

# 2050 氢能展望报告

2022年能源转型展望  
系列报告之一



Hydrogen-powered

# 目录

前言	3	<b>4</b>	<b>氢的储存和运输</b>	<b>56</b>
概要	4		4.1 氢的运输和储存方法	56
<b>1 简介</b>	<b>8</b>		4.2 储存	58
1.1 氢的特性	9		4.3 运输系统	61
1.2 当今氢的工业用途和抱负	12		4.4 输配管道	65
1.3 氢的价值链	15		4.5 氢的船运	66
1.4 安全、风险和危害	20	<b>5</b>	<b>氢：供需预测</b>	<b>70</b>
1.5 氢的投资风险	26		5.1 氢的生产	73
<b>2 氢政策和战略</b>	<b>30</b>		5.2 氢作为原料	78
2.1 政策和氢转型	30		5.3 氢作为能源	81
2.2 政策和监管形势	34	<b>6</b>	<b>贸易基础设施</b>	<b>92</b>
2.3 区域氢能政策制定	37		6.1 跨区域海上运输	93
2.4 本氢能预测报告中的政策因素	46		6.2 管道运输	94
<b>3 氢的生产</b>	<b>48</b>		<b>参考资料</b>	<b>96</b>
3.1 制氢方法	48			
3.2 化石燃料制氢：甲烷重整制氢和煤气化制氢	50			
3.3 电力制氢：电解制氢	52			

## 前言

欢迎参阅DNV对2050年能源转型中氢能的首份独立预测报告。

尽管有雄心勃勃的声明显示氢在能源转型中可能发挥的重要作用，但目前生产的低碳和可再生氢的数量几乎可以忽略不计。

这当然会改变。但关键问题是，何时改变以及改变多少？我们发现，到2050年，氢能可能仅满足全球能源需求的5%，比净零路径中应有的份额少三分之二。显然，全球需要更强有力的政策将氢能推向满足《巴黎协定》所需的水平。在这里，参考欧洲的扶持政策是有指导意义的：到2050年，氢可能占能源结构的11%。

全球能源需求的5%意味着超过2亿吨氢转化为能源载体，这仍然是一个巨大的数字。其中五分之一是氨，另外五分之一包括e-燃料，如e-甲醇和清洁航空燃料，其余为纯氢。

氢是宇宙中最富含的元素，但我们只能在化石燃料、气体和水等化合物中制取。释放这些氢分子需要大量的能源—通过对天然气进行蒸汽甲烷重整加以CCS以“蓝氢”形式制取，或者通过电解从水和可再生电力中以“绿氢”形式制取。

到2050年，超过70%的氢将以绿氢方式制取。由于制造绿氢过程中会有能量损失，理想情况下，应首先利用可再生能源在电力结构中替代煤炭，并在一定程度上替代天然气。在实践中，会有一些重叠，因为氢是可变可再生能源的一种重要储存形式。但不可否认，风能和太阳能光伏是绿色氢能的先决条件；我们的雄心越大，这些资源的用途就越大。

与直接电气化相比，氢能价格高昂且效率低下。在很多方面，应该考虑作为最后的低碳能源。但是，氢能又是迫切需要的。在那些难以或不可能电气化的领域，如航空、航运和高温工艺流程，尤其需要氢能。在某些国家，如英国，氢在某种程度上可以通过现有的天然气配送网络以低于转换为电力的批发成本交付给最终用户使用。

由于氢对脱碳至关重要，因此安全不能成为其致命弱点。DNV在这方面处于领先地位：氢设施可以设计成与广泛接受的天然气设施一样安全或更好。这意味着必须在氢能生产和配送系统中设计安全措施，且必须在其整个生命周期内正确运行和维护。同样的方法必须扩展到作为氢载体的氨，它将被大量用于航运的脱碳目标。就这一方面而言，其毒性是一个重点关注问题，必须进行相应的管理。

对启动和扩大氢能规模的技术和政策进行分析，然后模拟氢如何与其他能源载体竞争并非易事。

正如我们在本报告中解释的那样，将会有许多氢价值链，不仅在成本方面进行竞争，而且在时间、地理、排放强度、风险接受标准、纯度和最终用途的适应性方面进行竞争。对于我的同事们为向您提供这一重要预测报告所做的工作，我深表骄傲，并一如既往地期待您的反馈。



**Remi Eriksen**

集团总裁兼首席执行官

DNV

## 概要

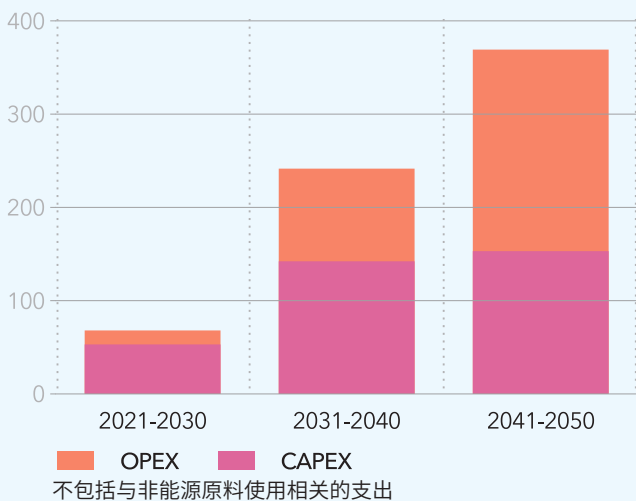
### 预测

- 可再生和低碳氢对于实现《巴黎协定》中难以减排行业的脱碳目标至关重要。为了实现目标，到本世纪中叶，氢能需要满足世界能源需求的15%左右。
- 我们预测，与《巴黎协定》的要求相比，全球氢的应用规模非常低且较晚——**到2030年达到全球最终能源结构的0.5%，到2050年达到5%**，尽管氢在世界一些地区的能源结构中所占的份额将是这些百分比的两倍。
- **从现在到2050年，全球生产能源用氢的支出将达到6.8万亿美元**，另外1800亿美元用于氢管道，5300亿美元用于建设和运营氨终端。

图示1

#### 用于能源目的的氢及其衍生物生产的全球年平均支出额

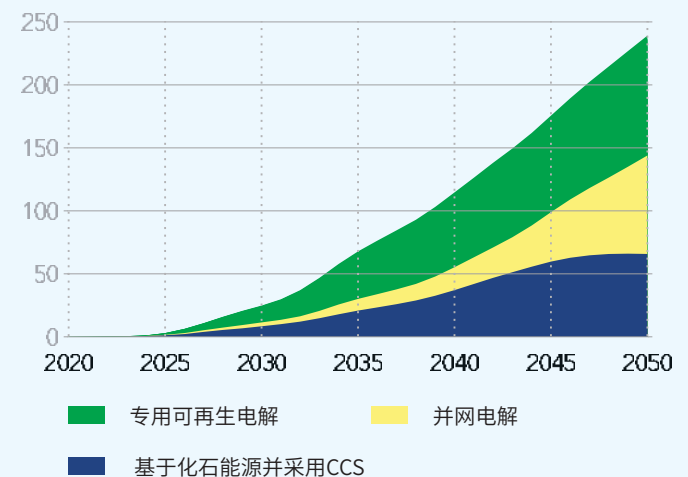
单位：十亿USD/年



图示2

#### 按生产路线分列的用于能源目的的氢及其衍生物的全球产量

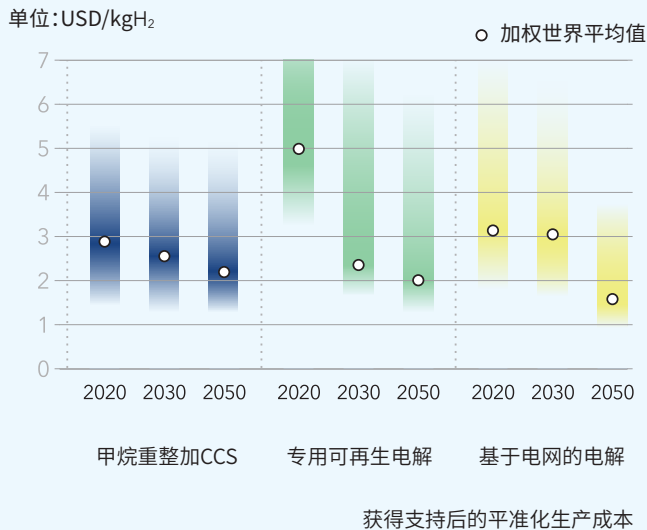
单位：吨H<sub>2</sub>/年



- 到2050年，基于电网的电解成本将大幅下降，届时平均约为1.5美元/千克，在某些地区，专用可再生电解产生的绿氢及蓝氢也将达到这一成本水平。蓝氢的全球平均价格将从2030年的2.5美元/千克降至2050年的2.2美元/千克。在美国等能够获得廉价天然气的地区，成本已经达到2美元/千克。在全球范围内，绿氢将在未来十年内达到与蓝氢的成本平价。
- **在大多数地区，绿氢将越来越多地成为最便宜的生产形式。**到2050年，72%用作能源载体的氢及其衍生物将基于电力，28%的蓝氢来自使用CCS的化石燃料，低于2030年的34%。一些天然气价格低廉的地区将拥有更高的蓝氢份额。
- 出于成本方面的考虑，全球超过**50%的氢管道从天然气管道重新利用**，在某些地区高达 80%，因为重新利用管道的成本预计仅为新建工程成本的10-35%。

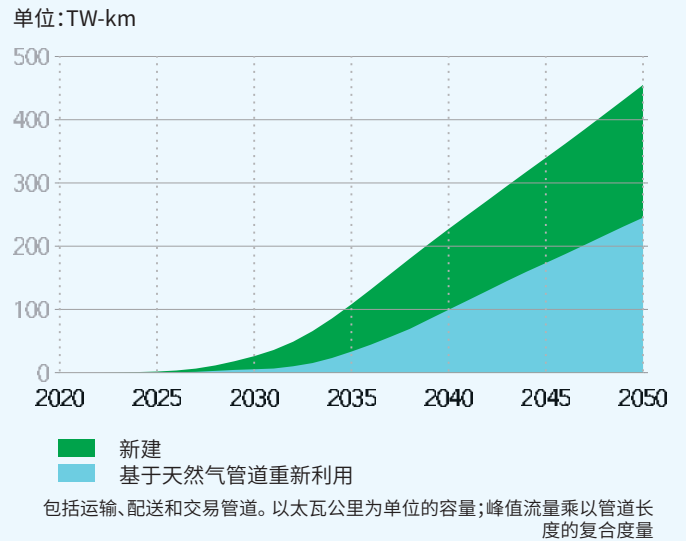
图示3

氢气的平准化成本



图示4

全球氢能管网容量



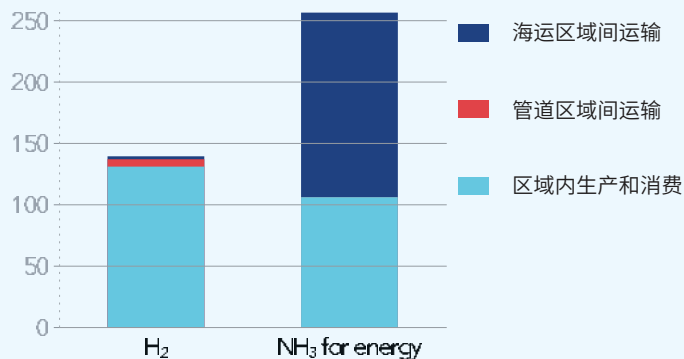
## 概要

- 氢将通过管道在国家内部和中等距离的国家之间进行运输，但不会在各大洲之间运输。氨更安全、更方便运输（例如通过船舶运输），到2050年，59%与能源相关的氨将在区域之间进行交易。
- **氢的直接使用将由制造业主导**，在高温工艺中取代煤炭和天然气。钢铁等行业也是2020年代后期最先开始氢应用的行业。
- 氨、甲醇和e-燃料等**氢衍生物**将在重型运输部门（航空、海运和部分卡车运输）的**脱碳中发挥关键作用**，但在2030年代后期，氢衍生物的应用才会规模化。
- **我们预计小客车不会进行氢的应用**，在发电领域仅会进行有限的应用。用于建筑物供暖的氢气，通常与天然气混合，在某些地区已进行早期应用，但不会在全球范围内扩大规模。

图示5

### 2050 年氢和氨的运输量

单位:百万吨/年

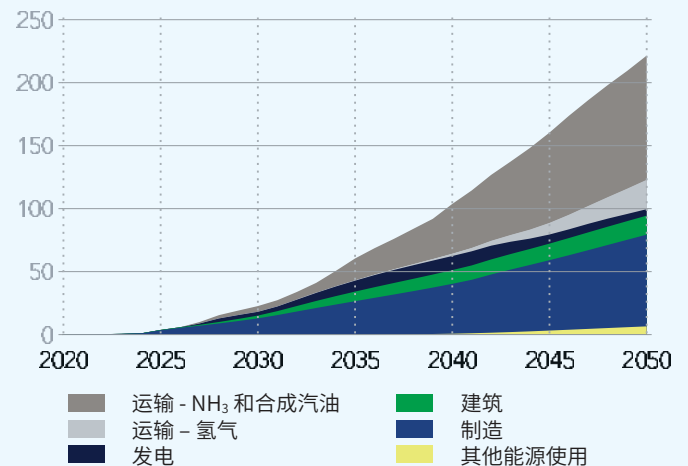


区域间运输仅涵盖本报告中定义的 10 个区域之间的运输。所有数字均以量表示:百万吨H<sub>2</sub>或百万吨NH<sub>3</sub>。H<sub>2</sub>转化成氨的质量是H<sub>2</sub>质量的5.6倍。

图示6

### 全球对氢及其衍生物作为能源载体的需求 (按行业划分)

单位:百万吨H<sub>2</sub>/年



所有非运输用途都是纯氢

## 洞见

- **氢**需要大量宝贵的可再生能源或广泛的碳捕获和储存，**应优先用于难以减排的行业**。在其他领域，与直接使用电力相比，氢效率低下且成本高昂。
- 作为工业原料（非能源）用于化肥和炼油厂的**化石氢，可以立即被绿氢和蓝氢取代**——这是各能源行业大规模燃料替换之前的重要需求来源。
- **氢的安全性和氢的毒性是主要风险**。公众认知风险和财务风险对于确保增加氢的应用规模也很重要。
- 我们所预测的氢的低量且迟缓的应用表明，**要使氢在净零排放的竞赛中发挥最佳作用，需要更强有力的政策**，以更强效的指令需求面的措施给予生产商信心，以及更高的碳价格，来使氢的应用规模超越目前的预测。



# 1 简介

100多年来，氢作为化学原料在化肥生产和炼油厂中大量使用。然而，目前氢作为能源载体的使用是微不足道的。这是因为制氢本身要先脱碳（目前成本很高），才能在推动能源系统的脱碳中发挥重要作用。尽管做出投资决定并处于建设阶段的项目数量不多，但这一巨大的成本障碍并没有阻止能源行业对氢的兴趣。随着创新渠道的进一步发展，现有技术供应商进行了众多的可行性研究，初创企业正在开发更高效和更大规模的概念。

与直接使用电力相比，通常氢具有明显的成本、复杂性、效率以及安全性等方面的缺点。然而，对于许多能源部门来说，直接使用电力是不可行的，氢及其衍生物如氨、甲醇和e-燃料是主要的低碳竞争者——有时与生物燃料互相竞争。

正在涌现的新共识是，低碳和可再生氢将在未来的脱碳能源系统中发挥重要作用。作用的重要性仍然不确定，但各种估计表明，氢在未来低碳能源系统中占全球能源使用量的10%到20%。DNV的“净零之路”报告预计到2050年，氢将占净零能源结构的13%，届时将迅速提高份额。

本预测中，我们目前的任务不在于说明氢在2050年能源结构中应该占据的份额，而是说明它可能占据的份额。我们发现，到本世纪中叶，氢还没有完全履行其在净零排放中的角色，事实上远未达到。我们的预测显示，到2050年，氢可能仅能满足5%的能源需求。

扩大全球氢使用规模受到一系列挑战的困扰：可用性、

成本、可接受性、安全性、效率和纯度。虽然人们普遍认为为达成《巴黎协定》，需要尽快扩大全球氢的使用规模，而目前其发展速度太慢，远不及我们在可再生能源、电网和电池存储装置中看到的加速发展。但是，利益相关者和媒体对氢的承诺却兴趣盎然。然而，却很少有评论者对可能的全球氢增长路径背后的细节进行冷静仔细的研究。

本报告是DNV年度能源转型展望(ETO)报告系列的一部分。这里提供的结果将成为2022年10月即将发布的2022年版ETO主报告的一部分。我们在本氢预测报告中的洞见和结论基于DNV的ETO模型中更详细的氢能建模，包括用于氢贸易和运输的新模型，以及对新制氢方法和氢衍生物更深入的研究。

---

**我们进行本预测的目的不在于说明氢在2050年能源结构中应该占据的份额，而是说明它可能占据的份额。**

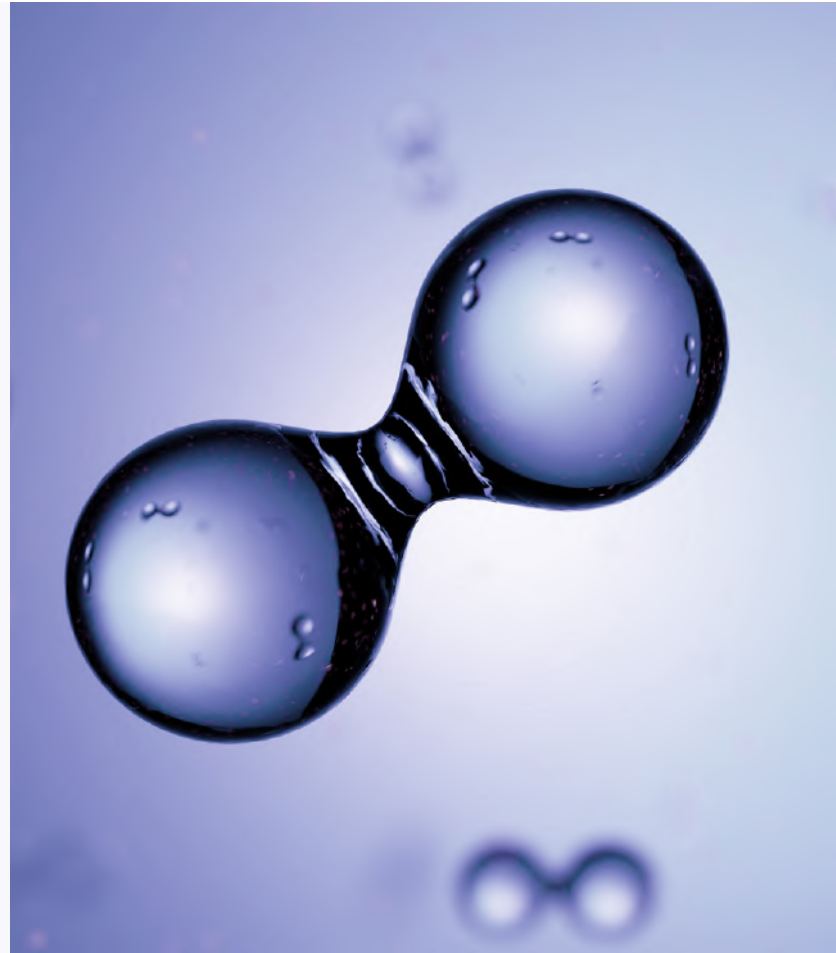
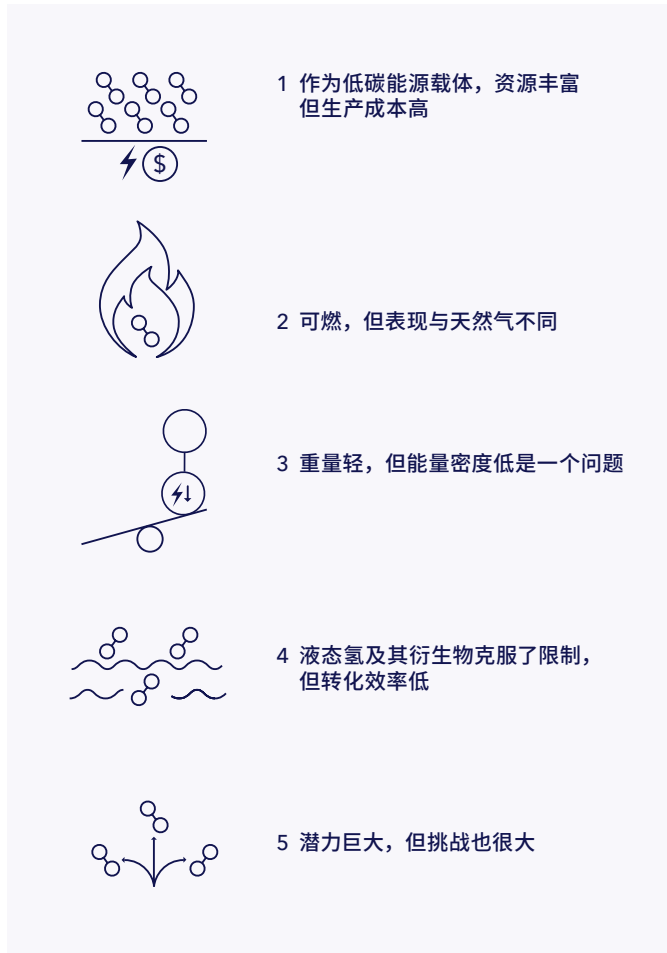
---

本报告首先解释了氢的特性和目前的使用情况，以及安全和投资风险，然后描述了当前和未来可能的氢政策和战略。第3章和第4章详细介绍了用于生产、储存和运输的氢技术。第5章介绍了DNV氢能应用模型的结果，该章着眼于不同能源部门的制氢和使用。第6章涉及氢贸易。最后一章深入介绍了不同氢供应链的示例和比较。



图 1.1

## 氢的特性



## 1.1 氢的特性

氢既类似又不同于能源系统中的任何其他物质。氢是一种可以通过可再生能源生产的能源载体，并且与电力一样，它可以用来为电池（由燃料电池组成）“充电”。与化石燃料一样，氢具有爆炸性，燃烧时会产生热量。它可以从碳氢化合物中提取，保存在罐中，通过管道运输并长期储存；它可以在气态和液态之间转换，还能转化为衍生物。

这些特性使氢在能源转型中有着光明的前景，但也在安全、基础设施、生产、应用案例和商业可行性方面对氢的使用设置了障碍。

### 作为低碳和可再生能源载体，资源丰富但生产成本低

氢是宇宙中最丰富的元素，但在地球上它仅作为化合物的一部分，最常见的是与氧一起以水的形式存在，但也存在于碳氢化合物中。

为了用作能量载体或零排放燃料，氢必须暂时从其与氧的键中释放出来或从碳氢化合物中提取。氢是所有元素中最简单的，但生产纯氢的过程却不那么简单：生产过程是能源密集型的，涉及大量能源消耗，成本高昂，并且会产生碳排放。大规模使用氢的主要驱动力是使能源系统脱碳，更具体地说，是使能源系统中那些难以减排（即不能直接电气化）的行业脱碳。

这使得生产和运输低排放或零排放的氢变得至关重要，同时还能有效利用水与废热和氧气等副产品。

**氢是所有元素中最简单的，但生产纯氢的过程却不那么简单：生产过程是能源密集型的，涉及大量能源消耗，成本高昂，并且会产生碳排放。**

### **可燃，但表现与天然气不同**

氢在正常大气压和温度下是可燃的气体，但它的表现与天然气不同，需要进行基础设施、设备和安全标准的调整或开发。

相对于天然气或汽油蒸气等熟悉的替代品，氢以非常低的能量点燃并且具有广泛的可燃性范围。由于氢原子小，其分散行为不同于其他气体。氢是无色、无嗅、无味，这意味着需要特定的传感器或加臭剂来检测它，并且在燃烧氢时需要添加剂来产生熟悉的可见颜色火焰。

### **重量轻，但能量密度低是个问题**

氢是最轻的元素，与其重量相比具有高能量密度，当重量成为问题时拥有应用优势，例如重型公路运输。总体而

言，与体积相比，考虑氢的能量密度更为重要，因为与其他燃料相比，氢的能量密度非常低。这使得氢更难以储存和运输。低能量密度也降低了氢（至少是以氢气形式）在不能直接或常规电气化的用例中的可行性，例如航运和航空。解决方案是将氢气冷凝成液体—而这只能部分解决这个挑战—或者将其转化为氨、甲醇或合成燃料等衍生物。

**液态氢及其衍生物可以克服限制，但转化效率低且成本高**  
压缩氢通常是长距离运输大容量氢的最具成本效益的方式，但这需要管道，同时还带来技术上的挑战。氢可能需要在与天然气/生物甲烷不同的压力（或速度）下运行，并且可能对材料（例如管道和阀门）产生不利影响。

为了匹配液体燃料（例如汽油和柴油）的密度和灵活性优势，氢可以冷凝成液体，但氢液化的温度极低，为-253°C，需要大量能源。即使是液态氢，其能量密度也不如可比的化石燃料。液态氢还具有与压缩气态氢不同的安全特性—例如，在释放时会变成可能会积聚的重气体，而不是像压缩氢那样上升和消散。

氢可以转化为衍生物，例如氨，其单位体积的能量密度比液态氢高，可以在低压下以液体形式储存和运输，也可以在约-33°C和1bar的低温罐中储存和运输。氨可以通过管道、轮船、卡车和其他散装方式以低成本运输。需要注意的是，氨合成及其随后的脱氢来释放氢，都需要大量的能源。

### **潜力巨大，但也面临重大挑战**

氢的特性使其在能源转型中具有巨大的潜力，并且有解决方案来应对氢的特性所带来的挑战。权衡标准往往是实施这些解决方案所需的能源。制氢的分离或提取过程

需要能源，输出氢的能源含量总是小于输入燃料的能源含量，加上制氢过程所需的能源。换句话说，生产和转化氢效率低下，而且损失很大。与其他传统燃料相比，氢的储存和运输通常也更耗能。纯氢对用户或整个社会的价值必须足以证明其生产、运输和使用过程中的能源损失是合理的。

氢的特性需要根据应用和背景考虑整个氢价值链，来确定最佳来源、状态和衍生物以及相关的基础设施和设备，以最大限度地提高氢的特性所带来的好处，并且最大限度地减少其负面影响。成功的氢价值链将平衡氢与其他能源载体和燃料的利弊、物理风险和安全风险、成本和收益以及脱碳潜力。

一个主要考虑因素是更高的电气化和大规模使用氢之间的关系。如果通过一个部门的直接电气化来实现脱碳是可行的，而将电力转化为氢的效率又低下，那么电气化是首选。

如果电气化不是一种选择或者是一种非常糟糕的选择，那么氢是最好的选择，就像众多难以减排的部门一样。能源行业很清楚氢和电气化可以在哪些方面发挥作用：我们调查的大约80%的能源专业人士认为，氢和电气化将协同工作，帮助两者扩大规模；只有16%的人认为氢和电气化将在能源结构中竞争相同的份额。





## 1.2 当前的工业用途和抱负

当前，氢及其衍生物大量生产，但作为一种能源载体，它的用途可以忽略不计。然而，为了实现《巴黎协定》的目标，现有的氢工业生产必须脱碳。更关键的是，需要额外大量的低碳氢及其衍生物作为能源载体-包括工业、航运和航空的供暖以及能源储存。

### 制氢已是一个蓬勃发展的产业

制氢已是一个庞大而蓬勃发展的产业。然而，现今蓬勃发展的却不是低碳制氢。现今生产的氢主要用于化肥或化学原料，由煤或天然气生产，没有碳捕获。相关的排放量很大：2020年约为9亿吨二氧化碳，或高于法国和德国的当年二氧化碳排放总量。

全球对作为工业原料的氢及其衍生物（即非能源氢）的需求量约为每年9000万吨（2020年）<sup>2</sup>。在能源方面，这相当于大约12EJ或大约2%的世界能源需求。从这个角度来看，DNV预测，直到2040年代初，对氢作为能源载体的需求才会达到这个水平。然而，非能源氢将在能源转型

中发挥作用。解决其排放问题将有助于扩大和加速碳捕获和减排技术。

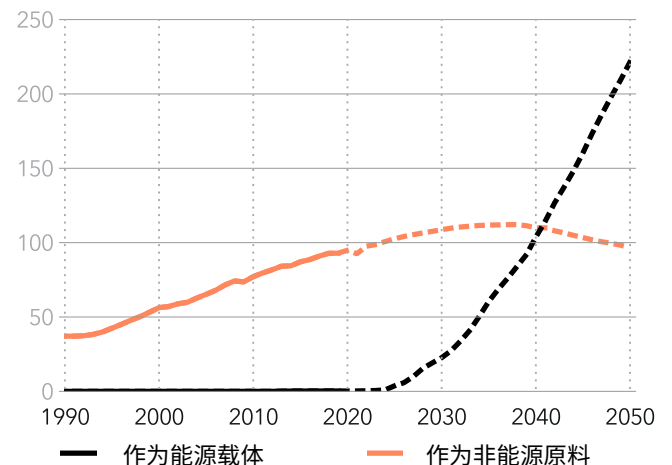
### 目前，氢用于炼油、化肥和工业流程

目前，对氢的需求分为炼油中的纯氢使用以及化学生产（如生产氨和甲醇等衍生物）中对氢的需求。在化学生产

图 1.2

按地区划分，全球氢及其衍生物的生产支出

单位：百万吨H<sub>2</sub>/年



历史数据来源：IEA Future of Hydrogen (2019)

中使用的氢，大约四分之三用于制氨，四分之一用于制甲醇。相对较小比例的氢需求也直接用于钢铁生产。在化学生产中使用的氢，大约四分之三用于制氨，四分之一用于制甲醇。相对较小比例的氢需求也直接用于钢铁生产。

- **炼油** — 炼油厂是最大的氢消费者（2020年约为3700万吨），使用氢来降低柴油的硫含量，并将重质渣油升级为价值更高的石油产品。随着全球石油需求保持在当前水平，对氢的需求将在未来几年继续存在，然后随着石油需求的下降从2030年前后开始下降。
- **氨** — 每年大约使用3300万吨的氢来制氨（NH<sub>3</sub>），其中70%用作生产肥料的重要前体物。因此，氨需求与持续增长的全球农业生产相关。氨贸易在全球范围内进行，全球出口量约占总产量的10%—这表明氨运输和全球氨贸易将成为未来氢生态系统的重要推动力。
- **甲醇** — 每年约有1300万吨的氢用于生产甲醇，被用于生产化学甲醛的工艺流程以及用于生产塑料和涂料。
- **钢铁** — 每年使用近500万吨的氢在钢铁生产中直接还原铁（DRI）。目前，化石燃料以焦炭形式在整个炼钢过程中用作还原剂，并用于炼铁和炼钢过程的各个热密集阶段，而所有这些都可以被低碳氢取代。

目前生产的氢几乎完全来自化石燃料（灰色、黑色和棕色氢，分别来自天然气和煤炭）。然而，由于日益上涨的碳价格，尤其是在欧洲，所有行业都面临着越来越大的脱碳压力——尤其是石油和天然气行业。从一个角度来看，在炼油、制氨和其他工业用途中，从灰氢/黑氢/棕氢向蓝氢和绿氢（由经碳捕获的化石燃料或可再生能源生产）的转型可以确保对低碳氢的早期需求，帮助氢“生态系统”——即

支持氢作为能源载体的价值链——扩大规模。从另一个角度来看，这些也都是之后将与能源用户争夺低碳氢的大型产业。

### 氢作为能源载体的雄心壮志

作为能源转型中可行和快速发展的重要支柱，氢具有全新的地位。DNV在2022年所做的调研中，六成的能源资深专业人士表示，到2030年，氢将成为能源结构的重要组成部分，近一半的人表示他们的组织正在积极进入氢市场。不仅如此，近几年的氢承诺、氢计划和氢试点已经开始演变为具体的承诺、投资和大规模的项目。

为了实现未来几年绿氢和蓝氢产量不断增长的雄心壮志，生产商需要更大的确定性才能对大规模投资和项目充满信心。这将需要雄心勃勃的政策和政府战略，多个行业同时构建氢价值链的需求面，并实现可再生能源发电的预期巨大增长。这一增长必须加速到超过对可再生能源的需求，并创造低成本清洁绿氢生产，以增加对用于储能的氢需求。

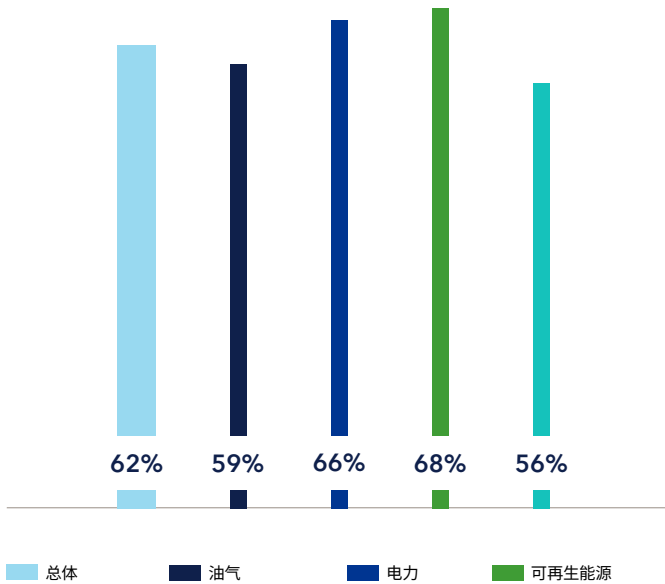
根据气候和净零目标，许多行业迫切需要通过重新配置他们的工厂、机器、模型和实践，以替换碳密集型工艺来向氢转型——氢可替代任何一种基于化石燃料的能源或这些行业的原料需求。例如，长途卡车车队可以用氢燃料电池代替柴油；水泥、铝和炼钢中的加热过程可以使用氢作为燃料；制氨的化工企业可以将灰氢/棕氢原料换成蓝氢/绿氢。

我们将在第5章介绍预测的需求和供应。

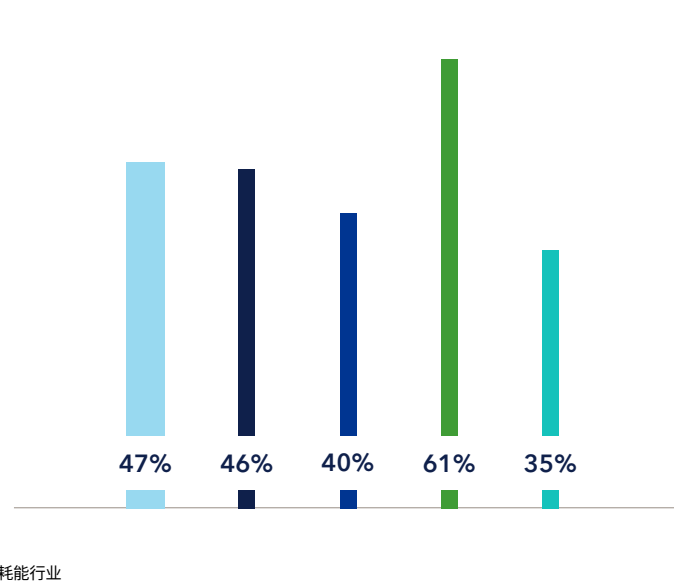
图 1.3

### 能源行业对氢的雄心壮志

到 2030 年，氢将成为能源结构的重要组成部分



我所在的组织正在积极进入氢市场



资料来源：DNV 2022 年能源行业洞见，基于 2022 年 1 月完成的一项调研。

#### 低碳衍生物是氢作为能源载体广泛使用的关键

正如现今的氢在某些工业应用中转化为氨和甲醇一样，氢作为能源载体的广泛使用也将依赖于氢衍生物和氢基合成燃料，这些能源载体的特性比纯氢更适合应用。氢衍生物需要以低碳方式生产。

