

# “氢”心相助碳中和

中国氢能产业发展白皮书

## 前言

2020年,中国正式向世界宣布了“3060”双碳目标,即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。

对于这一目标的实现,作为一种清洁、高效、灵活且应用场景广泛的能源载体,氢能被寄予厚望。在政策和市场的双重驱动下,越来越多的企业开始布局氢能产业链,这其中包括跨国公司、投资公司、国有与民营大型企业和众多的创业型中小型企业。氢能行业有望成为新能源行业的新“风口”,迎来大发展。

但是,就像一枚硬币有正反两面一样,中国氢能产业也面临着核心技术短缺、成本高昂、基础设施薄弱等诸多亟需解决的难题。

相信在氢能产业链的共同努力下,随着这些难题的各个击破、逐步解决,氢能必将在中国的工业生产、发电、储能、供热、交通等领域逐步得到广泛应用,在双碳目标的实现过程中发挥其更大的作用。

未来十年内,科尔尼建议氢能产业链重点关注绿氢制合成氨、绿氢制甲醇、商用燃料电池车、直接还原铁炼钢和高等级供热等5大细分领域。当然了,其它领域也有望在中长期迎来爆发式增长。

# 一、被寄予厚望的氢能

当前，中国的能源体系主要以化石能源为主，碳减排压力非常大。中国是世界上最大的碳排放国，二氧化碳排放量约占全球总量的三分之一。中国的碳减排步伐是世界努力将全球升温幅度控制在 1.5°C 的一个重要因素。

于是，2020 年 9 月 22 日，作为有担当的、负责任的大国，中国国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布：“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，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。”

可以说，此次中国对深度脱碳的承诺为构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系提供了第一驱动力和根本遵循。

在双碳目标的背景下，如何选用更清洁的能源成为中国面临的现实问题。这其中，氢能具有零碳、高效、可储能、安全可靠等显著优势，是未来国家能源体系的重要组成部分，是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。

由此，一场以氢能为支点，瞄准碳达峰、碳中和的攻坚战已经悄然打响。不可否认的是，未来氢能将越发成为能源领域的主战场。

## 1. 人类的终极能源

作为在元素周期表中排位第一的氢，是最轻的气体，也是宇宙中最多的物质。在宇宙的普通物质中，大约 75% 为氢。氢的发热值极高，是一种仅次于核能的能量来源。最关键的是，氢燃烧之后的唯一产物是水，没有任何污染。因此，氢能被誉为“人类的终极能源”。

如今，氢能正逐步成为中国乃至全球能源转型发展的重要载体之一，是实现双碳目标的重要抓手，被寄予厚望。由此，中国对氢能的各类支持政策逐步出台。国家层面的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》已经发布，涉及战略定位、科技创新、基础设施建设、政策保障等诸多方面。而很多省市都出台了氢能相关的政策或规划。

在政策和市场的双重驱动下，包括跨国公司、投资公司、国有与民营大型企业和众多的创业型中小型企业在内的越来越多的企业开始布局氢能产业链。全产业链规模以上工业企业超过 300 家，集中分布在长三角、粤港澳大湾区、京津冀等区域。

从目前的政策推动和企业、资本入局的速度和强度来看，氢能源产业即将迎来爆发式的发展势头。

## 2. 不同“颜色”的氢

虽说氢是宇宙中含量最多的物质，然而，氢却很少单独存在，一般情况下只与其它化学元素结合而存在，如与氧气结合的水，与碳结合的有机化合物，如天然气。所以，要获得氢气就需要通过物理或化学的方法。

虽说氢气的最终成分一样，但是根据生产来源和碳排放量的不同，氢气可以分为灰氢、蓝氢、绿氢和紫氢四种类型。

**灰氢**是指通过化石能源、工业副产等生产的氢气，伴有大量的二氧化碳排放。灰氢是当前的主流氢气，约占全球氢气产量的 95%。灰氢中约 70% 来自于化石燃料燃烧，约 30% 是工业加工的副产品。灰氢主要应用于内部需求，即直接用于氢气生产站点。

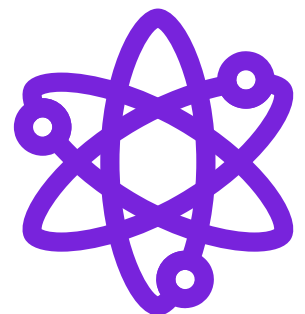
**蓝氢**是在灰氢的基础上，将二氧化碳副产品捕获、利用和封存(CCUS)而制取的氢气是灰氢过渡到绿氢的重要阶段。虽然蓝氢能够减少约 90% 的碳排放，但是二氧化碳的封存需要相对罕见的地质条件，这就限制了蓝氢的发展。

