

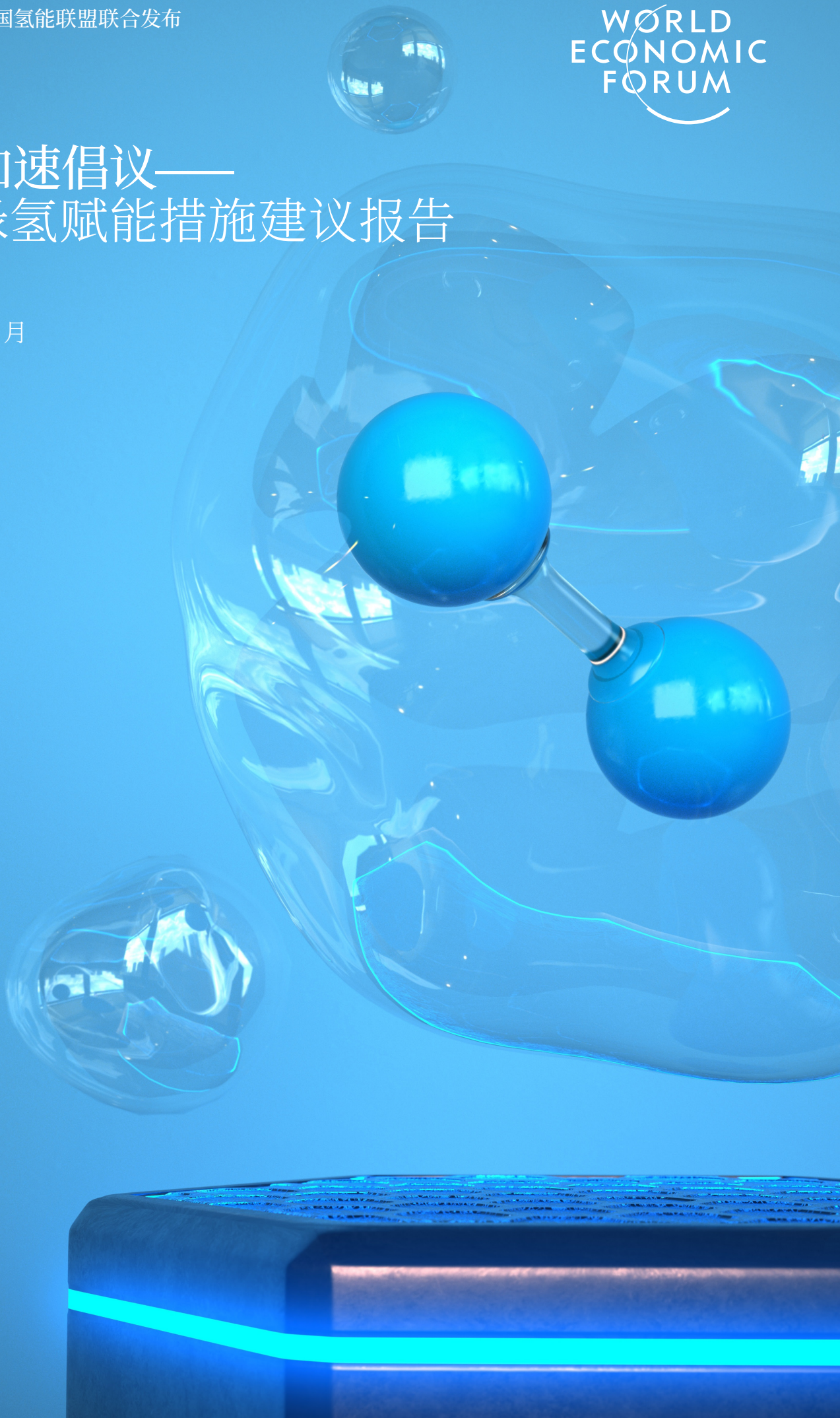
与埃森哲和中国氢能联盟联合发布

WORLD
ECONOMIC
FORUM

绿氢加速倡议—— 中国绿氢赋能措施建议报告

白皮书

2023年8月



免责声明

本文件由世界经济论坛发布,旨在助推项目发展、催生洞见并促进交流。白皮书中发表的调查结果、解读和结论是世界经济论坛促成并认可的合作成果,但书中内容并不一定代表世界经济论坛或其全体成员、合作伙伴或其他利益相关方的观点。

版权所有©2023 World Economic Forum。保留所有权利。不得以任何方式手段,包括影印和录音,或通过任何信息存储和检索系统复制或传播白皮书任何部分的内容。

目录

序言	4
执行摘要	5
引言:发展绿氢任重而道远	9
目标1 成本	14
1.1 制氢成本是制约绿氢生产规模化的核心因素	14
1.2 降低成本的赋能措施	17
目标2 基础设施	19
2.1 基础设施建设不足制约绿氢可得性	19
2.2 促进基础设施建设的赋能措施	21
目标3 市场需求	24
3.1 中国绿氢新市场需要政策支持才能发挥其潜力	24
3.2 刺激市场需求的赋能措施	27
目标4 行业标准及认证	32
4.1 缓不济急,对氢能行业快速发展支撑不足	32
4.2 推动行业标准及认证体系建设的赋能措施	34
目标5 技术	35
5.1 中国碱性电解水制氢技术成熟,新一代氢能科技仍在探索	35
5.2 促进技术发展的赋能措施	37
目标6 发展进程与合作	38
6.1 顶层规划已出,氢能供应链发展路径尚不明确	38
6.2 促进发展进程与合作的赋能措施	41
中国绿氢发展蓝图	42
结论	49
撰稿人	50
尾注	52

序言



Roberto Bocca
世界经济论坛能源和材料中心总负责人、执行委员会委员，瑞士



刘玮
中国氢能联盟秘书长，中国



朱虹
埃森哲全球副总裁、大中华区主席，中国

在加快推动能源部门向净零排放转型的过程中，氢能可以发挥重要作用，但前提是氢能要实现清洁化和规模化。促进氢能的快速发展已成为全球首要任务，中国也将其纳入了最新的国家发展战略。

绿氢在帮助中国实现碳达峰和碳中和目标方面发挥着至关重要的作用。它是中国政府打造绿色低碳产业体系这一宏伟目标的基石，同时也能助力中国实现降低对化石燃料的依赖这一战略目标。然而，尽管中国是世界上最大的氢能生产国和消费国，但其生产的氢能只有不到0.1%是来自于可再生能源来源。为此，中国氢能联盟发布《可再生氢100行动倡议》，力争到2030年实现可再生能源制氢电解槽装机100吉瓦，年度绿氢产能达到770万吨左右。¹

本报告旨在解读和规划中国计划于2030年实现绿氢发展目标的路径。报告以世界经济论坛“加速清洁氢”行动倡议开展的工作为基础，该倡议工作组于2021年11月在格拉斯哥举行的《联合国气候变化框架公约》第26次缔约方大会上发布了针对欧洲和日

本的《绿氢发展支持措施和路线图》。随着欧洲和日本出台了最新的政策，上述相关的路线图也进行了更新。

本文介绍的中国绿氢赋能措施建议是这一系列中的第三篇，由世界经济论坛、埃森哲和中国氢能联盟联合制定。

与此前发布的路线图类似，我们明确了发展绿氢的六大障碍，主要包括成本、需求、基础设施和标准等。从积极的角度来看，中国丰富的可再生能源来源能为绿氢发展提供充足动力。目前，中国的灰氢和蓝氢产能规模达到了3400万吨，已经形成了一个有利于加速发展绿氢的市场环境。

中国有潜力实现新型清洁能源技术的产业化，推动产业体系和整体经济的转型。我们希望本报告介绍的一整套解决方案能够得到全面实施，助力中国充分实现绿氢的未来。

执行摘要

在全球向净零排放转型的过程中,绿氢作为一种灵活的低碳能源,将发挥日益重要的作用。全球能源危机也为利用氢能、重塑全球能源架构提供了战略机遇。

截至目前,已有30个国家发布了国家层面的氢能发展战略,他们的GDP占据全球总量的70%。2022年3月,中国也加入其中,发布了《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》。绿氢可以发挥重要作用,助力中国先后实现碳达峰和碳中和。为了实现战略目标,中国必须构建绿色、低碳的产业体系。

作为世界最大的氢能生产国和消费国,中国当前生产的氢能以灰氢为主。2021年,中国的氢能产量达到了3400万吨,但其中的80.3%来源于化石燃料,18.5%来自于工业副产品,0.9%采用电解制氢(其中不到0.1%使用了可再生能源来源)。绿氢的需求受到了成本和可用性的极大限制,因为绿氢目前仅用于交通运输行业的少数几个试点项目,而交通运输行业仅占氢能总消耗的0.1%以下。

中国丰富的可再生能源来源非常适合发展绿氢,但绿氢行业目前刚刚萌芽,尚未建立清晰的发展路径。在中国,绿氢发展的主要障碍是成本、市场需求、基础设施、行业标准和认证。

本报告在深入分析中国绿氢市场的基础上,提出了中国绿氢市场发展的六大目标,并介绍了每项目标的关键任务以及35项赋能措施和政策建议。这些目标和措施的核心是通过产业、区域和全球合作,构建全新的能源体系和完整的氢能供应链。报告借鉴了为欧盟和日本制定的绿氢发展路线图,并参考了中国的产业和国内实情,制定了一份行动蓝图,帮助中国实现宏伟的绿氢愿景,并把2030年确立为关键的里程碑之年。



目标1:成本

关键任务:

- 降低绿氢生产中的电力成本
- 降低电解槽成本

绿氢的主要成本集中在生产、运输和加氢站等环节,而其中的生产成本是氢能产业发展的主要障碍。在中国,每千克绿氢的生产成本比煤炭制氢的成本要高出3-5倍。

与此同时,蓝氢使用了煤炭或天然气以及碳捕获、利用与储存技术,其目前的单位生产成本要低得多,并且有望以较低的碳强度生产氢能。但是,碳捕获、利用与储存技术在中国还不成熟,目前仅用于一些示范项目。



目标2:基础设施

关键任务:

- 制定统一的监管标准和程序
- 降低基础设施投资成本,拓宽融资渠道

基础设施水平低下限制了绿氢的可用性。在中国的监管框架中,氢能被归类为一种能源来源和一种危险化学品,这使得氢能产业发展更加复杂——根据现行法律规定,氢能基础设施必须建在化工产业园区内,并要获得多项行政许可。但是,各地的法规也有所不同。比如,2022年10月,广东省通过了管理暂行办法,允许在非化工园区建设制氢加氢一体站。

另一项障碍是氢能基础设施的投资成本高和融资渠道窄。2021年,氢能部门的投资额只有5.78亿美元,而相比之下电动汽车的投资高达4890亿美元,占据了新能源汽车行业投资额(不包括氢能汽车)的绝大多数。



目标3: 市场需求

关键任务:

- 提振氢燃料电池汽车的短期市场需求
- 打造多个终端应用场景, 推动氢能技术的大规模应用

为了实现绿氢的规模化发展, 仅靠供给侧的突破是不够的——中国市场需求政策支持才能催生更多的需求侧机会。氢能广泛用于交通运输、制造、公用设施和建筑等多个行业。

氢燃料电池汽车为长途重型卡车提供了理想解决方案。到2021年, 已有9000辆氢燃料电池汽车投入使用, 这不足以实现产业的规模化发展, 但随着燃料电池成本的下降, 这一形势预计会发生改变。航空和航运等行业也在试点氢能, 但远未实现产业化。

氢能也可以为钢铁生产带来巨大的脱碳机会。目前, 每生产1吨钢铁, 就会排放1-3吨的二氧化碳。氢能可以代替炼焦煤, 用作冶炼工艺中的燃料, 并在此过程中会产生水, 而不是二氧化碳。其他应用包括氢能储存, 即利用燃料电池生产氢, 在电力供应充足时储存, 在需要时可重新转为电力。



目标4: 行业标准和认证

关键任务:

- 提供更加严谨的行业标准, 完善氢能监管体系
- 动员多方利益相关者制定高质量的行业新标准

标准对于氢能技术的发展至关重要, 而标准的制定目前过于缓慢, 难以支持这一快速发展的行业。尽管中国出台了涵盖整个供应链的标准, 但差距依然存在, 储存、运输和加氢等环节的技术标准差距尤为明显。在这方面, 中国跟美国、日本等国相比还有差距。

鉴于氢能价值链的复杂性, 负责制定标准的行政架构涵盖多个部委, 因此在绿氢这样的新兴行业尚不具备最佳条件快速开展审批。在实践中, 对于特定的技术应用而言, 迄今还没有设置一个专门的行政部门承担明确的职责。



目标5: 技术

关键任务:

- 加强整个供应链的自主研发, 进一步优化电解制氢技术, 更好地适应可再生能源的发展

电解制氢是目前最领先的绿色制氢技术, 能够生产高纯氢, 并可与可再生能源完美匹配。因此, 和其他氢能技术(比如使用核能的技术或者尚处于实验阶段的光催化技术)相比, 电解制氢技术更具发展前景。电解制氢工艺主要依靠电解槽, 目前已投入使用的电解槽分为三类: 碱性电解槽(ALK)、质子交换膜电解槽(PEM)和固体氧化物电解槽(SOEC)。

质子交换膜电解槽拥有更高的反应效率, 非常适合不稳定的风能和太阳能。这项技术预计很快在全球范围内实现产业化, 但中国在这项技术上落后很多。为了发展这项技术, 中国需要用国产部件代替进口部件。

固体氧化物电解槽能从高温工业流程中回收废热, 并能与光热发电系统形成良好配合。在中国, 固体氧化物电解槽目前仅限于实验室层面的演示。



目标6: 发展进程与合作

关键任务:

- 加快制定国家氢能发展战略
- 为国际合作奠定基础

目前中国正在进行国家氢能发展规划, 但氢能供应链的发展路径和目标有待明确。其他一些国家已经制定了发展氢能产业的明确路线图, 中国在此方面有可能会落后。日本和韩国在打造海外氢能供应系统和销售市场方面处于领先地位, 且日本作为国际合作的领导者, 于近期举办了二十国集团清洁能源部长级会议和氢能发展专题论坛。

中国在这一领域起步较晚, 但也正在迅速发力。目前, 中国已经建立了全球最大规模的氢能生产能力。中国氢能产业发展蓝图目前重点关注国内能源结构调整和碳中和目标。此外, 中国的国际合作项目稳步增加, 合作的范围越来越广, 合作的模式越来越多元, 对氢能的承诺力度越来越大, 参与的企业越来越多。

中国绿氢发展蓝图

随着中国致力于到2030年前实现碳达峰的目标,绿氢必将在中国碳中和进程中发挥关键作用。为了实现这项新技术的规模化发展,中国需要通过产业、区域和全球合作,重点发展绿氢产业。相关的重点工作必须包括以下内容:

- 施行平衡供应和需求的政府政策
- 加强各省份之间的协调,充分发挥各自优势,实现区域协同
- 支持加强在成本、基础设施和市场需求等方面的全球多方合作
- 实施符合中国国情的标准和认证

