

装机占比最高 盈利困境凸显

发电侧新型储能如何盘好经济账？

■本报记者 卢奇秀

在国内“风光”渗透率不断提升的背景下，预计到2025年，发电侧新型储能装机量将达22.4GW，较2022年增长3倍多，并在2030年进一步提升至75.1GW——中关村储能产业技术联盟和自然资源保护协会日前共同发布的《双碳背景下发电侧储能综合价值评估及政策研究》（以下简称《研究》）做出预测。

近两年，国家多个顶层文件明确提出大力发展发电侧储能，各地也相继出台鼓励或强制新能源配储政策。但据《中国能源报》记者了解，在个别省份，发电侧储能项目经济性差、成本疏导难、社会投资意愿低等问题凸显，提高发电侧储能的综合价值成为业内关注的焦点。

政策驱动爆发式增长

储能能在“发、输、配、用”各环节都有所应用，按运营场景大体分为发电侧、电网侧和用户侧。除用于火电厂调频辅助服务外，还常用于稳定风电、光伏等发电设备，平滑新能源出力的功率波动性，减少弃光弃风。

中关村储能产业技术联盟发布的数据显示，截至2022年底，发电侧新型储能累计装机规模超过6GW，同比增加137%。其中，新增投运规模超过3.5GW，同比增长248%。过去5年，发电侧新型储能累计装机复合增长率超过110%。过去10年，电源侧新型储能累计装机比例在21.2%—47.6%之间，其中2022年电源侧新

型储能装机占比最高，达47.6%。发电侧储能技术分布上，锂离子电池占比98.7%，液流电池占比0.61%，铅酸电池占比0.42%，超级电容和飞轮占比均在0.1%以下。

上述《研究》指出，“十四五”期间，为确保年均新增1亿千瓦以上的新能源维持在合理的利用水平，在抽水蓄能、调峰气电按预期投运基础上，还需新增火电灵活性改造1.2亿千瓦以上，建设3000万千瓦—5000万千瓦新型储能。

中关村储能产业技术联盟副秘书长岳芬指出，我国发电侧储能现有应用以2h的能量型为主，而在短时间尺度（惯性支持、一次调频）和长时间尺度（中长期电压调节）少有实际应用。既有储能项目应用功能较单一，核心目标大多局限在1—2种，综合多种应用功能的储能系统较少。“2021年新增新型储能平均储能时长为2小时，随着新能源渗透率提高，电力系统对4小时以上的储能需求逐渐增加，储能时长将由当前的2小时增至2030年的3.2小时。”

配储经济性困境凸显

基于全国范围内峰谷电价持续拉大和时段优化，用户侧储能收益模式较为清晰。而发电侧、电网侧储能却面临投资成本高、回报周期长的盈利难题。

对业主而言，最关心的还是成本问题。“我们在内蒙古、安徽、江西、河北、新疆等地无市场化独立储能身份的新能源电站配

储项目无收益模式，近一年收入几乎为零。”国内某能源企业高管坦言，“这些项目在建而不用情况比较普遍，导致部分电站利用系数低，增加了新能源建设成本，更谈不上收益。”

据《中国能源报》记者了解，目前部分地区已出台配储参与电力市场以及配储转独立储能的政策，但电站运营相关方较多，运行模式、计量、偏差处理等问题颇为复杂，执行难度较大。

上述《研究》也指出，新能源配储无法获得市场收益且回报率低，电站方主动投资配储的动力不强；火储联合调频是目前市场化程度最高、投资回报相对较好的应用领域，但规模有限；新能源单独配储，成本由新能源电站单独承担，经济性最差。

提高循环次数，降低投资成本是储能电站盈利的关键，但往往在实际运营中不及预期。“厂家称电芯循环寿命可达6000—8000次，但实际使用寿命可能只有3000次。厂家电芯循环寿命测试通常是在恒定环境温度（例如25℃）下进行，而现实应用中，天气、场景对储能系统实际使用寿命影响非常大。”上述能源企业高管强调，企业并不是追求技术最先进，而是要追求性能和价值的最大统一。

增加盈利能力是当务之急

清华大学教授夏清认为，市场机制是问题的根源。“以中长期为主、现货市场为

中国发电侧新型储能装机占比(2012—2022年)



数据来源：CNESA DataLink 全球储能数据库

辅的电力市场模式难以适应风光储高比例的发展，新能源的波动性只有到现货阶段才能准确预测。因此，随着新能源比例提高，需要逐步构建以现货市场交易为主、差价合约规避不确定性风险的电力市场体系。”

