

天然气管网规模化运氢难题有解了

■本报记者 梁沛然

3月22日,《天然气管道掺氢输送及终端利用可行性研究报告》(以下简称《报告》)成果发布会在京举行。

《报告》指出,目前天然气管网基础设施,有利于实现氢能长距离、低成本运输和大规模储存,缓解天然气供应压力。同时,有利于降低终端碳排放强度,实现氢进万家。“绿氢价格下降是未来掺氢天然气管网规模化发展的必然要求。乐观情形下,2026年左右开始进入商业化导入阶段,2042年进入商业化应用阶段。”

“从技术可行性上来说,现阶段通过评估后掺氢比可达10%,部分改造后进一步提升至20%-30%,而更高的掺氢比需要实验验证和分析,缺乏系统的评估方法和数据。”北京市煤气热力工程设计院有限公司道石研究院总工程师王洪建分析。

中国城市燃气协会理事长刘贺明表示,我国天然气管网产业发展前景广阔,但仍需以政府引导、企业主导、多方参与、利益共享为原则,加强天然气管网示范项目的研究与布局,以推动天然气管网产业化发展。

管道掺氢还具备跨季节、跨地域的长时储能的能力,预计到2030年,天然气管道掺氢储能规模达到抽水蓄能的1/5。

国家管网集团科学技术研究院分公司氢能技术专家彭世堃指出,天然气管网和储气库是很大的“调峰厂”,可以作为氢调峰的示范。“充分利用国家管网‘一张网’优势是解决氢能规模化应用的最好方案。掺氢和纯氢管道输送将成为新的业务增长点,预计管道输氢量占比达20%,约3000亿标方,可解决资源错配问题和调峰需求。”

国家电投集团科学技术研究院有限公司碳中和研究中心副总监于文涛表示,天然气管道掺氢对绿电转化也有重要作用,天然气管道掺氢技术能够将可再生能源制取的“绿氢”通过天然气管网输送到用户终端,天然气管道运输可大幅降低氢气输送成本,解决绿电转化中输氢成本的产业堵点。“当前,我国天然气管道网络系统框架已形成,主干天然气管道长11万公里,输气能力较强。利用已有成熟的天然气管道设施输送掺氢天然气,能够加强‘电网-气网’深度融合,实现大规模、长距离、低成本氢能运输。”

行业尚在起步阶段

《报告》也提出了未来的发展目标。即“十四五”时期,预计新增天然气管道掺氢示范项目15-25个,掺氢比例3%-20%,氢气消纳量15万吨/年,总长度1000公里以上。其中新增长输天然气管道掺氢示范项目2-5个,掺氢比例3%,氢气消纳量10万吨/年,总长度800公里以上。新增城镇燃气掺氢示范项目10-20个,掺氢比例3%-20%,氢气消纳量5万吨/年,总长度200公里以上。终端用户实现民用掺氢天然气区域性示范应用,总用户数超过1万户。此外开展1-2处工业锅炉、大型采暖锅炉、燃气轮机等大型设备示范应用。

与会专家均表示,天然气管道技术具备规模化推广应用的可行性和经济可行性,我国天然气管网具备规模化氢能运输的能力,但要完成上述目标,仍面临诸多挑战。



资料图片

刘贺明认为,天然气管道掺氢技术的发展面临三方面的挑战:一是顶层设计方面还需要相关专项规划及标准体系研究;二是在管网方面存在掺混均匀性、材料相容性等风险;三是在终端利用方面存在燃料互换性、安全性等影响。“在天然气管道掺氢输送和终端利用上,我国应有自己的发展路线图。”

王洪建指出,我国天然气管道掺氢起步晚但发展快,虽然已布局多项示范性项目,但多数处于前期研究阶段,相关技术指标与成果较少且缺乏系统性梳理。

“当前天然气管道掺氢标准化工作也处在起步阶段,少量团体标准正在推进中,国家标准的缺失也一定程度上制约了天然气管道掺氢技术的推广应用。”王洪建特别强调。

彭世堃也认为,国内现有天然气管道项目,多处于研究和示范验证阶段。“国内示范项目以燃气终端应用为主,长输或中高压管道掺氢比的安全范围仍不明确,缺乏可借鉴的技术成果。”

“规模化用氢,长输管道功能必不可少。

少。储运不是我国氢能产业化发展的掣肘,输氢成本占到终端售价的40%-50%。未来,我们也将重点攻克长距离、高压输氢纯氢管道输送、地下储气库储氢等关键技术,进一步降低成本。”彭世堃说。

制定产业发展规划图

发展天然气管道掺氢输送及终端利用涉及政府、天然气中下游企业、氢能中上游企业、科研院所与设计院、关键设备制造等企业多个主体,该如何解决现有问题和挑战?

