

新型储能技术百花齐放 液流电池商业化正在加速

分析师 | 李柳晓 陈庆

- 容量型长时储能是发展趋势，我们预计2025-2030年中国内地新增新型储能装机约190GW，是现有装机规模的2.4倍，到2030年4小时以上储能装机占比达到50%。
- 长时储能技术格局仍在演变中，中期维度我们看好液流电池和压缩空气储能的发展，未来两者的市占率要视乎其降本节奏。氢储能是长时储能的终极目标，考虑到技术成熟度不足，我们预计其商业化在2035年之后加速。
- 全钒液流电池综合优势明显，目前商业化进程最为居前。锌溴液流电池在技术上不断突破，且由于工作温域较宽、初始投资成本低，已经在部分高寒地区得到应用，商业化前景可期。



SOLAR
CONTAINER UNIT

2025年2月25日

储能行业剖析

新型储能技术百花齐放，液流电池商业化正在加速

容量型长时储能是发展趋势，我们预计2025-2030年中国内地新增新型储能装机约190GW，是现有装机规模的2.4倍，到2030年4小时以上储能装机占比达到50%。在长时储能，技术格局仍在演变中，我们看好液流电池和压缩空气储能的发展，当前压缩空气储能在本土具有优势，但液流电池仍有降本空间，未来两者的市占率要视乎其降本节奏。氢储能是长时储能的终极目标，考虑到当前技术成熟度不足，我们预计氢储能的商业化有望在2035年之后加速。

李柳晓, PhD, CFA
joyce.li@bocomgroup.com
(86) 21 6065 3601

陈庆
angus.chan@bocomgroup.com
(86) 21 6065 3601

- ⊕ **储能需求强劲，新型储能技术百花齐放。** 新能源随机性、间歇性与波动性的特征导致其利用率偏低，配储成为解决该问题的重要途径。传统的抽水蓄能由于建设周期长和资源限制，未能满足未来电网储能的需求，迫切需要发展新型储能技术。2024年，内地可再生能源发电占比已超30%，我们预计到2025/2030年内地仅风电和太阳能发电量合计占比将达到23%/35%，储能装机规模也有望提升至188/366GW，其中新型储能装机占比接近65%/73%。新型储能技术路径多样，当前锂离子电池得益于成本和技术优势，仍是新型储能主流。但由于锂离子电池在安全性和储能时长上无法满足未来储能行业发展的需求，行业内涌现了其他新型储能技术。综合考虑成本、安全性、技术成熟度等因素后，我们认为压缩空气储能、液流电池、熔盐储热和锂电池处于第一梯队。
- ⊕ **2025年有望成为长时储能发展的拐点，而短期内锂离子电池仍然是主流。** 近期强制配储政策的取消使新能源项目摆脱了政策负担，短期内储能项目装机需求或承压，但持续增长的风光发电量导致的弃风弃光、电量消纳问题依然存在，因此我们认为长时储能的长期需求不变。我们预计在2025/30年中国内地4小时以上储能占比提升至21%/50%。关于长时储能技术格局的演变，考虑到锂离子电池储能初始投资成本已经降至500元/kWh（人民币，下同），各厂商正在开发6MWh以上的储能系统以满足大容量的需求，我们认为短期内锂离子电池储能仍将是主流。2025-2030年，压缩空气储能和液流电池商业化进程加速，逐渐成为长时储能的主力，两者的最终占比视乎降本进度。氢储能能量转换效率偏低（约为40%），且成本较高，更适合季节性、大容量的储能，目前仍处于早期研发阶段，我们预计到2030年氢储能才有望成为长时储能的选择，2035年商业化进度才有望加速。
- ⊕ **液流电池支撑长时储能发展，全钒、锌溴等商业化进程加快。** 凭借在安全性、循环寿命以及灵活性上的优势，2024年内地液流电池储能装机量达1.8GWh（对比2023年270MWh）。主流液流电池中，全钒液流电池电化学性能综合优势明显，单Wh成本已经下探至2元并仍有下降的空间，且其供应链已初步成型，能够支撑起开展百MW级项目的开发。锌溴液流电池在技术上不断突破，锌枝晶、自放电、溴及溴化物腐蚀性等问题初步得到了解决，且由于工作温域较宽、初始投资成本低，已经在新疆、青海等高寒地区得到了应用，未来规模化之后成本优势有望更为显著。产业链上，我们建议重点关注全钒液流电池隔膜的国产替代机会。

目录

新能源装机带动储能需求，新型储能技术百花齐放.....	4
2025-30 年展望：预计中国内地新增新型储能装机约 190GW.....	4
储能技术多元发展，五大技术路径各具特色.....	5
储能技术综合评分：三大技术梯队的综合性能剖析.....	9
长时储能应时发展，谁主沉浮？.....	10
发展长时储能是客观需求，多部门发文支持.....	10
长时、大容量储能优质选手：压缩空气、液流电池、熔盐储热.....	13
长时储能技术推进节奏预测：锂电池→压缩空气/液流电池→氢储能.....	14
液流电池迎来拐点，全钒、锌溴加快商业化进程.....	17
液流电池：安全性高、循环寿命长、兼具灵活性.....	17
液流电池的分类和比较：全钒液流电池具备综合优势.....	18
成本下降+混合储能兴起，全钒液流商业化加速.....	23
全钒液流电池产业链已形成，重点关注隔膜国产替代.....	25
附录.....	28
压缩空气储能——近年来发展较快的长时储能技术.....	28
飞轮储能——适合短时储能，用于电网调频.....	29
熔盐储热——近年来安全问题重新得到审视.....	31

新能源装机带动储能需求，新型储能技术百花齐放

核心观点：新能源具有随机性、间歇性与波动性，导致利用率偏低。因此，配储成为解决这一问题的重要途径。传统的抽水蓄能建设周期长、且受资源限制，难以满足未来电网储能需求，迫切需要发展新型储能技术。我们预计2025/2030年内陆地仅风电和太阳能发电量合计占比将达到23%/35%，储能装机规模也有望随之提升至188/366GW，其中，新型储能装机占比接近65%/73%（2024年：57%）。

从技术路径看，截至2024年底，锂离子电池仍是新型储能的主流，其装机占整体储能的55%（对比抽水蓄能42%）。其他新型储能（如液流电池、压缩空气储能、熔盐储能等）各具优势，在调峰、调频、大规模长时储能方面，应用前景广阔。然而，当前这些技术仍处于商业化应用早期或示范阶段，主要受限于技术成熟度和成本问题。

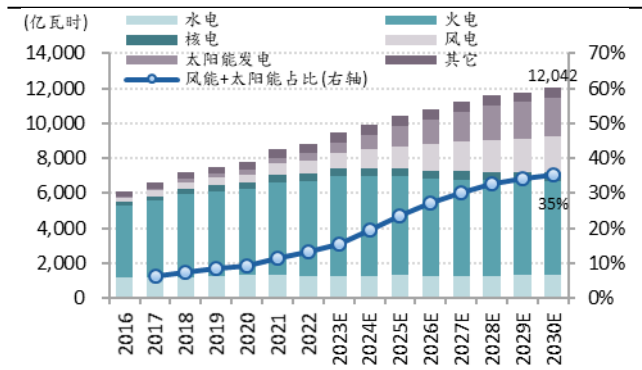
本文中，我们对比分析了五大各具特色的技术路径性能，并综合考虑储能容量、安全性、成本等因素，尝试对各类储能技术的关键指标进行量化，并根据评分划分为三大梯队。

2025-30年展望：预计中国内地新增新型储能装机约190GW

新能源是战略性发展方向，政策支持力度不断加大，2021年10月，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，提出双碳目标。随后，国务院发布的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，国家发改委、国家能源局发布的《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》等文件中均将2030年新能源装机目标定为12亿kW。根据国家能源局发布的《2024年全国电力工业统计数据》，截至2024年12月底，内地风光发电总装机超14亿kW，提前完成2030年装机目标。其中，太阳能发电装机容量约8.9亿kW，同比增长45.2%；风电装机容量约5.2亿kW，同比增长18.0%。发电量方面，2024年内地可再生能源发电量达3.46万亿kWh，约占全部发电量的35%。我们预计到2025/2030年内陆地仅风电和太阳能发电量合计占比将达到23%/35%。

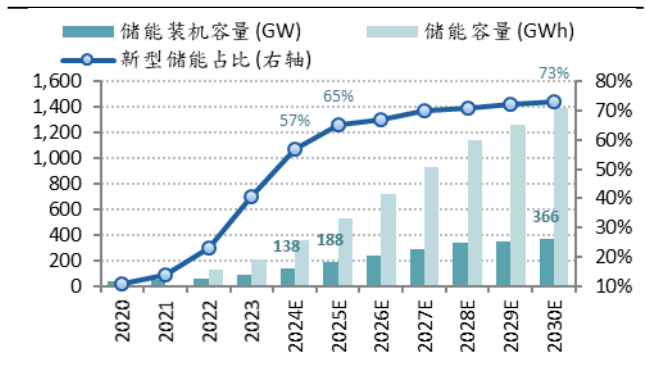
然而，以风能和太阳能为代表的可再生能源的随机性、间歇性与波动性特征，为电网安全运行带来巨大压力。为了促进可再生能源利用率并增强电网的稳定性，大规模长时储能成为解决新能源利用问题的重要技术路径。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）数据，截至2024年底，内地电力储能装机量累计达到137.9GW，其中，抽水蓄能由于技术成熟、成本低、容量大的原因，装机容量占比达42%，但抽水蓄能建设周期长、资源限制，难以满足未来电网储能的需求，迫切需要发展新型储能技术。截至2024年底，新型储能装机规模78.3GW，占比达到57%，首次超过抽水蓄能。随着新能源发电占比提升，我们预计2025/2030年内地的储能装机规模有望达到188/366GW，其中新型储能装机占比接近65%/73%。我们预计未来五年内，内地新增的新型储能装机规模约为190GW，是现有装机规模的2.4倍。