另外，储能规模化发展，更要加大调度应用，使其充分发挥价值。“水电大省具有明显的丰水期和枯水期，一般有外送需求，需重点关注氢能等跨季节储能或采用风光水互补方案；火电大省多为负荷中心，一般有多个特高压直流落点，对储能的需求主要是满足本地新能源消纳、调峰调频、紧急功率支撑等；新能源大省对储能的需求主要是满足新能源本地消纳和外送，解决系统多时间尺度有功功率不平衡。”岳芬进一步指出，利用两种或多种储

能技术配合应用的混合储能可实现性能上的优势互补，满足不同应用场景、不同运行工况下的差异化需求，混合储能系统将成为行业发展的必然趋势。

上述能源企业高管指出，要进一步加大新技术、新产品研发及验证，加快技术产品优化迭代，促进储能技术不断进步，解决新型储能安全、寿命、成本等关键问题，不断积累运营经验，加快储能智慧运维系统研发应用，充分利用好海量运行数据，对潜在故障、风险进行预警，提高场站运维效率。“与此同时，建议主管部门完善电力市场机制，研究出台电网调度次数、容量补偿等保障性政策，以及峰谷价差、现货补贴等激励性政策，为新型储能发展提供空间，兑现储能价值，引导电站业主算好经济账。”



图片新闻

8月10日，位于海南昌江的全球首个多用途模块化小型堆科技示范工程——“玲龙一号”反应堆核心模块吊装成功，压力容器、蒸发器、蒸汽发生器、安全壳等关键设备一步到位，工程安装工作进入高峰期。

此次吊装是“玲龙一号”核反应堆模块化制造和安装的一次“首秀”，代表全球核能小型化迈出历史性一步，也标志着我国在模块化小型堆建造上走在世界前列。图为吊装现场。中核集团/供图

四项团体标准编制工作正式启动

储能产业标准化建设提速

■本报记者 苏南

近日，中国化学与物理电源行业协会储能应用分会启动《储能电站用OPzV固态铅蓄电池》《储能用锂离子电池安全测试标准》《电化学储能电站能量管理系统技术规范》《储能电池液冷散热器》四项储能领域团体标准的编制工作。对此，该分会秘书长刘勇向《中国能源报》记者透露，目前各牵头单位正根据收集的意见和建议对标准初稿进行补充和修改。“我们正在协调各牵头单位的时间，计划9月份召开第二次研讨会，团标大概今年底正式对外发布。”

《中国能源报》记者了解到，在电化学储能产业迎来重大发展机遇的当下，上述四项团体标准制定至关重要，标准化建设的提速将促进储能行业高质量发展。

统一标准保障储能安全

安全性是储能行业健康发展的关键前提。在储能行业迅猛发展过程中，国内外锂电池安全事故频发，为解决凸显的安全、成本和资源可持续发展问题，储能企业纷纷将目光锁定在探索研发具备高安全性、长寿命、可循环利用等优势OPzV固态铅蓄电池。

据《中国能源报》记者了解，早在2011年《铅酸蓄电池行业准入条件》实施后，全国铅酸蓄电池企业80%被关停或转行，企业数量从3000多家降至500家左

右。从2021年开始，上游材料、中游电池、下游储能应用端的产业链企业均处在同一起跑线。OPzV固态铅蓄电池虽然在海外应用了十几年，也暂未发生一起起火爆炸，但因其比容量低、电池重，国内市场认知度并不高。

“目前OPzV固态铅蓄电池作为新型储能市场新的技术路线和开发产品，行业尚无统一规范。”参与上述标准制定的厦门科华数能科技有限公司技术中心总经理曾春保接受《中国能源报》记者采访时表示，为规范储能电池市场竞争，实现OPzV固态铅蓄电池在储能电池系统中设计、选型、验证方面有标准可依，亟待通过标准规范OPzV固态铅蓄电池的研发、生产及应用。

谈及《储能用锂离子电池安全测试标准》制定，曾春保表示，当前电化学储能仍处于发展阶段，只有更安全才能有更好的发展。“锂离子电池包含高能量密度的正负极、易燃的隔膜和电解液等材料，在不合理使用和极端情形下易引发电池热失控，发生冒烟、起火和爆炸等现象。要尽快完善储能用锂离子电池安全测试标准，评估电池的安全性和可能发生的问题，确保储能电站安全运行。”

进一步规范能量管理系统

电化学储能电站能量管理系统(EMS)

是储能系统的智慧管理部分，主要实现对电池能量的安全优化调度。多位受访人士直言，目前电化学储能电站EMS尚无统一规范，尤其EMS在储能系统中的设计、选型、验证方面尚无标准可依。

在碳达峰碳中和、构建新型电力系统大背景下，我国在储能领域已陆续发布《电化学储能系统接入电网技术规范》《电化学储能电站设计规范》《电化学储能系统储能变流器技术规范》《储能电站监控系统技术规范》《储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》等诸多规范标准，不过相比行业快速发展，行业规范亟需细化。

