

氢能时代，点煤成金

——氢能与燃料电池产业前沿系列一——

行业深度

◆**制氢技术多元化，因地制宜是关键。**随着燃料电池等氢能产业写入国家战略，氢能开发受到市场关注。制氢是氢能产业链最前端环节，当前技术路线多元化不存在单一最优模式，需要因地制宜。我国作为煤炭资源大国，煤制氢是未来煤炭清洁利用的重要突破口。

◆**储氢、运氢是氢能利用发展的掣肘。**当前，氢气运输瓶颈尚未完全突破、成本较高，且加氢站数量不足导致氢能利用发展滞后。我们对目前三大运输方式进行理论测算后认为，未来全国氢气储运基础设施构建中，大规模制氢企业与城市门站之间主要可以**管道方式运输**；城市内部或区域之间中短距离可以**集装管束（拖车）运输**，**液氢槽罐车**则能在300公里以上的远距离需求中发挥一定优势。制氢环节未来沿海主要以**化工副产制氢模式**，内陆则是**煤制氢与可再生能源制氢并存**。我国煤炭资源与能源消费地呈逆向分布，考虑储氢、运氢成本较高，资源地产氢且就近消纳是可行方案。

◆**煤制氢是我国传统煤化工转型的突破口。**我国传统煤化工煤制甲醇项目产能利用率不足60%，主要分布于内蒙古、山西等富煤地区，停产产能中45%采用煤制甲醇工艺。这部分产能具有改造成专门制氢装置的潜能，其改造成本为新建项目的65%。煤制氢相比天然气制氢具有较好的成本竞争力，价格约0.9元/立方米。考虑到未来对煤化工褐煤的利用可能，成本还存在下降空间。根据我们敏感性测算，若改造比例达10%，全国单醇装置可供给124万辆燃料电池车；若煤化工消费占比提升1个百分点，全国新建煤制氢项目可供给543万辆燃料电池车。

◆**投资建议：**未来我国制氢产业将呈现煤制氢、工业副产制氢、可再生能源制氢三大技术路线并存格局。(1) 沿海地区：加氢站与煤炭资源呈逆向分布。由于尚未建立完善的氢气疏运系统，运输成本是限制沿海地区煤制氢的主要因素；氯碱、PDH和乙烷裂解等化工副产供氢是燃料电池车氢源的有效途径。(2) 非沿海地区：东北、华北、西北等“三北”地区光伏、风能等分布式可再生资源丰富，过剩电力可用于电解制氢。以河北张家口为例，为了解决弃风问题，地方政府大力发展风电制氢项目，计划在2020年完成21座加氢站建设项目。“三西”地区煤炭资源丰富，煤制氢潜力巨大：以山西为例，大同市已提出“氢能之都”的建设目标，2018年雄韬氢能大同产业园项目开工，该项目将建成年产能5万套的燃料电池发动机生产基地与年产能5万套的燃料电池电堆生产基地，年产值超过200亿元。

整体产业的发展仍然是一个长期过程，短期推进应以试点方式，二级市场的投资机会也多以主题性为主。建议关注具有煤气化资源优势，积极布局加氢站、燃料电池整车制造的**美锦能源**。此外建议关注在制氢领域积极布局的神华集团、兖矿集团等大型煤炭企业，其上市平台分别是**中国神华**、**兖州煤业**。

◆**风险分析：**煤价大幅上涨削弱煤制氢经济性；加氢站建设进度不及预期；运输环节建设进度不及预期；CCS技术成本能否降低具有不确定性。

分析师

殷中枢 (执业证书编号：S0930518040004)

010-58452063

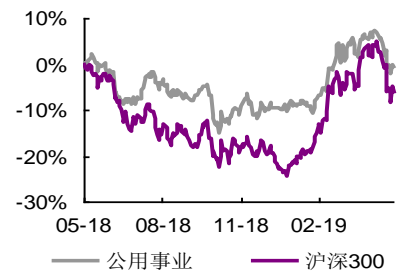
yinzs@ebsecn.com

王威 (执业证书编号：S0930517030001)

021-52523818

wangwei2016@ebsecn.com

行业与上证指数对比图



资料来源：Wind

投资聚焦

研究背景

随着燃料电池等氢能产业写入国家战略，氢能开发受到市场关注。制氢作为氢能——燃料电池车产业链最前端环节，在当前多元化技术背景下，如何选择适宜我国资源禀赋、经济环境等客观条件的制氢路径关系到整个产业链的发展。

我国“多煤贫油少气”的资源特征决定了煤炭在能源结构中的核心地位，清洁化利用是煤炭行业未来必经之路，而煤制氢为此提供了一个绝佳的突破口。我们希望通过本篇报告，对煤制氢技术路径在我国适用性、推广路径做出探讨，寻找“点煤成金”的行业新增长点。

我们区别于市场的观点

当前主流制氢方式分为工业尾气副产氢、电解水制氢、化工原料制氢、化石燃料制氢等，制氢成本(包括环境成本)是选择技术路径时考虑的重要因素。

与市场认知所不同的是，我们不认为存在单一最优模式，当前，氢气运输瓶颈尚未完全突破、成本较高，且加氢站数量不足导致氢能利用发展滞后；资源地产氢且就近消纳是可行方案。制氢环节上未来沿海主要以化工副产制氢模式，内陆则是煤制氢与可再生能源制氢并存。

煤制气(氢)是传统煤化工领域的基础环节，属于煤化工技术领域的关键性共性技术。煤制甲醇作为传统煤化工主要组成部分，目前产能利用率不足60%，停产产能中煤制甲醇接近45%。这部分产能具有改造成为专门制氢设备潜能，其改造成本为新建项目的65%。

投资观点

(1) 沿海地区：由于尚未建立完善的氢气疏运系统，运输成本是限制沿海地区煤制氢的主要因素。氯碱、PDH 和乙烷裂解等化工副产供氢是燃料电池车氢源的有效途径。

(2) 中西部地区：“三西”地区煤炭资源丰富，煤制氢潜力巨大。以山西为例，大同市已提出“氢能之都”的建设目标，2018 年雄韬氢能大同产业园项目的开工，该项目将建成年产能 5 万套的燃料电池发动机生产基地与年产能 5 万套的燃料电池电堆生产基地，年产值超过 200 亿元。

(3) 三北地区：东北、华北、西北等“三北”地区光伏、风能等分布式可再生资源丰富，过剩电力可用于电解制氢。以河北张家口为例，为了解决弃风问题，地方政府大力发展风电制氢项目，计划在 2020 年完成 21 座加氢站建设项目。

整体产业的发展仍然是一个长期过程，短期推进应以试点方式，二级市场的投资机会也多以主题性为主。建议关注具有煤气化资源优势，积极布局加氢站、燃料电池整车制造的**美锦能源**。此外建议关注在制氢领域积极布局的神华集团、兖矿集团等大型煤炭企业，其上市平台分别是**中国神华**、**兖州煤业**。

目 录

1、 运输是氢能利用的核心问题	4
1.1、 制氢技术多元化，核心问题在运输环节	4
1.2、 氢气属于 I 类危险品，对运输安全要求较高	7
1.3、 三种氢气运输方式成本测算及比较	8
1.4、 考虑储运成本，煤制氢或是内陆地区主要方式	11
2、 煤制氢是我国煤炭清洁利用的突破口	15
2.1、 煤气化、工业副产是目前国内最主要氢气来源	15
2.2、 传统煤化工是潜在的煤制氢产能，可为改造基础	17
2.3、 改造、新建煤制氢项目可供燃料电池车的敏感性分析	21
2.4、 煤制氢的成本测算以及和天然气制氢的比较	25
3、 投资建议	28
3.1、 美锦能源：煤气化资源优势，布局燃料汽车全产业链	29
3.2、 其他煤炭能源公司的布局介绍	29
4、 风险分析	30

1、运输是氢能利用的核心问题

1.1、制氢技术多元化，核心问题在运输环节

氢能作为一种二次能源，具有绿色无污染、原料丰富、利用方式多样的优势。经过工业领域数十年的发展，制氢工艺已经较为成熟。根据国际可再生能源署测算，2017 年全球氢原料市场规模为 1150 亿美元，预计 2022 年将达到 1550 亿美元。

氢能源主产业链包括上游氢气制备、中游氢气运输储存、下游加氢站、氢燃料电池及氢能源燃料电池应用等多个环节，由于技术、基础设施不足等问题，目前各环节存在一定的难点：

- **制备**：资源地和消费地逆向分布，制氢成本因技术路线和资源禀赋差异巨大；
- **储存**：关键材料、部件依赖进口，尚不具备产业化条件；
- **运输**：短期主要以气态高压、车载运输方式为主，经济性受到运距限制；
- **加注**：加氢站缺乏统一审批规范，投资回收期长；
- **电堆**：核心部件和材料国产化率较低。

图 1：产业链各环节成本仍相对较高



资料来源：赵吉诗《浅谈当前氢能产业发展面临的几个问题》，光大证券研究所

2019 年氢能源首次写入《政府工作报告》，政府工作任务中明确“**将推动充电、加氢等设施建设**”。其实，自 2011 年以来有关部门已经从战略、产业结构、科技、财政等方面相继发布了一系列政策，引导鼓励氢燃料电池等氢能产业发展。随着氢能应用技术发展逐渐成熟，以及全球应对气候变化压力持续增大，氢能产业关注度日益提升，氢能及燃料电池技术作为实现低碳环保发展的重要创新技术，正在迎接一轮高速发展窗口。

我国已将发展氢能提升到国家战略层面，《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书》为我们描绘了中国氢能发展蓝图：

(1) 初期阶段(2016-2020)：制氢环节布局工业副产氢气回收、煤基制氢、可再生能源制氢三大技术，在2020年燃料电池车辆达到1万辆，加氢站数量达到100座，行业总产值达到3000亿元；

(2) 中期阶段(2021-2030)：加速可再生能源制氢推广，到2030年燃料电池车达到200万辆，加氢站达到10000座；

(3) 远期阶段(2031-2050)：加速煤基低碳制氢推广和绿色氢能供给方式多元化，加氢站覆盖全国，燃料电池车保有量达1000万辆。

表 1：我国氢能产业基础设施发展规划

阶段	时间	制氢	氢能储存与运输	氢能利用及基础设施
初期	2016-2020	1.工业副产氢气回收	1.气态储氢(35Mpa)	1.燃料电池运输车辆(示范)
		2.煤基制氢	2.拖车、液氨罐车运输	2.到2020年，氢能现代有轨电车达到50列；燃料电池车达到1万辆；加氢站达到100座
		3.示范可再生能源制氢	3.气态储存(70Mpa示范)	
中期	2021-2030	可再生能源制氢推广	4.管道输送(示范)	
			1.液态及其他方式储存	1.燃料电池车辆及发电应用、氢能轨道交通及船舶等推广
远期	2031-2050	1.煤基低碳制氢推广 2.绿色氢能供给方式多元化	2.管道输送	2.到2030年，燃料电池车达到200万辆；加氢站达到10000座
			1.长距离管道输送	加氢站覆盖全国，燃料电池运输车辆保有量达1000万辆；燃料电池发电推广应用
			2.安全、可靠的氢能储存及运输体系	

