概念热 落地难

氢能“子母站”模式叫好不叫座

■本报实习记者 仲蕊

核心阅读

目前来看,由于国家规定现场制氢需在特殊区域内进行,这将使母站的选址建设受限,在这样的背景下,“子母站”模式和现有的制氢加氢模式难有本质区别。

日前,多地出台的氢能产业规划中都提及发展制氢加氢“子母站”模式,引发行业广泛讨论。

记者近日采访多位专家了解到,“子母站”虽是适合氢能产业发展的模式之一,但在氢的能源属性尚未确定、氢储运成本和应用端规模效应尚未显现的状况下,“子母站”模式更多是停留在概念阶段,真正推广应用具有较大难度。

形成氢能供给“区域网”

据记者了解,制氢加氢“子母站”采取分布式供氢模式,即母站集制氢加氢为一体,子站为纯加氢站,母站与子站之间可采用长管拖车运输,母站总装置内的制氢站以制氢原料划分,可分为天然气制氢、甲醇重整制氢及电解水制氢三大类。

“‘子母站’这一模式从功能、氢的来源和储运方式上都与现有的制氢加氢模式有所区别。”中科院大连化学物理研究所张家港产业技术研究院院长韩涤非告诉记者,“事实上,‘子母站’相当于建立了一个氢能供给‘区域网’。在应用场景较多的大城市或地区,由于现行氢气储运方式目前仍存在能量密度、安全性等未完全解决的问题,导致储运成本居高不下,而未来通过母站集中制氢再运输至子站,可以有效避免氢的长距离运输。”

浙江锋源氢能科技有限公司董事长王海峰也表示,“子母站”的优势在于,如果围绕合适的应用场景进行建设布局,将有利于大规模节约氢气的储运成本。同时,在应用场景相对集中的情况下,“子母站”的建设更能够分摊基础设施建设成本和人工成本。

据记者了解,目前我国氢气储运环节中,高压长管拖车储运氢气是行业主流,而当运输距离较远,运输成本将影响到多个环节的经济效益。而“子母站”模式可实现氢气即制即用,有效提高氢的利用效率和经济性。

此外,韩涤非表示,由于在这一模式下,制氢加氢距离缩短,还可通过管道输氢,进一步提升“区域网”中氢能应用的经济性。

有助于推动“绿氢”应用

据记者了解,目前氢燃料电池汽车推广的较大瓶颈之一是氢气价格居高不下,为获得便宜氢源,加氢站普遍建在工业副产氢较为集中的区域,以充分利用就近资源提高产业规模。但从环保的角度看,以焦炉煤气、氯碱尾气为代表的工业副产氢无法满足未来的能源转型要求,并非长久之计。

韩涤非指出,在国家大力推动能源转型和实现碳中和任务的背景下,“子母站”提供的多种氢能制、储、运、加供给侧解决方案,可进一步减少碳排放并真正实现绿色氢能应用。

张家港氢云新能源研究院院长魏蔚认为,虽然目前加氢站氢源大多来自化工园区内的工业副产氢,但副产氢已没有成本下降的空间,也很难保证持续大量供应的要求,而对氢能产业而言,一旦氢能基础设施建立,可再生能源制氢运输通道打通,以清洁能源方式供氢在未来有很大的降本空间。

对于“子母站”模式的供氢潜力,王海峰也强调,母站的作用与意义更多的是提供不同制氢技术路径并为周边加氢站提供稳定且便宜的氢源。

“在天然气、甲醇供大于求的情况下,用其制氢既能提高能源附加值,促进相关能源企业的产业升级增效,也能增强氢气供给的经济性和持续性。”魏蔚表示,“从长远来看,天然气和甲醇制氢作为蓝氢不是长久之计,由于天然气、甲醇运输产业链已经成熟,如果能推行天然气制氢加氢站,对于在原有的油气基础设施上发展氢能将起到推动作用。”

“非能源”定位致推广受限

值得注意的是,“子母站”模式的大范围推广,氢的能源属性定位是绕不开的问题。

今年4月,国家能源局发布《中华人民共和国能源法(征求意见稿)》(下称《征求意见稿》),拟将氢能列入能源范畴,但与此同时,有观点认为《征求意见稿》中对于氢在能源体系中的定位凸显不足。

“当前,我国对氢气按照危化品进行管理,包括天然气重整制氢项目,需要入驻化工园区,使得氢在储运、加氢站加氢等环节的发展阻力重重。”魏蔚直言。

王海峰认为,母站虽兼具制氢和加氢的功能,但目前来看,由于国家规定现场制氢需在特殊区域内进行,这将使母站的选址建设受限,在这样的背景下,“子母站”模式和现有的制氢加氢模式难有本质区别。