**绿氢**是利用可再生能源（如太阳能或风能等）发电后，通过电解工序制取的氢气。绿氢的制取技术路线主要为电解水，其碳排放可以达到净零。

**紫氢**，又叫红氢，是以来源丰富的水为原料，利用核能大规模生产的氢气。热化学循环工艺和高温蒸汽电解都是有望与核能耦合的先进制氢工艺。

这其中，绿氢是唯一具有全链路零碳排放的核心优势的氢气。可再生能源制氢未来将是提高可再生能源应用比例，构建清洁低碳、安全高效能源体系的最有效途径之一，有望成为最主要的制氢方式，市场前景广阔。

目前，中国能源行业积极投资可再生能源制氢，例如四川水电制氢、新疆光伏制氢、内蒙风电制氢等，为规模化生产清洁低碳氢能奠定了良好产业基础。绿氢产量的增加，将帮助作为氢能的头部消费国与生产国的中国在氢能市场乃至双碳领域中扮演更为重要的角色。



### 3. 多样的应用场景

作为一项深度脱碳技术，氢能化是电气化的最佳替代方案。在那些无法电气化、难以减排，或对电池有较高限制、电气化成本收益不高的应用场景中，氢能是最佳的能源脱碳解决方案。

从具体的下游应用来看，氢能的应用场景具有很强的多样性，主要在工业、化学品原料、建筑、钢铁生产、道路交通和区域轨道交通等行业。这其中，工业和交通运输等领域的氢能应用具有良好的示范作用。从短期来看，合成氨、甲醇和炼钢脱碳以及商用燃料电池车将具备较为理想的商业化前景。

### 4. 广阔的市场空间

氢能将在减少温室气体排放中发挥关键性作用，拥有广阔的市场空间。这一点毋庸置疑。

虽然现在很多机构都对氢能未来的市场空间作出了预测，预测的数据不一，但是，它们的预测都有一个共同的特征——从长期看来，未来中国氢能产业的发展空间巨大。

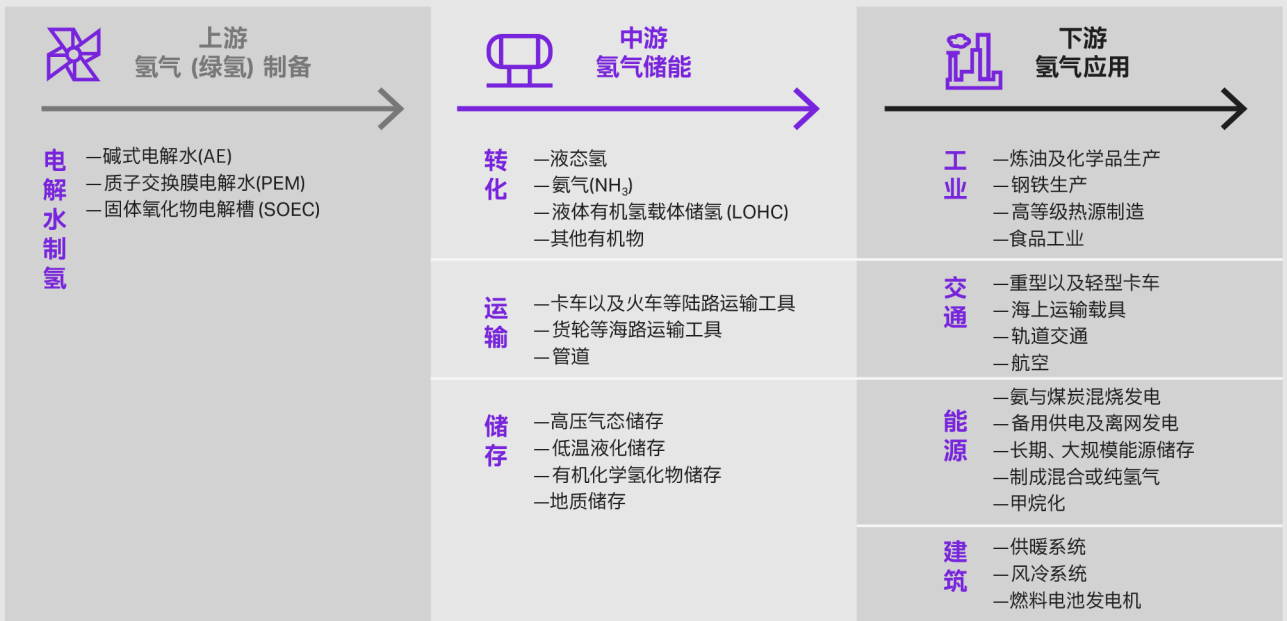
仅就氢气的产量而言，科尔尼认为，中国氢能市场规模预计将从 2020 年的 3300 万吨增加到 2060 年的 1.3 亿吨。其中，绿氢的产量将快速攀升。科尔尼预计，中国绿氢产量将从 2020 年的不到 100 吨，上升至 2060 年的超一亿吨，电解水制氢占比将逐步取代化石能源制氢和工业副产氢，成为中国占比最大的氢气来源。

