

“气化山西+煤层气”构筑独享优势 买入 首次

投资要点:

- 公司充分享受“气化山西”所带来的行业需求增长
- 位居山西，省内煤层气气源优势明显
- 延伸产业链，车用天然气前景看好

报告摘要:

- **山西天然气入驻，公司实现业务成功转型。**定向增发完成后，国新能源持有公司 34.04%的股权，成为公司控股股东，实际控制人为山西省国资委。公司主营业务变更为天然气管网的建设和运营，盈利和运营模式主要是天然气利用领域的中游长输管网和下游燃气分销环节。
- **公司充分享受“气化山西”所带来的行业需求增长。**随着全国环保政策力度的不断加码，天然气作为一次能源消费占比在山西省内也将随之提升。公司作为省内天然气专营权所有者可以直接享受天然气需求量增加带来的业绩增长。
- **位居山西，省内煤层气气源优势明显。**沁水盆地是国内最大的煤层气储藏区域，近年来已成功实现商业开发。煤层气新井投资和老井进入“丰产期”带来的产量上升，相对西气东输线和陕京线更低的气源成本，对盈利能力提升和客户用量提升上都具有积极作用。
- **延伸产业链，车用天然气前景看好。**车用燃油排放标准的提升，未来将进一步强化天然气汽车的经济优势。公司具备省内煤层气气源的天然经济优势，天然气液化工厂及加气站的布局和建立，有利于延伸下游产业链环节，提升整体盈利能力。
- **给予“买入”评级。**预计 2014-16 年 EPS 为 0.74 元、1.00 元和 1.30 元，对应目前的市盈率分别为 25 倍、19 倍和 14 倍，考虑到公司目前已进入到业绩加速增长阶段，天然气总量销售增加及毛利率提升两方面同时带来的公司业绩提升，给予“买入”评级。

石化行业研究组

分析师:

刘喆(S1180511060001)

电话: 010-88085267

Email: liuzhe@hysec.com

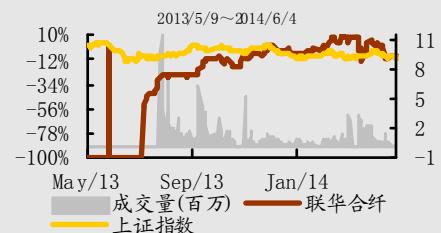
环保行业研究组

肖喆(S1180513070001)

电话: 010-88085269

Email: xiaozhe@hysec.com

市场表现



相关研究

中俄东线合同签署行业长期利好

2014/5/22

油气并购：他山之石

2014/3/23

关于“中石化部分业务放开”解读

2014/2/21

PM2.5 行业会议：大气十条

2013/12/23

PM2.5 行业会议：油品非祸首，需升级

2013/12/22

PM2.5 行业会议：机动车影响有限

2013/12/18

PM2.5 行业会议：车用尿素是抓手

2013/12/18

PM2.5 行业会议：来自北美的经验

2013/12/18

主要经营指标	2012	2013	2014E	2015E	2016E
主营业务收入	0.00	4393.41	6024.94	7832.42	10025.50
同比增长率	-100.00%	#DIV/0!	37.14%	30.00%	28.00%
净利润	-9.22	307.85	438.22	591.37	772.70
同比增长率	-155.85%	3438.09%	42.35%	34.95%	30.66%
每股收益(元)	-0.02	0.52	0.74	1.00	1.30

目录

一、山西天然气入驻，公司实现业务转型.....	4
(一) 山西天然气“借壳”上市	4
(二) 主营业务变更为天然气管道运输	4
(三) 承诺业绩，强化投资者信心	5
(四) 投资逻辑清晰	5
二、“气化山西”始起步	6
(一) 山西省内天然气需求增长前景巨大	6
1、环境压力增大，倒逼政府能源清洁政策不断加码	6
2、一次能源消费结构中天然气增长空间较大	7
3、城市燃气和交通运输用气构成未来增长“主力军”	7
(二) 专营权保证公司尽享未来能源替代增长	10
1、山西省内天然气管网“五横三纵”架构基本完成	10
2、省内天然气专营权构筑利润增长基础	11
三、位居山西，省内煤层气气源优势明显.....	12
(一) 煤层气可做为天然气气源的有效补充	12
(二) 地质条件决定山西省煤层气开发可实现大规模商业开发	12
1、煤层气经济开发性由多方面因素	13
2、沁水盆地南部晋城煤层气商业开发具备基础条件	14
(三) 煤层气开发特点决定其适合管道集输	15
1、资源储量大，规划产能高	15
2、稳定产气周期长	15
(四) 煤层气应用在山西省内应用具备经济优势	16
四、天然气汽车推广前景看好.....	17
(一) 天然气价格调整后，天然气汽车经济优势依然存在	17
1、CNG 汽车经济优势明显	17
2、LNG 汽车仍然存在一定经济优势	18
(二) 环保标准提升，天然气汽车经济性提升	19
(三) 天然气价格上涨背景下，低价煤层气源保障产业链利润	20
五、投资建议	21
(一) 投资建议	21
(二) 主要风险	22
附录 1：山西省“十二五”中“气化山西”部分内容.....	24
附录 2：《山西省 2013-2020 年大气污染治理措施》	25
附录 3：《山西省大气污染防治 2014 年行动计划》	30

插图

图 1: 公司股权结构示意图	4
图 2: 公司主营业务收入构成	5
图 3: 公司主营业务利润构成	5
图 4: 2011 年山西省辖城市环境污染物符合比例	7
图 5: 2015 年全国重点区域 PM2.5 防治工作目标	7
图 6: 2012 年全国天然气一次能源消费占比	7
图 7: 山西省近年天然气消费量 (亿立方米)	7
图 8: 2012 年我国天然气消费结构示意图	8
图 9: 山西省天然气管网规划图 (2015 年)	11
图 10: 模拟澳大利亚煤层气田生命周期产量变化	16
图 11: 注入二氧化碳前后煤层气产量变化	16
图 12: 煤炭及天然气单位热量价格比较 (元/大卡)	17
图 13: 山西省内天然气价格 (元/方)	17
图 14: CNG 价格对应成本回收期限	18
图 15: 12 个月收回成本对应汽油与 CNG 价格	18
图 16: LNG 价格对应成本回收期限	19
图 17: 12 个月收回成本对应柴油与 LNG 价格	19
图 18: CNG 出租车对应成本回收期限	20
图 19: LNG 重卡对应成本回收期限	20
图 20: 气源价格上调前主要地区产业链盈利空间	20
图 21: 气源价格上调后主要地区产业链盈利空间	20
图 22: 煤层气气源 LNG 产业链模拟盈利水平	21

表格

表 1: 近年我国城市燃气供应情况	8
表 2: 山西省城市燃气消费量预测	8
表 3: 天然气汽车消费量预测	9
表 4: 山西省内五横主线基本情况	10
表 5: 公司长输灌输费率历史情况 (元/立方米)	12
表 6: 煤层气开发主要影响因素	13

一、山西天然气入驻，公司实现业务转型

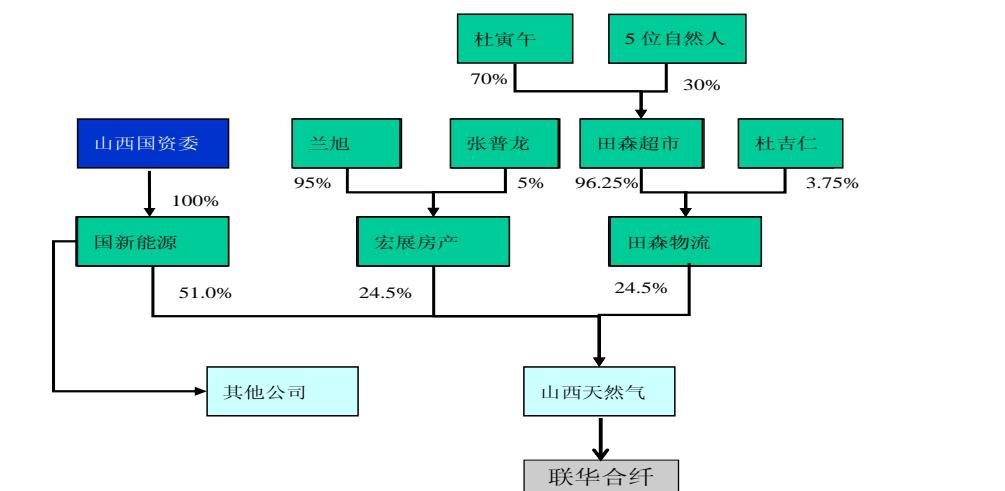
(一) 山西天然气“借壳”上市

联合化纤(600617)原有主营业务为生产销售聚酯切片、合成纤维及深加工产品；近两年来，受经济下滑、市场竞争激烈等不利因素的影响，公司盈利能力大幅下降。

2013年7月，公司发布公告，以8.89元/股的价格向国新能源、宏展房产、田森物流发行共约39583.81万股购买山西天然气100%股权，同时非公开发行不超过3000万股募集资金总额不超过5.51亿元配套资金，用于“怀仁-原平输气管道工程项目”等4个项目的后续建设。

定向增发完成后，公司主营业务发生重大变更。国新能源持有公司34.04%的股权，成为公司控股股东，实际控制人为山西省国资委。公司主营业务变更为天然气管网的建设和运营，盈利和运营模式主要是天然气利用领域的中游长输管网和下游燃气分销环节。

图1：公司股权结构示意图



资料来源：公司公告、宏源证券

(二) 主营业务变更为天然气管道运输

山西天然气有限公司是隶属于省国新能源集团公司、经山西省人民政府批准设立、授权经营山西省范围内国家天然气资源项目的国有专业化公司。公司以国家级天然气资源为依托，从事省内天然气资源项目的开发和利用，负责全省长输管网的规划建设及经营管理，承担着全省各市和省级天然气干线沿途县（市、区）的天然气供给任务。

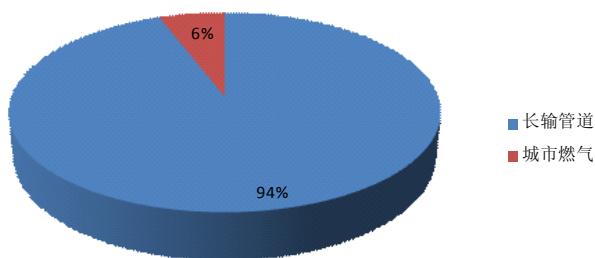
公司目前盈利和运营模式主要是天然气利用领域的中游长输管网和下游燃气分销环节。

- **中游-长输管网：**从上游天然气开发商处以照付不议的方式购入天然气，通过公司建设和经营的省级长输管线将燃气送至各市、县、区或大型直供用户后，销售给城市燃气运营商或直供大型工业用户，盈利主要来自于上述购销差价。
- **下游-城市燃气分销：**通过政府授予特许经营权，从中游供应商（山西天然气）

购入天然气，通过城市管网将天然气输送至终端用户（居民、公福、工商业和CNG 用户等），盈利主要来自于购销差价和初装费。

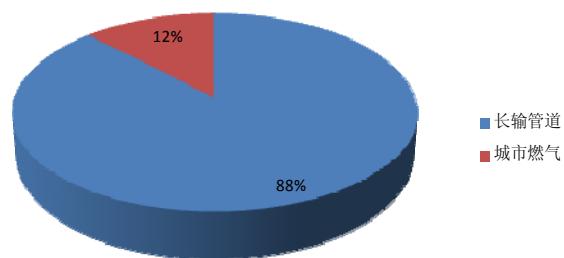
来自长输管网的长输管道费用目前是公司的收入的主要构成部分和主要盈利来源，2012 年公司营业收入中约 94%的部分来自于长输管道灌输费的贡献，营业利润中约 88%的部分由长输管道管输费构成。

