



中国氢能产业展望

波士顿咨询公司与欧阳明高院士团队联合研究

2023 年 8 月

更多免费行业报告

并购家

www.ipoiipo.cn

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

目录

前言	1
1. 发展氢能的必要性	3
1.1 能源危机和能源消费结构的变化	3
1.2 氢能的优势	5
1.3 中国氢能发展的有利环境	6
2. 氢能的应用场景	10
2.1 氢交通	12
2.2 氢储能	18
2.3 氢工业	23
3. 氢能产业链发展的关键技术	28
3.1 氢气制取	28
3.2 氢储运	34
3.3 氢—电转化	36
3.4 氢安全	41
结语	45

中国氢能产业展望

前言

近年来，氢能产业的发展受到越来越多的关注。随着极端气候事件的多发，各国政府对于有效应对气候变化愈发重视，碳中和成为了各国政府所关注的重要议题之一。与此同时，化石能源危机的逐渐凸显，也呼唤清洁能源在全球范围内的系统性发展，以建立真正可持续、零排放的全新能源体系。

氢能是一种广泛存在于自然界的清洁能源。在碳中和战略背景下，可再生能源发电的波动性和间歇性使得氢能具有了独特的意义和价值。通过“电—氢”转化，波动性的绿电可以大规模转化为氢能，进行长周期的储存、运输和能源化使用，从而使得氢能有望在未来能源结构中占据重要地位。

2022年3月，国家发展改革委、国家能源局发布了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》。作为国家级规划，文件明确了氢能在中国未来能源结构中的战略性定位，制定了中国氢能产业阶段性发展目标，并首次系统性提出了氢能在交通领域以外的多个规模化应用场景的发展规划，包括储能、发电与工业。该规划为中国氢能产业的发展指引了明确的方向，并注入了强大的信心。

本报告由波士顿咨询公司（BCG）联合中国科学院院士、国际氢能燃料电池协会理事长欧阳明高团队共同完成。报告总结了我国及国际氢能行业的发展态势，从产业和技术两个角度进行了深入探讨，重点聚焦氢能的应用场景、发展路径和关键技术创新方向，并对氢能行业发展前景进行了展望。

氢能产业的发展，离不开终端应用场景对氢的规模化消纳，从而对氢产业链形成有效拉动。具备这样特点的应用场景主要是氢交通、氢储能和氢化工，三大场景均蕴藏着巨大的市场空间。氢交通在燃料电池汽车等领域已具备较好的发展基础，而随着技术持续突破

与商业化模式的成熟，氢交通在短中期将是氢能产业发展的“先导性应用”，促进“从制氢到用氢”全产业链的商业化落地和持续发展。**氢储能**是氢最具前景的应用领域，通过发挥氢的长时储能特性，可以赋能可再生能源的应用，提升可再生能源在全球能源结构中的份额。**氢化工**是当前氢最主要的消纳场景，随着氢能产业链的成熟和成本的持续下降，工业领域将通过“绿氢替代灰氢”，推动全球工业逐步实现低碳转型。

实现上述发展，离不开氢能产业链各环节的关键性技术突破。**在制氢领域**，真正面向大规模绿电制氢场景，当前各技术路线均需实现经济性、安全性、智能化管理等方面的体系性技术突破——无论是相对更具商业化基础的碱性电解水制氢（AEC）技术，还是尚处于发展阶段的质子交换膜（PEMEC）技术，以及更早期的阴离子膜（AEMEC）技术与固体氧化物（SOEC）技术。**在氢储运领域**，压缩气氢是目前中国主流的氢储运方式，其研发创新方向主要是提升工作压力以提高氢气密度，同时保障安全性；液氢储运已在海外市场率先实现了商业化；其他各类氢载体的储运技术目前也处于积极的商业化应用探索阶段。“**氢—电**”转化是氢能利用的关键技术，目前在小功率分布式场景下以固定式燃料电池发电为主，而大功率集中式发电则将采用氢燃气轮机或锅炉掺氢燃烧方案。三种方案下，均已有明确的技术发展路线和示范场景，成熟的商用产品预计将在2030年以前推出并实现应用。**氢安全管理**则是近年来受到关注的一个新兴领域。大规模用氢场景下的氢安全体系化管理是一项全新的挑战，需要从本征安全、主动安全、被动安全三方面着手，并结合数字化手段，对氢能全链条进行有效管理。

氢能产业已经迎来新的发展浪潮，在政策、技术、市场、资本等多方的合力推动下，全球氢能产业链各环节都将实现全方位的突破发展，在未来十年构建下一个万亿级新能源市场，成为推动全球能源绿色低碳转型的新动能。

1. 发展氢能的必要性

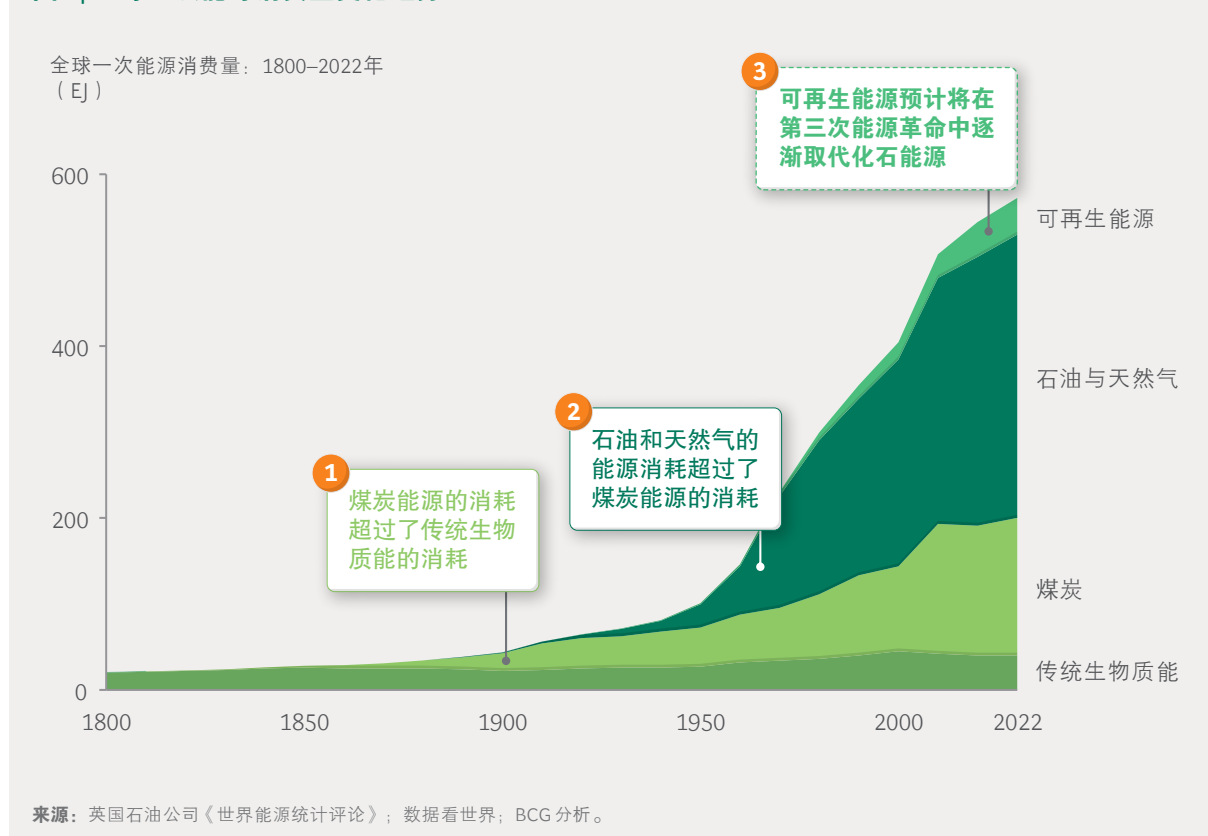
2023年7月，全球经历了有记录以来的最炎热月份，极端热浪席卷了中国、欧洲和美国部分地区。自2015年以来，极端高温天气不断增多，警示人们全球变暖正在加剧。为了避免气候变化带来难以承受的后果，我们亟需通过清洁能源转型实现碳减排。

在能源转型的历程中，氢能这一绿色能源因其零排放、高热值等诸多优势，在过去的几十年中获得了越来越多的关注。而中国作为应对全球气候变化中负责任的大国，在实现“3060双碳目标”愿景的征程中，正不断为氢能产业发展创造良好的环境。

1.1 能源危机和能源消费结构的变化

在过去的200年中，世界共发生了三次能源结构转型（参阅图1）。第一次是19世纪末，伴随着第一次工业革命，发生了从传统生物燃料到煤炭的转型。第二次发生在20世纪上半叶，内燃机的广泛应用推动了从煤炭到石油和天然气的能源转型。当前正在进行第三次能源转型，可再生能源有望在未来取代化石燃料。

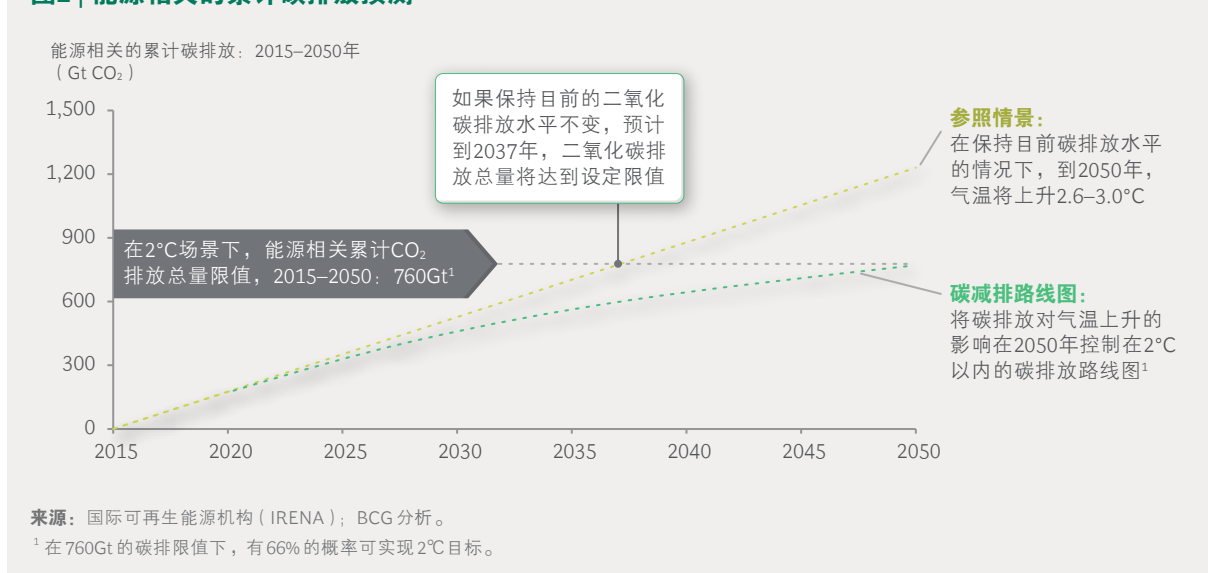
图1 | 全球一次能源消费量变化趋势



第三次能源转型的驱动因素之一就是能源危机。在过去的60年里，全球一次能源消费量几乎翻了两番¹。长期依赖化石燃料不可持续，且近年来各国能源资源的不平等和地区紧张局势进一步加剧了能源危机的影响，加速了能源转型的势头。

碳中和是能源转型的另一个驱动因素。2015年，联合国的196个成员国通过了《巴黎协定》，目标是将全球平均气温升幅限制在工业化前水平以上2℃之内，并努力将气温升幅限制在1.5℃之内。据此目标计算，到2050年，至少65%的最终能源消费将来自可再生能源²（参阅图2）。

图2 | 能源相关的累计碳排放预测



在此背景下，氢能有望发挥重要作用。

- 氢能的利用是达成碳中和的关键路径，其释放能量的过程中零碳排放。
- 氢能可以赋能可再生能源的规模利用。风光等可再生能源的发电具有天然的波动性，致使电力供应与负荷需求不匹配。氢能作为一种适宜长周期储存和运输、能够用于再发电的能源载体，可以有效缓解可再生能源电力供需不匹配的问题。

随着能源转型的不断推进，在2050年净零排放情景下，氢能在全球最终能源消费占比预计将达到10%–15%³（参阅图3）。

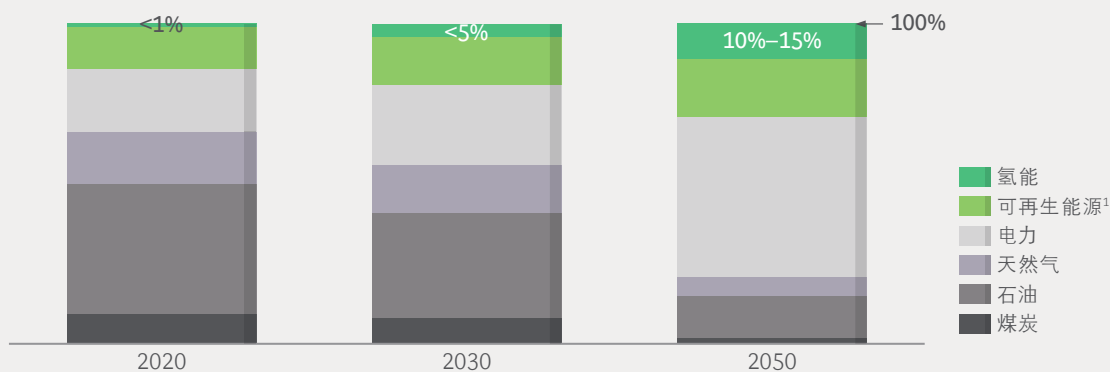
1 数据看世界 <https://ourworldindata.org/grapher/global-primary-energy>。

2 国际可再生能源机构（IRENA）《全球能源转型路线图2050》<https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>。

3 国际能源署（IEA）《全球氢能回顾2021》<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>。

图3 | 全球终端能源消费份额现状和预测

全球终端能源消费份额：2020年，2030年和2050年
(基于2050年净零排放情景)



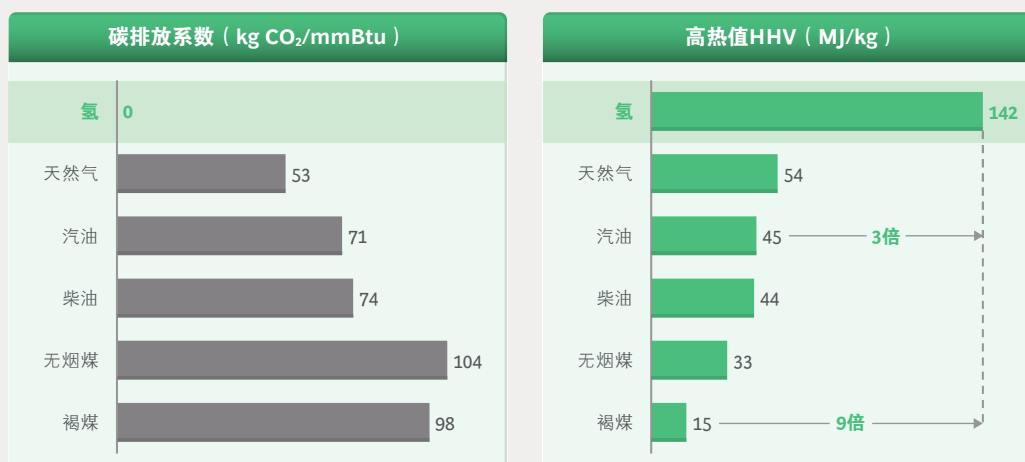
来源：国际能源署 (IEA)；国际可再生能源机构 (IRENA)；BCG 分析。

¹ 可再生能源是指生物燃料和以废物为原料的能源。

1.2 氢能的优势

尽管目前氢能在全球最终能源消费中占比还不到1%⁴，但得益于其独特的优势，氢能具有非常广泛的应用潜力 (参阅图4)。

图4 | 氢能具有零碳排、热值高的优势



来源：美国能源信息管理局；BCG 分析。

4 国际能源署 (IEA) 《全球氢能回顾 2021》<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>。

