



全球液流电池产业白皮书： 迈向大规模长时储能之路

苏日娜、Alessandro Zampieri、Mikhail Nikomarov、Peter Ondko

2025 年 11 月

目录

1. 蓄能新势：液流电池的崛起背景	1
2. 技术溯源：液流电池技术体系概览	3
2.1 技术原理及路线细分	3
2.2 主流储能技术对比	4
2.3 钒系与替代路线探索	6
3. 潮起竞合：全球液流电池产业竞争格局	7
3.1 主要发展历程	7
3.2 全球竞争格局	8
3.3 关键驱动因素	10
4. 破局在前：经济性及商业化分析	11
4.1 成本及经济性	11
4.2 市场规模演进	12
4.3 三大破局路径	13
5. 结语：能涌于流，势成于新	15

全球液流电池产业白皮书： 迈向大规模长时储能之路

1. 蓄能新势：液流电池的崛起背景

在中国“双碳”目标与全球能源体系转型持续推进的背景下，储能技术正成为支撑新能源高比例并网、构建新型电力系统的关键支撑环节。随着光伏、风电等可再生能源装机规模持续扩大，**电力系统对调峰、调频以及长时储能的需求**显著提升。储能技术的经济性、安全性与可持续性，正逐步成为推动能源转型的核心要素。

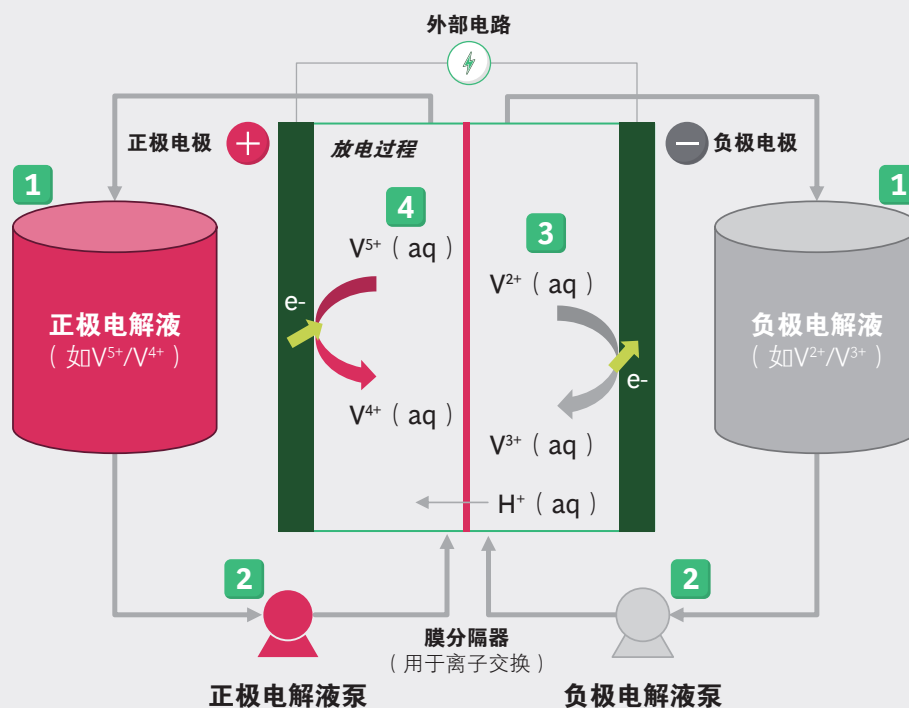
在多种储能技术路径中，液流电池 (redox flow battery, RFB) 凭借其独特的系统特性和可持续发展潜力，受到全球产业界与政策制定者的广泛关注。与当前主流的锂离子电池等储能技术相比，液流电池不仅具备更高的安全性和更长的循环寿命，还为4小时及以上的长时储能提供了一种可灵活扩展的系统化解决方案。

液流电池是一种通过液态电解液的可逆氧化还原反应实现能量转换与存储的电化学系统。与固态电池不同，其能量储存在外部储罐中，电解液通过循环泵输送至电堆进行充放电反应。电解液容量决定储能时长，电堆功率决定能量释放速率，因此能量与功率可实现独立设计与灵活扩展(参阅图1)。

液流电池系统通常由四个核心部分组成：

- 电解液系统：**用于储存活性物质并参与氧化还原反应，是能量的主要载体。
- 电堆系统：**由离子交换膜、电极和流道构成，负责能量的转换。
- 循环系统：**包括泵、管路及传感组件，用于维持电解液的循环流动。
- 控制与监测系统：**实现能量管理、安全控制及系统运行优化。

图1 | 液流电池系统结构及工作原理（以钒系为例）



注：V = vanadium 钒；aq = aqueous solution 水溶液。

这种能量与功率解耦的架构设计赋予液流电池显著的灵活性与经济性：仅需通过增大储罐容量即可延长储能时长，而无需调整电堆结构。该特性使液流电池在**4小时及以上的长时储能场景中表现突出**，尤其适用于电网调峰、工业园区储能等应用场景。

截至2025年上半年，液流电池在全球电化学储能装机容量中的占比仍不足2%，但在中国市场已进入规模化示范阶段。随着政策的引导、供应链体系的完善以及新型化学体系的持续突破，BCG认为，液流电池有望成为下一轮能源技术变革的关键推动力量。

2. 技术溯源：液流电池技术体系概览

在储能技术体系中，液流电池凭借其独特的结构设计和灵活的系统架构，受到广泛关注。液流电池通过外部储罐储存能量，并在电堆中实现电化学反应，构建出一种区别于传统固态电池的系统形态。这一设计不仅赋予其在长时储能领域更高的安全性和可扩展性，也为储能系统的规模化部署开辟了新的路径。

