

人工制氢及氢工业在我国“能源自主”中的战略地位

邹才，张福东，郑德温，孙粉锦，张金华，薛华庆，潘松圻，赵群，赵永明，杨智

中国石油勘探开发研究院

摘要

全球正经历从化石能源向氢能等非化石能源过渡的第三次能源体系重大转换期。为给我国实现能源体系转型和“能源自主”战略目标提供参考，综述了国内外氢工业的发展现状和发展趋势，探讨了人工制氢、储氢技术的发展途径，明确了氢工业的战略地位。研究表明：①发展氢工业，是优化能源结构、保障国家能源安全的战略选择，在我国“能源自主”的战略中占有重要地位；②全球氢工业发展初具规模，人工制氢仍主要依靠化石资源，煤炭地下气化制氢符合我国的国情，具有较大的发展潜力；

③与氢工业相结合的新能源，将是未来能源消费的主体；④电解水制氢将贯穿于氢工业发展的全过程；⑤安全、高效储运氢技术是氢能实用化的关键，液态储氢将是未来主要的储氢方式。结论和建议：①氢工业基础设施建设处于起步阶段，但发展迅速；②我国发展氢工业，近期应在煤炭地下气化制氢方面取得突破，初步形成产业链；③中期促使氢工业成为新的经济增长点和新能源战略的重要组成部分；④远期力推氢能成为我国能源消费结构的重要组成部分，力争实现“氢能中国”，依靠新能源等实现国家“能源自主”。

引言

全球正经历从化石能源向氢能等非

化石能源过渡的第三次能源体系重大转换期^[1]。2017年我国能源生产量为 25×10^8

t油当量，消费量达 31×10^8

t油当量，整个能源需要进口20%，尤其是石油进口量为 4×10^8

t，其对外依存度达到70%，对能源安全造成不利影响。为给我国实现能源体系转型和“能源自主”战略目标提供参考，综述了国内外氢工业的发展现状和发展趋势，探讨了人工制氢、储氢技术的发展途径，明确了氢工业的战略地位。

氢在自然界中分布广泛，并且在自然状态下仅存在着极少量的游离态氢。工业氢气是指通过一定的手段，从工业原料中大规模制取的可燃气态氢产物。这种通过能量输入从含氢原料中提取工业氢气的过程，被称为人工制氢，包括化石燃料制氢、水分解制氢、生物技术制氢和太阳能制氢等^[2]。

氢能作为氢的化学能表现为物理与化学变化过程中释放出能量，是具有二次能源属性的一种重要能源类型。这种大规模人工制氢并利用氢能的产业被称为氢工业，包括上游制氢、中游储运和下游应用。氢工业体系中各个产业部门之间基于一定的技术经济关联即为氢工业产业链，包括氢工业价值链、氢工业企业链、氢工业供需链和氢工业空间链。

为了更好地阅读和理解本文的内容，笔者建议首先界定和明确上述5个基本概念（工业氢气、人工制氢、氢能、氢工业、氢工业产业链），并由此建立氢工业概念体系。储氢是实现氢能有效利用的关键技术之一，包括高压气态储氢、低温液态储氢、金属氢化物储氢、有机化合物储氢、微球储氢和碳纳米材料储氢等。基于大规模低成本制氢和高密度储氢，以燃料电池为关联的氢工业应用将推动能源转型和新能源汽车、分布式供能等新兴产业的发展，从而改变能源结构，进而实现从能源供给端到消费端的全产业链转变。

01 氢工业的发展现状

随着氢能应用技术的不断发展和逐渐成熟，以及全球应对气候变化的压力持续增大，促使我们积极布局、发力推动氢工业的发展。

1.1 全球氢工业初具规模

全球氢工业发展迅猛，市场规模从2011年的1870.82亿美元增长到2017年的2514.93亿美元，



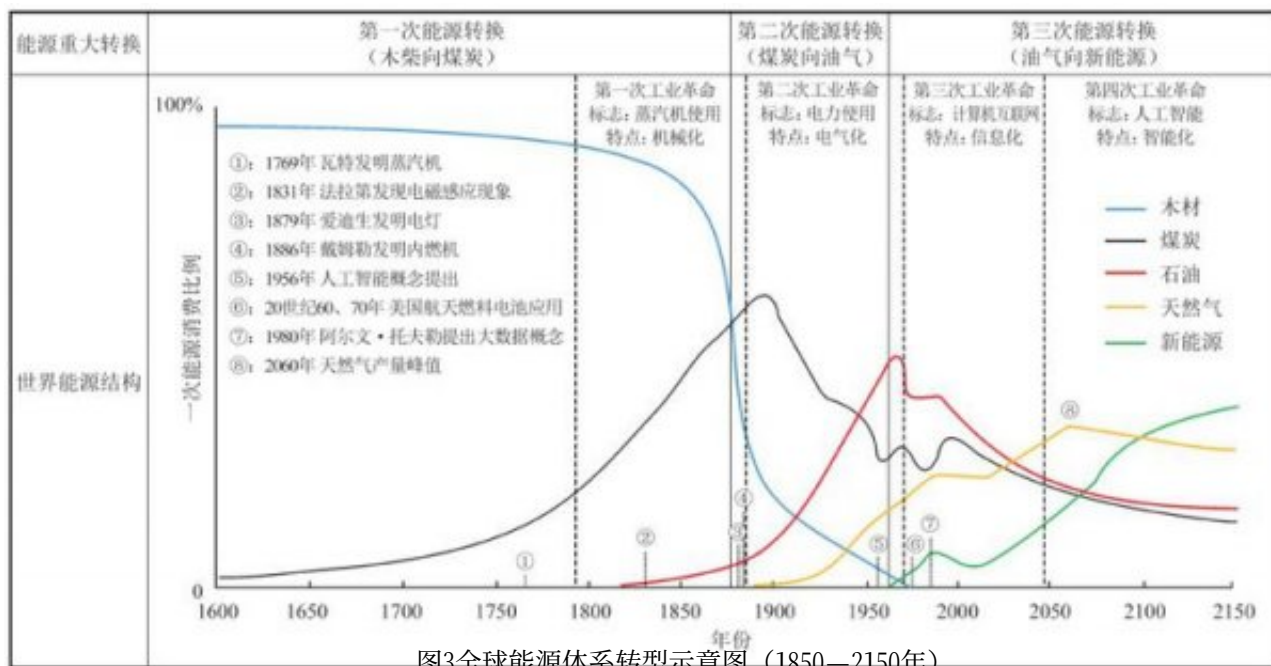
图12011—2017年全球工业氢气市场规模及其走势

增速达34.4%（图1）。其中，美国是工业氢气最大的进口国，2012—2016年进口总额达2.48亿美元，而荷兰则是工业氢气最大的出口国，2012—2016年出口总额达3.42亿美元。

人类社会已经历了三次工业革命（图2），从20世纪中叶起，伴随着第四次工业革命全球向新能源转型已经开始（图3）。纵观能源发展史，三大能源升级换代体现了“三大经济”形态。瓦特发明蒸汽机促使木柴向煤炭的第一次重大转换，表现为“高碳经济”；戴姆勒发明内燃机，完成煤炭向油气的第二次重大转换，呈现出“低碳经济”；现代科技进步与当今环保要求推动传统化石能源向氢能等非化石新能源的第三次重大转换，全球可能逐步迈入非碳的“氢能时代”^[3-4]。