- **零排放。**氢是一种独特的清洁能源，在燃烧产热时的唯一副产物为水，不会产生任何碳排放或其他温室气体排放。虽然目前全球绝大多数氢气仍然产自化石燃料，生产过程中会产生碳排放，但随着电解水制氢和可再生能源的不断发展，绿氢的占比将逐步增加，氢能在未来能够成为一种完全脱碳的清洁能源。
- **热值高。**氢的热值比各类化石燃料都高，能够达到汽油的三倍多、褐煤的九倍多，所以运输效率更高、能量释放更强。
- **灵活变电。**氢和电通过相互转化，可以形成一个“电—氢”耦合的能量系统。由于电力在当前和未来都会是应用最广泛的最终能源之一（2021年约占20%，预计2050年将增加到约50%⁵），“氢—电”转化的灵活性使氢能能够广泛应用于多种场景。
- **易获取。**氢气可以通过电解水的方式快速制取，而电和水这两种物质都较为丰富且容易获取。

1.3 中国氢能发展的有利环境

作为世界第二大经济体、全球最大的能源消费国和碳排放国⁶，中国已在碳减排方面付诸行动，这对遏制全球变暖至关重要。

在实现碳中和的举措中，发展氢能是一项重要抓手。中国目前是世界上最大的产氢国，年产量达3,300万吨，占全球需求的三分之一。据预测，中国的氢气需求在2030年将达到3,500万吨，2050年将达到6,000万吨⁷。中国的氢气供应能力强，需求量大，发展前景广阔。

1.3.1 中国发布国家级氢能产业发展规划

在中国，氢能已获得了多年的政策关注。早在2006年，《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006–2020年）》中就对制氢、氢储存和输配技术和燃料电池技术提出了指导规划。2022年3月发布的《氢能产业发展中长期规划（2021–2035年）》（以下简称《规划》）是中国首个氢能产业中长期规划，作为国家级规划，其进一步明确了氢能在中国未来能源结构中的战略性定位，制定了中国氢能产业阶段性的发展目标，并提出了氢能在中国的应用场景，对中国氢能产业的发展具有深远的意义（参阅图5）。

5 国际能源署（IEA）《全球氢能回顾2021》<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>。

6 国际能源署（IEA）《中国能源体系碳中和路线图》<https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-carbon-neutrality-in-china>。

7 中国氢能联盟。

图5 | 中国氢能产业发展中长期规划（2021–2035年）



来源：国家发展和改革委员会；国家能源局；BCG 分析。

¹ 包括储能和发电。

• 战略定位

在《规划》中，氢能和氢能产业的战略定位被明确为：

- 未来国家能源体系的重要组成部分；
- 用能终端实现绿色低碳转型的重要载体；
- 战略性新兴产业和未来产业的重点发展方向。

• 发展目标

《规划》以每五年为一个阶段，明确了各阶段的氢能和氢能产业发展目标：

- 到2025年，燃料电池车辆保有量约5万辆，部署建设一批加氢站。可再生能源制氢量达到10–20万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，实现二氧化碳减排100–200万吨/年。
- 到2030年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，产业布局合理有序，可再生能源制氢广泛应用，有力支撑碳达峰目标实现。

- 到2035年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升，对能源绿色转型发展起到重要支撑作用。

● 应用场景

除交通领域的试点应用外，《规划》还强调了氢能在工业和能源（包括氢能、电能和热能）领域的多元应用，通过引导用能终端的能源消费转型和高耗能、高排放行业绿色发展，发挥氢能对碳达峰、碳中和目标的支撑作用。

此前，中国大多数氢能产业政策都集中在交通领域，尤其是燃料电池汽车的应用。随着国家和地方性政策的逐步落地，氢能在交通领域的先导性应用将为其其他场景起到示范性作用，带动其他的氢能下游应用领域的进一步发展。

1.3.2 中国可再生能源供给的快速增长将促进氢能消费

中国风光等可再生能源装机的快速增长，将会推动中国氢能产业发展成为可再生能源消纳的有效途径。

2011年至2021年，中国的风能和太阳能发电装机量以29%的年复合增长率从48吉瓦迅速增长至635吉瓦，占2021年全国发电总装机量的27%⁸。然而，2021年发电量只有12%来自于风能和太阳能发电⁹。可再生能源装机量与发电量之间的巨大差异，是由于风光等可再生能源天然的间歇性和波动性导致的供需不匹配，同时由于缺乏调节手段面临送出难、消纳难的困境，从而造成大量弃电。在中国的北部和西部部分地区，风能和太阳能年度弃电率可高达30%。

波动性的风光发电资源如无法被充分利用，中国能源结构转型的宏伟目标将受到挑战，因此持续发展建设可再生能源发电势在必行。随着可再生能源装机量的不断提升，发电侧与负荷侧的不匹配将持续增大，促使业内寻求高效利用可再生能源的方法，以突破可再生能源的发展瓶颈。

氢能被视作是一个前景无限的答案。通过将电能转换成氢能，再通过多种途径将氢能加以利用，可以部分克服可再生能源本身的局限性，从而更好地匹配能源供给和需求。氢能也可以直接应用于丰富的下游场景，包括氢能交通、工业脱碳、大规模储能和运输等。

在中国，随着下游氢能消费市场的增长和应用场景的拓展，上游可再生能源市场玩家纷纷投资布局氢能产业，推动氢能全产业链的发展。

⁸ 中国国家能源局 http://www.nea.gov.cn/2022-01/26/c_1310441589.htm。

⁹ 中国电力企业联合会《2021年中国电力工业经济运行报告》<http://lwzb.stats.gov.cn/pub/lwzb/tzgg/202205/W020220511403033990320.pdf>。

1.3.3 中国西北地区具有得天独厚的绿氢发展优势

绿氢产业的发展，离不开可再生能源的禀赋。纵观中国的版图，具有丰富风光资源的地区，集中分布在中国北部的内蒙古地区到西北部的新疆地区之间，以及东南沿海地区。其中，北部的内蒙古到新疆地区，呈一条弧形带分布着我国的沙漠与戈壁，具有光照强、风力大的特点，具备优越的可再生能源自然资源条件。比如，在内蒙古地区，全年有效日照时数可达到1,500–1,800小时，位居全国首位。丰富的可再生资源将有效降低当地可再生电力的获取和使用成本，进而推动绿氢产业发展。

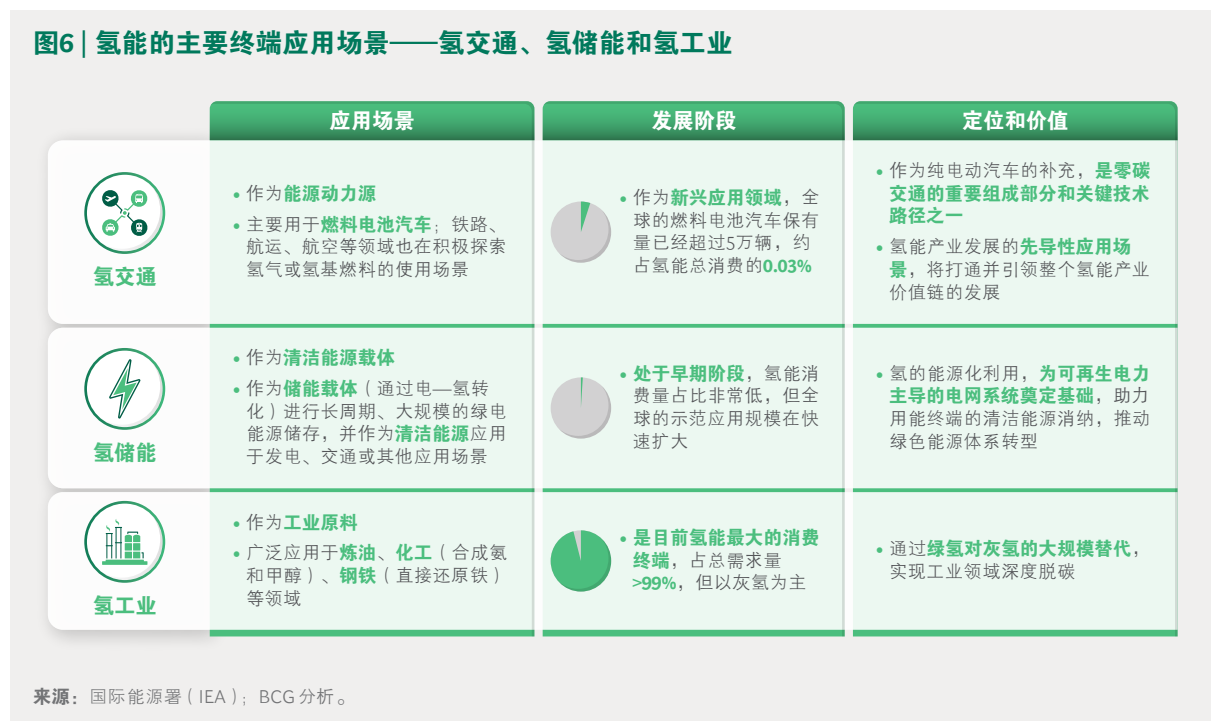
绿氢产业的发展，需要一定的水资源支撑。作为电解水制氢的最主要原料，水的可获取性同样决定了绿氢产业发展的成本及推广的难度。在内蒙古鄂尔多斯地区，黄河流过并形成“几”字湾，为当地的绿氢产业发展提供了关键的水资源保障。

绿氢产业的发展，更需要地方政府的决心与推动。2022年全国超70%的绿氢示范项目规划落地内蒙古地区，其中鄂尔多斯示范区是重点区域。地方政府的决心体现在全球顶尖的科研能力构建、全方面的优渥政策引导，以及大规模的投资与引资计划，进而从技术研发、项目落地、产业链成熟三方面引领绿氢产业在全国的发展。

2. 氢能的应用场景

氢能的主要利用途径包括交通、能源以及工业领域 (参阅图 6)。

图6 | 氢能的主要终端应用场景——氢交通、氢储能和氢工业



氢能在**交通领域**直接作为能源使用，是零碳交通的重要组成部分和关键技术路径之一。在不断进步的燃料电池技术、不断建设完善的氢能基础设施、强有力的政策等因素的推动下，氢能交通迅速发展，尤其是长途重载卡车领域。更重要的是，氢能交通将作为氢能产业的先导性应用，打通氢能全产业链各环节，有效地推动整个氢能产业链的发展。一旦燃料电池交通应用场景的经济成本具备市场竞争力，燃料电池汽车将成为短中期内氢能需求的增长引擎。

氢能以**能源载体形式用于储能和发电**被认为是其最具前景的应用。氢能是可再生电力为主导的电网系统中最理想的长期储能方式，也是灵活发电的清洁能源。目前，在燃气轮机的掺氢和纯氢发电、锅炉的掺氢掺氨发电、燃料电池热电联供等领域，都已有丰富的探索和商业实践。尽管在技术和成本等方面仍存在一定挑战，但氢能的能源化应用场景正在迅速发展，并带动产业的大规模增长。

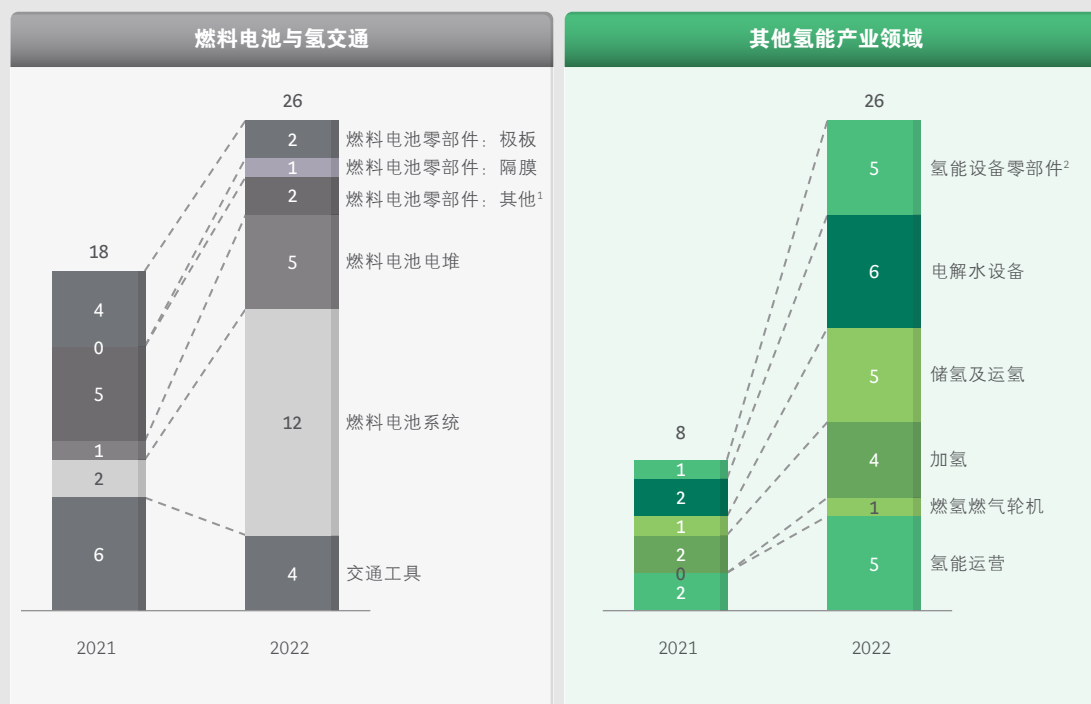
氢能在**工业领域**具有成熟的应用基础，几十年来一直做为各领域的工业原料被广泛使用。而近年来，随着工业脱碳趋势的发展，绿氢替代灰氢的浪潮开始涌现。现有的氢气运输、储存和利用的基础设施将有效地促进绿氢在工业领域的快速应用和落地。要实现灰氢的大规模替代，绿氢的成本竞争力至关重要。

中国氢能产业投融资事件

氢能交通和燃料电池过去一直是氢能产业链中投融资最活跃的领域，充分体现了氢能交通在产业链中的先导地位。同时，随着氢交通对全产业链商业化的拉动作用，氢能的其他应用和上游领域也开始受到投资者的关注，投融资事件持续增多，说明中国氢能产业已进入全面爆发阶段。在这样的背景下，一批氢能领域的新兴企业正在崛起，其中在技术研发、供应链整合能力、商业化资源等方面具有实力的企业将能够取得先发优势，有望成长为全球氢能产业的领导者。

统计数据显示，2021年国内氢能领域发生的投融资事件，七成集中在燃料电池与氢交通领域，具体包括燃料电池及其关键零部件制造、整车制造等；其余投融资事件则聚焦于氢能产业链的其他关键环节，如电解水制氢、氢气储运等。而到了2022年，尽管仍有约一半的投资流向了燃料电池与氢交通领域，但向氢能产业链上游关键环节投资的案例数量在迅速增加，说明战略和财务投资者愈发关注从关键材料到电解槽、从储氢到氢消纳等领域。

中国已披露的氢能产业链投融资事件，2021–2022年
(投融资事件数量，起)



来源：华兴资本；BCG 分析。

注：限于数据可用性，只披露了融资事件的数量，而非融资总金额。

¹ 气液分离、压缩机、电气设备等。

² 制氢、储氢、加氢设备的零部件，比如机械电气设备/气液分离设备。

2.1 氢交通

2.1.1 氢在交通领域的作用

交通是氢能的一个重要应用领域。在过去的几十年里，交通行业在持续通过电动化进行脱碳转型。而在难以电动化的领域，如重载卡车、航运和航空，氢能的应用则应运而生。尽管目前需求量有限，但以氢为动力的交通对能源结构的转型至关重要，因为这标志着氢的应用从工业原料扩展到动力能源。在交通运输领域的终端应用之上，当前的氢应用示范也将拉动整条氢产业链（包括制氢、储运、加注等环节）的规模化蓬勃发展。

在各种运输方式中，以氢燃料电池汽车为代表的公路运输对氢能的需求量最大，也是目前氢在交通领域最主要的应用。在铁路和航运方面，氢燃料也在进行着诸多有益的示范。例如，2022年，世界上首批氢能列车组在德国正式运行¹⁰，首艘液氢渡轮在挪威投入运营¹¹。在航空方面，空客公司计划在2035年前推出以氢为燃料的ZEROe飞机¹²，但当前尚无商业化应用案例。

接下来的部分，我们会重点讨论氢能交通中最受关注的终端应用——燃料电池汽车。

2.1.2 氢能汽车

氢能汽车主要是指**燃料电池汽车（FCEV）**，它使用燃料电池，利用空气中的氧气和储存的压缩氢气发电，结合小型动力电池或超级电容一起为电机供电。

另一条技术路线是**氢内燃机（H2-ICE）**汽车，它通过直接在改造的内燃机中燃烧氢气来驱动汽车，取代汽油或柴油。尽管与燃料电池相比氢内燃机技术更为初期，但不少汽车制造商也都投入开发氢内燃机，如康明斯、丰田、潍柴和北汽，因为氢内燃机可以利用已有的内燃机技术，因此具有潜在成本优势，且在重载和恶劣工况下可能有更好的性能¹³。

