

长时储能亟待破解“账难算”僵局

■本报记者 苏南



“‘十五五’时期,储能科技创新将瞄准长时储能。”“4小时以上的长时储能技术,如液流电池、压缩空气、重力储能将成为未来几年重点突破方向。”“长时储能将成为西北‘沙戈荒’大基地消纳的核心抓手。”近日,《中国能源报》记者在采访时,听到很多业内专家对“十五五”时期长时储能发展的肯定。

国家发展改革委、国家能源局近日发布的《新型电力系统建设“十五五”规划》提到,到2030年,实现28亿千瓦以上新能源高水平消纳。业内认为,新能源跃升式发展带来了巨大的消纳压力,而长时储能作为破解“时间错配”、保障能源安全的关键技术,亟须在政策机制、技术创新与市场模式上实现突破。

■ 大规模新能源消纳需要长时储能

中国能源研究会首席专家黄少中指出,从政策导向看,《“十五五”碳达峰行动方案》《新型电力系统建设“十五五”规划》等均强调或者重视对储能尤其长时储能发展的要求。特别是今年初发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》,首次在国家层面建立了电网侧独立新型储能容量电价机制,直接在收益端为储能发展注入“强心剂”。

数据显示,截至2025年底,全国新型储能装机规模已达1.36亿千瓦,预计到“十五五”末,这一数字将超过3.7亿千瓦。在这一宏观背景下,西北的新型储能发展速度最快、量最多。从比例上看,西北地区新型储能装机领跑全国,达3838.2万千瓦,占全国装机的28.2%。更值得关注的是,西北地区的平均储能时长约3.06小时,高于全国2.58小时的平均水平。

“不容忽视的是,西北地区新能源利用率持续下行,2026年一季度全国风电、光伏利用率均降至91%左右,弃风弃光问题依然存在。”黄少中认为,西北消纳压力源于新能源发电的“错配”矛盾,即风光资源的间歇性与用电负荷的刚需在时间上难以重合。

目前,西北地区储能平均时长已超3小时,且长时储能占比超过50%,但在新能源装机爆发式增长的势头下,现有的调节资源仍显捉襟见肘。中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书长刘勇对《中国能源报》记者表示,要解决西北区域大规模新能源的消

纳,不能仅靠短时储能“打补丁”,还必须大力发展能实现跨日、跨周调节的长时储能。

■ 经济性与市场机制尚存掣肘

何为长时储能?一般指持续4小时以上充放电循环的储能系统,甚至包括8小时、10小时乃至更长时间的储能形态。长时储能是解决新能源跨日、跨周乃至跨季节波动的关键。

长时储能不仅破解“日平衡”难题,还是支撑“沙戈荒”大基地外送,培育能源新质生产力的重要方向。尽管意义重大,但发展长时储能仍面临“成本高、机制缺、协同难”三大瓶颈。

“经济性是核心痛点。”黄少中分析,目前,长时储能技术路线多样,既有锂离子电池、抽水蓄能、压缩空气,也有液流电池、热储能等,各种技术有各有优劣,但成本均居高不下。以压缩空气储能为例,虽然寿命长、运维成本低,但前期投资巨大,特别是西北地区缺乏天然盐穴资源,人工开挖会抬升成本;全钒液流电池安全性好、寿命长,但初始造价高、能量密度低导致占地大,且钒原料价格波动大,令投资者望而却步。

多位受访人士直言,“账算不过来,导致投资者不敢轻易投资长时储能。”中国能源研究会首席专家、国家能源局能源节约和科技装备司原副司长刘亚芳对《中国能源报》记者表示,从技术进步的角度来看,储能成本的下降趋势确实使得在同等投资额度下,建设更长储能时长的项目成为可能。然而,作为投资主体,技术可行性并不等同于投资意愿。项目的最终决策取决于投资回报。如果储能系统每天仅调用一次,且利用时长极短,那么独立投资商显然缺乏动力去参与长时储能项目。“尤其是长时储能的时长定义,目前行业内外尚未形成官方或公认的标准。尽管各地现有配置要求涵盖4小时、6小时、8小时甚至10小时不等,但从国家层面来看,有三个问题亟待回答:一是究竟多长时间的储能算长时储能;二是长时储能成本与短时储能成本通过市场化疏导政策和机制有什么差异;三是需要明确长时储能与能源储备(针对煤炭、油气等化石能源)的区别,因为能源储备成本有一定国家补贴。”

在业内看来,市场机制不完善也是导致长时储能价值难以变现的因素之一。国家虽然出台了容量电价政策,但长时储能补偿标准偏低,未能充分体现其在能量时移、减少弃风弃光等方面的多元价值。另外,电力现货市场和辅助服务市场对长时储能的收益模式仍在探索中,而难以捉摸的盈利预期,增加了长时储能项目落地的不确定性。

