

液氢产业化步伐加快

■ 本报记者 仲蕊

核心阅读

尽管液氢产业仍处于技术经验积累和示范阶段,但由于氢气大规模需求时代即将到来,液氢产业正在各方力量加持下,加强经济性、技术性 & 环保性突破,为推动氢能产业大规模发展奠定基础。

近日,佛燃能源、国富氢能等四大企业联手推进“液氢储氢加氢站项目”,根据协议,四方将发挥各自在液氢制储运加用方面的优势,采用国际先进、国内领先的工艺流程,推动建设不少于三座液氢储氢型加注站,同时开展自主液氢与深冷高压技术和装备的开发。

此前,受技术水平和成本高企约

束,我国液氢产业较多用于航天领域。2020年4月,鸿达兴业股份发布公告,称其投建的国内首条民用液氢生产线已生产出液氢产品,标志着我国液氢产业在民用领域实现了零的突破。随着氢能及燃料电池产业化步伐加快,氢气的大规模需求时代或将到来,液氢产业有望“大展拳脚”。

弥补氢源不足

近年来,我国多个省市出台政策鼓励推广氢能产业,但因面临“用氢地区不产氢”困境,氢气储运成本又居高不下,导致氢源问题始终无法解决。

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,届时所需氢气或将达数千万吨。

“佛山作为我国氢能产业发展最早的区域,是氢能产业的龙头城市。虽然广东省拥有全国最多的燃料电池汽车和加氢站,但由于佛山化工园区不多,化工副产氢匮乏,氢源的供应压力已成为制约当地汽车运营规模的关键问题。”张家港氢云新能源研究院院长魏蔚表示,受资源禀赋限制,佛山要实现未来推广燃料电池汽车更大规模运营,就需要外部的氢源保障佛山的氢能发展,“现阶段,氢气管网尚未建立,高压氢无法满足更大规模、跨省运输氢气的需求,因此规划液氢产业具有非常重要的意义。”而此次的“液氢储氢加氢

站项目”正由佛山龙头企业佛燃能源主导,意在为佛山氢能产业更大规模发展奠定氢源基础。

除了佛山,2020年11月,嘉兴港区管委会与林德集团、上海华谊集团三方代表也签署了氢能产业链项目合作框架协议,在氢气的生产和供应、纯化和液化、储存和运输以及加氢站充装等方面展开深入合作。据了解,嘉兴是浙江燃料电池示范城市群的核心城市,大力推进液氢项目正是为了解决浙江乃至长三角地区的氢源问题。

北京中科富海低温科技有限公司氢能业务中心总经理宁永强坦言:“液氢产业与整个氢能产业发展密切相关,氢能是实现‘30·60’双碳目标的有效方式之一。目前,氢能交通领域的应用最为广泛,我国汽车保有量庞大,一旦将其中1%替换成氢燃料,就能形成巨大的氢能市场规模,而如果氢的供应端有5%—10%使用液氢,其形成的液氢需求及规模也不容小觑。”

寻求经济性与环保性兼得

值得注意的是,用于制备液氢的氢气来源反映出目前氢能产业链在绿色能效上的普遍问题。

一位不愿具名的业内专家向记者表示:“未来,我国氢能产业对氢的需求会非常庞大,但发展氢气的正确方向永远是‘绿氢’,液氢目前来看可以解决的是氢的长距离储运,但产业链环节降本、上游绿氢来源才是产业需要面对的核心问题。”

“现阶段,在市场规模不大的前提下,可以使用工业副产氢制备液氢,而当形成一定规模,可再生能源电解水制氢再压缩成液氢更具后劲,相比高压氢气其用氢地区的供应能力更强,如果最终制成液氢,那么完全不必担心氢源杂质

