

# 青龙煤矿瓦斯利用预可研报告



贵州省环境保护国际合作中心

2011年12月

美国环保署资助  
合作协议号：#XA-8344290

# 目录

1 执行摘要.....	6
2 项目概览.....	14
2.1 预可行性研究背景.....	14
2.2 拟议项目的地点和一般说明.....	14
2.3 项目主办者背景与财务状况.....	15
2.3.1 兖矿贵州能化有限公司.....	15
2.3.1 贵州黔西能源开发有限公司.....	16
3 青龙煤矿的煤炭与煤层气资源开采.....	16
3.1 煤矿的地质环境.....	16
3.1.1. 地形特征.....	16
3.1.2 地质构造.....	17
3.1.3 褶曲和断层.....	17
3.2 煤炭与煤层气资源与储量.....	17
3.2.1 煤炭禀赋.....	17
3.2.2 煤层气赋存.....	18
3.2.3 气源分析.....	18
3.2.4 瓦斯抽放和利用现状.....	21
4 贵州能源生产和消费.....	23
4.1 能源生产.....	23
4.2 能源消费.....	24
4.3 贵州煤炭市场概览.....	25
4.3.1 贵州省煤炭消费及需求预测.....	25
4.3.2 贵州煤炭供需平衡分析.....	26
4.3.3 青龙煤矿的区域煤炭市场.....	27
4.4 贵州燃气市场.....	27
4.4.1 燃气消费.....	27
4.4.2 燃气需求预测.....	29
4.4.3 燃气供应.....	31
4.5 电力市场.....	31
4.5.1 贵州电力市场现状.....	31
4.5.2 贵州电力市场预测.....	33
4.5.3 贵州电力调度和定价.....	34
4.5.4 煤矿瓦斯发电厂的市场潜力.....	34
5 瓦斯利用的技术方案.....	35
5.1 利用方式概览.....	35
5.2 瓦斯利用和减排的技术方案：中国的探索和实践.....	37
5.2.1 煤矿瓦斯发电.....	37
5.2.2 瓦斯提纯、压缩、液化.....	38
5.2.3 瓦斯浓缩、提纯.....	41
5.3 瓦斯利用方案的初评估标准.....	43
5.3.1 财务效益评价.....	43
5.3.2 社会效益评价.....	44

5.3.3	减排和环境效益评价.....	44
5.3.4	障碍分析.....	45
6	发电和电力销售方案.....	47
6.1	技术和部署方案.....	47
6.2	项目财务分析.....	48
6.2.1	参数输入和假设条件.....	48
6.2.2	预测结果.....	49
6.2.3	不确定性分析.....	49
6.2.4	运营风险分析.....	50
6.3	小结 .....	52
7	煤矿瓦斯提纯生产 CNG .....	52
7.1	技术和部署方案.....	52
7.2	财务分析.....	53
7.2.1	参数和假设条件.....	53
7.2.2	预测结果.....	54
7.2.3	不确定性分析.....	55
7.2.4	风险因素与应对措施.....	56
7.3	小结 .....	57
8	终端利用方案选择的比较.....	57
8.1	财务效益比较.....	57
8.1.1	投资比较.....	57
8.1.2	财务不确定性比较.....	58
8.1.3	运营风险比较.....	59
8.1.4	减排效益比较.....	60
8.1.5	社会经济效益比较.....	60
8.2	结语 .....	60

# 表目录

表格 1 青龙煤矿年度进尺、瓦斯抽放量、瓦斯发电利用量统计 .....	7
表格 2 备选方案财务敏感性比较分析 .....	11
表格 3 备选方案风险因素总数和评级比较 .....	11
表格 4 青龙井田主要煤层特征表 .....	18
表格 5 青龙矿井瓦斯储量及可开发量表 .....	18
表格 6 首采区钻孔瓦斯含量值统计表 .....	19
表格 7 采区各综采工作面瓦斯涌出量汇总表 .....	19
表格 8 采区各综掘工作面瓦斯涌出量汇总表 .....	20
表格 9 达产时矿井瓦斯涌出量预计 .....	20
表格 10 后期矿井瓦斯涌出量预计 .....	21
表格 11 青龙煤矿瓦斯气体成分分析表 .....	22
表格 12 青龙煤矿年度进尺、瓦斯抽放量、瓦斯发电利用量统计 .....	23
表格 13 “十二五”贵州省煤炭需求量预测表（单位：万吨） .....	26
表格 14 贵州省现有煤炭生产能力及产量预测 .....	26
表格 15 贵州省煤炭供需平衡现状及预测 .....	26
表格 16 2009 年贵州省用气人口表 .....	27
表格 17 贵州“十二五”期间燃气用气量需求预测 .....	29
表格 18 贵州省汽车用户用气量预测表 .....	30
表格 19 贵州电网统调机组装机容量情况表（单位：万千瓦） .....	31
表格 20 煤矿瓦斯利用方式的比较 .....	36
表格 21 液化煤层气和压缩煤层气生产、供气流程比较 .....	40
表格 22 主要车用燃料比较（以贵州为背景） .....	40
表格 23 低浓度瓦斯提纯方式、方法比较 .....	41
表格 24 备选利用方案的障碍分析 .....	46
表格 25 气量平衡表 .....	47
表格 26 瓦斯发电方案的财务分析：主要数据及参数 .....	48
表格 27 瓦斯发电方案财务分析结果汇总表 .....	49
表格 28 瓦斯发电方案不确定性分析 .....	50
表格 29 风险因素与应对措施 .....	50
表格 30 瓦斯制 CNG 方案的财务分析：主要数据及参数 .....	53
表格 31 财务评价主要指标 .....	54
表格 32 瓦斯制 CNG 方案财务不确定性分析 .....	55
表格 33 瓦斯制 CNG 方案运营风险因素与应对措施 .....	56
表格 34 瓦斯发电和制气方案的投资效益的财务指标对比 .....	58
表格 35 备选方案财务敏感性比较分析 .....	59
表格 36 备选方案风险因素总数和评级 .....	59

## 图目录

图表 1 青龙矿的地理位置.....	14
图表 2 贵州能化有限公司的控股结构和下属煤矿 .....	16
图表 3 贵州省 2005~2009 能源生产量构成图.....	23
图表 4 贵州省能源生产量构成比例示意图.....	24
图表 5 贵州省能源终端消费构成图（万吨标煤） .....	24
图表 6 贵州省能源终端消费构成比例示意图.....	25
图表 7 贵州省 2009 年各行业能源消费比例示意图.....	25
图表 8 2011 年贵州省用气量预测分析图.....	30
图表 9 2015 年贵州省用气量预测分析图.....	30
图表 10 贵州省近几年发电量一览.....	32
图表 11 贵州省西电东送电量.....	33
图表 12 贵州省电力需求预测.....	33
图表 13 贵州低浓度瓦斯发电所采用的典型工艺路线.....	38
图表 14 CNG/CNG, LNG/LNG 汽车燃料供应系统图示.....	39

# 1 执行摘要

本项目受美国环保局资助，由贵州省环保国际合作中心执行，为青龙煤矿编制煤矿瓦斯利用的预可行性研究报告，以促进其对煤矿瓦斯资源进行充分利用，减少甲烷的排放。

青龙矿井所在的谷里镇，位于贵州省西北部毕节地区的黔西县城东部。该井田的交通运输比较方便，距离黔西县城仅 14 公里。青龙煤矿煤炭地质储量为 19021 万吨，可采储量 8906.9 万吨，设计生产能力为 120 万吨/年。该矿属于高瓦斯矿井，瓦斯资源较为丰富，储量约为 28.5 亿  $m^3$ ，可抽放瓦斯量约为 13.4 亿  $m^3$ 。矿井瓦斯抽放站安装了两套地面永久抽放系统，共配有四台抽放泵。2009 年瓦斯抽放量为 1127.5 万  $m^3$ ，瓦斯发电利用 342.7188 万  $m^3$ ，剩余量为 784.79 万  $m^3$ 。2010 年抽放量累计 1622 万  $m^3$ ，瓦斯发电仅利用约 511 万  $m^3$ ，仍有超过 1100 万  $m^3$  没有利用。针对不断增加的富余瓦斯，本项目研究和比较了两个瓦斯利用的方案：发电方案，和瓦斯提纯制备 CNG 方案。

**煤矿背景** 青龙煤矿是山东兖矿集团在贵州控股开发建设的第一座大型现代化矿井，由其控股的兖矿贵州能化有限公司（简称“兖州贵化”，下同）的下属企业贵州黔西能源开发有限公司开发建设。兖矿贵化是兖矿集团于 2002 年率先举资入黔参与“大煤保大电”后在贵州设立的子公司，由兖矿集团绝对控股。2010 年 7 月，兖矿集团引入中国煤矿（海外）集团成为兖矿贵化有限公司的战略投资者。

青龙煤矿由贵州黔西能源开发有限公司直接开发建设。该股份公司成立于 2004 年 1 月，由兖矿贵州能化有限公司、贵州中水能源发展有限公司、贵州青龙实业有限公司和贵州黔西县黔发煤电投资公司共同组建，出资比例分别为 47%、30%、18%、5%。

**煤矿的地质环境和资源开采** 青龙井田的地形简单，地势相对较平坦。井田内地势总趋势呈南东高、北西低。青龙矿位于黔西煤田。矿井田范围内共有 15 个含煤地层，其中可采或局部可采煤层有 6 层，从上到下分别为 M2、M3、M9、M16、M17 及 M18。其中，M16、M18 为主要可采煤层，M17 为部分可采煤层，M2、M3、M9 等煤层则为局部可采煤层。在主要含煤地层中，煤层总厚度为 2.44~22.26m，平均 8.90m，含煤系数 10.1%。青龙煤矿瓦斯资源较为丰富，瓦斯储量约为 28.5 亿  $m^3$ ，可开发利用瓦斯量约为 13.4 亿  $m^3$ 。

预测结果显示，青龙矿达产时的矿井瓦斯相对涌出量为 16.36 $m^3/t$ ，绝对涌出量为 46.62  $m^3/min$ 。根据实际的抽采数据，目前的绝对涌出量约为 30-35  $m^3/min$ 。高负压瓦斯抽放系统的瓦斯抽放浓度长期保持在 24~30%范围，瓦斯抽放纯流量在 18~20 $m^3/min$ （100%的纯瓦斯）。低负压瓦斯抽放系统的瓦斯抽放浓度长期保持在 8~10%范围，瓦斯抽放纯流量在 12~15 $m^3/min$ （100%的纯瓦斯）。随着对抽放系统及井下打钻连抽的工艺不断改进，矿井瓦斯抽放率将逐渐升高，可抽出瓦斯量将不断增大，这为矿井瓦斯开发利用提供了充足的资源条件。

青龙煤矿现有 3400KW 装机容量的瓦斯发电厂，机组分别为 4 台 500KW（低浓度机组）、2 台 700KW（高浓度机组）。青龙煤矿瓦斯抽采和利用的情况见下表。

表格 1 青龙煤矿年度进尺、瓦斯抽放量、瓦斯发电利用量统计

年份	采煤量 (吨)	钻场个数 (个)	钻孔个数 (个)	进尺 (m)	抽放量 (万m <sup>3</sup> )			发电量 (万 度)	瓦斯利用量 (万m <sup>3</sup> )
					高负压	低负压	合计		
2004年	2542			40000			16		
2005年	251656						446		
2006年	140876		872	58050			437	444	171
2007年	553066	288	1960	105145	471	177	647	504	194
2008年	807800	254	2827	158644	509	256	765	882	337
2009年	805318	149	3101	183498	575	552	1128	876	343
2010年	1041425	186	4208	238236	966	656	1622	1362	511
2011年	950000	200	5500	250000	1200	800	2000	1300	550
2012年	1000000	220	5700	260000	1400	800	2200	1500	660
2013年	1100000	250	6000	280000	1400	900	2300	1700	690
2014年	1200000	260	6500	320000	1600	900	2500	1700	750
2015年	1200000	280	7000	350000	1600	900	2600	1700	750

注：2011-2015年为预测量。

**贵州煤炭市场概况** 从 2000 年到 2010 年,贵州省的原煤产量从 3025 万吨提高到 1.5 亿吨,但仍不能满足本省和相邻省份对黔煤(特别是电煤)的需求。2009 年贵州煤炭消费总量为 13100 万吨,其中电力行业所占比重最大,为 35.5%。电煤供应趋紧一直是贵州煤炭行业的突出问题。十二五期间,电煤仍是未来贵州煤炭需求增长的重要因素,而新型煤化工发展是未来煤炭需求重要的增长点。

青龙煤矿的煤炭主要供给位于黔西县的黔西电厂,距离煤矿 19 公里,装机容量为 120 万千瓦(4 x 300 MW),于 2006 年年底建成,年消耗电煤 300 万吨。除了附近的黔西电厂以外,青龙煤矿的煤炭销售市场还包括位于大方县的大方电厂,该电厂距煤矿约 70 公里。大方电厂一期发电装机容量为 120 万千瓦(4 x 300 MW),于 2007 年 11 月建成投产,每年消耗无烟煤 300 万吨。2010 年 12 月,大方电厂二期 2×660MW 超临界燃煤机组扩建工程可行性研究报告通过审查,预计 2014 年建成投产。由此预计大方电厂的电煤需求将翻倍。

从当地的电厂需求来看,青龙煤矿的煤炭不存在煤炭销售市场的问题,价格将是主要的市场因素,而电煤的价格主要由政府所决定,而不是由市场决定。

**燃气市场** 与全国相比,贵州省的城镇燃气发展明显滞后。2010 年,贵州燃气占能源消费结构的比例不到 1.0%,远低于 3.8% 的全国平均值。目前,贵州燃气市场的主要用户包括城镇居民、商业和公建用户、工业用户、燃气车辆用户。

根据贵州燃气集团的规划,天然气将成为贵州燃气的重要来源之一,天然气将来自“中缅油气长输管道”(预计 2013 年向贵州供气)以及“中卫-贵阳输气管道”(预计 2012 年向贵州供气)。预计 2015 年贵州省长输管道天然气供应量达到 17.5 亿立方米。另外,贵州省天然气公司、中石油、其它企业在贵州供应的液化天然气量每年约有 3.76 亿立方米,压缩天然气量每年约有 0.11 亿立方米。其它燃气来源包括人工煤气、液化石油气等。

预计 2015 年的气源供应总量仅 21.37 亿立方米,而全省燃气的需求量预计为 65.38 亿立方米,存在巨大缺口。煤矿瓦斯如果能提纯制成 CNG/LNG,必能在一定区域内作为天然气的重要补充气源,如果价格有竞争力,贵州本身就成为一个煤矿瓦斯的巨大市场。

**电力市场** 截止 2010 年末，贵州电网统调发电装机总容量 2731.6 万千瓦，其中水电装机 1017.6 万千瓦，占总装机的 37%，火电装机 17140 万千瓦，占总装机的 63%。煤矿瓦斯发电在贵州的电力市场中的份额可以忽略不计，除了满足煤矿自用以外，销售多余电量给电网公司是唯一的选择，而电网接收瓦斯电站的电价则是决定瓦斯电站规模的关键因素。

如果按照中国鼓励瓦斯发电的政策执行，瓦斯电厂的经济效益是很可观的，煤矿会有足够的积极性来充分利用瓦斯发电。但是很遗憾，目前已知贵州仅有一个瓦斯电厂（盘县红果煤矿瓦斯发电厂）获得了贵州省物价局对其发电上网电价的核准，电价为 0.517 元/千瓦时（黔价格[2010]48 号），比 2011 年火电上网电价高出 0.2 元/千瓦时。其余大多瓦斯电站在设计之初就仅以满足煤矿自用电为目的，并没有考虑发电上网。这个实际情况造成煤矿有大量富余瓦斯不能得到充分利用。造成这个现象的主要原因如下：

- 国家发改委文件（发改能源〔2007〕71 号）中规定：高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，通过提高煤层气（煤矿瓦斯）电厂所在省级电网销售电价解决，但迄今为止贵州省仍未出台相应的提价补贴办法，销售电量中附加的可再生能源电价附加费已上交国家，目前煤层气发电上网电价和销售电价的倒挂差额部分由身为企业的贵州电网公司承担，而这显然不是长久之计，而且会影响贵州电网公司对煤层气上网发电的积极主动性。
- 煤层气发电上网的手续需要到发改委、电监办、规划局、物价局、环保局、国土局、供电局等较多部门，手续较为复杂，煤矿企业存在畏难心理。
- 目前全省整体和各煤矿企业缺乏煤层气综合利用规划，已有煤层气电厂均为煤矿企业自行建设，没有归口管理部门统一管理。特别是地方小煤矿，虽然部分煤矿有建设意愿，但对煤层气发电的基本状况及自身煤矿瓦斯基本情况不了解，未开展煤层气发电、上网相关工作。
- 部分煤层气发电企业建设未按正常渠道办理核准手续，未按国家基本建设程序完成可行性研究报告、向政府报批、向供电企业并网申请、签订意向性并网协议、设计、接入电网设计审查、合规施工、验收等工作，电网企业难以及时掌握其生产运行实际情况，导致延误或影响发电企业及时接入。
- 部分煤层气发电企业受气源总量和采集手段的限制，瓦斯浓度稳定性差，造成发电机组运行不稳定，机组启停频繁，运行可靠性差，给煤矿的安全生产及电网的安全稳定运行带来较大隐患，给电网的正常运行和调度管理增加难度。

根据对青龙煤矿管理层的访谈，上述因素限制了煤矿的积极性增加发电机组来充分利用多余的瓦斯。煤矿确实计划增加 2 台发电机组，进一步增加自供电量，但目的是达到发电基本能够满足煤矿自身的需求。因此，如果在青龙煤矿要考虑发电方案，必须实现发电上网。

## 瓦斯利用的技术方案

**煤层气终端利用方案和分析** 煤矿瓦斯利用方式的评估，不仅要考虑抽采瓦斯所含甲烷的浓度和稳定性等化学、物理特征，还要考虑该利用方式所处的社会、经济环境的影响，并无普适的标准。

如国际上一般认为甲烷浓度在 30% 以下的低浓度瓦斯不具备安全、可靠的利用条件，而我国 60% 以上的瓦斯是含甲烷 25% 以下的低浓度瓦斯。我国开发出的低浓度瓦斯发电技术为越来越多的煤矿企业采用，中国政府也发布了低浓度瓦斯输送和发电的安全标准，实质上认可了这种利用方式。

瓦斯利用方式可以按照终端用途、加工途径、输配方式、适用浓度等加以分类。综合考虑后三项划分标准，我国已有运用或正在研发的瓦斯利用方式大致可归纳为：

1. 输入煤气管网（高浓度）
2. 瓦斯发电（高、低浓度）
3. 瓦斯压缩、液化（高浓度，结合途径 4 也可适用于低浓度）
4. 瓦斯浓缩、提纯（低浓度，目前还是以 30%以上为主）
  - a) 变压吸附法提纯
  - b) 分子筛吸附法提纯
  - c) 直接深冷分离提纯
  - d) 催化脱氧后深冷回收甲烷
5. 乏风摧毁/利用<sup>1</sup>

不同的利用方式的浓度适用范围和最佳浓度适用区间不同，这是在评估不同瓦斯利用方案技术可行性时首先要考虑的内容。此外，有必要结合瓦斯利用的目的拟定一个综合评估标准。抽采、利用煤矿瓦斯的主要目的有三：促进安全生产，获得新能源，减少温室气体排放。因此，合理的评价标准应该能体现备选瓦斯利用方案在实施过程中为达致上述目标所取得的进展。为此，本项目拟定从财务效益、社会效益、减排和环境效益三个层面对备选瓦斯方案做综合评估，同时考虑项目实施过程中障碍和运营风险。

为了删选和确定可供深入比较分析的备选方案，我们借用 CDM<sup>2</sup>“障碍分析”论证的方法，列出了可供青龙煤矿选择的现实、可行的瓦斯利用技术路线。与 CDM 的论证逻辑不同的是，我们的目的是考察各备选方案在实施过程中可预见的经济、技术或运营障碍，而非识别法律、法规障碍，因为开列的所有技术路线均不面临政策、法规方面的禁止性障碍。在这里，我们将实施障碍归纳为“一般性障碍”（A）和“不可克服障碍”（B）两大类。