本报告提出的路线图包含了六大目标,建议中国采取一系列协调行动,分三个阶段实现这些目标以及关键任务:

阶段1—2023-2024:赋能政策、示范性项目、技术突破、和现有能源供应的协调,以及在工业部门的应用

阶段2—2024-2027:技术标准、对供应网络的投资、国际合作和普遍进展

阶段3—2027-2030:价格和需求目标、能源基础设施、认证、创新网络和全球参与



表1：绿氢加速倡议——目标、关键任务和赋能措施

	关键任务：	赋能措施：
 目标1： 成本	降低绿氢生产中的电力成本 降低电解槽成本	在可再生能源充足地区,建设集中式可再生能源制氢示范工程 制定绿氢项目专项电价支持政策 加快电力市场建设,推动规模化绿电交易 给予绿氢装备制造补贴支持政策 制定绿氢税收减免政策 推动高效大功率碱性电解槽发展,降低设备投资成本
 目标2 基础设施	制定统一的监管标准和程序 降低基础设施投资成本,拓宽融资渠道	建立氢能管理体系,明确归口管理部门 加快制定全国统一的审批流程和管理标准 推动地方政策先行先试,逐步放开非化工园区制氢加氢管控制限 加快储运技术突破和加氢站关键设备国产替代 推进制氢加氢一体站建设 大力推进由传统加油站向油氢合建站的改造建设 加强金融工具对氢能产业基础设施建设的支持 加快绿氢全产业链纳入各项绿色金融标准
 目标3： 市场需求	提振氢燃料电池汽车的短期市场需求 打造多个终端应用场景,推动氢能技术的大规模应用	加快国内氢燃料电池技术和高压储氢系统的发展 提升对氢燃料汽车路权释放的政策支持 加强公共采购对氢燃料汽车的支持 推动绿氢发展,加快绿氢应用与钢铁制造等工业生产的耦合 探索绿氢和碳市场的耦合,加快高排放工业企业的灰氢替换 通过商业运营模式和示范性项目,促进绿色储氢和可再生能源的融合发展 示范先行,构建多领域绿氢应用场景因地制宜布局产业示范,以集群模式带动产业链发展,拓展规模化应用
 目标4： 行业标准和认证	提供更加严谨的行业标准,完善氢能监管体系 动员多方利益相关者制定高质量的行业新标准	立足氢能产业发展情况及产业薄弱环节,优化标准体系结构 加强顶层设计,强化标准实施应用并通过政策支持、激励措施和社会宣传促进标准化 推动地方标准和团体标准先行先试,加快标准试点,形成可推广、可复制的经验模式 鼓励建立产业联盟、学术团体、企业和其他各类组织,在标准制定过程中开展合作和创新 合作制定国际标准
 目标5： 技术	加强整个供应链的自主研发,进一步优化电解制氢技术,更好地适应可再生能源的发展	增强碱性电解制氢系统的快速响应能力 设立专项基金,加快新一代电解技术突破 明确技术发展的目标和路径 通过加强校企联动和参与全球创新论坛,加速中国技术迭代创新加强建设创新平台,充分发挥产业集群的作用,培育和展示关键技术
 目标6： 发展进程与合作	加快制定国家氢能发展战略 为国际合作奠定基础	进一步细化国家氢能发展规划,制定绿氢路线图 制定长效国际合作机制,实现技术、政策、学术界、企业和金融与全球供应链的对接 加强国际合作,共同制定碳排放标准

引言： 发展绿氢任重而道远

绿氢是实现净零排放的最优方案

随着净零碳排放成为全球目标，低碳、灵活、高效且生产方式多样的氢能源，正逐渐成为重塑全球能源架构、应对气候变化的关键手段。

当前氢能按制取方式、全生命周期碳排强度存在多种分类方式，其中按制取方式可划分为灰氢、蓝氢和绿氢。绿氢（也称可再生能源制氢）指通过国家所规定的可再生能源（风能、太阳能、海洋能、水能、地热能、生物质能）电解水制备生产的氢（图一）。

图1 制氢方法、来源和特点

	制氢方法	制氢来源	制氢特点
 灰氢	化石燃料制氢 工业副产氢	煤炭、石油、天然气和其他化学能源 从焦炉煤气、化肥工业、氯碱和其他工业副产物提取氢	高碳排放，低成本； 技术成熟
 蓝氢	灰氢制取手段配合碳捕集、 碳利用和碳封存技术	同灰氢，以天然气为主	较高碳排放，较低成本
 绿氢	电解水制氢	水，可再生能源来源	低碳排放，高成本； 尚未实现规模化应用， 仍需加强推广

数据来源：埃森哲公开数据整理。



氢能发展成为全球首要任务, 现已纳入中国的国家发展规划

“截至目前, 全球共有30个国家和地区发布了氢能战略, 覆盖了占全球GDP 70%的主要经济体。”

氢能发展成为全球首要任务, 中国已将其纳入国家发展规划。除应对气候变化外, 受极端天气与俄乌战争影响而加剧的全球能源危机, 为推动氢能发展提供了重要战略机遇。截至目前, 共有30个国家和地区发布了国家层面的氢能发展战略, 以欧洲、美国、日本和韩国为先导, 覆盖了占全球GDP 70%的主要经济体(图2)。²

2022年3月, 中国国家发展和改革委员会与国家能源局联合发布了《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》, 氢能发展正式纳入国家发展规划, 中国氢能产业进入全新发展阶段。

《规划》明确了氢能在中国能源体系和产业结构调整中的角色定位。氢能是中国绿色低碳能源体系的组成部分和“双碳”目标实现的重要途径。

《规划》强调了“构建清洁化、低碳化、低成本的多元制氢体系, 重点发展可再生能源制氢, 严格控制化石能源制氢”的发展基调, 规划中亦针对绿氢的发展目标制定了以下期限:

- 到2025年, 建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系。目标是氢燃料电池汽车(HFCV)产量达到5万辆, 并建设足够数量的加氢站。4可可再生能源制氢产能达到10-20万吨/年, 实现二氧化碳减排100-200万吨/年。
- 到2030年, 可再生能源制氢广泛应用, 有力支撑脱碳目标实现, 重点发展低碳出行和工业减碳。
- 到2035年, 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。

图2 2017-2022年全球氢能战略制定进程

2017-2019

5个国家



2020

10个国家



2021

13个国家



2022

6个国家



数据来源: 中国氢能联盟、埃森哲分析。

“2021年,中国氢能产量达到3400万吨,但仅有不到0.1%采用可再生能源电解水制氢。”

中国需要清晰的氢能发展路径

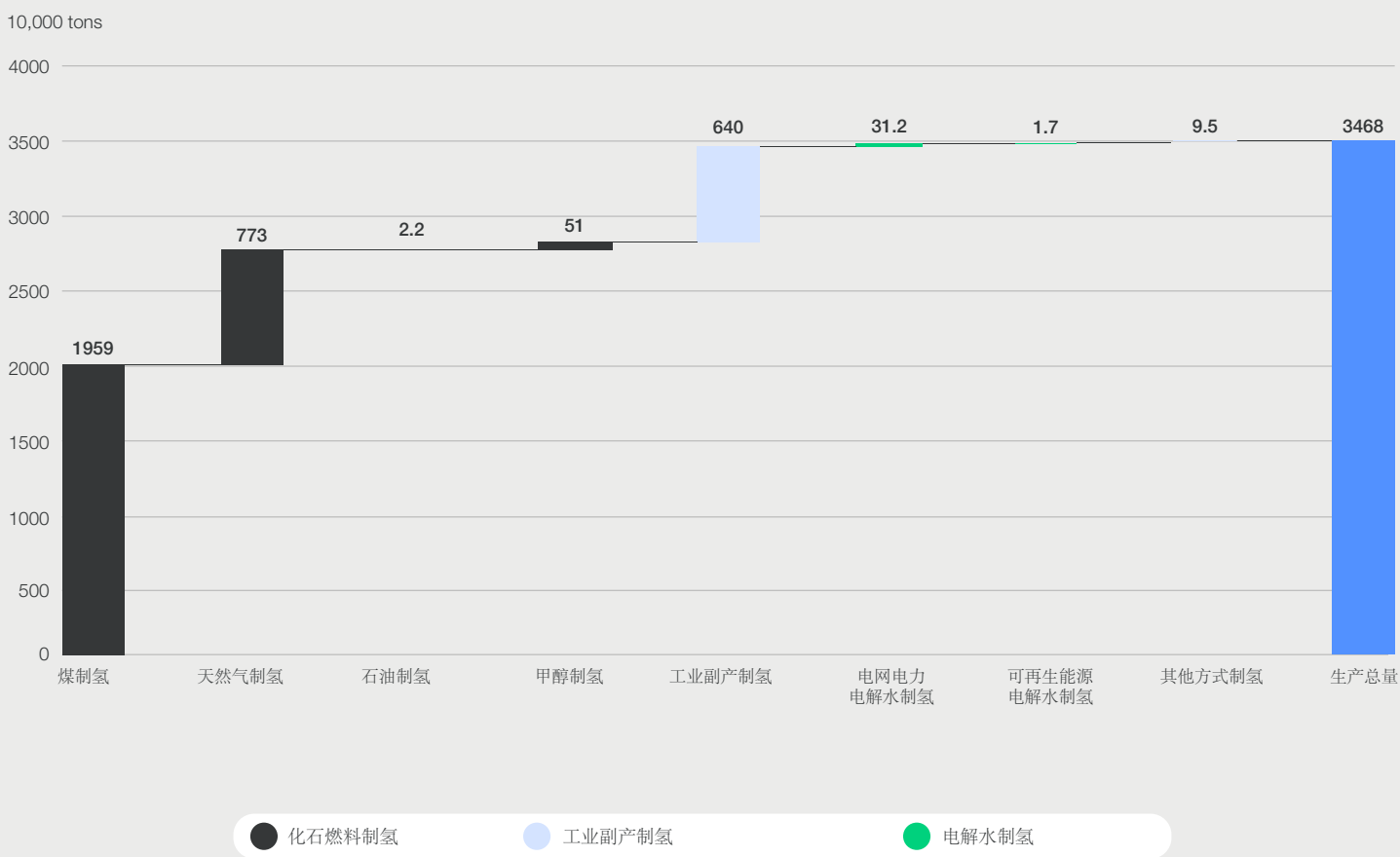
作为全球最大的氢气生产国和最大的氢气消费国,⁵中国当前氢气生产结构以化石能源制氢为主,工业副产氢为辅,电解水制氢规模较少。

2021年,中国氢能产量共计3468万吨,其中化石能源

制氢占比达80.3%,工业副产制氢占比达18.5%,电解水制氢占比仅1.2%,其中只有不到0.1%采用可再生能源电解水制氢(图3)。

虽然中国氢能总体消费规模较大,但绿氢的终端应用场景局限性较大,受成本和可得性制约,仅在交通领域实现小范围试点应用,占比不足中国氢能消费总量的0.1%。(图4)。

图3 2021年中国氢能生产情况(按能源类型划分)

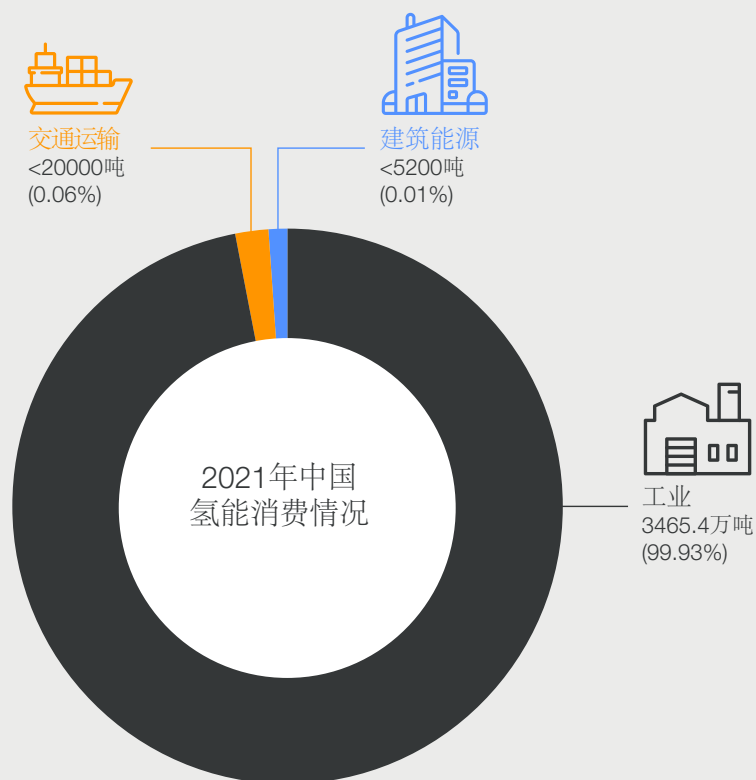


数据来源: 中国氢能联盟、埃森哲分析。

中国拥有丰富的可再生能源资源,绿氢将成为中国未来最具前景的能源来源之一。尽管中国已针对绿氢制定顶层规划,但尚未确立分阶段、可衡量的明确

发展目标或发展路径。本报告是一份定义绿氢发展目标、确定实现发展目标最佳路径的路线图,旨在帮助中国实现其宏大的绿氢愿景。

图4 | 2021年中国氢能消费情况



数据来源：中国氢能联盟、埃森哲分析。



中国绿氢市场六大发展目标

目前全球氢能市场仍处于导入期,各国(或区域)发展过程中面临类似的风险和机遇。因此,报告将沿用欧盟与日本市场研究的绿氢发展框架,基于中国可再生能源电力充足可得这一核心假设,提出并分析了中国绿氢市场六大发展目标和每项发展目标的关键任务(详见下文和图5)。

后续章节将详细介绍每项发展目标,分析现有挑战,并提出共计35项赋能措施,以应对实现发展目标的各项挑战。报告最后提出了2023-2030年间实现六大发展目标的三个阶段时间表。

六大绿氢发展总目标及其关键任务如下:

