



公司研究 | 深度报告 | 海博思创 (688411.SH)

海博思创：领航国内储能，逐浪全球征途

报告要点

海博思创成立于 2011 年，历经 14 年技术积累及市场探索，已成长为国内储能龙头企业并加速向海外市场拓展。伴随国内储能终端商业模式改善，行业需求有望持续增长、产业链格局预计向头部集中、盈利中枢有望逐步企稳，叠加海外市场加速放量，公司基本面具备高成长性。2025-2030 年储能装机 CAGR 在 30%以上，强劲需求 beta 下公司有望迎来戴维斯双击。

分析师及联系人



邬博华

SAC: S0490514040001

SFC: BQK482



曹海花

SAC: S0490522030001



叶之楠

SAC: S0490520090003

海博思创（688411.SH）

2025-07-06

公司研究 | 深度报告

投资评级 买入 | 首次

海博思创：领航国内储能，逐浪全球征途

海博思创：领航国内储能，逐浪全球征途

海博思创成立于 2011 年，历经 14 年技术积累与市场探索，已成长为国内储能集成龙头并加速拓展海外市场。其创始团队源自美国国家半导体光伏及电池芯片设计团队，兼具深厚技术底蕴与海外经验。近年来，公司逐步剥离动力电池及新能源汽车租赁业务，聚焦储能领域，已覆盖大储、工商储、户储及多负荷端应用场景。2020-2024 年，公司储能业务快速增长，出货量复合增速达 205%，收入复合增速达 117%；2024 年储能出货 11.82GWh，营收 82.70 亿元，归母净利润 6.48 亿元，其中储能收入占比 99.0%，海外收入占比 6.51%。2023-2024 年，国内储能市场竞争加剧、单价大幅下降，公司仍保持 18%以上毛利率，经营质量优异；随着海外业务及技术服务占比提升，盈利韧性有望进一步增强。

国内集成龙头，量利韧性或有低估

市场对公司国内储能业务的分歧在于，基数扩大与强配取消下的需求走向，以及公司能否维持优于行业平均的盈利水平。行业层面，现货市场、容量电价和辅助服务政策推进下，独立储能投资回报率改善驱动需求保持较好增速，体现为 2025 年 1-5 月装机 32.1GWh，同比+57%，中标 153.1GWh，同比+191%，5 月独立储能中标占比上升至 85%；同时技术要求提升，格局向龙头集中，叠加产业链降价显著收窄，盈利中枢有望逐步企稳。公司层面，1-5 月中标均价小幅领先行业，通过规模化采购、长期战略合作等在物料成本、费用方面有望持续保持优势。

出海后起之秀，量利弹性空间广阔

公司储能出海进展迅速，有望成为第二增长曲线。行业层面，随风光装机占比持续上升，消纳电力市场波动问题凸显，叠加储能成本大幅下降，海外储能进入爆发增长阶段，公司出海成长空间广阔。自 2022 年组建海外团队后，2023 年实现订单突破，2024 年与欧洲 NW、北美 Fluence、澳大利亚 Tesseract 达成战略合作，并在欧洲率先实现多个标杆项目并网，后续有望进一步放量。当前海外市场单价及盈利显著优于国内，北美、欧洲、中东及国内市场储能系统平均毛利率分别约 35%以上、30%、20%和 10%左右，海外出货占比提升将增厚单位盈利。

投资建议

综上所述，国内储能终端商业模式改善，行业需求有望持续增长、产业链格局预计向头部集中、盈利中枢有望逐步企稳，叠加海外市场加速放量，公司基本面具备高成长性。投资上看，2025-2030 年储能装机 CAGR 在 30%以上，强劲的需求贝塔下，板块龙头 PE 普遍在 15X 附近，反映市场对弹性、格局、盈利等方面存在分析。我们看好板块修复，海博思创有望率先突围、迎来戴维斯双击。预计公司 2025 年、2026 年归母净利分别约 8.4 亿元、11.3 亿元，对应 PE 分别约 19 倍、14 倍，给予“买入”评级。

风险提示

- 1、全球储能需求低于预期风险；
- 2、市场竞争风险；
- 3、出海节奏滞后风险；
- 4、盈利预测假设不成立或不及预期风险。

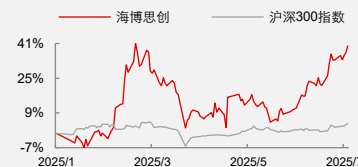
请阅读最后评级说明和重要声明

公司基础数据

当前股价(元)	88.00
总股本(万股)	18,009
流通A股/B股(万股)	3,565/0
每股净资产(元)	22.56
近12月最高/最低价(元)	92.84/57.00

注：股价为 2025 年 7 月 4 日收盘价

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源：Wind

更多研报请访问
长江研究小程序

目录

海博思创：领航国内储能，逐浪全球征途.....	6
国内集成龙头，量利韧性或有低估	10
量的韧性：招投标延续高景气，市场化下网侧需求爆发	11
利的韧性：行业盈利已至底部，客户及采购优势凸显	18
出海后起之秀，量利弹性空间广阔	20
量的弹性：发达国家与新兴市场共振，出海放量可期	20
利的弹性：海外出货占比上升，有望增厚单位盈利	27
投资建议	28
风险提示	29

图表目录

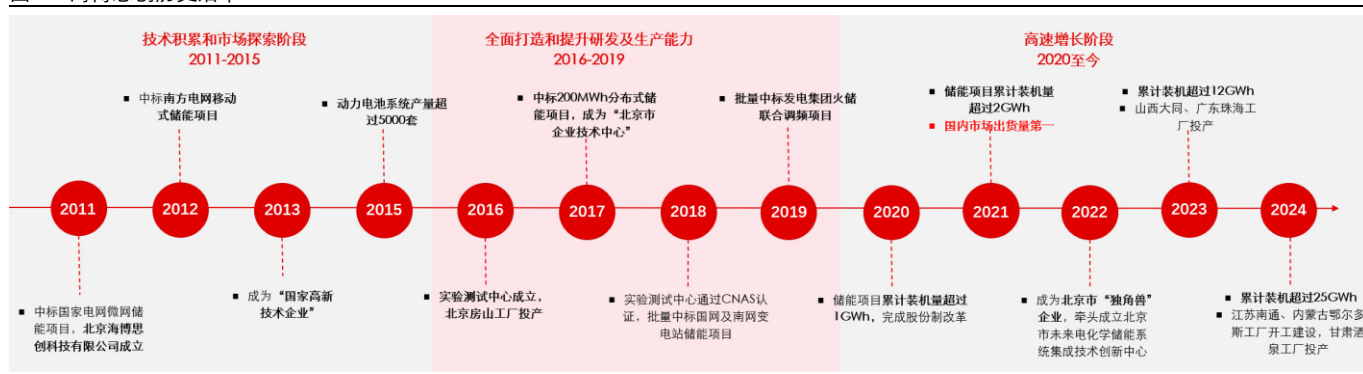
图 1：海博思创历史沿革	6
图 2：海博思创股权结构及主要子公司情况	6
图 3：海博思创储能产品及应用场景布局情况	8
图 4：2020 年至今公司营业收入增长情况	8
图 5：2020 年至今公司归母净利润增长情况	8
图 6：2020-2024 年公司各项业务收入占比情况	9
图 7：2020-2024 年公司国内及海外收入占比情况	9
图 8：2020-2024 年公司储能系统出货量及增长情况（GWh）	9
图 9：2020-2024 年公司储能系统单价及单位成本（元/Wh）	9
图 10：2020 年至今公司毛利率、归母净利率、费用率情况	10
图 11：2020-2024 年公司储能业务毛利率情况	10
图 12：2020-2024 年国内储能装机保持翻倍以上增速	10
图 13：海博思创储能系统毛利好于可比公司	10
图 14：国内储能月度装机规模跟踪	11
图 15：国内储能月度中标规模跟踪	11
图 16：国内储能分场景中标量占比情况	11
图 17：各省份独立储能规划梳理	11
图 18：电网侧独立储能商业模式	12
图 19：2024 年 1-9 月典型海外市场储能收入分布	12
图 20：2025 年以来多数省份现货市场储能套利价差走阔（元/kWh）	13
图 21：2025 年 1-4 月平均现货价差高于 2024 年平均现货价差（元/Wh）	13
图 22：国内主要地区辅助服务推进情况	14
图 23：国内储能市场竞争格局情况	15
图 24：2022 年-2023 年国内电源侧储能竞争格局	15
图 25：2022 年-2023 年国内电网侧储能竞争格局	15
图 26：海博思创全生命周期数字化管理技术	17
图 27：国内储能电芯月度出货均价情况（元/Wh）	19

图 28：国内储能系统月度中标均价情况	19
图 29：2025 年 1-5 月海博思创及行业储能系统中标均价对比（元/Wh）	19
图 30：公司历史出货下游应用场景占比情况	19
图 31：2021-2024 年海博思创与可比公司费用率情况	20
图 32：2021-2024 年欧洲储能装机增长情况（GWh）	21
图 33：2017-2024 年澳洲大储装机增长情况	22
图 34：澳洲季度新增储能投运、开工及财务承诺情况	22
图 35：截至 2025 年 5 月智利电网储能项目进展情况	22
图 36：印度季度储能招中标情况	22
图 37：中东北非主要国家 2030 年可再生能源规划梳理	23
图 38：中东北非 2030 年储能累计装机敏感性分析（GWh）	23
图 39：美国储能月度并网情况（MW）	23
图 40：美国大储规划项目并网时点统计（MW）	23
图 41：全球储能装机预测（GWh）	24
图 42：全球主要地区储能系统竞争格局情况	26
图 43：海博思创全球布局情况	26
图 44：海外分区域储能系统出货均价情况（元/Wh）	28
图 45：全球分区域储能系统行业平均毛利率测算	28
表 1：海博思创管理层背景	7
表 2：国内电力现货市场发展历程	12
表 3：国内各省份储能容量电价政策出台情况	13
表 4：独立储能收益率对现货市场价差及容量电价敏感性分析	14
表 5：部分政策对储能技术指标提出更高要求	16
表 6：央国企储能系统集采资质与质量等要求显著提升	16
表 7：海博思创标杆储能项目案例及核心技术情况	16
表 8：海博思创重要合作及业务赋能情况	17
表 9：海博思创重要合资公司及业务赋能情况	18
表 10：海博思创 2024 上半年电芯采购优惠情况	19
表 11：2023 年以来欧盟批复储能项目补贴情况	21
表 12：欧洲、中国、美国储能与光伏、风电的配套比例	24
表 13：新兴市场部分项目及规划配储比例	25
表 14：基于光伏、风电装机的中远期储能需求预测	25
表 15：海博思创海外客户及合作梳理	26
表 16：海博思创海外标杆项目情况	27
表 17：海博思创单位盈利对海外出货占比和海外单位盈利敏感性分析	28
表 18：公司利润敏感性分析	29

海博思创：领航国内储能，逐浪全球征途

公司成立于 2011 年，同年中标国家电网微网储能项目，正式进军储能领域。2011 至 2015 年，公司先后完成国家电网微网、南方电网储能示范项目，开启技术积累和市场探索。2016-2019 年，随北京房山工厂投产，公司开始全面打造和提升研发及生产能力，于 2018 年批量中标国网及南网变电站储能。2020 年以来，公司逐步剥离新能源车租赁业务，开始专注于电化学储能系统的研发、生产、销售，储能业务进入高速增长阶段，装机量持续攀升。2022 年，公司组建境外储能业务拓展团队，逐步在北美、欧洲、澳大利亚等区域建立本地化的销售和服务团队，出海有望成为公司第二增长曲线。

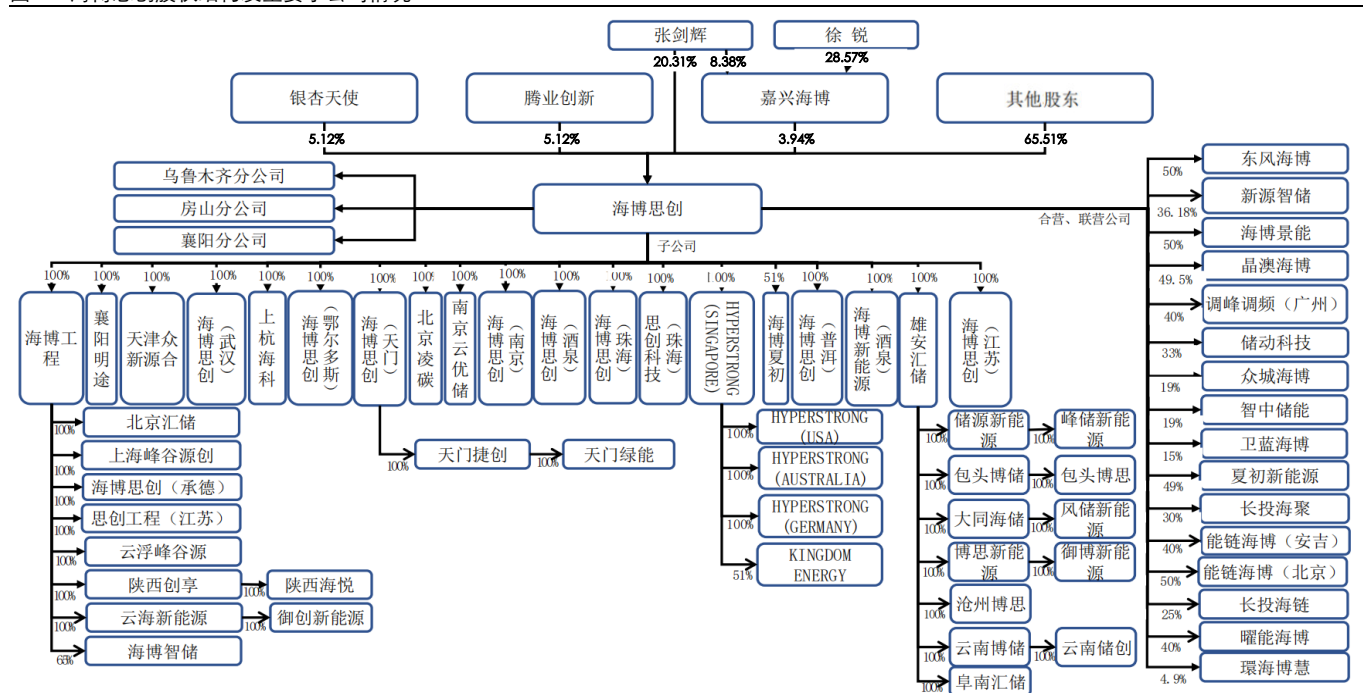
图 1：海博思创历史沿革



资料来源：公司官网，储能领跑者联盟，长江证券研究所

公司控股股东为张剑辉，实际控制人为张剑辉和徐锐夫妇。截至 2025 年一季度，张剑辉直接持有公司 20.31% 的股份，与徐锐合计通过员工持股平台嘉兴海博持有公司 1.46% 的股份，实控人合计持有公司股份为 21.77%。