分析结果显示，可供青龙煤矿选择的具有现实可行性的瓦斯利用方案只有两个：瓦斯发电，或瓦斯制备 CNG。

**发电方案** 青龙矿已有的瓦斯发电项目虽然高、低浓度瓦斯都使用，但矿方认为高浓度瓦斯发电对气源的要求太高，导致发电的稳定性降低，故考虑将高浓度瓦斯发电的 2 台机组改造成低浓度瓦斯发电，扩建低浓度瓦斯发电机组。

青龙煤矿现有 3400KW 装机容量的瓦斯发电厂，机组分别为 4 台 500KW（利用低浓度瓦斯）、2 台 700KW（利用高浓度瓦斯）。2010 年抽放量累计 1622 万 m<sup>3</sup>，瓦斯发电仅利用约 511 万 m<sup>3</sup>，未被利用的 1100 万 m<sup>3</sup>全部对空排放。

本方案规划新增 8 台 500KW 的低浓瓦斯发电机组，本期 4 台 500KW 的发电机组，预留

---

<sup>1</sup> 乏风是煤矿排放甲烷的重要途径，甲烷的排放量也占煤矿总的甲烷排放中 50%以上。近年来，乏风摧毁的技术逐渐成熟，开始在世界各地，包括中国得以使用。但由于乏风摧毁项目的主要收入来源是来自碳减排交易，在目前国际碳减排交易前景不明的情况下，乏风摧毁很难获得实际的投资，因此，在本研究中不涉及该煤矿的乏风摧毁，而专注于抽采瓦斯的利用。

<sup>2</sup> CDM 是 Clean Development Mechanism 的缩写，指根据《京都议定书》所建立的“清洁发展机制”，其目的是在全世界范围内减少温室气体的排放。为获得合格的 CDM 项目，联合国开发了一系列的方法学来鉴定 CDM 项目。这里使用的“障碍分析”即是 CDM 方法学中的一种方法。

4 台 500KW 发电机组的位置。本期 4 台 500KW 的发电机组，按年运行 5500 小时，可实现年发电 1100 万度，扣除厂用电，可外供 981 万度。

本方案投资额为 1796 万元（4x500KW），投资财务内部收益率（税后）为 8.56%，大于项目财务基准收益率(7.5%)；项目投资财务净现值大于零；项目投资回收期（税后）为 7.67 年；总投资收益率及项目资本金净利润率分别为 6.91%及 12.95%。这些指标表明，本项目盈利能力不强，但可以被接受。

对本方案的财务和运营风险所作的分析显示：本项目财务抗风险能力不强，但运营风险可控。以盈亏平衡分析为例，以项目达产当年的相关数据计算得到盈亏平衡点为 89.43%。以还清建设投资贷款年份的相关数据计算得到盈亏平衡点为 70.80%。

基于以上分析，加之本方案实施在上网发电方面尚存在的运营不确定性风险，势必限制未来瓦斯抽采和利用的规模，我们不推荐这一方案。

**瓦斯制备 CNG 和销售方案** 本方案是将瓦斯分离、提纯，根据中国《车用压缩天然气》标准将回收的甲烷制备为 CNG，其热值大于  $31.4 \text{ MJ} / \text{m}^3$ 。产品 CNG 的目标市场是车用，包括本地以及附近城市的出租车。煤矿瓦斯提纯的技术有多种，在此方案中我们以变压吸附法为例来测试其经济可行性。

本方案的生产装置主要分为八部分：瓦斯加压、VPSA 甲烷富集、富集甲烷气体压缩、富集甲烷气体脱氧、VPSA 甲烷浓缩、天然气压缩、CNG 产品储存充装，生产装置所需水、电、汽等公用工程可依托青龙煤矿现有的设施。

本方案的生产规模主要是由瓦斯气量来决定的。根据青龙煤矿地面高负压瓦斯采集站的生产统计，在正常生产情况下，瓦斯抽采量为： $6000 \text{ Nm}^3 / \text{h}$ ，据此设定生产装置的瓦斯处理能力为  $6000 \text{ Nm}^3 / \text{h}$ 。

该项目总投资 4031.76 万元，建成投产后，年平均销售收入达 3000 万元。在行业基准收益率  $i_c=12.0\%$  时，全投资所得税前及所得税后财务内部收益率为 27.75%和 19.15%，静态投资回收期 4.38 年和 5.42 年（含建设期 1 年），财务净现值分别为 2577 万元和 1100 万元。这表明，本方案具有良好的经济效益。

此外，敏感性分析和盈亏平衡分析表明，本方案具有良好的抗财务风险能力。运营风险分析也显示本方案不存在不可控的风险，但实施本方案面临一定程度的协作风险（主要有与运输企业谈判解决槽车外运安排，和与城市公交公司谈判解决加气站建设和车辆改装等问题）。综合权衡风险和收益，我们认为本方案比瓦斯发电方案前景更好，故推荐矿方认真考虑这一备选方案。

### 终端利用方案选择的比较

根据事先拟定的评估标准，我们从财务效益、社会效益、减排和环境效益三个层面对上述两个瓦斯利用方案做出综合比较。

**财务效益比较分析：**两个方案的投资财务净现值均远大于零，说明这两个方案都有盈利潜力，但 CNG 方案的综合经济表现远优于发电方案，如具有更高的盈利水平（见投资财务净现值、高总投资收益率对比），具有更强的融资能力（投资财务内部收益率高），其投资回收期也较短。但另一方面，它所需固定和流动资本规模也远大于发电方案。

**财务风险比较分析：**通过敏感性分析比较分析，我们来考察上述两个备选方案的财务抗风险能力。我们重点考察影响备选方案内部收益率的四个共有（因而相对可比的）、运营参数，考察其在相同范围内变化（-20% ~ +20%）时，对备选方案的总体经济表现的持续稳定性的影响有何差别。其结果如下：

表格 2 备选方案财务敏感性比较分析

变化幅度	发电方案		制气方案	
	变化因素(发电)	投资所得税后财务内部收益率(%)	变化因素(CNG)	
+20	售电价格	14.13	30.90	售气价格
+10		11.41	25.15	
-10		5.53	12.76	
-20		2.31	5.73	
+20	售电量	12.88	29.99	售气量
+10		10.75	24.68	
-10		6.27	13.29	
-20		3.86	6.92	
+20	瓦斯气价格	7.53	18.16	瓦斯气价格
+10		8.05	18.66	
-10		9.06	19.64	
-20		9.56	20.13	
+20	建设投资	4.98	13.69	建设投资
+10		6.64	16.23	
-10		10.78	22.58	
-20		13.47	26.68	

表格 3 备选方案风险因素总数和评级比较

发电方案	制气方案
<b>市场风险</b>	
高风险（1），中风险（1）	低风险（2），不确定（2）
<b>气源保障风险</b>	
低风险（2），高风险（1）	高风险（1），低风险（2）
<b>技术风险</b>	
低风险（2）	中风险（2）
<b>环境与安全风险</b>	
低风险（1），未知（1）	低风险（3）
<b>融资风险</b>	
低风险（1）	未知风险（2）
<b>政策风险</b>	

中风险 (1)	低风险 (1)
<b>协作风险</b>	
低风险 (3)	低风险 (1), 未知风险 (2)

#### 减排效益比较:

- ◇ 瓦斯发电方案: 本期 4 台 500KW 的发电机组, 按年运行 5500 小时, 消耗瓦斯气  $0.384\text{Nm}^3/\text{KWh}$  计算, 可实现年发电 1100 万度, 扣除厂用电, 可外供 981 万度, 减少瓦斯排放 422.4 万  $\text{m}^3$ , 对外供热 8893 GJ, 年节约标准煤 3826 吨, 折合 65714 吨  $\text{CO}_2$  减排量。
- ◇ 瓦斯制 CNG 方案: 装置生产能力为  $6000\text{Nm}^3/\text{h}$  煤层气处理能力, 生产 CNG 产量为  $150^0\text{Nm}^3/\text{h}$  (折合成标准气态)。如全年生产时间按 8000 小时, 则本项目年生产能力为 1200 万  $\text{Nm}^3$  CNG (折合 17.136 万吨  $\text{CO}_2$  当量)。

社会经济效益比较: 无论是瓦斯发电还是瓦斯制气, 都符合发展循环经济、能源节约和梯级利用、清洁生产等国策, 都能通过“以用促抽”、“以抽促采”促进煤矿安全生产和煤炭资源的综合利用, 其社会经济效益不言而喻。但从通过能源替代增进国家能源安全、通过延产业链以增加煤炭工业附加值、跨地区和行业示范和带动社会节能减排、促进当地就业等方面考察, 瓦斯制气方案似乎更具发展潜力, 其社会经济效益更为显著。

#### 结语

青龙煤矿是一个稳定的生产煤矿, 预计在 2014 年达到设计生产能力 120 万 t/a。目前, 煤矿的瓦斯利用发电后每年仍然剩余 1100 万立方, 预计 2014 年的富余量将达到 1700 万立方。由于发电上网售电的困难, 瓦斯发电很难消耗掉所有或者大部分的富余瓦斯。通过这个预可研研究, 我们发现瓦斯制 CNG 比起瓦斯发电而言具有更好的财务表现。瓦斯制 CNG 有潜力能充分利用富余瓦斯。我们鼓励投资者和青龙煤矿一起共同开展一个全面的可行性研究, 并将这个项目付诸实践。

综合上述对比分析, 我们还有如下初步结论:

1. 对青龙煤矿而言, 上述两个备选方案都促进煤矿安全生产、提高煤炭资源的综合利用效率、保护大气环境, 而且都技术可行、气源保障充分。从经济、技术等项目微观层面上看, 两个方案各有短长: 发电方案具有投资小、见效快、投资回收期短、矿方对技术认知程度高等优势, 但该方案抵御财务风险的能力较差。瓦斯制气方案虽然初始投资额大、融资成本高、投资回收期长, 但长期的收入前景和和投资回报却高于发电方案, 而且有良好的抗财务和运营风险的能力。在中观和宏观层面上, 制气方案的综合经济和环境减排效益优于发电方案, 其发展前景也更为广阔。
2. 瓦斯制气方案实施面临的最大的运营风险是与运输企业谈判解决槽车外运安排和与城市公交公司协商解决加气站建设和车辆改装等问题, 以及项目建设的融资风险; 瓦斯发电方案实施的最大运营风险是与电网公司谈判解决上网发电安排。

3. 虽然瓦斯发电属于轻车熟路，但由于能源转换效率低，并非是瓦斯资源利用的最佳途径。瓦斯制气对青龙矿来说是技术创新，其市场前景也更为宽广；但因其涉及的工艺技术和交易流程复杂，学习成本和预期的管理、交易成本均高于发电方案。
4. 瓦斯抽采、利用的首要目的促进煤矿生产安全。由于在贫油、贫气的贵州煤基天然气市场容量巨大，而瓦斯发电上网发电困难、自用电需求有限，我们有理由相信瓦斯制气方案“以用促抽”的潜力大于瓦斯发电方案。
5. 对青龙煤矿来说，两家设计单位提供的瓦斯利用方案有可能互补而非互斥。这是因为，发电和提纯制气所适用的瓦斯浓度并不重叠：提纯制气方案主要利用高负压抽放的浓度在 25%以上的抽放瓦斯，低浓度瓦斯继续用于发电利用；而发电方案的浓度要求涵盖性似乎更大，可将高负压和低负压抽放的瓦斯掺混使用。因而，如果资金充裕，未来可以考虑发电和制气并联方案，将不同浓度的瓦斯资源在两种利用途径中做优化配置。优化并联方案的一个潜在优势是，瓦斯发电厂可以为瓦斯制气厂供电，部分缓解发电上网的压力；其潜在风险是会增加内部协作成本（既协调瓦斯发电厂和瓦斯制气长的需求和关系）。
6. CNG 汽车与汽油、柴油和 LPG 汽车相比，无论从环保性、经济性还是安全性来讲，都具有无可替代的优越性，从技术成熟度来讲也比 LNG 汽车可行。但 LNG 储存优势相当明显，车辆加气较 CNG 快捷，未来有可能形成瓦斯制 CNG 方案的竞争。结合我省天然气利用规划（“川气入黔”、“缅气入黔”），贵州发展天然气汽车产业的发展趋势有可能是：发展初期采用 CNG—汽油双燃料汽车改装技术以启动天然气汽车市场，逐步建设加气站体系，改装车型以汽油公交车和出租车为主。发展中期，以直接引进 CNG 单一天然气汽车为主。远期，随着 LNG 气源的引进和 LNG 技术成熟，实现 CNG 汽车和 LNG 汽车共同发展。青龙煤矿开发瓦斯制备 CNG 项目需关注和把握贵州公交运输系统“油改气”市场发展的中、长期趋势，方能在日趋激烈的汽车燃料市场竞争中利于不败之地。

## 2 项目概览

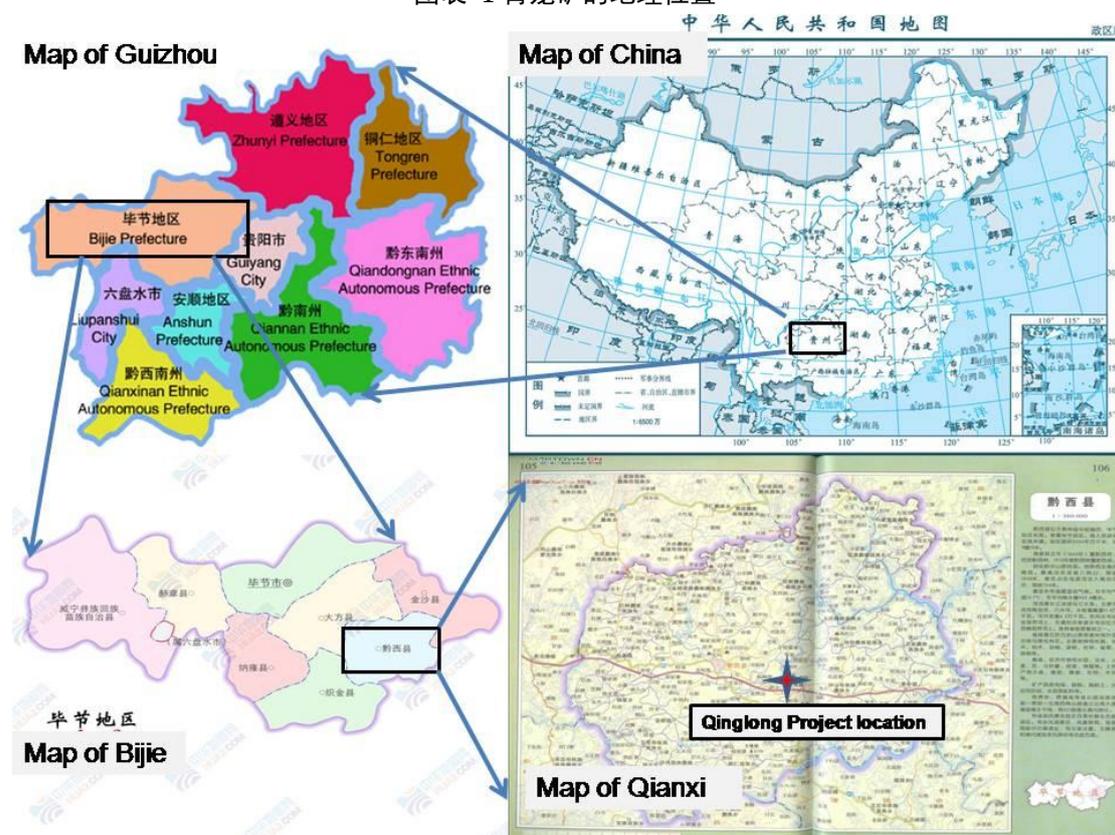
### 2.1 预可行性研究背景

本报告由贵州省环保厅直属的贵州省环境保护国际合作中心负责组织专家编撰，用以支持“甲烷市场化伙伴计划”。该计划旨在通过市场化手段，推动减少甲烷这一重要温室气体的排放，并将其作为清洁能源加以充分利用。作为该伙伴计划的成员国之一，中国近年来积极出台各项政策，推动煤矿瓦斯（主要成分为甲烷）的综合利用。项目的主要目标是为两个贵州的煤矿编撰煤矿瓦斯利用的预可行性研究报告，以促进其对煤矿瓦斯资源进行充分利用，减少甲烷的排放；青龙煤矿是本项目选定开展预可行性研究的两个煤矿之一。本研究项目的实施得到了美国环保局的资助。

### 2.2 拟议项目的地点和一般说明

青龙矿井所在的谷里镇，位于贵州省西北部毕节地区的黔西县城东部。井田的地理座标为：东经  $106^{\circ} 03' 26'' \sim 106^{\circ} 10' 32''$ ，北纬  $26^{\circ} 57' 51'' \sim 26^{\circ} 59' 32''$ （见下图）。

图表 1 青龙矿的地理位置



该井田的交通运输比较方便：东距川黔铁路的扎左火车站 68km，南距贵昆线支线的堰塘坎车站 90km。贵毕高等级公路从井田中部通过；井田经贵毕高等级公路至黔西县城 14km，距贵阳市 104km，距毕节 105km。另外，黔（西）～素（朴）主干公路也从井田中部穿过。

井田西北侧的驮煤河虽不具备通航条件，但为项目建设提供了充足的水源。

青龙矿井田南北长约 9.0km，东西宽 1.6~5.0km，面积 26.5 km<sup>2</sup>。煤炭地质储量为 19021 万吨，可采储量 8906.9 万吨，设计生产能力为 120 万吨/年。该矿属于高瓦斯矿井，瓦斯资源较为丰富，储量约为 28.5 亿 m<sup>3</sup>，可抽放瓦斯量约为 13.4 亿 m<sup>3</sup>。2005 年煤矿即抽采瓦斯 446 万 m<sup>3</sup>，此后抽采量逐年上升，到 2010 年抽采量达到 1600 万 m<sup>3</sup>，预计 2011 年抽采量可以达到 2000 万 m<sup>3</sup>。

针对不断增加的富余瓦斯，本项目研究了两个瓦斯利用的方案：

1. 发电；
2. 瓦斯提纯制备 CNG。

## 2.3 项目主办者背景与财务状况

### 2.3.1 兖矿贵州能化有限公司

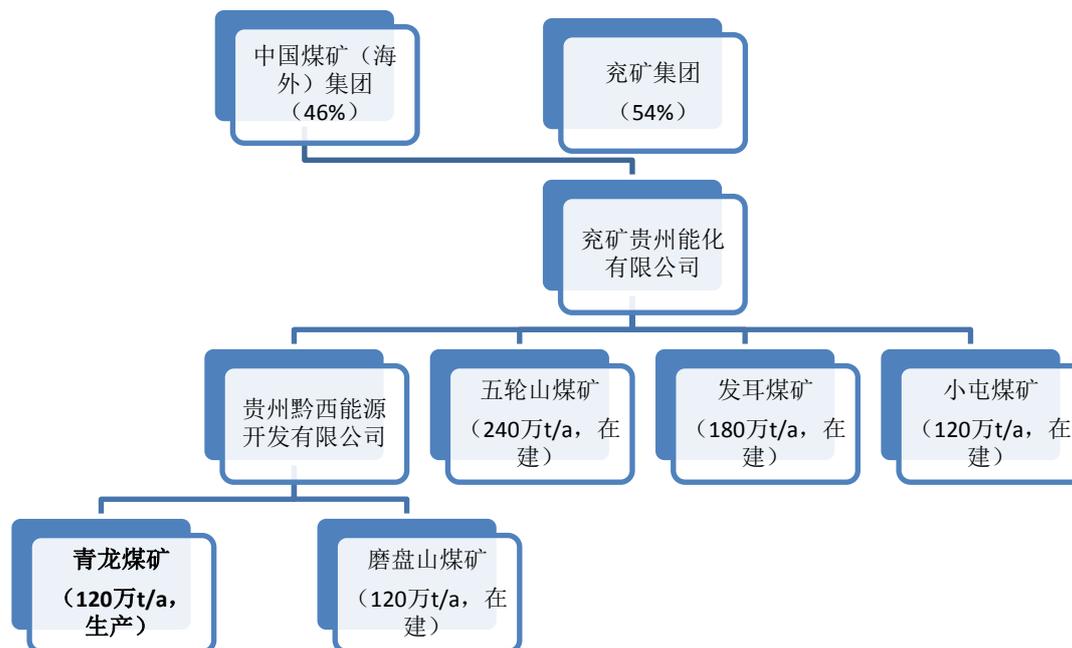
青龙煤矿是山东兖矿集团在贵州控股开发建设的第一座大型现代化矿井，由其控股的兖矿贵州能化有限公司（简称“兖州贵化”，下同）的下属企业贵州黔西能源开发有限公司开发建设。兖矿贵化的母公司兖矿集团是中国 100 家现代企业制度和 120 家企业集团试点单位，也是中国煤炭行业第一个同时在纽约、香港、上海三地成功发行股票、上市的企业。该公司总资产约 252 亿元，目前拥有 50 家全资子公司、控股公司和参股公司，集团公司拥有世界一流的综采放顶煤技术，被列入国务院向全国重点宣传的国企改革和发展 10 家先进单位之一。兖矿集团力图用 10 年的时间建成中国最大的煤炭生产和出口基地、世界一流的洁净煤和新一代煤化工生产基地。