随着零排放汽车渗透率的快速上升，全球燃料电池汽车市场增势强劲。2021年，全球燃料电池汽车的销量超过1.7万辆，同比增长超70%，至年底保有量已超过5万辆。截至2021年底，乘用车在全球燃料电池汽车保有量中占主导地位，部分原因是日本和韩国汽车制造商在燃料电池汽车领域起步较早，其乘用车车型已经在全球销售，如现代Nexo和丰田

10 法国24新闻台《世界首列氢气列车在德国运行》<https://www.france24.com/en/live-news/20220824-whistle-blows-in-germany-for-world-s-first-hydrogen-train-fleet>。

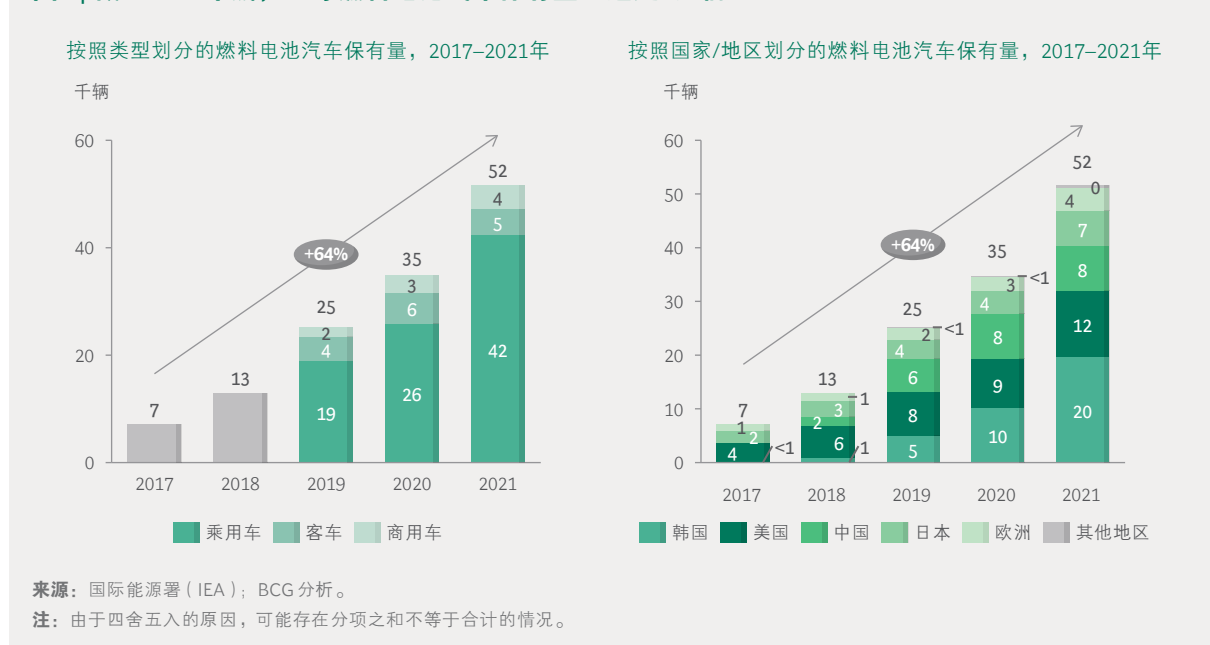
11 Offshore Energy《巴拉德建成世界最大液氢渡轮》<https://www.offshore-energy.biz/ballard-fuel-cells-for-worlds-largest-lh2-powered-ferry/>。

12 空客公司官网 <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission-journey/hydrogen>。

13 康明斯公司官网 <https://www.cummins.com/news/2022/01/27/hydrogen-internal-combustion-engines-and-hydrogen-fuel-cells>。

Mirai。而在中国，燃料电池汽车的主流应用领域则是商用车和客车，中国汽车制造商也重点关注开发商用车车型（参阅图7）。

图7 | 截至2021年底，全球燃料电池汽车保有量已超过5万辆



燃料电池汽车发展的关键驱动因素包括以下四点：

- 燃料电池技术的进步。**燃料电池系统一直在向更高效、更耐久、更经济的方向发展，主要得益于贵金属催化剂用量降低或替代技术研发，以及燃料电池关键零部件生产规模扩大。在中国，2021年燃料电池系统的成本已迅速下降到700美元/千瓦（5,000元人民币/千瓦）¹⁴。《节能与新能源汽车技术路线图2.0》¹⁵将燃料电池系统的成本目标定为2025年实现300美元/千瓦（2,000元人民币/千瓦）和2030–2035年的85美元/千瓦（600元人民币/千瓦），与美国2030年左右达到80美元/千瓦的目标接近¹⁶。
- 配套基础设施的发展。**燃料电池汽车运行所需要的基础设施涉及制氢、储运、加注等环节，其中加氢站是目前燃料电池汽车发展最直接的瓶颈。因此，鼓励公共和私人部门投资加氢站网络建设，是支撑燃料电池汽车产业发展的重要举措。随着加氢站建设的不断推进，到2022年中，全球已建成近千个加氢站（参阅图8）。加氢站的运行依赖

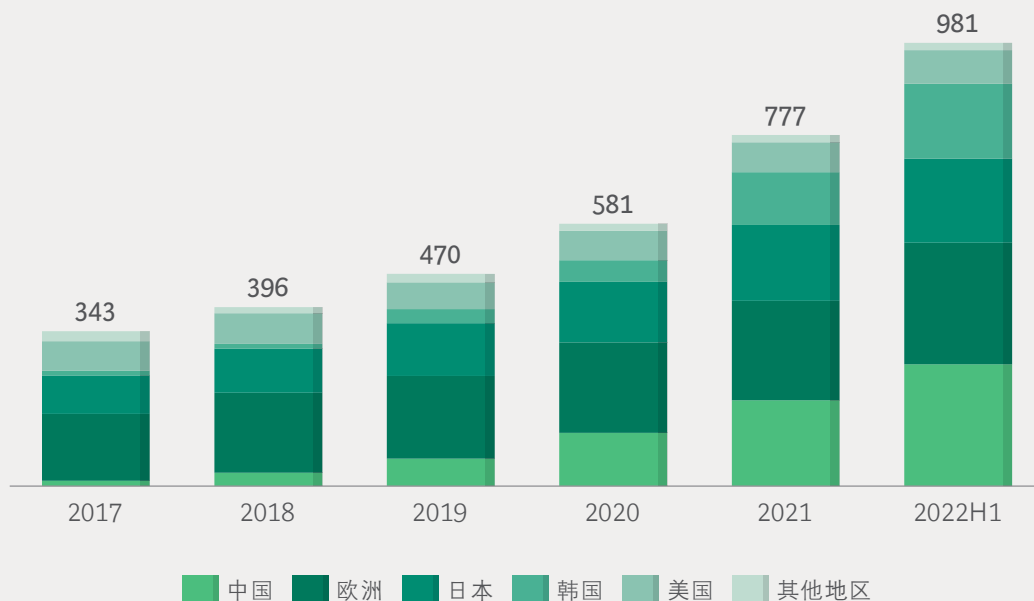
¹⁴ 王贺武，欧阳明高，李建秋，杨福源：“中国氢燃料电池汽车技术路线选择与实践进展”，《汽车安全与节能学报》，13(2)，211，2022年。

¹⁵ 中国汽车工程学会《节能与新能源汽车技术路线图2.0》。

¹⁶ 美国能源部《能源电池技术回顾（2021）》https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review21/plenary8_papageorgopoulos_2021_o.pdf。

图8 | 加氢站数量的增长为燃料电池汽车的应用奠定了良好基础

各国家和地区加氢站数量（座）



来源：国际能源署（IEA）；BCG 分析。

于稳定、经济的氢源供应，目前的氢主要来自集中化的制氢工厂或分布式的加氢站站
内制氢系统。有观点认为，制氢加氢一体站是颇具前景的解决方案，因为它缩减了从
制氢工厂到加氢站途中昂贵且低效的氢气储运环节¹⁷。

- 氢燃料成本的降低。**氢燃料的成本占 Class 8 燃料电池重卡总拥有成本（TCO）的一半以上，因此昂贵的氢价一直是制约燃料电池汽车发展的另一个因素。目前，就每公里燃料成本而言，在日本、欧盟和美国，终端加氢价格通常超过10美元/千克，在中国则约为40-70元人民币/千克（约6-11美元/千克，不含补贴），不含补贴的加氢价格与柴油和汽油相比仍然高出很多^{18,19}。展望未来，得益于绿氢供应增加、加氢站建设成本降低和加氢站利用率的提升，预计在2030年以前，中国终端加氢价格有望降至35元/千克以下，实现与燃油重卡的TCO持平。

¹⁷ 国际清洁交通委员会（ICCT）《欧洲加氢站现场生产可再生氢的成本》<https://theicct.org/publication/fuels-eu-onsite-hydro-cost-feb22/>。

¹⁸ 标普全球普氏分析公司 <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/090221-platts-launches-hydrogen-pump-prices-in-germany-japan-and-california>。

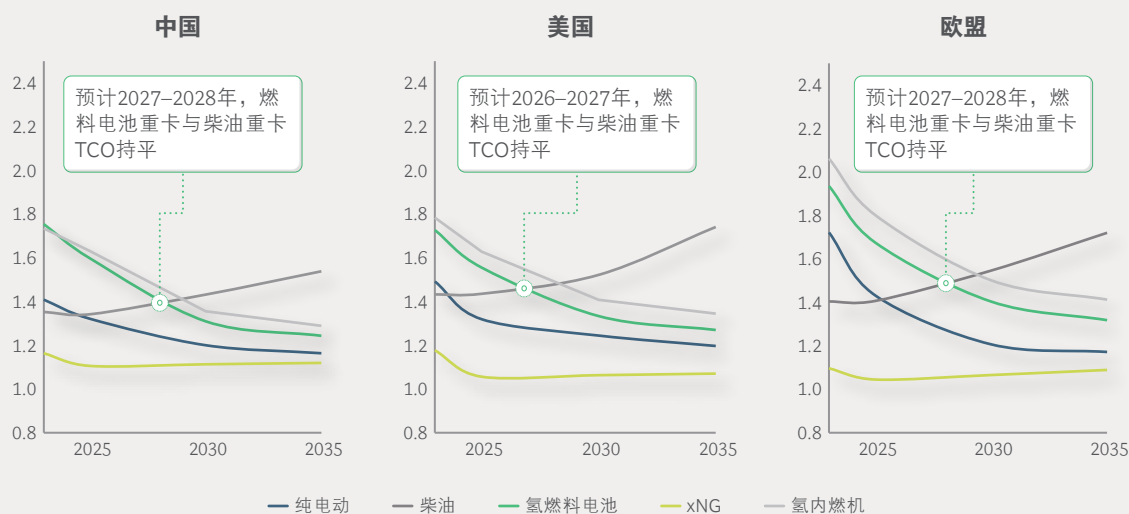
¹⁹ 标普全球普氏分析公司 <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/110921-chinas-hydrogen-fuel-price-to-be-competitive-against-petroleum-by-2030-sinopec-marketing>。

- 政策支持。**在燃料电池汽车与燃油车实现成本平价之前，政策性补贴和指导仍是市场发展的重要驱动因素。可以看到越来越多的政府为燃料电池汽车（或包含在零排放车辆内）制定了政策目标。例如，中国的目标是到2025年燃料电池汽车保有量达到5万辆，到2035年达到100万辆；日本的目标是到2030年燃料电池汽车保有量达到80万辆；韩国则计划到2040年累计生产620万辆燃料电池汽车。为了实现这些目标，各国政府都提供了补贴和税收优惠方案。例如，中国政府在五个城市群启动了燃料电池汽车试点，激励措施覆盖了燃料电池汽车的整个价值链，包括燃料电池汽车示范应用、氢燃料电池关键零部件和氢能供应等环节。在需求拉动增长到来前，政策推动仍将是氢交通发展最主要的驱动力。

我们认为燃料电池汽车的最大潜力在于长途重载商用车领域。与纯电动重卡相比，燃料电池重卡的补能时间更短、重量更轻且能量密度更高。随着氢燃料价格的下降和燃料电池系统成本的优化，预计燃料电池汽车TCO将显著改善。我们的分析表明，在全球主要市场，与燃油重卡相比，燃料电池重卡将在2030年前具有TCO优势（参阅图9）。

图9 | 2030年前，燃料电池重卡将在各主要市场与柴油重卡实现TCO平价

长途重卡总拥有成本（TCO）^{1,2,3}，美元/公里



来源：BCG 分析。

¹ 总车重大于15吨的重卡，假设年行驶里程为10万公里至16万公里（取决于地区）。

² 含车辆购置补贴和通行费减免（至2030年），如适用。

³ 能源成本假设：2023年采用实际值；2025-2028年假设恢复到危机前的水平，采用以2019年为起点的历史增长率推断。

案例1：2022年北京冬奥会中的氢交通

2022年北京冬奥会是首个实现碳中和的奥运赛事，这也标志着目前世界上最大的燃料电池汽车和基础设施示范应用，向世界展示了中国发展燃料电池汽车产业的决心。在北京冬奥会期间，

总计超过一千辆氢燃料电池汽车、11个制氢基地和30多个加氢站投入了示范运营，此外还有一个数据中心负责全链条的运行管理。

2022年北京冬奥会：世界上最大的燃料电池汽车应用示范

- **1000多辆燃料电池汽车**，包括800多辆客车、约140辆乘用车、若干辆卡车和餐饮车

- 来自北汽福田、吉利、宇通和丰田等**OEM**的车辆，以及来自亿华通和丰田的**燃料电池系统**

- 燃料电池汽车在张家口**严寒气候**下进行了测试，比赛期间的温度可低至-17°C

燃料电池汽车



制氢

- **11个制氢基地**

- 壳牌—张家口市交投集团合资的绿氢生产设施拥有20MW的绿氢产能，是世界上最大的电解水制氢装置之一



储运与加氢

- **30多个加氢站**参与示范，日加氢量达到23.5吨
- 大部分加氢站由中石化和中石油建造



氢能及
燃料电池汽车
数据中心

- 涵盖制氢、储运、加氢和燃料电池车辆的数据管理与分析平台，保障安全生产和运行
- 数据还被用于**碳减排**的成效分析

来源：文献研究；BCG 分析。

案例2：雄安新区制氢加氢一体站

雄安新区是中国国家级战略发展区域，于2017年宣布成立。雄安新区贯彻“生态优先、绿色发展”的思路，规划打造“氢能产业研发创新高地”。2022年，中国石化集团宣布在雄安新区建设其第一座站内电解水制氢加氢一体站，并得

到了国家科技部的支持。制氢加氢一体站模式将减少约30%的建站总成本，并对于所提供的氢气实现约20%的经济性提升。同时，这一国家级的示范项目将在制氢系统、整站氢安全管理、智能化等方面实现多重技术创新。

