

(上接第一版)

发展氢能意味着什么

虽然我们早就知道氢能的巨大潜力,但过去很长一段时间里,氢能屡遭质疑。这是因为与化石燃料相比,氢的利用成本高、储运困难、转换效率低,难以大规模当作能源使用。那么我们制氢的意义是什么呢?目前各地对氢能产业的大力投入会不会点错了“科技树”?

全球能源绿色低碳转型的逻辑起点在于气候变化,这个问题迫使我们思考如何打造一个没有化石燃料的世界。为实现绿色发展,人们首先想到利用方便、资源丰富光伏和风电。随着技术快速进步,风光发电成本大幅下降,在很多地区已经具备了与化石能源竞争的实力。即便如此,风电、光伏等新能源并不是应对气候变化的万能“良药”。

中国能源研究会研究员、双碳产业合作分会主任黄少中曾担任西北能源监管局局长,他见证了我国新能源装机跃升式发展。如今在西北地区,超半数发电装机容量来自风光等新能源。对于新能源进一步发展面临的消纳问题,黄少中有着清醒认识。

“随着新能源装机持续攀升、输电通道容量受限,如何有效消纳绿电是个挑战,需要从多方面入手,采取综合措施解决。”黄少中坦言。

氢能作为一种清洁、高效的二次能源,是重要的“能源连接器”,与风光等新能源协同发展有广阔前景。“风光有间歇性、波动性,很多时候不可控。氢气易制备,能跨季节长时间储存,且下游应用多元,恰好能弥补新能源不足,有利于建立一个更完善的能源体系,保障国家能源安全。”加拿大国家工程院院士、广州大学教授叶思宇说。

能源需求的季节性差异问题是全面电气化的一个巨大障碍。虽然从电力到氢气再回到电力整个循环的效率低于很多储能技术,但这项技术可用来储存更多能量,这是目前其他储能技术无法实现的。

在安徽省六安市,国内首个兆瓦级氢能综合利用示范站正在运行,用电低谷时,电站用电制氢并储存在站内20兆帕长管压力容器内,用电高峰时再利用氢能燃料电池发电,既发挥了氢气的储能作用,又能利用峰谷电价差赚取收益。

国网安徽电科院系统中心新能源及储能室副主管滕越介绍,示范装置放大约100倍后,可以满足当地电网春秋、冬夏跨季度调节的需要。如果将余热加以利用,系统总效率能提升到60%以上。此外,示范站还计划将部分氢气出售给加氢站,进一步丰富商业模式,降低运营成本。

“电氢融合发展是大趋势。”国网浙江电科院科技研发中心章雷军博士表示,目前通过建设抽水蓄能、新型储能等调节电源,以及对煤电进行灵活性改造等手段,能够应对一定规模的新能源并网消纳,电力系统对氢长时储能需求还不迫切。等新能源渗透率达到40%至50%水平时,氢的长时储能价值就会显现。

未来,氢储能潜力广阔。中国科学院院士欧阳明高透露,按照国际能源署预测,未来10%的可再生能源消纳必须通过长周期储能来解决。在2060年,我国有1.5万亿千瓦时的电能需要由氢储存。

与绿电相比,氢除了燃料属性还有原料属性,是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。在一些无法仅通过绿电完成气候目标的行业,氢能将扮演更重要的角色。比如,冶金、炼化、合成氨、合成甲醇等,通过原料端绿氢替代可实现深度脱碳。

更深层次看,氢是大国增强国际竞争力的重要抓手。2023年,全球氢能布局向具体落实加速推进,但各国自然资源、产业基础不同,随之诞生了国际氢能贸易需求。过去一年,各国间氢能贸易合作频繁,日韩、中东、欧洲等地区已经开始出现国际氢能进出口。

“氢能将成为全球性重要低碳能源,促进大规模氢能跨国贸易,氢未来还有望作为期货进行商品交易。”中国产业发展促进会副会长兼氢能分会会长魏锁表示,我国有望在能源进口国,转变为能源资源和技术装备输出国。

氢能的高品质能源特性,决定了氢能将在能源革命中扮演极为重要的角色。国家能源局能源节约和科技装备司副司长边广琦强调,要从我国国情和能源绿色转型实际出发,坚持绿色低碳和经济实用方向,强化氢能能与电互补融合,充分有效发挥氢能在清洁低碳、安全高效能源体系建设中的突出作用,稳步提升氢能在新型能源体系中的战略定位。

中国国际经济交流中心能源政策研究部部长景春梅预计,到2060年,氢能在我国终端能源体系中占比将达15%。氢能与电力协同互补共同成为终端能源体系的消费主体,可带动形成10万亿元级新兴产业,为高质量发展注入强大动力。

