

# 中国氢能基础设施产业发展战略研究

凌文<sup>1</sup>, 刘玮<sup>2</sup>, 李育磊<sup>2</sup>, 万燕鸣<sup>2</sup>

(1. 中国工程院, 北京 100088; 2. 国家能源集团氢能科技有限责任公司, 北京 100007)

**摘要:** 氢能是构建以清洁能源为主的综合能源供给系统的重要载体, 开发利用氢能已成为中国能源技术发展的重要战略方向, 中国的氢能基础设施发展滞后是制约氢能大规模应用推广的重要因素。本文分析了中国氢能基础设施(以加氢站为主)的发展现状与趋势, 剖析了氢能基础设施产业(以加氢站为主)发展方面存在的困难与挑战, 结合国外部分发达国家的先进经验, 提出了我国氢能基础设施产业发展的总体目标及发展路径, 针对体制保障与政策提出相关建议, 本文的研究结果可为我国推进氢能产业发展指导政策的制定提供参考。

**关键词:** 氢能产业; 基础设施; 战略研究

**中图分类号:** TK91 **文献标识码:** A

## Development Strategy of Hydrogen Infrastructure Industry in China

Ling Wen<sup>1</sup>, Liu Wei<sup>2</sup>, Li Yulei<sup>2</sup>, Wan Yanming<sup>2</sup>

(1. Chinese Academy of Engineering, Beijing 100088, China; 2. China Energy Hydrogen Technology Co., Ltd., Beijing 100007, China)

**Abstract:** Hydrogen energy is recognized as an important fundamental element to construct an integrated energy supply system dominated by clean energies. Hydrogen development and utilization have become a significant energy development direction for China. However, the inadequate development of hydrogen infrastructures is one of the main reasons hampering the large-scale application and promotion of hydrogen energy in China. This study deeply analyzed the current situation and trend of China's hydrogen infrastructures (focusing on hydrogen refueling stations), and discussed about the difficulties and challenges in developing the hydrogen infrastructure industry in China. Referring to the advanced experiences of several developed countries, we proposed an overall development goal and route for China's hydrogen infrastructures, and put forward some reasonable suggestions on system safeguard and related policies. The study results would provide a useful reference for the formulation of China's guidance policies on hydrogen development.

**Keywords:** hydrogen industry; infrastructure; strategy study

### 一、前言

全球能源行业正经历着以低碳化、无碳化、低

污染为方向的第三次能源变革, 随着全球能源需求不断增加, 全球电气化趋势明显, 未来以可再生能源增长幅度最大的电力能源结构将持续变化, 进一

收稿日期: 2019-05-06; 修回日期: 2019-05-08

通讯作者: 李育磊, 国家能源集团氢能科技有限责任公司工程师, 研究方向为新能源技术与应用; E-mail: 11665209@chnenergy.com.cn

资助项目: 中国工程院咨询项目“中国氢能源与燃料电池发展战略研究”(2019-ZD-3)

本刊网址: www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

步形成以石油、天然气、煤炭、可再生能源为主的多元化能源结构。

氢能作为一种清洁、高效、安全、可持续的二次能源，可通过一次能源、二次能源及工业领域等多种途径获取，也可广泛应用于工业、建筑、交通、电力行业，是未来构建以清洁能源为主的多元能源供给系统的重要载体，氢能的开发与利用技术已经成为新一轮世界能源技术变革的重要方向，也是汽车产业未来发展的战略制高点，发展氢能将有利于加快推进我国能源生产和消费革命，对新时代能源转型发展具有重大意义。

2017 年年末，国际氢能源委员会在麦肯锡管理咨询公司的协助下，发布了全球首份氢能源未来发展趋势调查报告，报告指出，到 2050 年，在全球范围内，氢能产业将创造 3000 万个工作岗位，减少  $6 \times 10^9$  t 二氧化碳排放，创造 2.5 万亿美元的市场价值，氢能汽车将占全世界车辆的 20%~25%，承担全球 18% 的能源需求 [1]。

中国的氢能产业已进入产业化的快车道，尤其是从 2017 年以来，在关键技术突破、产业规模增长上取得一定成绩，许多地方率先出台支持政策，实现了小规模全产业链应用示范，但随着产业规模与应用场景的增加，氢能基础设施（主要为加氢站）的供氢保障问题已成为制约整个产业持续发展的重要因素。

