

2026

全球新型储能行业发展白皮书 机遇与挑战



版权与免责声明

储能领跑者联盟负责撰写本报告，拥有报告及其后续修改的著作权和其他相关知识产权。

本报告中的信息仅供一般参考之用既不可视为详尽的说明也不构成其他专业建议。本文仅为提供一般性信息之目的，不应用于替代专业咨询者提供的咨询意见。任何人引用白皮书内容对外使用，所产生的误解和诉讼均由使用者自己承担。如用作商业或其他用途，未经同意不得以任何异于本报告原始的电子，装订或包装形式将本报告出借，转售，出租或在网上发布。凡使用本报告者均受本条款及本报告一切有关版权条款约束。

报告内的所有图片，表格及文字内容的版权归储能领跑者联盟所有。其中，部分图表及数据的在有明确数据来源的标注下，版权归属原数据所有公司。

凡有侵权行为的个人，法人或其他组织，必须立即停止侵权并对其因侵权造成的一切后果承担相应的法律责任和赔偿。否则我们将依据中华人民共和国《著作权法》等相关法律，法规追究其经济和法律责任。

前言：储能新程千帆竞 市场万象向寰球

驭势而进：在全球能源变局中锻造中国新型储能的新角色、新价值与新范式。

我们正站在一个充满结构性张力的历史节点上。《周易》有言：“穷则变，变则通，通则久。”当今能源领域之“穷”，在于传统体系难以兼顾安全、清洁与经济；所求之“变”，正是以储能为枢纽构建新型电力系统；所期之“通”，则在于产业生态的全面革新。在“双碳”目标与地缘政治的双重历史性力量交汇点上，储能，已从技术选项蜕变为支撑能源转型的“压舱石”与保障国家安全的“战略基石”。

2025年是中国新型储能产业承前启后的关键时点。行业发展的底层逻辑正经历深刻嬗变，从早期的政策扶持，转变为“国家战略需求、市场化驱动、技术百花齐放、多元应用场景层出不穷”协同共生的新范式。这一年的实践与思考，将深远塑造未来十年的产业经纬。

市场化驱动是核心引擎，为储能价值释放开辟了“活水之源”。随着电力体制改革深化，“看不见的手”正逐渐主导资源配置。现货市场扩大、辅助服务机制完善、容量电价探索等，犹如“春风吹皱一池水”，激活了储能作为独立市场主体的盈利潜能。共享储能、虚拟电厂等新模式，正从试点探索走向规模商用，其经济性逻辑日益清晰。然而，“舟至中流，波涛更急”，市场规则的持续优化、价格信号的长期稳定、各类灵活性资源的公平竞争，仍需行业与监管机构以智慧共同破题。市场化的本质，是构建一个激励相容、效率最优、能够承载储能万千气象的生态系统。

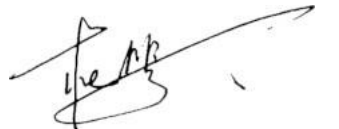
技术百花齐放是内在动力，展现“千岩竞秀，万壑争流”的蓬勃生机。行业已告别单一技术路径依赖的旧阶段。锂离子电池在持续追求能量密度与循环寿命极限的同时，钠离子电池正迎来产业化破晓，为安全与宽温域场景提供新解。液流电池、压缩空气等长时储能技术在示范中验证其独特价值，固态电池等前沿方向也在孕育突破。技术路线之争，并非零和博弈，而是在不同时长、不同规模、不同应用场景下，寻找“最优技术经济解”的持续探索。这种“百花齐放”的竞争格局，正是产业创新能力与生命力的最佳注脚。

多元应用场景层出不穷体现储能多维价值，新型储能的应用正突破传统边界，实现全维度。在电源侧，它从“配套”角色转向“主体”电源的重要组成部分；在电网侧，独立储能电站成为调节枢纽；在用户侧，工商业储能、户用储能、数据中心备电、港口岸电乃至移动储能，新场景、新模式不断涌现。每一个场景都对产品的性能、成本、安全提出了差异化要求，也催生了定制化的解决方案与商业模式。储能的价值，正是在这层出不穷的应用中被重新定义与不断挖掘。

全球能源转型的紧迫需求，与我国产业链的强大竞争力，形成了历史性共鸣。中国储能企业正凭借技术、成本与工程化能力的综合优势，从产品输出迈向技术、标准与品牌的系统性出海。这不仅是市场的拓展，更是技术路线、商业模式的全球竞技场。唯有坚持高质量、高标准，方能行稳致远。

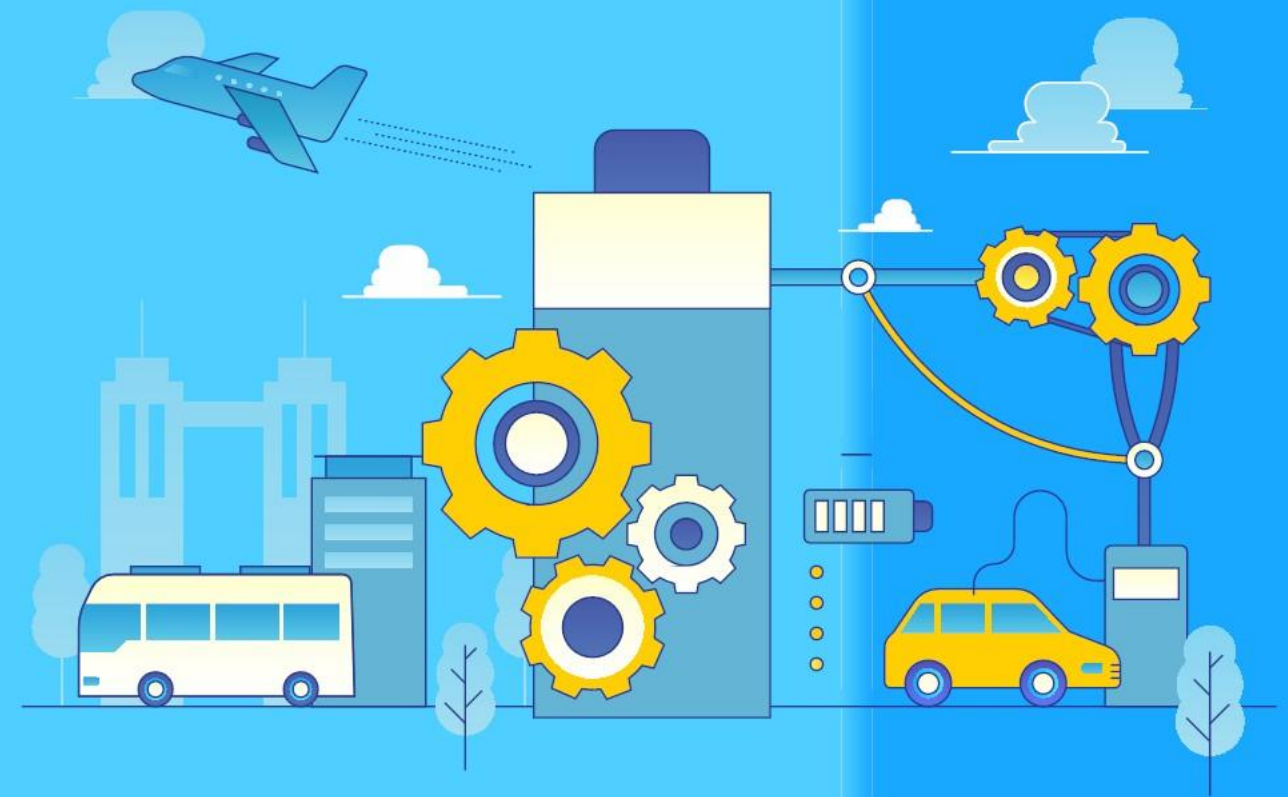
因此，2025年的高质量发展，其内核是战略定力、市场活力、技术张力与应用魅力的和谐统一。本白皮书旨在系统梳理在这一新范式开启之年，中国储能产业在各维度上的深刻变革、真实挑战与未来路径。我们冀望这份报告能如鉴如灯，为同行者提供参考，为前行者照亮征途。

储能领跑者联盟理事长



第一章

全球新型储能市场总结与分析



1.1 2025年全球市场总结

2025年，全球新型储能市场¹实现跨越式发展，呈现出规模与质量同步提升的特征。市场规模方面，2025年全球新型储能新增装机超过300GWh，较2024年增长约50%，创历史新高。区域格局方面，中国与美国持续主导全球市场，同时欧洲、中东、澳大利亚及拉美等新兴市场加速崛起，全球新型储能市场由“两极驱动”向“多极增长”演进。

技术趋势方面，大电芯技术（500Ah+，600Ah+）快速迭代，推动储能系统能量密度和成本效率大幅提升；液冷系统渗透率显著提升，成为大型储能项目的标准配置；构网型储能技术成为研发热点，在新能源高占比电力系统中价值凸显，多国电网开始明确构网型储能的技术要求。

商业模式方面，中国独立储能电站参与电力市场交易模式日趋成熟，在电力现货市场和辅助服务市场中获得稳定收益；储能参与调频辅助服务收益可观，性能优势带来的调频补偿加成效果显著；“一体多用，分时复用”模式探索推广，有效提升资产利用效率。

■ 表1 2025年全球储能市场核心指标汇总

指标	数值	同比	备注
全球新增装机	约300GWh	50%+	创历史新高
中国装机	约170GWh	60%+	全球占比约50%+
美国装机	约40GWh	40%+	全球第二
欧洲装机	约30GWh	20%~30%	户储波动、电网增长
澳大利亚装机	约5~8GWh	80%~120%	高增速市场
其他地区	约40GWh	40%+	中东、拉美拉动

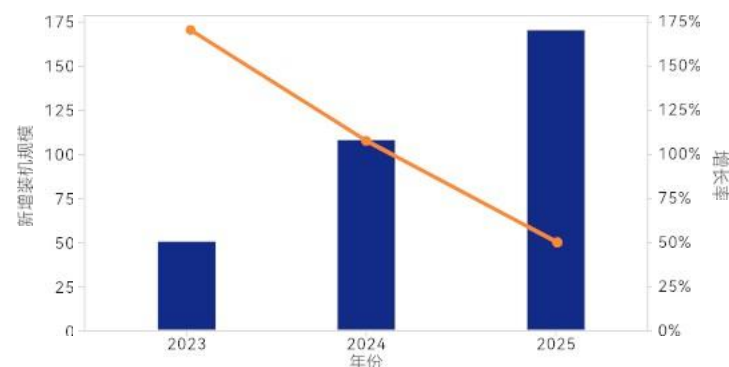
数据来源：EESA

1.2 中国储能市场分析

1.2.1 市场规模与增长态势

2025年是中国储能行业从政策驱动转向市场驱动的关键转折年，行业竞争焦点从单纯价格比拼转向价值创造的综合较量。随着“136号文”正式落地实施，强制配储政策逐步退出历史舞台，市场机制开始在资源配置中发挥决定性作用，行业进入更加理性、可持续的发展轨道。这一政策转变不仅促进了资源优化配置，更倒逼企业提升技术实力和服务能力，推动行业从粗放式增长向高质量发展转变。

■ 图1 2023-2025年中国新型储能装机规模增长趋势



数据来源：EESA

[1] 注：本报告中所提及储能如无特殊明示，均指新型储能

从装机结构来看，源网侧储能延续主导地位，工商业储能稳步发展。2025年中国新型储能装机规模持续领跑全球，新增装机容量超过172GWh，占全球新增装机的50%以上。其中，电网侧储能占比约79%，主要是独立储能电站/共享储能电站；电源侧储能占比约14%，主要是大型风光基地配套储能；用户侧储能持续崛起，但其基数小，受制于25年代理购电价格政策的调整影响，其占比提升至约7%。独立储能电站模式快速兴起，凭借灵活参与电力市场交易的优势，获得了投资者的广泛青睐。

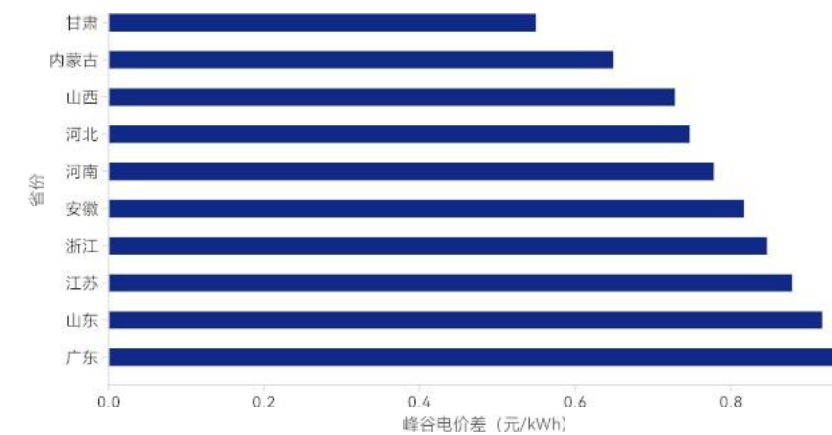
■ 表2 2025年中国储能市场装机结构分析

应用类型	装机规模(GWh)	市场占比	同比增长	主要驱动因素
电网侧储能	137.1	79%	+113%	电力市场化改革、收益模式丰富
电源侧储能	22.8	14%	-34%	大型风光基地建设、电力系统调节需求等
用户侧储能	12.7	7%	+53%	峰谷套利、需量管理、电源安全保供等
合计	172.6	100%	+61%	-

数据来源：EESA

驱动因素方面，“沙戈荒”大型风光基地建设全面加速，为储能配套带来巨大的增量空间。这些大型可再生能源基地主要分布在内蒙古、甘肃、青海、新疆等西部地区，规划总装机规模超过4亿千瓦，配套储能需求已达数十GWh至百GWh级别，为储能市场提供了确定性增量空间。用户侧储能领域，电网代理购电峰谷电价下收益率依然可观，部分省份峰谷价差已超过0.8元/kWh，显著提升了储能的积极性。新型电力系统构建对灵活性调节资源的需求日益迫切，传统火电占比下降带来的系统灵活性缺口，亟需储能等灵活调节资源填补，这为储能产业发展创造了巨大的市场空间。

■ 图2 2025年中国储能市场装机结构分析

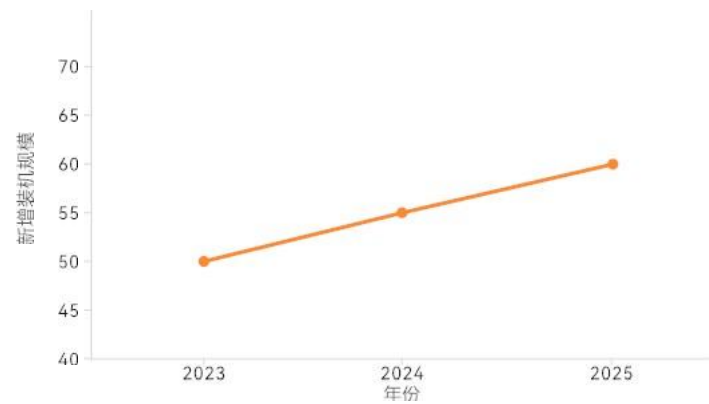


数据来源：EESA

1.2.2 市场竞争格局分析

头部企业集中度持续提升，全栈自研自产能力或成为核心竞争力。2025年中国储能行业CR5超过60%，较2024年提升约5个百分点，行业集中度进一步提高。这一趋势反映了储能行业技术壁垒的快速提升和市场对综合竞争力的要求。具备从电芯、BMS、EMS到PACK全产业链布局的企业竞争优势明显，能够更好地控制成本、保证质量、快速响应市场需求。以宁德时代、海博思创、阳光电源为代表的头部企业，通过垂直整合战略构建了强大的竞争壁垒，在激烈的行业竞争中保持了领先地位。

■ 图3 中国储能市场集中度变化趋势



数据来源: EESA

1.3 亚洲（非中国）储能市场分析

1.3.1 区域整体发展态势

2025年亚洲储能市场呈现“冰与火之歌”的独特景象：一方面，以中国为核心的东亚地区价格战持续深化，推动全球成本曲线下行；另一方面，印度、东南亚及高加索地区在政策驱动下，正从规划走向大规模项目落地。亚洲非中国储能市场呈现全面启动态势，从过去的政策规划阶段正式进入大规模项目落地期，整体保持稳定增长，总装机规模约占全球的10%左右。主要得益于可再生能源整合、电网灵活性需求以及电池成本持续下降。从中国储能企业的出海订单数据可以侧面印证这一市场的爆发态势。据EESA统计，2025年1-9月，中国储能企业在亚洲（除中东国家和中国）的订单与合作规模达到26.21GWh，占中国储能出海总规模的12.21%。这一数据尚未计入日韩本土企业的市场份额，表明除中国外的亚洲市场实际总需求远高于此。鹏辉能源等头部企业海外大储订单较往年有显著增长，呈现小爆发态势，目前大储产品基本满产，主要产品排产预计持续至2026年上半年，海外订单主要分布在北美、印度、欧洲，呈现均衡发展态势。

2025年亚洲（除中国）储能市场呈现明显的三极分布格局：

1.南亚极（以印度为核心）：印度凭借强制性政策驱动，成为区域内最大需求国。2025年前三季度中国企业在印度确认订单高达13.25GWh，占亚洲除中国外市场的半壁江山。

2.东亚极（日本主导）：日本作为技术成熟市场，虽然实际并网速度缓慢，但储备项目规模惊人。中国企业对日出口达7.75GWh，显示日本正逐步开放市场。

3.东南亚-中亚极：印尼、阿塞拜疆、乌兹别克斯坦等国家在2025年均有大项目突破，形成第三增长极。

同时，区域内技术演进特征鲜明，呈现长时化与场景多元化趋势：

1.时长增加：预期到2034年亚洲地区电网储能项目的平均持续放电时长将从2025年的2.4小时增至3.4小时。日本最新一轮长期脱碳拍卖中，已有6个项目要求持续6小时以上。

2.应用场景拓展：储能正从传统的发电侧配套向“储能+”演进。包括数据中心备用电源、电动汽车

超充站配套以及微电网等。新加坡开始推出充储一体机项目，用于区域公共充电桩与商用停车场，实现“快充+储能”一体化运维。同时，AIDC储能市场的爆发，国内储能企业也纷纷推出AIDC储能专用产品方案，鹏辉能源推出的AIDC储能专用电芯瀚海系列85Ah已向客户小批量供货。

3.技术路线多元化：除锂电池外，钠离子电池与液流电池开始走向国际化。海四达钠星获得面向海外客户四年内不低于1GWh的战略订单；北京普能全钒液流电池系统成功出口美国，为亚洲长时储能市场提供了技术储备。

亚洲非中国各国家根据自身能源结构和政策目标，探索出不同的发展路径：日本、韩国作为亚洲发达国家，储能市场相对成熟但增长动力各有侧重；印度作为新兴经济体，储能市场潜力巨大且成为区域核心需求市场；东南亚国家凭借丰富的可再生能源资源和强烈的发展需求，成为储能应用的新兴市场；阿塞拜疆、乌兹别克斯坦等高加索、中亚国家则实现大型项目突破，成为新的增长极。

1.3.2 日本市场分析

日本储能市场在2025年呈现稳步增长态势，户用储能渗透率持续提升，工商业储能需求旺盛，虽为技术成熟市场，但实际并网速度缓慢，储备项目规模十分惊人，中国企业对日出口达7.75GWh，显示日本正逐步开放市场。

作为资源匮乏的岛国，日本对能源安全和能源多元化的重视程度极高，储能被视为提升能源自主率和保障电力供应稳定的重要手段。日本政府在2011年福岛核事故后加速了能源转型步伐，2018年提出“能源基本计划”，明确2050年实现碳中和目标，可再生能源占比提升至50%-60%；2025年日本通过修订《可再生能源法案》，持续提供FIT/FIP补贴，目标是到2030年提升可再生能源占比至36%-38%，长期政策导向为储能发展创造了稳定的市场预期。但日本对本土电池系统有严格的产品认证偏好，导致其系统成本高达中国的数倍，成本成为当地储能市场发展的最大挑战，不过高电价仍让工商业储能具备显著经济性。

户用储能方面，日本是全球最早发展户用储能市场的国家之一，2025年户用储能渗透率继续攀升。日本住宅以独栋房屋为主，屋顶光伏安装率高，为户用储能配套创造了天然条件；政府通过补贴政策推进户用储能推广，对于新建住宅安装储能系统给予补贴，显著降低了用户投资门槛；此外，日本频繁的自然灾害导致停电风险较高，户用储能作为应急电源的价值被广泛认可，进一步推动了市场发展。

