仅供内部参考，请勿外传

钒液流储能的机遇和挑战

电气设备

评级： 看好

日期： 2026.09.18

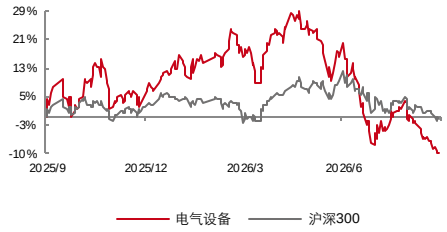
分析师 钟林志

登记编码：S0950525050001

☎：17378362019

✉：zhonglinzhi@wkzq.com.cn

行业表现 2026/9/17



资料来源：Wind，聚源

相关研究

- 《2026H1 锂电财报点评：温和通胀延续，关注结构性机会》(2026/9/14)
- 《风电 26Q2 业绩点评：需求下行，业绩承压》(2026/9/14)
- 《光伏 26Q2 业绩点评：亏损延续，静待出清》(2026/9/14)
- 《大储盈利承压，户储景气兑现——储能行业 2026 年 H1 财报梳理分析》(2026/9/14)
- 《盈利修复，成本分化显现 ——A 股锂矿行业 2026 半年报梳理分析》(2026/9/14)
- 《供给弹性重启，成本曲线抬升 ——澳洲锂矿 2026Q2 财报梳理分析》(2026/9/2)
- 《“六张网”建设提速，电网迈入成长周期》(2026/8/25)
- 《钠电深度 2：需求的破茧—从理论优势到落地场景的解构》(2026/7/23)
- 《新能源发展方向的三大转变——《新型能源体系建设“十五五”规划》政策解读》(2026/6/29)
- 《全球核电复苏，再迎景气周期》(2026/6/29)

报告要点

全球储能市场持续扩容叠加长时储能价值提升，为全钒液流电池打开长期成长空间。 2025 年全球新型储能新增装机约 336.3GWh，预计 2035 年达到 1519.0GWh，2025—2035 年复合增速约 16.3%。尽管当前锂离子电池仍占新型储能累计装机约 97.7%，但全钒液流电池凭借功率与容量解耦、本征安全、长循环寿命和电解液可循环利用等优势，更适合大型、长时、高频循环储能场景，其产业机会并非全面替代锂电，而是在储能时长持续延伸过程中形成差异化竞争。

挑战之一在于长时储能需求尚未全面释放，钒液流的技术优势短期仍缺乏足够大的应用场景。2025 年中国风光发电量占比为 21.8%，2026H1 新增新型储能项目平均时长为 2.69 小时，其中 2-4 小时项目占 78%，4 小时及以上项目仅占 15%；从全国平均水平看，预计 2045 年风光发电量占比约 46%、2060 年达到 62%，全国性长时储能需求释放仍偏中长期。但青海、甘肃等西北地区风光渗透率已超过 30%，有望率先形成 4-8 小时以上储能需求，成为钒液流由示范走向商业化的重要突破口。

挑战之二在于初始投资仍明显高于锂电，但全生命周期经济性正在显现改善空间。 当前 4 小时钒液流储能 EPC 价格约 2.064 元/Wh，是同期锂电 0.971 元/Wh 的约 2.1 倍；但 4 小时 LCOS 分别约 0.504 元/kWh 和 0.398 元/kWh，差距明显小于初始投资差距。远期降本情景下，8 小时钒液流 LCOS 约 0.190 元/kWh，锂电为 0.186 元/kWh，差距进一步缩小，表明提高电解液利用率、电堆功率密度以及推进标准化、规模化制造，有望使钒液流在长时场景逐步进入成本竞争区间。

挑战之三在于钒资源并非地质意义上的稀缺，而是现有低成本供给体系难以匹配潜在储能需求增量。若 2035 年钒液流占全球新型储能市场的 5%、10%和 20%，对应 V_2O_5年需求量约 53.2 万吨、106.3 万吨和 212.7 万吨，而当前全球钒产业仍处于十万吨级规模。中国现有低成本钒供应主要依赖钢铁副产钒渣，其增量受钢铁产量约束；相比之下，含钒石煤资源丰富且能够独立扩产，但 2025 年石煤提钒产量仅约 0.76 万吨，未来无盐焙烧—酸浸、梯级氧化焙烧、强化浸出等绿色提钒技术能否实现低成本产业化，将成为扩大钒供给弹性的关键。

总体来看，钒液流储能具备明确的长期产业机会，但商业化进程取决于“长时需求、成本下降、资源扩容”三项条件能否同步兑现。 产业发展更可能沿着“西北等高比例新能源区域率先突破—技术与规模降本推动放量—长时储能需求向全国扩散”的路径演进。未来应重点关注 6 小时以上储能项目占比、钒液流 LCOS 与锂电的差距，以及绿色石煤提钒规模化进展，这三项指标将共同决定钒液流储能未来实现更大规模发展的节奏。

风险提示： 1）长时储能需求释放不及预期；2）钒液流储能降本速度不及其他技术路线风险；3）钒资源价格大幅波动风险；4）项目收益机制和商业模式不完善风险。

内容目录

1 钒液流储能的机遇：储能市场扩容与长时储能技术价值重估 4
储能长期成长空间确定，市场足够大 4
从储能技术路线看，当前锂电占绝对主导，但不同技术具备不同适用场景 4
钒液流储能可实现功率与容量解耦，安全性和长循环寿命优势突出 7
作为第二梯队技术路线，钒液流储能已进入推广应用阶段 8
对于当前的钒液流储能，机遇与挑战并存 9
2 挑战之一：长时储能需求何时放量？ 9
钒液流储能优势在于长时储能，但长时储能目前不是刚需 9
目前中国新型储能项目时长以 2-4 小时为主 10
从全国层面看，预计长时储能成为主流的时间点在 2045 年左右 11
西北地区有望率先释放长时储能需求 12
3 挑战之二：经济性如何 PK 锂电？ 13
钒液流储能初始投资成本显著高于锂电，短期经济性仍受制约 13
钒液流储能全生命周期度电成本 LCOS 有望接近锂电 14
降本路径——提高电解液利用率，降低单位储能容量钒耗 15
降本路径——提高电堆电流密度，降低单位材料用量 16
降本路径——产业规模化生产降低单位成本 17
4 挑战之三：钒资源够不够用？ 18
钒液流储能放量或重塑钒供需格局，现有钒产业难以承接百万吨级新增需求 18
钒资源禀赋并不稀缺 20
钒渣供给依赖钢铁生产，传统低成本钒源扩张空间受限 22
石煤有望成为钒资源重要增量，绿色提钒技术决定供给释放空间 24
远期理论条件下，经济性追平锂电所对应的五氧化二钒价格 26
5 总结与展望 27
风险提示 27

图表目录

图表 1：全球新型储能新增装机规模有望持续增长 4
图表 2：不同储能技术路线具备不同适用场景 5
图表 3：新型储能累计装机中锂离子电池储能占比 97.7%，占据绝对主导地位 6
图表 4：钒液流储能工作原理 7
图表 5：2025 年中国储能集成示范和产业化梯队 8
图表 6：2025 年中国储能技术和世界先进水平的比较 8
图表 7：当风光发电量占比超过 50%时，长时储能才成为刚需 10
图表 8：2025 年中国风光发电量渗透率为 21.8% 10
图表 9：2026 年上半年中国储能项目时长≥4h 的项目占比仅 15% 11
图表 10：预计 2045 年风光发电量占比有望达到 45.7% 12
图表 11：2025 年部分西北省份风光发电量占比已突破 30% 13

仅供内部参考，请勿外传

图表 12：近年来锂电储能 EPC 价格大幅下降.....13
图表 13：储能时长越长，系统单位投资成本越低.....14
图表 14：锂电储能与钒液流储能初始投资及构成对比.....14
图表 15：度电成本计算公式.....15
图表 16：锂电储能与钒液流储能度电成本 LCOS 对比.....15
图表 17：不同电解液利用率对应的 V2O5 需求量.....16
图表 18：1MW 电堆在不同电流密度对应的材料需求量.....17
图表 19：根据莱特定律，制造业产品累计产量每翻一倍，单位成本下降约 20%.....17
图表 20：预计 2035 年钒液流储能对五氧化二钒的年需求有望达到百万吨.....18
图表 21：常见的含钒资源.....19
图表 22：全球钒资源分布.....19
图表 23：2019-2025 年全球钒产量情况.....19
图表 24：钒价在 2018 年因螺纹钢新国标阶段性大幅上涨.....20
图表 25：钒的地壳丰度和锂相当.....21
图表 26：1995-2025 年全球碳酸锂开采量变化.....22
图表 27：1995-2025 年全球碳酸锂储量变化.....22
图表 28：1995-2025 年全球五氧化二钒开采量变化.....22
图表 29：1995-2025 年全球五氧化二钒储量变化.....22
图表 30：中国常见的两种提钒原料对比.....23
图表 31：钒的常见提取流程.....23
图表 32：2020 年以来中国螺纹钢产量逐年下降.....24
图表 33：石煤提钒受成本、环保等因素影响产量较低，2025 年中国产量仅 0.76 万吨.....25
图表 34：远期理论条件下，钒价 8.3 万/吨的钒液流储能 LCOS 可追平锂价 6 万/吨的锂电储能.....27

1 钒液流储能的机遇：储能市场扩容与长时储能技术价值重估

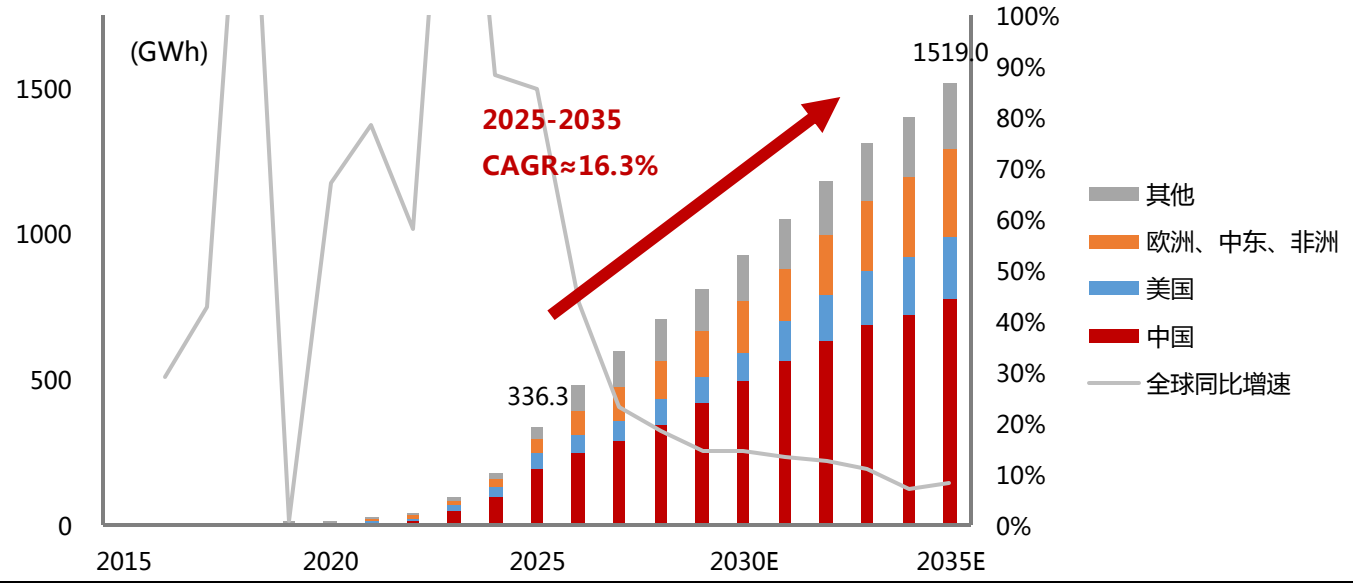
储能长期成长空间确定，市场足够大

全球能源转型持续推进，储能正由新能源配套设施逐步演变为新型电力系统的重要基础设施。风电、光伏等新能源具有较强的间歇性和波动性，随着其在电源结构中的占比不断提高，电力系统面临的供需时序错配、调峰压力以及新能源消纳问题日益突出，储能在削峰填谷、新能源消纳、辅助服务及电网稳定等方面的重要性持续提升。因此，全球储能需求具备较强的长期增长逻辑。

全球新型储能新增装机预计未来十年仍将保持较快增长，市场规模有望迈向 TWh 级。2025 年全球新增储能装机规模约为 336.3GWh，预计到 2035 年将达到 1519.0GWh，十年间增长约 3.5 倍，对应 2025-2035 年复合增长率约 16.3%。从增长节奏来看，随着全球储能市场基数扩大，新增装机增速预计将由早期的高速增长逐步回归相对稳定的增长区间，但新增装机绝对量仍将持续提升，意味着全球储能产业正由早期爆发阶段逐步进入规模化、持续化发展阶段。

中国预计仍将是全球新型储能最重要的增量市场，同时美国、欧洲、中东等地区的储能需求也将持续释放。从区域结构看，2025 年中国新增装机 189.5GWh，占全球比例为 56%，中国在全球新增装机中长期保持较高占比，主要受益于风光新能源装机快速增长、电力系统调节需求提升以及储能产业链较为完善；美国和欧洲则在新能源并网、电力市场套利和容量需求推动下保持较大的储能市场规模。与此同时，中东及亚非拉等地区的新增储能需求逐步提升，全球储能市场正由中国、美国、欧洲等核心市场驱动，向多区域共同增长演进。