图表 1: 内地发电量：预计 2030 年发电量达 12 万亿 kWh，其中风电和光电发电量占比 35%



资料来源:国家统计局, 交银国际预测

图表 2: 内地储能装机规模：预计 2030 年储能装机规模>360GW，其中新型储能装机占比>70%



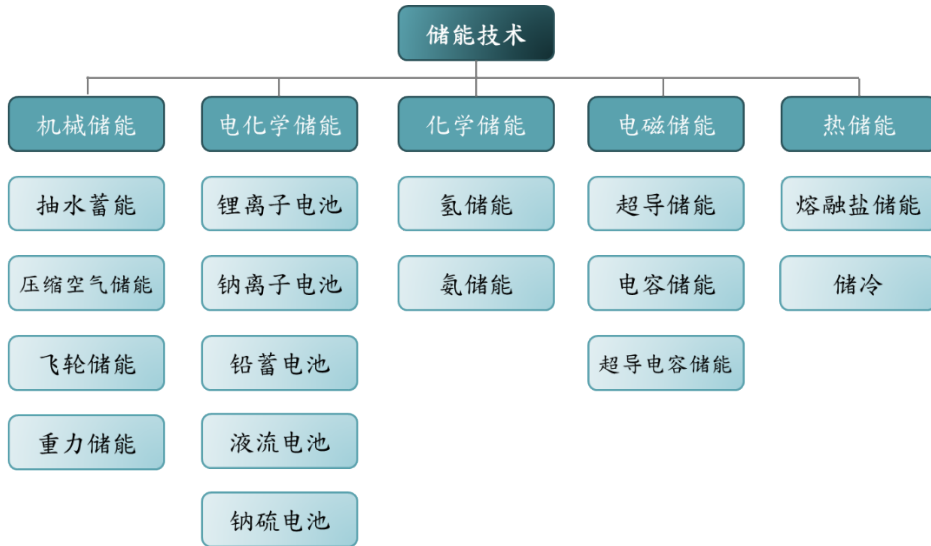
资料来源: CNESA, 交银国际预测

储能技术多元发展，五大技术路径各具特色

根据储存介质的不同，储能技术可以分为五大类，分别为：机械类储能、电化学储能、化学类储能、电磁储能和热储能。除机械类储能中的抽水蓄能外，其余均为新型储能。

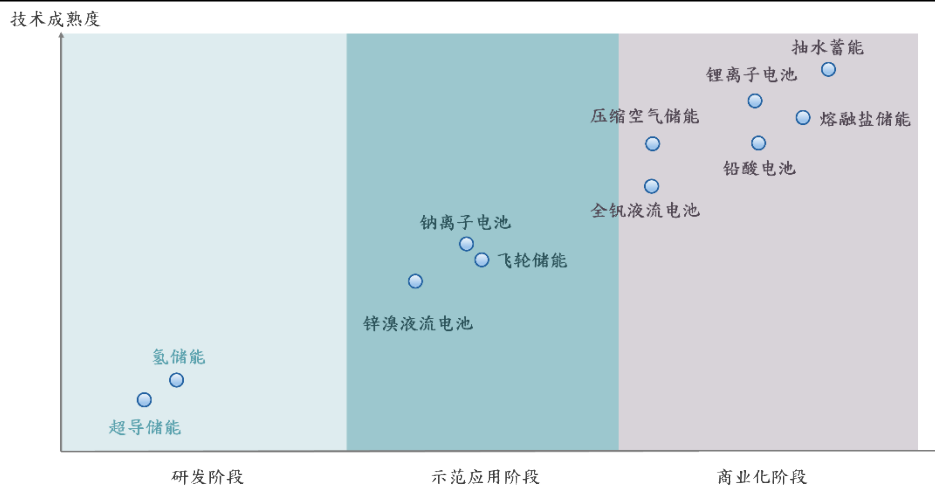
相对于传统抽水蓄能，新型储能具有多重优势，包括建设周期短、选址灵活、响应快速、调节能力强等，能够为电力系统提供多时间尺度、全过程的调控能力。从产业化进程来看，抽水蓄能作为最为传统的储能技术，商业化成熟度最高；而锂离子电池、熔融盐储能、压缩空气、全钒液流电池等技术路线，凭借较其它新型储能更高的技术成熟度，也已率先进入商业化阶段。此外，飞轮储能、氢储能、超级电容器等储能技术尚待成熟，目前处于示范应用阶段或研发阶段。

图表 3: 储能技术分类：抽水蓄能外，其他均为新型储能



资料来源: 交银国际

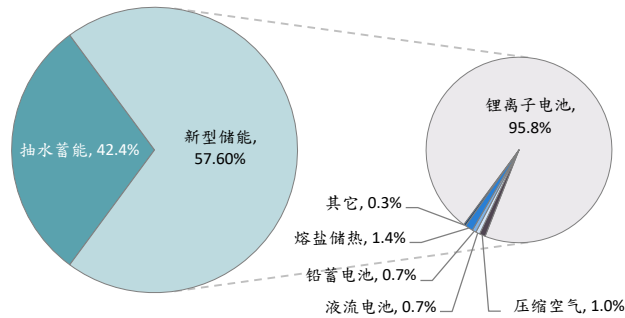
图表 4: 储能技术成熟度和商业化应用阶段



资料来源: Infineon, 交银国际整理

锂离子电池仍是主流，但其局限性及长时储能需求增长推动其他技术路径加速商业化。新型储能中，2024 年，以磷酸铁锂为代表的锂离子电池储能累计装机占整体新型储能的 96%，占整体储能的 55%，已经超越抽水蓄能成为第一大储能技术。然而，锂离子电池的安全性不足，且其本身并不适用于长时储能。随着对长时、大容量储能需求的提升，我们预计，其它新型储能技术如液流电池、压缩空气储能、熔盐储热等将加速商业化应用。

图表 5: 中国内地电力储能项目累计装机分布 (截至 2024 年底): 锂离子电池超越抽水蓄能成为第一大储能技术, 液流电池、压缩空气等占比较小



资料来源: CNESA, 交银国际

每种储能技术各具特色, 在实际应用中, 需要综合考虑各种储能技术的特点 (包括储能时长、能量密度、功率、响应时间等), 从而选择最适宜的技术方案。在成本方面, 海外以自发配储为主, 更加关注全生命周期度电成本 (Levelized Cost of Energy, LCOE); 当前, 内地以强制配储为主, 更加关注初始投资成本。我们认为, 随着储能电站盈利模式打通后, 内地储能电站会更加关注 LCOE。

图表 6: 新型储能技术性能各异，适配不同应用场景

储能类型	机械类储能			电磁储能		热储能	电化学储能			化学储能
	抽水蓄能	压缩空气	飞轮	超级电容	超导	熔盐储热	钠硫电池	液流电池	锂电池	氢储能
储能密度 (Wh/L)	0.15-0.2	100-200	20-80	2-10	0.5-2.5	-	150-250	16-33	100-150	高
储能周期	数小时-数月	数分-数月	数秒-数分	数秒-数小时	数分-数小时	数小时	数秒-数小时	数小时-数月	数分-数天	小时-季度
放电时间	1-24h	1-24h	毫秒-分钟	毫秒-分钟	毫秒-8秒	1-24h	数秒-数小时	数分-10h	数秒-数小时	1-24+h
规模	100-5000MW	100-300MW	0-1MW	0-500kW	100kW-10MW	5-1000MW	0-10MW	30kW-10MW	0-6MW	百 GWh 级别
效率	70%-80%	40%-70%	90%-95%	60%-90%	~97%	60-80%	75-90%	75-85%	>90%	~40%
初始投资成本 (人民币元/kW)	~6,000	~5,000	~3,000	~10 万	-	~5,000	2,000-2,800	~8,000 (4 小时储能)	~2,000 (4 小时储能)	1.2 万
寿命 (年)	~50 年	30-50 年	15 年	>10 年	20 年	25 年	5-10 年	~20 年	<10 年	20 年
优点	可大规模应用，技术成熟	规模大、寿命长、无污染	功率密度高、效率高、响应速度快、无污染、寿命长	功率密度高、寿命长、无污染	功率密度高、效率高、响应速度快	能量密度高、存储时间长、低成本	能量密度高、效率高、高功率、原材料丰富	安全性好、规模大、寿命长	能量密度高、技术成熟	容量大、放电时间长
缺点	响应慢、需要地理资源	能量转换效率低	运行成本高	能量密度低、成本高	成本高、维护困难、技术难度大	熔盐腐蚀性、投资成本高	安全性差、工作温度高、成本高	能量密度低、成本高	安全需要改进、锂离子资源有限	效率低
应用场景	调峰填谷、调频、调相、紧急事故备用等	调峰填谷	磁悬浮飞轮储能 UPS	短时高功率	大功率激光器、电力调峰填谷	调峰填谷、熔盐储能光热电站	备用电源、高温环境 (如热带沙漠) 储能	电能质量、调峰填谷	调峰填谷	大规模、长时储能

资料来源: 头豹研究院, 中国储能网, 中国科学院, 交银国际整理 *不同的储能规模和储能时长, 初始投资成本会有波动

储能技术综合评分：三大技术梯队的综合性能剖析

各种储能技术百花齐放，各具特色，为全面评估各类储能技术的综合性能，我们从储能容量、安全性、成本等关键维度出发，尝试对各类储能技术进行量化评分，从而划分出三大技术梯队：

- ⊕ **第一梯队（领先型）**：压缩空气储能、液流电池、熔盐储热和锂电池；
- ⊕ **第二梯队（潜力型）**：超导储能、氢能、飞轮；
- ⊕ **第三梯队（发展性）**：钠硫电池、超级电容。

图表 7: 储能技术综合评分

指标	占比	机械类储能		电磁储能		热储能	电化学储能			化学储能
		压缩空气	飞轮	超级电容	超导	熔盐储热	钠硫电池	液流电池	锂电池	氢储能
充放电效率	10%	●	●	●	●	●	●	●	●	○
储能容量	20%	●	○	○	○	●	●	●	○	●
寿命	10%	●	●	●	●	●	○	●	○	●
安全性和环保	20%	●	●	●	●	○	○	●	○	●
地理限制	10%	○	●	●	●	●	●	●	●	●
技术成熟度	20%	●	○	○	○	●	○	●	●	○
投资成本	10%	●	○	○	○	○	○	○	●	○
综合评分	100%	★	✎	☆	✎	★	☆	★	★	✎

资料来源: 交银国际

注: ○=0 分, ◐=25 分, ◑=50 分, ◒=75 分, ◓=100 分

★ 五星代表综合评分>60, 半星代表综合评分 55-60, ☆ 空星代表综合评分<55;

长时储能应时发展，谁主沉浮？

核心观点：随着新能源发电量占比提升，对容量型长时储能的需求也逐步提升，发展长时储能成为客观需求，成为解决新能源发电间歇性问题的关键。我们预计 2025 年将是长时储能发展的拐点，2025/2030 年内地 4 小时以上储能占比提升至约 20%/50%，未来五年 4 小时以上储能新增装机规模合计超 100GW。

我们对长时储能技术的格局演变及推进节奏进行了分析和预测：我们认为，中短期内，锂离子电池、压缩空气、液流电池三者将直接参与长时储能的竞争。锂离子电池储能初始投资成本已降至 0.5 元/Wh（人民币，下同），成本和技术优势显著，我们认为短期内仍将是主流。2025-2030 年，在长时储能需求不断增长下，压缩空气储能和液流电池商业化进程有望加速，逐渐成为长时储能的主力，两者的最终占比视乎降本进度。氢储能能量转换效率偏低（约 40%），且成本较高，更适合季节性、大容量的储能，目前仍处于早期研发阶段，我们预计到 2030 年氢储能才有望成为长时储能的选择，2035 年商业化进度才有望加速。

发展长时储能是客观需求，多部门发文支持

按照储能时长需求的不同，储能的应用场景可分为：容量型（≥4 小时）、能量型（约 1-2 小时）、功率型（≤30 分钟）和备用型（≥15 分钟）。不同类型的储能适用不同的新能源发电场景。备用型储能解决新能源发电的随机性问题；功率型储能解决新能源发电的波动性问题从而实现电网频率稳定；容量型长时储能解决新能源发电的间歇性问题。

