

2025 中国独立储能发展报告

摘要版



摘要

我国独立储能的应用始于 2018 年电网侧储能示范项目。2021 年以来，以独立共享储能电站方式满足新能源配储需求的模式逐渐被认可，推动独立储能装机快速增长。自 2023 年起，独立储能以不低于 50% 的装机占比成为国内储能最大的应用场景。

根据寻熵研究院的统计，截至 2025 年 6 月底，国内已并网的独立储能项目已达 56GW/127GWh。山东、江苏、宁夏、内蒙古、河北已投产独立储能项目规模位居前列。电力央国企、地方国资、储能和新能源装备企业、投资机构、非电力背景企业等主体都已经参与到独立储能项目的投资开发中。从 2023 年到 2025 上半年，2 小时和 4 小时独立储能项目的设备和 EPC 价格的降幅达到 46%~62%。

与独立储能装机高速增长相伴随的，是产品的快速迭代和项目交付能力的大幅提升。基于 500Ah+ 电芯的大容量直流侧电池系统、交直流一体化储能系统、面向 4 小时及以上长时应用的储能产品、构网型储能解决方案等成为新的发展方向。百 MWh 级项目的建设周期已经缩短至 30~45 天，并且可以实现 GWh 单体项目的一体化交付。

当前独立储能项目的收益来源主要由新能源储能容量租赁、电能量交易、辅助服务、容量补偿和容量电价、专项补贴等五部分组成。由于独立储能市场尚处于发展初期，并且国内电力市场建设不断推进，因此项目收益机制、政策环境都在不断演进并且存在诸多不确定性因素。

过去五年，山东、宁夏、山西、甘肃、河北、内蒙古、江苏、云南等地实现了独立储能装机的快速增长，并且形成了不同的商业模式。未来，随着新能源不再强制要求配储、现货市场启动运行、容量电价机制建立、辅助服务市场不断开放、早期支持政策逐渐到期，独立储能项目商业模式还将持续发生变化。

本报告由寻熵研究院与海博思创、天合储能、科华数能、易事特等企业联合撰写。在报告撰写过程中，以上企业在产品趋势、项目案例、开发建设经验等方面给与了重要分享和支持，在此深表感谢。

目录

摘要版

第一章

国内独立储能市场发展状况 P01

- | | | |
|-----|---------------|----|
| 1.1 | 国内独立储能发展历程和规模 | 01 |
| 1.2 | 独立储能的技术路线选择 | 03 |
| 1.3 | 独立储能的区域发展情况 | 05 |
| 1.4 | 独立储能的项目开发商 | 06 |

第二章

独立储能成本价格情况 P08

- | | | |
|-----|-----------------------|----|
| 2.1 | 2 小时独立储能的系统和 EPC 价格情况 | 09 |
| 2.2 | 4 小时独立储能的系统和 EPC 价格情况 | 10 |

第三章

独立储能产品和解决方案 P12

- | | | |
|-----|-----------|----|
| 3.1 | 产品和技术趋势 | 12 |
| 3.2 | 解决方案和项目案例 | 19 |

目录

摘要版

第四章

独立储能项目收益渠道 P23

4.1	独立储能主要收益渠道	23
4.2	新能源储能容量租赁	24
4.3	电能量交易	25
4.4	辅助服务	26
4.5	容量电价 / 容量补偿	27

第五章

独立储能典型应用场景和商业模式 P28

5.1	宁夏调峰模式	28
5.2	山东现货市场 + 容量补偿模式	28
5.3	山西现货市场 + 调频模式	29
5.4	甘肃现货 + 调频 + 容量电价模式	29
5.5	河北南网中长期交易 + 容量电价模式	29
5.6	内蒙古容量补偿模式	30
5.7	江苏顶峰补贴 + 特殊充放电电价模式	30
5.8	云南调节容量市场 + 价差收益模式	31

第六章

独立储能市场发展展望 P32

第一章

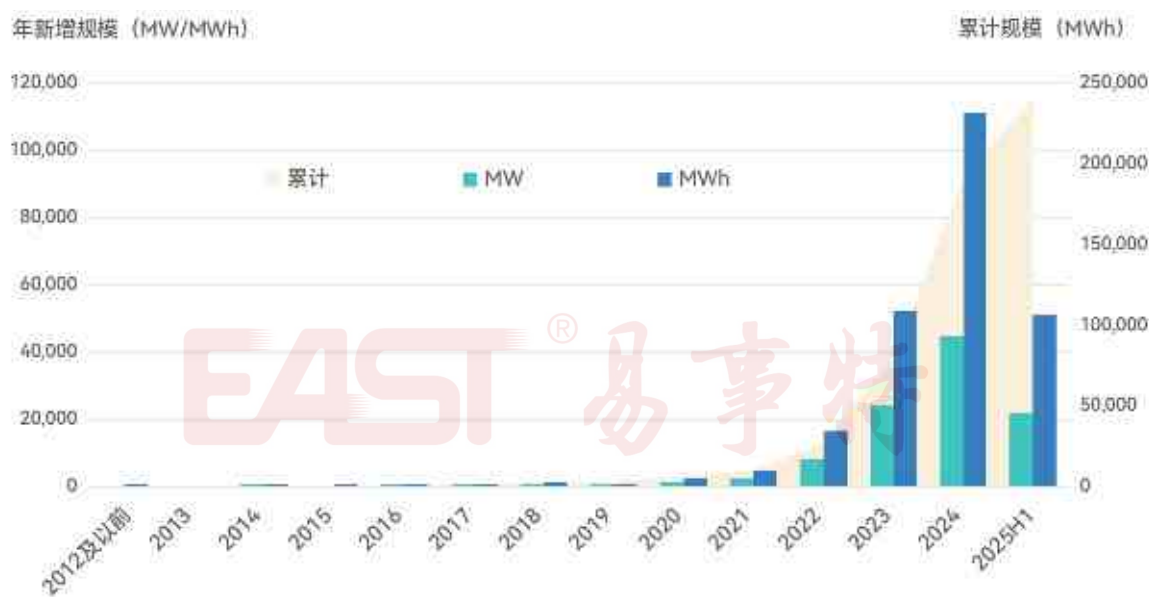
国内独立储能市场发展状况

1.1 国内独立储能发展历程和规模

从 2011 年开始技术试点至今，我国储能产业已经经历了十余年的发展历程，完成了从技术验证，再到示范应用，直至商业化初期的发展阶

段，并朝着大规模商业化应用快速迈进。根据寻熵研究院的统计，截至 2025 年上半年底，国内储能市场累计装机规模达到 103GW/240GWh。其中 2022、2023、2024 年和 2025 上半年市场增速分别达到 245%、216%、113% 和 46%。

图 1 中国储能历年新增装机规模

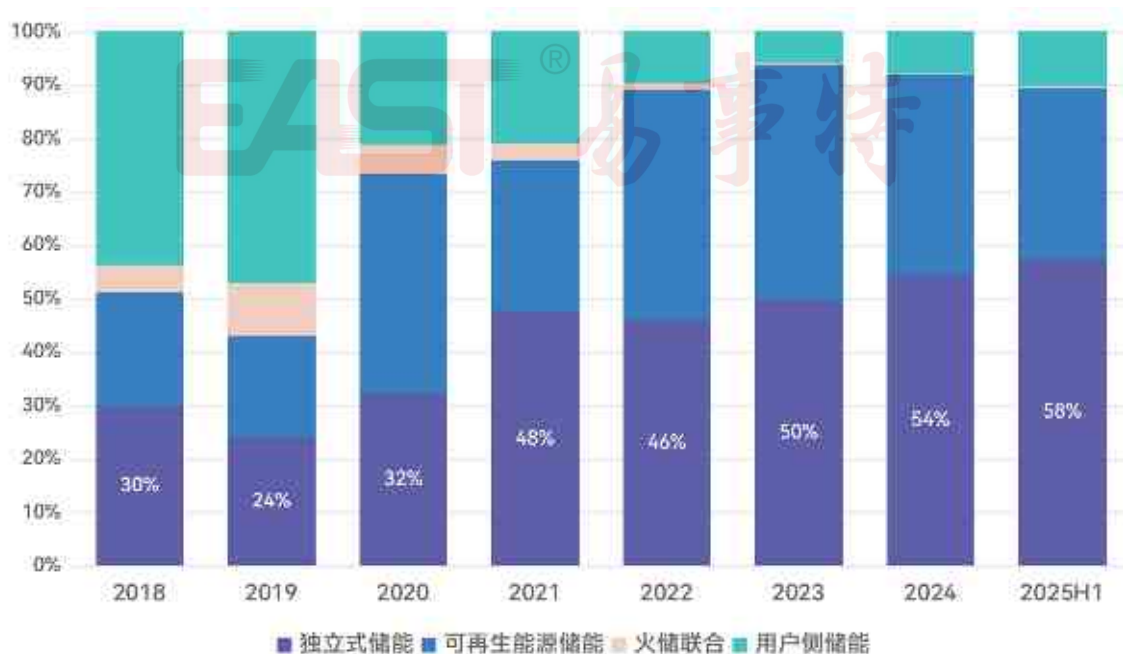


数据来源：寻熵研究院统计分析。注：统计截至 2025 年 6 月底。

按照储能项目应用目的、接入电压等级、收益模式等的不同，国内储能主要分为独立式储能、可再生能源储能、调频储能和用户侧储能等

应用场景。从 2018 年至今，我国储能各主要应用场景的占比随着储能政策环境的变化而出现明显的更替。

图 2 中国各储能应用领域占比情况



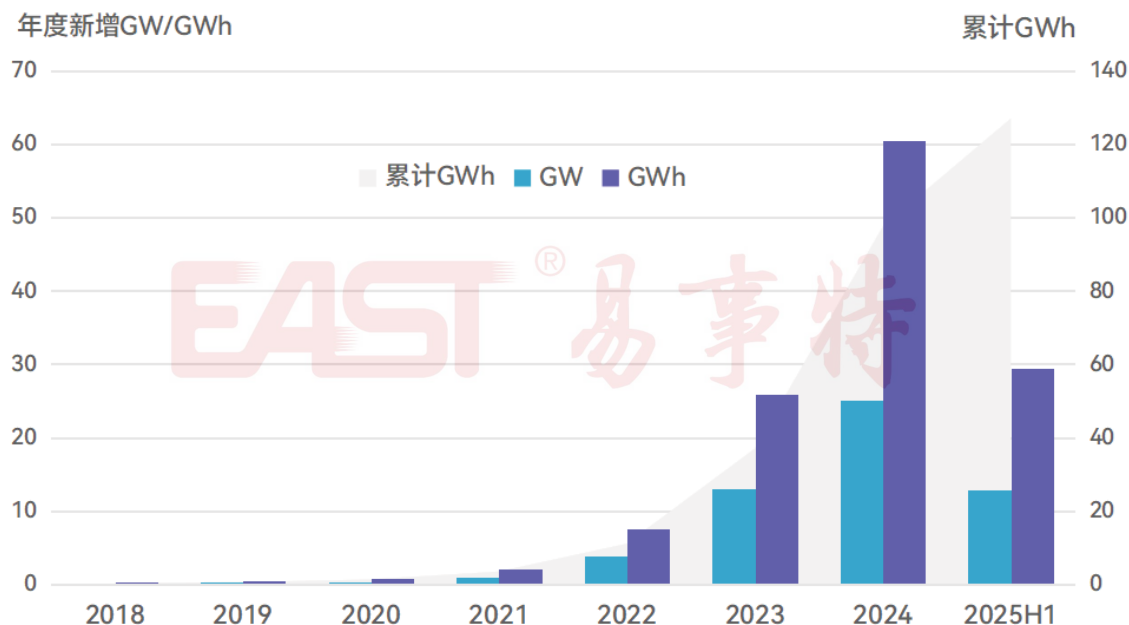
数据来源：寻熵研究院统计分析。注：统计截至 2025 年 6 月底。

2018~2019 年电网侧储能示范项目的实施，不仅带动了新一轮装机增长，也成为独立储能应用的雏形，但随后由于电网公司投资的储能电站不允许被计入输配电价而偃旗息鼓。自 2021 年起，山东率先以“示范项目 + 调峰补偿 + 新能源容量租赁 + 容量补偿”的模式推动了独立储能电站的示范应用和规模化建设。

