

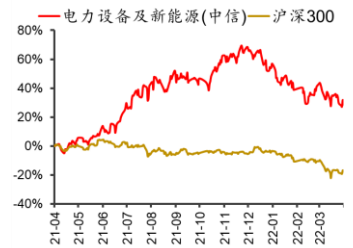
电力设备与新能源行业

氢能深度系列四—储运篇：氢经济发展之纽带，具备千亿市场潜力

行业评级：**强于大市**
 上次评级：**强于大市**

投资要点：作为氢能深度系列之四，本报告从定性及定量角度研究氢储运环节各储运方式特点及适用性，并从氢能不同发展阶段的角度探索氢储运投资主线。

一年内行业相对大盘走势



行业整体情况分析

- **氢储运承上启下，千亿级市场规模。**储运是氢能产业连中连接制氢端与需求端的关键桥梁。我国氢能资源呈逆向分布，在资源上“西富东贫、北多南少”，在需求上则相反，这就决定了储运环节在整个氢能产业链的重要性。据氢能联盟预测，到2040年，我国氢气年需求量将增至5700万吨，庞大的氢能需求将带来5200亿左右的储运设备市场规模。
- **储运技术丰富多样，由近及远多方向协同发展。**按照氢的不同形态，可将氢储运分为气态、液态、固态储运。氢能发展初期，氢用量及半径相对较小，此时高压气态储运更具性价比；氢能发展中期，氢气需求半径将逐步提升，将以气态和低温液态为主；远期来看，高密度、高安全管道输氢将被实现。总体而言，氢能储运将按照“低压到高压”“气态到多相态”的方向发展，由此逐步提高氢气储存和运输的能力。

行业前瞻或投资看点

随着氢能产业中长期发展规划落地，氢能产业将进入快速发展期，推动储运关键设备及材料需求快速增长。氢能发展初期，与高压气态储运对应的氢气承压设备（如储氢瓶）、气体处理设备（如氢气压缩机、净化设备等）及相关核心材料（如碳纤维、吸附膜等）将率先得到大规模发展；氢能发展中期，用氢规模、运输半径的提升将推动低温液氢储运设备需求增长（如透平膨胀机、正仲氢转换器、液氢泵等）。

分析师 **贺朝晖**

执业证书编号：S0590521100002

邮箱：hezha@glsc.com.cn

分析师 **吴程浩**

执业证书编号：S0590518070002

邮箱：wuchenghao@glsc.com.cn

投资建议

储运是氢能产业链核心环节之一，也是氢能向规模化发展的基础保障，我们看好氢能储运行业前景，给予“强于大市”评级。根据氢能产业发展不同阶段，给予三条投资主线：

- 1) 氢能发展早期阶段，高压气态储运技术成熟，商业化程度高，其中车载储氢瓶将率先受益氢能车规模提升，建议关注储氢瓶龙头京城股份、中材科技、国富氢能、致远新能等，碳纤维作为高压储氢瓶核心材料同样受益，关注中复神鹰、光威复材；
- 2) 氢能发展中期，低温液氢将满足大规模、长距离氢能需求，低温液化装备作为产业链核心环节将快速发展，建议关注冰轮环境、深冷股份、杭氧股份、鸿达兴业；
- 3) 规模化的氢能储运通常伴随大量的气体处理需求，包括压缩、净化等，建议关注雪人股份、建龙微纳、泛亚微透。

风险提示

核心技术突破不及预期；氢能终端需求不及预期；政策执行不及预期；测算具有主观性，仅供参考。

相关报告

- 1、《新能源拖欠补贴发放在即，影响几何？》— 2022.03.29
- 2、《新能源汽车市场发展步入新阶段》— 2022.03.28
- 3、《氢能顶层规划落地，行业发展步入快车道》— 2022.03.23

投资聚焦

在氢能深度系列四中，我们从定性及定量角度，分析了氢能各储运方式技术特点及适用性，结合氢能不同发展阶段的特征，给出相应发展阶段的氢储运投资主线。

研究背景

由于氢储运方式的多样性，根据氢的形态可分为气态、液态、固态储运，各储运方式在使用范围及经济性方面存在显著差异，且伴随氢能产业不同发展阶段，氢储运发展也将随之发生变化。因此本篇系列深度报告侧重点在于梳理各氢储运方式适用性，并结合氢能各发展阶段给出氢储运投资主线。

创新之处

市场多从定性角度单方面分析氢储运产业链的特点及适用性，在本篇系列深度报告中，我们从定性及定量两个维度对各氢能储运方式做深度分析，并且针对性的给出各储运产业链中核心价值环节。

核心结论

1) 储运位居氢能产业链关键环节，对应千亿级别的市场规模。据中国氢能联盟预测，到2040年，我国氢气的年需求量将增至5700万吨左右，庞大的氢能需求量需依靠完善的氢储运供应链。假设终端氢气售价中，储运成本占比30%，设备投资成本占比70%，对应储运设备市场规模将达5200亿元。

2) 氢储运方式多样，将按照“低压到高压”“气态到多相态”的方向发展。氢能发展初期，氢用量及运输半径相对较小，此时高压气态储运更具性价比；氢能发展中期，氢气需求、运输半径将逐步提升，将以气态和低温液态为主；远期来看，高密度、高安全管道输氢、有机液态氢储运将被实现。

正文目录

1 氢储运承上启下，千亿级市场空间	5
1.1 氢储运是连接氢气生产端与需求端的关键桥梁	5
1.2 庞大的氢能需求将带来千亿级的储运市场规模	5
1.3 由近及远，氢储运技术发展将循序渐进	6
2 储运技术丰富多样，由近及远多方向协同发展	7
2.1 气态氢储运：技术成熟度高，使用广泛，将贯穿氢能产业发展始末.....	8
2.2 液态氢储运：储氢密度高，适合跨洋及长周期存储运输.....	11
2.3 固态氢储运：储氢压力低、安全性好，但距离商业化较远	15
3 成本的差异性决定各储运方式出现在氢能不同发展阶段	16
3.1 高压长管拖氢在小规模、短半径用氢时经济性最佳	16
3.2 低温液氢成本变动对距离不敏感，长距离下更具优势	17
3.3 管道输氢在大规模输送下，经济性最佳	18
4 氢能产业发展推动储运关键设备及材料需求快速增长	20
4.1 车载储氢瓶商业化程度高，将率先受益氢能车规模提升.....	20
4.2 储运量提升带动气体净化、压缩等处理设备需求.....	23
4.3 低温液化长期潜力大，关注核心装备技术国产化突破	26
5 投资建议及标的	29
6 风险提示	30

图表目录

图表 1: 氢储运承上启下，连接氢能生产与终端需求.....	5
图表 2: 我国氢能资源呈逆向分布.....	5
图表 3: 到 2040 年我国氢气需求量将达 5700 万吨.....	6
图表 4: 到 2040 年我国储运设备市场将达 5200 亿元.....	6
图表 5: 中国氢能储运技术路线展望	6
图表 6: 不同储氢技术对比.....	7
图表 7: 高压气态氢气储运流程（包括长管拖氢及管道输氢）	8
图表 8: 储氢容器向高压化、轻量化发展.....	9
图表 9: 长管拖氢适合短距、小规模、就地应用.....	9
图表 10: 管道输氢适合长距、大规模应用.....	9
图表 11: 不同运输距离下 20MPa 与 50MPa 长管拖氢储运成本对比（元/kg）	10
图表 12: 扩大储氢设备生产规模可大幅降低储运固定成本（万美元/个）	10
图表 13: 世界各地输氢管道的情况.....	10
图表 14: 国内两条氢气管道的参数对比.....	11
图表 15: 各国/地区天然气管道内掺氢比例设定.....	11
图表 16: 低温液氢储运流程.....	12
图表 17: 液氢与高压气氢运输方案比较.....	12
图表 18: 大型氢液化装置核心技术.....	13
图表 19: 低温液氢运输成本构成.....	13

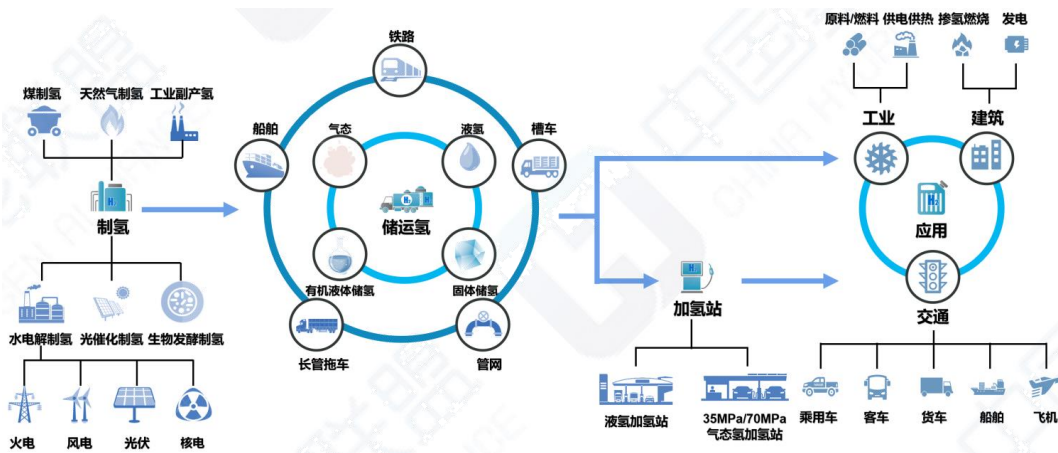
图表 20: 有机液体储氢流程图 (以甲基环己烷-MCH 储氢介质为例)	13
图表 21: 几种典型的有机物储氢介质的储氢性能	14
图表 22: 液氢储氢流程图	14
图表 23: 甲醇储氢流程图	15
图表 24: 固体储氢材料分类	16
图表 25: 高压气态长管拖车输氢成本构成	16
图表 26: 高压长管拖车运输成本随距离增加大幅上升 (元/kg)	17
图表 27: 低温液氢输送成本构成	17
图表 28: 低温液氢输送成本变动对距离不敏感 (元/kg)	18
图表 29: 管道输氢成本构成	18
图表 30: 管道运氢成本与运输距离正相关 (元/kg)	19
图表 31: 不同利用率情况下管道氢成本存在明显差异 (元/kg)	19
图表 32: 三种主流氢储运运输成本对比 (元/kg, 皆为 100% 运能)	20
图表 33: 储氢承压设备分类	21
图表 34: 我国储氢瓶市场供给仍以 III 型瓶为主	21
图表 35: 国内部分参与 IV 型储氢瓶市场动态	22
图表 36: 主流 III 型、IV 型储氢瓶成本构成 (美元)	22
图表 37: 车载储氢瓶市场规模 (只) 及碳纤维用量 (吨) 测算	23
图表 38: 不同含氢气源氢气纯度及杂质情况	24
图表 39: 不同应用场景对氢气纯度的要求	24
图表 40: 变压吸附工艺流程	24
图表 41: 变压吸附分离技术是当前氢气纯化主流应用手段	25
图表 42: 高压加氢站建设成本 (500kg/d 加注能力)	25
图表 43: 主流氢气压缩机优劣势对比	26
图表 44: 加氢站氢气压缩机市场空间 (亿元)	26
图表 45: 低温液氢产业链	27
图表 46: 国内氢气液化能力落后于海外 (2020 年)	27
图表 47: 膨胀机 BOM 图	28
图表 48: 氢气液化市场规模测算 (亿元)	29
图表 49: 氢能储运产业链核心标的	29