## 二、万亿氢能产业链

根据产业链划分，氢能可以分为上游的氢气制备、中游的氢气储运和下游的氢气应用等众多环节，产业链条比较长、难点多。

从目前来看，科尔尼认为，中国氢能产业链已趋于完善。目前，中国已初步掌握氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，在部分区域实现燃料电池汽车小规模示范应用（如图 1）。

图 1  
氢能价值链以及相关技术概述



资料来源：科尔尼

## 1. 氢气制备

从技术路线来说，目前主要的制氢工艺包括电解水制氢、热化学循环分解水制氢、光化学制氢、矿物燃料制氢、生物质制氢和各种化工过程副产品氢气的回收。

中国要构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系，重点发展可再生能源制氢，严格控制化石能源制氢。

电解槽是绿氢制备的关键设备，其技术路线、性能、成本是影响绿氢市场走势的重要因素。目前，碱式 (AE) 电解槽与质子交换膜 (PEM) 电解槽较为成熟，已经商业化。而有很大发展潜力的阴离子交换膜 (AEM) 电解槽与固体氧化物 (SOEC) 电解槽仍处于实验室阶段，技术不够成熟 (如图 2)。

具体来看，碱式 (AE) 电解槽和质子交换膜 (PEM) 电解槽是目前全球和中国范围内具备商业化能力的唯二路径，且各有千秋。而对于中国来说，碱式电解水制氢最具经济性 (如图 3)。

## 2. 氢气储运

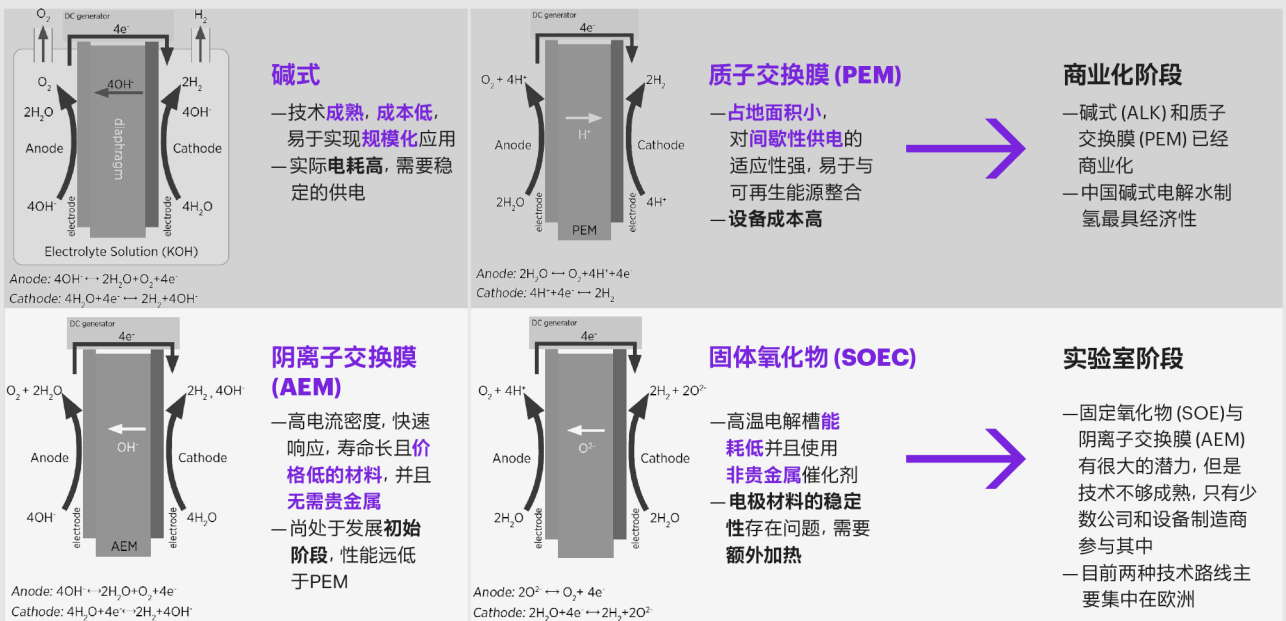
在氢能全产业链中，氢能的高密度储运是氢能发展的一个重要环节，同时也是中国氢能发展的瓶颈之一。