兖矿贵化是兖矿集团于 2002 年率先举资入黔参与“大煤保大电”后在贵州设立的子公司，由兖矿集团绝对控股。作为兖矿集团在贵州省的投资平台，兖矿贵化按照现代企业制度设立的、具有独立法人地位。

2010 年 7 月，兖矿集团引入中国煤矿（海外）集团成为兖矿贵化有限公司的战略投资者。总部设在香港的中国煤矿（海外）集团具有深厚国际资本背景，在资金筹集、资本运作和资源整合方面具有丰富的经验和强劲实力，其主要股东及战略合作伙伴包括建银国际资产管理公司、中国光大控股公司、美林证券等跨国公司和著名国际财团。该集团以现金人民币 20.26 亿元注资兖矿贵州能化有限公司，占其增资后注册资本的 46%（兖矿集团仍保持 54% 的控股股权）。此次增资主要用于兖矿贵化在贵州区域的控股在建及拟建煤矿建设、收购整合改造周边中小煤矿、煤炭洗选加工、煤层气综合开发利用、煤矿安全信息与管理资源集成技术建设，以及参股投资电厂等项目的资本金投入。

“十二五”期间，兖矿贵化计划形成煤炭开采、洗选加工、机电装备制造、瓦斯综合利用、现代物流贸易五大产业板块框架，“十二五”末在贵州区域内煤炭年生产能力达到 1500 万吨，煤炭发电与煤层气发电装机容量达到 100 万千瓦，年销售收入过百亿元，在煤层气利用方面，兖矿贵化已经在积极地和包括位于香港的中华煤气（Hong Kong Towngas）等公司展开接触。

图表 2 贵州能化有限公司的控股结构和下属煤矿



### 2.3.1 贵州黔西能源开发有限公司

青龙煤矿由贵州黔西能源开发有限公司直接开发建设。该股份公司成立于 2004 年 1 月，由兖矿贵州能化有限公司、贵州中水能源发展有限公司、贵州青龙实业有限公司和贵州黔西县黔发煤电投资公司共同组建，出资比例分别为 47%、30%、18%、5%。青龙煤矿是贵州黔西能源开发有限公司在黔西县开发了的两对“花园式”大型煤矿之一（另一个为磨盘山煤矿<sup>3</sup>）。

## 3 青龙煤矿的煤炭与煤层气资源开采

### 3.1 煤矿的地质环境

#### 3.1.1 地形特征

青龙井田的地形总体上受制于区域性地质构造和岩性，属高原低山丘陵地貌。井田地形简单，地势相对较平坦，一般海拔标高 1250~1350m，相对高差一般为 100~150m，最高

<sup>3</sup> 磨盘山煤矿为黔西电厂配套煤矿，位于黔西县太来乡方家田村的磨盘山，总体设计生产能力 240 万吨/年，一期 120 万吨/年。该矿于 2006 年开始勘查，并于 2006 年 4 月通过了贵州省煤源建设重点工程项目初可研报告专家组的评审。本拟 2008 年年底开始施工建设，但因省国土厅矿权设置方案尚未批复，国土资源部批复未下，推迟至 09 年 12 月动工建设。

海拔标高 1474.2m(营盘山),最低海拔标高 1155m(花地、驮煤河),最大相对高差为 319.2m。井田内地势总趋势呈南东高、北西低。

### 3.1.2 地质构造

该井田所在区域的大地构造位于扬子准地台黔北台隆遵义断拱毕节北东向构造变形区。现今的各构造轮廓都定型于燕山期地壳运动,构造形迹表现主要为北东向褶皱和断裂带,并有少量近东西向及北西~南东向断裂,全区褶皱主要是宽阔的不对称背、向斜。区内出露的地层除井田边界格老寨背斜核部有基性喷发岩(玄武岩)外,其余均为沉积岩。

地质地层的分布由老到新依次为:二叠系下统茅口组(P1m)灰岩;二叠系上统峨眉山玄武岩(P1 $\beta$ )、龙潭组(P2l)含煤碎屑岩、长兴组(P2c)灰岩;三叠系下统夜郎组(T1y)灰岩与碎屑岩、茅草铺组(T1m)灰岩与白云岩;三叠系中统松子坎组(T2s)碎屑岩与灰岩、狮子山组(T2sh)白云岩及白云质灰岩。其中,含煤地层集中在龙潭组。

### 3.1.3 褶曲和断层

青龙井田位于格老寨背斜的北西翼。该背斜为一不对称的宽缓背斜。背斜核部位于井田近南端,由下二叠系下统茅口组(P1m)及玄武岩(P1 $\beta$ )组成,向井田北西界渐次为上二叠统龙潭组(P2l),下三叠统夜郎组(T1y)。轴线分布在井田的南东侧,为井田的边界。背斜轴向 217~37°,轴线略呈波状扭曲,并向两端倾伏,在井田内长约 7km。

褶皱北西翼地层基本呈单斜产出,但受区内构造的影响,单斜中常出现次一级舒缓的波状挠曲,其中从 A10 剖面至 A3 剖面由东向西甚致渐次发育呈一向西明显凸出的构造鼻,轴长约 3km。地层倾向以北西为主,在井田的北东端背斜倾伏部位则转为倾向北东,构造鼻轴线以南一般倾向南西。地层倾向在 4~28°间,一般 9~16°。井田的南端,由于受 F3 断层的影响,局部倾角可达 60°以上,倾向也发生变化。背斜南东翼倾向南东,倾角可达 45 断层。

井田北西及南西有 F1、F2、F3 三条区域性断裂构造分布,构成井田北西及南西自然边界,井田内断层数量少,仅发现 F4、F5、F6 三条较大的次级断层,其中 F5 位于井田北东部边缘对此煤田基本无影响。

## 3.2 煤炭与煤层气资源与储量

### 3.2.1 煤炭禀赋

青龙矿矿井田范围内共有 15 个含煤地层,其中可采或局部可采煤层有 6 层,从上到下分别为 M2、M3、M9、M16、M17 及 M18。其中, M16、M18 为主要可采煤层, M17 为部分可采煤层, M2、M3、M9 等煤层则为局部可采煤层。煤系地层中所含煤层平均厚度为 11.02m,含煤系数 4.6%,在主要含煤地层中,煤层总厚度为 2.44~22.26m,平均 8.90m,含煤系数 10.1%。根据钻探工程揭露,可采煤层总厚 2.08~20.29m,平均可采煤层厚 7.67m。主要煤

层特征见下表。

表格 4 青龙井田主要煤层特征表

煤层名称	煤层						夹石层数
	可采范围厚度 (m)	变异系数 (%)	结构	稳定性	可采性	层间距 (m)	
	两极值 平均值					两极值 平均值	
M16	0.81~9.64 3.55	85	较简单	稳定	全区可采	3.10~22.80	0~1
M17	0.80~2.38 1.34	76	简单	较稳定	部分可采	12.58 2.80~21.60	0
M18	0.95~8.27 3.05	68	较简单	稳定	大部可采	10.49	1~2

### 3.2.2 煤层气赋存

青龙煤矿瓦斯资源较为丰富，瓦斯储量约为 28.5 亿  $m^3$ ，可开发利用瓦斯量约为 13.4 亿  $m^3$ ；各煤层（含不可采煤层及围岩）瓦斯储量、可抽放瓦斯量见下表。随着对抽放系统及井下打钻连抽的工艺不断改进，矿井瓦斯抽放率将逐渐升高，可抽出瓦斯量将不断增大，这为矿井瓦斯开发利用提供了充足的资源条件。

表格 5 青龙矿井瓦斯储量及可开发量表

煤层	瓦斯含量 ( $m^3/t$ )	煤炭地质储量 (万 t)	瓦斯储量 (万 $m^3$ )	可抽放系数	瓦斯可开发量
16	11.87	10799	128184.1	0.497	63695.1
17	13.18	994	13100.9	0.335	74387.1
18	13.05	7228	94325.4	0.453	42694.9
不可采煤层及围岩			49478.2		23263.2
合计		19021	285088.6		134040.2

### 3.2.3 气源分析

#### 3.2.3.1 瓦斯含量分析

青龙矿采煤层为高瓦斯高变质煤，同一层煤瓦斯含量向深部略有逐渐增高的趋势。根据地质报告对井田范围内煤芯瓦斯的测试和瓦斯成份分析，可采煤层中的瓦斯含量普遍较高，其主要煤层 M16、M18 及部分可采煤层 M17 瓦斯变化情况简述如下：

**M16 煤层：** 瓦斯含量为 10.46 (ZK402) ~17.02 (ZK1302)  $m^3/t \cdot$  燃；瓦斯成份以甲烷气体为主，常温脱气测定的瓦斯无空气基组份甲烷含量 64.78 (ZK1301) ~99.54% (ZK403)，

平均含量 87.76%。

**M18 煤层：**瓦斯含量为 5.23(ZK601)~20.54 (ZK102) m<sup>3</sup>/t · 燃；常温脱气无空气基组份甲烷含量 (ZK601) 16.22 ~98.92%，平均含量 87.59%。

**M17 煤层：**瓦斯含量为 12.13(ZK402)~13.19 (ZK503) m<sup>3</sup>/t · 燃；常温脱气无空气基组份甲烷含量为 34.05~ 99.43%，平均含量 84.96%。

换算成原煤含量，获得首采区各主采煤层钻孔瓦斯含量值见表 6：

表格 6 首采区钻孔瓦斯含量值统计表

钻孔号	M16 煤层		M18 煤层	
	标高	瓦斯含量 (m <sup>3</sup> /t)	标高	瓦斯含量 (m <sup>3</sup> /t)
Zk101			1070.51	8.93
Zk102			896.15	17.39
Zk103	1018.19	9.99	1055.55	14.03
Zk301			1177.95	10.47
Zk302	1165.67	12.48	1117.29	10.20
Zk303	1192.62	13.06	1157.03	15.42
Zk401	1253.15	10.06	1219.32	14.49
Zk402	1225.21	9.01		
Zk403	1195.36	12.84	1166.55	14.90
Zk503	1197.18	10.88	1170.31	11.83
Zk601			1211.87	4.43
Zk602	1166.86	10.92	1138.70	7.69
Zk603			1150.25	10.89

### 3.2.3.2 瓦斯涌出量分析

矿井瓦斯涌出主要来源于采煤、掘进和采空三大部分。而采煤的瓦斯涌出主要来源于本煤层、围岩和临近的煤层、煤线。采煤瓦斯涌出是根据煤层瓦斯含量、煤层厚度、采高、工作面产量等参数，考虑采场丢煤、顺槽掘进预排瓦斯带、围岩和临近的煤层、煤线瓦斯涌出等因素综合计算。M16 煤层综采工作面瓦斯涌出量预计结果见下表：

表格 7 采区各综采工作面瓦斯涌出量汇总表

工作面编号	瓦斯涌出量 (m <sup>3</sup> /t)	工作面编号	瓦斯涌出量 (m <sup>3</sup> /t)
1601 综采面	21.41	1602 综采面	12.86
1603 综采面	北部 15.31, 南部 24.47	1604 综采面	15.01
1605 综采面	15.31	1606 综采面	16.01
1607 综采面	北部 13.71, 南部 21.26	1608 综采面	18.31

1609 综采面	北部 12.11, 南部 14.98		
1611 综采面	10.51		
1613 综采面	8.91		

掘进瓦斯涌出分为掘进落煤和巷道煤壁两部分，主要根据煤层瓦斯含量、掘进速度、煤层厚度、掘进断面等影响因素进行综合计算。M16 煤层掘进工作面瓦斯涌出量预计结果，见下表：

表格 8 采区各综掘工作面瓦斯涌出量汇总表

工作面编号		瓦斯涌出量 (m <sup>3</sup> /min)	工作面编号		瓦斯涌出量 (m <sup>3</sup> /min)
1601 综掘面	运输顺槽	3.85	1602 综掘面	运输顺槽	3.71
	轨道顺槽	3.73		轨道顺槽	3.60
1603 综掘面	运输顺槽	4.13	1604 综掘面	运输顺槽	3.70
	轨道顺槽	4.00		轨道顺槽	3.58
1605 综掘面	运输顺槽	2.94	1606 综采面	运输顺槽	3.82
	轨道顺槽	2.86		轨道顺槽	3.70
1607 综掘面	运输顺槽	2.96~4.44	1608 综采面	运输顺槽	4.13
	轨道顺槽	2.88~4.29		轨道顺槽	4.00
1609 综掘面	运输顺槽	3.16~4.55			
	轨道顺槽	3.07~4.40			
1611 综掘面	运输顺槽	3.35~4.46			
	轨道顺槽	3.25~4.31			
1613 综掘面	运输顺槽	3.74			
	轨道顺槽	3.63			

采空瓦斯涌出包括采、掘面涌出以外的老塘及其它涌出量。根据青龙矿井煤层赋存情况，初期按采、掘涌出量之和的 20%计，后期按采、掘涌出量之和的 30%计。

矿井瓦斯涌出量的大小，随煤层开发强度、配采关系、开采顺序的不同而变化。依据开拓开采设计中的采区接替顺序和工作面接续关系，预计矿井不同时期的瓦斯涌出量结果见下表：

表格 9 达产时矿井瓦斯涌出量预计

产工作面		日产量 (t)	瓦斯涌出量	
			相对量(m <sup>3</sup> /t)	绝对量(m <sup>3</sup> /min)
一	采煤瓦斯涌出量			
1	M16 煤层综采工作面	3667	12.86	32.75
2	采煤合计	3667	12.86	32.75

二	掘进瓦斯涌出量			
1	M16 煤综掘面（轨道顺槽）	187		2.86
2	M16 煤综掘面（皮带顺槽）	218		2.94
3	掘进合计	405		5.80
三	采空区瓦斯涌出所占比例			0.20
四	全矿井合计	4072	16.36	46.26

表格 10 后期矿井瓦斯涌出量预计

配产工作面	日产量 (t)	瓦斯涌出量		
		相对量(m <sup>3</sup> /t)	绝对量(m <sup>3</sup> /min)	
一	采煤瓦斯涌出量			
1	M16 煤层综采工作面	3667	21.26	54.14
2	M18 煤层综采工作面	4000	8.92	24.77
3	采煤合计	7667	14.82	78.92
二	掘进瓦斯涌出量			
1	M16 煤综掘面（轨道顺槽）	162		3.58
2	M16 煤综掘面（皮带顺槽）	187		3.70
3	M18 煤综掘面（轨道顺槽）	161		2.35
4	M18 煤综掘面（皮带顺槽）	185		2.44
	掘进合计	695		12.07
三	采空区瓦斯涌出所占比例			0.30
四	全矿井合计	8362	22.41	130.11

从预计结果可见，达产时的矿井瓦斯相对涌出量为 16.36m<sup>3</sup>/t，绝对涌出量为 46.62 m<sup>3</sup>/min。根据实际的抽采数据，目前的绝对涌出量约为 30-35 m<sup>3</sup>/min，接近这个理论预测值。鉴于煤矿尚未达产（2010 年产量接近 100 万吨），目前的抽采量会进一步提高。而表 10 显示的是煤矿达到年产 240 万吨产量时的瓦斯抽采量。目前煤矿何时能达到这个产能尚未知，因此本报告不包括这个部分潜在的瓦斯资源与利用途径。

### 3.2.4 瓦斯抽放和利用现状

#### 3.2.4.1 抽放现状

作为国有大中型煤矿，青龙矿井自 2004 年底试投入运行以来，便一并启用了矿井通风系统、瓦斯抽放系统、瓦斯监测监控系统。矿井的设计原则是，涌出瓦斯的 45%通过通风系统排放，其余的 55%将通过瓦斯抽放系统抽采。

根据这一原则，矿井瓦斯抽放站安装了两套地面永久抽放系统，共配有四台抽放泵。一套为高负压，配备两台 220 千瓦高负压 SKA420 抽放泵，每分钟抽放瓦斯 9 立方米；另外一套为低负压，采用 280 千瓦 SKA500 水环式瓦斯抽放泵两台，一台使用，一台备用，每分钟

抽放瓦斯 10 立方米。此外，青龙矿共敷设瓦斯抽放管路 1.36 千米，打抽放钻孔 25.27 千米。井下高浓度瓦斯抽放系统选用直径 560 毫米的铁管作为矿井抽放主管路，采用直径 200~315 毫米的 PE 管作为干管。低浓度瓦斯抽放系统采用直径 720 毫米的铁管作为矿井抽放主管路，采用直径 300~400 毫米的 PE 管或铁管作为干管，保证了矿井瓦斯抽放的流量。

高负压瓦斯抽放系统的瓦斯抽放浓度长期保持在 24~30% 范围，瓦斯抽放纯流量在 18~20m<sup>3</sup>/min (100% 的纯瓦斯)。低负压瓦斯抽放系统的瓦斯抽放浓度长期保持在 8~10% 范围，瓦斯抽放纯流量在 12~15m<sup>3</sup>/min (100% 的纯瓦斯)。根据青龙煤矿提供的《抽采瓦斯和通风瓦斯数据收集表格》，从 2008 年 1 月份到 2009 年 12 月份，两年间，瓦斯浓度集中在 20%~27%，非常稳定。2010 年，高负压抽采瓦斯浓度基本稳定在 25% 以上，流量范围为 15~20 m<sup>3</sup>/min；低负压抽采瓦斯浓度在 8%~11% 范围，流量范围为 10~14 m<sup>3</sup>/min。现在高负压泵满负荷运行，2011 年计划新增 1 台 SKA670 抽放泵，扩建后的抽放站年抽排量可保证达到 2000 万 m<sup>3</sup>。

青龙煤矿瓦斯气体的成分见下表，数据来自 2010 年和 2009 年 8 次取样的平均值。

表格 11 青龙煤矿瓦斯气体成分分析表

取气地点	气 体 成 分 %							其它
	瓦斯	二氧化碳	一氧化碳	氧气	乙烯	乙烷	乙炔	
高负压	23.28	0.13	0.00	13.68	0.00	0.01	0.00	62.91
低负压	9.31	1.52	0.00	15.85	0.00	0.00	0.00	73.31

### 3.2.4.2 瓦斯利用现状

目前的利用方式为瓦斯发电。现有 3400KW 装机容量的瓦斯发电厂，机组分别为 4 台 500KW (低浓度机组)、2 台 700KW (高浓度机组)。2009 年瓦斯抽放量为 1127.5 万 m<sup>3</sup>，瓦斯发电利用 342.7188 万 m<sup>3</sup>，剩余量为 784.79 万 m<sup>3</sup>。2010 年抽放量累计 1622 万 m<sup>3</sup>，瓦斯发电仅利用约 511 万 m<sup>3</sup>，仍有 1100 万 m<sup>3</sup> 没有利用。高浓度瓦斯发电机组对气源的质量要求较高，因而发电的稳定性反而比低浓度瓦斯机组要差。青龙煤矿的管理层甚至考虑将高浓度瓦斯发电机组改造为使用低浓度瓦斯。

煤矿的瓦斯抽采量、利用量、发电量统计见下表。

表格 12 青龙煤矿年度进尺、瓦斯抽放量、瓦斯发电利用量统计

年份	采煤量 (吨)	钻场个数 (个)	钻孔个数 (个)	进尺 (m)	抽放量 (万m <sup>3</sup> )			发电量 (万 度)	瓦斯利用量 (万m <sup>3</sup> )
					高负压	低负压	合计		
2004年	2542			40000			16		
2005年	251656						446		
2006年	140876		872	58050			437	444	171
2007年	553066	288	1960	105145	471	177	647	504	194
2008年	807800	254	2827	158644	509	256	765	882	337
2009年	805318	149	3101	183498	575	552	1128	876	343
2010年	1041425	186	4208	238236	966	656	1622	1362	511
2011年	950000	200	5500	250000	1200	800	2000	1300	550
2012年	1000000	220	5700	260000	1400	800	2200	1500	660
2013年	1100000	250	6000	280000	1400	900	2300	1700	690
2014年	1200000	260	6500	320000	1600	900	2500	1700	750
2015年	1200000	280	7000	350000	1600	900	2600	1700	750