图2人类经历的历次工业革命示意图



1.2人工制氢主要依靠化石资源

全球工业氢气市场具有较强的地域性，已形成亚太、北美、欧洲三大区域版图。化石资源是当前主要的制氢原料，其中煤气化制氢发展潜力巨大^[5]。

1.2.1工业氢气生产具有区域性

亚太地区工业氢气生产量居全球首位，北美地区紧随其后（图4）。2017年亚太地区工业氢气的生产规模为1071.36亿美元，北美为555.80亿美元，而欧洲则为517.57亿美元。中国和印度等亚太发展中国家经济快速增长，由此带来了亚太地区对氢能等清洁能源的强劲需求。

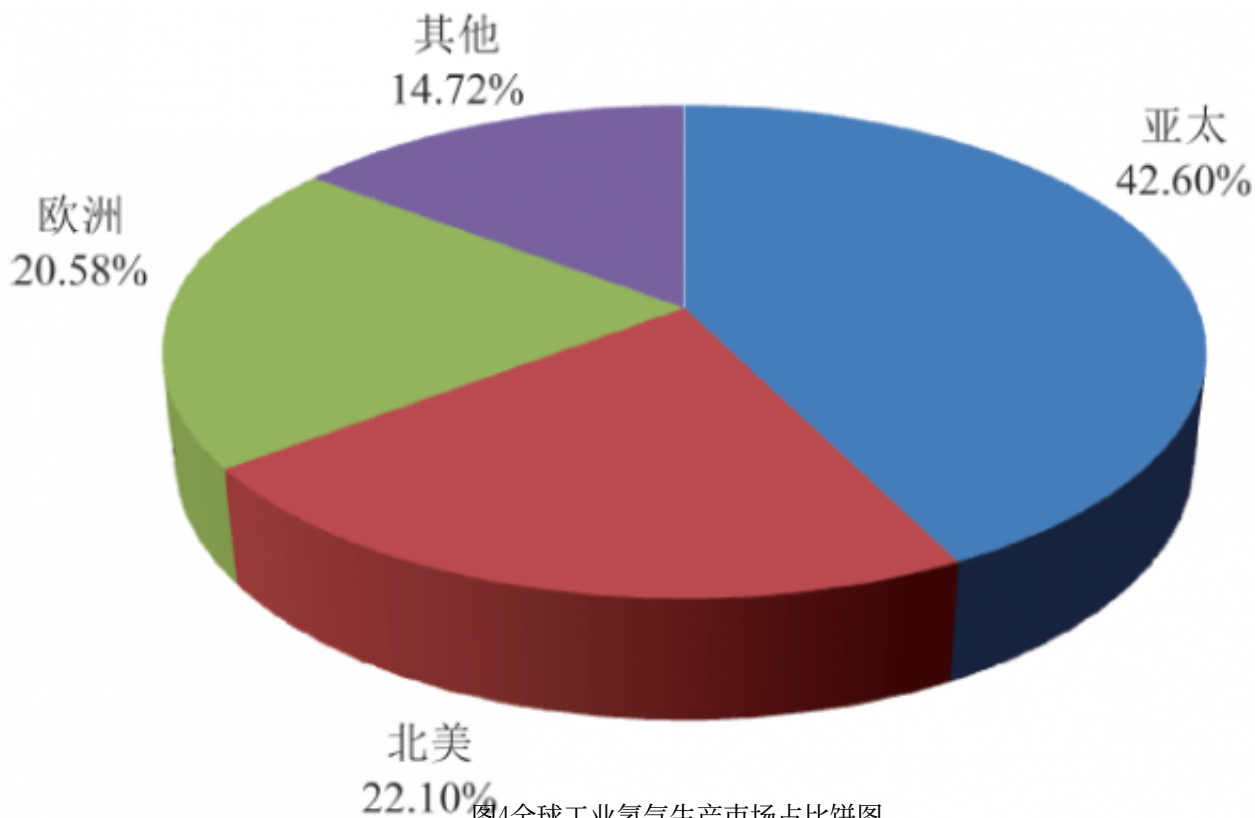


图4全球工业氢气生产市场占比饼图

中国工业氢气的需求量和生产量旺盛，呈逐年上升的态势，目前保持着供需平衡的状态，需求量和产量均居世界首位。作为全球氢能利用的大国，中国自2009年产量首次突破 $1000 \times 10^4 \text{t}$ 以来，已经连续9年保持世界第一（图5）。



图5中国工业氢气产量与需求量变化图

1.2.2化石资源制氢居主导地位

当前，人工制氢原料主要以石油、天然气、煤炭等化石资源为主，较之于其他的制氢方法，化石资源制氢工艺成熟，原料价格相对低廉，但会排放大量的温室气体，对环境造成污染。

2017年，全球主要人工制氢原料的96%以上都来源于传统化石资源的热化学重整，仅有4%左右来源于电解水（图6）。煤炭和天然气是我国人工制氢的主要原料，占比分别为62%和19%（图7）。电解水制氢在日本氢工业中占有特殊的地位，其盐水电解制氢的产能占该国所有人工制氢总产能的63%。