2.1 技术原理及路线细分

液流电池通过电解液中的可逆氧化还原反应实现能量的存取。在充放电过程中，含有活性离子的液态电解液分别储存在正、负极储罐中，并通过循环泵输送至电堆，在离子交换膜两侧完成电化学反应，从而实现能量的转换与释放。电解液体积决定储能时长，电堆面积决定输出功率，因此液流电池能够在不改变系统结构的情况下灵活调节储能容量。

当前，主流液流电池体系主要包括（参阅图 2）：

图2 | 主流液流电池化学体系

化学体系	简介	技术成熟度	主要挑战	代表企业
全钒（V）体系	<ul style="list-style-type: none">最成熟的液流电池使用钒离子作为电解液中的正极和负极	高 (TRL 9)	<ul style="list-style-type: none">钒的高原料成本	<ul style="list-style-type: none">住友电工融科储能Invinity
铁铬（FeCr）体系	<ul style="list-style-type: none">使用铁和铬的全流式液流电池	中 (TRL 6-7)	<ul style="list-style-type: none">效率差铬交叉污染铬交叉污染	<ul style="list-style-type: none">Redox
铁盐（Fe）体系	<ul style="list-style-type: none">使用铁盐和水的全流式液流电池	中 (TRL 6-7)	<ul style="list-style-type: none">效率差稳定性差电解液浓度低	<ul style="list-style-type: none">VoltStorageESS Tech Inc
溴化锌（Zn-Br）	<ul style="list-style-type: none">使用锌和溴化锌的混合系统，溶解在水溶液中	中高 (TRL 7-8)	<ul style="list-style-type: none">溴的强毒性镀层降解问题	<ul style="list-style-type: none">ElestorGelionPrimal Power
铁钒（Fe-V）体系 / 钒溴（V-Br）体系	<ul style="list-style-type: none">使用铁或溴与钒的混合系统	中 (TRL 6-7)	<ul style="list-style-type: none">溴的强毒性交叉污染处理问题	<ul style="list-style-type: none">融科储能WattJoule
有机化学体系	<ul style="list-style-type: none">使用有机还原分子的水溶液/非水溶液液流电池	中低 (TRL 5-6)	<ul style="list-style-type: none">稳定性差技术成熟度低扩展性有限	<ul style="list-style-type: none">CMBlu Energy

注：截至 2025 年上半年。TRL = technology readiness level 技术成熟度。

- **全钒体系**：技术最成熟、商业化程度最高。目前全球范围内已有超6吉瓦时 (GWh) 的装机容量，约占液流电池总装机量的98%。钒元素在正、负极间以不同价态循环转换，有效避免离子交叉污染，系统安全性高，循环寿命可达10,000次以上。
- **铁系 (Fe/FeCr)**：利用地壳丰度高、成本低的金属离子，具备潜在的成本优势。但在电解液稳定性与副反应控制方面仍需技术突破，目前主要处于示范验证阶段。
- **溴系 (如 Zn-Br、H-Br)**：具备较高的能量密度与较强的放电电势，适用于空间受限的应用场景，但存在腐蚀性强、密封要求高等问题。
- **混合体系 (如 Fe-V、V-Br)**：通过组合不同活性物质的正负极材料，旨在兼顾成本、能量密度和循环稳定性，可根据应用需求灵活调整电解液配比，从而实现性能与经济性的平衡优化。
- **有机化学体系**：以可再生有机分子为活性物质，具备可设计性与低成本潜力，但当前技术成熟度较低，仍处于实验室或中试阶段。

整体来看，液流电池技术正处于钒系规模化与非钒系多元化并行演进的阶段。

2.2 主流储能技术对比

在多种电化学储能技术并存的格局下，液流电池的**技术定位愈发清晰**。与锂离子电池和钠硫电池相比，液流电池的优势不是能量密度，而以长时储能能力、安全性与可持续性为主要竞争优势。