中国雄安：智能电解水制氢加氢一体站

国家科技部支持的国家级科技创新示范项目



- 中石化的首座智能电解水制氢加氢一体站
- 位于雄安新区，预计2025年投入运营



经济性能提升

模式创新实现经济性提升

- 通过站内制氢模式，减少了外部氢源运输过程中的成本增加与能量损耗，综合经济性提升20%



技术创新优化

电解制氢系统创新实现能效提升

- 碱性电解水制氢系统采用插片式电解电堆设计，实现单片快速更换与升级
- 世界首创的标准化带压电堆，实现>80%电解效率的先进能耗水平



安全与智能化

智慧安全管理系统实现数字化运维

- 实现分布式制氢场景下的全链条氢泄漏安全监控与管理
- 实现对制氢系统与分布式制氢站的整站智慧运维和预测性维护

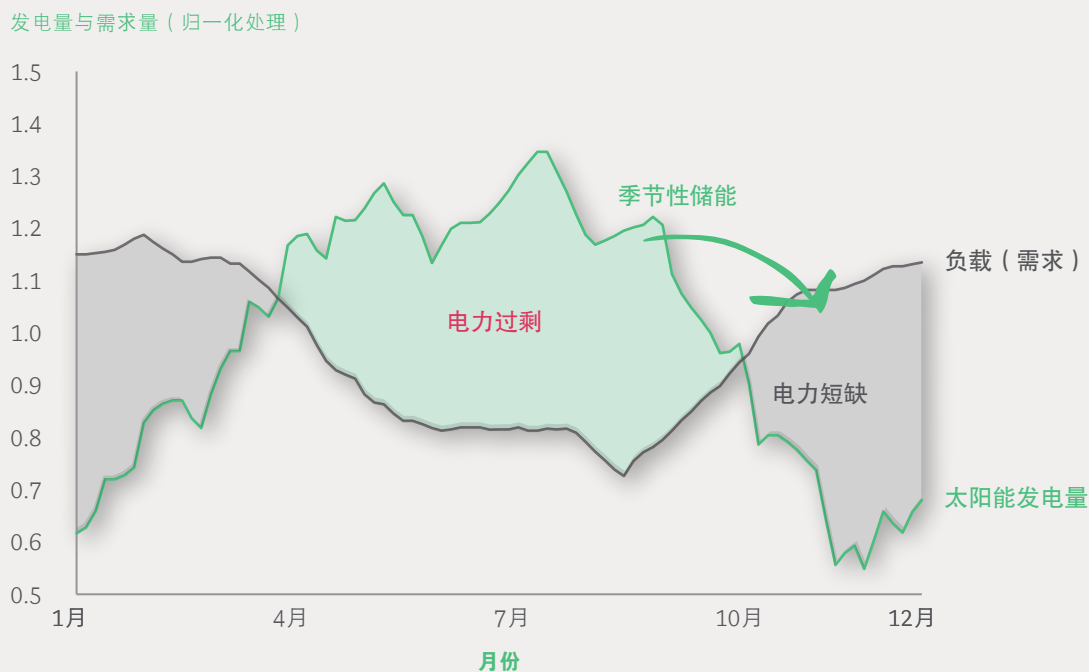
来源：中国科技部；中国石化集团；BCG分析。

2.2 氢储能

2.2.1 氢在储能中的角色定位

可再生能源的波动性对传统电网系统提出了新要求。为了适应可再生能源发电的波动特性，电网需要配备绿色储能解决方案，使其能够消纳可再生能源产生的盈余电力并储存至电力短缺时再释放，通过大规模、长时储能平滑可再生能源的季节性波动（参阅图10）。

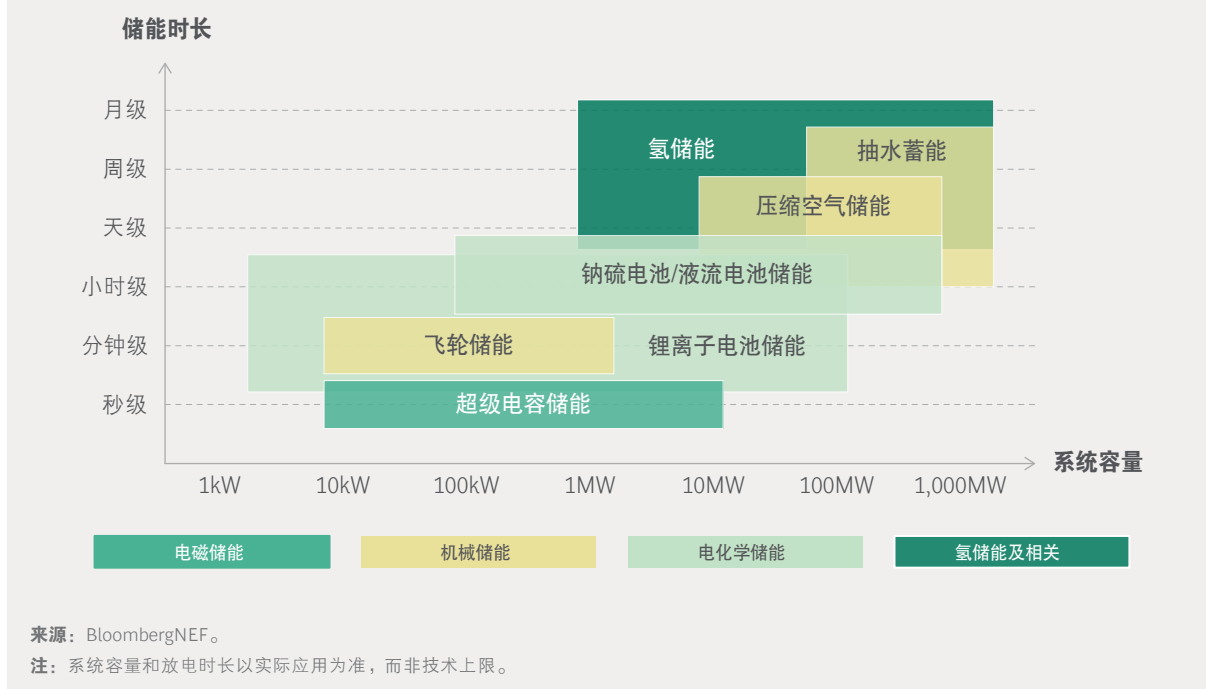
图10 | 可再生能源的波动性（以欧洲为例）



来源：Gabrielli, P., Poluzzi, A., Kramer, G.J., Spiers, C., Mazzotti, M., & Gazzani, M. (2020), “通过地下储氢实现零排放多能系统的季节性储能”, 《能源工程学报》, 121, 109629。

氢储能系统由于具备大容量、长周期、清洁高效的特性，被认为是能够良好匹配可再生能源电力的储能方式（参阅图11）。氢是一种高效清洁的能源载体，能量密度高且零碳。氢储能系统作为一种化学储能形式，可以以月度或季度的长周期储存能量。区别于其他储能方式，氢储能受地理因素限制较小（不像抽水储能），还可通过增加氢气储罐尺寸，以较低的边际成本，独立于发电和制氢的规模而扩大其储能能力。此外，氢的跨区域运输比较容易（而这对于固定式电池来说几乎是不可能的），且作为化工原料已经广泛使用于各种下游应用场景。氢储能具备诸多优势，在碳中和的时代背景下前景无限，且目前全球各地已开始积极的产业示范。

图11 | 不同储能技术的适用规模与存储时长



展望未来，随着能源结构的转变，储能市场将出现多样化的技术路径，各路径在实际应用中互为补充。2021年底，全球储能总容量已超过200吉瓦。其中抽水蓄能（86%）仍然是最广泛使用的长周期、大规模储能技术；其次是主要用于短期和分布式可再生能源存储的锂电池储能（11%）²⁰。随着可再生能源比例提升，氢储能预计将在发电侧可再生能源的大规模、长周期储能中发挥愈发关键的作用，尤其是在中国西北等风光资源丰富的地区。

2.2.2 氢储能在可再生能源电网中的应用

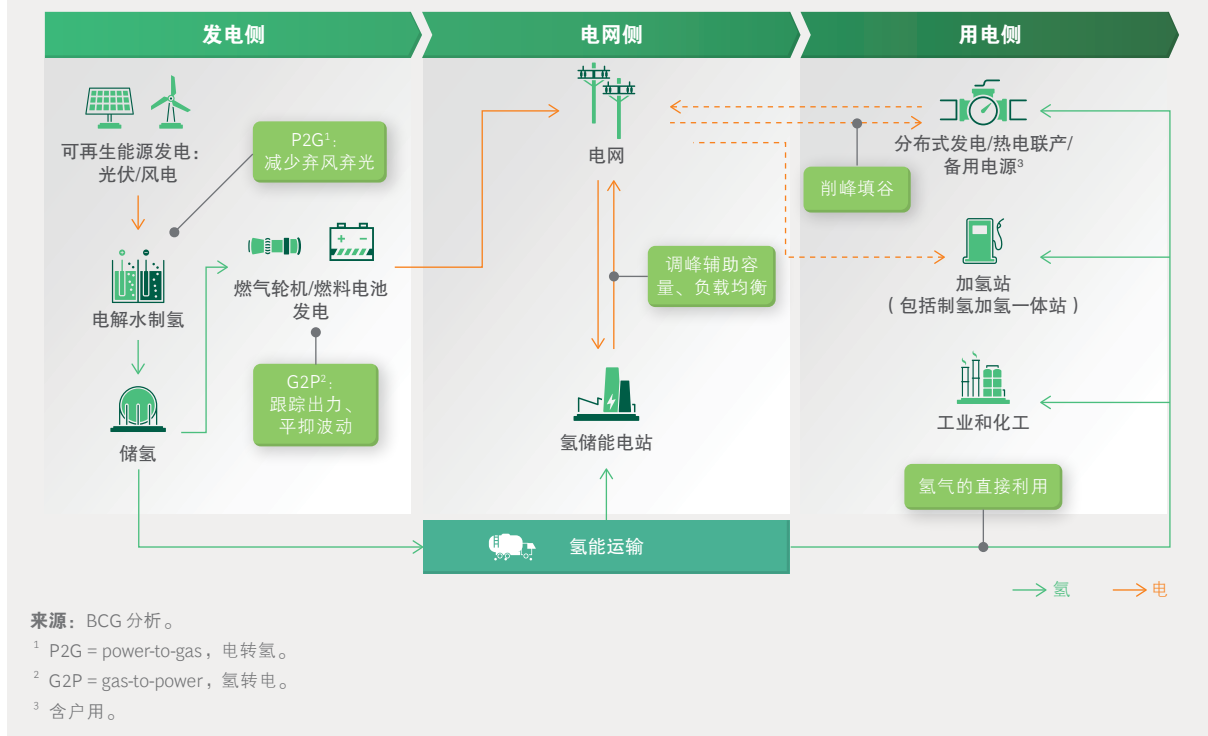
以氢能为核心的化学储能系统涵盖了氢气制备、储运以及以氢为燃料的发电²¹（参阅图12）。氢储能应用的核心是氢与其它能量形式（尤其是电）之间的转换。在双向的“电—氢—电”（power-to-gas-to-power, P2G2P）过程中，富余的可再生能源发电，通过电解制氢系统制备氢气，然后将氢气储存下来，再用于燃气轮机或燃料电池发电。整个过程中没有碳排放，水和热量是唯一的副产物。而在单向的“电—氢”（power-to-gas, P2G）过程中，储存下来的氢气则可作为一种商品进行运输，并在工业和交通等多领域得到应用²²。

²⁰ 中关村储能产业技术联盟（CNESA）《2022年储能产业白皮书》。

²¹ 麻省理工学院《储能的未来（2022）》<https://energy.mit.edu/research/future-of-energy-storage/>。

²² 美国能源部《储能大挑战路线图》<https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/articles/energy-storage-grand-challenge-roadmap>。

图12 | 氢储能在可再生能源电网中的应用



电网系统的容量和灵活性可以通过氢储能在发电侧、电网侧和用电侧的部署得到提升和优化。在发电侧，氢储能在“电—氢—电”转换过程中，可以促进可再生能源的消纳，平抑出力波动、缩小与计划出力的误差；在电网侧，氢储能可用于调峰辅助、负载均衡；在用电侧，则可以作为灵活性资源参与需求响应，用于峰谷套利，或作为备用电源以及离网电源使用。

2.2.3 氢储能的进展和挑战

目前，全球氢储能已进入示范应用阶段，已有在实际电网中进行的完整兆瓦级示范项目²³。近年来，多个国家均在积极进行大规模氢储能项目的示范。

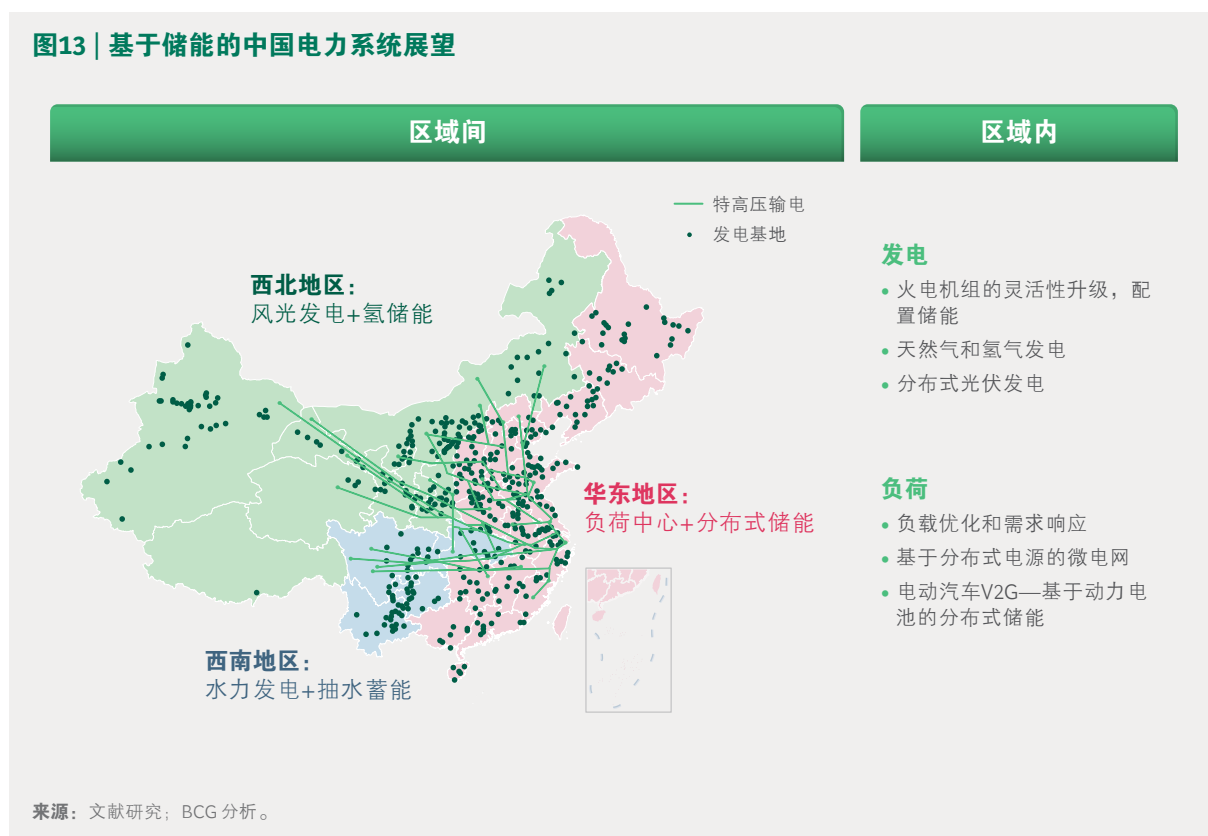
- 在中国，在接下来的三年里，规划总规模超过200兆瓦的氢储能项目将陆续落地。例如，2021年12月，国家电网子公司与大连化学物理研究所合作，在安徽六安投入使用了质子交换膜电解制氢、储氢和氢燃料电池发电系统。该项目制氢能力为220立方米/小时，配备了一个200千克的储氢容器（20MPa）和六套200千瓦的燃料电池发电系统。

²³ 美国能源部《储能大挑战路线图》<https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/articles/energy-storage-grand-challenge-roadmap>。

该标志项目国内第一个兆瓦级储氢电站²⁴的诞生。此外，国家电投西藏分公司在建的“风光电—氢—电热”示范项目²⁵、大唐集团投建的山西首座氢储能综合能源互补项目²⁶等，也均将在未来三年落成。

电网对灵活性的要求与日俱增，氢储能系统有望随着发电厂的升级改造在2030年形成规模化应用（参阅图13）。掺氢燃气轮机发电技术可能更适用于天然气丰富的地区，但中国的一个特殊情况是，对火电设施进行较小改造后实现掺氢燃烧可能更具推广基础，这是由于中国目前仍然严重依赖燃煤发电，并且已有大量的火电厂。由绿氢制成的绿氨可掺入煤炭中燃烧，使传统的火电厂脱碳。例如，国家能源集团已经成功在40兆瓦的燃煤发电机组上进行了掺氢35%的示范²⁷。

图13 | 基于储能的中国电力系统展望



24 人民网《安徽六安兆瓦级氢能综合利用示范站首台燃料电池发电机组并网发电》<http://ah.people.com.cn/n2/2021/1230/c227767-35075113.html>。

25 北极星太阳能光伏网《国家电投将建设全球首个氢—氧综合利用的“风光电—氢—电热”示范项目》<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20211118/1188657.shtml>。

26 大同市人民政府《山西首座氢储能综合能源互补项目签约》<http://www.dt.gov.cn/dtszf/jyjbmdth/202001/a707f2a92d194bb19af25fd98873f848.shtml>。

27 人民网《我国成功研发燃煤锅炉掺氢燃烧技术》<http://finance.people.com.cn/n1/2022/0125/c1004-32339151.html>。