1 氢储运承上启下，千亿级市场空间

1.1 氢储运是连接氢气生产端与需求端的关键桥梁

氢能产业链中，氢的存储运输是连接氢气生产端与需求端的关键桥梁，深刻影响着氢能发展节奏及进度。由于氢气在常温常压状态下密度极低（仅为空气的 1/14）、单位体积储能密度低、易燃易爆等，其特性导致氢能的安全高效输送和储存难度较大。因此，发展安全、高效、低成本的储运氢技术是氢能大规模商业化发展的前提。

图表 1：氢储运承上启下，连接氢能生产与终端需求



来源：中国氢能联盟，国联证券研究所

1.2 庞大的氢能需求将带来千亿级的储运市场规模

氢能资源呈逆向分布，氢能储运供应链建设是实现“氢经济”的保障。总体来说，我国能源供应和能源需求呈逆向分布，在资源上“西富东贫、北多南少”，在需求上则恰恰相反。未来，一方面要积极开发大容量氢气储运技术；另一方面要积极开展就近化工副产氢气资源和沿海可再生能源开发利用。

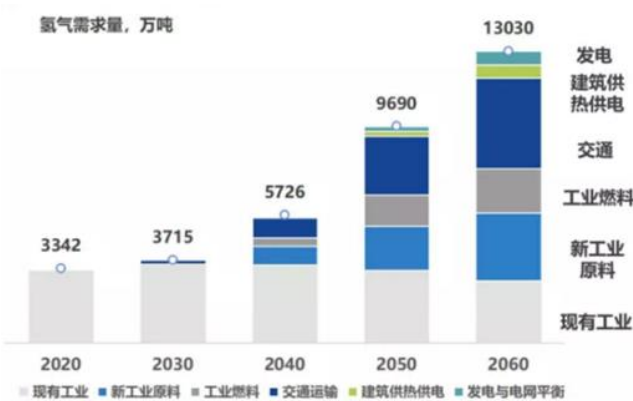
图表 2：我国氢能资源呈逆向分布



来源：中国氢能联盟，国联证券研究所

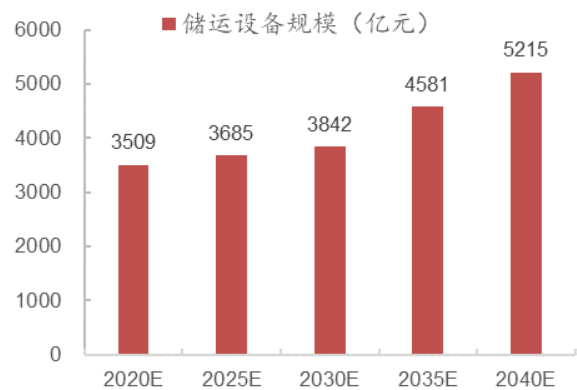
庞大的氢能需求需依靠完善的氢储运供应链，将带来千亿级设备投资规模。在氢能行业深度报告系列二中，我们详尽分析了氢能工业、交通、建筑等领域参与深度脱碳的潜力，即在2060碳中和目标下，据中国氢能联盟预测，到2040年，我国氢气的年需求量将增至5700万吨左右，庞大的氢能需求量需依靠完善的氢储运供应链。假设按照终端氢气售价30元/kg，储运成本占比30%，设备投资成本占比70%，对应储运设备市场规模将达5200亿元。

图表3：到2040年我国氢气需求量将达5700万吨



来源：中国氢能联盟，国联证券研究所

图表4：到2040年我国储运设备市场将达5200亿

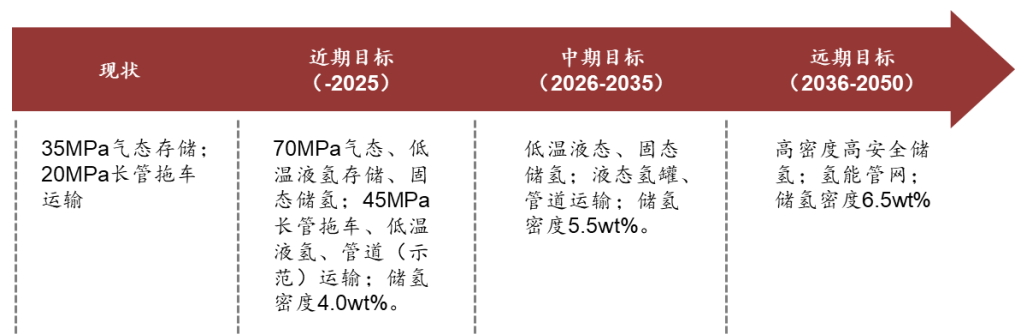


来源：国联证券研究所测算

1.3 由近及远，氢储运技术发展将循序渐进

根据中国氢能联盟发布的《中国氢能源及燃料电池产业白皮书（2019版）》关于我国氢能储运技术路线展望：我国氢能储运将按照“低压到高压”“气态到多相态”的方向发展，由此逐步提高氢气储存和运输的能力。氢能市场渗入前期，氢气用量及运输半径相对较小，此时高压气态运输的转换成本较低，更具性价比；氢能市场发展中期，氢气需求半径将逐步提升，将以气态和低温液态为主；远期来看，高密度、高安全储氢将成为现实，完备的氢能管网也将建成，同时出台固态、有机液态等储运标准及管道输配标准作为配套。

图表5：中国氢能储运技术路线展望



来源：《中国氢能源及燃料电池产业白皮书2019》，国联证券研究所

2 储运技术丰富多样，由近及远多方向协同发展

氢能的存储及运输成为了氢能实现大规模发展的重要影响因素之一，而氢能的储运方式建立在氢的不同存储状态之上，按照氢的不同形态，通常将氢储运技术分为气态储运（高压气态、管道氢）、液态储运（低温液态、有机液态）、固态储运，不同的储运方式具有不同特点及适应性：

1) **高压气氢储运**运营成本低、能耗相对小、氢气充放响应速度快，适用于短距离、用户分散场合，是目前运用最普遍的储运方式，但对设备承压要求高、单位体积储氢密度低、安全性较低；

2) **管道氢**输送运输成本低、能耗小，可实现氢能连续性、规模化、长距离输送，是未来氢能大规模利用的必然发展趋势。由于管道铺设难度大，一次性投资成本高，目前还难以实现大规模氢气管道运输。

3) **低温液氢储运**储氢能量密度高、运输效率高，适用于中远距离输送，目前主要作为航空运载火箭推进剂燃料，对储氢装置真空绝热、减振抗冲击、防泄漏性能要求高，且深冷液化存在大量消耗、成本较高；

4) **固氢及有机液氢储运**一般较为安全、高效、储氢密度高、可循环性好，但对储氢材料性能要求较高，是未来氢能储运的重要研究方向，但距离商业化较远；

图表 6：不同储氢技术对比

	气态	液态		固态	
		低温液态	有机液态	金属氢化物	吸附
质量储氢密度 wt/%	1~5%	5.1~7.4%	4.5~7%	1~4.5%	2.5~8.25%
技术原理	将氢气压缩于高压容器中，储氢密度与储存压力、储存容器类型相关	低温（20K）条件下对氢气进行液化	利用可循环液体化学氢载体储氢	利用合金不同金属组分对氢的吸附作用强弱实现氢分子的储存与释放	物理吸附和化学吸附、采用分子筛、高比表面积活性炭和新型吸附剂（纳米材料）等材料
优点	储存能耗低、充放氢速率可调	储氢量大、储存容器体积小、液氢体积密度高、长距离大规模运输成本低	储氢密度高、安全性较好、储运方便	安全性高、储存压力低、运输方便	压力适中、储存容器自重轻、形状选择多样、安全性高
缺点	储氢密度提升难、容器耐压要求高、长距离运输成本高	液化过程能耗高、使用过程冷能利用率低、容器绝热性能要求高	涉及化学反应、技术操作复杂、含杂质气体、往返效率相对较低	普遍存在价格高、寿命短、储存释放条件苛刻等问题	普遍存在价格高、寿命短、储存释放条件苛刻等问题
技术成熟度	发展成熟，广泛应用于车用氢能领域	国外约 70%使用液氢运输，安全运输问题验证充分	距离商业化大规模使用尚远	大多处于研发试验阶段	距离商业化大规模使用尚远

国内技术水平	关键零部件仍依赖进口，储氢密度较国外低	民用技术处于起步阶段，与国外先进水平存在差距	处于攻克研发阶段	与国际先进水平存在较大差距	处于攻克研发阶段
--------	---------------------	------------------------	----------	---------------	----------

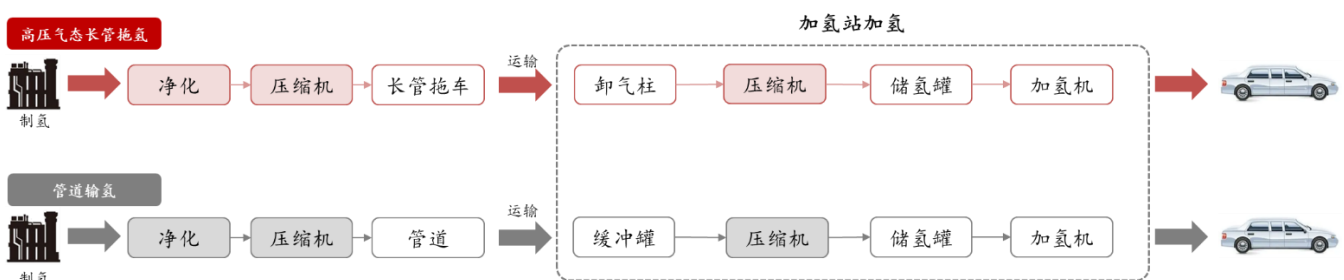
来源：CNKI，国联证券研究所

2.1 气态氢储运：技术成熟度高，使用广泛，将贯穿氢能产业发展始末

氢能的气态储运通常是将氢气采取压缩气体体积、增加单位气体压力的方式进行储存、运输，并且以高压气体的状态储存于特定容器中，储氢容器通常为耐高压的压力容器，同时氢气也可经过加压后通过特制运输管道进行输送。

高压气态氢能储运是目前工业中使用最普遍、最直接的氢能储运方式，通过连接减压阀即可方便、快捷释放所需氢气。具有运营成本低、压缩氢气技术成熟、承压容器结构简单、能耗较小、氢气充放响应速度快等优点。区别于运输方式的不同，高压气态长管拖氢适用于当前氢能发展初级阶段，未来随着氢能需求规模的扩大，管道氢将为氢能产业链提供大规模量的低成本氢气。

图表 7：高压气态氢气储运流程（包括长管拖氢及管道输氢）



来源：国联证券研究所

➤ 储氢容器向高压化、轻量化发展

高压气态储氢容器主要包括纯钢制金属瓶（I 型）、钢制内胆纤维缠绕瓶（II 型）、铝内胆纤维缠绕瓶（III 型）及塑料内胆纤维缠绕瓶（IV 型）。20MPa 钢制瓶（I 型）早已实现工业应用，并与 45MPa 钢制瓶（II 型）和 98MPa 钢带缠绕式压力容器组合应用于加氢站中。但是 I 型和 II 型瓶储氢密度低、氢脆问题严重，难以满足车用储氢容器的要求。车用储氢容器主要为 III 型瓶和 IV 型瓶。通过对比 I 型至 IV 型高压储氢瓶性能参数及特点，高压储氢容器发展本质是通过改变结构及材料，提升储氢工作压力来提高质量储氢密度。此外，研究表明，氢气质量密度随压力增加而增加，在 30~40MPa 时，氢气质量密度增加较快，而压力 70MPa 以上时，氢气质量密度变化很小，因此大多储氢瓶的工作压力在 35~70MPa 范围内。