此外,产业链协同不足,难以形成合力,这是制约长时储能发展的现实阻力。简言之,就是“各玩各的,未能拧成一股绳”,导致长时储能项目成本居高不下。“长时储能技术链条长,涵盖了上游原材料、中游核心零部件及系统集成、下游电网应用与市场交易等多个环节。然而,这些环节之间存在信息流通不畅、标准不统一、供需对接不准。”刘勇分析,长时储能产业链的碎片化发展,导致难以通过上下游联动分摊研发成本,未来要改变各环节“各自为战”的状况。

■ 机制创新破解经济性难题

针对上述问题,业内一致认为,发展长时储能的核心在于,以机制创新破解经济性难题,科学规划引导产业健康发展。

首先,完善电价政策,实施差异化容量电价。黄

少中建议,应研究制定分时长的容量补偿机制。对于4小时或6小时及以上的液流电池、压缩空气等长时储能,应上浮容量电价标准,拉开与短时锂电的收益差距。通过稳定的固定收益,缩短长时项目的投资回收期,打消资本顾虑。这不仅是解决“账难算”的直接措施,更是引导储能产业向更长时间尺度发展的风向标。

其次,不能“一刀切”,要统筹规划布局,因地制宜匹配技术路线。

黄少中呼吁,在“十五五”专项规划中,国家层面要明确长时储能的发展目标,各省也应根据各地资源禀赋精准施策。例如,在甘肃等地质条件好的区域布局压缩空气储能;在戈壁场地充裕地区推广全钒液流电池;严控单纯短时锂电配套。要做好选址勘察,避免因地质条件不明导致的成本失控。

再次,打通跨省跨区市场,拓宽多元收益渠道。业内建议,放开长时储能参与跨省现货、辅助服务、绿电外送交易的权限。通过“峰谷套利+调峰服务+容量租赁”的三重收益模式,让长时储能在服务负荷需求的同时实现自身盈利。

针对技术瓶颈,建议搭建技术产学研平台,推动降本增效。建设长时储能示范电站,通过规模化量产摊薄造价,并针对高原低温环境优化设备性能,降低运维损耗。

粉煤灰“变废为宝”还有空间

■本报记者 杨沐岩



电厂都面临粉煤灰的处置难题,浙江的电厂也很密集,类似问题也在显现。”

■ 供需有望趋于平衡

福建泉州一家电厂的相关负责人告诉《中国能源报》记者:“电厂用煤要进行掺配,不同的煤种的灰分不同,产生的粉煤灰量有高有低。我们使用的国产煤灰分大约在20%,印尼煤约为5%。平均下来,我们每燃烧1万吨煤,就会产生2000吨左右的粉煤灰,基本每天都会产生十几吨。”他进一步表示,泉州当地粉煤灰也需求低迷,电厂正等待建材市场行情转变。“如果未来需求持续低迷,推进区域电厂联合是一种办法。例如大型发电集团可以通过省一级公司,统一采购和调度区域内电厂的粉煤灰,让各家电厂不再‘各自为战’。”

今年上半年,我国煤电发电量达2.5万亿千瓦时,在全社会总发电量中的占比降至49.7%。新能源对火电替代的加速,有望改善粉煤灰的“供过于求”状态。上述福州的电厂负责人认为:“未来,随着新能源消纳能力越来越强,火电的利用小时数会进一步下降,所需的燃煤量及对应产生粉煤灰量也会随之下降。我们厂机组的利用小时数大约为6000,如果降到4000左右,产生的粉煤灰就能减少约三分之一。长远来看,社会对建材仍有刚性需求,粉煤灰的供需有望趋于平衡,价格也将回升。”

“我们也在想一些办法,至少先把固废变成产品,把环保风险先降下来。”该负责人进一步表示,现在已经有不少发电企业主动延伸产业链,将粉煤灰加工为水泥和石膏等建材产品售卖,在提升固废价值的同时,减少了环保成本支出。

■ 仍需推进高值化利用

仅依靠建筑材料等传统消纳领域,无法完全解决粉煤灰的综合利用问题。为提升其资源化利用效率,需进一步拓展应用领域。

今年以来,有色金属市场出现“算力金属”行情。其中,锗被用于光通信与卫星光伏领域,而粉煤灰正是全球锗生产的主要原料。截至今年7月底,锗年内价格涨幅超75%,提取关键金属是粉煤灰实现高值化利用的重要路径。中国科学院院士、中国矿业大学(北京)教授代世峰在接受《中国能源报》记者采访时表示,粉煤灰中不仅可以提取锗,还可以提取铝、锂和镓等金属。“但不同产地的煤炭含有不同金属元素,电厂进行煤炭掺配,产生的粉煤灰中的金属种类、含量也会持续变化,这是困扰金属提取的一大难题。”

