

美国大储有望转强,国内企业加速出海

华泰研究

2024 年 2 月 23 日 | 中国内地

专题研究

美国大储有望转强,国内企业加速出海

美国储能以表前市场为主,2023 年由于加息、并网排队、原料快速跌价和变压器紧缺等问题,导致实际装机不及预期。但是从中长期来看,美国储能盈利模式成熟、政策支持力度大、风光并网+电网老旧强调储能必要性,美国大储需求有支撑。随着诸多限制因素边际改善,我们预计前期积压的需求会在 24/25 年加速释放。美国市场壁垒高筑,国内企业前期多以零部件供应的形式出海,近期在产品认证及渠道搭建逐步完善后,加速切入集成领域。国内企业整体出海利润丰厚,我们预计后续美国市场集成与电池环节盈利会有所下滑,PCS 与变压器环节将保持相对稳定。

新能源发展+电网老旧矛盾,高经济性支撑中长期需求增长

从中长期来看,美国拥有相对完善的市场化储能盈利模式,容量市场较为普遍,电价套利空间大,辅助市场模式多,刺激储能经济性。同时,在 IRA 之后,美国推出了更有力的 ITC 储能税返政策,和各地政策相结合,较大幅度降低了储能投资成本。我们预测加州独立储能政策加码前后项目 IRR 为 11.7%/16.1%。最后,美国新旧能源加速替换中,风光并网加剧波动,断电、弃电现象明显增多,美国电网老旧且区域化问题严重,对于电网改造和灵活性资源配置的需求高增。以上三方面因素支撑中长期需求增长。

短期限制因素边际改善,现实有望由弱转强

23 年表前储能装机低于预期,主要是美国央行加息,并网流程冗长,碳酸锂价格快速跌落投资商观望,以及电网建设不足、变压器短缺导致。我们认为 24 年诸多因素已经出现边际好转,1) 美联储已经公布降息指引, FOMC 委员对 24/25/26 年的政策利率中位预期分别为 4.6%、3.6%和 2.9%,借款成本下降有望带动储能经济性提升;2) FERC 颁布并网新规,23 年 11 月起实施,加快审核推进速度;3) 碳酸锂价格预计已经接近底部区间,此前的观望情绪有望消散。我们预计美国大储 24/25 年装机量可达 35/52GWh,同比+78.0%/46.8%。

中国企业前期多以零部件切入,近期集成商加速出海

北美市场集成环节的集中度较高,特斯拉和 Fluence 是 Tier 1 厂商,中国企业阳光电源 2022 年北美市场份额为 13%,位列第三。中国企业在美集成市场整体市占率较低,这主要是因为美国本土品牌在认可度、并网便利、售后服务等方面占据优势,此外还受到政策保护。对此,我国企业前期选择了零部件出海的策略,其中,电芯以绝对优势走在前列。近期,通过前期较长时间的认证准备以及渠道搭建铺垫,国内集成企业出海节奏明显加快,电芯企业也开始向集成领域发起进攻,PCS、变压器企业通过与国内集成商合作顺流而下,近期同样在美国市场取得明显突破。

预计集成与电池盈利下滑,PCS 与变压器相对稳定

集成:随着竞争加剧,毛利率或将有所下滑,但由于美国市场壁垒较高,本土企业有高价标杆保护作用,我们预计利润仍较为丰厚。**电池:**重新谈价+汇率调整,毛利率将有所下滑,但考虑到美国市场对产品质量要求更高,项目收益较好,成本压力较小,我们预计 24 年毛利率仍能维持较高水平。**PCS:**美国市场格局当前较好,我们预计毛利率能够达到 40%+,且持续时间长于欧洲。**变压器:**全球变压器行业成熟,盈利水平相对稳定,国内毛利率基本在 20%-25%之间;海外市场供不应求,需求外溢,以金盘科技为例,18-22 年直接出海毛利率比国内平均高 8.5 pct。