2022 年以来，以独立共享储能电站方式满

足新能源配储容量需求的模式逐渐被各地和各大开发商认可，带动独立式储能项目装机占比快速提升，并且成为国内储能最大的应用领域。自 2023 年起，独立储能在新增装机中的占比一直保持在 50% 以上。根据寻熵研究院的统计，截至 2025 年 6 月底，国内已建成并网的独立储能项目规模已经达到 56GW/127GWh。

图 3 中国独立储能项目装机规模



数据来源：寻熵研究院统计分析。注：统计截至 2025 年 6 月底。

本报告研究范围及统计说明

本报告中有关国内储能项目并网装机规模、储能项目采招规模、储能系统和 EPC 价格、规划在建储能项目规模等的统计数据均以寻熵研究院储能项目数据库的统计分析为基础。相关项目均已经过寻熵研究院储能项目库的核对，均可追溯。

1.2 独立储能的技术路线选择

锂电凭借其较高的技术成熟度、充足的产能保障和快速下降的成本，成为国内独立储能项目首选的技术路线。根据寻熵研究院的统计，截至 2025 年 6 月底，锂电在独立储能中的应用占比

已经达到 95%，并且技术方案也不断丰富，构网型、站房式、高压级联等系统正在得到规模化应用。此外，300MW 级压缩空气、全钒液流电池、钠离子电池、飞轮等非锂电技术也在日渐成熟，均已在独立储能项目中实现了应用。

图 4 历年独立储能新增装机规模及技术路线选择



数据来源：寻熵研究院统计分析。注：统计截至 2025 年 6 月底。对于混合储能项目，分别统计不同技术类型的装机规模。

随着项目经验日渐丰富、储能系统成本快速下降，独立储能项目的单体规模也呈现快速增加的趋势。自 2024 年首次实现 GWh 级单体项目投运以来，截止 2025 年 7 月底，国内已并网的

独立储能项目中，单体规模达到或超过 1GWh 的项目已经有 10 个，涉及锂电、液流电池、压缩空气等技术路线。

表 1 截至 2025 年 7 月底国内已并网的 GWh 级独立储能项目

项目名称	地区	MW	MWh	技术类型	业主	设备供应商
新疆克州独立储能项目	新疆	300	1200	锂电	克州博宏能源	科华数能
青海海西托格若格储能电站	青海	259	1036	锂电	华电	阳光电源
东营津辉集中式储能项目一期	山东	500	1000	锂电	东营财金	宁德时代 / 奇点能源 / 电工时代
湖北应城压缩空气储能项目	湖北	300	1500	压缩空气	中能建	中能建数科
山东肥城压缩空气储能电站	山东	300	1800	压缩空气	中储国能	中储国能
云南保山独立储能项目	云南	600	1200	锂电	华能	中车株洲所
隆化蝉鸣山独立储能电站	河北	300	1200	锂电	河北交投	天诚同创
察北管理区独立储能电站	河北	300	1200	锂电	瑞风新能源	安诚新能源
新疆和田洛浦独立储能电站	新疆	250	1000	锂电	江苏金智集团	融和元储
华电喀什地区独立储能项目	新疆	500	2000	锂电	华电	平高 / 华电科工

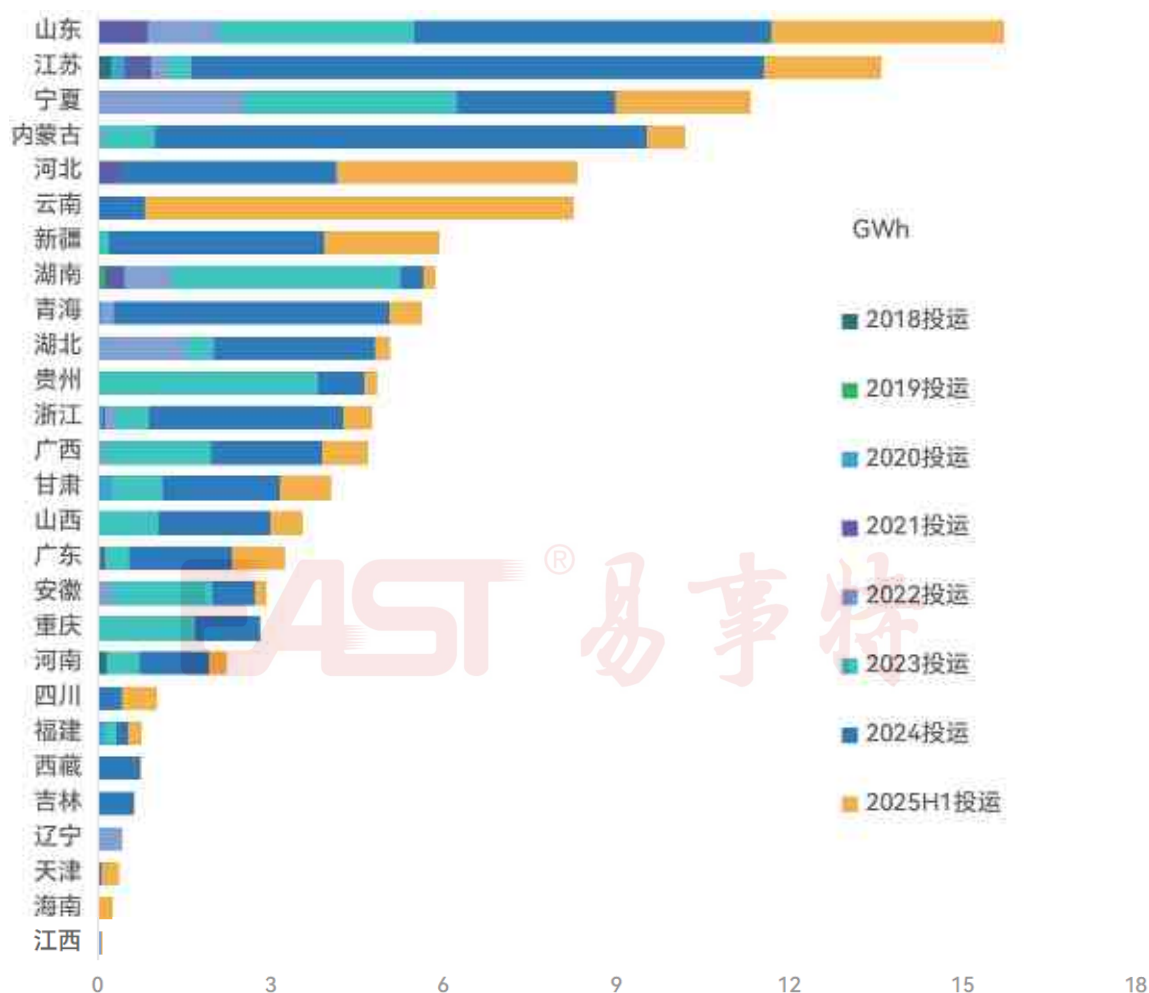
数据来源：寻熵研究院统计分析

1.3 独立储能区域发展情况

根据寻熵研究院的统计,截至2025年6月底,国内已有27个省市自治区实现了独立储能项目的建成投产。得益于连续四年规划布局独立储能示范项目,山东成为目前独立储能建成规模最大的地区。江苏、宁夏、内蒙古的已并网项目规模也都超过了10GWh。

目前独立储能项目开发建设受各地支持政策和电力市场环境的影响较大。特别是独立储能示范项目及其配套政策,已经成为各地实现独立储能市场“从零到一”发展的直接因素。与此同时,对支持政策和电力市场规则的高度依赖,也使得独立储能项目的全生命周期投资收益存在极大不确定性。原有政策的到期或变化,会造成当地独立储能市场发展出现明显的波动。