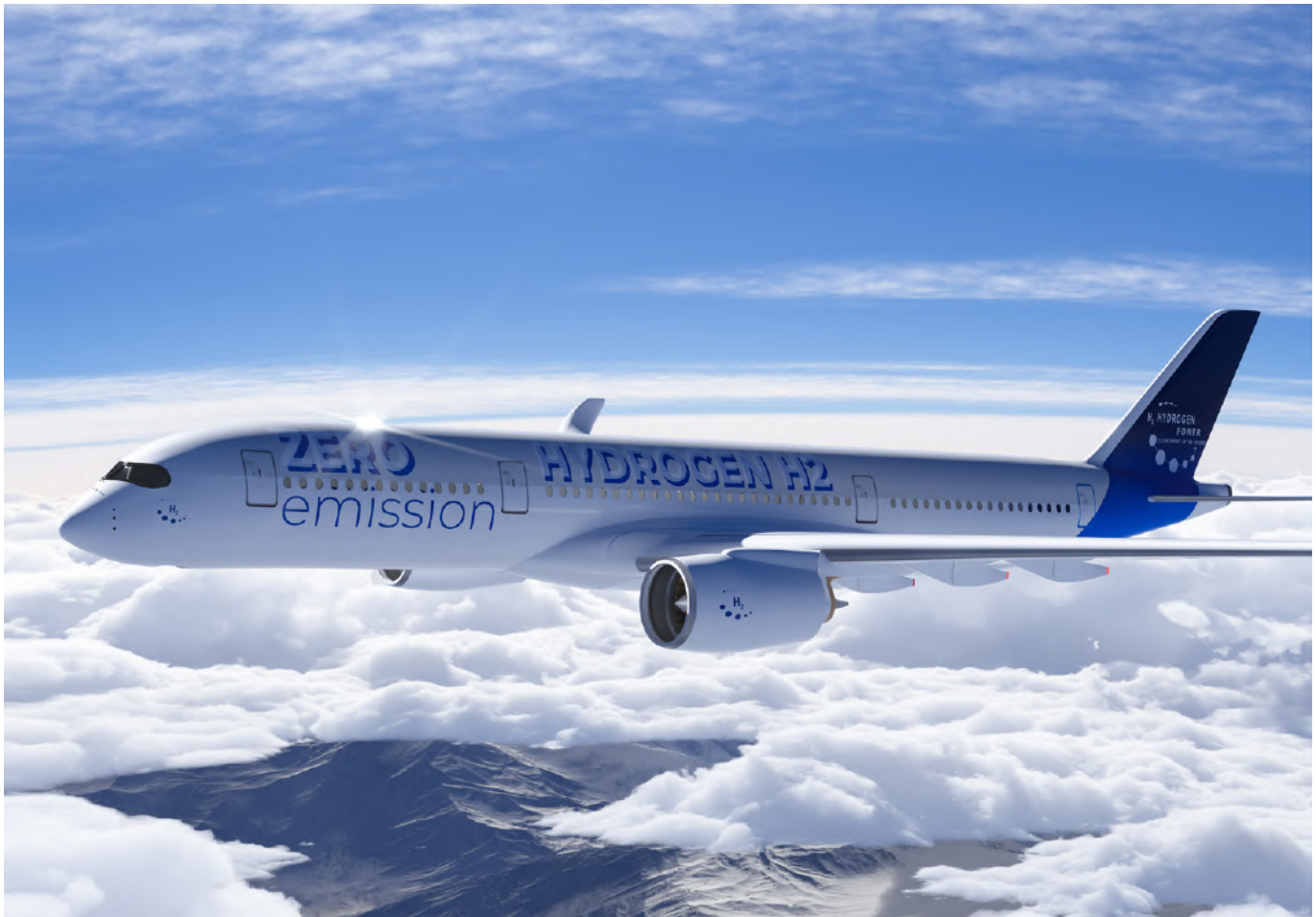
航空和航运是使用低碳氢衍生物最重要的两个行业。两者的共同点是它们难以电气化而且需要大量的能源，这意味着电气化或纯氢不是它们目前所依赖的化石燃料的可行替代品。纯氢和电池的能量密度都太低，无法广泛用于这些行业。航空和航运与其他行业不同的地方。

- **航空** — 氢基合成燃料（合成煤油或类似燃料）可能会用于航空，我们预计纯氢将在中程航班上有所使用，

但我们预计2040年代之前不会大量使用。

- **航运** — 没有相关的电池电力选项可用于使深海航运部门脱碳，合成燃料如氨、氢和生物燃料是最现实的低碳替代品。根据DNV的最新预测，这些高成本燃料将在柴油和燃气推进的混合配置中得到大量使用，2050年将在海上燃料结构中占略高于42%的比例。

氢衍生物也将用于氢的运输和储存，我们将在第5章中进一步探讨。



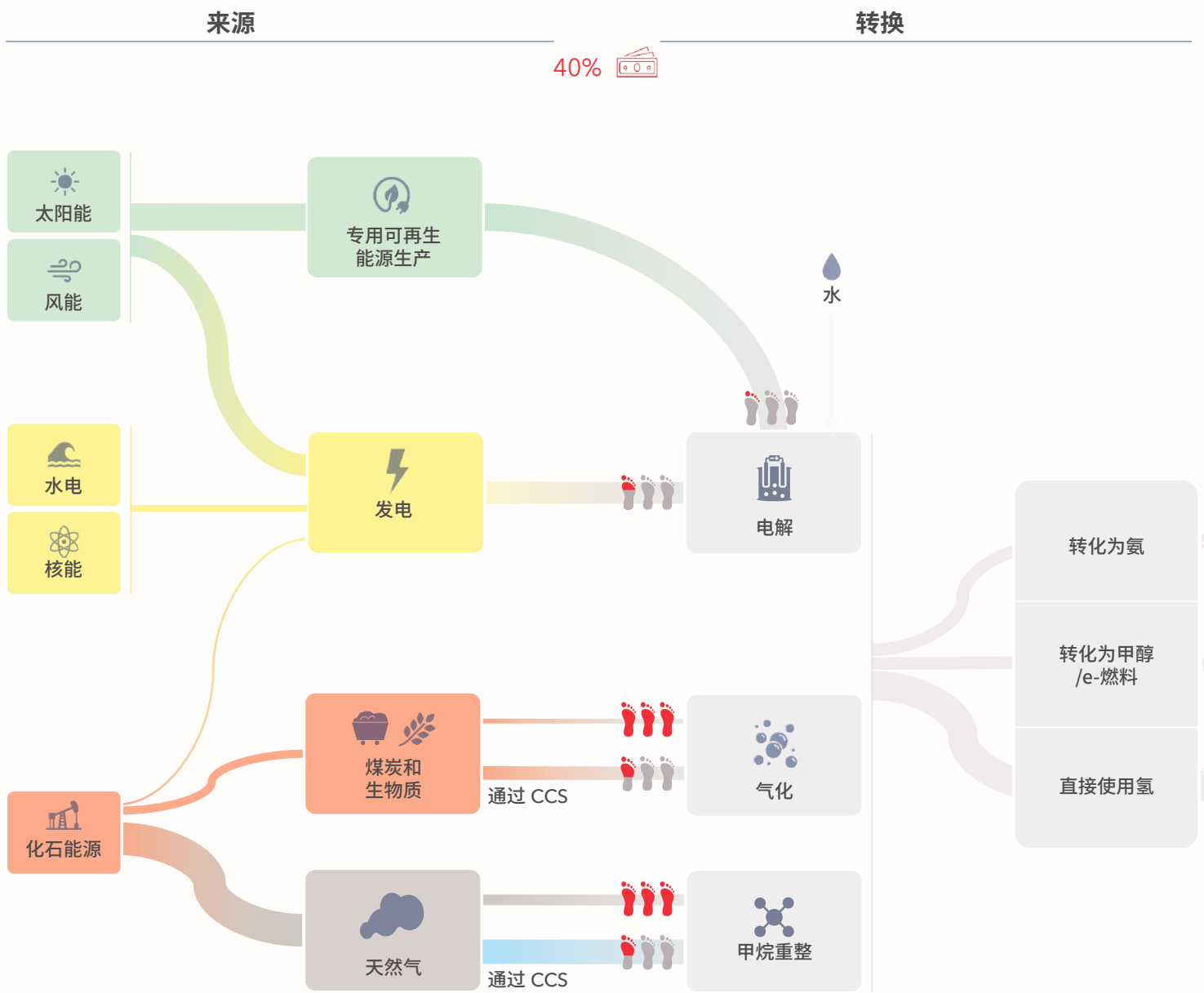
### 1.3 氢价值链

氢作为能源载体的市场和价值链还处于起步阶段—尽管对其潜力已经争论了几十年。目前的氢市场主要是专用的，氢的生产活动发生在重要氢消费者处或附近。除了氨和甲醇等氢衍生物市场外，几乎没有开放的氢商品市场。目前，氢几乎完全由天然气和煤炭生产，而没有利用CCS技术。在许多（如果不是大多数）情况下，完全脱碳氢价值链要通过生产蓝氢（即基于CCS的化石燃料生产氢）作为中间过渡，然后再到有充足的剩余或专用可再生能源用于大规模生产绿氢。

要使氢作为战略性脱碳能源载体发挥有意义的作用，需要新的价值链和氢市场的发展。

到2050年，许多不同的氢价值链将得到发展。这是由于氢的多功能性：它可以由煤炭、天然气、电网或专用可再生能源生产；它可以以纯氢形式储存、运输和使用，与天然气混合或转化为衍生物；它将在一系列行业和应用中得以使用，包括海运、供热、公路运输和航空。

## 2050年氢的生产和使用



 = 二氧化碳足迹的大小, 包括生命周期排放。



该图显示了2050年氢的生产和使用流量。流量线的粗细近似于每个流量的体积，表明了2050年主要生产路线和最终用途。然而，与第68页上显示的桑基图相比。此处未

显示任何损失。到2050年，生产的绝大多数氢是来自可再生资源或经过CCS的化石能源生产的低碳氢。

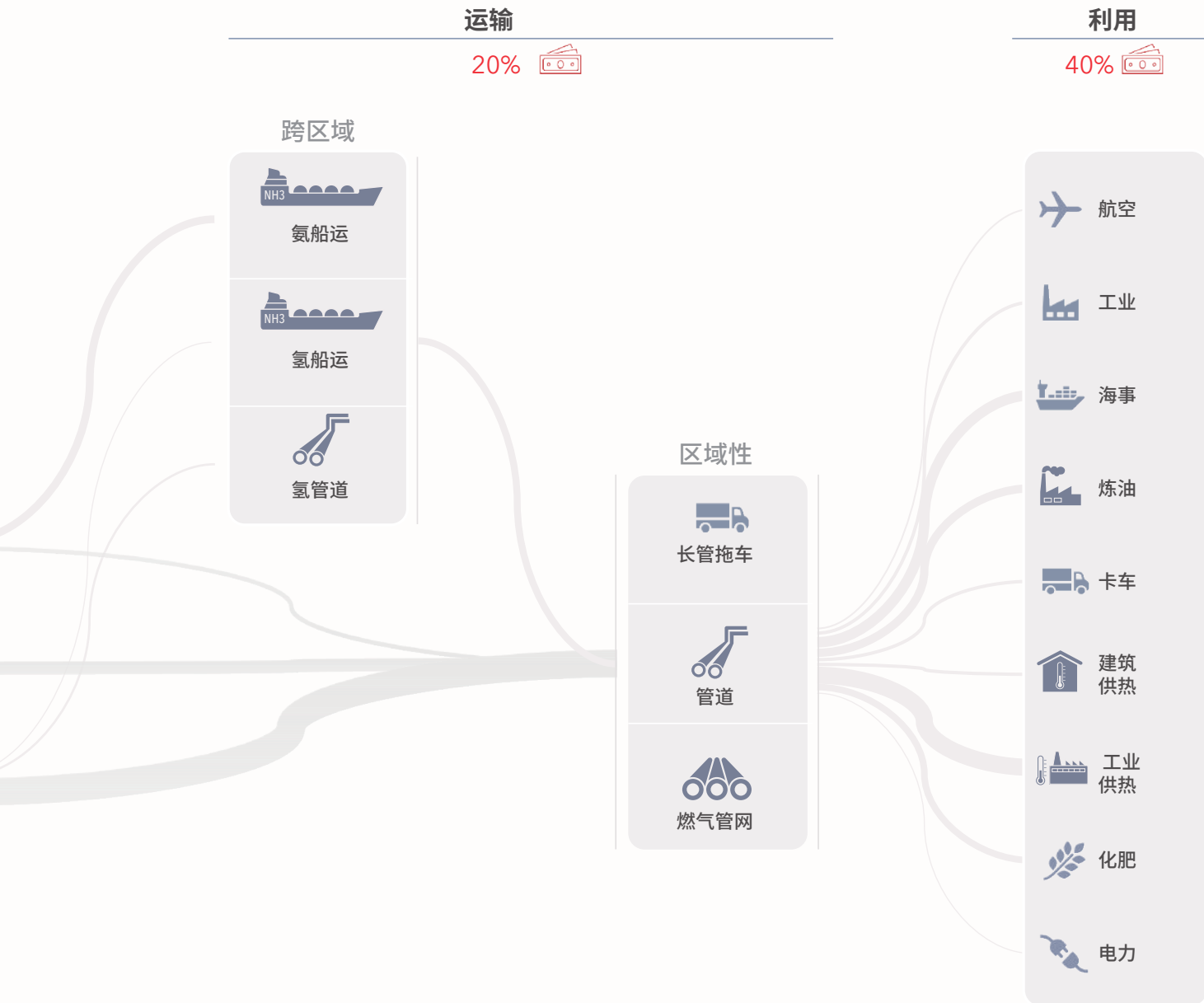
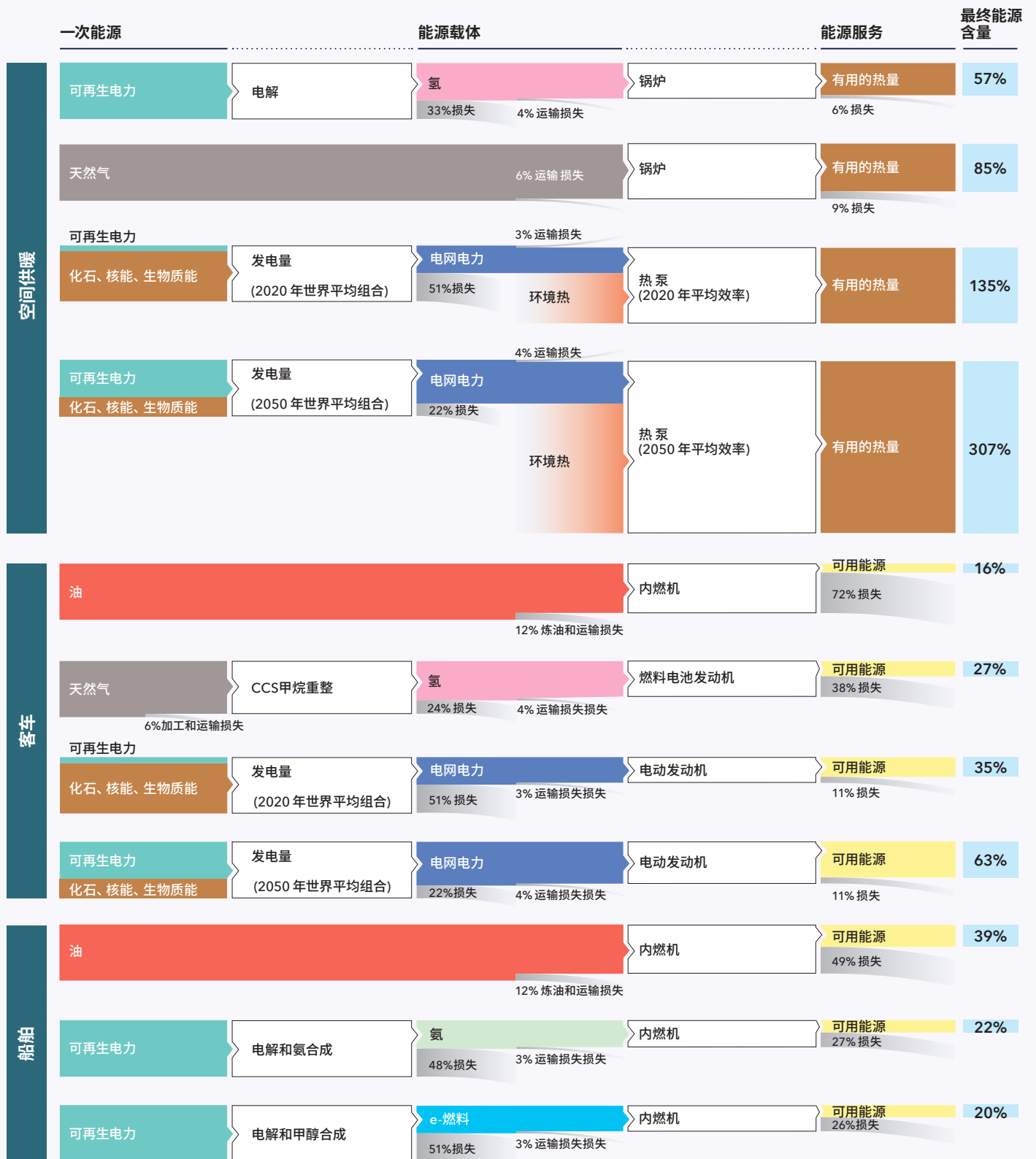


图 1.4

所选氢价值链及其竞争对手的比较



### 效率、经济、排放和地理因素是确定可行价值链的关键

确定可行的氢价值链不仅仅是将生产与消费联系起来，还需要考虑的是能源效率和损失、经济性、温室气体排放和地理因素-无论是运输地点，还是生产用的天然气和可再生能源等资源。此外，在第1.4节中讨论的公众接受度和安全问题也非常重要。

图1.4显示了备选的氢价值链及其相关的能源损失。在决定价值链时，能源损失很重要，因为它决定了经济情况。然而，整体经济情况通常是氢价值链建立和设计的主要决定因素。氢的生产与每个价值链中的重大损失相关，但是当氢的生产来源（如未来几十年的可再生能源）充足时，从长远来看，能源损失不那么重要。

价值链温室气体排放将是建立特定氢价值链的决定性因素。氢的获取者，例如国家或最终使用部门，将对价值链温室气体排放有偏好，从而激励其实施。氢的运输是影响氢价值链的另一个决定性因素。世界一些地区可能无法满足其对氢的区域需求，因此不得不通过管道或海运进口氢。与此相关的是地理因素。世界上一些地区可以利用丰富的风能和太阳能资源来生产绿氢，而其他地区可能需要依赖从天然气中获得氢。当然，上述所有因素都被经济评估所左右，因为氢的生产成本很高，需要合理使用。如图1.4所示，有很多氢价值链排列，其中包括上述因素的影响。在后面的章节中更详细地介绍了这些价值链中每一个链的具体细节，例如来源、转换、运输、最终用途等。

### 成功实施新价值链的关键是技能和标准

在能源系统中实施氢价值链将在整个供应链中重新利用能源产业现有的技能和服务。这将从石油和天然气

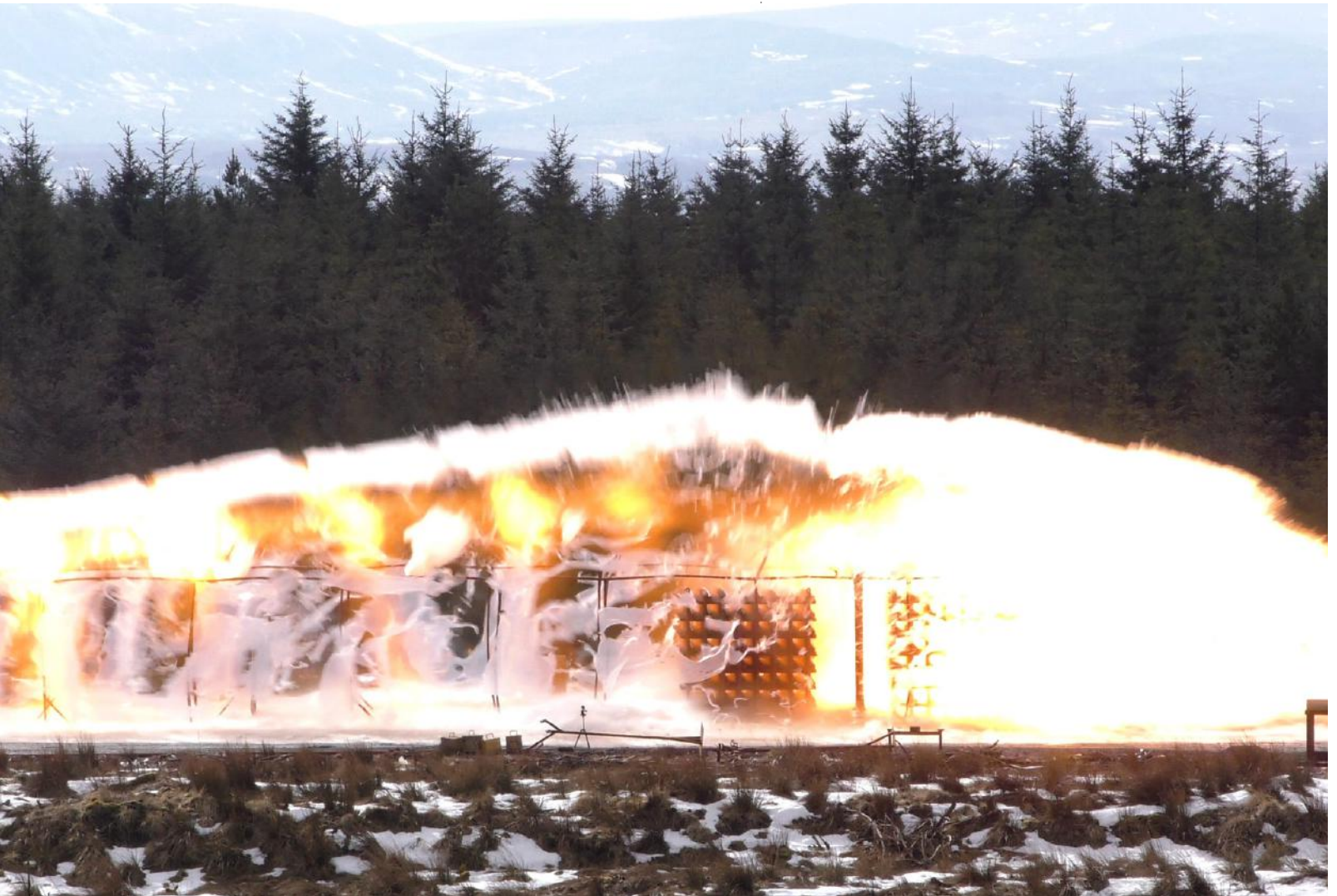
部门转移到对蓝氢和绿氢的支持。与蓝氢相关的石油和天然气工艺必须保留，用来生产天然气，供炼油厂重整为蓝氢。

### 价值链温室气体排放将是建立特定氢价值链的决定性因素。

现有海上作业的标准和程序将有助于确保新氢工业的安全和成功。例如，海上风电连接绿氢后，将涉及安装更大的风机，因此需要了解深水中的浮式和固定结构以及在恶劣的天气情况下运行。

氢供应链还将包括港口和物流、管道设计和制造、输配基础设施、安全评估、地上储罐和地下地质储氢。这些都需要有熟练技能的人力资源。

第7章将更深入地探讨价值链的演变，举例说明它们的经济原理和可能的增长路径。



氢的爆炸在代表许多场景的规模上是完全可能的，而传统的碳氢化合物并非如此。图片显示了在英国DNV的Spadeadam研究中心进行的15立方米氢爆炸的静止图像。

## 1.4 安全、风险和危害

氢对社会来说并不新鲜。它已经被大量生产和使用了一个多世纪。然而，这主要是在工业环境中，有良好的控制程度，设施由对潜在危害有清晰认识的人管理。

作为能源载体，氢的市场预计将显著增长，这将引入许多

与我们过去设施大不相同的新设施。此外，一些设施将更靠近公众，并将由可能没有氢安全相关经验的新入行者建造和运营。因此，我们之前在氢安全方面的经验，充其量只能作为未来可能发生事情的不完善指南。

风险认知将是接受使用氢的一个重要因素。与传统燃料类似的事件（至少在最初）相比，涉及氢的事故可能会受

到更多媒体的关注，这可能会激起公众的抵制，并促使监管环境更加严格。对风险和风险认知的敏感度可能会因行业而异，但在公众接近氢实际使用的地方（如航空和家庭供暖）的敏感度最高，而在氢储存等更多工业类型的应用中则敏感度较低。

安全对于投资者和开发商来说是一个重大的商业风险。已经有一些例子表明，加氢站事故将导致车辆用氢在很长一段时间内停滞。

业内已经尝试和测试了有关可燃气体安全性的管理方法，这些方法已经使用了几十年，还带来了来之不易的重要教训。首先，安全必须基于对氢和氢衍生物的特性如何影响潜在危害的理解。其次，在设计阶段早期添加适当的降低风险措施，是迄今为止最有效的方法（在安全性和成本效益方面）。在许多情况下，如果尽早解决，这些措施可以以很少（有时甚至没有）的额外成本纳入，并且可以使设计更具本质安全性。最后，设计意图需要在整个生命周期中保持：安全措施始终不降级。

要实现上述目标，需要了解产生危害的氢（及其衍生物）的重要特性。由于氢与其衍生物非常不同，我们需要分别考虑。

### 氢的危害

氢在环境条件下是一种易燃的无毒气体。参考另一种被社会广泛接受的易燃无毒气体：天然气（或其主要成分甲烷），可能最好地理解其特性对危害和危害管理的影响。

氢的特性如何改变潜在的危害呢？对于氢，与天然气一样，因意外释放而点燃可能导致火灾和爆炸。对这些

领域的研究非常活跃，DNV正在位于英国坎布里亚郡 Spadeadam 的研究和测试中心进行大规模的实验研究<sup>5</sup>。

尽管我们对氢的了解还在进行中，但目前所掌握的知识已足够知道应在哪些方面集中精力进行研究。表1.1总结了气态氢和液态氢与天然气/甲烷之间的区别。

点燃可燃气体云并不总是导致爆炸。当气体云被限制在封闭空间中，或加速到高速（或两者兼而有之）时，就会产生压力。这可能发生在各种可能的情况下，从家庭环境中的低压泄漏、制氢设施或海洋应用的中压泄漏，到储存设施的高压泄漏。

### 对于未来可能发生的情况，我们之前在氢安全方面的经验充其量只是一个不完善的指南。

爆炸的严重程度取决于许多因素，但总的来说，燃料“反应越活跃”，爆炸就越严重。从这个意义上说，反应活跃度与火焰在可燃气云中移动的速度有关。

在最坏的情况下，氢火焰的燃烧速度比天然气快一个数量级，比最常用的碳氢化合物快得多。

除此之外，当火焰以超音速传播得非常快时，爆炸可以升级到爆轰。爆轰是一种自我维持的爆炸过程，其前导冲击为20bar，将气体压缩到自燃点。随后的燃烧提供了维持冲击波的能量。



DNV的HyStreet设施位于世界上最完整的陆上氢使用示范区的尽头。HyStreet展示了为国内终端用户提供100%的氢锅炉供暖，Northern Gas Network的H21项目展示了低于7 barg的氢气配送，National Grids的在建项目FutureGrid设施将展示大直径、高压系统（高达至70 bar）的氢气运输

表 1.1

氢和天然气/甲烷的特性和危险结果的比较

氢的特性		
气态 (压缩) 氢		
密度	释放率	密度仅为甲烷的八分之一, 在同等条件下, 氢的体积流量是甲烷的2.8倍; 相反, 甲烷的质量流量是氢的2.8倍。隔离的氢压力系统将比甲烷更快地减压, 但可能会产生更大的易燃气云。每单位质量氢的更高能量密度意味着能量流 (类似的) 是相似的。
	扩散和气体聚集	氢比甲烷更具浮力, 并且具有强烈的向上移动趋势, 这可用于最大限度地减少危险浓度增加的可能性。
可燃性	点火能量	点燃氢气-空气混合物所需的最小火花能量不到甲烷或天然气所需能量的十分之一。然而, 这并不一定会显著增加点火的机会。DNV的测试表明, 许多潜在的点火源要么点燃氢和天然气混合物, 要么都不点燃。只有一小部分会点燃氢, 但不会点燃天然气。此外, 经批准用于氢气系统的设备也随时可用。
	易燃性	氢气在空气中的浓度为4%到75%之间时是易燃的, 这比天然气 (5-15%) 的范围大得多。这将增加点燃的可能性。
燃烧	火	释放的压缩氢气将作为喷射火燃烧。火焰长度与能量流率有很好的相关性, 因为这对于氢气和甲烷来说是相似的, 在类似的条件下, 喷射火灾的危险是相似的。
	爆炸	与甲烷相比, 氢气的爆炸潜力要大得多, 因为在空气中浓度较高 (>20%) 时, 火焰的速度要比甲烷快得多。此外, 氢气-空气混合物可以在现实条件下发生爆炸, 而甲烷不会发生这种情况。
液态氢 (除压缩气体危害外)		
温度	液化	在许多方面, 液态氢是一种低温液体, 类似于液化天然气 (LNG)。但由于温度较低, 溢出物会液化和固化大气中的空气。由此产生的液态氢和液态/固态空气的混合物在小规模的现场实验中有爆炸情况。液化天然气不会发生这种情况。
密度	浮力和分散	当液态氢蒸发并与空气混合时, 它会冷却空气, 增加其密度。因此, 由液态氢释放产生的氢空气云不会像在气态氢情况下那样具有强烈的浮力。液化天然气也会发生这种情况, 但在这种情况下, 液化天然气-空气混合物将比空气更稠密。



甲烷分子



氢分子

爆轰可能性因燃料而异，在任何实际情况下天然气都不会发生爆轰，而氢气爆轰则完全可能发生。还值得注意的是，目前业内使用的爆炸模拟方法无法模拟从爆炸到爆轰的过渡，而只能显示何时可能发生，尽管此方面仍存在相当大的不确定性。

对于氢设施来说，这听起来是个坏消息，但我们知道这些特性取决于其在空气中的浓度。如果空气中氢的浓度保持在15%以下，那么在相似浓度下它并不比甲烷安全性差。这意味着管理氢安全的一个关键要素是控制气体扩散和积聚，尽可能防止空气中的氢浓度超过15%。

在扩散空间受限的情况下（例如船上），这是一个特殊的挑战。气体检测和氢库存的快速隔离将是关键措施。通风率和通风模式也是非常关键的考虑因素。重要的是，对于目前的模拟方法来模拟气体扩散和积聚，可具有信心。



DNV 2020年白皮书中描述了氨用于航运的可行性：氨作为船用燃料。  
DNV 船级符号“Gas fueled ammonia”于2021年7月发布

总而言之，虽然氢的高爆炸反应性令人担忧，但通过意识到这一问题并进行设计以避免空气中的高氢浓度，有理由期望我们可以设计出与被广泛接受的天然气设施一样安全或更好的设施。如果基于良好的技术理解并在早期设计中得到解决，此类工程解决方案的成本可能就不会太高。

### 氢衍生物

可以说，与危害管理相关最重要的氢衍生物是氨。氨是可燃的，但相对较难点燃，而且由于其燃烧速度远低于甲烷，因此爆炸风险很小。氨的主要危害是其毒性；它对人员的有害性，可发生于浓度远低于空气中15%的可燃下限时，例如，英国HSE表明0.36%的浓度在30分钟的接触中可能导致1%的死亡率，5.5%的浓度在接触5分钟后可能导致50%的死亡率。

虽然氨已被广泛制造了100多年，并在化肥制造中大量使用，但现在需要在新能源转型应用的背景下了解其潜在危害，就像氢一样。相关例子是海事行业可能使用氨作为燃料。船体内部氨泄露有可能在密闭空间中产生潜在的致命浓度。与氢不同，这种危险不能通过降低点燃概率来降低；氨如果释放并与人员接触会产生直接影响。因此，即使它没有真正的爆炸潜力，也不能保证风险低于氢。

风险评估将涉及标准危害管理方法的应用，并且需要考虑诸如可能发生的泄露类型、可能产生的潜在浓度以及人员暴露于有害浓度的可能性等方面。缓解方法将包括氨泄露检测和氨系统和通风的紧急关闭，但也可能需要紧急呼吸装置和非常明确的逃生路线。

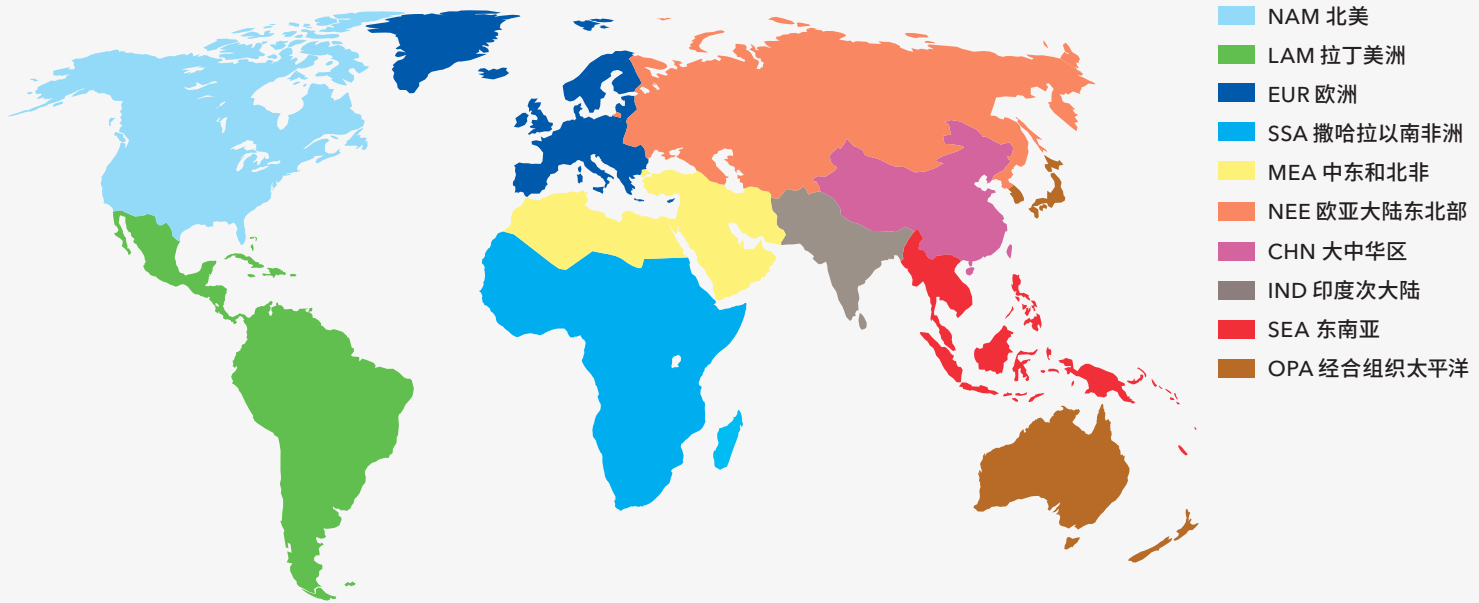


管理氢安全的一个关键要素是控制气体扩散和积聚, 尽可能防止空气中氢浓度超过15%。

液态有机氢载体 (LOHC) 的安全风险最低, 因为它们的特性与已经大量处理的液态碳氢化合物接近。

安全管理应该简单明了, 但须注意的是, 氢在生产过程中是必需的, 并且在使用时会产生氢(氨也可能是这种情况)。



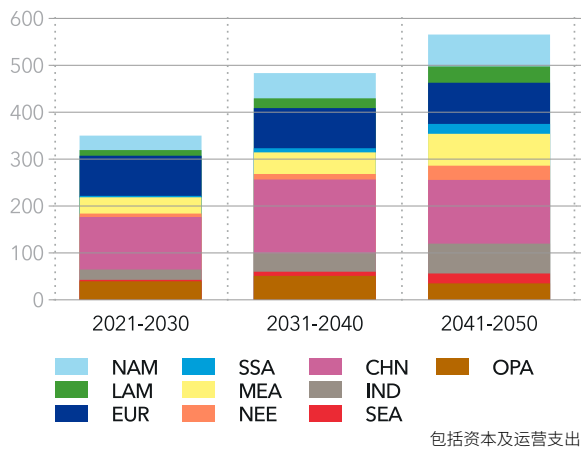


## 1.5 氢的投资风险

图 1.5

按地区划分, 全球氢及其衍生物的生产支出

单位: 十亿USD/年



目前, 人们对可再生和低碳氢作为能源载体、燃料和清洁分子能源产生了前所未有的兴趣。然而, 还有很长的路要走: 首先是投资流向研究和试点项目之外的商业项目, 其次是实现许多大型氢项目, 以及开发或改造基础设施。

### 大规模能源用途的价值链需要巨额投资

2021年, 全球投资120亿美元用于作为能源载体的氢。到2030年, 每年对氢及其衍生物的投资将达到1290亿美元, 到2050年将达到4400亿美元, 届时氢作为能源载体将迅速增长, 并将持续到本世纪下半叶。尽管这些数字令人印象深刻, 但仍需要更多的氢投资, 以便更快确保符合巴黎标准的能源转型。DNV的《净零排放路径》报告认为2050年氢将占全球能源需求的13%左右, 是我们对氢最有可能的未来预测的两倍多。

问题是氢的更快、更大的未来是否可以负担得起。在世界能源支出的背景下，答案是肯定的。我们预测，由于主要与电气化相关的效率提高，能源支出占世界国内生产总值 (GDP) 的百分比将从2019年的3.2%下降到2050年的1.6%。如果当前用于能源支出的GDP比例保持不变，用于清洁能源的盈余资金每年将增长约2万亿美元，到2050年接近63万亿美元——足以为符合《巴黎协定》的转型提供资金，包括脱碳氢所需的规模扩大。

### 氢投资与更广泛的能源投资趋势有着内在联系

随着能源转型的加速，能源公司正在对其未来做出关键的长期战略决策，许多行业都在进行转型绿色投资。与此同时，金融家们正在重新评估并提出化石燃料的未来风险——担心资产搁浅，并受到ESG、分类法、碳定价以及来自股东和公众的压力等领域的推动。

大量资本正在能源转型中寻找新投资方向，但这些资本不一定会流入氢。石油和天然气项目在融资方面困难重重，38%的石油和天然气资深专业人士表示，他们的组织发现难以为石油和天然气项目获得价格合理的融资。这是基于DNV在俄乌战争之前于2022年1月进行的调研。尽管如此，我们的研究表明，远离化石燃料的驱动因素——脱碳和能源转型——是具有弹性的长期趋势，基本上不受行业周期的影响。

相比之下，至少在发达市场，可再生能源项目受到了极大的关注，并且这些项目有充足的可用资金——可再生能源的瓶颈反而是批准和可投资的项目。然而，对于采用价值链不太成熟的技术的项目来说，融资并不容易。对于氢，虽然兴趣和投资预期都在增加，但资金并不像流入可再生能源那样容易流入氢项目。