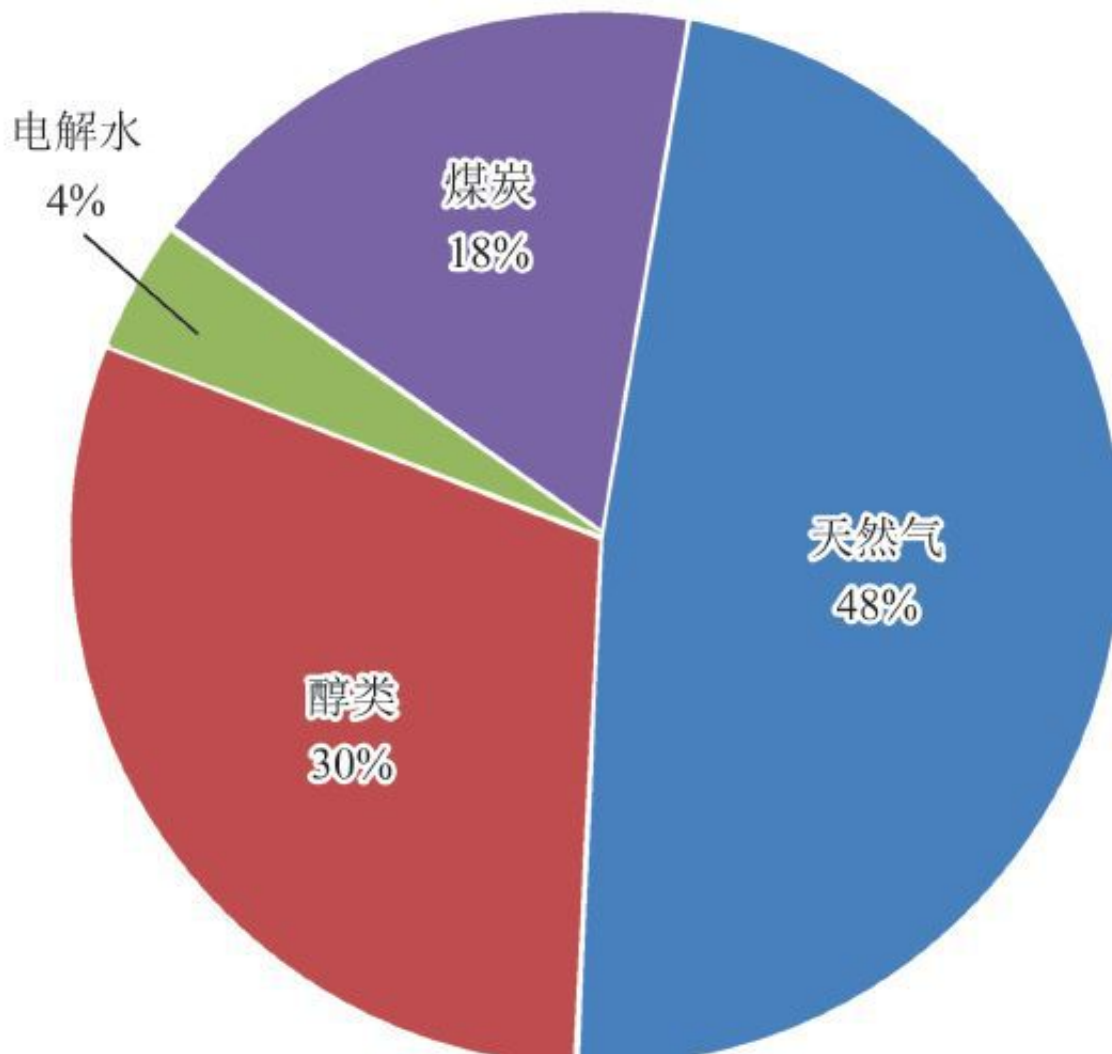


图62017年全球人工制氢原料占比饼图

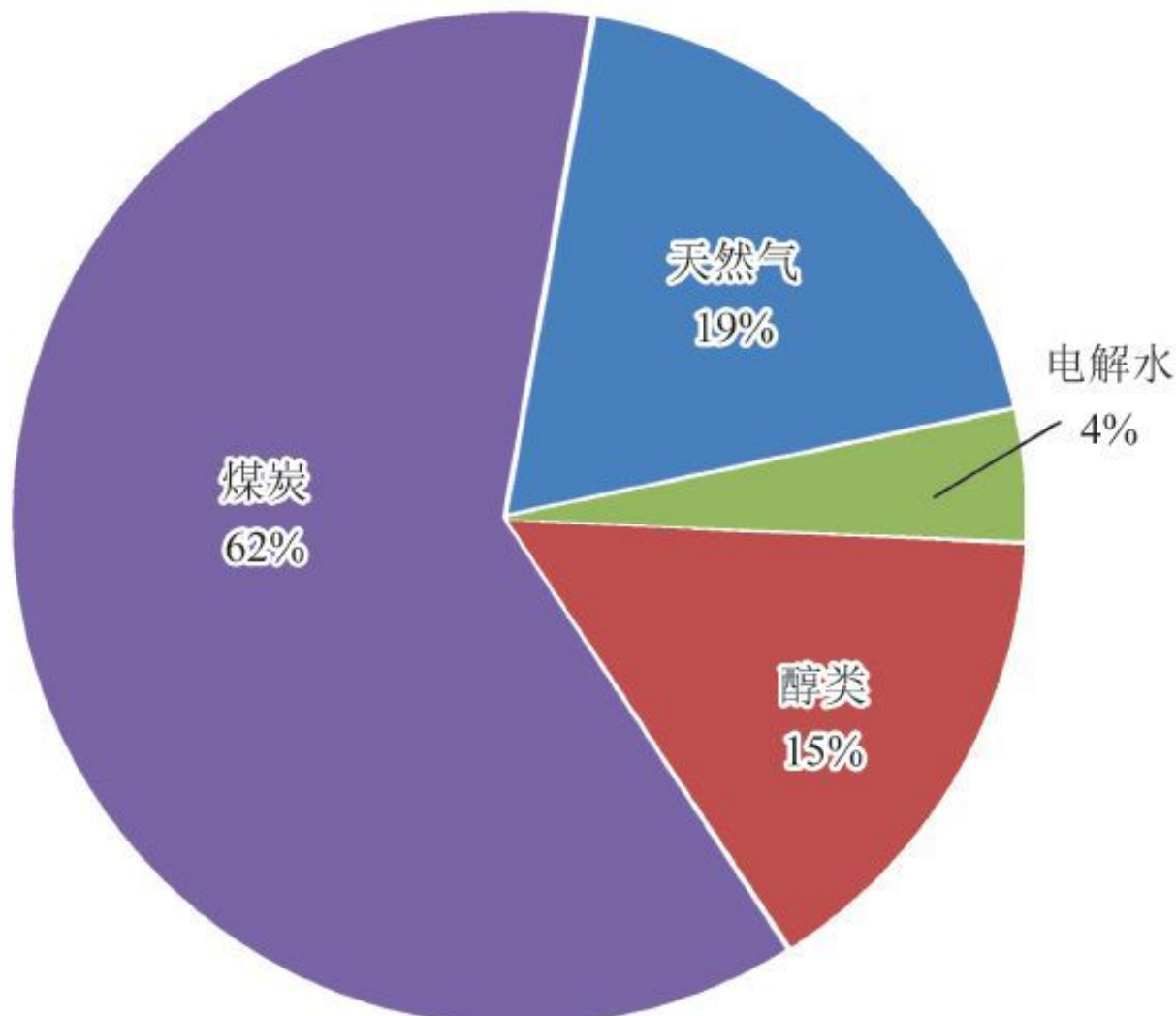


图72017年中国人工制氢原料占比饼图

1.2.3 煤气化制氢发展潜力大

煤的气化是指煤在高温常压或加压条件下，与气化剂反应转化成气体产物。随着煤制合成气、煤制油产业的发展，煤制氢产量逐年增多，其规模较大、成本较低，制氢成本约20元/kg。此外，化工产品（包括合成氨、甲醇等）生产过程中，从含氢弛放气中回收纯度大于99%工业氢气的装置也日趋成熟与增多。

煤炭地下气化制氢发展潜力很大，也是煤炭清洁化转型利用的有效途径。煤炭地下气化制氢技术具有资源利用率高、地表环境破坏少等优点，符合我国“富煤贫油少气”的资源结构特点，但该项技术目前仍然处于探索阶段，离商业化利用还有不短的距离。

1.3 高效储运氢技术是发展的重点

安全、高效的储运氢技术是实现氢能实用化的关键^[6-7]

。氢能的存储方式主要包括低温液态储氢、高压气态储氢、固态储氢和有机液态储氢等，不同的储氢方式具有不同的储氢密度，其中气态储氢方式的储氢密度最小，金属氢化物储氢方式的储氢密度最大（图8）。

