

多地为非化工园区制氢松绑 分布式制氢的风口来了?

■本报记者 李玲

为推动氢能产业快速发展,内蒙古自治区能源局、应急管理厅、工信厅日前联合发布《关于加快推进氢能产业发展的通知》,允许在化工园区外建设太阳能、风能等可再生能源电解水制氢项目和制氢加氢站。

而此前,吉林、广东、山东、河北等省也发布相关文件,允许非化工园区建设绿氢生产项目或制氢加氢一体站。多位业内专家对《中国能源报》记者表示,允许非化工园区电解水制氢是推动氢能大规模发展的重要举措,突破了传统制氢模式,是在能源生产侧集中规模化制氢的有效方式。但是,单一非化工园区电解水制氢并不能彻底解决当前制约氢能产业发展的关键问题,仍需持续探索可行的能源应用侧的分布式制氢方式。

■非化工园区制氢走出重要一步

由于氢同时具有危险化学品特性和能源特性,氢能是否按照危险化学品进行管理,业内尚存不同意见,这也制约了氢能项目落地。为加快推动氢能产业发展,自去年以来,多地陆续发文允许化工园区外制氢。

河北省去年6月发布《河北省氢能产业安全管理暂行办法(试行)》(以下简称《办

法》)明确,允许化工园区外建设电解水制氢等绿氢生产项目和制氢加氢一体站。河北省明确表示,该《办法》解决了制约氢能发展的政策问题。

上汽集团原总工程师、阳氢集团董事长程惊雷告诉《中国能源报》记者:“传统生产方式制氢主要是工业副产氢,是基于化石能源碳氢链‘断链’产生的氢。在这种模式下,所有制氢方式天然地就在化工园区内。但如果未来氢要作为一种可广泛应用的能源载体,从推动绿色能源有效利用和氢能有规模制备角度看,非化工园区制氢的政策走出了重要一步。”

“长期的产业实践表明,制、储、运、用四个环节均以氢为载体的纯氢体系难以满足大规模应用要求,主要原因在于储运环节成本过高。去年以来,多地相继为非化工园区制氢松绑,正是基于上述逻辑,为缩短氢气运输距离和储存时间创造条件。”中科院创业投资管理有限公司董事长、中国企业家俱乐部副理事长吴乐斌告诉《中国能源报》记者。

■电解水制氢具有局限性

在程惊雷看来,从绿氢制取的技术路

线看,包括能源生产侧制氢和能源应用侧分布式制氢两种解决方案。前者主要在风光资源丰富的西部等地区利用可再生能源电解水制氢,后者则是在城市端利用绿色甲醇等绿色原料“即产即用”制氢或在东部沿海地区分布式电解水制氢。

不过,基于我国能源生产和消费的地理分布不平衡,对生产侧可再生能源电解水制氢而言,即使解除化工园区限制,仍面临储运难题。

“适合大规模电解水制氢的西部地区对氢的应用有空间范围限制,需要周边有高能,需要大量氢源的工业项目,这适合区域位置内融合了清洁能源生产和需求集中的地方,有利于利用清洁能源承接产业转移。但若要进一步在更大范围内应用,仍面临储运难题。因此,它并不能作为一种推动氢能广域使用的单一终极解决方案。”程惊雷表示。

而如果在应用侧分布式制氢,电解水制氢也有自身限制。

吴乐斌指出,在非化工园区分布式制氢领域,电解水制氢通常面临无法兼顾经济性和可行性的问题。“如果采用电网作为电力来源,则成本过高,且不属于可再生能源制氢范畴,因为目前我国电网电的主力

仍是火电;如果建设专门用于电解水的风光电站,则通常缺乏足够用地,因为分布式制氢地点通常靠近人口稠密地区,土地资源比较紧张。”

“分布式风光电解水制氢在特定的小场景可行,但不是一个全社会的基础解决方案,无法大规模应用。”程惊雷坦言,若用电网实施电解水制氢,以55度电电解水生产1公斤氢,再用1公斤氢发15度电,是一种浪费。”