### 降低风险并增加氢投资的吸引力

资金只会流入可融资的项目。能源公司和投资者需要确保氢项目在风险和回报之间取得平衡。这需要长期的稳定性、确定性和视野，可以通过商业模式和长期协议、监管环境、政府支持、合作伙伴关系和技术创新来提升。

市场的成熟度也很重要，现在和未来的需求确定性更大，降低了投资风险。对于投资制氢的公司来说，一直存在的担心是未来需求的来源、级别，以及至关重要的是何时有需求。

核心问题是，从融资的角度来看，氢的机遇目前是长期的、低回报的，而且看似高风险的。如果没有政府在创造确定性和通过补贴提供更直接的大力支持，金融家不太可能接受这种风险——这就是我们在市场上看到的情况。

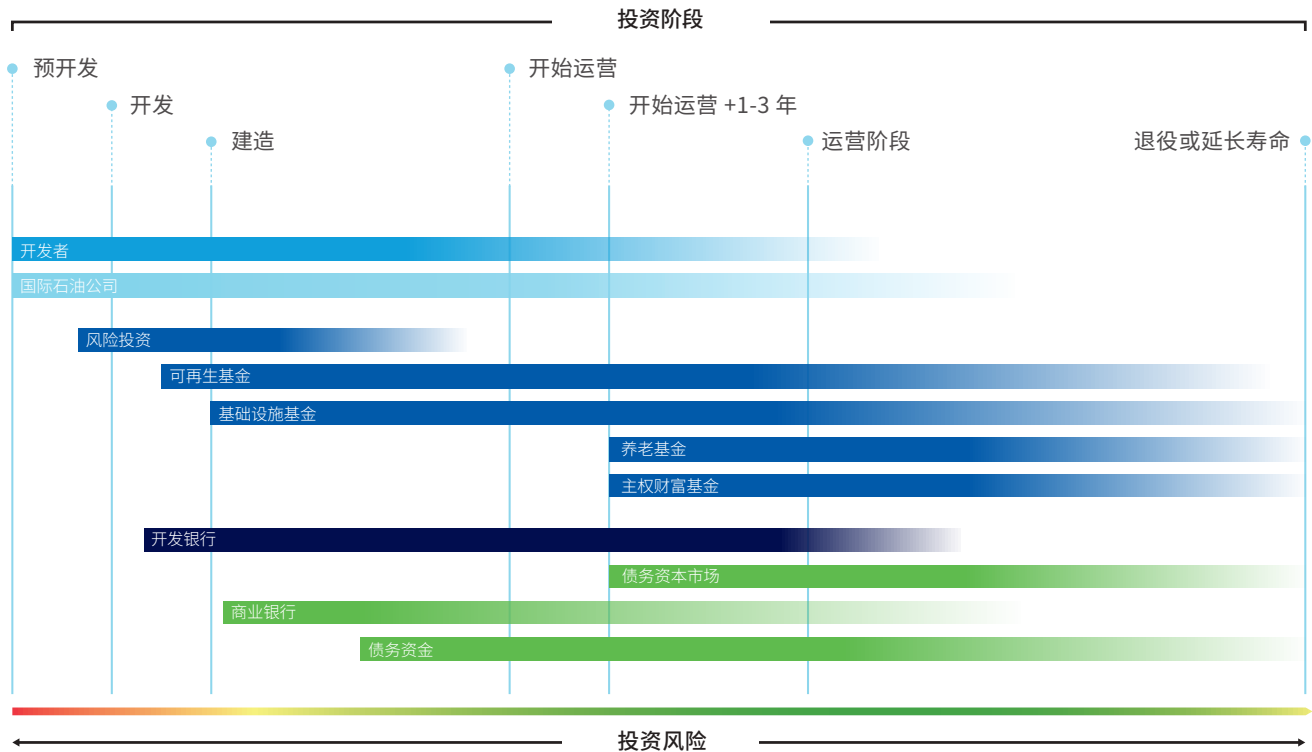
在技术推广的初期，成本往往很高，企业必须遵循长期战略，实施短期内可能缺乏利润的计划。但他们这样做是为了在行业中获得市场份额，期望一旦氢供需增加，成本就会下降，利润就会提高。

早期投资是一个挑战。需要初期支持和行业参与，将项目快速推进到风险较低并适合广泛使用的金融机制的阶段。这是一个以更低价格实现大规模低碳氢的安全生产的问题。

目标是发展市场和投资者的成熟度，以便不同的金融家在项目的每个阶段（从概念到完成）都有商业模式和风险偏好。除试点和研发以外，大多数氢项目都处于预开发阶段。这一阶段风险很高，活跃的是开发商和国际石油公司。

图 1.6

投资者偏好



资料来源：能源转型融资，DNV 2021

需求和供应的确定性

对技术和创新需求的更大确定性可以降低风险并增加投资。但随着关于蓝氢与绿氢、氢与电气化、以及绿氢与储能电池的争论仍在继续，对氢的需求还远未确定。

本报告提供了DNV对2050年氢供需关系的独立预测，可能有助于公司和政府在考虑能源未来和制定氢战略时做出最佳估算。除此之外，还有其他方法可以确保需求的确定性，例如生产者和消费者之间的协议，无论是以绿色氢电购买协议 (PPA)，还是对氢产业集群的联合投资。大公司的公告，例如主要工业用户在钢铁生产中改用氢，或在航运中使用氨，有助于创造确定性。政府也可以作为氢的

主要投资者和消费者带头人，例如通过在公共交通中建立对氢使用的早期需求。政府的另一个选择是引入基于数量的政策来刺激需求面（见第2章的讨论）。

国家氢能战略和政策将发挥关键作用。政策制定者将需要在能源系统层面进行规划，同时制定政策以实现可再生能源发电的规模扩大和CCS价值链的构建。目前，从供应方面来看，氢生产商在生产低碳氢的资源供应面临不确定性，无论是生产低碳蓝氢的的可用且负担得起的低排放供应链天然气，还是电网盈余或专用于绿氢生产的可再生能源（或潜力）。沿着价值链更远处，难以减排行业的消费者——依赖化石燃料作为燃料和原料——正

在寻找诸如氢和衍生物等脱碳解决方案，但需要确定他们将能够获得安全且负担得起的低碳替代品供应。

### 标准、分类法和碳价格

标准和分类法对可持续和符合气候目标的活动和不符合气候目标的活动进行分类，为能源投资提供明确的方向以及激励、标准和法规的基础。分类法，例如欧盟分类法，可以帮助确保资本流入清洁能源项目和技术，并远离未减排或排放量大的化石燃料。这样的分类和标准，以及氢项目和产品符合它们的认证，可以大幅降低投资风险。另一方面，在分类法达成一致并最终确定之前，存在不确定性和风险。例如，除非明确蓝氢是否属于“低碳”投资，否则公司不太可能投资蓝氢。

DNV的研究《低碳能源未来中的蓝氢》（2021年）解决了蓝氢是否可以被视为低碳的问题。我们发现，与欧盟和世界可持续发展商业委员会定义的分类阈值相比，蓝氢的温室气体（GHG）足迹更低。然而，这需要将制氢技术和碳捕获相结合，重点关注高转化率和高二氧化碳捕获率，从而降低与工艺相关的二氧化碳和甲烷排放量。此外，二氧化碳和甲烷的天然气供应链排放量必须保持在较低水平。我们的数据显示，这可以通过目前某些地区的天然气供应来实现，但远非如此。

氢认证可以在这方面发挥重要作用，将资金引入低碳项目，以及让生产者和消费者都有信心和数据——向氢转型将有助于他们的脱碳努力。

一个有效的碳价格——或者明确何时实施这样的价格——也将激励清洁能源并抑制未减排的化石燃料。所谓有效，我们指的是对排放造成的损害进行适当的定价，但也要以使低碳技术在商业上的可行水平来定价。这样

的碳价格将大大降低氢投资的风险。

### 金融工具

为了降低风险并提高清洁能源机遇的盈利能力，全球范围内政府和市场已经开发出商业模式和金融工具。这些主要是降低风险和创造确定性（例如氢电购买协议或差价合同）或补贴和激励（例如通过上网电价或税收股权融资），以便将项目和技术发展到更传统的融资形式可用的阶段。例如债务和股权融资。

如前所述，氢具有独特的属性组合，使其与电力和化石燃料相似。那么从金融的角度来看，问题是：一旦市场成熟，氢将如何定价？业界对这个问题的看法大致分为五五开。氢的定价方式对最好采用哪种类型的金融机制产生影响。电价通常由监管机构管理，这些机构旨在保护消费者并保证供应商的稳定回报率。化石燃料价格更多地受到自由市场力量的推动，这使得它们更具波动性，但也可能更有利可图。

需要针对区域、国家和部门进行调整，更具体的政策和机制才能发挥作用。实施的可见性、技术法规和支持情况，将提供所需的确定性。我们将在第2章中更详细地探讨氢的政策和战略。

## 2 氢政策和战略



### 2.1 政策和氢转型

近年来，氢在能源转型中的作用变得更加清晰，近几个月也更加紧迫。少数几个行业的脱碳途径在很大程度上依赖于氢的环境认证，同时要确保经济性、可用性和安全性。作为能源安全未来的战略能源载体，可再生和低碳氢将发挥越来越重要的作用。

然而，实现任何创新之举都取决于能促进利益相关者合作以及调整决策和集体能力的监管框架。有必要从生产、运输和使用中共同发展氢价值链和“生态系统”。

与此同时，政策必须释放额外的可再生能源产能和CCS部署，因为两者都是可再生氢（绿氢）和低碳氢（蓝氢）、

e-燃料和氢载体的先决条件。

这里，我们深入研究为加快发展已在发挥作用的政策和法规。在第2.4节中，我们描述了直接影响本预测报告的政策考虑因素。我们还总结了政策制定者的主要考虑因素（见对页）。

#### 修改监管框架来推进氢能

新兴和协调监管框架塑造了氢能创新的轨迹，并有助于克服障碍，展示了从政府政策到行业监管通过实践准则和标准来激励各方齐心协力。对于任何新兴的能源载体和市场，都需要制定一个全面的监管框架，氢能也不例外。政策制定者和监管机构面临着来自分散的参与者和不同能源子行业的各种复杂情况，而传统上它们都在各自领域内独自运营和监管。随着更多行业之间的耦合，参与者和行业越来越相互交织，因此需要统一的监管框架，来统一看待电力和天然气行业。

监管框架必须同时应对几个氢生产和使用领域，例如：

- 使现有氢的生产和使用过程脱碳
- 燃料转换（例如从天然气转换到氢），即改造或修改主要来自成熟行业的基础设施
- 新用途，即建造新的能源载体转换基础设施（例如，从柴油卡车到氢电动燃料电池卡车），这些基础设施基本上“超出”行业监管区域的范围。

## 政策制定者的主要考虑因素

1. **政策必须针对多个部门，因为可再生氢/低碳氢可以成为可持续的能源载体、燃料、和化学原料。**氢可以在难以实现电气化的领域助力脱碳，并将用于制造可持续的最终产品（例如氨/肥料）、绿色材料（例如钢和铝）和低碳化学品（例如甲醇和塑料）。
2. **脱碳政策/法规必须解决安全漏洞。**有关氢的指导方针和程序存在漏洞，尤其是大规模生产、储存、运输和新的最终用途方面。为了安全转型，新的/改造的基础设施将需要更新指导方针和标准以及政策和法规。
3. **监管很复杂，但可以根据需要进行调整。**需要对当前氢生产/使用的脱碳过程进行监管；改造或修改燃料转换的基础设施；新用途；和新基础设施的生产。现有政策、更新的政策和新政策可以是总体政策或某个部门的特定政策。
4. **政策/法规必须促进技术进步来支持氢的使用。**政策必须通过大幅提高可再生能源产能、CCS、新建/改造天然气和电网以及电解槽的规模生产来释放可再生氢/低碳氢生产。为满足气候目标，还需要大规模的CCS直接从空气中捕获二氧化碳。
5. **需要加快氢生产和获取的政策。**直接资助是主要工具，通过降低资本支出成本来扩大低碳氢生产。有关需求面的政策必须刺激购买。低碳氢需要财政政策（例如碳定价、反映碳效率/污染物的税收）与未减排的化石基氢竞争。差价合约（CfD）等基于市场的工具可以降低运营成本，并为生产商和最终用户提供可预测的条款。
6. **脱碳氢可以造福人类，但需要基础设施规划和投资。**氢可以是现有气体系统的一部分，也可以是用于中长期储存的脱碳能源载体，从而提供能源安全。作为氨/肥料的原料，氢支持粮食安全。最大限度地提高这些效益取决于规划和新的公共基础设施投资（例如用于储存氢的盐穴，以及用于运输氢的新建/改造天然气管道），以及在制氢脱碳的同时继续使用现有的做法和基础设施。
7. **轻松的胜利包括使现有的氢生产和使用脱碳。**使用由同一地点的电解槽生产的可再生氢，并从基于化石的氢生产中捕获碳。这需要对降低投资成本，并在一揽子政策中鼓励以化石为基础的产能提前退役，以提高低碳强度氢的竞争力。
8. **需要一个全面的监管工具箱来鼓励燃料转换、改造/新建基础设施、和多种脱碳选择。**难以减排的行业需要更多的支持来改造/更换设备和/或改造基础设施。在改造旧基础设施之前，通常新基础设施必须与现有资产一起建造。除非市场提供绿色溢价，否则大宗商品生产商很少选择更高的运营成本和更低的利润。各行业通常会选择需要政策组合的混合脱碳途径（电气化、氢、CCS）。如果需要跨部门和跨界协调，则对综合能源系统进行监管是关键。
9. **新的生产和销售需要新的监管框架、标准和指导方针。**例如，这与海上制氢、新的氢直接消费或在航运或航空中使用氢载体有关。需要创新和全面的测试和开发。从试点转向大规模测试和实施通常需要新的法规、标准和指南。
10. **扩大规模需要充足的准备工作，但关键因素阻碍了投资。**政策应旨在消除大规模的投资障碍。主要障碍包括：没有保证氢来源/可追溯性的框架；可再生能源和CCS容量必须扩展，同时降低资本支出/运营成本；支持机制（例如CfD或化石氢的更高碳定价）对于低碳氢至关重要。

政府正在通过将氢纳入规划和要求来引导这一发展轨迹。他们的目标和专项氢预算旨在促进项目和及时安全地推进规模化，以实现2030年和2050年的气候目标。与此同时，政府的战略和政策都面向产业定位、竞争优势，并且越来越多地面向能源安全。然而，我们对区域的分析（第2.3节中的重点介绍）表明，并非所有地区和政府都在从生产到使用的整个链条中全面刺激氢的开发。

先驱国家之间的政策措施开启了技术成本的学习曲线。我们在太阳能和风能的早期开发中看到了这一点。特定的氢技术也是如此。领跑国家在启动学习和降低成本方面发挥着重要作用。例如，德国正在加快其氢能转型，提供70亿欧元用于到2030年的市场推广；而美国将投入80亿美元用于氢枢纽的建设，目标是在十年内以每千克氢 (/kgH<sub>2</sub>) 1美元的价格生产清洁氢。

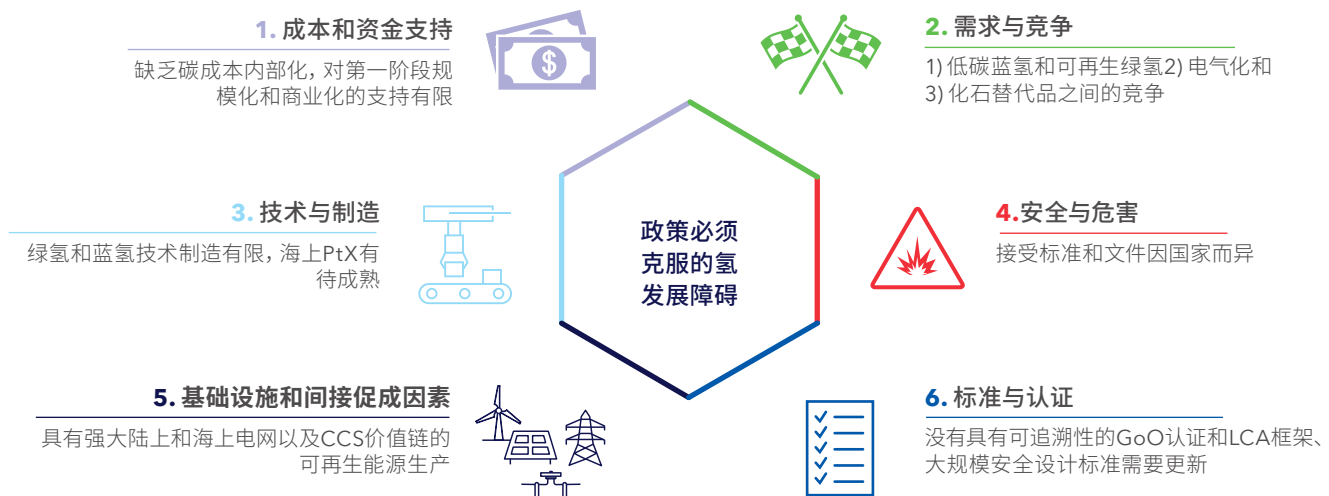
企业是从示范和部署到氢基础设施和运输的所有发展阶段的关键代理人。一些氢技术设施已建成（例如，灰氢直

接用于炼油厂和制氨），而另一些设施还未建成（例如，用于新终端用途的基础设施、大型电解槽和海上生产）。具有安全且节约成本的氢生产、运输和使用的工业化或商业化规模扩大需要精心制定的政策框架才能取得成功。为此，政策制定者正在制定商业创新议程，正如最近在政府主导的“格拉斯哥突破议程”、“国际创新使命计划”和公私合作的“先行者联盟”中所看到的那样。

国际合作正在拉动政府和行业参与者共同发展氢能。国际可再生能源机构 (IRENA) 与氢能理事会之间的合作协议就是一个例证；IRENA和世界经济论坛 (WEF) 氢工具箱；和世界可持续发展工商理事会 (WBCSD) SMI氢工业承诺倡议 (H<sub>2</sub>Zero)，以及拟议的政策。这些合作举措有助于促进最佳实践的协调和交流。

图 2.1

**政策须克服的障碍**





### 2.1.1 克服障碍必须面对的政策和监管框架

监管框架和政策需要量身定制，才能克服氢规模扩大的行政、技术和经济障碍，并将安全作为跨领域的优先事项。图2.1对现状进行了概括，其灵感来自IRENA和WEF 2022<sup>2</sup>的工作。需要克服潜在的阻碍来促进制氢的安全

和加速规模化，启用基础设施，支持新的氢消费。该图显示了政策必须解决的主要障碍类别。这不是一份详尽无遗的清单。虽然有些障碍是总体性的、全球性的和区域性的，但大多数必须按各个国家的情况分别对待。

#### 1. 成本和资金支持

- 未将碳成本内部化
- 缺乏上游支持
- 缺乏下游支持
- 不适合的市场设计
- 在化石氢和替代品变得更加昂贵之前，差异合同的框架不明确
- 未来更高的成本水平 (> 1.5-2 欧元/千克)，任何种类的氢都不可能（除了蓝绿氢/甲烷热解和紫氢/核能制氢）

#### 2. 需求与竞争

- 氢生产和贸易之间的全球竞争
- 替代品之间的全球竞争氢的使用（电池、电气化和现有的化石替代品）
- 供应的可用性和安全性（由于高成本而最小化储存的地方）

#### 3. 技术与制造

- 设备中使用的材料
- 降低新工业应用的风险
- 电解槽和燃料电池性能
- 评估现有燃气管网的兼容性
- 降低集成的Power-to-X (PtX) 路径的风险
- 电解槽制造扩张缓慢
- 燃料电池制造能力
- 工业资产（除了蓝绿氢/甲烷热解和紫氢/核能制氢）

#### 4. 安全和危害

- 验收标准和文件，因国家而异，有些没有既定标准
- 没有大规模绿氢生产 (>200 MW) 的经验，以及不明确的安全理念和本质安全设计
- 某些行业使用氢的经验很少（燃料转换和新用途）
- 批准新装置的国家 and 地方程序不明确，尤其是在工业领域之外

#### 5. 基础设施和间接促成因素

- 可再生能源部署缓慢且额外性不明确
- 碳捕获与封存 (CCS) 价值链
- 电网容量用于配送绿氢生产的电网
- 气网改造或新建— 用于缓冲/储存早期生产，连接大规模生产（在新地区）和使用（在现有集群中）
- 缺乏基础设施支持和发展基础设施不确定性

#### 6. 标准与认证

- 没有氢的原产地保证 (GoO) 认证
- 没有氢衍生物的GoO认证
- 跨境不兼容
- 生命周期估算方法不明确温室气体(GHG)排放评估(LCA)
- 对温室气体以外的环境影响缺乏明确性
- 设计和安全标准化

## 2.2 政策和监管形势

近期为政策制定者发布了一些与氢相关的指南（例如，IEA 2021、IRENA 2021<sup>3</sup>）。为了推进氢能转型，还推出了经过验证的可用措施的政策工具箱（例如DNV2021年能源转型展望第6.54节），它在很大程度上依赖于几十年来推进可再生能源的方法和经验。然而，目前需要的是根据价值链特定需求量身定制的新政策措施，而且政策措施需要不断更新发展。

在本节中，我们详细阐述了五种政策类别，这些类别最有可能对2050年的氢能源未来产生影响。其中四项是国家战略、技术推动、需求拉动和财政政策。第五，标准和认证，其主要动力来自公私合作伙伴关系。

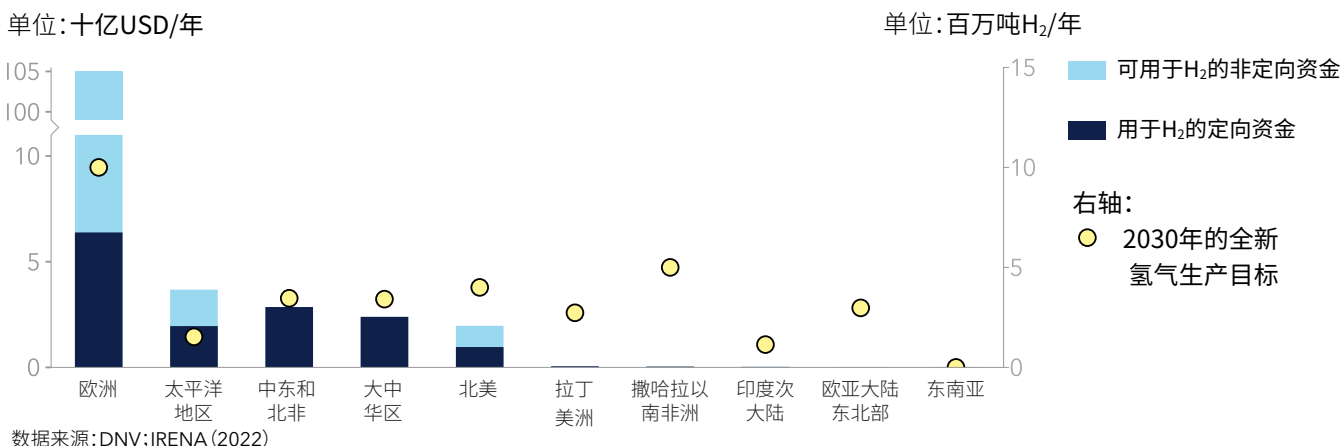
具有时间表和目标的**国家战略**是为利益相关者创造稳定的规划视野和确定性的第一步。第二步是建立成本更高的化石能源载体（参见第34页财政政策下的详细说明），直到氢价值链在经济上可行。

在DNV的能源转型展望 (ETO) 涉及的各区域，国家氢能战略和路线图在不断增加。毫不奇怪，这主要发生在欧洲、北美和经合组织太平洋地区等世纪中期目标为净零的区域。然而，我们看到这些战略在全面性和“如何交付”的实际政策方面存在很大差异。

作为绿氢战略的一部分，可再生能源的发展需要得到极大的关注和升级，其中额外性（即电解槽消耗的可再生能源是可再生能源满足可再生能源消耗目标的额外补充）也有望成为一项要求。扩建还需要一个更快的过程。Energymonitor.ai的数据洞察（2022基于GlobalData<sup>5</sup>）显示，欧盟前20位国家的风电容量是在建风电容量的四倍，而且“停滞”并不是欧洲独有的挑战：欧盟81%的风电计划项目处于待许可状态，美国（79%）、中国（74%）和印度（64%）也面临僵局。可再生能源建设是绿氢生产的先决条件，所需规模巨大：DNV的《净零排放路径》研究（2021<sup>6</sup>）预计到2050年电力需求将增长180%以上，其中来自电解制氢的电力需求增幅最大（400倍）。

图 2.2

### 按地区划分的氢气可用公共资金及生产目标



关于资金的说明: 该图概述了截至2022年4月10个地区的氢项目可能获得的资金支持。当然，存在可能获得更多资金的可能。

关于生产目标的说明: 生产目标代表了2030年每年新的(可再生或低碳)氢气生产的公开目标。目标基于专用可再生能源的安装电解槽容量，例如: 拉丁美洲、欧亚大陆东北部的一些国家，大中华区和撒哈拉以南非洲的年产量是使用65%的效率和每年5000个满负荷小时计算的。

促进国家氢战略的实施，需要真正的政策和支持措施。

**技术推动政策** 在从研发和试点到规模扩大的创业和技术开发周期中推动技术进步。

我们发现，包含投资拨款/资本支出贷款 (CAPEX) 的政府资助计划是主要的早期支持形式。计划的重点是促进可再生氢和低碳氢的生产。资金可用于现有的氢生产脱碳、新的商业生产，以及用于转换为氢基燃料 (即e-燃料、氨) 的转型项目。

在图2.2中，不同区域的平均年度政府资金 (针对氢的项目，以及非针对氢但符合氢项目资格的项目) 与2030年的国家生产目标相对应。一些区域例如欧洲、中东和北非，和经合组织太平洋地区显示出扩大氢生产的壮志与可用资金之间的明确联系。除了本地生产外，欧洲还有1000万吨/年可再生氢进口的目标。其他区域有雄心勃勃的目标，但缺乏资金，这可能使得目标的实现困难重重。然而，由于其中几个区域 (如拉丁美洲和撒哈拉以南的非洲) 主要针对出口生产，可能会从与进口地区的国际合作关系中获得资金。例如，德国联邦经济合作与发展部 (BMZ) 正在推动南非的绿氢生产 (见第2.3.4节)。

迄今为止，只有少数国家拥有在固定时间范围内支持运营支出(OPEX)的生产支持机制。其中一个例子是美国，每千克氢提供10年的税收抵免 (见第2.3.1节)，并提出了针对排放量的税收抵免率，为可再生氢最高的免税率。另一个例子是丹麦，其固定价格补贴的上网电价计划，同样为期10年。

我们希望在未来看到更多支持运营支出成本和保证生产商价格的计划，以促进生产商和用户的商业案例。

在这方面，差价合约(CfD)是一种合理的机制。由于在政府支持的初始工厂建成后，资本支出支持可能会随着时间的推移而减少—例如，由于碳定价不高，灰氢成本仍然较低—因此需要一项长期计划来缩小经济差距并激励持续投资。

差价合约支持运营成本，并在固定期限内向生产商保证执行价格。此类合同可以为生产商和最终用户提供稳定和可预测的条款，因为通过持续投资和降低氢成本，将对最终用途的氢价格和需求产生溢出效应。

**需求拉动政策** 正在发挥作用，在新应用以及成熟行业 (从未减排的化石基氢转型) 中创造对可再生氢和低碳氢的需求。我们发现，政府资助计划同样适用于氢消费者，以涵盖与工艺技术转换和设备升级相关的资本支出 (例如，在制造中使用氢供热、建筑和重型运输)。

很少有基于配额或基于数量的政策来刺激消费并在最终用途部门中创造需求。未来的一揽子政策可能涉及诸如约束性目标 and 需求部门义务等机制 (例如，工业消费者需要固定数量/份额的能源/燃料产自氢能)。欧盟提议到2030年在欧盟能源结构中强制使用绿氢 (例如交通部门的子目标是2.6%来自绿氢和e-燃料)，并使用RFNBO (非生物来源的可再生燃料) 来满足目标。在公路运输方面，加利福尼亚州 (作为北美地区的一部分)，韩国、日本和中国都制定了燃料电池动力汽车 (FCEV) 和基础设施开发的目标和支持。

我们预计未来将看到掺氢相关指令应用于海事和航空领域，来促成对氢的应用。将一定百分比的氢混合到燃气管网中是另一个可为新投资提供长期数量消费确定性和信心的选择。

总体而言，我们发现在最终用途领域激发承购和需求创造的政策措施相当有限。

**财政一揽子政策**包括经济范围内的经济信号，例如将碳成本转嫁给排放者的碳定价，从而鼓励使用低碳氢或可再生氢。

尽管计划的数量在增加，但ETO中各区域的碳定价水平还不够高。与化石燃料补贴相结合，这限制了脱碳、CCS的应用和氢的整体竞争力。强劲的碳价格刺激创新，并且需要缩小基于化石燃料的传统技术与基于氢的新技术之间的成本差距。

与碳定价一起运作的是能源税，通常是高额的电网连接成本和并网电力消耗的税收。预计将推出改革举措，如《欧盟能源税收指令》的修订，以提高税收与环境绩效和气候目标的关联性。改革将以不均衡的速度展开，高收入地区（到2050年实现净零排放目标）是完善税收计划以促进电气化和氢使用的先行者。

**实施安全标准和认证计划是扩大氢作为能源载体和促进国际贸易的关键。**

为了给氢和其他氢衍生物的全球贸易铺平道路（见第6章），需要制定标准和认证，因为它们确保产品的质量和来源清晰。这里的一个关键方面是确定氢产生的碳强度，以确保它确实有助于实现脱碳目标。

尽管上述标准和指南需要进一步制定，但我们从行业和公私合作伙伴关系中看到了前途光明的举措。例如：关于温室气体估算方法的制氢分析工作组（IPHE），以及关于工业低碳氢承诺的WBCSD倡议，以及用于计算排放水平的支持方法。其他举措包括国家和欧盟关于氢认证的

新立法，例如通过自愿的CertifHy™认证计划实现，该认证计划提供原产地保证和有关氢环境属性的透明信息。

上述举措对于支持协调一致并在此过程中建立全球氢价值链至关重要。

除了产品认证计划外，还需要在氢的技术和安全方面进行明确化、标准化和协调，以确保安全和可靠的供应。将氢作为能源载体规模化发展的同时，以实现脱碳目标所需的速度，还要保证令人满意的氢安全，这是一项挑战。然而，安全要求需要成为所有项目的基础，因为意外事件可能会减慢或停止开发。尽管氢和其他载体（如氨）的安全指南和法规在成熟行业中众所周知，但对于一些新的用例（例如大规模储存或管道掺氢）来说，情况并非如此。目前业界正在为建立氢相关活动的全球新标准铺平道路。尽管几个国家可能不得不采用自己的标准，但跨地区和跨部门制定全球统一标准有助于降低氢项目的风险，并为所有相关方提供清晰的信息。

**作为绿氢战略的一部分，可再生能源的发展需要得到极大的关注和升级。**

## 2.3 区域氢能政策制定

区域政策分析领域处于不断变化中，经常发布新政策。尽管如此，我们还是评估了当前的“运行状况”，重点关注计划和目标在多大程度上得到全面一揽子政策的支持，以确保其执行。换句话说，一揽子政策解决了从生产到使用的氢价值链，从而在实施过程中赋予了一定程度的可信度。

我们对国家战略、目标、资助水平和政策措施的政策格局分析表明，并非所有地区都制定了全面的政策框架来实现氢能抱负。一些地区显然处于推进氢能的最前沿。尽管包括已采取措施将自己定位为全球氢能舞台领跑者的个别国家，但其他国家似乎不太成熟。

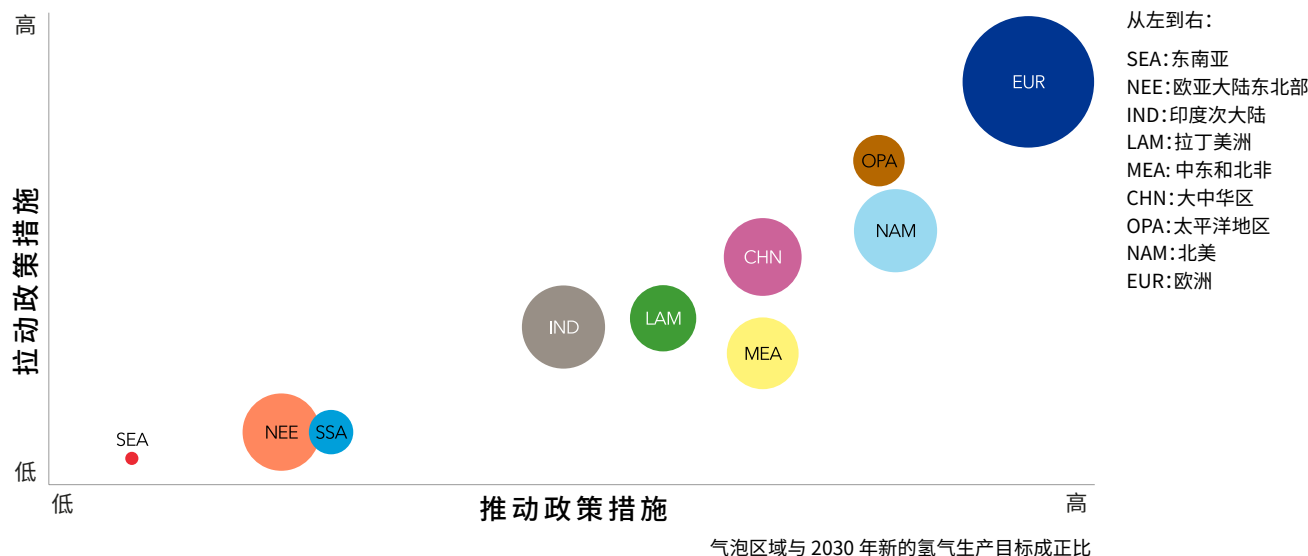
图2.3概述了2030年世界10个区域及其可再生氢或低碳

氢的新目标产量。请注意，这不包括进口氢的目标。各区域泡泡的位置取决于当前一揽子政策在技术推动、需求拉动和财政政策方面的综合能力。我们没有尝试对个别政策的内容进行评分。相反，我们的目的是确定各区域在实施一整套政策措施以实现其公布的雄心壮志并推进其氢能发展轨迹方面的定位。

- 欧洲处于领先地位。其一揽子政策提供大量资金用于启动氢生产规模和集群发展。同时，刺激最终用途部门的购买和使用；例如，对燃料供应商提出具有法律约束力的目标和义务。通过收紧碳定价（纳入更多部门和取消豁免）提高了相对于传统化石燃料技术的成本竞争力，碳边境调节机制旨在在欧盟和非欧盟供应商之间创造一个公平的竞争环境。
- 经合组织太平洋和北美地区落后于欧洲。他们也有推动供应商的战略、目标和资金，但碳价格水平较低，而

图 2.3

### 区域生产目标和政策综合性



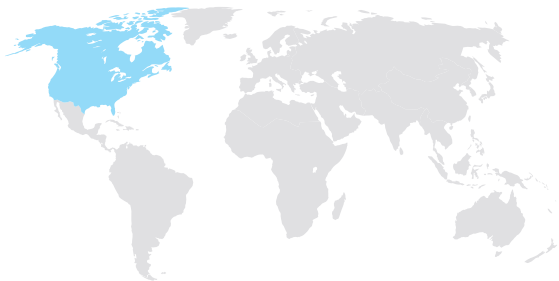
且根本没有碳定价计划（美国的一些州、澳大利亚）。例如，碳定价并不是美国气候变化计划的核心。北美地区的具体目标/政策也较少，因此对未来最终用途的应用轨迹的可预测性较低。

- 大中华区紧随其后，最近提供了更多关于到2035年的氢投资和氢前景的明确性，以及扩大的国家碳排放交易计划。但除了公路运输部门，真正的政策框架还不太具体。
- 拉丁美洲、中东和北非每个区域都包括少数几个国家，这些国家的氢政策议程已通过战略和资助牢固确立，特别是针对出口氢的生产。虽然拉丁美洲的重点是基于可再生能源的绿氢生产，中东和北非专注于利用CCS从可再生能源、核能和天然气中制取氢。

- 印度次大陆，以印度为主导经济体，宣布了氢能任务和资助计划，也强调国内工业消费，以取代目前未减排基于化石燃料的氢。然而，该区域尚未建立全面的政策和监管框架，包括碳定价。
- 欧亚大陆东北部和撒哈拉以南非洲分别制定了成为蓝氢和绿氢供应商的国家战略和目标，后者取决于外国投资。东南亚尚未出台政策。

我们预测所涉区域的主要政策制定在后面突出显示。





### 2.3.1 北美

**国家战略:** 加拿大和美国的目標是到2050年实现温室气体净零排放，因此氢能使用对成功至关重要。美国《国家清洁氢能战略和路线图》以及《氢能攻关计划》（2021年6月）的目标是到2030年将清洁氢能的成本降低80%，至1美元/kgH<sub>2</sub>。加拿大的氢能战略（2020年12月）目标是到2050年实现清洁供应的全球领导地位，且氢在终端能源中的占比达到30%。没有提到具体的生产目标，尽管加拿大的战略表明到2030年有可能实现400万吨/年的清洁氢生产。

