

既没有身份,也没有权利——

# 三问发电侧配储

■本报记者 韩逸飞

据记者了解,山东省《关于开展储能示范应用的实施意见》将于近期出台,今年2月,该省还曾印发《2021年全省能源工作指导意见》,提出建立独立储能共享和储能优先参与调峰调度机制。

山东并非个例,虽然各省市纷纷出台相关政策支持储能产业发展,但从目前公布的全国和各省开发建设方案来看,储能义务集中在了发电侧,且责任主体并未局限在新增项目当中,而是在向存量项目蔓延。

## 是否必要?

当前,发展储能的核心原因有二:对内,提升电能质量;对外,降低限电风险,发电侧配储可以起到哪些作用?是否存在必要?

储能行业资深投资专家张大鹏认为,发电侧配储,尤其是可再生能源发电装置配储核心目的就是为了解决弃风弃光、改善可再生能源发电质量,最大限度提升新能源发电的消纳水平,另外,储能装置本身除了可以实现上述功能外,还可以参与地方电力现货市场交易,满足区域

电力灵活性调度需求。

“个人认为,当前地方政府强制发电侧配储,主要还是为了加快可再生能源快速发展的‘缓兵之计’,地方新能源产业的发展不可能等待电网侧储能发展成熟后再追赶,因此发展分布式电化学储能装置就是当下最适合的解决方案。”张大鹏说。

盛世资本智道中国投资总监吴川告诉记者,发电侧配储的核心目的是实现电源的可调度性,包括调频和调峰两种能力的优化。目前,传统电源侧重辅助调频,新能源侧重平滑和弹性输出。“从更宏观的视角来看,‘储’本身就是能源系统中的必然结构,未来也不可或缺。”

## 是否对等?

记者发现,目前配置储能的权利义务明显不对等。回顾最早期的新疆项目试点政策,增加储能后会有保障小时数增加的回报,但现在梳理各地的政策,强配储能后的权利只字未提,比如,没有做出新增平价项目能够签署连续20年PPA的承诺,没有配储项目必然不限电、储能设备会被按照要求逐日调用、不再需要分摊

调峰费的承诺。

张大鹏认为,当前阶段发电侧配储人还是相对弱势。“主要是由于发电侧配储的商业模式都是由三方投资的收入分成模式,其并网、结算都需要借助电厂的‘通道’,如电厂消极应对、拖欠费用、或因其他原因长时间停机都将对投资人带来不利影响。”

在吴川看来,2019年以来,光伏和风电的发电成本接近火电,产业逻辑发生了变化,叠加“30·60”双碳目标政策支持,行业热情非常高。但是,近来,各地发布了对新能源配储的要求,规定了配置储能的义务,虽然能够提高新能源电的质量,却推高了新能源发电成本。目前,政策的制定滞后于产业发展,权责利的划分不够明晰,“权利”滞后于“义务”,会损伤投资者的热情。

## 是否可行?

在传统能源体系中,煤炭、油、天然气等化石燃料承担“储”的功能,向电网输出“二次电力”,是“储+发”的一种电源形式。未来光伏、风电等“一次电力”成为主要电源,电源侧必将演化为“发+储”的电源形

式。“储”的内涵也从储存化石燃料演化为“储电”。

吴川表示,现阶段,锂电池储能辅助调频和新能源并网,已经验证了储能在发电侧的功能。但是发电侧配储仍需面临技术和政策两大难点,首先,低成本的中等规模储能技术和高可靠性辅助调频储能技术尚不成熟,需要尽快示范和推广;其次,各种形态的储能方式加入电网,对并网和调度提出更高的要求,电网也需要进行装备和技术革新。同时,“储能”方式改变,电网参与主体的关系也发生了改变,相关政策需要跟上。

不过就现阶段发电侧配储的时间节点来看,张大鹏建议,在当前各地纷纷出台强制配储的背景下,发电侧最关键的是需要在成本控制的同时,防范储能产品质量、安全风险,不断优化提高储能装置运营效率。

