预测依靠对描述过去表现的历史数据的分析以及松藻公司未来增加煤炭产量和相应采气量的计划。为保证采煤安全，煤层气必须要进行抽采，因此煤炭产量的增加必定伴随煤层气产量的增加，但是松藻公司也希望能增加抽采效率，这也会进一步确保矿工的安全。另外，气体产量的增加也会对投资的时机和额度有影响，应该被包含到对可能的终端利用方案的分析中。瓦斯抽采效率指抽采出来的气体在采矿过程中释放出来的总气体量的比例。没有被抽采系统抽采出的气体通过煤矿的通风空气释放到大气中。要实现未来气体产量计划中的增长是有风险的。任何试图增加煤层气产量的策略都要考虑影响煤炭生产的风险，这也会影响煤层气的产量，包括选择和使用增加抽采效率的技术。已确定的三个主要风险来源为：

表 3：煤层气产量提高的相关风险

风险	评价	缓解措施
<b>为终端利用项目而从事的煤层气生产与供应：</b>		
松藻煤电公司煤矿提高煤炭产量并随之提高产气量，以充足供应大型终端利用计划的能力	低	松藻煤电公司有成功开采松藻盆地煤炭资源的悠久历史。他们已在最近展示了提高几个煤矿产量的能力。细致规划并采用创新方式来管理和监测钻探与抽采效率是维持可靠生产的关键。
民用煤层气消耗量的衡量与控制	中	解决此问题并快速实施计划，以规范、监测煤层气的消耗并相应收费。煤层气分配系统的泄漏必须得到纠正。
<b>技术方面：</b>		
可增进抽采效率的钻探和回收系统非常重要。松藻煤电公司目前已成功提高了钻探和回收的效率，但是要让效率超过目前水平还比较困难	低	管理层必须继续审查回收系统，并寻求改善的方法。许多钻探作业都是由外部承包商来完成，因此以创新方式来监管他们的工作质量和效果是非常重要的。
泵压、储存和运输。系统的规模和复杂度将显著提高。	中	使用有可靠背景的设备和方法是为终端利用项目成功供应稳定高质量煤层气的关键因素，但是管理层还必须力求改善衡量与监管系统。计算机化的

		数字化控制与记录维护对提供及时的管理报告来说很重要。
<b>实施方面：</b>		
对目前主要以煤矿安全为导向的煤层气回收系统以及局部供气进行整合和转型，使它们共同并入一套主要用于供应大型终端利用项目的系统当中	中	松藻煤电公司管理层必须说服煤矿的经理人，说明与供应高质量煤层气相关的责任与煤矿安全同等重要。将必须实施激励计划。
基础设施的发展，比如道路的改善。	高	松藻公司已表示有意发展必要的基础设施来协助进入 LNG 的市场。

## 4.0 中国经济与能源市场

### 4.1 煤炭市场概览

#### 4.1.1 中国煤炭开采的成长

注意：由于供应商数量众多，尤其以那些为当地政府所有或私人拥有权益的小型 and 管制较松的煤矿为甚，官方对煤炭生产的统计数字不像对其他能源形式如电力和天然气那般可靠。尽管以下所描述的总体形态是基于最近的官方统计或是据早期官方统计所做的估计，并理应具备可靠性，然而有些具体数字可能会偏离基本事实，并且在比较来自不同资料来源的统计数字时会发现不一致的情况。特别是，某些统计数据（比如，省级报道中的年度产量是以“规模矿”为基础）似乎忽略了为数不少的小型矿的产量。甚至见诸官方公报中的国家总产量统计，本应尽力反映整体的情况，却偶尔在发布之后又加修订。

##### 4.1.1.1 供应/需求

在最近几年，煤炭一直稳定地占据中国主要能源 65-70% 的比例，消费增长在 2000-2007 年之间大约为每年 10%，达到 25.8 亿吨的水平（表 4，假定热值为 5000 kcal/kg）。尽管官方号召逐步减少煤炭在能源搭配中的重量，而该比例实际上在 2005 和 2007 年间由于重工业的突飞猛进而略微增加。

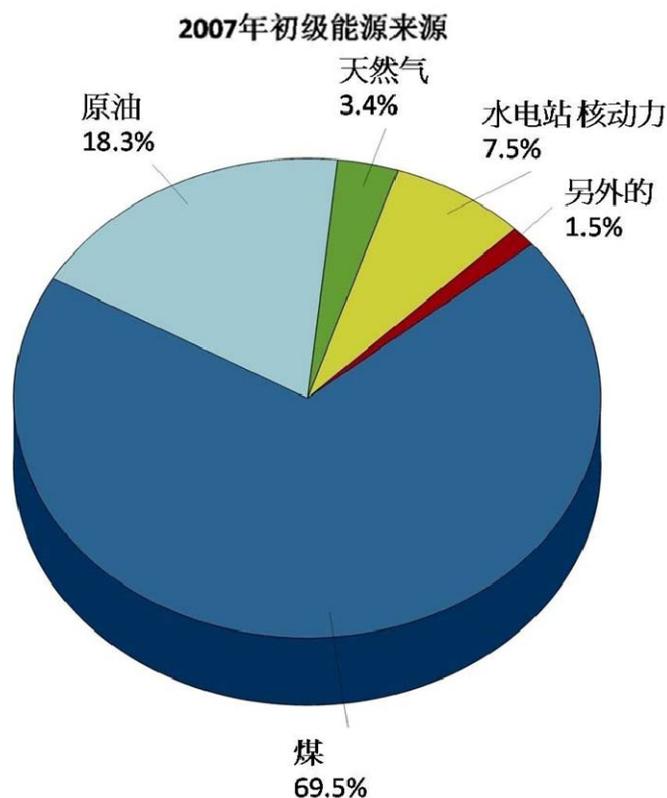
表 4：中国估算煤炭消耗，2000 -2007 年

(百万吨，平均热值 5000 KCAL/KG)

	2000	2005	2006	2007
数量	1,320	2,167	2,390	2,580
主要能源总量的百分率	68.0%	68.9%	69.4%	69.5%

来源: CESY(2008), p. 79; NDRC (2008.1)

图 15 以下显示了煤炭在中国主要能源混合中的主导作用。



**图 15 : 中国主要初级能源来源 ( 2007 )**

为了跟上需求快速增长的步调，国内煤炭生产在最近几年一直非常紧张。尽管 2000-2007 年之间的总体产量增长率仍然为每年 10%，然而消费增长最快的是在 2003-2005 年，即政府决定从总体上放开煤炭价格之后。从 2005 年起，相比之下，增长率一直稳定下降，煤炭开采、进口和出口的混合量如以下表 5 和图 16 所示。

**表 5 : 中国的原煤供应**

	生产		出口		进口	
	百万吨	增长 (%)	百万吨	增长 (%)	百万吨	增长 (%)
2000	1,299	-	55.1	-	2.2	-
2001	1,382	6.4	90.1	33.8	2.7	18.5
2002	1,455	5.3	83.9	(7.4)	11.3	76.1
2003	1,722	18.4	94.0	10.7	11.1	(1.8)

2004	1,992	15.7	86.7	(8.4)	18.6	40.3
2005	2,204	9.9	71.7	(20.9)	26.2	29.0
2006	2,373	7.7	63.3	(13.3)	38.1	31.2
2007	2,526	6.41	53.2	(19.0)	51.0	25.3
2008	2,622	3.8	45.3	(14.8)	40.4	(20.8)

来源: CESY(2008), p. 33, 60; NBSC (2008); 中国海关 (2009.1)

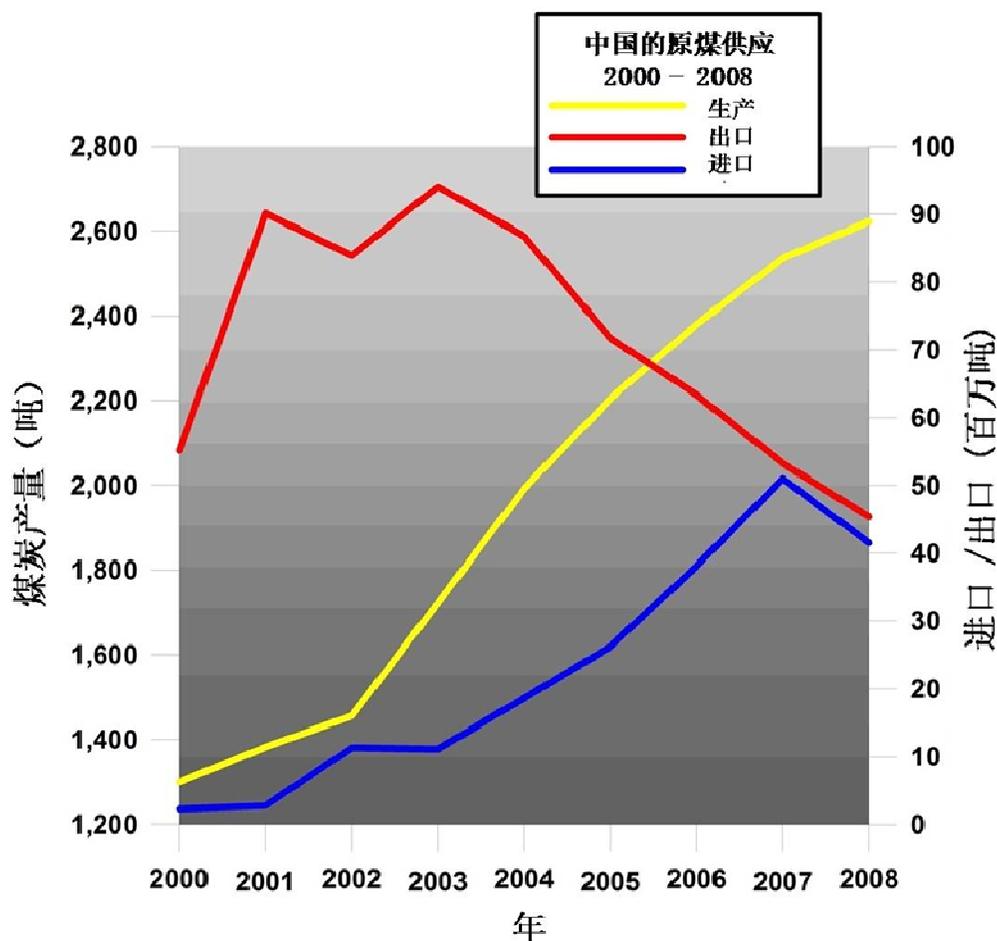


图 16 : 中国的原煤供应

由此结果，曾经从 20 世纪 90 年代至 2003 年之间稳定扩张的煤炭出口，在 2004 到 2008 年之间减少了 50% 以上。随着国内运输瓶颈的恶化和运输价格的增长，东南部沿海省份的煤炭进口有着很大增长，几乎可以抵消 2007 年的出口。此进口量在 2008 年出现些许下降，达到 4100-4200 万吨，大约为国家总需求的 1.5%。

#### 4.1.1.2 煤炭用途

热力发电在 2004-2007 年之间的增长率将近为 15% ( 参见电力市场产业 ) ，一直是煤炭行业扩张的主要驱动力。2007 年，发电厂消耗了大约 14 亿吨煤炭，占总量的 55%。钢铁行业在同时期内快速增长了 23%，消耗了大约 17% ( 4.5 亿 ) ，直接燃烧和焦炭形式的间接消耗几乎各占一半。水泥和以煤炭为基础的化工业在总消耗中占据另外 11% 的比例，剩余部分被分散在其他用途当中 ( CESY, 2008, pp. 109-110 ) 。

#### 4.1.1.3 煤炭生产

##### *煤炭类型*

由可靠消息源所报告的 2007 年各类煤炭产量如下：

**表 6：按类别划分的煤炭产量，2007 年 ( 百万吨 )**

无烟煤	439
烟煤	1,937
<i>其中</i>	979
焦用煤	958
非焦用煤	146
褐煤	

中国对焦用煤的定义是沿袭前苏联的标准，比当前西方流行的标准略显宽泛；只有大约 25% 的“焦用煤”被实际用于炼焦。绝大部分无烟煤被用于发电厂，其余部分主要用于化工厂生产的原材料。

##### *煤炭生产企业产权*

估计中国 2007 年煤炭产量中有 49.1%来自大型、全机械化煤矿（主要为地下），它们依照商业原则各自独立营运，大约有 100 家公司为省级政府和中央政府部门所有。这种产权结构代表 20 世纪 90 年代商业化过程的顶点，而这种商业化过程使依附于中央政府煤炭部的大多数企业转变为独立实体（尽管仍然为政府所有）。神华作为最大的两家此类企业之一为中央政府所有，其下有许多重要铁路、港口和发电厂资产，年产煤近 2 亿吨，其余的企业为省级政府所有。根据官方估计，2007 年另有 12.8%的煤炭产量来自市县级政府所有的、机械化程度较低的企业。剩余的 40%矿产由大约一万四千个乡镇和私人所有的众多企业开采。这些矿区在规模和技术水平上参差不齐，并且在事故和死亡发生方面远远超过正常比例。在一些个案中，他们越界侵入到大型机械化煤矿的采区开采。

因煤价放开而导致的当地所有权煤矿的泛滥，成为 2003-2006 年煤炭生产快速成长的一个重要因素。为确保有足够的煤炭供应，政府在此期间对他们的监管相对松弛，但是已经持续几年试图让他们达到更高的安全和技术标准。政府已禁止任何年产量小于 30 万吨的新煤矿交付使用，并试图关停现有当地所有权煤矿中技术低下和危险性大的煤矿。这种努力可能部分由于最近几年煤炭生产增长变缓所致。

### *地理分布*

中国煤炭的储量和开采很不均衡，并主要集中在华北和华中一带，如以下图 17 所示。仅山西省的产量就超过 6 亿吨，大约为全国总产量的 25%；而相邻的内蒙古、陕西和河南总计产量大约为总量的 30%。东三省产量为 8-9%；位于北京南面和东面以及长江北面的河北、安徽和山东的产量大约为总量的 13%。

相比之下，长江三角洲和珠江三角洲地区的主要省市如江苏、上海、浙江、福建和广东的产量仅占全国总产量的大约 2%。这些地区严重依靠华北和华中省份（特别是山西、陕西和内蒙古）出产的煤炭，煤炭从产地沿铁路运抵北部沿海城市如秦皇岛、黄骅和天津，再通过船舶从这些城市运抵最终目的地，最近几年还得到国外进口煤炭的补充。

长江以南的七个内陆省份（江西、湖北、湖南、重庆、贵州、云南）的人口大约占全国总人口的 23%，其煤炭产量占总产量的 17%。贵州每年大约出产 1.25 亿吨，是这些省份中

最大的出产省。尽管这些省份（贵州除外）在煤炭数量、质量和矿床开采条件方面通常要低于北方，它们的开发程度却达到最高，并由于南北铁路运输能力有限和运输费用高昂的缘故，使北方煤炭沦为一种补充的角色 (CESY 2008, p.109)。

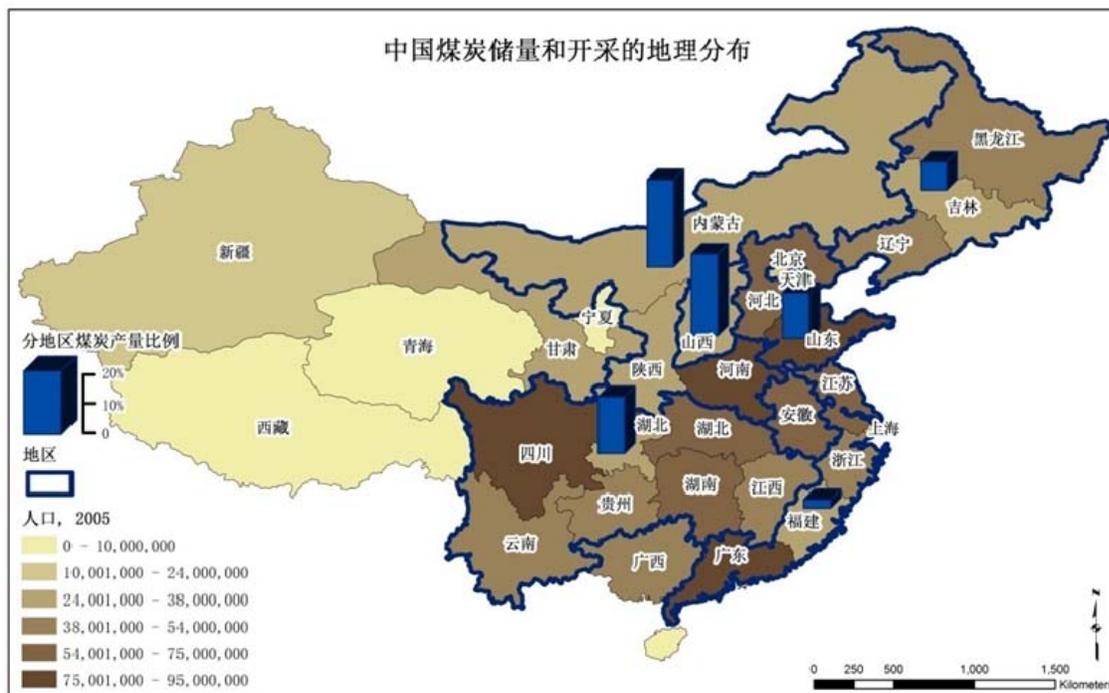


图 17：中国煤炭储量和开采的地理分布

#### 4.1.1.4 营销和定价

随着中央政府在 20 世纪 90 年代晚期和 21 世纪之交将大型煤矿的控制权下放至省级政府，它也逐渐放松了对营销和定价的控制，以便确保本国最重要的主要能源供应充足。该决定，以及不断增长的煤炭需求（在 20 世纪 90 年代之间其实有所下降）使大型机械化企业在 2002 年前转亏为营，并成功使煤炭大幅度增产。

来自中央计划经济的一种体制被保留下来：在年度全国煤炭营销会议上，主要煤炭生产企业与曾经直接受中央计划保障的重大消费企业之间达成供应协议。此类协议固定了来年的供应量和价格，此价格被称为“合同定价”或“长期合同定价”，与现货价格有着显著区别。只是这种“长期”合同的时效很少有超过一年的。

在 2007 年，大约有 8.5 亿吨煤炭 – 大约为大型机械化企业产量的三分之二 – 在会议上销售。其中四分之三的产量由发电厂购买，当中由五家国家级发电企业以类似统购的方式采购，其余部分被大型钢铁厂、水泥厂、化工厂和煤炭出口企业分摊。从传统上看，这些合同只能满足当中一部分 – 或许为大型用户需求量的一半到三分之二，以及工业用户需求当中的较少部分。

尽管中央政府没有直接指定这些会议上的煤炭销售价格，国家发展和改革委员会(NDRC)却会参与会议，并保留在极端情况下的最终否决权利。NDRC 在最近几年的主要目标并不总能够完全达到，该目标一直是确保发电厂的定价不会增长过快而超出用户的承受能力，从中央严格控制电价的角度上看，它严重限制了发电厂将原料提价的因素传递至用户的程度。其他类别的煤炭用户中绝大部分都极力争取与售煤方开展价格谈判。

中央政府还保障年度销售会议中出售的所有煤炭在铁路运输方面无后顾之忧（铁路营运仍旧由铁道部直接管理）。运输保障是交易中涉及长距离运输以及跨省运输时的重要考虑因素，其中铁路容量一直长期以来无法满足需求。

省级政府对具体情况有着更加直接的价格控制能力。例如在重庆市，当地政府对最大产煤企业销售至当地发电厂的煤炭设定了严格的价格上限（参见下面）。

大型机械化煤矿产煤量中大约三分之一都未在年度供销会议上销售，小型当地或私人营运煤矿产量中几乎全部都按照短期合同以现货市场价格销售，这部分产量占全国总产量的 38%。这些现货市场价格最近几年一直大幅度高于全国销售会议的合同价格。

#### **4.1.1.5 最近的市场趋势**

*煤炭价格上涨，2007 年 – 2008 年上半年*

随着经济，尤其是主要的煤炭消费行业如发电和钢铁以 13-15% 的速率成长，并且卖方市场的观念根深蒂固，煤炭价格在 2007 年以及 2008 年上半年大幅度提升。山西大型产煤商销售的一年合同的煤炭矿区交货价（参见以上）增长了 20%；2008 年，热值 5500

kcal/kg 的锅炉用煤价格达到大约每吨 490 元 ( \$72 )。电厂煤炭的矿区交货现货价格在 2008 年第一季度激增到每吨 600-700 元 ( \$88-103 )。

锅炉煤炭价格的突然上涨在发电厂产生了特殊的问题，他们对价格上涨的吸收能力受到中央政府对电厂向电网输电和收费进行价格控制的限制。他们按照一年合同价格购买的煤炭数量只能满足一部分需要；大型产煤商和小型产煤商一样，都希望把煤炭销往其他工业用户，比如水泥厂，因他们不受价格上升的封顶限制，可以把价格上升的因素传递给下层客户。因此，在 2008 年早几个月，整个国家的发电厂煤炭库存在很危险的水平上运行。直到年中，政府才通过两次提价给热力发电厂提供了一些救济，平均将热力发电厂向电网的销售价格提高了每度电 0.04 元，使发电厂得以补偿煤炭成本的提升，折合约每吨 88 元 ( 以热值 5000 kcal/kg，38%的电厂转化效率计算 )。

销售至钢铁厂或独立焦炭厂的市场价格上涨程度更是惊人，在 2007 年末根据质量的不同而达到每吨 800 – 1000 元 ( \$117-\$147 )，在 2008 年第一季度达到每吨 1400 元 ( \$206 )。到年中，焦炭煤的现货价格高达每吨 2000 元，或几乎\$300。在 6 月 30 日，政府采取了全盘冻结价格的步骤，使价格在年底之前保持在 6 月 19 日的水平。

#### *煤炭价格下跌，在 2008 年下半年*

中国经济在 2008 年的第四季度放缓，尤其是该季度期间热力发电和钢铁行业出现平均 11.4%和 13.3%下跌 ( 在年度同期基础上 )，使煤炭的需求量减少达 12%，由此大幅度改变了中国煤炭市场的运行方向。尽管在反映时间上有所滞后，煤炭生产开始依循消费的趋势，与 2007 年 12 月相比，2008 年 12 月产量下跌了 1.3%。11 月末所报告的山西锅炉煤炭的矿区交货现货价格已经从每吨 600-700 元的范围降低到每吨 450-500 元；对于高质量的焦炭煤，价格从每吨 1800 元降低到 1300 元左右，已出现显著降低，尽管还没有消除现货价格与合同价格之间的差距。

在 2009 年初，尽管大型煤矿按照一年期合同向主要用户销售的较高品质的煤炭在价格方面似乎保持得较好，我们仍不清楚价格的长期发展方向。据 2008 年 12 月参与 2009 年年度供销会议的各方 ( 参见以上 ) 声称，煤炭销售方和发电厂统购方之间出现了谈判僵局，

其中销售方要求价格比 2008 年合同价增长 10%，而统购方要求降低 10%。我们可以合理地预计，现货价格的降低将会为中央政府关闭效率低下和危险性大的当地控管小型煤矿提供便利，与此同时，某些煤矿在价格低廉时抑制生产的行动可能会通过供应减少的方式来缓和煤炭价格的下跌。但我们不清楚煤炭需求下降的深度和延续时间会如何，也不知道它对煤炭价格造成的长期影响是什么。

#### 4.1.2 松藻煤电集团的煤炭市场

松藻煤电公司在 2008 年开采了 510 万吨高硫无烟煤，产量占重庆能投集团下属煤矿总量的 41%，并且超过重庆的任何其他企业。它经营一家产能 90 万吨的洗煤厂，把剩余的 80%煤炭不经加工销售。对松藻煤炭的分析如下表 7 所示：

表 7：松藻原煤和洗煤分析

	灰分	挥发成分	硫分	热值
原煤	32-35%	9.5%	3.5-4.5%	4887 kcal/kg
洗煤	22-25%	9.3%	2 – 3.1%	5565 kcal/kg

松藻煤电公司 2008 年产量中约有一半都由 重庆能投集团销售至华能珞璜 2600 MW 发电厂，这家重庆市的顶级发电厂特别为燃烧松藻的高硫无烟煤而设计，并且是中国第一家结合现代烟气脱硫技术的发电厂。另外有 20%，几乎包括松藻所有的洗煤产出，都被销往位处主城区长江上游段的 440 MW 重庆发电厂。另外 20%，由高灰分、低热值煤炭组成，专供 300 MW 的安稳发电厂使用，该电厂由松藻经营并拥有主要产权。其余 10%被按照市场自由价格销往工业最终用户，比如重庆和四川的水泥厂。

松藻作为珞璜电厂主要指定供应商的地位在煤炭销售风险方面提供了强大的保护，即使是在市场低迷的情况下。以其 2600 MW 的全部产能，假设每年仅运行 5000 小时，珞璜电厂每年将需要热值 5000 kcal/kg 的煤炭大约 550 – 600 万吨。在 2008 年，松藻仅能供应大约 250 万吨。根据媒体报道和政府文件，在以后 3-5 年之中，松藻规划中的大部分扩建项目 – 包括新建年产 90 万吨的梨园坝煤矿、年产 60 万吨的逢春煤矿张狮坝扩建，以及年产 60 万吨的石壕煤矿 - 均已被指定供应 2 x 600 MW 珞璜电厂三期工程机组；该机组已在 2006-2007 间并网发电。

由于重庆的所有新建发电厂都以低廉的价格装备了国产的烟气脱硫装置，松藻煤的高硫含量将不会成为它发电用途的障碍。为工业用户规定的硫排放条例可能会日趋严格，比如对

水泥厂，但是 (a)：这些工厂目前不是，未来也不可能是松藻煤的主要消费用户；而且 (b)：他们也有可能增加除硫能力，而不大会排斥当地产煤而选择较昂贵的外省煤。

这一分析所作的假设非常保守，进而，以上提及的扩建项目，以及其他旨在把松藻产量提升至 890 万吨的项目，只需要在 2015-2017 期间就可达到各自的设计容量。简言之，我们发现没有什么理由来怀疑重庆和邻近省份市场在八年期间吸收松藻出产的额外 380 万吨煤炭的能力，在几乎任何可想见的经济情况下都是如此。

#### 4.1.2.1 重庆市场

##### 供应和需求

重庆的煤炭消费在 2005-2007 年的经济成长中稳步攀升，达到据称的 4.29 千万吨。根据不同来源的报道，发电厂在 2007 年消耗了大约 1 千 5 百万吨，成为最重要的最终用户，其份额大约占总量的 35%。

表 8：重庆煤炭消耗与生产估计 ( 百万吨 )

	2005	2006	2007
消耗 (百万吨)	33.3	37.4	40.8
- 发电厂	未知	12	15
- 钢铁厂	未知	未知	3.5
生产	36.2	39.9	42.9

来源: CESY 2008, p.92, 109; 重庆经济委员会 2007

从历史上看，从北方穿越群山运入煤炭的困难，一直迫使重庆主要依赖于自身的煤炭生产，尽管开采条件艰苦并且重庆矿区煤层的品质一般（尤其是硫含量高）。根据重庆统计局的报告，煤炭生产在近几年一直紧随消耗而稳步攀升，达到 2007 年报告的 4290 万吨；其中大约有 2700 万吨来自“规模矿”。这些规模矿的产量预计已在 2008 年达到 3200 万吨，其中 1240 万吨来自五个最大的煤炭企业，包括由重庆能源投资集团拥有产权的松藻煤电公司。

在东北面偏远的三峡水库各县中每年可开采多达 6 百万吨的煤炭，并以船舶装载沿长江向下游运输。靠近重庆直辖市的大型煤矿还向外少量销售，主要是向相邻的四川省。在 2008 年，重庆发电厂从其他省份购买了大约两百万吨，其中大约四分之三来自北方的陕西和山西，其余部分由南面的贵州输入。重庆钢铁公司从外部省份购买了另外 1-2 百万吨焦炭煤。

