

截至目前,全球已建成 400 余座加氢站,其中,1/3 为液氢加氢站,而我国作为氢能及燃料电池推广应用大国,却仍无一座液氢加氢站——

液氢加氢站“卡”在哪?

■本报记者 卢奇秀

根据氢燃料电池汽车产业发展规划,2030—2035 年我国燃料电池汽车推广规模将达到百万辆。届时,氢用量将超过千万吨,如何保证氢的安全储运和使用,如何保障加氢站的盈利运营,成为行业绕不过的坎。

“截至目前,全球建成 400 余座加氢站,其中,1/3 为液氢站,而我国还没有一座。”中国科学院理化技术研究所研究员李青给出了一组数据,揭示出我国在加氢站建设方面存在的短板。

在全球已经广泛开展应用的液氢加氢站,为何在我国“卡”了壳?

应用规模小

国内液氢需求未凸显

氢的液化是支撑氢气大规模收集、储存、运输及应用的一种专业技术。美国、德国、日本等国已广泛开展液氢的储运、加注应用,并占据了先发优势,而目前我国仍然以气氢为主要应用形式。

高压气态加氢站与液态储氢加氢站最大的不同在于储氢系统。“我国燃料电池汽车以商用车为主,这类车的车载储氢瓶主要使用 35 兆帕的加注压力,相比国外乘用车所使用的 70 兆帕储氢瓶,其技术较为简单,车辆运营成本和用氢成本更低。而国外液氢站通过汽化器,可以直接将氢加注到车辆里,因此在加氢端节省的成本能在一

定程度上弥补氢液化成本和前期高投入。所以能推广起来。”在上海氢枫能源有限公司财务总监曹俊看来,我国氢能及燃料电池产业还处于发展前期,各环节都在寻求降低成本,目前在 35 兆帕的氢气瓶就可以满足应用的情况下,暂时没必要强装 70 兆帕氢气瓶,或者一定要配套液氢站。

据了解,目前我国加氢站多以示范为主,日均加氢量在 300 公斤以下,氢气运输距离也在 200 公里以内,多数加氢站运行负荷率较低。因此,业内人士认为,鉴于当下高压气态储氢技术最为成熟,国内发展气态加氢站符合时宜。

此外,基于安全原因,我国对液氢管制较为严格,当下难以普遍应用。曹俊进一步表示,未来 3 至 5 年,液氢加氢站会在部分地区进行试点示范,但短时间内不会实现规模化。

产业刚起步

液氢综合优势待显现

业内人士认为,气态氢更适用于小规模、短途运输。未来,随着加氢量的增加,将需要更多的高压长拖车或储氢瓶组,及庞大的压缩机来满足应用。从成本角度看,加氢站每天加氢量从 500 公斤扩容到 1000 公斤,仅此一项,设备投资就会大幅增加。

“液态氢和气态氢相比,在装载量、装卸时间、储蓄压力、占地面积等方面都有突

出优势。提升氢能储运效率,发展液态氢具有必要性。”李青从运输角度给记者算了一笔账,“一辆重 40 吨的高压气态运输车,一次大约能运输 300 多公斤氢,而使用同样外形、重量的车辆运输液氢,单次运输量能达到 4000 多公斤,两者之间差距超过 10 倍。使用液氢,可大大提高加氢站站供应能力,减少车辆运输频次。”

在氢能的储存上,李青进一步表示,气态氢所使用的高压氢气集束管压力储氢量为 300—1000 公斤,占地 60—80 平方米;而液氢所使用的液态低温液体储罐储氢量为 400—60000 公斤,占地 15—30 平方米。也就是说,液氢加氢站储氢量更大,而占地面积更小,“从全生命周期经济性来看,氢用量越大,液氢储运的优势越为明显。”

国际氢能委员会此前发布的《氢能源未来发展趋势调研报告》显示,到 2050 年氢能源需求将是目前的 10 倍。而中国将是主要的应用大国。除了车辆,氢能还将广泛应用于船舶、航天、物流、冶炼等领域。

“未来氢能将在我国能源体系中扮演重要角色,其体量巨大,基础设施网络需遍布各地。”在李青看来,液氢具有综合优势,能为氢能大发展提供有力的支撑。

进入门槛高

国内尚无自主技术装备

当前液氢是全球研发重点,尽管国内

企业已经开展了相关研究,但目前主要集中在军用和航天领域,没有民用案例。

“储存、运输、控制、加注这些在常温高压下涉及的每个环节、部件,都同样需要一个相应的低温技术。”李青直言,液氢技术门槛很高,我国在液氢技术上的投入和成果较少,到现在还没有一条独立自主的技术装备路线,亟待得到国家相关部门的高度重视,“要加大关注,加大投入,加大开发。”