资料来源：《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书》，光大证券研究所整理

制氢是氢能产业链的最前端环节，当前技术路线多元化不存在单一最优模式，需要因地制宜选择适合所在地资源禀赋、经济条件等客观环境的制氢手段。制备氢气的方法已较为成熟，从多种来源中都可以制备氢气，每种技术的成本及环保属性都不相同，主要分为四种技术路线：工业尾气副产氢、电解水制氢、化工原料制氢、化石燃料制氢等。

利用化石燃料制氢是目前工业制氢的主要途径。在石化、钢铁、焦化工业领域，氢气一般以副产品的形式出现，在循环经济模式下被当做这些企业的重要化工原料或燃料。

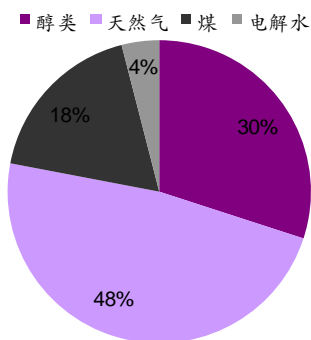
表 2：目前制氢四大技术路线

方式	原料	制氢原理
化石燃料制氢	煤、焦炭	以煤在蒸汽条件下气化产生含氢和一氧化碳的合成气，合成气经变换和分离制得氢，可以制取纯度大于 99% 的氢气。
	天然气、石油	天然气、石油产品生成一氧化碳同水的合成气，然后通过 PSA 法或膜法分离法转化为二氧化碳和氢气，从而制取高纯度氢气。
化工原料制氢	甲醇、氨	甲醇裂解制氢、氨分解制氢等都属于含氢化合物高温热分解制氢含氢化合物由一次能源制得。
工业尾气制氢	合成氨生产尾气	生产一吨合成氨，排气量约 150-250Nm ³ 。在生产合成氨的同时，对排放气回收利用，通过 PSA 装置提取纯氢作为合成氨生产的副产品，具有极大的经济价值。
	炼油厂回收富氢气体制氢	在催化重整过程中，烃类发生转移反应，副产大量的富氢气体；在加氢精制、加氢裂化反应、渣油催化裂化等过程中均有排放气、副产富氢气体产生。采用膜法分离装置或 PSA 提氢装置，就可使这些富氢气体得到回收利用。
	氯碱厂回收副产氢制氢	氯碱厂以食盐水 (NaCl) 为原料，采用离子膜或石棉隔膜电解槽生产烧碱 (NaOH) 和氯气 (Cl ₂)，同时可得到副产品氢气。把这类氢气再去掉杂质，可制得纯氢。我国许多氯碱厂都采用 PSA 提氢装置处理，可获得高纯度氢气。
	焦炉煤气中氢的回收利用	焦炭生产过程中，可获得焦炉煤气，其氢的含量约为 50-60%。可以变压吸附法 (PSA 法) 提取纯氢。
传统水电解制氢	可再生能源制氢	电解液一般是含有 30% 左右氢氧化钾 (KOH) 的溶液，当接通直流电后，水就分解为氢气和氧气。

资料来源：光大证券研究所整理

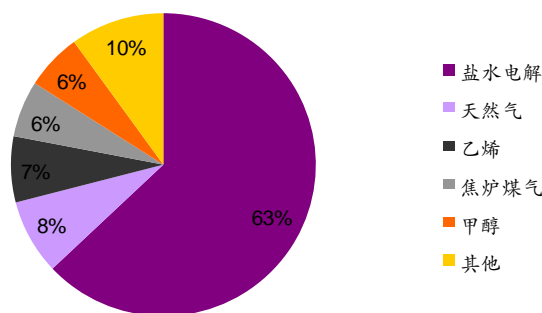
全球来看，目前主要的制氢原料 95% 以上来源于传统能源的化学重整 (48% 来自天然气重整、30% 来自醇类重整，18% 来自焦炉煤气)，4% 左右来源于电解水。日本盐水电解产能占有制氢产能的 63%，此外产能占比较高的还包括天然气改制 (8%)、乙烯制氢 (7%)、焦炉煤气制氢 (6%) 和甲醇改制 (6%) 等。

图 2：全球天然气制氢 (SMR) 占比 48%



资料来源：hydrogen analysis resource center，光大证券研究所 (注：数据时间节点为 2017 年)

图 3：日本盐水电解制氢占比 63%

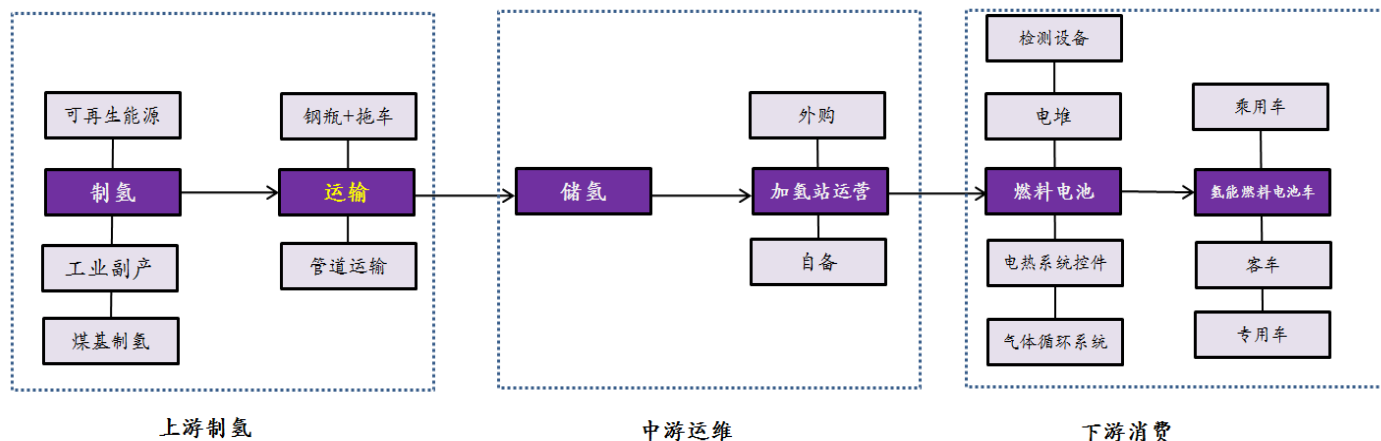


资料来源：hydrogen analysis resource center，光大证券研究所 (注：数据时间节点为 2017 年)

1.2、氢气属于I类危险品，对运输安全要求较高

氢气在常温常压下为气态，密度仅为 0.0899 千克/立方米。作为易燃气体，它属于 I 类危险品，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热即发生爆炸，因此对运输安全要求较高。

图 4：氢能产业链主要问题在于运输环节



资料来源：光大证券研究所

氢气的储运氢气储运技术可以分为高压气态、液态、有机载体（LOHC）及固态储氢运输等四类。其中高压气态运输由于技术实现简单及成本低等特征，应用最为广泛，而液态运输次之。有机载体与固态运输处于试验阶段，成熟度较低。

表 3：气态、液态运输是当前主流的储运方式

运输状态	储存工具	最大运量	应用情况
气态	集装格	10kg/格	少量、短距离运输
	集装管束（拖车）	460kg/车	中远距离运输
	管道	11t/小时	长距离大量运输
液态	槽罐车	4300kg/车	中远距离
	有机载体	2600kg/车	试验阶段
固态	储氢金属	24000kg/车	试验阶段

资料来源：玖牛咨询，光大证券研究所

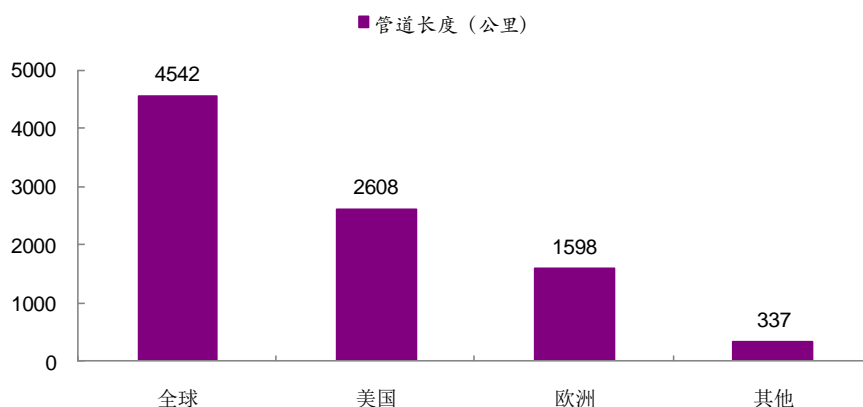
➤ 高压气态运输

(1) **集装格**：集装格是采用钢结构框架将 10-16 只容积 40L 单瓶集装在一起采用常规车辆进行运输，钢瓶压强可以达到 15-20Mpa。由于钢瓶自重较大，运输氢气重量仅占钢瓶重量的 0.067%，运输效率低下，成本高。但集装格操作简单，运输方式灵活，适合于短距离、少量需求的供应。

(2) **集装管束(拖车)**：是将多只大容积无缝高压钢瓶通过瓶身两端的支撑板固定在框架中构成，采用大型拖车运输。集国内主要生产商中集安瑞科生产的集装管束承受压力 20Mpa，每次可装载氢气约 4000Nm³，重约 460kg。

(3) **管道运输**：通过在地下埋设无缝钢管系统进行氢气输送，管道内氢气压力一般 4Mpa，输送速度可达到 20m/s。管道运输具有速度快、效率高的优点，但初始投资较高。氢气管道在美国及欧洲采用较多，我国则较为少见。

图 5：美国、欧洲主要以管道运输为主，我国较为少见



资料来源：玖牛咨询，光大证券研究所（注：数据时间节点为 2016 年）

➤ 槽罐车液氢运输

液氢运输是将氢气于零下 253 摄氏度低温下转化为液体形态，采用槽罐车进行运输。相对于高压气态运输，液态氢具有更高的体积能量密度，因而运输效率大幅度提升。但氢气液化能耗较高，相当于被液化氢气热值的 33%，同时在运输过程中具有极高的保温要求以防止液氢沸腾，因而成本较高。