#### *重庆能源投资集团的煤炭营销*

重庆市政府通过重庆能源投资集团控制了集团下属五个开采企业所生产大约 1200 吨煤炭中 80-90%的分配与定价，这些企业中就包括松藻。这些煤炭主要被分配至该市的大型发电厂和钢铁厂，但仅满足了他们部分（或许 50-75%）的需求，其余部分来自当地小型煤矿或从外省采购现货。其他工业用户所用的煤炭，比如在水泥厂，主要是向非重庆能源投资集团（CQEIG）控制下的煤矿按照市场价采购，与发电厂相比，这些工厂可以自由调整销售价格来弥补煤炭采购的成本。

在 2008 年，重庆能源投资集团向发电厂（大多数由重庆能投集团拥有部分权益）销售煤炭的政府控制价为每吨 260 元（5000 kcal/kg），大约是上半年现货价格的一半。这样，重庆能投集团的煤矿没有什么积极性向发电厂销售任何超出供应目标的产量，也是为何发电厂在 2008 年的上半年遇到煤炭短缺的一个重要原因。有一段时间，市政府依靠行政手段来遏制重庆产煤（重庆能投集团和当地煤矿）按照现货价格向邻近省份内的工业用户销售，以便确保发电厂有足够的供应量。

#### **4.1.2.2 煤炭市场风险**

就像中国其他地区一样，重工业产品的生产在 2008 年第四季度开始下降，比如在发电、钢铁和水泥行业。总体煤炭需求的随之疲软大幅度拉近了控制价格与现货价格之间的差距，并且对煤炭供应方来说，重庆能投集团按计划价格对发电厂的销售的方式有可能比不久前更具吸引力。

然而，市场的走软并不会导致重庆能投集团煤矿的产煤被重庆外部的更高品质煤炭的新供应源所替代。据报道，2008年12月重庆地区的北方煤炭交付成本大约为每吨480元，几乎超过重庆能投集团煤炭控制价的两倍；运输瓶颈严重限制了北方煤炭进入重庆的数量，无论其价格如何。

位于重庆南面的贵州省有着高品质的煤炭，产煤量为1.2亿吨；与北方煤相比，贵州省的煤炭运输更加便利，价格更有竞争性。然而，贵州煤矿在煤炭价格方面仍将难于达到重庆能投集团的控制价格。进而，重庆发电厂在设计上适于燃烧重庆煤，这在很大程度上抵消了贵州煤在品质上的优势。最后，市政府可能会在煤矿遭遇困难时采取行政手段来保护煤矿的利益，就如同它在2007年到2008年上半年的卖方市场期间采取煤价控制措施来保护发电厂利益一样。

## 4.2 燃气市场

### 批发

#### 1. 管道燃气

国内天然气的井口价格和长距离管线输送价格是由中央政府在北京的国家发展和改革委员会（NDRC）来决定的。通常，价格一直是每2-3年调整一次。到2009年1月为止，最近的全面价格调整是发生于2006年初。

NDRC当时指出，它的原意是把国内价格更加与国际价格挂钩，并基于结构性燃料如原油、煤炭和LPG的国际价格作出调整，但似乎实际上并没有执行这些调整。该机构在2008年末暗示，它有意在2009年提高价格，并同时在国际价格临时降低的背景下再次尝试建立一种价格调控的机制，使国内天然气价格与成本和国际价格形成更强的联系。

从传统上看，主要气田的井口价格一直按照气源和最终用户类别来进行调控。以下表9所示的非工业用户价格和化肥厂价格从2006年以来没有变化过；所有其他工业用户的价格从2007年11月起包含每立方米0.4元的价格增长。

表 9：中国井口天然气价格，2009 年 1 月

现场	最终用途							
	化肥厂		直接销售至工业用户		销售至市政配送公司			
	元/m <sup>3</sup>	\$/mmbtu	元/m	\$/ mmbtu	工业最终用途		非工业最终用途	
				元/m <sup>3</sup>	\$/ mmbtu	元/m <sup>3</sup>	\$/ mmbtu	
四川，重庆	0.69	\$2.81	1.275	\$5.20	1.32	\$5.38	0.92	\$3.75
长庆（陕西至内蒙古）	0.71	\$2.90	1.125	\$4.59	1.17	\$4.77	0.77	\$3.14
青海	0.66	\$2.69	1.06	\$4.32	1.06	\$4.32	0.66	\$2.69
新疆	0.56	\$2.28	0.985	\$4.02	0.96	\$3.92	0.56	\$2.28
其他	0.66	\$2.69	1.32	\$5.38	1.23	\$5.02	0.83	\$3.39

来源：NDRC (2005), NDRC (2007.3)。转 mmbtu 单位时假定 6.8 元兑 1 美元的汇率，38,000 KJ/m<sup>3</sup>

如同历史惯例，鉴于化肥厂对农业的重要性，它们一贯支付最低的价格（0.56 – 0.71 元/m<sup>3</sup>）。自 2007 年 11 月价格调整后，工业用户现在支付最高的井口价格（0.96 – 1.32 yuan/m<sup>3</sup>），但人们认为中央政府正考虑用一些方法来提高民用和商业消费者的批发价格，幅度可在 2009 年在 0.56 – 0.83 元/m<sup>3</sup> 基础上再提高每立方米 0.6 元，从而再一次使它们的价格超过工业用户的价格。新疆各类终端用户可享有相对低廉的价格，其中部分原因似乎是这种低定价可平衡中国天然气东输管线高昂的成本。

管线成本一直由国家发改委对每条管线进行分别设定，同时也因终端用户种类的不同而拉开差距。对于西气东输管线，从新疆绵延 3,900 公里到达上海，平均价格范围从河南省

( 大约是管线的四分之三处 ) 的 0.66 元/m<sup>3</sup> 到上海的 0.84 元/m<sup>3</sup>。据说，新建的四川到上海管线，经过沿途价格设定，到上海的市关价格与西气东输管线相同。从重庆到武汉 ( 大约 700 公里 ) 的平均管线成本为每立方米 0.4 元；管线支线附近的终端城市成本为每立方米 0.49 元。

根据最终用户的不同类别，管线天然气的市关价格范围从新疆气田附近的 0.60 – 1.0 元/m<sup>3</sup> ( 每 mmbtu 为 \$2.45 - \$4.08 ) 低价升高至上海市的 1.54 – 1.76 元/m<sup>3</sup> ( 每 mmbtu 为 \$6.28 - \$7.18 ) 的高价。重庆的地理位置临近四川气田，价格范围大约为每立方米 1 – 1.3 元 ( 每 mmbtu 为 \$4.08 - \$5.30 )。主要管线沿线其他城市的价格范围介于重庆和上海价格之间。

第二条西气东输管线中的 300 亿立方米进口管线天然气的流入，几乎肯定会对中国天然气价格结构形成有力的上行推动。非官方报道指出，假设国际油价为每桶 \$60，土库曼天然气通过 1800 公里管线穿过乌兹别克斯坦交付中国边境的价格将为每立方米 2.02 元 ( 新华网，2008 )。同一来源还报道说，在中国东部和南部沿线的各个市关取气点的平均交付价格将为每立方米 3.1 元，( 每 mmbtu 为 \$12.64 )，这可能意味着在中国东南部更远的终端取气点上，价格至少达到每立方米 3.5 元 ( 每 mmbtu 为 \$14.28 )。

2008 年 10 月引自缅甸文章的报告暗示，对于在 2012-2013 年启用的通往云南和贵州省的新建管线，缅甸对中国的收费大致为每 mmbtu \$9 ( 每立方米 2.2 元 ) (Intellasia 2008)。在 2008 年 12 月销售合约中对国际价格所套用的计算公式还不清楚。

## 2. 进口 LNG

中国海洋石油总公司 ( CNOOC ) 在 21 世纪初签订的初步长期 LNG 进口合同未曾严重冲击国内的价格结构，如下表 10 所示。由广东大鹏终端征收的费用基于这些成本 – 每立方米 1.60 元，这与从新疆到上海管线所输送天然气的价格是相当的。

**表 10：中国进口 LNG 的价格**

来源	价格	约定日期	附注

	\$ 每 mmbtu	元/m <sup>3</sup> 折合		
澳大利亚至广东 大鹏终端	2.4	0.63	2003	25 年合约始于 2006 年，并与 \$20 每桶的石油价格挂钩， 上调封顶至每桶\$25
印度尼西亚至福 建莆田终端	3.4	0.90	2006	25 年合约适于 2009 年，并与 最大\$38 每桶的石油价格挂 钩；2006 年从更低等级重新 商讨，印度尼西亚试图作进 一步的商讨
马来西亚至上海 终端	6	1.58	2006	据报道，与\$60 每桶的石油价 格挂钩，价格上限未知
现货送至大鹏	18	4.76	2008	

来源: 国际先驱论坛报，2005 年 6 月 7 日；能源论坛，2008 年 11 月 10 日；  
贸易市场，2008 年 10 月 8 日

2008 年，现货价格高达每 mmbtu \$17-18，估计涉及一百万吨，这是造成系统冲击的主要原因。据报道，2008 年末现货市场价格下降至每 mmbtu \$9.50 - \$10.50 – 有人猜测价格可能在 2009 年进一步下降至每 mmbtu \$7-8 – 价格方面仍然显著超出先前的 LNG 合约进口价格和国内管线天然气价格。

同样，最近的长期 LNG 合约价格将可能比当前中国国内管线天然气批发价格有着显著增幅。在 2006 年 10 月，CNOOC 就已约定支付 Petronas ( 马来西亚 ) 据称每 mmbtu \$6 ( 每立方米 1.58 元——贸易市场，2008 年 10 月刊 ) 的价格，并与当时国际油价每桶\$60 挂钩。中国工业人士认为，2008 年与 Qatargas 和 Shell 签署的 25 年合约可能价格在每

mmbtu\$10-11 左右。然而，这些合约的挂钩方式未知，并且油价的长期低迷（2009 年 3 月大约为每桶\$40）可能会减少进口 LNG 对中国批发价格结构的影响。

### 零售价格

配送公司向客户收取的零售价格受当地政府的控制，有时是省级政府，更常见的是市级政府。基本上，价格制定的目的是收回向管线公司或 LNG 终端支付的批发成本以及当地的传输/分配成本。许多城市已落实许多机制，使零售成本的提高被自动通过。市政公用事业部门、上游供应商中石油和中石化的下属企业、国内私有企业如新奥和中国燃气，甚至是外国企业如中华煤气公司在配送权方面的激烈竞争，预示着天然气配送领域会产生积极的回报，尤其对于第一次得到天然气接入权的地区。

鉴于配送成本高、小用户数量多，多数当地配送公司都尽力向民居消费者收取高于工业消费者的费用。然而在 2007 年 11 月，工业用天然气的批发成本增加了每立方米 0.4 元，某些地区的工业价格升高到高于民用价格（例如，在上海要高出 20-50%）。对商业用户如商店、饭店的定价有增至最高的趋势，因为它们缺乏政治影响。

表 11：天然气零售价格，中国城市

地点	天然气价格，民居使用 (元/m <sup>3</sup> )	主要燃气源
江西，吉安	5.3	进口或小型国产 LNG
广东的中小城市	4.2 – 4.7	进口或小型国产 LNG
广西，南宁	4.6	国产 LNG
广西，桂林	4.0	进口或小型国产 LNG
广东，佛山	3.85	进口 LNG
广东，深圳	3.5-4.0	进口 LNG
广东，广州	3.45	进口 LNG
河北，秦皇岛	3.38	陕西-北京-沈阳管线； 国产 LNG
贵州，凯里	3.18	国产 LNG (海南)
上海	2.5	西气东输管线
湖北，武汉	2.3	重庆至武汉管线
湖南，长沙	2.33	重庆至武汉管线
江苏，南京	2.2	西气东输管线
北京	2.05	靖边至北京管线

河南郑州	1.9-2.2	西气东输管线， 当地油田
西安	1.75	靖边至西安管线
重庆	1.4	当地气田

来源: 新华网, 2008 年 11 月 11 日; 新华网, 2005 年 7 月 15; 新浪新闻中心, 2005 年 6 月 6 日; 新华网, 2006 年 8 月 31 日; 深圳燃气, 2008 年 11 月 25 日; 桂林晚间新闻, 2009 年 1 月 4 日; 新浪新闻, 2009 年 1 月 4 日; 搜房网, 2006 年 3 月 15 日; 吉安网, 2008 年 3 月 31 日; 中国能源网, 2008 年 7 月 3 日; 北京晨报, 2006 年 12 月 14 日; 广州每日新闻, 2008 年 12 月 31 日; 燕赵都市报, 2007 年 6 月 18 日; 贵州东部新闻公报(2006)

如表 11 所示, 民居用户的定价在不同地区之间存在很大差别。价格最低的城市处于靠近国内气田的地区, 比如重庆市, 这里 2008 年末的民居使用价格为每立方米 1.4 元。由长距离国内管线供气的城市占据下个等级, 它们的民居消费者的价格居于每立方米 2.0 – 2.5 元之间 (北京、上海、南京、武汉、长沙)。广东和福建的城市居民用户依照 2002 年和 2004 年签署的长期合同获得进口 LNG, 价格依旧较高 (广东为每立方米 3.45 – 3.8 元)。

支付最高价格的是那些无法入网也没有长期 LNG 合约的城市, 它们依靠间歇性的 LNG 现货进口或长途运输的国产 LNG (见下图)。工业界人士指出, 广东沿海较小城市中的民居用户要负担高达每立方米 4.8 元的价格。在较贫困和交通封闭的省份中, 比如广西或江西, 某些城市也要支付此等幅度的价格。这些城市中的价格可能会随着它们获得新建的四川到上海管线、第二条西气东输 (中亚) 管线以及缅甸至中国管线的接入权而下降。但是其中有一些将在某种程度上继续依靠经长途运输的进口或国产 LNG。

### *小型国内 LNG 工厂的角色*

在中国长距离管线网络的初级性以及定价系统的某些特殊性的刺激下, 有至少 10 个小型 LNG 工厂投入了建设, 均属于松藻所考虑数量级 (每年 50,000 – 400,000 吨, 相当于 7 千万-5 亿 6 千万立方米)。其中大多数似乎都是私有制, 某些为市政燃气配送的专业企

业。产品通过料罐车来运输，在某些情况下超过几千公里；远在西北地区新疆的国产 LNG 被运输到东部沿海和中国西南的南宁市。对于中国目前的某些城市来说，这些小工厂是唯一可用的供应源。

小型国内 LNG 工厂的产品不受政府对管线燃气所施行的批发价格控管条例的约束，并以市场价格来销售。然而，其中许多业主以控管价格从国有大型生产商获得了依照政治安排向当地政府所分配的管线天然气或井场天然气的接入权。为了压制这种价格套利现象，NDRC 从 2007 年末开始禁止建设源自国有生产商气田的其他 LNG 燃气处理工厂，并允许燃气生产商与已经开始建设的工厂商定市场化的供应合同 (NDRC 2007.3)。

然而，可处理原始煤层气 (CBM) 或煤矿瓦斯 (CMM) 的 LNG 工厂似乎可得到开工禁令的豁免。燃气配送公司新奥在山西省拥有一座 CBM 工厂，并将成为山西另一座正在向世界银行申请贷款的工厂的取气用户。晋城无烟煤集团和香港燃气公司也正在同一地区建设另一座 CBM 液化工厂。山西阳泉有一座采用国产中国技术的试验规模工厂，该工厂将对煤层气 (CMM) 进行纯化和液化。中国小型 LNG 厂的说明请参见表 12 以及图 18 所示。

表 12：小规模 LNG 工厂

地点	业主	规模	技术供应商	入网日期	客户
		(tpy)			
甘肃，兰州	兰州燃气化工集团	120,000	Chemtex/Black 和 Veatch	2010	调峰天然气供应用于当地燃气配送事业
广东，珠海	CNOOC/珠海	120,000	Chemtex/Black 和 Veatch	2008	广东当地或上海

广西，北海	新奥燃气	50,000	Kryopak (New Braunfels, TX)	2006	中国西南城市；桂林，肇庆、东莞、汕头
海南，福山	海南海然高新能源有限公司	50,000	Propak (加拿大)	2005	贵州省和其他
内蒙古，鄂尔多斯市	星星能源	200,000	Chemtex/Black 和 Veatch	2008-2009	河北，秦皇岛
山西，晋城（煤层气）	晋城无烟煤采矿集团/香港燃气	70,000	NA	2008	香港燃气配送公司
山西，晋城（煤层气）	山西能源投资集团	250,000	NA	2011	新奥
山西，晋城（煤层气）	新奥燃气	30,000	中国技术	2008	新奥拥有产权的配送公司
四川，达州市	Huifeng Energy/ 鄂尔多斯星星	200,000	Chemtex/Black 和 Veatch	2008-2009	贵州省
陕西，靖边县	Xian Blue Sky Energy	100,000	Chemtex/Black 和 Veatch	2009	Xian City, probably Henan
新疆，鄯善县	光辉新能源公司	150,000	Linde	2004	燃气移入铁路罐车
新疆，库车县	光辉新能源公司	400,000	Chemtex/Black 和 Veatch	2009	全部

来源: 天山网, 2006 年 5 月 16 日; 海南政府, 2006 年 12 月 13 日; 新奥, 2004 年 6 月 29 日; 中国投标, 2009 年 2 月 25 日; Chemtex 公司私人通讯; 山西能源企业公司私人通讯; 四川日报, 2008 年 12 月 9 日;

鄂尔多斯在线，2008年12月12日；燕赵都市报，2007年4月30日；燕赵都市报，2007年6月18日；  
 新浪新闻，2007年4月6日

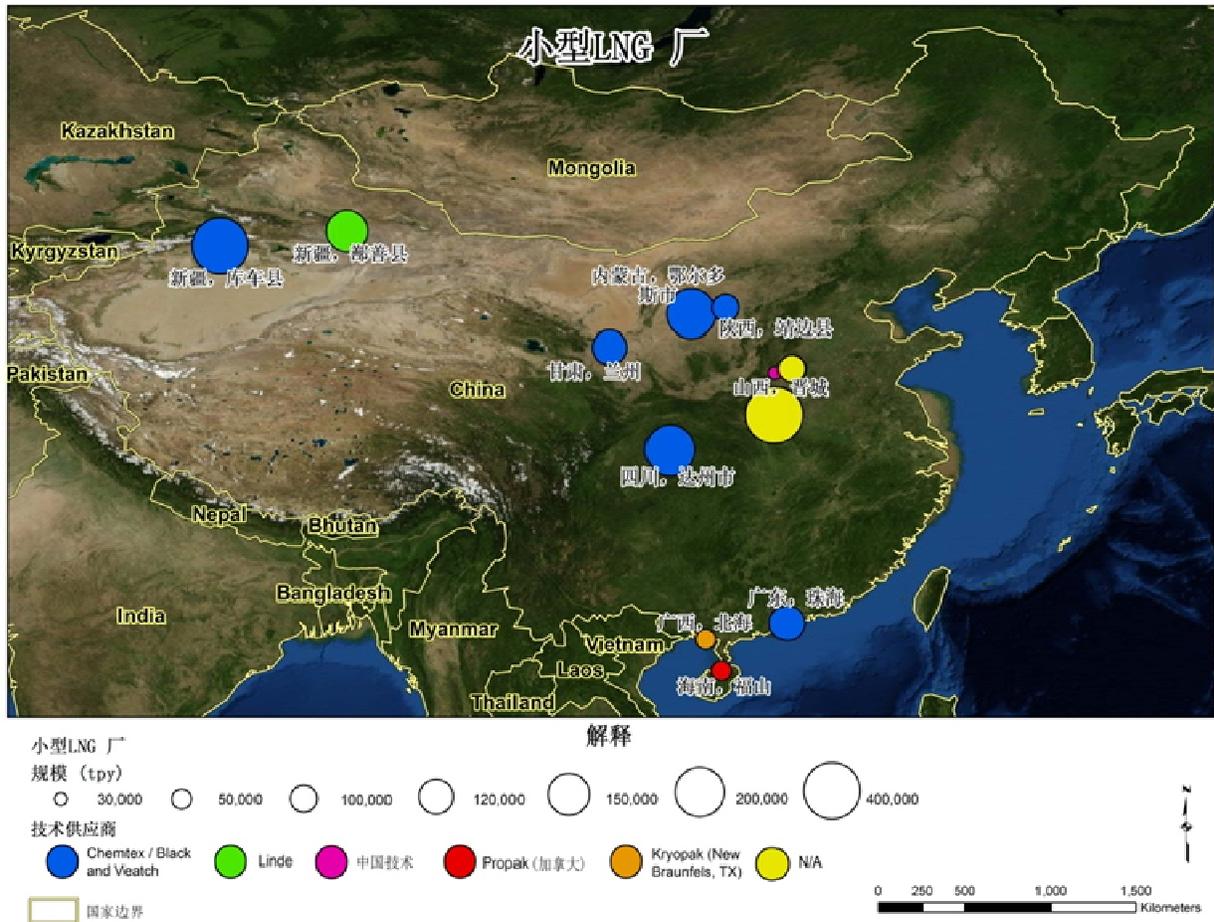


图 18 : 小型 LNG 厂

## 4.2.1 松藻天然气市场

### 4.2.1.1 中国天然气市场的最近趋势

经过几十年的产业停滞，中国的天然气市场在最近几年内经历了史上少有的突飞猛进。1995-2008 年间的平均年度生产与消费增长率分别为 12%和 13%，而 2003-2008 年间的增长率更超过 16.5%。表 13 和图 19 显示了中国天然气市场的各方面开发情况。

表 13：中国天然气市场的发展，1995-2008 年

	生产 (百万 m <sup>3</sup> )	LNG 进口 (万吨)	出口 (百万 m <sup>3</sup> )	消耗 (百万 m <sup>3</sup> )
1995	17,900			15,253
2000	27,200		3,140	23,531
2001	30,300		3,040	NA
2002	32,700		3,200	27,544
2003	35,000		1,873	34,829
2004	41,500		2,440	40,798
2005	49,300		2,970	46,474
2006	58,539	698	2,900	56,141
2007	69,310	2,931	2,600	69,523
2008	76,000	3,336	2,900 (估计)	75,000 (估计)

来源：CESY (2008), p. 75, 105, NBSC (2007), 中国海关 (2009.2)

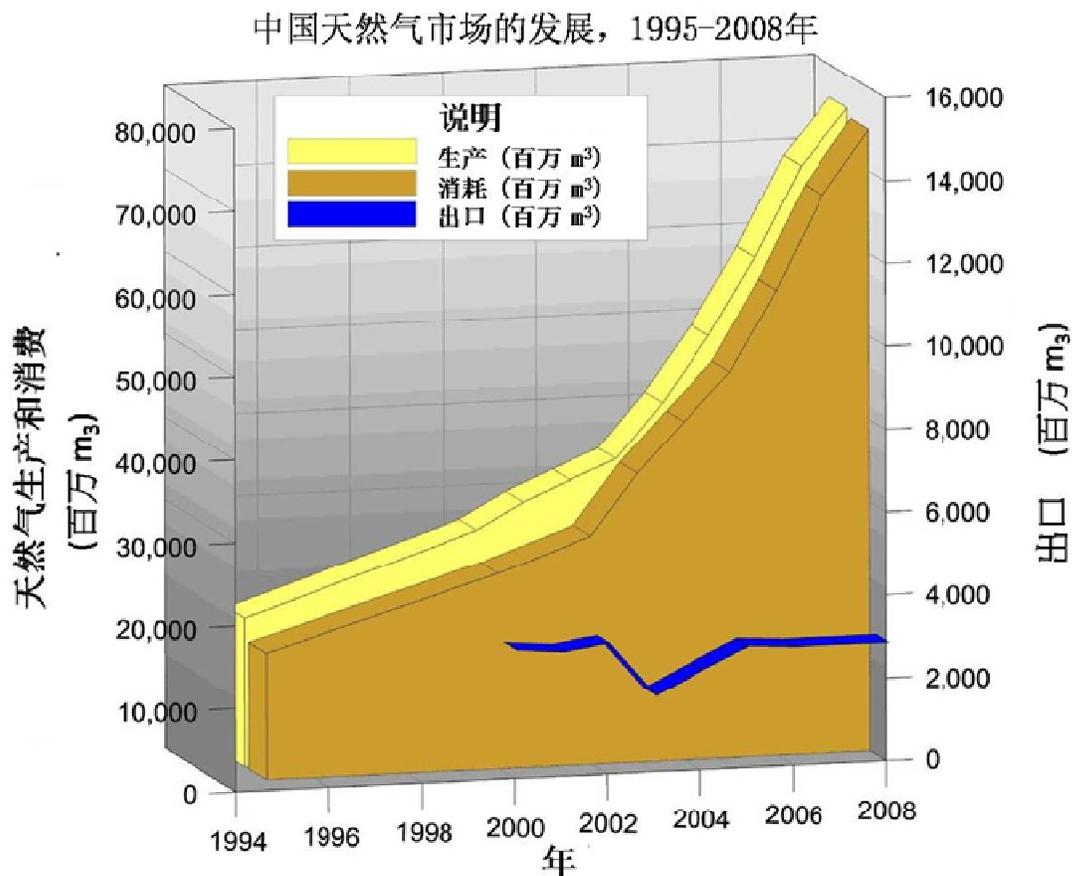


图 19：中国天然气市场的发展，1995-2008 年

在二十世纪九十年代中期以前，中国的天然气消费仅限于四川省（当时这里是唯一已开发的主要陆上气田）和另外一些与大型油田相邻的区域（燃烧少量回收的伴收气）。天然气中几乎有 90% 用于工业，主要是作为氨/尿素联产厂的原料以及油田与气田的自用燃料。

过去十年产业扩展的关键主要由于中国中央政府的决策产生了作用，通过两个陆上国有制油气生产商——中国石油天然气股份有限公司（PetroChina）和中国石油化工集团公司（Sinopec）以及国有银行系统，大力发展中国西部偏远地区的气田，在中国历史上首次建设长距离管线，以连接这些生产源（以及已有的四川气田）和中国东部人口稠密地区以及工业中心。由此产生的结果是，某些中国的大城市，包括北京、上海、南京、武汉、长沙、西安和兰州以及周边各中小规模的城市均首度烧上天然气。第三个国有企业——中国

海洋石油总公司 ( CNOOC ) 已完成两个大型 LNG 进口终端站 , 使天然气在广东和福建等沿海省份的城市地区开始得到使用。



**表 14：中国主要的长距离燃气管线，1995-2007 年**

管线	长度 (km.)	设计容量 (百万 m <sup>3</sup> )	气源	营运日期
靖边县 (陕西) – 北京	853	3,500	长庆 (陕西 – 内蒙古)	1997
靖边县 (陕西) – 北京 2 号	935	12,000	长庆 (陕西 – 内蒙古)	2006
靖边县 (陕西) – 西安	488	1,000	长庆 (陕西 – 内蒙古)	1997
靖边县 (陕西) – 西安	476	1,500	长庆 (陕西 – 内蒙古)	2005
涩北 – 格尔木 (青海)	190	700	涩北气田, 青海	1996
涩北 – 西宁 (青海) - 兰州 (甘肃)	953	2,000	涩北气田, 青海	2001
“西气东输” 管线: 新疆 - 上海	3,900	12,000 (原始) 17,000 (扩建)	新疆塔里木盆地和长庆	2005 2008
仪征 (江苏) – 安平 (河北) 连接管线	886 (1498 包括支线)	9,000	西气东输和第二条靖边至北京管线	2006
重庆 – 武汉	695	3,000	四川气田	2005
淮阳 (河南) – 武汉连接管线	475	1,500	重庆 - 武汉和西气东输管线	2007