目标1:成本

- 降低绿氢制氢中的电力成本。
- 降低电解槽成本

目标2:基础设施

- 制定统一的监管标准和程序。

- 降低基础设施投资成本,拓宽融资渠道。

目标3:市场需求

- 提振氢燃料电池汽车的短期市场需求。
- 打造多个终端应用场景,推动氢能技术的大规模应用。

目标4:行业标准及认证

- 提供更加严谨的行业标准,改善氢能监管体系。
- 动员多方利益相关者制定高质量的行业新标准。

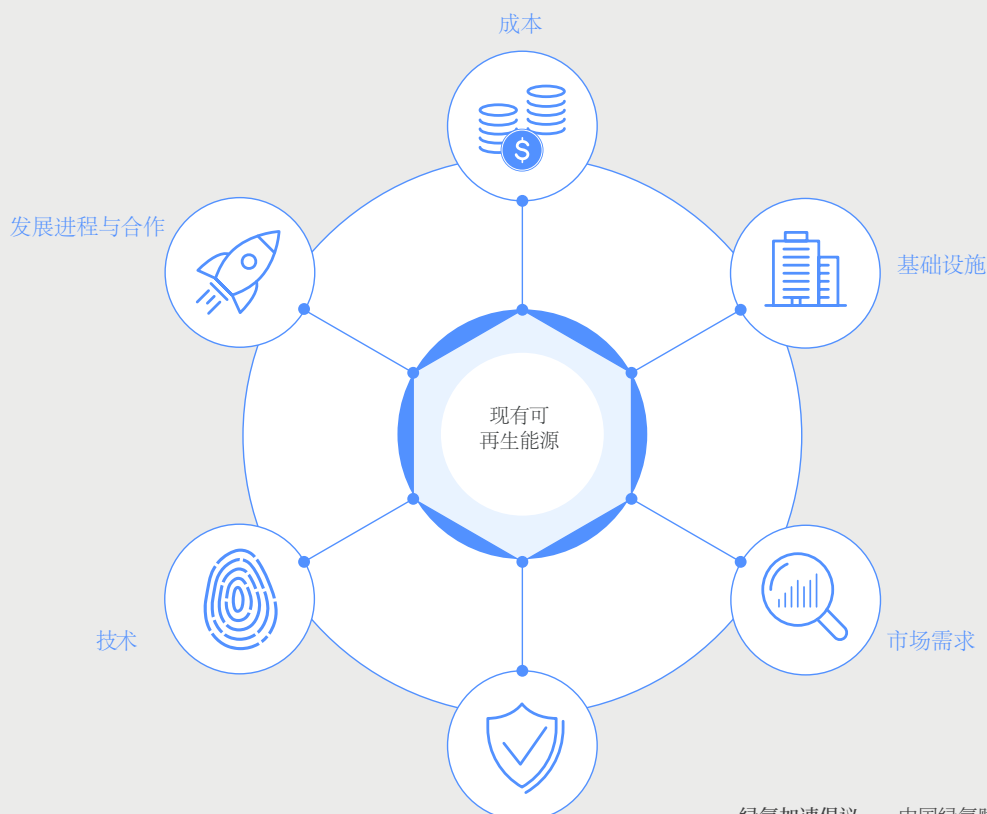
目标5:技术

- 加强整个供应链的自主研发,进一步优化电解制氢技术,更好地适应可再生能源发展。

目标6:发展进程与合作

- 加快制定国家氢能发展战略。
- 为国际合作奠定基础。

图5 中国绿氢市场六大发展目标





目标1

成本

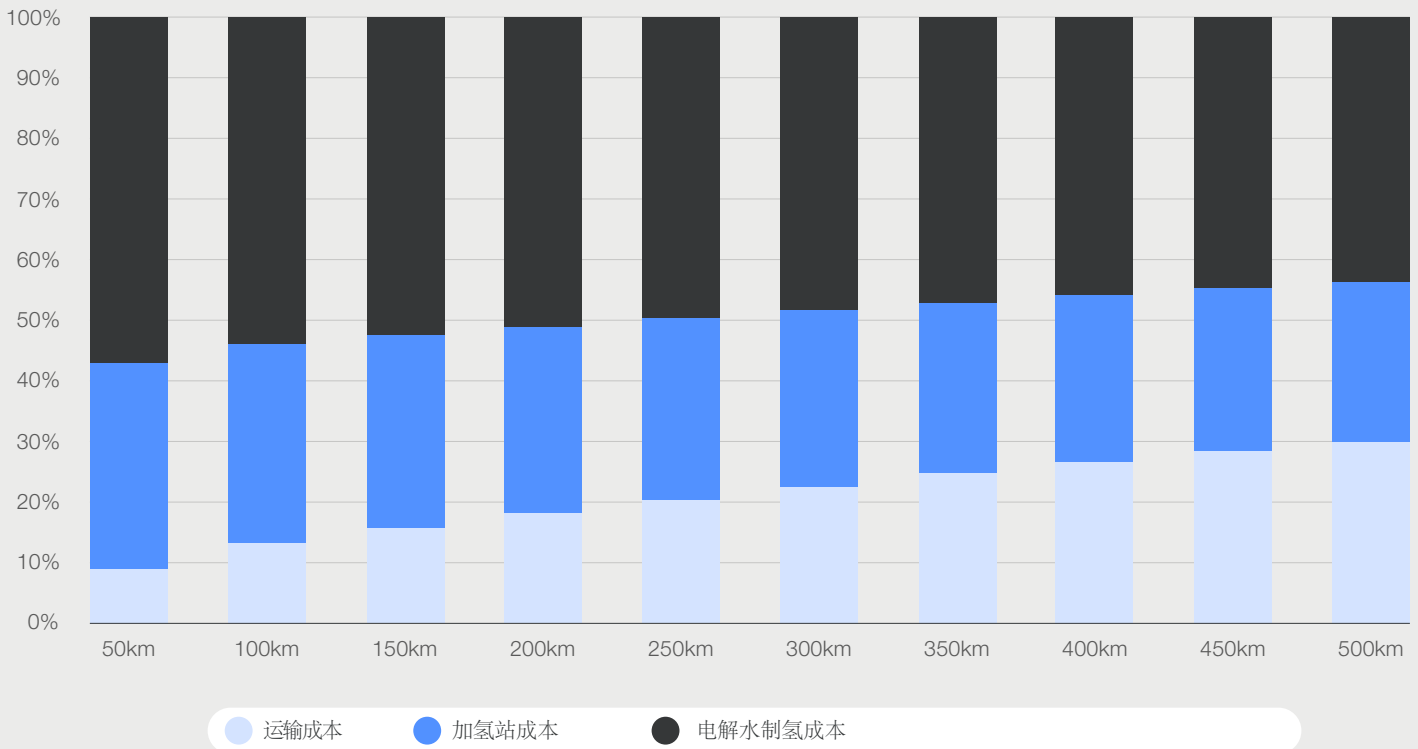
1.1 制氢成本是制约绿氢生产规模化的核心因素

绿氢的成本构成可以细分为制氢成本、运输成本和加注成本。其中，制氢工艺成本最高，是供应侧面临的主要挑战之一。

绿氢采用可再生能源电解水制成。假设每年满负荷生产7500小时，平均电价0.5元/千瓦时(0.07美元/千瓦时)，则目前绿氢的生产成本为33.9-42.9元/千克

(4.92-6.23美元/千克)。⁶ 如图7所示，即使考虑到原材料价格波动因素，绿氢的平均生产成本也至少是煤炭制氢成本(6.8-12.1元/千克, 0.99-1.76美元/千克)的三倍，⁷ 且显著高于天然气制氢成本(7.5-24.3元/千克, 1.09-3.53美元/千克)以及工业副产制氢成本(9.3-22.4元/千克, 1.35-3.25美元/千克)。

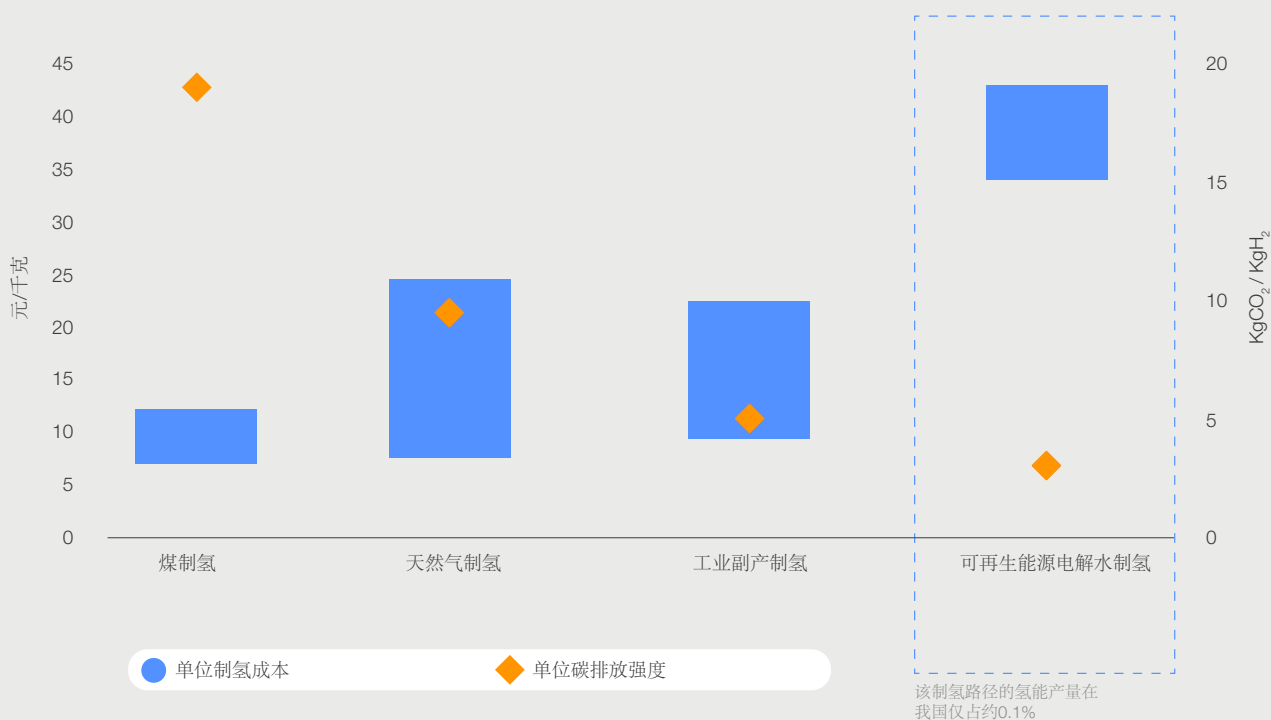
图6 绿氢成本构成占比(按运输距离计)



注：1.运输成本按不同运输距离下20MPa I型瓶的单位运氢成本计算。2.电解水制氢成本采用碱性电解槽制氢路线，制氢规模1000标准立方米/小时(Nm³/h)，年运行小时数2000小时，生产1标准立方米氢气需要消耗电力5千瓦时(kWh)，光伏电价0.3元/千瓦时。3.成本计算包含年运营成本及投资成本的年折旧摊销。

数据来源：文献综述和埃森哲分析。

图7 化石燃料制氢与可再生能源制氢的生产成本和碳排放强度比较



数据来源:车百智库,埃森哲分析。

“中国每千克绿氢的平均制氢成本至少比煤制氢成本高出三倍。

“中国制定净零排放目标不仅是为减少碳排放,同时还要降低对化石燃料的依赖。

在竞争力方面,绿氢不仅承受了低成本化石燃料制氢或工业副产制氢的压力,也遭到了蓝氢的挤压。蓝氢制氢在灰氢制氢基础上,配合采用了碳捕集、碳利用和碳储存(CCUS)技术。

鉴于绿氢发展比灰氢或蓝氢更符合长期的低碳路径,降低绿氢制氢成本、提高绿氢商用成本效益因此至关重要。

除具有气候效益外,以下两点也是投资扩大绿色制氢技术规模的有力理由。

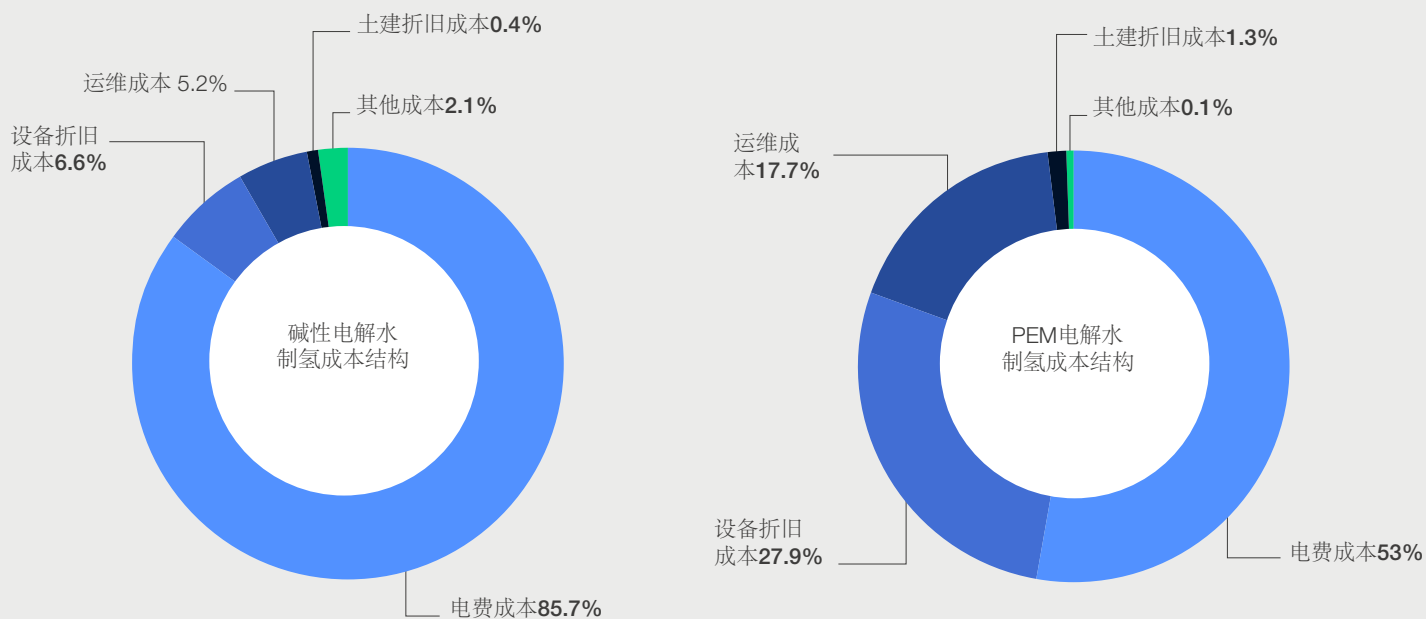
首先,中国净零目标不单单考虑减排效益,还旨在通过构建多元化的能源结构,摆脱对化石燃料的依赖,保障未来能源安全。虽然蓝氢可以在向清洁能源转型的过程中发挥短期作用,但其生产方式仍需化石

燃料结合CCUS技术。相比之下,绿氢不仅满足中国非化石能源消费比重不断提升的目标,⁸而且对依赖进口的石油、天然气资源形成有力补充和替代。

其次,CCUS技术尚不成熟,国内除少数示范项目外,尚未大规模推广。而有关蓝氢生产过程中,碳捕集率的问题也贯穿始终。

目前可用于绿色制氢的电解技术共有碱性电解和质子交换膜(PEM)电解两种。两种电解技术的比较优势详见第6章。当前需要注意的是,虽然两种技术分别处于不同的商业化发展阶段和规模化阶段,但却都有一个共同点,即用电量巨大(见图9)。在两种技术路线下,电费成本和电解槽成本均是占比最大的两个部分。