图表 8: 储能技术分类（按照储能时长）

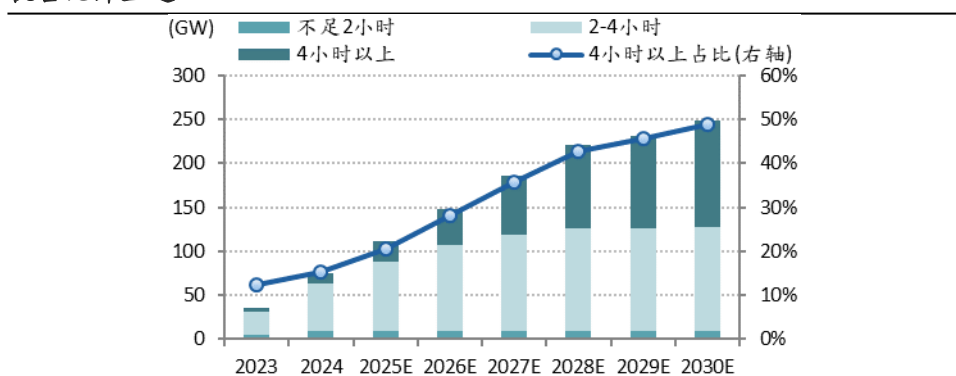
类型	储能时长	实际应用场景	技术种类	发展阶段
容量型	≥4 小时	削峰填谷、离网储能等	液流电池、压缩空气、熔盐储热、氢储能等	熔盐储热、液流电池、压缩空气储能已进入商业化推广阶段，氢储能还在研发阶段
能量型	约 1-2 小时	独立储能电站、电网侧储能	磷酸铁锂电池为主	商业化应用阶段
功率型	≤30 分钟	辅助一次调频、提供系统阻尼、提高电能质量	超导储能、飞轮储能、超级电容器和各类功率型电池	超导储能、飞轮储能、超级电容器仍在研发阶段
备用型	≥15 分钟	数据中心和通讯基站等备用电源	铅蓄电池、梯次利用电池	铅蓄电池进入商业化应用阶段、梯次利用电池处于示范应用阶段

资料来源: 智研咨询, 交银国际

随着新能源发电占比提升，对容量型长时储能的需求也逐步提升。根据国家能源局数据，2024 年内地可再生能源发电量达 3.46 万亿 kWh，约占全部发电量的 35%，其中风电太阳能发电量合计达 1.83 万亿 kWh。当前业内普遍认为，当新能源发电量在一个国家/地区能源结构中的占比超过 20%，4 小时以上长时储能成为刚需；装机占比达到 50-80% 时，储能时长需要达到 10 小时以上。我国新能源发电量占比已经远超 20%，但截至 2024 年底新型储能项目平均储能时长仅为 2.3 小时，4 小时及以上新型储能装机占比仅为 15.4%，2-4 小时项目装机占比却高达 71.2%。我们预计 2025 年起长时储能市场将快速增长，到 2025/2030 年，

4小时以上储能占比分别提升至21%/50%，2025-2030年4小时以上储能新增装机规模合计超100GW。

图表 9: 中国内地新型储能累计装机量：到2030年，预计4小时及以上储能装机占比升至近50%



资料来源: GGI, 交银国际预测

内地已出台多项政策，促进长时储能和新型储能技术的发展与应用。早在2021年8月，国家发改委、能源局已发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，其中要求超过电网企业保障性并网以外的新增可再生能源发电项目，需配建4小时以上的调峰能力。2022年3月，国家发改委、能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》提出，要推动多时间尺度新型储能技术试点示范，重点试点示范压缩空气、液流电池、高效储热等长时储能技术。2023年12月，国家发改委发布《产业结构调整指导目录（2024年本）》，在十四五“新型电力系统技术及装备”中，明确要发展长时储能技术。2024年3月，新型储能首次被纳入政府工作报告中。

图表 10: 2021年以来中国内地部分长时储能相关政策

时间	文件	发文部门	政策内容
2021年8月	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	国家发改委、国家能源局	要求超过电网企业保障性并网以外的新增可再生能源发电项目，需配建 4小时以上的调峰能力
2022年3月	《“十四五”新型储能发展实施方案》	国家发改委、国家能源局	要推动多时间尺度新型储能技术试点示范，重点试点示范压缩空气、液流电池、高效储热等 长时储能技术 。
2023年12月	《产业结构调整指导目录（2024年本）》	国家发改委	明确要发展 长时储能技术 。
2024年3月	《2024年政府工作报告》	国务院	“新型储能”首次纳入政府工作报告
2024年8月	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》	国家发改委、国家能源局、国家数据局	探索建设一批液流电池、压缩气体储能、重力储能等 多种技术路线 的储能电站；
2024年11月	《拟纳入〈绿色技术推广目录（2024年版）〉的技术清单》	国家发改委	首次将长时储能技术纳入 ，包括百兆瓦级先进压缩空气储能技术、锌铁液流储能电池、规模化熔盐储能技术等；

资料来源: 国家发改委, 能源局, 国家数据局, 国务院, 交银国际

2025 年 2 月 25 日

储能行业剖析

地方层面，各省市相继要求新能源发电项目上网需按一定功率配比配置储能。我们对比内地各省份 2024 年和 2023 年新能源配储要求，看到多数省份在配储比例或配储时长要求上加码，比如湖北、山东、江西、江苏、河北、青海等。此外，目前已有多个省份（包括甘肃、福建、湖北、吉林、辽宁、黑龙江、安徽等）明确要求电源侧配储的调峰时长超过 4 个小时。

图表 11: 2023 年部分省市可再生能源储能配置要求

地区	—配置比例—		配置时长 (h)	地区	—配置比例—		配置时长 (h)
	风电	光伏			风电	光伏	
天津	15%	10%	-	辽宁	15%	10%	3
湖南	15%	5%	2	安徽	10%	10%	1
广西	20%	15%	2	山西	10%	10-15%	-
福建	-	10%	-	陕西	10-20%	10-20%	2
海南	10%	10%	1	江苏	-	8-10%	2
湖北	10%	10%	2	河北	10-20%	10-15%	2
山东	10%	10%	2	河南	10-20%	10-20%	2
青海	10%	10%	2	甘肃	5-10%	5-10%	2
宁夏	10%	10%	2	浙江	10-20%	10-20%	2
上海	20%	-	4	海南	-	20-25%	2
江西	-	10%	1	新疆	-	15-20%	-
内蒙古	15%	15%	2/4				

资料来源: 政府网站, 交银国际

图表 12: 2024 年部分省市可再生能源储能配置要求：多地加码配储比例或配储时长

地区	—配置比例—		配置时长 (h)		地区	—配置比例—		配置时长 (h)	
	风电	光伏	风电	光伏		风电	光伏	风电	光伏
贵州	10%	10%	2	2	吉林	15%	15%	2	2
天津	10%	15%	2	2	辽宁	0%	15%	-	3
湖南	15%	5%	2	2	安徽	5%	5%	2	2
广西	20%	10%	2	2	四川	10%	10%	2	2
福建	-	10%	-	2	海南	-	10%	-	-
海南	-	10%	-	-	江苏	10%	10%	2	2
湖北	20%	20%	2	2	河北	15-20%	15-20%	2	2
山东	30%	30%	2	2	河南	10%	10%	2	2
青海	15%	15%	2	2	甘肃	10-15%	10-15%	2-4	2-4
宁夏	10%	10%	2	2	浙江	10%	10%	2	2
江西	10%	10%	2	2	新疆	20%	20%	2	2
内蒙古	15%	15%	2/4	2/4	广东	10%	10%	1	1

资料来源: 政府网站, 交银国际

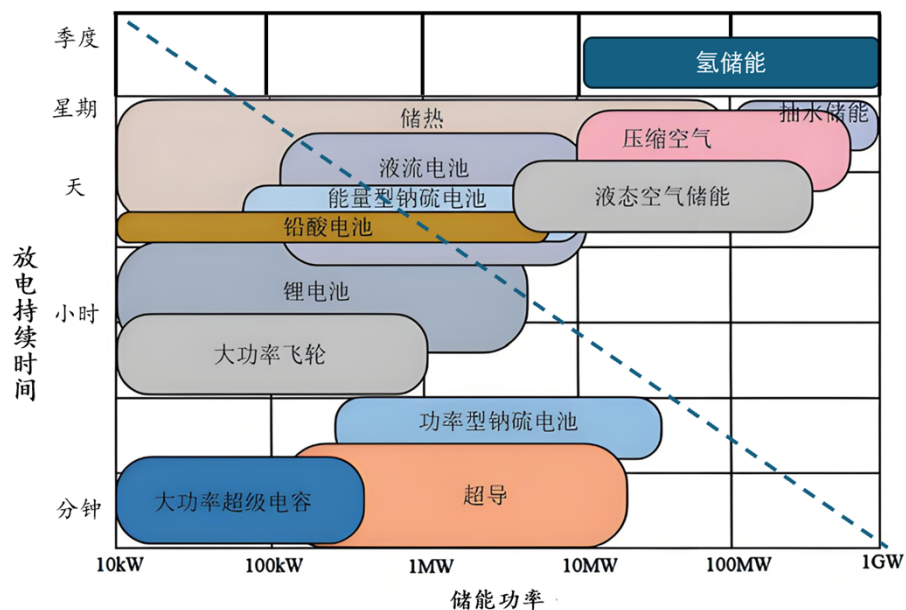
短期或有扰动，长期需求不变。2025 年 2 月 9 日国家发改委和国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》，提出不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。在发电侧，强制配储政策的取消使新能源项目摆脱了政策负担，短期内储能项目装机需求或承压。然而持续增长的风光发电项目导致的弃风弃光、电量消纳问题依然存在，因此我们认为储能的长期需求不变，储能需求可能转移到电网侧和用户侧。

长时、大容量储能优质选手：压缩空气、液流电池、熔盐储热

不同的储能技术适用的应用场景也不同。根据储能技术在功率、时间维度分布及应用（图表 13），**氢储能、抽水蓄能、压缩空气储能、熔盐储热以及液流电池，是适合长时大容量储能的五大技术。**综合考虑技术成熟度和成本等因素：

- ⊕ 目前，在日调节场景下：抽水蓄能凭借技术成熟以及成本低等优势成为当前主流的储能技术，压缩空气、液流电池等仍处于商业化初期。
- ⊕ 在周调节场景下：液流电池、压缩空气储能和熔盐储热技术成熟度相对较高，将成为长时储能的主要方式。
- ⊕ 在季调节场景下：氢储能是最适用的大规模、长周期储能方式，但由于转化效率较低，且技术成熟度不高，预计商业化应用尚早。

图表 13: 主要储能在功率、时间维度分布及应用图：虚线以下部分的储能技术适合短时调频，虚线以上部分的储能技术适合长时、大容量

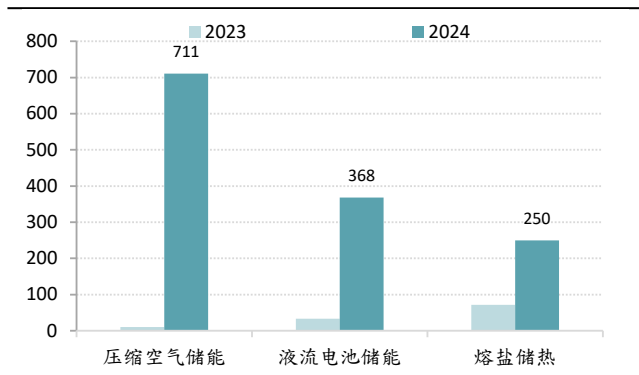


资料来源：2018 年储能技术放电时间及容量比较（来源：化学工业出版社），交银国际

在储能技术格局演变中，由于氢储能技术仍未成熟，而熔盐储热的安全问题重新得到审视，**我们认为，在中短期内，锂离子电池、压缩空气、液流电池三者将直接参与长时储能的竞争。**