工商业储能市场受电价上涨推动，需求保持强劲增长态势。日本工商业电价在全球主要经济体中处于高位，2025年电价较2020年上涨约30%-40%，峰谷电价差扩大至1.5-2倍，储能套利的经济性显著提升。大型工厂、商业楼宇、数据中心等高耗能用户成为工商业储能的主要客户群体，通过配置储能降低用电成本、提升供电可靠性；同时，日本企业对ESG表现日益重视，工商业储能作为绿色转型的重要抓手，获得了企业决策层的关注和投资。

1.3.3 韩国市场发展现状

韩国储能市场以工商业和电网侧为主导，户用储能占比较低。韩国是全球储能电池制造强国，LG

新能源、三星 SDI 等企业在储能电芯领域占据重要地位，但本土储能市场规模相对较小，产品主要面向出口市场。2025 年，韩国本土储能市场在安全和标准的双重驱动下实现了规范化发展，前期 ESS 火灾事故促使政府强化了安全监管和技术标准，行业规范化程度显著提高，尽管户用市场受安全事故影响略有放缓，但电网级储能仍是政府发展重点。

安全标准方面，韩国是全球储能安全标准最为严格的国家之一。2018-2019 年连续发生的 ESS 火灾事故，促使韩国政府开展了全面的事后调查和标准修订。现行标准要求储能系统必须通过 UL9540A 热失控测试、具备完善的消防系统和远程监控能力，电芯认证标准也大幅提高。这些标准虽然增加了项目投资成本，但有效提升了储能系统的安全运行水平，为行业长期健康发展奠定了基础。同时，韩国政府通过可再生能源组合标准（RPS）强制要求大型发电厂配套储能，从政策层面推动电网侧储能发展。

■ 表3 韩国储能安全认证主要标准

标准名称	测试内容	要求等级	认证周期
UL9540A	热失控蔓延测试	必须通过	4-6个月
KC认证	电气安全认证	强制性	2-3个月
消防认证	消防系统认证	强制性	2-3个月
EMC认证	电磁兼容测试	强制性	1-2个月

数据来源：EESA

1.3.4 印度市场发展潜力

印度储能市场目前处于起步阶段，但增长潜力巨大，被业界视为下一个爆发性增长市场，更是凭借强制性政策驱动成为 2025 年亚洲非中国储能市场的南亚核心，区域内最大需求国。2025 年前三季度中国企业在印度确认订单高达 13.25GWh，占亚洲除中国外市场的半壁江山，印度政府推出了一系列储能项目招标，吸引国际投资和技术合作，多个 GWh 级别的独立储能项目完成签约。

印度可再生能源装机快速增长，2025 年累计装机容量超过 180GW，其中光伏装机约 80GW，风电装机约 45GW，风光资源的间歇性特征对储能配套提出了迫切需求；根据印度《国家电力规划》，到 2031-2032 年需建设 47.24GW/236.22GWh 电池储能系统，以平衡 365GW 太阳能和 121GW 风能发电的波动，且印度太阳能开发总潜力高达 10,830GW，为储能提供了巨大的配套空间。

1.3.4.1 政策框架：强制配储与资金补贴双轮驱动

2025 年印度储能市场发展的核心驱动力来自政府层面密集出台的多项扶持政策，形成强制配储与资金补贴的双重驱动格局。

1.强制配储要求：印度中央电力局（CEA）明确规定，2025 年 2 月起所有光伏项目必须按装机容量的 10% 配套 2 小时储能系统，未来拟提升至 30%-40%。印度太阳能公司（SECI）2025 年 6 月启动的 2GW 并网光伏项目招标中，进一步细化要求：开发商每签约 1MW 光伏容量，须配置至少 500kW/2MWh 储能容量，且需在电网高峰时段每日按额定容量每 MW 输送 2 MWh 的交流电能。

2.资金支持计划：印度政府投入千亿卢比专项补贴，包括追加 540 亿卢比（约 45 亿元人民币）用于 30GWh 储能项目，并延长输电费用减免政策至 2028 年。在可行性缺口资金（VGF）机制下，储能开发商可获得项目资本金 30% 或 2700 卢比 /kWh 的补贴（以较低者为准）；为鼓励尽早投产，项目

如在预定投产日期前完工，还可获得装机投资 12% 的奖励。

1.3.4.2 中国企业参与度

印度已成为中国电池企业及系统集成商在亚洲最重要的战场之一。2025年前三季度，中国企业在印度确认的订单高达13.25GWh。参与形式多样：

1.电池出口：宁德时代、比亚迪等头部企业向印度本土集成商（如 Reliance、Tata Projects）供应电芯。

2.系统集成：鹏辉能源等部分中国企业通过与印度本地企业合作，提供完整的直流侧或交流侧系统，其通过Great Com 5MWh海外版集装箱系统，作为主供参与世界同一地点单体最大新能源 Khavda项目，该项目一期4GWh，2029 年会增加到30GWh，目前鹏辉能源一期参与722MWh(已发货)，今年二期持续合作；同时，在印度TATA项目中，交付200MWh大储项目等，鹏辉能源在印度头部储能企业销售市占率在中国企业中排名位居前列。

■ 表4 中国企业在印度储能市场主要布局

中国企业	合作方/项目	规模	时间	备注
鹏辉能源	Khavda可再生能源项目（一期）	722MWh	2025年（已交付）	-
鹏辉能源	TATA项目	200MWh	已发货	-
中汽新能	印度电网	1GWh	2025年（交付中）	-
蜂巢能源	印度某公司	769MWh	2025年5月	-

数据来源：EESA

1.3.4.3 市场机遇与挑战

政策层面的强制配储要求形成刚性需求，电池成本较五年前已减半降低了项目投资门槛，印度太阳能开发潜力为储能配套提供了广阔的市场空间。

印度储能产业仍面临多重发展瓶颈，首先，电池产业链基础薄弱，电芯产能几乎空白，高度依赖进口；其次，电力市场机制不完善，峰谷电价尚未全面实施，辅助服务市场仍在培育中，同时存在电网接入瓶颈；再次，融资成本较高，印度商业银行对储能项目贷款利率在 10% 以上，显著高于中国和欧美；最后，政策执行效率有待提升，部分规划的储能项目落地进度滞后于预期，还存在本地化政策风险。业内建议中企采取分阶段策略：短期内以电池、系统供应和技术合作为主，中长期布局本土产业链。

1.3.5 东南亚市场区域特点

东南亚储能市场呈现多点开花的发展态势，泰国、越南、菲律宾等国光伏加储能项目加速落地，与印尼等国共同构成亚洲非中国储能市场的东南亚 - 中亚增长极，区域政策重点开始转向电网灵活性改革，简化审批流程，并试点虚拟电厂（VPP）。

东南亚地区拥有丰富的太阳能资源，年均太阳辐照量在 1,800-2,000 kWh/m² 以上，光伏发电潜力巨大。随着光伏成本持续下降，光伏 + 储能模式的经济性日益凸显，成为东南亚储能应用的主要形态；海岛微电网、偏远地区供电等典型应用场景，为储能技术提供了独特的价值空间。

■表5 东南亚主要国家储能市场概况

国家	装机规模	主要应用	政策支持	市场特点
泰国	约500MWh	工商业、微电网	PDP规划明确	政策稳定
越南	约800MWh	光伏配套	FIT政策延续	增速快
菲律宾	约300MWh	海岛微电网	可再生能源法案	岛屿需求强
印尼	约200MWh	偏远供电	国家电气化计划	潜力大
马来西亚	约150MWh	工商业	净计量政策	发展平稳

数据来源: EESA

中国储能产品在东南亚市场占据主导地位, 凭借成本优势和性能竞争力, 市场份额超过 70%。中国储能企业不仅提供设备出口, 更逐步拓展系统集成、运维服务等增值业务, 在部分国家建立了本地化服务团队和备件仓库。

1.3.6 高加索及中亚市场发展突破

2025 年阿塞拜疆、乌兹别克斯坦等高加索、中亚国家储能市场实现关键突破, 成为亚洲非中国储能市场的重要增长极, 各国依托自身能源转型战略, 推动大型储能项目落地, 同时为中国企业带来了新的合作机遇。

1.3.6.1 阿塞拜疆市场: 能源转型驱动, 标杆项目落地

阿塞拜疆作为传统油气生产国, 正积极推进能源转型, 核心战略是减少国内天然气发电消耗以增加出口, 2025 年其储能市场实现了从规划到落地的关键突破, 储能被定位为支撑高比例可再生能源、提供黑启动、频率调节等电网稳定性服务的关键基础设施。

1.政策与规划: 国家能源公司 AzerEnergy 计划在 2027 年前将 2GW 的风电和光伏接入国家电网, 为配套电网稳定, 政府大力推动储能项目建设, 首个大型储能项目为政府全额出资的国家级重点能源工程。

2.典型项目: 2025年5月, 阿塞拜疆启动国内乃至独联体地区规模最大的储能项目 —— AzerEnergy Battery Energy Storage System, 总容量 250MW/500MWh, 选址在靠近首都的500千伏阿布歇隆变电站及中部地区的220千伏阿格达什变电站, 项目具备频率调节、峰值负荷管理、平滑可再生能源出力以及黑启动(电网事故后快速恢复)能力。

3.中企机遇: 中国企业鹏辉能源凭借其5MWh产品的技术优势和交付能力, 成为该项目核心储能系统供应商, 成功拿下这一具有战略意义的政府项目, 作为中国企业代表打开阿塞拜疆市场, 目前在该市场占有率位居第一。鹏辉能源在欧洲市场亦有丰富经验, 在罗马尼亚、芬兰等地均有储能项目且已实现发货, 为其参与高加索地区标杆项目奠定了技术基础和交付信誉。随着 2GW 可再生能源并网节点(2027 年)临近, 阿塞拜疆对储能的需求将持续释放, 预计后续独立储能项目将陆续展开; 高加索地区作为“一带一路”重要节点, 中国企业在光伏、风电 EPC 领域已深度参与, 储能将成为下一轮合作的重点。

1.3.6.2 乌兹别克斯坦市场: 中亚标杆, 模式可复制

乌兹别克斯坦成为中亚储能市场的区域标杆, 2025 年正在建设中亚首个“风电 + 储能”项目(200MW 风电 + 100MWh 储能), 由沙特 ACWA Power 主导, 亚行提供融资, 这一项目为周边中亚国家储能发展提供了可复制的商业模式范本, 推动中亚地区储能市场的整体发展。

1.4 北美储能市场分析

1.4.1 市场规模与增长预测

北美储能市场在2025年迎来高速发展新阶段, 美国正式成为全球第二大储能市场。受益于 IRA 法案(通胀削减法案)的政策激励、电网稳定性需求的增长以及储能技术成本的持续下降, 北美储能市场实现了量质齐升, 美国户用储能电池市场需求呈现多元化、高配套、强刚需特征, 叠加电网压力增大带来的备用电源需求提升, 推动市场需求持续释放。

装机量方面, 根据 SEIA Solar Industry Research、Wood Mackenzie 数据, 2025 年前三季度, 北美户储安装量约为 2.3GWh, 2025 年美国户储电池系统安装量预计达到 3.3-3.5GWh, 展现了强劲的市场增长动能。出货量方面, 2025 年美国户储电池系统出货量预计达 5GWh, 其中特斯拉等自产部分约 2GWh, ODM 口径出货量约为 3GWh, 成为分体机与 ODM 电池市场的核心组成。

增长预测方面, 北美户储年度新增出货量将保持 30%-35% 的年复合增长率, 展现出强劲的持续增长动力, 预计到 2028 年, 出货量将突破 12GWh, 市场规模较 2025 年实现翻倍增长。特别值得关注的是 ODM 模式的快速崛起, ODM 口径出货量年复合增长率预计达 35%-40%, 2028 年出货量预计达 8GWh, 成为市场主流模式。中国 ODM 供应商凭借强大的电芯制造能力、系统集成经验和成本控制能力, 深度参与北美储能市场, 且本土制造补贴(AMPC)进一步向 ODM 厂商倾斜, 驱动头部 ODM 厂商加速北美本土化布局。

1.4.2 市场驱动因素解析

光伏 + 储能成为北美市场最核心的需求形态, 驱动户储市场快速发展。2025 年前三季度, 美国新住宅光伏安装的电池配套率已升至约40%, 较 2024 年大幅提升, 体现了用户对储能价值的认知和接受度持续提升。加州、德州、亚利桑那州凭借优越的光照条件、较高的电价水平和政策支持力度, 储能配套率达到 15%-20%, 成为区域标杆市场, 预计 2028 年核心区域光伏电池配套率将突破 80%, 进一步推动户储市场需求释放。

■表6 美国主要州户储市场对比分析

州名	配套率	装机规模	电价水平	政策激励	停电风险
加州	18%	最大	高	SGIP补贴	中高
德州	15%	第二	中	无州补贴	高
亚利桑那	12%	第三	中	低补贴	低
夏威夷	25%	较小	最高	高补贴	低
纽约	8%	中等	高	中等补贴	中

数据来源: EESA

备用电源是另一项重要的刚需场景，近年来美国电网满负荷运行状态日趋频繁，极端天气导致的大规模停电事件时有发生，电网接近满负荷运行的现状让家庭备电需求成为核心消费考量。同时，部分住户存在峰谷套利 + 需求响应需求，成为市场需求的重要补充。

收益驱动力方面，电价上涨和峰谷价差扩大为储能创造了显著的套利空间。2025年10月美国居民平均电价较2024年同期上涨约5.2%，部分州电价涨幅超过10%，峰谷价差扩大至3-5倍，储能套利收益持续提升。更为重要的是，IRA 法案 30% ITC（投资税收抵免）政策延续至2032年，为储能投资提供了长期稳定的政策预期，对于符合条件的项目，30%的投资额可抵免联邦所得税，叠加部分州的额外补贴，综合补贴力度可达40%-50%。此外，联邦税收抵免政策虽对自有系统到期，但租赁系统补贴延续至2027年，催生新的商业模式，也为ODM厂商与渠道品牌的合作创造了新空间。

电网压力持续加大，数据中心等高耗能产业的快速增长成为新的驱动因素。预计到2028年，数据中心将消耗美国约6.7%-12%的电力，较2025年的约4%大幅提升，电网负荷压力显著增加。美国能源信息署（EIA）预测，2026年居民电价将达到约18美分/kWh，较2025年继续上涨约3-4美分。电网基础设施老化与负荷增长之间的矛盾，为分布式储能作为电网支撑手段创造了长期发展空间，且电网成本持续向居民端转移，将进一步提升户储产品的套利与备电价值。

市场收益结构也从当前的峰谷套利为主，向峰谷套利 + 容量市场 + 需求响应 + 备用电源多元组合转变，收益来源更加稳定，其中中低端性价比高的ODM机型IRR将维持15%-25%的高位，高端机型IRR维持10%-15%，ODM模式的收益率优势持续保持。

1.4.3 市场竞争格局深度剖析

北美户储市场呈现多元化竞争格局，不同类型企业采取差异化的竞争策略，市场玩家主要分为自产自用型和品牌 + ODM 型两大类，其中 ODM 模式凭借高性价比、灵活适配等优势，成为除特斯拉外的行业主流合作模式。特斯拉凭借垂直整合模式和强大的品牌影响力，占据约40%的市场份额；EG4 Electronics 等高性价比品牌通过渠道优势快速发展，出货量约1GWh，市场份额约20%；Enphase 和 SolarEdge 通过微型逆变器和储能的整合方案，在细分市场占据一席之地；FranklinWH 等新兴品牌逐步建立市场认知度，市场份额稳步提升。

■ 表7 美国主要州户储市场对比分析

企业	出货量	市场份额	核心策略	核心特点	竞争优势
Tesla特斯拉	约2GWh	约40%	垂直整合	垂直整合一体机（电芯+系统+逆变器），品牌影响力强、产品一体化程度高，具备高溢价能力	品牌+一体化
EG4 Electronics	约1GWh	约20%	高性价比	自助安装领域领军品牌，性价比最高，兼容离并网，适配性强	渠道+价格
Enphase	其他份额	约15%	微逆整合	能够与家庭的微逆变器和太阳能系统集成，优化电力管理，定价最高	技术独特
SolarEdge	其他份额	约12%	一体化方案	提供逆变器一体化解决方案	产品线全
FranklinWH	其他份额	约5%	差异化	新兴品牌，采用一体机设计	认知度提升

数据来源：EESA

1.4.3.1 核心企业发展特征

1.Tesla 特斯拉：能源生产和存储产品包含 Powerwall、Solar Roof 等，其中 Powerwall 是核心家用储能系统，现有 Powerwall 2、Powerwall + 和 Powerwall 3 三款型号。Powerwall 2 可独立使用，Powerwall + 需与特斯拉太阳能逆变器集成，Powerwall 3 在规格上升级且保留无限次循环保修，但与前两代不兼容。特斯拉采用垂直整合模式，实现电芯 - 系统 - 逆变器全产业链布局，品牌影响力强、产品一体化程度高，具备定价和溢价能力，但目前6个月交付周期成为常态，叠加政治争议、高溢价等因素，市场份额或持续萎缩。

2.EG4 Electronics：2020 年成立于美国得克萨斯州，专注高性价比太阳能与储能解决方案，核心使命是助力用户实现能源独立。主打 EG4 WallMount All Weather、EG4LL-S、EG4-LifePower4 等磷酸铁锂电池和 EG4 12KPV、18KPV、FlexBOSS Series 等逆变器等产品，电池放电深度高、扩展性强，与逆变器形成战略组合，适配住宅、商业、房车等多场景。与中国泽塔电源形成长期 ODM 战略合作，在售产品均通过 UL1973、UL9540A、UL9540 全套认证，兼容性强。据EESA统计，泽塔电源2024年全球家储出货量排名第五（EESA数据），北美户用储能2025年ODM出货量位居行业第一。

3.Enphase：2006 年成立的全球性能源技术公司，核心优势为智能微型逆变器，其产品可与几乎所有太阳能电池板配合使用。推出三款嵌入微型逆变器的家庭储能电池，最新型号 IQ Battery 5P 功率大幅升级，容量小但功率输出与大型电池相近；电池采用成捆安装的模块化设计，容量和功率可堆叠，方便房主按需选择容量，适配性强。

1.4.3.2 商业模式与供应链格局

自产自用型以 Tesla 为典型代表，全产业链布局，品牌溢价能力强，占据高端市场；品牌 + ODM 型以 EG4、SolarEdge 为代表，品牌方聚焦渠道建设、安装服务、市场运营，产品研发与生产环节交由专业 ODM 厂商完成，ODM 厂商负责电芯选型、BMS/PCS 系统开发、储能系统集成及产能交付，商业模式成熟且盈利性稳定，契合本土品牌轻资产运营需求。

中国供应商进一步巩固北美户储市场主导地位，泽塔等头部中国企业占据北美户储供应端 85%+ 的份额，技术创新、成本控制、交付能力、服务响应的核心优势持续凸显，成为北美户储储能市场的核心供应力量，支撑起本土渠道品牌的产品需求。同时，头部中国户储储能厂商加速北美本土化布局，完善组装、仓储、售后服务体系，缩短交付周期，降低关税与物流成本，提升与本地品牌、安装商的合作粘性，本土化成为中国 ODM 厂商的核心发展策略。

1.4.4 技术发展趋势与价格预测

1.4.4.1 产品结构：大容量化趋势显著

产品结构呈现明显的大容量化趋势，20kWh 以上产品占比持续提升，全屋备电 + 光伏高比例消纳成为核心需求，驱动大容量产品渗透率提升。2025 年，20-29kWh 容量产品占比约为 39%，预计 2028 年将提升至 50% 以上；30kWh 以上产品占比从约 15% 提升至约 25%；10kWh 以下小容量产品快速萎缩，占比将降至 5% 以下，这一趋势也反映了家庭电气化程度提升带来的用电量增长。

1.4.5 市场渗透率预测与区域差异

北美各州储能渗透率存在显著差异，政策支持力度、电价水平和电网条件是主要影响因素。全美户储市场渗透率预计从 2025 年的约 10% 提升至 2028 年的约 22%，渗透率突破 20%。加州和德州作为标杆市场，2028 年渗透率预计超过 30%，领跑全美；夏威夷因电价最高且电网独立，渗透率提升空间最大；加拿大安大略省凭借相对成熟的电力市场和政府的清洁能源政策，渗透率预计达到 18% 左右，成为北美户储市场的重要增长极。

1.5 南美储能市场分析

1.5.1 区域整体发展态势

2025 年，美洲储能市场呈现北美稳健领跑、南美爆发式增长的双重格局，南美洲储能市场目前处于快速发展的初期阶段，在可再生能源弃电问题加剧、电网稳定性需求上升及专项储能拍卖机制推动下，该区域正从能源转型的“跟随者”转变为全球储能创新的“试验场”，展现出巨大的增长潜力。

