文章编号：1008－8857(2021)04－0207－07　**DOI**: 10.13259/j.cnki.eri.2021.04.004

新能源制氢及氢能应用浅述

孙培锋，吴守城，卢海勇，龚　晨，蔡悠然
（上海电力设计院有限公司，上海 200023）

摘　要：氢能作为一种清洁、可储存的能源，是世界新能源和可再生能源领域正在积极开发的二次能源。氢能具有巨大的发展潜力，因此氢能在全球范围内获得了极大的关注和发展。简述了氢能环境分级和常规的氢能制取方法，介绍了新能源制取“绿色氢气”的基本原理和系统组成。以容量为 5 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 和 20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 的制氢系统为例，分析了制氢系统的占地面积、投资构成和影响新能源制氢成本的因素，结果表明电价和制氢系统年运行小时数是影响新能源制氢成本的两个关键因素。最后讨论了氢能作为原料和动力燃料的应用途径。

关键词：新能源；制氢；投资比例；制氢成本；氢能应用
中图分类号：TK91　　**文献标志码**：A

Hydrogen production from new energy and its application

SUN Peifeng，WU Shoucheng，LU Haiyong，GONG Chen，CAI Youran
(Shanghai Electric Power Engineering Co., Ltd., Shanghai 200023, China)

Abstract: As a clean and storable energy, hydrogen energy is a secondary energy which is being actively developed in the field of new and renewable energy in the world. Hydrogen energy has huge development potential, so it has gained great attention and development on a global scale. The environmental classification of hydrogen energy was briefly described, as well as the conventional hydrogen energy production methods. The basic principles and system composition of producing “green hydrogen” from new energy sources were introduced. Taking the hydrogen production system with capacity of 5 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ and 20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ as examples, the area of the hydrogen production system, investment composition and factors affecting the cost of new energy hydrogen production were analyzed. It’ s concluded that electricity price and annual operation hours of hydrogen production system were two key factors that affect the cost of new energy hydrogen production. Finally, the application of hydrogen energy as a raw material and power fuel is discussed.

Keywords: new energy; hydrogen production; investment composition; hydrogen production cost; hydrogen energy application

收稿日期：2021－02－10
第一作者：孙培锋（1981—），男，博士，高级工程师。研究方向：新能源制氢、新能源风光储氢综合能源应用、新能源系统中氢能、储能容量优化配置等。E-mail：sunpf2017@sina.com.cn

氢能是氢的化学能，是新能源和可再生能源领域正在积极开发的能源。液氢的能量密度比汽油高三倍（热值为 142 351 kJ·kg^{-1}），是普通锂电池的七倍。氢的燃烧产物是水，在燃烧程中不会产生温室气体和大气污染物，属于公认的零排放清洁能源[1–2]。

美国、德国、法国、俄罗斯、日本、英国、西班牙和葡萄牙等国纷纷制定氢能发展规划及扶持政策以促进氢能产业的发展。2020 年 10 月 5 日，麦肯锡联合 Plug Power、丰田汽车、壳牌、液化空气公司、微软公司和 SoCa Gas 等美国主要的石油、天然气、电力、汽车、燃料电池和氢能源公司发布了美国氢能源经济路线图，规划到 2050 年，建立有竞争性的、年收入 7 500 亿美元、创造 350 万个工作岗位的氢能产业，可满足美国 14% 的能源需求[3]。2020 年 7 月，欧盟委员会正式发布了《气候中性的欧洲氢能战略》，宣布建立欧盟氢能产业联盟，加大对氢能产业的扶持力度。根据欧盟的设定目标，氢能在欧盟能源结构中的比例将在 2050 年达到约 13%[4]。到 2030 年，欧盟将在电解槽领域新增投资 240～420 亿欧元，2050 年这一领域新增投资将达到 1 800～4 700 亿欧元[5]。法国、德国、俄罗斯、西班牙和葡萄牙等国均出台百亿欧元级的氢能投资计划。

习近平主席在第七十五届联合国大会上郑重承诺，我国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。利用新能源发电制氢，尤其是新能源弃风弃光电量制氢，对于促进新能源消纳、节能减排、扩大绿色空间、增强固碳能力，以及兑现中国对世界的二氧化碳排放承诺等均具有重要战略意义。