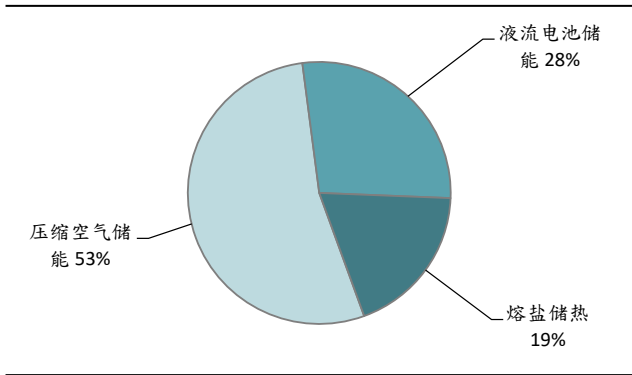
根据 ESPLAZA 长时储能数据库统计，截至 2024 年底，内地新型长时储能累计装机达 2.3GW，2024 年实现新增新型长时储能并网/投运装机规模约 1.3GW/8.1GWh。其中，**压缩气体储能**新增装机规模同比增长超 70 倍至 711MW，容量占比约 53%；**液流电池**增长超 10 倍至 368MW，容量占比约 28%；**熔盐储能**增长 250%至 250MW，容量占比约 19%。

图表 14: 长时储能技术路线新增装机 (2023 年 vs 2024 年) : 压缩空气储能、液流电池储能和熔盐储热均实现快速增长 (MW)



资料来源: ESPLAZA 长时储能, 交银国际

图表 15: 2024 年长时储能技术路线新增装机占比: 压缩空气储能 > 液流电池 > 熔盐储热



资料来源: ESPLAZA 长时储能, 交银国际

长时储能技术推进节奏预测: 锂电池 → 压缩空气/液流电池 → 氢储能

关于锂离子电池、压缩空气、液流电池、氢储能这几类技术的在中国内地的推进节奏, 我们判断如下: 锂电池 → 压缩空气/液流电池 → 氢储能。

图表 16: 中国内地长时储能整体的推进节奏



资料来源: 交银国际预测

⊕ 短期（2025 年）：成本为王，锂离子仍将是主流

考虑到中国内地的储能仍然以强制配储为主，初始投资成本是重要考量因素。在碳酸锂价格下降后，锂离子储能系统的初始投资成本已经降至 500 元/kWh（对比压缩空气 1,000-1,500 元/kWh、液流电池已经降至 2,000 元/kWh）。同时，我们对三种储能技术的 LCOE 进行了测算，锂离子电池的 LCOE 已经和压缩空气储能接近（0.26 元/kWh vs 0.24 元/kWh）。

从技术成熟度看，锂离子电池在产业配套上大幅领先其他新型储能。技术方面，314Ah 大容量锂电池储能电芯的渗透率已超 40%，各家锂电企业正在研发更大容量的储能系统，未来将向着 600Ah 迈进，配套储能系统能量达到 6MWh 以上。循环寿命方面，最新发布的锂离子储能产品理论上可以做到 10,000 次以上循环。因此我们预计短期内电池储能仍将是新型储能的主流。

图表 17: 全钒液流电池、压缩空气储能和锂离子电池 LCOE 测算，全钒液流电池 LCOE 仍然较高

	全钒液流电池	压缩空气储能	锂离子电池
初始投资成本（元/kWh）	2,000	1,250	500
初始投资成本（元/kW）	8,000	5,000	2,000
每年运营成本（元/kW）	400	150	100
充放电效率（%）	70%	70%	90%
残值占比（%）	30%	5%	5%
循环寿命（年）	20	50	8
LCOE（元/kWh）	0.67	0.24	0.26

资料来源: 交银国际预测 *假设储能时长均为 4 小时，全钒液流电池和锂离子电池的运营成本按照初始投资成本的 5%，压缩空气储能按照初始投资成本的 3%，初始投资成本会根据储能规模和储能时长波动

图表 18: 2024 年发布的部分储能电池：大电芯、大容量成为趋势，配套储能系统能量达到 6MWh 以上，循环寿命达到 10,000 次以上

公司	产品	发布时间	电芯容量	循环寿命	配套储能系统能量
亿纬锂能	Mr.Giant 系统	2023/9	628Ah	>12,000 次	5MWh
宁德时代	天恒储能系统	2024/4	587Ah	最初五年的容量和功率零衰减	6.25MWh
蜂巢能源	短刀液冷储能系统	2024/4	325Ah/350Ah	>11,000 次	6.43MWh
比亚迪	MC Cube-T	2024/4	-	-	6.43MWh
瑞浦兰钧	Powtrix 系统	2024/6	564Ah	>10,000 次	6MWh
远景能源	-	2024/9	700Ah+	>15,000 次	8MWh
中创新航	至久	2024/9	314Ah 储能电芯	>15,000 次	5MWh
			392Ah 储能电芯		6.25MWh
			625Ah 储能电芯		6.8MWh

资料来源: 各公司资料，交银国际

⊕ 中期（2026-30 年）：液流电池和压缩空气直接竞争，降本是关键

随着新能源发电占比逐步提升，4 小时储能无法满足储能要求，我们预计液流电池和压缩空气储能在长时储能的优势将更为显著。这一阶段，压缩空气储能和液流电池的竞争更为直接。当前压缩空气的初始投资成本约为 1,000-1,500 元/kWh，而全钒液流电池成本降至 2,000 元/kWh，压缩空气的成本暂时处于领先。从 LCOE 角度来看，当前压缩空气储能也更具优势（0.24 元/kWh vs 0.67 元/kWh）。随着储能时长的增加，我们预计全钒液流电池和压缩空气储能的成本均有望继续下降，未来初始投资成本和 LCOE 的变化是两者比拼的核心。

⊕ 远期（2030 年以后）：氢储能商业化应用逐步得到推广

氢储能的工作原理是通过电解水将电能转化为氢气（电解水转化效率是 65-70%），通过储氢罐储存，之后燃料电池将氢气转化为电能（燃料电池是 55-60%）。因此，氢储能要经过“电—氢—电”两次能量转换，整体效率约为 40%，远低于其他储能技术。低能量转换效率意味着氢储能适合更长的储能时长（例如月度/季度级别）。

成本方面，根据上海现代服务业联合会于 2025 年 1 月发布的《化学储能行业 ESG 白皮书》，以 200MW/800MW 的氢储能发电工程项目为例，氢储能初始投资成本约为 12,200 元/kW（vs 抽水蓄能 4,000-6,000 元/kW，电化学储能 2,000 元/kW）。更高的初始投资成本表示其更适合更大的储能规模（例如百 GWh 级别）。随着新能源发电量占比进一步提升，对储能时长和规模要求更高，氢储能的优势将逐步得到体现。

液流电池迎来拐点，全钒、锌溴加快商业化进程

核心观点：高工产研储能研究所（GGII）预计，2024 年内地液流电池储能装机量达 1.81GWh（对比 2023 年 270MWh），液流电池装机正在加速。凭借在安全性、循环寿命以及灵活性上的优势，我们认为 2025 年有望迎来液流电池发展的拐点。

对比三类主流液流电池，全钒液流电池电化学性能综合优势明显，且供应链已经初步成型，国产化进程不断加快，已能够支撑起开展百 MW 级项目的设计与开发，因此商业化应用最为居前。2024 年全钒液流电池单 Wh 成本已经下探至 2 元，随着储能时长增加至 10 小时甚至更高，其单 Wh 成本仍有进一步下降的空间。锌溴液流电池在技术上不断突破，锌枝晶、自放电、溴及溴化物腐蚀性等问题初步得到了解决，且由于工作温域较宽、初始投资成本低，已经在新疆、青海等高寒地区得到了应用，未来规模化之后成本优势有望更为显著，商业化进程值得期待。

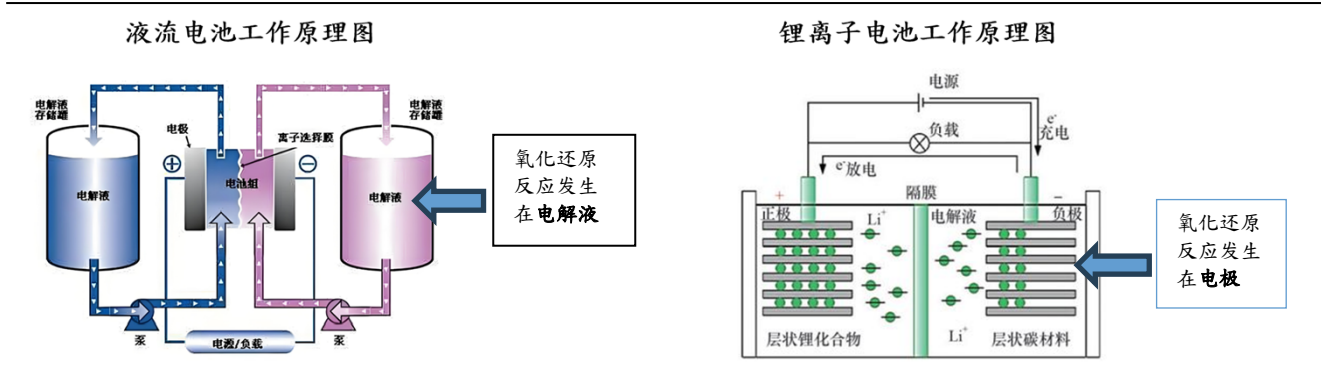
液流电池：安全性高、循环寿命长、兼具灵活性

液流电池和锂离子电池都属于电化学储能，但两者特点却相差甚远。相较液流电池，锂离子电池最大的优势在于更高的能量密度，目前磷酸铁锂电池的体积能量密度能达到 100-150Wh/L，而全钒液流电池的体积能量密度通常在 15-30Wh/L 之间。但在安全性和循环寿命上，液流电池具有显著的优势，并且能量单元与功率单元相互分离，具有较高的灵活性，更适合大规模长时储能。

锂离子电池在安全性和循环寿命上存在明显短板。由于锂离子电池的氧化还原反应发生于电极上，过程中会形成锂枝晶，导致电池内部结构遭到破坏，引发严重的安全问题，且电池寿命也降低（目前实际寿命普遍<10 年）；此外，金属锂较为活泼，也增加了电池的安全性风险。

相比之下，液流电池的氧化还原反应发生于电解液中，电堆自身并不发生氧化还原反应，且活性物质溶于电解液，这种反应机制大大降低了电极枝晶生长刺破隔膜的危险。同时，流动的电解液可以把电池充电/放电过程产生的热量带走，避免因过热导致的电池结构损害甚至燃烧。寿命方面，由于液流电池的电极均为惰性电极，较少涉及更换问题，氧化还原反应过程中不涉及相变，整体使用寿命可以达到 20 年或者更长时间。更重要的是，液流电池更具有较高的灵活性，通过增加电堆的数量和功率可以增加系统功率，通过提高电解液浓度和增大储罐体积可以提升储能容量。

图表 19: 液流电池和锂离子电池工作原理对比：液流电池氧化还原发生在电解液，锂离子电池氧化还原发生在电极上



资料来源：公开资料，交银国际

液流电池的分类和比较：全钒液流电池具备综合优势

按照电解液不同形态，液流电池可分为四类：水系液流电池、非水系液流电池、混合液流电池和半固态液流电池。水系液流电池由于水分解的影响，其电压很难达到 2V；非水系液流电池利用有机电解液体系的宽电化学窗口，可以有效的提升液流电池的能量密度，在新型储能系统研发中得到了广泛关注。然而，由于活性物质的溶解度较低，缺乏合适的离子交换膜、以及高成本等问题，非水系液流电池的发展受到了制约。目前水系液流电池仍然是主流，非水系等其它液流电池处于早期研发阶段。

