

天壕环境 (300332)

天然气·错配下的持续稀缺·深度 3: 天壕环境 神安线五问?

买入 (维持)

2022 年 08 月 23 日

证券分析师 袁理

执业证书: S0600511080001

021-60199782

yuanl@dwzq.com.cn

证券分析师 任逸轩

执业证书: S0600522030002

renyx@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入 (百万元)	2,052	3,363	5,213	6,933
同比	21%	64%	55%	33%
归属母公司净利润 (百万元)	204	407	722	980
同比	265%	100%	77%	36%
每股收益-最新股本摊薄 (元/股)	0.23	0.46	0.82	1.11
P/E (现价&最新股本摊薄)	65.73	32.91	18.57	13.68

投资要点

天然气分布不均, 新冠疫情&国际争端致使天然气贸易逆全球化, 供需错配加剧, 全球天然气价值中枢提升。需求端, 双碳政策、疫情后经济复苏、极端天气增加需求量。供应端, 气源开发力度受气价及突发事件影响。

■ 与市场不一样的视角: 天然气长输的稀缺性价值。市场关注气价波动对盈利稳定性的影响。我们认为行业中具备稀缺资源&资产的公司凭借产业链地位优势, 可获稳定盈利。深度解读: 1) 缺气本质; 2) 跨省长输稀缺性展望; 3) 海外 LNG 存量替代空间; 4) 需求增长空间; 5) 参照上游开采对比盈利能力合理性, 厘清核心资产受益方式。本质上, 跨省长输为产业链中最缺的一环, 在全球天然气资源错配、价值提升背景下, 将获取以销售形式体现的、管输费以外的合理盈利, 与产业地位匹配。

■ 国内供需格局? 供给增速不及消费, 管输&储库限制增产。2011~2021 年全国天然气产量/消费量 CAGR7.0%/10.9%, 消费增速大于产量主因: 1) 管输不足, 经我们测算, 2021 年河北管线旺季负荷率 116%超负荷。2) 储气库不足, 截至 2021 年底, 我国储气库调峰能力占消费量 4%低于公认 12-15%标准。神安线沿线气田丰富, 突破瓶颈后产能有望放量。

■ 神安线壁垒&未来格局? 三大壁垒构筑稀缺资产, 中期无竞争对手。神安线属于高壁垒资产: 1) 投资金额较大, 超 50 亿元; 2) 建设时间较长, 5~6 年; 3) 立项及开工需要发改委审定。通过跟踪国家能源规划中管道建设进度, 我们预计中期无神安线同向管道建成。

■ 存量替代空间? 全球天然气价值中枢提升, 替代空间进一步打开。LNG 价格自 2021 年下半年飞涨, 管道气可对高价天然气进行存量替代。假设神安线通气逐步替代 LNG 以及计划外气, 我们预计替代空间分别占消费总量的 43%/60%, 全球天然气价值中枢提升, 替代空间进一步打开。

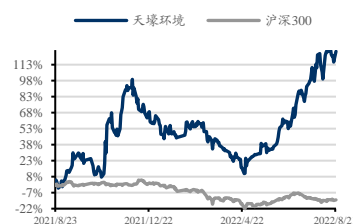
■ 增量空间? 能源占比提升支撑京津冀天然气增量。2019 年中国天然气能源供应占比 7.5% (2021 年提升至 8.9%), 低于全球平均 24.4%, 天然气占比持续提升。根据京津冀能源规划, 我们预计 2025/2030 年北京、天津、河北天然气消费总增量空间为 97/240 亿方, 下游需求增量可期。

■ 模式可持续性? 开采端与销售端盈利相当, 气源与分销相互依存, 合作模式可持续! 1) 神安线为中海油首条陆上长输, 对中海油开发陆上资源及市场具备战略意义; 2) 神安线下属 15 个开口以及山西气源连接线属公司所有; 3) 中海油全资子公司中联煤开采端与神安线销售端盈利能力相当, 气源端与分销端相互支持, 利益格局理顺, 合作模式可持续。

■ 盈利预测与投资评级: 公司具备稀缺跨省长输管道资源, 盈利模式可持续。我们维持 2022~2024 年公司归母净利润 4.07/7.22/9.80 亿元, 同比 100%/77%/36%, EPS 0.46/0.82/1.11 元, 对应 PE33/19/14 倍 (估值日 2022/08/22)。维持“买入”评级。

■ 风险提示: 神安线建设进度不及预期, 中联煤层气气量释放不及预期

股价走势



市场数据

收盘价(元)	15.20
一年最低/最高价	6.60/15.28
市净率(倍)	3.58
流通 A 股市值(百万元)	12,808.86
总市值(百万元)	13,404.82

基础数据

每股净资产(元,LF)	4.25
资产负债率(% ,LF)	53.12
总股本(百万股)	881.90
流通 A 股(百万股)	842.69

相关研究

《天壕环境(300332): 2022 中报业绩预告点评: 业绩高增模式验证, 期待稀缺跨省长输未来发展》

2022-07-16

《天壕环境(300332): 稀缺跨省长输贯通在即, 解决资源痛点空间大开》

2022-07-01

内容目录

1. 国内供需格局？供给增速不及消费，管输&储库为增产限制因素	4
1.1. 2011~2021 年天然气产量复增弱于消费量，进口依存度增加	4
1.2. 管输能力储气库不足为气源地增产限制因素	5
1.3. 沿线气田资源量丰富，增产潜力值得期待	7
2. 神安线壁垒&未来格局？三大壁垒构筑稀缺资产，中期无竞争对手	8
3. 存量替代空间？全球天然气资源价值中枢提升，替代空间进一步打开	10
4. 增量空间？天然气占能源比提升支撑京津冀天然气增量	15
5. 模式可持续性？开采端与销售端盈利相当，气源与分销相互依存，合作模式可持续！	17
6. 盈利预测	19
7. 风险提示	19

图表目录

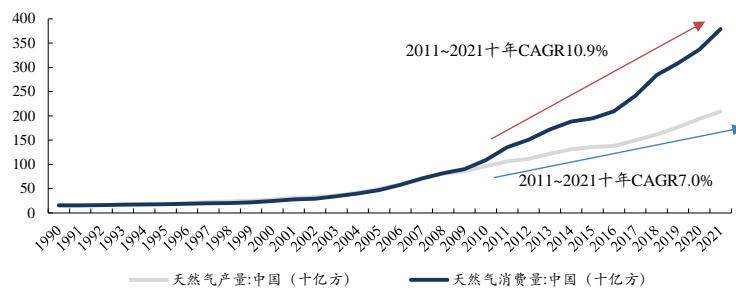
图 1:	中国天然气产量增速不及消费量.....	4
图 2:	2021 年全国各省天然气供需差 (亿方)	4
图 3:	广西省天然气消费量与管输能力同频增长.....	5
图 4:	河北省天然气消费量与管输能力同频增长.....	5
图 5:	六大天然气外输省消费量增长平稳.....	5
图 6:	河北中转管容示意图.....	6
图 7:	中长期天然气主干管网规划示意图.....	9
图 8:	神安线管道线路图.....	9
图 9:	国产 LNG 和进口 LNG 同步变化.....	10
图 10:	陕西/山西/河北城燃天然气销售情况对比	11
图 11:	LNG 接收站接收能力地区分布	12
图 12:	京津冀进口 LNG 未来四年供应复增 22%.....	13
图 13:	近五年中国 LNG 进口到岸价格中枢 4056 元/吨	14
图 14:	各国天然气能源供应比例 (按热值)	15
图 15:	京津冀能源消费总量 (万吨标准煤)	16
图 16:	天壕环境神安线盈利模式示意图.....	17
图 17:	2018-2021 年公司客户中铝厂占比达 40%.....	18
图 18:	天壕环境天然气售价低于当地煤焦油&柴油	18
表 1:	2022 年国家管网天然气管道剩余能力 (万方/天)	6
表 2:	2021 年河北管容负荷率达 81%	6
表 3:	河北省采暖季管容负荷率达 116%	7
表 4:	我国储气库建设情况 (截至 2021 年底)	7
表 5:	沿线气田具备可持续的生产能力以及较高的增产潜力, 气源丰富	8
表 6:	拟建/待建途径陕西/河北外输长输管道设施基础信息	10
表 7:	天壕环境替代空间测算.....	11
表 8:	已建成 LNG 接收站 (截至 2021 年底)	12
表 9:	未来 LNG 接收站扩建&新建计划	13
表 10:	海气价格降至 9 美元/百万英热时与河北地区管道气持平	14
表 11:	天然气增量空间测算参数表.....	16
表 12:	至 2030 京津冀天然气需求增量替代空间达 240 亿方	16
表 13:	神安线三大盈利模式.....	18
表 14:	煤层气开采公司开采毛利 0.6~0.8 元/方	19

