

中国氢能源及燃料电池产业 白皮书

(2019 版)



中国氢能联盟
CHINA HYDROGEN ALLIANCE

《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》评委会

徐冠华 干 勇 凌 文 钟志华 黄其励 屠海令 顾大钊

《中国氢能源及燃料电池产业白皮书》编委会

编 委 米树华 余卓平 张文建 卫 昶 刘 玮
陈霖新 郑津洋 毛宗强 彭元亭 李俊华
明平文 潘 牧 魏学哲 韩 伟 韩敏芳
张彦军 蒋利军 邵志刚 宫志刚 高立新
李 箭 王贺武 鲁长波 陈 健 顾荣鑫
缪 平 何广利 邢德峰 龚 明 韩武林
沈浩明 马天才 程 伟 丁 奉 张 辉
石 文 顾 虎 史翊翔 汪晓健

编写组 万燕鸣 熊亚林 刘 坚 李水弟 杜 超
杨 艳 丁 睿 钟财富 管英富 郭秀梅
管清亮 李先明 王栋亮 宋学平 孔祥吉
朱 昊 陈钰鑫 牛 强 杨彦博 李司达
林维康 上官子轩 谭金婷 徐 冬 孙旭光
李育磊 狄 伟

目 录

第一章 全球氢能发展趋势	001
一、氢能源	003
二、全球氢能发展进程	006
三、国际合作	008
第二章 氢能与中国现代能源体系建设	011
一、中国能源低碳化发展任重道远	013
二、氢能是构建现代能源体系的重要方向	014
三、中国发展氢能产业优势显著	015
四、中国氢能发展预测	016
第三章 中国氢能源及燃料电池产业发展现状	019
一、氢的制取	022
二、氢的储运	026
三、加氢基础设施	029
四、燃料电池	031
五、产业发展格局及方向	036
第四章 中国氢能及燃料电池产业发展路线图	039
一、总体目标	041
二、技术路线展望	042
三、政策体系保障	043
第五章 中国氢能及燃料电池产业发展行动倡议	045
附录 1	050
附录 2	053
附录 3	055



第一章

全球氢能发展趋势

一、氢能源

氢(H)，在元素周期表中排名第一位，是地球的重要组成元素，也是宇宙中最常见的物质。氢主要以化合态的形式出现，通常的单质形态是氢气(H₂)。氢气可从水、化石燃料等含氢物质中制取，是重要的工业原料和能源载体。氢能是指氢在物理与化学变化过程中释放的能量，可用于储能、发电、各种交通工具用燃料、家用燃料等。

(一) 氢的特点

来源多样。作为二次能源，氢不仅可以通过煤炭、石油、天然气等化石能源重整、生物质热裂解或微生物发酵等途径制取，还可以来自焦化、氯碱、钢铁、冶金等工业副产气，也可以利用电解水制取，特别是与可再生能源发电结合，不仅实现全生命周期绿色清洁，更拓展了可再生能源的利用方式。

清洁低碳。不论氢燃烧还是通过燃料电池的电化学反应，产物只有水，没有传统能源利用所产生的污染物及碳排放。此外，生成的水还可继续制氢，反复循环使用，真正实现低碳甚至零碳排放，有效缓解温室效应和环境污染。

灵活高效。氢热值高(140.4MJ/kg)，是同质量焦炭、汽油等化石燃料热值的3-4倍，通过燃料电池可实现综合转化效率90%以上。氢能可以成为连接不同能源形式(气、电、热等)的桥梁，并与电力系统互补协同，是跨能源网络协同优化的理想互联媒介。

应用场景丰富。氢可广泛应用于能源、交通运输、工业、建筑等领域。既可以直接为炼化、钢铁、冶金等行业提供高效原料、还原剂和高品质的热源，有效减少碳排放；也可以通过燃料电池技术应用于汽车、轨道交通、船舶等领域，降低长距离高负荷交通对石油和天然气的依赖；还可应用于分布式发电，为家庭住宅、商业建筑等供电供暖。

(二) 氢安全

氢气具有燃点低，爆炸区间范围宽和扩散系数大等特点，长期以来被作为危化品管



理。氢气是已知密度最小的气体，比重远低于空气，扩散系数是汽油的 12 倍，发生泄漏后极易消散，不容易形成可爆炸气雾，爆炸下限浓度远高于汽油和天然气。因此，在开放空间情况下安全可控。氢气在不同形式受限空间中，如隧道、地下停车场的泄漏扩散规律仍有待深入研究。

图表 1.1 氢气与汽油蒸汽、天然气的性质比较

技术指标	氢气	汽油蒸汽	天然气
爆炸极限 (%)	4.1-75	1.4-7.6	5.3-15
燃烧点能量 (MJ)	0.02	0.2	0.29
扩散系数 (m ² /s)	6.11 × 10 ⁻⁵	0.55 × 10 ⁻⁵	1.61 × 10 ⁻⁵
能量密度 (MJ/Kg)	143	44	42

数据来源：中国氢能联盟整理

氢气作为工业气体已有很长的使用历史。目前，化石能源重整是全球主流的制氢方法，具备成熟的工艺和完善的国家标准规范，涵盖材料、设备以及系统技术等内容。电解水制氢技术历经百年发展，在系统安全、电气安全、设备安全等方面也已经形成了完善的设计标准体系和管理规范。涵盖氢气站、系统技术、供配电系统规范等内容。《压力型水电解制氢系统技术条件》和《压力型水电解制氢系统安全技术要求》等规范即将颁布。

现阶段氢气储运方式以长管拖车为主，从充装到运输，都配有完善的安全装置和详细的操作规范。除储存容器有国家严格规范外，在过温报警、起火防护、过压保护、过流保护、氢气泄漏监控等方面也有同步防护措施以确保安全。工业实践中，需要选择合适的材料以避免可能出现“氢腐蚀^①”和“氢脆^②”产生安全风险。目前，国内车用的储氢瓶都选用铝内胆碳纤维缠绕，燃料运输管道采用不锈钢材质，均具有良好的抗“氢脆”性能。

加氢站是构建氢能产业链的重要环节。全球已经有 10 多个国家制定了加氢站标准，美国、日本更是将液氢站纳入其中。我国于 2010 年颁布了《加氢站技术规范》，对于站址选择、加氢工艺及设施、消防与安全设施、电气装置、施工、安装和验收、氢气系统运行管理等方面设置了严格的规范要求。

燃料电池车是氢能较为常见的终端应用，主要涉及车载供氢系统的安全性和车辆

① 钢在高温高压氢环境中服役一定时间后，氢可与钢中的碳反应生成甲烷，造成钢脱碳和微裂纹的形成，导致钢性能不可逆地劣化。

② 氢进入金属材料后，局部氢浓度饱和时引起金属塑性下降、诱发裂纹或产生滞后断裂。

的安全性。美国、日本以及我国就车载供氢系统均有专门技术要求。不仅规定了压力等级，同时也涵盖了应力、腐蚀、泄漏、震动等规范以及极端条件下的安全测试，从而保证供氢系统的安全运行。燃料电池车的设计和运行中，对储氢瓶材料选择、储氢罐保护、氢系统管路、燃气管设计等关键环节从技术设计和材料选用上双管齐下，同时辅以严格的性能测试与密切的氢气监控体系，确保整车安全。相关测试表明，与燃油车和纯电动车相比，燃料电池车在事故和极端试验环境下，发生爆炸的可能性更低，安全系数相对更高。

明确氢的危险性，对氢安全事故后果及预防展开基础研究，从而为相关标准和法规的制定提供可靠依据，是氢能技术可持续发展和应用的重要保障。一直以来，氢安全备受政府重视。中国现有全国氢能标准化技术委员会、燃料电池标委会、气瓶标委会等多个标准化机构，长期致力于氢气应用链各个环节的安全技术标准研制工作。目前，中国已制定涵盖氢在制备、提纯、储存、运输、加注、燃料电池应用等各环节国家技术标准 86 项，行业标准 40 多项，地方标准 5 项。除标准体系技术规范建设外，国内外氢能应用的实践也为氢的安全保障工作积累了丰富的经验。

（三）燃料电池

燃料电池是氢能高效利用的重要途径。

氢燃料电池原理就是氢与氧结合生成水的同时将化学能转化为电能和热能。该过程不受卡诺循环效应的限制，理论效率可达 90% 以上，具有很高的经济性。燃料电池的阳极和阴极中间有一层坚韧的隔膜以隔绝氢气和氧气，有效规避了氢气和氧气直接接触发生燃烧和爆炸的危险。氢气进入燃料电池的阳极，在催化剂的作用下分解成氢离子和电子。随后，氢离子穿过隔膜到达阴极，在催化剂的作用下与氧气结合生成水，电子则通过外部电路向阴极移动形成电流。不同于传统的铅酸、锂电等储能电池，燃料电池类似于“发电机”，且整个过程不存在机械传动部件，没有噪声和污染物排放。

1839 年，欧洲科学家 William.R.Grove 发明了世界上第一个氢氧气体电池。1909 年，诺贝尔奖获得者 W.F.Ostwald 提出了完整的燃料电池的工作原理。20 世纪 60 年代，燃料电池作为辅助电源首次应用于航天飞船。1967 年，第一辆燃料电池车在美国诞生。进入 21 世纪以来，美国、日本、韩国等国家作为全球燃料电池倡导者和领跑者，高度重视燃料电池技术的开发，燃料电池在发电和供热站、便携式移动电源、汽车、航天、潜艇等领域得到广泛应用。

目前，燃料电池电堆功率密度、寿命、冷启动等关键技术与成本瓶颈已逐步取得突破。国际先进水平电堆功率密度已达到 3.1KW/L，乘用车系统使用寿命普遍达到 5,000h，



商用车达到 20,000h；车用燃料电池系统发动机成本相比于 21 世纪初下降 80%-95%，价格在 49 美元 /KW（按年产 50 万台计算），接近内燃机的 30 美元 /KW。截至 2018 年底，全球氢燃料电池的装机量超过 2,090.5MW，乘用车销售累计约 9,900 辆，初步实现商业化应用。

二、全球氢能发展进程

全球主要国家高度重视氢能与燃料电池的发展，美国、日本、德国等发达国家已经将氢能上升到国家能源战略高度，不断加大对氢能及燃料电池的研发和产业化扶持力度。

（一）美国氢能发展现状

美国是最早将氢能及燃料电池作为能源战略的国家。早在 1970 年便提出“氢经济”概念，并出台《1990 年氢研究、开发及示范法案》，布什政府提出氢经济发展蓝图，奥巴马政府发布《全面能源战略》，特朗普政府将氢能和燃料电池作为美国优先能源战略，开展前沿技术研究。2018 年，美国宣布 10 月 8 日为美国国家氢能与燃料电池纪念日。

美国政府对氢能和燃料电池给予了持续支持，近十年的支持规模超过 16 亿美元，并积极为氢能基础设施的建立和氢燃料的使用制定相关财政支持标准和减免法规。2018 年，美国通过两党预算法案，对固定式燃料电池发电和交通应用燃料电池的联邦商业投资继续进行税收抵免。美国氢能计划的实施以美国能源部（DOE）为主导，将资金集中用于解决氢能产业所面临的技术难题，保持美国在世界范围内的领先地位。DOE 通过资金的投入与引导，构建了以 DOE 所属国家实验室为主导，大学、研究所及企业为辅的研发体系。

美国在氢能及燃料电池领域拥有的专利数仅次于日本，尤其在全球质子交换膜燃料电池、燃料电池系统、车载储氢三大领域技术专利数量上，两国的技术占比总和均超过了 50%。美国液氢产能和燃料电池乘用车保有量全球第一。此外，40 多个州的仓库和配送中心运营着超过 23,000 台燃料电池动力叉车，进行了 600 多万次加氢操作。加利福尼亚州、俄亥俄州、密歇根州、伊利诺伊州和马萨诸塞州都在使用或计划使用数十种燃料电池客车。

截至 2018 年底，美国在营加氢站 42 座，计划 2020 年建成 75 座，2025 年达到 200 座。燃料电池乘用车数量达到 5,899 辆。全年固定式燃料电池安装超过 100 兆瓦，累计固定式燃料电池安装超过 500 兆瓦。

（二）日本氢能发展现状

日本高度重视氢能产业的发展，提出“成为全球第一个实现氢能社会的国家”。政府先后发布了《日本复兴战略》《能源战略计划》《氢能源基本战略》《氢能及燃料电池战略路线图》，规划了实现氢能社会战略的技术路线。2018年，日本召开全球首届氢能部长级会议，来自20多个国家和欧盟的能源部长及政府官员参加会议；并以2020年东京奥运会为契机推广燃料电池车，打造氢能小镇。

在过去的30年里，日本政府先后投入数千亿日元用于氢能及燃料电池技术的研究和推广，并对加氢基础设施建设和终端应用进行补贴。日本氢能和燃料电池技术拥有专利数全球第一，已实现燃料电池车和家用热电联供系统的大规模商业化推广。2014年量产的丰田Mirai燃料电池车电堆最大输出功率达到114千瓦，能在零下30摄氏度的低温地带启动行驶，一次加注氢气最快只需3分钟，续航超过500千米，用户体验与传统汽车无异，已实现累计销量约7,000辆，占全球燃料电池乘用车总销量的70%以上。Eno-Farm家用燃料电池项目累计部署27.4万套，成本94万日元，相比2009年下降69%。2017年，日本在神户港口岛建造了氢燃料1兆瓦燃气轮机，是世界上首个在城市地区使用氢燃料的热电联产系统。为解决氢源供给问题，日本经济产业省下属的新能源与产业技术综合开发机构（NEDO）出资300亿日元支持国内企业探索在文莱和澳大利亚利用化石能源重整制氢并液化海运至本土。