图 2：公司主营业务收入构成



资料来源：公司公告，宏源证券

图 3：公司主营业务利润构成



资料来源：公司公告，宏源证券

公司现已建成北起大同、南至运城、贯通全省南北、沟通国家级气源的省级天然气管网 3000 余公里，管输能力超过年 200 亿立方米，实现了国家级气源在省内的联通，全省的天然气管网架构基本成型，为全省最终形成“五横三纵”的天然气管网布局奠定了基础。市场覆盖全省 11 市 97 县（市、区）1200 万人口、1500 个供气村镇，为 400 家工业用户、近 8000 家商业公福供气，累计向下游供气近 100 亿立方米，不仅满足了全省城镇及工业用户的用气需求，而且推动了玻璃制品、镁合金、陶瓷、钢铁、碳素、催化剂、铝型材、食品包装、塑料、装备制造、轮胎、电缆、医药、耐火材料、沸石、煤化工、石油压裂支撑剂、化肥、铸造等全省产业集群的发展。

按照“十二五”发展规划，到 2015 年，全省燃气管网将覆盖全省 107 县（市、区），实现气源多元互补，管网纵横贯通，科学有效管理，全面加快实施的目标，省级天然气干线沿线主要城市将形成纵横交错的天然气环形管网架构。

（三）承诺业绩，强化投资者信心

山西天然气大股东承诺，2013-2015 年累计扣除非经常性损益后净利润不低于 3.0 亿元、7.1 亿元和 12.85 亿元（对应每股收益分别为 0.51 元、1.20 元和 2.17 元）。

当盈利低于此前承诺业绩时，将根据约定方式计算出的回购数额，以 1 元/股的价格向国新能源、宏展房产及田森物流进行股份回购并予以注销。大股东对于公司未来业绩的承诺进一步加强了投资者信息。

盈利承诺期内每年实际股份回购数计算公式：实际股份回购数=（截至当期期末累计承诺净利润数-截至当期期末累计实际净利润数）×认购股份数/承诺净利润总和-已补偿的股份数。

（四）投资逻辑清晰

公司目前已进入到业绩加速增长阶段，天然气总量销售增加及毛利率提升两方面同时

带来公司业绩的提升。

- 天然气在山西省内推广带动需求总量的提升，公司作为山西省内天然气专营权所有者可以直接享受天然气用量增加带来的效益；
- 煤层气新井投资和老井进入“丰产期”带来的产量上升，相对西气东输线和陕京线更低的气源成本，对盈利能力提升和客户用量提升上都具有积极作用；
- 天然气液化工厂及加气站的布局和建立，有利于公司延伸下游产业链环节，提升整体盈利能力。

我们认为公司已进入到业绩加速增长阶段，预计公司 2014-2016 年 EPS 为 0.74 元、1.00 元和 1.30 元，对应目前的市盈率分别为 25 倍、19 倍和 14 倍，给予“买入”评级。

二、“气化山西”始起步

山西省作为传统煤炭开采大省，煤炭一直是省内主要能源来源。随着环境污染问题，特别是 PM2.5 问题越来越受到政府和公众的重视。以天然气替代燃煤作为主要能源燃料，已成为山西省未来发展规划中的重要构成部分之一。

统计数据显示，2010-2012 年山西天然气披露的用气量分别为 11 亿方、16.5 亿方和 26 亿方（其中天然气消费量为 22.66 亿方），近年来年均复合增长率超过 40%。根据我们的测算，远期山西省天然气年均需求量将达到 200 亿方以上。天然气在省内能源替代的工作仍处于起步阶段，未来增长空间巨大。公司享有山西省政府赋予的省内天然气项目专营权以及山西省天然气项目的对外专营权。随着省内天然气需求量的大幅增长，业绩也将实现快速提升。

（一）山西省内天然气需求增长前景巨大

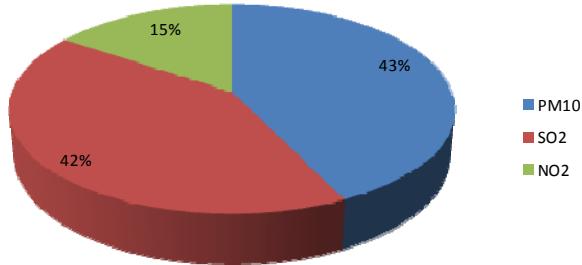
1、环境压力增大，倒逼政府能源清洁政策不断加码

近年来随着 PM2.5 问题的不断加重，政府和公众对于环境污染问题也愈发关注和重视，相关政策力度不断加码。

2013 年国务院出台了《大气污染防治行动计划》，国家在防治大气污染方面采取了严格甚至严厉的倒逼机制，明确规定了具体目标：到 2017 年，全国地级及以上城市可吸入颗粒物浓度比 2012 年下降 10% 以上，优良天数逐年提高；京津冀、长三角、珠三角等区域细颗粒物浓度分别下降 25%、20%、15% 左右，其中北京市细颗粒物年均浓度控制在 60 微克/立方米左右。在接下来的十项具体措施中，明确提出了控制煤炭消费总量的目标，到 2017 年，煤炭占能源消费总量比重降低到 65% 以下。京津冀、长三角、珠三角等区域力争实现煤炭消费总量负增长。

山西省在《2013-2020 年大气污染防治措施》中提到：到 2015 年，11 个设区的城市空气中细颗粒物（PM2.5）和可吸入颗粒物（PM10）的年均浓度平均比 2010 年分别下降 4% 和 10% 以上，SO₂ 和 NO₂ 保持稳定达到二级标准；到 2020 年，11 个设区的城市空气中细颗粒物（PM2.5）和可吸入颗粒物（PM10）的年均浓度平均比 2010 年分别下降 12% 和 20% 以上，SO₂ 和 NO₂ 继续保持稳定达到二级标准。

图 4: 2011 年山西省辖城市环境污染物符合比例



资料来源：宏源证券

图 5：2015 年全国重点区域 PM2.5 防治工作目标



资料来源：宏源证券

统计数据显示，与煤炭相比，每一立方米天然气的使用将减少排放二氧化碳 1.349m3，一氧化碳 0.13156m3，二氧化硫 0.0102m3，炭渣 0.4467kg，飞灰 0.2978kg；后三项是造成污染的主要来源。以天然气为主的清洁能源对传统煤炭燃料进行替代，无疑是解决目前空气污染问题的最直接和最有效的方式。

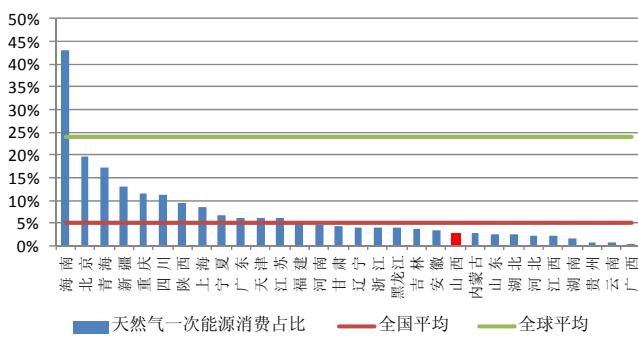
2、一次能源消费结构中天然气增长空间较大

2012年，山西省GDP总值为1.21万亿元，能源消费总量1.93亿吨标准煤，其中天然气消费量占比约为2.9%，低于全国平均水平的5.2%，更远低于全球平均水平的23.8%。

作为传统的煤炭消费大省，山西省能源消费结构以煤炭和火电为主，在一次能源消费结构中，原煤消费量占比超过90%。煤炭大量消费已对空气污染构成明显压力，天然气、太阳能、风能、生物质能是实现绿色低碳发展的重要清洁替代能源。在全国能源发展“十二五”规划中提到2015年天然气占一次能源消费总比重目标提高至7.5%。

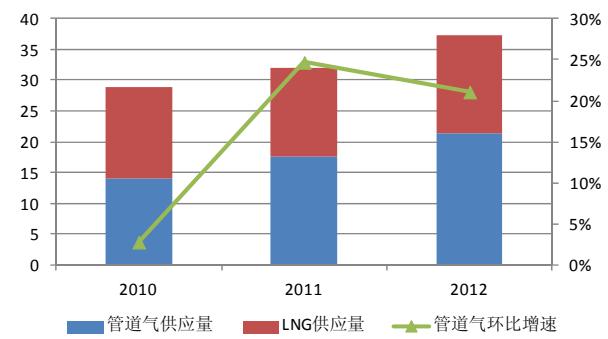
我们在不考虑经济增长带来能源消费总量绝对数额增长的情况下，以 2012 年能源消费总量估算，天然气一次能源消费占比 5.2%、7.5%、23.8% 对应消费量分别为 66 亿方、95 亿方和 300 亿方（包括 LNG 消费数量）。即使考虑到山西省自身产业结构的特征，未来增长空间依然十分巨大。

图 6：2012 年全国天然气一次能源消费占比



资料来源：宏源证券

图 7: 山西省近年天然气消费量(亿立方米)



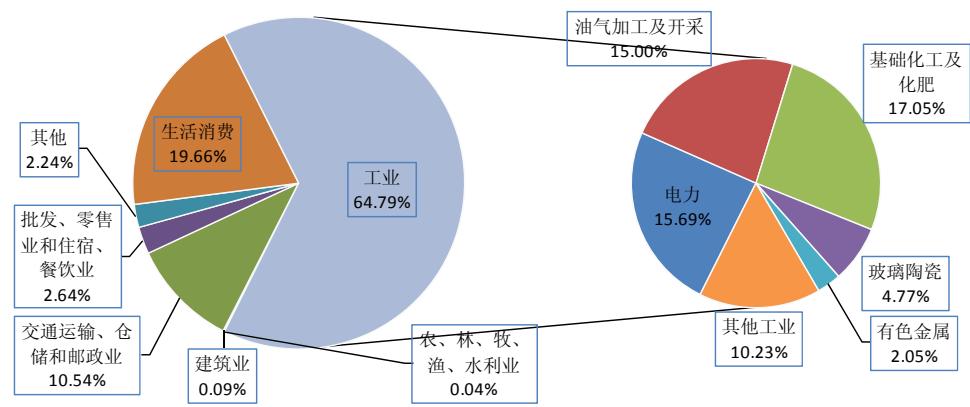
资料来源：宏源证券

3、城市燃气和交通运输用气构成未来增长“主力军”

2012年我国天然气下游需求中工业占比约为65%，其次为生活消费、交通运输、仓储和邮政业。天然气工业消费中主要需求来自于基础化工和化肥、电力、油气加工及开采

等行业。受制于天然气价格上涨、能源需求侧管理等多方面因素的影响，未来国内主要需求增长将来自于工业园区改造、区域供暖、电力、交通运输，以及陶瓷玻璃行业的能源替代；基础化工和化肥行业在国家产业政策调整和天然气价格上升两方面的压力下，未来占比和绝对数额都将有所下降。

图 8：2012 年我国天然气消费结构示意图



资料来源：宏源证券

山西省作为煤炭出产大省，基于其自身能源结构特征，我们认为未来居民燃气和交通运输有望成为省内天然气需求增长的主要构成部分，园区改造、天然气发电等工业天然气需求也是重点鼓励方向之一。根据我们的测算，保守估计山西省内天然气远景需求量在 200 亿方以上。

- **城市燃气行业：**城市居民燃气消费是政府重点支持和首先保障的用气方向，随着城镇化过程的加速和城市天然气渗透率的提高，预计居民用气量未来可达到 80 亿方以上。

表 1：近年我国城市燃气供应情况

时间	天然气			人工煤气			液化石油气		
	全年供气量 (亿方)	用气人口 (万人)	人均用气量 (方)	全年供气量 (亿方)	用气人口 (万人)	人均用气量 (方)	全年供气量 (亿方)	用气人口 (万人)	人均用气量 (方)
2000	82	2581	318	152	3944	385	1054	11107	949
2005	210	7104	296	256	4369	586	1222	18013	678
2010	488	17021	287	280	2802	999	1268	16503	768
2011	679	19028	357	85	2676	318	1166	16094	724
2012	795	21208	375	77	2442	315	1115	15683	711

数据来源：国家统计局，宏源证券

表 2：山西省城市燃气消费量预测

	2013 年	2015 年	远景
总人口 (万方)	3630	3851	4400
自然增长率	3%		
城镇化率	52.56%	54%	65%
城镇人口数量 (万人)	1907.93	2080	2860

