

# 中国氢液化、储运技术及应用 发展研究报告（2023）

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

中国制冷学会组织编写

2023年9月

# 中国氢液化、储运技术及应用 发展研究报告（2023）

中国制冷学会

中国制冷学会组织编写

2023年9月

## 编写委员会

**主编：**罗二仓

**副主编：**厉彦忠、邱利民、公茂琼、杨思锋、沈全锋、王维民、林云珍、  
荆华乾

**编者：**

伍继浩、刘玉涛、李水华、胡忠军、谢秀娟、谭宏博、熊联友、江蓉、  
邹爱红、董学强、杨少柒、吕翠、李山峰、马军强、安刚、蒲亮、  
张财志、文键、王磊、蒋尚峰、雷刚、陈建业、杨燕梅、段志祥、  
潘勤彦、陈宇、谭海龙、肖赞山、程香、高婉丽、王遥、苏嘉南、  
黎迎晖、肖建伟、邱一男、邱小林、曹田田、邵双全、朱伟平、王昊成、  
王金阵、杜廷召、赵国君、王云鹏、张晓宁、苏谦、余海帅

# 序 言

当前，世界进入百年未有之大变局，我们身处在一个全球气候变化和环境污染问题日益严重的时代，减少碳排放和寻找可持续的能源发展之路已成为当务之急。

2020年9月22日，习近平总书记代表中国政府在第75届联合国大会上正式向国际上提出了我国碳减排的“双碳目标”，即2030年之前实现碳达峰、2060年之前实现碳中和。为了实现这一宏伟目标，我们需要在能源生产、输运和利用方面进行全面的技术革新和改革。其中，构建基于风光-电-氢等为主的清洁能源供给体系已逐步形成共识。氢在常温下是一种无色无味的可燃气体，无论是直接燃烧产生热能还是通过电化学燃料电池发电，其产物都是人类所处大自然环境里最环保、最廉价的水。但是气态氢的能量密度较低，远低于当前的柴油、汽油等液态燃料，将其液化后将极大地增加其单位体积能量密度，因此，在构建电-氢能源供给以及使用系统中，氢的液化储存和储运技术将会是制氢-储氢-用氢技术链条中十分重要的技术途径。

在这个背景下，中国制冷学会于2022年成立了“氢液化、储运及应用技术工作组”，旨在搭建学术交流和产业发展交流平台，推动我国在相关领域的学科、技术以及产业发展。作为工作组的任务之一，将不定期组织业界专家编辑梳理此领域内的技术进展、产业发展以及国家地方政策、法律法规等，以供各界参考使用。在本次编著中，我们邀请了众多在该领域的知名专家，他们为此付出了艰辛的努力，将他们的专业知识和经验汇聚在这本书中，以飨读者。他们的贡献不仅有助于我们深入了解国内外氢液化、储运技术的最新研究成果和国内外发展规划、政策等信息，也将为该领域的发展提供了强大的动力。在此，我代表编写组向所有参编专家表示最诚挚的感谢，他们的努力和奉献使得这本书得以顺利出版。

同时，我们也欢迎广大读者对本书提出宝贵的批评和建议，希望通过大家的共同努力，推动氢液化、储运技术及其应用领域的研究和应用不断向前发展，希望本书能为实现国家的双碳目标提供有益的参考和启示。由于编写时间仓促，书中肯定存在不准确、不完善之处，敬请读者批评指正。

# 目 录

<b>1 引言</b> .....	1
<b>2 术语和符号</b> .....	3
<b>3 氢能发展趋势与中国低碳能源体系建设</b> .....	5
3.1 国内外氢能发展进程 .....	5
3.1.1 国外氢能发展现状 .....	5
3.1.2 中国氢能发展现状 .....	15
3.2 氢能是构建低碳能源体系的重要方向 .....	28
3.2.1 氢能在低碳能源生产转化体系的重要作用 .....	29
3.2.2 氢能是低碳能源输送体系的重要组成 .....	31
3.2.3 氢能是低碳能源消费体系的重要渠道 .....	34
3.3 中国发展氢能产业的优势 .....	38
3.3.1 绿氢生产的规模化发展道路 .....	38
3.3.2 氢能转化贮存运输产业的基础雄厚 .....	39
3.3.3 “双碳”目标驱动氢能应用产业的崛起 .....	40
3.3.4 政府、资本、科技联动促进氢能繁荣 .....	42
<b>4 氢液化、储运技术及应用产业发展与相关政策</b> .....	45
4.1 产业发展格局及方向 .....	45
4.1.1 国外液氢产业格局及方向 .....	45
4.1.2 国内液氢产业格局及方向 .....	51
4.2 产业政策现状与趋势 .....	62
4.2.1 国外产业政策现状与趋势 .....	62
4.2.2 国内产业政策现状与趋势 .....	70
<b>5 氢液化、储运技术的发展</b> .....	83
5.1 基本原理 .....	83
5.1.1 氢液化与储运系统的工作原理 .....	83
5.1.2 关键技术与主要指标 .....	91
5.2 大型氢液化技术与装备 .....	97
5.2.1 大型氢液化技术及发展 .....	97
5.2.2 大型氢液化系统的关键设备 .....	100
5.3 液氢储运技术及装备 .....	127
5.3.1 液氢储运技术的发展 .....	127
5.3.2 液氢储运关键装备 .....	133
5.4 液氢加氢技术与基础设施 .....	138

5.4.1 液氢加氢关键技术.....	138
5.4.2 液氢加氢基础设施.....	142
<b>6 氢安全风险评估与预防技术.....</b>	<b>148</b>
6.1 低温氢储运的安全风险.....	148
6.2 低温氢加注过程的安全风险.....	152
6.3 低温氢的安全风险及评估方法.....	154
6.3.1 低温氢的安全风险.....	155
6.3.2 安全风险评估方法.....	158
6.3.3 小结.....	162
6.4 液氢的生产过程安全操作规程.....	163
6.4.1 液氢生产系统的设置.....	163
6.4.2 氢液化装置.....	164
6.4.3 液氢转运加注及贮存.....	165
6.4.4 辅助设施安全规程.....	165
6.4.5 液氢生产过程的系统安全及技术要求.....	169
6.5 低温氢主动安全预防及防护技术.....	172
6.6 低温氢被动安全预防及防护技术.....	179
<b>7 氢液化、储运技术应用典型案例.....</b>	<b>188</b>
7.1 氢液化应用案例.....	188
7.1.1 氢液化技术应用案例.....	188
7.1.2 案例总结.....	202
7.2 液氢储运技术应用案例.....	203
7.2.1 液氢储存技术应用案例.....	203
7.2.2 液氢运输技术应用案例.....	210
7.2.3 液氢输配技术应用案例.....	214
7.3 液氢加氢技术应用案例.....	215
7.3.1 北京航天试验技术研究所内液氢加氢示范站.....	215
7.3.2 浙江石油虹光(樱花)综合供能服务站.....	218
7.3.3 液氢高压泵典型案例.....	219
<b>8 中国氢液化、储运产业及应用发展路线图.....</b>	<b>223</b>
8.1 总体发展目标.....	223
8.1.1 氢液化、储运产业近期发展目标.....	223
8.1.2 氢液化、储运产业中期发展目标.....	223
8.1.3 氢液化、储运产业远期发展目标.....	224
8.2 中国氢液化产业发展路线图.....	224
8.2.1 氢液化产业发展简况.....	224
8.2.2 氢液化产业发展目标.....	225

8.2.3 氢液化产业发展关键技术探索.....	226
8.3 中国液氢储运产业发展路线图.....	227
8.3.1 液氢储运产业发展简况.....	227
8.3.2 液氢储运产业发展目标.....	229
8.3.3 液氢储运产业发展关键技术探索.....	229
8.4 中国低温高压储氢产业发展路线图.....	230
8.4.1 低温高压储氢产业发展简况.....	230
8.4.2 低温高压储氢产业发展目标.....	231
8.4.3 低温高压储氢产业发展关键技术探索.....	231
8.5 氢应用产业发展路线图.....	232
8.5.1 全球液氢应用产业发展总体现状及趋势.....	232
8.5.2 高纯氢消费产业.....	233
8.5.3 储能介质消费产业.....	235
8.5.4 终端能源消费产业.....	237
8.6 政策与标准体系保障.....	241
8.6.1 氢液化、储运及应用标准化现状.....	241
8.6.2 氢液化、储运及应用标准化发展目标.....	243
8.6.3 氢液化、储运及应用标准化发展重点.....	246
<b>9 中国氢液化、储运产业发展行动倡议.....</b>	<b>248</b>
9.1 把握氢能发展方向，引领未来液氢重点发展领域.....	248
9.2 突破液氢关键技术问题，实现液氢技术及装备国产化.....	249
9.3 建立建全液氢储运标准体系，助力液氢产业健康、快速发展.....	251
9.4 结束语.....	251

# 1 引言

## 1.1 编制目的和适用范围

### 1.1.1 编制目的

在“双碳”目标背景下，中国能源结构将由化石能源为主转变为可再生能源为主，由于可再生能源具有能量密度低、间歇性和不稳定性等缺点，因此对能量储存的需求很高。氢的来源广泛，且具有清洁、高效、能量密度高、能源形态易于转换等特点，是一种储能的重要形式和载体。因此，氢能为实现“双碳”目标提供了一条重要的技术路径，已被纳入国家“十四五”规划和2035年远景目标纲要，是未来国家能源体系的重要组成部分，是战略性新兴产业的重点方向。

本蓝皮书结合国内外氢能发展现状，着重阐述氢液化、储运技术及应用的发展进程，通过分析氢液化、液氢储运、液氢加氢的多个案例，总结出氢液化、储运技术的特点及优势，旨在为中国氢能产业的发展提供技术参考。

### 1.1.2 适用范围

行业内相关的管理人员、科研人员、研发人员、工程技术人员、产品制造商等。

## 1.2 主要编制依据

[1] 发改委、国家能源局，《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》，2016

[2] 财政部、工业和信息化部、科技部发展改革委等，《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》，2020

[3] 国务院，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，2021

[4] 国务院，《2030前碳达峰行动方案》，2021

[5] 国家发改委、国家能源局，《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，2022

[6] 国家发展改革委、国家能源局等9部门，《“十四五”可再生能源发展规划》2022

[7] GB/T 40045-2021 《氢能汽车用燃料液氢》

[8] GB/T 40060-2021 《液氢贮存和运输技术要求》

[9] GB/T 40061-2021 《液氢生产系统技术规范》



- [10] GB/T 34584-2017 《加氢站安全技术规范》
- [11] GB/T 34583-2017 《加氢站用储氢装置安全技术要求》
- [12] GB/T 30719-2014 《液氢车辆燃料加注系统接口》
- [13] GB/T 29729-2013 《氢系统安全的基本要求》
- [14] GB 50516-2010 《加氢站技术规范》
- [15] GJB 2645 A-2019 《液氢包装贮存运输要求》
- [16] GJB 5405-2005 《液氢安全应用准则》

### 1.3 编制原则

本蓝皮书的编写注重内容、文字的准确性和完整性，以客观数据为依据，本蓝皮书以氢液化、储运技术及应用为视角，编者首先梳理当前国内外氢能发展趋势与中国低碳能源体系建设的关系，继而研究氢液化、储运技术及应用产业发展与相关政策，通过分析典型案例，探索我国氢液化、储运产业及应用的发展路线，最后提出本行业发展的行动倡议。蓝皮书的编写力求客观、专业、公正，同时结合国际化视野与本土化实践，并拓展技术的覆盖面和代表性。

## 2 术语和符号

LH<sub>2</sub>: 液态氢

CNG: Compressed Natural Gas, 压缩天然气;

M-H: 活性络化物;

O-H<sub>2</sub>: 正氢;

P-H<sub>2</sub>: 仲氢;

y: 液化率, 液化部分的气体质量与循环总质量流量之比;

h<sub>s</sub>: 绝热效率, %;

L: 膨胀机做功能力, kW;

h<sub>1</sub>: 膨胀机进口焓, kJ/kg;

h<sub>2</sub>: 膨胀机出口焓, kJ/kg;

C<sub>1</sub>: 膨胀机进口速度, m/s;

C<sub>2</sub>: 膨胀机出口速度, m/s;

D<sub>b</sub>: 圆筒内经, mm;

C: 壁厚附加量, mm;

S<sub>i</sub>: 圆筒壳体计算壁厚, mm;

DN: 公称直径, 或者使用管道外径, mm;

ΔL: 管系总变形量, mm;

U: 管系两固定点之间直线距离, mm;

K: 催化剂反应速度常数, kmol/l·s;

G: 待处理的氢流量, kmol/s;

V<sub>c</sub>: 催化剂的体积, L;

x<sub>0</sub>: 反应前正氢的摩尔百分数, %;

x: 反应后正氢的摩尔百分数, %;

x<sub>e</sub>: 反应温度下平衡氢中正氢的摩尔百分数, %;

V<sub>0</sub>: 反应条件下气体的体积流量, m<sup>3</sup>/h;

ε: 催化剂孔隙度, %;

V<sub>R</sub>: 催化剂的体积, m<sup>3</sup>;

S<sub>v</sub>: 空速, 次/秒;

T: 温度, K;

p: 工作压力, Pa;

$p_0$ : 大气压力, 101325 Pa;

$Q$ : 反应条件下转化热, kW;

$m$ : 催化剂孔质量, kg;

$C_p$ : 催化剂比热, kJ/kg·K;

$\Delta T$ : 催化剂温度升高, K;

$m_0$ : 转化部分的正氢质量流量, kg/s;

$q_{conv}$ : 单位质量的正仲氢转化热, kJ/kg;

$n$ : 转速, 转/分钟;

$H$ : 扬程, m;

$Q$ : 流量, m<sup>3</sup>/s;

$\omega$ : 角速度, 1/s;

$r_2$ : 出口叶轮半径, m;

$b_2$ : 出口叶轮宽度, m;

中国制冷学会

### 3 氢能发展趋势与中国低碳能源体系建设

氢是宇宙中含量最丰富的元素。两个氢原子构成氢气分子，常温常压下无色无味极易燃烧且难溶于水，是世界上已知的密度最小的气体。氢气是重要的化工原料，在合成氨、石油化工、冶金工业、玻璃制造、电子工业等领域有广泛的应用，同时，它也是重要的二次清洁能源。2020年9月22日，国家主席习近平同志在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布：中国二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。由于氢燃烧的零碳排放特性，氢能作为清洁、低碳、高效、灵活且应用场景多样的能源载体，将在低碳能源体系建设中将发挥重要作用。政府、企业 and 市场等多方通过政策引导、技术创新革命、产业扶持培育等措施，多方发力促进氢能快速发展。作为能量载体，液氢是一种较好的贮存方式。常压下氢气在20.268 K(-252.8 °C)得到液态氢(LH<sub>2</sub>)，液氢的密度约为70.8 kg/m<sup>3</sup>，单位质量氢的热值为1.43\*10<sup>8</sup> J/kg，约为汽油的3倍。液氢通常被作为火箭发动机或其他交通工具的燃料，燃烧产物是水，没有环境污染问题。液氢的推广应用，取决于液氢生产成本，因此需不断提高液化氢的效率。液氢能量密度比高压气态氢高，但液氢储存的技术要求高，在-250 °C之下才会保持液态，液氢的核心技术是如何获得和保持这种超低温环境的技术。目前液氢的主要用途仍是作为运载火箭的推进剂。

#### 3.1 国内外氢能发展进程

##### 3.1.1 国外氢能发展现状

氢能是21世纪最具发展潜力的清洁能源。根据制氢工艺的生产原料和碳排放特性，氢能有“灰氢”、“蓝氢”和“绿氢”之分，如图3-1所示。

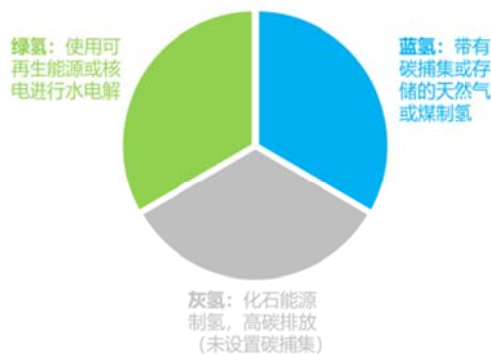


图 3-1 氢能分类图(按照碳排放)

基于天然气、煤等化石能源制取和工业副产等途径获得的氢气，由于工艺过程伴有大量的二氧化碳排放，被称为灰氢，约占目前全球氢气产量的 95%。蓝氢制取是基于灰氢制取工艺，结合二氧化碳捕集、利用和封存(Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS)技术，实现碳基燃料制氢的碳固定。尽管蓝氢制取的碳排放可减少约 90%，但 CCUS 需要专门的设备、消耗额外的能源，并且固定封存需要特有的条件，需要政府、企业和社会付出巨大的代价方能取得显著的发展。近年来，基于可再生能源的制氢工艺备受关注，特别是清洁电力电解水制氢，真正实现氢制取的零碳排放，获得的氢气被称为绿氢。随着我国能源结构的调整，到 2030 年我国非化石能源消费比重达到 25%左右，可再生能源应用比例显著提高，这为绿氢制备创造机遇，使绿氢发展成为构建安全高效、清洁低碳能源体系的最有效途径之一。

能源体系脱碳化发展、减少碳排放是应对全球气候变化的关键，大力发展氢能将成为全球低碳发展的重要途径。美国、欧盟、日韩等主要经济体都布局氢能产业发展规划、推动氢能技术研发和产业化，抢占氢能产业竞争领域制高点。

### 3.1.1.1 美国氢能发展

美国从 1970 年代就开展了氢能领域研究，在制氢、储氢、输氢、燃料电池、储能、相关安全环保事项、相关标准等领域技术储备雄厚。美国是世界最大的氢气生产国和消费国之一。每年的氢气消耗量超过 1100 万吨，占全球需求的 13%，主要用于炼油和合成氨。目前美国的氢气主要由天然气重整制取(约 80%)，其次是石油炼化工业的副产氢。2002 年后美国陆续出台《国家氢能发展路线图》《氢立场计划》等政策，并在加州等地试点积极推进氢能产业的发展。2020 年美国能源部发布《氢能项目计划》，提出美国长期氢能研究、开发和示范的总体战略框架明确了氢能发展的核心技术领域、需求和挑战及研发重点，设定了 2030 年氢能发展的技术和经济指标。为了确保氢能领域的领先地位，美国重视培育氢能产业链关键技术，涉及氢气的生产、储运、燃料电池制造、燃料电池汽车及加氢站基础设施等，在未来工业、交通运输、电网储能、供热发电等领域都将发挥重要作用。美国在氢燃料电池汽车市场、加氢站利用率等方面处于

全球领先水平。目前美国在氢能及燃料电池领域拥有的专利仅次于日本，美、日两国在质子交换膜燃料电池、燃料电池系统、车载储氢三大领域技术专利数量占全球的一半；美国液氢产能和燃料电池乘用车保有量全球第一。美国全年液氢市场需求量的 14%被用于 FCEV。美国拥有世界最大的燃料电池叉车企业 Plug Power，目前有燃料电池叉车 2 万多辆。美国加氢站和氢燃料电池汽车主要集中在加州。截至 2022 年 5 月，美国加州开放/规划中的加氢站共 107 座，其中在营加氢站 53 座。2022 年 6 月，美国能源部启动了大型区域性清洁氢能中心 (H2 Hubs)建设的计划。美国总统授权美国能源部利用《国防生产法》(DPA) 加速包括电解槽、燃料电池和铂族金属在内的五项关键能源技术的生产，以加快清洁能源经济的发展。

### 3.1.1.2 欧盟氢能发展

欧盟积极推动应对全球气候变化事业的发展，坚定推动清洁能源战略，呼吁各成员国将氢能列入国家能源与气候发展的中长期目标规划，多数成员国已明确了氢能发展路线。欧盟将氢能作为能源安全和能源转型的重要保障，充分利用自身在风力和光伏发电等可再生能源利用领域优势，借助完善的可用于氢能运输的天然气基础设施，在制氢、储运氢、氢利用和燃料电池等领域均取得显著进展，形成完整的产业链，正积极进行商业化探索。欧洲氢能源发展政策规划从 2003 年开始起步，2003 年欧盟 25 国开展了合作研究 European Research Area(ERA)的项目，设立欧洲氢能和燃料电池技术研发平台，并且重点攻关氢能和燃料电池领域的关键技术。2007 年，欧盟委员会提出《欧盟战略能源技术行动计划》，将燃料电池和氢能作为重点支持的关键技术领域，加速欧盟低碳能源体系转型升级。2013 年，欧盟在氢能源和燃料电池产业投入 220 亿欧元，大力促进欧洲氢能源行业的发展；2019 年，欧洲燃料电池和氢能事业联合组织发布了《欧洲氢能路线图：欧洲能源转型的可持续发展路径》，提出大规模发展氢能是欧盟实现脱碳目标的必由之路，计划到 2050 年欧洲能生产约 2250 太瓦时当量的氢气，氢能源产值预计达到 8200 亿欧元。2020 年 6 月德国发布了《国家氢能战略》，规划了德国未来氢能的生产、运输、使用和再利用等技术创新和资金投入等，保障不断提高可再生能源比例的德国能源供应系统安全性、经济性和气候友好性。目前欧洲的氢能研发应用取得突破，2018 年 6 月，世界第一辆氢

动力列车在德国北部试运行；2019年欧盟使用了约970万吨氢气用于炼油和化工行业，氢气主要来源于天然气和炼油厂、石化行业的副产品。2020年，欧盟发布了《气候中性的欧洲氢能战略》，宣布建立欧盟清洁氢能联盟，制定了分三个阶段推进氢能发展的路线图。第一阶段(到2024年)，安装至少6GW的可再生氢电解槽，产量达到100万吨/年；第二阶段(2025-2030年)，安装40GW的可再生氢电解槽，产量达到1000万吨/年，成为欧洲能源系统的固有组成部分；第三阶段(2030-2050年)，可再生氢技术成熟并大规模部署，覆盖所有难以脱碳的行业。目前，全球至少14个国家发布了氢能相关的政策，除了日本韩国之外，美国、英国、俄罗斯等国家发布了多项氢能相关政策。国外氢能政策盘点如表3-1所示。

表 3-1 国外氢能政策盘点

序号	国家	政策名称	主要内容	发布时间	发布机构
1	日本	日本再振兴战略	明确提出推动家庭用燃料的普及，并从2015年起逐渐将大量燃料电池车导入市场。	2013年	日本政府
2		能源基本计划	把氢气作为未来二次能源的核心位置。	2014年	日本政府
3		氢能与燃料电池战略路线图(2014)	第一阶段：2020年前将日本户用燃料电池装机量提高到140万台； 第二阶段：2020-2030年海外购氢价格降至30日元/立方米； 第三阶段：全面实现零碳排放的制氢、运氢、储氢。	2014年	日本氢能、燃料电池战略协会
4		氢能与燃料电池战略路线图(2016)	全面加速氢燃料电池使用，修订了技术标准与国际接轨。	2016年	日本经济产业省
5		氢能源基本战略	2030年氢燃料电池商业化发电量达1GW，成本控制在17日元/千瓦以内。2050年	2017年	日本政府

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

			燃料电池汽车全面普及，燃油车停售，发电容量增至 15-30 GW，成本降低到 12 日元/千瓦时。		
6		氢能与燃料电池技术开发战略	技术开发战略重点锁定在燃料电池、氢制备与储运及氢燃料发电相关行业。	2019 年	日本政府
7		氢能与燃料电池战略路线图 (2019)	确定了燃料电池、氢能供应链、电解水制氢 3 大技术领域 10 个重点项目研发。	2019 年	日本经济产业省
8		绿色成长战略	到 2030 年将供给成本降至 30 日元/标方；到 2050 年，实现氢气发电成本低于天然气火电成本；2030 年氢气供给量最大达到 300 万吨；2050 年氢气供给量达 2000 万吨。	2020 年	日本经济产业省
9		氢能和可再生能源经济的总体规划	到 2020 年生产 200 万辆燃料电池汽车	2005 年	韩国贸易、工业和能源部
10		可再生能源配额标准方案	电力必须有 2-5%来自可再生能源，如果是燃料电池，比例要翻倍。	2012 年	韩国政府
11	韩国	新能源汽车规划	计划建设 80 座加氢站，新能源汽车保有量超 100 万辆。	2015 年	韩国政府
12		韩国 2020 年加氢站规划	到 2020 年韩国将建成 310 座加氢站。	2018 年	韩国政府
13		2030 年氢能社会	韩国在 2030 年进入氢能社会，建成加氢站 520 座，氢能汽车占比达 10%。	2018 年	韩国政府
14		氢能经济活性化路线图	2040 年氢燃料汽车累计产量增至 620 万辆，氢燃料电池充电站增至 1200 个。	2019 年	韩国政府



中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

15		绿色船舶 K 计划	到 2030 年前建成大量供应氢燃料的设施。	2020 年	韩国政府
16		促进氢经济和氢安全管理法	法规针对促进氢经济的促进体系、育成氢专门企业、试点项目的实施等多方面进行规划。	2020 年	韩国政府
17		氢能领先国家愿景	计划争取可再生氢的年产量在 2030 年和 2050 年分别达到 100 万吨和 500 万吨，并将氢气自给率升至 50%。此外，韩政府还计划扩充氢能充电站等基础设施，并发展 30 家跨国氢能企业。	2021 年	韩国政府
18		纽约州燃料电池补贴政策	计划委租赁或买卖新能源车提供 2000 美元的补贴，包括氢燃料电池车。	2016 年	纽约州政府
19	美国	美国氢经济路线图执行概要	2022 年底细分氢气市场总量达 1200 万吨，实现氢燃料电池车保有量达 50000 辆，氢能物料搬运车 50000 辆。2025 年，氢能需求总量 1300 万吨，物料搬运领域实现 125000 辆氢燃料车投运，各类氢燃料电池车 20 万辆。	2019 年	美国燃料电池和氢能源协会
20		美国氢经济路线图减排及驱动氢能在全美实现增长	全美氢需求量将快速拉升。所有这些应用所需的氢到 2030 年可能达到 1700 万吨，到 2050 年达到 6300 万吨。	2020 年	美国燃料电池和氢能源协会
21		氢能计划发展规划	电解槽成本降至 300 美元/千瓦，运行寿命达到 8 万小时；车载储氢系统成本在能量密度 2.2 千瓦时/千克，储	2020 年	美国能源部

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

			氢罐用高强度纤维成本达到 13 美元/千克。		
22		储能大挑战路线图	氢储能作为一种重要的储能技术被提及。	2020 年	美国能源部
23		燃料电池电动卡车：加州及其他地区货运活动的愿景	到 2035 年建成 200 个加氢站，7 万辆氢能重卡上路。	2021 年	美国加州电池伙伴关系组织
24		能源白皮书	到 2030 年建设 5 GW 低碳氢产能，投资 10 亿英镑促进氢能等清洁能源研发。	2020 年	英国政府
25		苏格兰政府氢能政策陈述	未来 5 年氢能行业获得 1 亿英镑资助，苏格兰成为领先的氢能国家，到 2030 年生产 5 GW 的低碳氢，2045 年氢能带来 250 亿英镑的经济价值。	2020 年	苏格兰政府
26	英国	泰晤士河河口氢路线图	确定了存在需求、供应、分销和储存机会的方方面面，汇总了投资市场的各项要求并对投资集群进行准确定位，与主要利益相关者建立了广泛的关系。	2021 年	泰晤士河河口增长委员会
27		国家氢能战略	到 2030 年，氢将在英国化工、炼油厂和重型运输等行业发挥重要作用；到 2050 年，英国 20-35% 的能源消耗将以氢为基础，最终为英国 2035 年减少 78% 排放和 2050 年近零排放作出重要贡献。	2021 年	英国商务能源与产业战略部
28	法国	面向能源变革的氢能发展规划	为了实施氢能计划，法国环境与能源管理署最初将投入	2018 年	法国生态和联合转型部

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

		划	1 亿欧元用于首次在工业、交通和能源领域部署氢能。		
29		国家氢计划	拟在 10 年内向氢能研发和相关工业投入 72 亿欧元，将法国打造为全球氢能经济的重要参与者。到 2030 年，法国通过可再生能源与核能制得“清洁氢气”的产能要达到 60 万吨。	2020 年	法国政府
30		俄罗斯氢能战略路线图	计划 2024 年前在俄罗斯境内建立一个全面涉及上下游的氢能产业链。	2020 年	俄罗斯能源部
31	俄罗斯	2024 年前俄罗斯联邦氢能发展行动计划	成立俄罗斯联邦氢能开发部门间工作组；实施氢能领域的优先试点项目；完善法律法规基础和国家标准化体系。	2020 年	俄罗斯政府
32		俄罗斯氢能产业发展规划	建成及生产、出口为一体的氢能项目产业集群，在俄罗斯推广氢能。预计到 2024 年氢气供应量达 20 万吨，2035 年达 200 至 1200 万吨，2050 年达 1500 至 5000 万吨。	2021 年	俄罗斯政府
33	德国	德国国家氢能战略	至少投入 90 亿欧元发展氢能，2030 年前到电解绿氢产能提高至 5 GW，2040 年达到 10 GW。2020-2023 年，能源与气候基金将提供 3.1 亿欧元用于绿氢研究。	2020 年	德国政府
34	挪威	挪威氢能路线图	到 2050 年，挪威将建立一个生产和使用氢气的市场，在 2025 年前在海上运输领域建	2021 年	挪威政府

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

			立 5 个氢气中心。		
35	西班牙	西班牙氢能路线图	未来 10 年，将向氢能领域投资 89 亿欧元，25% 的绿氢用于工业领域，至少建设 100 座加氢站。	2020 年	西班牙政府
36	澳大利亚	澳大利亚国家氢能战略	确定了 15 大目标和 57 项行动，将澳大利亚打造为三大氢能出口基地，在氢安全、氢经济和氢认证方面做到全球领先。	2019 年	澳大利亚政府
37	加拿大	加拿大氢能战略	确立低碳生产国的方向，到 2030 年减少 4500 万吨温室气体，到 2050 年创造 35 万个相关岗位。	2020 年	加拿大政府
38	芬兰	芬兰氢能路线图	路线图重点展望了未来十年芬兰对低碳氢的生产、绿色化学物质和燃料领域的氢利用以及氢的存储、运输和氢的最终用途，并分析了芬兰氢能发展的优势和机遇。	2020 年	芬兰政府
39	哥伦比亚	哥伦比亚国家氢路线图草案	2030 年安装至少 1 GW 电解槽，至少产生 5 万吨蓝氢。	2021 年	哥伦比亚政府
40	南非	南非氢能社会路线图	建立绿色氢和氨出口市场；氢能通过向主电网提供储能和供电服务，帮助电力行业实现脱碳、增强电网稳定性。未来 10 年，电解槽容量将达到数 GW，同时氢气和氨将用于涡轮机发电，再到 2040 年，电解槽产能将至少达到 15 GW。	2022 年	南非高等教育、科学和创新部

### 3.1.1.3 日韩氢能发展

日本和韩国基于国家资源禀赋特点，对氢能发展持积极态度。1974 年日本政府提出了发展新能源和可再生能源的“阳光计划”，开展氢能关键技术开发；2003 年日本发布《第一次能源基本计划》，首次提出“氢能社会”构想，对内将氢能作为核心二次能源，通过进口海外氢气资源、利用燃料电池进行终端利用等措施，改变日本能源消费结构，利用氢能提升能源安全，并结合可再生能源发展，建设零碳社会。2017 年，日本政府出台《氢能源基本战略》，计划 2030 年左右建成商业化的供应链，实现 30 万吨的采购量、将成本控制在 30 日元/标方；普及氢燃料电池汽车(FCEV)和氢气站，使 FCEV 在 2030 年达到 80 万辆，到 2050 年 FCV 全面普及。2014 年日本发布了《氢能/燃料电池战略发展路线图》，随后几经修订，规划三个阶段的战略路线。第一阶段(到 2025 年)推广燃料电池应用场景，促进氢能(主要为灰氢)应用；第二阶段(到 2030 年)全面引入氢发电和建立大规模氢能供应系统；第三阶段(2040 年起)依托可再生能源，利用 CCUS 技术，实现全零碳排放供氢系统。2019 年韩国政府发布《氢能经济发展路线图》，计划以 FCEV 和燃料电池为核心，到 2040 年累计生产 620 万辆 FCEV，建成 1200 座加氢站；普及发电用、家庭用和建筑用氢燃料电池装置；氢气年供应量 526 万吨，价格降至 3000 韩元每千克，构建稳定且经济可行的氢气流通体系，把韩国打造成世界最高水平的氢能经济领先国家。2020 年，韩国颁布全球首个促进氢经济和氢安全的管理法案《促进氢经济和氢安全管理法》。2021 年 10 月，韩国政府公布“氢能领先国家愿景”，争取 2030 年构建产能达 100 万吨的清洁氢能生产体系。韩国依托现代等汽车企业，未来五年内用于氢燃料电池以及加氢站的补贴将达到 20 亿欧元，到 2022 年为 15000 辆 FCEV 和 1000 辆氢气公交车提供资金，资助 310 个新的氢气加气站。2021 年，韩国发布首个《氢经济发展基本规划》，提出到 2050 年韩国氢能将占最终能源消耗的 33%，发电量的 23.8%，成为超过石油的最大能源，将在全国建立 2000 多处加氢站。在此背景下，近年来日韩的氢能发展取得了显著的进步，2020 年，日本氢气需求量接近 200 万吨，主要用于石油炼化(近 90%)和氨生产。氢气主要来源于天然气制氢(占 50%以上)和，炼油和石化行业的副产氢(约 45%)。日本是交通运输领域应用氢气的先行者，2013 年，丰田公司在东京车展上发布了氢燃料

电池概念车，2014年底发售MIRAI FCV，成为全球首个商业化的氢燃料电池汽车。韩国FCEV发展强劲，现代NEXO FCV 2018年上市，目前与丰田MIRAI并驾齐驱，引领全球FCEV市场发展。此外，日本川崎重工制造的全球第一艘液化氢运输船Suiso Frontie在2021年从澳大利亚运氢，预计到2030年液氢运输将在商业上可行，在氢能大规模运输技术开发上，日本已走在世界前列。

### 3.1.2 中国氢能发展现状

中国是世界上最大的制氢国，年制氢量约、3300万吨(工业氢气约、1200万吨)；可再生能源装机量全球第一，绿氢供应潜力巨大。目前，中国氢能产业发展迅速，已初步掌握氢气制备、储运、加注、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，在北京、上海和佛山等地布局首批5个FCEV示范城市群(覆盖47座城市)，跨地域开展FCEV推广。全产业链规模以上工业企业超过300家，主要分布在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域。然而，我国氢能产业仍处于发展初期，产业创新能力不强、技术装备水平不高，支撑产业发展的基础性制度滞后，产业发展形态和路径尚需探索。为促进氢能产业规范有序高质量发展，2022年3月，经国务院同意，国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》作为中国氢能发展的战略性文件，明确了氢的能源属性，是未来国家能源体系的组成部分，充分发挥氢能清洁低碳特点，推动交通、工业等用能终端和高耗能、高排放行业绿色低碳转型；明确氢能是战略性新兴产业的重点方向，是构建绿色低碳产业体系、打造产业转型升级的新增长点。《规划》提出了氢能产业发展各阶段目标：到2025年，基本掌握核心技术和制造工艺，燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到10-20万吨/年，实现二氧化碳减排100-200万吨/年。到2030年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，有力支撑碳达峰目标实现。到2035年，形成氢能多元应用生态，可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升。据报道，我国在氢能加注方面获得新突破，累计建成加氢站超过250座，约占全球总数的40%，加氢站数量居世界第一。据统计到2021年，中国累计生产FCEV超过1万辆，累计销售量8600辆，占到全球总量5万辆的17%，与韩国、美国、日本成为了FCEV推广应用的核心国家。到2021年年底，国内推广的主要是商用车，其中客车和货车分别

4100 辆和 4400 辆。

### 3.1.2.1 国家能源战略推动氢能发展

2021 年 3 月发布的《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》是指导我国今后 5 年及 15 年国民经济和社会发展的纲领性文件。《纲要》明确了“十四五”时期，我国能源资源配置更加合理、利用效率大幅提高，单位国内生产总值能源消耗和二氧化碳排放分别降低 13.5%、18%，主要污染物排放总量持续减少。到 2035 年，要广泛形成绿色生产生活方式，碳排放达峰后稳中有降。为此，要推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。建设一批多能互补的清洁能源基地，非化石能源占能源消费总量比重提高到 20%左右。落实 2030 年应对气候变化国家自主贡献目标，制定 2030 年前碳排放达峰行动方案。完善能源消费总量和强度双控制度，重点控制化石能源消费。推动能源清洁低碳安全高效利用，深入推进工业、建筑、交通等领域低碳转型。发展壮大战略性新兴产业，其中就包括氢能和储能等前沿科技和产业变革领域，谋划布局未来产业。

2021 年 10 月，国务院出台《2030 年前碳达峰行动方案》提出重点实施“能源绿色低碳转型行动”等碳达峰十大行动，要大力发展新能源，到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统，推动清洁电力资源大范围优化配置。在工业领域，促进钢铁行业结构优化和清洁能源替代，鼓励钢化联产，探索开展氢冶金、二氧化碳捕集利用一体化等试点示范。推动运输工具装备低碳转型，推广电力、氢燃料、液化天然气动力重型货运车辆，到 2030 年，当年新增新能源、清洁能源动力的交通工具比例达到 40%左右；加快绿色交通基础设施建设，有序推进充电桩、配套电网、加注(气)站、加氢站等基础设施建设，提升城市公共交通基础设施水平。推广先进成熟绿色低碳技术，开展示范应用。建设全流程、集成化、规模化二氧化碳捕集利用与封存示范项目。加快氢能技术研发和示范应用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用。

为助力实现碳达峰、碳中和目标，深入推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进氢能产业高质量发展，2022 年 3 月国家发改委、国家能源局发布《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》。该文件是

国家对氢能发展的顶层设计，确定了氢能的战略地位，明确了氢能在国家能源体系中发挥的重要作用。在此之前，国务院及各部委发布了如《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》、《绿色产业指导目录(2019 版)》、《新能源汽车产业发展规划(2021-2035)》、《“十四五”全国清洁生产推行方案》、《“十四五”工业绿色发展规划》等多项政策文件，共同构成了产业覆盖面广泛、细分领域目标明确、推进步骤统筹协调的氢能发展路线图。

### 3.1.2.2 装备研发奠定氢能发展基础

中国的氢能与燃料电池技术研究发端于 1950 年代，改革开放后发展步伐加快，在国家 863 计划和 973 计划支持下，从基础研究到应用转化，推动氢能和燃料电池技术发展。“十三五”期间，氢能与燃料电池发展明显加速。

目前，我国在制氢、储氢、运输、转化、应用等多个领域开展关键技术攻关，形成了基本完整的产业链。在制氢方面，我国作为世界第一产氢大国，技术路线成熟。目前主流技术以灰氢制备为主，即以煤炭、天然气等化石能源重整制氢和以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢等工业副产气制氢。电解水制氢技术也相对成熟，在可再生能源消纳与储能领域具有巨大的发展潜力，是氢能可持续发展的重要方向。

储氢的主流技术是高压气瓶储氢，在加氢站，基本采用技术成熟且成本较低的钢制氢瓶和钢制压力容器；车载高压氢气瓶在向高压力和轻质化方向发展，国外主流技术是以铝合金/塑料作为内胆，外层用碳纤维包覆(即 III 型、IV 型气瓶)；国外 FCEV 已广泛使用  $7\times 10^7$  Pa 碳纤维缠绕 IV 型瓶，而我国目前车载氢气瓶多为  $3.5\times 10^7$  Pa 碳纤维缠绕 III 型瓶。在国家科技计划支持下，多家单位联合开展了大型液氢制取、储运与加注关键装备及安全性研究，进行大型氢液化、液氢储罐及罐车、加氢站等关键技术攻关，促进我国大规模液态氢能储运技术发展。

氢能输运方面，结合不同储氢方式，主要以气态储运(长管拖车、管道)、液氢储运、氢载体储运和固态储运。气态储运氢核心技术装备有长管拖车用高压管束储氢瓶与管道；低温液态储运氢涉及氢液化装置与液氢储罐、罐车等；有机液体储运氢涉及供热脱氢装置。现阶段，中国普遍采用  $2\times 10^7$  Pa 气态高压储氢与集束管车运输的方式，在此基础上，采用更高的气氢运输压力、低温液



氢储罐和槽车、天然气掺氢的输送管道以及固态储氢等技术都在快速发展。由于氢气低温液化后密度比标准状态下增加 800 倍，为大规模贮存、长距离输送提供了便利，在未来大规模氢能应用、远距离氢气输送的需求背景下，将为大宗氢气保供发挥重大作用。

在氢转化方面，可再生能源制氢和绿氢的大规模储存与运输技术的发展、成本的下降以及碳捕集技术的成熟，为电制氢后的电转气(如电转甲烷)和制液态燃料技术等氢转化技术创造了有利条件。以捕集的 CO<sub>2</sub> 为原料，与氢气反应制取甲烷、甲醇、汽油、柴油和航油等，可实现 CO<sub>2</sub> 的循环利用，使制造端和使用端整体净零排放，大幅降低 CO<sub>2</sub> 排放量。另外，电制氢后的氢气还可合成氨制造绿色化肥。传统化石能源领域已经形成大量且成熟的基础设施，涵盖生产、储运、配送、加注和终端利用装备等，构建新型能源体系便是对现有设施的融合创新和再利用。

氢燃料电池是氢能应用的重要终端，目前膜电极、双极板、氢气循环泵、空气压缩机、气体扩散层等核心组件，质子交换膜、催化剂等关键材料，我国均已实现小规模自主生产，为大规模商业化生产储备了技术基础条件。氢燃料电池系统国产化程度提高到 2020 年的 60%。预计到 2025 年，金属双极板可完全国产化，低功耗、高速、无油的空气压缩机进入小规模自主生产阶段；机械强度高、孔隙率均匀、抗碳腐蚀的碳纤维制备技术有望取得突破，大电流密度条件下的气体扩散层水气通畅传质问题有望得到解决。未来氢燃料电池技术将从氢燃料电池客车、卡车等商用车，逐步推广到乘用车、有轨电车、船舶、工业建筑、分布式发电等领域。

### 3.1.2.3 多方联动助力氢能市场培育

《2030 年前碳达峰行动方案》、《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》等国家氢能规划政策的带动下，截止 2022 年 8 月份，北京、上海、广东、重庆、天津、四川、陕西等全国多个地方政府纷纷出台助力氢能发展的政策。各地规划显示，陕西氢能产业规模要达到 1000 亿元；辽宁的氢能产业要达到 600 亿元；山东、陕西和广东加大燃料电池汽车的推广力度大；制氢、储氢、加氢站等产业规划也备受关注，其中广东和陕西在氢能产业布局大，氢能的发展也逐渐进入快车道。

国家能源集团、中石化等龙头企业带动氢能全产业链在制氢、储氢、氢燃料电池、汽车等领域制定发展战略。今年 9 月初，中石化发布实施氢能中长期发展战略，加快打造中国第一氢能公司，远期力争成为世界领先氢能公司的发展目标，按照“加氢引领、绿氢示范、双轮驱动、助力减碳”的思路，聚焦氢能交通和绿氢炼化两大领域，大力发展氢能一体化业务，引领氢能产业链高质量发展。实际上，还有众多企业也都如中石化一样非常重视氢能市场的培育与发展，据估计 2022 年全国涉氢企业合计营收将超万亿，氢能业务已有显著增加，这都必将促进氢能全产业链市场的健康发展。

此外，专业协会、学会以及产业联盟在国家氢能长远规划的解读、本专业领域的关键技术组织攻关等方面发挥越来越重要的作用。例如中国氢能联盟发布了《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》具有重要的指导意义。据估计到 2050 年氢能在中国能源体系中的占比约为 10%，氢气需求量接近 6000 万吨，年经济产值超过 10 万亿元。全国加氢站达到 10000 座以上，交通运输、工业等领域将实现氢能普及应用，燃料电池车产量达到 520 万辆/年，固定式发电装置 2 万台套/年，燃料电池系统产能 550 万台套/年。随着我国氢能的快速发展，协会、学会以及产业联盟将数据统计发布、规划修订补充、市场发展动向等多个方面发挥越来越重要的作用，以促进我国氢能的健康持续发展。全国各地氢能发展规划汇总如表 3-2 所示。

表 3-2 全国各地氢能发展规划汇总

地区	文件名	主要目标
北京	《北京市氢能产业发展实施方案(2021-2025 年)》	① 2023 年前，实现氢能技术创新“从 1 到 10”的跨越，培育 5-8 家具有国际影响力的氢能产业链龙头企业，京津冀区域累计实现产业链产业规模突破 500 亿元。力争建成 37 座加氢站，推广燃料电池汽车 3000 辆。② 2025 年前，培育 10-15 家具有国际影响力的产业链龙头企业，建成 3-4 家国际一流的产业研发创新平台，京津冀区域累计实现氢能产业链产业规模 1000 亿元以上。力争完成新增 37 座加氢站建

		设，实现燃料电池汽车累计推广量突破 1 万辆。
上海	《上海市燃料电池汽车产业创新发展实施计划(2020-2023 年)》、《关于支持上海市燃料电池汽车产业发展若干政策》	① 到 2023 年，燃料电池汽车产业发展实现“百站、千亿、万辆”总体目标，规划加氢站接近 100 座并建成运行超过 30 座，形成产出规模约 1000 亿元，推广燃料电池汽车接近 10000 辆。② 到 2025 年，建成运行超过 70 座加氢站，推广应用燃料电池汽车达到万辆级规模以上。“一环”产业布局基本形成，沿“外环”一个环形区域形成燃料电池汽车整车集成制造、电池系统及电堆等核心部件研发生产、多场景车辆商业运营、氢气“制、储、运、加”设施配套、检测认证服务的全产业链环节；“四创”自主能力大幅提升，技术、产品、应用、环境四位一体创新体系高质量发展；“六带”发展规模持续扩大，嘉定、青浦、金山、临港新片区、浦东、宝山等区域形成燃料电池汽车产业聚集地带。③ 2025 年底前，市级财政按照国家燃料电池汽车示范中央财政奖励资金 1:1 比例出资，统筹安排本地燃料电池汽车发展专项扶持资金，共涉及支持整车应用、支持关键零部件发展等六部分政策安排，其中涉及氢燃料的政策安排占 1/3。
重庆	《重庆市支持氢燃料电池汽车推广应用政策措施(2021-2023 年)》、《打造全国一流新能源和智能网联汽车应用场景三年行动计划(2021-2023 年)》	① 到 2023 年，氢燃料电池汽车应用规模将达 1000 辆。重庆还联合四川打造“成渝氢走廊”，两地已建成加氢站 15 座，并计划在四川凉山、攀枝花、雅安以及重庆潼南、长寿等地建立氢气供应基地。② 制定政策措施包括：给予加氢站建设补贴；给予加氢站运营补贴；加快推进公共服务领域氢燃料电池汽车的推广应用；对在本

		地注册登记的中型及以下氢燃料电池货车给予通行便利。聚焦商业模式创新，支持有关企业成立融资租赁平台公司，助力氢燃料电池汽车大规模示范应用。
天津	《天津市能源发展“十四五”规划》	“十四五”期间，将累计推广物流车、叉车、公交车等氢燃料电池汽车 900 辆以上，滨海新区建设至少 5 座加氢站，其他区域结合实际需求建设加氢站。
广东	《广东省加快氢燃料电池汽车产业发展实施方案》、《广东省氢燃料电池汽车标准体系与规划路线图(2020-2024 年)》、《广东省加快建设燃料电池汽车示范城市群行动计划(2021-2025 年)》(意见征求稿)	①到示范期末，实现推广 1 万辆以上燃料电池汽车目标，广东年供氢超过 10 万吨，建成加氢站约 200 座，车用氢气终端售价降到 30 元/公斤以下。
河北	《河北省氢能产业发展“十四五”规划》	① 到 2022 年，氢能关键装备及其核心零部件基本实现自主化和批量化生产，氢能产业链年产值 150 亿元。全省建成 25 座加氢站，燃料电池公交车、物流车等示范运行规模达到 1000 辆。② 到 2025 年，培育国内先进的企业 10-15 家，氢能产业链年产值达到 500 亿元。累计建成 100 座加氢站，燃料电池汽车规模达到 1 万辆。③ 在产业布局方面，规划要求重点实施八大工程，谋划布局 128 个氢能项目，构建“一区、一核、两带”产业格局。
河南	《河南省氢燃料电池汽车产业发展行动方案》、《推动河南省示范城市群氢燃料电池汽车产业高质量发展若干政策》	① 到 2023 年，各类氢燃料电池汽车推广应用超过 3000 辆，加氢站建成数量达到 50 座以上。② 到 2025 年，示范应用氢燃料电池汽车累计超过 5000 辆，加氢站 80 个以上，基本形成以客车为主，环卫、物流等氢燃料电池汽车全面发展的产业格

		局，氢燃料电池汽车相关产业年产值突破1000亿元。
黑龙江	《黑龙江省“十四五”科技创新规划》	氢能与燃料电池领域，开展先进制氢技术及装备、储氢技术及装备、高性能水系电池制造、海水电池制造、电池梯次利用、燃料电池电堆设计、燃料电池发电系统设计及核心关键设备、燃料电池电堆系统可靠性和工程性、燃料电池测试等关键技术的研究及设备的研制。
吉林	《吉林省国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	① 涉及氢能方面，加强基于可再生能源转化的氢能高效利用，重点开展区域能源互联网优化控制与智慧服务关键技术研究及规模化应用、储能技术、智能管理控制技术开发及应用。突破氢能制储、大数据等关键核心技术，创新发展氢能、风能、太阳能、生物质能等新能源。延伸构建集智能制造、氢能储制、智慧能源于一体的全新产业链，推进氢能、油页岩和新型能源装备研发与示范应用。② 新兴产业重点项目中，氢能方面包括，打造中国北方“氢谷”，建设年产12万吨氢气生产线及配套设施。长春-白城氢能走廊新能源制氢示范，建设25万千瓦自备风电场、5万千瓦自备光伏电场，年产17万吨工业气体、3000吨氢气。
吉林	《辽宁省国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	① 重点发展氢燃料电池关键零部件及集成系统，支持大连建设氢燃料发动机生产基地和燃料电池应用示范区。推进氢能商业化、产业化、集群化，先行先试。开展公交、物流、海运以及储能等领域规模化场景应用。支持沈抚改革创新示范区、葫芦岛兴城等地区建设氢能产业应用示范区，推进大连、沈阳、鞍山、阜新、朝

		<p>阳、盘锦、葫芦岛等地区氢能装备产业集聚区建设。② 氢能产业链培育工程：重点发展制氢装备、储运氢装备、氢燃料电池以及氢燃料电池汽车、船舶、机车、分布式电站整机成套装备等，推进重大科技创新平台建设，突破质子交换膜、催化剂、膜电极等一批核心技术，支持氢能在热电联供、微电网、燃料电池汽车等领域推广应用。到 2025 年，氢能产业主营业务收入达到 100 亿元。</p>
内蒙古	《内蒙古自治区“十四五”氢能发展规划》、《内蒙古自治区促进氢能产业发展若干政策》、《内蒙古自治区加氢站管理暂行办法》	<p>① 2021-2023 年，氢能产业发展试验示范阶段。② 2024-2025 年，氢能产业发展加速推进。③ 到 2025 年，建成 60 座加氢站，推广燃料电池汽车 5000 辆，氢能产业总产值达 1000 亿元，打造 10 个以上氢能应用示范项目；培育或引进 50 家以上氢能产业链相关企业，包括 5-10 家具有一定国际竞争力的龙头企业，初步形成一定的产业集群。④ 重点打造“一区、六基地、一走廊”氢能产业布局。</p>
山东	《山东省氢能产业中长期发展规划(2020-2030 年)》	<p>① 2020 年到 2022 年，为氢能产业全面起步期。聚集 100 家以上的氢能产业相关企业，燃料电池发动机产能达到 20000 台，燃料电池整车产能达到 5000 辆，氢能产业总产值规模突破 200 亿元。累计建成加氢站 30 座(含与其他能源合建站)；累计示范推广燃料电池汽车 3000 辆左右。② 2023 年到 2025 年，为氢能产业加速发展期。培育 10 家左右具有核心竞争力和影响力的知名企业，燃料电池发动机产能达到 50000 台，燃料电池整车产能达到 20000 辆，氢能产业总产值规模突破 1000 亿元。累计推广燃料电池汽车 10000 辆，</p>

		累计建成加氢站 100 座。③ 2026 年到 2030 年，为氢能产业塑造优势期。④ 打造“中国氢谷”“东方氢岛”两大品牌，培育壮大“鲁氢经济带”(青岛-潍坊-淄博-济南-聊城-济宁)，建成集氢能创新研发、装备制造、产品应用、商业运营于一体的国家氢能与燃料电池示范区。
江苏	《江苏省氢燃料电池汽车产业发展行动规划》	到 2025 年，基本建成完整的氢燃料电池汽车产业体系，争取整车产量突破 1 万辆，建设加氢站 50 座以上，基本形成布局合理的加氢网络。
浙江	《浙江省加快培育氢燃料电池汽车产业发展实施方案》	① 到 2025 年，在公交、港口、城际物流等领域推广应用氢燃料电池汽车接近 5000 辆，规划建设加氢站接近 50 座。② 打造具有浙江特色的两条“氢走廊”，包括依托 G92(环杭州湾高速)串联起嘉兴、杭州、绍兴、宁波等环杭州湾重要节点城市，协同打造“环杭州湾”氢走廊;以金华、宁波、舟山为重点，依托 G15(甬金高速)建设氢能高速通道，着力构建“义甬舟”氢走廊。加强长三角地区加氢站等基础设施共建共享。
江西	《江西省新能源产业高质量跨越式发展行动方案(2020-2023 年)》	氢燃料电池方面，加强电堆核心零部件及膜材料、催化剂等关键原材料研究，建设制氢、储运等重要配套环节，引进并发展质子交换膜燃料电池、碱性燃料电池以及固体氧化物燃料电池。
湖北	《湖北省长江经济带绿色发展“十四五”规划》	氢能方面，将推进黄冈氢能产业发展，面向氢能全产业链引进或联合研发制氢、储氢、加氢站、氢能检测和探测等先进技术与设备。加强新能源汽车加氢等配套基础设施建设。
湖南	《湖南省先进储能材料及动	到 2023 年，全产业链年产值突破 1000 亿

	力电池产业链三年行动计划(2021-2023年)》	元。对氢燃料电池、加氢站、氢燃料电池汽车、储能电站等走在市场前端的示范应用项目给予重点财税支持。
安徽	《安徽省国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	① 高新技术领域重大专项中，氢能及燃料电池方面包括：推动制氢、储氢及运输，小分子催化，煤炭清洁利用，智能电力电网、分布式能源等技术。突破风光水储互补、先进燃料电池等技术瓶颈。② 重点研究新能源汽车大功率燃料电池系统的设计与系统集成技术和制氢储氢技术及装备。
福建	《福建省新能源汽车产业发展规划(2022-2025年)的通知》	① 在氢燃料电池汽车领域，依托福州大学化肥催化剂国家工程研究中心在合成氨催化领域领先技术，打造可再生能源合成氨-氨储氢-氢能“零碳循环”产业链。加快补齐制氢、储运氢、加氢站相关设备、氢燃料电池系统及其核心部件等全产业链。② 在氢气制备、储运、加注领域，有序推进氢气供给体系建设。
广西	《广西新能源汽车产业发展“十四五”规划》	① 加强技术研发，突破燃料电池及储氢等核心技术，以长途、重载车型应用为重点发展方向，布局建设燃料电池汽车应用示范城市群，加快推进燃料电池汽车商业化应用。② 完善基础设施，加强充换电、加氢等基础设施建设，充分利用现有化工企业的氢能资源，积极开展可再生能源制氢试点。研究储氢系统布置方式，谋划液氢储运体系，布局建设氢能源基础设施。
海南	《海南省高新技术产业“十四五”发展规划》	氢能方面，围绕建设国家生态文明试验区和海南清洁能源岛的目标，大力发展核能、氢能等清洁能源，重点发展氢燃料电池汽车，利用油气产业副产氢气(即蓝



		氢), 在洋浦、东方建设氢能充装站, 率先在汽车、船舶等交通领域启动氢能应用示范。
四川	《四川省“十四五”能源发展规划》	① 统筹氢能产业布局, 推动氢能技术在制备、储运、加注、应用等环节取得突破性进展。推动氢能与燃料电池技术创新, 车用储氢材料及储氢系统研究, 突破高功率氢燃料电池堆、大规模氢电耦合智能化控制等关键技术。② 支持成都、攀枝花、自贡等氢能示范项目建设, 探索氢燃料电池多场景应用。
贵州	《贵州省“十四五”战略性新兴产业集群发展规划》	加快推进氢能产业链建设, 引进国际氢能标准规范, 打造制氢、储氢、输配氢、用氢的产业闭环。充分运用省内煤炭资源、水资源、工业副产氢优势, 重点突破电解水制氢、工业副产氢提纯及煤制氢技术, 逐步降低制氢成本。重点突破高压气态储氢、液氢储运、有机液态储运氢、管道输氢和固态金属储运技术, 加快形成储氢、运氢装备的自主研发和生产能力。合理配套、适度超前推进加氢站布局建设, 加快示范应用并适时向全省推广。
云南	《云南省工业绿色发展“十四五”规划》	氢能和燃料电池方面, 积极培育氢能和储能产业, 发展“风光水储”一体化, 巩固和扩大清洁能源优势。因地制宜布局发展氢燃料电池汽车和智能汽车。
山西	《山西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	拓展氢能等技术创新试点示范。建设电动汽车产业集群、氢燃料电池汽车产业集群和区域智能网联汽车产业集聚区。发挥焦炉煤气制氢等工艺技术低成本优势, 有序布局制、储、加、运、输、用氢全产业链发展。
甘肃	《甘肃省“十四五”能源发	推动氢能产业发展。培育氢能产业, 加快

	展规划》	推进电解水制氢试点，打造规模化绿氢生产基地。有序推动制氢产业基础设施建设，谋划制氢、氢存储、氢运输、加氢站、氢燃料电池“五位一体”的氢能产业园。加大钍基熔盐堆核能后续产业扶持力度，推动高温制氢装备、加氢催化制精细化学品相关产业发展。示范推广绿氢冶金、绿氢化工项目，开展能源化工基地绿氢替代，促进减少工业碳排放，有效降低冶金化工领域化石能源消耗。探索碳捕集和封存技术的商业化应用场景。“十四五”全省可再生能源制氢能力达到 20 万吨/年左右。
陕西	《陕西省国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	立足氢能资源优势，聚焦产业链关键环节，引进国内外氢能先进装备企业，加快形成氢能储运、加注及燃料电池等产业链。支持榆林、渭南、铜川、韩城等建设规模化副产氢纯化项目，形成 2-3 个千吨级燃料电池级氢气工厂，具备万吨级氢气资源储备和升级基础。
	《陕西省“十四五”氢能产业发展规划》、《陕西省促进氢能产业发展的若干政策措施》。	预计到 2025 年，氢能发展的政策环境体系基本形成，形成若干个万吨级车用氢气工厂，建成投运加氢站 100 座左右，力争推广各型燃料电池汽车 1 万辆左右，一批可再生能源制氢项目建成投运，全产业链规模达 1000 亿元以上。
	《陕西省氢能产业发展三年行动方案(2022-2024 年)》	到 2024 年，产业链要基本补齐短板，初步实现本地配套，绿氢装备产业跃居全国第一阵营；氢能基础设施满足应用需求，一批加氢站建成投运；氢能运力平台初具规模，力争推广示范燃料电池汽车累计超 5000 辆；全省氢能部分领域商业模式基本成形，氢能产业生态雏形显现，产业规模

		突破 500 亿元以上。形成 3 万吨/年高纯氢产能，建成投运加氢站 50 座以上基本实现氢燃料电池系统本地量产，实现燃料电池汽车产能 5000 台/年，构筑产业生态推进氢能示范城市群建设。
青海	《关于贯彻落实习近平总书记来青考察重要指示精神的工作举措》(青海)	① 实施可再生能源与氢能集成利用技术研究与示范。研究太阳能风能大规模低成本制氢技术、光伏制/储/加氢及氢燃料电池热电联供技术、农村牧区和生态涵养区的氢能利用新技术，研发氢能多元利用技术，开展零碳社区和低碳交通的可再生能源与氢能集成供能示范。推进氢能在盐湖化工、能源化工、冶金等领域替代煤炭等化石能源试点，探索氢能在电力、工业、交通、建筑等领域的应用，打造“青海绿氢”品牌。② 明确“零碳能源示范省建设”定位。开展规模化电解制氢和管道输氢研究，提升清洁能源外送比例。
宁夏	《自治区人民政府办公厅关于加快培育氢能产业发展的指导意见》(宁夏)	到 2025 年，力争建成 1 座-2 座日加氢能力 500 公斤及以上加氢站，布局建设氢能产业示范园区和服务平台，集聚氢能产业链企业，形成集群发展。积极支持银川市率先开通 1 条-2 条示范公交线路运营氢燃料电池公交车，并逐步扩大到银川都市圈城际间氢燃料电池客运车示范运营。适时开展氢燃料物流车、市政环卫车等示范运营。培育一批氢燃料电池和动力系统集成研发制造企业、氢能装备制造企业、氢燃料电池汽车运营与配套服务企业。

### 3.2 氢能是构建低碳能源体系的重要方向

本世纪以来，全球能源结构加快调整，新能源技术水平和经济性大幅提升，风能和太阳能利用实现跃升发展，规模增长了数十倍。全球应对气候变化开启

新征程，《巴黎协定》得到国际社会广泛支持和参与，近五年来可再生能源提供了全球新增发电量的约60%。中国、欧盟、美国、日本等130多个国家和地区提出了碳中和目标，世界主要经济体积极推动经济绿色复苏，绿色产业已成为重要投资领域，清洁低碳能源发展迎来新机遇。《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》提出氢能是未来国家能源体系的重要组成部分。充分发挥氢能作为可再生能源规模化高效利用的重要载体作用及其大规模、长周期储能优势，促进异质能源跨地域和跨季节优化配置，推动氢能、电能和热能系统融合，促进形成多元互补融合的现代能源供应体系。

### 3.2.1 氢能在低碳能源生产转化体系的重要作用

十四五期间，我国将构建现代能源体系，推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源，有序发展海上风电，加快西南水电基地建设，安全稳妥推动沿海核电建设，建设一批多能互补的清洁能源基地，非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右。推动煤炭生产向资源富集地区集中，合理控制煤电建设规模和发展节奏，推进以电代煤。为了保障大规模发展风电、光伏发电，氢能将在能源生产转化环节发挥重要的调节作用。

#### 3.2.1.1 氢能与风电储能

储能技术与可再生能源的耦合可有效解决可再生能源并网难的问题。风电的波动性和随机性，将显著影响电网效率和安全。采用风氢耦合储能技术可以平滑风电并网导致的功率波动，系统无污染、能量密度高、寿命长，是解决风电随机性、间歇性及无规律性的有效方案之一。风电场输出电力可分为电解水制氢和上网两部分。当用电需求小于风电场发电量时，过剩电力将会被用于电解水制氢，风电被转化为氢能进行存储；当用电需求大于风电场发电量时，存储的氢气可通过燃料电池输出补充电力。

目前，可再生能源耦合制氢技术备受关注。2004年美国能源部 NREL 与 Xcel 能源公司合作提出了 Wind2 H<sub>2</sub> 计划，探究并解决可再生能源与电解槽耦合制氢的关键技术。英国在 2010 年成功示范了 Hydrogen Office 项目。德国的

Enertrag 公司在 2011 年利用 3 台 2 MW 风力发电机在用电低谷时制氢存储。2011 年加拿大成功示范了风氢柴示范工程。2012 年德国成功投运了 RH<sub>2</sub> WKA 风氢热电联产示范工程。2017 年，英国乏福郡建成风电容量为 750 kW 的风氢能源办公楼系统。意大利普利亚地区启动了 INGRID 氢储能项目，储氢量为 1000 kg，对应储能功率达 39 MW，此项目提高了可再生能源的利用率，保证安全稳定上网，降低了弃风率。2019 年，荷兰开展了世界上首座海上风电制氢试点项目 PosHYdon，研究海上风电制氢的可行性。2020 年，EngieEPS 在希腊的 Agkistro 微电网项目 REMOTE 中推出了以氢能为动力的储能系统。此外，西门子制定了到 2030 年使其所有涡轮机与 100%氢气兼容的目标，其中一些涡轮机已经能够使用 100%的氢气运行。我国近年来出台了一系列推动氢能发展政策，在国家科技计划支持下，启动风氢耦合集成系统关键技术攻关，研究风氢耦合系统的容量配置、经济性以及功率协调控制等。2015 年国内首座风电制氢项目-沽源风电制氢项目正式启动，在容量为 200 MW 的风电场建设 10 MW 电解水制氢系统。该项目依照河北省总体氢能产业规划进行建设，一部分氢气用于工业生产，降低工业制氢产业中煤炭、天然气等能源消耗量；另一部分将在氢能动力汽车产业具备发展条件时，用于建设配套加氢站网络，支持河北省清洁能源动力汽车发展。另外，利用风电制氢生产氢燃料，可以减少化石能源消耗，降低污染物排放。

### 3.2.1.2 光伏发电与氢储能耦合系统

太阳能制氢有热化学法、光电化学分解法、光催化法、人工光合作用法和生物法等技术，其中光伏发电和电解水制氢组合技术是主流发展方向。全球光伏发电装机容量从 2013 年的 135 GW，逐步增长到 2018 年的 480 GW，光伏技术取得了长足进步，使太阳能制氢日趋成熟。目前，我国光伏新增装机和总装机量都全球领先，随着国家对光伏发电消纳问题的重视，太阳能制氢可实现清洁能源转化，有效消纳光伏发电，具有强大的发动力。随着技术的不断发展，光伏发电和电解水制氢成本的逐渐降低，使其具备商业化条件，成为我国能源安全和能源结构调整的重要组成力量。

国内宝丰太阳能制氢储能示范项目，以太阳能光伏发电驱动水电解制氢，

生产的氢气供给甲醇合成，电解制氢过程产生的氧气用于煤气化生产装置，优化企业原料供给结构，完善企业循环经济产业结构，实现多元化发展。水电解制氢项目氢气生产能力为 8760 万  $\text{Nm}^3/\text{a}$ ，太阳能光伏发电项目总装机容量为 100 MWp，年均上网电量为 15006.43 万 kWh。

### 3.2.1.3 氢储能转化利用技术

可再生能源的存储和转运是综合能源系统的关键环节，若将氢储能转化为更易存储的介质，将大大提升可再生能源的消纳与综合利用水平。氢储能转化利用技术主要包括可再生能源制氢、 $\text{CO}_2$  和  $\text{N}_2$  等原料物质的捕集制取、氢转化反应工艺以及氢转化产品利用等，具体包括氢-甲烷转化、氢-氨转化等。

氢-甲烷转化： $\text{CO}_2$  加氢制甲烷的存储容量大，可实现长时间储能。将可再生能源转化为甲烷与制氢相比有以下优势：甲烷的储运技术难度和成本远低于储氢；合成甲烷可利用现有的输送渠道(管道或 LNG 运输设备)；虽然天然气掺氢可以部分解决氢运输的问题，但与天然气输送相比，因掺氢对管道安全性、材料相容性等提出了新的挑战，因而通过氢转化为甲烷，不必考虑掺氢比例的问题。

氢-氨转化技术：氨由一个氮原子和三个氢原子组成，是天然的储氢介质；常压下，降温到  $-33\text{ }^\circ\text{C}$  就能液化，便于安全运输。目前全球 80% 以上的氨被用于生产化肥，且氨有完备的贸易和运输体系。理论上，将可再生能源制氢后再转换为氨，可长期、灵活地储存。氢-氨转化技术路线主要包括电解水制氢技术、氨合成技术、氨储运技术以及终端的氨分解制氢技术。2022 年 3 月 21 日，国家发改委、国家能源局印发了《“十四五”新型储能发展实施方案》，推动氢(氨)储能技术发展，拓展氢(氨)储能、热(冷)储能等应用领域，开展依托可再生能源制氢(氨)的氢(氨)储能试点示范。

### 3.2.2 氢能是低碳能源输送体系的重要组成部分

我国的能源禀赋造成能源供应与消费在时间和空间上的错位，使能源储存与运输成为其大规模应用的关键一环。以可再生能源为主要构成的低碳能源输送应当以电力传输为主，但其间歇性、波动性使可再生电力并网及电网调节面临挑战，为此，发展 P2X(power to X，如 power to gas)技术，将可再生电力转化

为氢能加以储存和输送，将成为低碳能源输送体系的重要形式。氢气可以高压气氢、液氢、低温压缩氢等形式储存，还可储存于有较高储氢能力的化合物中，此外还能与可氢化的金属/合金相化合，以固体金属氢化物的形式储存。

### 3.2.2.1 高压气态储氢

高压气态储氢是将压缩氢气以高密度气态形式在高压下储存，其储氢密度与压力正相关，但受容器承压能力的限制，目前我国固定式储氢高压容器设计压力通常不超过  $5 \times 10^7$  Pa；高压氢气瓶主要是公称工作压力为  $3.5 \times 10^7$  Pa 和  $7 \times 10^7$  Pa 的铝内胆碳纤维全缠绕氢气瓶(简称III型瓶)，质量储氢密度为 3.8%~4.5%；道路输氢设备公称工作压力为  $2 \times 10^7$  Pa~ $3 \times 10^7$  Pa。高压气氢储运具有运营成本低、承压容器结构简单、工作条件较宽、易循环利用等优点，然而高压氢气的储氢密度仍然很低，且压缩过程可能消耗约 10%的氢气能量。

高压存储气态氢是目前主流的储氢方式，在加氢站、车载储氢领域被广泛应用。高压储氢容器是该领域的关键技术，如何提高容器质量储氢密度成为重要的技术发展方向。以车载高压氢气瓶为例，为了保证轻质高压的工作条件，采用高强度碳纤维全缠绕金属内胆高压氢气瓶已成为市场主流，以塑料内胆碳纤维缠绕瓶(IV型)或全复合轻质纤维缠绕氢气瓶或成为未来技术发展方向。

### 3.2.2.2 低温液态储氢

低温液态储氢的能量密度高，常压下氢气被冷却至约 20 K 即呈液态，密度约为  $70.6 \text{ kg/m}^3$ ，是标况下氢气密度的近 850 倍，适用于大型氢贮存与运输。氢气的低温液化、高效绝热贮存及运输技术是低温液态储氢的关键，目前 Praxair、Linde、Air Liquide 等企业处于国际领先地位，国内相关技术也取得了迅猛发展：据报道中广核集团年产 18 套氢循环氢液化设备 1 吨/天、5 吨/天液氢机项目落地河南巩义；国富氢能在 2022 年 3 月举行首台民用大型液氢储存容器开工仪式；中科富海全面开工建设 1.5 吨/天液氢工厂项目，此前该企业氢液化设备已走出国门。航天科技集团六院 101 所完成我国自主研发的首套产量达到吨级的氢液化系统调试，设计液氢产能为 1.7 吨/天，调试中实测满负荷产量为 2.3 吨/天，整套设备实现了 90%以上国产化。可以预见，我国低温氢液化及高效绝热储运技术将不断取得突破，在未来氢能社会建设中发挥重要作用。

近年来，有学者提出低温压缩氢气存储技术，结合了高压气态氢和液化氢储存系统的优点，并提高储氢密度。41 K， $3.5\times 10^7$  Pa 条件下的氢气密度为 81 g/L，是常温下  $7\times 10^7$  Pa 高压氢气密度(40 g/L)的 2 倍。相较于高压常温储氢，它可以在较低的储存压力下达到较高的能量密度。相较于低温液态储氢，它可以最大限度地减少液化氢储存的蒸发损失。