近年来，我国风能、太阳能等新能源发展迅速，但新能源的间歇性、资源地理分布不均、发电与负荷中心分离等问题限制了其大规模并入电网，新能源消纳难题已经严重制约了其发展。利用新能源制氢，既可以解决新能源发电的“弃风弃光”问题，将电能转变为氢能，还可以进一步降低新能源制氢的成本。新能源制氢同时具有地理环境制约少、规模适应性强、环境友好等优点，省去了建设电网的投资及占地，能有力促进新能源消纳，拓展可再生能源的利用途径，可以最大化地利用当地优越的自然资源。

自 2019 年氢能首次被写入《政府工作报告》以来，浙江、江苏、广东、山西、河南、湖北、北京和上海等地方政府积极出台相关政策扶持氢能相关产业。华能、神华、三峡集团、华电、国电投、东方电气、中石化、中石油、中车和中船重工等各大央企积极布局氢能产业，结合自身优势广泛介入氢能产业。

长远来看，以新能源发电，尤其是新能源弃风弃光电量制氢，兼具经济效益和社会价值，可以促进新能源的规模化发展和产业升级，推动氢能产业的发展和氢能源的综合应用，将是未来绿色氢气产业的主要氢源之一，符合国家大力支持的氢能产业发展方向[6]。

1 氢能环境等级及制取方法

1.1 氢能制取的环境分级

世界能源理事会将氢气按照生产来源分为“灰色氢气”“蓝色氢气”和“绿色氢气”三类。

“灰色氢气”可以由煤制氢或以氯碱尾气为代表的工业副产气制取，其单个装置规模偏小，难以实现较为经济的碳捕捉、利用和封存。

“蓝色氢气”可以由天然气等化石燃料制得，其氢能制取规模相对较大，可以较为经济地将二氧化碳副产品捕获、利用和封存。

“绿色氢气”可以通过使用新能源电力或核能来制取氢气，实现全过程绿色制氢，为终端部门深度脱碳奠定基础。

2019 氢能产业发展创新峰会上，工信部原部长李毅中指出：“灰氢不可取，蓝氢可以用，废氢再利用，绿氢是方向。”

1.2 氢能制取方法

目前常规的氢气制取方法主要有：①化石燃料制氢；②电解水制氢；③含氢尾气副产氢回收；④高温分解制氢；⑤其他制氢方式[7]。其中工业化大规模制氢方法主要是化石燃料制氢，包含天然气吸热重整制氢、煤制氢和轻油蒸汽转化制氢这三种方法，其所制得的氢气占目前国内氢气产量的 96% 左右。但这三种制氢方法的生产流程复杂，制氢过程中会对环境造成污染，制得

的氢纯度低，还需要有效的分离技术提纯氢气，使得氢能未能实现全过程清洁化，所制得的氢气基本上都属于“灰色氢气”和“蓝色氢气”的范畴。

为实现我国 2030 年碳达峰、2060 年碳中和的目标，同时遵循“灰氢不可取、蓝氢可利用、绿氢是方向”的原则，应避免在氢气制取过程中污染物和温室气体的排放，这就要求走新能源发电制氢的“绿色氢气”路线。

2　新能源制氢

将新能源发电与电解水制氢结合起来，利用新能源电能来电解水制氢，可以实现全过程二氧化碳零排放。这是氢能成为名副其实的清洁能源——“绿色氢气”的关键。研究新能源发电制氢对氢能的发展十分重要。

2.1　新能源发电制氢分类

新能源发电制氢主要包括太阳能光伏发电制氢和风能制氢两类[8–9]。

（1）太阳能光伏发电制氢

目前利用催化剂光解水制氢的效率还很低，只有 1%～2%。因此，常见的太阳能制氢是指利用光伏场所发电量来进行电解水制氢。光伏发电制氢是指将太阳能通过光伏板转化成电能，所制得的电能直接用于电解水制氢过程生产氢气。

（2）风能制氢

风能制氢是指将风能通过风力发电机转化成电能，所制得的电能直接用于电解水制氢过程生产氢气。

2.2　新能源发电+碱性电解水制氢原理

新能源发电制氢系统采取“太阳能光伏发电”或“风力发电”两种模式作为电解水制氢装置的电源，获得的新能源电能通过整流装置转变为适当的直流电能并用于碱性电解水制氢设备（电解槽）来制取氢气。新能源发电制氢原理如图 1 所示。