1. 国内供需格局？供给增速不及消费，管输&储库为增产限制因素

1.1. 2011~2021 年天然气产量复增弱于消费量，进口依存度增加

2011~2021 年天然气产量复增弱于消费量，国内有六大产气外输省。2011~2021 年十年全国产量复合增长 7.0%，而消费量复合增长 10.9%，消费增速大于产量，使得进口依存度逐年提高。从各省天然气产地来看，我国四川、新疆、内蒙古、陕西、山西、青海为天然气主要产地及外输省。

图1：中国天然气产量增速不及消费量



数据来源：BP，东吴证券研究所

图2：2021 年全国各省天然气产需差（亿方）

地区	产需差 (亿方)	2021年产量(亿方)	产量占比 (%)	消费量(亿方)	消费量占比 (%)
四川省	261.2	529.2	25.8%	268.0	7.5%
新疆区	225.6	387.6	18.9%	162.0	4.5%
内蒙古	189.3	260.3	12.7%	71.0	2.0%
陕西省	122.1	294.1	14.3%	172.0	4.8%
山西省	21.5	122.6	6.0%	101.3	2.8%
青海省	21.0	62.0	3.0%	41.0	1.1%
西藏区	-0.5	0.0	0.0%	0.6	0.0%
黑龙江省	-4.5	50.5	2.5%	55.0	1.5%
吉林省	-14.0	21.4	1.0%	35.4	1.0%
贵州省	-14.8	5.2	0.3%	20.0	0.6%
云南省	-24.0	0.0	0.0%	25.0	0.7%
广西区	-24.8	0.2	0.0%	30.0	0.8%
重庆市	-36.6	87.1	4.2%	123.7	3.5%
宁夏区	-36.8	0.2	0.0%	37.0	1.0%
甘肃省	-36.8	4.2	0.2%	42.0	1.2%
江西省	-42.0	0.0	0.0%	43.0	1.2%
湖南省	-51.0	0.0	0.0%	51.0	1.4%
海南省	-61.0	8.0	0.4%	69.0	1.9%
安徽省	-69.7	2.3	0.1%	72.0	2.0%
天津市	-70.0	39.0	1.9%	109.0	3.1%
福建省	-78.6	0.0	0.0%	78.6	2.2%
湖北省	-82.7	1.3	0.1%	84.0	2.4%
辽宁省	-84.1	7.9	0.4%	92.0	2.6%
上海市	-101.8	17.2	0.8%	119.0	3.3%
河南省	-128.1	2.9	0.1%	131.0	3.7%
浙江省	-180.0	0.0	0.0%	180.0	5.0%
北京市	-212.8	4.3	0.2%	217.1	6.1%
河北省	-222.7	5.3	0.3%	228.0	6.4%
山东省	-234.4	6.2	0.3%	236.6	6.6%
广东省	-231.5	132.5	6.5%	364.0	10.2%
江苏省	-312.8	0.9	0.0%	313.7	8.8%

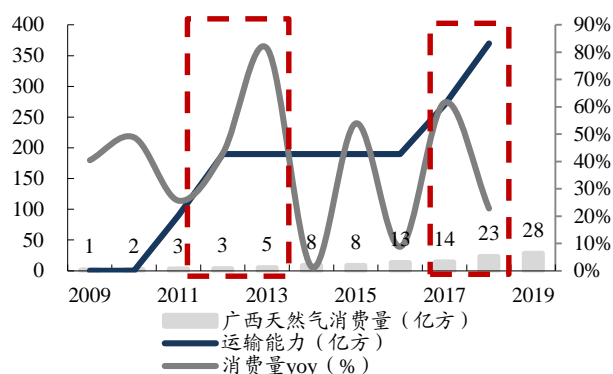
数据来源：国家统计局，发改委，东吴证券研究所

1.2. 管输能力储气库不足为气源地增产限制因素

我们认为产量增速慢的原因主要有以下两点：

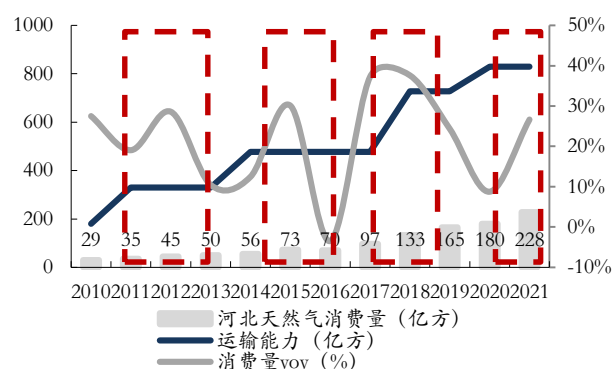
1) 管输不足。天然气输入省消费量与管输能力同频增长，天然气外输省消费量增长平稳。以天然气输入省广西和河北为例，消费量增速和管容同频增长；而六大外输省同比变化幅度不大。陕京线管容不足，河北管线旺季超负荷运转。陕京线剩余输气能力旺季为 0，河北采暖季管容紧张，经我们测算，2021 年途径河北的管线平均管容负荷率达 81%，采暖季高达 116%