图表 1：全球新型储能新增装机规模有望持续增长



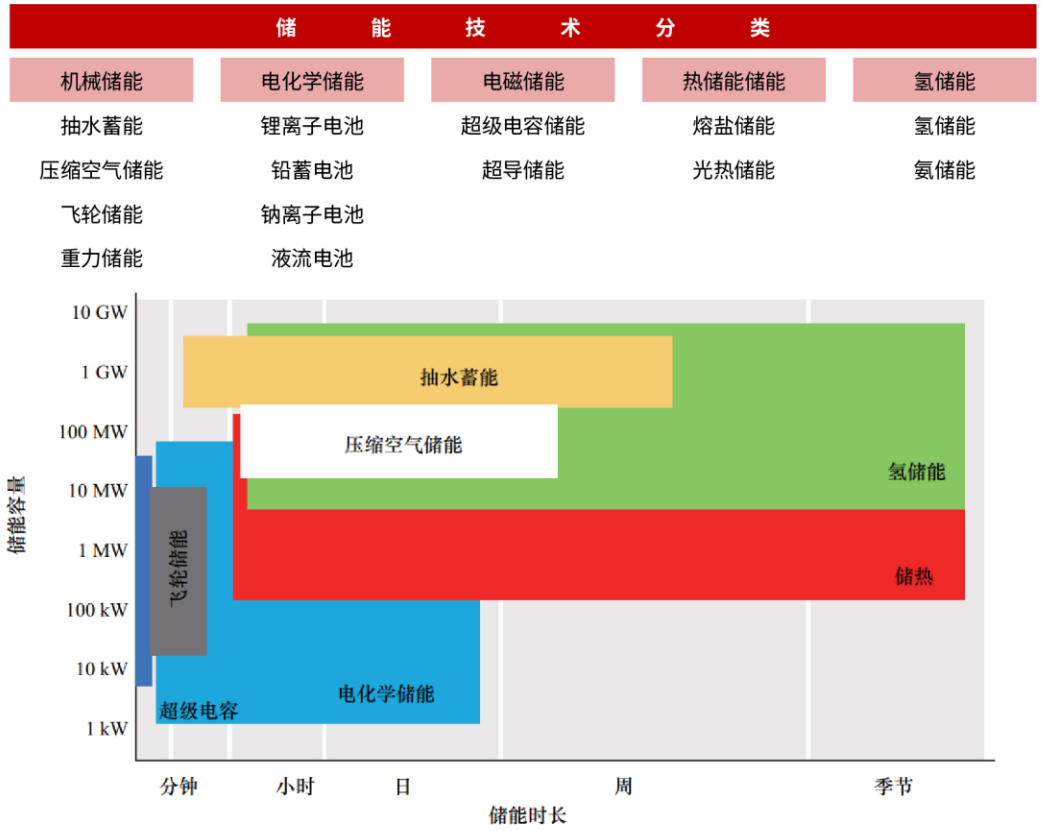
资料来源：BNEF、CNESA，五矿证券研究所预测

从储能技术路线看，当前锂电占绝对主导，但不同技术具备不同适用场景

储能技术路线较为多元，不同技术在功率等级、储能时长、安全性及应用场景方面存在明显差异。按照能量存储形式划分，目前主流储能技术主要包括机械储能、电化学储能、电磁储

能、热储能和氢储能五大类，其中机械储能包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能和重力储能，电化学储能则主要包括锂离子电池、液流电池、铅蓄电池和钠离子电池。从应用特征来看，超级电容、飞轮等技术具有响应速度快、功率密度高等特点，更适合秒级至分钟级功率调节；锂离子电池等电化学储能兼顾响应速度和能量容量，主要覆盖分钟级至小时级应用；抽水蓄能、压缩空气、液流电池等技术能够满足更大规模、更长时间的能量调节需求；氢储能则可进一步延伸至周级甚至季节级储能场景。因此，不同储能技术并非简单替代关系，而是根据储能时长、功率需求及系统功能形成差异化竞争格局。

图表 2：不同储能技术路线具备不同适用场景



资料来源：国家能源局，五矿证券研究所

全球储能装机结构正在由传统抽水蓄能主导加速向新型储能转变，新型储能已成为近年来储能市场扩张的主要增量来源。2020 年全球储能累计装机约 191.1GW，其中抽水蓄能达到 172.6GW，占比高达 90.3%，新型储能累计装机仅 15.1GW，占比 7.9%；至 2025 年，全球储能累计装机规模已增长至 496.2GW，其中新型储能达到 278.7GW，占比提升至 56.2%，首次形成明显高于抽水蓄能的装机规模，而同期抽水蓄能占比下降至 42.8%。2020-2025 年新型储能累计装机规模增长超过 17 倍，反映出新能源快速发展背景下，建设周期较短、选址灵活且响应速度较快的新型储能技术正在加速渗透。

锂离子电池凭借成熟的产业链、较高的能量效率和持续下降的系统成本，在新型储能市场中形成了绝对领先优势。2025 年全球锂离子电池储能累计装机规模达到 272.5GW，在新型储能累计装机中占比达到约 97.7%，远高于压缩空气、液流电池、飞轮及钠离子电池等其他技术路线。相比之下，2025 年液流电池累计装机规模约 1.7GW，仅占全部储能装机的 0.3%。因此，从当前产业格局来看，锂离子电池已经形成显著的规模、成本和供应链优势，其他新型储能技术短期内难以在通用储能市场与其进行全面竞争。

图表 3：新型储能累计装机中锂离子电池储能占比 97.7%，占据绝对主导地位

全球储能不同技术路线累计装机规模						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
新增装机功率(GW)	6.5	15.4	30.7	52.0	82.8	124.2
累计装机功率（GW）	191.1	206.5	237.2	289.2	372.0	496.2
分种类						
抽水蓄能	172.6	177.7	188.1	193.8	202.0	212.4
熔融盐储热	3.4	3.4	3.3	4.0	4.5	5.0
新型储能	15.1	25.4	45.7	91.4	165.5	278.7
锂离子电池	13.2	23.2	43.2	88.6	161.4	272.5
压缩空气	0.4	0.6	0.6	0.6	1.2	1.7
飞轮储能	0.4	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8
钠系电池	0.5	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8
液流电池	0.1	0.2	0.3	0.4	0.7	1.7
铅蓄电池	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	1.1
其他	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.3
占比						
抽水蓄能	90.3%	86.2%	79.3%	67.0%	54.3%	42.8%
熔融盐储热	1.8%	1.6%	1.4%	1.4%	1.2%	1.0%
新型储能	7.9%	12.2%	19.3%	31.6%	44.5%	56.2%
锂离子电池	6.9%	11.2%	18.2%	30.6%	43.4%	54.9%
压缩空气	0.2%	0.3%	0.3%	0.2%	0.3%	0.3%
飞轮储能	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
钠系电池	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
液流电池	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.3%
铅蓄电池	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
其他	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%

资料来源：CNESA、北极星储能网，五矿证券研究所

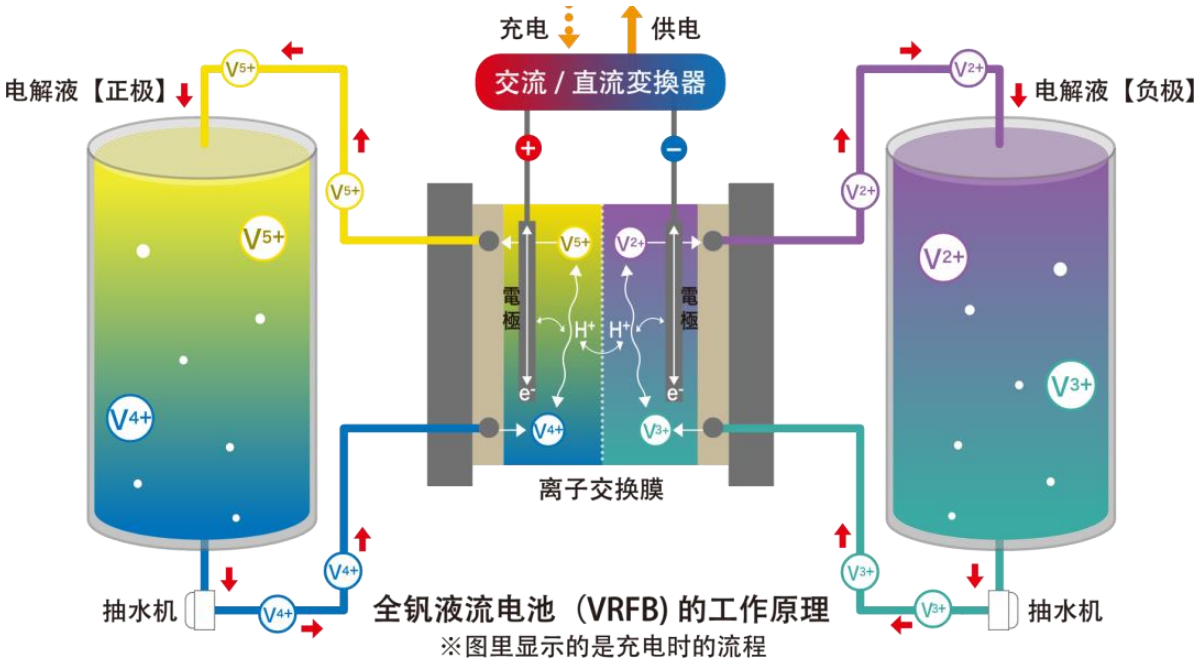
锂离子电池的绝对优势主要集中于短中时储能场景，而储能时长增加正在为液流电池等长时储能技术创造差异化竞争空间。锂离子电池具有能量密度高、充放电效率高、产业链成熟及初始投资成本较低等优势，因此在当前主流的 2-4 小时储能市场具有较强经济性；但随着储能时长进一步延长，其容量扩张通常需要同步增加电芯及相关系统设备，成本优势可能逐步收窄。相比之下，液流电池能够通过增加电解液和储液罐实现容量扩展，其功率与容量相对独立，因而更加适合 4 小时以上的长时储能应用。压缩空气、氢储能等技术同样具有长时甚至超长时储能潜力，但在选址条件、系统效率、基础设施以及技术成熟度等方面各有约束。

未来储能行业的技术格局更可能呈现“锂电主导、长时储能多路线并存”的发展特征，而非单一技术路线相互替代。在 2-4 小时储能仍占主流的阶段，锂离子电池凭借成熟供应链和成本优势预计仍将保持绝对领先；随着新能源渗透率持续提高，电力系统对 4-8 小时乃至更长时间储能的需求逐步增加，液流电池、压缩空气储能及氢储能等技术有望在各自优势场景中获得增量市场。对于全钒液流电池而言，其产业机会因此并不在于全面替代锂离子电池，而在于凭借安全性、长循环寿命以及功率与容量解耦等特点，在长时、高频循环及高安全要求的大型储能场景中形成差异化竞争优势。

钒液流储能可实现功率与容量解耦，安全性和长循环寿命优势突出

全钒液流电池通过不同价态钒离子的可逆氧化还原反应实现电能与化学能的相互转换。全钒液流电池主要由正、负极电解液储罐、电堆、离子交换膜、循环泵以及变流设备等组成，其中正极电解液主要通过 V^{4+}/V^{5+}氧化还原电对储存和释放能量，负极电解液主要通过 V^{2+}/V^{3+}氧化还原电对完成相应反应。充放电过程中，正负极电解液分别由循环泵输送至电堆两侧，在电极表面发生电化学反应，并通过离子交换膜维持电荷平衡，从而实现电能的储存和释放。由于正负极活性物质均为钒元素，即使运行过程中发生一定程度的离子交叉，也不会引入其他金属元素形成永久性污染，为电解液长期循环使用提供了基础。

图表 4：钒液流储能工作原理



资料来源：Esplaza、林源电力，五矿证券研究所

功率与容量相对解耦是全钒液流电池最具差异化的结构特征，也是其适用于长时储能的核心原因。全钒液流电池的功率主要由电堆数量、电极面积及电堆性能决定，而储能容量主要取决于电解液体积和活性物质浓度，因此在保持输出功率基本不变的情况下，可以通过增加电解液和储液罐规模延长储能时长。相比之下，锂离子电池增加储能容量通常需要同步增加电芯及相应电池管理设备，因此功率和容量的耦合程度更高。随着储能时长由 2 小时向 4 小时、6 小时、8 小时甚至更长时间延伸，全钒液流电池新增容量部分主要对应电解液和储液系统，其长时储能适配性逐步体现。

本征安全、循环寿命长和深度充放电能力较强构成全钒液流电池面向大型储能场景的主要技术优势。全钒液流电池采用水系电解液，相较采用有机电解液的锂离子电池具有较低的燃烧和热失控风险，在百 MWh 乃至 GWh 级集中式储能电站中具有较高的安全价值。同时，其充放电过程主要表现为钒离子价态变化，电解液本身并不会像传统电池电极活性材料一样在循环过程中持续发生显著结构性损耗，因此更适合长期、高频循环和较高放电深度的运行场景。对于需要每天进行一次甚至多次完整充放电的大型长时储能项目，长循环寿命能够在一

定程度上摊薄初始投资成本。

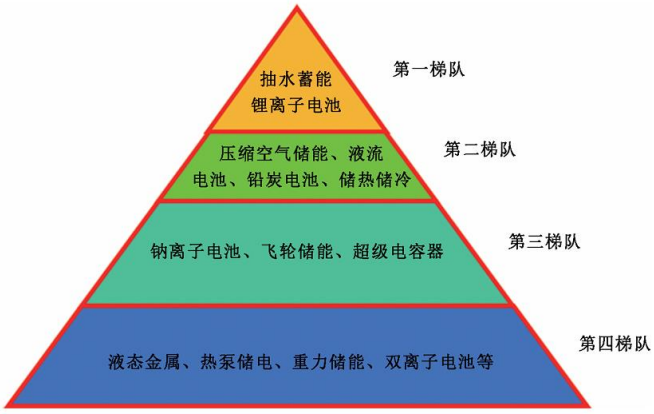
电解液可循环利用并具有一定残值，使全钒液流电池具备区别于传统电池的全生命周期资源价值。钒元素在储能系统运行过程中主要承担能量载体作用，并不会随着正常充放电过程被大量消耗，因此项目运行期结束后，电解液仍可以通过再平衡、提纯或重新配置继续使用。由此看，钒电解液不仅是一项原材料投入，也具有一定的可回收资产属性，并为未来发展电解液租赁、融资租赁和循环回收等商业模式提供可能。若电解液资产化模式逐步成熟，有望降低储能项目一次性资本开支，并缓解高钒价对系统初始投资的冲击。