## 二、中国发展氢能产业的重要意义与基础条件

### （一）氢能是中国构建清洁能源综合供给系统的重要载体

在优化能源系统方面，氢能的多种制取途径与应用领域，打破了现有煤电等传统能源与可再生能源等清洁能源单一的能量转换模式，可成为现有能源体系的互转点与耦合中心，是实现大规模可再生能源利用的重要载体，可实现多异质能源跨地域和跨季节的优化配置，形成可持续、高弹性的创新型多能互补系统。

在提高能源安全方面，由于石油消费比重增加与自给能力不足之间的矛盾日益凸显，2018 年我国石油对外依存度已达到了 69.8% [2]，石油等能源紧缺及较高的对外依存度正在成为遏制我国可持续

发展的瓶颈，氢能配合燃料电池技术，可实现氢燃料电池汽车大规模应用，有助于大幅度降低交通领域的石油与天然气等能源消费量，降低石油等化石能源的对外依存度。

在提升能源使用效率方面，氢作为能源互联媒介，可循环利用工业副产氢与一次富裕化石能源，配合二氧化碳捕集与封存就地低碳转化，将广泛应用于交通运输领域、替代焦炭用于冶金、与二氧化碳转化为含氧化合物和燃料、与天然气混烧并通过燃气轮机发电或工业供热、或利用储氢及燃料电池技术形成储能装置，通过调峰手段增加电力系统灵活性，弥补电力不可存储问题，从而有效实现不同行业能源网络之间的协同优化。

在低碳清洁方面，氢能与燃料电池技术在排放方面具有无可比拟的优势，结合氢源的“绿色”制备，可实现“低碳生产，零碳使用”，有利于实现终端能源消费领域深度脱碳。

### （二）氢能已成为中国能源技术与新兴产业的重要战略方向

《中国制造 2025》明确支持燃料电池汽车发展；《国家创新驱动发展战略纲要》提出要开发氢能、燃料电池等新一代能源技术；《能源技术革命创新行动计划（2016—2030 年）》将氢能与燃料电池技术创新作为重点任务，实现大规模、低成本氢气的制取、存储、运输、应用一体化，加氢站现场储氢、制氢模式的标准化和推广应用。同时，《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》也提出推动车载储氢系统以及氢制备、储运和加注技术发展，推进加氢站建设，到 2020 年，实现燃料电池汽车批量生产和规模化示范应用。

### （三）中国的氢能开发与应用已具备产业化条件

中国发展氢能的优势在于具有良好的制氢基础与大规模应用市场空间，我国现有工业的制氢产能已达到  $2.5 \times 10^7$  t [3]，2018 年中国弃风、弃光、弃水总电量约为  $1.0229 \times 10^{11}$  kW·h，国内化工行业还存在部分无法循环利用的副产氢，均可提供大规模氢源。同时，中国拥有全世界最大的汽车与新能源汽车市场，在民用车之外，矿山港口重型车、物流车、重柴油车、轨道交通、船舶及岸电设施，甚至航空器，这些都是未来氢能创新应用的方向，中国

已具备大规模氢能利用的供氢条件与市场空间。

近几年来中国在氢能关键技术已取得突破，初步掌握氢能基础设施与燃料电池的开发应用技术，具有产业装备及燃料电池整车生产能力，实现了小规模示范运营，为氢能及燃料电池产业大规模商业化运营奠定良好的基础。未来氢能的接受性与市场规模主要取决于终端用氢的价格、绿色性与安全性，制氢、储运及加氢等基础设施的配套至关重要。

### 三、中国氢能基础设施产业发展现状

#### (一) 投入强度显著提升，加氢站数量规模增加

自2017年以来，中国氢能产业呈现爆发式发展，现阶段中国的应用市场主要以燃料电池大巴车与物流车为主，为了满足车辆应用示范，各地已开始大规模规划并建设保障性加氢站，截至2019年3月，中国已投产加氢站数量达到25座（包括两座内部整改站），较2017年增加14座（见图1）。在已建成加氢站中，固定式加氢站11座，撬装式加氢站14座，此外，有17座加氢站在建，加氢站分布主要集中在广东、江苏、上海、湖北、河北等地（见表1）。

由于目前车辆以小规模燃料电池公交及厂内测试车辆为主，对于小储氢量的固定站及撬装式一体站，在车辆有序加氢及不优先考虑加氢时间的应用场景下，其加氢能力基本可以满足现阶段加氢预期，按此估算，已投运加氢站中加氢能力达500 kg以上规模的有10座。