### 3.2.2.3 固态金属储氢

固态储氢是利用物理或化学吸附将氢气储存在固体材料之中，根据氢气与固体材料结合方式不同，有基于金属有机框架(MOFs)和纳米结构碳材料的物理吸附储氢；还有采用钛系、镁系、锆系和稀土等金属氢化物，以及硼氢化物和有机氢化物等非金属氢化物化学吸附储氢。近年来，利用金属氢化物固态储氢技术发展迅速，通过在一定温度下加压，使过渡金属或合金与氢反应，以金属氢化物形式吸附氢，最后加热氢化物释放氢。其显著特点在于，储氢体积密度大、操作运输方便、成本低、安全性好、可逆循环性能较好等；通过不断提升金属氢化物储氢的质量效率，有望被成功应用于氢燃料电池汽车。据报道，镁基储氢材料的储氢体积密度可以达到 110 g/L，远高出当前  $7\times 10^7$  Pa 高压储氢罐 70 g/L，由于固态储氢体积储氢密度高于液态储氢密度，节省安装空间，减少设备占地面积，而且避免了高压气态储氢和低温液态储氢面临的高压和低温等问题，安全性更好。

### 3.2.2.4 液态有机氢载体储氢

液态有机氢载体储氢过程由储氢剂加氢反应、储氢介质的储存和运输、液态有机物的脱氢过程组成。有机物储氢技术有望在低碳能源体系中发挥重要作用，尤其在可再生能源转化与储能环节，解决可再生能源供应与消费在时间和空间不匹配的问题。液态有机氢载体储氢技术通过化学方法将氢合成更大的有机分子，并以液体形式在常温常压下运输，其性质稳定，为大规模、长周期的储存提供便利，并且可以联通可再生能源、电网、大型发电和分布式发电、氢气加注市场，实现能源的动态转化、储存、消纳。

以安全可控为前提，积极推进技术材料工艺创新，支持开展多种储运方式的探索和实践。提高高压气态储运效率，加快降低储运成本，有效提升高压气



态储运商业化水平。推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。开展掺氢天然气管道、纯氢管道等试点示范。逐步构建高密度、轻量化、低成本、多元化的氢能储运体系。

### 3.2.3 氢能是低碳能源消费体系的重要渠道

氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。以建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系为目标，加强氢能的绿色供应，营造形式多样的氢能消费生态，将显著提升我国能源安全水平、充分发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用。《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》对氢能应用提出了发展路线，要因地制宜地引导多元应用、跨界应用，有序推进氢能在交通领域的示范应用，拓展在储能、分布式发电、工业等领域的应用，推动氢能的规模化发展，不断提升氢能在低碳能源消费系统的占比。

#### 3.2.3.1 氢能在交通领域的应用

我国氢能的发展目标中，到 2025 年燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站。立足本地氢能供应能力、产业环境和市场空间等基础条件，结合道路运输行业发展特点，重点推进氢燃料电池中重型车辆应用，有序拓展氢燃料电池等新能源客、货汽车市场应用空间，逐步建立燃料电池电动汽车与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。积极探索燃料电池在船舶、航空器等领域的应用，推动大型氢能航空器研发，不断提升交通领域氢能应用市场规模。

由于中长途及中重型货运，与氢能能量密度、储运方式等特性吻合，未来发展前景广阔。在矿区、港口、工业园区等运营强度大、行驶线路固定区域，探索开展氢燃料电池货车运输示范应用及  $7 \times 10^7$  Pa 储氢瓶车辆应用验证。硬件配套较好的城市，可在城市公交、物流配送、环卫车等公共服务领域，试点燃料电池商用车。目前，北京、上海、广东、河南和河北五大燃料电池汽车示范城市群建设加快推进，核心技术不断突破，氢能产业链逐步完善。据高工产研氢电研究所(GGII)发布的《燃料电池汽车数据库》，2021 年 8 月至 2022 年 8 月，即国家燃料电池汽车示范城市群启动的第一年，五大示范群燃料电池汽车累计上牌销量为 2590 辆；2022 年 2022 年 1 至 9 月燃料电池汽车产销均完成 2000 辆，同比分别增长 1.7 倍和 1.3 倍；其中第三季度共计 1346 辆燃料电池汽车交付使

用，其中五大示范城市群共投放超 1000 辆。根据国家能源局数据，截至 2022 年 6 月底全国已建成加氢站超 270 座，约占全球总数的 40%，位居世界第一。尽管如此，与氢燃料电池汽车的推广力度相比，氢能的补能保障仍存不足，对加氢站等基础设施建设值得重点关注。据悉，上海市将出台加氢站专项规划，适度超前布局，2025 年将建成并投入使用各类加氢站超过 70 座，实现重点应用区域全覆盖。广东省“十四五”期间全省布局建设 300 座加氢站，其中示范城市群超 200 座。北京市对行政区域范围内建成(含改扩建)的加氢站分档给予定额建设补贴。全国多地也都制定了十四五氢能发展规划，提前布局加氢站，促进交通领域氢能应用的示范推广。

### 3.2.3.2 氢储能技术

氢能具有调节周期长、储能容量大的优势，可与波动性、间歇性特征显著的可再生电力系统结合，开展氢储能在可再生能源消纳、电网调峰等应用场景的示范，探索培育“风光发电+ 氢储能”一体化应用新模式，逐步形成抽水蓄能、电化学储能、氢储能等多种储能技术相互融合的电力系统储能体系。探索氢能跨能源网络协同优化潜力，促进电能、热能、燃料等异质能源之间的互联互通。在可再生能源资源富集、氢气需求量大的地区，开展集中式可再生能源制氢示范工程，探索氢储能与波动性可再生能源发电协同运行的商业化运营模式。鼓励在燃料电池汽车示范线路等氢气需求量集中区域，布局基于分布式可再生能源或电网低谷负荷的储能/加氢一体站，充分利用站内制氢运输成本低的优势，推动氢能分布式生产和就近利用。

国家发改委、国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见指出，要提高存量电源调节能力、输电通道利用水平、电力需求响应能力。氢储能是可再生能源消纳的有效方法之一，发挥我国电网基建优势，谷电时间段通过特高压通道，将三北地区的风光电等清洁能源输送到高纯氢市场需求端制氢储能，解决可再生能源消纳和氢储运面临的技术、成本、安全等难题，对可再生能源的规模化利用具有重要意义。国家电投正依托乌兰察布风电基地项目，实施“蒙电进京、谷电制氢、用氢示范”，为京津冀地区氢能交通示范运用，提供可再生能源的氢气保障。2022 年 7 月，国内首座兆瓦级氢能综合

利用示范站在安徽六安投运，包括 1 MW 质子交换膜电解水制氢装置、1 MW 质子交换膜燃料电池发电装置、200 kg 储氢装置组成；此外，百兆瓦级氢储能项目“张家口 200 MW/800 MWh 氢储能发电工程”通过初步设计评审，预计 2023 年建成投运，将成为全球最大的氢储能发电项目。该项目整个发电区由 80 套 1000 Nm<sup>3</sup>/h 大型电解水制氢装置、96 套吸放氢金属固态储氢装置、384 台 640 kW 燃料电池模块、以及逆变、升压电气设备组成的大型制氢储氢、发电系统。值得注意的是，2022 年 10 月国家能源局关于政协第十三届全国委员会第五次会议第 01990 号提案的答复中指出，赞同发展大规模液氢储能技术，积极支持氢能产业高质量发展，这为氢储能技术发展提出了另一条前景广阔的技术路径。

### 3.2.3.3 氢能分布式发电及热电联产技术

发展氢燃料电池分布式热电联供设施，推动在社区、园区、矿区、港口等区域内开展氢能源综合利用示范。依托通信基站、数据中心、铁路通信站点、电网变电站等基础设施工程建设，推动氢燃料电池在备用电源领域的市场应用。在可再生能源基地，探索以燃料电池为基础的发电调峰技术研发与示范。结合偏远地区、海岛等用电需求，开展燃料电池分布式发电示范应用。可结合增量配电改革和综合能源服务试点，开展氢电融合的微电网示范，推动燃料电池热电联供应用实践。并鼓励结合新建和改造通讯基站工程，开展氢燃料电池通信基站备用电源示范应用，并逐步在金融、医院、学校、商业、工矿企业等领域引入氢燃料电池应用。

2021 年 5 月，由东方电气(成都)氢燃料电池科技有限公司自主研发的 100 千瓦级商用氢燃料电池冷热电联供系统正式发运交付。该系统发电效率大于 52%，热电联供总效率超过 90%，支持离网并网、孤岛运行和黑启动，同时对外提供 65 °C 热水。2021 年 10 月，由广东国鸿氢能科技有限公司承担的“绿色制造系统集成项目--氢燃料电池发电系统绿色设计平台建设项目”通过国家工信部验收。2021 年 11 月，中集安瑞科控股有限公司与松下电器中国东北亚公司签订谅解备忘录，围绕松下氢能热电联供模块及技术，携手研发氢电综合应用(热电联供)端集成化产品(简称“氢能热电联供系统”)，为氢电综合应用产品在中国

的规模化推广进行技术投入及储备，提高氢能利用效率，助力国家“双碳”战略目标的实施。2021年10月，江西共青城市人民政府与国家电投集团江西电力有限公司签订全面战略合作协议，重点投资氢能发电设备研发和制造、钙钛矿型或异质结新型太阳能发电组件设备研发、制造和整市新能源开发，预计年产2000套200KW氢能发电设备。2021年11月，浙江高成绿能科技有限公司中标浙江正泰新能源开发有限公司的燃料电池电站项目和巨化集团氢能方舱系统项目。此前，高成绿能于2020年完成了全国首个5G基站燃料电池备用电站的建成和交付使用；2021年，高成绿能的全国首个氢电双向转换及储能一体化燃料电池电站在湖州成功投运；2021年6月，由浙江高成绿能组织生产的20kW燃料电池热电联产系统已成功交付到嘉兴红船基地“零碳”智慧园区。2022年初，由河南豫氢动力有限公司承建的国家电网100kW级燃料电池热电联供系统正式发运交付台州大陈岛，其系统发电效率超过51%，低热值热电联供综合效率超过95%，系统交流并网峰值功率为150kW。2022年3月，上海鲲华新能源科技有限公司(简称“鲲华科技”)发布了氢储能发电系统，从500kW、1MW、2MW根据场景需要进行组合，适用于可再生能源大规模、长时间的储能并网，还包括社区、商业分布式发电、热电联供、IDC备用电源等领域。2022年7月，六安兆瓦级氢能综合利用示范站首台燃料电池发电机组成功并网发电，这是国内首座兆瓦级电解纯水制氢、储氢及氢燃料电池发电系统。该示范站采用先进的质子交换膜水电解制氢技术，年制氢可达70余万标方、氢发电73万kWh。

#### 3.2.3.4 氢能在工业领域的应用

高能耗、高排放是煤电、石化、化工、钢铁、有色冶炼、建材等大型工业项目的固有特征，因此我国工业领域的减碳压力巨大，而氢能将发挥越来越重要的作用。为此，要不断提升氢能利用经济性，通过技术创新降低清洁低碳氢能(即绿氢或蓝氢)的制取成本，拓展其在化工行业替代的应用空间。另外，开展以氢作为还原剂的氢冶金技术研发应用。探索氢能在工业生产中作为高品质热源的应用。扩大工业领域氢能替代化石能源应用规模，积极引导合成氨、合成甲醇、炼化、煤制油气等行业由高碳工艺向低碳工艺转变，促进高耗能行业绿色低碳发展。结合国内冶金和化工行业市场环境和产业基础，探索氢能冶金

示范应用，探索开展可再生能源制氢在合成氨、甲醇、炼化、煤制油气等行业替代化石能源的示范。

2021年4月，建龙集团内蒙古赛思普科技有限公司在内蒙古乌海市国家级低碳工业示范园，建成具有自主知识产权的氢基熔融还原冶炼高纯铸造生铁项目，并成功投产。2021年5月，河钢宣钢举行氢能源开发和利用工程示范项目开工建设，标志着全球首例氢冶金示范工程正式启动建设。该项目充分利用张家口地区国家级可再生能源示范区优势，打造可推广、可复制的“零碳”制氢与氢能产业发展协同互补的创新发展模式。2022年2月，宝钢股份“零碳”冶炼项目-宝钢湛江钢铁百万吨级氢基竖炉项目开工建设，将作为钢铁行业低碳冶金示范性、标志性项目，未来基于该项目将利用南海地区光伏、风能配套上“光-电-氢”、“风-电-氢”绿色能源，实现绿氢全流程零碳工厂。此外，国内多家钢铁集团致力于绿色低碳氢冶金技术研发及工业化应用，促进我国氢冶金技术的进步、不断拓展氢能在工业领域的应用。

### 3.3 中国发展氢能产业的优势

#### 3.3.1 绿氢生产的规模化发展道路

氢能作为一种新型清洁能源，较传统化石能源而言，具有来源多样、清洁低碳、灵活高效的特点，可广泛应用于能源、交通、工业、建筑等领域。绿色氢能是指采用可再生能源转化的电力电解水所制备的氢气，因其从生产到消费全过程碳排放量几乎为零而被称为“绿氢”。

我国可再生能源制氢潜力巨大，已连续多年成为全球最大可再生能源投资国，风电、光伏、水电等可再生能源装机规模均为世界第一，为绿氢的发展奠定了充分的基础。2022年3月，国家发改委和国家能源局联合发布了《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》(下称《规划》)，以2060年碳中和为总体方向，进一步明确了氢能在我国能源体系中的角色定位以及在绿色低碳转型过程中的重要作用，强调了以可再生能源制氢和清洁氢为核心的氢能发展方向。并从我国氢能产业发展的战略定位出发，提出了氢能战略定位、发展基本原则及2021-2035年分阶段发展目标，如图3-2所示。

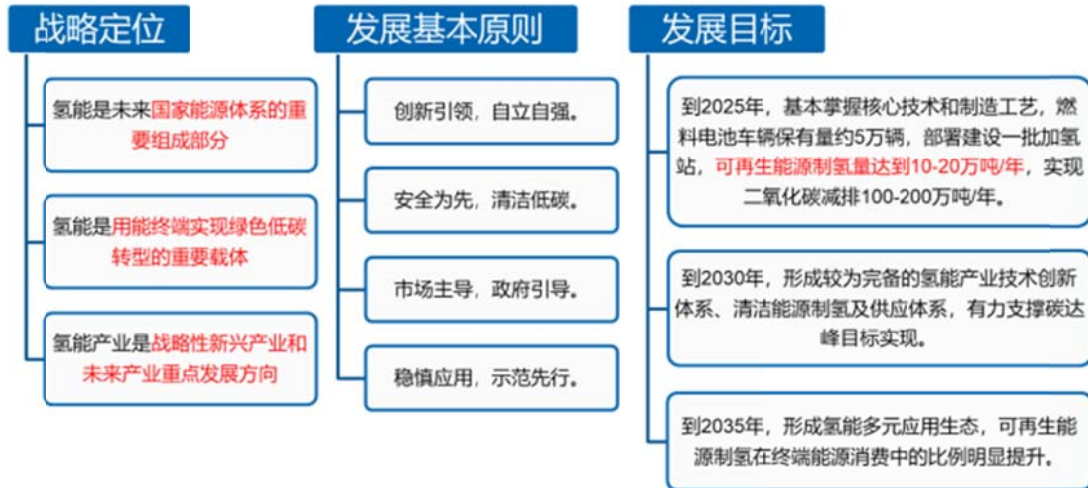


图 3-2 氢能中长期规划

2022年6月国家发展改革委、国家能源局等9部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，在促进可再生能源储存消纳和高比例利用可再生能源方面，明确要推动可再生能源规模化制氢利用，在可再生能源发电纯成本低、氢能储运用产业发展条件较好的地区推进可再生能源发电产业化发展，打造规模化的绿氢生产基地。2020年后，“双碳”目标的建立极大的推动了绿氢项目发展：2021年4月，位于宁夏宁东基地的国家级太阳能电解水制氢综合示范项目正式投产吹响了绿氢大规模发展的号角，也是中国已建的规模最大的绿氢生产项目。据统计，2022年以来，国内在建及规划可再生能源制氢总规模达到4743 MW，其中在建项目总装机规模达到1115 MW以上。结合《规划》、“双碳”目标需求及可再生能源供给情况，落基山研究所(RMI)、中国氢能联盟研究院提出《可再生氢100行动倡议》，提出力争2030年全国可再生能源制氢电解槽装机规模达到100 GW的目标，在此目标下可将终端可再生氢成本降至13元/千克，接近大多数应用场景的平价条件，可有效推进绿氢的大规模应用。

### 3.3.2 氢能转化贮存运输产业的基础雄厚

氢气的安全、经济、高效的储运是氢能高效利用的关键，同时也是影响氢能向大规模方向发展的重要因素。氢气的储存主要有高压气态储氢、低温液态储氢、固态储氢和有机液态储氢等方式，运输主要包括气态氢输送、液态氢输送和固态氢输送。虽然中国氢能市场虽然起步较晚，但氢能转化储存运输相关的产业发展基础雄厚，高压气态储氢应用较为广泛，低温液态储氢在航天领域

得到应用，有机液态储氢和固态储氢得到快速示范发展。

气态储运中，长管拖车运输适用于短距离、小规模储运已广泛应用，而管道输氢是实现大规模、低成本氢气输送的最佳方式，主要包括新建纯氢管道输氢和利用现有天然气管道掺氢运输。纯氢输送管道，国内已建有包括巴陵-长岭氢气输送管道在内的管道约 400 km，多条长距离、高压输氢管道正在设计研究中。到 2020 年底，中国天然气输送总容量达到近 8.6 万公里，基于现有天然气管网的优势，将氢气掺混入天然气管道网络也被视为可行的氢气运输解决方案，有望解决氢气规模化运输的难题。由于管道系统复杂，目前正在快速开展相关实验工程，公开报道的掺氢已有朝阳可再生能源掺氢示范项目等 8 条管道，覆盖掺氢范围 5%~20%，并逐步向长输和中高压管道延伸。

液态储运中，国内低温液氢储运技术相对成熟，国内在航天用液氢的基础上，发展民用液氢产业，目前已有氢液化、液氢运输和加注全链条技术应用实践。同时，为解决氢储运密度低、成本高的困难以及本质安全性弱的问题，液氢载体转化及储运相关技术实践也全面展开：在成熟氨化工基础上，“氢能”发展迅速，大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目工程等一批绿氨工程快速推进；1990 年国内首条液氨长输管道开启氨的规模化输送，目前已有约 160 km 液氨管道。固态储氢体积储氢密度高、低压和储运安全，是储氢技术研发的前沿方向，国内已形成镁储氢、稀土系储氢和钛系等技术路线，逐渐在氢储能、加氢站等场景进行应用示范。

### 3.3.3 “双碳”目标驱动氢能应用产业的崛起

“双碳”目标下，氢能产业蓬勃发展，在交通、工业、建筑和储能等多领域广泛应用，带动氢能产业快速崛起。

在交通领域，氢燃料电池示范城市群等国家、省市政策推动下，车辆及加氢站数量快速增加。截至 2021 年年底，如图 3-3 所示，我国已建成加氢站 218 座，氢燃料电池汽车保有量约 9315 辆，已成为全球最大的产氢国和燃料电池商用车市场。2022 年北京冬奥会示范运行超过 1000 辆氢燃料电池汽车，配备 30 多个加氢站，是全球规模最大的一次燃料电池汽车示范。从产业未来规划来看，目前已有北京市、河北省、上海市、广州市、等数十个省(市)和地区发布了氢能产业发展规划/实施方案/行动计划；在已经发布的地方规划中，预计到 2025

年燃料电池汽车累计推广量将超过 15 万辆，加氢站将超过 1000 座，氢能产业累计产值将超过 9600 亿元。

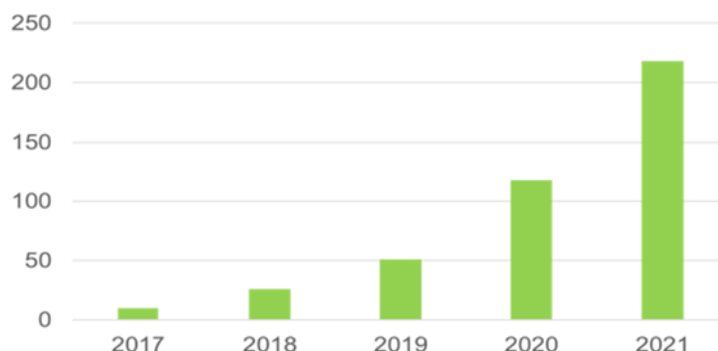


图 3-3 中国加氢站建成数量

在工业领域，绿氢冶金、绿氢化工项目加速落地。2021 年 5 月，河钢集团启动建设“全球首例富氢气体直接还原示范工程”，从改变能源结构入手，推动钢铁冶金工艺变革。2021 年 12 月，中国宝武开工建设全球首套百万吨级、具备全氢工艺试验条件的氢基竖炉直接还原示范工程及配套设施，可按不同比例使用氢气。在石油化工领域绿氢替代灰氢方面，国内企业也已开展了技术示范。中石油集团计划在玉门油田、云南石化等油田化工企业开展绿电制氢项目示范。同时，基于绿氢的“绿氨”、“绿色甲醇”也将逐步铺开。规模化的示范项目有助于突破绿氢技术瓶颈，大幅降低用氢成本，为规模化绿氢提供广阔的应用市场。

在建筑领域，国家“十四五”重点研发计划推动“氢进万家”示范工程探索民用氢能应用新模式，带动氢能供应体系建设，为氢能关联产业发展打下基础。如图 3-4 所示，2021 年 4 月，山东启动全国首个氢能大规模推广应用示范项目“氢进万家”，围绕“一条氢能高速、二个氢能港口、三个科普基地、四个氢能园区、五个氢能社区”的建设目标，开展将氢能利用进入工业园区、社区楼宇和交通移动用能、港口、高速等多场景的应用示范。



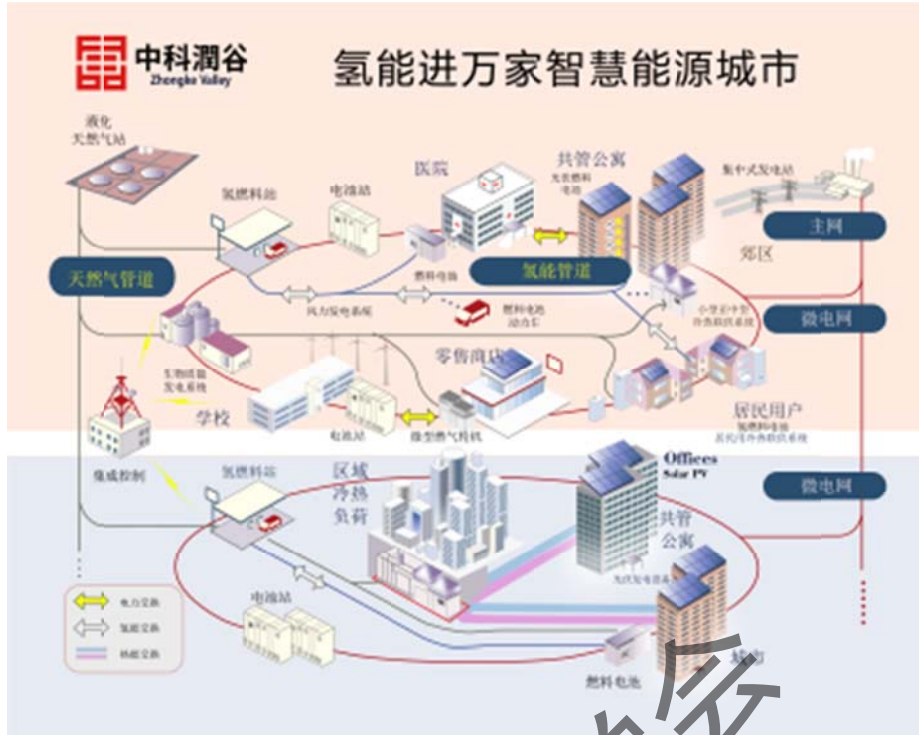


图 3-4 氢能进万家智慧能源城市示意图

在储能领域，全面介入风光氢储一体化示范体系。2021 年，国家发改委、国家能源局印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，将氢能纳入“新型储能”范畴，2021 年 9 月安徽省六安市的兆瓦级氢能综合利用站联调试验顺利完成，项目采用 PEM 水电解制氢技术，可以将过剩的电力转化为氢能储存起来，代替火力发电调峰，同时兼具氢能发电功能。全球规模最大的氢气储能发电项目，张家口 200 MW/800 MWh 氢储能发电工程也在有序推进。

### 3.3.4 政府、资本、科技联动促进氢能繁荣

“双碳”战略政策驱动下，氢能产业发展潜力巨大，虽然目前仍面临着产业链不完善、成本过高、技术等问题，但是国内政府、资本、科技多方联动共促氢能产业繁荣发展。

政府层面，产业规划、技术突破、财政支持等氢能相关政策频出。2019 年 3 月，中国第一次将氢能发展纳入政府工作报告后，工信部、国务院、发改委等多部门陆续发布支持、规范氢能产业发展的政策，为氢能产业发展注入动力，如表 3-3 所示。

表 3-3 氢能推广阶段的国家政策

时间	相关部门	政策名称	主要内容
2016.4	发改委、国家能源局	《能源技术革命创新行动计划(2016-2030年)》	提出氢能发展目标：实现大规模、低成本氢气的制取、存储、运输、应用一体化；开发电解质膜燃料电池并实现在汽车领域的应用。
2019.3	国务院	2019年政府工作报告	政府工作报告首次写入鼓励加氢站等基础设施建设
2020.4	国家能源局	《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》	首次将氢能列入能源范畴，从法律层面明确了氢能的能源地位
2020.9	财政部、工业和信息化部、科技部发展改革委等	《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》	采取“以奖代补”方式对示范城市给予奖励，重点围绕关键零部件的技术攻关和产业化应用开展示范，支持燃料电池汽车关键核心技术产业化
2021.3	国务院	中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	在氢能与储能等前沿科技和产业变革领域，组织实施未来产业孵化和加速计划，谋划布局一批未来产业。
2021.10	国务院	《2030 前碳达峰行动方案》	明确氢能在碳达峰中的重要作用，探索在工业、交通运输、建筑等领域规模化应用
2022.3	国家发改委、国家能源局	《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，	明确氢的能源属性，提出氢能产业发展基本原则、各阶段目标，部署推动氢能产业高质量发展重要举措
2022.6	国家发展改革委、国家能源局等 9 部门	《“十四五”可再生能源发展规划》	促进可再生能源储存消纳和高比例利用方面，明确要推动可再生能源规模化制氢利用

资本层面，《规划》明确指出，鼓励产业投资基金、创业投资基金等按照市场化原则支持氢能创新型企业，促进科技成果转移转化，氢能产业链成为产业投资基金布局和投资的重点，氢能产业基金募集情况如图 3-5 所示。产业链企业依托技术储备、产业基础、资金优势及行业影响力不断整合，拓展氢能业务布局。



图 3-5 氢能产业基金募集情况

科技层面，在国家、省市及企业科技投入逐步增加，旨在提升核心技术水平及综合研发能力，在氢能制取、储运及综合利用、安全等技术方向全面推进。科技部氢能重点专项围绕氢能绿色制取与规模转存体系、氢能安全存储与快速输配体系、氢能便携改质与高效动力系统及“氢进万家”综合示范 4 个技术方向持续开展持续性的技术支撑和引领。中国石油工程建设公司发挥天然气处理、LNG、稀有气体等技术特色，加大了氢能领域技术研发投入，开展了针对可再生能源制氢、氢能规模化储运、大规模氢气液化、氢能储存设备等技术、装备研究，将在“十四五”期间形成完成的氢能产业技术链。

## 4 氢液化、储运技术及应用产业发展与相关政策

### 4.1 产业发展格局及方向

“双碳”的目标推动了能源结构由化石能源为主调整为可再生能源为主，氢能作为一种重要的可再生能源载体为实现“双碳”目标提供了一条重要的技术路径。可再生能源具有能量密度低、间歇性和不稳定性等缺点，因此对能量储存的需求很高。构建可再生能源与液氢结合的电氢系统，建立液氢的产业路径，实现新能源与氢能的优势互补、良性发展。而氢液化、储运技术的发展是构建高密度、轻量化、低成本的氢能储运体系及电氢系统的重要一环，需实现质的突破。

液氢产业链主要包括，氢液化、液氢储运(槽车、铁路、船、管道)、液氢应用(加氢站、燃料电车、液氢储能、高纯气体)。在上述产业链中，液氢承担了能源载体、储能介质及工业原料等多个角色，且液氢在产业应用中，难以混入其他杂质，能够保证气化后氢的纯度，应用于半导体、硅晶片、光导纤维及炼钢等领域，有助于提升材料基础产业的水平。

#### 4.1.1 国外液氢产业格局及方向

液氢是现有的有效储氢密度最大的方式。目前国外液氢发展已经相对成熟，从液氢的储存到使用，包括加氢站建设都有比较规范的标准，但获取液氢的过程存在较高技术门槛，对制、储、运各环节装备均有较高要求，规模化制取液氢时必须要考虑其能耗和效率等指标。现阶段液氢储运逐渐成为研发重点，技术成本持续下降，日、美、德等国已将液氢的运输成本降低到高压氢气的八分之一左右。

##### 4.1.1.1 液氢工厂建设方面

目前，美国是全球最大、最成熟的液氢生产和应用地域，其液氢工厂产能全部为 5 吨/日以上的中大规模，其中 10~30 吨/日以上占据主流。全球主要液氢生产国家及其产能如表 4-1 所示。从表中可以看出，目前全世界在运营的液氢工厂已有数十座，液氢总产能近 500 吨/天。其中，美国拥有十余座液氢工厂，液氢产能高于 326 吨/天；此外，加拿大的液氢总产能约为 80 吨/天，此部分液

氢也主要供应美国；欧洲的液氢总产能约为 29 吨/天；亚洲液氢总产能高于 49 吨/天，其中日本液氢总产能占比较大，达到 43 吨/天。在全球范围内北美的液氢产量占全球液氢产量的 80%以上，远高于其他国家。

表 4-1 全球主要液氢生产国家及其产能

国家	装置/套数	总产能(吨/天)
美国	18	326
日本	11	43
加拿大	5	81
中国	5	6
法国	1	10
德国	1	9
荷兰	1	5
圭亚那	1	5

#### 4.1.1.2 液氢储运方面

目前世界上最大的液氢储罐是位于美国的肯尼迪航天发射场的液氢球罐，容积 3800 m<sup>3</sup>。未来，挪威计划建设单个容积达 50000 m<sup>3</sup>的液氢储罐。国外液氢技术较为成熟的国家大多采用液氢槽车运输。虽然这种运输方式单趟可运输更多的氢，经济性更高，但常见的 30 m<sup>3</sup>~60 m<sup>3</sup>的液氢槽车运输，其单趟氢运量也仅在数十吨以内；对于铁路运输，单节槽车大约能够达到 115 m<sup>3</sup>的容量；而采用液氢运输船进行海上运输，单趟氢运量相比液氢槽车及铁路可运输更多的氢能，比如日本的液氢运输船可以达到 2500 m<sup>3</sup>，挪威完成了 9000 m<sup>3</sup>的船用液氢容器的概念设计。在特别的场合，液氢也可用专门的液氢管道输送。由于液氢贮存的容器及输送液氢管道都需要高度的绝热性能，还会有一定的冷量损耗，所以管道容器的绝热结构较复杂，一般只适用于短距离输送。

#### 4.1.1.3 液氢应用方面

目前全球液氢储氢型加氢站占比接近 40%，主要集中在美、欧、日。日本岩谷产业公司已建立液氢加氢站约 16 座，美国液氢加氢站建设企业以 Plug Power、Air Product 公司为主，法国液氢加氢站建设企业主要是林德公司(Linde)。

由于氢能的单位能量功率密度高，在液氢重卡，物流车等领域也具有广泛的应用场景。尼古拉、戴姆勒、北汽福田、巴拉德国内外多家车企、燃料电池系统企业都已经启动了液氢重卡汽车的项目，但总体来看，目前液氢重卡仍处于研发阶段。韩国铁路研究所近日宣布正在研究以液氢为动力的火车头，其最高时速为 150 公里，最大行驶里程 1000 公里以上，充氢所需的时间预计比气氢机车减少 20%。未来，针对可再生能源(风能发电、光伏发电、水力发电等)受地理位置、气候或气象条件、时间等外部因素影响，电力供应存在不稳定性 and 间歇性等缺点，也可采用液氢储能的方式配合可再生能源实现调峰，提高电力供应的品质。

在国际上，美国、欧洲、日本等发达国家更是将氢能规划上升到国家能源战略高度，液氢产业链的技术成熟度也相对较高。具体来看：

### (1) 美国：重视产业和前瞻技术掌控

美国从 50 年代后期开始以工业规模生产液氢，所生产的液氢除供应大型火箭发动机试验场和火箭发射基地以外，还供应大学、研究所、食品工业、化学工业、半导体工业、玻璃工业等部门。

进入 21 世纪以来，以美国为首的发达国家和地区的经济在经历了近 10 年的快速增长后增长速度明显放慢，液氢产品的消费增长速度也有所降低，但仍高于经济的平均增长速度。近几年，随着美国国内环保意识的增强，要求各行各业减少环境污染的呼声也日益高涨。航天、汽车行业也不例外，要求开发新型环保型生产工艺逐渐迫切。

因此，近年来，美国加大液氢工厂的建设力度，美国普莱克斯公司、美国空气化工产品有限公司、法国液化空气集团在美国相继新建的液氢工厂规模都在 30 吨/天及以上。近几年新建的大规模的典型液氢工厂如下：普莱克斯 2018 年 11 月在德克萨斯州 La Porte 开工建设第五座液化氢工厂，产能大于 30 吨/天，于 2021 年投产，新设施将从现有的墨西哥湾沿岸氢气管道网络中提取氢气，然后通过拖车将氢气运送给最终用户。美国空气产品公司(Air Products)2019 年初在美国西部建造一个日产百吨级的液氢工厂，致力于氢能源市场，向位于加利福尼亚州的加氢站提供液氢。液化空气公司在美国建设拉斯维加斯液氢工厂，

开设了 30 吨/天液态氢生产和物流基础设施，向位于加利福尼亚州的加氢站提供液氢，该工厂投资 2.5 亿美元，每日可生产 30 吨液氢，部分生产原料来自垃圾填埋场的可再生天然气(RNG)，使用的是液化空气公司先进的分离膜技术，已于 2022 年投产。

在产业链后端应用上，肯尼迪空间发射中心除了设置有大型球罐以外，还设置有液氢驳船，驳船上装载有容量很大的贮存液氢的容器，液氢贮存容量可达 1 000 m<sup>3</sup>。这种驳船可把液氢通过海路从路易斯安那州运送到佛罗里达州的发射中心。显然，这种大容量液氢的海上运输要比陆上的铁路或高速公路上运输经济，同时也更加安全。在液氢管道运输在美国肯尼迪航天中心也有应用案例，采用真空多层绝热管路输送液氢。

此外，美国国家航空航天局(NASA)致力于推进液氢技术在航空和国内项目的应用与新技术研发。例如，克利夫兰的格伦研究中心(Glenn Research Center)正致力于利用先进的绝缘技术，确保液态氢零蒸发存储技术的安全性。密西西比州的斯坦尼斯航天中心(Stennis Space Center)正在帮助开发液氢驳船，该驳船可用于为火箭发动机测试提供燃料。阿拉巴马州的马歇尔航天飞行中心(Marshall Space Flight Center)正在测试接触氢的材料的强度。NASA 最新的液氢存储球罐即将建成启用，成为世界上最大的液氢存储单元，以取代 NASA 1966 年建造的存储球罐。该储氢罐容量为 125 万加仑(4731.76 m<sup>3</sup>)，比 1966 年建造的大近 50%。新球罐将在两个关键方面提高液态氢的储存能力。储罐最内层不再使用珍珠岩绝缘系统，而是使用玻璃气泡，这是一种成本更高的替代品，预计性能会提高 40%-100%。新球罐还将使用 NASA 开发的内部热交换器，以提供主动热控制。这种储罐的最大蒸发速率将低于每天 0.05%。

在车载应用上，上世纪 80 年代初，作为美国能源部 (Department of Energy, DOE) “替代燃料实施项目”的一部分，对氢能汽车进行了为期两年半的试验研究工作，该项试验的首要任务是研究车载液氢存储和加注，并采用通用(GM)公司别克 1979 款“世纪”汽油内燃机轿车作为载体进行路试。2022 年美国尼古拉公司氢燃料电池重卡车队进行加氢商业示范，同年，巴拉德动力系统与查特工业公司成功测试了一款由液氢驱动的燃料电池，相关设备采用了巴拉德 FCmove-HD 燃料电池和查特车载液氢(“HLH<sub>2</sub>”)燃料系统。

为进一步推动氢能产业的发展，美国发布《氢能项目计划》。美国能源部将联合工业部、科技部、国家实验室、联邦和国际机构以及其他相关机构共同推进，致力于氢能全产业链的技术研发，为满足每个技术领域的关键需求，制定中-长期发展规划。液氢作为关键的运输、储存方式，重点发展液氢槽车运输，液氢容器，低温液态储氢和低温压缩储存。

## (2) 欧洲：实现战略布局规划

欧盟将氢能作为新能源发展战略和低碳经济模式的主要形式，积极在战略层面布局规划，凭借强大的政策支持，在市场化运作下已逐步打造起趋于完善的氢能产业链。欧洲地区是最早使用液氢的地区，西欧液氢消费主要集中在德、英、法等国，年均增长率为7%-10%，液氢用途很广，品种繁多。

国际低温巨头林德 (Linde)、液化空气集团 (Air Liquide) 均为欧洲的液氢企业，均已形成了超大规模、跨国经营的格局，产品涉及各种行业，遍及世界各地。作为老牌工业气体公司，林德集团、液化空气在氢能产业链的上游制取和中游储运加环节，均具备成熟的技术以及产业化能力，涵盖透平膨胀机、长管、高压气氢储罐、低温液氢储罐、液氢泵和加氢机等设备。此外，欧洲液氢企业正在积极运用高新技术，争取在高端领域占据更大份额。例如，液化空气集团 (Air Liquide) 承诺到 2020 年用于氢能的氢气一半以上都是脱碳的，即无碳排放的氢气。为配合集团的“蓝氢”战略，巴黎研发中心正在开发一系列高效的低碳排放制氢储氢运氢及加氢技术，氢液化储存运输和加注的开发应用是其 7 大重点之一。迄今为止，液化空气集团 (Air Liquide) 已经建成或正在设计建造的氢液化装置超过 40 套。

在海运方面，2019 年，BKK、液化空气集团(Air Liquide)和挪威国家石油公司(Equinor)致力于建立液态氢海上价值链项目-Aurora，现已完成工程前阶段，到 2024 年初使液态氢可用于商业运输。该项目是三方合作的项目，旨在为海运业建立完整的液态氢供应链，帮助海运业脱碳，并成为零排放替代品。项目涵盖了新建的液态氢(LH<sub>2</sub>)生产设施，每天交付 6 吨电解产生的绿色液氢。通过与威廉森计划中的液态氢动力滚装船-“托皮卡(Topeka)”，将把蒙斯塔德的液态氢分配到挪威西部。加拿大和欧洲在共同撰写的“Euro-QuebecHydro-Hydrogen



Pilot Project” 报告中提出，计划将液氢从加拿大运往欧洲。报告重点对在甲板上设置多个液氢贮罐(总容积达 1.5 万  $\text{m}^3$ )这种船运方式。德国针对未来液氢海上大规模贮运已经展开了对总容积为 12 万  $\text{m}^3$  的大型液氢运输船的研究工作。

在液氢运输车方面，1979 年，宝马公司(BMW)展出的 BMW520 h 燃料汽车，其就采用液态氢存储系统。后续推出的 7 系列液氢动力车型(BMW745 hL) 实现了小批量的生产和全球示范，该车型是目前为止唯一采用液氢模式并可量产的车型，其余车型均属于在研制或试验样车。2020 年 9 月，戴姆勒发布了梅赛德斯-奔驰 GenH2 概念卡车，GenH2 液氢重卡载重 25 吨，将携带两个 80 公斤(每个 40 公斤)液氢储罐，燃料电池系统配备 2 个功率达 150 kW 的电堆。

### (3) 日本：致力于实现氢能社会，规模化并降低成本

日本在液氢方面起步较早，凭借日本国内先进的技术实力，液氢取得了长足进步，产品多用于出口东南亚、欧洲和美国。日本曾是液氢的生产大国之一。目前，日本在这一领域的地位依然重要，但产量自 2000 年达到高峰以来已经明显下降。1991~2003 年期间，日本液氢产量减少了 20%。由于国内市场需求下降，液氢工业产能过剩，从业人数大减。

日本从国家战略层面致力于实现氢能社会，已经将液氢供应链体系的发展作为解决大规模氢能应用的前提条件。2014 年颁布的“能源基本计划”中将氢能定位为与电力和热能并列的核心二次能源，提出建设“氢能社会”的愿景，通过氢能在交通、家庭、工业乃至全社会领域的普及应用，实现真正的能源安全。

2022 年，日本川崎重工研发的 Suiso Frontier 成功从澳大利亚运输液化氢到日本神户，是全球首次以液化氢为载体的大型海上氢气运输。所运氢气由澳大利亚的褐煤生产，在当地的液化基地转化为液化氢，然后运输到日本神户的货物装卸基地。此外，川崎重工在神户机场建成了全球首个液化氢装卸基地“Hytouch 神户”，专门用于接收经由船运而来的液化氢。日本还将港口内现有各种设备的尺寸增加至 32 倍，以便实现规模化并降低成本，目标是到 2030 年将氢供应成本降至 30 日元/标准立方米。为了支撑液氢供应链体系的发展，解决液氢储运方面的关键性技术难题，企业积极投入研发，推出的产品大多已经进入实际检验阶段，如岩谷产业开发的大型液氢储运罐，通过真空排气设计保证

储运罐高强度的同时实现了高阻热性。针对车载液氢应用，日本的武藏开发了数款液氢动力型号汽车，涵盖乘用车、皮卡、冷链物流车和载货车，并开展了一系列试验和测试工作，为液氢在车上推广应用积累了经验。

#### 4.1.2 国内液氢产业格局及方向

随着氢燃料电池、加氢站压缩机、整机集成技术等逐步国产化进程的持续推进，氢能在制储运用各个环节的技术能力不断优化，氢能运输效率、运营成本等成为关键问题。近年来，随着国家碳中和目标及航天航空、国家能源等领域的需求，国内多个能源巨头、科研机构 and 多家民营企业已经关注液氢产业的重要性，并逐渐寻求国产化替代。当前，我国氢液化能力低下，全国在运行的四台小型氢液化器均通过特殊途径进口，合并产能仅有 5 吨/天，单机最大液化量仅为 2.5 吨/天。国外始终对氢液化关键技术及设备对我国采取限制和封锁的措施，已成为制约我国航空航天、国家能源安全、高技术产业的“瓶颈”。伴随国内液氢相关项目加速推进，液氢装备国产化不断提速，为氢能储运能力提升打开了新的空间。我国液氢贮运技术较国外发展相对缓慢，液氢贮罐前期主要依赖进口，目前国内也有几个大型低温贮存设备生产厂家，所生产的液氢贮罐多应用在液氢生产及航天发射场，如北京航天试验技术研究所、海南发射场、西昌发射场等，均配有地面固定罐、铁路槽车及公路槽车，如：100 m<sup>3</sup> 液氢贮罐，80 m<sup>3</sup> 液氢贮罐(立式)。

在液氢终端应用上，中科院理化所在“863 计划”的支持下，于 2004 年开展了车载液氢储罐蒸发率理论与试验研究，测得 78 L 容积液氢储罐蒸发率达到 8.36%，与国家先进水平有较大差距。2021 年 9 月，由清华大学牵头攻关，全球首辆 35 吨级、49 吨级分布式驱动液氢燃料电池重型商用车成功问世，并顺利通过我国液氢燃料电池汽车的首次综合测试，匀速满载续驶里程分别超过 700 km、1000 km。该液氢重卡由北汽福田生产，搭载亿华通大功率燃料电池发动机。清能股份子公司 Hyzon 在 2021 年中宣布将与 Chart Industries 合作生产一款续航里程可达 1000 英里的液氢动力重型商用车。航天 101 所、奥扬科技、天海、富瑞特装等均已涉足车载液氢储氢系统。整车企业中，除了北汽福田，一汽、陕汽、中国重汽也在推进液氢重卡的研发。

#### 4.1.2.1 国家发展规划

2019-2022 年，中国已连续多年布局“可再生能源与氢能技术”国家重点研发计划，支持液氢产业的发展，突破产业核心技术瓶颈，加快关键部件和设备的国产化进程。

国家发改委发布的《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》中，液氢将作为储运体系的重要载体之一，在构建安全、稳定、高效的氢能供应网络中发挥重要作用。

许多省份纷纷出台文件，加快培育一批拥有氢能源产业关键技术、核心装备和创新能力的企业，并且开始布局低温材料、密封、绝热技术及核心部件研究。国内液氢产业呈现出快速发展的态势。在液氢制备方面，重点开展大规模、低能耗氢液化系统研制，高效率、大流量氢透平膨胀机研制，高活性、高强度催化剂研制。在液氢运输方面，重点开展低漏热、高储重比移动式液氢容器研制。在液氢储运方面，优化大型固定式球形液氢储罐和运输用深冷储罐工艺，提高性能水平，降低日蒸发率。在终端应用上，积极推进液氢重卡，液氢冷链物流车、液氢储能等产品的布局及研发。在政策支持上，2021 年 5 月，中国国家标准委正式发布了 GB/T 40045-2021《氢能汽车用燃料液氢》、GB/T 40060-2021《液氢贮存和运输技术要求》、GB/T 40061-2021《液氢生产系统技术规范》等三项液氢国家标准，并在 GB50516-2010《加氢站技术规范》中加入了液氢储存和应用等相关内容。这将为我国氢能产业的发展起到极大的助推作用。

#### 4.1.2.2 产业积极布局

##### (1) 中科富海助力液氢国产化加速

中科富海成立于 2016 年 8 月，是中科院理化所的科技成果转化及产业化公司，依托理化所在大型低温制冷系统的研发和制造方面的突破，其核心技术应用涵盖液氢到超流氦温区大型低温制冷装备，工业气体到稀有气体电子特气一体化服务，天然气提氢装置和氢液化、液氢储运及加氢站全套解决方案四大领域。2022 年 2 月，中科富海控股子公司中科昊海自主知识产权的 1.5 吨/天液氢工厂项目已全面开工建设，其产出的液氢主要用于低温研究、加氢站示范工程、液氢储运的研究、航空航天需求、氢燃料电池汽车的研发以及液氢相关设备的

研发。

2022年1月，中科富海1.5吨/天氢液化器出口加拿大发运仪式在中山市翠亨新区中科富海超低温科技园举行，中科富海1.5吨氢液化器是国内首套氢液化出口产品，打破了以往液氢技术及装备被国外“卡脖子”的格局，实现了从被限制到自主研发到亮相国际市场的华丽转变。

### **(2) 鸿达兴业为全国氢能源产业的发展带来积极的示范效应**

2020年4月25日，由鸿达兴业投资兴建的中国首条民用液氢生产线经过系统联动调试，在内蒙古乌海开车成功，顺利产出液氢。这是中国液氢行业具有里程碑意义的一天，一举打破了中国民用液氢长期不能自主生产的困局，民用液氢生产调试建设项目取得了胜利。

### **(3) 国富氢能首台民用大型液氢储存容器开工**

江苏国富氢能技术装备有限公司(下称“国富氢能”)以产业化推广为导向，在氢能领域深耕多年，攻克氢能装备“卡脖子”的核心关键技术，在加氢站成套设备、车载供氢系统和低温储运容器领域具有丰富的工程项目和商业化实践经验。

低温液态储运氢技术方面，成功研制出民用40英尺超低温罐式集装箱以及车载小型液氢储氢瓶，完成针对引进国外5吨/天以上的氢液化工艺包进行国产适应性优化，完成配套燃料电池重卡的液氢供氢系统制造与测试。

2022年3月，国富氢能组织首台民用大型液氢储存容器开工仪式。本次民用大型液氢储存容器开工也标志着国富氢能在液氢储运装备上迈上了新的台阶，进一步推进民用液氢全产业链商业化运营的进程。

### **(4) 国内首例车载液氢瓶火烧试验成功完成**

2021年6月，北京航天试验技术研究所成功完成国内首例车载液氢瓶火烧试验。该试验瓶为高真空多层绝热结构的液氢重卡车载氢瓶，瓶内充装液氢真实介质，先后完成了蒸发率、维持时间和耐火烧性能等关键测试。

### **(5) 国家能源集团低碳院出海探索液氢商业化**

近年来，全球范围内液氢的技术发展和产能建设都在加速。但目前液氢更多用于运输用途，直接上车或是其他类似的直接应用相对较少，一定程度上限制了液氢的发展规模。液氢重卡的出现，有望进一步加快液氢产业的规模化发

展。

北京低碳清洁能源研究院(以下简称低碳院)通过液氢加注系统在美国亚利桑那州凤凰城，开始为美国尼古拉公司氢燃料电池重卡车队进行加氢商业示范，相关加注系统采用的是基于潜浸式高压液氢泵的液氢加注技术，刷新了大巴车加注数量、加氢枪加注速度、车载储罐加满程度等多项世界纪录。

#### (6) 大型能源企业加大液氢产业布局

中国石油化工集团有限公司、国家能源集团、中国石油天然气集团有限公司、国家电力投资集团公司等大型能源企业加大液氢产业布局，基础设施领域投资逐步开展。液氢项目建设也是如火如荼，无论从液氢制备，还是液氢加氢站项目，都发展火热。据不完全统计，从 2020 年后，目前国内已有数十个公开的液氢相关项目，具体情况汇总如表 4-2。

表 4-2 2020 年之后国内液氢项目简要汇总

序列	时间	地区	涉及企业	项目名称	项目介绍
1	2022.2	山东淄博	齐鲁氢能	齐鲁氢能一体化及储氢装备制造项目	年产液氢 1.32 万吨，主要建设氢气提纯装置、联合制氢装置、液氢罐区、液氢重卡车载系统智能生产线、液氢加氢站成套设备(储罐)生产线厂房及配套公辅设施。
2	2022.2	/	中科昊海	1.5 吨/天液氢气工厂项目	该液氢工厂项目包括有氢气的低温提纯和氢液化系统，建成后，该项目将具备有年产液氢 324 万 Nm <sup>3</sup> 的生产能力，预计 2022 年 6-7 月调试投产。
3	2021.11	浙江嘉兴	中石油	液氢油电综合供能服务站	设有一座 14 立方的液氢储罐，两台 9×10 <sup>7</sup> Pa 的高压储氢瓶，一台 3.5×10 <sup>7</sup> Pa 加氢机为氢燃料电池汽车加注氢气。
4	2021.9	甘肃定西	中建航天 中国二冶	陇西·液氢生产及碳减	2021 年 9 月开工，包括液氢 2600 吨生产线液氢 3900 吨生产

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

				排示范基地 建设项目	线、氢能物流园、氢能应用示范区、加氢站。
5	2021.9	河北定州	旭阳集团	河北旭阳氢能综合项目	2021年9月开工建设，主要建设12000公斤/天高纯氢生产装置、1000公斤/天液氢示范装置以及高标准的能检测中心。
6	2021.9	江苏无锡	中太海事 无锡特莱姆	世界首座薄膜型液氢储运模拟舱	2021年9月28日，中大公司成功建成世界首座薄膜型液氢储运模拟舱，通过权威机构的风险评估和独立第三方SGS公司检测合格。
7	2021.9	北京	福田汽车	智蓝欧曼液氢重卡	该款液氢重卡为中国首创，智蓝欧曼液氢重卡采用4台额定功率80kW的轮教电机驱动，该车拥有110kg的储氢量，实际工况续航里程可达1000km以上。
8	2021.9	北京	航天101所	氢液化系统	航天101所研制的我国首套自主知识产权的基于氢膨胀制冷循环的氢液化系统，2021年9月9日在航天101所调试成功，产出液氢。
9	2021.9	北京	北汽福田 清华	液氢燃料电池重型商用车	清华联手北汽福田的全球首辆35吨级、49吨级分布式驱动液氢燃料电池重型商用车成功问世，顺利通过综合测试。
10	2021.8	辽宁大连	大船集团 国创氢能 中船风电	液氢/氢储运技术	共同促进制氢、燃料电池及液氢/氢储运技术在船舶与海洋工程领域的创新应用与发展。
11	2021.7	甘肃定西	航天101所	液氢工厂项目	航天101所作为国内液氢领域的中坚力量，于甘肃定西市开展液氢工厂项目的建设。
12	2021.6	北京	航天101所	国内首例车	航天101所成功完成国内首例

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

				载液氢瓶火烧试验	车载液氢瓶火烧试验，实现了液气储存领域的突破。
13	2021.6	/	鸿达兴业	国内首个规模化民用液氢项目	作为我国首个规模化的民用液氢项目，年产 3 万吨液氢项目将填补国内民用液氢规模化生产的空白。
14	2021.6	内蒙古呼和浩特	空气产品	空气产品久泰高效氢能综合利用示范项目	呼和浩特首个万吨级绿色液氢能源项目-空气产品久泰高效氢能综合利用示范项目签约。
15	2021.5	河北定州	中科富海	液氢全产业链示范项目	定州市人民政府与北京中科富海低温科技有限公司签订定州液氢全产业链示范项目。
16	2021.2	广东佛山	上海重塑 佛燃能源 国富氢能 泰极动力	液氢储氢加氢站项目	上海重塑、佛燃能源、国富氢能，泰极动力签署协议在佛山合作推进液氢储氢加氢站项目。
17	2021.1	内蒙古呼和浩特	东华科技 空气化工产品	久泰呼和浩特 30 吨/天液氢项目	利用久泰新材料公司的合成气尾氢资源，依托空气化工产品先进的氢气提纯液化及储运技术
18	2020.12	四川雅安	中核国兴 空气产品	氢气液化、液氢加注项目	要求共同开发、改进液氢领域装备技术，打造国内领先的液氢工程研发中心和液氢装置测试平台。
19	2020.11	浙江嘉兴	林德中国	林德中国首个液氢项目	在第三届中国国际进口博览会上，林德公司(Linde)和浙江嘉兴港区开发建设管理委员会、上海华谊(集团)公司签署协议。
20	2020.10	重庆	重庆三十三科技中科院理化所中科富海	中科液氢 10 吨/天液氢生产储运一体化项目	中科液氢第一期 10 吨/日项目，日产 10 吨，液氢年产能 3300 吨。2021 年 10 月开工建设，2023 年 3 月集成调试、试生

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

					产。
21	2020.9	江苏	富瑞特装	氢燃料电池 车用液氢供 气系统	2020年9月10日，富瑞特装发布定增预案。公司拟募资6199.36万元用于氢燃料电池车用液氢供气系统及配套氢阀研发项目。
22	2020.9	北京	北汽福田亿 华通	北汽福田首 款液氢重卡	该车核心部件均为国产供应，搭载亿华通大功率氢燃料电池发动机，功率为109KW液氢储供系统由航天101所自主研发液氢瓶及一体化阀箱、复合汽化器等。
23	2020.8	河南洛阳	国富氢能 洛阳炼化	华久氢能源 有限公司氢 能一体化项 目	项目一期设计液氢8.5吨/天，液氢项目2021年12月建成投产，与液氢相关的液化工艺包技术、成套设备和技术服务均由江苏国富氢能技术装备股份有限公司提供。
24	2020.6	河北定州	/	液氢制备储 存设备制造 项目	2020年6月8日，在中国廊坊国际经济贸易洽谈会上，定州市液氢制备储存设备制造项目公开招商，项目建成后，年产液氢制备设备50套、液氢储罐100台。
25	2020.6	浙江海盐	空气产品	海盐氢能源 基地	2020年6月开工其中包括空气产品公司(Air Products)在中国的首座液氢工厂。该项目一期工程预计2022年投产。
26	2020.5	浙江嘉兴	嘉化能源	嘉化能源氢 能综合利用 项目	2020年5月获批开建，该项目规模为每小时1立方液氢，约合每天1.5吨。
27	2020.4	内蒙古乌 海	鸿达兴业	氢液化工厂 项目	该液化装置调试完毕并投产生产出液氧、高纯气超纯氢，这



					是中国首次由民营企业生产出液氢产品，民用化起步。
28	2020.4	/	中石化巴陵石化	液氢工厂项目	2020年4月签约，充分利用巴陵石化己内酰胺生产线富余的工业副产氢，达产后日产液氢60吨。

## (7) 积极推进国际合作

国际工业气体企业在中国与氢能上游企业开展合作，参股本土企业。

### 1) 林德集团(The Linde Group)

2018年1月，林德集团(The Linde Group)与长城汽车合作，引入中国市场第一套液氢泵系统，助力长城汽车布局液氢加氢站。2019年11月，林德集团与宝武集团新建全资子公司宝武清洁能源有限公司签署液氢领域战略合作协议，共同投资液氢生产装置和基础设施，并在中国液氢市场的调查研究、布局规划、氢能源产业发展、项目开发等领域开展互惠合作。2020年7月，林德集团与中国海洋石油集团有限公司旗下子公司中海油能源发展股份有限公司签署合作意向书，林德将为其提供储运和加注等方面的技术支持。2020年8月，林德集团成员比欧西(中国)投资有限公司与淄博市能源集团签约氢能源综合利用合作项目，该项目涵盖制氢、液化、储运、加注和氢能设备制造等环节，将开展氢能全产业链服务。

### 2) 液化空气集团(Air Liquide)

液化空气集团(Air Liquide)在中国的氢能项目最早可追溯至“长征五号”航天项目。2008年，蓝星(海南)航天化工有限公司引进液化空气的冷箱设备和指定配套的德国凯撒公司的压缩机，为“长征五号”提供液氢燃料。

2018年11月，厚普股份与液化空气全资子公司 ALAT 签订合作协议，合资成立液空厚普氢能源装备有限公司，在成都设立产品开发和氢能产业基础设施生产中心，助力加氢机及其核心零部件国产化，形成自主知识产权，并向全国和全球范围输出加氢机设备。

2019年11月，在两国最高领导人的见证下，液化空气和中国石化签署合作备忘录。液化空气将参股中国石化新成立的氢能公司，共同推动氢能和燃料

电池汽车整体解决方案在中国的推广和应用。

### 3) 空气产品(Air Products)

2018年9月，空气产品(Air Products)与中科富海签署合作协议，于广东省中山市建设我国首座商业化液氢加氢站。该加氢站按照美国汽车工程师协议J2601商用加氢站技术标准，设计日加氢能力为500 kg，可按需扩展至1500 kg，并同时具备 $3.5 \times 10^7$  Pa和 $7 \times 10^7$  Pa加注能力。根据协议，空气产品将为该加氢站提供两套世界领先的液氢加氢站成套设备。

2019年3月，空气产品与嘉化能源和三江化工签署氢能综合项目三方合作协议，利用嘉化能源和三江化工的工业副产氢，投资建设液氢项目。

2020年6月，空气产品公司(Air Products)位于浙江省嘉兴市的海盐氢能源基地已于9日正式开工。该氢能源基地分为三个项目，分别涉及氢能源制备和分装、氢能产业关键设备零部件制造、氢能源利用示范城市建设，总投资达数亿美元，项目将分期实施，一期液氢工厂项目预计2022年投产。

#### 4.1.2.3 发展方向

通过对近期全球液氢产业发展最新格局及趋势的分析，可以看出，在推动液氢发展的过程中，全球主要发达国家逐步形成了各具特色的发展模式。借鉴发达国家的发展经验，进一步探索我国液氢产业发展方向，建议从以下四个方面创新突破：一是提高科研创新能力，引领关键技术发展；二是推动应用场景多元化，开启多领域规模应用示范；三是打造国内强势品牌，进军国际市场；四是加强国际开放合作，推动氢能产业国际化发展。

##### (1) 提高科研创新能力，引领关键技术发展

科技创新是能源高质量发展的第一动力，欧盟、美国、日本等发达经济体为确保液氢发展的领先地位，十分重视氢液化、储运产业链上下游的相关技术培育，涉。而我国液氢产业处于发展初期的技术经验积累阶段，中小型氢液化自主国产化能力初步成型，能够满足当前氢能源在我国起步发展示范阶段的推广应用需求，但是大型氢液化装置与国际先进水平存在一定差距，同时我国部分关键基础材料严重依赖进口，例如，正仲氢催化剂，该技术在国内还不够成熟，只有少数科研机构参与其中。

随着氢能大规模应用的迫切需求，液氢产业正在各方力量加持下，加强经济性、技术性、环保性突破，为氢能产业大规模发展赋能。为此，亟需面向液氢产业前沿开展基础研究和应用研究，对未来液氢的规模化产、储、运技术进行积极研发和探索，重点突破规模化的氢液化、储运等技术装备的研发及推广，研制系列化具有自主知识产权的大型氢液化装备，加快国产化进程，使我国跨入国际大型氢液化技术领域的前列。

### (2) 推动应用场景多元化，开启多领域规模应用示范

从国际经验看，液氢在交通、冶金、化工、储能等领域应用潜力较大。即使未来我国液氢占氢能供应体系的 1%，也将达到 1000 吨/天的规模。目前，由于我国液氢生产规模小，生产工艺落后，产品价格太贵，许多本该用氢的部门对氢，特别是液氢没有需求，这就限制了液氢的生产规模。随着我国工业的发展和科技进步，氢在许多部门，如航天、航空、运输、电子、冶金、化工、食品、玻璃，甚至民用燃料部门必将得到广泛采用。由于市场的扩大，液氢生产规模必将随之扩大，工艺水平不断提高，因而液氢生产成本会大大降低，为降低氢液化的单位能耗，提高经济性，必须采用大规模的氢液化技术：5 吨/天的氢液化器的典型能耗为 15 kW·h/kg 液氢，而 30 吨/天的氢液化器的典型能耗则降至 10 kW·h/kg 液氢，未来更大规模采用更先进流程的氢液化装置的能耗有望降为 5 kW·h/kg 液氢，从而使我国的液氢生产及应用走向良性循环。结合当前发展，应从军民两个方向推进。

随着航天事业发展，探月、探火计划的不断推进，对重载火箭的需求日益增长。以液氢、液氧为推进剂的液体火箭发动机的比冲可达到 400 多秒，较常规推进剂发动机有大幅度提高，是重载火箭最佳能量来源，同时还具有环境友好无污染的优点。我国大推力火箭的高频次发射以及未来重型运载火箭的试验和发射，要求氢的液化能力至少达到 5~30 吨/天的水平，即 3000-18000 L/h 的液化能力。

此外，在中长距离氢储运中，液氢具有明显的能量规模和成本优势，是实现氢能规模化应用的必经之路，对碳达峰、碳中和目标实现具有积极支撑作用。在国外氢能的商业化示范应用中液氢占有相当份额。

为稳步推进我国液氢多元化示范，除了有序推进液氢在液氢加氢站中的示

范应用，还应拓展其在储能、分布式发电、工业等领域的应用，挖掘液氢在电子工业、石油精炼和高端制造业的应用，制定大规模民用商业化液氢工厂的顶层规划、示范项目和推广，完善民用液氢的生产、质量、安全、道路运输等标准和法规，推动规模化发展，建立大规模化氢液化工厂和高效的储运体系的液氢产业基础体系，探索液氢大规模综合利用系统，加快形成有效的液氢产业发展商业化路径。

### **(3) 打造国内强势品牌，进军国际市场**

随着我国行业的发展，中国液氢工业面临新的挑战和发展机遇。从产业发展层面，由研究所引领关键技术研发，到未来制氢、氢液化、氢储运、应用的全链条产业化公司的蓬勃发展。未来我国应建立从生产、储存、转注、运输、液氢加氢站液氢全产业链的示范项目，组织国内顶尖的具有液氢项目执行、系统设计、安全设计、设备设计及运行经验的团队，实现液氢全产业链的运营示范，积累液氢使用和运营经验，完善民用液氢技术和安全标准，研发先进液氢利用技术，推动核心装备及零部件的国产化，推动液氢产业基础科学研究。国内厂商应在不断地自主创新和引进国外发达国家先进技术和装备前提下，加强市场联合和技术攻关，加速中国液氢全行业技术改造的步伐，以达到节能、环保、节省资源消耗的目的。加工产品将进一步向高精尖、多品种方向发展，以满足科学技术和国民经济现代化的需要。

同时，随着社会对品牌的日益信赖，提高专业研发生产的产品的性能优势，以增加液氢产品在国内外市场的竞争力，进一步推进名牌战略，提升企业知名度、占领细分市场，提高在全球范围内配置资源和进行全球范围内营销的国际化经营能力。

### **(4) 加强国际开放合作，推动氢能产业国际化发展**

开放合作是全球液氢产业长期发展的主旋律，尤其是目前全球氢能市场仍处于导入期，亟需各国协作培育开发国际市场，突破产业瓶颈，合力打通产业链关键环节。在此背景下，我国应积极开展氢能技术创新国际合作，鼓励开展氢能科学和技术国际联合研发，推动氢能全产业链关键核心技术、材料和装备创新合作，积极构建国际氢能创新链、产业链。探索与共建“一带一路”国家开

展氢能贸易、基础设施建设、产品开发等合作。同时还要加强与氢能技术领先的国家和地区开展项目合作，共同开拓第三方国际市场。

## 4.2 产业政策现状与趋势

### 4.2.1 国外产业政策现状与趋势

#### 4.2.1.1 国外液氢产业政策现状与趋势

液氢产业政策的发展，作为氢能政策的组成部分，主要与国家氢能战略重心及在全球氢能市场的定位有关。

美、欧、日等发达国家都从国家可持续发展和安全战略的高度，制定了长期的氢能源发展战略，为氢能在制取、储运、应用以及技术创新和投资方面制定了行动框架。截至 2021 年初，美国、欧盟、日本、澳大利亚等 30 多个主要经济体已制定了氢能发展战略及相关政策，如表 4-3 所示。

多国重视液氢在储存和长距离输运方面的优势，将液氢列为一种重要的储存、运输形态选择。液氢在氢能政策中涉及的篇幅一般不多，设定的目标一般为氢的制-储-运-用产业链的发展，未具体到氢的形态。因此，世界范围内氢能的产业政策的密集出台整体上来说对液氢产业的发展是重大利好，而不同经济体的能源资源禀赋、能源转型压力和国内市场空间存在差异，所发布的氢能战略重心及在全球氢能市场的定位也有所不同，致使各主要经济体氢能项目发展各有侧重，是随着对氢的认识的不断加深和国家战略需要而不断演进的。

表 4-3 液氢产业政策摘录

国家级				
序号	政策名称	政策内容	国家	年份
1	National Hydrogen Energy Roadmap	储存：改进液氢储氢技术，开发储氢材料； 应用：液氢可以满足汽车对重量和体积的要求。	美国	2002
2	Hydrogen Strategy	应用：可以将氢气作为液体或气体产品供应，或通过管道供应。 运输：气态氢通常由管道拖车或管道运输，而液氢则由公路油罐车运输。液氢运输也被认为是各国之间大量运输的一种手段。	美国	2020
3	National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap	目标： 1.到 2023 年，液氢加氢站的占地面积比 2016 年减少 40%。 2.到 2048 年，氢液化功耗不高于 7 kWh/kg; 3.到 2036 年，从生产到加注，总消耗不高于 4 美元/kg	美国	2022
4	National Green Hydrogen Strategy	运输：以绿色液氢、绿色氨和清洁合成燃料的形式向世界出口可再生能源。	智利	2020
5	A Hydrogen Strategy For A Climate-Neutral Europe	运输：氢可以通过非网络的运输选择，例如停靠在适应的液化天然气终端的卡车或船舶。运输可以以纯气态或液态氢的形式发生。	欧盟	2020
6	The National Hydrogen Strategy	运输：液氢可以轻松、安全地进行长距离运输。	德国	2020
7	Priority Areas for a National Hydrogen Strategy for Turkey	运输：氢可以通过以液态的形式出口到其他国家。	土耳其	2022
8	HYDROGEN STRATEGY FOR	储存：在未来，液氢能被用于某些应用场景的车载存储，如卡车，类似于目	加拿大	2022

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

	CANADA	<p>前可用的液化天然气卡车。用于非移动应用的大量氢可以以液氢储存在大型绝缘罐中。随着容量的增长，可使用氢气提供日常或季节性的能源储存。</p> <p>运输：对于中等距离的分配，液氢是目前最经济的分配方法。</p> <p>应用：液氢燃料可以在现场紧凑储几天的时间，即使在电网停电频率不断增加的情况下，也可以提供连续性的供应。</p>		
9	Australia's National Hydrogen Strategy: Submission	<p>氢液化和分配基础设施将复制液化天然气基础设施的工程、规模、成本和风险。</p>	澳大利亚	2019
10	氢能经济发展路线图	<p>储存：通过多样化存储方法(如高压气体、液体、固体)，提高储氢效率。放宽对高压气体存储的相关规制，开发液化或液体储氢新技术，使其具有极高的安全性且经济可行。</p> <p>安全：2030-2040 年间，提议 15 项以上氢能相关国际标准，并积极参与国际标准化活动。</p>	韩国	2019
11	氢能利用进度表	<p>基于日本与澳大利亚合作的褐煤制氢项目，日本计划 2020-2025 年间实现以下基础技术目标：在制造环节，降低褐煤气化的制氢成本，由数百日元/标方降至 12 日元/标方；在存储和运输环节，提高氢气液化效率，由 13.6 千瓦时/千克降至 6 千瓦时/千克，增大液氢罐容积，由数千日元/立方米降至 5 万日元/立方米。</p>	日本	2019
12	The Norwegian Government's Hydrogen strategy	<p>运输： 对于较长的分配距离或对于长期需要大量能量的应用场景，如在海上船舶</p>	挪威	2020

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

		<p>中，液氢可能更合适。</p> <p>对于使用电解或气体重整生产的小规模氢气出口，船舶运输可能是一种可能的选择。液氢可以通过特殊建造的船舶出口，使用与液化天然气相同的原理。</p>		
13	Department of Energy Hydrogen Program Plan	<p>能源效率和可再生能源办公室(EERE)氢能研发重点领域包括：电解槽和其他先进的水分解方法；先进的液化和氢气输送载体；先进的高压储罐、液氢储罐和基于材料的储存系统；以及中低温燃料电池。</p>	美国	2020
14	WE-NET	<p>液化：设计大型氢液化器 300 吨/天；</p> <p>储运与运输：设计 50000 m<sup>3</sup> 液氢储罐、200000 m<sup>3</sup> 液氢移动储罐；用于液氢运输和储存系统的结构材料(基础金属和焊接接头)在低温(20 K)下的力学性能评价。</p>	日本	1993-2020
15	National strategy for the development of decarbonised and renewable hydrogen in France	<p>70 亿欧元的国家战略，三个优先事项之三：未来的氢气基础设施：氢气在中期代表了气体行业脱碳的一定潜力(液氢，在气体网络中重复使用)。</p>	法国	2020



欧盟将氢能作为能源安全和能源转型的重要组成部分；美国投入巨资加速开发低成本清洁制氢技术；澳大利亚、俄罗斯把氢能作为资源出口创汇新增长点；日本致力于打造全球化氢供应链(Hydrogen Energy Supply Chain)；韩国将“氢能产业”确定为三大创新增长战略投资领域之一；中国则将氢能作为用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。

在北美地区，美国是最早将氢能源作为能源战略的国家，将氢能视为重要战略技术储备的工作思路一直没有改变，持续鼓励科技研发使得美国能够保持在全球氢能技术的第一梯队，近 10 年的支持规模超 16 亿美元。早在 2002 年，美国就出台了《国家氢能源发展蓝图报告》，2002 年美国能源部又提出了《向氢经济过渡的 2030 年远景展望报告》。由于市场起步较早，美国的氢液化技术发展已近成熟，已经形成“制、运、储、用”的全技术链能力，为规模化发展氢能奠定了可靠的基础；同时也表明，经过多年探索，美国对氢能未来的应用方向具有较为成熟的认识。到 2050 年，氢能将占据美国能源需求 14% 的比例，推动氢能技术全链条产业化发展、建立新的经济增长点及反哺社会将是美国政府未来推动氢能发展的重点工作。为了配合氢能技术、设备、材料、制造工艺的产业化，美国计划开展标准化制造流程、质量控制和优化制造设计等研究，期望制定适用、统一的标准，保障氢能生产、输配、储存和应用等安全性、规模化、统一化和质量流程，以提供最佳实践经验和做法。随着燃料电池产业的快速发展，液氢加氢站的比例呈明显上升趋势，美国新建的规模化氢液化装置均用于对氢能源市场液氢的供应，利用液氢储氢密度大和安全性高的特点，降低运输成本及综合用氢成本。