刘勇介绍，基于为电化学储能电站能量管理系统的研发、生产及应用提供依据，中国化学与物理电源行业协会储能应用分会启动了《电化学储能电站能量管理系统技术规范》两项团体标准制定。

“我们参与了《储能用锂离子电池安全测试标准》《电化学储能电站能量管理系统技术规范》两项团体标准制定。”美克生能源副总裁助理田立霞告诉《中国能源报》记者，虽然此前已有相关指导性国标，但行业快速发展与标准落地之间必定存在差距，这两项团标是对现有标准的进一步补充、完善。“作为储能安全与数字能源领域的‘双独角兽’企业，我们希望助推行业规范化发展，通过参与相关团标制定，积极响应市场端、技术端对于标准的需求。”

电池液冷散热器生产亟待规范

储能行业火爆发展带动锂离子电池储能、钠离子电池储能、固态电池储能占比持续提升。与此同时，上游企业对散热成本敏感度进一步提升，对材料安全性也愈发重视。

目前，储能电池液冷散热器受业内关注，专利申请数量快速增长，相关企业均开启了量产增投规划。储能电池液冷散热器既可配合水泵循环实现储能电池热管理，也可配合水机获得更优异的热管理性能。但不容忽视的是，储能电池液冷散热器企业当前处于各自为战状态。

“市场上储能电池液冷散热器的品质标准参差不齐。”曾春保言，因为行业尚无统一规范，厂家各有其特定的使用条件与密封性能，并且冷却介质与流阻具有非标准化等特征，企业基本自行标准。“亟待相关标准规范，为液冷散热器研发、生产及应用提供依据。”

业内人士普遍认为，《储能电池液冷散热器》规范的发布将促进储能液冷散热器行业高质量发展，防止劣币驱逐良币现象发生。“安全是储能行业行稳致远的基石，效率是行业长期发展的动能。新能源的下半场将集中在能源资产管理领域，我们希望通过此类行业规范、标准的不断制定，帮助行业实现有序、高质量发展。”田立霞表示。

关注

去年我国露天煤矿产量首次突破10亿吨

本报讯 8月9日举行的全国露天煤矿绿色低碳发展现场会透露，截至去年底，全国共有露天煤矿357处，产能11.62亿吨，平均产能325万吨/年，约为井工煤矿的3倍，千万吨级露天煤矿超30处。从地区分布看，内蒙古和新疆的露天煤矿数量和产能占比分别达到全国的75%和85%左右。

据介绍，2022年我国露天煤矿产量首次突破10亿吨，达到10.57亿吨，以占比约8%的煤矿数量贡献了全国约23%的煤炭产量，产量占比较2000年提高19个百分点。

供应能力持续增强的同时，露天煤矿的智能开采水平加速提升。以智能综合管控平台、边坡监测、三维地质模型构建、无人驾驶、智能穿爆等为代表的智能化应用场景不断丰富。

清洁高效利用和节能降耗成效显著。一批露天煤矿跳出“挖煤、卖煤”的传统路子，将“乌金”锤炼成“绿金”。在国能准能集团，煤炭通过纳米化处理后形成新型特种燃料，具有燃料固含低、点火温度低、燃料热值高等特点，不仅可以降低火力发电煤耗，还拓展了煤炭资源的应用空间。（丁怡婷）

渤海首个千亿方大气田I期项目海上平台建造完工

新华社电 随着3座井口平台8月9日在天津市滨海新区成功装船，中国渤海首个千亿级大气田——渤中19-6凝析气田I期开发项目海上开采平台全部建造完工，为年内顺利投产提供了关键装备保障。

海上开采平台由海油工程天津智能化制造基地负责建造，I期开发项目将在海上新建4座组块、4座导管架，总重量超过3.2万吨。此次建造完工的3座井口平台将实现无人化运行，承担高压注气和开采的重要任务。

中国海油天津分公司工程建设中心项目负责人万文涛表示，为有效提高气田采收率，I期开发项目采用高压循环注气开发方案，注气压力达53兆帕，创国内海上平台之最，并搭载多个天然气及凝析油处理工艺装置，其中包含两套由中国海油自主设计、建造的天然气深度脱水装置。

据I期开发项目的总包项目经理鞠文杰介绍，通过联合技术攻关，团队在国内首次自主完成海上循环注气开发方案系统设计和最高压力海上注气压缩机设计、制造及调试，还自主开发焊接工艺并成功实现多型号焊材国产化应用。

目前，该气田已探明天然气地质储量超2000亿立方米，凝析油地质储量超2亿立方米。I期开发项目去年在天津和青岛同步开工，计划今年投产，将为京津冀及环渤海地区提供稳定可靠的清洁能源。（梁姊 王井怀）