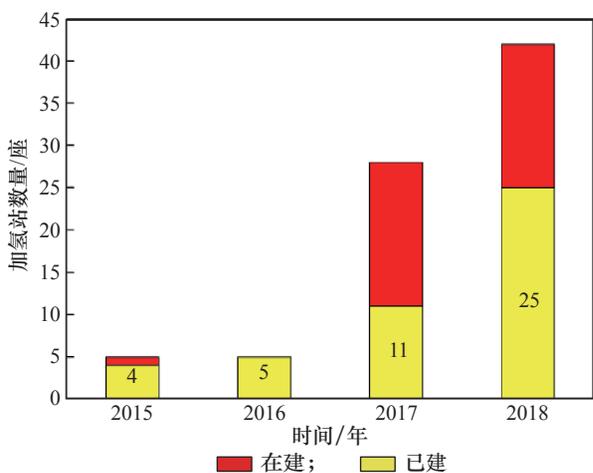


图1 中国加氢站建设情况（截至2019年3月）

#### (二) 关键技术不断突破，装备国产化进程加快

在制氢技术方面，国内已拥有大规模煤制氢（制氢能力 $2 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{h}$ 以上）、天然气制氢（制氢能力 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ ）、甲醇制氢（制氢能力 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 以上）的工程技术集成能力与实际工程案例，并掌握氢气液化关键技术。同时，碱性电解水装置的单机制氢能力也可达 $1000 \sim 1200 \text{ m}^3/\text{h}$ ，并拥有完全自主知识产权的设备制造、工艺集成能力。

在加氢站方面，国内具有自主研发生产35 MPa加氢机能力，完成70 MPa加氢机实验样机开发；在压缩机方面，具备45 MPa小流量压缩机的完全自主研发制造能力，并可通过进口关键零部件，实现中等流量压缩机自主集成；同时，拥有87.5 MPa压力等级压缩机的试验样机。在固定储氢装置方面，拥有完全自主知识产权的45 MPa与98 MPa固定储氢容器设计与制造能力，其中，45 MPa储氢容器单体水容积可达到 $20 \text{ m}^3$ ，使用寿命可达5万次以上，98 MPa固定储氢容器单体水容积可达到 $1 \text{ m}^3$ 。此外，少数企业已拥有加氢站系统控制算法优化与产品集成能力，目前加氢站的氢气一次性利用率可提高到70%~75%。

#### (三) 地方政策纷纷出台，区域骨干供给网络初显

全国已有14个省（市）已实质性开展氢能产业布局与推广工作，分别是广东、山东、江苏、湖北、河北、山西、浙江、四川、北京、天津、吉林、辽宁、安徽、河南。以上大部分地区均出台了相关产业扶持政策，并落地一批燃料电池或整车产业，推动加氢站建设，积极开展示范运营。例如产业政

表1 中国加氢站分布（截至2019年3月）

城市	数量/座
大连	1
张家口、保定	2
北京	1
潍坊	1
郑州	1
盐城、南通、常熟、张家港	5
上海	3
武汉、十堰	3
成都	1
佛山、云浮、中山	7

策较为完善的广东省佛山市，2018 年 6 月广东省发布了《关于加快新能源汽车产业创新发展的意见》，明确提出电解水制氢电价享受蓄冷电价的政策；佛山市南海区人民政府发布的《促进加氢站建设运营及氢能源车辆运行扶持办法》，对加氢站补贴力度最高可达到 800 万元，对加氢站运营补贴最高可达到 20 元/kg。这些地方规划与政策的出台，有利于国内区域性供氢网络的构建，加速区域氢能产业生态培育。

#### 四、国外氢能基础设施发展的启示

##### （一）日本

日本发布的《氢能/燃料电池战略发展路线图》，详实指导了 2014 年至 2040 年，日本制氢、储运、加氢、氢能利用等产业链各环节的发展目标与路径。在氢能基础设施方面，结合日本能源禀赋，提出日本各阶段制氢与加氢站建设目标，到 2030 年日本加氢站数量要达到 1000 座且成本降至 2 亿日元，海外制氢运输回日本的价格将控制在 30 日元/m<sup>3</sup> 以内。

