

# 天然气掺氢拓宽深度脱碳路

■本报记者 朱妍

“推进零煤城市建设,2030年前开展天然气掺混氢气等低碳技术在燃气发电和供热中的试点。”日前印发的《崇明世界级生态岛碳中和示范区建设实施方案(2022年版)》提出上述重点任务,上海崇明成为首个明确天然气掺氢时间点的地区,引发业内关注。

天然气掺氢混合,不但能够拓展氢能应用场景,还可改善终端设备的燃烧性能,减少二氧化碳、氮氧化物等排放,绿色低碳特性让其越来越受追捧。据中国工程院院士彭苏萍团队预测,若按掺氢比例10%~20%、“制储输用”全生命周期成本(30元/千克)计算,全产业链产值将达800亿~1800亿元/年。面对广阔的市场前景,如何抢抓发展机遇?

## 为减碳提供新思路

在众多氢能相关技术中,天然气掺氢的走红不是偶然。

“二者融合发展是实现深度脱碳的重要选择。”在近日举行的第十八届中国分布式能源国际论坛上,中国石油集团发展计划部副总经济师朱兴珊表示,把氢掺入天然气,相当于增加了供应量,在缓解后者供应压力的同时,带动碳排放强度大大下降。当前氢能储运仍是“卡脖子”环节,掺混有利于氢的低成本储运和规模化利用。“天然气和氢能是在运、输、用等产业链环节,本身就具有相似特点,可在发电、建筑工业等应用场景中找到大量融合机会。”

北京市燃气热力工程设计院道石研究院总工程师王洪建进一步给出印证:以掺氢比例10%~20%计算,等热值碳减排量在3.5%~7.6%;充分利用已有燃气管网基础设施,大规模、长距离输气成本每百公里为0.3~0.8元/千克。“国际上从2000年开始相关研究,全球共有40多个示范项目,每

年约2900吨氢气掺入天然气管网,掺氢比例最高达20%。在我国,随着氢能中长期规划明确提出,开展掺氢天然气管道等试点示范,研究工作和论证示范加速展开。”

除了区域层面,部分企业也先行先试。记者从国家电投获悉,该集团所属荆门绿动能源有限公司在运燃机,于9月底成功实现30%掺氢燃烧改造和运行。这是我国首次在重型燃机商业机组上实施高比例掺氢燃烧改造试验和科研攻关,也是全球范围内首个在天然气联合循环、热电联供商业机组中进行高比例掺氢燃烧的示范项目。仅荆门一台54兆瓦燃机,在掺氢30%的情况下,每年即可减少二氧化碳排放1.8万吨以上。

## 产业尚处起步阶段

价值备受公认,但想真正将天然气掺氢用起来,目前还有较长的路要走。厦门大学中国能源政策研究院教授张博坦言,部分省份虽已发布地方规划,将其作为氢能储运及终端应用的突破口,但国家层面尚未出台发展规划,产业整体尚处于起步阶段。

“这是一个复杂的系统工程,既要考虑技术可行性,还受安全性、经济性制约。在大规模推广应用之前,一些关键问题必须解决。”张博表示,以安全为例,相较天然气主要成分甲烷,氢的爆炸极限范围更大,更易发生泄漏自燃,掺混后爆炸等风险相应扩大,对天然气管道、城市燃气管网及终端用能设备,均提出了更高要求。研究掺氢天然气泄漏扩散规律及安全风险监控,是需要重点关注的问题。

朱兴珊也称,现阶段成熟项目不多,加上缺乏规划和标准体系,带来安全隐患不明晰等问题。“比如,在役管道对不同掺氢比例的适应性、如何提高储运和终端设备的掺氢比例,研究得还不够、不深。没有经



过大量研究和实验,管道运营商往往不敢做。根据不同掺氢比例,终端用能设备在设计、制造、运行、维护、检测等方面,标准规范也是缺乏的。”

此外,还有经济性问题。天然气管道掺氢输送,可在短期内以相对少的投入,实现氢能长距离、大规模运输。然而,同样体积氢气的热值只有天然气的1/3,若要保证天然气掺氢后在终端提供相同热值,氢价理论上也是气价的1/3。“按照现行天然气门站价格计算,得出的氢气价格,远低于现阶段制氢成本。换句话说,从全产业链视角来看,天然气掺氢项目的商业化应用目前并不具备经济可行性。”张博称。