俄罗斯以能源产业为财政收入主要来源，近年来正在加快布局氢能贸易，确保其全球主要能源出口国的地位，计划最早 2025 年起向中国出口液氢。

在亚洲地区，日本、韩国、澳大利亚等国政府出台了多项氢能与氢燃料电池汽车发展路线图，制定了一系列涉及液氢的产业支持政策。日本和韩国作为亚洲发展氢能的代表，很早就确定了要发展氢能，几乎每年都会根据实际情况出台相应的氢能政策。日本于 2003 年就推出了《WE-NET》计划开发氢能，特别是液氢技术，总投资 110 亿美元。日本氢能基本战略聚焦于车用和家用领域的应用，是产业和技术发展的必然延伸。日本在氢能领域的技术、材料、设备

等方面拥有非常明显的优势，打造出一批“隐形冠军”，如东丽公司的碳纤维、川崎重工的液氢储运技术和装备等。据统计，日本在氢能和燃料电池领域拥有的优先权专利占全球的 50%以上，并在多个关键技术方面处于绝对领先地位。日本将液氢供应链体系的发展作为解决大规模氢能应用的前提条件，以澳大利亚的褐煤为原料生产氢气，通过碳捕捉实现去碳化，然后通过船舶运回日本使用。

澳大利亚作为世界上最大的煤炭出口国和第二大液化天然气(LNG)出口国，也开始计划以太阳能、风能制氢并向东亚地区出口液氢，打造全球氢供应基地，打造下一个能源出口产业，目标是到 2030 年在中、日、韩、新加坡 4 国开发 70 亿美元市场。澳大利亚政府与氢能供应链技术研究协会合作组成联合技术研究组，“贸易+技术创新”一体化模式开展褐煤制氢、氢气长距离输送、液氢储运等一系列试点项目，调动了各参与方的积极性。

欧盟于 2003 年发表了《未来氢能和燃料电池展望总结报告》。近年来，全球氢能产业迎来新的发展热潮，欧盟逐步建立以氢能为中心的清洁能源战略规划布局，2020 年推出了《欧盟氢能战略》，同年法国、西班牙、德国、荷兰等国家也发布了氢能战略。俄乌冲突加速了欧盟国家能源转型步伐，安全性成为当前欧盟政策制定者的首要考虑因素，氢能在确保能源安全方面的作用变得更加清晰，而液氢运输成为欧洲目前排在管道运输之后的首要选择，势必会愈加重视液氢技术与产业的发展。

#### 4.2.1.2 国外液氢标准情况

液氢领域的国际通用标准较少，国外标准多在本国内发布实施，如表 4-4 所示。国际标准化组织(International Organization for Standardization, ISO)仅有两项液氢标准。美国压缩气体协会(CGA)和美国消防协会(NFPA)发布的液氢标准主要涉及液氢的通用要求和安全问题，包括液氢储罐的设置、安装、操作等方面的安全要求。

表 4-4 液氢储运国际标准

标准化机构	标准号	标准名称
国际标准化组织	ISO 13985: 2006	Liquid hydrogen-land vehicle fuel tanks

(ISO)		液氢-道路车辆燃料罐
	ISO 13984: 1999	Liquid hydrogen-land vehicle fuelling system interface 液氢-道路车辆加注系统接口
	ISO/TR 15916-2015	Basic considerations for the safety of hydrogen systems 氢系统安全标准
美国压缩气体协会(CGA)	CGA P-12-2017	Safe handling of cryogenic liquids 低温液体安全操作
	CGA PS-17-2004	CGA position statement on underground installation of liquid hydrogen storage tanks 液氢储氢罐地下安装位置要求
	CGA P-28-2014	Risk management plan guidance document for bulk liquid hydrogen systems 散装液氢系统的风险管理计划指导文件
	CGA P-41-2018	Locating bulk liquid storage systems in courts 散装液体储存系统设置
	CGA H-3-2019	Standard for cryogenic hydrogen storage 低温氢储存标准
美国消防协会(NFPA)	NFPA 55-2016	Compressed gases and cryogenic fluids code 压缩气体和低温液体规范
美国国家航空航天局(NASA)	GLM-QS-8715.1.6-2019	Glenn safety manual-chapter 6 hydrogen 格林安全手册第 6 部分氢
	NASA-STD-8719.12	Safety standard for explosives, propellants, and pyrotechnics 爆炸物、推进剂及烟火安全标准
美国航空航天学会(AIAA)	ANSI/AIAA-G-095 A-2017	Guide to safety of hydrogen and hydrogen systems 氢和氢系统安全指导
美国国防部(DOD)	DOD 6055.09-STD-2016	Ammunition and explosives safety standards: general explosives safety information and requirements 弹药与爆炸物安全标准：一般爆炸物安全信息和要求
欧洲工业气体协会(EIGA)	Doc 06/19	Safety in storage, handling, and distribution of liquid hydrogen

		储存、处理和分配液氢的安全性
俄罗斯国家标准 (GOST)	ГОСТР 56248- 2014	ВОДОРОД жидкий Технически условия 液氢技术条件

其中，涉及液氢储存的有 4 个在用标准。AIAA-G-95-2004《氢及氢安全系统安全指导》、NASA-STD-8719.12《爆炸物、推进剂及烟火安全标准》和 GLM-QS-1700.1-2018《格林安全手册》中关于液氢的储存规定都参考了美国国防部的标准 DOD 6055.09-STD-2016《弹药与爆炸物安全标准》。DOD 6055.09-STD-2016 对不同贮存量的液氢所应对应的安全距离进行了具体规定，其对液氢储存场所的设计及液氢试验安全等液氢安全工作具有指导意义。

国外相关标准中对液氢运输的规定，基本上都是参考了本国现行的运输规定。如 Doc 06/19《贮存、处理和分配液氢的安全性》的第 6 章对液氢的相关运输要求进行了说明，公路运输部分的规定参考了《危险货物国际道路运输欧洲公约》。GLM-QS-1700.1-2018《格林安全手册》和 AIAA-G-095-2004《氢和氢系统安全指导》中的液氢运输规定均参考了 CFR49《联邦运输规定》。

ISO/TC 197(Hydrogen Technologies)是国际标准化组织氢能标准化技术委员会，成立于 1990 年，主要负责制氢、氢储运、氢相关检测、氢能利用等方面的国际标准制修订工作。在国际上，各国对液氢的标准长期以来都有较高的关注度。2020 年 12 月 9 日召开的国际标准化组织氢能技术委员会(ISO/TC 197)第 29 次全体会议上，讨论并通过了液氢标准预案 PWI 24077(LH<sub>2</sub> use in non-industrial settings)，该预案主要涉及液氢的使用安全。预案中首先提出了液氢使用安全中的高风险问题，主要包括三个方面：① 气液两相氢的爆炸危险性；② 人口密集区域液氢溢出时低温液氢云团的燃烧特性；③ 大量液氢释放时的处理常识与经验。在对液氢使用中涉及使用安全的迫切需求进行分析的基础上，该预案提出了液氢标准方向的建议：① 重新修订或扩充 ISO/TR 15916-2015 的内容，该标准目前正由 WG 29 修订，可增进修改第 5~7 部分中涉及液氢的内容，也可在该标准中单独编制液氢部分内容；② 修订现有两项液氢 ISO 国际标准，即 ISO 13984 和 ISO 13985，在两项标准中进一步增加液氢使用安全的规范；③ 制订新的液氢使用安全标准。该标准预案的发起人建议采用前两种方案，即在现有 ISO 液氢标准中进行重新修订或增加内容，会议通过了该标准预案，并交

由工作组 WG 29 承担相关的标准提案及后续修订工作。

#### 4.2.2 国内产业政策现状与趋势

我国氢能产业发展尚处于起步阶段，即将驶入快车道。但现阶段问题仍较多，如氢能发展顶层设计和规划不足、区域氢源短缺、关键技术瓶颈、相关标准规范缺失等。氢能利用的关键技术包括氢的制取、储运及应用，其中储运是氢能产业链中的关键环节。与气态储氢和固态储氢相比，液氢储运具有纯度高、远距离输运成本低、加注效率高等优点，是氢储运的重要研究方向。我国液氢发展由于起步较晚，各环节技术均远落后于国外，制约了我国液氢产业的发展。由于我国液氢目前主要应用于航天领域，可参考的国际标准体系不完善，使得液氢难以实现大规模民用，因此液氢储运技术及其标准化的研究十分必要。

目前，在我国氢气属于危险化学品，依照《危险化学品安全管理条例》，有关部门对其生产、储存、使用、经营、运输等各个环节均实施安全监督管理。根据管理条例实施办法，氢能的制备、存储设施均需在产业集聚区或化工园区集中建设，但加氢站等终端设施需要靠近用户分散布局，加氢站的氢气供应需要运输解决，制约着氢能产业的快速发展。在国外主要发达国家，液氢均可正常公路运输；然而，受法律法规限制，在国内液氢无法公路运输。

##### 4.2.2.1 液氢标准逐步完善

我国液氢的应用由于目前仍主要集中在航天领域，2021 年以前国内有 4 个涉及到液氢储存规定的标准。QJ 3271-2006《氢氧发动机试验用液氢生产安全规程》主要规定了液氢生产过程的技术和安全管理要求，适用于氢氧发动机试验用液氢生产。GJB 2645 A-2019《液氢包装贮存运输要求》和 GJB 5405-2005《液氢安全应用准则》中都设有液氢贮存的相关规定。GJB 2645 A-2019 于 2019 年颁布，主要参考了美国 NASA 及美国国防部相关标准中的安全距离要求，对液氢贮存的安全距离进行了修订。要求较为严苛，主要适用于军事、国防、航天领域液氢的储存和运输。

我国成立于 2008 年的全国氢能标准化技术委员会(SAC/TC 309)，负责对口 ISO/TC 197 的氢能国际化工作。我国的部分液氢相关国标部分标准的制订参考了 ISO 的对应标准，主要有：GB/T 29729-2013《氢系统安全的基本要求》

非等同采用了 ISO/TR15916:2015 的内容；GB/T 30719-2014《液氢车辆燃料加注系统接口》等同采用了 ISO13981: 1999。

为填补我国液氢民用领域的标准空白，2018 年全国氢能标准化技术委员会组织相关单位进行三项液氢国家标准提案并获得立项，分别为《氢能汽车用燃料液氢》、《液氢生产系统技术规范》和《液氢贮存和运输安全技术要求》。2021 年 4 月 30 日，三项液氢国家标准正式发布，标准号分别为 GB/T 40045-2021、GB/T 40061-2021 和 GB/T 40060-2021，于 2021 年 11 月开始实施。三项液氢国家标准进一步完善了氢能标准体系，使液氢民用有标可依，为指导液氢生产、贮存和运输，加强氢燃料质量管理，促进氢能产业高质量发展提供重要标准支撑，填补了国内民用领域液氢标准的空白。其中，《氢能汽车用燃料液氢》标准规定了氢能汽车用燃料液氢的技术指标、检验方法以及包装、标志、贮运、安全警示等；《液氢生产系统技术规范》标准规定了液氢生产系统的氢液化装置、液氢贮存、液氢管道及阀门、辅助设施、测量仪表与自动控制、电气设施、安全防护等的设置；《液氢贮存和运输安全技术要求》标准规定了液氢贮存和运输的相关术语、液氢贮罐的设置、罐车罐箱的运输、清洗与置换、安全与防护、事故处理等。同时，GB50516-2010《加氢站技术规范》加入了液氢储存和应用等相关内容。

相关单位组织起草并发布了《固定式真空绝热液氢压力容器专项技术要求》（标准 T/CATSI 05006-2021 已发布实施），规定了固定式真空绝热液氢压力容器的材料、设计、制造、检验等方面的基本安全技术要求。2021 年 3 月 26 日，住房和城乡建设部发布了关于《加氢站技术规范》GB50516-2010 (2021 年版)局部修订的公告，自 2021 年 5 月起实施，增加了液氢罐车和液氢罐式集装箱运输、液氢管路和液氢存储等技术规范。

作为液氢制取到应用的衔接环节，液氢储运标准化在液氢产业发展中占据重要地位。液氢储运标准化的缺失会导致液氢工厂到液氢终端用户之间的供需失衡，出现“生产的液氢运不出去，而用户端无氢可用”的矛盾局面，要加快液氢产业的发展必须要建立健全的液氢标准体系，而储运环节的标准化是液氢标准体系建立中最迫切的问题。

液氢储运主要涉及低温液体储运的相关要求，低温液体的储运中液化天然

气(LNG)相关的标准体系较为完善，液氢储运标准体系的建立可参考 LNG 的国内外相关标准。截止到 2021 年 1 月，我国现行的 LNG 相关国家标准共 22 项，包括 LNG 的一般特性、产品标准、加注、储运等相关标准或规范，对于液氢储运相关标准的制定具有重要的参考意义。

在加快国家标准制定和发布的同时，率先鼓励地方标准、团体标准和行业标准的制定和发布，推动相关法规的颁布实施，以促进液氢储运技术的发展。此外，提前进行液氢相关国际标准布局，争取国际话语权对我国液氢产业的发展同样意义重大。

#### 4.2.2.2 政策支持不可或缺

政策是推动行业发展的重要动力。氢能已经上升为国家战略，国家已经从标准体系、技术攻关、设备推广应用等多方面出台政策支持行业的发展。

我国 2017 年以来初步形成了国家、省级、市和县区级四级涉氢规划体系，截至目前，全国不少于 29 个省级政府发布了涉氢政策，包括多个液氢相关政策，加速液氢制备设备及液氢储罐制造，明确液氢储存标准，提升液氢制备储运能力等液氢各产业链都在多个政策里有所提及。

2021 年下半年以来，国内液氢相关政策不完全汇总如表 4-5：

表 4-5 我国氢能产业政策(时间顺序)

国家级				
序号	政策名称	政策内容	发布单位	时间
1	汽车加油加气加氢站技术标准	明确了 LNG 和 L-CNG 加气工艺及设施、高压储氢加氢工艺及设施、液氢储存工艺及设施等多项标准。	住房和城乡建设部	2021.7.30
2	新能源汽车产业发展规划(2021-2035 年)	开展高压气态、深冷气态、低温液态及固态等多种形式储运技术示范应用，探索建设氢燃料运输管道，逐步降低氢燃料储运成本。健全氢燃料制储运、加注等标准体系。	发改委	2021.11.1
3	关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见	在满足安全和质量标准等前提下，探索输气管道掺氢输送，纯氢管道输送液氢运输等高效输氢方式。	发改委 能源局	2022.2.10
4	“十四五”现代能源体系规划	适度超前部署一批氢能项目，着力攻克可再生能源制氢和氢能储运、应用及燃料电池等核心技术，力争氢能全产业链关键技术取得突破，推动氢能技术发展和示范应用。加强前沿技术研究，加快推广应用减污降碳技术。	发改委 能源局	2022.3.22
5	氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)	《规划》明确了氢的能源属性。同时，明确氢能是战略性新兴产业的重点方向，是构建绿色低碳产业体系、打造产业转型升级的新增长点。 推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。	发改委 能源局	2022.3.23
6	国家重点研发计划“先进结构与复合材料”等重点专项 2022 年度项目	4 月 27 日，科技部发布国家重点研发计划“先进结构与复合材料”等重点专项 2022 年度项目申报指南，各重点专项中涉及氢能领域的技术共包括 33 项。	科技部	2022.4.27



中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

	目申报指南			
7	鼓励外商投资产业目录(2022年版)(征求意见稿)	73.氢燃料绿色制备技术(化学副产品制氢、生物制氢、来自可再生能源的电解水制氢等)、储存、运输、液化。 261.氢能制备与储运设备及检查系统制造。 412.加氢站建设、经营。	发改委 商务部	2022.5.10
8	“双碳”基础研究指导纲要	氢能等二次能源与低碳化工协同体系构建：化石能源低碳高效制氢原理；氢能“制储输用”一体化产业体系构建及关键材料研制；高效经济的氢燃料电池的过程机理；高值流程制造业体系构建等。	国家自然科学基金委员会	2022.7.18
省级				
1	北京市氢能产业发展实施方案(2021-2025年)	开展绿氢、液氢等前沿技术攻关，建设绿氢、液氢等应用示范项目。	北京市经济和信息化局	2021.4.7
2	宁东能源化工基地“十四五”发展规划	探索实施氢能热电联产和储能、液氢制备和储运等示范项目探索开展液氢制备和储运技术装备应用。	宁夏回族自治区	2021.12.7
3	内蒙古自治区“十四五”能源发展规划	开展更高压力的氢气长管拖车运输和液氢运输示范，提高氢气输送效率，适时开展区域性氢气输运管网建设和运营示范，探索高效智能氢气输送管网的建设。	内蒙古自治区	2022.3.4
4	广东省能源发展“十四五”规划	开展质子交换膜电解水制氢、氢气纯化、低温液氢、低压固态储氢技术研究、加快催化剂、碳纸、膜电极等燃料电池关键设备国产化研制。 推进高密度储氢装备制造、短期加强高压气态储氢建设、长期布局低温液氢、低压固	广东省	2022.4.13

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

		态储氢产业、利用低温氢燃料电池产业区域先发优势、形成广州—深圳—佛山—环大湾区核心区燃料电池产业集群。 支持建设大型民用液氢示范工程。		
5	上海市能源发展“十四五”规划	加强燃料电池系统集成与控制、高压和液态储氢等关键技术攻关，重点建设中日(上海)地方发展合作示范区。	上海市	2022.5.15
6	广西可再生能源发展“十四五”规划	积极培育氢能产业链。探索氢能开发利用，积极培育氢能制造、储运、加工等产业链环节，在南宁六景、梧州藤县等资源富集区探索开展可再生能源富余电力制氢，发挥沿海石油化工产业优势，培育工业副产制氢。积极推动氢能在工业、交通、储能、发电等领域的应用，谋划氢能产业发展布局。结合新能源汽车产业技术升级，积极发展氢燃料电池系统、加氢站、供氢系统等关键产品，加快广西玉柴燃氢发动机关键技术创新成果转化和商业化应用，争取打造全国先进的氢能汽车产业链。	广西发改委	2022.6.6
7	重庆市能源发展“十四五”规划(2021-2025年)	培育发展工业副氢提纯利用、氢能储存、氢气压缩机、液氢泵、加氢机及核心阀门等氢能制造、储存、运输装备。	重庆市	2022.6.11
8	上海市氢能产业发展中长期规划(2022-2035年)	突破高压气氢、低温液氢、长距离管道输氢、储氢材料等储运环节关键材料和装备的核心技术，持续降低氢气储运成本。 重点构建：供氢母站安全技术规范；加氢站安全验收标准；液氢生产及安全储运标准；氢能设备和装置的设计、检验检测技术标准。 探索开展氢-氨、液氢的长距离运输工程规划，研究建设氢-氨转化和液氢集散中心。	上海市发改委	2022.6.17
9	《陕西省“十四五”氢	培育制储运装备产业。支持省内制备绿氢装备产业发展。依托航天四院、瀚海氢能等	陕西省发改委	2022.7.19

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

	能产业发展规划》《陕西省氢能产业发展三年行动方案(2022-2024年)》《陕西省促进氢能产业发展的若干政策措施》	在产业配套方面的优势，积极推动液氢储运装备民用化，加快布局有机液态、合金储氢等核心材料及先进装备产业。		
10	辽宁省氢能产业发展规划(2021-2025年)	近期(2021-2025年)，重点发展50兆帕以上高压气态储氢装备和低温液态储氢装备，同时开展有机液态储氢、合金固态储氢等储氢材料的研发和生产。远期(2026-2035年)，积极发展氢气液化装备、大容积液氢存储罐、液氢运输及加注设备等储氢装备，同时开展有机液体储氢材料、多孔碳氢气吸附存储材料、多孔聚合物氢气吸附存储材料的研发和生产。	辽宁省发改委	2022.8.05
11	北京市关于支持氢能产业发展的若干政策措施	支持科技研发创新，技术装备产业化，产业创新发展，基础设施建设，示范推广应用，标准体系建设，服务体系建设。	北京市经济和信息化局	2022.8.11
12	关于支持中国(上海)自由贸易试验区临港新片区氢能产业高质量发展的若干政策	支持核心技术攻关。突破低成本高压储氢、低温液氢储氢、固态储氢、长距离管道输氢等储运环节关键材料及装备的核心技术。 适度提前布局建设一批加氢站，降低储运成本，探索固态、液态、有机液体等储运方式应用，探索开展纯氢管道、掺氢天然气管道及输送的规划建设，加快构建氢能供应网络。	上海市发改委等	2022.8.26

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

13	《河南省氢能产业发展中长期规划(2022-2035年)》和《郑汴洛濮氢走廊规划建设工作方案》	构建氢气储运网络。重点依托“一轴带、五节点、三基地”，突出“就近消纳”原则，布局氢气储运网络，提高效率、降低成本。重点发展高压气态储氢和长管拖车运输，逐步开展更高压力的氢气长管拖车运输和液氢运输示范。	河南省人民政府办公厅	2022.9.06
市级及以下				
1	河北定州市氢能产业发展规划(2021-2023)	支持氢能源装备产业特色发展。加快推动液氢制备储存设备制造项目落地投产，加速液氢制备设备及液氢储罐制造，快速做大产业规模。	定州市	2021.7.23
2	苏州市加氢站安全管理暂行规定	明确加氢站主体责任落实要求，强调要建立具备相应履职能力的企业安全管理和技术专业团队:明确加氢站的安全运行要求，强调制度环节设计。	苏州市	2021.8.9
3	凉山彝族自治州“十四五氢能产业发展规划	加快引进具有高压供氢、加氢或液氢制备加注核心技术的企业，重点引进氢气压缩机、液氢泵、车载供氢系统加氢机及核心阀门等核心储氢装备及成套储氢设备等在凉山州的应用。	凉山彝族自治州经济和信息化局	2021.9.30
4	呼和浩特市人民政府关于推进氢能产业高质量发展的实施意见	到 2023 年，液气制备能力达到 30 吨/日，到 2025 年，液氢制备能力达到 60 吨/日。	呼和浩特市工信局	2021.11.5
5	深圳市氢能产业发展规划(2021-2025年)	围绕金属储氢、液化储氢工艺流程及液氢储罐、有机液态化合物储氢天然气管道掺氢等重点领域，组织开展标准制订氢能标准体系。	深圳市发改委	2021.12.17
6	关于支持氢能产业发	对从事高压氢气，液氢制备、固态储氢等的企业实施技术改造新增的设备，按照设备	潍坊市	2021.12.23

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

	展的若干政策	购置款的 10%给予补贴单个项目补贴最高不超过 1000 万元。		
7	兰州新区“十四五能源发展规划	谋划制气、氢存储、氢运输、加氢站氢燃料申池“五位一体”的氢能产业，积极推动氢气提纯、液化、液氢储存、运输装置及配套设施建设。	兰州新区管委会办公室	2022.1.12
8	乌海市“十四五”应对气候变化规划	积极稳步推进现代能源经济示范城市和氢经济示范城市建设，建成国内首座民用液氢工厂和首条氢基熔融还原高纯生铁生产线，氢经济示范城市建设成功破题。	乌海市	2022.1.12
9	2022 年常熟市氢燃料电池产业发展工作要点	重点聚焦氢燃料电池产业关键零部件、电堆集成和储运氢基础装备领域，深化产业发展特色，补齐产业融合短板，力争在双极板镀膜和密封技术、 $7 \times 10^7$ Pa 以上新型高压储氢装备、低温液态储氢装备、站用成套装备、加氢阀件、氢气检测设备细分领域取得重大突破	常熟市	2022.3.29
10	广州市战略性新兴产业发展“十四五”规划	瞄准氢能产业链中核心技术、高附加值或缺失环节进行产业链完善布局，建设氢燃料电池生产基地和液氢储罐生产基地。	广州市	2022.4.8
11	攀枝花《关于支持氢能产业高质量发展的若干政策措施(征求意见稿)》	支持氢能储运产业发展。对专门从事高压氢气、固态储氢、液态制氢储氢的企业开展技术改造的，根据审核的设备(软件)实际投资额，按最高不超过投资额的 10%给予企业最高 200 万元的一次性补贴。按照年度累计氢气实际承运量，给予专门从事氢气运输企业 1.5 元/kg、按照 3 年补贴，3 年累计最高 150 万元运营补贴(每年 20%退坡执行)	攀枝花市发改委	2022.5.30
12	广州市工业和信息化发展“十四五”规划	加快突破电解水制氢技术、光化学制氢技术，推进氢气提纯、液态储氢等技术和产业化，积极布局生物质制氢技术，重点发展氢气制造设备、站用高压储氢罐、高压氢气加注设备，开展氢燃料电池关键技术攻关，有序推进加氢站等基础设施建设。	广州市	2022.6.2

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

13	阜阳市氢能产业发展规划(2021-2035年, 征求意见稿)	基本建成辐射服务安徽省的氢源基地。气氢年供应能力突破 2000 万 m <sup>3</sup> 、液氢 1000 吨, 打造长三角区域最大的氢源供应基地。初步建成较为完善的氢能基础设施体系。在全市建成投入运营 4 座加氢站, 基本实现全市重点区域覆盖。建设一批氢能重点应用示范项目。	阜阳市发改委	2022.6.15
14	商丘市“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划	加大氢能制备、储存、运输技术研发力度, 提高永城煤炭、化工企业工业副产氢纯化水平。树立可再生能源电解水制氢示范效应, 积极开展宁陵县 750 万方风能等清洁能源制氢项目, 促进氢能生产规模化发展。鼓励研究高压储氢罐、车载供氢系统等技术, 拓展气氢、液氢等输氢能力, 降低用能成本。结合市域内国省干道沿线加油、加气站改造, 加快储氢基础设施和加氢站建设, 增强氢能供应能力, 满足新能源汽车、重卡商用车大规模营运需求。积极探索融合火电、生物质、风电、光伏发电等综合能源制氢技术, 结合发电机组捕集的二氧化碳, 合成甲烷、甲醇等绿色燃料和化工用品。	商丘市	2022.7.24
15	吕梁市氢能产业中长期发展规划(2022—2035)	中期(2026—2030)建成液氢储运示范点 5 家以上。远期(2031—2035)形成管道运输、长管拖车、液氢储运协同互补的氢气运输体系。	吕梁市	2022.6.16
16	济南市“十四五”绿色低碳循环发展规划	统筹推进制、储(运)、加、用氢能全链条发展, 实施“氢进万家”科技示范工程建设, 加快氢能在交通、工业等多领域全场景示范推广应用。开展氢能储能研究和示范应用。	济南市	2022.6.21
17	酒泉市氢能产业安全管理暂行办法(试行)	按照《安全生产法》、《危险化学品安全管理条例》、《危险化学品建设项目安全监督管理办法》、《酒泉市氢能产业发展实施方案(2022-2025年)》, 特制定本酒泉市氢能产业	酒泉市应急管理局	2022.7.7

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

		安全管理办法		
18	濮阳市促进氢能产业发展扶持办法	加强氢能储运支持。对新建高压气态、低温液态、无毒有机液体及固态等储运氢项目的，给予设备(含软件)实际投资总额 10%的补贴，单个项目补贴最高不超过 600 万元。	濮阳市	2022.7.13
19	惠州市能源发展“十四五”规划	推动氢能储运示范应用。支持开展 30 兆帕及以上高压气态氢、液氢和管道输氢等氢能储运技术示范，实现特殊场合高安全、高效、高密度固态存储和运输。谋划建设加氢站，探索建立加氢站现场制氢、储氢、加注一体化应用模式。	惠州市	2022.7.17
20	深圳市氢能产业创新发展行动计划 2022-2025 年(征求意见稿)	结合实际情况，并行发展气氢拖车、液氢槽车、氢气管道、船运等多元化氢气运输方式，提高氢气输运能力。到 2025 年，基本建成安全、高效、低成本的氢气综合输运网络。	深圳市发改委	2022.7.18
21	珠海市氢能产业发展规划(2022-2035 年)	开展压缩气态氢、液氢、固态储氢等储运技术路径试点示范，探索构建多元化、规模化、低成本的氢能储运体系。发挥属地能源企业氢气储运经验优势，重点开展 30 兆帕及以上压缩氢气长管拖车、固态储氢、液氢储运、区域内管道输氢等示范应用，建设氢能运输走廊；探索在码头建设氢能集散中心，通过船运、管道等方式实现接收/出口氢气。	珠海市发改局	2022.7.19
22	成都制造“1+7”政策体系(征求意见稿)	绿色氢能：重点发展电解水制氢、高密度氢储运、高效加氢、燃料电池及电堆、关键材料及核心零部件以及储氢罐、加氢设备等，营造新场景，开展示范推广，加快构建氢能“制备-存储-运输-加注-应用”全产业链高端装备研发制造集群。	成都市经济和信息化局	2022.7
23	淄博市氢能产业发展	中远期按照低压到高压、气态到多相态(低温液态、固态、有机氢载体等)的方向逐步	淄博市	2022.8.24

中国氢液化、储运技术及应用发展研究报告（2023）

	<p>中长期规划(2022-2030年)</p>	<p>提升氢气的储存运输能力，实现液氢储运的商业化，探索推进高效、智能氢气输送管网的建设运营。</p> <p>重点突破 <math>7 \times 10^7</math> Pa 及以上高压气态存储技术、大规模氢液化与高效液氢储运技术和高效固态储运技术，开展车载复合材料高压储氢气瓶技术、氢膨胀机、高质量储氢量的可逆储氢材料及批量制备工艺技术、固态储氢系统技术攻关。发展氢气压缩机、液氢泵、氢气液化装置、车载供氢系统、加氢机、核心阀门等核心储氢装备及成套储氢设备。研发高活性、高稳定性和低成本的加氢-脱氢催化剂，突破中低压纯氢、液氢、有机液态氢化合物高压长管拖车技术和管道中长距离输送技术，降低氢燃料电池产业发展用氢成本。</p> <p>推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式。</p>		
<p>24</p>	<p>广州市氢能基础设施发展规划(2021-2030年)</p>	<p>鼓励企业进行大胆的尝试，研发并建设更加先进的制氢、超高压储氢、液态储氢、固态储氢、有机质储氢等多种形式储氢、加氢技术及项目。</p>	<p>广州市发改委</p>	<p>2022.9.21</p>



在这些政策中，国家发改委于 2022 年 3 月发布的《氢能产业发展中长期规划(2021-2035 年)》，为我国氢能发展提供政策支持和顶层设计。

鉴于液氢在国民生产经济中的重要用途，以及美国对中国在该领域的禁运与围堵，中国企业和科研院所更应自强自立、自主开发，并在全球范围内寻找可以利用和团结的资源。《中国能源报》建议大规模发展民用液氢生产和储运技术，提供政策支持：

1、把规模液氢生产和储运技术列入国家战略和科技部重点专项，鼓励国内高校科研院所和企业开展相关领域的技术开发与产业化；

2、积极支持规模液氢工厂示范项目建设，大力支持规模液氢生产、储运技术的军民融合与成果转化应用；

3、鼓励企业先行先试，推动民用液氢生产、储运装备企业标准的制订、实施并逐步上升到国家标准，增强民用液氢市场发展；

4、对进入中国市场的美国或其它国家的液氢设备企业，作为监管部门的国家市场管理总局，应组织行业专家对其进行深入考察、技术审查和监管，以学习借鉴其先进技术经验，提升我国液氢设备技术水平。

部分建议已经得到响应，如科技部在 2020 年“可再生能源与氢能技术”重点研发专项指南中提出，研制液化能力 $\geq 5$  吨/天且氢气液化能耗 $\leq 13$  kWh/kgLH<sub>2</sub> 的单套装备，对标国外主流大型氢液化装置性能。民用液氢标准也在密集制定中，国际合作也正持续进行中。

值得注意，中国双碳计划正在为液氢行业发展带来前所未有的机遇，我国液氢市场将在国际上占有重要地位。同时中国已具有液氢应用的基本技术、研发、产业化、安全监管体系，工程示范项目正在有序开展。基于中国技术研发和装备制造条件，已经具备大型氢液化装备开发和运行的能力，中国液氢装备行业将发展为世界氢能行业重要力量，并为全球能源低碳化做出贡献。

## 5 氢液化、储运技术的发展

### 5.1 基本原理

#### 5.1.1 氢液化与储运系统的工作原理

##### 5.1.1.1 氢气液化原理

氢的临界温度和转化温度低，气化潜热较小，是一种较难液化的气体。氢液化的理论最小功在所有气体中最高。未经正仲氢催化转化得到的液氢，在贮存时自发进行正仲氢的转化，所释放的转化热会使液氢大量蒸发而损失。因此，在液化过程中合理地分布催化剂温度级，进行正仲氢催化转化，对液氢生产和贮存十分重要。同时，氢是一种易燃易爆的气体；在液氢温度下，除氢以外所有杂质气体均已冻结，可能阻塞液化系统通道。因此，对原料氢必须进行严格纯化。

在组织氢液化循环时，应考虑上述氢的性质和液化特点。氢液化循环一般可分为三种类型，节流液化循环、带膨胀机的液化循环和氦制冷的液化循环，同时近几年出现了以一体化氢液化流程和可再生能源综合利用的氢液化循环为代表的一系列大规模氢液化新技术。

##### (1) 节流氢液化循环

氢的转化温度约为 204 K，温度低于 80 K 进行节流才有较明显的制冷效应。因此采用节流液化循环对氢进行液化时，需借助外部冷源预冷，一般采用液氮预冷。

图 5-1 为氢的一次节流液化循环流程图。压缩后的氢气经换热器I、液氮槽□、主换热器□冷却，节流后进入液氢槽□；未液化的低压氢气返流复热后回压缩机。

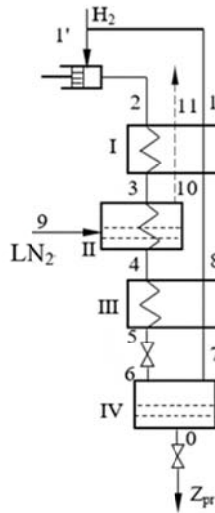


图 5-1 氢的一次节流液化循环

当生产液态仲氢时，若正常氢在液氢槽中一次催化转化，则必须考虑释放的转化热引起液化量的减少。一次节流氢液化循环简单可靠，但效率低，一般只用于小型设备。

## (2) 带膨胀机的氢液化循环

如图 5-2 所示，压缩后的氢气在换热器 I、液氮槽 II 中冷却后分成两路，一路进入膨胀机 E，膨胀后与低压返流气汇合后复热回压缩机；另一路经换热器 III 和 IV 进一步冷却并节流后进入液氢槽 V，未液化的气体返流经各换热器复热后回压缩机。

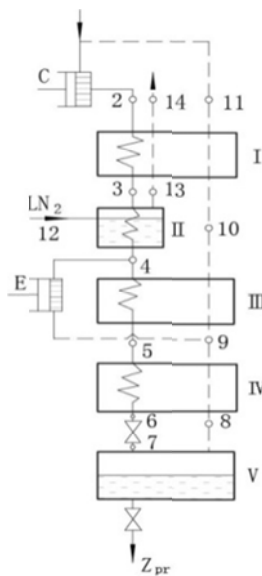


图 5-2 有液氮预冷的克劳特氢液化循环流程

膨胀机进气量由换热器正常工作条件所确定，由于氢的比热随温度和压力的变化比较剧烈，因此必须对换热器的温度工况进行校核。

### (3) 用氦制冷设备提供冷量的氢液化循环

这类循环是用氦作为制冷工质，在带膨胀机的氦制冷循环或斯特林循环的制冷机中获得氢冷凝的温区，再通过表面换热使氢液化。

图 5-3 是带膨胀机的氦制冷氢液化循环流程图及特性曲线。压缩到 $(1 \sim 2) \times 10^6$  Pa 的氢气经换热器 I、液氮槽 II 及换热器 III 冷却后，在膨胀机 E 中膨胀降至能使氢冷凝的温度，然后经冷凝器 VII、换热器 III 和 I 复热后返回氦压缩机。原料氢通过换热器 IV、液氮槽 V、换热器 VI 冷却后在冷凝器 VII 中被氦气冷凝，并节流进入液氢槽 VIII，未液化的氢气复热后返回氦压缩机。

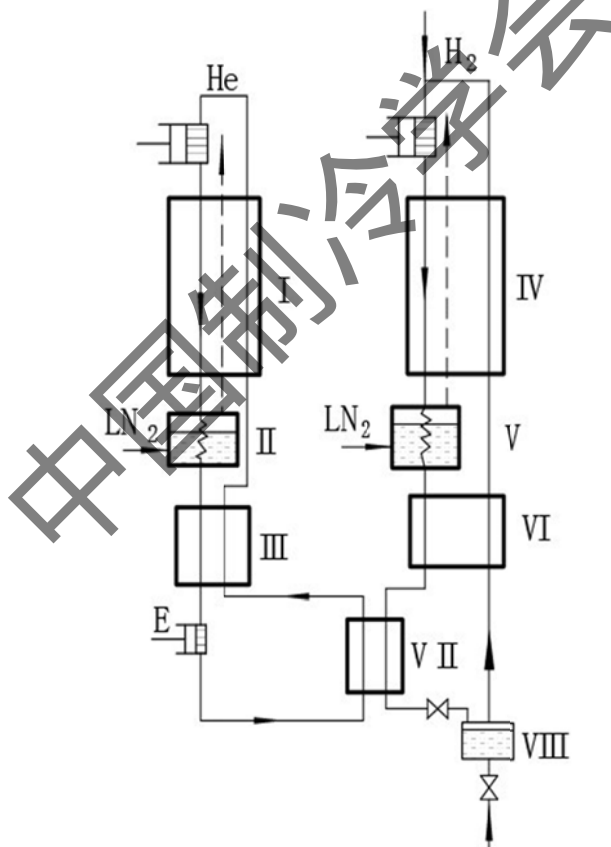


图 5-3 氦制冷氢液化循环流程图

### (4) 正仲氢催化转化与换热一体化氢液化循环

现在运行的大部分氢液化装置存在能耗高( $>13$  kW·h/kg/LH<sub>2</sub>)和规模小(一般为 5-30 吨每天)的问题，限制了液氢的生产以及氢能的广泛使用。随着大规模

氢液化流程的研究发展，一种正仲氢转化催化与换热一体化的氢液化新流程被提出并引起关注。该类流程省去传统氢液化装置的正仲转化反应器，直接在低温换热器的高压氢气流道内填充催化剂颗粒，使高压氢气在换热冷却的同时加速完成连续的正仲转化催化反应。目前国外已经有该一体化技术的应用案例，典型的正仲催化转化与换热一体化氢液化流程见图 5-4，预冷后的高压氢气从液氮温区开始，采用填充催化剂颗粒的换热器进行逐级冷却和连续正仲转化反应，从而获得仲氢浓度在 95% 以上的液氢。

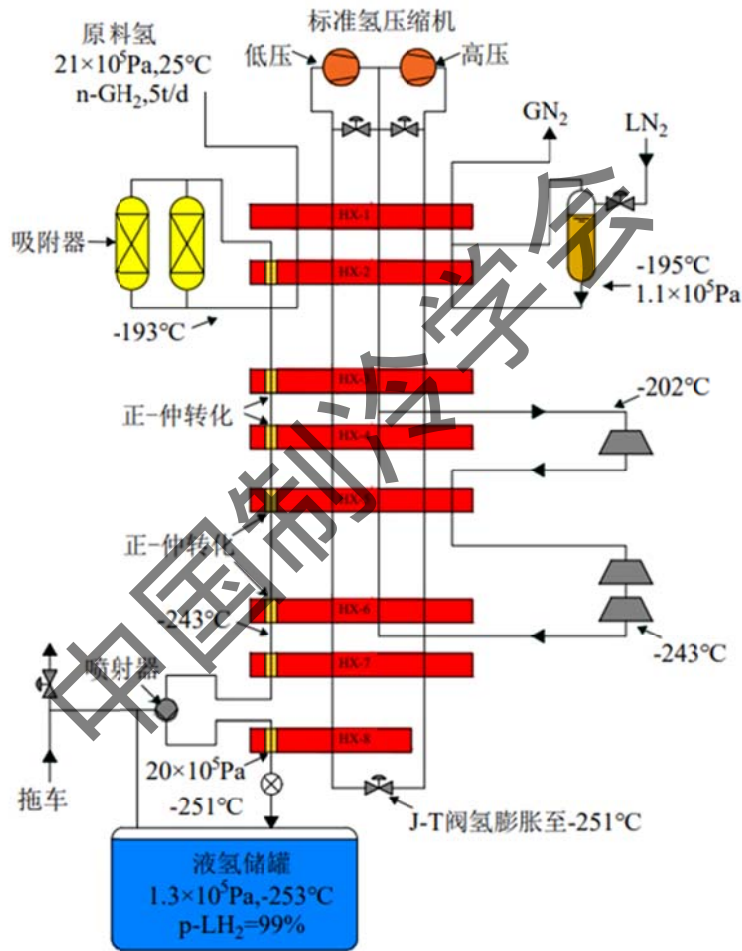


图 5-4 正仲催化转化与换热一体化氢液化流程

### 5.1.1.2 液氢储运系统的工作原理

液氢在储运过程中部分液氢会不可避免地汽化为气态，导致液氢的蒸发有多种影响因素，包括氢的正仲转化、漏热、热分层、晃动以及闪蒸等。液氢的汽化会导致低温冷量的损失和为避免压力积聚而释放蒸发气体所造成的氢气损

失，因此解决液氢的损耗问题是液氢储运技术发展的关键。

液氢的储运需要使用具有良好绝热性能的低温液体存储容器，也称液氢储罐。低温绝热技术是实现低温液体储存的核心技术手段，按照是否有外界主动提供能量可分为被动绝热和主动绝热两大方式。

### (1) 被动绝热技术

被动绝热技术不依靠外界能量输入来实现热量的转移，而是通过物理结构设计，来减少热量的漏入而减少冷损。常用于液氢储罐的被动绝热方式是真空多层绝热，采用多层反射屏，在高真空绝热的基础上，减少辐射传热，实现高效绝热，其绝热性能能够达到  $10^{-6}\sim 10^{-4}$  W/m·K。

对于常规多层绝热的研究表明，在高温侧辐射热流占主导，而在低温侧辐射屏之间的固体导热热流显著增加，因此提出 VD-MLI(变密度多层绝热)结构，认为可在辐射热流占主导的高温侧使用较大的层密度来减少辐射换热，而在低温侧使用较小的层密度来减少固体材料导热，来优化多层绝热材料的整体性能。相关研究表明，在低温推进剂长期在轨储存方面，采用 VD-MLI 技术与传统的多层绝热相比，推进剂蒸发量减少近 60%，而绝热材料质量减少近 40%。对于地面高压环境中，若低温液体贮箱表面直接安装多层绝热材料，贮箱表面的低温会造成多层绝热内部空气结冰，而且在非真空环境下多层绝热内部各层之间还存在对流换热，此时提出了泡沫塑料与多层绝热相结合的复合多层绝热技术 (SOFI/VD-MLI)，其结构如图 5-5 所示。

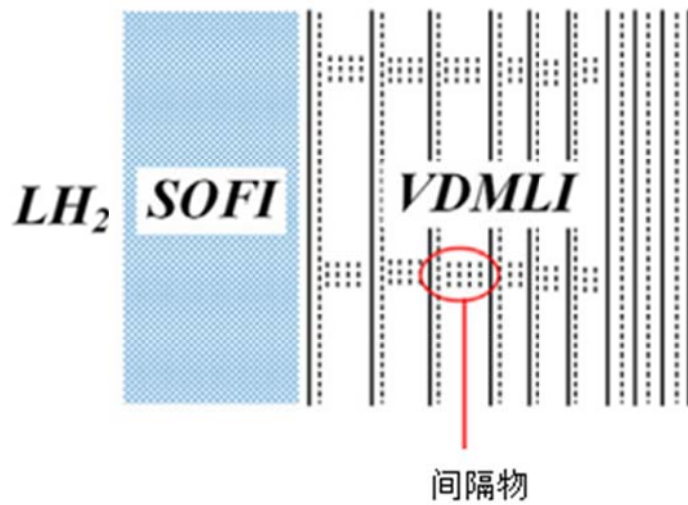


图 5-5 复合多层绝热结构示意图

1959 年 Scott 提出了在多层绝热中嵌入蒸汽冷却屏的概念，蒸汽冷却屏由蒸汽冷却屏及缠绕在其表面的盘管组成，常用材料为铜、铝等金属材料。多层绝热材料+蒸汽冷却屏的液氢储罐如图 5-6 所示，其原理是通过在低温贮箱外缠绕盘管形成冷却屏，将低温贮箱中已蒸发的气体通过盘管引导排出贮箱，使蒸汽流经包围贮箱的冷却屏，与盘管外隔热材料进行热交换后排出到外界环境中。由于低温贮箱内已蒸发的低温气体，相比于多层隔热材料温度环境来说依然温度较低，因此通过蒸汽冷却屏，可以吸收更多的热量，使已蒸发低温气体的冷量得到二次利用，从而间接的冷却了贮箱表面，达到了降低贮箱漏热率的目的。

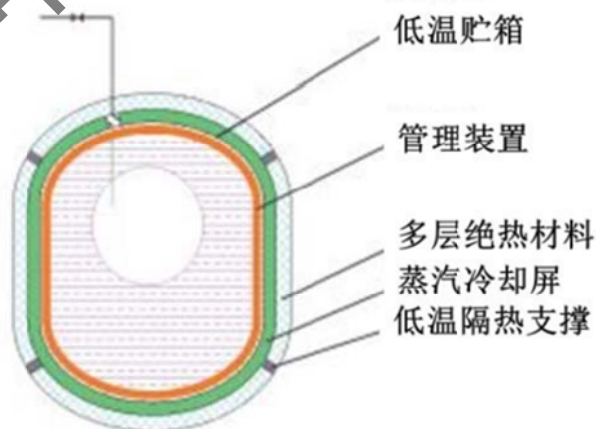


图 5-6 多层绝热材料+蒸汽冷却屏方案示意图

## (2) 主动绝热技术

主动绝热技术是通过以耗能为代价来主动实现热量转移，常见的手段是采用制冷机来主动提供冷量，与外界的漏热平衡，从而实现更高水平的绝热效果，主动技术常用在一些闪蒸气再液化流程中。图 5-7 为零蒸发储存技术试验装置图，在被动绝热基础上，通过制冷机主动耗能提供冷量来进行热量转移，实现低温液体零蒸发。零蒸发储存技术结合了被动绝热和主动绝热，可以实现更好的绝热效果，从而实现低温液体零蒸发储存，目前已实现在地面上液氧及液氢的零蒸发储存。

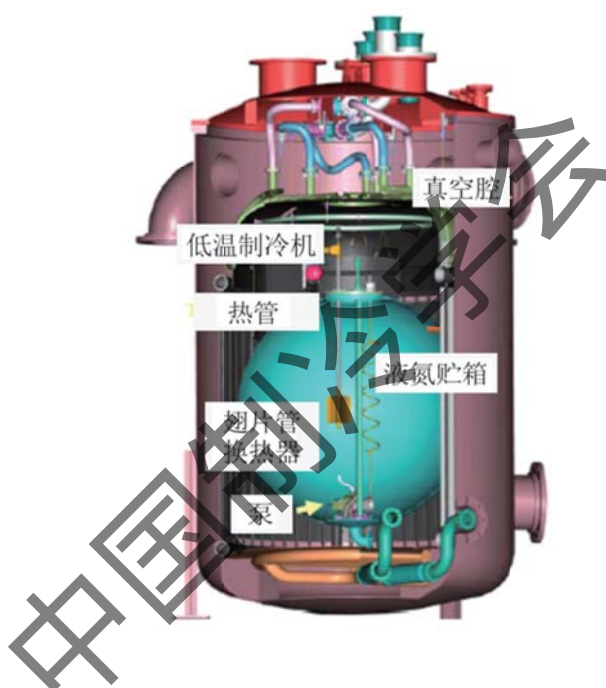


图 5-7 ZBO 存储技术试验装置图

## (3) 液氢储罐类型

液氢储罐类型一般可分为固定式和移动式两种类型。

固定式液氢储罐一般用于大容积的液氢存储，一般能够储存大于 330 m<sup>3</sup> 的液氢，常用的包括球形储罐和圆柱形储罐。球形储罐损耗率最低，并且球形结构机械强度高、应力分布均匀，但球形储罐加工难度大、造价高昂(图 5-8)，当前我国自行研制的大型固定式液氢储罐多为圆柱形液氢储罐。常用圆柱形液氢储罐结构如图 5-9 所示，主要由罐体及进液口、取样口、转注口、外接气源口、自增压器及压力、液位测试装置等组成。





图 5-8 球形液氢储罐

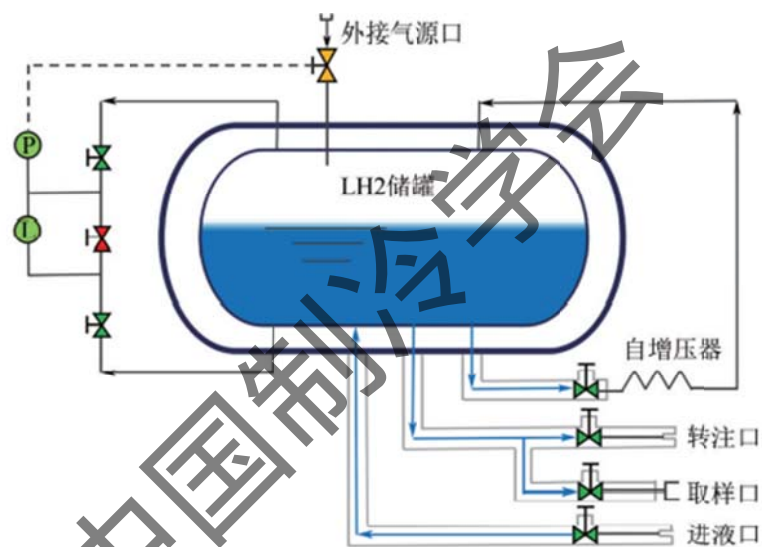


图 5-9 圆柱形液氢储罐结构示意图

由于移动式运输工具的尺寸限制，移动式液氢储罐常采用卧式圆柱形，通常公路运输的液氢储罐最大宽度限制为 2.55 m（强制性国家标准 GB 1589 规定为 2.55m）。移动液氢储罐的容积越大，蒸发率越低，其结构、功能与固定式液氢储罐并无明显差别，但移动式液氢储罐需要具有一定的抗冲击强度，能够满足运输过程中的加速度要求。

罐式集装箱式液氢储罐与液化天然气罐式集装箱类似，罐式集装箱可实现从液氢工厂到液氢用户的直接储供，减少了液氢转注过程的蒸发损失，且运输方式灵活，既能采用陆运，也可进行海运，是一种应用前景较好的液氢存储方式。

#### (4) 液氢的运输

液氢适合大规模、长距离的运输，常见的液氢运输方式有陆运、海运和管道运输。

液氢的陆运为公路或铁路运输，采用的运输工具为液氢槽车，液氢公路或铁路槽车一般装载圆柱形液氢储罐，根据 GB1589 外廓尺寸限制要求及 TSG R0005 规定，常规公路运输真空绝热罐体内容及不得大于  $52.6 \text{ m}^3$ ，铁路运输的特殊大容量液氢储罐容积最高可达到  $200 \text{ m}^3$ 。

专用的海运液氢驳船装载有较大容量的液氢储罐，运载能力大、能耗低，适合于远距离液氢运输。用于船运的液氢储罐最大容积可达到  $1000 \text{ m}^3$ ，且无需经过人口密集区域，相较于陆运更加经济且安全。

由于液氢温度极低，对液氢输送管路的低温性能和绝热性能要求较高，不适用于远距离输送( $<2 \text{ km}$ )，管道输送一般用于航天发射场或航天发动机试验场内的液氢输送。管道输送可有效降低氢气运输成本，但是前期投资大，建设难度高，适合点对点，大规模的运输。图 5-10 所示为航天发动机试验场内液氢输送管道的工作原理图，液氢由液氢储罐向试验容器加注时，首先打开 K2 阀门，然后打开 K1，加注完成后，关闭 K2，K1 保持打开状态。

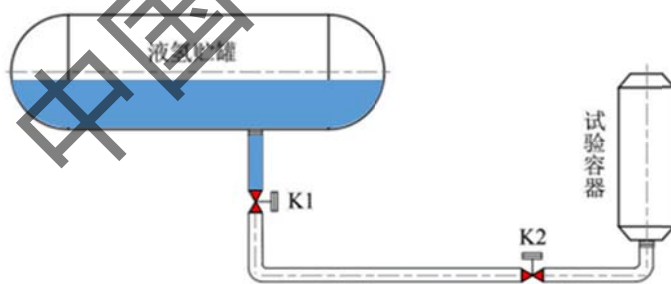


图 5-10 液氢输送管道工作原理图

#### 5.1.2 关键技术与主要指标

氢液化循环和空气等气体液化循环一样，也是由一系列热力过程组成，使气态工质冷却到所需的低温，以获得液氢。按制冷基本方式，氢液化循环可分为三种基本循环：J-T 节流液化循环、氢膨胀制冷液化循环和氦膨胀制冷氢液化循环。实现氢液化循环的关键技术主要包括：氢液化流程与系统集成调控技术、氢气/氢气压缩机技术、低温板翅式换热器技术、气体轴承透平膨胀机技术、正

仲氢催化转化技术、低温调节阀技术、气体纯化技术等。在这些关键技术中，相比大型氢液化装置，动力机械(透平膨胀机、压缩机)的设计、制造，正仲氢转换装置的设计是占有较为重要的位置。以氢气透平膨胀机为例，叶轮线速度应接近膨胀气体的声速。当氢气压力为  $2 \times 10^6$  Pa，入口氢气温度为 30 K 时，其声速约为 569 m/s。声速的提高增加了转子的应力，提高了设计难度，对于氢气透平压缩机的问题类似。由于氢气的粘度低，密度小，高速气体轴承的刚度、承载力下降，氢气体轴承的加工与设计具有一定的挑战性。

对于氢液化技术独有的正仲氢转化技术，目前国际上流行的主流转换技术为连续转化，分段布置在液氮至液氢温度之间，其催化剂置于换热器通道内，由于正仲氢催化转化热引起的能耗最小。

衡量氢液化系统整体性能的主要技术指标为制冷循环的相对循环效率或单位液氢的能耗。目前在运行的氢液化装置的相对循环效率在 20%~30% 之间，单位能耗约为 10~15 kWh/kgLH<sub>2</sub>，其中液氮预冷的能耗 4.5~4.8 kWh/kgLH<sub>2</sub>，但不包含压缩机组的冷水机组的能耗。其中德国氢液化装置 Ingolstadt，氢液化流程采用改进的液氮预冷型克劳德循环，单位能耗为 13.6 kWh/kgLH<sub>2</sub>，德国规模最大的氢液化系统 Leuna 的单位能耗为 11.9 kWh/kgLH<sub>2</sub>。也有概念性设计创新流程的循环效率高于 30%，单位能耗小于 10 kWh/kgLH<sub>2</sub>。规模越大的氢液化系统，透平膨胀机效率越高，30 吨/天的氢液化总效率一般为 38%，大型化设计可提高至 40% 以上。

经过对氢气压缩机与膨胀机的开发、建造和运营成本综合对比，使用氢气循环的克劳德循环最为经济。国际上大规模低成本氢液化系统开展也取得了一定的进展，例如日本的 WE-NET(World Energy Network)，欧洲 IDEALHY(Integrated Design for Efficient Advanced Liquefaction of Hydrogen)。日本超大型氢液化系统 WE-NET，设计了 300 吨/天液化生产装置为 8.5 kWh/kgLH<sub>2</sub>。IDEALHY 项目针对建立液化量为 50 吨/天的氢液化系统，单位能耗最终优化为 6.4 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

目前能够提供商业化氢液化装置的公司主要是普莱克斯、林德、法液空等。普莱克斯大型装置多采用克劳德循环的氢制冷方式，单位能耗相对较低，约为 12.5~15 kWh/kgLH<sub>2</sub>。法液空中小型装置采用氮制冷氢液化流程，单位能耗约为

17.5 kWh/kgLH<sub>2</sub>。对于未来的氢液化装置，林德公司(Linde)期望最终的 10 吨/天的氢液化站单位能耗能降低到 10 kWh/kgLH<sub>2</sub>，50 吨/天的可以降低到 9 kWh/kgLH<sub>2</sub>，法液空的最终目标是将氢液化站的单位能耗降低到 9 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

氢气液化流程设计相对于其他气体的液化分离主要有以下特点：

根据气体液化焦耳-汤姆逊节流等基本理论，气体温度须低于转化温度时，节流才能产生制冷效应。氢的最高转化温度约为 204 K(-69.15 °C)，温度低于 80 K(-193.15 °C)时进行节流才有明显的制冷效应。常压下氢气的液化温度为 20.268 K(-252.8 °C)，熔点 14.025 K(-259.125 °C)。氢的汽化潜热小(460.5 kJ/kg @ 20 K)，氢液化的理论最小功为 12019 kJ/kg，在所有气体中是最高的。

氢气转化温度很低，只有将氢气预冷到转化温度以下，采用节流制冷方法，才可能使氢气液化。氢的液化还有一个特别之处，需要考虑正仲氢两种状态的问题。氢分子由双原子构成，根据两个氢原子核自旋方向，分为正氢(O-H<sub>2</sub>)和仲氢(P-H<sub>2</sub>)两种。原子核自旋方向相同的是正氢，自旋方向相反的为仲氢，正仲态的平衡组成与温度有关，室温下平衡氢(也称正常氢或标准氢(N-H<sub>2</sub>))是 75% 正氢和 25%仲氢组成的混合物。高于室温时，正仲氢的平衡组成不变。低于常温时，正、仲态的平衡组成则随温度变化。温度越低，仲氢的浓度越高，在液氢的标准沸点时仲氢含量达到 99.8%。

如果氢在液化过程中如不进行正仲态的催化转化，则生产出来的液氢是正常氢。液态正常氢会自动地发生正仲态转化，最终达到相应温度下的平衡氢。由于正仲氢的转化是一个放热的过程，开始的 24 小时里，液氢大约要蒸发损失 18%，100 小时后损失将超过 40%。可见，须制取不易蒸发损失的液态的平衡氢。也可以在氢的液化过程中，使用催化剂，就可以直接制取液态的平衡氢(基本上是仲氢)。氢的正仲态转化会放出热量，取决于反应的温度和使用的催化剂。所处的温度级不同，所放热量不同；使用的催化剂不同，则转化的效率不同。

在氢液化的三种基本液化循环中，又衍生出多种不同的液化循环，常见的有带预冷的林德-汉普逊(Linde-Hampson)循环、预冷型克劳德(Claude)循环和氦制冷的氢液化循环。每一种流程具有不同特点，其中林德-汉普逊循环能耗高、效率低，不适合大规模应用。克劳德循环综合考虑各关键设备性能和运行经济性，适用于大规模氢液化装置，特别是液化量在 3 吨/天以上的氢液化系统。氢

制冷的氢液化装置，由于国际及国内氦制冷机的发展，采用氢氦间壁式换热，安全性更高，但由于传热温差带来的不可逆性，整机效率低于克劳德循环，主要用于 3 吨/天以下的装置。在实际氢液化工程应用中，需要根据制造难度、设备投资以及系统的大小进行氢液化循环流程方案的合理选择。

评价氢液化装置性能的主要技术指标有单位能耗、性能系数、循环效率、液化率等。

单位能耗  $w_0$  表示获得 1kg 液化气体需要消耗的功。根据理论最小功推算的氢液化单位能耗约为 2.89 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

性能系数：定义为液化气体复热时的单位制冷量与所消耗单位功之比。

循环效率：低温技术中通常采用循环效率来衡量实际循环的不可逆性，又称热力完善度。定义为实际循环的性能系数与理论循环的性能系数之比，也是理想循环所需的最小功  $w_i$  与实际循环液化功  $w$  的比值。

循环效率  $FOM$ ：

$$FOM = \frac{\dot{w}_i}{\dot{w}} = \frac{\dot{w}_i / \dot{m}_f}{\dot{w} / \dot{m}_f} \quad (5-1)$$

液化率  $y$ ：定义为被液化部分的气体质量与循环总质量流量之比：

$$y = \dot{m}_f / \dot{m} \quad (5-2)$$

世界上正在服役的大型氢液化装置基本以改进型带液氮预冷的克劳德 (Claude) 循环为主。大型氢液化装置的基础均采用膨胀机预冷的氢液化循环。

为进一步改善克劳德循环的性能，出现了一些改进循环，例如双压克劳德循环，仅通过节流阀的气体被压缩到高压，经过膨胀机的循环气体仅压缩至中压，从而降低单位质量的液化功。目前拥有成熟的、商业化的氢液化工艺的企业主要包括法国液化空气、瑞士林德、英国 BOC、美国的 Praxair、Air Products 等大型跨国气体企业，拥有成熟的膨胀机、压缩机、冷箱，以及循环流程研发及生产制造产业链，在工业实践中积累了大量了工程经验，其中不乏经典的氢液化循环系统。

普莱克斯(Praxair)是北美第二大液氢供应商(空气制品公司 Air Products and Chemicals, Inc 为第一大供应商)，在美国有 5 座装置，氢液化能力为 18~30

吨/天，Praxair 大型氢液化装置的能耗为 12.5~15 kWh/kgLH<sub>2</sub>，其液化流程均为改进型的带预冷克劳德循环。

普莱克斯的大型氢液化装置采用克劳德循环，即由液氮预冷、氢透平膨胀机制冷。例如美国佛罗里达州产量为 50 吨/天的大型氢液化装置。目前世界上运行的大型氢液化装置基本上都是采用改进型带预冷的克劳德液化流程。Praxair 氢液化流程具有如下特点：液化路与预冷路一并压缩；预冷路为柯林斯循环；设置连续正仲氢催化转化。

氮制冷氢液化系统能耗较高，一般主要用于 3 吨/天以下的氢液化系统。氮制冷的氢液化系统由氮系统与氢系统两部分组成，采用氮作为制冷工质，在带膨胀机的氮制冷循环或斯特林循环的制冷机中获得氢冷凝的温度，通过氢氮换热器获得液氢。基本流程如为：氮气被压缩后，经液氮预冷，换热器逐级冷却，然后经过膨胀机膨胀获得低温，达到比氢沸点更低的温度(但高于熔点)。氢系统中，原料氢气经液氮预冷后，在氢氮热交换器内被冷氮气降温，得到液氢。

氢液化发展方向是降低功耗，可以通过设计高效新型氢液化流程和提高压缩机、膨胀机和换热器等主要部件的效率来实现。氢气直接膨胀的双压克劳德循环具有较低的单位能耗，单位能耗大概 11.7~14 kWh/kgLH<sub>2</sub>。如图 5-11 所示，现在运行的大型氢液化流程的能耗一般在 13~15 kWh/kgLH<sub>2</sub>，理论上未来单位氢液液化能耗指标有望达到 4.41 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

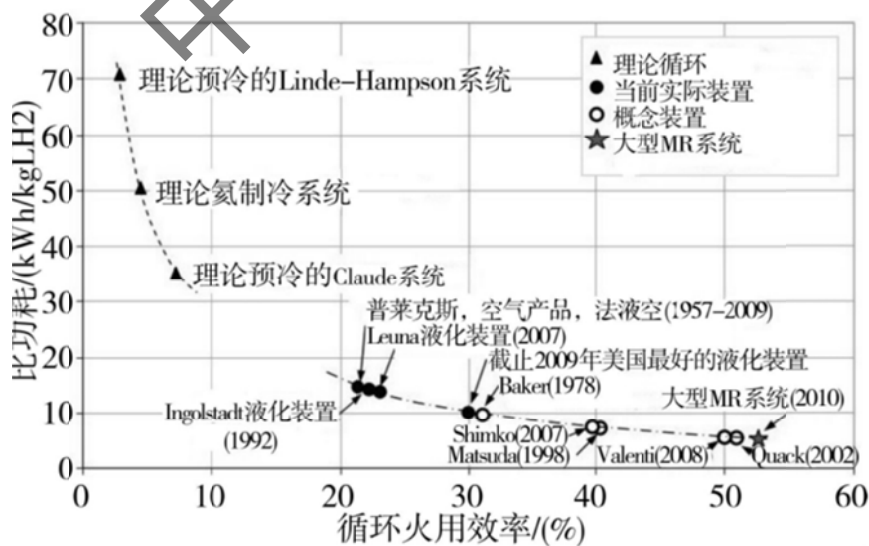


图 5-11 不同氢液化循环的能耗对比

表 5-1 不同规模的氢液化装置采用的氢液化循环

氢液化规模	液化率	制冷循环
小型	< 100 L/h	J-T 节流 预冷林德-汉普逊循环
中型	100~1500 L/h	氢膨胀制冷氢液化 氢膨胀克劳德循环
大型	≥ 3000 L/h(约 5 吨/天)	改进型氢膨胀克劳德循环

如表 5-1 所示，不同规模的氢液化装置采用的氢液化循环。在氢液化流程的发展中，混合工质预冷代替液氮预冷技术受到关注。液氮预冷时会出现较大的换热温差；氢膨胀或氢膨胀制冷时因小分子气体难以被压缩而导致较高的能耗；借鉴液化天然气技术，提出了混合工质多级预冷概念。

氢液化系统能耗、投资成本的降低依赖于流程的创新。目前运行的氢液化装置焓效率普遍较低，仅为 20%~30%。自 1998 年以来研究者提出了一些高效概念性氢液化流程效率为 40%~50%。其中 Valenti 提出的大型氢液化创新流程，焓效率为 50.2%；Quack 提出的氢液化流程，焓效率甚至达 52.6%。

Valenti 流程采用  $6 \times 10^6$  Pa 原料标准氢，制冷循环由 4 级氢逆布雷顿循环级联而成，末级膨胀采用氢膨胀机，避免了闪蒸并降低了熵增。Quack 流程的预冷级采用三级丙烷蒸气压缩制冷循环，蒸发温度分别为 273 K、247 K、217 K；制冷机为 He/Ne 逆布雷顿循环，He/Ne 混合工质中 Ne 的含量为 20%；末级膨胀采用氢膨胀机，产生的闪蒸气被低温压缩机压缩至  $8 \times 10^6$  Pa，然后在 He/Ne 循环的低温换热器中冷凝，最后经过节流而液化。

大型氢液化装置采用完全无人值守的全自动化运行模式，整个系统包括系统启动，都是全自动运行的，在正常运行过程中也不需要值班人员操作。操作人员只负责日常检查和检验。监控、报警和自动互锁功能将由控制系统控制。

氢液化装置的压缩机和冷箱通常分离安装，制冷机冷箱和压缩机附近分别安装本地控制机柜，由 PROFIBUS 总线连接。流程控制的硬件包括低温系统主

控制柜，油分离系统的次级机柜，以及冷箱的次级机柜。PLC 与低温系统的监控电脑相连。也能通过网络或者与控制电话线相连的调制解调器实现远程监控。

控制系统架构如图 5-12 所示：

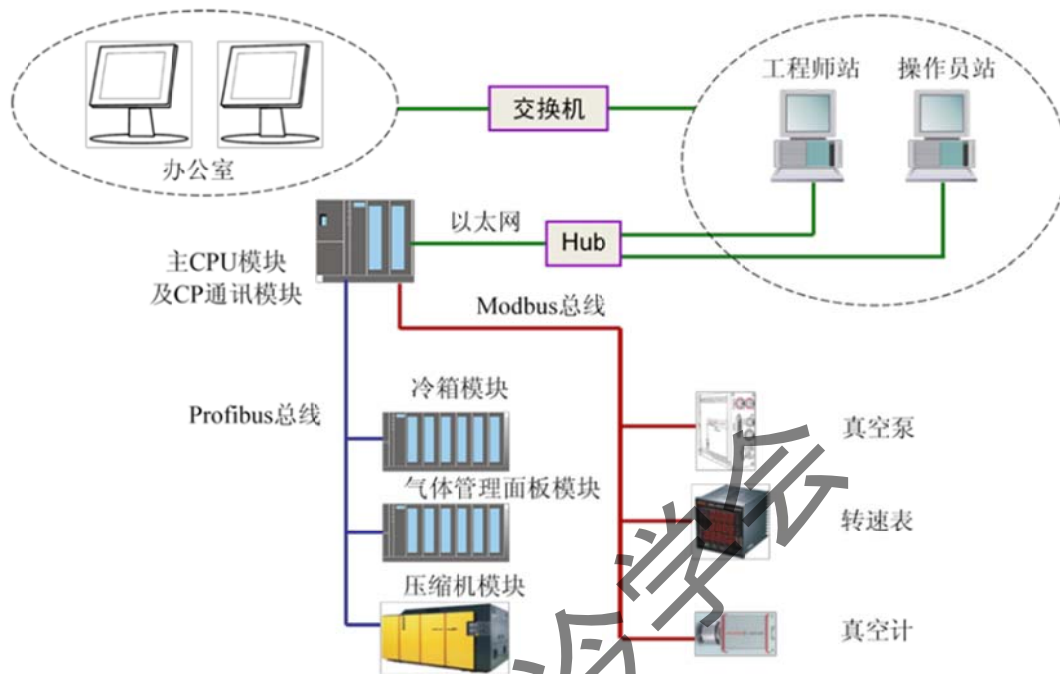


图 5-12 氢液化装置控制架构图

## 5.2 大型氢液化技术与装备

### 5.2.1 大型氢液化技术及发展

氢自 1898 年被液化后的半个世纪，由于市场需求量和技术原因，大部分工作停留在实验室应用阶段，技术发展缓慢，氢液化率在 4-20 L/h。规模化氢液化技术是 20 世纪中期随空间技术的发展而发展起来的。1952 年美国建立了 320 L/h 的中型氢液化装置。从 1956 年开始，相继建立了日产吨级的大型氢液化装置。1964 年美国建立了世界上最大的液氢工厂，液化能力为 60 吨/天。随着美国宇航工业的需要，1965 至 1970 年代液氢生产达到了历史最高水平，日产液氢约 220 吨。目前，在欧、美、日等地区和国家，液氢技术的发展已经相对成熟，液氢储运等环节已进入规模化应用阶段。



表 5-2 主要液氢工厂的分布

国家或地区	液氢产量/(吨/天)
美国	>326
加拿大	80
亚洲	>39.7
欧洲	24
北美	5

从表 5-2 中可以看出，在全球范围内北美的液氢产量占全球液氢产量的 80% 以上，远高于其他国家。近两年来，美国仍在加大液氢工厂的建设力度，美国普莱克斯公司(PRAX)将在德克萨斯 La Porte 建设第五座液氢工厂，产能大于 30 吨/天，计划于 2021 年投产；空气化工产品公司 2019 年在美国西部建造一个日产百吨级的液氢工厂，向位于加利福尼亚州的加氢站提供液氢；法国液空公司也于 2019 年初在美国开工建设液氢工厂，产能为 30 吨/天，预计于 2021 年投产。统计显示，2021 年美国的液氢产能将高于 500 吨/天。

我国由于液氢技术仍处于发展阶段，主要应用于航天领域，民用领域应用基本处于空白状态，仅在航天发射场、101 所等有几氢液化装置。

我国在发展航天事业初期，就将研制液氢系列推进剂提上日程，关键技术和关键设备靠自己开发研制。1961 年化学工业部承担了液氢工业开发任务，由大连化学工业公司结合液氢精馏制取重水的工艺开发，进行液氢研制工作，试验解决了液氢冷源、原料气吸附纯化等问题。1965 年化工部将吉林试剂厂水电解及氨水交换浓缩重水装置改建为液氢精馏制取重水装置。为我国解决液氢生产工业规模的低温工程探索经验，同时在西部地区又建设了以合成气为气源的液氢精馏提取重水及液氢的生产装置，1970 年 4 月开始试车。

液氢精馏制取重水及液氢生产技术是由大连光明化工研究所承担研究及中试，化工部第六设计院承担设计。初期采用的简单林德循环，在解决膨胀机设备后改为克劳特循环。

1960 年杭州制氧机厂与北京航空学院合作对设备专题开展流程分析计算工作。1961 年国家科委和一机部列入 100 L/h 液氢设备研制计划，在制造过程中解决了真空计算等关键技术问题。1966 年初安装在北京 101 站，进行了调试，

