

“双碳”目标下我国氢能产业发展的“六不”和“六要”

► 景春梅

氢能作为一种清洁无碳、灵活高效的二次能源和重要工业原料,已成为我国推动绿色转型、助力实现“双碳”目标的重要选项。但氢能产业目前仍处在初期发展阶段,与“十四五”时期高质量发展的要求相比,还存在不少挑战和困难。

一、我国氢能产业发展尚面临“六不”

一是热度不减。一些地方政府把氢能产业作为重要的新动能培育,纷纷开展全产业链布局,缺乏对本地发展氢能产业比较优势的客观分析,呈现多点开花、无序竞争、发展过热之势。根据赛迪科创发布的《2020 年氢应用发展白皮书》显示,截至 2020 年 8 月,我国氢能产业链相关企业已达 2196 家,近 5 年氢能相关企业新增注册量增长 457%。国内 1/3 以上的央企正积极布局氢能产业链建设,隆基股份、长城汽车等民企也活跃其中。截至 2021 年 5 月,地方已出台氢能产业规划、实施方案及指导意见近百份,氢能产业扶持政策近 40 份,已建成(或规划)30 余个氢能产业园区。据各地氢能产业规划规模测算,我国氢燃料电池汽车总产能 10 万辆以上,规划总投资超过 2000 亿元。

二是创新不强。一方面,核心技术和关键材料尚存“卡脖子”风险,不少关键材料和零部件还依赖进口,关键组件制备工艺亟须提升。另一方面,缺乏统筹,不少企业扎堆搞燃料电池核心技术研发,人才稀缺、资源分散,各自为政、重

复建设和低效竞争现象比较突出。

三是成本不菲。核心关键技术依赖进口,导致全产业链成本高企,特别是氢气制取和存储成本高昂。光伏制氢综合成本虽能控制在每立方米 1.5 元,但仍显著高于煤制氢和天然气制氢。基础设施薄弱,储运成本在氢气终端消费成本中占 40%—50%。3.5 吨氢燃料电池物流车制造成本达 80 万元,终端用氢成本达每千克 50 元,应用推广高度依赖政府补贴,商业化发展模式尚难建立。

四是氢源不绿。煤制氢比重过高,制约产业高质量发展。据测算,到 2060 年实现碳中和时,我国非化石能源消费占比要从目前不足 16% 提升至 80% 以上,非化石能源发电量占比需从目前的 34% 提升至 90% 左右,这意味着未来必须大幅降低化石能源消费。我国工业制氢产量每年大约 3300 万吨,大多作为工业原料使用。目前基本上是化石能源制氢,其中煤制氢占比最高,约为 62%,技术也最为成熟,而可再生能源电解水制氢在氢气供应中占比不足 1%。由于碳捕集与封存(CCS)技术尚不成熟且成本偏高,近期无法与大规模煤制氢形成有效匹配,难以满足“双碳”要求。

五是场景不多。各地发展方向局限于燃料电池汽车,示范应用主要集中在以公交车为主要应用场景的交通领域,应用场景单一,产业同质化突出。实际上,充分发挥氢在储能方面的作用,带动可再生能源大规模发展才是我国发展氢能的巨大价值所在。在氢燃料电池汽车领域,对于燃料电池技术路线更具优势的中重型卡车的示范运营尚未真正开



氢能源公交车

图片来源:本报图片库

展,而轨道交通、航空航天、分布式发电、热电联供等其他领域仍需全面挖掘氢能的价值和潜力。

六是政策不全。氢气的能源属性明确,但产业缺乏足够的支持政策和具有可操作性的实施细则。产业标准体系不健全,氢能技术标准中关于氢品质、储运、加氢站和安全标准的内容较少,高精度氢气品质检测和高灵敏度氢气泄漏等重要测试装备欠缺,权威检测认证机构仍未出现。

二、推动我国氢能产业高质量发展需做到“六要”

根据当前产业发展基础和现状,预

计“十四五”时期,我国氢能产业发展将以健全产业链和突破核心关键技术为主线,产业政策应以服务主线,并围绕“双碳”目标,推动实现氢能与可再生能源融合发展,探索商业化发展路径。推动我国氢能高质量发展,要实现有序发展、创新引领、绿色低碳和商业化路径四大目标。具体可从以下几方面着力:

一要减热度,谨防产能过剩和恶性竞争。注重统筹布局、协调发展,推动地方结合自身基础条件理性布局氢能产业,实现产业健康有序和集聚发展。在京津冀、上海、广东、以及最近刚刚批复的河南、河北等“3+2”燃料电池汽车示范城市群基础上,进一步优化产业

储能产业链解析及相关建议

► 李天宇

2020 年 9 月,我国明确提出 2030 年实现碳达峰、2060 年实现碳中和的目标,成为新能源时代重要标志性事件。传统能源加速向清洁能源过渡,储能技术将发挥重要作用,支撑新能源发展迈入新阶段。

一、储能产业概览

1. 储能的定义及应用场景

储能是指通过介质或设备将能量存储起来,在需要时再释放的过程。储能本身不是新兴技术,但其产业化发展时间仅有 10 余年,目前仍处于起步阶段。

储能技术主要有三类应用场景:发电侧、电网侧、用户侧。用户侧,多数以配合小功率光伏应用的光储形式存在,用户增设储能容量,实现对峰谷电价的套利。用户可以在负荷低谷时,以较便宜的谷电价对自有储能电池进行充电,在负荷高峰时,将部分或全部负荷转由自有储能电池供电。我国近两年居民自建光伏装机容量增长迅猛,不带储能的光伏发电渗透率增大,将会影响到电网的稳定性。若光伏发电出力过大,将会在电网局部形成潮流倒送的现象,增大电网调度的难度,影响电网运行的安全。用户侧加装储能电池,可以在低压侧形成缓冲层,吸收部分出力过大的光伏发电,便于调度部门对潮流进行控制,保证电网运行稳定性。

发电、电网侧,风力、光伏发电有较强的间歇性与随机性;为了减少弃光弃风并实现出力与负荷实时平衡,当前主要通过调节相对可控的发电能源——水电与火电来适应用户端实时负荷的变化。因此,风光发电想要深度取代火电,实现电力脱碳,需要其出力保持相对稳定,而这一下一关卡的突破则依赖储能技术。

2. 储能技术分类与市场占比

在技术指标上,热能存储、抽水储能虽然综合指标较优,但仅限于特定地区建设;锂离子、氢储能技术虽然在综合效率、成本等指标上表现欠佳,但其可移动、可小型化的特点更为顺应当下新能源尤其是新能源汽车的发展趋势。

在产业总体赛道中,各项储能技术

目前以抽水储能作为绝对优势技术,但对环境条件要求较高,在新能源发展的强力驱动下,电化学储能、氢储能的技术份额逐步提高,也是目前资本角逐的热点领域,是未来发展前景最大的两个技术赛道。

在不同细分技术领域,锂离子电池是目前电化学储能技术的绝对主流,市场占有率达到约 86.3%,氢储能目前处于起步阶段,尚未产生绝对领先技术。

3. 我国储能产业发展规模

电力行业通常利用储能装机量所达到的能量度量单位(GWh)作为衡量产业规模的单位,预计 2022 年我国储能装机规模将达到 18.53GWh。在煤电水电时代,我国储能产业规模较小,进入新能源时代后,其产业规模实现大幅增长。