一位不愿具名的业内专家也认为,“子母站”这一模式与现有的供氢模式相差无几,依然没有突破应急管理部的危化品制取限制。此外,目前国内氢燃料电池汽车尚未形成规模效应,无法以前端车辆带动后端需求,也就难以带动制氢加氢环节的进一步发展。

此外,上述业内专家强调:“氢作为危化品管理的政策突破后,由于母站占地较大且集制氢加氢为一体,最有可能的建设区域仍在郊外等车辆运行非集中区域,因此母站的加氢功能较弱,本质上仍是以制氢功能为主进行布局,应更多考虑当地的资源禀赋并进行经济核算,整合制氢方式以寻找制氢技术最优解。”

图片新闻

国内首个单体大容量海上风电项目吊装完成

11月23日,伴随着最后一支叶轮与机舱在百余米高空实现精准对接,中广核南鹏岛海上风电项目整场机组全部完成吊装,至此,国内首个单体大容量海上风电项目全面进入调试并网阶段。该项目总装机容量40万千瓦,采用73台明阳智能MySE5.5MW半直驱机组。 **麻前勇/摄**

有需求 无市场

求解安徽储能之困

■本报实习记者 韩逸飞

核心阅读

安徽全省新能源消纳形势严峻,火电机组调峰能力达到了极限水平,为保障新能源全额消纳,省内多次采取火电机组小开机方式,非统调电源参与调峰,争取华东调峰互助互济。另外,局部地区出现多个500千伏输电通道潮流重载、满载。因此,发展储能非常必要。

日前,安徽合肥出台新政,鼓励建设“光储充放”多功能综合一体站。新政折射出,随着新能源和新能源汽车的大发展,储能的需求与日俱增。

安徽抽蓄电站资源丰富,储能联合火电调频市场空间相对有限,用户侧储能分散,由于缺乏相应的政策支持和电价空间,储能发展前景并不明朗。专家表示,安徽储能发展面临的困境极具代表性,其产业发展思路对其他省市也具有参考价值。

■■系统整体调节能力不足

资料显示,2019年安徽电网新能源消纳压力空前,负荷低谷时段多次出现新能源弃电风险。2020年以来,当地用电需求大减,与此同时,新能源发电量大增。1-5月新能源发电量增幅达到25.9%,新能源月均最大负荷达到821万千瓦。

中国能建安徽省电力设计院有限公司电力规划中心副主任孟祥娟表示,安徽电网的特点十分明显。“用电需求增长快,峰谷差逐年增大,调峰问题突出,调峰资源和措施相对单一,电力系统整体的调节能力略有不足。”

具体来看,安徽省16个市均有光伏发电项目,六安、宿州、合肥、淮南、阜阳5市的光伏发电装机超过100万千瓦,12个市建有并网风电项目。

安徽省能源研究院张翔认为,整体来看,安徽全省新能源消纳形势严峻,近年来伴随着新能源大发展,火电机组调峰能力达到了极限水平,为保障新能源全额消纳,省内多次采取火电机组小开机方式,非统调电源参与调峰、争取华东调峰互助互济。另外,局部地区新能源消纳压力凸显,出现多个500千伏输电通道潮流重载、满载。因此,发展储能非常必要。

■■是什么困住了储能发展

发展储能虽有必要,但安徽储能发展并不顺利。

当前,用户侧储能主要的盈利模式是峰谷套利,由于当地工商业及其他用电峰谷价差较小,用电侧储能难以通过峰谷差盈利。

另外,孟祥娟表示,如果用户侧储能在中午时段进行放电,并不利于新能源消纳,需要出台政策引导用户侧放电时间。

而就电源侧储能而言,主要问题在于成本。孟祥娟告诉记者,以安徽电源侧风电场配置储能电站为例,若按照20%容量1小时规模进行测算,电化学储能占到系统总成本的6%左右,弃风弃电收益难以弥补投资增加。

张翔表示,电网侧储能发展不起来,主要根源在于电力市场改革不到位,储能参与电力市场交易获得补偿的机制尚未建立。

■■破局之路怎么走

安徽的储能发展困境如何破局?