截至 2018 年年末，日本已经建成 106 座加氢站，其中 80 座以上对公众开放 [4]，其余则是专门为公交车或车队客户提供服务，这些加氢站成本大多在 4 亿~5 亿日元，按照政府制定氢能基础设施项目的补贴政策，补贴金额可达到目前加氢站投资水平的一半左右。

##### （二）德国

截至 2018 年年末，欧洲拥有 152 座已运营加氢站 [5]，其中仅德国就拥有 60 座对外经营站，且 2018 年度德国就投运了 17 座，已成为全球拥有第二大公共加氢站数量的国家 [4]，并计划至 2023 年建成 400 座加氢站，以覆盖 60% 的德国人口，2030 年达到 1000 座，覆盖德国的全部人口。

德国政府在 2006 年启动氢能和燃料电池技术国家创新计划（至 2016 年该计划共支持 14 亿欧元），于 2009 年启动氢能供应基础设施研究，2011 年年底发布实施路线图。为了寻找可靠的商业推广模式，2015 年 2 月，约有 27 家企业共同发起成立了 H2M 公司，在德国政府的资助下，开展全国加氢基础设施网络规划、加氢站建设及经营工作，

目标是建立 429 个加氢站组成的覆盖全德的加氢网络，任一站点与下一站点的间距不超过 90 km，并将整个计划分为测试验证、试验推广、商业推广三个阶段实施，同时，对融资、采购、运营及后期市场竞争的资产分配方案均做了详细规划，H2M 公司将持续投资运营德国的加氢站项目，直到加氢站业务开始盈利时，H2M 公司会停止投资，这些资产将会通过评估后由合作企业优先回购，再次形成以市场为主导的产业发展模式。

##### （三）美国

自 2012 年美国提出未来向能源部（DOE）在氢能及燃料电池等清洁能源研发领域投入 63 亿美元后，DOE 联合美国高校与企业共同攻关氢能及燃料电池关键技术，并成立美国燃料电池和氢能联盟，于 2013 年启动 H2USA 计划，共同对加氢站网络规划、融资方案、市场拓展制定详细方案，为美国在氢能基础设施方面的集成技术与装备制造奠定了世界领先地位。截至目前，美国已公开对外运营加氢站达到 42 座 [4]，尚有部分内部加氢站数量未知。

##### （四）韩国

2019 年 1 月，韩国政府发布《氢经济发展路线图》，目标是成为世界最高水准的氢能经济国家，并以 2022 年与 2040 年作为时间节点，详实地提出韩国氢能全产业链发展目标与实施路径。计划到 2022 年全国氢气供应量达到  $4.7 \times 10^5$  t/a，供应价格降至 6000 韩元/kg，并建成 310 座加氢站；到 2040 年，氢气供应量达到  $5.26 \times 10^6$  t/a，成本降至 3000 韩元/kg，建成 1200 座以上加氢站。同时，实现加氢基础设施核心装备技术完全国产化，并实现全国范围的管道网络，促进氢气大规模运输配送。

根据氢气不同的供给方式，路线图将加氢站分为氢气管道供氢型、长管拖车供氢型、电解水制氢加氢一体型三类，对加氢站投资与运营进行补贴支持，其中建设补贴最高可达 29 亿韩元，运营补贴可高达 2.2 亿韩元。路线图进一步完善了加氢站网络布点，鼓励把加油站与天然气站扩建成加氢混合站，允许在限制区的公交车站安装加氢站，并推动逐渐减小加氢站建设相关的安全距离。此外，韩国政府提出从标准化、法律、人才、国际合作、产业

生态等方面全面提高国民对氢安全的认知与产业安全管理体系。

### 五、中国氢能基础设施产业面临的挑战

#### （一）缺少系统性的发展战略

在整个能源生产与消费体系中，氢能的定位尚未明确，将制约其在能源革命中发挥应有的作用，也未制定氢能与燃料电池产业系统性的发展目标与实施路径，不利于发挥现有产业要素效用最大化及构建产业发展政策保障体系。

#### （二）加氢站数量与性能相对落后

中国目前建成的加氢站数量约为日本的四分之一，也远落后于德国与美国。国内大部分加氢站属于场内测试站与撬装站，这些加氢站的特点就是固定储氢量或氢气压缩系统能力较低，随着加氢车辆规模的增加，将无法满足加氢车辆进场时间随机化、单次加注时间短的商业需求，尤其对于撬装站，单次加注时间完全取决于长管拖车的氢气压力与系统压缩能力，在长管拖车储氢压力下降的连续加注情景下，系统压缩能力会按比例下降，导致车辆单次加注时间变长。

