

中国氢能发展的思考

王赓¹, 郑津洋², 蒋利军³, 陈健⁴, 韩武林⁵, 陈霖新⁶

1. 中国标准化研究院资源与环境分院, 北京 100191
2. 浙江大学化工机械研究所, 杭州 310058
3. 北京有色金属研究总院, 北京 100088
4. 四川天一科技股份有限公司, 成都 610225
5. 北京海德利森科技有限公司, 北京 100068
6. 中国电子工程设计院, 北京 100142

摘要 氢能应用是化解电力行业电量结构性过剩的重要手段,也是改善中国环境、降低大气污染物排放的重要技术方向。氢能燃料电池车辆的规模化应用推动氢能产业逐步进入高速发展期。本文基于大量行业调研及国内外经验教训总结,从氢能制取、存储、运输、安全和应用等方面,总结了我国氢能产业的发展现状,并对中国氢能产业的多元化发展提出了意见和建议。

关键词 氢能;燃料电池;氢能基础设施;氢安全;加氢站

氢能是清洁的二次能源。近年来,随着氢能应用技术发展逐渐成熟,以及全球应对气候变化压力的持续增大,氢能产业的发展在各国备受瞩目,美国、德国、日本等发达国家相继将发展氢能产业提升到国家能源战略高度。2016年国家发展和改革委员会、国家能源局等联合发布的《能源技术革命创新行动计划(2016—2030年)》(发改能源[2016]513号)提出了能源技术革命重点创新行动路线图,部署了15项具体任务,“氢能与燃料电池技术创新”位列其中,标志着氢能产业已被纳入中国国家能源战略。

国内外的实践表明,氢能可广泛应用于燃料电池车辆、发电、储能,也可掺入天然气用于工业和民用燃气。氢能作为清洁的二次能源具有可规模化储存的特性,其广泛应用可部分替代石油和天然气,成为能源消费的重要组成部分,对应气候变化和保障能源供应安全等具有一定的支撑作用。充分利用氢能的优点和特点,在中国风电、光电、水电富余或弃风、弃光、弃水较多的地区,以及城市电网峰、谷时段电力负荷差异较大的城市和地区,采用电解水制氢获得氢源,根据各地区的经济发展状况和工农业产品以及人民生活水平等因素,采取电-氢-电、电-氢-用或两者混合的模式,消纳和储存富余电力或峰段电力,有助于化解电力行业的结构性过剩电量的“瓶颈”。

1 中国氢能产业发展现状

1.1 氢能产业链

氢能产业链主要包括:氢的制取、储存、运输和应用等环节。氢既可广泛应用于传统领域,又可应用于新兴的氢能车辆(包括乘用车、商用车、物流车、叉车、轨道车等)以及氢能发电(包括热电联供分布式发电、发电储能、备用电源等)。为加快发展中国的氢能产业,依据目前的资源条件和能源产业状况,应在加强氢安全的基础上,积极推行氢源多元化及氢能多元化和规模化应用。氢源的多元化除了上述利用富余风电、水电、光电制氢外,还应充分利用中国丰富的煤炭资源。煤化工生产经过多年的研究开发,已具备良好的规模和发展状态,若将煤制氢与煤制油、煤化工产品等生产环节紧密结合、综合利用,可获得经济、丰富的氢源。中国的炼油工业、化工产业多设计的品种及规模巨大,工业含氢排放气是重要的氢气来源。据统计,2015年全国纯度99%左右的氢气产量为700亿 m^3 ,其中各类工业含氢气体排放气回收利用占比70%左右。所以,工业含氢排放气是中国不可忽视的氢源,应统筹规划、充分合理利用,为推动氢能产业发展,节能降耗改善环境,降低碳排放、减少污染物作出贡献。

1.2 氢的制取

经过多年努力,氢气作为原料气体及工业气体,其生产

收稿日期:2017-08-24;修回日期:2017-09-22

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2015CB057601)