图3：广西省天然气消费量与管输能力同频增长



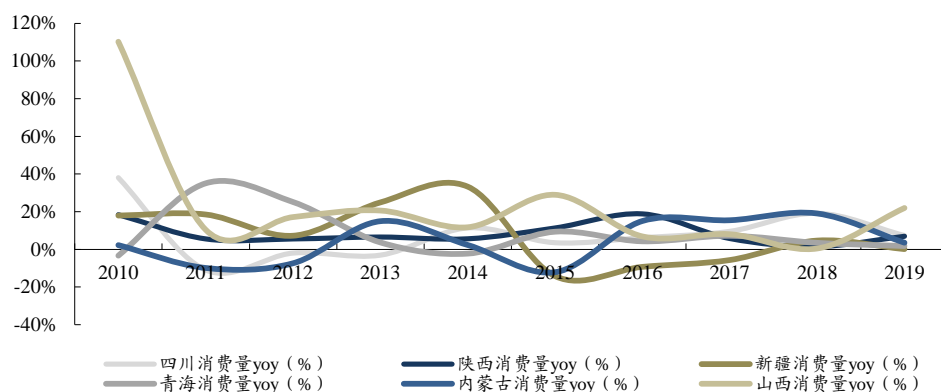
数据来源：国家统计局，东吴证券研究所

图4：河北省天然气消费量与管输能力同频增长



数据来源：国家统计局，东吴证券研究所

图5：六大天然气外输省消费量增长平稳



注：在煤层气研发力度加大、气化山西和省内管网建设的作用下，2010年山西天然气消费量同比翻倍

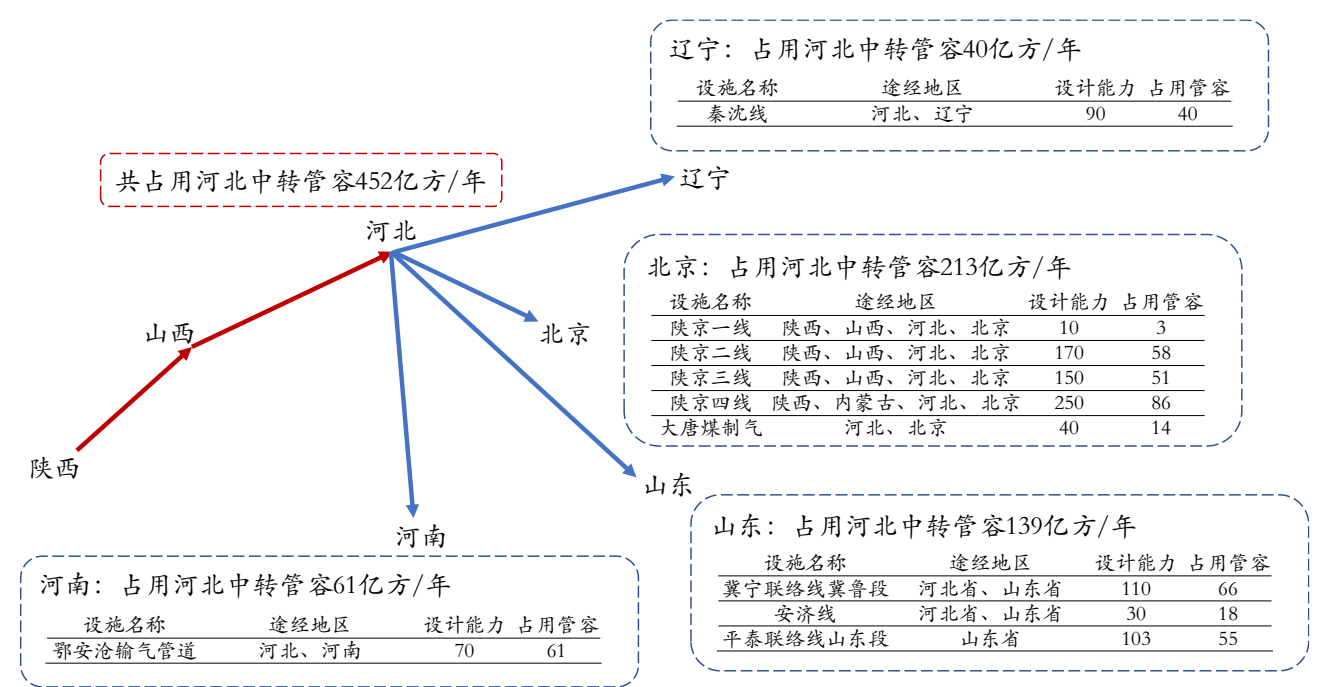
数据来源：国家统计局，东吴证券研究所

表1: 2022 年国家管网天然气管道剩余能力 (万方/天)

月份	陕京一线	陕京二线	陕京三线
6 月	0	707.99	624.73
7 月	0	355.73	707.56
8 月	0	410.7	756.06
9 月	0	583.04	514.48
10 月	0	0	0
11 月	0	0	0
12 月	0	0	0

数据来源: 国家管网, 东吴证券研究所

图6: 河北中转管容示意图



注: 按照到达各地的管道设计能力将天然气供需差分配至各管线。以此计算占用管容数值。

数据来源: 国家管网, 东吴证券研究所测算

表2: 2021 年河北管容负荷率达 81%

	天然气量 (亿方/年)
2021 年河北自身进气需求	223
2021 年河北中转需求	452
河北总需求	675
气源到河北的管输能力 (包括经过)	830
河北接收平均管容利用率 (%)	81%

数据来源: 国家管网, 国家能源局, 东吴证券研究所测算

表3: 河北省采暖季管容负荷率达 116%

	管输能力 (亿方)	需求占全年 比例	需求量 (亿方)	管容负荷率
采暖季(11~次年3月)	346	59%	400	115.6%
非采暖季(4-10月)	484	41%	275	56.9%
总量	830	100%	675	81.3%

注: 需求比例按照 2021 年河北采暖季/非采暖季需求假设, 比例为 1.45:1

数据来源: 国家管网, 东吴证券研究所

2) 储气库不足, 截至 2021 年底, 我国已建成储气库数量达到 20 座, 调峰能力 150 亿方左右, 占天然气消费量的比例仍较低在 4%左右, 远低于国际公认标准(12-15%)。原因: ①地下储气库选址条件十分苛刻, ②建设时间长, ③投资大单方投资 3~8 元, ④技术要求高。

表4: 我国储气库建设情况(截至 2021 年底)

储气库(群)	地理位置	库容/ 10^8 m^3	工作气量/ 10^8 m^3	形成调峰能力/ 10^8 m^3	企业主体
大庆库群	黑龙江大庆	4.3	2.7	0.45	中国石油
辽河双6	辽宁盘锦	55.2	30	20.5	
辽河雷61	辽宁盘锦	5.3	3.4	0.5	
双坨子	吉林松原	11.2	5.1	0.3	
华北苏桥	河北永清	67	23	10	
大港板南	天津滨海	7.8	4.3	2	
长庆陕224	陕西靖边	10.4	5	3.3	
长庆苏东39-61	陕西靖边	19.2	8	0.1	
长庆榆37	陕西靖边	6	2.7	0.1	
新疆呼图壁	新疆呼图壁	117	45	29	
西南相国寺	重庆市渝北区	43	23	23	中国石化
中原文96	河南濮阳	5.9	3	3	
江苏金坛	江苏金坛	11.8	7.2	1.5	
江汉黄场	湖北潜江	2.3	1.4	0.5	国家管网
大港库群	天津大港	69	30.4	19	
华北库群	河北永清	18.7	7.5	7.5	
江苏金坛	江苏金坛	26	17.1	7.8	
江苏刘庄	江苏刘庄	4.6	2.5	2.5	
中原文23	河南濮阳	84.3	32.7	22	港华储气有限公司
金坛	江苏金坛	12	7	1.7	

数据来源: 《中国地下储气库发展现状及展望》, 华经产业研究院, 东吴证券研究所

1.3. 沿线气田资源量丰富, 增产潜力值得期待

沿线气田资源量丰富, 管输/储气库瓶颈解决后产能有望放量。神安线沿线气源丰富, 包括中联煤的五大气田/区块、中石油的四大气田/区块以及陕西政府的延长气田。沿线气田总可开采资源量达 5678 亿方, 而目前的年产量仅有 538 亿方, 沿线气田具备可持续的生产能力以及较高的增产潜力, 神安线气量增长值得期待。

表5: 沿线气田具备可持续的生产能力以及较高的增产潜力, 气源丰富

气源名称	项目所有方	所在地	气源类型	探明可采储量 (亿立方米)	年产量 (亿立方米)
中联煤: 临兴区块	中海油	山西	煤层气	1010	18
中联煤: 古交区块		山西	煤层气	81	5
中联煤: 寿阳区块		山西	煤层气	200	1
中联煤: 柳林区块		山西	煤层气	107	3
中联煤: 神府气田		陕西	煤层气	465	6
中石油: 紫金山区块	中石油	山西	煤层气	350	尚未形成商品气量
中石油: 三交区块		山西	煤层气	217	5
中石油: 保德区块		山西	煤层气	360	5
中石油: 长庆气田		陕西、山西、甘肃、宁夏、内蒙古	常规气源	2330	445
陕西延长气田	陕西省政府	陕西	常规气源	557	50
合计				4667	520
其中: 中海油山西煤层气产量约27亿方/年, 陕西煤层气产量约6亿方/年 中石油山西煤层气产量约10亿方/年, 长庆气田产量约445亿方/年 陕西省政府延长气田产量约50亿方/年					