#### （三）关键技术与成本亟待突破

我国虽已具有 35 MPa 加氢站关键技术与装备集成能力，但在关键指标与国产化方面，还存在很大差距。在压缩机技术方面，完全国产化的 45 MPa 压缩机流量较小且在实际应用中故障率较高，其关键部件仍需通过进口后在国内组装，同时，国内不具备生产商用 87 MPa 压缩机能力。在固定式储氢装备方面，国内储氢装置多为钢内筒钢带缠绕容器，目前 45 MPa 固定储氢容器每立方米水容积的价格超过 20 万元，98 MPa 固定储氢容器每立方米水容积的价格超过 100 万元。在加氢机技术方面，加氢枪依赖进口，国内 70 MPa 加氢机处于试验验证阶段，与国外商业化运营的 70 MPa 加氢机指标差距较大。此外，氢基础设施的高压管路及阀门，目前需依赖进口；加氢站的工艺控制系统未来还需通过实际运营进一步验证及优化。

此外，我国还缺少 70 MPa 压力等级、液氢加氢站、氢气检测、管道运氢、加氢站工程投资及财

务评价等相关标准规范。这些标准尚未制定，与我国尚未完全掌握相关技术及缺少验证性数据有一定关系。

#### （四）产业管理与监管体系尚未构建

加氢站作为城市基础设施类固定资产投资项目，若按照投资额度，在绝大多数地区按照备案类项目管理，备案权基本下放至区县级政府。在项目论证期，需完成环评、规划、安评、节能、土地、维稳等方面的论证；在报建阶段，需要通过规划、住建、消防、安监、市监等部门审批；在项目运营前还需通过以上事项的验收，由于各主管部门对加氢站的评估审批缺乏实际依据与案例，也缺少自上而下的技术论证与标准支撑，导致“审批难、审批慢”。此外，制氢设备在我国长期作为大型化工、电子、能源项目的配套设施，安全监管体系已成熟，而加氢站作为城市交通体系的氢气分发站，安全监管体系尚未构建，不利于行业高质量发展。

#### （五）商业模式与持续路径亟待探索

加氢工艺的复杂性导致加氢站投资及运营成本远超天然气站，一座 600 kg 日平均加氢能力的简易固定式加氢站，仅主要设备与土建投资就超过 1000 万元，静态总投资会达到 1500 万元甚至 2000 万元以上，图 2 预测了在不同静态总投资情况下，不同规模加氢站日售氢量、氢气价差等三个关键投资参数对应的盈亏平衡线，以 600 kg 加氢站为例，在满负荷运转的理想状态，当静态投资为 1250 万元时，保持氢气售价与进场价差为 14.35 元/kg 时，可实现盈亏平衡，当静态投资达到 2200 万元时，需要将氢气售价与进场价差控制到 19.25 元/kg 才能实现盈亏平衡；当加氢站规模较小、土地等非技术成本升高时，建设方以 1750 万元投资 400 kg 加氢站，在满负荷状态，需要将售价与进场价差控制到 24.35 元才能实现盈亏平衡。此外，现阶段市场用氢需求较小、加氢站设备与工艺也未经过高负荷运转的稳定验证，未来加氢站运营成本会比理论预测值或目前实际经验值要高。