根据反应活性物质，水系液流电池可分为：全钒液流电池、铁铬液流电池、锌溴液流电池、全铁液流电池、多硫化钠-溴液流电池、锌铈液流电池等。其中全钒液流电池、锌溴液流电池和铁铬液流电池发展速度相对较快。目前，全钒液流电池已经进入商业扩张阶段，锌溴液流电池和铁铬液流电池也进入应用示范阶段，而其他类别液流电池现阶段应用案例仍然较少。

对比全钒液流电池、锌溴液流电池和铁铬液流电池这三种主流液流电池，我们认为全钒液流电池具备综合优势。虽然全钒液流电池在电化学性能上并不算十分突出，例如能量密度不如锌溴液流电池，也不适合在高寒地区工作，且由于原材料价格较高导致初始投资成本在三者中最高，但是全钒液流电池在工作原理上并无难以克服的缺陷。更重要的是，全钒液流电池的原材料供应链较为成熟，能够满足大规模商业化应用，因此商业化进程居前。而铁铬液流电池负极侧析氢反应严重，铬离子的电解活性差，需要配合催化剂使用，导致其整体功率密度难以提升至合理水平；锌溴液流电池存在自放电现象和锌枝晶现象，且产生的溴单质存在腐蚀性，因此这两者仍然处于早期应用阶段。

图表 20: 主流液流电池比较：全钒液流电池循环寿命长且产业链完善，但在温域、能量密度、和初始投资成本上相对不足

	全钒液流电池	铁铬液流电池	锌溴液流电池
系统效率	60%-65%	70%-75%	~70%
能量密度 (Wh/L)	15-30	10-20	>60
循环次数	>10,000 次	>10,000 次	>6000 次
日历寿命	>20 年	>20 年	~15 年
初始投资成本 (元/kWh)	~2,000	1,000-2,000	1,500-2,000
安全性	好	好	存在溴蒸汽泄漏风险
工作温度 (摄氏度)	5-40	-20-70	-20-50
优点	目前技术最成熟、产业链最完整的技术路线，安全性高，循环寿命长	安全性高、原材料成本低、资源丰富、工作温域宽	原材料成本低、工作温域宽、能量密度高
缺点	能量密度低、成本高、资源有限	能量密度低、正负极电解液交叉污染、存在析氢反应	自放电现象严重、具有腐蚀性、维护成本高

资料来源:《铁铬液流电池 250kW/1.5MWh 示范电站建设案例分析》, ESPlaza 长时储能, 恒安储能, 交银国际

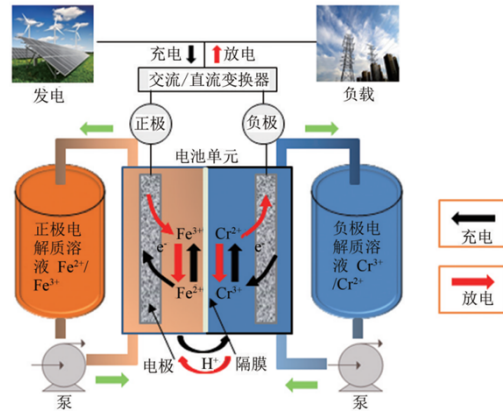
⊕ 铁铬液流电池：价格优势是其最大竞争力，但析氢反应严重

铁铬液流电池最大的优势是原材料储量丰富且价格便宜。根据美国地质调查局数据，2022 年全球钒储量为 2600 万吨；而根据美国地质调查局统计，全球可用铬资源超过 120 亿吨，具备大规模应用推广的潜力。因此铁铬液流电池的价格约为 1,000-2,000 元/kWh，而全钒液流电池的成本约为 2,000 元/kWh。

但铁铬液流电池存在明显的缺陷。在常温下，铁铬液流电池的阴极在充电末期会出现析氢现象，降低电池系统的库仑效率，需要配合催化剂使用，来提高析氢过电位，或者是通过改变电解质组成等方法来抑制析氢反应，但是这些方法都无法彻底解决铁铬液流电池析氢副反应的发生。目前铁铬液流电池装机量较小，处于工程化示范阶段。我们预计，在解决了传统的析氢和反应活性的问题后，铁铬液流电池可能具有良好发展前景。

铁铬液流电池代表公司包括国电投、中海储能、振华股份、北京和瑞储能科技等。

图表 21: 铁铬液流电池原理图

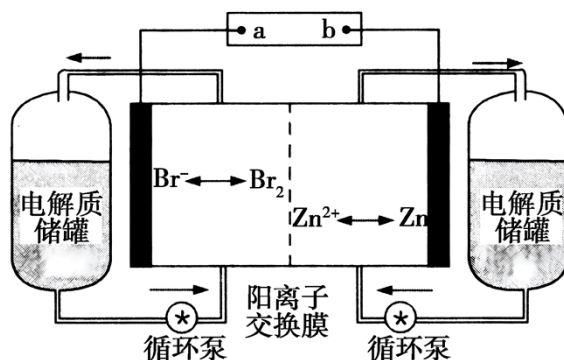


资料来源: 杨林等《铁-铬液流电池 250 kW/1.5 MWh 示范电站建设案例分析》, 交银国际

① 锌溴液流电池：自放电、锌枝晶、溴的腐蚀性均有突破

相较于全钒液流电池和铁铬液流电池，锌溴液流电池的优势在于其较高的能量密度，能够达到 60 Wh/L 甚至更高，高于全钒液流电池和铁铬液流电池。锌溴液流电池的自放电现象、锌枝晶和溴及溴化物的腐蚀性一直是阻碍其商业化的因素，但近年来技术不断突破，这些缺点也正在逐步被克服。

图表 22: 锌溴液流电池原理图



资料来源: 公开资料，交银国际

- * 自放电现象：由于充电时电池阳极生成的溴单质具有较高的溶解度，溶于水后变成 Br^- ，若扩散入负极区域与锌发生反应，则会导致电池内部能量损耗，电池的库伦效率下降。目前应对自放电现象可以通过设置离子交换膜，只允许阳离子通过而 Br^- 无法通过以避免与锌发生反应；还可以采用微孔性聚合物隔膜，同时加入溴单质的络合物使其在充电时被络合而沉底。

- * **锌枝晶**：锌枝晶和锂枝晶类似，当锌溴液流电池充电时，阴极生成的锌逐步沉积在电极上，随着锌沉积层厚度增加且沉积不均匀现象突出，就会导致锌枝晶的产生。树枝状的锌结晶会刺破隔膜而导致电池内部短路。为了抑制锌枝晶的产生，本质上需要得到均匀的锌沉积层，主要的方法包括：改变电解液流动速率、控制电解液沿电极表面均匀流动；在电解液中添加枝晶体抑制剂以及定时维护。另外根据文献资料，通过对负极进行优化（构建缺陷、负载金属颗粒或金属化合物）也可以缓解锌枝晶的形成。
- * **溴及溴化物的腐蚀性**：溴和溴盐水溶液对电池材料具有较强腐蚀作用，会使其发生老化、变形等现象，这使得锌溴液流电池的电池材料特别是电极材料的选择受到一定的限制。添加溴络合剂、加强对电解液储罐的封装和密封能够缓解溴及溴化物的腐蚀性问题。

图表 23: 锌溴液流电池核心短板解决方法

锌溴液流电池的缺点	解决方法
锌枝晶	电解液中添加枝晶体抑制剂； 电池充放电一定次数之后进行内部维护，溶解锌枝晶； 改变电解液流动速率、控制电解液沿电极表面均匀流动； 对负极进行优化：构建缺陷、负载金属颗粒、金属化合物（实验室阶段）
溴及溴化物的腐蚀性	添加溴络合剂、加强对电解液储罐的封装和密封
自放电现象	设置离子交换膜，只允许阳离子通过而 Br^- 无法通过以避免与锌发生反应； 采用微孔性聚合物隔膜，同时加入溴单质的络合物使其在充电时被络合而沉底

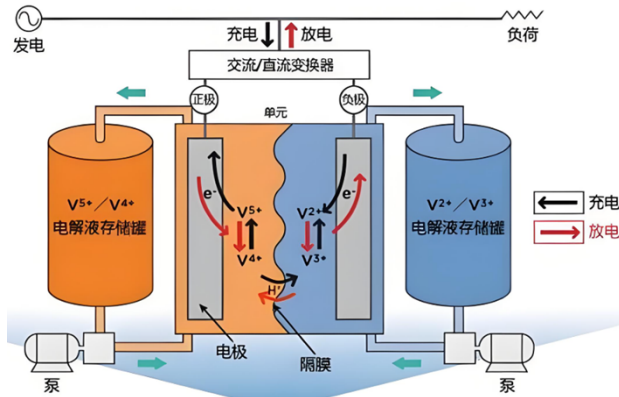
资料来源:《Recent developments in carbon-based electrodes surface modification for zin bromine flow battery》，恒安储能，长安绿电，交银国际

锌溴液流电池代表公司包括恒安储能和温州锌时代。

⊕ 全钒液流电池：电化学综合优势明显，但初始成本高

全钒液流电池最早于 20 世纪 80 年代由澳大利亚新南威尔士大学 Maria 教授等首次提出并组装出原型机，经过 40 年的技术更新迭代，至今已在全球特别是中国内地形成了成熟的技术和产品，并且占据了大部分液流电池市场。全钒液流电池利用了电流流动时正负极钒离子价数（离子电荷数）会分别出现变化的原理。为调整正负极电子数，质子通过分隔两极的隔膜移动，由此形成电流。

图表 24: 全钒液流电池原理图：利用钒离子在正/负极价态的变化



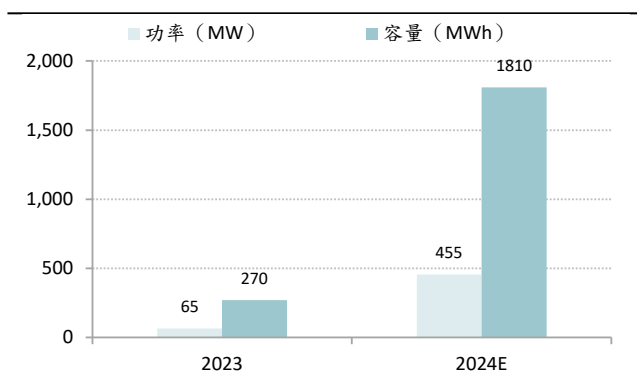
资料来源: 住友电工, 交银国际

全钒液流电池在部分电化学性能上不是最突出的，例如其能量密度不如锌溴液流电池，工作温度范围在 5-40 摄氏度，不适用于高寒地区，且初始投资成本较高。但是相较铁铬液流电池和锌溴液流电池，全钒液流电池短板并不明显，满足商业化应用的条件。此外，全钒液流电池的供应链较为成熟。相比铁铬等技术路线，全钒液流电池的电解液、隔膜、膜电极等原材料供应链已经初步成型，国产化进程不断加快，已能够支撑起开展百 MW 级的项目设计与开发，而其他几种液流电池的商业化进展较慢。

成本下降 + 混合储能兴起，全钒液流商业化加速

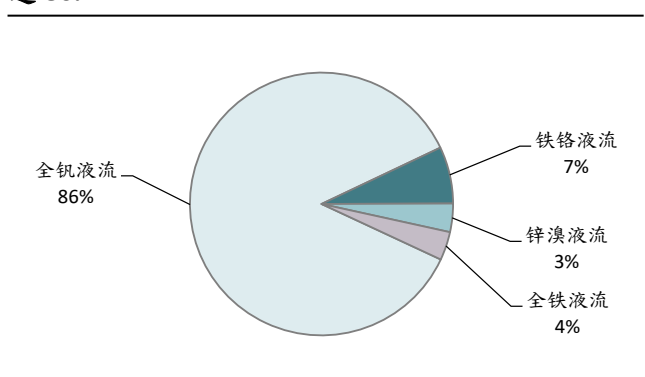
高工产研储能研究所（GGII）预计，2024 年中国内地液流电池储能装机量达 1.81GWh（对比 2023 年 270MWh），其中全钒液流电池占比超 80%。我们认为这主要得益于全钒液流电池价成本下降，以及混合储能的兴起。