1.3、三种氢气运输方式成本测算及比较

集装管束(拖车)、液氢槽罐车、管道氢气是当前最主要、成熟的氢气运输方式，为了分析其适合的使用场景及经济性，我们分别对这三种运输成本进行梳理及测算。

(1) 集装管束(拖车)运输

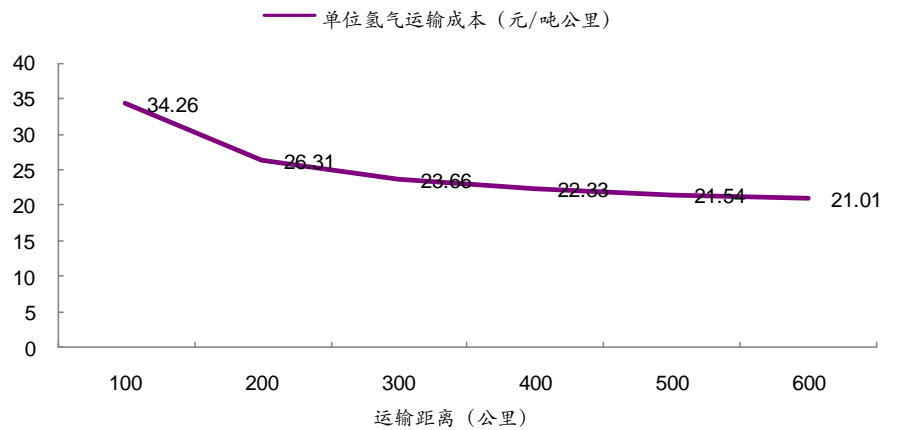
集装管束(拖车)运输成本主要包括：拖车折旧费、维护保养费、氢气压缩耗电、人员工资及运输油耗等。我们基于以下假设测算：拖车价格 100 万/台，分 10 年折旧，残值为 0；每台拖车需要 2 名司机，人均工资 15 万/年；载气量 460kg，每百公里耗油 25 升（柴油价格按 6 元/升）；速度 50km/小时，两端装卸时间约 5 小时，年有效工作时 4500 小时，氢气压缩过程耗电 1kwh/kg（电费 0.6 元/度）。

表 4：集装管束（拖车）运输测算假设条件

成本类型	项目	金额	单位
固定成本	折旧费	10	万元/年
	人工费	30	万元/年
	车辆保险	1	万元/年
可变成本	保养费	0.2	元/公里
	油料费	1.5	元/公里
	过路费	0.7	元/公里
	压缩耗电费	0.6	元/千克

资料来源：氢云链，光大证券研究所

图 6：集装管束（拖车）单位氢气运输成本



资料来源：玖牛咨询，光大证券研究所

(2) 液氢槽罐车运输

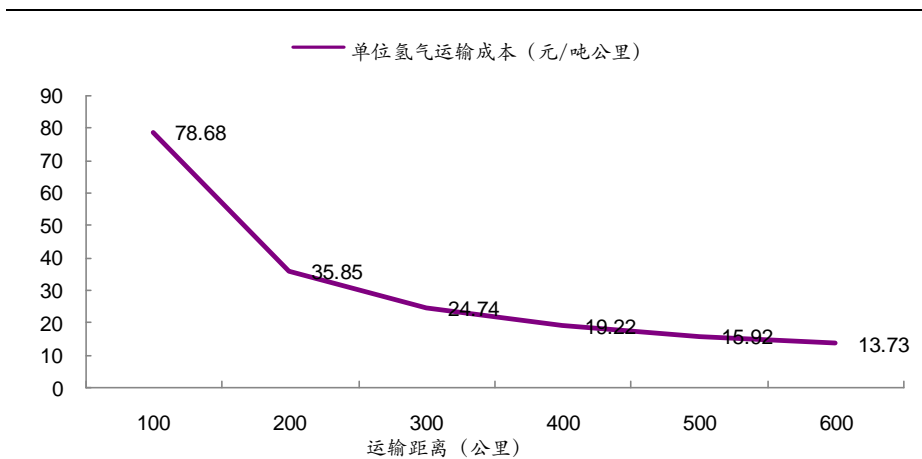
与集装管束车（拖车）运输方式相比，液氢槽罐车运输成本增加了氢气液化成本及运输途中液氢的沸腾损耗。我们基于以下假设测算：槽罐车价格 45 万/辆，分 10 年折旧，残值为 0；每次装载液氢约 4300kg，运输途中由于液氢沸腾平均每小时损耗 0.01%，液化过程损耗 0.5%。液化过程耗电 11kwh/kg，槽罐车充卸一次耗时 6.5 小时。

表 5：液氢槽罐车运输测算假设条件

成本类型	项目	金额	单位
固定成本	折旧费	4.5	万元/年
	人工费	30	万元/年
	车辆保险	1	万元/年
可变成本	保养费	0.2	元/公里
	油料费	1.5	元/公里
	过路费	0.7	元/公里
	液化损耗	0.5	%
	液化电费	6.6	元/千克
	运输损耗	0.01	%/小时

资料来源：氢云链，光大证券研究所

图 7：液氢槽罐车单位氢气运输成本



资料来源：玖牛咨询，光大证券研究所

(3) 管道氢气运输

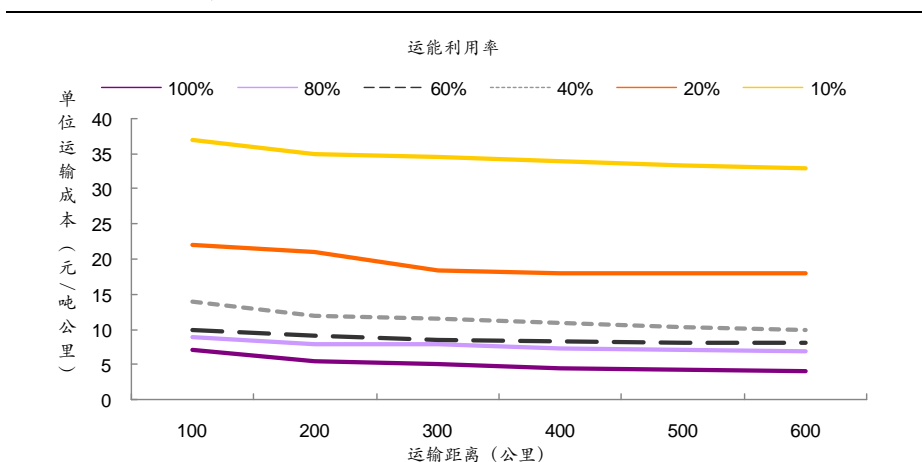
管道氢气运输成本主要包括管道建设费用折旧与摊销、直接运行维护费（材料费、维修费、输气损耗、职工薪酬等）、管理费及氢气压缩成本等。参考国内最近建成运营的氢气输送管道“济源-洛阳”项目，我们基于以下假设测算：采用φ508mm管道，年输送能力10.04万吨，建设成本为616万/公里，管道使用寿命20年；运行期间维护成本及管理费用占建设成本的8%；满载输送过程中每年损耗为1252千克/公里。

表 6：管道氢气运输测算假设条件

成本类型	项目	金额	单位
固定成本	管道折旧费	30.8	万元/公里
	维护及管理费	2.46	万元/公里
可变成本	氢气压缩费用	0.42	元/千克
	氢气运输损耗	1.38	万元/年公里

资料来源：氢云链，光大证券研究所

图 8：管道氢气单位氢气运输成本



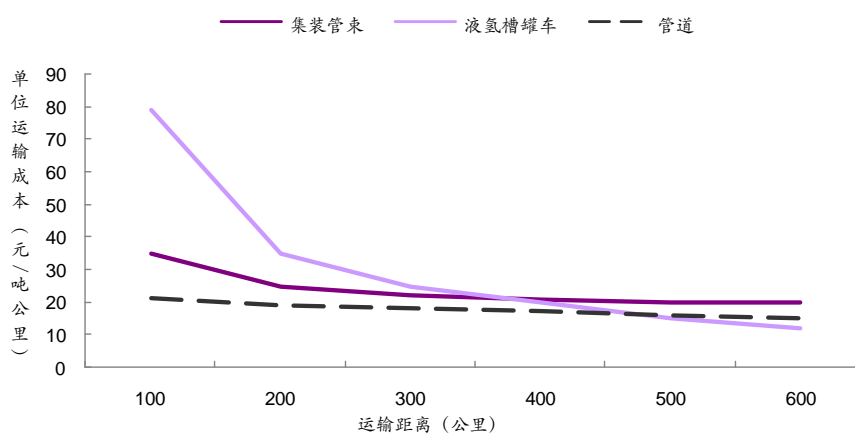
资料来源：玖牛咨询，光大证券研究所

通过比较我们可以发现：1.在满负荷运营状态下，管道运输成本明显优于集装箱管束（拖车）与液氢槽罐车运输；2.在300公里运输距离之内，集装箱管束（拖车）运输成本优于槽罐车，而运距超过300公里之后，槽罐车运输成本开始低于集装箱管束（拖车）。

集装箱管束（拖车）与槽罐车单车运输量有限，可以根据市场需求变化调整运输车数量规模以提高利用率。而管道运输的经济性必须以高负荷为前提，单位运输成本受运输量影响显著。

未来全国氢气储运基础设施构建中，大规模制氢企业与城市门站之间主要以管道方式运输；城市内部或区域之间中短距离以集装箱管束（拖车）运输为主，液氢槽罐车则能在300公里以上的远距离需求中发挥优势。

图9：三种运输方式经济性比较



资料来源：氢云链，光大证券研究所

1.4、考虑储运成本，煤制氢或是内陆地区主要方式

我国工业气体生产领域起步较晚，大多数炼油企业多自建氢气制造厂满足本厂的氢气需要，专门氢气制造企业数量不多并且发展速度较慢，现有氢气制造业多分布于东部沿海地区。其中以广东省、江苏省、上海市、山东省、北京市企业最为集中。

图 10: 氢气制造业多分布于东部沿海地区 (2017 年)



资料来源: 车创网 (注: 颜色越深表示制氢企业越多)

从出厂成本来看, 煤制氢, 氯碱、丙烷脱氢制丙烯和乙烷裂解制烯烃副产成本远低于天然气、甲醇重整制氢和水电解制氢等路线。但由于煤制氢产能主要集中在内蒙古、山西等地区, 距离东部沿海等消费中心较远, 考虑到储氢和运氢后综合成本, 其与氯碱、丙烷脱氢和乙烷裂解制氢相比不占优势。未来制氢环节将呈现煤制氢、工业副产制氢、可再生能源制氢三大技术路线并存格局。沿海走化工副产制氢模式, 内陆则是煤制氢与可再生能源制氢并存。