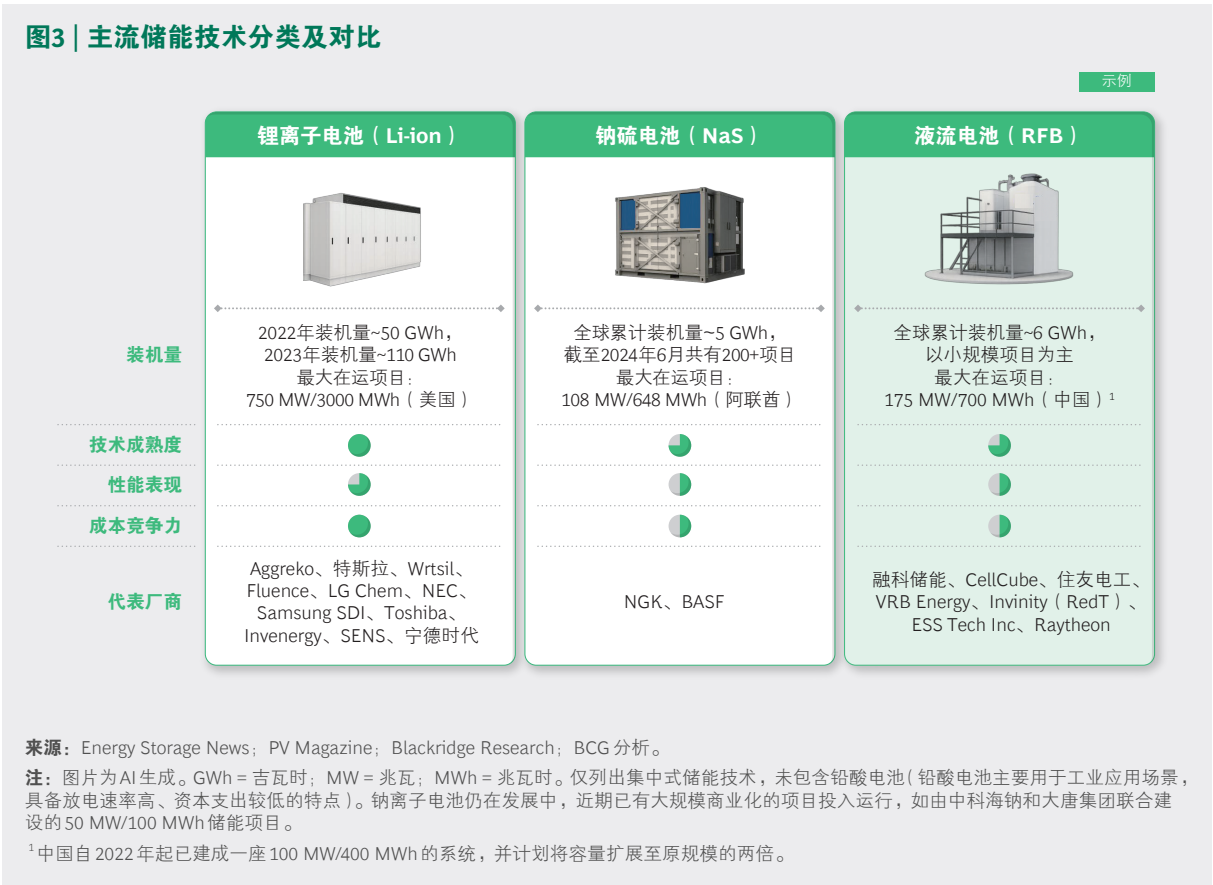
锂离子电池依托成熟制造体系，在4小时以下储能时长中占据主导地位；液流电池则在4-24小时长时储能区间表现出更优的经济性与运行寿命；钠硫电池介于两者之间，适用于特定工业场景及中温运行条件(参阅图3)。

从**关键性能**角度，液流电池在安全性、运行寿命与可扩展性方面展现出系统性优势，但在效率与能量密度上仍存在不足。

■ 核心优势

- **液流电池在系统可扩展性方面具备独特优势**。其能量与功率模块相互独立，通过增大电解液储罐容量即可延长储能时长，无需增加电堆规模。这一结构特性使其在4-24小时长时储能场景中能够以更低的边际成本实现容量扩展。
- **液流电池拥有极长的循环寿命和优异的耐久性**。由于活性物质与电极分离，液流电池的电化学反应可在数万次循环中保持稳定，寿命通常超过10,000次，远高于锂离子电

图3 | 主流储能技术分类及对比



池体系。此外，液流电池的放电深度 (depth of discharge, DoD) 可接近 100%，且在长周期运行中几乎无性能衰退。

- **液流电池具备较高的安全性与环境友好性。**液流电池多为水系电解液，无热失控风险、不可燃且毒性低，在运行过程中不存在爆炸或火灾隐患。以钒系为例，电解液可直接回收再利用，减少资源浪费，同时降低了全生命周期碳排放。
- **液流电池在制造端的进入壁垒相对较低。**液流电池系统装配过程无需锂离子电池类的高精度极片涂布或封装工艺，组装资本投入较低，适合中小规模模块化建设，为新进入者创造了较为开放的产业空间。

局限挑战

- **液流电池的首要挑战在于效率损失。**受限于电解液流动阻力、膜电阻及离子交换损耗，其往返效率 (round-trip efficiency, RTE) 通常在 70%–80%，低于锂离子电池的 85%–90%。效率差异直接影响系统能量利用率，在电价差较低的地区仍需政策与商业模式配合以实现经济可行性。

- **液流电池的功率密度与能量密度较低。**由于电解液中反应电位与电流密度受限，液流电池整体体积大、单位重量能量较低，导致运输与安装成本增加，不适合对空间敏感的应用场景。
- **液流电池整体产业链尚不成熟，缺乏与锂离子电池媲美的规模化制造与市场基础设施。**尤其是非钒系，在材料稳定性和标准化制造方面仍需积累经验，短期内难以形成本地化量产能力。
- **液流电池在材料成本与供应链上存在结构性的不确定性。**钒资源价格波动较大，对系统资本性支出 (capital expenditure, CAPEX) 影响显著；膜材料和电解液化学稳定性问题也可能造成效率下降与寿命缩短。
- **液流电池系统结构较复杂。**液流电池包含泵、阀、流道等多个协同运行部件，增加了安装和维护难度。同时，跨膜离子污染 (cross-contamination) 可能导致容量衰减，需要长期的系统优化与运维支持。

2.3 钒系与替代路线探索

在所有液流电池体系中，钒系液流电池 (vanadium flow battery, VFB) 仍是迄今唯一经受**商业验证并实现供应链闭环的技术路线**。截至2025年上半年，全球累计装机容量超过6吉瓦时 (GWh)，约占液流电池总装机量的98%。钒系成熟的电化学机制与完善的产业链，使其成为液流电池的主流标准。

然而，钒系液流电池的成本结构仍受原材料价格波动的制约，其中钒电解液成本占系统总成本的30%–40%，对原材料价格波动敏感度高。为此，产业正加速探索更具成本优势的替代化学体系。