在储氢方面，根据氢气状态不同，可以分为高压气态储氢、低温液态储氢、有机液态储氢和固态储氢等形式。

目前，高压气态储氢的技术相对成熟，在成本方面具备优势，是中国现阶段主要的氢气储运方式。科尔尼认为，高压气态储运在中短期内仍将是储氢的主流方案，而未来低温液态氢储运有望逐步商业化。

有机液态储氢以及固态储氢的技术尚在积极开发中，能否成为主流形式，还有待市场验证 (如图 4)。

图 2  
目前四种电解槽类型



资料来源：国际可再生能源机构 (IRENA)，科尔尼

图 3  
电解水制氢技术路线对比

		碱式电解水	质子交换膜电解水	固体氧化物电解水	阴离子交换膜电解水
发展阶段		商业化-大规模	商业化-小规模	实验阶段/初期示范	实验阶段
成本	电解槽成本(元/kW)	¥ 1500 - 2000	¥ 5000 - 6000	¥ 13000	N/A
	电解槽效率	60% - 75%	70% - 90%	85% - 100%	N/A
	功耗效率(kWh/Nm³)	4.5 - 5.5	3.8 - 5.0	2.6 - 3.6	N/A
安装与维护	占地需求	大	小	目前未商业化	目前未商业化
	维护需求	维护成本高(包含碱性)	维护成本低		
电源稳定性需求		需要稳定电源	可以在稳定或波动的电源下工作	需要稳定电源	可快速启停

全球范围内主流商业化技术路线
商业化前景暂不明朗

资料来源：中国氢能联盟，中国知网，案头研究，科尔尼分析

图 4  
储氢技术对比

储氢方式		储氢技术	密度 (kg/m³)	能量输入 (kWh/kg H <sub>2</sub> )	优点	缺点
高压气态储氢	35	以特定压强压缩氢气，增加能量密度	3	-1	—水电解制氢在35巴压强下生成氢气 —在25°C压缩	—易燃
	150		11	-1		
	350		23	-4		
	700		38	-6		
低温液态储氢		-253°C低温压缩氢气	71	-9	—更经济，适用于空间有限且氢气需求高的场合 —液化1kg的氢气就要消耗4-10千瓦时的电量	—能量损失高 (尤其与液化天然气转换技术相比) —挥发率(最高1%/每天)
液氨储氢		与氮气化合反应	121	储氢过程3kWh/kg, 转换氢气过程最高8kWh/kg	—工艺成熟，可用现有基础设施	—有毒，空气污染 —转换氢气能量需求高
有机液态储氢 (e.g., MCH 甲基环己烷)		与MCH(甲基环乙烷) 混合储氢后，转换回氢气	110	储氢过程放热，转换氢气过程约12 kWh/kg	—无需冷却	—甲苯具有毒性，易燃，价格高，需要回运
金属氢化物储氢		与金属进行可逆化合反应，加热释放氢气	86 (MgH <sub>2</sub> )	4	—成本低，损耗少 —更安全 —比气体压缩能量密度高	—存储单元重 —充放电时间长 —寿命短

资料来源：《中国氢能及燃料电池产业白皮书》，专家访谈，案头研究，科尔尼

技术优势 低 中 高

在氢气运输方面，同样根据氢气状态不同，可以分为气态氢气输送、液态氢气输送和固态氢气输送三种类型，主要的运输方式有长管拖车、液氢罐车、管道运输。长管拖车是中国氢气运输的主要方式，所需的运输成本与基础设施投入相对较低，但运输规模与运输半径较为有限；液氢罐车将在液态储氢技术发展的基础之上逐渐成熟；氢气管道运输将是中长期氢气运输的重要组成部分（如图 5）。

在加氢方面，国内加氢站的主要类型有固定加氢站、撬装式加氢站和临时加氢站。

因地制宜地选取合适的加氢站类型为初期建设中的重中之重。从目前来看，固定加氢站的加氢速度快，在氢能大幅铺开后将是主流的加氢站建设模式。鉴于加氢站占地要求较高、审批较严等因素，油氢混建模式正在被中石化等加油站业主所采用。这将大幅节省占地面积并充分利用现有固定资产（如图 6）。

### 3.广泛的应用场景

氢能的应用领域和场景具有很强的多样性，除了用作燃料，还可作为原料应用于多个领域进行深度脱碳，主要包括工业原料、工业供热、交通运输、住宅取暖、发电等。其中，氢能是实现交通运输、工业和建筑等领域大规模深度脱碳的最佳选择（如图 7）。