南美洲拥有全球最为丰富的可再生能源资源之一，水能、太阳能、风能储量均居于世界前列，智利、巴西等国在可再生能源配套储能方面积极开展探索，多个大型光储项目进入规划和建设阶段。南美储能市场的发展不仅有助于提升可再生能源消纳能力，更可为区域电力系统稳定性提供重要支撑，市场前景广阔。

根据拉丁美洲能源组织（OLADE）发布的数据，截至 2025 年 7 月，拉丁美洲及加勒比地区已投运储能装机容量达 2679.07 MW，其中电池储能系统（BESS）以 1680.57 MW 占据主导地位，占比高达 62.73%；抽水蓄能装机 994 MW，占比 37.10%，主要集中在传统水电资源丰富的国家；飞轮储能等其他技术装机 4.5 MW，处于早期示范阶段，锂离子电池在电池储能系统中占据绝对主导地位。

南美储能市场呈现“一超多强”的国别分布特征：智利以 1105 MW 的装机容量领跑全区域，占区域总装机的 41.2%；巴西以 171.25 MW 的装机容量快速追赶，作为区域最大电力市场发展潜力突出；墨西哥（虽属北美，常纳入拉美统计）装机 192 MW，阿根廷、秘鲁等国则处于起步阶段。

未来需求方面，OLADE 预测显示，为支持可再生能源整合和提升电力系统稳定性，拉美地区储能需求将呈现指数级增长：2030 年需新增储能容量约 24 GW，对应投资规模约 240 亿美元；2035 年需求将攀升至 46 GW，投资规模扩大至 460 亿美元。目前该地区已有约 9 GW 的项目处于运营、在建或规划阶段，与 2030 年目标相比仍有 15 GW 的缺口，发展空间巨大；在加速脱碳情景下，到 2050 年拉丁美洲需部署 80 GW 的电池储能系统，以支撑近 1000 GW 的新增发电容量。

1.5.2 核心驱动因素

南美储能市场的爆发式增长，源于可再生能源渗透率提升与弃电压力、政策创新、产业刚性需求的重三重共振，多重驱动因素形成合力，推动市场从规划走向落地。

1. 可再生能源弃电问题加剧：南美洲可再生能源发电基础全球领先，但高渗透率带来严峻的电网平衡挑战。智利截至 2025 年 6 月，非传统可再生能源（NCRE）装机容量达 17.3 GW，占全国电力系统的 48%，发电量占比达 40%，其中太阳能光伏已运营装机 10.9 GW，在建 3.2 GW，2024 年弃光量

接近 6000 GWh，2025 年上半年弃光量 2421 GWh，同比增长 20%；巴西 2024 年东北部地区可再生能源弃电率达到 21%，光伏渗透率 2024 年达 22.2%，电网调峰压力日益凸显。智利国家电力协调局研究显示，2 GW 的电池储能可以将可再生能源削峰减少高达 40%，并每年节省约 5 亿美元的系统运营成本。

2. 政策创新与专项机制推动：智利、巴西、阿根廷、墨西哥等国纷纷出台储能专项立法、启动独立储能拍卖、推出招标项目，从顶层设计层面为储能发展提供支撑，明确储能盈利模式、保障项目收益，吸引国际投资与技术合作。

3. 产业刚性用电需求：南美多国矿业、制造业等支柱产业用电需求巨大且对供电稳定性要求高，储能可提供稳定的电力供应，同时助力产业绿色转型，形成刚性的市场需求。

1.5.3 智利市场分析

智利是南美储能市场的领跑者，市场发展势头良好，正在逐步释放其丰富的光热资源潜力，2025 年市场呈现爆发式增长态势，且凭借十余年的监管演进，成为南美储能政策最完善、盈利模式最清晰的国家。

智利北部阿塔卡马沙漠地区太阳辐照量极高，年辐照量超过 2,500 kWh/m²，是全球光伏发电条件最优越的地区之一，光伏发电装机快速增长，储能配套需求随之提升。矿业是该国的支柱产业，大型铜矿用电需求巨大且供电稳定性要求高，储能可提供稳定的电力供应，同时助力矿业绿色转型，工商业储能也成为智利储能市场的重要应用场景。

1.5.3.1 装机进展与发展目标

截至 2025 年中，智利储能市场建设进度显著：已投入运营的储能项目近 1 GW（超 900MW）；571 MW 处于电网互联测试阶段；3.9 GW 正在建设中。智利能源部长迭戈·帕尔多表示，该国将在 2026 年 1 月实现 2 GW 储能系统的目标，考虑到整个项目组合，智利到 2050 年实现 6 GW 储能系统的目标已完成 81%，预计到 2026 年底将完成 5.47 GW。

1.5.3.2 政策体系：立法先行构建清晰盈利模式

智利储能市场的成功得益于持续十余年的监管演进，从法律定义到运营细则，从独立储能入市到容量价值补偿，逐步构建起完善的政策体系，明确了独立储能的盈利模式，为市场发展奠定基础：

1. 2016 年第 20.936 号法案：首次对储能系统进行法律定义，承认其对电力系统安全、充足和经济效率的贡献。

2. 2019 年最高法令 Ds125：引入储能系统与电网协调运营的细则，目前正在更新中。

3. 2022 年第 21.505 号法案（储能与电动汽车法）：里程碑式立法，明确允许独立储能系统（不与发电厂捆绑）通过批发市场提供能源和容量获取收入，彻底改变了独立储能的盈利模式。

4. 2023 年 DS70 法令：修改容量支付规则，为独立 BESS 的容量价值评估和补偿提供明确方法。

5. 2025 年 DS88 法令公众咨询：旨在允许 BESS 利用“电网容量裕度”进行注电，并计划引入新的“基础能源价格”以提供更清晰的经济信号。

1.5.3.3 典型项目布局

智利政府积极推动可再生能源与储能项目招标，吸引了众多国际投资者和开发者的关注，同时工商业储能项目落地加速，形成多个典型应用案例：

■ 表8 智利主要储能项目规划

项目名称	规模	类型	开发商/合作方	状态	备注
AES Andes 储能项目	560MWh	独立储能	AES	在建	-
CEME 储能项目	200MWh	光储一体	本地开发商	规划中	-
矿业微电网项目	多个	工商业	多家	运行中	助力矿业绿色转型，保障供电稳定
智利圣地亚哥食品厂能源管理项目	首期 5.2MWh,后期扩容至 15.6MWh	工商业 EMC	鹏辉能源 + 智利知名食品企业	落地运营	智利首个工商业 EMC 案例

数据来源：EESA

1.5.4 巴西市场发展动态

巴西作为南美最大经济体，储能市场发展潜力巨大但目前仍处于早期阶段，2025 年迎来储能市场发展的关键节点，首次启动独立储能拍卖，市场从规划逐步走向落地。

巴西水电资源极为丰富，水电装机占总装机容量的约 60%，但水电出力受气候条件影响显著，干旱年份发电量大幅下降，储能可在水电出力不足时提供补充电力，提升电力系统对气候波动的适应能力。近年来，分布式光伏在巴西呈现爆发式增长，配储需求逐步释放，工商业和户用储能市场开始启动，同时可再生能源弃电率居高不下，电网调峰需求迫切，进一步推动储能市场发展。

1.5.4.1 核心政策动作：启动首次独立储能拍卖

2025 年巴西确认举行首次独立储能拍卖，合同容量 300 MW，放电时间要求 4 小时，成为巴西储能市场发展的重要里程碑。巴西能源部长亚历山大·西尔维拉明确表示：“电池拍卖的目的是促进巴西的电池技术发展，并试图吸引华为和其他大型电池生产商将技术带到巴西”，该拍卖将推动国际储能企业与巴西本土市场的合作，加速技术落地与产业链培育。

1.5.4.2 发展机遇与挑战

巴西储能市场面临机遇与挑战并存的局面，未来发展需依托政策落地、完善市场机制、解决产业链与融资问题。

机遇：可再生能源发展目标明确，政府支持绿色能源转型，独立储能拍卖等政策为市场发展提供支撑；电力市场需求持续增长，储能有助于提升供电稳定性、解决电网调峰与弃电问题；分布式光伏快速发展，配储成为自然延伸，户用与工商业储能需求逐步释放；作为南美最大电力市场，消费基础雄厚，吸引国际企业与资本参与。

挑战：电力市场机制有待完善，储能商业模式尚未成熟，收益来源仍需进一步明确；融资成本较高，项目投资回收期长，制约中小项目落地；本地产业链薄弱，产品依赖进口，缺乏本土电芯与系统集成产能；电网基础设施有待升级，部分地区并网条件有限。

1.5.5 南美其他国家市场动态

除智利、巴西外，阿根廷、墨西哥等南美（含拉美）国家也在 2025 年加速储能市场布局，通过招标项目、明确配储要求等方式，释放储能市场需求，成为南美储能市场的重要组成部分：

1.阿根廷：2025 年初启动价值 5 亿美元的“Alma GBA”招标项目，最终授予近 700 MW 电池储能系统，计划 2026 年部署，吸引国际储能企业参与，推动大型储能项目落地。

2.墨西哥：新政府提出到 2030 年至少 45% 清洁能源目标，未来风能和太阳能项目将被要求包含相当于项目容量 30% 的 BESS，通过强制配储形成刚性需求，推动光伏 + 储能、风电 + 储能项目发展。

阿根廷、秘鲁等其他国家目前储能市场仍处于起步阶段，装机规模较小，但依托丰富的可再生能源资源和政策引导，未来具备较大的增长潜力。

1.5.6 市场前景与发展建议

南美储能市场有望在未来五年进入快速发展期，可再生能源装机占比持续提升带来的配套需求、电网稳定性提升的刚性需求、政策创新带来的市场机遇，以及国际投资和技术合作的深化，将成为市场增长的核心驱动力，智利、巴西将成为区域核心增长极，带动阿根廷、墨西哥等国市场逐步发展。

1.5.6.1 对政府的发展建议

1.完善电力市场机制，明确储能能在批发市场、容量市场的参与规则，丰富储能盈利模式，为储能参与电力市场交易创造条件；

2.持续推进储能政策创新，结合本国能源结构制定专项储能发展规划，出台财政补贴、税收优惠等支持政策，鼓励投资和技术创新；

3.加强电网基础设施建设与升级，优化并网条件，降低储能并网门槛；

4.推动本土储能产业链培育，通过招商引资、技术合作等方式，吸引国际储能企业落地，培养本土技术人才与制造能力。

1.5.6.2 对投资方/企业的发展建议

1.关注优质项目机会，优先选择政策环境友好、市场需求明确、并网条件完善的区域（如智利、巴西核心地区）布局项目；

2.与本地合作伙伴建立紧密合作关系，深入了解本土市场规则与需求，降低投资与运营风险；

3.采用先进技术方案，结合南美市场需求特点，推出适配光伏 + 储能、独立储能、工商业 EMC 等场景的产品，提升项目竞争力；

4.参与当地储能产业链建设，通过技术转移、本土组装等方式，契合各国本土化发展需求，提升品牌认可度与项目落地效率；

5.聚焦南美核心应用场景，如矿业微电网、工商业储能、可再生能源配套储能，挖掘刚性需求，保障项目收益。

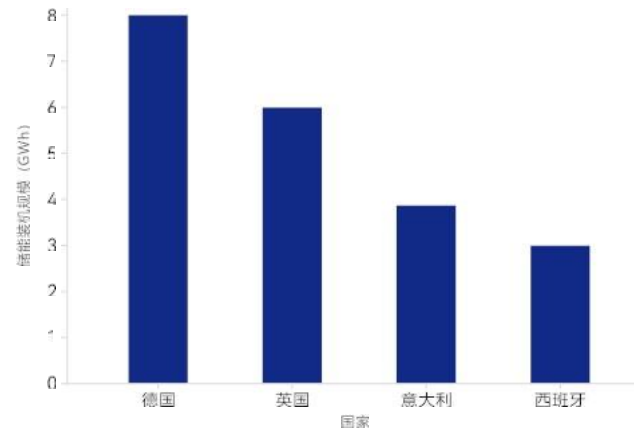
1.6 欧洲储能市场分析

1.6.1 区域整体发展概况

欧洲储能市场在能源转型大背景下快速发展，正逐步成为全球储能产业的重要增长极。俄乌冲突

引发的能源危机深刻改变了欧洲的能源战略，各国加速推进可再生能源和储能建设，以降低对外部能源的依赖、提升能源自主安全水平。户用储能和工商业储能均呈现强劲增长势头，德国、英国、意大利、西班牙等国成为主要市场。欧洲储能市场的特点是政策支持力度大、技术水平高、标准体系完善，同时也面临电价波动、供应链本地化要求等挑战。

■ 图4 欧洲主要国家储能装机规模对比



数据来源: EESA

1.6.2 德国市场分析

德国是欧洲最大的户用储能市场，也是全球户用储能发展的标杆市场之一，储能与光伏系统呈现高度协同发展特征。当前，德国新建户用光伏系统中配套储能的比例约为60%-80%，处于全球领先水平，反映出成熟的市场认知及完善的政策机制。

在政策层面，德国通过金融支持与税收激励相结合的方式推动户用储能发展，包括KfW 275计划等低息贷款工具及光储系统增值税减免政策。同时，较高的居民电价水平与成熟的分布式能源管理体系，进一步提升了储能系统的经济性与可行性。

从产品形态看，德国户用储能系统以5-15kWh容量段为主，其中约10kWh产品最为主流。系统架构方面，分体式方案与一体化方案并存，并呈现向集成化发展的趋势。用户对产品安全性、品牌信誉及售后服务的要求较高。

从竞争格局看，德国户用储能市场呈现“头部集中+多元竞争”的特征。Tesla、Sonnen、BYD及Senec等品牌构成第一梯队，其中Sonnen在本地高端市场具备较强品牌优势，而Tesla凭借一体化产品在全球范围内具备较高影响力。

■ 表9 德国主要国家储能市场概况

品牌	市场地位	产品特点	定位
Tesla	第一梯队	一体化 (Powerwall)	高端
Sonnen	第一梯队	本土高端、虚拟电厂	高端
BYD	第一梯队	模块化、电池优势	中端
Senec	第一梯队	本土渠道强	中高端
其他	长尾	多元化选择	分散

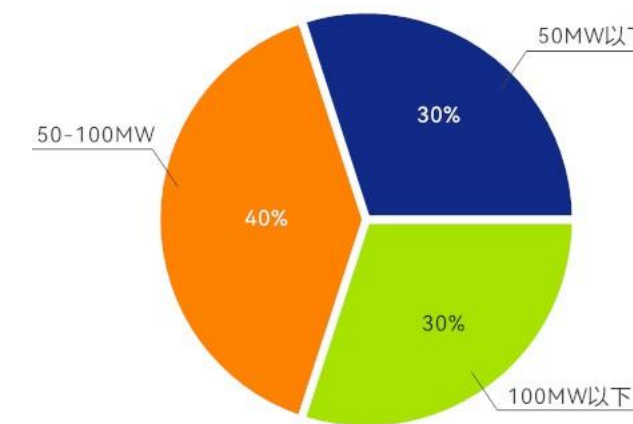
数据来源: EESA

1.6.3 英国市场分析

英国大型电网侧储能项目快速推进，成为欧洲储能市场的新亮点。英国电力市场机制相对成熟，储能参与电力市场交易和辅助服务的收益较为可观，为储能投资创造了良好的经济性基础。近年来，英国储能市场快速增长，多个大型独立储能项目进入建设和投运阶段，总体规模已位居欧洲前列。

市场特点方面，英国储能市场以大型项目为主，户用和工商业市场相对较小。电力市场采用容量市场机制，储能可通过容量拍卖获得稳定收益；辅助服务市场发达，储能在频率响应、备用容量等服务中价值显著。英国政府对储能发展持支持态度，简化了储能项目的规划和并网流程，有利于项目快速落地。

■ 图5 英国储能项目规模分布



数据来源: EESA

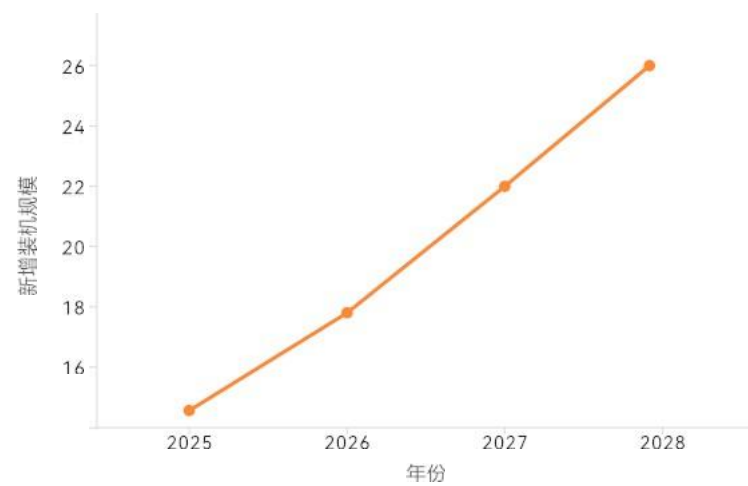
1.6.4 技术标准与认证体系

欧洲市场对储能产品的安全标准要求严格，是进入市场的重要门槛。UL9540A、IEC62619等认证为市场准入基础，储能系统必须通过热失控测试、机械安全测试、电气安全测试等多项检测。欧洲对循环寿命的要求更为严苛，通常要求电芯循环寿命达到6000次以上（80%SOH），系统循环寿命达到5000次以上。中国储能产品进入欧洲市场需完成本地化认证和适配，包括电压等级、通信协议、消防标准等方面的调整。

1.6.5 市场前景预测

欧洲储能市场预计将保持20%以上的年复合增长率，持续稳健发展。户用储能渗透率在政策支持 and 用户认知提升的双重推动下持续攀升，德国渗透率已处于高位，意大利、西班牙等国仍有较大提升空间。工商业储能受电价波动影响需求增长，大型工商业用户对能源成本控制和电力保供的需求强烈。电网侧储能项目在各国电力系统灵活性需求拉动下快速发展。

■ 图6 欧洲储能市场规模预测 (2025-2028)



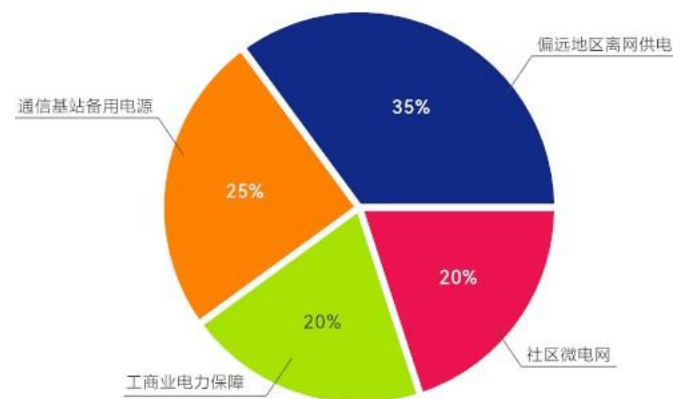
数据来源: EESA

1.7 非洲储能市场分析

1.7.1 市场现状与应用场景

非洲储能市场目前处于起步阶段,但在特定的应用场景中展现出独特价值。非洲是全球电力可及率最低的大陆,约6亿人口无法获得稳定电力供应,这为储能+分布式光伏创造了巨大的刚需市场。主要应用场景包括:偏远地区离网供电、通信基站备用电源、工商业用户电力保障、社区微电网等。这些场景的特点是:缺乏电网覆盖或电网不稳定、用电需求相对集中、用户支付意愿和能力有限,要求储能方案具备高可靠性、长寿命、易维护和成本低的特点。

■ 图7 非洲储能市场主要应用场景分布



数据来源: EESA

1.7.2 南非市场分析

南非是非洲储能发展较快的市场,电力短缺问题推动户用和工商业储能需求。南非国家电力公司 Eskom 面临发电能力不足、设备老化、维护不善等多重问题,实施负荷限电已成常态,2023年部分地区累计停电时间超过200天。这一严峻形势促使居民和企业寻求自备电源,光伏+储能系统成为首选方案。

市场规模方面,南非户用储能市场近年来快速增长,中高收入家庭安装光伏+储能系统比例显著提升。工商业储能同样需求旺盛,购物中心、工厂、办公楼为保障正常运营,纷纷配置储能系统。市场以分体式设计为主,安装灵活性和可扩展性是用户关注的重点。中国储能产品在南非市场具有较强竞争力,华为、阳光电源、比亚迪等品牌已建立市场认知。