注：2011-2015年为预测量。

由上表所示，扣除掉煤矿发电所利用的瓦斯，每年还有 1000 万立方以上的瓦斯可能会得以利用。煤矿业主正在考虑增加 2 台发电机组，即使如此，在未来几年，还是会有大量的富余瓦斯被排放。对此，煤矿业主并没有具体的计划来利用这些瓦斯，但欢迎其他企业和煤矿合作投资开发利用瓦斯。

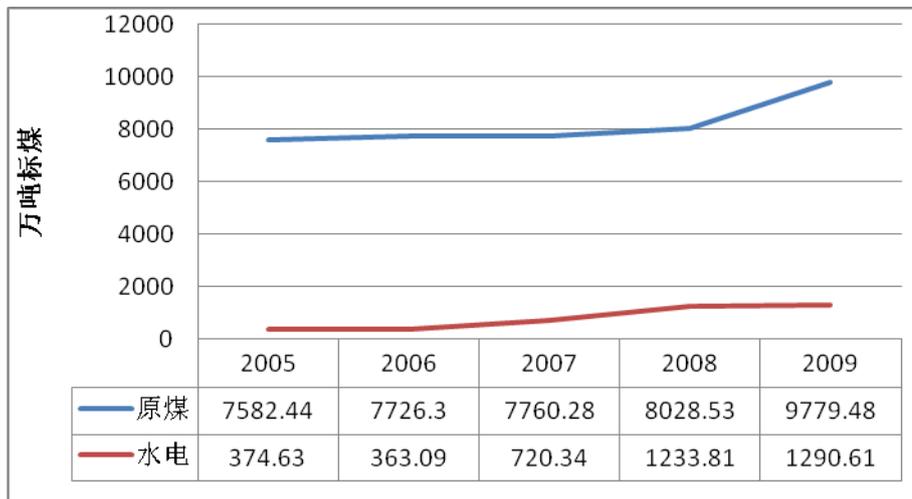
## 4 贵州能源生产和消费

本章节简要介绍贵州的能源生产和消费情况，重点为贵州的煤炭、天然气、电力市场，其目的是为煤矿瓦斯的利用方式提供一个讨论的背景。本章节的详细内容请参考本项目的总报告。

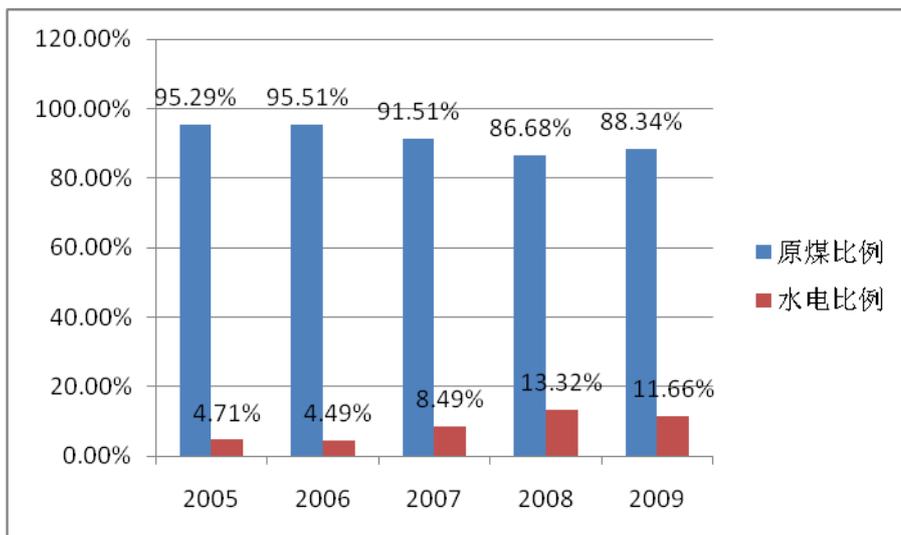
### 4.1 能源生产

煤炭是贵州最主要的能源种类，在 2005 至 2009 年期间，在能源生产中所占比例均在 85%以上（见图 3 和图 4）。

图表 3 贵州省 2005~2009 能源生产量构成图



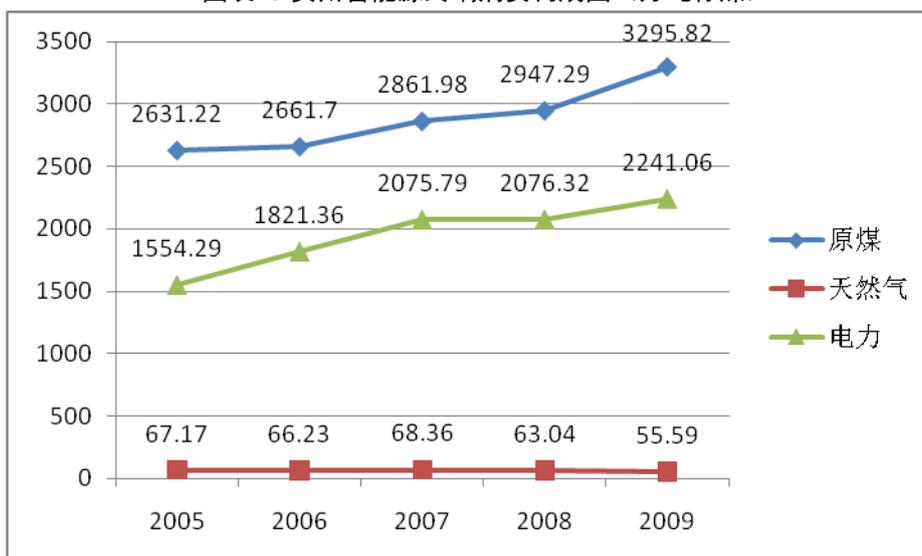
图表 4 贵州省能源生产量构成比例示意图



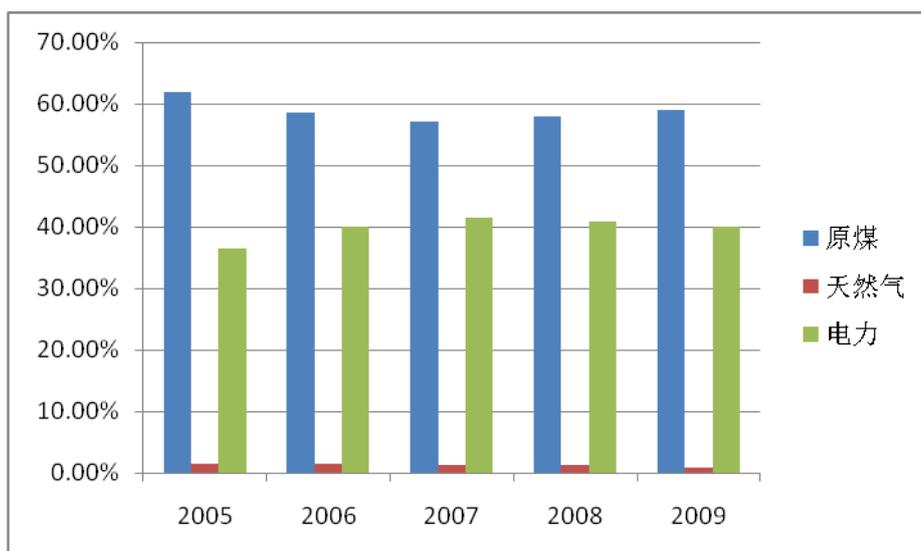
## 4.2 能源消费

根据《中国统计年鉴 2009》，煤炭占中国能源消费总量的 68.7%，以煤为主的能源消费结构难以根本改变，对产煤大省贵州而言，这一特点尤为明显。根据《贵州统计年鉴 2010》，2005 年~2009 年期间全省煤炭消费占能源终端消费总量 55%以上（见图 5 及 6）。

图表 5 贵州省能源终端消费构成图（万吨标煤）



图表 6 贵州省能源终端消费构成比例示意图



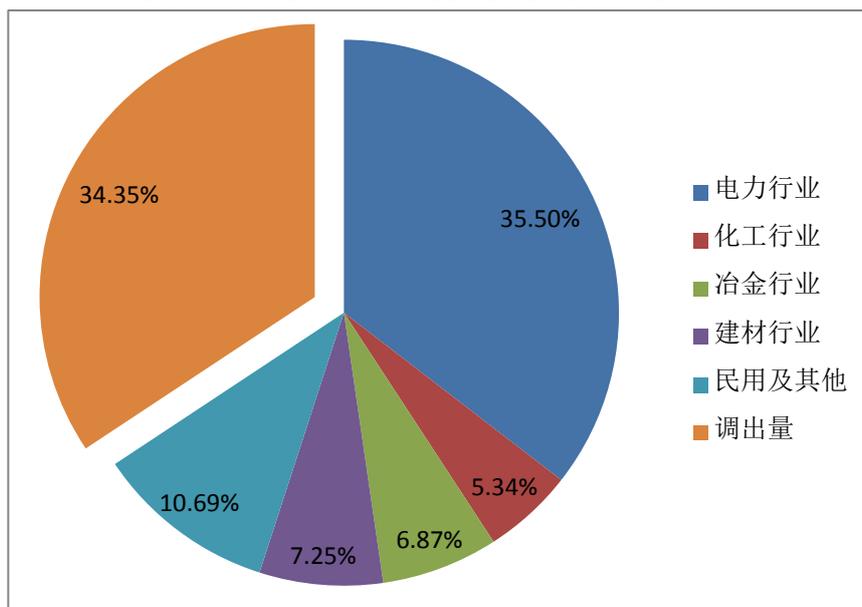
从上图可见，煤炭是贵州省主体能源，以后较长时期内以煤为主的能源格局不会改变，煤炭需求还将持续增长。

### 4.3 贵州煤炭市场概览

#### 4.3.1 贵州省煤炭消费及需求预测

根据贵州统计年鉴提供的数据，2009 年全省煤炭消费总量为 13100 万 t，其中电力行业所占比重最大，为 35.5%。各行业煤炭消费所占比例可见图 7。根据各行业发展规划，预测“十二五”期间各行业能源消费情况详见下表。

图表 7 贵州省 2009 年各行业能源消费比例示意图<sup>4</sup>



<sup>4</sup> 调出量是指输出到外省（区、市）的煤炭量。贵州省周边地区（重庆、四川、云南、广东、广西、海南、云南、湖北、湖南等）多为煤炭资源贫乏的调入地区，由贵州省调入比“北煤南运”可节省相当可观的运输费用。

表格 13 “十二五”贵州省煤炭需求量预测表（单位：万吨）

煤炭消费量	“十一 五”	“十二五”（规划）					展望
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
1、电力行业	4820	5540	6490	7140	8580	9910	12400
2、化工行业	1610	1650	1800	2200	2500	3230	4830
3、冶金行业	1050	1160	1250	1500	1650	1900	2100
4、建材行业	1000	1000	1050	1050	1100	1100	1100
5、民用及其它	1500	1380	1360	1300	1200	1100	1100
省内需求合计	9980	10730	11950	13190	15030	17240	21530
6、调出量*	3500	4000	4000	4000	4000	4000	4000
煤炭需求总计	13480	14730	15950	17190	19030	21240	25530

\*调出量中含焦炭产品调出所折合的原煤调出量

综合以上图表分析可得出如下结论：

(1) 电煤仍是未来煤炭需求增长的重要因素；新型煤化工发展是未来煤炭需求重要的增长点。

(2) 煤炭需求预测考虑了技术进步带来的节能因素，但留有一定余地，如节能达到预期效果，需求量将会有所减少。

### 4.3.2 贵州煤炭供需平衡分析

贵州省现有矿井生产能力及产量预测可见表 14，煤炭供需平衡可见表 15。从表 14 可以看出，在十一五期间和末期，年产量低于 30 万吨的煤矿是主流煤矿，是主要的煤炭生产矿井；经过十二五的调整到 2015 年，年产量大于 30 万吨的煤矿将成为主流煤矿，年产量低于 30 万吨的煤矿产能大幅降低。从表 15 中可以看出，按照现有在籍矿井及截止 2009 年底在建煤矿的产量安排，2009 年供需基本保证平衡，“十二五”末（2015 年）供需平衡差为-3007 万 t；“十三五”末（2020 年）供需平衡差为-8677 万 t，煤炭供需在此期间呈现进一步扩大的趋势，需求大幅增加。

表格 14 贵州省现有煤炭生产能力及产量预测

项目	数量（对）	生产能力 (万 t/a)	产量（万 t）				
			2009	2010	2015	2020	
现有煤矿	1738	29347	13691	15363	18233	16853	
其中	≥ 30 万 t/a	234	11798	3155	4493	14155	14590
	< 30 万 t/a	1504	17549	10536	10870	4078	2263

表格 15 贵州省煤炭供需平衡现状及预测

项 目	2009	2010	2015	2020
煤炭需求量（万吨）	13100	13480	21240	25530

煤炭 供给 量(万 吨)	现有煤矿	13691	14875	9405	7395
	在建矿井(截止 2009)		488	8828	9458
	合计	13691	15363	18233	16853
供需平衡差(万吨)		+591	+1883	-3007	-8677

### 4.3.3 青龙煤矿的区域煤炭市场

青龙煤矿的煤炭主要供给位于黔西县的黔西电厂，距离煤矿 19 公里，装机容量为 120 万千瓦（4 x 300 MW），于 2006 年年底建成，年消耗电煤 300 万吨。目前该电厂正准备扩建两台 66 万千瓦级的超临界机组，项目前期工作现已经启动。

除了附近的黔西电厂以外，青龙煤矿的煤炭销售市场还包括位于大方县的大方电厂，该电厂距煤矿约 70 公里。大方电厂一期发电装机容量为 120 万千瓦（4 x 300 MW），是由中国华电集团公司、贵州中水能源发展有限公司和山东兖矿集团(贵州能化)三家分别投资 45%、30%和 25%建设的大型火力发电企业。该电厂于 2003 年 8 月 13 日开工建设，于 2007 年 11 月建成投产，每年消耗无烟煤 300 万吨。2010 年 12 月，大方电厂二期 2×660MW 超临界燃煤机组扩建工程可行性研究报告通过审查，预计 2014 年建成投产。

从当地的电厂需求来看，青龙煤矿的煤炭不存在煤炭销售市场的问题，价格将是主要的市场因素。目前青龙煤矿的煤炭以大约 300 元/吨的价格稳定销售给黔西电厂。这一价格对煤矿而言是偏低的，但电煤的价格往往取决于当地政府的调控，煤矿的议价能力较弱。因此在这些地方电厂稳定生产的情况下，青龙煤矿也将会稳定出煤供给电厂。

## 4.4 贵州燃气市场

### 4.4.1 燃气消费

截至到 2009 年,全省城市燃气供应量为：焦炉煤气 3.0 亿 m<sup>3</sup>/年，天然气（不含赤天化肥生产用气）5000 万 m<sup>3</sup>/年，液化石油气 8.2 万吨/年。全省用气人口共计 358 万人（贵州省总人口约 4000 万），其中液化石油气占 47.49%，人工煤气占 49.38%，天然气占 3.13%。具体数据详见表 16。

表格 16 2009 年贵州省用气人口表

序号	气源	气化城市	气化人口(万人)	所占比例
1	人工煤气		176.78	49.38%
1.1	焦炉煤气	贵阳	149.8	

		清镇	10.5	
		六盘水	16.2	
2	天然气		11.17	3.13%
2.1	天然气	贵阳	1.1	
		遵义	2.1	
		遵义县	0.13	
		安顺	0.06	
		都匀	0.06	
		仁怀	0.1	
		兴义	0.07	
		毕节	0.28	
		凯里	0.3	
		赤水	2.07	
2.2	矿井气	六枝	4.9	
3	液化石油气		169.97	47.49%
3.1	钢瓶 LPG	全省	167.76	
3.2	管道 LPG	铜仁	0.14	
		惠水	0.11	
		黔西	0.42	
		瓮安	0.21	
		遵义	1.05	
		湄潭	0.28	

合计			357.97	100%
----	--	--	--------	------

## 4.4.2 燃气需求预测

贵州燃气市场的主要需求构成如下：

1. **城镇居民生活燃气需求**：主要为居民炊事和生活用水加热，是优先安排和保证连续稳定供气的对象。天然气价格低廉、热值高、安全和环保性能好，是民用燃气的首选燃料。十二五期间居民耗气定额为  $500 \times 4.18 \text{MJ/人} \cdot \text{年}$  (即  $2090 \text{MJ/人} \cdot \text{年}$ )。
2. **商业、公建用户燃气需求**：包括城乡居民区配套的公共建筑设施(如宾馆、学校等)、机关、科研机构等的生产经营及生活用气。
3. **工业用户燃气需求**：这包括用燃气代替燃煤，用于工厂采暖和生产用锅炉以及热电厂锅炉的燃料替代，工艺生产（如烟叶烘干、陶瓷生产等）所需的热能供应，和作为化工燃料的燃气需求（如以甲烷为原料生产化工产品）。
4. **燃气汽车用户需求**：在“十二五”期间，贵州省燃气集团在考虑了城市规模等因素后，重点考虑和规划了燃气汽车用户（贵州省贵阳市、遵义市等其他 7 个地州市中心城市）的发展量。

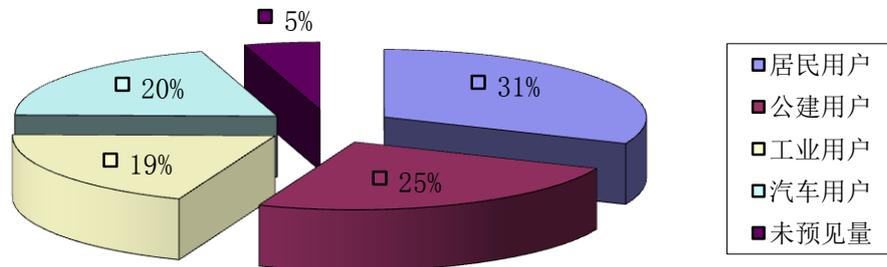
表格 17 贵州“十二五”期间燃气用气量需求预测

全省各类燃气用户用气量（亿立方米/年）										
	民用		公建		工业		汽车		各类用户总和	
地区	2011	2015	2011	2015	2011	2015	2011	2015	2011	2015
贵阳	0.85	1.31	0.68	1.96	2.95	13.04	0.58	0.77	12.8	65.38
毕节	0.47	0.74	0.38	0.6	0	2.94	0.01	0.01		
其他地区	3.03	4.93	2.42	5.24	0	32.19	1.43	1.65		
合计	4.35	6.98	3.48	7.8	2.95	48.17	2.02	2.43		

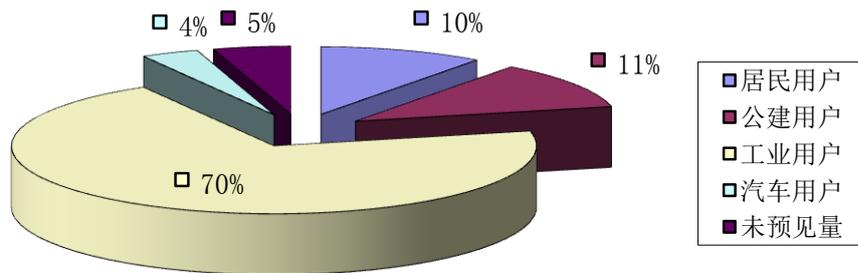
注：本表中贵阳和毕节两个地区单列，是因为它们是距离青龙煤矿最近的供气区。

该表显示，在此其间工业和民用燃气需求的增长将尤为强劲。详见下图。

图表 8 2011 年贵州省用气量预测分析图



图表 9 2015 年贵州省用气量预测分析图



而汽车用气量从 2011 年到 2015 年的增长很小。其原因可能是：由于贵州缺乏天然气资源，因此规划是按照贵州天然气公司能够确保提供的量来设计。由于汽车燃气不是供气重点，因此在气源有限的情况下，会优先考虑供应重点领域，比如民用、工业等。这并不意味着汽车燃气没有市场，相反，是有限的资源限制了市场的大小。