人均用气量(方)	300	400
天然气渗透率	15%	70%
居民天然气消费量(亿方)	9	80

数据来源：宏源证券

- **交通运输行业：**交通运输行业近年来天然气需求量实现快速增长，其主要动力来源于环保要求和经济性。其中CNG汽车由于改装费用偏低，加之政府对价格的指导在城市公交、出租车以及部分城市私家车上得到了大面积推广。LNG汽车主要用于重卡和城际大巴，之前由于上游气源价格上涨，LNG汽车经济性减弱，使得保有量增速出现明显下降；但考虑到油品升级的大趋势和山西省煤层气气源在价格上的优势，我们认为省内LNG汽车增速未来仍可保持较高水平。（具体请见下文分析）

表3：天然气汽车消费量预测

	2010	2011	2012年9月	2015E	天然气消费量 (亿方)	远景	天然气消费量 (亿方)
出租车	4978	19643	32300	36975	5.01	42750	5.80
公交车	664	2443	9139	12500	2.53	42547	8.62
重卡		313	2810	10250	8.00	80000	62.40
私家车			5920	11500	0.19	75000	1.27
合计(亿方)	11.1	16.5	13.2		15.7		78.1

数据来源：宏源证券

- **工业用气行业：**天然气作为化工原料主要用于制氢、合成氨生产化肥、制甲醇等；作为工业燃料主要用于陶瓷、玻璃、钢铁、有色金属行业。

根据2012年新版《天然气利用政策》，天然气化工行业的发展受到限制，多数化工项目被列入“限制类”和“禁止类”；同时，由于天然气价格较高，相对煤化工项目经济竞争力不足，也难以得到有效发展。

工业燃料方面，一方面在国家经济转型的大背景下，陶瓷等主要天然气替代能源行业盈利能力下降，能源成本上升加大企业成本，即便有政府减排的政策性需求，经济压力也将大幅拖缓行业整体改气进度；另一方面，山西省作为煤炭生产大省，其主要经济均围绕在煤炭及煤炭下游延伸产业链上，其他重工业则相对较弱。

相对其他省份，山西省在工业用气未来改造的空间和进度上可能均略显薄弱，但煤层气气源价格优势仍可在一定程度上给予弥补。

- **天然气发电：**在环保政策和上网电价的双重推动下，燃气发电项目整体环境相对较好，但与火电相比的高成本压力使得燃气发电缺乏大规模推广的经济基础，我们认为山西省内对于火电空气污染的最佳途径还是加强脱硫脱硝环保设施的建设。未来天然气发电项目集中关注点或将在分布式发电项目。
- **其他：**对于天然气的其他下游应用方面，园区改造、小型区域供暖等也将是政府着力鼓励的方向。

(二) 专营权保证公司尽享未来能源替代增长

山西省内目前已形成“五横三纵”的天然气管网基本结构，公司享有省内天然气项目专营权以及山西省天然气项目的对外专营权，随着山西省内天然气需求量的增长，未来营业收入规模和利润规模潜在增长空间均十分可观。

1、山西省内天然气管网“五横三纵”架构基本完成

山西省境内天然气管网目前已初步形成，“五横”分别是陕京一线、陕京二线、西气东输一线、榆济线和陕京三线；“三横”分别为大同-朔州-忻州-太原-临汾-运城、岚县-柳林-大宁-河津、阳泉-黎城-晋城。

以上国家五条主干线主要是保证北京周边、山东、江苏、上海、浙江等省市用气，在山西省境内建设的天然气分输站，既能接收天然气也可以输送省内煤层气。

表4：山西省内五横主干线基本情况

名称	管输能力	压力	管径	途径县市	预留分输站	分输能力
中石油管线						
陕京一线	30亿方	6.3MPa	660mm	神池、应县、浑源，广灵入河北	神池清管站、应县分输站、灵丘分输站	8亿方、1.5亿方、3亿方
陕京二线	170亿方	10MPa	1016mm	静乐、岚县、阳曲（大盂）、盂县	岚县、阳曲（大盂）、孟县	4亿方、30亿方、8亿方
陕京三线	170亿方	10MPa	1016mm	在山西静乐以后伴行，分输口与二线一致		
西气东输一线	170亿方	10MPa	1016mm	永和、蒲县、浮山、沁水，由阳城入河南	蒲县、临汾	5亿方，已同意提高至15亿方
中石化管线						
榆林-濮阳-济南管线	30亿方	10MPa	711mm	临县、方山、离石、汾阳、平遥、武乡、沁县、襄垣、黎城和平顺	汾阳、平遥和黎城	0.9亿方
合计						75.4亿方

资料来源：宏源证券

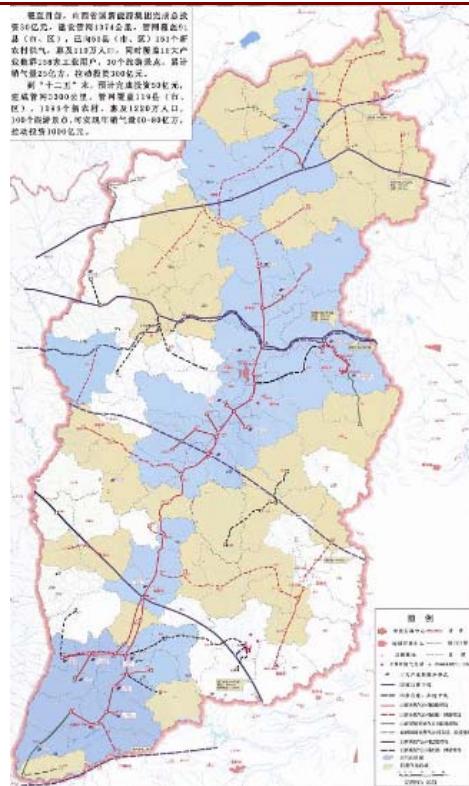
公司于2003年和中石油签订照付不议天然气买卖输送合同，该合同期限为20年，从2005年至2025年。合同约定年采购燃气总量为22亿立方米，无限制性条款，每年按上年供气量签订下年度天然气供应量确认书。2011年完成供气为16.6亿立方米。目前山西省天然气管网已实现国家管线在山西的联通，实现气源互补。

依托以上主线，山西省已建起北起大同、南至运城，贯通全省南北、沟通国家天然气主动脉的省级天然气管网3000余公里，管输能力超过年100亿立方米，服务于山西省10市94县（市、区）820余万人口，不仅满足了山西省城镇及工业用户的用气需求，而且推动了全省十大产业集群的发展。

预计到2015年，山西省省级天然气管网将完成“五横三纵”贯穿全省3600公里的建设

目标，管输能力达到每年 150 亿立方米，实现全省 10 市 94 县（市、区）的气化，县区气化率达到 90%。

图 9：山西省天然气管网规划图（2015 年）



资料来源：宏源证券

2、省内天然气专营权构筑利润增长基础

根据山西省政府发布的《关于加强全省天然气行业管理有关问题的通知》（晋政函[2002]123 号）文件精神，山西省建设及与山西省外合作建设的天然气管道，应由山西天然气股份有限公司代表山西省政府进行统一的建设运营；同时授权山西天然气股份有限公司享有山西省内天然气项目专营权以及山西省天然气项目的对外专营权。

公司主营业务由“中游-长输管网”和“下游-城市燃气分销”两部分构成，其中母公司主要经营山西省内的长输管网业务，子公司主要经营城市燃气管网业务（特许经营）。2012 年母公司营业收入 34.58 亿元，合并利润表营业收入 36.68 亿元；母公司营业利润 2.46 亿元，合并利润表营业利润 2.80 亿元。由此可以看出长输管道业务是公司收入的主要构成部分和利润的主要贡献来源，占比约为 94% 和 88%。

公司采用统一开发和管理市场（签订合同、配置资源），统一组织资源，统一管网调控，统一执行天然气价格，统一结算气款的销售模式。母公司负责省内长输管道部分的输配业务，下游销售业务由发行人子公司天然气公司统一经营。

销售定价方面，天然气公司销售燃气至下游地市分销企业为山西省发改委定价，地市级燃气供应企业向终端市场销售的价格由省发改委、省物价局等部门确定。山西省门站接气价格由国家制定，省内长输管道及城市燃气销售价格由省物价局制定。这一定价方式可以有效保障公司长期盈利能力的稳定性，销售气量的增长即可带来营业收入的直接增长。

表 5：公司长输灌输费率历史情况（元/立方米）

气源	2011 年度	2012 年度	2013 年 1-3 月
西气东输	0.68	0.63	0.63
陕京线	0.31	0.31	0.31

数据来源：公司公告，宏源证券

三、位居山西，省内煤层气气源优势明显

煤层气与天然气成分近似，成分以甲烷为主。山西省作为我国煤层气商业化规模开发的成功典范，未来随着煤层气生产规模的不断扩大，可反输进入省内长输管网主干线，一方面可以形成多气源互补的供气结构，另一方面，相对西气东输的门站价格，煤层气在山西省内仍具有经济比较优势，煤层气供气比例的提升对于公司毛利水平也具有明显的积极意义。

（一）煤层气可做为天然气气源的有效补充

煤层气作为非常规气中的一种，其是煤田在成煤过程中受到抵制构造变迁的物理作用和复杂的生化作用，所生成的以甲烷为主要成分的伴生气体，它以游离态和吸附态赋存于煤层及其围岩的孔隙中。

煤层气俗称“瓦斯”，主要成份为高纯度甲烷（化学式 CH4），其常温下的低发热值为 8100-8000 千卡，其热值与天然气相当，理论上 1 立方米煤层气的热值相当于 1.13kg 汽油、1.21kg 标准煤。煤层气中不含常规天然气中必不可少的硫 (H2S) 等有害杂质，也不含苯、汞、铅等可致癌的有毒物，其可以与天然气混输混用，燃烧后几乎不产生任何废气。

目前煤层气的开发主要采用两种方式，井下煤层气抽采和地面钻采煤层气。井下煤层气抽采产量较小，煤层气的利用率较低，甲烷浓度不高（20%-50%），产出气体目前主要用于发电。通过地面钻采方式则产气量大、产气时间长，甲烷含量高（大于 90%），可以支撑大规模的商业化利用。

美国的煤层气开发主要采用地面钻采的方式，在开采前的煤层中或在尚未计划开采的煤层中抽取煤层气，可以得到甲烷含量至少为 95% 的优质管道气体。山西省近年来对于煤层气的开发也主要采用地面钻采这一方式，特别实在沁水盆地实现了规模化商业开发，2010 年煤层气产气量 14.23 亿方，成功用于晋城及周边地区民用燃气、工业燃气、车用燃气等方面。

因此，对于煤层气甲烷含量过低，不适用于管道气或甲烷提纯成本过高的说法存在一定认识上的误区。由于开采方式上存在的差别，大部分地面钻采煤层气完全可以替代天然气的正常使用，用于民用管道燃气或车用燃气。

（二）地质条件决定山西省煤层气开发可实现大规模商业开发

尽管煤层气在多年前已在美、澳两国在勘探开发方面取得了成功，国内也在“十

一五”期间即开始在国内多个地区开展煤层气的勘探开发试验，但从示范推广效果来看，很多地区效果并不理想，出现了类似单井产量低、甲烷含量低、钻完井事故多发等问题，直接影响了煤层气开发的商业价值。

我们认为其关键问题在于开发区域地质条件的区别，山西省内煤层气开发取得成功并不是偶然因素，而是尤其地质条件决定的必然结果。随着适应当地煤层气开发技术的不断成熟，未来山西省煤层气开发供给可继续实现增长。

1、煤层气经济开发性由多方面因素

国外煤层气商业成功开发的时间证明，煤层气可以获得明显经济效益的关键在于其生产成本地、开发风险小，产气周期长。

影响煤层气经济性的原因由多方面构成，包括资源丰度、煤层厚度及连续性、成煤地质年代、煤层埋藏深度、煤阶、保存条件、含气量及吸附饱和度、渗透性，以及地层压力等多个方面。