表 7: 各个路径制氢成本比较

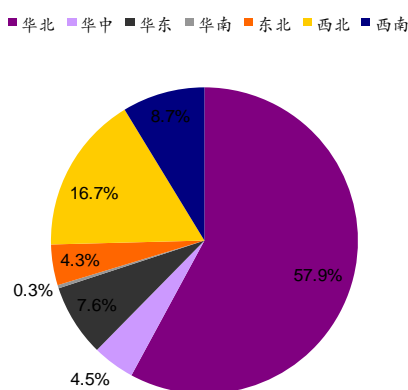
	化石燃料制氢		化工副产制氢				甲醇重整制氢	水电解制氢
	天然气重整	煤制氢	焦炉气副产	氯碱副产氢气	丙烷脱氢	乙烷裂解		
原料	天然气、水	煤炭、水	焦煤	原盐	丙烷脱氢	乙烷	甲醇、水	水
经济规模	1000-100000 Nm ³ /h	1000-100000 Nm ³ /h	假设焦炭厂装置规模为 100 万吨/年, 可副产氢气 19178 Nm ³ /h	假设烧碱装置规模 20-100 万吨/年, 副产氢气中除配套下游外剩余 40% 可外售, 则氢气产量 2500-12500 Nm ³ /h	45 万吨 PDH 装置副产氢气除自用外可外售 1.5 万吨氢气, 折合 19000 Nm ³ /h	125 万吨乙烯装置可副产 8 万吨氢气, 折合 10000 Nm ³ /h	目前甲醇蒸汽重整-PSA 工艺最小模块 20 Nm ³ /h, 最大单系列 3000 Nm ³ /h	单台电解槽制氢能力 < 300 Nm ³ /h
已投产和在建产能的可实现供氢量	-	-	325 万吨	25.6 万吨	30.5 万吨	27.5 万吨	-	-
规划产能的可供氢量	-	-	-	-	> 11.3 万吨	65.9 万吨	-	-
可供燃料电池车数量	-	-	2273 万辆	179 万辆	292 万辆	653 万辆	-	-
原料价格假设	2.2-3.5 元/Nm ³	400-800 元/吨	-	-	-	-	1800-3400 元/吨	-
制氢成本	1.04-1.48 元/Nm ³	0.83-1.13 元/Nm ³	1.19 元/Nm ³	1.3 元/Nm ³	0	0	1.79-2.78 元/Nm ³	> 3 元/Nm ³

资料来源: 《炼厂制氢工艺路线选择》, 《化工管理》2018 年 5 月刊等, 光大证券研究所石化团队测算

我国煤炭资源与当前阶段的制氢企业地域上呈逆向分布。煤炭资源地理分布总格局西多东少、北富南贫。区域分布上，华北地区占 58%。其中山西、内蒙古、陕西、新疆、贵州、宁夏等 6 省，资源总量占全国的 80%。山西、内蒙古、陕西、新疆、贵州等五省煤炭探明储量占全国比重达 81% 以上。

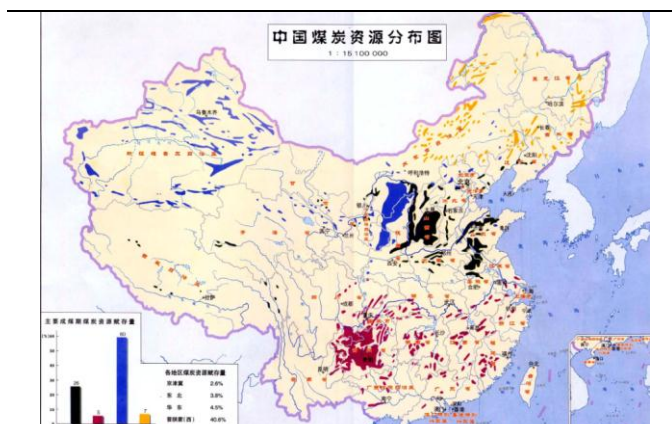
煤炭资源、煤化工产业集中于“三北”地区，但根据当前加氢站的布局规划，氢能需求主要集中在长三角、珠三角等相对发达地区。鉴于运输成本在外部供应加氢站成本结构中比重较大，必然面临储运问题。不同于已经具备大规模管道运输体系的天然气，煤制氢现在主要用车辆运输。车辆运输的经济运输半径一般在 100 千米以内。超过这个距离后运输成本变高，煤制氢的经济性将大幅下降。

图 11：我国煤炭资源地区占比



资料来源：矿产资源网，光大证券研究所（注：数据时间节点为 2017 年）

图 12：我国煤炭资源主要分布情况



资料来源：中国地图出版社《中华人民共和国地形图》

我国是煤制氢应用最多国家之一，煤制氢的优势主要表现在三个方面：

- **原料可获得性。**我国作为煤炭大国，煤炭在一次能源占比达 60%，资源丰富且易得。
- **原料成本低。**煤炭相比天然气等能源具有明显的价格优势。天然气制氢成本约为 2 元/立方米，而煤炭制氢的成本在 0.8 元/立方米左右。
- **煤制氢技术成熟，可规模化生产。**清洁煤化工过程第一步产生的就是氢气，煤制氢技术可以追溯到上世纪八九十年代。在此期间，神华、齐鲁石化、茂名石化等煤化工行业龙头企业争相布局，推动了我国煤制氢技术的发展，一氧化碳转换、氢气分离提纯、大规模空分等关键技术实现了国产化。可以说，我国煤制氢技术已较为成熟，可支持规模化应用，这是其他制氢路径不具备的优势。

另一方面，不可否认煤炭作为传统化石燃料在制氢过程中容易产生环保问题：

- **需要通过 CCS 技术处理、封存 CO₂**

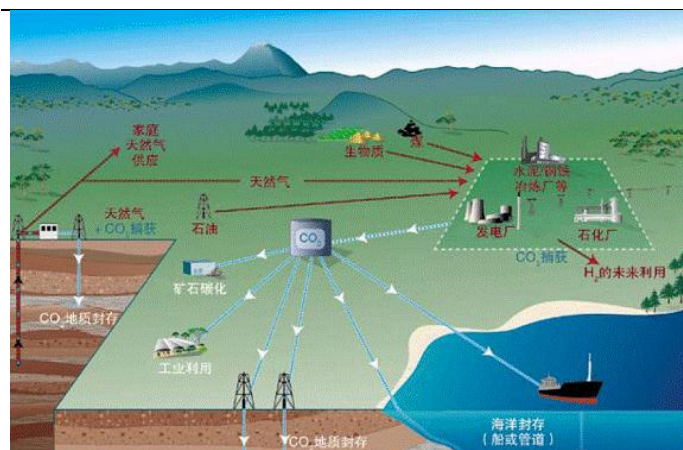
煤制氢工艺外排二氧化碳约是天然气制氢的 4 倍。我国在《联合国气候变化框架公约》的巴黎气候大会上承诺到 2030 年单位 GDP 二氧化碳排放量比 2

005 年下降 60%-65%，并在 2030 年前后化石能源消费的二氧化碳排放达到峰值的目标。煤制氢过程排放 CO₂，必须利用 CCS 技术才能实现减排。

➤ 需要进行脱硫处理

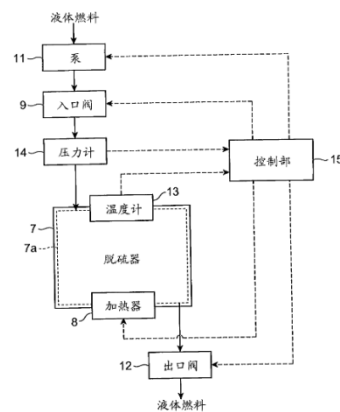
合成气中的硫来源于气化用煤，主要以 H₂S 形式存在。气化用煤中的硫约有 80% 转化成 H₂S 进入煤气，如果 H₂S 进入燃料电池中，会引起燃料电池阴极催化剂“中毒”，造成阴极催化剂不可逆转的损伤，从而导致燃料电池性能迅速显著下降。为了防止重整催化剂的老化，需要安装用于可以去除硫成分的脱硫器。

图 13: 煤炭制氢所产生的 CO₂ 需要 CCS 技术减排



资料来源：北京市国家生态经济协会

图 14: 燃料电池脱硫装置



资料来源：国家专利局

图 15: 国家能源集团积极参与氢能利用全产业链布局

CHN ENERGY
国家能源集团

- 年产超过**400万吨**氢气
- 能供应**4000万辆**燃料电池乘用车
在世界上排名**第一**
- 成功示范**30万吨**二氧化碳封存 (CCS) 技术
为处理好煤化工制氢的碳排放
奠定基础
- 目前正在计划在**江苏如皋、陕西咸阳、内蒙古包头**等地投资建设氢能项目。

资料来源：北极星电力网

2018 年由国家能源投资集团牵头，同济大学、中国一汽、重工钢研等数十家企业和科研机构共同发起的中国氢能联盟在北京正式成立，联盟成员单位从发起的 20 家增加到 54 家。国能投作为中国氢能联盟首届理事长单位，煤化工板块年产超过 400 万吨氢气，已具备供应 4000 万辆燃料电池乘用车的制氢能力，在制氢产业有着得天独厚的优势。集团正在加快布局从制氢到加氢站的氢能利用全产业链，并参与氢燃料电池的研制与开发，正计划在江苏如皋、陕西咸阳、内蒙古包头等地投资建设氢能项目。

2、煤制氢是我国煤炭清洁利用的突破口

2.1、煤气化、工业副产是目前国内最主要氢气来源

我国煤炭资源储量丰富，天然气对外依存度高达 30%，核能、可再生能源仍处于发展当中。从资源禀赋及能源利用现状等因素出发，煤炭气化制氢、可再生能源制氢前景广阔。从能源安全、经济发展稳定等现实角度考虑，煤制氢是煤炭清洁利用问题的极佳突破口。

过去煤制氢一直活跃在化工领域，不被大众所熟悉。前几年由于环保要求提高，油品质量升级步伐加快，煤制氢开始被炼油厂广泛应用。而 2019 年以来随着燃料电池的火热，煤制氢作为主要制氢路径之一，也逐渐走进公众的视野。

2010 年至今，全国新建大型炼厂煤、石油焦制氢项目 6 套，煤制氢的总规模约为 80.5 万标准立方米/小时。煤/石油焦制氢仍然是中国炼厂制氢的主流工艺路线，根据亚化咨询《中国煤制氢年度报告 2018》统计，2010 年至今，全国新建大型炼厂煤/石油焦制氢项目 6 套，煤制氢的总规模约为 80.5 万标准立方米/小时。2017 年底全国拟在建 15 个炼化一体项目中，已确定采用煤制氢的项目有 11 个，确定采用天然气制氢的只有 1 个。