目前，铁系、溴系和有机化学体系被普遍视为潜在的成本突破方向，尤其是原材料成本低廉的铁系液流电池。然而，在真正具备替代钒系化学体系的可行性之前，这些替代体系仍面临一系列关键技术问题亟待攻克。

全球多家企业已在这些方向开展实验性部署。例如，美国ESS Tech Inc公司在铁系液流电池方向完成多项兆瓦级示范项目；德国CMBlu Energy公司推进有机液流体系中试；洛克希德·马丁 (Lockheed Martin) 公司在北美建设氢溴体系试点；Quino Energy与Elestor公司聚焦有机液流电池研发。尽管研发投入活跃，大多数非钒系仍停留在中试或验证阶段，因此短期内钒系仍将是液流电池产业化的主导力量。

总体而言，液流电池以其独特的结构设计与化学特性，为能源系统提供了一种更安全、可持续且可灵活扩展的储能方案。从产业化角度来看，钒系依然是当前唯一经受大规模商业验证的液流电池技术；其他体系也将持续演进，助力液流电池突破成本瓶颈，实现多元化发展。

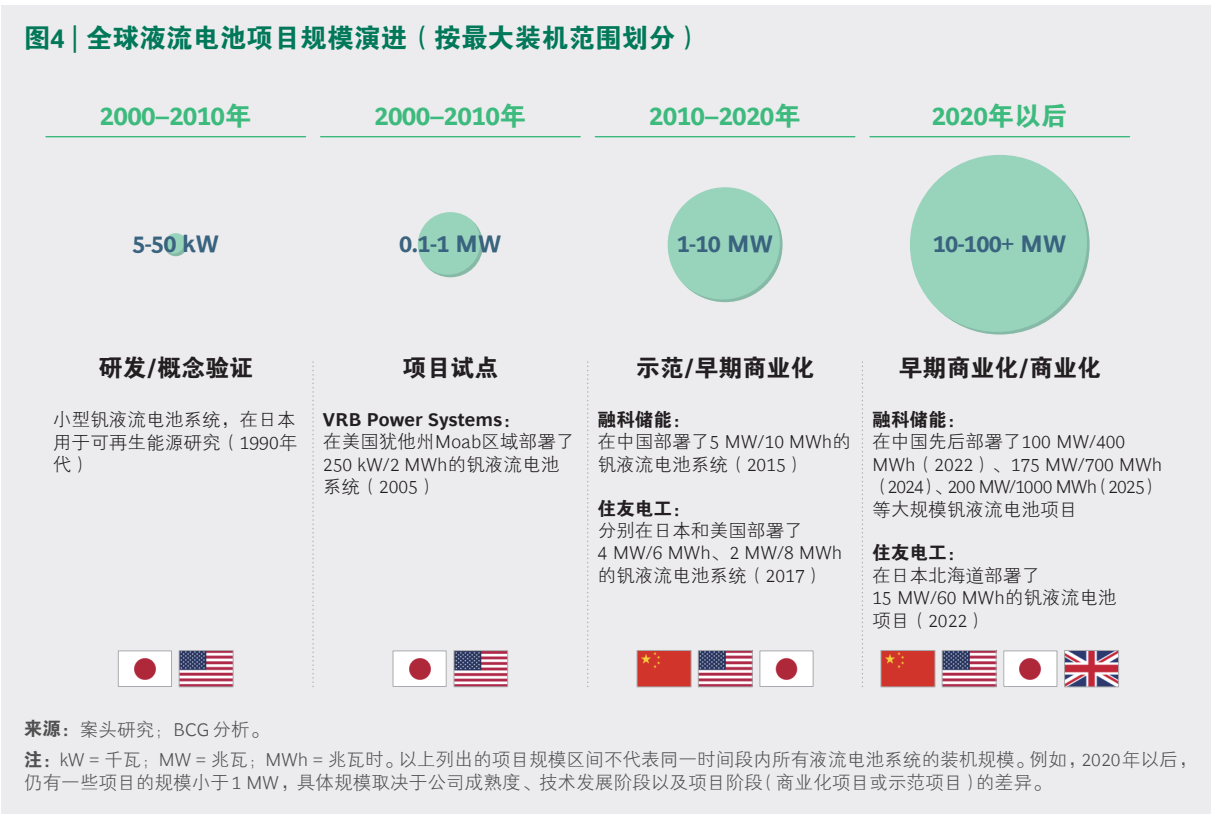
3. 潮起竞合：全球液流电池产业竞争格局

在全球能源转型与储能市场快速扩张的背景下，液流电池产业正逐步形成清晰的竞争格局。尽管其在整体电化学储能市场中的占比仍不足2%，随着可再生能源渗透率不断提高、长时储能需求持续上升，液流电池正从技术验证走向商业化部署，成为长时储能体系的重要组成部分。

3.1 主要发展历程

液流电池的发展历程体现了从小规模验证到兆瓦级部署的持续演进。自20世纪末技术问世以来，早期项目主要集中在科研院所及小型示范工程，用于验证电解液稳定性和系统可行性。进入近十年，随着可再生能源装机规模扩大和政策激励加强，液流电池逐步迈入商业化实验阶段，系统规模显著提升（参阅图4）。

图4 | 全球液流电池项目规模演进（按最大装机范围划分）



早期的液流电池系统以日本和美国研发为主，普遍规模在千瓦级至百千瓦级，主要用于科研或独立微电网场景。2010年以后，行业逐步进入兆瓦级示范阶段。典型项目包括中国的融科储能，其部署了5兆瓦/10兆瓦时 (MW/MWh) 的系统；以及日本的住友电工，其建设了4 MW/6 MWh的示范系统。