■ 表10 南非储能市场特点分析

维度	现状	趋势	主要挑战
户用市场	快速增长	持续扩大	支付能力有限
工商业市场	稳步发展	需求释放	电价不确定性
电网侧项目	较少	开始规划	政策待完善
产业链	依赖进口	本地化尝试	基础薄弱

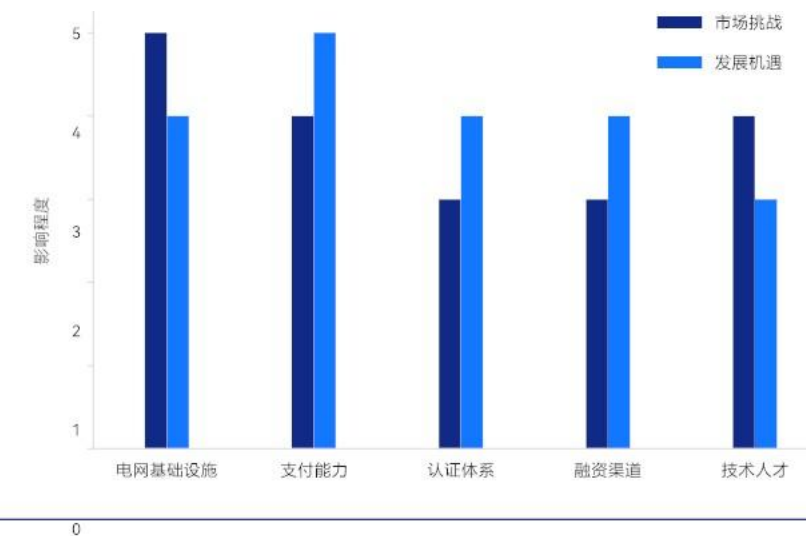
数据来源: EESA

1.7.3 市场挑战与机遇并存

挑战方面,非洲储能市场面临多重发展障碍。电网基础设施薄弱,电力传输和分配网络覆盖率低;消费者支付能力有限,高价值储能产品的购置门槛较高;产品认证和标准体系不完善,产品质量参差不齐;融资渠道有限,项目投资回收期较长;专业技术人才缺乏,设备维护和服务能力不足。

机遇方面,非洲储能市场也存在巨大的发展潜力。电力供应不稳定创造了刚性需求,储能+光伏成为解决电力可及性的重要手段;光伏成本持续下降,光储系统经济性不断提升;政府和国际组织积极推动电气化进程,发展资金和技术支持逐步到位;移动支付等数字技术在非洲普及,为光储付费模式创新创造了条件。

■ 图8 非洲储能市场发展障碍与机遇分析



数据来源: EESA

1.8 大洋洲市场分析

1.8.1 澳大利亚市场爆发式增长

澳大利亚储能市场在2024-2025年进入加速发展阶段,成为全球储能市场的重要增长极。在公用

事业级电池储能领域，澳大利亚已跃升为全球第三大市场之一（按装机容量计），仅次于中国和美国。

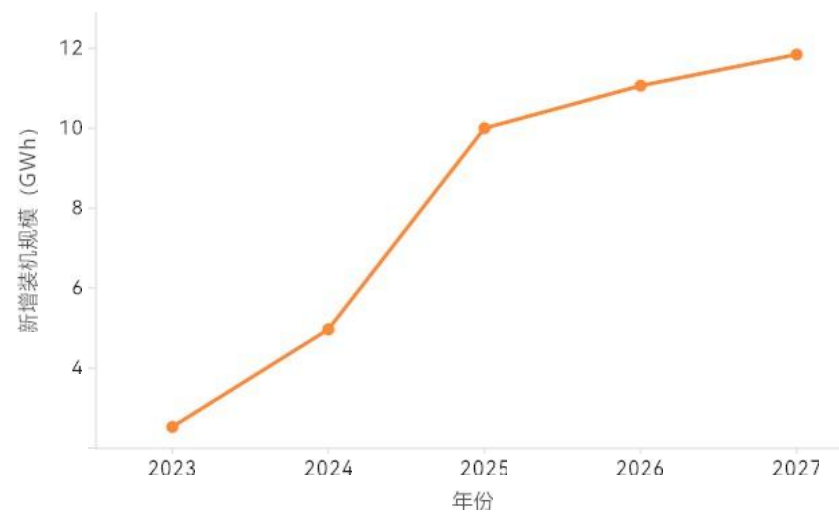
从人均装机水平看，澳大利亚凭借较小的人口基数与快速增长的大型储能项目，人均储能装机处于全球领先水平，显著高于主要经济体。

从项目进展看，在澳大利亚国家电力市场（NEM）范围内，2024年9月至2025年9月期间，约有2.94GW/6.48GWh的储能项目进入试运行阶段，显示出极高的建设与并网节奏。截至2025年9月底，NEM已并网（含试运行）的公用事业级储能装机规模已达约4.4GW/8.4GWh。

若将Waratah Super Battery等大型项目纳入统计，全国储能总规模已超过5GW/10GWh。

展望未来，在能源转型及电力系统灵活性需求驱动下，澳大利亚储能市场仍将保持快速增长态势，预计到2027年前后，主要州累计储能装机规模有望实现翻倍增长，并向10-12GW级别迈进。

■ 图9 澳大利亚储能装机增长曲线



数据来源：EESA

1.8.2 驱动因素深度解析

澳大利亚储能市场的快速增长，是能源转型目标、电力市场机制及政策支持多重因素叠加的结果。

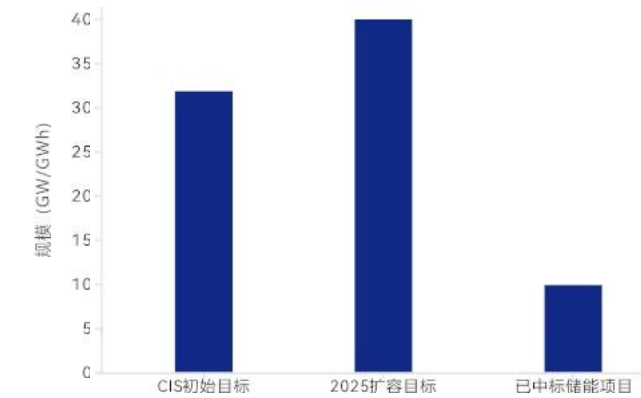
在能源转型方面，澳大利亚提出到2030年实现碳排放较2005年下降43%、2050年实现净零排放，并明确将可再生能源发电占比提升至约82%（NEM范围）。在当前占比约40%的基础上，大规模风光装机与煤电机组加速退役，将持续释放对储能的结构性需求。

在电力市场机制方面，澳大利亚国家电力市场（NEM）以能量市场为主导，价格完全市场化，呈现出显著的波动性与灵活性。市场价格区间覆盖负电价至高电价水平，价差空间显著；同时，5分钟结算机制与无日前市场设计，使得价格信号更加敏感，储能快速响应能力得以充分变现。此外，区域统一电价机制在一定程度上降低了储能项目选址与运营复杂度。

在政策层面，Capacity Investment Scheme（CIS）作为核心支持工具，通过类“收益托底”机制降低项目投资风险，推动储能与可再生能源协同发展。该机制整体规模已达数十GW级别，并持续扩容，为储能项目提供长期稳定的投资预期。

在多重因素驱动下，澳大利亚储能市场已形成“高波动电价+高可再生能源占比+政策托底”的独特发展模式，成为全球储能商业模式最具代表性的市场之一。

■ 图10 澳大利亚CIS计划执行进展



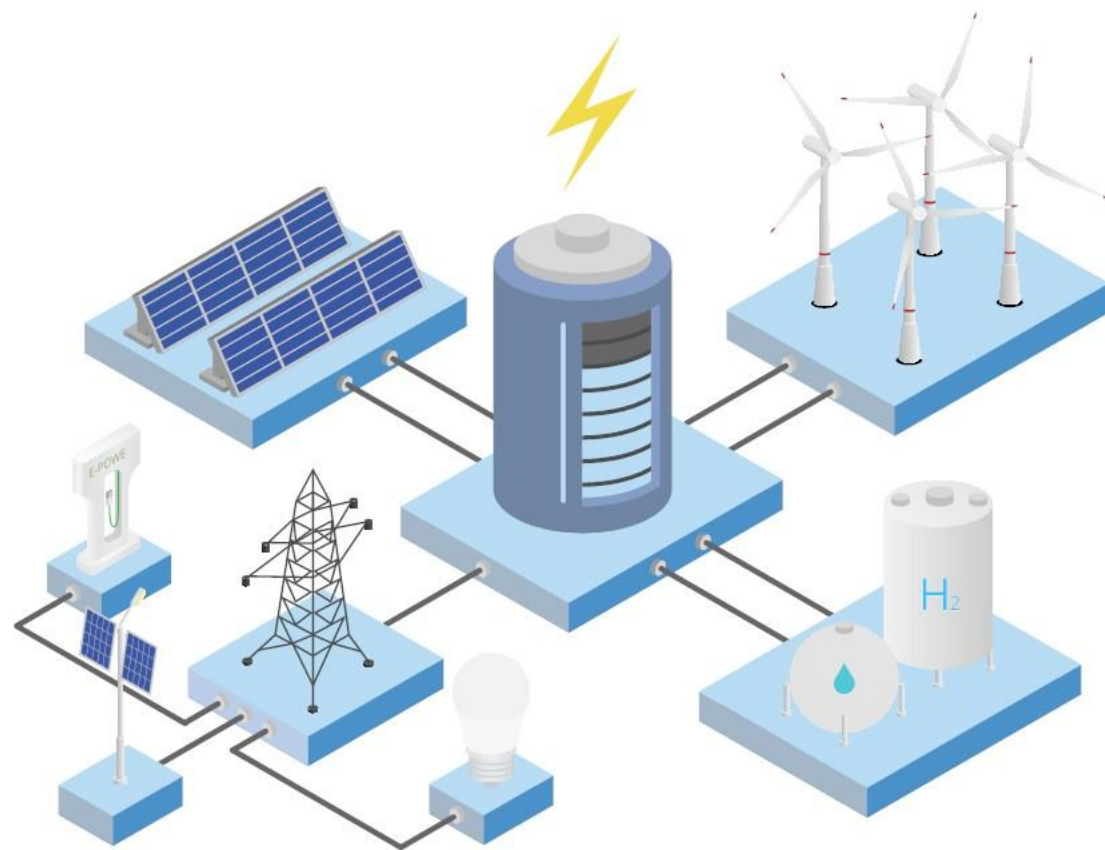
数据来源：EESA

1.8.3 市场改革与服务创新

澳大利亚电力市场持续改革创新，为储能创造了更多的服务产品和收益来源。2025年3月生效的频率性能支付机制（FPP），提升了频率调节服务的价格透明度和竞争性；预计2025年12月生效的系统强度采购和惯量采购机制，为储能提供了新的辅助服务收益来源。

支持协议类型日益多样化，满足了不同投资者的风险偏好和收益要求。实物支持协议适合风险偏好较低的投资者；虚拟支持协议提供了灵活的对冲工具；收入掉期协议帮助投资者管理电价波动风险；容量掉期协议确保容量收益的稳定性；无功补偿支持协议为储能提供了额外的无功服务收入；部分可靠性购售电协议是储能与新能源发电的融合模式。

第二章 锂电储能关键技术



2.1 储能电池

在全球碳中和目标引领与新型电力系统建设加速的双重驱动下，储能产业已进入规模化发展的关键阶段。作为储能系统的核心组成部分，储能电池的技术迭代速度与性能突破程度，决定着储能系统的安全可靠性、经济适用性与长期稳定性。2025年以来，随着“136号文”正式落地，储能行业从政策驱动转向市场驱动，行业竞争焦点也从单纯价格比拼转向价值创造的综合较量，大容量、长寿命、高安全、高集成已成为储能电池的核心发展导向。其中，磷酸铁锂（LFP）体系凭借优异的安全性能与突出的成本优势，持续占据市场主导地位，而大电芯的规模化量产与场景化适配，更是成为推动行业降本增效、提升系统集成效率的核心引擎。

2.1.1 大电芯的行业发展背景

2025年强制配储政策退出后，储能行业正式进入市场化发展阶段。新能源发电企业对储能电池的全生命周期成本、循环寿命及安全稳定性提出更高要求，倒逼企业通过技术创新实现性能与成本的精准平衡。与此同时，全球储能市场空间持续扩容，市场需求不断升级——源网侧长时储能、大型风光基地配套等场景对大容量电芯的需求呈爆发式增长，直接推动电芯容量从314Ah等第二代产品，加速向500Ah+，600Ah+等第三代大电芯迭代。

从行业核心诉求来看，储能系统对能量密度提升与成本降低的需求，直接驱动了大电芯技术的快速发展。相较于小容量电芯，大电芯具有三大显著优势：一是减少电池包内电芯数量与连接部件，降低集成复杂度；二是提升系统能量密度，优化空间利用效率；三是通过规模效应降低单位容量成本，契合行业降本需求，成为储能电池技术升级的必然选择。

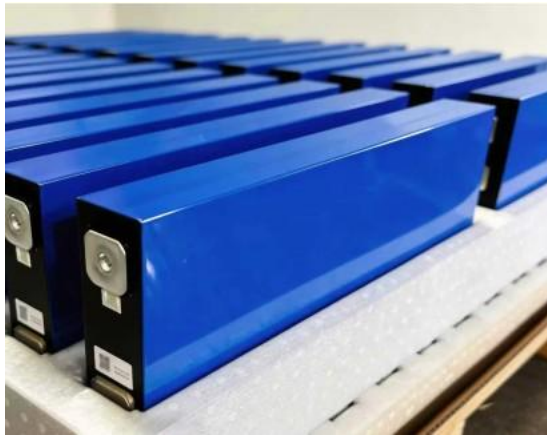
从场景适配角度而言，源网侧长时储能、工商业储能、海外户用与电网侧调峰等多元化场景，对电芯的容量、循环寿命、安全防护提出了差异化要求。大电芯凭借适配性强、集成效率高的优势，在4小时以上长时储能项目与大型集装箱式储能系统中展现出不可替代的应用价值，进一步巩固了其技术主流地位。

2.1.2 大电芯主要参数对比

当前行业大电芯产品已形成500Ah+，600Ah+为核心的规格体系，企业通过材料配方优化、生产工艺创新与结构设计升级，实现关键性能的协同突破，具体参数对比如下：

代际	第一代	第二代	第三代	
标称容量	280Ah	314/320/325Ah	588Ah	684Ah
循环寿命@70%SOH	9000次	9000次	10000次	9000次
能量密度	350+Wh/L	390Wh/L	410+Wh/L	440+Wh/L
倍率	0.5P	0.5P	0.5P	0.25P (兼容0.5P)
生产工艺	卷绕	卷绕	卷绕	叠片

■ 图11 欣旺达684电芯实物图



图片来源：欣旺达

2.1.3大容量电芯主要应用场景

源网侧长时储能：在“沙戈荒”风光基地、特高压外送通道配套储能等重点项目中，500Ah+，600Ah+大电芯展现出显著优势，可支撑20尺集装箱系统能量密度提升至6MWh以上，较传统方案减少占地面积15%-20%大幅降低土建与系统集成成本，既能满足新能源消纳的长时储能需求，又能为电网调峰提供稳定支撑。

工商业储能：针对大型工厂、数据中心、工业园区等工商业场景，大电芯通过长循环寿命与高集成效率，有效缩短项目投资回收期。同时，适配峰谷套利、需量管理、光伏消纳等多元化盈利模式，成为工商业用户降低用能成本、提升能源利用效率的核心选择。

全球化市场适配：海外市场对储能电池的安全标准（如UL9540A、IEC62619）与循环寿命要求更为严苛，大电芯通过国内外权威认证，可灵活适配欧美、东南亚等地区的户用储能、工商业储能及电网侧储能项目，为全球能源转型提供可靠的产品支撑。

2.1.4大容量电芯技术路线

材料体系：磷酸铁锂体系仍是当前大电芯的主流材料方向，其核心优势体现在三方面：一是热分解温度超800°C，安全性能突出；二是循环稳定性强，可满足长时储能需求；三是成本可控性高，契合行业降本导向，完全适配储能场景对安全性与经济性的双重诉求。

工艺创新：叠片与卷绕工艺呈现“并行发展、场景细分”格局。叠片工艺通过优化极片堆叠精度，有效解决大电芯R角应力与循环变形问题，能量密度较卷绕工艺提升5%-8%，更适用于684Ah等超大容量电芯生产，卷绕工艺凭借成熟度高、生产效率高的优势，在500Ah+等规格电芯中实现成本与性能的平衡，可满足规模化量产需求。

痛点突破：当前大电芯技术面临一致性控制、热管理优化、成本控制三大核心挑战。头部企业通过三大技术创新实现关键突破：一是材料配方优化与结构创新，提升循环寿命和能量密度；二是智能制造技术应用，降低热失控风险，显著提升安全性能；三是全产业链协同，进一步降低单位容量成本，推动大电芯技术规模化应用。

在聚焦磷酸铁锂大电芯的同时，储能电池行业呈现“主辅协同”的多元化发展格局：一方面，“磷酸铁锂+液流电池”“磷酸铁锂+飞轮储能”等混合储能模式快速兴起，可适配长时储能与调频调峰等复杂场景；另一方面，钠离子电池、全钒液流电池等非锂技术在极端环境、超长时储能场景中形成有效补充，与磷酸铁锂大电芯共同构建覆盖多场景的多元化储能技术体系。

2.1.5全链条安全防护体系

安全是储能电池的核心底线，行业领先企业通过“本征安全-结构安全-智能防护”的全链条设计，构建覆盖电芯全生命周期的安全防控方案，从源头到应用全面保障储能系统安全：

本征安全强化：采用高稳定性磷酸铁锂正极、石墨负极与高安全电解液，通过精准补锂配方设计，大幅降低电芯热失控产气速率与总量，从材料层面遏制安全风险，通过GB/T 36276-2023，UL1642/UL1973/UL9540A，IEC62619/UN38.3/DNV Bankability等多项国内外认证。

结构安全创新：创新“热电分离技术”，将电气空间与热失控排气空间完全隔离，彻底阻断热失控蔓延路径；优化极耳与极柱设计，采用同侧出极柱方案，减少结构件占用空间，同时提升电池包集成效率与安全冗余；提升电芯封装的机械强度，有效抵御运输与安装过程中的冲击振动，保障结构稳定性。

全场景安全验证：通过过充、挤压、针刺、海水浸泡、高温燃烧等严苛安规测试，覆盖-35°C至60°C极端温度、高湿高盐雾等复杂环境；搭配三维散热技术，将电芯温差控制在3°C以内，兼顾安全性能与循环寿命稳定性。

智能安全预警：集成高精度智能视觉检测体系，实现PPB级极片缺陷拦截；通过AI智能诊断平台整合电压、温度、膨胀力等多维度数据，建立故障预警模型，推动安全防护从“被动防护”向“主动预警”的转型，提前规避安全风险。

2.1.6关键制造与材料技术创新

智能制造技术：采用“AI闪叠”等先进制造工艺，通过光学成像与智能算法精准控制极片堆叠，有效解决大电芯一致性难题；搭建全流程数字化管控系统，实现生产过程实时监控与参数动态优化，为超大容量电芯规模化量产提供技术支撑。

长寿命技术突破：通过“锂源缓释补偿”“SEI膜成分调控”等核心技术，构建低膨胀、低锂损耗的电芯体系，结合多机理寿命预测模型，实现684Ah电芯20年服务寿命，全生命周期成本下降达到13%，有效解决长时储能项目电芯替换难题。材料体系优化：正极材料通过掺杂改性提升容量与循环稳定性，电解液优化配方增强低温性能与安全冗余，隔膜采用复合涂层技术提升机械强度与热稳定性。通过全材料体系的协同优化，实现性能与成本的精准平衡，进一步提升大电芯综合竞争力。

2.1.7系统集成与协同创新

高集成效率设计：大电芯通过绝缘层喷涂与双绝缘设计，适配高压、凝露、高温等复杂环境，有效避免高压拉弧失效；同时优化极耳布局与连接方式，降低装配难度与能量损耗，助力系统能效提升。

跨领域协同研发：突破传统供需模式，与系统集成商、电网企业开展深度协同，共同定义电芯参数与技术标准—使电芯与储能系统匹配度提升，大幅缩短产品验证周期，加速技术成果转化从研发到应用的转化，形成“需求-研发-应用”的闭环创新模式。

全球化合规适配：产品通过GB/T36276、IEC62619、UL1973、UL9540A等国内外权威认证，针对欧美、东南亚等不同区域的政策要求与应用场景，优化产品设计以满足差异化合规需求，为全球化市场布局提供坚实保障。