2.3　碱性电解水制氢原理、系统组成及流程

根据电解质的不同，主流的电解水制氢技术可分为三种类型：碱性电解水制氢、质子交换膜电解水制氢和固态氧化物电解水制氢[10]。其中：碱性电解水制氢系统损耗小，安全性高，是最为成熟、经济，也是应用最为广泛的制氢技

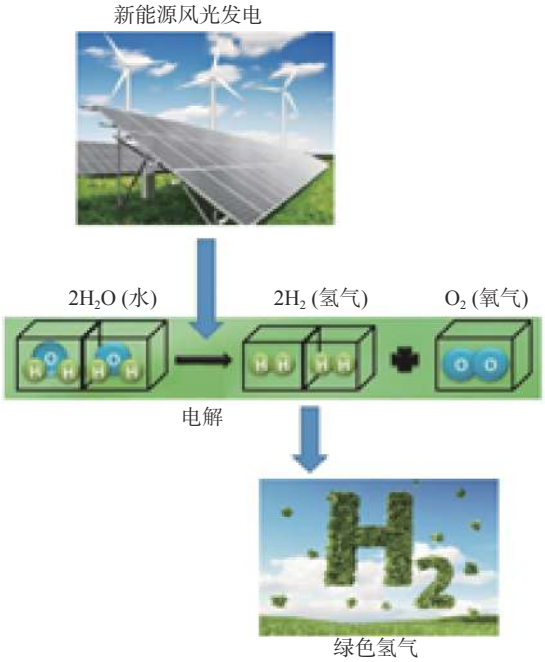


图 1　新能源发电制氢原理图

Fig. 1　Schematic diagram of hydrogen production from new energy

术；质子交换膜电解水制氢在国外已实现商业化，但在国内还处于商业化初期，电解效率优于碱性电解水制氢，但设备投资成本较高；固态氧化物电解水制氢可以实现部分电能被热能取代，转化效率高，但因其工作在高温区间而限制了其商业化应用。

碱性电解水制氢原理图如图 2 所示。在碱性电解质水溶液（常为 KOH 和 NaOH）中，采用石棉布等作为隔膜，通入直流电时，在阴极和阳极分别发生如下反应，从而制得氢气。

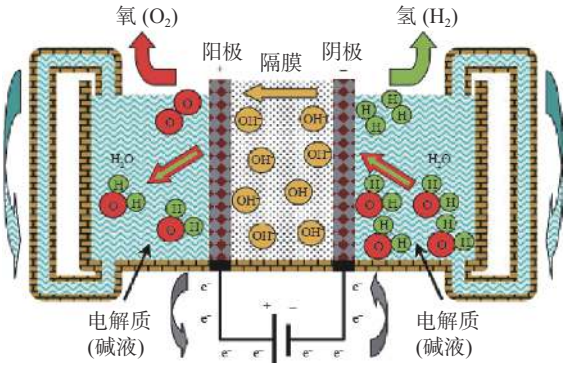


图 2　碱性电解水制氢原理图

Fig. 2　Schematic diagram of hydrogen production from alkaline electrolyzed water

阳极反应(产生氧气)

$2OH^- \rightarrow H_2O + 0.5O_2 + 2e^-$

阴极反应(产生氢气)

$2e^- + 2H_2O \rightarrow H_2 + 2OH^-$

总反应(水电解为氧气和氢气)