- 在法国，Smurfit Kappa 集团成功打造了氢能综合利用示范项目 Hyflexpower，该项目由电解水制氢设备生产氢气，并实现了30%掺氢的燃气轮机发电，成为了全球首个工业级规模的氢储能发电示范项目²⁸。
- 在美国，ACES 项目旨在开发世界上最大的氢储能系统设施之一，该项目将为犹他州三角洲地区的 Intermountain 电厂提供跨季节长时储能。该火电厂将在2025年之前被改造成840兆瓦的联合循环机组，实现掺氢30%燃烧发电，并在2045年之前实现100%燃氢发电²⁹。
- 在日本，近70家能源企业、科研院所与相关组织发起SIP“能源载体”项目³⁰，自2014年以来一直致力于氨作为零碳燃料和氢能载体的相关技术研发与产业应用示范工作。目前，在中小型燃气轮机的掺氨燃烧和锅炉的煤粉掺氨燃烧发电等领域，均取得明显研究成果和产业化应用。

然而，氢储能这一领域也面临着诸多挑战。由于“电—氢—电”过程往返效率较低，且氢储能基础设施不成熟，目前氢储能系统的总体经济性较差，无论是技术还是商业化层面均存在进一步突破的空间。

受技术和规模的制约，与其他储能系统相比，氢储能系统在当前缺乏经济性上的竞争力。研究表明，目前国内氢储能系统的初始投资高达1.3万元/千瓦，而抽水蓄能的成本仅为7,000元/千瓦，电池储能则为2,000元/千瓦。氢储能系统最大的成本构成是固定式燃料电池系统，占总投资的近七成。为了实现更广泛的应用，氢储能系统（特别是燃料电池系统）仍然需要持续的技术创新来提升性能，并将成本降低至有商业竞争力的水平。

为了解决这一问题，燃气轮机、锅炉、燃料电池制造商以及相关的研究机构正不断推进技术创新，并通过示范项目不断验证和突破整体商业可行性。例如，氢燃料在热电联产中的应用，因其更高的效率（包括热效率）而受到关注。此外，相关方也在积极探索新的技术路线，如高温可逆燃料电池（RFC）等。

此外，业内也在持续努力推进氢能在下游产业的直接应用，比如在燃料电池汽车加氢站中的应用。氢能的直接利用省去了氢电转化过程中的能量损失，进而能够提升整体经济性。麻省理工学院的一项研究³¹表明，基于目前电网电价较低的情况，短期内氢能的终端直接应用相比其在发电侧的应用更具经济性优势。

28 Smurfit Kappa 官网 <https://www.smurfitkappa.com/newsroom/2022/world-first-as-hydrogen-successfully-trialled-at-smurfit-kappa-plant-with-hyflexpower-demonstrator>。

29 电力杂志《美国犹他州先进清洁储能项目获美国能源部5.04亿美元贷款担保》<https://www.powermag.com/aces-deltas-giant-utah-salt-cavern-hydrogen-storage-project-gets-504m-conditional-doe-loan-guarantee/>。

30 日本科学振兴机构 https://www.jst.go.jp/sip/pdf/SIP_energycarriers2015_en.pdf。

31 麻省理工学院《储能的未来（2022）》<https://energy.mit.edu/research/future-of-energy-storage/>。

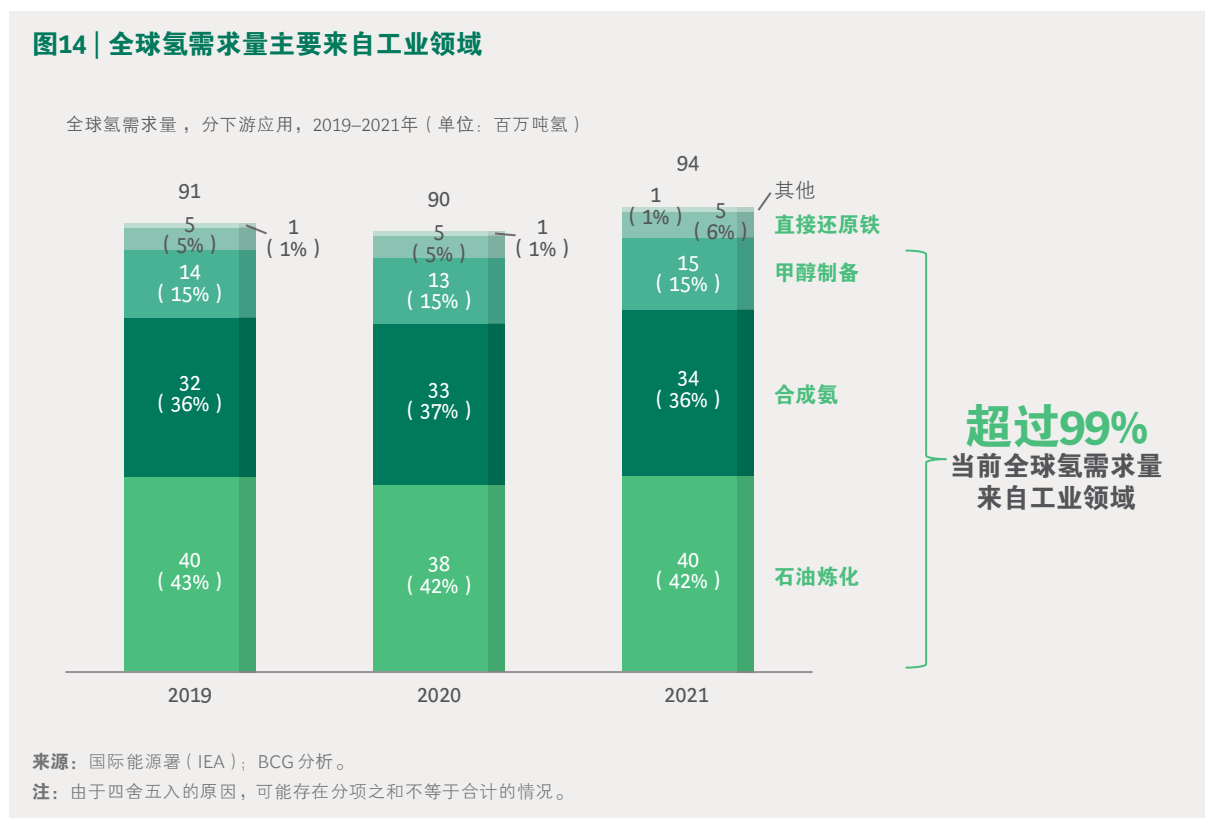
以中国西北地区的某即将投入运行的绿氢示范项目为例，该项目预计利用上游光伏电站的绿电直接驱动总规模超过50,000标准立方米/小时的电解水制氢系统来生产绿氢，并供应到石油炼化工厂，实现大规模氢储能及氢能综合利用。这一项目受益于当地丰富的光照资源，其绿氢成本可以与当地的灰氢价格持平，甚至在一定条件下更优。

氢储运基础设施对氢储能的应用也尤为关键。目前，氢储存和运输的各种技术路线处于不同的成熟度和成本水平，我们将在本报告的第三部分详细讨论。氢储能系统的广泛应用，不仅需要氢储存和运输方法的最佳组合，更重要的是需要大规模氢基础设施的建设。氢基础设施的落地需要顶层规划与实施层面的激励措施相配合。

2.3 氢工业

2.3.1 氢在工业领域的应用

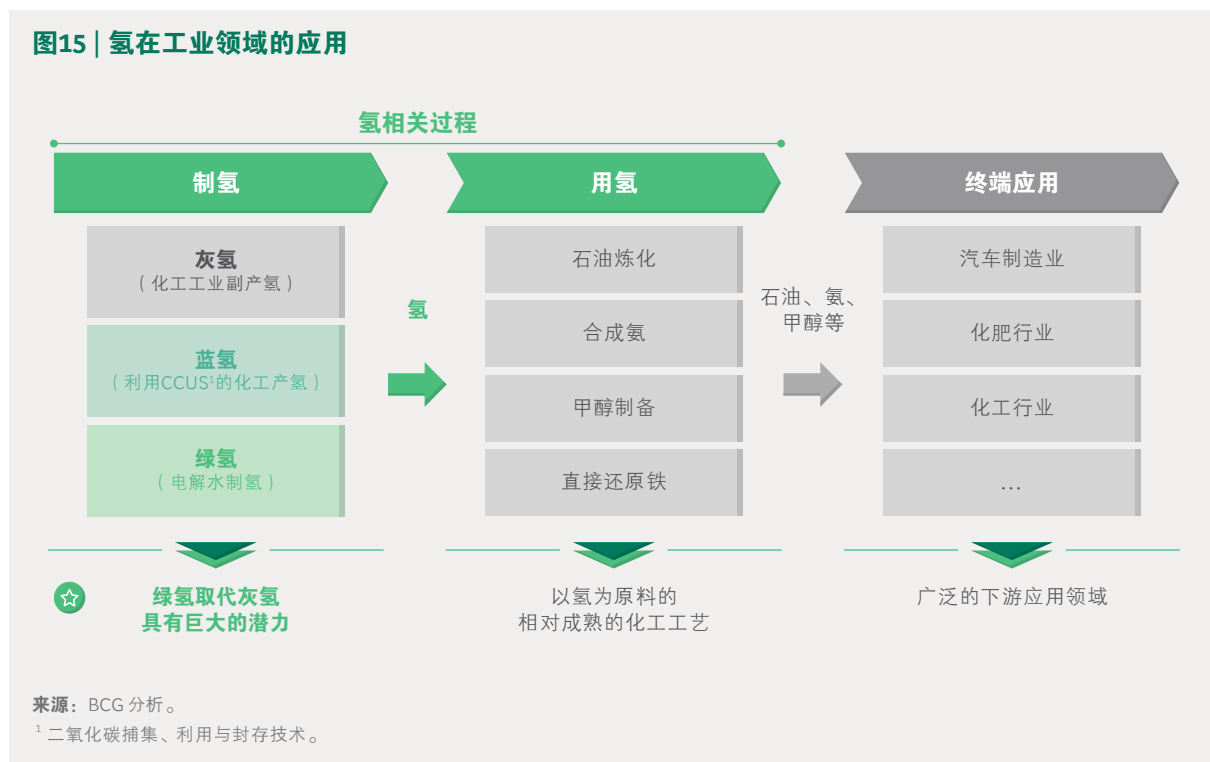
氢在工业领域的应用非常广泛。2021年，全球氢需求量超过9,400万吨，其中超过99%来自工业领域³²（参阅图14）。



³² 国际能源署（IEA）《全球氢能回顾2022》<https://www.iea.org/events/global-hydrogen-review-2022>。

石油炼化是目前氢气的最大应用，该领域全球每年消耗超过4,000万吨氢，约占总需求的42%。此外，氢在工业领域的其他主要用途还包括合成氨、甲醇制备和直接还原铁生产。在这些工业环节中，氢气被广泛用作原料或还原剂（参阅图15）。

图15 | 氢在工业领域的应用



2.3.2 由灰氢转向绿氢

未来氢在工业领域的发展将更多围绕上游制氢环节。如今，几乎所有的工业用氢都来自于化石燃料，即灰氢。2021年全球因制氢过程产生的二氧化碳排放量超过8.3亿吨³³，这样的排放水平如果持续下去，气候目标将无法达成。因此，工业领域势必逐渐由灰氢转向绿氢，即用可再生电力电解水制氢。

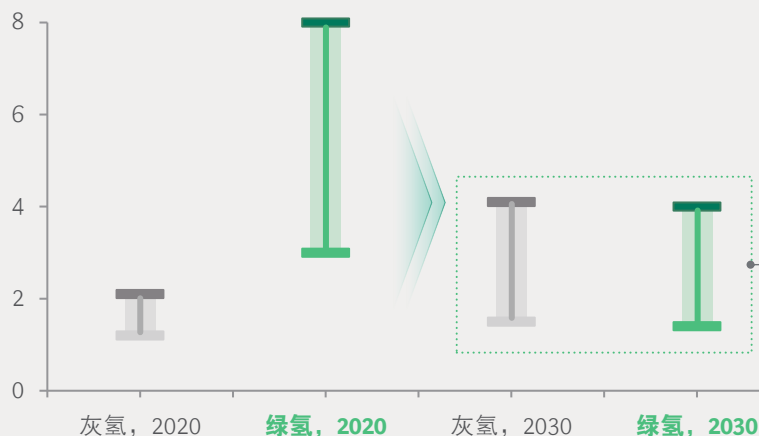
这一转变趋势已经开始。2021年，电解水制氢电解槽的总装机容量增长了70%，达到510兆瓦³⁴，但绿氢的渗透率仍然很低，主要瓶颈在于绿氢的经济性。目前，绿氢的平准化成本（LCOH）要远高于灰氢。根据国际能源署，基于2050年净零排放情景，全球绿氢和灰氢（煤制氢）预计在2030年实现平价，LCOH收敛于1.5–4.0美元/千克氢气（参阅图16）。这有赖于绿氢制取在技术和经济性上持续取得突破。

33 国际能源署（IEA）《全球氢能回顾2022》<https://www.iea.org/events/global-hydrogen-review-2022>。

34 国际能源署（IEA）《全球氢能回顾2022》<https://www.iea.org/events/global-hydrogen-review-2022>。

图16 | 两种技术路线下的氢气平准化成本，2020年及2030年的预测水平（基于2050年净零排放情景）

平准化成本（LCOH）
美元/kg H₂

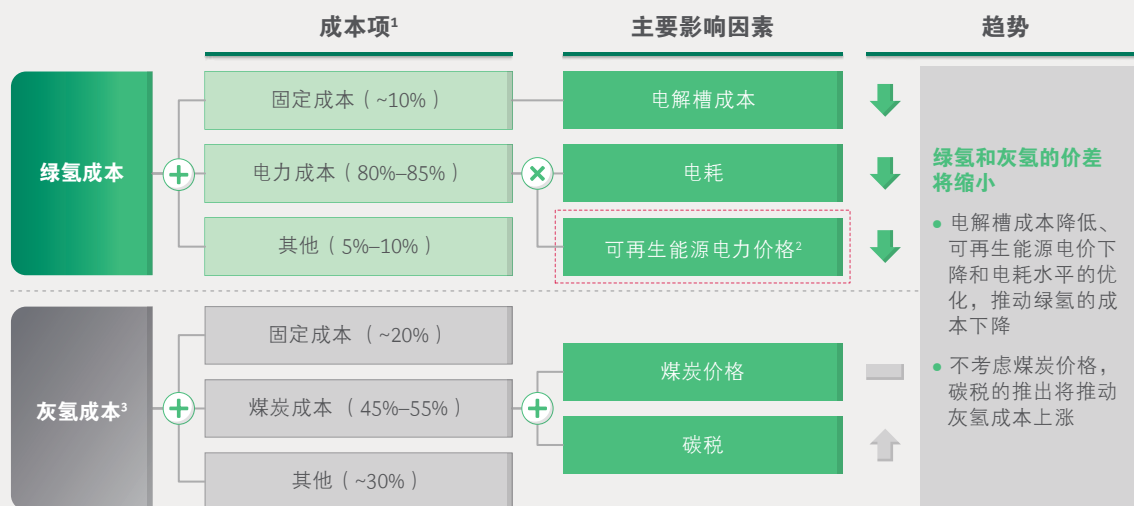


基于2050年净零排放情景，全球绿氢和灰氢（煤制氢）的平准化成本预计至2030年收敛于1.5-4.0美元/kg H₂

来源：国际能源署（IEA）2021年报告；BCG分析。

上述绿氢和灰氢的成本平价趋势，将主要来自四大因素的推动（参阅图17）。

图17 | 绿氢和灰氢的成本结构、影响因素和未来变化趋势



来源：国际能源署（IEA）2021年报告；文献研究；BCG分析。

¹ 2021年中国实际可再生能源电价和煤炭价格。

² 补贴后的最终价格。

³ 以煤制氢为例。

- **电解槽成本降低**

碱性电解水制氢（AEC）技术是发展最早、也是目前最成熟的电解槽类型。其他主要技术，如质子交换膜（PEMEC），尚处于商业化应用早期，目前成本高于碱性电解水制氢技术。

未来随着电解槽装机量的提升，规模经济效应将进一步降低平准化成本。如果在工艺和材料技术上有所突破，设备价格将有进一步下降的潜力。

- **可再生能源电价下降**

绿氢成本的80%–85%来自电价，这使得绿氢的成本对可再生能源电价高度敏感。假设煤价为800元/吨且不征收碳税，当可再生电力的每度电价格达到约0.16元/千瓦时，绿氢和灰氢（煤制氢）的平准化成本有望打平（参阅图18）。