风险提示:需求不及预期风险、市场竞争加剧风险、上游原材料价格大幅上涨、中美贸易摩擦加剧风险。

电力设备与新能源

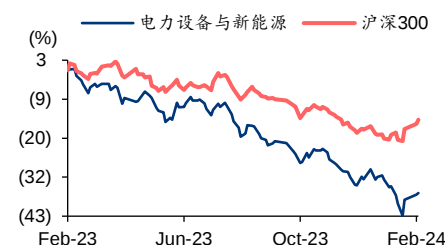
增持 (维持)

研究员 申建国
SAC No. S0570522020002 shenjianguo@htsc.com
+(86) 755 8249 2388

研究员 边文蛟
SAC No. S0570518110004 bianwenjiao@htsc.com
SFC No. BSJ399 +(86) 755 8277 6411

联系人 戚腾元
SAC No. S0570122070170 qitengyuan@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

行业走势图



资料来源: , 华泰研究

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

正文目录

核心观点	5
区别于市场的观点	5
美国以表前储能为主，23 年增速有所放缓	6
各区域电力系统独立，ISO/RTO 市场化程度更高	7
新能源发展+电网老旧矛盾，高经济性支撑需求增长	9
电网基础薄弱老旧，盈利多元激发需求	9
政策提供强力支持，ITC 加码注强心针	13
风光并网加剧波动，传统电厂迎退役潮	16
限制因素边际改善，现实有望由弱转强	19
23 年四大问题设阻，导致装机不及预期	19
高资金成本削弱盈利性，利率政策已现转向	20
审核进度影响项目并网，并网新规有望改善	22
锂价接近底部区间，观望情绪有望缓解	24
预计大储 24/25 年装机 35/52GWh，同比+78.0%/46.8%	25
零部件供应转向集成出海，高壁垒捍卫高利润	26
集成市场壁垒较高，出海多以零部件切入	26
集成&PCS：集成加速出海，PCS 跟随下游出海	28
UL 认证是准入门槛，客户渠道是拿单关键	29
电芯：全球电芯中国造，电芯企业亦布局集成环节	31
变压器：美国当地需求外溢，国内下游加速出海	33
预计集成与电池盈利下滑，PCS 与变压器相对稳定	34
风险提示	35

图表目录

图表 1：2016-2022 年美国储能年度装机情况	6
图表 2：2020Q4-2023Q3 美国储能季度装机情况	6
图表 3：2022Q1-2023Q1 美国 1MW 以上的储能新增装机量	6
图表 4：截至 2022 年美国各地区累计运行的储能类型	6
图表 5：美国电力系统监管架构	7
图表 6：北美 ISO/RTO 区域分布	8
图表 7：美国大储地域分布情况	8
图表 8：截至 2022 年累计并网运行的储能地区分类	8
图表 9：2018-2022 年新增装机并网的储能地区分布	8
图表 10：美国 2023 年各州大储装机结构	8
图表 11：美国电网系统分为西部、东部、德州电网	9
图表 12：截至 2022 年并网运行的储能的主要应用	9

图表 13: 美国 2019-2022 年累计运行的储能应用占比	9
图表 14: 美国表前储能的主要应用说明	10
图表 15: 容量市场价格	10
图表 16: CAISO 实时电力批发市场情况	11
图表 17: ERCOT 实时电力批发市场情况	11
图表 18: CAISO 日前电力批发市场情况	11
图表 19: ERCOT 日前电力批发市场情况	11
图表 20: 中国、美国、欧洲辅助服务分类对比	12
图表 21: CAISO 辅助服务价格	12
图表 22: ERCOT 辅助服务价格	12
图表 23: CAISO 储能项目运行首年收入拆分	13
图表 24: 美国未并网储能备案量	13
图表 25: 运行中和新备案的储能类型结构	13
图表 26: IRA 强化后的 ITC 基本抵减情况	14
图表 27: 结合额外补贴后的 ITC 情况	15
图表 28: 美国各州储能措施覆盖情况及部分储能政策	15
图表 29: ITC 政策下独立储能项目 IRR 敏感性测算	16
图表 30: 美国发电结构	16
图表 31: CAISO 风光发电比例	17
图表 32: CAISO 弃电量	17
图表 33: 美国电厂退役计划	18
图表 34: 2023 年大储装机每月预测值/实际值对比	19
图表 35: 2019-2023 大储装机半年度预测值变化	19
图表 36: 2022 年项目规划和实际装机时间点对比	20
图表 37: 2013-2023 年美国通胀情况	21
图表 38: 2000-2023 年美国基准利率情况	21
图表 39: 美联储基准利率前瞻指引散点图	21
图表 40: 加州独储资本金 IRR 系统成本和利率敏感性测算	22
图表 41: 加州独储资本金 IRR 贷款比例和利率敏感性测算	22
图表 42: 发电设备并网周期分布和趋势	22
图表 43: 截至 2022 年底美国累计的活跃并网申请排队情况	22
图表 44: 美国部分地区清洁能源并网排队规模及排队时间（2023 年 9 月统计）	23
图表 45: 美国电力设备并网申请流程	23
图表 46: 新规对并网问题的影响	24
图表 47: 2021Q1-2023Q12 中美欧碳酸锂价格情况	24
图表 48: 2020-2025 年储能预测装机情况	25
图表 49: 全球主要市场储能集成商市占率情况	26
图表 50: 美国主要集成商情况	26
图表 51: 彭博全球储能集成企业可融资性排名	27
图表 52: 业主认为应为运维环节负责的对象	28