作为第二梯队技术路线，钒液流储能已进入推广应用阶段

全钒液流电池目前已由技术研发和工程示范阶段逐步进入推广应用阶段，产业成熟度位居新型储能技术第二梯队。从中国储能技术产业化进程来看，抽水蓄能和锂离子电池已进入第一梯队，具备较成熟的商业化基础；压缩空气储能、液流电池等技术则处于第二梯队，已经完成较多工程示范并开始向规模化推广过渡；钠离子电池、飞轮储能和超级电容等技术整体仍处于更靠前的产业导入阶段。这意味着全钒液流电池虽然尚未达到锂离子电池的产业成熟度和装机规模，但已经基本跨越实验室验证阶段，技术竞争的重点正在从“能否运行”转向“能否规模化降本和形成稳定商业模式”。

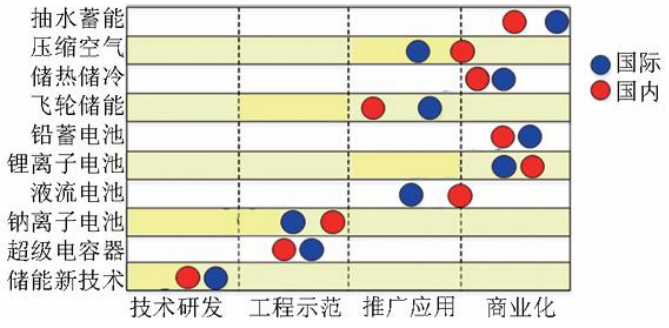
中国全钒液流储能的技术和工程化进展已处于国际较先进水平，为后续规模化产业应用奠定了基础。从国内外主要储能路线技术发展阶段比较来看，抽水蓄能和锂离子电池已经基本进入成熟商业化阶段，而液流电池整体处于工程示范向推广应用过渡的阶段；其中中国在液流电池工程示范及推广应用方面已积累一定项目经验，产业化进度并未明显落后于国际水平。尤其是在大型储能电站建设、电堆规模化制造、电解液供应以及系统集成等环节，国内已经形成一定产业链基础，这为未来长时储能需求释放后的快速扩产创造了条件。

图表 5：2025 年中国储能集成示范和产业化梯队



资料来源：2025 年中国储能技术研究进展，五矿证券研究所

图表 6：2025 年中国储能技术和世界先进水平的比较



资料来源：2025 年中国储能技术研究进展，五矿证券研究所

全钒液流电池现阶段的产业定位并非全面替代锂离子电池，而是在长时场景中形成差异化竞争。全钒液流电池仍存在初始投资较高、系统能量较多以及系统效率相对有限等不足，因此在当前以 2-4 小时为主的储能与高度成熟的磷酸铁锂储能正面竞争。但其功率与容量解耦、本征安全解液可回收等特点，使其在储能时长持续延伸后具备更加明显的比较优

流储能能否实现大规模商业化，关键并不在于技术本身是否可行，而在于长时储能需求何时充分释放，以及其全生命周期成本能否下降至具有竞争力的区间。

对于当前的钒液流储能，机遇与挑战并存

总体来看，全球储能市场持续扩容、长时储能需求逐步提升以及全钒液流电池技术成熟度不断提高，共同构成了钒液流储能产业发展的长期机遇。钒液流电池凭借功率与容量解耦、本征安全、循环寿命长以及电解液可循环利用等特点，在 4 小时以上、尤其是高频循环和高安全要求的大型长时储能场景中具备较强的差异化竞争潜力；随着新能源渗透率持续提高，其系统价值有望进一步显现。但从当前产业化进程来看，钒液流储能距离大规模商业化仍面临三方面核心约束：一是长时储能需求尚未充分释放；二是系统初始投资及度电成本仍明显高于成熟的锂离子电池；三是若未来装机规模快速提升，现有以钢铁副产钒为主的供给体系可能面临资源弹性不足的问题。因此，钒液流储能未来能否由“技术可行”真正迈向“规模商业化”，核心取决于长时储能需求释放、全生命周期成本下降以及钒资源供给体系扩容三大条件能否同步兑现。

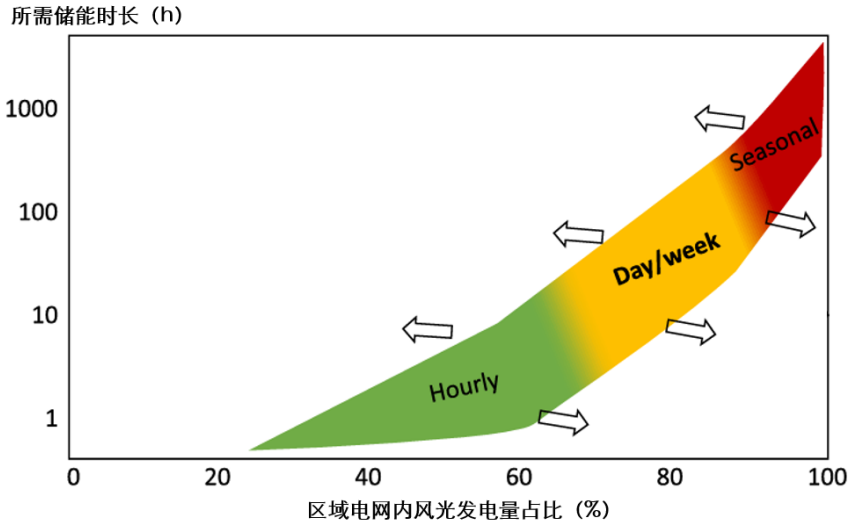
2 挑战之一：长时储能需求何时放量?

钒液流储能优势在于长时储能，但长时储能目前不是刚需

长时储能需求与风光发电量占比呈现明显的非线性关系，只有当可变新能源进入较高渗透率阶段后，储能时长才会明显拉长。在风光发电量占比较低时，新能源出力波动和供需错配主要集中于小时级尺度，电力系统仍可以通过火电灵活调节、跨区输电、需求响应以及一定程度的弃风弃光等方式维持供需平衡，因此对长时储能的依赖相对有限。

当风光发电量占比超过 50%后，长时储能的重要性开始明显提升。当区域电网风光发电量占比较低时，所需储能主要集中于小时级；随着风光占比向 50%-80%提升，储能时长逐步向数小时乃至日内、跨日尺度延伸。在不同电源结构、输电能力和系统灵活性条件下，风光年发电量占比达到约 50%-80%时，约 10 小时以内的储能即可支持较高比例的风光消纳；当风光占比进一步提升至 70%-90%时，所需储能时长可能增加至 10 小时至数百小时。因此，8 小时左右及以上储能的系统价值通常在风光发电量占比进入高位后才会明显增强。

图表 7：当风光发电量占比超过 50%时，长时储能才成为刚需



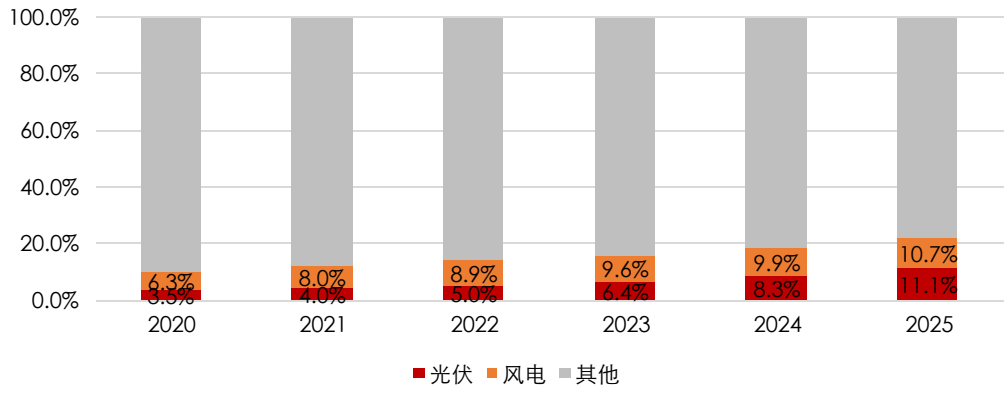
资料来源：Long-DurationElectricity StorageApplications,Economics,andTechnologies，作者 Paul Albertus、Joseph S. Manser、Scott Litzelman，五矿证券研究所

目前中国新型储能项目时长以 2-4 小时为主

2025 年中国风光发电量占比为 21.8%，距离长时储能需求显著提升的高比例新能源阶段仍有较大差距。2020-2025 年，中国风光发电量占比由约 9.8%持续提升至 21.8%，其中 2025 年光伏、风电发电量占比分别达到 11.1%和 10.7%。当前全国平均风光发电量占比仍处于相对较低阶段，电力系统尚未普遍进入依赖长时储能解决电量平衡问题的发展阶段。

当前中国电力系统面临的新能源调节需求仍以日内电量搬移为主，因此 2-4 小时储能基本能够覆盖多数应用场景。在现阶段的新能源渗透率下，风光出力与负荷之间的主要矛盾更多表现为午间光伏富余与晚高峰负荷之间的日内错配，以及新能源短时波动带来的调峰和调频需求，这类问题通常可以通过 2-4 小时电化学储能、抽水蓄能、火电灵活调节及跨区域输电等手段共同解决。

图表 8：2025 年中国风光发电量渗透率为 21.8%

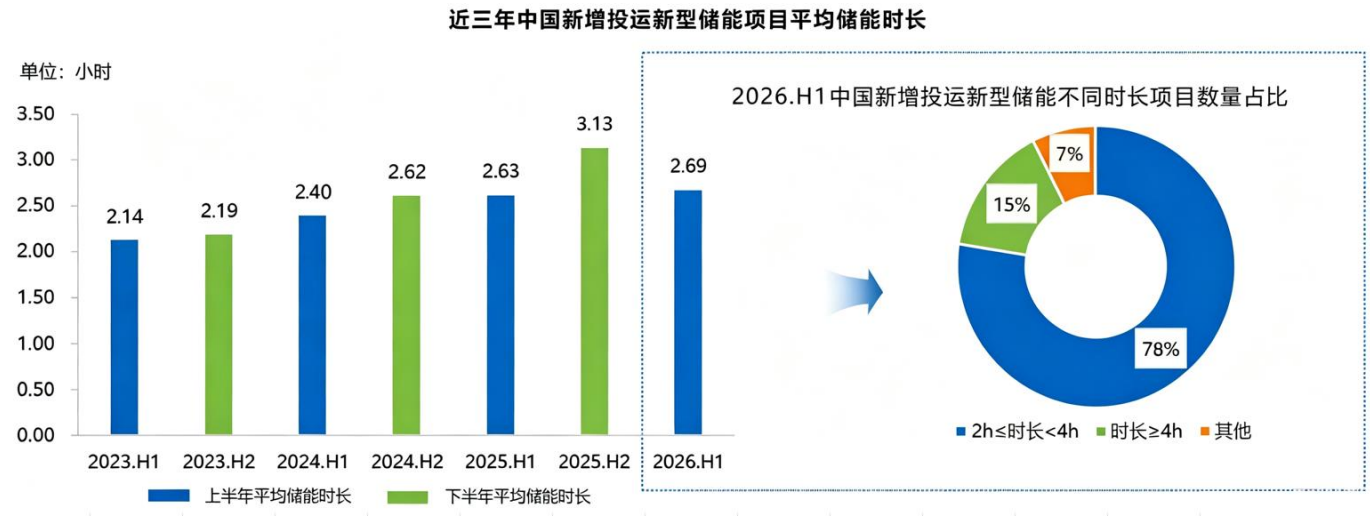


资料来源：Lowcarbonpower，五矿证券研究所

中国新增新型储能项目平均时长整体虽有所提升，但仍主要集中在 2-4 小时区间，长时化趋势尚未形成稳定突破。2023H1 至 2025H2，中国新增投运新型储能项目平均储能时长由 2.14 小时逐步提升至 3.13 小时，反映储能时长总体呈现延伸趋势；但 2026H1 平均储能时长又回落至 2.69 小时，说明当前储能时长的提升并非单边、持续的趋势。从项目结构看，2026H1 新增投运项目中，2 小时≤时长＜4 小时的项目数量占比达到 78%，时长≥4 小时的项目占比仅 15%，其余项目占比约 7%，短中时储能仍然占据绝对主导。

从全国平均水平看，中国当前仍处于“储能规模快速扩张、储能时长相对偏短”的发展阶段，全钒液流电池的长时优势尚未迎来大范围兑现。2025 年中国风光发电量占比仅 21.8%，明显低于长时储能需求显著增强的高比例风光阶段，同时 2026H1 新增储能项目仍有近八成集中在 2-4 小时区间，说明现阶段成本较低、产业链成熟的锂离子电池仍能够满足大部分市场需求。对于全钒液流电池而言，短期产业机会因此并不取决于全国储能装机总量增长，而更取决于哪些地区能够率先进入高比例新能源阶段，并产生 4-8 小时乃至更长时储能的真实系统需求。

