

“国家级规范”缺位深度束缚氢能发展

■本报记者 韩逸飞

目前,国内已有多个省市区发布氢能规划和指导意见,氢能产业园遍地开花。随着国家级氢能标准 GB50516 的修改发布,越来越多的城市在等待国家级氢能规范出台。

有专家表示,现在氢能发展越发“无序”,在氢能发展的热潮中,有资本、有企业、有“游击队”,但是由于国家级规范尚未出台,氢能的能源属性尚未纳入能源范围,现在行业发展已经走到了瓶颈期,亟需发布新规范来实现突破。

现有规范中,氢能仍属“危化品”

“应将氢能纳入国家能源战略体系,制订国家氢能产业发展规范,完善配套标准法规和支持政策。”中国科协主席万钢曾在中国汽车论坛上发言称。

据中国氢能联盟预计,到 2050 年,中国氢气需求量接近 6000 万吨,可减排 7 亿吨二氧化碳。目前,中国氢能产量为 2500 万吨左右。截至 2020 年底,中国燃料电池汽车保有量 7352 辆,建成加氢站 128 座,投入运营 101 座,仅次于日本位居全球第二。

氢能,尤其是可实现低碳甚至是零碳的绿氢,作为清洁能源之一,潜力正在释放,形成覆盖全产业链的规范体系。

在中国工程院院士衣宝廉看来,长期来看,氢是零碳能源,其能量密度是汽油的 2—3 倍,是人类的“终极能源”。从中近来看,氢能是实现碳达峰、碳中和的重要媒介,其在储能、化工、冶金、分布式发电等领域的推广应用,将成为控制温室气体排放、应对全球气候变化的有效途径之一。

但是时至今日,我国的氢能属性仍划归在危化品生产领域,必须进入化工园区制氢,同时还需取得危化品生产许可证。业内人士表示,长期以来将氢气作为危化品进行管理,应用领域局限在化学品,不利于氢能的大规模开发和利用。

需加强对氢能的认知

作为二次能源,氢能具有来源多样、终端清洁、用途广泛等多重优势,在保障国家能源安全、改善大气环境质量、推进能源产业升级等方面具有重要意义。不少专家呼吁,要将氢能管理逐渐的从危化品中分离出来,纳入到能源体系进行管理,便于氢能应用,明确加氢站等审批流程,促进基础设施建设,加强氢安全技术研

究,形成覆盖全产业链的规范体系。

上海舜华新能源系统有限公司总工程师阮伟民告诉记者,现阶段,相比光伏、风电等可再生能源,目前国家对于氢能的支持仅出现于新能源发展等政策中,还没有专门的氢能政策,尚未制定专门的氢能产业发展规划,也没有出台能够提振市场预期的发展路线图,上下游产业不协调问题较为突出,氢能产业长期可持续发展将受到严重制约。

为什么还没有氢能规划政策的出台?阮伟民表示,氢能的规范是由氢标委发布,但是规范规划则是由政府发布。“政府对新兴事物的发展呈较为谨慎的态度,在氢能政策规范上,要多方研究探讨后,才能发布。”

有氢能业内专家认为,氢能的重大问题,是大众都不了解氢。不仅是政府,现在在我国居民同样对氢能不了解,现阶段需向群众明确氢是能源载体,它与天然气、燃油是一样的,同为“能源载体”。

标准、规范自相矛盾

现在,广东佛山在政府支持下率先开展了制氢加氢一体站试点,将加氢站内配置制氢装置,随加随制,消除了储运中间

环节。但是对大多数城市而言,由于氢气的危化品属性,只能探索小规模制氢,大规模集中制氢仍须布局在化工园区。

阮伟民表示,制氢加氢一体站一定程度上可以缓解氢源紧张以及运输费用较高问题,同时 GB50516 标准已经明确了站内制氢的安全距离,但是由于我国的相关法规并没有明确规定,仍将制氢列为重点监管工艺,氢气的储存列为重点监管的危化品,加氢站内氢气生产属于重大危险源。

“标准认为可以建制氢加氢一体站,规范却将氢气列为‘两重点、一重大’项目,标准和规范自相矛盾,导致各地的制氢加氢一体站陷入了发展的困境中。”

上述业内人士表示,部分企业在发展氢能的过程中,陷入了两难的境地。“该不该建造加氢站,该如何建造加氢站?加氢站在有的地方属于燃气经营许可证,有的城市却又要取得危化品经营许可证,这就让加氢站选址问题十分困难。”

“规范的缺失不仅影响了制氢加氢一体站的发展,更制约了氢能基础设施尤其是加氢站的建设布局。”上述人士表示,“规范的缺失,很大程度上限制了氢能经济的规模化,制约了氢能汽车的市场发展。”

新型电力系统建设能否“复活”光热?