图表 25: 2023-2024 年内地液流电池储能装机情况



资料来源: GGII 预测, 交银国际

图表 26: 2024 年内地全钒液流电池装机量占比超过 80%



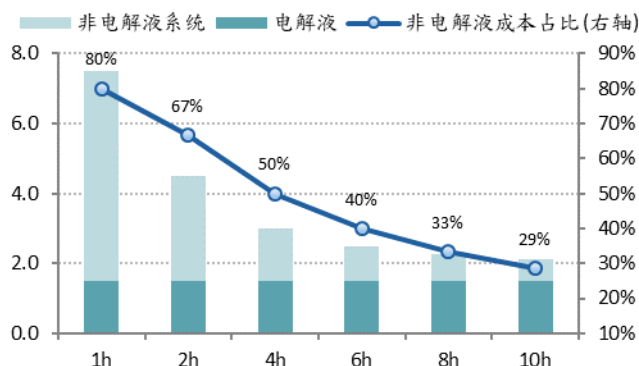
资料来源: GGII 预测, 交银国际

⊕ 随着储能时长增加，全钒液流电池成本仍有下探空间

2024 年 3 月 11 日公布中标结果的三峡能源新疆吉木萨尔光储项目（200MW/1000MWh）的中标价格为 1.929 元/Wh，液流电池价格的初始成本下探至 2 元/Wh。我们认为，未来随着储能时长的提升，其成本（包括初始投资成本和 LCOE）仍有下探空间。

- * **储能时长增加，初始投资成本仍将下降。**根据张华民在《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》一文的分析，以 MW 级全钒液流电池储能系统为例，在 V₂O₅ 价格为 10 万元/吨时，钒液流电池所用电解液价格约为 1,500 元/kWh，除电解液外的电池储能系统市场价格为 6,000 元/kW。当储能时长为 1 小时的情况下，储能系统的初次投资成本为 7,500 元/kWh；但当储能时长延长到 4 小时后，不包括电解液部分的价格则被分摊为 1,500 元/kWh，此时全钒液流电池储能系统的总价格为 3,000 元/kWh。随着储能时长继续增加是 10 小时甚至以上，全钒液流电池储能系统的成本仍有下降空间。

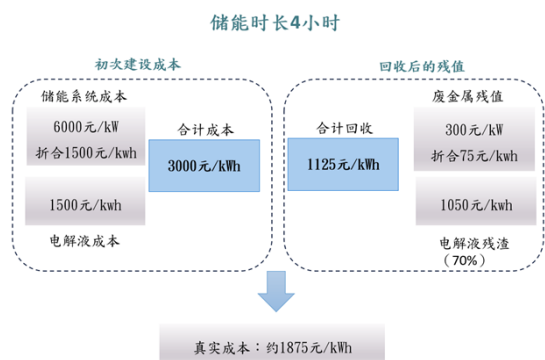
图表 27:全钒液流电池储能系统的初始投资成本：随储能时长增加，单Wh 成本下降



资料来源: 张华民《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》，交银国际 *以 V2O5 价格 10 万元/吨来计算

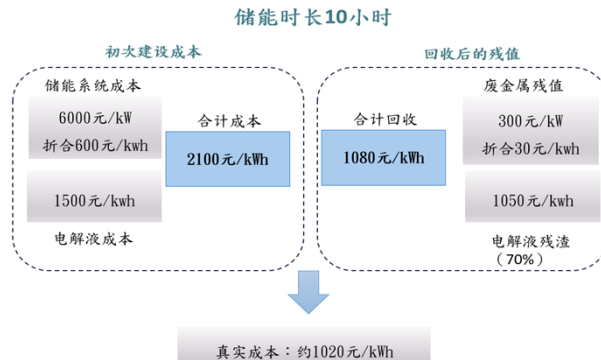
* **储能时长增加，全生命周期成本也将下降。**由于全钒液流电池的电解液可再生循环使用，因此其残值很高。同样以储能时长为 4 小时的钒液流电池储能系统为例，其中废金属的残值估值为 300 元/kW，折合为 75 元/kWh，电解液残值约为原有的 70%即 1,050 元/kWh，合计残值为 1,125 元/kWh，实际成本为 1,875 元/kWh。而对于储能时长为 10 小时的系统来说，废金属残值折合为 30 元/kWh，合计残值为 1,080 元/kWh，实际成本仅为 1,020 元/kWh。

图表 28: 全钒液流电池 LCOE 测算（4 小时储能，考虑金属残值）



资料来源: 张华民《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》，交银国际

图表 29: 全钒液流电池 LCOE 测算（10 小时储能，考虑金属残值）



资料来源: 张华民《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》，交银国际

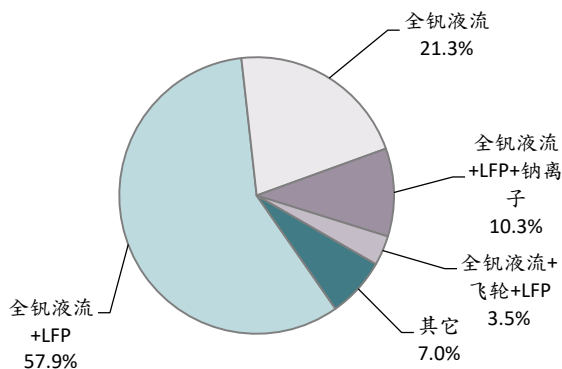
⊕ 长时+短时混合储能逐渐兴起，带动全钒液流电池装机量

近年来，新能源在新型电力系统中的占比不断提高，对灵活性调节资源提出了更高要求，需要更快速响应和更长时间调节支撑，单一储能难以同时满足电网调峰、调频、惯量支撑，以及储能时长、成本、使用寿命等要求。

与传统单一储能技术相比，混合储能技术结合了多种不同储能方式，综合利用了多种技术的优势，弥补了单一储能技术的缺陷。另外，混合储能有助于降低系统成本，两个或多个储能系统可以共享大部分相同的电力电子和电网连接硬件设备，降低初装成本及维护成本。

根据 GGII 数据，2024 年液流电池招投标超 3GW，其中混合储能占比超过 71.8%。全钒液流电池+磷酸铁锂电池（LFP）混合储能项目占比近六成，两者结合后，既发挥液流电池长时储能和高功率的特性，又借助磷酸铁锂电池提升整体能量密度，弥补了单一储能技术在不同应用场景下的缺陷。

图表 30: 2024 年液流电池招投标中不同储能技术占比：长时+短时混合储能逐渐兴起，液流电池混合储能占比超过 71.8%

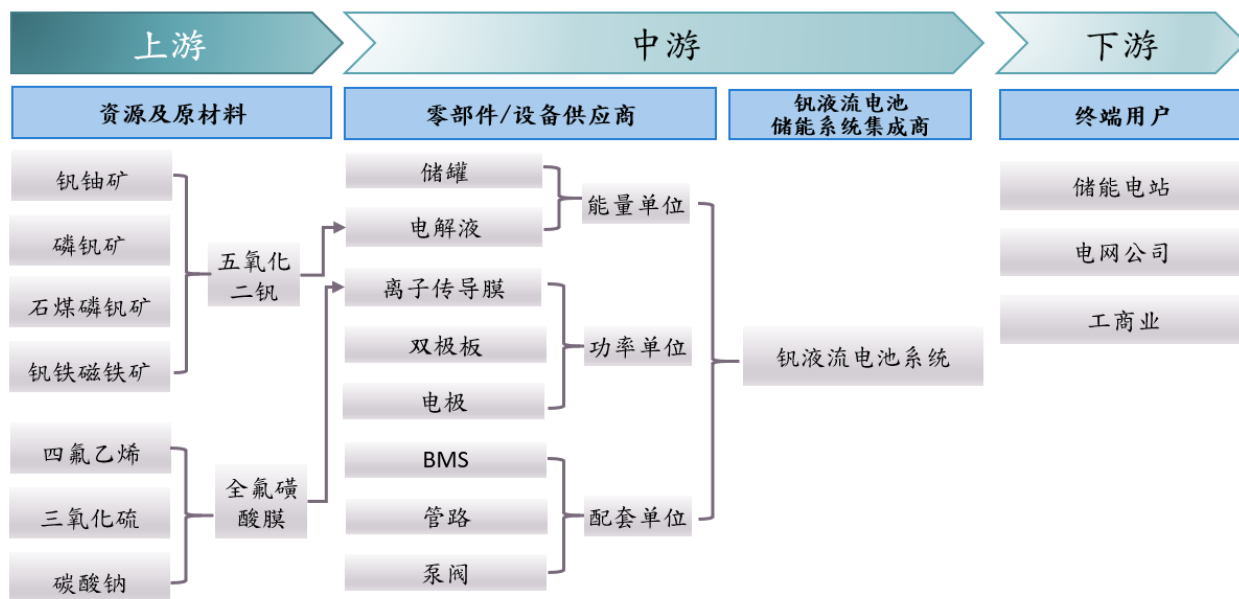


资料来源: GGII, 交银国际

全钒液流电池产业链已形成，重点关注隔膜国产替代

钒液流电池的核心部件可以分为能量单元、功率单元和配套系统。其中，能量单元的核心是电解液，能够直接影响能量单元的性能与成本。功率单元由一定数量和规格的电堆串并联构成，其中单个电堆主要由离子交换膜、电极、双极板、BMS 等关键部件构成。钒液流电池产业链包括：上游钒资源的开采与冶炼；中游全钒液流电池储能系统的设计与制造，包括功率单元（电堆）与能量单元（电解液）两大部分；下游主要为储能项目的开发和运营。

图表 31: 全钒液流电池产业链



资料来源：中商产业研究院，交银国际

图表 32: 全钒液流电池产业链相关公司

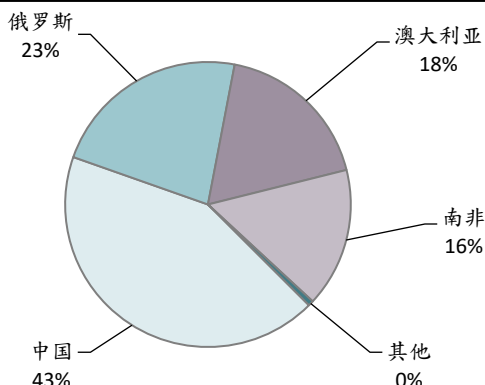
产业链	相关公司
钒电解液	大连融科、湖南银峰、寰泰储能、承德新新钒钛、攀钢、承德钒钛
钒电堆	北京普能、伟力得、大力电工襄阳股份、上海电气、寰泰储能
质子膜	苏州科润、东岳氟硅、山西国润、宿迁时代、开封时代、山东正嫡、辽宁科京
整装系统	日本：住友电工 美国：UniEnergy Technologies 中国：融科储能、上海电气、星辰新能、北京普能、北京绿钒、大力电工、寰泰储能、伟力得、寰泰储能、中和储能、国润储能、德海艾科