数据来源: 中国石油新闻中心, 东吴证券研究所

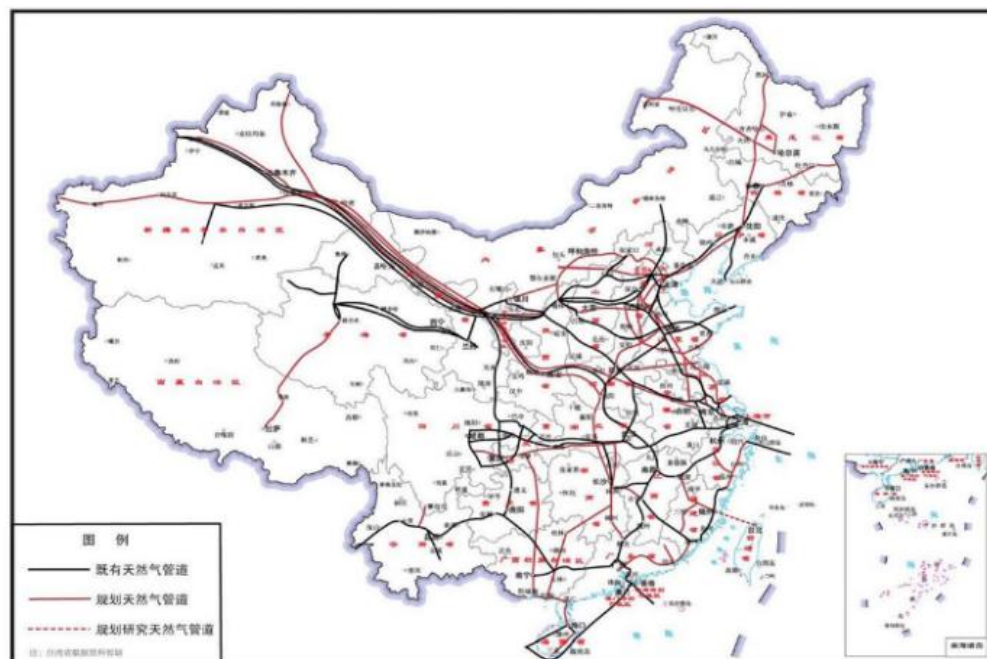
2. 神安线壁垒&未来格局? 三大壁垒构筑稀缺资产, 中期无竞争对手

神安线作为高壁垒稀缺资产, 中期无竞争对手。神安线起点为陕西省神木县, 途径山西省吕梁市、忻州市、太原市、阳泉市和河北省石家庄市、衡水市三省近二十个县(区), 终点为河北省衡水市的安平县。管道总长度超过 600km, 设计输气能力约 50 亿立方米/年。我们认为神安线属于高壁垒资产, 主要原因为:

- 投资金额较大, 神安线三期工程累计投资额超 50 亿元;
- 建设时间较长, 从前期筹备到通气需要 5~6 年时间;
- 跨省长输项目立项及开工需要发改委审定。

通过跟踪十三五&十四五能源规划中提及的管道项目工程建设进度, 我们发现: 西气东输三线中段于 2021 年 9 月开工, 西气东输四线于 201 年 7 月签约, 其他规划管线尚未有进展。规划管线的长度均在神安线的两倍以上, 预计建设周期远超神安线(5 年), 结合长输管网建设对资金、审批流程的要求, 我们预计中期无神安线同向管道建成。神安线稀缺性&高壁垒显现, 中期无竞争对手。

图7: 中长期天然气主干管网规划示意图



数据来源：发改委，东吴证券研究所

图8: 神安线管道线路图



数据来源：项目说明会，东吴证券研究所

表6: 拟建/待建途径陕西/河北外输长输管道设施基础信息

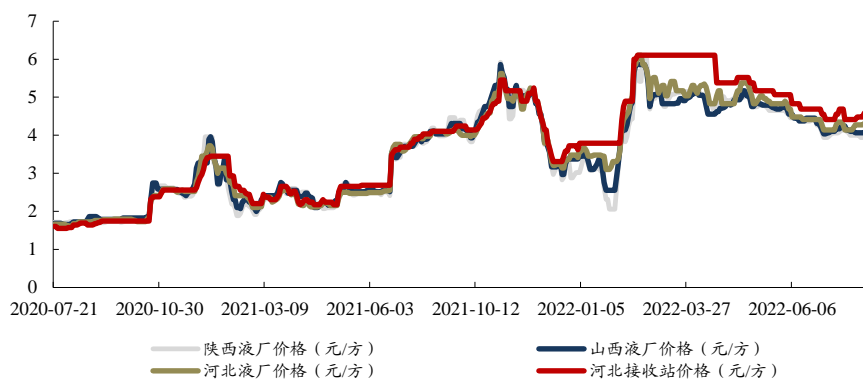
规划文件	设施名称	起止点/所在地	途经地区	长度 (公里)	建设进 度	设计能力 (亿方/年)
十三五、十四五	西气东输三线中段	中卫-吉安	宁夏、甘肃、陕西、河南、湖北、湖南、江西	2090	2021.09 开工	250
十三五、十四五	西气东输四线	吐鲁番-中卫	新疆、甘肃、宁夏	1745	2021.07 签约	—
十三五	西气东输五线	—	—	—	—	—
十三五	新疆煤制气外输	新疆伊宁首站、终点为广东省韶关末站	新疆、甘肃、宁夏、陕西、河南、山东、湖北、湖南、江西、浙江、福建、广东、广西	8280	—	300
十三五	鄂安沧煤制气外输	陕西省神木首站，止于河北省沧州末站	内蒙古自治区、陕西省、山西省、河北省、河南省	2293	—	300
十三五	蒙西煤制气外输	起于内蒙古自治区鄂尔多斯市杭锦旗首站，止于河北省黄骅市黄骅末站	内蒙古自治区、山西省、河北省、天津市	1279	—	200