图表 8: 储氢容器向高压化、轻量化发展

气瓶型号	气瓶材料	储氢工作压力 (Mpa)	质量储氢密度 (wt%)	气瓶特点
I 型气瓶	纯钢制金属气瓶	17.5-20	≈1%	笨重, 储氢密度低, 有氢脆问题, 车载储氢无法采用
II 型气瓶	钢制内胆环向缠绕气瓶	26-30	≈1.5%	
III 型气瓶	铝内胆全缠绕气瓶	30-70	≈2.4% (50L 瓶)	III、IV 型瓶具有提高安全性、减轻重量、提高储氢密度等优点。国外多为 IV 型瓶, 国内逐步由 III 型向 IV 型瓶过渡。
IV 型气瓶	塑料内胆全缠绕气瓶	30-70	≈4.1% (50L 瓶)	

来源: 中国氢能联盟, 国联证券研究所

- 高压气态氢运输方式方面, 长管拖氢适合短距、小规模、就地应用, 管道输氢适合长距、大规模应用

高压气态氢运输主要分为长管拖车和管道运输 2 种方式。其中, 长管拖车运输技术较为成熟, 中国常以 20MPa 长管拖车运氢, 单车运氢约为 300kg, 正在积极发展 35MPa 运氢技术。国外则采用 45MPa 纤维全缠绕高压氢瓶长管拖车运氢, 单车运氢可提至 700kg。由于中国目前氢能发展处于起步阶段, 整体产氢规模较小, 氢能利用的最大特点是就地生产、就地消费, 氢气的运输距离相对较短, 因此多采用长管拖车运输; 管道运输的压力相对较低, 一般为 1~4MPa, 具有输氢量大、能耗小和成本低等优势, 但是建造管道的一次性投资较大, 不适合作为氢能发展初期的运输方式。中国可再生能源丰富的西北地区有望成为未来氢能的主产地, 而中国能源消费地主要分布在东南沿海地区。在未来氢能大规模发展的前提下, 管道运输可实现氢能的低成本、低能耗、高效率跨域运输。

图表 9: 长管拖氢适合短距、小规模、就地应用



来源: 中集安瑞科网站, 国联证券研究所

图表 10: 管道输氢适合长距、大规模应用



来源: CNKI, 国联证券研究所

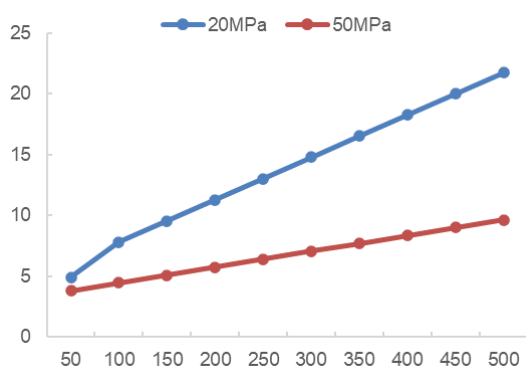
- 未来长管拖车氢储运成本降低可通过提高储氢压力及生产规模效应来实现

据中石油化工研究院数据, 当运输距离为 50km 时, 氢气的运输成本为 4.9 元/kg; 随着运输距离的增加, 长管拖车运输成本逐渐上升, 当距离 500km 时运输成本近 22 元/kg, 所以考虑到经济性问题, 长管拖车运氢一般适用于 200km 内的短距离和运量较少的运输场景。此外可以看出, 随着距离增加, 20MPa 和 50MPa 运输条件下的成本逐渐分化, 50MPa 下的成本优势越来越明显, 当运输距离为 200km 时, 其成本差距约 4 元/kg。实际上, 超过 200km 的运输距离将导致拖车及人员配置冗杂的问题。

200km 运输距离下，两端充卸及拖车往返时间已达到 16h，当运输距离再增大时，需要配置更多的拖车和司机，产生更高的成本费用，经济性降低。

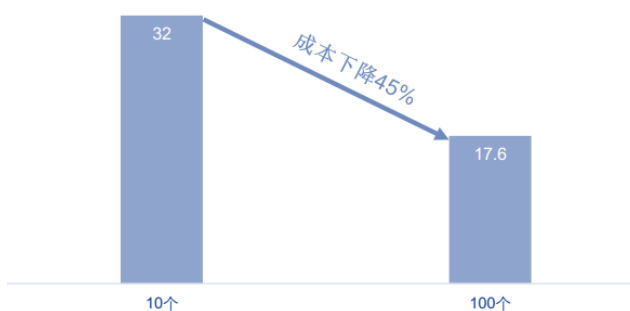
未来长管拖氢储运成本下降的有效路径是：一方面可通过提高储氢压力，实现储氢密度和运输效率都更高的氢气储运方式；另一方面，未来氢气气态储运成本下降的有效路径是扩大相关设备生产量。单位成本将在规模效应下逐步下降。据 NREL（National Renewable Energy Laboratory）预测，当储氢容器需求量从 10 增加到 100 个时，储氢容器成本可下降约 45%。

图表 11：不同运输距离下 20MPa 与 50MPa 长管拖氢储运成本对比（元/kg）



来源：中石油化工研究院，国联证券研究所

图表 12：扩大储氢设备生产规模可大幅降低储运固定成本（万美元/个）



来源：NREL，国联证券研究所

➤ 管道运输是氢能产业发展成熟阶段实现氢气长距离、大规模运输的必然趋势，当前发展初期阶段可积极探索天然气管道掺氢输送

从氢能规模化、长远发展看，高压气氢、低温液氢输运方式远不能实现氢能的规模化及大面积区域辐射，管道输运是未来发展的必然趋势。目前，欧洲和美洲是世界上最早发展氢气管网的地区，已有 70 年历史，在管道输氢方面已经有了很大规模，根据美国太平洋西北国家实验室统计数据，全球共有 4542km 的氢气管道，其中美国有 2608km，欧洲有 1598 km。我国氢气管网发展相对不足，目前全国累计仅有 100 km 输氢管道，分布在环渤海湾、长江三角洲等地，随着氢能产业的快速发展，日益增加的氢气需求量将推动我国氢气管网建设，氢气管网布局有较大的提升空间。

图表 13：世界各地输氢管道的情况

地域	材料	运行时间	口径 (mm)	距离 (mm)	压力 (MPa)	纯度
加拿大阿尔伯塔	Gr290 (5LXX42)	1987 年起	273	3.7	3.8	99.90%
美国休斯敦		1069 年起	114-324	100	0.3-5.5	纯氢
美国路易斯安纳	SATM 106		102-305	48.3	3.4	纯氢
美国德克萨斯	钢	25 年以上	114	8	5.5	纯氢
美国德克萨斯	钢	20 年以上	219	19	1.4	纯氢
德国	钢	1938 年起	168-273	240	2.5	纯氢
法国	碳钢	1966 年起	多种尺寸	290	6.5-10	纯氢
美国德克萨斯	5LX42	1997 年起	273	45	3 月 4 日	纯氢
加拿大蒙特利尔	碳钢		168	16		92.5% 氢+7.5% 甲烷

英国比邻汉姆	碳钢			15	30	纯氢
美国佛罗里达	316SS	30年以上	50	1.6-2	42	
美国德克萨斯	ASTM A524	1986年起	203	20.9	12	

来源：CNKI，国联证券研究所

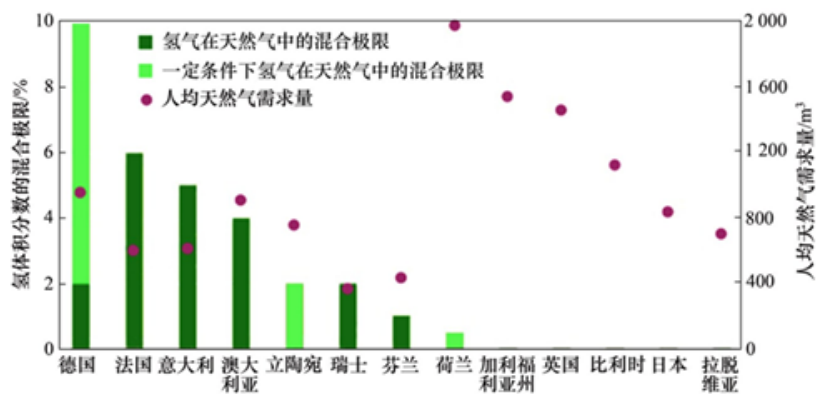
图表 14：国内两条氢气管道的参数对比

管道	建成时间	全长 (km)	管径 (mm)	年输氢量 (万吨)	设计压力 (MPa)	投资额 (亿元)	单位投资额 (万元/km)
巴陵-长岭	2014年4月20日	42	350	4.42	4	1.9	452
济源-洛阳	2015年8月31日	25	508	10.04	4	1.46	584

来源：CNKI，国联证券研究所

氢能产业发展初期阶段，管道氢可由天然气管道掺氢来实现过渡。由于纯氢管道的初始投资较大，不适合作为氢能发展初期应用，在管道运输发展初期，可以积极探索掺氢天然气方式，即利用已建设的天然气输配管网与基础设施进行天然气和氢气混合输送，也可经改造后输送纯氢，可实现低成本、规模化、连续性氢能供应。研究表明，在含量较低时（10-20%掺氢比例），氢气可以在不做重大技术调整的情况下掺混至天然气。未来大力发展天然气掺氢管道输送技术，关键需要解决管材、调压站、流量计、探测器等配套装备的掺氢相容性与适应性并完善管网安全运行保障技术。天然气掺氢管道输送技术是目前进行大规模、长距离氢气输送最为有效手段之一。

图表 15：各国/地区天然气管道内掺氢比例设定



来源：IEA，国联证券研究所

2.2 液态氢储运：储氢密度高，适合跨洋及长周期存储运输

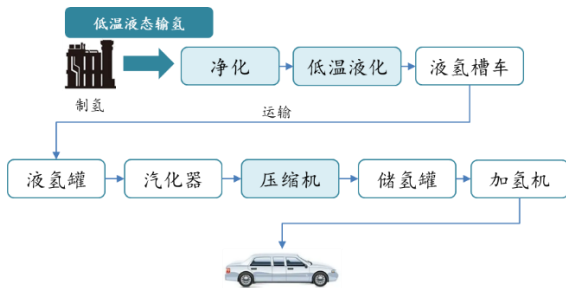
氢能的液态储运是指将氢能从气态转化为液态进行储运的技术。按照转化技术的不同，液态储运又可分为两大类：1) 物理法，即将氢冷却到沸点以下（-253 摄氏度以下）形成液氢，储存于低温绝热液氢罐进行储运；2) 化学法，即氢通过化学反应，生成含氢的化合物，主要有三种方式，包括有机液态储运、氨-氢储运、甲醇-氢。

(1) 低温液态氢储运

低温液态氢储运是将氢气冷却至 21K（约-253 摄氏度），液化储存于低温绝热液

氢罐中，储氢密度可达到 $70.8\text{kg}/\text{m}^3$ ，是标况下氢气密度 $0.083\text{kg}/\text{m}^3$ 的近 850 倍，单台液氢运输罐车的满载约 65m^3 ，可净运输 4000kg 氢，大大提高了运输效率，并且在液化过程还能提高氢气纯度，相应程度上节省了提纯成本。因此液氢适合长距离、大容量储运，是配合我国未来实现大规模绿氢脱碳应用的首要储氢选择。

图表 16：低温液氢储运流程



来源：国联证券研究所

图表 17：液氢与高压气氢运输方案比较

技术类型	压缩氢气	液氢
运输方式	长管拖车	液氢槽车
运氢能力	300kg	4000kg
储罐压力	200-700bar	1-1.3bar
氢占总质量百分比	1.30%	8.40%
充装/卸载时间	8 小时	0.5 小时
同等运力车次比	10	1
加氢站储氢部分占地面积	$>100\text{m}^2$	$<40\text{m}^2$