图5 各地独立储能项目累计装机规模



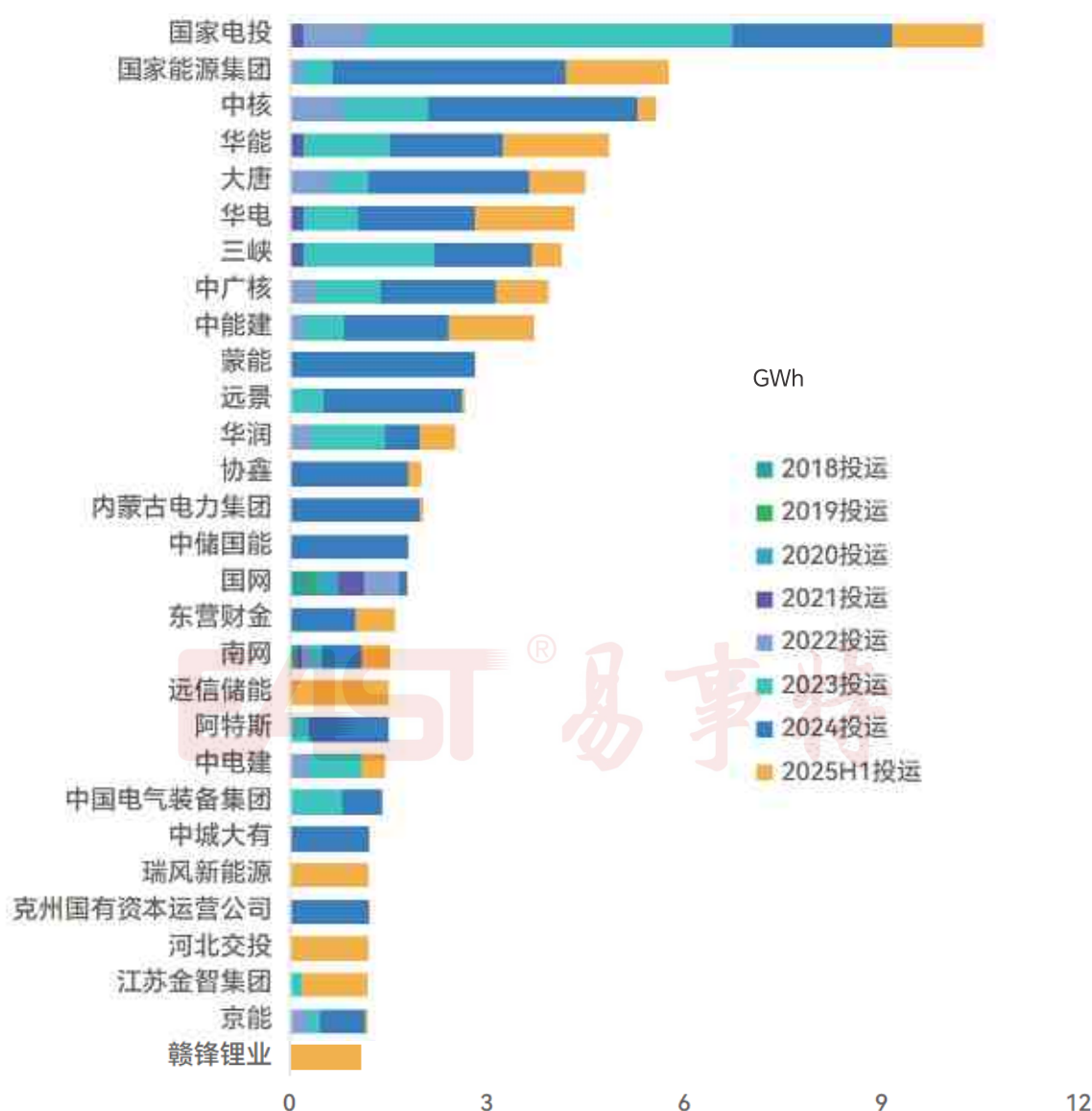
数据来源: 寻熵研究院统计分析。注: 统计截止2025年6月底。

1.4 独立储能的项目开发商

根据寻熵研究院的统计,截至2025年6月底,国内已有176家业主/开发商实现了独立储能项目的建成并网,其中并网项目规模不低于1GWh的业主共有29家。

国家电投、国家能源集团、中核、华能、大唐、华电、三峡、中广核、中能建、蒙能等电力央企的已并网项目规模位列前十位。满足本地新能源项目的配储需求、开展项目技术示范应用是早期布局独立共享储能项目的主要驱动力。

图6 各大开发商已并网的独立储能项目规模

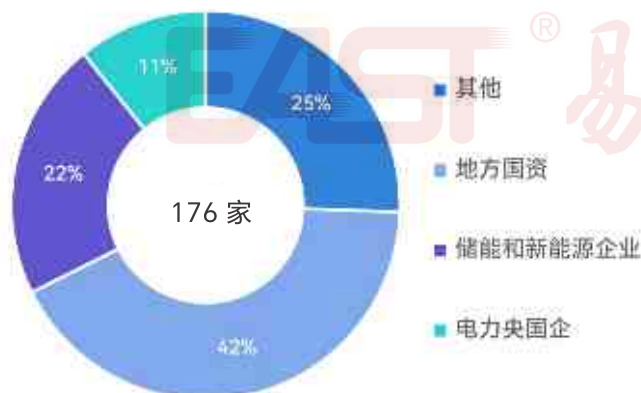


数据来源: 寻熵研究院统计分析。注: 统计截至2025年6月底。仅列举已投产独立储能项目不低于1GWh的业主。

目前国内独立储能项目开发商主要包括电力央企、地方国资、储能和新能源制造企业、其他跨界企业等四类。以“五大六小”为代表的电力央

企是各地首批独立储能项目最主要的开发商。地方国资正在独立储能项目开发中扮演起日益重要的角色，已经成为各地独立储能项目指标最主要的

图 7 已建成独立储能项目的业主类型占比



数据来源：寻熵研究院统计分析。注：统计截止 2025 年 6 月底。

的获取方。储能和新能源制造企业自 2024 下半年起明显加大了项目开发的力度，部分地区项目指标分配时也更加青睐于装备制造企业。此外，基金、保险机构、非电力背景企业也在积极参与到独立储能项目开发之中，以获取项目投资收益。

（注：有关各地独立储能市场发展情况的更多分析，详见全版报告，摘要版报告不再展开讨论）

EAST® 易事特

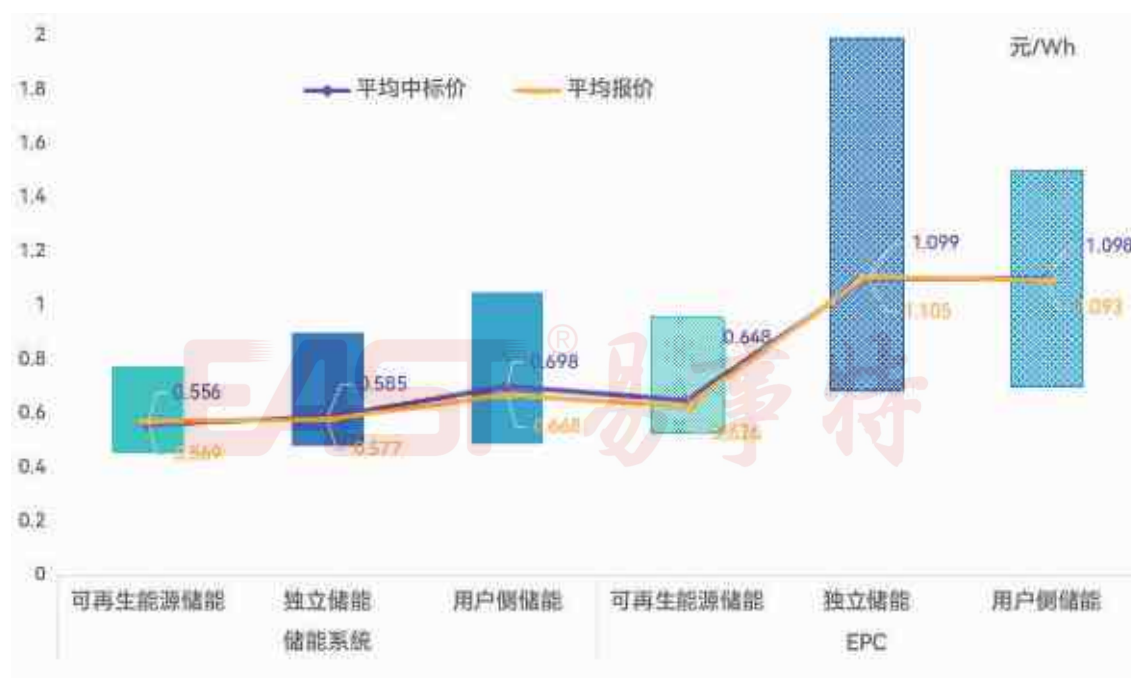
第二章

独立储能成本价格情况

储能系统和 EPC 的价格直接影响独立储能项目的投资总额和经济性。市场竞争加剧、碳酸锂价格回落、项目工程经验丰富等因素，共同推动着储能系统价格在过去三年快速下降、项目建设周期不断缩减。

在各类应用领域中，独立储能由于项目单体规模大，系统报价处于相对较低的水平；另一方面，由于开发周期长、参与方多、费用复杂，独立储能项目 EPC 报价区间相对较大，EPC 报价水平相对高于其他类型项目。

图 8 2025 年上半年不同应用场景下 2 小时储能系统和 EPC 的报价情况



数据来源：寻熵研究院统计分析

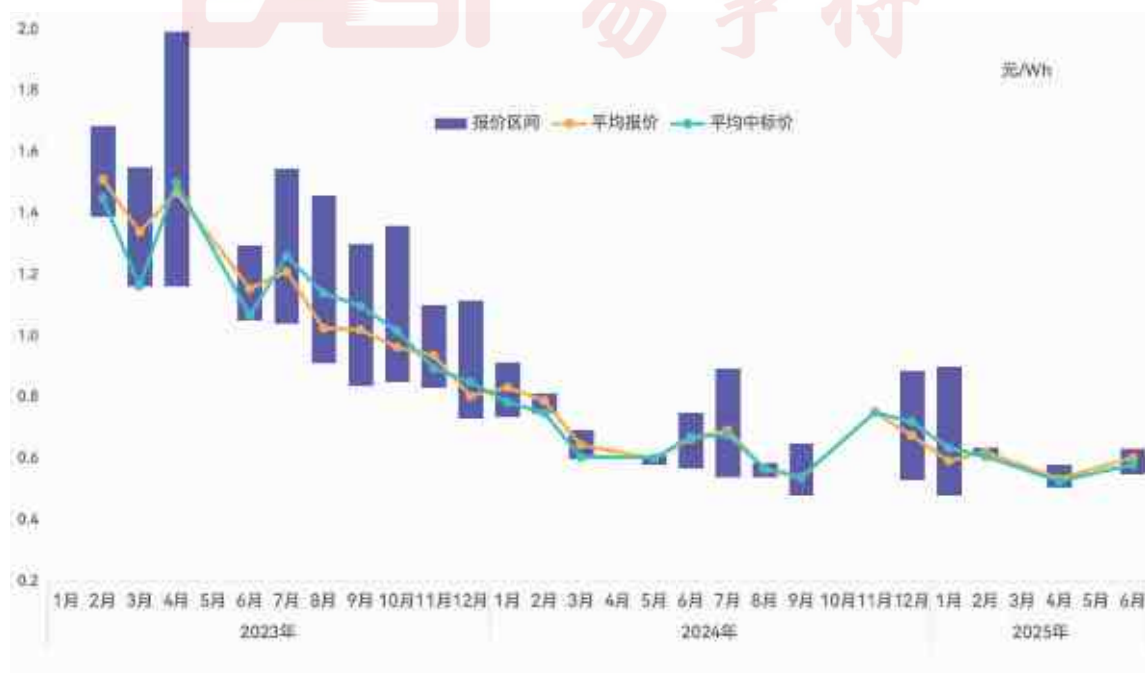
2.1 2 小时独立储能的系统和 EPC 价格情况

寻熵研究院自 2023 年至 2025 年 6 月累计收集到 472 个 2 小时独立储能系统有效报价样本

和 595 个 2 小时独立储能 EPC 有效报价样本。

根据寻熵研究院的统计追踪，2 小时独立储能系统报价从 2023 年初的 1.510 元 /Wh，下降到 2025 年 6 月的 0.602 元 /Wh，降幅 60%，目前最低报价仅为 0.479 元 /Wh。

图 9 2023 至 2025 年上半年 2 小时独立储能系统的月度报价情况



数据来源：寻熵研究院统计分析

根据寻熵研究院的统计追踪，2 小时独立储能项目 EPC 报价从 2023 年初的 1.926 元 /Wh，下降到 2025 年 6 月的 1.036 元 /Wh，降幅 46%，目前最低报价仅为 0.602 元 /Wh。EPC 整