图8 | 绿色制氢成本结构(碱性电解技术对比质子交换膜电解技术)



注:碱性电解制氢以规模1000Nm³/h, 电解槽2500元/kW计算; PEM电解制氢以规模200Nm³/h, 电解槽14000元/kW计算。

数据来源:车百智库, 埃森哲分析。



此项目标
包含的关键
任务

- 降低绿氢生产中的电力成本。
- 降低电解槽成本。

1.2 降低成本的赋能措施

在可再生能源充足地区,建设集中式可再生能源制氢示范工程

依托大型风能和光伏发电基地,⁹集中式可再生能源制氢项目能够获得大量低成本的可再生能源电力,从而带动制氢成本下降。在现有技术背景下,当可再生能源电力价格从目前0.5元/千瓦时(0.07美元/千瓦时)的均价下降至0.15元/千瓦时(0.02美元/千瓦时)以下时,绿色制氢成本就能降至15元/千克(2.18美元/千克)以下,从而具备应用经济性。¹⁰

制定绿氢项目专项电价支持政策

通过出台专项电价支持政策,可在本地氢源问题突出、储运成本高昂的城市群地区打造低价绿氢。例如,成都市为加快建设“绿氢之都”,对全市绿电制氢项目给予0.15-0.2元/千瓦时的电费支持;¹¹深圳亦开展积极尝试,推出谷电制氢优惠等支持政策。

加快电力市场建设,推动规模化绿电交易

探索市场机制对氢能跨区域制备的优化作用。挑战在于,利用管道将氢能从生产地运输至消费地的基础设施十分昂贵。解决方案是在绿氢消费量最大的地方建厂制氢,反过来,这也意味着需要将可再生能源电力传输至这些绿氢工厂。例如,中国北方可再生能源电力产量巨大,但对绿氢需求较少;而在中国中东部地区,情况却正好相反。绿色电力交易可将绿色电力从发电地区输送至需要使用绿色电力生产绿氢

的工业中心。实现这一点,需要开展大规模绿色电力交易并完善交易机制。

给予绿氢装备制造补贴支持政策

在绿氢装备新产品研发等方面给予一定资金补贴支持,加快绿氢装备发展、提升装机容量的同时,可带动绿氢项目设备投资成本下降。

制定绿氢税收抵免政策

针对绿氢制定税收抵免政策以带动新建绿氢项目的投资成本下降。参考美国相关政策制定,2022年美国国会通过了《通胀削减法案》,其中包括全球首个清洁氢能税收抵免政策¹²,即对生产税收抵免(基于清洁氢产量来授予)和投资税收抵免的规定,后者可覆盖新建清洁制氢设施的部分前期成本¹³。

推动高效大功率碱性电解槽发展,降低设备投资成本

电解槽作为重要的绿氢制取设备,其技术发展及成本优势影响着绿氢规模化发展进程。碱性电解槽作为中国当前的主流电解制氢技术已实现国产化,设备价格从初期进口时的6000元/千瓦-8000元/千瓦(872-1,163美元/千瓦)降到了3000元/千瓦(436美元/千瓦)以下。未来通过电解槽产量大型化、体积小型化发展将进一步降低制氢环节土地成本和设备投资成本。

案例研究

华能集团——引领大规模、高效能电解槽技术应用

华能集团是中国五大发电集团之一，2005年，集团建成专门的氢能和燃料电池技术实验室，作为新技术研发的支撑平台。“十四五”期间(2021-2025年)，华能集团规划建成5-8个绿氢产业园，推广应用高参数、大规模电解制氢装备，同时计划利用间歇性可再生能源，开发、示范电解制氢新技术。

作为华能集团“十四五”期间的重点氢能项目之一，彭州水电解制氢科技创新项目不仅是成都市打造全国绿氢产业示范城市的重点行动，也是中国西南地区首个大规模水电解制氢项目。





目标2

基础设施

2.1 基础设施建设不足制约绿氢可得性

按产业链环节来看,氢能基础设施包括制氢站、储运设施和加氢站等。在为本报告进行调查研究时,我们发现,行业普遍认为当前中国氢能基础设施建设不足,阻碍了氢能(尤其是绿氢)的可得性。

在中国的监管框架中,氢既属于工业危险化学品范畴,同时又具备能源属性,导致必要基础设施建设难

以落地。当前对于氢能基础设施建设仅有地方性管理办法,各地建设审批验收程序和归口管理部门不尽相同。普遍按照“能源”和“危化品”双重属性进行管理。一方面,氢气作为危险化学品管理,制氢项目普遍被划归为“基础化工原料生产”范畴,选址必须在化工园区内,须取得危化品生产、运营许可证。



化工园区大多建在郊区,人口稀疏,氢能项目落地后恰恰会脱离终端消费群体。目前大多数加氢站(HRS)实际均依靠异地供氢。远程储存和长距离运输不仅会增加氢能的隐性成本,还会造成潜在的交通安全隐患,阻碍绿氢的推广应用。理想情况下,加氢站都应该拥有站内制氢设施。但如上所述,制氢加氢一体化所需的审批流程极为复杂,土地性质必须既是“工业用地”又是“商业用地”,才能同时进行制氢和销售。¹⁴

另一方面,能源和危化品双重属性管理需要分开建立审批检验程序和规章,会挫伤建设氢能基础设施的积极性。以建设加氢站为例,其审批流程就涉及用地、立项、规划、建设、安装验收等环节中的诸多问题。更为复杂的是,各地方政府出台的审批条例各不相同,甚至不同部门之间也有所不同。建设验收合格后,各地加氢站运营管理也存在差异。部分地区明确规定要取得《危险化学品经营许可证》及《气装充瓶许可证》两个证书,而部分地区则参照天然气加气站管理办法进行管理。¹⁵

“2021年,氢能领域投资总额仅为5.78亿美元,而相比之下,新能源汽车领域的总投资则高达4890亿美元。”

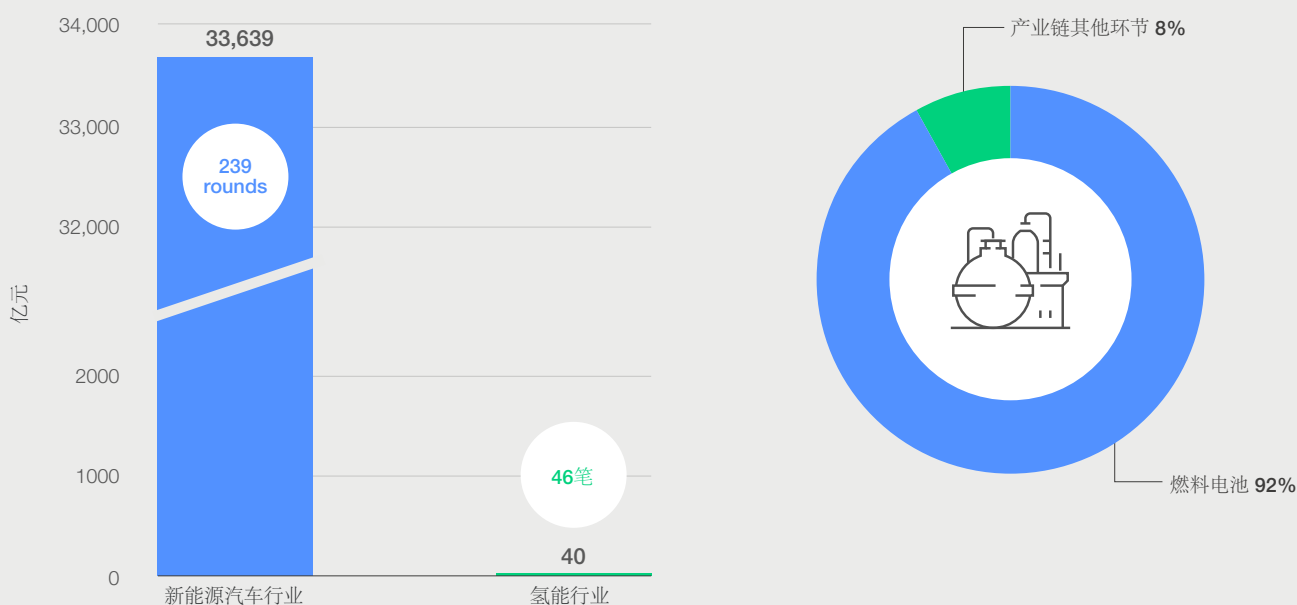
氢能基础设施建设面临的另一大障碍是投资成本高,以及融资渠道有限。一方面,氢能基础设施单体建设投资成本高。刨除土地成本,日加氢量500千克的固定式35兆帕加氢站单站平均投资成本为1200-1500万元(170-220万美元),若日加氢量提高到1000千克,则平均投资成本也将增至2000万元(290万美元),是同等规模下传统加气站投资成本的三倍。¹⁶同时,通往加氢站的输氢基础设施也需投资建设,预计成本约为400-600万元/公里(58-87万美元/公里),是天然气管道建设成本的2-3倍。¹⁷

另一方面,氢能基础设施建设的融资渠道也很有限。

由于氢能产业链较长且中国氢能产业尚处于商业化初期,单个企业一般不具备布局全产业链的技术和资金。以氢能行业融资情况来看,总体融资规模仍然较小,2021年,新能源汽车(NEV)行业电动汽车融资数量为239笔,18融资总额达33630亿元(4,890亿美元)。而氢能行业融资数量共46笔,融资总额39.8亿元(5.78亿美元),仅为新能源汽车行业融资规模的千分之一。

与此同时,进入氢能行业的大部分资金都流向了氢燃料电池开发,导致产业链其他环节的资金被进一步压缩(见图10)。

图9 2022年第1-2季度中国氢能行业融资金分布



数据来源:车百智库,埃森哲分析。

此项目标包含的关键任务

- 制定统一的监管标准和程序。
- 降低基础设施投资成本,拓宽融资渠道。

2.2 促进基础设施建设的赋能措施

健全氢能管理体系,明确归口管理部门

《规划》中从国家政策层面明确了氢能的能源属性,在中国更广泛的国家发展政策中具有重要的战略意义,这对促进中国氢能产业发展是重大利好。在此基础上,地方政府需明确氢能主管部门和氢气生产、储运、应用等环节的归口管理部门,健全相关管理章程、法规体系,优化营商环境。

以加氢站数量最多的广东省为成功案例,2018年广东省即在《关于加快新能源汽车产业创新发展的意见》中明确,“加氢站设计、建设及运营的管理体制和建设标准”由该省住建厅负责,同时明确了国土、规划、发改、消防、安监、环保、人防等部门的职责范围、审批程序和相关作用,极大地推动了广东加氢站的建设和应用。

加快制定全国统一的审批流程和管理标准

制定全国统一的审批验收程序和氢能基础设施管理标准,可以消除地方政策的现有差异,确保绿氢产业的有序发展。统一全国审批验收程序将简化加氢站的审批流程,推动如输氢管道等跨区域、长距离和大规模基础设施的统筹规划。

推动地方政策先行先试,逐步放开非化工园区制氢加氢管控限制

2022年10月,广东省住建厅发布了《广东省燃料电池汽车加氢站管理暂行办法》(征求意见稿),允许在非化工园区建设集制氢加氢一体站。其他地区也纷纷效仿,以加快氢能基础设施建设。¹⁹

鉴于国家政策的出台尚需时日,在短期内,应鼓励地方政府试行各自制定的政策措施,逐步“放松”政策限制,在确保安全的同时发挥氢气作为清洁能源的巨大潜力。

加快储运技术突破和加氢站关键设备国产替代

氢气通常以液态或气态储存和运输。中短期内高压气氢仍是中国主要运氢方式。但中国的气氢储运压力远低于国际标准。例如,中国运氢车的单车运氢量通常约为260-460千克,而世界其他地区的运氢车则可达1000-1500千克。因此,中国迫切需要革新相关技术、材料和工艺,提高钢瓶内的储氢压力。

同时,稳慎推进输氢管道应用示范,积极探索低温液态、固态、深冷高压、有机液体等多种储运方式。

从加注来看,加快加氢站建设所需压缩机、加气机等核心设备和关键零部件的自主研发和生产,通过国产化替代以降低建设投资成本。

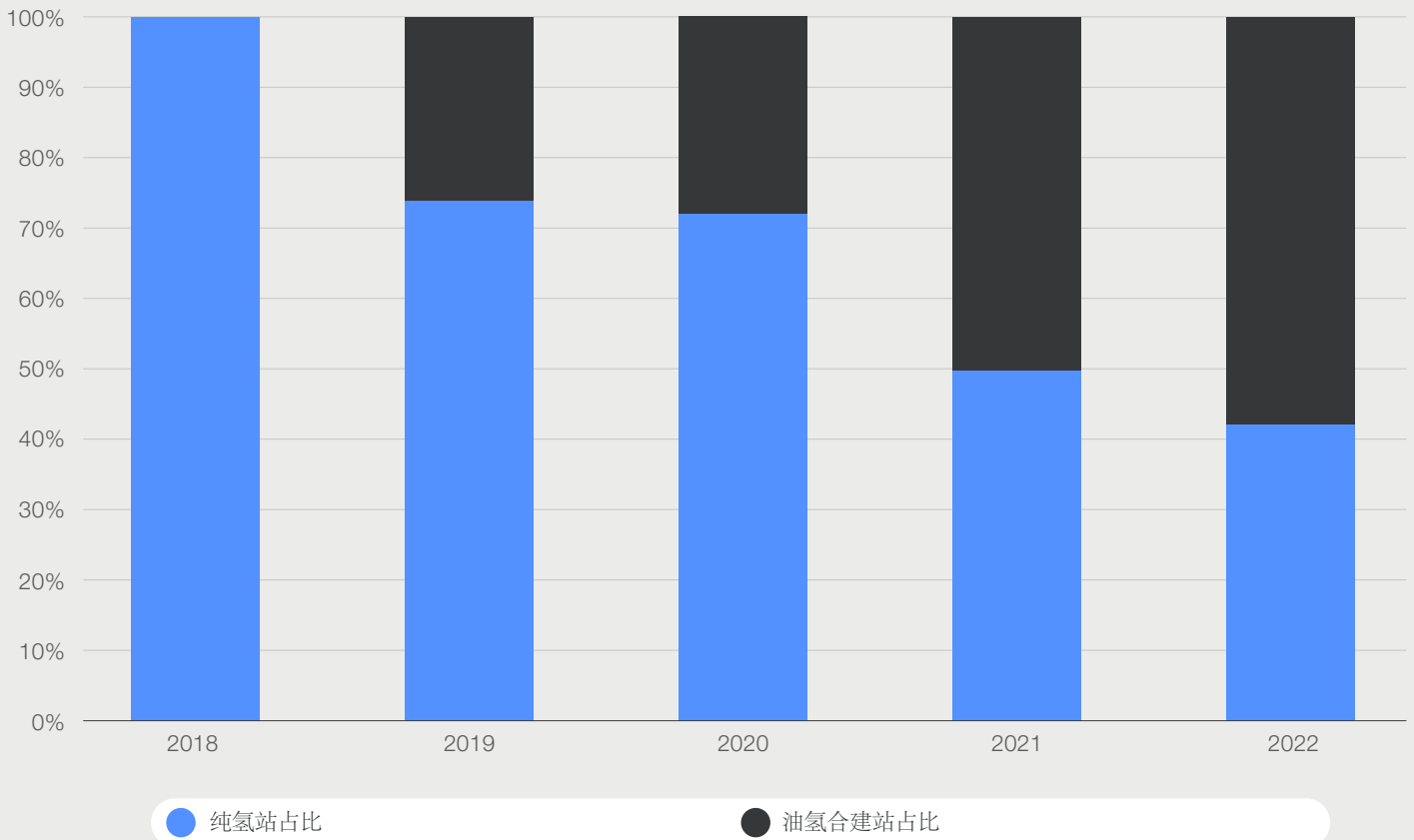
推动制氢加氢一体站建设

受储运技术和成本限制的双重制约,短期内难以实现大规模的储运基础设施建设。对此,最有效的解决方案是在单个地点建设制氢加氢一体站。建设制氢加氢一体站既可以节省拖车运输和装卸时间,又可以降低运输成本和运输安全风险,从而反向降低终端用户的用氢成本,消除公路运氢带来的相关风险。