若参照汽油车运营成本制定售氢价格，结合现有的制氢与运氢价格，在没有补贴的情况下，加氢站很难实现盈亏平衡。通过投资加氢站、外

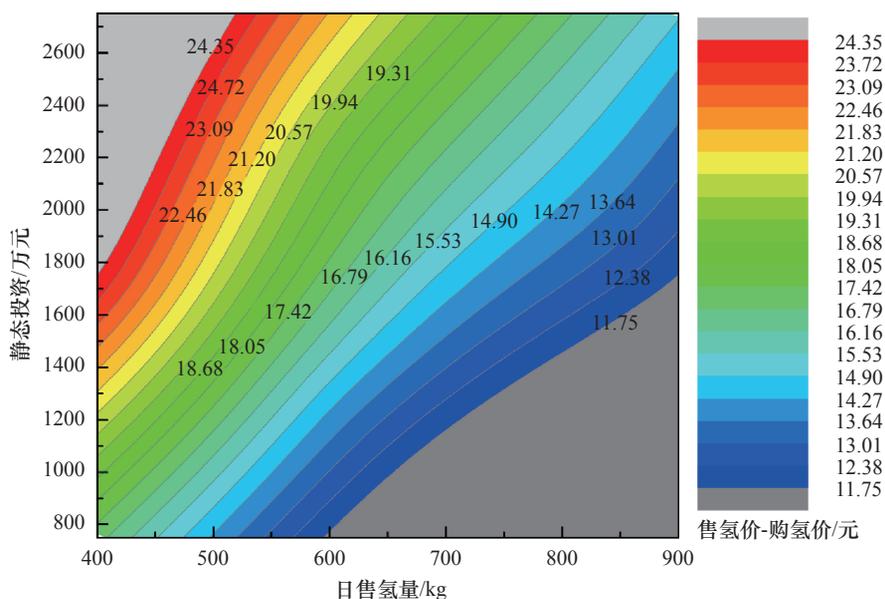


图 2 加氢基础设施关键参数盈亏平衡关系预测

注：评价方法依据《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）和现行财税制度，并按照国家能源集团投资决策管理制度，结合已有工程经验与《中国石油天然气集团公司建设项目经济评价参数》选取评价参数

购氢、售氢的单一模式将无法持续，缺少协同制氢、储运氢、加氢等基础设施网络资源的优化配置，难以减少供氢成本，不利于整个氢能产业的持续发展。

## 六、中国氢能基础设施产业战略思考

### （一）氢能基础设施产业的发展目标与路径

未来 30 年，我国的氢能基础设施产业总体将分成三个阶段。

第一阶段（当前到 2025 年）：形成顶层路线清晰、产业政策基本健全、安全监管基本完善、市场竞争相对有序、商业模式不断创新、产业聚集加速、加氢关键装备技术基本实现国产化的产业发展态势，为产业健康持续发展奠定基础。

本阶段已完成氢能在我国的发展定位与战略目标，形成自上而下相对健全的行业发展指导意见、审批管理和财税优惠政策，基于信息化基本完成全国氢能基础设施安全网络体系。

在发展路线上，本阶段氢源将以城市周边富裕的工业副产氢、化工与电子行业配套的小规模化石能源制氢为主，少部分地区的电解水制氢为辅；储运以 20 MPa 高压气态为主，完善 45 MPa 以上压力储运技术及标准，并完成应用验证；加氢站将

基本覆盖先行示范的城市，对外商业化运营站将达 100 座以上，并完全掌握 70 MPa 加氢机、平均流量 200 m<sup>3</sup>/h 以上 90 MPa 压缩机、平均流量 800 m<sup>3</sup>/h 以上 45 MPa 压缩机等关键装备技术，基本实现国产化。

第二阶段（2025—2035 年）：形成产业政策健全、行业监管完善、市场竞争有序、商业模式成熟、加氢关键装备技术完全国产化，高效、安全、低成本的供氢网络雏显的产业发展形势，为产业高质量持续发展奠定基础。

本阶段的产业政策、行业监管健全成熟，补贴及财税优惠政策开始退坡，产业处于以市场驱动下有序竞争且日益激烈的发展环境。在发展路线上，氢源将以煤制氢等大规模集中供氢（部分配套碳捕获、利用与封存）与绿色电解水制氢为主，工业副产氢为辅，并将充分挖掘市场已有氢源，形成大规模氢气运输的格局，低成本、高效安全的全国供氢网络开始构建；储运以 45 MPa 以上高压气态为主，完善液氢储运技术及标准，开展长距离液氢运输及液氢加氢站应用；全国性骨干加氢网络初显，对外商业化运营加氢站将达到 1000 座以上，关键装备及技术完全国产化，并处于全球领先水平。

第三阶段（2035—2050 年）：形成高效低碳的氢能供给网络，市场引领、价格调节、体制机制

科学健全的高质量发展格局。在发展路线上，以可再生能源制氢为主（包括太阳能光解水制氢技术），煤制氢（配套碳捕获利用与封存）为辅，各地也将根据资源与工业的发展情况，因地制宜地选择“深绿”的供氢方案，并配套包括城市管道输氢在内的多种运氢方案，最终实现供氢网络与工业、电力、建筑、交通行业不同程度的融合；基本形成覆盖全国的加氢网络，对外商业化运营加氢站将达到10 000座以上，关键装备及技术达到全球领先水平。