制备绿氢如何降成本

化石能源是全球经济活动的主要支撑,任何一种化石能源的替代品都必须能够大批量生产,并且比化石能源更清洁。氢能要想“飘”得更远,首先要面对的就是绿氢大规模平价制备的挑战。

氢能的清洁程度取决于制取方式。目前我国每年3000多万吨氢气来源中,55%左右为煤制氢,20%左右为天然气制氢,生成过程中会排放二氧化碳,氢来源亟待“绿化”。

可再生能源电解水制氢,是目前最成熟、应用最广泛的绿氢制备方式。在安徽合肥,阳光氢能电解水制氢实证基地内,300多片双极板通过拉杆集成为一个长6米、重50吨的圆柱体,这就是当前主流的1000标方碱性电解槽,运行一小时耗电4000至5000千瓦时,可生产90公斤氢气,能够让一辆氢能小轿车行驶9000公里。“目前能够大规模生产和应用的就是碱性电

氢能产业调查



氢燃料电池动力示范船“三峡氢舟1”号在长江上航行。

(三峡集团供图)

解槽。”阳光氢能董事长彭超才介绍,碱性电解技术最大的优势是不含稀贵金属,成本相对较低,便于实现大型化规模化电解制氢,再结合可再生能源柔性制氢技术,非常适合对氢气需求量大的工业场景使用。

一种高度适应新能源特性的电解槽也将加速推广。在吉林省长春市中韩产业园长春绿动氢能科技有限公司车间内,一套占地200多平方米的电解水制氢系统正在进行带电带压测试。该公司董事长樊焕然说,质子交换膜电解槽负荷范围宽,调节更加灵活。目前公司生产的制氢系统核心设备正在实现国产化替代,即将在吉林大安风光制绿氢合成氨一体化项目上大规模示范应用。

随着技术成熟、应用场景放开,可再生能源制氢成为投资热点。截至2024年1月,我国公开在建及规划电解水制氢示范项目制氢装机总规模超过41吉瓦,绿氢项目投资呈爆发式增长态势。在此形势下,电解水制氢装备企业及上游材料企业正加速产能扩张,电解槽出货量每年都有翻倍的趋势增长。

目前,我们已经开发出了较为成熟的清洁方法来制氢,但绿氢普及面临的障碍是生产成本高昂。在地球上很少能找到单质形态的氢,与方便开采、储量丰富的化石燃料相比,氢很难从地球上其他元素中分离出来,这种特性使得制造绿氢的成本高昂。

“并不是人们不想用燃料电池,只是没有合适成本的氢燃料。”氢能未来是否能具备经济性,才是外界对氢能最关心的问题。数据显示,我国煤制氢成本约9至13元/公斤、天然气制氢约10至18元/公斤,可再生能源电解水制氢成本受电力成本影响较大,约15至45元/公斤。

通过剖析电解水制氢成本构成可发现,电力成本约占总成本70%左右。要想大幅降低制氢成本,关键在于选取风光发电资源丰富、成本较低的地区设立制氢项目。

今年3月,国家能源集团携手鄂尔多斯人民政府,共同签订了“氢洲”项目合作框架协议,将依托当地丰富的风光资源,打造全球领先的可再生能源制氢大基地,实现绿氢成本降低和多场景应用。中国氢能联盟秘书长、国家能源集团氢能事业部主任刘玮表示,“希望氢洲项目能够起到标杆示范作用,通过规模化绿氢开发把成本降到每公斤16元,真正具备商业竞争力”。

我国拥有丰富的风光资源,可再生能源装机全球第一,风电光伏设备产能全球第一,在清洁低碳的氢能供给上具有显著优势和巨大潜力。在产业培育过程中,要合理布局制氢设施,重点发展可再生能源制氢,严格控制化石能源制氢。

具体来看,应结合资源禀赋特点和产业布局,因地制宜选择制氢技术路线。在焦化、氯碱、丙烷脱氢等行业集聚地区,优先利用工业副产氢。在风光水电资源丰富地区,开展可再生能源制氢示范,逐步扩大示范规模。推进固体氧化物电解池制氢、光解水制氢、海水制氢、核能高温制氢等技术研发。探索在氢能应用规模较大的地区设立制氢基地。

业内人士普遍认为,虽然当前可再生能源电解水制氢成本偏高,但是考虑未来绿电价格、电解槽成本继续下降,能效持续提升,以及碳减排收益,实现大规模平价制备绿氢只是时间问题。