大力推进由传统加油站向油氢合建站的改造建设

油氢合建站依靠已有加油站(化石燃料加油站)而建,是加快加氢站建设的有效方式。中国的传统加油站都可以被改造成加油加氢混合站。改造可以避免新建加氢站需要面临的诸多问题,如土地规划和行政审批验收。同时,由于燃料电池汽车(FCV)的大规模推广,导致燃油车数量不断减少,将加油站改造成油氢合建站可以盘活加油站资产,提高土地使用效率。

图10 纯氢站与油氢合建站占比变化趋势



数据来源:《中国加氢站产业发展蓝皮书(2022)》;埃森哲分析。

如图11所示,在所有具备加氢能力的燃料站中,油氢合建站的占比已从2018年的0%上升到目前的近60%。2021年国务院国资委发布的《关于推进中央企

业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》中亦明确鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。

“中国的传统加油站都可以被改造成加油加氢建站。”

加强金融工具对氢能产业基础设施建设的支持

结合氢能产业的特点和结构,通过绿色债券、银团贷款和融资租赁等多种方式,再辅以政府为促进减排而引入的市场机制,可以满足加氢站和输氢管道等建设资金需求。其他可以利用的金融工具包括:面向氢能产业链核心企业的绿色信贷专项渠道,创新知识产权质押贷款,20以及氢能专项投贷联动机制。

加快绿氢全产业链纳入各项绿色金融标准

2020年7月,欧盟发布了《可持续金融分类方案》,将绿氢全产业链纳入其中并进行了分类,包括氢能生产和使用装备制造以及储氢发电。²¹中国可以借鉴欧盟分类法以及有关各项绿色金融标准,如《绿色产业指导目录(2019年版)》和《绿色债券支持项目目录(2021年版)》,加快制定氢能产业分类标准,将绿氢全产业链项目纳入绿色金融标准目录。

案例研究

国家能源集团打造首个绿氢全产业链项目

国家能源投资集团有限责任公司(国家能源集团)是中国五大发电集团之一,于2018年牵头成立了中国氢能联盟,并于2019年投资建成了氢能科技有限责任公司。国家能源集团一直积极布局氢能产业。2022年9月,集团所属国华投资(氢能公司)开工建设宁东能源化工基地62万千瓦太阳能光伏发电项目。基地位于中国中北部的宁夏回族自治区,是该地区首个可再生氢能碳减排技术示范项目。

项目包括光伏发电(为电解槽提供所需电力)、电解水制氢(绿氢制氢)、加氢站及氢能重卡等子系统(所产氢能作为动力)。各项基础设施预计将在2023年底建成投产,可实现100%绿氢制备和绿氢应用。所产绿氢一部分供给宁夏煤业有限责任公司煤制油项目,实现部分绿氢替代,剩余部分供给加氢站,完成周边火电厂与煤矿之间运输煤炭的氢能重卡氢气加注工作。

项目最终计划建成400万千瓦兆瓦集中式光伏电站和960兆瓦离网光伏直流系统,配备年产约3万吨的电解水制氢设备,并建设超过20座加氢站。

建成后,该项目将成为中国规模最大的绿氢生产消费基地,能够形成可再生能源制氢、煤化工绿氢替代、氢储运、加氢、氢能车辆应用的绿氢全产业链。宁东项目将对利用绿氢实现碳减排具有重大示范效应。





目标 3

市场需求

3.1 中国绿氢新市场需要政策支持才能发挥其潜力

“氢燃料电池为固定线路上的重型长途商用车提供了理想解决方案。”

当前中国绿氢消费规模在氢能消费总量中的占比不足0.1%。与生产、储运有关的成本和技术制约着绿氢的消费增长。然而，绿氢要实现规模化发展，不能只靠供给侧改革创新——需求侧也需探索更大的发展空间。

氢能作为一种二次能源或替代能源，在交通、制造、电力、建筑等行业有着广泛应用。

从交通领域来看，在长距离、大重量的商用车场景下，电动车的电池重量、续航能力和充电时间存在明显限制，使用氢能作为替代则更合适。氢燃料电池具有能量密度高、自重轻、加氢快和耐低温等性能优点，更适用于高载重、固定路线的长途商用车。

在中国，绿氢的主要终端用户目前都集中在交通领域，为之提供了重要的脱碳解决方案。此外，与工业领域等其他领域相比，交通领域需求侧的价格敏感度相对较低。截至2021年，中国氢燃料电池车（HFCV）保有量共计9000辆，同年销售量仅为1596辆，22尚不足以支撑大规模的工业应用或充电基础设施建设。不过，氢燃料电池成本进一步下降使该技术有望普及。尽管航空、船舶等交通细分领域的氢能应用还处在试点阶段，但商业化应用仍将是远期目标。



氢能可为制造业尤其是钢铁制造业脱碳提供重大契机，钢铁制造业每生产1吨钢铁就会排放1-3吨二氧化碳。中国是世界上最大的钢铁生产国和消费国。面对居高不下的碳排放量，怀揣雄心勃勃的脱碳目标，中国迫切需要寻求创新低碳发展路径，重塑钢铁制造业。在铁矿石冶炼过程中，氢气可以取代焦煤作为燃烧燃料，燃烧副产物也会从二氧化碳变成水。目前氢能来源基本以焦炉煤气为主，23但随着成本下降，

绿氢有望成为更多工业应用中减少碳排放的关键解决方案之一。

氢在化工行业中也发挥着重要作用，是合成氨、合成甲醇、石油炼化和煤化工行业中的重要原料。受成本因素影响，当前中国化工行业所用氢气多通过天然气重整、煤气化等传统方式生产。随着中国绿氢产业链成本不断下降，市场对零碳工业解决方案的兴趣

日益浓厚，绿氢在氢化工中的比重将持续提升。

氢能在电力和建筑领域的具体应用场景包括氢储能(HES)和天然气掺氢(HCNG)。氢储能技术利用了发电具有波动性的特点。在电力充足时，利用电解水制氢，将间歇波动和富余电能转化为氢能储存起来。在其他来源的电力输出不足时，利用燃料电池或其他发电装置将氢能转化为电能并回馈至电网系统。

与多种储能技术路线对比，氢储能适合应用于大规模、长周期储能需求场景。据中国电力企业联合会数据统计，截至2021年底，全国储能装机容量达

到4266万千瓦，其中新型储能装机容量626.8万千瓦，24占比不足储能装机规模的15%，而新型储能中90%为电化学储能。氢储能在中国仍处于导入阶段，储能项目盈利水平不高，以储能为途径实现绿氢大规模应用仍是远期目标。

掺氢天然气由氢气和压缩天然气(CNG)按不同比例混合而成，通过现有天然气管道输送，可以用作天然气的替代品。掺氢天然气可以提高发动机的燃烧效率，减少氮氧化物污染和二氧化碳排放。但在中国，掺氢天然气面临技术含量低、成本高昂、减碳成效欠佳等诸多挑战，其大规模应用尚需时日。



图 11 中国主要储能技术路线对比

	 机械储能	 大规模储能, 削峰填谷	 热储能	 电磁储能	 化学储能	
应用形式	抽水蓄能 压缩空气储能 飞轮储能	电池储能*	熔融盐储热	超导储能 超级电容器储能	氢储能 天然气储能	
技术成熟度	高	高	中	低	低	
性能	储能容量	吉瓦级	千瓦-兆瓦级	兆瓦级	千瓦-兆瓦级	兆瓦-吉瓦级
	能量密度	低	高	适中	低	很高
	储能效率	70%-85%	60%-95%	50%-90%	80%-98%	30%-80%
	储能周期	月	周	周	天	年
	响应时间	秒至分钟级	百毫秒级	周至小时级	毫秒级	分钟级
	寿命	30-60年	2年	30年	100000次, 30年	10000小时
	成本	1000-6000元/千瓦	2000-3000元/千瓦	500-4000元/千瓦	/	20000-50000元/千瓦
优点	技术成熟 功率和储能容量大 寿命长 运行成本低	技术成熟响应速度快 建设灵活性高	蓄热量高	响应速度快寿命长	储能容量大 储能周期长	
缺点	响应速度慢 对基础设施要求高	成本高 部分存在发热问题	蓄热量高 应用场景 局限性大	能量密度低 投资成本高 具有自放电损耗	效率较低成本较高 对基础设施要求高	
应用场景	大规模储能, 削峰填谷	调峰调频	调峰, 热能直接利用	/	大规模、长周期储能	

数据来源: 公开数据, 埃森哲分析。

此项目标
包含的关键
任务

- 提振氢燃料电池汽车的短期市场需求。
- 打造多个终端应用场景, 推动氢能技术的大规模应用。

3.2 刺激市场需求的赋能措施

加快国内氢燃料电池技术和高压储氢系统的发展

中国氢燃料电池汽车发动机系统的大部分零件都已实现国产化,但催化剂、碳纸、高强度碳纤维等部分氢燃料电池材料仍需依赖进口。同时,高压储氢技术仍是提升中国氢燃料汽车在商用车领域渗透率的“卡脖子”难题。

一方面,中国迫切需要在储罐设备制造技术上取得进展,目前中国主流应用的是35MPaⅢ型瓶,而高压优势更为凸显的Ⅳ型瓶仍在研发阶段。另一方面,相关阀门还严重依赖进口,阻碍了高压储氢技术的国产化之路。因此,产业链上下游企业不仅需要共同协力攻关,开发替代产品,还需与海外优势企业合作,强强联合,协同创新。

提升对氢燃料汽车路权释放的政策支持

当前中国中央政府和地方政府都已出台氢燃料汽车发展目标和扶持政策,以促进氢燃料汽车的广泛应用(见图12)。然而,政策多聚焦在车辆购置和运营维护补贴上,对路权释放关注度不足。中国许多大城市都对大型运输车辆的通行路线和通行时间有着严格规定。路权释放将极大地激励企业购买和使用氢动力汽车,而即将出台的政策有望做出相关规定。具体来说,政策应该合理规定氢能源汽车每日开展商业化运营的时间,减少对行驶路段和行驶时间的限制。

加强公共采购对氢燃料汽车的支持

2020年9月,中国政府宣布了对氢燃料电池汽车投资“示范城市”的激励措施。²⁵各大城市积极响应,开

展氢燃料公交汽车的公共采购。由于相关激励措施的细则尚未公布,此类政府采购的数量仍然很小,各地政府采购数量较少,采购价格较低,部分采购价格甚至无法覆盖相关企业的生产成本。为促进氢燃料电池汽车市场发展,国家层面应出台指导意见,完善并公布奖励细则。地方政府层面应积极配合执行并刺激相关产业发展,进一步形成规模经济,降低氢燃料汽车成本,驱动市场需求。

推动绿氢发展,加快绿氢应用与钢铁制造等工业生产的耦合

推动氢基绿色化工和氢冶金工艺技术发展,将进一步推动绿氢领域发展,同时助力钢铁等行业实现脱碳。在氢冶金应用方面,目前以焦炭为燃料的高炉-转炉(BF-BOF)工艺很难为绿氢技术所取代。工艺技术亟待进一步发展,而中国自2015年以来的供给侧改革也推动了技术进步。考虑到国内的工业发展阶段,中国应在短期内专注于推广和应用氢基绿色化工和氢冶金技术,并掌握逐步过渡的能力。

探索绿氢与碳市场耦合,加快高排放工业企业的灰氢替代

2021年,中国全国碳排放权交易体系(全国碳市场)正式投入运行,覆盖了发电行业中2,225家重点排放单位。该体系旨在推动其他控排行业,特别是石化、化工和钢铁等行业进入碳市场覆盖范围,并完善碳定价机制。应建立氢能全生命周期碳足迹检测和认定,探索与中国核证自愿减排体系(CCER)的有机结合。此外,充分发挥碳市场的价格信号作用,量化绿氢的减排效益,加快氢能供给结构调整,提升绿氢在各种终端应用中的竞争力。

通过商业运营模式和示范性项目，促进绿色储氢和可再生能源来源的融合发展

随着中国能源结构调整向前推进，可再生能源在其电力结构中的地位正在加速提升。但在可再生能源丰富的西北部地区，受本地消费能力有限和外送通道建设滞后等影响，存在可再生能源电站综合利用率不足、弃电率高等情况。

探索绿氢在上游电源、电网侧的储能调峰作用，考虑向氢能生产商提供综合电价或辅助服务补贴。由于氢储能可以替代电化学储能，适用于需要大规模、长期储能的发电站，因此在为新能源发电站配置储能系统时，政府还应考虑不同技术路径的优缺点。政府应建设绿色储氢示范项目，加快绿色储氢技术的应用。



示范先行，构建多领域绿氢应用场景

结合建筑业等行业的现有情况，制定切实可行的绿氢实施方案，如在“气荒”场景下天然气掺氢技术的应用。建设试点示范项目，通过先行先试、示范引领，探索先进技术路线和商业模式，积累设计、建设和运营能力，为深度脱碳的大规模应用提供可复制、可推广的项目经验。

因地制宜布局产业示范，以集群模式带动产业链发展，拓展规模化应用

结合区域供应能力、产业基础、市场需求统筹谋划、合理布局，避免“从众效应”。在氢燃料电池汽车项目规划和布局中，各地曾盲目跟风，导致项目整体效率低下，造成多地基础设施重复建设、车辆供给与实际运力不匹配等问题。鼓励产业集群建设，带动大规模量产的实现，有效分摊研发成本和生产成本，激发绿氢产业的投资信心。