问题。”魏蔚强调,不同的阶段会有不同的市场需求和技术路线,我国大规模绿氢生产仍待实现规模化,因此要实现可再生能源制液氢的经济性仍需一定时间的发展。

宁永强也表示,我国有丰富的工业副产氢资源,现阶段将这些副产氢合理利用,同样是一种促进产业规模扩大和最终实现节能减排的有效方式。

魏蔚进一步补充称,氢的液化需要消耗大量电能,因此液氢的生产需要在电价和氢源便宜的地方,随着我国可再生能源降本进程提速,风光资源丰富的“三北”地区是建设液氢工厂和生产液氢的理想场所。

自主研发要提速

宁永强表示,液氢纯度高,对燃料电池的寿命及耐用性更有好处。“日本、美国等国家已经证明,液氢的运输成本仅为高压氢气的八到十分之一,因此液氢在氢能规模化储运方面具有明显优势,是降低氢储运成本的重要方式。”

“液氢作为氢最高效的储运方式,其推广应用顺应了产业发展规律,此外,在解决氢的储运方面,液氢工厂的建设周期比氢气长输管道要少数年。”在魏蔚看来,液氢加氢站的建设,一方面为液氢打造了终端应用场景,另一方面则让液氢工厂的建设项目能够看到将来的用武之地。

魏蔚提到,尽管国内液氢项目落地速度加快,但我国在液氢的加注、装备的性能、大规模工程化降本等方面和国外仍有一定差距,核心零部件、阀门、控

制元器件、液氢泵等,仍未拥有核心技术,因此国内液氢装备企业应加大研发力度,加速相关设备、零部件的国产化进程。

同时,液氢也更多地出现在各政策目标和重要课题中。《节能与新能源汽车技术路线图2.0》中提出,要在2025年实现液氢在能源领域实现规模化生产与应用的目标,科技部也连续两年在“氢能与可再生能源”专项中发布与液氢相关的重大课题。

宁永强表示,由于此前缺乏氢液化在民用领域的相关经验,目前相关的项目落地、审批、安全评估等地的管理办法不尽相同,全国没有明确统一的标准。“因此,在技术可行、经济性和需求问题尚未解决前,液氢产业目前仍处于技术经验积累和示范阶段。”

青海完成国内首次储能中长期交易

本报讯3月16日,国网青海省电力公司(简称“青海电力”)组织储能企业与新能源发电企业完成国内首个双边协商市场化交易,标志着我国在储能中长期交易方面迈出了实质性一步,为推动储能产业健康有序发展开拓了全新路径。参与此次交易的储能方是青海海西格尔木美满科技有限公司,新能源发电企业是格尔木京能新能源有限公司。根据协议,双方合作期限为2021年2月15日至2021年12月30日。

当日,在青海电力组织调度下,交易双方于13:01分顺利完成储能电站首次充电,储存光伏电量914千瓦时,并于17时30分完成释放利用。至此,国内储能产业中长期交易的新篇章正式翻开,青海电力也成为我国首家支撑运营储能电站双边协商市场化交易模式的单位。

据青海电力调度控制中心主任方保民介绍,此次双边协商交易是一种全新的交易模式,较以往开展的短期双边竞价交易,交易期限为月度及更长时间,更有利于新能源发电企业和储能企业长期稳定合作,可进一步促进储能产业市场化配置和可再生能源持续健康发展。

据了解,在此次双边协商市场化交易之前,为促进青海新能源充分消纳及绿色能源规模化发展,青海电力在储能安全高效运行、市场化运营等方面开展了深入探索,在国内率先提出“共享储能”概念,并积极构建储能企业和新能源发电企业之间的市场化交易机制。2019年,该公司首次将储能电站作为独立主体纳入市场,研究提出了双边竞价和双边协商两种市场化交易模式,并写入《青海电力辅助服务市场运营规则》,为储能企业参与辅助服务市场交易奠定了基础。

当年4月,国内首笔储能调峰辅助服务市场化试点交易在青海达成;6月18日,青海储能辅助服务市场交易正式上线运行;至2021年2月底,累计促成省内347座新能源电站以双边竞价交易的方式开展储能交易1959笔,累计充电电量4845万千瓦时、放电电量3865万千瓦时,增发新能源电量5031万千瓦时,有效促进了新能源消纳,实现了多方共赢。(王宏震 王国栋)