1969 年正式投产生产液氢。在氢气压力为  $1.3-1.5 \times 10^6$  Pa，氢液化率可达 25% (100 L/h)，生产液态仲氢(仲氢浓度大于 95%)时，液化率为每小时生产 70 L 液态仲氢。所生产的液氢基本上满足了我国第一代氢氧发动机研制试验的需要。1995 年以来 101 所从先后引进的 300 L/h 和 600 L/h 氢液化装置，采用氦制冷氢液化循环。

中科院理化所自从 2009 年以来，在中科院和国家重大科研装备研制项目支持下，先后研制成功 2000 W/20 K、10000 W/20 K 液氢温区制冷机，为规模化液氢装置奠定了基础。

2021 年 9 月，中国航天科技集团有限公司六院 101 所研制的我国首套自主知识产权的基于氦膨胀制冷循环的氢液化系调试成功，液氢仲氢含量 97.4%，设计液氢产量为 1.7 吨/天，实测满负荷工况产量为 2.5 吨/天。包括透平膨胀机、控制系统、压缩机、正仲氢转化器等核心设备在内的 90%以上的设备完全采用国产，额定工况透平膨胀机效率达 80%。在保障运载火箭燃料供给方面有重要的战略意义，为我国氢能产业氢的规模化储运提供了自主可控的技术和装备基础，具有里程碑式意义。

氢液化装置将进一步向大型化方向发展，系统控制水平不断提高，气体轴承透平膨胀机在氢液化系统中得到更多的应用。在双碳目标下，绿色清洁高效低成本的能源开发利用是未来经济社会发展的重要研究方向，其中氢能源具体重要的发展前景。氢能的发展对国家能源保障、应对气候变化、调整和优化能源结构均具有一定的支撑作用。作为大规模氢能储运手段之一的液氢技术和装备将进一步向大型化和高效率方向发展。液氢在常压下的密度为  $70.9 \text{ kg/m}^3$ ，相当于  $7 \times 10^7$  Pa 氢气密度的 1.8 倍。车载液氢瓶的存储密度可达到 6.67%。

主要的氢液化流程有节流液化(预冷型 Linde-Hampson 系统)、预冷型 Claude 系统和氦制冷的氢液化系统。其中节流循环效率低，不适用于大规模应用。Claude 适用于大规模氢液化装置，特别是是液化率大于 3 吨/天以上的系统。氦制冷的氢液化装置安全性更高，但是由于其存在氢氦换热温差，整机效率略低于 Claude 循环，更适用于 3 吨/天以下的装置。在实际应用中，根据实际情况、难度、设备投资以及系统的大小进行液化循环的合理选择。效率最高的预冷的 Claude 循环的理论流程的循环效率仍低于 10%，比功耗高于  $30 \text{ kWh/kgLH}_2$ 。目

前在运行的氢液化装置的相对循环效率在 20%-30%之间，比功耗约为 10-15 kWh/kgLH<sub>2</sub>，目前已经运行典型氢液化能耗为 12 kWh/kg。

法液空小型装置采用氮制冷氢液化流程，单位能耗约 17.5 kWh/kgLH<sub>2</sub>。对于未来的氢液化装置，林德公司(Linde)期望最终的 10 吨/天的氢液化站单位能耗降低到 10 kWh/kgLH<sub>2</sub>，50 吨/天型号的可以降低到 9 kWh/kgLH<sub>2</sub>；法液空的最终目标是将氢液化站的单位能耗降低到 9 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

为提高氢液化的经济性，大规模低成本氢液化装置已有所发展。具有典型代表性的研究项目有，日本 WorldEnergyNetwork(WE - NET)项目，欧洲 IDEALHY 项目等。

日本 WE - NET 项目目标定位于未来氢能的大规模运输及储存，发展大型氢液化装置(液化量 300 吨/天)的新流程。氢的正仲转化除在液氮温区采用等温转化外，其他各级在换热器通道内设置催化剂 Fe<sub>2</sub>(OH)<sub>3</sub>，完成近似连续转化过程。采用回收透平膨胀机功率减小系统耗功，提高循环效率。通过比较采用氢循环，氮循环，氦循环的低温透平冷却形式的循环单位能耗，氢循环进行冷却是最经济的方案，循环单位能耗为 8.5 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

欧洲 IDEALHY 项目的目标是通过设计与优化大幅降低系统的单位能耗，液化量为 50 吨/天的氢液化装置单位能耗达到 6.4 kWh/kgLH<sub>2</sub> 左右的目标。氢液化分为以下 5 个阶段：氢气压缩、氮氢膨胀机冷却到 279 K、混合制冷剂预冷到 130 K、采用逆布雷顿循环冷却到 26.8 K、继续氢气膨胀与液化。新流程与现有传统流程的主要差别在氢液化采用透平压缩和最终以氢膨胀代替节流阀液化。

### 5.2.2 大型氢液化系统的关键设备

大型氢液化装置的原料氢来源通常有：水电解、氨或甲醇的热-催化分解，烃的蒸汽重整等。为确保氢液化装置连续安全运行，原料氢气需要采用冷凝法或低温吸附法或变压吸附法等进行纯化，要求纯化后杂质的总含量不大于 1 ppmW。整个氢液化装置由压缩机、低温换热器及高真空冷箱、正仲氢催化转化器、透平膨胀机、液氢储槽等关键设备组成。下面对大型氢液化系统的关键设备详细介绍如下：

### 5.2.2.1 氢气压缩机

压缩机作为氢气液化系统的核心部件之一，对整个系统运行的可靠性起到决定性作用，对氢气压缩机的安全性和可靠性要求非常严苛。氢气压缩机组要求采用完全自动化控制，控制精度与控制方案十分精准。氢气使用需要重视有氢气介质的设备的安全加强安全管理、工艺管理和设备管理。常用氢气压缩机结构型式主要有隔膜式、活塞式、螺杆式与透平式，具体结构形式根据流量和压比范围进行选择。隔膜压缩机具有密封性好和气体纯度高的特点，依靠隔膜在气缸中作往复运动来压缩和输送气体，采用由液力驱动的金属隔膜，排气量仅有百立方米/小时，在氢液化系统的应用不多。其中活塞压缩机具有排量大和排气压力高的特点，在液氢工厂应用为主，需要注意活塞环不允许用类似聚四氟乙烯等非金属材料制造，因为聚四氟乙烯在运行中因摩擦会产生静电，导致氢气发生爆炸。

活塞式氢气压缩机具有压缩效率高、适应性强的特点。工作原理为：在电机驱动下，曲轴带动活塞连杆及活塞在气缸内往复运动，气体在活塞压缩后通过排气阀排出。通常活塞式氢气压缩机每运行 3~6 个月，就要切换备机，对压缩机进行维护或检修。其中重点检查气阀。根据氢液化循环，排气压力只涉及低压压缩机(排气压力为  $0.3\sim 1\times 10^6$  Pa)和中压压缩机(排气压力为  $1\sim 10\times 10^6$  Pa)。

离心压缩机利用气体由于受旋转所产生的离心力的作用和扩压器内的气体流动提高压力，在超大流量的氢气压缩具有重要应用前景。

在活塞式和离心式氢气压缩机中，不同于常规空压机的关键技术在于采用干气密封技术，干气密封技术是一种新型的非接触式轴封。其结构与普通机械密封类似。但重要区别在于，干气密封其中的一个密封环上面加工有均匀分布的浅槽。运转时进入浅槽中的气体受到压缩，在密封环之间形成局部的高压区，使密封面开启，从而能在非接触状态下运行实现密封。

干气密封技术使用气封液或气封气思路替代喷油式螺杆压缩机液封气或液封液，具有泄漏量小，寿命长，维护费用低，密封驱动功率消耗小等优点，更适用于高速高压差下的大型离心压缩机的轴封。

对于采用“氨制冷-氢液化流程”的大型氢液化系统，氢气喷油式螺杆压缩机是主要的应用形式。螺杆压缩机是 1934 年瑞典 SRM 公司(Ljungtomturbinen)进

行有关气体透平研究而设计的螺旋式压缩机基础上加以改进完成的。属于容积型回转式压缩机，利用旋转的两个转子的啮合移动被吸入的气体，同时减小容积，压力升高。转子与机壳之间有小的间隙，这种作用具有互不接触的特征。两转子在机壳的两端用轴承支撑。轴承和工作腔之间有挡油环和轴封装置。两转子能以一定小的间隙而互不接触的旋转。转子与机壳间也有间隙，不需要润滑油。但油冷却。转子具有足够的刚度，把吸排气形成的压力差所产生的挠度和传递功率所产生的转矩减到最小。

国外的氢螺杆压缩机通常是在空气螺杆压缩机的基础上通过特殊的改造设计制成。如目前氢制冷领域广泛采用的氢气螺杆压缩机就是德国凯撒(KAESER)公司在系列空气螺杆压缩机基础上改造而成，并已形成了系列化产品，其喷油螺杆压缩机的单级压比可高达 15:1。其他掌握氢气喷油式螺杆压缩机技术的公司还包括美国寿力公司(SULLAIRCORP)、德国艾珍(AERZEN)、英国的豪顿(HOWDEN)、日本的前川(MYCOM)等。这些公司的一些定型产品由于和 Linde 等低温公司的技术排他性协议，不对中国用户单独出口。即使允许独立出口到中国的产品，除了价格昂贵，还实行最终用户的限制，禁止使用在航天、核能等应用领域。这严重制约和限制了我国大型低温技术及其相关应用领域的发展。

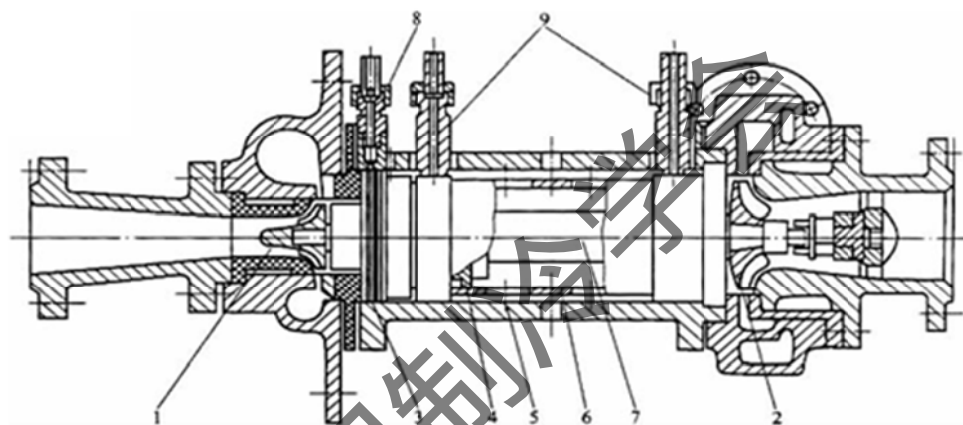
我国在氢螺杆压缩机方面在 2016 年以前没有成熟的厂品提供，主要由于氢螺杆压缩机的研制难度大，由于对氢气物性认知的限制，生产厂家不具备研发攻关能力。虽然早在 1997 年大型环模装置 KM6 曾经有过氢气螺杆压缩机改制的先例，但是轴封和油分问题都没有解决。2003 年武汉新世界制冷公司(现已并入冰山集团)为中科院等离子所 EAST 项目改制了氢气螺杆压缩机，但经常出现抱轴等严重故障，性能也不稳定。在国家重大科研装备研制项目“大型低温制冷设备研制”任务下，中科院理化所联合国内相关企业开展了系列氢压缩机的研制工作，整机效率达到国际先进或国际领先水平，拥有了高性能氢/氢气螺杆压缩机的完全自主知识产权。形成了压比 4~215、单级流量 200~20000 Nm<sup>3</sup>/h 的系列氢气喷油螺杆压缩机产品，并在国产氢液化装置中得到成功应用。以氢气喷油式螺杆压缩机组为例，主要技术指标除了流量、压比外，衡量热力学效率可以采用等温效率或绝热效率，一般工况下等温效率可达到 45~55%左右。

### 5.2.2.2 氢气透平膨胀机

低温膨胀机是氢液化等低温系统的核心，是通过气体膨胀对外输出功以产生冷量的设备，膨胀机技术直接反映氢液化系统的技术水平。根据对外膨胀做功的基本原理，膨胀机可分为活塞式膨胀机和透平式膨胀机(Turbo expanders)。膨胀机中气体初压与膨胀后的终压之比称为膨胀比。活塞式膨胀机主要用于中高压、小流量，即膨胀比为 5-40，气体流量为 50-2000 Nm<sup>3</sup>/h 时场合。透平式膨胀机主要应用于低中压和流量较大的场合，特别是膨胀比小于 5、膨胀气体量超过 1500 Nm<sup>3</sup>/h 时。与活塞式膨胀机相比，透平膨胀机是一种高速旋转的机械，利用工质速度变化实现能量转换，将高速动能转化为膨胀功输出，实现出口工质内能(温度)的降低，具有外形尺寸小、质量轻、气量大、性能稳定等优点，膨胀过程更接近于等熵(绝热)过程，绝热效率较高。1960 年代以来，透平膨胀机逐渐在空分制冷及天然气液化等装置中广泛应用。气体温度的降低是在透平膨胀机的两个关键部件-喷嘴和叶轮中完成。当高压的气体通过喷嘴流道时，由于喷射作用使气体的速度迅速上升。

如图 5-13 所示，氢液化系统常用的一种向心径-轴流反动式透平膨胀机的结构示意图。透平膨胀机主要由通流部分、机体和制动三大部分构成。通流部分主要是指蜗壳、喷嘴、膨胀叶轮(工作轮)、主轴和轴承组成，其中主轴、工作轮和制动轮也称为转子系统。蜗壳的主要作用是将气体均匀地分配给喷嘴环中的每个喷嘴；喷嘴，也称导流器或叶栅，将从蜗壳进入的气体进行膨胀，产生具有一定方向的高速气流进入工作轮，氢液化系统中工质(氢气或氦气)在喷嘴中完成的能量转换约占总量的 50%左右，是透平膨胀机的主要部件之一。为使工作轮获得尽可能大的动量矩，喷嘴设计成圆周分布。工作轮是将气流继续膨胀，将动能转化为机械能，并将膨胀功通过轴传递出去，获得温度降低和比焓降低，并通过轴输出，并把膨胀后的气体平稳输入扩压器；叶轮常用形式有半开式和闭式叶轮。主轴的两端分别支撑在轴承上，轴通过蜗壳的部分设有轴封，通过干气密封减少膨胀气体的泄漏和避免透平膨胀机轴冻结。气体经蜗壳分配，在喷嘴内部分膨胀后，以一定的角度和速度进入工作轮膨胀降温，然后经扩压器进入出口，并输出膨胀功。在主轴的另一端需使用制动机构制动，消耗输出的膨胀功，以保持转速稳定。制动机构可以采用风机或制动电动机。使

用制动风机可以回收部分膨胀功用于增压，结构简单，成本低；使用制动电动机制动可以将部分膨胀功直接转化为电能。透平膨胀机转子一般高速旋转，多使用气体轴承支撑。根据转子大小和转速，轴承也可采用机械轴承、磁悬浮轴承、油轴承等形式。传统油轴承膨胀机是低温设备中计划外维护停机的主要原因，传统轴承技术已被证明是许多低温设备的致命弱点。冷启动和日常摩擦也会导致传统轴承磨损和失效。气体轴承具有较高的承载能力和良好的稳定性，可提高轴承稳定性和使用寿命。箔片轴承是由 R&D 动力公司的创始人 Giri Agrawal 博士在 1970 年代首先在航空航天工业中提出的，可提高低温制冷和气体液化设备的性能。



1 工作轮；2 制动风机；3 密封套；4 气体轴承；5 外筒体；6 轴承套；7 转子；8 密封气接头；9 轴承气接头

图 5-13 气体轴承透平膨胀机结构示意图(引自石秉三《制冷及低温技术》)

蜗壳通常是使用铸铜、铸铝或不锈钢制造的单蜗室，具有良好的气流分配性能，使工质进入工作轮时具有一定角度的动量矩。安装时要使喷嘴端面与蜗壳之间的间隙，否则会造成气流短路，效率下降。

主轴是透平膨胀机中的高精度零件之一，起传递扭矩作用。主轴一般用 3Cr13 等制成，与工作轮、制动轮、螺母等组成转子。为控制高速旋转时的振幅，各零件及组合后都必须进行动平衡校验。工作轮是决定透平膨胀机性能的关键部件，不仅要求有良好的气动特性，还要有足够的机械强度。叶轮流道及加工质量对透平膨胀机的效率有重要影响。

轴承是决定透平膨胀机能否在高速下稳定运行的高精度关键零件。采用静

压或动压气体轴承时，径向轴承与止推轴承集成一体，装配同轴度影响整机性能。

透平膨胀机具有很高的决绝效率，根据不同的膨胀气量和膨胀比，绝热效率一般为 65~90%。提高透平膨胀机的效率，主要通过减少透平膨胀机内的损失实现。这些损失决定了透平膨胀机的绝热效率，一般反动式透平膨胀机的效率达 80%以上。

透平膨胀机内部通常有以下几个方面的损失：

1) 流道损失：气体高速通过喷嘴和工作轮叶片流道时，由于摩擦而产生的损失称为流道损失，与气体流动的绝对速度和方向有关。主要表现为工作轮通道中的涡流损失，以及当气流进入工作轮的角度与叶片进口角不一致时，产生的冲击损失等。

2) 漏气损失：气体从工作轮与喷嘴间隙中沿轮盘、轮盖的泄漏损失。对于小分子量的氦气和氢气，由于更容易泄漏，在设计透平膨胀机时，在保障运行可靠性的情况下，尽量减少各种机械间隙引起的泄漏损失。

3) 余速损失：排出工作轮的气体还具有一定的气体能量未被利用，经扩压器后虽能回收一部分动能，但这一过程不可逆，称为余速损失。当透平膨胀机偏离设计工况运转时，余速损失将明显增加。

4) 外部传热损失：沿着制动端到工作轮端，由于轴向较大温度梯度的存在而引起的导热损失等。

当透平膨胀机偏离设计工况，流道内的损失会加剧，例如：严重偏离设计转速时，叶轮进口处，气流对工作轮的相对速度方向会随之改变，造成气流对工作轮叶片的冲击，引起动能损失。装配不当，使喷嘴高度中线与工作轮进口叶高中线不一致，引起的过盖度损失。如果杂质凝固在喷嘴、工作轮上，使零件几何形状改变，甚至使气体流动堵塞造成固体堵塞损失。固体粉末的高速冲刷，将喷嘴或叶轮的流道表面打毛，也会因表面粗糙度增加使摩擦损失增加。

气体流出膨胀机时，流速较低，压力、温度、焓值都下降，达到制冷效果。压缩气体在透平膨胀机内绝热膨胀时对外做功，其做功能力等于气流各种形式能量变化之和，即：做功能力=压力能差 + 动能差 + 位能差 + 内能差，其中位能差可忽略。压力能差与内能差之和为气体在流动过程中焓值的变化，所以做



功能力=进出口焓差+动能差。这就是透平膨胀机热力学计算的基本关系式，如式5-2所示。

$$L = (h_1 - h_2) + (C_1^2 - C_2^2)/2 \quad (5-3)$$

式中  $L$ --膨胀机做功能力，kW；

$h_1$ --膨胀机进口焓，kJ/kg；

$h_2$ --膨胀机出口焓，kJ/kg；

$C_1$ --膨胀机进口速度，m/s；

$C_2$ --膨胀机出口速度，m/s；

为衡量透平膨胀机的热力学性能，一般用等熵效率，也称为绝热效率表示，是指气体流经透平膨胀机后，实际得到的焓降与理想绝热膨胀焓降之比，即：

$$\eta_s = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_s} \quad (5-4)$$

式中  $h_s$ --绝热效率，%；

$L_1$ --膨胀机做功能力，kW；

$h_1$ --膨胀机进口焓，kJ/kg；

$h_2$ --膨胀机出口焓，kJ/kg；

$h_s$ --理想绝热膨胀机出口焓，kJ/kg；

透平膨胀机实际焓降小于理论膨胀焓降的原因是气体流经透平膨胀机存在各种损失。

昂尼斯首先提出使用透平膨胀机使氢气液化，但受限于当时技术水平，这种理念在当时仅仅是一个概念。透平膨胀机真正在氢液化系统实现应用直到1970年代才得以实现。目前，国际上可从事氢透平膨胀机研制开发的企业主要有美国Praxair和Air Products，瑞士林德，法国液化空气集团和捷克Ateko等。这些国际领先的气体公司，氢透平膨胀机研究工作开展较早，技术成熟，有系列化的成熟产品。林德公司(Linde)的TED系列透平十几年来在德国Leuna 氢液化站稳定运行。日本的川崎重工，近年来也成功研制出了转速高达100 krpm的氢透平膨胀机，已经于2017年在实验性氢液化站投入使用。

我国从事低温氢透平膨胀机的研究起步较晚。1981年，由航空工业部609所研制的氢透平膨胀机在液氢装置上进行实验。该透平膨胀机采用气体轴承入口压力 $5 \times 10^5$  Pa，出口压力 $1.5 \times 10^5$  Pa，转速85-87 krpm，流量 $2700 \text{ m}^3/\text{h}$ ，绝热效率为0.6-0.68。杭州杭氧膨胀机有限公司为山东某石化企业设计了一台用于化工领域的氢透平膨胀机，这台工业氢透平膨胀机采用增压制动，转速可达48.1 krpm，进出口温差为20.7 K。

国际上氢透平的研究表明，具有一些不同于氦透平的特点：例如RTV-0.7-11型氢气透平膨胀机，转速10 krpm，制冷功率30 kW，运转过程中产生巨大温差和高流速，大温差和高流速对内部构件产生较大影响。某型号氢透平膨胀机发现在提高转速后，相应的最大工作效率也会提高，排气温度进一步降低，此时低于密封气的凝固点，因而需要寻求氦气干气密封。氢是一种危险的爆炸性气体，在运行过程中必须防止空气进入膨胀机，因此在氢透平膨胀机研制中，设备的密封性是氢透平膨胀机研究重点。膨胀比为80的四级氢透平膨胀机，在工作条件下的绝热效率达到0.65，高性能高压氢气透平膨胀机的使用大大提高了大型氢液化装置的产量。

在国内，随着煤化工、石油化工的快速发展，氢透平膨胀机在低温分离甲烷制LNG装置、烷烃脱氢制烯烃装置等领域得到了重视，氢透平膨胀机在国内主要应用于异丁烷脱氢制异丁烯、甲烷制LNG、丙烷脱氢制丙烯以及丙烷脱氢项目中。

国外一些研究机构和学者也对水平更高氢透平膨胀机进行了一些预研工作。1997年立项的日本WE-NET氢能项目，提出的透平膨胀机流量远远大于如今已经面市的透平膨胀机，两级透平的流量分别为 $18.49 \text{ kg/s}$ 和 $17.54 \text{ kg/s}$ 。叶轮外径处线速度高达 $458 \text{ m/s}$ 和 $385 \text{ m/s}$ 。川崎重工生产的氢透平膨胀机采用气体轴承，转速达100 krpm。

杭氧及国内的一些高校和研究机构，已具有独立设计制造氢透平膨胀机的能力。我国航空航天工业、化工行业的发展和清洁能源的需求，使得氢透平膨胀机具有越来越广的市场。

氢液化系统中，使用带有透平膨胀机克劳德循环，获得液氢是综合考虑了系统的可靠程度，循环效率，成本投资等因素，是较为成熟可靠的方法。提高

克劳德循环氢液化系统的性能，透平膨胀机是关键。随着大型低温系统向更大制冷量发展，透平膨胀机程序重载、高转速的趋势，传统的机械轴承和气体轴承逐渐不再适用，磁悬浮轴承可以发挥更大的优势。

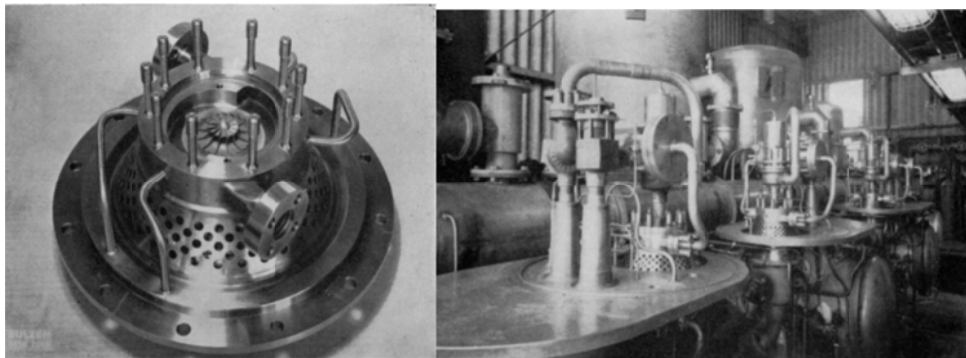


图 5-14 应用于大型氢液化装置的氢透平膨胀机

如图5-14所示，一种应用于大型氢液化装置的典型的氢透平膨胀机。和大多数用于低温装置的透平膨胀机一样，氢透平膨胀机是高速向心装置，气流沿着径向流入涡轮叶轮，从轴向流出。进口叶轮和进口蜗壳内置于坚固的冷涡轮外壳中。后者由单个的，金属密封盖，同时带有出口扩散器和排气管。涡轮转子的轴承在室温，只有顶端承载涡轮叶轮伸入冷涡轮机壳体。在冷涡轮机壳体间隙中保持的高真空以降低传热损失。氢气进入涡轮机前通过过滤器，以防止异物导致涡轮和进气叶轮损坏。在入口和出口管线中，能够拆卸任何涡轮机即使核电站的其余部分仍然是冷的，充满了氢气。涡轮机、过滤器和手动阀都被单独的真空覆盖防护罩和几个辐射屏蔽罩。

设计氢透平膨胀机的主要困难之一在于在密封旋转的涡轮轴以防止任何气体逸出。对于转速约为10万转/分钟的轴，实际上不可能实现对氢气的绝对密封，只能采用类似活塞压缩机迷宫样式密封。

氢气透平膨胀机由制造商自己开发，开发工作涵盖：使用空气对模型车轮进行流量测试，以确定流量系数和效率。高速用气体轴承的轴承试验，使用空气和氢气的原型涡轮机的设计和测试。

低温氢制冷装置的设计中提出的关键问题之一是设计高效率的膨胀机。对于液化率大于5吨/天的氢液化系统，一般采用的就是氢气透平膨胀机。

由于氢气密度的物性，高效的氢气透平膨胀机，具有较低的质量流量和较大的焓降，通常需要较小直径的叶轮和较高的圆周速度。高速氢透平机械的主

要困难和挑战也是在于转子的稳定性和轴承的可靠设计。俄罗斯 Cryogenmash 在 VNIikriogenmash(全联盟低温机械科学研究所)工程使用的氢透平膨胀机，型号为 RTV-0.7-1.1，转速为 100 krpm，制动功率 30 kW。

气体轴承作为氦气和氢气透平膨胀机的核心部件，几乎决定了膨胀机的设计性能，如：膨胀比、转速、等熵效率和制冷量等，因此设计能够在高转速下稳定运行的气体轴承是膨胀机设计的关键技术。

气体轴承根据其工作原理可分为动压型、静压型以及挤压膜型三种类型。氢液化系统中的透平膨胀机，气体轴承是动压和静压气体轴承为主。动压气体轴承相比静压气体轴承由于不需要外部供气，降低了装置的复杂性并且减少了气体的消耗量，提高了效率；电磁轴承具有工作寿命长、稳定性高、不需要密封措施、对部件加工精度要求不高，且轴承的刚度和阻尼可调等优点，因此开展新型轴承的研究非常必要，对于微小型透平膨胀机转子，提高转速可以获得更大的焓降。

研究气体轴承的润滑特性，其本质就是研究气体在间隙中的流动状态。根据流体力学的理论，流体在间隙中的状态可以通过质量守恒方程、动量守恒方程以及气体状态方程来确定，这也是依据 CFD 软件计算间隙内流动特征的基本理论依据。动压气体轴承流体润滑的性能计算以求解 Reynolds 方程获得流体润滑的压力分布为基础进行展开的。润滑方程是根据粘性流体的运动方程、连续性方程以及状态方程推导出来的。

气体承载分静压轴承和动压轴承，但是现在使用较多的还是静压轴承。静压轴承需要外界不断供气，需要消耗外界部分能量，其承载能力根据提供气压力的不同而变化。而气体动压轴承工作时则不需要外界供给压力气源，在动作的同时靠自身结构特点形成气膜，但结构相对较复杂一些。

气体静压轴承是利用外部供气装置将具有一定压力的气体通过气孔进入轴套的气腔，将轴浮起而形成压力气膜，以承受载荷。其承载能力与滑动表面的线速度无关，故广泛应用于各种速度场合的载荷。由于氦气和氢气粘度低，因此摩擦损耗小，由于气体通过轴承的压力降引起的冷却效应，无论空气间隙如何小，封气面如何大，也能保持很小的升温。升温小、变形也小，无杂物污染，故此类轴承振动也很小。这对于高速透平膨胀机来说有很好的利用价值。

低温换热技术及装备

### 5.2.2.3 低温换热器

板翅式低温换热器是氢液化器和氦液化器等大型氦制冷低温系统中的关键设备之一，具有体积小、重量轻和效率高等优点。由于热端温差最低可以达到 0.5 K，可以充分利用氦制冷系统中的低温回气冷量，减少大温差造成的不可逆损失，提高了低温制冷系统的效率。

板翅式换热器属于间壁式换热器，传热机理上的特点是具有扩展的二次翅片传热面。由于采用了特殊结构的翅片，使氦气在通道中形成强烈的湍动，使传热边界层不断被破坏，从而有效地降低了热阻，提高了传热效率。单位体积的传热面积(也叫传热面积率)能达到  $1200\sim 5600\text{ m}^2/\text{m}^3$ 。由于翅片很薄，通常为 0.2~0.3 mm，结构紧凑、体积小，用铝合金制造，重量很轻，成本大为降低，为低温工程节约大量贵重铜材。但是由于氦气流道狭小，容易因杂质气体在低温下凝固引起堵塞而增大压力损失，因此对于氦液化系统需要增加一套净化杂质气体的内纯化系统。

世界上液氢温区以下的低温设备主要由法国液化空气公司和瑞士林德公司(Linde)生产，所选用的氦气低温换热器主要由法国诺顿公司和美国查特公司等生产的板翅式换热器，室温下的集合漏率达到  $1.0\times 10^{-10}\text{ Pa}\cdot\text{m}^3/\text{s}$  以下。而我国空分冷箱内的板翅式低温换热器的泄漏指标只能达到  $1.0\times 10^{-6}\text{ Pa}\cdot\text{m}^3/\text{s}$ 。通过对钎焊工艺改进，中国科学院理化技术研究所与国内相关单位联合研制生产出国内第一台泄漏率达到  $1.0\times 10^{-10}\text{ Pa}\cdot\text{m}^3/\text{s}$  以下的氦气低温换热器。本项目是针对中国散裂中子源低温系统为应用目标，为同时满足两期加速器冷量要求，对低温制冷流程提出了有无液氮预冷两种流程，因此氦气低温换热器的设计以液氮预冷为设计工况，以取消液氮预冷为校核工况。

板翅式氦气低温换热器的结构单元体由翅片、隔板、封条和导流片组成。在两块隔板之间放翅片，两边密封组成一个基本单元，由多个基本单元组成芯体。对各个通道进行不同方式的排列钎焊成整体，就可得到不同的换热器板束。为使氦气流或氮气流分布更加均匀，在流道的两端部均设置导流片。考虑到强度、热绝缘和制造工艺等方面的要求，板束的顶部和底部配置适当的工艺层。在板束两端配置适当的封头就组成了完整的换热器。封头的截面积一般比自由

通道小，往往偏于一侧，所以在换热器两端设置导流片，把流体均匀地引导到翅片的流道中或汇集到封头中。

板翅式氦气低温换热器设计包括设计计算和性能校核。设计计算是在一定的工艺参数条件下，计算换热器所需传热面积。性能校核是在原设计工艺条件发生变化情况下，确定流体出口温度是否满足工艺要求。

板翅式换热器的设计公式较为复杂，通道设计十分困难，不利于手工计算。目前国内空分行业引进了较为可行的设计计算程序，如英国传热和流体流动学会 MUSEI 计算程序和美国 S.W 公司设计计算程序等。但是在液氢温区以下的大型低温装置中，板翅式换热器在更低温度下工作，运行工质多为氦气，缺乏相应的氦物性数据，目前国内尚没有设计计算氦气低温换热器的具体程序。为此，结合氦气物性参数，中国科学院理化技术研究所编制了一套氦气低温换热器的设计程序。

板翅式换热器的设计步骤包括：选择合适的翅片型式与参数，确定通道排列，最终确定传热系数和传热面积。还包括强度校核，通常板翅式换热器在低压( $<7.5 \times 10^5$  Pa)条件下工作时，芯体的设计和封头的布置，主要决定于换热器的性能和安装要求，机械强度不是主要的问题。

具体设计计算步骤如下：

- 1) 选择翅片型式并确定翅片几何参数；
- 2) 计算积分平均温差；
- 3) 由传热系数和流体阻力等要求确定质量流速，确定通道数和有效宽度；
- 4) 根据通道布置原则，确定通道排列；
- 5) 进行传热计算，确定换热器的有效长度，包括：

计算准则数  $Re$ 、 $St$  及  $Pr$ ；计算翅片效率和表面效率；计算传热系数  $K$ ；  
计算传热面积；计算各通道流体压力损失。

翅片的选择，需要根据最高的工作压力、传热能力、允许压力降、流体性能，流量和有无相变等因素来考虑。翅片的形状根据流体的性能和运行工况等来选定，对于高低温流体间的温差较大的情况宜选用平直形翅片，温差小的情况下选用锯齿形翅片。在压力降相同条件下，锯齿翅片比平直翅片传热系数提高 30%以上。在大型氦制冷低温设备中，逆流式低温换热器多选用锯齿形翅片

(Serrated-fin), 又被称为高效能翅片。锯齿翅片的流道凹凸不平, 增加流体湍动程度, 强化传热效率。锯齿翅片传热性能随切开长度而变化, 切开长度越短, 传热性能越好, 利于破坏热边界层, 但是压力损失增加。一般翅片高度和翅片厚度是根据传热系数的大小来确定。在传热系数大的场合选用低而厚的翅片。高而薄的翅片可增加换热面积来弥补换热系数的不足。

通道设计是板翅式换热器设计的关键问题, 通道分配和排列是否合理决定着板翅式换热器的性能与指标。若通道排列不当, 将造成局部热量不平衡和换热器效率下降, 无法依靠单纯扩大换热面积的方法来补偿。通过对不同流道排列情况下传热计算, 以局部热平衡偏差、允许压力降和流道计算长度偏差作为主要控制指标, 达到优化设计目的。

#### 通道排列的设计原则包括:

- 1) 尽量平衡局部热负荷, 减少热传导距离;
- 2) 各个通道的计算长度基本相近;
- 3) 各个通道的阻力损失基本相同;
- 4) 切换的通道数应相等, 排列应比邻;
- 5) 通道排列原则上应对称, 便于制造装配。

真空钎焊工艺已被世界各国的板翅式换热器生产厂家所广泛采用。目前世界上真空钎焊设备的主要供应商是英国康萨克(CONSARC)公司、日本真空技术株式会社和美国伊普森(IPSEN)公司。真空钎焊是指在真空条件下, 对构件进行加热, 在一定的温度和时间范围内熔化钎料, 在毛细力作用下与母材充分浸润、扩散, 实现焊接的一种焊接方法。真空钎焊对换热器的结构设计、装配质量, 铝合金复合板化学成分、钎料层厚度和钎焊工艺等的要求甚为严格, 否则易出现翅片弯曲倒伏、钎缝不连续、虚焊、熔蚀、直至泄漏等质量缺陷。在真空绝热冷箱内的氢气低温换热器中, 泄漏是最主要的质量缺陷, 因为高真空绝热的允许泄漏率要求低于  $1.0 \times 10^{-10} \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ 。

氢气低温换热器处于真空绝热的冷箱内, 泄漏指标比空分冷箱换热器提高 3 个数量级以上, 因此需要特殊的钎焊工艺。在低温板翅式换热器中, 铝及铝合金具有较好的钎焊性和成型性, 较高的机械强度和良好的导热性, 所以低温换热器均采用铝材。铝制板翅式换热器的整个制造过程都要求有很高的工艺水

平，严格的质量控制和检测措施。制造过程包括零件准备、板束组装、钎焊和封头接管氩弧焊接等工序。

板翅式低温换热器的钎焊对构件表面清洁度要求很高，为获得良好的钎焊质量，必须彻底清洗构件表面上的氧化膜和油垢等。铝合金暴露在空气中会形成一种黏着力强且耐热的  $\text{Al}_2\text{O}_3$  氧化膜，容易吸收水分，妨碍钎缝结合，是生成气孔和夹渣的根源。由于铝合金表层氧化膜，熔化温度远比基体材料的要高，特别是复合板钎料层的氧化膜在钎焊时钎料层熔化不充分，与被焊金属不能完全熔合，从而影响钎焊质量。为了保证钎焊质量，冷态组装前应采取严格的清理工艺，彻底清除母材和钎料表面的氧化膜和油污。我们采用了化学方法清洗，具体工序分为：物理脱脂、化学脱脂、热水冲洗、碱洗、水洗、酸洗、水洗、干燥氮气烘干。其中碱液主要为 5% 的氢氧化钠，酸液主要为 10% 的硫酸。为防止再次生成氧化膜，清洗完毕到焊前的时间间隔不超过 10 小时。

除构件表面对焊接质量的影响外，构件本身的加工精度也会造成钎焊缺陷。例如翅片应控制在正偏差范围，封条则应控制在负偏差范围。否则无法保证装配复合板与封条配合后，与翅片间有适当的接触面积即钎缝间隙，造成虚焊、钎缝不连续或未焊合现象。各构件表面粗糙度也影响钎料流动的毛细力，表面过于光滑，钎料难以在整个接触面积上分布均匀，由此产生的空穴会使钎焊强度降低，特别是封条的表面粗糙度。为了保证钎料均匀分布于接触焊缝上，构件钎焊面做适当的粗化处理，表面粗糙度参考值通常可选  $1.4\mu\text{m}\sim 0.6\text{ mm}$ 。另外，封条内侧制成  $30^\circ$  的倒角，有利于在真空钎焊时降低焊料的表面张力，增加润湿性，减少钎焊缺陷。

隔板是两层翅片之间的平板，在铝锰合金表面覆盖一层约  $0.10\sim 0.14\text{ mm}$  含硅 5~12% 的钎料合金。隔板厚度一般  $1\sim 2\text{ mm}$ ，钎料层厚度控制在复合板厚度的  $10\pm 3\%$ 。钎料中还含有微量的铜、铁、锌、锰、镁等元素，熔点一般比母材低  $40\text{ }^\circ\text{C}$  左右。复合板的钎焊性能体现在钎料层的流动性、润湿性、间隙填充能力和焊接强度。钎料层厚度及其均匀性是衡量其质量的重要指标，也是影响钎焊质量的重要因素之一。各元件经过整形和校平后，进行板束的装配。隔板和翅片层交替堆叠在特制的模架内，因此翅片与隔板充分接触而又不发生变形。翅片间、翅片与导流片之间以及翅片与封条间的间隙需要严格控制。



真空钎焊过程中，应尽可能缓慢加热，以使换热器内外温度均匀一致。真空钎焊工艺过程中，钎焊温度和保温时间是最重要的工艺参数，直接影响到钎料的熔化和填缝效果。升温速度和降温速度也是重要的工艺参数。钎焊时钎料的润湿和接头形成约需要 1~2 s，因此保温时间主要由换热器中心温度达到钎焊温度所需的时间及氧化膜层消散所需时间决定。对于氢气低温换热器，真空炉的真空度、水蒸气分压等是最主要的影响钎焊质量的因素，要求达到高于  $1.0 \times 10^{-3}$  Pa 的真空度。真空钎焊时，由于工装及工件表面污物和氧化膜的存在，以及设备、工装和工件的表面吸附等因素，在钎焊加热过程中总伴随着气体释放，从而影响钎焊过程中的真空度。因此在确定升温时应考虑真空度的影响，在构件放气强烈的温度范围应采取保温或缓升的工艺措施，以保证升温过程必要的真空度。真空度是低温换热器真空钎焊工艺中最重要也是最难控制的工艺参数。

#### 5.2.2.4 液氢温区高真空冷箱

氢液化系统的低温部件几乎完全安装在高真空绝热的冷箱之内，通过高低压气体管道连接压缩机，通过杜瓦管连接预冷的液氮和输出到液氢储槽的液氢输液管。冷箱内主要包括透平膨胀机、各级换热器、内吸附器、正仲氢转换器、低温阀门和杜瓦管低温接头等主要部件。

##### 液氢真空冷箱设计要点和步骤

在立式液氢冷箱的设计过程中需要考虑以下几个方面的问题：

冷箱上的平盖法兰承受了所有部件的重量，并通过冷箱壳体传递至底面，需要考虑常温下液氢冷箱平盖法兰和壳体的结构强度。

在液氢温区，冷箱内的部件均会产生一定的收缩量，从而形成应力集中。因而，需要考虑在低温下部件收缩产生的应力是否达到材料的屈服强度。另外，换热器、正仲氢转换器、加热器和压力缓冲器等部件的重力作用对液氢冷箱的应力的影响也需要校核。液氢冷箱在工作的过程中，从其内部属于液氢温区。冷箱整体漏热量的大小需要考虑。

基于以上几点问题，在液氢冷箱初步布局设计完成后，需要进行结构强度、应力校核及整体漏热计算。其主要内容主要包括如下几个方面：

液氢冷箱平盖法兰结构强度和应力校核计算。

液氢冷箱壳体结构强度和应力校核计算。

液氢冷箱内部部件吊装结构拉杆结构强度和应力校核计算。

液氢冷箱内管线和主要部件在低温下的结构强度和应力校核计算。

液氢冷箱总体漏热校核计算。

冷箱壳体的外部载荷主要为压力、力和重力。应力主要集中在冷箱真空抽口焊接处。另外，由于受平盖法兰向下的压力的影响，壳体上法兰下 200 mm 附近也会出现应力集中。冷箱壳体的位移主要受到内外压差的影响，分布比较均匀，但是在冷箱真空抽口部位会有突变。

冷箱漏热主要包括两个部分：冷箱高真空多层绝热的辐射漏热；与大法兰焊接的管道、阀门和 Bayonet 的轴向导热。

### 冷箱总成设计

以 2000 W/20 K 大型低温制冷机冷箱为例，对真空冷箱的整个总成设计过程和步骤介绍如下：

#### 1) 壳体机械设计

圆筒壳体只承受外压，按稳定条件计算壁厚：

$$S_t = 1.25 D_B \left( \frac{P L}{E D_B} \right)^{0.4} + C \quad (5-5)$$

$D_B$  为圆筒内径， $P$  为外压力， $L$  为圆筒计算长度，材料为不锈钢，杨氏模量  $E$ ， $C$  为壁厚附加量。可以求得  $S_t = 10.5 \text{ mm}$ ，取  $S_t = 10 \text{ mm}$  足够。

#### 2) 平盖法兰设计

真空冷箱一般由圆筒和平盖法兰组成，虽然与椭圆形法兰、碟形法兰、半球形法兰相比，平盖法兰受力状态最差，但是在氦低温系统中，冷箱需要开较多的孔，以方便管道的进出，以及低温阀和透平膨胀机通流部分的安装，同时冷箱内还要吊挂相当重的部件(如低温换热器，纯化器等)，这无疑使平盖法兰成为了最佳的选择，同时平盖法兰结构简单，最容易加工成型。因此参考压力容器的开孔补强，同时基于弹性圆薄板的小挠度理论，提出了平盖法兰的开孔补强系数和承重补强系数来修正计算厚度。

承重补强系数为

$$\lambda_1 = \frac{\Delta + h}{h} = \sqrt{1 + \frac{\alpha}{3 + \gamma} [4 - (1 - \gamma)\beta - 2(1 + \gamma)\ln(\beta)]} \quad (5-6)$$

开孔补强系数为

$$\phi = 1/\sqrt{v} \quad (5-7)$$

平盖法兰补强后的厚度为

$$h = \phi \times \phi \times S \quad (5-8)$$

S 为忽略承重和开孔补强的条件下，根据机械设计获得的平盖法兰设计厚度。并使用有限元方法模拟平盖法兰实际工况下的应力与挠度。

### 管线布局设计及 3D 结构优化

对于管系设计而言，主要任务是确定管子规格和管系连接布置。而管子规格主要指管径和管壁厚，前者根据管内质量连续可以求得，后者管壁厚设计是以满足管内由于内压而产生的应力小于许用应力为依据的，对于承受内压的管道，切向应力最大，所以只要切向应力满足许用应力即可。

### 热应力计算

热应力是由于温度变化，自身热胀冷缩受到约束而产生的，可以将热应力产生的原因归纳为如下三种情况：一是外部变形约束，二是相互变形约束，三是内部各部分之间变形约束。

在多次升温与降温的工况变化过程中，热应力交替变化，如果热应力的变化幅值超过一定范围，那么每一次应力循环都会造成新的塑性变形，不断增加的塑性变形会使管道出现疲劳裂纹。为了避免热应力产生疲劳破坏，必须控制热应力变化幅值及循环次数，该幅值即为热应力许用范围  $\sigma_A$ 。

对于一般工程管系，它并不是一个简单平面管系，而是一个复杂的立体管系，试图寻找一个展开长度最短而且又满足自然补偿的最优管系，是非常困难的。现在工程上对一些简单的管系形状，如 L 型、Z 型、 $\pi$  型，建立了方便实用

的计算图表。另外对于这些简单的管系，弹性中心法是比较实用，但计算量仍然较大，无法满足工程实际应用。

美国国家标准 ANSI 判断式，可以对一般管系进行柔性初步判断。ANSI 判断式如下：

$$\frac{DN \times \Delta L}{(L - U)^2} = \frac{DN \times \Delta L}{U^2(R - 1)^2} \leq 2.083 \times 10^{-4} \quad (5-9)$$

式中：

$DN$ --公称直径，或者使用管道外径，mm

$\Delta L$ --管系总变形量，mm；

$L$ --管系的展开长度，mm；

$U$ --管系两固定点之间直线距离，mm；

$R$ -- $R=L/U$ 管系的弹性指数；

对于边界固定的独立管系，自然补偿最重要一点就是要求管系的变形是弹性的，不会产生永久变形。管系的弹性是指在力的作用下出现变形，在力停止后又恢复原状的能力。因此根据上述分析，为了增加管系柔性，可以通过如下方式：

在管端距离不变的条件下，增加管道总长度，这是提高管道柔性的主要方法。通过改变管道走向，适当增加弯头数目；减小管道部分管段直径。对管系中异径接头、焊接三通等会引起应力增强的管件，应将其置于管系中热载荷较小的位置。一般情况下，管系中热载荷力矩较大点的位置出现在管道的端点或转角弯头处，而离开端点和弯头的地方的力矩一般较小。

对于平面和立体管系，欲增加其弹性，宜增加远离固定点连线的管道长度。对于冷箱内实际管系而言，是不存在独立固定边界情况的。管系连接端处的低温设备，如低温换热器、低温纯化器、低温阀等，在低温工况下，同样存在变形，其形变量与低温管道形变量处于同一量级，而且更加复杂，尤其是换热器。由于换热器内工质进行不同温度的换热，使得换热温度分布复杂，同时换热器材质为铝合金，同等条件下铝材的线膨胀系数比不锈钢管材的线膨胀系数大的多，这都使得换热器及其端口的变形非常复杂，这同样存在于其他低温设备中。因此冷箱内低温管系的边界十分复杂，难以确定。为了解决这一问题，必须获

得冷箱内低温设备的应力变形，将低温设备和低温管系作为整体，同时考虑整体热变形及热应力。为了简化模型分析过程，本文只选取了冷箱内主要的低温设备并适当简化温度分布，将边界定义在设备固定处及管道进出冷箱接口处。

为冷箱内主要低温设备和管系的热应力及位移。由氢气出冷箱管道和换热器 1 上半部分连接组成的类低温管系，两端为硬边界固定，等效视为直线型管系，弹性指数  $R=L/U$  为 1，同时氢气出冷箱管道的管径较大，因此连接面突变处和固定处热应力较大，是热应力危险区域，实际安装时应注意。而对于其他低温设备和管道组成的类低温管系，都可以等效视为 U 型或  $\pi$  型管系，此种管系自然补偿能力最强，热应力比较小。

### 多层绝热设计及制作要求

低温绝热分为非真空绝热和真空绝热两大类，真空绝热指在将绝热空间抽至一定真空度的绝热方式，又分为高真空绝热、真空多孔绝热、多层绝热和多屏绝热等类型。多层绝热又称高真空多层绝热，将绝热空间保持  $1.33 \times 10^{-3}$  Pa 以下的真空度，并在绝热空间安置许多层平行于冷壁的辐射屏，用以减少高真空空间的辐射热，以达到高效绝热的目的。冷箱内低温管道及低温部件表面使用镀铝涤纶和无纺布，交替缠绕 40 层，以减少辐射传热。

### 5.3.2.5 正仲氢催化转化器

#### 1) 仲氢的制备与储存的研究

氢除有同位素外，还有自旋异构体。由于两个氢原子的核自旋有平行与反平行两种取向，因此，存在正氢与仲氢两种异构体。根据保里原则，仲氢核自旋反平行，分子转动量子数为偶数。正氢则有平行的核自旋，分子转动量子数为奇数。两种自旋异构体在常温下较稳定。但正仲氢混合物的平衡浓度明显地随温度的不同而改变其转换变化。

根据热力学平衡，可计算出不同温度下正仲氢的平衡浓度，然而，改变温度使自行调节达到平衡是很缓慢的过程。由于转换是磁性机理，因此，氢分子可受到催化剂的非均匀磁场的作用而加速转换。

正仲氢催化转化技术与氢纯化、氢膨胀机、自动控制和防爆安全技术等构成一整套完整的氢液化核心技术。由于冷战时期美苏对氢液化技术的急剧增长

等原因，关于正仲氢转化的研究主要集中在 1960-1980 年之间。近年来，随着深空探测技术、超导技术和大科学工程研究的发展需要，正仲氢催化反应技术得到了更加广泛的应用。我国在上世纪六十年代由大连化物所研制正仲氢低温转换催化剂的任务，研制成功了正仲氢转化催化剂，并应用到氢液化系统。在氢液化器和超导等液氢系统仍然主要采取 Fe(OH)，作为正仲氢转化的主要催化剂。关于新型高效催化剂及其转化机制的理论和实验研究仍在不断地深入。

Heisenber 等最早应用量子力学理论得出结论，正氢和仲氢是双原子分子氢的两种量子自旋异构体形态，具有不同的光学与热学性质，产生于氢分子的两个原子核自旋耦合方式的不同。氢分子中两个质子自旋平行的称为正氢(Ortho H)，自旋反平行的称为仲氢(Para H)。仲氢是低温下比较稳定的形式，在 20 K 时，平衡液氢混合物中仲氢的含量高达 99.8%，而在较高温度下的平衡混合物中，正氢的含量有所上升，但正氢的含量不会超过 75%。对于大型氢液化装置，产品中仲氢含量应超过 95%。标准液氢一天内释放的转化热在无漏热的情况下可蒸发掉 18% 的液氢，100 小时后损失将超过 40%，因此长时间贮存液氢必须重视正仲氢转化。在一定条件下，正氢可以转化为仲氢，简称氢的 O-P 态转化，液氢在会自发地缓慢发生正仲转化。氢的正仲态转化是一放热反应，转化过程放出的热量和转化时的温度有关，随温度升高而迅速减小，在 30 K 以下的低温时几乎保持恒定，约 706 kJ / kg。这一转化热大于液氢的汽化潜热 447 kJ / kg，使得液氢难以贮存，所以必须在氢液化的同时加催化剂促使它转化。正氢和仲氢可以相互转化，但由于自然条件下转化的速率十分缓慢，达到平衡常需要数月甚至数年的时间。因此在低温工程上采用特定催化剂实现正仲氢快速转化。低温催化转化一般认为是一种磁性机理，磁性催化剂的非均匀磁场使氢分子中原子核自旋取向改变。如活性炭、氧化铁等顺磁性分子对正氢和仲氢的转化反应有催化作用。

## 2) 正仲氢催化转化的机理

正仲氢转化的机理通常认为有两种：分子机理与原子机理。在工业生产中，非均匀相固体催化剂转化几乎是用于催化转化的唯一方式。一般认为，低温催化转化为磁性机理，即氢分子由于受到顺磁或铁磁性催化剂的非均匀磁场的作用而发生了转化，使氢分子中原子核自旋取向改变。

分子机理又称物理机理或磁机理。如果分子内核自旋方向的改变不是原子间键的断裂和再结合，而是通过催化剂表面上顺磁性物质分子构成的非均匀磁场对被吸附在表面上的氢分子内核的自旋所产生的磁场进行作用，引起核自旋方向改变而实现正仲氢转换的催化转化，称为分子机理。低温下当存在着顺磁物质(或铁磁性物质)做触媒时，此机理被认为是占主导地位。

根据磁机理从变换概率，可以推导出反应数度常数  $K$  与催化剂结构的关系为：

$$K \propto \mu_a^2 / r_s^6 \quad (5-10)$$

式中  $\mu_a$  催化剂顺磁中心的磁矩

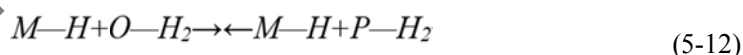
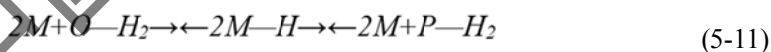
$r_s$  有效碰撞中氢分子与催化剂分子间的距离

$S$  催化剂离子的最终转动力矩

$n$  催化剂离子的未成对电子数

由此可知，具有分子机理的催化剂活性的大小与顺磁性物质分子有效磁矩的平方成正比。因为分子或原子中含有未配对电子时常呈现顺磁性，且配对电子越多，顺磁性越强，因此有效磁矩也就越大。

原子机理又称化学机理，在非均匀固体催化剂作用下，正仲氢转化的化学机理可表示为：



式中：

$M$ -表示催化剂原子；

$M-H$ -表示活性络化物；

$O-H_2$ -正氢；

$P-H_2$ -仲氢；

第一个反应式可以解释为，氢分子中原子间的键被削弱，以致被催化剂原子化学吸附成活性络化物，此时就失去了氢分子的特性而不再存在正氢或仲氢。当两个活性络化物进行表面反应重新结合为氢分子而离开催化剂表面时，正氢或仲氢的含量就与表面温度下的平衡浓度取得一致，从而完成了正仲氢催化转

化作用。

第二个反应式可以解释为：

活性络化物与物理吸附在催化剂表面上的氢分子进行交换反应而完成了催化转化。

原子机理是在催化剂表面有解离的化学吸附(即形成活性络化物)的情况下才有可能。一般认为在较高温度时(液空温度以上), 在金属催化剂镍、钨、铂等的表面解离的化学吸附较为显著, 原子机理占主导地位。也有人认为在液氮温度下也可能以原子机理进行反应。

### 3) 正仲氢催化转化的反应动力学

正仲氢转化研究的文献主要集中在 1960-1980 年之间。应用固体催化剂进行气相及液相正仲氢转化的反应过程多属于多相催化反应。内扩散的影响, 在一定的压力和温度下催化剂颗粒度对其活性的影响可以看出。粒度减小, 增加了活性表面, 催化剂活性提高; 但粒度太小催化剂活性并无进一步的提高, 反而增加床层阻力。

在一定条件下正仲氢转化为过程的反应动力学区域所影响。试验研究表明, 催化转化基本符合一级反应动力学, 亦即转化反应速度与反应原料氢的浓度的一次方成正比。

一级反应动力学方程式可以表示为,

$$K = \frac{G(1-x_e)}{V_c} \ln \frac{x_0-x_e}{x-x_e} \quad (5-13)$$

式中,

$K$ -催化剂反应速度常数, 单位为  $\text{kmol/l}\cdot\text{s}$ ;

$G$ -待处理的氢流量, 单位为  $\text{kmol/s}$ ;

$V_c$ -催化剂的体积, 单位为  $\text{L}$ ;

$x_0$ -反应前正氢的摩尔百分数, %;

$x$ -反应后正氢的摩尔百分数, %;

$x_e$ -反应温度下平衡氢中正氢的摩尔百分数, %;

反应速度常数  $K$  与多种因素有关, 除催化剂的活性外, 反应温度、压力、截面强度、颗粒度大小等条件也影响  $K$ 。

反应器设计中的  $K$  值一般以试验数据为依据。



正一仲氢催化转化反应常用的催化剂有： $\text{Cr}_2\text{O}_3+\text{Ni}$ 、 $\text{Cr}(\text{OH})_3$ 、 $\text{Mn}(\text{OH})_4$ 、 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 、 $\text{CO}(\text{OH})_3$ 、 $\text{Ni}(\text{OH})_2$ 等。

表格 5-3 几种常用催化剂的反应速度常数 K 值

催化剂名称	反应速度常数 $K \times 10^3 \text{ kmol/l} \cdot \text{s}$			比值 $K_{22\text{K}}: K_{78\text{K}}$
	78 K	64 K	22 K	
$\text{Cr}_2\text{O}_3+\text{Ni}$	1.5~1.7	1.4~1.5	1.6~2.1	1.05~1.25
$\text{Cr}(\text{OH})_3$	0.56~0.73	0.53~0.68	0.9~1.6	2.0
$\text{Mn}(\text{OH})_4$	0.73~1.2	0.6~1.15	1.6~2.1	2.0
$\text{Fe}(\text{OH})_3$	1.0~2.3	0.7~1.67	0.9~2.1	0.93
国产 $\text{Fe}(\text{OH})_3$	1.2~1.44	-	2.56~2.72	2.0
$\text{CO}(\text{OH})_3$	0.24~0.28	0.20~0.25	0.32~0.34	1.3
$\text{Ni}(\text{OH})_2$	0.44~0.68	0.35~0.6	0.5~0.8	1.3

#### 4) 正仲氢转化反应器的设计

正仲氢催化转化的反应器，一般有绝热型、等温型和连续型三种类型。绝热型反应器不用外部冷源冷却，过程较简单，转化过程中产生的转化热，靠升高反应气流的温度被带走。等温型反应器是装填有催化剂的较细的通道，外面用液氮或液氢冷却以保持等温反应过程。连续型反应器又称恒推动力反应器，实际上是一个装有催化剂的换热器。原料氢与冷气流进行热交换而被冷却，正仲氢随着原料气的不断冷却连续地进行转化反应，而使其保持接近平衡的仲氢浓度。中国散裂中子源(CSNS)液氢冷箱内的正仲氢转换反应器属于绝热型，转化热靠升高液氢温度被带走。

##### a. 绝热型

这类反应器不用外部冷源冷却，过程较简单，转化过程中产生的转化热靠升高反应气流的温度而被带走。选择适当的温度级，布置多段绝热转化，则可将转化热逐段的排除，这符合在尽量高的温度下排出热量能够减少功率消耗这一热力学原理的。

##### b. 等温型

等温型是装填有催化剂的较细的管子或通道，外面用液氮或液氢冷却以保

持等温反应过程。

### c.连续型

又称恒推动力反应器，实际上是一个装有催化剂的换热器。原料氢与冷气流进行热交换而被冷却，正仲氢随着原料气的不断冷却连续地进行转化反应，而使其保持接近平衡的仲氢浓度。

转化反应器中催化剂的用量可用下式计算，

$$V_K = \frac{G(1-x_e)}{K} \ln \frac{x_0-x_e}{x-x_e} \quad (5-14)$$

正仲氢转化反应器属于绝热型，转化热靠升高液氢的温度而被带走。

某些杂质容易引起催化剂中毒而丧失活性，例如甲烷、一氧化碳或乙烯能引起催化剂的暂时中毒；氯气、氯化氢和硫化氢等则可引起催化剂永久中毒。由于液氢中已经完全脱除了这些杂质，因此不会中毒。

### 正仲氢催化转化

正仲氢催化反应速度常数试验研究表明，应用固体催化剂进行气相和液相正仲氢转化的反应过程基本符合一级反应动力学，亦即转化反应速度与反应原料氢的浓度的一次方成正比。催化剂存在时的氢的正仲态转化可以表示为一级反应动力学方程式。

### 催化剂的选择

为实现正仲氢的转化，首先要确定选择合适的催化剂。根据相关研究经验，效能最好的催化剂是铬镍催化剂和氢氧化铁，常用催化剂的粒度约为 0.7~2.0 mm。催化剂使用前必须活化。其中，铬镍催化剂的活化，将反应器和催化剂一起加热到 150 °C 并用氢气吹除。氢氧化铁催化剂的活化是将它在反应器中加热到 130 °C 同时抽到真空，经过 24 小时，然后用室温氢气代替其真空。活化后的铬镍催化剂是一种自燃物，也就是说不允许空气中的氧与之接触，如果发生这种情形，则它将会燃烧并不可逆地中毒。考虑到氢液化器的工作特点，氢液化器中反应器中使用氢氧化铁催化剂，虽然效能比较低些，但是当和空气接触之后经活化仍能恢复其活性。某些杂质容易引起催化剂中毒而丧失活性，例如甲烷、一氧化碳或乙烯能引起催化剂的暂时中毒。而氯气、氯化氢和硫化氢等则可引起催化剂永久中毒。

如图 5-15 正仲氢催化转化反应器的结构转换器的结构一般选用圆筒形，关于结构对转换性能的影响，尚未有实验验证。具体转化反应器的结构和催化剂量的计算参考上海化工研究院的实验。转化反应器中催化剂的用量可用一级反应力学公式计算。

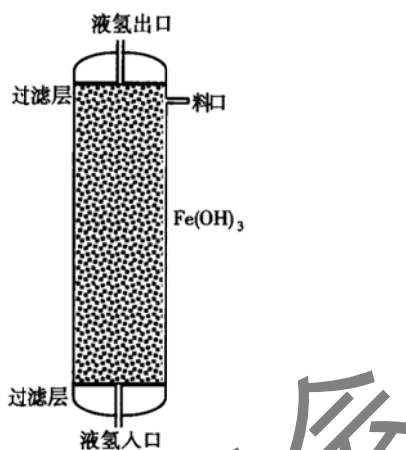


图 5-15 正仲氢转化反应器基本结构图

在氢液化器中的正仲氢转化器中的流速一般为每小时每平方米 30~120 克液氢。催化剂用量的计算主要有经验法和数学模型法。经验法简单，但精确度较差，是用实验室、中间试验装置或工程装置中最佳条件测得的数据，如空速等作为设计依据，按要求的催化转化能力计算并确定催化剂的用量、床高、床径等的计算。数学模型法是根据反应动力学模型进行计算，根据催化床中温度分布可分为一维模型和二维模型。

接触时间的计算：即反应条件下，气体通过催化剂床层中自由空间所需要时间。

$$\tau = \frac{V_R \varepsilon}{V_0} = \frac{\varepsilon}{\frac{1}{3600} \cdot \frac{T}{273} \cdot S_V \frac{p_0}{p}} \quad (5-15)$$

式中，

$V_0$ -反应条件下气体的体积流量， $\text{m}^3/\text{h}$ ；

$\varepsilon$ -催化剂孔隙度，%；

$V_R$ -催化剂的体积， $\text{m}^3$ ；

$S_V$ -空速，次/秒；

$T$ -温度，K；

$p$ -工作压力, Pa;

$p_0$ -大气压力, 101325 Pa;

床层线速度是反应条件下气体通过催化剂床层自由截面的速率。空床速度是反应条件下气体通过床层截面时的速率。反应器高度和直径的计算方法, 可根据经验取。转换器结构和催化剂用量参考上海化工研究院的经验, 空速取 20.83 次/秒, (转化为标准状态下的流量除以催化剂用量), 标准状态下的流量 813.68 L/s, 催化剂用量 39.06 L。催化转化过程的反应速度用反应速度常数来表示, 以实验数据为依据。以绝热型正仲氢转换反应器为例, 转化热靠升高液氢的温度而被带走。在 20.39 K, 正仲氢转化热 $q_{conv}$ 为 702.85 KJ/kg, (30 K 以下基本上不变), 此温度下平衡氢的仲氢含量 99.789%。

转化热的计算:

$$Q = mC_p\Delta T = m_0q_{conv} \quad (5-16)$$

式中,

$Q$ -反应条件下转化热, kW;

$m$ -催化剂孔质量, kg;

$C_p$ -催化剂比热, kJ/kg·K;

$\Delta T$ -催化剂温度升高, K;

$m_0$ -转化部分的正氢质量流量, kg/s;

$q_{conv}$ -单位质量的正仲氢转化热 KJ/kg;

催化剂填入正仲氢转化反应器后, 一般需要用 130 °C 的干燥氢气进行活化, 但温度过高会破坏催化剂的结构。某些不纯物容易引起催化剂中毒, 例如甲烷、一氧化碳或乙烯会引起催化剂暂时中毒, 氯气、氯化氢、硫化氢等引起催化剂永久中毒。

正仲氢的转换注意活化时间和温度。称取制备好的催化剂 40~60 目(孔径 0.30~0.44 mm), 置于反应管内, 在 110 °C 下抽空(真空度  $10^{-2}$  mmHg 以下)活化 6~8 小时。催化剂为含水氧化铁, 在不同的低温下, 能有效地促进制取不同含量的仲氢。实验研究发现, 原料气的纯度对转换影响很大, 因此, 必须严格纯

化原料气，否则易使催化剂中毒，降低转换率。由不同原料制备的催化剂，其促进转换的能力有差别。适当地提高活化温度，可使转换率有所提高。

我国由大化所研制“正仲氢低温转换催化剂”，在低温下迅速将正氢催化转化为仲氢，田馨华任组长，谢炳炎副组长，历时四年，在上海试剂厂进行催化剂批量生产。

### 5) 正仲氢组分测量

所谓正氢和仲氢，是分子氢的两种自旋异构体，是由于两个氢原子核自旋的耦合方式不同而引起的。正氢中两个核的自旋是平行的，仲氢中两个核的自旋则是反平行的。氢气通常是正氢和仲氢的平衡混合物，正氢和仲氢混合物的平衡浓度随温度的不同而有显著的变化。室温热平衡态下，氢气大约由 75%正氢和 25%仲氢组成。在 77 K 时正氢占 51%，仲氢占 49%。饱和液氢(20.4 K)正氢仅占 0.2%，仲氢占 99.8%。根据热力学平衡，可以计算出不同温度时正仲氢的平衡浓度，然而，通过改变温度使其自行调节而达到平衡是极其缓慢的过程。有学者认为正氢-仲氢的转化是磁性机理，当氢分子受到催化剂的非均匀磁场的作用时这种转化速度将会加快。

目前国内外对于正仲氢转化的研究相对较少，针对正仲氢转化的机理，尤其是其组分的测量也鲜有公开全面的文献报道。在上世纪 80 年代，中国科学院大连化学物理研究所研制成功了具有高效率、长寿命、易于再生的正仲氢转化的催化剂。研究人员采用在室温下使用分子筛色谱柱的方法进行气相色谱分析，通过测定不同仲氢含量的样品与正常氢之间的热导系数的差别，实现测量仲氢的含量。2006 年，美国国家高磁场实验室 Lydzinski 等人报道了采用测量蒸气压的方法实现了正仲氢组分的测量。近年来，随着测量技术的不断发展，基于声速测量、蒸气压测量、导热系数测量、核磁共振方法、色谱分析在物质组分测定中发挥着重要的作用。将这些新兴测量方法利用到正仲氢组分测量中，进而发展一套高效简便的测量方案，对于液氢的高效利用有着深远的意义。

正仲氢组分的测量是基于正氢与仲氢之间的性质差异。仲氢含量的检测在 80-250 K 温区内，仲氢的比热及热导率分别超过正氢将近百分之二十。含有正仲氢的气体成分可以根据正仲氢之间热导率的差异，利用色谱分析仪进行分析。采用正常氢(仲氢含量为 25%)作载气，利用热导池检定器测定不同仲氢含量的

样品与正常氢之间热导系数的差别，从而测得仲氢的含量。采用色谱分析仪进行正仲氢的气体成分分析时，在恒温槽中有四个标定点。

分离柱使用分子筛填充，是为了将样品中的杂质(如氧气、氮气等)与氢分离，以准确测定出样品中仲氢的含量。采用不同温度下制备出不同浓度的标准样，绘制出色谱峰高(或峰面积)和浓度的标准曲线，利用该曲线可对被测样品中的仲氢进行定量。

## 5.3 液氢储运技术及装备

### 5.3.1 液氢储运技术的发展

氢能利用的关键技术包括氢的制取、储运及应用，其中储运是氢能产业链中的关键环节。液氢储运是氢产业链的关键环节之一，影响氢源的地域布局设计。氢气易燃易爆，爆炸范围宽(4.1%~74.2%)，所以氢储存和运输难度大，也是氢能安全和使用经济性的关键点之一。储运氢的主要技术在于如何提高能量密度，一般以氢气质量与总质量之比(称为“氢气质量密度”)作为储氢技术评价指标。例如，美国能源局要求 2025 年车载氢电池的氢气质量密度须达到 5.5%，最终目标是 6.5%。

氢储运的成本与效率问题是制约氢能商业化发展的关键因素。氢储运主要有高压、液氢及合成氢化物等主要方式，单位容器质量下储氢能量与汽油仍有较大差距。氢储存技术主要有高压气态储氢、低压液化氢储存及储氢材料储存等三类。其中， $3.5\sim 7\times 10^7$  Pa 的高压气态储氢应用最广，液氢储存在国外应用较多，国内技术尚处于航空应用的阶段。

如表 5-4 所示，多种氢气存储方式对比，目前技术成熟，运用比较广泛的是高压气体储氢和低温液态储氢方式，同时还有金属储氢、有机液体储氢、碳质储氢等技术正处于研究和发展阶段，其中金属氢化物储氢技术则表现出较大潜力。低温液态储氢技术具有单位质量和单位体积储氢密度大的绝对优势，但目前储存成本较高，主要体现在氢液化过程耗能大，以及对储氢容器的绝热性能要求极高两个方面，目前低温液氢技术多用于航天，但也越来越有向民用发展的趋势。我国氢气储运以高压气态( $3.5\times 10^7$  Pa)为主，国外则多用  $7\times 10^7$  Pa 高压瓶和低温液态储氢。国内储氢技术发展相对落后，高压气态储氢技术落后较

大，储氢量低。国内储氢罐关键材料依赖进口，氢液化技术、储氢材料技术等与国外先进水平存在一定差距。

如表 5-5 所示，多种氢气运输方式对比，液氢储运具有储氢密度大、纯度高、远距离输运成本低、加注效率高等优点，是氢储运的重要途径。高压气态储氢最大的缺点在于体积比容量低，储氢量少，即使用钛瓶，其储氢重量也只有瓶重的 5%左右，同时安全性能相对较差。常压下液氢密度为气氢的 848 倍，是压缩氢气的 3 倍，储氢的体积比容量大。目前氢液化能耗及运输过程的损耗仍然较大，氢液化耗能相当于氢本身能量值的 30%左右，氢液化技术和液氢贮存低温容器制造难度大。

国外液氢运输占氢运输总量的 70%左右，安全运输基本问题已经得到充分验证。国内应用目前仅限于航天领域，民用还未涉及。国内一方面技术没有成熟，技术、设备成本高昂，无论是运输还是车用都选择高压气态路线。另一方面，国内暂时缺乏液氢相关的技术标准和政策规范，国内布局液氢的企业较少。液氢储氢是未来重要发展方向，同时可配合大规模风电、水电、光电电解水制氢及储运。在民用领域，国内企业正努力实现氢的液化、储运及加注设备的国产化和产业化。

表 5-4 多种氢气存储方式对比

多种氢气存储方式对比			
储氢方式	优势	劣势	成熟度
高压气态储氢	技术成熟、充放速度快	体积储氢密度低	发展成熟
低温液态储氢	体积储氢密度高、液氢纯度高	液化耗能高、容器成本高	国外约 70%使用液氢运输、航天工程使用成功
储氢材料储氢	安全性高、运输方便	价格高、寿命短	示范案例，尚未实现大规模商业化
有机物储氢	储氢密度高、转换的有机物储运技术成熟、安全性高	转换涉及化学反应往返效率低、含有杂质气体	研发阶段