截至2018年底，日本在营加氢站113座，计划2020年建成160座，2025年建成320座，2030年达到900座。燃料电池乘用车保有量达到2,839辆，计划保有量2025年20万辆，2030年80万辆，2040年实现燃料电池车的普及。

（三）欧洲氢能发展现状

欧盟将氢能作为能源安全和能源转型的重要保障。在能源战略层面提出了《2005欧洲氢能研发与示范战略》《2020气候和能源一揽子计划》《2030气候和能源框架》《2050低碳经济战略》等文件，在能源转型层面发布了《可再生能源指令》《新电力市场设计指令和规范》等文件。欧盟燃料电池与氢联合行动计划项目（FCH JU）对欧洲氢能及燃料电池的研发和推广提供了大量的资金支持。2014-2020年间预算总额为6.65亿欧元。截至2018年底，欧洲在营加氢站152座，计划在2025年达到770座，2030年达到1,500座；部署燃料电池乘用车约1,080辆，其中380辆是通过FCH JU项目产生，142辆燃料电池巴士已实现在意大利、英国、德国、丹麦和拉脱维亚的9个城市的运营，发电装机28.8兆瓦。

德国是欧洲发展氢能最具代表性的国家。氢能与可再生能源融合发展是德国可持续



能源系统和低碳经济中的重要组成部分，政府专门成立了国家氢能与燃料电池技术组织（NOW-GmbH）推进相关领域工作，并在 2006 年启动了氢能和燃料电池技术国家创新计划（NIP），从 2007 年至 2016 年共投资 14 亿欧元，资助了超过 240 家企业、50 家科研机构和教育机构以及公共部门；2017-2019 开展第二阶段的工作，计划投资 2.5 亿欧元。凭借 FCU JU 和 NIP 项目支持，德国确立了氢能及燃料电池领域的领先地位，可再生能源制氢规模全球第一，燃料电池的供应和制造规模全球第三。

德国长期致力于推广可再生能源发电制氢技术（Power to Gas），通过氢气连接电网和天然气管网，并利用现有成熟的天然气基础设施作为巨大的储能设备。液体有机氢载体储氢技术（LOHC）已成功应用于市场，可以实现氢气在传统燃料基础设施中的运输，该项技术获得 2018 年度德国总统科技创新奖。德国运营着世界第二大加氢网络，在营加氢站 60 座，仅次于日本。全球首列氢燃料电池列车已在德国投入商业运营，续航里程接近 1,000 公里，计划 2021 年增加氢燃料电池列车 14 列。德国已安装了超过 300 座通信基站备用电源；家用燃料电池寿命达到 8 万小时。

（四）韩国氢能发展现状

2008 年以来，韩国政府持续加大对氢能技术研发和产业化推广的扶持力度，先后投入 3,500 亿韩元实施“低碳绿色增长战略”“绿色氢城市示范”等项目，持续推进氢能及燃料电池技术研发。2018 年，韩国政府将氢能产业定为三大战略投资领域之一，并在 2019 年初正式发布《氢能经济发展路线图》，提出要在 2030 年进入氢能社会，并在未来 5 年投资 2.6 万亿韩元，把氢能经济打造成拉动创新增长的重要动力，引领全球氢能及燃料电池产业发展。

2018 年，韩国现代汽车正式发布第二代燃料电池车 Nexo，电堆最大输出功率达到 95 千瓦，续航里程达 800 千米。韩国完备的天然气管网支持了燃料电池项目的迅速普及，排名前六的燃料电池公司已经部署了近 300 兆瓦装机，包括世界上能量最密集、最大的燃料电池公园，并计划 2040 年将燃料电池产量扩大至 15 吉瓦。

截至 2018 年底，韩国在营加氢站 14 座，计划 2020 年建成 80 座，2025 年达到 210 座，2030 年达到 520 座。燃料电池乘用车保有约 300 辆，计划保有量 2025 年 15 万辆，2030 年 63 万辆，到 2040 年分阶段生产 620 万辆。

三、国际合作

氢能及燃料电池产业发展过程中，除了政府的战略扶持，国际组织在推动技术创新、

建立行业标准、组织国际合作等方面发挥了积极作用。相关国际知名企业纷纷开展合作提升技术、成本的竞争优势，跨国产业合作渐成趋势。

（一）国际组织

（1）国际氢能经济和燃料电池伙伴计划（IPHE）

国际氢能经济和燃料电池伙伴计划为国际间政府合作组织，于2003年11月在美国华盛顿启动，起初名为“国际氢能经济伙伴计划”，中国是IPHE的发起国之一。目前，该组织已经吸纳了全球18个国家和欧盟的广泛参与。IPHE旨在分享各国在氢能和燃料电池领域的倡议、政策、技术、安全标准和经验，加速氢能领域的国际合作，在全球范围内推动氢能相关的技术研发和产业发展，促进清洁高效能源体系的转型。IPHE还为决策者和公众在内的相关方提供信息平台，展示氢能及燃料电池技术大规模应用的优势和挑战。2009年，为了突出燃料电池技术的重要性，合作组织更名为“国际氢能经济和燃料电池伙伴计划”。

（2）国际能源署氢能协作组（IEA-HCG）

国际能源署氢能协作组成立于2003年4月，由国际能源署（IEA）的24个成员国共同签署，旨在促进成员国之间在氢能与燃料电池领域合作进行技术研发和政策制定。HCG归属于国际能源署的能源技术和研究委员会指导，基础是IEA能源技术国际合作框架。HCG管理的氢能与燃料电池国际合作研发项目主要是氢能实施协议和先进燃料电池、温室气体研发计划。其中，氢能实施协议是世界最大的、持续时间最长的氢能研究项目，已开展了39项研究任务。中国科学院大连化学物理研究所和北京有色金属研究总院作为我国代表于2016年正式加入了该协议。

（3）国际氢能协会（IAHE）

国际氢能协会于1974年在美国成立，致力于加快推动氢能成为未来世界丰富清洁能源供应的基础和保障，是全球氢能级别最高、影响力最大的非营利性学术组织。IAHE为全球氢能源领域科学家，能源工程师，环保主义者，决策者提供交流平台，努力向公众宣传氢能在丰富清洁能源系统中的重要作用，与30个国家38家氢能组织一道推动全球氢能体系建设。IAHE创办了《国际氢能杂志》、世界氢能大会（WHEC）和世界氢能技术大会（WHTC）系列国际会议。其中《国际氢能杂志》是IAHE的官方杂志，被SCI、EI收录；WHEC始创于1974年，是全球级别最高的氢能会议，第13届WHEC会议曾于2000年在北京举办；WHTC侧重交流世界前沿氢能技术和工程发展情况，第5届WHTC会议曾于2013年在上海举办。



(4) 国际氢能委员会 (Hydrogen Council)

国际氢能委员会于 2017 年达沃斯世界经济论坛上成立，是首个旨在加速对氢能和燃料电池技术的开发和商业化重大投资，促进氢能技术在全球能源转型中发挥作用的 CEO 倡议组织。目前，国际氢能委员会已吸纳了来自亚洲、欧洲和北美洲共 53 家氢能行业领头公司加入，国家能源集团等 4 家中国企业是其指导成员单位。近年来，委员会组织举办的活动成为很多国际大型活动的组成部分，包括世界经济论坛、纽约气候周等。根据该组织研究，到 2050 年，氢能源将创造 3,000 万个工作岗位，减少 60 亿吨二氧化碳排放，创造 2.5 万亿美元的市场价值，在全球能源中所占比重有望达到 18%。

此外，国际标准化组织氢能技术委员会 (ISO/TC197)，使命创新等组织和倡议在全球氢能及燃料电池的标准制定、技术创新等领域持续发挥作用。

(二) 产业合作

(1) 加氢基础设施联盟

德国成立了以国家氢和燃料电池技术组织为主导，液化空气集团、戴姆勒、林德、OMV、壳牌和道达尔等跨国公司参与的合资企业 H₂ Mobility，旨在德国本土内创建方便的加氢站网络，大规模推广燃料电池车。计划到 2019 年，在汉堡、柏林、莱茵河 - 鲁尔、法兰克福、纽伦堡、斯图加特和慕尼黑等大都市区以及主要道路和高速公路上建成并运营 100 座加氢站；到 2023 年，在德国建设 400 座加氢站，建立一个全国范围的供应网络，推动氢能行业的发展。同时 H₂ Mobility 负责管理所有加氢站运营任务，具体包括网络规划、申请许可证、采购、施工和运营工作。

日本丰田汽车、日产汽车、东京燃气公司、政策投资银行等 11 家企业也在政府主导下联合成立加氢网络公司 Japan H₂ Mobility (JHyM)，旨在日本全境推动加氢站战略性建设和高效运营，加快推动燃料电池车普及。

(2) 燃料电池汽车厂商联盟

在燃料电池车推广过程中，日韩在规模化量产上拔得头筹，成功推出诸如丰田 Mirai、本田 Clarity、现代 Nexo 等量产车型，欧美汽车厂商逐步与其开展合作以实现技术与市场的协同。近年来，市场上逐渐形成四大汽车集团联盟：戴姆勒、福特与雷诺 - 日产，通用与本田，宝马与丰田，奥迪与现代。通过联盟，各方均致力于共同开发燃料电池系统平台以加快商业化进程。

第二章

氢能与中国现代能源体系建设

氢作为一种来源广泛、清洁无碳、灵活高效、应用场景丰富的二次能源，是推动传统化石能源清洁高效利用和支撑可再生能源大规模发展的理想互联媒介，也是实现交通运输，工业和建筑等领域大规模深度脱碳的最佳选择。氢能及燃料电池逐步成为全球能源技术革命的重要方向。

加快发展氢能产业，是应对全球气候变化、保障国家能源供应安全和实现可持续发展的战略选择，是贯彻落实党的十九大精神、构建“清洁低碳、安全高效”能源体系、推动能源供给侧结构性改革的重要举措，是探索以能源变革带动区域经济高质量发展的重要实践。

一、中国能源低碳化发展任重道远

低碳化转型发展是中国应对内外部新形势、新挑战的共同要求。目前，化石能源燃烧导致的二氧化碳排放是最主要的温室气体排放源。国际上看，中国碳排放量在 2003 年超过欧盟，2006 年超过美国，连续多年成为最大碳排放国，这使得中国在国际上承受的碳减排压力与日俱增。2018 年，我国二氧化碳排放量增长 2.3 亿吨，增量占全球能源相关的二氧化碳排放增长量的 41%；排放总量达到 92 亿吨，占全球二氧化碳排放总量的 27.8%。从国内来看，在能源资源、生态环境容量等多重约束下，有效加强碳排放管控越来越成为推动高质量发展、推进供给侧结构性改革的有力抓手。2015 年，习近平总书记在巴黎气候大会上，代表中国政府向国际社会承诺“中国将在 2030 年左右二氧化碳排放达峰并力争尽早达峰”。中国自 2011 年起就开始在北京等 7 个省市开展了碳排放权交易试点工作，2017 年启动了国家碳排放交易体系建设，推进能源系统低碳化变革的政策力度逐渐加大。

从传统化石能源来看，尽管中国已经初步形成了煤炭、电力、石油、天然气、新能源全面发展的能源供给体系，消费结构也逐渐向清洁化低碳化发展，但结构性问题依旧突出。其中，煤炭清洁高效利用尚待加强，中国煤炭消费贡献了年度化石能源二氧化碳



排放量的 76%，其中 80% 的煤炭用于发电和供热；初步估算以民用、工业小窑炉和小锅炉为代表的散煤年全国消费量高达 7.5 亿吨。此外，氢含量相对高的低质褐煤保有储量约 1,300 亿吨，占煤炭储量 13%，尚未实现规模化的清洁开发利用。石油和天然气消费比重增加与自给能力不足之间的矛盾日益凸显。中国已成为世界最大原油和天然气进口国，2018 年对外依存度分别达到 71% 和 43%，未来还将继续上升，这给中国能源安全发展带来了巨大的挑战。

从可再生能源来看，2018 年，中国可再生能源发电量达 1.87 万亿千瓦时，占全部发电量比重为 26.7%，同比增加 0.2%，低于 2017 年的 0.7%。可再生能源消纳存在较为明显的地域和时段集中分布的特征，电力系统调峰能力仍不能有效满足其发展需求。可再生能源年弃电量约 1,000 亿千瓦时，阻碍了可再生资源进一步规模化开发利用。

党的十九大报告指出，中国要成为全球生态文明建设的重要参与者、贡献者、引领者。发展低碳能源，优化能源系统是实现长期碳减排目标、推进中国能源清洁低碳转型发展的重要途径。

二、氢能是构建现代能源体系的重要方向

在优化能源结构方面，氢能作为一种二次能源，可从化石能源中获取，有助于煤炭等一次能源清洁高效利用，提升供给侧质量；通过电解水制取，增加电力系统灵活性，有助于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，推动氢能及燃料电池技术在交通领域的大规模应用，率先实现消费端清洁化，有助于大幅度减少中国交通运输领域石油和天然气的消费总量，降低能源对外依存度，同时提升大气质量。