图 2：海博思创股权结构及主要子公司情况



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

公司管理层技术底蕴深厚，具备丰富海外留学及任职经历。公司创始人张剑辉、联合创始人钱昊与舒鹏均拥有海外顶尖高校背景，深耕电气工程、材料科学领域。三人曾共同任职于美国国家半导体公司同一芯片设计团队，共同实现两款芯片的量产——包括一款光伏功率优化控制芯片及一款电池管理系统芯片，为公司储能技术的研发与创新筑牢根基。另外，管理层及技术骨干具备丰富的海外任职经历，对海外市场规则、技术标准等理解也为公司开拓海外市场创造了有利条件。

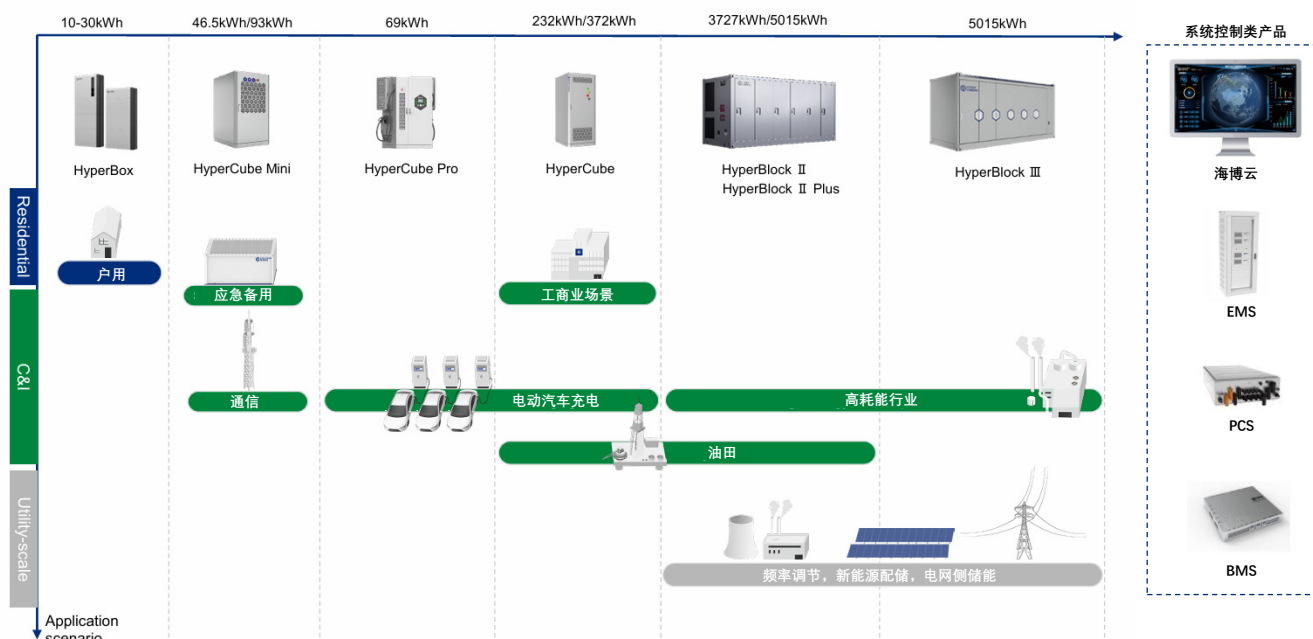
表 1：海博思创管理层背景

姓名	职位	履历
张剑辉	董事长、总经理	博士研究生学历，美国加州大学伯克利分校电气工程与计算机专业，正高级工程师。2005 年 5 月至 2010 年 11 月，历任美国国家半导体公司资深电路设计工程师、资深电路设计经理；2010 年 11 月至 2012 年 2 月，任西门子（中国）有限公司智能电网集团首席技术官；2011 年 11 月以创始人的身份创业并设立海博有限；2011 年 11 月至 2020 年 5 月，任海博有限董事长、总经理；2020 年 6 月至今，任发行人董事长、总经理。
钱昊	董事、副总经理、核心技术人员	美国弗吉尼亚理工大学电气工程专业，正高级工程师。2009 年 9 月至 2011 年 8 月，任美国国家半导体公司高级电路工程师；2011 年 9 月至 2012 年 7 月，任美国德州仪器公司高级系统工程师；2012 年 8 月以联合创始人身份加入海博有限共同创业。
舒鹏	董事、副总经理	硕士研究生学历，美国斯坦福大学材料科学与工程专业。2009 年 6 月至 2010 年 4 月，任美国国家半导体公司应用工程师；2011 年 11 月以联合创始人身份加入海博有限共同创业。
高书清	副总经理、财务负责人、董事会秘书	硕士研究生学历，华北电力大学工商管理专业。1998 年 7 月至 2018 年 8 月，历任北京四方继保自动化股份有限公司财务部副经理、财务部经理、财务总监助理、财务副总监、财务总监；2018 年 9 月至 2019 年 5 月，任北京农信互联科技集团有限公司副总裁；2019 年 6 月至 2020 年 5 月，任海博有限副总经理、财务负责人；2020 年 6 月至今，任发行人副总经理、财务负责人、董事会秘书。
杨洸	副总经理、核心技术人员	博士研究生学历，美国加州大学伯克利分校电气工程与计算机专业，正高级工程师。2007 年 7 月至 2008 年 12 月，任 Cadence Design Systems, Inc. 工程师；2009 年 1 月至 2011 年 12 月，任 National Instruments Corp. 资深工程师；2012 年 1 月至 2015 年 11 月，任 Cloud Physics, Inc. 软件工程师；2015 年 12 月至 2020 年 5 月，任海博有限副总经理；2020 年 6 月至今，任发行人副总经理。

资料来源：公司公告，长江证券研究所

公司储能产品布局齐全，覆盖各差异化市场需求。公司储能产品涵盖交直流储能系统、储能变流器等大型储能产品，以及光储一体机、充储一体机、交直流一体户外柜等工商业储能产品和户用储能产品。随着电力市场化进程深化，新能源并网波动性、电网稳定性挑战日益凸显，公司战略布局“储能+X”全域融合模式，覆盖风电、光伏、火电等多能源场景，并围绕“储能+充电/油田/水泥/矿山/钢铁/数据中心/通信基站等”多负荷端应用场景，聚焦细分领域差异化应用。另外，公司推出运维平台——海博云，可基于 AI 对储能系统运行数据进行深度挖掘与分析，提升储能系统能效和运行表现，精准预警潜在故障、优化运维效率，帮助客户降低运营成本，获取更高的投资回报。

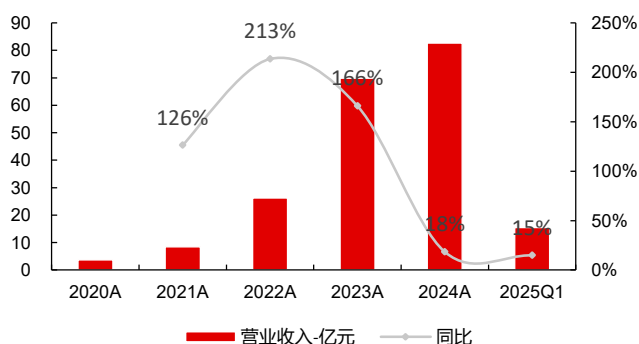
图 3：海博思储能产品及应用场景布局情况



资料来源：公司公告，公司官网，长江证券研究所

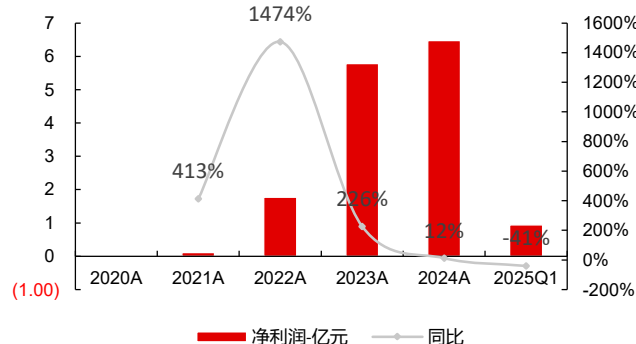
随国内储能快速放量，公司营收及净利润实现高速增长。2020 至 2024 年公司营收复合增速为 117%，2024 和 2025Q1 分别实现营业收入 82.70 亿元、15.48 亿元，同比增 18%、15%，受储能产品单价大幅下降影响，营收增速有所放缓。2024 和 2025Q1 归母净利润分别为 6.48 亿元、0.94 亿元，同比增长 12%、-41%。

图 4：2020 年至今公司营业收入增长情况



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

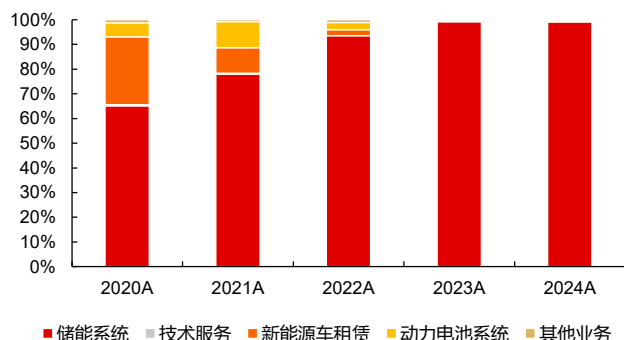
图 5：2020 年至今公司归母净利润增长情况



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

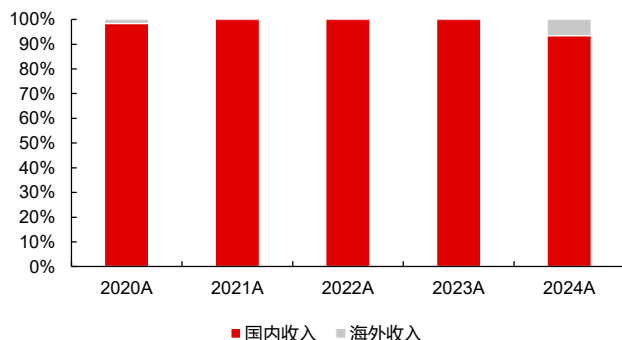
公司业务持续向储能聚焦，出海开始贡献业绩增量。从收入结构来看，2020 年以来公司业务持续聚焦储能领域，储能系统生产及销售业务收入占比从 65.1%提升至 99.0%，动力电池系统产品业务在 2019 年后逐步收缩，2022 年 11 月公司转让相关子公司后，对整体收入的影响逐渐减小。新能源车租赁业务方面，早期因产业政策推动新能源车市场发展而开展，但随着公司业务战略调整，于 2019 年和 2020 年陆续将大部分业务出售给合营公司。目前公司以国内收入为主体，2020-2023 年海外业务收入几乎为零，2024 年国内与海外收入分别达 77.31 亿元、5.39 亿元，海外收入占比为 6.51%，主要因欧洲、澳洲等海外储能市场的突破，海外收入较以往实现显著增长。

图 6：2020-2024 年公司各项业务收入占比情况



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

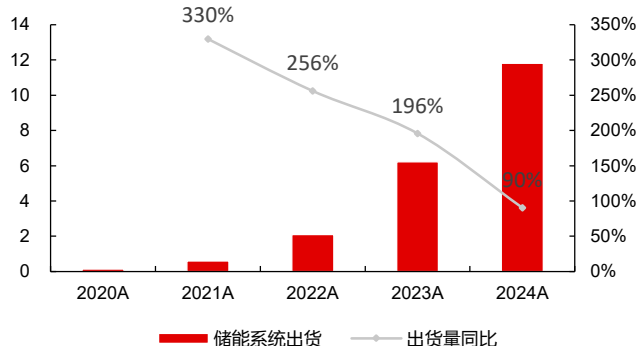
图 7：2020-2024 年公司国内及海外收入占比情况



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

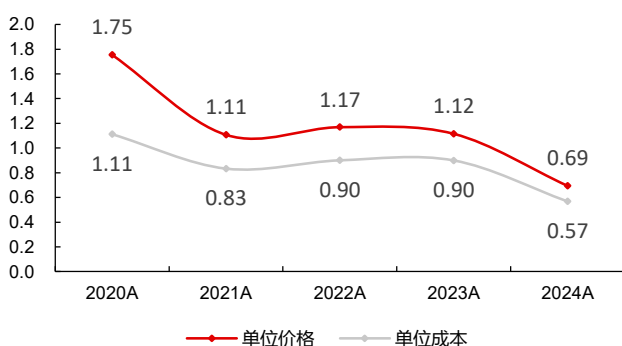
公司近年储能系统出货保持高速增长，2024 年单价随成本大幅下跌。2020-2024 年国内储能装机量复合增速为 152%，公司储能系统出货复合增速达到 205%，显著高于行业增速，其中 2024 年出货 11.82GWh，同比增长 90%。但由于储能电芯等采购成本大幅下降，叠加国内储能市场竞争较为激烈，公司储能系统平均售价下降至 0.69 元/Wh，单位毛利压缩至 0.12 元/Wh，收入及利润端增速受到影响。