表 6：煤层气开发主要影响因素

参数	指标	评价情况	海外成功商业开发情况
含气丰度	煤层厚度	煤层总厚度均大于 10m，煤层单层厚度大于 0.6m	圣胡安盆地高产区煤层平均厚度 15m，低阶煤的粉河盆地煤层厚 15-30m
	资源量丰度	煤层气资源量应大于 100 亿方	圣胡安盆地资源丰度为 1.28 亿立方米/平方千米
	含气量	商业开发中，中高煤阶煤层气气田以较高含气量为主	圣胡安盆地平均含气量 17 立方米/吨，黑勇士盆地平均含气量 16.6 立方米/吨
	吸附饱和度	煤层气高产富集区块均为高饱和度，中等饱和度气藏因地解压差大开采成本高，低饱和气藏一般无商业开采价值	圣胡安盆地为 90%-98%，黑勇士盆地为 92%-99%，低阶煤的粉河盆地超过 100%
储层评价参数	地解比	这一指标反映产期高峰期快慢和高产富集条件，临界解吸压力愈接近原始地层压力，高产富集条件愈优越。中地解比区域开采中产气量低，递减快；低地解比区域一般不具备煤层气开发条件	圣胡安盆地高产区块为 0.93，黑勇士盆地为 0.72-0.99
	孔隙半径	具有中孔、大孔的煤层热演化程度低，生气量小于吸附量，且孔隙的总内表面积小，吸附饱和度低，煤层气富集需要有利的盖层条件；孔隙半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的小孔和微孔发育的煤岩热演化程度高，生气量大，内表面积大，吸附饱和度高。	圣胡安、黑勇士、皮申斯盆地煤层气田小孔、微孔占 75%以上
	煤层割理	割理发育程度直接影响煤层渗透率，是控制煤层气高产富集的重要因素之一。一般情况下，煤层构造变形较强、煤阶中等（瘦煤、焦煤），镜质组含量高，则割理相对发育。无烟煤中煤层气的勘探，主要寻找割理发育区，而割理不甚发育的地区，煤层渗透率均很低。割理愈发育煤层渗透率愈高，但断裂带附近割理过于发育则不利于煤层气保存。	
	有效地应力	有效地应力与区域地应力场和煤层埋深有关。煤层气多富集于高地应力下的局部低地应力区。相同条件下，煤层有	圣胡安盆地高产区域地应力为 3-8MPa

效地应力低的地区，其煤层渗透率比高应力区的煤层渗透率要高。煤层有效地应力愈大，压裂难度愈大。煤层埋深超过 1200 米时，一般压裂效果差。当煤层地应力小于围岩地应力时，压裂易在煤层中形成水平裂缝，反之则易形成垂直裂缝。

资料来源：宏源证券

以美国最成功的煤层气商业开发区块——圣胡安盆地为例，其作为北美最大的煤层气生产盆地，根本原因在于其自身地质条件的优势，煤层厚、丰度高、含气量高、吸附饱和度高、具备砂岩圈闭层、渗透率高的特点，保证了其商业开发的可行性。

2、沁水盆地南部晋城煤层气商业开发具备基础条件

沁水盆地位于山西省中南部，盆地面积 3.6 万平方公里，是华北地区石炭一二叠系煤层保存最完整、连片面积最大、构造相对稳定、埋藏适中的富含煤层气盆地。2009 年 11 月 16 日，国内第一座数字化、规范化煤层气示范工程，在山西省沁水县端氏镇建成投产，标志着国内煤层气项目建设开始进入大规模的商业化运营阶段。

我们认为沁水地区煤层气能够取得商业开发不是偶然结果，而是由其地质条件根本决定的。

- **资源储量丰富。**山西沁水盆地煤层气储量丰富，地质资源量约为 6.85 万亿 m³，资源蕴藏量约占山西全省的 2/3，占全国资源总量的 1/5，资源量居世界第三位，是中国最大的整装煤层气田之一。
- **煤层厚度大，埋深相对较浅。**沁水盆地煤层厚度在 15 米左右，盆地内埋深在 1500 米以内的浅层煤层气地质资源量占比超过 70%。其中位于南部的晋城地区埋深普遍介于 200-1200 米之间，是最适于煤层气开发的有利区域，也是现阶段开发最为成功的区域。
- **煤层含气量高。**晋城煤层气含量较高，此前煤田勘探及煤层气勘探试验实测的煤层含气量约在 3.74-35.13m³/t，平均为 15.51m³/t。其中中部的樊庄和郑庄区块含气量最高，3 号煤层含气量平均为 19.46-22.77m³/t，15 号煤层含气量为 20.89-22.09m³/t；南部大宁、潘庄和北部柿庄区块相对较低，3 号煤层含气量平均为 11.68-13.80m³/t，15 号煤层含气量平均为 11.25-17.45m³/t。
- **吸附饱和度高。**研究结论显示煤的变质程度越高，吸附能力越强。晋城地区 R_O 为 3.5%，煤阶达到了无烟煤 3 号，气田整体吸附饱和度约为 85-95%，是国内目前已勘探的吸附饱和度煤层气田区域。
- **渗透率相对较高。**渗透率由孔隙半径、原始渗透率、割理发育程度多个指标决定。沁水煤层气田小孔、微孔占 75% 以上，其中晋城地区无烟煤 3 号小孔占 33% 左右，微孔占 45% 左右，属于典型的吸附饱和度高，生气量大于吸附量的地质结构。根据井下观测，3 号煤层主要为原生和碎裂结构，15 号煤层主要为原声结构，属于有利于煤层气开采的理想结构。裂隙发育方面，根据煤层气勘探井煤心样观测，3 号煤层面割理密度 5-50 条/10cm，15 号煤层裂隙密度 16-40 条/10cm，属于较为理想的发育情况。

由于沁水盆地煤层气具有煤层埋藏浅、厚度大、含气量高、渗透率高等优越的储层条

件，其中部分地区地质条件更优，因此区域整体的开发效果极好。表现出来的特征为：

- **资源总量大。**沁水煤田煤层气资源总量约为 6.85 万亿立方米，资源量居世界第三位，是国内最大的整装煤层气田之一。一期工程包括一座年处理 10 亿 m³ 的煤层气处理中心和一个年生产能力达到 6 亿 m³ 煤层气田，整体工程完工后，总处理规模将达 30 亿 m³/a，2015 年计划建成年产 45 亿 m³ 的生产能力。
- **可采程度高。**3 号煤层埋藏深度约比 15 号煤层浅 50-100 米，采收率略高一些。统计数据显示，3 号煤层煤层气采收率约为 62%，15 号煤层气采收率约为 55%。虽然较美国已投入开发的 6 个煤层气盆地平均采收率略偏低，但仍具有较高的经济价值。（美国煤层气平均采收率为 60-75%）。
- **开采成本低。**煤层气抽采井按照井斜角度不同，目前主要采用直井和多分支水平井两种方式。直井井控面积相对较小，单井日产气量约为 2000-3000 立方米，投资偏低；多分支水平井井控面积较大，单井日产气量约为 1-2 万立方米，投资偏高。目前沁水盆地煤层气的平均开采成本约在 1.2-1.6 元/立方米左右。
- **产气周期长。**煤层气产期周期较长，沁水盆地煤层气井年限普遍在 10-15 年之上。近年来为沁水盆地加快打井的集中阶段，鉴于煤层气井的特点，在生产初期，气井都会产出大量水，随着后期产水量下降，单井产气量也将随之大幅增长。未来两年将是沁水盆地煤层气产出快速增长的阶段，且这一产量可在较长的一个时间内维持。

（三）煤层气开发特点决定其适合管道集输

正如上文所述，山西省内沁水盆地煤层气开采具备典型的资源量大，产期周期长的特点，以上特点正是适合管道集输的主要条件。

1、资源储量大，规划产能高

根据山西省《“四气”产业一体化发展规划》，山西省的煤层气资源量约为 10 万亿立方米，约占全国的三分之一，沁水煤田煤层气资源总量约为 6.85 万亿立方米，资源丰度为 1.7-2.8 亿立方米/平方公里。

目前，晋城共有市级山西华润大宁能源有限公司、晋煤集团蓝焰煤层气公司、成庄煤矿等 6 家煤层气抽采企业，沁水县有侯村煤矿、端氏煤矿等 6 家煤层气抽采企业，阳城县有山城煤矿、宇昌煤矿等 9 家煤层气抽采企业，全市共 21 户煤层气抽采利用企业 2013 年度共抽采煤层气 26.05 亿立方米，利用煤层气 14.8 亿立方米，扣除上网发电煤层气用量后，申请补贴煤层气利用量 11.65 亿立方米。2014 年度全市煤层气抽采利用企业预计煤层气抽采量 24.64 亿立方米，利用量 15.19 亿立方米。根据规划，2015 年沁水煤层气示范工程计划建成年产 45 亿 m³ 的生产能力，不但能够满足周边地区基本居民和工业需求，而且通过管道集中后可运输至山西省其他区域。

2、稳定产气周期长

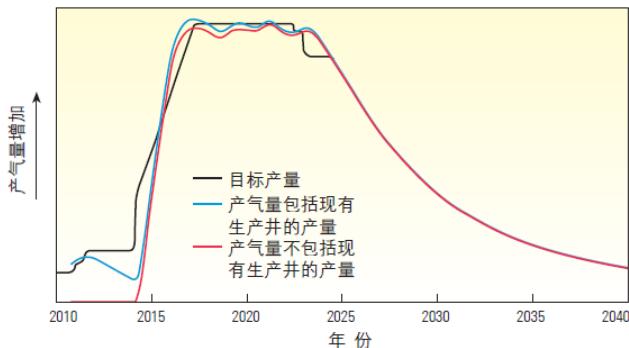
与页岩气等非常规气不同的是，煤层气初始产期量低，但在经过一段时间达到设计峰值后，稳产时间相对较长，这一特点也与天然气管道集输的运输方式相契合。数据显示，美国圣胡安盆地一般产量气井和黑勇士盆地高产量气井，产期周期可达到 25 年之上。

在生产初期，煤层气井都会产出大量水，但产水量随着水饱和度的降低而逐渐下降，

同时气体渗透率会逐渐增加。下图为根据历史拟合资料，选定以 12 年为项目周期的产量变化。

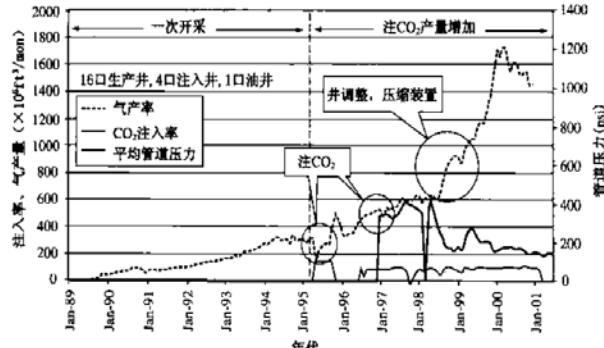
20 世纪 90 年代，美国开始开发出了通过注入氮气和二氧化碳的方式回收煤层气的增产技术，这一技术的应用在提高煤层气整体采收率的同时，有效提高了单井产气量、并延长了气井产期周期。

图 10：模拟澳大利亚煤层气田生命周期产量变化



资料来源：宏源证券

图 11：注入二氧化碳前后煤层气产量变化



资料来源：宏源证券

（四）煤层气应用在山西省内应用具备经济优势

价格机制调整是能源改革的重要部分之一，2013 年 7 月 10 日起，天然气价格在国内大范围上调。此次调整后，全国平均门站价格由每立方米 1.69 元提高到每立方米 1.95 元。以太原市为例，民用天然气目前仍维持在 2.26 元/方；但工业用天然气中，增量气价格统一调整为 3.8 元/立方米，其他用气价格为 3.6 元/立方米；同时，车用天然气上限调整至 4.45 元/方。

我们认为工业用天然气清洁能源替代的最大动力来自于环保方面的压力，而最大的阻力则来自于天然气相对煤炭较高的价格，特别是在现阶段经济增速放缓，煤炭价格大幅下跌的情况下。山西省内目前煤层气开发成本相对西气东输、陕京线的门站价格仍具有较大优势；此外对于企业开发利用煤层气，中央财政还给予每立方米 0.2 元的补贴，这进一步加大了煤层气相对过境管输天然气的成本优势。

根据 2013 年 6 月发改委发布的《关于调整天然气价格的通知》，“页岩气、煤层气、煤制气出厂价格，以及液化天然气气源价格放开，由供需双方协商确定，需进入长输管道混合输送并一起销售的（即运输企业和销售企业为同一市场主体），执行统一门站价格；进入长输管道混合输送但单独销售的，气源价格由供需双方协商确定，并按国家规定的管道运输价格向管道运输企业支付运输费用。”