自2020年起，液流电池系统规模进入快速上升期。中国率先实现百兆瓦级液流储能项目部署。融科储能先后投运了三套大型示范系统，分别为100 MW/400 MWh、175 MW/700 MWh和200 MW/1000 MWh，形成了全球规模最大的液流储能示范群。日本、美国和英国则在积极推进5至10兆瓦级以上系统建设，虽然尚未形成超大规模项目，但已验证了电网运行的可行性。

从运行特征看，现有液流电池的典型**储能时长维持在4-5小时**，主要受限于**长时储能补偿机制尚不完善**。随着容量市场机制的建立及可再生能源波动性增强，4-24小时的超长时储能需求有望快速增长，液流电池的技术与经济优势将进一步凸显。

与此同时，**混合储能模式正逐步兴起**。以英国Energy SuperHub Oxford项目为例，液流电池与锂离子电池联合运行，锂离子电池负责短时调频，液流电池提供长时容量支撑，从而兼顾功率响应与能量持续性，提升系统整体经济性与运行效率。

总体来看，液流电池正处于从示范项目向商业化落地的关键转折期。未来三到五年，随着成本结构优化和市场机制完善，液流电池有望在电网调峰、可再生能源并网及工业园区储能等长时应用场景中实现系统化增长。

3.2 全球竞争格局

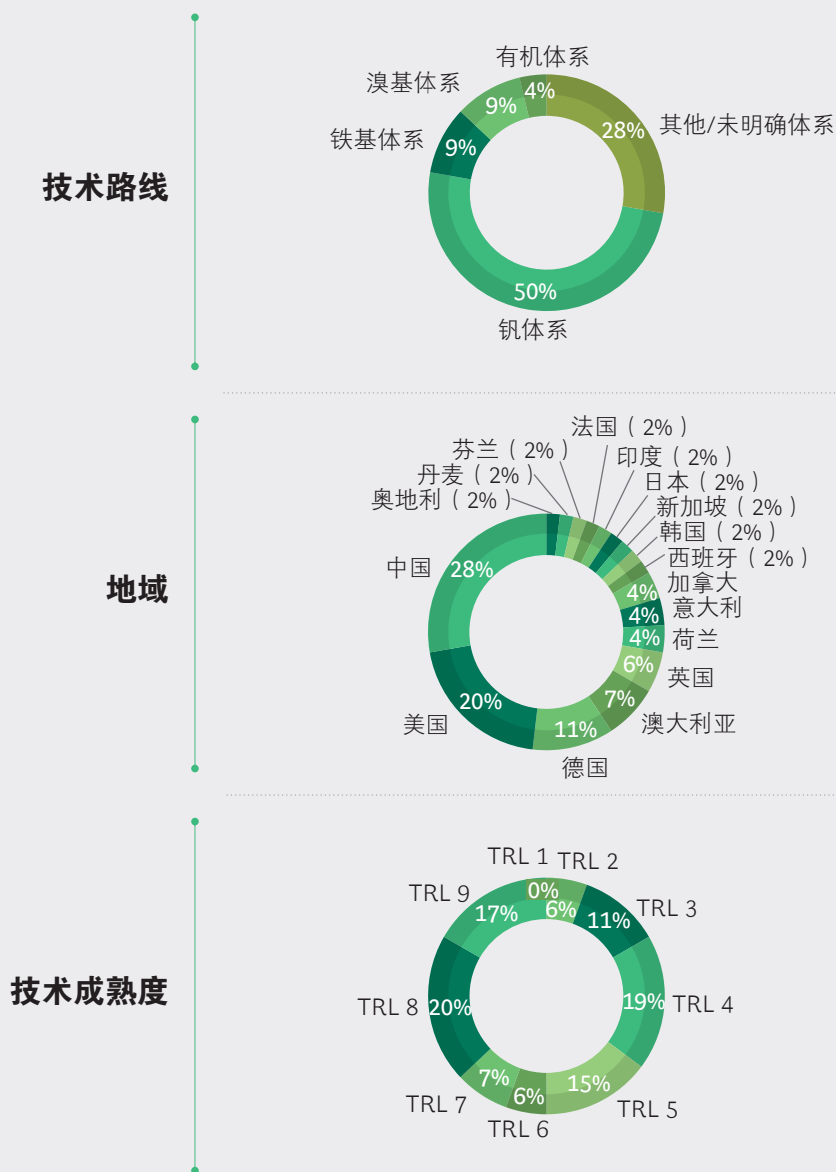
截至2025年上半年，全球共有**超过50家液流电池技术开发商**活跃在不同细分领域。其中约50%专注于钒系，9%为铁系、9%为溴系、4%为有机体系，其余则为未明确化学体系或混合体系。这一结构清晰地反映出目前行业的技术集中度，**钒系仍然是商业化落地的主导方向**（参阅图5）。

从地域分布来看，液流电池企业主要集中在中国、美国与欧洲三大区域，三者合计约占全球三分之二以上的市场主体：

- **中国**：凭借完整的钒产业链和政策支持，形成全球最大规模的研发与制造集群。
- **美国**：聚焦于铁系与氢溴体系创新，代表企业包括ESS Tech Inc与洛克希德·马丁。
- **欧洲**：在有机与混合体系方向投入较多，代表企业包括CMBlu Energy、VoltStorage与Elestor。