来源：中科富海，国联证券研究所

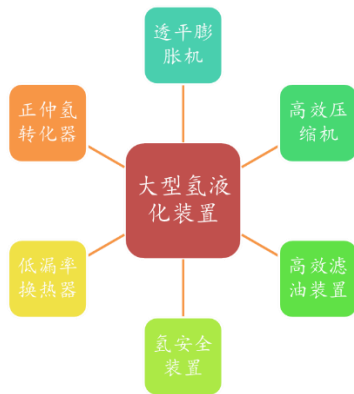
➢ 提高核心设备及材料国产化率，降低液化成本是加快低温液氢发展主要途径

从当前实际应用来看，目前全球液氢产能约 400 吨/天，其中北美占比达到 85% 以上，且大多为 10~30 吨/天以上的大型装置，规模效应显著。美国、日本、德国等国家已将液氢的运输成本降低到了高压气态储运的八分之一。相较于国外 70% 左右的液氢运输，国内液氢还仅限于航天领域，民用还未涉及，仅国富氢能、中科富海等部分企业在尝试低温液氢民用领域推广，过高的使用成本及安全法规问题限制了低温液化储氢技术的规模化应用，主要体现在：1) 绝热性能要求高。液氢的沸点极低(-253 摄氏度)，与环境温差极大，对容器的绝热要求很高；2) 液化过程耗能极大。液化 1 千克氢气需消耗 13-17 千瓦时的电量，液化所消耗的能量约占氢能的 30%；3) 核心设备及材料国产化程度低，包括压缩机、膨胀机、正仲氢转换装置、高性能低温绝热材料、液氢储罐制造技术与装备等。因此，缩小与国外先进液氢技术水平间的差距，实现核心设备及材料的国产化，是实现低温液氢参与绿氢脱碳供应链亟待解决的问题。

从低温液氢运输成本构成来看，液化成本占总成本近 70%，是低温液氢运输成本主要构成，因此降低低温液氢运输成本首要解决的是降低氢气液化成本。

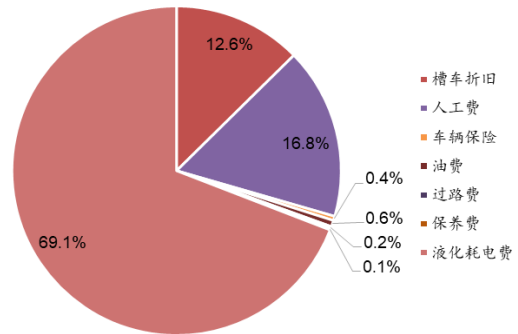
为了加快液氢在民用领域中的应用，市场监管总局（国家标准委）于 2021 年 5 月 6 日批准发布了《氢能汽车用燃料液氢》、《液氢生产系统技术规范》和《液氢贮存和运输技术要求》三项液氢国家标准，于 11 月 1 日起实施。对于氢能产业链而言，这三项标准的推出填补了液氢民用市场无标准可依的空白。

图表 18: 大型氢液化装置核心技术



来源: 中科富海, 国联证券研究所

图表 19: 低温液氢运输成本构成

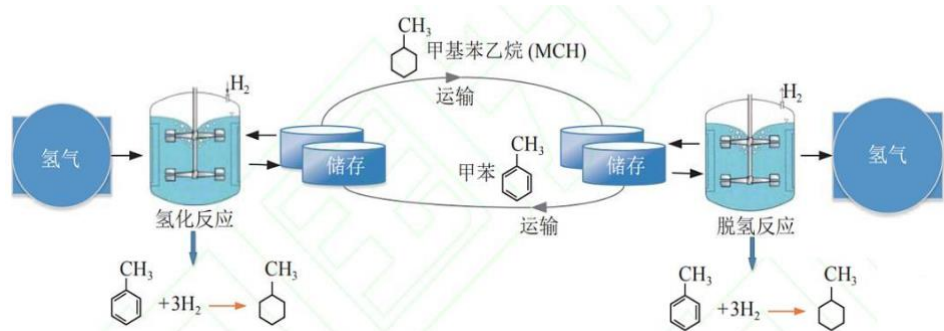


来源: EVtank, CNKI, 国联证券研究所

(2) 有机液态氢储运

有机液体储氢技术 (LOHC) 基于不饱和液体有机物在催化剂作用下进行加氢反应, 生成稳定化合物, 当需要氢气时再进行脱氢反应。

图表 20: 有机液体储氢流程图 (以甲基环己烷-MCH 储氢介质为例)



来源: CNKI, 国联证券研究所

有机液体储氢优势在于: 加氢后的有机氢化物性能稳定, 安全性高, 可常温常压储存, 储存方式与石油相似, 质量储氢密度高, 可达 5.0-7.2%/wt。**其劣势在于:** 氢气纯度不高, 有几率发生副反应, 产生杂质气体; 反应温度较高、脱氢效率较低、催化剂易被中间产物毒化; 液氢储存压缩能耗过大, 需配备相应的加氢、脱氢设备。**未来的技术突破方向是:** 提高低温下有机液体储氢介质的脱氢速率与效率、催化剂反应性能, 改善反应条件、降低脱氢成本及操作难度。

目前参与有机液体储氢的公司仅为少数, 全球从事有机液体储氢的公司主要包括: 中国武汉氢阳能源控股有限公司、日本千代田化工建设公司、德国 Hydrogenious Technologies。

图表 21：几种典型的有机物储氢介质的储氢性能

储氢介质	化学组成	常温状态	熔点/°C	沸点/°C	质量储氢/%	体积储氢/(kg*m3)	脱氢温度/°C	脱氢产物	产物化学组成	产物常温状态
环己烷	C ₆ H ₁₂	液态	6.5	80.74	7.2	55.9	300-320	苯	C ₆ H ₆	液态
甲基环己烷	C ₇ H ₁₄	液态	-126.6	100.9	6.2	47.4	300-350	甲苯	C ₇ H ₈	液态
十氢萘	C ₁₀ H ₁₈	液态	-30.4	185.5	7.3	65.4	320-340	萘	C ₁₀ H ₈	固态
十二氢咔唑	C ₁₂ H ₂₁ N	固态	76	-	6.7	-	150-170	咔唑	C ₁₂ H ₉ N	固态
十二氢乙基咔唑	C ₁₄ H ₂₅ N	液态	-84.5	-	5.8	-	170-200	乙基咔唑	C ₁₄ H ₁₃ N	固态
十八氢二苄基甲苯	C ₂₁ H ₁₉ N	液态	-34	395	6.2	57	260-310	二苄基甲苯	C ₂₁ H ₁₁ N	液态

来源：CNKI，国联证券研究所

(3) 液氨-氢储运

液氨储氢技术是指将氢气与氮气反应生成液氨，作为氢能的载体进行利用。

液氨储氢优势在于：液氨在标准大气压下-33°C就能够实现液化，其储存条件远缓和于液氢，与丙烷类似，可直接利用丙烷的技术基础设施，大大降低了设备投入；液氨储氢中体积储氢密度相对液氢可高 1.7 倍；在脱氢过程中，液氨在常压、400°C 条件下即可得到 H₂，能耗水平低；液氨除了储氢也可以直接作为燃料燃烧，其燃烧产物为氮气和氨气，无对环境有害气体，液氨燃烧涡轮发电系统的效率（69%）与液氢系统效率（70%）近似。**其劣势在于：**有腐蚀性、易挥发，有强烈气味，有毒性；其对燃料电池也有毒性，体积分数 1×10⁻⁶ 未被分解的液氨混入氢气中，也会造成燃料电池的严重恶化。**未来技术突破方向：**提升液氨脱氢纯度。

截至目前，日本、澳大利亚等国均已在积极布局“氨经济”。在“碳中和”愿景下，利用可再生能源电解水制氢后，通过“氢-氨-氢”这一流程完成“绿氢”运输。从当前多国布局来看，氨-氢运输这一方式在大型氢出口项目领域具有优势。

图表 22：液氨储氢流程图



来源：CNKI，国联证券研究所

(4) 甲醇-氢储运

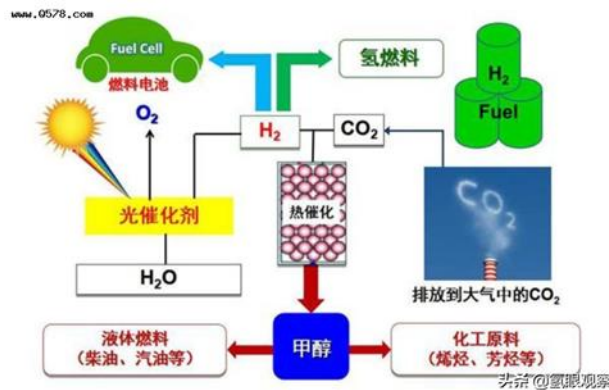
甲醇储氢技术是指将二氧化碳与氢气在相应条件下反应生成液体甲醇，作为氢能的载体进行利用。

甲醇储氢优势在于：储氢密度高，其理论质量储氢密度高达 12.5wt%；甲醇可分解得到氢气，用于燃料电池，同时，甲醇还可直接用作燃料；甲醇的储存条件为常

温常压，且没有刺激性气味，存储条件缓和于 LOHC 及液氨。其劣势在于：二氧化碳单程转化率和甲醇产率较低，目前的经济性较低。未来技术突破方向是：开发同时满足单程高 CO₂ 转化率 (>20%) 和高甲醇选择性 (>90%) 的催化剂，改善催化剂寿命。

全球范围来看，CO₂ 加氢合成甲醇已有不少成功案例：2012 年欧洲已经建成了当时全球最大的 CO₂ 基甲醇制造厂（年产 4000 吨甲醇，消耗 5600t CO₂，利用地热电厂电解水制氢），日本计划 2021 年建成日产 20 吨的碳回收甲醇合成装置；2020 年 1 月 17 日，中国科学院大连化学物理研究所的全球首套千吨级规模化太阳燃料合成示范项目在甘肃兰州新区绿色化工园区试车成功。未来随着电解水制氢成本的下降以及碳减排价值的提升，CO₂ 加氢合成甲醇的经济性将会有很高的改善。

图表 23：甲醇储氢流程图



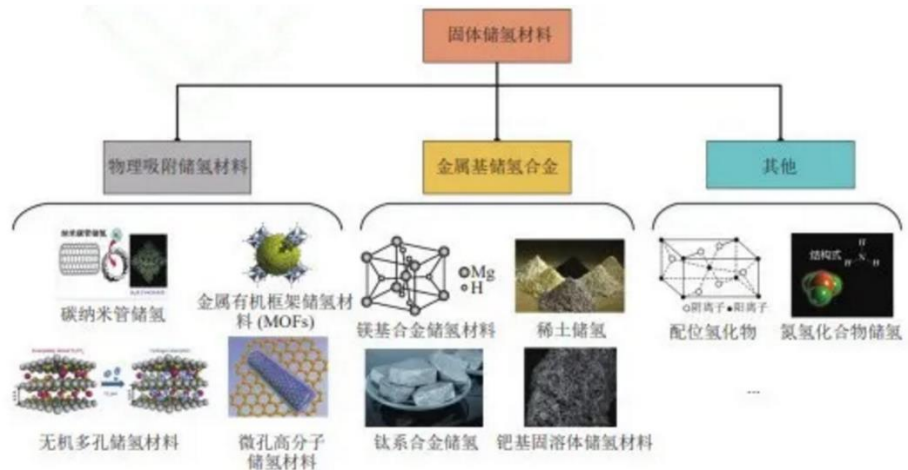
来源：氢眼观察，国联证券研究所

2.3 固态氢储运：储氢压力低、安全性好，但距离商业化较远

固态储氢是以金属氢化物、化学氢化物或纳米材料作为储氢载体，通过化学吸附和物理吸附实现氢的存储，固态储氢的储氢压力低、安全性好、放氢纯度高，体积储氢密度高于液氢；劣势是储氢合金材料的重量储氢率较低，目前主流金属储氢材料重量储氢率低于 3.8wt%，重量储氢率大于 7wt% 的轻质储氢材料吸放氢温度偏高、循环性能较差。未来技术突破的主要方向是提高质量储氢密度，降低成本及温度要求。