图 8：2020-2024 年公司储能系统出货量及增长情况（GWh）



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

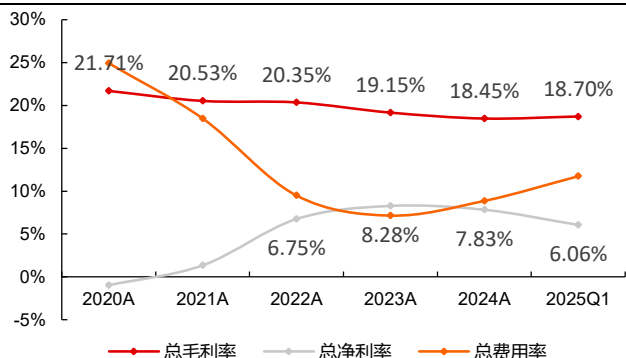
图 9：2020-2024 年公司储能系统单价及单位成本（元/Wh）



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所 注：2023 年成本为回溯后数值

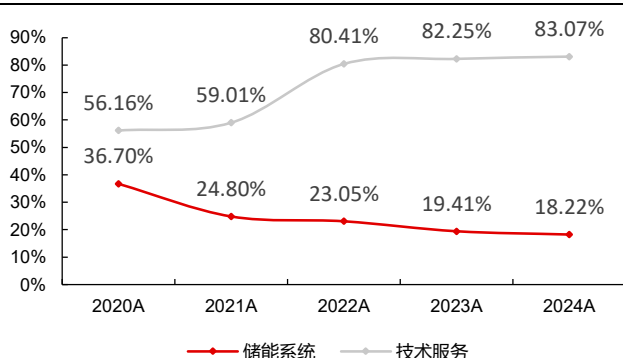
毛利率及费用管控保持稳健，降价及竞争压力下经营质量凸显。尽管 2023-2024 年国内储能行业竞争加剧、单价大幅下行，公司毛利率保持较好水平，2022-2024 年和 2025Q1 毛利率分别为 20.35%、19.15%、18.45%和 18.70%，其中 2024 年国内和海外毛利率分别为 16.85%、42.14%，后续海外业务占比持续提升，预计对盈利能力形成更好支撑；另外，近年来运维等储能技术服务毛利率高于 80%，规模起量后也有望成为重要利润来源。公司 2022-2024 年和 2025Q1 费用率分别为 9.5%、7.2%、8.9%和 11.7%，归母净利润率分别为 6.93%、8.28%、7.83%和 6.06%，整体保持稳健，受出货规模影响季节间存在较大波动。

图 10：2020 年至今公司毛利率、归母净利率、费用率情况



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所 注：2023 年毛利率和费用率为回溯后数值

图 11：2020-2024 年公司储能业务毛利率情况

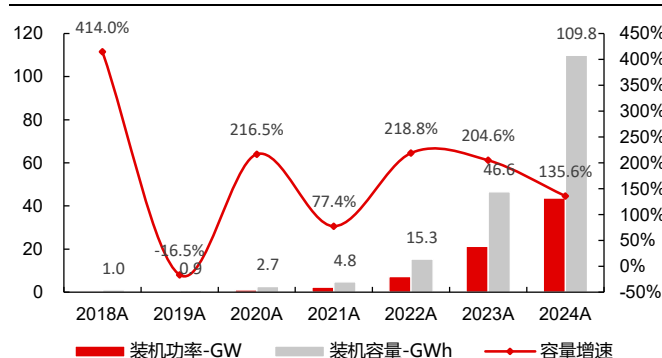


资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所 注：2023 年毛利率为回溯后数值

国内集成龙头，量利韧性或有低估

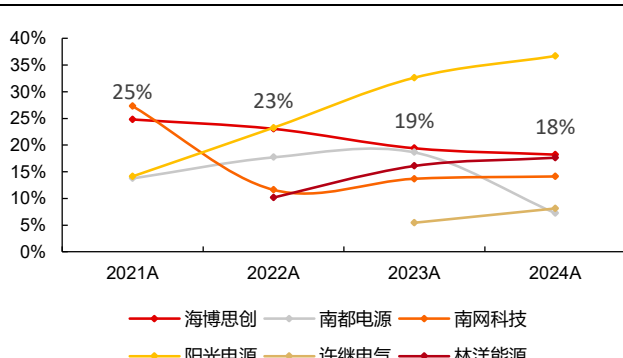
公司是国内储能系统集成龙头，业绩增长受行业需求、产业链盈利水平影响显著。需求端看，2018 年以来国内储能市场维持高景气度，2024 年新增装机 44GW/110GWh，容量同比增长 136%，但随基数持续扩大，行业增速逐步放缓。同时，2025 年 2 月国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，明确取消新建新能源项目配置储能的强制性要求，引发市场对国内储能需求增长持续性的担忧。盈利端看，前期国内储能市场竞争格局因终端对成本高度敏感，存在“劣币驱逐良币”现象，多数系统集成商、电池厂商及 PCS 厂商处于盈亏平衡或亏损状态，而公司毛利率、净利率水平显著优于行业平均，市场对其盈利能力持续性也存在担忧。

图 12：2020-2024 年国内储能装机保持翻倍以上增速



资料来源：CNESA，长江证券研究所

图 13：海博思创储能系统毛利好于可比公司



资料来源：Wind，公司公告，长江证券研究所

对此，我们认为：

- 1、需求增长有望逐步验证：国内储能中标量、装机量及规划项目储备等指标持续向好，叠加电力市场化、容量电价和辅助服务政策完善推动储能商业模式优化，我们坚定看好行业需求维持较好增长；
- 2、产业链格局向头部集中，盈利中枢有望逐步企稳：需求结构向独立储能转型、技术要求持续提升，具备客户资源壁垒、成本控制能力及技术研发优势的头部企业将持续受益，产业链盈利中枢有望逐步企稳；

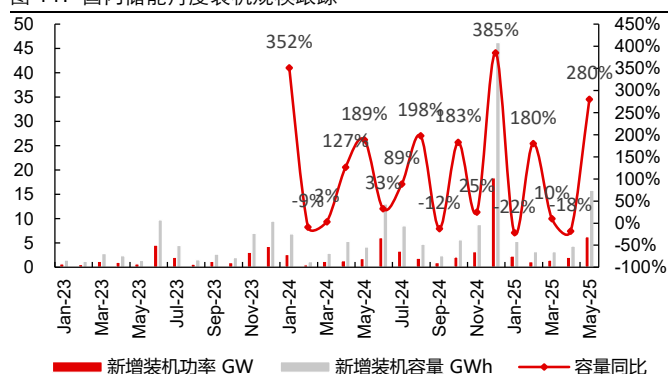
- 3、公司竞争优势凸显：凭借优质客户资源、规模化成本管控能力、产业链合作及技术创新能力，公司量、利层面均具备较强韧性。

量的韧性：招投标延续高景气，市场化下网侧需求爆发

表观数据：电网侧中标量高增，地方规划保持景气

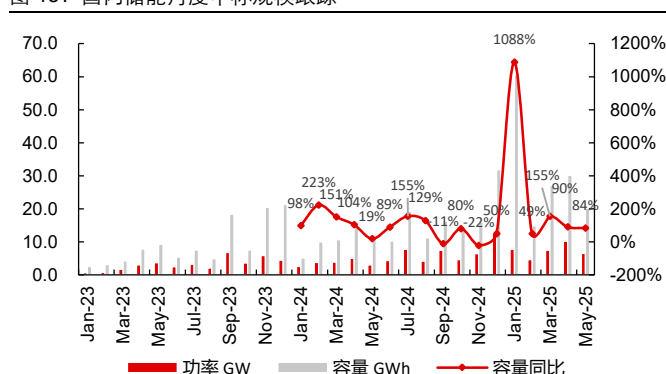
从数据表现来看，2025 年 1-5 月国内储能累计装机 13.4GW/32.1GWh，容量同比增长 57%；1-5 月国内储能累计中标 36.6GW/153.1GWh，同比+191%，装机及中标数据保持高景气。

图 14：国内储能月度装机规模跟踪



资料来源：CNESA，长江证券研究所

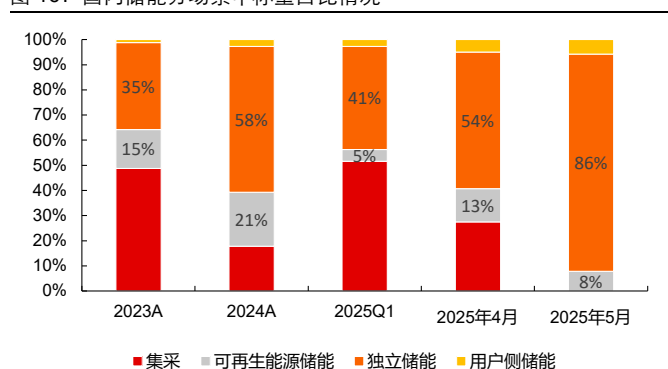
图 15：国内储能月度中标规模跟踪



资料来源：储能与电力市场，长江证券研究所

从结构上来看，2025 年独立储能装机及中标占比继续快速上升。5 月电网侧储能装机量占比达到 73%，独立储能为主导，中标量占比达到 86%。2024 年 12 月至今，内蒙古、河北、陕西、四川、浙江、江西六省市发布储能项目名单，涉及电网侧独立储能项目 188 个，规模达到 28.93GW/103.25GWh。

图 16：国内储能分场景中标占比情况



资料来源：储能与电力市场，长江证券研究所

图 17：各省份独立储能规划梳理

时间	省份	项目总功率（GW）	项目总容量（GWh）
2024年12月	陕西	2.40	9.34
2025年2月	河北	6.40	20.86
2025年3月	内蒙	11.10	49.30
2025年3月	浙江	1.51	5.27
2025年5月	江西	4.50	10.24
2025年5月	四川	3.02	8.24
合计		28.93	103.25

资料来源：高工储能，各省发改委，长江证券研究所

底层逻辑：市场化下商业模式改善，装机驱动由政策转向经济性

独立储能需求高增的底层逻辑是终端商业模式改善。随现货市场建设加速推进，地方政策细则不断完善，独立储能的收益来源逐步多元化、实现价值叠加。目前，独立储能商业模式包括现货市场充放套利、辅助服务（调频/调峰/备用/惯量支撑）、容量补偿/容量

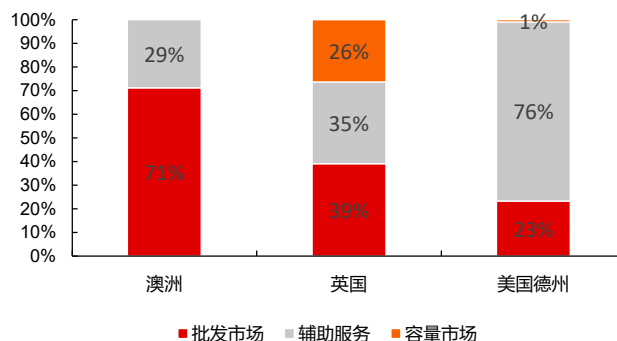
租赁等，澳洲、英国、美国等海外市场体系也较为成熟，国内各省亦依托电力市场改革加速机制完善，推动储能装机由政策驱动转向经济性驱动。

图 18：电网侧独立储能商业模式



资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

图 19：2024 年 1-9 月典型海外市场储能收入分布



资料来源：NEM，ModoEnergy，ERCOT，长江证券研究所

现货市场

国内电力现货市场发展历经多阶段探索，**2025-2026 进入全面加快建设阶段**。1998 年启动省内试点但未实质落地，2003 年推进区域试点亦未长期运营；2017 年开启新一轮省内建设，经多年试运行，2023-2024 年山西、广东、山东、甘肃、蒙西地区现货市场陆续转入正式运行。2025 年 4 月，国家发改委、能源局联合发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，标志着国内电力市场改革进入新阶段，明确要求大部分省份 2025 年底前启动现货市场连续结算试运行，按照《电力现货市场基本规则》连续运行一年以上可转入正式运行，因此 2026 年国内大部分省份将实现现货市场正式运行，预计储能将可参与现货市场套利。

表 2：国内电力现货市场发展历程

时间	阶段	具体内容
1998 年	省内电力现货市场起步	上海、浙江、山东、辽宁、吉林和黑龙江 6 省进行“厂网分开、竞价上网”试点，但实际名存实亡。
2003 年	区域竞价市场试点	国务院 5 号文件要求建立“区域电力市场”，推动东北、华北等电力市场试点，均未进入长周期正式运营。
2017 年	新一轮省内电力现货市场建设	第一批广东、蒙西、浙江、陕西、山东、福建、四川、甘肃 8 个省 2022 年开展长周期连续试运行；第二批辽宁、上海、江苏、安徽、河南、湖北启动现货试运行。
2023 年	省内电力现货市场开始转入正式运行	国家能源及发改委联合发布《电力现货市场基本规则》及《进一步加快电力现货市场建设工作的通知》， 明确连续运行一年以上，可转入正式运行 。 2023 年 12 月， 山西、广东电力现货市场相继正式开始运行 。福建、辽宁、江苏、四川、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、山西 2023 年底前开展长周期结算试运行。
2024 年	持续推进试运行和正式运行	山东、甘肃、蒙西地区现货市场转入正式运行 。
2025 年	全面加快电力现货市场建设	湖北现货市场转入正式运行，浙江预计 2025 年底前转入正式运行 。2025 年底前，福建、四川、辽宁、重庆、湖南、宁夏、江苏、河北南网、江西、河南、上海、吉林、黑龙江、新疆、蒙东、青海要启动现货市场连续结算试运行。 另外，山东计划适当放开现货市场现价，提升峰谷价差。