图表 53: 美国对中国进口产品关税情况	28
图表 54: 中国 PCS&集成商企业美国市场布局情况	29
图表 55: UL 认证分类	30
图表 56: 国内 PCS&集成企业 UL 认证取得情况	30
图表 57: 部分集成商在美客户关系和渠道	30
图表 58: 2021-2023 年中国及全球储能锂电池出货量	31
图表 59: 2023 年全球储能电芯出货排名	31
图表 60: 2023 年国内电池厂商海外订单	32
图表 61: 出口电芯产品情况	32
图表 62: 出口储能系统产品情况	32
图表 63: 获得 ITC 本土化补贴的三种方式	33
图表 64: 中美电芯成本对比	33
图表 65: 中国向全球出口变压器金额	34
图表 66: 中国向美国出口变压器金额	34
图表 67: 美国三大集成商储能集成业务毛利率	34
图表 68: 宁德时代储能电池系统毛利率及公司整体国内外毛利率	34
图表 69: 部分企业 PCS 业务毛利率	35
图表 70: 金盘科技 2018-2022 年变压器业务毛利率情况	35
图表 71: 报告提及公司	35

核心观点

从需求端来看，主要是三大因素支撑中长期需求+三大短期限制因素边际改善相互作用，带来美国大储 24/25 年装机量有望高速增长。从中长期来看，美国拥有相对发达的市场化储能盈利模式，容量市场较为普遍，电价套利空间大，辅助市场模式多，刺激储能经济性。同时，在 IRA 之后，美国推出了更有力的 ITC 储能税返政策，和各地政策相结合，较大幅度降低了储能成本。最后，美国新旧能源加速替换中，风光并网加剧波动，断电弃电现象明显增多，美国电网老旧且区域化问题严重，对于电网改造和灵活性资源配置的需求高增。以上三大因素支撑美国储能中长期需求，然而，2023 年的表前储能装机情况不及预期，主要是美国央行加息；并网流程冗长；碳酸锂价格快速跌落过程中投资商观望；以及电网建设不足、变压器短缺导致，我们认为 24 年诸多因素已经出现边际好转，之前积压的储能装机需求有望得到释放。

从供给端来看，美国市场存在高壁垒，我国厂商此前多以零部件供应商介入，近期集成商有加速出海趋势。北美市场集成环节的集中度较高，特斯拉和 Fluence 是 Tier 1 厂商，中国企业阳光电源 2022 年北美市场份额为 13%，位列第三。中国企业在美集成市场整体市占率较低，这主要是因为美国本土品牌在认可度、并网便利、售后服务等方面占据优势，此外还受到政策保护。对此，我国企业前期选择了零部件出海的策略，其中，电芯以绝对优势走在前列。近期，通过前期较长时间的产品认证准备以及渠道搭建铺垫，国内集成企业出海节奏明显加快，电芯企业也开始向集成领域发起进攻，PCS、变压器企业通过与国内集成商合作顺流而下，近期同样在美国市场取得明显突破。