表 8：炼化一体拟在建项目以煤制氢技术路线为主

公司名	炼油产能 (万吨)	PSA 规模 (N ₂ 补充制氢规模 (N ₂)) m ³ /h	技术路线	
恒力石化	2,000	730,000	500,000	煤制氢
中海油惠州炼化	2,200		278,000	煤制氢
浙江石油化工	4,000	480,000	145,000	煤制氢
盛虹炼化	1,600	440,000	230,000	煤制氢
中石化海南炼化	100	90,000	960,000	煤制氢
中国兵器工业集团	1,500		183,000	煤制氢
中化泉州	100		140,000	煤制氢
中卫广东石化	2,000	130,000	120,000	煤制氢
北方华锦化学工业集团	技术改造		100,000	煤制氢
中石化燕山石化	1,200		100,000	煤制氢
中科合资广东	1,500	80,000		煤制氢
中石油云南石化	1,300	110,000	170,000	天然气制氢
洛阳石化	1,800	80,000		-
唐山旭阳	1,500	180,000	50,000	-
河北新华联合石化	2,000			-

资料来源：亚化咨询《中国制氢产业年度报告 2017》，光大证券研究所

煤气化是煤制氢首要环节，通过气化将固体煤转化为含有 CO、氢气、甲烷等可燃气体的合成气，再进一步通过分离技术得到氢气。目前广泛应用的煤气化技术有固定床气化、流化床气化及气流床气化：

- **固定床气化：**固定床气化技术是以蒸汽、氧气为气化剂，将固体燃料转化成煤气的过程。代表性气化炉主要是碎煤加压气化炉。碎煤加压气化炉是国内操作最稳定、技术最成熟的煤气化技术之一，具有煤种适应性广泛、合成气中富含 CH₄、副产品多、氧耗低、单炉生产能力低、占地面积大及废水处理费用高的特点。
- **流化床气化：**流化床气化最重要特点是气化剂和固体燃料进入一个高温的颗粒流化床。代表性气化炉为 U-GAS 气化炉，具有气化强度高、气化剂与燃料之间的传热传质效率高及产品气体热值高的特点。
- **气流床气化：**气流床气化使用极细的粉煤为原料，在气化炉内细颗粒粉煤分散悬浮于高速气流中，按进料方式分为干法进料（干煤粉）及湿法进料（水煤浆）两种。干煤粉气化代表性气化炉为 Shell、WHG、SE-东方炉，水煤浆气化代表性气化炉为 GE 气化炉。气流床气化具有有效气成分高、单炉气化能力高、气化反应速度极快、废水量少、处理简单、环境友好的特点。

从有效气成分的对比可知，固定床及流化床气化制氢的合成气有效组分含量较低，但两者均含有甲烷，对于以制取甲烷为目标产品的项目较有利。气流床气化技术合成气有效成分较高，均能达到 75% 以上。气流床技术是当前先进的洁净煤气化技术，也是煤气化技术发展的主流方向，中石化、国家能源集团等国内能源巨头的大型煤制氢项目也主要采用这一技术路线。

表 9：不同气化工工艺制氢的合成气组成（单位：%）

项目	固定床	流化床	气流床			
	碎煤加压	U-GAS	Shell	WHG	SE-东方炉	GE
氢气	37.7	35.6	23.6	23.5	25.6	33.8
一氧化碳	21.3	30.9	60.2	67.9	65.1	41.8
二氧化碳	28.9	27.5	1.3	7.1	0.8	22.7
甲烷	10.6	5.1	0.1			
氮气			8.0		8	

资料来源：韩大明《煤制氢气工艺路线技术经济性探讨》，光大证券研究所

已建大型炼厂煤制氢装置中，多采用水煤浆气流床气化技术。水煤浆气化的优势在于：（1）原料适应性好，水煤浆气化可以气化烟煤、次烟煤和部分石油焦；（2）制氢压力高，与炼油氢气需求压力匹配性好；（3）产品匹配性好，气化合成气中氢气含量高；（4）单台炉投资低，设置备炉可确保气化连续供氢。

表 10: 国内煤制氢生产企业以水煤浆气流床气化技术为主

序号	生产商	规模	工艺路线	投产时间
1	中石化南京化学工业公司	9 万吨/年	GE (水煤浆)	2013
2	中石化茂名石化	20 万标方/时	GE (水煤浆)	2014
3	中石化金陵石化	9 万吨/年	GE (水煤浆)	2006
4	中石化九江石化	10 万吨/年	GE (水煤浆)	2014
5	中石化齐鲁石化	4 万标方/时	GE (水煤浆)	2004
6	国家能源集团鄂尔多斯煤制油公司	20 万吨/年	Shell (干煤粉)	2008

资料来源:《中国车用氢能产业发展报告(2018)》,光大证券研究所

2.2、传统煤化工是潜在的煤制氢产能,可为改造基础

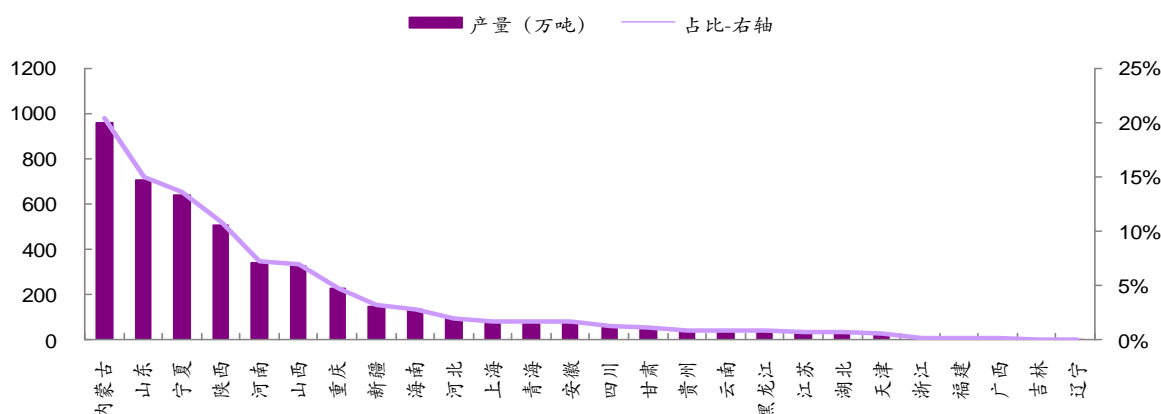
煤制甲醇是传统煤化工产业的重要组成部分。煤制氢作为煤制甲醇的前置环节,其产生的氢气被用于甲醇合成。当前存在较多的煤制甲醇停产产能,这部分设备具有改造成专门制氢装置的潜能。同时内蒙古等褐煤储量丰富的地区,可以充分发掘其成本优势。

(1) 传统煤化工及分布情况,可以成为改造的基础

内蒙古是我国褐煤储量、产量最丰富地区。褐煤是一种低阶动力煤,它热值低、煤质较差,不适宜长距离运输。目前褐煤消费主要方式包括:

- 1) 用作坑口电厂和工业锅炉燃料,占总消费量 70%;
- 2) 用作煤化工原料,生产深加工产品,占总消费量 10%;
- 3) 用于民用市场,占总消费量 5-10%。

图 16: 内蒙古煤制甲醇产量全国第一,占比 20.4%



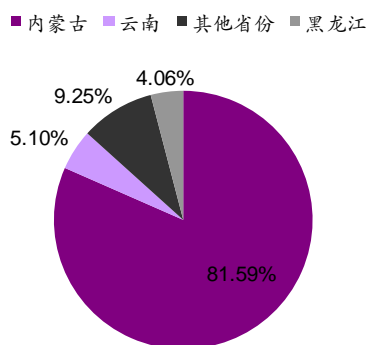
资料来源:国家统计局,光大证券研究所测算

注:统计局公布了 2018 年 1-11 月产量数据,我们在此基础上折算为全年产量进行测算

煤化工以褐煤为原料,经济价值相对较高,但过去受褐煤开发利用技术限制,煤化工并未发展成最大的褐煤消费行业。以褐煤为原料和燃料的煤化工项目主要分布在内蒙古、东北三省及云南。其中内蒙古褐煤利用率较高的企业有

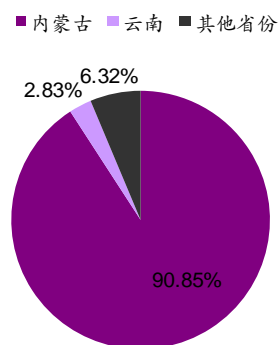
呼伦贝尔金新化工、大唐化肥厂、东能化工、大唐克旗煤制气等；东北地区由于运距较远，较少使用褐煤作为煤化工原料，如辽宁合成氨一般采用焦炉煤气作为原材料；云南主要为云南煤化工集团的褐煤合成氨和甲醇项目。

图 17：我国分省份褐煤储量分布



资料来源：中国煤炭市场网，光大证券研究所（注：数据时间节点为 2017 年）

图 18：我国分省份褐煤产量占比



资料来源：中国煤炭市场网，光大证券研究所（注：数据时间节点为 2017 年）

目前褐煤主要生产矿井及消费企业均集中在国有大型企业旗下，其中褐煤生产矿井 70% 以上属于国有企业，而褐煤主要消费企业也基本为国有五大发电集团。

- **神华集团**：集团在蒙东地区获取了丰富的褐煤资源，胜利一号露天矿神宝能源公司、大雁公司、宝清公司、神华国能锡林郭勒公司获得的探明资源储量超过 100 亿，年产量达 8000 万吨以上。
- **国电集团**：集团下属褐煤矿井主要位于内蒙古锡林郭勒盟和赤峰市，年产褐煤近 3000 万吨，褐煤煤质低硫、低灰，发热量 2800-4800 大卡/千克。
- **国电投集团**：集团所属煤矿年产褐煤 6000 万吨，矿井数量虽然不多，但单矿产能较大。
- **华能集团**：集团下属褐煤矿井主要位于扎赉诺尔、伊敏河、宝日希勒矿区及大雁矿区，年产量 4500 万吨左右。

表 11：大型煤炭、电力集团旗下主要褐煤产能及配套煤化工项目

项目名称	煤矿/煤化工项目所在地		项目产能 (万吨/年)
神华集团			
宝日希勒露天矿	内蒙古	呼伦贝尔市	3500
胜利一号露天矿	内蒙古	锡林浩特市	2000
扎泥河露天矿	内蒙古	呼伦贝尔市	600
神华内蒙古焦化公司	内蒙古	乌海市	各类煤化工产品总计 100 万吨以上
煤制油化工公司	内蒙古	包头市、鄂尔多斯市、呼伦贝尔市等	各类煤化工产品总计 200 万吨以上
国电集团			