作者简介:王赓,副研究员,研究方向为资源与环境标准化、氢能技术标准化,电子信箱:wangeng@cnis.gov.cn;陈霖新(通信作者),研究员,研究方向为氢能技术与应用,电子信箱:lx0218chen@163.com

引用格式:王赓,郑津洋,蒋利军,等.中国氢能发展的思考[J].科技导报,2017,35(22):105-110;doi:10.3981/j.issn.1000-7857.2017.22.014

和应用在中国已具有较大规模。据初步统计,用于炼化产品生产和工业生产领域的纯度大于或等于99%的氢气年产量约为700亿 m^3 (约600万t),其中从各类含氢排放气或弛放气、煤制合成气、天然气转化气、甲醇转化气等提纯获得的氢气约占90%以上,以水电解制氢获得的氢气占比2%~4%。

从获取氢气的方法看,变压吸附提纯氢占比最大,这主要是因为其规模大、原料气以含氢排放气占比最高且经济性好。近年来,随着国内甲醇生产规模的扩大,甲醇蒸汽转化制氢发展迅速。目前国内变压吸附(PSA)装置最大产能达30万 m^3/h 。随着煤制合成气、煤制油的规模发展,煤制氢产量逐年增多,其规模均较大、成本也较低,在煤炭价格适宜且工艺流程、气化炉型等选择得当时,氢气成本可降至20元/kg左右。与此同时,能够实现从化工产品(包括合成氨、甲醇等)生产过程中产生的含氢弛放气中回收纯度大于99%氢气的

装置日渐增多。

近年来,一些地区采用富余水电、弃风、弃光或城市电网谷段电力开展水电解制氢的示范项目,形成小规模生产并提供工业氢气。消纳水电、弃风、弃光等可再生能源电力进行水电解制氢,形成的是绿色二次能源,而利用城市电网谷段电力制氢是否同样形成“绿色二次能源”,还应具体分析所在地区的电网电力来源^[1]。在水电、风电发达地区,或输入可再生能源电力的地区,城市电网中“绿色电力”均占有一定比例,应该被称为“浅绿电力”,采用“浅绿电力”制氢是减少碳排放的重要措施,并可提供“绿色二次能源”。

水电解制氢装置包括碱性电解水制氢、纯水质子交换膜(PEM)电解水制氢和固态氧化物电解质(SOE)电解水制氢等装置。前两类装置在国内均有运行,SOE正在研发当中,3种装置的比较如表1所示。

表1 3种水电解技术比较

Table 1 Comparison of three kinds of water electrolysis technology

项目	单套制氢能力/($m^3 \cdot h^{-1}$)	效率/%	成本/(元 $\cdot kW^{-1}$)	寿命/h	技术成熟度
碱性电解槽	1000	65~82	5500~9750 ^[2]	60000~90000 ^[2]	成熟 ^[2]
PEM	400	65~90	9750~24700 ^[2]	20000~60000 ^[2]	早期市场导入 ^[2]
SOE	实验室阶段	85~90	—	≤ 1000	研发 ^[2]

注:成本、寿命、技术成熟度等数据来源于文献[2]。

1.3 氢的储存、输送

充分发挥氢气可规模化储存的特性,将是未来能源领域解决“能源生产、使用(供需)不均衡性”问题的重要途径之一,尤其是提高波动式、间歇性的可再生能源利用率的重要途径之一。

目前国内氢气储存方式主要有高压气态储氢、液态储氢和固态氢化物储氢等。在氢燃料电池汽车领域目前技术发展较成熟且应用最为广泛的是高压气态储氢^[3-4]。高压气态氢储存装置有固定储氢罐、长管气瓶及长管管束、钢瓶和钢瓶组、车载储氢气瓶等。国内在固定储氢罐研发上已取得显著成果,在攻克多项关键技术的基础上,利用自有专利技术已成功研制出了一种具有抑爆抗爆、缺陷分散、运行状态可在线监测的多功能全多层高压储氢罐,目前压力等级可达到45、77和98 MPa,相关技术指标达到国际领先水平^[5-6]。其中压力等级为45和77 MPa的容器见图1。长管气瓶组及长管拖车已在国内制造,并在一些制氢工厂、用氢的企业和加氢站安装、运行,图2为45 MPa的长管气瓶组。中小规模固体氢化物储存装置已在PEM备用电源和一些用氢单位应用。