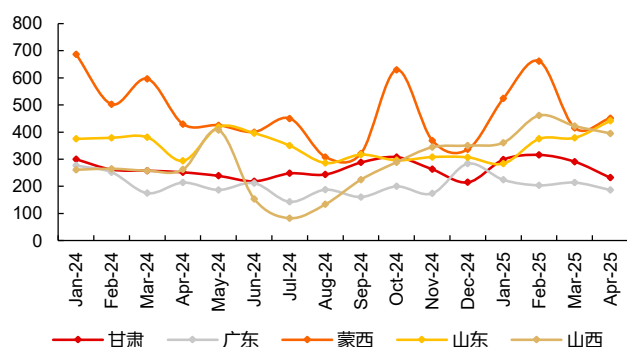
2026 年

安徽、陕西力争 2026 年 6 月底转入正式运行。

资料来源：国家发改委，中国能源研究会，长江证券研究所

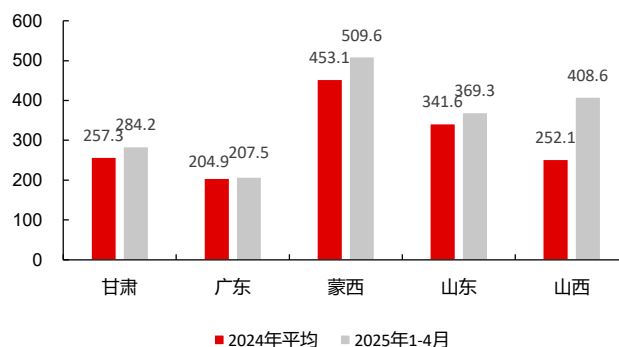
另外，随新能源市场化比例提升，现货市场价差有望进一步扩大。2025 年 1-4 月甘肃、广东、蒙西、山东、山西 5 个进入现货市场的省份，现货市场价差均同比扩大，其中蒙西、山西平均现货价差达到 0.4 元/kWh 以上。在政策上，2025 年 5 月山东发改委印发《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》提出适当放开现货市场限价，拉大充放电价差；内蒙亦有相关政策出台，现货市场价差有望进一步扩大。

图 20：2025 年以来多数省份现货市场储能套利价差走阔（元/kWh）



资料来源：17 电力，长江证券研究所

图 21：2025 年 1-4 月平均现货价差高于 2024 年平均现货价差（元/Wh）



资料来源：17 电力，长江证券研究所

容量电价

国内各省储能容量电价的出台也值得期待，保障部分储能收益。容量电价是电力系统对发挥固定作用、消费固定成本的市场主体给予或收取的费用，目前国内抽水蓄能、煤电可获得容量电价，而独立储能也可发挥支撑电网供电的固定作用。2022 年国家发改委、国家能源局印发的《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，就提出研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制。目前山东、河北、内蒙古、上海等省份已出台储能容量电价政策，更多省份有望推进机制研究与政策落地。

表 3：国内各省份储能容量电价政策出台情况

进展	省份	时间	容量电价机制
明确容量电价机制	山东	2022 年	储能月度可用容量补偿按照火电的 1/6 执行，为 60 元/kW·年。
		2023 年 12 月	现行市场化容量补偿电价用户侧收取标准由 0.0991 元/kWh 暂调整为 0.0705 元/kWh，发电端通过用户缴纳容量电费的形式获取的容量补偿费用总量将降低。
	河北	2024 年 1 月	2024 年 5 月 31 日前并网独立储能容量电价 100 元/kW·年，6 月 1 日至 9 月 30 日并网发电的独立储能容量电价逐月由 90 元/kW·年退坡至 70 元/kW·年，2024 年 10-12 月并网发电的独立储能容量电价为 50 元/KW·年。
		2025 年 3 月	独立储能年度补偿 100 元/千瓦（含税），追补 2024 年度补贴，月度补偿标准按年度补偿标准除以 12 确定。
未明确容量电价	内蒙古	2025 年 5 月	独立储能可享受 10 年容量电价，补偿标准一年一定，每年 9 月底前公布次年补偿标准，25 年补偿标准为 0.35 元/kWh。
			对纳入本市年度建设计划，未与新能源项目开发企业达成租赁容量服务协议独立储能电站，可阶段性给予容量补贴。
未明确容量电价	上海	2025 年 1 月	对纳入本市年度建设计划，未与新能源项目开发企业达成租赁容量服务协议独立储能电站，可阶段性给予容量补贴。
			对纳入本市年度建设计划，未与新能源项目开发企业达成租赁容量服务协议独立储能电站，可阶段性给予容量补贴。

需求侧响应 容量补偿	浙江	2025 年 6 月	虚拟电厂、用户侧储能参与需求侧响应，虚拟电厂可获的容量补贴，最高 5 元/kw/日，其余用户按照响应电量获得电量补贴，最高 4 元/kWh。
	海南	2025 年 6 月	负荷聚合商、虚拟电厂、用户侧储能 1) 参与约定型削峰响应，则采用电量补偿+容量补偿方式（调用电量补偿 1 元/kWh，未调用备用容量补偿 0.3 元/kW）；2) 参与日前邀约响应和日内紧急响应，则采用电量补偿方式（按照响应电价补偿 1.5 元/kWh，紧急响应补偿 2 元/kWh）

资料来源：储能与电力市场，各省发改委，长江证券研究所

测算来看，现货市场套利+容量电价已能支撑独立储能实现基础收益率。从实际运行来看，内蒙古首个电网侧独立储能示范项目——苏左旗满都拉 100MW/400MWh 储能电站通过“容量补偿兜底+现货套利”实现超过 8%的投资回报率。

表 4：独立储能收益率对现货市场价差及容量电价敏感性分析

独立储能 IRR 敏感性		套利价差 (元/kWh)								
		0.10	0.15	0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
前 10 年 容量电价- 元/kWh	0.00	-10.8%	-6.6%	-3.4%	-0.7%	1.7%	3.9%	5.9%	7.8%	9.5%
	0.05	-8.3%	-4.5%	-1.5%	1.0%	3.3%	5.4%	7.4%	9.2%	11.0%
	0.10	-6.0%	-2.5%	0.3%	2.7%	4.9%	7.0%	8.9%	10.7%	12.4%
	0.15	-3.7%	-0.5%	2.1%	4.4%	6.6%	8.5%	10.4%	12.2%	13.9%
	0.20	-1.5%	1.4%	3.9%	6.1%	8.2%	10.1%	11.9%	13.6%	15.3%
	0.25	0.6%	3.3%	5.6%	7.8%	9.7%	11.6%	13.4%	15.1%	16.8%
	0.30	2.6%	5.1%	7.3%	9.4%	11.3%	13.1%	14.9%	16.6%	18.2%
	0.35	4.5%	6.9%	9.0%	11.0%	12.9%	14.7%	16.4%	18.0%	19.6%

资料来源：储能与电力市场，长江证券研究所

辅助服务

辅助服务收入也是独立储能收入的重要补充。目前华北、东北等六大区域及山东、山西、甘肃等 11 个省份细化了区域辅助服务市场运营规则，不断丰富新型储能可参与的辅助服务品种。

图 22：国内主要地区辅助服务推进情况

地区	调峰	调频	备用	爬坡	AVC	调相运行	黑启动	转动惯量	切机	切负荷
华北	✓	✓			✓		✓	✓		
东北		✓			✓		✓			
西北		✓			✓		✓	✓		✓
华东	✓	✓	✓		✓		✓		✓	
华中	✓	✓			✓		✓			
南方	✓	✓			✓		✓			
山西	✓	✓	✓							
山东	✓	✓		✓	✓		✓	✓		
甘肃	✓	✓								
新疆	✓	✓	✓							
浙江	✓	✓								
江苏	✓	✓		✓			✓			
福建	✓	✓								
湖南	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	
四川	✓	✓		✓	✓		✓			
云南		✓					✓			
贵州	✓									

资料来源：新型储能产业创新联盟，电力规划设总院，长江证券研究所

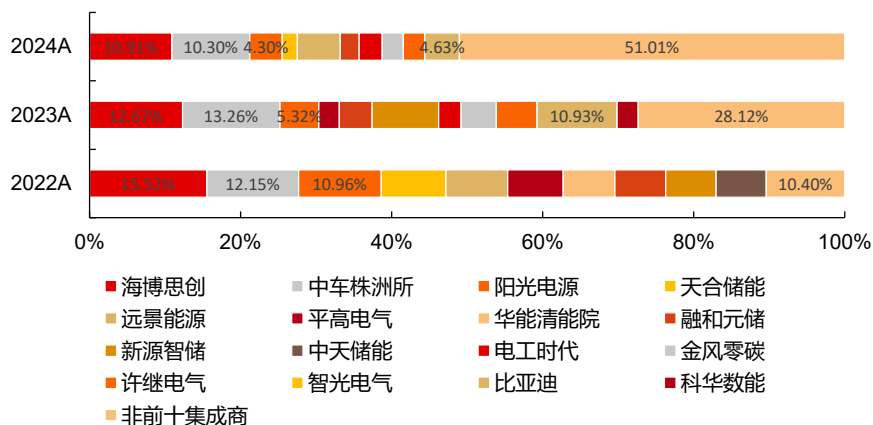
综上所述，国内主要省份有望在 2026 年全面进入现货市场，现货套利将成为储能收益重要支撑。随着容量电价、辅助服务等补充收益模式的完善，国内独立储能商业模式改善路径已逐步清晰，有望驱动装机高速增长。

竞争格局：需求结构改变、技术要求提升，格局集中利好龙头

从竞争格局分析，我们判断有三大核心因素将助力公司持续提升国内市场份额：1) 终端需求结构中，独立储能的占比不断上升；2) 储能技术、资质门槛逐步提高；3) 合作伙伴与合资公司持续输出资源、技术或渠道，赋能公司持续拓展各类应用领域。

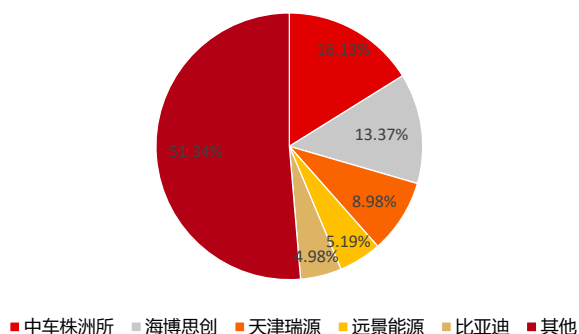
因素一：独立储能装机占比上升。目前，海博思创、中车株洲所是国内储能集成两大龙头，但二者下游装机场景存在明显差异。CNESA 数据显示，2022-2023 年，中车株洲所在新能源配储市场份额为 16.13%，海博思创份额为 13.37%；在技术要求更高的电网侧储能市场，海博思创占比 18.30%，而中车株洲所份额为 5.87%。公司在电网侧独立储能更具优势，市场份额预计与独立储能占比同步上升。

图 23：国内储能市场竞争格局情况



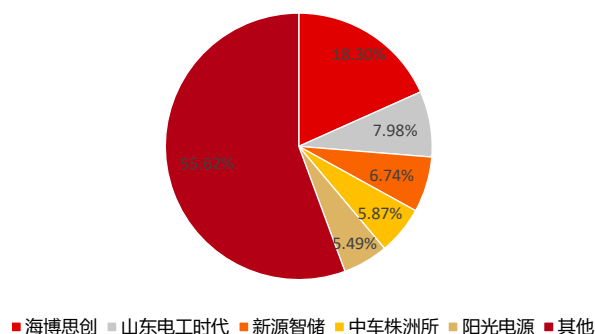
资料来源：CNESA，长江证券研究所

图 24：2022 年-2023 年国内电源侧储能竞争格局



资料来源：CNESA，长江证券研究所

图 25：2022 年-2023 年国内电网侧储能竞争格局



资料来源：CNESA，长江证券研究所

因素二：储能技术、资质门槛逐步提高。此前国内储能商业模式未理顺，储能利用率与收益率偏低，终端对储能系统成本高度敏感，叠加产业链供过于求，价格竞争激烈。展望未来，伴随商业模式改善、储能利用率提升，市场对技术和产品质量要求将主动提高，部分政策把储能响应速度、调节精度等指标纳入收益考量，也印证这一趋势。

表 5：部分政策对储能技术指标提出更高要求

	时间	具体内容
新疆《电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》	2025 年 4 月	通过 AGC 退出率与性能系数双考核，实质上将储能系统的控制精度、响应速度等技术指标，转化为经济收益的硬约束。
《关于完善山西电力辅助服务市场有关事项的通知》	2024 年 6 月	新增独立储能的标准调节速率、标准调节精度和标准响应时间。为防止储能调节速率过快，导致实际调节过程与电网需求不符，对独立储能电站调节速度设置上限，要求其实际调节速率不得超过 60MW/分钟。