来源: 新华网, 2001 年 12 月 12 日; 中国中央政府网站, 2006 年 12 月 16 日; 扬子晚报, 2005 年 12 月 31 日; 中国石油与燃气管线网站, 2004 年 3 月 29 日; 中国石油网络网站, 2005 年 9 月 22 日; 通用电气公司, 2008 年 11 月 24 日; 中国日报, 2005 年 8 月 5 日

**表 15 : 在中国营运的大型 LNG 交气站项目**

地点	容量	入网	气源	燃气使用
福建	260 万吨 (折合 35 亿 m <sup>3</sup> )	2008	印度尼西亚	三个大型发电厂 (65%); 5 个城市的市政配送 (35%)
深圳	370 万吨 (折合 50 亿 m <sup>3</sup> )	2006	澳大利亚	五个发电厂 (70%); 广州、深圳、东莞、佛山的市政配送 (30%)

来源: 中国电力网, 2006 年 7 月 4 日; 人民日报在线, 2006 年 6 月 29 日; 新华网, 2004 年 9 月 12 日; 厦门综合生活讯息英文网, 2008 年 5 月 9 日

尽管从 1995-2005 间用于传统化工/肥料生产的原材料维持了 33%的总燃气消耗份额, 我们可以明显看出, 供应量的增加正在为中国的天然气市场打开新的市场, 尤其是:

- **民用和商业用途**: 这两类用途在 2007 年的合并用量占到总份额的 21.7%以上, 与此相比, 1995 年的份额仅占到 11%, 其比率还在继续增长。
- **发电厂燃料**: 在 2005-2010 年期间, 装机容量至少为 20,000 MW 的燃气联合循环发电厂会不断投产, 如果按计划每年运行 3500 – 4000 个小时, 每年将平均消耗 150 亿立方米的燃气。在广东和福建运行的两个 LNG 终端站, 燃气联合循环发电厂所占据的消耗量超过总量的一半。
- **水泥制造**: 在 1995 至 2007 年期间, 在“非金属矿”(在中国主要指水泥)生产中作为燃料的消耗量提升了 10 倍以上, 达到大约 20 亿立方米(占全国总消耗量的 4.5%)。

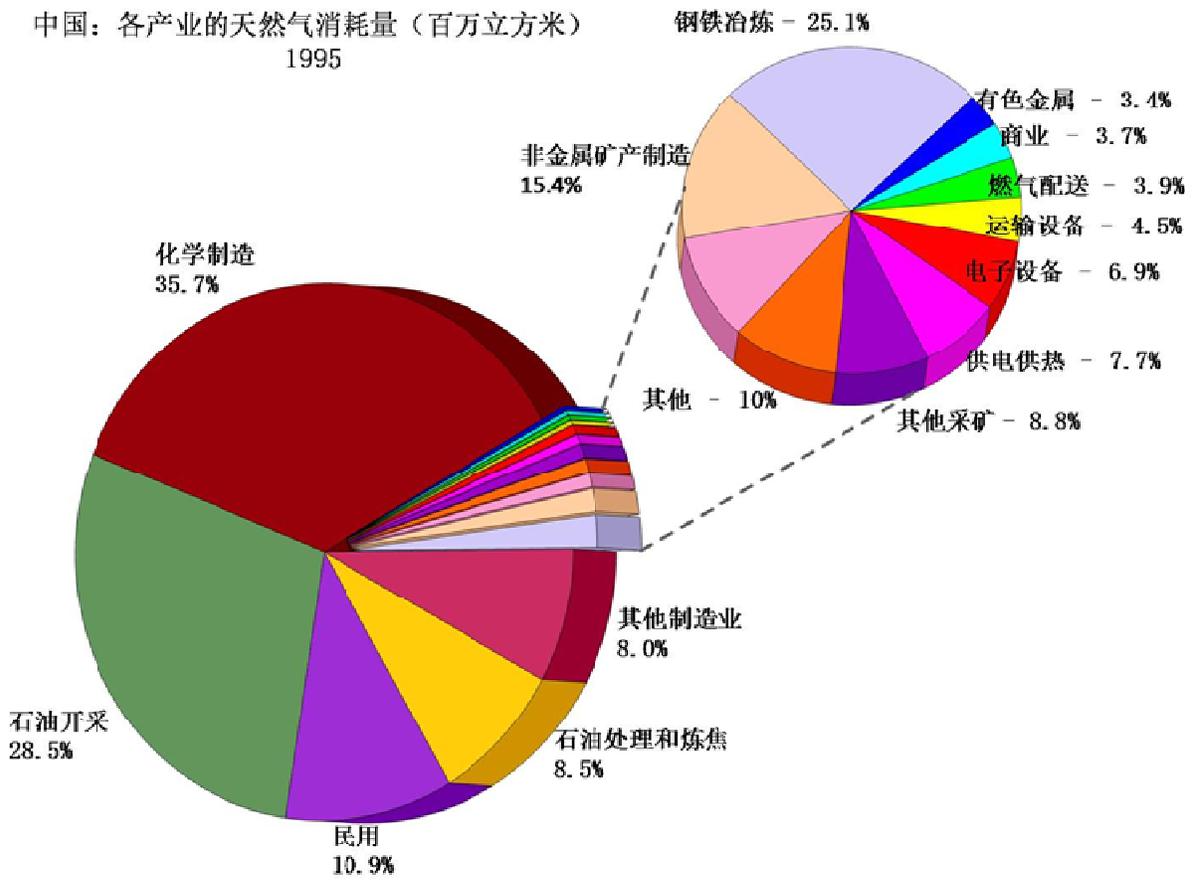
下表 16 和图 20、21、22 和 23 显示了 1995 年、2000 年、2005 年和 2007 年中国各产业的天然气消耗量。

**表 16：中国：各产业的天然气消耗量（百万立方米）**

	1995		2000		2005		2007	
	数量	%	数量	%	数量	%	数量	%
<b>总计</b>	<b>17,741</b>	<b>100.0%</b>	<b>24,503</b>	<b>100.0%</b>	<b>46,763</b>	<b>100.0%</b>	<b>69,523</b>	<b>100%</b>
<b>工业</b>	<b>15,439</b>	<b>87.0%</b>	<b>20,200</b>	<b>82.4%</b>	<b>35,379</b>	<b>75.7%</b>	<b>50,967</b>	<b>73.3%</b>
<b>采矿</b>	<b>5,187</b>	<b>29.2%</b>	<b>7,302</b>	<b>29.8%</b>	<b>8,799</b>	<b>18.8%</b>	<b>9,632</b>	<b>13.9%</b>
石油开采	5,058	28.5%	7,288	29.7%	8,346	17.8%	9,108	13.1%
<b>制造</b>	<b>10,080</b>	<b>56.8%</b>	<b>12,081</b>	<b>49.3%</b>	<b>23,921</b>	<b>51.2%</b>	<b>33,321</b>	<b>47.9%</b>
石油处理和炼焦	1,514	8.5%	1,342	5.5%	1,952	4.2%	2,652	3.8%
化学制造	6,336	35.7%	9,032	36.9%	15,443	33.0%	22,343	32.1%
非金属矿产制造	227	1.3%	250	1.0%	2,604	5.6%	3,125	4.5%
钢铁冶炼	369	2.1%	171	0.7%	1,068	2.3%	1,422	2.0%
有色金属	50	0.3%	50	0.2%	423	0.9%	579	0.8%
运输设备	66	0.4%	171	0.7%	537	1.1%	715	1.0%
电子设备	101	0.6%	341	1.4%	522	1.1%	666	1.0%
<b>公用事业</b>	<b>172</b>	<b>1.0%</b>	<b>817</b>	<b>3.3%</b>	<b>2,660</b>	<b>5.7%</b>	<b>8,013</b>	<b>11.5%</b>

供电供热	114	0.6%	644	2.6%	1,881	4.0%	7,078	10.2%
燃气配送	58	0.3%	171	0.7%	772	1.7%	927	1.3%
运输、储存、邮政	157	0.9%	581	2.4%	1,301	2.8%	1,689	2.4%
商业	55	0.3%	344	1.4%	1,079	2.3%	1,711	2.5%
民用	1,941	10.9%	3,232	13.2%	7,943	17.0%	13,339	19.2%
其他	147	0.8%	146	0.6%	1,061	2.3%	1,609	2.3%

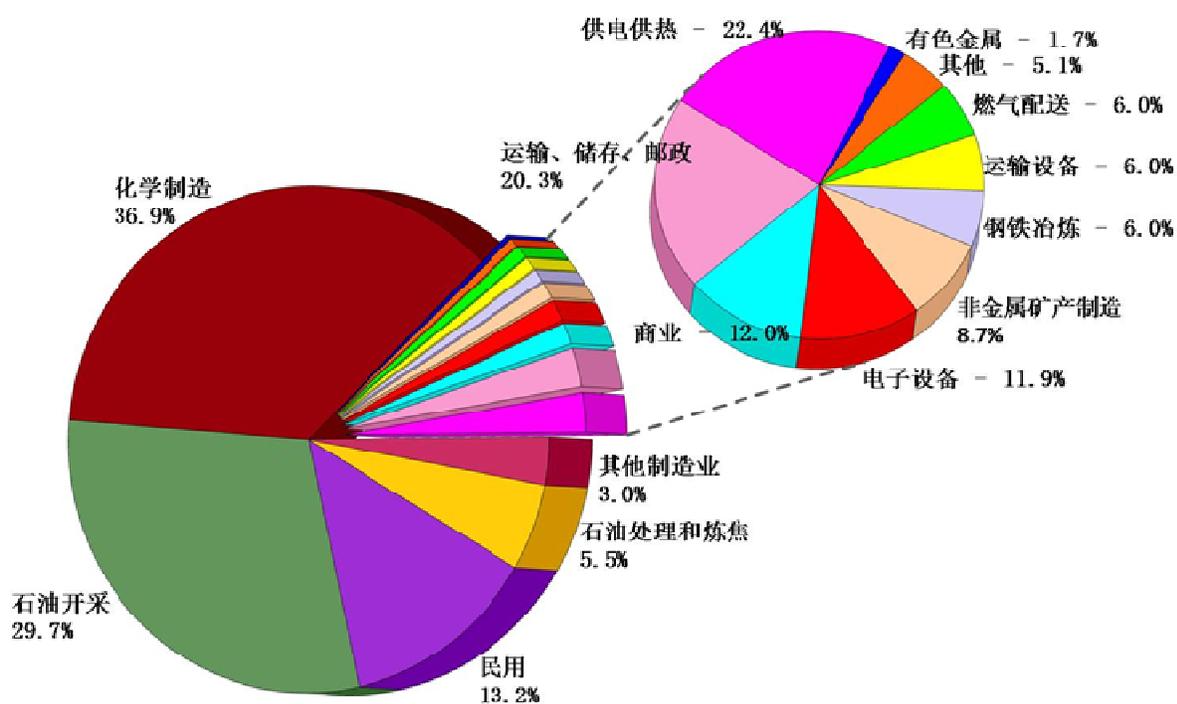
来源: CESY (2008), pp. 104 - 105



来源：CESY (2008), pp. 104 - 105

图 20：中国各产业的天然气消耗量，1995

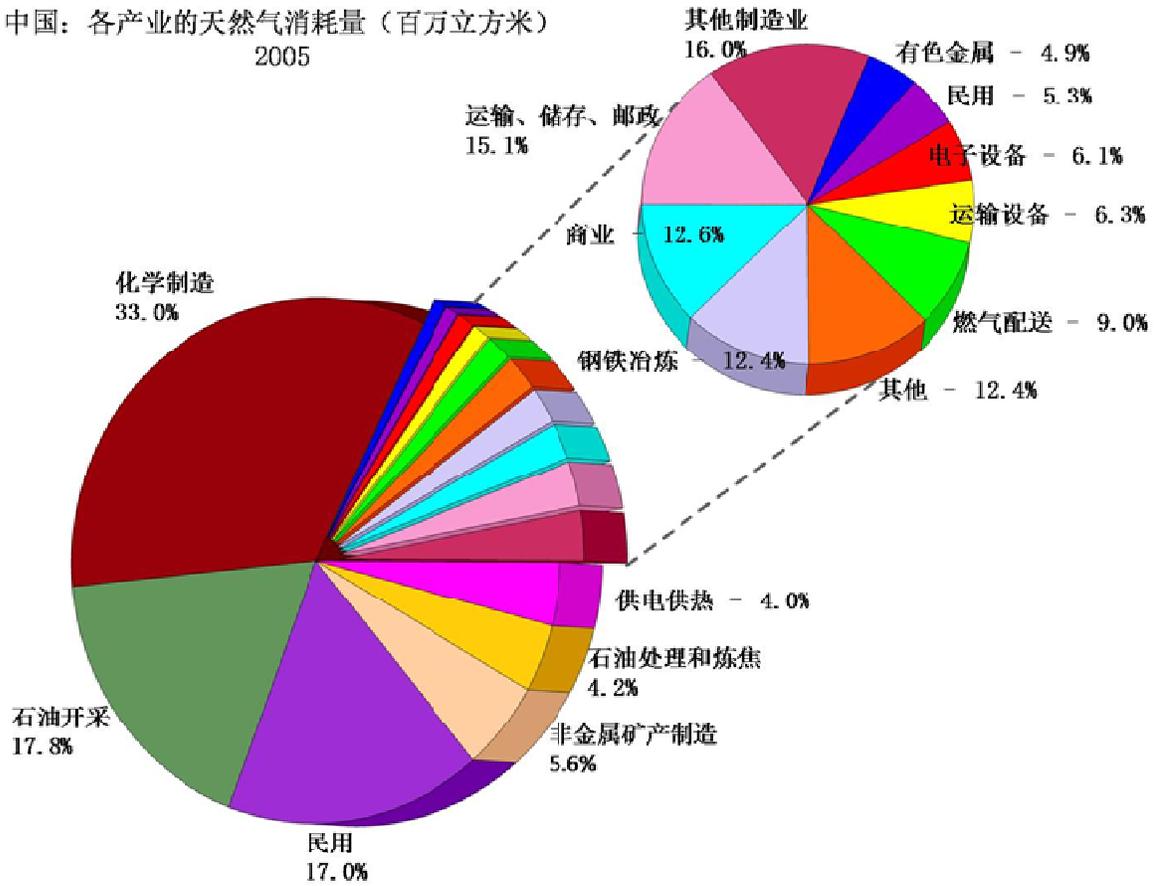
中国：各产业的天然气消耗量（百万立方米）  
2000



来源: CESY (2008), pp. 104 - 105

图 21：中国各产业的天然气消耗量，2000

中国：各产业的天然气消耗量（百万立方米）  
2005



来源：CESY (2008), pp. 104 - 105

图 22：中国各产业的天然气消耗量，2005

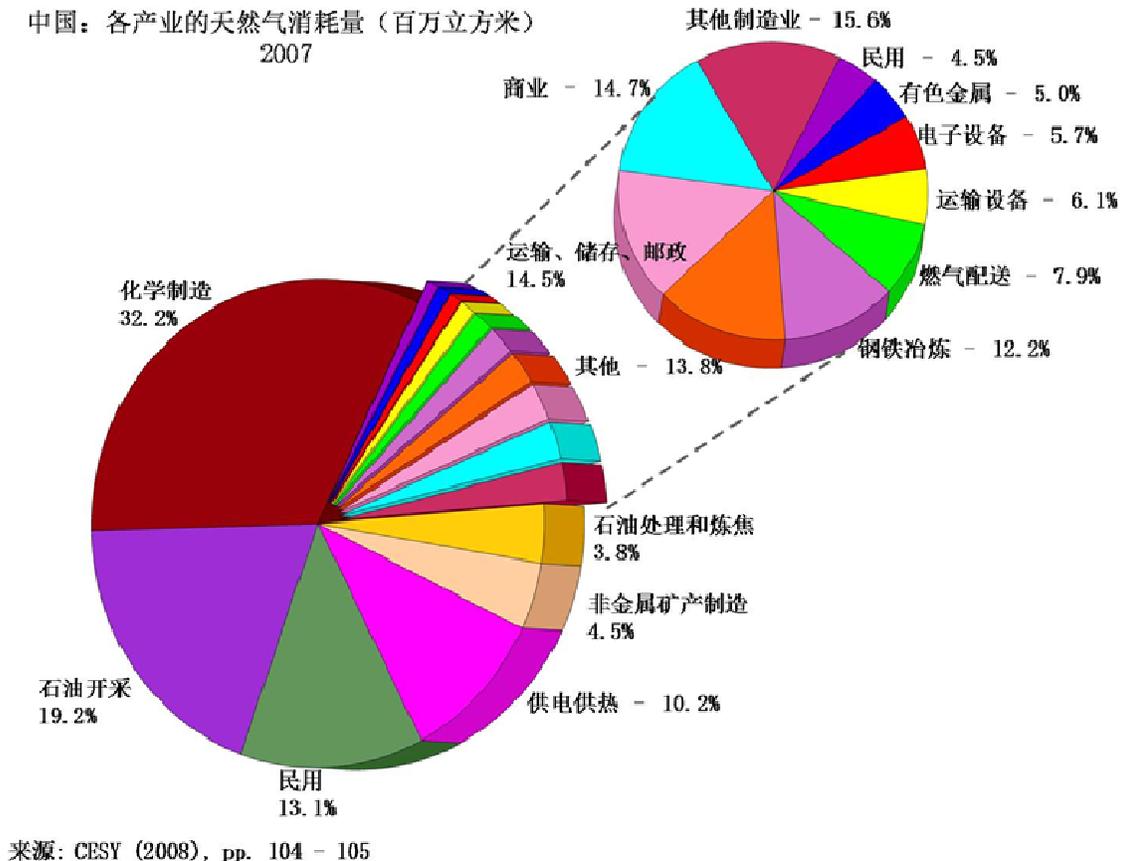


图 23：中国各产业的天然气消耗量，2007

#### 4.2.1.2 未来需求

正式和半正式的项目要求中国天然气的消耗量在 2010 年提高到 1000-1100 亿立方米，并在 2020 年前达到 2000 亿立方米，这意味着每年大约需要 100 亿立方米的稳定增长。上海与北京天然气公司的主管部门预计，单就这两个城市而论，其相对时期内的需求量已经能够以天然气满足，而 2007 至 2020 年之间的合计需求量将增加 193 亿立方米。

#### 中央政府的政策

天然气在当地环境和全球环境方面的好处一直对中央政府产生着很强的激励作用，促使他们增加天然气对其他燃料的能源混合比率。中国的第 11 个五年计划 (2006-2010) 要求天

天然气在主要能源总消耗量中的占有率从 2005 年的 2.8% 提升到 2010 年的 5.3%，而煤炭所占比率要从 69.1% 降低至 66.1% ( NDRC, 2006.3 )。

到 2007 年为止，天然气在全国主要能源总耗量中只占到 3.4%。这表明，在以能源密集型重工业为主导的两位数经济成长年份中，煤炭的消耗量增长未得到控制，但是不表明在燃气开发方面有任何的减缓。可能出现的情况是，随着重工业发展从 2008 年下半年开始减缓，煤炭消耗量会随之缓和，燃气在总能源消耗量中的占有比率将在随后几年内以更快的速率成长。

政府部门表示，希望天然气在主要能源中的占有率在 2020 年以前提高 8% 至 10%。即使实现这种成长，中国的天然气比率依然低于美国和欧盟当前 23%-25% 的水平。

由国家发展和改革委员会于 2007 年 8 月发布的白皮书纲要中详细列出了一些特别鼓励以天然气作为替代能源的产业：

- 城市居民做饭和热水加热
- 在政府办公室、商业企业和公共设施中使用
- 交通/汽车 ( 压缩天然气 )
- 分布式区域供热/空调

次级优先包括：

- 大城市中的集中式局部采暖与空调以及个体民居局部采暖
- 以天然气作为工业燃料来替代石油产品或煤气
- 在天然气供应地区的调峰发电站使用

该白皮书打破了先前 30 多年间政府的政策规定，建议大幅度削减以天然气为原料的化肥厂新建，并完全杜绝新建以天然气衍生物进行制造的甲醇厂 ( NDRC, 2007.5 )。

*来自民居产业的需求拉动*

由于政府的政策积极鼓励在民居中使用天然气，并且有大量城市居民正最终体验到，天然气与其他同性家用燃料相比，如液化石油气、煤气和煤炭等，所具有明显环境益处和便利性，民用天然气的需求正在快速上升。国家各个地区的当地政府正想法设法地获取天然气的接入点，同时，私有和公有天然气配送网络正在全国各个城市中蓬勃发展。

对生活在中国城市、郊区和乡镇的 5 亿 7 千 7 百万的人口来说，其中只有 1.02 亿人口可以在 2005 年末用上天然气。某些省的整个省区，比如贵州、云南、广西、江西和福建等，几乎没有向城市居民供应天然气；即使是高度发达的省份，比如广东和江苏，也只有 18%和 6.6%的城乡居民可以用上天然气。

在直辖市重庆，2007 年每户入网居民的天然气消耗量平均为 70 立方米。如果未入网城乡居民的人数按 4.75 亿来计，这意味着城市地区居民的潜在需求至少为每年 330 亿立方米。

这个数字未考虑到在中国寒冷地区以天然气进行局部供热的因素（重庆民居几乎不采用天然气局部供热），也未考虑城市化的逐步发展；据报道，当前全国的城市化率为全国人口的 43.9%，并且每年以 1 - 1.2 % 的速度在城市邻近地区成长。其中也没有包括商业方面的消耗量，若考虑此因素，则 2007 年重庆的总耗量还需在民居消耗量上附加 27%。如果考虑这些附加因素，我们有理由假设全国民居/商业方面的综合潜在需求至少为 500 亿立方米。

表 17 显示了中国各省使用天然气的城市人口。图 24 显示了中国的人口分布，图 25 显示了来自表 17 的信息。

表 17：中国天然气入网的的城市人口，2005 & 2007

省份	人口 ('000)	城市人口 ('000)	总计天然气消耗量 (所有用途 - 百万 m <sup>3</sup> )		使用天然气的人口 ('000)	
			2005	2007	2005	2007

省份	人口 ('000)	城市人口 ('000)	总计天然气消耗量 (所有用途 - 百万 m <sup>3</sup> )		使用天然气的人口 ('000)	
			2005	2007	2005	2007
安徽	61,180	23,677	85	403	2,078	3,285
北京	13,820	11,556	3,204	4,664	8,800	10,090
重庆	28,080	13,113	3,550	4,353	5,090	6,402
福建	35,810	17,440	51	48	0	200
甘肃	26,172	8,268	962	1,297	1,176	1,449
广东	94,490	59,623	249	4,569	785	3,986
广西	47,680	17,280	112	134	5	397
贵州	39,755	11,227	544	514	17	87
海南	7,870	3,526	2,097	2,340	211	328
河北	67,440	22,690	914	1,205	1,420	3,188
黑龙江	38,240	20,611	2,443	3,070	1,037	1,363
河南	92,560	29,940	2,371	3,314	3,987	4,691
湖北	60,280	26,330	611	863	2,639	3,811
湖南	68,057	27,529	100	584	616	2,068
内蒙古	24,490	12,061	635	2,651	496	1,491
江苏	74,380	38,603	1,362	4,458	3,804	6,999
江西	43,391	16,784	11	104	384	598

省份	人口 ('000)	城市人口 ('000)	总计天然气消耗量 (所有用途 - 百万 m <sup>3</sup> )		使用天然气的人口 ('000)	
			2005	2007	2005	2007
吉林	27,298	14,512	618	647	1,669	1,817
辽宁	42,380	24,770	1,481	1,424	5,666	6,573
宁夏	5,620		663	899	341	547
青海	5,516	2,210	2,211	2,025	326	697
陕西	36,050	14,103	1,876	4,134	3,588	4,006
山东	90,790	41,854	1,789	2,333	3,813	7,604
上海	16,740	14,848	1,872	2,778	5,219	6,965
山西	33,926	14,938	324	691	502	1,654
四川	81,270	28,932	8,952	11,215	9,665	9,601
天津	9,489	5,710	904	1,427	4,115	5,956
西藏	2,620				154	
新疆	20,500	7,778	5,646	6,981	2,204	3,072
云南	44,830	13,673	612	549	49	570
浙江	46,770	26,425	225	1,809	1,189	3,000
<b>总计</b>	<b>1,287,494</b>	<b>570,011</b>	<b>46,474</b>	<b>71,483</b>	<b>71,045</b>	<b>101,898</b>

来源: 今日中国 (2005), NBSC (2007), CESY (2006)

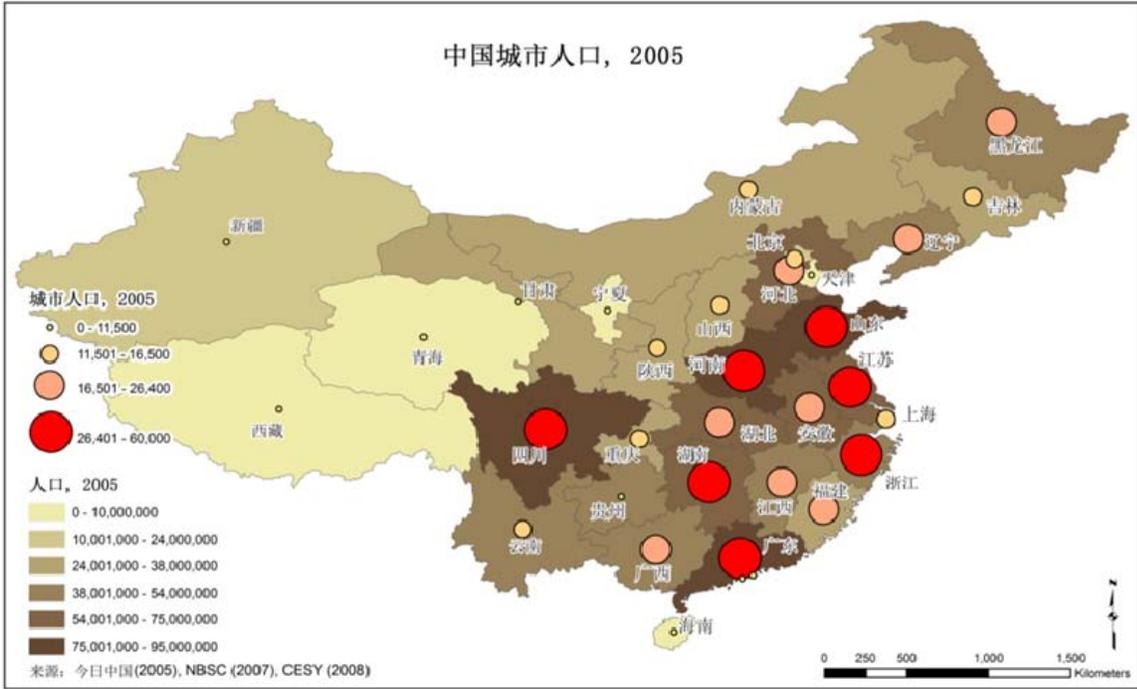


图 24：中国城市人口

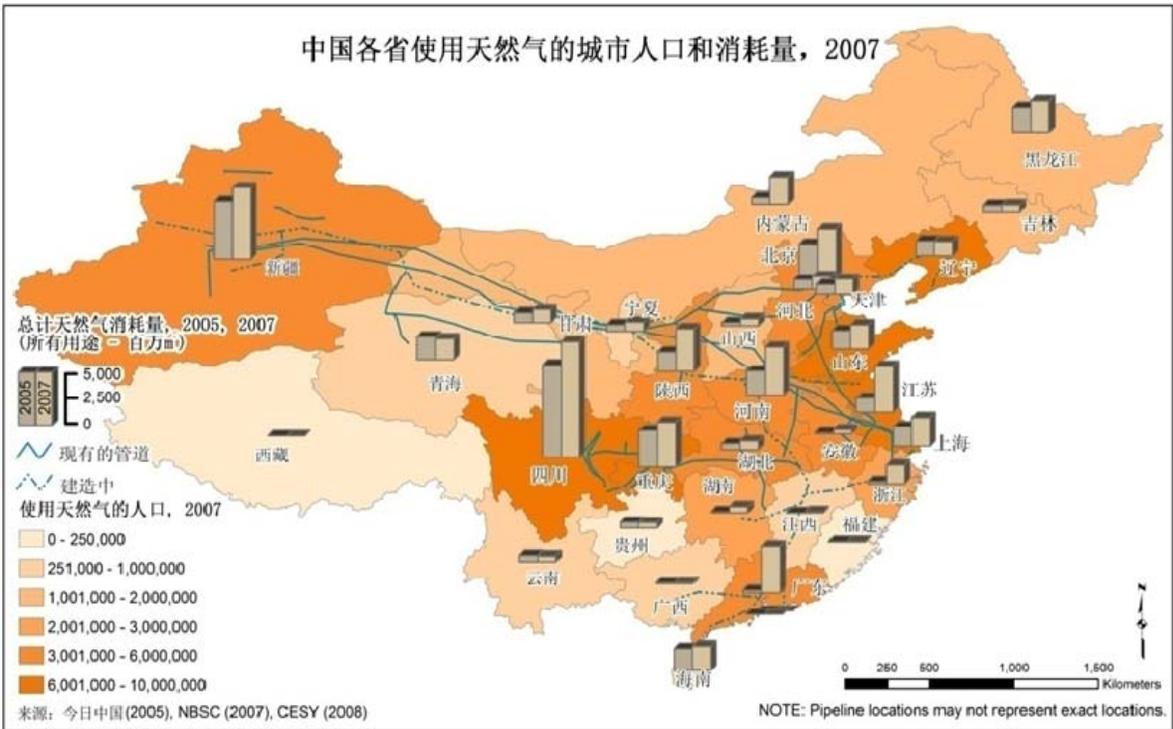


图 25：中国各省使用天然气的城市人口和消耗量，2007

至少迄今为止，价格因素还未成为居民天然气消费的障碍。其中部分原因是由于在批发和零售两个层面进行的价格控制（参考以上 4.2 章节），全国大部分地区始终把面向消费者的价格控制在每立方米 2 – 2.5 元的范围内（按照每立方米发热量 38,000 千焦，美元兑人民币汇率为 6.8 计算，每 mmbtu 价格为 \$8.16 – 10.20），与同比燃料如煤气和液化石油气的价格相比，定价很有竞争力。但是对于某些南部沿海城市的民居消费者，甚至包含某些内陆小城市，每立方米的费用高达 3.5 – 4.5 元（每 mmbtu 价格为 \$14.27 - \$18.36），由此反映出当地资源的短缺和 2007-2008 间进口 LNG 的价格之高。按照当前重庆的情况来计算，假定每户每年消耗约 230 立方米，即使是此等价格水平也只相当于每户每年支出 805 – 1035 元（\$118 - \$152），对于城市居民可自由支配的收入来说，其比重仍然很小。