北美地区的重点是推进基于可再生能源或核能的低碳（蓝）氢和电解生产枢纽的建设。最终用途计划包括现有灰氢的转换、工业流程、公路运输和电网平衡。

电力行业的无碳目标（美国到2035年，加拿大到2030年达到90%）促进氢能努力，强有力的CCS政策与研发资金、要求和经济工具（例如美国45Q税收抵免法案）。

**技术推动:** 一些美国和加拿大联邦政府资助计划可用于资本支出支持和扩大规模。例如，美国有80亿美元的氢能中心计划，10亿美元的研发和5亿美元的氢供应链计划。加拿大拥有15亿加元（11亿美元）的联邦低碳和零排放燃料基金，其中包括用于氢的资金，以及27.5亿加元（21亿美元）的车辆和加油站领域的零排放转

型基美国对生产商的税收抵免提案通过对碳强度低于0.45kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>生产的氢（适用于2029年之前开始建设的项目）可享受3美元/kgH<sub>2</sub>的最高税收抵免率，旨在10年内激励氢应用。税收抵免率随着碳强度的增加而降低；例如，碳强度在1.5至2.5kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>之间的氢生产将获得全额的25%的税收抵免。碳强度在4-6kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>的设施必须在2027年之前投入使用。

**需求拉动:** 州和省有各自的路线图和政策。例如，由于其零排放汽车政策和激励措施，加利福尼亚州已经在氢能源汽车/基础设施方面处于全球领先地位。加拿大各省也在制定支持氢储存和电网整合试点、工业分阶段引入和氢就绪设备的计划（例如在安大略省）。不列颠哥伦比亚省有一个在气体和丙烷系统中混合氢的监管框架，鼓励在重型运输中使用氢能。

**碳定价:** 我们预计到2030年，加拿大的碳定价将从15加元/吨二氧化碳上升到170加元/吨二氧化碳。美国有州计划，但没有联邦政策。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年25美元/吨二氧化碳和2050年70美元/吨二氧化碳。



### 2.3.2 拉丁美洲

**国家战略和目标:** 一些国家（例如乌拉圭于2021年和巴拉圭于2022年）正在制定氢战略。智利的国家绿氢战略（2020年）和哥伦比亚的氢能路线图（2021年）是迄今

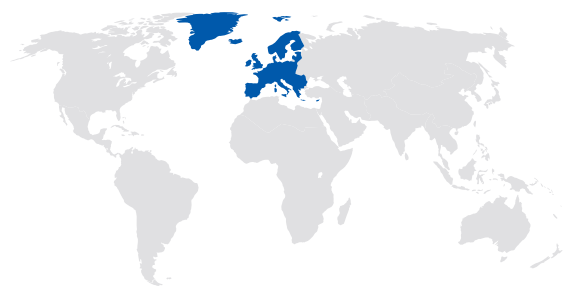
为止最具体的。两者都以清洁氢能生产为目标，成为全球氢出口中心。其中，智利的目标是到2025年拥有5GW的电解槽产能，到2030年达到25GW（同时承诺提供资金）。哥伦比亚的目标是到2030年安装1-3GW的电解槽容量和50千吨/年的蓝氢。虽然该地区没有具体的CCS政策，但其电力结构和与政府容量招标/竞争性招标的高可再生资源份额/目标已经多样化。

当地工业（例如智利最大的工业）和重型运输业是使用氢的重点领域；例如，哥伦比亚计划到2030年将工业氢消耗的40%用于低碳氢。然而，主要重点是出口氢。

**技术推动：**用于扩大氢规模的公共资金有限。智利政府的生产开发公司（CORFO）拥有5000万美元的资金，每家公司的上限为3000万美元，用于为电解槽投资提供资金。

**需求拉动：**道路运输的政策框架有限；例如，轻型EV的车辆免税（可能转移到FCEV）和资本支出支持，包括对公共巴士等加氢基础设施的支持。

**碳定价：**有碳交易机制，但定价很低。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年25美元/吨二氧化碳，到2050年为50美元/吨二氧化碳。



### 2.3.3 欧洲

**国家战略和目标：**欧洲是能源转型的领跑者，其绿色协议旨在到2050年实现向可持续、低碳经济和气候中和的欧盟转型。欧盟氢战略（2020年）的目标是到2030年至少安装40GW的电解槽产能（到2024年达到6GW）。

REPower EU（2022）雄心勃勃，目标是到2030年实现1000万吨国内可再生氢和1000万吨可再生能源进口。该区域的一些国家（例如德国）预计将发展成为大型氢进口国，其他国家则成为出口国或中转枢纽。该区域的几个国家都有到2030年安装容量的战略和目标，以支持欧盟的目标：例如，丹麦（4-6GW）、法国（6.5GW）、意大利（5GW）、德国（5GW）和西班牙（4GW）。

REPowerEU，即欧盟对可再生能源指令的修订，建议到2030年可再生能源在欧洲能源使用中的份额达到45%，使可再生能源发电容量达到1,236GW，而Fit for 55设想的为1,067GW。因此，重点关注扩大可再生氢能源在欧盟的生产规模，尽管低碳氢被认为处于过渡阶段。到2030年的重点是扩大电解槽产能、使工业中现有的氢使用脱碳、促进新用例中的氢以及包括储存设施在内的配送基础设施的建设。

**技术推动：**氢项目可以申请多个支持绿色协议的欧盟资助计划。欧盟最近还建立了公私清洁氢能合作伙伴关系，以加速清洁氢能应用的开发和改进。可用资金总额为来自公共资金的10亿欧元，和来自业界的10亿欧元。今年的第一次提案征集共有6亿欧元可用于氢价值链中的41个主题。一些国家也有自己的氢能资助计划，最引人注目的是德国的“未来计划”，其中70亿欧元用于氢市场推广，20亿欧元用于促进国际合作伙伴关系。



CCS政策是氢能推动因素。欧盟创新基金为大型项目的额外投资和运营成本提供高达60%的资金。重点是共同利益项目 (PCIs) 和支持链, 以使多个工业设施受益——例如, 挪威的北极光项目和荷兰的Porthos项目。一些欧盟和非欧盟国家 (例如丹麦、德国、荷兰、英国) 制定了 CCS政策来帮助实现净零目标。

**需求拉动:** 尽管政府资金主要资助支持氢气生产资本支出中的部分 (最高50%), 但资金也可用于氢气价值链的其他部分, 从而刺激需求。此外, 欧盟委员会将提议绿氢的碳差价合约 (CCfDs) 作为其 REPowerEU 计划的一部分。英国提议的氢差价合约将于2022年底前完成。

**碳定价:** 已有碳交易机制, 且价格有明确的上升趋势。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年95美元/吨二氧化碳, 2050年135美元/吨二氧化碳。



### 2.3.4 撒哈拉以南非洲

**国家战略和目标:** ETO区域的一些国家正在采取措施成为欧洲的氢出口国。南非氢能协会路线图 (2021年2月) 旨在促进可再生氢出口, 目标是到2050年实现4%的全球市场份额, 并制定以下基于时间表的产能目标: 2024年1MW电解槽生产试点; 2025—2030年安装容量扩展至10GW; 2030—2040年15GW安装容量。

**技术推动:** 氢的资金水平低, 没有专门的支持计划。南非拥有8亿南非兰特 (约4900万美元) 的绿色基金, 用于支持包括可再生能源和氢能在内的绿色倡议。到2030年, 可再生能源的目标是占能源结构的40%左右 (例如在南非、肯尼亚、尼日利亚)。该区域没有一个国家有具体的 CCS政策。

只有通过国际资金和双边政府承购协议的支持, 氢能开发才有可能取得进展。从德国与该区域的能源联系中可以看到朝着这一方向发展的迹象。德国提供1250万欧元用于促进南非的绿氢生产; 并计划与纳米比亚建立绿氢合作伙伴关系, 还与撒哈拉以南伙伴国家开发H<sub>2</sub>Atlas-Africa项目。如果要推进绿氢项目, 开发金融机构也将成为主要的融资者。

**需求拉动:** 该区域没有相关的政策框架。

**碳定价:** 预计碳定价低, 或无碳交易机制, 实施缓慢。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年5美元/吨二氧化碳, 2050年25美元/吨二氧化碳。

注: 非洲面临能源贫困, 缺乏稳定的能源供应基础设施, 阻碍其经济发展。为撒哈拉以南非洲服务水平低下的人口提供负担得起的电力, 并促进经济发展, 应该是首要目标。在转向以可再生能源为基础的氢出口之前, 该区域电力部门的脱碳应该是另一个目标。

---

**只有在国际资金和双边政府承购协议的支持下, 氢能开发才有可能取得进展。**

---



### 2.3.5 中东和北非

**技术推动:** 该区域是氢出口的竞争者，各国都在寻求成为全球最大的氢及其衍生物供应商。氢产能建立在现有化石燃料容量的基础上；可供转化的大量天然气资源；低成本可再生能源的良好条件；和核能电解，如沙特阿拉伯和阿拉伯联合酋长国 (UAE)。摩洛哥、阿曼和阿联酋已经公布了氢能战略，沙特阿拉伯、阿尔及利亚、埃及和土耳其正在制定氢能战略。

- 摩洛哥的绿氢路线图 (2021年) 的目标是到2030年占全球需求的4%，优先向欧洲出口。国内使用计划包括用作化肥生产的原材料 (原料)、运输燃料 (货运、公共交通、航空) 和用于储能的绿氢。52%的可再生能源目标 (2030年) 是氢能目标的补充。
- 阿曼的国家氢能战略 (2021年) 追求蓝色和绿色氢能，其容量目标是到2030年达到10GW，到2040年达到30GW。该国专注于氢在工业过程 (铁、铝、化学品生产) 中用于加热，作为原材料 (原料)，以及用于公路运输。
- 阿联酋的氢能领导路线图 (2021年) 目标是2030年在全球低碳氢能/衍生物市场中占有25%的份额。它是该区域第一个太阳能光伏/绿氢设施的所在地。目标包括国内制造业 (例如炼钢、煤油) 和公共交通的使用。出口重点包括与日本、韩国的双边协议，以及与几个欧洲

国家 (奥地利、德国、荷兰) 的谅解备忘录 (MoU)。

- 沙特阿拉伯正在准备制定其路线图该国正在示范一条运往日本的蓝氨价值链，并正在计划一个可再生氢基氨 (NEOM) 的大型项目。它旨在根据其循环碳经济战略 (碳捕获、储存和利用，即CCUS) 在蓝氢和蓝氨市场中占据较大的份额。该国的目标是在交通应用 (FCEV、公共交通、航空和可持续喷气燃料生产) 中使用氢能。

**技术推动:** 国家资金和国有公司 (例如石油和石化公司) 参与氢项目。阿联酋和沙特阿拉伯政府寻求氢工业伙伴关系的联合资助。摩洛哥预计到2030年氢投资累计将达到80亿美元，到2050年将达到750亿美元。阿曼的目标是到2040年在可再生氢能源方面投资340亿美元。预计欧洲复兴开发银行将为埃及提供资金和支持。

**需求拉动:** 没有相关的政策/监管框架。

**碳定价:** 目前低/无。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年10美元/吨二氧化碳，2050年30美元/吨二氧化碳。



### 2.3.6 欧亚大陆东北部

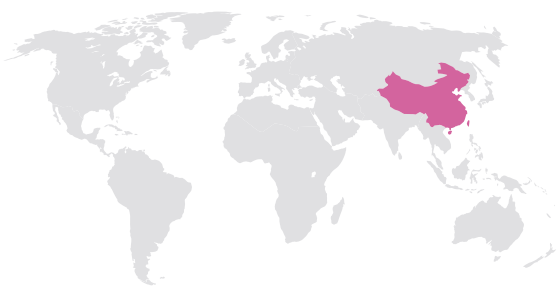
**国家战略和目标:** 俄罗斯2021—2024年氢能发展路线图 (2020年) 旨在保持该国作为全球能源出口国的领先地位，目标是到2024年达到20万吨/年和2030年200万吨/年的低碳氢。

在俄乌战争之前，乌克兰在欧盟的氢进口计划中占有重要地位。乌克兰的氢能战略草案（2021年12月）旨在利用其广泛的现有天然气基础设施出口可再生氢。该文件草案包括到2030年可再生氢生产能力达到10GW的目标，其中7.5GW专门用于出口到欧盟。

**技术推动：**没有相关的政策/监管框架，也没有坚定的CCS政策/支持。

**需求拉动：**缺乏相关的政策/监管框架。

**碳定价：**目前低/无。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年6美元/吨二氧化碳，2050年20美元/吨二氧化碳。



### 2.3.7 大中华区

**国家战略和目标：**中国的“十四五”规划（2021-2025年）将氢能视为未来的“前沿”产业领域，并支持实现2030年前碳达峰和2060年碳中和的目标。预计到2050年氢能将占最终能源消耗的10%（到2030年占5%）。中国氢能发展路线图的目标是到2025年达到10GW的电解槽安装容量，到2030年至少达到35GW，到2050年超过500GW。

在新发布的2021-2035年《氢能产业发展中长期规划》（NDRC & NEA 2022<sup>7</sup>）中，中国政府的目标是长期向可再生氢过渡增加可再生电力供应，目标是在2025年实现100-200千吨/年的可再生氢生产。到2025年的关键发展重点是氢技术制造、工业系统和政策环境。到2035年，目标是在交通、储能、工业等领域应用多元化的氢能产业的形成。预计工业将成为主要的氢需求领域。

**技术推动：**中国政府提供200亿美元的资金用于氢能项目，其中一半用于交通应用。

**需求拉动：**政策/监管框架正在制定中。购买补贴被FCEV（包括基础设施）城市集群示范支持（2020年）所取代。

**碳定价：**中国的国家碳排放交易计划正在扩大覆盖范围。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年22美元/吨二氧化碳，2050年90美元/吨二氧化碳。



### 2.3.8 印度次大陆

**国家战略和目标：**印度的国家氢能使命（2021年8月）旨在使该国成为全球氢技术制造中心。在COP26 2070净零承诺之后，该国推进了政策制定。印度的第一阶段绿色氢能政策（2022年2月）旨在到2030年生产500万吨/年的可再生氢，到2050年75%的氢来自可再生能源。该国的目标是到2030年实现500GW的可再生能源（70-

100GW来自水电，450GW来自风能和太阳能)。

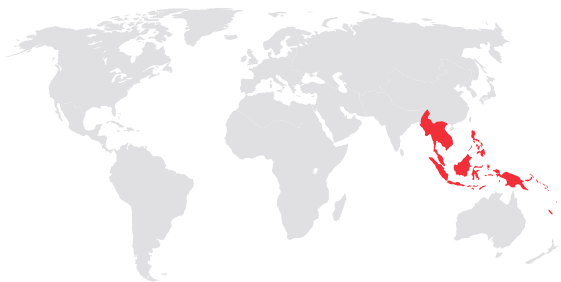
之前设定的到2022年100GW太阳能和60GW风能的目标没有实现。印度没有严格的CCS政策。计划在主要消费中心部署氢，包括化肥工业（制氨）和炼油厂燃料脱硫，这些用途合计占氢消耗量的80%左右。

**技术推动：**印度国家氢能任务已确定了几项氢能投资活动，计划到2025年为研发、试点项目、基础设施和供应链提供80亿卢比（9500万欧元）的财政支出。

印度最大的公司Reliance正在投资750亿美元用于可再生能源基础设施，包括太阳能和电解槽产能，目标是绿氢生产成本低于1美元/千克。

**需求拉动：**印度正在制定政策/监管框架。

**碳定价：**目前没有明确的碳定价。印度宣布了一项已计划的碳交易机制（2022年4月）。我们对2030年区域平均碳价水平的预测为10美元/吨二氧化碳，到2050年25美元/吨二氧化碳。



### 2.3.9 东南亚

**国家战略：**氢尚未正式进入该区域的政策议程。没有制定明确的战略。

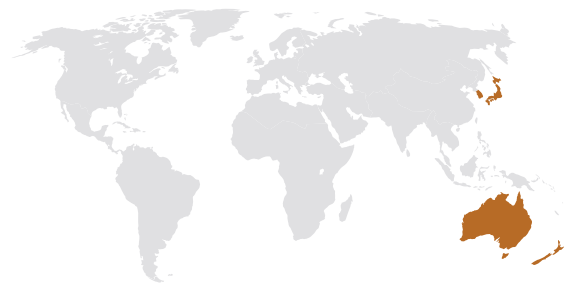
东盟能源中心开展了氢研究，例如“东盟氢能——经济前景、发展和应用”（2021年）。新加坡的长期低排放战略（2020年）将氢视为一种低碳替代品，政府正着眼于将该国成为亚洲地区的氢中心。东盟成员国的目标是到2025年可再生能源占能源安装容量的35%。

**技术推动：**没有可用的政策/监管框架。

**需求拉动：**没有相关的政策/监管框架。

**碳定价：**目前没有明确的碳定价。

我们对区域平均碳价格水平的预测为2030年25美元/吨二氧化碳，2050年50美元/吨二氧化碳。



### 2.3.10 经合组织太平洋地区

**国家战略和目标：**日本、韩国和新西兰的2050年净零目标。对于日本和韩国来说，转向氢是脱碳、能源供应多样化和绿色增长的关键。

韩国的氢经济路线图（2019年）和氢法（2021年生效）的目标是到2030年混合使用灰氢、蓝氢和绿氢，总计390万吨/年（其中约200万吨/年将从海外进口的可再生氢）。到2050年，目标是生产500万吨/年（300万吨/年可再生氢，200万吨/年低碳氢），同时进口2300万吨/年可再生氢。

日本的氢能和燃料电池战略路线图（2019年）预计到2030年氢和氨将满足其能源需求的1%，届时氢已经可以发电。日本的目标是从海外进口可再生氢或低碳氢（例如从阿联酋进口氨）。其战略的一个关键内容是在氢的制造、储存、运输和使用方面建立一个全面的国际供应链。

澳大利亚的国家氢能战略（2019年）的目标是清洁氢（蓝氢和绿氢）生产，并成为可再生氢和低碳氢和氨的出口中心。澳大利亚的不同地区也有氢使用的区域目标（例如，到2030年在天然气网中混合10%的氢）和生产。新西兰正在准备其路线图。

**技术推动：**日本有资金支持其绿色增长战略—例如，28亿美元用于发展国际供应链，31亿美元用于航空、航运、炼钢和合成制氨。

韩国已将年度资金用于氢能项目，24亿美元（2.6万亿韩元）的复苏方案。其氢法规定支持以氢为重点的公司（研发、贷款、免税）。CCS是韩国的九个国家战略项目之一，但需要政策支持（例如应用于燃煤电厂）。澳大利亚政府正在向清洁氢工业中心投资约3.2亿美元。其可再生能源署正在为绿氢和氨项目的研发提供约4000万美元的资金支持，澳大利亚各地区也有氢的资助计划。

**需求拉动：**日本和韩国支持国内的氢应用。日本有氢基发电厂的工业化和产能目标。它还制定了道路车辆目标（到2030年800,000辆FCEV和900个加油站），目标是减少80%的汽车排放。韩国已在交通、工业和建筑空间供暖中测试氢能应用试点城市，并计划到2040年成为领先的氢能经济体。两国都在投资支持下启动转型。

**碳定价：**已建立碳市场机制，澳大利亚除外。我们对区域平均碳价水平的预测为2030年35美元/吨二氧化碳，2050年90美元/吨二氧化碳。

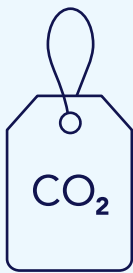


## 2.4 本氢能预测报告中的政策因素

本预测报告的政策措施因素在三个主要领域产生影响：

- a) 支持技术开发和激活市场，缩小低碳技术与现有技术竞争的盈利差距；
- b) 应用技术要求或标准来限制使用低效或污染产品/技术；或者
- c) 提供经济信号（例如价格激励）以减少碳密集型行为。

我们将国家层面的数据转化为预期的政策影响，然后权衡汇总并生成区域数据，纳入我们的分析。以下为我们考虑的政策措施。



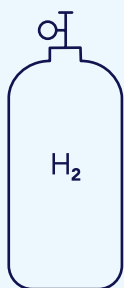
### 碳定价机制

- **到2050年的区域碳价格轨迹** 考虑混合定价（总量控制与交易机制和碳税）。它们反映为制造业和建筑业中的化石燃料成本、和电力、氢、氨和甲醇的生产，以及逐步参与相同的区域和/或部门碳定价机制。欧洲、北美、经合组织太平洋地区、大中华地区预计到2030年将达到22-95美元/吨二氧化碳和2050年70-135美元/吨二氧化碳的碳价格水平。在本世纪中期，所有10个区域的碳价格范围为欧亚大陆东北部的20美元/吨二氧化碳到欧洲的135美元/吨二氧化碳之间。
- **资本成本** 降低了化石设备的吸引力，这是因为政府将温室气体阈值纳入分类法（见第1.5节中的讨论），该法规定了哪些可以被称为“绿色”、“低碳”、“零碳”等。对资本成本率进行差异化以反映区域特定风险，并进一步反映技术成熟度—因为随着低碳技术逐渐成熟，成本率会下降。



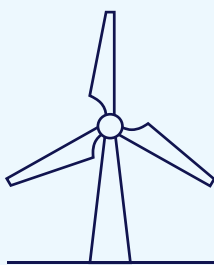
### 对燃料、能源、碳和并网征税

- **公路运输中使用的化石燃料** 在消费者层面征税，标记为燃料或碳税。
- **有效化石碳排放率** 被纳入公路运输的燃料价格，欧洲的税收最高。
- **我们假设** 这些税收随着一个地区的碳价格机制而增加，增长速度是碳价格增长率的四分之一。
- **其他需求部门（建筑、制造业）的能源税率** 鼓励从化石燃料转向电力和氢使用。高税收地区的电力税下降，以实现最终用途部门的电气化。预计到2035年，氢将免征能源税，以促进其应用。在优先考虑国内使用氢的地区，免税将被逐步淘汰，并且氢面临的税收水平越来越与该地区未来工业电力税收水平持平，以确保能源税收制度的统一。
- **并网电解槽的税收和电网关税** 假定为批发电价的25%的附加费。



### 对氢的支持

- **对氢基础设施建设的支持**，以及对制氢供应方的支持，是根据政府可用于氢研发和氢部署的年度资金总和（试点项目、对大型基础设施的支持和工业项目）来估算，并反映为对低碳制氢路线的资本成本的百分比补贴。这也通过降低氢价格对最终用途的氢需求产生溢出效应。
- **在需求方面**，氢政策因素反映了对制造业和建筑的资本支出支持，但在政策重点和资本支出百分比水平方面因地区而异，正如政府资助计划中所规定的那样。全额补贴一直到2030年，到2050年逐步减半。
- **对于公路运输/车辆**，氢应用的速度由氢政策因素决定，除其他参数外，还反映了燃料电池汽车资本支出支持，包括加油基础设施，例如由基于市政府的氢燃料公共汽车资本支出削减政策推动的激励措施。
- **对于航运和航空** 燃料混合变化是由燃料混合要求和碳定价驱动。
- **蓝氢**的CCS主要受区域碳价格驱动。碳价格高于CCS的成本将成为CCS应用的主要触发因素。除了碳价格之外，还反映了为CCS提供具体支持的区域政策，以促进最初的应用和降低成本。当碳价格高到足以维持增长时，这种额外的政策支持将减少。



### 可再生电力支持

- 所有区域的政府都在推进可再生能源建设，这是因为可再生能源的盈利能力，通过市场主导的方法，如容量配额、竞争性招标/拍卖、对储存容量的投资支持以及可再生能源发电，以及不断发展的市场设计。碳定价和资本成本增加降低了基于化石发电的吸引力。

## 3 制氢



### 3.1 制氢方法

氢可以使用多种不同的方法生产，具有不同的效率和环境影响，并且通常根据使用的方法和原料分类成不同颜色。表3.1总结了不同颜色的氢，包括原料、生产技术和排放水平，本章将进一步讨论这些技术。

如表中所示，由于效率、捕获率、供应链排放和电网组合的差异，即使是某种特定颜色的氢，其温室气体（GHG）排放也会有很大差异。因此，使用颜色来定义和讨论氢的排放水平可能会产生误导。

DNV现在看到了以碳强度（以制成每单位氢的二氧化碳当量单位来表示）而不是颜色来定义氢的转变趋势，这使得在公平竞争的环境中比较技术、生产路线和由此产生的排放水平成为可能。

在考察不同的制氢方法时，最后一个关键方面是由此产生的纯度水平，通过电解产生的氢具有最高的纯度水平。不同的终端用户对氢纯度有不同的要求。例如，用于燃料电池的氢具有很高的纯度要求。因此，当从化石燃料生产氢时，通常需要提纯。



表 3.1  
各种颜色的氢及其温室气体排放

	氢的颜色	原料	生产技术	直接温室气体排放 <sup>a</sup> kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub>	间接温室气体排放 <sup>b</sup> kg CO <sub>2</sub> e/kg H <sub>2</sub>
使用电力生产	绿色	通过热解可再生电力、水和 / 或蒸汽	电解	-	>0 <sup>c</sup>
	黄色	电网电力, 水		-	<1 - 30 取决于电网结构的碳强度
	粉色	核电, 水		-	>0 <sup>c</sup>
使用化石燃料生产	灰色	天然气	甲烷重整	9 - 11	0.5 - 4
	棕色	褐煤	气化	18 - 20	1 - 7
	黑色	黑煤	气化	18 - 20	1 - 7
	蓝色	天然气或煤炭	CCS 甲烷重整 CCS 气化	0.5 - 4	0.5 - 7
	蓝绿色	天然气	热解	固体碳 (副产品)	0.5 - 5
	绿色	沼气或生物质	采用或不采用 CCS 进行重整 采用或不采用 CCS 的气化	CCS 可能产生负排放	1 - 3
其他	红色	核热、水	热解	-	>0 <sup>c</sup>
	紫色	核电、热、水	热解和电解	-	>0 <sup>c</sup>
	橙色	太阳辐照, 水	光解	-	>0 <sup>c</sup>
	绿色	废木材、塑料、城市生活垃圾	热化学	CCS 可能产生负排放	未进行评估, 因为价值链中的可变性太大而无法准确表示温室气体当量排放量

<sup>a</sup> 直接排放指制氢过程排放。

<sup>b</sup> 间接排放指原料供应链排放以及能源生产供应链排放。其他间接排放, 例如与资本支出相关的排放也很重要, 但不包括在此处。

<sup>c</sup> 与可再生能源生产基础设施相当 (1-20gCO<sub>2</sub>/kWh)。与氢基础设施和氢泄漏有关的排放也将导致间接温室气体排放, 必须确定确切的数量。

该表的灵感来自:《全球能源基础设施》(GEI, 2021年)。

## 3.2 化石燃料制氢：甲烷重整和煤气化

### 黑氢/棕氢

由煤制成的黑氢/棕氢通常通过气化产生。煤气化基于部分氧化 (POX)，其中一部分煤 (或其他含碳物质) 在气化炉中在压力下与选定量的氧气一起燃烧。

该气化步骤的输出是含有氢、一氧化碳、二氧化碳和其他气体混合物的合成气。在第二步中，添加蒸汽使水煤气与一氧化碳变换反应，产生额外的氢。当今的煤气化工厂大部分位于中国，其市场份额约为85%<sup>1</sup>。

### 灰氢

天然气制灰氢可以通过甲烷重整生产，包括蒸汽甲烷重整 (SMR) 和自热重整 (ATR)。

简单地说，SMR工艺的工作原理是将天然气 (主要是甲烷) 和蒸汽引入反应器，反应器由周围熔炉提供的热量加热。熔炉燃烧天然气和多余的空气。天然气被转化为氢和一氧化碳，然后通过水煤气变换反应器和变压吸附器将一氧化碳转化为二氧化碳，然后将氢气从合成气中分离出来。

ATR在商业上不如SMR先进，但是，该工艺基于SMR和POX技术的结合<sup>2</sup>。在ATR中，使用纯氧代替空气。ATR中的一段转化炉与SMR的不同之处在于，热量在工艺过程中产生，无需熔炉。其他的过程类似。也可以包括气体加热的重整器，用于预热目的和重整初始碳氢化合物。

### 蓝氢

将CCS添加到上述几种技术中产生的即是蓝氢，目前1%的氢会以蓝氢的形式产生<sup>3</sup>。

对于SMR，碳捕获装置的部署有不同的选择，这会影响到整体捕获率和工厂的效率。对于ATR，捕获装置通常会布置在水煤气变换反应器之后。在煤气化中，碳和氢可以通过变压吸附分离。另一个有趣的选择是使用具有高H<sub>2</sub>选择性的钨膜<sup>4,5</sup>。

应该强调的是，捕获装置不能捕获100%的二氧化碳，而且上游排放也令人担忧，其中包括二氧化碳和甲烷。DNV的一项研究<sup>6</sup>表明，这些排放量可能很大，尽管存在地区差异<sup>7</sup> (表3.2中所列)。

在成本方面，SMR是目前最经济的生产方法，尽管与SMR相比，关于ATR成本的研究较少。然而，尽管资本支出有所下降，但预计到2050年，采用CCS的SMR的总成本将增加，因为燃料和碳成本可能会增加<sup>8</sup>。这同样适用于ATR，但ATR的成本更少依赖于碳成本，而更多地依赖于电力成本。

关于蓝氢技术的排放，ATR是具有最低排放可能性的技术；它还具有相当高的效率，因此是蓝氢的有前途的选择。

**捕集装置不能捕获100%的二氧化碳，而且上游排放也令人担忧，其中包括二氧化碳和甲烷。**

表 3.2

不同生产方法的效率、排放和氢平准化成本(LCOH)比较

		SMR	SMR (采用 CCS)	ATR	ATR (采用 CCS)	煤气化	煤气化 (采用 CCS)
效率	%	66-76	69-79	67-85	74-80	60-66	58
排放	kg CO <sub>2</sub> /kg H <sub>2</sub>	8.9-9.4	0.5-2	7.4-9.8	0.3-1.3	16.5-20.2	1.8-2.1
LCOH	USD/kg H <sub>2</sub>	0.8-2.7	1.8-4.1	0.8-2.7	1.3-3.0	2.2-4.1	3.7-5.2



### 3.3 电力制氢:电解

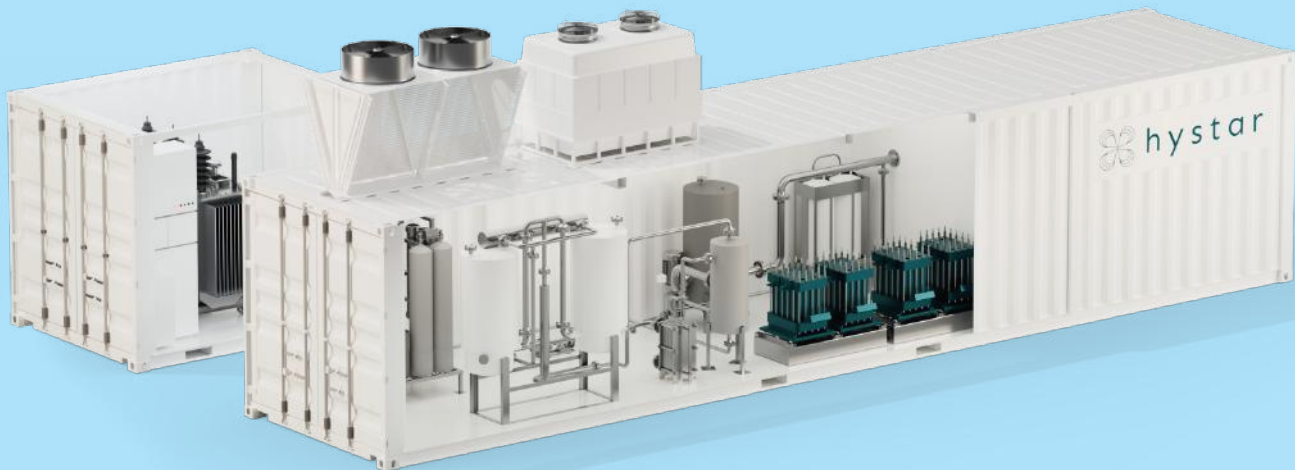
在基本层面上, 电解通过施加电流将水 (H<sub>2</sub>O) 分解为氢气 (H<sub>2</sub>) 和氧气 (O<sub>2</sub>)。听起来很简单, 研究人员和开发人员已经优化了这个过程, 目前有四种主要技术; 碱性电解水、质子交换膜 (PEM)、固体氧化物电解水 (SOE) 和阴离子交换膜 (AEM)。

**碱性电解水技术**已是最为成熟的方法, 但对绿氢日益增长的兴趣推动了其进一步的发展。制造商专注于提高性能、降低成本和扩大规模。目前已有的碱性技术主要是常压技术, 同时加压系统也已进入市场。增压系统更少需要压缩, 这通常是大多数应用所需要的。增压系统还能更好地响应功率输入的变化 (例如, 来自可再生能源)。这使得加压碱性电解水技术在可与可再生能源相结合时仍能与其他技术 (如PEM) 竞争。

**质子交换膜 (PEM) 技术**在过去十年中取得了长足的进

步, 并在电解槽市场中占有一席之地。PEM以其快速动态响应能力而闻名, 使其成为跟踪可再生能源电力输入变化的合适技术。开发的重点领域与碱性电解水技术非常相似, 但预计将遵循更陡峭的学习曲线以赶上碱性电解水技术的成本。PEM的进一步发展涉及铱和铂的减少和回收, 这些稀有金属可能会限制PEM的大规模扩张。

**固体氧化物电解水 (SOE) 技术**已实现商业化, 近期的投资促使市场竞争力和产能的提升。该技术的主要特点是工作温度高 (500-900°C)、效率高以及使用蒸汽代替液态水。该技术已商业化, 但在规模和成熟度方面仍远远落后于碱性电解水技术和PEM技术。目前的发展重点是商业化、升级、寿命延长和成本降低。后两者还有很大的发展空间, 才能与碱性电解水技术和PEM竞争。SOE技术的一个独特优势是它能够利用蒸汽和二氧化碳的共电解直接形成合成气, 并通过蒸汽和空气的共电解产生氢气和氮气的混合物。后者与制氨相结合是有利的, 节省了生产氮气



集装箱式 PEM 电解槽。图片由 Hystar 提供。

表 3.3  
主要电解槽特性

	当前   2030 <sup>A</sup>	碱性电解	加压碱性电解	PEM	SOE	AEM
效率	kWh/Nm <sup>3</sup>	4.7   4.3	4.7   4.3	4.8   4.5	3.6   3.3 <sup>B</sup>	4.8 (仅电解槽堆)
电解槽堆寿命	小时	80,000   100,000	80,000   100,000	50,000   >80,000	20,000   >20,000	5,000
灵活性	达到标称容量的时间	分钟	<10s	<1s	<1s <sup>C</sup>	<1s
压力	bar	Atm.	<40   <70	<40   <70	atm.   <20	<35
商业化现状		可用	可用	可用	2022-2024年可用	正在开发中

<sup>A</sup> 基于制造商指示、文献或FCH JU目标的预测。

<sup>B</sup> SOE的效率假设提供外部热量。

<sup>C</sup> 实验室中的热系统，商业系统未知。冷系统需要数小时甚至更多的启动时间。

的空气分离装置的成本，以及利用废热生产蒸汽的可能性。SOE还能够反向运行，充当燃料电池<sup>9</sup>。

**AEM**是最新开发的技术，尚未实现相关规模的商业化。它在设计方面与PEM有许多相似之处，但使用更便宜的材料。开发的主要重点是在进入商业化之前提高寿命、降低成本和进一步改进。

### 合适的搭配

DNV相信每种技术都会有未来，尽管它们适用于不同的应用范围。常压碱性电解水技术可能是大规模和更多基本负荷制氢的首选方案，因为这是最成熟且成本较低的。一旦这些技术进一步降低成本，加压碱性电解水和PEM也可能应用于该领域。加压碱性电解水和PEM都适合与可再生能源结合使用，并且可能会在陆上和海上得到应用。当AEM进一步发展时，它将遵循这些技术。SOE需要热量作为输入，因此可能会在适用的地方应用热量。例

如，SOE与使用废热的氨厂或核电厂的组合。这里，同时生产氢和氨也具有优势。

### 电解技术将会进行大规模升级和成本降低

电解技术发展迅速，但需要大规模扩大制造规模以满足行业和政府的目标。电解槽制造商面临的压力是进一步开发技术，标准化系统以进行大规模应用，并提高他们的制造能力。最成熟的制造商已经开始了这一过程，并准备在未来十年及以后大规模供应电解槽。虽然升级为制造商带来了机会，但也非常具有挑战性。最明显的风险是市场本身的不确定性，这为制造商需要做出的快速决策和大规模投资造成了不稳定性。

其他挑战包括供应链的增长、稀有材料的使用（尤其是PEM）以及寻找有经验的合格人员。附加挑战是大规模电解设计随时可用以及为更大的概念开发本质安全设计，例如关于内部氧气的交换、带有排气/燃烧的安全排

污，以及通过改善“薄弱环节”（例如阀门、密封件等）来减少泄漏。

虽然DNV并不认为这些挑战是阻碍因素，但它们确实需要紧急解决或缓解。这需要及早发现挑战并让行业和政府参与，确保正确的发展方向，承购的确定性以及正确的政策措施，以降低整个氢价值链的风险。

### 电解技术发展迅速，但需要大规模扩大制造规模以满足行业和政府的目标。

除了扩大制造和系统容量外，电解的成本也将大幅降低。电力消耗和系统投资是主要的成本驱动因素。可再生能源的成本不受电解槽制造商的影响；它们只能提高对资本支出有直接和重大影响系统效率。降低成本的选项包括：