另外,粉煤灰也可以实现绿色矿山固废协同处置、煤矿充填开采及灾害防治注浆多重应用。通过烧结工艺,粉煤灰还可制成多孔陶瓷,在蓄热领域有重要应用,能够提高导热性能和材料稳定性,提升蓄热系统的热响应效率。

但整体看,我国粉煤灰高值化利用的标准体系与政策支撑仍不完善。相关研究指出,我国针对粉煤灰的分级标准、高值产品质量要求等存在明显区域差异,部分地区缺乏统一的检测方法和市场准入门槛,导致跨区域流通的粉煤灰产品面临“认证互认难”的困境,针对高值化利用项目的补贴政策、税收优惠等激励措施覆盖面也较窄,难以充分调动企业的研发与应用积极性。未来,不仅需加快制定激励政策,完善粉煤灰资源化的相关标准,也应针对建材、农业、化工提取等不同利用途径,推动跨行业协同利用,提高粉煤灰利用率。

能聊 能说

全球能源版图正在经历剧烈震荡。近期,霍尔木兹海峡通行不畅,曼德海峡局势紧绷,黑海与波罗的海沿岸的能源港口频遭袭扰,一条条海上能源大动脉相继亮起红灯。而全球石油储备正处于多年低位,多重脆弱性叠加之下,国际能源市场犹如一根绷紧的弦。在这样的困局中,中国却展现出绿色转型的坚定从容、技术能力的普惠输出和超大市场的开放包容,在这场能源风暴中扮演着积极贡献者与强大“稳定锚”的双重角色。

“稳定锚”的力量,首先源自中国自身能源结构的深刻变革。当全球为油气通道受阻而焦虑时,中国全年全社会用电量10千瓦时中已有近4千瓦时来自可再生能源,煤电半年发电量占比首次低于50%。正是能源结构的绿意加深,使中国有效减少了对进口原油的依赖,极大地缓冲了因地缘冲突而引起的国际油价剧烈波动。美国《华尔街日报》观察到,中国通过减少石油进口支撑了世界经济;法国《费加罗报》更直言,这是中国自2008年金融危机以来第二次拯救全球经济。在海上油轮绕行好望角、运费飙升的当下,中国内生的绿色电力替代,成为全球能源价格“高压锅”的关键“泄压阀”。

更深远的意义在于,中国用技术和规模为全球新能源普及铺就了一条低成本之路。过去十余年,中国建成了全球最完整的新能源供应链,推动全球风电、光伏发电平均度电成本分别累计下降超过60%和80%。这意味着,新能源从“奢侈品”变成了“日用品”,能源短缺的国家不必再依赖遥远的航道和动荡的海域。

当电力安全成为各国普遍焦虑时,中国提供的解决方案正从“经济选项”升级为“刚需底座”。2026年8月,中亚四国遭遇大面积停电,当地复盘后给出明确结论:紧急关头稳住系统的,是储能。以远景为代表的中国企业,凭借风储一体化布局,在哈萨克斯坦风电市场占有率高达46%,并签约该国首个1吉瓦米内尔风电项目,配套600兆瓦时储能系统,成为中亚电网稳定的关键支撑。同样的故事也发生在巴基斯坦——金风科技自2023年起系统布局当地工业自用风电,已投运和在建容量近200兆瓦,巴基斯坦信德省的海风正稳定驱动着纺织机和水泥产线。在传统能源通道受阻的当下,这些本土化的绿色电源和储能系统,正为各国筑起一道能源安全的新防线。这些项目印证了“中国制造”将绿色电力送到世界每个角落的能力,让陷于能源进口困境的国家看到了“就地取能”的希望。

中国能源技术的身影还深入那些电网难以触及的角落。在撒哈拉以南非洲,分布式光伏和微电网项目点亮了无数村庄的夜晚;在秘鲁亚马逊雨林,宁德时代以“光伏+储能”替代柴油发电,以更低成本延长了当地供电时间。这些“小而美”的案例,汇聚成同一个事实:中国的新能源产品并非简单的商品出口,而是将能源自主权交给了发展中国家,让“用得起、用得稳”的绿色电力从梦想照进现实,而不是仍旧严重依赖云谲波诡的海上能源航道。

当霍尔木兹海峡的油轮放缓航速,当曼德海峡的紧张局势未解,世界愈发看清:真正的能源安全,在于绿色转型的广度与深度。中国以完整的产业链、开放的胸怀和务实的行动,将自身的绿色变革实践转化为全球的公共产品,在动荡的能源海洋中投下坚实的锚——这枚锚,既为世界稳住当下的价格与供应,更为未来锚定一条清洁、普惠、可持续的航路。

中国何以成为世界能源「稳定锚」

■王海霞