贵州省汽车用气量的预测见表 18。

表格 18 贵州省汽车用户用气量预测表

城市	类型	汽车数量（辆）			单台用气量（立方米/天）	用气量（亿立方米/年）	
		2007	2011	2015		2011	2015
贵阳	公交车	2273	2903	3484	55	0.58	0.70
	出租车	3069	4351	5221	30	0.48	0.57
遵义	公交车	408	490	588	55	0.10	0.12
	出租车	1040	1248	1498	30	0.14	0.16
安顺	公交车	255	306	367	55	0.06	0.07
	出租车	479	575	690	30	0.06	0.08

都匀	公交车	300	360	432	55	0.07	0.09
	出租车	268	322	386	30	0.04	0.04
六盘水	公交车	151	181	217	55	0.04	0.04
	出租车	912	1094	1313	30	0.12	0.14
凯里	公交车	205	246	295	55	0.05	0.06
	出租车	489	587	704	30	0.06	0.08
兴义	公交车	110	132	158	55	0.03	0.03
	出租车	510	612	734	30	0.07	0.08
毕节	公交车	50	60	72	55	0.01	0.01
	出租车	321	385	462	30	0.04	0.05
铜仁	公交车	87	104	125	55	0.02	0.03
	出租车	430	516	619	30	0.06	0.07
合计		11357	14472	17366		2.02	2.43

### 4.4.3 燃气供应

根据贵州燃气集团的规划，天然气将成为贵州燃气的重要来源之一，天然气将来自“中缅油气长输管道”（预计 2013 年向贵州供气）以及“中卫-贵阳输气管道”（预计 2012 年向贵州供气）。预计 2015 年贵州省长输管道天然气供应量达到 17.5 亿立方米。另外，贵州省天然气公司、中石油、其它企业在贵州供应的液化天然气量每年约有 3.76 亿立方米，压缩天然气量每年约有 0.11 亿立方米。其它燃气来源包括人工煤气、液化石油气等。

预计 2015 年的气源供应总量仅 21.37 亿立方米，而全省燃气的需求量预计为 65.38 亿立方米，存在巨大缺口。煤矿瓦斯如果能提纯制成 CNG/LNG，必能在一定区域内作为天然气的重要补充气源，如果价格有竞争力，贵州本身就成为一个巨大的市场。

## 4.5 电力市场

### 4.5.1 贵州电力市场现状

截止 2010 年末，贵州电网统调发电装机总容量 2731.6 万千瓦，其中水电装机 1017.6 万千瓦，占总装机的 37%，火电装机 1714.0 万千瓦，占总装机的 63%。见表 19。

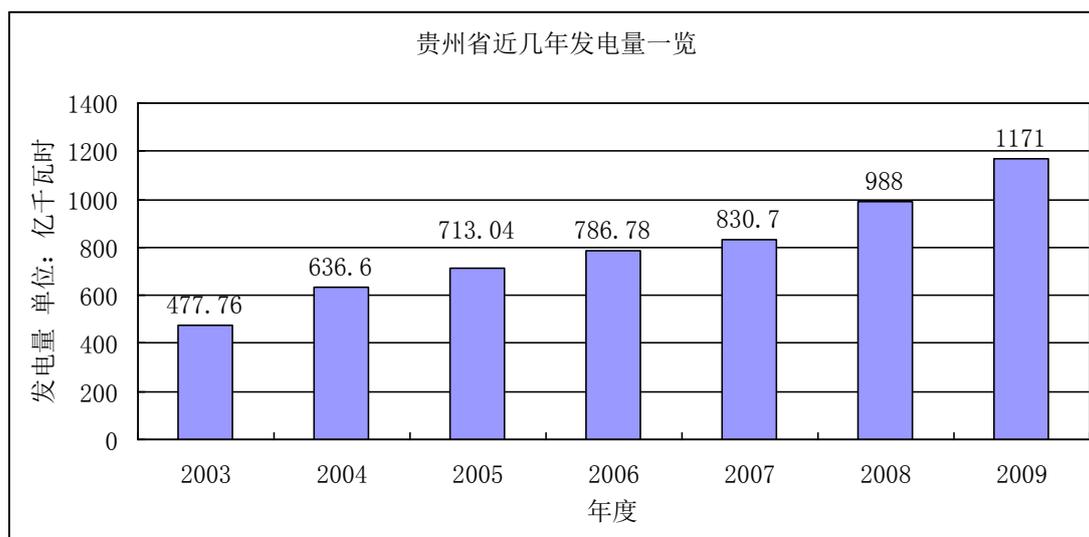
表格 19 贵州电网统调机组装机容量情况表（单位：万千瓦）

火电厂名称	装机容量	水电厂名称	装机容量
安顺电厂	120	大花水电厂	20
毕节热电厂	30	东风电厂	69.5
大方电厂	120	董菁电站	88
大龙电厂	60	格里桥电站	15

发耳电厂	240	构皮滩电厂	300
贵阳电厂	40	光照电站	104
金沙电厂	50	红枫电厂	26.7
纳雍二电厂	120	洪家渡电厂	60
纳雍一电厂	120	普定电站	8.4
盘南电厂	240	思林电站	105
盘县电厂	60	索风营电厂	60
黔北电厂	120	乌江电厂	125
黔西电厂	120	引子渡电厂	36
清镇电厂	40	小计	<b>1017.6</b>
习水电厂	54		
鸭溪电厂	120		
野马寨电厂	60		
小计	<b>1714</b>		
共计	<b>2731.6</b>		

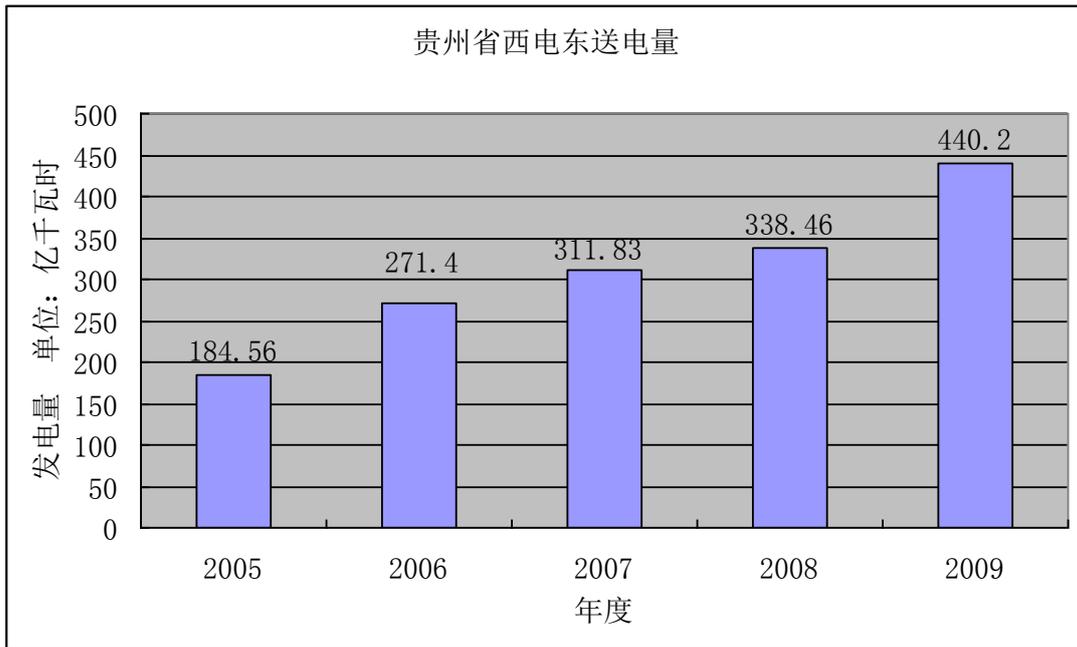
贵州省近年来的发电量见图 10：（数据来源：《贵州年鉴》）

图表 10 贵州省近几年发电量一览



作为“西电东送”的重要省份，贵州近年来的送电量见图 11。

图表 11 贵州省西电东送电量



#### 4.5.2 贵州电力市场预测

近年来,随着贵州地方经济的持续、快速发展,对电力的需求持续旺盛,迫切需新建或扩建一批能源综合利用发电项目,以缓解本地区的供用电矛盾。拉动电力需求的因素除了省域经济继续保持上升态势,还有随着城镇化发展和城乡居民生活水平不断提高,居民消费结构的升级。虽然科技进步、环境保护及节能降耗对火电需求有抑制作用,但能源、原材料、重化工业在贵州省经济发展中的比重还将加大,因此预测全省电力需求呈上升趋势。另外,预计在“十二五”期间,南方电网其他省区能源需求也将拉动贵州电力需求(见下图)。

图表 12 贵州省电力需求预测



### 4.5.3 贵州电力调度和定价

贵州地区为南方电网所覆盖。中国南方电网有限责任公司于 2002 年 12 月 29 日正式挂牌成立并开始运作，为五大国家区域电网之一。公司经营范围为广东省、广西省、云南省、贵州省和海南省五省（区），负责投资、建设和经营管理南方区域电网，经营相关的输配电业务。

中国目前的电价体系（包括销售电价和发电厂的上网电价），原则上是以省级电网为单位，按网核价，一省制定一个价位。由发改委核定并发布，电网企业、发电企业、用户严格遵照执行。目前贵州火电上网电价基本为 0.3131 元/千瓦时，水电上网电价为 0.2374-0.277 元/千瓦时。电网的电力销售价格根据用户有所不同，工业用户如煤矿的平均电价约为 0.53-0.7 元/千瓦时之间，价格的变化和实际用电量有关，用的电量越大，电价越便宜。

### 4.5.4 煤矿瓦斯发电厂的市场潜力

从上文可见，贵州进入电网调度的电厂都是大型火电或者水电，由于贵州煤矿瓦斯量的限制，实现大规模瓦斯发电上网的可能性非常小。因此，从供电量到供电的稳定性来说，电网公司肯定是倾向于购买大型火电或者水电站的电力。但为了促进煤矿瓦斯的利用，中国政府制定了鼓励瓦斯发电以及上网的优惠政策：瓦斯电厂所发电量原则上应优先在本矿区内自发自用；需要上网的富余电量，电网企业不仅要优先安排上网销售，还须为接入系统提供各种便利条件，投资建设电网至公共联结点的工程；瓦斯发电上网电价按照生物质发电上网价格结算，每度电在 2005 年脱硫标杆电价的基础上补贴 0.25 元。

如果按照这个政策执行，瓦斯电厂的经济效益是很可观的，煤矿会有足够的积极性来充分利用瓦斯发电。但是很遗憾，目前已知贵州仅有一个瓦斯电厂（盘县红果煤矿瓦斯发电厂）获得了贵州省物价局对其发电上网电价的核准，电价为 0.517 元/千瓦时（黔价格[2010]48 号）。其余瓦斯电站在设计之初就仅以满足煤矿自用电为目的，并没有考虑发电上网。这个实际情况造成煤矿有大量富余瓦斯不能得到充分利用。造成这个现象的主要原因如下：

- 国家发改委文件（发改能源〔2007〕71 号）中规定：高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，通过提高煤层气（煤矿瓦斯）电厂所在省级电网销售电价解决，但迄今为止贵州省仍未出台相应的提价补贴办法，销售电量中附加的可再生能源电价附加费已上交国家，目前煤层气发电上网电价和销售电价的倒挂差额部分由身为企业的贵州电网公司承担，而这显然不是长久之计，而且会影响贵州电网公司对煤层气上网发电的积极性。
- 煤层气发电上网的手续需要到发改委、电监办、规划局、物价局、环保局、国土局、供电局等较多部门，手续较为复杂，煤矿企业存在畏难心理。
- 目前全省整体和各煤矿企业缺乏煤层气综合利用规划，已有煤层气电厂均为煤矿企业自行建设，没有归口管理部门统一管理。特别是地方小煤矿，虽然部分煤矿有建设意愿，但对煤层气发电的基本状况及自身煤矿瓦斯基本情况不了解，未开展煤层气发电、上网相关工作。
- 部分煤层气发电企业建设未按正常渠道办理核准手续，未按国家基本建设程序完成可行、向政府报批、向供电企业并网申请、签订意向性并网协议、设计、接入电网设计审查、

合规施工、验收等工作，电网企业难以及时掌握其生产运行实际情况，导致延误或影响发电企业及时接入。

- 部分煤层气发电企业受气源总量和采集手段的限制，瓦斯浓度稳定性差，造成发电机组运行不稳定，机组启停频繁，运行可靠性差，给煤矿的安全生产及电网的安全稳定运行带来较大隐患，给电网的正常运行和调度管理增加难度。

根据对青龙煤矿管理层的访谈，上述因素限制了煤矿的积极性增加发电机组来充分利用多余的瓦斯。煤矿确实计划增加 2 台发电机组，进一步增加自供电量，达到发电基本能够满足煤矿的需求。因此，如果在青龙煤矿要考虑发电方案，必须实现发电上网。

## 5 瓦斯利用的技术方案

煤矿瓦斯的主要成分是甲烷，其热值与天然气相当<sup>5</sup>，可以与天然气混输混用。而且，瓦斯燃烧后很几乎不产生任何废气，是既清洁、又便宜的工业、化工、发电和居民生活燃料。煤矿瓦斯的热值决定其潜在的利用价值，而热值跟甲烷(CH<sub>4</sub>)含量有关，即煤矿瓦斯的利用方式很大程度上取决于瓦斯浓度。

### 5.1 利用方式概览

煤矿瓦斯利用方式的评估，不仅要考虑抽采瓦斯所含甲烷的浓度和稳定性等化学、物理特征，还要考虑该利用方式所处的社会、经济环境的影响，并无普适的标准。应基于气源分析，综合考虑当地的资源开采条件、市场环境和法律法规等，因地制宜地选择最适宜的利用方式。

在国际上，由于气源禀赋和运营环境上存在国别差异，业内对某些瓦斯利用方式的经济、安全性的看法不尽相同。比如，甲烷市场化合作计划《有效抽采及利用煤矿区煤层气最佳实施方案指南》(下称《方案指南》)将瓦斯利用项目分为中/高浓度(30%-100%)和低浓度(< 30%)两类；认为低浓度瓦斯，由于其在输送过程中存在爆炸风险，只能销毁或提纯为高浓度瓦斯后方可加以利用。

在我国 60%以上的瓦斯是含甲烷 25%以下的低浓度瓦斯。针对这一国情，我国开发出的低浓度瓦斯发电技术，为越来越多的煤矿企业采用，其经济、安全性也为实践所证明；中国政府发布了低浓度瓦斯利用的安全标准，实质上认可了这种利用方式<sup>6</sup>。

《方案指南》对全球 240 个正在运营中或尚在建设、规划中的瓦斯利用项目做了考察，归纳出甲烷浓度在 30%-100%的煤矿瓦斯的潜在用途包括：1) 作为炼钢炉、窑炉和锅炉的燃料；2) 作为内燃机或汽轮机发电的燃料；3) 注入天然气管道，作为燃气配送；4) 作为

<sup>5</sup> 具体说，每标方煤矿瓦斯的热值相当于 1.13kg 汽油、1.21kg 标准煤，相当于 9.5 度电、1 升柴油、接近 0.8kg 液化石油气、1.1~1.2 升汽油。

<sup>6</sup> 需要指出的是，《方案指南》界定高浓度瓦斯和低浓度瓦斯的标准与我国过去的煤矿安全规范所采用的界定标准有所不同。过去，我国的煤矿安全规范界定浓度大于 25%的瓦斯为高浓度浓度，低于 25%的瓦斯为低浓度瓦斯。按煤矿安全规程要求，瓦斯浓度在 25%以下的就不能贮存和输送，更谈不上利用了。但 2007 年 7 月 1 日开始实施的《煤层气(煤矿瓦斯)排放标准暂行》(见下注)和 2010 年 3 月 1 日起施行的新版《煤矿安全规程》(见下文)对此做了更新，已与《方案指南》一致。

生产化肥的原料；5)加工转化为 LNG 或 CNG 后用作汽车燃料。从数量看，这些项目以发电、天然气管道和锅炉方面的应用居多。此外，《方案指南》还分析了碳信用额度或其他环境商品对某些瓦斯利用方式的促进作用。

该指南对中/高浓度瓦斯的各种潜在的利用方式列表做了比较，并对低浓度瓦斯（包括风排瓦斯）的提纯和销毁（而非利用）方式做了说明（参见总报告 4.4 节）。

表格 20 煤矿瓦斯利用方式的比较

用途	应用	优点	缺点
发电	瓦斯发电机发电，煤矿自用或上网	<ul style="list-style-type: none"> <li>已验证的技术</li> <li>废热回收，为矿区供暖、矿工澡堂及矿井供暖和冷却提供热能</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>容易受影响和遇到输出波动的问题；不利于上网；</li> <li>例行检修要求煤矿提高重视</li> <li>项目初始阶段投资巨大</li> </ul>
高浓度管道瓦斯	提纯，生产高浓度瓦斯	<ul style="list-style-type: none"> <li>相当于天然气</li> <li>定价高的区域可获利</li> <li>对有良好的管道基础设施的地方是很好的选择</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>管道净化标准高，净化成本较高</li> <li>只可用高质量的预抽采或处理过的煤矿瓦斯</li> <li>需要合理的管道准入</li> </ul>
中等浓度民用燃气或工业用气	浓度大于 30%的甲烷可用作民用燃气、区域供暖和工业锅炉等	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料成本低</li> <li>区域效益</li> <li>对净化要求不高</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>输送系统和检修成本高</li> <li>浓度和供应量有所波动</li> <li>项目经营者应对高峰需求的投入高</li> </ul>
化工原料	高浓度瓦斯用于制造炭黑、甲醛、合成燃料和二甲醚（DME）	<ul style="list-style-type: none"> <li>对多余的高浓度瓦斯进行利用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>加工成本高</li> <li>产生碳排放时不纳入清洁发展机制</li> </ul>
煤矿自用	用于矿工宿舍的供暖、供气、锅炉和烘干煤粉	<ul style="list-style-type: none"> <li>代替煤使用</li> <li>干净，能源成本低</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>矿区内利用要比矿区外更经济</li> </ul>
汽车燃料	对预抽的高浓度瓦斯和煤层气进行提纯，生产 CNG 和 LNG	<ul style="list-style-type: none"> <li>滞留的甲烷进入市场</li> <li>车辆燃料价格高</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>加工、仓储、处理和运输成本高</li> <li>提纯标准高</li> </ul>
火炬燃烧	甲烷摧毁，无应用	<ul style="list-style-type: none"> <li>减排效率高干净</li> <li>无能源消耗</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>甲烷浓度须在 25% 以上</li> <li>有初始投资，但无经济回报</li> </ul>
风排瓦斯	甲烷销毁，无应用	<ul style="list-style-type: none"> <li>有余热利用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>投资成本高</li> </ul>

用途	应用	优点	缺点
氧化销毁			

注：如果项目能够达到规定标准，那么这些项目就符合获得碳信用、新能源信用或固定收购价格的资格。

## 5.2 瓦斯利用和减排的技术方案：中国的探索和实践

我国于上世纪 80 年代末和 90 年代初比较系统地开展煤矿瓦斯利用探索始，当时国家利用节能投资资金，建设了 56 项煤矿瓦斯利用项目，将抽放的瓦斯用于居民燃气、生产碳黑和甲醛等化工原料。近年来，低浓度瓦斯发电日益受到关注。但总地来说，我国的瓦斯利用方式相对局限，目前利用率还不到 30%，大有潜力可挖。

需要说明的是，抽放瓦斯浓度偏低既可能是缘于煤层气的自然禀赋，也可能是缘于错误的抽放方法或采用了不适当的抽放系统安装标准。后者不仅会导致抽采率低，还会掺混过多空气，稀释甲烷浓度。低浓度瓦斯利用的最大挑战是如何防范在输送和利用浓度接近爆炸极限的瓦斯气时的爆炸风险。

我国原有的《煤矿安全规程》第 148 条<sup>7</sup>规定当瓦斯浓度达到 30%以上时才可被利用。但于 2009 年 12 月 14 日通过、2010 年 3 月 1 日起施行的国家安全生产监督管理总局第 29 号令《关于修改〈煤矿安全规程〉部分条款的决定》<sup>8</sup> 中对此做了重新解释：“抽采的瓦斯浓度低于 30%时，不得直接燃烧；用于内燃机发电或作其他用途时，瓦斯的利用、输送必须按有关标准的规定，并制定相关技术措施”。这肯定了在按照相关标准及规定制定相应的技术措施后，低浓度瓦斯可以被利用。