资料来源：车百智库《中国产业氢能发展报告 2020》(含预测)，中国氢能联盟《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》(含预测)等，中信证券研究部。

表 5-5 多种氢气运输方式对比

多种氢气运输方式对比								
运输方式	优势	劣势	经济距离 (km)	载氢量 (kg/车)	体积储氢密度 (kg/m <sup>3</sup> )	质量储氢密度 (wt%)	成本 (元/kg)	能耗 (kWh/kg)
长管拖车 (气态)	技术成熟	储氢密度低、运输距离短	小于 150(短距离)	300-400	14.5	1.1	2.02	1-1.3
货车(储氢材料储氢)	安全性高、储氢密度高	吸附具有一定能耗	小于 150(短距离)	300-400	50	1.5	-	10-13.3
液氢槽车/液氢驳船 (液态)	储氢密度高	液化能耗高	大于 200(中长距离)	7000	64	14	12.25	15
有机液体储运车(槽罐车)	转换有机物技术成熟、安全性高、储氢密度高	具有化学转换成本	大于 200(中长距离)	2000	40-50	4	15	-
管道(气态)	运输成本低, 能耗低	一次性投资大	大于 500(长距离点对点)	-	3.2	-	0.3	0.2

资料来源：车百智库《中国产业氢能发展报告 2020》(含预测)，中国氢能联盟《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》(含预测)等，中信证券研究部。

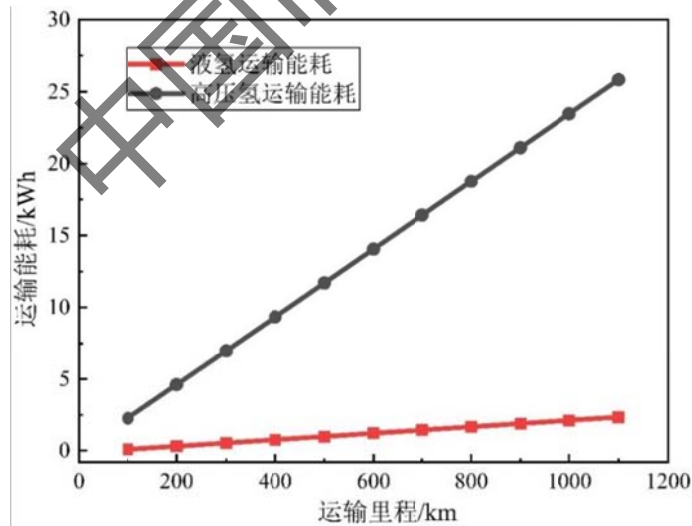


图 5-16 不同运输里程液氢与高压氢运输能耗对比

氢运输方式主要有气氢拖车、液氢槽车和氢气管道三种。其中气氢拖车适用于 300 km 以内、日用量为吨级的加氢站等应用场景。管道运输主要应用于大规模、长距离运输。液态氢运输以液氢槽车为主，综合成本低，在国外应用较



为广泛，氢液化技术要求更高。液氢拖车、火车分别可实现 0.4~4.3、2.3~9.1 吨液态氢的运载。液氢槽罐车运输成本结构与集装管束车类似，但增加了氢液化成本和途中液氢蒸发损耗。常规液氢槽罐车可装载液氢 4000 kg，途中平均每小时蒸发损耗 0.01%，氢液化过程耗电 10-15 kWh/kg。如图 5-16 所示，不同运输里程液氢与高压氢运输能耗对比。

液态储氢在国外的加氢站体系中也有较大范围的应用，但车载应用尚不成熟。我国液氢工厂仅主要为火箭发射服务，目前受法规等限制，目前尚无法应用于民用。国内目前有液氢储运技术储备和产业化能力的企业有富瑞氢能、中科富海、航天氢能等。液氢在海上运输当前国外也仅有少量应用，国内暂未涉及。通过提高氢液化效率和降低运输过程中损耗，液氢罐车在中远距离的输氢具有较大发展前景。

液氢储氢是将氢气液化储存在良好绝热性能的低温绝热真空容器之中，液氢一旦发生泄漏，可能导致严重的安全事故。液氢储罐有多种类型，可分为固定式、移动式、罐式集装箱三种类型。

液氢的输送有陆运、海运及管道输送三种方式，不同的运输方式输送成本和输送量不同，其具体的特点及运输工具可见表 5-6。陆运技术较为简单，使用较为普遍；海运和管道运输由仅应用于个别领域。

液氢的公路或铁路运输，采用液氢槽车，液氢公路或铁路槽车一般装载圆柱形液氢储罐，根据 GB1589 外廓尺寸限制要求及 TSG R0005 规定，常规公路运输真空绝热罐体内容及不得大于 52.6 m<sup>3</sup>，铁路运输的特殊大容量液氢储罐容积最高可达到 200 m<sup>3</sup>。液氢也可采用船舶进行海运，可装载较大容量的液氢储罐，将液氢由海路进行长距离的运输。用于船运的液氢储罐最大容积可达到 1000 m<sup>3</sup>。日本川崎“SUISO FRONTIER”号为液氢海上运输船，德国、加拿大也有类似的液氢海运船。加拿大与欧洲氢能开发计划《EuroQuebec Hydro-Hydrogen Pilot Project》报告中，计划将液氢由加拿大运往欧洲。液氢海运是一种较好的液氢的运输方式，但液氢船的核心技术难度较高，投入较大。液氢也可以采用管道输送，但由于液氢温度低，对管路的低温性能和绝热性能要求较高，不适用于远距离输送。

表 5-6 不同液氢运输方式的特点

运输方式	运输工具	特点
陆运	液氢槽车	多采用圆柱形储罐，公路运输时储罐容积不超过 100 m <sup>3</sup> ；铁路运输时储罐容积不超过 200 m <sup>3</sup> 。是最常用的运输方式。
海运	液氢海上运输船	运量大，液氢储罐最大容积可达到 1000 m <sup>3</sup> ，更加安全经济。但是液氢船的核心技术难度较高，投入较大。
管道输送	管道	由于液氢输送管路的低温性能和绝热性能要求较高，因此不适用于远距离(>2 km)输送，目前只应用于航天领域。

液氢储运技术关键在于液氢储罐和运输设备。液氢适用于大规模的储能应用，也可将液氢以能源对外供应。如图 5-17 所示，目前世界上最大的液氢储罐是位于美国肯尼迪航天发射场的液氢球罐，容积 3800 m<sup>3</sup>，日蒸发率<0.03%；挪威未来计划建设单个容积 50000 m<sup>3</sup>的液氢储罐。

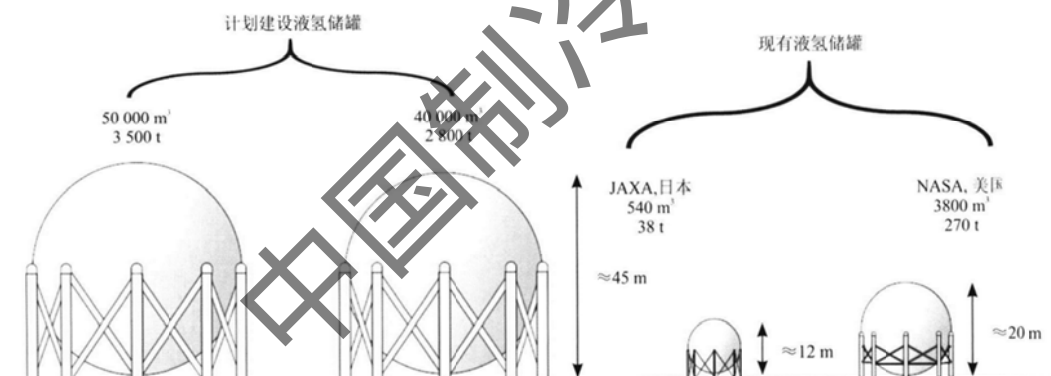


图 5-17 计划建设与现有液氢储罐的大小对比

#### 液氢储运具有以下发展优势：

液氢储运的储重比可超过 10%，在物流车、重卡及客车等长期规律运行且需要供氢量大的商用氢燃料电池车上，更适合采用车载液氢供氢系统

液氢在储运环节可保障氢气的纯度，是超纯氢理想的供应方式。液氢供氢是全球公认的大规模获得超纯氢的方式，相比于气态提纯技术具有高效可控、不易污染品质稳定等特点。例如燃料电池行业，GB/T 37244-2018《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》规定氢气质量要求，总硫含量(体积分数)要求不高于  $4 \times 10^{-9}$ ，总卤化物要求不高于  $50 \times 10^{-9}$ ，当前很多工业氢气都很难满足要求，

而液氢技术路线在各环节的杂质含量都得到有效控制。液氢还可为半导体、电真空材料、硅晶片、光导纤维等领域提供超纯氢气，扩大了液氢应用范围。

对于城市加氢站应用场景，液氢加氢站因储罐高效紧凑而占地面积更小，投资更小。

我国在液氢生产、储运及供应等环节基础设施的技术成熟度与  $3.5 \times 10^7$  Pa 高压氢技术路线相当，比  $7 \times 10^7$  Pa 高压氢技术路线成熟度要高。我国日产吨级具有自主知识产权的氢液化装置国产化率超过 90%。

液氢储运技术的局限在于氢液化过程中的能耗，约为氢本身热值的  $1/5 \sim 1/3$ ，因此液氢制备能耗明显更高。在氢能示范及发展初期氢能应用规模不大、运输距离较短时，液氢制储运技术的优势不突出。但是液氢储运的技术路线、液氢工厂可以建在风光电厂旁边电价便宜的地区，液氢在终端加注使用的能耗非常低，仅有  $1 \text{ kWh} / \text{kg}(\text{LH}_2)$ ，约为氢能源车高压加氢的  $1/6 \sim 1/4$ ；加上运输及加氢站运营等方面优势，综合用氢成本与高压氢相比甚至更低。而且相比于绿氢制备的电解能耗  $45 \sim 55 \text{ kWh} / \text{kg}(\text{H}_2)$ ，氢液化的能耗占比约为制氢综合能耗的  $1/9 \sim 1/5$ 。

液氢的存储需使用具有良好绝热性能的低温液体存储容器，即液氢储罐。根据其使用形式可分为固定式、移动式、罐式集装箱等；按绝热方式可分为普通堆积绝热和真空绝热两大类。普通堆积绝热液氢储罐采用泡沫、粉末、纤维等绝热材料，成本较低，但由于夹层真空度较低，绝热性能差，多用于需现场制造的大型液氢储罐。真空绝热液氢储罐则主要通过夹层空间内的高真空度实现绝热，又分为单纯真空绝热、真空多孔材料绝热、高真空复合多层缠绕绝热和高真空单层多层缠绕绝热等。高真空度绝热液氢储罐结构复杂，真空度要求较高，成本较高，一般适用于小型的液氢存储。液氢储罐绝热结构的选择需考虑储罐容积、形状、蒸发率、成本等多方面因素。

液氢存储的罐式集装箱与液化天然气(LNG)罐式集装箱类似，是一种应用前景较好的液氢存储运输方式。林德、空气化工等公司均有成熟产品，12.192米罐式集装箱的日蒸发率可低至 0.5%。

固定式液氢储罐一般用于大容积的液氢存储( $>330 \text{ m}^3$ )，固定式液氢储罐可采用球形储罐和圆柱形储罐。液氢储罐的漏热蒸发损失与储罐的容积比表面积

(S/V)成正比，而球形储罐具有最小的容积比表面积，具有机械强度高、应力分布均匀等优点，因此球形储罐是较为理想的固定式液氢储罐。

常用圆柱形液氢储罐主要由罐体及进液口、取样口、转注口、外接气源口、自增压器及压力、液位测试装置等组成。我国自行研制的大型固定式液氢储罐多为圆柱形液氢储罐。

由于移动式运输工具的尺寸限制，移动式液氢储罐常采用卧式圆柱形，通常公路运输的液氢储罐最大宽度限制为 2.55 m。移动式液氢储罐采用的运输方式包括公路运输、铁路运输及海运等。移动液氢储罐的容积越大，蒸发率越低。船运移动式储罐容积较大， $910\text{ m}^3$  的船运移动式液氢储罐其蒸发率可低至 0.15%；铁路运输  $107\text{ m}^3$  容积蒸发率约为 0.3%；公路运输的液氢槽车日蒸发率较高， $30\text{ m}^3$  的液氢槽罐日蒸发率约为 0.5%。移动式液氢储罐的结构、功能与固定式液氢储罐并无明显差别，但移动式液氢储罐需要具有一定的抗冲击强度，能够满足运输过程中的加速度要求。

我国液氢储运技术发展起步较晚且关键设备进口受限，液氢在民用领域的应用很少，限制了液氢的规模化应用。我国在液氢生产、储运、加注、计量、安全保障、故障预测、事故处置等多个方面都落后国外，甚至是空白。液氢储运技术的发展还需要储运环节标准化，加快相关标准规范的制订，完善液氢储运标准化体系建设。

### 5.3.2 液氢储运关键装备

液氢的生产和储运的过程都关系到很多核心的部件以及关键的技术，氢的液化设备主要有氢透平膨胀机、低漏率换热器、氢螺杆压缩机、低温阀门、正仲氢转化器等核心部件，而液氢的储运过程则对液氢泵、液氢储罐、液氢槽车等设备提出了很高要求。

#### (1) 液氢泵

液氢泵是液氢领域一个至关重要零部件，当液氢运输至液氢加氢站后，如何使液氢流动至加氢设备和给氢加压就成了至关重要的问题，而液氢泵则是一个能效远高于氢压缩机的选择。液氢泵具有许多不同的种类，但是用于驱动低温流体的泵常见的有离心泵、隔膜泵、波纹管泵和活塞泵等几类。对于输送液

氢的低温液体泵当中，波纹管泵由于效率一般，寿命不长，只能适于间歇工作的场合。隔膜泵应用的也相对较少。应用的最多的主要有两种形式，分别是活塞式和离心式液氢泵。

### ① 活塞式液氢泵

如图 5-18 所示，液氢活塞泵(往复式液氢泵)通常由缸体、液力端、传动端、减速机、原动机及其他附属设备(润滑、冷却系统等)组成，缸体作为活塞泵的主体，与阀门、缸盖、管路及机体等配置连接，它的外表形状和内部流道孔都很复杂。在设计的过程中，把缸体内的应力高度集中部位和高压交变载荷区分开来，可以有效提高缸体的使用寿命。缸体与液氢直接接触并承受交变的内压，可以选用奥氏体铬镍合金这种低温韧性材料。为了减少应力集中的影响，应该在其内部流道交孔处导圆，并做表面强化处理。

活塞式液氢泵因在系统中的位置不同，有外置式和潜液式两种。采用潜液式布置的液氢活塞泵，结构整体性更强，不过由于大多数润滑剂在液氢温度下会硬结失去润滑性能，且不能使润滑剂污染液氢，潜液式液氢活塞泵并不专设润滑系统，润滑作用由液氢流体提供。

根据动力端驱动方式的不同，液氢活塞泵，可分为液力端和动力端(包括低温电机和传动机构)。动力端由电机、曲轴、连杆、十字头等部件组成，通过电机带动曲轴传递到十字头往复运动，最终带动液力端活塞的往复运动；液力端由活塞、吸入阀、排出阀等部件组成，通过活塞的往复运动，与液力端的吸入阀和排出阀配合，完成液氢的输送。

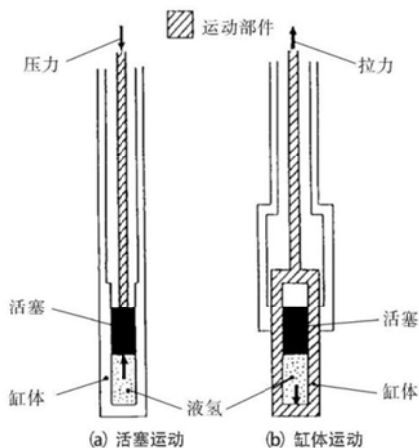


图 5-18 往复式液氢泵液力端原理示意图

## ② 离心式液氢泵

液氢是低温的流体，并且与常温流体(水)存在巨大差异，为了满足高效率、低漏热、高强度和密封方面的要求，结合泵体的工作方式，高压头小流量离心式液氢泵得到了应用，如图 5-19 所示。虽然离心泵的效率比较高，流量也相对平衡，但其叶片加工十分复杂，加之单级所产生的压力有限，不利于在复杂的变工况下运行。

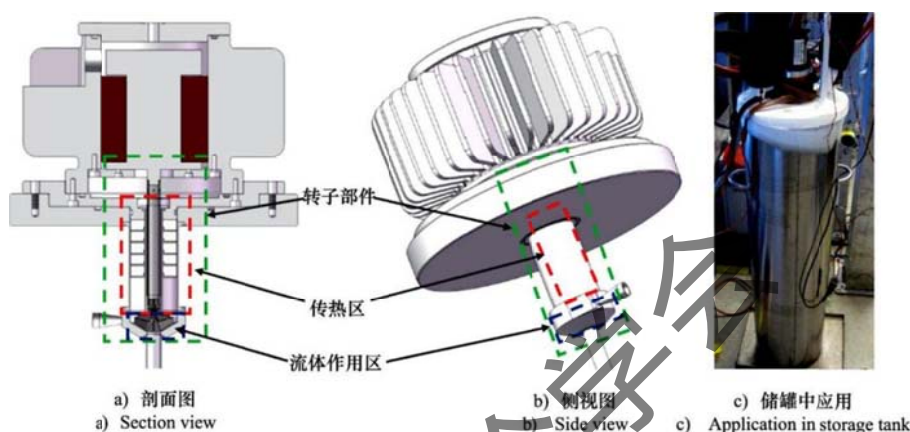


图 5-19 液氢泵示意图

液氢泵此前主要应用在航天领域，基本都是利用大型涡轮泵为航天器输送低温液氢燃料，用涡轮作为驱动泵的动力设备。目前，液氢泵在逐渐向民用领域应用，小型液氢泵的研究已经有多年历史，国外目前仍然走在前列，国内相对落后。国外以 Linde 公司为代表已成功研制了高压液氢活塞泵，其技术特点是：小型化，单级压缩，最大加注能力 120 kg/h，最小输入压力  $2 \times 10^5$  Pa，最大输出压力  $9 \times 10^7$  Pa，出口状态为液态。国内方面我国在液氢活塞泵研制方面公开的研究成果较少，战颖设计的全低温液氢泵，最大周期排量 0.005 m<sup>3</sup>/min，最大压差  $5 \times 10^5$  Pa，在此基础上，李强等经过试验测试发现液氢泵转速从 310~1320 r/min 连续可调，980 r/min 时压差为  $5 \times 10^5$  Pa，流量为 0.0052 m<sup>3</sup>/min，随着转速进一步提高，压差可达  $7 \times 10^5$  Pa 以上，流量可达 0.0063 m<sup>3</sup>/min 以上。

## (2) 液氢储罐

液氢储罐是液氢存储的重要装备，根据低温深冷的行业经验，按结构型式，液态储氢容器可分为圆筒形带封头储罐(立式或卧式)、球罐、子母罐、立式圆筒储罐等几种结构。液氢储罐一般有两层，内胆盛装温度为 20 K 液氢，通过某

种支承物置于外层壳体中心。支承物一般是由玻璃纤维带制成的，这种支撑物的绝热性能很好。夹层中间填充多层镀铝涤纶薄膜，可以减少热辐射的影响。

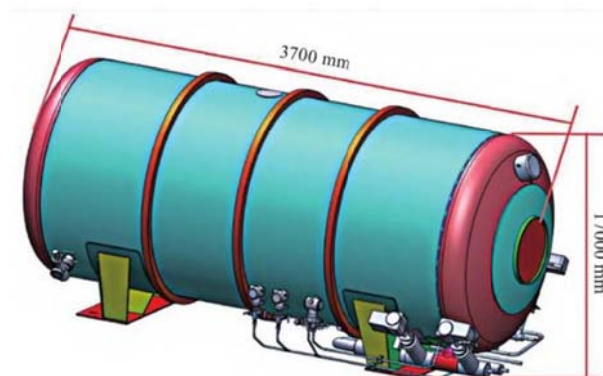


图 5-20 某液氢贮罐示意图

在设计液氢储罐时，需要设置若干的设计参数，包括工作保温质量、温度、压力。液氢罐作为一种低温液体储罐，要求容器必须是绝热，这样可以减少漏热导致的蒸发损失，性能优异的 100 m<sup>3</sup>的液氢储罐的日蒸发率约 0.5%。对于保温绝热性能，一般采用两种不同的结构和材料方法：第一种是采用封闭泡沫，安装在墙壁中间，同时采用不同的金属层来改善这种泡沫的性能；第二种是采用低发射和高反射的多层系统，利用玻璃纤维将它们隔开。两个层之间的部分真空和低辐射换热可以建立低热导率与蒸发现象的关联。由于储罐和容器的设计不适合非常高的压力(平均工作压力约为  $5 \times 10^5$  Pa)，容器或者液氢储罐必须利用泄压装置进行泄压，所以必须提供吹扫和压力控制系统。空气渗透可能会冻结并阻塞管道，为了防止空气渗入管道和储罐的系统，清洗和排气系统应考虑蒸发氢气的流量。

不同容量的液氢储罐有不同的应用场景，例如大型的液氢储罐在运载火箭领域、加氢站以及大型氢液化工厂等液氢存储中比较适用，小型的液氢储罐适用于车载系统等场景。

大型液氢储罐与火箭发动机的研制、加氢站的液氢存储等都是密不可分的。例如：美国著名的土星-5 运载火箭上，装载 1275 m<sup>3</sup>液氢，地面储罐容积为 3500 m<sup>3</sup>，工作压力  $7.2 \times 10^5$  Pa，液氢日蒸发率 0.756%，容器的加注管路直径 100 mm，可同时接受 5 辆公路加注车的加注。国内方面，我国液氢生产及航天

发射场也应用了液氢储罐，如北京航天试验技术研究所、海南发射场、西昌发射场等，均配有地面固定储罐；此外，富氢能在 2022 年 3 月举行了首台民用大型液氢储存容器开工仪式，该液氢储存容器设计尺寸为 200 m<sup>3</sup> 以上，储氢量超过 14 吨，这种液氢储存容器产线采用混线生产，包含加氢站用液氢储罐和大型氢液化工厂用液氢储罐。

小型液氢储罐方面，低温液态储氢已应用于车载系统中。如 2000 年，美国通用公司已在轿车上使用了长为 1 m、直径为 0.14 m 的液氢储罐，其总质量为 90 kg，可储氢 4.6 kg，质量储氢密度、体积储氢密度分别为 5.1%、36.6 kg/m<sup>3</sup>。2022 年 9 月，奔驰发布的 GenH2 液态氢燃料卡车，采用了 80 公斤液氢储罐，续航超 1000 公里。国内方面，2020 年北汽福田研发的液氢重卡作为我国首辆液氢重卡，所有零部件均为我国自主研发，其采用的液氢储罐，单次加满续航超 600 公里。

### (3) 液氢槽车

如图 5-21 所示，液氢槽车是液氢储存运输过程中的一个关键设备，水平放置的圆筒形低温绝热槽罐会经常使用。车用的液氢储罐储存液氢的容量一般可以达到 100 m<sup>3</sup> 左右。铁路用特殊大容量槽车甚至可运输 200 m<sup>3</sup> 的液氢。

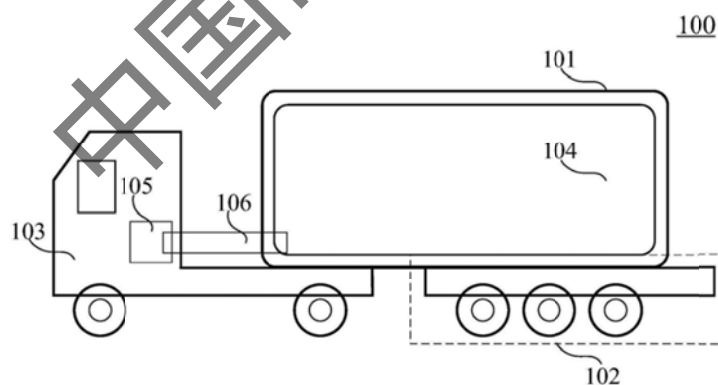


图 5-21 一种液氢运输槽车示意图

### (4) 液氢管道

液氢管道运输是液氢可采用的一种常用运输方式，液氢具有粘度小、沸点低、汽化潜热小等特点，可以通过绝热管道(发泡型或真空多层绝热型)采用挤压的输送方式从储罐运输到应用场所。氢的温度很低，所以采用管道运输的方



式时对管道的低温性能以及绝热性能提出了很高的要求，因此出于成本等原因的考虑，管道运输的运输方式是十分不适合远距离输送的。

目前，液氢管道运输一般在航天发射场液氢的输送这种情况下应用较多，航天发射场需要将液氢由储氢罐运送到发射点，这个过程是需要采用液氢管道运输的。比如美国的肯尼迪发射场就是利用的管道运输的方法将氢罐中的液氢运输到 440 m 以外的发射点，输送管路为了满足绝热的要求，有 20 多层真空多层绝热。代号 39 A 发射场的液氢管道是 254 mm 真空多层绝热管路，用 20 层极其薄的铝箔构成反射屏，隔热材料为多层薄玻璃纤维纸。运输液氢的管路分节制造，每节管段长 13.7 m，现场焊接连接，每节管段夹层中装有分子筛吸附剂和氧化钡吸氢剂。在液氢温度下，压力为 0.0133 Pa，分子筛对氢的吸附容量可达 160 mL/g 以上，而活性炭吸附可达 200 mL/g。

液氢从罐内转移到储存罐内时可能会发生额外的蒸发量，这是高压液氢在转移到较低的压力期间受到发生的快速蒸发(闪速损失)的影响，所以最好适当提高在管道运输过程中的压力，以防止液氢损耗过大。此外，液氢从罐车转移到储罐时，由于管道、储罐与液氢之间存在温差，液氢会汽化，所以在设计液氢管道是，也要将温度的影响考虑在内，避免液氢损失。

## 5.4 液氢加氢技术与基础设施

### 5.4.1 液氢加氢关键技术

氢能基础设施建设，特别是加氢站的核心设备就是氢气压缩机和液氢泵(液氢压缩机)。

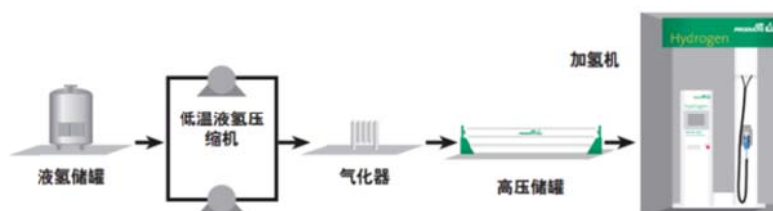


图 5-22 空气产品公司(Air Products)商业加氢站的典型设计

如图 5-22 所示，加氢站中常用的一种高压液氢泵，是将液氢直接增压到  $4.5 \times 10^7$  Pa 或者  $9 \times 10^7$  Pa，然后再气化给氢能车加氢。将液氢直接增压再气化加

氢，这种方案比先气化再增压加氢的能耗要低得多，因此将是未来液氢供氢加氢站的主流工艺过程。

液氢泵在这一过程中既涉及到低温又涉及到高压，可是目前液氢技术路线上的最大难点之一，需要材料、流体、传热等多学科共同解决，不是现有的高压液氮泵改进就可以实现的。液氢泵主要用在航天领域，为航天器输送低温液氢燃料。用在航天领域的液氢泵基本上均为大型涡轮泵，用涡轮作为驱动泵的动力设备。现在液氢泵也逐渐向民用。

小型液氢泵主要用于利用液氢作为燃料的交通工具中。现在取得结果最好的、试验用于液氢汽车系统的液氢泵是日本的 S.Furuhama 的课题组以及德国的 W.Peschka 课题组。他们完成的液氢泵的共同特点是均为活塞泵，而且泵体体积过大，不便真正使用。而且最为严重的问题是驱动轴的动密封无法解决泄漏问题，由此造成的安全性隐患一直存在。

液氢泵的种类主要有离心泵、隔膜泵、波纹管泵和活塞泵等。其中，波纹管泵，效率中等，寿命不长，适于间歇工作的场合。在低温系统中用的较多的离心泵，这种泵效率较高，流量均衡，叶片加工复杂。往复式活塞泵适于流量较小压差变化较大的场合，需要注意泵体的强度和密封，具有良好的自吸能力。为了应对紧急突发情况的场合，往复式活塞泵作为液氢泵的基本结构类型是较为合适的。

液氢的粘度低，活塞和气缸之间以及阀门处的泄漏问题是液氢泵研制的关键实数问题，常采用间隙密封方式。还需要注意氢脆问题：由于泵工作在液氢环境下，必须考虑氢脆效应对泵体材料产生的影响。许多金属及合金在氢环境下可以正常工作，如铜及铜合金、铝合金、以及一些奥氏体不锈钢等。

根据往复式活塞泵的基本特点，泵的转速越高，则泵的外形尺寸越小；而缸数越少，则结构越简单，可靠性也越高。速度越高，低温液体活塞泵的液缸内的压力波动越大。为减小流量脉动及压力脉动，采用差动式活塞泵的结构，即活塞将缸体分为压缩缸体和差动缸体。

液氢泵与液氢杜瓦之间的连接，要充注意整个系统的安全性。现有的液氢泵系统的主要安全隐患就是驱动轴处的动密封泄漏问题。为避免轴封泄漏问题，可将液氢泵完全浸入低温杜瓦内的液氢之中。

液氢泵属往复泵的一种，由液力端和动力端两部分组成。液力端主要有入口阀、活塞、活塞杆等主要部件。液力端是液氢安全输送系统中的关键部件。动力端主要有曲柄、连杆、十字头、泵箱体等主要部件。由于处于低温环境并承受高压周期循环载荷作用，泵的工作条件恶劣，泵的液力端密封环和动力端轴承、衬套往往容易出现可靠性问题。

可以选择奥氏体不锈钢 1Cr18 Ni9Ti 作为整机的主要结构材料。这种材料具有良好的抗氢脆性，具有中等强度和极好的韧性，而且在液氢下已有较多的使用经验及较多的性能参数，适于作为低温液氢环境下低温液体泵的主体材料。

液氢快速加氢枪类似于 LNG 快速加注枪，根据用途的不同研制不同口径的加氢枪，可用于给车载液氢供氢系统加注液氢，给液氢罐箱加氢等。既要实现快速连接断开功能，还要保证可靠密封，同时漏热要尽可能小。一般指标要求漏率  $10^{-6} \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ ，液氢流经温升小于 1 K。

液氢输送泵，常用于液氢储罐之间、储罐与运输罐之间的液氢快速转注，或者将液氢增压到某一需求压力后供用户使用。与活塞式高压液氢泵不同，液氢输送泵一般采用轴流型式或者离心型式。因为大型液氢储罐特别是球罐，其工作压力很低甚至是常压，难以采用外增压或自增压方式输送，或增压到用户所需的工作压力。一般液氢罐之间转注用的液氢输送泵其流量要求为  $100 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $200 \text{ m}^3/\text{h}$  直至  $1000 \text{ m}^3/\text{h}$  等标准系列，出口压力一般要求大于  $2 \times 10^5 \text{ Pa}$ ；而增压用的液氢输送泵出口压力根据用户需求一般要求达到  $2 \sim 3 \times 10^6 \text{ Pa}$ 。

为实现较大的流量和压头，液氢输送泵一般可采用离心式液氢泵，即液氢涡轮泵，如图 5-23 所示由高速电机直接驱动，轴承采用双排角接触滚珠轴承。以散裂中子源液氢泵为例，液氢流量为  $70 \text{ g/s}$ ，涡轮泵的转子质量约  $25 \text{ kg}$ ，转速  $46000 \text{ rpm}$ ，在泵壳内由  $35 \text{ mm}$  和  $40 \text{ mm}$  双排角接触滚珠轴承支撑。轴承由液氢冷却，保持架材料起润滑作用。

液氢涡轮泵的叶轮，可采用三元流理论进行优化设计，为获得较高的效率，不同比转速下的叶轮形状不同。液氢泵的性能曲线，即流量与压头和效率之间的关系。

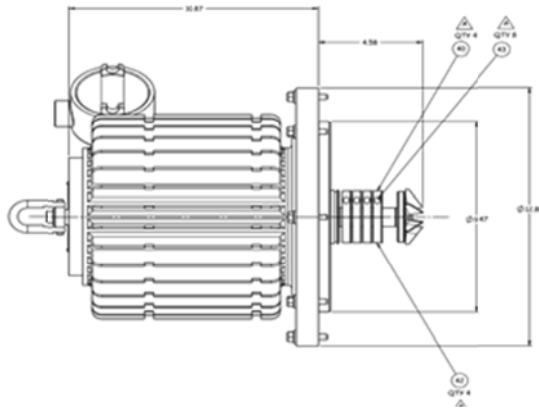


图 5-23 离心式液氢泵基本结构

比转速的定义为：

$$n_s = \frac{3.65n\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad (5-17)$$

式中，

$n_s$ -比转速；

$n$ -转速，转/分钟；

$H$ -扬程，m；

$Q$ -流量，m<sup>3</sup>/s；

根据离心泵理论，泵的水力效率与比转速密切相关通常比转速在50~30范围内的离心泵具有较高的效率。

比转数的大小与叶轮形状和泵的性能曲线有密切关系。比转数确定以后，叶轮形状和性能曲线的形状就大致地确定了。比转数越小，叶轮流道相对地越细长，叶轮外径和进口直径的比值( $D_2/D_0$ )越大，性能曲线比较平坦；随着比转数的逐渐增大，叶轮流道相对地越来越宽，( $D_2/D_0$ )的值越来越小，性能曲线也就越陡；当比转数大到一定数值后叶轮出口边就倾斜，成了混流泵，性能曲线开始出现“S形曲线”，如果比转数继续增大，当 $D_2=D_0$ 时就成了轴流泵，此时性能曲线更陡，“S形曲线”更严重。由于泵比转数与叶轮形状有关，所以泵的各种损失和离心泵的总效率均与比转数有关。

液氢泵的稳定性和转子临界转速相关。以某型号液氢泵为例，为保持稳定工作，液氢泵的工作转速与转子系临界转速相隔不小于15%。转子不平衡力

引起的共振往往发生在启动段。压力脉动是可能引起液氢泵主级工作段共振的主要振源。泵离心轮设计不当也可能产生旋转失速，由于涡轮和离心轮陀螺力矩作用，转子固有频率随转速增大。氢泵“跳点”实质上是旋转失速现象。旋转失速是离心轮流动分离现象。

液氢泵的轴密封决定泵的可靠性和工作寿命，密封型式有正压吹气迷宫密封和机械密封两大类。

液氢泵的实际扬程(压头)通常达不到理论数值，是因为液氢泵工作中存在的各种不可逆损失造成的，包括摩擦损失、冲击损失以及沿着叶轮叶尖缝隙的泄漏损失等。离心泵理论压头与理论流量，叶轮直径转速几何形状有关，理论扬程的计算如式所示：

$$H = (gr_2\omega)^2 / (g - Q\omega \cot\beta_2 / (2\pi b_2 g)) \quad (5-18)$$

式中，

H-扬程，m；

$\omega$ --角速度，1/s；

$\beta_2$ --叶轮出口倾角；

$r_2$ --出口叶轮半径，m；

$b_2$ --出口叶轮宽度，m；

Q-体积流量，m<sup>3</sup>/s；

g-重力加速度，9.8 m/s<sup>2</sup>；

液氢泵的诱导轮和主叶轮，在低压泵(约 $5 \times 10^6$  Pa以下)场合，使用铝合金，在高压泵场合，使用铬镍铁合金，液氢泵的最大圆周速度，闭式叶轮为600米/秒。此外，蜗壳壳体、轴承、机械密封等所用材料与液氧泵的大致相同。液氧泵的诱导轮和主叶轮采用铝合金，不锈钢，铬镍铁合金718等。蜗壳壳体在中、低压泵中使用铝合金，在高压泵中则用铬镍铁合金718 K蒙乃尔合金。

#### 5.4.2 液氢加氢基础设施

加氢基础设施为燃料电池汽车充装燃料提供专门场所，是燃料电池车应用的重要保障，也是氢能发展利用的关键环节。相较于高压储氢加氢站，液氢加氢站具有占地面积小、液氢储存量的特点，能够满足大规模的加氢需求。

### 5.4.2.1 液氢加氢站的介绍

液氢加氢站分为液氢储存型加氢站和液氢加注型加氢站，液氢储存型加氢站是指加氢站内以液氢的方式进行储存，加注前在站内气化成高压氢气进行加注；液氢加注型加氢站是指直接给车辆加注液氢，在车载系统中进行气化。

在国外的成熟工艺中，通常在液氢工厂将气氢降至-253 ℃进行液化，然后利用液氢槽车将液氢运输至液氢加氢站，将液氢储存于站内的液氢储罐中，再利用液氢泵将液氢进行增压，然后利用高压气化器将液氢气化为高压氢气，存入储氢瓶组，从储氢瓶组中取气加注到有加氢需求的燃料电池车内。该工艺系统还可以利用液氢的低温冷能，用于加注前的氢气预冷，此种“先增压后气化”相较于先气化后通过压缩机压缩气态氢的工艺，液氢泵的能耗要远低于压缩机能耗，所以运用广泛。液氢储运加氢站示意图详见图 5-24。

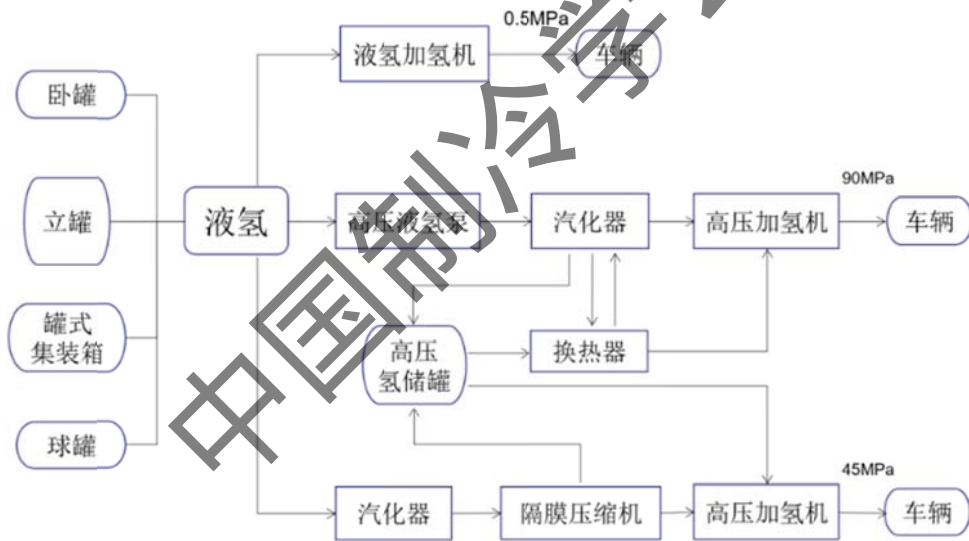


图 5-24 液氢储运加氢站示意图

### 5.4.2.2 液氢加氢站的优点

目前加氢站主要有外部供氢和站内制氢两种形式。站内制氢加氢站系统复杂程度及建站和运营成本相对较高，同时考虑到目前制氢方式，就意味着城市内部加氢站不适合采用站内制氢式，应当采用外部供氢，这时运输成本就成了比较受关注的问题。在对比分析了高压运输、液态运输和管道运输三种方式后，同济大学马建新等指出，采用液氢运输，成本较低，并且液氢运输的最终成本对距离不是很敏感，即使运输距离达到 1000 km，加到车上的氢气成本也是可

以控制在 50 元/kg 左右的。

现阶段液氢储运逐渐成为研究重点，美、日、德等国已将液氢的储运成本降低至高压氢气的八分之一左右，除此之外，液氢加氢站开始亮相国际舞台，全球将近 500 座加氢站中，有三分之一以上为液氢加氢站，已遍布美、日、法等国家市场。

### 存储的经济性

液氢的密度为常温、常压下气态氢的 845 倍，体积能量密度比压缩气体储存要高出好几倍。液化储氢是将氢气压缩后深冷到 21 K 以下使之液化成液氢，然后存入特制的绝热真空容器中保存。如此，同一体积的储氢容器，其储氢质量将大幅度提高。若仅从质量密度和体积密度上考虑，液氢储存是一种极为理想的储氢方式。

液氢储存在保证容器稳定的绝热基础上，日常储存运输的压力等级较低(一般低于  $1 \times 10^6$  Pa)，远低于高压气氢储运方式的压力等级，在日常运营过程中更易保证安全。结合液氢储重比大的特点，在未来氢能规模化推广过程中，在建筑密度大、人口密集、用地成本高的城市地区，液氢储运(如液氢加氢站)具有更安全的运营体系，且整体系统占地面积更小，所需前期投资成本和运营成本更小。

#### 5.4.2.3 加氢站发展方向

在氢能加注方面，目前全球 500 多座加氢站中有 1/3 以上为液氢加氢站，以美国居多，其次是日本，都具备液氢储存气态  $7 \times 10^7$  Pa 加注能力。国内已具备  $3.5 \times 10^7 / 7 \times 10^7$  Pa 气氢加氢站自主研发和建造能力，虽然液氢加氢站建设还处于起步阶段，但我国氢能应用规模市场前景广阔。

液氢加氢站预计在未来成为主流。以美国加州为例，截至 2019 年底，已建 43 座加氢站，以高压气氢加氢站为主，高压气氢加氢站达 38 座；在规划加氢站中，液氢加氢站的数量将超过气氢加氢站，同时液氢加氢站的总规模也将超过气氢加氢站，具体数据见表 5-7。

表 5-7 美国加州加氢站规模情况统计

加氢站	液氢加氢站			高压气氢加氢站		
	已建	规划	合计	已建	规划	合计
数量	5	11	16	38	9	47
加氢量(kg/d)	2208	10316	12524	9604	2299	11903

#### 5.4.2.4 设备技术难点

液氢加注型加氢站的难点在于整个加注系统的低温绝热性，以及加注设备的研发。目前国内外关于液氢加注设备仍处于研发试验状态，成熟产品较少，难以满足建站需求。

德国林德、美国 ACD 和法国 Cryostar 等国外公司已纷纷布局高压液氢增压技术研发，所研制的氢液池泵、活塞泵已有部分业绩；

其中液氢加注所需的主要设备有：

1) **大型液氢储罐**：液氢储运压力容器广泛应用于液氢的生产、运输和使用过程中，均需采取措施以最大限度地减少介质的损耗，所以液氢储运压力容器一般采用高真空多层绝热结构，外壳内实际上与内容器外表面之间共同形成一个封闭的高真空空间，可尽可能减少热传导和对流，使用多层绝热材料可有效降低辐射传热，见图 5-25。大型储氢储罐可采用液氢卧罐、液氢立罐、液氢罐式集装箱和液氢球罐等。

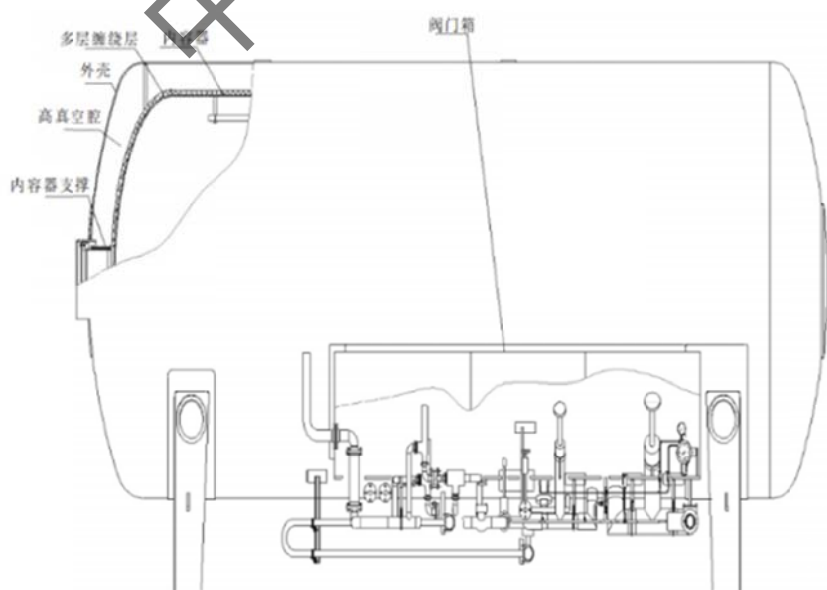


图 5-25 液氢卧罐示意图



2) **高压液氢泵**：高压液氢泵是用于在加氢站中将液氢直接增压到  $4.5 \times 10^7$  Pa 或者  $9 \times 10^7$  Pa，然后再气化给氢能车加氢。将液氢直接增压再气化加氢，比先气化再增压加氢的能耗要低得多，因此将是未来液氢供氢加氢站的主流工艺过程。液氢泵在这一过程中既涉及到低温又涉及到高压，可以说是目前液氢路线上的最大难点之一，需要材料、流体、传热等多学科共同解决，绝不是现有的高压液氮泵改进就可以实现的。因而需要国内的科研力量集中解决。图 5-26 为高压液氢泵。

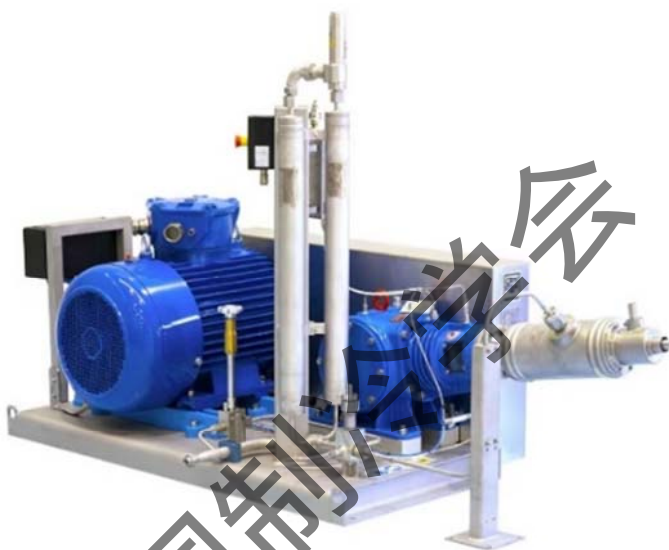


图 5-26 高压液氢泵

3) **液氢输送泵**：用于液氢储罐之间、储罐与运输罐之间的液氢快速转注，或者将液氢增压到某一需求压力后供用户使用。与活塞式高压液氢泵不同，液氢输送泵一般采用轴流型式或者离心型式。因为大型液氢储罐特别是球罐，其工作压力很低甚至是常压，难以采用外增压或自增压方式输送，或增压到用户所需的工作压力。一般液氢罐之间转注用的液氢输送泵其流量要求为  $100 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $200 \text{ m}^3/\text{h}$  直至  $1000 \text{ m}^3/\text{h}$  等标准系列，出口压力一般要求大于  $2 \times 10^5$  Pa；而增压用的液氢输送泵出口压力根据用户需求一般要求达到  $2 \sim 3 \times 10^6$  Pa。图 5-27 为液氢输送泵。



图 5-27 液氢输送泵

4) **液氢加氢枪**: 类似于 LNG 快速加注枪, 根据用途的不同研制不同口径的加氢枪, 可用于给车载液氢供氢系统加注液氢, 给液氢罐箱加氢等。既要实现快速连接断开功能, 还要保证可靠密封, 同时漏热要尽可能小。一般指标要求漏率  $10 \sim 6 \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ , 液氢流经温升小于  $1 \text{ K}$ 。

#### 5.4.2.5 总结

随着氢能规模化发展, 液氢是突破整个氢能体系规模化、商业化运营瓶颈的必由之路, 同时也是实现“碳中和”目标的必由之路。有别于外国市场, 我国暂无商业化液氢加氢站, 主要因为受到了液氢氢源短缺、交通运输限制、标准规范缺失、缺少相关政策规划以及相关技术瓶颈的制约, 导致我国现阶段没有条件建设液氢加氢站。但是未来我国燃料电池汽车市场将迅速发展, 加氢需求旺盛, 液氢加氢站具有广阔的发展空间。

## 6 氢安全风险评估与预防技术

### 6.1 低温氢储运的安全风险

随着氢能产业的发展，对储氢密度的要求也越来越高。国际能源署(IEA)提出单位质量储氢度高于 5%，体积密度高于  $50 \text{ kg/m}^3$ ，液氢作为目前唯一能够满足高储氢密度要求的技术。相对于高压气态氢，液氢的使用更安全。液氢技术路线在整个产业链中压力等级较低，一般不超过  $1 \times 10^6 \text{ Pa}$ ，相对来说安全风险较低，使用更安全。在德国，液氢加氢站可直接建在居民区，更适合商业推广应用，而高压氢技术路线相对而言安全风险更高。

液氢是一种具有良好发展前景的氢能储运方式，液氢的使用安全问题一直备受关注。由于沸点低，液氢一旦发生泄漏，可能导致严重的安全事故。扩散性强，与空气混合后会形成可燃气体云，极易发生着火或爆炸。国内外关于液氢泄漏扩散的试验和模拟研究较多，液氢发生意外泄漏时的扩散规律和防范措施也是液氢使用安全中的重要问题。

氢作为一种清洁能源，氢气与传统能源如天然气(甲烷)、液化石油气(丙烷)及汽油一样，具有较高的能量，也具有一定的燃爆风险，属于火灾危险性为甲类的易燃气体，与常用的汽柴油、天然气、液化石油气相比，氢气具有其独特之处，主要物理化学性质对比详见表 6-1。

表 6-1 常见能源的物理化学性质

物化特征	氢气	天然气	丙烷(LPG)	汽油
颜色、气味	无	无色，有味 1)	无色，有味 2)	有色有味
密度/kg·m <sup>3</sup>	0.0899	0.717	1.83	700~780
扩散系数 (空气中)/cm <sup>2</sup> ·s <sup>-2</sup>	0.61	0.16	0.12	0.05(气态)
脆化金属材料	会	不会	不会	不会
最小点燃能量/mJ	0.02	0.29	0.26	0.24
燃烧范围/vol, %	4.1~75	5.3~15	2.1~10	1.0~7.8
爆炸极限/vol, %	18.3~59	6.3~13.5	2.1~9.5	1.1~3.3
燃烧热量/MJ·NM <sup>-3</sup>	10.77	35.9	93.6	-
自燃温度/°C	527	540	450	228

表注：1)天然气是无味的，但为了让人体感知其泄露，添加少量的四氢噻吩(有味)。2)丙烷气是无味的，但为了让人体感知其泄露，添加少量的二苯醚(有味)。

从表 6-2 中可知，氢气的特性主要为：

- (1) 无色无味无嗅，人体无法感知其泄漏；
- (2) 存在“氢蚀”现象，易脆化金属而发生泄漏；
- (3) 点火能低，燃烧及爆炸范围宽；

(4) 密度小，扩散速度快，扩散速度分别是天然气及汽油的 3.8 及 12 倍。氢气一旦点燃，燃烧速度快，燃烧热值高。一旦在制取、储运及使用过程中发生泄漏，可与空气混合形成爆炸性混合物，遇热或明火会发生爆炸。

氢气虽然具有清洁无污染、能量度高等优点，但在实际应用中，其自身的一些物理性质却带来了一些安全隐患。受上述氢自身物性的影响，液氢存在一定的危险性。除皮肤冻伤的风险外；当液氢在封闭空间泄漏时，产生大量的氢气会稀释该空间氧气的浓度，可造成氧浓度下降的窒息事故。在实际应用中，人工操作失误、外力碰撞或冲击、设计缺陷、材料疲劳失效等意外因素会使储氢装置或者氢气管道产生一定安全隐患，一旦发生液氢意外泄漏事故，将迅速产生可爆炸气雾，可能给周围环境带来灾难性后果。氢泄漏导致的安全事故在国内外均屡见不鲜。

表 6-2 氢气与汽油蒸汽、天然气的性质比较

技术指标	氢气	汽油蒸汽	天然气
可燃极限(%)	4-75	1.4-7.6	5.3-15
燃烧点能量(MJ)	0.02	0.2	0.29
扩散系数(m <sup>2</sup> /s)	6.11×10 <sup>-5</sup>	0.55×10 <sup>-5</sup>	1.61×10 <sup>-5</sup>
能量密度(MJ/kg)	143	44	42

液氢在运输及存储中有着高压气态储氢及固体储氢不可比拟的独特优势，另一方面在液氢的使用过程中，如若发生意外泄漏事故将造成不可估量的人身安全及财产损失。自上世纪中叶开始就有学者对大规模液氢泄漏这一方向进行实验研究，近年来随着计算机技术的进步，数值模拟手段也被频频应用到该领域的研究中。

早在 1960 年，美国矿业局就对液氢泄漏的灾害展开了实验研究，实验发现可视氢气云团的区域与可燃氢气云团的位置并不一致，可视云并不能作为测量可燃云的手段，在可视云的内部及外部均有可能点燃可燃云团。美国国家航空航天局(NASA)1981 年在新墨西哥州白沙测试基地对氢气云团的扩散行为进行了一系列实验研究，为得到由于大量液氢快速泄漏后产生可燃氢气云团及其扩散规律的基本信息。这种液氢的泄漏可能会发生在某大型氢液化或液氢储存装置的破裂。尽管可视氢气云团(体积分数为 67%)与可燃氢气云团的下限(体积分数为 4%)浓度差距很小，但可燃云团的存留时间几乎是可视云团的两倍。可视云团在水平方向、垂直地面方向上最远的传播距离分别为 160 m、65 m。液氢泄漏时产生的动量、由液氢转变为氢气快速膨胀的体积、气云产生过程的热不稳定性均使湍流强度远高于实验地正常的大气湍流强度。该实验数据被认为是第一个关于大规模液氢产生氢气云团在大气扩散的定量数据。

1994 年德国联邦材料研究与测试研究所(BAM)与巴特尔工程技术有限公司、Jülich 研究所在欧洲魁北克省氢试点项目的支持下，为提高关于液氢意外泄漏的知识水平，在建筑物之间进行了液氢的泄漏扩散实验。液氢释放速率约为 0.4 kg/s，释放过程持续 2 min。地面与羽流间的热互作用对液氢的释放起重要影响。

川崎重工株式会社对小规模的液氢和液化天然气(LNG)在混凝土、不锈钢及砂砾表面的释放进行了研究。发现与 LNG 相比，液氢能够迅速地向上扩散，其水平扩散距离比 LNG 要短，但高度方向的扩散距离高于 LNG。

加氢站液储存及氢气本身的特性，在加氢站日常运营中可能会存在以下风险：液氢储罐、输液管道、低温阀门等氢泄漏事故。氢渗透到金属设备的碳素中而引起金属管道及储存设备的“氢脆”破坏，并且“氢脆”只可防，不可治，一经产生，就很难消除。泄漏时氢气从管口或缝隙处高速喷出会产生静电，静电荷的产生与其喷出时的流速存在同比关系，当静电荷达到一定值时可能会引发火灾或爆炸事故。加氢站氢气泄漏及静电是重要的风险点。目前全球加氢站数量仍然较少，运营时间较短，氢站建设符合当地的建设设计规范，原则上相对安全，但近年来确实发生了几起氢能源事故，引起了人们的关注。

事故可归结为人员违规操作或操作不当、设备质量缺陷及日常检查维护保养不到位以及设备及气源质量等问题，但发生泄漏的均是高压设备，也就是说

压力容器、压力管道等特种设备是最大的风险点。不可否认，目前国内外加氢站的数量不多，事故概率理应小于其他，但从氢气的理化性能来看，氢气的质量是天然气的近十分之一，是空气的十四分之一，一旦泄漏，会迅速向上扩散，现场长时间存在爆炸气体的可能性要远远低于天然气和液化石油气，实践中经常发生的一般也是通过限制最大可能的燃料流量或者增加空气流通量尽量使燃料混合物的浓度低于爆炸下限。即使发生爆炸，氢气的爆炸能量是常见燃气中最低的，特别就单位体积爆炸能而言，氢气爆炸能仅为汽油气的 1/22。同时，国内出于安全方面的考虑，对于加氢站建设审批十分谨慎，同等条件下，加氢站的安全性要高于天然气和液化石油气站以及汽柴油等传统能源。

#### 加氢站安全防范应重点关注解决以下几方面：

严格按照标准规范进行设计、建设目前国内加氢站有关的标准主要有《加氢站技术规范》(GB 50516-2010)、《加氢站安全技术规范》(GB/T 34584-2017)、《加氢站用储氢装置安全技术要求》(GB/T 34583-2017)等国家标准。就现实情况来看，实际建设中与规范不一致的情况仍然存在。如《加氢站技术规范》中规定罩棚内表面应平整，坡向外侧。《氢气站设计规范》中要求有爆炸危险房间的上部空间，应通风良好。顶棚内表面应平整，避免死角。但现场来看，罩棚的设计随意性较强。

认清设备选型的重要性，设备材质须符合氢气特性，如金属铝和一些不会发生氢脆的合成材料，所有爆炸危险区域内的防爆设备选型必须符合氢气作业条件(□CT1)。

设备制造安装非常重要，特别是压力容器、压力管道的制作工艺、安装工艺等要确保符合制造安装标准。合理设置安全连锁控制系统按照标准并结合现场实际设置泄漏在线监测报警系统、可燃气体报警器、紧急停车系统、紧急切断装置、视频监控系统、周界报警系统等安全仪表系统，合理布局，尽可能实现自动连锁控制，如排风系统与检测报警系统的连锁。

建立完善的应急体系研究制定加氢站应急体系，包括应急预案、现场处置方案、应急物资配备标准、演练考核标准等。现场处置方案应结合加氢站实际制定，一站一案，重点包括泄漏、火灾、爆炸、防汛、地震、防恐等响应及处置，并结合当班人员实际情况做好分工和演练。做好风险识别 加氢站投营前应

组织对加氢站进行全面的风险识别，做到一站一识别，建立风险台账，明确防范措施。运行期间按照集团公司、销售公司要求定期识别。当工艺或其他工况发生变化时应重新进行识别。

做好日常检查和隐患排查治理加氢站应严格按照设备“四定”管理要求，明确每一台设备责任人，严格按照检查标准、周期开展设备日常维护保养和隐患排查，重点做好超压、泄漏的检查，所有接头及可能泄漏的点应做每日检查，一方面依托泄漏报警系统，另一方面应用便携仪器或肥皂水进行微漏检查。

加氢站在运营过程中，其风险设施通常会存在于储运、辅助生产、公用设施等，其中风险最大的是氢气的储运和储存设施，这部分设施包括高压储氢容器、氢气压缩机以及氢气运输的长管拖车等。

现阶段，我国汽车加氢站的氢气使用压力主要分为  $3.5 \times 10^7$  Pa 和  $7 \times 10^7$  Pa 两种，而现用的 CNG(压缩天然气)加气站的储存压力一般在  $2.3 \times 10^7$  Pa 左右，因此氢气的储存压力要高得多。也正因如此，在高压易爆的储存条件下，加氢站的日常运营主要存在以下风险：由于氢气储存压力过高，对储存容器的质量要求也较高。不仅是容器本身的制造质量，还包括与其连接的管路、阀门以及安全保护装置等。

## 6.2 低温氢加注过程的安全风险

国外航天发射场非常重视液氢加注系统安全性技术研究，在提高系统设计安全、测试安全、发射安全等方面，坚持“预防为主”理念，应用智能技术、信息技术和自动化技术，增强了故障和风险检测能力，提高了风险预警能力，也制定了许多有关液氢安全生产、运输和存贮的标准文件。

美国、俄罗斯、日本和欧空局所属大部分航天发射场实现了液氢加注连接器自动对接、远距离加注自动控制等先进技术。为改善低温推进剂品质，抑制两相流，美、俄等运用了液氢或液氧过冷技术。例如液氢过冷到  $-254.5$  °C，使补加的液氢成为单向流。

美国建立了专门稳定的低温推进剂安全管理机构，按照标准的管辖部门、主要内容和适用范围等的不同，美国采用的液体推进剂安全标准可分为 8 个系列、9 大类和 5 个级别。美国有关液氢等低温液体推进剂的安全标准和规范性文件已形成体系，是一个由不同级别(国际标准、联邦规范、军用标准、航天标

准、团体标准)、不同专业和类别(综合性、安全性能测试方法、检测方法、危险性评价、包装、贮存、运输、防火、防护、应急处理)、针对不同品种、标准和手册所组成的标准体系。美国有关液体推进剂的各级标准具有高度的一致性,且更新比较快,适应技术和社会发展需要。

液氢输送管道存在着很大风险,主要由于液氢超低温(熔点:  $-259\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 沸点:  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), 高压力和易燃等性质造成。低温情况下输送如果漏热很容易造成与空气进行热交换, 产生两相流, 使管道中的压力与温度发生一定的激变, 使管道与阀门承受过压以至于减少使用寿命, 或发生爆裂、爆炸等安全事故。而故障时过滤器的漏热大约是管道的三倍左右, 过滤器易受到磨损、气蚀、老化等问题极易发生漏热, 如果漏热则会产生两相流, 而对加注系统造成极大影响。

国内液氢加注管路中通过增加流量调节阀来抑制两相流。目前我国推进剂加注过程中, 加泄连接器与箭体活门对接与脱离工作仍采用人工方式, 黄小妮等结合俄罗斯的“架栖”和美国的“箭栖”技术, 针对我国火箭箭体的自身结构, 设计了一种用于加泄连接器与箭体活门对接与脱离工作的机器人, 并从仿真角度进行了验证。

液氢在低温管路传输过程中存在多种危险因素: 液氢传输过程中的动态冲击及液氢加注流量的变化对火箭贮箱造成压力波动。手动操作存在诸多安全隐患。现有液氢加注系统主要存在以下安全方面的不足: (1)系统中关键设备状态监测装置不够完善, (2)地面贮罐汽化器等关键设备无备份, 一旦失效无法弥补; (3)系统传感器, 特别是流量传感器数量不够, 出现液氢泄漏后无法快速准确定位泄漏点具体位置。

液氢低温加注系统由液氢贮存容器、液氢输送管路、各种低温加注阀门、放气阀门等组成, 是最复杂的液体低温加注系统。我国低温加注还处于发展阶段, 由于危险性高, 对于专家的依赖性高, 很多情况需要经验来判断。液氢加注过程中的泄漏都可能对人员或设备造成伤害, 系统的维护保养和故障处理难度大, 因此需要做好液氢加注系统风险评估的工作流程。液氢加注过程中的安全问题防控, 涉及系统的设计、操作各个阶段的管理, 跟踪、评价和记录各种减少风险的方案。风险评价是支持安全决策的工具。

在上个世纪 60 年代, 美国就开始对大型航天项目进行风险管理, 所做的风



险分析就是依靠建立失效模式及其影响分析和关键相关项目而产生的分析方法，这种方法以高成本试验为基础，需要可靠的试验数据。

液氢加注系统的风险难以确切描绘，在低温加注系统风险分析中运用系统理论、概率、弹性、模糊等概念和方法进行估计测定，从定性和定量两个方面进行综合分析，对低温加注系统风险进行有效管理。低温加注系统的风险评估是通过系统安全性工作来保证的，即利用科学技术、管理的手段来识别、分析系统的风险，采取措施，并得到有效的验证，将低温加注系统的风险控制到可接受水平。系统所达到的安全程度将直接取决于管理及工程人员对其重视的程度。

低温加注系统风险分析与风险评价是在低温加注系统风险源清单基础上，分析每一风险的原因以及对低温加注系统的影响，以便使工程人员了解低温加注系统风险原因与风险后果之间的关系。将分析结果对照低温加注系统风险严重性、可能性分类准则，进行分类和低温加注系统风险评价，确定低温加注系统风险接受与否，并确定对哪些低温加注系统风险要采取安全措施，以消除或减少对系统的影响。通过这项工作可以产生一份安全性关键项目清单。对不可接受低温加注系统风险，均要采取消除、减少或控制低温加注系统风险的措施，以求消除低温加注系统风险或将低温加注系统风险减少到可接受水平。

### 6.3 低温氢的安全风险及评估方法

氢能作为绿色高效的二次能源，资源丰富，广泛应用于工业领域。氢气无色无味，易泄漏扩散，可燃和轰爆极限低且燃烧速度快，易爆炸，易使金属材料发生腐蚀和氢脆现象，如图 6-1 所示。因此，氢能的使用存在较高的风险，为明确氢能利用中的危险因素，深化氢能的安全使用及风险评估，需要针对氢能的利用环节进行分析，以对预防液氢应用中的危险事故进行有效的指导。

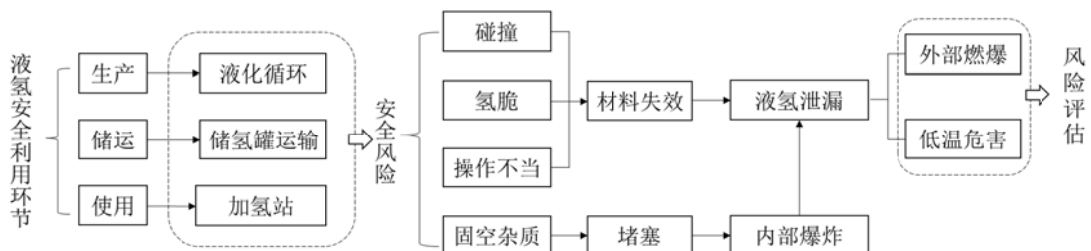


图 6-1 液氢利用环节安全风险

### 6.3.1 低温氢的安全风险

#### 1) 制氢

常用的液氢制备方法主要有三种，分别是 J-T 节流液化循环、氮膨胀制冷液化循环和氢膨胀制冷液化循环，分别适用于不同的液化工厂规模。在制备过程中需将氢气冷却至临界温度以下，再通过等熵膨胀或等焓节流的方式降至沸点以下。

工业制氢流程主要包含氢气提纯与干燥、氢气压缩、氢气冷却、膨胀/节流液化、正仲转化。在氢液化生产过程中，需实时监控保持氢气纯度。若掺混的氧氮浓度过高，易达到可燃/轰爆范围，在无火花的情况下也会发生爆炸危险。同时，固体颗粒存在堵塞管道、阀门和喷管，卡住膨胀机内部活塞使压力骤升、液化失败的风险。

此外，液化系统的材料和结构的设计需保证气密性和绝热性，防止氢从电解槽、氢分离器、氧分离器、循环泵、氢气储罐等设备泄漏，带来生产效率降低甚至引发事故。电解水制氢系统主要单元设备的危险性分析如表 6-3 所示，同时，在收集氢气的过程中也具有潜在的危险因素，如表 6-4 所示。

表 6-3 电解水制氢系统主要单元设备危险

单元设备	危险性
电解槽	泄漏时易燃易爆、有腐蚀性、带压、灼烫、触电
氢分离器	泄漏时易燃易爆、有腐蚀性、带压、灼烫
氧分离器	泄漏时易燃易爆、有腐蚀性、带压、灼烫
碱液/纯水过滤器、冷却器	泄漏时有腐蚀性、带压、灼烫
氧气冷却器	泄漏时易燃易爆、带压、灼烫
氢气冷却器	泄漏时易燃易爆、带压、灼烫
循环泵	泄漏时有腐蚀性、带压、灼烫、机械伤害、触电
去离子器	带压、灼烫
补水泵	带压、机械伤害、触电
电解液制备及贮存装置	泄漏时有腐蚀性
氢纯化器脱氢、干燥塔	泄漏时易燃易爆、带压、灼烫
氢气储罐	泄漏时易燃易爆带压、触电
直流电源、自控装置	触电

表 6-4 收集氢气过程中危险因素分析

危险情况	原因
静电火花引燃氢气	氢压机未接地
氢气纯度不够引发爆炸	使用前未吹扫装置或置换不充分
摩擦起电引燃氢气	入气管吹扫前未设置过滤器，有杂质
氢气达爆炸极限	气阀被接错或接反
引发安全事故	置换过程中氢气被真空泵吸入
室内氢气达到爆炸极限	安全阀泄放未处理直接排放
雷击等外部火源引起内部氢气着火	压缩机安全泄放口前未装设阻火器
氢气泄漏	氢腐蚀
遇高温明火、静电火花、电火花均可点燃氢气	氢气纯度不够
吸气管负压，出口压力波动，制氢装置不能正常运行	氢压机进气管压力过低
氢气泄漏或填料泄漏	气密性不够
引燃混合气体	电动机发热系统温度升高
氢气和空气混合	气动卸荷器失效
材料疲劳	反复充注与释放
腐蚀产生裂缝	容器焊缝内夹杂气体
漏气、漏水、漏油	连接不紧密
损坏设备	氢气中冷凝水液击设备
引发安全事故	润滑油进入气缸
引发安全事故	系统温度过高
高排气温度	氢压机气阀漏气
影响换热	冷却效率低或中冷器内水沟多
管路中气体的阻力损失增大，功率的消耗增大，排气温度过高	活塞式氢压机平均速度设计过高
氢气泄漏	压紧气阀的压紧力不够
氢气纯度不高	吸排气阀故障
超压破坏压力表	氢压机高压压力表堵塞清理不当
环境中氢气含量超标	罐装时瓶阀漏气

在提纯氢气的过程中，由于温度低于 20 K，除氦外所有气体杂质会凝固(尤其是氧的固化与集聚)，可能造成液化工艺系统管道堵塞，引发系统节流阀和临近管路的爆炸。若氢气的浓度大于 99%，且无空气渗入管道内或储氢瓶罐内，则无燃烧或爆炸危险。

## 2) 储运

液氢的储运适合远距离、大容量输送，可以采用液氢罐车或驳船运输。储运过程对容器的要求较高，若容器失效、操作不当和意外碰撞易导致储运失效，液氢大量泄漏，存在冻伤、窒息和燃爆的危险。

液氢储罐的结构如图 6-2 所示，若容器遇冷不充分或焊接处存在裂缝，易使内容器发生脆裂；若运输过程中车辆发生碰撞、追尾等事故，也可能造成外容器的破裂。内外容器的破裂均造成储液罐真空度失效，液氢气化迅速，容器极易破裂使液氢外泄。此外，储氢罐进行长时间的工作，在罐体、低温阀门、管路和附件存在疲劳失效或氢脆现象带来的微量泄漏。

在液氢储罐的装卸中，易出现两相流态造成静电聚集，若遇火花则存在爆炸危险。在装卸过程中应注意电路火花和静电放电导致氢爆炸，以及避免低温冻伤，防止液氢和低温氢气溅落工作人员的皮肤造成伤害。装卸地点应尽量选择通风的宽敞地区，防止意外泄漏造成的混合爆炸及窒息危险。

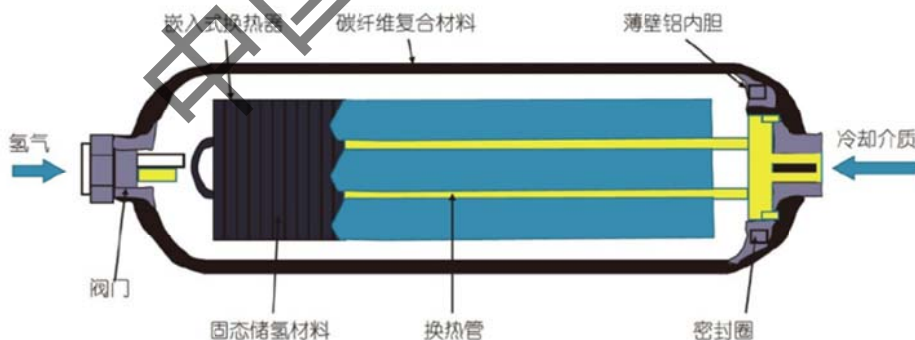


图 6-2 液氢储罐结构

## 3) 应用

对氢能的使用主要集中在加氢站、氢燃料电池车辆及船舶的应用。

加氢站的设计应严格遵循安全原则，避免工艺系统与设备的不合理设计而导致的氢气泄漏以及死角的出现而造成意外泄漏氢气的聚集，同时也在操作过程中也应及时监控氢气浓度和火源，防止发生爆炸危险。加氢站的主要危险因素

