

四部门联合发布新版《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南》，进一步细化管理、分类指导，多地同步因地制宜制定科学灵活措施——

高耗能行业升级改造有了精准“施工图”

■ 本报记者 朱妍

核心阅读

改造升级是一项系统工程,需充分立足行业发展实际、发挥政策协同效应,完善工作机制,形成工作合力。需推动有关部门向行业节能减碳效果显著的重点项目提供高质量的金融服务,积极落实节能专用设备、技术改造、资源综合利用等税收优惠政策,助推企业加快改造升级步伐,提升行业整体能效水平。

近日,国家发改委联合工信部、生态环境部、国家能源局发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022年版)》(以下简称《指南》),分析了炼油、乙烯、现代煤化工等17个行业主要工序及耗能环节存在的问题,并提出改造升级方向及目标。其中,能效在标杆水平特别是基准水平以下的企业,要积极推广先进技术装备,加强能量系统优化、余热余压利用、污染物减排、固体废物综合利用和公辅设施改造,提高生产工艺和技术装备绿色化水平,提升资源能源利用效率。

值得注意的是,在这份“施工图”发布之前,国家发改委等五部门曾于去年10月、11月先后发布《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》和《关于发布〈高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平(2021年版)〉的通知》,从顶层设计到落地实施,逐步推动高耗能行业转型升级。在此背景下,多位受访者认为,《指南》进一步细化管理、分类指导,体现了国家对传统产业绿色低碳转型的重视。同时,抓住能效水平的“牛鼻子”引领改造升级,既可有效遏制“两高”项目盲目发展,也能避免对相关产业“一限了之”,从而兼顾节能降碳与经济平稳运行。

纠偏“一刀切”,改造升级有据可循

“这些重点领域既是能耗和碳排放较高的行业,也是国民经济的重要组成部分。多数产品处于产业链上游,事关基础原材料供应。”工信部国际经济技术合作中心研究员毛涛举例,磷化工属于典型的高耗能行业,但其生产的产品为磷酸铁锂电池提供原料,关系到新能源汽车的动力系统供应,而新能源汽车是国家重点支持的产业。“对于这样的行业不能简单限制,高耗能属性主要由产品性质、工艺特点决定,要抓住关

键环节精准施策。”

一位发改系统专家坦言,在此之前,部分地方曾出现认知偏差、做法走样,对高耗能行业搞“一刀切”。《指南》为每个重点领域制定了切合实际的目标,并提出具体工作方向、技术选择等供相关方参考,总体来看管理更加精细,可有效避免生产供给大起大落,进而帮助有关行业提升竞争力。

以现代煤化工为例,由于能耗较大、“三废”排放量偏高,其定位和发展前景一度备受争议。《指南》指出,现代煤化工行业先进与落后产能并存,企业能效差异显著。比如2020年,煤制甲醇行业能效优于标杆水平的产能约占15%、低于基准水平的产能约占25%,而煤制乙二醇行业的上述比例分别为20%和40%。“用能存在余热利用不足、过程热集成水平偏低、耗汽/耗电设备能效偏低等问题,节能降碳改造升级潜力较大。”《指南》明确,到2025年,全行业基准水平以下产能基本清零。

“现代煤化工部分能效标准是在‘十二五’期间制定发布的,与先进水平有一定差距,急需根据发展阶段、技术装备水平、能耗和碳排放量等实际情况优化调整。”石化联合会煤化工专委会副秘书长王秀江进一步称,科学设定能效标杆水平并提出改造升级路径,将大大提升资源能源利用效率。

地方配套政策陆续跟进,盲目发展变有序发展

国家层面积极引导的同时,各地纷纷结合实际强化管控,前期盲目上项目的势头得到有效扭转,高耗能行业正在转向有序发展。

上述发改系统专家举例称,中央环保督察组2021年5月在山西发现,全省计划上马178个“两高”项目,预计能耗5942万吨标准煤,大幅超出“十四五”新增用能空间,其中71.3%的项目甚至存在手续