目前该领域技术尚未成熟，在燃料电池潜艇中实现了商业应用，在分布式发电和风电制氢规模储氢中进行示范应用，但在燃料电池汽车上的应用优点明显，未来潜力较大。

图表 24：固体储氢材料分类



来源：CNKI，国联证券研究所

3 成本的差异性决定各储运方式出现在氢能不同发展阶段

通过对氢能气、液、固三种形态储运方式的特点及适用性进行分析，定性角度而言，我们认为未来氢能供应链网络中，将主要以高压气态、低温液氢及管道输氢三种运氢方式为主：在氢能产业发展初期阶段，氢气用量及运输半径相对较小，此时高压气态运输的转换成本较低，更具性价比；氢能市场发展到中期，氢气需求半径将逐步提升，将以气态和低温液态为主；远期来看，高密度、高安全储氢将成为现实，管道输氢将被实现。

为此，我们针对这三种氢储运方式建立成本模型，从定量角度进一步分析三种运输方式的成本变化特征：

3.1 高压长管拖氢在小规模、短半径用氢时经济性最佳

高压气氢长管拖车运输成本主要包括：固定成本（折旧费、人员工资等）和变动成本（包括氢气压缩耗电费、油料费等）。为了测算成本，提出如下核心假设目前国内集装管束拖车的价格约 120 万/台，折旧年限 10 年。每辆拖车配备司机以及多名操作人员，人员费用共 40 万。拖车满载氢气可达 300kg，每百公里消耗柴油约 25 升。拖车平均运行速度假设为 50km/小时，两端装卸氢气时间约 8 小时。氢气压缩过程耗电 1kwh/kg。

图表 25：高压气态长管拖车输氢成本构成

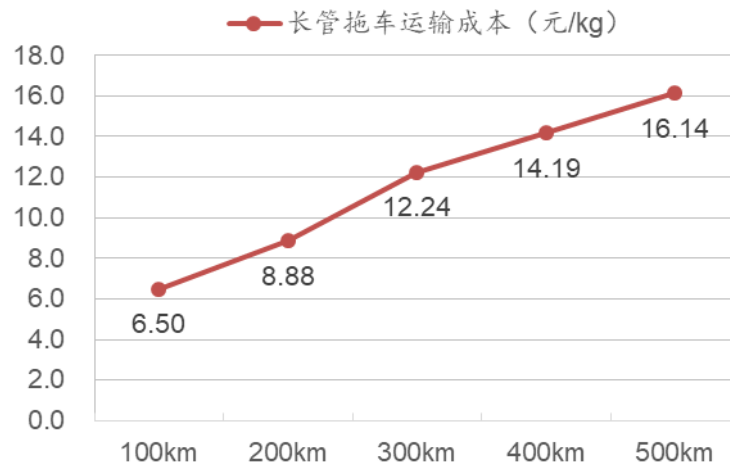
项目（运距 100km）		成本（元/kg）
固定成本	拖车折旧	0.66
	人工费	2.19
	车辆保险	0.05
变动成本	油费	1.08
	过路费	0.40
	保养费	0.20

压缩耗电费	1.00
合计成本	5.59
运输价格（毛利率 15%）	6.57

来源：EVTank, CNKI, 国联证券研究所测算

高压长管拖车运输成本随距离增加大幅上升。根据以上假设，可测算出规模为 500kg/d、距离氢源点 100km 的加氢站，运氢成本为 6.50 元/kg。随着运输距离的增加，长管拖车运输成本逐渐上升。距离 500km 时运输成本达到 16.14 元/kg（注：当输送距离超过 200km 后，单辆拖车已无法实现当日往返多次来满足用氢需求，超过 200km 后，我们以多辆拖车同时运输来计算）。因此，考虑到经济性问题，长管拖车运氢一般适用于 200km 内的短距离运输。

图表 26：高压长管拖车运输成本随距离增加大幅上升（元/kg）



来源：EVTank, CNKI, 国联证券研究所

3.2 低温液氢成本变动对距离不敏感，长距离下更具优势

液氢槽罐车的运输成本结构与长管拖车类似，但增加了氢气液化成本及运输途中液氢的沸腾损耗。槽罐车市场价格约 300 万/辆，每次装载液氢约 4000kg 液化过程耗电 15kwh/kg，低温液氢输送成本构成如下：

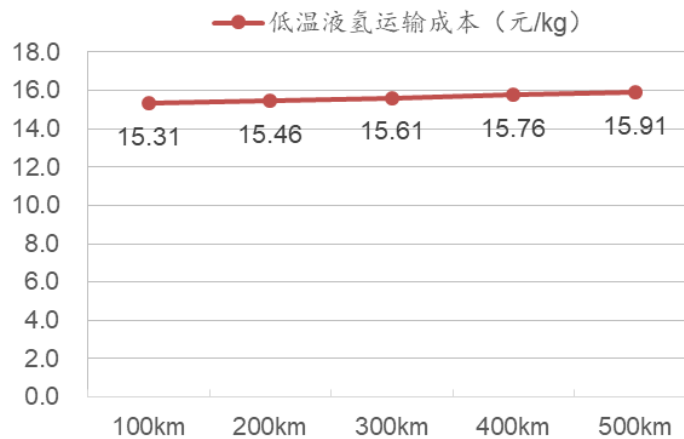
图表 27：低温液氢输送成本构成

项目（运距 100km）		成本（元/kg）
固定成本	槽车折旧	1.64
	人工费	2.19
	车辆保险	0.05
变动成本	油费	0.08
	过路费	0.03
	保养费	0.02
	液化耗电费	9.00
合计成本		13.02
运输价格（毛利率 15%）		15.31

来源：EVTank, CNKI, 国联证券研究所测算

低温液氢输送成本变动对距离不敏感，长距离下更具优势。根据以上假设，可测算出规模为 500kg/d、距离氢源点 100km 的加氢站，运氢成本为 15.31 元/kg。当加氢站距离氢源点 100~500km 时，液氢槽车的运输价格在 15.31~15.91 元/kg 范围内小幅提升，运输成本并不会因为距离增加而大幅提升。这是由于液化成本占据了运输成本的 70%左右，该成本仅与载氢量有关，与距离呈正相关的油费、路费等占比并不大，液氢罐车在长距离运输下更具成本优势。

图表 28：低温液氢输送成本变动对距离不敏感（元/kg）



来源：EVTank, CNKI, 国联证券研究所测算

3.3 管道输氢在大规模输送下，经济性最佳

管道氢气运输的成本主要包括固定成本（折旧费、维护管理费用等）和变动成本（包括氢气压缩耗电费、油料费等）。我们根据国内“济源-洛阳”项目测算，该输氢管道长度 25km，总投资额 1.46 亿元，年输送能力 10.04 万吨，建设成本为 584 万元/km，管道使用寿命 20 年。运行期间维护成本及管理费用按建设成本的 8% 计算。在管道输氢满负荷运行以及不考虑运输损耗的前提下，管道输氢成本结构如下：

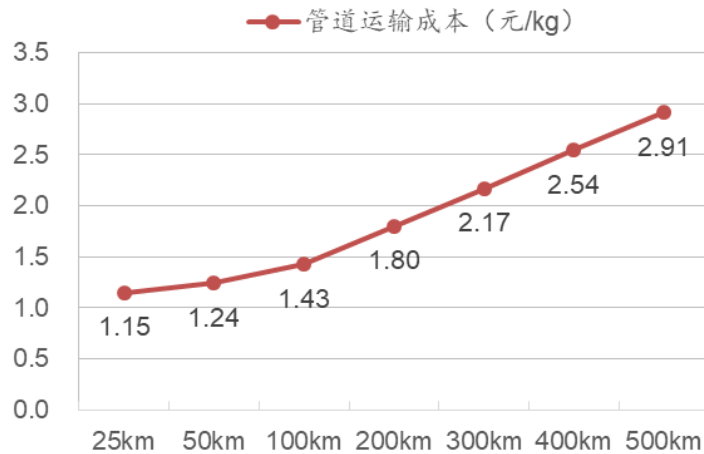
图表 29：管道输氢成本构成

项目	成本（元/kg）	
固定成本	折旧	0.07
	维护管理费用	0.01
可变成本	压缩耗电费用	0.90
合计成本		0.98
运输价格（毛利率 15%）		1.16

来源：EVTank, CNKI, 国联证券研究所测算

大规模输送下，管道输氢具备明显成本优势。根据以上假设，可测算出长度 25m、年输送能力 10.04 万吨的氢气管道，运氢成本为 1.16 元/kg。由于压缩每公斤氢气所消耗的电量是相对固定的，管道运氢成本增长的驱动因素主要是与输送距离正相关的管材折旧及维护费用。当输送距离为 100km 时，运氢成本为 1.43 元/kg，同等运输距离下管道输氢成本远低于高压长管拖车及低温液态输氢。因此，当氢气下游需求足够支撑大规模的氢能输送，通过管道运输氢气是一种降低成本的可靠方法。

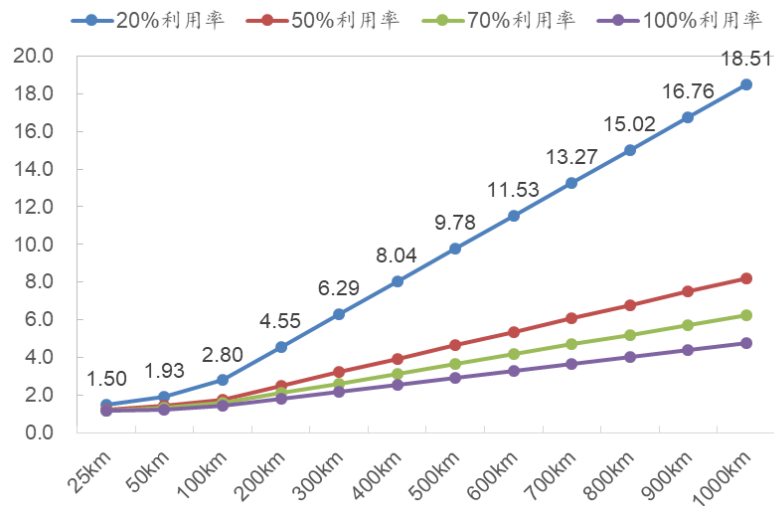
图表 30：管道运氢成本与运输距离正相关（元/kg）



来源：EVTank, CNKI, 国联证券研究所测算

管道氢成本很大程度上受到需求端（利用率）的影响。在上述管道氢成本预测中，我们假设管道运能的利用率达到 100%，在这种水平下，管道氢运输成本表现出非常低的水平，但随着利用率水平的下降，管道氢成本陡然上升，当运能利用率仅为 20%时，管道运氢的成本已经接近长管拖车运氢。在当前加氢站尚未普及、站点较为分散的情况下，管道运氢的成本优势并不明显。随着氢能产业逐步发展，氢气管网终将成为低成本运氢方式的最佳选择。