2.1.8 大容电芯行业价值贡献

降本增效：大电芯技术使20尺集装箱储能系统能量密度提升至6MWh以上(如684电芯集成6.9MWh)，较传统方案大幅降低集成成本；同时，长循环寿命与高效率特性推动储能平准化度电成本(LCOS)持续下降，加速储能从“政策依赖”向“商业化自助”转型。

安全保障：全链条安全防护技术体系有效降低储能项目安全风险，破解行业“建而不用”“用而不安”的痛点，为市场驱动型储能项目提供可靠的安全支撑，增强行业与客户对储能技术的信任度。

技术引领：大电芯的量产与创新推动行业从“价格内卷”向“价值竞争”转型，其材料、工艺、结构领域的创新成果，为储能电池技术迭代提供了清晰方向，而“需求-研发-应用”的协同研发模式，也为产业链协同创新提供了可借鉴的范例，引领行业高质量发展。

2.1.9 未来发展方向

技术持续迭代：聚焦能量密度提升、循环寿命延长与成本优化三大核心目标，通过材料创新(如高容量正极、低阻抗负极)、工艺升级(如高效叠片、智能卷绕)与智能化技术(如AI驱动的生产管控)应用，进一步强化大电芯技术的核心竞争力，巩固行业领先地位。

场景深度适配：针对构网型储能、虚拟电厂、移动储能等新兴场景，开发专用大电芯产品，重点提升调频响应速度、惯量支撑能力与环境适应性，突破传统应用场景限制，推动储能技术向更多元、更细分的领域渗透。

绿色低碳发展：一方面，推进电池回收与梯次利用业务，构建“材料-电芯-回收”的闭环体系；提升资源利用效率；另一方面，降低生产过程中的能耗与碳排放，实现电芯全生命周期绿色低碳，助力储能产业自身达成碳中和目标。

全球化布局深化：依托海外产能基地与本地化服务网络，优化产品合规设计(如适配不同区域的安全标准、环保要求)与供应链布局，精准适配不同区域的能源转型需求，进一步提升中国储能技术的全球影响力，推动中国储能品牌走向世界。

未来，储能电池行业将以大电芯技术为核心，持续深化安全、寿命、集成效率的协同提升，通过技术创新与产业链协同，推动储能产业向更高质量、更可持续的方向发展，为新型电力系统建设与全球能源转型提供坚实的核心支撑。

2.2 储能变流器

2026年，全球储能变流器(PCS)行业依然保持高速增长的发展态势，市场规模持续扩大，细分

应用场景不断涌现，市场关注点也从单纯价格竞争转向性能价值创造，这主要得益于全球新能源和新型电力系统转型升级、新型电力市场不断完善和储能技术不断进步。储能变流器作为储能系统中衔接电池和电网的关键组成部分，其应用领域广泛，涵盖了新能源配储、电网侧独立储能、用户侧储能、微电网储能等多个场景，展现了强大的市场潜力。

储能PCS未来发展将呈现大功率PCS持续迭代、组串式PCS加速渗透、液冷式PCS批量应用和构网型储能大规模落地的四大发展趋势。

趋势一：大功率PCS持续迭代。2025年，以587+Ah电芯为代表的第三代储能电芯初步实现量产，对应的第三代6.25+MWh储能电池舱在国内已经实现GWh级落地示范应用，2026年将呈现314Ah电芯和587+Ah电芯“双雄并立”局面。

为了匹配新一代6.25+MWh电池舱功率需求，PCS额定功率也从2.5MW进一步提升至3.45MW左右，PCS功率提升可以进一步提高充放电效率，提高系统功率密度，单机体积更小，对于大型储能电站而言还可以减少占地面积。目前全球大型储能电站主要以集中式PCS为主，其优势在于结构简单、功率密度高、前期设备成本低、多机控制难度低等。

对于3.45MW集中式PCS，目前行业内主要有三种解决方案：第一种是单支路的3.45MW PCS单机，第二种是双支路的3.45MW PCS单机，第三种是2台单支路1.725MW PCS单机并联。从理论上讲，这三种方案在硬件成本、直流侧匹配性、综合性能表现方面均是依次由低到高排序，需要结合具体应用场景和项目需求进行对比选型。

目前市场上大多数PCS厂家，如科华、南瑞继保、汇川、索英、中车等，主要选择单支路或双支路的3.45MW PCS单机方案，其同步控制相对简单，节省了部分结构和电气元器件，在物料成本方面稍具优势；但也带来了尺寸重量较大、运行灵活性下降、现场搬运和运维困难、大功率散热困难等问题，通常需要采用液冷系统，其长期运行可靠性和运维成本存在明显短板。

不同于3.45MW PCS单机方案，上能电气采用2台1.725MW模块化 PCS在交流侧并联，如有需要也可以支持2台单机在交直流侧同时并联，更加匹配构网型储能、独立调频储能、高能耗工商业储能、AIDC储能、微电网储能、海外储能等高要求、高价值的细分储能市场需求。2台1.725MW PCS需要克服交直流侧同时并联带来的高频同步、工频同步、并联环流等技术难题，在物料成本上也有一定压力，但其体积重量更小，现场搬运和运维成本更低，散热难度更低，可采用高效可靠的智能风冷，长期运行可靠性更高。相比单支路3.45MW PCS，2台1.725MW模块化 PCS的电池匹配性更优，可减少50%电池簇并联数量，有效提高3-5%可用容量，有效降低50%直流侧短路电流，更加适配4小时及以上长时储能需求。相比双支路3.45MW PCS，2台1.725MW模块化 PCS在安全可靠性、电气冗余度、运行灵活性、运维便利性等方面明显占优，硬件成本上也无明显差异。

趋势二：组串式PCS加速渗透。在2025年各大储能展会上，各大PCS厂商纷纷推出新一代430+kW组串式PCS，组串式储能带来的“一簇一管理”成为众多储能新品的主打技术亮点，成为产品宣传上的“常客”，招投标市场对组串式储能的需求也在快速提升，2025年各大央企国企储能集采招标中纷纷设置组串式储能系统标段。

相较传统的集中式储能系统，组串式储能方案把每个储能电池簇连接到一个储能变流器，采用一对一电池簇管理，可以克服并联环流和短板效应，以提高系统可用容量、系统效率和系统寿命。同时其整体重量尺寸较小，便于现场搬运和运维；采用单簇分断和多层分段保护、功率动态分配，单台PCS故障不影响整体出力，特别适合需要快速消缺和便捷运维的海外市场 and 工商业储能。

另外，除了常规的PCS外置方案，行业内头部集成厂家也纷纷推出了PCS内置的“交直流一体化电池舱”系统，部分替代电池簇高压盒的功能，实现了PCS和电池簇在电气拓扑、散热管理、结构等方面的深度耦合。在具备组串式系统优势的基础上，进一步提升了电池系统的功率密度，可以在工厂内完成联调，极大降低了现场调试的工作量和成本。当然，对于大部分自身不具备PCS研发能力的电池厂家或系统集成商，这种交直流一体化方案也存在研发难度和成本较高、采购选型通用性下降、PCS可维护性下降、安全责任界限不清、拉弧或短路安全风险上升等突出问题，需要根据不同应用环境和场景进行综合考虑。

趋势三：液冷式PCS批量应用。随着液冷技术在电池领域逐渐成为主流，液冷技术也开始在PCS领域批量应用，头部PCS厂家纷纷推出液冷式PCS新品，例如上能电气、科华、阳光电源、索英电气、汇川等。

相较与传统风冷方式，液冷系统的散热密度更高，温差一致性更好，防护等级更好，特别适合2MW以上集中式PCS、250kW以上组串式PCS，其对高温、高湿、高海拔、高盐雾、暴雪等环境的适应性也更强。

对于采用了液冷PACK+液冷组串式PCS的“全液冷交流电池舱”，系统集成度进一步提高，具备速冷、微冷、加热三种控温模式，可根据电芯、环境温度、运行工况智能切换，也让系统的效率、性能、安全、智慧水平均得到大幅度提升。当然对于2MW及以下集中式PCS、250kW及以下组串式PCS，现有风冷方案完全可以满足散热需求，其结构简单、成本较低、运行功耗更低、运维方便，也不存在漏液和冷凝的安全风险，未来仍将占据大多数市场份额。

上能电气率先在行业内定义并推出了430kW单支路液冷组串式PCS，可匹配587+Ah大电芯，以真液冷和低功耗技术实现储能经济性的跃升。一方面，液冷技术赋能整舱运行温升小于5K，打破了设备常规25年使用寿命的限制，充分释放全生命周期资产价值；另一方面，通过低功耗液冷技术和升级功率驱动控制算法的组合拳，突破性实现单机循环效率提升0.2%，辅助功耗有效降低30%，显著提升客户的长期收益，为客户构筑全维度收益护城河。

趋势四：构网型储能大规模落地。当高比例新能源成为全球能源转型的核心方向和主要特征，传统电力系统“低电网强度、低惯量、弱阻尼”的结构性矛盾日益凸显。2025年，构网型储能凭借其主动支撑电网稳定的核心能力，从技术验证迈入规模化应用的关键跨越，在政策引导、技术突破与市场需求的三重驱动下，实现多维度、全场景加速渗透，据不完全统计，2025年国内构网型储能新增投运25.2GWh，渗透率近13%。

构网型储能的核心功能价值可以概括为三大类10项：1) 大扰动工况下，电网强度支撑、短时过载支撑、电压扰动响应、相角跳变响应；2) 小扰动下工况下，动态调压、快速调频、惯量响应、阻尼控

制；3) 极端大范围停电时，并离网切换和辅助黑启动。

在大扰动工况下，构网型储能依靠同步电压源特性，能在SCR=1.1-10的极弱电网中稳定运行，当电网突发电压扰动故障（连续高低电压穿越）和相角跳变故障（最大60°）瞬间，快速过载出力（3In/10s）来支撑电网强度，助力电网电压和频率快速恢复稳定。

在小扰动工况下，构网型储能可以进行动态调压和快速调频，实现有功和无功的动态平衡；可以进行惯量响应和阻尼控制，弥补传统跟网型储能缺乏惯量和阻尼的不足，防止功率快速闪变和波动，抑制系统发生宽频振荡。

当外网故障短时无法恢复时，储能可以从并网运行无缝脱离网运行，为内网提供稳定的电压和频率，当满足三同期条件时，储能可以从离网转为并网运行。当电网大范围停电时，储能可以作为发电机组和变电站的辅助黑启动电源，恢复区域电网的可靠供电。

从产品标准角度，中电联和中国电科院牵头编制的《构网型变流器通用技术规范》、《电化学储能构网型变流器技术规范》等两项国标征求意见稿已经在2025年8月正式发布，预计2026年下半年正式实施，这标志着中国在全球范围内率先建立了构网技术标准体系，有效解决构网型储能在选型设计、测试认证、并网审核等环节缺乏可国标的行业痛点，有效推动构网型储能在全国乃至全球的大规模落地应用。国内头部PCS厂商，如上能电气、南瑞继保、阳光电源、华为等都是参标单位之一。

从技术验证角度，目前国内PCS厂家构网技术水平参差不齐，“真假构网”之争愈演愈烈，头部PCS企业早已不满足PCS单机的构网功能测试验证，纷纷联合电网和第三方测试机构开展整站构网功能测试验证。

上能电气率先在行业内定义并推出了“第二代增强混动构网技术”，并在行业内率先构建了覆盖“研发测试-并网仿真-整机认证-整站实证-国际见证”的“真构网”验证闭环模式，获得DNV颁发的全球首份百MW级储能整站构网功能见证报告，充分验证了上能电气全场景构网能力的领先性和可靠性。

2.3 储能电池管理系统

杭州协能科技股份有限公司是国际领先的第三方新能源BMS供应商和应用解决方案提供商。公司专注于大型储能、工商业储能、户用储能等多场景BMS研发制造，在核心技术领域实现多项全球首创：全行业率先推出1500V-2000V+高压储能BMS系统，引领行业技术升级；全球首创芯片级主动均衡BMS，自主研发100%国产化主动均衡芯片，业务覆盖全球60多个国家和地区，连续多年第三方储能BMS出货量第一。

2.3.1 主动均衡技术

随着储能时长的增加，系统成本的进一步降低，储能电芯容量已向1000Ah以上迈进。电池的不一致性会导致可用容量损失，降低储能系统的可用容量，并缩短循环寿命，甚至造成安全隐患，因此主动均衡越来越成为首选。但传统主动均衡方案采用大量分立器件搭建主动均衡模块，在产品可靠性、体积、成本等方面制约着主动均衡的推广。

协能科技新一代主动均衡技术，基于芯片的主动均衡技术通过高度集成化电路设计使主动均衡模

块体积大幅减小，做到尺寸及接口定义与被动均衡方案一致；同时发挥半导体技术的一致性和可靠性的优势，降低主动均衡方案的故障率。

全新一代主动均衡芯片将功率电路、采样电路、控制电路等高度集成于3*3mm极小封装，模块面积较传统方案缩小75%。通过芯片级设计消除分立器件冗余，在保持同等体积下，实现均衡能力比被动均衡提升40倍，比传统主动均衡成本降低25%，彻底解决传统主动均衡方案体积大、成本高的行业痛点。

针对大容量电芯一致性难题，自适应全时均衡算法通过SOC差异估算、温度监控等参数，实时调整0.5A-4A范围内的均衡电流，对于不同线径的采集回路通过软件调整适用的电流，不用单独定制线束；基于级联双向DC-DC技术，均衡效率超96%；单颗电芯独立均衡模块设计，突破传统被动均衡仅0.1A的低效瓶颈，系统可用容量及运行效率都得到显著提升。

打造极简可靠架构，以双向Buck-Boost电路替代反激式结构，搭配标准电感消除变压器气隙漏磁、降低EMI，较传统离散元件方案减少70%焊接点，故障率下降80%，可靠性达车规级标准。

图12 104S主动均衡产品



图片来源：协能科技

2.3.2 CCS直连方案

随着储能集成技术的进一步发展，集成柜尺寸减小，PCAK的空间利用率降低；CCS传统线束方案，线束捆扎后直径较大，线束CCS的高度以及大重量并不能很好的适配大电芯的PACK；但FPC的轻薄以及集成度较高能够较好的避免这个问题。

协能CCS FPC直插BMS技术，通过新款连接器的FPC，可以省去传统FPC需要转接线的成本，重量能够做到传统线束方案的1/10。BMS放置CCS端板处，FPC直插BMS，PACK空间能够比传统线束方案省下5cm。通过协能自研26S主动均衡BMS，FPC铜箔厚度增加至20Z，能够解决传统线束方案高度高、重量大、成本高，以及FPC不能过主动均衡的痛点。

图13 FPC直连BMU方案（26S主动均衡BMS）



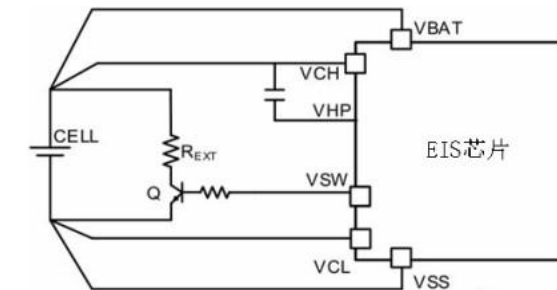
图片来源：协能科技

2.3.3 基于EIS检测的BMS技术

传统BMS主要监控电芯电压，电流，温度等参数。各种BMS安全算法基于这三种状态参数在不同工况下的变化来建立电池的电化学模型，从而获得电芯使用的安全边界。然而受限于无法与电池的电化学反应过程建立直接的联系，为了提高安全算法的准确度，目前EIS技术在BMS中的应用成为研究热点。

电化学阻抗谱(Electrochemical Impedance Spectroscopy, EIS)技术就是以一种不同频率的小振幅正弦波电压（或电流）为扰动信号，得到不同频率下阻抗的实部、虚部、模值和相位角，绘制成曲线，得到EIS阻抗谱。由于不同频段小的电化学交流阻抗可以反应锂离子在电极材料内部的扩散过程以及电荷在电极和电解质界面处转移的难易程度，因此可以通过EIS检测电池内部的细微变化，如电池温度升高，电解液分解、SEI膜生长、电极材料退化等。

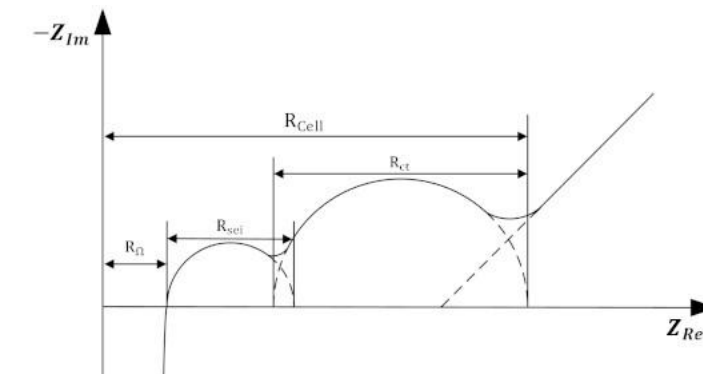
图14 EIS检测原理



图片来源：协能科技

例如在中频区：低温会使电荷转移速度减慢，电荷转移阻力增加，半圆直径明显增大。高温电荷转移阻力降低，半圆直径减小。通过EIS在不同温度下的标定，可以通过EIS数据获取电芯内部温度，有助于热失控事故提前预警。

图15 EIS奈奎斯特曲线

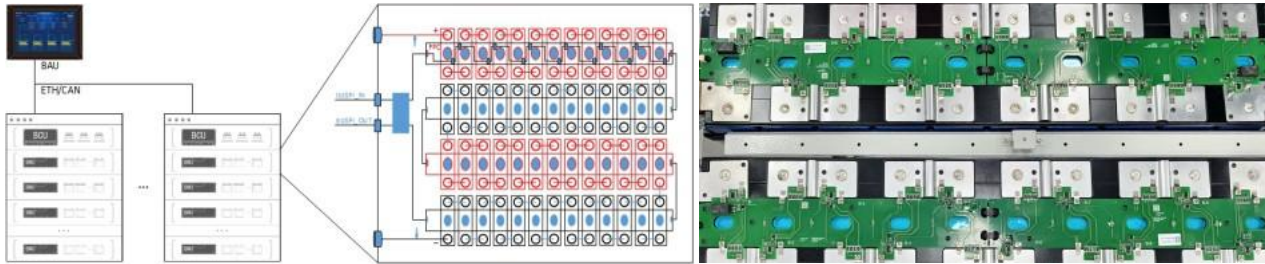


图片来源：协能科技

EIS作为新一代智能电池管理功能，其核心价值在于能够实现对电池内部状态的实时高精度监测与健康评估，显著提升故障预警与寿命预测能力。该类功能未来有望成为BMS行业的标配，推动整个系

统向更智能、更安全、更高效的方向发展。目前，随着芯片巨头与头部BMS厂商（如协能科技）加速推进硬件集成化解决方案，EIS有望在未来3-5年内从高价值场景切入，成为下一代智能BMS的核心标配功能。

■ 图16 协能科技EIS产品框图和产品实物



图片来源：协能科技

2.4 储能能量管理系统

在新型储能行业向市场化转型、技术向数智化升级的进程中，智慧能量管理系统EMS作为“源网荷储”协同的核心枢纽，承担着数据采集、策略调度、安全防控、价值挖掘的关键职能。其与电池管理系统BMS的协同发展成为产业核心趋势，二者的技术迭代与场景拓展速度直接决定储能项目的运营效率与盈利水平，已成为行业从“规模扩张”向“价值创造”转型的核心支撑。

2.4.1 EMS成为储能项目价值实现的关键抓手

随着独立储能、虚拟电厂、园区综合能源等场景的规模化落地，EMS已突破传统设备监控的单一职能，升级为储能资产的“大脑中枢”，而BMS作为电池状态管理的核心载体，与EMS的深度协同成为储能系统安全高效运行的基础。用户侧储能作为当前储能产业的核心应用场景，对BMS和EMS提出了安全可靠、高精度信号采集、快速执行响应的终端模块要求，同时要求云端具备高度智能化，在数据存储、智能算法、负载平衡、数据安全等方面达到高标准，二者协同构成的储能管理体系，成为项目规模化落地的核心保障。