### *其他产业的需求*

#### *工业燃料*

如上所述，中央政府在 2007 年关于天然气使用的白皮书中，鼓励在工业当中尽可能以天然气替代燃料油和煤气。据报道，在 2005 年，中国工业消耗了 1980 万吨燃料油(CESY 2008, p. 103)；如果假定 6 号燃料油的热值为 42,390 kj/kg，而天然气热值为 38,000 kj/m<sup>3</sup>，则意味着在燃料油替代方面所存在的潜在市场规模数量级为 200 亿立方米。来自传闻的证据表明，这一过渡会逐渐地发生，特别是对于炼油厂本身。

省级以及地方级政府也对地方企业施加压力以天然气替代煤或者煤气，以便改善空气质量。比如仅是河北秦皇岛的耀华玻璃公司预计将在 2011 年时完成转化，每年消耗 4 亿立方米的天然气。

在建设中的中亚至中国 3000 亿立方米天然气管线（见下面）的规划者估计接近 30%的气流量将作为工业燃料消耗掉，如果类似的转化率发生的话(新华网 2008)。至于民用，供给是增长需要的唯一限制。

### *能源部分*

综合循环电力发电厂在最近五年期间一直是重要的天然气需求源，用量至少占第一条西气东输管线配送量的一半，也占据了广东和福建内运营的最先两个 LNG 终端站配送量的大约三分之二。然而它们不大可能在以后 3-5 年期间在新需求方面扮演重要角色。

2005-2008 年期间，新建的大型综合循环发电厂总容量超过 20,000 兆瓦，这是由于出现急剧电力短缺，以及中央和地方政府认为来自新建管线和 LNG 进口终端站的天然气需要有稳妥的取气用户这两种因素所致。所有迹象表明，民居/商业方面出现的意外强劲需求使市政配送公司类的取气用户更加愿意将未来的项目委托给管道公司，并且减轻了综合循环发电厂的新建压力，仅为保证管线项目的成功。中国石油天然气集团公司预计，在新建中亚至中国管线中，只有大约 15% 的输出量将被出售给发电厂（新华网，2008）。

天然气相对于煤炭的高价格（煤炭价格为每吨 400 元，热值为 5000 kcal/kg，而天然气价格为每立方米 1.5 元，由此按千瓦时来计算，煤炭大约比煤气便宜 40%）导致电网把天然气供调峰电站使用，每年发电 3500-4000 小时，而非用于基本负荷发电厂，无论它们的热效率有多高。煤炭价格在 2008 年上半年的快速赶上可能已使某些地区的这种差距得到弥合，但是 2008 年下半年的价格下跌又几乎使这种差距恢复了原来的态势。

2008 年末中国能源市场的总体走软（参见报告的 4.3.1.1 章节）也可能会在近期内进一步抑制综合循环发电厂的新建。综合循环发电厂若要恢复快速增长的态势，可能需要一种天然气和煤炭经济的改变，以及政府在取代煤炭火力发电厂方面推出更强的环保措施。

### *汽车产业*

国家发展和改革委员会在 2007 年白皮书中将汽车燃料列为被鼓励的天然气用途之一。在天然气相对富饶的重庆市，汽车产业占据 2007 年总天然气耗量的 5% 以上；城市中几乎所有的出租车都以压缩天然气为燃料。与汽油相比所具有的相对优惠定价似乎是 CNG 使用背后的主要驱动力，该产业的成长将视为来燃料之间的价格关系而定。中央政府已表示出一种意愿，即使压缩天然气的热值基础至少达到汽油的 75%，以避免天然气过度地向汽车产业分流 (NDRC 2007.3)。

## 经济减缓对天然气需求的影响

随着世界经济危机的出现，中国出口突然紧缩，并由此导致经济增长率的减缓；政策引起的房地产投资减缓导致重工业材料生产如金属产量的下降，使情况雪上加霜。但在 2009 年初还没有充分数据用以评估经济减缓对天然气需求的影响。从 2008 年第四季度开始，以上情况对煤炭和电力的需求都产生了显著的不利影响，但是我们有一些理由相信，天然气受到的这种影响不会很大，其中包括：

天然气消费的增长是集中在民居产业方面。

- 尽管出口加工厂的不景气造成城市失业严重，并且使潜在的天然气消费者——农民工返回乡下，某些数据仍然表明城市消费从总体上看未曾受到 2008 年底经济走缓的影响。根据中国国家统计局的数据，2008 年 11 月的城市消费比 2007 年 11 月高出 20.3%，大体上与今年年初的趋势一致(NBSC 2008)。
- 工业消费主要集中在化肥业，从而服务于国内农业。没有迹象表明中国农业将会受到全球危机或中国房地产/工厂投资减缓的严重影响。甚至钢材等物资生产的暂时减缓也不一定会影响这些行业内的煤气或重油改天然气的项目。
- 4 万亿元的中国国内刺激方案的重点在于基础设施的建设，它将使全球经济和国内房地产滑坡的效果得到缓冲。世界银行预计，中国经济总体上将在 2008 年成长 7.5% – 大幅度低于世纪之交以来一贯的两位数增长速率，但是经济仍旧是稳健的 -- 经济刺激方案几乎实现了一半的增长(WB 2008)。

最重要的是，天然气销售企业指出，到 2008 年年底，市场内没有见到任何表明势头减缓的迹象。

该研究因此假设：

- (1) 在可预见的将来，天然气消费的增长率平均为每年 100 亿立方米，并将不受世界经济衰退以及由此衰退和中国国内因素所导致的中国较低成长率的影响。
- (2) 若可能出现天然气消费增长减缓，则此情况的延续时间将很短，短到足以消除对提议之松藻项目的任何不利影响。

这些假设必须随着时间的进展，对照实际情况来接受检验。尤其是，潜在投资者应监控在宏观干扰出现时，相应的城市化速率是否减缓、城市失业率是否上升、或可自由支配的收入是否减少，并足以对城市基本公用事业的消费，如天然气的先前增长形态造成不利影响。他们还应当留意重工业成长幅度下降的程度和延续时间，判断工业方面的天然气消费成长率是否明显减少。

#### 4.2.1.3 新的供应

在过去三五年间所有令人瞩目的供应成长均来自国内资源，尤其是新开发的新疆塔里木气田（西气东输管线的主要气源），同时也来自西部内蒙古和陕西境内的长庆气田（至北京管线的气源）。然而已经有迹象表明，这些气田的成长正在减缓。据报道，2008 年全国的产出量已增长 65 – 70 亿立方米，与此相比，2007 年增长了 110 亿，2006 年增长了 90 亿。来自新疆的产出量在 2008 年增长了 30 亿立方米，，与此相比，2007 年增长了 45 亿，2006 年几乎增长了 60 亿。参见表 18 和图 26。

**表 18：中国各个省份的天然气产量**

	2005	2006	2007	2008
<i>华北</i>				
北京				
天津	879	1,050	1,334	NA
河北	692	655	714	NA
山西	324	602	NA	NA
内蒙古	1,719	5,307	7,050	NA
<i>东北</i>				
辽宁	1,172	1,194	872	NA

	2005	2006	2007	2008
吉林	540	241	522	NA
黑龙江	2,443	2,452	2,550	NA
<b>华东</b>				
上海	604	564	507	NA
山东	925	855	784	NA
<b>华中华南</b>				
河南	1,762	1,868	1,576	NA
广东	4,475	4,894	5,247	NA
海南	166	205	203	NA
<b>西南</b>				
重庆	327	647	500	NA
四川	14,230	15,995	18,746	NA
<b>西北</b>				
陕西	7,546	8,047	11,010	NA
青海	2,226	2,503	3,430	NA
新疆	10,671	16,420	21,020	24,000
<b>总计</b>	<b>49,300</b>	<b>58,539</b>	<b>69,310</b>	<b>76,000</b>

来源: CESY (2008), p. 41; NBSC (2008); ChinaGate , 2008 年 12 月 11 日

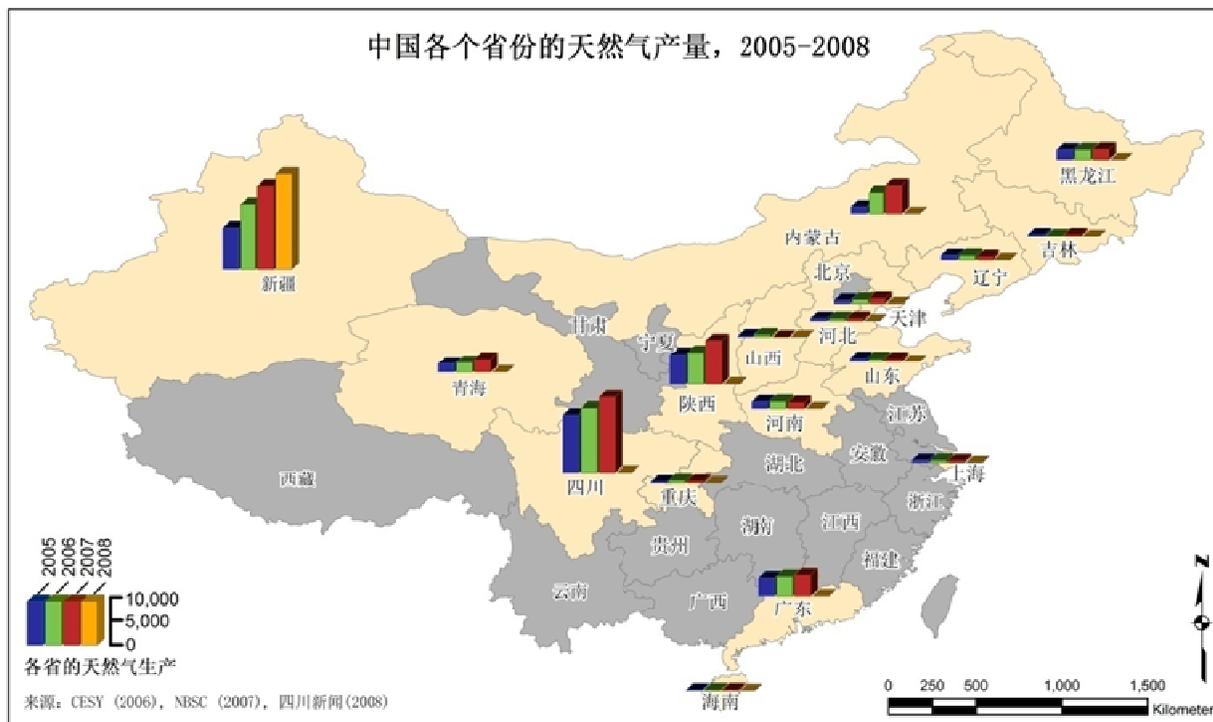


图 26：各省的天然气生产，2005-2008

在以后三四年内，最重要的新增国内气源将是四川省的普光气田，该气田地点就在重庆市的北部，正在被两个国有陆上天然气生产商当中规模较小的 Sinopec (中国石油化工股份有限公司) 开发。中石化正在建造一条从重庆到上海，每年 80 亿立方米容量的管线，计划在 2010 年并网后按如下数据配送天然气。参见表 19 和图 27。

表 19：中石化天然气按省份的配送

省份	分配(百万 m <sup>3</sup> )
江苏	2,350
上海	1,900
浙江	1,850
安徽	800

江西	300
----	-----

来源: 中国发展门户网, 2007

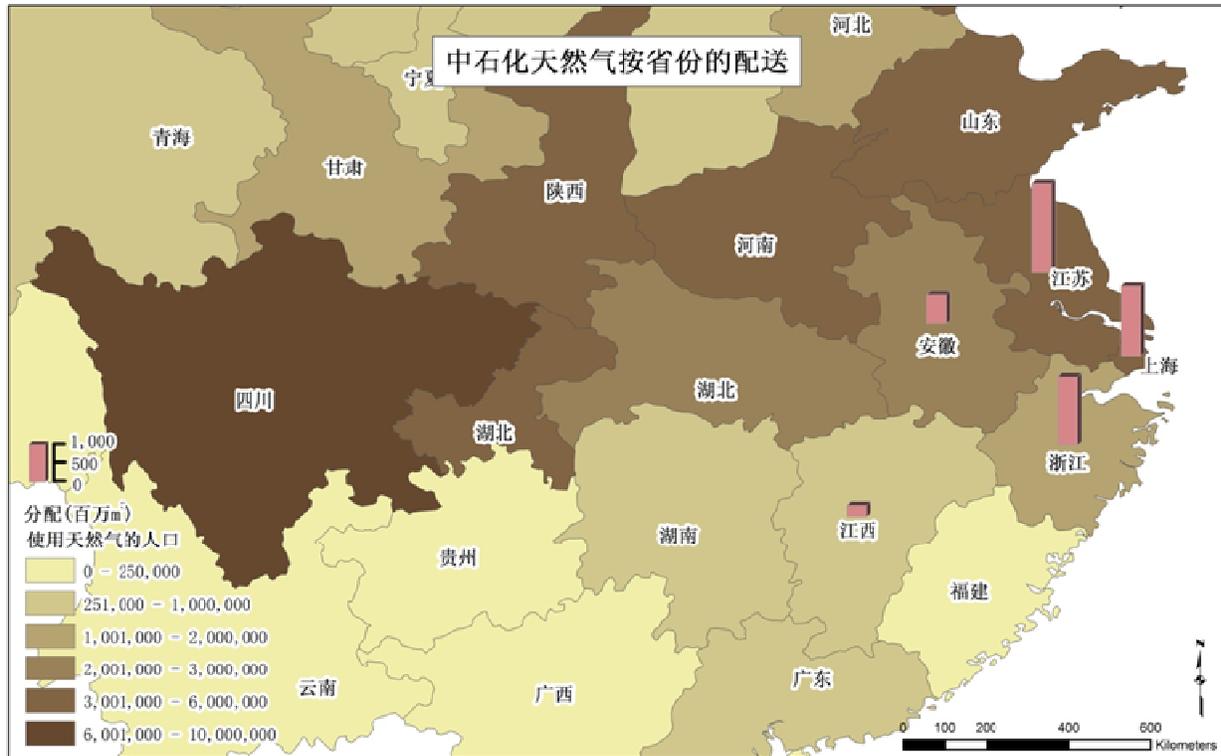


图 27 : 中石化天然气在各省的分配

另外还各有 200 吨被配送至重庆市以及四川省。

但普光是最近几年内唯一被公布的大型新近发现气田，政府似乎正在规划在中期内通过如下大型项目来引进国外的大量新气源：

### 第二条西气东输管线

该项目的设计容量为每年 300 亿立方米，预计成本为 1400 亿元（折合美元大约\$200 亿），其中涉及如下方面：

- 建设 1,818 公里从乌兹别克斯坦和哈萨克斯坦到中国边境新疆的管线。
- 建设 4,945 公里从中国边境到广州的主干管线

- 建设 8 条总计 3,849 公里至中国东部、中部和南部各个负荷中心的支管线 ( 新华网 , 2008 ) 。

据报道，按照生产共享协议，PetroChina ( 中国石油天然气股份有限公司 ) 可从土库曼石油公司购买余气，有 130 亿立方米的天然气将从 PetroChina 开发的土库曼斯坦气田送往中国。

中国段管线的建设已经从 2008 年开始，预计可在 2010 年首次通气，并在 2012 年实现全部能力。目前可以断定，该项目由 PetroChina 以及其他中国投资人以股权、PetroChina 发行债券以及从中国政府银行贷款等方式筹资。

以下图 28 显示了中石化天然气在各个产业的消耗。

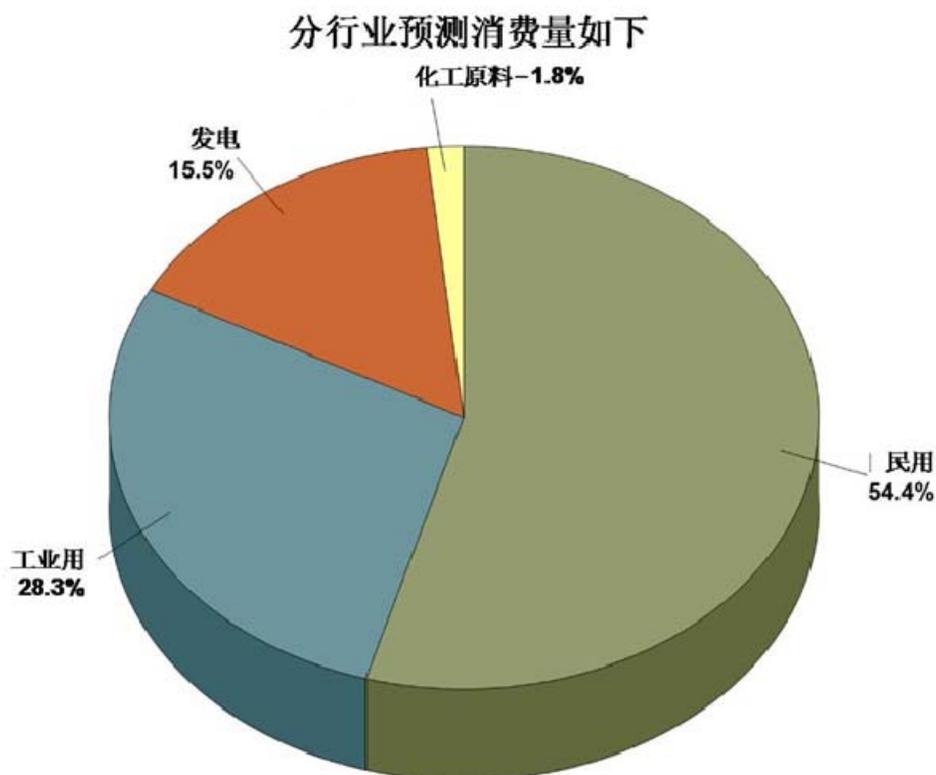


图 28 : 中石化天然气在各个产业的消耗

### 缅甸-中国天然气管线

在 2008 年 12 月，中石油与缅甸政府以及大宇燃气生产财团签署了一系列协议，以建设长度约 1000 公里、容量 100 亿立方米的管线，用于从孟加拉湾内的两个海上生产集团，跨过缅甸向中国西南部的云南和贵州省输送天然气。非官方报告称，该管线的线路还未在 2009 年初最终敲定，并且预计在 2012-2013 年之间开始向中国送气。中石油已经与这些省份内的当地配送公司商议初步的取气协议(shxb.net 2008 年 12 月 28 日)。

上述新建管线将把国家网络延伸至中国境内几乎所有省份。但是这些省份内可能还有些中小型城市无法接入当地的配送网络，并且许多较大城市也无法得到足够的天然气来完全满足居住人口的需求。

### LNG 进口终端站

除了已经在深圳（广东）以及福建省投入运行的两个大型 LNG 进口终端站之外，各个国有石油公司还计划在沿海地区新建至少九个终端站。其中四个分别位于上海、珠海（广东）、大连和江苏——综合容量为每年 1250 万吨，或大约再气化 165 亿立方米，据报道它们已经在建设中。

同样重要的是，这些项目已相应签署以下长期 LNG 供应合同：

**表 20 : LNG 供应合同**

供应商	采购商	签署日期	容量 (tpy)
Petronas (马来西亚)	CNOOC/上海	2006	110 万 (2009-2011) 300 万 (2012-2034)
Qatargas	中石油	2008 年 11 月	300 万 (2011-2036)

Shell	中石油	2008 年 11 月	200 万 (2011-2031)
Qatargas	CNOOC	2008 年 6 月	200 万 (2009-2034)
总计 (法国)	CNOOC	2008 年 6 月	100 万 (从 2010)

来源: 新华网, 2007 年 1 月 23 日; Shell, 2008 年 10 月 4 日; 新华网, 2008 年 11 月 25 日; 中国日报, 2008 年 6 月 25 日

**表 21 : 提议的 LNG 进口终端项目, 2008-2010 年**

地点与主办方	容量	状态	气源
上海 (CNOOC)	300 万吨 (折合 4 亿 m <sup>3</sup> )	在建设中, 将于 2009 年入网	马来西亚
辽宁, 大连 (中石油 PetroChina)	300 万吨 (折合 40 亿 m <sup>3</sup> )	在建设中, 将于 2011 年入网, 包括 至沈阳和抚顺的管线	Qatar
浙江, 宁波 (CNOOC)	300 万吨 (折合 40 亿 m <sup>3</sup> )	规划中	未解决
广东, 珠海 (CNOOC)	340 万吨 (折合 45 亿 m <sup>3</sup> )	在建设中  2011 年入网?	自身资源/Qatar
江苏, 如东 (中石油)	350 万吨 (折合 45 亿 m <sup>3</sup> )	民用建设  2011 年入网	Qatar/Shell
海南, 洋浦 (CNOOC)	200 万吨	规划中	未解决

	(折合 26.7 亿 m <sup>3</sup> )	2012-2015 年入网?	
河北, 唐山 (中石油 PetroChina)	300 万吨 (折合 40 亿 m <sup>3</sup> )	规划中 2012-2015 年入网?	未解决
山东, 青岛 (中石化)	300 万吨 (折合 40 亿 m <sup>3</sup> )	规划中 2012-2015 年入网?	未解决
天津 (中石化)	300 万吨 (折合 40 亿 m <sup>3</sup> )	规划中 2012-2015 年入网?	未解决

来源: 新华网, 2007 年 1 月 23 日; PetroChina, 2008 年 6 月 2 日; PetroChina, 2008 年 4 月 23 日; Bloomberg, 2008 年 11 月 28 日; 中国日报, 2008 年 6 月 25 日; ChinaMining.org 中国矿业网, 2008 年 1 月 23 日

#### 4.2.1.4 中国宏观燃气市场对松藻项目的引申意义

如前所述, 中国宏观经济环境的长期基础, 对纯化液化的松藻煤层气 (CMM) 并入中国市场是非常有利的。过去 8 年在天然气转化与配送方面的投资已经第一次为中国城市中心获取燃气带来真实的可能性, 并释放出巨大的潜在需求。

国内供应过去一直是、现在还是, 并且将来仍可能持续这种供不应求的局面。其他小规模国内 LNG 工厂的成功是建立在以卡车运输至最终用户的基础上, 这就为松藻之类的新工厂设定了积极的前提。

全球经济走缓的宏观性意味还无法预测。但至少 2009 年的开端, 天然气在中国仍保持卖方市场的局面。从供需的角度来看, 市场吸收松藻 1 亿至 1.5 亿立方米当量的 LNG, 在每年 100 亿立方米的市场成长背景下应当是自然而然的事。

在 2009 年之初, 中国有特许经营权的燃气配送公司表明愿意以每立方米达 3.0 元的价格支付松藻的 LNG 产品, 供应那些不易获取管道燃气或进口 LNG 的城市。合理的猜想是,

这些公司所假设的卡车运输距离均高达 1000-1500 公里，每立方米的零售价格为 4 到 5 元之间。

在几乎可以肯定中国将大幅度依赖进口燃气供未来发展的前提下，进口管线燃气和 LNG 的市关价格将驱动松藻 LNG 产品所能主导的长期价格。松藻的价格基准应由此脱离来自国际管线和进口 LNG 的燃气成本。

有报告说，随着原油价格达到每桶\$60，来自中亚的进口管线燃气的市关价格在中国东南部将接近每立方米 3.0 – 3.5 元(新华网 2008)。进一步假定：(1) 一家中国业内公司在 2008 年下半年提供的 LNG 卡车运输数量级成本为每 100 公里和每立方米 0.07 元；(2) 运输半径为 1000 – 1500 公里，将使松藻产品抵达管线沿路的一些市场，以中亚燃气作为衡量基准，松藻应有理由假定使价格达到至少每立方米 2.5 元（每 mmbtu 为\$10.76，每立方米甲烷发热量 36,000 KJ），并附加每立方米 0.5 元的费用以收回配送成本，在此还假定国际油价在松藻工厂并网时恢复到每桶\$60。

LNG 进口价格的范围是每 mmbtu \$10-11（在 2008 年末报告的大约现货价格），这也支持了松藻工厂液化 CMM 中每立方米 2.5 元的交付价，假定松藻的运输成本可被进口 LNG 运达市关的装卸与运输成本抵消。如果国际 LNG 价格进一步上扬，则松藻价格可能会有显著的上升空间；而价格下跌时风险也低。

## **4.2.2 松藻纯化燃气市场的选择方案**

### **4.2.2.1 销售至管线公司**

目前，中国石油天然气股份有限公司（PetroChina）的管线网络延伸至綦江县的县政府，离松藻地区大约 45 公里。管线延伸至松藻并且 PetroChina 购买纯化甲烷的事在理论上是可能的（如同把松藻的 LNG 运输至綦江的管线终端），但是在 2008 年末生效的国内天然气价格控制体制下不可能有经济上的吸引力，上述体制把至重庆的管线价格固定在每立方米 0.92 – 1.275 元之间，依据最终用户不同而有所差异(NDRC 2005, NDRC 2007.3)。