图表 31：不同利用率情况下管道氢成本存在明显差异（元/kg）



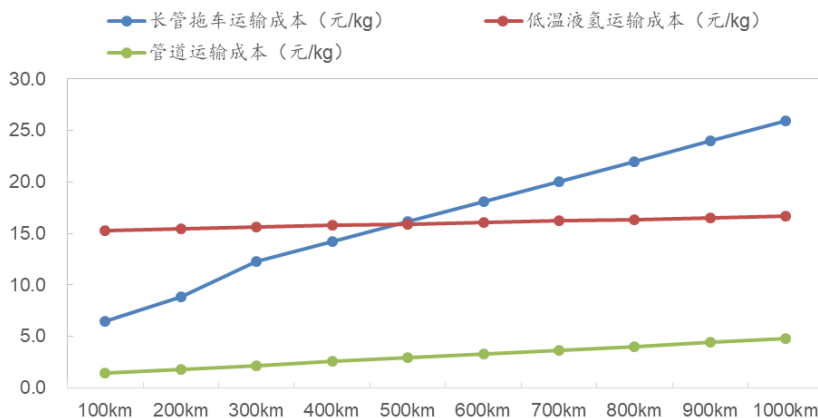
来源：EVTank, CNKI, 国联证券研究所测算

核心结论：

通过上述对三种主流氢储运方式的运输成本对比，单从运距角度考虑，管道输氢在各运输范围内的成本最低，在 500km 以内长管拖车输氢成本低于低温液氢成本，超过 500km 以外，低温液氢更具成本优势。但结合实际氢运量，以及各储运方式实现所需的条件，长管拖车输氢无疑是当前氢能发展初期阶段，氢储运性价比选择。

随着大规模、长距离运氢需求的增加，低温液氢输送的优势将会显现，并成为中长运距氢储运的主流方式。从氢能发展更远期来看，氢能产业发展将趋于成熟，用氢需求将实现规模化，且趋于稳定，届时管道输氢综合优势将成为长距离氢运输最佳选择。

图表 32：三种主流氢储运运输成本对比（元/kg，皆为 100%运能）



来源：国联证券研究所测算

4 氢能产业发展推动储运关键设备及材料需求快速增长

随着氢能产业中长期发展规划落地，氢能产业将进入技术和产业化的快速发展期，相对应的氢能储运产业发展将给特种设备行业带来新的发展机遇，结合上述从定性、定量角度对氢能主流储运方式做对比，高压气态储运更适合当前氢能产业供应链需求，与之对应的氢气承压设备、气体处理设备及相关核心材料将率先得到大规模发展。随着用氢规模、运输半径的逐步提升，低温液氢储运设备将逐步增多。由于管道氢发展基于成熟规模化氢能产业，因此管道氢建设周期较为滞后，相对应的设备及材料中短期内难有机会，本章节也将不对其做分析。

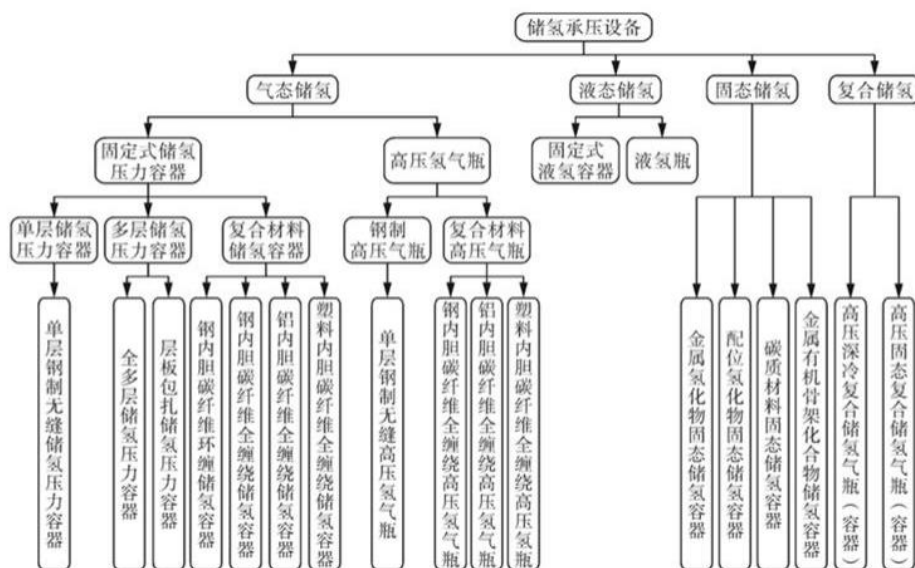
4.1 车载储氢瓶商业化程度高，将率先受益氢能车规模提升

车载高压储氢瓶是目前众多储氢承压设备中，技术相对成熟，已经具备商业化程度的一种储氢设备。我们认为车载高压储氢瓶在未来十年将迎来快速发展期。

储氢承压设备可根据氢的状态分为气态储氢设备，液态储氢设备，固态储氢设备；
 1) 气态储运设备：主要用于储存高压氢气，包括固定式储氢压力容器和高压氢气瓶，具有充气、放氢速度快，设备结构简单等优点，缺点是体积储氢密度较低，并且需要高压力储存，以增大储氢密度。目前，气态储氢设备技术相对成熟，市场需求的主流储氢方式；
 2) 液态储氢设备：主要用于储存液氢，包括固定式液氢储罐和液氢瓶的优点是储氢密度高，缺点是氢气液化能耗高、长时间存放液氢存在蒸发损失的问题。在我国目前主要应用于航空航天领域，民用领域正在提速；
 3) 固态储氢容器：固态储氢是通过氢与材料发生化学反应或者物理吸附将氢储存与固体材料中，优点是储氢压力较低、体积储氢密度高、可纯化氢气；缺点是质量储氢密度低、充放氢需要热交

换。我国固态储氢容器已在通讯基站、加氢站有应用。

图表 33：储氢承压设备分类



来源：CNKI，国联证券研究所

国内车载储氢瓶仍以 35MPa III 型为主，趋势向大容积 IV 型发展

就储氢罐市场结构而言，目前我国车载储氢方式大多为 35MPa 碳纤维缠绕 III 型瓶，70MPa 碳纤维缠绕 III 型瓶也已少量用于国产汽车中，国外氢燃料电池汽车已经广泛使用 70MPa 碳纤维缠绕 IV 型瓶。据 GGII 统计，2021 年 70 MPa 储氢瓶出货量为 1203 只，占比仅为 4%。但目前 70 MPa 车载储氢瓶出货多属于项目型，短期较难有大规模市场增长。

图表 34：我国储氢瓶市场供给仍以 III 型瓶为主

国家	公司	型号	容积/L	质量/kg	压力/MPa	质量储氢密度%
挪威	Hexagon	IV	64	43	70	6
日本	丰田	IV	60	43	70	5.7
中国	天海工业	III	140	80	35	4.2
		III	165	88	35	4.2
		III	54	54	70	>5
中国	科泰克	III	140	-	35	4
		III	65	-	70	>5
		III	128	67	35	4
中国	斯林达	III	52	52	70	>5
		III	140	78	35	4
		III	162	88	35	4
中国	中材科技	III	320	-	35	-

来源：中国产业信息网，国联证券研究所

在车载储氢系统轻量化、低成本化和低重容比的行业趋势下，IV 型对 III 型储氢瓶的替代大势所趋。京城股份、中材科技、亚普股份、斯林达、科泰克等企业正在重

点布局 IV 型车载氢气瓶领域。此外，从储氢瓶的容积来看，2019 年，国内市场 35MPa 储氢瓶市场多为 140L 的储氢瓶，其市场占比超 80%。2020 年国内储氢瓶市场表现为 140L 为主流，165L 和 210L 逐步增长。在 2021 年国内储氢瓶市场逐渐发展为 140L、165L、210L 平分市场的形态。另外有部分企业推出 260L、385L 大容积车载储氢瓶，更有部分企业计划推出 400L 以上车载储氢瓶，整体趋势向大容积方向发展。

图表 35：国内部分参与 IV 型储氢瓶市场动态

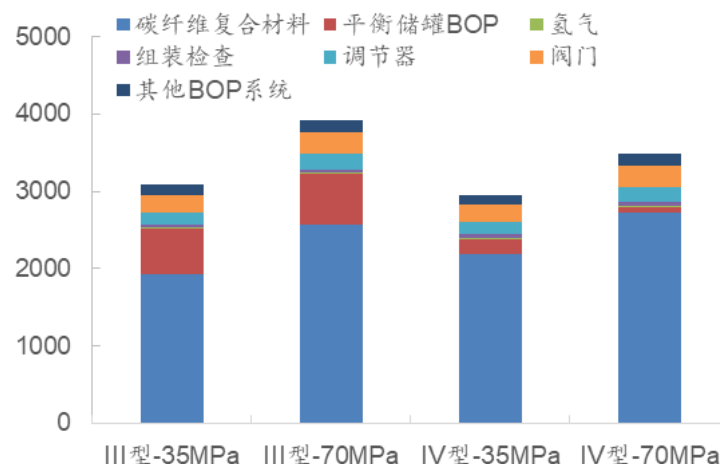
市场策略	主体	详情
技术引进	中集安瑞科	2020 年与 Hexagon 签署合作书，计划引入 IV 型储氢瓶在国内市场推广；2021 年与 Hexagon Purus AS 成立合资公司，计划建立 IV 型储氢瓶生产线，预计将于 2022 年年中实现量产，达产后总产能将达 10 万只/年
	斯林达	2021 年被佛吉亚收购
自主开发	国富氢能	2020 年开始布局 IV 型储氢瓶技术研发。2021 年 3 月 30 日，国富氢能装备产业基地二期项目开工，项目占地 30 亩
	京城股份	2020 年募资进行 IV 型储氢瓶智能化数控生产线建设，2021 年天海工业已建成一条柔性化 IV 型瓶生产线，设计产能为 10000 支/年，目前主要用于存储天然气，2021 年实现出货
	中材科技	2019 年开始 IV 型气瓶的技术研发，目前气瓶已经通过内部测试和外部委托试验。2020 年布局年产能 20000 支 IV 型瓶生产线，一期年产 5000 支生产线已建成
	亚普股份	2020 年与高校合作研发 70MPa IV 型储氢瓶
	奥扬科技	2020 年进行 IV 型瓶技术布局

来源：GGII，国联证券研究所

➤ 降低碳纤维应用成本是储氢瓶降本的关键

根据 DOE 及中科院宁波材料所测算，对于储氢质量均为 5.6kg 的 35MPa、70MPa 高压储氢 III 型、IV 型瓶成本组成来看，主要成本贡献者是碳纤维复合材料，均占到总成本的 70% 左右水平。此外，当 III 型及 IV 型瓶储氢压力增至 70MPa 时，碳纤维复合材料应用成本及比例大幅提升。因此降低碳纤维应用成本是储氢瓶降本的关键。

图表 36：主流 III 型、IV 型储氢瓶成本构成（美元）



来源：DOE，中科院宁波材料所，国联证券研究所

- 预计到 2030 年储氢系统市场规模达到 259.3 亿元，年均复合增速 48%，且将成为国内碳纤维市场重要增长点

根据我们测算，国内储氢系统（包含气瓶、管阀、线材等）市场规模到 2025 年及 2030 年将分别达到 34.4 亿元、259.3 亿元，市场规模复合增速达到 48%。其中储氢瓶规模将由 2022 年 4 万只规模分别增长至 2025 年的 12 万只及 2030 年的 80 万只，年均复合增速达到 45%；储氢瓶中核心材料碳纤维的用量也将伴随气瓶数量及储氢压力的提升而快速增长，预计碳纤维用量到 2025 年及 2030 年将分别达到 0.72 万吨、5.28 万吨，年均复合增速达到 50%。综合《2020 年全球碳纤维复合材料市场报告》对我国碳纤维需求预测，预测 2025 年及 2030 年气瓶用碳纤维需求量将分别占碳纤维需求总量的 5.5%、20.3%，车载储氢瓶也将成为国内碳纤维市场重要的增长点之一。