■ 图17 优旦G720综合智慧能量管理系统



图片来源：优旦科技

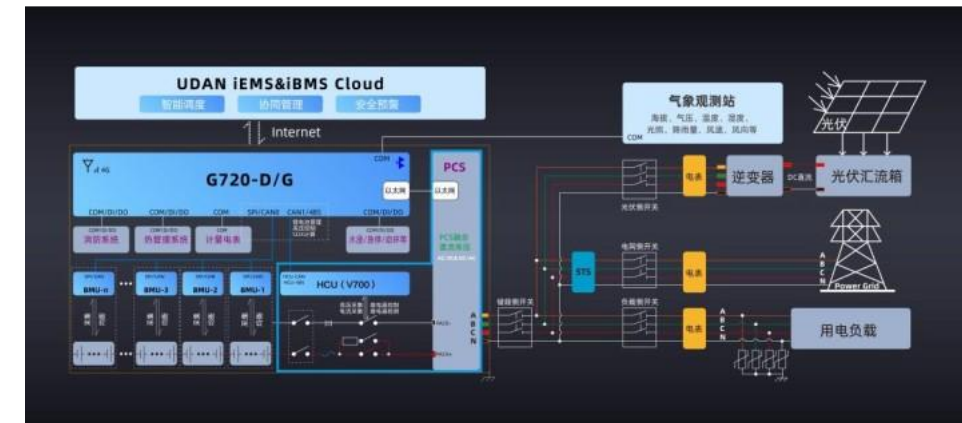
EMS的核心价值体现在三大维度：

提升运营效率：通过精准调度优化充放电策略，结合BMS采集的电池实时状态数据，破解新能源出力波动、电网调节压力等痛点，同时BMS的云端均衡控制能力，与EMS的调度策略结合，有效提升电池使用效率，延长储能系统整体运行寿命。

挖掘多元收益：联动电力现货、辅助服务、碳交易等市场，拓宽储能项目盈利路径。依托EMS与BMS的协同数据支撑，实现对电池健康状态与电网市场行情的双重研判，让峰谷价差套利、需量管理等收益模式更具精准性，据行业数据，搭载先进EMS并实现与BMS深度协同的储能项目，日均收益可提升15%-20%。

保障安全合规：构建全生命周期安全防控体系，适配国内外各类安全认证与市场规则。EMS与BMS的端云协同，实现电芯级高精度采样，集成温度、电压、气体、内阻等多维监测，联动消防、PCS系统实现风险快速隔离，同时让储能系统非计划停机时间降低 60%以上，成为储能项目规模化落地的必备支撑。

■ 图18 优旦G720智慧能量管理系统应用框图



图片来源：优旦科技

2.4.2 EMS核心技术突破

2026年，EMS行业技术迭代聚焦“精准化、协同化、安全化、低碳化”四大方向，依托 AI 大数据、端云协同等技术，实现从“被动响应”向“主动预判”的跨越，而技术突破的核心在于与BMS的端云协同深度融合，这也是当前工商业储能领域BMS和EMS技术发展的核心难点。2026年核心技术突破集中在三个维度：

（一）算法体系迭代升级，EMS-BMS参数协同校准成核心

行业普遍依托海量电池运行数据，优化混合神经网络模型，实现BMS核心的SOC、SOH、SOP三参数协同校准，估算精度已普遍提升至±3%以内。传统BMS基于实验室样本数据标定的管理参数，无法精准匹配电池全生命周期的状态变化，而EMS的云端大数据处理能力为BMS参数的持续修正提供算力与数据支撑，通过端云数据交互，让BMS的电池管理精度持续提升，有效延长电池使用寿命。

同时，多目标优化调度算法成为主流，融合电价预测、负荷波动、电池健康度等多维变量，自动

生成峰谷套利、需量管理、辅助服务联动的复合策略，最大化提升储能资产收益；预测性维护算法同步升级，通过BMS采集的电芯内阻、温升趋势等多模态数据与EMS的系统运行数据融合，可提前预判故障风险，大幅降低运维成本。

(二) 架构与安全体系创新，端云协同成行业标配

端云协同架构成为行业标配，形成“端侧执行+云端决策”的分工体系：端侧由BMS EMS 终端模块共同承担毫秒级实时控制（如防逆流、过载保护、电池状态采集、均衡控制），其中BMS主打电池数据采集、响应执行及基本保护功能，EMS终端作为系统网关负责设备数据汇总与指令下发；云端聚焦大数据建模与策略迭代，同时承载云端BMS的核心功能，解决本地BMS存储空间和运算能力的局限，通过大数据和云计算提高电池管理的精准度和安全性。

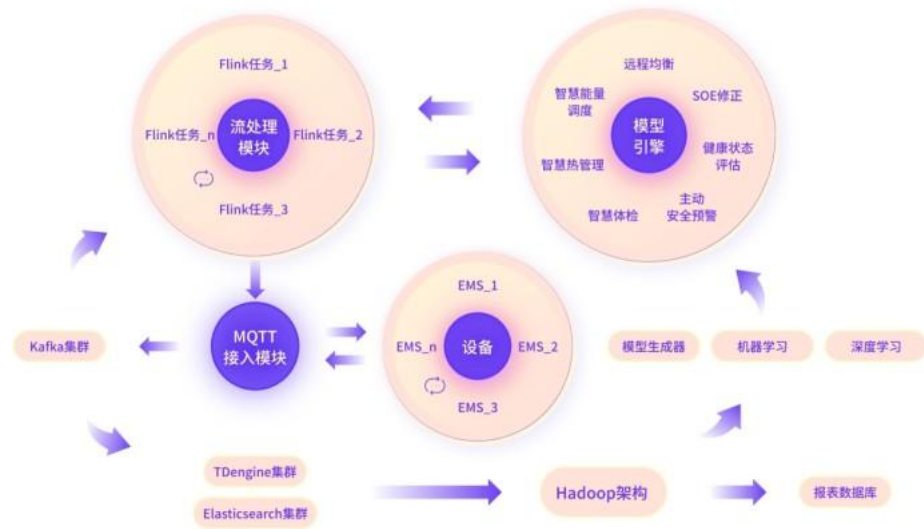
为满足云端BMS与EMS的协同需求，行业通过优化网络架构、采用高效数据压缩技术和升级硬件设备等方式提升通信带宽和信息处理速度，让端侧支持软件OTA无缝升级，响应延迟已降至50ms以内，满足高比例新能源接入下的实时调度需求。

安全体系向“主动免疫”升级，通过与BMS深度协同，实现电芯级高精度采样，集成温度、电压、气体、内阻等多维监测，热失控预警可提前至事故发生前40分钟以上，联动消防、PCS 系统实现风险快速隔离，适配 IEC62443、ISO13849等国际安全标准，进一步提升主动安全预警的时间及准确性。

(三) 碳能融合能力提升，拓展储能系统价值边界

贴合“双碳”目标与 ESG 发展需求，行业内先进EMS已新增电、水、气、热多介质计量集成功能，内置标准化碳排放核算模型，可自动关联绿电消纳数据与碳足迹标准，生成符合国际规范的ESG可视化报告，为企业绿色制造认证、碳资产增值提供核心支撑，推动储能项目从“电能存储”向“碳能协同”延伸。这一功能与BMS的电池能耗数据结合，可实现对储能系统全生命周期的碳足迹核算，让碳资产增值更具数据支撑。

图19 优旦智慧数据平台核心架构



图片来源：优旦科技

2.4.3 应用场景拓展：从单一设备到生态协同

2026年，EMS应用场景已突破单一储能设备管理边界，向多领域延伸，形成“场景差异化、功能定制化”的发展格局，而用户侧储能作为EMS与BMS协同应用的核心阵地，其场景需求推动了EMS技术的持续迭代，同时EMS的场景拓展也进一步释放了用户侧储能的市场潜力。2026年EMS核心拓展方向包括：

(一) 园区综合能源管理：工商业储能的核心延伸场景

聚焦工业园区、产业园区等场景，EMS实现风电、光伏、储能、充电桩、柔性负荷的协同优化调度，与BMS联动实现园区内储能电池的精细化管理，突破单一设备管理局限，助力园区构建“源网荷储”一体化体系，可有效降低园区综合用能成本8%-12%，成为园区绿色低碳转型的核心支撑。该场景下，EMS适配工商业储能“一主多从”“簇级自适应”等灵活部署模式，与BMS协同适配集装箱式、机架式等多形态储能产品，缩短项目适配周期。

(二) 虚拟电厂（VPP）聚合：分散储能资产的价值放大器

随着虚拟电厂市场化试点的推进，EMS已具备分布式储能资源聚合能力，可支持100+ 储能站点集群调度，统一参与电力现货、调频调峰等辅助服务市场，通过博弈论算法制定最优报价策略。同时，EMS与各站点BMS的云端协同，实现对分散储能电池状态的统一监测与管理，大幅提升分散储能资产的聚合收益，成为虚拟电厂规模化发展的核心技术支撑。

(三) 细分场景定制适配：满足差异化的储能管理需求

针对不同细分场景的差异化需求，EMS实现定制化升级，与BMS协同形成场景化解决方案：在数据中心场景，提供备电+削峰+动态扩容一体化解决方案，支持UPS与储能协同运行，BMS对备电电池进行精准状态管理，将供电可靠性提升至99.999%；在偏远地区微电网场景，适配高海拔、低温等极端环境，EMS与BMS 协同适配光热、氢能等非锂储能技术，保障离网区域稳定供电；在工商业核心场景，支持“一主多从”“簇级自适应”等灵活部署模式，适配集装箱式、机架式等多形态储能产品，缩短项目适配周期。

图20 优旦智慧储能云平台



图片来源：优旦科技

2.4.4发展趋势：与BMS深度融合，向智能化、集成化、生态化升级

结合新型储能行业市场化、规模化、全球化发展趋势，未来5年，EMS行业将迎来新一轮迭代升级，核心趋势为与BMS的深度融合发展，同时向智能化、集成化、可视化、生态化跨越，EMS+BMS将成为储能管理领域的主流趋势，二者的管理功能更融合，共同推动储能产业向数字化、智能化方向发展。核心趋势聚焦三大方向：

（一）技术演进：向智能化、集成化、可视化跨越，域控制器成核心形态

智能化：将实现“AI自动驾驶”式运营，无需人工干预即可完成故障预测、策略优化、工单流转全流程，运维效率预计提升80%。人工智能技术将在EMS与BMS的协同管理中进一步应用，云端智慧大脑成为工商业储能的管理决策中心，EMS和BMS 终端仅承担基本的感知、执行和保护功能，同时大数据算法将持续优化电池均衡能力与智慧运营策略。

集成化：EMS将与BMS、PCS、温控系统等硬件深度融合，形成“域控制器”一体化产品，EMS 作为域控制器核心，统筹 BMS、PCS、温控、消防等设备的协同运行，推动系统能量密度提升25%、故障率降低40%。同时，产品趋向集成化、标准化，本地管理功能进一步弱化，但对终端的安全性、可靠性以及数据采集精度、响应执行速度的要求将持续提升。

可视化：AR/VR 技术与数字孪生技术将广泛应用，构建储能场站全景模型，实现远程故障定位与虚拟调试，大幅降低运维门槛。通过EMS与BMS的端云数据协同，数字孪生模型可实时还原电池状态、系统运行状态，让运维决策更具精准性。

（二）商业价值：从单一服务向多元增值延伸，价值成为市场核心关注点

收益模式多元化：EMS的商业价值将从“设备配套”向“运营增值”转型，依托与BMS的协同数据优势，助力储能项目从“峰谷套利”单一收益模式，转向“电能量交易 + 辅助服务 + 碳资产增值”多元创收，预计可推动储能资产全生命周期收益提升30%以上。同时，工商业储能的收益模式将进一步探索多元化，除峰谷套利外，虚拟电厂、辅助服务将成为核心收益来源，EMS为多元收益提供策略支撑。

价格与价值双向发展：随着技术进步和市场竞争加剧，BMS 和EMS 的硬件成本有望下降，但行业在大数据、智能化、端云协同方面的投入会持续增加，使得二者的价格降幅空间有限，市场将更关注产品的价值赋能能力，而非单纯的价格竞争，未来这一价格体系将保持相对稳定，价值赋能成为企业核心竞争力。

成为储能资产定价核心依据：EMS与BMS输出的电池健康度、系统运行效率等数据，将逐步成为储能资产融资、租赁、回收的核心定价依据，推动储能资产流动性提升，完善储能产业金融生态。

（三）生态协同：构建“技术 - 市场 - 资本”联动体系，头部企业具备综合技术能力

产业链协同创新：EMS与产业链上下游的协同创新会更紧密，EMS 企业将逐步打破产业链壁垒，与电网调度系统、电力交易平台、绿色金融机构实现数据互通，构建协同发展生态；同时，EMS与BMS、PCS等设备厂商的协同研发将成为常态，共同推动储能系统的效率提升与成本优化。

行业标准逐步统一：头部企业将积极参与行业标准制定，推动EMS 通信协议、安全规范、碳核算方法的统一，同时推动BMS与EMS 的协同接口标准化，引领工商业储能数字化、标准化转型。

企业竞争力向综合化发展：能在工商业储能领域脱颖而出的EMS/BMS 企业，需同时掌握BMS&EMS 软硬件、核心算法、大数据及云平台应用技术，并且具备丰富的产业数据积累，单一技术能力的企业将逐步被市场淘汰。

全球化本土化适配：随着海外储能市场的拓展，适配不同区域电力规则与安全法规的本土化EMS+BMS产品，将成为行业出海的核心竞争力，头部企业将推动产品的全球化适配与本土化研发。

图21 优旦科技用户侧储能端云一体智慧管理



图片来源：优旦科技

2.4.5行业发展核心关注方向

2026-2030年，EMS与BMS 协同发展的同时，行业仍需关注四大核心方向，这也是工商业储能产业规模化发展的关键：

政策扶持力度：工商业储能是否继续受到政策的重点扶持，将直接影响 EMS+BMS 市场的规模化发展速度，政策的引导将推动二者在更多工商业场景的落地应用。

多元收益探索：除峰谷价差套利、辅助服务外，储能项目的收益模式仍需进一步探索，EMS作为策略核心，需持续适配市场规则变化，挖掘新的收益增长点。

安全保障能力：随着工商业储能装机量的持续增加，系统安全成为产业发展的底线，EMS 与BMS的协同安全防控体系需持续升级，进一步提升主动安全预警能力与风险处置效率。

智能化运维水平：通过EMS与BMS的端云协同，持续提升储能系统的智能化运维水平，降低人工运维成本，确保储能系统的长期稳定运行，成为产业发展的核心需求。

第三章

非锂电储能关键技术



3.1 钠离子电池储能技术

3.1.1 2025年产业拐点总览

2024年，国内钠离子电池行业迎来规划高峰期，多家企业宣布了大规模的产能建设计划。据不完全统计，2024年全年宣布的钠离子电池产能规划超过200GWh，涉及宁德时代、比亚迪、中科海钠、立方新能源等多家企业。然而，进入2025年后，产能落地情况与规划之间存在显著差距。主要原因包括：

- 技术成熟度不及预期：部分企业在中试阶段遇到能量密度和循环寿命的平衡问题
- 市场需求释放节奏放缓：储能市场虽然增长迅速，但钠电替代锂电的速度低于早期预期
- 硬碳负极供应链瓶颈：硬碳材料的供应短缺直接制约了电池产能的实际释放
- 资金压力：部分新进入者在设备采购和产能建设上遇到资金链紧张

■ 表11 钠离子电池产能规划与实际落地对比（2024-2025年）

指标	2024年	2025年	变化幅度
规划产能(GWh)	200+	80-100	下降50-60%
实际产能(GWh)	10-15	50-60	增长300-400%
产能落地率	5-7%	50-60%	提升45-53pct
产能利用率	40-50%	60-70%	提升10-20pct

数据来源：EESA

3.1.2 成本下降曲线

钠离子电池的成本优势是其最核心的竞争力。2024-2025年，钠电成本曲线呈现非线性下降趋势，关键拐点出现在2025年上半年。从成本构成来看，材料成本占比约75%；其中正极30-35%、硬碳负极15-20%、电解液15-18%、其他10-12%。2025年成本下降主要驱动因素：规模效应、正极材料价格下行、工艺优化、供应链成熟。

■ 表12 钠离子电池成本变化趋势（元/Wh）

成本项目	2024年	2025年预测	2026年预测	变化
电芯成本	0.55-0.60	0.40-0.45	0.35-0.40	-25%
Pack成本	0.60-0.65	0.45-0.50	0.40-0.45	-22%

数据来源：EESA

3.1.3 技术路线收敛

经过数年的技术探索和市场竞争，钠离子电池主流技术路线在2025年呈现明显的收敛趋势。层状氧化物路线凭借能量密度、循环寿命和成本的综合优势，确立了主导地位。2024年市场份额约70%，2025年预计提升至85%以上。普鲁士蓝路线受限于结晶水和热稳定性问题，产业化进程明显放缓，2025年市场份额预计收缩至10%以下。聚阴离子路线具有优异的循环寿命和安全性，但能量密度偏低，市场份额相对稳定在5%左右。

■表13 钠离子电池正极技术路线对比（2025年）

技术路线	市占率	能量密度(Wh/kg)	循环次数
层状氧化物	85%	140-160	3000-4000
普鲁士蓝	10%	150-170	2000-3000
聚阴离子	5%	100-120	5000+

数据来源：EESA

3.2 液流电池储能技术

3.2.1 液流电池技术原理

液流电池是一种活性物质存在于流动电解液中的电化学储能技术。其核心特点是功率和能量相互独立：功率由电堆大小决定，能量由电解液体积决定。液流电池的电解液存储在外部储罐中，通过泵循环流经电堆进行充放电反应。

3.2.2 液流电池技术优势分析

优势维度	具体表现	应用价值
本征安全性	热失控起始温度>200°C，无火灾风险	数据中心、矿山等场景
超长循环寿命	循环寿命>15000次，电解液零衰减	长寿命要求场景
容量可扩展	增加电解液体积即可扩容	灵活扩容需求
运行温度范围	-40°C至60°C正常运行	极端气候地区
电解液可回收	电解液可100%回收再利用	环保要求高场景

数据来源：大连融科、EESA

3.2.3 液流电池技术路线对比

技术路线	能量密度	循环寿命	成本水平	产业化程度	适用场景
全钒液流电池	15-25Wh/L	>15000次	中等	★★★★★	长时储能、调峰
铁铬液流电池	10-20Wh/L	>10000次	较低	★★★☆☆	低成本储能
锌溴液流电池	30-60Wh/L	>5000次	低	★★☆☆☆	分布式储能
钠硫电池	150-240Wh/kg	>4500次	高	★★☆☆☆	电网级储能

数据来源：大连融科、EESA

3.2.4 液流电池商业化进展

液流电池作为长时储能的核心技术路线，2025年迎来商业化突破的关键节点。据EESA统计，2024年液流电池并网项目16个，总容量约440MW/1742MWh，较2023年增长超过600%，大连融科占据全球市场60%市场份额；2025年新增并网装机的液流电池储能项目共34个，规模为2614.85MW/9475.99MWh，同比增长449.3%，EPC中标均价为2.39元/Wh。液流电池在6小时及以上储能场景已经具有了一定的经济性，大连融科提出“储电+租液”等电解液租赁模式，推动全生命周期度电成本从0.8元/kWh降至0.5元/kWh；星辰新能则创新性的提出“全钒+锂电”混合储能模式，实测数据显示，混合系统较单一锂电池方案容量利用率提升15%，全生命周期度电成本降低20%。

指标	2023年	2024年	2025年
并网项目数量	约5个	16个	34个
并网容量	55MW/236MWh	440MW/1742MWh	2614.85MW/9475.99MWh
市场规模	约8亿元	约35亿元	约250亿

数据来源：Mysteel、中国能源研究会储能专委会（2024），EESA

3.2.5 液流电池产业链简介

■表14 产业链各环节主要参与者

环节	主要企业
电解液	大连融科、攀钢钒钛、河钢股份
电堆制造	大连融科、星辰新能、上海电气、北京普能
离子膜	苏州科润、东岳氟硅、山西国润
双极板	多家企业布局
系统集成	大连融科、上海电气、星辰新能等

数据来源：EESA

2025年国内共有6个GW级以上的全钒液流电池生产制造项目投产，14个GW级以上的产能项目部分投产，9个GW级以上的产能项目在建，规划建设的GW级以上产能项目11个，全钒液流电池的产能扩张正以前所未有的速度驶入“快车道”。