数据来源:《能源发展“十三五”规划》,《“十四五”现代能源体系规划》,东吴证券研究所

3. 存量替代空间? 全球天然气资源价值中枢提升, 替代空间进一步打开

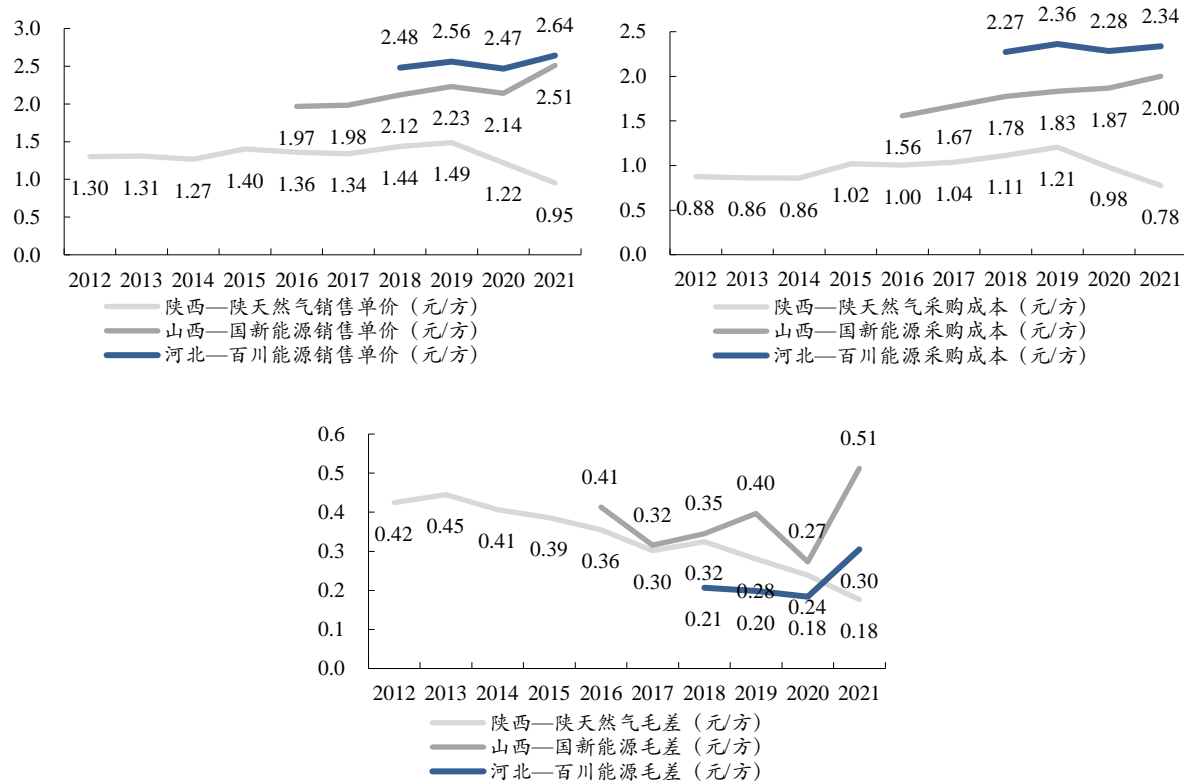
LNG 价格自 2021 年下半年飞涨, 管道气可以对部分高价天然气进行存量替代。LNG 价格全国市场化, 自 2021 年下半年开始飞涨, 国内和进口 LNG 价格均大幅提升。我们在陕西/山西/河北分别选取城燃公司陕天然气/国新能源/百川能源进行天然气销售业务对比。通过计算三地的城燃公司销售价格, 我们发现城市燃气公司售价显著低于 LNG, 利好管道气资源。

图9: 国产 LNG 和进口 LNG 同步变化



数据来源: 同花顺, 东吴证券研究所

图10: 陕西/山西/河北城燃天然气销售情况对比



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

神安线管道气可以替代其他高价气源。2020 年京津冀天然气供应总量 492 亿方, 长输管道供应占比 56.6%, 进口 LNG 供应 41.1%, 区域内油气田供应 2.3%。价格较高的部分为: 1) 长输管道中的计划外气(参考合同外气占比 30%, 84 亿方); 2) 进口 LNG 202 亿方。3) 区域内国产 LNG 11 亿方。在两种替代方案下, 天壕深度分销业务分别可以替代河北 88/122 亿方的高价气, 占总消费量的 43%/60%。

① 替代方案 1: 替代进口 LNG 及区域内国产 LNG

② 替代方案 2: 替代进口 LNG、区域内国产 LNG 以及计划外管道气

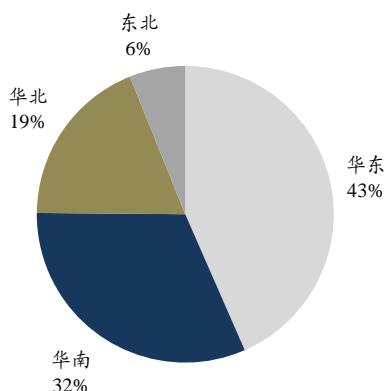
表7: 天壕环境替代空间测算

	气量	占比	方案一: 替代LNG		方案二: 替代LNG+计划外气	
京津冀2020年总消费量(亿方)	492	100%				
京津冀计划内气(亿方)	195	40%				
京津冀计划外气(亿方)	84	17%			替代	
进口LNG(亿方)	202	41%	替代		替代	
区域内国产LNG(亿方)	11	2%	替代		替代	
替代京津冀总量(亿方) / 占比 (%)			214	43%	297	60%
替代河北总量(亿方) / 占比 (%)			88	43%	122	60%

数据来源: 发改委, 东吴证券研究所测算

京津冀地区 2021 年 LNG 码头负荷率 89% 比全国整体更为饱和。全国 LNG 接收站集中在华东和华南，接收能力占比超过 70%，总体海气码头负荷率超 80%；京津冀地区现存 3 座接收站，总接收能力 1850 亿方/年，2021 年负荷率达 89%，较全国整体更加饱和。

图11: LNG 接收站接收能力地区分布



数据来源：《LNG 接收站集约化及规模化建设》，东吴证券研究所

表8: 已建成 LNG 接收站（截至 2021 年底）

省份	项目简称	操作公司	设计接转能力(万吨/年)	总接收能力(万吨/年)	接卸量(万吨)	负荷率
已建成						
广东	珠海金湾	中海油	350	2164	435	124%
	国网粤东	中海油	504		320.2	64%
	深圳大鹏	中海油	680		792	116%
	深圳迭福	中海油	400		407.8	102%
	华安	深圳燃气	80		37.4	47%
	九丰	九丰能源	150		103	69%
江苏	如东	中石油	1000	1300	718.3	72%
	启东	广汇	300		240	80%
浙江	北仑	中海油	700	1200	564	81%
	新奥	新奥股份	500		351	70%
天津	国网天津	中海油	600	1200	466.7	78%
	中石化天津	中石化	600		660	110%
河北	唐山	中石油	650	650	526.2	81%
山东	董家口	中石化	700	700	727.7	104%
广西	国网北海	中石油	600	660	302.9	50%
	国防防城港	中海油	60		54	90%
福建	莆田	哈纳斯	630	630	385.3	61%
辽宁	大连	中石油	600	600	252	42%
海南	中油深南LNG	中石油	30	330	13.8	46%
	国网洋浦	中海油	300		114.7	38%
上海	五号沟	中能	150	450	80	53%
	洋山	中能	300		420	140%
合计				9884	7972	81%

数据来源：气体网，《LNG 接收站集约化及规模化建设》，东吴证券研究所

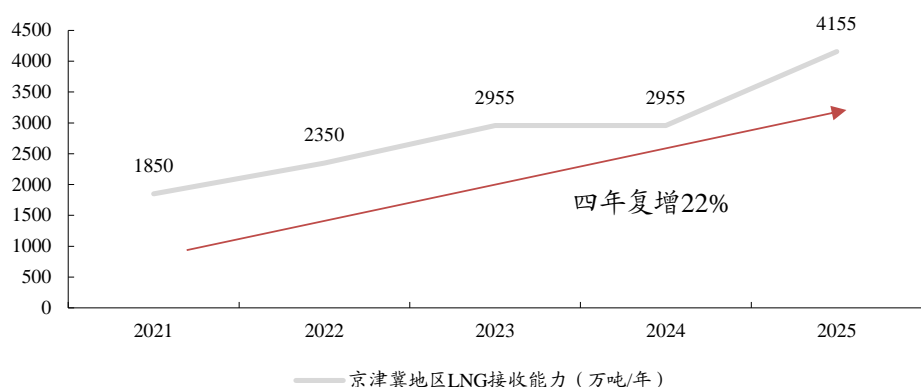
京津冀进口 LNG 未来至 2025 年供应充足复增 22%，之后无新建/扩建计划。通过梳理全国 LNG 接收站扩建&新建计划，我们发现京津冀地区共有 4 座接收站扩建/新建，按照建设计划均会在 2025 年前投产，2021~2025 年四年复增 22%，在建设进度正常的情况下，进口 LNG 供应充足。