不全违规开工的问题。山西对照问题开展整改,除了严控“两高”项目准入、严格处置违规项目,还以煤电、化工等六大高耗能行业为重点,对重点用能企业能效水平进行摸底,编制了六大高耗能行业能效分析报告,将节能改造任务细化至市县、企业、项目。据了解,山西已计划2024年底前完成全部节能改造任务,单位产品综合能耗将达到能耗限额标准先进值。

记者梳理发现,今年年初至今,多地纷纷拿出新一轮高耗能行业管理方案,管理方式科学灵活。例如,陕西省发布的2022年版管理目录细化了“两高”项目覆盖范围,表明清单并非一成不变,而是将根据实际情况动态调整。

“在用能大省山东,既要严守‘两高’行业能耗煤耗只减不增底线,实施总量控制、闭环管理,也要统筹谋划、精确用好‘十四五’能耗增量,管理不等于不要发展。”通过关停和改造提升腾出的能耗和煤耗指标,只能专项用于新上有利于产业基础高级化、产业链现代化的“两高”项目建设。高耗能行业跨区域转移时,整合腾出的能耗煤耗指标,分行业按照不同比例实行有偿收储,有关部门已研究制定细化方案。对于促进产业基础高级化、产业链现代化的重大“两高”项目,可采取“过桥”方式支持,但必须按期返还。”山东省发改委相关人士表示。

摒弃敞开口子供应和使用能源

根据《指南》,对有改造升级空间的高耗能项目合理分类、综合施策,对不符合绿色低碳转型发展要求的落后工艺技术和生产装置,依法依规加快淘汰。对此,多位受访人士提醒,留出升级改造的机会绝不等于放松管理。

毛涛指出,《指南》首次在“减污降碳”前面加了“节能”二字,提出推动三者协同

增效的绿色共性关键技术、前沿引领技术和相关设施装备攻关。“事实上,主管部门对高耗能行业绿色发展提出了更高要求。比如有的企业虽然降低了碳排放,或实现了污染物减排,但其过程却增加了资源能源消耗,并未真正做到节能提效。部分行业集中度低、同质化严重,通过上优汰劣、产能置换等方式开展兼并重组,可促进集聚发展。由此,先进企业将资金、技术、管理等优势带入中小企业,帮助其提升工艺装备水平及能源利用效率。但同时,也要防止以此为名盲目扩张产能、低水平重复建设。”

“即便完成升级改造,也不意味着一劳永逸。”上述发改系统专家表示,做好用能预算管理,加强用能过程管理,提升节能管理能力,对高耗能行业和企业也是关键任务。“重点领域、重点用能单位要深挖节能潜力,加强先进节能技术和产品推广应用,建立健全能源计量体系,最大程度摒弃敞开口子供应和使用能源的粗放发展模式。”

王秀江提出,高耗能行业节能降碳需形成合力。“改造升级是一项系统工程,需充分立足行业发展实际、发挥政策协同效应,完善工作机制,形成工作合力。需推动有关部门向行业节能减碳效果显著的重点项目提供高质量的金融服务,积极落实节能专用设备、技术改造、资源综合利用等税收优惠政策,助推企业加快改造升级步伐,提升行业整体能效水平。”

政策解读



我国氢能产供储销体系建设提速

核心阅读

越来越多国家层面的政策提及氢能,意味着国家对氢能产业更加认可,或将进一步支持该产业发展。目前我国氢燃料电池汽车产业发展迅猛,一定程度上带动了氢能全产业链加速发展,但在制氢、储运、加氢、应用等环节亟待进一步协同发展,同时氢在储能、工业领域脱碳方面的潜力有待挖掘。