资料来源：国家能源局新疆监管办公室，国家能源局山西监管办公室，长江证券研究所

近期集采要求也可见一斑，储能技术、资质门槛要求确有提升，包括业绩规模上，对储能系统集成业绩量及单体项目容量要求提高；质量安全方面，严格电池生产、使用规范，强化产品安全保障；服务维度，要求覆盖设备全生命周期运维，推动企业提升综合服务能力。

表 6：央国企储能系统集采资质与质量等要求显著提升

集采批次	集采要求	具体内容
中电建 2025-2026 年度 16GWh 储能系统集采	资质/业绩	投标人近三年内具备储能系统集成业绩不少于 1000MWh，同时至少具有 1 项国内单体不低于 100MWh 的储能电站项目。
	质量/安全性	电池生产日期不得早于项目实际供货日期 3 个月以上，投标人需承诺近三年供货的储能电池系统产品无火灾事故发生。
	全生命周期服务	供货设备 20 年的运行期检修及维护工作。
中国华能 2025 年度 4GWh 储能系统框采	资质/业绩	同时满足具有累计不低于 1.5GWh（磷酸铁锂电池）国内储能业绩；至少具有 1 项国内单体项目容量不低于 100MWh 的储能电站项目储能系统集成业绩等要求。
中核汇能及新华发电 2025-2026 年度 12GWh 储能集中采购项目	资质/业绩	自 2023 年 6 月 1 日起，应具有至少 2 个单体项目容量为 100MWh 及以上，或 1 个单体项目容量 200MWh 及以上的磷酸铁锂电化学储能系统集成设备的投产运行业绩（至少包含电室/舱、BMS、PCS），且累计合同业绩不低于 1GWh（至少包含电池室/舱、BMS、PCS，单个合同容量 20MWh 及以上）。
中广核新能源 10.5GWh 的储能系统框采	质量/安全性	不接受梯次利用电池，不接受库存电池（生产日期大于 90 天），并委托第三方全程见证生产、组装及发运。

资料来源：储能与电力市场，长江证券研究所

公司历史经验、技术实力突出。根据中国电力企业联合会统计，截至 2024 年年底，在国内储能系统累计装机量方面，海博思创排名第一，参与建设的储能项目超过 300 个，已投运的项目容量超过 25GWh。在技术基底层面，公司通过全栈自研形成电池数字化建模、热管理系统、智能运维体系等核心能力，及国内领先的 CNAS 认证储能测试实验室，实现从零部件到系统的全流程质控。其构网型储能技术可模拟同步机动态特性，在云南麻栗坡项目中通过电压调节与频率支撑增强电网稳定性；液冷储能系统、充储一体机等硬件产品持续迭代，在四元桥充储一体项目实现峰谷套利与动态增容，提高电站平均负载率达 40%-80%。

表 7：海博思创标杆储能项目案例及核心技术情况

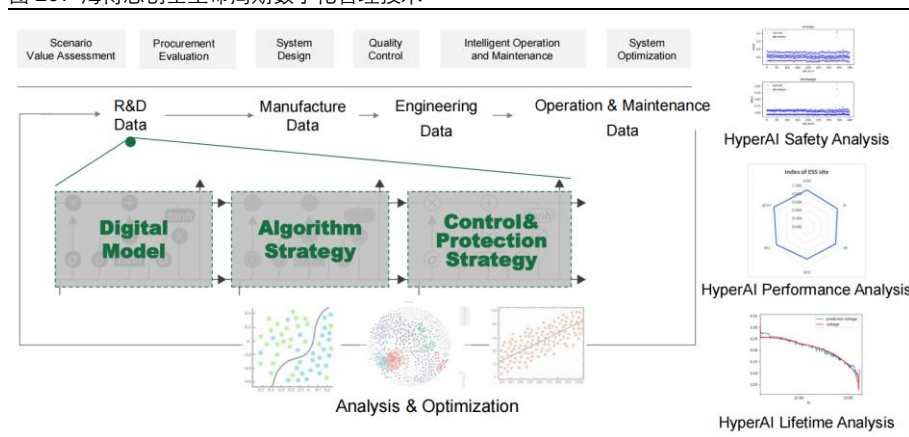
标杆案例	项目规模	项目概况	核心技术
新疆三塘湖 1GWh 项目	250MW/1000MWh	中国首个 GWh 级储能项目，对电池系统的一致性提出了较高要求	从电池分选、热管理控制温差、电池均衡等多维度管控，使系统防风沙、耐极温，发挥出最大能力，提高电池使用寿命，确保系统长期高性能运行。
云南麻栗坡构网型储能	100MW/200MWh	采用构网型储能技术与“磷酸铁锂+全钒液流”混合技术路线	海博思创构网型储能技术能使变流器模拟同步机动态特性，提供等效的电网主动支撑，可快速响应电网惯量需求，通过实时电压调节、动态频率支撑等功能，全方位增强了电网的韧性与稳定性。

长庆油田储能项目	/	解决油田偏远地区电网容量小、供电可靠性差、油田开采耗能及运行成本较高等问题	海博思创和威尔普斯联合设计研发了定制化的油田压裂场景储能解决方案，具有低 LCOS、安全可靠、高度集成、智能高效的特征，通过自适应动态调节，可以维持电压的稳定，提供有功功率支撑，实现电网的接续使用，电网故障时储能可自动离网供电。
四元桥充储一体项目	/	充电站由 15 台充储一体机构成， <u>内置自研本质安全半固态电池</u> ，共计配置 30 条充电枪，最大可同时支持 30 辆新能源车充电	利用储能提供功率支撑，避免超载、延缓增容，在同容量变压器下，可提高电站平均负载率达 40%-80%以上、配置充电桩数量为传统充电站的 2-5 倍，大幅缩短变压器报批时间；项目可实现整站能量调控，还可通过峰谷套利获取额外收益。

资料来源：公司公众号，长江证券研究所

特别的，公司引入全生命周期的数字化管理，实现储能系统从研发阶段到生产制造、工程交付、运维、运营的可持续高效的发展，实现客户价值的最大化。包括在电池端也形成了从电芯参数提取、电池模型设计、控制策略开发到电池系统集成、工程实施，再到大数据分析、远程告警及电站运维的储能电池全生命周期全流程闭环技术体系。

图 26：海博思创全生命周期数字化管理技术



资料来源：公司官网，长江证券研究所

因素三：合作、合资公司持续赋能。产业链合作方面，公司与宁德时代、华为数字能源等头部企业建立深度合作，从电芯定制、电力电子技术融合到系统集成形成产业链协同优势。并通过与固态电池领军企业卫蓝新能源合资成立卫蓝海博，逐步积累了半固态电池的生产工艺技术和示范应用，为下一代本征安全储能技术奠定基础。场景融合方面，公司打破行业边界，形成了“储能+X”全场景矩阵，面向油田、矿山、数据中心、新型农业等高耗能场景展开生态合作，未来高耗能行业绿色转型具备巨大需求潜力。

表 8：海博思创重要合作及业务赋能情况

合作方	合作领域	具体内容
宁德时代	零碳产业	原有的合作基础上扩大合作领域，包括但不限于在零碳能源、零碳交通、智能制造等领域携手开拓市场，从技术研发、商务合作、高质量交付、售后服务等多角度、全维度，开展产业协同。
华为数字能源	光储融合	双方将共同探索光储融合解决方案，围绕智慧储能、数字新能源等领域开展全方位合作。
珠海科技集团	储能+农业	在源网荷储一体化、“储能+农业”等创新场景中共同开发新的业务模式、研发定制化解决方案。在农业应用场景中，双方将重点推进珠海及大湾区农业用地开发“光伏+立体种植+智慧储能”一体化项目，打造一个土地复合利用率高、能源自给自足的农业示范区，为新型农业发展树立新标杆。

双登股份	储能+数据中心	双方将在新能源领域展开深度合作，共同推动更多合作项目落地。通过整合优势资源、创新合作模式，双方将共同推动能源数字化转型，进一步在“储能+数据中心”应用场景、下一代储能电芯等方面深化合作，不断探索能源领域的新技术、新应用。
汇川技术	储能+矿山	携手开发储能于矿山领域的应用，共同推进储能市场生态健康可持续发展，为全球客户提供高水平的产品与服务。
北京科锐	储能+煤矿	在煤矿领域的应用、新能源项目开发、投资建设、工程实施、设备配套、生产协同、供应商资源共享等方面全方位合作，共同探索和开发储能产品在煤炭领域的应用。
威尔普斯	储能+油气	为威尔普斯定制适合油气场景的产品方案，推动油气行业能源转型。
中国通用技术	国内外新能源项目	将围绕新能源项目全周期管理、市场协同拓展、技术创新与标准共建等方向，共同打造储能标杆项目，布局国内外市场，共同探索新能源领域多元化合作模式。
华驰动能	电化学/飞轮重力储能融合	围绕电化学储能与飞轮重力储能融合发展展开合作，着力实现产业的优势互补，为储能市场的开发、建设、投资和运营带来全新的突破。

资料来源：公司公众号，长江证券研究所

表 9：海博思创重要合资公司及业务赋能情况

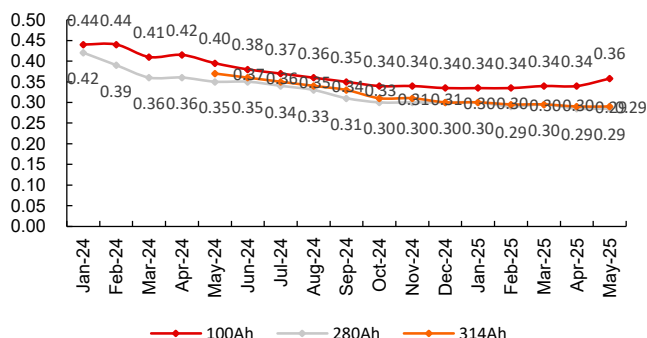
合资公司	合资公司	主要业务及赋能情况
新源智储	股权结构	发行人持股 36.18%，中国电力国际发展有限公司持股 55.32%，天津智储管理咨询合伙企业（有限合伙）持股 4.25%，科改策源（重庆）私募股权投资基金合伙企业（有限合伙）持股 4.25%。
	业务赋能	公司向新源智储销售储能系统，2023 年占其储能系统采购的 34.13%。新源智储为专业化储能投资与运营平台，具有整站 EPC 或大集成方面的优势，并且其控股股东中国电力国际发展有限公司具备储能设备市场资源优势，2024 年国内市场出货量排名前五。
卫蓝海博	股权结构	发行人持股 15%，北京卫蓝持股 51%，淄博景能科技有限公司持股 34%。
	业务赋能	合作开发半固态储能工商业电池柜，布局本征安全电池应用。

资料来源：EESA，公司公告，长江证券研究所

利的韧性：行业盈利已至底部，客户及采购优势凸显

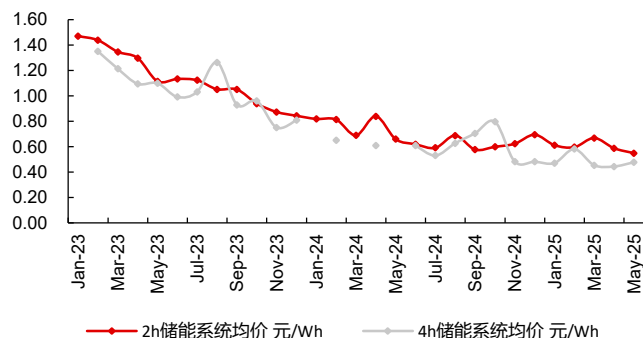
行业盈利已至底部，电芯及系统价格降幅显著收窄。2024Q4 以来，国内大储 280Ah 电芯均价由 0.30 元/Wh 下降至 0.29 元/Wh，314Ah 电芯均价由 0.33 元/Wh 下降至 0.29 元/Wh；2h 储能系统中标均价由 0.6-0.7 元/Wh 下降至 0.5-0.6 元/Wh，考虑到成本端电池级碳酸锂价格由 7-8 万元/吨下降至 6-7 万元/吨，实际电池和系统价格降幅较 2023-2024 年显著收窄。

图 27：国内储能电芯月度出货均价情况（元/Wh）



资料来源：Infolink，长江证券研究所

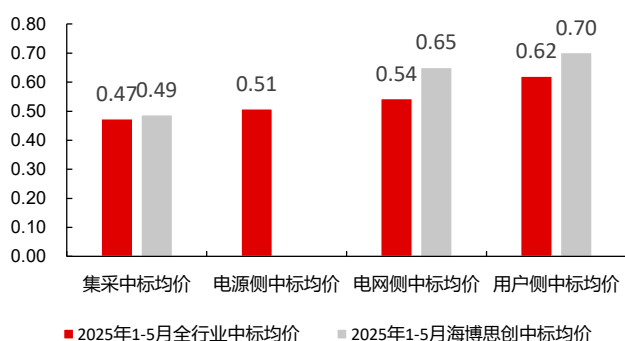
图 28：国内储能系统月度中标均价情况



资料来源：储能与电力市场，长江证券研究所

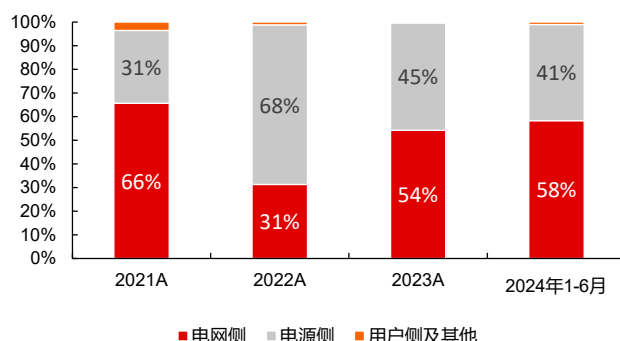
公司层面来看，盈利韧性一是平均售价有望持续好于行业均价。从 2025 年 1-5 月中标项目统计数据来看，用户侧、电网侧储能系统中标均价优于电源侧及集采价格水平，独立储能需求占比提升也是盈利端企稳的重要因素。而自 2022 年以来，公司出货结构中独立储能占比呈现持续攀升态势。此外，2025 年 1-5 月公司在集采项目、电网侧及用户侧的中标均价均小幅领先行业平均水平，反映终端客户可接受公司技术、资质及项目经验带来的溢价。