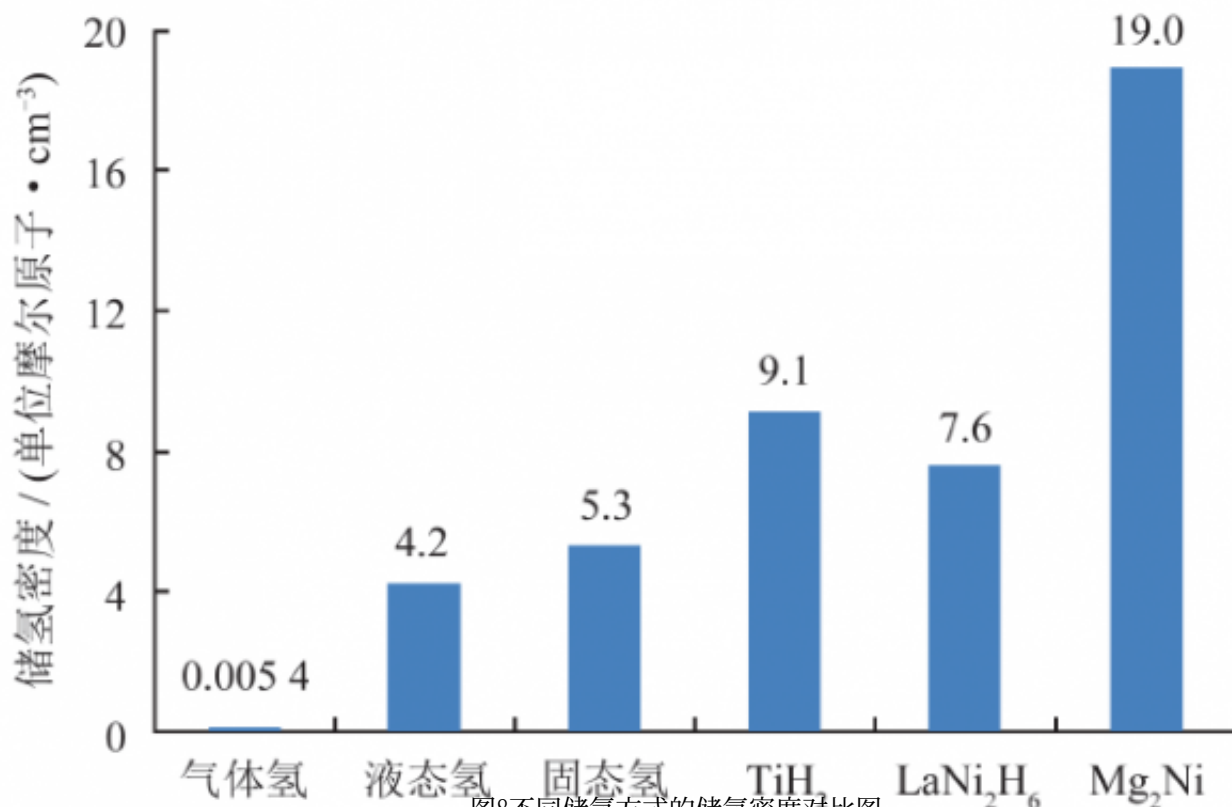


图8不同储氢方式的储氢密度对比图

1.3.1低温液态储氢成本高

工业氢气的规模化廉价生产和储运是实现氢能实用化利用的基础。气态氢在-253℃时为液体，液态氢的密度是气态氢的845倍。液氢存储的重量比介于5.0%~

7.5%，体积容量约为0.04kgH₂

/L。氢气液化费用昂贵，耗能较高（4~10kWh/kg），约占液氢制取成本的三分之一。液氢贮存容器需要具有极高的绝热能力，以避免液氢沸腾气化。

当前，液态氢主要作为航天火箭推进器燃料，其储罐和拖车已在我国航天等领域应用。随着人类太空计划的发展，液态氢贮存容器正趋于大型化，目前已能建造贮存量超过1000m³的大型液氢绝热贮槽。

1.3.2高压气态储氢技术成熟

高压气态储氢是目前最常用、最成熟的储氢技术，其储存方式是将工业氢气压缩到耐高压容器中[8]。高压气态氢储存装置主要有固定储氢罐、长管气瓶、长管管束、钢瓶组和车载储氢气瓶等。钢瓶是最常用的高压气态储氢容器，具有结构简单、压缩氢气制备能耗低、充装和排放速度快等优点，但存在着安全性能较差和体积比容量低等不足。目前国内已建和在建的加氢站一般都采用的是长管气瓶组储氢设备。

1.3.3固态储氢技术尚不成熟

固态储氢方式是最具发展潜力的一种储氢方式，能有效克服高压气态和低温液态两种储氢方式的不足，具有储氢体密度大、操作容易、运输方便、成本低、安全程度高等优点，适合对体积要求较严格的场合，如氢能燃料电池汽车。固态储氢技术可分为物理吸附储氢和化学氢化物储氢。前者可分为金属有机框架（MOFs）和纳米结构碳材料；后者可分为钛系、镁系、锆系和稀土等金属氢化物，以及硼氢化物和有机氢化物等非金属氢化物。

金属氢化物储氢具有储氢密度高、纯度高、可靠性高（无需高压或低温条件）和储氢工艺简单等优点，主要原理是选择合适的金属氢化物，在低压条件下使氢与另一种物质（储氢合金）结合成准化合物态。目前，金属氢化物储氢仍处于研究阶段，尚未实现商业化应用，主要受到以下因素的制约：①储氢合金价格昂贵；②结构复杂，由于储氢过程中会释放大量的热，因而储存器内必须增加换热设备；③氢化物自身稳定性差，易形成有害杂质组分，多次使用之后

，性能明显下降；④储氢质量比较低，若以质量计，仅能储存2%~4%的工业氢气。

1.3.4 有机液体储氢备受关注

有机液体储氢技术是通过不饱和液体有机物的可逆加氢和脱氢反应来实现储氢的。这种储氢方法具有高质量、高体积储氢密度，安全、易于长距离运输，可长期储存等优点。有机液体储氢技术仍处于研发阶段，尚存在着技术要求苛刻、成本昂贵、脱氢效率低且易结焦失活等缺点。催化加氢和脱氢装置设备成本较高，脱氢反应需在低压高温非均相条件下完成，受传热传质和反应平衡极限的限制，脱氢反应效率较低且易发生副反应，导致氢气产物不纯。此外，在高温条件下，容易破坏脱氢催化剂的孔结构，从而导致结焦失活。

1.4 氢工业基础设施

工业氢气输送方式以高压气态或液态氢的管道输送为主，长输管道需开展管线钢与高压氢的相容性等基础研究，并创新管道运营管理方式，以实现长距离、高压力、大规模输氢管线建设。

1.4.1 管道输氢处于起步阶段

管道“掺氢”和“氢油同运”技术是实现长距离、大规模输氢的重要环节。全球管道输氢起步较早，但发展缓慢。欧洲的长距离管道输氢已历时80余年，目前拥有总长度约1500km的输氢管道，其中长度接近400km的法国—比利时输氢管道为目前世界