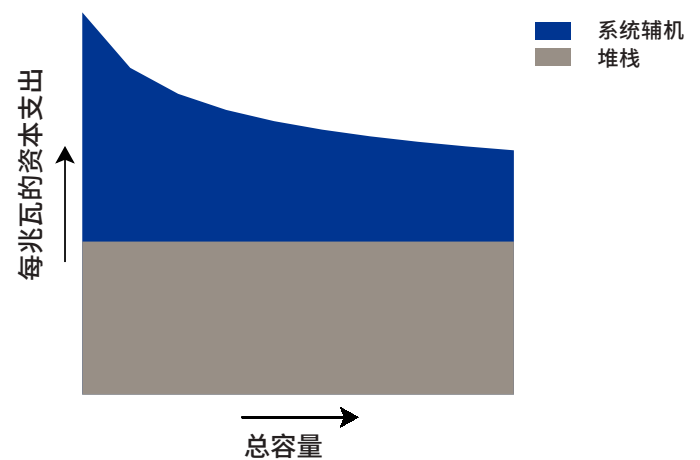
- 系统设计的标准化——作为扩大容量的基石。这允许从量身定制的解决方案切换到可以促进多个客户和规模的标准化解决方案。
- 制造的改进和自动化——大多数电解槽和电解槽堆目前是手工组装的，可以通过标准化设计实现部分自动化。
- 规模经济——特别适用于系统辅机(BOP)，可以大幅降低系统成本。图3.1说明了容量对系统成本的影响。
- 性能改进——提高效率和电解槽堆寿命等性能将降低整个运行寿命期间的成本。
- 成本优化——其他削减成本的方法是
- 通过减少或更换昂贵的材料以及优化设计来改善与次级供应商的协议和定价。

在即将到来的大型项目中提供的新一代电解槽中，我们已经看到了上述降低成本方法的效果。尽管目前电解槽成本范围很广，但根据目前的市场洞察，我们预计到2030年平均成本将下降25%，到2050年下降50%。图3.2是基于各种文献来源（重新计算为1MW）的每种技术成本降低的近似值。所有技术都将降低成本。从2030年代初起，PEM和碱性电解水技术成本可能会大幅重叠。SOE和AEM等技术还处于早期阶段，很难估计它们的成本变化。虽然SOE很可能应用于产生废热的工业领域，并与氨或合成气等其他转化过程相结合，如果该技术开发成功，AEM可能会对成本产生颠覆性影响。应用可能类似于碱性电解水和PEM技术，而材料成本可能更低。

### 中国的电解槽制造

中国在压力式碱水电解槽方面有规模化、电耗低、寿命长、成本低的比较优势，而且在系统，膜、电极和规模化

表 3.1  
系统容量对资本支出的影响



制造方面还在持续创新，但在PEM纯水电解槽方面与国际同行还有较大差距。当前我们还没有看到中国电解槽系统的大量出口。这可能是因为国际市场的项目主要以PEM为基础的离网制氢示范项目为主，不是中国企业的优势技术。国内市场则是以网电为基础的规模化制氢，下游聚焦化工应用，采用以压力式碱水电解技术为主的技术路线，两者十分匹配。此外，多数中国制造商还未进行相关认证以使其业务更加适应国际市场。中国电解槽的性能和可靠性也需要时间在国际市场中得以验证。在项目生命周期中，成本较低<sup>10</sup>的优势可能会被高昂维护成本抵消而影响中国电解槽厂商与西方同业者的竞争。

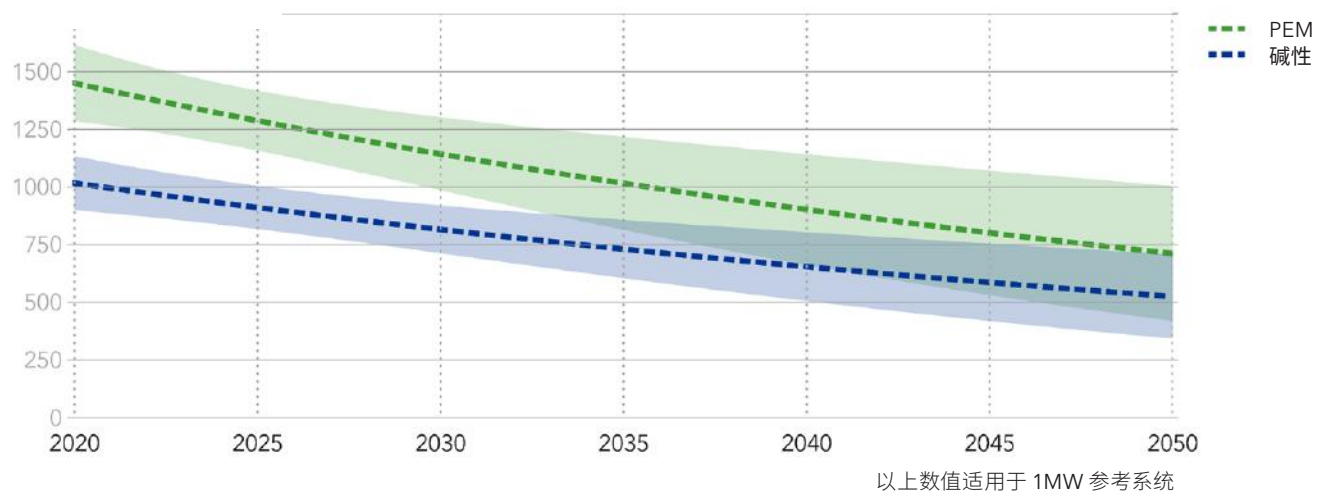
从项目开发的角度来看，在协议，担保，服务和维护以及设备运输方面，选择当地供应商通常风险较低。特别是在服务和维护方面，许多项目开发商需要依靠制造商来执行或协助维护与运营。

当中国电解槽制造商扩大规模、提高产品质量和国际化时，其出口会有望增长。中国与西方电解槽市场的未来竞争亦将取决于全球市场增长（电解槽需求目前大于供应）以及进口和贸易政策。西方制造商也可能会采取行动以应对来自中国同业者的竞争。一些西方厂商也开始布局中国市场，诸如，Cummins 最近宣布，他们将与中石化合资在华南地区开设一家 GW 工厂<sup>11</sup>，而 John Cockerill 也已通过与竞立<sup>12</sup>公司的合作，在中国和欧洲生产电解槽。

表 3.2

### 电解槽技术资本支出

单位：美元 / 千瓦



## 4 储存和运输



### 4.1 氢的运输和储存方法

氢价值链的未来将依赖于基础设施的建设，为氢能提供低成本配送和交付。与其他气体和液体相比，氢作为能量载体面临着能量密度低、氢脆和安全问题的挑战。这些独特的特性在从制造到最终使用的每个配送步骤中都存在特殊的成本和安全障碍。

同样重要的是运输和储存氢的形式。氢可以作为纯氢（加压或液化）或通过使用液态氢载体（如氨或液态有机氢载体（LOHC））运输。图4.1显示了氢运输和储存选项的概述。如图所示，每个选项都需要不同的状态转换，例如压

缩、液化或化学反应。这些状态转换会导致损失（能源使用）和成本。运输和储存的首选或成本最低的选择将取决于其状态、运输氢的距离以及规模和最终用途。

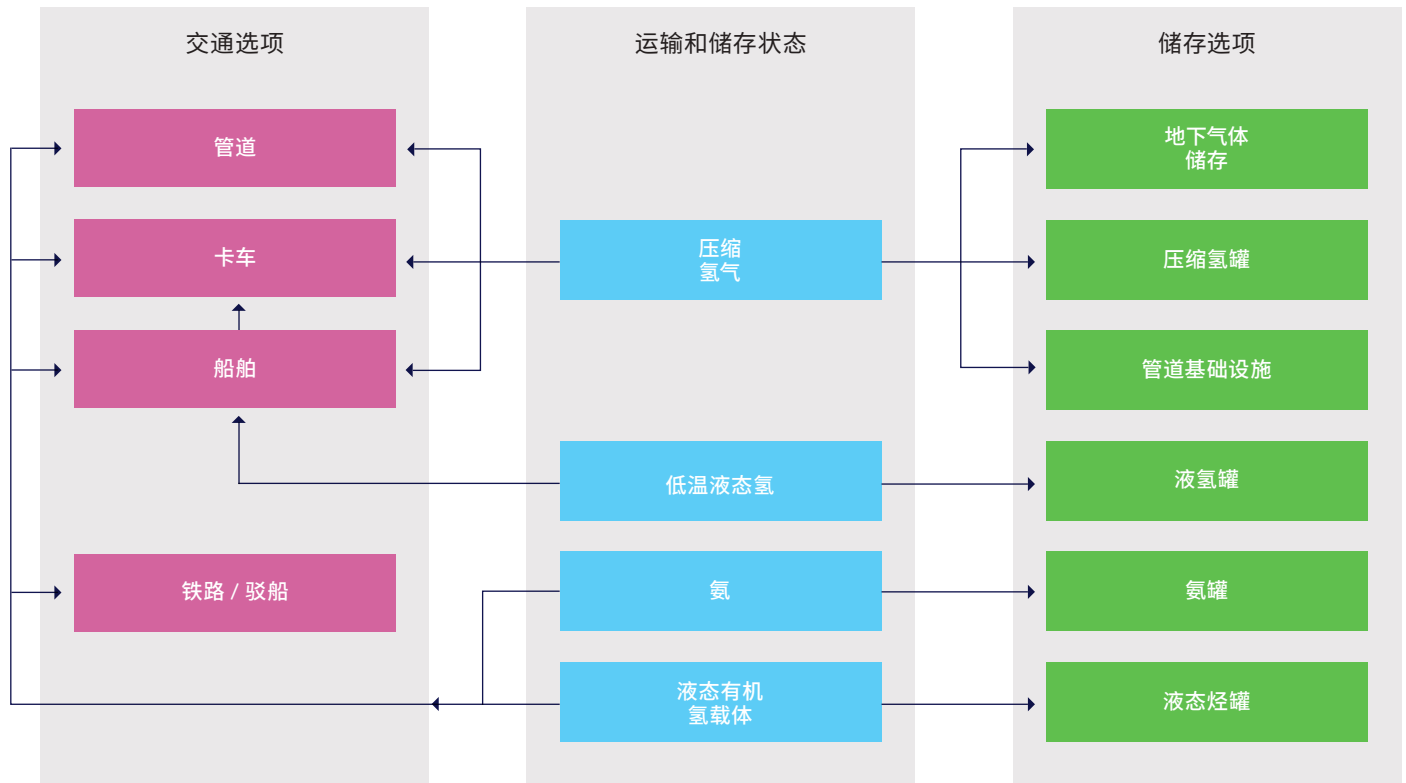
#### 压缩氢气

压缩气态氢的管道运输通常是长距离运输大量氢气的最节约成本的方式。这可以以纯氢形式，也可以在天然气管道中混合到天然气中，只要达到相关法规规定的限制或合同规定的限制或其他限制的要求，例如最终用途的纯度要求。小批量氢（例如目前在加氢站所需的）通常通过卡车散装运输是最具成本效益的。



图 4.1

## 氢运输和储存的主要选项概述



## 液态氢

虽然液态氢比压缩氢气具有更高的能量密度，但液化氢比将氢压缩到相关压力需要更多的能源。此外，液态氢具有与压缩气态氢不同的安全特性。例如，从压缩氢罐中泄漏到露天空气中会由于浮力而上升，并且通常会迅速扩散。相比之下，液态氢泄漏到露天会冻结周围的空气，变成重气体，并可能在地面上积聚一段时间。例如，当通过船舶或卡车运输氢或将其储存在储罐中时，这是相关的注意事项。

## 氨和液态有机氢载体 (LOHC)

氨的单位体积能量密度比液态氢高，可以在低压下以液体形式运输和储存，也可以在 $-33^{\circ}\text{C}$ 和 $1\text{bar}$ 的低温罐中运输和储存。这意味着氨可以通过管道、轮船、卡车和其他散装方式以低成本运输。缺点是氨合成及其随后的脱氢来释放氢需要大量的能源，如果发生意外释放，它是有毒的。甲苯等LOHC的加氢和脱氢需要较少的能源，但从液化液体 (LOHC甲苯为甲基环己烷) 中提取的氢的重量密度比氨的重量氢密度低 $50\% - 70\%$ <sup>1</sup>。

这些考虑表明，最低成本或首选价值链取决于应用和环境。

## 4.2 储存

任何有效的能源系统都必须能够为客户提供安全和弹性的供应。能源系统的设计和运行必须确保有形资产的充分安全、能源供应的多样性、市场控制以及对地缘政治事件的弹性。能源转型的主要挑战之一是增加对可变可再生能源生产氢气的依赖，这意味着储存将变得更加必要才能匹配供需。

氢可以以两种方式储存：作为纯氢或合成到某载体中，使其更易于运输和储存。氢可以在高压下以气体形式储存，在极低温度下以液体形式储存。需要时，可以从储存容器中取出氢，并仔细调整压力或温度来适应最终用途，而无需任何进一步的重大化学处理。

液态氢载体是具有大量氢含量的分子，在接近环境温度和压力的条件下呈液态——这使得它们更容易运输或在没有专门控制的情况下进行地上储存。有几个富含氢的有机分子的例子，例如甲苯和二苄基甲苯——这些被称为液态有机氢载体(LOHC)。LOHC的缺点是合成和使用再生氢时的能量损失。氨的分子式为 $\text{NH}_3$ ，是一种成熟的液态氢载体，含有一个氮原子和三个氢原子。在某些应用中，氨可以直接燃烧，而不是裂解释放氢。

### 能源需求和供应

大多数工业经济体对能源的需求各不相同，通常在一天中的某些时间或随着更极端的季节变化而增加，尤其是在冬季寒冷的国家。因此，这些变化既是短期的（日内）又是长期的。在使用可再生能源发电的情况下，电力供应的变化需要叠加在变化的需求上，这会产生非常复杂的运行机制。为了确保供应安全，当需求大于供应或供应大于需求时，需要储能来填补这些空白。将电能储存在电池

中是可能的，但大规模和长时间的储能具有挑战性。以氢的形式储存分子能量是一种稳定可靠的储能形式，氢既可以直接使用，也可以根据需要转化为电能。

**氢是一种稳定可靠的储能形式；它既可以直接使用，也可以根据需要转化为电能。**

如果氢仅用于公路运输、航运、制造和发电，那么对氢的需求相对平稳，而电力部门会导致需求的轻微变化——在这种情况下，对氢储存的需求是由可再生能源发电量的变化来驱动的。如果氢额外用于空间供暖，那么需求状况主要由寒冷天气月份主导，再加上可再生能源生产的变化，导致全年供需之间的不匹配显著增加。旨在用氢代替天然气供暖的国家和地区将需要比现在更大的储存量。此外，以前天然气管道储存量可能提供弹性供应，氢管道储存量的消耗速度要快得多，并且需要更快地获得储存提取以维持管道压力。

在能源转型期间，将氢混合物引入天然气管网并填充新的储氢设施将是必要的第一步；这将刺激制氢的增加和氢生态系统。对于家用加热设备，可以容忍高达20mol%的氢混合物的变化，但大型工业消费者、燃气轮机、燃气发动机和燃气发电将不能容忍不同的氢浓度。平衡氢供需的其他机制很重要，例如需求方的灵活性和供应方的灵活性，但这些机制未能利用可再生能源生产过剩的时期，这将使弃电成为最后的选择。

### 了解储存需求和选项

很可能需要多种储氢方案，而以产业集群为中心的项目对于了解储氢需求和时间安排非常重要。能源系统建模师将需要进行整个系统平衡分析，来确定储存需求的细节。总体而言，储氢可能需要比天然气更分散，因为在管道中的充填量更少。我们也不能忘记，氢的体积能量密度比天然气低得多（密度低3到4倍），这增加了解决方案的复杂性。在将氢用于运输应用的情况下，它的密度比汽油低约2,700倍，这意味着它需要在储存前进行压缩、液化或化学组合。

有必要建立一个比较各个储氢选项的总体框架，每个地区或国家的评估应包括：

- 容量
- 可交付性
- 可注入性
- 排放时间
- 响应时间能源强度
- 每单位储存成本
- 安全
- 位置
- 上市时间

多种储存选项可能包括：

- 燃气管网的长排放持续时间储存
- 可管理多个填充/排放周期的盐穴，并且可以非常快速地输送和注入
- 多孔岩石中的季节性储存，尽管这对可交付性和可注入性不利

选项摘要如表4.1所示。

回顾天然气储存的历史机制和解决方案无助于解决围绕氢储存的问题。天然气产量可以根据需要增加和减少，但低碳氢需要通过电解水或重整碳氢化合物和CCS来制造。间歇性（可再生能源）或扁平化生产过程（甲烷重整或使用核能电解）都会产生不同的储存挑战，并且需要不同的储存解决方案。



表 4.1

储氢选项和相关注意事项

储能类型	储氢选项	储存容量 (太瓦时)	响应/周转时间	持续时间	技术准备水平	部署时间表	需求端应用	集中式或、分布式解决方案	危害/毒性
地质	重新利用的盐穴	-	快速响应 (1小时)	多个年度周期	中	中	多用户遍及电力、工业和热力	集中	低
	新盐穴	1.5 <sup>a</sup>			高	高			
	改造油气藏	9 <sup>b</sup>	慢速响应 (12 - 24小时)	单一季节周期	低	高	大规模季节性热需求		中
	新的海上油田	-			低	高			
地表	压缩气	0.00004 <sup>c</sup>	快速响应 (分钟级)	多个年度周期	高	低	多用户遍及电力、工业和热力	集中、分布	中
	液态氢	1 <sup>d</sup>	快速响应 (1小时)		低	高			高
	氨		中速响应 (> 4小时) <sup>f</sup>		中	高			高
	LOHC				低	高			低
管网	管道储气	1.2 <sup>e</sup>	快速响应 (即时)	日周期内	高	-	-	低	
进口	氢管道	-	快速响应 (即时)	-	高	中	由于响应时间的限制应用有限, 适用于波动可预测的大需求例如供热	集中	中
	氨	-	慢速响应 (天数取决于运输)	-	中	高			高
	LOHC	-		低	高	低			
	甲醇	-		低	高	高			
	液态氢	-		低	高	高			
供应灵活性	柔性生产	-	中速响应 (> 4小时)	-	中	中	工业与供热	集中、分布	-
	(蓝氢)柔性生产 (并网电解)	-	快速响应 (1小时)	-	中	中	多用户		-
需求灵活性	可中断合约	-	-	-	高	低	-	-	-
	智能供暖系统	-	-	-	低	高	-	-	-

<sup>a</sup> 基于 H21 项目估算的盐穴储存量  
<sup>b</sup> 基于重新利用的 Rough 储气库的估计储存能量  
<sup>c</sup> 基于最大标准尺寸金属圆筒 (50m<sup>3</sup>)  
<sup>d</sup> 基于 H21 估计, 足迹要求主要影响  
<sup>e</sup> 基于将现有天然气管网储气转换为氢  
<sup>f</sup> 取决于复杂性和未来的技术发展

## 4.3 输送系统

氢运输系统长距离运送大量氢，氢通常以压缩气体或液体形式运输。氢的运输可以通过船舶、卡车、铁路或运输管道完成。

通过卡车运输氢是一种成熟的选项，氢可以气态或液态形式或通过氨或LOHC等载体运输。尽管这种选项已经成熟，但对于更长的距离，它通常不是最便宜的路线。对于压缩气体，一辆卡车通常运载由玻璃纤维复合材料或碳纤维复合材料制成的20英尺或40英尺容器，理论上—辆卡车可以容纳1,100千克压缩到500bar的氢<sup>2</sup>。另一种方法是用卡车运输液化氢，更常见于长距离。卡车可以运载4,000千克的氢4,000公里；由于焦耳-汤姆孙效应，任何更长的距离都可能导致氢过热，从而导致压力升高。通过在运输前将氢转化为氨，一辆卡车可以装载大约5,000千克的氢。

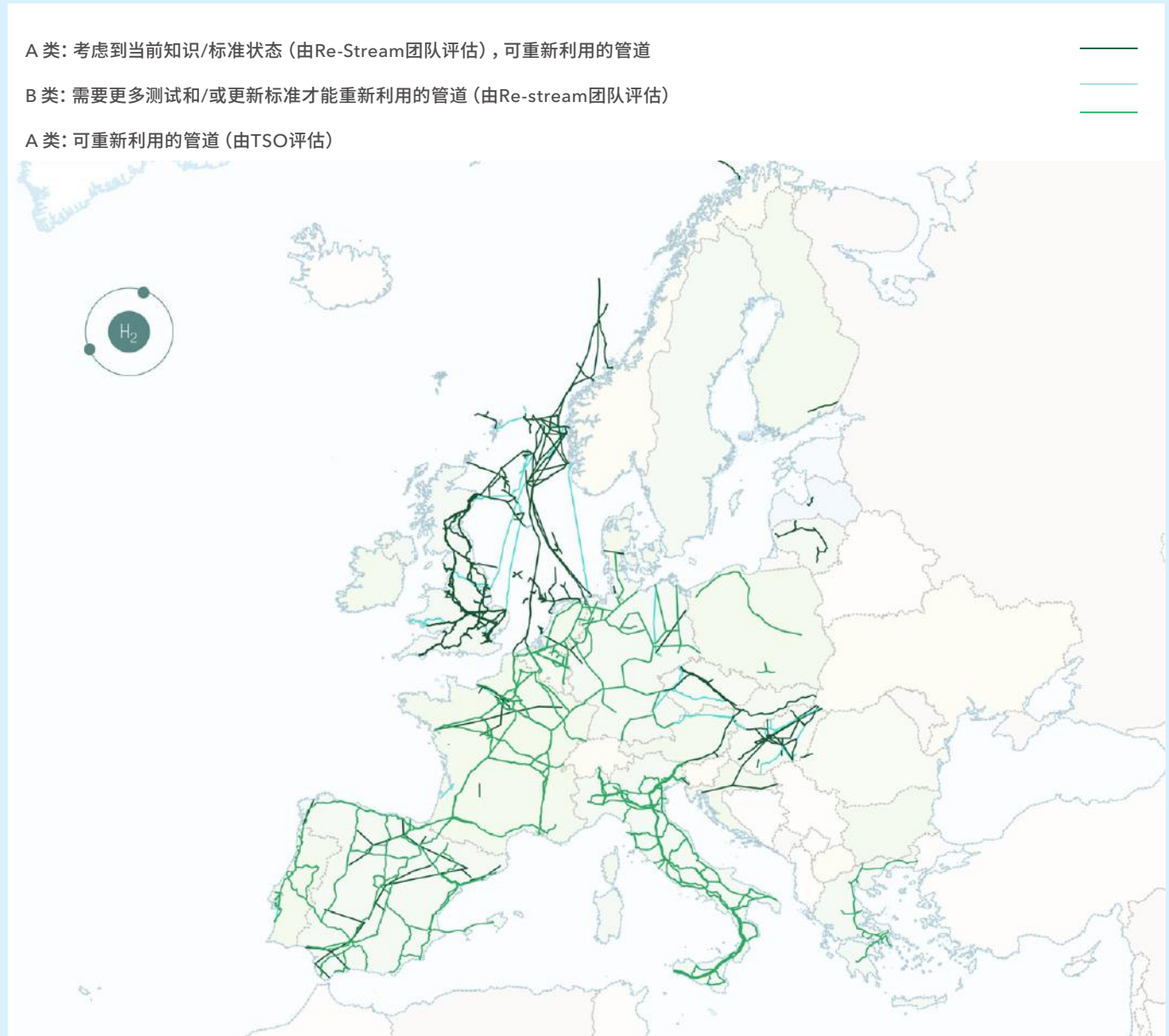
通过管道运输氢是一种便宜且可靠的方法，距离可达2,000公里，这取决于几个因素，例如运输的氢量。在美国，已经有超过2,500公里的氢管道。在欧洲，最长的管道在比利时和德国，分别为600公里和400公里。全世界总共有大约5,000公里的氢管道，而天然气管道为300万公里<sup>4</sup>。因此，研究氢能在多大程度上利用现有的天然气基础设施是很自然的事。DNV和Carbon Limits(2021)完成的一项名为Re-Stream的项目得出的结论是，根据当前的知识和标准，大多数海上管道都可以再用于纯氢。对于陆上管道，根据欧洲的管道推算，约70%的总管道长度可以重复利用。可以想象剩余的30%也可以重复利用，尽管需要更多的测试和/或更新的标准。从Re-Stream项目中，制作了以下地图（图4.2），说明了在欧洲可以重复利用的管道<sup>5</sup>。

对于欧洲的海上管道，海上天然气管道的最大允许操作压力（MAOP）中值约为160bar，陆上管道为70bar。



图 4.2

评估当前欧洲氢管网的重新利用



资料来源: Carbon Limits AS和DNV (2021年), Re-Stream关于欧洲氢和CCS油气基础设施重新利用的研究。

表 4.2

陆上和海上天然气管道的典型数值<sup>6</sup>

	陆上天然气管道	海上天然气管道
典型主材	45% 由 API 5L X60 钢级制成，其余范围为 X52 - X80	API 5L 钢级 X65
MAOP 中值	70 bar (40 - 100 bar 范围)	160 bar
典型外径	12-36 英寸	> 24 英寸

氢的流动特性与天然气不同，流速较低的管道设计可避免再压缩<sup>7</sup>。这是必要的，因为氢的低摩尔质量和高体积流量意味着与压缩天然气相比，氢的压缩需要更多的能源。通过天然气管道运输氢可能需要在较低压力下运行氢或添加一层内部涂层<sup>8</sup>。

管道中的氢输送存在一些限制，例如钢的脆化。现行标准 ASME B31.12-2019 适用于管道中的氢输送。该标准限制了使用高等级钢运输氢时的许用压力。材料专家一致认为，ASME B31.12-2019 标准中关于高等级钢管中氢的标准过于保守。有研究正在研究使用更高等级的 X65、X70 及以上的钢管来运输氢。DNV 专家认为，未来大部分氢将由 X70 钢管运输。

氢也可以混合在天然气中进行运输，这可能被视为从天然气到氢的转型过程中的一种解决方案。在管网中混合氢可能是一种具有成本效益的解决方案，并为纯氢管网提供借鉴。在不同的地区和国家，可以混合到天然气管网中的氢量有不同的限制，限制通常在 2—8% 之间。各国之间限制的差异对跨境运输混合气体提出了挑战，标准化工作正在进行中，要特别关注监管协调。尽管对管道的长期影

响存在不确定性，但掺氢 20% 在技术上是可行的<sup>9</sup>。由于注入站以及更高的运营成本<sup>10</sup>，将氢混合到天然气管网中也会产生额外的成本。

如前一节所述，也可以通过管道中的液态氢载体运输。与氢相比，氨更容易运输，并且可以成为一个很好的替代品，尽管需要考虑将氨转化回氢的成本。对于少于 1,500 公里的距离，在管道中以纯气体形式运输氢更便宜，而对于更长的距离，以氨的形式或通过船舶以 LOHC 运输氢似乎更节约成本。为最终用户将氨或 LOHC 转换回氢会分别增加约 1 美元/千克 H<sub>2</sub> 或 0.4 美元/千克 H<sub>2</sub> 的成本<sup>11</sup>。氨再转化为氢也需要大约 7-18% 的氢能量，而对于 LOHC，这个数字约为 35-40%。

随着氢作为能源载体在全球范围内的发展势头，有几个正在进行的项目和相当大的举措来加强建设氢基础设施<sup>12</sup>。现有的天然气基础设施是一个很好的起点，但在实现氢运输网络之前还有许多障碍需要克服。一些举措涉及沿海工业中心，连接海上风电和周边工业基地的需求。这些中心可能的区域是欧洲、日本、拉丁美洲、美国和中国。

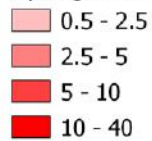
正如Re-Stream分析和《欧洲氢能主干管网》报告<sup>13</sup> (2020年) 所展示的那样, 一个例子是, 预期的欧洲氢能枢纽将从荷兰向外发展, 主要是东南部, 如图4.3<sup>14</sup> 所示。基础设施投资的缺乏通常被视为氢“生态系统”发展的

重要障碍之一。由于有几个项目涉及氢管道, DNV正在进行工作, 为运输系统运营商 (TSO) 制定指导方针, 以可靠安全地将氢引入现有基础设施。

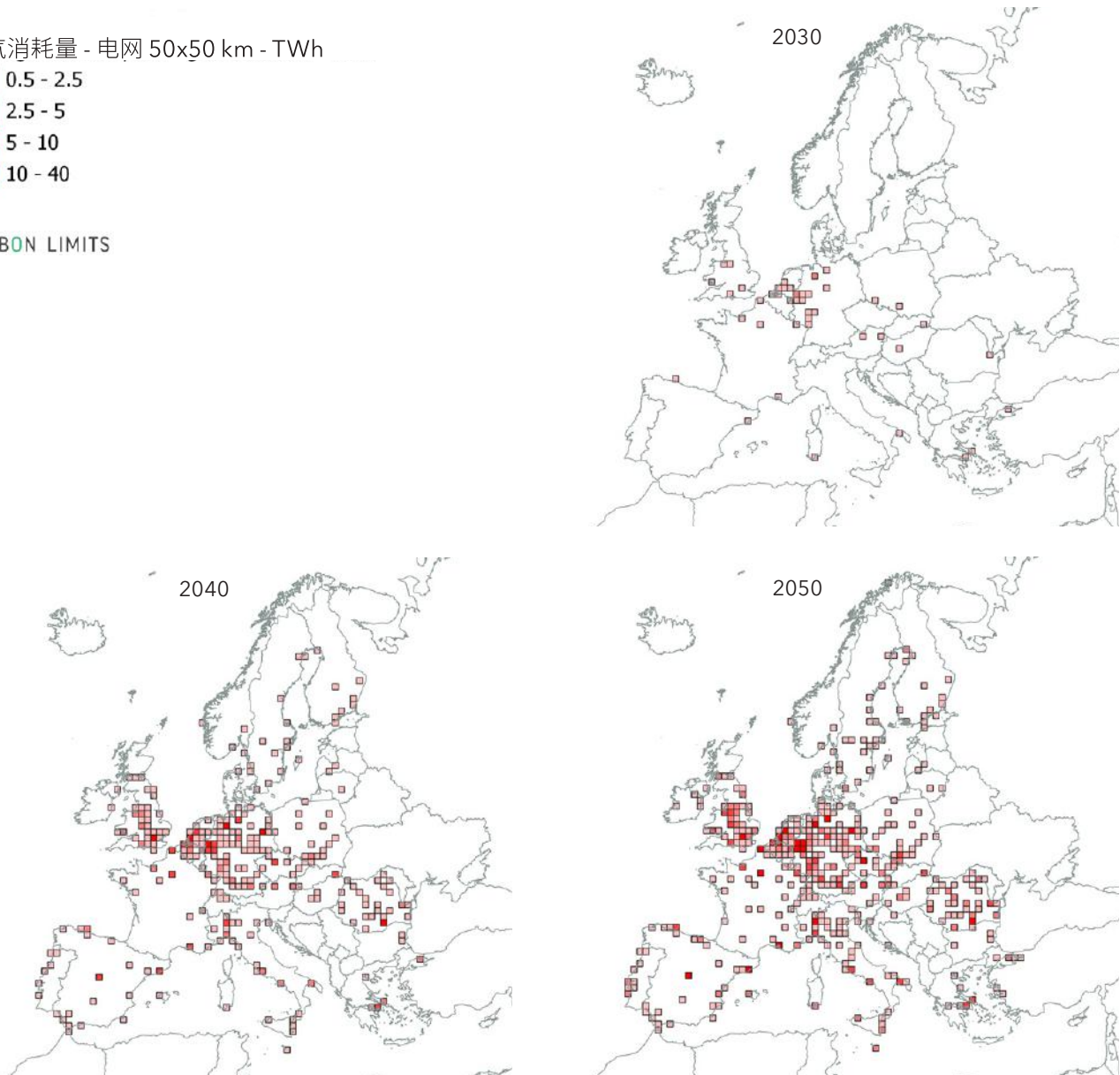
图 4.3

**2030年至2050年欧洲50x50公里网格单元内氢消费的发展**

氢气消耗量 - 电网 50x50 km - TWh



CARBON LIMITS



资料来源: Carbon Limits AS和DNV (2021年), Re-Stream关于欧洲氢和CCS油气基础设施重新利用的研究。



## 4.4 配送管道

几十年来，地方天然气配送管网以经济、可靠和安全的方式向数百万家庭、企业和行业输送天然气。我们预计，在某些地区，建筑环境的脱碳将涉及电气化和脱碳气体之间的竞争。与氢用于供热的其他最终用途一样，初始阶段天然气掺氢比例可以至高达20—30%，形成通往完全可再生脱碳气体供应的过渡路径。

在一些地区，密集的天然气管道基础设施已经到位，可以将个人家庭和小型企业连接到高压运输管网。多达数百万的个人最终用户可以连接到这些配送系统，将其与运输系统区分开来。通常，在这些管网中，气体压力通过多个步骤从运输管网中的16bar降低到各个最终用户连接处的0.1至0.03bar过压。

管道主要由塑料（聚乙烯、PVC）制成，但部分也可以由

钢或铸铁制成。气体配送管网是一个复杂的系统，由多种设施组成：包括减压站、计量站、阀室、主干线、服务线、注入站和脱碳气体混合站。

许多配送系统运营商 (DSO) 正在考虑将配送系统转换为掺氢运输。在欧洲和北美的几个国家，DSO已经发布了可行性研究报告并建立了试点和示范项目。与现有天然气系统相比，主要边界条件之一是安全运行配送系统，而不产生额外的风险。这个安全案例必须考虑氢与天然气不同的特性，特别是可能影响爆炸的更快燃烧速度。H21项目是这方面的领跑者，英国北部大部分配送管网将转为纯氢配送。该项目的安全评估得出结论，当管网的其他部分被PE管道取代时，在不增加配送管网风险的情况下是可能的。目前正在建立试点和示范项目，以进一步增加在建筑环境中使用氢的经验。

成本考虑将使未来几十年全球超过 50% 的氢管道为天然气管道重新利用，在某些区域这一比例高达 80%，如图 4.4 所示。重新利用管道的成本预计仅占新建设成本的 10-35%<sup>15</sup>，因此新管道仍占支出的大部分，尤其是在 2020 年代，如图 4.5 所示。

图 4.4

### 2050年从天然气管道改造的氢气输送管道百分比

单位：百分比

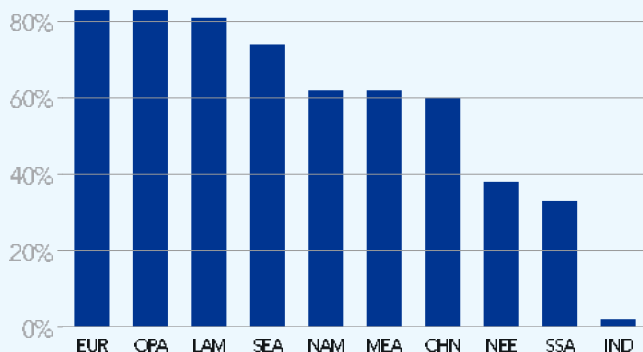
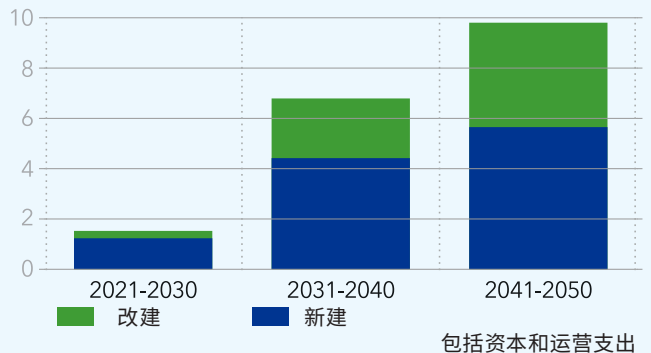


图 4.5

### 全球氢气管道支出

单位：十亿 USD/年





## 4.5 氢的船运

氢可以通过多种方式进行船舶运输。对于较短的距离，压缩氢气可能是可行的，但对于较长距离和较大体积的液化氢，氨和液态有机氢载体 (LOHC) 似乎是最佳解决方案。

当下，氨通过Haber-Bosch工艺生产，该工艺将氢和氮的混合物转化为氨。在交付时，氨可在能量损失有限的情况下裂解成氢和氮。

如第4.3节所述，LOHC是一种可以可逆地储存氢的有机

化合物<sup>15</sup>。它的好处包括提高安全性（加载和卸载LOHC通常不易点燃），与现有基础设施的配送和储存兼容性，没有储存损失，可能降低储存成本，以及介于压缩和液态氢之间的体积密度。但是，LOHC是通过热量释放的，所需的热量取决于化学性质。通常，在300-350°C的温度下释放氢需要消耗运输的30%以上的氢能。在一个示例中，估计有37%的能源损失<sup>16</sup>——这是一个明显的缺点。从LOHC中释放氢也可能涉及慢动力学。

低温20K的液态氢是运输氢的一种可能方法。最近确定了一种液态氢载体，可以将2,500立方米的液态氢从澳



大利亚运输到日本<sup>17</sup>。挪威还对9,000立方米的液氢加注船进行了概念研究<sup>18</sup>。然而，应该注意的是，液化氢需要30-40%的能源损耗，此外，由于汽化，氢也可能在运输过程中损失。