元宝山露天矿	内蒙古	赤峰市	800
白音华露天矿	内蒙古	西乌珠穆沁旗	700
锡林河煤化工公司	内蒙古	锡林郭勒盟	46 万吨合成氨
国电赤峰煤化工公司	内蒙古	赤峰市	30 万吨合成氨
国电投集团			
扎哈淖尔露天煤矿	内蒙古	通辽市	1800
南露天矿	内蒙古	锡林郭勒盟	1800
蒙东露天煤业	内蒙古	锡林郭勒盟	1400
中电投白音华露天矿	内蒙古	锡林郭勒盟	500
华能集团			
伊敏煤电有限责任公司露天矿	内蒙古	鄂温克族自治旗	2200
灵东煤矿	内蒙古	呼伦贝尔市	500
灵泉煤矿	内蒙古	呼伦贝尔市	300

资料来源：中国煤炭工业协会，光大证券研究所

(2) 煤化工改造的可能性，改造的技术路线

煤制气是传统煤化工领域的基础环节，属于煤化工技术领域的关键性共性技术。产生物合成气中氢气占比较高，例如在焦炉煤气制甲醇工艺中氢气占比高达 60%。

过去国内通过煤气化生产的氢气主要用作化工合成（如合成氨、甲醇）原料气，而很少直接用煤为原料制氢。煤制甲醇设备通过一定改造即可成为专门制氢设备：保留该套装置的煤浆制备、气化、灰水处理，变换、低温甲醇洗，硫回收，空分、空压装置中部分中控室，去除甲醇装置和成品罐区的投资，并增加变压吸附（PSA）分离和净化部分。

煤制甲醇是传统煤化工最主要产业，目前国内甲醇生产工艺主要有煤制甲醇、天然气制甲醇、焦炉煤气制甲醇三种。受我国“富煤贫油少气”资源现状制约，煤制甲醇成为国内甲醇生产的主要方式，在三种煤化工制甲醇路线中，煤制甲醇占比 75.2%。

表 12：三种煤化工制甲醇路线中，煤炭路线占比 75.2%（2017 年）

原料	企业	占比	产能（万吨）	占比
煤	154	70%	5045	75.20%
天然气	20	9%	846	12.60%
焦炉气	45	21%	821	12.20%
合计	219	100%	6712	100%

资料来源：中国氮肥工业协会，光大证券研究所

根据工艺不同，甲醇装置可分为单醇装置与联醇装置，后者是甲醇、合成氨联产工艺。从改造难度及经济性来讲，单醇装置更加适合，单醇煤制甲醇产能 4011 万吨，占比达 60%。

表 13: 单醇装置占比 60%，技术上改造难度较低 (2017 年)

工艺	企业	占比	产能 (万吨)	占比	
单醇	煤	72	33%	4011	60%
	天然气	18	8%	824	12%
	焦炉气	45	21%	821	12%
	小计	135	62%	5656	84%
联醇	84	38%	1057	16%	

资料来源: 中国氮肥工业协会, 光大证券研究所

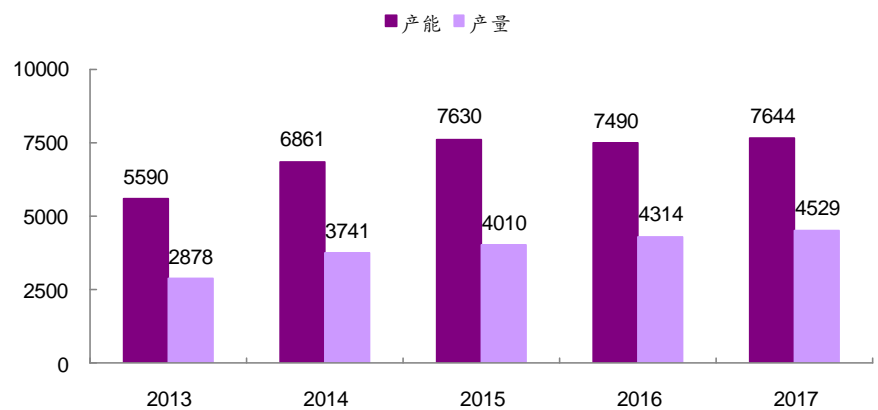
截至 2017 年末, 我国甲醇总产能合计约 8167 万吨, 除长期停车装置以外, 长期有效产能约 7644 万吨, 同期全国精甲醇产量 4529 万吨, 产能利用率 59.2%, 行业存在产能过剩的情况。从统计的停产 (连续两年停产) 甲醇生产企业数据来看, 煤制甲醇占比达 44.5%。煤炭制氢为产能过剩的煤制甲醇细分行业带来了新的需求。

表 14: 停产产能中煤制甲醇占比 44.5%，存在改造经济性 (2017 年)

原料	企业	占比	产能 (万吨)	占比
煤	96	70.60%	453	44.50%
天然气	16	11.80%	269	26.40%
焦炉气	24	17.60%	297	29.10%
合计	136	100%	1019	100%

资料来源: 中国氮肥工业协会, 光大证券研究所

图 19: 2017 年甲醇产能利用率 59.2% (单位: 万吨)



资料来源: 煤炭市场网, 光大证券研究所

根据测算 2018 年精甲醇产量 4707 万吨, 内蒙古、山东、宁夏、陕西、河南、陕西、重庆、新疆、海南九省合计生产甲醇 4001 万吨, 占全国总产量的 85%。

(3) 煤制氢投资成本及煤化工改造成本

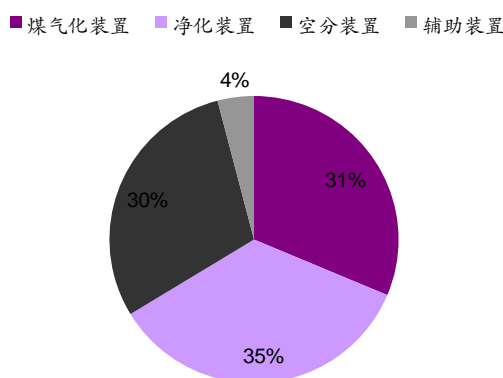
煤制氢适用于大规模制氢，通常项目产能在 5 万 m^3/h 以上，单位产能投资额约 1.5 亿 m^3/h ，其中固定资产占项目总投资的 80% 以上。主要设备包括煤气化、净化、空分、辅助装置，投资占比分别为 31%/35%/30%/4%。

➤ **荆门盈德气体煤制氢项目**：总投资 13 亿元，设计规模为氢产量 5.3 万 m^3/h ，作为荆门石化 1000 万吨油品质量升级工程的配套工程，被列为湖北省重点项目。

➤ **茂名石化项目**：我国单产能力最大的煤制氢项目茂名石化 20 万 m^3/h ，总投资 30 亿元。项目采用美国通用能源公司水煤浆气化工艺技术和德国鲁奇公司低温甲醇洗工艺技术。

煤制甲醇装置通过一定改造即可用于专门制氢——去除甲醇装置和成品罐区的投资，并增加变压吸附 (PSA) 分离和净化部分。以 25 万吨煤制氢为例，项目总投资 23.4 亿元，其中净化、空分装置设备投资合计 12.3 亿元，加上安装、建筑工程投资金额，改造总预算约 15 亿，是新建项目投资的 65%。

图 20：气化、净化、空分、辅助装置，固定资产投资占比分别为 31%/35%/30%/4%



资料来源：光大证券研究所测算

2.3、改造、新建煤制氢项目可供燃料电池车的敏感性分析

传统煤制甲醇装置经过改造可以成为专门制氢设备，同时部分煤炭资源丰富地区也存在新建煤制氢项目可能。我们分别以存量单醇装置项目改造比例、煤化工消费提升率为变量，测算不同情形下可供燃料电池车的数量。

➤ 改造项目

从技术改造的角度来看，单醇装置改造难度及成本最低。截至 2016 年末，全国煤制甲醇单醇装置总产能 4011 万吨。我们以 2018 年各省甲醇产量为基础，基于以下假设测算：（1）各省甲醇产量占比等于单醇装置产能占比；

(2) 60 万吨/年煤制甲醇装置配套 60000Nm³/h PSA 制氢装置；(3) 设备利用率 5000 小时/年。(4) 每辆燃料电池车每年消耗 0.14 吨氢气。

内蒙古、山东、宁夏、陕西、河南、山西合计单醇产能占比达 74%，改造后理论上每年可以提供 148.8 亿立方米氢气。

表 15：全国单醇装置改造后制氢产能测算

地区	占比	测算产能 (万吨)	制氢装置 (万 Nm ³ /h)	氢产量 (亿立方米)
内蒙古	20%	819.5	82.0	41.0
山东	15%	604.5	60.4	30.2
宁夏	14%	546.9	54.7	27.3
陕西	11%	433.2	43.3	21.7
河南	7%	290.5	29.0	14.5
山西	7%	280.6	28.1	14.0
重庆	5%	192.5	19.2	9.6
新疆	3%	126.7	12.7	6.3
海南	3%	114.8	11.5	5.7
河北	2%	80.9	8.1	4.0
上海	2%	68.7	6.9	3.4
青海	2%	67.3	6.7	3.4
安徽	2%	66.2	6.6	3.3
四川	1%	53.2	5.3	2.7
甘肃	1%	43.6	4.4	2.2
贵州	1%	36.7	3.7	1.8
云南	1%	33.8	3.4	1.7
黑龙江	1%	33.5	3.3	1.7
江苏	1%	31.7	3.2	1.6
湖北	1%	28.8	2.9	1.4
天津	1%	25.2	2.5	1.3
浙江	0%	9.7	1.0	0.5
福建	0%	9.6	1.0	0.5
广西	0%	9.5	0.9	0.5
吉林	0%	1.7	0.2	0.1
辽宁	0%	1.4	0.1	0.1
合计	100%	4010.5	401.1	200.5

资料来源：国家统计局，光大证券研究所测算

由于设备改造比例具有不确定，改造力度取决于产业政策、盈利水平、环保要求等诸多因素，我们通过敏感性分析来测算不同改造比例各地可供燃料电池车数量：若改造比例为 10%，全国单醇装置可供 124 万辆燃料电池车；若全部完成改造，可供 1242 万辆燃料电池车。

表 16: 改造比例对应各地可供燃料电池车数量 (单位: 万辆)

改造比例	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
内蒙古	26	51	77	102	128	154	179	205	230	256
山东	19	38	57	75	94	113	132	151	170	189
宁夏	17	34	51	68	85	102	120	137	154	171
陕西	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135
河南	9	18	27	36	45	54	63	73	82	91
山西	9	18	26	35	44	53	61	70	79	88
重庆	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60
新疆	4	8	12	16	20	24	28	32	36	40
海南	4	7	11	14	18	22	25	29	32	36
河北	3	5	8	10	13	15	18	20	23	25
上海	2	4	6	9	11	13	15	17	19	21
青海	2	4	6	8	11	13	15	17	19	21
安徽	2	4	6	8	10	12	14	17	19	21
四川	2	3	5	7	8	10	12	13	15	17
甘肃	1	3	4	5	7	8	10	11	12	14
贵州	1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
云南	1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
黑龙江	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
江苏	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
湖北	1	2	3	4	4	5	6	7	8	9
天津	1	2	2	3	4	5	6	6	7	8
合计	124	248	373	497	621	745	870	994	1118	1242