建基础设施还有哪些难题

提枪、加注、收枪,仅用10分钟,一辆氢能公交就在芜湖马饮桥加油加氢充电站完成了补能。2021年建站以来,该站每年加氢量都以30%的速度增长。

然而,氢气运输一直是中石化芜湖公司发展基建部经理宦祖飞的“心病”。“现在氢气枪口价

每公斤60元,换算后要比柴油贵1倍。其中,运输成本占加氢站氢气总成本超过三分之一。”宦祖飞说。

中石化(安徽)绿氢能源有限公司副董事长尹志胜告诉记者,中国石化加油站网点布局已比较完善,根据未来需求改造成加氢站并非难事,但氢能大规模发展必须解决储运成本高的问题。

我国东部地区氢气需求量大,但制绿氢成本高;西部地区拥有丰富风光资源,在低成本、大规模制氢方面优势明显。“西氢东送”是绿氢替代的较好方案,但由于氢气在常温常压状态下单位体积能量密度低,安全高效输送和储存难度较大,导致储运环节成本占比在现有氢能全产业链中接近一半。

若不能有效降低运输成本,再便宜的氢源到了东部市场也丧失了竞争力。因此,提高氢能竞争力还要靠扩大基础设施建设,提升氢储运技术水平,以便进行高效规模化运输。

中材科技(苏州)有限公司车间内,数根长度12米的长管正在进行碳纤维缠绕,这种复合长管是构成管束式运氢集装箱的核心部件。“目前管束式集装箱仍是我国气态氢运输的主要方式。”该公司党委书记、总经理付朝军告诉记者,相较于传统I型钢管,II型复合长管设计构成的管束式集装箱在工作压力和储氢效率方面得到显著提升,公司30兆帕-8管的集装箱储氢量可达628公斤,有效降低氢储运成本。

但由于氢气在70兆帕压力以上压缩效应会大幅缩减,气态公路运输能力难以持续大幅提升,此种方式的经济运输半径为500公里左右,显然无法满足氢能大范围规模化应用需求。

破局需要新路径。“氢能与天然气产业链高度相似,氢能基础设施建设可对标天然气,我们可以从遥远的新疆把天然气运到东部,现在也能把氢运出来。”国富氢能战略总监魏蔚说,“液氢因其能量密度高,储存压力低,安全性好,纯度高,对于大规模、远距离氢能储运和高效利用有较大优势”。

类似于当前成熟的液化天然气,从气态氢转化为液态氢,意味着大小相同的容器可装运更多的氢。去年4月,国富氢能下线自主研发的国内首台日产10吨级氢液化工厂核心设备,打破了国外对大规模氢液化产品的长期垄断。我国实现大规模低成本液氢制备初见曙光。

与此同时,液氢储运装备也迎来重大突破。走进张家港中集圣达因低温装备有限公司厂区,上百台各式白色低温储罐矗立其间,仿佛置身于一片“罐式丛林”。“丛林”一角,一辆装配复杂阀门系统的液氢罐车正在测试中。公司总工程师兼中集氢能液氢事业部总经理罗晓钟说:“去年底,我们设计制造的商用液氢罐车成功下线,打破了国际垄断,在氢运量上提升了10倍。”

与液氢相比,管道输送储运能效更高、输送能力更强,这在油气领域已得到验证。欧美的氢气管网已有70年历史,目前全球范围内氢气输送管道总里程已达5000公里左右,我国输氢管道建设尚处起步阶段,发展潜力巨大。

中国石油管道局新能源研究所氢能高级专家尹倩介绍,目前我国开展前期设计工作的氢气管道总里程共计1850.8公里,最大设计输量每年50万吨,各企业已规划的氢管网总里程约1.7万公里。

纯氢管道建设验证周期长,且投入巨大,只有当氢气下游需求足够支撑大规模氢能输送时,管道输氢才具备明显成本优势。短期看,如果能借用现有油气基础设施,成本更低,现有资产也可得到再利用。研究结果表明,在含量较低时氢气可以在不做重大技术调整的情况下掺混天然气。当前,欧洲各国、俄罗斯、澳大利亚等都在积极开展天然气管道掺氢技术研究示范。

在江苏泰兴经济开发区,我国首个商业化原有管道天然气掺氢减排技术改造项目,已经顺

利完成调试与试运行工作。“泰兴经济开发区工业副产氢资源丰富。”泰兴市发展改革委主任燕荣华告诉记者,项目充分利用园区富余氢气,参照天然气体积的10%掺氢,该站年内掺氢量为240万立方米,可替代减少二氧化碳排放5184吨。