“另外,要积极参与区域电力现货市场交易,增加储能装置盈利能力,培养现货市场交易团队,积极探索创新‘新能源发电+储能’合作模式,如在区域内建立大规模独立储能电站,通过与独立储能电站租赁容量、现货交易等多种合作方式,减少自身投入,最大程度发挥储能装置在区域内的‘海绵’效应。”张大鹏说。

## 图片新闻

### 贵州黔南:昔日荒山光伏发电忙



3月18日,在贵州省黔南州独山县上司镇,原本贫瘠的荒山上,一排排光伏面板在阳光的照耀下熠熠生辉。山上的光伏电站内,工人正在进行设备检修,保障正常发电。

近年来,该镇先后引进三家企业投资建设光伏电站,全部建成后,该镇光伏电站装机容量将达到260兆瓦。2020年,该镇光伏发电量超过4536万度。

人民图片

多地发文鼓励 70MPa 加氢站建设,配套装备企业加快国产化制造步伐——

# 储氢瓶能否摆脱“卡脖子”难题

■本报记者 李丽曼

近日,上海市发布《上海市加快新能源汽车产业发展实施计划(2021—2025年)》,宣布将持续优化当地新能源汽车产业基础设施配套,并“鼓励70MPa加氢站布局”。这是继成都市后,国内又一城市出台相关政策支持70MPa加氢站建设。

从全球范围看,70MPa储氢技术广泛应用于燃料电池乘用车,但因受到原材料需要进口、技术标准缺失等因素影响,我国目前更为主流的储氢技术则是35MPa车载储氢,70MPa储氢技术发展相对滞后。如今,正值我国氢能高速发展时期,在多地支持加氢基础设施发展的政策陆续落地的同时,多家企业也相继宣布将加大70MPa储氢瓶研发投入并扩张产线,70MPa储氢技术是否会就此摆脱“卡脖子”问题,迎来自立?

**我国广泛使用的车载储氢瓶储氢效率相对较低,应用瓶颈较为明显**

近两年来,燃料电池汽车示范城市群建设热潮席卷全国,配套基础设施建设也在逐步提速,加氢站正是其中的关键环节。香橙会研究院统计显示,截至2020年12月底,我国累计建成118座加氢站,在建以及拟建加氢站总计达到167座,而根据高工氢电调研发布的数据,2020年国内70MPa加氢站建成以及在建的总数量则刚刚超过10座。

据记者了解,受制于车载储氢瓶碳纤维等原材料依赖进口、技术成本高居不下

等影响,目前我国广泛使用的车载储氢瓶仍为35MPaⅢ型瓶,与国际市场中更为普遍使用的70MPaⅣ型瓶相比,其储氢效率相对较低,应用瓶颈较为明显。

资深从业者郑贤玲在接受记者采访时表示:“受限于本身重容比,35MPaⅢ型储氢瓶乃至70MPaⅢ型储氢瓶,本身难以满足燃料电池乘用车以及燃料电池重卡的发展需求,70MPaⅣ型储氢瓶是更好的市场选择。”

郑贤玲认为,行业内以35MPa储氢瓶为主的现状,是受整个产业链发展历史影响。由于我国针对70MPaⅣ型瓶国家团体标准发布不久,相关企业仍然处于研发和定性阶段,实际应用很可能到今年底或2022年才会有所突破。

2020年10月,经中国技术监督情报协会批准,《车用压缩氢气塑料内胆碳纤维全缠绕气瓶》团体标准正式发布,并于当年10月8日实施,成为弥补我国70MPaⅣ型储氢瓶技术差距的“重要一步”。