下面就我国已有运用或正在研发的不同瓦斯利用方式做扼要介绍，并分别考虑其对高、低浓度瓦斯的适用性。低浓度瓦斯摧毁方式不在我们的讨论范围之内，这是因为：按照现行《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准暂行》建议<sup>9</sup>，只有高浓度瓦斯（>30%）方可采取焚烧方式处理；另一方面，风排瓦斯利用技术虽然已经成熟，但由于风排瓦斯的摧毁并不产生直接的经济收益，而是完全依靠碳减排信用，因此在 2012 年《京都议定书》到期之后碳减排信用市场前景不清的情况下，不管是煤矿还是投资者都对风排瓦斯摧毁项目持相当谨慎态度。目前的现状是绝大多数中国煤矿都直接排放风排瓦斯，因此本研究将风排瓦斯摧毁不列入研究范围。

前文的有关章节已对瓦斯发电和制气这两种利用途径的运营和市场环境做了分析，这里侧重介绍这两种利用方式的工艺流程和技术配置。

### 5.2.1 煤矿瓦斯发电

目前瓦斯发电的主流技术是使用燃气内燃机组发电。在中国，可以根据使用的瓦斯浓度区分为两大类型：低浓度瓦斯发电（使用浓度低于 30%的瓦斯，通常是 10%左右）和高浓度

<sup>7</sup> [http://www.chinasafety.gov.cn/files/2004-12/09/F\\_42cd456f6a924f7f8d36815edaa3e531.pdf](http://www.chinasafety.gov.cn/files/2004-12/09/F_42cd456f6a924f7f8d36815edaa3e531.pdf)

<sup>8</sup> [http://www.chinacoal-safety.gov.cn/Contents/Channel\\_5351/2010/0126/83596/content\\_83596.htm](http://www.chinacoal-safety.gov.cn/Contents/Channel_5351/2010/0126/83596/content_83596.htm)

<sup>9</sup> 见 <http://www.ep.net.cn/ut/bz/2008/gb21522.pdf>

瓦斯发电（使用浓度 30%或以上的瓦斯），前者使用国内制造的发电机组，后者主要使用进口机组。

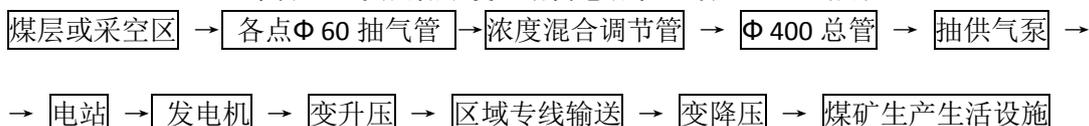
低浓度瓦斯利用技术长期以来一直存在争议，焦点是其安全性问题。2010 年中国国家安全生产监督管理总局颁布了煤矿用非金属瓦斯输送管材安全技术条件、瓦斯管道输送自动阻爆装置技术条件、煤矿低浓度瓦斯管道输送安全保障系统设计规范、煤矿低浓度瓦斯与细水雾混合安全输送装备技术规范等 10 项低浓度瓦斯输送和利用安全生产行业标准，自 2010 年 7 月 1 日起施行。即中国政府认可了低浓度瓦斯利用这一技术。

在贵州，国有大中型煤矿和部分乡镇煤矿主要采用低浓度瓦斯发电技术和设备，瓦斯发电的效率一般较低，如国产发电机的发电效率一般折合每立方米纯甲烷发电量为 2.5 度左右。如采用高浓度瓦斯发电，一般会选用进口发电机组，其发电效率较高，能达到 4 度左右，但价格昂贵，对气源的要求也较高。

按国家相关规定，煤矿只要满足以下条件即可开展低浓度瓦斯发电：首先，按国家煤矿安全管理部门的要求安装了瓦斯抽放系统，并且瓦斯抽放系统须正常运行；其次，瓦斯抽放系统纯瓦斯抽放量在 100 万  $m^3$ /年左右，瓦斯浓度在 6-25%之间。建设瓦斯电站可实现“以利用促抽采、以抽采促安全”的煤矿良性循环发展。其发电原理简单，国产设备的投资相对低廉，目前在我国是主要的瓦斯利用方式<sup>10</sup>。

瓦斯发电是目前贵州省瓦斯利用的主要方式，普遍采用以下工艺路线：

图表 13 贵州低浓度瓦斯发电所采用的典型工艺路线



## 5.2.2 瓦斯提纯、压缩、液化

### A. CNG 还是 LNG

煤层气作为替代燃料规模化利用面临的两大瓶颈：首先，煤层气气井的分布具有“偏、散、小”的特点<sup>11</sup>，且气态煤层气体积庞大，远距、大面积铺设输气管网（如“西气东输”）耗资巨大。同时，一定体积的气态煤层气质量很小，释放的能量不足以支持大能耗的工业生产需求。在煤层气田附近建化工厂或大型瓦斯发电厂，不仅投资大，而且需要长期稳定的大产量气源；小型瓦斯发电厂又很难并网，这些利用途径均无法实现能源远距离输送。

对于不通燃气管道的地区，与常规天然气相同，可采用非管道运输方式。一种方式是液化煤层气(LNG)，既在常压下将煤层气冷冻到-162℃左右，使其变为液态，再将液化气通过铁路或公路用低温容器运输到各个城镇的 LNG 卫星站。另一种方式是将煤层气净化压缩，由

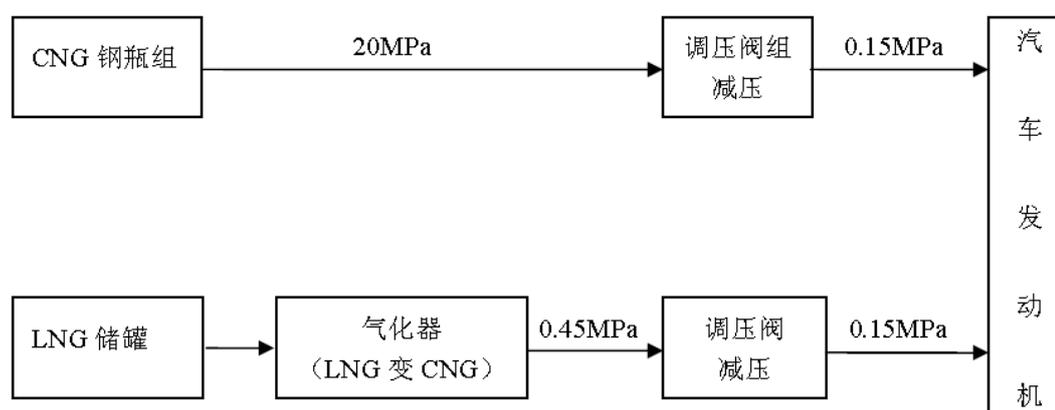
<sup>10</sup> 据统计，2008 年我国瓦斯发电装机容量已达到 710MW，其中 64%采用国产机组。

<sup>11</sup> 具体说，“偏”指气源远离大型工业区，远离大城市居民区；“散”指气井大面积分布、不集中、气源形不成规模；“小”指单井产量不够大，储量有限，可开采期短。

此制备的压缩煤层气（CNG）装在高压钢瓶中，在常温下车载运送到各个城镇的 CNG 加气站。

与 CNG、LNG 的生产和配送过程类似，虽然煤层气加工成 CNG 和 LNG 的过程、产品在形态、加注和储存的方式、供气系统各异，但它们都需要先经过调压阀减压后，以气态方式提供给使用终端（见下图）。

图表 14 CNG/CNG, LNG/LNG 汽车燃料供应系统图示



采用这上述两种供气方式一般要满足以下基本条件：第一，抽放的瓦斯甲烷浓度高、气量充足；第二，有相对便捷的交通设施以保证罐车运输；第三，供气区域建有储罐以满足峰值需求、缓解瓦斯抽采中断时的供应不足；第四，供气终端有已建成的 LNG 气化站或 CNG 调压站，以满足 LNG “气化供气”<sup>12</sup> 或 CNG “减压供气”的终端需要。

CNG 汽车加气站主要有标准站和子母站两种形式。标准站建在城市中高压管网首端，运行方便；CNG 子站建在离母站几十公里范围内，气源有保障且可灵活布站。LNG 建站类似于 CNG/CNG 子母站形式，加气站一般远离“母站”即液化厂。LNG 气源目前仅能通过液体槽罐车从数千公里外的 LNG 液化厂公路运送到加气站为汽车加气，气源保障程度差；本地生产的 LCMP 正好可作后备气源。

煤矿瓦斯 CNG 的生产、加工过程相同，虽然其生产成本低于 LNG，但其加气工艺更复杂、所需要生产设备多、占地面积大，故 LNG 加气站的建站投资较高。据有关资料统计，建成 1MPa 的 6 座 1000m<sup>3</sup> 的煤层气球罐的投资，要比建成 1 座储气量相当的 0.5MPa 的 100m<sup>3</sup>LNG 储罐的投资高出 80 倍之多。同时，CNG 需在高压（20Mpa~25Mpa）下存储，存储安全性低于 LNG。CNG 的优点是在常温下保存，存储设备一般不需作保温隔热处理。

煤矿瓦斯 LNG 需要在超低温状态（零下 165℃）下液态存储，优于 CNG 的气态存储。虽然其存储是真空隔热的，但是要长期保存，仍然会有蒸发泄露，不如 CNG 保存时间长。

<sup>12</sup> “气化”有两种方法有，一种就是用高压低温泵，直接将低温液化瓦斯抽成高压液化瓦斯，然后再经过高压气化器；第二种则是先经过气化器气化，然后再经过压缩机将气化了了的瓦斯压缩为 CPCMG。

另一方面，LNG 存储所需压力远低于 CNG，因而其安全性较好。此外，LNG 的单位体积能量密度远大于 CNG，长途运输更经济。

散见的经济技术比较显示<sup>13</sup>，当供气规模较小，运输距离较近时，可以采用 CNG 方式供气；当有可靠气源供给、供气规模较大、供气距离较远时，LNG 由于气化成本及运输成本较低，具有明显的比较优势。

表格 21 液化煤层气和压缩煤层气生产、供气流程比较

<b>LNG 生产流程</b>	原料气→过滤计量→压缩→净化→液化分离→储运→LNG 产品	
<b>LNG 供应流程</b>	煤层气液化厂→槽罐车→城镇气化站→	→城镇燃气管网→终端用户
		→LNG 汽车
<b>CNG 生产流程</b>	原料气→计量调压→净化→压缩→脱水→CNG 产品	
<b>CNG 供应流程</b>	CNG 产品→加气站→槽罐车→调压站/加气站→	→城镇燃气管网→终端用户
		→CNG 汽车

#### B. CNG、LNG 作为车辆燃料比较

LNG 和 CNG 的主要用途是作为城市公交系统车辆的清洁替代燃料。如下表所示，与汽油、柴油和 LPG 汽车相比，它们无论从环保性、经济性还是安全性来讲，都具有明显的优越性。作为煤层气综合利用的技术选项，选择 LNG 或者 CNG 路线，应结合本省的气源情况，两种燃料的经济性、安全性、减排效益、能源互补性、技术标准化程度等因素进行实情比选。

CNG 作为车用燃料在国内推广应用比 LNG 更为普及，相关利用技术和标准要更成熟些。在贵州省，贵阳市的公交系统（大巴车）使用 LNG 作为燃料，而遵义市使用 CNG 作为出租车燃料。

表格 22 主要车用燃料比较（以贵州为背景）

	CNG	LNG	93#汽油	0#柴油
气源保障	较差	较差	较好	较好
减排效果	好	好	差	差
价格稳定性	稳定	稳定	差	差
单价*	5.0 元/Nm <sup>3</sup>	3.5 元/Nm <sup>3</sup>	7.65 元	7.43 元
出租车百公里燃料消耗*	10Nm <sup>3</sup>	9.5Nm <sup>3</sup>	10L	8L
出租车百公里燃料费（元）*	50	33.25	76.5	59.44
技术成熟度	成熟	基本成熟	成熟	成熟
国家标准	完善	尚未建立	完善	完善

<sup>13</sup> 如中国燃气设备网，“CNG 和 LNG 燃气气源的经济性分析”，2010-12-14，<http://www.ccgas.net/conn/x1.asp?id=191&cnmai=1>；吕淼，“对发展小城镇 LNG 与 CNG 供应的分析”，2009-9-11，<http://news.gasshow.com/News/SimpleNews.aspx?newsid=220060>。

注：\*CNG 价格以 2011 年贵州省遵义市的机动车 CNG 价格为参考数据。汽油、柴油价格为 2011 年贵阳市的价格。由于 LNG 并没有零售的这种现象，其价格参考了 2010 年贵阳市公交公司大巴车使用 LNG 的内部结算价格。

### 5.2.3 瓦斯浓缩、提纯

按照国家规定，浓度小于 30%的瓦斯气体，不能直接送入储气罐。可以先对其进行浓缩、提纯，把甲烷浓度提高到瓦斯爆炸浓度范围以上，再储存于罐体中接受控制与调节，为下游的规模化工业生产 CNG、LNG 或其他产品创造条件。

提高瓦斯浓度有三个途径：首先是从源头做起，提高井下瓦斯抽采标准，以避免采后瓦斯提纯所需要投入的高额设备成本。这不仅能提高抽采瓦斯的质量，也能改善煤矿安全。第二个途径是将采空区的低浓度瓦斯与预抽采的高浓度瓦斯混合，以获得最合适的浓度。

下面介绍是第三个途径，既通过物理、化学方法对抽采出来的瓦斯进行提纯，过滤其中的杂质（氧气、氮气、二氧化碳、一氧化碳和硫化氢），以获得高浓度瓦斯。由于提纯系统一般造价昂贵，故在安装系统之前，需要对不同技术方案进行评估，根据项目的目标权衡成本和利润。目前我国，瓦斯提纯工艺主要包括吸附法提纯和深冷分离提纯两套技术路线，详见下表：

表格 23 低浓度瓦斯提纯方式、方法比较

提纯方式	工艺方法	优点	缺点
吸附法	变压吸附（PSA）	甲烷回收率较高，可连续运作，	仅限于脱氮，不能有效吸附其他杂质
	分子筛吸附（MSA）	可采用不同的吸附剂过滤多种杂质，甲烷损失少	脱氧的效率有待提高，成本高
深冷分离法	直接深冷分离		装置的能耗高，甲烷的回收率有限，有安全隐患
	催化脱氧液化分离	已经过工艺试验，较安全	工艺复杂，运营成本高；对甲烷浓度有较高的要求；甲烷回收率低
	溶液吸收脱氧分离		成本过高，没有经济利用价值

吸附法提纯回收甲烷的方法目前是瓦斯提纯液化的主要方法，该法包括：

#### a. 变压吸附：

在大多数变压吸附（PSA）脱氮装置系统中，每次增压循环大孔径碳分子筛都优先吸附甲烷。这个过程回收富甲烷气体，甲烷含量会随着每次循环而增加。变压吸附可以回收高达

95%的可利用的甲烷，且可进行连续运行，并不需要特别关注。

#### **b. 分子筛吸附：**

分子筛吸附（MSA）是通过利用一个可调节分子筛来进行变压吸附的过程。分子筛的筛孔可以调节到 0.1 埃。如果使用含量超过 35%的惰性气体，成本会很高。吸附分离采用不同的吸附质在吸附剂上的吸附能力不同，将不同的气体进行吸附，达到气体分离的目的。对煤矿瓦斯来说，首先需要研究出一种特殊的吸附剂，能将煤层气中的氧气进行有效吸附，达到瓦斯脱氧的目的。

以上两种吸附方式的优点是在分离过程中甲烷的损失量很小，可以将甲烷较充分的回收。该方法的核心问题是必须开发出高效的吸附氧气（不吸附甲烷）的专用吸附剂，以及高效的氮气和甲烷分离专用吸附剂。

深冷分离法使用一系列热交换器将输入的高压瓦斯气流进行液化。相比其他提纯技术，深冷分离技术能够最大限度地回收甲烷，其回收率可达 98%。但由于其成本高，所以更适用于大型项目。此法又分为：

#### **a. 直接深冷分离：**

由于煤层气中含有氧气，有可能改变瓦斯浓度的爆炸区间，使压缩瓦斯制备 CNG 受到一定限制。出于安全的考虑，可采用低温介质间接将煤层气冷冻液化，由于甲烷的液化点高于氮气和氧气，所以煤层气中的甲烷被首先液化，从而达到将煤层气液化回收甲烷的目的。但由于采用间接液化，同时甲烷在一定的温度和压力下，有一定的气液平衡，所以采用此方法回收甲烷，装置的能耗高，同时甲烷的回收率因气液平衡受到一定的限制。同时，随甲烷的不断液化，留存在瓦斯中甲烷含量会逐渐降低，其浓度会处于爆炸范围，因此采用此方法仍有安全隐患。

#### **b. 催化脱氧液化后深冷回收甲烷**

此法将瓦斯中的氧气进行催化氧化脱出后再进行深冷分离回收甲烷，可有效的避免在回收过程中的不安全因素，该催化氧化方法目前已经过工艺试验，效果较好。但该方法也存在一些经济上的问题，主要表现在：

- 经过催化氧化后的气体，虽然氧气含量很低，但在高温催化过程中，将产生了大量的二氧化碳，同时伴生部分氢气和一氧化碳，给后面提纯甲烷的深冷分离带来很多杂质，需要逐个脱出，所以整个工艺流程长，运行费用高；
- 催化脱氧，实际为氧气与甲烷的反应，因此该过程损耗较多甲烷，使整个装置的甲烷的回收率较低，且对多数催化脱氧生产的蒸汽，由于地理位置偏远，无法利用。
- 对催化脱氧，当其中的氧气和甲烷比例达到一定程度时，甲烷和氧气反应后回收甲烷就没有意义，所以对瓦斯气中的甲烷含量有一定的要求。

所以对于催化脱氧来说，甲烷含量越低，甲烷的回收率就越低，且到达某一底线含量时，已经没有回收甲烷的意义，当然甲烷含量越高，甲烷的回收率就越高，但甲烷含量高于某值

时，本身又没有脱除氧气的必须。

### c. 溶液吸收脱氧法回收甲烷

由于催化脱氧消耗一定的甲烷，造成甲烷的回收率降低。目前国内一些单位正在研究采用溶液吸收脱氧，此方法理论上不消耗甲烷，有望提高甲烷的回收率；但到目前为止，溶液吸收脱氧由于吸收液再生能耗高，回收甲烷运行费用很高，尚无利用的经济价值。

目前在我国已有商业化运作的煤层气提纯制备 CNG/LNG 项目有：山西沁水县从 2003 年开始，陆续建设 5 个 CNG 加气母站，建设规模 70 万立方米/天。运往晋城、长治、临汾、林州、安阳、濮阳、焦作等地，用于城市居民生活、燃气锅炉、公交车、出租车<sup>14</sup>。重庆的松藻煤矿在建设一个大型煤矿瓦斯生产 LNG/LNG 项目，预计 2011 年投入运行。该项目将成为中国第一个商业化运行的煤矿瓦斯提纯制备 LNG 项目。未来几年内，随着瓦斯提纯技术的成熟，气源质量的提高，瓦斯提纯制备 CNG/LNG 的市场很宽广。

## 5.3 瓦斯利用方案的初评估标准

对瓦斯利用方式做评估前，有必要对我们拟采用的评估标准做一简要说明。抽采、利用煤矿瓦斯的主要目的有三：第一，促进安全生产；第二，获得新能源，以提高煤炭资源的综合开采和利用效率；第三，减少温室气体排放，以保护大气环境。下列评价标准有助于我们考量和比较备选瓦斯利用方案在实施过程中为达致上述目标所取得的进展。

### 5.3.1 财务效益评价

瓦斯利用方案的经济效益评价首先应考虑的是常规项目财务评价的内容，具体指标的选取可酌情而定。比如，现金流可包括所有固定资产投资成本，可变投资成本（诸如人力、燃料、运行维护等项）和产品销售收入等；内部收益率 IRRs 可考虑项目的内部收益率（即全投资法，而不考虑融资来源和条款），或考虑对股本投资者的内部收益率（即资本金法，考虑自有资金以及债务融资的数量和成本）。