本报讯 记者仲蕊报道:国家发改委、国家能源局2月10日发布的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》(以下简称《意见》)提出,完善充换电、加氢、加气(LNG)站点布局及服务设施,降低交通运输领域清洁能源用能成本,统筹能源绿色低碳转型和能源供应安全保障,探索建立氢能产供储销体系。对此,多位业内专家表示,目前我国氢燃料电池汽车产业发展迅猛,一定程度上带动了氢能全产业链加速发展,但在制氢、储运、加氢、应用等环节亟待进一步协同发展,同时氢在储能、工业领域脱碳方面的潜力有待挖掘。

氢气的危化品属性是制约氢能产业发展的重要因素之一,制氢体量、储运氢规模、加氢站建设等都因此面临挑战。虽然目前尚无文件明确将氢能正式纳入国家能源体系,但业内呼吁从未停止。PGO氢能与燃料电池产业研究院院长周元表示,目前氢能产业面临高昂的储运成本和安全性等问题,只有将其正式纳入能源体系,赋予其能源属性,才能在管理方面获得更大突破空间。张家港云氢新能源研究院院长魏蔚

认为,《意见》将氢能利用与天然气、电力、石油等能源并列提及,一定程度上显示出氢能对国家层面的管理正往能源方向转变,已逐渐进入能源体系考量范围。同时也表明,氢能在我国能源绿色低碳转型中已成为不可或缺的关键组成部分。

“越来越多国家层面的政策提及氢能,意味着国家对氢能产业更加认可,或将进一步支持该产业发展。”中国国际经济交流中心科研信息部部长、研究员景春梅告诉记者。随着国内氢能产业加速发展,氢能应用场景越来越广泛,氢气产量呈持续增长之势。行业预测显示,2030年我国氢气需求将达到3500万吨,在终端能源系统中的占比将达到5%;到2050年,上述占比将至少达到10%,氢气需求量将接近6000万吨,产业链年产值约12万亿元。

“在‘双碳’目标下,氢能将是重要的能源之一。我国虽是氢气生产大国,但目前仍以灰氢为主。”周元称,发展氢能应以实现规模化的碳减排为主要目标,绿氢是未来制氢端的重要发展方向。清华大学核能与新能源技术研

究院教授、国际氢能协会副主席毛宗强此前告诉记者,“可再生能源发电制氢在国内已获认可,随着各地规划布局和技术进步,可再生能源电价走低将不断降低电解水制氢成本。在碳排放和经济性上,绿氢短期内可与化石能源制氢相比,这在一定程度上倒逼化石能源制氢规模缩小。”

公开信息显示,“双碳”目标提出以来,我国在绿氢部署规模、电解水制氢设备市场等方面迎来大幅增长,新疆、内蒙古、河北等多省区均发布了可再生能源制氢政策并已落地相关项目,多家企业也纷纷布局可再生能源制氢业务。

“以绿氢为方向,氢能产供储销体系在政策支持下有望加速完善。不过,目前我国绿氢生产规模较小,储运效率不高,需要在电解水制氢设备、液氢和氢气管网储运的布局力度、技术水平等方面持续加大投入。”魏蔚提醒。

除了扩大供氢规模外,挖掘氢在储能、工业脱碳领域的潜力,也将提升氢能市场的需求,扩大氢能产业应用规模,加速健全氢能产供储销体系。

根据国务院2021月印发的《2030年

前碳达峰行动方案》,到2025年,我国非化石能源消费比重将达到20%左右,到2030年,这一比重将达到25%左右。魏蔚认为,从我国可再生能源的增长势头看,单纯依靠电网消纳是不够的,还需建立新的传输和消纳体系。“以氢储能与绿氢制备的方式进行可再生能源消纳、供应,有利于进一步提高可再生能源占比。”

景春梅也认为,新能源大规模发展离不开储能建设,目前抽水蓄能、电化学储能时间短且规模较小,而氢能是集中式可再生能源跨季节、长周期、大规模储能的最佳方式。

就氢能工业在工业脱碳领域的作用,景春梅举例称,炼钢领域的还原剂可用绿氢替代焦炭,煤化工领域可用绿氢作为化工原料。“氢能在难以通过电气化实现脱碳的工业领域具有不可替代的重要作用。”