图表 37：车载储氢瓶市场规模（只）及碳纤维用量（吨）测算

储氢系统市场规模测算	2022E	2025E	2030E
氢燃料电池车销量（辆）	5000	15000	100000
单车价值量（万元）	162	107	81
整车市场规模（亿元）	81	160	806
氢耗（kg/100km）	10.0	8.5	7.5
续航里程（km）	400	500	700
单位储氢系统成本（万元/kg）	0.50	0.35	0.25
储氢系统市场规模（亿元）	11.1	34.3	259.3
储氢瓶规模（万只）	4.0	12.0	80.0
碳纤维用量（吨）	1900	7200	52800

来源：节能路线图 2.0，CNKI，国联证券研究所

4.2 储运量提升带动气体净化、压缩等处理设备需求

储运过程伴随大量气体处理需求。通常氢气从制氢厂制取后，经运输到加氢站，最终加注到应用端，需对氢气进行净化、压缩（液化）等多步骤的气体处理，而非直接从制氢端到用氢端。

以 20MPa 长管拖氢储运为例：氢气从制氢厂生产出来后，气体需经过净化处理，随后经过压缩机压缩至 20MPa，通过装气柱装入长管拖车，运输到目的地后，装有氢气的管束与车头分离，经由卸气柱和调压站，将管束内的氢气卸入加氢站的高压、中压、低压储氢罐中分级存储，最后加氢机按照长管拖车、低压、中压、高压储氢罐的顺序先后取出氢气对燃料电池车进行加注。同样的，低温液态氢、管道气态氢储运也需要对氢气做相应处理。

- 氢气净化提纯

各氢能应用场景对氢气纯度提出不同要求，新兴应用领域普遍要求高。当前我国制氢结构中，主要以煤制氢、天然气制氢及工业副产氢为主，电解水制氢仅占少部分。在煤炭、天然气、甲醇等能源化工为原料制氢时，制取的氢气中含有大量的气体

杂质，如 CO、CO₂、CH₄ 等。而氢能下游各应用场景中，普遍对氢气纯度存在较高要求，其中氢燃料电池、半导体、粉末冶金等新兴领域对氢气纯度要求都在 99.99% 以上。

图表 38：不同含氢气源氢气纯度及杂质情况

含氢气源	主要杂质种类	氢气体积分数/%	常用提纯方法
天然气或石脑油蒸汽转化	CO ₂ ,CO,CH ₄ ,N ₂	75-80	变压吸附等
煤气化变换气	CH ₄ ,CO,	48-54	变压吸附等
电解水制氢	O ₂ ,H ₂ O	99.5-99.999	催化脱氧、变温吸附、钯膜分离等
炼油厂含氢尾气	C ₁₋₄	65-90	变压吸附等
甲醇蒸汽转化气	CO ₂ ,CO,CH ₃ OH,H ₂ O	73-75	变压吸附脱附等

来源：CNKI，国联证券研究所

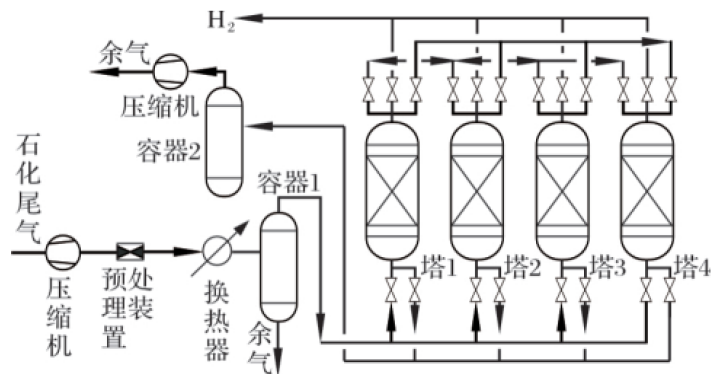
图表 39：不同应用场景对氢气纯度的要求

应用场合	纯度要求	氢气主要来源
合成氨	$n(H_2)/n(N_2) \approx 2.8-3.2$	煤制氢、天然气制氢
合成甲醇	$n(H_2-CO_2)/n(CO+CO_2) \approx 2.05-2.15$	煤制氢、天然气或石脑油制氢
炼厂用氢	$y(H_2) = 80\%-99.9\%$	煤制氢、天然气制氢、甲醇制氢、工业副产氢
粉末冶金	$y(H_2) = 99.99\%-99.999\%$	电解水制氢、天然气制氢、甲醇制氢
半导体	$y(H_2) \geq 99.9999\%$	电解水制氢
玻璃行业	$y(H_2) \geq 99.999\%$	电解水制氢
质子交换膜燃料电池	$y(H_2) \geq 99.99\%$	电解水制氢、甲醇制氢、天然气制氢、工业副产氢

来源：CNKI，国联证券研究所

变压吸附（PSA）分离技术是当前氢气纯化主流应用手段。在实际应用中，选择合适的氢气提纯方法，不仅要考虑装置的经济性，同时也要考虑工艺的灵活性、可靠性，扩能的难易程度，原料的含氢量，氢气纯度要求以及杂质含量对下游装置的影响等诸多因素。变压吸附技术是当前最为常用的工业技术。

图表 40：变压吸附工艺流程



来源：CNKI，国联证券研究所

变压吸附法纯化氢气的基本原理是利用固体材料对气体混合物的选择性吸附以及吸附量随压力改变而变化的特点，通过周期性改变压力来吸附和解吸，从而实现气

体的分离和提纯。变压吸附法具有低能耗、产品纯度高且可灵活调节(99%~99.999%)、工艺流程简单并可实现多种气体的分离、自动化程度高、操作简单、吸附剂使用周期长、装置可靠性高的优点，最大的缺点是产品回收率低，一般只有 75%左右。该方法大量的使用在工业制氢、氢气纯化过程中，适合燃料电池、冶金等氢原料应用的纯化。

图表 41：变压吸附分离技术是当前氢气纯化主流应用手段

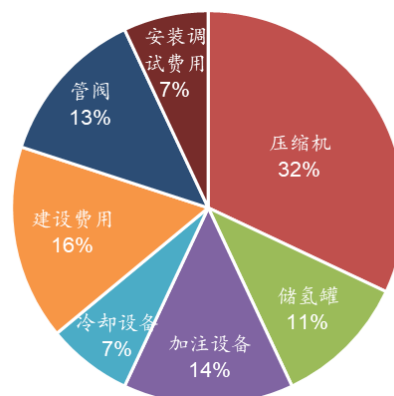
技术	原理	原料气	纯度/%	回收率/%	生成规模	技术缺陷
低温分离法	气体沸点不同，低温下气体混合物中部分冷凝析出	石化废气	90~98	95	大	必须进行预处理去除 CO ₂ 、H ₂ S 和 H ₂ O
聚合物膜扩散法	不同气体通过薄膜的扩散速率不同	氢吹扫气	92~98	85	小~大	He、CO ₂ 和 H ₂ O 也可能透过薄膜
金属氢化物法	氢与金属形成氢化物的可逆反应	纯氢	99.9999	75~95	中小	回收材料易中毒
固体聚合物电解质	氢离子电解通过固体聚合物膜	热化学循环产生的氢	99.8	95	小~大	含硫化物使电催化中毒
变压吸附法	气体混合物中选择性吸附气体杂质	任何富氢气体	99.9999	70~85	大	吹扫有氢损失，使回收率降低
催化脱氧法	通过与氢气的催化反应去除氧气	氢氧气体	99.999	99	小~大	多用于电解水纯化，催化剂易中毒
金属膜扩散法	氢选择性扩散穿过钯合金膜	任何含氢气体	99.9999	99	小~中	含硫化物及不饱和烃会降低渗透效率

来源：CNKI，国联证券研究所

➤ 氢气压缩

在当前以高压气态实现氢储运的氢能发展初级阶段，氢气压缩机是我国氢能储运所需的关键设备，当前国内大多数氢气压缩机主要依靠进口，投入及维护成本高，尤其以加氢站所需压缩机，以 500kg/d 加注能力加氢站建设为例，压缩机成本占据加氢站总成本的三分之一。

图表 42：高压加氢站建设成本（500kg/d 加注能力）



来源：中商产业研究院，国联证券研究所

国内多采用液驱式和隔膜式氢气压缩机。氢气压缩机分为机械式和非机械式两大类，机械式压缩机又分为液驱式压缩机、隔膜式压缩机、线性压缩机和离子液体压缩机 4 类。非机械式压缩机分为低温液体泵、金属氢化物压缩机、电化学氢气压缩机和吸附型压缩机 4 类。目前国内加氢站较多采用液驱式和隔膜式压缩机，压力不超过 45Mpa；离子液压缩机主要在国外应用得比较多，且一般用在具有较高储氢压力（一般为 90MPa 左右）的加氢站中。

图表 43：主流氢气压缩机优劣势对比

压缩机类型	优势	劣势
液驱式压缩机	1) 单机排气量相对较大；2) 相同输出功率的情况下，运行频率低，使用寿命长；3) 设计简单，易于维修和保养；4) 同等功率状态下，体积更小，效率更高；5) 可以带压平凡启停	1) 密封性要求高，氢气受污染可能性较大；2) 密封圈易损坏和老化，更换周期短，维护费用较高；3) 单级压缩比较低，单台增压量小；4) 活塞机构，噪声较大
隔膜式压缩机	1) 相对间隙很小，密封性好，氢气纯净度高；2) 单级压缩比较大；3) 压缩过程散热良好；4) 单台气体增压量大；5) 在国内加氢站应用较广	1) 单台排气量相对较小；2) 进口设备费用较高；3) 不适用于频繁启停；4) 排气压力较大时隔膜寿命会缩短
离子压缩机	1) 构造简单，维护方便；2) 能耗较低	1) 制造标准与国内不同；2) 价格较高

来源：CNKI，国联证券研究所

氢气压缩机仍被海外高度垄断，国产化之路道阻且长。1) 液驱式压缩机。国内近两年加氢站上采用的液驱式压缩机均为进口产品，主要品牌有德国 MAXIMATOR、HOFER、SERAL，美国 HYDRO-PAC、HASKEL 等，其中 MAXIMATOR 的产品应用量最大，年出货超过 20 套，且技术较为成熟。国内深圳思特克（STK）、济南赛思特两家公司正开展该种机型的国产化研制与推广工作。2) 隔膜压缩机。目前主要进口品牌有美国 PDC、英国 HOWDEN、德国 HOFER 等，美国 PDC 占据国内加氢站压缩机最主要的市场份额，具有近 30 台出货量。国内自主品牌主要有北京天高、北京中鼎恒盛、江苏恒久和京城环保等品牌。

考虑到氢气压缩机涉及到氢能储运过程多环节，计算存在复杂性，因此我们仅测算加氢站氢气压缩机市场空间。经测算，预计到 2035 年，氢气压缩机累计投资规模将达到 68.2 亿元。而在实际高压气态氢储运供应链建设中，氢气压缩机整体市场空间将数倍于加氢站内氢气压缩机规模。