表9：未来 LNG 接收站扩建&新建计划

省份	项目简称	操作公司	设计接转能力(万吨/年)	预计投产时间
天津	天津南港	北京燃气	500	2022
	国网天津（二期）	中海油	125	2023
	中石化天津	中石化	480	2023
河北	新天LNG	新天绿能	1200	2025
山东	龙口南山一期	国家管网	500	2022
	东营港	鲁信集团	200	2022
	董家口（二期）	中石化	400	2024
	烟台西港LNG	保利协鑫	500	2023
	龙口港	中海油	600	2022
江苏	华电赣榆	华电	600	2022
	滨海	中海油	600	2023
	中天江阴	中天能源	200	2022
浙江	温州液化	浙江浙能	300	2022
	嘉兴	杭州、嘉兴燃气	100	2022
	新奥舟山二期	新奥	200	2022
	大麦屿	君安能源	200	2022
福建	漳州	中海油	300	2022
	国储漳州	中国国储	300	/
广东	阳江	粤电	200	2024
	潮州华丰中天	中天能源	100	/
	广州	广州燃气	100	2022
	深圳	中石油	600	2022
	惠州	广东能源	280	2023
	潮州华瀛	华瀛天然气	600	2023
	珠海直湾岛	澳门天然气	500	2025
	江门广海湾	九丰能源	600	/
	茂名协鑫	协鑫	600	2023
	珠海金湾（二期）	中海油	350	2023
	揭阳	中石油	650	2023

数据来源：气体网，《LNG 接收站集约化及规模化建设》，东吴证券研究所

图12：京津冀进口 LNG 未来四年供应复增 22%



数据来源：气体网，《LNG 接收站集约化及规模化建设》，东吴证券研究所

全球天然气资源价值中枢提升，替代空间进一步打开。考虑气化及运输成本，我们认为中国 LNG 到岸价降至 3171 元/吨（对应 2021 年 4 月底气价）时价格将低于百川能源于河北 2021 年管道气销售价格，对神安线下游销售市场产生影响，对应 LNG 原始美元价格为 9 美元/百万英热。但自 2021 年下半年以来，海气价格保持高位，利好天壕环境管道气下游销售。近五年中国 LNG 进口到岸价格平均值为 4056 元/吨，高于天壕环境管道气风险点。在欧盟与俄罗斯能源脱钩的背景下，全球供需错配加剧，我们认为气价将持续高位运行，神安线存量替代空间进一步打开。

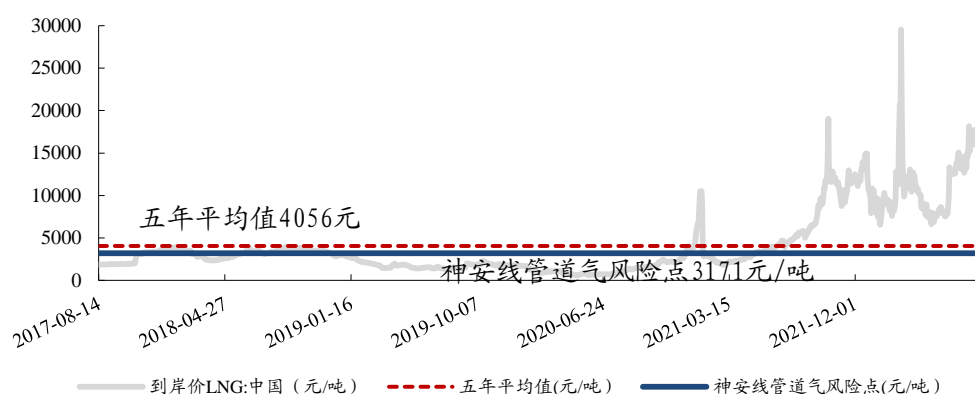
表10：海气价格降至 9 美元/百万英热时与河北地区管道气持平

百川能源销售价格（元/方）	2.64
LNG终端价格（元/方）	2.64
气化费（元/吨）	550
LNG管输费（元/方）	0.07
LNG到岸价（元/吨）	3171
LNG到岸价（美元/百万英热）	9

注：管输费参考大唐 LNG 外输价格：0.2572 元/千方·公里，长度 288 公里，气化率 1450 方/吨，人民币兑美元汇率 6.76（2022/08/05）

数据来源：百川能源 2021 年报，上海石油天然气交易中心，国家统计局，东吴证券研究所

图13：近五年中国 LNG 进口到岸价格中枢 4056 元/吨

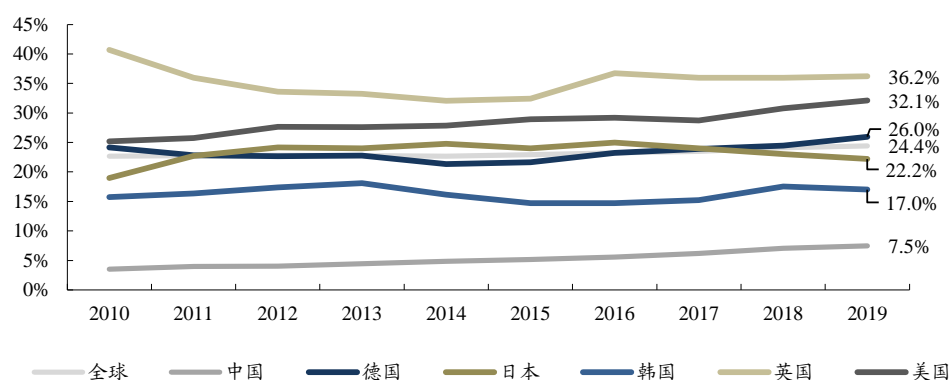


数据来源：金联创，东吴证券研究所

4. 增量空间？天然气占能源比提升支撑京津冀天然气增量

我国天然气能源供应占比偏低，未来天然气占一次能源比将进一步提升。从能源结构来看，2019 年中国天然气能源供应（按热值计算）比例为 7.5%，远低于全球平均水平 24.4%。2021 年中国天然气能源供应已提升至 8.9%，未来在天然气能源替代的趋势下，天然气能源供应占比将进一步提升。

图14：各国天然气能源供应比例（按热值）



数据来源：EIA，东吴证券研究所

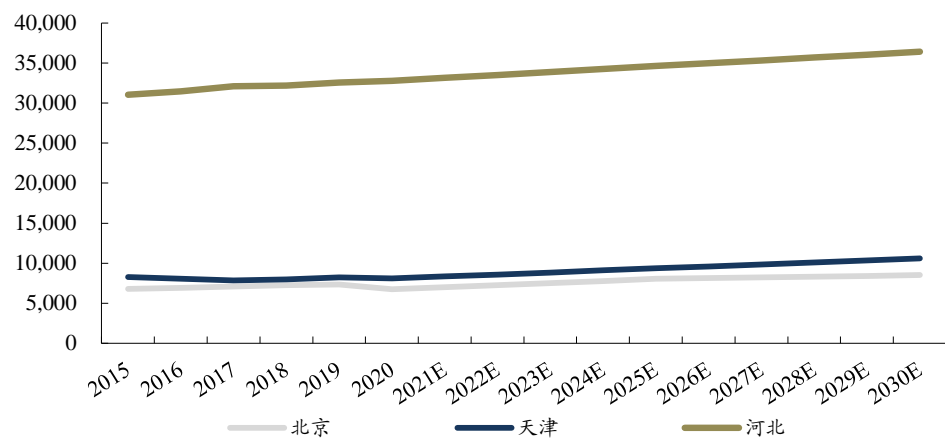
京津冀地区 2025/2030 年天然气总增量空间达 97/240 亿方，神安线下游需求空间释放值得期待。国家及部分地方发布能源规划，提出天然气消费以及在一次能源中占比的目标，对天然气消费量做出指引。1）北京：根据政策指引，2025 年天然气消费量控制在 200 亿方（折算成能源占比为 33.3%），且规定了 2035 年北京进入达峰平台期，总能源消费量控制在 9000 万吨标准煤，我们认为 2035 年该比例将进一步提升至 35%。2）天津：根据政策指引，2025 年天然气消费量控制在 145 亿方，折算成能源占比为 21%。3）河北：暂无政策指引，由于河北天然气能源结构占比现状与全国类似，因此我们按照全国 2030 年天然气占比 15%进行测算。我们测算 2025/2030 年北京、天津、河北的天然气能源占比分别为 33.3/35%、21/22%、12/15%；天然气消费总量分别为 200/220 亿立方米、145/172 亿立方米、306/402 亿立方米；2025/2030 年北京、天津、河北天然气消费增量空间分别为-17/2、36/63、78/174 亿方，2025/2030 年总增量空间达 97/240 亿方，神安线下游增量空间释放值得期待。