目前一些国家已开展掺氢天然气技术的初步推广,但现有的研究和实践成果尚不能全面标准化,目前仍在积极推广尝试。由于各国技术发展水平各异,因此需充分考虑中国对掺氢天然气系统问题的研究水平,弥补现有天然气管道理论研究与实践操作中的不足,探究适宜于中国天然气管道掺氢输送的建议。

《报告》指出,可以通过制定氢气管道输送专项规划,统筹推进天然气管道掺氢规

模化应用,制定适合国情的天然气管道掺氢产业发展路线图。

王洪建认为,中国掺氢天然气管道输送示范项目的研究正逐步展开,国家层面的战略性统筹规划较少,相关技术标准尚不完善,相应的法律法规、产业政策等配套支撑也有待完善。“因此,为了实现天然气管道掺氢产业高质量发展目标,应规划部署天然气管道掺氢输送系统建设,确定中国天然气管道掺氢输送的相关技术指标,完善天然气管道掺氢技术的政策保障体系。”

在发展的同时,需建立健全符合我国国情的天然气管道掺氢安全监管、技术与运营标准体系,以确保天然气管道掺氢产业健康安全有序发展。

《报告》建议,可加大对天然气管道掺氢全产业链的补贴政策及金融政策。坚持市场主导与政策驱动并行,逐步建立科学合理的补贴和退坡机制。

“未来还需要培养复合型创新人才,成立国际级工程技术研究中心,加强天然气管道掺氢关键技术研究,实现氢进万家。”王洪建称。

解决消纳和供需错配

天然气管道掺氢技术既能实现氢能的大规模储存,又能高效低成本输送氢气,是降低天然气利用过程碳排放强度,保障燃气供应安全的有效途径。在“双碳”目标下,天然气作为低碳化石能源,其需求仍在逐步增加。“天然气管道建设将会大力发展,为氢能的储运提供发展空间的可能性”成为与会人士共识。

发展天然气管道掺氢技术,还可以实现大规模氢能,有效解决大规模可再生能源消纳问题。

《报告》指出,以我国目前天然气消费量计算,天然气管道掺氢比例为10%时,具备300多万吨/年的氢气消纳能力,消纳1700多亿度绿电,从而进一步提高可再生能源在能源生产结构中的渗透率。此外,天然



贵州黔西:农光互补 低碳绿色

图片新闻

油菜花掩映下的贵州省黔西市五里布依族苗族乡双塘村农光互补项目,在阳光下熠熠生辉,美丽如画。 人民图片

关注

天津:2025年绿色能源占比力争达到10%以上

本报讯 3月21日,天津市人民政府办公厅发布《天津市石化化工产业高质量发展实施方案》(以下简称《规划》)。《规划》提出,到2025年底,绿色安全水平全面提升。坚持资源和能源循环利用,加快构建绿色低碳发展体系,积极探索绿色生产方式,促进全面绿色低碳转型。单位增加值能耗和碳排放明显下降,企业主要污染物排放达到行业标准要求。冷能、风电、光伏发电等绿色能源占比力争达到10%以上,工业副产品氢气回收利用率达到95%以上。企业安全生产主体责任进一步增强,本质安全水平显著提高。

《规划》要求供水、供电、燃气、蒸汽、污水处理、石化管廊等配套设施加快建设,加大光伏、风电、冷能、氢能、余热余压和地热等各类清洁能源、绿色能源的开发利用,推进“双水源”“双气源”“双电源”公用工程保障体系,提升保障能力。

《规划》明确强化港产联动,以产兴港,以港促产,在安全可控的前提下,逐步开放天津港2至6类危险货物集装箱作业,打造优质便捷的物流环境。(张琳)

中国引领亚洲光伏合作走向深远

建立可盈利的商业模式是中外合作的关键

■本报记者 王林

3月21日,“亚洲能源转型系列研讨会-光伏篇”召开,来自中国、菲律宾、印尼、巴基斯坦、孟加拉国的专家和学者围绕“东南亚和南亚太阳能发展潜力和挑战”畅所欲言。

太阳能作为发展最成熟、最快速、平价发电成本最实惠的可再生能源之一,越来越受到普遍关注,按地理位置来看,这些国家通常拥有良好光照条件,但太阳能行业整体发展却相对缓慢,“让阳光照进现实”的紧迫感尤强。

光照足、占比少 发电装机亟待扩张

地处赤道略北的菲律宾,全年光照辐射量高达1600-2300千瓦时/平方米,该国计划到2040年实现新增2700万千瓦太阳能发电装机的整体目标。

“我们对可再生能源立场清晰,目标是到2030年,将其在能源结构中的占比从目前的21%增至43%,太阳能将在其中发挥关键作用。”菲律宾前能源规划局(现能源部)主任、现任菲律宾智库气候与可持续城市研究中心能源转型顾问阿尔贝托(Alber-

to Dalusung III)指出。

印尼太阳能辐射强度也非常高,日均辐射量约4.8千瓦时/平方米。印尼能源智库TrendAisa可再生能源项目部经理贝伊拉(Beyra Triaslian)透露,水电、太阳能、地热是印尼三大最具潜力的可再生能源,但总体而言,该国可再生能源潜力远超前部署量。