企业名称	所在地	项目名称	产能	备注
浙江聚合储能	云南永仁	500MW/2GWh全钒液流储能系统集成生产线项目	2GWh	部分投产
液流储能	山东潍坊	2GW全钒液流储能产业链项目	2GW	部分投产
	内蒙古通辽	4.5GW全钒液流储能产业链项目	4.5GW	部分投产
	新疆克拉玛依	5GW全钒液流储能产业链项目	5GW	部分投产
	青海格尔木	5GW全钒液流储能产业链项目	5GW	部分投产
	四川自贡	2GW全钒液流储能产业链项目	2GW	在建
星辰新能	江苏常州	4GWh全钒液流电池生产线	4GWh	部分投产
	浙江绍兴	8GWh全钒液流电池生产线	8GWh	在建
	内蒙古鄂尔多斯	4GWh全钒液流电池生产线	4GWh	在建
伟力得能源	四川乐山	1GWh全钒液流电池电堆生产线	1GWh	部分投产
上海电气储能	安徽合肥	1GWh全钒液流电池生产基地	1GWh	投产
	吉林白城	1GWh全钒液流电池生产项目	1GWh	在建
	江苏盐城	3GWh全钒液流电池第二生产基地	3GWh	部分投产
	安徽巢湖	1GWh全钒液流电池项目	1GWh	投产
陕西建工新能源	陕西榆林	3GW全钒液流储能装备制造产线	3GW	规划
	青海格尔木	1GW全钒液流电池生产项目	1GW	规划
山西国润储能	浙江温州	1GWh全钒液流储能电池制造项目	1GWh	规划
林源控股集团	江苏盐城	2GW全钒液流储能电池制造项目	2GW	在建
	内蒙古巴彦淖尔	4GWh全钒液流电池生产制造项目	4GWh	规划
	辽宁朝阳	3GWh全钒液流电池生产制造项目	3GWh	在建
	宁夏中卫	1.2GWh全钒液流电池生产项目	1.2GWh	投产
开封时代	河南开封	3GW全钒液流电池储能系统自动化生产线	3GW	部分投产
江苏美森储能	江苏常州	1.2GWh全钒液流储能系统	1.2GWh	部分投产
河北超钒储能	河北丰宁	1GWh全钒液流电池生产线项目	1GWh	在建
贵州志喜科技	新疆塔城	1GW/4GWh全钒液流电池储能智慧工厂项目	4GWh	规划
大连融科	辽宁大连	1GW全钒液流电池储能装备产业化基地	1GW	投产
	河南周口	500MW/2GWh全钒液流电池系统	2GWh	在建
	辽宁大连	大连融科全钒液流电池电解液生产线项目	1.5GW	一期投产
大力储能	甘肃酒泉	全钒液流电池储能装备制造生产	2GWh	在建
承德新新钒钛	河北承德	1GW全钒液流电池生产线	1GW	投产
	河北承德	1GW全钒液流电池生产线	1GW	投产

企业名称	所在地	项目名称	产能	备注
承德新新钒钛	河北邢台	1GW全钒液流电池生产线	1GW	规划
	甘肃敦煌	1GW全钒液流电池生产线	1GW	规划
北京普能	湖北襄阳	1GW全钒液流电池生产线	1GW	部分投产
	山西长治	3GW全钒液流电池生产基地	3GWh	首期投产
	湖南怀化	2GWh全钒液流电池储能设备生产线	2GWh	规划
艾博特瑞能源	江苏苏州	1GWh全钒液流电池智能生产线	1GWh	部分投产
	安徽淮北	GW级全钒液流电池及产业链基地	3GWh	规划

数据来源：EESA

3.3 光热储能技术

3.3.1 "光-热-电"三阶段转化原理的战略意义

光热发电是通过光学聚集装置将太阳光聚集，加热工质至高温（通常400-600℃），再利用热循环驱动汽轮机发电的技术路线。相比光伏的"光-电"直接转换，光热的"光-热-电"三阶段转化模式具有天然的能量储存和转换优势，这是光热发电相比所有其他新能源技术最核心的竞争力所在。

光热发电的"光-热-电"三阶段转化的战略意义在于：

【第一阶段：光的聚集】 通过大面积的集热器将太阳辐射聚集，提高能量密度和温度，为后续热能转换提供能量基础。

【第二阶段：热的储存】 将聚集的热能转移至工质，再储存在储热介质（通常为熔盐）中。这一阶段是光热发电区别于光伏的关键——热能可被长期储存，没有时间限制。

【第三阶段：电的输出】 储存的热能在任何需要的时刻被释放，驱动汽轮机发电。实现了从间歇性能源到稳定可调度电源的根本转变。

光热发电的核心竞争优势：

- 可集成储热系统，实现10-14小时长时储能，突破光照时长限制，真正实现24小时发电
- 热能易于储存，成本低于电池储能，可无限扩展，规模经济效应明显
- 可灵活调节输出功率，精确适应电网调度需求，主动支撑电网稳定运行
- 可实现超长放电时间，为电网提供稳定的调峰和调频电源，价值显著
- 融合工业供热功能，支撑产业低碳转型，应用前景广阔

3.3.2 四大技术路线的深度对标分析

技术类型	原理	优势	劣势	发展前景
塔式系统	塔顶聚光、传输距离短	高温高效、规模大、储热时间长	投资大、难度高、占地大	★★★★★
槽式系统	槽形镜面、聚焦加热	技术成熟、成本低廉	效率相对低、逐步被替代	★★★
菲涅尔式	条纹反射、阵列聚焦	成本最低、简单可靠	效率仅10%、温度低	★★
碟式系统	碟形反射、集热器	集热效率最高	规模小、复杂度高	★★

数据来源：EESA

在四种技术路线中，塔式系统因其高效率、长储热、大规模的特性，正逐步成为主流。2025年以来新建项目中，塔式和槽塔混合方案占比超70%。未来混合技术（塔槽混合、塔菲混合）将成为主要研发方向，通过融合各技术优势来进一步降低成本和提高效率。

3.3.4 熔盐储热技术的核心地位

熔盐储热是光热发电的核心竞争力，是实现超长储热的关键技术。熔盐（通常为硝酸钠、硝酸钾混合物）在250-565℃温度范围内呈液态，具有热容大（1.48 kJ/kg·K）、成本低（¥1-2/kg）、可循环使用等特性。一吨熔盐可储存约120-150度热能，储存密度远高于其他储热介质。相比锂电池动辄数千元/kWh的成本，熔盐储热成本仅为其1/3-1/2。

熔盐储热的核心优势：

- 成本竞争力突出：成本仅为锂电池的1/3-1/2，可大规模应用，经济性明显优于电池储能
- 存储容量几乎无限制：可根据需求增加储热罐规模，灵活扩展。无产能瓶颈制约。
- 无能量衰减特性：热能可储存数小时至数十小时，无显著能量衰减。与电池衰减形成鲜明对比。
- 已实现大规模商业化：青海众控德令哈35万千瓦项目配置14小时超长储热，哈密1GW菲涅尔项目已并网。可靠性已得证明。
- 应用场景多元丰富：不仅支持发电，还能支撑工业供热、区域供暖、多能互补。应用空间广阔。
- 循环寿命极长：循环次数>1000次，使用寿命>25年。

光热发电产业正处于爆发式增长的战略机遇期。国家能源局数据显示，2024年中国光热发电市场规模160亿元，新增装机900MW，占全球新增装机的70%以上。累计装机容量从2020年的538MW增长至2024年的838MW，5年增长55%。

3.3.5 国家战略政策的历史性升级

2025年12月，国家发改委、国家能源局联合发文《关于促进光热发电规模化发展的若干意见》，这是光热发电政策从鼓励性向战略性升级的重要标志。政策核心内容包括：

- 战略地位明确：将光热作为长时储能和调峰调频的战略能源，与新能源调节能力紧密结合
- 源网荷储一体化：支持构建光热+新能源+储能+负荷的源网荷储协同系统
- 技术创新路线：鼓励槽塔混合、塔菲混合等创新融合，推动成本快速下降
- 市场机制完善：建立光热在现货市场、辅助服务市场、容量市场的价格机制
- 区域重点推进：明确西部地区（甘肃、新疆、青海、宁夏）为重点发展区域
- 融资支持政策：鼓励政策性金融机构和开发性金融对光热项目的融资支持
- 科技创新支持：加大光热关键技术研发和转化应用的支持力度

3.3.6 技术创新的三大突破方向

光热发电的技术创新正沿着成本、效率、储能三个方向全面推进，形成多点突破的格局：

- 混合技术路线的融合创新：塔槽混合、塔菲混合等新方案正在实际项目中验证，预计可结合各自优势，提高效率同时降低成本10-15%。混合方案正成为主流。
- 储热时长的突破性延伸：14小时超长储热系统已在哈密示范项目实现。储热时长的进一步延长使光热可覆盖更多调峰场景，价值倍增。
- 国产化率的完全实现：技术装备国产化率已超95%，关键材料设备实现自主可控。这极大降低

了项目成本和供应链风险。

- 直接加热技术的突破：新型直接加热方案正在开发，无需中间传输介质，集热效率有望提升5-10%，系统成本同时下降。

- 熔盐材料的创新升级：新型熔盐材料能在更高温度（600°C+）下工作，进一步提升系统效率和储热能力。

3.3.7 应用场景的多维拓展升级

光热发电的应用已从单纯发电向综合能源应用快速转变，新的商业模式和机遇不断涌现：

- 光热+火电调峰：为传统火电厂提供灵活调峰能力，支撑煤电机组平稳转型
- 光热+新能源补偿：与光伏风电联动，补偿新能源间歇性，形成互补发电
- 光热+工业供热：为钢铁、化工、炼油等高耗热行业供热，支撑工业低碳转型
- 光热+区域供暖：集中供暖系统的清洁能源替代方案，适用于西部城镇
- 光热+多能互补：形成“光热+光伏+风电+储能+负荷”的多能互补微网系统
- 光热+虚拟电厂：聚合多个光热电站参与电力市场交易，提升市场价值

第四章

新型应用场景



4.1 数据中心场景

数据中心

AI大模型的爆发式发展对数据中心带来了前所未有的能源挑战。单机柜功率从传统IT的5-10kW提升至AI训练机柜的30-50kW，训练任务带来毫秒级峰值波动，传统UPS难以支撑。同时，数据中心能耗占全球用电量的比重持续攀升，绿电消纳压力增大。AI大模型爆发带动数据中心储能需求指数级增长，预计2030年全球市场规模达150亿美元。预期2024-2030年全球数据中心储能市场CAGR超过28%，市场确定性高。储能渗透率从2022年的12%提升至2030年的75%，成为标配。AI算力需求是核心增长驱动，大模型训练带来前所未有的储能需求。

AI算力爆发与数据中心能源挑战

■ 表15 AI数据中心能源需求特征变化：

需求维度	传统数据中心	AI数据中心	变化幅度
单机柜功率	5-10kW	30-50kW	提升5-10倍
功率波动	平稳	毫秒级剧烈波动	质的变化
备电时长	5-15分钟	30分钟-8小时	大幅延长
安全性要求	高	极高	要求提升
绿电消纳	可选	强制要求	政策驱动

数据来源：数据中心行业调研、EESA

■ 表16 全球市场规模测算

年份	市场规模(亿美元)	同比增长	储能渗透率	主要驱动力
2022	25	-	12%	云计算发展
2023	32	28%	18%	AI算力起步
2024	42	31%	28%	大模型训练
2025E	55	31%	40%	绿电要求
2026E	72	31%	52%	碳关税落地
2027E	95	32%	60%	碳中和压力
2030E	150	-	75%	成熟期

数据来源：EESA

■ 表17 中国市场规模测算

年份	市场规模(亿元)	占全球比重	储能装机(GWh)	增长驱动
2024	120	28%	1.5	AI大模型发展
2025	180	35%	3.0	算力基础设施建设
2026E	260	38%	5.5	东数西算推进
2027E	380	42%	9.0	绿电消纳要求
2030E	600	45%	20.0	碳中和目标

数据来源：EESA

4.1 绿电直连与就近消纳

就近消纳与绿电直连是新能源消纳的重要创新模式。2025年5月国家发改委发布650号文，首次在国家层面为绿电直连开闸；2025年9月发布1192号文，创新提出单一容量制电价，解决了输配电费障碍。截至2025年底，已有11个省份出台绿电直连相关政策。

发布时间	政策文件	核心突破	政策效力
2022.11	内蒙古首批工业园区绿色供电项目	地方先行探索	地方试点
2024.06	促进新型储能并网和调度运用的通知	明确储能市场主体地位	国家层面
2025.02	深化新能源上网电价市场化改革（136号文）	叫停强制配储，转向市场驱动	转折性文件
2025.05	有序推动绿电直连发展（650号文）	首次在国家层面为绿电直连开闸	里程碑文件
2025.07	开展零碳园区建设的通知（910号文）	提出建设100个国家级零碳园区	国家层面
2025.07	数据中心绿电消费比例要求	明确数据中心绿电消费目标80%	行业约束
2025.09	完善价格机制促进就近消纳（1192号文）	创新提出单一容量制电价	关键配套

数据来源：国家发改委、国家能源局、EESA

■ 表18 650号文核心内容解读

2025年5月发布的650号文是绿电直连领域的里程碑文件，其核心突破包括：

条款内容	具体规定	政策意义	对储能的影响
定义范围	新能源通过直连线路向单一用户供电	明确法律地位	配套储能需求
自发自用比例	自发自用电量占比不低于60%	保障消纳效率	提升配储必要性
用电量占比	占总用电量比例不低于30%	设定发展目标	规模增长确定
投资主体	各类经营主体（不含电网企业）	放开投资限制	吸引民间资本

数据来源：《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）、EESA

■ 表19 1192号文价格机制突破

2025年9月发布的1192号文解决了困扰绿电直连项目的输配电费问题：

价格机制	传统模式	1192号新机制
输配电费	按电量计费	按容量计费
系统备用费	下网电量需缴纳	不再缴纳
政策性交叉补贴	自发自用电量需缴纳	暂免缴纳

数据来源：《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192号）、EESA

■ 表20 储能需求空间测算

就近消纳与绿电直连项目的储能配置需求显著高于传统新能源配储：

项目类型	储能功率配比	储能时长
工业园区绿电直连	负荷的25%-30%	4-6小时
数据中心绿电直连	负荷的30%-35%	4-8小时
零碳园区项目	负荷的35%-40%	6-8小时
高耗能企业专线	负荷的30%-35%	4-8小时

数据来源：EESA

■ 表21 储能需求增长预测

年份	新增项目数(个)	新增储能容量(GWh)	累计储能容量(GWh)
2026E	120	15	20
2027E	250	35	55
2028E	400	55	110
2030E	800	100	285

数据来源：EESA

当前堵点分析

■ 表22 政策堵点

堵点类型	具体表现	影响程度
一对一模式限制	650号文规定直连为单一用户	高
容量电费标准	各省执行标准不统一	高
省间协调难度	跨省项目推进困难	高
退出机制不明确	项目退出后电源归宿待明确	中

数据来源: EESA

■ 表23 技术堵点

堵点类型	具体表现	影响程度
功率预测精度	新能源出力预测存在误差	中
储能控制策略	源网荷储协调控制复杂	中
系统稳定性	高比例新能源带来波动	高

数据来源: EESA

■ 表24 市场堵点

堵点类型	具体表现	影响程度	堵点类型
绿电交易机制不完善	交易品种少,流动性不足	高	功率预测精度
绿电价格波动大	收益不确定性增加	中	储能控制策略
投资回收期长	资金压力大	高	系统稳定性

数据来源: EESA

■ 表25 运营堵点

堵点类型	具体表现	影响程度	解决方案
运营经验不足	缺乏专业运营人才	高	专业培训
系统集成难度大	源网荷储协调复杂	高	一体化平台
维护成本高	设备分散,运维困难	中	集中运维平台

数据来源: EESA

4.2 微电网

微电网已从试点示范阶段进入规模化推广期,成为新型电力系统建设的重要抓手和能源数字化转型的关键载体。2025年中国微电网市场规模突破1440亿元,全球市场规模达395亿美元。国务院及五部委(工信部、发改委、国资委、市场监管总局、国家能源局)联合推进工业绿色微电网建设,发布《工业绿色微电网建设与应用指南(2026-2030年)》,为产业提供了明确的发展方向和长期政策支持。微电网通过源网荷储协同、云-边-端分层控制和AI智能运营,实现分布式能源的高效利用、灵活调节和市场化交易,是构建新型电力系统不可或缺的重要组成部分。

- 市场规模爆发式增长: 2025年中国微电网市场规模1440亿元,全球市场规模395亿美元。中国微电网渗透率达18%,成为全球微电网发展的主力市场。预计2030年全球市场超700亿美元,年均增速15%以上。

- 政策支持达历史高点: 工信部、发改委、国资委等五部委联合发文《工业绿色微电网建设与应用指南(2026-2030年)》,明确了绿色微电网的定义、技术路线和试点重点。这是国家层面首次发

布微电网建设指南,标志着微电网从示范项目向国家战略的升级。

- 项目快速落地与规模扩展: 截至2025年,国内累计并网微电网项目300+个,装机总规模599.6MW,储能规模1597.54MWh。应用场景从工业园区(占60%)扩展至城市社区(25%)、校园医院(8%)、能源岛(7%),应用多样化趋势明显。

- 技术创新持续加速: 微电网监控系统市场规模突破120亿元,年增长率超30%。云-边-端分层架构实现毫秒级控制,AI负荷预测精度超85%,联邦学习等前沿技术广泛应用,智能化水平显著提升。

- 产业参与度全面提升: 央企(国家电网、南方电网)积极布局,民营企业在EMS、控制等领域形成创新优势,科技企业跨界进入。上市公司密集披露微电网业务进展,产业生态逐步完善,整个产业链获得增量需求。

4.2.1 微电网的定义与核心特征

4.2.1.1 微电网是什么?

微电网是以分布式能源(光伏、风电、小水电、燃气等)、储能装置和智能控制系统为核心,通过电力电子技术、信息通信技术和能源管理系统实现集中管理和优化运行,能够实现自主运行和并网运行灵活转换的局域能源系统。微电网的本质是实现"源网荷储协同",形成一个有机统一的综合能源系统。

微电网的"源网荷储协同"体现在四个方面:

【源】- 分布式电源: 以光伏、风电为主的新能源发电,占比超50%,形成"绿电"微网。这使微电网具有清洁、低碳的特征,符合能源转型方向。

【网】- 智能配电网: 采用先进的配电网技术,从传统的被动配电向主动配电、柔性配电转变,实现功率自动调节和故障自动隔离。

【荷】- 用户负荷响应: 微网内负荷在微网范围内自我消纳,减少对外网的依赖。通过需求响应技术,负荷可根据电价和供电情况灵活调整。

【储】- 储能系统支撑: 储能系统实现削峰填谷、电压支撑和应急保供功能,保证微电网的稳定性和可靠性。储能配置比例通常为2-4MWh/MW。

4.2.1.2 微电网的核心竞争优势

微电网相比传统电网具有多个维度的优势:

- 能源利用效率革命性提升: 分布式供能减少输配损耗。传统集中式电网输配损耗为5-8%,微电网可降至2-3%。综合能源利用率从传统的60%提升至80%+,在工业园区可达90%。

- 供电可靠性显著增强: 微电网具有孤岛运行能力,突发停电时可在毫秒级内切换至独立运行模式,保证对关键负荷(医院、数据中心等)的不间断供电。可用率从传统电网的99.95%提升至99.99%以上。

- 环境效益明显: 可再生能源占比高(通常50-80%),相比传统电网可减少碳排放30-50%,充分体现新型电力系统的绿色特征,助力国家碳中和目标实现。

• 经济性快速改善：光伏、储能成本快速下行。微电网投资成本从2020年的18万元/kW降至2025年的8-12万元/kW，降幅达35-55%。微电网的投资回报周期从8-10年缩短至5-7年，经济性大幅提升。

• 运营灵活性强：微电网可作为虚拟电厂独立主体参与电力市场交易，获取调峰、调频等收益。还可参与需求响应、黑启动等新型服务，收益渠道多元化。

■ 表26 典型应用场景深度对标

应用场景	典型对象	装机规模	核心特点
工业园区	产业园、经开区、工业地产		用电量、峰谷差明显、节能减碳需求强
城市社区	商业综合体、购物中心	0.5-3MW	用户分散、负荷多样化、可靠性要求高
校园医院	大学校园、医疗中心	0.5-2MW	24小时负荷、供电可靠性要求极高
能源岛	海岛、偏远地区	1-5MW	孤岛运行、新能源占比70%+、保障稳定性

数据来源：EESA

4.3 移动储能

移动储能正处于从消费应用向能源基础设施转变的关键阶段。2025年中国移动储能市场规模达912亿元，全球市场突破111亿美元，出货量2380万台。户外露营、应急备灾、新能源充电、工业应用四大应用场景齐头并进，形成多轮驱动的增长格局。磷酸铁锂电池市场占比提升至65%，固态电池进入商业化倒计时。移动储能已成为应对气候变化、保障能源安全、赋能绿色出行的重要力量，也是储能产业中增速最快的细分赛道。