表11: 天然气增量空间测算参数表

省份	年份	预期目标
全国	2030	天然气占一次能源比提高到 15% 。
北京	2025	能源消费总量控制在 8050万吨 标准煤左右；天然气消费量控制在 200亿立方米 左右（即2680万吨标准煤），占总能源比33.3%。
	2035	能源消费总量进入达峰平台期，力争控制在 9000万吨 标准煤左右。
天津	2025	天然气消费量 145亿立方米 ，十四五年均增长 3.98% ，占总能源比21%。
河北	暂无	按照全国 2030年15% 的比例进行测算。

数据来源：各地政府网站，东吴证券研究所

图15: 京津冀能源消费总量（万吨标准煤）



数据来源：各地政府网站，东吴证券研究所测算

表12: 至 2030 京津冀天然气需求增量替代空间达 240 亿方

	北京	天津	河北
天然气能源占一次能源比 (%)			
2025	33.3%	21.0%	12.0%
2030	35.0%	22.0%	15.0%
天然气总量（万吨标准煤）			
2025	2680	1968	4155
2030	2979	2332	5459
天然气消费量（亿立方米）			
2021	217	109	228
2025	200	145	306
2030	220	172	402
至2025年天然气增量需求空间	-17	36	78
2025年总增量空间	97		
至2030年天然气增量需求空间	2	63	174
2030年总增量空间	240		

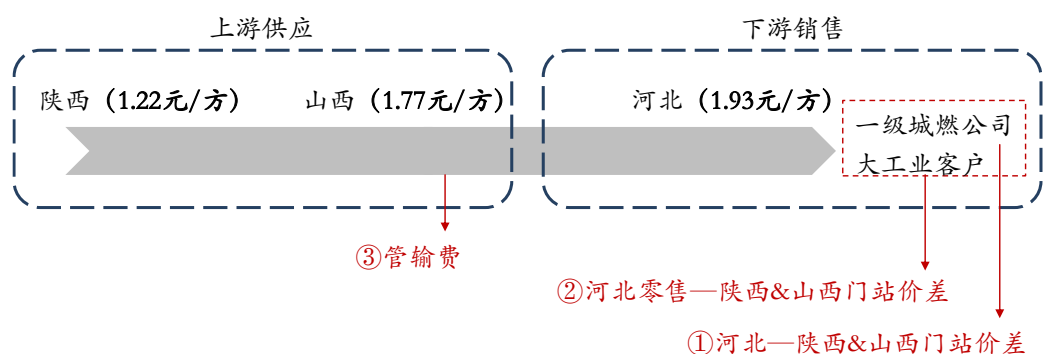
数据来源：国家统计局，东吴证券研究所测算

5. 模式可持续性？开采端与销售端盈利相当，气源与分销相互依存，合作模式可持续！

公司与中联公司设立合资公司中联华瑞共同投资建设运营的神安线管道项目，目前山西-河北段已通气，全面贯通后，将实现上游资源与下游终端市场的无缝对接，完成从上游气源到管道输气、再到终端用户的资源闭环。神安线连通陕西—山西—河北，上游陕西&山西省供给充足，为天然气外输省，下游河北省需求旺盛，**公司通过赚取门站价差、零售价差以及管输费获得利润：**

- **管输费：**中联华瑞（公司持股比例 49%）通过神安线将天然气进行跨省运输，收取管输费。按照国家长输管网 8% 的收益率核定规则，神安线天然气管输费用单价 0.195 元/方，从陕西/山西运输天然气至河北，联营公司收入可达 0.195 元/方，为公司贡献稳定收益。
- **门站价为基准的区域价差：**公司从上游气田参考当地门站价采购天然气，通过神安线输送至下游，参考当地门站价销售给大型燃气集团，**交付管输费后，赚取陕西/山西—河北天然气门站价差**，按照发改委披露的各省市天然气基础门站价格，我们预计从陕西/山西运输天然气至河北，门站价差可达 0.71/0.16 元。
- **零售价差：**公司凭借特许经营权，从上游供应商采购天然气，通过神安线按照用户需求将天然气输送并销售给当地工业企业客户，**交付管输费后，赚取零售价-门站价差**。按照下游非居民天然气价格 3.81 元/方计算，我们预计从陕西/山西运输天然气至河北，单方价差可达 2.59/2.04 元。公司主要大工业客户为当地大型氧化铝工业客户，其经营情况稳定，燃气需求量大，采购金额占比可达 40%，与公司稳定合作。

图16：天壕环境神安线盈利模式示意图



注：陕西、山西、河北门站价分别为 1.22、1.77、1.93 元/方；
神安线管输费为 0.195 元/方。

数据来源：国家发改委，东吴证券研究所

表13: 神安线三大盈利模式

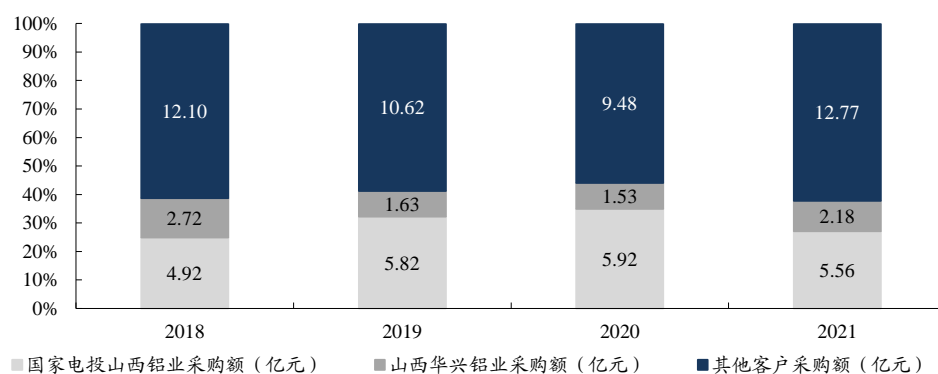
	管输费 (元/方)	门站价差 (元/方)	零售价差 (元/方)
陕西-河北段	0.195	0.71	2.59
山西-河北段	0.195	0.16	2.04

注: 陕西、山西、河北门站价分别为 1.22、1.77、1.93 元/方;