分析如表 6-5 所示。因此，加氢站应具备紧急预案的处理，如应对突发火灾、泄漏、设备故障和人员伤亡事故的正确处理方法。

表 6-5 加氢站危险因素分析

原因	危险后果
加氢站工艺系统与设备的设计不合理	氢气泄漏
未安气检测报警系统或紧急切断系统	泄漏氢气检测不及时
加氢站建筑设计不合理，存在死角	泄漏氢气集聚
存在点货源，且无防爆设计	泄漏氢气爆炸
无安全缓解措施，如防爆墙、防火间距、消防设施等	事故影响周边

对于氢燃料电池汽车的使用，则主要集中在燃爆方面的控制。出于防水防尘防震的要求，氢燃料电池堆放置在汽车外壳中。在密闭狭小的车辆空间内，若遇碰撞、火源、意外泄漏等，氢气的累积极易发生燃爆事故。因此，需使泄漏和火源的危险降低至最小程度，并定时监控汽车系统气密性。

氢燃料电池船舶的安全设计原则与汽车类似，包括防泄漏、防高温、防超压和防静电等，充分考虑氢系统的特殊性，应对碰撞、搁浅等事故带来的危害。存在的安全风险有：燃料舱碰撞或搁浅导致受损，氢气外泄；燃料围护系统、燃料管系及其他燃料是房源的设置不合理，使氢气泄漏到其他位置；燃料管系保护不当，导致机械损伤；排气系统未安装适当的爆炸压力释放装置，或装置失效；客舱乘客或非授权人员进入，导致破坏。

### 6.3.2 安全风险评估方法

氢能使用的安全使用不容忽视，对氢安全事故的风险评估也引发关注。风险评估指在风险识别和估计的基础上，综合考虑风险发生的概率、损失及其他因素，从而得出系统发生风险的可能性及其程度，确定相应的风险等级及控制措施，其分类如图 6-3 所示。

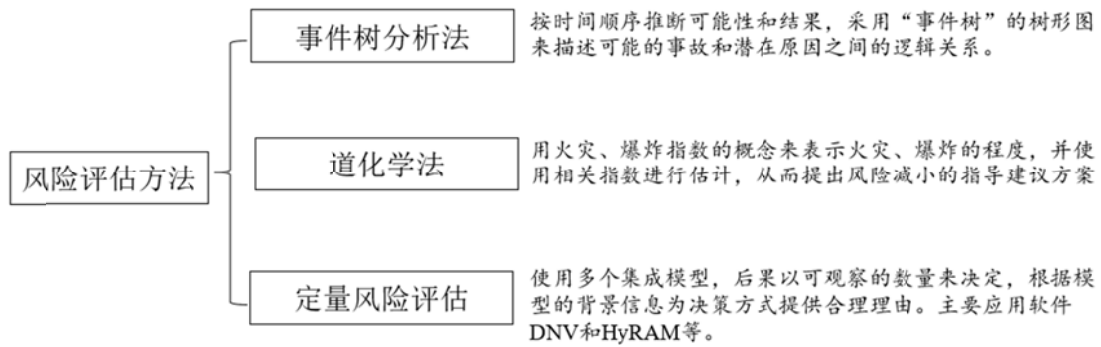


图 6-3 风险评估方法类别

定量风险评价(Quantitative Risk Assessment, QRA)是对风险的定量评价，可以科学地评价氢能系统或某一具体事故的风险值(个人风险和社会风险)，为风险减缓措施提供指导和建议，还可以直接应用到氢安全相关标准的制定，如安全距离的确定，现阶段已成为氢风险评价的主流方法，评价流程如图 6-4 所示。

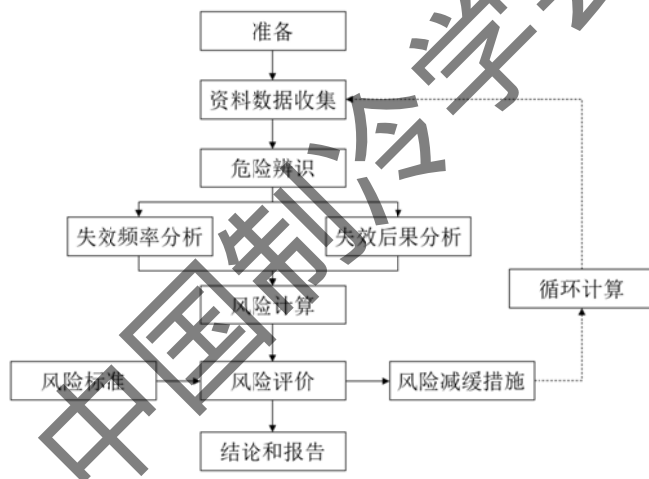


图 6-4 定量风险评估流程

定量风险评估通过灾害场景( $i$ )、每个场景的后果( $c_i$ )以及这些后果发生的概率( $P_i$ )来表征。后果以可观察的数量来表示，例如在特定时期内的死亡人数或修复费用。概率项表示分析者对预测结果的不确定性，包括不同场景的频率和每个场景可能后果的范围，通用计算表达式如下：

$$\text{Risk} = \sum_i (P_i c_i) \quad (6-1)$$

危险源的辨识(Hazard identification)主要从低温氢的应用流程上出发，技分析、论证和评估由此产生的损失和伤害的可能性、影响范围、严重程度及应采取的对策措施等。危险源辨识作为定量风险评估的重要组成部分，对降低生产

流程的经济损失，提高生产应用效率，保护操作人员的安全性等，都具有十分重要的意义，不同的方法如表 6-6:

表 6-6 危险源方法分析

危险源分析方法	内容
安全检查表法	将一系列项目列出检查表进行分析，以确定系统、场所的状态是否符合安全要求，通过检查发现系统中存在的安全隐患，提出改进措施。
预先危险性分析	是在每项生产活动之前，特别是在设计的开始阶段，对系统存在危险类别、出现条件、事故后果等进行概略地分析，尽可能评价出潜在的危险性。
故障树分析法	从一个可能的事故开始，自上而下、一层层的寻找顶事件的直接原因和间接原因事件，直到基本原因事件，并用逻辑图把这些事件之间的逻辑关系表达出来。
LEC 评价法 (Likelihood Exposure Consequence)	与系统风险有关的三种因素(事故发生的可能性、人员暴露于危险环境中的频繁程度、一旦发生事故可能造成的后果)指标值的乘积来评价操作人员伤亡风险大小给三种因素的不同等级分别确定不同的分值，再以三个分值的乘积 D(danger, 危险性)来评价作业条件危险性的大小。

在定量风险评估计算中，备受关注的使失效频率的分析。事故失效频率包括不同泄漏场景下设备设施泄漏频率和泄漏发生后产生的事故后果的概率。液氢泄漏后的事故如图 6-5 所示，泄漏频率主要来源于企业失效数据库、事故历史数据、供应商提供的数据以及失效概率模型。对液氢的失效频率分析为：

$$f_{\text{泄漏扩散}} = f_{\text{随机泄漏}} + f_{\text{其他泄漏}} \quad (6-2)$$

$$f_{\text{泄漏扩散}} = \sum_i (N_{\text{部件}i} \times f_{\text{泄漏},k}) \quad (6-3)$$

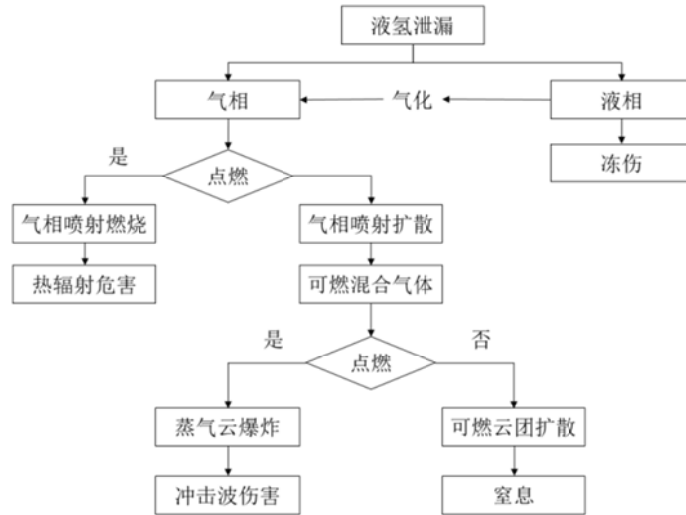


图 6-5 液氢事故危害流程

对于风险计算及评价则主要采用风险矩阵进行计算。如对生命损失 (potential loss of life, PLL) 的评估主要包括致命事故率 (fatal accident rate, FAR) 和平均个人风险 (average individual risk, AIR)，并采用定量风险计算如下，其中  $n$  为可能场景数， $f_n$  为该事故场景发生的频率， $c_n$  为该事故场景的死亡人数期望值：

$$PLL = \sum_n (P_n c_n) \quad (6-4)$$

对于风险标准的选择各不相同，以欧洲工业气体协会对液氢对人的危害为例，认为氢能设备事故后对人的产生影响分为有害和无害，“有害”定义为死亡发生的概率为 1%，“无害”定义为死亡发生的概率为“0.1%”，具体如表 6-7 所示。

表 6-7 欧洲工业气体协会的危害标准

危害	有害	无害	设备损坏
闪火	LFL	1/2 LFL	/
热辐射/(kW/m <sup>2</sup> )	9.5	1.6	37.5
超压/Pa	7×10 <sup>3</sup>	2×10 <sup>3</sup>	2×10 <sup>4</sup>
低温/□	-40	0	/

液氢产生的伤害和损失主要为燃爆和低温伤害。由于冻伤、窒息伤害只有直接接触低温液体或蒸汽时才会发生，伤害的影响范围与实际泄漏形式、泄漏量有关，仅作定性讨论。对液氢泄漏火灾产生的热辐射和轰爆产生的超压进行



死亡模型建立，如表 6-8 和表 6-9 所示。

表 6-8 死亡率模型

参考公式	死亡率模型	说明
Eisenberg	$Y = -38.48 + 2.56 \ln(V)$	基于广岛和长崎核爆炸紫外辐射数据获得
Tsao & Perry	$Y = -36.38 + 2.56 \ln(V)$	考虑红外辐射，修正 Eisenberg 模型
TNO	$Y = -37.23 + 2.56 \ln(V)$	考虑衣服的影响，修正 Tsao & Perry 模型
Lees	$Y = -29.02 + 1.99 \ln(0.5 V)$	考虑衣服影响，用紫外源确定皮肤伤害的办法测量猪的皮肤实验数据

表 6-9 超压导致死亡的概率模型

伤害	死亡率模型
Eisenberg 肺损伤	$Y = -77.1 + 6.91 \ln(p_s)$
HSE 肺损伤	$Y = 1.47 + 1.371 \ln(p_s)$
TNO 头部撞击	$Y = 5 - 8.49 \ln\left(\frac{2430}{p_s}\right) + 4.0 \times \frac{10^8}{p_s i}$
TNO 结构坍塌	$Y = 5 - 0.22 \ln(K)$ $K = \left(\frac{40000}{p_s}\right)^{7.4} + \left(\frac{460}{i}\right)^{11.3}$

氢风险评价方法研究面临的主要挑战为：加氢站设施真实几何形状建模及包含事故缓解措施的加氢站 QRA 方法、受限空间内氢燃料电池汽车泄漏事故的 QRA 方法，以及更多典型氢应用场景(高压氢气储输、液氢储输、掺氢天然气储输等)下氢事故的 QRA 方法。

### 6.3.3 小结

对于本质上更加安全的使用液氢的周期中有效进行定量分析，通过对低温氢的风险评估，从而在生产、储运及使用环节采取各种预防、控制和缓解措施，以将风险降低至中等或低等。此外，对于安全性的研究要在理论的基础上更多试验模拟研究，使之更好地为工程运用服务；加快完善并努力践行关于氢能应用的技术标准体系和安全技术法规体系；加强行业监管，使氢能应用健康有序地发展。

## 6.4 液氢的生产过程安全操作规程

### 6.4.1 液氢生产系统的设置

液氢生产系统平面布置遵循安全生产、节约资源的原则，应做到功能划分明确，分区设置合理，有利于安全可靠运行。通常采用敞开式或半敞开式且独立的单层建(构)筑物布置液氢生产系统，建筑物设计应避免存在氢气积聚的死角，在其顶部设置排风系统，建(构)筑物内不得设置员工宿舍、办公室和休息室等人员逗留场所。液氢生产场所应远离人员密集地段和交通要道邻近处，其安全出口不得少于两个，且分散布置。液氢生产系统区域内的道路宽度不小于 4 m，路面的净空高度不小于 4.5 m，工艺装置内兼作消防车道的道路应相互贯通。连接管道根数较多或管径较大的液氢储罐，需布置在靠近罐区管道进出口处。

#### (1) 基本装置设备

液氢生产系统的氢液化装置、各类储罐和辅助装置等配置，根据原料氢、液氢生产规模和氢液化工艺技术类型等确定。原料氢制备方法应根据当地的资源情况经技术经济评价后确定。氢液化装置、氢气源装置和液氢储罐等应集中设置在厂区边缘处，要求地势平坦开阔，自然通风良好，宜设有防撞围墙或围栏，并应设置明显的禁火标志和安全警戒标志。

#### (2) 管道、阀门及其附件

管道及其附件的设计应符合相关国家标准和特种设备安全技术规范的规定。在液氢管道及管道连接处设置冷热补偿结构，防止管路升温而造成低温液体管道超压。根据介质温度、冷损要求等确定管道的绝热方式、绝热材料的选择及绝热层厚度的选取。真空绝热管道宜采用多层绝热材料，氢气管道的阀门宜采用球阀或截止阀。液氢输送管道的配置应符合下列要求：材料应与液氢相容；应具有保温绝热措施；管道内部应经过认真清洗和干燥处理，去除油脂、水分及机械杂质；管道连接宜采用焊接，管道接头应密封可靠；液氢输送管道应地上敷设，管道的布局应避免与道路交叉，如受条件限制采用明沟敷设，应采取防止氢气在管沟内积聚的措施，并在进出装置及建筑物处密封隔断；管道长度宜短，并应减少死区，连接处应做好绝热处理。长距离的常温或低温固定管道，

每隔一段距离设置允许轴向伸缩和限制径向移动的托架，且应具有可靠的接地措施。

### (3) 低温阀门

低温阀门应按照阀的功能以及阀门所处位置确定阀门的绝热形式，应具有良好的密封性能，在低温环境下状态灵活。低温阀内腔的流道应畅通，确保吹除和置换顺利进行，结构复杂的低温阀需要设置吹除口。

## 6.4.2 氢液化装置

### (1) 一般安全规程

氢液化装置的工艺流程和单元设备选型应根据生产工艺技术要求、生产规模、产品品质等确定。工艺流程设计应根据液氢生产中所采用工艺介质的低温特性、压力参数等确定。液氢生产系统根据生产规模等条件确定氢液化循环的预冷方式，并相应设置制冷装置或外购冷源。当采用液氮预冷工艺流程时应配备液氮储罐，其容积应满足液氢生产 3 天所需的液氮贮存量。液化工艺设备应按照工艺流程的顺序、现场条件合理安排，并应充分利用位差。设备与设备、设备与建(构)筑物构件之间的距离应满足生产操作、安装维修、架空管线、地下沟道等的要求。氢气压缩机宜设置在单独的建(构)筑物内，氢压机间易积聚氢气处应设置氢浓度报警装置，并应与机械排风机连锁。单元设备不应跨设在建筑变形缝的两侧。氢液化装置升温时间不得小于降温时间。

### (2) 工艺设备配置

工艺设备配置应按产品品质要求、液化工艺流程及其技术参数、设备生产能力及设备的使用效率等因素进行技术经济比较后确定。工艺设备应根据物料的种类、流量、温度、压力等因素选型。压缩机、透平膨胀机等的选择应根据液氢生产能力、工艺流程及其技术参数确定。压缩机、透平膨胀机、真空泵、水泵等设备应选择效率高、运行性能稳定、噪声小、故障率低且维修方便的定型产品。氢液化设备中配套的压力容器应符合相关国家标准和特种设备安全技术规范的规定。室外安装的电机及机器设备均应具有防锈、防护措施。对液氢系统中易产生振动的机组、附属设备及其管道，应采取防止共振措施。当采用有油润滑压缩机时，应配备除油系统。压缩机放空管道宜采取加固措施。低温纯化吸附剂的选择应根据纯化前氢气中杂质组分和纯化后氢气中杂质含量要求

确定。正仲氢催化转化的设备分为绝热反应器、等温反应器和连续反应器，氢液化装置中正仲氢转化宜按液氢生产工艺要求采取不同类型转化反应器组合的方式。工艺设备、管道的吹扫置换均应采用正压置换方法。

### 6.4.3 液氢转运加注及贮存

#### (1) 液氢转运加注

首次加注应分别进行氮气置换和氢气置换，加注开始时，要对液氢管道和液氢接收容器进行充分预冷。正常加注过程中宜控制管道内液氢的流动速度，内径在 20 mm~150 mm 的金属直管内液氢流动速度宜控制在 5 m/s 以内。加注过程中应注意监测接收容器的液位和压力，观察液氢泄漏情况。液氢加注枪自带或液氢加注机本体配备的回气连接装置应与液氢接收罐回气接口连接可靠，无泄漏。液氢加注完成后，在液氢加注枪断开连接前，应确保加注软管已排空或泄压，加注枪脱离后应避免外界污染系统。液氢蒸汽以及用于吹扫和置换的气体应排放到系统氢气放空总管内，不得随意排放。排放作业前宜先用氮气吹除管内空气，排放液氢(包括气液两相介质和饱和蒸汽)或低温氢气，应保证出口温度不低于 90 K，排放过程保持正压。禁止将高压氢排放管与低压氢排放管连通到同一排放系统中。

#### (2) 液氢贮存

液氢储罐的总容量应满足氢液化装置连续生产的要求，同时需考虑储罐自身的蒸发损失以及转注损失。液氢储罐与建(构)物的防火间距应按液氢贮存量确定。液氢接收罐旁应设置防撞柱(栏)，液氢接收罐的设计、制造、检验、验收应符合相关国家标准和特种设备安全技术规范的规定。液氢接收罐应设有安全装置及附件，包括串接式安全阀与爆破片、液位计、压力表、紧急切断阀、真空夹层安全泄放装置、夹层真空检测装置等，并应设有液位高位报警联锁装置。

### 6.4.4 辅助设施安全规程

#### 6.4.4.1 自动控制与检测分析

液氢生产过程中测量仪表自动控制系统和检测分析系统的设置应根据液氢生产工艺要求、相关技术参数和工艺介质品质要求，需做到经济合理、技术先

进、各技术功能操作安全可靠。控制系统的设置应考虑系统结构的标准化及人机接口的整体性，并应实现技术先进性、可互换性、可维护性、可集中性的功能要求。

### (1) 自动控制

液氢生产系统宜选用集散控制系统、数据采集系统、工业微机或可编程序控制系统等数字控制系统，控制系统的硬件、软件配置应与生产规模和控制要求相适应，所设自动控制系统可按无人值守要求配置。针对生产过程工艺参数的检测、控制应包括下列内容：

- a) 液氢生产工艺过程的运行参数检测；
- b) 用于进行核算或调度的重要参数，应设置累计功能；
- c) 对事故、故障原因进行分析的主要参数，应设置记录功能；
- d) 重要阀门、压缩机、泵、储罐等设备的运行状态、参数检测；
- e) 循环水系统、液氮贮存系统等辅助系统的运行参数检测；
- f) 环境参数检测。

液氢生产控制系统要求及控制内容如表 6-10 所示。

表 6-10 液氢生产控制系统要求及控制内容

控制类型	控制内容
控制策略	应考虑控制对象特性、控制系统设备部件(包括检测元件、变送器、控制仪表、执行器等)的特性、干扰形式以及要求的控制品质等因素
系统设置	控制系统应根据液氢生产工艺要求分别设有手动-自动、内设定-外设定等切换装置
系统性质	集散控制系统和可编程序控制系统的供电应配备不间断电源，备用电源持续工作时间应不小于正常停车所需的时间

### (2) 测量仪表

在液氢生产系统中，关键参数的检测应设置现场仪表和远传仪表两种形式，远传仪表宜采用 4 mA~20 mA 的标准模拟信号或开关信号。有爆炸危险场所的仪表应根据爆炸危险类别、级别、组别进行选型。氢气检测报警系统等应为独立的安全仪表系统。

二次仪表的显示方式和功能应根据液氢生产工艺及控制系统的要求确定，当要求信号传输时，可选择具有模拟信号输出功能或数字信号输出功能的仪表。液氢生产仪表检测类型及检测内容如表 6-11 所示。

表 6-11 液氢生产仪表检测类型及检测内容

仪表检测类型	检测内容
压力检测	液氢生产系统的压力检测主要应包括液氢储罐压力显示检查、压缩机和冷箱内的压力检测等
温度检测	液氢生产系统应设的温度检测主要有液氢冷箱内各个换热器温度显示、换热器温度调节等。液氢冷箱中的温度传感器应选择温区范围较宽的产品，并且关键温度点应设置备份传感器。
液位测量	液氢、液氮储罐的液位连续测量宜采用差压式测量仪表，远传显示宜换算成标准体积。
流量检测	冷箱入口原料氢气流量应进行监测

### (3) 检测分析

按照液氢生产工艺要求确定检测分析点，一般设在氢液化装置入口、氢气低温吸附器出口、氢液化装置出口、液氢储罐等位置，检测要求如表 6-12 所示：

表 6-12 液氢生产过程中的监测分析点及检测内容

检测分析点	检测要求
氢液化装置入口	宜对氢气中的氧、氮、水、一氧化碳、二氧化碳及总经等杂质含散进行分析
氢气低温吸附器出口	宜对氢气中的氮、氧、水、一氧化碳、二氧化碳及总经等杂质含量进行分析
氢液化装置出口、液氢储罐	宜对液氢中的仲氢、氧、氮、水、一氧化碳、二氧化碳及总经等杂质含量进行分析。仲氢含量不小于 95%

#### 6.4.4.2 电气设施

液氢生产过程中系统的配电设备宜靠近负荷中心，并应集中控制，配电室、控制室不应与有腐蚀和容易积水的场所毗邻。有爆炸危险房间的照明应采用防爆灯具，其光源宜采用荧光灯等高效光源，且灯具不得安装在氢气释放源的正

上方。液氢生产系统区域内应设置应急照明。

敷设导线或电缆用的保护钢管，应在导线或电缆引向电气设备接头部件前及相邻的环境之间做隔离密封。液氢生产系统区域内除有爆炸危险环境外的配电线路可选用铜芯线缆，室外宜采用电缆桥架或穿管敷设，室内宜采用电缆桥架敷设。

#### 6.4.4.3 仪表气源

仪表气源的设计容量应依据工艺设备用气总量，并同时计入使用系数、管道系统漏损系数后确定。仪表用气的贮气缓冲罐容量应保证全部空气压缩机停运时，在其供气压力不低于气动设备最低允许工作压力的情况下，满足设备 20 min~30 min 的用气量要求。液氢生产过程中供气场景及供气方式选择如表 6-13 所示，仪表气源辅助供应措施如表 6-14 所示。

表 6-13 供气场景及供气方式选择

供气场景	供气方式
耗气量波动较大的供气点	宜在气源总管上取气，宜采用单线供气方式
多台仪表或仪表布置密集的场所供气	宜采用支干方式供气，由支干管引至空气分配器或供气点
多套装置仪表供气	宜采用环形管网供气

表 6-14 液氢生产辅助供应措施

液氢生产辅助供应	氮气供应	氦气供应	冷却水供应
安全技术要求	氢气系统吹扫置换气、隔离空气保护气、正压保护气、气动仪表调试检修用气、仪表吹扫用气和仪表气源的备用气等	液氢生产若采用氦循环制冷工艺方式，应设置氦气的贮存及管路	冷却水系统应采用循环水，供水压力大于 $1.5 \times 10^5$ Pa，并装设断水保护装置

#### 6.4.4.4 防雷、防静电及保护接地

液氢生产系统的防雷分类不应低于第二类防雷建筑。其防雷设施应防直击雷、防雷电感应和防雷电波侵入。液氢生产过程中防静电、防雷接地要求如表

6-15 所示。

表 6-15 液氢生产过程中防静电、防雷接地要求

接地要求	具体内容	注意事项
按用途	电气设备工作(系统)接地、保护接地、雷电保护接地、防静电接地	不同用途接地共用一个总的接地装置时，其接地电阻应符合其中最小接地电阻
按类型	液氢生产区内的设备、管道、构架、电缆金属外皮、钢屋架和突出屋面的放空管、风管等应接到防雷电感应接地装置上	管道法兰、阀门等连接处，应采用金属线跨接

室外架空敷设氢气管道应与防雷电感应的接地装置相连。埋地氢气管道，在进出建筑物处亦应与防雷电感应的接地装置相连。有爆炸危险环境内可能产生静电危险的物体应采取防静电措施。要求接地的设备、管道等均应设接地端子，接地端子与接地线之间，可采用螺栓紧固连接。

#### 6.4.5 液氢生产过程的系统安全及技术要求

##### (1) 系统气密性检查和置换处理

生产前应对氢系统用氮气进行气密性检查，检查应符合有关规定。氢系统应先用氮气置换，再用氢气置换。

置换用氮气技术指标应符合表 6-16 的规定。

表 6-16 置换、清洗用氮气规定标准

项目	纯度 (V/V)%	O <sub>2</sub> (V/V)%	H <sub>2</sub> O mg/m <sup>3</sup>	C-H化合物(以甲烷计)mg/m <sup>3</sup>	颗粒状物质 mg/m <sup>3</sup>	油含量 mg/m <sup>3</sup>
指标	≥ 98	≤ 2	≤ 21.1(或露点≤ -53 □)	≤ 41.6	≤ 1.5	≤ 0.27

置换用氢气技术指标应符合表 6-17 的规定。

表 6-17 置换、清洗用氢气规定标准

项目	纯度 (V/V)%	O <sub>2</sub> (Ar) mg/m <sup>3</sup>	N <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup>	C-H化合物(以甲烷计)mg/m <sup>3</sup>
指标	≥ 99.99	≤ 21.4	≤ 75	≤ 20(或露点≤ -52.5 □)



置换多次后取样化验，直至氮气中氧含量小于 4%时为置换合格，氢气技术指标应符合表 6-18 的规定时为置换合格。

表 6-18 氢气置换合格指标

项目	O <sub>2</sub> +(Ar) mg/m <sup>3</sup>	N <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup>	H <sub>2</sub> O mg/m <sup>3</sup>
指标	≤ 28.5	≤ 125	≤ 24.10(或露点≤ -52 □)

## (2) 液氢生产运行处理

液氢生产运行过程中应做到控制室内应始终有操作人员监视温度、压力、液位、流量等工艺参数，并做好记录，且定时进行现场巡检。分析化验员应至少每小时对进入纯化设备的氢气取样化验，氢气技术指标应符合表 6-19 的规定。分析化验员应至少每小时对进入液化设备的氢气取样化验，氢气技术指标应符合

表 6-20 的规定。

表 6-19 纯化设备入口氢气技术指标

项目名称	指标值
氢含量	≥ 99.5%(V/V)
氧含量	≤ 2000×10 <sup>-6</sup> (V/V)
水含量	≤ 20×10 <sup>-6</sup> (V/V)
一氧化碳含量	≤ 2×10 <sup>-6</sup> (V/V)
二氧化碳含量	≤ 2×10 <sup>-6</sup> (V/V)
碳氢化合物含量	≤ 2×10 <sup>-6</sup> (V/V)

表 6-20 液化设备入口氢气技术指标

项目名称	指标值
氢含量	$\geq 99.995\%(V/V)$
氧含量	$\leq 1 \times 10^{-6}(V/V)$
水含量	$\leq 1 \times 10^{-6}(V/V)$
一氧化碳含量	$\leq 1 \times 10^{-6}(V/V)$
二氧化碳含量	$\leq 1 \times 10^{-6}(V/V)$
碳氢化合物含量	$\leq 2 \times 10^{-6}(V/V)$

### (3) 固氧形成处理

连续生产液氢两个月后，应对生产系统中能够积累固氧的低温氢管路用氢气进行升温吹除；若连续生产不到两个月，液化器进出口压差达到  $5 \times 10^4$  Pa，也应进行升温吹除。吹除用氢气技术指标应符合表 7 的规定，压力为  $2 \times 10^5$  Pa~ $5 \times 10^5$  Pa(表压)。当出口氢气中氧含量不大于  $1 \times 10^{-6}(V/V)$  时为吹除合格。连续生产三个月后，液氢容器应进行升温吹除。吹除用氢气技术指标应符合表 8 的规定，压力为  $2 \times 10^5$  Pa~ $5 \times 10^5$  Pa(表压)。当液氢容器温度高于 100 K，氢气技术指标应符合表 9 的规定时为吹除合格。

### (4) 紧急停车及停产处理

液氢生产系统内应设有紧急停车装置，当该装置投入时，应切断液氢或氢气来源，同时关闭相关运行设备，且所有设备应满足紧急停车的要求。如果关闭设备可能引起附加危险或伤害，控制住液氢和氢气泄漏等危险后，应使设备处于安全状态。

液氢生产系统应考虑紧急停产安全处理，停产两天时，氢系统用  $5 \times 10^4$  Pa~ $5 \times 10^5$  Pa(表压)的氢气实行正压保护，加强安全监视，确保管路和设备内氢气压力不会因系统升温而超压，下次生产前，液氢生产系统不需要用氮气进行气密性检查；停产三天至七天时，生产系统的低温设备升温至常温，氢系统用不小于  $5 \times 10^4$  Pa(表压)的氢气实行正压保护，下次生产前，氢系统不需要用氮气进行气密性检查；停产七天以上时，生产系统的低温设备升温至常温，氢系统用氮气置换，当放出气体含氢量不大于 0.2% 时，用不小于  $5 \times 10^4$  Pa(表压)的氮气实行正压保护，置换和保护用氮气技术指标应符合表 7 的规定，下次生产前，

氢系统应用氮气进行气密性检查。

### (5) 氢气排放处理

液氢生产系统根据工艺要求应设置氢气排放管路，包括：排放管、放空阀、安全阀等。氢液化装置出口低温氢气排放管外壁应在人员可及的部位设保温层，以防人员冻伤。低温氢气排放管路应具有足够的长度以确保排空口处氢气温度高于空气液化温度。排放管口温度不宜低于 90 K。氢气压力超过  $1 \times 10^7$  Pa 的排放管和压力低于  $1.6 \times 10^6$  Pa 的排放管不得共用排放总管。吹扫、置换和再生等工艺的排放管路应设置单向阀。常温管道和低温管道的排放管应分别设置。

氢的排放应设置专门的排放管，并应直接排至室外大气。排放管应垂直设置，排放管口不能使氢气燃烧的辐射热和喷射火焰冲击到人或设备而发生人员伤害或设备性能损伤。排放管口应设防空气倒流和雨雪侵入以及防凝结物和外来物堵塞的装置，并采取有效的静电消除措施，排放管应设置阻火器或正压氮气稀释吹扫装置。氢气排放管路内表面应保持洁净，氢气排放速度宜低于 100 m/s。

## 6.5 低温氢主动安全预防及防护技术

氢主动安全预防就是综合运用各类技术手段规避所可能发生的风险危害，目前氢气形态主要包括高压气氢以及低温液氢两种，但无论其处于何种形态，氢气的主动安全预防都应当遵守三个基本原则：一是不泄漏，即防止氢气尤其是压缩氢气系统的氢气泄漏。要确保储氢瓶、阀门、安全阀、管件、接头及连接件、仪表、垫圈的可靠性，选用的金属材料与氢要有良好的相容性。二是早发现，即氢气泄漏后能及早发现。要在容易发生氢气泄漏的部位设置高灵敏度的氢气浓度自动检测仪表及报警装置，一旦发生泄漏能及时报警处理。三是不积累，即防止氢气泄漏后的积聚。受限空间要具备良好的通风性能，易发生氢气泄漏的部位要设置与氢气检测报警联动的防爆强制通风设备，氢气泄漏时要能够迅速启动强制通风设备，使氢气尽快向空中扩散。

氢能产业安全保障技术体系主要包括氢能制备、氢能存储、氢能运输、氢能供应的四大技术领域，安全保障领域涵盖了重大事故风险演化与灾变机理、安全检测与监测、实时风险感知与智能预警、关键设施健康状态及结构完整性、事故预防与控制、应急技术及装备以及安全标准化与保障机制等七个方面。实

时风险感知与智能预警和事故预防与控制都是目前氢能制备、储存、运输、供应工程中保障氢气安全的研究热点和难点。氢能产业各环节合理的安全策略及预防技术可以从根本上降低氢事故危害，提高氢能利用的安全性，促进氢能产业的发展。为保障氢能从制-储-运-供产业链的整体安全性，在氢能产业不同环节和生命周期中，技术需求和难点分布也各有侧重点，应根据各环节的主要潜在风险制定相对应的安全策略。

### (1) 氢加注安全策略

在国内外，燃料电池汽车是氢能主要应用方式之一，储氢形式以高压气态储氢为主，低温液态储氢也正研发和逐步商业化。液氢的加注主要包括两种方式：一种是直接利用低温液体泵提供动力驱动液氢，即液氢直接加注；另一种是液氢汽化加注，与高压氢气加注类似。

液氢加注前需要进行气体置换，除了 He、H<sub>2</sub> 气外其他气体在液氢中都会凝结成固态，这些固态气体在液氢中相当于机械杂质，会卡塞低温阀门、低温泵和低温管道，引发加氢系统故障。除此之外，液氢中的固态氢或固态空气遇到摩擦或冲击极易引起保障。因此，液氢系统加注前一定要用 H<sub>2</sub> 或 He 置换，使系统中的杂质气体含量降低到技术要求规定的指标。

分级加注策略应用于液氢汽化加注同样适用。目前针对液氢加注的方式主要是通过低温泵将液氢从液氢储罐中抽出，为了避免低温高压氢引起超压等安全问题，其中一部分氢气经过换热器后被直接送往控制阀，另一部分则被送入到梯级储罐进行分级控制，然后再与前一股低温氢混合，一起注入车载储氢罐中。通过梯度储罐后的氢温度一般接近室温，但通过换热器直接流向控制阀的氢则保持低温，两种混合，起到了很好的预冷效果，因此低温氢相较于高压氢气的优势就是可以免去预冷操作。

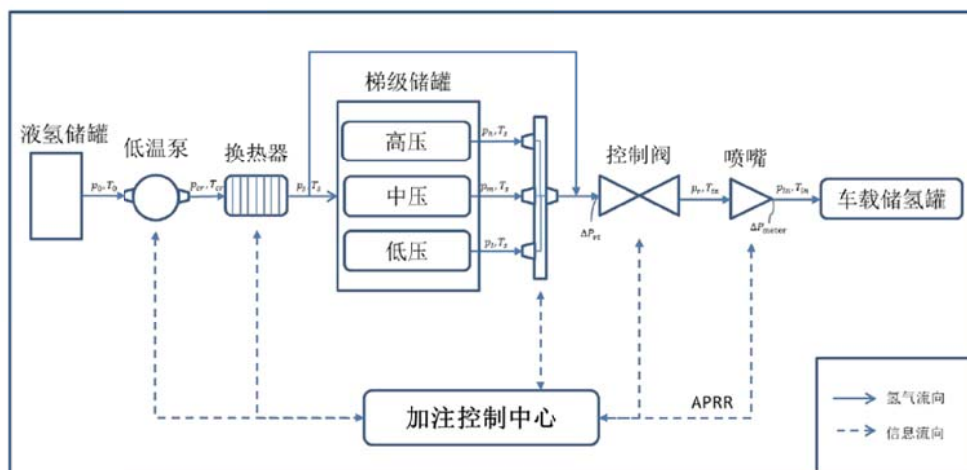


图 6-6 液氢储氢型分级加注系统

目前液氢直接加注技术应用领域还不十分广泛，主要针对于航天与重型卡车领域。液氢泵是液氢直接加注的核心部件，国外以 Linde 公司为代表已成功研制了高压液氢活塞泵，可单级压缩且最大加注能力达到 120 kg/h，出口压力可达  $8.75 \times 10^7$  Pa，流量为 30 g/s，能耗仅有 0.6 kWh/kg。在液氢泵技术装备方面，重点开展高压液氢泵研制，研究液氢泵内流动特性机理，液氢泵关键零部件结构设计及强度分析，低温、高压、抗氢脆材料相容性和力学性能研究，液氢泵间隙的密封形式设计，液氢泵试验系统设计等都能有效提高注氢效率与安全。在加氢技术方面，重点开发加氢控制算法、高精度加氢计量技术、灵敏调压技术、快速响应氢气预冷技术以及辅助加氢的高可靠车-站通信技术，开发加氢装备寿命评价与测试技术，研究寿命影响规律，优化提升可靠性。国家能源集团北京低碳清洁能源研究所在 2022 年 5 月开发出了全球首个基于潜浸式高压氢泵的液氢加注技术。该液氢加注技术中，高压氢泵被浸没在液氢储罐中保持恒温，其独特配置极大提高了热效率、增加可靠性、减小维修成本。加注过程采用一种利用液氢作为冷源的独特工艺，可完全替代机械制冷系统并预冷氢气，不仅可提高加注速度，而且实现了即时启动、直接加注，无限制连续加氢。该液氢加注系统已在美国亚利桑那州凤凰城开始为美国尼古拉公司氢燃料电池重卡车队进行加氢商业示范。

液氢加注过程中还需要注意的是，液氢在管道中流动时易发生汽化而形成两相流，使得管路有效过流面积减小，增大流动阻力，加注流量降低且不稳定，流量调节困难。因此为了防止两相流，应尽量提高管路的绝热性能以及减低管

路流阻，以此来减小液氢的温度升高。

## (2) 储运安全策略

氢管理系统能有效的应用于高压气氢以及低温液氢的储存过程，但由于低温液氢特有的物理特性其对于储氢罐也提出了更高的技术要求。液氢的存储技术关键在于低温材料、低温绝热技术以及液氢储罐。由于氢元素的特性以及液氢较低的温度，用于液氢储运容器的材料需考虑其氢脆性、渗透性、耐低温能力以及良好的机械性能。常用于低温储氢的材料包括金属合金材料和低温复合材料，其中金属材料包括不锈钢、铝合金、钛合金等。由于氢气的沸点非常低，远低于 LNG、液烃等常规低温液态能源，因此低温液态储氢对储存容器的保冷要求较高。低温绝热技术是液氢储运的核心技术，主要包括主动绝热和被动绝热两大类，其绝热效果直接影响液氢在储运过程的损耗率。主动绝热是指通过主动做功实现热量转移，以维持低温环境的技术。通常利用低温储罐和制冷机结合来实现主动绝热，制冷机提供冷量以平衡储罐的漏热。传统被动绝热技术主要包括堆积绝热、高真空绝热、真空粉末绝热和真空多层绝热等，其与主动绝热区别在于外界无主动提供冷量输入。内罐是液氢储罐中最为重要的主体部分之一，承担着承装低温液氢的作用。由于液氢的储存温度极低(-253 ℃)，且对接触的材料会造成氢脆氢渗等结构损伤，因此内罐材料的选用对材料可靠性，耐低温，耐氢性等的要求极为严格。由于低温液氢储罐对密闭性要求较高，因此需要对储罐用不锈钢壁板进行严格的无损检测，保证储罐罐壁质量要求，确保储罐安全性。

目前针对低温液氢储存的新兴技术主要包括 ZBO 和 Cryo-compressed 等储存技术。ZBO 主动制冷储存技术是使低温液态始终处于过冷状态，包括主动热转移和被动热防护两方面，具体原理如图 6-7 所示。主动热转移技术是利用低温贮箱和制冷机的耦合，移出漏入低温系统的热量，以实现低温推进剂的零蒸发；被动热防护技术是通过改进低温贮箱的绝热形式，被动地减小低温贮箱的漏热，从而提高贮箱的绝热效果。Cryo-compressed 技术结合了高压和低温存储。通过在 20 K 时将  $\text{LH}_2$  从  $1 \times 10^5 \text{ Pa}$  时的 70 g/L，压缩到  $2.4 \times 10^7 \text{ Pa}$  时的 87 g/L。从而提高液氢的体积密度，并减少蒸发损失，可有效延长液氢在绝热压力容器中的休眠期。

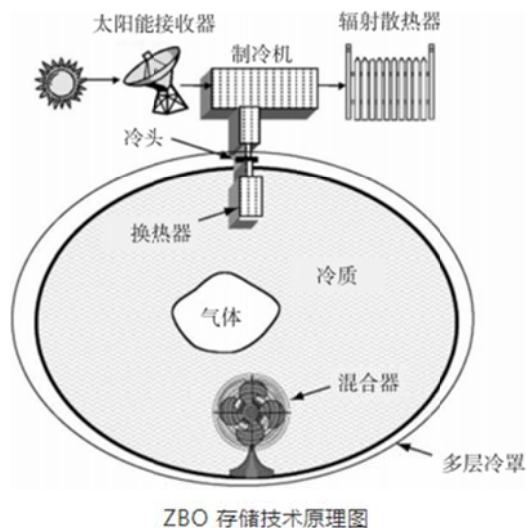


图 6-7 ZBO 主动制冷技术原理图

液氢运输在运输效率上较气氢液氢有绝对优势，但目前液氢运输安全性仍是亟待解决的行业痛点。液氢的运输方式可以分为采用容器运输和采用管道运输两大类。在液氢的输运途中，除了考虑常规液体在运输过程中所受到的冲击和震动等因素外，由于液氢汽化潜热下、极易蒸发和沸点低等特点，所以容器运输环节必须采用严格的减小漏热的技术手段，或者采用无损储运方式，目的是尽可能将液氢的汽化程度降到最低甚至是实现零汽化，以防止液氢汽化而导致超压风险。因此低温液氢的输运主要采用减小热传导的被动绝热技术与主动制冷技术叠加，以减小漏热或产生额外冷量。

### (3) 氢泄漏及排氢安全策略

低温液氢一旦泄漏到环境中，会迅速蒸发为高浓度的氢气云团，若遇到火花时极易引发燃烧或爆炸，因此对氢泄漏的监控和处理显得尤为重要。低温液氢和高压气氢作为燃料在汽车、航天领域的实际应用过程中，氢泄漏报警都是至关重要的一环，做到早发现早阻断，并将可能导致的爆炸危害扼杀在摇篮之中，可以及时有效的保障氢气的应用安全。

氢泄漏监测系统将多个氢浓度传感器的采集值进行处理，并取其中的最大值作为氢泄露的报警值，氢泄漏监测系统将该最大值上报燃料电池控制系统和整车控制系统等，当最大值超过限值时，氢系统控制器还将发送报警信息，并执行相应的举措。再燃料电池汽车应用中，一般常采用高精度的氢气浓度传感器监控氢泄漏，为实现实时监控车内氢含量的目标，需要在燃料电池发动机附

近、乘客舱顶棚和储氢瓶附近布置多个传感器，任何监控的位置发生氢泄漏，均需要采取安全措施，确保车辆和乘客安全。

氢泄漏报警主要分为三级，按照氢泄露浓度不同依次为轻度报警、中度报警和紧急报警。轻度报警又称一级泄露报警，指空气中的氢含量在 0.4%到 1%之间，氢系统控制器将轻度氢气泄露报警信息上报燃料电池控制器系统和整车控制系统，并提示驾驶员有氢泄露异常；中度报警又称二级泄露报警，指空气中的氢含量在 1%到 2%之间，氢系统控制器将向燃料电池控制器系统和整车控制系统上报严重的氢气泄露报警，并提示驾驶员立即停车；紧急泄露报警又称三级泄露报警，指空气中的氢含量超过 2%时，氢系统控制器向燃料电池控制器系统和整车控制系统上报紧急泄漏报警，同时进入故障处理模式，立即关闭氢瓶上的电磁阀，并声光报警提示司机氢气泄露。

液氢的生产过程中也涉及到排氢操作，主要是氢气在氢品质分析后发现不符合液化条件或者液化设备在启动或维修时的吹扫置换或故障应急情况需要进行氢气的排放与回收。低温氢的排放对于氢排放管提出了很高的要求，氢气排放管应采用不产生铁锈的金属材料，不得使用塑料管或橡皮管，且金属材料内不得含有氧化剂、焊渣。同时排放管应垂直设置，管口应设阻火器及防空气倒流和雨雪侵入以及防凝结体和外来物堵塞的装置，并采取有效的静电消除措施，在管口处安装氢气火焰探测器，并与消费管路联锁。相关的国家标准规定室外排放管应高于附近有人员作业的最高设备 2 m 以上，高度应不低于 20 m，室内排放管高出屋顶 2 m，且应高出相邻建筑物 2 m 以上。若贮存场所设有氢气排空管，室外氢气排空管与避雷针的水平距离不小于 10 m，高度上低于避雷装置 5 m。氢液化装置出口低温氢气排放管外壁应设保温层，以防人员冻伤。低温氢气排放管路应具有足够长度以确保排空口处氢气温度高于空气液化温度。

#### **(4) 加氢站安全预防策略**

加氢站是建设氢能社会的重要环节之一，其安全问题一直受到全社会的高度关注。目前液氢加氢站主要分为液氢储存型加氢站和液氢加注型加氢站，液氢储存型加氢站是指加氢站内氢气以液态储存，在加注前液氢汽化为高压氢气进行加注，液氢加注型加氢站是指直接通过液态加注氢气，氢气在车载系统内进行汽化。针对我国加氢站建站的实际情况，建设 FCEV 与加氢站设备设施监



检测数据、设备运维管理数据管理与分析中心，研发基于人工智能、大数据的智能诊断技术，建设智能诊断系统，实现氢能供应基础设施健康监测、设备生命周期健康评估、故障预警实时提示、加氢站安全隐患智能视频监控及预防维护优化决策，成为氢能安全、高效、可靠应用领域急需解决的关键技术。

液化加氢站突发事故具有复杂性、不确定性、随机性等特点，需要建立合理、有效的应急预案和人员疏散方案，对加氢站泄漏等突发事故及其次生衍生的风险进行科学预测与防控。实现由氢气泄漏单一灾害的应急向灾害链复杂演变及其协同应急技术转变，为城市氢能供应安全风险防控与应急提供基础理论、方法、模型、分析软件和应急决策支持系统。

为确保液氢加氢站的安全，采取的安全技术措施主要有：在氢气容易泄漏的部位都设有高灵敏度氢气泄漏检测器，氢气体积浓度高于1%时及时报警，设有多台火焰检测器，能及时发现站内氢气着火并进行报警。高压储氢间、氢压缩机间等建筑物要考虑氢气泄漏后不积聚，采用既防雨水又易排气的屋顶设计，室外加氢机顶棚设计要有利于氢气向高空扩散。同时可以采用梯级的策略来防范氢气事故。首先是防止泄漏，主要体现在系统设计里要有些本质安全的设计，避免出现薄弱环节导致泄漏。施工过程中也需注意，需有相应的规程来指导施工，比如挪威加氢站爆炸事故就是由于螺栓预紧力不足造成的。其次是氢气一旦发生泄漏，则需要有探测系统来尽快发现泄漏，进而切断泄漏源，避免产生大规模泄漏。通过合理的传感器布置，再结合一些深度学习等智能算法，能够实现快速发现泄漏，并能够准确定位泄漏源，这使得泄漏后的处置更加快速而有针对性，维修工作也更容易开展。再次是要避免氢气聚集，防聚集是整个事故防控中非常重要的一点，因为聚集后可能导致爆炸，在设计上应设置机械或者自然通风，合理设计罩棚结构，让氢气尽快消散掉。此外，还应避免点火，主要依靠防爆设计以及在操作上要有一些防静电的措施，尽量把火源消除掉。

### **(5) 构建低温涉氢装置制造体系和液氢民用领域标准体系**

提高低温涉氢装置的制造精度和安全性是保障液氢应用安全的基础。国外液氢应用技术起步较早，液氢储罐的设计制造能力已达到最大 3800 m<sup>3</sup> 储罐应用案例，相关技术主要由美、日等国所掌握；中国液氢应用技术起步较晚，液氢储罐设计制造能力上限为 300 m<sup>3</sup> 储罐，与国际先进水平相比还有较大差距。

目前我国液氢技术和装备长期局限在航天军工领域，虽然航天领域中液氢技术已经比较纯熟，但是民用领域相关技术和装备缺失，与国外先进技术相比，液氢技术和装备水平还有显著差距。当前我国的液化储氢瓶、FCEV 及加氢站涉及的关键设备、液氢软管、低温阀门、加氢枪、压缩机等均不具备产业化能力，完全依靠进口。

低温液态储罐涉氢系统的装备制造与我国新材料研发与生产、高端装备开发与制能力密切相关，是装备制造业迈向高质量发展的重要标志。加大科研投入，开展液化储氢瓶和氢气压缩机及关键零部件如阀门、液氢软管、高灵敏氢气检测传感器、氢气火焰传感器的制造能力攻关，尽快实现高精度高安全性的涉氢装备由中国制造。

液氢民用领域标准体系的建立也是促进液氢产业高质量发展的基础。2021年4月，国家标准委员会发布了的3项液氢国家标准：GB/T 40045-2021《氢能汽车用燃料液氢》、GB/T 40060-2021《液氢贮存和运输技术要求》以及 GB/T 40061-2021《液氢生产系统技术规范》，此3项标准于2021年11月正式开始实施，从此我国在民用领域液氢标准上存在的空白正式被填补。相关标准的健全完善可为氢能产业链中的储氢设备、运输方式等工业化安全化发展提供指导，同时可以做到“有标可依”，进一步完善液氢标准体系，为指导氢燃料质量管理，促进氢能产业高质量发展提供重要标准支撑。

## 6.6 低温氢被动安全预防及防护技术

低温氢被动安全技术是指在上述各类预防措施失效后，氢气出现泄漏甚至积聚现象，最终将导致火灾或者爆炸等严重危害，这时首先应当考虑采取措施缓解事故后果，主要可以改进防火墙的设计，合理确定安全距离和安全区域，制定消防措施、应急预案等等。

### (1) QRA 氢风险评估

氢气作为现代世界的清洁燃料，具备使用效率高、零排放以及优质的能源载体等特性。积极推进氢燃料的应用是为实现“双碳”目标的有效途径，但氢安全问题是限制其发展的关键。因此，为提高氢气应用的安全性，对氢气应用的相关环节进行风险评估成为了必要之举。氢风险评估是包括危害识别、风险分

析和风险计算的整个过程，其目的是为了评估危害，并在必要时通过增加控制措施消除危害或减轻风险，以创建更安全、更健康的工作场所。

氢风险评估方法主要分为快速风险评级(RRR)和量化风险评价(QRA)。RRR 的最大优势在于快，这也是其被广泛应用的原因，但 RRR 为经验式的定性风险评估，主要依赖专家的分析讨论后的结果再与风险矩阵对比，进而得处相应的风险等级，主观性较强。QRA 是对风险的定量评价，其不仅可以科学评价氢能设备或某一具体事故的风险(包括个人风险和社会风险)，而且可以直接用于氢能安全相关标准的制定。RRR 仅可用于定性的粗略判断，当需要对风险进行更为深入的分析，尤其是对风险等级高的事故进行细致的评价时，就需要用到 QRA 定量分析方法。

目前 QRA 已成为氢风险评价的主流方法，其方法技术大致可分为 4 部分：1)危险源辨别技术(HAZID)。如预先危险分析(PHA)、危险与可操作性分析(HAZOP)以及失效模式和后果分析(FMEA)等。2)失效概率分析技术。如故障树分析(FTA)、事件树分析(ETA)等。3)后果量化评价技术。如用于模拟泄漏的统一扩散模型(UDM)、用于模拟爆炸的 Baker-Strehlow 模型、用于模拟射流火焰的 API 模型等。4)风险度量技术。风险度量的输出以个人风险和社会风险的形式呈现，并将其最终结果再与风险可接受标准进行对比，来说明评价风险能否被接受。QRA 量化风险评价的具体流程如图 6-8 所示。

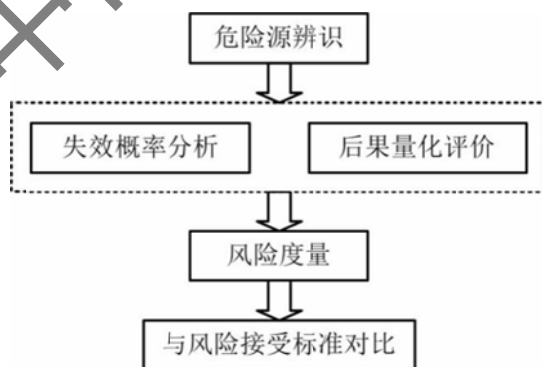


图 6-8 量化分析评价流程

在使用 QRA 方法的过程中，对危险源进行合理的辨识是安全评价的关键所在，其危险源辨识的结果将直接决定 QRA 方法评价结果的准确性，也会对 QRA 方法使用效率以及使用成本产生重要的影响。进行危险识别是为了评估氢气对人的生命安全及财产的潜在危害或不利健康的影响，譬如人体的伤害和建

筑物的损坏。氢气是易燃的，其在空气中的浓度范围很广(4%-75%)；氢气是爆炸性的，其在标准大气温度下的浓度范围很大(15%-59%)。根据 NFPA 30(易燃可燃液体标准)，氢气的可燃性等级被认定为最高等级 4 级，低温液化氢气的健康等级被认定为 3 级，这意味着氢气在标准大气压和温度下可快速完全蒸发，且遇火可快速燃烧，氢爆炸危害巨大，低温液化氢也易造成严重的冷冻烧伤。因此，考虑氢气事故的两个主要危险源为火灾和爆炸。表 6-21 和表 6-22 分别通过热辐射和超压测量表示火灾和爆炸对于建筑物及人员的影响。

表 6-21 火灾对建筑物和人员的影响

热辐射		影响
kW/m <sup>2</sup>	Btu/h/ft <sup>2</sup>	
1.6	500	长时间暴露后感觉不舒服
4	1300	20 秒后一度烧伤
9.5	3000	20 秒后二度烧伤
12.5	4000	足够的能量引起木材和塑料着火
25	7900	木材在长时间暴露后会自燃
37.5	11900	设备和设备损坏；1 分钟内 100%致死率；10 秒内致死率为 1%

表 6-22 爆炸对建筑物和人员的影响

超压测量		影响
psi	Pa	
0.3	2068	碎片造成的轻伤
1	6895	玻璃窗破裂
2	13795	对房屋的中度损坏
3	20684	严重伤害是常见的，可能会发生死亡
5	34473	死亡是普遍的
10	68947	造成大部分人员死亡
20	137894	死亡率接近 100%

后果分析是根据定义的场景对确定的超压和热辐射进行的，而失效频率分析确定了每种场景的概率和危险事件故障，如泄漏、气体扩散和爆炸。通过结合后果分析和频率分析，定量计算风险。将计算所得的定量风险值与 Heather and Safety Executive(HSE)指南给出的可接受定量风险值相比较。其指出

现场工作人员的最大可接受个人风险的死亡危险概率为  $10^{-3}$  每年，然而对公众而言为  $10^{-4}$  每年。社会风险标准则使用 F-N 曲线的上限和下限风险作为指导进行评估。如果总风险在可接受的水平内，则成功开发风险管理流程，以实现管理风险的优化选项。如果不是这样，则必须考虑采取适当的缓解措施，以减少后果或降低总体风险的可能性。通过定量风险评估可以确定安全距离，在安全距离以外的位置，则其与危险装置相关的意外事件的风险被认为是可接受的低风险。

液化加氢站的定量风险评估是低温氢安全防护的关键。目前一些国家正在鼓励使用氢燃料电池汽车，同时氢燃料电池汽车为实现碳达峰、碳中和的“双碳”目标提供了有效的思路。为了支撑氢燃料电池汽车产业的发展，配套的加氢站设备也应紧跟步伐，特别是在人口密度高且交通繁忙的城市地区，所以进行液化加氢站的定量风险评估非常有意义。由于可用的氢气事件和事故数据库数量有限，一些研究考虑了定性或半定性风险评估方法，然而随着越来越多研究人员利用氢气事故的更新统计数据进行 QRA，因此 QRA 越来越受到关注，同时也减少了后果预测的不确定性。

液化加氢站的主要部件包括缓冲罐、调节器和分配器，液化氢被保持的大约 -253 °C，以  $4 \times 10^5$  Pa 的压力储存在液化氢储罐中，在通过蒸发器进行相比之前，由低温泵等温地将液氢的压力提升至  $9 \times 10^7$  Pa，来自低温泵排放的旁通流与来自缓冲罐输出的液氢混合，以保持供应给分配器的燃料的温度，液化加氢站的工艺流程如图 6-9 所示。

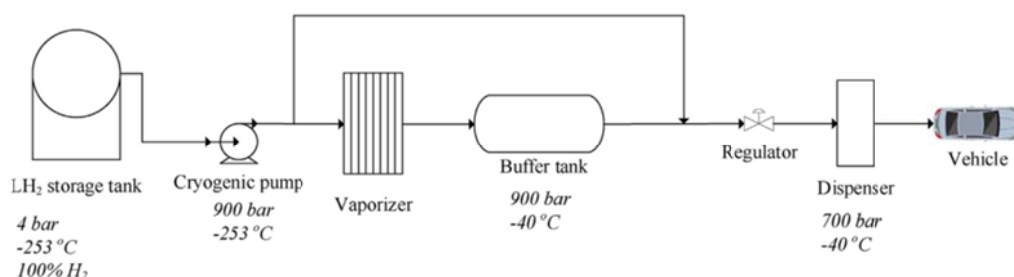


图 6-9 液化加氢站的工艺流程

在进行液化加氢站的定量风险评估之前，首先使用商业模拟软件定义和建模工艺领域，以确定工艺的物理流体性质以及热和材料平衡。从若干研究中总结提取应用于液化加氢站过程模拟的设计条件如表 6-23 所示。

表 6-23 用于液化加氢站模拟的设计条件总结

部件	设计条件	单位	模拟仿真
液化加氢站	峰值小时加氢率	Kg/d	600
液氢储罐	压力	Pa	$4 \times 10^5$
	温度	□	-253
低温泵	压力	Pa	$9 \times 10^7$
	温度	□	-253
蒸馏器	温度	□	-40
缓冲罐	压力	Pa	$9 \times 10^7$
分配器	压力	Pa	$7 \times 10^7$
	温度	□	-40

氢气泄漏通常是加氢站的主要问题。氢气泄漏是十分危险的，因为当氢气和空气混合时，极易造成火灾或爆炸现象。液化加氢站后果分析和风险评估中的事故场景为设备泄漏和灾难性破裂，如表 6-24 所示。

表 6-24 液化加氢站考虑的事故场景

部件	释放条件			场景	泄漏尺寸 (mm)
	压力( $\times 10^6$ Pa)	温度(□)	库存(kg)		
液氢储罐	0.4	-253	700	灾难性破裂	-
				管道破裂	25.4
低温泵	90	-210	-	灾难性破裂	-
蒸馏器	90	-40	-	灾难性破裂	-
缓冲罐	90	-40	100	灾难性破裂	-
分配器	70	-40	-	轻微泄漏	0.11
				中度泄漏	1.11
				灾难性破裂	11.1

三维建模模块用于氢能设施建模，在该模块做了储氢罐、压缩机、阀门、管道等的预制模型，可以快速便捷地把加氢站或者其他氢能设施建起来。模型建好的同时，站内有哪些设备、有多少台、管道有多长，这些相关信息也都被统计出来了，便于后续分析使用。定性分析模块用于分析氢能设施里哪些设备可能失效，失效模式有哪些，失效之后会产生什么影响，然后将分析结果列成

一张分析表，可以据此进行设备重要度的分级，重要设备需要给予重点关注。概率分析模块内置了各种设备的泄漏概率数据库，把氢能设施中不同设备泄漏频率叠加起来得出整个设施的泄漏频率，再结合事件树获得喷射火和爆炸事故的发生概率。后果分析模块主要是用 CFD 方法分析氢气扩散、喷射火、爆燃爆轰等行为及后果。扩散分析关注氢气如何迁移、风对氢气迁移有什么影响、结构是否对氢气的扩散是否产生阻碍。射流火分析主要关注辐射热流在氢能设施里的分布是什么样的、防火墙是不是能把辐射热流挡住、防火墙后边的人有没有可能被烧伤。氢气局部聚集被点燃之后可能发生爆炸，通过分析可以获得压力波在空间中的分布。结合相应的伤害阈值可以得出人员伤亡的可能性。最后是风险分析模块，该模块把概率分析和后果分析的结果结合起来，获得定量风险值，可以对照相关标准判断该设施的整体风险水平是否满足要求，如果不满足则需要对设计进行优化调整。

Byung-Hoon Yoo 等人通过研究加氢站的定量评估得出气化加氢站管式拖车和液化加氢站液氢储罐的灾难性破裂是加氢站最严重的潜在危险，因为其极易引发火灾或者爆炸事故。考虑到两种最坏情况，气化加氢站中发生的火灾对周围人员和建筑物的影响比液化加氢站更大，而由于地面上形成了液氢池，观察到液化加氢站的爆炸影响更大。通过比较液化加氢站与气化加氢站的定量风险评估，气化加氢站和液化加氢站的个人风险评估对比如表 6-25 所示，液化加氢站和液化加氢站的社会风险 F-N 曲线如图 6-10 所示，液化加氢站与液化加氢站的整体风险比较如表 6-26 所示。

由表 6-25 可知，液化加氢站与气化加氢站最大风险分别为缓冲瓶和管道拖车，且仅个人风险相比较而言，液化加氢站的个人风险低于气化加氢站的个人风险。由图 6-10 可知，液化加氢站由于其形成液氢池，具有更严重的爆炸危害，其社会风险的 F-N 曲线也位于气化加氢站之上。但是不论是液化加氢站或是气化加氢站，其 F-N 曲线均超过了最大风险标准线，所以 LHRs 和 GHRs 均构成了高风险，具有极高的危险性。因此我们必须考虑各种方法来降低风险，如安装安全栅装置、氢气检测传感器以及自动和手动紧急停止按键等。由表 6-26 可知，综合分析个人风险与社会风险所得加氢站整体风险，虽然液化加氢站更具有爆炸威胁，但是其整体风险积分相较于气化加氢站要低一些。所以通过对加

氢站的定量风险评估可得，加氢站属于高风险设备，应注重安全防护，同时液化加氢站的危险性要低于气化加氢站。

表 6-25 液化加氢站与气化加氢站的个人风险比较

液化加氢站			气化加氢站		
部件	风险	占比(%)	部件	风险	占比(%)
缓冲罐	$3.23 \times 10^{-5}$	40	管道拖车	$4.67 \times 10^{-5}$	46
蒸馏器	$2.46 \times 10^{-5}$	30	缓冲罐	$3.46 \times 10^{-5}$	34
低温泵	$2.25 \times 10^{-5}$	28	压缩机	$1.34 \times 10^{-5}$	13
液氢储罐	$8.22 \times 10^{-7}$	1	调节器	$6.19 \times 10^{-6}$	1
分配器	$7.24 \times 10^{-7}$	1	分配器	$7.24 \times 10^{-7}$	1
共计	$8.09 \times 10^{-5}$	100	共计	$1.02 \times 10^{-4}$	100

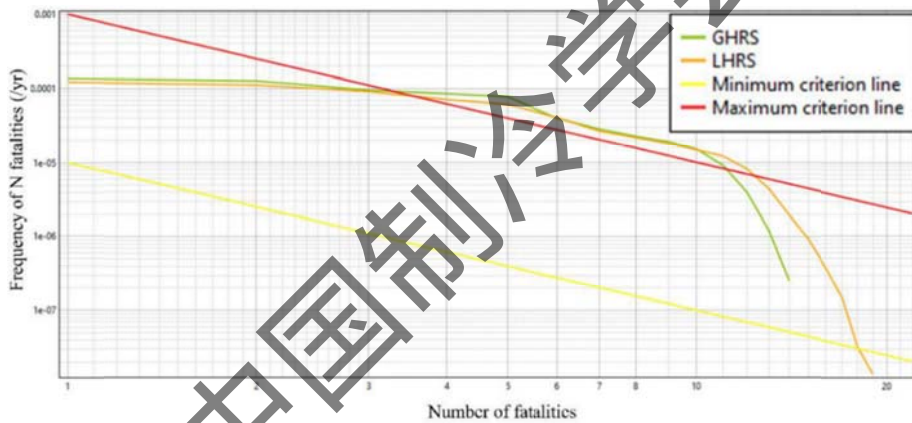


图 6-10 液化加氢站和气化加氢站的 F-N 曲线

表 6-26 液化加氢站与气化加氢站的整体风险比较

液化加氢站			气化加氢站		
部件	风险积分	占比(%)	部件	风险积分	占比(%)
蒸馏器	$1.97 \times 10^{-4}$	33	管道拖车	$3.19 \times 10^{-4}$	48
低温泵	$1.85 \times 10^{-5}$	31	分配器	$1.26 \times 10^{-4}$	19
分配器	$1.26 \times 10^{-4}$	21	压缩机	$9.38 \times 10^{-5}$	14
缓冲罐	$9.10 \times 10^{-5}$	15	缓冲罐	$7.88 \times 10^{-5}$	12
液氢储罐	$5.75 \times 10^{-7}$	0	调节器	$4.44 \times 10^{-5}$	7
共计	$6.00 \times 10^{-4}$	100	共计	$6.62 \times 10^{-4}$	100



## (2) 安全距离与防火墙

加氢站里储氢罐和管道是安全事故的防范重点。低温液态储氢出现泄漏状态时储氢罐相邻距离过近容易导致氢浓度云积聚，进而引发安全事故。将加氢站设置在离居民区较近的地方，会对周围环境构成一定的威胁，因此控制好安全距离可有效降低事故发生的概率。

中国目前实行的 GB50016-2014《建筑设计防火规范》参照可燃气体储罐与建筑物的防火间距对储罐总容量划分了不同等级。加氢站内的储氢罐总容积及单罐容积越大，对周围环境的影响就越大。在建设加氢站时应当根据氢风险评估所得所能接受的低风险安全距离，构建适合等级的设施，并使其符合相应的防火间距和安全规定。液氢储存场地安全距离与液氢储存数量息息相关，具体的安全距离要求可参考相应的液氢国家标准。

液氢生产系统国家标准规定液氢生产系统不得设置在人口密集地段，并设置不可燃烧的实体围墙(防火墙)，其高度不应小于 2.5 m，且与其他建筑之间的间距不宜小于 5.0 m。防火墙的主要作用是防止火灾蔓延至相邻建筑或相邻水平防火分区，其主要是由耐火极限不低于 4.0 h 的不可燃墙体组成。在由于氢气泄漏而引发不可避免的火灾时，为了尽可能降低火灾的影响，保障周边环境的安全，防火墙的设立是十分关键的一环，可有效遏制火灾的蔓延。同时当发生事故或者火灾时，采取紧急停车装置迅速切断设备的运行状态，使其在短时间内关闭，从而避免设备损坏或者火灾持续或扩大。

## (3) 氢能源安全工程消防技术水平

常温常压的环境下氢是气态，发生火灾就属于 C 类火灾，液体状态下的氢发生火灾就属于 B 类火灾。扑救 B、C 类火灾时只能采用气体灭火剂。目前我国常见的气体灭火剂是二氧化碳灭火剂、IG541 灭火剂，缺点是存储容量较小、灭火速度慢，且二氧化碳可与氢气反应生成一氧化碳而导致中毒。在“双碳目标”背景下，未来氢能源会在许多领域当中得到广泛使用，国家也会不断建设存储容量较大的加氢站，传统的灭火剂对未来出现的新能源火灾可能无计可施，氢能源的厂房一旦发生大规模火灾，传统的气体灭火剂的扑救工作就会显得“杯水车薪”。另外在生产、使用火灾探测器方面也都不不同程度出现了相似问题。在升级消防器材、材料和电气、自控消防系统的过程中要考虑到当前氢能源产业的

市场需求，有针对性地研发、生产灭火剂和消防器械，重点是提升氢能源可燃气体的监测和红外火焰、光纤测温和火焰图像探测技术以及消防联动操控技术，提高氢燃烧、氢爆炸事故中的消防器材使用效果以及火灾前期的监控、预防和灭火设施使用过程中的效果，确保氢能源的使用安全可以得到有效的消防保护。目前综合运用自动喷水灭火系统、水喷雾灭火系统、火探管灭火系统等消防技术可有效的增强消防能力，在发生氢气泄漏或燃烧后做到快速控制。

#### **(4) 液氢低温冻伤处理与氢气窒息预防**

液氢由于其-253 °C的低温特性容易造成人员的冻伤，同时氢气的导热系数比较大，密度低，当发生泄漏时会有相对较高的流动速度，导致传热增加，具有较强的危险性，若发生低温冻伤时最快速有效的处理方式是用不超过 40 °C 的温水冲洗冻伤部位。同时氢气在封闭区域聚集会导致人员缺氧，从而存在窒息的危险，若所处密闭空间含氧量为 8%，约 8 分钟后死亡，若含氧量仅为 4%，则约 40 秒就会死亡，出于安全考虑，封闭的房间仍然需要良好的通风。

## 7 氢液化、储运技术应用典型案例

### 7.1 氢液化应用案例

我国的氢液化装置发展主要分为实验室阶段和工业阶段，介绍如下：

#### (1) 实验室阶段

1956年，洪朝生院士等人在中国科学院物理研究所低温物理实验室，首次在实验室获得液氢，采用Linde节流循环；

1959年，朱长乐、李式模教授等人在浙江大学低温教研室获得液氢，采用Linde节流循环；

#### (2) 工业阶段

1966年，第一套工业规模液氢生产装置在航天试验技术研究所建成投产，采用Linde节流循环；

1969年，吉林吉化氢液化设备投产，采用Linde节流循环；

1972年，陕西兴平氢液化设备投产，采用Linde节流循环；

2021年，首套日产吨级基于氢膨胀循环制冷的氢液化设备由航天试验技术研究所研制成功，采用氢逆布雷顿循环；

目前国内如航天试验技术研究所、中科富海、国富氢能等单位均在开展基于氢克劳德循环的氢液化设备的研制。我国氢液化设备从无到有实现国产，正在逐步赶超世界先进水平，已进入大规模工业应用的前夜。

#### 7.1.1 氢液化技术应用案例

氢液化装置按其生产能力可分为小型、中型和大型三类。按照上世纪六七十年代的划分，以20 L/h和500 L/h为分界。本世纪以来，随着液氢生产规模的增大，新的划分以产能2.5吨/天和50吨/天为界限，由于目前世界上最大的氢液化装置产能为30吨/天，本文中大型装置的分界以30吨/天为基准，如表7-1所示。

出于能耗和经济性考虑，产量不大的小型氢液化系统主要采用氮制冷的氢液化流程，中型、大型氢液化系统一般采用氢膨胀制冷循环流程。目前全世界现存的中大型氢液化装置基本都是采用氢膨胀制冷循环流程，这也是未来大规模氢液化技术的发展方向。

表 7-1 氢气液化装置的分类

规模	小型	中型	大型
产能	<2.5 吨/天 <1.5 m <sup>3</sup> /h	2.5 吨/天~30 吨/天 1.5 m <sup>3</sup> /h~18 m <sup>3</sup> /h	>30 吨/天 >18 m <sup>3</sup> /h
制冷方式	氦逆布雷顿循环 Linde 节流循环	氢克劳德循环	氢克劳德循环
能耗(含预冷、原料气压力 1.0~2.5×10 <sup>6</sup> Pa)	12~20 节流>30	9~12 kWh/kgLH <sub>2</sub>	7~12 kWh/kgLH <sub>2</sub>
成本费用	低投资高运行费用	中投资中运行费用	高投资低运行费用

### 7.1.1.1 小型氢液化案例-国产 Linde 节流型氢液化装置

为了在正式研制氢氧火箭发动机之前，先行开展液氢制备、储运、运输、使用和安全等技术的研究，1960 年钱学森提出研制氢液化装置，计划由北京航空学院低温组设计，杭州制氧机厂制造。1961 年根据任务研制需求将北京航空学院低温组人员全部调入国防部第五研究院试验站（北京航天试验技术研究所前身）建立液氢专题组，以此为基础 1962 年成立低温技术组，1964 年成立低温技术研究室。