此外，日本、韩国、新加坡、英国和澳大利亚等市场亦保持一定活跃度，但整体规模相对有限。

图5 | 全球液流电池技术开发商分布



来源：案头研究；公开信息整理；BCG 分析。

注：TRL = technology readiness level 技术成熟度。

从技术成熟度 (TRL) 分布来看，约有 45% 的企业已达到 TRL 7 级及以上，处于中试或商业化阶段；另有约 45% 仍处于实验与原型验证阶段 (TRL 3-5 级)，主要集中在铁系与有机体系方向。总体而言，液流电池正处于技术验证与产业化并行的上升通道，尚未进入全面商业化竞争阶段。

3.3 关键驱动因素

在当前阶段，液流电池尚难以在纯商业回报方面与锂离子电池体系竞争，但在多个市场中，凭借其独特的战略价值与政策导向而被优先采用。BCG 识别出四类关键驱动因素：

- **供应链优势**

以中国为代表的部分国家出于供应链安全与资源自主的考量，积极推动液流电池示范项目，以带动本地钒资源利用和产业链建设。自2018年以来，中国陆续部署多个百兆瓦级钒液流电池项目，既支撑可再生能源消纳，也强化了钒产业链的战略地位。2025年11月，中国国家发展改革委员会与国家能源局发布的《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》中，亦明确提出要攻关系统灵活调节技术，探索包括液流电池在内的创新储能技术路线。

- **技术多元化**

英国、美国等国家正通过政策项目（如UK LDES Cap and Floor Scheme，英国长时储能项目“上下限”机制），推动储能系统多技术路线并行，避免对单一锂离子电池体系的依赖。在此背景下，液流电池作为“非锂路径”的代表性技术，正被持续纳入政府试点项目。

- **安全性要求**

在高密度城市区域或森林火灾频发地区，液流电池凭借不可燃的水系电解液体系、无热失控风险等独特安全特性，显著优势。例如，美国加州Viejas项目与英国VFB Lead示范系统均凭借其安全特性中标。

- **战略产业协同**

当产业链上游涉及钒、铬、铂等金属资源时，相关企业通常通过投资液流电池项目形成协同效应。南非Bushveld Energy、英美资源集团（Anglo American）与Tharisa等公司均布局钒液流储能技术，以实现“资源—技术—市场”的一体化发展。

这些非商业性驱动因素使液流电池在政策性项目和战略产业规划中占据重要地位。随着能源安全和技术多元化需求日益凸显，**政策导向型部署预计仍将是未来几年液流电池扩张的重要动力。**

4. 破局在前：经济性及商业化分析

随着液流电池技术的持续成熟，其商业化竞争正逐步从技术可行性转向经济可行性。当前，锂离子电池仍凭借更低的投资成本和成熟的供应链在储能市场中占据主导，但液流电池凭借更高的安全性、更长的寿命与可扩展性，正在长时储能领域逐步形成独特优势。

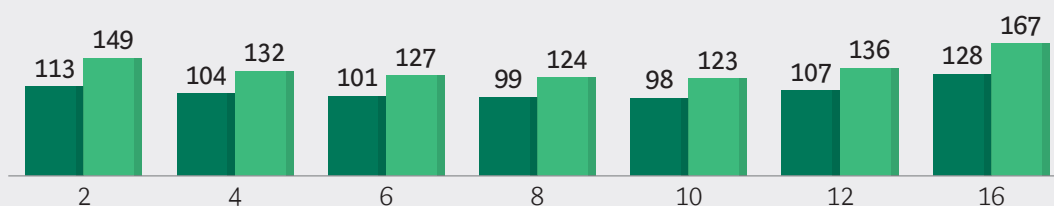
4.1 成本及经济性

根据BCG全球储能成本模型测算，2025年全球锂离子电池系统的能量侧成本约135美元/千瓦时 (kWh)、功率侧约80美元/千瓦 (kW)；钒液流电池对应成本分别为约230美元/kWh和200美元/kW。在现有资本性支出 (CAPEX) 水平下，即便考虑液流电池可实现100%放电深度 (DoD) 和极低衰减，其生命周期平准化储能成本 (levelized cost of storage, LCOS) 仍高出锂离子电池约25%–35% (参阅图6)。

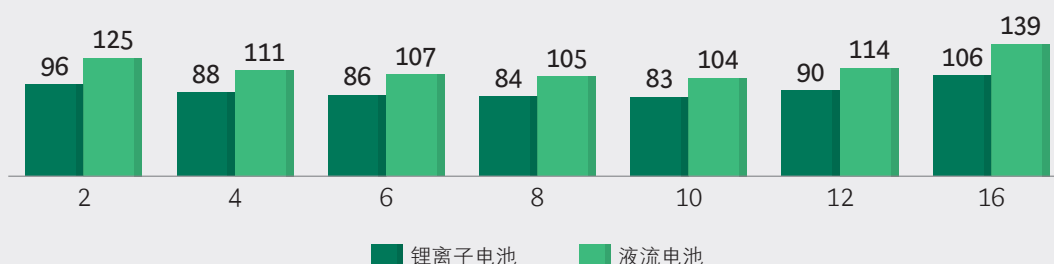
图6 | 中国锂离子电池及液流电池LCOS对比 (2025-2030年)



2025年中国锂离子电池与液流电池LCOS对比 (储能时长)



2030年中国锂离子电池与液流电池LCOS对比 (储能时长)