液态氢储罐和液态氢拖车已在国内实现制造并在航天等领域应用,一台15 m^3 的液氢罐车可运输约1.05 t(约为12000 m^3)氢气。固定式液氢储罐的储存能力可依据需要设计制造,但液氢的储存、输送应注意其蒸发损失的回收利用。近年来,一种低温高压复合的移动式储氢容器引起广泛关注,该容器既可存储液态氢,也可存储低温气态氢气^[7]。与

传统液态氢储罐相比,低温高压复合储氢具有更高的储氢密度和更少的蒸发损失^[8]。

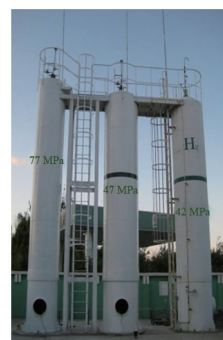


图1 全多层高压储氢罐

Fig. 1 Multi-layered high pressure hydrogen storage tank



图2 长管氢气瓶组

Fig. 2 Seamless hydrogen storage tubes

目前,氢气输送方式有高压气态、液态氢和管道输送。这3种方式国内均已应用,氢长输管道近年已在一些地区建设、运营。据了解已有数条约50 km、2.0~4.0 MPa的输氢管道正在运行中,管道内径已达400 mm。但总体而言,仍需在管线钢与高压氢的相容性、管道的运营等方面开展系统的基础研究工作,为建设长距离、高压力的“规模”输氢管线创造条件。

1.4 加氢站

2006年以来,中国建成并有运行记录的加氢站8座,分别是北京氢能示范园加氢站、北京飞驰竞立制氢加氢站(已拆除)、上海安亭加氢站、上海世博固定及移动加氢站(已拆除)、广州亚运会加氢站(已拆除)、深圳大运会加氢站(已拆除)、郑州宇通加氢站等。到2016年底,国内仅有北京、上海和郑州3座加氢站尚在运行。而目前正在规划、建设中的加氢站大约有20座以上,加氢能力均小于400 kg/d,属于示范性加氢站^[1]。具有长期运营能力的加氢站尚需从规划、设计、建造至运营进行系统的分析、总结,才能确保其技术科学性和运行经济性。加氢站的核心设备主要包括氢气储罐、氢压缩机、加氢机及控制系统等。目前已建和在建加氢站的核心设备主要采用“进口+国产”的形式,且完全国产化的条件基本具备,但应不断强化现有标准的实施、检测手段的建立,加大监督管理力度等。

1.5 氢气的应用

在中国,氢气除用作合成氨、甲醇等化工原料气外,大约90%或更多纯度99%左右的氢气用于炼化产品生产过程中的加氢。仅有2%~4%的氢气作为工业气体用于冶金、钢铁、电子、建材、精细化工等行业的还原气、保护气、反应气等。

由于氢能燃料电池车辆既具有传统燃油车辆的续航里程长、加注时间短的特点,又具有零碳排放的优良性能,越来越受到国内相关政府机构及企业的关注。2008年北京奥运会期间及其后期的燃料电池大巴车共进行氢的加注约2600次,加氢量约为22 t;2010年上海世博会的燃料电池大巴车和燃料电池摆渡车运营了近10个月,氢气加注次数(固定加氢站和移动加氢站)近2万次,加氢量约为25 t。整体上说,目前国内氢能燃料电池车辆的运营尚处于示范阶段。2015年以来,河南郑州、广东云浮、江苏如皋等地相继建成或在建加氢站,云浮已生产燃料电池大巴车28辆并投入示范运营^[1]。上海汽车集团股份有限公司、郑州宇通集团有限公司、北汽福田汽车股份有限公司等企业已取得公告的燃料电池车型,可以预见氢能燃料电池车辆在中国的应用日趋广泛。