据了解,德国林德集团、法国液化空气集团两家公司基本垄断了液氢装备制造的核心技术。我国在氢液化装置、液氢球罐、液氢储运容器与高压四型瓶、液氢加氢站成套装备,以及氢膨胀机、液氢泵、液氢阀门等关键零部件方面,均需要进一步攻关。

对于加氢站未来的发展趋势,业内人士认为,目前氢气储运的方式各有特点,在不同应用场景中要具体分析,没有一种技术能“包打天下”。

“如果加氢站附近有规模制氢工厂,用管道运输的经济性最好,但如果是长距离管道运输,就要考虑到城市地下网络的复杂性,很难铺设新管道;液氢前期投入成本大、液化成本高,但规模运输过程比较节省。”曹俊指出,氢能储运形式将日趋多元化,除了经常探讨的气态、液氢和管道运输方式外,也有企业在布局其他储运方式,比如镁合金固体储氢、有机液体储氢等。



光伏
大数据

硅料价格环比小幅下滑

上周国内单晶复投料价格区间在 9.5—10.4 万元/吨,成交均价在 9.9 万元/吨,周环比小幅下滑 0.4%;单晶致密料价格区间在 9.2—9.8 万元/吨,成交均价在 9.61 万元/吨,周环比小幅下滑 0.72%。

上周多晶硅市场主流成交价持稳,个别订单价格小幅下滑,故周均价略有调整。上周绝大部分多晶硅企业新成交订单价格持稳运行,包括成交区间及主流成交价都维持上周价格不变,主要是由于成交双方对目前市场仍供不应求的现状都相对认可,博弈后价格持稳运行。上周均价略有下滑,是由于个别企业在连续几周博弈后受库存及规模等因素影响被迫小幅降价成交,故经过主流持稳成交价(产能占比 81%)与个别微幅下调成交价(产能占比 19%)综合加权平均后,上周多晶硅均价略有下滑,但跌幅有限。

截至上周,国内 11 家在产多晶硅企业中,除新疆两家尚未恢复至满产运行,四川一家暂未复产,以及个别企业小型维护以外,其余均满产运行。9 月份国内多晶硅供应环比增加毋庸置疑,加之需求端个别企业小幅减产,维持不接单的情况或将导致下游库存逐步向上游转移,部分不具规模优势的企业则有被迫降价的风险。但是 9 月份国内产量相比上半年月均产量仍有 9—10% 的差额,与硅片产量计划相比同样仍有缺口,多晶硅价格仍有持稳动力,未来价格走势及涨跌幅度则取决于规模优势相对较大的一线上下游企业之间的博弈程度。(刘晶)

资讯

中广核倡议“新能源+储能”良性发展

本报讯 为构建“新能源+储能”良好生态圈,由中广核新能源组织,鑫誉公司和中广核新能源湖南分公司联合承办的“新能源+储能”应用模式论坛近日在湖南常德召开。与会人士从体制机制、技术进步、创新应用、成功案例、市场拓展等不同视角,探讨了“新能源+储能”产业发展之路。

与会专家认为,新能源发电想要持续大规模发展,必须成为电网友好型电源,“新能源+储能”建设模式将成为促进新能源高质量发展的有效路径。推动产业良性起步,需要产业链上下协同,探索风光储一体化融合发展的新模式,构建新能源+储能生态圈。

在中广核新能源的倡议下,参会全体单位共同发出“维护国家能源安全,推动‘新能源+储能’高质量发展”的倡议书,表示将积极促进产业链上下协同,构建多元化商业模式,推动产业良性循环,同时针对新能源发电侧储能的特定需求开展技术创新,降低储能系统应用成本。倡议书还提出,要重视储能系统安全,推动建立储能行业标准,提高储能系统安全管控水平,降低储能运行风险,希望建立健全完善市场机制,激发储能内生动力。(陈彬)

湘电 100MW 风场通过 AGC 新规测试

本报讯 9 月 17 日,湘电风能有限公司败虎堡风场作为首个超大型容量风电场率先通过了山西省 AGC 自动发电控制系统新规范测试。

2020 年伊始,山西省电科院出台了《风电场 AGC 自动发电控制系统实验新措施》,要求山西省所有风电场都必须通过此规范测试才能继续并网发电,否则将与电网解裂并停机。其对风电场控制精度做出了新规定,要求全场控制误差不超过正负 1MW。据悉,该要求远高于 GB19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》中相关规定,这对主机厂商的控制算法提出了更严苛的要求和挑战。此前业内通过此新规范测试的风场装机容量都在 50MW 以内。

该项目败虎堡风场位于山西省朔州市,安装有湘电风能 50 台 2MW 系列风机,全场装机容量为 100MW。正负 1MW 控制误差即需要将全场功率控制精度保持在 1% 内,如此高标准的控制精度要求在整个风电行业来说无疑是一个巨大的挑战。