■本报记者 苏南

“目前光热发电的形势比以前好”“光热可参与电网深度调峰”“必须重视光热发电在整个新能源发电系统中的价值”……记者近日采访发现,在我国加速构建“以新能源为主体的新型电力系统”的过程中,光热被普遍看好。

但与光伏项目相比,光热项目整体规模小、投资价格高,储能优势还未体现出来。特别是行业政策缺乏连续性,光热发展仍存在诸多瓶颈。

“是构建新型电力系统的支撑性技术”

浙江中控太阳能技术有限公司董事长金建祥向记者介绍,太阳能热发电自带大规模、低成本、安全环保的储能系统,可替代火电成为电力系统的基荷电源。中控德令哈 50 兆瓦塔式熔盐储能太阳能光热发电项目配置了 7 小时储能,实现了 2928 小时不间断稳定运行。

常州龙腾光热科技股份有限公司总经理俞科接受记者采访时说:“中核龙腾内蒙古乌拉特 100 兆瓦槽式光热示范电站的投运,有效缓解了蒙西电网晚高峰结构性缺电现象。”

俞科告诉记者,太阳能热发电机组配置储热系统,发电功率稳定可靠,可实现 24 小时连续稳定发电,可提高风电、光伏等间歇性可再生能源消纳比例,并可作为离网系统的基础负荷电源。同时,启动时间、负荷调节范围等性能优于燃煤机组,可深度参与电网调峰。此外,还可根据电网用电负荷的需要,参与电力系统的一次调频和二次调频,确保电网频率稳定,保证电网安全。

太阳能热发电对电网的“友好性”正逐渐得到认可。国网能源研究院副院长蒋莉萍日前指出,太阳能热发电具有常规电源的可调度性,同时又是清洁能源,是构建新型电力系统的重要支撑性技术。

作为储能电源更具经济性

记者在采访中了解到,光热更像是一种“不要钱”的储能电源。通过配置更大容量的储能系统,可大幅提升电力系统的调节能力,如配置 15 小时的储热系统,可实现 24 小时满负荷发电。

浙江中控太阳能技术有限公司副总裁余骥向记者表示,在相同的储能调峰补贴下,“光伏+光热储能”调峰电站的综合上网电价低于“光伏+锂电池”储能;当储能补贴高于 0.12 元/千瓦时的时候,“光伏+光热”储能调峰电站的上网电价能小于火电脱硫标杆上网电价 0.3247 元/千瓦时。“最重要的是,锂电池在电站的生命周期内只需要更换两次,首次更换成本为现价的 60%,第二次更换为现价的 40%。”

国家电网有限公司西北分部规划部副主任孙晓强指出,未来我国新能源发展规模持续扩大,而灵活调节电源占比低,电力系统调峰调节能力严重不足。太阳能热电站可以像气电一样启停调峰,连续发电的最小出力可以降低至 20%,优于煤电的 40%,调节速率约是常规煤电机组的 2 倍,汽轮机的启动时间仅为常规煤电机组的 1/3—1/4。可以与光伏、风电互补运行,实现“以新能源调节新能源”“以新能源促进新能源消纳”。

新型电力系统需要围绕两大方面来解决一些关键问题,一方面是以高比例可再生能源确保电力电量供应,重点解决可靠替代火电、调峰能力提升、可再生能源发电占比提高的问题;另一方面是电力系统安全运行。孙晓强表示:“光热电站同时具备解决这两大方面问题的能力,在支撑新型电力系统安全稳定运行及确保供电方面大有可为。”

在电力规划设计总院高级顾问孙锐看来,制约我国光热发电可持续发展的主要因素,在于相关政策缺乏连续性。国家发改委在批复第一批示范项目上网电价文件中,仅仅明确了 2018 年底前并网发电项目的上网电价,使得部分投资方担心投资难以保障,放弃了项目建设。

“2020 年初出台的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》,明确新增光热项目不再纳入中央财政补贴范围,产生了极大震动,光热的良好发展势头立即跌入谷底。”孙锐指出,在当时取消电价补贴,意味着抑制了市场需求,生产企业没有订单,投资建设的生产线闲置,企业资金链断裂,技术骨干流失,使近 10 年时间发展起来的产业链,到了“生死存亡”的境地。

金建祥持有相同意见,自 2016 年推出首批示范项目后,国家一直未明确下一步的支持政策,导致“光热发电的价值,无法在现有电力市场机制下得到合理体现,现行的融资环境、土地政策、税收政策无法为其健康发展提供有力支撑。”

金建祥建议参照抽水蓄能价格政策,落实储能型光热电站的价格形成机制。他还表示,“十四五”期间,可以布局建设一批“光热+光伏/风电”多能互补示范项目,以光热发电作为调峰手段,通过多种能源的有机整合和集成互补,缓解风光消纳问题,促进可再生能源高比例应用。

在俞科看来,政策导向上应发挥光热发电的调峰特性,引导“光热+光伏/风电”的可再生能源基地建设模式,深入推进源网荷储和多能互补项目建设;完善跨区域峰谷分时电价政策,并将销售电价模式向电源侧传导,体现光热发电的基础负荷和调峰价值,推动我国光热产业可持续发展。

湖南江永:高山风电稳运行 绿色环保风景好

图片新闻



7月8日,位于湖南省永州市江永县的飞龙风力发电机组正在运行中。近年来,江永县坚持高质量绿色发展理念,推进高山风能、光伏发电等绿色经济产业发展,实现生态保护和可持续发展。 人民日报