在做财务评估时，需特别考虑瓦斯利用项目特有的一些参数及其对项目财务指标的影响，如瓦斯供应量和浓度的可变性、备选瓦斯利用方案的机会成本及融资渠道等。此外，瓦斯综合利用项目的经济效益在很大程度上取决于项目产品的销售和相关激励措施（如减排信用额度或财政补贴）的价值，这是需要特别考虑的因素。

通常在评估瓦斯利用项目时，由项目所产生的碳减排被假定能够获得收益。在本预可研中，我们并没有考虑项目所产生的碳减排量能够带来经济上的收益，即本项目的经济评估并没有包括 CDM（清洁发展机制）收益或者任何 VER（自愿减排）的收益。原因如下：

<sup>14</sup> 参见 [http://www.jconline.cn/Contents/Channel\\_4433/2009/0615/229169/content\\_229169.htm](http://www.jconline.cn/Contents/Channel_4433/2009/0615/229169/content_229169.htm)

1. 尽管中国有成功的煤矿瓦斯利用 CDM 项目，并已经通过碳减排交易获得经常收入，但成功的比例还是比较小。特别值得注意的是，贵州的煤矿瓦斯利用项目截止到本报告撰写时，没有一个成功注册的 CDM 项目，更不用说获得碳减排的签发和交易。
2. 《京都议定书》即将到期，之后国际社会对 CDM 的未来并未达成一致。在这种情况下，将碳减排作为一个收入来源计入可行性研究是没有说服力的。

### 5.3.2 社会效益评价

瓦斯综合利用不仅能为煤矿业主带来直接的经济实惠，其广泛的社会经济效益也十分明显，这是评价瓦斯利用方案时需要考虑的重要层面。煤矿瓦斯综合利用不仅可以提高煤矿生产的安全性，降低温室气体排放，还可以缓解当前能源短缺状况，改善能源结构，符合国家发展资源节约型、环境友好型社会的产业政策要求。

比如，随着我国工业化、城镇化的快速推进及轿车的逐渐普及，我国对能源的需求快速增加，国内油气供需缺口急剧扩大，这给西南地区尤其是贵州省的煤层气开发提供了较多机遇。煤层气是我国常规天然气最现实、最可靠的替代能源。开发和利用煤层气，对缓解常规油气供应紧张状况、改善和优化能源结构，实施国民经济可持续发展战略，减少对进口天然气的依赖、保障国家能源安全等多方面具有重要意义。再如，瓦斯利用项目的建设和运营为当地提供了更多的就业机会，促进了当地经济的发展，服务了社会。

### 5.3.3 减排和环境效益评价

瓦斯又是一种温室气体，煤矿瓦斯的温室效应是二氧化碳的 21 倍。据计算，每利用 1 亿立方米甲烷，相当于减排 150 万吨二氧化碳。2008 年，我国利用煤矿瓦斯 16 亿立方米，共减少排放二氧化碳 2400 万吨，但煤层中绝大部分瓦斯还是直接排空了，既浪费资源，又污染环境。搞好瓦斯综合利用，最大限度地减少瓦斯排放，有利于减少空气污染，保护生态环境。比如，贵州以燃煤为主的不合理能源结构和落后的燃烧技术不仅浪费了大量能源，更给城市环境造成严重的 SO<sub>2</sub>、烟尘、NO、汞等污染。如使用煤源 CNG 或 LNG（既 LNG 和 CNG）将能源消费结构中煤比重大幅度下降，将有益于生态环境的改善，符合贵州生态发展的战略定位。

不同的瓦斯利用途径和方案所消耗的甲烷量、所替代的石化燃料或发电量、泄漏和项目自身的排放水平各不相同，基准线也各异，准确地测度其减排效益并非易事。联合国 CDM 理事会为此提供了一整套相关方法学，为减排效益的量化评估提供了指南。受数据和时间的限制，本报告对备选方案的减排和环境效益只做粗略评估，不拟做准确的量化测算。

值得一提的是，按照“以用促抽”的逻辑，扩大瓦斯利用规模是对瓦斯抽放的强有力推动：因而在某种意义上可以说，在瓦斯利用终端，瓦斯利用（减排）量是项目环境效益的度量指标；而在气源端，瓦斯抽采量则可以被视为矿井安全风险降低的间接衡量指标。

### 5.3.4 障碍分析

在下表中，我们借用 CDM “障碍分析”论证的方法，列出了现实、可信的瓦斯利用备选方案。与 CDM 的论证不同的是，我们的目的是考察不同的瓦斯利用技术路线在实施过程中可预见的经济、技术或运营障碍，而非识别法律、法规障碍。鉴于 2010 年 3 月 1 日起施行《关于修改〈煤矿安全规程〉部分条款的决定》中放宽了对浓度低于 30% 的瓦斯的利用限制，表中所列的方案均不面临政策、法规方面的禁止性障碍；实际上，它们均符合国家的产业政策，是国家相关优惠政策扶持的对象。

在这里，我们将实施障碍归纳为“一般性障碍”（A）和“不可克服障碍”（B）两大类。下文对具体备选项目做风险评估（5.1.3 和 5.2.3 节）时，将对这些障碍和风险因素做进一步补充说明。

分析结果显示，可供青龙煤矿选择的具有现实可行性的瓦斯利用方案只有两个：瓦斯发电，或瓦斯制备 CNG。

表格 24 备选利用方案的障碍分析

方案标识	方案描述	A: 一般性障碍; B: 不可克服障碍
方案 i	扩大现有瓦斯电厂的规模, 以最大程度地利用随着煤矿生产规模的扩大而不断增加的瓦斯抽排量。所产电力除了替代从南方电网的购电外, 其余销售给电网; 可以考虑余热回收来替代锅炉燃煤, 为厂区供热。	A: 扩建瓦斯发电站需投资购置瓦斯发电机组和相关设备, 有可能面临融资障碍。上网发电难会限制瓦斯发电规模的进一步扩大; 随着煤矿能效的逐渐提高, 自用电需求有限; 鉴于贵州当地的气候条件, 煤矿对发电余热回收的需求也相对有限; 这些都会使“以用促抽”缺乏后劲。此外, 国产低浓度瓦斯发电机组效率较低, 并非实现煤矿资源高效转换、利用的最优途径; 随着南方电网启动热电资源强行配置清洁和可再生能源全电网范围调配, 瓦斯发电上网的不确定因素增加。
瓦斯发电		B: 无, 此为现有利用方式的延续。
方案 ii	将抽放的高浓度瓦斯直接输入储气罐, 生产 CNG 或 LNG 产品, 然后通过槽车外运, 提供给下游产业作民用、车用燃料或化工原料; 低浓度瓦斯可考虑其它终端利用 (如发电), 或直接排空。	A: 需要投资建设储气罐, 购置煤源 CNG、LNG 生产设备;
直接生产 LNG 或 CNG		B: 青龙矿抽放的瓦斯绝大部分为低浓度瓦斯, 能达到储气罐安全输入浓度的瓦斯气量很小, 因而购置 CNG、LNG 生产设备将会被严重闲置, 投资无法回收。如大量低浓度瓦斯用于发电, 则本方案与方案 i 并无差别。
方案 iii	对抽放的低浓度瓦斯选用适当方法进行提纯, 生产 LNG, 通过槽车外运, 提供给本省的公交系统用作汽车燃料。不能达到提纯浓度要求的瓦斯可考虑做其它终端利用 (如发电), 或直接排空。	A: 需投资建设储气罐, 购置提纯、液化设备, 部分设备需要从国外引进; 产品价格偏高; 液态气需低温运输、存储, 有发生分层、漏热挥发的风险, 造成气源浪费; 车辆改装费用高; 需与运输公司谈判保证燃气外运, 存在因自然或人为因素导致运输中断的风险; 相关技术标准 (建站、加注) 尚有待完善等。
提纯后生产 LNG		B: 初始投资大、生产成本过高, 融资有困难。
方案 iv	对抽放的低浓度瓦斯选用适当方法进行提纯, 生产 CNG, 通过槽车外运, 提供给本省的公交系统用作汽车燃料。不能达到提纯浓度要求的瓦斯可考虑做其它终端利用 (如发电), 或直接排空。	A: 需投资建设储气罐、加气站、CNG 汽车改装厂, 并购置提纯、加压、净化、脱水装置; 加气站工艺复杂, 建设成本高、占地面积大 (但建站成本无需由煤矿承担); 需高压槽车运输, 有安全隐患, 且单位运输成本较贵; 需与运输公司谈判保证燃气外运, 存在因自然或人为因素导致运输中断的风险; CNG 加气时间较长, 容易因排队等候加气造成拥堵; CNG 市场目前尚未充分培育, 在未来项目产品则有可能面临长输管道 CNG 的竞争, 等。
提纯后生产 CNG		B: 无 (假定采用技术可行的提纯方法)

## 6 发电和电力销售方案

作为国有大中型煤矿，青龙矿的抽放工程比较规范到位，但瓦斯浓度大多在 30%以下，属低浓度瓦斯。青龙矿已有的瓦斯发电项目虽然高、低浓度瓦斯都使用，但矿方认为高浓度瓦斯发电对气源的要求太高，导致发电的稳定性降低，所以考虑将高浓度瓦斯发电的 2 台机组改造成低浓度瓦斯发电。在此基础上，进一步增加低浓度瓦斯发电机组。根据这一思路，本项目实施方（国合中心）2011 年委托煤炭工业合肥设计院专家做了预可行性研究报告，本章中的分析所依据的数据和经济、技术参数均取自该预可研报告。

### 6.1 技术和部署方案

瓦斯发电符合青龙矿所在的毕节地区瓦斯利用的普遍实践。2009 年 9 月毕节地区发改局和煤管局按照国家能源局的要求，委托省煤矿设计院编制上报了《毕节地区规模化利用瓦斯方案》。该方案计划在在毕节地区安装 166 台机组，已安装 20 台 500KW 发电机组；其中，15 台已投入运行，利用的瓦斯浓度为 6-25%。

青龙煤矿现有 3400KW 装机容量的瓦斯发电厂，机组分别为 4 台 500KW、2 台 700KW。2009 年瓦斯抽放量为 1127.5 万 m<sup>3</sup>，瓦斯发电利用 342.7188 万 m<sup>3</sup>，剩余量为 784.79 万 m<sup>3</sup>。2010 年抽放量累计 1622 万 m<sup>3</sup>，瓦斯发电仅利用约 511 万 m<sup>3</sup>，未被利用的 1100 万 m<sup>3</sup> 全部对空排放。

根据下表中描述的气量平衡分析，本方案规划新增 8 台 500KW 的低浓瓦斯发电机组，本期 4 台 500KW 的发电机组，预留 4 台 500KW 发电机组的位置。本期 4 台 500KW 的发电机组，按年运行 5500 小时，消耗瓦斯气 0.384Nm<sup>3</sup>/KWh 计算，可实现年发电 1100 万度，扣除厂用电（据称，青龙矿区用电紧张），可外供 981 万度，减少瓦斯排放 422.4 万 m<sup>3</sup>，对外供热 8893 吉焦，年节约标准煤 3826 吨。

表格 25 气量平衡表

年份	2009	2010	2011	2012	2013
瓦斯抽采总量（万 Nm <sup>3</sup> ）	1127	1600	2000	2600	3000
可安装的总容量（KW）	3350	4756	5945	7728	8917
已有发电机组容量（KW）	3400	3400	3400	3400	3400
还可安装的总容量（KW）		1356	2545	4328	5517
还可同时运行 500KW 的台数		2.7	5.1	8.65	11
可同时运行的 800KW 的台数		1.69	3.18	5.4	6.9
每千瓦时耗标准纯气量 0.384Nm <sup>3</sup> /KWh（效率约为 26%）					

鉴于目前国产 800KW 机组、1000KW 机组远不如 500KW 机组稳定，合肥设计院建议选用胜利油田胜利动力机械有限公司研制的“胜动”低浓度 500KW 瓦斯发电机组，与其配

套的低浓度瓦斯传输系统是专门设计用于安全利用浓度介于 6-30%之间的煤矿瓦斯。瓦斯输送参考中国政府颁布安全标准，既《煤矿低浓度瓦斯管道输送安全保障系统设计规范》(AQ 1076-2009)、《煤矿低浓度瓦斯与细水雾混合安全输送装置技术规范》(AQ 1078-2009)，等。

青龙矿现有 2 台蒸汽锅炉，单台蒸发量 4t/h，压力 1.25MPa。500KW 瓦斯发电机组可利用的余热为烟气余热，每台 500KW 的烟气余热可提供约 0.35t/h，压力为 0.8MPa 的蒸汽。本次扩建设 4 台 0.35t/h、压力为 0.8MPa 的蒸汽余热锅炉，产生的蒸汽送至矿蒸汽系统，供矿生产和生活用。锅炉给水泵选择 2 台，一用一备。

青龙矿区设有 35KV 变电所一座，本期工程 4 台 500KW 的机组，上网有技术保障。

## 6.2 项目财务分析

### 6.2.1 参数输入和假设条件

下表列出了财务概算分析所依据的主要参数，全部来自项目预可行性研究报告。随后的小节将报告分析和预测结果。

表格 26 瓦斯发电方案的财务分析：主要数据及参数

序号	项目	单位	数值
1	发电机台数	台	4
2	单台发电机功率	kW	500
3	年发电利用小时数	H	5500
4	达产年发电量	GW·h	11
5	达产年供热量	104GJ	1.23
6	售电价格(不含增值税)	元/KW·h	0.51
7	售热价格(不含增值税)	元/GJ	40
8	年消耗瓦斯气量(100%)	104m <sup>3</sup> /a	422.4
9	瓦斯气(100%)价格	元/m <sup>3</sup>	0.20
10	厂用电率	%	10.8
11	综合折旧年限	A	10
12	残值率	%	3
13	其他资产摊销年限	A	5
14	修理费率	%	2.5
15	水消耗量	t/h	3
16	水价(不含增值税)	元/t	1.20
17	劳动定员	人	12
18	人均工资	元/人·年	50000
19	材料费	元/MW·h	20
20	其他费用	元/MW·h	15

21	售电销项税税率	%	17
22	售热销项税税率	%	13
23	城市维护建设税税率	%	5
24	教育费附加费率	%	3
25	所得税税率	%	25
26	盈余公积金提存率	%	10
27	建设投资贷款年利率	%	6.80
28	流动资金贷款年利率	%	6.31
29	财务基准收益率	%	7.5
30	经济评价计算年限	a	11

## 6.2.2 预测结果

实施本方案的预期财务表现见下表：

表格 27 瓦斯发电方案财务分析结果汇总表

序号	指标名称	单位	指标
1	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	8.56
2	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	85
3	项目投资回收期（所得税后）	年	7.67
4	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	11.04
5	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	289
6	项目投资回收期（所得税前）	年	6.97
7	项目资本金财务内部收益率（所得税后）	%	10.70
8	总投资收益率	%	6.91
9	项目资本金净利润率	%	12.95
10	生产期内年平均所得税后净利润	万元	72

由上表可知：项目投资财务内部收益率（税后）为 8.56%，大于项目财务基准收益率；项目投资财务净现值大于零；项目投资回收期（税后）为 7.67 年；总投资收益率及项目资本金净利润率分别为 6.91%及 12.95%。这些指标表明，本项目盈利能力不强，但可以被接受。

## 6.2.3 不确定性分析

以上财务评价所依据的数据大部分来自估算，有很大程度的不确定性。为了评估项目的财务可靠性，可以通过分析项目主要不确定因素的变化对项目财务评价指标的影响，考察该因素达到临界值时项目的承受能力。

考虑到本项目供热量甚小，故仅对售电价格、售电量、瓦斯气价格和建设投资诸因素作

敏感性分析。下表归纳了上述变量分别变化 10%和 20%时，对本项目内部收益率的影响。敏感性为瓦斯发电方案的财务风险做了量化评估，对其他运营风险的定性分析见下节。

表格 28 瓦斯发电方案不确定性分析

变化因素	变化幅度 (%)	项目投资所得税后财务内部收益率 (%)	敏感度系数
售电价格	+20	14.13	3.26
	+10	11.41	3.35
	-10	5.53	3.53
	-20	2.31	3.65
售电量	+20	12.88	2.53
	+10	10.75	2.57
	-10	6.27	2.67
	-20	3.86	2.74
购气价格	+20	7.53	-0.60
	+10	8.05	-0.58
	-10	9.06	-0.61
	-20	9.56	-0.59
建设投资	+20	4.98	-2.09
	+10	6.64	-2.23
	-10	10.78	-2.61
	-20	13.47	-2.88

上表显示，本项目抗风险能力不强。这一结论也为盈亏平衡分析所佐证：以项目达产当年的相关数据计算得到盈亏平衡点为 89.43%。以还清建设投资贷款年份（取计算期第 8 年）的相关数据计算得到盈亏平衡点为 70.80%。

## 6.2.4 运营风险分析

下表给出了对本方案实施过程中可预见的运营风险的定性评估，并说明了对高风险因素的应对措施。

表格 29 风险因素与应对措施

风险因素	评估	风险说明/高风险应对措施
<b>市场风险</b>		
发电销售给电网	高	增加自用电量。据称，矿区存在供电紧张局面，发电市场需求量较大。目前青龙煤矿年耗电 2100 万度，现有发电机组加上拟议增加的发电机组已基本满足矿区用电需求。因而，这一缓解措施的作用有

		限。
获得上网电价补贴	中	国家先后已出台了一系列优惠政策来鼓励和扶持瓦斯抽采利用项目,包括上网电价补贴
<b>气源保障风险</b>		
气源不足	低	矿区每年的瓦斯抽排量较稳定,2011年抽放泵站扩建后,抽排量可达2000万m <sup>3</sup>
气源浓度不稳定	高	高负压抽采浓度稳定在25%左右,低负压浓度稳定在8%~11%范围。加强监测,并安装浓度调控设施,将高负压和低负压抽放瓦斯掺混使用
气源成本	低	为了矿井安全生产,无论利用与否均需从井下抽出,故本工程瓦斯气不计价格。
<b>技术</b>		
发电设备可靠性	低	该项目采用的是国内比较成熟的技术,具有先进性、可靠性、适用性,发生重大变化的可能性不大
设备管理维护部到位	低	加强职工培训,专人管理
<b>环境和安全风险</b>		
瓦斯爆炸风险	未知	按设计规范安装三种不同原理的阻火防暴装置:水封阻火器,自动阻爆装置,细水雾输送装置。为了节省成本,没选用最高配置。员工的安全教育和培训水平未知。
污染、噪声风险	低风险	项目建设将严格依遵守国家规定的排放标准。厂址有完备的污水排放系统,周围无居民住户,无敏感噪声源
<b>融资风险</b>		
资金筹措能力	低	本矿为大型国企,有能力自筹资金。本项目不使用国外贷款及进口设备,无汇率风险;项目见效快,还贷时间相对较短,也降低了融资风险。
<b>政策风险</b>		
政策配套不到位	中	利用矿区矿井抽采的瓦斯发电符合国家产业政策的要求,但很多优惠政策执行不到位。

协作风险		
建设协作（如用地纠纷）	低	拟选厂址区域位于煤矿原有厂区内,不涉及到征地、拆迁、移民安置等。拟选厂址区内施工条件便利。
运营协作	低	外部建设条件（交通运输、供水、供电、通讯及建材供应等）不会发生重大变化
售电协作	高	由于电网技术与经济方面的原因,瓦斯发电不能与地方电网达成有效的上网协议。

### 6.3 小结

以上分析结果显示,从盈利能力、偿债能力和财务生存能力角度考虑,是可以接受本项目的,但项目的抗风险能力不强。考虑到本方案实施在上网发电方面尚存在巨大的不确定性,它将极大地限制未来青龙矿瓦斯抽采和利用的规模,我们不看好这一方案。

## 7 煤矿瓦斯提纯生产 CNG

本方案是将瓦斯分离、提纯、回收甲烷后得到天然气,再经压缩制成压缩天然气(CNG),作为车辆燃料外运。它不仅为青龙煤矿探索瓦斯综合利用提供了一条高效、高附加值的新方法;还具有推动高排放的交通运输行业减排的特殊示范效益。

### 7.1 技术和部署方案<sup>15</sup>

本方案是将高负压瓦斯抽放泵采集的瓦斯(甲烷浓度在 25%左右)中的甲烷进行有效的回收、净化、浓缩,然后再将浓缩后的甲烷气压缩制成压缩天然气(CNG)。根据煤层气的分析数据,通过对工艺单元的组合、对比、分析,决定实施变压吸附法,其生产过程如下:先利用专用吸附剂将煤层气中的甲烷进行富集,富集后的甲烷再采用专用吸附剂脱出氧气,脱氧后的富集气再经过净化、浓缩,最后对合格产品气进行压缩,制成压缩天然气(CNG)送 CNG 加气站,通过罐车运输外运,提供给本省的公交系统用作替代燃料。