体报价区间和月均波动幅度远大于同倍率的储能系统。各月 EPC 的最低报价已经与储能系统最低报价极为接近。

图 10 2023 至 2025 年上半年 2 小时独立储能项目 EPC 的月度报价情况



数据来源：寻熵研究院统计分析

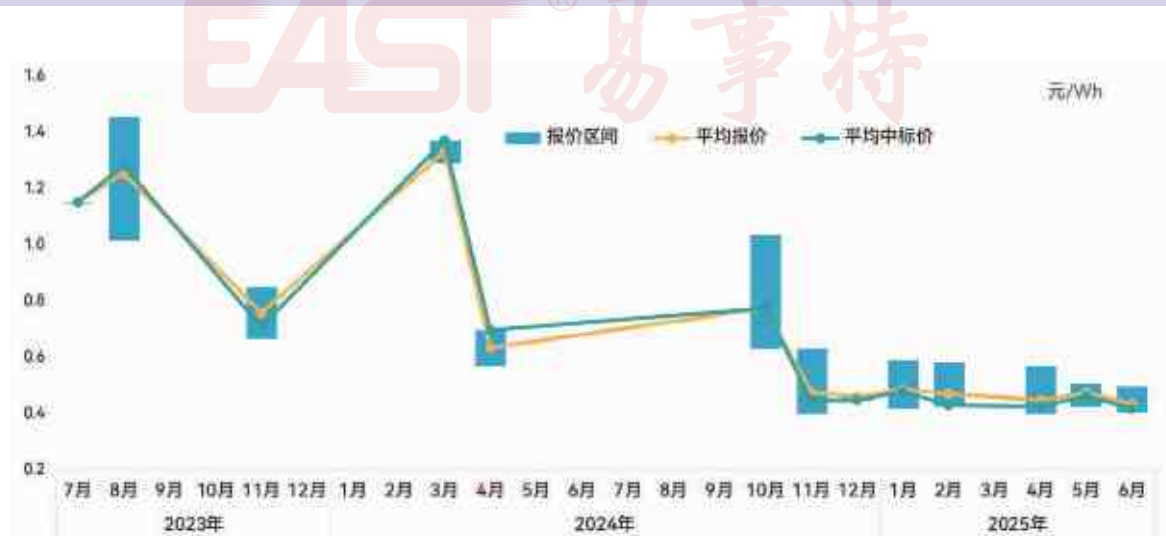
2.2 4 小时独立储能的系统和 EPC 价格情况

4 小时独立储能项目的开发建设主要开始于 2023 年下半年，因此早期的报价样本相对较少。寻熵研究院自 2023 年至 2025 年 6 月累计收集

到 630 个 4 小时独立储能系统有效报价样本和 237 个 4 小时独立储能 EPC 有效报价样本。

根据寻熵研究院的统计追踪，4 小时独立储能系统报价从 2023 年初的 1.149 元 /Wh，下降到 2025 年 6 月的 0.432 元 /Wh，降幅 62%，目前最低报价仅为 0.398 元 /Wh。

图 11 2023 至 2025 年上半年 4 小时独立储能系统的月度报价情况



数据来源：寻熵研究院统计分析

根据寻熵研究院的统计追踪，4 小时独立储能项目 EPC 报价从 2023 年 7 月的 1.803 元 /Wh，下降到 2025 年 6 月的 0.750 元 /Wh，降幅 58%，目前最低报价仅为 0.519 元 /Wh。

图 12 2023 至 2025 年上半年 4 小时独立储能项目 EPC 的月度报价情况



数据来源：寻熵研究院统计分析

（注：有关独立储能系统和 EPC 成本价格及其影响因素的更多分析，详见全版报告，摘要版报告不再展开讨论）

EAST® 易事特

第三章

独立储能产品和解决方案

3.1 产品和技术趋势

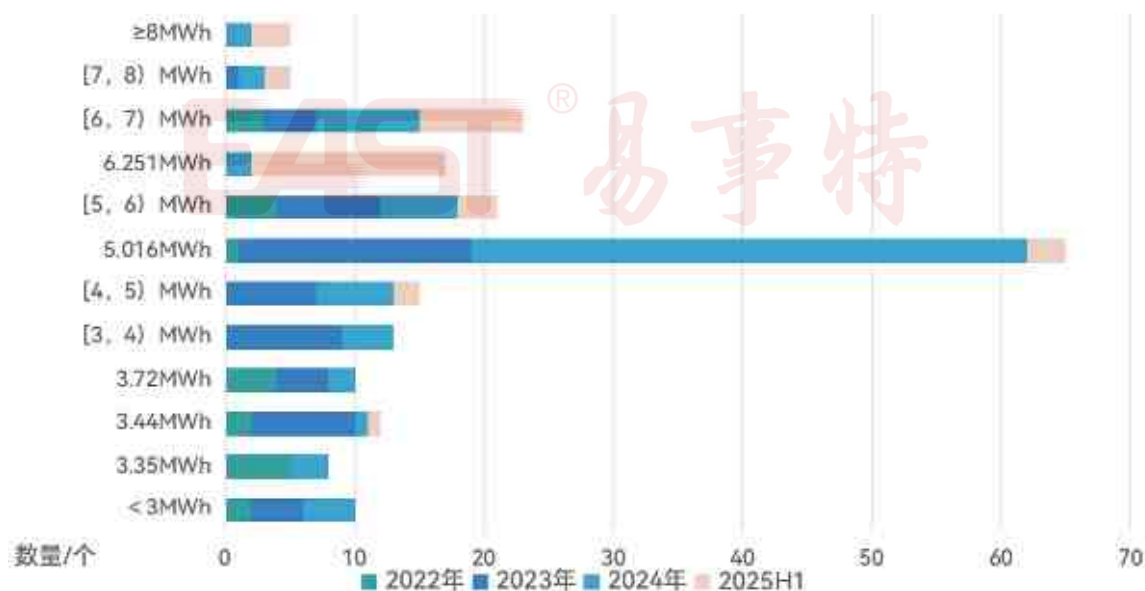
集装箱式储能系统是当前独立储能市场应用最为广泛的产品。从 280Ah 电芯到 500+Ah 电芯，从风冷到液冷，从 1000V 体系到 1500V 体系，从 40 尺到 20 尺标准集装箱，从有过道设计到外开门设计，从直流侧 + 集中式 PCS 到交直流一体化设计，从跟网型到构网型，与过去四年独立储能市场高速发展相伴随的是集装箱储能产品设

计的快速迭代。

3.1.1 直流侧电池系统

直流侧电池系统因其在储能系统中成本占比大、安全性要求高、对全系统性能影响大，因而成为集装箱储能系统集成关键技术环节。消防安全要求、能量密度和占地面积、可维护性、分级管控能力等因素已经成为直流侧电池系统产品设计过程中的主要考量因素。

图 13 2022 至 2025 年上半年已发布的直流侧产品及规格



数据来源：寻熵研究院统计分析。注：仅统计单集装箱容量，不含背靠背布局等情况。以区间为范围统计的产品数量，已扣除了在此范围内的、体现具体规格的产品数量。

直流侧电池系统呈现出快速迭代的态势。根据寻熵研究院的追踪统计，从 2022 年至 2025 年上半年，国内已有 85 家企业发布了超 200 款集装箱式直流侧电池储能产品，涉及 68 种容量

配置方案。其中 3.44MWh、3.72MWh、5.016MWh 和 6.251MWh 成为企业布局最为集中的产品方案，在 2022 至 2025 年被先后推出。

表 2 典型直流侧储能产品的规格配置

规格	电芯容量	电池簇设计	电池簇数量	电压	集装箱尺寸
3.441MWh	280Ah	8x1P48S	10	1228V	20 尺
3.727MWh	280Ah	8x1P52S	10	1331V	20 尺
5.016MWh	314Ah	8x1P52S	12	1331V	20 尺
6.251MWh	587Ah	4x1P104S	8	1331V	20 尺

数据来源：寻熵研究院统计分析

电芯容量的差异成为直流侧产品容量不同的最直接原因。2024 年起，500Ah+ 超大容量电芯的开发成为新的焦点。截至 2025 年 6 月底，国内企业已推出的 500Ah+ 电芯规格已经达到 23 种，包括卷绕和叠片两种不同生产工艺，但行业对于 500Ah+ 规格的判定并未达成一致。

过去四年，10x384S、10x416S 和 12x416S 电池簇设计成为 20 尺 1500V 级液冷电池系统的最为常见的设计规格。在 285Ah~350Ah 区间

内电芯规格的多样化，带来了上述典型串并联模式下直流侧容量的差异。随着电芯容量进入 500Ah+ 时代，直流侧产品也迎来了新一轮迭代，单舱储能容量也迈向了 6~8MWh 区间。2025 年以来，基于 500Ah+ 储能电芯的直流侧电池系统已经进入产品设计和样品测试阶段。采用 587Ah 电芯的储能产品方案已经相对清晰，计划交付时间普遍在 2025 年底。

产品 案例

天合储能 Elementa 金刚 3 大容量储能电池系统

天合储能新一代大容量储能系统 Elementa 金刚 3，以 500Ah+ 自研大容量电芯为压舱石，通过精准优化舱体空间利用率，实现整舱能量密度提升超 40%，以百兆瓦级项目测算，提升场站级能量密度近 35%，降低土地租赁费用 23.8%，Capex 总成本降低超 5%。同时通过整柜运输和厂内前置联调、一体化覆盖测试等程序优化，将并网前期准备时间缩短 50% 以上，

显著提升了项目的交付效率。

为了更好地控制运营成本，Elementa 金刚 3 升级采用了风液混动制冷液冷控制技术，让系统可以根据环境温度变化智能调节工作模式，精准控制热管理，实现辅助功耗降低 30%，助力储能系统长期稳定运行。

3.1.2 交直流一体化系统

随着组串式 PCS 产品的成熟和储能系统集成能力的提升，将电池簇和 PCS 集成于同一个集装箱内的交直流一体化系统在 2023 年末被推向市场。根据寻熵研究院的追踪，截至 2025 年上半年，已有近 20 家企业推出过相关产品，其中多数企业具有电池系统、PCS、BMS、EMS 等核心零部件的自主研发生产能力，可以实现对全系统的一体化开发设计。

在交直流一体化系统中，组串式 PCS 直接对接电池簇，对电池进行簇级管理和电流转换，再在交流侧进行并联汇流。实现对电池系统的簇级

精细化管控是组串式 PCS 应用最主要的目的和优势，以此提高电池包的均衡性和充放电效率。与此同时，组串式 PCS 体积小，重量轻，易于更换，便于对不同支路进行扩容和增建。交直流系统一体化集成可以实现工厂一体化集成，降低现场安装成本，提高项目建设速度。

2025 年以来，随着 500Ah+ 大容量储能电芯进入送样测试阶段，基于大容量电芯开发的交直流一体化系统也开始被推向市场。电芯容量的增大将进一步减少电池成组过程中所需零部件数量，简化后续集成、装配工艺流程，节约设备、能耗与人力。