区别于市场的观点

23 年美国并网表现不及预期，我们认为限制因素已现边际好转。2023 年美国储能装机不及预期，导致市场整体情绪相对悲观。我们分析了其背后原因，认为 23 年主要受限于四方面因素，24 年诸多因素已经出现边际好转：1) 美联储已经公布降息指引，FOMC 委员对 24/25/26 年的政策利率中位预期分别为 4.6%、3.6%和 2.9%，借款成本下降有望带动储能经济性提升；2) FERC 颁布并网新规，从 23 年 11 月起，将传统逐一并网研究改为集群研究，加快审核推进速度；3) 碳酸锂价格预计已经接近底部区间，此前的观望情绪有望消散。我们预计美国大储 24/25 年装机量可达 35/52GWh，同比+78.0%/46.8%。

深度分析美国市场格局及盈利情况，详细梳理国内各环节企业出海布局。目前，市场上有关美国储能市场的格局及中国企业出海布局的资料较少。我们在本篇报告中，对于美国储能市场集成环节的市场格局及主要厂商的情况进行了详细梳理，并且对中国企业各环节的出海情况及趋势进行了分析。我国企业前期多以零部件出海，近期，国内集成企业出海节奏明显加快，电芯企业也开始向集成领域发起进攻，PCS、变压器企业通过与国内集成商合作顺流而下，近期同样在美国市场取得明显突破。市场普遍认为 24 年及之后海外市场盈利将下滑，我们认为各环节有所差别，我们预计美国储能市场集成与电池环节盈利将有所下滑，PCS 与变压器环节将保持相对稳定。

(1) **集成环节**：随着市场竞争加剧，企业的毛利率或将有所下滑，但是由于 1) 美国非价格敏感市场；2) 认证、品牌、渠道能力壁垒较高；3) 以及高成本本土企业的高价标杆保护作用，我们预计中国企业在美国储能集成市场仍可获取较为丰厚的利润。

(2) **电池环节**：重新谈价+汇率调整，美国电池业务毛利率将有所下滑。但考虑到美国储能市场对于产品质量要求更高，项目收益较好，成本压力较小，我们认为美国市场的电池毛利率仍将高于国内，预计 24 年美国电池环节毛利率仍能维持较高水平。

(3) **PCS 环节**：相比于竞争逐渐加剧的欧洲市场，美国市场格局当前较好，我们预计美国市场毛利率能够达到 40%+，且持续时间长于欧洲。

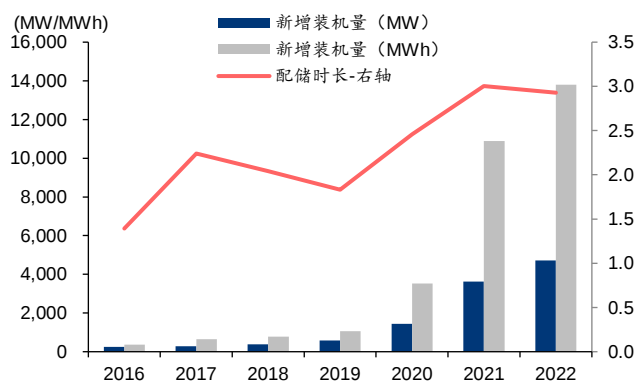
(4) **变压器环节**：行业发展成熟，成本结构清晰，厂商普遍采用原材料加成定价的模式，毛利率水平稳定。整体来看，国内市场毛利率基本在 20%-25%之间，海外市场，以金盘科技为例，2018-2022 年直接出海模式下海外市场毛利率比国内平均高出 8.5 pct。

美国以表前储能为主，23 年增速有所放缓

2023Q1-3 美国储能装机 4.82GW，同比+32.1%，全年储能装机量不及预期。根据 Wood Mackenzie，2022 年美国储能装机 4.72GW/13.80GWh，同比+30.1%/+26.8%，平均配储时长 2.93 小时。23Q1-3 美国储能装机 4.82GW/15.07GWh，同比+32.1%/+40.4%，平均配储时长 3.13 小时。据 EIA 数据，2023 年全年 1MW 以上的表前储能项目装机 6.22 GW，同比+49.1%，不及 EIA 22 年 12 月对 23 年全年预测量（9.45GW），2023 年项目装机量不及预期。