项目投资方泰兴新奥燃气有限公司副总经理季留根表示,理论上,掺氢比例最高可达23%。随着下游客户用气量增大,掺氢技术提升,掺氢比例将逐渐提高,将为企业节能减排、碳足迹认证等方面发挥积极作用。“天然气管道掺氢更适合相对集中的工业园区,用量大,且不用进行氢气分离,也不用提纯,具备较好经济性。”

氢能储运网络建设是一项系统工程,资金投入巨大,存储周期长且具有排他性。专家建议,为避免资源浪费,需要加强顶层设计,统一规划,根据市场发展初期、中期和远期不同阶段需求特点,合理匹配低压高压、气态液态固态等各类储运方式,逐步提高氢气储存和运输能力,为构建新型能源体系提供有力支撑。

主力应用场景怎样开发

氢能与人们最密切相关的应用就是交通。早上8时,在北京德胜门公交站,每隔3分钟就有一趟919路公交车发往延庆,这是北京市首批常态化运营的氢能公交。

在开了10多年919快的驾驶员李彦斌看来,“这车比燃油车操作体验好,没有噪音,起步平稳顺畅,尤其爬坡时动力十足”。

虽然氢能可以直接用于我们的出行,但在实际推广中并不理想。根据我国规划,到2025年,燃料电池车辆保有量要达到5万辆,但目前这一数字仅为2万辆左右。业内人士坦言,氢燃料电池车全环节耗电远高于纯电汽车,转换效率更低,价格更高。只有在长距离重载运输、高寒地区等纯电车性能不占优势的场景区,氢能车才有机会。

但调研中记者发现,当前已发布氢能产业政策的省份,几乎都将重点聚焦在氢燃料电池汽车及其产业链上,对氢能其他领域应用较少提及。过于单一的应用场景,不仅制约了氢能发挥比较优势、确立市场地位,也让一些真正脱碳困难的领域进展缓慢。氢能要推广,必须要找到更多主力应用场景。

事实上,氢能应用远不仅是汽车,在那些氢已经被用作原料的领域进行绿氢替代效率会更高。2023年6月,中国石化宣布,我国首个万吨级光伏绿氢示范项目——库车绿氢示范项目顺利产氢,标志着我国首次实现了规模化光伏发电直接制氢工艺与工程成套技术的工业应用。“项目每年可向下游炼化企业供应绿氢2万吨,减少二氧化碳排放48.5万吨。”中石化新星新疆绿氢新能源有限公司总经理范林松说。

如果把绿氢储存后转换为绿氨、甲醇或者绿电,氢气的利用价值还可更多步。“我们希望把氢转化为可长时间储存、低成本运输的产品,目前主要是以绿氨为原料合成绿氨,再进行销售。”大安吉电绿氨能源有限公司副总经理李斌透露,全球低碳转型提升了绿色产品需求,绿氨产品主要瞄准日韩和欧洲市场,已经和航运、火电、化工等客户签约了意向协议,产品供不应求。

在吉林松原,全球最大体量绿色氢醇醇一体化项目正在建设中。“受制于氢气的经济运输半径,绿氨应用范围较小,但氢醇产品应用已经很广泛,存量市场体量很大,商业模式也很清晰。”负责该项目的中国能建绿色氢氨新能源松原有限公司副总经理孙翔也看好这片蓝海市场。

国内燃料电池绿氢需求也在逐步打开。在皖能铜陵火电厂,乘电梯到4层抵达3号机组锅炉中部,记者见到了全国首台火电掺氨燃烧器。借助等离子裂解器高温点燃,每小时可消耗20吨氨,

让这台已经运行了30年的老煤电机组重焕新生。

全国能源工作会议在部署2024年重点任务时提出,探索火电掺烧氢氨技术,推动建设一批“低碳电厂”。氨邦科技有限公司技术主管马宁介绍,在燃煤火力发电领域应用氨混烧时,基本不需要改变现有主体设备,仅需在锅炉单元改造添加一些支持氨燃烧的装置,即可达到碳减排效果。这为煤电绿色转型开辟了一条切实可行的路径,也为绿色氢氨产品提供了新市场。

一些更加前沿的电氢融合应用也在积极探索中。在杭州格力园区,国网杭州供电公司通过低碳电氢耦合应用示范项目,实现格力电器生产基地利用清洁能源与电网谷电制氢,并供给基地的氢燃料大巴和物流车使用。制氢时产生的氢气则用于空调生产焊接助燃,系统运行产生的余热供高温注塑使用。预计每年可减少基地用能成本约256万元,减少碳排放860吨。