## 亟待加强顶层设计

在多位业内人士看来,加强顶层设计

和战略研究是当务之急。“天然气掺氢发展,关系到整个氢能产业高质量发展、天然气工业转型,应深入剖析其技术路线与重点任务,覆盖基础研究、装备研发、技术实证、应用研究、规范标准、性能测试、商业模式创新等方面。同时,完善天然气掺氢技术的产业安全监管平台,加强管理部门之间的沟通协作,可延续天然气行业管理模式,明确天然气掺氢各环节的监管部门及责任义务。在当前天然气管网监管框架的基础上,完善掺氢工程建设的监管审批流程,梳理产业标准化工作重点,保持掺氢天然气与氢能、天然气、城镇燃气标准

的协调发展。

王洪建认为,从未来空间看,以天然气为燃料作为重点趋势,可借助燃气管网实现氢的储运,进而达到多元化燃料供应,从氢到氢能和天然气并行。“现阶段通过评估,在终端和管道掺氢10%~20%的比例,技术完全可行,部分改造后甚至可提升到20%~30%。但是,更高的掺氢比例还需验证分析,尚缺乏系统的评估方法和数据库。包括管材性能劣化规律、完整性管理与风险评估、泄漏监测等环节,均需要进一步研究完善。”

“先充分利用已有基础设施,再考虑新建掺氢应用,新建大型燃机应该优先选用掺氢。”朱兴珊建议,由国家层面组织开展天然气掺氢重大示范工程,选取不同应用场景,包括管道掺氢、掺氢燃机等,因地制宜开展示范,积累经验、探索路径。



## 浙江金华:“光伏+储能”优化用能

图片新闻

近日,浙江省金华市金东区一企业继年初成功并网1100千瓦的屋顶光伏后,300千瓦/900千瓦时的用户侧储能项目正式并网运行,标志着企业“光伏+储能”这一新型小循环能源体系的建立,为企业的电力降本增效提供了良好条件。图为国网金华金东供电公司工作人员对光伏设备进行巡视维护。 人民图片

## 关注

本报讯 记者全晓波报道 “以前每过一段时间,胡同就要专门清理一下给运油车留出空间,卸油时更是别想走车了!”近日,家住东城区某驻区单位家属区的王先生说,“油改气”供暖后,屋子和以前一样暖和。“再也闻不到那种油子味儿,更环保也更干净了,而且再也不用给运油车腾地儿了!”王先生家正是北京市今年大力推进燃油锅炉清洁化改造的缩影。今年冬天,王先生家周边1.6万平方米的建筑全部用上了全新的清洁热源。

## 北京核心区告别燃油锅炉实现清洁供暖

就在12月19日,北京市生态环境局发布新闻稿称,北京市核心区——东、西城在今年采暖期前已经全面完成淘汰燃油锅炉,将燃油锅炉拆除后,或改气,或改电,或者并入城市热网。至此,北京市核心区告别燃油锅炉实现清洁供暖。

北京市煤改清洁能源工作始于1998年。尤其自2013年以来,该市坚持宜气则气、宜电则电,大规模开展了燃煤锅炉清洁能源改造、燃气锅炉降氮改造和民用散煤清洁能源替代等三项工程性减排,大力推进清洁供暖。到2018年供暖季,北京市平原区已基本实现无煤化。在此期间,北京市东、西城大力实施煤改气和平房区煤改电,并于2022年采暖季前,将核心区的72座燃油锅炉全部完成了清洁化改造,其中有超过一半采用“油改电”,其余采用“油改气”或并入热网供暖,不仅为市民提供了更加安全稳定、可靠的供热保障,也同步缓解了燃油频繁配送运输给市政交通和居民出行带来的影响。

燃油锅炉清洁化改造,也带来不小的环境效益。据北京市生态环境局大气处有关人员介绍,核心区通过燃油锅炉清洁能源改造,每年可减少柴油消耗2715吨,不但氮氧化物每年可减少排放近5吨,二氧化碳也每年可减少排放近7000吨,实现了减污降碳协同增效,供暖更加绿色低碳。

# 行业驶入发展快车道 储能企业如何提升竞争力?

■本报记者 姚金楠

“未来,储能发力的主战场会在哪些场景?”“储能企业要如何针对市场需求打造核心竞争力?”随着新型储能利好政策频频发布,业内对于2023年的储能发展寄予厚望。在日前举行的2022工博会汇川技术云上峰会圆桌论坛上,如何把握“双碳”机遇,实现储能领域的价值突破成为与会嘉宾热议的焦点。