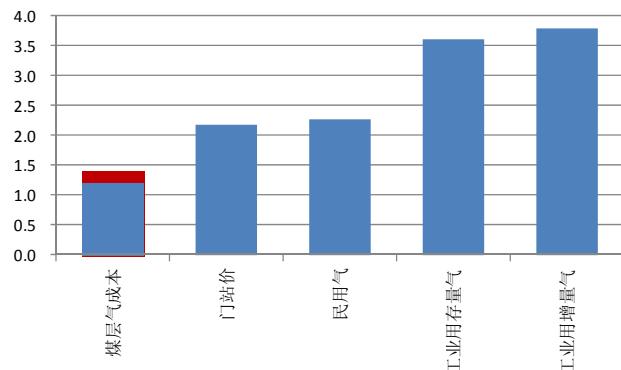
对于省内大规模用气工业用户，以及 CNG 压缩母站、LNG 液化工厂等，通过与煤层气抽采企业“单独”谈判价格的方式，可以获得相对低价的清洁能源，这对在山西省内大规模推广天然气替代亦有十分重要的正面推动作用。

图 12：煤炭及天然气单位热量价格比较（元/大卡）



资料来源：宏源证券

图 13：山西省内天然气价格（元/方）



资料来源：宏源证券

四、天然气汽车推广前景看好

交通部门的氮氧化物的排放占比仅次于煤电，但是交通部门的氮氧化物排放上升速度较快，控制难度较大，是氮氧化物治理的核心环节。2000 年交通部门的氮氧化物排放占比大约 20% 左右，2010 年估算这一比例已经达到 25%，预计到 2020 年这一比例会达到 30% 左右。

天然气汽车在尾气排放污染物方面明显低于柴油和汽油，在 NOx、SO2、粉尘等排放物的方面均满足国 V 标准的要求，其中 CO 排放量减少 97%，CH 化合物减少 72%，NO 化合物减少 39%，CO2 减少 24%，SO2 减少 90%，噪音减少 40%。同时在经济性上也明显优于传统燃料，特别是在山西省境内，低价煤层气作为气源补充，可以进一步加大天然气汽车的经济优势。

随着国 V 标准汽、柴油在全国范围推广，我们认为天然气汽车在未来一段时间可维持需求的继续增长。

(一) 天然气价格调整后，天然气汽车经济优势依然存在

依据天然气燃料形态划分，天然气汽车可分为 CNG 和 LNG 两大类。CNG 储存到高压钢瓶中，具有价格政府指导，改装成本偏低，续航里程较短的特点；LNG 是天然气经过超低温深冷到 -162℃ 形成的液态，具有价格市场定价，改装成本偏高，续航里程较长的特点。

1、CNG 汽车经济优势明显

CNG 目前主要用于城市公交车、出租车、私家车等类型车辆燃料的替代，一般用于替代汽油作为燃料。

我们在以下主要假设条件下，测算公交车、出租车、私家车分别使用国 IV 汽油和 CNG 的经济性比较：

- (1) 排放标准：国 IV 标准；
- (2) 改装成本：公交车 8500 元/辆，出租车 4500 元/辆，私家车 4500 元/辆；

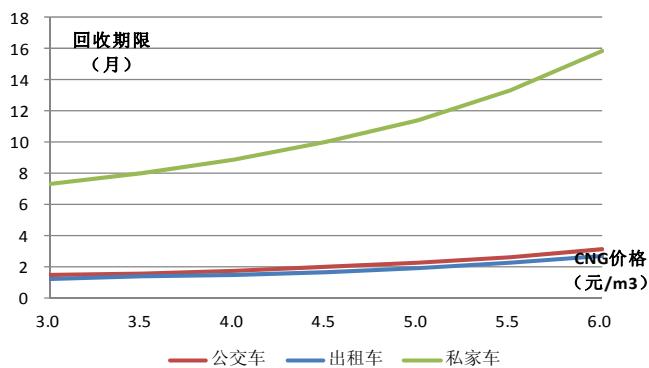
(3) 燃料替代率：对于双燃料发动机，由于需要同时满足燃气与燃油两种燃烧方式的需要，其发动机效率将会进一步降低。假设 1m³ 天然气可替代 1.12 升汽油，城市中车辆行驶由于启动较为频繁，替代比例则略低于这一数据；

(4) 年均行驶里程：公交车 45,000 公里，出租车 90,000，私家车 15,000；

(5) 百公里耗油量：公交车 32 升/百公里，出租车 10 升/百公里，私家车 10 升/百公里；

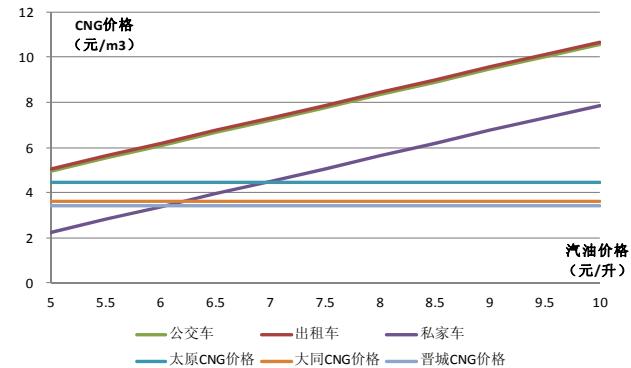
(6) 维修费用：燃油与天然气日常维修费用相同。

图 14：CNG 价格对应成本回收期限



资料来源：宏源证券

图 15：12 个月收回成本对应汽油与 CNG 价格



资料来源：宏源证券

根据我们的研究结果，在当前汽油价格下，太原市内出租车和公交车收回改装成本的时间在 2 个月左右，私家车回收时间虽然相对较长，但也可保证在一年之内，天然气汽车经济优势明显。假设如果投资收回期在一年的情况下，对于私家车，只要 CNG 价格维持在 5.1 元/方以下，对于出租车和公交车，只要 CNG 价格维持在 7.9 元/方以下，天然气汽车即相对燃油汽车存在经济优势。

2、LNG 汽车仍然存在一定经济优势

LNG 目前主要用于城际公交、重卡等类型车辆燃料的替代，一般用于替代柴油作为燃料。

我们在以下主要假设条件下，测算城际公交车和重卡分别使用国 III 柴油和 LNG 的经济性比较：

(1) 排放标准：国 III 标准；

(2) 改装成本：柴油车实行国 III 排放标准时，LNG 汽车与柴油重卡新车差价在 6-10 万元不等（由不同车型决定），改装车用原有燃油发动机以旧换新 LNG 发动机补偿后，原 10 万元差价可降低至 6 万元左右。假设整车差价为新车 10 万元，改装车 6 万元（标载 55 吨 6 轴重卡）；

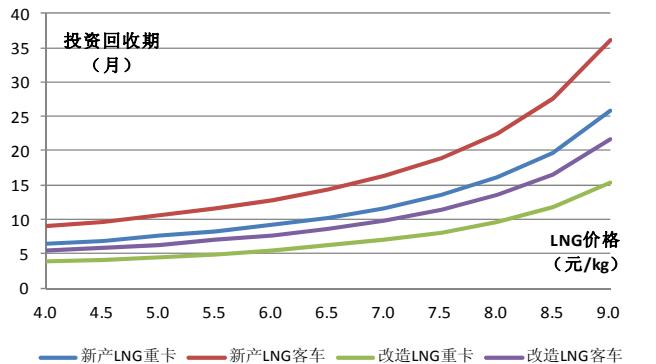
(3) 燃料替代率：按照 1 吨 LNG 气化率 1350 方天然气计算，假设 1 方天然气可替代 1.04 升柴油，即 1kg LNG 可替代 1.40 升柴油；

(4) 年均行驶里程：城际公交及重卡年均行驶里程 112,500 公里；

(5) 百公里耗油量：城际公交 25 升/百公里，重卡 35 升/百公里；

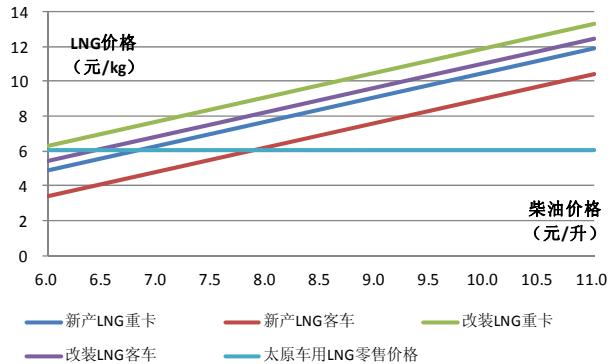
(6) 维修费用：燃油与天然气日常维修费用相同。

图 16：LNG 价格对应成本回收期限



资料来源：宏源证券

图 17：12 个月收回成本对应柴油与 LNG 价格



资料来源：宏源证券

根据我们的研究结果，在当前柴油价格下，太原市新产 LNG 城际客车和重卡收回成本的时间大约在 1 年和 9 个月，改造车收回成本时间更短，分别为 8 个月和 6 个月。假设如果投资收回期在一年的情况下，对于新造 LNG 客车，只要车用 LNG 价格维持在 5.5 元/kg 以下，对于 LNG 重卡，只要车用 LNG 价格维持在 7 元/kg 以下，天然气汽车即相对燃油汽车存在经济优势。对于改造 LNG 汽车，可以承受的车用 LNG 价格范围更高。

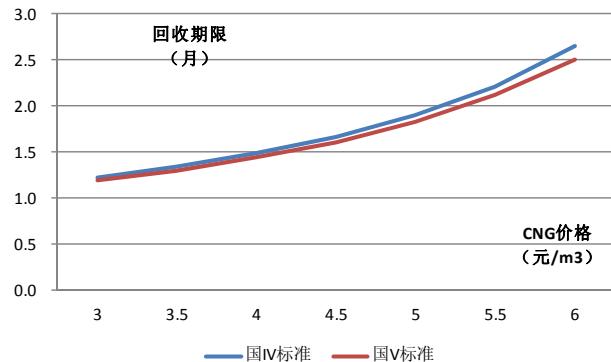
(二) 环保标准提升，天然气汽车经济性提升

为继续加大对大气污染环境治理工作的力度，国家发改委近期下发了《能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，强调在“2015 年底前，在京津冀、长三角、珠三角等区域内重点城市供应符合国 V 标准的车用汽柴油；2017 年底前，全国供应符合国 V 标准的车用汽柴油。”

油品升级必将带来成品油价格的提升，按照之前发改委关于油品质量升级价格政策意见的通知，“按照合理补偿成本、优质优价和污染者付费原则，根据油品质量升级成本调查审核结果，在企业适当消化部分升级成本的基础上，确定车用汽、柴油（标准品，下同）质量标准升级至第四阶段的加价标准分别为每吨 290 元和 370 元；从第四阶段升级至第五阶段的加价标准分别为每吨 170 元和 160 元。普通柴油价格参照同标准车用柴油价格执行。”

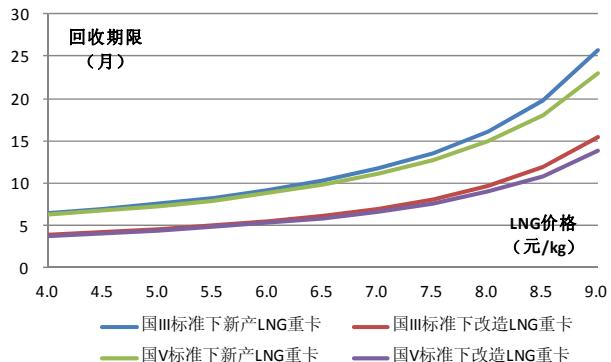
以上成品油价格涨幅目标的设定并不能完全覆盖炼油企业成本的增长，我们认为，未来随着国 IV、国 V 阶段油品质量标准推广实施范围的扩大，价格存在继续上调的压力，特别是车用柴油的价格。在以上价格上调幅度的假设下，汽柴油在国 IV 和国 V 标准下对应上调幅度分别为 0.21 元/升、0.31 元/升，和 0.33 元/升和 0.44 元，初始投资增加成本部分均有不同程度缩短。