作为世界第一制氢大国,我国氢源主要是通过化石能源制取“灰氢”

制氢路线绿化需求凸显

■本报记者 仲蕊

日前发布的《中国氢能及燃料电池产业白皮书》预测,到 2050 年,氢能在中国能源体系中的占比约为 10%,可再生能源电解水制氢将成为有效供氢主体,但目前电解水制取的绿氢仅占氢气总产能的 4%。

虽然我国是第一制氢大国,截至 2020 年氢能产量已突破 2500 万吨,但当前氢能源主要是通过化石能源得到的灰氢。业内人士认为,如果制氢模式不转型,氢能将会成为高碳排放产业。在推动绿氢迎来更大规模发展的同时,尽快探索“由灰变蓝”的制氢路径。

制氢工艺路线明确

“灰氢不可取,蓝氢可以用,废氢再利用,绿氢是方向。”工业和信息化部副部长、中国工业经济联合会会长李毅中在 2021 年中国绿色氢能发展大会上,强调了以绿氢为制氢发展方向的重要性。

“对氢能产业而言,氢的来源问题一直是全球范围内业界的争论热点,经过近几年的讨论,目前对制氢途径和其科学性、环保性、经济性、安全性的评价及要求,已经形成了全球的共识。”李毅中表示,根据已颁布的相关政策,国内的制氢工艺路线也已明确。

2020 年 9 月,财政部、工信部等五部门专门发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》,提出要建立燃料电池汽车

示范应用的城市群,强调要为燃料电池汽车示范应用提供经济安全的氢源保障,探索发展绿氢,有效降低车用氢成本。2020 年 11 月,国务院办公厅也发布了《新能源汽车产业发展规划(2021—2035 年)》,明确提出要提高氢能制储运的经济性,因地制宜开展工业副产氢及可再生能源制氢技术应用。

“这两个文件对国内制氢的工艺路线已经有了明确的界定,在这一原则下,我们无需再争论制氢工艺路线孰优孰劣,而应进一步深入研究如何破解氢源难题。”李毅中表示。

相关政策缺位

中国船舶七一二所技术总监薛贺来表示:“我国氢能发展存在补贴‘倒置’的问题。根据现有政策,产业中优先补贴的是氢燃料电池汽车,而后是加氢站,但对氢源的补贴没有足够的重视。”在他看来,大家普遍认为我国不缺氢气,且氢源很多,但忽视了大部分氢气都离不开化石能源的问题。

“氢源是最需要高质量保证供应的环节,应着力寻求降低可再生能源制氢的制造、使用成本,形成低成本、长寿命、成规模的水电解制氢流程,同时也希望国家和产业本身在政策法规、标准上,积极创造良好环境。”薛贺来表示,对氢气的管理也

亟待“松绑”,专门用于加氢站加注的氢气是否可以摘掉“危化品”的帽子,获得政策支持。

国家发改委能源研究所研究院刘坚认为,要实现碳达峰、碳中和的目标,给新能源带来更多发展空间,能源终端消费需要更多实现电气化。据预测,2060 年,能源消费电气化水平需要达到 70% 左右,但有一部分重要的能源消费没有办法直接通过电来实现,需要通过电解氢这样间接的方式实现更高比例的新能源覆盖。

“由于氢的管理属性问题,目前,电解水制氢项目的身份仍不够清晰,因此需要完善绿氢政策保障体系,开放发电企业开展电解水制氢业务的行业准入,明确电解水制氢用户电力市场主体身份。对于配置电解制氢的新能源电力项目,在竞争性配置,并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予倾斜。”刘坚表示。

应降低“化石能源制氢”

李毅中指出,在生产过程中将“碳”捕捉封存起来获得的蓝氢,也是制氢路径转

型过程中重要的一步。“我国二氧化碳年排放 100 亿吨,占全球 30%,形势比较严峻,需要下功夫调节产业结构、能源结构、产品结构,控减用煤、节能减排,同时需要积极植树造林,增加生态碳汇。要实现碳达峰、碳中和目标,绝不能为了生产氢气而大量排放二氧化碳。灰氢必须变成蓝氢,方向则是无碳绿氢。”

“电解水制氢需要消耗大量电能,目前电解水制氢每制取 1 公斤氢气要消耗 56 千瓦时的电,经济性问题较大,需要继续降低成本。”在李毅看来,“灰氢”变“蓝氢”的关键是二氧化碳的捕集、储存还有利用,应抓紧研发攻关和产业化。“在这个难题解决之前,建议不宜新建化石能源制氢,这会伴生大量的二氧化碳排放。数据显示,生产 1 公斤氢气,煤制氢要伴生 11 公斤二氧化碳,油制氢伴生 7 公斤二氧化碳,天然气制氢伴生 5.5 公斤二氧化碳。”

与此同时,还可开展工业尾气中的氢回收提纯利用。李毅中说,若干工业尾气中含有一定数量的氢可供回收,氢气是石油化工的宝贵资源,用氢气来加工精制、加氢炼化可以提高产品的质量,但废氢回收需要投入改造,经济可行性有待进一步测算。