图 29：2025 年 1-5 月海博思创及行业储能系统中标均价对比（元/Wh）



资料来源：北极星储能网，长江证券研究所

图 30：公司历史出货下游应用场景占比情况



资料来源：公司公告，长江证券研究所

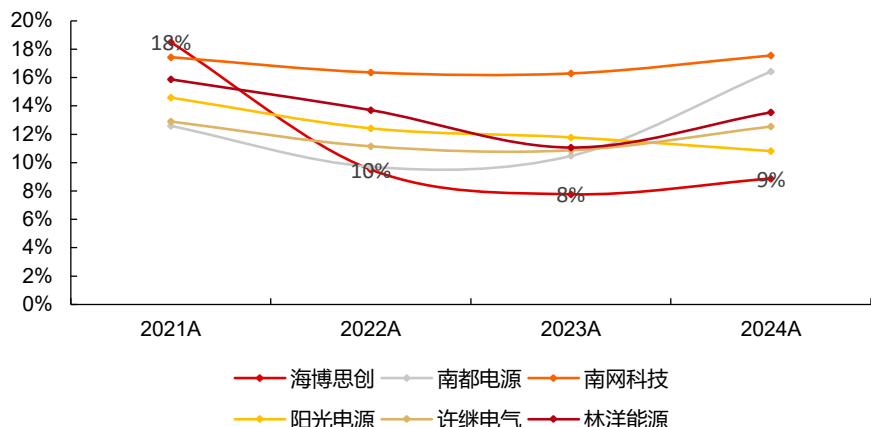
盈利韧性二是物料成本、费用方面有望持续保持优势。以电池采购为例，依托规模化采购体量与长期战略合作机制，电池厂普遍给予一定返利。2025 年 2 月，公司与亿纬锂能续签电池采购协议，确保在 2025 年至 2027 年期间长期供应 50GWh 的电池储能系统电池。预计其他物料采购也具备一定议价能力。另外，公司费用控制好于可比公司，2022 年以来费用率保持低于可比公司。

表 10：海博思创 2024 上半年电芯采购优惠情况

供应商	时间	返利模式	采购价格 (元/Wh)	采购价格- 返利 (元/Wh)	单位返利 (元/Wh)	
宁德时代	2024 年	H1	未公开	0.36	0.25	0.11
亿纬锂能	2024 年	H1	未公开	0.28	0.26	0.02

资料来源：公司公告，长江证券研究所 注：表中返利情况为测算结果

图 31：2021-2024 年海博思创与可比公司费用率情况



资料来源：Wind，长江证券研究所

出海后起之秀，量利弹性空间广阔

公司储能出海节奏晚于可比公司，但是进展较快，有望成为第二增长曲线。海外市场空间广阔，自公司 2022 年组建海外团队以来，已在 2023 年实现订单突破，2024 年欧洲、北美、澳大利亚等订单及合作多点开花，并率先在欧洲实现多个标杆项目并网，后续有望进一步放量，带来盈利弹性。

量的弹性：发达国家与新兴市场共振，出海放量可期

储能需求核心驱动逻辑一是应对光伏、风电装机占比提升带来的发电波动，二是电网稳定性需求、化石能源退出及数据中心等配储场景创造增量。因此，风光装机占比高、电力稳定性问题突出的发达国家，以及供电不足且用电增速快的新兴市场，均有巨大储能需求潜力。2024 年以来，随着成本大幅下降、商业模式理顺，全球进入光储平价时代，海外发达国家与亚非拉新兴市场需求共振，行业景气度加速提升。

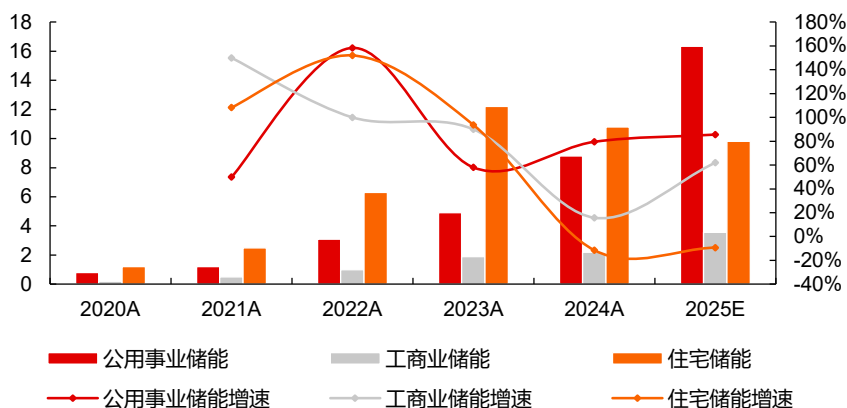
欧洲

欧洲市场在 2023 年以前以户储为主，2024 年以来大储需求高速增长。2024 年欧洲大储装机 8.8GWh，同比增长 80%，根据欧洲光伏协会预测，2025 年大储装机将达到 16GWh 以上，同比增长 86%。

装机驱动一是可再生能源占比达到一定水平，波动性问题开始显露，2023 年欧盟通过电改法案，鼓励引入储能作为灵活性调节资源，例如目前德国光伏装机约 105GW，而大规模储能仅 2GW/2.7GWh，2025 年 5 月德国出现 130 小时电价为负，另外法国也有 90% 的日子出现零电价/负电价。

装机驱动二是欧盟对储能支持力度明显有所加强，补贴支撑大储装机快速起量，2023 年以来，欧盟累计批复援助储能国家援助金额达到 232 亿元，支持意大利建设 9GW/71GWh 储能，波兰、西班牙、保加利亚、捷克、立陶宛受补贴规模分别为 5.4GWh、3.5GW、3GWh、1.5GWh、1.2GWh。

图 32：2021-2024 年欧洲储能装机增长情况（GWh）



资料来源：欧洲光伏协会，长江证券研究所

表 11：2023 年以来欧盟批复储能项目补贴情况

时间	国家	规模	具体内容
2023 年 3 月	罗马尼亚	616MWh	欧盟批准向罗马尼亚储能项目提供 1.03 亿欧元赠款，用于至少 616MWh 储能项目建设。
2023 年 6 月	匈牙利	800MW	欧盟批准向匈牙利政府提供 11 欧元的国家援助储能计划。
2023 年 7 月	西班牙	1GW	欧盟批准向西班牙提供 3.5 亿元，以支持 1GW 左右储能设施建设，项目应于 2024 年底授予合同，于 2026 年前投入运营。
2023 年 12 月	意大利	9GW/71GWh	欧盟批准向意大利提供 177 亿欧元国家援助，为意大利建设超过 9GW/71GWh 储能的发展、建设和运营提供资金支持。
2024 年 2 月	希腊	/	欧盟批准向希腊提供 10 亿欧元，支持多个能源项目，包括 309MW 光伏配储。
2024 年 10 月	波兰	5.4GWh	10 月 3 日，欧盟批准向波兰提供 12 亿欧元的国家援助计划，以支持安装至少 5.4GWh 的储电设施、减少其对从俄罗斯进口化石燃料的依赖。
2024 年 10 月	立陶宛	1.2GWh	欧盟批准向立陶宛储能项目提供 1.8 亿欧元赠款，将最多支付储能项目成本的 30%。
2025 年 3 月	保加利亚	3GWh	欧盟批准向保加利亚提供 5.9 亿欧元计划，以支持全国至少安装 3GWh 的新型储能设施
2025 年 3 月	捷克	1.5GWh	欧盟批准向捷克提供 2.79 亿元，以直接赠款形式用于建设至少 1.5GWh 储能。
2025 年 3 月	西班牙	3.5GW	欧盟批准 6.99 亿资金支持西班牙部署 3.5GW 储能

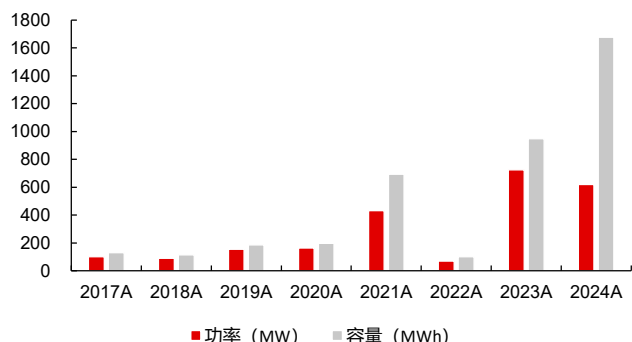
资料来源：Energy Storage News，Power Technology，Europa，PV Magazine，长江证券研究所

澳洲

澳洲国家电力市场的波动加剧和火电燃煤机组退役，预计将推动储能市场的长期增长。

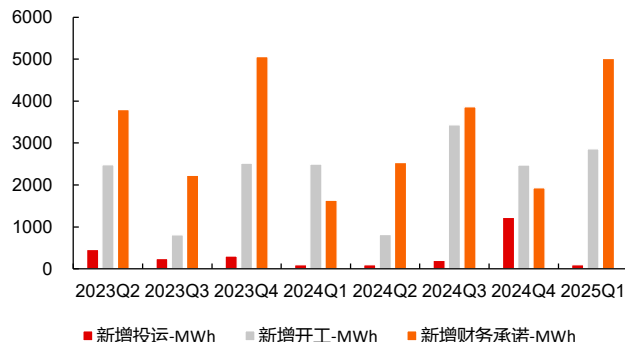
据澳大利亚清洁能源委员会统计，2024 年澳洲大储装机 1.68GWh，同比+77%。2023、2024 年新增大储规划分别为 11.5GWh、10.0GWh，2025Q1 新增规划达到 5GWh，同比+206%，保持高速增长。澳洲大储建设周期较长，预计 2025 年装机快速上量。

图 33：2017-2024 年澳洲大储装机增长情况



资料来源：CEC，长江证券研究所

图 34：澳洲季度新增储能投运、开工及财务承诺情况

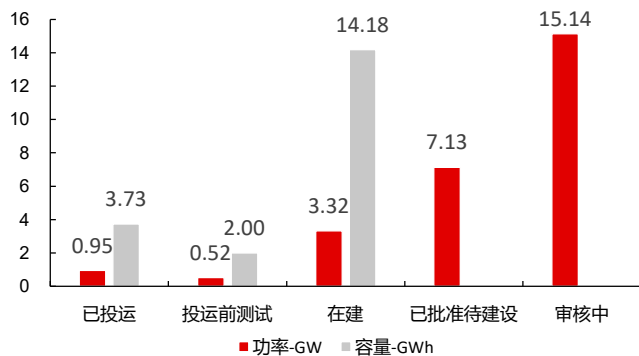


资料来源：CEC，长江证券研究所

亚非拉

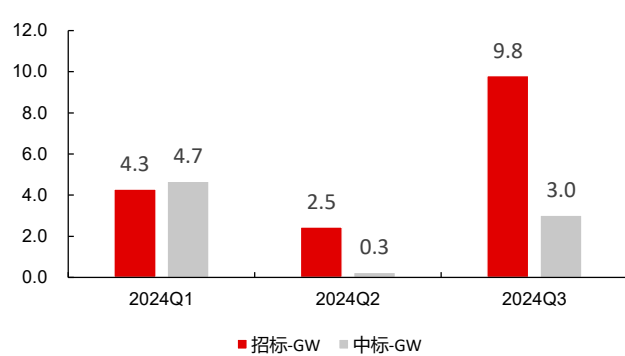
拉美国家如智利、亚洲国家如印度等储能需求高速增长。根据智利可再生能源与储能协会 ACERA 统计，截至 2025 年 4 月，累计装机 1.5GW/5.7GWh，其中 2024H2 装机 0.7GW，电网中在建规模达到 14.2GWh，规划量达到 22.3GW。智利储能需求来源，一是智利化石燃料资源稀缺，但智利所处的阿塔卡马沙漠，是全球太阳辐射最高的沙漠；二是智利国家为南北走向，全国日出日落时间基本一致，需要配置储能增加新能源消纳。印度 2024 年以来储能项目中标规模快速增长，2024Q1-Q3 中标达到 7.9GW，东南亚印度、菲律宾、印尼增量亦可期。

图 35：截至 2025 年 5 月智利电网储能项目进展情况



资料来源：ACERA，长江证券研究所

图 36：印度季度储能招中标情况



资料来源：JMK Research，长江证券研究所

中东及北非市场自 2024 年以来陆续有多个大规模单体项目落地，成为重要增量市场。

可再生能源和储能投资由政策目标引领，目前主要国家 2030 年可再生能源装机目标合计 259-264GW。考虑到中东北非可再生能源富集、且电网条件较差，配储比例及时长普遍较高，如以色列规划 2030 年可再生能源装机 18-23GW，储能装机 5.5GW/33GWh，配储比例达到 24-31%/6h。测算来看，中东北非 2030 年储能累计装机有望达到 400GWh 以上。

图 37：中东北非主要国家 2030 年可再生能源规划梳理

国家	政策	时间	2030年可再生能源目标
沙特	2030愿景	2016年	9.5GW
		2019年	58.7GW
		2024年	130GW
阿联酋	能源战略2050	2024年	19.8GW
埃及	综合可持续能源战略2035	2020年	61GW (2035年)
以色列	能源安全和经济发展计划	2022年	18-23GW (储能5.5 GW/33GWh)
伊拉克	太阳能计划	2021年	12GW
阿曼	阿曼2040愿景	2021年	4.5GW
摩洛哥	摩洛哥2030可再生能源目标	2015年	10GW
卡塔尔	卡塔尔国家可再生能源战略	2024年	4GW
合计			259.3-264.3GW