最长。美国现有输氢管道的长度为72

0km，远低于其天然气管道的长度（ 208×10^4

km）。我国已有多条输氢管道在运行，如中国石化洛阳炼化济源—洛阳的氢气输送管道全长为25km，年输气量为 10.04×10^4

t；乌海—银川焦炉煤气输气管线管道全长

为216.4km，年输气量达 $16.1 \times 10^8 \text{m}^3$ ，主要用于输送焦炉煤气和氢气混合气。

1.4.2 加氢站氢—油联建

随着氢工业市场的不断扩大，氢工业产业链正趋于不断完善。目前，氢燃料汽车快速发展，工业氢气需求量大增，加氢站建设也相应提速。截至2017年底，全球共有328座加氢站投入运营，其中欧洲139座，亚洲118座，北美68座，南美、澳大利亚、迪拜各1座。

《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》对我国中长期加氢站建设和燃料电池车辆的发展目标做出了规划，预计到2020年我国将建成加氢站达100座、2030年将达到1000座。截至2018年2月，中国已建成及在建的加氢站共计为31座，其中正在运营的有12座。

加氢站的主要设施包括储氢装置、压缩设备、加注设备和站控系统等。目前一个加氢站的建设成本介于200万~500万美元，其中压缩机成本最高，约占总成本的30%（图9）。中国加氢站的建设成本相对较低，介于200万~250万美元（35MPa加氢能力）。因此，需加快工业氢气压缩机国产化进程，降低加氢站建设成本，促进氢工业的发展。

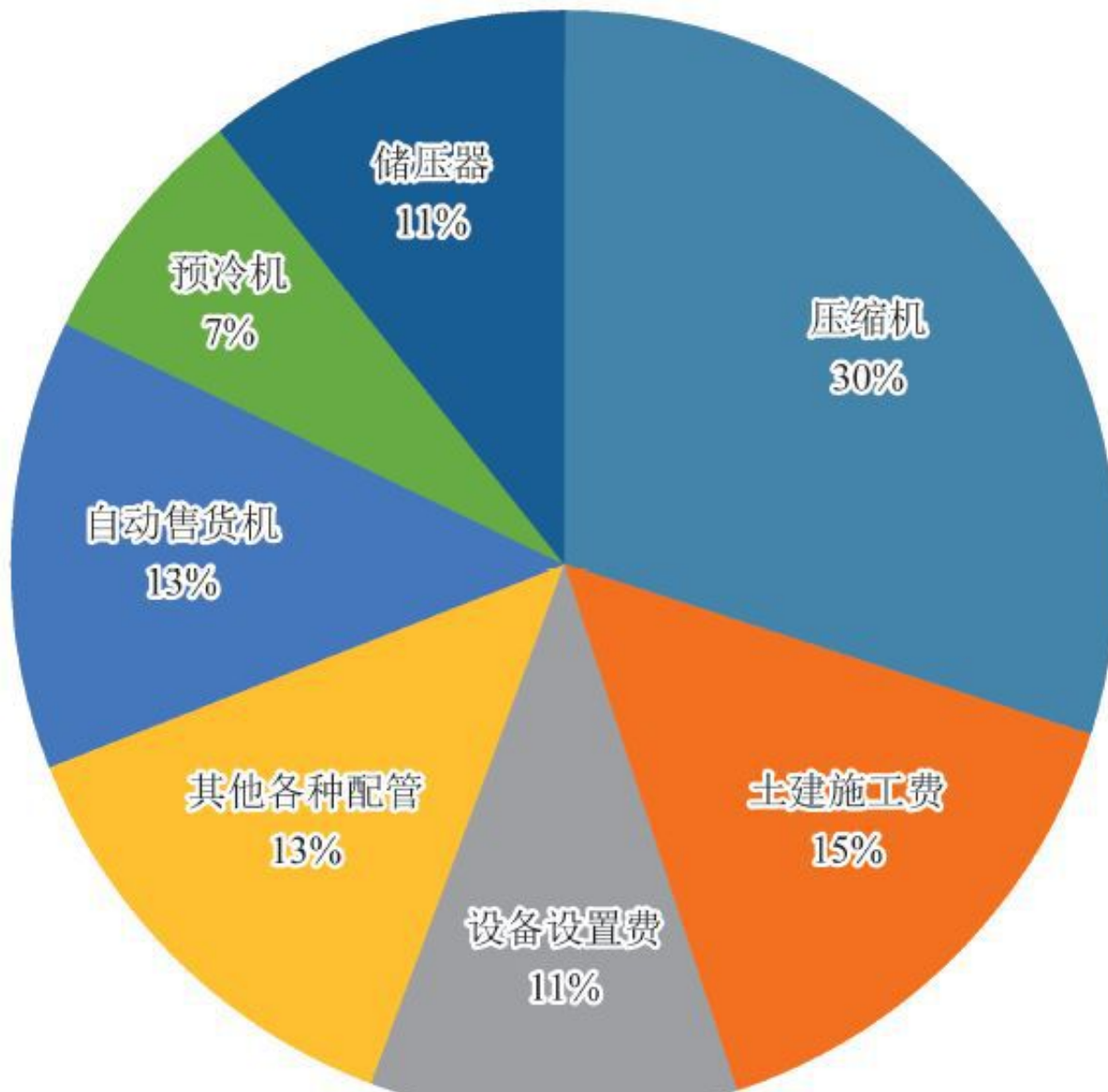


图9 2017年中国加氢站建设成本构成图

笔者预测，全球加氢站将进入快速发展阶段，到2020年全球加氢站数量将超过435座，2025年将超过1000座。同时，应加大对加氢站—加油站联建的可行性研究，例如德国、日本等国采用的联建模式，以及2017年中国广东云浮开展的多座加氢站—加油站联建试验。未来，很有可能将出现加氢站、加油站、加气站、充电站“四站联建”的模式。

02氢能的发展前景与战略地位

氢能是被公认的清洁能源，被誉为21世纪最具发展前景的二次能源。氢能在解决能源危机、全球变暖及环境污染等问题方面将发挥重要的作用，也将成为我国优化能源消费结构、保障国家能源供应安全的战略选择。据预测，炼油业、新能源汽车以及清洁能源发电等将是氢能利用的最大终端市场，其中工业氢气在全球炼油业中的用量将占到全球工业氢气消耗总量的90%。随着燃料环保要求的日趋严格，炼油厂加氢精制将需要更多的工业氢气来生产低硫清洁燃料，这将极大地刺激工业氢气需求量的快速增长。

2.1 新能源是未来能源消费的主体

氢能和电能都是重要的二次能源，也是未来主要的绿色清洁能源。氢能具有远距离输送、大规模存储和氢—电互换的特性。氢能和电能在工业、农业、电子、钢铁、民用等各个领域用途广泛，都具有不同时段峰谷用量的特点，氢—电互换是解决能源峰谷波动的有效手段之一。通过氢能发电和电解水制氢是实现有效利用氢—电互换优势、发挥能源

智慧互联互通、提高能源利用效率的关键。工业氢气在使用中若出现短期过剩，可以通过发电转换成电能，以缓解电力不足；而电解水制氢可消纳暂时富裕的电力，弥补风电、光电波动起伏的不足，降低弃风、弃光率^[9-11]。