#### 4.2.2.2 销售至重庆燃气公司或其他重庆最终用户

由于靠近四川气田，重庆有全国历史最久和开发最完善的天然气配送基础设施。它在 2007 年报道的总天然气消耗量达到 45 亿立方米，成为人均消费最大的三个省份之一，2004-2007 年的平均增长率为 14%。

重庆燃气集团与松藻煤电公司同为重庆能源投资集团的下属，该公司拥有在重庆大都会核心地区以及一些外围县市配送燃气的特许权，并在 2007 年占重庆燃气消耗量的大约 1/3。大多数余气都由大型工业企业从 PetroChina 直接采购，少量送往周边地区的配送公司（其中包括一些 PetroChina 拥有产权的企业）。

重庆燃气集团自身就可以吸收松藻所产的液化燃气，这似乎没有什么疑问。重庆燃气集团预计，随着居民覆盖面从 163 万户（总计大约 525 万人口）增至 210 万户（总计大约 680 万人口）以及工业的持续成长，它在 2007 年至 2010 年之间销售将增加至少 5 亿立方米。

表 22：重庆燃气消耗（百万立方米）

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>重庆燃气集团</b>	860	965	1250	1482	1700	NA	2400
<b>工业</b>	168	207	296	346	406	446	467
<b>民用</b>	236	262	341	371	421	466	510
<b>商业</b>	37	51	78	100	131	171	215
<b>"独立网络"</b>	NA	NA	NA	268	NA	NA	NA
<b>汽车压缩天然气</b>	101	142	174	240	245	276	344

"合计" (公共)	NA	NA	NA	45	NA	NA	NA
"非工业锅炉" (采暖/空调)	NA	NA	NA	52	NA	NA	NA
损失	NA	NA	NA	60	NA	NA	NA
小计	NA	NA	NA	1482	NA	NA	1536
由工业企业/其他配送公司直接购买	2174	2585	NA	3018	NA	NA	7242
总计	3034	3550	NA	4500	NA	NA	9642

来源: 重庆燃气集团, 重庆能源投资公司

然而, 正是因为它靠近气源并有悠久的燃气使用历史, 重庆受控管的天然气零售价格是中国最低的。

**表 23 : 受控管的天然气零售价, 重庆市, 2008 年 12 月**

<u>最终用户类别</u>	<u>价格 : (元/立方米)</u>
工业用户 :	1.67
民用 :	1.40
商业 :	2.21
汽车 CNG (至加油站) :	1.17

来源: 重庆燃气集团, 重庆能源投资公司

松藻燃气的纯化和液化成本将超过重庆燃气集团被许可的最终用户销售价，至少在 2009 年 1 月为止是这样。尽管向重庆燃气集团销售用于调峰的现货是可能的，若没有来自市政府的行政指导，或者，若国内生产商向重庆的供气成本不出现大幅度提高，重庆燃气集团不大可能成为可靠的长期客户。

#### 4.2.2.3 重庆外部的销售

松藻的明显目标市场是那些供应不足的地区，在那里未曾出现过很低的零售价。从地理上看，与重庆南面相临的贵州省尤其具有吸引力。替代该省出产的 60 亿立方米的煤气，将立即产生大约 25 亿立方米的天然气/甲烷市场。在缅甸至中国的管线在 2012-2013 年之间完工前，贵州省无法获得管道燃气。目前它仅获得少量在重庆以北达州以及海南岛（贵州省商贸局）生产的国产 LNG。它的首府贵阳和第二位城市遵义分别距离松藻 283 公里和 133 公里。

广西省是另一个可能的目标。在中亚燃气管线完工之前，它无法获得管道燃气。桂林（主要的旅游城市）和南宁（首府）的零售民居销售价格分别为每立方米 4 元和 4.5 元，它们均距离松藻约 950 公里（桂林晚间新闻，新浪新闻中心，2009 年 1 月 4 日）。

在某些情况下，松藻可能会与当地配送公司达成有关交付价格的协议。然而，作为松藻的主要目标，供气不足地区内的大部分当地配送公司均在其他大型企业的控制下，比如新奥、中国燃气或香港燃气，它们希望直接与松藻交易，并非常可能以工厂交付价接取天然气。与这些大型企业达成交易后，由于它们均在中国各个城市内运营，由此松藻所受的风险比过于依赖单个城市来讲更低。这些公司全都对松藻的 LNG 表达了强烈的兴趣。

## 4.3 电力市场

### 4.3.1 重庆电力市场

#### 4.3.1.1 全国电力供应/需求概览

2003-2007 年中国的电力生产和发电容量呈现大幅度增长，分别稳定增长了 14.4%和 15.3%，均超过同时期内平均经济增长率（大约 10%）。在 2006 和 2007 年期间，总发电容量增长了 20 万兆瓦，数字非常惊人。

该增长主要来自热电厂（大量的煤炭火力型），它们持续占据总电力产量的大约 82%（表 24）。排除要建设几座大型水利项目的因素，水利发电占总产量的百分比一直维持在 15-16%的水平。核发电已经占据几乎剩余所有 2-3%的产量，在未来 5-10 年之间可能会提高一个百分点。尽管中国正开始建设大量风力发电厂，它们的产量还未在整体电能份额中占据重要组分。发电容量的狂热增长，以几年前开工的项目竣工为代表，在 2008 年一直持续。然而，从 2008 年 6 月起，月产量增长降低到个位数，如下图 29 所示。在 10 月份，随着世界经济衰退速度加快，中国出现了空前的电力负增长，这是记忆中的首次；2008 年 11 月的产电量比 2007 年 11 月降低 9.6%（NBSC, 2008））。

表 24：中国电力增长，2000 - 2008

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008
产电量 (TWH)	1,355.6	1,910.6	2,203.3	2,500.3	2,865.7	3,281.6	3,404.7
增长			15.3%	13.5%	14.6%	14.5%	3.8%
-- 火力	1,114.2	1,580.4	1,795.6	2,047.3	2,369.6	2,722.9	2,785.7
增长			13.6%	14.0%	15.7%	14.9%	2.3%
-- 水力	222.4	283.7	353.5	397.0	435.8	485.3	527.7
			24.6%	12.3%	9.7%	11.4%	8.7%

增长							
-- 核能	16.7	43.3	50.5	53.1	54.8	62.1	NA
增长			16.5%	5.2%	3.2%	13.3%	
发电容量 (MW)		403,353	453,903	517,163	623,698	713,261	803,771
增长			12.5%	13.9%	20.6%	14.4%	12.7%

Sources: CESY (2008), p. 75; NBSC (2008); NBSC (2007.1), Table 5, NBSC (2008.1), Table 5; CEPY(2007), p. 625

**表 25 : 产电量增长 , 2008**

	与 2007 年同月份相比的增长	与 2007 年年度迄今相比的增长
一月	8.9%	8.9%
二月	14.3%	11.3%
三月	16.6%	14.0%
四月	12.8%	14.1%
五月	11.8%	13.7%
六月	8.3%	12.9%
七月	8.1%	11.9%

八月	5.1%	10.9%
九月	3.4%	9.9%
十月	-4.0%	8.3%
十一月	-9.6%	6.8%
十二月	-7.9%	3.8%

来源：(CNSB, 2008)

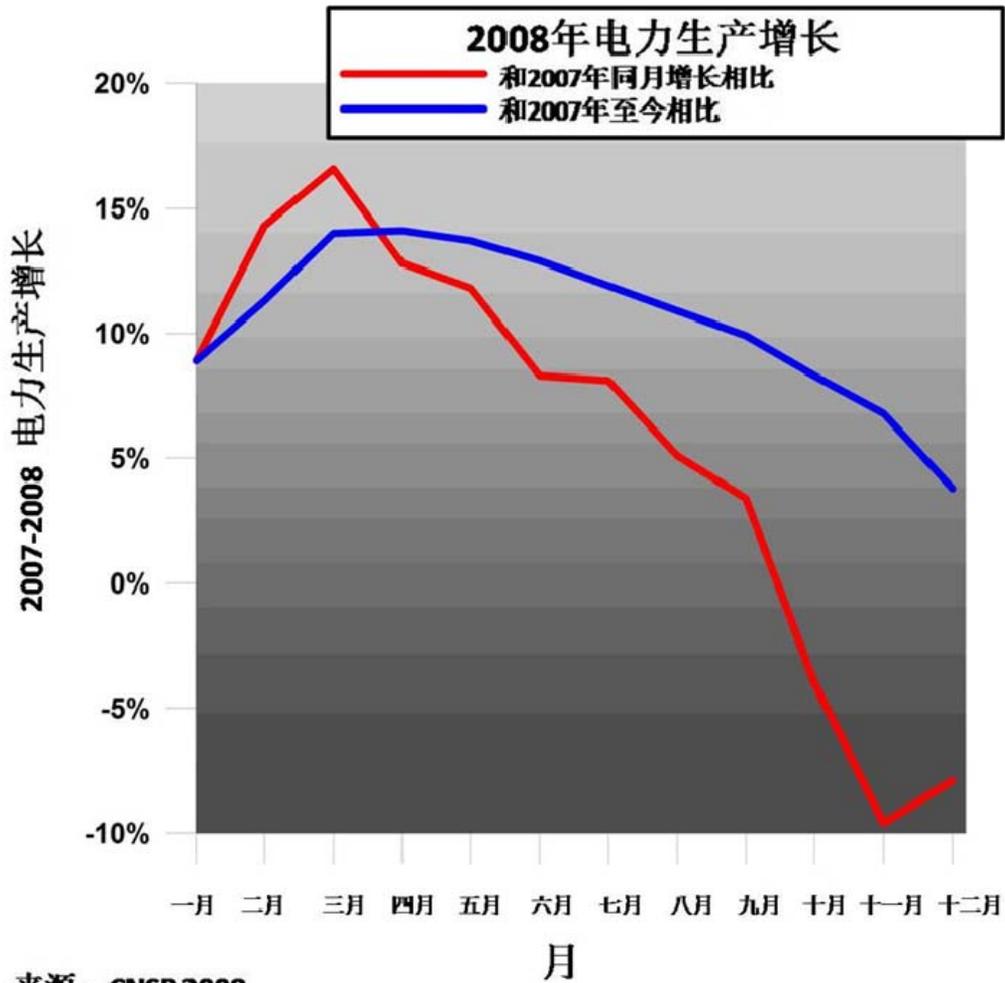


图 29：电力生产增长

工业消耗占据电力消耗量的大约 75% (CESY 2007, p. 20)。电力生产在能源密集型工业产品出现产量急跌的驱动下随之下降，比如，作为最大工业电力用户的钢铁产业（-12.4%，2007 年 11 月与 2008 年 11 月相比）；有色金属（-4.3%）；主要的化工产业，包括纯碱（-21.8%），烧碱（20.6%）和硫酸（-26.2%）。

世界银行预计，2009 年中国经济在总体上将会增长约 7.5%，该增长中有多达一半来自政府所宣布的 4 万亿元 2009-2010 年经济刺激方案的实施（WB, 2008）。这套方案将围绕政府对与人民生计直接相关的基础设施进行投资而展开 – 比如公共住房、交通运输、城市环境保护——包括下水道和污染治理、地震灾后重建、电力网 – 可以预计在电力密集型工业产品，如钢铁产品方面会出现一些产量的恢复。

但是到 2008 年末为止，还无法断定全国的电力需求是否会在以后五年当中快速成长，如同在 2001-2008 时期的表现一样。至少，投资环境将需要一段时间的恢复，才能重现 2001-2007 年时期的活跃气氛；中国政府本身希望利用 2008 年的衰退来重新调整增长方向，使之沿着可持续、能源依赖性较低的途径发展；我们可以想见，能源效率最低的钢铁、水泥产业等将会在成长减缓之后的期间内减少规模。随着城市化的加速，民用和商业电力的消耗量必定会快速增长 – 但是这些产业目前仅占据电力总耗量的约 14%，(CESY 2008, p. 107)，无法期待它们能够完全取代成长较缓的电力密集型产业的作用。

鉴于 2003 年以来发电扩容项目的快速上马，包括许多至今仍未完工的项目，在全国许多地区的发电容量极有可能会在以后 3-5 年之中超过需求。这样，新上发电项目的欲望可能会相应减少，现有发电厂的调度使用也将会减少——特别是煤炭火力发电厂。

#### **4.3.1.2 华中地区电网**

中国被分为六个区域（跨省）电网，他们大体上彼此独立，但是通过某些特定的输电连线来接驳交换电力。重庆电网是构成华中电网的六个省级单位之一，并向国家电网公司报告。六个省份之间的输电连线由华中电网公司拥有产权，并且省级输电-配送公司的调度计划都在区域电网内得到协调。

在 2005-2007 年之间，华中电网覆盖地区的电力消耗每年增加 15%。然而，华中电网对中国其他地区来说是净电力输出者，2007 年电网内的发电量超过供应量约 60,000 GWH。电力盈余来自区域内丰富的水电资源（2006 年水电占华中电网发电量的三分之一，无疑是全国最高的比例），尤其是来自湖北的 18,200 兆瓦三峡大型项目和四川的 3300 兆瓦二滩项目；2007 年它们依照长期合同，通过专门的输电连线分别向中国其他地区出售电力 40,100 和 1,670 GWH（SGCC 2008）。以下图 30 说明了六个区域电网的地理关系以及每个电网的发电量，2005 – 2007。

**表 26：华中电网供应和消耗**

	2005	2006	2007
电 力 生 产 (GWH)	499,328	561,985	650,628
- <i>重庆</i>	25,390	29,130	37,455
- <i>湖南</i>	64,441	75,490	86,015
- <i>河南</i>	141,468	160,050	191,826
- <i>江西</i>	37,349	43,990	50,201
- <i>湖北</i>	128,980	130,667	158,839
- <i>四川</i>	101,700	122,658	126,292
总电力消耗 (GWH)	450,000	511,566	590,675
发电容量 (MW)	108,800	129,200	NA

来源：CESY (2008), p.43, 117, NBSC (2007), CEPY (2007), p.625<sup>1</sup>

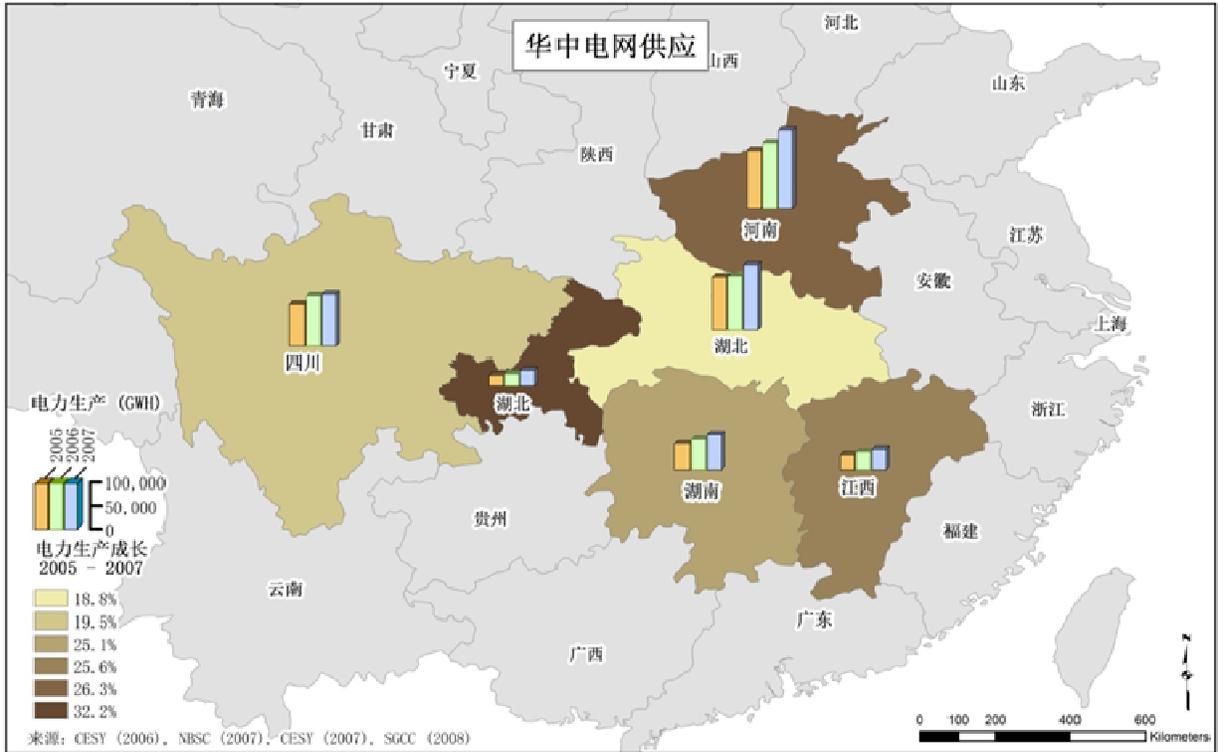


图 30：华中电网供应

<sup>1</sup> 估计数据基于报告的华中电网公司电力销售增长百分率。电网公司的数字似乎未包含工业企业的自产电力。

#### 4.3.1.3 重庆电力供应需求、组织结构、调度和定价

重庆电力配送系统由重庆电力公司主管，该公司是华中电网公司的下属企业，其自身负担总供应量的 78%，其余部分来自小型区域电网和工业企业的自有电厂(表 27)。各个发电设施的产权由五个大型国家发电公司、重庆能源投资集团以及其他当地投资者综合拥有。尽管重庆电力公司本身拥有少量调峰发电能力，然而它的发电和输电/配送的职能在 2002 年的电力系统改革当中就已分离。

重庆的电力消耗在 2002-2007 年之间增长了大约 9.6%，在 2004 – 2007 年之间每年增长 13%，达到 44,921 GWH，这主要是工业生产的快速增长所驱动的（工业生产消耗占总电力需求的 70%），特别是来自钢铁、五金、建筑材料和化工行业的增长，它们的消耗占总需求量的一半(CESY2006, p. CESY 2008, p.117)。重庆的情况和全国总体情况一样，国内房地产投资的减缓导致以上产业在 2008 年下半年出现生产突降，连同国际金融危机的影响，使电力消耗受到压制，2008 年 10 月份报告的年度同比电力增长下降了 2.13%，并预计在 11 月份和 12 月份分别下降 17.9%和 10% (CPEC, 2008.2)。

中国政府的 2008 年经济刺激方案的重点在于基础设施的建设，这将可能带来一些主要工业材料的需求反弹，对电力的需求也会如此。民用电力消费也将会随着重庆的城市化率从 2007 年的约 46.4%增长到 2010 年预计的 53%而同步增长，另外，重庆 2020 年的城市化率有可能会达到 70%。但是截至 2008 年年底，我们对经济反弹的强劲程度仍然没有十足的把握，几乎没有任何观察家预测在重工业领域会出现立即的恢复，或前些年以建设行业牵头的高速发展会即刻重现。

表 27：重庆电力供应和需求

	2005	2006	2007	2008 (估计)
电力消耗 (GWH)	35,158	40,131	44,707	48,430

--集中调度量		(+14.1%)	(+11.4%)	(+8.3%)
		31,254	34,848 (+11.5%)	37,689 (+8.2%)
电力生产 (GWH)	25,390	28,862 (+13.6%)	35,196 (+21.9%)	NA
1. 热电		23,460	29,500	
2. 水电		5,300	5,400	
--集中调度量		21,486	28,551 (+32.8%)	31,200 (+9.3%)
最大负载 (MW)	7,390	8,350	9,066 (估计)	9,790
--集中调度量	5,024	6,115	6,640	7,170
发电容量 (MW)	5,678	7,597	NA?	NA
--集中调度量			8,000	8,639
-- 热电	3,790	5,594	NA	6,040 (中央调度)

来源：重庆能源投资公司私人通讯，CQPC (2008.1, 2008.2), CESY (2008), pp. 43, 117,

重庆的发电容量已从 2005 年的 5680 MW 增加到 2008 年的至少 8,639 MW ( 仅是集中调度的电量-无法获知用户自身电厂的容量 ) ，这是 2003 年全国电力严重短缺期间开始实施积极投资计划所导致的结果。到 2007 年年末，总容量超过集中运作电网的峰值负载约 20%。

尽管如此，重庆电网在 2007 年从外省采购了约 6,300 GWH 的电力，大约为自身电力的 18%。这与华中电网尽可能调度水电的政策相吻合，因为水电具有较低的批发电力采购成本。根据重庆能源投资集团的报告，重庆每年从三峡工程输入约 1,000 GWH 的电力，截至 2008 年 7 月 1 日的价格为 0.291 元/KWH；同时从四川的二滩水电站输入 4,600 GWH 的电力，其价格为 0.278 元/KWH ( 2008 年 7 月的有效价格 ) ；有些电力还从较小型的当地水电站获得，成本或许更低(NDRC 2008.2)。

这意味着热电厂正在大幅度低于产能的状况下运行，截至 2008 年年底，其发电量只构成重庆集中调度电量的 70%。在 2006 年间，这是水量短缺和水库低水位的一年，重庆热电厂平均只利用了 5341 个小时(CEPY 2007, p.628)。该数字无疑低于 2007 年和 2008 年 5000 的水平，这两年的水位均很高。由松藻煤电公司经营的 2 x 150 MW 安稳循环流化床火力发电厂在 2007 年仅生产约 4250 小时，在 2008 年 2 月受访期间，其白天时间内只是在半负荷运行。假定煤炭发电的电力批发价格为 0.36 - 0.43 元/kwh ( 在早些年签署长期电力采购协议的除外 ) ，天然气发电的电力批发价格为 0.48 - 0.50 元/kwh ，与此相比，水电批发价格为 0.2-0.3 元/kwh ，除非迫不得已，一般华中电网和重庆电网都没有积极性来调度热电厂(NDRC 2008.2)。

在 2008 年，重庆的电力消耗增加了约 8.4%，热力发电在 10 月底仅增加了 2.3%，从全年来看还可能出现下降(CQPC 2008.2)。其中部分原因是，上半年的煤炭价格危机限制了热电厂的运行能力，而下半年重庆内部和外部的廉价水电又起到了明显的作用。进而，在电力消费的成长前景还不明朗的时期，重庆还有近 3000 MW 的发电容量已经投入建设，其中包括双槐、石柱、奉节总计 2400 MW 容量的火力发电厂。

#### **4.3.1.4 以煤层气为燃料的发电厂的市场风险**

由此可见，除非重现 2003-2007 年期间的工业快速成长模式，否则重庆的热电在未来一段时期内将维持疲软。这就使重庆电网没有什么积极性从提议中燃烧煤层气的新建电厂购买电力，比如松藻煤电公司之类的地点。

至少，电网将需向火力发电厂支付现行费率。如果国家发展和改革委员会在 2007.4 年发布的有关鼓励煤矿使用煤层气发电的条例得到实施，电网将必须在 2006 年的火力发电批发价上附加 0.25 元/kwh，使总价增至 0.577 元/kwh (NDRC, 2007)。由此，电网目前没有兴趣花大价钱在主要电网基站处设立与松藻未来大型煤层气发电厂的连线就不足为奇了。

### 重庆的电力批发价

三峡水电：	0.291 元每 KWH (送往重庆)
二滩水电：	0.278 元每 KWH (送往重庆)
当地煤炭火电 (包括烟气脱硫)	0.3543 元每 KWH (现有工厂) 0.3793 元每 KWH (新建工厂)
燃气火电 (河南省)	0.48 元每 KWH (至电网)

来源：NDRC (2008.2); NDRC (2008.3) 湖北武昌天然气发电厂清洁开发机制项目定义文件，章节 B.5

## 5.0 煤层气终端利用方案和分析

通过对地区的能源市场评估和咨询能投集团，项目团队认为有三个基本方案来使用松藻煤电公司抽采的煤层气。这些方案是：

LNG 方案 –通过集输和存储系统连接矿区北部的六个煤矿以及张狮坝矿井和梨园坝煤矿，并将煤层气供应至位于安稳发电厂附近的煤层气提纯和液化系统。LNG 液化设备计划分两期来建设。第一期从 2009 年开始，其处理能力按预测的 2011

年工厂完成时的煤层气量来设计；第二期将在 2013 年开始，2015 年结束，处理能力根据项目周期内（直到 2025 年）剩余预测的瓦斯量来设计。

发电和电力销售方案 - 包括在矿区北部各生产矿区安装以煤层气为燃料的内燃发电设施，当煤层气流量足以提供充足燃料供应时，也在张狮坝矿井和梨园坝煤矿安装；

优化方案 - 是一个混合方案，将六个生产煤矿连接至集输和存储系统，给位于安稳的液化设施供气，并在张狮坝矿井建设发电站供矿区自用。本方案建议推迟作出连接梨园坝煤矿到安稳液化站或者建立煤层气发电站的决定，直到确定了煤层气的产量和预测吻合以及第一座 LNG 设施（2009-2011 年建成）的生产性能为止。

每一个方案都用下面的三个部分来讨论，其中提供了背景信息和概念设计，并讨论了每一种终端利用方案的经济表现。最后一个部分比较了三种方案的经济表现。

### 5.0.1 各种方案经济模型的参数输入和假设

所有这三个方案的经济模型都会用到一些共同的参数输入和假设，下表将其列出：

项目期间	2009 – 2025	
项目产权和财务结构	发电厂和 LNG 厂是利润中心，独立于松藻煤电公司的运营；项目资助方尚未决定债务和股权结构。	内部收益率根据整个项目投资来计算，在现金流分析中没有包括财务费用。
项目气源量	根据 p50 的概率阈值 (章节 3.2)	p10 和 p90 的情况下也构建了单独的模型，但是基础案例的经济分析是基于 p50 概率阈值的。
折旧方法	15 年直线法 (平均年限法)	
核证减排量 ( CER ) 销售价格	12.72 美元/吨 CO <sub>2</sub> 当量	只是在 2010-2012 年期间销售
自愿减排量 ( VER ) 销	6.12 美元/吨 CO <sub>2</sub> 当量	在 2013-2025 年期间销售

售价格		
项目排放	0.1784 吨/兆瓦时  13.1%	排放因子，用来决定 LNG 厂及其设施电力消耗的项目排放以及煤层气发电所产生的排放。  项目减排的百分率，来自煤层气液化后的 LNG 销售以及装置外的燃烧
甲烷和 CO <sub>2</sub> 当量的换算	1 立方甲烷等于 0.01428 吨 CO <sub>2</sub> 当量	
煤层气购买价格	商业机密	假定煤矿和发电站/LNG 厂之间是正常交易。这个价格不包括 0.2 元/立方的中央政府对煤矿瓦斯抽采企业（松藻公司）的补贴，该政策用于鼓励使用煤矿瓦斯。（参考 MOF 2007.1）.
增值税（VAT）特殊激励	无	基础案例假定政府政策规定的增值税返还给煤矿瓦斯抽采企业并不适合于本项目的煤矿瓦斯处理企业。（参考 MOF2007.2）.
项目输入的增值税返还	本项目中购买气源、电力、和水的价格中的增值税组分将被返还。	根据政府的增值税规定
增值税率	煤层气: 14.04% 电: 18.36%:	包括了 8%的附加（城市建设、教育等） 煤层气基础税率: 13% 电力基础税率: 17%
所得税	5 年免企业所得税，从第 6 年起 25%的税率。	根据政府鼓励煤炭资源综合利用规定(参考. MOF 1994, NDRC 2004).