产品 案例

海博思创 HyperBlock IV 储能系统

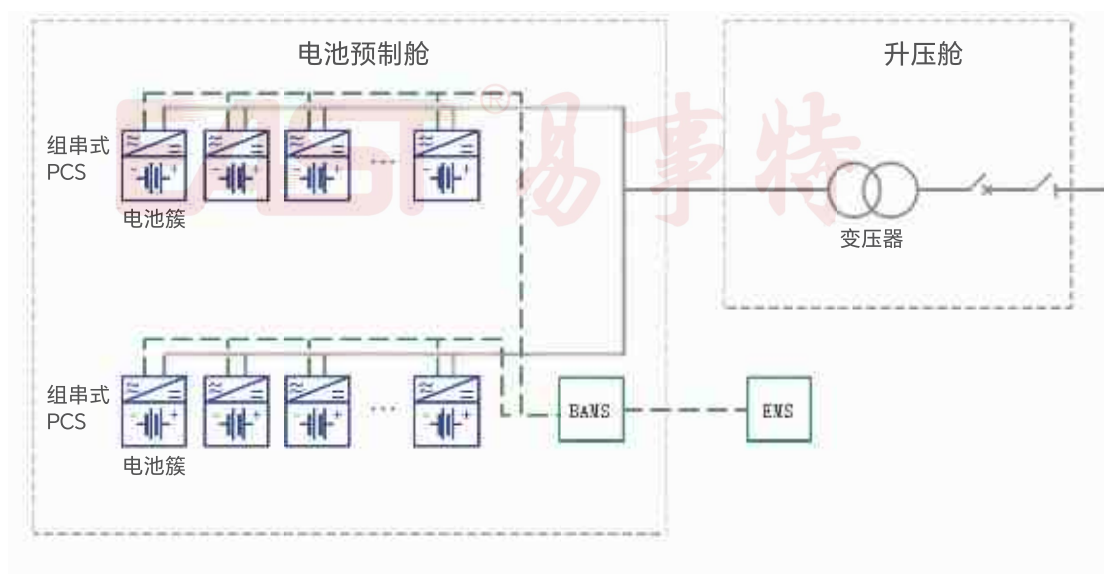
HyperBlock IV 为海博思创智储解决方案平台下的明星产品，以超大容量、超高效率、极致智能与安全可靠，重新定义储能系统标杆。

HyperBlock IV 采用大容量储能电芯，包括 DC 和 AC 两种版本，按照 10P416S 方式成组，单舱 8MWh+ 超大容量，能量密度提升 40%。全液冷系统和碳化硅 PCS 的应用，为系统带来极致高效。通过应用自主热均衡、动态补偿自适应技术、顶驱式消融风道，系统功耗降低 20% 以上。

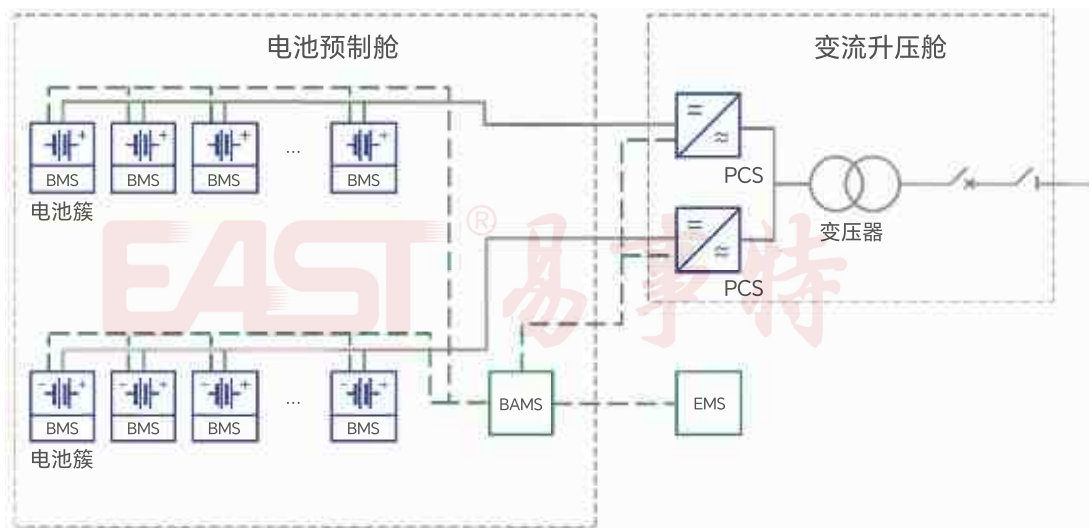
HyperBlock IV 创新融合多维感知技术，全方位守护系统安全。系统搭载 AI 平台，实现语

音交互和智能问答；通过线上线及工单 APP 联动，将运维效率提升 50%。智能 AI 平台可实现主动预警，通过计划性运维与智能巡检运维助手的结合，实现超高在线率。

AC 版本示意图



DC 版本示意图



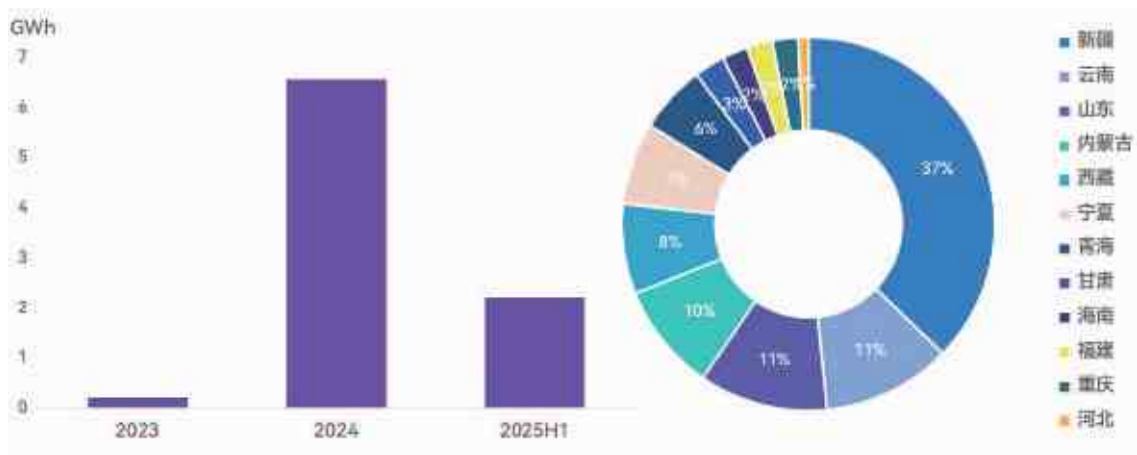
3.1.3 构网型储能系统

构网型储能系统的发展起始于 2023 年中,《国家能源局关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》中明确指出,支持构网型风电、构网型光伏发电、构网型储能、新能源低频组网送出等技术研发与工程示范。此后,新疆、西藏、江苏等省(区)市相继提出要加装构网型储能装置,建设构网型储能电站来应对新型电力系统的风险,提高电网的抗扰、主动支撑、感知等涉网能力。

相比传统采用跟网型锁相环控制技术的储能技术,构网型储能技术可以模拟发电机的励磁及功角特性,具有主动电压支撑、自动惯量支撑和调频响应能力,能够改善电网阻尼特性抑制宽频振荡,提高弱电网短路能力,是解决新型电力系统稳定运行及新能源高比例消纳的有效手段。

根据寻熵研究院的统计,构网型储能系统自 2023 年开始在独立储能项目中得到应用,截至 2025 年 6 月底已经实现了 9GWh 的装机规模。

图 14 已并网的构网型独立储能项目及其区域分布



数据来源: 寻熵研究院统计分析

构网型 PCS 是实现构网型储能系统的关键。在弱电网条件下,构网型 PCS 控制稳定裕度更大,可以为系统内其他跟网设备提供稳定的电压基准,赋予电网一定惯性,提高弱电网短路能力,

确保可以脱离大电网独立组网运行。围绕构网型 PCS 的国标《电化学储能构网型变流器技术规范》也已在 2024 年 8 月正式立项。

产品
案例

科华数能 S³-EStation 5MW/10MWh 构网型智慧液冷储能系统

科华数能 S³-EStation 5MW/10MWh 构网型智慧液冷储能系统，率先通过全项构网测试，系统短路容量比（SCR）低于 1.1，能够在电网故障时迅速恢复稳定，显著减少停电时间。系统具备惯量、有功 / 无功功率调节功能和主动支撑电网的能力，可实现毫秒级功率响应和微秒级电压构建，能有效平抑电网波动，提升电能质量，确保电力供应的连续性和稳定性。

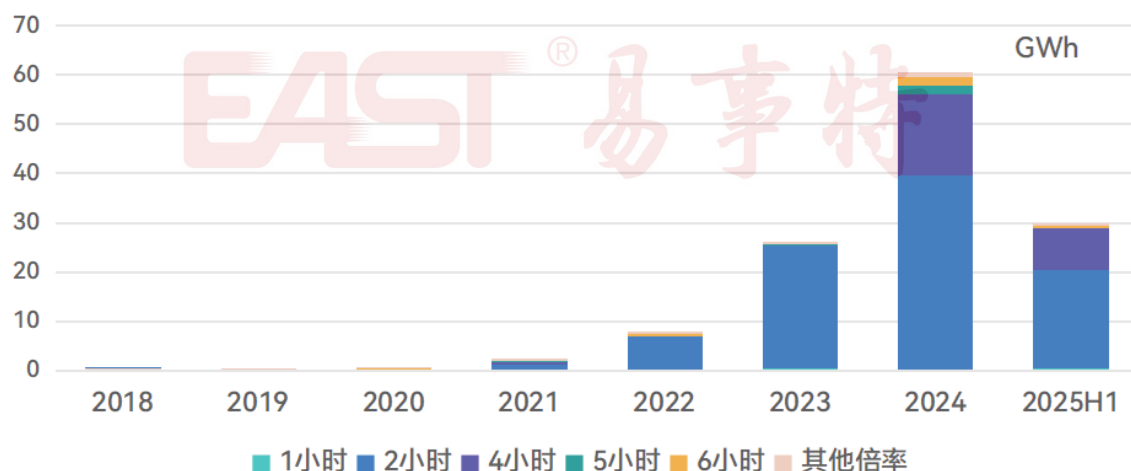
在 S³-EStation 5MW/10MWh 智慧液冷储能系统中，2.5MW 储能变流器与 5MWh 电池系统均采用液冷散热设计。其中 2.5MW 储能变流器占地仅 1.4 m²，最大效率达 99.03%，单机支持 40℃ 下 110% 过载运行。电池系统通过顶出风设计的独特结构，实现了热量的高效导出。系统结合智能温控算法有效减少簇间电池温升差异，实现整舱温差小于 3℃，pack 内温差小于 2℃，电池衰减率降低 10%~15%，液冷储能电池系统寿命可达 15 年以上。

3.1.4 长时锂电储能系统

根据寻熵研究院的统计，截至 2025 年 6 月底，在已并网的独立储能项目中，近 3/4 的项目使用 2 小时配置。但从 2024 年起，4 小时系统在独立储

能中的应用规模快速增加，在 2024 和 2025 上半年新增并网独立储能项目中的占比分别达到 27% 和 30%，其中超九成项目使用的是锂电技术，此外，液流电池、压缩空气、铅炭电池也有示范应用。