在促进能源革命方面，氢作为能源互联媒介，可通过可再生能源电解制取，实现大规模储能及调峰，耦合电网和气网，有效解决电力不易长期存储问题，实现不同能源网络之间的协同优化，促进清洁能源发展。

在应对气候变化方面，氢气有望成为可再生能源规模化高效利用的重要载体，有助于引导大量可再生能源从电力部门流向交通运输、工业和建筑等终端使用部门实现深度脱碳，履行《巴黎协定》碳减排承诺。

三、中国发展氢能产业优势显著

中国具有丰富的氢能供给经验和产业基础。经过多年的工业积累，中国已是世界上最大的制氢国，初步评估现有工业制氢产能为 2,500 万吨/年，可为氢能及燃料电池产业化发展初期阶段提供低成本的氢源。富集的煤炭资源辅之以二氧化碳捕捉与封存技术（CCS）可提供稳定、大规模、低成本的氢源供给。同时，中国是全球第一大可再生能源发电国，每年仅风电、光伏、水电等可再生能源弃电约 1,000 亿千瓦时，可用于电解水制氢约 200 万吨，未来随着可再生能源规模的不断壮大，可再生能源制氢有望成为中国氢源供给的主要来源。

中国氢能应用市场潜力巨大。氢能在能源、交通、工业、建筑等领域具有广阔的应用前景，尤其以燃料电池车为代表的交通领域是氢能初期应用的突破口与主要市场。中国汽车销量已经连续十年居全球第一，其中，新能源汽车销量占全球总销量的 50%。工业和信息化部已经启动《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》编制工作，将以新能源汽车高质量发展为主线，探索新能源汽车与能源、交通、信息通信等深度融合发展的新模式，研究产业化重点向燃料电池车拓展。在工业领域，中国钢铁、水泥、化工等产品产量连续多年居世界首位，氢气可为其提供高品质的燃料和原料。在建筑领域，氢气通过发电、直接燃烧、热电联产等形式为居民住宅或商业区提供电热水冷多联供。未来，随着碳减排压力的增大与氢气规模化应用成本的降低，氢能有望在建筑、工业能源领域取得突破性进展。

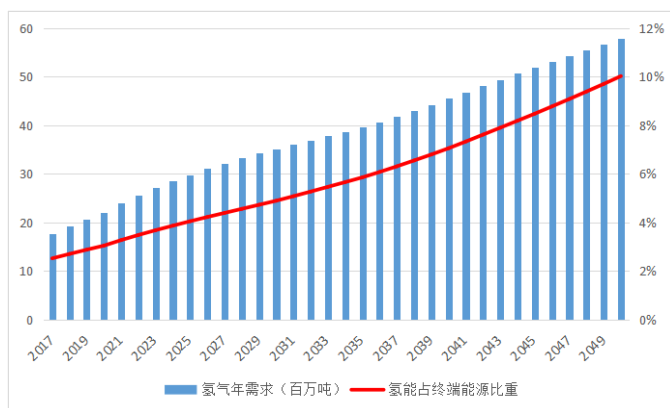
中国氢能与燃料电池技术基本具备产业化基础。经过多年科技攻关，中国已掌握了部分氢能基础设施与一批燃料电池相关核心技术，制定出台了国家标准 86 项次，具备一定的产业装备及燃料电池整车的生产能力；中国燃料电池车经过多年研发积累，已形成自主特色的电—电混合技术路线，并经历规模示范运行。截至 2018 年底，累计入选工信部公告《新能源汽车推广应用推荐车型目录》的燃料电池车型接共计 77 款（剔除重复车型），并在上海、广东、江苏、河北等地实现了小规模全产业链示范运营，为氢能大规模商业化运营奠定了良好的基础。2018 年，中国氢能源及燃料电池产业战略创新联盟（以下简称“中国氢能联盟”）正式成立，成员单位涵盖氢能制取、储运、加氢基础设施建设、燃料电池研发及整车制造等产业链各环节头部企业，标志着中国氢能大规模商业化应用已经开启。

四、中国氢能发展预测

氢能是中国能源结构由传统化石能源为主转向以可再生能源为主的多元格局的关键媒介。2018年，中国氢气产量约2,100万吨，如按照能源管理，换算热值占终端能源总量的份额为2.7%。

根据中国氢能联盟的预计，到2030年，中国氢气需求量将达到3,500万吨，在终端能源体系中占比5%。到2050年氢能将在中国终端能源体系中占比至少达到10%，氢气需求量接近6,000万吨，可减排约7亿吨二氧化碳，产业链年产值约12万亿元。其中，交通运输领域用氢2,458万吨，约占该领域用能比例19%，相当于减少8,357万吨原油或1,000亿立方米天然气；工业领域用氢3,370万吨，建筑及其他领域用氢110万吨，相当于减少1.7亿吨标准煤。

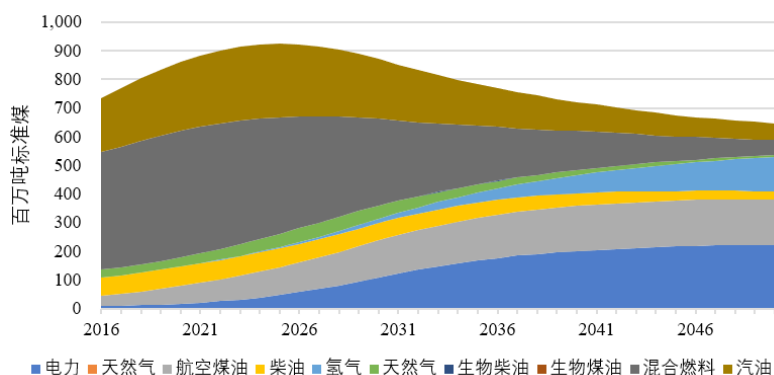
图表 2.1 中国中长期氢能需求预测



数据来源：中国氢能联盟

交通领域将是氢能消费的重要突破口，实现从辅助能源到主力能源的过渡。在商用车领域，燃料电池商用车销量在2030年将达到36万辆，占商用车总销量的7%（乐观情景将达到72万辆，占商用车总销量13%）；到2050年销量有望达到160万辆，市场占比达到37%（乐观情景将达到300万辆，占商用车总销量70%以上）。在乘用车领域，2030年和2050年燃料电池乘用车销量在全部乘用车销量中的比重有望达到3%和14%。到2050年交通领域氢能消费达到2,458万吨/年，折合1.2亿吨标准煤/年，占交通领域整体用能的19%（乐观情景达到4178万吨/年，占交通领域整体用能的28%）。其中，货运领域氢能消费占交通领域氢能消费的比重高达70%，是交通领域氢能消费增长的主要驱动力。

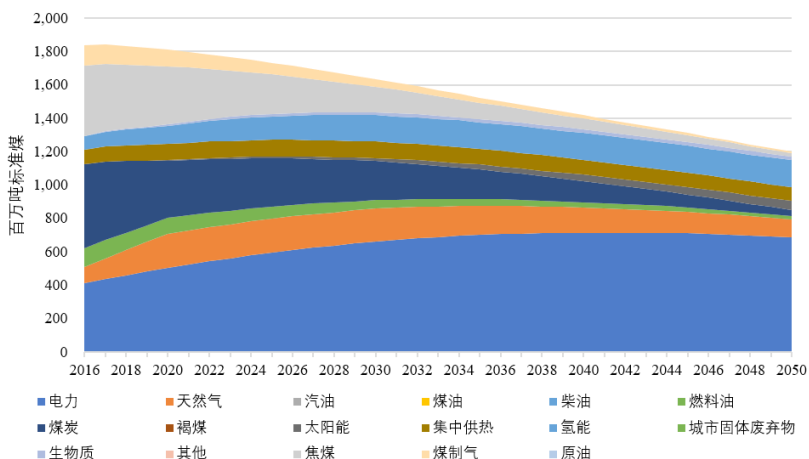
图 2.2 2016-2050 交通领域能源消费结构



数据来源：中国氢能联盟

工业领域氢能消费增量主要源自钢铁行业，到 2030 年钢铁领域氢能消费量将超过 5,000 万吨标准煤，到 2050 年进一步增加到 7,600 万吨标准煤，将占钢铁领域能源消费总量的 34%。2030 年前化工领域氢能消费稳步增长，从 2018 年 8,900 万吨标准煤稳步增加至 1.06 亿吨标准煤；2030 年后由于化工领域整体产量有所下降，氢能消费量也呈现下行趋势，到 2050 年化工领域氢能消费量为 8,700 万吨标准煤，与目前水平相当，仅次于交通运输领域。就工业领域来看，氢能消费规模整体呈现上升趋势，尤其在 2030 年前增速较快，此后逐步放缓。到 2050 年含钢铁、化工的工业领域氢能消费总量超过 1.6 亿吨标准煤。

图 2.3 2016-2050 工业领域能源消费结构



数据来源：中国氢能联盟



第三章

中国氢能源及燃料电池产业发展现状

中国高度关注氢能及燃料电池产业发展。2011年以来，政府相继发布《“十三五”战略性新兴产业发展规划》《能源技术革命创新行动计划（2016～2030年）》《节能与新能源汽车产业发展规划（2012～2020年）》《中国制造2025》等顶层规划，鼓励并引导氢能及燃料电池技术研发。氢能产业链较长，涵盖氢气制备、储运、加氢基础设施、燃料电池及其应用等诸多环节。与发达国家相比，中国在氢能自主研发、装备制造、基础设施建设等方面仍有一定差距，但产业化态势全球领先。

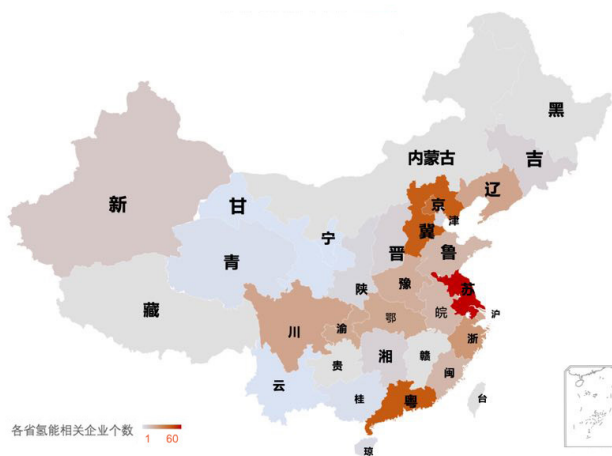
近年来，中国氢能及燃料电池产业化逐步呈现以下三个显著特点：

——能源与制造大型骨干企业加速布局。与国外产业巨头积极介入氢能与燃料电池领域不同，中国氢能及燃料电池产业发展初期以中小企业、民营企业为主，能源与制造业大型骨干企业的介入程度有限。随着中国氢能源及燃料电池产业创新战略联盟的成立，大型骨干企业加速布局氢能产业。截至2018年底，国内氢能及燃料电池产业链涉及规模以上企业约309家，能源与制造业大型骨干企业数量占比约20%。

——基础设施薄弱，有待集中突破。产业链企业主要分布在燃料电池零部件及应用环节，氢能储运及加氢基础设施发展薄弱，成为“卡脖子”环节。氢能制储、加氢基础设施、燃料电池及应用三个环节企业占比分别为48.5%、9.7%、41.8%。预计2020年、2030年中国加氢站数量将分别达到100座和1,500座，整体规模将位居全球前列。

——区域产业集聚效应显著。近年来，北京、上海、广东、江苏、山东、河北等地纷纷依托自身资源禀赋发布地方氢能发展规划，并先行先试推动氢能及燃料电池产业化进程。目前，上述六省市产业链相关企业合计占全国规模以上企业总数的51%。2018年，广东、北京、河北三地的燃料电池车销售量全国占比高达79.56%。

图表 3.1 中国氢能及燃料电池产业链企业分布



数据来源：中国氢能联盟

一、氢的制取

目前，氢的制取产业主要有以下三种较为成熟的技术路线：一是以煤炭、天然气为代表的化石能源重整制氢；二是以焦炉煤气、氯碱尾气、丙烷脱氢为代表的工业副产气制氢，三是电解水制氢，年制取氢气规模占比约 3%。生物质直接制氢和太阳能光催化分解水制氢等技术路线仍处于实验和开发阶段，产收率有待进一步提升，尚未达到工业规模制氢要求。

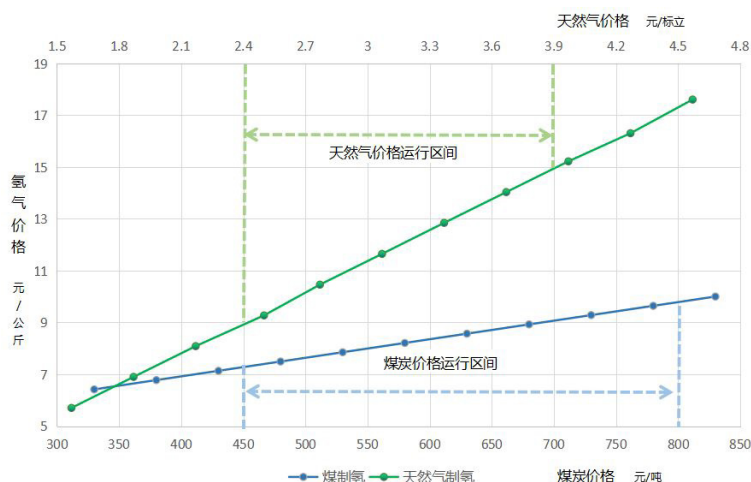
（一）化石能源重整制氢

煤制氢历史悠久，通过气化技术将煤炭转化为合成气，再经水煤气变换分离处理以提取高纯度的氢气，是制备合成氨、甲醇、液体燃料、天然气等多种产品的原料，广泛应用于煤化工、石化、钢铁等领域。煤制氢技术路线成熟高效，可大规模稳定制备，是当前成本最低的制氢方式。其中，原料煤是煤制氢最主要的消耗原料，约占制氢总成本的 50%。以技术成熟成本较低煤气化技术为例，每小时产能为 54 万方合成气的装置，在原料煤（6000 大卡，含碳量 80% 以上）价格 600 元/吨情况下，制取氢气成本约为 8.85 元/公斤。