$H_2O = H_2 + 0.5O_2$

碱性电解水制氢系统较为简单，主要由补水系统、碱液循环系统、电解槽、气液分离装置、氢气纯化装置等部分组成。碱性电解水制氢工艺系统流程图如图 3 所示。

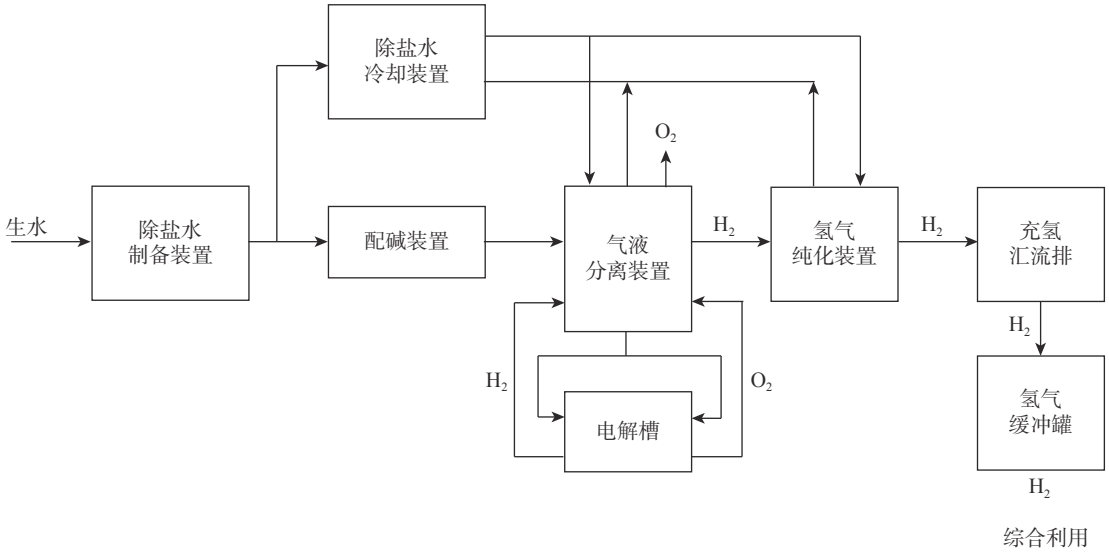


图 3 碱性电解水制氢工艺系统流程图

Fig. 3 Process flow chart of hydrogen production from alkaline electrolytic water

2.4 碱性电解水制氢装置占地、投资和氢气生产成本分析

按目前碱性电解水制氢系统技术发展水平，大规模制氢系统中可选用的最大的碱性电解水制氢装置制氢能力为 1 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$，制得的单位氢气耗电量约 5 $kW \cdot h \cdot Nm^{-3}$，生产过程中动力耗电约为 0.027 $kW \cdot h \cdot Nm^{-3}$，原料水和冷却水的消耗分别为 0.002 $t \cdot Nm^{-3}$ 和 0.001 $t \cdot Nm^{-3}$。在年运行 8 000 h 的负荷条件下，整个制氢系统的寿命约 10～15 a。表 1 列出了某国内主流碱性电解水制氢装置生产厂家 1 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 的碱性电解槽技术参数。

图 4 为某国内主流碱性电解水制氢装置生产厂家的制氢能力为 1 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 的碱性电解槽外形图。该电解槽直径约为 1.8 m，整个装置长度约为 3 m。

分别以 5 000、20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 的制氢系统为例，分析碱性电解水制氢工程的建设投资、占地面积和各分项投资比例等关键信息，详见表 2。

表 1 1 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 电解槽主要技术指标

Tab. 1 Main technical parameters of 1 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ electrolyzer

产氢量/($Nm^3 \cdot h^{-1}$)	1 000
产氧量/($Nm^3 \cdot h^{-1}$)	500
操作压力/MPa	1.6
氢气纯度/%	99.8
氧气纯度/%	99.3
直流电流/A	8 200
直流电压/V	560
直流电耗/($kW \cdot h \cdot m^{-3}$)	≤ 4.3

从表 2 中可见，依制氢系统的规模不同，碱性电解水制氢系统的单位 m^3 氢气投资成本在 1.7～2.2 万元·Nm^{-3} 之间。碱性电解水制氢装置设备购置费占投资构成中的比例最大，约为 40%～60%；其次是建筑和安装工程费，约为

图 4　1 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 碱性电解水制氢装置外形

Fig. 4　Outline drawing of 1 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ hydrogen production unit based on alkaline water electrolysis

20%～45%；土地费用及其他相关费用等则最小，约为 10%～15%。

按照碱性电解水制氢系统技术发展水平，对制氢过程中的电量、压缩空气、原料水、碱液、压缩空气等各种物质消耗水平及制氢系统年运行时间进行分析，发现对制氢成本影响最大的两个因素是电价和制氢系统年运行小时数。分别以 5 000、20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 两个不同制氢系统容量的工程为例，分析电价及系统年运行小时数对制氢成本的影响，结果分别如图 5、6 所示。