图 15 独立储能项目中各倍率储能系统的装机规模

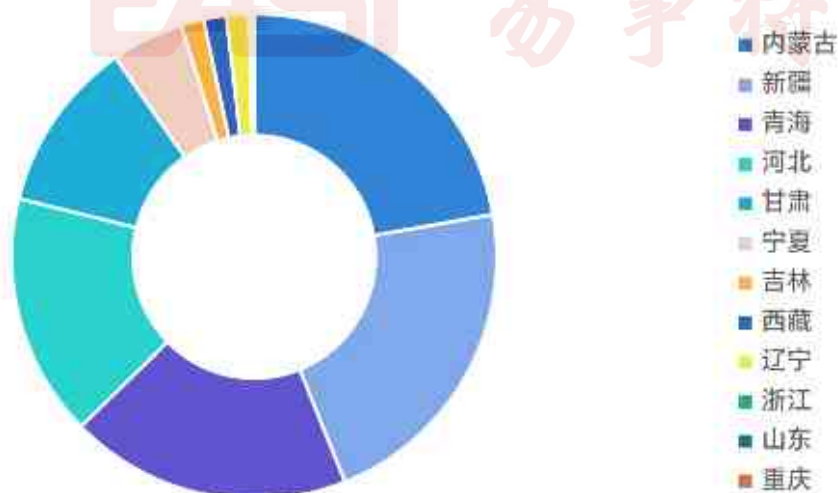


数据来源：寻熵研究院统计分析。注：包括各类新型储能技术，混合储能基于各类组成技术分别进行倍率统计。统计截至 2025 年 6 月底。

目前已并网的 4 小时独立储能项目主要集中在新疆、内蒙古、青海、甘肃、河北、西藏等西北、华北地区的储能大省。这些地区储能应用方式正在从新能源配储向独立式储能快速转变，在独立储能项目实施时也普遍延续此前新能源配储项目

要求的 4 小时系统配置。随着锂电储能系统成本快速降低，基于锂电技术的 6 小时和 8 小时独立储能项目在 2025 年也已启动规划建设，锂电正在满足更长充放电时长的应用需求。

图 16 已并网 4 小时独立储能项目的区域分布



数据来源：寻熵研究院统计分析。注：包括各类新型储能技术，混合储能基于各类组成技术分别进行倍率统计。统计截至 2025 年 6 月底。

针对 4 小时及更长充放电时长、更大储能容量的锂电系统应用需求快速增加的情况，储能企业也相应加大了储能产品的开发力度。一方面结合 500Ah+ 超大容量电芯的特性，重点围绕高容量、低功率要求，开发单舱容量超 6MWh 的 4 小时储能系统，进一步提高系统的能量密度、减少占地面积；另一方面，基于当前成熟的电芯产品和串并联方案，融合 CTP、大模组等设计，增

强系统的集成度和电池舱多舱灵活排布能力。

在长时大容量储能系统规模化应用的同时，如何实现数十万乃至百万颗电芯的容量电压均衡和安全性能监测预警，如何加强整舱温差控制实现高效散热，如何进一步优化关键器件的电气间隙与爬电距离，如何强化电站的整体调度控制能力、降低运维难度等问题，都在成为储能系统集成环节重点突破的技术问题。

产品
案例

易事特 6.7MW/26.8MWh 集中式液冷集装箱储能系统

易事特 6.7MW/26.8MWh 集中式液冷集装箱储能系统，直流侧采用 314Ah 电芯，单舱 6.688MWh，采用 16x1P416S 成组方式。电池系统应用乙二醇冷却液，搭配智能液冷循环系统和自动补液技术，实现电芯级精准温控，温差控制精度达 $\pm 3^{\circ}\text{C}$ 。基于 PACK 级全氟己酮 + 三级消防策略，可实现可燃气体探测联动防爆排风，故障隔离速度提升 50%。

交流侧搭载 6.9MW 逆变升压一体机，可实现最高 5000 米高海拔环境运行。系统支持多机并联，相同容量下设备体积缩小 25%，可快速构建百兆瓦时级以上大型储能电站。

3.2 解决方案和项目案例

经过过去五年的高速发展，国内储能企业已经形成了成熟的独立储能项目解决方案。基于高度集成化的储能产品，百 MWh 级项目的建设周期已经缩短至 30~45 天，并且可以实现 GWh 单体项目的一体化交付。随着独立储能愈发通过参

与现货市场、调频辅助服务等电力市场化交易获得收益，AI 技术也被应用到项目运行管理方案中，成为提高项目运行收益、降低运维成本的关键。

3.2.1 新疆克州 300MW/1200MWh 构网型独立储能项目

新疆克州 300MW/1200MWh 构网型独立储能项目是国内首个超 GWh 级的储能示范项目。

图 17 新疆克州 300MW/1200MWh 构网型独立储能项目



数据来源：科华数能

项目位于阿克陶县江西工业园区，周边均为规划在建的光伏园区。项目整体占地 146 亩地，分为独立储能设备区和升压站区。

项目采用科华数能构网型液冷储能系统，是国内大型独立储能项目中首次应用构网型储能技术。系统支持交流侧电流在 110% 额定电流下长期持续运行，具备 300% 额定电流 10 秒短时过载能力。通过构网型储能系统的应用，构建局部电压源的能量系统，在电网异常或者故障停电的情况下，能够实现短时 10 秒 3 倍的过载支撑，瞬时自然分担电网不平衡功率，提高电网的暂态稳定性，减少电网频率变化速度。系统通过黑启动功能对周边负荷进行反送电，迅速恢复稳定，确保电力供应的连续性，保证周边用电安全。

3.2.2 内蒙古赤峰康家营电网侧 150MW/600MWh 独立储能项目

大唐赤峰康家营电网侧独立储能项目，位于赤峰市敖汉旗，总规模 150MW/600MWh，占地面积 80 亩，接入康家营 220kV 变电站。项目于 2024 年 4 月列入内蒙古自治区第一批电网侧独立新型储能电站示范项目清单，是蒙东地区首个建成并网的自治区电网侧独立新型储能电站示范项目。

基于海博思创全业务链的一站式解决方案能力，项目从协议签订到电站建成投运仅历时 30 天。项目采用构网型储能技术解决方案，通过算法驱动变流器模拟同步发电机特性，构建等效电源系统，实现电网惯量毫秒级响应。系统具备实时调压、动态调频功能，可提升电网在复杂工况下的

图 18 大唐赤峰康家营电网侧 150MW/600MWh 独立储能项目



数据来源：海博思创

抗扰性与稳定性，增强电网系统韧性。

针对特殊的现场环境，海博思创对储能系统进行了保温、防风沙等特殊设计，结合定制化运行策略，保证了设备在极端条件下的稳定运行。基于“海博 AI 云平台”，项目构建起了从电芯入场至电站现场运行的全生命周期数据追溯体系，通过深度数据挖掘与分析，实现设备故障的超前预警及系统健康状态的精准诊断，有效降低运维成本，提升设备全生命周期管理效能，显著优化项目投资回报率。

3.2.3 江苏启东 150MW/300MWh 独立储能电站

易事特江苏启东 150MW/300MWh 独立储能电站，占地面积约 58 亩，实际装机容量

155MW/369.52MWh。项目采用易事特 2.5MW/5.963MWh 组串式液冷户外柜储能系统，以组串式 2.5MW 储能变流升压一体机与 2 套 5.963MWh 液冷电池户外柜构成一个储能单元，每 25MW/60MWh 系统为一回路。新建一座 220kV 升压站，6 个线路接入至升压站进行升压，以一回 220kV 线路接入永阳变 220kV 变电站实现并网和外送。

项目储能系统电池单元、PCS 均采用模块化设计方案，各电池簇独立控制，PCS 模块与单电池簇一一匹配，无簇间环流。系统采用液冷散热技术和 SOC 主动均衡技术，实现电芯温差 $\leq 3^{\circ}\text{C}$ 。针对启东濒海临江、高盐雾潮湿环境，采用 IP55 防护等级与 C5 防腐设计，确保全生命周

图 19 江苏启东 150MW/300MWh 独立储能电站



数据来源：易事特

期稳定运行。

项目作为江苏 2023 年度纳规项目，于 2024 年 7 月 15 日之前建成投产。2025 年 7 月，在国网江苏省电力有限公司电力调控中心的统一指挥下，项目参与江苏全省 93 座新型储能电站在晚间用电高峰集中向电网放电。本次集中调用储能电站最大放电功率达 714 万千瓦，实现了我国最大规模新型储能的集中调用，刷新 2024 年夏季集中调用 455 万千瓦的纪录。

3.2.4 青海海西克鲁克 75MW/300MWh 共享储能电站

青海海西克鲁克电网侧共享储能项目由中核汇能青海公司投资建设。1# 储能电站（麒麟电站）建设容量为 75MW/300MWh，是德令哈 50 万千

瓦源网荷储一体化项目的配套储能项目。

项目采用天合储能 Elementa 金刚 2 储能系统，由 15 套 5MW/20MWh 储能单元组成。系统采用天合储能自研的 314Ah 电芯，共有 60 个电池舱，单舱容量 5.016MWh，搭配 5MW 逆变升压一体机。项目从发货、基建、调试到送电并网在 45 天内全部完成。

针对青海空气密度降低、温差剧烈等问题，天合储能采用 AI 智能液冷技术控制整舱温差在 2.5℃以内，升级关键器件并优化电气间隙与爬电距离，保障设备安全稳定运行。同时采用 4 小时长时储能解决方案，缓解电网压力，平衡区域电力供需。

图 20 青海海西克鲁克 75MW/300MWh 共享储能项目



数据来源：天合储能

第四章

独立储能项目收益渠道

加速电力现货市场建设、完善辅助服务市场机制，推进新型储能参与电能量和辅助服务市场交易，丰富新型储能的交易品种，通过“一体多用、分时复用”获取多重应用收益，是国家层面推动实现独立储能商业化应用的主要方向。

在 2024 年 5 月发布的《电力市场运行基本规则》中，储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等新型经营主体首次纳入经营主体范畴，为独立储

能参与电力市场提供了身份保障。

4.1 独立储能主要收益渠道

总体来看，独立储能的收益来源主要由新能源储能容量租赁、电能量交易、辅助服务、容量补偿和容量电价、专项补贴等五部分构成。

图 21 独立储能主要收益来源和构成



数据来源：寻熵研究院统计分析

随着独立储能可参与的交易品种日渐丰富，独立储能可实现多种收益渠道，其中电能量交易和辅助服务是两大基石。由于各地电力现货和辅助服务市场建设进程和运行机制差异较大并且在不断优化调整的过程中，独立储能具体可参与的方式和细分市场也在不断变化。

在上述收益渠道的基础上，因为电站是否参与电能量市场、是否进行了新能源容量租赁等因素的不同，同一地区可能出现多种收益模式。此外，在部分地区也存在着即使规则已经建立，但独立储能尚未实际参与市场的情况。有关各地独立储能可以实现的收益渠道和正在执行的商业模