国际可再生能源署评估,印尼拥有36.92亿千瓦可再生能源发电装机容量,其中太阳能占到28.98亿千瓦。截至2021年,该国可再生能源发电装机总量“少得可怜”,太阳能占比甚至不足1%。

孟加拉国计划到2040年将太阳能发电占比目前翻番至20%,目前屋顶太阳能在该国愈发走俏,很多工业园区都热衷于开发该项目,该国计划到2035年建设100个经济特区,其中一半特区将大力应用屋顶太阳能。

巴基斯坦日均太阳辐射量5.3千瓦时/平方米,该国计划在国内所有政府建筑上都安装太阳能发电系统,4月起联邦政府大楼将率先完全依靠太阳能供电。巴基斯坦前水利能源部书记、现任政策研究所资深研究顾问哈桑(Mirza Hamid Hassan)表

示,巴基斯坦的目标是到2030年将可再生能源发电占比从目前的34%提升至50%。

用电贵、基建老 既是挑战又是机遇

“我们是东南亚地区唯一不资助电力公司的国家,发输电完全市场化。”阿尔贝托坦言。这使得菲律宾被称为亚洲电价最高的国家,巴国寻求技术、设备、人才本地化应用,以降低整体运营成本从而拉低电价,其中尤其重视太阳能。

阿尔贝托表示,“现行政策允许可再生能源发电项目100%外资拥有,而且可再生能源发电站还可以优先调度。”

同样饱受高电价困扰的还有巴基斯坦,尽管国家电网覆盖面积1000多公里,但电力市场化不足,主要依靠进口燃料的独立发电企业需要将电卖给国家电网,加上与政府签订的购电协议成本不低,拉高了本土电价。

在此背景下,实现清洁且可负担的电力供应,已经成为巴基斯坦当务之急。2021-2022年,该国发电装机总量4155.7万千瓦,天然气和水电是主力,太阳能占比

仅1.4%。

孟加拉国太阳能行业挑战主要集中在土地和基建方面。孟加拉国联合国国家大学能源研究中心主任、可再生能源技术国际会议组织主席艾哈迈德(Shahriar Ahmed Chowdhury)指出,适合开发太阳能的土地面积有限,而土地所有权问题也导致征地比较困难。此外,电力基础设施不够发达,电网还没有实现很好的互联互通,智能电网发展也十分缓慢。

印尼也面临着基建和融资等方面挑战。“到2030年我们需要新增6600万千瓦太阳能发电装机,并配合水电、地热能扩张,才可能满足整体能源需求。”贝伊拉表示,“与之相配的基础设施也要加速改善、升级并现代化。”印尼太阳能项目资本开支高于印度和泰国,加上本国银行投融资能力有限,都给她太阳能部署带来挑战。

可持续、可盈利 深化合作谋发展

根据我国海关总署数据,去年民营企业进出口占比达到50.9%,对东盟贸易伙伴进出口保持两位数增长,增速27.6%。

中国人民大学国际能源战略研究中心研究部主任王鹏指出,中国在水电、风电、光伏、储能、电动汽车等领域持续领先,具有强大的装备制造能力。全球80%的光伏发电设备、2/3的风电设备均由中国供货。

在东盟区域建立可持续、可盈利的光伏储能商业模式,可以吸引更多投资。“这是一个双向奔赴的合作模式。”王鹏说,“东盟是我国光伏企业出海的重点市场,随着出海经验不断增加,业务范围、模式正持续扩容和丰富。”

据了解,高度竞争化的市场背景促使菲律宾在拥抱外资方面格外宽容,该国通过立法放宽了对外国投资的限制。“菲律宾新能源发展急需像中国这样的理想合作伙伴,中国在可再生能源行业的发展实力和丰富经验,可以给我们提供更多借鉴。”阿尔贝托强调。

目前,由中国电建总承包的菲律宾最大光伏电站正在圣马塞利诺市建设,该电站大部分建筑材料都来自中国,占地面积超过303公顷,按计划将于5月实现首批并网,建成后每年将为菲律宾提供5.96亿度电,相当于减少59万吨二氧化碳排放。

中信证券新能源与电力设备行业首席分析师华鹏伟认为,中国和东盟国家围绕太阳能展开的合作只多不少,双方会继续强化加深这种合作关系。“我国太阳能行业在全球市占率非常高,这主要得益于政策机制支持以及低碳技术和绿色转型的快速发展。”他说,“我国会进一步完善太阳能行业整体布局,这将为东盟国家带来更多新机遇。”