1963 年氢液化工厂土建动工，1966 年建成的 100L/h 林德节流循环氢液化装置生产出液氢，经改造后液态仲氢产能达到 70L/h。由于设计制造水平的差距，最初能耗超过 100 kWh/kgLH<sub>2</sub>，后来经改进优化后能耗也高于 50 kWh/kgLH<sub>2</sub>。此装置液化装置主液化流程与美国国家标准局 320 L/h 液氢装置基本相同。

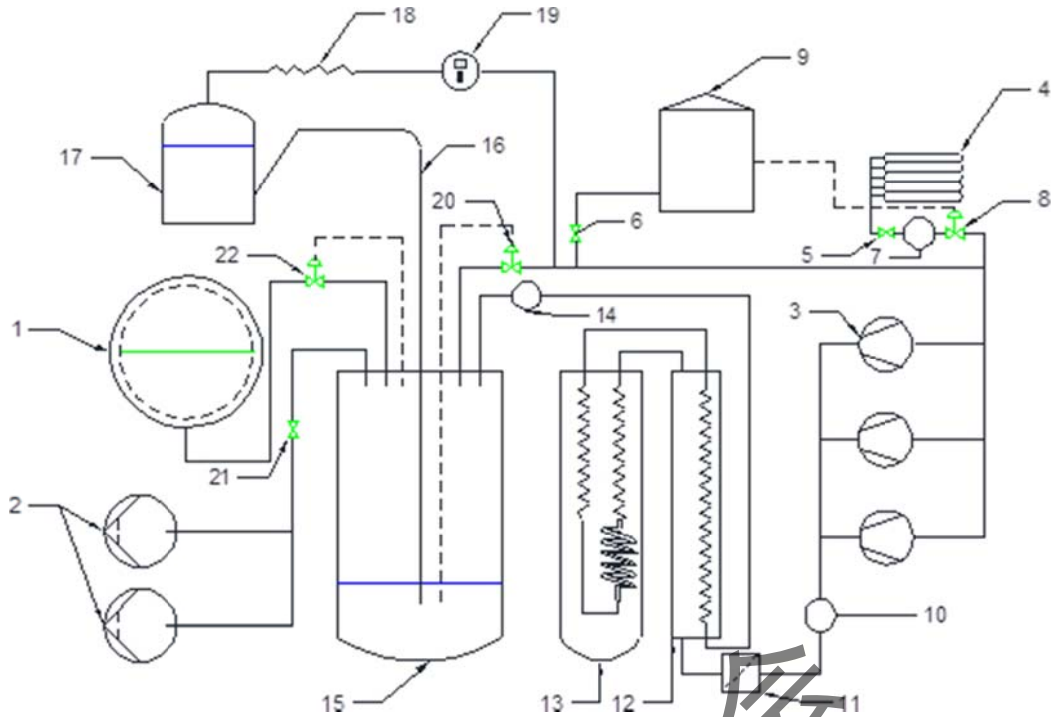


图 7-1 美国国家标准局 320L/h 小型氢液化装置流程图

- 1.液氮贮槽；2.真空泵；3.压缩机；4.氢气瓶组；  
 5、6.节流阀；7.催化除氧器；8、20、21、22.调节阀；9.氢气柜；  
 10.油水分离器；11.油雾过滤器；12.冷凝干燥器；13.吸附纯化器；  
 14.高压氢流量计；15.氢液化器；16.输液管；17.液氢贮槽；  
 18.蛇管加热器；19.低压氢流量计

### 整个氢液化系统概述如下：

由于氢的沸点很低，故在降温过程中，其他气体杂质必先于氢的液化而凝固，进而有可能造成管路的堵塞，如果堵塞物是固态氧，就会有引起爆炸的危险。所以在液化的过程中，绝大部分是氢的纯化过程。

因为原料氢是电解氢，纯化过程主要是除水、除氧和除氮的过程。液化法是根据焦耳-汤姆逊节流效应致冷的简单林德循环。正仲氢的转化反应在液化时进行。

整个液化流程可分为四个阶段：低压纯化，压缩，高压纯化，液化(包括正仲氢转化和储存)。为满足安全技术要求，附加一套氮气、氢气吹除系统。

### (1) 低压纯化

电解氢气首先干燥再催化除氧。

干燥器是有两个硅胶容器切换使用，以保证生产的连续进行。硅胶具有良好的吸水性，氢气可被吸收达到含水  $0.03 \text{ g/m}^3$  的干燥度。

干燥后的氢气被加热至  $400 \text{ }^\circ\text{C}$ ，再通入 Cu 催化剂层反应器，使其中的氧气和氢气化合成水，达到除氧目的。由反应器出口的氢气，其含氧量不超过 5 PPM。

从接触炉中出来的氢气仍有  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  的高温，故需经冷却器冷至常温，再经气液分离器去除由于氢氧化合而生成水分后，完成低压纯化过程。

最后气液分离器出口的氢气储存在  $200 \text{ m}^3$  气柜中。

## (2) 压缩

氢气在本阶段中将提高压力至  $150 \text{ kg/cm}^2$ ，并除去从压机中带出的油和水。

压缩机为“L”型，四级活塞式压缩机，其容量为  $400 \text{ m}^3/\text{时}$ ，最高压力为  $150 \text{ kg/cm}^2$ 。在通常情况下，进压机的气体有三路来源：其一来自  $200 \text{ m}^3$  气柜，以保证压机吸入口气量的气压稳定，改善压机工作条件；其二则来自液化气的回流氢出口；还有一路接通氢气瓶组和氮气囊，分别为压机的补气和吹除置换之用。

除油器由两个油水分离器组成，其结构与气液分离器构造类似，都是利用惯性力抛去气体中的水滴和油滴，随后通入的一个则盛满拉西哥瓷环，使氢气在环隙中曲折穿过，最后经毛毡过滤进一步除油。

氢气压缩除油后，经阀进入冷凝干燥器除水。冷冻干燥器是一个蛇形管换热器。高压氢气进入盘管间，同盘管中的来自高压纯化器的冷氢 ( $-120 \text{ }^\circ\text{C}$ ) 换热，使之降到  $-110 \text{ }^\circ\text{C}$  的低温，水蒸气便被冻结，达到含水小于 1 PPM 的干燥度 (露点  $-74 \text{ }^\circ\text{C}$  左右)。考虑到冷冻干燥器的再生以及生产的连续性，利用两台并联轮换使用。

## (3) 高压纯化

干燥后的气体再进入高压吸附纯化器做最后一次纯化处理。

高压纯化器内有 19 个盛满活性炭的吸附筒，浸在减压的液氮中。当由冷冻干燥器来的氢气进入后，活性炭把夹杂在其中的氮、残余氧和其他气体杂质清除，出口时温度达  $-120 \text{ }^\circ\text{C}$ ，再通入冷冻干燥器做冷源。

在冷冻干燥器内经换热后又恢复为  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  的常温氢，此时的氢气已是杂质总

含量在 1 PPM 以下的纯氢，便可进行液化。

高压吸附纯化器两台并联交替使用。

#### (4) 氢气液化

YH-100 型液化器主要由高温换热器、液氮换热器、低温换热器、节流阀、辅助收集器、液氢槽和正仲氢转化的反应器等组成。

高压氢依次进入高温换热器、液氮换热器和低温换热器同未被液化的回流氢、氮蒸汽和减压液氮换热。降温至 43 K 左右，进入节流阀减压至  $1.8 \text{ kg/cm}^2$  并部分液化(液化率 24%)，此时温度为 25 K。被液化的氢存于辅助收集器中。如果只生产正常氢(正氢占 75%，重氢占 25%)，则在槽内液氢到一定高度之后，打开调节阀，将液氢降到  $0.5 \text{ kg/cm}^2$  的表压，放入液氢槽中，此时液氢温度为 21 K；如果需生产仲氢(仲氢成分占 95%以上)，可将液氢通入盛有含水氧化铁催化剂的正仲氢转化反应器中，使之转化为仲氢(此时液化率为 15%)。

为减少漏热，液化器外筒体是一真空夹层，夹层的下部空间设一反射屏，并设置活性炭吸附器(浸在液氮中)，以保持真空在  $10^{-4}$  到  $10^{-5}$  毫米汞柱。同时在内腔中(包围换热器等的空间)可抽成  $10^{-2}$  毫米汞柱的低真空。

未被液化的氢气同由辅助收集器、液氢槽中蒸发的氢气一起，依次进入低温换热器，高温换热器逐级换热，进行冷量回收，最后返回压机的入口，称之为“回流氢”。

液氢由输入管输入液氢贮槽中贮存。液氢输液管有两根同轴管组成，在环形空隙中抽以  $10^{-3}$  毫米汞柱的真空，并附有活性炭，在低温时，环隙真空可达  $10^{-4}$  毫米汞柱。

液氢槽内蒸发的冷氢气经加热器后，再回到  $200 \text{ m}^3$  气柜。

#### 7.1.1.2 小型氢液化案例-国产氦气膨胀制冷循环氢液化装置

随着我国氢能的社会化、民用化推广，大规模氢能储运成为氢能发展的瓶颈，而液氢是解决这一瓶颈的最佳途径；同时目前液氢仅在国防航天领域规模化应用，在运行的氢液化装置全部依赖进口。为了打破国外的垄断，自主可控的氢液化装置国产化势在必行。

航天试验技术研究所及后来的航天氢能科技有限公司借助于 60 多年的液氢制备、储运、运输、使用和安全等技术积累和经验，研制出我国首套具有自主

知识产权的基于氦膨胀制冷循环的 2 吨/天氢液化装置，其流程如图 7-2 所示，采用双透平氦气逆布雷顿制冷循环，液化过程中进行四级的正仲氢催化转化，其中两级绝热转化、一级等温转化、一级连续转化，透平采用静压气体轴承。

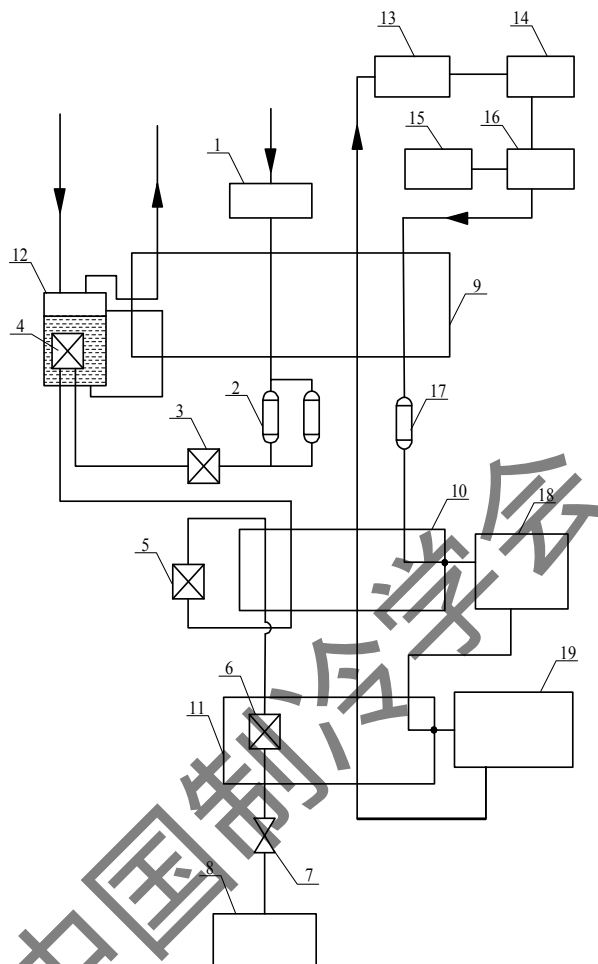


图 7-2 我国首套具有自主知识产权的吨级氢液化装置流程图

(双透平氦制冷氢气液化工艺)

- 1.氢气纯化器；2、17.低温吸附器；3、4、5、6.正仲氢转化器；7.节流阀；  
8.液氢接收罐；9、10、11.板翅式换热器；12.液氮罐；13.氦气螺杆压缩机；  
14.除油系统；15.氦气缓冲罐；16.气体管理系统；18、19.氦气透平膨胀机  
**工艺流程的简单描述如下：**

氢路：液化用的原料氢气经过氢气纯化器后，进入第一级板翅式换热器，温度降至液氮温度左右；之后通过两个低温纯化器中的一个(一个工作的同时另一个再生)，氢中的微量杂质(主要是  $N_2$ 、 $O_2$ 、含碳物质等)将被吸附；之后进入一级绝热正仲氢转化器，再进入放置在液氮罐内的二级等温转化器；之后进入第二级板翅式换热器，出口进入三级绝热正仲氢转化器，氢气温度升高后再次



进入第二级板翅式换热器，由回流冷氦气将其温度降低；之后进入第三级板翅式换热器，降温的同时完成第四级正仲氢的连续转化，最终二级透平出口的氦气将其冷却至过冷液氢 19 K，此时仲氢浓度为 98%左右；最后经过节流阀节流至  $1.5 \times 10^5$  Pa，进入液氢接收罐中。

整个氢液化过程中进行了四级正仲氢转化，其中第二级为等温转化，第四级为连续转化，其余为绝热转化；设置了三级板换均为真空钎焊铝制板翅式换热器。

氦路制冷循环：氦制冷循环是一个封闭循环，气体氦经螺杆式压缩机增压，经冷却进入除油系统除油之后，含油量低于 10 ppb，经气体管理系统进行压力稳定调节后进入冷箱；经第一级换热器后达到液氮温区，进入低温吸附器，之后进入第二级换热器被冷却，由第二级换热器中部引出，进入到第一级透平膨胀机中膨胀；后进入第三级换热器被冷却，由第三级换热器中部引出，进入到第二级透平膨胀机中膨胀，出来后温度低至液氮温区 18 K；依次流过各换热器的低压通道，冷却原料氢和高压氢后复温至常温，回到压缩机入口。

氮路：从外线进入冷箱的液氮先进入内置的液氮罐内，液氮分配给第一级板换，分别为高压氢氦和正仲氢转化热提供冷量。换热后的冷氮气回到内置液氮罐中，由液氮罐排出冷氮气进入第一级板换中部来冷却原料氢和氦气。

此氢液化装置由三个冷却级，分别为液氮和两级膨胀制冷。两台膨胀机为透平膨胀机，静压气体轴承，压缩氦气制动，透平效率约为 0.8。

本座 2 吨/天氢液化工厂主要包括主体系统和辅助系统两大部分，如图 7-3 所示。

主体氢液化装置系统包括：冷箱、氦气压缩机系统和控制系统。

① 冷箱包括冷箱壳体、透平膨胀机、低温换热器、低温吸附器、正仲氢转化器、内部管路、阀门、仪表、真空系统等；冷箱照片如图 7-4 所示。

② 氦气压缩机系统包含氦气压缩机组(两台氦气螺杆压缩机)、除油系统、氦气缓冲罐及氦气调节系统；

③ 控制系统包括各系统仪表、隔离栅、控制柜、人机界面等。

辅助系统包括：冷却水系统(压机循环水、透平制冷机组循环水系统)，变配电系统(包括高压配电柜、高压外线电缆、变压器、低压配电柜、各类低压电

力电缆), 氢气源系统, 仪表气及氮气配气系统, 分析系统, 液氢接收系统, 液氮供应系统, 放空系统, 安全监控系统等。

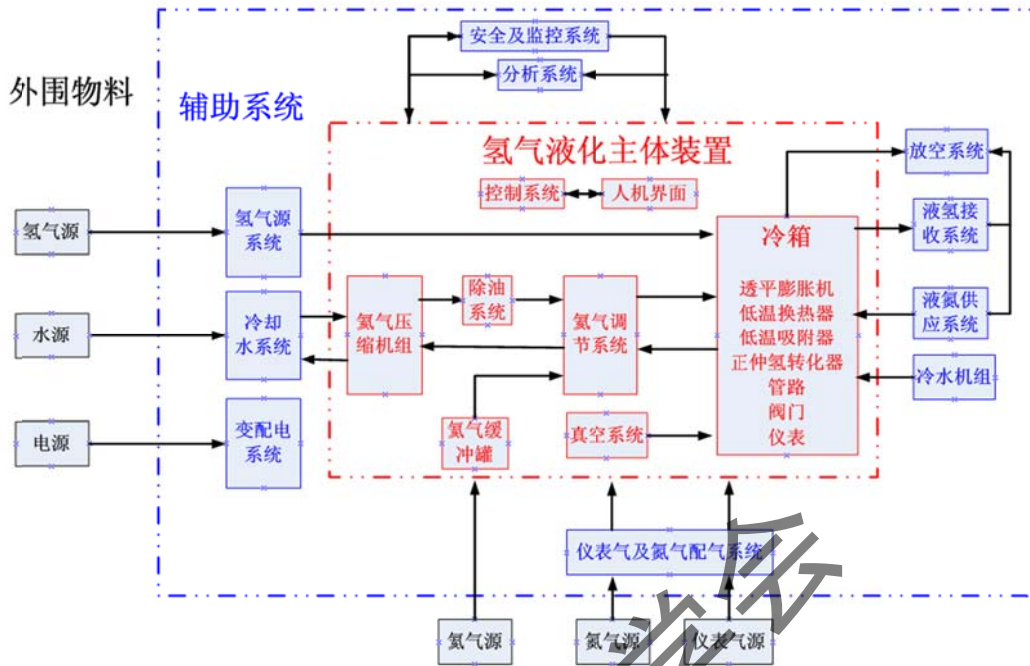


图 7-3 氢气膨胀制冷氢液化系统组成示意图



图 7-4 氢气膨胀制冷氢液化装置冷箱照片

2021年9月9日液化装置调试成功, 连续稳定生产液氢35个小时。氢气透平膨胀机绝热效率达到80%, 制冷功率达到20 kW@20 K, 出口仲氢含量

97.4%，满负荷工况产量达到 2.3 吨/天，额定工况运转时压缩机运行功率 1200 kW，液氮消耗量约为  $0.85 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ LH}_2$ 。后续又逐步开展了 72 小时运转(如图 7-5)、连续 10 天运行、连续一个月运行的考核，目前此装置已完成累计 4000 小时、连续 1000 小时的运转。运行期间，系统成功经受了单台压机故障联锁停机低负荷生产液氢、生产厂区突然断电等各种突发状况的考验，并根据发动机试验任务需求进行了 50%~120%范围内变工况调节，实现了长时间稳定工况的运行，充分验证了系统的故障检测及快速恢复能力、变工况大范围调节能力，以及关键核心设备的可靠性与稳定性。

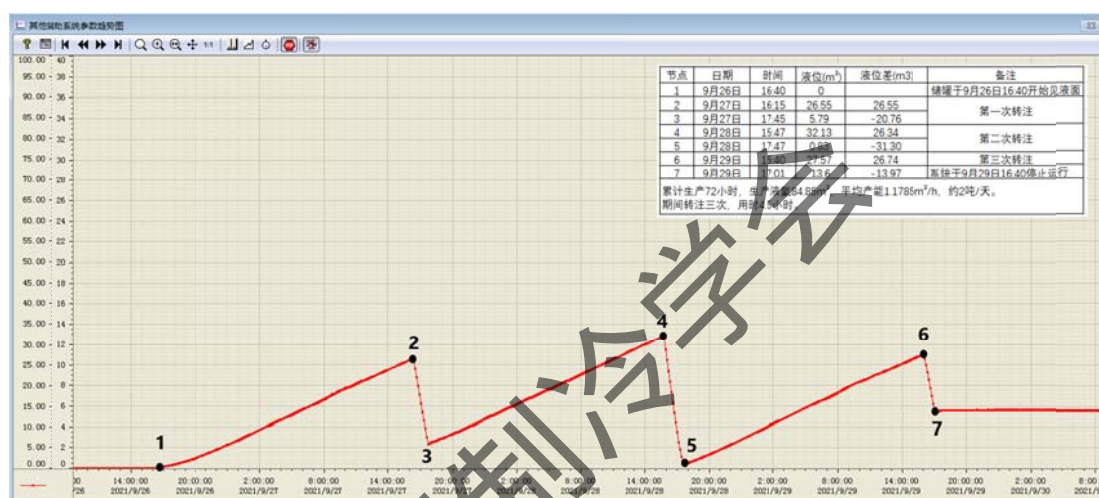


图 7-5 72 小时连续运行液氢储罐液位曲线

该装置包括透平膨胀机、控制系统、压缩机、正仲氢转化器等核心设备在内的 90%以上的设备完全实现国产化，填补了我国自主知识产权的液氢规模化生产方面的空白，不仅在保障运载火箭燃料供给方面有重要的战略意义，同时为我国氢能产业氢的规模化储、运提供了自主可控的技术和装备基础，具有里程碑式意义。中央电视台、新华网、北京电视台等各大媒体都对这一突破进行了报道。

2021 年 8 月 20 日，中国产业促进会氢能分会以现场会议的形式在京组织了由北京航天试验技术研究所(航天氢能科技有限公司)完成的“基于氦膨胀循环制冷的液氢制备工程技术”科技成果鉴定会。专家组认为：研制的基于氦膨胀循环制冷的液氢制备工程技术水平整体达到国内领先，主要指标达到国际同类产品先进水平。

2021 年 10 月 27 日，中国石油和化学工业联合会组织专家召开了“国产 2 吨

/天氢膨胀制冷氢液化系统”重大技术装备首台(套)视频评审会，专家组认为：北京航天试验技术研究所(航天氢能科技有限公司)承担的“国产 2 吨/天氢膨胀制冷氢液化系统”技术装备研制属于重大技术装备突破，同意通过重大技术装备首台(套)评审。

### 7.1.1.3 中型氢液化案例-林德公司(Linde)氢膨胀制冷循环氢液化

对于中型氢液化装置，一般采用氢克劳德循环制冷方式。

图 7-6 是林德公司(Linde)1992 年建成的位于德国英戈尔施塔特(Ingolstadt)氢液化装置的工艺流程图。液氢生产对原料的纯度有很高的要求，含氢量 86% 的原料氢气来自炼油厂，在液化前先经过 PSA 纯化使其中杂质含量低于 4 mg/kg，压力  $2.1 \times 10^6$  Pa。再在低温吸附器中进一步纯化，使其中杂质含量低于 1 mg/kg，然后作为原料气送入液化系统进行液化。

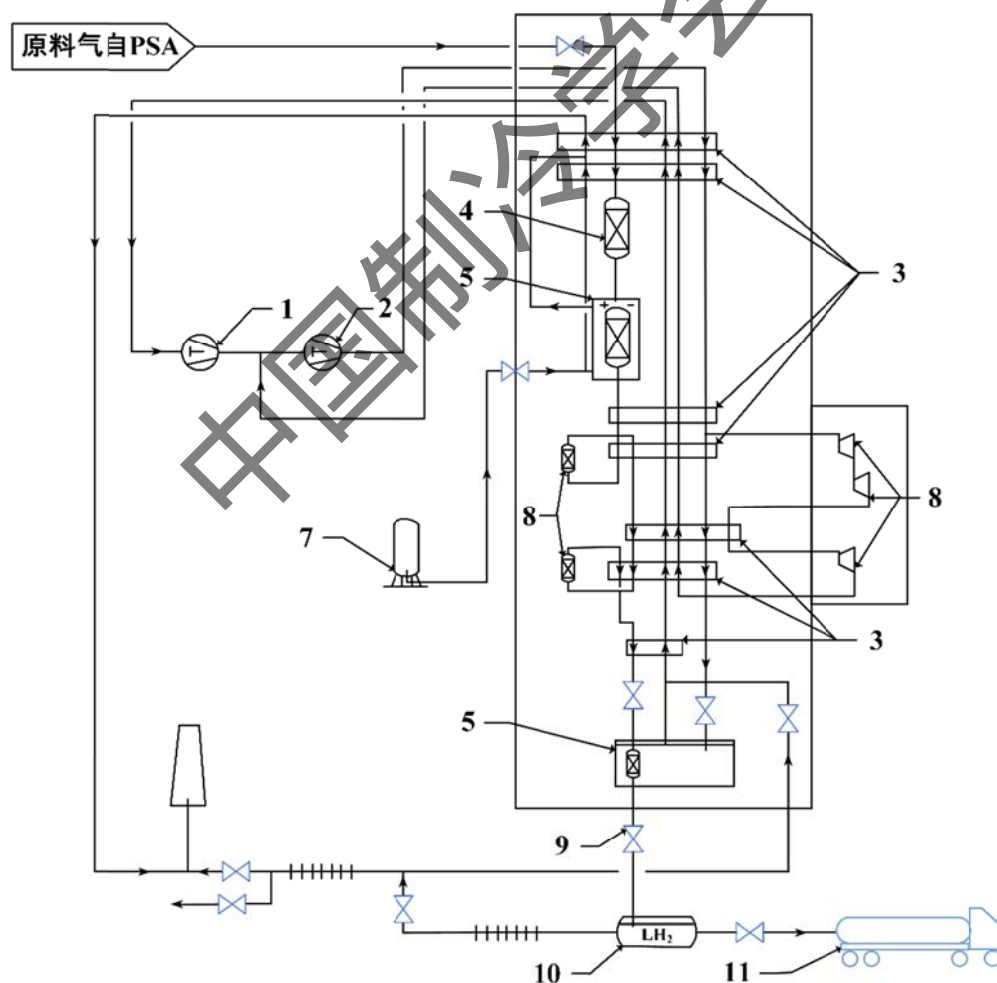


图 7-6 林德公司(Linde)在德国 Ingolstadt 氢液化装置流程图

1.初级压缩机 2.主压缩机 3.铝板翅式换热器 4.吸附器 5.液氢浴及催化床

6.正仲氢催化器 7.液氮罐 8.透平膨胀机 9.J-T 节流阀 10.液氢储罐 11.液氢槽车

该液化流程为改进的液氮预冷型 Claude 循环，氢液化需要的冷量来自三个温区，80 K 温区由液氮提供，80~30 K 温区由氢制冷系统经过膨胀机膨胀获得，30~20 K 温区通过 J-T 阀节流膨胀获得。正仲氢转换的催化剂选用经济的 Fe(OH)<sub>3</sub>，分别放置在液氮温区，80~30 k 温区(2套)以及液氢温区。

英戈尔施塔特氢液化工厂的技术参数，见表 7-2，这是目前公开资料中新型氢 Claude 液化流程中最全的运行参数，综合能耗约为 13.6 kWh/kgLH<sub>2</sub>。目前此装置已报废拆除。

表 7-2 德国 Ingolstadt 氢液化装置运行参数

原料氢气	压力	2.1×10 <sup>6</sup> Pa	液氮	质量流量	1750 kg/h	
	温度	<308 K		初级压缩机	入口压力	1×10 <sup>5</sup> Pa
	纯度	<4 ppm			出口压力	3×10 <sup>5</sup> Pa
	仲氢含量	25%			电功率	57 kW
产品液氢	压力	1.3×10 <sup>5</sup> Pa	主压缩机		入口压力	3×10 <sup>5</sup> Pa
	温度	21 K		出口压力	2.2×10 <sup>6</sup> Pa	
	质量流量	180 kg/h				
	纯度	<1 ppm		电功率	1500 kW	
	仲氢浓度	>95%				
	液化能耗	13.6 kWh/kgLH <sub>2</sub>		体积流量	16000 m <sup>3</sup> /h	

在英戈尔施塔特氢液化装置运行的基础上，林德公司对氢液化工艺流程进行了优化：原料氢气的纯化过程全部在位于液氮温区的吸附器中完成；三个膨胀机的布置方式由前二后一改为前一后二，使得换热器性能更好；正-仲氢转换采用连续转化，转换器全部置于换热器内部。优化后流程如图 7-7 所示，2007 年以此优化流程在德国小城洛伊纳（Leuna）建了一座 5 吨/天的氢液化工厂，声称综合能耗约为 11.9 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

林德公司为日本岩谷公司等建设的 5 吨/天液氢工厂都是以此优化后的 Leuna 流程为主液化流程。

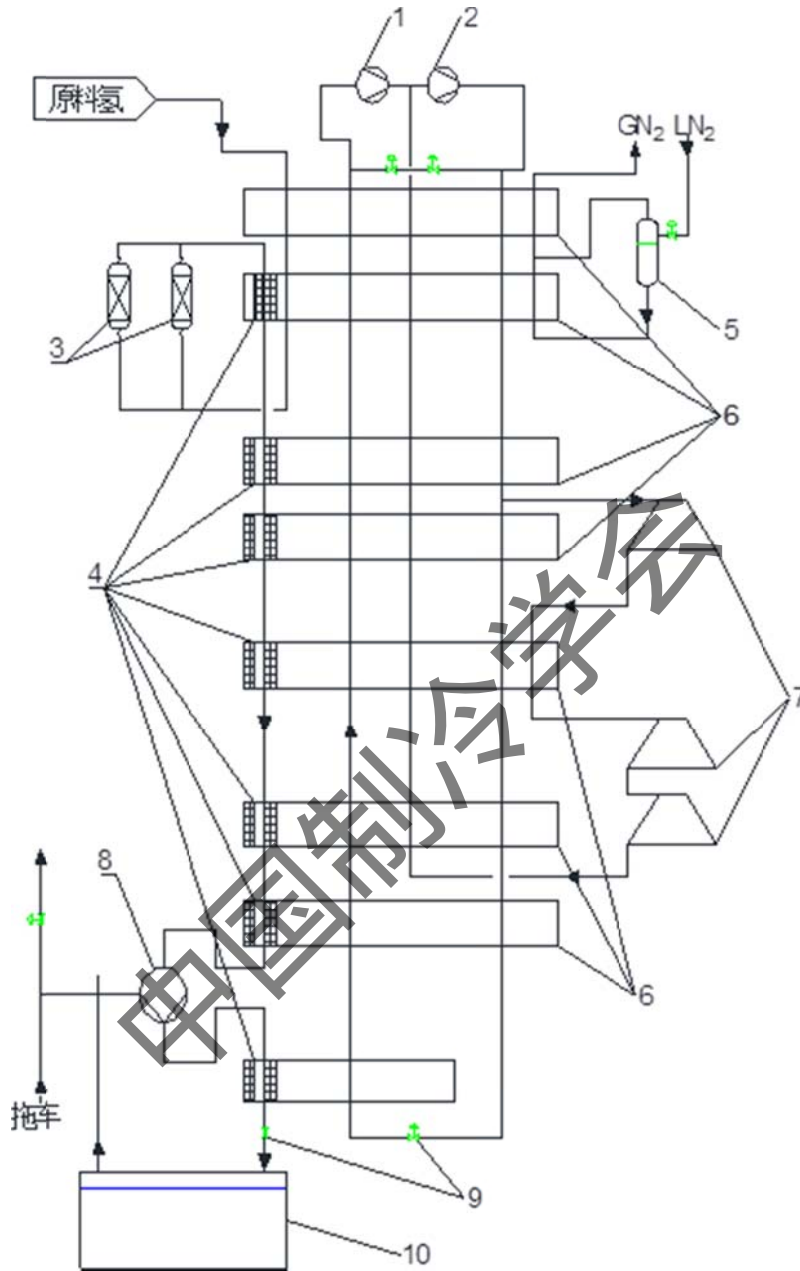


图 7-7 林德公司(Linde)在德国 Leuna 氢液化装置流程图

1. 低压氢压缩机
2. 高压氢压缩机
3. 吸附器
4. 正仲氢转化器
5. 液氮罐
6. 板翅式换热器
7. 透平膨胀机
8. 引射器
9. J-T 节流阀
10. 液氢储罐

#### 7.1.1.4 大型氢液化案例- AP 公司西棕榈滩氢液化装置

目前全球氢液化工厂单套装置产量最大为 30 吨/天，而且由于保密等原因，

相应的公开资料很少。目前资料比较详细是美国 AP 公司 1959 年在西棕榈滩建设的第一座大型氢液化工厂，其流程如图 7-8 所示，生产能力为日产 30 吨。在满负荷情况下，生产仲氢的能耗约为 20 kWh/kgLH<sub>2</sub>。

此装置以烃的部分氧化裂解制得的氢为原料氢，大致组成为：H<sub>2</sub> 98.8%，CH<sub>4</sub> 0.6%，CO 0.3%，N<sub>2</sub>+Ar 0.3%，CO<sub>2</sub> 0.01%及饱和水蒸气。原料氢压缩至 4.2×10<sup>6</sup> Pa，由氟利昂制冷机冷却到 4.5~5.0 °C，并经硅胶吸附除水后，进入液化系统流程。

经初净化后的原料氢进入换热器 E1，被回流氢冷却到约 100 K，经活性炭吸附器 A1 清除 CH<sub>4</sub>，再在第一液氮槽 LN1 中被常压蒸发的液氮冷却至 80 K，经硅胶吸附器 A2 除去 CO、N<sub>2</sub> 和 Ar。之后纯化好的氢进入换热器 E4 和负压下 (1.333×10<sup>4</sup> Pa)蒸发的第二液氮槽 LN<sub>2</sub> 冷却至 65 K 左右。接着，氢气在换热器 E5、E7、E9 和第一液氢槽 LH<sub>1</sub>(在 6.86×10<sup>5</sup> Pa 下沸腾)中继续冷却至 29 K，最后在第二液氢槽 LH<sub>2</sub> 中被常压下沸腾的液氢冷凝成液氢产品，并在稍高于大气压下排放至液氢贮槽。

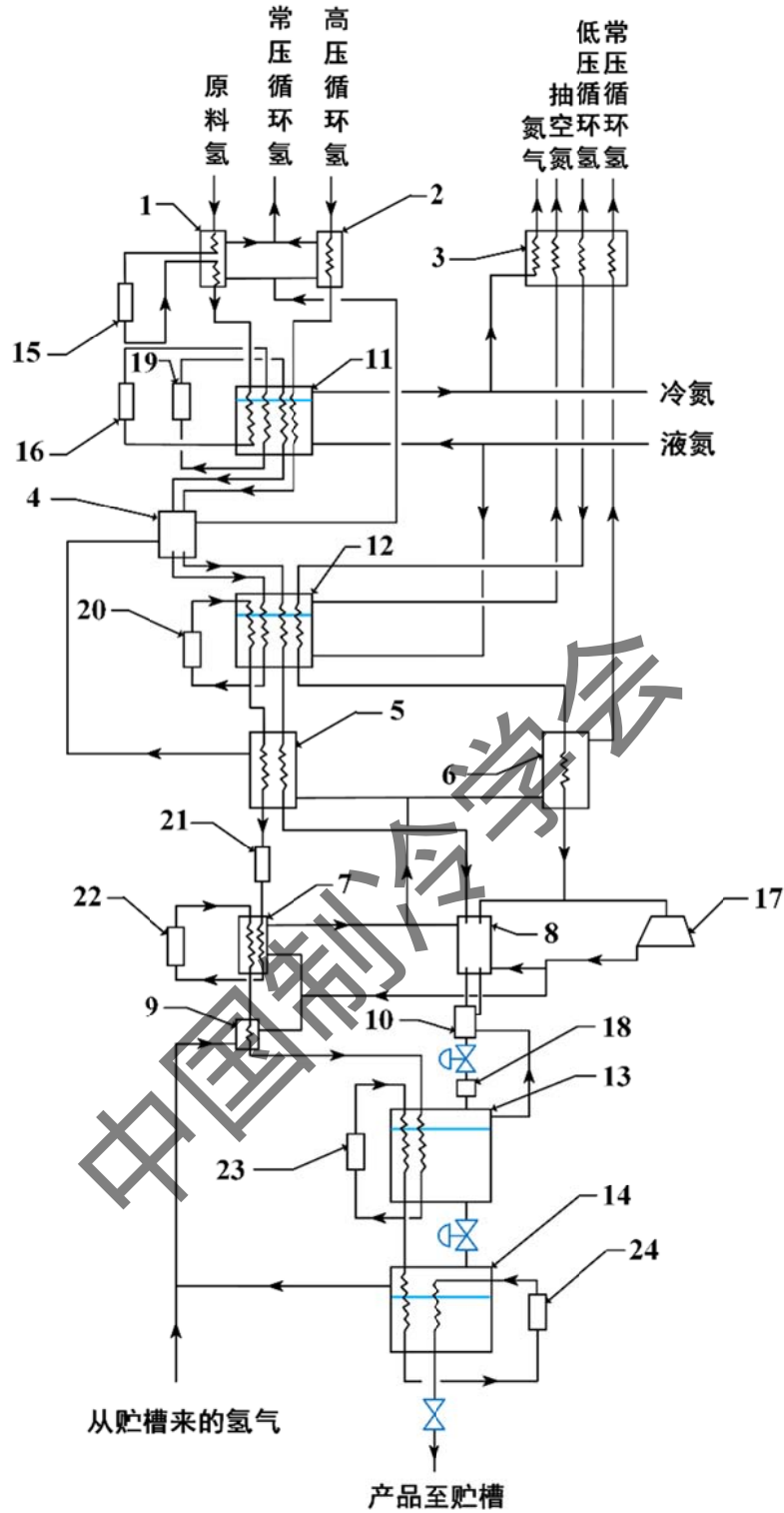


图 7-8 日产 30 吨大型氢液化装置流程图

1~10.换热器 E1~E10; 11、12.液氮预冷器 LN<sub>1</sub> 和 LN<sub>2</sub>; 13、14.液氢槽 LH<sub>1</sub> 和 LH<sub>2</sub>;  
 15、16.吸附器 A1 和 A2; 17.透平膨胀机; 18.过滤器; 19~24.正仲氢催化转化器  
 C1~C6



原料氢在液化过程中经过六个不同温度级的绝热催化转化器(C1~C2)进行正仲氢转化，得到浓度大于 95%的仲氢产品。催化剂是以硅胶为载体的氧化铬。

此装置除了用液氮系统制冷外，还采用了高低压氢的双压制冷循环，循环氢和原料氢两股气流是分开的。液氮以下的冷量由低压氢循环(表压  $6.86 \times 10^5$  Pa)的透平膨胀机和高压氢循环(表压  $4.410 \times 10^6$  Pa)的两次节流提供。

在氢制冷循环中，高压和低压两股氢气流均经  $\text{LN}_2$  的负压液氮预冷至 65 K。预冷后的高压循环氢换热器 E5、E8 和 E10 进一步冷却后，第一次节流至  $6.86 \times 10^5$  Pa，经过滤器 F 除去微量杂质后进入第一液氢槽 LH1(温度 29~30 K)，出来后第二次节流到稍高于  $9.8 \times 10^4$  Pa 的压力，进入第二液氢槽 LH<sub>2</sub>。从第一液氢槽出来的氢蒸气经换热器 E10、E8 加热后与经过 E3、 $\text{LN}_2$ 、E6 预冷后的低压循环氢相汇合，在透平膨胀机 TE 中膨胀到接近  $9.8 \times 10^4$  Pa，温度降至 36 K。从第二液氢槽出来的氢蒸气经换热器 E9 与从透平膨胀机出来的氢气汇合，经过各换热器被加热后返回氢循环压缩机供循环使用。系统的泄漏损失由液氢贮槽蒸发的氢气予以补充。

### 7.1.2 案例总结

2021 年 9 月，由北京航天试验技术研究所、航天氢能科技有限公司研制的我国首套自主知识产权的氢膨胀制冷氢液化装置成功生产出液氢，产能超过 2 吨/天，仲氢含量 97.4%，国产化率达到 90%以上；并再次启动完成了 72 小时连续运行可靠性验证。国内中央电视台、新华网等各大媒体都进行了报道。此套氢液化装置的成功，使得国内的液氢技术取得长足的进步，完全能够满足目前液氢产业链示范阶段的推广应用需求。

但是，为适应氢能的发展，液氢得到大规模应用，还需要有多项技术难题需要解决：

(1)中大型低能耗氢气液化装置研制。中大型氢气液化装置一般以氢气膨胀循环为主要的制冷流程，特别是大型氢透平膨胀机是关键核心制冷部件，因氢膨胀机转速比空气、氦气等膨胀机要高得多，对膨胀机动平衡特性和轴承支承特性要求更高，同时要尽可能提高膨胀机的绝热效率。同时大型氢气压缩机是氢液化装置的主要动力部件，决定着液化装置的能耗水平，需由压缩机专业厂家设计制造。这些在国内尚无成熟应用技术，需要有针对性的开展研发和优化，

使得氢透平膨胀机绝热效率达到 85%以上，氢压缩机等温效率达到 70%以上，中型氢液化装置的能耗 $<12$  kWh/kgLH<sub>2</sub>，大型氢液化装置的能耗 $<9$  kWh/kgLH<sub>2</sub>。

(2)大型液氢球罐。国内目前在用的液氢罐都是圆柱形的，而大型液氢罐一般是球型的。球型低温罐，国内已有应用案例，主要是液氮、LNG 等用的，从几百方到几千方都有，可以作为液氢球罐的研制参考。主要的改进方向在于在强度足够的前提下，减少支撑减少漏热，使得千方量级的液氢罐日蒸发率低于 0.03%，万方量级的液氢罐日蒸发率低于 0.005%。

## 7.2 液氢储运技术应用案例

按照产业链环节，本章节将液氢储运领域分为储存、运输以及输配三个环节。其中储存一般指长期储存液氢的固定式容器；运输通常需要液氢储罐与交通运输工具相结合，根据运输方式可分为公路槽车、铁路车以及船运；输配通常是在厂区范围内使用液氢管道进行内小范围、短距离输配。

### 7.2.1 液氢储存技术应用案例

本章节由小到大介绍几种国内外应用的典型储存技术案例。

#### 7.2.1.1 80 m<sup>3</sup>液氢储罐

##### (1) 设计参数及基本结构简介

如图 7-9 所示，80 m<sup>3</sup>液氢储罐为立式结构，主要技术参数见表 7-3 主要由内容器、外容器、绝热层、管路系统及支撑组成，内外罐直径为  $\Phi 2800/3200$  mm。储箱采用高真空多层绝热，绝热材料采用低温隔热纸和双面镀铝涤纶薄膜间隔复合的绝热被形式，夹层设置分子筛吸附剂。内外罐分别采用独立的支管作为支撑，共同与底座相焊接，两支撑之间抽至高真空，储箱上部设有运输用支撑。所有接管均为夹套真空结构，液体加排为高流速大口径，位于储箱底部，采用防涡结构。

表 7-3 80 m<sup>3</sup> 液氢储罐主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	80 m <sup>3</sup>
2	有效容积	72 m <sup>3</sup>
3	充填率	0.9
4	设计压力	1.25×10 <sup>6</sup> Pa
5	工作压力	1.0×10 <sup>6</sup> Pa
6	设计温度	20 K
7	常温下夹层的真空度	1.0×10 <sup>-3</sup> Pa
8	真空寿命	≥5 年

## (2) 运行情况简介

该产品为满足氢氧发动机试验需求而进行的非标设计，由四川空分生产制造，2005 年成功用于航天试验技术研究所内氢氧发动机的试验，各项性能指标达到设计要求，设备运行至今一直稳定服务于某型号氢氧发动机试验。

图 7-9 80 m<sup>3</sup> 液氢储罐实物图

### 7.2.1.2 100 m<sup>3</sup> 液氢储罐

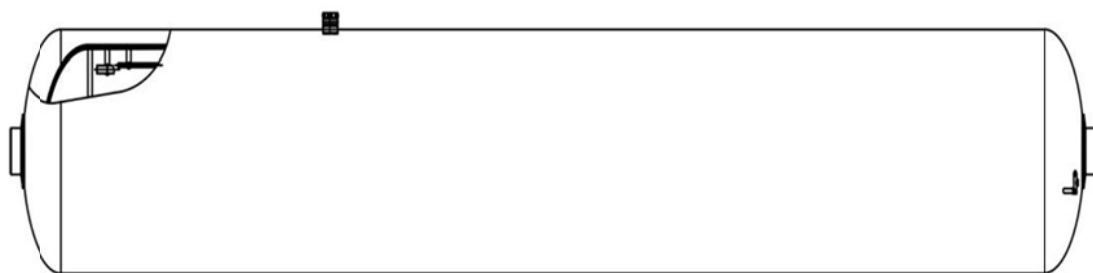
#### (1) 设计参数及基本结构简介

100 m<sup>3</sup> 液氢储罐主要技术参数见表 7-4。该液氢储罐为卧式结构，由内罐和

外壳套合而成，其设计、制造和验收符合 GB 150-1998《钢制压力容器》等有关标准的规定。该储罐采用真空多层缠绕绝热方式和自增压排放方式，内罐由 0Cr18Ni9 奥氏体不锈钢板焊成，通过绝热支撑支承在外壳封头内，加排管、排气管等各种管路从内罐中引出，经真空夹套引出罐体侧面至操纵室。储罐采用双鞍座支撑，鞍座选用 JB/T 4712-92 A 型标准鞍座，每个鞍座允许载荷为 839 kN。蒸发器设在储罐底部，由 10 根不锈钢弯管组成，用来借助大气加热低温液体使其汽化，返回内容器增压，达到挤压排放的目的。该液氢储罐示意图如图 7-10 所示。

表 7-4 100 m<sup>3</sup> 液氢储罐主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	111.1 m <sup>3</sup>
2	有效容积	100 m <sup>3</sup>
3	充填率	0.9
4	净重	40500 kg
5	设计压力	8.2×10 <sup>5</sup> Pa
6	工作压力	6×10 <sup>5</sup> Pa
7	日蒸发率	≤0.5%
8	设计温度	20 K
9	常温下夹层的真空度	1.0×10 <sup>-3</sup> Pa
10	真空寿命	≥5 年

图 7-10 100 m<sup>3</sup> 液氢储罐示意图

## (2) 运行情况简介

100 m<sup>3</sup> 液氢储罐是北京航天试验技术研究所设计，委托南京航天晨光股份有限公司进行生产制造，共生产 4 台。其中两台于 2005 年投入北京航天试验技

术研究所作为液氢储存罐使用，剩余两台分别于 2008 年、2013 年投入使用。上述四个液氢储罐主要应用于液氢连续生产的储存、地面试车、科研生产和市场供应需求，多次服务于航天型号推进发动机地面试验，一直正常工作至今。

### 7.2.1.3 170 m<sup>3</sup>液氢储罐

#### (1) 设计参数及基本结构简介

170 m<sup>3</sup> 液氢储罐的主要技术参数如表 7-5 所示。该液氢储罐为卧式结构，主要由内罐、外壳、绝热层、蒸发器及阀门、加排管路及其阀门、安全阀、排空管、增压管路及其阀门和储罐相关仪表组成。采用高真空多层绝热方式，容器的绝热性能较高。在 170 m<sup>3</sup> 液氢储罐的强度设计过程中，还考虑了以液氮作为存储介质的情况。该液氢储罐示意如图 7-11 所示。

表 7-5 170 m<sup>3</sup> 液氢储罐主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	170 m <sup>3</sup>
2	有效容积	150 m <sup>3</sup>
3	充填率	0.9
4	工作压力	6×10 <sup>5</sup> Pa
5	真空寿命	≥5 年
6	日蒸发率	≤0.24%
7	使用环境温度	253.15 K~313.15 K



图 7-11 170 m<sup>3</sup> 液氢储罐主要结构图

#### (2) 运行情况简介

170 m<sup>3</sup> 液氢储罐 2015 年由北京航天试验技术研究所牵头设计，南京航天晨光股份有限公司生产制造，主要用于试车过程中液氢的储存、加注及泄回工作。

该液氢储罐于 2016 年用于某型号运载火箭芯一子级、芯二子级动力系统试车工作，试车圆满结束后，用于液氢长期储存，一直正常工作至今。

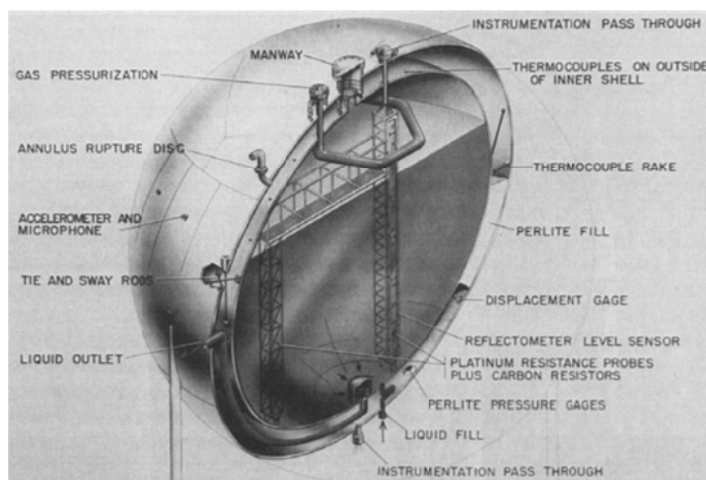
#### 7.2.1.4 3800 m<sup>3</sup> 球形液氢储罐

##### (1) 设计参数及基本结构简介

3800 m<sup>3</sup> 球形液氢储罐位于美国佛罗里达州 NASA 肯尼迪航天中心 39 A 发射台的东北角，具体参数如表 7-6 所示，为当时世界上最大的液氢储罐，具体结构如图 7-12 所示，该储罐包括内外两层球体，填充率为 84.7%，可容纳 270 吨液氢，外壳由内径为 21.34 m 的碳钢制成，内罐由内径 18.75 m 的奥氏体不锈钢制成。采用双壁真空中填充 1.3 m 厚压缩珍珠岩的绝热结构代替了多层绝热技术，在  $6.2 \times 10^5$  Pa 额定工作压力下操作的储罐的蒸发速率为 0.025%/天或约 800 升/天。

表 7-6 3800 m<sup>3</sup> 液氢储罐主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	3800 m <sup>3</sup>
2	充填率	0.85
3	工作压力	$6.2 \times 10^5$ Pa
4	日蒸发率	0.025%
5	内罐直径	18.75 m
6	内罐材料	奥氏体不锈钢
7	外壳直径	21.34 m
8	外壳材料	碳钢
9	绝热方式	双壁真空珍珠岩结构

图 7-12 肯尼迪航天中心 3800 m<sup>3</sup> 液氢储罐示意图

## (2) 运行情况简介

该液氢储罐最初用于储存土星五号月球火箭的推进剂，之后在航天飞机计划中起到了同样的作用。自上世纪 60 年代建成以来一直在运行。通过红外成像发现，由于其中一个储罐上部某些部位缺少珍珠岩隔热层导致蒸发速率超过原来的两倍。液氢储罐严重的蒸发损失是阿波罗和航天飞机时代持续存在的问题，用于为航天飞机的三个主发动机提供燃料的液氢中大约有一半由于蒸发而损失。

### 7.2.1.5 4732 m<sup>3</sup> 球形液氢储罐

#### (1) 设计参数及基本结构简介

美国国家航空航天局 2018 年在佛罗里达州 NASA 肯尼迪航天中心的 39 B 发射台开始建造一个能够容纳 375 吨液氢的新储罐，新储罐可用容量为 4732 m<sup>3</sup>，主要由芝加哥桥梁钢铁公司建造，该储罐与传统储罐具有相似的双壁和真空绝热结构，内球体由 SA240 304 级不锈钢制成，并由不锈钢吊杆悬挂。外球体直径 25 m，由 SA516 70 级碳钢制成，在赤道上焊接有 15 个支腿，具体结构如图 7-13 所示，具体参数如表 7-7 所示。新储罐采用玻璃“气泡”绝热材料以取代 1965 年最先进珍珠岩粉末。玻璃气泡的成本大约是珍珠岩粉末成本的 3 倍，根据 2015 年在肯尼迪和美国宇航局斯坦尼斯航天中心完成的各种现场演示测试表明，采用玻璃泡绝热材料可使液氢的蒸发损失最多减少 46%。该储罐还使用了集成制冷和存储系统，泄漏进入储罐的热量被集成的热交换器和低温制冷系统直接去除，可以实现液氢的无损存储。

表 7-7 4732 m<sup>3</sup> 液氢储罐主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	4732 m <sup>3</sup>
2	有效容积	4470 m <sup>3</sup>
3	填充率	0.94
4	设计压力	7.2×10 <sup>5</sup> Pa
5	工作压力	6.2×10 <sup>5</sup> Pa
6	日蒸发率	0.048%
7	内球体材料	SA240 304 级不锈钢
8	外球体直径	25 m
9	外球体材料	SA516 70 级碳钢
10	绝热方式	双壁真空玻璃泡结构
11	最低设计金属温度	4 K

图 7-13 新型 4700 m<sup>3</sup> 液氢罐整体正视图

## (2) 运行情况简介

该液氢储罐用于支持 NASA 肯尼迪航天中心的阿特米斯号前往月球和火星的任务。新的液氢储罐和辅助系统的整体建设和检查现已完成，2023 年 9 月开始初始液氢装载。



## 7.2.2 液氢运输技术应用案例

### 7.2.2.1 移动式液氢罐箱

#### (1) 设计参数及基本结构简介

20 m<sup>3</sup> 移动式液氢罐箱由挂车和液氢储罐组成，储罐由两个内罐和外壳组成，主要技术参数见表 7-8。内罐材质为不锈钢，在低温下耐冲击，由外壳体支撑，通过单元水平轴线上的两个颈圈连接到外壳体上。外壳也为不锈钢材质，包括抽真空装置和空间安全装置，保证内外容器壁之间真空夹层的真空度。连接内罐和外部附件的管道位于真空夹层之间，并通过外壳的下部被引到外面，结构示意图如图 7-14 所示。

表 7-8 20 m<sup>3</sup> 液氢罐箱主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	20 m <sup>3</sup>
2	有效容积	17 m <sup>3</sup>
3	充填率	0.85
4	净重	20320 kg
5	设计压力	7.4×10 <sup>5</sup> Pa
6	工作压力	5×10 <sup>5</sup> Pa
7	设计温度	20 K
8	常温下夹层的真空度	1.0×10 <sup>-3</sup> Pa

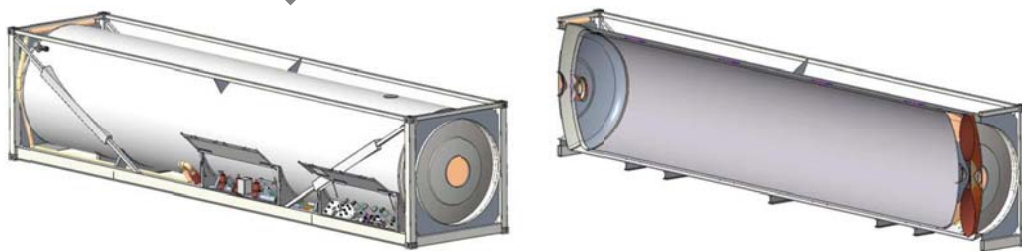


图 7-14 20 m<sup>3</sup> 液氢罐箱结构示意图

#### (2) 运行情况简介

20 英尺液氢罐箱由法国液化空气集团设计制造，1997 年于北京航天试验技术研究所投入使用，主要应用于运载火箭发动机试车过程中液氢的运输、加注及泄回工作，并为试验技术研究所内的科研实验提供液氢和加转注工作，完好工作至今。

### 7.2.2.2 液氢公路槽车

#### (1) 设计参数及基本结构简介

25 m<sup>3</sup> 液氢公路槽车由南京航天晨光股份有限公司于 2005 年 9 月制造完成，整个结构由挂车和液氢储罐组成，具体参数如表 7-9 所示。储罐与挂车底盘为一体化设计，罐体由内容器和外壳构成，罐体底部设置了由 7 根长 5 m 的  $\Phi 57 \times 2$  不锈钢钢管组成的蒸发器，用于将低温液氢加热汽化并返回罐体内部实现增压排放。采用真空多层缠绕绝热，具有良好的绝热性。该液氢公路槽车储罐示意图如图 7-15 所示。

表 7-9 25 m<sup>3</sup> 液氢公路槽车主要参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	25 m <sup>3</sup>
2	有效容积	22.5 m <sup>3</sup>
3	充填率	0.9
4	设计压力	$7 \times 10^5$ Pa
5	工作压力	$5 \times 10^5$ Pa
6	设计温度	20 K
7	常温下夹层真空度	$1 \times 10^{-3}$ Pa
8	日蒸发率	<0.7%
9	真空寿命	>5 年



图 7-15 25 m<sup>3</sup> 液氢公路槽车储罐示意图

#### (2) 运行情况简介

该液氢槽车主要应用于运载火箭动力系统试车和科研实验的液氢运输和加转注工作。设备运行期间安全、稳定、可靠，运行情况良好，目前是北京航天试验技术研究所内进行液氢运输和加转注的主要工具。

### 7.2.2.3 液氢铁路槽车

#### (1) 设计参数及基本结构简介

85 m<sup>3</sup>液氢铁路加注运输车主要由十大部分组成，分别为 85 m<sup>3</sup>储罐、加排管路系统、自动放气系统、汽化器、电气装置、正压保护装置、监视间、操作间、软管及备附件箱和附件及工具。85 m<sup>3</sup>储罐为高真空多层缠绕绝热容器，其主要技术参数如表 7-10 所示，由内罐、外罐、水平与交叉支承、抽空监测阀门、安全装置、压力、液位监测装置、管路和结构等组成，储罐示意图如图 7-16 所示。

内罐外表面用铝箔和玻璃纤维布交替缠绕，筒体部分各缠绕 60 层，封头各缠绕 70 层，层密度为 25 层/cm 左右，用无碱玻璃布带捆扎牢固。罐内装有电容式液位传感器一台，可连续或三个点式测量储罐液位高度。

表 7-10 85 m<sup>3</sup>液氢铁路车主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	几何容积	85 m <sup>3</sup>
2	工作压力	5×10 <sup>5</sup> Pa
3	设计压力	8×10 <sup>5</sup> Pa
4	储运时最大压力	2×10 <sup>5</sup> Pa
5	日蒸发率	<0.4%
6	载重	5.5 t
7	自重	77.5 t
8	工作环境温度	253.15 K~323.15 K

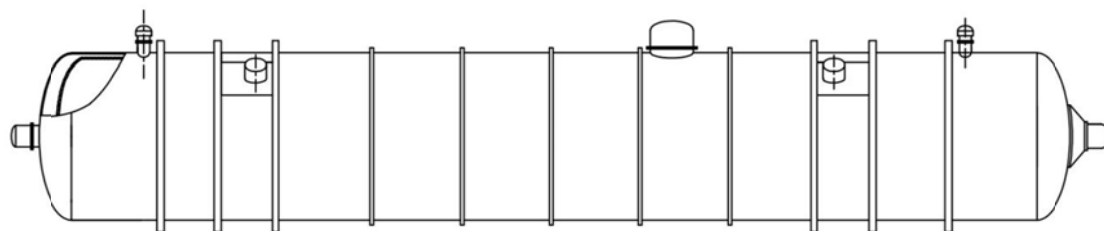


图 7-16 85 m<sup>3</sup>液氢铁路车储罐示意图

#### (2) 运行情况简介

85 m<sup>3</sup>液氢铁路加注运输车由西安车辆工厂生产制造，共有两辆，两车分别

于 1993 年 4 月、12 月出厂并交付试验，是当时国内最大、测控自动化程度最高的液氢加注运输车辆，能在雨、雪、雾及夜间执行任务。

85 m<sup>3</sup> 液氢铁路加注运输车主要用于直接向火箭液氢储箱加注，补加和泄出液氢，长途运输或短期储存液氢，向其他设备转注液氢，是长征某型号运载火箭液氢加注系统的重要设备之一。使用时从北京航天试验技术研究所出发，行驶至兴平装载液氢，然后前往发射基地为发射任务提供液氢，后期由北京航天试验技术研究所内直接装载液氢前往发射基地提供发射服务，该设备现位于北京航天试验技术研究所内。

#### 7.2.2.4 液氢运输船

##### (1) 设计参数及基本结构简介

2020 年，世界上第一艘液氢运输船 Suiso Frontier 由日本川崎重工在神户船厂建造完成，船体编号 1740，归日本无二氧化碳氢能供应链技术研究协会所有。

运输船上安装了一个 1250 m<sup>3</sup> 的真空绝热、双壁结构液氢储罐，具体参数如表 7-11 所示，实物如图 7-17 所示，一次长距离航程可运输约 75 吨液氢。

表 7-11 Suiso Frontier 液氢运输船主要技术参数

序号	参数名称	参数值
1	液氢船总长度	116 m
2	成型宽度	19 m
3	成型深度	10.6 m
4	总吨位	8000 t
5	液氢罐几何容积	1250 m <sup>3</sup>
6	液氢运输量	75 t
7	绝热方式	真空绝热双壁结构
8	推进系统	柴油电力推进
9	航行速度	13 节



图 7-17 Suiso Frontier 液氢运输船

## (2) 运行情况简介

Suiso Frontier 于 2020 年建造完成，2021 年 12 月 24 日，Suiso Frontier 离开日本，于 2023 年 1 月底抵达澳大利亚黑斯廷斯港，2 月 25 日，Suiso Frontier 向日本神户运送了第一批液氢，标志着世界上首次完成液氢长距离海上运输。日本无二氧化碳氢能源供应链技术研究协会努力展示这种国际氢供应链的技术可行性，并计划在 2030 年代初实现商业化，最新规划设计的液氢运输船将拥有一个  $160000 \text{ m}^3$  的储罐，可容纳约 10000 吨液化氢，是 Suiso Frontier 的 128 倍。

## 7.2.3 液氢输配技术应用案例

### (1) 设计参数及基本结构简介

北京航天试验技术研究所液氢厂区内液氢输配管道全长约 800 m，起点海拔比终点高约 20 m，并且约 400 m 的管线架设在低于起点 30 m 的位置。管道由独立抽空管、低温球阀、低温止回阀、手动截止阀、承插法兰、单壁法兰等部件组成，用于向试车台加注和回收液氢，主要参数如表 7-12 所示。

加注管路主要采用高纯  $\text{CO}_2$  冷凝真空绝热，在内外管夹层中充入压力为 500~2000 Pa 的高纯  $\text{CO}_2$ ，在相同加工能力条件下能够进一步降低漏气速率，减少夹层抽空难度。同时，由于内管壁温度低于 30 K 时固体  $\text{CO}_2$  的饱和蒸气压低于  $1 \times 10^{-5} \text{ Pa}$ ，增加了夹层的真空度。

表 7-12 800 米液氢厂区加注管道主要参数

序号	参数名称	参数值
1	设计液氢流量	100 m <sup>3</sup> /h
2	最高工作压力	6×10 <sup>5</sup> Pa
3	设计温度	20 K
4	管道材料	5 A03 防锈铝合金
5	内管外径	84 mm
6	内管壁厚	2 mm
7	外管外径	146 mm
8	外管壁厚	4~5 mm
9	管道漏气速率	1×10 <sup>-11</sup> Pa·m <sup>3</sup> /s

## (2) 运行情况简介

液氢厂区加注系统是某试验台建设工程的配套项目，于 2004 年 3 月开始图纸设计工作，2004 年 12 月进入施工阶段，2005 年 12 月完成系统的安装及调试。2005 年 12 月 18 日，北京航天试验技术研究所对该工程 4 号台液氢场区加注系统进行了评估验收。使用期间运行情况良好，并增加了通向其他试验台的支路，多次为北京航天试验技术研究所 2 号、3 号、4 号和 5 号试验台的试车工作进行液氢输配。

## 7.3 液氢加氢技术应用案例

我国加氢站数量稳居世界第一，但基本为气氢加氢站。北京航天试验技术研究所研制了所内示范站以及浙江石油虹光(樱花)液氢加氢站，但暂时没有进行商业化运营，下面进行简要介绍。

### 7.3.1 北京航天试验技术研究所内液氢加氢示范站

#### 7.3.1.1 液氢加氢示范站运行流程

2017 年，北京航天试验技术研究所在国外已有液氢加氢站工艺流程的基础上，针对整站能力定位、液氢供应状态等，基于整站储供策略研究开展了加氢总体方案优化论证，并研制了所内示范站，如图 7-18 所示。



图 7-18 北京航天试验技术研究所示范站

总体方案优化论证主要是选择液氢汽化增压方式。液氢加氢站的两种高压氢气制备模式分别是液氢泵增压汽化模式和液氢低压汽化压缩模式。

泵增压汽化模式是液氢在站内低压存储，通过液氢泵实现高压，然后再通过高压液氢汽化器转化成高压氢气，如图 7-19 所示。

低压汽化压缩模式是液氢在液氢站内低压贮存，经过普通汽化器进行汽化，得到常温低压的氢气，再通过氢气压缩机得到高压氢气，如图 7-20 所示。

两种模式的根本区别是增压的氢的状态不同。高压方案是使用高效液氢泵对站内的低压储存的液氢进行增压，低压方案是对低压储存的液氢先进行汽化，之后使用常规的压缩机对气氢进行增压。北京航天试验技术研究所示范液氢加氢站采用的是液氢泵增压汽化模式，并配置了美国 ACD 公司  $4.5 \times 10^7$  Pa 级的液氢高压泵。

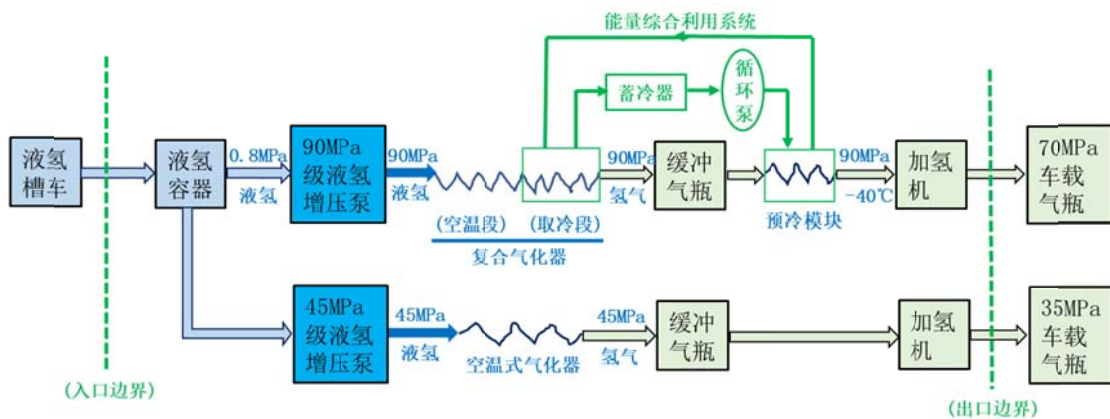


图 7-19 泵增压汽化模式流程图

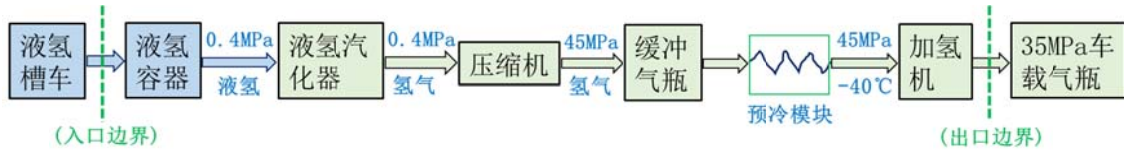


图 7-20 低压汽化压缩模式流程图

### 7.3.1.2 系统组成与工艺原理

液氢泵增压汽化系统分液氢存储模块、液氢泵模块、汽化器模块、高压氢气存储模块、加氢模块和氢安全处理模块等六大模块，如图 7-21 所示。



图 7-21 液氢泵增压汽化工艺原理图

以加氢需求为依据制定总技术指标，再将技术指标对应到各个模块，分模块进行设计，各模块工艺原理如下。

**液氢存储模块：**以液氢槽车作为存储容器，向高压液氢泵供应液氢。槽车自带汽化器保证进液压力满足净正吸入压头要求。

**液氢泵模块：**采用高压泵模块实现液氢高压输送，该模块除增压输送还兼具回气、泵前过滤、泵后安全泄放功能。

**高压汽化模块：**高压液氢进入高压汽化器模块吸热相变为高压气体，向高压储氢容器所组成的高压存储模块充气。高压汽化模块还可包括一套冷量循环利用系统。

**高压氢气存储模块：**液氢经高压汽化器模块汽化之后，受流速与压力上升速度的限制，不能直接与车载气瓶对充，因此设置高压氢气存储模块，将高压氢气暂存于此模块中的高压缓冲气罐中以备加氢机使用。

**加氢模块：**车载气瓶需要充气时，高压缓冲气罐经加氢机向车载气瓶充气。加氢机具有压力切换和流量计量功能。



氢安全处理模块：整套系统设置多个排放或放气管道，集中汇入氢安全处理模块实现氢气的安全排放或回收利用。进行氢浓度、压力、流量监测，具备氢浓度报警、超压过流保护等功能。

测控：温度、压力、流量测量及阀门远程控制功能由测控系统实现。

配气：气动阀门控制气、系统吹扫工艺气等氮气配气需求，由试验平台统一配套。

### 7.3.2 浙江石油虹光(樱花)综合供能服务站

2021年，北京航天试验技术研究所和浙能集团共同完成了浙江石油虹光(樱花)综合功能服务站研制和工程建设任务，如图7-22所示。



图 7-22 浙江石油虹光综合供能服务站

浙江石油虹光(樱花)综合供能服务站，包括液氢系统和气氢系统，其中气氢系统已投入运营。此综合供能服务站设有一座 14 立方的液氢储罐，两台  $9 \times 10^7$  Pa 的高压储氢瓶，一台  $3.5 \times 10^7$  Pa 加氢机为氢燃料电池汽车加注氢气，并配套建设一台 120 kW 充电桩整流柜及两个充电车位。每天最大加氢量超过 1000 千克，可满足多辆氢燃料电池汽车的能源需求。

#### 7.3.2.1 液氢加氢站运行流程优化

在工艺设计和设备选型模式基本固化的基础上，优化操作运行流程是提高加氢站经济效益的重要措施。液氢泵是液氢加氢站的主要耗能设备，与加氢站运行经济性直接相关。

在选定合适规格的液氢泵与日用氢量相匹配后，在用氢高峰时，若加氢站同时开启多条加氢枪，则需要液氢泵多次启停，液氢泵启停次数达到上限后，

需要增加液氢泵的数量。本案例开发了一套加氢站数据管理系统，分别对于高压液氢供给、氢气缓存、氢气加注以及循环补给的流量、压力、设备运行数量等参数进行实时测算和调整。

由于加氢量在全天不同时刻具有不均衡特点，本案例综合考虑了加氢站的日加氢量和加氢车辆数，平均定义每辆车的储氢气瓶容积，对加氢站流程进行不同时间段的动态模拟，得到液氢加氢站全天及高峰加氢期间液氢泵的能耗、运行时间、启动次数等数据。这对于实现加氢站高效运行和设备选型都有着重要的指导意义。通过指标归纳，在考虑不同加氢工况液氢增压泵运行经济性的基础上，确定了站用各单体设备工程化技术指标，固化了整站工艺流程。

### 7.3.2.2 液氢加氢站系统配置优化

以摸索液氢储存、增压汽化、预冷加注等系统优化配置方法为目标，本案例开展了工艺系统仿真研究。

液氢加氢站配置液氢增压泵、汽化器经高压缓冲气瓶、加氢机实现对车载气瓶的氢气加注，高压缓冲气瓶同时也作为氢气暂存装置，当其储氢压力满足加氢压力要求时无需启动液氢增压泵等设备进行高压氢气制备。

本案例采用 AMESim 仿真软件建立了液态储氢供氢系统仿真模型。依据实际低温流体增压汽化供气时序和参数，完成加氢过程工艺全流程性能分析和仿真，对加氢压力、温度、流量等参数进行实时展示。对加氢机的工作过程进行了仿真，依据仿真结果可初步判定氢气存储模块的氢气输出温度、加氢过程用时与减压阀开度的匹配性、气路管道选型是否合理等问题，并且对减压阀的选型、气瓶充满一次的使用时间提供了参考。

### 7.3.3 液氢高压泵典型案例

民用液氢泵最早可追溯到上世纪 80 年代，德国宝马汽车公司将小型液氢活塞泵置于氢燃料汽车内。该液氢泵置于液氢燃料箱外，液压驱动的压力可达  $2.5 \times 10^6$  Pa，泵的冷却时间小于 5 min，停机后的升温速率约为 15 K/h。目前，美国、欧洲和日本在液氢泵研制方面走在世界前列。法国 Cryostar 公司、美国 ACD 公司和德国 Linde 公司分别推出了  $5 \times 10^7$  Pa、 $8.75 \times 10^7$  Pa 和  $9.8 \times 10^7$  Pa 液氢高压泵产品。国内目前仍处于样机研制阶段。2008 年，华中科技大学的战颖