资料来源：World energy, PV Magazine, 长江证券研究所

图 38：中东北非 2030 年储能累计装机敏感性分析 (GWh)

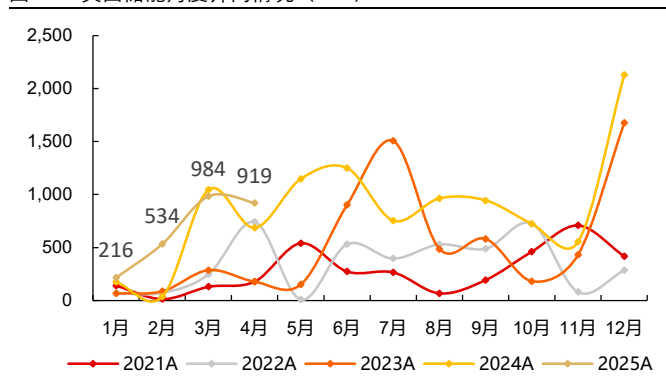
2030年累计装机		储能配比								
机敏感性分析		30%	33%	35%	38%	40%	43%	45%	48%	50%
储能 时长	3.25	253	278	295	320	337	362	379	405	421
	3.5	272	299	318	345	363	390	408	436	454
	3.75	292	321	340	370	389	418	438	467	486
	4	311	342	363	394	415	446	467	498	519
	4.25	331	364	386	419	441	474	496	529	551
	4.5	350	385	408	443	467	502	525	560	583
	4.75	370	406	431	468	493	530	554	591	616
	5	389	428	454	493	519	557	583	622	648
	5.25	408	449	476	517	545	585	613	653	681
	5.5	428	471	499	542	570	613	642	685	713
	5.75	447	492	522	567	596	641	671	716	745
	6	467	513	545	591	622	669	700	747	778

资料来源：PV Magazine, 长江证券研究所

美国

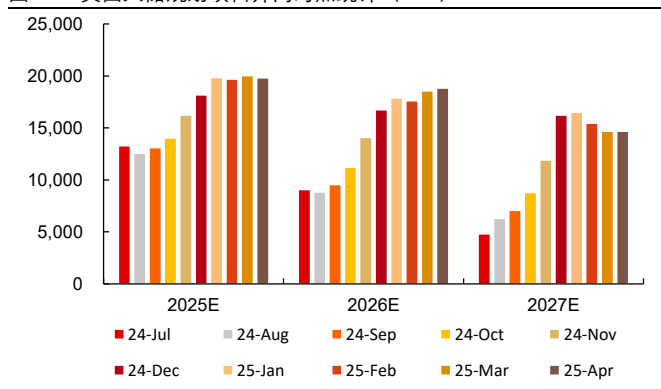
美国储能需求增长刚性较强，贸易和能源政策对需求影响有限。数据端看，EIA 储能规划在 2025 年以来剧烈的政策波动中保持增长，储备项目由 24 年底 60GW 增长至 25 年 4 月的 68GW。美国电网不稳定性较强，一是可再生能源装机提升，同时煤电等传统发电厂进入大规模退役阶段，二是 AI、数据中心增长和制造业回流推动美国电力需求增长。因此，储能作为电网调节资源需求不断扩容，以德州为例，体现为收益空间的不断增长。另外，数据中心配储也是美国需求刚性来源，Fluence 指引美国潜在需求 40%源于数据中心配储，数据中心建设增长带来的配套需求具备较强刚性。

图 39：美国储能月度并网情况 (MW)



资料来源：EIA, 长江证券研究所

图 40：美国大储规划项目并网时间统计 (MW)



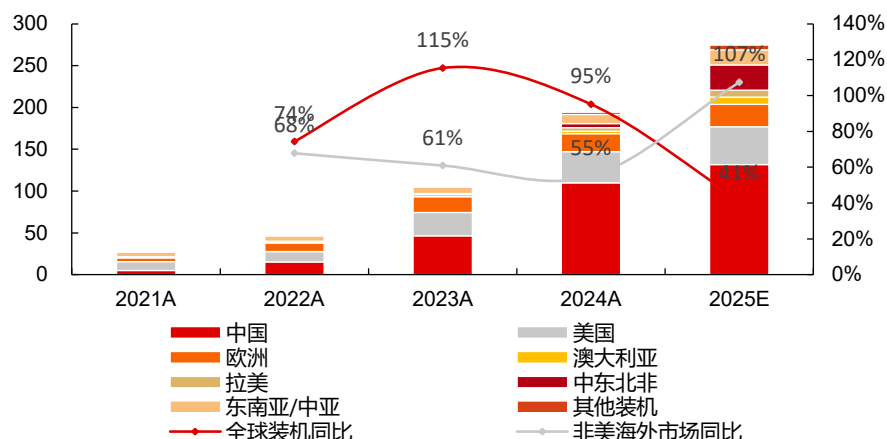
资料来源：Wind, 长江证券研究所

空间测算：光伏增长+配储比例提升，预计复合增速维持 30%

从全球来看，美国、澳洲、欧洲在新能源配储外，独立储能近两年提供额外增量，国内、中东、北非、拉美等则以新能源配套储能的需求为主；长期来看，储能需求将与光伏、风电的装机量协同性更高，我们将以配套比例测算。

从短期的需求预测来看，2023 年全球储能装机量在 100GWh 左右，2024 年预计装机量达到 194GWh；2025 年预计装机量维持 40%以上增速，达到 270GWh 左右。

图 41：全球储能装机预测（GWh）



资料来源：CNESA，BNEF，Woodmac，Solar Power，Sunwiz，ACERA，长江证券研究所

从中期的需求预测来看，储能在光伏、储能的配套比例是预测基础，中国、美国的储能装机已成规模，我们以“储能装机功率/光伏风电新增装机”代表功率配比、“储能装机容量/储能装机功率”代表储能时长测算来看，2023 年中国市场储能功率配比为 7%、时长为 2.2h；美国市场储能功率配比为 31%，时长为 2.2h。欧洲市场目前尚未成熟，初步测算看配储功率为 12%，时长为 1.4h。

表 12：欧洲、中国、美国储能与光伏、风电的配套比例

国家及地区	能源类型	2017A	2018A	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A
中国	光伏 (GW)	53.1	44.3	30.1	48.2	54.9	87.4	216.9
	风电 (GW)	19.7	21.9	26.2	54.4	47.6	37.6	75.7
	可再生能源 (GW)	72.7	66.1	56.3	102.6	102.5	125.0	292.5
	储能 (GW)	0.1	0.6	0.5	1.1	2.4	7.3	21.3
	储能 (GWh)	0.2	1.0	0.9	2.7	4.8	15.3	46.6
	功率配比	0%	1%	1%	1%	2%	6%	7%
	储能时长 (h)	1.6	1.6	1.6	2.5	2.0	2.1	2.2
	功率*时长配比	0%	2%	2%	3%	5%	12%	16%
美国	光伏 (GW)	11.0	10.0	13.3	19.0	23.0	20.2	30.6
	风电 (GW)	7.0	7.6	9.1	16.9	12.7	8.6	6.4
	可再生能源 (GW)	18.1	17.6	22.4	35.9	35.7	28.8	37.0
	储能 (GW)	0.3	0.3	0.5	1.5	3.6	4.8	11.6
	储能 (GWh)	0.5	0.8	1.1	3.5	10.9	12.2	26.0
	功率配比	1%	2%	2%	4%	10%	17%	31%
	储能时长 (h)	2.1	2.4	2.1	2.4	3.0	2.5	2.2
	功率*时长配比	3%	5%	5%	10%	30%	42%	70%
欧洲	光伏 (GW)	8.3	11.9	21.6	21.8	29.5	50.9	63.2
	风电 (GW)	16.8	11.7	15.4	14.7	17.4	19.1	18.3
	可再生能源 (GW)	25.1	23.5	36.9	36.6	46.8	70.1	81.5

储能 (GW)	0.3	0.9	0.9	1.2	2.4	5.1	10.1
储能 (GWh)	0.4	1.1	1.2	1.7	3.5	7.7	14.2
功率配比	1%	4%	2%	3%	5%	7%	12%
储能时长 (h)	1.4	1.2	1.4	1.5	1.4	1.5	1.4
功率*时长配比	2%	5%	3%	5%	8%	11%	17%

资料来源：Wind，长江证券研究所

从中长期维度看，全球各地的功率配比和时长均有明显的提升空间，基于各地案例，我们认为：1) 在光照资源条件充足、可再生能源预期渗透率高的地区，储能的“功率比例×时长”需要达到 200%-300%。2) 在可再生能源发电量占比高的发达国家，储能的“功率比例×时长”需要达到 100%-150%。3) 在资源条件相对一般，可再生能源发电占比相对较低的国内、东南亚等地，预计储能的“功率比例×时长”需要达到 60%-80%。

表 13：新兴市场部分项目及规划配储比例

国家	项目/规划	可再生能源	储能	储能配比
意大利	国家规划	到 2030 年可再生能源装机 131GW	到 2030 年储能装机 9GW/71GWh	累计配比 7%/9h， 2024-2030 年新增配比 17%/9h
澳洲	容量投资计划 (CIS)	2024-2030 年新增可再生能源 23GW	2024-2030 年新增储能 9GW	新增功率配比 40%
中东-以色列	以色列	到 203 光伏总装机 18-23GW	到 2030 年储能装机提高至 5.5GW/33GWh	24~31%/6h
北非-摩洛哥	GuelmimOuedNoun 光储外送项目 (计划 2030 年建成)	10GW 光伏	5GW/20GWh	50%/4h
拉美-智利	BESSCoya	180MW 光伏	139MW/638MWh	77%/4.6h
	BESSTamaya	114MW 光伏	68MW/418MWh	60%/6.1h
	BESSCapricornio	88MW 光伏	48MW/264MWh	55%/5.5h
	AndesSolarII	253MW 风光	112MW/560MWh	44%/5h
	AndesSolarIV	238MW 光伏	147MW/735MWh	62%/5h
	PampasHybridPark	140MW 风电+252MW 光伏	623.5MW/3.1GWh	159%/5h
	Cristales	379MW 光伏	542MW/1.71GWh	143%/5h

资料来源：EnergyStorage，Innergex，以色列政府官网，长江证券研究所

基于以上逻辑，我们对全球储能市场中远期的需求预测来看，预计到 2030 年全球储能装机达到 1300-1400GWh，其中中国、欧美澳、中东非洲拉美分别占到 22%、31%、41%。相较于 2025 年预测的 270GWh，复合增速约 37-39%。

表 14：基于光伏、风电装机的中远期储能需求预测

2030E	光伏 GW	风电 GW	功率配比 %	时长 h	储能装机 GWh
中国	425	80	15%	4.0	303
欧美澳	280	80	30%	4.0	432
中东非拉	280	6	40%	5.0	572
亚洲其他	80	24	20%	4.0	83

合计	1,065	190	25%	4.4	1,390
----	-------	-----	-----	-----	-------

资料来源：GWEC，长江证券研究所

竞争格局：头部集中、二线分散，出海成长空间广阔

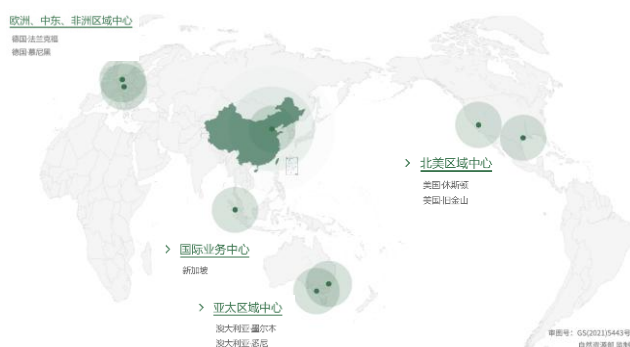
从海外市场竞争格局来看，头部集成商 **Tesla** 与阳光电源占据较高市场份额，其余厂商的市场分布较为分散。当前，欧洲、亚太、中东非等多数海外市场尚处高速增长的早期阶段，相较于海外竞争对手，中国企业在技术与供应链完善程度上显著领先，出海成长空间广阔。目前，公司已在美国、德国、澳大利亚、意大利、新加坡、中东等全球主要地区布局营销及售后网点，储能系统产品和解决方案已经取得欧洲、北美、澳洲等主要市场认证，为进一步拓展海外业务、提升市场份额奠定基础。

图 42: 全球主要地区储能系统竞争格局情况



资料来源：Woodmac，长江证券研究所

图 43：海博思创全球布局情况



资料来源：公司官网，长江证券研究所

公司自 2022 年起逐步拓展海外业务，2023 年与法国 NW 签署储能系统框架合同，实现海外市场突破，此后欧洲、北美、澳大利亚等订单及合作多点开花，并率先在欧洲实现多个标杆项目并网。2024 年公司与 NW 进一步深化合作，续签储能产品供应订单并合资成立 NW Storm HyperStrong Asia 布局亚洲市场；在北美，公司与 Luminous Energy、Clean Energy Services 推进北美储能项目开发及服务，与 Fluence 有望实现批量产品合作；在澳大利亚，公司与 Tesseract 达成战略合作，从部署大型储能项目到推出模块化光储一体化产品，合作维度丰富；在欧洲，公司与 Tauber Solar、Second Foundation、Recap 等签订框架或战略合作协议，有望进一步赋能欧洲市场开拓。