**相关支持政策相继落地,储氢技术研发迎来“新动力”**

随着燃料电池相关支持政策相继落地,储氢技术研发也迎来了“新动力”,多家行业头部企业宣布加大技术研发投入,开启新一代储氢瓶产线建设。

近几个月来,中集安瑞科、中材科技、斯林达等多家行业头部企业均宣布将加大相关技术研发投入,并开启新一代储氢

瓶产线建设工作。

今年2月,法国汽车零部件供应巨头佛吉亚,宣布基本完成对沈阳斯林达大部分股权的收购,双方将共同针对中国市场开发制造Ⅲ型储氢瓶和Ⅳ型储氢瓶。3月,中集安瑞科的全资子公司也与拥有Ⅳ型高压储氢瓶技术的欧洲企业Hexagon Purus HK签署合资协议,共同成立两家合资公司,为亚洲市场提供高压氢气储运解决方案。除此以外,记者在采访中了解到,天海工业、国富氢能等国内企业也在加紧布局相关产线。在业内看来,不论是与国际巨头合作还是自主开发,新一代储氢技术已明显提速。

尽管国内70MPa储氢技术已在不断推进,但要实现这一技术的商业化应用,仍有诸多问题需要解决,主要矛盾则是仍高度依赖进口的碳纤维等关键原材料。

一直以来,碳纤维缠绕复合材料储氢气瓶都是氢能储运领域的重要技术,但多年以来这一技术为美国、日本等国垄断。近年来,包括上海石化、中复神鹰等制造企业已开启碳纤维国产化的进程,但多位业内人士也告诉记者,尽管国产碳纤维市场占比在不断提升,但产品整体质量稳定性仍需提升,储氢领域所需的碳纤维目前仍高度依赖进口。

除了上述问题,张家港云新能源研究院院长魏蔚还告诉记者,应用于70MPaⅣ型瓶中的塑料内胆,往往采用的高密度聚乙烯或其他工艺较为复杂的塑料,但目前国内需求相对较低,生产成本也

相对较高,也依赖进口。

**新一代储氢技术有望在未来一两年内迎来突破**

在业内看来,要实现新一代储氢技术的发展突破以及大幅度降本,各方在研发以及生产方面的投入不可或缺,而市场需求的增长也将加速70MPaⅣ型高压储氢瓶的商业化应用。

魏蔚认为,尽管在氢能行业中部分关键零部件本土制造与国际先进水平还是有一定差距,但随着相关规划及政策的引导,势必会有越来越多的企业进入这一领域,他说:“随着投入越来越多,相信新一代储氢技术将在未来一两年内迎来突破。”

与此同时,业内人士也指出,燃料电池乘用车市场的培育也尤为重要。郑贤玲表示,目前国内应用70MPa车载储氢瓶的车辆相对很少,国内尚没有成熟的燃料电池乘用车市场,随着燃料电池乘用车市场壮大,70MPaⅣ型高压储氢瓶的需求加大将推动这一领域大规模生产,进而实现降本,新一代储氢技术的商业化应用也将随之铺开。

事实上,近几年来,在能源转型的大潮中,交通领域清洁化的趋势已势不可挡,氢能乃至燃料电池汽车作为实现“30·60”双碳目标的重要一环,其应用前景不可小觑。业内人士认为,随着新一代高压储氢瓶产线走向成熟,车辆成本也会随之下降,燃料电池乘用车的竞争力也将有所提升。

## 双碳目标下必须加快能源技术创新

■本报记者 李丽曼

“国家能源集团宣布将在‘十四五’时期实现清洁可再生能源的跨越式发展,计划新增装机7000—8000万千瓦。”在接受记者采访时,国家能源集团北京低碳清洁能源研究院(下称“低碳院”)院长卫昶说。

自2020年9月我国提出“30·60”双碳目标至今,能源企业纷纷加快行动,多家能源央企近期陆续公布了行动计划,卫昶指出,可再生能源的规模化、传统能源的碳减排、能源细分领域的技术创新和碳市场的有序发展非常重要。