2.2 氢能将引领未来新能源消费变革

氢燃料电池汽车产业将拉开氢能商业化利用的序幕。目前，氢能已小规模应用于大型物流车、城市交通车、家用小汽车，甚至火车、自行车、航模、无人机等。氢能将在交通领域引领新能源汽车变革。据报道，日本、韩国已量产高压储氢技术氢能乘用车，更有日本大型连锁便利店与丰田汽车公司合作，计划于2019年推出氢燃料电池（FC）货车，建立“零排放”物流体系。在欧洲，德国已于2017年3月成功测试了世界上第一辆零排放氢动力火车——“氢铁”，并与法国阿尔斯通公司合作，于2021年建造氢动力驱动列车。2017年12月，法国圣洛市第一批氢能源电动自行车正式投入使用。自2018年李克强总理访问日本丰田氢燃料电池汽车后，国家能源投资集团有限责任公司（以下简称国家能源集团）牵头成立了中国氢能源及燃料电池产业创新联盟，国家能源集团、中国广核集团有限公司等能源企业将与浙江吉利控股集团、中国第一汽车集团有限公司、长城汽车股份有限公司等车企一同布局氢燃料汽车。

世界能源发展正处在油气向新能源的第三次转换期，能源类型由高碳向低碳、非碳发展。据预测，到2050年，天然气在能源消费结构中的占比将首次超过石油和煤炭，世界能源将迈入天然气、石油、煤炭和新能源“四分天下”的新时代。氢能约占全球能源消耗总量的20%，预计每年可减排二氧化碳 $60 \times 10^8 \text{t}$ 。氢工业产业链年产值将达2.5万亿美元，世界将进入清洁能源时代。

2.3 氢能的多元化应用将推动新能源的快速发展

2.3.1 电解水制氢将贯穿于氢能发展的全过程

随着全球氢工业的发展，人工制氢的需求量呈现出爆发式增长，制氢技术日新月异。煤气化制氢虽然同样会产生大量 CO_2 ，但由于其原料丰富、价格低廉，故仍将是规模化、低成本人工制氢的最佳途径；高炉烟道气、化工尾气等通过变压吸附（PSA）技术可实现低成本回收氢气；太阳能制氢技术（光催化、光热解）是未来理想的制氢技术，但受制于转换效率和成本等问题，预计2030年前难以实现规模化。

在所有的人工制氢途径中，电解水制氢可以有效地消纳风电、光伏发电等不稳定电力，以及其他富余波谷电力，因而将贯穿于氢能发展的全过程，是建设“氢能社会”工业氢气的主要来源之一（图10）。随着电解水制氢技术的不断发展和成本的逐渐降低，电解水制氢将能逐渐满足商业化的要求，实现分布式制氢。未来，既可以集中制氢、区域供氢，也可以单个加油站建设小型电解水制氢装置，实现氢能源智慧互联。

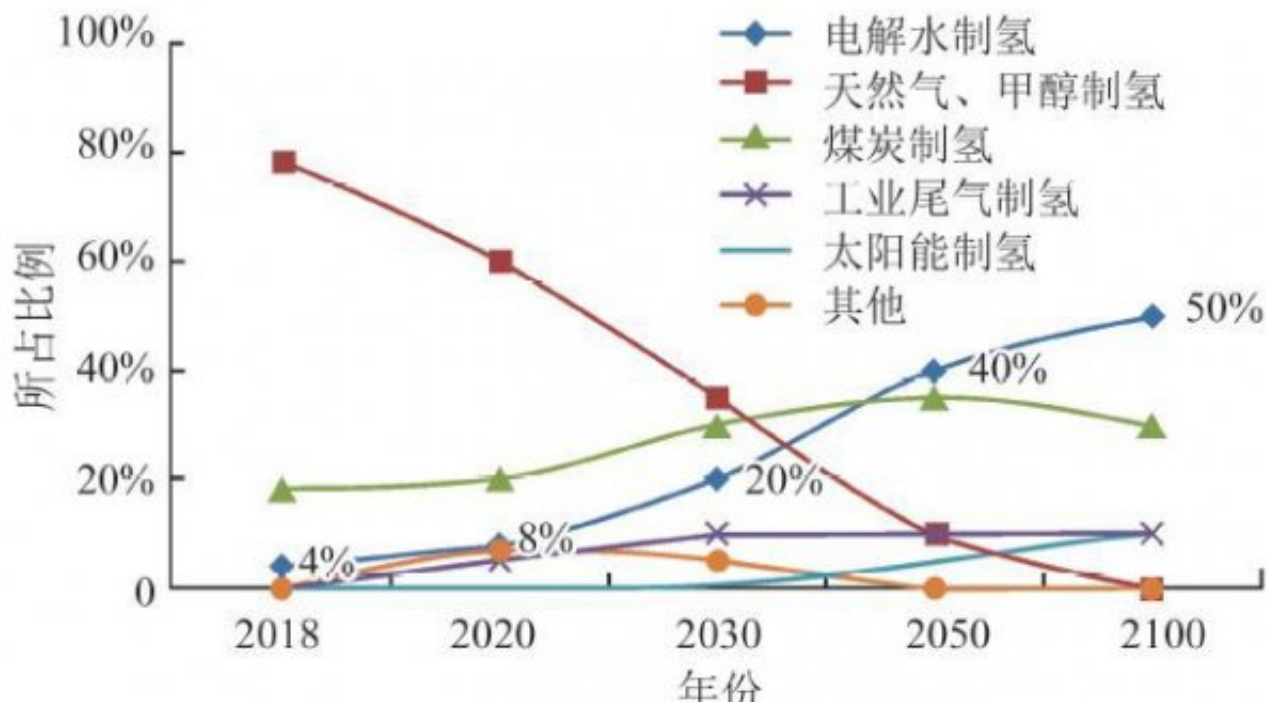


图10氢气的主要来源趋势预测图

2.3.2 液态氢是未来主要的储氢形式

目前工业氢气主要采用高压气态的方式储存，由于成本的限制，液态储存的方式使用较少，主要用于航空航天领域。但随着技术的不断成熟，预计2050年液态储氢将成为工业氢气的主要储存形式（表1）。

表1储氢方式占比变化预测表

不同储氢方式占比	2020 年	2030 年	2050 年	2100 年
高压气态储氢	90%	75%	40%	25%
低温液态储氢	9%	20%	45%	55%
有机液态储氢	1%	5%	10%	15%
固态储氢	0	0	5%	5%

2.3.3 多能互补与多能协同

以氢能为纽带，通过风能、太阳能、潮汐能等分布式新能源发电制氢，可以降低制氢成本，实现氢能和新能源的多能互补、多能协同发展。氢能既可作为二次能源，又可作为储能技术，连接多种新能源。氢能与新能源协同发展，一方面摆脱了依赖传统化石资源制氢，形成更清洁、更环保的制氢新途径；另一方面又整合了各种新能源类型，提升了能源系统的利用率。

随着氢工业技术的不断进步和氢能经济的不断发展，因地制宜、协同利用新能源与传统能源，通过多种能源相互补充和能源智能微网等，将实现多能智慧协同供应，充分发挥新能源、天然气、石油、煤炭等能源的组合优势，“氢能社会”建设蓝图将更加清晰。