湘电风能在了解到业主的需求后,公司技术团队第一时间响应策划,不断优化风电场控制策略,最终采用国内领先智能控制算法将全场 50 台风机的控制精度保持在 1% 内,顺利通过测试并保证了该风场能够继续并网发电。(柳芳)



青海共和:切吉风电场冲刺并网

切吉风电场 4 标段位于青海省共和县切吉乡境内,规划装机 5 万千瓦,设计安装 16 台风电机组,计划今年年底全容量并网发电。9 月 23 日,西北建投组织施工人员正在抓紧组合叶片,冲刺项目并网。 乌志文/摄

图片新闻

氢燃料电池降本要过三道坎

■本报实习记者 韩逸飞

作为氢燃料电池汽车应用的核心环节,燃料电池系统成本当前依然无法与动力电池相抗衡。在近日举办的“珠三角地区燃料电池系统技术与政策应对”论坛上,相关专家表示,需要多环节、多举措促进氢燃料电池降本。

1 规模化量产推动成本下降

据国外机构对于 80kW 质子交换膜 (PEM) 燃料电池系统成本的预测,年产 10 万台氢燃料电池汽车,系统成本约 50 美元/千瓦,年产 50 万台氢燃料电池汽车,系统成本将降至 45 美元/千瓦。通过产业聚集和规模化量产的方式可以显著降低氢燃料电池成本。

“对于原材料价格昂贵或工艺不完善的催化剂和双极板,可以通过优化制造材料、改进制备工艺的方式降低成本,而技术已经较为成熟的部件则可以通过建立标准化平台化产品体系,并利用大规模量产的效应有效建立成本优势。”深圳蓝晶时代高级副总裁吴国平认为,

“还要加强产业的集群化,建设战略性产业伙伴关系。”

吴国平表示,目前我国氢燃料电池汽车正处于导入期,产业的兴起带动了产业链的发展,同时形成了东北、华北、华东、华中、华南和西南六个主要地区的氢能产业集群。“这些集群无论是在上下游配套零部件还是在整车方面,都形成了较为完善的氢燃料电池产业链,各地均具备不同的地域优势,这有利于在降低氢燃料电池系统成本同时,推动地方产业发展。”

2 优化系统设计挖掘降本空间

由于处于市场导入期,我国氢燃料电池系统在有效性、可靠性方面还有待提升,特别是电池造价成本居高不下,是业内所面对的共同难题。虽然在个别场景下,氢燃料电池已经初步具备经济性,但如何在电池系统上大幅优化设计来实现降本增效,提高竞争力,依然是氢燃料电池产业走向成熟的关键。

“氢燃料电池系统设计的优化主要包含三方面。首先,通过对氢燃料电池系统设计的不断简化,降低电池的系统成本。目前对大功率氢燃料电池系统而言,氢回路引射器的应用逐步取代了传统的空气循环泵,这就降低了一部分加工成本。”吴国平说。

“其次,通过对氢燃料电池各个子系统的模块化设计来降低成本。”吴国平举例说,“例如,对进氢、调压、分水和排氢等氢气循环回路的集成化模块设计,可以有效减少零部件的数量及所占空间,有效降低氢燃料电池系统的空间成本。”

最后,通过氢燃料电池系统中结构材料的轻量化替代来降低成本。“例如,将常用的金属材料优化为高性能的塑料材质,提高氢燃料电池的单位质量能量密度,从而降低单位功率的燃料电池成本。”

3 国产化替代降低成本压力

氢燃料电池系统占整车成本的 63%,其中,电堆占比 49%,空气循环系统占比

21%、氢气循环系统占比 5%、热力管理系统占比 9%。就氢燃料电池系统技术发展水平来看,有证券行业分析师认为,虽然国产系统进步较快,但核心零部件依赖进口。因此,关键核心零部件的国产化对于氢燃料电池降本来说至关重要。

吴国平表示,一旦当构成电堆的质子交换膜、催化剂和氢气循环泵等零部件实现国产化后,氢燃料电池成本将出现大幅下降。“以空压机为例,过去我国进口一台 50kW 级系统使用的离心式空气轴承空压机的价格为几十万元,而当实现国产化后,其价格已降至 5 万元以内。”

新思界行业分析人士表示:“我国科研机构事实上已经具备实验室生产催化剂的能力,但由于尚未产业化,导致氢燃料电池生产企业仍需依靠进口产品。”

由此看来,我国氢燃料电池核心零部件的研发成果与产业化生产之间仍存在较大鸿沟,如何将实验室成果转化为商业产品,从而减轻进口所带来的成本压力,是行业必须解决的课题。