表 2　5 000、20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 制氢系统的占地面积、项目投资及各分项投资比例

Tab. 2　Land occupation, total investment and investment proportion of each sub item of 5 000 and 20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ hydrogen production system

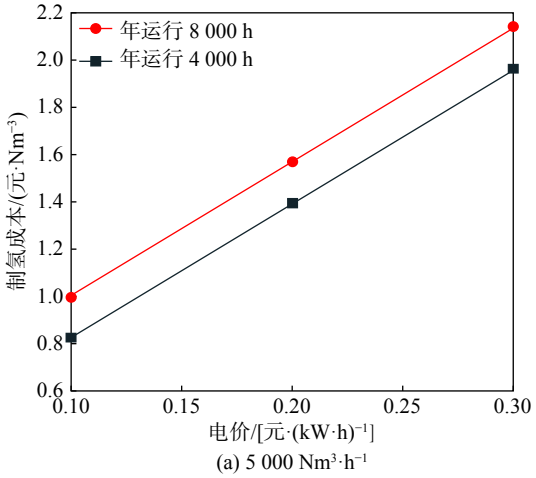
制氢系统规模/($Nm^3 \cdot h^{-1}$)	占地面积/m^2	项目投资/万元	各分项投资比例/%
5 000	～12 000	～11 000	设备购置费：～40 建筑和安装工程费：～45 土地费用及其他相关费用等：～15
20 000	～31 000	～34 400	设备购置费：～60 建筑和安装工程费：～20 土地费用及其他相关费用等：～10

从图 5、6 中可见，电价越高，制氢成本也越高。电价为 0.3 元·$(kW \cdot h)^{-1}$ 时，不同制氢容量系统的制氢成本在 1.9～2.0 元·Nm^{-3} 之间。若制氢时使用弃风弃光电量，则电价会分别下降到 0.2、0.1 元·$(kW \cdot h)^{-1}$ 时，制氢成本会分别降到 1.3～1.5 元·Nm^{-3} 和 0.7～1.0 元·Nm^{-3} 之间。

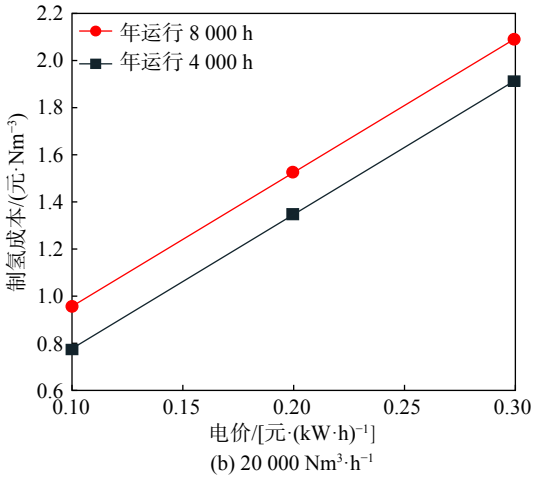
在相同制氢系统年运行小时数下，制氢系统容量大小对制氢成本几乎没有影响。年运行 8 000 h，电价分别为 0.1、0.2、0.3 元·$(kW \cdot h)^{-1}$ 下，5 000 、20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 制氢系统容量的制氢成本均分别在 0.778、1.346、1.914 元·Nm^{-3} 附近，不同电价下两种容量的制氢成本差额小于 6%。年运行 4 000 h，电价分别为 0.1、0.2、0.3 元·$(kW \cdot h)^{-1}$ 下，5 000 、20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 制氢系统容量的制氢成本均分别在 0.952、1.523、2.094 元·Nm^{-3} 附近，不同电价下两种容量的制氢成本差额小于 5%。

在相同制氢系统容量下，制氢系统年运行小时数越多，则制氢成本越低。5 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 制氢系统容量，年运行 8 000 h，电价分别为 0.1、0.2、0.3 元·$(kW \cdot h)^{-1}$ 下，其制氢成本分别为 0.827、1.396、1.965 元·Nm^{-3}，比年运行 4 000 h，相同电价下的制氢成本分别降低 17.3%、11.2%、8.3%。20 000 $Nm^3 \cdot h^{-1}$ 制氢系统容量，年运行 8 000 h，电价分别为 0.1、0.2、0.3 元·$(kW \cdot h)^{-1}$ 下，其制氢成本分别为 0.778、1.346、1.914 元·Nm^{-3}，比年运行 4 000 h，相同电价下的制氢成本分别降低 18.3%、14.4%、10.7%。