张翔认为,在电网侧,基于电网侧储能税收、调度方面的支持政策,合理定位储能电站,制订完善的电价政策;出台调频辅助服务政策,建立调频辅助服务市场。

“针对电源侧储能,出台相关光储、风储激励政策,给予配置储能的项目上网电价适当上浮,将储能作为新能源资源配置时的考虑因素,提高新能源侧储能政策的灵活性。对于建设储能项目的火电企业,经验收合格后,每年给予一定发电量计划奖励。”张翔建议。

而在用户侧,孟祥娟表示,可以通过扩价差、增段数的方式,在不影响常规用户用电成本的前提下,释放用户侧储能市场空间,提升用户储能收益,提高用户侧储能政策的灵活性,在一定规则下,可以参与市场化的电力辅助服务,进一步挖掘电动汽车储能方面的潜力。

据记者了解,安徽拟在市场机制方面作大文章,通过电力市场及相关配套建设,调动储能参与积极性。

关注

天然气掺氢技术仍需爬坡过坎

■本报实习记者 韩逸飞

日前,中国标准化协会【2020(289)号】文件批复了《天然气掺氢混气站技术规程》的立项申请,由城镇基础设施分会暨北京城市管理科技协会组织实施编制工作。本标准适用于天然气掺氢混气站工程的设计、安装、验收、运行和维护。在业内看来,标准的制定和实施将有利于我国天然气掺氢技术的发展和应用。

天然气掺氢被认为是实现节能减排和规模氢能运输的重要手段,但记者近日通过采访调查了解到,这一技术路线仍面临着高成本、高风险以及大众认知度低等因素的制约。

节能环保效益显著

近年来,天然气掺氢逐渐成为氢能领域研究热点,我国多个城市的氢能产业发展规划中都特别提及了天然气掺氢。

业内专家表示,要想做好天然气掺氢,有两个基本问题需要厘清,第一为什么要掺,第二怎么掺。

据了解,掺氢天然气可用于天然气内燃机或作为日常燃料直接使用。将氢气与天然气按一定比例混合而得到的代用气体燃料,是“浅氢燃料”的一种。“由于氢气具有燃烧速度快、燃烧界限宽、比热值小、淬熄长度长等特点,天然气中掺入氢气可以改变天然气的燃烧特性,减少其燃烧量。”氢云链氢能产业分析师杨东川解释说。

而当掺氢天然气用于内燃机时,还能产生显著的节能环保效益。清华大学汽车安全与节能国家重点实验室博士生导师马凡华给记者算了一笔账:假如在天然气当中掺入20%体积比的氢气,燃烧后氮氧化物、一氧化碳、未燃碳氢都可降低50%以上。从燃料特性来讲,掺氢天然气是一种环保的燃料。

另外,根据测试,当内燃机在稀薄燃烧排放综合测试循环工况下,采用天然气掺氢可节能7%-10%。国六天然气发动机采用掺氢燃料,在典型工况下效率可提升5%-14%,所有排放指标则降低30%以上。

掺氢比例讲究多

虽然天然气掺氢具有节能环保效益,但是怎么掺决定着最终的效果。其中,掺氢比例是关键。

西安交大教授刘银河认为,日常天然气掺氢的极限,取决于天然气管道的适用性。“在现有的民用或工业天然气管道掺氢,受管道本身的影响,最多只能掺3%的氢,一旦超过3%,就有发生‘氢脆’的风险。”

杨东川认为,实验过程中,在天然气管道运输氢的场景下,掺入17%以内的氢气不会对管道产生影响;当天然气作为交通燃料和工业炉燃料时,掺入20%氢气能达到国IV要求。

在车用内燃机领域,国内做了大量的天然气掺氢比对研究,发现天然气掺氢后,发动机的动力性能并不会降低。“基于这一前提,20%的掺氢比例最佳,但是,这不是一个绝对数。目前认为,车用内燃机的燃料掺氢比例区间为15%-25%。”马凡华说。

马凡华解释称,事实上,掺氢比例需要根据发动机负荷转速的变化来调整,从而实现发动机动力性、经济性和排放指标的综合最优。

缺乏理化基础数据

作为一种新型混合燃料,掺氢天然气缺乏理化基础数据,仍处于“摸着石头过河”的探索阶段。

杨东川指出,目前,国内于天然气管网掺氢的范例极少。由于氢气介质的特殊性,其面临的问题十分突出。在技术方面,需加强管道材料与掺氢天然气的相容性,充分考虑掺氢引起的泄漏速率加快、可燃范围增大及燃烧速率加快等因素,还需全面研究掺氢天然气的泄漏与燃烧爆炸等问题。

针对天然气掺氢在内燃机上的应用,马凡华认为,虽然目前天然气掺氢并不适用于燃料电池汽车系统,但有必要将天然气掺氢的内燃机研发、车用发电全产业链示范等列入“十四五”重点研究计划中。这将有助于实现氢能汽车燃料动力系统和燃料的多元化,而不仅仅是局限于质子交换膜氢燃料电池系统。