本方案的生产装置主要分为八部分:瓦斯加压、VPSA 甲烷富集、富集甲烷气体压缩、富集甲烷气体脱氧、VPSA 甲烷浓缩、天然气压缩、CNG 产品储存充装;生产装置所需水、电、汽等公用工程可依托青龙煤矿现有的设施。

生产规模主要是由瓦斯气量来决定的。根据青龙煤矿地面高负压瓦斯采集站的生产统计,在正常生产情况下,瓦斯抽采量为:6000Nm<sup>3</sup>/h,据此设定生产装置的瓦斯处理能力为6000Nm<sup>3</sup>/h。在这一设定条件下,若瓦斯原料气中的甲烷含量:CH<sub>4</sub>≈25%,提浓后的 CNG

<sup>15</sup> 下述技术方案即数据主要由四川省达科特能源科技公司专家提供,技术由该公司开发,已通过工业性试验,并在山西省建设基于该技术的煤矿瓦斯提纯制 CNG 以及 LNG 的项目,预计 CNG 部分 2011 年年底投产。

中 CH<sub>4</sub> 含量将不小于 94%。假设甲烷回收率为 95%，则可生产 CNG 1500 Nm<sup>3</sup>/h。如全年生产时间按 8000 小时计算，年生产能力预计为 1200 万 Nm<sup>3</sup> CNG。

本方案的技术特点是：

1. 瓦斯气含氧浓度高、粉尘含量高给工业生产装置生产过程带来极大的不安全隐患，因为工业生产中容易产生静电，静电集聚易产生火花，从而引起燃烧、爆炸。对此，该方案采用了一种导电性能良好的吸附剂，该吸附剂在运行过程中不产生粉尘，能有效的传导静电和热量，从而有效避免了静电集聚产生火花的可能。
2. 该方案采用专用吸氧吸附剂，该吸附剂只吸附氧气，有效甲烷不损失。将原料气中的氧含量降低到爆炸范围以下，确保甲烷浓缩过程能安全、稳定运行。
3. 针对不同甲烷浓度的瓦斯气，可采用多种不同的气体分离、净化工艺流程进行甲烷回收。
4. 在管道和空塔设备中填加抑爆材料（国家消防认证），从而有效地把可能产生的静电及时移走，最大限度避免了火花的产生，保障了安全运行。
5. 采用特种吸附剂，使甲烷与氮气的分离系数提高到 3.3 以上，这样通过吸附分离可以把甲烷浓度提高到 90% 以上，甲烷的回收率大大提高。
6. 采用变压吸附工艺回收煤层气甲烷，项目投资少、装置运行费用低、压缩天然气产品纯度高、生产操作简单灵活、环境污染小、原料气源适应范围宽。
7. 综上所述：从原料气状况、压缩天然气生产的安全性，产品质量稳定性和综合效益等角度考虑，建议采用制备 CNG 方案。该方案所得到的压缩天然气（CNG）产品质量好，装置操作稳定、易调控系统生产负荷。

## 7.2 财务分析

### 7.2.1 参数和假设条件

下表列出了财务指标计算所依据的主要参数，全部来自项目预可行性研究报告。

表格 30 瓦斯制 CNG 方案的财务分析：主要数据及参数

序号	项目	单位	数值
1	年均销售、经营总成本	万元	1539
2	瓦斯处理能力	Nm <sup>3</sup> /h	6000
3	CNG 产品销售量	万 Nm <sup>3</sup> 年	1200
4	产品销售价格	元/Nm <sup>3</sup>	2.5
5	建设期	月	12
6	生产期	年	10
7	工程固定资产投资估概算值	万元	3731.76
8	建设投资贷款	万元	2612.23
9	建设投资贷款年利率	%	7
10	企业自有资金	万元	1119.53

11	流动资金贷款年利率	%	7
12	行业基准收益率	%	12
13	经济评价计算年限	年	10
14	产品增值税率	%	13
15	城市建设维护税与增值税之比	%	5
16	教育附加与增值税之比	%	3
17	所得税税率	%	25
18	劳动定员	人	67
19	人均工资	元/人·年	50000

## 7.2.2 预测结果

实施本方案的预期财务表现见下表：

表格 31 财务评价主要指标

序号	项目	数量
1	工程建设投资(万元)	3731.76
1.1	其中：人民币（万元）	3731.76
1.2	外币（美元）	0.00
	折人民币（万元）	0.00
2	建设期利息（万元）	89.24
3	流动资金（万元）	300.00
4	工程总投资额（万元）	4031.76
5	建设期（年）	1.00
6	总生产期（年）	10.00
7	年销售收入（万元，年平均）	3000.00
8	年销售总成本（万元，年平均）	2102.47
9	年经营成本（万元，年平均）	1538.99
10	年税后利润（万元，年平均）	894.78
11	年所纳税金（万元，年平均）	566.23
12	年所得税金（万元，年平均）	298.26
13	年利税总额（万元，年平均）	1461.01
14	投资收益率（%，年平均）	33.36
15	全投资所得税后	
15.1	投资回收期（年，静态）	5.42
15.2	财务内部收益率（%）	19.15
15.3	财务净现值（ic=12.0%,万元）	1100
16	全投资所得税前：	
16.1	投资回收期（年，静态）	4.38
16.2	财务内部收益率（%）	27.75
16.3	财务净现值（ic=12.0%,万元）	2577

17	自有资金	
17.1	投资回收期（年，静态）	5.62
17.2	财务内部收益率（%）	35
17.3	财务净现值（ic=12.0%,万元）	1802

上表显示：

（1）该项目建成投产后，年平均销售收入达 3000.00 万元，年平均利税总额 1461.01 万元，年均税后利润 894.78 万元（所得税后）。

（2）行业基准收益率 ic=12.0%时，全投资所得税前及所得税后财务内部收益率为 27.75% 和 19.15%，静态投资回收期 4.38 年和 5.42 年（含建设期 1 年），财务净现值分别为 2577 万元和 1100 万元。

从以上各财务指标分析结果可知该项目经济效益较好，项目从经济角度上看基本可行。

### 7.2.3 不确定性分析

下表显示售气价格、售气量、购气价格、建设投资四个单因素的变化对所得税后全投资财务内部收益率（FIRR）的影响。

表格 32 瓦斯制 CNG 方案财务不确定性分析

变化因素	内部收益率 (%)	内部收益率变化率 (%)	净现值 (万元)	净现值变化率 (%)
正常情形	19.15		1100	
售气价格变化+20%	30.90	61.36%	3075	179.55%
售气价格变化-20%	5.73	-70.08%	-875	-179.55%
售气量变化+20%	29.99	56.61%	2917	165.18%
售气量变化-20%	6.92	-63.86%	-717	-165.18%
购气价格变化+20%	18.16	-5.17%	942	-14.36%
购气价格变化-20%	20.13	5.12%	1258	14.36%
建设投资变化+20%	13.69	-28.51%	298	-72.91%
建设投资变化-20%	26.68	39.32%	1901	72.82%

由不确定性分析显示，产品销售收入最为敏感。当影响产品销售收入的因素售气价格减少 20%时，FIRR 由 19.15%下降为 5.73%；增加 5%时，FIRR 由 19.15%上升为 30.90%；当影响产品销售收入的售气量减少 20%时，FIRR 由 19.15%下降为 6.92%；增加 20%时，FIRR 由 19.15%上升为 29.99%。因此，企业应该在注意增加销售收入的同时，控制生产成本。总之，本方案的财务风险可控，对方案实施应不会构成重大威胁。

## 7.2.4 风险因素与应对措施

前文对天然气市场、CNG 和燃油消费价格对比以及天然气的市场领域的分析，我们认为天然气汽车比汽油、柴油车、LPG 车更经济，与电动车等其它替代能源车相比，其成本优势更明显，使用更方便。但 CNG 在城市汽车领域的发展前景也面临诸多潜在风险；。

表格 33 瓦斯制 CNG 方案运营风险因素与应对措施

风险因素	评估等级	风险说明/高风险应对措施
<b>市场风险</b>		
替代燃料竞争	低	CNG 比其他车用燃料更方便、清洁、安全
加气站建设	不确定	
机车改装	不确定	
通过罐车外运 CNG 不畅	低	厂址交通便捷
<b>气源保障风险</b>		
气源不足	低	矿区每年的瓦斯抽排量较稳定，2011 年抽放泵站扩建后，抽排量可达 2000 万 m <sup>3</sup> 以上。
气源浓度不稳定	高	虽然本项目的提纯装置可针对不同甲烷浓度的瓦斯气，采用多种不同的气体分离、净化工艺流程进行甲烷回收，但项目的假设是使用浓度在 25% 以上的气体。
气源成本	低	为了矿井安全生产，无论利用与否均需从井下抽出，故本工程瓦斯气不计价格。
<b>技术风险</b>		
提纯设备和工艺的可靠性	中	可培训本矿技术人员来监控制气流程、保养设备
CNG 产品甲烷浓度不稳定性	中	把设备结合在抽采、收集和储存系统中，以调节燃气质量
<b>环境和安全风险</b>		
“三废”排放	低	提纯装置正常生产时不产生污染气源；产生的冷凝液均导入污水处理系统，不对外排放；更换的吸附剂及催化剂返回供货厂家回收利用。
噪声危害	低	最大的噪声源是 CNG 压缩机。可采取特殊措施，将噪声水平控制在低于环保标准。

安全隐患（有害物质、电气危害等）	低	安全隐患只有甲烷和高、低压电机。对生产中显见的和潜在的危害因素将采取必要的防范措施，按照有关规范、规定、标准，纳入总体设计
<b>融资风险</b>		
建设期贷款风险	未知	煤矿企业缺乏自筹资金建设项目的信心和能力。
运营期贷款风险	未知	运营所需流动资金有缺口，需要贷款解决
<b>政策风险</b>		
政策变化风险	低	本项目符合国家有关政策，如循环经济、能源梯级利用、清洁生产、自动化连续等环保措施、节能减排措施。
<b>协作风险</b>		
生产服务协作	低	
	未知	需要与运输企业谈判解决槽车外运安排。
	未知	需要与城市公交公司谈判解决加气站建设和车辆改装等问题。

### 7.3 小结

以上分析结果显示，本方案经济效益和抗财务风险能力良好，且不存在不可控的运营风险，但实施本方案面临一定程度的协作风险（主要有与运输企业谈判解决槽车外运安排，和与城市公交公司谈判解决加气站建设和车辆改装等问题）。综合权衡风险和收益，我们认为本方案比瓦斯发电方案前景更好，故推荐矿方认真考虑这一备选方案。

## 8 终端利用方案选择的比较

### 8.1 财务效益比较

#### 8.1.1 投资比较

项目投资方案比较评估的内容应包括两个方面：项目单个技术方案或建设投资方案的技术经济分析与评估，和项目总体建设投资方案的综合技术经济分析论证与评估。前者已在 5.1.3 和 5.2.3 节分别作了介绍；这里，我们采用简化的“成本-效益分析”方法，将前述两个方案的总体投资效益的财务指标做一对比，以考察各方案从建设到营运期间（服务年限）

关键的成本和收益项变化对项目整体财务效益的影响（见下表）。

表格 34 瓦斯发电和制气方案的投资效益的财务指标对比

指标名称	单位	发电方案	CNG 方案
服务年限	年	10	10
固定资产投资概算	万元	1825	3731.76
流动资金	万元	26	300
项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	8.56	19.15
项目投资财务净现值（所得税后）	万元	85	1100
项目投资回收期（所得税后）	年	7.67	5.42
项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	11.04	27.75
项目投资财务净现值（所得税前）	万元	289	2577
项目投资回收期（所得税前）	年	6.97	4.38
项目资本金财务内部收益率（所得税后）	%	10.70	35
生产期内年平均所得税后净利润	万元	72	894.78

上表显示，两个方案的投资财务净现值均远大于零，说明这两个方案都有盈利潜力，但 CNG 方案的综合经济表现远优于发电方案，如具有更高的盈利水平（见投资财务净现值、高总投资收益率对比），具有更强的融资能力（投资财务内部收益率高），其投资回收期也较短。但另一方面，它所需固定和流动资本规模也远大于发电方案。

### 8.1.2 财务不确定性比较

通过敏感性分析比较分析，我们来考察上述两个备选方案的财务抗风险能力。我们关心的是，相对可比的关键运营参数在合理范围内变化时，对备选方案的总体经济表现的持续稳定性的影响有何差别，上述比较财务分析所得的结论是否依然成立。就是说，如果运营环境发生变化，备选投资方案的相对投资吸引力会发生什么变化。

这里，我们重点考察影响瓦斯发电和制气方案内部收益率的下列共同因素：

- 销售价格（售电价格，售气价格）
- 销售量（上网售电量，CNG 销售量）
- 供气价格
- 建设投资

假定上述参数在-20% ~ +20%范围内变动，两套实施方案的内部收益率的变动在下表中给出。

表格 35 备选方案财务敏感性比较分析

变化幅度	发电方案		制气方案	
	变化因素(发电)	投资所得税后财务内部收益率(%)	变化因素(CNG)	
+20	售电价格	14.13	30.90	售气价格
+10		11.41	25.15	
-10		5.53	12.76	
-20		2.31	5.73	
+20	售电量	12.88	29.99	售气量
+10		10.75	24.68	
-10		6.27	13.29	
-20		3.86	6.92	
+20	购气价格	7.53	18.16	购气价格
+10		8.05	18.66	
-10		9.06	19.64	
-20		9.56	20.13	
+20	建设投资	4.98	13.69	建设投资
+10		6.64	16.23	
-10		10.78	22.58	
-20		13.47	26.68	

### 8.1.3 运营风险比较

表格 36 备选方案风险因素总数和评级

发电方案	制气方案
<b>市场风险</b>	
高风险(1), 中风险(1)	低风险(2), 不确定(2)
<b>气源保障风险</b>	
低风险(2), 高风险(1)	高风险(1), 低风险(2)
<b>技术风险</b>	
低风险(2)	中风险(2)
<b>环境与安全风险</b>	
低风险(1), 未知(1)	低风险(3)
<b>融资风险</b>	
低风险(1)	未知风险(2)
<b>政策风险</b>	
中风险(1)	低风险(1)
<b>协作风险</b>	
低风险(3)	低风险(1), 未知风险(2)

## 8.1.4 减排效益比较

因数据所限，我们无法对瓦斯发电和制气方案的综合环境效益做精确的比较分析。这里根据只对这两个利用方案的温室气体减排潜力做最粗略的估算，以此作为比较其减排效益的参考。我们在这里只考虑项目生产环节所消耗的瓦斯量，假定在基准线情景中这些瓦斯将被完全排空。我们不考虑项目实施本身的能耗、项目产品（电力和 CNG）所实现的燃料替代等因素。

- ◇ 瓦斯发电方案：本期 4 台 500KW 的发电机组，按年运行 5500 小时，消耗瓦斯气  $0.384\text{Nm}^3/\text{KWh}$  计算，可实现年发电 1100 万度，扣除厂用电，可外供 981 万度，减少瓦斯排放 422.4 万  $\text{m}^3$ ，对外供热 8893 GJ，年节约标准煤 3826 吨，折合 65714 吨  $\text{CO}_2$  减排量。
- ◇ 瓦斯制 CNG 方案：装置生产能力为  $6000\text{Nm}^3/\text{h}$  煤层气处理能力，生产 CNG 产量为  $1500\text{Nm}^3/\text{h}$ （折合成标准气态）。如全年生产时间按 8000 小时，则本项目年生产能力为 1200 万  $\text{Nm}^3$  CNG（折合 17.136 万吨  $\text{CO}_2$  当量）。

## 8.1.5 社会经济效益比较

综上所述，无论是瓦斯发电还是瓦斯制气，都符合发展循环经济、能源节约和梯级利用、清洁生产等国策，都能通过“以用促抽”、“以抽促采”促进煤矿安全生产和煤炭资源的综合利用，其社会经济效益不言而喻。但从通过能源替代增进国家能源安全、通过延产业链以增加煤炭工业附加值、跨地区和行业示范和带动社会节能减排、促进当地就业等方面考察，瓦斯制气方案似乎更具发展潜力，其社会经济效益更为显著。

## 8.2 结语

青龙煤矿是一个稳定的生产煤矿，预计在 2014 年达到设计生产能力 120 万 t/a。目前，煤矿的瓦斯利用发电后每年仍然剩余 1100 万立方，预计 2014 年的富余量将达到 1700 万立方。由于发电上网售电的困难，瓦斯发电很难消耗掉所有或者大部分的富余瓦斯。通过这个预可研研究，我们发现瓦斯制 CNG 比起瓦斯发电而言具有更好的财务表现。瓦斯制 CNG 有潜力能充分利用富余瓦斯。我们鼓励投资者和青龙煤矿一起共同开展一个全面的可行性研究，并将这个项目付诸实践。

综合上述对比分析，我们还有如下初步结论：

1. 对青龙煤矿而言，上述两个备选方案都促进煤矿安全生产、提高煤炭资源的综合利用效率、保护大气环境，而且都技术可行、气源保障充分。从经济、技术等项目微观层面上看，两个方案各有短长：发电方案具有投资小、见效快、投资回收期短、矿方对技术认知程度高等优势；而瓦斯制气方案虽然初始投资额大、融资成本高、投资回收期长，但长期的收入前景和和投资回报却高于发电方案。在中观和宏观层面上，制气方案的综合经济和环境减排效益优于发电方案，其发展前景也更为广阔。

2. 瓦斯制气方案实施面临的重大运营风险是与运输企业谈判解决槽车外运安排和与城市公交公司协商解决加气站建设和车辆改装等问题，以及项目建设的融资风险；瓦斯发电方案实施的重大运营风险是与电网公司谈判解决上网发电安排。
3. 虽然瓦斯发电属于轻车熟路，但由于能源转换效率低，并非是瓦斯资源利用的最佳途径。瓦斯制气对青龙矿来说是技术创新，其市场前景也更为宽广；但因其涉及的工艺技术和交易流程复杂，气学习成本和预期的管理、交易成本均高于发电方案。
4. 瓦斯抽采、利用的首要目的促进煤矿生产安全。由于在贫油、贫气的贵州煤基天然气市场容量巨大，而瓦斯发电上网发电困难、自用电需求有限，我们有理由相信瓦斯制气方案“以用促抽”的潜力大于瓦斯发电方案。
5. 对青龙煤矿来说，两家设计单位提供的瓦斯利用方案有可能互补而非互斥。这是因为，发电和提纯制气所适用的瓦斯浓度并不重叠：提纯制气方案主要利用高负压抽放的浓度在 25% 以上的抽放瓦斯，低浓度瓦斯继续用于发电利用；而发电方案的浓度要求涵盖性似乎更大，可将高负压和低负压抽放的瓦斯掺混使用。因而，如果资金充裕，未来可以考虑发电和制气并联方案，将不同浓度的瓦斯资源在两种利用途径中做优化配置。优化并联方案的一个潜在优势是，瓦斯发电厂可以为瓦斯制气厂供电，部分缓解发电上网的压力；其潜在风险是会增加内部协作成本（既协调瓦斯发电厂和瓦斯制气长的需求和关系）。
6. CNG 汽车与汽油、柴油和 LPG 汽车相比，无论从环保性、经济性还是安全性来讲，都具有无可替代的优越性，从技术成熟度来讲也比 LNG 汽车可行。但 LNG 储存优势相当明显，车辆加气较 CNG 快捷，未来有可能形成瓦斯制 CNG 方案的竞争。结合我省天然气利用规划（“川气入黔”、“缅气入黔”），贵州发展天然气汽车产业的发展趋势有可能是：发展初期采用 CNG—汽油双燃料汽车改装技术以启动天然气汽车市场，逐步建设加气站体系，改装车型以汽油公交车和出租车为主。发展中期，以直接引进 CNG 单一天然气汽车为主。远期，随着 LNG 气源的引进和 LNG 技术成熟，实现 CNG 汽车和 LNG 汽车共同发展。青龙煤矿开发瓦斯制备 CNG 项目需关注和把握贵州公交运输系统“油改气”市场发展的中、长期趋势，方能在日趋激烈的汽车燃料市场竞争中利于不败之地。