## 5.1 发电和电力销售方案

松藻煤电公司目前在三个分开的地点有瓦斯发电项目，列举如下：

- 金鸡岩：16 x 500 kW，总装机 8 MW
- 逢春低槽（670）：8 x 500 kW，总装机 4 MW
- 松同：6 x 500 kW，总装机 3 MW

所有这三个发电站都由三井公司资助其清洁发展机制项目（CDM），使用胜利 500kW 发动机（型号：300GFI-3RW）。松藻公司会继续使用这些胜利发动机，但会增加卡特匹勒 G350C 内燃发动机，设计功率为 1800 kW。同时，卡特匹勒发动机的余热将被回收利用。每装机 7 台卡特匹勒发动机，可以上一台 1500 kW 的蒸汽发电设备。

下图 31 描绘了在 8 个点建设分布式发电系统的概念设计。在 p50 概率阈值预测下，分部实施的总装机容量为 107 MW，每年大约消耗 1.67 亿立方甲烷。

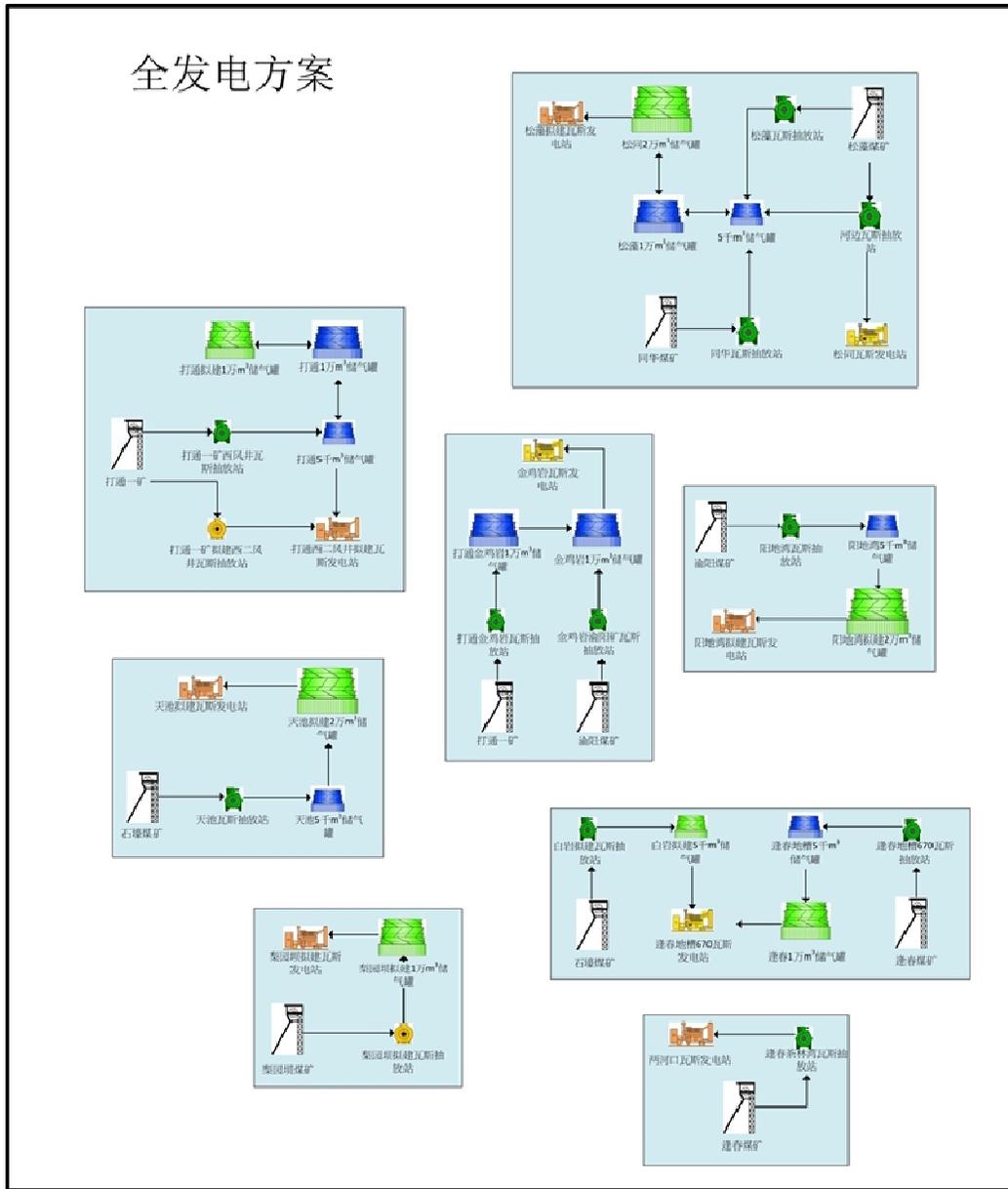


图 31：仅发电方案的概念设计流程图

### 5.1.1 技术和部署方案：发电和电力销售方案

发电与电力销售项目是项目团队评估的第一套终端利用方案。该系统包括一系列的发电站，总装机容量为 166.2 MW，分别位于各煤矿的抽放站。该项目的概念设计是利用所有从松藻各矿区抽采的煤层气来发电，供各矿使用并销售至国家电网。使用的设备将包括

43 台胜利 500 kW 发动机、65 台 1800 kW 的卡特匹勒 G350C 发动机，在此情况下，卡特匹勒发动机的废热将得到再循环以产生附加的 8250 kW 电力。本分析中使用的设计标准为每 8 台内燃发动机安装 1x1.5 MW 的蒸汽轮机，以及每 4 台内燃发动机安装 1x0.75 MW 的蒸汽轮机。

胜利机组将用于逢春矿、逢春张狮坝井筒、以及渝阳矿，原因是这些矿要么已经在使用胜利机组，或者已经决定要使用胜利机组。

其它地点将安装卡特匹勒发动机，这些机组有较高的发电效率，因此项目生命期内的发电成本较低。这些地点为：打通矿、石壕矿、松藻矿和同华矿以及梨园坝矿。设计主要是根据 2007 年的重庆煤炭设计院的可行性研究报告，这些发电站也可以设计来使用其它厂商生产的高效率内燃发动机。

表 28 列出了总的发电设施布置：

**表 28：发电设施列表**

地点	最终装机容量	配置
打通西风井	42.31 MW	20 x 1.8 MW 卡特匹勒发动机 1 x 1.5 plus 1 x 0.75 MW 蒸汽轮机
石壕矿 ( 天池和白岩 )	40.5 MW	19 x 1.8 MW 卡特匹勒发动机 1 x 1.5 MW plus 1 x 0.75 MW 蒸汽轮机
松藻 (包括松藻矿、同华矿和同华观音桥井筒)	40.5 MW	19 x 1.8 MW 卡特匹勒发动机 1 x 1.5 MW plus 1 x 0.75 MW 蒸汽轮机
逢春两河口 (包括逢春矿和逢春张狮坝井筒)	16 MW	32 x 500 kW 胜利发动机
梨园坝矿	15.9 MW	7 x 1.8 MW 卡特匹勒发动机 1 x 1.5 MW 蒸汽轮机
杨地湾和金鸡岩	11 MW	22 x 500 kW 胜利发动机

设备的单位成本来自早期由重庆设计院完成的研究。这些单位成本被作为开发每个场点预算的基础，设备规模基于预计抽采的可用燃气量。在资本支出 ( CAPEX ) 的估算中包括设备采购、安装、燃气采集和土地购买以及现有矿区电网系统升级的成本。经判定，矿区内

部电网系统的升级需要随着现有系统已经或将近达到最大容量时，在增加任何附加负荷之前完成。升级松藻煤电公司内部电网所需成本的估算值由松藻公司的高级电气工程师提供。

每个场点的内燃发电设施的安装都要分阶段进行，时间范围各不相同，对于阳地湾场点的情况，时间为头四年内（2009年至2012年）；对于打通西出口场点的情况，时间为项目的头九年（2009年至2017年）。这项工作应通过在各段时期内协调装机容量的提升与甲烷抽采量的增长来实现。在每种情况下，附加容量只能为了利用燃气的目的而添加，目标就是使各阶段的燃气利用最大化，并使未使用而必须排放大气的抽采燃气最小化。

### 5.1.2 风险因素和缓解措施：发电和电力销售方案

与任何项目一样，在开发成功的项目当中也会遇到相关的风险。下表列出了已经鉴定的风险、对风险水平的评估和每种已鉴定风险的可能缓解措施。总体上，项目团队认为与技术、实施相关的风险为低度到中度，但是因市场因素而导致的风险却为高度。高度的市场风险是拒绝采用本方案的一个重要原因。

表 29：风险因素和缓解措施：发电和电力销售方案

风险	评估	缓解措施
<b>市场方面：</b>		
接入电网并把所有发电调度至电网的能力	高度	就地用电和避免销售至国家电网
进入国家电力市场	高度	电力自用，避免销售到国家电网
获得上网销售电力的补贴能力	高度	避免销售电力的电网公司，而是在本地销售（给松藻公司）
<b>技术方面：</b>		
设备和可靠性和依赖度：	中度	SCC 有着与胜利来往的经验；设备比

1. 胜利发动机		Caterpillar 的维护要求更高，因此要求在现场配备经过当地培训的技师。
2. 卡特匹勒 发动机	低度	非常可靠的设备，经过培训的当地技师可监视、维护和维修发动机及相关系统。
燃气的浓度浮动	中度	按计划亟待安装的储罐能够进行气体混合；另外，在发动机上安装允许浮动的燃料喷射系统
<b>实施方面：</b>		
设备和服务的价格浮动	中度	当前的价格趋势是向下；采购合同锁定了优惠的价格。
许可证和通行权的获得	低度	开发时限中合并了必要的时间来获取必需的许可证和通行权，可允许延迟。
设备交付的延迟	低度	详细规划；在订单中结合必要的交货时间
安装的延迟	低度	详细规划：SCC 有着安装发电设备的经验

### 5.1.3 经济分析：发电和电力销售方案

该项目通过建模来判断本选择方案的经济表现。以下小节列出了建模当中使用的假设条件和输入参数，并在随后小节中对导致的经济表现估算值进行报告。

#### 5.1.3.1 参数输入和假设条件：发电和电力销售方案

在能够获取的情况下，模型中都使用实际的成本和定价，若无法获取，则基于使用的工业标准来作合理估计。本选择方案使用以下假设条件进行建模：

**表 30：参数输入和假设：发电情景**

项目期间	2009 – 2025	
发电站建设	所有场所的建设从 2009 年开始。	包括胜利机组的建设在 2009 年完成(逢春和杨地湾)。包括卡特匹勒机组的场地在 2010 年完成(打通、石壕、松藻、和梨园坝)。
p50 情景的资本支出 (百万元)	商业机密	发电站投资的单位成本如下 (元/千瓦)： 卡特匹勒单位: 7,148.39 胜利单位: 4,039.60
年电力销售	松藻公司自用 20.25 MW； 销售给电网公司: 146 MW	
松藻公司自用的运行小时数	每年 6500 小时	根据当前松藻公司现存瓦斯电站的实践。
销售给电网公司的运行小时数	5000 (2010 年)  6150 (2015-2025 年期间)	根据当前松藻公司现存瓦斯发电站的实践。2010 年的数字是根据重庆热力发电厂的历史调度小时(CEPY 2007 p. 626)。增加到 6150 小时是假定政府鼓励优先调度瓦斯发电的政策得以逐步落实(NDRC 2007.2)。
胜利机组配置:	391 kW 名义输出, 0.35 立方/度电 使用 6.5% 的气体流作为燃料	根据松藻现存的瓦斯发电站内类似机组的实际经验
卡特匹勒机组配置:	1.8 MW 输出 0.232 立方/度电 使用 5.6% 的气体流作为燃料	根据和制造商代理和终端用户的联系
松藻公司自用电价	0.417 元/千瓦时	根据目前松藻公司当前运行的

		瓦斯发电站实际情况。
上网销售电价	0.3793 元/千瓦时	当前电网从新建火电站的购电价(NDRC 2008.2; NDRC 2008.3)；政策规定的瓦斯发电上网 0.25 元的补贴(NDRC 2007.4)没有考虑，原因是电网公司对此的抵触。
年设备维修和维护费用	2.5%的设备采购费用	
年劳动力成本	每年 13.9 百万元	305 工人，平均年工资 4 万元，加上 14%的社保福利。
水的消耗和成本	0.0038 立方/千瓦时，水价：2.5 元/立方	水的消耗根据 2007 年重庆设计院的可研；价格由重庆能投集团提供

#### 5.1.3.2 概率预测结果：发电和电力销售方案

这一终端利用选择方案通过 p90、p50 和 p10 概率阈值所计算的燃气产量预测值进行了经济分析。以 P50 的生产率，该项目将获得价值净现值 5882 万美元的正回报，内部收益率为 16.25%。

但是，该项目的经济表现比较其它两个考虑到方案要低，若不能保障接入区域电网和电力销售的合理价格，则不值得作进一步考虑。以下表 31 概述了以发电作为终端利用选择方案的经济结果。

表 31：发电终端方案的预测结果

	概率阈值					
	p90		p50		p10	
	2011	2015	2011	2015	2011	2015
发电装机容量 MW	113.2		166.2		241.8	
净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	35,841,687		54,163,128		81,681,623	
总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
10%折扣率净现值	\$19.89		\$58.82		\$107.64	
比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	0.55		1.09		1.32	
内部收益率	12.97%		16.25%		18.13%	

## 5.2 由煤层气产生的 LNG 销售

下图 32 描述了开发 LNG 生产设施的概念设计，其中要求连接六个位于盆地北部的矿区，以及南部的张狮坝和梨园坝，使它们并入收集与储藏系统。该系统将供应将位于安稳发电厂的煤层气纯化与液化系统。将会建设两座煤层气纯化与液化处理厂，一座在 2011 年完工，另一座在 2015 年完工，峰值产量会达到每年生产 1.7 亿立方米 LNG。

# 全液化方案

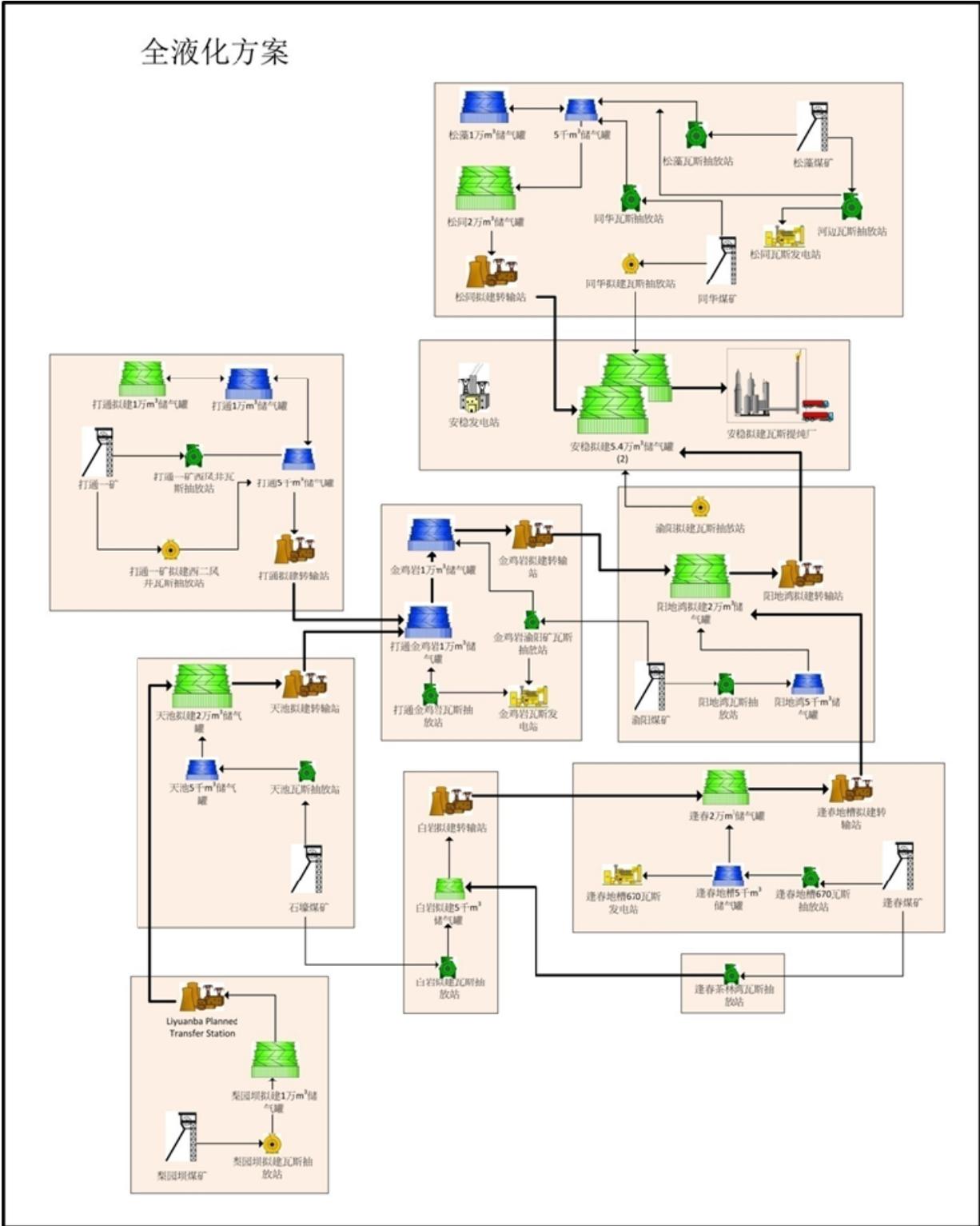


图 32 : 完全 LNG 方案选择的 概念设计流程图

### 5.2.1 技术与开发选择：由煤层气产生的LNG销售

项目团队评估的第二种甲烷使用选择是利用BCCK工程公司<sup>2</sup>的液化厂来生产液化天然气(LNG)，并将燃气销售至通过卡车向市场输送的买家。燃气将通过传送站、储罐和综合收集系统被输送至位于安稳的BCCK工厂。BCCK燃气浓缩工艺的最终产品为液化天然气(LNG)产品，其中含有大约 95%的甲烷，仅有少量的杂质，比如氮和二氧化碳。在附件 1 中有 BCCK工厂设计的流程图。

所有收集、储存、运输设备和安装的单位成本来自早期由重庆设计院完成的研究。这些单位成本被作为开发每个场点成本估算的基础，场地规模将能在每个工厂完工时消耗预测中几乎全部的可用的燃气。在资本支出的估算中还包括燃气传送站以及储罐的购买、它们的安装、燃气采集和土地购买的成本。不同规模液化厂的资本支出估算值由 BCCK 提供。该项目团队应用了数学方法对 BCCK 提供的成本范围和不同工厂规模进行拟合，见下图 33。这样可使项目团队根据煤层气产量预测值来确定对应的工厂规模，并灵活地生成可靠的资本支出与运行成本数值。

对于每种预测的生产水平，工厂建设在经济模型中均分两个阶段开展。第一座工厂的建设在两年后完成并于 2011 年即可投入运行。第二座较小的工厂可在 2015 年建成并待运行。这与达到预测的峰值抽采燃气量的时间将同时发生。资本支出和运行支出值被相应分配在模型中，以反映这些工厂的部署情况。

---

<sup>2</sup> BCCK技术的阐述和使用该技术的案例研究例子可以在BCCK的网站上找到：  
[http://www.bcck.com/coal\\_mine\\_methane.html](http://www.bcck.com/coal_mine_methane.html)

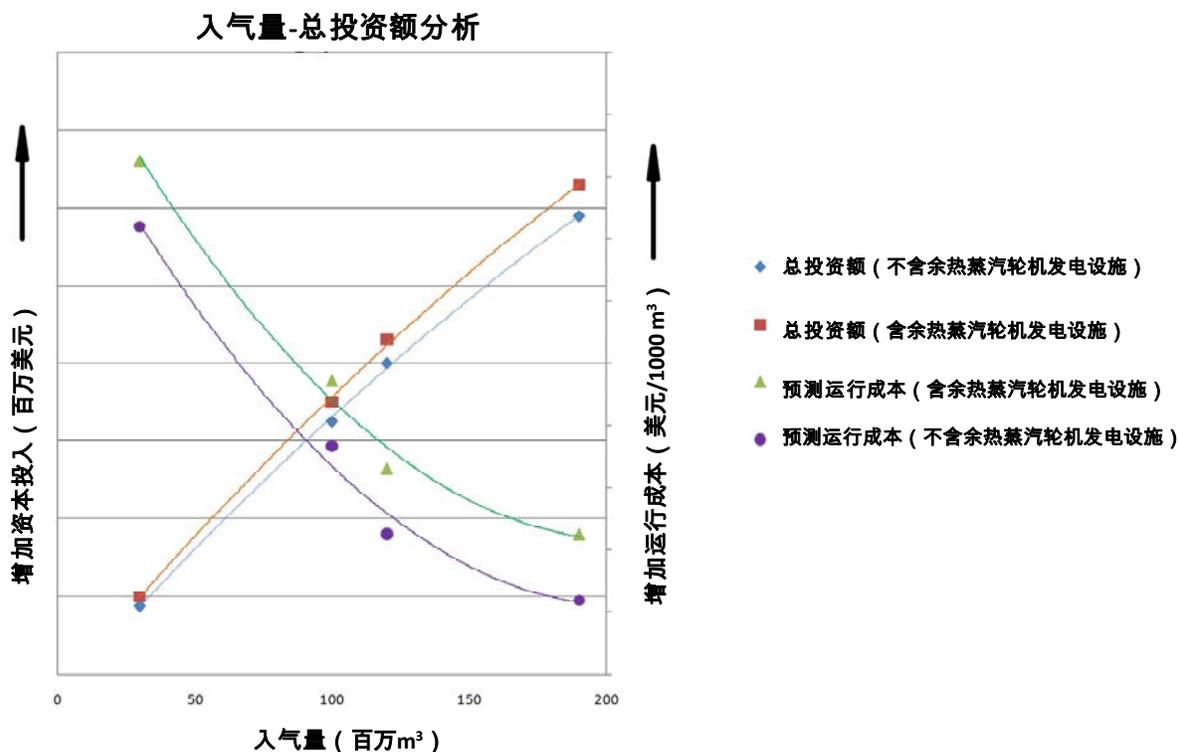


图 33 : BCCK 运行和资本支出成本

### 5.2.2 风险因素与缓解措施：由煤层气产生的LNG销售

以下表格列出了对位于安稳现场的 LNG 处理项目所鉴定的相关风险。该表格包括风险水平的评估以及可能针对每种风险所采取的缓解措施。从总体上讲，项目团队认为与技术 and 实施相关的风险为低度到中度，但是因市场因素造成的风险却是中度到高度。在向重庆能投集团咨询之后，项目团队得出的结论是，项目的经济性应基于产品在工厂一级的承购数量。与 LNG 市场供应过剩这种可能性相关的不确定因素是存在的，但是可能仅对经济表现形成中度的威胁。然而，LNG 燃气购买者通过槽车沿安稳到省级公路之间现有公路进行 LNG 商业规模运输的能力，可能会对项目的经济表现造成不利影响。幸运的是，一些修正性的方法，比如拓宽现有道路和控制当地交通，或开发一条另选的有交通限制并安全可靠的路线较为易于实施；但这些成本没有包括在分析当中。铁路运输是另一种可能性，其他 LNG 生产商正向中央政府申请修改法规，允许以这种方式运输 LNG。

表 32：风险因素和缓解措施：由煤层气产生的 LNG 销售

风险	评估	缓解措施
<b>市场：</b>		
通过罐车沿现有当地道路向主要公路运输的能力。	高度	目前的道路无法满足罐车交通量的提高，它们必须得到改善或修筑另选路线。
燃气采购商运送 LNG 产品以避免工厂堵塞的可靠性	中度	制定长期合同，并在条款中保障燃气的销售。
<b>技术方面：</b>		
设备的可靠性和依赖度。	低	培训当地技师来监视、维护和维修设备。
燃气浓度的浮动	中度	把设备结合在抽采、收集和储存系统中，从而调节燃气质量。
<b>实施方面：</b>		
设备和服务的价格浮动	中度	当前的价格趋势是向下；采购合同锁定了优惠的价格。
许可证和通行权的获得	低度	开发时限中合并了必要的时间来获取必需的许可证和通行权，可允许延迟。
设备交付的延迟	低度	在下订单时以作好延迟计划
安装的延迟	中度	在制定建设与安装计划时以考虑延迟

		的问题
--	--	-----

### 5.2.3 经济分析：由煤层气产生的LNG销售

煤层气终端利用选择方案通过建模来决定它的经济表现。章节 5.2.3.1 列出了建模当中使用的假设条件和输入参数，并在随后的 5.2.3.2 小节中对导致的经济表现估算值进行报告。

#### 5.2.3.1 输入参数和假设条件：由煤层气产生的LNG销售

以下输入参数和假设条件被作为进行终端利用方案选择分析的基础：

**表 33：输入参数和假设条件：LNG 情景**

产能	一期: 1.5 亿立方 二期: 6000 万立方	2011 年达产 2015 年达产
建设时间	LNG 厂 集输站和储存设施	2 年建设一座工厂 2009 年开工，松藻、杨地湾、安稳集输站，办公楼同年建成。其余设施在 2010 年完工。
资本投资： 气体集输系统和存储系统	商业机密	根据重庆煤炭设计院 2006 年的可研，经过 2008 年年底的价格调整，包括 8%的预备费。
提纯/LNG 厂的资本支出	一期: 商业机密 二期: 商业机密	成本估算由设备、技术提供商提供
运行小时	一年 8286 小时	
提纯/LNG 厂的甲烷损失	总处理气体流量的 10.34%	这部分气体量从总气体量中扣除，以计算销售量。 在 10.34%的气体损耗中，8.5%是燃烧掉的，这部分也被相应计入碳减排。
LNG 厂的电力消耗	0.497 度/立方处理气体	相当于 0.552 度电/立方销售气体

集输系统电力消耗	0.086 度/立方处理气体	相当于 0.096 度电/立方销售气体
电力购买价格	0.554 元/度 ( 包含增值税 )	从公共电网购电的政府规定价格
集输系统劳动力成本	1368 万元/年 ( 一年 200 万美元 )	300 个工人，4 万元一年，加上 14% 的福利费用。
运行费用，提纯/LNG 厂 ( 不包括电和折旧 )	0.0224 美元/立方处理气体	0.025 美元/立方的销售价，包括了劳动力、水、设备维护费用，不包括电和折旧。
年设备维修和维护费用	2.5% 的设备采购费用	
LNG 销售价格	商业机密	出厂销售价，由顾客负责通过槽车运输。

### 5.2.3.2 概率预测结果：由煤层气产生的LNG销售

下表 32 概括了执行建模以确定 LNG 终端利用选择方案之经济表现的结果。通过使用 p50 煤层气产量预测，我们断定建设两座能力为每年 2.1 亿立方米的 LNG 处理厂，就可以处理来自松藻煤电公司各个矿区的绝大部分煤层气。产能 1.5 亿立方米的 LNG 厂将在 2011 完工，第二座产能 6 千万立方米的 LNG 工厂将在 2015 年完工。该经济模型估算净现值为 12352 万美元，内部收益率高于 24%。该模型指示出稳健的经济表现并预计可在项目终身时期内排放净减少 4270 万吨 CO<sub>2</sub> 当量。

表 34 : LNG 终端方案预测结果

	概率阈值					
	p90		p50		p10	
	2011	2015	2011	2015	2011	2015
LNG厂处理能力 百万m3	100	40	150	60	240	70
净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	28,117,403		42,729,483		64,686,343	
总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
10%折扣率净现值	\$45.59		\$123.52		\$223.98	
比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	1.62		2.89		3.46	
内部收益率	16.10%		24.19%		31.28%	

### 5.3 优化的LNG和电力生产

为了使项目净现值以及产生的减排容量最大化，已考虑在松藻煤矿采用两种 LNG 技术并进行发电。鉴于物流方面的主要原因，现已决定了两种技术的最佳组合是在安稳附近处理来自通矿、石壕矿、松藻矿、渝阳矿、同华矿和逢春矿的煤层气。并在逢春矿的张狮坝矿井和梨园坝矿井建设单独的煤层气发电站（参考图 34）。物流上的考虑包括从梨园坝矿南部地区和张狮坝矿井的长距离（超过 13 公里）运输。同时，来自南部开采设施的管线将穿过优良的农田。与在此地区建设管线相关的成本与潜在的建设与安全问题可能会超过它所带来的好处。