二、储能细分产业链解析

储能产业由于技术分类多元,各类产业链资源差异较大,因此选取当下投资热度较高的锂离子电池、氢储能两大细分领域进行梳理。

1. 锂离子电池储能产业链梳理

1.1 产业链

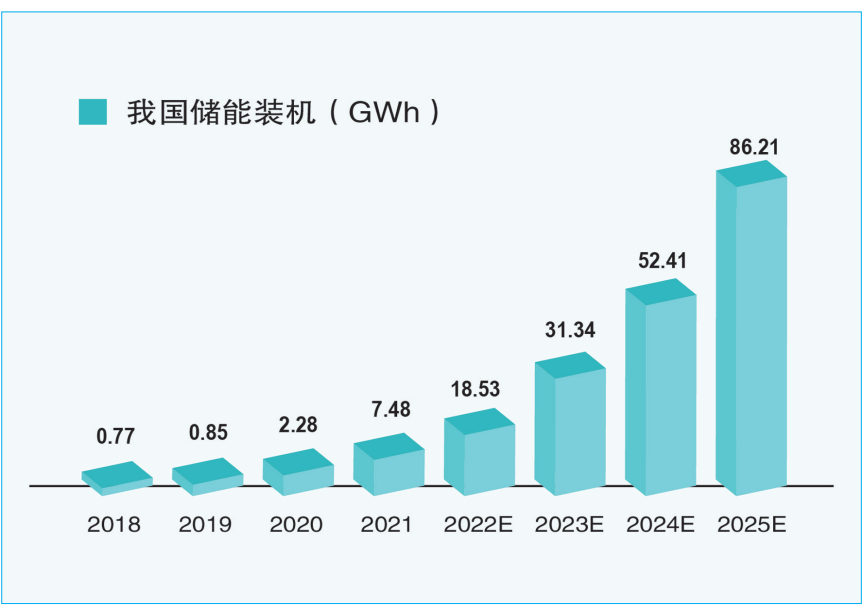
锂离子电池储能产业链包括上游设备商、中游集成商和下游应用端,其核心是中游集成商的储能系统,主要包括电芯、EMS(能量管理系统)、BMS(电池管理系统)、PCS(双向变流器)等多个部分。电芯是储能系统的核心,成本占比约 67%;BMS 主要负责电池的监测、评估、保护及均衡等;EMS 负责数据采集、网络监控和能量调度等;PCS 可以控制储能电池组的充电和放电过程,进行交直流的变换。锂电池主要包括磷酸铁锂和三元锂电池两类。

1.2 行业发展与竞争情况

国内储能电池竞争格局正逐渐集中,国内出货量行业集中度 CR5 为 54%,其中宁德时代 2019—2020 年位居首位,2020 年国内出货量市占率 17%。国内企业中比亚迪 2020 年海外出货量领先,但海外份额仅 6%,海外市场仍有庞大替代空间。

1.3 行业限制因素

锂离子电池的原材料,主要包含锂



2018—2025 年我国储能产业发展规模

原料、钴、镍、铜等稀有金属矿产资源。其中,锂资源的供应地主要包括我国青海、西藏、江西以及澳大利亚、智利等地;镍资源主要来源于东南亚地区;金属钴对锂离子电池供应的影响最大,其产地主要来源于刚果(金)。总体来看,我国锂离子电池产业链原材料对外依赖程度较高,锂资源是锂离子电池主要限制因素,国内锂资源虽然长远来看并不缺乏,但短期内开发成本较高,对外依存度较高。

1.4 市场机会

锂离子电池进入电力储能领域较晚,在交通工具电动化下,技术进步较快,成本下降显著,2012 年以来成本下降超过 75%,目前已成为电力储能领域中应用最为广泛的储能技术之一,在电力系统发输配用各个环节均实现应用。目前,锂离子电池储能系统仍面临安全性、系统可靠性、寿命以及本体回收等问题,这是锂离子电池在储能领域中应用所面临的重大挑战,也是未来锂离子电池储能系统重点攻关研究的方向。

总体来看,锂离子电池的创新机会和创新需求主要围绕技术本体、系统集成、部件选型等方面展开,开发高安全、长寿命、高效率的电池储能系统产品成

链资源配置和分工,形成区域间协同、产业链互补的发展格局,从而带动全国氢能产业健康有序发展。

二要补政策,引导产业高质量发展。根据顶层设计,完善氢能产业链配套支持政策,弥补行业标准和政策空白。推动完善氢能制、储、运、加、用标准体系,推进氢能产品检验检测和认证公共服务平台建设,推动氢能产品质量认证体系建设。在安全前提下布局产业发展,建立健全氢能安全监管制度和标准规范,强化全产业链重大安全风险全过程防控。

三要强创新,矫正分散研发弊病。发挥新型举国体制优势,全面提升基础研究、前沿技术和原始创新能力,通过产业联盟、创新平台等形式,组织产业链龙头企业进行联合攻关,集中突破关键核心技术。加大对氢能产业基础研发的财政资金投入,优先支持自主创新。组织科研力量攻克关键材料和核心技术,加快国产化进程,有效降低终端用氢成本。