图 18: CNG 出租车对应成本回收期限



资料来源：宏源证券

图 19: LNG 重卡对应成本回收期限

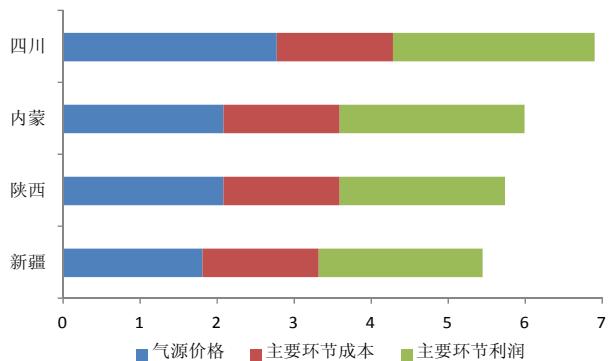


资料来源：宏源证券

(三) 天然气价格上涨背景下，低价煤层气源保障产业链利润

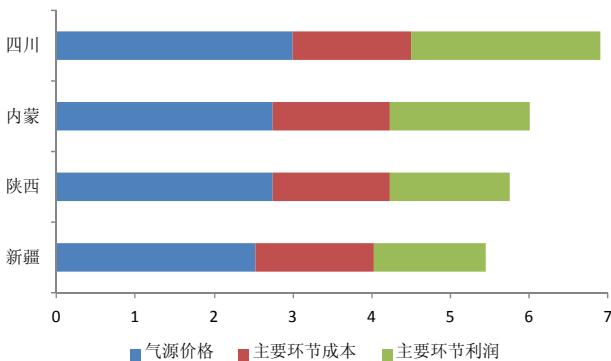
车用 LNG 全产业链主要由（原料气成本、液化厂成本+利润、加气站成本+利润），三大部分构成。此前由于中石油上调液化工厂原料气销售价格，液化工厂和加气站整体综合盈利空间被明显压缩。以新疆地区为例，目前中石油暂时按照上调气源价格 0.5 元给液化工厂供气，产业链整体盈利空间被缩减至 1.4 元/kg 左右，下降 30%以上。

图 20: 气源价格上调前主要地区产业链盈利空间



资料来源：宏源证券

图 21: 气源价格上调后主要地区产业链盈利空间

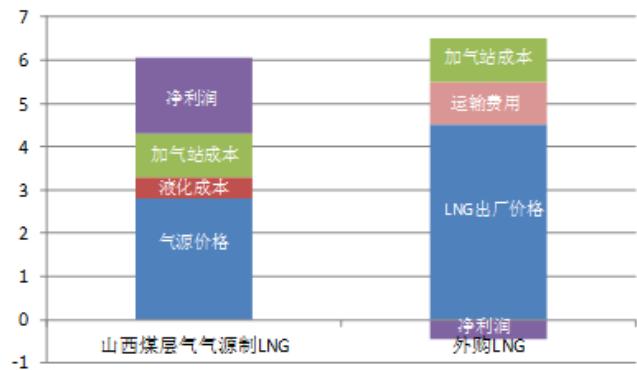


资料来源：宏源证券

山西省内车用 LNG 目前主要由银川运输过来，未来随着省内液化工厂的建设完成，山西省内车用 LNG 很大一部分可实现自给。

中石油为国内 70%以上的液化工厂提供气源，长期来看，未来 LNG 气源价格大概率还会继续上调，气源价格对液化工厂和加气站整体环节盈利空间影响明显。山西省内煤层气供给液化工厂的价格由双方商议确定，成本相对中石油的常规气田气更具优势。在煤层气供给价格 2.0 元/方的假设下，扣除原料气成本后，保守估计液化工厂+加气站的净利润空间维持在 1.8 元/kg 以上，盈利能力更强。

图 22：煤层气气源 LNG 产业链模拟盈利水平



资料来源：宏源证券

公司计划在平遥、寿阳、运城建设 3 座 LNG 液化工厂，并在规划在全省范围内建设多个 LNG 液化站和 CNG 加气站。相对长输管道输送业务，延伸业务产业链至车用天然气领域的盈利水平更高，在 LNG 汽车继续推广的背景下，未来也将成为公司盈利的一项重要利润贡献来源。

五、投资建议

(一) 投资建议

公司作为山西省内天然气相关项目专营权的享有者，可以充分享受“气化山西”过程所带来的增长。

我们认为公司业绩未来增长主要来自于以下方面：

- 天然气在山西省内推广带动需求总量的提升，公司作为山西省内天然气专营权所有者可以直接享受天然气用量增加带来的利润；
- 煤层气新井投资和老井进入“丰产期”带来的产量上升，相对西气东输线和陕京线更低的气源成本，对盈利能力提升和客户用量提升上都具有积极作用；
- 天然气液化工厂及加气站的布局和建立，有利于公司延伸下游产业链环节，提升整体盈利能力。

我们认为公司已进入到业绩加速增长阶段，天然气总量销售增加及毛利率提升两方面同时带来公司业绩的提升。此外，考虑到公司实际控制人山西省国资委的地位，在全国“国有企业改革”的大趋势下，省内相关国有燃气资产在适当时机进行有效整合，以提升整体规划布局能力，也是可以期待的。考虑到煤层气的价格比较优势，我们认为公司在适当时机介入到上游煤层气开发，对于公司提升气源保障能力，享受天然气长期价格上涨红利或许也不失为可以期待的战略选择。

我们预计公司 2014-2016 年 EPS 为 0.74 元、1.00 元和 1.30 元，对应目前的市盈率分别为 25 倍、19 倍和 14 倍，给予“买入”评级。

(二) 主要风险

我们认为公司业绩不达预期的潜在风险主要来自于三个方面：一是山西省内“煤改气”，以天然气替代燃煤的整体进度慢于预期；二是沁水盆地煤层气产量提升规模慢于计划；三是山西省发改委对门站销售价格降低，或上调幅度低于中石油门站价格上涨幅度。

附表：盈利预测

单位: 百万元	2013A	2014E	2015E	2016E	资产负债表	2013A	2014E	2015E	2016E
营业收入	4393.41	6024.94	7832.42	10025.50	货币资金	1146.72	602.49	783.24	1002.55
增长率(%)	#DIV/0!	37.14%	30.00%	28.00%	应收和预付款项	586.15	770.28	991.27	1263.51
归属母公司股东净利润	307.85	438.22	591.37	772.70	存货	27.48	83.49	59.57	123.54
增长率(%)	3438.09%	42.35%	34.95%	30.66%	其他流动资产	39.77	39.77	39.77	39.77
每股收益(BPS)	0.52	0.74	1.00	1.30	长期股权投资	771.74	783.74	797.74	812.74
每股经营现金流	1.21	2.65	3.31	4.64	投资性房地产	0.00	0.00	0.00	0.00
销售毛利率	21.75%	22.08%	22.73%	22.73%	固定资产和在建工程	7589.31	12042.21	14661.79	16048.03
销售净利率	7.04%	7.31%	7.59%	7.75%	无形资产和开发支出	125.59	113.82	102.05	90.29
净资产收益率(ROE)	26.93%	30.23%	31.73%	32.13%	其他非流动资产	378.42	377.02	375.61	375.61
投入资本回报率(ROIC)	-647.17%	10.69%	9.03%	8.95%	资产总计	10665.17	14812.83	17811.05	19756.05
市盈率(P/E)	36	25	19	14	短期借款	1190.00	1633.46	1833.12	2026.74
市净率(P/B)	10	8	6	5	应付和预收款项	1487.09	1882.25	1963.79	2470.27
					长期借款	4969.74	7969.74	10269.74	10969.74
					其他负债	1346.75	1346.75	1346.75	1346.75
利润表	2013A	2014E	2015E	2016E	负债合计	8993.58	12832.20	15413.40	16813.50
营业收入	4393.41	6024.94	7832.42	10025.50	股本	563.04	563.04	563.04	563.04
减：营业成本	3437.82	4694.76	6052.33	7746.98	资本公积	3.70	3.70	3.70	3.70
营业税金及附加	9.23	12.05	15.66	20.05	留存收益	576.29	883.04	1297.00	1837.89
营业费用	236.90	301.25	391.62	501.28	归属母公司股东权益	1143.02	1449.78	1863.74	2404.63
管理费用	127.19	150.62	180.15	200.51	少数股东权益	528.57	530.84	533.91	537.91
财务费用	171.67	287.94	411.75	534.09	股东权益合计	1671.60	1980.62	2397.65	2942.54
资产减值损失	3.14	7.00	7.00	7.00	负债和股东权益合计	10665.17	14812.83	17811.05	19756.05
加：投资收益	23.42	12.00	14.00	15.00					
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00					
其他经营损益	0.00	0.00	0.00	0.00					
营业利润	430.89	583.32	787.92	1030.60					
加：其他非经营损益	-12.34	0.00	0.00	0.00					
利润总额	418.55	583.32	787.92	1030.60	现金流量表	2013A	2014E	2015E	2016E
减：所得税	109.10	142.83	193.48	253.90	经营性现金净流量	715.15	1571.72	1960.25	2751.58
净利润	309.45	440.49	594.44	776.70	投资性现金净流量	-2731.98	-5000.00	-3500.00	-2500.00
减：少数股东损益	1.60	2.27	3.06	4.00	筹资性现金净流量	2361.61	2884.06	1720.50	-32.27
归属母公司股东净利润	307.85	438.22	591.37	772.70	现金流量净额	344.78	-544.22	180.75	219.31

资料来源：宏源证券研究所

附录 1：山西省“十二五”中“气化山西”部分内容

1、山西省“十二五”规划纲要提出建设“气化山西”，将加快“四气”开发和利用的产业化进程。按照规划，到2015年山西的煤层气、天然气、焦炉煤气、煤制天然气供气总量将达到218亿立方米，总利用量达到111亿立方米；2020年，山西省“四气”年供气量达到379亿立方米。

2、根据山西“四气”发展战略，山西省化学工业“十二五”规划提出，到“十二五”末，化工行业总资产达4000亿元，主要终端产品年产量达3000万吨，年销售收入达到2000亿元，利税300亿元，位居国内煤化工产业前列，年转化煤炭9000万吨，煤炭的化工转化率增加到10%以上。现代煤化工将围绕“气、醇、烯、苯、油”5条主线，重点发展煤制油、煤制烯烃、煤制天然气、精细化工等。2015年煤制油产能达到540万吨、煤制烯烃产能达到240万吨、甲醇制汽油产能达到100万吨、煤制天然气产能达到120亿立方米，化工新材料产能达到100万吨。

3、在煤制天然气方面，“十二五”期间，在晋北基地，依托当地丰富的煤炭资源，依托中国海洋石油总公司和同煤集团在大同市、大唐国际山西分公司在朔州市右玉、山西国际电力集团和惠生控股（集团）有限公司在朔州市布局3个年产40亿立方米的煤制天然气项目，天然气并入国家天然气管网，向周边及华北地区输送。“十二五”末山西省煤制天然气年总产能达到120亿立方米，该基地将建设成为国内最大的煤制天然气生产基地。

4、在焦炉气利用方面，到“十二五”末，山西焦炉气全部回收利用，焦炉煤气的化工综合利用将形成焦化—焦炉气—甲醇—甲醇后加工产业链，尿素、甲醇等传统产业优势地位进一步巩固；将形成煤气化（焦炉气）—合成氨—化肥产业链，该产业链通过煤气化（或焦炉气）生产合成氨、尿素、复合肥和微量元素肥料、缓控释肥、生物化肥等高端产品，满足农业用肥需求，实现支农的目的；将形成以醇醚清洁燃料、甲醇碳—化工和甲醇制烯烃3条产业链为发展主线，全省甲醇（含焦炉煤气制甲醇和煤制甲醇）总产能2011年和2015年分别达到600万吨、1000万吨。

5、加快建设通达大中城市、重点工业企业和园区、重点矿区、重点城镇、新农村和旅游景点的支线管线，全面增强“四气”输气能力。

6、在南北贯通的基础上，打通国家基干管网，接入煤层气资源管网，实现煤层气和省内管网相互衔接和太行山大贯通。

7、到2015年，我省的天然气消费量将达到100亿立方米，在我省一次能源消费中所占比重将由目前的0.9%上升到5%。

8、继续加大农村沼气建设力度，推进沼气集中供气工程建设，提高沼气综合利用率。

9、到“十二五”末，全山西加气站数量将达到393座，建设规划投资为141亿元。届时，全山西11个地市和经济相对发达的县市都将拥有加气站，全山西天然气加气站网络将基本形成，加气难问题将得到彻底解决。