来源：BCG全球平准化储能成本模型；BCG分析。

注：LCOS = levelized cost of storage 平准化储能成本。各技术的LCOS假设基于不同储能时长及放电深度，假设每日一次充放电循环。

以中国市场4小时储能系统为例，2025年锂离子电池的LCOS约104美元/kWh，液流电池约132美元/kWh。到2030年，受规模化制造与技术进步的带动，锂离子电池的LCOS有望下降至88美元/kWh，液流电池降至111美元/kWh。尽管成本差距将从2025年的28美元/kWh收窄至23美元/kWh，但两者仍未实现完全平价。

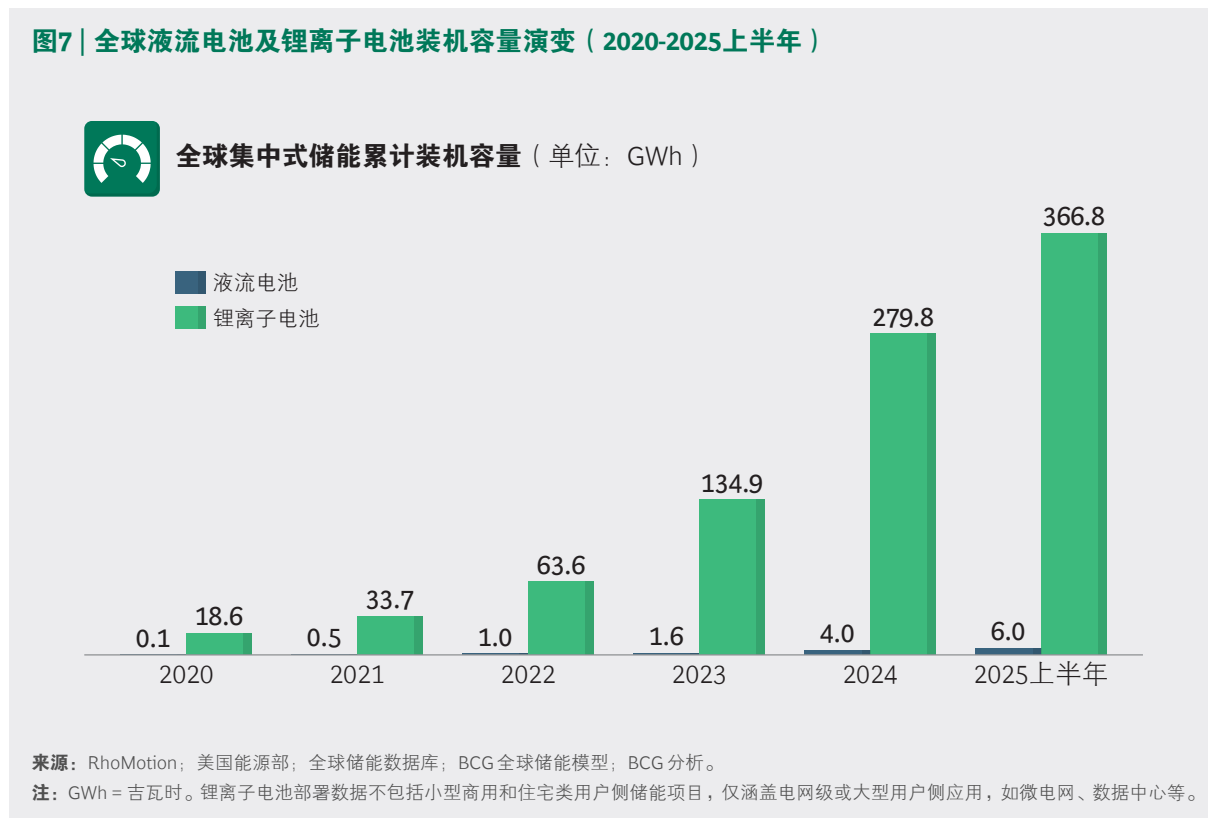
上述LCOS差距主要来自**规模效应与供应链成熟度的不同**：锂离子电池体系已通过消费电子与新能源车行业形成吉瓦时级制造能力，固定成本摊薄显著；液流电池体系尚处于兆瓦时级阶段，设备投资与材料成本（尤其是主流技术路线的钒）仍然偏高。

展望2030年，液流电池成本降幅可达到约20%。若2–16小时的液流电池能量侧CAPEX可降至120–150美元/kWh，且电解液成本可额外降低35%–45%，则液流电池的LCOS有望在长时储能区间与锂离子电池实现平价。

4.2 市场规模演进

尽管液流电池的增长势头强劲，其**规模仍与锂离子电池体系存在数量级差距**。截至2025年上半年，全球液流电池累计装机容量约6吉瓦时（GWh），仅占电化学储能总量的约2%，同期锂离子电池装机量超过360 GWh（[参阅图7](#)）。

图7 | 全球液流电池及锂离子电池装机容量演变（2020-2025上半年）



然而，液流电池在过去五年间增速迅猛。自2020年以来，液流电池全球装机量已增长24倍，年复合增长率 (compound annual growth rate, CAGR) 达163%，而同期锂离子电池仅为105%。这一快速扩张主要得益于中国市场的集中部署——全球超过95%的液流电池系统位于中国。2025年5月，中国首个吉瓦时级液流储能项目投运，标志着液流电池迈入规模化阶段。

尽管当前仍处于“量级劣势”，液流电池凭借更高的安全性和长时储能适配性，正成为能源系统中对锂离子电池的重要补充。随着储能时长需求从4小时向8–16小时延伸，液流电池有望在调峰调频、工业园区储能等特定细分场景中实现快速增长。