四要绿氢源,推动氢能源和可再生能源耦合发展。我国可再生能源装机居全球第一,在绿氢供给上具有巨大潜力。随着新能源规模化发展,用电成本有望持续下降,从而进一步降低制氢成本。氢能兼具清洁二次能源与高效储能载体的双重角色,是实现可再生能源大规模跨季节储存、运输的最佳整体解决方案。应以绿氢为导向,一方面,因地制宜鼓励具备风、光、水等清洁能源优势的地区,优先发展制氢产业;另一方面,充分发挥

氢在储能方面的优势,弥补电力瞬时消费,难以储存的短板,带动可再生能源规模化发展和高效利用。

五要通堵点,尽快开展管道输氢试点示范。由于氢气大规模储存、运输等技术瓶颈尚未得到突破,加上基础设施限制,氢能发展目前应鼓励就近消纳。加强统筹规划、区域联动,加大高载能企业向西部风、光资源集聚区布局力度,减少氢能长距离运输。同时,引导有实力的大型企业带动实施氢能基础设施建设,鼓励有条件的地区开展点对点的纯氢管道试点,以及城市燃气的管道掺氢试点。

六要拓场景,有序开展多元应用试点示范。尽快开展氢储能试点示范,为带动我国新能源规模化发展创造条件,提高整个能源系统的稳定性和灵活性。助力社会经济发展和生活消费的绿色转型,推动氢燃料电池在商用卡车、大巴车、无人机等领域持续渗透,并在铁路、航运、航空等重型应用场景实现新突破。在全球控制碳排放的背景下,绿氢为传统化工、炼钢产业绿色化、高端化发展提供了新思路。一个是代替灰氢(由化石燃料制取)作为原料应用在煤化工领域,降低甲醇、化肥等化工产品生产中的二氧化碳排放和煤炭消耗量,实现煤炭的清洁高效利用;另一个是与高端煤基新材料产业链有效融合,生产甲醇和烯烃等高端材料,实现可再生能源向高端化工新材料的转化。

(作者系中国国际经济交流中心科研信息部部长、能源政策研究所负责人)

性上具有一定优势,更适用于长距离、大功率的商用车场景。目前,氢燃料电池客车或物流车的经济性明显落后于纯电动汽车,随着氢燃料电池技术的进步以及氢气制取、储运成本的下降,长期来看氢燃料商用车生命周期内的全持有成本有望下降到与纯电动汽车相当甚至更优水平。

三、储能产业发展建议

对政府而言,需要制定储能长期发展战略,明确储能在电力系统中的作用及价值,出台储能产业发展保障政策;制定储能技术发展路线,针对当前热点及前沿技术给予重点支持,突破关键技术的研发,鼓励储能技术创新,另外通过政策引导为较为成熟的储能技术提供市场空间;加强校企、院企共建实验平台的建设,推进储能关键技术国产化发展、促进创新型储能技术产业化发展。

对企业而言,需要深挖利用电动汽车容量资源,通过发展虚拟电厂技术聚合分散的动力电池储能资源、提高充放电过程的电网友好性,促进储能与电动汽车融合发展,以轻资产运营模式降低全社会总资产投入;关注退役动力电池梯次利用资源以及相关技术难题,通过退役电池资源“再利用”延缓新增电池制造投资、降低生产中的碳排放;优化储能选址布局,运用 5G、物联网、云计算等技术实现集中控制、设备共用,通过“共享模式”提高储能电站间、储能电站与风光电场的协同性,以分散建设来减少储能建设规模与成本。

对投资机构而言,储能行业的高增速为相关标的带来了投资价值,后续应重点关注业绩弹性更高的标的:一看储能收入&利润占总体比例。储能利润或收入在公司总体中占比越大,业绩弹性越大。二看海外收入占比。目前海外收入毛利率显著高于国内,因此海外收入占比高的公司业绩弹性大。三看产品属性。目前 ToC 产品盈利水平显著高于 ToB 类产品,因此 ToC 产品供应链的公司业绩弹性大。

(作者单位:北大科技园创新研究院)