附录 2: 《山西省 2013-2020 年大气污染治理措施》

一、空气质量改善的迫切性

环境空气质量与人民群众的切身利益休戚相关，空气污染影响人民群众的身体健康、生活质量，同时还会对社会生产活动造成不利影响。治理大气污染是加强生态文明建设的抓手，有利于发展方式的转变，有利于产业结构的优化，有利于发展质量的提高，也有利于生活质量的改善，对于全面落实科学发展观、建设小康社会具有重要的实践支撑作用。国家高度重视环境空气质量改善，颁布了新的环境空气质量标准，在大气污染防治工作领域实施了一系列新举措。

近年来，我省环境保护工作取得了长足进展，环境空气质量全面好转，但是同时也应看到，11个设区的城市空气中可吸入颗粒物污染依然突出，O₃ 和 PM_{2.5} 等二次污染问题日趋严重，灰霾天气逐渐增多，复合污染问题已逐渐成为首要问题，在新的空气质量标准下，大部分设区城市的环境空气质量将达不到国家二级标准，县级城市达标率也将显著下降。短期内我省以煤为基的发展方式仍然难以转变，污染物排放仍将处于较高水平，同时经济继续保持较快增长带来的污染控制压力也将持续增加。受 PM_{2.5}、O₃ 新增指标及 NO₂ 和 PM₁₀ 等原有指标加严的影响，我省环境空气质量实现全面达标面临严峻考验。环境空气质量已成为制约全省可持续发展的重要因素，强化大气污染防治，改善环境空气质量已成为当前全省转型综改工作中的一项紧迫的重要任务。

二、空气质量改善目标

到 2015 年，11 个设区的城市空气中细颗粒物（PM_{2.5}）和可吸入颗粒物（PM₁₀）的年均浓度平均比 2010 年分别下降 4% 和 10% 以上，SO₂ 和 NO₂ 保持稳定达到二级标准。

到 2020 年，11 个设区的城市空气中细颗粒物（PM_{2.5}）和可吸入颗粒物（PM₁₀）的年均浓度平均比 2010 年分别下降 12% 和 20% 以上，SO₂ 和 NO₂ 继续保持稳定达到二级标准。

2020 年后，继续不断努力，使全省 11 个设区的城市空气质量进一步改善，力争早日全面达到《环境空气质量标准（GB3095-2012）》要求。

三、加强大气污染防治的主要措施

（一）优化能源利用结构与布局，提高能源利用效率

快速提高清洁能源使用比例。在我省天然气、煤层气、焦炉煤气、煤制气等“四气”产业一体化发展推动下，优化能源结构与布局，11 个设区市城区范围努力构建气、电为主的能源体系。加大对天然气、电力、地热、太阳能等清洁能源的利用和供应能力，推进工业、民用及交通用气工程建设，加快燃气管网及输变电线路等基础设施建设，继续加大各类燃煤设施清洁能源改造力度。到 2015 年，城市燃气普及率达到 94% 以上，县城燃气普及率达到 80% 以上，发展农村清洁能源。力争到 2015 年，燃气资源供应条件较好的工业开发区、产业园区完成燃煤锅炉清洁能源改造；燃气资源供应条件较差的，要完成集中供热、集中供蒸汽等分散燃煤锅炉改造。完成 11 个设区市城区范围内的集中供热全覆盖，鼓励燃气管线基础较好、供气量充裕的市实施燃煤锅炉清洁能源改造。到 2020 年，燃气和电在能源消费总量中的比重不低于 15%；太原市城区燃气和电在能源消费总量中的比重不低于 30%，其他 10 个设区市城区燃气和电在能源消费总量中的比重不低于 15%。在 11 个设区市和 11 个县级市市区及各县县城实施燃煤设施清洁能源改造，继续推进农村地区

清洁能源采暖工程。

有效控制城区低矮面源污染。11个设区城市制订城中村集中供热改造或整村拆迁安置方案并推动实施，用三年时间完成，严格控制城区低矮面源燃煤污染，各市城区取消原煤散烧。到2015年，城市集中供热普及率达到85%以上，县城集中供热普及率达到70%以上；在有条件的地区，改用燃气、电、太阳能等清洁能源；同时加强管理，防止反弹。太原市建成区除集中供暖设施覆盖区域以外全面禁煤，持续扩大“限煤区”范围。

加强城区餐饮油烟管理。现有饮食服务场所污染扰民或超过国家规定排放标准的，2013年6月前必须安装油烟净化设施，实现达标排放，2013年6月1日起，不能达标排放的，责令停业整顿或关闭。新建饮食服务业油烟排放必须达到国家规定的饮食业油烟排放标准。禁止在城区内露天烹调、烧烤食品。在城市规划区及人口密集的地区禁止焚烧沥青、油毡、橡胶、塑料、皮革、垃圾以及其他产生有毒有害烟尘和恶臭气体的物质。

（二）严格工业布局与污染治理要求，加强颗粒物污染控制

实施生态工业园区建设。新建企业要入园，提高工业产业聚集度，各类工业开发区（园区）应进一步规范管理，明确产业发展方向，提升技术水平，实施清洁生产，发展循环经济，加强生态建设，减少污染排放。11个设区市城区规划范围内风向严禁新建、扩建大气污染项目。

提高企业环境准入门槛。制定和实施更加严格的水泥和钢铁行业大气污染物排放标准，鼓励企业开展清洁生产，加大污染治理力度，降低污染排放。加强监督检查，不达标企业限期关停。2015年前水泥厂必须完成烟气脱硝治理。研究制定油漆、涂料等溶剂产品的挥发性有机物含量限值标准，建立严格的含挥发性有机物产品市场准入机制，减少溶剂使用过程中的挥发性有机物污染。

加快落后产能淘汰步伐。11个设区城市要根据电力、钢铁、建材和焦化等行业淘汰落后产能要求，制订辖区淘汰工作方案。逐步淘汰单机容量10万千瓦及以下的常规小火电机组；淘汰1000立方米以下的炼铁高炉、50吨以下转炉和电炉以及与其配套的烧结、连铸、轧钢系统，涉及生铁产能约1800万吨。建立污染减排、落后产能淘汰与新建项目相结合的机制，实现“等量置换”或“减量置换”。

加强和落实颗粒物污染控制要求。在我省中北部城市群（太原、大同、朔州和忻州）落实《重点区域大气污染防治“十二五”规划》中相关要求的基础上，全省范围内全面实施该规划关于颗粒物的相关污染控制要求，省内自行考核。具体涉及对火电行业、钢铁行业、水泥行业和工业燃煤锅炉的烟粉尘排放提出更为严格的控制要求。提高我省大气污染重点行业环境准入标准。火电行业颗粒物排放限值标准由50mg/m³提高至30mg/m³；水泥行业尽快出台和实施《山西省水泥行业大气污染物排放标准》。钢铁行业烧结（球团）除尘装备全部采用袋式除尘器或电除尘器。燃煤工业锅炉控制方面，11个设区的市城区淘汰10吨以下锅炉，其他地区淘汰6吨以下锅炉；11个设区的市城区烟尘排放浓度不能稳定达到80mg/m³的，其他地区不能稳定达到120mg/m³的，全部进行高效除尘技术改造。所有沸腾炉和煤粉炉应安装袋式除尘装置。

（三）积极发展绿色公共交通，控制机动车污染

大力发展战略性新兴产业。完善和优化城区公交网络，提高公共交通的出行比例。加快太原市轨道交通建设。2015年中心城区公共交通出行比例达到30%，2020年力争达到40%以上。同时，加快自行车道和步行道的建设，鼓励绿色出行。

积极推广使用新能源及燃料替代型车。加大纯电动车、混合动力车等新能源车和液化天然气等燃料替代型车的使用和推广力度，在公交、环卫等行业以及政府机关率先使用，鼓励个人购买使用新能源汽车。优先规划建设城市公交企业加气站，确保城市公交气源供应，并为城市出租汽车提供加气服务。太原市城区公交燃气化改造率达到90%以上。

有效控制新增机动车污染。实施机动车总量监管，防止机动车过快增长。重点地区视情况实施机动车总量控制。提高新车准入标准。2014年全面实施机动车尾气排放国IV新标准，并配套供应相应标准的油品。

加强在用车污染控制。条件成熟后，逐步实施机动车限行，控制在用车使用强度；采用强制治理或淘汰等手段杜绝或减少冒黑烟机动车的使用；严格在用车排放定期检测和环保标识管理，确保在用车达标排放。

加快淘汰高排放老旧机动车。采取经济鼓励手段，促进老旧机动车淘汰，到2015年完成“十二五”淘汰8万辆国I标准（含）以下的老旧机动车的目标；到2020年，再强制淘汰国II标准（含）以下老旧机动车约7万辆。

（四）加强生态建设，提高环境自净能力，增加环境容量

加快绿化步伐。按照省委、省政府绿化山西、生态兴省战略目标，大力实施城乡生态化建设。到2015年，全省森林面积达到5650万亩，全省森林覆盖率达到23%。

实施生态修复。矿区开采实行边开采、边恢复、边治理，特别要加强对煤矿、金属矿、石灰矿和采砂场、采石场等关停废弃矿区的治理，恢复生态植被和景观。矿区内开采面得到有效治理，减少扬尘污染，明显改善区域生态环境。

增加森林碳汇。积极践行“低碳”生活，加大碳汇造林力度，不断创新碳汇造林组织形式，深入开展碳汇计量检测，积极构建碳汇交易平台，引导和发动社会各界参与碳汇造林。强化森林资源保护，积极开展以中幼林抚育和低质低效林改造为主要内容的森林经营，提高森林质量，增加森林蓄积，全面提升森林固碳能力，切实提高环境的自净能力。

（五）进一步提高城市扬尘污染控制水平

加强扬尘综合整治管理工作。各级城市人民政府应加强扬尘污染综合防治工作，组织住房城乡建设、环保、城管等部门开展城市扬尘综合整治，成立专门的管理机构，加强监督管理，将扬尘控制工作作为城市环境综合整治的重要内容，纳入各级领导干部政绩考核体系。

创建扬尘污染控制区。以控制施工扬尘和渣土遗撒、开展裸露地面治理、加强道路清扫保洁为重点，创建扬尘污染控制区，不断扩大扬尘污染控制区面积。到2015年底，城市扬尘污染控制区面积不低于建成区总面积的80%。到2015年一般控制区的城市建成区主要车行道机扫率达到70%以上，重点控制区的城市建成区主要车行道机扫率达到90%以上。

开展绿色文明施工。推行绿色文明施工管理模式，可能产生扬尘污染的单位，应当制定扬尘污染防治责任制度和防治措施。控制建设施工工地土石方作业施工面积，减少裸露作业面。城区建筑施工工程及土石方施工现场全封闭作业；应用洗轮机、吸扫车、防尘墩和抑尘剂等技术，落实工地边界无尘责任区。实施渣土运输车辆资质管理，杜绝渣土遗撒。及时清运处置各类垃圾，堆存点要实施防尘抑尘措施。提高道路保洁标准，控制交通扬尘污染。提高城市道路保洁水平，城区所有道路必须实施机械化吸尘保洁作业，城市主干路

以及施工工地周边道路必须实施冲刷保洁作业，降低路面尘负荷，尽量避免道路起尘。

(六) 完善监测体系和信息发布制度，加强重污染日预警和应急管理

优化和完善监测网络。例行监测点全面开展 PM2.5 监测，并于 2013 年建立卫星遥感监测体系，基本形成地面和立体相结合的空气质量监测网。研究增设火电、焦化和钢铁产业集中区 PM2.5 例行监测站点，提供 PM2.5 控制的科研基础信息。

实时发布 PM2.5 监测数据，加强公众监督。在国家新标准和监测技术规范颁布后，逐步发布 PM2.5 的实时监测数据，各市、县成熟一个发布一个，实现 11 个设区城市所有空气质量监测站点全部开展 PM2.5 监测并实时发布。

建立重污染日预警和应急管理制度。在极端不利气象条件下，城市区域大气环境可能会出现重污染日。为保护公众健康，应进一步完善空气质量重污染日应急预案，要加强对公众的预警，提醒市民特别是敏感人群做好防护，减少户外活动，中小学生可停止体育课、课间操等活动。