一些绿氢项目已经与可再生能源电力供应商签订了协议，以保证廉价电力的持续供应。随着可再生能源装机量的持续提升，可再生电力的价格有望继续下降。

- **电耗水平优化**

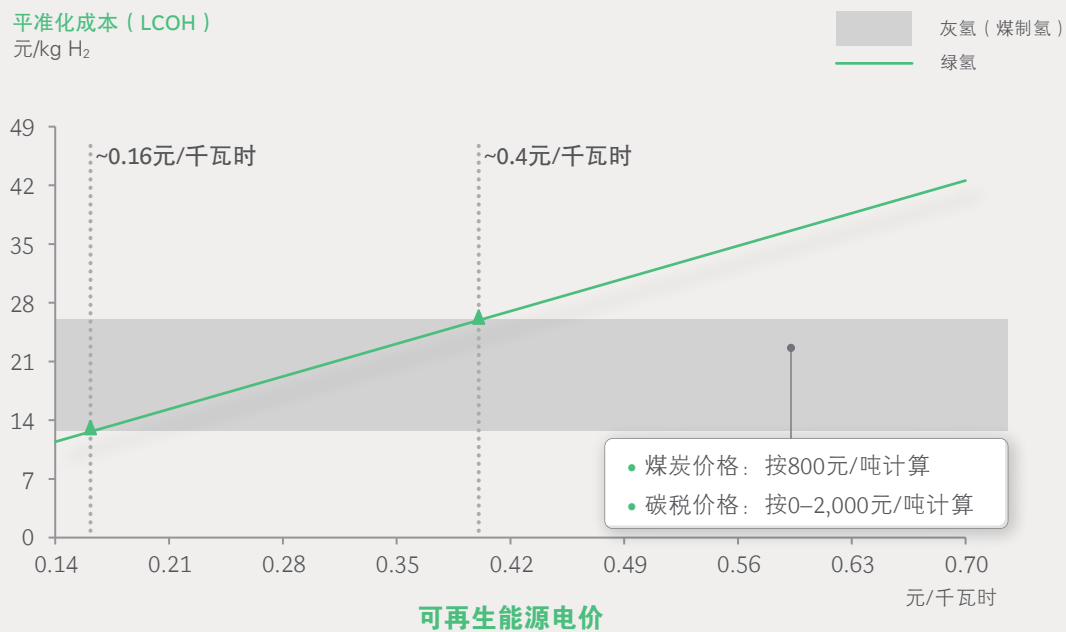
电耗水平是影响电力总成本的另一个因素。目前对于大多数绿氢制备厂商来说，利用碱性电解水制氢系统制取绿氢的全系统电耗约为5.1–5.2千瓦时/标准立方米。随着未来技术的突破，预计2030年左右可达到4.3–4.5千瓦时/标准立方米，进而降低约7%的平准化成本。

- **碳税的出台**

尽管目前大多数国家尚未开始征收碳税，但可以预期，碳税政策的实施将有效推动净零排放的实现，通过推高化石燃料产氢的成本，进一步缩小绿氢和灰氢之间的价格差距。例如，在无碳捕集、利用与封存技术（CCUS）的情况下，征收700元/吨二氧化碳的碳税，相当于灰氢（煤制氢）成本增加14元/千克氢气³⁵。假设煤炭价格为800元/吨，碳税为2,000元/吨（即约700元/吨二氧化碳），当可再生能源电价达到约0.4元/千瓦时，绿氢和灰氢（煤制氢）将实现成本平价（参阅图18）。

35 国际能源署（IEA）《全球氢能回顾2022》<https://www.iea.org/events/global-hydrogen-review-2022>。

图18 | 中国绿氢和灰氢的成本平价分析



来源：文献研究；BCG 分析。

注：假设汇率为1美元=7元人民币。

3. 氢能产业链发展的关键技术

氢能产业链的发展，需要各环节长期的技术创新与突破，来解决全行业所面临的技术成本高、能量转化效率存在瓶颈、安全管理缺乏体系、数字化水平低等问题。持续的技术迭代，以及跨行业的技术创新，正在为氢能产业注入加速发展的支撑与源动力。

- **在制氢领域**，尽管目前的碱性电解水制氢（AEC）产品和质子交换膜（PEMEC）产品被认为相对成熟，但当前市场上的产品都不是为了绿氢场景所设计的。它们来自氯碱行业、船舶行业、汽车行业，其各自的技术特点均无法适应绿氢场景下的电解水制氢需求。因此，无论何种技术路线，制氢领域都需要革命性的产品创新。
- **在氢储运领域**，压缩气氢是目前中国主流的氢储运方式，其研发创新方向主要是提升工作压力以提高氢气密度，同时保障安全性；液氢储运已在海外市场率先实现了商业化；其他各类氢载体的储运技术目前也处于积极的商业化应用探索阶段。
- **“氢—电”转化**是氢能利用的关键技术，目前在小功率分布式场景下以固定式燃料电池发电为主，而大功率集中式发电则采用氢燃气轮机或锅炉掺氢燃烧方案。三种方案下均已有明确的技术发展路线和示范场景，成熟的商用产品预计将在2030年以前推出并实现应用。
- **氢安全管理**则是近年来受到关注的一个新兴领域。大规模用氢场景下的氢安全体系化管理是一项全新的挑战，需要从本征安全、主动安全、被动安全三方面着手，并结合数字化手段，对氢能全链条进行有效管理。

3.1 氢气制取

3.1.1 制氢技术

十年前，氢能仅作为一种清洁的替代燃料，在交通领域实现了一定的发展。而如今，在碳中和的背景下，氢能作为能源、化工、交通等领域大规模减碳的重要抓手，将在更多崭新的应用场景中发挥价值。

场景定义产品。碳中和背景下所诞生的绿氢场景，对电解制氢系统提出了全新的要求：

- 可大规模扩展并适应吉瓦级规模应用
- 可直连绿电并适应其波动性

- 制氢效率高且安全稳定
- 系统易维护

目前主要的制氢技术路线包括四种，其中碱性电解水制氢（AEC）、质子交换膜电解水制氢（PEMEC）技术在商业化应用进程中较为领先，而阴离子交换膜电解水制氢（AEMEC）和固体氧化物电解水制氢（SOEC）技术则仍处于实验和研究阶段。

上述制氢路线，本质上对应**酸性、碱性、固态**三种电解水技术体系：

- **酸性电解水技术：**主要指PEMEC技术路线。受限于双极板和膜电极的制造工艺，单堆酸性电解制氢难以扩大规模。此外，由于铂等贵金属的用量较大，其成本会随电解系统规模的增加而升高。酸性电解水技术因其规模效应不如碱性电解水技术明显，在短期内更适用于分布式小规模制氢场景。
- **碱性电解水技术：**以AEC为主，也包括AEMEC。碱性电解水技术的关键零部件制造工艺成熟，其制造成本受益于供应链的发展，由于规模效应而不断降低成本。因此，碱性电解水技术的发展特点更适用于大规模绿电制氢场景。当然，目前碱性电解水技术仍需在绿电波动适应性、产品易维护性等方面实现进一步提升。
- **固态电解水技术：**即SOEC，目前仍处在早期研究阶段。

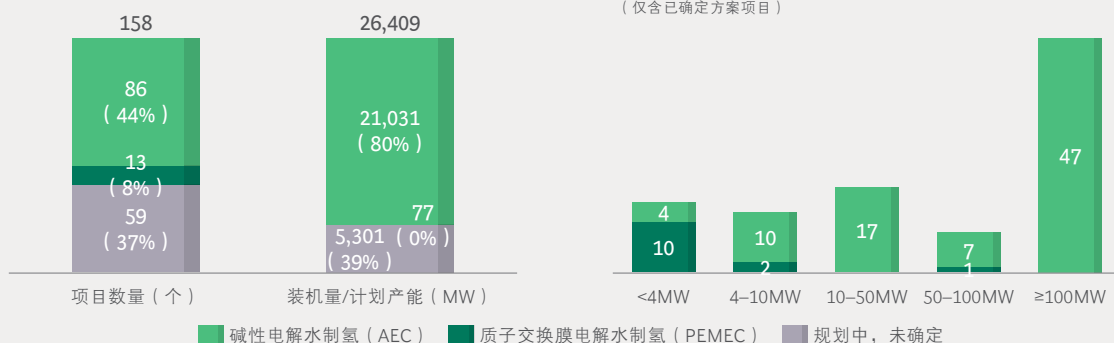
目前中国市场以碱性路线居多。在过去两年的大规模绿电制氢项目中，市场总体更倾向于使用AEC技术路线，而PEMEC技术路线则更多应用于小型、分布式的项目中（[参阅图19](#)）。预计在中期，面向全球不同规模的绿氢场景，AEC仍将是具有可行性的主流技术路线。

总体而言，碱性电解水制氢系统可能仍然是绿色制氢最广泛的使用方法，但该技术在未来的竞争力将取决于技术创新和对特定应用的适配性。

图19 | 碱性电解水制氢（AEC）和质子交换膜电解水制氢（PEMEC）的技术倾向

2021–2022年中国绿氢项目数和产能，分技术路线

2021–2022年中国不同规模绿氢项目数，分技术路线



- 已确定方案的项目大部分选择了碱性电解水技术路线
- 计划中的项目大概率会采用碱性电解水技术路线，因为这些项目的制氢规模更大

- 在10MW及以上规模的项目中，碱性电解水技术路线为主导
- 在4MW以下和小型的试验性项目中，用质子交换膜技术路线的电解水系统占比更高

来源：文献研究；BCG 分析。

注：基于中国已披露的158个项目分析（包括试验项目）。百分比已四舍五入，部分总和不为100%。

3.1.2 碱性电解水制氢系统的发展潜力

碱性电解水制氢系统是全球第一个商业化的水电解系统，也是目前应用最广泛的水电解系统³⁶。其特点是电解槽投资成本较低、使用寿命长，且具有大规模生产能力。尽管碱性电解水制氢系统经过一个多世纪的工业应用已经相对成熟，但面向未来大规模绿氢制取的场景，仍有很大的改进空间。

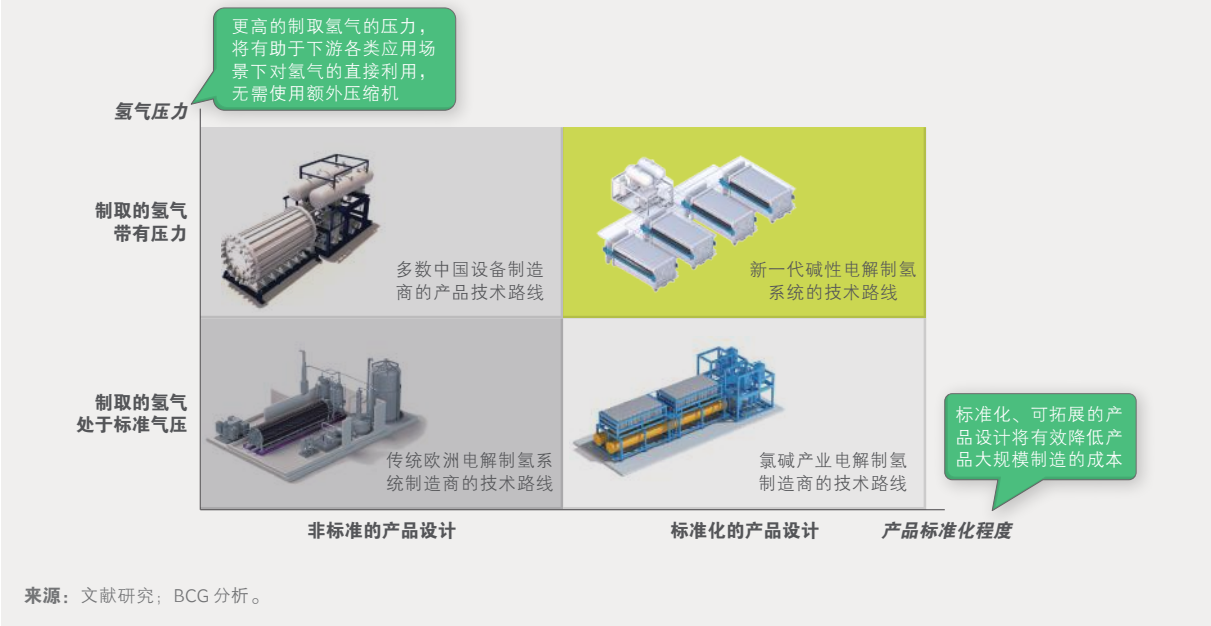
当前的碱性电解水制氢系统可从两个维度进行分类（参阅图20）。一个维度是产品的标准化程度，其代表着产品大规模生产的制造成本下降潜力。另一个维度是所产生的氢气是否带有压力，其决定了产品面向下游应用场景的竞争力，因为多数下游的应用场景需要带有一定压力的氢气以降低使用成本。

从这两个维度来看，目前中国以及欧洲主要设备制造商的技术路线均处于非标准化，其中欧洲厂商偏向于常压，而中国厂商偏向于带压。另一方面，从氯碱行业进入的厂商则在标准化上更为领先，并具有一定的成本优势。未来的碱性电解水制氢系统产品将向着标准化程度提升、氢气压力增加的技术方向前进。

碱性电解水制氢系统发展的核心目标就是向着更加高效的方向发展。通过在电流密度、系统能耗、系统灵活性、运行压力和维护便捷性方面进行技术创新，碱性电解水制氢系统

36 Ursua A, Gandia LM, Sanchis P, “电解水制氢：现状与未来趋势”，《电气与电子工程师学会会报》，2012;100:410–426。

图20 | 碱性电解水制氢的技术路线



将具有很大的发展空间，以更加适应大规模的绿电制氢使用场景。从理论上来说，在一个维度上提高电解槽堆的性能通常会伴随着其他性能参数的降低，因此需要通过全面创新和技术突破来解决单片、电堆和系统层面各参数指标的平衡优化问题（参阅图21）。

图21 | 碱性电解水制氢系统的技术创新维度及未来的研发工作方向

		主要影响指标					未来技术研发创新方向
		电流密度	能耗	灵活性	运行压力	维护便捷性	
单片	电极/催化剂	✓	✓	✓			通过优化材料选择，降低各类阻抗，实现性能提升
	隔膜	✓	✓	✓	✓		采用更好的隔膜设计和材料，提高气密性的同时降低阻抗
	流场	✓	✓	✓			重新设计流场和流道，以实现更均匀的电解液分布，进而提高效率
电堆				✓	✓	✓	采用模块化的设计理念以及创新性的整体电堆结构，优化电堆性能
系统			✓	✓			针对不同应用场景，进行关键指标的定向优化

来源：文献研究；BCG 分析。

- **增加电流密度：**通过增加电流密度的方式，提升单位时间内的制氢量，进而提高碱性电解水制氢系统的系统效率。
- **降低系统能耗：**在电流密度一定的情况下，生产一定量氢气所消耗的功率越低，意味着碱性电解水制氢系统的效率越高。
- **提高运行范围灵活性：**为了更好地适应可再生能源不稳定的电力供应，碱性电解水制氢系统应在四个方面提高其运行范围的灵活性——负载范围、冷启动时间、功率跟随速度和停机控制。
- **增加运行压力：**越来越多的下游场景针对加压氢气产品（如1.6MPa及以上）有直接需求，这意味着碱性电解水制氢系统应能在高压环境下工作，并产出加压氢气。
- **优化维护便捷性：**每次制氢系统出现故障，即需通过返厂大修的方式进行故障筛查和系统修复，周期为一到三个月，维护时间过长，对于设备生产制造商来说具有很大的提升空间。

制氢系统安全管理是一个关键的边界条件。制氢的规模预计将从兆瓦级增加到吉瓦级，电解槽的制氢效率也逐步提升，因此安全管理在各方面都越来越关键。碱性电解水制氢系统必须设计为本征安全型。关于氢安全管理我们将在3.4节详细展开。

此外，采用数字化工具和智能系统对电解槽进行管理也是行业发展的重要趋势。通过利用工业物联网和数字化技术，碱性电解水制氢系统的电解系统能够实现智能升级、安全状态在线监测、系统预测性维护以及端到端基于数据的研发、制造和运营。

案例：鄂尔多斯智能零碳绿氢项目

2022年8月，鄂尔多斯碳中和研究所发布了第一个“智能零碳绿氢”项目。

鄂尔多斯市位于内蒙古地区中部，得益于其得天独厚的太阳能和风能资源，当地政府对于发展绿氢产业已经制定了明确的目标。该项目内采用的先进电解水制氢系统，可直连场内太阳能发电站直接制备绿氢。该系统由一家专注于绿氢制取、氢储能及氢安全解决方案的中国本土科技创新型企业——海德氢能——研发制造。

海德氢能的“氢舟”电解水制氢系统，作为先进的智能碱性电解水制氢系统，从关键部件、机械设计，到电解堆和控制系统都进行了技术创新，其技术参数已达到全球领先水平。同时系统利用数字化技术，通过远程数字平台实现对该系统的监控和管理。