国内首部海上风电升压站规范发布

本报讯日前,国家能源集团龙源工程设计公司编制的《海上升压站钢结构设计、建造与安装规范》由中国电机工程学会正式发布实施,成为国内首部海上升压站综合类规范。

规范包括海上升压站的钢结构设计术语、定义、材料选择、建造运输、施工安装、质量检验等内容,适用于海上固定式升压站钢结构的设计、建造与施工。对材料的选择、主体结构和附属结构的设计、海上运输以及现场施工都作出了较为详细的要求和说明。在编写过程中,该公司广泛调研国内外海上升压站工程项目,借鉴海洋工程行业的相关经验,参考国内外相关规范44项,征求专家意见百余条,先后通过形式审查、必要性审查、过程进展检查、多轮专家评审,最终顺利通过中国电机工程学会标准工作委员会的评审并发布。该规范的发布,对于指导海上升压站建设施工,提升海上风电行业的发展水平具有重大意义。(迟洪明)

我国10MW风电叶片长度创世界纪录

本报讯近日,中国船舶七二五研究所下属洛阳双瑞风电叶片有限公司江苏盐城基地顺利下线10MW-SR210型叶片,其长度为102米,风轮直径达210米,是我国首款百米级叶片。该款叶片一举成为中国最长的风电叶片,并创造了10兆瓦风电叶片长度的世界纪录。

风电叶片的设计、制造及运行状态的好坏直接影响到整机的性能和发电效率,素有风力发电机“灵魂”之称。近年,随着我国风电行业装机规模稳居世界首位,采用大兆瓦风力发电机成为风电行业降本增效的有效途径,风电叶片也呈现大型化趋势,对叶片材料类型与性能、结构设计、制作工艺等提出了更高要求。

“此次下线的SR210叶片,是我国首款百米级叶片,也是目前世界上最长的10兆瓦风电叶片,标志着企业在超大型风电叶片制造技术上再次取得重大突破。”双瑞风电相关负责人表示。

据测算,SR210叶片适用I类风区,风能转化系数高。配备该款叶片的单台风力发电机全年发电量可满足5万个中国家庭一年需求,同时每年能够减少5万吨二氧化碳排放,助力我国实现“30·60”双碳目标。(陈曦 贾笑盈)

从传统集中式到智能组串式:

储能系统变革在即

■ 本报记者 姚金楠

2021年开年不足四个月,山西、陕西、宁夏、青海、内蒙古等多个省区已经陆续发布文件,要求新建新能源项目配置一定规模的储能。

随着“新能源+储能”日渐成为标配,从“配不配储能”到“配怎样的储能”,储能系统落地的规范要求、技术标准正在成为行业关注的焦点。

■ 规范性指标 避免劣币驱逐良币

日前,陕西省能源局日印发的《关于促进陕西省可再生能源高质量发展的意见(征求意见稿)》中明确提出,新增项目储能设施按连续储能时长2小时以上,储能系统满足10年(5000次循环)以上工作寿命,系统容量10年衰减率不超过20%标准进行建设。

由此可见,衰减率等核心指标已经进入到地方政府对新建储能装置的要求中。

“粗略统计,2020年我国储能系统新增装机容量首次突破吉瓦大关,中国储能正在步入规模化发展的快车道。”中关村储能产业技术联盟秘书长刘为表示,经历“量”的增长,更要关注“质”的提升。“进入到2021年,其实,各省对于新能源配置储能的要求比过去更深了一步,开始关注到各项性能指标,这也是当地政府、电网公司和发电企业等多方相互配合的结果。”

“我们不能只是一味强制要求新能源发电企业去配储能,却不关注具体储能系统的性能,所以相应的配套细则必须跟上。”刘为指出,只有对储能系统的使用寿命、衰减率等性能参数设置一定的“门槛”,才能避免劣币驱逐良币。