由于这些限制，目前只能通过船舶运输相对少量的液态氢（2,500立方米相当于约175吨氢），尽管更大的运输船已经在设想中。相比之下，氨已经进行了大规模交易，每年运输量约为1850万吨，主要从天然气主要生产国到化肥生产国<sup>19</sup>。氨是用专为氨运输而设计的气体运输船运输的。这些类似于液化石油气运输船，其容量可能高达

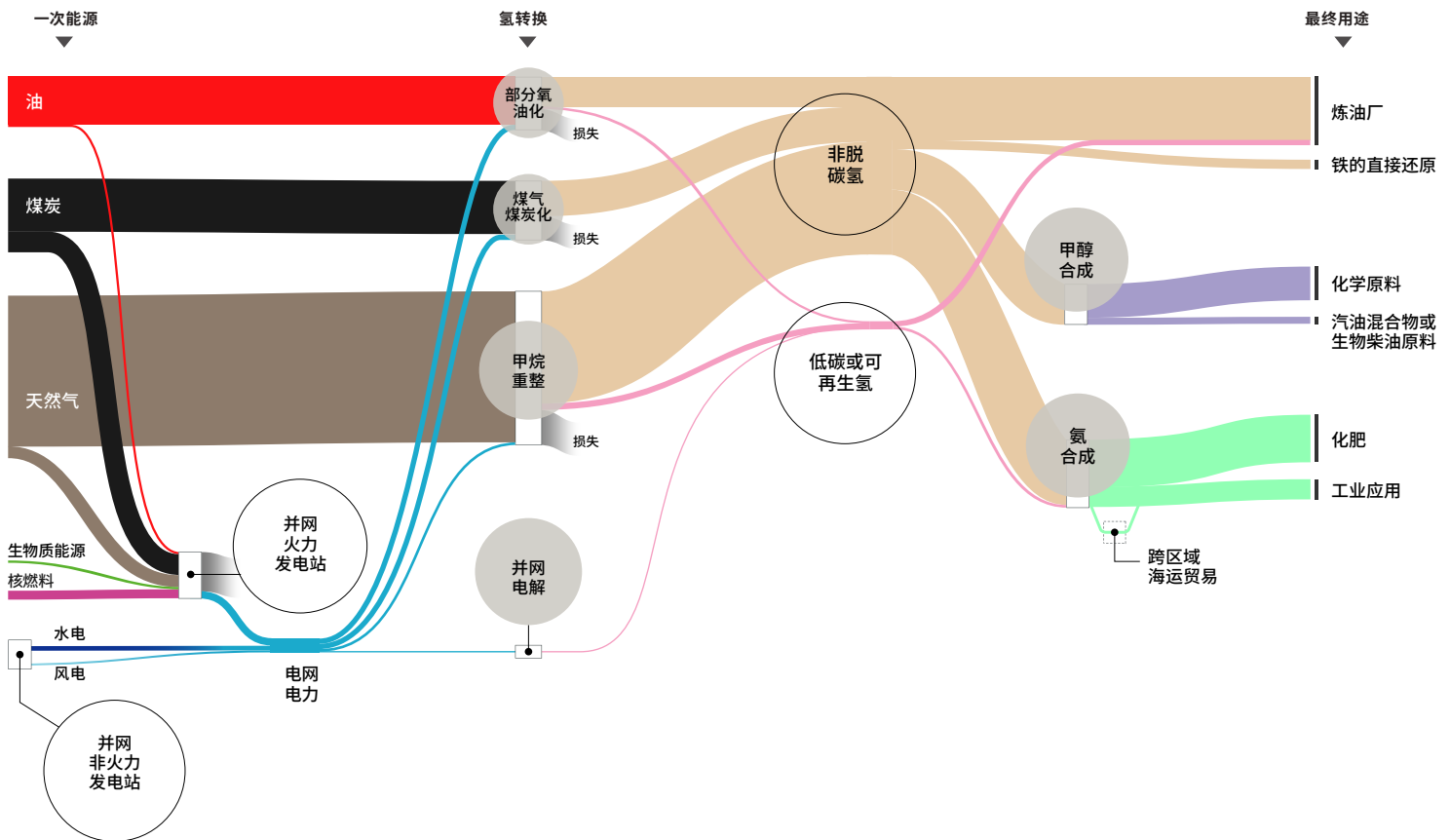
80,000立方米。氨的运输量通常比LPG小，因此氨的运输通常选用的运输船最大为60,000立方米的LGC（大型气体运输船）。这相当于大约40,000吨氨或超过6,000吨氢。较大的船舶通常降温至-50°C并接近环境压力。请参阅第6.1章节了解预测的氢和氨运输量。

---

目前只能通过船舶运输相对少量的液态氢。

---

## 氢运输流: 2020年和2050年

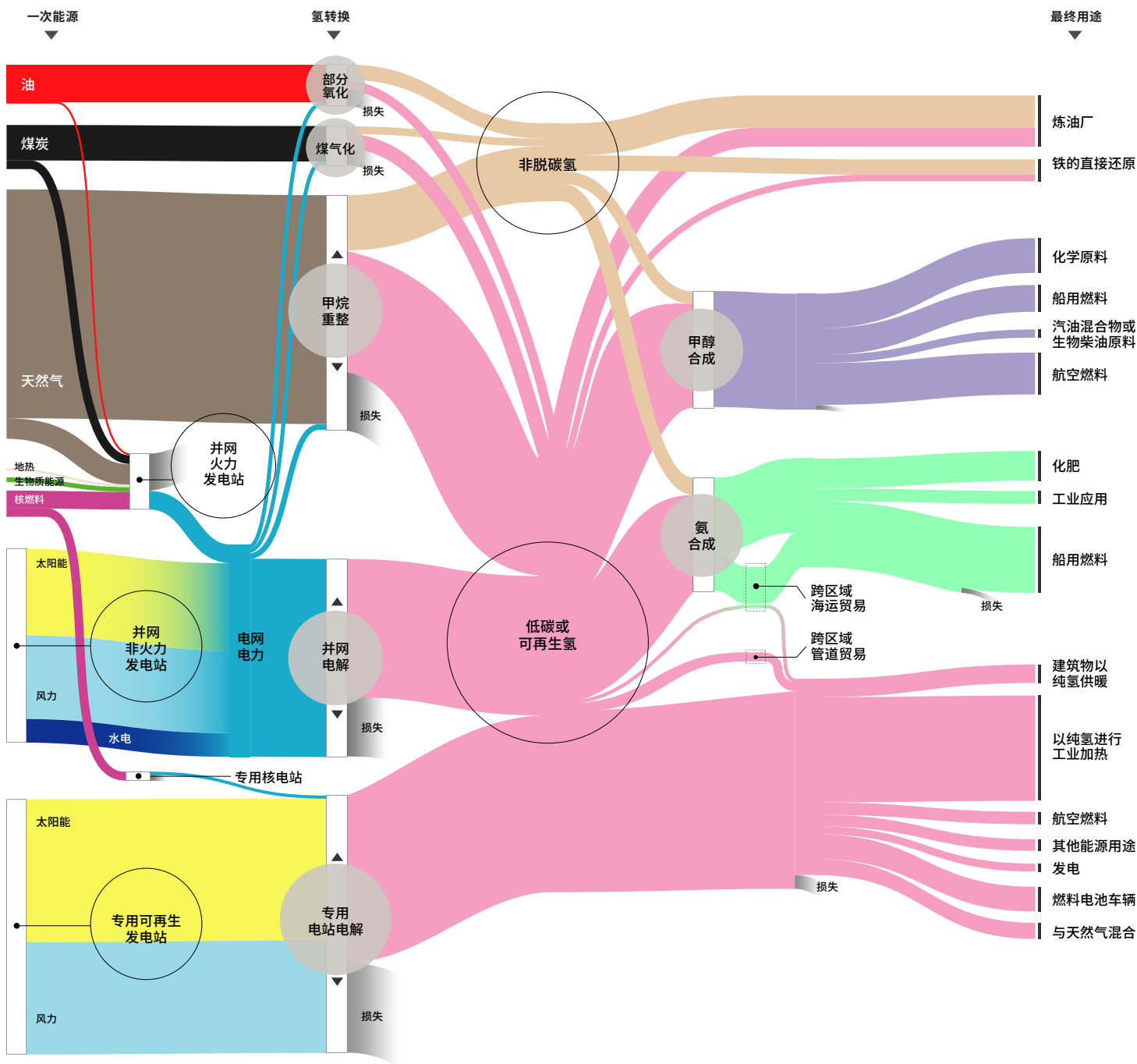


该桑基图显示了全球氢供应链从来源到最终用途的能量流。每个分支的宽度与能源/载流的能量含量成比例。流量衰减表明转换和运输过程中的重大能量损失。

2020年的氢系统主要使用化石燃料作为原料和能源。仅少量电力用于为泵、电机、热交换器和其他电气设备提供动力。生产的所有氢中只有不到1%是低碳的，这主要是在少数使用CCS的炼油厂中。除了用于炼油厂，氢还用于生产氨和甲醇。虽然图中显示制氢和氨/甲醇合成作为单

独的过程，在大多数情况下，它们只是在设施内发生的一个连续过程的两个步骤。

2050年的氢系统在来源和最终用途方面更加多样化。非化石一次能源，特别是太阳能和风能，成为氢的主要来源，要么直接在专用电解槽中，要么通过向电网间接供电，而电网又被基于电网的电解槽使用。可再生或低碳氢成为氢的主要类型，可直接用作能源载体，或用于氨和甲醇生产。



## 5 氢：供需预测



ULSTEIN SX190概念氢船—为海上施工市场的零排放作业而设计。  
图片由Ulstein Design & Solutions B.V.提供

目前世界上每年9000万吨/年<sup>1</sup>的氢产量几乎全部用于非能源用途。这些主要涉及从精炼产品中脱硫和炼油厂的重油改质，在氨和甲醇生产中使用氨作为原料，以及用于直接还原铁的氢。IEA<sup>1</sup>估计另外3000万吨/年以工业过程的残余形式使用氢，这在本报告中不被视为氢需求。

世界未来氢需求总量大致分为三类

- 1.对现有氢的使用进行脱碳——用低排放的替代品代替未减排的化石燃料
- 2.燃料改用氢及其衍生物——基础设施的改造和修改
- 3.氢的新用途——须建设新基础设施

氢的非能源用途将继续缓慢增长，直到2030年代中期，此后到本世纪中叶下降到当前水平，需求下降主要与石油产品需求下降和炼油厂使用氢有关。

氢需求的大幅增长将来自其直接能源用途，或以氨和源自氢的e-燃料的形式。到2030年，全球生产的1.31亿吨氢气中有2200万吨将用于能源用途。到2040年，能源对氢的需求将赶上氢的非能源使用。到2050年，全球只有30%的氢供应将用于非能源用途。39%将直接使用氢作为能源，而31%将转化为氨或e-燃料供能源最终用户使用。

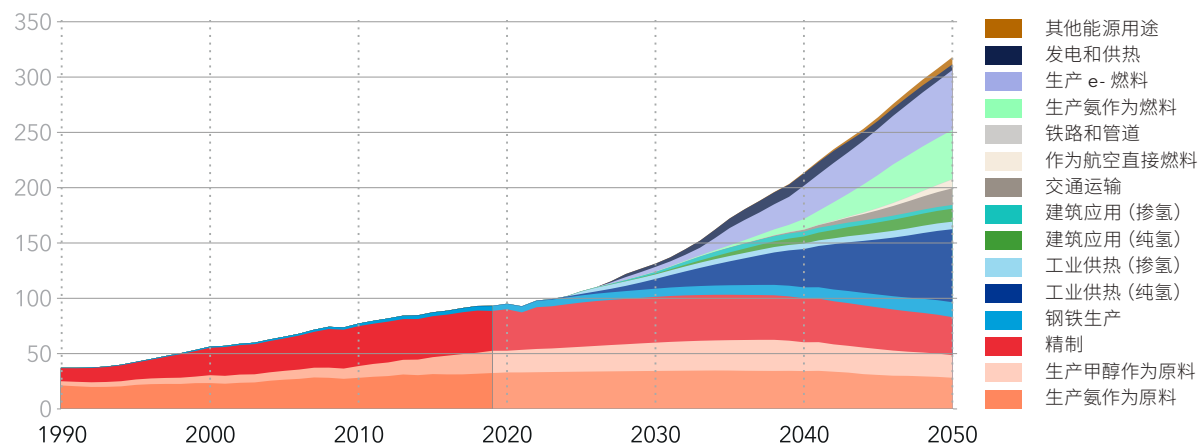
### 未来三年的氢需求

在当前这十年，氢将仍然过于昂贵而无法广泛使用，而需求将通过主要来自欧洲、经合组织太平洋地区、北美和中国政府的政策支持和激励措施来创造。第一个十年是由启动生产和相关基础设施以及实现学习成本曲线所塑造的。将氢混合到天然气运输管网是我们将氢推向消费者的方式之一，尤其是在工业领域。补贴天然气和氢气之间的价格差将促进对氢的接受和承购。我们将看到纯氢在高热量行业中的应用开始，例如钢铁生产，氢在直接

图 5.1

### 按行业划分的全球氢需求

单位：百万吨 H<sub>2</sub>/年



不包括工业过程中以残余形式使用的氢。历史数据来源：IEA Future of Hydrogen(2019)，IEA Global Hydrogen Review(2021)，USGS Mineral Commodity Summaries(1990-2022)，IFA(2022)。

还原铁中作为原料的作用也在增加。

到2030年代，氢的平均价格将比2020年代初降低一半，氢在工业供热中的作用将更加广泛，其在全球工业供热中的使用量将超过5%。在第二个十年中，氢能在建筑供暖、燃气发电站和交通运输中的燃料混合物中也将得到更广泛的使用。尽管这些市场有所增长，但氢作为能源载体的全球使用仍将少于其非能源用途。

2040年代将是需求多样化的十年因为更多难以减排的部门将被迫使用氢或其衍生物脱碳。尽管氢的成本将继续下降并接近1-2美元/千克的范围，但由于碳定价或脱碳要求，氢应用仍将主要受到替代成本增加的推动。在这十年中，我们预计燃料电池汽车将在长途重型卡车运输中得到更广泛的应用，并将氨和e-燃料作为海运燃料。

### 领先者和落后者

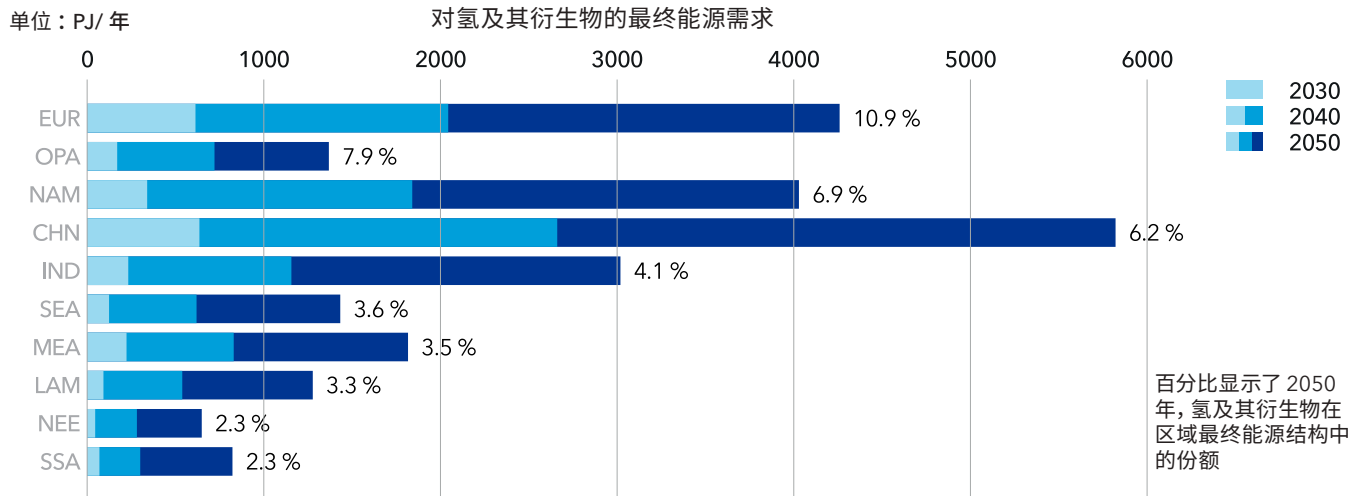
正如第2章所解释的，在世界各区域，关于氢在能源系统

脱碳中的作用有广泛的国家计划和政策。这些差异将导致不同的路径，如图5.2所示。欧洲凭借其强有力的氢支持政策，将在其2050年的最终能源结构中以11%的氢及其衍生物成为领先者。经合组织太平洋地区、北美和大中华区紧随欧洲之后，其份额高于5.1%的世界平均水平。这四个主要区域将共同消耗全球能源需求的三分之二，这一数字也反映了各区域在国际海事和航空能源消耗中的份额与其经济规模相符。

在当前这十年中，氢将仍然过于昂贵而无法广泛使用，而需求将通过政府政策支持和激励来创造。

图 5.2

### 各区域氢能在能源结构中的使用率比较



有关区域定义，请参见第26页的地图。



## 5.1 氢的生产

截至2022年，全球每年生产的几乎所有9000万吨氢都基于化石燃料且未减排，即没有采用CCS（碳捕获和储存）<sup>1</sup>。这包括大约四分之一的氨工厂，捕获了其流程排放（仅约一半的碳排放），回收的二氧化碳用于尿素生产（碳捕获和利用-CCU），约占8MtH<sub>2</sub>/yr。只有少数炼油厂、甲醇和化肥生产设施使用CCS来捕获稀释烟道气流的排放（通常高达二氧化碳总排放量的85-90%）并长期储存，其总捕获能力低于10MtCO<sub>2</sub>/yr<sup>2</sup>。这些设施大部分位于美国和加拿大。

图5.3显示了按生产路径划分的全球氢供应明细。甲烷重整，几乎全部都是蒸汽甲烷重整（SMR），是最常用的用于生产氨和甲醇的制氢方式。煤气化是中国使用的主要路径，但在其他地方使用有限。在炼油厂中，大约一半的氢是作为炼油厂其他工艺的副产品或从整合到炼油厂其他石化工艺产生的。另一半主要来自甲烷重整或

中国的煤气化。

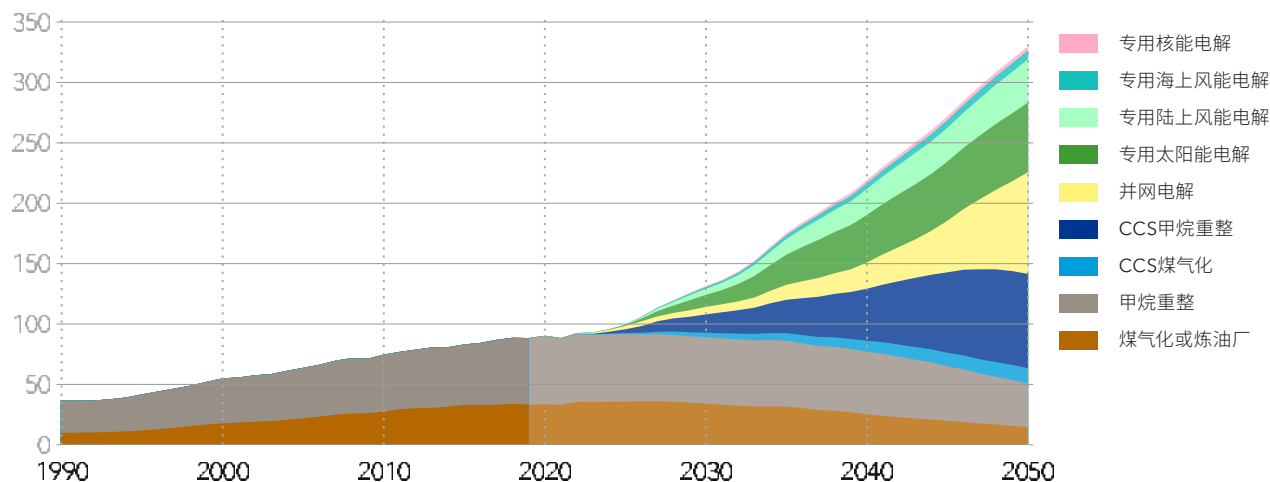
未来的氢供应结构将受到两个相关趋势的影响：首先，氢作为能源载体的使用将增加，其次，现有产能将逐步被低排放替代品取代。由于能源系统中使用氢的主要动机是使无法电气化的部门脱碳，因此只有低碳生产路线才是未来的竞争者。2040年后，随着氢及其衍生物的能源用途主导着氢需求，供应结构将越来越低碳化。我们预测，到2030年，全球供应的三分之一将是低碳和可再生能源，其中CCS化石燃料占全球总量的14%，电解制氢占18%。到2050年，全球85%的氢供应将来自低碳路径，细分如下：27.5%来自采用CCS的化石燃料，25.5%来自并网电解，17.5%来自专用太阳能电解，13%来自专用风能电解，1%来自专用核能电解。

成本和建设速度是决定供应结构中生产路径份额的主要因素。目前，就全球平均水平而言，最便宜的低碳制氢路径是采用CCS进行甲烷重整，通常被称为蓝氢，到2020

图 5.3

### 按生产路线划分的全球氢产量

单位：百万吨 H<sub>2</sub>/年



历史数据来源：IEA Future of Hydrogen(2019)，IEA Global Hydrogen Review(2021)。不包括工业过程中以残余形式使用的氢

年平均成本将略低于3美元/kgH<sub>2</sub> (见图5.4)。这一全球加权平均值更能代表北美和欧亚大陆东北部等能够获得廉价天然气的区域,但没有反映自2020年以来天然气价格的上涨。考虑到近期天然气价格上涨,我们估计从2020年到2022年,天然气生产地区采用CCS进行甲烷重整的成本增加了20-30%,而在天然气进口地区则增加了60-400%。

尽管我们预计到2030年代天然气价格将从目前的高位回落,但蓝氢还面临着额外的挑战。CCS仍然是一项发展中的技术,对长期储存场址、未来成本的不确定性以及规模经济带来的边际收益的担忧限制了部署速度。此外,超过90%的二氧化碳捕获率仍然不经济,整个供应链中与蓝氢相关的直接二氧化碳排放是不利因素,这将得到政策制定者的响应并导致与其他低碳、可再生替代品相比,对蓝氢的支持较弱。管如此,随着甲烷重整(特别是ATR技术)和碳捕获的资本支出持续减少,以及氢投资风险溢价的降低以及碳价格的上涨,蓝氢将获得可观

的市场份额,尤其是在氨和甲醇生产方面。制氨的碳捕获成本低于商业氢的碳捕获成本。到2050年,全球每年采用CCS进行甲烷重整生产的78MtH<sub>2</sub>/yr(将占全球氢供应的24%)中,68MtH<sub>2</sub>/yr将是专用制氢。这是指氢是在与氨和甲醇生产中消耗在同一设施中生产的,或在炼油厂或铁的直接还原。

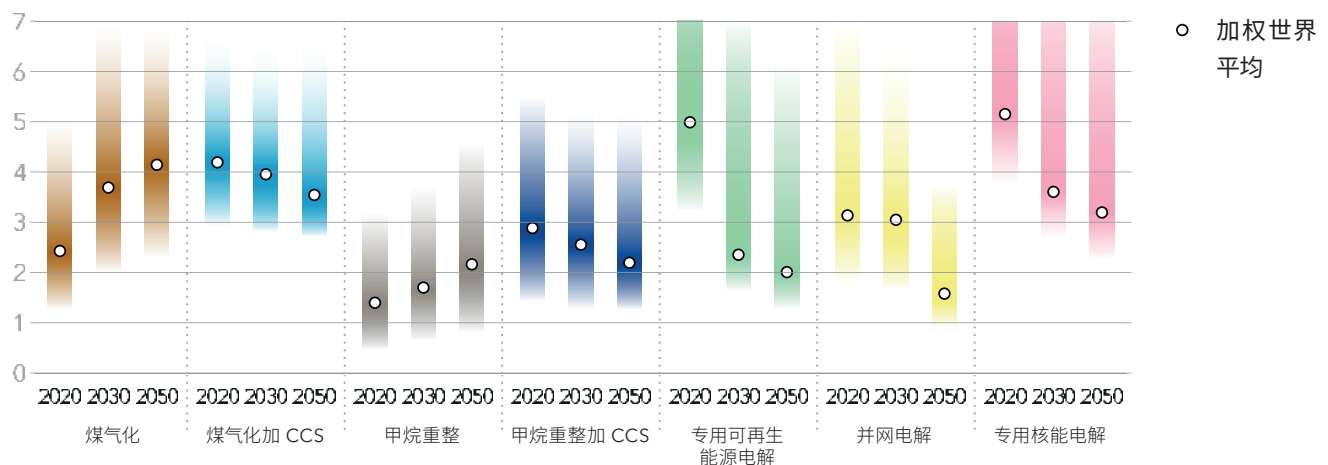
目前,基于可再生能源的专用电解成本高得令人望而却步,2020年全球加权平均为5美元/kgH<sub>2</sub>。但是,在到2030年的十年中,我们将看到使用专用太阳能或风力发电平均下降至2美元/kgH<sub>2</sub>。这一趋势的主要驱动力将是太阳能电池板成本降低40%,风机成本降低27%。随着风机尺寸和太阳能电池板技术的不断改进,年运行时间将同时增加10—30%,这一数字因技术和地区而异。此外,随着预计的财务风险不断下降,任何类型的电解槽的资本成本都将降低25-30%。

与专用核电站相结合的电解槽将受益于不受限制的运行

图 5.3

获得生产路线支持后的氢气平均成本

单位: USD/kgH<sub>2</sub>



时间，提供持续的电力供应，而制氢的成本基本上没有可变成本。但是，电费很高。尽管到2050年平均核资本支出将减少35%，但受小型模块化反应堆预期应用的影响，专用核电解槽将仅占2050年世界氢供应的1%，几乎所有这些都在中国，因为那里的核能成本相对较低。

核电供应的这一百分比份额不包括任何并网核电站，由于电力系统中可再生能源的高渗透率，这些核电站的年运行时间（容量系数）可能会下降，随后选择使用多余容量来制氢。我们将在“并网电解”类别下考虑此类核容量（或实际上来自任何其他类型发电站的备用容量），因为这些电解槽的运行将由电力市场动态决定。从技术上讲，这些发电站作为“自动发电系统”，不会从电网购买电力，从而避免与电力终端用户支付相同的电费和其他税费。然而，作为电力“买家”的其他并网电解槽将主要在可再生能源过剩时购买电力。由于其灵活性和稳定市场的作用-防止电价降至零甚至负值-和电网费用的激励。我们假设他们通常只支付比批发电价高25%的费用。因此，两类并网电解槽-本下运行。自动发电系统和购买者-在相当相似的电力成此外，要估计自动发电系统与购买者的比例并不容易。因此，从建模的角度来看，将它们视为制氢的一种类别是有利的。

对于并网电解槽，最大的成本构成是电力成本（见图5.5），特别是是否能获得廉价电力。从长远来看，电力系统中可变可再生能源（VRES）的份额将是决定未来电价分布的主要因素；更多的VRES意味着使用非常便宜（甚至免费）的电力的时间更长。然而，在2030年之前，VRES在电力系统中的渗透将不足以对电价分布产生大的影响。因此，在这十年的剩余时间里，我们将看到并网电解槽成本的降低是因为资本支出的下降以及政府提供的

支持。由于没有完善的氢供应链和市场，现有的电解槽不会相互竞争。这意味着他们的营业时间主要由自己的平准化成本决定。在许多地区，最佳容量系数远高于90%，这有助于将初始资本支出分散到多个小时。

到2050年，我们将看到影响年度运营时间的两个主要趋势：来自替代制氢路线的竞争加剧和更多的廉价电力时间。并网电解的主要竞争对手将是采用CCS甲烷重整制得的蓝氢。在充分竞争的市场中，并网电解制氢的可变成本（即电力成本）不能高于采用CCS进行甲烷重整制氢的可变成本（即相应的燃气成本）。这意味着，在北美等天然气价格低廉的地区，以目前的电价计算，每年8760小时中具有竞争力的年运行小时数将少于2000小时。这在今天可能是微不足道的，因为竞争是有限的。但在接下来的30年里，大多数氢消费者将能够从各种生产途径获得氢，竞争将是一个主要问题。幸运的是，随着系统中VRES的增加，到2050年，来自电力的氢将比蓝氢便宜的小时数增加。因此，尽管我们看到2030年代的年运行小时数在2000-4000小时之间的狭窄范围内，但这会扩大到2050年在许多地区达到4000-7000小时。

图5.5显示了四个选定区域的平准化成本及其组成部分，说明了前面段落中解释的趋势。地区之间成本的广泛差异是由于当地条件、燃料价格、能否获得支持和资本成本等因素的差异。区域差异成本影响区域生产结构，如

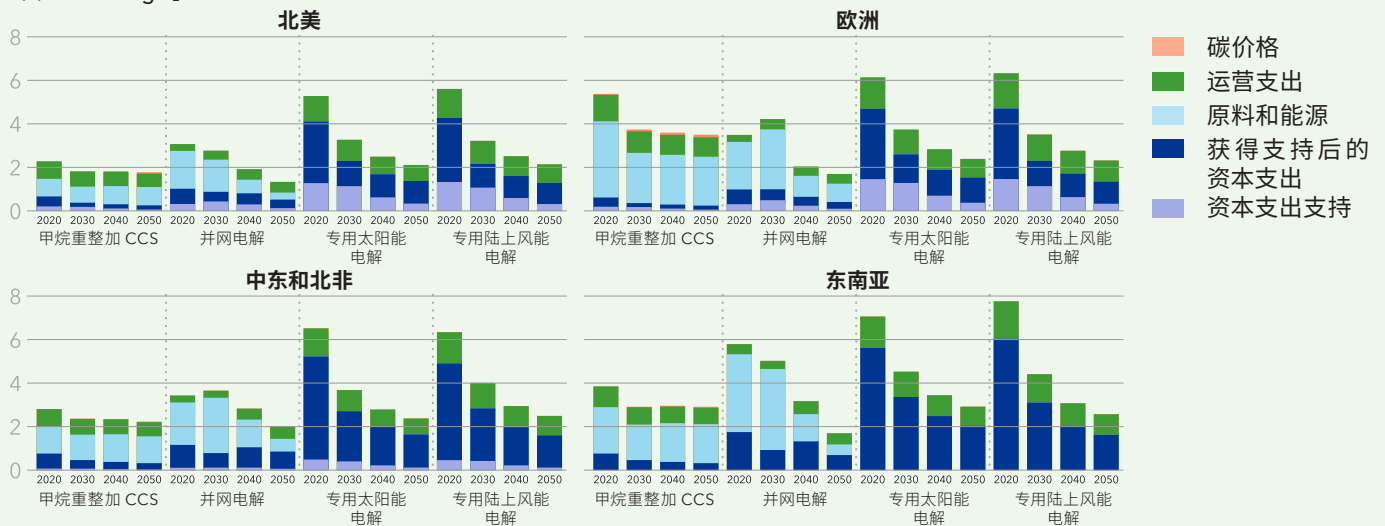
图5.6所示。

表5.1总结了全球10个区域的所有电解槽（专用或并网、商业或专用）的产能。大中华区氢需求量大，天然气价

图 5.5

选定区域的平准化成本及其组成部分

单位：USD/kgH<sub>2</sub>



Inputs to the levelized cost calculations are as follows. Natural gas price (all in USD/MMBTU): 3.1 (2020), 4 (2030), 5 (2050) in NAM; 10.5 (2020), 12.4 (2030), 13.5 (2050) in EUR; 5 (2020), 6.6 (2030), 7.6 (2050) in MEA; 8.8 (2020), 9.4 (2030), 11.4 (2050) in SEA. Electricity price is determined using the hours at which electrolyzers operate, assuming 25% surcharge over wholesale price to cover grid charges and other TSO expenses. Resulting electricity prices (all in USD/MWh): 33.8 (2020), 29.8 (2030), 6.5 (2050) in NAM; 42.4 (2020), 54.5 (2030), 16.9 (2050) in EUR; 38 (2020), 51.5 (2030), 12 (2050) in MEA; 69.3 (2020), 75.7 (2030), 10 (2050) in SEA. Grid-electrolysis operating hours determined as a weighted average of operating hours minimizing total levelized cost (dominant factor in 2020) and hours where electricity price makes electrolysis cheaper than methane reforming with CCS (dominant factor in 2050). Resulting annual operating hours: 8753 (2020), 5718 (2030), 5856 (2050) in NAM; 8452 (2020), 4632 (2030), 7803 (2050) in EUR; 8505 (2020), 8682 (2030), 4034 (2050) in MEA; 5058 (2020), 6764 (2030), 5194 (2050) in SEA. Methane reforming annual operating hours: 8332. Annual operating hours for dedicated renewables increase with improved solar technology (tracking, bifacial panels) and turbine size. Ratio of power output to electrolyser capacity is assumed 0.7 for solar, 1.0 for onshore wind. Annual operating hours for solar (2020-2050): 2300-2600 in NAM; 1600-2000 in EUR; 1800-2600 in MEA; 1700-1900 in SEA. Annual operating hours for onshore wind (2020-2050): 3500-4300 in NAM; 3050-3950 in EUR; 3400-4150 in MEA; 2550-3750 in SEA. Lifetime for hydrogen production capacity 25 years. Lifetime for solar PV: 30 years. Lifetime for onshore wind: 30-35 years. Electrolyser stack lifetime: 72000 hours in 2020, 80500 hours in 2050. CAPEX for methane reforming with CCS 1440 USD/(kgH<sub>2</sub>/day) in 2020. CAPEX for electrolysis including stack: 880 USD/kW in 2020. CAPEX for solar PV (in USD/kW) in 2020; 994 in NAM, 833 in EUR, 823 in MEA, 760 in SEA. CAPEX for onshore wind (in USD/kW) in 2020: 1500 in NAM, 1610 in EUR, 1380 in MEA, 1220 in SEA. Additional engineering & procurement cost is assumed as 35% for all technologies. Learning rate for methane reforming: 11%, for CCS CAPEX: 13%, for electrolyzers: 15% in 2020 reducing to 12% in 2050, for solar panels: 26% in 2020 reducing to 16% in 2050; for wind turbines: 16%. Discount rate: 11%/yr (2020), 7.5%/yr (2030), 5.5%/yr (2050) in NAM; 10%/yr (2020), 7%/yr (2030), 5%/yr (2050) in EUR; 13%/yr (2020), 10%/yr (2030), 8%/yr (2050) in MEA and SEA. High discount rates in 2020 reflect the risk premium of hydrogen production. Annual H<sub>2</sub> production OPEX: 3.3%/yr of H<sub>2</sub> production CAPEX for methane reforming with CCS; 3% for electrolyzers. Short term H<sub>2</sub> storage and transport cost: 0.15-0.11 USD/kgH<sub>2</sub> for methane reforming, 0.1-0.3 USD/kgH<sub>2</sub> for grid-connected electrolysis, 0.4-0.3 USD/kgH<sub>2</sub> for solar electrolysis, 0.5-0.4 USD/kgH<sub>2</sub> for onshore wind electrolysis. Specific feedstock intensity for methane reforming: 145.3 MJ/kgH<sub>2</sub>. Specific fuel intensity for methane reforming: 11.5 MJ/kgH<sub>2</sub>. Specific electricity intensity for methane reforming: 5.18 MJ/kgH<sub>2</sub>, for electrolyzers: reducing from 185.5 MJ/kgH<sub>2</sub> in 2020 to 173 MJ/kgH<sub>2</sub> in 2050. Emission intensity of methane reforming: 57.3 kgCO<sub>2</sub>/GJ of natural gas. Cost of carbon capture and storage (all in USD/tCO<sub>2</sub>): 58 (2020), 51 (2030), 49 (2050) in NAM; 109 (2020), 85 (2030), 81 (2050) in EUR; 60 (2020), 56 (2030), 52 (2050) in MEA; 76 (2020), 65 (2030), 65 (2050) in SEA. Carbon price (all in USD/tCO<sub>2</sub>): 10 (2020), 25 (2030), 70 (2050) for NAM; 30 (2020), 95 (2030), 135 (2050) for EUR; 0 (2020), 10 (2030), 30 (2050) for MEA; 1 (2020), 25 (2030), 50 (2050) for SEA. CAPEX subsidy: 25% (2020), 50% (2030), 25% (2050) in NAM, EUR; 13% (2020), 10% (2030), 8% (2050) in MEA; 0 in SEA. All numbers are for merchant hydrogen, reflecting the average conditions in the region.