同时,氢燃料电池发电装置在中国的应用正在兴起,其作为备用电源已在通信基站等场所实现应用。2016年10月,辽宁营口的2 MW热电联供氢燃料电池发电装置投入运行,该装置以氯碱厂副产氢作为原料,在发电同时供应一定温度的热水。此外,部分研究单位正在进行分布式氢能燃料电池发电装置的研究与开发,有望近期有所突破。

1.6 氢安全

氢能的安全性是社会各界关注的重点。国际国内应用实践证明,只要按照标准规范和法规生产、存储及使用氢能,氢能安全可以得到保障。

近年来,中国积极开展氢能安全性研究和相关标准制定工作,陆续开展了材料高压氢相容性、高压氢气泄漏扩散、氢气瓶耐火性能、氢气快充温升、快速充放氢疲劳、量化风险评估、失效预测预防、高压氢喷射火、氢爆燃爆轰、氢泄漏、氢阻火等研究。但总体而言,国内氢安全研究刚刚起步,投入较少,安全检测能力和保障技术滞后于氢能产业发展的需要,缺乏具有第三方公正地位的实验室,与国际先进水平相比有不小的差距。

氢能安全未来将以对氢事故原因、机理、后果,以及事故预测、预警和控制方法的研究为基础,制定合理的安全技术规范标准,以本质安全为理念设计氢能产业装备/设施,建立完善的氢能利用风险量化评估体系,防止和减少氢能安全事故,促进氢能产业健康安全发展。

1.7 氢能产业支撑政策及标准体系

中国自2001年启动国家高技术研究发展计划(863计划)“电动汽车”重大科技专项,开始着手燃料电池动力系统集成研发,直到“十二五”期间,氢能技术及应用领域一直是由科技部牵头发布相关的政策和规划,这从另一方面印证了这一时期氢能产业在国内尚处于技术研发和储备期。2016年5月,国务院印发《国家创新驱动发展战略纲要》,明确提出开发氢能、燃料电池等新一代能源技术。2016年6月,国家发展和改革委员会、国家能源局联合发布《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15项具体任务之一,这些都标志着氢能产业已纳入中国国家能源战略。

在氢能与燃料电池标准体系建设方面,全国氢能标准化技术委员会(SAC/TC 309)和全国燃料电池及液流电池标准化技术委员会(SAC/TC 342)截至目前共研制氢能相关国家标准26项^[9]、燃料电池相关国家标准41项,中国氢能和燃料电池国家标准体系框架初步建立^[10]。当然,在推动氢能产业的进程中,氢能领域相关标准还有待进一步完善,还存在一些不协调、不配套的问题,与国际接轨的程度也有待提高,因此需要进一步强化支撑氢能产业发展的标准化工作,切实发挥标准对产业发展的支撑和引领作用。

2 加速发展中国氢能产业的思考

“十三五”以来,氢能产业在一些地方相继兴起,许多地方政府或企业正积极进行氢能产业园区等的规划、建设,氢能产业发展一时展现出勃勃生机。但是如何避免“一哄而起”、“高热之后的冷落”,确保氢能产业沿着科学、可持续发展的道路健康发展,仍是现阶段面临的重要问题和挑战。笔者根据对氢能产业内涵的了解,在吸取和分析国内外的经验教训