氢能应用场景广泛,但如果仅仅依靠市场力量推广,需要很长时间,甚至将错过应用氢气的最佳时机。业内人士认为,需要通过财政支持与碳市场机制协同的方式,降低用氢成本刺激需求。同时,统筹考虑氢能供应能力、产业基础和市场空间,与技术创新水平相适应,有序开展氢能技术创新与产业应用示范。

此外,在绿色认证方面,我国尚未建立国家层面的绿色氢能认证标准体系。绿色氢能认证标准体系一定程度上属于绿色电力认证的延伸,我国绿电认证体系在与国际标准衔接方面尚未完全打通,涉及的不同领域政策与管理机制还需进一步理顺。

关键技术装备能否破局

氢气质移动检测车填补全球在氢气质移动、快速检测领域的技术装备空白;一站式海上绿色氢醇氨生产作业系统,是解决深远海海上风电等绿色能源离岸远、并网成本高等难题的有效途径;集成式增压加氢装置,可为中小型氢能设备提供加注服务,具有“全球最小加氢站”之称……

在3月底举行的2024中国国际氢能及燃料电池产业展览会上,一系列绿色、高效、前沿的氢能产品和技术竞相亮相,充分展示了这一产业的蓬勃生机。

当前我国氢能产业装备自主化发展迅速,但在大规模氢液化、高压力储氢容器、燃料电池等关键技术和零部件领域仍需进口。关键技术装备对外依赖度高,不仅不利于产业降本,也影响供应链安全。

“一些国产关键材料设备在耐久性、一致性和良品率方面还有差距,主要原因是我们的研发和产业化起步较晚,以及产业化验证环节比较缺失。”叶思宇认为,燃料电池汽车发展主要挑战是核心技术和关键部件缺失。应重点围绕燃料电池汽车关键零部件核心技术攻关,即氢燃料电池全产业链中八项“卡脖子”的关键环节:催化剂、质子交换膜、气体扩散层、膜电极、双极板、电堆、空压机、氢气循环泵。

在芜湖奇瑞科技创新中心,工作人员正不断试验配制催化剂浆料,从而调整出最佳方案。“现在国产替代已经进入关键材料国产化替代阶段。”安徽瑞氢动力科技有限公司常务副总经理潘陈兵说,浆料配置对燃料电池性能影响最大,关键是降低贵金属使用量的同时保证性能。未来几年内,要将燃料电池成本从当前每千瓦4000降到500元,从而大幅降低氢燃料电池汽车售价。

今年6月,我国液氢产业也有望迎来历史性时刻——国内首套日产10吨级氢气液化装置将在山东淄博齐鲁化学工业园区投运。

魏蔚博士毕业于上海交通大学低温工程专业。当国富氢能董事长邹品芳找到她,透露自己要攻克中国人自己的大规模氢液化技术时,魏蔚果断放弃了上市公司高管身份,加入国富氢能创业团队,因为这也是她毕生的梦想——在中国实现液氢的商业化应用。

“液氢在发达国家早已实现规模化民用,中国的氢能产业高质量发展不能没有液氢。”魏蔚说,国富氢能团队坚持自主化、国产化开发,历时7年,开发出了国内首套日产10吨级氢液化装置,未来将向日产30吨和100吨级别发展。“低温工程极具规模效应,因为单座液化工厂规模大小导致成本高昂,我国在液化天然气国产化领域已经吃过了。液氢产业发展要吸取教训,百万吨级液氢工厂需要国家顶层规划。”

中国石化董事长马永生表示,中国石化在强化主体支撑、推动融通带动上取得了积极进展,国内氢能关键装备研发制造水平稳步提升。将继续发挥自身优势,聚焦应用场景打造等核心任务,在基础固链、技术补链、融合强链、优化塑链上持续发力,加快推动我国氢能产业高质量发展。

专家建议,我国应发挥新型科研举国体制优势,在氢能顶层设计中充分发挥顶层协调机制,统筹各部门政策和资金资源形成合力,持续推进绿色低碳氢能制取、储存、运输和应用等各环节关键核心技术研发。持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展,构建氢能产业高质量发展技术体系。

“出于安全考虑,核电行业一个成熟堆型通常要使用几十年,短时间很难看到颠覆性创新。相比之下,近几年氢能技术装备创新迭代非常快。”樊焕然之前是搞核电的,对于氢能行业的创新活力和重要性感受颇深。在他看来,全球氢能产业总体处于起步阶段,我国氢能装备性能与国外差距不大,国产替代大有希望。

当前,新一轮科技革命和产业变革,同我国经济高质量发展要求形成历史性交汇。氢能开发利用技术已取得重大突破,我们需要牢牢把握全球能源变革发展大势和机遇,加快培育发展氢能产业,加速推进能源绿色低碳转型。