对于《意见》提出的探索输气管道掺氢运送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式,上述专家表示,推进氢气运输基础设施建设,对氢能产供储销体系的建立尤为关键,将为氢发挥储能、脱碳作用提供重要支撑。

上接1版

针对废旧动力电池再利用,北方工业大学汽车产业创新研究中心研究员张翔认为,在市场广阔且前景向好的背景下,《方案》将带动更多企业涌入以动力电池回收为代表的再生资源规范化利用领域,促进产业升级。

瞄准要害,探索破题路径

据行业估算,2020年我国大宗工业固废综合利用量达20亿吨,其中再生资源回收利用量约3.8亿吨,再生资源综合利用已成为保障我国资源供应安全的重要力量。不过,包括新能源产业固废在内的工业资源综合利用能力不足、缺乏有效利用途径和成熟技术路线,以及综合利用难度大等现实问题。

“目前,废旧光伏组件回收处理主要有物理法、化学法和热解法等技术路线,且已全部纳入国家重点研发计划课题,英利中国联合高校等单位承担了相关研究课题,首条物理法晶硅光伏组件回收处理生产示范线今年1月已投入使用,但总规模只有1万千瓦,和去年全年5300万千瓦的光伏新增装机规模相比,体量还十分有限。”宋登元表示,上述课题旨在攻克核心技术和装备,要真正实现商业化和产业化运营,还需把握好经济成本等非技术因素,以此促进规模化发展。

张宇进一步指出,风电叶片的回收技术,如物理打碎、化学分解等处理方法,目前也在探索之中,但现有的叶片回收技术和能力尚不足以消纳未来的报废需求,经济性也欠佳,影响了相关技术的规模化推广和应用。《方案》出台无疑提振了企业信心,将为产业发展带来转机。”

张翔则表示,废旧动力电池回收产业目前处于起步阶段,回收系统还不够成熟。《方案》要求完善管理制度,强化新能源汽车动力电池全生命周期溯源管理,这将便于监管部门跟进报废电池全生命周期过程,规避不正规回收企业进入市场。”

值得一提的是,《方案》提出新建50家工业资源综合利用基地,探索形成基于区域和固废特点的产业发展路径,业内认为这有利于产业发挥集群优势,推动技术路线孵化与固废二次利用。

协同发展,强化跨界利用

针对《方案》提出的加强产业间合作,促进固废资源跨产业协同利用,张宇认为,该要求为新能源产业固废回收注入了新活力。“例如目前主流的风电叶片回收技术是将叶片打碎后添加进建筑材料或直接填埋,而在固废资源跨产业协同利用的情况下,未来风电叶片回收和建材等其他领域的联合将进一步深化。”

“废旧光伏组件可以实现100%回收和再利用。”宋登元介绍,光伏组件经过拆解,金属铝边框、铜、银、玻璃等回收后可作为原材料再次用于光伏产业,而硅材料再投入光伏制造的难度较高,需要和其它产业结合才能实现再利用。“硅回收后再利用于光伏电池的生产,需进行提纯,成本很高,若用于硅合金制造要求则相对较低,经济性更佳。光伏组件背板、光伏电池封装胶膜EVA等高分子材料再制成光伏所用材料难度也很大,但可以用于其他工业领域。”

同时,新能源产品制造技术的升级迭代正在为产业上下游联合发展带来新机遇。据了解,目前国内企业已掌握废旧动力电池物理法回收技术,但在锂电池技术加速更新的背景下,回收对象也在发生变化。磷酸铁锂、三元锂向磷酸锰铁锂、钠离子电池的转变需要产业链上下游相互“通气”,提前预判回收市场动向,打通产业大循环。

宋登元表示,新型光伏技术升级也面临同样的挑战。“例如异质结硅电池ITO薄膜中含有非常稀有的铟元素,薄膜电池也使用了与传统硅不同的半导体材料。预计未来新型光伏组件的市占率将不断提升,相关回收技术也需不断升级,以应对市场需求变化。”