天然气制氢技术中，蒸汽重整制氢较为成熟，也是国外主流制氢方式。其中，天然气原料占制氢成本的比重达 70% 以上，天然气价格是决定制氢价格的重要因素。考虑到

中国“富煤、缺油、少气”的资源禀赋，仅有少数地区可以探索开展。

图表 3.2 煤制氢与天然气制氢比较



数据来源：中国氢能联盟，制氢装置为 10 万标方 / 小时

为控制氢气制取环节的碳排放，化石能源重整制氢需结合碳捕集与封存（CCS）技术。CCS 作为一项有望实现化石能源大规模低碳利用的新技术，是中国未来减少二氧化碳排放、保障能源安全和实现可持续发展的重要手段。根据《中国碳捕集利用与封存技术发展路线图》规划，当前国内 CCS 成本约在 350-400 元 / 吨，2030 年和 2050 年分别控制在 210 元 / 吨和 150 元 / 吨。结合煤制氢路线单位氢气生成二氧化碳的平均比例，增加 CCS 后上文设定条件下煤制氢成本约增加至 15.85 元 / 公斤。当前，国内 CCS 技术尚处于探索和示范阶段，需要通过进一步开发技术来推动能耗和成本的下降，并拓展二氧化碳的利用渠道。

（二）工业副产提纯制氢

工业副产氢气主要分布在钢铁、化工等行业，提纯利用其中的氢气，既能提高资源利用效率和经济效益，又可降低大气污染，改善环境。

中国是全球最大的焦炭生产国，每吨焦炭可产生焦炉煤气约 350-450 立方米，焦炉煤气中氢气含量约占 54%-59%。除用于回炉助燃、城市煤气、发电和化工生产外，剩余部分可采用变压吸附（PSA）提纯技术制取高纯氢。中国烧碱年产量基本稳定在 3,000 万 - 3,500 万吨之间，副产氢气 75 万 -87.5 万吨。其中约 60% 的氢气被配套聚氯乙烯和盐酸利用，剩余约 28 万 -34 万吨。甲醇及合成氨工业、丙烷脱氢（PDH）项目的合成气含氢



量在 60%-95% 之间，可通过纯化技术制取满足燃料电池应用的氢气。中国甲醇产能 8,351 万吨 / 年，甲醇弛放气有上百亿立方，含氢气数十亿立方米。中国合成氨生产能力约 1.5 亿吨 / 年，每吨合成氨将产生约 150-250 立方米的弛放气，可回收氢气约 100 万吨 / 年。中国已建和在建 PDH 项目 17 个，副产含氢约 37 万吨 / 年。

目前，工业副产氢气的提纯成本在 0.3-0.6 元 / 公斤，考虑副产气体成本后的综合制氢成本约在 10-16 元 / 公斤。工业副产提纯制氢可提供百万吨级氢气供应，能为氢能产业发展初期就近提供低成本、分布式氢源。但该路线同样面临碳捕捉封存问题，从中长期来看，钢铁、化工等工业领域需要引入无碳制氢技术替代化石能源实现深度脱碳，将从氢气供给方转变为需求方。

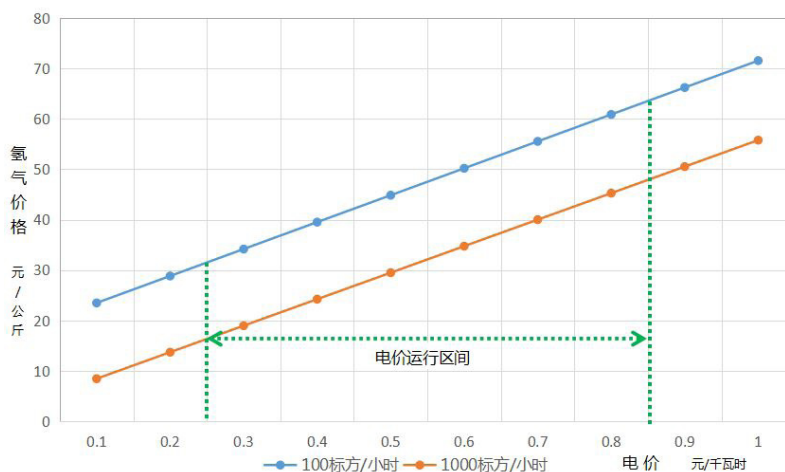
（三）电解水制氢

目前，电解水制氢技术主要有碱性水电解槽（AE）、质子交换膜水电解槽（PEM）和固体氧化物水电解槽（SOE）。其中，碱性电解槽技术最为成熟，生产成本较低，国内单台最大产气量为 1,000 立方米 / 小时；质子交换膜电解槽流程简单，能效较高，国内单台最大产气量为 50 立方米 / 小时，但因使用贵金属电催化剂等材料，成本偏高；固体氧化物水电解槽采用水蒸气电解，高温环境下工作，能效最高，但尚处于实验室研发阶段。

电解水制氢具有绿色环保、生产灵活、纯度高（通常在 99.7% 以上）以及副产高价值氧气等特点，但其单位能耗约在 4-5 千瓦时 / 立方氢，制取成本受电价的影响很大，电价占到总成本的 70% 以上。若采用市电生产，制氢成本约为 30-40 元 / 公斤，且考虑火电占比较大，依旧面临碳排放问题。一般认为当电价低于 0.3 元 / 千瓦时（利用“谷电”电价），电解水制氢成本会接近传统化石能源制氢。按照当前中国电力的平均碳强度计算，电解水制得 1 公斤氢气的碳排放为 35.84 千克，是化石能源重整制氢单位碳排放的 3-4 倍。

未来，可再生能源发电制氢的潜力很大。一方面作为全周期零碳排放技术，随着可再生能源发电平价上网，电解水制氢成本将持续下降，尤其是近期局部区域弃风、弃光、弃水及弃核制氢的经济性较为突出，可提供制氢量约 263 万吨 / 年；另一方面当波动性可再生能源在电源结构中占到较高比重时，单纯依靠短周期（小时级）储能将无法满足电力系统稳定运行需要。日间、月度乃至季节性储能将是实现高渗透率可再生能源调峰的主要手段。国家发展和改革委员会与国家能源局先后发文，支持高效利用廉价且丰富的可再生能源制氢。四川、广东等地纷纷给予电价支持政策，电解水制氢最高电价限定为 0.3 元 / 千瓦时和 0.26 元 / 千瓦时。

图表 3.3 电解水制氢成本

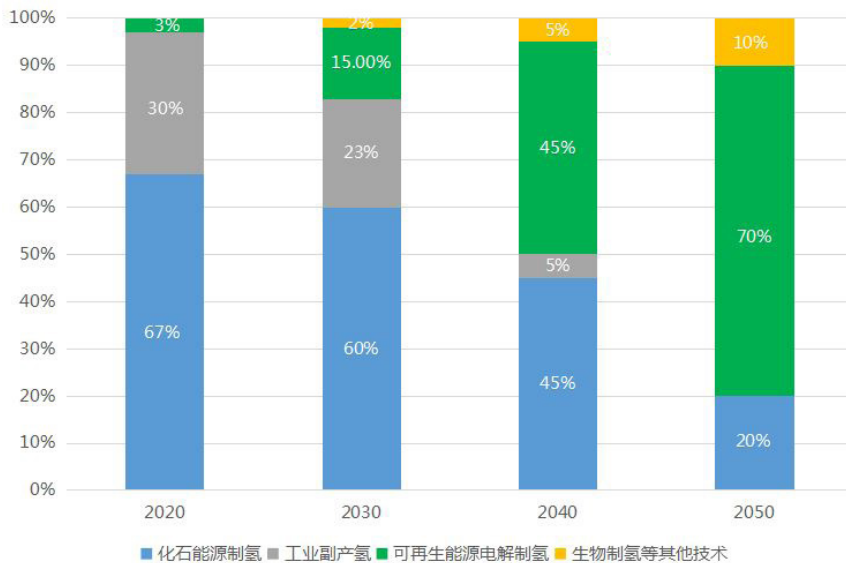


数据来源：中国氢能联盟，制氢装置含制氢及氢气纯化系统费用

（四）中国氢气供给结构预测

目前，国内氢能产业尚处于市场导入阶段，除部分气体公司外，市场化供氢渠道有限。结合不同技术路线制氢的产能、经济性以及碳排放情况，不同地区须依据其资源禀赋进行选择。整体而言，中国氢能市场发展初期（2020-2025 年左右），氢气年均需求约 2,200 万吨，作为燃料增量有限，工业副产制氢因成本较低，且接近消费市场，将成为有效供氢主体，部分地区可探索开展可再生能源电解制氢项目示范；氢能市场发展中期（2030 年左右），氢气年均需求约 3,500 万吨，煤制氢配合 CCS 技术，可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体，积极推动生物制氢和太阳能光催化分解水制氢等技术示范，氢气实现长距离大规模运输；氢能市场发展远期（2050 年左右），氢气年均需求约 6,000 万吨，中国能源结构从传统化石能源为主转向以可再生能源为主的多元格局，可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体，煤制氢配合 CCS 技术、生物制氢和太阳能光催化分解水制氢等技术成为有效补充，整体氢能供给充裕，并可实现千万吨级绿色氢气出口。

图表 3.4 中国氢气供给结构预测



数据来源：中国氢能联盟

结合未来可再生能源发电装机规模，通过年度氢储能调峰电量需求测算，2030年和2050年季节性储能调峰电量潜力约为0.99万亿千瓦时和2.14万亿千瓦时，由此产生的制氢规模将分别达到1,800万吨和4,000万吨。

二、氢的储运

氢能可储可输，提高氢能储运效率，降低氢能储运成本，是氢能储运技术的发展重点。

（一）储氢技术

目前，氢的储存主要有气态储氢、液态储氢和固体储氢三种方式。高压气态储氢已得到广泛应用，低温液态储氢在航天等领域得到应用，有机液态储氢和固态储氢尚处于示范阶段。

气态储氢。高压气态储氢具有充放氢速度快、容器结构简单等优点，是现阶段主要的储氢方式，分为高压氢瓶和高压容器两大类。其中钢质氢瓶和钢质压力容器技术最为成熟，成本较低。20MPa钢质氢瓶已得到了广泛的工业应用，并与45MPa钢质氢瓶、98MPa钢带缠绕式压力容器组合应用于加氢站中。碳纤维缠绕高压氢瓶的开发应用，实

现了高压气态储氢由固定式应用向车载储氢应用的转变。70MPa 碳纤维缠绕Ⅳ型瓶已是国外燃料电池乘用车车载储氢的主流技术，35MPa 碳纤维缠绕Ⅲ型瓶目前仍是我国燃料电池商用车的车载储氢方式，70 MPa 碳纤维缠绕Ⅲ型瓶已少量用于我国燃料电池乘用车中。

图表 3.5 储氢瓶组类别

类型	I 型瓶	II 型瓶	III 型瓶	IV 型瓶
材质	铬钼钢	钢制内胆 纤维环向缠绕	铝内胆 纤维全缠绕	塑料内胆 纤维全缠绕
工作压力 (MP)	17.5-20	26.3-30	30-70	30-70
应用情况	加氢站等固定式储氢应用		国内车载	国际车载

数据来源：车用压缩氢气铝内胆碳纤维全缠绕气瓶（GB/T 35544-2017）等

液态储氢。液态储氢具有储氢密度高等优势，可分为低温液态储氢和有机液体储氢。

低温液态储氢将氢气冷却至 -253°C ，液化储存于低温绝热液氢罐中，储氢密度可达 $70.6\text{kg}/\text{m}^3$ ，但液氢装置一次性投资较大，液化过程中能耗较高，储存过程中有一定的蒸发损失，其蒸发率与储氢罐容积有关，大储罐的蒸发率远低于小储罐。国内液氢已在航天工程中成功使用，民用缺乏相关标准。

有机液体储氢利用某些不饱和有机物（如烯烃、炔烃或芳香烃）与氢气进行可逆加氢和脱氢反应，实现氢的储存，加氢后形成的液体有机氢化物性能稳定，安全性高，储存方式与石油产品相似。但存在着反应温度较高、脱氢效率较低、催化剂易被中间产物毒化等问题。国内已有燃料电池客车车载储氢示范应用案例。

固体储氢。固态储氢是以金属氢化物、化学氢化物或纳米材料等作为储氢载体，通过化学吸附和物理吸附的方式实现氢的存储。固态储氢具有储氢密度高、储氢压力低、安全性好、放氢纯度高优势，其体积储氢密度高于液氢。但主流金属储氢材料重量储氢率仍低于 $3.8\text{wt}\%$ ，重量储氢率大于 $7\text{wt}\%$ 的轻质储氢材料还需解决吸放氢温度偏高、循环性能较差等问题。国外固态储氢已在燃料电池潜艇中商业应用，在分布式发电和风电制氢规模储氢中得到示范应用；国内固态储氢已在分布式发电中得到示范应用。