设计了全低温液氢泵。2009年，中国科学院理化技术研究所李青等设计了电机驱动往复式液氢泵样机，流量为6 L/min、压差为 $7 \times 10^5$  Pa。2021年，北京航天试验技术研究所研制了 $5 \times 10^5$  Pa液氢高压泵原理样机。现有的液氢高压泵基本采用往复式结构。根据泵体是否浸没在低温液体中，液氢高压泵分为潜液式液氢泵和外置式液氢泵两种，现分别进行简要介绍。

### 7.3.3.1 潜液式液氢泵

潜液式液氢泵以2008年华中科技大学战颖设计的全低温往复式液氢泵为例进行介绍。此泵最大周期排量为5 L/min，最大压差为 $5 \times 10^5$  Pa。

#### (1) 往复式结构论证

战颖首先对液氢泵基本结构类型进行了选择。在隔膜泵、波纹管泵、离心泵和活塞泵中，重点对离心泵和活塞泵进行了对比研究。效率较高，流量均衡，离心泵在低温系统中使用较多，但叶片加工复杂，单级产生的压力有限，不利于变工况运行，不能置于杜瓦内。

而往复式活塞泵适于流量较小压差变化较大的场合。有以下特点：

活塞直径、行程一定时，流量仅取决于活塞运行的频率；

只要泵的驱动力足够及泵本身的强度和密封能力允许，泵就可以提供所需的较高的压差；

具有良好的自吸能力；

一般需配备缓冲装置以保证泵对系统提供较均匀的流量和压差。

低温系统中存在着特殊的热声震荡问题，在一些特殊的场合低温系统的压力振幅可以达到正常压力的数十倍。为了应付紧急突发情况的场合，通过以上泵的特点比较，选择往复式活塞泵作为液氢泵的基本结构类型。

#### (2) 潜液式方案选择

泵与杜瓦间的结构搭配，需要充分考虑到整个系统的安全性。现有的液氢泵系统的主要安全隐患是驱动轴处的动密封泄漏问题。对于这个问题，如果将泵(包括作为动力源的低温电机)浸入杜瓦中的低温液体，只引出用于提供动力和测量、控制作用的导线，将会彻底消除氢气的泄露，也能完全消除机械漏热的影响，使得液氢泵系统趋于安全。因此选择潜液式结构。

#### (3) 组成与结构

全低温往复式液氢泵采用单缸、差动、高速的活塞泵结构，由液力端和动力端两部分组成。液力端主要有入口阀、活塞、活塞杆等主要部件。动力端主要有曲柄、连杆、十字头、泵箱体等主要部件。

电机与泵的主轴利用联轴器相连接，利用联轴器将低温电机的扭矩传递给泵的曲轴主轴颈。由于需要设计出紧凑的泵连接结构，这里采用套筒型联轴器。

#### （4）材料选择

选择奥氏体不锈钢 1 Cr18 Ni9 Ti 作为整机的主要结构材料。这种材料具有良好的抗氢脆性，具有中等强度和极好的韧性，而且在液氢下已有较多的使用经验及较好的性能参数，适于作为低温液氢环境下低温液体泵的主体材料。

液力端的入口挡板、前缸体，动力端的中间缸体、中间缸体活塞、连杆及曲轴、端盖和箱体，选用 1 Cr18 Ni9 Ti 材料。

### 7.3.3.2 外置式液氢泵

外置式液氢泵以 2021 年北京航天试验技术研究所研制的液氢高压泵为例进行介绍。此泵最大流量 58 kg/h，最大排出压力  $5 \times 10^5$  Pa，能耗 0.52 kWh/kg H<sub>2</sub>。

#### （1）潜液式液氢泵和外置式液氢泵的静态蒸发率和动态蒸发率对比如下：

潜液泵静态蒸发主要来源于潜液式本体结构所导致的静态蒸发和活塞杆导热所导致的静态蒸发两部分。潜液泵的进液腔由潜液式本体结构所导致的日蒸发率约为 3%。经计算，环境通过活塞杆导热所导致的静态日蒸发率为 120%。因此潜液泵的总静态日蒸发率为 123%。

外置式液氢泵静态蒸发主要来源于液氢泵进液腔热桥所导致的静态蒸发和活塞杆导热所导致的静态蒸发两部分。以 Cryostar 公司研发的高压液氢泵为例，经计算，静态日蒸发率为 976%，约为潜液泵的 8 倍左右。因此采用外置式设计时必须要在进液腔外部适当附加常规保温结构。

液氢泵正常工作时，根据液氢泵增压循环过程热力学模型，计算发现，对于潜液式和外置式设计方案，动态蒸发率都远大于静态蒸发率。因此，当液氢泵稳定运行时，采用两种设计方案的动态蒸发率几乎相同，即泵稳定运行时，采用潜液式和外置式设计方案的进液腔内液氢状态几乎相同。

因此，北京航天试验技术研究所研制的液氢高压泵采用外置式方案。

#### （2）原理、组成与技术路线

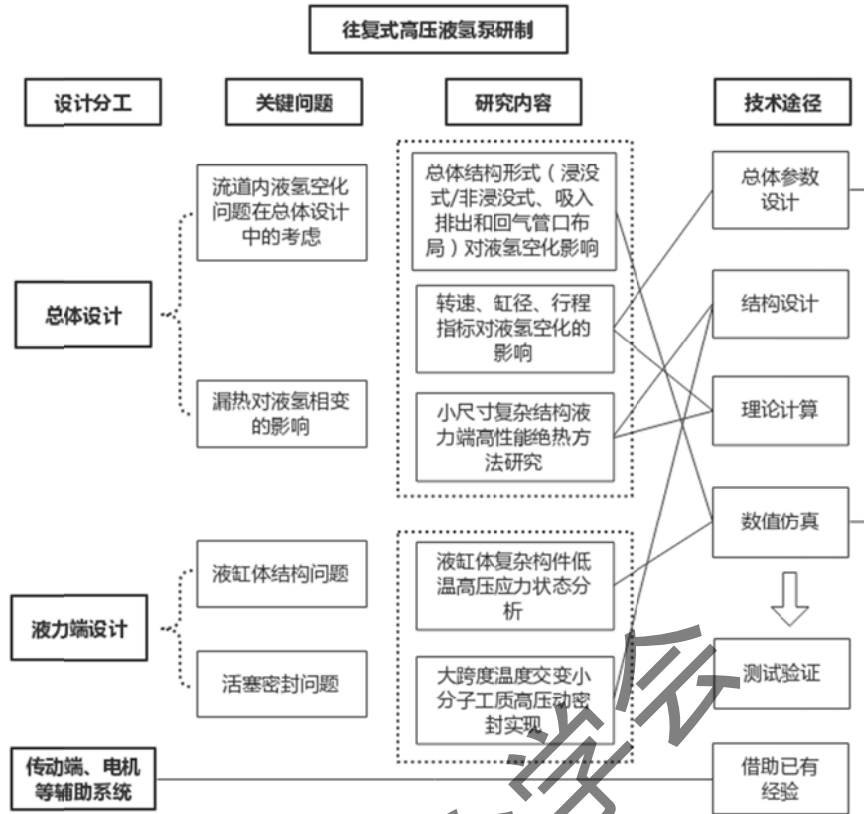


图 7-23 液氢泵研制技术路线图

液氢泵研制技术路线如图 7-23 所示。液氢高压泵由液力端、传动端、减速机、原动机及其它附属设备(冷却系统等)组成。原动机可通过电力、皮带轮、液压驱动。传动端将原动机的动力，通过减速机构输入，并将旋转运动转换为往复运动，一般为曲轴连杆机构。液力端(又称冷端)将低温液体压缩，使机械能转换为液体的压力能，使排出液体的压力升高。液力端由液缸体和缸盖，吸入和排出阀，活塞和缸套等组成。液力端中设有吸入阀与排出阀，用以控制吸排液过程。在液氢加氢站中，液氢泵将来自低压储罐( $2 \times 10^5$  Pa)的液氢压缩至高压( $> 4.5 \times 10^5$  Pa)，高压液氢在汽化器内汽化后加注到车辆上。

### (3)材料选择

液氢泵液力端与高压液氢接触的部件均采用抗氢脆性能优良的 316 L 不锈钢，动密封元件选用与液氢相容性良好的填充聚四氟乙烯复合材料，与液氢接触的静密封元件采用与液氢相容性良好的 T2-M 或聚四氟乙烯材料。

## 8 中国氢液化、储运产业及应用发展路线图

### 8.1 总体发展目标

围绕氢液化、储运产业高质量发展重大需求，以科技创新驱动为核心，聚焦短板弱项、关键环节和重点应用领域：重点突破液氢制取、储存、运输和应用等各环节关键核心技术和颠覆性技术创新，实现关键装备的自主可控发展；持续加强氢脆失效、低温吸附、液氢泄漏/扩散/燃爆以及氢液化、储运等运营环节的安全基础研究；强化政策引领和标准体系建设，合力构建液氢产业体系，建立以可再生能源制氢就近利用为主的氢源供应体系，形成氢液化、储运的低碳化、低成本、规模化生产与应用，涵盖高纯氢、氢储能和终端能源消费等领域的多元应用产业链；系统构建支撑氢能产业高质量发展的创新体系，不断提升液氢产业在氢能源领域的竞争力和创新力，促进国内与国际氢能产业的可持续发展，有力支撑碳达峰目标的实现。

#### 8.1.1 氢液化、储运产业近期发展目标

到 2025 年，初步形成氢液化、储运产业所需的政策和标准，基本掌握氢液化、储运核心技术和制造工艺，实现氢液化、储运关键材料、部件及装备自主可控，部分性能指标达到国际先进水平。初步建立以工业副产氢为主、可再生能源制氢就近利用为辅的氢源供应体系，氢液化、储运产业示范应用取得明显成效，并在电子、交通等终端能源消费领域实现应用，市场竞争力大幅提升。

#### 8.1.2 氢液化、储运产业中期发展目标

到 2030 年，初步形成氢液化、储运产业相关的政策和标准体系，全面掌握氢液化、储运核心关键技术和制造工艺，全面实现氢液化、储运材料、部件及装备国产化，核心性能指标达到国际先进水平，初步形成氢液化、储运产业技术创新体系。建立以工业副产氢与可再生能源制氢就近利用并举的氢源供应体系，形成氢液化、储运的低成本、规模化生产与应用，初步建成涵盖工业、氢储能和终端能源消费等领域的多元应用产业。推进氢液化、储运产业向“一带一路”、欧美等国家的对外输出。

### 8.1.3 氢液化、储运产业远期发展目标

到 2035 年，形成相对完善的氢液化、储运产业相关的政策和标准体系，全面实现氢液化、储运材料、工艺、部件及装备产品系列化，各项性能指标均达到国际先进水平，部分指标达到国际领先水平，形成较为完备的氢液化、储运产业技术创新体系。氢液化、储运产业布局合理有序，建立以可再生能源制氢就近利用为主的氢源供应体系，形成氢液化、储运的低碳化、低成本、规模化生产与应用，建成涵盖工业、氢储能和终端能源消费等领域的多元应用产业链，实现产业链良性循环和创新发展。氢液化、储运产业全面实现向“一带一路”国家、欧美等国家的对外输出，有力支撑碳达峰目标实现。

## 8.2 中国氢液化产业发展路线图

### 8.2.1 氢液化产业发展简况

液氢储运方式将成为我国氢能规模化运输的有效途径，规模化氢液化技术是实现大规模液氢生产的基础。目前，我国航天领域在用的氢液化装置主要位于西昌、文昌等航天发射厂，总产能约为 5.5 吨/天。

近五年，随着氢能产业的发展需求日益旺盛，国内民用氢液化产业发展迅猛，国家及相关省部委持续资助我国氢液化技术和装备国产化，国家重点研发计划相继在 2020 年启动“液氢制取、储运与加注关键装备及安全性研究”项目，在 2021 年启动“氢气液化装置氢膨胀机研制”项目旨在攻关氢液化核心关键技术，并实现工业级氢液化装备国产化。中国科学院理化技术研究所(以下简称中科院理化所)突破国外技术封锁，已掌握了低温气体轴承氢/氦透平膨胀机、氦螺杆压缩机、低温换热器、系统集成与调控等关键技术，为大规模国产氢液化奠定了基础。

在国产化氢液化装备方面，2020 年 3 月，北京中科富海低温科技有限公司(以下简称“中科富海”)位于安徽阜阳的国产化 1.5 吨/天液氢工厂开工建设，并于 2022 年 12 月完成调试生产；2020 年 4 月，基于中国航天科技集团有限公司六院 101 所(以下简称“101 所”)0.5 吨/天氢液化器转为民用，由鸿达兴业投资在内蒙古乌海完成调试；2021 年 9 月，101 所研制完成基于氦膨胀制冷循环的 2.3 吨/天氢液化系统；2022 年 1 月中科富海完成国产化 1.5 吨/天氢液化器，首次实现

出口加拿大。中科富海和中科院理化所共同研制的全国产化 5 吨/天液氢工厂预计 2023 年建成投产。

在进口液化装备方面，2020 年 6 月，美国空气产品公司(Air Products)在浙江嘉兴海盐分期投资建设 30 吨/天氢液化工厂。2020 年 11 月，德国林德公司(Linde)与浙江嘉兴港区管委会、上海华谊(集团)公司签署三方协议，在氢能的生产和供应、纯化和液化、储存和运输以及加氢站充装等方面开展深入合作。2021 年 10 月，东华科技与美国空气产品公司(Air Products)启动了呼和浩特 30 吨/天液氢项目。

全球目前已经有数十座液氢工厂，总液氢产能 485 吨/天，其中北美占了全球液氢产能总量的 82%以上。美国本土已有 15 座以上的液氢工厂，液氢产能达 214 吨/天以上，居于全球首位，包括加拿大有 80 吨/天的液氢产能也为美国所用。欧洲 4 座液氢工厂总产能 20 吨/天。亚洲有 16 座液氢工厂，总产能 38.3 吨/天，其中日本占了亚洲三分之二的产能。2018 年初，日本川崎重工引领的财团与澳大利亚政府达成一致，在维多利亚州建造煤制氢基地工厂和液氢工厂，预计 2022 年达产，设计液化能力 770 吨/天，液氢最终通过两艘 20 万方的液氢船运往日本。

### 8.2.2 氢液化产业发展目标

我国氢液化产业近年来进入快速发展阶段，依据目前技术现状和未来液氢应用需求，拟定我国国产化氢液化产业发展目标。具体如表 8-1 所示：

2025 年前，氢液化装置单机液化能力达到 10 吨/天，氢液化能耗低于 13 kWh/kgLH<sub>2</sub>；国内液氢工厂总规模达到 60 吨/天。在这一阶段，国内液氢工厂示范运行取得成功，氢液化技术和装备性能得到验证；为液氢工厂相关标准的建立提供数据和运行经验支撑；下游液氢输运装备及标准法规基本具备。

2026 至 2030 年，氢液化装置单机液化能力达到 30 吨/天，氢液化能耗低于 11.5 kWh/kgLH<sub>2</sub>；国内氢液化工厂总规模达到 150 吨/天。在这一阶段，国内液氢工厂逐步实现大规模商业化推广。

2031 年至 2035 年，氢液化装置单机液化能力达到 50 吨/天，氢液化能耗低于 10 kWh/kgLH<sub>2</sub>；国内氢液化工厂总规模达到 300 吨/天。结合风能太阳能等可再生能源电解水制氢，实现大规模液氢制取并远距离输送。我国氢液化能力



可满足储能、交通、航天试验、冶金、炼油及电子工业对液氢的快速增长需求，对液氢实现 2035 年我国可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升的发展目标。

表 8-1 我国氢液化产业发展目标

产业发展目标	近期目标 (2023~2025 年)	中期目标 (2026~2030 年)	远期目标 (2031~2035 年)
单机液化能力(吨/天)	10	30	50
氢液化能耗 kWh/kgLH <sub>2</sub>	13	11	8.5
液氢工厂总规模(吨/天)	60	120	200

### 8.2.3 氢液化产业发展关键技术探索

至 2025 年，随着我国氢液化核心关键技术和产业的发展，国内液氢工厂示范运行取得成功。至 2035 年，伴随国内氢能市场的规模化发展，需要形成氢液化、储运的低碳化、低成本、规模化生产与应用，影响未来我国大规模氢液化产业发展关键技术如下：

#### 1. 基于可再生能源制氢的高效一体化氢制取及液化工艺流程开发

结合我国液氢应用现状和未来趋势，单机液化能力 5~30 吨/天以及最高可达 100 吨/天的氢液化装置是未来主流，有效降低能耗尤其重要。目前在氢液化工艺流程优化改进主要包括循环形式、制冷级数、预冷工质及预冷形式等优化。随着利用可再生能源发电来电解水制氢的路线在风光能源丰富的偏远地区示范，将可再生能源制氢(如风能，太阳能，地热能等)的氢源供应体系纳入规模化氢液化工艺流程整体工艺设计与优化方案，开展新型高效氢液化装备流程创新，以提高能效、降低成本为目标，优化全过程能源利用效率，提升可再生能源发电-电解水制氢-氢液化的整体产业链节能潜力。

#### 2. 高效高可靠氢液化关键设备开发

不同流程形式的大规模氢液化装备中，均需采用透平膨胀机、低温换热器、氢压缩机等关键设备。在关键设备国产化的基础上，进一步开发国产高性能氢压缩机、氢气透平膨胀机、高换热效能的正仲氢转化与换热一体化设备等，提升关键设备的效率及可靠性，对未来我国氢液化产业化发展具有重要意义。

#### 3. 氢液化装备集成、安全运行智能监测及故障预警一体化技术

在氢液化器示范运行的基础上，针对氢液化器整机集成方案，分析各子系统功能，制订各子系统相关设备故障率数据库及故障诊断，充分考虑应对策略、总结积累经验教训，从系统可靠性和经济性运行角度对大型氢液化器各子系统设备提出量化参数，建立整机系统集成、安全运行的过程管理体系，实现高可靠集成、安全运行智能监测及故障预警一体化。

## 8.3 中国液氢储运产业发展路线图

### 8.3.1 液氢储运产业发展简况

国际能源署(IEA)对储氢材料提出的要求是质量储氢密度大于 5%wt，体积储氢密度应在  $50 \text{ kg/m}^3$  以上。液氢储运模式具有储氢比重高(携氢密度大)、运输成本低、汽化纯度高、储运压力低和使用安全性高等优势，能够有效控制综合成本，且运输过程中不涉及复杂的不安全因素，在储、运方面的优势更加适用于氢能的规模化、商业化供应。

在美国、日本等国家，液氢装备已广泛应用于航天推进系统、民用加氢站、液氢工厂等领域在液氢储运和使用积累了较为丰富的经验。相关技术仅掌握在美国 AP、Gardner，法国液空，德国林德，日本岩谷等少数气体公司和设备制造商手里，且对中国严格保密。

据公开文献报道：肯尼迪航天中心  $3800 \text{ m}^3$  液氢球罐采用真空珠光砂粉末绝热，日蒸发率达 0.075%，同时还拥有  $30 \text{ m}^3$ 、 $50 \text{ m}^3$  和  $75.5 \text{ m}^3$  的液氢罐车；此外，该中心于 2022 年启用了  $5000 \text{ m}^3$  液氢储罐，为目前世界上最大地面固定式液氢储罐。俄罗斯“能源风暴”的项目，在 Baykonur 低温中心共建设了 5 个  $1400 \text{ m}^3$  的液氢球罐，其日蒸发率达到了 0.13-2.2%。日本川崎重工为日本宇宙航空研究所建造的两台  $540 \text{ m}^3$  珠光砂真空液氢球罐已安全使用近 30 年，该球罐为双层结构球型液氢贮罐，直径 12 m，日蒸发率低于 0.18%。液氢储罐同样是液氢工厂的主要存储容器，如日本岩谷三座液氢工厂共拥有三台  $270 \text{ m}^3$  卧式液氢储罐，四台  $300 \text{ m}^3$  卧式液氢储罐及数辆  $20 \text{ m}^3$  液氢罐车。

2022 年，荷兰 C-Job Naval Architects 宣布推出一艘新型液氢运输船概念设计。该型液氢运输船为驳船型式，船长 140 米，由氢燃料电池提供动力，零排放。为配备三个液氢储罐，每个储罐的容量为 1.25 万  $\text{m}^3$ ，液氢总容量为 3.75

万  $m^3$ 。

日本于 2017 年公布了一项氢战略，力争在 2030 年左右建立商业化的氢燃料供应链。2022 年 2 月，川崎重工建造的第一艘液化氢 ( $LH_2$ ) 运输船“SUISO FRONTIER”号，船上搭载了川崎重工制造的椭圆形液氢储罐，长 25 米、高 16 米，能够储存 1250 立方液氢。经过约三个半星期的航行，将液氢从澳大利亚成功运抵日本。2022 年 4 月，川崎重工开发的 16 万  $m^3$  液氢运输船基本设计获得了日本 NK 船级社的原则性认可(AIP)。该液氢运输船全长约 346 米，宽约 57 米，船上装载了 4 个 40000  $m^3$  液化氢储罐，总容积可达 16 万  $m^3$ ，预计在 2025 年左右推出实船。

韩国在 2020 年底公布的《2030 GreenShip-K 推进战略》中公布在“绿色船舶普及推广、建立绿色船舶市场生态体系”中将氢燃料运输船和氢燃料储运设施划为重点。2020 年 10 月，现代重工业集团的 2 万  $m^3$  级液氢运输船获得了韩国船级社(KR)与利比里亚国际船舶和公司登记处(LISCR)颁发的原则性认可(AIP)证书。这艘容积达 2 万  $m^3$  的液氢运输船由 KSOE、HMD 和现代 Glovis 共同研发，预计到 2025 年完成液氢运输船开发。2021 年 10 月，三星重工自主开发的薄膜型液化氢储罐及 16 万  $m^3$  液氢运输船概念设计获得了英国劳氏船级社(LR)颁发的原则性认可(AIP)证书。这也是全球造船业界首次获得 LR 认证的大型液氢运输船及储罐核心技术。该薄膜型液氢储罐可在储罐与外部船体空间建立一道保护屏障，对储罐进行隔热保冷，减少航行中产生的蒸发气，实现液氢安全地储存和运输。其优点是空间利用率高，比此前的独立型储罐价格低廉，适应气体运输船及储罐大型化的趋势。2022 年 10 月，大宇造船与美国 McDermott 旗下的 CB&I 公司宣布合作，共同开发大型液氢运输船，新型储罐采用了全新玻璃气泡内衬和 NASA 开发的热交换系统，容积高达 40000  $m^3$ 。根据韩国业内专家预测，从 2030 年开始的十年内，预计韩国将建造约 20 艘 2 万  $m^3$  的液氢运输船舶。

在我国，液氢装备在航天领域有着较好的应用基础，在民用市场的应用尚处于起步阶段。现有航天领域在用的固定储罐最大容积 300  $m^3$ ，储罐结构有立式和卧式圆柱形两种，最大贮存规模达千立方米级。液氢罐车最大容积 120  $m^3$ ，仅用于在场区内短距离运输。大型液氢储罐尤其是液氢球罐，长距离公路运输

液氢罐车、液氢运输船等储运设备尚处于研发中。

近年来，在液氢储运领域，2020年和2022年国家重点研发计划先后资助开展了大型液氢球罐、液氢罐车和加氢站用液氢储罐的关键技术攻关和产品研制。发改委发布《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》提出，推动低温液氢储运产业化应用，探索固态、深冷高压、有机液体等储运方式应用。

### 8.3.2 液氢储运产业发展目标

未来，围绕终端实际应用需求，结合国外液氢、国内LNG发展经验和国内技术发展现状，液氢储运产业发展主要围绕装备发展进行规划。

逐渐发展以固定圆柱形和大型球形为主要结构型式的液氢储存装备，单个装备储存规模以千立方为目标；液氢运输能力近期以公路液氢罐车为主，远期以铁路运输和船运相结合。依据目前技术发展水平，我国2025年液氢储存容器单台设备储存容积可达到400立方量级，2030年有望突破千立方量级，2035年争取达到5000立方量级。

### 8.3.3 液氢储运产业发展关键技术探索

我国液氢储运产业发展时间短，基础相对薄弱，从装备原材料、装备制造及安全应用等方面都还需要进行关键技术攻关。

建立液氢温区基础材料数据库，开发轻质结构材料和高性能绝热材料。液氢储运装备工作温度低，工况转换多，对装备材料的强度、韧性等综合性能要求高。在装备原材料方面，一方面亟需开展相关材料低温基础数据的试验，建立自主的材料基础数据库，确定材料适用准则、要求、应用指标等。另一方面，针对未来大规模经济储运的需求，开展高强度、轻质化金属、非金属、复合材料等为目标的新型结构材料和高性能新型绝热材料的研发应用，不断增大液氢储运规模，降低储运损耗。

高强度低漏热储运装备制造技术。液氢贮运设备采用真空双层结构，对支撑结构的安全可靠性、绝热结构的优良性、高真空的获得与保持等都提出了严格要求。在装备制造方面，大型液氢储运装备热力耦合结构、新型绝热结构、大夹层空间的高效抽空检漏、大型液氢球罐现场制造工艺等都是目前影响产业发展的技术难题。基于储存关键技术研究，在运输方面进一步开展液

氢流固耦合多自由度振动规律研究，开展动态过程液氢温度、压力关联优化控制策略以及气体安全排放技术研究。

安全防护技术。液氢具有极低温、易燃、易爆、易泄漏特性，且无色无味，爆炸极限低，范围广，储运装备安全要求高。目前，在液氢储运装备泄漏预警与安全防护、火灾消防应急处置、应急安全排放等方面都还需要开展技术攻关。

## 8.4 中国低温高压储氢产业发展路线图

低温高压储氢是将低温和高压相结合，实现氢气致密化存储的一种储氢技术。对于一定体积的压力容器，低温高压储氢的储氢密度远高于常温高压储氢；与常规低温液氢储存相比，不存在蒸发损失，生产过程中无相变潜热、正仲氢转化热极少，能耗大幅降低。由于上述优势，低温高压储氢技术具有巨大的应用潜力。

### 8.4.1 低温高压储氢产业发展简况

低温高压容器是低温高压储氢的核心关键部件。在过去的三十年里，美国劳伦斯利弗莫尔国家实验室先后研发了三代低温高压储氢容器，并将其安装在汽车上进行了实验，初步验证了低温高压容器应用到氢燃料电池汽车的可行性，并对车载性能和低温高压储氢成本进行了评估，表明低温高压储存系统在一定条件下，达到了美国能源部(DOE)系统质量储氢密度最终目标、系统体积储氢密度中期目标和短距离行驶时的氢损失目标。美国阿贡国家实验室采用有限元方法对低温高压容器□型瓶进行了储氢性能及应力/疲劳分析，结果表明低温高压储氢在质量和体积储氢密度、成本等方面均优于常温高压储氢。

国内对低温高压储氢技术研究起步较晚，但随着氢能产业的发展需求日益旺盛，近几年多家科研院所及高校围绕低温高压容器和系统开展了研究。

在低温高压容器层面，东南大学对低温高压储氢容器的绝热支撑结构以及纤维缠绕工艺等展开了研究工作，致力于消除低温环境对容器的不利影响，保证低温高压储氢容器的可靠性。中科院理化所研制了碳纤维复合材料、玄武岩纤维复合材料及基于增强材料的□型瓶，实验证明低温条件下玄武岩纤维复合材料具有良好的疲劳性能，与铝合金内衬线膨胀匹配度高，其在低温高压容器

上的使用为工业上的规模化应用提供了一种新的可行性选择。太原理工大学也对低温高压储氢气瓶展开了结构设计和仿真强度分析。

在低温高压储氢系统层面，东南大学提出一种低温高压储氢供氢系统，利用仲氢向正氢转化过程和节流装置的吸热制冷效应降低低温高压储罐的温度，延长低温高压氢的无损储存时间。中科院理化所提出一种在氢气临界压力以上 ( $1.296 \times 10^6$  Pa) 的低温高压储氢方式，氢气先后经历压缩、冷却和储存三个过程，最终储存于低温高压容器中。通过分析储氢密度和储氢能耗，发现储氢压力大于  $1 \times 10^6$  Pa 且存储温度小于 120 K 范围内，存在单位储氢能耗下的单位储氢密度极大值。理化所还提出一种可以实现液氢、低温高压氢和常温高气多种存储形式且同时实现不同压力氢气混合加注的加氢站。山东省计量科学研究院和张家港氢云新能源研究院有限公司也申请了低温高压储氢装置和加氢系统的专利。

#### 8.4.2 低温高压储氢产业发展目标

低温高压储氢技术将成为中国氢能体系的重要储氢方式之一。为了满足氢能的实际应用，国际能源署(IEA)提出了质量储氢密度大于  $50 \text{ gH}_2/\text{kg}$ ，体积储氢密度大于  $50 \text{ gH}_2/\text{L}$  的目标。借鉴国际能源署提出的性能要求和目标，我国预计到 2035 年，采用低温高压储氢技术，可使储氢系统的质量储氢密度达到  $55 \text{ gH}_2/\text{kg}$ ，系统体积储氢密度接近  $55 \text{ gH}_2/\text{L}$ ，系统储氢成本降至  $2150 \text{ 元}/\text{kg H}_2$ ，如表 8-2 所示。

表 8-2 中国低温高压储氢产业发展目标

产业发展目标	近期目标 (2023~2025)	中期目标 (2025~2030)	远期目标 (2030~2035)
系统质量密度 ( $\text{gH}_2/\text{kg}$ )	45	50	55
系统体积密度 ( $\text{gH}_2/\text{L}$ )	40	48	55
系统成本 ( $\text{元}/\text{kg H}_2$ )	2387	2250	2150

#### 8.4.3 低温高压储氢产业发展关键技术探索

低温高压储氢发展的关键技术主要是低温高压储氢容器和系统。

容器方面，当前商用化的□型瓶主要是针对常温高压设计的，其在低温下应用首先需要对不同缠绕和内胆材料的强度、热膨胀系数、爆破等性能开展研究，获取大温变条件下材料性能变化规律，综合考虑成本和性能等因素筛选高强度轻质缠绕材料和耐氢脆低密度内胆材料。由于储氢时容器处于低温状态，与环境温差较大，还需要对容器的绝热结构进行设计，筛选轻质、高效和低成本绝热材料，减少外界热量输入，保障储氢安全，减少排气损失，延长使用时间。

系统方面，低温高压氢的制取方法尚不成熟，高压氢压缩机和高压换热设备价格高昂，能效较低，制约了低温高压储氢技术的推广，亟待发展低成本的高效高压氢压缩机和大压差换热器。目前以液氢制取低温高压氢的工艺存在全流程综合能耗高的问题，需要建立和优化氢气直接压缩、冷却和储存流程结构，获取最优运行参数，提高系统能效。此外，将低温高压储氢和固体吸附储氢结合，成为具有更高储氢密度和稳定时间的“混合”系统，极可能会成为未来储氢领域的一个新的重要发展方向。

## 8.5 氢应用产业发展路线图

### 8.5.1 全球液氢应用产业发展总现状况及趋势

目前，国外液氢在工业及民用领域已经运行多年，图 8-1 为 2021 年全球不同消费领域液氢市场份额。可以看出，全球范围内液氢主要用在交通领域，其次是石油化工和航空航天领域。

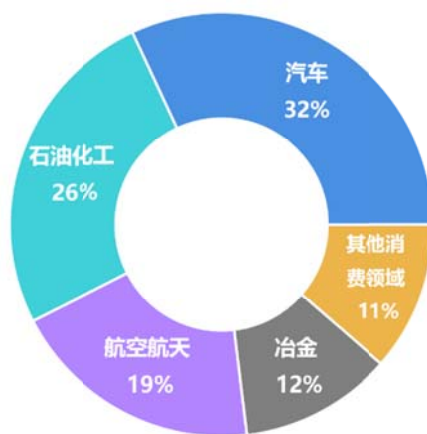


图 8-1 年不同消费领域全球液氢市场份额

如图 8-2 所示，以美国液氢应用分布为例，液氢民用占据主流市场，并且主要用于工业领域。其中 33.5% 用于石油化工行业，37.8% 用于电子、冶金等其他行业，10% 左右用于燃料电池汽车加氢站，仅有 18.6% 的液氢用于航空航天和科研试验。

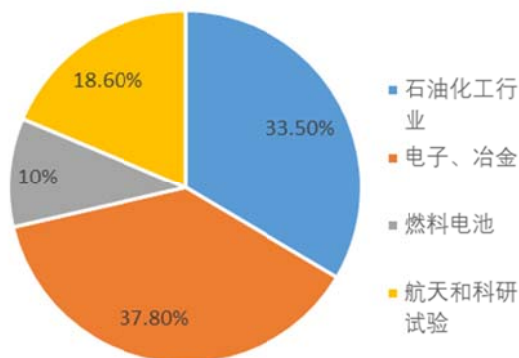


图 8-2 美国液氢应用分布

长期以来，我国液氢应用只是在军工及航天领域，用量约为 5.5 吨/天，民用液氢市场几乎空白。近几年，随着我国氢能产业的快速发展，民用液氢应用将走上快车道，主要用于低温研究、加氢站示范工程、液氢储运的研究、航空航天需求、氢燃料电池汽车的研发以及液氢相关设备的研发。

排除新冠疫情的影响，2019 年全球液氢市场规模为 335 亿美元，预计到 2027 年将达到 503.9 亿美元，年复合增长率为 5.6%。由于对石油的需求减少和对柴油的依赖不断增加，全球液氢市场预计将在预测的时间范围内迅速扩大，预测到 2035 年，全球液氢市场规模有望超过 780 亿美元。到 2050 年，全球液氢市场规模有望接近 1800 亿美元规模。

### 8.5.2 高纯氢消费产业

国家标准定义氢气纯度大于或等于 5 N(99.999%)为高纯氢，大于或等于 6 N(99.9999%)为超纯氢。氢液化过程中，在 20 K 低温下，除了氦、氖稀有气体之外的所有气体杂质都会凝固分离，液氢汽化很容易获得高纯氢。相比于钯膜纯化等气态氢提纯技术，液氢具有应用系统简单、经济、高效可控、不易污染、品质稳定等特点。因此，液氢是全球公认的可以大规模获得超纯氢的先进技术。

在冶金工业中，氢气可作为还原剂将金属氧化物还原成金属，也可作为贵金属高温加工时的保护气氛，需要 5 N 的高纯氢。同时在石油炼化加氢精制中



采用高纯氢可获得高品质的汽油、润滑油等产品。

超纯氢作为还原气体和保护气，在电子工业尤其是微电子、光电子产品生产中有极为广泛的应用市场，包括大规模集成电路芯片、平板显示器、光伏电池等战略性新兴产业，主要用于半导体、电真空材料、硅晶片、光导纤维生产制造等各个领域。电子工业还需要很多气态氢化物，而这些氢化物的制备同样需要高纯氢甚至超纯氢，且氢气的纯度直接影响最终的产品质量。

据统计 2016 年全国纯度 $\geq 99\%$ 的氢产量约 700 亿  $\text{Nm}^3/\text{年}$ ，其中 95%以上用于炼油、化工生产、电子、冶金等，其余 2%~3%为 5 N 以上超纯氢。目前我国高纯氢和超纯氢的消耗量约 20 万吨/年，其中 6 N 及以上的超纯氢极易被污染、无法气态运输，国内外芯片和液晶显示器生产均是在使用终端的用气点设置纯化器达标后使用，其解决方案往往来自于外资气体公司，进口依赖度高、价格垄断，使得大规模应用受限，影响中国制造业水平。

#### 8.5.2.1 冶金工业、炼油工业

我国钢铁行业碳排放量占全国碳排放总量的 15%左右，面临较大的碳减排压力。我国当前的氢冶金工艺主要有高炉富氢冶炼和氢直接还原。国内外钢铁企业均有尝试使用氢气替代焦炭冶炼，按照 2020 年生产 10.5 亿吨粗钢，估算需要 3.5 万亿 kWh 电生产氢气，大约占 2020 年电力生产的 47%。现阶段我国钢铁企业正在积极布局氢能冶金、绿氢制备等项目。预计到 2030 年，伴随氢气基竖炉技术的成熟、绿氢成本的降低以及碳税成本的提高，基于绿氢的氢冶金具备成本竞争力，氢冶金的减碳经济性及应用价值开始呈现，将逐渐扩大在钢铁行业中的规模化应用；预计到 2050 年，钢铁行业的用氢需求将达到 980 万吨，将成为绿氢最大的应用行业之一。

使用氢的主要炼油工艺是加氢裂化和加氢处理(脱硫)。可靠的高纯度氢气供应有助于提升下游工艺的运行并使之更清洁更符合环保要求，同时将原料转化为低硫含量的柴油和汽油等更高附加值的产品。2020 年，为这些目的消耗了 4000 万吨氢，占全球氢需求量 30%-35%。中国在 2020 年生产了 6.48 亿吨石油产品，并为此消耗了 1200 万吨氢气。炼油工业中随着有机燃料中允许硫含量的要求逐渐严格，加氢处理方法得到了越来越广泛的应用。根据预测，到 2030 年，炼油厂的氢消耗量将减少到 2500 万吨，到 2050 年，化石燃料的份额将不会超

过 10%。这将导致石油产品生产过程中对氢的需求减少。

### 8.5.2.2 电子工业领域

如前所述，在电子级高纯氢气领域，国内外有三种超纯氢生产方法：钌合金扩散膜(或管)分离法、储氢合金吸放法、低温吸附法，其中钌合金扩散膜法的膜(管)极为昂贵，生产成本极高；储氢合金吸放法由于氢化物自身很不稳定，易受有害成分毒害，长时间多次反复吸放使用，性能会明显下降；而低温吸附法则非常适合于氢液化过程。因而，大规模发展液氢，是生产电子级超纯氢的必要条件。林德集团、液化空气、空气化工、大阳日酸等几大外资气体公司凭借先进的技术优势，已经占据了我国 88.5% 市场份额。

目前我国电子级市场正由成长期向成熟期过渡，企业众多但规模普遍较小，且一般为区域性企业。在电子级氢气领域，我国主要生产企业包括苏州金宏气体股份、华特气体、和远气体。其中华特气体的超纯氢纯度较高，单价较高，其采用瓶装供气的模式，生产工艺为甲醇裂解；金宏气体采用天然气裂解的方式生产高纯氢；和远气体的工艺为氯碱工业副产氢，比焦炉煤气制氢销售成本高。

2018 年我国电子级高纯氢气产量 3698.0 万立方，同比增长 13.2%；2019 年我国电子级高纯氢气产量 4377.0 万立方，同比增长 18.4%；2020 年我国电子级高纯氢气产量 4890.0 万立方，同比增长 11.7%；2021 年我国电子级高纯氢气产量 5452.0 万立方(相当于 15 吨/天)，同比增长 11.5%。

当前，我国电子特气基本依靠进口，国产化率仅达 15%；其中，电子级超纯氢的进口率接近 85%。2021 年，我国电子级高纯氢气产量仅为 15 吨/天，电子级超纯氢则更少。随着我国高端芯片产业的发展，电子级高纯、超纯氢的需求必将指数增长。预计到 2025 年，我国能满足电子级超纯氢的液氢产能将达到 30 吨/天；到 2030 年，我国能满足电子级超纯氢的液氢产能将达到 50 吨/天；到 2035 年，我国能满足电子超纯氢的液氢产能需求将达到 100 吨/天。

### 8.5.3 储能介质消费产业

国家统计局公布的数据表明，2021 年中国全年弃风电量 206.1 亿千瓦时，全年全国弃风电量 206.1 亿千瓦时，弃光电量 67.8 亿千瓦时。各种储能技术成为

研究的重点，其中氢储能技术是用风电来电解水，得到氢气和氧气并储存起来，通过燃烧氢气或燃料电池发电输出稳定的电能，从而平稳进入电网。氢储能技术是解决大规模风电储存的一种新途径，它具有储存时间长、反应时间快、没有污染等优势。这种新型的储能方式尤其适合在偏远山区和岛屿上的新能源供电储能系统中。氢储能发电除用于新能源储能外，还可为电网削峰填谷发挥作用。从储能的角度来看，液氢可以与绿氢相结合，支持氢能车辆长距离运输，能把绿氢的清洁能源属性更好地发挥出来。储存的氢可用于多种用途，如频率调节、容量值、输电或配电设备升级延缓、降低需量电费和需求响应等各种电网服务。还可通过燃料电池供应建筑系统，实现建筑的热电联供。



图 8-3 基于可再生能源的氢储能示意图

目前我国基于可再生能源的氢储能技术仍处于示范阶段。根据国家发展改革委国家能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》，到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件，其中氢储能技术取得突破。十四五期间，开展依托可再生能源制氢的氢储能等试点示范。结合系统需求推动多种储能技术联合应用，开展复合型储能试点示范。

到 2030 年，新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。预测到 2060 年，用于电力和建筑的液氢将分别占到液氢消费的 5%和 4%。

## 8.5.4 终端能源消费产业

### 8.5.4.1 航空、航天及军需能源领域

液氢作为氢能源的应用中重要载体型式，在航天、航空、军需能源等领域将发挥重要作用。

在航天领域，随着以液氢为代表的低温推进剂运载火箭全面取代现有常规有毒推进剂运载火箭、更大推力运载火箭的研制和火箭发射任务的更加频繁，液氢需求规模将不断扩大，保障方式也更加快捷、经济和安全，能够在更短的时间内完成运载火箭的推进剂加注。未来，进一步扩大液氢制取规模，提高液氢长途运输保障能力将成为航天领域氢能发展重点。

在航空领域，氢能作为绿色环保能源，有望将碳排放量减少 50%以上，是航空业实现“脱碳”的重要手段，受到各国政府、相关机构和航空企业的高度重视。早在 2015 年，德国航空航天中心(DLR)就推出了全球首架 4 座氢燃料电池飞机 HY4 的研制计划，其设计基于斯洛文尼亚蝙蝠公司的电动飞机“金牛座”G4，为单螺旋桨双机体、每侧机体并列双座布局。2018 年 10 月，新加坡 HES 能源系统公司也发布了一款 4 座新概念飞行器“元素 1 号”，采用了全新的氢燃料电池和分布式电推进结合的设计方案。可选用气态氢或液态氢作为燃料，后者有可能将续航时间增加到 15~20 h，航程可达 5000 km。2020 年 9 月，总部位于美国加州的 ZeroAvia 公司试飞了全球首架氢动力商用飞机。改造后的 6 座派珀飞机仅依靠氢燃料电池飞行了 8 min，飞行速度达到 185 km/h，功率约为 230 kW，接近飞机原装活塞式发动机，相当于“元素 1 号”的两倍。2022 年 3 月，英国致力于推动航空业净零排放的 FlyZero 项目。实现“零碳排放航空”，需要在氢燃料系统和储罐、氢燃气轮机、氢燃料电池等 6 个领域取得革命性的技术突破。通过开发可持续航空燃料(SAF)和加速液氢飞机发展，将能保障实现 2050 年的净零排放目标。如果到 2035 年，中型氢动力飞机投入使用，到 2037 年，氢动力窄体飞机投入使用，到 2050 年，50%的商用机队将使用氢动力，那么到 2050 年，航空业的全球累计二氧化碳排放量将减少 40 亿吨，到 2060 年将减少 140 亿吨。

以液氢作为民航飞机、无人机等航空设备燃料成为发展趋势，波音、空客

等飞机制造巨头已经成功试飞了氢燃料电池提供动力和电力的飞机，正在开展液氢燃料相关技术研究和验证工作。我国出台的《氢能产业中长期发展规划（2021-2035年）》中明确表示：“积极探索燃料电池在船舶、航空器等领域的应用，推动大型氢能航空器研发，不断提升交通领域氢能应用市场规模。”“结合重点区域生态环保需求和电力基础设施条件，探索氢燃料电池在船舶、航空器等领域的示范应用。”

作为新兴产业，氢能与未来航空产业发展关系密切。为了使氢动力飞行真正变成现实，需要对飞行器进行重大革新，这意味着从机体布局到发动机，再到燃料储存系统，几乎所有的部件都需要重新设计。此外，氢动力飞行的发展前景还与氢能源供应链体系的构建有着密切联系。据相关研究预测，到2025年氢动力技术成熟度至少达到6级才有望在2030~2035年形成相关产品进入市场。

在军需能源领域，氢燃料电池的低红外、低噪音特征将带来显著的军事效益，随着氢燃料电池技术日益成熟，在未来野战车、侦察车、无人机、野外移动电源、空间电源等领域将具有广泛的潜在用途。美军侦察车、战车、运输车开始应用氢燃料电池打造全新全电动化平台，我国天宫空间站已经开展氢燃料电池的空间应用试验。液氢作为氢燃料电池原料便携保障的最佳方式之一，未来在军需能源领域也将广泛应用。

#### 8.5.4.2 交通领域

氢能作为一种来源广泛、清洁无碳、被视为最具发展潜力的终极清洁能源，其技术开发和应用是交通领域深度脱碳的重要选择。

全球主要经济体都在布局氢能交通产业。截至到2021年底，全球氢燃料电池汽车保有量近5万辆，加氢站数量685座，其中亚洲363座，欧洲227座，北美86座，中国、日本、韩国、美国、德国等国排名靠前。根据国际氢能委员会预测，到2050年，全球氢能产业将创造3000万个工作岗位，减少60亿吨二氧化碳排放，创造2.5万亿美元的市场规模，

当前中国氢能交通产业总体处于市场导入期，应用需求主要受政策支持力度、技术成熟度、脱碳进程等因素影响。短期内，中国氢能交通运输领域是氢能需求的增长点，氢燃料电池汽车的大规模推广成为关键驱动力。中国在国家氢燃料电池示范城市群正式公布后，氢燃料电池汽车保有量迎来快速增长。

2022年1-9月，全国燃料电池汽车产量2374辆，销量2092辆，相比2021年同期分别增长170.7%和130.7%；截至到2022年9月底，全国燃料电池汽车累计销售11030辆。加氢站方面，截止到2021年底，中国建成加氢站218座；截至到上半年，建成加氢站>270座(投营183座)，数量上为全球第一，主要集中在东部沿海等氢燃料电池汽车产业发展较为领先的省市，5大示范城市群加氢站数量超50%。根据欧阳明高院士等人预测，到2025年我国燃料电池车产量有望达到10万辆，加氢站1000座；2030年达到100万辆，加氢站5000座。根据氢能联盟数据，未来预计我国氢气在交通需求方面，2030年达到156万吨，2040年达到899万吨。

中国以氢燃料电池商用车为主，主要包括重卡、公交、物流、冷藏、环卫等车辆，能发挥氢燃料电池汽车适合长途、重载、低温等特性，与锂电池车形成优势互补。2022年3月，国家发改委、能源局联合印发国家氢能顶层规划《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》，目标在2025年实现燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站。同时，结合道路运输行业发展特点，重点推进氢燃料电池中重型车辆的应用，有序拓展氢燃料电池等新能源客、货汽车市场应用空间。2022年11月，国家多部委联合发布《深入打好重污染天气消除、臭氧污染防治和柴油货车污染治理攻坚战行动方案》，要加快推动机动车新能源化发展，重点区域和国家生态文明试验区新增或更新公交、出租、物流配送、轻型环卫等车辆中新能源汽车比例不低于80%。有序开展氢燃料中重型货车示范和商业化运营，在京津冀、长三角、珠三角研究开展零排放货车通道试点。同时要求火电、钢铁、煤炭、焦化、有色等行业大宗货物清洁方式运输比例达到70%左右，重点区域达到80%左右。

图8-4为燃料电池商用车及加氢站发展技术路线图。主要分为三个阶段，当前处于市场导入阶段，2025年处于规模化示范阶段，2030-2035处于商业化发展阶段。具体如下：

当前阶段，燃料电池商用车整车成本150万元以内(重卡)，寿命约1万小时，平均续航里程350公里，冷启动温度零下30℃，驱动方式为集中式。推广车型包括公交、城市物流、环卫，也有部分短途客运及中重卡。在车载储氢系统方面主要是 $3.5 \times 10^7$  Pa III型瓶，质量储氢密度3~4%，另外也有部分企业开始示

范应用液氢储存系统。与车辆储氢系统相匹配，当前的加氢站主要是以  $3.5 \times 10^7$  Pa 气氢加注为主，少部分可以提供  $7 \times 10^7$  Pa 气氢加注，另有少量液氢加氢站在建(液氢储存+气氢加注模式)。

2025 年前，燃料电池商用车整车成本降低至 100 万元以内，整车寿命达到 40 万公里，大于 2 万小时，整车寿命与传统燃油车相当，平均续航里程 500 公里，整车冷启动温度低于零下 35 °C。大功率燃料电池系统得到应用，系统成本进一步下降，预计 2025 年燃料电池累计产量达到 5 万台时，系统价格降至 2000 元/kW 以内(电堆约占燃料电池系统成本的 40~50%)。车载储氢系统方面，大规模应用高安全、低成本的  $7 \times 10^7$  Pa III/IV 型储氢瓶组，小规模应用液氢系统。燃料电池商用车的续航性、动力性、经济性、寿命等得到很大提升，推广车型增加到长途客运和中重卡。加氢站方面，主要提供  $7 \times 10^7$  Pa 气氢加注，站内储氢方式包括高压氢气储存和液氢储存。

2030-2035 年，燃料电池商用车整车成本进一步降低至 50 万元以内，与传统燃油车相比，无论是购车还是使用成本均有优势，整车寿命进一步提高至 100 万公里，整车冷启动温度低于零下 40 °C，低温适应性进一步得到提升。燃料电池系统方面，180 kW 以上的大功率燃料电池系统得到应用，同时成本进一步降低至 500 元/kW 以内。车载系统方面，深冷高压气氢、液氢技术均有应用，以实现续航里程的增加和加注效率的提升。在这一阶段，燃料电池商用车如同现在市场占有率快速提升的锂电乘用车，实现了大规模商业化推广。加氢站方面，可以同时提供  $7 \times 10^7$  Pa 气氢、深冷高压气氢以及液氢加注，站内储氢方式更加多元化。



图 8-4 氢能燃料电池商用车技术路线图

## 8.6 政策与标准体系保障

### 8.6.1 氢液化、储运及应用标准化现状

随着液氢的应用发展，氢液化、储运标准工作逐步推进。国际上，国际标准化组织氢能技术委员(ISO/TC197)制定发布了两项液氢直接相关的 ISO 标准，见表 8-3，主要针对车用液氢燃料瓶(箱)和液氢加注接口。美国是全球制定液氢标准最多的国家，其中，美国压缩气体协会(CGA)、美国消防协会(NFPA)、美国机械工程师学会(ASME)、美国国家航空航天局(NASA)、美国航空航天学会(AIAA)、美国国防部(DOD)分别针对液氢储罐的设置、安装、操作及液氢管道等方面制定了系列标准。欧洲工业气体协会(EIGA)制定了液氢储存、操作和加注安全标准，俄罗斯制定了液氢技术条件标准。

表 8-3 国内外液氢标准

序号	标准化机构	标准号	标准名称
1	国际标准化组织(ISO)	ISO 13985:2006	Liquid hydrogen -Land vehicle fuel tanks
2		ISO 13984:1999	Liquid hydrogen - Land vehicle fuelling system interface
3		ISO/TR 15916-2015	Basic considerations for the safety of hydrogen systems
4	美国压缩气	CGA P-12-2017	Safe handling of cryogenic liquids
5		CGA PS-17-	CGA position statement on underground installation of li



	体协会	2004	iquid hydrogen storage tanks
6	(CGA)	CGA P-28-2014	Risk management plan guidance document for bulk liquid hydrogen systems
7		CGA P-41-2018	Locating bulk liquid storage systems in courts
8		CGA H-3-2019	Standard for cryogenic hydrogen storage
9		CGA P-8.8-2017	Safe design and operation of cryogenic enclosures
10	美国消防协会(NFPA)	NFPA 55-2016	Compressed gases and cryogenic fluids code
11	美国国家航空航天局(NASA)	GLM-QS-8715.1.6-2019	Glenn Safety Manual -Chapter 6 Hydrogen
12	美国航空航天学会(AIAA)	ANSI/AIAA-G-095 A-2017	Guide to safety of hydrogen and hydrogen systems
13	美国国防部(DOD)	DOD6055.09-STD-2016	Ammunition and explosives safety standards: general explosives safety information and requirements
14	欧洲工业气体协会(EIGA)	Doc 06/19	Safety in storage, handling, and distribution of liquid hydrogen
15	俄罗斯国家标准(GOST)	ГОСТ 56248-2014	ВОДОРОД жидкий Технические условия
16	美国机械工程师学会(ASME)	ASME B31.12-2019	Hydrogen piping and pipelines

长期以来，航天领域液氢标准化工作稳步推进。根据《军用标准化管理办法》，军用标准包括国家军用标准和各部门、各单位为军事技术装备制定的专业标准和企业标准。经统计，我国目前已发布液氢相关军用标准 12 项，其中，国家军用标准 7 项，航天工业行业标准 5 项。相关标准涵盖了液氢质量、储运、安全、加注、生产等方面。2021 年，国家标准化管理委员会批准发布了我国首批 3 项液氢国家标准。此外，中国技术监督情报协会发布了液氢容器相关团体标准 1 项，见表 8-4。此外，2021 年，新修订的 GB 50516-2010《加氢站技术规范》和 GB 50156《汽车加油加气加氢站技术标准》加入了加氢站液氢储存的相

关要求。

表 8-4 国内液氢标准清单

序号	标准号	标准名称
1	GJB 1474.3-1992	航天发射场推进剂使用规则：液氢
2	GJB 2645 A-2019	液氢包装贮存运输要求
3	GJB 5405-2005	液氢安全应用准则
4	GJB 6763-2009	航天发射场低温推进剂系统安全准则
5	GJB 7763.1-2013	航天发射场低温推进剂加注系统设计规范 第 1 部分：液氢
6	GJB 7910-2012	航天发射场低温推进剂加注规程
7	GJB 71 A-2019	液氢火箭发动机用液氢规范
8	QJ 3028-1998	液氢加注车通用规范
9	QJ 3108-1999	运载火箭液体推进剂安全检测规定
10	QJ 3271-2006	氢氧发动机试验用液氢生产安全规程
11	QJ 3234-2005	常规液体推进剂安全防护器材管理要求
12	QJ 20341-2014	液体推进剂研制、生产、试验事故应急预案编制规则
13	GB/T 40045-2021	氢能汽车用燃料 液氢
14	GB/T 40060-2021	液氢贮存和运输技术要求
15	GB/T 40061-2021	液氢生产系统技术规范
16	T/CATSI 05006-2021	固定式真空绝热液氢压力容器专项技术要求
17	GB 50516-2010	加氢站技术规范
18	GB 50156(2021年修订版)	汽车加油加气加氢站技术标准

当前，国内外尚未建立涵盖液氢制取、储存、运输、应用全链条的液氢标准体系，现行液氢标准以液氢储存、安全、操作等为主，低温材料、氢液化设备和系统、液氢储存容器/气瓶、液氢槽车、高压低温复合储运氢等方面的标准缺失。

### 8.6.2 氢液化、储运及应用标准化发展目标

我国正在推动构建氢能产业标准体系，液氢是氢能产业标准体系的重要组成部分，基于霍尔三维结构模型，从技术路径、系统层级和生命周期三个维度

对氢液化、储运及应用所涉及的要素、装备、活动等方面进行描述(见图 8-5)，明确标准化对象和范围。

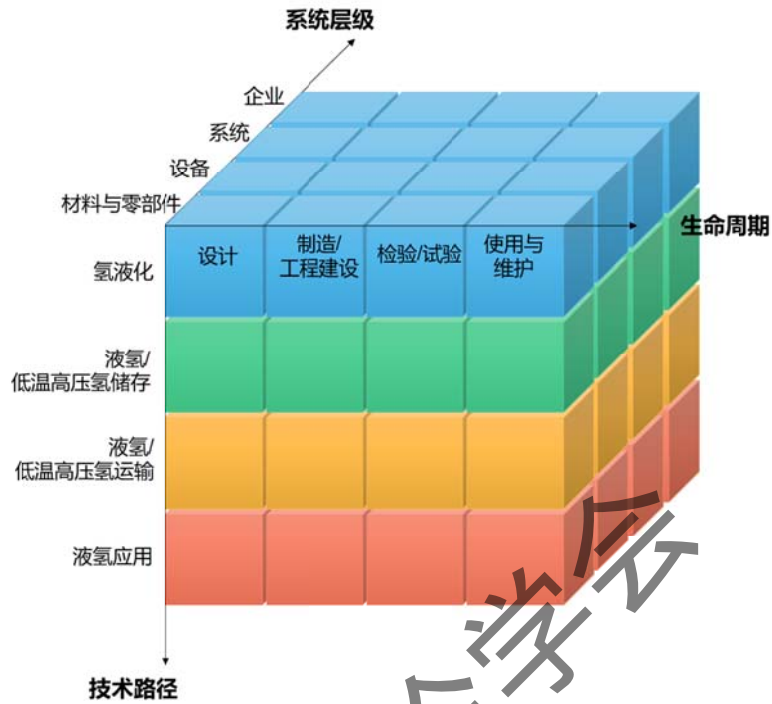


图 8-5 氢液化、储运及应用标准体系构架

氢液化、储运及应用技术标准体系由 5 个子体系，24 个技术领域构成，见图 8-6。具体包括：

**基础与安全：**液氢相关基础与安全标准缺失，建议加快制定术语定义、液氢质量与检测、低温氢安全、低温临氢材料、氢液化系统能耗与能效评价、液氢环境影响评价等方面的标准。

**氢液化：**我国正在加快推动氢液化装备和系统的国产化进程，建议加快布局氢液化装备、氢液化系统(含压缩设备、透平膨胀机、低温换热器等)、液氢工厂工程建设、氢液化系统/工厂安全与管理等方面的标准。

**液氢储存：**依托科研项目，建议加快布局固定式液氢压力容器(包括液氢柱形储罐、大型液氢球罐、低温高压复合储氢容器、加氢站用液氢容器)、车载液氢瓶、低温高压复合储氢气瓶、液氢储存系统安全等方面的标准。

**液氢运输：**为支撑液氢远距离运输和液氢应用发展，建议研究制定液氢汽车罐车、液氢管式集装箱、液氢运输安全、液氢运输船、液氢管道等方面标准。

**液氢应用：**液氢可广泛应用于交通、储能、航空航天、电子工业、化工等

领域，液氢加氢站是液氢应用的重要设施，相关标准应与现行标准协调一致。

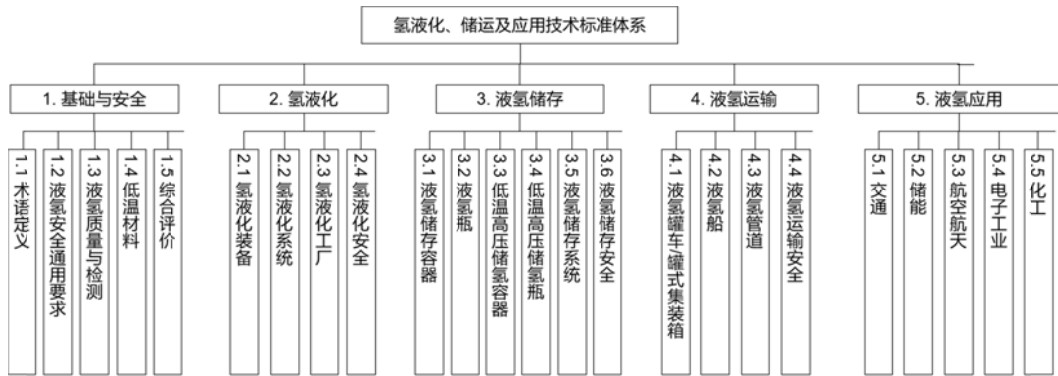


图 8-6 氢液化、储运及应用标准体系框架

标准化工作应与液氢技术和产业技术研发协同发展，基于液氢技术发展路线和应用需求，提出氢液化、储运及应用标准发展路线图(2022年~2035年)，如图 8-7 所示。



图 8-7 氢液化、储运及应用标准发展路线图

### 8.6.3 氢液化、储运及应用标准化发展重点

#### 8.6.3.1 健全氢液化、储运及应用标准体系，加快推动关键标准研制

基于氢能全产业链标准体系和氢液化、储运技术与应用发展现状和趋势，逐步建立健全氢液化与储存运输标准体系，统筹规划，系统布局，为液氢标准化工作开展提供指导。面向应用，推动技术研发和标准研制协同发展，加快将氢液化装备、液氢储存运输压力容器等相关技术攻关成果转化成为标准，推动先进技术的示范应用。团体标准先行，行业/国家标准和国际标准同步布局，推动国产化先进技术和产品走向市场。强化标准的实施应用，做好液氢标准的宣贯培训，不断提升专业技术人员的标准化水平，以标准为抓手带动液氢产业规范化、高质量发展。

#### 8.6.3.2 推进液氢储运特种设备标准建设，尽快出台急需标准

氢液化、储运、加注环节使用到的液氢储存、运输装备都属于特种设备。液氢产业的发展，离不开健全的特种设备标准体系。但目前液氢储运标准缺口较大，已成为液氢产业发展的瓶颈之一，需加快推进相关标准制定。结合科研项目和产品研发需求，开展金属材料在液氢深冷环境中的强度、韧性测试与评价；绝热吸附材料及碳纤维复合材料等非金属材料在深冷环境中的功能稳定性、力学性能测试与评价等材料测试标准研制。针对液氢产业中液氢储运设备标准的迫切需求，尽快完成真空绝热液氢容器/球罐、罐车、罐箱等产品的设计方法、型式试验、制造工艺、检测测试等方面的技术标准制定，有序开展液氢气瓶、低温高压储氢容器/气瓶等产品标准的研制。完善涉氢特种设备运行维护及安全监管标准体系，有序推进涉氢特种设备操作使用、安全运行、定期检验、在线监测，以及基于大数据、物联网特种设备风险管控与安全监管的标准规范建设。

#### 8.6.3.3 加强氢液化、储运及应用国际标准布局，推动先进技术产品走出去

建立健全液氢领域国际标准化发展机制，鼓励大专院校、科研机构、龙头企业的专家，积极参与国际标准化活动。组织开展国际标准化培训，不断提升技术专家的国际标准水平。强化国际合作交流，积极参与氢液化、储运及应用相关国际标准化活动，参与相关国际标准起草和研讨，积极发表中国意见。在氢气透平膨胀机、低温换热器、液氢储存容器、液氢加氢站、液氢重卡等重要

领域，提前规划布局国际标准，支撑我国技术和产品走出去。

中国制冷学会

## 9 中国氢液化、储运产业发展行动倡议

能源安全、能源清洁化是重大国家战略。氢能源是 21 世纪最清洁能源，元素资源丰富、储能时间长、能量密度大，未来氢能可广泛用于能源企业、交通运输、工业用户、商业建筑等领域。

当前，氢能产业化发展面临诸多关键问题，特别是其中的规模化、低成本制取及长距离输运等技术一直是氢能应用过程中的瓶颈问题。液氢在制、储、运方面的优势更加适用于氢能的规模化、商业化供应。同时，随着氢能终端应用产业的快速发展，也将倒推对液氢需求的增长。液氢技术路线必将成为国内民用氢能开发应用的重要技术方式之一。以液氢作为氢能规模化发展载体将适用于我国氢能发展路线。我国液氢产业在未来 5~10 年将迎来重大发展机遇期，并逐渐向民用、商用转变。

### 9.1 把握氢能发展方向，引领未来液氢重点发展领域

随着我国“双碳”目标的提出，清洁能源产业开始迅速推进，作为“零碳”能源-氢能的重要高效载体，氢储能和氢燃料电池领域受到行业越来越多的关注。

随着技术路线的不断迭代，未来氢储能与燃料电池将逐步形成商业化闭环良性发展，例如，大规模的弃电或无法在当地消纳的电量可通过绿电制氢的方式存储，随后通过下游的燃料电池发电，调剂各地的发电和用电成本，可实现有效利用资源，保证各地绿色能源的经济性和充足性。

在氢储能方面，主要的技术路线及发展方向一是需开发更轻质化、更高储氢密度的新型储罐。二是进一步开发液态储氢和基于材料储氢等储氢技术。多种储氢技术在不同的领域和场景中互为补充，进一步提高储氢效率。

液氢是非常好的一种氢储能方式。就储能密度而言，液氢储能是压缩空气储能的 27 倍，是压缩氢气储能的 7.4 倍。液氢储氢已在多个国家应用并取得突破。在产能方面，世界范围看，全球目前已有数十座液氢工厂，总产能约为 486 吨/天。其中，美国液氢产能约 326 吨/天，加拿大约 81 吨/天，欧洲约 26 吨/天，日本 45.6 吨/天，南美 2.5 吨/天，国内产能约为 5 吨/天。在应用领域，我国液氢应用目前多用于航天领域，未来有逐步引入民用的趋势，而国外液氢民用则较早进入高速发展的快车道。液氢率先在欧美民用市场逐渐成熟，目前美

国 1/3 加氢站为液氢储氢模式，液氢民用占据主流市场，其中 33.5%用于石油化工行业，37.8%用于电子、冶金等其他行业，10%左右用于燃料电池汽车加氢站，仅有 18.6%的液氢用于航空航天和科研试验。在液氢的运输上，2021 年日本首次实现将液氢作为能源进口的形式，进入液氢储能发展的新时代。

在燃料电池方面，主要的技术路线及发展方向一是完善氢能源汽车产业链，逐渐实现氢燃料电池商业化应用，二是丰富拓展更多新能源商用车如氢能源叉车、挖掘机等工程机械场景，三是拓展氢燃料电池在动力发电领域的应用。

《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书》显示，到 2030 年，中国燃料电池车辆保有量达 200 万。在“氢能热”大潮裹挟下，目前我国氢能燃料电池产业集群已然形成，整个产业链布局初见雏形，商业化应用正迅速驶入“快车道”。

氢燃料电池可实现氢能的移动化、轻量化和大规模普及，能广泛应用于交通、工业、建筑、军事等领域，氢能叉车、氢能重卡、氢能塔式起重机、氢能挖掘机等设备均已成功应用。20 世纪 60 年代，氢燃料动力电池就已经成功应用于航天领域，往返于太空和地球之间的阿波罗飞船就安装了这种体积小、容量大的装置。随着氢能技术发展，未来氢燃料电池将在电力、船舶、航天等领域有重要运用，日本在 2021 年就已经实现液化氢运输船的首航，我国第一艘氢燃料动力船也于 2022 年 5 月开建。

氢燃料电池的大规模、低成本发展依赖于液氢技术的成熟应用。液氢适用于较远距离的运输，液氢运输的成本随着运输距离的增加而降低，因此利用液氢储运方式运输氢、配套建设液氢储运型加氢站，是氢燃料电池在交通领域推广的先决条件。目前国内还没有建立起相对完善的液氢加氢站做基础配套，且上游规模化液氢的制氢、储氢、运氢体系亦不完善，在液氢制取、储运等方面仍有诸多瓶颈仍待“破冰”。

## 9.2 突破液氢关键技术问题，实现液氢技术及装备国产化

我国液氢技术尚处于起步阶段，仅有的几套氢液化装备单套产能较小，主要面向航天领域生产液氢。由于缺乏相关民用标准，国内尚无液氢民用案例，加之相关关键设备进口受限，导致我国液氢产业各个环节都比较薄弱，制约了氢气的规模化应用。因此为了推进氢能产业链的协同、良性发展，我国应重点



着力在大型氢液化装备开发、液氢储存容器研制、液氢加氢站设备研制及工程建设、车载液氢供氢等领域发力，尽快实现液氢相关技术和装备的突破。

在液氢制取方面，我国的液氢产能只有全球液氢产能的1%，差距较大。目前国内已开展10-30吨/天的氢液化装置研制，我国还需进一步针对50~100吨/天的更大规模、更低能耗氢液化系统、大流量氢透平膨胀机、大流量氢气压缩机、高活性OP转换催化剂等重点领域开展技术攻关，降低氢气液化成本，早日突破大型氢液化关键技术壁垒。

液氢存储方面，国外液氢储罐的设计制造能力已达到最大3800 m<sup>3</sup>，相关技术主要由美、日、俄等国掌握；而国内液氢储罐设计制造能力上限为300 m<sup>3</sup>，与国际先进水平相比有较大差距。目前国内正在研制容积400 m<sup>3</sup>的液氢球罐，而美国、日本、俄罗斯等国外氢能技术发达国家已经在开展万方级液氢储罐的研发。低漏热、高容积效率液氢容器的研制将是我国液氢存储技术发展的重要研究方向

液氢运输方面，低温液态氢运输的运氢能力大，可减少车辆运输的频次，提高加氢站的供应能力，适用于距离长、输运量大的情况。日本和美国都已将液氢罐车作为加氢站运氢的重要方式之一。低温液氢交通运输可分为汽车液氢罐车、铁路液氢罐车和专用驳船，液氢槽车是液氢运输的关键设备，我国尚无成熟的商业化液氢槽车，铁路液氢罐车和专用液氢驳船更是缺少相关研究经验，因此液氢储运的关键设备的国产化将是我国液氢储运领域的重要研究方向。

加氢站方面，液氢输运与储存方式在未来氢能产业链中将越来越重要，是氢燃料电池规模化应用的必然手段，因此液态储氢加氢站是今后加氢站建设的主要选择之一。液氢储存型加氢站以液氢的方式进行储存，再利用液氢泵将液氢进行增压，然后利用高压气化器将液氢气化为高压氢气，存入储氢瓶组，从储氢瓶组中取气加注到有加氢需求的燃料电池车内。该工艺系统还可以利用液氢的低温冷能，用于加注前的氢气预冷，此种“先增压后气化”相较于先气化后通过压缩机压缩气态氢的工艺，液氢泵的能耗要远低于压缩机能耗，所以运用广泛。液态储氢加氢站的难点在于整个加注系统的关键设备仍处于研发试验状态，成熟产品较少，难以满足建站需求，特别是高压液氢泵既涉及到低温和高

压，是目前液氢路线上的最大难点之一，需要材料、流体、传热等多学科共同解决。

### 9.3 建立健全液氢储运标准体系，助力液氢产业健康、快速发展

国际上各国对液氢标准的关注度一直较高，美国民用液氢标准较多，日本等其他国家则是以国际或其他标准为主。国际标准化组织氢技术委员会 (ISO/TC197) 目前仅发布两项液氢标准，分别与加注接口和液氢燃料罐相关，在液氢的生产、储存、运输和应用整个产业链各环节还存在很多标准空白。我国液氢应用目前主要参照标准国家军用标准 GJB 2645-1996《液氢运输包装贮存标准》、GJB 5405-2005《液氢安全应用准则》和 GB 50516-2010《加氢站技术规范》。2021年5月，国家标准委批准发布了《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》3项国家标准，进一步推动了液氢民用化进程，给企业开展技术研究和建立生产线提供了依据，也给政府审批液氢项目提供了参考。然而，液氢产业目前仍有部分标准缺失，一定程度上阻碍了液氢规模化发展。

加快液氢产业发展必须建立健全液氢标准体系，而储运环节的标准体系是液氢标准体系建立中最迫切的问题。在加快国家标准制定和发布的同时，应率先鼓励地方标准、团体标准和行业标准的制定和发布，推动相关法规的颁布实施，以促进液氢储运技术的发展。另外，从氢能产业发展实际需求层面出发，积极参与液氢领域的国际标准提案和研制，进行液氢相关国际标准布局，争取国际话语权对我国液氢产业发展同样意义重大。

### 9.4 结束语

综上所述，如果氢气不能长期低成本地存储、不能便捷运输，则氢能就无法广泛应用。因此存储和运输是氢能源产业迫切需要解决的问题，而储氢与运氢问题的源头，在于液氢。液氢是突破整个氢能体系规模化、商业化运营瓶颈的必由之路，同时也是实现“碳中和”目标的必由之路。

参考国外氢能发展路线和 LNG 的发展历程，我们应制订基于液氢的产业路径，分析液氢路线优缺点，为液氢产业链中液氢存储容器、运输车辆等相关制造产业提供指导和规范，推动相关政策法规的实施，加快液氢民用的进程。

技术上，我们应加大研发力度，提升液氢产量、降低液化能耗，开发相关储运设备及加氢站关键设备，从而逐步解决氢气液化、储运的技术瓶颈与规模化约束等重重难题，让绿氢从奢侈品变成经济品，实现中国氢能产业蓬勃发展。

中国制冷学会