优化方案包括了 2013 年这一关键年份，此时可以决定是否在梨园坝建设发电站还是将该煤矿的煤层气运输到存在的气体集输系统并最终用于生产 LNG。根据设计，该决定可以等到的一座 LNG 厂的表现得到评估后再做出。那个时候，煤层气的产量也可以得到更准确的估计，松藻公司和重庆能投集团可以有更好的把握来选择终端利用方案以及决定适当的大小。简言之，该方案留下了很大的灵活性。下面的针对优化方案的经济分析假定管理层最终决定在张狮坝和梨园坝建设发电站来利用煤层气。

# 优化方案的概念设计流程图

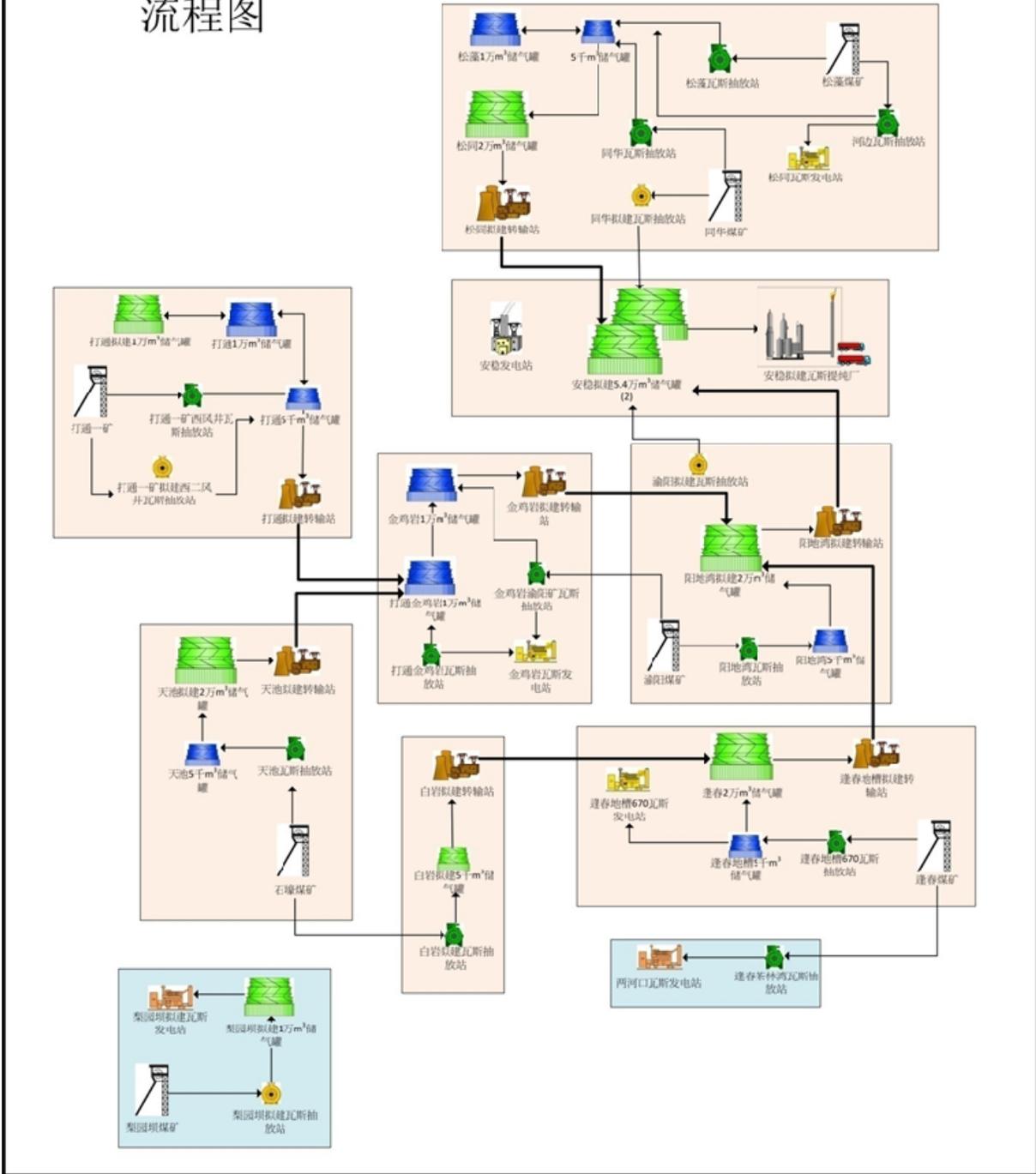


图 34：优化方案的概念设计流程图

### 5.3.1 配置和部署方案选择：优化的LNG和电力生产

所采用的设备类型以及设备成本在两套终端利用模型里都是相同的。在此模型中使用了与其他选择相同的逻辑推理，以衡量设备大小和部署 LNG 工厂与内燃发电设施。

从煤矿输送甲烷到安稳镇中央 LNG 处理设施的集输系统是按照整个项目生命期的最大总流量来设计的。但是，提纯/液化设施本身是按两期来设计的。第一期消耗 2009-2010 年就可用的甲烷量，第二期消耗随着现有煤矿扩能后增加的甲烷产量，预计是到 2015-2016 年可用的气体量。

P50 情景下的提纯/液化 LNG 厂的产能为：

	处理能力	运行年份
•	一期 1.3 亿立方	2011
•	二期 4000 万立方	2015

提纯/液化 LNG 厂的设计是根据美国现有的处理煤层气的设备，包括如下设备：

- 电动马达驱动的进气压缩，及相关设备
- 电动马达驱动的循环压缩，及相关设备
- 电动马达驱动的丙烷制冷压缩
- 电动马达驱动的乙烯制冷压缩
- 丙烷制冷压缩系统
- 乙烯制冷压缩系统
- 二氧化碳分离系统（胺）
- 氧气分离系统
- 蒸汽系统，和氧气系统相整合（利用来自氧气反应器的多余热量）
- 分子筛脱水系统
- 和 LNG 系统整合的脱氮装置
- 用于发电的蒸汽轮机
- 控制系统和人机界面控制台

- 运作所需的控制阀和仪表仪器
- 电动机起动和移动设备

蒸汽系统/蒸汽轮机设计来利用脱氧过程中产生的热能发电，供 LNG 厂自身使用，这样减少了对外界电力的需求。

气体集输系统根据 2006 年重庆煤炭设计院的可研报告，包括：

1. 修建在各个煤矿甲烷抽采站的集输站，包括各种类型、各种功率的罗茨鼓风机（正压位移泵），将气体输送到给下游集输站，再到安稳镇的中央集输站。
2. 低压湿式储气罐，采用中国已经成熟的技术，5000-20000 立方的容积，位于甲烷抽采站以及中间传输站；在安稳镇的中心集输设施场地建设一个 54000 立方的储气罐。这些储气罐的目的是调节甲烷浓度和流量。
3. 输气管道，直径 400-600 毫米，总长度约为 40.5 公里，将各抽采站和安稳集输站相连。进气压力为 178.4 千帕，根据各个地点的不同，出气压力为 116-142 千帕。

这些设施的成本也包括了土地征用的费用。

优化方案中的发电部分包括两个发电站，销售电力给松藻公司自用，而不上公共电网销售电力。配置如下：

位置	两河口，逢春煤矿的新的张狮坝井筒	梨园坝矿
装机容量	11 MW（名义上的）	15.9 MW
建设周期	2010-2016	2011-2016
配置	22x500 kW，国产内燃发动机	24x1.8 MW 卡特匹勒机组，包括预热利用的蒸汽轮机

除了这些发电装置本身以外，设计还包括了其它的附属系统，如水供应、和松藻公司内部电网相连的设施，以及较短的和抽放泵相连的管路。

在两河口地区将要安装胜利的机组，因为松藻公司已经承诺要将部分该发电站产生的碳减排出售给三井公司。在梨园坝计划使用卡特匹勒机组，因为使用高效的发动机实际上降低了整个项目生命期内地发电单位成本。在 2007 年重庆煤炭设计院为松藻公司做的可研

中，提到了卡特匹勒机组；但是，发电站可以设计为利用其它厂商生产的高性能的内燃发动机。

### 5.3.2 风险因素和缓解措施：优化的LNG和电力生产

以上所述的与单用途方案（见 5.1.2 和 5.2.2）选择相关的市场、技术和实施风险都适用于优化的方案选择，直到 2013 年的决策时刻为止，但额外的风险必须要考虑。以下表格概述了将会影响决策的那些风险和缓解措施：

1. 在原厂旁边建设第二座 LNG 厂，以处理北部煤矿提供的附加燃气，并在梨园坝矿区和张狮坝矿安装发电设施，以生产仅用于煤矿电网的电力；或者
2. 建设一条从梨园坝为起点的管线，使之并入北部的抽采系统，建设第二座能够处理松藻煤电公司所有附加燃气的工厂来生产 LNG。

在两种情况下，以下表格内所鉴定的风险程度都是中度，并且缓解措施可以令人满意地提供保障，使所有风险不会对项目的经济表现造成不利影响。然而，为适当缓解风险所需采取的措施需要有主动的预见思想以备不时之需才能成功。

表 35：风险因素和缓解措施：优化的方案选择

风险	评估	缓解措施
<i>市场：</i>		
LNG：由于经济条件的原因而价格走低	中等	制定长期的合同、建立低成本的运输和开发新市场。
电力：对电网的连接没有改善	中等	生产仅供矿区电网使用的电力。

### 5.3.3 经济分析：优化的LNG和电力生产

终端利用项目的方案选择已通过建模来判定其经济表现。以下小节列出了用于建模的假设条件和输入参数，随后小节对所导致的经济表现估算值进行了报告。

### 5.3.3.1 输入参数和假设条件：优化的LNG和电力生产

以下输入参数和假设条件是建立本经济表现模型的基础：

**表 36：优化的输入参数和假设条件**

项目期间	2009 – 2025	
项目产权和财务结构	发电厂和 LNG 厂是利润中心，独立于松藻煤电公司的运营；项目资助方尚未决定债务和股权结构。	内部收益率根据整个项目投资来计算，在现金流分析中没有包括财务费用。
项目气源量	根据 p50 的概率阈值 (章节 3.2)	p10 和 p90 的情况下也构建了单独的模型，但是基础案例的经济分析是基于 p50 概率阈值的。
折旧方法	15 年直线法 (平均年限法)	
核证减排量 ( CER ) 销售价格	12.72 美元/吨 CO <sub>2</sub> 当量	只是在 2010-2012 年期间销售
自愿减排量 ( VER ) 销售价格	6.12 美元/吨 CO <sub>2</sub> 当量	在 2013-2025 年期间销售
甲烷和 CO <sub>2</sub> 当量的换算	1 立方甲烷等于 0.01428 吨 CO <sub>2</sub> 当量	
煤层气购买价格	商业机密	假定煤矿和发电站/LNG 厂之间是正常交易。这个价格不包括 0.2 元/立方的中央政府对煤矿瓦斯抽采企业 (松藻公司) 的补贴，该政策用于鼓励使用煤矿瓦斯。(参考 MOF 2007.1).
增值税 ( VAT ) 特殊激励	无	基础案例假定政府政策规定的增值税返还给煤矿瓦斯抽采企业并不适合于本项目的煤矿瓦

		斯处理企业。(参考 MOF2007.2).
项目输入的增值税返还	本项目中购买气源、电力、和水的价格中的增值税组分将被返还。	根据政府的增值税规定
增值税率	煤层气: 14.04% 电: 18.36%:	包括了 8%的附加 ( 城市建设、教育等 ) 煤层气基础税率: 13% 电力基础税率: 17%
所得税	5 年免企业所得税 , 从第 6 年起 25%的税率。	根据政府鼓励煤炭资源综合利用规定(参考. MOF 1994, NDRC 2004).
<b>发电运营的输入参数和假设条件</b>		
发电站建设	两河口的建设从 2010 年开始 , 梨园坝建设从 2011 年开始	两河口场地包括胜利机组 , 2016 年完成建设 ; 梨园坝场地包括卡特匹勒机组 , 2016 年完成。
p50 情景的资本支出 (百万元)	商业机密	发电站投资的单位成本如下 (元 /千瓦) : 卡特匹勒单位: 7,148.39 胜利单位: 4,039.60
年电力销售	松藻公司自用 26.9 MW	
松藻公司自用的运行小时数	每年 6500 小时	根据当前松藻公司现存瓦斯电站的实践。
销售给电网公司的运行小时数	5000 (2010 年)  6150 (2015-2025 年期间)	根据当前松藻公司现存瓦斯发电站的实践。2010 年的数字是根据重庆热力发电厂的历史调度小时(CEPY 2007 p. 626)。增加到 6150 小时是假定政府鼓励优先调度瓦斯发电的政策得以逐步落实(NDRC 2007.2)。
胜利机组配置:	391 kW 名义输出, 0.35 立方/度电 使用 6.5%的气体流作为燃料	根据松藻现存的瓦斯发电站内类似机组的实际经验

卡特匹勒机组配置:	1.8 MW 输出 0.232 立方/度电 使用 5.6% 的气体流作为燃料	根据和制造商代理和终端用户的联系
松藻公司自用电价	0.417 元/千瓦时	根据目前松藻公司当前运行的瓦斯发电站实际情况。
上网销售电价	0.3793 元/千瓦时	当前电网从新建火电站的购电价(NDRC 2008.2; NDRC 2008.3); 政策规定的瓦斯发电上网 0.25 元的补贴(NDRC 2007.4)没有考虑, 原因是电网公司对此的抵触。
年设备维修和维护费用	2.5%的设备采购费用	
年劳动力成本	每年 350 万元	305 工人, 平均年工资 4 万元, 加上 14%的社保福利。
水的消耗和成本	0.0038 立方/千瓦时, 水价: 2.5 元/立方	水的消耗根据 2007 年重庆设计院的可研; 价格由重庆能投集团提供
<i>LNG 厂运营的输入参数和假设条件</i>		
产能	一期: 1.3 亿立方 二期: 4000 万立方	2011 年达产 2015 年达产
建设时间	LNG 厂 集输站和储存设施	2 年建设一座工厂 2009 年开工, 松藻、杨地湾、安稳集输站, 办公楼同年建成。其余设施在 2010 年完工。
资本投资: 气体集输系统和存储系统	商业机密	根据重庆煤炭设计院 2006 年的可研, 经过 2008 年年底的价格调整。
提纯/LNG 厂的资本支出	商业机密	成本估算由设备、技术提供商提供
运行小时	一年 8286 小时	
提纯/LNG 厂的甲烷损失	总处理气体流量的 10.34%	这部分气体量从总气体量中扣除, 以计算销售量。

项目排放	0.1784 吨/兆瓦时  13.1%	排放因子，用来决定 LNG 厂及其设施电力消耗的项目排放以及煤层气发电所产生的排放。  项目减排的百分率，来自煤层气液化后的 LNG 销售以及装置外的燃烧
LNG 厂的电力消耗	0.497 度/立方处理气体	相当于 0.552 度电/立方销售气体
集输系统电力消耗	0.086 度/立方处理气体	相当于 0.096 度电/立方销售气体
电力购买价格	0.554 元/度 ( 包含增值税 )	从公共电网购电的政府规定价格
集输系统劳动力成本	1368 万元/年 ( 一年 200 万美元)	300 个工人，4 万元一年，加上 14% 的福利费用。
运行费用，提纯/LNG 厂 ( 不包括电和折旧 )	0.0224 美元/立方处理气体	0.025 美元/立方的销售价，包括了劳动力、水、设备维护费用，不包括电和折旧。
年设备维修和维护费用	2.5% 的设备采购费用	
LNG 销售价格	商业机密	出厂销售价，由顾客负责通过槽车运输。

### 5.3.3.2 概率预测结果：优化的 LNG 和电力生产

在附件 C 中列出了这一方案的税后的现金流量表，显示了整个项目周期内成本和收入的时间和量。表 37 列出了优化的 LNG 和电力生产终端利用方案经济表现的关键指数。通过使用 p50 煤层气产量预测，我们断定建设两座能力为每年 1.6 亿立方米的 LNG 处理厂，就可以处理来自松藻煤电公司各个矿区的绝大部分煤层气。产能 1.2 亿立方米的 LNG 厂将在 2011 完工，第二座产能 4 千万立方米的 LNG 工厂将在 2015 年完工。如果作出在梨园坝矿和张狮坝矿安装发电设施的决策，以松藻煤电公司各矿生产的煤层气做燃料的总发电装机容量将提高 26.9 MW。该经济模型进行估算时采用 8403 万美元净现值和 20.49% 的内

部收益率作为参数。该模型指示出稳健的经济表现并预计可在项目终身时期内使 CO<sub>2</sub>e 排放净减少 4410 万吨。如前面讨论，实施电力生产的决定可以延后再作，在建设另外的 LNG 工厂之后可以再作最后的选择。这样当然会导致一种类似于某些章节所叙述的情况，其中把 LNG 作为唯一终端利用方案选择。

**表 37：优化终端使用预测结果**

	概率阈值					
	p90		p50		p10	
	2011	2015	2011	2015	2011	2015
LNG厂处理能力 百万m <sup>3</sup>	90	20	130	40	220	50
发电装机容量 MW	22.1		26.9		32.7	
净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	29,223,668		44,081,205		66,381,438	
总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
比率：资本支出/吨 CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
10%折扣率净现值	\$16.30		\$84.03		\$187.33	
比率：净现值/吨 CO <sub>2</sub> e	0.56		1.91		2.82	
内部收益率	12.41%		20.49%		28.91%	

#### 5.4 终端利用方案选择的比较及其经济表现

以下表格比较了项目团队进行可行性研究所作的每种终端利用方案的审查比较。项目团队的结论是，最佳的经济表现将来自把 LNG 当作唯一终端利用方案的选择。然而，与 LNG 市场价格变化相关的风险（参见以下小节的讨论）、低于预期的煤层气产量、与建设把南部煤矿设施与中央收集系统进行管线连接的相关事宜，或者综合以上各种因素，都可能对仅有 LNG 的方案选择带来不利影响。鉴于此，能够在项目中期出现开发决策点的第三种方案可能是最谨慎明智的，并且它能让管理层以积极的姿态进行经济结果的判断。

表 38：终端利用方案选择的比较

概率 阈值		优化方案		全发电方案		完全LNG方案	
		2011	2015	2011	2015	2011	2015
p90	LNG厂处理能力 百万m <sup>3</sup>	90	20			100	40
	发电装机容量 MW	22.1		113.2			
	净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	29,223,668		35,841,687		28,117,403	
	总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
	比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
	10%折扣率净现值	\$16.30		\$19.89		\$45.59	
	比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	0.56		0.55		1.62	
	内部收益率	12.41%		12.97%		16.10%	
p50	LNG厂处理能力 百万m <sup>3</sup>	130	40			150	60
	发电装机容量 MW	26.9		166.2			
	净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	44,081,205		54,163,128		42,729,483	
	总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
	比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
	10%折扣率净现值	\$84.03		\$58.82		\$123.52	
	比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	1.91		1.09		2.89	
	内部收益率	20.49%		16.25%		24.19%	
p10	LNG厂处理能力 百万m <sup>3</sup>	220	50			240	70
	发电装机容量 MW	32.7		241.8			
	净减排量 (吨 CO <sub>2</sub> e)	66,381,438		81,681,623		64,686,343	
	总资本支出	商业机密		商业机密		商业机密	
	比率：资本支出/吨CO <sub>2</sub> e	商业机密		商业机密		商业机密	
	10%折扣率净现值	\$187.33		\$107.64		\$223.98	
	比率：净现值/吨CO <sub>2</sub> e	2.82		1.32		3.46	
	内部收益率	28.91%		18.13%		31.28%	

#### 5.4.1 终端利用方案选择的敏感度分析

项目团队采用了 p50 煤层气生产预测对优化方案进行了敏感度分析。我们可以从下面的龙卷风图表 图 35 和 36 看到，其中描述了统计变量对净现值和内部收益率估值的贡献度，燃气销售价格是其中最大的影响因素。

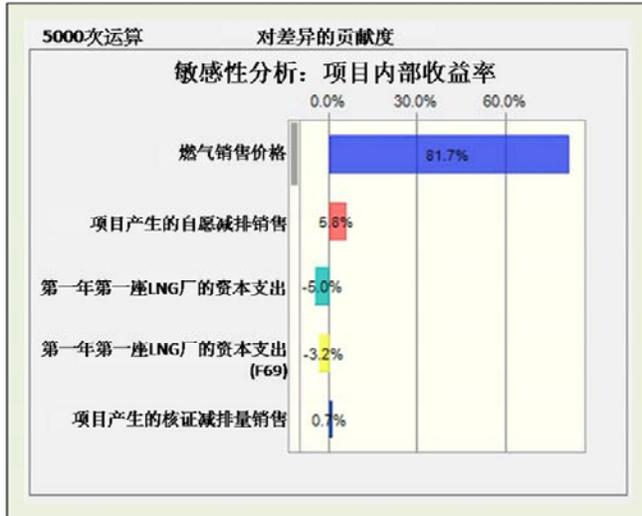


图 35：对内部收益率 差异的贡献度

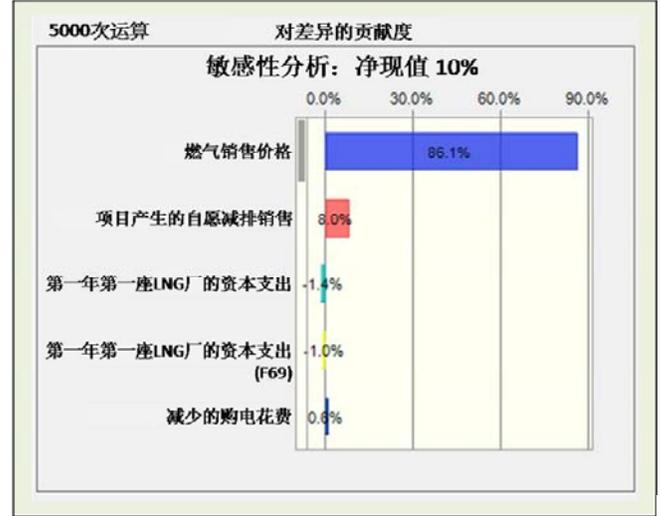


图 36：对净现值差异的贡献度

燃气的销售价格的影响远远大于其它的因素，第二大因素来自燃气销售所产生的自愿减排销售，然后才是第一期 LNG 处理厂的资本支出。核证减排量销售对项目的内部收益率贡献低于百分之一，节约的电费对净现值变化的贡献也类似可以忽略。来自 LNG 销售所产生的自愿减排销售以及第二期 LNG 处理厂的资本支出有很小的影响，未在图中显示。

对销售核证减排量或者/和自愿减排量这一选项对项目经济表现的影响，做了额外的敏感性分析。针对碳减排的销售，本项目分析了优化方案的四种情景，结果显示在表 39 中。这四种情景是：（1）根本没有碳减排销售；（2）在《京都议定书》2012 年的期限内销售核证的减排量（CERs），价格为 12.72 美元/吨二氧化碳当量（CO<sub>2</sub>e，1 立方的甲烷的温室效应相当于 0.01428 吨二氧化碳）；（3）在 2012 年以后的自愿减排量（VERs）销售，价格为 6.12 美元/吨二氧化碳当量；（4）在 2012 年前销售核证的减排量，2012 年以后销售自愿减排量，价格同上。

表 39：碳减排对优化方案经济结果的影响

	内部回报率 (IRR)	10% 折扣率的净现值(NPV) 百万美元
情景 1: 无碳减排	9.31	-5.31
情景 2: 核证减排量 ( CER ) ,	13.72	25.16

2010-2012		
情景 3: 自愿减排量 ( VER ) , 2013-2025	15.96	53.56
情景 4: 核证减排量 ( CER ) , 2010-2012 和 自 愿 减 排 量 ( VER ) , 2013-2015	20.49	84.03

项目组认为 2013 年之后自愿减排量 ( VER ) 的可能性较高，2010-2012 年之间经核证减排量 ( CER ) 的可能性为中等。因而情景 3 被作为以上表 39 的基准。情景 1 的低回报率明确说明碳减排对项目经济回报的重要程度。

#### 5.4.2 与碳排放相关的经济表现

对煤层气终端利用项目的投资来说，其经济表现可以通过常用指标进行衡量，比如投资回报率、净现值和内部回报率。由项目团队从事的经济与敏感度分析表明，在考虑当中的各种终端利用方案选择均有其强项和弱项；但是图 37 中的条形图表明，如果考虑减少甲烷排放的经济效益，LNG 项目选择的优势要超过发电选择的优势。这一分析使用了 p90、p50 和 p10 的甲烷产量预测来进行。图表中描述了两个绩效指标：资本支出对二氧化碳吨当量的投资率以实心条表示；净现值实现的二氧化碳吨当量的投资率以虚线条来表示。如果仅仅考虑每吨二氧化碳减排当量的资本支出量，发电方案中经济效率看起来具有中度吸引力，但是每吨二氧化碳减排当量所实现的美元净现值大大地低于其它终端利用方案。减少碳排放上所实现的美元净现值的较差经济效率主要是由于本项目中煤层气发电都是自用，而不是上网销售。这一实际情况限制了碳减排的来源局限于内燃机所摧毁的甲烷，以及所取代的松藻煤电公司拥有的矿区电网上的火力发电部分。但是如果煤层气发的电销售给地区电网，其所取代的火力发电将会大得多。

对 LNG 项目选择所作的经济效益分析呈现出完全不同的景象。资本支出的碳减排资金比率与净现值的碳减排实现资金相比高了很多。该优化使用选择方案还表现出稳健的经济表现，但是由于方案中包含发电部分，因而比 LNG 方案选择稍差。