图表 9：2026 年上半年中国储能项目时长≥4h 的项目占比仅 15%



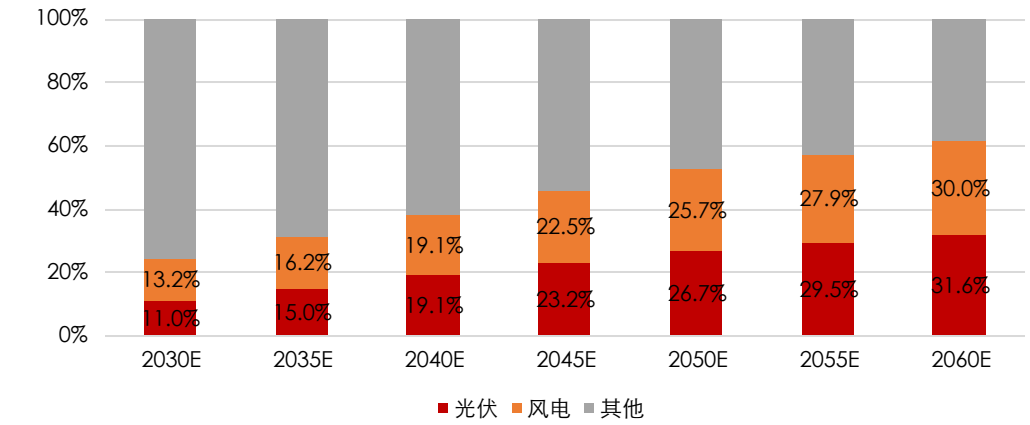
资料来源：CNESA，五矿证券研究所

从全国层面看，预计长时储能成为主流的时间点在 2045 年左右

中国风光发电量占比未来仍将持续提升，但从全国平均水平看，进入 50%左右的高比例风光阶段尚需较长时间。根据中石化预测，2035 年中国风光发电量占比预计达到 31.2%，2045 年进一步提升至 45.7%，到 2060 年则有望达到 61.6%。从电源结构演变来看，未来煤电发电量占比将持续下降，风光逐步成为最主要的增量电源，电力系统对灵活性资源的需求也将同步提升，但风光从当前约 20%的发电量占比提升至 50%左右仍是一个较为长期的过程。

若以风光发电量占比 50%左右作为长时储能需求明显加速的参考区间，则全国性长时储能刚需可能要到 2045 年以后才更加突出。只有当风光占比进入更高水平后，连续新能源富余、跨日供需错配以及低风低光时段的调节压力才会明显增加。中石化预计 2045 年中国风光发电量占比约 45.7%，仍低于 50%左右的参考水平，而 2060 年预计达到 61.6%，意味着从全国平均水平看，8 小时及以上长时储能成为大规模系统性需求可能是一个偏中长期的过程。

图表 10：预计 2045 年风光发电量占比有望达到 45.7%



资料来源：中石化，五矿证券研究所

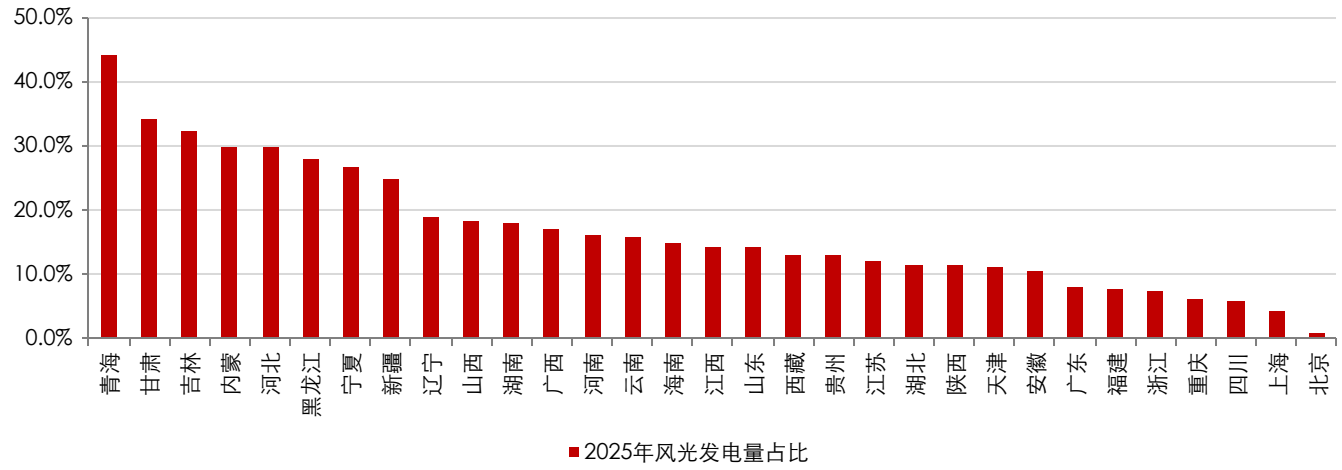
西北地区有望率先释放长时储能需求

全国平均风光占比尚未达到长时储能高需求阶段，并不意味着长时储能没有市场机会。一方面，风光占比并不存在适用于所有电力系统的绝对临界值，不同地区的电源结构、外送能力、负荷特征和灵活调节资源存在较大差异；另一方面，即使全国平均风光占比较低，也可能已经有部分区域率先达到较高渗透率，并面临更严重的新能源消纳和长时间尺度调节问题。

部分西北省份已率先进入较高风光渗透率阶段。2025 年全国风光发电量占比约 22%，但从各省（区）情况来看，青海风光发电量占比已达到约 44%，位居全国首位；甘肃和内蒙古分别达到约 34%和 30%，新疆亦达到约 25%，均明显高于全国平均水平。西北地区风光资源丰富，大型新能源基地集中布局，而新能源出力又具有明显的时间波动性；当风光发电规模持续提高后，部分时段的富余电量可能不再只是持续一两个小时，而是延伸至更长时间。与此同时，电力系统仍可通过跨区输电、常规电源灵活调节以及需求响应等方式缓解新能源波动，因此长时储能具体何时形成刚需仍取决于外送能力和系统灵活性，但在其他条件相近的情况下，风光发电量占比越高的地区，长时储能需求通常越有可能率先出现。

西北地区可能成为中国长时储能由示范应用向规模化需求过渡的首批市场，并为全钒液流电池提供更具现实意义的落地场景。在当前全国仍以 2-4 小时储能为主的情况下，全钒液流电池较高的初始投资成本使其难以全面与锂离子电池竞争；但如果青海、甘肃、内蒙古、宁夏等地区的储能需求率先向 4 小时以上，甚至 6-8 小时延伸，全钒液流电池功率与容量解耦、循环寿命长、本征安全性较高等优势将更容易体现。尤其对于大型新能源基地配套储能和电网侧集中式储能而言，储能时长越长，评价技术路线的核心指标也越可能由单纯比较初始元/Wh 成本转向比较全生命周期经济性。

图表 11：2025 年部分西北省份风光发电量占比已突破 30%



资料来源：国家统计局，五矿证券研究所

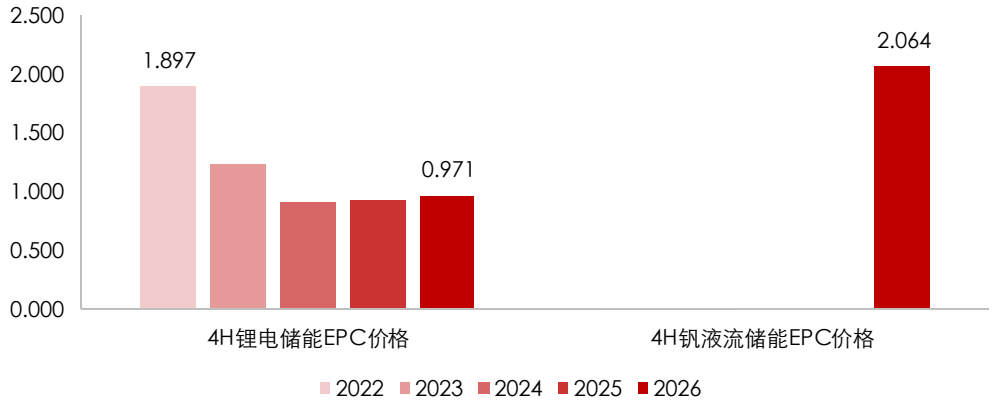
注：该数据统计范围为规模以上工业法人单位，即年主营业务收入 2000 万元及以上的工业企业。

3 挑战之二：经济性如何 PK 锂电？

钒液流储能初始投资成本显著高于锂电，短期经济性仍受制约

锂电储能近年来经历快速降本，而钒液流储能当前初始投资成本仍明显高于锂电。 2022 年以来，4 小时锂电储能 EPC 价格由约 1.897 元/Wh 持续下降，2026 年约为 0.971 元/Wh，较 2022 年下降接近一半；相比之下，当前 4 小时钒液流储能 EPC 价格约为 2.064 元/Wh，约为同期 4 小时锂电的 2.1 倍。在当前主流 4 小时储能场景下，锂电凭借成熟的产业链、规模化制造和持续下降的电芯成本已经建立较强的成本优势，而钒液流较高的初始投资仍是制约其规模化商业应用的重要因素。

图表 12：近年来锂电储能 EPC 价格大幅下降



资料来源：储能与电力市场、ESPlaza，五矿证券研究所

全钒液流储能的成本可以拆分为能量成本与功率成本两部分，其中电解液主要决定能量成本，电堆则主要决定功率成本。从系统构成来看，全钒液流储能主要包括电解液、电堆、PCS、泵及管路、储液罐和系统集成等环节，其中电解液用量主要随储能容量增加而增加，通常以元/kWh 计价；电堆数量及 PCS 等功率设备则主要随系统功率增加而增加，通常以元/kW 计价。

单纯比较初始投资成本，全钒液流当前并不具备与锂电争夺主流 4 小时储能市场的经济性优势。现阶段钒液流在能量端和功率端均存在明显成本劣势，其中电解液和电堆是最主要的成本来源；虽然功率与容量解耦使其单位容量成本随着储能时长增加具备更大的摊薄空间，但仅靠延长储能时长尚不能完全消除较高的初始投资。因此，对钒液流经济性的判断不能止于 CAPEX 比较，而需要进一步纳入循环寿命、容量衰减、系统效率、设备更换以及电解液残值等全生命周期因素，通过度电成本 LCOS 比较其在长时、高频循环场景下的真实成本竞争力。

图表 13：储能时长越长，系统单位投资成本越低

$$\text{系统单位投资成本} \approx \frac{\text{随功率变化的成本}}{\text{储能时长}} + \text{随容量变化的成本}$$

资料来源：储能科学与技术，五矿证券研究所

图表 14：锂电储能与钒液流储能初始投资及构成对比

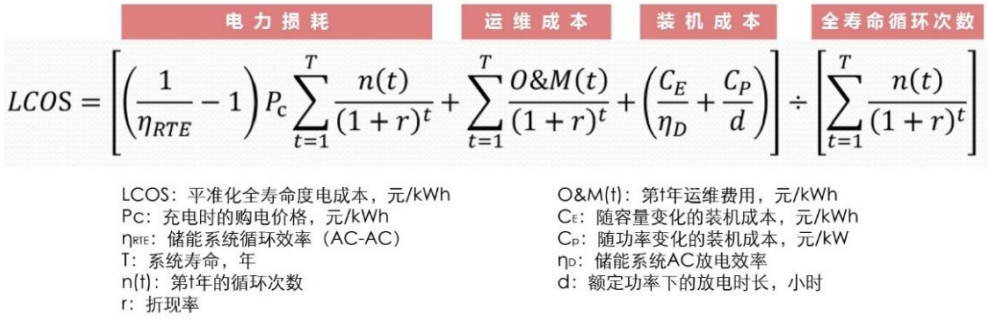
	钒液流储能		锂电储能	
随容量变化的装机成本（元/kWh）	1300	电解液	450	电芯、液冷、消防设备等
随功率变化的装机成本（元/kWh）	4000	电堆、PCS、EMS、变压器、土建施工、并网调试等	2000	PCS、EMS、变压器、土建施工、并网调试等
4H 项目单位投资成本	2300		950	

资料来源：储能与电力市场、ESPlaza，五矿证券研究所

钒液流储能全生命周期度电成本 LCOS 有望接近锂电

度电成本 LCOS 综合考虑初始投资、循环寿命、系统效率和运维成本，相较初始投资成本更能反映不同储能技术的全生命周期经济性。平准化全寿命度电成本（LCOS）衡量储能系统生命周期内每输出 1kWh 电量所承担的平均成本，其计算不仅包括储能系统初始装机成本，还综合考虑充放电过程中的电力损耗、运行维护成本、系统衰减以及生命周期内的循环次数等因素。其中，初始装机成本越低、循环寿命越长、年利用次数越高、系统效率越高，单位放电量对应的 LCOS 通常越低。因此，对于具有较长寿命但初始投资较高的全钒液流电池而言，单纯比较元/kWh 初始投资容易低估其长期使用价值，LCOS 是评价其与锂电经济性差异更加合适的指标。

图表 15：度电成本计算公式



资料来源：美国能源部，五矿证券研究所

当前全钒液流储能 LCOS 仍高于锂电，但两者差距明显小于初始投资成本差距。当前 2 小时锂电和钒液流储能 LCOS 分别约为 0.592 元/kWh 和 0.691 元/kWh，钒液流高约 17%；4 小时场景下，两者分别约为 0.398 元/kWh 和 0.504 元/kWh，钒液流高约 27%。随着时长继续延伸至 8 小时，锂电和钒液流 LCOS 分别约为 0.301 元/kWh 和 0.410 元/kWh，差距约 0.109 元/kWh。相比 4 小时钒液流初始投资约为锂电 2 倍以上的明显差距，LCOS 口径下两者成本差异显著收窄，主要原因在于钒液流较长的循环寿命以及功率成本随储能时长延长得到摊薄。

随着进一步降本，钒液流远期 LCOS 有望接近锂电，部分长时场景甚至具备成本竞争力。在远期成本假设下，6 小时锂电和钒液流 LCOS 分别约为 0.186 元/kWh 和 0.190 元/kWh，8 小时分别为 0.171 元/kWh 和 0.176 元/kWh，两者已经十分接近。由此来看，随着钒液流自身降本，其全生命周期成本劣势有望被显著削弱，长时储能市场未来可能由“锂电单一成本领先”逐步转向多种技术路线在接近的 LCOS 水平下竞争安全性、寿命和应用适配性。