（二）氢运输技术

目前，氢的运输方式主要有气态运输、液态运输和固体运输三种方式。

气态运输。高压气态运输可分为长管拖车和管道运输 2 种方式。高压长管拖车是氢气近距离运输的重要方式，技术较为成熟，国内常以 20MPa 长管拖车运氢，单车运氢约 300 公斤，国外则采用 45MPa 纤维全缠绕高压气瓶长管拖车运氢，单车运氢可提至 700



公斤。

管道运输是实现氢气大规模、长距离运输的重要方式，管道运行压力一般为 1.0-4.0MPa，具有输氢量大、能耗小和成本低等优势，但建造管道一次性投资较大。美国已有 2500 公里的输氢管道，欧洲已有 1598 公里的输氢管道，我国则仅有 100 公里的输氢管道。在初期可积极探索掺氢天然气方式，以充分利用现有管道设施。

液态运输。液氢运输通常适用于距离较远、运输量较大的场合。其中，液氢罐车可运 7 吨氢，铁路液氢罐车可运 8.4-14 吨氢，专用液氢驳船的运量则可达 70 吨。采用液氢储运能够减少车辆运输频次，提高加氢站单站供应能力。日本、美国已将液氢罐车作为加氢站运氢的重要方式之一。我国尚无民用液氢运输案例。

固态运输。轻质储氢材料（如镁基储氢材料）兼具高的体积储氢密度和重量储氢率，作为运氢装置具有较大潜力。将低压高密度固态储罐仅作为随车输氢容器使用，加热介质和装置固定放置于充氢和用氢现场，可以同步实现氢的快速充装及其高密度高安全运输，提高单车运氢量和运氢安全性。

图表 3.6 氢不同运输方式的技术比较

储运方式	运输工具	压力 (MP)	载氢量 (kg/车)	体积储氢密度 (kg/m ³)	质量储氢密度 (wt%)	成本 (元/kg)	能耗 (kwh/kg)	经济距离 (km)
气态储运	长管拖车	20	300-400	14.5	1.1	2.02	1-1.3	≤150
	管道	1-4	—	3.2	—	0.3	0.2	≥500
液态储运	液氢槽罐车	0.6	7000	64	14	12.25	15	≥200
固体储运	货车	4	300-400	50	1.2	—	10-13.3	≤150
有机液体储运	槽罐车	常压	2000	40-50	4	15	—	≥200

数据来源：中国钢研科技集团，体积和重量储氢密度均以储氢装置计算

目前，我国氢能示范应用主要围绕工业副产氢和可再生能源制氢产地附近（小于 200 公里）布局，氢能储运以高压气态方式为主。氢能市场渗入前期，车载储氢将以 70MPa 气态方式为主，辅以低温液氢和固态储氢，氢的运输将以 45MPa 长管拖车、低温液氢、管道（示范）运输等方式，因地制宜，协同发展。中期（2030 年），车载储氢将以气态、低温液态为主，多种储氢技术相互协同，氢的运输将以高压、液态氢罐和管

道运输相结合，针对不同细分市场和区域同步发展。远期（2050年）氢气管网将密布于城市、乡村，车载储氢将采用更高储氢密度、更高安全性的储氢技术。

三、加氢基础设施

加氢基础设施是氢能利用和发展的中枢环节，是为燃料电池车充装燃料的专门场所。不同来源的氢气经氢气压缩机增压后，储存在高压储罐内，再通过氢气加注机为氢燃料电池车加注氢气。在商业运行模式下，乘用车氢气加注时间一般控制在3-5分钟。

（一）加氢基础设施类别

根据氢气来源不同，加氢站分为外供氢加氢站和站内制氢加氢站两种。外供氢加氢站通过长管拖车、液氢槽车或者管道运输氢气至加氢站后，在站内进行压缩、存储、加注等操作。站内制氢加氢站是在加氢站内配备了制氢系统，制得的氢气经纯化、压缩后进行存储、加注。站内制氢包括电解水制氢、天然气重整制氢等方式，可以省去较高的氢气运输费用，但是增加了加氢站系统复杂程度和运营水平。因氢气按照危化品管理，制氢站只能放在化工园区，尚未有站内制氢加氢站。

根据加氢站内氢气储存相态不同，加氢站有气氢加氢站和液氢加氢站两种。全球369座加氢站中，30%以上为液氢储运加氢站，主要分布在美国和日本。相比气氢储运加氢站，液氢储运加氢站占地面积小，同时液氢储存量更大，适宜大规模加氢需求。

根据供氢压力等级不同，加氢站有35MPa和70MPa压力供氢两种，用35MPa压力供氢时，氢气压缩机的工作压力为45MPa，高压储氢瓶工作压力为45MPa，一般供乘用车使用；用70MPa压力供氢时，氢气压缩机的工作压力为98MPa，高压储氢瓶工作压力为87.5MPa。

图表 3.7 中国加氢站的等级划分

等级	储氢罐容量 (kg)	
	总容量 (G)	单罐容量
一级	4000<G≤8000	≤2000
二级	1000<G≤4000	≤1000
三级	G≤1000	≤500

数据来源：中华人民共和国国家标准：加氢站技术规范 (GB 50516-2010)

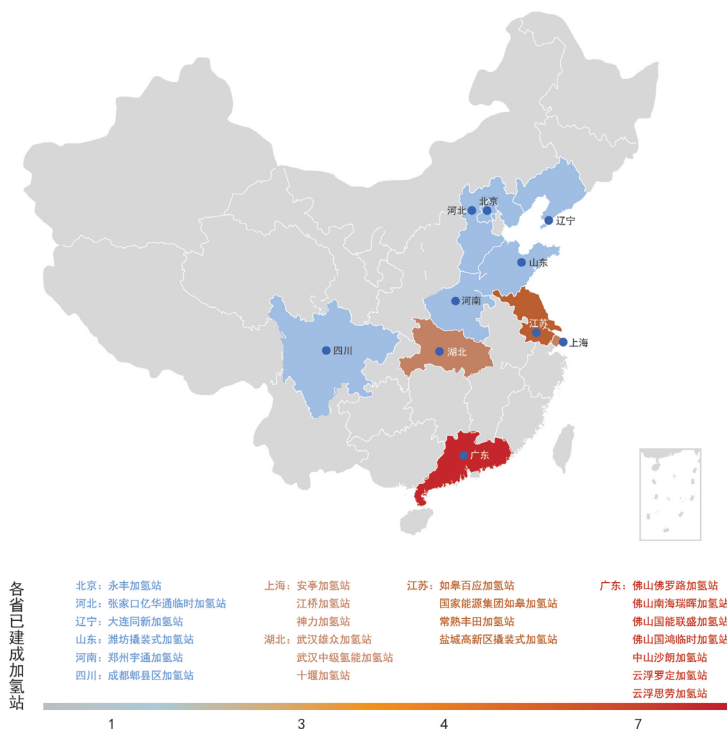


(二) 国内加氢站布局

截至 2018 年底，中国已建成加氢站共有 23 座，占全球加氢站的比例约为 6.23%。其中固定式 11 座，撬装站 10 座，厂内站 2 座；加氢规模在 500 公斤以上的有 9 座，占比 39%；建站手续齐备的商业化加氢站 6 座，占比 26%；多数加氢站的规划设计、工艺流程及设备配置、氢源选择、自动控制系统等尚不能满足商业化运营要求，耐久性验证较少。随着相关政策的逐渐完善，技术标准的逐步规范，装备技术的不断进步，中国加氢站建设将进入快速发展阶段，国内已建和在建加氢站合计约 40 座。

国内加氢站建设成本较高，其中设备成本约占 70%。根据测算，不含土地费用（因加氢站土地需要商业用地，各地价格差异较大），国内建设一座日加氢能力 500 公斤、加注压力为 35MPa 的加氢站需要约 1,200 万元，约相当于传统加油站的 3 倍。对于商业化运营的加氢站，除建设成本外，还面临着设备维护、运营、人工、税收等费用，折合加注成本约在 13-18 元 / 公斤左右。随着氢气加注量的增大或通过加油 / 加氢、加气 / 加氢合建，单位加注成本会随之下降。

图表 3.8 中国已运营的加氢站分布



数据来源：中国氢能联盟

近年来，随着国内氢能及燃料电池产业升温，上海、广东、江苏、山东等地纷纷发布氢能发展规划，视加氢站建设规模对配套设备和建设运营给予相应的补贴政策。2019年3月，十三届全国人大二次会议胜利闭幕，“推动充电、加氢等设施建设”增补进入《政府工作报告》。下一步需尽快明确加氢站建设审批流程，推动装备自主化，探索液氢站以及站内制氢技术，并与燃料电池车的发展配比协同。

四、燃料电池

燃料电池装置有助于实现氢能的移动化、轻量化和大规模普及，可广泛应用在交通、工业、建筑、军事等场景。未来，随着数字化技术的不断深入，无人驾驶、互联网数据中心、军事装备等领域将极大丰富燃料电池的应用场景。

（一）燃料电池技术

目前，燃料电池技术主要有碱性燃料电池、磷酸燃料电池、固体氧化物燃料电池、熔融碳酸盐燃料电池和质子交换膜燃料电池。从商业应用上来看，熔融碳酸盐燃料电池、质子交换膜燃料电池和固体氧化物燃料电池是最主要的三种技术路线。其中，质子交换膜燃料电池由于其工作温度低、启动快、比功率高等优点，非常适合应用于交通和固定式电源领域，逐步成为现阶段国内外主流应用技术。固体氧化物燃料电池具有燃料适应性广、能量转换效率高、全固态、模块化组装、零污染等优点，常用在大型集中供电、中型分电和小型家用热电联供领域作为固定电站。

中国则主要集中在质子交换膜燃料电池和固体氧化物燃料电池领域开展研发和产业化。自“十五”新能源汽车重大科技专项启动以来，在国家一系列重大项目的支持下，燃料电池技术取得了一定的进展，初步掌握了燃料电池电堆与关键材料、动力系统与核心部件、整车集成等核心技术；部分关键技术实验室水平已接近国际先进水平，但工程化、产业化水平滞后，总体技术水平落后于日本、韩国等国家。

具体而言，质子交换膜燃料电池随着终端应用的逐步推广，膜电极、双极板、质子交换膜等已具有国产化的能力，但生产规模较小；电堆产业发展较好，但辅助系统关键零部件产业发展较为落后；系统及整车产业发展较好，配套厂家较多且生产规模较大，但大多采用国外进口零部件，对外依赖度高。

图表 3.9 国内外质子交换膜燃料电池系统技术指标对比

领域	技术指标	国内先进水平	国际一流水平
燃料电池电堆	额定功率等级	36kW（在用）	60-80kW*
	体积功率密度	1.8kW/L（在用）	3.1kW/L
		3.1kW/L（实验室）	
	耐久性	5000h	> 5000h
	低温性能	-20℃	-30℃
应用情况	百台级别（在用）	数千台级别	
核心零部件	膜电极	电流密度 1.5A/cm ²	电流密度 2.5A/cm ²
	空压机	30kW 级实车验证	100kW 级实车验证
	储氢系统	35MPa 储氢系统 --III 型瓶组	70MPa 储氢系统 -IV 型瓶组
	双极板	金属双极板 - 试制阶段；石墨双极板小规模使用缺少耐久性和工程化验证	金属双极板技术成熟、完成实车验证；石墨双极板完成实车验证
	氢循环装置	氢气循环泵 - 技术空白，30kW 级引射器 - 可量产	100kW 级燃料电池系统用氢气循环泵技术成熟
关键原材料	催化剂	铂载量约 0.4g/kW	铂载量达 0.2g/kW
		小规模生产	产品化生产阶段
	质子交换膜	性能与国际相当，中试阶段	产品化生产阶段
	炭纸 / 炭布	中试阶段	产品化生产阶段
	密封剂	国内尚无公开资料和产品	产品化批量生产阶段

数据来源：中国氢能联盟

固体氧化物燃料电池电堆整体技术水平与国外先进水平存在较大差距。国内自主生产的单电池及电堆峰值功率密度低于国外领先水平，电堆发电效率低于国外领先水平，且尚未开展数千小时级别的寿命测试。整体发电系统集成技术方面，国内初步集成了 10 千瓦级整体发电系统，但是在性能、衰减率等指标上与国际领先水平还存在较大差距，尚未进行商业化推广。

图表 3.10 国内外碳基固体氧化物燃料电池主要技术指标对比

指标	最大功率 (kW)	发电效率 (%)	工作温度 (oC)	运行寿命 (h)	衰减率 (%/kh)
美国	250	61.5	900	80000	0.9%
英国	5	60	600	10000	0.2%
荷兰	50	53	700	5000	0.8%
德国	15	35	900	>100000	0.2%
意大利	2.5	60	700	>60000	0.2%
日本	250	52	900	>4000	-
中国	15	45	750	-	-

数据来源：清华大学，指标数据选取相关国家代表性企业

（二）燃料电池应用场景

随着燃料电池技术的不断成熟，相关产品已逐步进入商业化应用阶段：在交通领域逐步应用于汽车、船舶、轨道交通，可降低能源对外依存度以及化石能源污染物和碳的排放；在固定式发电领域可以作为建筑热电联供电源、微网的可靠电源与移动基站的备用电源；燃料电池还能够与数字化技术相结合，在无人驾驶、军用单兵、深海装备等诸多领域发挥重要作用。