## 发电侧或成“第一主战场”

北方工业大学教授、储能研究院院长李建林表示,碳达峰碳中和目标下,电化学储能将迎来发展黄金期,尤其是磷酸铁锂电池,从技术成熟度、成本、产业链完善程度以及多年运行经验等方面来看,在发电侧大有作为。“共享储能电站在山东等省积极示范以来,取得了长足进步。未来储能的第一主战场应该在发电侧。”

中关村储能产业技术联盟和自然资源保护协会联合开展的“‘双碳’背景下发电侧储能综合价值评估及政策研究”结果显示,截至2021年底,我国发电侧储能装机累计规模超过250万千瓦,同比增长65%,其中,新增投运规模超过100万千瓦,同比增长2%。过去5年,我国发电侧新型储能累计装机容量复合增长率超过100%。

针对2023年的储能应用,江苏林洋亿纬储能科技有限公司总工程师曾繁鹏表示,随着“十四五”规划新能源装机进程的推进,目前很多地区都要求新建新能源项目按照10%~20%的比例配套储能设施,明年的储能主战场还是在新能源发电侧的配套应用。

## 用户侧市场前景广阔

“对于电力系统而言,现阶段储能还是一种比较稀缺的调节资源。特别是新型储能,以其建设周期短、布置灵活、调节性能好等特点,在新型电力系统的各个环节中得到了非常广泛的应用。”曾繁鹏表示,从储能成本疏导角度而言,当前,在发电侧和用户侧都出现了较好的商业模式。

曾繁鹏指出,目前,在很多场景下的用户侧储能已经从夜充日放、需求调节、需求响应、提高新能源消纳等收益方式中实现盈利。从未来储能的发展来看,用户侧储能会有更加灵活的商业模式和收益空间。特别是随着电力市场的完善,会出现更加灵活的收益模式,多种收益模式的组合会给用户侧储能带来更大的想象空间。

对此,李建林指出,在现有储能电池的技术水平下,0.7元/度的峰谷差是储能盈

亏平衡点。“在扩大峰谷电价差后,全国21个省份的大部分省份都已经达到了0.7元/度左右的价差水平,用户侧储能也具有广阔的市场空间。”此外,李建林也表示,在电网替代性储能、输配电扩容、外送通道应急处理等应用领域,储能同样拥有广阔的市场前景。

对于不同应用场景下的储能市场空间,深圳市汇川技术股份有限公司能源SDT总裁晋永清认为,未来,储能发展或以发输侧为主,以新能源基地展开建设的高标准、高要求的新型储能电站,保障了新能源电网的电量充裕与电力稳定。“针对配用电市场,随着各地用电成本的差异,以及工业场景的不同,峰谷电价较高或者对用能有特殊要求的场合,会形成以发、配、用结合的微电网。”

## 关注技术创新与场景应用

“从政策层面来看,国家加强了顶层设计,部委联合发文的储能政策有近150项,地方配套政策有近300项,这些政策明确了储能的地位和身份,给出了储能参与调节的实施细则,各政策之间的关联进一步加强,稳定实施,逐渐建立起储能的成本疏导机制,不仅促进了储能产业健康发展,也增强了储能产业的市场需求。”李建林指出了储能产业发展的

驱动因素。

曾繁鹏坦言,近年来,储能市场需求的快速放量让很多企业始料未及。“林洋早在十几年前就开始布局储能,也在通过产业链的合作提高产品竞争力,例如林洋与亿纬、汇川等企业合作,进行细分市场的产品设计开发。现阶段,我们的重点还是针对国内新能源配套的储能市场,开发高安全、长寿命、高收益的储能产品。商业模式上,会采用集中共享的模式与国内新能源投资商共同开发项目。将分散的小规模储能集中建设,解决运维难、调度难的问题,同时工程质量也会得到一定保障。”

谈及企业如何在储能市场保持竞争力时,晋永清透露,汇川技术今年内共取得储能项目订单近300万千瓦。“通过对能源场景的洞察,我们在发、输侧集中布局储能,在配用侧布局了工商业储能和户用储能。同时,还构建了集中式产品平台、工商光储平台、户用光储平台、工业电源平台,通过这些技术平台,逐步完善各个场景下的储能产品,再通过与各个场景下垂直方案的客户,共同构建更加具有竞争力的水平解决方案,从技术创新上构建核心竞争力。此外,储能的多应用场景也是我们打造核心竞争力的关键,未来储能领域核心竞争力一定来自于客户的需求与产品的融和和能力。”