式，详见全版报告。

4.2 新能源储能容量租赁

我国新能源配储要求始自 2020 年，在近几年已经成为各地推动储能应用的最直接措施，并且配储比例要求逐年提高，有关各地配储要求的情况，详见全版报告。

2025 年 1 月 136 号文发布，明确提出不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。2025 年以来，天津、宁夏、内蒙古、江苏等地已经在新能源项目建设方案中

图 22 各地新能源储能容量租赁价格



数据来源：寻熵研究院统计分析。注：指数（宁夏）、指数（湖南）表示根据宁夏、湖南两地价格样本分别拟合的曲线，其他地区由于样本较少未做拟合。

陆续将配储由“要求”改为“鼓励”。

新能源储能容量租赁是独立储能市场自发展以来最重要的收益来源之一。各地在项目规划之初也设定了租赁参考价格和鼓励租赁时间，普遍集中在 200 元 /kWh·年的标准上下。但是随着项目的快速建设也在面临着可租赁容量供过于求、市场化租赁价格不断下降的局面。

根据寻熵研究院对 2023 年至 2025 年 6 月底各地新能源储能容量租赁价格的追踪，实际租赁报价呈现出逐年下降趋势，并且因区域和项目的不同而差异明显。

新能源场站与独立储能电站之间开展有效的容量租赁交易，成为确保独立储能收益、推动独立储能项目开展的重要方面。为此，各地从构建容量交易机制、对独立储能可租赁容量进行奖励、对未完成容量租赁的新能源项目进行惩罚、给予独立储能未租赁容量补偿等方面制定政策，推动新能源储能容量租赁交易的开展。

4.3 电能量交易

独立储能的充电、放电电价直接决定其电能量收益。由于各地推动独立储能示范应用所采取的支持措施的不同，以及电力市场建设进程的差异，目前独立储能电站的充放电电价形成机制主要包括参考燃煤电价和工商业电价、参与中长期交易形成、参与现货市场交易形成等。有关各地具体执行的充放电电价机制，详见全版报告。

随着各地现货市场陆续启动连续结算试运行，独立储能将逐步参与到现货市场中，电能量收益将主要通过现货市场中的充放电价差决定，不再执行此前基于工商业电价或燃煤标杆电价的政府定价机制。

根据寻熵研究院的统计，截至 2025 年 8 月初，国内已有山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江等地实现了现货市场正式运行；陕西、安徽、河北南、辽宁、南方区域（云南、贵州、广西、海南）、河北南网、福建已经进入了连续结算试运行阶段。

在已开展现货市场结算试运行的地区中，江苏、青海、宁夏、河南、四川、蒙东、吉林、黑龙江、湖南等地也已明确了储能参与现货市场的方式和结算机制。目前重庆、浙江、新疆、海南、西藏、上海、冀北地区、天津等地受现货市场建设进程的影响，尚未明确储能参与现货市场的规则。在七个已经开展现货市场正式运行的地区中，除湖北、浙江外，其他五地的独立储能已经全面参与现货市场运行。在宁夏、江苏、安徽、河南、贵州等地，也已经有部分独立储能电站参与了现货市场结算试运行。

独立储能参与现货电能量市场交易具有两种市场角色，在充电时段视同电力用户购买电量，在放电时段视同发电企业出售电量，二者之间的电价差将直接决定独立储能电能量交易的收入。考虑到储能的双重主体身份，独立储能电站向电网送电时，其相应充电电量不承担输配电价和政

府性基金及附加。

比较各地已制定的独立储能参与现货市场规则，在参与方式、可参与的市场类型、充放电结算机制方面表现出一定共性和差异性。有关各地独立储能参与现货市场的具体执行机制，详见全版报告。

(1) 参与市场方式：多数地区在市场初期要求储能以“报量不报价”或自调度方式参与现货市场。山东率先实现了储能“报量报价”参与现货市场，报量报价方式将对储能电站的价格预测、运行管理能力提出更高要求。山西、广东、安徽、辽宁、云南、宁夏、蒙东、吉林、黑龙江、青海等地允许独立储能按一定周期选择“报量报价”或“报量不报价”参与现货市场。

(2) 可参与市场：日前市场是目前多数地区独立储能电站参与的主要市场类型。对于同时允许储能参与实时市场的大多数地区，储能按照日前出清充放电计划优先出清，无需再次申报，实际充放电量与日前充放电量偏差按照实时价格结算。

(3) 充放电价：为独立储能单独制定充放电电价结算机制，或将储能放电、充电行为分别视为发电侧和用户侧主体进行结算，是各地在制定储能充放电价时普遍采取的两种思路。随着市场逐渐成熟，结算电价逐步从初期的系统边际电价、分区电价，向节点电价过渡。

4.4 辅助服务

2024年以来，通过《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》和《电力辅助服务市场基本规则》等一系列政策的出台，我国辅助服务市场的建设方向、职能定位，以及与现货市场融合发展方案已经明确，为后续各地出台辅助服务市场细则提供了明确的指引。有关各地独立储能可以参与的辅助服务类型及补偿标准、市场规则，详见全版报告。

· 调峰

调峰是我国独立储能市场发展初期最主要的收益来源之一。为储能制定专门的调峰补偿价格和调用保障次数，曾是宁夏、新疆等地保障独立储能收益、推动项目投资建设的重要手段。从中长期看，由于现货市场替代、市场参与机制变化、调峰价格上限修改等因素的影响，独立储能提供调峰辅助服务的可能性和整体收益都将面临大幅缩减。

根据《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》的要求，调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。2025年以来，南方区域、西北地区都已经对调峰价格上限进行了相应调整。这不仅意味着调峰辅助服务市场的整体报价区间和收益将大幅缩减，部分市场中对储能电站调峰制定的计划调峰和特殊补偿电价政策也将逐步取消或到期。

· 调频

随着各地现货市场陆续进入正式运行或连续结算试运行，调频辅助服务将成为电能量交易之外，储能最重要的市场化收益来源。特别在山西、广东、甘肃等地，调频更是成为当前独立储能最重要的收益，考虑到调频市场空间相对有限，这些市场或将出现快速饱和的局面，抢占先发优势变得愈发重要。

建立并完善调频市场机制、实现调频辅助服务按效果付费、与现货市场形成有效衔接是当前各地调频辅助服务市场建设的重点。《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》已经为各地调频辅助服务市场建设明确了方向。

为了避免独立储能挤占调频市场的局面，福建、山西等 16 地已经明确提出都对调频市场中储能的中标容量进行了限制，储能系统在调频市场中的中标容量上限普遍设置为系统总调频需求的 30%~55%。

· 其他辅助服务

在调频市场之外，各地的辅助服务市场建设和“两个细则”规则修改也在为储能开放更多可参与空间。爬坡和备用是各地在调频辅助服务市场之外重点建设的市场化辅助服务品种。

4.5 容量电价 / 容量补偿

随着 136 号文明明确取消新能源强制配储要

求，进一步发挥储能的容量价值，并通过容量补偿、容量市场、容量电价等机制实现容量成本回收，已经成为各地政府在制定本地储能支持政策时主要的着力方向。

根据寻熵研究院的统计，截至 2025 年 7 月底，已有新疆、山东、甘肃、内蒙古、河北、浙江、宁夏、青海等八个地区探索实施了容量电价 / 容量补偿政策，对储能按照发电量、可用容量、装机容量等不同标准进行补偿。其中甘肃在实施的调峰容量市场之外，于 2025 年 7 月针对发电侧容量电价机制开始征求意见，开启了地区层面容量电价机制的探索和尝试。

比较各地的容量电价 / 补偿，在资金来源、补偿标准、补偿对象、补偿时间方面都有较大差异。整体来看，当前存在着三种模式，第一种为常规的发电侧容量电价机制，面向火电和储能，基于可用容量进行补偿；第二种基于充电量进行补偿，类似于此前的调峰补偿；第三种是对于此前新能源储能容量租赁的一种演变，容量补偿成本仍由新能源企业承担。有关各地储能容量电价 / 容量补偿的具体规则及更多对比分析，详见全版报告。

（注：有关各地独立储能项目收益渠道、政策机制、参与现货市场和辅助服务市场规则的更多对比分析，详见全版报告，摘要版报告不再展开讨论）

第五章

独立储能典型应用场景和商业模式

独立储能市场发展情况与项目的收益模式和经济性密不可分。由于独立储能市场尚处于发展初期，并且国内电力市场建设不断推进，因此项目收益机制、政策环境、投资模型等方面都不断演进并且存在诸多不确定性因素。

在过去五年，山东、宁夏、山西、甘肃、河北、内蒙古、江苏、云南等地围绕现货市场、中长期交易、调峰、调频、容量补偿、新能源储能容量租赁等收益机制，形成了不同的独立储能商业模式，也推动了本地独立储能市场的规模化发展。

新能源储能容量租赁仍然是各地独立储能收益模型中重要的组成部分。在此之外，电能量交易的实施方式、是否给予容量电价/容量补偿、调峰参与和补偿情况、调频爬坡等辅助服务市场的开放情况等直接造成了各地独立储能商业模式的差异。

5.1 宁夏调峰模式

“新能源储能容量租赁 + 调峰辅助服务”是宁夏早期独立储能项目最主要的商业模式。宁夏自

2022 年起，对储能试点项目给予 0.8 元 /kWh 的调峰服务补偿，推动了宁夏独立储能市场的发展。对于非示范项目，调峰补偿价格上限为 0.6 元 /kWh，充放电电价均按照燃煤标杆电价核算。2025 年 6 月宁夏的调峰辅助服务补偿调整至 0.2595 元 /kWh，较现行 0.6 元 /kWh，减少 56.75%。

随着宁夏启动现货市场结算试运行，调峰收益将逐渐被替代。目前宁夏正在推动储能全面参与中长期市场和现货市场，并且开始探索实施储能容量补偿电价政策。从中长期来看，宁夏有望实现从“中长期交易 + 调峰辅助服务补偿 + 容量租赁”到“现货市场充放电价差 + 调频辅助服务 + 容量补偿 + 容量租赁”的储能收益模式转变。

5.2 山东现货市场 + 容量补偿模式

山东是我国最早实施储能示范项目并给予明确政策支持的地区。2021-2025 年期间，山东以示范项目或入库项目的形式共计布局了 257 个储能示范项目，总规模达 44GW/106GWh。在近 5 年内，山东独立储能市场实现了持续稳步增长。

参考市场化模式下的“电量电价 + 容量电价”两部制上网电价机制，山东构建起了独立储能的商业模式。其中电量电价部分通过现货市场交易形成储能充放电价；容量电价部分基于储能放电时的日市场化可用容量核算，相关费用由用户侧分摊。与此同时，二次调频和爬坡辅助服务市场的开放也将为储能进一步增加收益渠道。

5.3 山西现货市场 + 调频模式

山西是国内最早开展二次调频、一次调频市场化运行的地区之一，也是率先探索火储联合机组和独立储能电站调频应用的地区。山西对新能源项目并未提出配储要求，“现货市场充放电价差 + 一次 / 二次调频”是山西独立储能项目主要的收益来源。