（1）燃料电池车

燃料电池车与纯电动汽车和混合动力汽车是中国“十五”确定的新能源汽车发展“三纵”技术路线。其中，纯电动汽车锂离子动力电池系统较为简单，但本身储能密度较低，适用于小功率、短续航的车辆，通过多年产业化发展，经济性较好；氢燃料电池系统较为复杂，但氢气的储能密度较高，更适合大功率、长续航的车辆使用，但正处示范运行阶段，成本较高。

目前，中国已经基本掌握了车用燃料电池核心技术，具备进行大规模示范运行的条件。自2008年北京奥运会、2010年上海世博会投运以来，累计200余辆燃料电池电动车示范运行里程十余万公里。尽管在成本、耐久性等方面仍存在短板，但整体水平已逐步与国际水平接轨。截至目前，我国累计销售氢燃料电池车约3,896辆，其中客车1,374辆，专用车2,390辆，乘用车132辆。北京、河北省张家口市和广东佛山市等地开展的燃料电池客车商业化示范运营，累计运行超过100万公里；燃料电池货车已在上海、辽宁新宾等地开展商业化示范运营。

2015年，上汽集团推出了第四代采用荣威950车型平台的燃料电池车，续航里程



可达 400 千米，具备小批量生产能力。与国际上具有领先水平的丰田“Mirai”、本田“Clarity”和现代“NEXO”相比，中国燃料电池车在动力性能、综合效率、电堆功率以及耐久性等基本性能指标方面仍有不小的差距。大功率、长续航商用车最适合使用燃料电池作为动力系统，在使用环节初步与燃油车具备竞争性，可在京津冀等环保刚性约束区域率先突破。

图表 3.11 国内外主要新能源乘用车比较

技术参数	荣威 950	MIRAI	CLARITY	NEXO	MODEL 3
车辆尺寸 (mm)	4996*1857* 1502	4890*1815* 1535	4895*1877* 1478	4670*1860* 1630	4690*1930* 1440
车重 (kg)	2080	1850	1875	1860	1611
百公里加速 时间 (s)	12	9.7	8.8	9.6	5.6
最高车速 (km/h)	160	175	165	179	209
续航里程 (km)	430	502	589	609	354
燃料电池堆 功率 (kW)	45	114	130	120	—
电堆功率密度 (kW/L)	1.8	3.1	3.1	3.1	
低温冷启动 性能 (°C)	-20	-30	-30	-30	
储氢容量 (kg)	4.2	5	5.5	6.3	50kWh (锂电)
补贴售价 (元)	500,000	390,000 (美国加州)	402,827 (美国加州)	440,000 (德国)	237,496 (标准后驱)

数据来源：中国氢能联盟

目前，燃料电池车、电动车和燃油车产业分别处于导入期、成长期和成熟期，制造成本方面燃料电池车最高，使用成本方面燃料电池车在个别场景下已初步具有经济性。

就乘用车而言，国产燃料电池乘用车制造成本约在 150 万人民币左右，国外燃料电池乘用车售价已经降至 55,000-60,000 美元，考虑政府补贴后可与 B 级中高端纯锂电汽车相当，即终端售价 35,000 美元左右，中高端 B 级燃油车在国内市场售价在 20 万 -30 万元。按照市区工况百公里电耗 15-18 千瓦时和油耗 6-10 升汽油测算，燃料电池车用氢成本需控制在 30 元 / 公斤和 45 元 / 公斤方具有竞争力。

就商用车而言，载重 3 吨的燃油物流车制造成本约在 11 万，同级别纯锂电物流车成本约在 20 万，工信部《新能源汽车推广应用推荐车型目录》里载重 3.5 吨的燃料电池物流车制造成本约在 80 万 -100 万。按照市区工况百公里油耗 13.8 升、电耗 40-60 千瓦时和氢耗 2 公斤计算，使用成本分别为 100 元、75 元和 104 元。在考虑国家和地方补贴的情况下，燃料电池物流车相对燃油物流车整体的经济性已经显现。

未来，随着氢能及燃料电池技术自主化和规模产业化，用氢成本和制造成本将迅速下降，全生命周期的成本优势将持续扩大。

（2）燃料电池船舶

随着国际公约和法规对船舶排放要求的日趋严格，燃料电池系统所具有的零排放、高转化效率、低噪音、模块化设计使其成为船舶动力市场的新风口。欧洲、日本、美国船舶燃料电池技术起步较早，已在渡轮、工程船和渔船上进行示范应用和推广。2018 年，国内相关企业已开展申报工业和信息化部“高技术船舶”课题，“300 客位燃料电池渡轮”项目即将实施。

中国在《“十三五”节能减排综合工作方案》、交通运输部《关于全面深入推进绿色交通发展的意见》以及中国船级社《船舶应用替代燃料指南 2017》等文件均鼓励船舶行业利用绿色环保动力系统，尤其是探索开展燃料电池技术应用。目前，国内对民用船舶燃料电池系统的研究主要在高校与部分科研院所，应用场景集中在中小型游艇以及部分军用舰船，应加强政策引导与补贴，推进其在内河航运的试点应用。

（3）燃料电池有轨电车

燃料电池有轨电车除具有传统清洁、环保、高效优势外，无须复杂的地面供电系统，可以大幅节省系统总体造价。美国、日本和德国先后研发出了包含燃料电池动力的有轨电车。

2013 年，中国第一辆燃料电池机车研制成功，成为第 5 个公开报道成功运行全尺寸燃料电池轨道车辆的国家。2015 年，清华大学和中车青岛四方公司联合研制燃料电池有轨电车，并启动了商业线路计划。2016 年，中车唐山公司正式下线燃料电池超级电容混合动力有轨电车，并于 2017 年 10 月在河北唐胥铁路商业运营。同年，佛山高明区现代有轨电车示范线项目成为全球首个落地的氢能源现代有轨电车市场订单。国内泸州市、台州市等城市正在积极规划氢燃料电池有轨电车项目。

（4）燃料电池固定式发电

燃料电池在固定式发电领域主要有分布式电站、家用热电联供系统、备用电源等三种应用场景。



分布式燃料电池电站具有模块化性能强、场景时应性能好、可扩展性能好等优势，一般规模不超过 100 兆瓦，可以作为主电网的补充，也可以作为海岛、山区、偏远地区进行独立发电。目前全球燃料电池电站主要分布在北美、韩国和日本地区。中国仅辽宁省营口市在 2016 年投用了 2 兆瓦质子交换膜燃料电池发电系统，热电联供总效率达到 75%。

家庭与城市楼宇大多采用 1-5 千瓦小型热电联供装置，既可以天然气为燃料，充分兼容现有的公共设施；也可结合分布式光伏发电制氢打造零碳建筑。日本和德国对家用燃料电池系统推广较为积极，尤其日本的 Ene-Farm 系统已成功部署 27.4 万套。目前，中国对此缺乏相应的鼓励政策，市场化产品开发较少。

燃料电池应急备用电源产品具有能源效率高、环境友好、响应迅速、占地面积小、运行稳定可靠、寿命长等优点，可广泛使用在通信、电力、IDC 机房、医疗及公共事业部门。国外通信用燃料电池应急备用电源已实现成熟商业化应用，规模达到万套级。国内电信领域也已累计实现 300 多台燃料电池应急备用电源产品应用，功率等级为 3-5kW，累计待机超过 40,000 天，运行时间超过 4,000 小时。

（5）氢能源其他应用领域

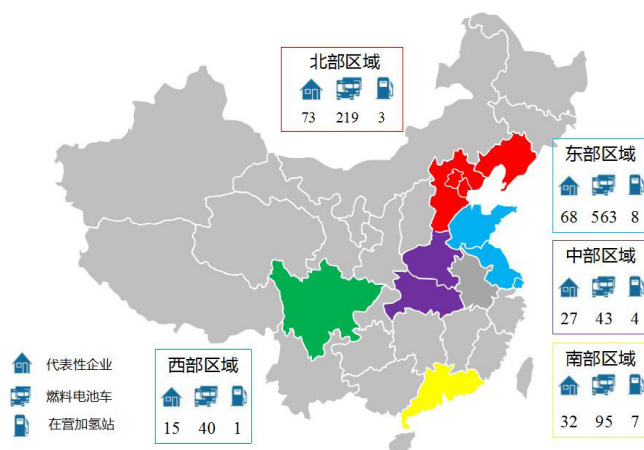
未来，氢能及燃料电池技术与数字化创新产业相结合将可加速推进全球能源结构转型，尤其随着无人机、互联网数据中心以及自动驾驶出租车等领域的快速发展，氢能的市場空间将进一步扩大。国内已逐步开展燃料电池无人机的设计和试飞工作，但大规模商业化应用还需要进一步突破储氢密度和能源控制瓶颈。

信息化条件下的高技术战争需要充足的能源供应。燃料电池所具备的能量转换效率高、系统反应快、运行可靠性强、维护方便，噪声很低，散热量和红外辐射较少等“先天优势”有望使其在军用单兵装备、舰艇、潜艇、航天器及后勤保障领域获得广泛应用，并提升武器装备性能，成为信息化战场的“能量源”。

五、产业发展格局及方向

进入 2019 年，广东、山西等 10 个省份将发展氢能写入政府工作报告，山东、河北、浙江等省份陆续发布本地氢能产业发展规划。目前，中国氢能产业已初步形成“东西南北中”五大发展区域。

图表 3.12 中国氢能产业整体布局



数据来源：中国氢能联盟

东部区域以上海、江苏和山东为代表，是中国燃料电池车研发与示范最早的地区。早在“十一五”期间便依托国家“863”项目进行燃料电池车研发，并在2010年上海世博会期间进行了示范运行。围绕燃料电池车和关键零部件的研发，氢能产业链制取、储运和加氢站等环节配套建设逐步完善，上海市和山东省已出台氢能发展整体规划，长三角氢走廊建设稳步推进，商业生态初具雏形。目前，该区域共有规模以上企业68家，示范运行燃料电池车563辆，加氢站8座，并计划到2020年建成50座。

西部区域以四川省为代表，是国内可再生能源制氢和燃料电池电堆研发的重要地区。四川省油气资源丰富、水电装机规模位居全国前列，仅年调峰弃水电量就高达139.96亿千瓦时，装机弃水电量约为500亿千瓦时，电解制氢可供给百万辆燃料电池车运行。目前，该区域共有规模以上企业15家，示范运行燃料电池车40辆，加氢站1座，并计划到2020年建成5座。

南部区域以广东佛山、云浮为代表，是中国燃料电池车大规模示范和加氢网络规划较为成熟的地区。依托已建年产5,000套燃料电池系统，在建年产2万套燃料电池系统，6万辆燃料电池商用车等项目，氢能产业链逐步完善。目前，该区域共有规模以上企业32家，示范运行燃料电池车95辆，加氢站7座，并计划到2020年建成40座。

北部区域以北京、河北和辽宁为代表，是中国较早开展燃料电池电堆和关键零部件研发的地区，并在2008年北京奥运会期间进行了燃料电池车试运行。依托在建年产1.3万套燃料电池系统，6,600吨制氢等项目，氢能产业链逐步完善。目前，该区域共有规模以上企业73家，示范运行燃料电池车219辆，加氢站3座，并计划到2020年建成30座。



中部区域以湖北和河南省为代表，是中国燃料电池重要零部件研发和客车大规模示范地区。依托已建年产 100 万件膜电极，在建年产 100 万吨液体有机储氢材料，1,000 套燃料电池发动机，2,000 辆燃料电池客车等项目，逐步打造氢能产业链。目前，该区域共有规模以上企业 27 家，示范运行燃料电池车 43 辆，加氢站 4 座，并计划到 2020 年建成 21 座。

氢能产业链较长，横跨能源、交通、工业领域，需在政策体系、技术装备和行业标准方面集中发力，协同推进。首先，应充分借鉴纯电动汽车发展经验，推广以应用为导向，通过系统集成提升，尽快形成可靠的终端产品，逐次解决材料和部件全部自主化。其次，自主研发以企业为主导，以资本为纽带，集中国内优势单位，依托中国氢能联盟等产业平台密切上下游协同研发。尽快开展弃可再生能源制氢、液氢以及天然气管网掺氢等技术可行性和标准研究，提前筹划构建有效氢源保障体系。第三，燃料电池发展以交通领域为先导，汽车先商用车后乘用车，加紧大功率燃料电池在有轨电车、船舶的应用，并协同推动氢能在储能、工业、建筑等领域的发展。加氢站以安全可持续为前提，在市场发展初期示范车辆不足情况下，可开展加油加气加氢综合能源站。

图 3.13 中国氢能及燃料电池产业发展方向

产业链环节	政策体系	技术装备	标准规范
氢能制取	推动氢气市场体系建设，因地制宜给予电解水制氢电价政策优惠	加大二氧化碳捕捉与封存技术、电解水技术核心装备的研发	破解制氢需在化工区内生产的限制
氢能储运	积极研究液氢民用，鼓励开展天然气掺氢输运示范	加大储氢材料研究，提升高压气态储氢罐、液氢罐的装备自主化水平	推动形成完整的氢气储输标准，尤其是液氢和管道输送标准
加氢基础设施	明确加氢站主管部门，加强规划管理，财政、金融扶持力度	提升压缩机、储氢容器、加氢机等核心装备的自主化水平	完善加氢站规划建设和验收标准
燃料电池	加强基础研究，引导提升关键环节自主创新能力；完善不同应用场景的政策体系	提高功率电流密度和比功率；提升膜电极、双极板、空压机、氢气循环泵等关键部件的自主化水平	建立关键部件、电堆和电池系统的测试与耐久性快速评价标准