## ■ 可再生能源、碳减排双管齐下

“我国目前的能源结构中,煤炭仍占很大的比重,对中国来讲,要实现碳达峰、碳中和的目标,面临很大挑战,我们必须大规模发展可再生能源。”卫昶向记者坦言,“但好在我国可再生能源已经有了很好的产业基础,风电、光伏等清洁能源的发电成本已出现了大幅下降,前景非常光明。”

在卫昶看来,由于可再生能源自身天然的不确定性和间歇性,以及电网系统的灵活性和兼容性仍有待提高,基于智慧电网的技术创新以及储能技术的提升和大规模应用不可或缺。

卫昶认为,在大力发展可再生能源的同时,不能忽视化石能源的碳减排,尤其是燃煤发电碳排放的大幅度降低仍然是一个挑战,产能限制和效率提升是短期可能实现的途径,但最终还是要归结到二氧化碳的捕集、封存或者应用(即“CCS”或“CCUS”),这亟待技术突破以实现其规模化和成本降低。

“二氧化碳的最终去处是关键。”卫昶说,“一方面封存的成本依然偏高,而且要考虑封存后的长期稳定性;另一方面应用的需求与排放量不匹配,而且二氧化碳转化技术距离实际应用依然很远。二氧化碳封存和转化可能是并存的路径”。

## ■ 成本问题是“相对的”

在卫昶看来,推动可再生能源大规模并网应用和化石能源碳排放的大幅度降低以光伏、风电、储能、CCUS等领域的技术创新和技术突破为前提。他说:“在风电领域,海上风电的大规模开发将会成为行业的一大增长亮点。在光伏领域,除组件本身效率的进一步提升外,从集中式到分布式、进一步到移动式甚至可穿戴式光伏应用场景的变化也值得期待。在储能方面,成本依然会有较大的提升空间,不论是当前广泛应用的锂电池,还是正在兴起的大规模高安全性能的液流电池储能系统,在未来都将会更大的应用前景。”

卫昶提到,储能不仅仅是储电这一种形式,储热、储氢等领域都是亟待开发的“新星”。“事实上,在太阳能领域,由光转换为热的效率远比光转化为电更高,如何将太阳能以热的形式储存起来,直接用于对高品质热有较大需求的领域,或许是未来值得重视的技术创新领域。”

尽管技术前景颇为乐观,但从目前国内技术研发现状来看,不论是大规模储能,或是“绿氢”和储热等新兴领域,“成本之困”始终是业内关注的一大焦点,企业怎么算“经济账”?

在卫昶看来,成本问题都是“相对的”,随着全国碳市场的逐步建立成熟,低碳技术的应用也将迎来新动力。“从商业维度来讲,成本是企业最为重要的考量因素。”卫昶指出,“如果二氧化碳减排能够有充分的价值体现,成本的计算方式就有所不同,新技术的发展成本就会是相对的。”

## ■ 新兴技术产业链有待打通

卫昶认为,对于氢能、光热等新兴领域而言,打通全产业链将更加利于降本。

“以氢能为例,目前我国氢能行业还在产业发展初期,未来有很大的发展潜力。在可再生能源电解制氢方面,随着可再生能源成本的降低、电解效率的提升、新型制氢办法的推动,都会进一步降低制氢成本,同样加氢站的大规模建设和使用也会有效降低加氢设备的成本。我国目前氢能发展基础设施建设尚不完全,国内在营加氢站数量还不够多,氢能产业链发展也不完善,这导致了氢能应用的整体成本偏高。此外氢能领域中部分关键零部件尚不能国产化,甚至还存在‘卡脖子’的现象,直接导致了成本居高不下。”卫昶表示。

“同理,光热领域也面临着类似的问题。事实上,低碳院目前也正研发最新的储热材料,取得了很好的进展,但光热这一领域仍面临着尚未规模化、产业链不成熟的瓶颈,要进行大规模推广尚需时日。”卫昶称。