图表 16：锂电储能与钒液流储能度电成本 LCOS 对比

	2H	4H	6H	8H	10H	12H
锂电储能度电成本（当前）	0.592	0.398	0.333	0.301	0.282	0.269
锂电储能度电成本（远期）	0.413	0.262	0.211	0.186	0.171	0.161
钒液流储能度电成本（当前）	0.691	0.504	0.441	0.410	0.391	0.379
钒液流储能度电成本（远期）	0.397	0.259	0.213	0.190	0.176	0.167

资料来源：美国能源部，五矿证券研究所测算

注：远期理论核心假设条件为碳酸锂 6 万/吨，五氧化二钒 8 万/吨；远期理论值均考虑残值折现，残值假设锂电为 20%，钒液流为 70%

降本路径——提高电解液利用率，降低单位储能容量钒耗

提高电解液利用率能够直接降低单位储能容量对应的钒资源需求，是全钒液流储能降低能量端成本的重要路径。全钒液流电池的储能容量主要由电解液体积、钒离子浓度及实际可利用容量决定，而电解液又是系统中最主要的随容量变化成本之一。理论上储存 1kWh 电能约需要 5.6kg V_2O_5，但由于实际运行中无法完全利用全部理论容量，单位 kWh 的实际钒耗明显高于理论值；当利用率提高后，同样质量的钒能够贡献更多有效储能容量，因此能够直接降

低单位 kWh 原材料成本。电解液利用率由 70%提升至 80%时，单位 kWh 的 V_2O_5需求量可由约 8kg 下降至约 7kg。

电解液配方优化与电堆结构改进是提高实际利用率的两条核心技术路径。一方面，通过优化电解液配方、添加剂及稳定性，可以扩大钒离子的稳定工作范围，提高理论容量向实际可用容量的转化比例；另一方面，通过改善流场设计、电解液分布均匀性以及降低电堆极化，可以在较高电流密度下维持较高的电压效率和电解液利用率。

图表 17：不同电解液利用率对应的 V2O5 需求量

	60%	70%	80%	90%
1kWh	9.3kg	8.0kg	7.0kg	6.2kg
1MWh	9.3吨	8.0吨	7.0吨	6.2吨
1GWh	9300吨	8000吨	7000吨	6200吨

资料来源：ESPlaza，五矿证券研究所

降本路径——提高电堆电流密度，降低单位材料用量

提高电堆工作电流密度能够显著减少单位 MW 功率对应的关键材料用量，是全钒液流电池降低功率端成本的核心技术路径。全钒液流电池的输出功率主要由电堆决定，而电堆主要由离子传导膜、电极、双极板、电极框等部件组成，其成本与有效反应面积密切相关。在电池工作电压基本稳定的情况下，提高单位面积通过的电流，即提高工作电流密度，可以使相同输出功率所需的有效反应面积明显下降，从而减少离子传导膜、电极和双极板等高价值材料的使用量。目前全钒液流电池功率密度偏低、材料用量较大是电堆成本较高的重要原因，提高额定工作电流密度是降低电堆制造成本的重要方向。

高电流密度真正能够实现降本的前提，是在提高功率密度的同时维持较高的能量效率和稳定性。电流密度并非越高越好，随着工作电流增大，电池内部的活化极化、欧姆极化和浓差极化均可能增强，进而导致电压效率和系统能量效率下降；如果为了减少电堆面积而过度提高电流密度，节省的材料成本可能被更高的电力损耗抵消。因此，高功率密度电堆的技术关键在于降低内部阻力和极化，使电流密度提升能够真正转化为单位功率成本下降，而不是以牺牲效率为代价。

关键材料性能提升是实现高电流密度电堆的基础，其中离子传导膜、电极和双极板均存在进一步优化空间。离子传导膜需要兼顾较高的离子选择性、离子电导率、化学稳定性与较低成本，以降低膜内阻并减少钒离子交叉迁移；双极板需要在保持致密性、机械强度和耐腐蚀性的同时进一步提高导电性，从而降低电堆欧姆内阻；碳毡、石墨毡等电极则需要提高电化学反应活性、导电性以及厚度和密度的一致性，以降低活化极化和浓差极化。

图表 18：1MW 电堆在不同电流密度对应的材料需求量

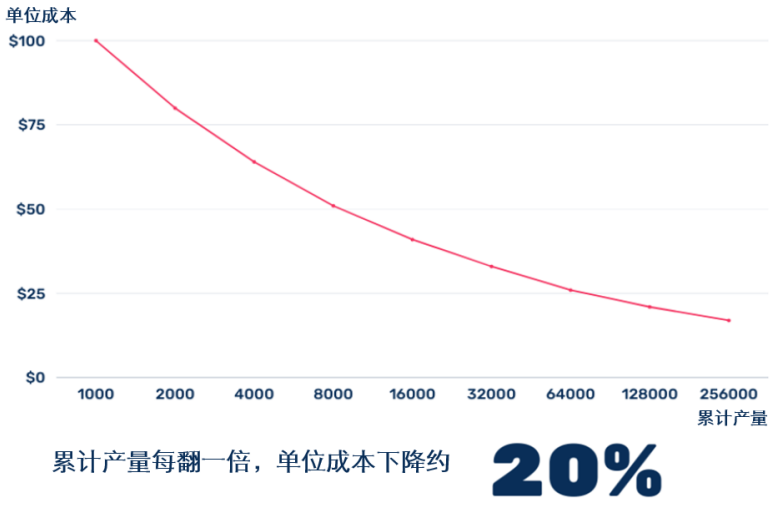
电流密度 mA/cm²	100	200	300	400	500
双极板面积 m²	2330	1176	776	584	466
电极（碳毡）面积 m²	1600	800	533	400	320
离子传导膜面积 m²	1165	583	388	292	233

资料来源：ESPlaza，五矿证券研究所

降本路径——产业规模化生产降低单位成本

全钒液流产业当前非标准化程度较高，规模扩张带来的成本改善潜力较大。与锂离子电池已经形成高度标准化、自动化的大规模制造体系相比，当前钒液流电池在电堆规格、系统模块、电解液配置、储罐及管路设计等方面仍存在较多项目定制化特征，部分生产、装配和测试环节的自动化程度也相对有限。项目定制化不仅增加设计和工程成本，也限制了零部件通用化采购和连续化生产效率。根据莱特定律，制造业产品单位成本通常会随着累计产量增加而下降，当累计产量每翻一倍，单位成本约下降 15%-25%。这一规律反映的不仅是采购规模扩大带来的原材料议价能力提升，也包括生产经验积累、制造工艺优化、良率改善以及固定成本摊薄等综合作用。因此，随着行业装机规模扩大，若电堆、储能模块及系统接口逐步形成标准化规格，单位设计、制造和工程成本有望明显下降。

图表 19：根据莱特定律，制造业产品累计产量每翻一倍，单位成本下降约 20%



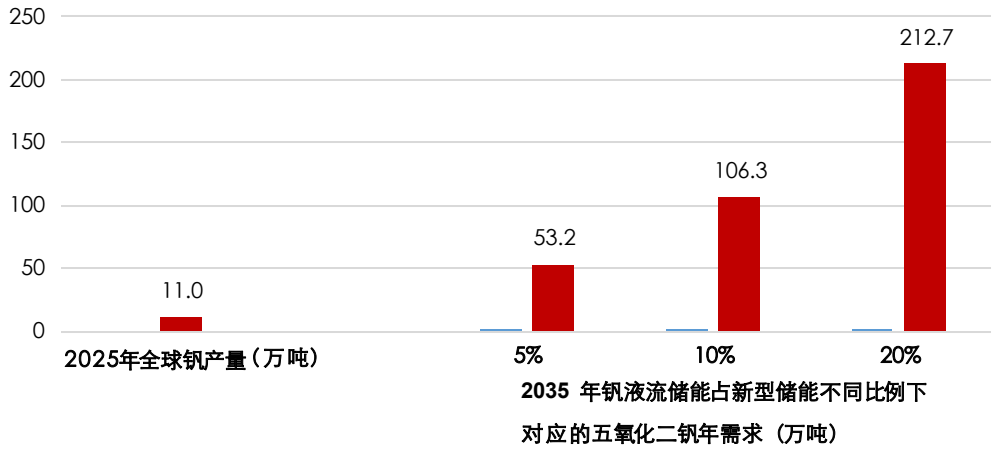
资料来源：WARP，五矿证券研究所

4 挑战之三：钒资源够不够用?

钒液流储能放量或重塑钒供需格局，现有钒产业难以承接百万吨级新增需求

钒液流储能一旦进入规模化发展阶段，对五氧化二钒的需求可能远超当前钒产业供给规模。预计 2035 年全球新型储能新增装机将达到 1.5TWh 规模，假设钒液流储能占新型储能市场的 5%、10%和 20%，对应五氧化二钒年需求量约为 53.2 万吨、106.3 万吨和 212.7 万吨。相比之下，2025 年全球钒产量仅约 11 万吨，即使在 5%的较低渗透率情景下，钒液流储能对应的五氧化二钒需求也接近当前全球钒年产量的 5 倍；若渗透率达到 10%，需求规模则接近当前产量的 10 倍。由此来看，钒液流未来最大的资源问题并非新增需求是否存在，而是现有钒供应体系能否在十年内形成足够大的供给弹性。

图表 20：预计 2035 年钒液流储能对五氧化二钒的年需求有望达到百万吨



资料来源：BNEF、CNESA、Mineral Commodity Summaries，五矿证券研究所

钒在自然界中的赋存形式较为分散，既包括原生矿产资源，也包括大量工业副产和二次资源。常见一次钒资源主要包括钒钛磁铁矿、含钒石煤以及钒铅矿、钒云母等含钒矿物，其中钒钛磁铁矿和含钒石煤是当前最具工业意义的资源类型；此外，磷铁、粉煤灰、废催化剂、赤泥和钢铁冶炼产生的钒渣等也可以作为二次钒资源进行回收。不同资源的 V_2O_5 品位差异较大，意味着其采选、冶炼和提纯成本存在明显区别，因此“拥有钒资源”并不意味着这些资源都能够在当前技术和价格条件下经济开发。

全球钒资源储量相对集中，中国、澳大利亚和俄罗斯是最重要的资源拥有国。澳大利亚钒资源储量约 850 万吨 V_2O_5 当量，占全球约 47%；俄罗斯约 500 万吨，占约 28%；中国约 410 万吨，占约 23%，三国合计占全球资源的绝大多数。资源类型方面，澳大利亚和俄罗斯以钒钛磁铁矿为主，中国则同时拥有钒钛磁铁矿和大规模含钒石煤资源。由此来看，中国本身并不缺乏钒资源禀赋，其核心问题更多在于哪些资源能够以较低成本、较高回收率和可接受的环保代价实现商业化开发。

仅供内部参考，请勿外传

图表 21：常见的含钒资源

资源种类		V_2O_5质量分数/%	典型矿物化学式
一次资源	钒钛磁铁矿	0.2~0.4，1.4~1.9	—
	含钒石煤	0.13~1.20	—
	钒铅矿	0.05~3.00	$Pb_5(VO_4)_3Cl$
	钒云母		$KV_2(AlSi_3O_{10})(OH)_2$
	钒钾铀矿		$K_2O \cdot 2UO_3 \cdot V_2O_5 \cdot 2H_2O$
	绿硫钒矿		$VS_x(x=4\sim5)$
	钒钙铀矿		$K_2O \cdot 2UO_3 \cdot V_2O_5 \cdot 3H_2O$
	水钒钠石		$Na_2V_6O_{16} \cdot 3H_2O$
	钒土		$V_2O_3, Al_2O_3 \cdot H_2O$
	钒铀矿		$(UO_2)_2V_6O_{17} \cdot 15H_2O$
	水钒铅矿		$Pb_2(Mn, Fe)(VO_4)_2 \cdot H_2O$
	黑铁钒矿		(V, Fe)OOH
	黄钒铀钡铅矿		$(Ba, Pb)(UO_2)_2/V_2O_8) \cdot 5H_2O$
	水复钒矿		$V_{14}O_{34} \cdot nH_2O$
	钒铅锌铜矿		$Pb(Zn, Cu)(OH)VO_4$
	有机基钒矿		—
二次资源	磷铁	5.4~8.9	—
	粉煤灰	0.3~40.0	VO_x
	废催化剂	0.5~30.0	$V(O, S)_x$
	赤泥	0.18~0.70	—
	钒渣	4.0~24.5	$FeO \cdot V_2O_3$

资料来源：高效清洁提钒技术进展，作者王晋，五矿证券研究所

图表 22：全球钒资源分布

国家	资源储量(以V_2O_5计)/kt	全球占比/%	主要资源种类
澳大利亚	8 500	47.22	钒钛磁铁矿、砂岩型铀钒矿、盐湖卤水钒
俄罗斯	5 000	27.78	钒钛磁铁矿、含钒磷块岩油石煤伴生钒
中国	4 100	22.78	钒钛磁铁矿、含钒石煤、含钒固废
南非	430	2.39	钒钛磁铁矿、红土型钒矿
巴西	120	0.67	钒钛磁铁矿、红土型钒矿
美国	45	0.25	钾钒铀矿

资料来源：高效清洁提钒技术进展，作者王晋，五矿证券研究所

全球钒生产规模长期维持在十万吨级，且产量高度集中于中国、俄罗斯、南非和巴西。2019-2025 年全球钒产量整体由约 8.6 万吨提升至 11 万吨左右，其中 2024 年一度达到约 11.8 万吨，随后 2025 年回落至约 11 万吨。中国是全球最主要的钒生产国，2025 年产量约 8.2 万吨，占全球产量约 75%；俄罗斯约 2.1 万吨，南非和巴西分别约 0.5 万吨和 0.53 万吨。相比未来可能达到数十万吨甚至百万吨级的储能钒需求，当前钒产业仍是典型的“小金属”市场，现有矿山、冶炼和精制产能很难在短期内承接储能产业带来的数量级跃升。