图 12 | 中国氢燃料电池汽车地方政府扶持政策

扶持内容

 地区	 创新研发	 关键零部件	 基础设施 - 加氢站	 终端应用 - 车辆	 产业生态
北京市大兴区	创新平台奖励 课题和标准研发补贴	采购补贴	/	购车补贴 运营补贴	企业落地补贴 租金补贴 融资补贴 交流活动补贴
北京市大兴区和山东省淄博市	首台(套)设备或零部件发明奖励 成果转化奖励	/	建设补贴 运营补贴	购车补贴 氢储运	项目落地补贴 投资补贴
上海市	成果转化奖励 积分制研发奖励	研发投入奖励	建设补贴 运营补贴	整车生产奖励 车辆运营奖励	/
福建省福州市	科研立项配套补贴 研发补贴	/	建设补贴 运营补贴	车辆运营奖励 购车补贴 放宽通行限制	重大投资项目“一事一议”
广东省佛山市	/	/	建设补贴 运营补贴	购车补贴 置换氢能车辆补贴 绿色营运奖励 公路通行费补贴 车辆入城路权	/
广东省广州市黄埔区	研发机构认定扶持 国家、省市级项目配套扶持	/	建设补贴 运营补贴	/	投资落户扶持 行业协会扶持 产业园扶持 贷款贴息

河北省张家口市	创新平台奖励 标准研发补贴 成果转化奖励	研发投产奖励	运营补贴	购车补贴 运营补贴	绿氢项目扶持 建设综合监督平台
河南省郑州市	创新平台奖励	研发投产奖励	建设补贴 运营补贴	整车研发生产奖励 运营补贴	项目落地补贴 企业贷款贴息
河南省濮阳市	创新平台奖励 知识产权奖励 首台(套)设备或零部件发明奖励	/	建设补贴	车辆研发奖励 运营补贴	企业转型氢能补助 重大项目“一事一议”



“氢进万家”——国际领先示范项目

2021年4月16日,科技部(MOST)与山东省政府签署了《共同组织实施“氢进万家”科技示范工程的框架协议》。此次签约,意味着山东成为全国首个也是目前唯一一个氢能大规模推广应用的示范省份。

“氢进万家”是根据国家“十四五”重点研发计划安排,在国家科技部“氢能技术”重点专项中明确实施的科技示范工程。该项目旨在建设氢能供应体系,为加氢站等配套设施建设和氢能关联产业发展打下基础。

实施周期为五年(2021-2025年),期间重点围绕“一条氢能高速、二个氢能港口、三个科普基地、四个氢能园区、五个氢能社区”的建设目标,通过纯氢管道输送的方式,展示氢能应用进入工业园区、社区楼宇和交通移动用能、港口、高速等多场景的可行性。该项目将催生中国首条氢能高速走廊和全国首个万台套综合供氢装置示范基地。

预计到2025年,绿氢日供量达到150吨。燃料电池热电联供系统供能覆盖1.2万户,6000辆氢燃料电池汽车(HFCV)将投入使用。示范工程总投入超过100亿元(14.5亿美元),将拉动千亿级氢能产业。

截至目前,项目进展包括:

- 出台29项氢能产业专项政策,编制发布2项氢能产业国家标准、9项地方标准、2项团体标准;
- 建成加氢站22座,建成投运全国首座高速加氢站;
- 投入使用燃料电池车848辆,开通燃料电池公交专线30余条。
- 完成4个零碳氢能绿色产业园的选址和方案设计。





目标 4

行业标准及认证

4.1 缓不济急, 对氢能行业快速发展支撑不足

“沟通不畅, 决策缓慢, 阻碍了氢能产业链标准体系建设。”

氢能技术标准对推广氢能技术的应用甚至主导氢能技术的发展具有举足轻重的地位, 发达国家、甚至国际社会都非常重视氢能技术标准化工作。目前中国氢能行业标准及认证已有建设基础, 但支撑不足。²⁶

根据中国标准化研究院提供的资料, 中国氢能标准体系主要包括八个标准子体系(见图13):

1. 氢能基础与管理
2. 氢质量
3. 氢安全
4. 氢工程建设
5. 氢制备与提纯
6. 氢储运与加注
7. 氢能应用
8. 氢相关检测²⁷

尽管发布的相关标准已覆盖氢能全产业链, 但差距仍然存在, 尤其是第6和第7标准子体系方面。在氢能储运与加注方面, 中国虽在近期发布了《车用压缩氢瓶团体标准》和《加氢站技术规范》等国家标准, 但对运输技术标准确立较少, 针对氢气长距离管道输送的设计标准仍处空白。与之相比, 美国针对不同应用情景下的氢气管道系统规定了设计、安装、使用要求。而氢能应用标准方面, 中国更聚焦于燃料电池汽车的相关技术条件, 其他应用场景的技术标准仍在规划中。

就标准层级结构来看, 全球最佳实践是将标准分为国家标准和行业标准, 且行业标准的数量通常多于国家标准。例如, 日本和美国的氢能行业标准分别是国家标准的3倍和4倍。原因是在美日两国, 行业标准主要起到补充、完善和拓展国家标准的作用。虽然中国氢能标准也由国家标准、行业标准、地方标准和团体标准共同构成, 但行业标准数量仅占国家标准的三分之一, 比例明显失衡。

在标准制定主体上, 中国氢能技术国家标准由中华人民共和国标准化管理委员会(SAC)统筹负责。相应的行业标准同样由政府机关负责确立, 如国家能源局(NEA)、工业和信息化部(MIIT)以及住房和城乡建设部(MoHURD)。然而, 对于氢能等涉及多个不同行业的新兴产业而言, 这种结构并不适合其快速通过认证。

一方面, 国家标准化管理委员会每年制定的国家标准数量有限, 各类标准需要按顺序制定, 造成标准制定历时较长。另一方面, 氢能领域作为跨学科、跨行业的技术领域, 氢制备、储运、应用等产业链上下游不同环节相对应的主管部门互不隶属, 有些环节存在多重管辖, 而有些技术领域则没有明确的主管部门与标准化组织, 由此带来的沟通不畅和决策缓慢也影响了全产业链的标准化体系建设。

图13 | 中国氢能标准体系



Source: Open data, Accenture analysis.

此项目标包含的关键任务

- 提供更加严谨的行业标准, 完善氢能监管体系。
- 动员多方利益相关者制定高质量的行业新标准。

4.2 推动行业标准及认证体系建设的赋能措施

立足氢能产业发展情况及产业薄弱环节,优化标准体系结构

需要提高氢能储运与加注(第6标准子体系)和氢能应用(第7标准子体系)等技术类别的标准覆盖度。在氢能基础设施方面,需加快制定和修订可再生能源电力制氢、高压储氢容器检测、固态储氢、氢液化装备、液氢储运装备、加氢站关键装备(氢气压缩机、加氢机、管件、阀门)等标准。

在氢能应用方面,需随着氢能应用领域的创新和拓展不断补充完善相关标准,确保氢能产业从示范水平向大规模应用顺利升级。

加强顶层设计,强化标准实施应用并通过政策支持、激励措施和社会宣传促进标准化

中国政府标准制定机构需加强对氢能产业标准的顶层规划,明确氢能产业标准制定的归口管理部门。加强对标准化建设的政策支持和激励引导,出台标准制定相关财政补贴,完善标准制定的监管流程、管理流程等,加快推动标准体系建设。此外,注重标准宣贯,提高标准宣贯的广泛性和时效性。

推动地方标准和团体标准先行先试,加快标准试点,形成可推广、可复制的经验模式

鼓励并支持地方政府机构率先制定地方和团体标准,尤其是国家标准尚未涉及的技术领域,解决部分国家标准长期积压的问题。

鼓励建立产业联盟、学术团体、企业和其他各类组织,在标准制定过程中开展合作和创新

产业联盟和学术团体可以提供测试数据和实践经验,需要推动产业联盟和学术团体参与标准化进程。企业、业内人士、学术界和标准制定机构需通过多方利益相关者平台开展合作,促进对话,共同制定高质量的标准。

以美国为例,美国氢能技术标准化体系由美国国家标准协会(ANSI)和标准发展组织(SDO)共同确立。美国国家标准学会负责标准化进程的协调与管理,授权确立美国氢能技术国家标准,但并不参与任何标准具体内容的制定,标准具体内容的制定由标准发展组织完成。标准发展组织由学术协会和行业联盟组成。

学术团体召开国际研讨会,获得前沿研究数据,为标准制定奠定数据基础,也为美国氢能标准向海外拓展开辟了重要途径。同时,行业联盟负责调动资源开展大规模测试,生成大量实验数据。由于行业联盟更贴近商业化市场,因此能够提供产业最新测试结果,把握产业发展趋势,为急需的氢能标准制定工作奠定基础。²⁸

合作制定国际标准

中国氢能企业、学术团体和产业联盟可主动加入国际标准化组织(ISO)委员会,积极参与国际标准工作进程。这种做法可以发挥两方面的作用。一方面,可以吸收借鉴全球先进经验,为中国氢能标准制定提供输入。另一方面,可以加快中国氢能标准体系与国际标准对接,为氢能技术交流和氢能国际贸易奠定良好基础。



目标5

技术

5.1 中国碱性电解水制氢技术成熟, 新一代氢能科技仍在探索

电解水制氢具有纯度等级高、与可再生能源结合紧密等特点, 相比核能制氢、光催化制氢等仍处于实验室阶段的技术路线, 是公认未来最有发展潜力的绿氢制备方式。电解制氢工艺主要依靠电解槽, 目前已投入使用的电解槽分为三类: 碱性电解槽 (ALK)、质子交换膜电解槽 (PEM) 和固体氧化物电解槽 (SOEC)。

碱性电解槽比其他两种电解槽更加便宜。碱性电解技术成熟, 单槽电解制氢产量高, 主要使用电网电力制氢。碱性电解槽已经实现国产化, 其关键性能指标均接近国际先进水平, 相关产业链发展已较为完备, 成本优势明显。然而, 尽管碱性电解水制氢已成为绿色制氢的首选方法, 但由于需要稳定的电力供应, 其效率仍会受到可再生电力供应波动的影响。为维持碱性电解制氢技术的核心地位, 碱性电解槽企业需进一步降低成本, 并确保其技术可与可再生资源系统大规模兼容。

与碱性电解技术相比, 质子交换膜电解技术的运行更加灵活, 反应效率更高。设备能以最低功率保持待机模式, 与波动性和随机性较大的风电和光伏具有良好的匹配性, 更加适用于未来以可再生能源电力为主体的电力结构, 技术发展和商业化有望进一步提速。然而, 中国必须在技术成熟度、设备规模、使用寿命和成本效益等方面赶上世界领先的质子交换膜电解槽生产商。中国质子交换膜电解槽的关键零部件对进口的依赖度较高, 如质子交换膜主要材料、铱等贵金属催化剂材料、钛基材料等。为保障质子交换膜电解技术的未来发展, 中国必须在全产业链各个环节使用国产部件替代进口部件。

固体氧化物电解槽能从高温工业流程中回收废热, 故其功耗低于碱性电解槽和质子交换膜电解槽。因此, 该项技术更适合与可以产生高温高压蒸汽的光热发电系统配套运行。²⁹在中国, 固体氧化物电解技术目前仅限于实验室层面的演示。



图 14 | 中国三种电解水制氢技术路线性能特点对比

	碱性电解水	质子交换膜电解水	固体氧化物电解水
技术成熟度	大规模应用	小规模应用	商业化初期
运行温度	70-90°C	70-80°C	70-90°C
电流密度	0.2-0.4 A/cm ² (安培/平方厘米)	1.0-2.0 A/cm ²	1.0-10.0 A/cm ²
单台装置制氢规模	0.5-1000 Nm ³ /h (标准立方米/小时)	0.01-500 Nm ³ /h	/
电解槽能耗	4.5-5.5 kWh/Nm ³ (千瓦时/标准立方米)	3.8-5.0 kWh/Nm ³	2.6-3.6 kWh/Nm ³
系统转化效率	60-75%	70-90%	85-100%
系统寿命	10-20年	10-20年	/
启停速度	热启停:分钟级冷启停:> 60分钟	热启停:秒级	SS: slow
动态响应能力	冷启停:5分钟	启停慢	Weaker
电源质量要求	极强	强	较弱
负荷调节范围	稳定电源	稳定或波动电源	稳定电源
系统运维	15-100%额定负荷	0-160%额定负荷	/
占地面积	有腐蚀性液体, 运维复杂, 运维成本高	无腐蚀性液体, 运维简单, 运维成本低	目前以技术研究为主, 无运维需求
电解槽价格	较大	较小	/
与可再生能源的结合	2000-3000元/千瓦(国产) 6000-8000元/千瓦(进口)	7000-12000元/千瓦	/
	适用于供电稳定且装机规模大的发电系统	适用于波动性较大的可再生能源发电系统	适用于产生高温高压蒸汽的光热发电系统

此项目标包含的关键任务

- 加强整个供应链的自主研发, 进一步优化电解制氢技术, 更好地适应可再生能源发展。

5.2 促进技术发展的赋能措施

增强碱性电解制氢系统的快速响应能力

采取多管齐下的办法,提升碱性电解制氢技术对可再生能源的适配性,如提高制氢系统的快速响应能力,提升大规模电解制氢系统的能效,以及加强碱性电解槽系统与电源的耦合控制等。开发含设计、运行环节的大容量制氢系统全过程仿真软件,实现模块化电解水制氢系统全过程仿真分析。

设立专项基金,加快新一代电解技术突破

由政府设立专项基金,联合领先实验室和学术机构加快技术突破。短期内以更具发展前景的质子交换膜电解制氢技术为研究重点,同时探索固体氧化物电解、阴离子交换膜(AEM)电解等其他新型电解技术的可能性。

以欧洲为例,2005年,欧盟委员会投资260万欧元,资助为期三年的GenHyPEM项目,专门研究质子交换膜电解技术,项目成员包括法国、德国、俄罗斯、美国等国家的11所大学和研究所,目标是开发出高电流密度、高工作压力和高电解效率的质子交换膜电解槽。

明确技术发展的目标和路径

政府可通过制定明确的技术发展阶段性目标及路径,引导资本和资源投入。2014年,欧盟提出了质子交换膜电解制氢技术的三步走发展目标,具体如下:

- 第一步是满足交通用氢需求,开发适用于大型加氢站的分布式质子交换膜电解系统。

- 第二步是满足工业用氢需求,生产功率10/100/250兆瓦的质子交换膜电解槽。

- 第三步是满足大规模储能需求,包括在用电高峰期利用氢气发电,家庭燃气用氢和大规模运输用氢等,计划在电解水制氢过程中逐步引入质子交换膜电解技术并逐步淘汰碱性电解技术。

通过加强校企联动和参与全球创新论坛,加速中国技术迭代创新

充分利用高校和科研机构的研究优势,紧密围绕前瞻性和颠覆性技术开展产学研合作,加快下一代氢能技术的集中发展和商业化。同时,积极对接国际氢能学会(IAHE)和其他相关国际组织,参加国际学术交流和论坛活动,并参与通用氢能技术和关键氢能技术的联合研发和产业应用。

高校和科研机构应创造更多机会,加强与氢能技术领先的国家或地区开展项目合作,共同开拓第三方国际市场。通过这种方式,中国可以在全球氢能产业链和创新链中发挥更加切实有效的作用。