图 5  
氢气储运设备及机遇研判

	长管拖车 	液氢罐车 	氢气管道 
<b>技术现状</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—长管拖车是国内最普遍的运氢方式，这种方法在技术上已经相当成熟</li> <li>—由于氢气密度很小且储氢容器自重重大，所运输氢气的重量只占总运输重量的1%-2%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—相对于国外成熟的液氢技术，国内标准缺失，仍未大规模运用</li> <li>—将氢气深度冷冻液化，再装在压力通常为0.6兆帕的圆筒形专用低温绝热槽罐内运输</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—我国氢气管网发展不足，布局有较大提升空间</li> <li>—由于氢气需在低压状态（工作压力1-4MPa）下运输，因此相比高压运氢能耗更低</li> </ul>
<b>成本</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—运输成本随距离增加大幅上升：50km内，运输成本接近5元/kg；500km时运输成本将逾20元/kg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—运输成本变动对距离不敏感：50-500km时，运输成本在13.51-14.01元/kg内小幅提升</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—运输成本与距离正相关：100km时，运氢成本为1.20元/kg，仅为同等距离下气氢拖车成本的1/5；500km时运输成本为3.02元/kg</li> </ul>
<b>适用范围</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—运输距离较近(运输半径200km内)</li> <li>—输送量较低</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—运输距离远(运输半径超过200km)</li> <li>—输送量大</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—运输距离远</li> <li>—输送量大</li> </ul>
<b>趋势研判</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—国内放宽对储运压力的标准，提高管束工作压力，从而降低运氢成本</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—液氢标准出台</li> <li>—储氢密度和传输效率都更高的低温液态储氢</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>—国内氢气管网建设提速，到2030年，我国将建成3000公里以上的氢气长输管道</li> </ul>

资料来源：专家访谈，案头研究，科尔尼

图 6  
国内加氢站主要建设类型

模式概览	固定加氢站	撬装式加氢站	临时加氢站
	—为氢燃料汽车及其他潜在客户提供加氢服务、站内配置、加氢装置、储氢瓶组、压缩设备等	—针对特定客户定制，将重点设备进行系统集成，且投资成本低，设备安装、扩容方便	—能满足客户前期对氢燃料车的运营测试、日常加氢操作和相应需求
日加注量	200 - 1000kg	200 - 1000kg	60 - 300kg
占地面积	2000 - 4000m <sup>2</sup>	800 - 1000m <sup>2</sup>	400 - 600m <sup>2</sup>
前景研判	—提高日加氢能力、形成“制、储、运、加、用”一体化将是加氢站发展重点	—考虑其安装便捷性，撬装式加氢站较为适合与加气、加油站合建，短期内是加氢站建设的优选方式	—建设成本和占地面积较低，但不利于安全使用、检查和操作，仅适用于内部使用
评论	一固定加氢：固定加氢站加氢速度快，在氢能大幅铺开后将是主流的建设模式 一油氢混建：鉴于加氢站占地要求较高、审批较严等因素，油氢混建模式正在被中石化等加油站业者采用，将大幅节省占地面积并充分利用现有固定资产		

资料来源：案头研究，科尔尼

图 7  
2030年绿氢应用场景以及需求预测



资料来源：案头研究，科尔尼



## 工业原料

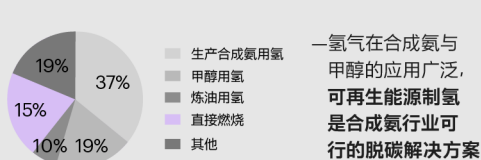
氢是重要的工业原料。氢在传统的化工行业中主要用于炼油，生产氨以及乙醇。合成氨与甲醇是目前中国氢气消纳的重要方式（如图 8）。

这些氢可以通过采用碳捕获、利用及封存技术（CCUS），或是以绿氢代替灰氢，进而帮助工业实现深度脱碳。科尔尼预计，利用绿氢开展合成氨行业深度脱碳将在 2030 年左右实现。

具体的脱碳路径主要根据使用场景进行进一步选择。例如，在钢铁生产环节，氢能化是唯一可以实现脱碳的方法。氢气主要用作还原气，以便将金属氧化物还原成金属。氢气除了用于还原若干种金属氧化物以制取纯金属外，在高温锻压一些金属器材时，经常用氢气作为保护气，以使金属不被氧化。而利用氢气炼钢，则省去了炼焦等高污染炼铁环节，能助推钢铁行业有效脱碳，其效用高于煤炭 CCUS，是未来 5 年行业的机遇所在。目前，已有部分企业发布了明确的碳减排拆解指标，直接还原铁工艺升级是其关注重点。