图表 23：2019-2025 年全球钒产量情况

单位:万吨	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
中国	5.40	5.30	7.03	6.69	6.80	8.40	8.20
俄罗斯	1.84	1.80	2.00	2.00	2.00	2.10	2.10
南非	0.80	0.82	0.88	0.89	0.87	0.81	0.50
巴西	0.59	0.66	0.58	0.58	0.64	0.52	0.53
合计	8.63	8.58	10.49	10.16	10.31	11.80	11.00

资料来源：Mineral Commodity Summaries、钒资源现状及提钒技术研究进展，作者池汝安，五矿证券研究所

钒供给弹性较低使其价格对边际供需变化高度敏感，历史上曾多次出现快速上涨和回落。从五氧化二钒价格走势看，2017 年国内价格大致维持在 7-10 万元/吨附近，此后逐步上涨，并在 2018 年下半年快速攀升，最高一度接近 50 万元/吨；随后随着供需关系缓和，2019 年价

格迅速回落至 10-15 万元/吨附近，此后整体回归相对低位，2024 年以来基本维持在 7-10 万元/吨区间。这一价格走势反映出钒市场体量较小且短期供给扩张能力有限，在需求突然增加或供给受到扰动时，价格容易出现明显的非线性波动。

2018 年钒价暴涨的核心原因是螺纹钢新国标带来的需求跃升与供给短期缺乏弹性同时发生。2018 年中国实施新的螺纹钢国家标准，对钢筋强度和生产工艺提出更高要求，推动钢铁企业增加钒、铌等微合金元素使用，以替代部分依赖穿水冷却实现强度提升的传统工艺，从而在短期内显著增加了钢铁行业的钒需求。与此同时，环保整治、部分钒生产环节受限以及钒渣等原料供给增长有限，使供应端难以快速响应新增需求，库存偏低进一步放大了供需缺口，最终推动 V_2O_5价格由不足 10 万元/吨一度上涨至接近 50 万元/吨。随着钢企工艺调整、替代材料使用增加以及供给恢复，钒价随后快速回落，显示其高价本身也会通过需求替代和供给扩张形成自我调节。

2018 年的价格周期说明，未来储能需求快速增长可能再次放大钒产业“需求增长快、供给响应慢”的结构性矛盾。与 2018 年螺纹钢标准调整带来的边际需求冲击相比，若 2035 年钒液流储能对应的 V_2O_5需求达到数十万吨甚至百万吨级，其潜在增量将明显高于当前整个钒产业的生产规模；如果供给仍主要依赖现有钢铁副产体系，短期供需错配可能再次带来较大的钒价波动，并通过电解液成本进一步影响钒液流储能的 LCOS。因此，未来钒液流产业能否规模化发展的关键并不能只看当前钒资源储量和产量，而需要进一步判断：钒究竟是地质资源不足，还是现有经济可采供给不足。

图表 24：钒价在 2018 年因螺纹钢新国标阶段性大幅上涨



资料来源：Wind，五矿证券研究所

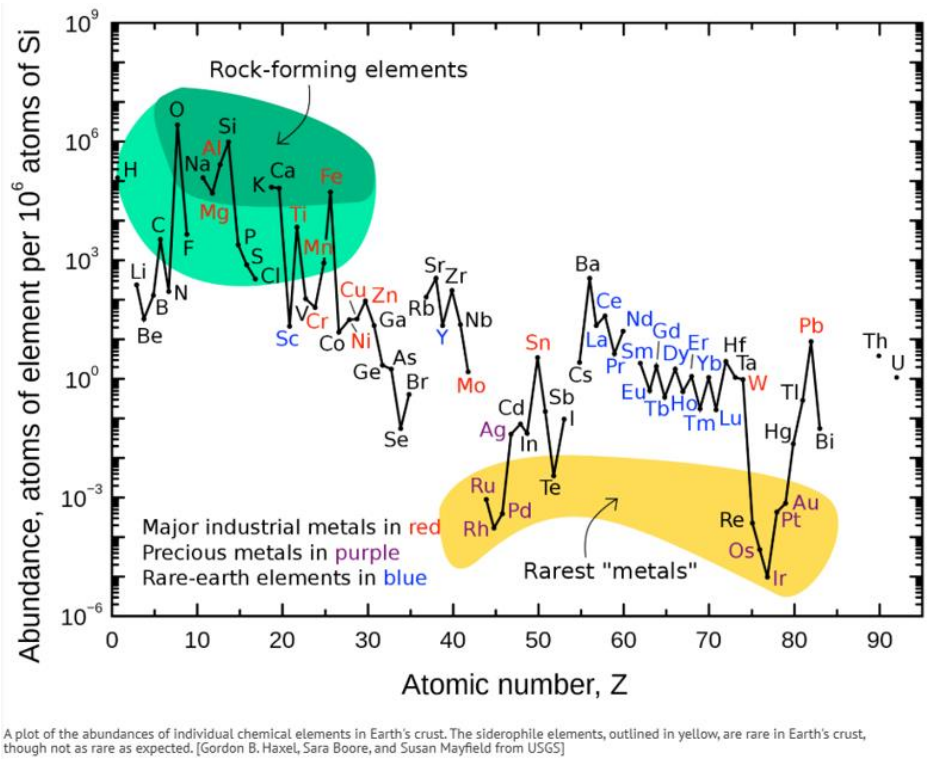
钒资源禀赋并不稀缺

从地壳丰度来看，钒并非稀缺元素，其自然丰度与锂处于相近数量级，资源禀赋本身并不构成长期发展的硬约束。钒在地壳中的丰度明显高于金、铂、钯等贵金属和多数稀有金属，与锂等工业金属处于相近数量级，说明钒并不是自然界中极度稀缺的元素。与此同时，钒广泛赋存于钒钛磁铁矿、含钒石煤以及多种伴生矿物和工业二次资源中，因此未来钒液流储能真正面临的问题，并不是“地球上有没有足够的钒”，而是这些分散、低品位资源能否以具备竞争力的成本被提取和利用。

资源量与储量并非同一概念，当前统计储量只是既定价格、技术和经济条件下能够商业开发的资源子集。根据 USGS 数据，2025 年全球五氧化二钒储量约 2100 万吨，而全球钒资源

量已经超过 6300 万吨，潜在资源规模明显高于当前经济储量。所谓储量并不是固定不变的地质常数，而是会随着矿产品价格、勘探程度、采选冶技术和环保成本变化动态调整；当价格上升或提取技术取得突破时，过去因品位低、回收率低或成本过高而不能经济开发的资源，可能重新进入可采储量范围。因此，以当前静态储量直接推断未来钒资源“耗尽”或“不足”，容易低估资源供给的动态扩张能力。

图表 25：钒的地壳丰度和锂相当



资料来源：USGS，五矿证券研究所

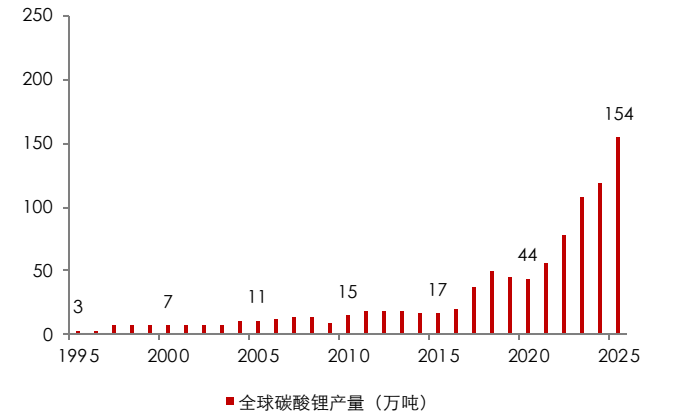
锂资源过去 30 年的发展表明，需求高速增长并不必然导致可采储量被持续消耗，反而可能推动储量随着勘探和技术进步大幅扩张。 1995-2025 年，全球碳酸锂产量由约 3 万吨增长至 154 万吨，扩大超过 50 倍；同期全球碳酸锂储量则由约 1171 万吨提升至约 19695 万吨，扩大约 17 倍。尤其是在新能源汽车产业快速发展、锂价显著上涨后，全球盐湖、锂辉石等资源勘探和开发明显加速，同时低品位资源开发和盐湖提锂技术不断进步，推动更多资源转化为经济储量。由此可见，资源需求增长既会消耗既有储量，也会通过价格信号和技术进步推动新增储量形成，储量本身具有明显的经济内生性。

钒过去的储量变化同样说明其经济可采边界可以扩张，只是由于历史需求增长相对温和，资源开发力度明显弱于锂。 1995-2025 年全球五氧化二钒产量由约 3 万吨增长至 11 万吨，增幅明显低于同期锂产业；全球五氧化二钒储量则由约 1000 万吨提升至约 2100 万吨，中间阶段一度达到更高水平。长期以来，钒的核心需求主要来自钢铁行业，市场规模较小、价格中枢相对有限，对独立钒矿和低品位资源进行大规模勘探开发的经济激励并不强。因此，当前钒储量增长慢于锂，并不能简单理解为地质资源更加紧缺，更可能反映了过去钒产业缺乏足够强的新增资源开发动力。

未来钒液流储能需求若真正进入百万吨级，有望通过价格和产业投资重新激活大量尚未经济开发的钒资源。 当储能成为钢铁之外新的大规模钒需求来源后，钒资源的经济价值提升将增强企业对新矿勘探、低品位资源开发、工业固废回收以及新型提钒工艺的投入动力，使更多

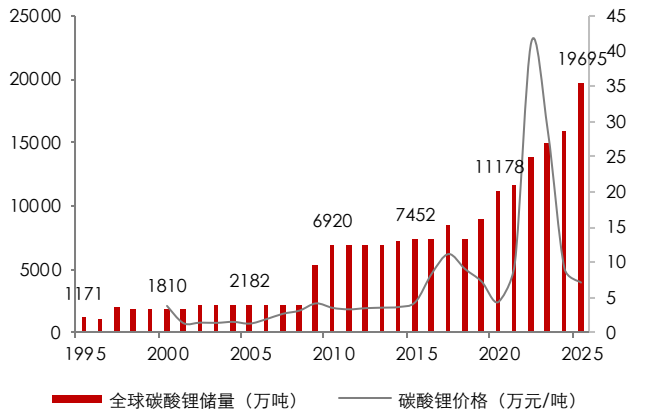
资源逐步转化为可采储量。从这一角度看，2035 年潜在的百万吨级 V_2O_5 需求并不必然意味着地质资源无法满足，而更可能首先表现为现有低成本产能扩张速度跟不上需求增长，引发阶段性的供需紧张和价格上涨；随后高价格再刺激新增资源开发和技术进步，推动供给曲线向外扩张。

图表 26：1995-2025 年全球碳酸锂开采量变化



资料来源：USGS、Wind，五矿证券研究所

图表 27：1995-2025 年全球碳酸锂储量变化



资料来源：USGS、Wind，五矿证券研究所

图表 28：1995-2025 年全球五氧化二钒开采量变化



资料来源：USGS、Wind，五矿证券研究所

图表 29：1995-2025 年全球五氧化二钒储量变化

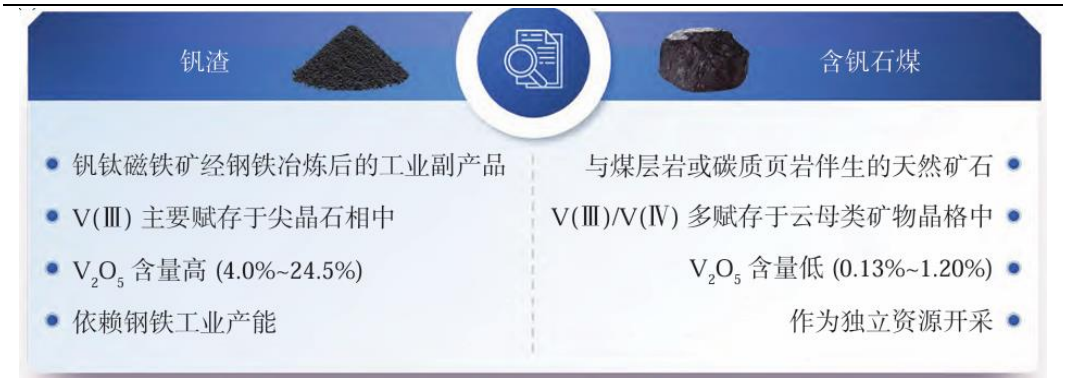


资料来源：USGS、Wind，五矿证券研究所

钒渣供给依赖钢铁生产，传统低成本钒源扩张空间受限

中国提钒原料主要包括钢铁冶炼副产的钒渣和可独立开采的含钒石煤，两类资源在品位、赋存状态和供给模式上存在明显差异。 钒渣主要来自钒钛磁铁矿经钢铁冶炼后的工业副产品，其中钒主要以 V（Ⅲ）形式赋存于尖晶石相，V_2O_5 含量通常可达到 4.0%-24.5%，具有品位较高、原料集中和现有产业体系成熟等优势；含钒石煤则是与煤层或碳质页岩伴生的天然矿石，钒主要以 V（Ⅲ）/V（Ⅳ）形式赋存于云母类矿物晶格中，V_2O_5 品位通常仅约 0.13%-1.20%。因此，钒渣目前更适合作为低成本主力原料，而石煤虽然资源丰富且能够独立开发，但提取难度和生产成本相对更高。