加强建设创新平台,充分发挥产业集群的作用,培育和展示关键技术

聚焦氢能领域关键技术,构建多层次、多元化创新平台,支持高校、科研院所、企业建设前沿交叉研究平台。同时,整合行业优质创新资源,鼓励以产业集群示范区建设模式,打造氢能产业孵化器,支撑行业关键技术开发和工程化应用。



目标 6

发展进程与合作

6.1 顶层规划已出, 氢能供应链发展路径尚不明确

自2019年被列入两会《政府工作报告》以来, 中国绿氢产业一直在加速发展。2022年3月, 政府发布了《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》, 将氢能发展提上国家战略议程, 对推动整个氢能产业发

展起到了立竿见影的作用。但与全球其他主要经济体的氢能发展进程相比, 中国氢能发展进程, 尤其是绿氢发展进程, 仍有很长的路要走。



图 15 | 全球主要经济体氢能产业发展路线图



美国

2022年9月

能源部《国家清洁氢能战略和路线图》(草案)*

*美国于今年六月初发布了该战略和路线图的最终版。本报告未对其进行分析。

- 路线图全面概述了美国氢能生产、储运和应用情况,阐述了清洁氢能*将如何助力美国实现脱碳和经济发展目标。
- 目标是提高清洁氢能产量,到2030年实现年产1000万吨,到2040年实现年产2000万吨,到2050年实现年产3000万吨。
- 路线图确定了三大关键发展方向:(1)明确清洁氢能的战略性地位及高影响力用途,确保清洁氢能被用于价值最高的应用场景(缺少深度脱碳替代方案的场景);(2)降低清洁氢能成本;以及(3)重点发展区域网络,包括区域清洁氢能中心,以实现清洁氢能大规模生产和就近终端使用。



德国

2021年7月

《2021-2025年氢能行动计划》

2020年6月

《国家氢能战略》

- 行动计划分析了德国到2030年的氢经济增长预期,并为有效落实德国《国家氢能战略》提出了包括绿氢获取在内的80项措施。
- 明确氢能特别是可再生能源生产的绿氢,将是支持德国到2050年实现碳中和目标的必要条件,因为使用氢能可以逐步淘汰火力和核能发电。



日本

2019年3月

《氢能及燃料电池战略路线图》

- 路线图规定了具体的技术发展项目,并就每个领域分别设定了关键任务。
- 目标是到2025年,共有20万辆燃料电池汽车上路行驶,到2030年计划达到80万辆,建成由900座加氢站组成的加氢网络,达到现有加氢站数量的九倍。



欧盟

2019年2月

《欧洲氢能路线图:欧洲能源转型的可持续发展路径》

- 明确氢能是欧洲实现脱碳目标必不可少的因素,氢能将在建筑、交通和工业大规模脱碳中发挥作用。预测到2050年,氢能将占到欧洲能源总需求的25%。
- 提出以下里程碑:交通运输方面,到2030年形成由370万燃料电池乘用车和50万辆燃料电池轻型商用车组成的车队,约45,000辆燃料电池卡车和公共汽车投入运营,约570辆柴油列车被燃料电池列车所取缔。

注:*清洁氢能相比绿氢范围更广。根据中国《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢气标准及认定》,清洁氢是指单位千克氢在其生命周期内碳排放低于4.9千克二氧化碳当量限值的氢气,而绿氢在碳排放限值基础上附加了对生产源的要求。

数据来源:公开数据,埃森哲分析。

从国家层面的氢能产业规划来看,目前中国氢能顶层规划已出,但尚未形成衔接国家顶层规划的产业链发展目标和针对绿氢发展的路线规划。在氢能领域发展较为成熟的经济主体已纷纷制定了明确的战略路线图,以进一步推动氢能产业甚至是绿氢发展目标的落地(见图16)。

氢能国际贸易目前仍处于探索阶段,有待建立必要的交易机制。尽管日本和韩国国内资源匮乏,但正在率先打造海外氢能供应系统和销售市场。日本作为氢能产业领先国家,近年来持续推进国际合作,开展了全球清洁能源部长级会议,并于2019年举办了二十国集团部长会议氢能发展特别论坛。日本还针对发达国

家、资源国家和中国制定有针对性的合作策略,以实现引领全球氢能发展的目标。

中国在氢能领域起步较晚,但目前正处于快速扩张阶段。虽然中国已经拥有全球最大的氢能生产能力,但目前在该领域的产业发展蓝图仅在于实现“双碳”目标,重点关注国内能源结构调整。中国已着手对氢能行业进行产业规划和定位,但其方式却不同于其他主要经济体。尽管如此,近几届中国国际进口博览会上在氢能国际合作呈现出数量稳步增加、合作领域拓宽、合作模式延伸、聚焦“绿氢”、企业参与度提升等趋势。

图 16 中国国际进口博览会氢能国际合作情况

氢能国际合作趋势	2020年和2021年进博会	2022年进博会
合作项目数量增多	签约合作项目数量较少	签约合作项目数量超过2020年和2021年两年之和
合作领域拓宽	主要围绕用氢端(尤其是交通领域)展开合作	丰富了用氢端的合作,增加了化工领域的合作
合作模式延伸	进口采购模式	上下游广泛合作
“绿氢”成为合作热点	绿氢领域合作较少;对氢能“颜色”关注较少	绿氢合作项目增多
外方:更多外企参与并深化合作	仅有空气产品、松下、林德等国际巨头参与	蒂森克虏伯、西门子等领先企业首次在进博会签订合作项目,存量合作与新合作齐头并进
中方:由政府主导走向企业主导	地方政府是签署国际氢能协议的主要力量	更多中国企业带头参与国际氢能合作

此项目标包含的关键任务

- 加快制定国家氢能发展战略。
- 为国际合作奠定基础。

6.2 促进发展进程与合作的赋能措施

进一步细化国家氢能发展规划, 制定绿氢发展路线图

可参考国际领先经验, 完善国家级的氢能战略规划和路线图, 立足氢能产业发展目标, 制定支持产业高质量、可持续发展的技术路线、时间表与重点任务, 将绿氢发展纳入所有减排和绿色发展工作中, 引导和鼓励氢能的跨区域合作、多领域应用和可持续发展。

制定长效国际合作机制, 实现技术、政策、学术界、企业和金融与全球供应链的对接

“一带一路”沿线聚集了全球85%的发布氢能战略的国家, 为中国参与国际氢能合作奠定了基础。中国应积极拓展与上述国家和全球其他主要参与者在氢能技术研究、标准制定、领先实践和行业融资等方面的合作, 共同推动氢能产业发展。

加强国际合作, 共同制定碳排放标准

预计从2026年开始征收的欧盟碳边境调节税 (CBAM), 将碳税的适用范围扩大到了氢能和部分其他行业。这意味着, 未来, 中国与欧盟的氢能贸易将与欧盟的碳排放配额定价机制挂钩, 氢能碳排放标准对接也将成为未来氢能贸易无法回避的重要工作。³⁰中国虽已颁布《低碳氢、清洁氢与可再生能源氢的标准与评价》,³¹但该标准仅仅是团体标准, 有待与欧盟、日本等地区和国家的标准对接。



中国绿氢发展蓝图

中国绿氢的协同发展之路

中国绿氢发展仍处于早期拓展阶段,目标是建立新型能源体系并打造完整的氢能供应链。随着中国明确表示到2030年要实现碳达峰的宏伟目标,绿氢必将在中国碳中和进程中发挥关键作用。为了绿氢技术的规模化发展,中国需要通过产业、区域和全球合作,重点发展绿氢产业。

相关重点工作包括以下内容:

- 施行平衡供应和需求的政府政策
- 加强各省份之间的协调,充分发挥各自优势,实现区域协同
- 支持加强在成本、基础设施和市场等方面的全球多方合作
- 实施符合中国国情的技术、标准和认证

施行平衡供应和需求的政府政策

下游市场需要大规模、低成本的绿氢供应,而绿氢供给项目的开发和基础设施建设同样需要下游稳定的需求支撑。这种供给和需求“难分先后又互利共生”的纠缠局面,亟需供应链各环节共同努力,推动绿氢产业迈向规模化发展。

鉴于政府政策在促进产业发展方面仍具有不可替代的作用,政策重心应建立在明确定义发展目标的整体规划之上。整体规划应确保在绿氢技术取得重大突破后再逐步淘汰现有能源,实现中国能源产业有序演进。

加强各省份之间的协调,充分发挥各自优势,实现区域协同

由于中国可再生能源资源在地理位置上并不总是靠近用能中心,各省市需要统筹规划供应链各个环节,避免出现低水平氢能项目重复建设。中国大部分省市已将氢能产业发展目标纳入其“十四五”规划中,需要发挥各自比较优势实现协同发展。通过消除贸易壁垒,各省市可在政策、标准、技术和推广等事关行业成功发展的核心要素上加强合作。

各省市需要相互协调,充分发挥各自在产业结构、资源禀赋、科学研究、人才和市场前景方面的相对优势。与此同时,各省市还需要在政策、标准、技术、市场和其他核心因素之间实现协同发展,消除区域壁垒和地方保护主义对产业发展的阻碍。在国家政策的指导下,由重点城市牵头和龙头企业参与的区域协同发展必将促进氢能产业实现新增长。

支持加强在成本、基础设施和市场等方面的全球多方合作

世界已迎来以绿色低碳为特征的新一轮产业革命和技术变革,中国在其中扮演越来越重要的角色。中国可再生能源装机量占全球的三分之一。全球50%的风电设备组件和80%的光伏设备组件均产自中国。中国可再生能源领域投资已连续七年居全球第一。³²

因此,中国氢能企业、学术界和产业平台应通过合作和项目交流,参与到全球氢能市场中。开展全球氢能合作不仅是落实气候行动的必要义务,也是实现经济、社会和能源、安全等多领域协同发展的积极举措。为在全球标准、技术创新和贸易领域实现合作共赢,中国绿氢发展应坚持多边主义,这符合中国的利益。

中国、欧盟和日本都希望大力发展绿氢产业,在成本、基础设施和市场等有助实现氢能产业规模化发展的三个关键要素上,三方目标一致。欧盟希望降低氢能制备的用电成本,而日本因依靠氢能进口,从而更加注重电解槽设备的投资。中国则围绕整个氢能价值链开展投资,尤其侧重打造氢能产业园。

实施符合中国国情的技术、标准和认证

在技术、标准、认证和发展进程方面,中国与欧盟和日本有所不同——由于中国拥有稳定且丰富的可再生能源来源,因此已选择碱性电解技术用于大规模可再生能源制氢项目。

而对于依赖不稳定可再生能源来源的绿氢制氢项目,中国则选择了质子交换膜电解技术。

因行业标准和认证体系受到中国式管理体制约束,中国的氢能产业发展不同于其他国家。前期,中国应制定有关氢安全、氢工程建设、氢制备、氢纯化和氢相关检测的国内标准,满足少数地方性氢能示范项目的运营需求。各省市和区域之间需扩大合作,确保全国范围内氢能产业发展方向一致,氢能应用规模不断扩展,以及氢能技术持续进步。在这种合作的推动下,对可再生能源制氢、氢储运和加注以及氢能应用类技术标准的需求必将日益加剧。

2022年10月,国家能源局(NEA)下达了《2022年能源领域行业标准制定计划项目汇总表》,其中11项涉及氢能。压缩氢气储运管道和气瓶标准、氢储能电站储氢系统标准、富氢压缩天然气输送标准以及绿氢制备标准均被纳入计划。

上述各项工作将加快中国氢能行业标准的制定。



图 17 | 中国绿氢发展目标及赋能措施建议汇总




国旗表示欧盟和日本在此领域有提出类似的赋能措施



市场需求

提振氢燃料电池汽车的短期市场需求

6a. 加快国内氢燃料电池技术和高压储氢系统的发展



6b. 提升对氢燃料汽车路权释放的政策支持


6c. 加强公共采购对氢燃料汽车的支持




市场需求

打造多个终端应用场景, 推动氢能技术的大规模应用

7a. 推动绿氢发展, 加快绿氢应用与钢铁制造等工业生产的耦合



7b. 探索氢能与碳市场耦合, 加快高排放工业企业的灰氢替代




7c. 通过商业化运营模式和示范项目, 促进绿氢储能和可再生能源的融合发展

7d. 示范先行, 构建多领域绿氢应用场景



7e. 因地制宜布局产业示范, 以集群模式带动产业链发展, 拓展规模化应用



行业标准及认证

提供更加严谨的行业标准, 改善氢能监管体系

8a. 立足氢能产业发展情况及产业薄弱环节, 优化标准体系结构

8b. 加强顶层设计, 强化标准实施应用并通过政策支持、激励措施和社会宣传促进标准化

行业标准及认证

动员多方利益相关者制定高质量的行业新标准

9a. 推动地方标准和团体标准先行先试, 加快标准试点, 形成可推广、可复制的经验模式

9b. 鼓励建立产业联盟、学术团体、企业和其他各类组织, 在标准制定过程中开展合作和创新

9c. 合作制定国际标准

发展进程与合作

加快制定国家氢能发展战略

10a. 进一步细化国家氢能发展规划, 制定绿氢发展路线图

10b. 加强国际合作, 共同制定碳排放标准

10c. 制定长效国际合作机制, 实现技术、政策、学术界、企业和金融与全球供应链的对接




图 18 | 赋能措施:路线图绘制



2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030

<p>7d.示范先行, 构建多领域绿氢应用场景</p> <p>7e.因地制宜布局产业示范, 以集群模式带动产业链发展, 拓展规模化应用</p> <p>8a.立足氢能产业发展情况及产业薄弱环节, 优化标准体系结构</p> <p>8b.加强顶层设计, 强化标准实施应用并通过政策支持、激励措施和社会宣传促进标准化</p> <p>9a.推动地方标准和团体标准先行先试, 加快标准试点, 形成可推广、可复制的经验模式</p> <p>9b.鼓励建立产业联盟、学术团体、企业和其他各类组织, 在标准制定过程中开展合作和创新</p> <p>9c.合作制定国际标准</p>										
<p>10a.进一步细化国家氢能发展规划, 制定绿氢发展路线图</p> <p>10b.加强国际合作, 共同制定碳排放标准</p> <p>10c.制定长效国际合作机制, 实现技术、政策、学术界、企业和金融与全球供应链的对接</p>										

2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030

2030年展望：中国绿氢发展路径

2022年3月, 中国政府发布氢能产业中长期规划, 吹响了我国绿氢产业快速发展的号角。2030年是中国实现碳达峰目标的最后一年, 也是各行业开启深度脱碳进程的第一年, 标志着中国绿氢产业将进入规模化发展的新阶段。本报告以2030年为关键里程碑

节点, 提出了促进中国绿氢产业发展的赋能措施路线图, 并划分为以下三大发展阶段:

- 阶段1: 2023-2024年
- 阶段2: 2024-2027年
- 阶段3: 2027-2030年



阶段1:2023-2024年

- 赋能政策:制定赋能政策,支持绿氢产业实现长期发展,包括给予绿氢供应链财税激励和补贴。
- 示范项目:支持建设更多示范项目,降低氢能储运成本。
- 技术突破:加强核心技术攻关,尤其是氢能技术和燃料电池研发,实现技术突破。
- 与现有能源供应协调:探索“风光氢储”协调发展,推动氢能与其他现有能源生产和储存耦合互补。
- 工业领域应用:协调发展将为氢能在交通、供暖、化工和冶金的应用铺平道路,从而提高能源利用效率和社会经济效益。

阶段2:2024-2027年

- 技术标准:建立由国家、行业、地方、团体和企业标准组成的全方位氢能技术标准体系,全面覆盖氢能基础设施设计、建设和认证。
- 供应网络投资:开发长距离运氢和大规模储氢技术,加大对基础设施投资,支撑形成跨区域、全国性的一体化供应网络。

- 国际合作:吸引国际投资对建设一体化供应网络至关重要,需要保持开放心态,务实开展技术和产业创新。
- 普遍进展:到本阶段结束时,中国绿氢应用将实现多地开花。

阶段3:2027-2030年

- 价格和需求目标:可再生能源制氢成本达到15元/千克(2.18美元/千克),百公里储运价格在5-10元/千克(0.73-1.45美元/千克),加氢站终端价格约30-35元/千克(4.36-5.09美元/千克)。绿氢需求达到500-800万吨。
- 能源基础设施:全国范围内建成超过5000座加氢站,形成较为完善的供氢网络。
- 认证:建立健全氢能产业标准和认证体系。
- 创新网络:依托龙头企业和重点院校,打造一批国家级工程研究中心、技术创新中心和制造创新中心。通过制定多个衔接国家氢能顶层规划的细分发展目标和路线图,创新网络将助力全产业链关键技术取得突破。
- 全球参与:寻求与外资企业开展务实合作,积极参与氢能技术和产业创新,在全球氢能发展中发挥重要作用。



结论

2022年3月,中国政府发布《氢能产业中长期发展规划(2021-2025年)》,将实现氢能产业价值链增长纳入国家发展规划,氢能在中国能源系统中的地位将愈发关键。绿氢在交通、制造、电力、建筑等行业具有巨大的脱碳潜力,是中国到2060年实现碳中和目标的首要任务。

尽管绿氢已日渐受到关注,但围绕成本、基础设施和市场需求等方面的挑战阻碍了绿氢在中国能源转型中发挥重要作用。因此,目前绿氢在中国氢能产量和消费量中仅占极少部分。

国家发展规划为绿氢产业制定了高层战略目标,到2035年,可再生能源氢需在终端能源消费中占据重要比例,但目前尚未提出分阶段、可衡量的绿氢精准发展路径。需要明确发展目标、细化发展规划并制定专项政策,来促进价值链合作,推动绿氢产业实现大规模有序发展。

本报告提出了中国绿氢赋能措施建议,由成本、基础设施、市场需求、行业标准及认证、技术以及发展进程与合作等六大关键攻坚目标组成。报告介绍了助力实现各项目标的35项赋能措施,从现在起到2030年分三个阶段实施,探讨了多个跨领域议题,包括政府政策的支持作用、跨省协同、基于全球合作的发展方式以及符合中国特色的标准制定方法,为行动蓝图的制定提供了进一步信息。

在未来18个月中,中国政府可以采取切实举措促进绿氢产业发展,包括支持示范项目建设,为绿氢在工业领域中的应用提供政策激励等。另一方面,这些措施也会推进成本、基础设施和市场需求等各领域工作取得突破,助力绿氢技术加速发展。

撰稿人

世界经济论坛

Roberto Bocca

世界经济论坛能源和材料中心总负责人

Noam Boussidan

世界经济论坛能源和材料中心产业生态系统转型经理

李青

世界经济论坛大中华区气候行动能源行业负责人

Jörgen Sandström

世界经济论坛能源和材料中心产业生态系统转型负责人

Stephanie Shi

世界经济论坛能源和材料中心内容策划负责人

夏冰

世界经济论坛大中华区政府事务负责人

埃森哲

范晓鹏

埃森哲大中华区可持续发展业务总监

Catherine O'Brien

埃森哲工业脱碳业务主管

Melissa Stark

埃森哲全球公用事业行业可再生能源及能源转型业务主管、欧洲可持续发展业务净零转型业务主管

张逊

埃森哲大中华区可持续发展业务主管

赵晋荣

埃森哲大中华区化工和能源行业主管

致谢

感谢多位来自行业领先企业、氢能产业联盟、学术机构和国际氢能示范区的行业从业者和专家，其洞见为报告的撰写提供了参考。衷心感谢参与本次报告研究并贡献自己宝贵意见和建议的所有组织和专家，其中多数组织和专家的名单详见下方。

同时还要感谢中国国家发展和改革委员会国际合作中心、中国氢能联盟以及参与本次工作的国际可再生能源署的同事们。感谢你们的专业意见和辛苦付出，正是在你们的大力支持下，报告才得以正式出版。

陈静

国家能源投资集团国际合作部主任

丁恺

国家发展与改革委员会国际合作中心机制合作处处长

冯树臣

国家能源集团副总经理

付晓明

亿华通科技股份有限公司副总经理

林伯强

厦门大学中国能源政策研究院院长、能源经济与能源政策协同创新中心主任

刘国跃

国家能源集团董事长

刘文莉

中国华能集团有限公司国际合作部副主任

刘玮

国华能源投资有限公司总经理、中国氢能联盟秘书长

刘亚洁

大兴国际氢能示范区水木兴创(北京)科技发展有限公司首席执行官

卢海龙

北京大学教授、北京天然气水合物国际研究中心主任

苗乃乾
中国电动汽车百人会氢能中心副主任

潘雄锋
大连理工大学经济管理学院教授

万燕鸣
中国氢能联盟研究院总经理

宛朝辉
三一氢能科技有限公司总经理

王金意
中国华能集团有限公司清洁能源技术研究院氢能技术部主任

王威
国家发展和改革委员会国际合作中心机构合作处项目负责人

王英歌
隆基氢能科技有限公司副总裁

王媛媛
安赛乐米塔尔(中国)有限公司脱碳转型专家、碳中和部经理

徐晋涛
北京大学博雅特聘教授、北大环境与能源经济研究中心主任

杨雷
北京大学能源研究院副院长

张岩
中国氢能联盟研究院产业研究部主任

张炎
北京大学新能源转化实验室高级工程师

张玉广
中船派瑞氢能科技有限公司总经理

张真
中国电动汽车百人会氢能中心主任

编辑

Madhur Singh
Jonathan Walter

设计

Bianca Gay-Fulconis
Jean-Philippe Stanway

尾注

1. Leigh Collins, *China should install 100GW of green hydrogen by 2030*, says Beijing-supervised body, Recharge, <https://www.rechargenews.com/energy-transition/china-should-install-100gw-of-green-hydrogen-by-2030-says-beijing-supervised-body/2-1-1071599>, 2021.
2. Wan Yanming, Xiong Yalin and Wang Xueying, *Strategic analysis of hydrogen energy development in major countries*, <https://esst.cip.com.cn/EN/Y2022/V11/I10/3401>, 2022.
3. International Energy Agency, *Hydrogen Industry Development Plan 2021-2035*, <https://www.iea.org/policies/16977-hydrogen-industry-development-plan-2021-2035>, 2023.
4. A hydrogen fuel-cell vehicle (HFCV) uses the same kind of electric motor to turn the wheels that a battery-electric car does. But it is powered not by a large, heavy battery but by a fuel-cell stack in which pure hydrogen (H₂) passes through a membrane to combine with oxygen (O₂) from the air, producing the electricity that turns the wheels plus water vapour. See John Voelcker, *Hydrogen Fuel-Cell Vehicles: Everything You Need To Know*, <https://www.caranddriver.com/features/a41103863/hydrogen-cars-fcev/>.
5. Statista, Energy & Environment, “Hydrogen consumption worldwide in 2020, by country” and “Global hydrogen use 2020, by country, published by N. Sönnichsen”, <https://www.statista.com/statistics/1292403/global-hydrogen-consumption-by-country/>.
6. Chinese yuan converted to US dollars using the 3 April 2023 rate of 0.145583. Source: www.XE.com.
7. China EV100, *Report on the Development of Hydrogen Energy Industry in China 2020*, October 2020.
8. State Council, *Action Plan for Carbon Dioxide Peaking Before 2030*, October 2021.
9. *The Opinions on Improving the Systems, Mechanisms and Policy Measures for the Transition to Green and Low-carbon Energy* jointly issued by the NDRC and NEA propose “to facilitate the building of energy supply systems dominated by clean and low-carbon energy, as well as to accelerate the construction of large-scale wind power and photovoltaic bases, especially in desert, gobi and desolate areas.” At the end of 2021, NEA issued a *Notification on the Selection of Proposed Second Series of Projects for Large-scale Wind Power and Photovoltaic Bases Mainly Located in Desert, Gobi and Desolate Areas*, further requiring that “the threshold for an individual project shall not be less than 1 million kW.”
10. Interview with China Hydrogen Alliance, compiled by Accenture.
11. Chengdu Municipal People’s Government, *Policy Measures for Energy Structure Optimization for Green and Low-carbon Urban Development*, June 2022.
12. Compared with green hydrogen, clean hydrogen covers a wider range. According to China’s *Standards and Certification for Low-carbon Hydrogen, Clean Hydrogen and Hydrogen from Renewable Energy Sources*, clean hydrogen produces no more than 4.9 kilograms of carbon dioxide in its entire life cycle for each kilogram of hydrogen produced, while green hydrogen is subject to the requirements for production sources in addition to the carbon emissions ceiling.
13. Monahan Katherine and Marisa Beck, *Hydrogen tax credits in the U.S. Inflation Reduction Act*, Canadian Climate Institute, <https://climateinstitute.ca/publications/hydrogen-tax-credits-in-the-u-s-inflation-reduction-act/>, 2023.
14. Interviews with industry insiders, compiled by Accenture.
15. TrendBank and ZDHS, *Blue Book on the Development of China’s Hydrogen Refuelling Station Industry 2022*, July 2022.
16. China EV100, *Report on the Development of Hydrogen Energy Industry in China 2020*, October 2020.
17. Ibid.
18. New energy vehicles (NEVs) refer to vehicles that use unconventional vehicle fuels as their power source. NEVs are divided into pure electric vehicles, extended-range electric vehicles, plug-in hybrid vehicles, and non-plug-in hybrid vehicles. Pure electric vehicles – including battery-electric vehicles (BEVs) and solar-powered vehicles – are completely powered by electricity. In the China context, NEVs do not usually include vehicles powered by hydrogen or hydrogen fuel cells.
19. In the “Two Sessions” held in March 2023, China’s National People’s Congress representatives noted that hydrogen is still managed as a hazardous chemical in the country. However, to develop the hydrogen industry, it is recommended that hydrogen used as energy and hydrogen used as an industrial raw material be treated separately, so that projects to produce, store and utilize hydrogen as an energy source are not treated as chemical or hazardous chemical projects.
20. Intellectual property pledge financing refers to a financing method in which an enterprise obtains loans from a bank that evaluates its property rights in legally owned patents, trademarks and copyrights as collateral. Intellectual property pledge financing can alleviate the difficulty and high cost of financing for enterprises to a certain extent, and obtain necessary funding through the “light assets” of intellectual property. This can help technology-based small- and medium-sized enterprises to solve financial shortfalls caused by the lack of real estate by using intellectual property pledges as collateral.

21. EV100_Plus, Hydrogen Energy Center of China EV100 and Central University of Finance and Economics, *Building a Hydrogen Finance System in line with the Carbon Peaking and Carbon Neutralization Goals*, 2022.
22. China EV100, *Report on the Development of Hydrogen Energy Industry in China 2020*, October 2020.
23. China Metallurgical News, *Realities and Challenges Regarding Hydrogen Metallurgy Technology*, 29 August 2022.
24. The *Development and Enforcement Plan for New-type Energy Storage under the 14th Five-Year Plan* issued by the NEA stipulates that “new-type energy storage refers to energy storage mainly in the form of power output in addition to pumped storage”.
25. Five ministries of the state announced incentives for FCV demonstration cities, replacing the previous policy of large subsidies for FCV purchases. A demonstration city shall be able to, within four years, “promote more than 1,000 FCVs that meet the relevant technical metrics, with an average operating distance of over 30,000 km covered by hydrogen use per vehicle.”
26. According to the definition of the Standardization Law of the People’s Republic of China, standards refer to technical requirements that need to be unified in fields such as agriculture, industry, service industry and social undertakings. Standards include national standards, industry standards, local and group standards, and enterprise standards. National standards refer to standards adopted and publicly released by national institutions, and are divided into mandatory and recommended standards. Industry and local standards are recommended standards. Group standards are independently formulated and released by groups in accordance with the standard development procedures established by the group, and are voluntarily adopted. On December 29, 2020, the “Standards and Evaluation of Low Hydrocarbon, Clean Hydrogen, and Renewable Energy Hydrogen” proposed by the China Hydrogen Alliance was officially released and implemented.
27. “Review of Hydrogen Standards for China”, https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2019/44/e3sconf_icaeer18_03032.pdf.
28. Shi Wenbo, Cai Chunming, Li Dewei, Ono Kei and Zhang Jianbo, *ISO/IEC: Comparisons between the Standardization Systems for Hydrogen Energy Technology in the US, China, and Japan and the Recommendations*, Chemical Industry and Engineering Progress, <https://hgjz.cip.com.cn/EN/Y2022/V41/I12/6275>, 2022.
29. China EV100, *Report on the development of hydrogen energy industry in China 2020*.
30. China Energy News, *CBAM: Legislation passed at the first reading in the European Parliament*, 2022.
31. Wei Liu, Yanming Wan, Yalin Xiong and Pengbo Gao, “Green Hydrogen Standard in China: Standard and Evaluation of Low-Carbon Hydrogen, Clean Hydrogen, and Renewable Hydrogen”, in *Hydrogen Sourced from Renewables and Clean Energy: A Feasibility Study of Achieving Large-scale Demonstration*, edited by Y. Li, H. Phoumin and S. Kimura, pp. 211-24, Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319921042737>, 2022.
32. Xie Zhenhua, *Great Changes in the World: Symbiosis and Restructuring*, International Financial Forum (IFF), 2 December 2022.



COMMITTED TO
IMPROVING THE STATE
OF THE WORLD

世界经济论坛是推动公私合作的国际组织, 致力于改善世界状况。

论坛汇聚政界、商界等社会各界重要领袖, 共同制定全球、区域和行业议程。

世界经济论坛
91-93 route de la Capite
CH-1223 Cologny/Geneva
Switzerland

Tel.: +41 (0) 22 869 1212
Fax: +41 (0) 22 786 2744
contact@weforum.org
www.weforum.org