及相关产业关联性的基础上,提出以下几点思考,供正在或即将涉足氢能产业的地方、企业及专业人士参考。

2.1 选择多元化的氢源

根据中国的经济发展现状和资源分布,氢能产业所需氢源应是多元化的。各地方和企业一定要根据其自身情况选择技术可行、经济性良好、环境友好的氢源来发展氢能产业。如前所述,中国氢源具备多元发展、多元开发的条件,在选择氢源时,应综合考虑技术经济性、碳排放、环境影响、能源消耗、资源条件等因素。在资源条件许可时,应优先选择工业含氢气体提纯氢气或可再生能源(富余水电、弃风、弃光)制氢,但均应根据技术经济性分析选用最佳方案。在用氢规模较大且可与化工产品或煤制油综合利用时,宜采用煤制合成气提纯氢方式,在气化炉型、工艺流程等配套合理时,可获得较低成本的氢气。在资源条件受限时,根据甲醇、天然气供应状况和城市电网“浅绿程度”,经技术经济性分析,可采用天然气转化或甲醇转化制氢、谷时段水电解制氢,仅在小型制氢规模或示范项目才推荐选用水电解制氢。

2.2 氢能多元化应用

氢能燃料电池车辆的研发和上路运行在国内外都引起了广泛关注。近两年,国内一些地方和企业积极参与氢能车辆的开发研究,相关产业持续升温。但氢能产业的加速发展应提倡多元应用,可包括氢能燃料电池车辆、氢能燃料电池发电、分布式氢能系统、燃料电池热电联供、氢储能系统等等的研发、示范或商业化运营等。国外有报道称,一些氢能燃料电池发电系统(图3)的耗氢量或减排量将大于氢能燃料电池车辆。因此,不能一味片面强调氢能产业在燃料电池车辆方面的应用和推广,实施氢能的多元化应用是发展氢能产业的必由之路,从现阶段起就应该深入研究“多元化应用”模式,作好规划建设,并推广试点示范。多元应用的发展、各种应用类型的相互补充,必将加速氢能产业发展进程,并且随着应用规模增大,其社会效益、经济效益和环境效益更加突显,社会各界对“氢能”的认知度将进一步提升。

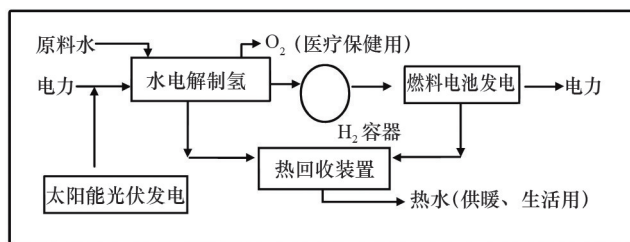
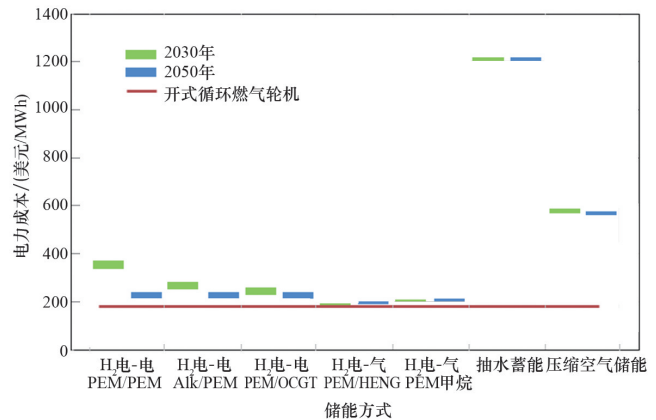


图3 氢能分布式热电联供示意

Fig. 3 Schematic diagram of hydrogen energy distributed cogeneration

近年来,中国风电、光电、水电等可再生能源的占比逐年增加,由于这类电力的波动性和一些地区、城市电网的峰谷负荷差异较大,造成了电网储能系统的设置需求明显,各种储能方式(系统)的开发研究逐渐兴起,压缩空气储能、飞轮