### （二）具体建议

#### 1. 加强氢能产业战略研究

建议加快研究将氢能纳入我国能源体系事宜，推动氢能成为国家能源战略的重要组成部分，制定详细的氢能产业发展实施路线图，战略的研究要充分立足于氢能产业发展对我国绿色低碳循环发展、推动能源革命、建设制造强国的贡献，科学分析产业高质量可持续发展的技术路线、时间表与重点任务，重点规划基于实现氢能与工业、电力、建筑、交通行业深度融合的安全高效、低碳循环的氢能供给网络与应用场景，将发展氢能与我国建设现代经济体系的重大部署紧密结合，实现产业高起点开局、高质量实施、可持续发展。同时，研究设立氢能源及燃料电池国家重大专项的工作方案。

#### 2. 建立健全产业政策、安全监管及技术标准体系

相关部委联合研究出台氢能产业发展的指导意见，加强各级主管部门的相互协作；出台安全评价等关键审批事项自上而下的管理办法与技术论证方案，建立氢能基础设施项目“安全绿色”的审批通道；加快健全中国氢能标准体系，进一步完善氢能基础设施设计、建设与验收相关标准；参照充电设施，尽快出台将加氢站纳入城市建设规划指导意见；加快建立第三方检测；逐步建立健全产业准入与退出机制、氢能基础设施装备质量追溯体系、企业质量安全评价体系、责任延伸制度，与补贴政策、金融支持相挂钩；探索建立基于信息化的氢能大安全监管平台；分类指导、稳步推进取消电解水制氢站选址受化工园区限制；加强氢能源科普宣传，构建良好的产业发展氛围，吸引更多社会资源。

#### 3. 建立氢能基础设施关键技术攻关与核心装备自主化的长效机制

依托行业骨干企业、科研机构与高校，联合组建国家级工程技术中心、国家实验室、国家制造创新中心等平台，共同开展氢能基础设施关键技术攻关，建立氢能知识产权共享机制，高效共享闲置和分散的知识产权资源，最大化地实现资源价值；加强国家及各地重点研发计划关于氢能基础设施关键技术及装备国产化支持力度；支持在具备条件的地区设立自主创新氢能产业示范区，利用已有优势加快产业聚集，布局一批具有引领作用的重大氢能示范工程；加强国际交流，鼓励实施氢能源国际大科学计划和大工程，形成国际化的协作机制。

#### 4. 加大对氢能基础设施全产业链的补贴政策及金融支持

加快制定产业链各环节项目基准收益等投资论证的科学决策依据，坚持市场主导与政策驱动并行，加强宏观质量调控，逐步建立科学合理的产业补贴政策与退坡机制；研究氢气增值税降至与天然气同档税率、并享受增值税即征即退50%优惠政策；将加氢站纳入国家重点扶持的公共基础设施，享受企业所得税“三免三减半”政策；逐步消除电解水制氢基本电价，探索建立谷电期环保高效特别是超低排放机组、可再生能源项目特别是超出地区保障利用小时与平价上网的机组，与制氢企业直接电力交易的机制；拓宽产业投融资渠道，鼓励政府金融平台与社会资本加入的多元化投资体系，支持各地设立氢能基础设施产业发展专项基金；支持各地给予前沿性氢能设施装备制造、率先采用国家科技专项成果的储运及加氢项目资金奖励、风险补偿与融资贴息等支持。

#### 参考文献

- [1] Hydrogen council. Hydrogen, scaling up [R]. Bonn: Hydrogen Council, 2017.
- [2] 刘朝全, 姜学峰. 2018年国内外油气行业发展报告 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.  
Liu C Q, Jiang X F. Report of domestic and overseas oil and gas industry development in 2018 [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [3] 中国氢能联盟. 中国氢能源与燃料电池产业发展研究报告核心观点 [R]. 海口: 中国氢能联盟, 2018.  
China Hydrogen Alliance. Key point of report on the development

- research of the hydrogen energy and fuel cell industry [R]. Haikou: China hydrogen Alliance, 2018.
- [4] Highest increase of hydrogen refuelling stations in Germany worldwide in 2018 again [EB/OL]. [2019-03-21]. <https://www.tuev-sued.de/plants-buildings-technical-facilities/news/highest-increase-of-hydrogen-refuelling-stations-in-germany-worldwide-in-2018-again>.
- [5] The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Hydrogen roadmap Europe [M]. Belgium: Publications Office of the European Union, 2019.