■ “集中”模式短板突出 系统容量或现指数级衰减

“一谈到衰减,大家首先想到的基本

都是电池不行。其实,现在主流电池厂家的产品做到4000—5000次循环是没有太大问题的。如果系统在2—3年内就衰减特别严重,很可能并不是电池的问题。”华能集团清洁能源技术研究院储能技术部负责人刘明义认为,问题可能出在“集中工作”的模式上。“在传统的储能方案中,电池模块直接并联,电压被强制平衡。充电时,有一个电池单体充满,并联的全部电池簇都要停止充电。同样,放电时,有一个电池单体放空,并联的全部电池簇都要停止放电。这就是所谓的‘木桶效应’,系统的整体寿命取决于寿命最短的电池。”

刘明义告诉记者,在储能系统的运行应用中,由于具体环境不同,电池很难保持高度的一致性。“大部分电池在出厂时一致性是非常好的,电芯也没有问题,但后天的应用环境却很难保证一致,比如一个非常重要的因素——温度。储能电池对温度特别敏感,尽管在运行中都有热管控制环节,但实际上偏差非常大,这就直接导致了电池的不一致。系统容量可能因此出现指数级的衰减。”

“在一个大的集装箱中有若干个电芯,如果温控做的不好,局部温度过高,影响的不只是单体电池,而是整个系统的使用寿命。”华为智能光伏业务总裁陈国光指出,“电池简单并联带来的容量失配问题非常严重。一些已经投运的储能系统首年容量损失就超过15%,实际放电量远远低于标准容量。”

■ 一包一优化、一簇一管理 “组串式”方案提供化解思路

未来的储能系统要如何面对上述挑战?“集中工作”的模式能否拆解优化?

“在逆变器领域,组串式替代了传统的集中式产品,给光伏行业带来了巨大



变革。这样的方式是不是也同样适用于储能领域?一包一优化、一簇一管理、分散式散热,那么传统储能衰减快、寿命短的问题就可以迎刃而解。”陈国光告诉记者,为了解决传统储能方式“牵一发而动全身”的弊端,华为一直着力于打造一种分散式的储能方式。华为智能组串式储能解决方案也正是在这样的思路下应运而生。

陈国光介绍,华为智能组串式储能解决方案使用的是20尺标准集装箱,额定容量2064千瓦时。“我们把2064千瓦时分解成六个电池簇,每个电池簇再继续分成21个电芯包,每一簇都有控制器,每一包都有优化器。通过优化器,打破电池包传统的串联模式,可以实现每个电芯包单独充放,实践证明,这样的方式可以有效提升充放电效率6%。在此基础上,把每一个电池簇接入智能电池簇控制器中,电池管理系统可以通过智能控制器单独调节每个电池簇的工作电压,让充放电电流保持一致,从根本上避免了偏流的产生。通过单独管理,充放电效率又可以提升7个百分点。”

对于关键的散热问题,陈国光介绍,华为智能组串式储能解决方案也采用了

分布式的散热架构。“每个电池簇独立配置工业空调,这样就可以有效规避集装箱散热效果的差异。一旦一个空调故障,其它空调还可以继续工作,降低散热的风险。而且,冷风和热风的风道也是隔离的,可以避免局部过热造成额外的温升,整个集装箱的温差就可以控制在3摄氏度以内。”

在刘明义看来,分散式、模块化的解决方案其实是拆“大桶”为独立的“小桶”,然后在“桶”内各自补短板,最大限度的优化整个系统。

“在智能化、组串式的方案下,单个电芯包出现问题,影响大概只有16千瓦时,其他电芯包里完全不受影响,可以继续工作。”陈国光表示,叠加智能内短路检测,实现被动安全到主动安全,储能系统成本将降低约10%。

对于储能行业未来的变革与发展,陈国光满怀期待:“十年前,集中式逆变器占据大半江山。十年后,融入智能化技术的组串逆变器已经成为了行业主流。我们期待,储能行业能再次迎来新的颠覆式创新,通过组串式、数字化,让储能系统将变得更高效、更稳定、更安全,让光储平价提前到来。”