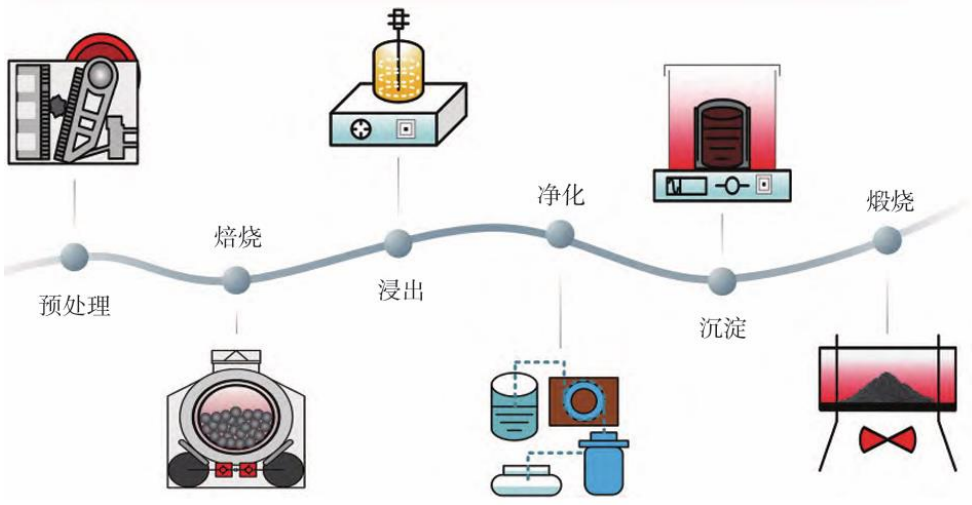
图表 30：中国常见的两种提钒原料对比



资料来源：高效清洁提钒技术进展，作者王晋，五矿证券研究所

不同含钒原料最终都需要经过“活化—浸出—分离纯化—沉钒—煅烧”等环节，才能转化为五氧化二钒等可利用钒产品。 典型提钒工艺首先通过预处理和焙烧改变含钒矿物结构及钒的赋存状态，使原本难以溶出的钒转化为更容易浸出的形态；随后通过酸浸、碱浸或其他浸出方式将钒转入溶液，并利用萃取、离子交换或化学除杂等方法完成净化，再通过沉淀获得钒酸盐或相关中间产品，最终煅烧制得 V_2O_5。由于不同原料中钒的赋存形态和杂质组成差异较大，各环节的具体工艺条件存在较大区别，其中如何以较低能耗和药剂消耗将钒从矿物晶格中高效释放，是决定提钒成本的关键。

图表 31：钒的常见提取流程



资料来源：高效清洁提钒技术进展，作者王晋，五矿证券研究所

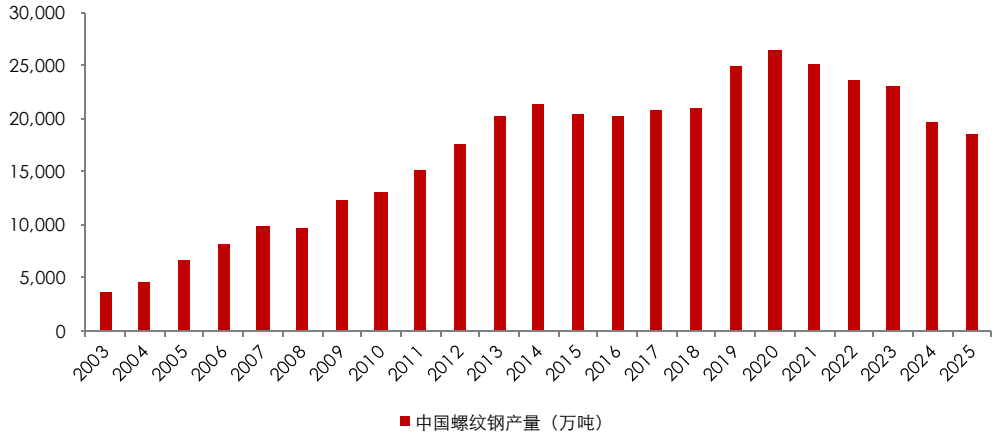
钒渣凭借较高钒品位和成熟的冶炼体系，仍是中国最具经济性的钒原料来源，但其最大的限制在于无法脱离钢铁生产独立扩张。 钒渣本质上是钒钛磁铁矿钢铁冶炼过程中的副产品，其供应规模首先取决于含钒铁矿冶炼量以及钢铁企业的生产安排，而不是由钒产品自身需求独立决定。换言之，当储能行业对钒的需求快速上升时，钢铁企业并不会仅为了增加钒产量而同比例扩大钢铁生产。因此，与能够根据钒价和需求单独开发的原生钒矿相比，副产属性决定了钒渣供给具有较强的刚性，这也是传统钒产业供给弹性不足的根本原因。

钢铁行业进入成熟阶段后，钒渣供给继续高速增长的基础正在减弱，储能需求与传统供给之间可能逐步形成错配。 从螺纹钢产量看，中国螺纹钢产量在 2020 年前后达到阶段性高位，

此后总体呈持续下降趋势，2025 年已明显低于峰值水平。虽然螺纹钢不能完全代表中国全部粗钢生产，但其走势能够从一个侧面反映房地产等传统钢材需求变化以及钢铁行业进入存量调整阶段的趋势。在“双碳”、产能约束以及下游需求结构变化的背景下，如果未来中国钢铁产量总体进入平台期甚至下降，而钒液流储能需求快速增长，则可能出现“钢铁生产不再增长，副产钒渣增量有限，储能用钒需求快速上升”的结构性矛盾。

钒渣供给受制于钢铁产业周期意味着，未来钒价的边际定价可能逐渐由新增高成本资源决定。在传统钢铁需求主导时期，钒需求与钢铁生产具有较强关联：钢铁产量增加既带动钒合金需求，也在一定程度上增加钒渣供给；而钒液流储能的发展将打破这一传统供需关系，储能用钒需求可以快速增长，但副产钒供给却无法同步扩张。当低成本钒渣供应不足后，市场需要依靠独立钒矿、含钒石煤和二次资源回收等成本更高的渠道补充新增供给，因此真正决定未来钒资源成本的可能不再是现有钒渣生产成本，而是新增边际资源的开发成本。

图表 32：2020 年以来中国螺纹钢产量逐年下降



资料来源：Wind，五矿证券研究所

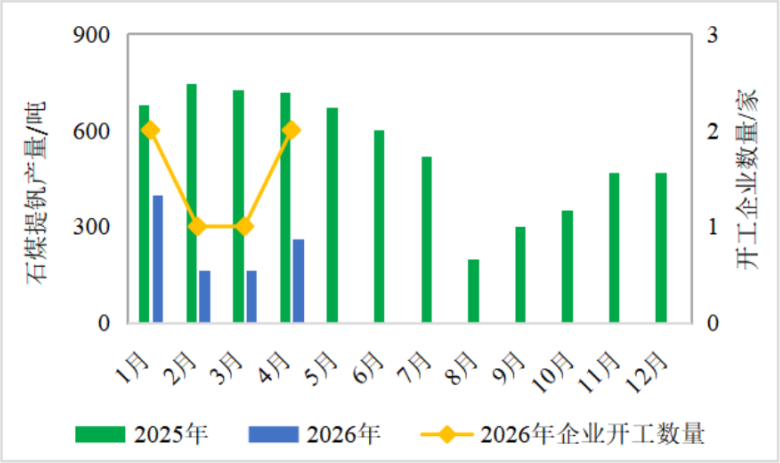
石煤有望成为钒资源重要增量，绿色提钒技术决定供给释放空间

含钒石煤资源具备独立扩产能力，有望成为钢铁副产钒之外最值得关注的钒资源增量来源。与钒渣供应受钢铁生产规模制约不同，石煤属于可以根据钒产品需求和价格独立组织开发的一次资源，因此在钒液流储能带来新增需求后具有更强的理论供给弹性。中国拥有丰富的石煤钒资源，属于低品位的含钒资源，石煤钒矿的含钒量与世界非石煤钒矿资源总储量相当，含钒石煤主要分布在中国湖南、广西、湖北等省（区）。中国石煤总储量 618.8 亿吨，其中已探明工业储量 39 亿吨，五氧化二钒含量大于 0.5%的储量为 7707.5 万吨。除中国外，世界上其他国家在工业上开采利用的尚不多见，因此石煤是中国的特色原料。在目前技术下，V_2O_5 品位达到 0.8%以上的石煤才具有工业开采价值，约占石煤总储量的 20%-30%。从现实生产情况看，石煤资源优势尚未充分转化为产量优势，2025 年中国石煤提钒产量仅约 0.76 万吨，明显低于钒渣提钒规模，当前仍属于钒产业的边际供给来源。

石煤提钒当前产量偏低的核心原因在于其生产成本和环保约束明显高于钒渣，钒价低位时高成本产能容易率先退出。石煤 V_2O_5 品位普遍较低，且大量 V（III）以类质同象形式进入云母等铝硅酸盐矿物晶格，需要通过焙烧、强酸浸出等方式破坏矿物结构后才能释放，因此单位钒产品需要处理更多矿石，并消耗较多能源和化学药剂。2025 年国内钒行业整体供大于求、价格中枢低位运行，石煤提钒产量同比下降约 25.5%，体现出高成本供给在低钒价环境下较弱的盈利能力。2026 年 1-4 月中国石煤提钒企业实际开工数量仅约 1-2 家，月度产量亦

明显低于 2025 年同期，说明在现有技术和价格条件下，石煤资源尚难形成大规模稳定供给。

图表 33：石煤提钒受成本、环保等因素影响产量较低，2025 年中国产量仅 0.76 万吨



资料来源：鞍钢经济发展研究院，五矿证券研究所

传统石煤提钒面临低品位、难浸出和环保压力三重约束，绿色工艺的核心目标是同时提高回收率并降低能耗、药剂和污染治理成本。 一方面，石煤中钒赋存状态复杂，需要破坏铝硅酸盐晶格才能有效释放；另一方面，传统钠化焙烧等路线会产生 HCl、Cl_2等有害气体，环保约束较强，而直接酸浸又存在酸耗高、杂质多和设备腐蚀等问题。近年来研究因此逐步从单纯追求高浸出率转向“低污染+低药耗+高回收率+副产物综合利用”，未来重点技术方向主要有：

1）无盐/空白焙烧—酸浸

无盐/空白焙烧—酸浸通过取消传统焙烧添加盐，可以从源头减少含氯废气，是目前较具现实产业化潜力的绿色路线之一。该工艺首先在空气条件下对石煤进行氧化焙烧，使含钒矿物晶格发生破坏并提高钒的可浸出性，随后利用硫酸进行浸出，从而避免传统 NaCl 焙烧产生的含氯污染。2025 年的石煤钒矿空白焙烧研究显示，在 900℃焙烧 6 小时、硫酸添加量 5%等优化条件下，钒浸出率达到 78.2%，同时浸出液中铁、铝、硅等杂质较低，有利于降低后续除杂压力。 不过，该路线仍需要高温焙烧，且部分矿石的浸出率低于添加剂焙烧，因此未来降本重点在于降低焙烧温度和时间、减少酸耗，并在环保优势与回收率之间取得平衡。

2）梯级氧化焙烧

分级、梯级氧化焙烧通过针对不同矿物和粒度设置差异化反应条件，有望在提高钒活化效率的同时降低无效能耗。石煤矿物组成复杂，不同粒度物料的脱碳、氧化及破晶条件并不相同，传统单一温度、单一停留时间的焙烧方式容易造成部分物料焙烧不足、部分物料过度焙烧。粗细分级氧化焙烧技术通过分别控制不同粒级的温度和停留时间，并结合余热回收，提高气固接触和热量利用效率，从而改善焙烧均匀性和后续钒浸出率。相关工艺已经提出粗细粒分别控制以及多段氧化焙烧方案，其核心方向是从传统“粗放高温焙烧”转向根据矿相变化精准调控焙烧过程。

3）压力浸出/强化浸出

强化酸解和压力浸出能够减少对传统高温焙烧的依赖，并通过强化反应条件提高难浸钒的释放效率。这一路线直接利用较高温度、压力、酸度或强化反应体系破坏含钒云母等矿物晶格，可以缩短流程并获得较高浸出率；已有氧压硫酸浸出研究在约 150—180℃、1.2MPa 并采用两段加压浸出条件下实现 90%以上的钒浸出率，但其高压设备、酸耗和能源成本也相对较高。

更值得关注的是，2026 年中国科学院过程工程研究所披露的强化酸解提钒工艺已实现钒回收率 85%以上、工艺水闭路循环和无含氯废气排放，并可制备满足钒电解液原料指标的高纯钒产品，表明强化湿法路线正在从实验研究向工程应用推进。

4）生物浸出

生物浸出具有低温、低能耗和环境负荷较小的潜力，但目前距离大规模原矿商业化应用仍相对较远。生物浸出主要利用微生物代谢产生的酸性物质或氧化作用促进矿物分解，与高温焙烧和强酸高压浸出相比，其理论优势在于反应条件温和、能源消耗较低且污染物排放较少。现有研究在石煤提钒尾渣二次回收方面已经显示一定潜力，例如利用微生物体系浸出 10 天后钒浸出率达到 83.4%，较单纯酸浸提高 32.6 个百分点。 但其反应周期较长、微生物对矿浆环境敏感且工业连续化能力尚待验证，因此短期更适合作为低品位矿和尾渣综合回收的潜在补充技术，而不是替代成熟湿法工艺的主流路线。

石煤绿色提钒的产业化方向最终并非追求单一技术指标最优，而是实现“回收率—成本—环保—规模化”之间的综合平衡。无盐焙烧的优势在于环保和流程成熟，但仍需降低焙烧能耗；分级氧化焙烧重点提高热效率和矿相调控精度；压力及强化浸出能够获得较高回收率，但需要降低酸耗和设备成本；生物浸出环境友好，但工业效率仍待提升。因此，判断未来哪种路线能够真正成为主流，核心不应只比较实验室钒浸出率，而应进一步比较吨 V_2O_5 综合生产成本、能耗、废水废气处理成本、钒回收率以及万吨级连续生产能力。