表 15：海博思创海外客户及合作梳理

合作区域	合作方	时间	合作内容	合作方介绍
欧洲/亚太	NW	2023 年 9 月	签署储能系统框架合同。	法国分布式储能及充电站运营独角兽，在法国、芬兰和德克萨斯州共运营 1 GWh 的电力储存
		2024 年 10 月	签订的合作内容包含 500MWh 储能产品供货，以及在 2026 年底之前交付总计超过 1 GWh 的储能产品意向订单。	
		2024 年 11 月	合资成立 NW Storm HyperStrong Asia，主要开拓亚洲市场。	
北美	Luminous Energy	2024 年 9 月	签订战略合作协议，双方将共同在北美投资开发储能项目，为北美储能市场提供更安全、高效和智能的储能解决方案。	英国大型光伏及储能开发商，拥有在英国、美国、澳大利亚和智利交付和开发超过 1 GW 项目

	Fluence	2024 年 10 月	达成长期合作，双方将合力研发前沿储能技术、联手降低储能部署成本并拓宽大规模储能，未来将实现批量产品合作。	全球头部储能集成厂、EPC 及运维公司，由西门子和 AES 合资，截至 2025 年 3 月已部署、签约或管理储能 39GWh
	Clean Energy Services	2024 年 10 月	在服务领域达成合作，将在工程运维技术等方面开展深度交流，探索储能工程运维技术与模式创新。	美国可再生能源运维（O&M）厂商
澳大利亚	Tesseract	2024 年 10 月	1、签署战略合作协议，将在南澳合作部署一个 200MW/800MWh 大型储能项目，并考虑共同开发另外两个大型储能项目。 2、合作推出 Tesseract ESS Unity Node 模块化光储一体化产品，将由海博思创生产并合作拓展业务，Tesseract 计划三年之内开发部署 120MWh 的工商业储能项目。	澳洲知名可再生能源开发商，业务范围包括光伏、大型储能、工商业储能、虚拟电厂及电动汽车充电
	Tauber Solar	2024 年 6 月	签约储能框架合同。	德国、西班牙及南非光伏 EPC&运营厂商，截至 2025 年 4 月储备储能项目 100MW
欧洲	Second Foundation	2024 年 6 月	签订战略合作。	欧洲最大现货市场做市商之一，主要业务为可再生能源管理及算法交易
	Recap	2024 年 6 月	签订战略合作。	瑞典工商业可再生能源开发商，光伏项目累计 1070MW，通过 BaaS 方式为客户建造工商业储能

资料来源：公司公众号，公司官网，长江证券研究所

表 16：海博思创海外标杆项目情况

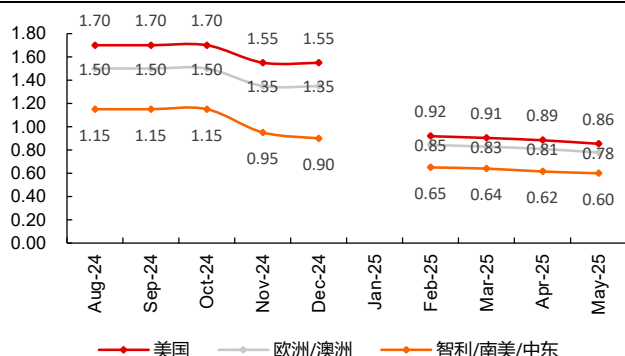
国家	项目	进展	项目规模	项目收益方案	配套产品	产品性能
德国	国王湖项目	2025 年 2 月完成调试	10.35MW/22.36MWh	一次调频、二次调频辅助服务以及电力市场交易	HyperBlockII	成熟度高、安全可靠、低 LCOS、长寿命以及环境适应性强，配备海博思创云平台的自动巡检、远程运维功能。
	瓦尔特斯豪森储能电站	2025 年 3 月并网	/	参与电力交易	/	/
瑞典	斯德哥尔摩储能项目	2025 年 3 月完成验收	/	电网调频	/	/

资料来源：公司公众号，长江证券研究所

利的弹性：海外出货占比上升，有望增厚单位盈利

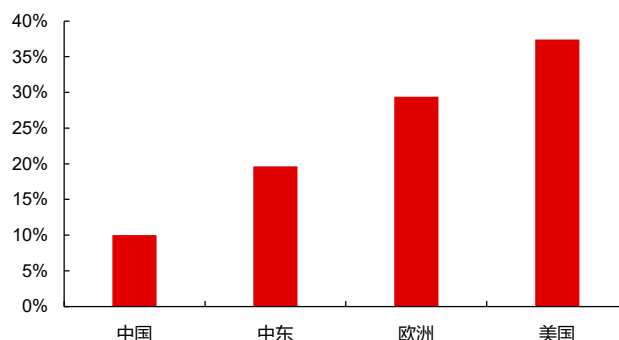
海外市场单价及平均盈利水平好与国内市场，出海有望贡献较大利润弹性。根据追光新能源统计，2025 年以来国内企业出口北美市场的 FOB 均价在 0.85-0.95 元/Wh，出口欧洲及澳洲市场的 FOB 均价为 0.75-0.85 元/Wh，出口南美/中东等新兴市场的 FOB 均价为 0.60-0.65 元/Wh，均高于国内市场均价。测算来看，预计北美、欧洲、中东及国内市场储能系统平均毛利率约 35%以上、30%左右、20%左右和 10%左右。

图 44：海外分区域储能系统出货均价情况（元/Wh）



资料来源：追光新能源，长江证券研究所 注：2025 年以来为 FOB 口径

图 45：全球分区域储能系统行业平均毛利率测算



资料来源：追光新能源，长江证券研究所

测算来看，海外出货占比上升，有望增厚单位盈利。假设公司国内市场单位售价保持 0.5 元/Wh，单位净利润保持 0.03 元/Wh；预计海外均价范围在 0.6-0.8 元/Wh，考虑 10-25% 的净利率水平，单位净利润区间为 0.06-0.2 元/Wh，做敏感性分析如下：

表 17：海博思创单位盈利对海外出货占比和海外单位盈利敏感性分析

单位盈利对海外出货占比和海外单位盈利敏感性分析		海外市场单位盈利（元/Wh）							
		0.06	0.08	0.1	0.12	0.14	0.16	0.18	0.2
海外出货占比	5.00%	0.032	0.033	0.034	0.035	0.036	0.037	0.038	0.039
	7.50%	0.032	0.034	0.035	0.037	0.038	0.040	0.041	0.043
	10.00%	0.033	0.035	0.037	0.039	0.041	0.043	0.045	0.047
	12.50%	0.034	0.036	0.039	0.041	0.044	0.046	0.049	0.051
	15.00%	0.035	0.038	0.041	0.044	0.047	0.050	0.053	0.056
	17.50%	0.035	0.039	0.042	0.046	0.049	0.053	0.056	0.060
	20.00%	0.036	0.040	0.044	0.048	0.052	0.056	0.060	0.064

资料来源：追光新能源，长江证券研究所

投资建议

综上所述，公司基本面具备高成长性：1) 国内储能商业模式改善，需求有望保持较好增速，同时，需求结构向独立储能转型、技术要求持续提升下，产业链格局预计向头部集中，盈利中枢有望逐步企稳，公司作为国内储能集成龙头，有望充分受益需求增长并保持盈利稳健。2) 海外储能尚处于高速增长早期，竞争格局未定，出海成长空间广阔，目前公司在欧洲、亚太、北美区域逐步取得进展，海外出货占比上升，有望增厚单位盈利。投资上看，2025-2030 年储能装机 CAGR 在 30% 以上，强劲的需求贝塔下，板块龙头 PE 普遍在 15X 附近，反映市场对弹性、格局、盈利等方面存在分歧。我们看好板块逐步修复，海博思创有望率先突围，迎来戴维斯双击。预计公司 2025 年、2026 年归母净利润分别约 8.4 亿元、11.3 亿元，对应 PE 分别约 19 倍、14 倍，给予“买入”评级。

风险提示

- 1、全球储能需求低于预期风险：全球储能受政策、贸易壁垒等影响，存在需求不及预期风险。如若国内储能商业模式政策推进缓慢，或海外增加关税等贸易壁垒，可能抑制储能需求落地节奏。
- 2、市场竞争风险：近年来行业内部竞争日益激烈，各企业为争夺市场份额，可能采取低价竞争战略，导致整体利润空间压缩。
- 3、出海节奏滞后风险：如果因海外订单获取和交付节奏低预期等因素，导致公司出海节奏滞后，可能导致海外业绩不及预期。
- 4、盈利预测假设不成立或不及预期：在对公司进行盈利预测时，我们对公司储能系统出货量和毛利率进行了一定的假设，最终预计公司 2025、2026 年分别实现收入 119、146 亿元，实现归属母公司股东净利润 8.4、11.3 亿元。

若上述假设不成立或者不及预期则我们的盈利预测及估值结果可能出现偏差，具体影响包括但不限于公司业绩不及我们的预期、估值结果偏高等，极端悲观假设下，若公司储能系统出货量和毛利率不及预期，则对应 2025、2026 年归属母公司股东净利润降低至 7.0、10.0 亿元。

表 18：公司利润敏感性分析

	基准情形			悲观情形		
	2024	2025E	2026E	2024	2025E	2026E
归属净利润 (亿元)	6.48	8.35	11.28	6.48	7	10
增长率	12%	29%	35%	12%	8%	43%

资料来源：Wind，长江证券研究所

财务报表及预测指标

利润表 (百万元)					资产负债表 (百万元)				
	2024A	2025E	2026E	2027E		2024A	2025E	2026E	2027E
营业总收入	8270	11850	14600	16100	货币资金	3035	5422	6807	8485
营业成本	6744	9600	11780	12770	交易性金融资产	0	0	0	0
毛利	1526	2250	2820	3330	应收账款	3592	4129	4942	5284
%营业收入	18%	19%	19%	21%	存货	1421	1017	1179	1189
营业税金及附加	22	50	58	64	预付账款	59	48	59	64
%营业收入	0%	0%	0%	0%	其他流动资产	1566	1187	1414	1537
销售费用	280	415	511	564	流动资产合计	9673	11803	14401	16559
%营业收入	3%	4%	4%	4%	长期股权投资	432	432	432	432
管理费用	194	261	292	322	投资性房地产	0	0	0	0
%营业收入	2%	2%	2%	2%	固定资产合计	305	404	508	546
研发费用	250	356	438	483	无形资产	71	111	151	151
%营业收入	3%	3%	3%	3%	商誉	0	4	8	12
财务费用	9	4	-20	-34	递延所得税资产	203	201	201	201
%营业收入	0%	0%	0%	0%	其他非流动资产	288	310	282	255
加: 资产减值损失	-63	-80	-90	-100	资产总计	10972	13266	15982	18155
信用减值损失	-150	-150	-180	-200	短期贷款	983	983	983	983
公允价值变动收益	-10	0	0	0	应付款项	2333	4000	4908	5321
投资收益	12	1	1	2	预收账款	4	0	0	0
营业利润	731	997	1346	1714	应付职工薪酬	78	177	218	236
%营业收入	9%	8%	9%	11%	应交税费	73	113	140	154
营业外收支	-4	0	0	0	其他流动负债	4118	2977	3588	3875
利润总额	727	997	1346	1714	流动负债合计	7587	8251	9837	10569
%营业收入	9%	8%	9%	11%	长期借款	0	0	0	0
所得税费用	78	159	215	274	应付债券	0	0	0	0
净利润	649	837	1131	1440	递延所得税负债	0	0	0	0
归属于母公司所有者的净利润	648	835	1128	1436	其他非流动负债	237	256	256	256
少数股东损益	1	3	3	4	负债合计	7824	8507	10093	10825
EPS (元)	4.86	4.64	6.26	7.97	归属于母公司所有者权益	3141	4750	5878	7314
现金流量表 (百万元)					少数股东权益	6	8	12	16
	2024A	2025E	2026E	2027E	股东权益	3147	4759	5890	7330
经营活动现金流净额	890	1934	1670	1813	负债及股东权益	10972	13266	15982	18155
取得投资收益收回现金	0	1	1	2	基本指标				
长期股权投资	-56	0	0	0		2024A	2025E	2026E	2027E
资本性支出	-212	-303	-253	-102	每股收益	4.86	4.64	6.26	7.97
其他	42	-3	0	0	每股经营现金流	6.68	10.74	9.27	10.07
投资活动现金流净额	-225	-304	-251	-101	市盈率	-	18.98	14.06	11.04
债券融资	0	0	0	0	市净率	-	3.34	2.70	2.17
股权融资	0	774	0	0	EV/EBITDA	-	10.39	7.00	4.79
银行贷款增加 (减少)	449	0	0	0	总资产收益率	5.9%	6.3%	7.1%	7.9%
筹资成本	-26	-34	-34	-34	净资产收益率	20.6%	17.6%	19.2%	19.6%
其他	-30	18	0	0	净利率	7.8%	7.0%	7.7%	8.9%
筹资活动现金流净额	393	758	-34	-34	资产负债率	71.3%	64.1%	63.1%	59.6%
现金净流量 (不含汇率变动影响)	1058	2387	1385	1678	总资产周转率	0.82	0.98	1.00	0.94

资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
看好：	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
中性：	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
看淡：	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
买入：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
增持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间
中性：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
减持：	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
无投资评级：	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海

Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C / (200080)

武汉

Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C / (430023)

北京

Add /朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼泰康集团大厦 23 层
P.C / (100020)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及/或其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格证书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。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。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

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、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；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。本公司及作者在自身所知范围内，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。

本报告版权仅为本公司所有，本报告仅供意向收件人使用。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。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。

本公司保留一切权利。