储能、蓄电池储能等均在研究和实验。图4为各种储能方式的投资比较^[2]。其中,在国内已建设多座抽水蓄能电站,尽管其有较好的削峰填谷效益,但同时受地理条件限制和投资的影响较大,此类项目的建设应十分慎重。伴随着氢能技术和产业的发展,氢储能系统应用将成为较为现实、可行的选择。2015年国际能源署(IEA)发布的《Technology roadmap hydrogen and fuel cells》(《氢能和燃料电池技术路线图》)中提出氢储能系统应用的内容。



注:PEM—质子交换膜;Alk—碱性(电解槽);OCGT—开式循环燃气轮机;HENG—掺氢天然气

图4 各种储能方式投资比较

Fig. 4 Investment comparison of several energy storage methods

综上所述,根据中国经济发展现状和氢气在传统领域的广泛应用以及氢能产业发展的需求,应积极发展“电-氢-电”、“电-氢-用”或两者混合的氢储能系统(图5)。其中,电力可以是各类可再生能源(风电、水电、光电等)和城市电网的谷时段电,经水电解制取氢气进行储存备用,后面的“电”是以氢燃料电池发电装置根据电力负荷的需求所产生的电力;“用”是将储存氢或直接利用水电解获得的氢气,用于其他行业(即外销氢气),与此同时水电解装置的副产氧(氢产量的1/2)也可作为产品外销。

氢气储能系统可根据规模分为大、中、小3种类型,并可依据需求侧/供给侧的富余电量、电力负荷的不均衡性和氢气/氧气销售(利用)状况等因素确定。这其中核心的问题是

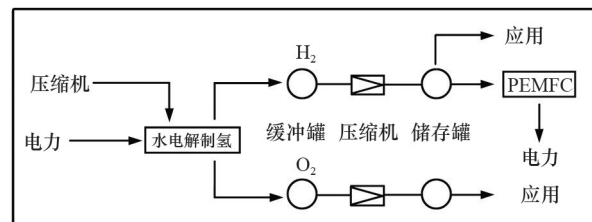


图5 氢气储能系统示意

Fig. 5 Schematic diagram of hydrogen energy storage system

氢储能系统的整体能效以及氢气、外供电的成本等技术经济指标与其他储能方式的可比性,这也是判断不同储能方案是否可行的关键。按目前成熟或即将成熟的水电解制氢装置、燃料电池发电装置的技术状态,据初步估计:“电-氢-电”的整体能效约为40%左右,“电-氢-用”的能效在75%~80%。若采用混合系统应视“发电”与“用”氢的占比而定,若各占50%,则估计整体能效约可达60%。以氢气的成本30元/kg左右计算,从以上数据的分析中可以看出:在风电、水电、光电较为丰盛的地区和电网为“浅绿”的峰谷差异较大地区均可考虑推广进行氢储能系统的示范,其规模可依据当地已有传统氢用户和正规化的“氢能车辆”、氢能发电的需求,并经技术经济性分析后确定。当然,工程的建设投资也是十分重要的条件,宜控制在4000~6000元/kW。

2.3 氢气储存、运输应采用多种方式

根据中国多年在氢气储存、输送技术的开发、运行方面经验的积累,高压(35、45、70、98 MPa)气态氢的固定及移动储存容器、气瓶已具备一定设备制造能力和运行管理经验,并制定了相应的法规、标准。液氢储罐及其运输的发展状态与高压气态氢储存、运输状态相似。唯有氢气长输管道的建设处于起步阶段,尚需加速开发研究工作,为各种压力下的氢气或氢混合燃料气体的长距离输送的建设积累经验。几种氢气储存、运输系统及设备的安全运行检测、监管尚需加强,还应逐步建立、健全第三方检测认证机构,为氢能产业的安全运行提供可靠保证。