4.3 三大破局路径

尽管液流电池在过去三年取得了显著进展，但要从项目试点迈向规模化应用，液流电池仍需在三方面实现体系性突破。

4.3.1 技术创新

根据BCG测算，液流电池若想要在经济性上与锂离子电池实现平价，系统CAPEX仍需显著降低。降本不仅依赖于标准化电堆设计、自动化装配等制造效率和材料成本的优化，还需要技术成熟度和供应链规模化的共同支撑。

对钒系而言，降本的关键在于降低电解液高昂的前期投资成本——例如通过电解液租赁 (electrolyte leasing) 等模式，将原材料成本转化为长期运营成本，从而削减初始投资压力。

对其他化学体系 (如铁系和有机体系) 而言，则需在电解液稳定性与全球供应链重构上实现突破，以形成新的低成本路径。

4.3.2 政策助力

目前，液流电池的成功应用往往依赖政策支持，而非纯粹市场竞争。技术多元化政策有助于降低能源系统对单一锂离子电池体系的依赖，并鼓励如英国Energy SuperHub Oxford等采用液流电池与锂离子电池联合运行的项目。

在中国，如上海市、广东省、山东省及深圳市等地方政府已出台一系列差异化补贴扶持政策及技术攻关激励措施，积极推动液流电池项目的研发和部署。

同时，示范项目及配套激励机制也是推动液流电池商业化的重要外部因素。通过设立专项补贴、扩展示范项目或完善差价合约 (contract for difference, CfD) 等相关市场机制，液流电池将有机会获得更为公平的市场准入条件。

4.3.3 产业协同

随着全球地缘政治风险日益受到关注，能源安全与供应链韧性已成为各国政策的新焦点，因此各国政府可通过以下路径促进液流电池的发展：

- 发布针对液流电池的专项招标或财政激励措施，以扶持使用本地资源的液流电池项目。
- 提高对进口锂离子电池的关税或采取本地化生产优先机制，从而缩小锂离子电池与液流电池之间的成本差距。
- 鼓励采用本土资源丰富的矿物体系（如钒、铁），以提高能源系统的自主可控性。

这三类措施将共同推动液流电池的商业化突破，使其在未来能源结构中不再仅是“示范性补充”，而成为与锂离子电池并行的战略型储能方案。

5. 结语：能涌于流，势成于新

从“长时储能”概念的萌芽，到政策机制与产业协同的加速共振，全球储能体系正迎来深层重构。作为新一代储能技术的核心代表，液流电池正从实验室走向大规模工程化，并从示范项目迈向产业化的临界点。

展望未来，液流电池在长时储能领域的竞争，将从技术、效率与成本的比拼，延伸至生态层面的体系协同。政策的持续完善、资本的长期投入，以及制造与回收体系的协同演进，将共同决定其能否实现从项目经济性向系统化价值的转变。随着可再生能源渗透率不断提升，电力系统对储能时长的需求持续拉长，液流电池有望成为全球能源转型中不可或缺的关键支撑。

在中国，从钒资源供应链整合到兆瓦级项目的相继投运，从标准体系建设到政策激励落地，一条完整的产业链正在加速形成。未来十年，若能在标准化、供应链优化与国际合作上持续发力，中国有望在全球长时储能版图中确立领先地位，构建能源安全与系统韧性的战略支柱。

液流电池在全球真正走向成熟，仍需更广泛的政策、产业与生态合力。完善的市场机制与容量补偿政策，将为液流电池产业提供长期需求基础；制造商、投资机构与技术开发者在创新、协同与商业模式上的共同努力，则将推动这一新兴产业从规模突破迈向价值引领，为全球能源体系注入更安全、更清洁、更具韧性的动力。

液流电池，这场静水深流的储能革命，正在积蓄改变世界的力量。

关于作者：

苏日娜是波士顿咨询公司 (BCG) 董事总经理，全球合伙人，BCG 能源专项中国区联席负责人。

Alessandro Zampieri是波士顿咨询公司 (BCG) 副董事，合伙人。

Mikhail Nikomarov是波士顿咨询公司 (BCG) 副董事，合伙人。

Peter Ondko是波士顿咨询公司 (BCG) 副董事，合伙人。

致谢：

作者团队感谢 BCG 同事纪元、Anezka Kuncova、Diego Arroyo、Rego Pilane、Candice Borain 等在白皮书编写过程中做出的贡献。

关于波士顿咨询公司

波士顿咨询公司 (BCG) 与商界以及社会领袖携手并肩，帮助他们在应对最严峻挑战的同时，把握千载难逢的绝佳机遇。自 1963 年成立伊始，BCG 便成为商业战略的开拓者和引领者。如今，BCG 致力于帮助客户启动和落实整体转型，使所有利益相关方受益——赋能组织增长、打造可持续的竞争优势、发挥积极的社会影响力。

BCG 复合多样的国际化团队能够为客户提供深厚的行业知识、职能专长和深刻洞察，激发组织变革。BCG 基于最前沿的技术和构思，结合企业数字化创新实践，为客户量身打造符合其商业目标的解决方案。BCG 创立的独特合作模式，与客户组织的各个层面紧密协作，帮助客户实现卓越发展，打造更美好的明天。

如需获得有关 BCG 的详细资料，请发送邮件至：GCMKT@bcg.com。

如欲了解更多 BCG 的精彩洞察，请关注我们的官方微信账号：BCG 波士顿咨询；BCG 数智港；“BCG 洞察”小程序；BCG 微信视频号。



BCG 波士顿咨询



BCG 数智港



BCG 洞察



BCG 微信视频号