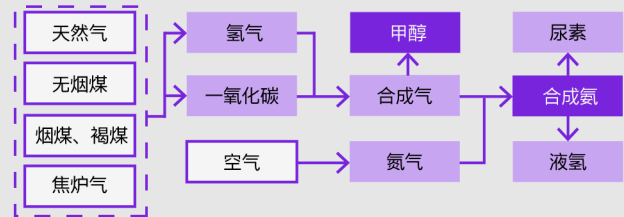
图 8  
氢气主要消费途径

### 2020年中国氢气主要消费途径占比



—氢气在合成氨与甲醇的应用广泛，可再生能源制氢是合成氨行业可行的脱碳解决方案

### 合成氨与甲醇合成原理



#### 合成氨

- 制备工艺** —国内合成氨工艺以煤化工路线为主(80%)，碳排放来自于煤气化制氢过程
- CO<sub>2</sub>排放规模** —国内合成氨二氧化碳排放量在约亿吨，接近占国内碳排放总量约2%
- 绿氢应用前景** —如若未来合成氨年产量保持~5000万吨水平，合成氨对于绿氢一年的需求量约为 900万吨左右<sup>1</sup>
- 绿氢规模化替代** —2030年左右
- 评论** —合成氨工业是一个必需但又高耗能、高排放的工业，绿氢替代将带来合成氨行业的深度脱碳

#### 甲醇

- 甲醇与合成氨相似，两者都采用煤气化或天然气重整技术，碳排放体现在合成气制备过程中
- CO<sub>2</sub>排放量约2亿吨，与合成氨排碳放量水平相当
- 可使用绿氢来平衡煤制甲醇或天然气制甲醇过程的氢碳比
- 绿氢盈亏平衡点须达到与灰氢平价的水平
- 2030年左右
- 推动液态阳光甲醇规模化（万吨至百万吨级）合成的工业化示范试点，并通过项目补贴等手段鼓励绿氢替代技术的研发和应用

1. 按照1吨合成氨耗0.18吨氢气计算

资料来源：专家访谈，案头研究，科尔尼

## 工业供热

生产高品质热能是氢气的另一个潜在用途，且具有一定的竞争力。但其主要的应用场景仍停留在生物质能以及碳捕获、利用及封存技术不可用时，且依赖成熟的碳交易市场的撬动。

## 住宅供暖

作为燃气供暖、烹饪的低碳替代品，小于 20% 的氢能掺入率，可以为部分没有燃气设备的家庭提供低碳替代品。

待氢能源网络完全铺开，其将作为住宅供暖的主要燃料。燃料电池的热电联产可以作为其相关替代方案。

## 交通运输

在交通运输中使用氢能可以进一步降低碳排放，推动各地的脱碳战略。其中，长途公路运输、铁路、航空及航运将氢能视为脱碳的重要燃料之一。

科尔尼认为，燃料电池车能量密度高，加注燃料便捷、续航里程较高，更加适用于长途、大型、商用车领域，未来市场前景广阔，有望与纯电动汽车形成互补并存的格局。

## 发电

作为电力储运中的重要一环，氢能在发电端发挥作用。

考虑到许多可再生能源的不稳定性，氢能源在电力脱碳转型中将起到重要的作用。当然，发电厂首先需要将现有的燃气发电机更换成氢涡轮机。但是，短期内利用氢气发电的经济性较差，技术需要持续探索。

综上，科尔尼建议，未来十年内重点关注绿氢制合成氨、绿氢制甲醇、商用燃料电池车、直接还原铁炼钢和高等级供热等 5 大细分领域，其它领域也有望在中长期迎来爆发式增长。

## 三、氢能发展的四只“拦路虎”

无论是可再生能源发电企业的跨界入局，还是新能源车企的布局，抑或是其它关联企业的参与，对于氢能产业的进一步发展壮大都大有裨益。

但是，就目前而言，中国氢能产业仍处于发展初期，相较于国际先进水平，仍存在产业创新能力不强、技术装备水平不高、支撑产业发展的基础性制度滞后，产业发展形态和发展路径尚需进一步探索等问题和挑战。

面对新形势、新机遇、新挑战，需要包括氢能供应链、技术、商业模式在内的整个生态系统联动发展，加强顶层设计和统筹谋划，进一步提升氢能产业创新能力，不断拓展市场应用新空间，引导氢能产业健康有序发展。