综上可见，电价对制氢成本影响最大。不同电价 [0.1、0.2、0.3 元·$(kW \cdot h)^{-1}$] 下，按照制氢系统容量和年运行小时数不同，制氢成本大致在 0.78～2.10 元·Nm^{-3} 之间。与表 3 中所列常见工业规模制氢技术的制氢成本相比可知，只要继续降低新能源发电成本，充分利用新能源弃风弃光电量，结合新能源制氢清洁、无污染的优点，新能源制氢将会更加具有竞争力，必将成为“绿色氢气”的主要来源之一。



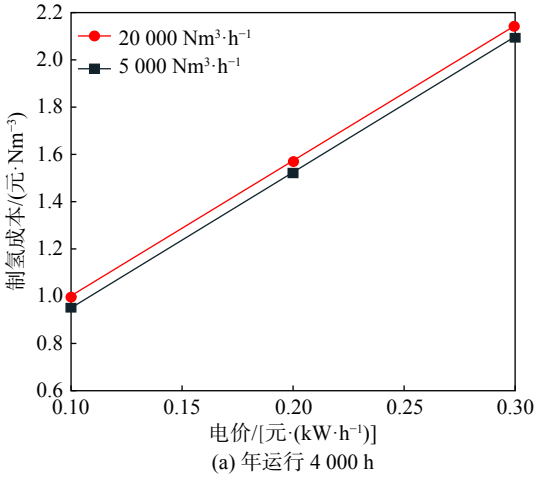
(a) 5 000 Nm³·h⁻¹



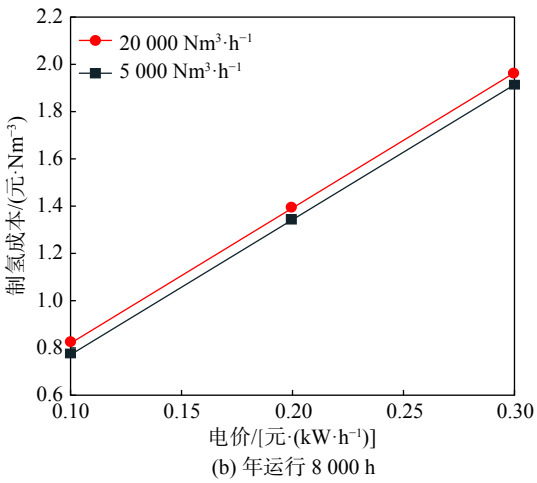
(b) 20 000 Nm³·h⁻¹

图 5 相同制氢系统容量、不同年运行小时数下的制氢成本

Fig. 5 Hydrogen production cost under the same hydrogen production system capacity and different annual operation hours



(a) 年运行 4 000 h



(b) 年运行 8 000 h

图 6 相同年运行小时数、不同制氢系统容量下的制氢成本

Fig. 6 Hydrogen production cost under the same annual operation hours and different hydrogen production system capacity

表 3 常见工业规模制氢技术的制氢成本[11]

Tab. 3 Hydrogen production costs of common industrial-scale hydrogen production technologies[11]

制氢技术	制氢成本/[元·Nm^{-3}]	环保成本
煤制氢	0.6～1.2	很高
天然气重整制氢	0.8～1.5	较高
甲醇转化制氢	1.8～2.5	较高
氨分解制氢	2.0～2.5	较高
氯碱副产制氢	1.3～1.5	较低

3 氢能应用途径

3.1 氢气作为原料的用途

氢气作为原料被广泛应用于人们熟知的各个行业中[12–13]，如化学工业中作为合成氨和甲醇的原料；石油工业中用于石油、粗柴油和燃料油的加氢脱硫；玻璃生产工业中用于保护锡槽中的液态锡不被氧化；电子工业中半导体、电真空材料和硅晶片产等领域；冶金工业中氢气作为还原气，将金属氧化物还原为金属；在金属高温锻压时，氢气作为保护气保护金属表面不被氧化；食