■以应用牵引贯通研发应用

多位受访者认为,在应用侧通过绿色甲醇等氢载体作为原料制氢,是破解氢能储运难题的关键。

“发展氢能的基础逻辑是寻找能够链接传统能源、可再生风光电能源和氢能的主流解决方案,这个方案必须是碳循环、可再生的大宗能源,以绿色甲醇为代表的氢基能源是首选。”程惊雷说,“在生产侧,以能源化工将绿氢和二氧化碳耦合大规模制备绿色甲醇,以绿色能源、绿色工艺生产绿色产品,在流通领域实现氢的长距离运输及大规模、高效率、低成本应用;在应用侧,通过甲醇重整高效制取氢气实现‘即产即用’,形成有效的商业闭环,低成本促进氢能广泛应用。”

吴乐斌指出,以甲醇为氢载体实现氢气的即制即用、原位利用,是破解终端用氢成本过高问题的最优解。虽然甲醇重整制氢会排放二氧化碳,但这个问题可以通过使用低碳足迹的甲醇原料来破解,基于甲醇的富氢体系能源将迎来重大发展机遇。”

在国家发改委去年底发布的《产业结构调整指导目录》中,“电解水制氢和二氧化碳催化合成绿色甲醇”在鼓励类投资目录。值得注意的是,多位受访者指出,目前各方对制约氢能产业发展的复杂因素认识不同,仍需不断摸索和实践。比如,针对非化工园区制氢技术路线的定义,各地有所不同,有的仅限于电解水制氢,有的较未宽松。

“对于氢能产业相关政策的制定,应更完整地关注能源生产和能源应用的整体关系,充分支持绿色能源产业快速发展,鼓励各种技术路线赛马争先,以应用牵引贯通研发应用,从全生命周期碳足迹是否符合国家‘双碳’战略发展要求,绿色能源生产—运输—应用效率和成本视角,推进绿色能源产业整体发展。”程惊雷建议。



田湾核电8号机组穹顶球带吊装就位

■图片新闻

3月13日,位于江苏连云港的田湾核电8号机组穹顶球带吊装成功。至此,国家重点能源项目田湾核电7、8号两台核电机组全部进入安装调试阶段。

田湾核电基地规划建设8台机组,是全球在运在建总装机容量最大核电基地,1—6号机组累计安全发电超过4100亿千瓦时,可供超过1亿户中国家庭使用1.6年。图为吊装现场。

中核集团/供图

创新公众沟通 助力核能发展

■本报记者 赵琼

国家电投山东核电不久前开展了国内首次24小时核电运行实况以及工程建设直播,吸引共13.5万人围观、20万人次观看、近65万次点赞、1万余次互动,观众覆盖全国34个省级行政区。公众观看了核电机组的运行巡检、操作及监管方工作实况,以及二期工程现场的施工组织、安全质量管理及具体作业等工作细节。

据山东核电介绍,这次核电站直播真实展示了从核电人清早出现在早会会议室,到踏着冰雪进行网控楼运行巡检的全过程,公众全程目睹了工作现场和各项操作,真正实现让核安全看得见、摸得着。

公众沟通是全球涉核工作共同关注的重点。国家电投用这次直播拉开2024年公众沟通的序幕,主动邀请社会公众参与监督,高标准、严要求保障核能项目安全运营和建设。

据了解,自2017年我国出台《中华人民共和国核安全法》,首次将核能公众沟通纳入法定决策程序后,目前在具体实施方面已形成“中央督导、政府主导、企业作为、公众参与、协会促进”的工作机制和“科普宣传、公众参与、信息公开、舆情应对、融合发展”的工作模式。

如今,在保障能源安全、加快能源转型、实现“双碳”目标的背景下,我国核能事业正迎来发展新局面。新时期做好核能公众沟通,更需与时俱进的方式方法,在切实保障公众知情权、参与权和监督权的同时,进一步提升公众对核能的接受度。