鄂尔多斯：先进的电解水制氢示范项目

世界首个插片式标准化带压电解电堆，实现“高效、安全、智能”的制氢系统



- 2022年8月，在鄂尔多斯发布了先进智慧零碳绿氢系统及示范项目
- 项目位于鄂尔多斯碳中和研究院

来源：文献研究；BCG 分析。

注：kWh/Nm³ = 千瓦时 / 标准立方米。



安全

- 本征安全的系统设计、主动安全的氢泄漏检测装置，实现了系统级别的安全状态监控



高效

- 从单片设计到系统优化，实现行业领先的低电耗水平（3.98kWh/Nm³）
- 标准化的插片式电堆设计，实现可任意扩展的电解系统（从250kW到20MW）设计，且易于维护



智能

- 基于物联网与云计算技术，实现制氢系统的单片巡检、智能诊断、预测维护

3.2 氢储运

氢气单位质量的能量密度极高，单位体积的能量密度又很低，且易燃、易爆、易泄漏，给氢的储运带来了诸多挑战。因此需要对氢气进行压缩、液化或转化，才能实现规模化、安全和经济的储运。图22列举了主要的氢气运输路径和优劣势。

图22 | 氢气状态及其储运

氢气状态	过程描述	成熟度	能耗需求		体积密度	优势	弊端
			kWh/kg H ₂	LHV ¹	kg H ₂ /m ³		
物理储运	气氢@15MPa		~1	>90%	11	目前相对高效和成熟的技术，可在常温下进行	效率较低；由于氢气的易燃特性，导致在高压条件下的氢气安全管理具有一定挑战性
	气氢@30MPa		~4	>85%	23		
	气氢@70MPa		~6	80%	38		
	液氢		~9	65%~75%	71	储运加注效率较高，规模化潜力更大，且液氢路线可实现氢的全球贸易	液化的能耗和成本较气氢更高，氢的蒸发损失和安全性挑战有待攻克
化学储运	氨 (NH ₃) / 甲醇 (MeOH)		以氨为例： 氨合成：~3， 逆反应：~8	以氨为例： 合成的效率约82%~93%， 逆反应氢气释放效率约80%	以氨为例： 121	可以利用氨和甲醇现有更加成熟的基础设施高效储运，氨和甲醇还能作为燃料或化工原料直接利用	逆反应的能量转化效率低，所需能量较高；氨具有毒性
	液态有机氢载体 (LOHC)		合成转化放热，逆反应：~12	逆反应效率约65%	110	合成转化放热，且LOHC更易于运输	逆反应的转化效率低，易产生杂质气体，且LOHC通常有毒、易燃
	金属储氢		~4	88%	80~100	效率高于其他方案	单位质量储氢密度低、充放氢效率低

来源：高盛研究；国际能源署 (IEA)；BCG 分析。

¹ LHV：低热值 (lower heating value)。

² MCH：甲基环己烷。

根据氢的不同状态，可采用适当的储运方法。

- **压缩气氢**形式的氢储运是目前应用最广泛、最成熟的技术。气氢存储可采用从小容量的钢瓶、球罐到大容量的盐穴等多种方式。采用长管拖车运输压缩气氢具有灵活方便的优势，但由于载氢量有限，较适合于短途运输。对于长途输送，管道输氢的边际经济性最优，但专用的输氢管道建设需要一定的初始资金投入。因此，另一种替代方案是将氢气掺入天然气、直接利用现有的天然气管道进行运输。
- **液氢**由于具有更高的体积能量密度，而被认为是未来规模化氢储运的重要途径之一，尽管现阶段液氢储运技术与基础设施还不如气氢成熟。液氢可以以中等规模储存在液氢容器或储罐中，使用液氢槽罐车进行陆上运输，并通过液氢运输船开展国际贸易。

液氢面临的主要挑战是，氢气低温液化过程能耗很高，会由于能量损失而带来额外成本；此外，氢的蒸发损失和安全性挑战也有待攻克。

- 其他非氢液体，如氨、甲醇和液态有机氢载体（LOHC），也可以通过化学反应成为氢储运载体。将氢转化为氨或甲醇后，可以利用氨和甲醇现有更加成熟的基础设施进行高效储运。氨和甲醇还能作为船舶燃料或化工原料直接利用，对于氢能产业的发展起到良好的支撑作用，因而也被认为是十分具有前景的氢储运发展方向。但相对于物理转化，氢在上述过程中的化学反应，会导致额外的能量损失和成本增加，高效的逆反应技术也有待突破。

图 23 比较了不同的储氢方案，图 24 展示了常见的氢运输方法。各种储运方案都有其优势和局限，目前为止还没有一种适合所有情况的主导路线，最佳解决方案取决于地理特征、运输距离、体积和最终用途等实际情况。

图23 | 常见的储氢技术路线比较



在中国，压缩气氢是目前最主流的氢储运形式，其成本低、储存条件易满足、且技术和基础设施较为成熟。中国目前的氢运输需求主要集中在各试点城市群内，有明显的区域聚集特点，因此预计短期内仍以压缩气氢为主导。当前国内储氢容器以35MPa为主，海外50MPa更常见。气氢储运研发创新的主要方向，是通过碳纤维等高端复合材料的应用，提高储氢罐的工作压力以提升运输效率。

图24 | 常见的氢运输技术路线比较

	 长管拖车	 槽罐车	 管道	 运输船
描述	通过长管拖车将20–50MPa的压缩氢气进行公路运输	通过槽罐车将液氢、液氨、甲醇或液态有机氢载体进行公路运输	通过压缩天然气管道或新建专门管道，批量输送纯氢、掺氢气体或液氨	通过液氢运输船或液化石油气（LPG）运输船，远洋运输液氢或各种氢载体
氢状态	☒ 气氢 ☐ 液氢 ☐ 液氨/甲醇 ☐ 液态有机氢载体	☐ 气氢 ☒ 液氢 ☒ 液氨/甲醇 ☒ 液态有机氢载体	☒ 气氢 ☐ 液氢 ☒ 液氨/甲醇 ☐ 液态有机氢载体	☐ 气氢 ☒ 液氢 ☒ 液氨/甲醇 ☒ 液态有机氢载体
具备经济性的运输距离	适用于 200km以内 的陆上短途运输，因为气氢长管拖车成本对运距非常敏感	液氢罐车适用于 200km以上 的陆上中长途运输，其成本对运距的敏感度低于压缩气氢	氢气管道适用于 1,500km以内 的输送，管道的资本支出较高 ¹ 、而运营成本较低	适用于 国际长途运输
运输容量	 少量	 中等	 大量	 大量

来源：国际能源署（IEA）《氢能的未来（2019）》；文献研究；BCG 分析。
¹ 仅适用于新管道；改造利用现有管道或掺氢运输可大幅降低资本支出。

液氢的储运已在美国、欧洲和日本等市场规模化应用，而在中国民用领域仍处于示范项目阶段。中国在液氢储运的氢液化技术、设备和材料等领域仍存在技术障碍，氢透平膨胀机、低温阀门等相关核心技术依赖进口，液氢储罐制造技术也有一定差距。因此，中国的液氢储运要实现大规模发展，依赖于自主技术突破和实现核心设备的国产化。预计随着各地区对高效氢运输需求的提升，液氢将在中远期得到大规模部署。

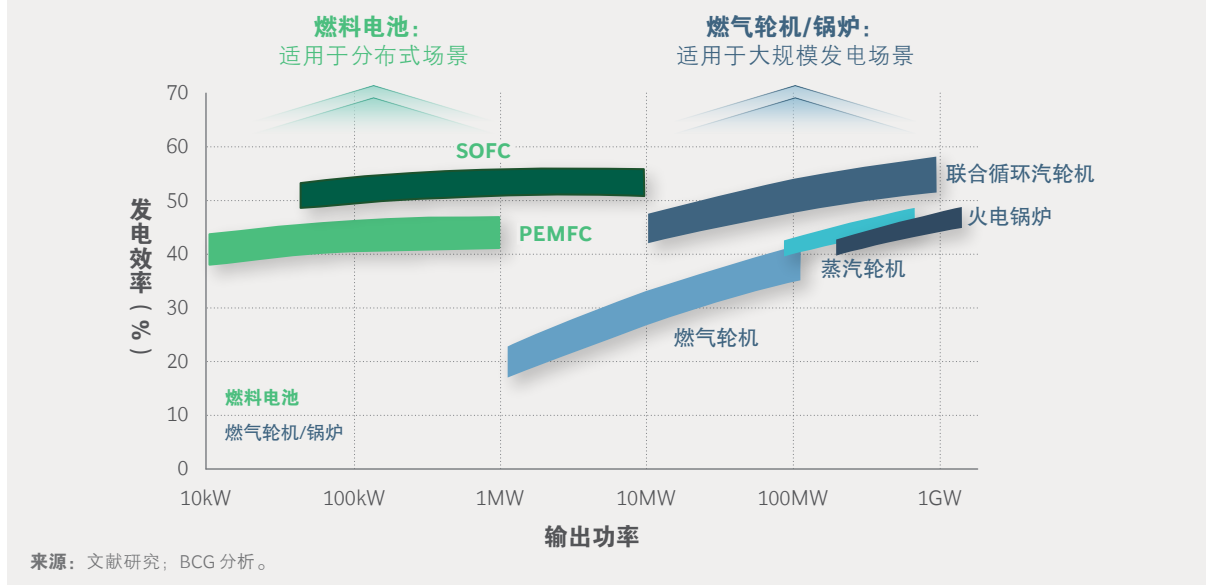
3.3 氢—电转化

通过“氢—电”转化实现高效氢能利用，是绿色氢能产业发展中的关键一环，是实现清洁能源转型的重要抓手。氢电转化的经济性高度依赖于上游制氢和中游储运的成本突破，因此大规模发展仍需五到十年时间。尽管面临诸多挑战，开拓者们仍在积极进行相关技术的研发和项目试点，以探索氢能的未来。

氢电转化依赖于能量转换装置，主要包括燃气轮机、锅炉和燃料电池。目前对这三种技术的观点是，燃料电池理论上更适合于分布式发电，而燃气轮机和锅炉则适用于集中式的大型发电厂（参阅图25）。据国际能源署，全球已宣布和在建的氢气和氨气发电项目将于2030年达到3.5吉瓦，其中约85%装机量为氢或氨燃气轮机和锅炉，氢燃料电池和燃煤电厂掺氨燃烧分别占10%和6%左右³⁷。

37 国际能源署（IEA）《全球氢能回顾2022》<https://www.iea.org/events/global-hydrogen-review-2022>。

图25 | 燃料电池和燃气轮机的输出功率与发电效率



3.3.1 氢燃料燃气轮机

在燃气轮机中燃烧氢或氨燃料，是实现以天然气为燃料的燃气轮机脱碳的一个颇具潜力的途径：通过掺入30%体积分数的氢，可以减少约10%的碳排放³⁸。燃气轮机已在全球电力行业广泛应用，现有机组只要通过一定的升级改造就可具备掺氢、掺氨燃烧能力。长期来看，技术研发有望推动新造燃机机组实现100%燃氢。

燃气轮机最初为燃烧天然气而设计，已是一种成熟的发电设备。尽管燃气轮机具有一定的燃料灵活性，但由于氢气和天然气的燃烧特性差异较大，氢气的掺入会影响燃烧及火焰的稳定性，导致运行可靠性、成本和排放等问题。因此，在燃机中燃烧富氢燃料在技术上仍具有挑战性，需要对进气系统、阀门和管道、燃烧室等结构进行改造升级。该领域的研发致力于解决如下问题^{39, 40, 41}：

- **回火：**氢气的燃烧速度明显快于天然气，这意味着氢气的火焰会快速向上游进气喷嘴传播，火焰的高温会造成大范围硬件损坏。燃机制造商正在开发检测和避免回火的方法。

38 三菱重工官网 <https://solutions.mhi.com/power/decarbonization-technology/hydrogen-gas-turbine/>。

39 电力工程《涡轮机中天然气的氢替代：机遇、问题和挑战》 <https://www.power-eng.com/gas/hydrogen-substitution-for-natural-gas-in-turbines-opportunities-issues-and-challenges/>。

40 Beita, J., Talibi, M., Sadasivuni, S., & Balachandran, R., “贫燃预混燃气轮机燃烧室高氢燃烧热声不稳定性研究综述”，《氢能》，2(1), 33-57，2021年。

41 欧洲透平联盟《通向零碳燃气轮机之路》 <https://etn.global/wp-content/uploads/2020/02/ETN-Hydrogen-Gas-Turbines-report.pdf>。

- **自燃：**氢的高反应性会增加燃料预混合阶段的自燃风险，这需要对燃烧室进行更精细的设计（如多喷嘴布置），以防止燃烧室和喷嘴过热或损坏。
- **热声不稳定性：**氢火焰的热声不稳定引起的振荡会引发部件振动、贫油熄火和回火等问题，这些问题会影响燃气轮机的可用性，需要通过改进系统设计和开发更可靠的监测和控制系统来避免。
- **氮氧化物（NO_x）排放：**氢气虽然是一种无碳燃料，但其因绝热燃烧温度高于天然气，在燃机中燃烧时仍然会产生NO_x排放。减少NO_x排放最先进的技术是稀薄预混燃烧器（LPM）。

燃氢燃气轮机发电目前处于商业化示范阶段。大多数示范项目从15%–30%体积分数掺氢开始，逐步向更高比例掺氢的目标推进。这是因为30%的掺氢比例通常被视为需要对燃烧室和进气系统等关键结构进行重要改造的临界值。截至目前，西门子能源的燃气轮机已具备燃烧75%体积分数的氢气混合气的能力，100%的燃氢燃气轮机也在研发中，预计于2030年发布⁴²。在中国，国家电投集团于2022年9月宣布在运燃机成功实现30%掺氢燃烧改造和运行⁴³，于2022年10月获得国内首台纯氢燃气轮机示范项目批复，一套1.7兆瓦级机组计划于2023年年底投入运营⁴⁴。

同时，氨燃料燃气轮机的技术路线尽管相对小众，但也引起了日本等国家的关注。例如，为了响应日本的氨燃料发展规划，日本IHI集团于2022年6月发布了世界上第一台使用100%液氨燃料的2兆瓦燃气轮机⁴⁵，三菱动力则计划在2025年建成世界上第一台40兆瓦级燃氨燃气轮机机组⁴⁶。

3.3.2 掺氢、掺氨锅炉

在燃煤火电机组中掺氨或掺氢燃烧，可以有效降低碳排放。在中国的能源结构中，煤炭的占比较高，燃煤火电锅炉因此有着广泛的分布与应用。在能源转型与碳减排的双重背景下，掺氢、掺氨火电锅炉的改造势在必行。

燃煤锅炉进行掺氢、掺氨燃烧时，气体的燃烧速度均远高于煤粉，因此主要技术难点在于锅炉燃烧器的改造和氮氧化物（NO_x）排放的控制。对此，海内外多所科研机构近年来进行了深入的研究，通过包括多燃烧器设计、气体注入燃烧炉策略控制等方式，均能够实现掺氢、掺氨的锅炉燃烧发电。相关技术目前已经在国内开展了示范应用，如国家能源集

42 西门子能源官网 <https://www.siemens-energy.com/global/en/priorities/future-technologies/hydrogen/zehtc.html>。

43 美通社 <https://www.pnasia.com/story/383985-1.shtml>。

44 高工氢电 <https://www.gg-fc.com/art-44081.html>。

45 IHI 官网 https://www.ihi.co.jp/en/all_news/2022/resources_energy_environment/1197938_3488.html。

46 三菱动力官网 <https://power.mhi.com/news/20210301.html>。

团在2022年以35%掺烧比例在40兆瓦燃煤锅炉上实现了混氢燃烧工业应用⁴⁷，安徽省能源集团也于2023年宣布实现了现役煤电机组100–300兆瓦多种工况负荷下掺氢10%–35%平稳运行⁴⁸。