数据来源：中国氢能联盟

第四章

中国氢能及燃料电池产业发展路线图

氢能及燃料电池产业发展，事关中国能源发展战略，事关中国生态文明建设，事关中国战略性新兴产业布局。从国家能源战略角度，应逐步将氢能纳入国家能源管理体系，加快顶层设计，制定氢能及燃料电池产业协同发展规划与行动方案。

结合氢能及燃料电池产业发展现状和技术进步，产业发展路线图分为三部分：总体目标、技术路线以及政策体系保障。

一、总体目标

氢能将成为中国能源体系的重要组成部分。预计到 2050 年氢能在中国能源体系中的占比约为 10%，氢气需求量接近 6,000 万吨，年经济产值超过 10 万亿元。全国加氢站达到 10,000 座以上，交通运输、工业等领域将实现氢能普及应用，燃料电池车产量达到 520 万辆 / 年，固定式发电装置 2 万台套 / 年，燃料电池系统产能 550 万台套 / 年。

图表 4.1 中国氢能及燃料电池产业总体目标

产业目标		现状 (2019)	近期目标 (2020-2025)	中期目标 (2026-2035)	远期目标 (2036-2050)
氢能源比例 (%)		2.7%	4%	5.9%	10%
产业产值 (亿元)		3,000	10,000	50,000	120,000
装备制造规模	加氢站 (座)	23	200	1,500	10,000
	燃料电池车 (万辆)	0.2	5	130	500
	固定式电源 / 电站 (座)	200	1,000	5,000	20,000
	燃料电池系统 (万套)	1	6	150	550

数据来源：中国氢能联盟



二、技术路线展望

氢能产业发展初期，将以工业副产氢就近供给为主，积极推动可再生能源发电制氢规模化、生物制氢等多种技术研发示范；中期，将以可再生能源发电制氢、煤制氢等大规模集中稳定供氢为主，工业副产氢为补充手段；远期，将以可再生能源发电制氢为主，煤制氢配合 CCS 技术、生物制氢和太阳能光催化分解水制氢等技术成为有效补充。各地将结合自身资源禀赋，兼顾技术发展、经济性以及环境容量，因地制宜选择制氢路线。预计 2050 年平均制氢成本将不高于 10 元 / 公斤。

氢能储运将按照“低压到高压”“气态到多相态”的技术发展方向，逐步提升氢气的储存和运输能力，预计 2050 年储氢密度达到 6.5wt%。

燃料电池系统技术未来发展将会有四个方向，一是持续开发高功率系统产品，二是通过系统结构设计优化提高产品性能，三是通过策略优化提高产品寿命，四是通过零部件优化以及规模化效应持续降低成本。预计 2050 年系统的体积功率密度将达到 6.5 千瓦 / 升，乘用车系统寿命将超过 10,000 小时，商用车将达到 30,000 小时，固定式电源的寿命将超过 100,000h。低温启动温度将降至 -40℃，系统成本将降至 300 元 / KW。

图表 4.2 中国氢能及燃料电池产业技术路线展望

技术指标		现状 (2019)	近期目标 (2020-2025)	中期目标 (2026-2035)	远期目标 (2036-2050)
技术路线	氢能制取	氢气主要用于工业原料，由化石能源重整制取，平均成本不高于 20 元 / 公斤	因地制宜发展制氢路线，积极利用工业副产氢、大力发展可再生能源电解水制氢示范。平均制氢成本不高于 20 元 / 公斤	积极发展规模化可再生能源电解水制氢和煤制氢集中式供氢。平均制氢成本不高于 15 元 / 公斤	持续利用可再生能源电解水制氢，大力发展生物制氢、太阳光解水制氢、“绿色”煤制氢技术。平均制氢成本不高于 10 元 / 公斤
	氢能储运	35MPa 气态存储；20MPa 长管拖车运输	70MPa 气态、低温液氢储存、固态储氢；45MPa 长管拖车、低温液氢、管道（示范）运输；储氢密度 4.0wt%	低温液态、固态储氢；液态氢罐、管道运输；储氢密度 5.5wt%	高密度高安全储氢；氢能管网；储氢密度 6.5wt%

续表

燃料电池系统	比功率: 3KW/L; 寿命: >5000h; 环境适应性: -20℃; 成本: >8000 元 /kW	比功率: 3.5KW/L; 寿命: 5000h (乘用车)、15000h (商用车)、20000h (固定式发电); 环境适应性: -30℃; 成本: 4000 元 /kW	比功率: 4.5KW/L; 寿命: 6000h (乘用车)、20000h (商用车)、50000h (固定式发电); 环境适应性: -30℃; 成本: 800 元 /kW	比功率: 6.5KW/L; 寿命: 10000h (乘用车)、30000h (商用车)、100000h (固定式发电); 环境适应性: -40℃; 成本: 300 元 /kW
--------	--	---	--	--

数据来源: 中国氢能联盟

三、政策体系保障

为保证总体目标及技术路线的正常推行, 需对标准体系、法律法规以及示范运营区域进行统一规划。加快建立系统全面的标准、计量、检测、认证, 以及产品售后服务保障标准体系, 组织有实力的企业和科研院所重点对大规模高效制氢、分布式制氢、氢气纯化技术、氢气储运的关键材料及技术设备、质子交换膜燃料电池 (PEMFC) 和固体氧化物燃料电池 (SOFC) 等先进燃料电池技术、分布式发电技术等关键领域进行联合攻关, 为氢能技术应用和产业化发展奠定质量基础。

图表 4.3 中国氢能及燃料电池产业政策体系保障

标准体系		现状 (2019)	近期目标 (2020-2025)	中期目标 (2026-2035)	远期目标 (2036-2050)
政策体系保障	标准体系	氢能	缺乏体系化的氢气制取、储运以及加注标准	45MPa 气态运输、IV 型瓶组; 加氢站安全、技术验收标准; 液氢民用标准	氢气燃料标准; 固态、有机液态等储运标准; 管道输配标准
	法律法规	燃料电池	燃料电池标准体系已经基本形成, 需持续细化和完善	根据交通、工业和建设等终端领域, 持续完善标准体系, 及时拓展并跟进新应用场景的标准制定	



续表

	氢能	加氢站主管部门缺位；氢气仍作为危化品系统延伸管理	明确加氢站管理部门；统一加氢站建设规划和运营补贴标准	明确氢能作为能源产品的相关法规体系；持续完善氢能管理相关的法律法规体系	
	燃料电池	现有法律法规集中于车用领域购置环节，缺乏系统性，补助较为单一	在持续提升技术的前提下，保持燃料电池产品购置补贴力度（补贴持续至 2025 年）；增加对燃料电池终端用户的运营补贴或税收等政策奖励，提升市场需求；增设除车用领域外的其他领域的重点科技专项		
全域性国家级试验示范区域		缺少规模化的商业化示范运行项目和运营经验	6-10 个城市开展试点，对氢能制取、加氢设施及终端应用进行补贴，推动全产业链技术自主化	形成多个省域氢能示范区，推动氢能基础设施逐步完善	全国范围内形成氢能供应网络，氢能及燃料电池应用场景极大丰富

数据来源：中国氢能联盟

第五章

中国氢能及燃料电池产业发展行动倡议

全球主要国家高度重视氢能与燃料电池的发展。美国、日本、德国、韩国等发达国家已经将氢能上升到国家能源战略高度，作为国家能源体系的重要组成部分，不断加大对氢能技术研发与燃料电池产业化的扶持推动力度。除主要发达国家的政府推动外，相关的国际知名企业纷纷开展合作以保持成本竞争优势，先后成立了国际氢能委员会 (Hydrogen Council)、加氢基础设施联盟 (H₂ Mobility) 等跨国产业组织。国家引领、企业合作、产业协同，能源低碳化和氢能产业化已成为世界能源发展趋势。

氢能及燃料电池的发展在中国同样具有重要地位。新时代中国氢能产业要担负起引领产业转型升级和生态文明建设的双重使命。2050年，氢能在中国终端能源体系占比达到10%，与电力协同互补，共同成为中国终端能源体系的消费主体。届时，氢气需求量接近6,000万吨，可减排约7亿吨二氧化碳，可累计拉动33万亿元经济产值。其中，交通运输领域用氢2,458万吨，占该领域用能比例19%，相当于减少8,357万吨原油或1,000亿立方米天然气；工业领域用氢3,370万吨，建筑及其他领域用氢110万吨，相当于减少1.7亿吨标准煤。在政府的积极作为、科技的支撑引领、巨大的市场规模、创新的商业模式共同作用下，中国氢能产业会加快市场导入，重点区域将率先成长，引领和加速全球氢能发展进程。

为实现上述发展愿景，中国氢能联盟发出行动倡议如下：

（一）坚持战略引领，实现氢能及燃料电池产业高质量发展

国家组织相关部委研究将氢能纳入国家能源体系，推动氢能成为国家能源战略的重要组成部分。研究编制国家氢能发展中长期规划，明确氢能发展路线图，建立科学长效的产业发展扶持与激励政策。氢能应以交通领域为突破口，兼顾储能、分布式发电，积极探索在工业、建筑等领域的规模化应用。

明确氢能产业的主管部门，研究修订城镇燃气管理条例，将氢气视同燃气管管理；加强行业发展战略、协调与监管，统一基础设施规划审批流程，加快各类基础设施市场化建设和运营。统筹推进氢能与燃料电池、燃料电池技术与纯电动技术协同发展，形成优



势互补的良性发展格局。

（二）加强科技创新，支撑氢能及燃料电池产业自主发展

氢能及燃料电池产业链条长，技术含量高，有必要系统梳理我国氢能及燃料电池在基础研究、核心材料和零部件的研发创新方面的短板，加大投入、超前部署，提升核心技术和系统集成能力。坚持市场导向、企业主体和产学研紧密结合，破除设备接入、地方准入、集成配套等方面的政策壁垒。探索氢能与交通、信息通信等深度融合发展的新模式，打造经济社会发展的新动能。

研究设立氢能源与燃料电池国家重大专项，扎实开展核心材料和过程机理等基础研究，核心装备及关键零部件研制，电池系统、储能及分布式发电系统、终端应用系统等集成技术研发。通过设立各级氢能及燃料电池投资引导基金，鼓励大型骨干企业、科研院所、“高、精、专”中小企业相关成果转化创业，打造自主化产业生态。

（三）完善标准体系，保障氢能及燃料电池产业健康发展

重视氢能产业通用标准建设，加快建立系统全面的标准、计量、检测、认证，以及产品售后服务保障标准体系，尽快破除制约氢能产业化发展的标准检测障碍和市场准入壁垒，打通交通、工业等多场景应用标准。坚持安全发展理念，强化政府监管，加强标准制定过程中的产学研用衔接以及跨领域标准制定机构的协同，形成一体化的标准制定模式，提升中国氢能技术标准体系的影响力。

建立健全氢安全基础研究体系，充分发挥中国氢能联盟等产品平台、行业学会、协会的协调和指导作用，加强氢泄露与扩散燃烧、材料与氢的相容性、不同形式的储氢系统、受限空间内氢监测等领域的研究，有力推动氢能及燃料电池产业化发展。加快氢能产业自动化、数字化、智能化技术装备研发，提高安全保障能力。

（四）探索试点示范，推动氢能及燃料电池产业有序发展

氢能及燃料电池是能源技术革命的重要方向，是保障我国能源安全和制造业高质量发展的重要方向。重点通过京津冀、长江流域和珠三角大湾区等具备自身氢能供应能力、自主技术创新、市场推广应用以及经济基础的地区先行先试，推动产业合理布局。发挥冬奥会等重大示范项目引领和带动作用，集中支持开展氢能城市建设，避免产业盲目跟进和水平重复建设，尽快形成可复制推广的产业发展经验。

加强氢能自主技术、产品和模式等领域的知识产权管理与保护，加大对自主技术主体的政策支持力度，培育自主产业链。建立关键指标考核评价体系，定期对地方产业试

点城市进行量化动态考核，确保政策和资金的效益。积极推动建立碳交易市场、电力现货市场，使零排放技术得到市场的补偿和奖励，增强技术应用企业发展的内生动力。

（五）强化国际合作，推动氢能及燃料电池产业协同发展

围绕全球氢能产业高质量、可持续发展，坚持共商共建共享原则，建立国际性的氢能燃料电池创新平台，深入开展国际双边领域的技术合作，联合开展共性关键技术研发和成果共享。积极参与国际多边领域的合作项目，推动氢能在交通、工业、建筑等多领域的技术应用、标准制定和产业协同，加快全球能源转型步伐和应对气候变化。

依托“一带一路”等国家重大战略布局，鼓励氢能及燃料电池相关企业产品“走出去”和“引进来”，引导外资企业在华建厂及设立研发中心。加大全球氢能及燃料电池高端人才引进和国内相关学科人才储备，聚焦“卡脖子”问题，实现从“跟跑”“并跑”到“领跑”的跨越。