公开数据显示,截至2023年12月31日,我国大陆地区在运核电机组55台,装机容量约为5703万千瓦。2023年,我国运行核电机组累计发电量为4333.71亿千瓦时,占全国累计发电量的4.86%,与燃煤发电相比,相当于减少燃烧标准煤12339.56万吨,减排二氧化碳32329.64万吨、二氧化硫104.89万吨、氮氧化物91.31万吨。

在当前积极安全有序发展的节奏下,核电安全性的提升依赖于技术持续创新和升级。目前,我国“华龙一号”“国和一号”自主三代核电等一批重大工程技术取得重大成果,“华龙一号”进入批量化建设阶段。去年12月,全球首座第四代核电站——华能石岛湾高温气冷堆核电站示范工程正式投运,标志着我国在第四代核电技术研发和应用领域达到世界领先水平。第四代核电站具有固有安全性,能保证反应堆在任何事故下不发生堆芯熔化和放射性大量释放。

中国核能行业协会此前公布的信息显示,到2035年,我国核电发电量占比有望达到10%左右,达到目前全球平均水平。到2060年,为实现碳中和目标,我国核电装机规模预计可达到约4亿千瓦,发电量占比18%左右。《中国能源报》记者注意到,山东、浙江、辽宁、广东、广西、福建六大核电省区日前公布2024年核电发展规划,共涉及11个核电项目。

在核能规模化发展趋势下,业界普遍认为,做好新时代核能公众沟通工作,助力核能事业高质量发展迫在眉睫。但是,核电公众沟通是一项涉及多学科、多领域的交叉性课题,不仅要让公众听得懂、听得进,还要听得进、听得放心。学界也认为,公众参与有助于提升对核能的接受度,利用好当下的媒介环境并增强公众对核能的参与度也是重要课题之一。

业内热议氢能产业如何加快发展

■本报记者 张胜杰

作为重要的绿色能源、加快能源转型的优选能源,氢能发展前景广阔。今年的政府工作报告指出,加快前沿新兴氢能、新材料、创新药等产业发展,积极打造生物制造、商业航天、低空经济等新增长引擎。据《中国能源报》记者了解,这是我国首次在全国年度经济发展规划方面提出加快氢能产业发展。

氢能被誉为“21世纪最具发展潜力的清洁能源”,据中国氢能联盟预测,到2025年,我国氢能产业产值将达到1万亿元;到2050年,氢能在我国终端能源体系中占比将超过10%,产业链年产值将达到12万亿元。

随着应用加快和各类社会力量涌入,氢能产业发展进入提速期与场景规模化实施期,或将迎来新一轮新的增长。在此背景下,来自地方政府和企业的人士近期围绕氢能产业发展存在的短板、氢能示范城市群建设、地方氢能产业集群、绿氢产业链建设等话题,建言献策。

●关键技术难题仍待突破

近年来,在政、产、学、研、用及资本等高效协同下,我国氢能产业发展明显提速,但随着产业发展向纵深推进,新问题和关键点也逐渐显露。

在上海市浦东新区人大常委会副主任李国华看来,我国制氢、储氢、运氢等氢能产业链效率还有待提升,氢能领域技术专利与发达国家相比仍有差距,氢能产业领域的关键技术难题还有待突破。

李国华举例,我国规模以下“光伏+电解”技术制氢的全链能量转化效率仅为15%左右,对应成本为12美元/千克—18美元/千克,是天然气重整制氢成本的近10倍。另外,许多关键设备、储氢材料、催化剂材料如燃料电池离子交换膜、电槽槽新型涂层材料等都依赖进口。