神安线管输费为 0.195 元/方。

数据来源: 发改委, 公司公告, 东吴证券研究所

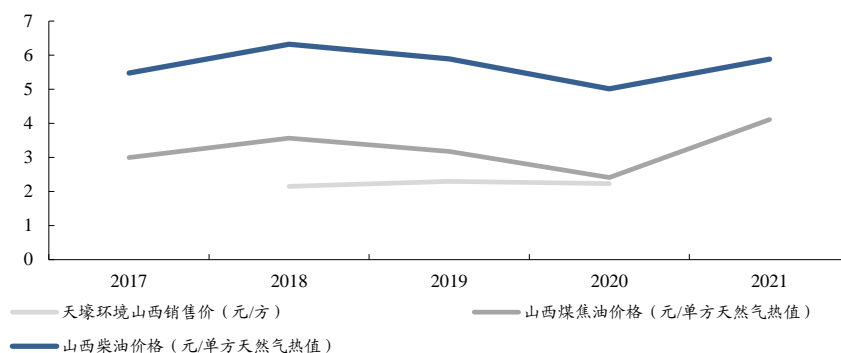
图17: 2018-2021 公司客户中铝厂占比达 40%



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

天壕环境销售价格低于当地其他能源, 具备提价空间顺价能力强。从销售端来看, 天壕环境天然气销售价格低于当地柴油&煤焦油价格, 从等热值替代的角度具备未来提价空间, 顺价能力强。

图18: 天壕环境天然气售价低于当地煤焦油&柴油



注: 2021 年天壕环境售价包含河北部分, 未拆分。

数据来源: 公司公告, CEIC, 东吴证券研究所

我们认为天壕环境的盈利模式可持续：

- 1) 神安线为中海油第一条陆上长输管网，对中海油开发陆上资源端及市场端具备战略意义；
- 2) 神安线管道下属 15 个开口以及山西气源连接线归天壕环境所有；
- 3) 我们认为中海油全资子公司中联煤开采端与神安线销售端盈利能力相当，气源端与分销端相互支持，利益格局理顺，双方合作模式可持续。

以同为煤层气开采公司的蓝焰控股为例，煤层气开采单方成本在 1 元左右，售价在 1.6~1.8 元/方，开采毛利在 0.6~0.8 元/方，与天壕环境燃气销售历史毛差水平相当。

表14：煤层气开采公司开采毛利 0.6~0.8 元/方

蓝焰控股	2017	2018	2019	2020	2021
煤层气销售收入（亿元）	11.21	11.82	13.36	14.15	19.53
煤层气成本（亿元）	7.15	6.75	7.22	10.09	12.33
煤层气毛利（亿元）	4.06	5.06	6.14	4.06	7.20
归母净利润（亿元）	4.89	6.79	5.57	1.25	3.05
煤层气补贴（亿元）-其他收益	2.64	2.57	2.05	0.77	0.76
销售量（亿方）	7.00	6.87	7.81	9.12	10.99
单方售价（元/方）	1.60	1.72	1.71	1.55	1.78
单方成本（元/方）	1.02	0.98	0.92	1.11	1.12
单方毛利（元/方）	0.58	0.74	0.79	0.45	0.65

注：2016 年，财政部提出“十三五”期间，煤层气开采利用中央财政补贴标准提高到 0.3 元/立方米；2020 年市场需求不振、煤层气财政补贴政策发生变化。

数据来源：蓝焰控股年报，东吴证券研究所

6. 盈利预测

公司具备稀缺跨省天然气长输管道资源，盈利模式可持续。我们预计 2022-2024 年公司归母净利润 4.07/7.22/9.80 亿元，同比 100%/77%/36%，EPS 为 0.46/0.82/1.11 元，对应 PE33/19/14 倍。（估值日期 2022/8/22）。我们认为跨省长输管线具备产业链地位、资产稀缺性和盈利能力确定性，价值凸显，维持“买入”评级。

7. 风险提示

- 1) 神安线建设进度不及预期：根据公司披露的 2021 年年报，神安线管道（陕西-山西段）2022 年具备通气条件。如因疫情或其他突发状况，施工进度放缓，通气进度将不达预期。

2) 中联煤层气气量释放不及预期。目前神安线上游气源主要来自中联煤的煤层气，而煤层气生产需要一定时间，存在气量释放不达预期的可能。

3) 海气价格波动风险。目前由于全球天然气供需错配，海气价格较高，神安线管道气能够进行存量气替代；若海气价格回落至一定程度，将对管道气替代产生阻碍。

天壕环境三大财务预测表

资产负债表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	利润表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
流动资产	2,495	3,184	4,620	6,467	营业总收入	2,052	3,363	5,213	6,933
货币资金及交易性金融资产	924	947	1,646	2,637	营业成本(含金融类)	1,476	2,436	3,547	4,649
经营性应收款项	848	1,248	1,782	2,432	税金及附加	18	28	46	61
存货	114	200	258	342	销售费用	21	35	120	222
合同资产	380	437	469	485	管理费用	166	168	334	520
其他流动资产	228	351	465	570	研发费用	27	24	47	62
非流动资产	5,783	5,689	5,554	5,406	财务费用	77	70	96	103
长期股权投资	642	642	642	642	加:其他收益	14	17	16	17
固定资产及使用权资产	1,778	1,820	1,820	1,809	投资净收益	-28	-74	-10	55
在建工程	418	358	327	317	公允价值变动	0	0	0	0
无形资产	1,463	1,407	1,353	1,296	减值损失	-113	-70	-165	-205
商誉	1,048	1,028	978	908	资产处置收益	74	0	0	0
长期待摊费用	62	62	62	62	营业利润	213	476	863	1,184
其他非流动资产	371	371	371	371	营业外净收支	22	2	2	2
资产总计	8,277	8,873	10,174	11,872	利润总额	235	478	865	1,186
流动负债	3,330	3,510	3,990	4,519	减:所得税	42	86	164	225
短期借款及一年内到期的非流动负债	710	523	337	150	净利润	193	392	701	960
经营性应付款项	1,951	2,111	2,522	3,034	减:少数股东损益	-11	-16	-21	-19
合同负债	121	171	177	186	归属母公司净利润	204	407	722	980
其他流动负债	548	705	954	1,148	每股收益-最新股本摊薄(元)	0.23	0.46	0.82	1.11
非流动负债	1,179	1,244	1,364	1,574	EBIT	301	724	1,209	1,531
长期借款	30	90	180	330	EBITDA	470	913	1,405	1,738
应付债券	350	350	350	350	毛利率(%)	28.06	27.55	31.95	32.94
租赁负债	13	18	48	108	归母净利率(%)	9.94	12.11	13.85	14.13
其他非流动负债	786	786	786	786	收入增长率(%)	21.16	63.89	55.01	33.00
负债合计	4,509	4,754	5,354	6,093	归母净利润增长率(%)	265.38	99.75	77.20	35.71
归属母公司股东权益	3,633	3,999	4,721	5,701					
少数股东权益	135	119	98	79					
所有者权益合计	3,768	4,118	4,819	5,780					
负债和股东权益	8,277	8,873	10,174	11,872					

现金流量表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E	重要财务与估值指标	2021A	2022E	2023E	2024E
经营活动现金流	219	434	967	1,125	每股净资产(元)	4.04	4.45	5.27	6.38
投资活动现金流	-135	-202	-158	-113	最新发行在外股份(百万股)	882	882	882	882
筹资活动现金流	-546	-210	-110	-21	ROIC(%)	4.93	11.91	18.09	19.91
现金净增加额	-463	22	699	991	ROE-摊薄(%)	5.61	10.19	15.29	17.18
折旧和摊销	169	189	195	208	资产负债率(%)	54.48	53.58	52.63	51.32
资本开支	292	-128	-148	-168	P/E (现价&最新股本摊薄)	65.73	32.91	18.57	13.68
营运资本变动	-240	-335	-146	-235	P/B (现价)	3.76	3.41	2.88	2.38

数据来源:Wind,东吴证券研究所,全文如无特殊注明,相关数据的货币单位均为人民币,预测均为东吴证券研究所预测。

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，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、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

- 买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15%以上；
- 增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5%与 15%之间；
- 中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与 5%之间；
- 减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；
- 卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

- 增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5%以上；
- 中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘-5%与 5%；
- 减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5%以上。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码：215021

传真：（0512）62938527

公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