附录 1

氢能及燃料电池国家标准

类别	标准号	标准名称
氢制取	GB/T 3634.1-2006	氢气 第 1 部分：工业氢
	GB/T 3634.2-2011	氢气 第 2 部分：纯氢、高纯氢和超纯氢
	GB/T 16942-2009	电子工业用气体 氢
	GB 4962-2008	氢气使用安全技术规程
	GB/T 19773-2005	变压吸附提纯氢系统技术要求
	GB/T 29412-2012	变压吸附提纯氢用吸附器
	GB/T 19774-2005	水电解制氢系统技术要求
	GB 32311-2015	水电解制氢系统能效限定值及能效等级
	GB/T 26915-2011	太阳能光催化分解水制氢体系的能量转化效率与量子产率计算
	GB/T 34540-2017	甲醇转化变压吸附制氢系统技术要求
	GB/T 23606-2009	铜氢脆检验方法
	GB/T 24185-2009	逐级加力法测定钢中氢脆临界值试验方法
	GB/T 34539-2017	氢氧发生器安全技术要求
	GB/T 29411-2012	水电解氢氧发生器技术要求
	GB/T 33291-2016	氢化物可逆吸放氢压力 - 组成 - 等温线 (P-C-T) 测试方法
	GB/T 24499-2009	氢气、氢能与氢能系统术语
	GB/T 29729-2013	氢系统安全的基本要求
氢储运	GB/T 34542.1-2017	氢气储存输送系统 第 1 部分：通用要求
	GB/T 34542.2-2018	氢气储存输送系统 第 2 部分：金属材料与氢环境相容性试验方法
	GB/T 34542.3-2018	氢气储存输送系统 第 3 部分：金属材料氢脆敏感度试验方法
	GB/T 34544-2017	小型燃料电池车用低压储氢装置安全试验方法
	GB/T 33292-2016	燃料电池备用电源用金属氢化物储氢系统
	GB/T 26466-2011	固定式高压储氢用钢带错绕式容器
	GB/T 35544-2017	车用压缩氢气铝内胆碳纤维全缠绕气瓶

续表

加氢 基础 设施	GB/T 31139-2014	移动式加氢设施安全技术规范
	GB/T 34583-2017	加氢站用储氢装置安全技术要求
	GB 50516-2010	加氢站技术规范
	GB/T 34584-2017	加氢站安全技术规范
	GB/Z 34541-2017	氢能车辆加氢设施安全运行管理规程
	GB/T 29124-2012	氢燃料电池电动汽车示范运行配套设施规范
	GB/T 34425-2017	燃料电池电动汽车 加氢枪
	GB/T 31138-2014	汽车用压缩氢气加气机
	GB/T 30719-2014	液氢车辆燃料加注系统接口
	GB/T 30718-2014	压缩氢气车辆加注连接装置
燃料 电池 及应 用	GB/T 28816-2012	燃料电池 术语
	GB/T 29838-2013	燃料电池 模块
	GB/Z 27753-2011	质子交换膜燃料电池膜电极工况适应性测试方法
	GB/T 28817-2012	聚合物电解质燃料电池单电池测试方法
	GB/T 28183-2011	客车用燃料电池发电系统测试方法
	GB/T 23645-2009	乘用车用燃料电池发电系统测试方法
	GB/T 27748.1-2017	固定式燃料电池发电系统 第 1 部分：安全
	GB/T 27748.2-2013	固定式燃料电池发电系统 第 2 部分：性能试验方法
	GB/T 27748.3-2017	固定式燃料电池发电系统 第 3 部分：安装
	GB/T 27748.4-2017	固定式燃料电池发电系统 第 4 部分：小型燃料电池发电系统性能试验方法
	GB/T 31037.1-2014	工业起升车辆用燃料电池发电系统 第 1 部分：安全
	GB/T 31037.2-2014	工业起升车辆用燃料电池发电系统 第 2 部分：技术条件
	GB/T 23751.1-2009	微型燃料电池发电系统 第 1 部分：安全
	GB/T 23751.2-2017	微型燃料电池发电系统 第 2 部分：性能试验方法
	GB/Z 23751.3-2013	微型燃料电池发电系统 第 3 部分：燃料容器互换性
	GB/T 25319-2010	汽车用燃料电池发电系统 技术条件
	GB/T 33983.1-2017	直接甲醇燃料电池系统 第 1 部分：安全
	GB/T 33983.2-2017	直接甲醇燃料电池系统 第 2 部分：性能试验方法
	GB/T 36288-2018	燃料电池电动汽车 燃料电池堆安全要求
	GB/T 36544-2018	变电站用质子交换膜燃料电池供电系统
	GB/T 20042.1-2017	质子交换膜燃料电池 第 1 部分：术语
GB/T 20042.3-2009	质子交换膜燃料电池 第 3 部分：质子交换膜测试方法	
GB/T 20042.4-2009	质子交换膜燃料电池 第 4 部分：电催化剂测试方法	
GB/T 20042.5-2009	质子交换膜燃料电池 第 5 部分：膜电极测试方法	



续表

GB/T 20042.6-2011	质子交换膜燃料电池 第 6 部分：双极板特性测试方法
GB/T 20042.7-2014	质子交换膜燃料电池 第 7 部分：炭纸特性测试方法
GB/T 31035-2014	质子交换膜燃料电池电堆低温特性试验方法
GB/T 33978-2017	道路车辆用质子交换膜燃料电池模块
GB/T 33979-2017	质子交换膜燃料电池发电系统低温特性测试方法
GB/T 34872-2017	质子交换膜燃料电池供氢系统技术要求
GB/T 31036-2014	质子交换膜燃料电池备用电源系统 安全
GB/T 20042.2-2008	质子交换膜燃料电池电堆通用技术条件
GB/Z 21742-2008	便携式质子交换膜燃料电池发电系统
GB/T 30084-2013	便携式燃料电池发电系统 - 安全
GB/T 31886.1-2015	反应气中杂质对质子交换膜燃料电池性能影响的测试方法 第 1 部分：空气中杂质
GB/T 31886.2-2015	反应气中杂质对质子交换膜燃料电池性能影响的测试方法 第 2 部分：氢气中杂质
GB/T 34582-2017	固体氧化物燃料电池单电池和电池堆性能试验方法
GB/T 26916-2011	小型氢能综合能源系统性能评价方法
GB/T 24548-2009	燃料电池电动汽车 术语
GB/T 29126-2012	燃料电池电动汽车 车载氢系统 试验方法
GB/T 26991-2011	燃料电池电动汽车 最高车速试验方法
GB/T 24549-2009	燃料电池电动汽车 安全要求
GB/T 29123-2012	示范运行氢燃料电池电动汽车技术规范
GB/T 26990-2011	燃料电池电动汽车 车载氢系统 技术条件
GB/T 26779-2011	燃料电池电动汽车 加氢口
GB/T 35178-2017	燃料电池电动汽车 氢气消耗量 测量方法
GB/T 24554-2009	燃料电池发动机性能试验方法
GB/T 34593-2017	燃料电池发动机氢气排放测试方法
GB/T 37154-2018	燃料电池电动汽车整车氢气排放测试方法
GB/T 34537-2017	车用压缩氢气天然气混合燃气
GB/T 37244-2018	质子交换膜燃料电池车用燃料氢气
GB/T 26779-2011	燃料电池电动汽车加氢口《第 1 号修改单》
GB/T 37244-2018	质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气
GB/T 37154-2018	燃料电池电动汽车 整车氢气排放测试方法

附录 2

氢能发展相关国家政策

时间	政策名称及主要内容
2019	“推进充电、加氢等设施建设”写入《政府工作报告》
2019	《绿色产业指导目录（2019年版）》鼓励发展氢能利用设施建设和运营，燃料电池装备以及在新能源汽车和船舶上的应用
2019	《柴油货车污染治理攻坚战行动计划》提出要鼓励各地组织开展燃料电池货车示范运营，建设一批加氢示范站
2018	《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》制定了燃料电池车补贴标准
2017	《“十三五”交通领域科技创新专项规划》提出要深入开展燃料电池车核心专项技术研发，推进加氢基础设施和示范考核技术发展
2017	《汽车产业中长期发展规划》提出“逐步扩大燃料电池车试点示范范围”
2016	《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》提出“系统推进燃料电池车研发与产业化”
2016	《节能与新能源汽车技术路线图》发布氢燃料电池车技术路线图
2016	《国家创新驱动发展战略纲要》提出“开发氢能、燃料电池等新一代能源技术”
2016	《能源技术革命创新行动计划（2016-2030年）》提出“氢能与燃料电池技术创新”为重点任务之一
2015	《中国制造 2025》提出将继续支持燃料电池车的发展
2015	《关于 2016-2020 年新能源汽车推广应用财政支持政策的通知》提出对于燃料电池车的补贴不实行退坡
2015	《国家重点研发计划新能源汽车重点专项实施方案（征求意见稿）》提出“燃料电池车技术取得突破，达到产业化要求”
2015	《关于加快推进新能源汽车在交通运输行业推广应用的实施意见》提出“积极推广应用燃料电池车”
2014	《关于新能源汽车充电设施建设奖励的通知》提出对新建燃料电池车加氢站给予奖励
2014	《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》提出将“氢能与燃料电池”作为重点创新方向之一
2012	《节能与新能源汽车产业发展规划（2012—2020年）》提出“开展燃料电池电堆、发动机及其关键材料核心技术研究”



续表

2011	《产业结构调整指导目录（2011年本）》将储氢材料列入鼓励类
2011	《当前优先发展的高技术产业化重点领域指南（2011年度）》将“氢开发与利用”列入先进能源产业的高技术产业化重点领域
2011	《中华人民共和国车船税法》规定燃料电池车免征车船税
2010	《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》提出“开展燃料电池车相关前沿技术研发”
2009	《节能与新能源汽车示范推广财政补助资金管理暂行办法》提出对试点城市示范推广单位购买和使用燃料电池车给予补助
2006	《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020年）》提出将“氢能及燃料电池技术”作为未来能源技术发展方向之一

附录 3

中国各地区氢能发展政策

省 / 自治区 / 直辖市	政策名称
北京	《北京市加快科技创新培育新能源智能汽车产业的指导意见》 《北京市“十三五”时期加强全国科技创新中心建设规划》
辽宁	《辽宁省加快发展新能源汽车的实施方案》 《阜新市推进氢能产业发展工作方案》
河北	《河北省战略性新兴产业发展三年行动计划》 《河北省新能源汽车产业“十三五”发展规划（2016-2020年）》 《河北省氢能产业中长期发展规划》 《河北省张家口市可再生能源示范区发展规划》 《张家口氢能示范城市发展规划（2018-2035）》
山西	《山西省“十三五”战略性新兴产业发展规划》 《山西省氢能产业中长期发展规划》
山东	《山东省“十三五”战略性新兴产业发展规划》 《山东省新能源产业发展规划（2018-2028年）》 《山东省氢能产业中长期发展规划》 《关于做好潍坊市汽车加氢站规划建设运营管理工作的意见》
陕西	《陕西省“十三五”战略性新兴产业发展规划》 《陕西省低碳试点工作实施方案》 《神木市氢能产业发展规划（2018-2035）（征求意见稿）》
河南	《河南省“十三五”战略性新兴产业发展规划》
江苏	《江苏省“十三五”新能源汽车推广应用实施方案》 《张家港市氢能产业发展三年行动计划（2018—2020年）》 《张家港市氢能产业发展规划》（征集意见） 《苏州市氢能产业发展指导意见（试行）》 《常熟市氢燃料电池车产业发展规划》 《如皋市扶持氢能产业发展实施意见》
安徽	《安徽省战略性新兴产业“十三五”发展规划》
上海	《上海市燃料电池车发展规划》 《上海市科技创新“十三五”规划》
湖北	《武汉制造 2025 行动纲要》 《武汉氢能产业发展规划方案》 《武汉经济技术开发区（汉南区）加氢站审批及管理方法》



续表

浙江	《浙江省能源发展“十三五”规划》 《浙江省新能源汽车产业“十三五”发展规划》 《浙江省培育氢能产业发展的若干意见（征求意见稿）》 《宁波加快氢能产业发展的指导意见》 《嘉善县推进氢能产业发展和示范应用实施方案（2019-2022年）》
四川	《四川省节能减排综合工作方案（2017-2020年）》 《四川省“十三五”战略性新兴产业发展规划》 《成都市氢能产业发展规划（2019-2023年）》
广东	《广东省新能源汽车产业发展规划（2013-2020年）》 《深圳市发展和改革委员会关于组织实施深圳市新材料产业2019年第一批扶持计划的通知》 《佛山市氢能产业发展规划（2018-2030年）》 《佛山市南海区新能源汽车产业发展规划（2015-2025年）》 《佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能车辆运行扶持办法》 《东莞市新能源汽车产业发展“十三五”规划》
福建	《福建省新能源汽车产业发展规划（2017-2020年）》
天津	《天津市节能与新能源汽车示范推广及产业发展规划（2013-2020年）》 《天津市新能源产业发展三年行动计划（2018—2020年）》
新疆	《新疆维吾尔自治区新能源汽车产业“十三五”发展规划》
内蒙古	《关于加快新能源汽车推广应用的实施意见》 《内蒙古自治区现代能源经济发展战略规划纲要（2019-2035年）》 《内蒙古自治区现代能源经济发展行动计划（2019-2020年）》 《内蒙古自治区氢能产业中长期发展规划》
吉林	《关于进一步促进新能源汽车加快发展的政策意见》 《吉林省氢能产业中长期发展规划》 《白城市氢能产业发展规划》
贵州	《贵州省“十三五”新兴产业发展规划》
重庆	《关于加快新能源汽车推广应用的实施意见》
海南	《海南省清洁能源汽车发展规划》 《海南省氢能发展暨全域性国家级氢能试验区建设战略研究》