• 市场规模爆发式增长：2025年中国移动储能市场规模912亿元，全球便携储能市场突破111亿美元，出货量达2380万台。预计2026年中国市场超1200亿元，全球市场150亿美元。年均增速保持20%以上，成为储能领域增速最快的子赛道。

• 应用场景四轮驱动格局：户外露营应用占44%，应急备灾占37%，新能源充电12%，工业应用7%。其中大容量产品（>5kWh）增速最快，年增45%以上。北美露营渗透率38%，欧洲露营经济年增8%，日本防灾采购年增25%，中国露营市场预计2026年超1000亿元。

• 技术路线加速优化升级：磷酸铁锂电池占比从2023年的30%快速提升至2025年的65%，成为绝对主流。钠离子电池成本优势凸显，有望在小容量产品获得30%市场份额。固态电池能量密度预计2030年提升40%，已有企业启动商业化进程。智能管理系统、快充技术、AI能源分配已成为中高端产品标配。

• 成本与竞争力持续优化：锂电池成本较2020年下降30%，能量密度超300Wh/kg。产品均价较2022年下降18%。中国产能占全球92%，珠三角完整的“电芯-逆变器-组装”产业链成本优势突出，产品出口竞争力强。

• 产业链与商业模式升级：从单纯的产品销售向整体能源解决方案升级。政府采购、企业级应用、家庭备电需求快速增加。充电、维护、回收利用等服务环节新机会涌现。头部企业市场占比快速提升，行业整合加速，竞争格局优化。

4.3.1 移动储能的定义与发展阶段

4.3.1.1 什么是移动储能？

移动储能是指内置锂电池或其他储能介质，具有便携性、可移动性的能源供应产品和系统，可独立完成充电、储能、放电功能，为各类设备和场景提供电力支持。相比传统燃油发电机，移动储能具有零排放、低噪音、智能管理、使用便捷等显著特点。相比固定储能系统，移动储能具有灵活部署、快速响应、全场景适用的优势。移动储能已成为新型电力系统中不可或缺的重要组成部分。

移动储能按容量和应用场景主要分为三大类别：

• 【小容量便携式储能】0.5-2kWh：用于手机、平板、笔记本等设备充电，重量<2kg。市场占有率最大，占比约45%。价格在500-2000元范围内，消费者基数最大。

• 【中容量户外储能】2-10kWh：用于露营、自驾旅行、应急备电等场景，重量5-30kg。市场增长最快，年增速>30%。价格在3000-15000元。正成为主要增长动力。

• 【大容量工业储能】>10kWh：用于应急保障、临时施工供电、离网电力供应，可移动式部署。市场增速加快，年增速>25%。价格在20000元以上。B2B销售为主。

4.3.1.2 核心竞争优势分析

移动储能相比传统燃油发电机和固定储能系统具有全维度的竞争优势：

• 环保性能绝对领先：零排放、无污染、无噪音。每台移动储能相比燃油发电机年可减少CO2排放5.2吨。已被纳入国家应急管理和防灾减灾标准配置。符合“碳中和”和“绿色发展”战略方向。

• 便携灵活部署能力强：无需固定安装，可快速部署到任何地点。应急响应时间从2-4小时降至30分钟内。特别在自然灾害、应急救援场景中显示出极强的适配性。

• 全生命周期使用成本极低：度电成本0.2-0.3元/kWh，仅为燃油发电的1/5。运维成本接近零。5年全生命周期总成本不足燃油发电的20%。经济优势明显。

• 安全可靠持续提升：磷酸铁锂电池循环寿命>3000次，安全性业界领先。智能管理系统可实时监测，故障率<0.1%。可在-20~50°C极端环境安全运行。

• 产业链成熟完整：中国产业链最完整，产能最充足。产品已通过多项国际认证（UL、CE等）。供应链稳定，价格透明，质量有保障。

4.3.2 市场规模与应用场景生态

4.3.2.1 全球与中国市场现状分析

移动储能市场正处于高速增长期，成为储能产业中增速最快的细分赛道，吸引大量资本和产业关注：

全球市场规模快速扩张：2025年全球便携储能市场规模突破111亿美元，出货量达2380万台。预计2026年市场规模进一步扩大至150亿美元以上，年均复合增速保持在20%以上。欧美、日本、东南亚等地区增速均超25%。

中国市场规模与全球地位：2024年中国移动储能市场规模766亿元，2025年达912亿元，占全球

市场价值的约60%。中国产能占全球92%，成为全球最大的移动储能生产基地。预计2026年中国市场规模超1200亿元。

产品类别与应用结构：户外休闲应用占44%（露营、自驾等）、应急备灾占37%、新能源充电相关占12%、工业应用占7%。其中大容量产品（>5kWh）增速最快，年增速45%以上。产品结构向中高端升级的趋势明显。

地域增长差异显著：欧洲露营经济持续增长，年增速8%。北美露营渗透率已达38%，家庭应急电源需求旺盛。日本因地震多发，政府采购量年增25%。中国露营市场快速发展，预计2026年市场规模超1000亿元。

■ 表27 核心应用场景深度对标

应用场景	市场占比	典型产品规格	增长驱动因素
户外休闲露营	44%	2-10kWh户外电源	露营经济爆发、旅行需求增加、消费升级
应急备灾防护	37%	5-20kWh家庭储能	自然灾害频发、政府采购增加、防灾意识提升
新能源充电	12%	便携充电桩、移动充电车	新能源汽车普及、电动两轮车增加、充电需求旺盛
工业应用	7%	10kWh+工业储能	临时施工供电、离网电力、专业应用扩展

数据来源：EESA

4.4 售电、储能一体场景

储能与售电的结合不是简单的产品捆绑，而是基于新型电力系统的战略性组合。用户不仅需要便宜的电价，更需要电能质量稳定、供电可靠性强、节能建议专业等增值服务。售电公司整合储能可满足这些需求。

电力市场化改革使参与者从被动执行者变为主动规划者。售电公司可通过聚合大量小微用户，形成虚拟电厂，增强市场议价能力。单纯售电的利润空间受限，储能赋予售电公司参与多个市场的机会：能量市场、调峰调频市场、需求响应市场等，收益来源从1到N。储能可平滑电价波动，为用户提供成本稳定性保证，也为售电公司的电量购销差价风险提供对冲工具。

■ 表28 储能与售电结合能否成功，关键在于拥有储能设备本身，而在于专业的运营能力：

运营维度	传统储能企业	售电+储能企业
市场参与	单一市场（多数为行政分时下的峰谷套利）	多市场联动（能量+辅助服务）
用户管理	设备所有者视角	能源客户视角
收益优化	成本导向	收益管理导向
决策速度	相对缓慢	快速响应市场变化

数据来源：EESA

虚拟电厂模式

虚拟电厂（VPP）是储能与售电结合最重要的应用场景。售电公司通过聚合用户侧的分布式资源（光伏、储能、充电桩等），形成虚拟电厂，参与电力市场：

- 聚合效应：将数百个中小用户的分散资源聚合成可参与市场的大型虚拟电厂
- 市场参与：虚拟电厂作为独立主体参与日前、实时市场和辅助服务市场
- 收益分配：根据用户贡献度进行透明的收益分配机制

- 灵活控制：通过EMS系统实现实时负荷预测、功率优化等智能运营

需求响应模式

需求响应是需求侧管理的重要手段，也是售电公司+储能的高价值应用：

- 削峰填谷：利用储能在高价时段放电、低价时段充电，形成自动化的需求响应
- 应急保障：极端天气或突发情况下，储能可快速响应，支撑电网稳定性
- 经济激励：用户参与需求响应获得补偿，售电公司获得市场收益
- 双向互利：售电公司提升用户体验，用户获得能源成本节省

合能源服务模式

未来的售电公司不仅销售电力，更重要的是提供综合能源解决方案：

■ 表29 未来的售电公司不仅销售电力，更重要的是提供综合能源解决方案：

服务类别	具体内容
基础服务	电力销售、需求响应聚合
增值服务	能源审计、用能诊断、节能改造建议
衍生服务	碳资产管理、绿电证书交易、储能资产运营
生态服务	产业园区能源管理、零碳建筑认证、ESG报告编制

数据来源：EESA

储能与售电的结合代表了新型电力系统下的用户侧能源发展方向

从2024年的试点探索到2025年的市场化启动，再到2026年的规模应用，这个过程只需2-3年。在这个过程中，谁能快速建立专业的运营能力、形成用户粘性、开拓多元收益渠道，谁就能成为行业的赢家。

未来1-2年，售电公司将逐步演变为“能源聚合商”，能源销售只是基础，增值服务才是价值所在。虚拟电厂从政府驱动的示范项目向市场化商业模式转变，社会资本参与度大幅提升。工商业储能从纯设备销售向运营服务转变，收益结构从单一向多元转变。储能+新能源+售电+虚拟电厂形成完整的生态闭环，成为新型电力系统的核心构成部分。绿电交易、碳资产、储能证券化等创新金融产品层出不穷，储能资产证券化成为主流融资方式。

致谢

本次白皮书由储能领跑者联盟及储能领跑者联盟副理事长单位欣旺达电子股份有限公司、上能电气股份有限公司、杭州协能科技股份有限公司、安徽优旦科技股份有限公司联合编写，特此感谢以上单位对于本次白皮书编写和发布工作的大力支持。

在此鸣谢：广州鹏辉能源科技股份有限公司、深圳市泽塔电源技术股份有限公司、中国机电产品进出口商会为本次白皮书编写工作提供的内容支持。

未来，我们期待在行业各方力量的共同支持下，以本版白皮书为基础，持续拓展研究的广度与深度，密切追踪市场变化、技术演进与政策标准的更新，以更加科学的方法量化并解析产业趋势。我们致力于不仅服务于新型储能产业本身，也为各应用领域持续输出高质量、有价值的行业洞察，从而助力整个产业实现可持续、高质量的发展。

我们诚挚欢迎更多企业与专业人士加入我们的行列，携手推动产业进步，以储能之力，共创零碳未来。



关于储能领跑者联盟

储能领跑者联盟于2017年12月成立，秉持着“一心向储，坚定不移”的理念致力于打造中国储能行业顶尖的综合赋能平台，推动储能全产业链快速稳健发展。

储能领跑者联盟以会议展览为基础，逐步开拓新兴媒体领域能力，为企业品牌建设提供一站式服务；在内容数据领域深度钻研，以专业化信息整合能力助力全行业成长突破；同时向投资领域探索，通过资本运作的方式为优质项目与中上游企业提供资金与点对点投后管理服务。

EESA目前业务生态集中赋能电化学储能领域，合作伙伴逾3000家，会员单位超1000家，覆盖上游先进材料，先进器件和先进工艺设备等、中游电芯&Pack&BMS&EMS&系统集成、下游EPC&项目投资单位。

主要参编人员信息：

段明星

储能领跑者联盟秘书长

邮箱：rene@eeseenergy.com



仇舜尧

储能领跑者联盟高级分析师

邮箱：qiushunyao@eesaenergy.com



张冠宇

储能领跑者联盟副秘书长

邮箱：zhangguanyu@eesaenergy.com



王书聪

储能领跑者联盟高级分析师

邮箱：wangshucong@eesaenergy.com





欣旺达电子股份有限公司创立于1997年，于2011年在深交所上市（股票代码：300207）并于2022年成功发行GDR登陆瑞交所，是全球锂离子电池领军企业。

欣旺达始终坚持以创新驱动世界新能源进步，坚定“用心做好每一块电池”的初心，向全球用户提供从电芯、模组、BMS到电池系统、检测及回收的全链条解决方案。目前已构建消费类电池、动力电池、储能电池、能源服务、智能硬件、创新与生态六大业务板块，并在国内的广东、江苏、浙江、山东、江西、四川、湖北等省份，以及印度、越南、匈牙利、摩洛哥、泰国等国家布局多个生产基地。

深耕锂电池行业近三十年，成为消费类电池领域的隐形冠军，跻身全球动力电池装机量前十，储能系统&储能电芯全球市场出货量前十，获得高端客户的广泛认可。

主要参编人员信息：

魏臻	郭均柳
欣旺达海外储能产品研发总监	欣旺达储能系统解决方案总监
邮箱：weizhen@sunwoda-evb.com	邮箱：guojunliu@sunwoda.com

如需更多信息，敬请关注欣旺达储能：



扫码关注欣旺达储能
公众号

欣旺达电子股份有限公司
地址：深圳市光明新区塘家南路18号欣旺达产业园
E-mail: info@sunvsoda.com
Tel: +86 755 2267 0380



关于上能电气

上能电气股份有限公司（股票代码：300827）是一家专注于电力电子产品研发、制造与销售的国家高新技术企业，业务涵盖光伏逆变器、储能变流器及储能系统、电能质量治理、电站开发等多个领域，致力于提供全球领先的全场景“光储融合”解决方案，以实力诠释“绿色、低碳、高效”的发展理念，引领行业创新，勇立时代潮头。

上能电气始终坚持“以市场为导向、以创新促发展”的理念，全面推进产学研体系建设，截至目前设有深圳、无锡、苏州、成都四大研发中心，建有江苏无锡、宁夏吴忠、印度班加罗尔三大生产基地，先后被授予国家首批绿色工厂、CNAS国家级实验室、企业院士工作站、国家单项冠军制造产品、国家企业技术中心、国家知识产权优势企业、国家智能光伏试点示范企业、国家绿色供应链管理企业等多项荣誉。

关于上能电气储能解决方案

上能电气提供全场景储能系统解决方案，覆盖集中式、组串式多种技术路线的全功率段储能变流器及系统集成产品，凭借卓越的性能、出色的效率和极高的安全性，上能电气储能变流器出货量连续多年位居全球领先行列，在平滑新能源出力、提高电网稳定性、增强电网灵活智能性和实现削峰填谷方面发挥了关键作用。面向发电侧、电网侧、配网侧、微电网等多场景储能应用，上能电气将继续专注于系统级构网技术研发的前沿，加速提供创新性的光储解决方案，扩展应用版图的同时为客户创造价值，共同擘画源网荷储高效互动的零碳电网新篇章。

主要参编人员信息：

任虹光	周斌
上能电气储能高级产品经理	上能电气储能产品总监
电话：18360883908	电话：15151812378
邮箱：renhongguang@si-neng.com	邮箱：zhoubin01@si-neng.com

如需更多信息，请联系上能电气：



上能电气公众号



上能电气视频号

任虹光
上能电气储能高级产品经理
电话：18360883908
邮箱：renhongguang@si-neng.com

BMSer® 协能科技

杭州协能科技股份有限公司创立于2012年，是国内、国际领先的第三方新能源BMS产品和应用解决方案供应商。公司以“发展更安全可靠的新能源技术，为更清洁美好的新世界赋能”为使命，以新能源电池管理技术的研发、生产和销售为核心，通过不断深入和突破BMS技术边界，力求为客户提供更加专业的、更有前瞻性的电池管理解决方案和更安全可靠的BMS产品。

作为国家高新技术企业，协能科技拥有国际、国内超400项专利技术和知识产权，超50个软件著作权。协能科技通过对电池领域的全栈自研，达到对电池全生命周期的高精准状态预估和多尺度安全管理。协能科技BMS产品已通过了UL、TUV、IEC、JET、KC等多个国际权威认证，并通过GB34131-2023型式试验测试，取得鉴衡CGC认证。

经过10多年的产品研发、项目应用、技术积累、技术创新，协能科技具备了行业内突出的BMS技术和产品创新能力，并多次引领了第三方BMS行业技术的迭代和发展，推出2000V+高压储能BMS、BMS核心算法、第三代主动均衡芯片、智能化运维系统等技术产品与服务，广受市场认可与好评。

2024年，协能科技首发2000V+高压电池管理解决方案，并应用第三代主动均衡芯片，引领行业发展。此外，协能科技还开发了新一代AFE车规级芯片、3S融合数字化解决方案，进一步巩固了公司技术领先地位。

深耕行业十多年，协能科技立足新能源产业链、储能、梯次利用等关键领域，以新能源电池管理技术及产品为核心，构建产业化的电池管理技术和产品矩阵，打造能源数字大脑，持续为新能源产业添砖加瓦。目前，协能科技BMS产品已经广泛应用于大型储能、工商业储能、户用储能、电动两轮车/三轮车、工商业车辆、新能源汽车、后备电源等各类场景。电池管理全场景覆盖，连续多年第三方储能BMS出货量第一，业务遍布全球60多个国家和地区。

主要参编人员信息：

李志强
职务：协能科技技术总监
电话：18072721022
邮箱：lizq@bms.com

如需更多信息，敬请联系协能科技：



协能科技公众号

地址：杭州市西湖区古翠路80号 浙江科技产业大厦
电话：0571-87203999
邮箱：info@bms.com

UDAN 优旦

安徽优旦科技股份有限公司是一家专注于锂电池管理智能硬件与全生命周期在线管理平台研发、制造与服务的国家高新技术企业、国家专精特新“小巨人”企业，业务覆盖动力交通、电力储能两大领域。

公司创立之初即提出锂电池智能管理理念，倡导让锂电池永远在线。基于先进的iBMS/iEMS智能硬件、强大的电池PaaS平台和创新型SaaS应用，实现数据驱动的锂电池端云协同管理、主动安全管理和全生命周期智慧运营管理，让每一块锂电池安全、高效运行。

主要参编人员信息：

王剑楠
职务：优旦科技储能事业部总经理
电话：18656940907
邮箱：jiannan.wang@udantech.com
其他参编人员：苏鹤年 傅玲

如需更多信息，敬请联系优旦科技：

地址：
研发&运营中心
中国·合肥经济技术开发区启迪科技城C2栋
制造中心
中国·合肥经济技术开发区智能科技园南区C1栋2层
电话：(+86) 0551 6557 7522
邮箱：info@udantech.com



优旦科技公众号

鹏辉能源 GREAT POWER

广州鹏辉能源科技股份有限公司（以下简称：鹏辉能源），是一家致力于电池技术创新的国家级高新技术企业。公司成立于2001年，2015年在深圳创业板上市（股票代码：300438），专注电池的研发、生产、销售与服务已二十五载。公司始终坚持“让更多人用得安全、稳定的清洁能源”为使命，产品已广泛应用于大型储能、用户侧储能、光储充智慧充电、3C消费电子、无人机、两轮车、电动工具等丰富终端场景，致力于为客户提供全场景电池及智慧能源解决方案。

公司始于技术专家创业，坚持以技术创新驱动企业发展，目前拥有近千项发明专利，已参与超25项国家及行业技术标准的制定。公司设立6大研究院，1个国家级博士后科研工作站，2800余名专业技术人员，并与中南大学、天津大学、中山大学等知名高校长期在产学研领域深度合作，深刻并及时把握电化学领域最前沿科研成果和技术。

鹏辉能源于2011年推出第一代储能产品，是国内最早涉足储能的电池企业之一，拥有深厚的储能技术沉淀和项目经验积累，为全球多家知名品牌提供电芯、PACK、RACK、一体化户外储能柜、储能集装箱等储能产品和智慧能源解决方案，储能电池出货量连续多年稳居全球前8，其中户用储能电芯出货量稳居全球Top2，工商业储能系统位列全国前2。公司参与实施的项目遍及全球50多个国家及地区，产品以高安全、长循环、高效率、装机项目零事故获得客户广泛认可。

主要参编人员信息：

王艳芳
鹏辉能源品牌经理
电话：13433909094
邮箱：wangyf@greatpower.net

如需更多信息，敬请联系鹏辉能源：



鹏辉能源公众号



鹏辉储能公众号

版权与免责声明

储能领跑者联盟负责撰写本报告，拥有报告及后续修改的著作权和其他知识产权。

本报告中的信息仅供一般参考之用，既不可视为详尽的说明也不构成其他专业建议。本文仅为提供一般性信息之目的，不应用于替代专业咨询者提供的咨询意见。任何人引用白皮书内容对外使用所产生的误解和诉讼均由使用者自行承担。如用作商业或其他用途，未经同意不得以任何异于本报告原始的电子，装订或包装形式将本报告出借，转售，出租或在网上发布。凡使用本报告者均受本条款及本报告一切有关版权条款约束。

报告内所有图片、表格及文字内容的版权归储能领跑者联盟所有。其中，部分图表及数据在有明确数据来源标注下，版权归属原数据所有公司。

凡有侵权行为的个人，法人或其他组织，必须立即停止侵权并对其因侵权造成的一切后果承担相对应的法律责任和赔偿。否则我们将依据中华人民共和国《著作权法》等相关法律、法规，追究其经济 and 法律责任。

储能领跑者联盟