(七) 加强绿色环保宣传，推动全民监督控污

大气污染治理涉及经济社会发展和公众日常生活的方方面面，需要全社会共同努力。政府各部门应制定完善相关政策、规定，加大污染减排监管力度，在绿色出行和节能环保方面率先垂范，同时引导公众对我省空气质量改善有良好、正确的预期。企事业单位要落实污染减排主体责任，积极采用污染治理技术，大力控制生产过程中的污染排放。社会公众要不断提高环保意识，践行绿色生活和消费模式。通过多方努力，形成政府各部门齐抓共管、企业积极治理、社会各界共同参与的大气污染防治工作良好格局。

四、保障措施

(一) 加强组织领导，落实属地责任，加强督查考核

加强组织领导。成立省大气污染防治工作领导小组，由省政府分管领导任组长，成员包括环保、发展改革、经信、住房城乡建设、财政、林业、公安、交通运输等部门，实现部门联动治理大气污染。

落实政府责任。各地要认真落实大气污染防治和空气质量改善属地责任，按照全省要求每年确定空气质量改善目标，制订落实任务工作方案，完成各项工作任务。

落实部门责任。省政府相关部门要切实履行监管职责，提出本部门的具体落实意见，由省政府同意后组织实施；督促指导各地相关部门开展相应工作，确保各项措施的落实。

(二) 建立部门大气污染防治联控机制，引导和加强舆论监督

建立和完善部门联防联控机制，形成治污合力。进一步完善部门大气污染防治联控机制，推行集中突击检查与经常性检查相结合的监督检查机制。对逾期完不成治理任务的企业（单位）依法联合惩处，形成治污合力，全方位对环境违法行为进行威慑，有效促进企业落实治污。

加强环保宣传，加强舆论监督。充分利用广播、电视、报纸、互联网等媒体，大力宣传大气环境污染治理的重要性，加强舆论监督。

(三) 完善法规标准体系，优化防治机制

从实际污染贡献的控制出发，研究落实重点区域大气污染联防联控机制，建立重点区域大气污染联席会议制度、区域环境信息共享机制、空气污染补偿制度、联防联控区空气管理委员会制度等，争取突破行政区界管理的局限性。

借鉴国内外大气污染控制的先进理念和模式，总结我省大气污染防治的成功经验，制定《山西省重点区域大气污染防治管理办法》。制定和完善冶金、建材、电力等行业及机动车等大气污染物排放标准，严格环境准入，促进高污染落后工艺、产能和设备的退出。

（四）制定环境经济政策，提高支持环保产业力度

加大对污染减排和空气质量改善的财政支持力度。制定和完善各类燃煤设施改用清洁能源的经济鼓励政策；研究制定引导工业企业搬迁进入工业开发区和产业基地的经济鼓励政策；制定使用低挥发性有机物原料和产品的经济鼓励政策；制定创建扬尘污染控制区的经济鼓励政策；继续推动和强化区域空气质量改善的奖励政策；加大淘汰老旧高排放机动车的经济补偿力度等。

针对当前大气污染特点和防治要求，提出鼓励支持环保产业项目和技术名录，提出鼓励发展的具体优惠政策。

（五）加强科学的研究，提高大气污染治理科学决策支撑能力

进一步加强新技术研究和新产品应用，提高大气污染治理能力和水平。开展以治理PM2.5为重点的技术研发和推广应用工作，实施烟气脱硝、挥发性有机物废气治理、机动车污染治理等新技术研究，开发清洁生产工艺和绿色产品，降低污染排放。

进一步加大各部门的科技投入，针对我省各设区城市颗粒物污染来源特点、煤焦铁产业大气污染物排放特点、北方黄土高原区特征及区域生活特点，加强对重点地区PM2.5的形成、传输规律及与地理气象条件之间关系的研究，为今后我省长期治理PM2.5提供科学依据。

附录 3: 《山西省大气污染防治 2014 年行动计划》

为认真贯彻落实《山西省落实大气污染防治行动计划实施方案》，大力推进山西生态文明建设，全面促进 2014 年大气污染防治工作，制订本行动计划。

一、工作目标

全省空气质量有所好转，重污染天气有所减少；全省 11 个设区市可吸入颗粒物、细颗粒物浓度分别比 2013 年下降 2% 以上、4% 左右。

二、重点任务

(一) 应完成的任务

- 1.淘汰建成区 10 蒸吨以下燃煤锅炉、茶浴炉 1000 台。(省环境保护厅)
- 2.完成电力企业新建、改造脱硫设施 1089 万千瓦、新建脱硝设施 580 万千瓦、改造除尘设施 1033 万千瓦的治理任务。(省环境保护厅)
- 3.完成钢铁企业 2100 平方米烧结机脱硫设施建设任务。(省环境保护厅)
- 4.完成 41500 吨/日规模的新型干法水泥窑脱硝设施建设任务。(省环境保护厅)
- 5.完成 443 蒸吨/小时规模的其他燃煤锅炉脱硫设施建设任务。(省环境保护厅)
- 6.除完成国家下达目标责任书中确定的 958 座加油站、11 座储油库油气治理任务外，各市要完成全部加油站、储油库油气回收治理任务(省环境保护厅)；完成 1100 辆公交车、1200 辆出租车更新任务(省交通运输厅)；完成 2000 辆油罐车油气治理任务。(省交通运输厅、省质监局)
- 7.2014 年年底前全面供应国四车用柴油。(省商务厅)
- 8.完成工业行业 17 家企业挥发性有机物综合治理任务。(省环境保护厅)
- 9.淘汰黄标车及老旧车 4.4 万辆。(省公安厅)
- 10.二级企业的房屋建筑和市政基础设施工程施工现场“优良”率达到 30% 以上。(省住房城乡建设厅)
- 11.每个设区市市区创建 2 条以上省级保洁示范街道，所辖的县(市)创建 2-3 条省级保洁示范街道。(省住房城乡建设厅)
- 12.完成 2-3 个省级园林城市(县城)创建工作。(省住房城乡建设厅)
- 13.电力、焦炭、钢铁、水泥等行业分别淘汰落后产能 30 万千瓦、600 万吨、300 万吨、100 万吨。(省经信委)
- 14.完成新增风电装机规模 150 万千瓦，新增光伏发电装机规模 20 万千瓦，建设 200 座加气站。(省发展改革委)
- 15.原煤入洗率达到 60% 以上。限制销售灰份高于 16%、硫份高于 1% 的民用散煤。(省煤炭厅)
- 16.完善 2011、2012 年已开工 1250 万平方米中尚未验收的 300 万平方米既有居住建

筑供热计量及节能改造任务，做好 2015—2017 年再完成 2000 万平方米任务的前期工作。
(省住房城乡建设厅)

17. 城市(含县城)集中供热普及率达到 84.6%。(省住房城乡建设厅)
18. 完成 11 个设区市重污染天气监测预警系统建设，省级重污染天气监测预警系统发布预警信息(省环境保护厅、省气象局)；完成县(市、区)重污染天气应急预案编制工作。(省环境保护厅)
19. 完成燃煤采暖锅炉除尘改造任务的 35%，完成 2000 吨燃煤锅炉清洁能源替代和 10 家企业燃煤窑炉清洁能源替代工作。(省环境保护厅)

20. 完成用燃气新建或改造 114 万千瓦发电机组工作。(省发展改革委、省环境保护厅)

(二) 应加快推进的任务

1. 钢铁企业、水泥企业及燃煤锅炉除尘设施升级改造。推进钢铁、水泥、化工、有色金属冶炼等重点行业强制清洁生产审核。(省环境保护厅)

2. 工业园区以及化工、造纸、印染、制革、制药等产业集聚地区自备燃煤锅炉替代，改用天然气等清洁能源或由周边热电厂集中供热。(省环境保护厅)

3. 有机化工、医药、表面涂装、包装印刷等重点行业挥发性有机物综合整治。(省环境保护厅)

4. 按照谁审批谁清理的原则，开展产能严重过剩行业违规在建项目清理工作。对未批先建、边批边建、越权核准的违规项目，尚未开工建设的不准开工；正在建设的要停止建设。(省经信委、省发展改革委)

5. 对符合国家产业政策、通过等量或减量置换产能建设的先进装备水平项目，有关部门要尽快办理环评、土地等行政许可手续，推进项目建设进度，提高节能环保水平。(省环境保护厅、省国土资源厅)

6. 大型煤堆、料堆封闭存储或建设防风抑尘措施。(省环境保护厅)

7. 城区餐饮服务经营场所高效油烟净化设施安装工作。(省环境保护厅)

8. 11 个设区市建成区“黄标车”限行，确保 2014 年年底前实施。(省公安厅)

9. 火电、风电等电力外送通道建设。(省发展改革委)

10. 现有煤矿加快洗选设施建设与改造。(省煤炭厅)

11. 太原煤炭气化(集团)有限责任公司厂区、太原化学工业集团有限公司、山西焦煤西山水泥厂、大同煤矿集团钢铁有限公司、山西焦煤盐化集团公司 5 家企业搬迁改造(省国资委)；太原狮头水泥有限公司、榆社第三化工厂、山西三元炭素有限公司、山西七一能源有限公司 4 家企业搬迁改造。(省经信委)

12. 国家级园区和省级园区循环化改造。(省发展改革委)

13. 县(市、区)细颗粒物监测能力、设区市国家直管监测点建设、国控重点污染源颗粒物排放在线监测体系以及机动车排污监控平台建设。推进 11 个设区市 PM2.5 源解析

工作。(省环境保护厅)

(三) 应启动的任务

1. 太原市研究制定控制机动车保有量增长速度的管理办法。(太原市政府)
2. 启动农村地区优质煤配送中心建设。(省煤炭厅)
3. 启动焦化煤气精脱硫、钢铁行业脱硝试点工作。(省环境保护厅)
4. 加强成品油质量监管, 加大车用汽油、柴油的抽样检测力度, 严厉打击销售不达标油品的违法行为。(省质监局、省工商局)

(四) 其他

本计划所确定 2014 年应完成任务量, 不包含 2013 年应完成但尚未完成的任务量。

作者简介:

刘喆: 宏源证券石化行业研究员，金融学硕士，4年证券从业经历，2011年加盟宏源证券研究所。

机构销售团队					
公募	北京片区	李倩	010-88083561	13631508075	liqian@hysec.com
		牟晓凤	010-88085111	18600910607	muxiaofeng@hysec.com
		罗云	010-88085760	13811638199	luoyun@hysec.com
	上海片区	李冠英	021-65051619	13918666009	liguanying@hysec.com
		奚曦	021-65051190	13621861503	xixi@hysec.com
		孙利群	010-88085756	13910390950	sunliqun@hysec.com
		吴蓓	021-65051231	18621102931	wubei@hysec.com
		吴肖寅	021-65051169	13801874206	yuxiaoyin@hysec.com
		赵然	021-65051230	18658849608	zhaoran@hysec.com
	广深片区	夏苏云	0755-33352298	13631505872	xiasuyun@hysec.com
		赵越	0755-33352301	18682185141	zhaoxue@hysec.com
		孙婉莹	0755-33352196	13424300435	sunwanying@hysec.com
		周迪	0755-33352262	15013826580	zhoudi@hysec.com
机构	上海保险/私募	程新星	021-65051257	18918523006	chengxinxing@hysec.com
	北京保险/私募	王燕妮	010-88085993	13911562271	wangyanni@hysec.com
		张瑶	010-88013560	13581537296	zhangyao@hysec.com

宏源证券评级说明:

投资评级分为股票投资评级和行业投资评级。以报告发布日后6个月内的公司股价(或行业指数)涨跌幅相对同期的上证指数的涨跌幅为标准。

类别	评级	定义
股票投资评级	买入	未来6个月内跑赢沪深300指数20%以上
	增持	未来6个月内跑赢沪深300指数5%~20%
	中性	未来6个月内与沪深300指数偏离-5%~+5%
	减持	未来6个月内跑输沪深300指数5%以上
行业投资评级	增持	未来6个月内跑赢沪深300指数5%以上
	中性	未来6个月内与沪深300指数偏离-5%~+5%
	减持	未来6个月内跑输沪深300指数5%以上

免责条款:

本报告分析及建议所依据的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成任何投资建议。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本公司所隶属机构及关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能争取为这些公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为宏源证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，宏源证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。