资料来源：各公司资料，交银国际

④ 钒原料端：我国钒资源储量丰富，全球占比超 40%

钒在钢铁工业、航空航天、冶金化工、电池、医药、颜料等领域均有重要应用。在全钒液流电池中，通常使用 V_2O_5 作为电解质。全球钒资源储量较为丰富，绝大部分赋存于钒铁磁铁矿中。随着近年来不断有新的钒矿资源被发现，全球钒矿储量也随之不断增长。据美国地质调查局统计，全球已探明的钒矿总金属储量为 2,200 万吨，中国、俄罗斯、澳大利亚与南非储量分别占比 42.9%、22.6%、18.1%、15.8%。

图表 33: 全球钒资源区域分布，中国占比 43%



资料来源: 美国地质调查局, 交银国际

⊙ 质子交换膜：国产替代空间大

质子交换膜（PEM）是全钒液流电池的核心部件，既可隔离电解液，又可以传输质子，保障电池完成充放电循环过程。因此，PEM 对提高全钒液流电池的可靠性及性能具有重要意义。根据材料不同，市售的质子交换膜大致包括四类：全氟磺酸型 PEM、部分含氟型 PEM、非氟型 PEM 及非树脂型 PEM。其中，全氟磺酸型 PEM 是目前钒电池中最常用的离子膜，其中最著名的就是美国杜邦公司在 20 世纪 70 年代开发出来的 Nafion 膜，为这种薄膜的主链是碳氟化合物，具有较好的化学和热稳定性。

由于制备工艺复杂、技术要求高，全氟磺酸膜长期被海外公司垄断。根据高工氢电统计，2021 年中国内地液流电池国产膜占比为 23.1%，进口膜占比为 76.9%，其中杜邦的 Nafion 膜在中国内地市场份额高达 75%。离子交换膜国产替代空间大，中国内地企业苏州科润、东岳未来氢能、国润储能等均有布局。

图表 34: 全氟磺酸膜主要生产企业

企业	主营业务	投融资情况
苏州科润	苏州科润成立于 2008 年，拥有 16 年的质子交换膜研发制造经验，是内地最早实现全氟磺酸膜产业化的企业之一。科润下设福建、淮安、苏州三大实体工厂，是内地目前鲜有的实现单体-磺酸树脂-质子膜全产业链的企业之一。	苏州科润已完成 3 轮融资，投资人包括中国石化资本、联泓、红杉、中国通用、架桥资本、宇通、北汽、长城资本等诸多知名风险及产业投资人，苏州科润估值近 30 亿元。
东岳未来氢能	东岳未来氢能成立于 2017 年，依托于东岳集团氟硅材料产业园区和完整的“氟硅、膜、氢”产业链实现快速发展。公司产品包括氢燃料电池质子膜，全氟磺酸离子交换树脂水电解制氢膜、液流电池膜、膨体聚四氟乙烯、乙烯-四氟乙烯共聚物（ETFE）、F40 等产品。	东岳未来氢能估值为 71 亿元（胡润研究院《2024 全球独角兽榜》数据）。
国润储能	国润储能成立于 2020 年 6 月，主要从事全钒液流电池储能系统、液流电池及电解水制氢用的隔膜材料等产品的研发、生产、销售及服务。两大核心产品为全钒液流储能电池产品和全氟离子膜。	国润储能已经完成两轮融资，估值超 10 亿元。

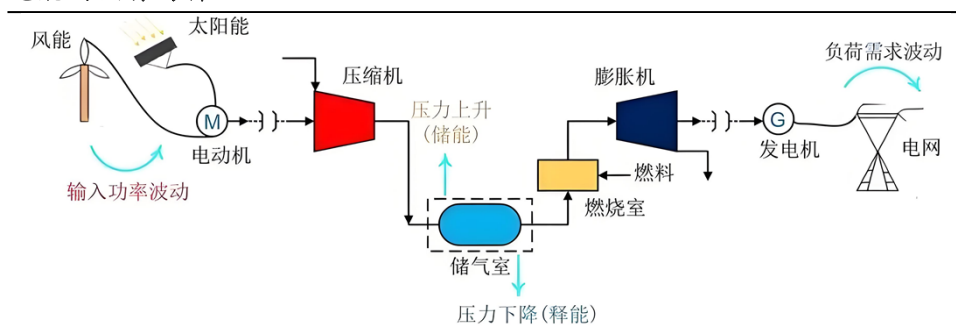
资料来源: 各公司官网, 胡润研究院《2024 全球独角兽榜》, 交银国际

附录

压缩空气储能——近年来发展较快的长时储能技术

压缩空气储能的工作原理是基于空气的物理特性，通过对空气进行压缩和膨胀来实现电能的储存与释放。电网负荷低谷时，利用剩余电力通过压缩空气并将其储存在高压密封设施中；用电高峰时，释放压缩空气驱动燃气轮机发电。

图表 35: 压缩空气储能工作原理：通过对空气进行压缩和膨胀的过程来实现电能的储存与释放



资料来源: 公开资料, 交银国际

- ① 寿命长、规模大、安全、相对抽蓄水能选址灵活是压缩空气储能的优势。压缩空气储能和抽水蓄能都属于机械能，两者在规模、寿命、成本、效率上相当。压缩空气储能系统可以持续工作数小时乃至数天；通过维护可以达到 40-50 年寿命，接近抽水蓄能的 50 年；安全性上，压缩空气储能使用的原料是空气，安全无毒。相较抽水蓄能，压缩空气储能优势主要体现在项目建设选址限制少以及建设周期短。虽然将压缩空气储存在合适的地下矿井或岩穴中是较为经济的方式，但随着技术的进步，目前也可以用地面高压储气罐取代地下洞穴。此外，压缩空气储能建设周期为 2 年左右，远低于抽水蓄能 6-8 年的建设周期。
- ② 系统效率低是压缩空气储能的最大缺点。2022 年以前，压缩空气储能的效率为 40-60%，远低于电池的 90% 以上。近年来压缩空气储能的系统效率提升至 75%，未来压缩空气储能要实现大规模储能应用，系统效率需要进一步提升。

随着技术的不断成熟和市场需求的快速增长，多家企业已深度布局该产业链。主要参与的公司包括：中储国能、中国能建、陕鼓动力、中电建、中国华能等企业。据全国电力设备管理网（CPEM）不完全统计，截至 2024 年 9 月，内地投运并网/在建/拟建的压缩空气储能项目共有 105 个，已投运的压缩空气储能项目共 11 个，在建压缩空气储能项目共计 18 个，拟建/待建压缩空气储能项目共计 76 个。

图表 36: 压缩空气储能主要企业

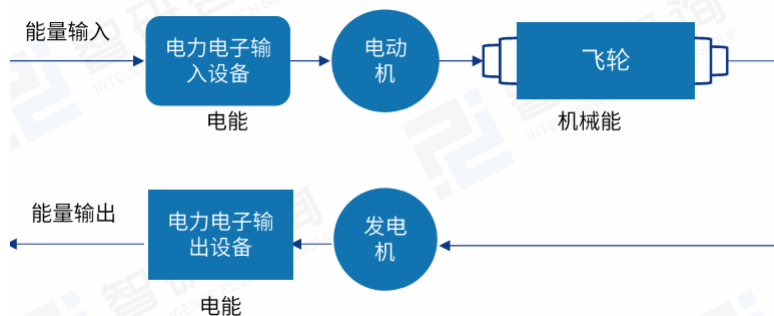
企业	简介
中储国能	中储国能在压缩空气储能领域拥有深厚的技术积累和丰富的项目经验，是行业内的佼佼者。公司核心技术源自中国科学院工程热物理研究所，企业具备 1-300MW 先进压缩空气储能系统研发、设计，核心装备制造、工程实施，以及电站投资和运营全套能力整体技术及应用水平，处于国际领先地位。目前，中储国能建设的山东肥城建设首座 300MW 先进压缩空气储能示范电站已并网发电。
东方电气	东方电气作为内地重要的电力设备制造商之一，也在积极布局压缩空气储能市场。公司依托自身在电力设备领域的强大实力和技术优势，为压缩空气储能项目提供全方位的解决方案和服务。
中国能建	是目前唯一一家在压缩空气储能领域进行技术研发、核心装备开发、项目投资开发等方面进行全产业链布局的央企。中国能建依托其强大的集团实力，自研压缩空气储能技术，于 2022 年初成立中能建数字科技集团有限公司，专注于 300MW 级压缩空气储能技术攻关。
陕鼓动力	凭借设备技术优势，陕鼓已取得全球首台 300MW 级压缩空气储能电站示范工程项目，助力项目实现非补燃压缩空气储能领域单机功率世界领先、储能规模世界领先、转换效率世界领先。
杭氧股份	公司是内地空分装置龙头，具备空气压缩机、膨胀机自产能力，已进行压缩空气储能相关技术研究。

资料来源: 各公司资料, 智研咨询, 交银国际

飞轮储能——适合短时储能，用于电网调频

飞轮储能的核心在于电能与机械能之间的高效转换。在负荷低谷阶段，电网中的电能通过电力电子设备驱动电动机运行，进而带动飞轮高速旋转，将电能以动能的形式存储起来。当电力需求激增，出现峰值负荷时，飞轮迅速释放能量，拖动发电机产生电能，满足瞬时的电力需求。这一过程响应快速，效率极高。

图表 37: 飞轮储能工作原理：本质是电能与机械能之间的高效转换



资料来源: 智研咨询, 交银国际

- ⊕ 飞轮储能技术的优点：其充放电效率高，可达 90% 以上；充电快捷，能够在短时间内完成大量电能的存储；充放电次数多，循环使用寿命长；储能量大，最大容量可达 5kWh，储能功率密度超过 5kW/kg，能量密度高于 20Wh/kg。此外，飞轮储能系统的建设周期短，维护简单，且对环境友好无污染。
- ⊕ 飞轮储能技术的缺点：存在自放电现象，如果停止充电，能量会在数小时内自行放完。因此不适用于长期储能，目前广泛应用于大功率、响应快、高频次的场景，典型市场包括轨道交通、电网调频、UPS 不间断电源等。此外，由于飞轮储能的成本相对较高，尚未能大规模应用。

美国在 20 世纪 90 年代中后期率先进入产业化发展阶段，向不间断供电过渡电源领域提供商业化产品。中国内地飞轮储能起步晚于欧美，2022 年拥有首台自主知识产权的兆瓦级飞轮储能装置。国际上主要的飞轮储能厂商有 VYCON、ActivePower、Beacon、Piller 等，而中国内地有主要有弘慧能源、奇峰聚能、贝肯新能源、华驰动能等，湘电股份业务主要涉及高速永磁电机和电磁轴承。