格相对较高，在电解产能方面处于领先地位。如第3章所述，中国目前的电解槽成本明显低于世界其他地区。BNEF最近对碱性电解槽的估计<sup>3</sup>低至300美元/千瓦。然而，它们也被认为效率较低且寿命较短<sup>4</sup>。我们预计这些缺点会有所改善，并将有助于中国建设世界上最大的电解槽产能。

然而，如第3章所示，从中国向其他地区的技术传播将受到限制。欧洲拥有欧盟和英国的远大目标（尤其是到2030年的目标），也将领先于其他地区。在欧洲，我们预测2030年电解槽产能将达到111GW，以每年3,000小时的区域平均运行时间生产660万吨氢，低于其REPower EU计划中到2030年1000万吨的目标。

表 5.1

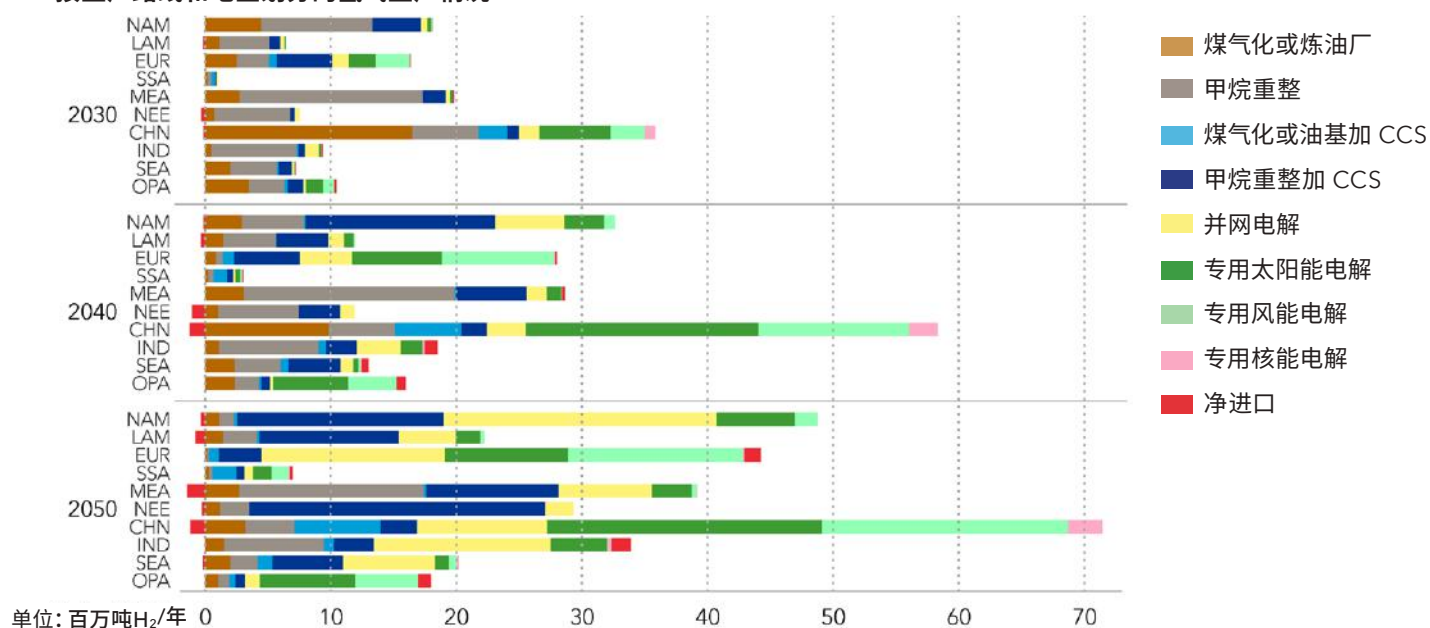
各区域电解槽产能

单位: GW

		2030	2040	2050
NAM	北美	10	120	305
LAM	拉丁美洲	4	27	83
EUR	欧洲	111	351	574
SSA	撒哈拉以南非洲	4	16	66
MEA	中东和北非	8	35	147
NEE	欧亚大陆东北部	3	13	22
CHN	大中华区	258	899	1248
IND	印度次大陆	18	80	263
SEA	东南亚	3	27	123
OPA	经合组织太平洋	45	180	244
<b>世界</b>		<b>465</b>	<b>1748</b>	<b>3075</b>

图 5.6

按生产路线和地区划分的氢气生产情况



## 5.2 氢作为原料

如图5.7所示，在接下来的几年中，非能源氢的脱碳将超越能源氢，并为从2020年代后期开始将绿氢和蓝氢用作能源用途提供有价值的借鉴和催化。然而，氢也将越来越多地用作生产氨和e-燃料等产品的原料，而这些产品随后将用作能源用途。

本节考虑将多少氢用作工业过程和其他产品的原料，这些产品随后可用于能源或非能源用途。

氢作为原料用于六大类别：在炼油厂中用于柴油和燃料油的脱硫、氨的生产、甲醇和其他化学品的生产、直接还原铁的生产、氨作为燃料的生产以及e-燃料的生产，如e-甲醇和e-燃料目前尚无最后两个需求类别。

尽管如此，我们预计用作能源载体的氢衍生物对于满

足未来航空和海事等难以减排的行业的能源需求至关重要。到2050年，非能源和能源用途的原料总共需要195MtH<sub>2</sub>/年；换句话说，从2020年起，需求将增加一倍以上。

目前，原料氢的两个主要需求是炼油厂和生产用于肥料的氨。我们的预测表明，尽管这些领域对氢的绝对数量需求略有下降，但对用作能源用途的衍生物的需求将迅速增长。事实上，到2050年，生产e-燃料和氨燃料的氢需求将超过炼油厂和化肥生产对氢的综合需求。

图5.8显示了原料氢生产路线的演变。

目前，几乎所有用于工业过程的氢都是通过煤气化、原油蒸汽裂解或甲烷重整生产的。原料氢通过并网电解生产数量极少（小于1%）。我们预测，到2050年，以氢为原料

图 5.7  
用于能源目的的全球绿氢和蓝氢产量的份额

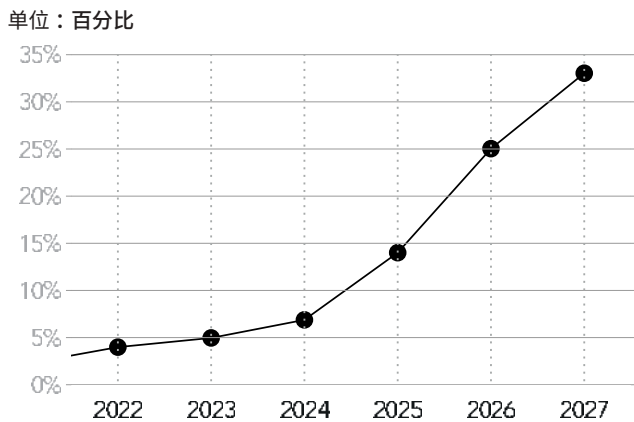
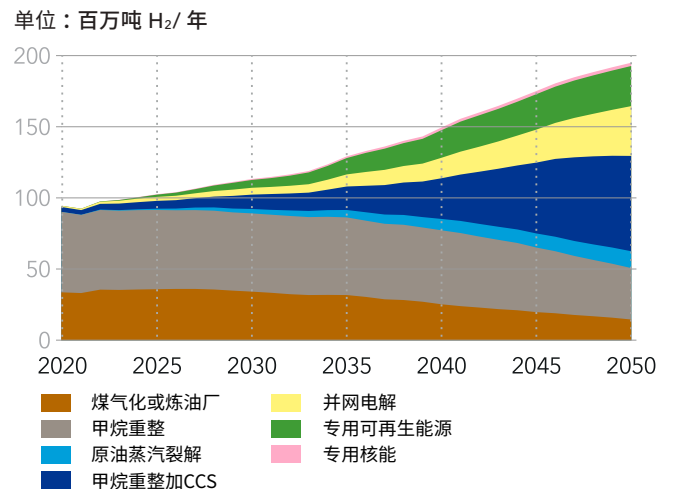


图 5.8  
以生产形式划分，全球用氢气作为原料的生产情况



的当前生产路径将发生巨大转变（图5.8）。甲烷重整和煤气化等二氧化碳密集型生产路径将失去主导地位，取而代之的是采用CCS进行甲烷重整、并网电解和电解结合专用可再生能源。欧洲等地区不断上涨的碳价格将引发更快的氢应用，并将启动从碳密集型生产路径向低碳生产路径的转型。

氢的生产路径存在区域差异。例如，在中东和北非，即使到2050年，甲烷重整仍是主要的生产路径，份额为52%。这与该区域相对较低的碳价格水平以及较低的天然气生产成本有关。另一方面，在经合组织太平洋地区（36%）和欧洲（42%），由于天然气价格和碳价格上涨，基于可再生能源的电解生产路径将占据主要份额。

除了区域差异外，我们还预测不同原料氢类别的生产路径的差异。我们将其分为两大类：用于衍生生物的氢、用于

炼油厂和直接还原铁（DRI）生产的氢。

### 对衍生生物的氢需求

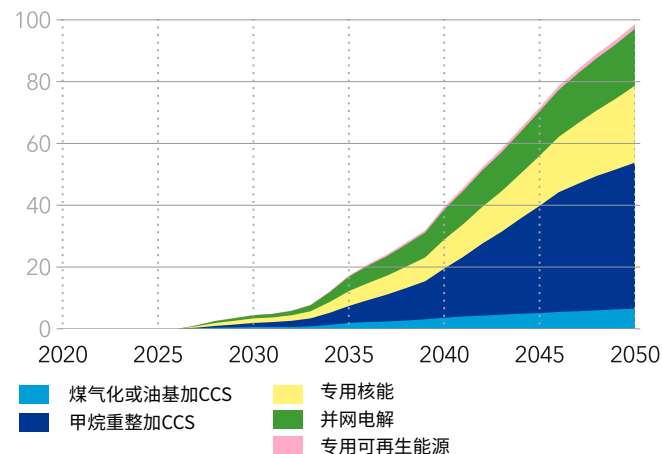
到2050年，用于生产衍生生物的氢总需求将达到147百万吨。其中三分之二将用于在运输部门用作能源载体的氢衍生物，其余将用于生产氨和其他化学品（例如甲醇）。

对于交通运输部门，我们预计不会使用棕色和灰色的氢基e-燃料和氨（图5.9）。相反，我们的预测显示，蓝氢将主导这一需求领域，尤其是在欧亚大陆东北部和北美等地区盛行，这些区域可以获得相对便宜的国产天然气。到2050年，较高的天然气价格和较早应用氢专用可再生能源使得欧洲该需求的一半将来自专用可再生能源。

图 5.9

### 以生产形式划分，全球用氢衍生物作为能源载体的

单位：百万吨 H<sub>2</sub>/年



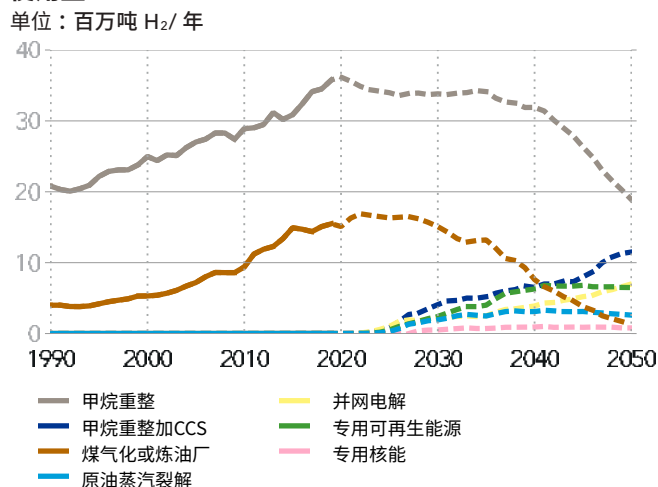
到2050年，用于生产衍生生物的总氢需求将达到147百万吨。其中，三分之二将用于作为能源载体的氢衍生物。

与用于能源的氢衍生物不同，我们预测甲烷重整在很大程度上（39%）在氨、甲醇和其他化学品的生产中持续存在，特别是在中东和北非以及欧亚大陆东北部等化石燃料丰富的区域，即使在2050年也是如此（图5.10）。欧洲和北美等区域较高的碳价格，以及相对便宜的采用CCS制氨成本也确保了蓝氢在氨和其他化学品生产中24%的份额。

由于碳价格上涨，在氨和其他化学品的生产中，煤气化可能会失去竞争力。其在产量中的份额从2020年的32%下降到2050年的8%。煤气化技术主要在中国使用，到2050年仍将如此。到2050年，煤气化加CCS将占5%的份额，主要位于在大中华区。

相反，使用专用可再生能源运行的电解槽从2030年代后期开始提高竞争力，到2050年达到13%的产量份额。成本学习率效应降低了通过电解产生的氢与专用可再生能源发电相结合的平均成本，这反过来又刺激了氨和其他化学品在氢生产中的份额不断增长。

**图 5.10**  
**以生产形式划分，全球用于生产氨和其他化学品原料的氢使用量**



### 炼油厂和直接还原铁 (DRI)对氢的需求

2020年，炼油厂和DRI对氢的总需求占工业过程中氢总需求的43%。到2050年，这一比例将降至25%，这主要是由于对氢衍生物的需求迅速增长。

尽管如此，从绝对数字来看，炼油厂的氢需求量在2030年从3700万吨增加到4100万吨，然后到2050年略有下降至3400万吨。氢用于柴油和燃料油的脱硫。尽管从现在到2050年世界石油需求减少，但所有区域对燃料的空气质量标准更加严格，导致对氢的需求得以维持。

从历史上看，炼油厂的大部分氢需求都是通过炼油厂内生产的氢（专用生产）、蒸汽裂解过程或专门的现场生产来满足的。我们预计这一趋势将继续下去，到2050年，炼油厂47%的氢将通过原油生产路径生产。在这47%中，8%将与CCS相结合。另外39%将来自甲烷重整和甲烷重整与CCS相结合。不到15%是通过电解，包括并网和专用的可再生能源。

炼钢过程中对氢的历史需求一直很少，2020年的需求量为500万吨。这是因为通过电弧炉 (EAF) 路径制造海绵铁主要需要氢作为还原剂，与传统炼钢工艺相比，其份额较低。尽管如此，我们预计DRI+EAF炼钢路线将在未来受到青睐，作为一种使钢铁生产脱碳的方式，这反过来又使该需求领域对氢的需求几乎增加了三倍。

目前，大部分用于直接还原铁的氢是通过甲烷重整生产的。我们预计这一趋势将继续下去，到2050年，1350万吨的72%的需求将通过甲烷重整生产。不过，我们预计到2050年，欧洲将有500吨氢用于通过电解生产的直接还原铁。



## 5.3 氢作为能源

### 5.3.1 建筑对氢的需求

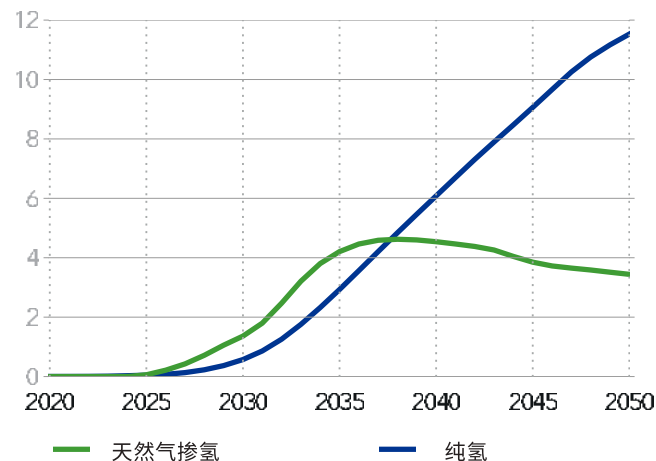
氢在建筑中的应用预计比较有限。在最终用途部门中，与氢（或氢衍生物）是目前唯一可行的脱碳途径的部门相比，例如在海运、长途航空和炼钢等部门，在建筑物中将氢用于空间和/或水加热的优先级和成本效率都较低。与竞争技术（主要是电热泵和集中供暖）相关的比较效率、成本、安全性和基础设施可用性，解释了建筑领域对氢应用有限的原因。尽管如此，包括氢和热泵电力在内的建筑燃料结构将有助于平衡潜在的季节性电力需求高峰。<sup>5</sup>

然而，有证据表明，氢可以很容易地混合到现有的天然气管道中，其比例可高至20%，而无需改造现有的设备或管道。<sup>6</sup>最初将氢气混合到天然气网络中可以在其早期部署中对氢产生大量和可靠的需求，由于成本学习动态的自我强化的良性循环，为加速学习和降低氢成本提供了动力。

图 5.11

#### 全球建筑中的氢需求：掺氢和纯氢

单位：百万吨 H<sub>2</sub>/年



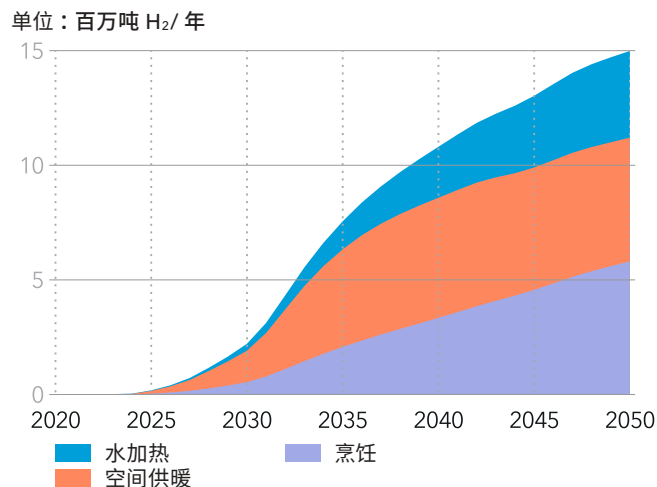
随着时间的推移，这将慢慢使在某些区域建筑领域使用纯氢在经济上可行。在建筑物中使用纯氢的成本相对较高，因为它要求全新的氢锅炉或对现有锅炉进行大规模改造，以及全新的管道。例如，在欧洲预计氢将先于其他地区开始增长，目前氢供暖的平均成本是天然气的两倍多，到2050年，热泵将成为最经济的选择，供暖氢的成本将高出约50%。氢还会导致现有钢制天然气管道的氢脆和安全风险，因此配送管道将需要更换为聚乙烯管道。这种投资对于相对较大的商业建筑或区域供热网络可能具有经济意义，但对于较小的住宅单元则不然。因此，在早期部署阶段，建筑物的氢使用将主要是混合形式。在我们的预测中，在2030年代后期，建筑物中纯氢的使用将超过混合氢（见图5.11）。

在我们的分析中，预计到2050年，建筑中的氢应用为1.9EJ/yr (~15.8MtH<sub>2</sub>/yr)，仅占建筑行业总能源需求的1.3%。如图5.12所示，需求的最大份额将来自空间和

水加热（分别为36%和38%）。我们预计氢在空间和水加热总需求中的份额（约3-4%）将略高于整个建筑行业。然而，与天然气的份额相比，氢的份额仍然微不足道，到2050年，天然气将占建筑供暖需求的三分之一以上。建筑中氢的使用将集中在四个拥有现有天然气基础设施并可以获得相对更实惠的氢的区域——北美、欧洲、大中华区和经合组织太平洋地区。

在早期部署阶段，建筑物中的氢使用将主要以混合形式使用。纯氢将在2030年代后期超过混氢。

图 5.12  
以最终用途划分，全球建筑中对氢的需求量



### 5.3.2 制造业对氢的需求

各种工业热应用，如蒸汽裂解炉和水泥旋窑，通过直接电气化脱碳仍然具有挑战性。在这种情况下，可以使用氢代替化石燃料来产生高温热量。然而，目前，用于工业高温过程的氢量可忽略不计。这是因为氢仍然是一种昂贵的替代燃料，与传统的化石燃料技术相比没有竞争力，并且在大多数情况下即使在更高的碳价下也会输给生物能源。尽管如此，到2050年，低碳氢有望在大中华区和欧洲等领先地区的制造业中发挥重要作用。

在钢铁工业中，氢（代替碳）已被广泛用于还原铁矿石（见第5.2节）。铁矿石还原中氢与煤的置换率有望提高。除了用作还原剂外，氢或富氢气体在炼钢中也显示出巨大的潜力。氢作为混合气体已经用于不需要高纯度氢的高炉中的加热。一旦氢获得具有竞争力的价格，扩大纯氢或混氢的使用也有可能提高效率，因为其热值高于钢铁行业目前使用的焦炭气。<sup>7</sup>

在基础材料子行业中，在铜等有色金属的生产中，实现脱碳的电气化具有挑战性，因为化石燃料不仅用于加热，还用作还原剂。同样，与铁的生产一样，氢也具有重要的前景，因为它还可以作为还原剂。<sup>8</sup>在造纸行业，使用氢制造低碳纸的试点项目已经启动。瑞典造纸制造商Essity已在德国启动了一个试点工厂，该工厂使用绿氢来进行造纸机的能源密集型操作。<sup>9</sup>

与上述高温工艺不同，预计水泥行业不会成为重要的氢用户，因为氢不被认为是有吸引力的脱碳选择。这是因为在任何情况下，CCS都是水泥行业的必需品，总排放量的60%与生产工艺相关，是水泥生产中煅烧工艺的结果。此外，燃烧化石燃料产生的飞灰被用作一种

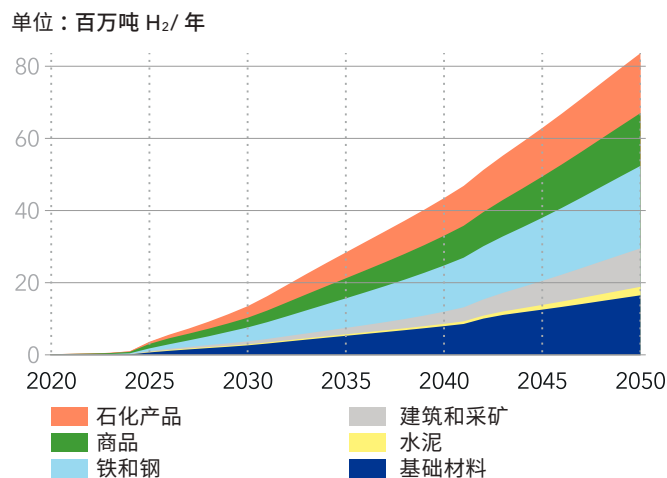


成分，可增加由水泥制成的混凝土的强度。因此，预计水泥厂将继续使用低成本燃料（如煤、石油焦或基于废物的生物质能源）进行能源密集型熟料生产过程，同时通过CCS捕获燃烧和化学过程中的碳排放。然

而，最近有一些开创性的示范项目已经设计并测试了氢窑，以生产碳中和水泥，例如德国水泥生产商海德堡在英国的一家工厂。<sup>10</sup>

在我们的预测中（图5.13），到2050年，作为能源载体的氢需求将逐渐增长到接近10.1EJ/yr（~84MtH<sub>2</sub>/yr），约占制造业能源总需求的7.0%，占全球氢作为能源载体需求的约7.4%。在氢的直接使用（与混氢或氢衍生物相反）方面，制造业将占主导地位，到2030年将超过90%，到2050年将超过65%。制造业中氢需求的最大份额（2.8EJ/yr或总额的28%）来自钢铁业。这是在1.6EJ/yr（~13.5MtH<sub>2</sub>/yr）的非能源需求之外的用于直接还原铁的氢（参见第5.2节）。继钢铁之后，基础材料生产（包括造纸、纸浆和印刷、木材和有色金属等子行业）以及塑料和其他石化子行业将成为制造业下一个最大的氢消耗者，其份额为各占总数的五分之一左右。到2050年，制成品子行业紧随其后，约为1.8EJ/yr（~15MtH<sub>2</sub>/yr），建筑和采矿业次之，为1.3EJ/yr（~11MtH<sub>2</sub>/yr）。如前所述，预计水泥生产中的氢使用量仍可忽略不计。

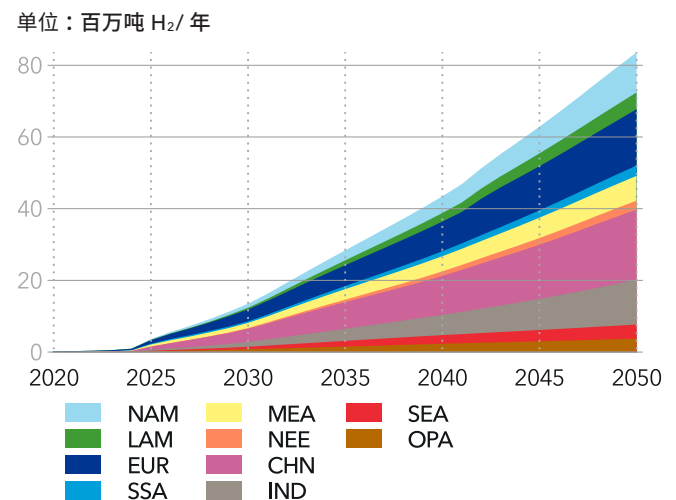
图 5.13  
按子行业划分，全球制造业对氢的需求量



从地区来看，我们的预测显示，在可以获得相对便宜的氢的地区，工业高温工艺对氢的应用将是最显著的。到2050年，制造业中氢的前四大消费地区预计将是 大中华区、欧洲、印度次大陆和北美，份额分别为23%、20%、15%和13%（图5.14）。预计氢在欧亚大陆东北部和撒哈拉以南非洲地区的制造业中不会有重大渗透，因为这些地区的低碳价格水平导致其成本竞争力不如化石燃料。

总之，虽然氢在能源密集型工业过程脱碳方面具有巨大潜力，但提供满足需求所需的负担得起的低碳氢将是主要瓶颈。钢铁行业，及欧洲地区，将引领制造业对氢能的需求增长。与其他行业一样，我们预计在早期部署阶段最初混氢的比例会更高，随着时间的推移，将让位于纯氢的使用。

图 5.14  
按地区划分，全球制造业对氢的需求量



### 5.3.3 运输需求

#### 海运

就能源消耗/吨-公里而言，海运是迄今为止最节能的运输方式。目前世界上近3%的最终能源需求，包括世界上7%的石油，由船舶消耗，主要是国际货运。目前国际海事组织 (IMO) 的战略目标是从2008年到2050年将二氧化碳排放量减少50%。与该战略制定时的2018年相比，目前监管机构和部分海运业要求进一步加强该战略的压力越来越大，IMO计划对该战略进行修订。我们的分析预计，目前IMO减排50%的战略将在脱碳推动的推动下得以实现。到2050年的主要撬动因素将是大规模燃料从石油转向天然气，并进一步转向低碳和零碳燃料，如氨、e-甲醇、e-甲烷和各种形式的生物燃料。提高船队和船舶利用率、风力辅助推进、船载CCS以及能源效率改进也将有助于减少排放。

海事部门电气化的潜力仅限于靠泊时的岸电以及近海航运部分，因为当前和未来的电池能量密度可能仍然太

低，无法在深海航运中发挥重要作用。因此，需要其他低碳和零碳燃料。

在即将发布的到2050年的海事预测 (DNV, 2022<sup>11</sup>) 中，我们将详细介绍各种海上脱碳途径，包括符合当前IMO温室气体战略的途径，以及2050年实现净零排放的途径。为了本次氢能预测，我们选择了其中一些海上情景组合，得出一个可能的未来，其中包括未来10年适度的氨和e-燃料应用。

由于目前国际航运对氢的需求量很小，因此加注基础设施建设是一项艰巨的任务，建设的时机将影响应用。压缩或液体形式的纯氢不太可能在国际航运中大规模使用，主要是由于其能量密度低，安全问题和缺乏基础设施是额外的挑战。虽然纯氢不会成为海运的重要燃料，但氢的衍生物是海运的重要燃料。氢是生产氨或e-甲醇等燃料所必需的，它们在航运中的广泛使用将产生对低碳氢的巨大需求。



由 Equinor 领导的挪威绿色航运试点项目“氨动力油轮”的概念设计。  
图片由 Breeze Ship Design 提供。

甲醇可以由多种原料生产，从煤炭、天然气、生物质到再生电力。然而，e-甲醇和生物甲醇是最有可能的运输选择。与氨相比，甲醇的使用受益于现有的加油基础设施，并且船舶储罐的成本更低，无论是全新的还是改装的储罐。目前在建的船舶可以使用甲醇作为燃料，但以低成本获得充足的可再生电力将是广泛采用e-甲醇和e-氨的主要挑战。到2050年，能否获取生产e-甲醇所需的低成本可持续二氧化碳也是一个挑战。我们对2050年最有可能的氢未来预测包括e-甲醇应用在2030年为360PJ（占航运燃料结构的2%），2040年为1400PJ（10%）和2050年为1800PJ（14%）。

低碳（蓝色或绿色）氨是航运实现脱碳目标另一种很有前途的替代燃料，尽管它也面临一些挑战。与e-甲醇类似，氨可以使用大部分的现有基础设施，但也面临同样的挑战，即生产成本明显高于现有替代品。如果由可再生能源生产，转换损失很大，我们需要大量增加可再生能源。然而，在制氨过程中从天然气中捕获二氧化碳相对简单，预测中用于航运的氨的主要份额可能是蓝氨。

如第1章所述，船舶使用氨存在毒性的问题，但我们相信这将得到解决，并且将从廉价生产地区到全球加注中心进行大规模运输。到2040年，氨的初始应用量可能会低于e-甲醇，但在预测期结束时规模会更快。本氢预测报告着眼于最有可能的未来，其中包括2030年43PJ（占航运燃料结构的0.3%）的氨应用、2040年1100PJ（8%）和2050年4500PJ（35%）。

## 航空

目前，航空业排放的二氧化碳约占全球二氧化碳排放量的2.5%，因此脱碳非常重要。尽管电力生产和公路运输等其他部门已采取措施实现脱碳，但航空排放在过去十年中并未显著减少，过去3年因新冠疫情相关影响间接减少的除外。不断提高发动机、机身和航线优化的能源效率是不够的，因此航空燃料结构的变化对于该行业的脱碳至关重要。

从技术角度来看，航空替代油基燃料的选择相对有限，并且经常被称为难以减排的行业。电池不适用于长途飞行，因为电池重量使电气化成为仅适合短途飞行的现实选择。剩下的两项研究并预计将改变航空燃料结构的路线是纯氢和可持续航空燃料(SAF)，包括基于生物质的第一代和第二代燃料以及基于氢的电转液燃料/e-燃料。所有替代解决方案的共同点是，无论是短期还是到2050年，成本都将高于当前的油基燃料。因此，预计所有燃料和技术变革都将是监管和行业支持力量的结果，例如：ReFuelEU Aviation倡议，作为“Fit for55”立法一揽子政策的一部分，该计划将强制混合更多的SAF，欧盟排放交易计划(EU ETS)中从2027年起取消对航空公司的免费配额而导致的更高碳定价，以及航空公司的净零承诺。

作为航空燃料，纯氢具有一些强于SAF的优势。假设生产的副产品（水蒸气和氮氧化物排放）得到妥善处理，航空中的氢价值链由可再生资源生产，可以保证几乎零排放的运输。氢在其他行业的预期渗透可能会降低总体生产成本，并增加处理和安全知识。因此，航空业现在开始对氢作为一种可能的未来燃料进行广泛研究，这对于中程航班来说可能是最有希望的。2020年，一架经



氢电航空解决方案供应商 ZeroAvia 于 2022 年 5 月在美国启动了 19 架飞机的测试和演示计划  
(图片由 ZeroAvia 提供)

过改装的 Piper M 级飞机首次试飞了由氢驱动的真正商用级飞机，能够搭载乘客。这表明在航空领域更广泛地使用氢还有很长的路要走，我们预计氢动力飞机要到 2040 年之后才能在欧洲、北美和大中华区等前几个地区实现常规商业用途。

长途飞行也可能由氢动力飞机提供服务。然而，由于能量密度低，从技术角度来看氢不太适合，而且大量氢所需的氢罐将需要完全不同的飞机设计，导致每位乘客的成本更高。此外，由于飞机运行时间长，新设计的实施至少需要 20 年。除了飞机设计和基础设施调整外，操控和安全监管也需要调整，并且需要与技术发展同步。

在本世纪中叶之前，在航空业广泛实施纯氢的所有障碍导致到 2050 年纯氢在该行业能源需求中的份额相对较小，约为 4%，这相当于约 1000 PJ (8.4 MtH<sub>2</sub>/年) (图 5.15)。

预计 e-燃料（一种 SAF 形式）的供应量将增加约三倍。SAF 也可以是生物基的，这是我们预测中 SAF 的主要途径。然而，在本分析中，我们着眼于基于氢的 SAF。这些来自可再生能源的液体 e-燃料更适合航空部门的脱碳目标，因为它们是一种可行的直接燃料，使用现有的基础设施和燃烧技术。从 2030 年代起，我们将在航空中看到少量 e-燃料，但与氢一样，只有在 2040 年代才会出现大量应用。

值得考虑的是迄今为止 e-燃料应用如此之少的原因。一个原因是，只有以可再生氢为基础，使用 e-燃料才对环境有益，这需要大量的可再生能源。

只有通过大规模扩大可再生能源生产，才能更广泛地使用 e-燃料，因为可再生电力有几个承购方，例如公路运输、建筑物供暖等。此外，与化石煤油相比，目前的成本

差异需要减少四到五倍。权衡氢和e-燃料的不同优势，我们将看到航空领域的e-燃料是纯氢的三倍，占13%的份额，这主要是因为e-燃料作为一种临时燃料可以服务于所有类型的航班，而氢主要仅限于中程航班。到2050年，纯氢和氢基e-燃料的份额将占航空业能源使用量的17%左右。

我们在2050年将看到，每年3EJ的e-燃料中，北美和大中华区消费了五分之一，欧洲和东南亚消费了十分之一。欧亚大陆东北部和撒哈拉以南非洲地区只消耗少量的e-燃料。氢可能在混合动力（与电池电力相结合）或纯氢推动的大陆中短途飞行中发挥作用，但被SAF击败主要是因为较长的飞机寿命减慢了新飞机和发动机设计的应用速度。

### 公路运输

电动乘用车，包括电池电动汽车和插电式汽车，目前约占全球乘用车的1%。到本世纪中叶，电力将主导乘用车

推进，胜过所有其他来源。尽管到本世纪中叶，公路上的车轮数量减少，但化石燃料仍将占据公路运输主要能源的最大份额（图5.16），因为它们的效率非常低。哪里会有氢的位置？

公路运输目前严重依赖石油燃料（92%），生物燃料（3%）和天然气（4%）的份额很小，如图5.16所示。电气化是减少公路运输排放的关键，生物燃料和天然气只能发挥次要作用。在推拉式战略的支持下，电动汽车（EV）（我们将其用作电池电动汽车（BEV）和燃料电池动力汽车（FCEV）的总称）已在世界许多地方开始普及。诸如减排目标和禁止销售内燃机汽车（ICE）等持续的政策支持将进一步推动电动汽车的普及，从而降低总成本。

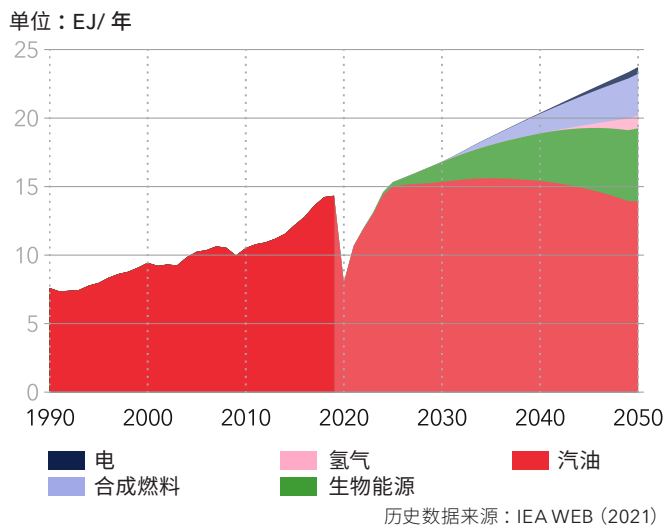
FCEV可以达到25-35%的整体“油井到车轮”效率，明显低于BEV的70-90%。此外，FCEV的推动比BEV更复杂，因此成本更高。

由于这些原因，主要汽车制造商几乎完全专注于客运BEV车型。迄今为止，商业发布的客运FCEV车型不到五种，而BEV则有数百种。以上所有因素导致BEV在2050年占新车销量85%的全球份额，而FCEV只有0.01%。轻型商用车方面，2050年占比分别为64%和4%。

尽管客运的情况很清楚-这都是关于直接电气化的——但对于重型和长途商用车来说情况却不同。轻型商用车将主要由电力驱动，因为其成本和基础设施优势与乘用车相同。在这些细分市场中，BEV的前期投资成本和运营成本低于FCEV。此外，充电设施更容易安装，因为接入电网比加氢站更容易实施。

重型和长途商用车运输的某些子领域为氢应用提供

图 5.15  
航空业最终能源需求（按承运量）





了明显的机会。我们预计，从长远来看，纯生物甲烷和与天然气混合的生物甲烷将在重型运输的脱碳中发挥过渡性作用，从长远来看将让位于电力和氢。

重型运输，尤其是长途卡车运输，还有影响燃料选择的额外需求。在公路运输领域，目前的市场已经兵分两路。一些主要OEM（原始设备制造商）正在押注电动电池，而另一些则专注于氢。近年来，随着电池电动技术变得更加可行，对重型运输的电池电动解决方案的看法发生了变化。与仍然薄弱的加氢站网络相比，充电站密度增加也受到了影响。长期以来，氢一直被视为重型卡车运输脱碳的唯一解决方案，但就目前情况而言，电池电动解决方案可能会在这一领域占有相当大的份额。此外，现在认为更长的行驶距离对于电动卡车是可行的，但不是最长的距离。因此，我们预计氢在公路运输中仅发挥次要作用，即用于重型长途卡车运输。到本世纪中叶，氢将占公路运输能源需求的2.5%，略低于生物质和天然气。考虑到氢将用于燃料消耗较高的重型和长途卡车运输，到2050年仍将达到约2,000PJ（16.7MtH<sub>2</sub>/yr）。其中一半将在大中华区消费，这是由于庞大的车队和政策对脱碳交通的关注，其次是欧洲和北美各占15%的份额，经合组织太平洋地区占9%的份额。由于缺乏支持性政策，直到本世纪中叶，撒哈拉以南非洲或欧亚东北部等地区才会看到公路运输中的氢应用，这是该运输领域应用氢的关键。