品加工行业中氢气用于天然食用油中不饱和成分的氢化处理。

3.2　氢气作为能源的用途

氢气作为能源，不论是燃烧还是通过燃料电池发电，在交通、工业、民用等方面都有着重要的应用，如火箭、飞机、汽车的发动机燃料，还有氢燃料电池叉车、氢燃料有轨电车、氢燃料电池船等[12, 14]。尤其是氢燃料电池汽车，是氢能的重要应用领域和氢能大规模商业化应用的关键一环[15]，相比传统燃油汽车，其具有无污染的优势；相比电动汽车，具有高续航、加注时间短的优势，因此氢燃料汽车具有极大的发展应用前景。

截至 2020 年 12 月底，我国已经建成 118 座加氢站，其中投入运营 101 座，待运营加氢站 17 座，在建及拟建的加氢站约 167 座，均已初步具备维持氢燃料汽车正常运行使用的基本条件。预计到 2030 年，中国氢燃料电池车将达到 200 万辆，加氢站将达到 1 000 座以上，尤其是重点发展氢能的中东部地区城市，可初步满足氢燃料汽车的燃料加注需求。

4　结　论

氢能具有清洁、高效、可存储性和可持续发展的特点，因此其作为“终极能源”在未来的能源格局中必将占据关键位置。我国具有丰富的新能源风、光资源，利用新能源电量，尤其是弃风弃光电量为电解水制氢过程提供清洁、廉价的电力，既能解决新能源发电工程的大规模消纳问题，又能促进新能源产业和氢能产业的发展，对我国调整能源结构有着重要意义。

在新能源制氢系统的投资成本构成中，电解槽等装置占总投资的 40%～60%，故需努力提高相关技术发展水平，进一步降低装置初始投资，获得更佳的经济性。

影响新能源制氢成本的关键因素是电价和制氢系统年运行小时数。在新能源制氢成本构成中，电价占总成本的 60%～80%，因此，进一步降低新能源电价，降低碱性电解水制氢过程中的能耗，对新能源制氢技术的大规模商业化应用有着决定性的影响。

参考文献：

[1] DAWOOD F, ANDA M, SHAFIULLAH G M. Hydrogen production for energy: an overview[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(7): 3847 – 3869.

[2] 徐斐, 何耀宗, 何定兵, 等. 莱茵衣藻−se 两步法产氢用培养基的研究 [J]. 上海理工大学学报, 2007, 29(4): 307 – 310.

[3] 陆颖. 美国产业界发布氢能经济路线图 [J]. 科技中国, 2020(11): 100 – 102.

[4] European commission: EU hydrogentrategy[EB/OL]. [2020−07−08],https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf.

[5] 董一凡. 欧盟氢能发展战略与前景 [J]. 国际石油经济, 2020, 28(10): 23 – 30.

[6] 李争, 张蕊, 孙鹤旭, 等. 可再生能源多能互补制-储-运氢关键技术综述 [J]. 电工技术学, 2021, 36(3): 446 – 462.

[7] 王涵, 李世安, 杨发财, 等. 氢气制取技术应用现状及发展趋势分析 [J]. 现代化工, 2021, 41(2): 23 – 27.

[8] 孔令国. 风光氢综合能源系统优化配置与协调控制策略研究 [D]. 北京: 华北电力大学 (北京), 2017.

[9] YILMAZ F, OZTURK M, SELBAS R. Design and thermodynamic modeling of a renewable energy based plant for hydrogen production and compression[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(49): 26126 – 26137.

[10] 舟丹. 水电解制氢技术发展概况 [J]. 中外能源, 2017, 22(8): 69.

[11] 蒋敏华, 肖平, 刘入维, 等. 氢能在我国未来能源系统中的角色定位及“再电气化”路径初探 [J]. 热力发电, 2020, 49(1): 1 – 9.

[12] ZINI G, TARTARINI P. 太阳能制氢的能量转换、储存及利用系统——氢经济时代的科学和技术 [M]. 李朝升, 译. 北京: 机械工业出版社, 2015.

[13] 王艳艳, 徐丽, 李星国. 氢气储能与发电开发 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2017.

[14] 于全虎. 氢能和燃料电池及其船舶应用进展 [J]. 船舶, 2020, 31(5): 69 – 76.

[15] GRASMAN S E. 氢能源和车辆系统 [M]. 王青春, 王典, 译. 北京: 机械工业出版社, 2014.