2.4 加氢站的建设与运营

目前,国内正在运行的示范性加氢站的加氢能力均小于400 kg/d,一般在200 kg/d左右,其规划设计、工艺流程及设备配置、氢源的选择、自动控制系统等大多不能满足商业化运营的要求,对运营经济性、耐久性的验证较少。当前氢能燃料电池车辆的商业化运营正处于实施阶段,加氢站的规划设计、建造要想达到“商业化运营”的要求,其运营的经济性为首要条件,即要从规划设计阶段就开始关注加氢站类型的选择(合建站、集中/分散制氢等)和氢源的选择等因素。对于集中或分散制氢的选择,通常应选择集中制氢,每个加氢站都自行制氢不太现实,加氢能力一般应确定在不低于400 kg/d的水平。落实加氢能力后,应准确确定工艺流程及设备配置(氢气罐容积和数量,压缩机、加氢机的参数等),尤其应十分关注控制系统的选择。能够商业化运营的加氢站应满足“连续加氢运行、经济过关(盈利、不能亏)、安全可靠、自控运行、减少运行管理人员”等基本要求。

2.5 加快发展中国氢能产业应关注的主要问题

鉴于数十年来传统氢产业的发展,中国已在制氢、氢的储存输送及其应用技术等方面具备一定经验和能力,氢气系统及设备的设计、制造、运营等方面的标准和生产能力均有一定储备。同时近年来,为适应氢能产业的示范需求,在技术研发方面也取得了一些成果和技术积累。为了进一步加快中国氢能产业发展的步伐,应关注以下问题:

1) 注意充分发挥各地方、企业已有氢气制备、储存输送设施的能力、技术、人才等在发展中国氢能产业中的促进、参照甚至引导作用;

2) 高度重视国家氢能产业发展路线图的制订,各地方(区域、城市)在进行氢能产业及其基础设施建设时,首先应做好规划和必要的规定,循序渐进;

3) 各地方(区域、城市)在选择氢源和氢的储存与输送方式时,应认真调查研究本地区的氢相关资源和电力生产、使用状况,注意波动电力、峰谷电力的合理使用以及已有氢气设施的利用;

4) 在进行氢能产业建设时,应认真结合当地社会、经济和资源条件,采纳准确、可靠的信息和数据,进行科学的、实用的分析研究,准确核算能源利用效率、降低碳排放量、提高经济效益,选择最佳能效、碳排放量低且经济性优良的建设方案。

3 结论

氢能作为清洁的二次能源在应对气候变化、保护环境等方面具有支撑作用。充分利用氢能的优势和特点,在中国可再生能源电力富余地区以及电网峰谷时段电力负荷差异较大的地区,采取“电-氢-电”、“电-氢-用”或两者混合的模式构建新型氢储能系统,有助于推动电力行业供给性改革,保障国家能源供应安全。氢能产业的发展需要多元化的视角和战略规划,为推进中国氢能产业健康、协调、有序发展,提出如下建议:

1) 组织人力、物力进行国家、地区的氢能产业合适的上游、下游各阶段的发展规划、落实要求的配套政策;不仅氢能车辆方面有激励政策,氢能发电、储能方面也应有激励政策;

2) 组织电力及相关行业的高校、科研院所、企业积极开展氢能发电、储能技术与设备的开发和应用研究,加强示范及总结推广;

3) 鉴于氢能产业多元发展的需要,应组织制定能准确计算氢能相关的能效、碳排放量的规定,统一方法、数据,实现“真实”;鼓励地区(区域、城市)相关行业、企业积极进行氢能产业的示范、商业运营;

4) 鼓励相关单位、企业积极参与氢能产业规范与标准的制修订。建立氢能产业质量监控体系,加强氢能产业的质量检测、安全监测机构和实验室。

参考文献(References)

- [1] 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[M].北京:中国质检出版社,2016.
China National Institute of Standardization, National Hydrogen Energy Standardization Technical Committee. Blue book of China's hydrogen industry infrastructure development[M]. Beijing: China Quality Inspection Press, 2016.
- [2] International Energy Agency. Technology roadmap: Hydrogen and fuel cells[R]. Paris: IEA, 2015.