资料来源: 光大证券研究所

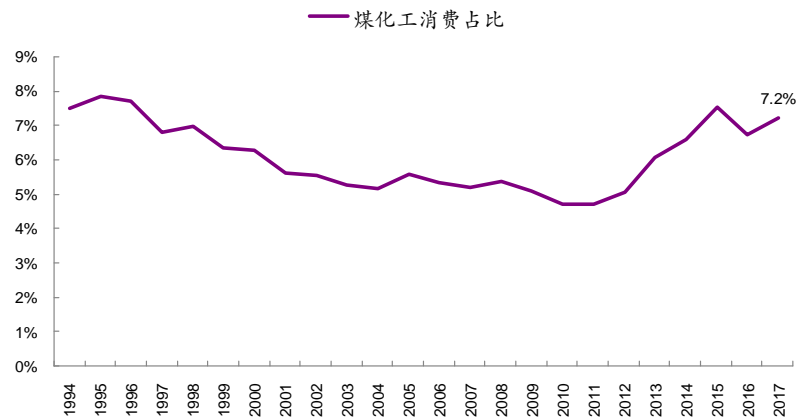
➤ 新建项目

2017 年煤化工用煤 2.8 亿吨, 占煤炭总需求 7.2%。长期来看, 随着煤化工产业发展, 消费占比存在提升空间。煤制氢可以成为煤化工增长的方向之一。截至 2018 年上半年, 全国在产煤矿总产能约 35 亿吨。山西、内蒙古、陕西、河南、贵州合计产能 24.9 亿吨, 占全国总产能 71.5%。丰富的煤炭产能为煤制氢新建项目提供了原料保障。

我们以煤化工消费提升比例为自变量, 通过敏感性测算分析各地新建煤制氢项目可供燃料电池车数量, 假设条件包括: (1) 每吨甲醇消耗原料煤 2 吨; (2) 60 万吨/年煤制甲醇装置配套 60000Nm³/h PSA 制氢装置; (3) 设备利用率 5000 小时/年。 (4) 每辆燃料电池车每年消耗 0.14 吨氢气。

若煤化工消费占比提升 1 个百分点, 全国新建煤制氢项目可供 543 万辆燃料电池车; 若占比提升 2.8 个百分点, 可供 1520 万辆燃料电池车。

图 21：2017 年煤化工消费占煤炭总需求 7.2%



资料来源：国家统计局，光大证券研究所

表 17：煤化工占比提升对应各地可供燃料电池车数量 (单位：万辆)

	1.0%	1.2%	1.4%	1.6%	1.8%	2.0%	2.2%	2.4%	2.6%	2.8%
山西	148	178	207	237	266	296	326	355	385	414
内蒙古	130	156	181	207	233	259	285	311	337	363
陕西	63	76	89	101	114	127	139	152	165	177
河南	24	29	34	39	44	49	54	59	63	68
贵州	24	29	34	39	44	48	53	58	63	68
山东	24	28	33	38	43	47	52	57	61	66
安徽	22	27	31	36	40	45	49	54	58	63
新疆自治区	22	26	31	35	40	44	48	53	57	62
黑龙江	16	19	22	25	28	31	34	37	41	44
河北	11	14	16	18	21	23	25	28	30	32
宁夏	11	13	16	18	20	22	25	27	29	31
四川	10	12	14	15	17	19	21	23	25	27
甘肃	8	9	11	12	14	15	17	18	20	22
辽宁	6	8	9	10	11	13	14	15	16	18
云南	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
湖南	4	5	6	6	7	8	9	10	10	11
吉林	3	4	5	5	6	6	7	8	8	9
重庆	3	4	4	5	5	6	7	7	8	8
江苏	2	3	3	3	4	4	5	5	6	6
江西	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5
广西	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3
青海	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3
福建	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3
北京	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
湖北	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
合计	543	651	760	868	977	1085	1194	1302	1411	1520

资料来源：光大证券研究所

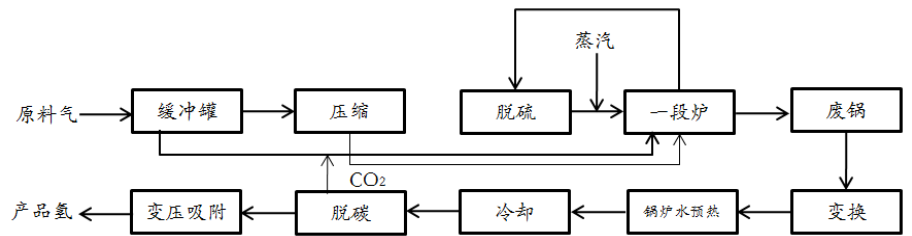
2.4、煤制氢的成本测算以及和天然气制氢的比较

从国际经验来看，煤炭、天然气均可作为大规模、稳定的内地制氢来源。与当前全球应用最广的天然气制氢相比，煤制氢更符合我国资源条件，我们从经济性角度对二者进行了比较。

制氢原料路线的选择取决于原料资源的可获得性、技术成熟度和原料经济合理。比较而言，天然气制氢单位投资低，煤制氢产量高，价格低廉，成本优势显著。在天然气价格较高和政策管控的情况下，煤制氢经济性好。

天然气制氢主要流程包括常减压蒸馏、催化裂化、催化重整和芳烃生产。甲烷水蒸气重整技术自 1926 年首次应用至今，经过近 80 多年的工艺改进，是目前工业上天然气制氢应用最广的方法。

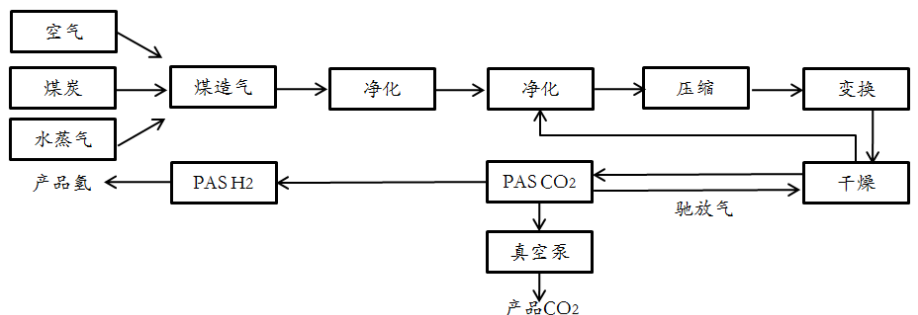
图 22：天然气制氢工艺流程



资料来源：李庆勋《大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较》，光大证券研究所

煤制氢涉及复杂的工艺过程。煤炭通过气化、一氧化碳耐硫变换、酸性气体脱除、氢气提纯等关键环节，可以得到不同纯度的氢气。一般情况下煤气化需要氧气，因此煤炭制氢还需要与之配套的空分系统。煤制氢的核心是煤气化技术。

图 23：煤炭制氢工艺流程

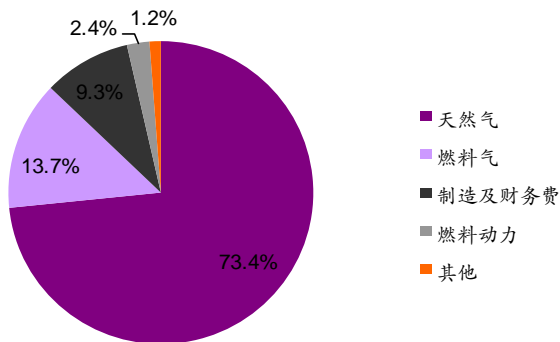


资料来源：李庆勋《大规模工业制氢工艺技术及其经济性比较》，光大证券研究所

天然气制氢成本主要由天然气、燃料气和制造成本构成，其中天然气价格占比 73%，燃料气占比 14%、制造及财务费占比 9%。

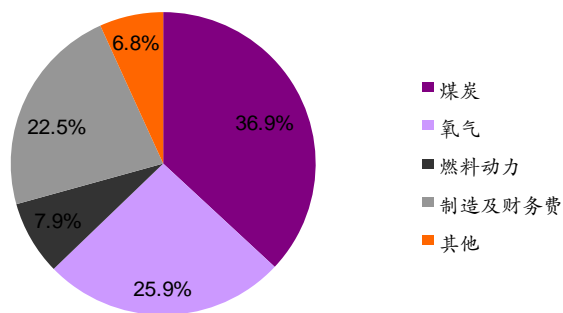
煤制氢成本主要由煤炭、氧气、燃料动力能耗和制造成本构成，但原料占比仅 37% 远小于天然气比重。一般煤制氢气采用部分氧化工艺，按照配套空气分离装置氧气成本测算，占氢气生产的 26%。由于煤制氢气投入大，制造及财务费用也成为重要的成本影响因素，占比达 23%。

图 24：天然气制氢成本结构中，天然气占比 73%



资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，光大证券研究所

图 25：煤炭制氢成本结构中，煤炭占比 37%



资料来源：《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，光大证券研究所

以 9 万 m³/h 独立制氢装置，对两种工艺路线进行比较，假设条件如下：

(1) 天然气价格 2018 年沿江地区工业天然气均价 3.25 元/立方米，以此作为天然气制氢原料价格测算基础；2018 年秦皇岛动力煤均价约 600 元/吨，以此作为煤制氢原料价格测算基础。

(2) 氧气外购成本 0.5 元/立方米，3.5MPa 蒸汽 100 元/吨，1.0MPa 蒸汽 70 元/立方米，新鲜水 4 元/立方米；电费 0.56 元/千瓦时。

(3) 煤制氢采用水煤浆技术，建设投资 12 亿元，天然气制氢建设投资 6 亿元。装置 10 年折旧后残值 5%；修理费 3%/年，财务费用按建设资金 70% 贷款，年利率 5%。