03中国的氢工业与氢能发展战略

3.1全球氢能发展的路线图

1) 作为氢

能发展先行者和领导世界

氢燃料电池发展的主要国家，美国从1970年开始布

局氢能技术研发^[12]

。2002年11月，美国能源部发布《国家氢能发展路线图》，明确了氢能的发展目标，分析了氢能技术的现状、面临的挑战及发展影响因素，制定了详细的发展路线，标志着美国“氢能社会”由设想阶段转入行动阶段。2014年，美国颁布《全面能源战略》，开启了新的氢能计划，重新确定了氢能在交通转型中的引领作用，并于2017年宣布继续支持30个氢能项目建设，推动氢工业的快速发展。预计美国2030—2040年将全面实现氢能源经济。

2) 日本长期受困于国内资源短缺，于2014年4月制定了《第四次能源基本计划》，确定了加速建设和发展“氢能社会”的战略方向^[12]

。日本把2015年定为“氢能元年”，2020年定为“氢能奥运元年”，2025年定为“氢能走出去元年”，2030年定为“氢燃料发电元年”，并提出了3条低成本、清洁化用氢技术路线：①推动建立海外氢能供应系统；②利用海外廉价褐煤实现低成本制氢

；③利用海外新能源电解水制氢。到

2030年日本的工业氢气年供应量将达 30×10^4 t，并将在2040年建成全国性氢能供给网络。

3) 德国于2016年重新修订了氢能源交通战略规划，明确了3项举措：①加大投资，推出第二个氢能和燃料电池技术国家创新计划，保证研发连续性，维护氢能和燃料电池汽车在市场上的竞争力；②促进合作，成立了德国氢能交通公司，负责分阶段建设氢能交通基础设施网络，预计到2019年，境内建设的加氢站将达100座，超过美国，仅次于日本，到2023年将建成加氢站400座；③鼓励创新，出台了一系列优惠措施，重点支持物流专用车、离网基础设施自主供电技术，以激活市场。

4) 法国制定了《氢能计划》，将从2019年起在工业、交通及能源领域部署氢能，包括：①创造无碳化工业，到2020年建成工业氢气追溯系统，到2023年工业氢气使用量将达到10%，到2028年将达到40%；②开发新能源，利用新能源生产电能再制取氢气，实现“氢—电”转换，构建供氢网络；③实现交通零排放，完善工业氢气网络部署和管理，支持氢能重型车辆研发，部署大规模氢能交通系统，实现到2023年拥有5000辆轻型商用车、200辆重型车辆以及100座加氢站，到2028年拥有20000~50000辆轻型商用车、800~2000辆重型车辆以及400~1000座加氢站的计划目标。

3.2“氢能中国”战略

中国是全球氢能利用的大国，已形成京津冀、长江三角洲、珠江三角洲、华中、西北、西南、东北等7个氢能产业集群^[13-14]

。我国已制定《能源技术革命创新行动计划（2016—2030年）》，提出了氢工业（氢的制取、储运及加氢站）、先进燃料电池、燃料电池分布式发电等3个战略发展方向，以及大规模制氢技术、分布式制氢技术、氢气储运技术、氢气/空气聚合物电解质膜燃料电池（PEMFC）技术、甲醇/空气聚合物电解质膜燃料电池（MFC）技术和燃料电池分布式发电技术等6项创新行动。

通过消纳弃水、弃风、弃光等富余新能源，减量替代煤、石油和天然气等化石燃料，加上煤炭的清洁高效利用，逐步降低成本，稳步提高安全性，通过“三大发展阶段”建立有利于氢能产业发展的支撑体系，建成全国性氢能供给和利用基础设施网络。分述于下。

1) 近期（到2030年），以煤制气为代表的化石基氢能产业发展取得重大突破，初步完成产业链示范。目前需要加快我国煤炭地下气化制氢资源评价、经济高效产氢配套系列技术攻关与现场试验以及超深层、超临界水气化制氢技术储备，特别是对高效产氢机理进行深化研究，加强对地质评价、工程工艺、监测控制、安全环保等系列技术，以及高温高压井下工具及高强度防腐管材等重大装备的研制攻关。全国煤炭地下气化潜力巨大，仅鄂尔多斯盆地埋深介于1000~2000m的煤炭资源量就达 1.3×10^{12}

t，保守估算可气化采出商品工业氢气约 $10 \times 10^{12} \text{m}^3$ （相当于 9×10^8

t）。应当按照浅层（地层压力低于10MPa）、中深层（地层压力介于10~22MPa）和超深层、超临界水（地层压力超过22MPa）3个层次来布局我国煤炭地下气化产业发展，并优选鄂尔多斯、二连、准噶尔等盆地开展现场试验研究。

2) 中期(2035—2050年)，氢能产业成为我国新的经济增长点和新能源战略的重要组成部分；打造新材料、储能和氢能产业链；加大石墨烯、纳米超材料等新材料的超前储备。通过自主、合作、技术购买、优质企业并购等多种方式研发和大规模生产高标准、高性能车用、船用等电池，与主要汽车厂商合作或参股推动标准化电池在交通领域的规模利用。发挥企业加油站布局优势，建设大型仓储式充电中心，快速建立新能源汽车高效率充电网络，抢占交通领域能源革命的先机。发挥石油管道布局优势，发展弃风、弃光、弃水低成本电解制氢、天然气管网输氢、掺氢天然气、液化氢、加氢站等业务。

3) 远期(2050—2100年)，氢能成为我国能源消费结构的重要组成部分，依靠新能源等实现国家“能源自主”。中国“能源自主”概念是指通过中国新能源生产革命，实现能源生产基本自给和消费安全。2017年，我国一次能源产量中，煤炭占70%、石油占8%、天然气占5%、新能源占17%。中国煤炭资源丰富但油气相对不足的先天禀赋条件，决定了能源生产和消费必须具有中国特色，构成“一大三小”(煤炭大，石油、天然气、新能源小)的中国能源结构。太阳能、风能产量的增长率最快，水电、核电产量的占比最高，氢能、储能、新材料、新能源最具颠覆性，应加快煤炭清洁化利用和新能源“两个规模”提前到来，减少油气在我国能源利用路径中的时间跨度和安全压力。中国“能源自主”可能要到新能源占主体地位才行。

我国需要谋划加快实现常规—非常规油气的“生产革命”、煤炭发展的“清洁革命”和新能源发展的“速度革命”，力争2050年前后实现能源结构从“一大三小”向煤炭、油气、新能源“三足鼎立”的能源结构转型革命，届时煤炭约占一次能源消费比例40%、油气占30%、新能源占30%^[4]。