山西调频市场每日分 5 个时段开展交易，每个时段报价范围在 5~15 元 /MW 之间。为确保系统调节资源分布合理，山西对于每时段独立储能总中标容量的占比设置了不超过 55% 的上限要求。

2025 年 3 月，山西将有偿一次调频辅助服务纳入“两个细则”，通过考核补偿机制激励独立储能电站、配储火电机组等并网主体在满足国标规定的基本一次调频义务后，富裕一次调频能力提供额外调频出力获得相应补偿。

5.4 甘肃现货 + 调频 + 容量电价模式

甘肃储能一直以新能源配储为主要应用形式。自 2023 年下半年以来，甘肃储能市场开始出现了以独立共享储能替代新能源场站配储的发展趋势。目前甘肃独立储能项目的收益由“现货市场 + 调峰容量补偿或储能容量租赁 + 调频辅助服务”组成。

甘肃是目前国内唯一一个为储能建立调峰容量市场的地区。调峰容量市场由火电企业和独立储能参与。甘肃对独立储能和共享储能进行了区分，目前调峰容量市场仅对独立储能进行开放。

2025 年 7 月，《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》发布，面向合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能建立容量电价机制。市场初期，容量电价标准暂按每年 330 元 /kW 执行，执行期限 2 年。甘肃容量电价将从 2026 年 1 月起实施，目前正在实施的调峰容量市场是否取消尚未明确。

5.5 河北南网中长期交易 + 容量电价模式

河北南网独立储能电站以“电能量交易 + 容量租赁 + 容量补偿 + 调频辅助服务”为主要商业模式。电能量交易以中长期分时段交易为主要形式，通过“低充高放”获得价差收益，2024 年充放

电价差最大可达 0.723 元 /kWh。随着现货市场启动连续结算试运行，独立储能还可以以“报量不报价”方式参与现货市场。

2024 年 1 月和 2025 年 3 月，河北省发改委先后两次发布支持独立储能发展的充放电电价政策和容量电价机制。河北的容量电价政策以储能可用充放电容量为基础，2025 年按照 100 元 /kW·年的标准进行补偿，相关费用纳入系统运行费，由全体工商业用户按月分摊。

为保证新能源储能容量租赁的开展，河北建立了容量租赁市场结算考核规则，对新能源未足额租赁储能容量的情况，按全网当月容量租赁均价的 1.2 倍支付租赁费用。对于 2025 年新能源储能容量租赁，河北明确指定了 200~400 元 /kW·年的租赁价格范围，保障了租赁价格的最低值。

5.6 内蒙古容量补偿模式

基于储能放电量的容量补偿政策是内蒙古推动独立储能项目投资建设的主要手段。蒙西和蒙东地区因为现货市场和辅助服务市场建设进程的不同，在电能量和辅助服务收益模式上存在一定差异。

内蒙古 2025 年的容量补偿面向所有独立储能电站发放，不再区分电网侧和电源侧储能；补偿期设定为 10 年，但补偿标准一年一调整。容

量补偿资金在发电机组间根据装机容量分摊，与新能源储能容量租赁机制类似，储能成本仍然由发电侧承担。2025 年内蒙古补偿标准为 0.35 元 /kWh，仅面向 2025 年 6 月 30 日前能开工的独立储能项目，这也导致 2025 年 6 月底超 50GWh 项目集中开工。新的规则下，后续年份的容量补偿标准将面临极大的退坡风险和不确定性，这将使独立储能项目未来收益水平将存在极大不确定性。

5.7 江苏顶峰补贴 + 特殊充放电电价模式

江苏围绕迎峰度夏期间的电力保供需求，布局独立储能纳规项目，通过给予储能明确的充放电电价、保障调用小时数、储能顶峰放电补贴等一系列措施推进项目实施。江苏独立储能项目也因此建立起了“充放电价差 + 计划调峰 + 顶峰补贴 + 调频 + 容量租赁”的盈利模式。

江苏电力现货市场自 2024 年 11 月的第六次结算试运行起，独立储能可自愿选择参与现货市场。根据《江苏省电力现货市场运营规则（V2.0 版）》，独立储能电站在参与现货市场期间，不再按照《关于加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施的通知》规定的充放电价格进行结算。这意味着随着现货市场建设进程的推进，江苏独立储能的调用和结算也将逐渐从“调度调用 + 固定充放电价 + 顶峰补贴”模式走向现货市

场模式。

5.8 云南调节容量市场模式

基于新能源配置储能等调节资源的要求和充分发挥储能容量价值的目的，云南构建起了调节容量市场，同时也促进了新能源与火电机组和储能开展容量租赁交易。

云南要求配储未达 10% 或未按 10% 租赁储能容量的新能源企业，需在调节容量市场中以标准价上浮 30% 的价格购买调节服务；而未能成功出租容量的新型储能企业，也可按照标准价格下浮 30% 的价格从调节容量市场获得收益。未自建新型储能设施、未购买共享储能服务的新能

源项目，上网电价将按清洁能源市场交易均价的 90% 结算。

为激励储能项目加速建设，云南还对 2025 年 5 月 31 日之前并网的磷酸铁锂储能项目和全钒液流储能项目分别给予 1.8 倍和 3 倍的可租用容量奖励。根据寻熵研究院的统计，云南在 2025 年上半年实现了高达 4.0GW/8.1GWh 的新增储能装机容量，一举成为上半年新增装机规模最大的区域储能市场，其中 531 并网项目的规模就超过了 7GWh。

（注：有关各地独立储能项目发展应用情况和商业模式的更多分析，详见全版报告，摘要版报告不再展开讨论）

EAST® 易事特

第六章

独立储能市场发展展望

根据寻熵研究院的统计，2025 上半年中国储能市场共有 1040 个项目实现并网，总规模 21.8GW/51.2GWh，同比增长 45%。其中独立储能项目超 100 个，总规模 12.8GW/29.5GWh，规模占比 58%。截至 2025 年 6 月底，国内已启动的独立储能项目还有 187GW/550GWh¹，其中 115GW/345GWh 已进入实质性阶段（已启动 / 完成采招、已开工、即将建成投产）。

2025 年初，随着 136 号文明确新能源不再强制配置储能，以及各地现货市场建设加速推进和对于容量电价 / 容量补偿机制的探索，独立储能的应用占比有望在短期内进一步提升。预计全年独立储能项目的新增装机规模将有望达到 100GWh。

独立储能电站开发和市场发展与项目的收益模式和经济性密不可分。由于独立储能尚处于发展初期，并且国内电力市场建设也在推进阶段，因此项目收益机制、政策环境、投资模型等方面都存在诸多不确定性因素，并且持续快速演进。从整体而言，独立储能市场和项目收益模式呈现出以下发展趋势：

（1）“136 号文”后，新能源容量租赁收益将会逐渐消失。目前各地正在探索新能源储能容量租赁新的实施形式，云南的调节容量市场、内蒙古由发电侧分摊的容量补偿等就是其中的典型代表。

（2）市场发展初期，部分地区为推动示范项目，制定了为期一至三年的充放电补贴或初投资补贴机制。随着补贴机制到期，后续项目将需要完全依靠市场化方式获取收益。

（3）调峰补偿上限调整为平价新能源项目的上网电价，现货市场连续结算试运行后调峰辅助服务交易将不再运行，因此传统依靠调峰收益的项目将面临商业模式的重大转变。

（4）市场发展初期，各地独立储能较多地采取了基于工商业电价、燃煤标杆电价、甚至充放电不结算电价的充放电定价机制。未来，参与中长期市场和现货市场将成为独立储能实现电能量交易收入的主要方式。

（5）各地电力现货市场建设进程及其对储能开放程度差异较大，并且仍处在不断调整的过程中并且规则差异较大。独立储能在现货市场中

1. 仅统计 2023 年及以后启动的项目。

的结算电价正在从初期的系统边际电价、分区电价，向节点电价过渡。对于现货市场价格的预判和项目所在节点的选择将直接影响投资收益。

(6) 构建独立储能容量电价、容量补偿机制正在成为各地发挥独立储能容量价值、推动储能市场发展的新抓手，也力求在一定程度上填补新能源容量租赁收益消失后留下的收益空白。2025年7月甘肃发改委发征求意见稿，成为首个面向煤电机组和电网侧新型储能建立容量电价

机制的地区。

(7) 多地在辅助服务市场机制和“两个细则”中为储能充分开放了更多可参与的服务类型。调频、爬坡和备用辅助服务市场的建设正在提速，有望成为储能新的收益渠道。

(注：有关各地独立储能市场发展趋势、规划在建项目的更多分析，详见全版报告，摘要版报告不再展开讨论)

EAST® 易事特

储能+X

重构能源生态新范式

Energy Storage + X: All-scenario Solutions



14年 产品与技术研发
14 Years Dedication



30+ GWh 已投运总项目容量
30+ GWh Energy Storage Capacity Deployed



300+个 储能系统设计与应用项目
300+ Project Cases



智慧能源， 驱动零碳未来

Elementa 金刚3 定义市场化储能新范式





全域构网型储能系统 解决方案提供商

- 打造全液冷散热，全站顶出风，全域构网型S³-EStation储能系统解决方案
- 首家通过中国电科院全项构网验证测试
- 荣获中国质量认证中心构网型储能变流器“护卫者”认证
- 构网型储能产品出货超2GW



图为新疆克州300MW/1200MWh构网型独立储能项目，是GWh级构网型储能项目。项目创新性大规模应用2.5MW构网型储能变流升压系统和5MWh储能电池系统，具有更高安全、更高效率、更稳定支撑电网等性能优势，为构网型储能的发展树立了标杆，对能源结构转型和新型电力系统建设具有重要意义。

易事特集团（股票代码：300376）始创于1989年，2014年成功在深交所上市，曾是世界500强施耐德电气控股子公司，现为广东省属国资混改示范企业，主营智慧电源、数据中心和智慧能源业务。

易事特储能是行业内为数不多全栈自研储能PCS、电池管理BMS、能源管理EMS、储能协调控制PMS以及电池PACK等核心部件的企业。现已推出全系列集成度高的5MWh-26.8MWh大型储能系统、超高功率密度工商业储能一体机、160kW-3500kW模块化设计储能PCS、喷淋式PACK及全景感知EMS能源管理平台。

通过多年的技术创新和市场积累，易事特储能已应用于中国华电、南方电网、国家电投、中核集团、三峡集团等重点客户的新能源配储、独立储能、工商业储能项目，装机规模超8GWh。

36年

电力电子技术
能效管理技术

300+

专业研发工程师
65%具备10年以上经验

800+

自主技术专利

Tier 1

BNEF全球一级储能厂商榜单

8GWh+

储能系统应用业绩

10GWh+

储能系统及核心产品年产能

全场景储能系统解决方案

4S全栈融合 智储一体



易事特集团股份有限公司
易事特储能科技有限公司

集团总部地址：广东省东莞市松山湖总部五路1号
西安研发中心：陕西省西安市高新区锦业路70号卫星大厦



易事特集团



易事特储能