### 1. 成本高昂

高成本是目前中国氢能产业推广的主要拦路虎。从目前来看，氢能产业链的制氢成本、建站成本等都很高昂，限制了氢能产业的大规模发展。

目前，制约包括氢能汽车大规模推广应用的除了高购置成本之外，高使用成本也是不容忽视的问题，尤其是高昂的氢气价格。中国氢气成本在氢气售价中的占比达 70%。目前，电解水的制氢成本约为 3-5 元 /Nm<sup>3</sup>，仍显著高于化石燃料制氢和工业副产氢。

好在近年来光伏等可再生能源的成本在不断降低。

不仅如此，电解水制氢设备的成本也在不断降低。对碱式电解槽来说，除降低可再生能源电费外，其它正在探索的降本举措包括革新槽体组件材料、扩大电解槽尺寸、采用零极距设计、扩大绿氢下游应用等。而对 PEM 来说，贵金属催化剂、膜电极、气体扩散层、双极板等组成部分拥有降本空间，但是革新难度普遍较大。

在理想情况下，科尔尼预测，碱式和 PEM 的成本都将在 2035 年左右低于灰氢，届时碱式和 PEM 将在各自适用的领域和场景实现大规模的绿氢生产。在电解槽成本与可再生能源电价下降的共同助推下，电解水制氢成本有望在 2035 年左右实现与灰氢平价。

此外，加氢站的建站成本高昂是氢能行业大规模铺开的关键掣肘。近年来，中国加氢站数量逐年攀升。但是，加氢站核心部件主要依赖进口，使得加氢站的建设成本昂贵，建一个加氢站需要1500万~2000万人民币。科尔尼预计，在国家及地方政策的强力推动下，中国加氢站数量有望在 2050 年突破万座，加氢站累计投资额逾 600 亿元，实现约 16% 的年复合增长率。

随着氢能产业链各环节的逐步突破，无论是生产端、储存端与运输端，还是应用端的成本都有望大幅下降。

## 2. 核心技术及材料短缺

从技术上来说，氢能全产业链的技术复杂度不容小觑。

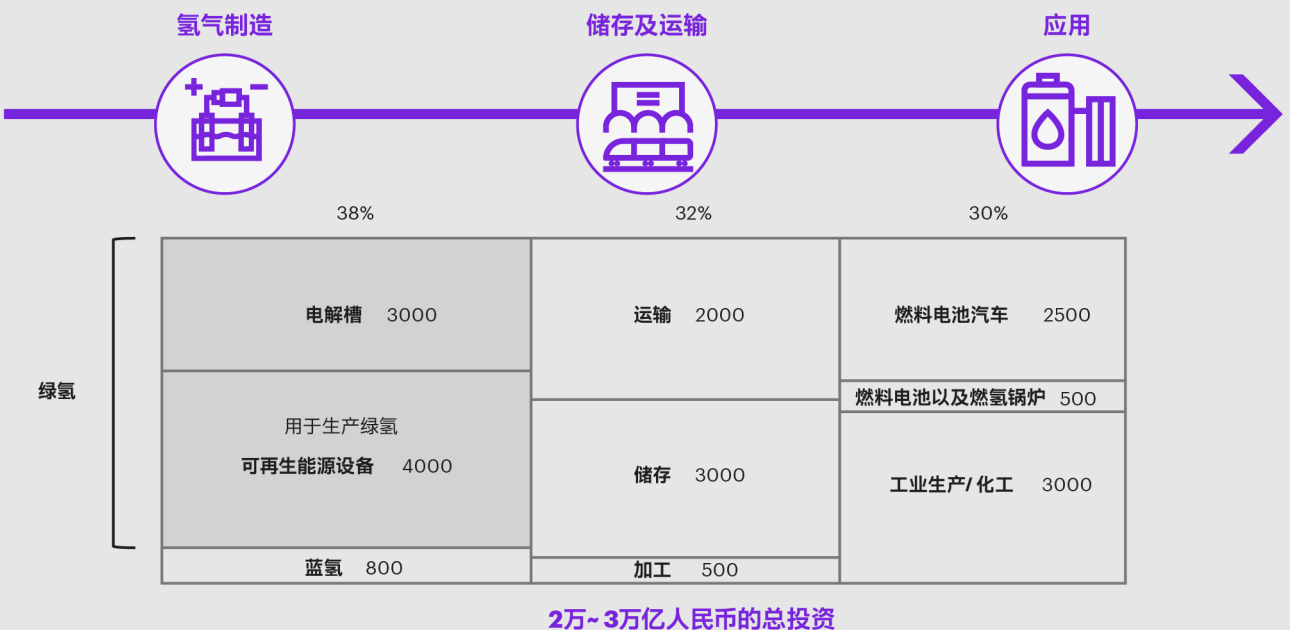
虽然此轮氢能发展的一个突出特点就是技术突破，但与国际先进水平相比，目前中国关键技术仍有差距，现有技术经济性还不能完全满足实用需求，技术路线仍不够成熟，许多技术难题有待解决，距离大规模市场化，还有很长一段路要走。这就需要采取多种措施赋能技术，从氢能制备、储运、加注、燃料电池、氢储能系统等主要环节创新突破，重点突破“卡脖子”技术，全面提升基础研究、前沿技术和原始创新能力。