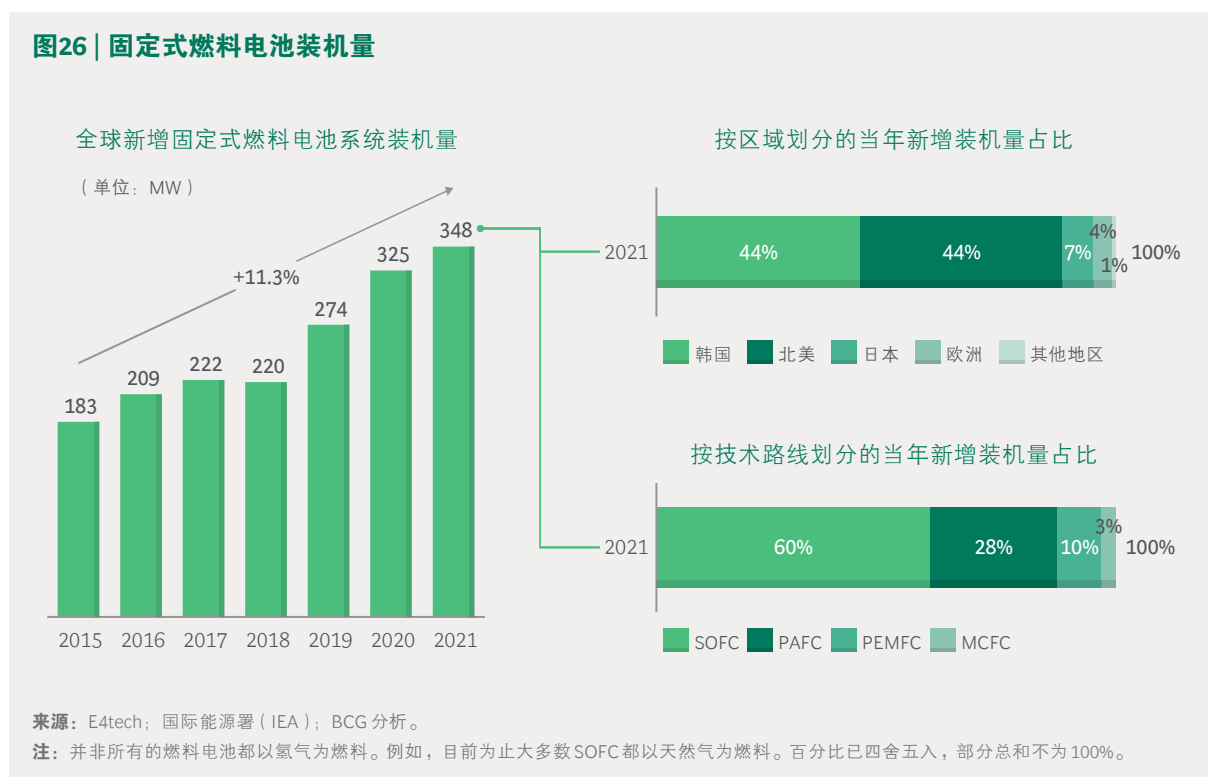
3.2.3 固定式燃料电池

相对于燃气轮机和火电锅炉，通过燃料电池进行氢电转化具有灵活（快速启停、支持小功率输出）、清洁（无NO_x排放）、低噪声的优势。

燃料电池发电技术一般用于0.5千瓦至2兆瓦规模的分布式电源，应用场景包括住宅和商业楼宇的微型热电联产系统、不间断电源和电力公司发电装置。

截至2021年底，韩国、北美和日本是采用固定式燃料电池发电系统的主要市场（参阅图26）。由于各国和地区的顶层规划和政策有所差异，技术路线和应用场景也大相径庭⁴⁹。

图26 | 固定式燃料电池装机量



47 人民网《助力实现大幅度碳减排 我国燃煤锅炉混氢燃烧技术实现新突破》<http://finance.people.com.cn/n1/2022/0125/c1004-32339627.html>。

48 澎湃新闻《大型煤电机组大比例掺氢燃烧示范工程成果在铜发布》https://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_22626280。

49 E4tech《燃料电池行业回顾 2021》<https://www.e4tech.com/resources/249-fuel-cell-industry-review-2021.php>。

- 韩国和美国积极推动固定式燃料电池发电在工业级和电网级的应用，技术路线以固体氧化物燃料电池（SOFC）和磷酸燃料电池（PAFC）为主。2021年10月，韩国浦项能源公司和斗山燃料电池公司合作建造了一个79兆瓦级PAFC发电厂，创下了当时世界最大的燃料电池发电厂纪录⁵⁰。而在美国，燃料电池主要用于企业和工业园区的自备电厂，以减少对电网的依赖或实现绿色能源目标，项目规模通常在数百千瓦到几兆瓦之间，代表企业是布鲁姆能源公司（SOFC路线）。
- 日本是户用微型热电联产（micro-CHP）的发起者和领导者。以2009年启动的Ene-Farm项目为代表，目前全日本已拥有超过40万台户用热电联产机组，通常每台功率小于1千瓦，采用质子交换膜燃料电池（PEMFC）和固体氧化物燃料电池（SOFC）技术。政府的激励措施对固定式燃料电池在日本的普及发挥了关键作用，当地的燃气公司（如大阪燃气、东京燃气）和燃料电池供应商（如松下、爱信精机）也积极投入其中。

在发电用燃料电池领域，每种技术都有其各自的优势和局限性^{51, 52}（参阅图27）。全球来看，固体氧化物燃料电池（SOFC）和磷酸燃料电池（PAFC）是累计装机量较大的燃料电池类型，质子交换膜燃料电池（PEMFC）预计增长迅速，而熔融碳酸盐燃料电池（MCFC）

图27 | 不同技术路线的固定式燃料电池技术参数比较

	PEMFC 质子交换膜燃料电池	SOFC 固态氧化物燃料电池	PAFC 磷酸燃料电池	MCFC 熔融碳酸盐燃料电池
燃料	仅氢气	天然气、生物气、 煤气、氢气等	天然气、氢气等	天然气、生物气、 煤气、氢气等
电极材料	铂	陶瓷	铂	氧化镍
电解质	质子交换膜	氧化钇稳定氧化锆 (YSZ)	磷酸	碱性金属熔融碳酸盐
工作温度	80°C–100°C	800°C–1,000°C	150°C–200°C	650°C–700°C
电转化效率	40%–50%	☆ 50%–65%	40%–45%	☆ 60%–65%
热转化效率	较低	☆ +20%–25%（热电联产）	+30%–35%（热电联产）	+10%–20%（热电联产）
启动时长	☆ <1分钟	>60分钟	>60分钟	>60分钟

来源：文献研究；BCG 分析。

⁵⁰ Hydrogen Central《世界最大氢燃料电池发电厂由韩国南方电力公司建造，容量78兆瓦》<https://hydrogen-central.com/largest-hydrogen-fuel-cell-power-plant-korea-kospo/>。

⁵¹ 美国能源部《燃料电池技术比较》<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/comparison-fuel-cell-technologies>。

⁵² 国际能源署（IEA）技术合作项目《先进燃料电池、固定式燃料电池应用：当前和未来技术2021》https://www.ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021_AFCTCP_Stationary_Application_Performance.pdf。

则较为小众。PAFC和SOFC主要用于大型商用分布式发电项目，其中PAFC技术最为成熟，最早开始商业化；而SOFC效率高、寿命长，且无需贵金属催化剂，近年来也得到了迅速发展。PEMFC由于其启动时间短，当前主要用于千瓦级的小型家用分布式场景中，但具有进一步向兆瓦级项目拓展的潜力，尤其是在中国市场。

在中国，PEMFC发电处于主导地位，多个示范项目将逐步投入运营，如前述2.2节的安徽六安项目；而SOFC技术应用很少，不是国内重点发展的技术路线。我们认为中国的固定式PEMFC产业链相对其他路线更为成熟，降本路径相对清晰，将受益于燃料电池汽车的推广而快速发展，并逐步扩展其在发电领域的应用。

3.4 氢安全

氢安全管理横跨氢能“制、储、运、加、用”全环节，对于氢能作为清洁能源载体的未来发展不容忽视。

3.4.1 氢安全的重要意义

氢安全之前没有受到足够的关注，是因为过去氢气的消纳规模小，且氢相关设施分布较为分散，因而总体风险相对可控。近来随着绿氢产业在全球范围内的快速发展，大规模用氢场景开始涌现，使得业界对氢安全管理的关注度有所提升。叠加近年来韩国⁵³、挪威⁵⁴、美国⁵⁵等地发生的几起氢安全事故，更是强调了氢安全的关键性。

通过建立系统性的氢安全管理体系，尽可能降低氢安全事故风险，是保护公众对氢能的信心、保障氢能推广应用和行业顺利发展的重要课题。

3.4.2 氢安全体系

氢本身特殊的性质，为氢安全管理带来挑战（参阅图28）。

- 氢气是世界上已知的密度最小的气体（密度只有空气的十四分之一），其扩散系数和浮力都高，具有易泄漏扩散的特性；若在受限空间内泄漏，易在上部聚集。

⁵³ 美国化学工程师学会《韩国江陵氢气罐爆炸事件回顾》<https://www.aiche.org/chs/conferences/international-center-hydrogen-safety-conference/2019/proceeding/paper/review-hydrogen-tank-explosion-gangneung-south-korea>。

⁵⁴ 路透社《挪威因2019年加氢站爆炸事故对Nel公司罚款300万美元》<https://www.reuters.com/article/us-nel-blast-idUSKBN2AG2N4>。

⁵⁵ H2tools《关于2019年6月加州圣克拉拉氢气爆炸和火灾事件的报告》https://h2tools.org/sites/default/files/2021-06/AP_Santa_Clara_Incident_Review_Report_Rev1.pdf。

图28 | 氢气、天然气和氨气的特性比较

	氢气	天然气	氨气
颜色	无色	无色	无色
气味	无味	甲烷本身无味，天然气会人为添加臭味剂	强烈刺激性气味
毒性	无毒	无毒	有毒
相对密度 (空气=1)	0.069	0.55	0.59
爆炸极限 ¹ (体积浓度)	4%–75%	5%–15%	16%–25%

来源：文献研究；BCG 分析。

¹ 爆炸极限是可燃气体、可燃液体的蒸气（或可燃粉尘）与空气混合并达到一定浓度时，遇到火源会发生爆炸的浓度范围，通常用可燃气体、蒸气或粉尘在空气中的体积百分比来表示。

- 氢气无色无味，泄漏后难以发觉，容易累积。
- 氢气是易燃易爆气体，其爆炸范围很宽，爆炸极限是4%–75%（体积浓度），爆炸引起的火势凶猛。

针对氢特殊的性质，需建立氢安全体系，采用系统性的方法管理氢的安全利用。业界观点认为，氢安全体系可分为三方面：事前的本征安全、事中的主动安全和事后的被动安全（参阅图29）。

尽管各阶段对氢的安全管理都很重要，但和对不确定和不可控的后果开展事后补救相比，事先采取预防措施和事中主动介入更加值得关注。

• 本征安全

本征安全是预防性的保护，即充分考虑氢本身的特性，从设计、制造的角度根本性提高安全水平。通过产品认证、危险与可操作性（HAZOP）分析、测试评价等手段，使得材料防温压氢脆、结构防应力集中、工艺防制造缺陷。

图29 | 氢安全体系



氢安全的最大挑战之一是氢脆。由于氢分子非常小，它们很容易扩散进入固体金属中，造成应力集中，导致金属脆化甚至开裂。从本征安全的角度，储氢设备应采用抗氢脆性能更优的材料（如316L不锈钢），并通过结构设计的优化防止应力集中。

• 主动安全

氢能企业应积极建立泄漏快速检测、风险预测预警和安全培训等机制，以实现“三防两严”——防泄漏、防集聚、防点火；严控气源品质、严格规程管理。

案例：北京冬奥会氢燃料火炬的安全设计

2022年北京冬奥会上首次使用了氢燃料手持式火炬，实现了冬奥会历史上火炬的零碳排放，体现了本届奥运会科技和绿色两大主题。为确保火炬合理利用氢能、安全稳定燃烧，专家组对高压供氢系统、供氢管道和火炬燃烧系统进行了安全评估和风险分析。

清华大学“氢能出行”关键技术研发和应用示范科研项目组为北京冬奥会提供技术支持，建立了基于主动安全理念的氢泄漏安全监测系统，自主研发了氢泄漏近场检测仪，提出了高灵敏度、低成本的氢泄漏近场检测方法，并实现了对ppm级微小氢泄漏故障的实时（100毫秒）监测。一系列氢安全措施确保了北京冬奥会及冬残奥会期间氢使用零事故。

- **被动安全**

万一不幸发生事故，被动安全旨在立即采取应急处置措施，保证危害不扩大、责任可追究。应根据消防规范，远离泄漏点，避开烟尘和氧化环境等。

此外，在系统化的氢安全管理基础上，可采用数字化工具提升管理效果，使管理状态更加直观、反应更加迅速、协作更加紧密。氢安全管理的数字化应与产品和系统深度结合，从而在日常运行中实现实时的性能状态监控和预测性维护等功能。

结语

当前，中国和全球其他国家正在共同经历第三次能源革命。氢能在此次能源革命中，将成为重要的新能源载体，这也是碳中和时代背景下氢能被赋予的重要使命与意义。

从全球能源革命背景下新旧能源转换的角度来看，氢能更多被拿来与石油相比较，作为一种“零碳石油”，替代石油作为化石能源和化工原料的双重价值，将承载起石油天然气在全球能源贸易网络中的关键角色。从二次能源的角度来看，氢能就是电的“硬币另一面”，是电的另一种可存储、可运输的形式：在生产端，大规模的离网制氢工厂就好比是风光大基地；在输运端，大规模、长距离的管道运输就好比是特高压输电；在消费端，分布式氢储能与制加氢一体站就好比是微电网。

氢交通、氢储能、氢工业的每一种场景的商业化都将推动万亿级市场的递进增长。而在将氢能宏大的战略价值转化为商业价值的过程中，需要价值链、产业链、技术链的全方位规划与发展。

氢能产业的发展，需要找准关键点，实现产业价值突破。在氢能领域，可再生能源发电制氢的成本与经济性问题是产业价值链的关键。目前，全球各地都在通过政策引导、产业技术进步、投资等多方合力的推动，瞄准关键场景进行突破。通过价值链打通，氢交通、氢储能、氢化工等场景均在示范落地过程中，将有力推动氢能产业发展。

氢能产业的发展，离不开产业链上下游的拉动。如氢能燃料电池交通等场景，目前已具备完善的产业链发展与绿氢消纳基础。通过下游拉动上游的方式，以先导产业带动上游制氢、储氢、运氢产业链的发展与完善，并逐步推动大规模氢储能的能源化场景落地，是氢能产业发展的重要路径。

氢能产业链的发展，需要以长期的技术创新为支撑。不论是价值链还是产业链的发展，归根到底，都需要产业链各个环节的持续技术创新与突破，来解决全行业所面临的技术成本高、能量转化效率存在瓶颈、安全性管理缺乏体系、数字化水平低等问题。持续的技术迭代，以及跨行业的技术创新，正在为氢能产业注入加速发展的支撑与源动力。

不论是锂电、光伏，还是新能源汽车，所有新能源技术和产品在发展初期都曾面临“产品性能差—客户满意度低—市场需求少—投资意愿低—技术进步慢—难以产业化”的“死亡谷”困境。绿氢产业需要在价值链、产业链、技术链三方面的融合推动下，突破死亡谷，并促进氢能产业走向“产品性能优—客户满意度高—市场需求大—投资意愿高—技术进步快—产业化加速”的正向循环，并在下一个十年，成为推动全球能源革命的新能源产业标杆，成长为下一个万亿级的新能源市场，并助力全球碳中和愿景的实现和落地。

关于作者

波士顿咨询公司（BCG）团队：

於晨、葛磊、王海旭、戴云汉、王韶雯、张天一

欧阳明高院士团队：

欧阳明高、杨福源、姚昌晟、胡骏明、杜嘉恩

关于波士顿咨询公司

波士顿咨询公司（BCG）与商界以及社会领袖携手并肩，帮助他们在应对最严峻挑战的同时，把握千载难逢的绝佳机遇。自1963年成立伊始，BCG便成为商业战略的开拓者和引领者。如今，BCG致力于帮助客户启动和落实整体转型，使所有利益相关方受益——赋能组织增长、打造可持续的竞争优势、发挥积极的社会影响力。

BCG复合多样的国际化团队能够为客户提供深厚的行业知识、职能专长和深刻洞察，激发组织变革。BCG基于最前沿的技术和构思，结合企业数字化创新实践，为客户量身打造符合其商业目标的解决方案。BCG创立的独特合作模式，与客户组织的各个层面紧密协作，帮助客户实现卓越发展，打造更美好的明天。

如需获得有关BCG的详细资料，请发送邮件至：GCMKT@bcg.com。

如欲了解更多BCG的精彩洞察，请关注我们的官方微信账号：BCG波士顿咨询；BCG数智港；“BCG洞察”小程序；BCG微信视频号。



BCG 波士顿咨询



BCG 数智港



BCG 洞察



BCG 微信视频号



bcg.com

更多免费行业报告

并购家

www.ipoiipo.cn