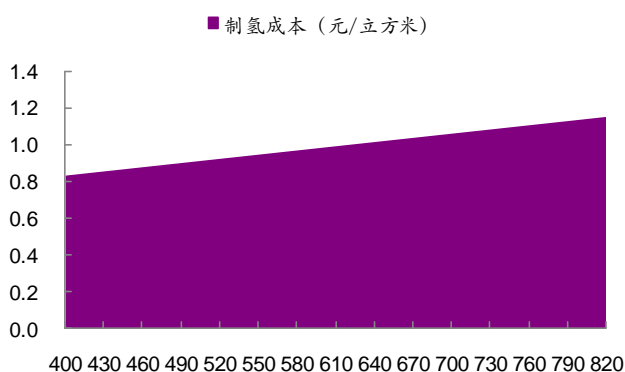
表 18：煤制氢成本低于天然气制氢

项目	成本 (元/立方米)	
	天然气制氢	煤制氢
原料	0.988	0.387
氧气		0.21
辅助材料	0.014	0.043
燃料动力能耗	0.184	0.069
电	0.02	0.024
循环水	0.002	0.008
新鲜水	0.001	0.001
脱盐水	0.022	0.036
3.5MP 蒸汽	-0.018	-
1.0MP 蒸汽	0	-
燃料气	0.157	-
直接工资	0.012	0.012
制造费用	0.065	0.135
财务及管理费	0.029	0.06
单位成本 (元/立方米)	1.42	0.92

资料来源：张彩丽《煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议》，光大证券研究所

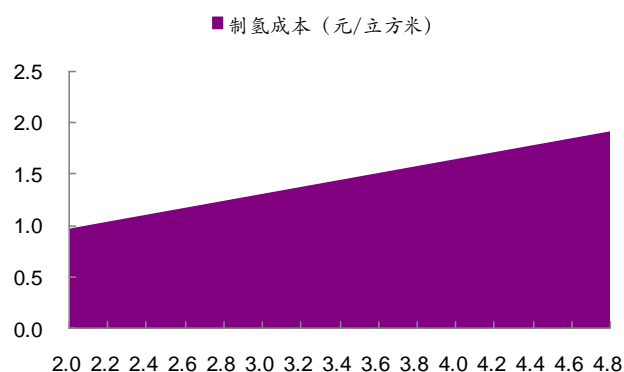
从制氢成本敏感性图可以看出，天然气路线的制氢成本受天然气价格影响较大，天然气价格每上涨 0.5 元/立方米，制氢成本提升约 0.2 元/立方米。而煤制氢路线的制氢成本受煤炭价格变化较小，煤炭价格每上升 100 元/吨，制氢成本提升约 0.06 元/立方米。从原料价格的上涨趋势看，煤炭的价格抗风险能力也要优于天然气。

图 26：煤炭制氢成本敏感性测算



资料来源：光大证券研究所
注：X轴为煤炭价格，单位元/吨

图 27：天然气制氢成本敏感性测算

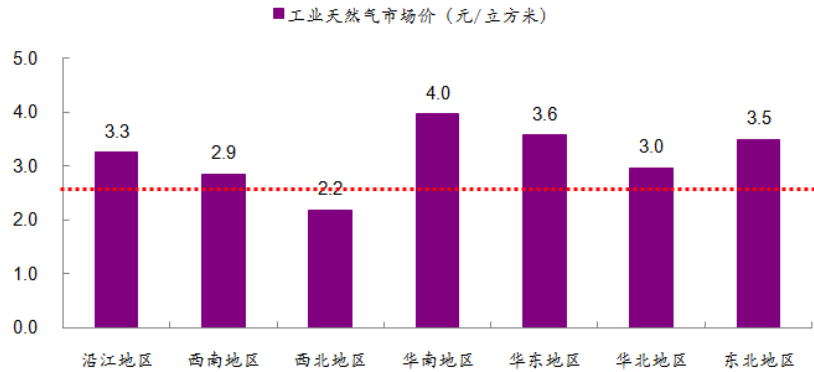


资料来源：光大证券研究所
注：X轴为天然气价格，单位元/立方米

在煤炭价格水平约 600 元/吨情形下，如果天然气制氢要实现与煤制氢同样的生产成本，天然气价格必须维持在 2.5 元/立方米左右。目前我国东部沿海地区工业天然气价格在 3-3.5 元/立方米，华南地区价格最高约 4 元/立方米。

煤制氢相比天然气制氢具有较好的成本竞争力，在西北、西南等天然气资源充足地区企业可考虑选择以天然气为原料制氢。

图 28：我国大部分地区工业天然气价格高于 2.5 元/立方米



资料来源：Wind，光大证券研究所（注：红色虚线对应 2.5 元/立方米）

天然气制氢的特点在于流程短，投资低，运行稳定。煤制氢的特点在于流程长，投资高，运行相对复杂，因煤炭价格相对较低，制氢成本低。当制氢规模低于 5 万 Nm^3/h 时，煤制氢的氢气成本中固定资产折旧成本高，与天然气制氢相比没有优势。当制氢规模大于 5 万 Nm^3/h ，煤制氢成本中固定资产折旧成本较低，其氢气成本具有竞争能力。制氢规模越大，煤制氢路线的成本优势越明显。

3、投资建议

当前氢气运输瓶颈尚未完全突破、成本较高，且加氢站数量不足导致氢能利用发展滞后。我们对三大运输方式进行理论测算后认为，未来全国氢气储运基础设施构建中，大规模制氢企业与城市门站之间主要可以管道运输；城市内部或区域之间中短距离可以集装管束（拖车）运输，液氢槽罐车则能在 300 公里以上的远距离需求中发挥一定优势。制氢环节上未来沿海主要以化工副产制氢模式，内陆则是煤制氢与可再生能源制氢并存。我国煤炭资源与能源消费地呈逆向分布，考虑储氢、运氢成本较高，资源地产氢且就近消纳是可行方案。

未来我国制氢产业将呈现煤制氢、工业副产制氢、可再生能源制氢三大技术路线并存格局。（1）沿海地区：沿海地区加氢站与煤炭资源呈逆向分布。由于尚未建立完善的氢气疏运系统，运输成本是限制沿海地区煤制氢的主要因素。氯碱、PDH 和乙烷裂解等化工副产供氢是燃料电池车氢源的有效途径。

（2）非沿海地区：东北、华北、西北等“三北”地区光伏、风能等分布式可再生资源丰富，过剩电力可用于电解制氢。以河北张家口为例，为了解决弃风问题，地方政府大力发展风电制氢项目，计划在 2020 年完成 21 座加氢站建设项目。“三西”地区煤炭资源丰富，煤制氢潜力巨大。以山西为例，

大同市已提出“氢能之都”的建设目标，2018年雄韬氢能大同产业园项目的开工，该项目将建成年产能5万套的燃料电池发动机生产基地与年产能5万套的燃料电池电堆生产基地，年产值超过200亿元。

整体产业的发展仍然是一个长期过程，短期推进应以试点方式，二级市场的投资机会也多以主题性为主。建议关注具有煤气化资源优势，积极布局加氢站、燃料电池整车制造的美锦能源。此外建议关注在制氢领域积极布局的神华集团、兖矿集团等大型煤炭企业，其上市平台分别是中国神华、兖州煤业。

3.1、美锦能源：煤气化资源优势，布局燃料汽车全产业链

公司在煤炭主业升级发展的同时，加大力度推动转型创新发展项目落地。根据“一点（整车制造）、一线（燃料电池上下游产业链）、一网（加氢站网络）”总体规划，在氢能领域进行全产业链布局。

2018年公司收购控股了国内最大的氢燃料电池客车企业飞驰汽车，在氢能应用领域奠定了坚实基础。同时，与广东鸿运高新技术投资有限公司共同出资设立广州鸿锦投资有限公司，通过投资拓展氢能产业链上下游环节，致力于推动燃料电池技术自主化、产业化，打通产业链关键环节，打造具备国际竞争实力的氢能产业集群。

公司业务板块在炼焦过程中焦炉煤气富含50%以上氢气，在低成本制氢和发展加氢站等方面拥有得天独厚的优势条件。飞驰汽车目前已经成为国内生产氢燃料电池客车首次实现出口的公司。作为当前国内少数具备实际量产能力及运营调试经验的氢能源整车制造公司，飞驰汽车已研发出3个系列燃料电池客车，并分别投入佛山三水区、云浮市区的氢能公交线路运行。

风险提示：煤炭价格下跌风险；加氢站项目建设进度低于预期；飞驰汽车订单数量不及预期。

3.2、其他煤炭能源公司的布局介绍

（1）国家能源投资集团（原神华集团）

2018年2月，国能投集团牵头联合国家电网、中国中车、三峡集团、中国一汽、东风汽车等多家央企成立中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟，氢能是神华未来的重要业务之一。

集团已在江苏如皋建设了一座加氢站，并在陕西咸阳等地进行加氢站项目调研开发，未来将构建以点带线的氢走廊，形成东西南北中氢能产业战略布局。根据规划发展氢能产业路径分为两个方面，在方向上同时发展上游制氢供氢于加氢基础设施和下游的燃料电池产业，在商业模式上既要成为氢能及燃料电池为主的能源供应商，又要成为以氢气为主的气体供应商，还要成为以二氧化碳利用为主的化学品供应商。

建议关注神华集团上市平台中国神华。

（2）兖州煤业集团

2019年1月，由兖矿集团牵头组建的山东氢能源与燃料电池产业联盟在山东济南正式成立。为适应国家新能源发展战略，兖矿集团开始实施氢能源产业三年行动：先是成立专项工作组赴日本东芝总部，实地考察了东芝府中事务所氢能源技术研发中心、丰田汽车加氢站；将氢能纳入企业发展战略，制定计划探索氢能源的提纯、存储和运输技术，规划氢能源使用示范区。2018年11月25日，兖矿还与日本株式会社泰和商事、日本能源环保国际促进会三方签署《氢能源利用领域项目推进工作合作意向书》。

建议关注兖矿集团上市平台 兖州煤业。

4、风险分析

(1) 煤炭价格大幅上涨削弱煤制氢经济性。煤炭成本在煤制氢中的成本占比较高，如果未来煤炭价格大幅上涨将会抬升煤制氢成本，从而降低其经济性。

(2) 加氢站建设进度不及预期。根据规划我国加氢站未来将从沿海向内陆推广，煤制氢工艺主要适用于煤炭资源丰富的中部、西部地区。如果加氢站内陆推广进度不及预期，将会影响煤制氢项目的落地。

(3) 运输环节建设进度不及预期。不同于已经具备大规模管道运输体系的天然气，煤制氢现在主要用车辆运输。虽然国家产业规划已明确提出将加快氢气管道、拖车、罐车储运综合体系的建立，但具体成效有待观察。由于运输成本在煤制氢中占比较高，运输体系的完善将影响煤制氢的推广。

(4) CCS 技术成本能否降低具有不确定性。从氢能发展中期及远期来看，制氢环节产生的CO₂必须通过CCS技术手段进行减排处理。煤制氢工艺所产生的CO₂较高，虽然国家能源投资集团项目已取得成功，如果要在全行业推广仍需要进一步降低成本。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上；
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%；
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%；
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%；
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上；
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明：A 股主板基准为沪深 300 指数；中小盘基准为中小板指；创业板基准为创业板指；新三板基准为新三板指数；港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与、不与、也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）创建于 1996 年，系由中国光大（集团）总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司，是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。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。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