绿色提钒技术若能够显著降低石煤的边际开发成本，有望将中国庞大的含钒石煤从“潜在资源”真正转化为“有效供给”。现阶段石煤提钒由于成本较高，对钒价较为敏感，更多发挥边际供给作用；但这一特征也意味着一旦钒液流储能快速放量、钒价中枢抬升并叠加绿色工艺降本，大量此前不具备经济性的石煤资源就可能重新进入可开采范围。届时石煤不仅能够补充钢铁副产钒渣增长不足，也有望成为抑制钒价长期过度上涨的重要“供给调节器”。从长期来看，钒液流储能的资源上限最终可能并不取决于钒渣能生产多少，而取决于绿色石煤提钒能够以多低的成本释放多大的独立供给。

远期理论条件下，经济性追平锂电所对应的五氧化二钒价格

在远期技术和成本假设下，钒液流储能能够承受一定程度的钒价上涨，但其经济性仍受到五氧化二钒价格上限约束。以 8 小时储能为例，当碳酸锂价格为 6 万元/吨时，若五氧化二钒价格约为 8.3 万元/吨，钒液流与锂电的 LCOS 均可达到约 0.186 元/kWh，即实现全生命周期经济性基本持平；随着锂价上升，钒液流能够承受的钒价也同步提高，当碳酸锂价格分别达到 10、14、18 和 22 万元/吨时，对应实现 LCOS 持平的 V_2O_5 价格约为 9.6、10.9、12.1 和 13.4 万元/吨。

钒液流与锂电的竞争力不仅取决于电池技术自身降本，也取决于钒、锂两种上游资源的相对价格变化。当锂价处于低位时，钒液流对 V_2O_5 价格上涨的容忍度相对有限；反之，当锂价上涨时，锂电储能成本同步上升，钒液流能够承受更高的钒资源价格。因此，判断钒液流未来经济性不能孤立观察钒价，而需要结合锂价、储能时长以及两种技术路线自身的降本速度进行动态比较。

图表 34：远期理论条件下，钒价 8.3 万/吨的钒液流储能 LCOS 可追平锂价 6 万/吨的锂电储能

远期理论条件下，达到相同 LCOS 水平，所需的锂价和钒价

8H 储能 LCOS 水平（元/kwh）	0.186	0.196	0.207	0.217	0.227
对应锂价（万/吨）	6.0	10.0	14.0	18.0	22.0
对应钒价（万/吨）	8.3	9.6	10.9	12.1	13.4

资料来源：美国能源部，五矿证券研究所测算

5 总结与展望

钒液流具备长时储能潜力，但规模化仍受需求、成本和资源三重约束。技术特征看，全钒液流电池具有功率与容量相对解耦、本征安全、循环寿命长及电解液可循环利用等优势，更适用于大型、长时和高频循环储能场景；但当前全国储能仍以 2-4 小时为主，长时储能尚未形成普遍刚需，同时钒液流初始投资明显高于锂电，低成本钒资源供给又高度依赖钢铁副产体系。因此，钒液流未来能否实现大规模发展，本质上取决于长时储能需求能否持续提升、LCOS 能否进一步下降以及新增钒资源能否形成足够的低成本供给弹性。

钒液流产业或沿“区域突破-降本放量-全国扩散”的路径发展。钒液流储能更可能先在高比例新能源地区形成商业化突破，再随着成本下降和长时需求扩大逐步向全国推广。 当前青海、甘肃、宁夏等西北地区风光发电量占比明显高于全国平均水平，更容易率先产生 4-8 小时以上储能需求，因此有望成为钒液流的重要先行市场；随着电解液利用率提高、电堆功率密度提升以及规模化制造推进，钒液流的 LCOS 有望持续下降，并逐步扩大适用范围。长期来看，随着全国风光发电量占比进一步提高，长时储能有望由区域性需求向系统性需求演变，钒液流也有望在 6-12 小时等优势场景中形成稳定市场份额。

产业发展应围绕技术降本、规模制造和资源保障协同推进。钒液流产业后续应以降低全生命周期成本为核心，同时推进技术优化、制造规模化和多元钒资源供给体系建设。技术端应重点提高电解液利用率和电堆功率密度，在不明显牺牲效率和寿命的前提下降低单位 kWh 和单位 kW 成本；制造端应推动电堆、储能模块及系统接口标准化，提高自动化水平和产品良率，通过累计产量增长释放学习曲线效应；资源端则应在稳定钒渣供给基础上，加快绿色石煤提钒、二次资源回收和电解液循环利用，避免储能需求快速增长导致钒价大幅上涨并反向削弱钒液流经济性。

未来判断钒液流储能是否真正进入规模商业化阶段，应重点观察长时需求、成本竞争力和新增钒资源三类指标是否同步改善。 需求端可关注新增储能平均时长及 6 小时以上项目占比是否持续提升，成本端重点跟踪 6-8 小时钒液流 LCOS 与锂电差距是否进一步缩小，资源端则需观察石煤绿色提钒能否形成稳定、低成本的规模化产能。如果长时储能需求加速释放、钒液流 LCOS 进入竞争区间且新增钒资源供给同步扩张，钒液流储能有望由当前的差异化技术路线逐步进入规模化发展阶段。

风险提示

1）长时储能需求释放不及预期；2）钒液流储能降本速度不及其他技术路线风险；3）钒资源价格大幅波动风险；4）项目收益机制和商业模式不完善风险。

仅供内部参考，请勿外传

分析师声明

作者在中国证券业协会登记为证券投资咨询(分析师)，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。作者保证：（i）本报告所采用的数据均来自合规渠道；（ii）本报告分析逻辑基于作者的职业理解，并清晰准确地反映了作者的研究观点；（iii）本报告结论不受任何第三方的授意或影响；（iv）不存在任何利益冲突；（v）英文版翻译若与中文版有所歧义，以中文版报告为准；特此声明。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价(或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。	股票评级	买入	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在 20%及以上；
		增持	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于 5%～20%之间；
		持有	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于-10%～5%之间；
		卖出	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在-10%及以下；
		无评级	预期对于个股未来 6 个月市场表现与基准指数相比无明确观点。
	行业评级	看好	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%～10%之间；
		看淡	预期行业整体回报低于基准指数整体水平-10%以下。

一般声明

五矿证券有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本公司不会因接收人收到本报告即视其为客户，本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。本报告的版权仅为本公司所有，未经本公司书面许可，任何机构和个人不得以任何形式对本研究报告的任何部分以任何方式制作任何形式的翻版、复制或再次分发给任何其他人。如引用须联络五矿证券研究所获得许可后，再注明出处为五矿证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。在刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的同时，也应注明本报告的发布人和发布日期及提示使用证券研究报告的风险。若未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。
本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入或将产生波动；在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。
本报告的作者是基于独立、客观、公正和审慎的原则制作本研究报告。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。在任何情况下，报告中的信息或意见不构成对任何人的投资建议，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司及作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。
五矿证券版权所有。保留一切权利。

特别声明

在法律许可的情况下，五矿证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到五矿证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

联系我们

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴街道富城路 99 号震旦国际大厦 30 楼
邮编：200120

深圳

地址：深圳市南山区滨海大道 3165 号五矿金融大厦 23 层
邮编：518035

北京

地址：北京市东城区朝阳门北大街 3 号五矿广场 C 座 3F
邮编：100010

仅供内部参考，请勿外传

AnalystCertification

Theresearchanalystisprimarilyresponsibleforthecontentofthisreport,inwholeorinpart.TheanalysthastheSecuritiesInvestmentAdvisoryCertificationgrantedbytheSecuritiesAssociationofChina.Besides,theanalystindependentlyandobjectivelyissuesthisreportholdingadiligentattitude.Wehereby declarethat(1)allthedatausedhereinisgatheredfromlegitimatesources;(2)theresearchisbasedonanalyst'sprofessionalunderstanding,andaccurately reflectshis/herviews;(3)theanalysthasnotbeenplacedunderanyundueinfluenceorinterventionfromathirdpartyincompilingthisreport;(4)thereisnoconflictofinterest;(5)incaseofambiguityduetothetranslationofthereport,theoriginalversioninChineseshallprevail.

InvestmentRatingDefinitions

		Ratings	Definitions
Theratingcriteriaofinvestmentrecommendations Theratingscontainedhereinareclassifiedintocompanyratingsandsectorratings(unlessotherwisestated).Theratingcriteriaistherelativemarketperformancebetween6and12monthsafterthereport'sdateofissue,i.e.basedontherangeofriseandfalloftheco mpany'sstockprice(orindustryindex)comparedtothebenchmarkindex.Specifically,theCSI300IndexisthebenchmarkindexoftheA-sharemarket.TheHangSengIndexisthebenchmarkindexoftheHKmarket.TheNASDAQCompositeIndexortheS&P500IndexisthebenchmarkindexoftheU.S.market.	Company Ratings	BUY	Stockreturnisexpectedtooutperformthebenchmarkindexbymorethan20%;
		ACCUMULATE	Stockrelativeperformanceisexpectedtorangebetween5%and20%;
		HOLD	Stockrelativeperformanceisexpectedtorangebetween-10%and5%;
		SELL	Stockreturnisexpectedtounderperformthebenchmarkindexbymorethan10%;
		NOTRATED	Noclearviewofthestockrelativeperformanceoverthenext6months.
	Sector Ratings	POSITIVE	Overallsectorreturnisexpectedtooutperformthebenchmarkindexbymorethan10%;
		NEUTRAL	Overallsectorexpectedrelativeperformancerangesbetween-10%and10%;
		CAUTIOUS	Overallsectorreturnisexpectedtounderperformthebenchmarkindexbymorethan10%.

GeneralDisclaimer

MinmetalsSecuritiesCo.,Ltd.(or"thecompany")islicensedtocarryonsecuritiesinvestmentadvisorybusinessbytheChinaSecuritiesRegulatoryCommission.TheCompanywillnotdeemanypersonasitsclientnotwithstandinghis/herreceiptofthisreport.Thereportisissuedonlyunderpermitofrelevantlawsandregulations,solelyforthepurposeofprovidinginformation.Thereportshouldnotbeusedorconsideredasanofferorthesolicitationofanoffertosell,buyorsubscribeforsecuritiesorotherfinancialinstruments.Theinformationpresentedinthereportisunderthecopyrightofthecompany.Withoutthewrittenpermissionofthecompany,noneoftheinstitutionsorindividualsshallduplicate,copy,orredistributeanypartofthisreport,inanyform,toanyotherinstitutionsorindividuals.Thepartywhoquotesthereportshouldcontactthecompanydirectlytorequestpermission,specifythesourceasEquityResearchDepartmentofMinmetalsSecurities,andshouldnotmakeanychangetotheinformationinamannercontrarytotheoriginalintention.Thepartywhore-publishesorforwardstheresearchreportorpartofthereportshallindicatetheissuer,thedateofissue,andtheriskofusingthereport.Otherwise,thecompanywillreserveitsrighttotakinglegalaction.Ifanyotherinstitution(or"thisinstitution")redistributesthisreport,thisinstitutionwillbesolelyresponsibleforitsredistribution.Theinformation,opinions,andinferencesthereinonlyreflectthejudgmentofthecompanyonthedateofissue.Prices,valuesaswellasthereturnsofsecuritiesortheunderlyingassetshereinmayfluctuate.Atdifferentperiods,thecompanymayissuereportswithinconsistentinformation,opinions,andinferences,anddoesnotguaranteetheinformationcontainedhereiniskeptuptodate.Meanwhile,theinformationcontainedhereinissubjecttochangewithoutanyprior notice.Investorsshouldpayattentiontotheupdatesormodifications.Theanalystwrotethereportbasedonprinciplesofindependence,objectivity,fairness,andprudence.Informationcontainedhereinwasobtainedfrompubliclyavailablesources.However,thecompanymakesnowarrantyofaccuracyorcompletenessofinformation,anddoesnotguaranteetheinformationandrecommendationscontaineddonotchange.Thecompanystrivestobeobjectiveandfairinthereport'scontent.However,opinions,conclusions,andrecommendationshereinareonlyforreference,anddonotcontainanycertainjudgmentsaboutthechangesinthestockpriceorthemarket.Undernocircumstanceshalltheinformationcontainedoropinionsexpressedhereinforminvestmentrecommendationstoanyone.Thecompanyoranalystshavenoresponsibilityforanyinvestmentdecisionbasedonthisreport.Neitherthecompany,noritsemployees,oraffiliatesshallguaranteeanycertainreturn,shareanyprofitswithinvestors,andbeliabletoanyinvestorsforanylossescausedbyuseofthecontentherein.Thecompanyanditsanalysts,totheextentoftheirawareness,havenoconflictofinterestwhichisrequiredtobedisclosed,ortakenrestrictiveorsilentmeasuresbythelawswiththestockevaluatedorrecommendedinthisreport.
MinmetalsSecuritiesCo.Ltd.2019.Allrightsreserved.

SpecialDisclaimer

Permittedbylaws,MinmetalsSecuritiesCo.,Ltd.mayholdandtradethesecuritiesofcompaniesmentionedherein,andmayprovideorseektoprovideinvestmentbanking,financialconsulting,financialproducts,andotherfinancialservicesforthesecompanies.Therefore,investorsshouldbewarethatMinmetalsSecuritiesCo.,Ltd.orotherrelatedpartiesmayhavepotentialconflictsofinterestwhichmayaffecttheobjectivityofthereport.Investorsshouldnotmakeinvestmentdecisionssolelybasedonthisreport.

仅供内部参考，请勿外传

Contactus

Shanghai

Address:30/F,ZhendanInternationalBuilding,No.99FuchengRoad,LujiazuiStreet,PudongNew District,Shanghai
Postcode:200120

Shenzhen

Address:23F,MinmetalsFinancialCenter,3165BinhaiAvenue,NanshanDistrict,Shenzhen
Postcode:518035

Beijing

Address:3/F,TowerC,MinmetalsPlaza,No.3ChaoyangmenNorthStreet,DongchengDistrict,Beijing
Postcode:100010