经过数十年的技术研发，碱式电解槽本身的迭代更新进展偏慢且难度较大，未来生产工艺的优化及规模化生产将会是行业的核心关注点。

中国氢能产业某些核心材料严重依赖于进口。例如，固定氧化物与阴离子交换膜有很大的发展潜力，但是技术不够成熟，只有少数公司和设备制造商参与其中。核心材料缺失制约着中国氢燃料电池行业的发展。

为了形成有效的氢能源体系，提高氢能的技术经济性，针对技术、设备和材料的大规模投资必不可少(如图9)。这其中，科尔尼认为，绿氢的生产、储存以及供给，和燃料电池是未来十年的发展重点。

图 9  
2030年在每项技术以及设备上所投入的资金(亿元)



资料来源: 科尔尼

### 3. 激励措施不足

激励措施与发展框架的细节将决定氢能的成功道路。

当前的氢能技术仍需要继续进行研发投入与补贴。但是，目前中国促进氢能产业发展的政策方向过于狭窄，基本围绕氢燃料电池汽车展开，对氢能技术创新的驱动作用有限。

在顶层战略方面，中国目前尚未出台大规模针对氢能的明确扶持补贴政策，但预计即将出台，届时将为氢能产业带来进一步的推动影响。供给侧的激励政策基本上都是在省市层面，对氢能产业相关企业有补贴、优惠电价、税收优惠等政策。需求侧的政策目前主要集中在储氢和氢能汽车领域，没有实际的指标。

在碳交易市场下，持续的高碳价将加速氢能推广。鉴于中国碳市场刚刚起步，近期影响有限，而中远期则有望推动氢能的高效发展。

伴随氢能的补贴与鼓励政策逐渐被提上日程，从制氢到储运氢再到应用氢，有望迎来大范围的更新与成长。

### 4. 基础设施局限

基础设施和运输方面的挑战也是氢能全面商业化的主要障碍之一。其中，基础设施建设将是氢能产业高效增长的核心基石。

氢能未来最大的应用领域应该是氢燃料电池，但加氢站数量较少也是导致氢能产业发展缓慢的一个不可忽视的问题。截至2021年底，中国累计建成超过190座加氢站，在营加氢站超过157座，超过日本，位居世界首位。但是，对于氢能产业的发展来说，这些加氢站的数量还是较少。这主要是因为，比起充电桩低廉的成本，加氢站则是动辄过千万元的巨大投入，这也是氢能源汽车乃至氢能产业发展受到制约的一个重要原因。不过，2021年随着示范城市政策的落地，国内加氢站建设将提速，到2030年预计建成数量将超过1000座。

面对目前中国氢能发展所面临的问题，只要坚持正确的战略方向，扎实做好基础研究，借鉴国外的优秀经验，解决好产业存在的问题，建立起资源共享、优势互补、利益共享、协同配合的合作机制，氢能在未来必将大有作为。

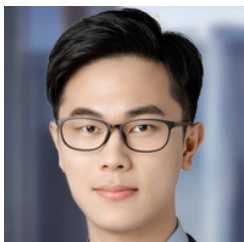
## 作者



**滕勇**  
科尔尼公司全球合伙人, 上海  
yong.teng@kearney.com



**王愷**  
科尔尼公司全球合伙人, 上海  
yikai.wang@kearney.com



**黄子豪**  
科尔尼公司咨询顾问, 上海  
zihao.huang@kearney.com

科尔尼作为一家全球领先的管理咨询公司：遍布 40 多个国家的精英人才是我们的立身之本；对工作和客户的无限热情是我们的动力源泉；精于战略更敏于实施使我们与众不同。

**kearney.com**

For more information, permission to reprint or translate this work, and all other correspondence, please email [insight@kearney.com](mailto:insight@kearney.com). Kearney Korea LLC is a separate and independent legal entity operating under the A.T.Kearney name in Korea. Kearney operates in India as A.T. Kearney Limited (Branch Office), a branch office of A.T. Kearney Limited, a company organized under the laws of England and Wales. © 2022, Kearney, Inc. All rights reserved.