到2100年前后，有可能依靠新能源等实现国家“能源自主”，化石能源占一次能源消费结构的比例下降至30%，非化石能源占到70%，实现二者的地位转换(图11)。

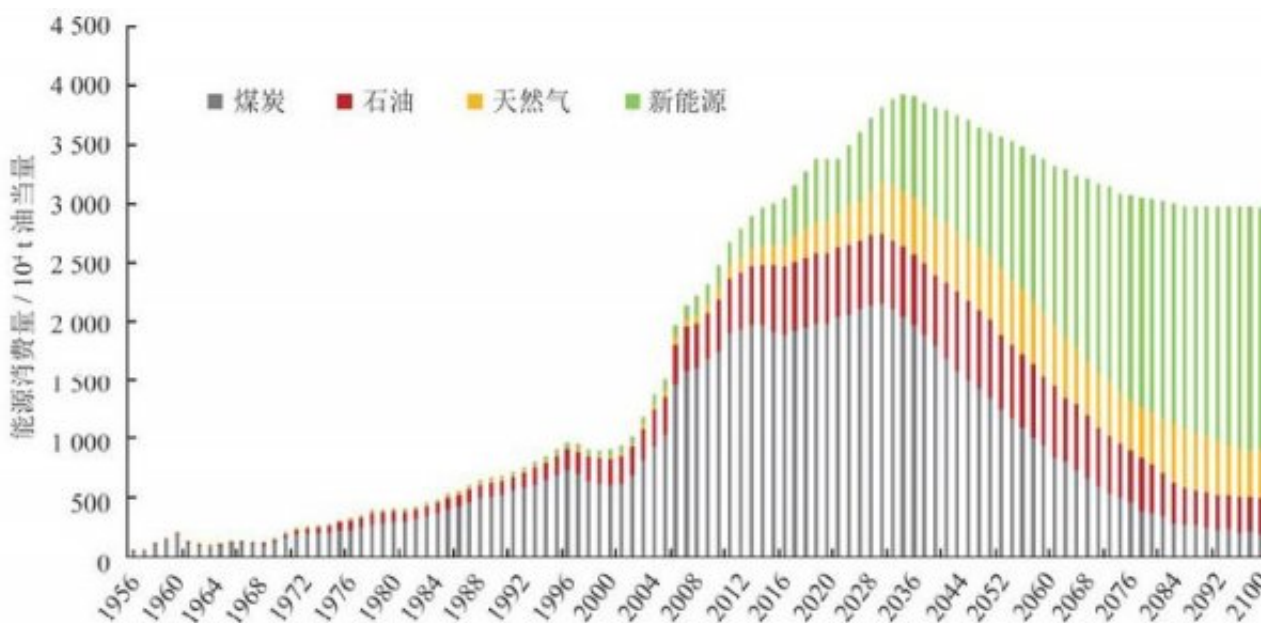


图11中国能源消费情景及未来变化预测图

04结束语

氢能是最清洁的新能源，因此发展氢工业，是优化能源结构、力争实现“氢能中国”、实现国家“能源自主”、推动能源消费和供给革命、奉献清洁高效能源、建设“美丽中国”、保障国家能源安全的战略选择，在实现我国“能源自主”战略中占有重要的地位；全球氢工业发展已初具规模，煤炭地下气化制氢符合我国的国情，具有较大的发展潜力。

参考文献

- [1] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 能源技术革命创新行动计划(2016—2030年)[R]. 北京: 国家发展和改革委员会, 2016.

National Development and Reform Commission & National Energy Administration. Plan of innovative action for the energy technology revolution (2016–2030)[R]. Beijing: National Energy Administration, 2016.

- [2] 中国标准化研究院, 全国氢能标准化技术委员会. 中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2016)[M]. 北京: 中国质检出版社, 中国标准出版社, 2016.

China National Institute of Standardization & National Hydrogen Energy Standardization Committee. Blue books for the infrastructure development of the hydrogen industry in China(2016)[M]. Beijing: China Zhijian Publishing House& Standards Press of China, 2016.

- [3] 邹才能. 新时代能源革命与油公司转型战略[J]. 北京石油管理干部学院学报, 2018, 25(4): 3-15.

ZouCaineng. New era energy revolution and oil company transformation strategy [J]. Journal of Beijing Petroleum Managers Training Institute, 2018, 25(4): 3-15.

- [4] 邹才能, 赵群, 张国生, 熊波. 能源革命: 从化石能源到新能

源[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 1-10.

Zou Caineng, Zhao Qun, Zhang Guosheng & Xiong Bo. Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 1-10.

- [5] 王赓, 郑津洋, 蒋利军, 陈健, 韩武林, 陈霖新. 中国氢能发展的思考[J]. 科技导报, 2017, 35(22): 105-110.

Wang Geng, Zheng Jinyang, Jiang Lijun, Chen Jian, Han Wulin & Chen Linxin. The development of hydrogen energy in China[J]. Science & Technology Review, 2017, 35(22):105-110.

- [6] 吴素芳. 氢能与制氢技术[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 2014.

Wu Sufang. Hydrogen Energy and Hydrogen Producing Technologies[M]. Hangzhou: Zhejiang University Press, 2014.

- [7] 翟秀静, 刘奎仁, 韩庆. 新能源技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2017.

Zhai Xiujing, Liu Kuiren & Han Qing. New Energy Technology[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2017.

- [8] 陈硕翼, 朱卫东, 张丽, 唐明生, 李建福. 氢能燃料电池技术发展现状与趋势[J]. 科技中国, 2018(5): 11-13.

Chen Shuoyi, Zhu Weidong, Zhang Li, Tang Mingsheng & Li Jianfu. Development status and trend of the hydrogen fuel cell technology[J]. Science and Technology in China, 2018(5): 11-13.

[9] 伊文婧, 梁琦, 裴庆冰. 氢能促进我国能源系统清洁低碳转型的应用及进展 [J]. 环境保护, 2018(2): 30-34.

Yi Wenjing, Liang Qi & Pei Qingbing. Enhance the hydrogen application in China's energy system to accelerate the energy transition: Status and progress[J]. Environmental Protection, 2018(2): 30-34.

[10] 曹湘洪. 氢能开发与利用中的关键问题 [J]. 石油炼制与化工, 2017, 48(9): 1-6.

Cao Xianghong. Key to development and application of hydrogen energy[J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2017, 48(9):1-6.

[11] 毛宗强. 氢能——我国未来的清洁能源 [J]. 化工学报, 2004, 55 (增刊 1): 296-302.

Mao Zongqiang. Hydrogen-A future clean energy carrier in China[J]. Journal of Chemical Industry and Engineering (China), 2004, 55(S1):296-302.

[12] 毛宗强. 世界氢能炙手可热中国氢能蓄势待发 [J]. 太阳能, 2016(7): 16-19.

Mao Zongqiang. Hydrogen energy is hot prospect in the world and ready for development in China[J]. Solar Energy, 2016(7): 16-19.

[13] 智研咨询. 2017—2022 年中国工业氢气产业现状深度调研及市场发展前景预测报告 [R]. 北京: 智研咨询, 2018.

Intelligence Research Group. Report on the status investigation

and market development prospect forecast of China's hydrogen industry 2017–2022[R]. Beijing: Intelligence Research Group, 2018.

[14] 穆点咨询. 国内外氢能最新技术及市场发展趋势调研报告 [R]. 北京: 穆点市场咨询(北京)有限公司, 2018.

Mu Dian Consulting. Investigation report on the worldwide hydrogen energy newest technology and market development trend[R]. Beijing: Mu Dian Consulting, 2018.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/157597.html>