图表 44：加氢站氢气压缩机市场空间（亿元）

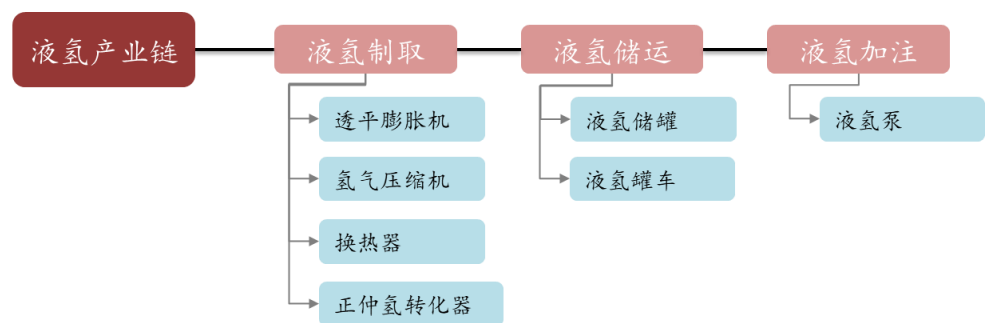
	2016	2017	2018	2019	2020	2025E	2035E
加氢站保有量（座）	5	12	30	61	118	1000	5000
年新增（座）	3	7	18	31	57	176	400
单座加氢站投资规模（万元）	2000	1750	1500	1250	1000	600	400
压缩机年均投资规模（亿元/年）	0.2	0.4	0.8	1.2	1.7	3.2	4.8
压缩机累计投资规模（亿元/年）	0.3	0.7	1.5	2.6	4.4	20.2	68.2

来源：GGII，国联证券研究所测算

4.3 低温液化长期潜力大，关注核心装备技术国产化突破

低温液氢能否快速发展取决于氢气液化成本下降程度。在低温液氢储运环节中，氢气液化成本占据了运输成本的 70%左右，是液氢产业链中最为核心的环节。理论状态下，氢气液化耗能为 3.92kWh/kg，然而实际生产过程中的能耗达到 13~15kWh/kg，接近氢气直接燃烧热值（33.3kWh/kg）的一半，相比较而言氢气的液化耗能仅为 0.207kWh/kg，因此降低氢气液化耗能至关重要。而能否快速实现氢气液化成本下降，一方面需扩大液氢制备规模，另一方面取决于我国能否实现大型氢液化装置的国产化突破。

图表 45：低温液氢产业链

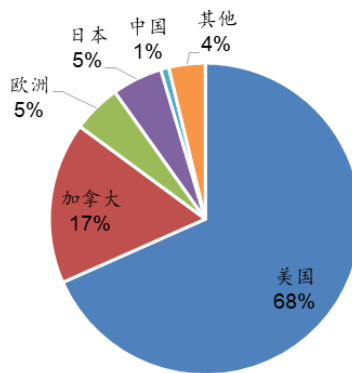


来源：中科富海，国联证券研究所

国外的氢液化技术发展较早，技术已很成熟，国内起步较晚，与国外存在较大的差距。从液氢产能上来看，北美占了全球液氢产能总量的 85%以上。截止到 2020 年，美国本土已有 15 座以上的液氢工厂，液氢产能达 326 d/t，居于全球首位，加拿大还有 80d/t 的液氢产能也为美国所用。美国液氢产能的 10%左右的液氢用于氢燃料电池的应用。近年来，美国开始了新一轮的液化氢工厂建设，以扩大液氢产能。欧洲 4 座液氢工厂液氢产能为 24d/t。亚洲有 16 座液氢工厂，总产能 38.3d/t，其中日本占了三分之二。中国液氢工厂有陕西兴平、海南文昌、北京 101 所和西昌基地等，主要服务于航天发射，总产能仅有 4d/t，最大的海南文昌液氢工厂产能也仅 2d/t。

民用液氢领域正处于发展初期阶段，根据科技部 2020 年“可再生能源与氢能技术”重点研发专项指南，中国急需研制液化能力 $\geq 5\text{d/t}$ 且氢气液化能耗 $\leq 13\text{kWh/kgLH}_2$ 的单套装备，指标与国外主流大型氢液化装置性能基本一致，以期尽快缩短我国产品成本、质量和制造水平与世界发达国家的差距。例如，2020 年鸿达兴业公告募资建设年产 30000 t 液氢项目，目前该项目仍在积极建设中。

图表 46：国内氢气液化能力落后于海外（2020 年）



来源：CNKI，国联证券研究所

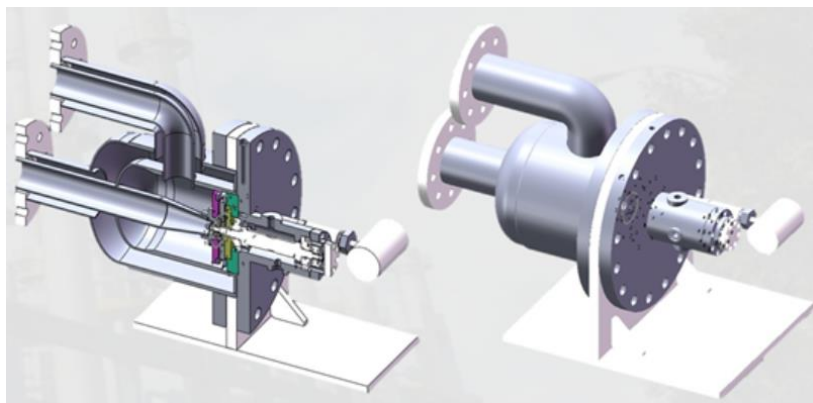
➤ **透平膨胀机及正-仲转换器是氢气液化核心装置，国产化突破在即**

氢的液化最早由英国的 James Dewar 于 1898 年通过 J-T 节流实现。到 1902 年出现了克劳德循环，区别于之前的氢液化方式主要在于膨胀机的使用。使用液氮预冷、膨胀机提供低温区冷量的克劳德循环，效率比采用 J-T 节流的 LindeHampson 循环高约 50-70%。

目前，克劳德循环仍然是大型氢液化装置的基础，根据制冷方式的不同又分为氢膨胀制冷和氮膨胀制冷氢液化流程。氢膨胀制冷循环采用氢气自膨胀提供低温区冷量。而氮膨胀制冷循环氢液化流程则是利用沸点更低的氮作为制冷剂提供低温区冷量。无论在氢膨胀制冷或在氮膨胀制冷氢液化流程中，透平膨胀机均是最关键的核心设备，也是系统低于 80K 温区的主要冷量来源。

透平膨胀机作为氢气液化循环中的核心部件尚无国产化商品，它是系统冷量的主要提供者，其热力性能、力学性能的优劣对装置的经济性和长期运转的可靠性至关重要，是系统中技术含量高、研制难度大的部件。西安交通大学和北京航天试验研究所正就大型氢液化装置和高效氢、氮透平膨胀机积极开展研发工作，目前仍在攻关期。

图表 47：膨胀机 BOM 图



来源：哈深冷，国联证券研究所

氢液化流程中，氢的正-仲转换器也是一个重要的设备。根据氢的物理特性，随着温度的降低和氢的液化，正氢会逐步转变成仲氢，并放出大量的热量。若液氢产品

中存在未转换完成的正氢，后的正-仲转化热会导致液氢产品气化。所以液化后液氢中仲氢含量需大于 95%。国内对正仲氢转化催化剂的研究已经取得一定成绩，如北京航天试验技术研究所自制的正仲氢转化催化剂性能已达到国外水平，目前在技术做进一步优化和改进。

➤ 低温液氢液化市场空间测算

据我们测算，国内低温液氢液化市场投资规模到 2030/2040/2050 年将分别达到 416 亿元/1382 亿元/2150 亿元，年均新增投资规模将分别达到 83 亿元/276 亿元/430 亿元，预计到 2060 年随着低温液氢市场进入成熟期，投资规模将有所下降。

图表 48：氢气液化市场规模测算（亿元）

	2020E	2030E	2040E	2050E	2060E
氢气需求（万吨）	3342	3715	5726	9690	13030
液氢需求占比（%）	0.01%	2.0%	8.0%	15.0%	20.0%
液氢需求（万吨/年）	5	74	458	1454	2606
单吨投资（万元）	10.0	6.0	3.6	2.2	1.3
新增投资规模（亿元）	50	416	1382	2150	1494
年均新增投资规模（亿元）	10	83	276	430	299

来源：中国氢能联盟，车百智库，国联证券研究所

注：1) 氢气需求，参考中国氢能联盟预测数据；2) 单吨氢气液化投资成本，参考近两年部分液化项目情况，且按照年均 5% 降幅下降；3) 液氢需求，假设 2030/2040/2050/2060 年占总需求比例分别为 2%/8%/15%/20%。

5 投资建议及标的

储运是氢能产业链核心环节之一，也是氢能向规模化发展的基础保障，我们看好氢能储运行业前景，给予“强于大市”评级。根据氢能产业发展不同阶段，给予三条投资主线：

1) 氢能发展早期阶段，高压气态储运技术成熟，商业化程度高，其中车载储氢瓶将率先受益氢能车规模提升，建议关注储氢瓶龙头京城股份、中材科技、国富氢能、致远新能等，碳纤维作为高压储氢瓶核心材料同样受益，关注中复神鹰、光威复材；

2) 氢能发展中期，低温液氢将满足大规模、长距离氢能需求，低温液化装备作为产业链核心环节将快速发展，建议关注冰轮环境、深冷股份、杭氧股份、鸿达兴业；

3) 规模化的氢能储运通常伴随大量的气体处理需求，包括压缩、净化等，建议关注雪人股份、建龙微纳、泛亚微透。

图表 49：氢能储运产业链核心标的

股票 代码	证券简称	股价(元)	EPS(元)			PE(X)			CAGR-3(%)	PEG
			21E	22E	23E	21E	22E	23E		
002080.SZ	中材科技	24.5	2.01	2.31	2.61	12.2	10.6	9.4	28.7%	0.72
000811.SZ	冰轮环境	11.0	0.45	0.59	0.73	24.4	18.6	15.0	34.5%	0.62
002430.SZ	杭氧股份	28.7	1.24	1.48	1.72	23.2	19.4	16.7	25.5%	0.90
002002.SZ	鸿达兴业	4.9	0.56	0.66	0.74	8.7	7.4	6.6	16.4%	0.41

300699.SZ	光威复材	58.4	1.46	1.97	2.52	40.0	29.7	23.2	26.7%	0.89
688357.SH	建龙微纳	120.9	4.75	6.68	8.91	25.4	18.1	13.6	59.4%	0.47
688386.SH	泛亚微透	44.9	0.95	1.85	2.83	47.3	24.3	15.9	53.0%	0.26

来源：Wind, 国联证券研究所

注：标的 EPS 及 PEG 来自于 wind 一致预期；收盘价截止日期为 2022 年 4 月 1 日

6 风险提示

- 1) **核心技术突破不及预期。**当前氢能储运成本仍处于较高水平，除了规模化能力需提升以外，核心技术突破及国产化同样制约氢储运发展；
- 2) **氢能终端需求不及预期。**庞大的氢能储运供应链需建立在规模化的终端应用需求，如终端需求增长不及预期，将制约氢能储运供应链建设；
- 3) **政策执行不及预期。**当前氢能行业仍处于产业规模化发展初期，政策的有效推动对产业发展起到积极作用，如政策补贴力度低于预期，将影响产业发展积极性。
- 4) **测算具有主观性，仅供参考。**

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A股市场以沪深300指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

国联证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，国联证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到国联证券及其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

版权声明

未经国联证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用。否则由此造成的一切不良后果及法律责任有私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

联系我们

无锡：江苏省无锡市太湖新城金融一街8号国联金融大厦9层

电话：0510-82833337

传真：0510-82833217

北京：北京市东城区安定门内大街208号中粮置地广场4层

电话：010-64285217

传真：010-64285805

上海：上海市浦东新区世纪大道1198号世纪汇广场1座37层

电话：021-38991500

传真：021-38571373

深圳：广东省深圳市福田区益田路6009号新世界中心29层

电话：0755-82775695