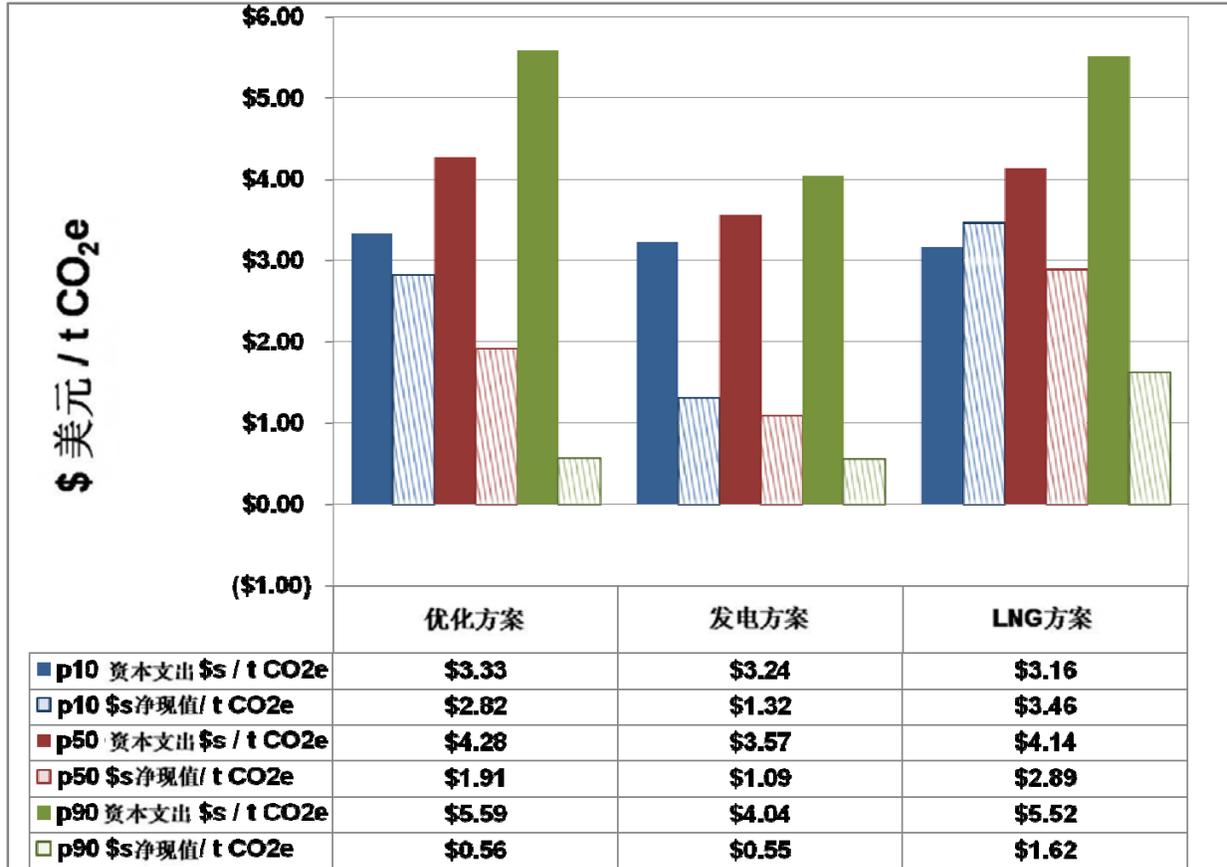


图 37：终端利用方案与碳减排有关的经济效益

根据本可研的发现，我们建议项目围绕着对松藻生产的煤层气的多数产量进行提纯和液化。来自减排前景的投资回报也有利于提纯/液化选择方案。项目的最终产品将是 LNG，可以提供给商业和工业市场。我们的建议考虑到中国国内强劲的燃气市场，销售煤层气提纯与液化的 LNG 比用煤层气发电上网有着更高的回报率。从减排的角度看，投资回报也倾向于 LNG 的处理和销售方案。但是，从物流以及其他角度考虑，对于将梨园坝和张狮坝这些偏远地区的煤矿煤层气进行提纯和液化的事宜，我们建议管理层等到 2013 年再行决定是对这些地区的煤层气进行纯化/液化，还是将其作为建于煤矿现场的小型发电厂的燃料，其电力将供应矿区电网并抵消提纯/液化项目的耗电。通过敏感性分析，很明显，碳减排的额外收入也将大大改善此项目的经济回报。 不管最终 LNG 和发电的混合，为了

获得经济表现的最大化，在合适的碳减排交易体系中获得资质应该是本项目向前推进的重点。

## 参考资料

北京晨报 2006 年 12 月 14 日:“北京民用天然气价格拟上调 22 日召开听证会”

<http://news.sina.com.cn/c/2006-12-14/034511784008.shtml>

Bloomberg ( 彭博网 ) 2008 年 11 月 28 日:“卡塔尔 LNG 供应商到中国将从 9 月开始”

<http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aVSJ4zVSD6Wg>

CEPY (2007) *中国电力年鉴, 2007*

CESY (2008): *中国能源统计年鉴, 2008*

中国交通招标网 2009 年 2 月 25 日:“兰州天然气管网改建工程 30 万Nm<sup>3</sup>/d LNG调峰装置招标” [http://bid.cc.cn/zaobiao\\_info.asp?id=938618](http://bid.cc.cn/zaobiao_info.asp?id=938618)

中国中央政府网站, 2006 年 12 月 16 日:“西气东输与忠武输气管道联络线准武支线试运投产”

[http://www.gov.cn/jrzg/2006-12/16/content\\_470914.htm](http://www.gov.cn/jrzg/2006-12/16/content_470914.htm)

中国海关 (2007): 进口, 中国海关, <http://www.customs.gov.cn/YWStaticPage/4370/d911d1a0.htm>

中国海关 (2008): 能源产品进出口, 2008 年 1 月-11 月

<http://www.customs.gov.cn/publish/portal0/tab2453/module72494/info154268.htm>

中国海关 (2009.1): 中国煤炭进出口, 2008

<http://www.customs.gov.cn/publish/portal0/tab2453/module72494/info158364.htm>

中国海关 (2009.2): 中国 LPG 与 LNG 进口

<http://www.customs.gov.cn/publish/portal0/tab2453/module72494/info158363.htm>

中国日报, 2004 年 8 月 4 日:“西气东输管线工程收尾”

<http://www.china.org.cn/english/BAT/102928.htm>

中国日报, 2005 年 8 月 5 日:“北京东部能源短缺的新资源”

<http://english.sohu.com/20050805/n226570110.shtml>

中国日报 2008 年 6 月 25 日:“CNOOC 敲定卡塔尔燃气交易”

[http://www.chinadaily.com.cn/bizchina/2008-06/25/content\\_6792691.htm](http://www.chinadaily.com.cn/bizchina/2008-06/25/content_6792691.htm)

中国发展门户网 (2007): 第五大工程“川气东送”区域分配敲定 国务院核准, 2007 年 5 月 31 日,

[http://cn.chinagate.com.cn/economics/2007-05/31/content\\_2377642.htm](http://cn.chinagate.com.cn/economics/2007-05/31/content_2377642.htm)

中国能源网, 2008 年 6 月 3 日:“南京市瓶装气稳中趋降 天然气价格不变”

<http://www.china5e.net/www/dev/news/viewinfo-jichu-200807030150.html>

中国石油天然气管线网:“忠武输气管道天然气 10 月送武汉”

<http://www.cpgp.cn/news/2003-7-23/14098.shtml>

中国石油新闻网络, 2005 年 9 月 22 日:“ 陕京输气管道日供气能力提高到 4450 万立方米”

[http://www.oilnews.com.cn/gb/misc/2005-09/22/content\\_633131.htm](http://www.oilnews.com.cn/gb/misc/2005-09/22/content_633131.htm)

中国发展门户网, 2008 年 12 月 11 日:“ 新疆天然气产量高速增长 年产望达 240 亿立方米”

[http://cn.chinagate.cn/resource/2008-12/11/content\\_16935093.htm](http://cn.chinagate.cn/resource/2008-12/11/content_16935093.htm)

ChinaMining.Org 2008 年 1 月 23 日:“CNOOC 福建 LNG 项目增加两个储罐”

<http://www.chinamining.org/Companies/2008-01-23/1201075626d8835.html>

中国电力网, 2006 年 7 月 4 日:“中国首个液化天然气项目在深圳正式投产”

<http://www.chinapower.com.cn/article/1033/art1033584.asp>

今日中国 (2005): 中国总人口, 今日中国, <http://www.chinatoday.com/data/china.population.htm>

重庆经济委员会 2007: 马明媛副主任在 2007 年度路矿电钢协作会暨今冬明春保煤保电工作上的讲话

<http://wjw.cq.gov.cn/jjyx/jjyxbz/20071023197.htm>

重庆燃气集团, 重庆能源开发公司: 私人通讯

CQPC (2008.1): 重庆电力公司 2007 年营运结果简报

<http://www.cqep.com.cn/dw.asp-name=主要经济指标&id=10766.htm>

CQPC (2008.2): 重庆电力公司有关电力供应需求的报告, 2008 年 11 月 24 日

[http://www.cqep.com.cn/dlyw\\_disp.asp-id=12527.htm](http://www.cqep.com.cn/dlyw_disp.asp-id=12527.htm)

贵州东部新闻公报(2006):“凯里城区使用天然气的价格敲定”

<http://www.wyhzx.com/pages/show.aspx?id=787>

能源论坛, 2008 年 11 月 10 日:“Tangguh 价格之争”

<http://www.energytribune.com/articles.cfm?aid=1018>

FJJG (2003): 国家发展改革委关于西气东输天然气价格有关问题的通知, 福建省网站,

<http://www.fjjg.gov.cn/fjwj/jgfw/gjjgzc/webinfo/2003/09/1187774413460986.htm>

通用电气网, 2008 年 11 月 24 日:“西气东输管道建设比计划提前”

[http://www.geoilandgas.com/businesses/ge\\_oilandgas/en/about/press/en/2008\\_press/112408.htm](http://www.geoilandgas.com/businesses/ge_oilandgas/en/about/press/en/2008_press/112408.htm)

广州每日新闻, 2008 年 12 月 31 日:“广州瓶装液化气跌破 80 元关口 创今年最低价”

[http://dailynews.dayoo.com/guangzhou/200812/31/53872\\_5052503.htm](http://dailynews.dayoo.com/guangzhou/200812/31/53872_5052503.htm)

桂林晚间新闻, 2009年1月4日: “桂林民用管道天然气每立方米涨1.1元”

<http://www.china5e.com/oil/oilnews.aspx?newsid=5b73dcd2-958b-47b5-80e2-1092a3d295fc&classid=%u77f3%u6cb9%u5929%u7136%u6c14>

贵州省商贸局 2006: “天然气入黔: 规划搁浅 企业补位”, 2006年8月28日

<http://guizhou.mofcom.gov.cn/aarticle/sjshangwudt/200608/20060802995856.html>

海南政府 2006年12月13日: ““十一五”期间 海南工业和生活用气源源不断”

<http://www.hainan.gov.cn/data/news/2006/12/22955/>

华电 PDD (2007): 华电北京天然气发电项目, 2007年3月23日,

[http://www.dnv.com/focus/climate\\_change/Upload/Huadian%20Beijing-01.pdf](http://www.dnv.com/focus/climate_change/Upload/Huadian%20Beijing-01.pdf), p. 13

湖北武昌天然气发电厂洁净开发机制项目定义文件

[http://www.dnv.com/focus/climate\\_change/Upload/Wuchang%20NG%20CDM%20PDD-final-28\\_04\\_07.pdf](http://www.dnv.com/focus/climate_change/Upload/Wuchang%20NG%20CDM%20PDD-final-28_04_07.pdf)

Intellasia 2008: “缅甸对孟加拉国天然气供应短缺”, Intellasia 在线新闻, 2008年10月10日,

<http://www.intellasia.net/news/articles/resources/111250302.shtml>

国际先驱论坛, 2005年6月7日: “亚洲应对 LNG 价格暴涨”

<http://www.iht.com/articles/2005/06/06/bloomberg/sxgas.php>

吉安网, 2008年3月31日: “市中心城区天然气价格将上调”

<http://ja.jxcn.cn/5/39/html/20080331/20080331100405.htm>

NBSC (2007): 国家统计局中国年度统计公报, [http://www.stats.gov.cn/was40/gjtjj\\_outline.jsp?channelid=4362](http://www.stats.gov.cn/was40/gjtjj_outline.jsp?channelid=4362)

NBSC (2007.1): 国家统计局 2007 年中国年度公报

[http://www.stats.gov.cn/tjgb/ndtjgb/qgndtjgb/t20080228\\_402464933.htm](http://www.stats.gov.cn/tjgb/ndtjgb/qgndtjgb/t20080228_402464933.htm)

NBSC (2008): 国家统计局中国月度工业产出表 <http://www.stats.gov.cn/tjsj/>

NBSC (2008.1): 国家统计局 2008 年中国年度公报

[http://www.stats.gov.cn/was40/gjtjj\\_detail.jsp?channelid=4362&record=1](http://www.stats.gov.cn/was40/gjtjj_detail.jsp?channelid=4362&record=1)

NDRC (2005): 国家发展改革委关于改革天然气出厂价格形成机制及近期适当提高天然气出厂价格的通知(特急 发改价格, 2005年12月23日,

[http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/zcfbtz2005/t20051227\\_54876.htm](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/zcfbtz2005/t20051227_54876.htm)

NDRC (2006.1): 国家发展改革委关于印发《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》的通知

[http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/tz2006/t20060120\\_57583.htm](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/tz2006/t20060120_57583.htm)

NDRC (2006.2): 国家发展改革委关于调整华中电网电价的通知, 2006年6月28日

[http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/tz2006/t20060630\\_75080.htm](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/tz2006/t20060630_75080.htm)

NDRC (2006.3): 中国十一五规划(2006-2010), 国家发展改革委,  
<http://www.ndrc.gov.cn/nyjt/nyzywx/P020070410417020191418.pdf>

NDRC (2007.1): 消耗, 2006-2007, 国家发展改革委能源公报,  
[http://www.ndrc.gov.cn/nyjt/dcyj/t20080314\\_197561.htm](http://www.ndrc.gov.cn/nyjt/dcyj/t20080314_197561.htm)

NDRC (2007.2): 《天然气利用政策》经国务院同意正式实施, 国家发展改革委, 2007年9月,  
[http://www.ndrc.gov.cn/xwfb/t20070903\\_157115.htm](http://www.ndrc.gov.cn/xwfb/t20070903_157115.htm)

NDRC (2007.3): “国家发展改革委关于调整天然气价格有关问题的通知”, 国家发展改革委,  
2007年11月8日  
<http://www.egas.cn/Article/hnew/200712/1240.html>

NDRC (2007.4): 关于利用煤层气(煤矿瓦斯)发电工作实施意见的通知, 国家发展改革委, 2007年4月,  
[www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2007tongzhi/t20070413\\_129432.htm](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2007tongzhi/t20070413_129432.htm)

NDRC (2007.5): 国务院办公厅关于转发发展改革委等部门节能发电调度办法(试行)的通知,  
2007年8月  
[www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbqt/2007qita/t20070828\\_156042.htm](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbqt/2007qita/t20070828_156042.htm)

NDRC (2008.1): 2007年统计公报能源数据摘要, 国家发展改革委, 2008年2月28日,  
[http://www.ndrc.gov.cn/nyjt/dcyj/t20080314\\_197561.htm](http://www.ndrc.gov.cn/nyjt/dcyj/t20080314_197561.htm)

NDRC (2008.2): 国家发展改革委“关于提高华中电网电价的通知”, 2008年7月1日,  
[www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2008tongzhi/t20080702\\_222227.htm](http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2008tongzhi/t20080702_222227.htm)

NDRC (2008.3): 国家发展改革委“关于提高火力发电企业上网电价有关问题的通知”, 2008年8月19日,  
[http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2008tongzhi/t20080820\\_231491.htm](http://www.sdpc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/2008tongzhi/t20080820_231491.htm)

鄂尔多斯在线, 2008年12月12日: “鄂尔多斯市首个天然气液化项目正式投产”  
[http://ordos.gov.cn/content/2008-12/12/content\\_156136.htm](http://ordos.gov.cn/content/2008-12/12/content_156136.htm)

人民网, 2006年6月29日: “LNG项目反映出更密切的堪培拉纽带”  
[http://english.people.com.cn/200606/29/eng20060629\\_278375.html](http://english.people.com.cn/200606/29/eng20060629_278375.html)

中国石油, 2008年4月23日: “大连液化天然气(LNG)项目建设正式启动”  
<http://news.cnpc.com.cn/system/2008/04/23/001171970.shtml>

中国石油, 2008年6月2日: “江苏LNG项目储罐桩基试桩完工”  
<http://news.cnpc.com.cn/system/2008/06/02/001180653.shtml>

国家电网(2008): 公司售电量, 国家电网公司, 2008年1月21日 [www.sgcc.com.cn/dlgx/dwtj/102828.shtml](http://www.sgcc.com.cn/dlgx/dwtj/102828.shtml)

Shell , 2008 年 10 月 4 日: “PetroChina、QatarGas 和 Shell 签署长期卡塔尔-中国燃气交易”  
[http://www.shell.com/home/content/media/news\\_and\\_library/press\\_releases/2008/lng\\_qatar\\_china\\_10042008.html](http://www.shell.com/home/content/media/news_and_library/press_releases/2008/lng_qatar_china_10042008.html)

深圳燃气 , 2008 年 11 月 25 日: “民用天然气基本维持原价”  
<http://www.szgas.com.cn/news/detail.aspx?paraID=155>

Shsb.net , 2008 年 12 月 28 日: “缅甸天然气预计 2013 年进滇”  
[http://www.shxb.net/html/20081228/20081228\\_121997.shtml](http://www.shxb.net/html/20081228/20081228_121997.shtml)

四川每日新闻 , 2008 年 12 月 9 日: “达州天然气综合利用项目快速推进”  
[http://www.sc.xinhuanet.com/content/2008-12/09/content\\_15129568.htm](http://www.sc.xinhuanet.com/content/2008-12/09/content_15129568.htm)

新浪新闻中心 , 2005 年 6 月 6 日: “武汉天然气价格确定 十日起每立方米降一角”  
<http://news.sina.com.cn/c/2005-06-06/00076087158s.shtml>

新浪新闻中心 , 2007 年 4 月 6 日: “破围中石油 中海油首个天然气液化项目落户珠海”  
<http://finance.sina.com.cn/chanjing/b/20070406/02423477855.shtml>

新浪新闻中心 , 2009 年 1 月 4 日: “南宁民用管道天然气价格今起上调 4.60 元/立方米”  
<http://gx.house.sina.com.cn/news/2009-01-04/4370422.html>

搜房网 , 2006 年 3 月 15 日: “陕西省天然气价格今起上调”  
<http://news.xian.soufun.com/2006-03-15/661588.htm>

天山网 , 2006 年 5 月 16 日: “广汇将在阿克苏投资 37 亿元建设液化天然气项目”  
<http://www.tianshannet.com.cn/GB/channel3/99/200605/16/263690.html>

Trading Markets , 2008 年 10 月 8 日: “马来西亚石油公司向中国海洋石油有限公司终端供应 LNG”  
<http://www.tradingmarkets.com/.site/news/Stock%20News/1928700/>

厦门综合生活讯息英文网 , 2008 年 5 月 9 日: “中国新建的福建 LNG 终端获得首批到货产品”  
[http://www.whatsonxiamen.com/news\\_msg.php?titleid=3455](http://www.whatsonxiamen.com/news_msg.php?titleid=3455)

WB (2008): 世界银行中国季度更新 , 2008 年 12 月  
<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/COUNTRIES/EASTASIAPACIFICEXT/CHINAEXTN/0,,contentMDK:21987033~pagePK:1497618~piPK:217854~theSitePK:318950,00.html>

新奥 , 2004 年 6 月 29 日: “新奥集团 150,000 Nm<sup>3</sup>/日 LNG 生产厂”  
[http://www.kryopak.com/xinao\\_group\\_150.php](http://www.kryopak.com/xinao_group_150.php)

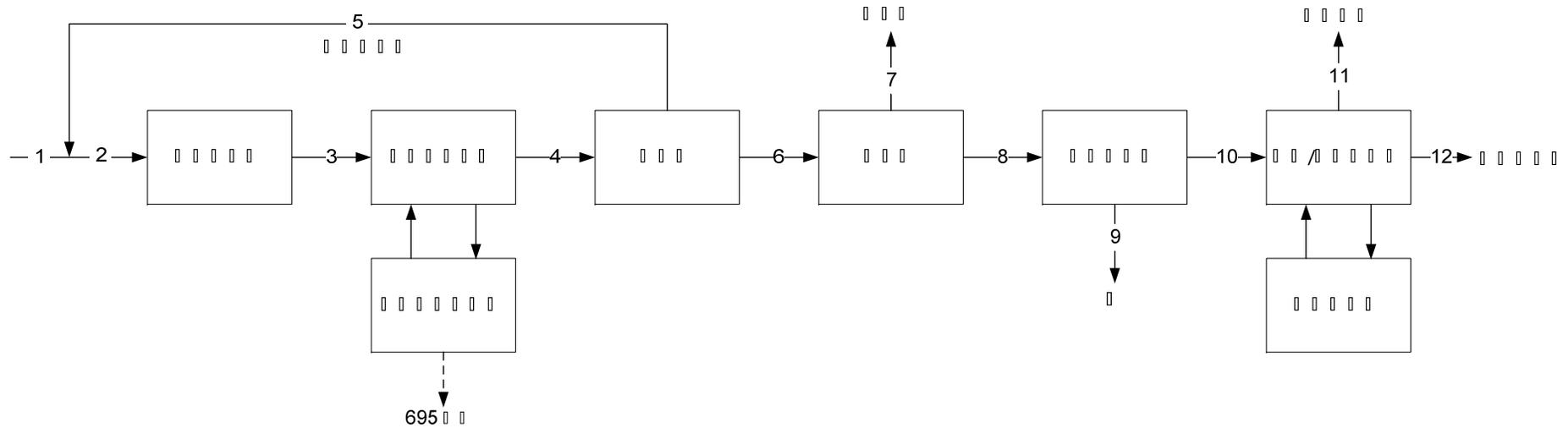
中国日报 , 2007 年 1 月 23 日: “上海启动与马来西亚的 LNG 项目”  
[http://www.chinadaily.com.cn/china/2007-01/23/content\\_789941.htm](http://www.chinadaily.com.cn/china/2007-01/23/content_789941.htm)

新华网 (2008): 中石油总投资逾 1400 亿 西气东输二线 2010 年供气 , 新华新闻 , 2008 年 1 月 18 日 ,  
[http://news.xinhuanet.com/fortune/2008-01/18/content\\_7442708.htm](http://news.xinhuanet.com/fortune/2008-01/18/content_7442708.htm)

- 新华社，2008年11月25日：“PetroChina与Shell签署LNG交易”  
[http://www.china.org.cn/business/2008-11/25/content\\_16819631.htm](http://www.china.org.cn/business/2008-11/25/content_16819631.htm)
- 新华网，2001年12月12日：“涩北 - 西宁 - 兰州输气管道工程今天全线竣工”  
[http://news.xinhuanet.com/newscenter/2001-12/12/content\\_159632.htm](http://news.xinhuanet.com/newscenter/2001-12/12/content_159632.htm)
- 新华网，2004年9月12日：“福建液化天然气项目在北京签署一系列商务合同”  
[http://news.xinhuanet.com/newscenter/2004-09/12/content\\_1971774.htm](http://news.xinhuanet.com/newscenter/2004-09/12/content_1971774.htm)
- 新华网，2005年7月15日：“长沙天然气价格听证：正反双方”各抒己见”  
<http://news.163.com/05/0716/00/10OA00U00001124R.html>
- 新华网，2006年8月31日：“佛山天然气价格固定在3.85元/m<sup>3</sup>”  
<http://www.wh-price.gov.cn/info/18234-1.asp>
- 新华网，2008年11月10日：“上海今日提高燃气价格”  
[http://news.xinhuanet.com/fortune/2008-11/10/content\\_10333228.htm](http://news.xinhuanet.com/fortune/2008-11/10/content_10333228.htm)
- 燕赵都市报，2007年4月30日：“秦物价部门对天然气价格举行听证”  
<http://www.fert.cn/news/2007/4/30/20074301181760527.shtml>
- 燕赵都市报，2007年6月18日：“秦皇岛市液化天然气销售价格敲定”  
<http://www.qhdxw.cn/news/2007-06/18/cms10893article.shtml>
- 扬子晚报，2005年12月31日：“冀宁输气管道干线全线贯通 将供气苏北六市”  
<http://finance.sina.com.cn/chanjing/b/20051231/09432242881.shtml>

### 附加A：瓦斯提纯液化厂流程图

□ □ □ □ □ □ □ □ — □ □ □ □ □ □ □  
 □ □ □ □ □ □ — 1.3□ □ □ □ □



工业生产液流		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
性质	单位												
温度	温度	48.9	47.7	517.3	64.1	48.8	48.9	49.6	49.2	49.2	49.2	28.9	-155.1
压力	100000Pa	11.4	11.4	11.0	10.6	16.1	44.4	1.8	44.3	44.2	44.2	7.9	2.1
摩尔流量	千摩尔每小	1395.06	5228.62	5228.62	5228.62	3833.56	1265.38	65.85	1203.08	3.02	1200.06	571.84	628.2
标准气体流量	立方米每小	33049.48	123868.32	123868.32	123868.32	90818.83	29977.34	1559.95	28501.44		28429.91	13547.08	14883.0
标准液体流量	升/分钟									0.9			558.1
组成													
摩尔流量	摩尔比例												
二氧化碳		0.09	3.51	4.65	4.65	4.76	4.78	91.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
氮		40.79	43.69	43.69	43.69	44.75	44.96	0.27	47.27	0.00	47.39	98.00	1.32
甲烷		49.55	49.68	48.55	48.55	49.73	49.96	1.22	52.48	0.00	52.61	2.00	98.67
水		1.07	0.85	3.11	3.11	0.76	0.31	6.68	0.25	99.87	0.00	0.00	0.00
氢		8.49	2.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



附加B：提纯液化方案瓦斯集输系统投资成本

建筑工程费 (x1000)		设备购置及安装工程费(x1000)	
征地费用	¥69,164	集输管道管材费用	¥15,421
		集输管道铺设费用	¥36,303
		瓦斯抽放站新增设备费用	¥12,004
	¥3,967	打通	¥1,572
打通拟建转输站 (打通一矿)		打通储气罐	¥4,494
	¥3,368	金鸡岩	¥1,480
金鸡岩拟建转输站 (渝阳煤矿)		金鸡岩储气罐	¥2,666
松同拟建转输站 (松藻煤矿,同华煤矿)	¥4,106	松同	¥2,139
		松同储气罐	¥7,680
	¥4,106	石壕	¥3,379
天池拟建转输站 (石壕煤矿)		石壕储气罐	¥7,680
	¥4,429	阳地湾	¥5,927
阳地湾拟建转输站 (渝阳煤矿)		阳地湾储气罐	¥7,680
	¥3,547	地槽	¥2,139
地槽拟建转输站 (逢春煤矿)		地槽储气罐	¥4,494
	¥3,547	梨园坝	¥2,139
梨园坝拟建转输站 (梨园坝煤矿)		梨园坝储气罐	¥4,494
	¥3,295	白岩	¥2,139
白岩拟建转输站 (石壕煤矿)		白岩储气罐	¥3,129
安稳首站	¥15,076	安稳	¥69,462
		安稳储气罐	¥21,873
办公楼	¥12,950	办公楼	¥990
合计	¥127,553		¥219,283
总合计 (x1000)			¥346,836

## 附加C: 美国联邦政府环保署的可行性研究报告验收函



### 美国环保局

华盛顿哥伦比亚特区，邮编 20460

空气与辐射办公室

2009 年 4 月 15 日

中华人民共和国重庆直辖市  
重庆市渝北区洪湖西路 12 号  
重庆市能源投资集团公司  
董事长，侯行知先生

尊敬的侯先生，

很荣幸与您在重庆会面。美国环保局 ( US EPA ) 以及我们来自 Raven Ridge 资源公司的同事都得到您和您的同事们所给予的热情款待，我对此深表感谢。我们曾有幸与松藻煤电公司合作来共同开发编制煤层气回收与使用的可行性研究报告。在甲烷市场化合作伙伴计划的支持下，美国环保局一直都非常乐于支持这一重要项目。

美国环保局的煤层气拓展项目通过严格的书面与口头评估程序，以竞争方式选择承包商来为本项目提供技术与分析方面的支持。通过这种竞争程序，Raven Ridge 资源公司已经为我们的项目提供了 15 年以上的技术与分析的承包支持。此后，在 2007 年，美国环保局开展了一种严格而富有竞争性的程序，以评估承包商制定松藻煤矿可行性研究报告的资格。经过细致的斟酌，美国环保局选定 Raven Ridge 资源公司来接手这一重要项目，所考虑的因素包括他们的技术经验、专业人员素质和技术途径。

美国环保局已经受理由 Raven Ridge 资源公司为松藻煤矿起草的可行性研究报告。我们认为该文件概述了研究的过程，表明该研究以一种严格和适当的方法来开展。在环保局完成该报告的最终审查后，我们有意在我们的网站以及煤层气市场化 ( Methane to Markets ) 网站上同时发表此报告。

我们很荣幸与您合作。预祝您在项目的实施上一切顺利。

您诚挚的，

A handwritten signature in black ink, reading "Pamela M. Franklin". The signature is fluid and cursive, with a long horizontal flourish extending to the right.

Pamela M. Franklin ( 帕米拉 M. 富兰克林 )

气候变化部门

煤层气拓展项目组主任