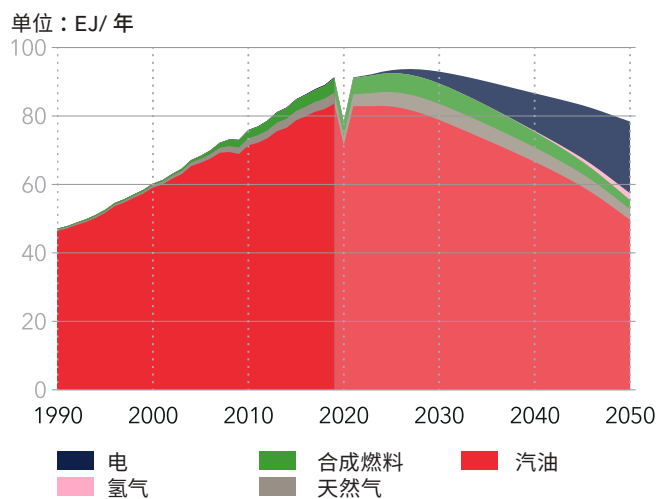
### 5.3.4 氢在电力和季节性储存中的作用

可再生电力制氢的碳排放量几乎为零，是一种清洁且具有成本效益的方式，用来评估可变可再生能源（VRES）产生的多余电力（DNV, 2018<sup>12</sup>）。这种以氢形式储存的多余电力以后可能会在高电价期间用于发电。电力过剩



图 5.16

### 交通运输行业最终能源需求（按承运量）



的情况通常会在总电力供应中25-30%为可变可再生能源的渗透率水平上发挥作用。

从历史上看，电力系统一直受到每日、每周和每年周期需求变化的影响，传统发电机通过调整其供应来应对这种变化。价格由最昂贵的发电技术的边际成本决定，为所有发电商提供收入。然而，随着太阳能和风能产量的增长，加上储能、Power-to-X和电力运输等不断变化的需求，将出现新的秩序和新的规则，将传统发电推向支持性的作用，如图5.17和图5.18所示，以2050年北美为例。VRES的高渗透率将影响电力市场和氢作为再转换和储存的选择。一年中的时间按照批发电价从左到右排序。柔性负载段能够根据价格变化调整其需求。每个需求段都有其标准化轮廓，代表一年内的区域需求。这是基于具有代表性的年份建立的，并且在不同年份之间不会发生变化 (DNV, 2021<sup>13</sup>)。因此，我们将在电力价格便宜时看到氢的生产，并在电价较高时重新转换为电力。电力系统中电解槽的存在减少了零电价的小时数，

因此有助于VRES技术避免失去更多的投资盈利能力。

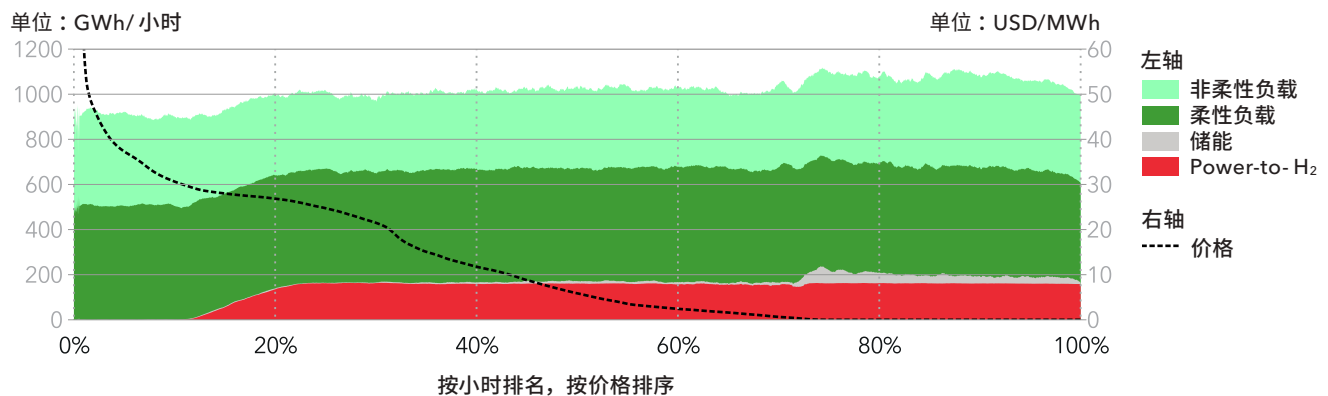
有关这些发展的更多详细信息，请参阅我们最新的《2021年能源转型展望》以及相关的氢能立场文件 (DNV, 2019<sup>14</sup>; DNV, 2020<sup>15</sup>)。

关于制氢，我们预计到2050年，北美电力市场上廉价电力的最大买家之一将是300GW的并网电解槽。为了在竞争性的氢生产路线上实现收支平衡，并网电解槽的平均电费不应超过13美元/兆瓦时。这种竞争最终决定了电制氢的门槛价格。

到2050年，由于太阳能和风能的总供应量将超过需求，预计北美批发电价将在一年内约29%的时间内降至零。因此，将削减545太瓦时的太阳能和风能供应，占太阳能发电量的11%和风能发电量的6%。如果没有灵活的技术，特别是电力制氢技术，这一数字会高得多，这种技术就像通过购买多余的电力来进行季节性储存，并将其

图 5.17

**2050 年北美按细分市场划分的每小时电力需求，按价格排序**



柔性负载包括电动汽车充电、工业需求、加热和冷却。

转化为氢以供将来能源之用。

尽管使用氢进行峰值平衡和长期电力储存具有明显的优势，但需要明确的是，这会带来巨大的能量损失和储存需求。为了使氢能在电力系统中受到关注，储存是关键。需要根据要求提供足量的氢，这使得大规模储存成为先决条件。第4.2节详细地介绍了储存选项及其优缺点。我们预计全球对氢的长期储存需求将在2030年达到11Gm<sup>3</sup>，到2050年达到136Gm<sup>3</sup>。平均而言，这相当于2050年4-5周的用于能源的氢需求量。8%2050年的储存量将是以前用于天然气储存的场址，因为世界部分地区的天然气需求将开始下降。到2050年，从天然气储存中重新利用的长期储存场址的百分比在北美为4%，在欧洲为15%，在大中华区为18%，在经合组织太平洋地区为24%。

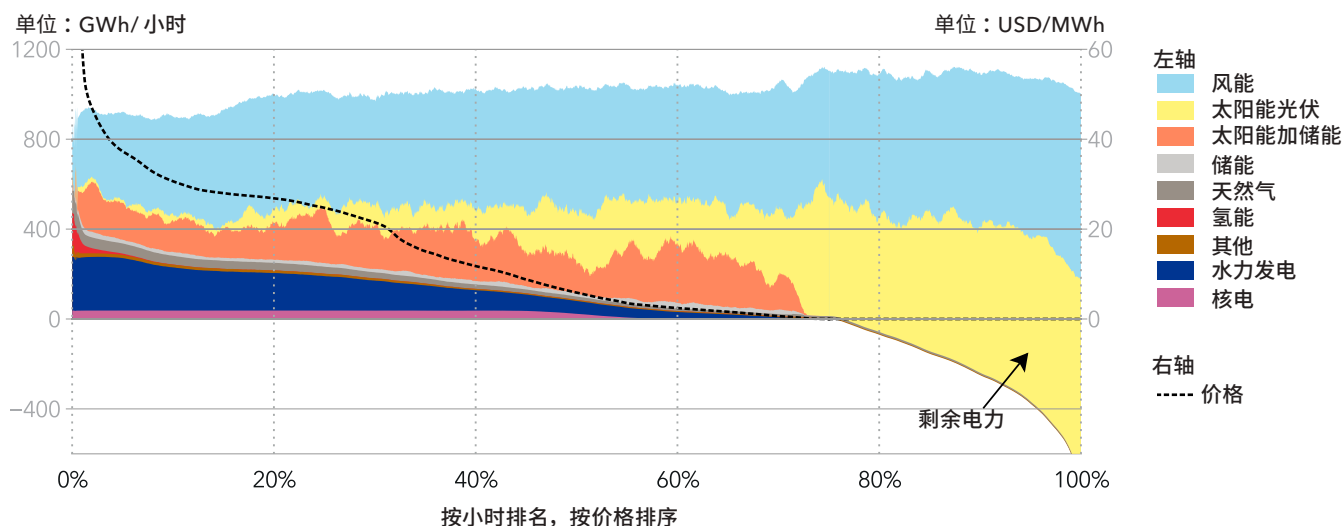
考虑氢应用的优劣顺序，再电气化可能排在最后。在短期内，我们将看到发电中的氢混合到天然气管网中，同

时失去价值和最终用途的控制权。随着时间的推移，天然气发电厂可能会转变为100%使用氢。这种选择在天然气发电份额高的国家很有吸引力，而在水电份额高的国家则不那么有吸引力。

从2030年起，我们将看到氢在发电站中使用，尽管数量非常少，最初主要是由于将氢输送到天然气管网中。之后，峰值平衡将增加份额。经合组织太平洋地区将成为这一发展的领跑者，其次是欧洲和大中华区。这些地区将越来越多地使用氢来发电，从2040年代中期开始，北美将使用少量氢。到本世纪中叶，我们预计这些地区每年将使用近800万吨的氢来发电。在2050年净零目标中，由于电力系统中可变可再生能源的份额增加以及氢竞争形势的改善，我们预计电力部门的氢量会增加，这一结论得到模型敏感性运行的支持。我们的测试还表明，持续的高天然气价格也将导致氢（作为中长期的峰值平衡选择）在电力结构中的份额显著增加。

图 5.18

2050年北美按技术划分的每小时电力供应量，按价格排序



## 6 贸易基础设施



如第4章所示，由于氢的长距离运输需要大量的基础设施投资，因此尽可能缩短运输距离有很大的益处。

迄今为止，非能源用途氢生态系统的演变强调了这一点。今天氨和氢的主要用途是用作肥料原料。运输化肥比运输氢（按能源单位）便宜很多，因此化肥制造通常在靠近氨生产地的地方。由于天然气是氨的主要成分，因此化肥生产通常在天然气供应充足的地方。

除了化肥厂通常位于远离港口的事实之外，化肥生产通常得到补贴这一事实解释了氨作为原料很少在地区之间流动的原因。

但这种情况即将改变。限制将氨作为燃料用于海运用途，

并进一步要求此类消耗来自绿氨，这将开启无限可能：

超过一半的绿氨将来自与消耗地不同的地区，并将通过船舶运输，如图6.1所示。

区域之间的纯氢运输将相对边缘化。如果运输量大且距离中等，管道运输是最经济的。更短的距离和更小的体积需要用气罐（通常是氨）进行卡车和铁路运输。对于更长的距离，海运是合理的选择，因为深度和/或距离使管道运输没有竞争力<sup>1</sup>。然而，这需要在出口地进行能源密集且成本高昂的液化，以及在进口地进行类似成本高昂的再气化，总共增加了1.5-2美元/kgH<sub>2</sub>的成本。到2050年，全球只有不到2%的氢通过船舶运输，只有约4%将通过区域间管道输送，如图6.1所示。

## 6.1 跨区域海上运输

如第4.5节中所作的详细说明，氢是一种可以通过三种不同方式在船舶上运输的气体，所有这些方式都需要液化：液氨、液氢(LH<sub>2</sub>)或液态有机氢载体 (LOHC)。通常，双重转化的能量损失是所运输的氢的20%至30%。这三种技术都存在并且都可能成为首选技术<sup>2</sup>。

然而，鉴于氨海上运输的全球价值链已经存在，并且氨很可能是国际航运的零排放燃料，本分析假设所有海上氢运输都是液氨。

氨 (NH<sub>3</sub>) 的海运贸易在专用油轮上进行，这些油轮还可以运载液化石油气 (LPG)。但这种贸易目前并不广泛。LPG油轮将不到20%的运力用于氨运输，LPG油轮占全球航运吨位不到1%，不到全球天然气 (LNG+LPG) 吨位

的1/4。在船舶上运输的所有氨都以氨的形式产生，并以氨的形式消耗，因此在船舶上几乎没有氢运输。海运氨贸易源于这样一个事实，即在船舶上运输氨通常比运输其主要燃料天然气 (CH<sub>4</sub>) 更便宜。自1980年以来，全球生产的氨中约有10%通过船舶运输，其全球海运贸易量每年在1100万至1400万吨之间。这种氨被用作制造各种产品的原料，特别是矿质肥料。

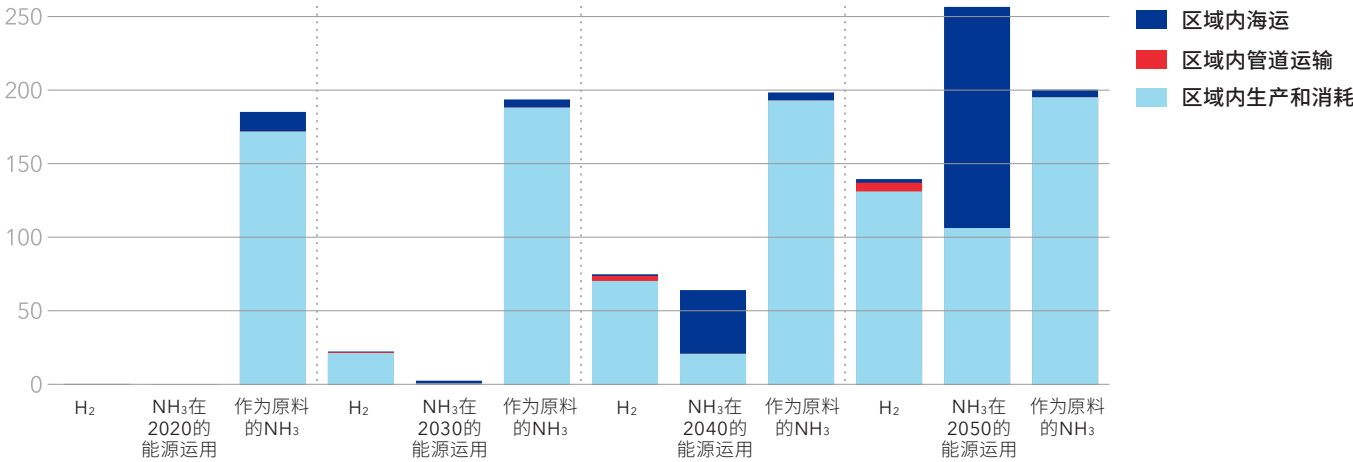
未来十年，贸易量和模式几乎不会发生变化，但随着氨开始大量用作海上燃料，贸易量将会增加。我们预计，从2030年到2050年，氨的海上运输量将增加20倍，燃料使用量将从2030年代中期的几乎为零增加到2050年贸易的95%，届时总运输量达1.5亿吨。

今天，欧亚大陆东北部，中东和北部非洲和拉丁美洲在海运氨贸易中占主导地位，各自占不到三分之一全球出口。

图 6.1

### 氢气与氨的运输

单位：百万吨 H<sub>2</sub>/年



所有数字均以质量表示：Mt / H<sub>2</sub> 或 Mt / NH<sub>3</sub>。H<sub>2</sub> 转化成NH<sub>3</sub>的质量是H<sub>2</sub>质量的5.6倍。

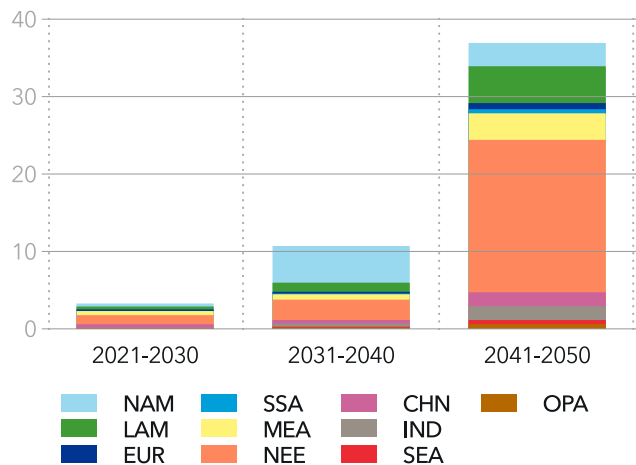
然而，2040年至2050年间贸易的增长意味着拉丁美洲以及中东和北非的增长将放缓，因为最强劲的出口增长将来自欧亚大陆东北部，其2050年的出口量将几乎是排名在其之后三个出口区域总和的两倍。关于该区域如何在全球氨终端支出中占主导地位，见图6.2。

欧亚大陆东北部将提供60%、北美15%、拉丁美洲12%以及中东和北非8%的全球船舶出货量。如图6.2所示，这一差异反映在建设和运营氨终端以促进出口的支出前景中，到2050年，全球总支出将达到5250亿美元，其中欧亚大陆东北部占其中的近一半支出（2350亿美元）。迄今为止，世界上最大的进口国将是由东北欧亚地区供应的大中华地区，到2050年，前者将有9000万吨海运出口，其中一半将运往中国。

图 6.2

各地区氨终端的年平均支出

单位：十亿 USD/年



## 6.2 管道运输

虽然目前氢的管道贸易可以忽略不计，但天然气通过管道进行的区域间交易量相对较大<sup>3</sup>。鉴于天然气管道运输氢的重新利用潜力，并且管道运输是最经济的大容量和中等距离（距离小于3000公里）的氢运输方式，我们预测跨区域交易需求的约4%通过管道运输。换句话说，生产的绝大多数氢将在其产地区域被消耗掉。

管道运输的氢气贸易直到2040年代才开始大规模进行，主要是由于需求不足。2030年，极少量的氢气通过管道进行交易（每年600万吨）。到2040年，这一数字增加到每年330万吨，到2050年几乎翻倍，达到每年600万吨。

改造后的天然气管道将为氢气的跨区域运输提供绝大多数基础设施。到2050年，96%的跨区域氢气管道总装机容量将是从未充分利用的天然气管道网络中重新利用的管道。这一结果强调了氢在未来能源系统中的价值，因为它能够利用现有基础设施，同时具有脱碳潜力。

到2050年，我们预计印度次大陆、经合组织太平洋地区和欧洲地区将成为最大的管道氢气进口地区（图6.3）。虽然印度次大陆将投资一些新的跨区域管道，但欧洲与中东和北非将重新利用其现有的天然气管道。相应地，中东和北非以及大中华地区是最大的管道氢出口国。大中华区的主要进口伙伴是经合组织太平洋地区，特别是韩国。

韩国目前没有任何区域间天然气管道贸易。但是，如前所述，我们预计到2030年，经合组织太平洋地区和大中华区之间的跨区域氢管道输气量（每年200吨）将增长到2050年的每年800吨。这是由于未来几十年大中华区将



安装大量基于可再生能源的专用电解装置，以及中国对氢气的政策推动（见第2章），导致大中华区可能向经合组织太平洋地区出口过剩产能。

印度次大陆还将在目前没有天然气管道的地方投资新的氢气管道。次大陆将通过从邻近地区进口氢来补充其超高的国内电力需求。因此，将在印度次大陆的巴基斯坦和孟加拉国等国家与大中华区、中东和北非以及东南亚等国家之间建造新的氢气专用管道。

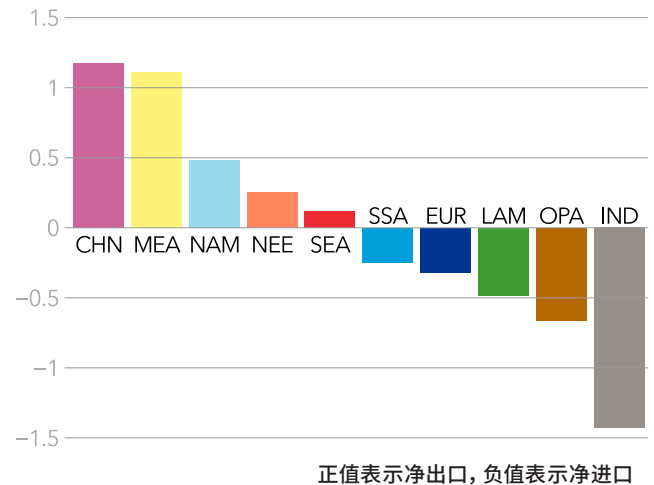
即使在2050年，通过区域间管道交易的天然气也使通过管道交易的氢气相形见绌。我们预测，2050年通过管道进行的甲烷交易量为1.46亿吨，明显低于2020年的2.26亿吨。然而，与2050年600万吨的氢气长距离管道相比，天然气仍然很有可能成为一种商品，而通过管道进行的氢气贸易仍处于初期阶段。造成这种情况的原因有很多：天然气是一种受其地理可用性限制的自然资源，而氢气具有在几乎所有地区使用可再生能源大规模

生产的潜力（参见第5.1节）；其次，天然气是许多地区能源系统的重要组成部分，到2050年，氢气的作用将远小于天然气；最后，海上氨的大量贸易将减少对氢气管道运输的需求。

图 6.3

2050年，通过管道进行 H<sub>2</sub> 跨区域运输的情况

单位：百万吨 H<sub>2</sub>/ 年



## 参考资料

### Chapter 1

1. DNV (2021) *Rising to the Challenge of a Hydrogen Economy*. Available at: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/rising-to-the-challenge-of-a-hydrogen-economy.html>
2. IEA (2021) *Hydrogen Tracking report* – November 2021, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/hydrogen>
3. IEA (2021) *Ammonia Technology Roadmap* – October 2021, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>
4. DNV (2022) *The Power of Optimism: Managing scale and complexity as the energy transition accelerates*. Available at: <https://www.dnv.com/power-renewables/energy-industry-insights/index.html>
5. DNV (2021) *Spadeadam Research and testing*. Available at: <https://www.dnv.com/oilgas/laboratories-test-sites/testing-and-research-dnvgl-spadeadam.html>
6. DNV (2022) *The Power of Optimism: Managing scale and complexity as the energy transition accelerates*. Available at: <https://www.dnv.com/power-renewables/energy-industry-insights/index.html>
7. DNV (2021) *Financing the Energy Transition*. Available at: <https://www.dnv.com/energy/campaign/financing-the-energy-transition.html>
8. DNV (2021) *Blue hydrogen in a low-carbon energy future*. Available at: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/blue-hydrogen-in-a-low-carbon-energy-future.html>
9. DNV (2021) *Rising to the Challenge of a Hydrogen Economy*. Available at: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/rising-to-the-challenge-of-a-hydrogen-economy.html>

### Chapter 2

1. WBCSD (2022) *H<sub>2</sub>Zero – Hydrogen Pledges*. Available at: <https://www.wbcsd.org/Programs/Climate-and-Energy/Hydrogen-Pledges>
2. IRENA & World Economic Forum (2022) *Enabling Measures Roadmap for Green Hydrogen*, January 2022 version. Available at: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2021/Nov/Enabling\\_Measures\\_Roadmap\\_for\\_Green\\_H2\\_Jan22\\_Vf.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Press-Release/2021/Nov/Enabling_Measures_Roadmap_for_Green_H2_Jan22_Vf.pdf)
3. IEA (2021) *Global Hydrogen Review 2021*, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>; IRENA (2021) *Green Hydrogen Supply a Guide to Policy Making*. Available at:

<https://irena.org/publications/2021/May/Green-Hydrogen-Supply-A-Guide-To-Policy-Making>

4. DNV (2021) *Energy Transition Outlook – A Global and Regional Forecast to 2050*. Available at: <https://eto.dnv.com/2021/about-energy-transition-outlook>
5. Energymonitor.ai (2022) *Data insight: The permitting problem for EU wind farms*. By Nick Ferris, 5 April 2022. Available at: <https://www.energymonitor.ai/policy/data-insight-the-permitting-problem-for-eu-wind-farms>
6. DNV (2021) *Pathway to net zero emissions*. Available at: <https://eto.dnv.com/2021/about-pathway-to-net-zero>
7. National Development and Reform Commission & National Energy Administration (2022) *Medium and long-term plan for the development of hydrogen energy industry (2021–2035)*, March 2022. Available at: [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/zctj/202203/t20220323\\_1320046.html](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/zctj/202203/t20220323_1320046.html)

### Chapter 3

1. IEA (2021) *Ammonia Technology Roadmap – October 2021*, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>
2. Gov.UK. (2021) *Hydrogen Production Costs 2021*, Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-costs-2021>
3. Zapantis, A. (2021) *Blue hydrogen*, Global CCS Institute. Available at: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/04/Circular-Carbon-Economy-series-Blue-Hydrogen.pdf>
4. Rath, L.K. (2011) *Assessment of hydrogen production with CO<sub>2</sub> capture volume 1: Baseline state-of-the-art plants*, National Energy Technology Laboratory (NETL). Available at: [https://netl.doe.gov/projects/files/AssessmentofHydrogenProductionwithCO2CaptureVolume1BaselineState-of-the-Art-Plants\\_111411.pdf](https://netl.doe.gov/projects/files/AssessmentofHydrogenProductionwithCO2CaptureVolume1BaselineState-of-the-Art-Plants_111411.pdf); Jordal, K. et al., (2015) “High-purity H<sub>2</sub> production with CO<sub>2</sub> capture based on coal gasification”, *Energy* Vol. 88: p. 9-17. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.129>
5. Jordal, K. et al. (2015) “High-purity H<sub>2</sub> production with CO<sub>2</sub> capture based on coal gasification”, *Energy*, Vol. 88. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.129>
6. DNV (2021) *Blue hydrogen in a low-carbon energy future*. Available at: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/blue-hydrogen-in-a-low-carbon-energy-future.html>
7. Ibid.



8. Gov.UK (2021) *Hydrogen Production Costs 2021*, Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Available at: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-costs-2021>
  9. Hauch, A. et al. (2020) "Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis", *Science*, Vol. 370, Issue 6513. <https://doi.org/10.1126/science.aba6118>
  10. Recharge News (2022) *Beijing hydrogen body admits that Chinese electrolyzers cannot compete with Western machines – yet*. By Hack Heyward, 19 April. Available at: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/exclusive-beijing-hydrogen-body-admits-that-chinese-electrolyzers-cannot-compete-with-western-machines-yet/2-1-1202835>
  11. Cummins (2021) *Cummins and Sinopec officially launch joint venture to produce green hydrogen technologies in China*, News release. Available at: <https://www.cummins.com/news/releases/2021/12/21/cummins-and-sinopec-officially-launch-joint-venture-produce-green-hydrogen>
  12. John Cockerill (2019) *Cockerill Jingli Hydrogen, world leader in hydrogen, inaugurates its new production center at Suzhou (China)*, Press release. Available at: <https://johncockerill.com/en/press-and-news/news/cockerill-jingli-hydrogen-world-leader-in-hydrogen-inaugurates-its-new-production-center-at-suzhou-china/>
- Chapter 4**
1. Joint Research Centre (2021) *Assessment of Hydrogen Delivery Options*. Available at: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/system/files/2021-06/jrc124206\\_assessment\\_of\\_hydrogen\\_delivery\\_options.pdf](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/system/files/2021-06/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf)
  2. IEA (2019) *The Future of Hydrogen*, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
  3. Ibid.
  4. Ibid.
  5. Carbon Limits & DNV (2021) *Re-Stream – Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe*. Available at: <https://www.carbonlimits.no/wp-content/uploads/2022/03/Re-stream-Final.pdf>
  6. Ibid.
  7. Stiller, C. et al. (2008) "Options for CO<sub>2</sub>-lean hydrogen export from Norway to Germany". *Energy*, Vol. 33, Issue 11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.07.004>
8. Wang, A. et al. (2020) *European hydrogen backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. Available at: [https://pgjonline.com/media/6906/2020\\_european-hydrogen-backbone\\_report.pdf](https://pgjonline.com/media/6906/2020_european-hydrogen-backbone_report.pdf)
  9. Bard, J. et al. (2022) *The Limitations of Hydrogen Blending in the European Gas Grid*. Available at: [https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL\\_FraunhoferIEE\\_Short-Study\\_H2\\_Blending\\_EU\\_ECF\\_Jan22.pdf](https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_Short-Study_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf)
  10. Roland Berger (2017) *Development of business cases for fuel cells and hydrogen applications for regions and cities*. Available at: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/180926\\_FCHJU\\_Regions\\_Cities\\_Final\\_Report.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/180926_FCHJU_Regions_Cities_Final_Report.pdf)
  11. IEA (2019) *The Future of Hydrogen*, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
  12. European Commission (2021) *Project Pipeline – Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs*. Available at: [https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance/project-pipeline\\_en](https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance/project-pipeline_en)
  13. Wang, A. et al. (2020) *European hydrogen backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. Available at: [https://pgjonline.com/media/6906/2020\\_european-hydrogen-backbone\\_report.pdf](https://pgjonline.com/media/6906/2020_european-hydrogen-backbone_report.pdf)
  14. DNV (2021) *Rising to the Challenge of a Hydrogen Economy*. Available at: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/rising-to-the-challenge-of-a-hydrogen-economy.html>
  15. Østensjø (2021) *Hydrogenious LOHC Technologies and Østensjø Group join forces and tread a novel path towards safe zero-emission shipping*. Available at: <https://ostensjo.no/hydrogenious-lohc-technologies-and-ostensjo-group-join-forces-and-tread-a-novel-path-towards-safe-zero-emission-shipping/>
  16. Eypasch, M. et al. (2017) "Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on Liquid Organic Hydrogen Carriers". *Applied Energy*, Vol. 185, Part 1. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.068>
  17. Kawasaki (2021) *Hydrogen Transportation – Development of Liquefied Hydrogen Carrier*, Kawasaki Technical Review No. 182. Available at: <https://global.kawasaki.com/en/corp/rd/magazine/182/pdf/n182en07.pdf>

- 18 Moss Maritime (2019) *Workshop on liquid hydrogen safety – Liquid Hydrogen Bunker Vessel*. Available at: [https://www.sintef.no/globalassets/sintef-industri/arrangement/hydrogen-safety-2019/13\\_liquid-hydrogen-bunker-vessel\\_m\\_bohlerengen\\_moss\\_maritime.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/sintef-industri/arrangement/hydrogen-safety-2019/13_liquid-hydrogen-bunker-vessel_m_bohlerengen_moss_maritime.pdf)
- 19 DNV (2020) *Ammonia as a marine fuel*, White paper. Available at: <https://www.dnv.com/publications/ammonia-as-a-marine-fuel-191385>

## Chapter 5

- 1 IEA (2021) *Global Hydrogen Review 2021*, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- 2 Global CCS Institute (2021) *CO2RE Facilities Database*. <https://co2re.co/FacilityData>
- 3 BNEF (2022) *1H 2022 Hydrogen Market Outlook: Exponential Growth Ahead*
- 4 Recharge News (2022) *Beijing hydrogen body admits that Chinese electrolyzers cannot compete with Western machines – yet*. By Hack Heyward, 19 April. Available at: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/exclusive-beijing-hydrogen-body-admits-that-chinese-electrolyzers-cannot-compete-with-western-machines-yet/2-1-1202835>
- 5 IEA (2019) *The Future of Hydrogen*, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- 6 Castek, R., Harkin S. (2021) “Evidence review for hydrogen for heat in buildings”, *ClimateXChange*. <https://doi.org/10.7488/era/1239>
- 7 Liu et al., (2021) “The production and application of hydrogen in steel industry”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.46, Issue 25. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.123>
- 8 Røben, F. et al., (2021) “Decarbonizing copper production by power-to-hydrogen: A techno-economic analysis”, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 306. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127191>
- 9 Essity (2021) *Essity launches green hydrogen pilot for CO<sub>2</sub>-free tissue production*, Press release. Available at: <https://www.essity.com/media/press-release/essity-launches-green-hydrogen-pilot-for-co-2-free-tissue-production/9259da573b0f34bf/>
- 10 Heidelberg Cement (2021) *Heidelberg Cement produces cement with climate-neutral fuel mix using hydrogen technology*, Press release. Available at: <https://www.heidelbergcement.com/en/pr-01-10-2021>
11. DNV (2022) *Maritime forecast to 2050*, forthcoming 2022.

12. DNV (2018) *Hydrogen as an Energy Carrier*, Research paper. Available at: <https://www.dnv.com/oilgas/download/hydrogen-as-an-energy-carrier.html>
13. DNV (2021) *Energy Transition Outlook – A Global and Regional Forecast to 2050*. Available at: <https://eto.dnv.com/2021/about-energy-transition-outlook>
14. DNV (2019) *Hydrogen in the electricity value chain*, Position paper. Available at: <https://www.dnv.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-225850>
15. DNV (2020) *The promise of seasonal storage*, Position paper. Available at: <https://www.dnv.com/Publications/the-promise-of-seasonal-storage-172201>

## Chapter 6

- 1 Roland Berger (2021) *Hydrogen Transport – The key to unlocking the clean hydrogen economy*. Available at: [https://www.rolandberger.com/publications/publication\\_pdf/roland\\_berger\\_hydrogen\\_transport.pdf](https://www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_hydrogen_transport.pdf)
2. IEA (2021) *Global Hydrogen Review 2021*, International Energy Agency, Paris. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
3. IRENA (2022) *Geopolitics of the Energy Transformation – The Hydrogen Factor*. Available at: <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>

## Chapter 7

1. DNV (2020) *Sector Coupling*, White paper. Available at: <https://www.dnv.com/Publications/sector-coupling-192058>
2. Nel (2021) *Nel Capital Markets Day Presentation*. Available at: <https://nelhydrogen.com/cmd/>
3. Khan, M.A. et al. (2021) “The Techno-Economics of Hydrogen Pipelines”, *Transition Accelerator Technical Briefs*, Vol. 1, Issue 2. ISSN 2564-1379.
4. Aziz, M. (2021) “Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety”, *Energies* 2021, 14, 5917. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14185917>
5. European Commission (2021) *Hydrogen: Europe’s Industry rolling out hydrogen projects on massive scale*. Available at: [https://ec.europa.eu/info/news/hydrogen-europes-industry-rolling-out-hydrogen-projects-massive-scale-2021-nov-30\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/hydrogen-europes-industry-rolling-out-hydrogen-projects-massive-scale-2021-nov-30_en)
6. PV Magazine (2022) *The Hydrogen Stream: Europe’s largest green hydrogen project takes shape*. By Sergio Matalucci, February 18. Available at: <https://www.pv-magazine.com/2022/02/18/the-hydrogen-stream-europes-largest-green-hydrogen-project-takes-shape/>

# THE PROJECT TEAM

## Steering committee

Remi Eriksen, Ditlev Engel, Ulrike Haugen, Trond Hodne, Liv Hovem, Jin James Huang

## Project director



Sverre Alvik  
(sverre.alvik@dnv.com)

## Project manager and modelling responsible



Onur Özgün  
(onur.ozgun@dnv.com)

## Communication responsible and editor

Mark Irvine  
(mark.irvine@dnv.com)

## Contributing editor

Christian Parker  
(christian.parker@dnv.com)

## Core modelling, research team and authors

Bent Erik Bakken, Frida Berglund, Theo Bosma, Hendrik Brinks, Ida Synnøve Bukkholm, Kaveh Dianati, Jochum Douma, Marcel Eijgelaar, Rob van Gerwen, Erik Andreas Hektor, Thomas Horschig, Michael Johnson, Magnus Killingland, Sarah Kimpton, Anne Louise Koefoed, Erica McConnell, Albert van den Noort, Mats Rinaldo, Sujeetha Selvakkumaran, Tianyu Wang, Adrien Zambon

## Other contributing experts

Jørg Aarnes, Graham Bennett, Mario Andrés Bilbao, Nicholas Cole, Yerún Fernández, Maja Frost, Martha Ramos Gomez, Daniel Antonio Herrmann, Tcharles Coutinho Hilbig, Alexandre Imperial, Alok Kumar, James Thornton Laybourn, Nicolas Marquet, Melissa Morrison, Rohith Nair, Kevin Dave Peiris, Corin Taylor, Anil Thomas, Ton van Wingerden, Wen Qian Zhou, Roel Juke Zwart

Special thanks to Shell and Woodside for their comments on an earlier version of this report.

Published by DNV AS.

**Design:** SDG/McCann Oslo/Fasett. **Images:** p. 1, 2, 12, 15, 23, 30, 38, 92, 99, 102: Shutterstock, p. 7, 9, 11, 25, 26, 45, 47, 48, 51, 56, 59, 61, 83, 89, 99, 107: Gettyimages, p. 52: Hystar, p. 20, 22, 81: DNV Spadeadam, p. 70: Ulstein Design & Solutions B.V., p. 85: Breeze Ship Design, p. 87: ZeroAvia, p. 95: Adobestock, p. 105: DNV.

## 关于 DNV

DNV是保障服务和风险管理方面的独立专家,业务遍及100多个国家。凭借其广泛的经验与深厚的专业知识, DNV推动安全与可持续绩效的发展,制订行业基准,启迪并提出解决方案。无论是评估新船设计、优化风电场绩效、分析天然气管道的传感器数据还是认证食品公司的供应链, DNV都能让客户及其利益相关方在做出关键决策时充满信心。凭籍捍卫生命和财产、保护环境的企业宗旨, DNV帮助客户与全世界应对当前面临的挑战与全球转型,为许多世界上最成功、最具前瞻思维的公司提供可靠意见。

[dnv.com/eto](http://dnv.com/eto)

**DNV中国区总部:**  
上海市虹桥路1591号9号楼  
电话: 021-32799000  
[www.dnv.com/cn](http://www.dnv.com/cn)

The trademarks DNV® and Det Norske Veritas® are the properties of companies in the Det Norske Veritas group. All rights reserved.