- [3] 郑津洋, 李静媛, 黄强华, 等. 车用高压燃料气瓶技术发展趋势和我国面临的挑战[J]. 压力容器, 2014, 31(2): 43-51.
Zheng Jinyang, Li Jingyuan, Huang Qianghua, et al. Technology trends of high pressure vehicle fuel tanks and challenges for China[J]. Pressure Vessel Technology, 2014, 31(2): 43-51.
- [4] 孙大林. 车载储氢技术的发展与挑战[J]. 自然杂志, 2011, 33(1): 13-18.
Sun Dalin. Development and challenge for on-board hydrogen storage [J]. Chinese Journal of Nature, 2011, 33(1): 13-18.
- [5] Zheng J Y, Liu X X, Xu P, et al. Development of high pressure gaseous hydrogen storage technologies[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2012, 37(1): 1048-1057.
- [6] 郑津洋, 陈瑞, 李磊, 等. 多功能全多层高压氢气储罐[J]. 压力容器, 2005, 22(12): 25-47.
Zheng Jinyang, Chen Rui, Li Lei, et al. Multifunctional multi-layered stationary hydrogen storage vessels[J]. Pressure Vessel Technology, 2005, 22(12): 25-47.
- [7] 赵永志, 花争立, 欧可升, 等. 车载低温高压复合储氢技术研究现状与挑战[J]. 太阳能学报, 2013, 34(7): 1300-1306.
Zhao Yongzhi, Hua Zhengli, Ou Kesheng, et al. Development and challenges of cryo-compressed hydrogen storage technologies for automotive applications[J]. Acta Energetica Sinica, 2013, 34 (7): 1300-1306.
- [8] Ahluwalia R K, Hua T Q, Peng J K, et al. Technical assessment of cryo-compressed hydrogen storage tank systems for automotive applications[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2010, 35: 4171-4189.
- [9] 全国氢能标准化技术委员会. 氢能国家标准汇编[M]. 北京: 中国标准出版社, 2013.
National Technical Committee for Standardization of Hydrogen Energy. Compilation of national standards for hydrogen energy[M]. Beijing: China Standards Press, 2013.
- [10] 王庚, 郑津洋. 氢能技术标准体系与战略[M]. 北京: 化学工业出版社, 2013.
Wang Geng, Zheng Jinyang. Standard system and strategy of hydrogen energy technology[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2013.

The development of hydrogen energy in China

WANG Geng¹, ZHENG Jinyang², JIANG Lijun³, CHEN Jian⁴, HAN Wulin⁵, CHEN Linxin⁶

1. Resource and Environmental Branch, China National Institute of Standardization, Beijing 100191, China
2. Institute of Process Equipment, Zhejiang University, Hangzhou 310058, China
3. General Research Institute for Nonferrous Metals, Beijing 100088, China
4. Sichuan Tianyi Science and Technologies Co., Ltd., Chengdu 610225, China
5. Hydrosys (Beijing) Technology Co., Ltd., Beijing 100068, China
6. China Electronic Engineering Design Institute, Beijing 100142, China

Abstract The hydrogen energy, as an energy resource in China, enjoys many good properties, such as extremely low pollution and storability on a large scale. The hydrogen energy may serve not only as a key means to resolve the structural surplus within the electric power industry but also as an important direction to improve our country's environment and to reduce the air pollutant emission. Currently, the hydrogen energy industry is in a rapid development as the scale of the applied global hydrogen energy, especially the hydrogen fuel cell vehicle application, increases sharply. In view of letting the hydrogen energy industry to develop in a scientific, sustainable and healthy manner, this paper reviews the current situation of the hydrogen energy industry in China in terms of the hydrogen production, the storage, the transportation, the safety, and the applications, on basis of large amount of industry survey and study at home and abroad. Several suggestions are proposed on the diversified development of the hydrogen energy industry in our country.

Keywords hydrogen energy; fuel cell; hydrogen infrastructure; hydrogen safety; hydrogen refueling station

(责任编辑 刘志远)