北京亿华通科技股份有限公司董事长张国强也感同身受。他表示,目前氢能应用规模小,难以支撑整个产业可持续发展。“例如,在已获批的五大

城市群41座城市四年示范期内合计计划推广约3.5万辆燃料电池汽车,年均推广量不足万台。此外,氢能在储能、冶金、化工、发电等领域都有巨大发展空间和市场潜力,但目前尚处于市场应用早期阶段,未形成规模。”

在天能控股集团董事长张天任看来,目前五大示范城市群氢能示范应用指标完成情况一般,相关区域在氢气资源禀赋及运营场景需求上,存在一定短板。相反,在一些拥有氢气资源及应用场景需求的区域,却因为缺乏相关补贴,高昂的购置费用导致在非示范城市群难以形成规模化的示范应用。

●呼吁推动示范城市群扩容

如何避免盲目跟风、同质化竞争、低水平建设,进而提升氢能产业创新能力,不断拓展市场应用新空间,引导产业健康有序发展?

张天任建议,首先要在已有五大示范城市群的基础上,推动示范城市群扩容,加快推进第三批示范城市群申报及审批相关工作。“尤其应在拥有资源禀赋、运营场景以及产业链上下游发展基础的区域加大力度,推动国家‘以奖代补’落地,加快氢能规模化应用进程。”

值得注意的是,今年全国两会期间,川渝全国政协委员提交联名提案,呼吁支持将成渝走廊区域纳入国家燃料电池汽车示范应用城市群。据了解,川渝两地聚集了一大批氢燃料电池整车、氢燃料电池系统、核心零部件企业和“制、储、运、加”企业,拥有完整的氢燃料电池汽车产业链条。但从推进成渝走廊建设更高要求看,氢燃料电池汽车尚未实现规模化应用、氢源远离应用场景等问题依然存在。

为此,川渝全国政协委员们建议,将成渝走廊区域纳入示范应用城市群,支持两地沿城际干线加快建设氢能基础设施,实现氢燃料电池汽车规模化运营,并推广应用车辆,对整车、系统、电堆、关键零部件研发制造以及氢气供给等给予资金及政策支持。

张国强也建议,要继续扩大燃料电池汽车示范城市群数量,将经济基础好、氢源丰富、产业配套基础好的地区纳入燃料电池汽车示范城市群,推广燃料电池汽车。

●打造低成本绿氢需政策支持

绿氢作为全球新能源产业的重要方向,技术密集、产业链长、带动性强,已成为全球能源革命的共识性解决方案。然而,成本是目前制约绿氢广泛应用的重要因素之一。

张国强建议,通过财政支持与碳市场机制协同的方式,有效降低绿氢成本。例如,在可再生能源发电不易外送的区域,通过电价优惠,以及鼓励光伏发电、风电等与周边用户直接交易等措施,推动可再生能源制氢;通过给予代表性项目财政政策支持等,鼓励可再生能源制氢。“另外,可以通过给予运氢补贴、加氢奖励等措施,推动52兆帕长管拖车、低温液氢及输氢管道等高效储运应用、综合能源站等加氢站建设,打造规模化低成本绿氢供应体系。”

隆基绿能董事长钟宝申也认为,我国需加强政策支持,抢占高地,促进绿氢及绿氢化工(绿色甲醇、绿氨等)产业发展。他建议,鼓励可再生能源制氢,支持离网制氢项目申报,同时政府应给予相应政策、税收补贴,开通离网制氢项目申报流程绿色通道。同时,将绿氢和绿氢化工纳入绿色金融重点支持对象,降低绿氢项目贷款利率、土地、税收等成本。

钟宝申还建议,取消绿氢复合项目进入化工园区的限制。据他介绍,目前内蒙古、吉林、河北已放开非化工园区制氢生产,绿氢衍生物可作为能源产品大规模推广。对此,建议进一步全国性取消电解水制氢、氨基化工(甲醇、合成氨等)必须进入化工园区的限制;开辟绿色通道简化审批手续,同时尽快出台产业链相关安全管理规范,建立完善检测认证、质量监管、安全监测、标准规范体系,促进绿氢市场应用。