图表 38: 飞轮储能主要企业

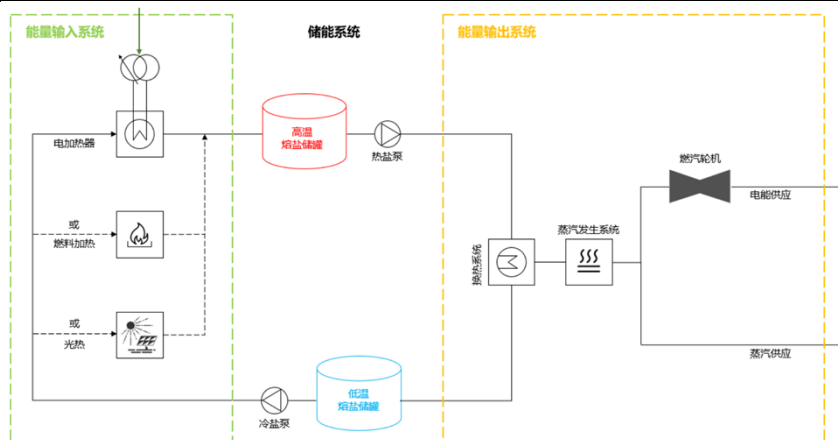
公司	简介
VYCON/沈阳微控	2003 年 VYCON 成立于美国洛杉矶，是全球重要的磁悬浮飞轮生产制造商。2017 年沈阳微控 5 名创始股东收购了 VYCON 公司，于 2018 年成立沈阳微控，并在沈阳建厂，将 VYCON 公司的飞轮储能技术引入内地，成功实现了高速磁悬浮飞轮的批量化生产。
ActivePower	创建于 1992 年，2000 年在 NASDAQ 上市 (ACPW US)，总部位于美国德州的奥斯汀；主要从事生产、提供绿色环保不间断电源产品及整体解决方案。
Piller	德国公司，飞轮储能技术的先驱之一。成立于 1909 年，1996 年推出了低俗钢制飞轮储能 UPS Power bridge
Beacon	成立于 1997 年，主要产品是飞轮储能系统，用于电力系统的调频和备用电源。2011 年申请破产保护，主要原因包括高昂的技术成本和商业化应用的困难。
弘慧能源	成立于 2015 年，专注于大功率真空磁悬浮飞轮设备的研发、生产、销售和服务，为客户提供储能、节能和改善电能质量的全面解决方案。
奇峰聚能	成立于 2009 年，集飞轮储能技术研究、产品开发、生产、销售及服务于一体。
贝肯新能源	成立于 2017 年 12 月，主要从事先进储能技术开发，聚焦于面向电力市场的大容量飞轮储能技术研发、生产制造、项目应用和产业化。
华驰动能	创立于 2019 年，主要从事以五自由度混合磁悬浮轴承及其控制系统为核心技术的电力级磁悬浮储能飞轮、高速磁悬浮电动机、卫星姿控飞轮产品的研发、制造和市场推广，已融投资数亿元。
湘电股份	1999 年成立，2007 年上市。湘电股份致力于先进电磁能装备和电传动装备研制，为客户提供机电一体化系统解决方案。

资料来源: 各公司资料, 交银国际

熔盐储热——近年来安全问题重新得到审视

熔盐储热（储能）技术是一种先进的热能储存系统。其核心原理是将热能储存在高温熔化的盐溶液中，以供后续转化为电力或热。在充电阶段，电加热器使用外部电力产生热能用以加热盐溶液，将其升温至高温状态（可达 600 摄氏度）。在放电阶段，高温的熔盐通过热交换器将热能传递给流体介质（通常是高温油）。该介质随后被用于产生高温高压蒸汽，以驱动汽轮机来生产电力。同时，冷却的熔盐则被泵回冷盐储罐，准备好参与到下次储能过程当中。一个熔盐储热项目的关键部分包括冷/热盐储罐、电加热器、换热器以及配套的汽轮机等组件。

图表 39: 熔盐储热工作原理



资料来源: MAN, 交银国际

熔盐储热系统具有理论成本低、工作温度高、环境友好等特点。熔盐储热系统储能媒介通常是一种含有钾和硝酸钠的混合物，具有良好的热特性和长寿命，不仅可以在高温下储存大量热能，还具有环保性，不会泄漏或对环境造成危害。

2023 年 5 月丰鹤电厂熔盐储热项目高温爆裂事故，使得储能行业重新开始审视熔盐储热的安全问题。熔盐储热的不安全性主要体现在：

- ⊖ 针对光热、储能行业的熔融盐尚无设立安全体系。熔融盐安全体系主要针对传统化工、工业原材料市场，对成分指标没有过高的要求，而新兴的光热、储能行业对于熔融盐在成分、性能、质量管理等方面要求更加严格，无法直接套用已有的安全体系。
- ⊖ 高温状态下具有腐蚀性。熔融盐的安全性主要体现在其不可燃特性，但是其在高温工况下所展现出的物理化学性质，意味着熔融盐非完全意义上的安全无害。熔融盐在高温下以液体盐（电解质）形式存在，具有极强的腐蚀性和化学活性，会腐蚀常见金属材料，因此对设备环境有较高要求。

交銀國際

香港中环德辅道中 68 号万宜大厦 10 楼

总机: (852) 3766 1899 传真: (852) 2107 4662

评级定义

分析员个股评级定义：

买入：预期个股未来12个月的总回报**高于**相关行业。

中性：预期个股未来12个月的总回报与相关行业**一致**。

沽出：预期个股未来12个月的总回报**低于**相关行业

无评级：对于个股未来12个月的总回报与相关行业的比较，分析员**并无确信观点**。

分析员行业评级定义：

领先：分析员预期所覆盖行业未来12个月的表现相对于大盘标杆指数**具吸引力**。

同步：分析员预期所覆盖行业未来12个月的表现与大盘标杆指数**一致**。

落后：分析员预期所覆盖行业未来12个月的表现相对于大盘标杆指数**不具吸引力**。

香港市场的标杆指数为**恒生综合指数**，A股市场的标杆指数为**MSCI 中国A股指数**，美国上市中概股的标杆指数为**标普美国中概股50（美元）指数**

2025年2月25日

储能行业剖析

分析员披露

本研究报告之作者，兹作以下声明：i) 发表于本报告之观点准确地反映有关于他们个人对所提及的证券或其发行者之观点；及ii) 他们之薪酬与发表于报告上之建议/观点并无直接或间接关系；iii) 对于提及的证券或其发行者，他们并无接收到可影响他们的建议的内幕消息/非公开股价敏感消息。

本报告之作者进一步确认：i) 他们及他们之相关有联系者【按香港证券及期货监察委员会之操守准则的相关定义】并没有于发表本报告之30个日历日前交易或买卖本报告内涉及其所评论的任何公司的证券；ii) 他们及他们之相关有联系者并没有担任本报告内涉及其评论的任何公司的高级人员（包括就房地产基金而言，担任该房地产基金的管理公司的高级人员；及就任何其他实体而言，在该实体中担任负责管理该等公司的高级人员或其同级人员）；iii) 他们及他们之相关有联系者并没有拥有于本报告内涉及其评论的任何公司的证券之任何财务利益。根据证监会持牌人或注册人操守准则第16.2段，“有联系者”指：i) 分析员的配偶、亲生或领养的未成年子女，或未成年继子女；ii) 某信托的受托人，而分析员、其配偶、其亲生或领养的未成年子女或其未成年继子女是该信托的受益人或酌情对象；或iii) 惯于或有义务按照分析员的指示或指令行事的另一人。

有关商务关系及财务权益之披露

交银国际证券有限公司及/或其有关联公司在过去十二个月内与交通银行股份有限公司、国联证券股份有限公司、交银国际控股有限公司、四川能投发展股份有限公司、光年控股有限公司、七牛智能科技有限公司、致富金融集团有限公司、湖州燃气股份有限公司、Leading Star (Asia) Holdings Limited、武汉有机控股有限公司、安徽皖通高速公路股份有限公司、上海小南国控股有限公司、Sincere Watch (Hong Kong) Limited、山西省安集团股份有限公司、富景中国控股有限公司、中军集团股份有限公司、佳民集团有限公司、集海资源集团有限公司、君圣泰医药、天津建设发展集团股份公司、长久股份有限公司、乐思集团有限公司、出门问问有限公司、趣致集团、宜搜科技控股有限公司、老铺黄金股份有限公司、中赣通信(集团)控股有限公司、地平线、多点数智有限公司、草姬集团控股有限公司、安徽海螺材料科技股份有限公司及北京赛目科技股份有限公司有投资银行业务关系。

交银国际证券有限公司及/或其集团公司现持有东方证券股份有限公司、光大证券股份有限公司及七牛智能科技有限公司的已发行股本逾1%。

免责声明

本报告之收取者透过接受本报告(包括任何有关的附件)，表示并保证其根据下述的条件下有权获得本报告，并且同意受此中包含的限制条件所约束。任何没有遵循这些限制的情况可能构成法律之违反。

本报告为高度机密，并且只以非公开形式供交银国际证券的客户阅览。本报告只在基于能被保密的情况下提供给阁下。未经交银国际证券事先以书面同意，本报告及其中所载的资料不得以任何形式(i)复制、复印或储存，或者(ii)直接或者间接分发或者转交予任何其它人作任何用途。

交银国际证券、其附属公司、关联公司、董事、关联方及/或雇员，可能持有在本报告内所述或有关公司之证券、并可能不时进行买卖、或对其有兴趣。此外，交银国际证券、其附属公司及关联公司可能与本报告内所述或有关的公司不时进行业务往来，或为其担任市场庄家，或被委任替其证券进行承销，或可能以委托人身份替客户买入或沽售其证券，或可能为其担当或争取担当并提供投资银行、顾问、包销、融资或其它服务，或替其从其它实体寻求同类型之服务。投资者在阅读本报告时，应该留意任何或所有上述的情况，均可能导致真正或潜在的利益冲突。

本报告内的资料来自交银国际证券在报告发行时相信为正确及可靠的来源，惟本报告并非旨在包含投资者所需要的所有信息，并可能受送递延误、阻碍或拦截等因子所影响。交银国际证券不明示或暗示地保证或表示任何该等数据或意见的足够性、准确性、完整性、可靠性或公平性。因此，交银国际证券及其集团或有关的成员均不会就由于任何第三方在依赖本报告的内容时所作的行为而导致的任何类型的损失（包括但不限于任何直接的、间接的、随之而发生的损失）而负上任何责任。

本报告只为一般性提供数据之性质，旨在供交银国际证券之客户作一般阅览之用，而非非考虑任何某特定收取者的特定投资目标、财务状况或任何特别需要。本报告内的任何资料或意见均不构成或被视为集团的任何成员作出提议、建议或征求购入或出售任何证券、有关投资或其它金融证券。

本报告之观点、推荐、建议和意见均不一定反映交银国际证券或其集团的立场，亦可在没有提供通知的情况下随时更改，交银国际证券亦无责任提供任何有关资料或意见之更新。

交银国际证券建议投资者应独立地评估本报告内的资料，考虑其本身的特定投资目标、财务状况及需要，在参与有关报告中所述公司之证券的交易前，委任其认为必须的法律、商业、财务、税务或其它方面的专业顾问。惟报告内所述的公司之证券未必能在所有司法管辖区或国家或供所有类别的投资者买卖。

对部分的司法管辖区或国家而言，分发、发行或使用本报告会抵触当地法律、法则、规定、或其它注册或发牌的规例。本报告不是旨在向该等司法管辖区或国家的任何人或实体分发或由其使用。本报告的发送对象不包括身处中国内地的投资人。如知悉收取或发送本报告有可能构成当地法律、法则或其他规定之违反，本报告的收取者承诺尽快通知交银国际证券。

本免责声明以中英文书写，两种文本具同等效力。若两种文本有矛盾之处，则应以英文版本为准。

交银国际证券有限公司是交通银行股份有限公司的附属公司。



机构销售团队



@bocomgroup.com

熊璇	(852) 3768 2850	xuan.xiong
邓志恒	(852) 3768 2795	alvin.tang
刘静	(852) 3768 2969	judy.liu
邵将星	(852) 3768 2962	jensens.shaw
罗圆	(852) 3768 2783	Jackie.Luo
刘方舟	(852) 3768 2782	Noah.Liu
张家尔	(852) 3710 3206	William.Zhang