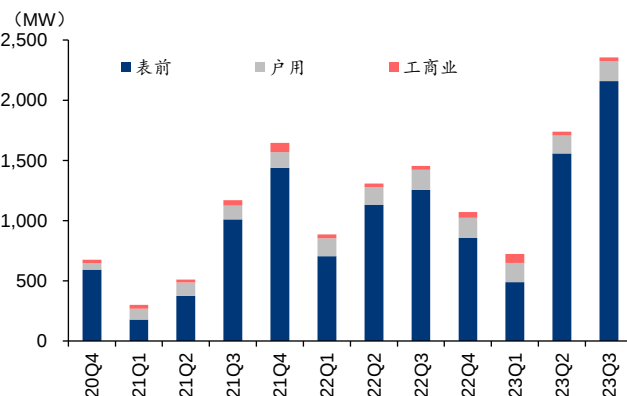
从储能装机结构看，美国以表前储能为主，表前储能中独立储能占据超半数。2022 年美国大储/户储/工商业储能装机分别为 3.94/0.64/0.14GW，同比+11.9%/25.3%/-22.9%，占总装机比例 83.6%/13.5%/2.9%。2023Q1-3 年美国大储/户储/工商业储能装机分别为 4.21/0.47/0.14GW，同比+36.2%/+1.2%/+32.1%，占总装机比例 87.3%/9.8%/2.9%。表前储能占据美国储能市场主体。从表前结构来看，根据 EIA 数据，2022 年美国运行的表前储能以独立储能和光伏配套为主，功率口径占比分别为 51.5%/36.7%。

图表1：2016-2022 年美国储能年度装机情况



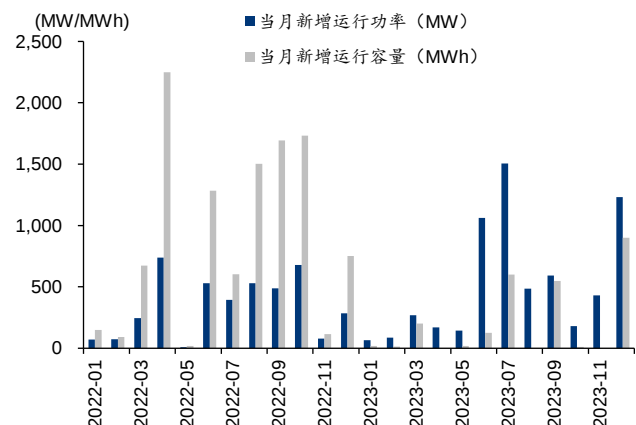
资料来源：Wood Mackenzie，华泰研究

图表2：2020Q4-2023Q3 美国储能季度装机情况



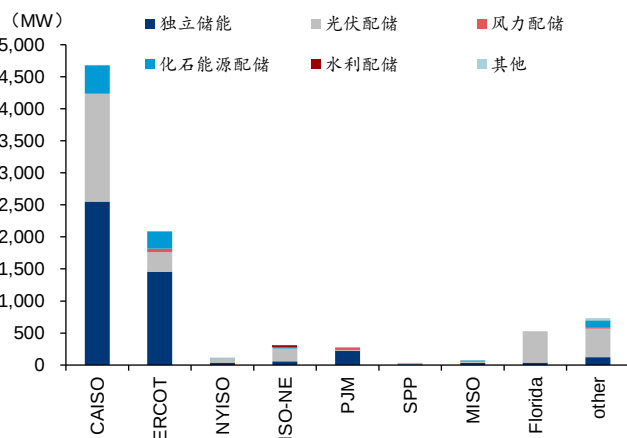
资料来源：Wood Mackenzie，华泰研究

图表3：2022Q1-2023Q3 美国 1MW 以上的储能新增装机量



资料来源：EIA，华泰研究

图表4：截至 2022 年美国各地区累计运行的储能类型

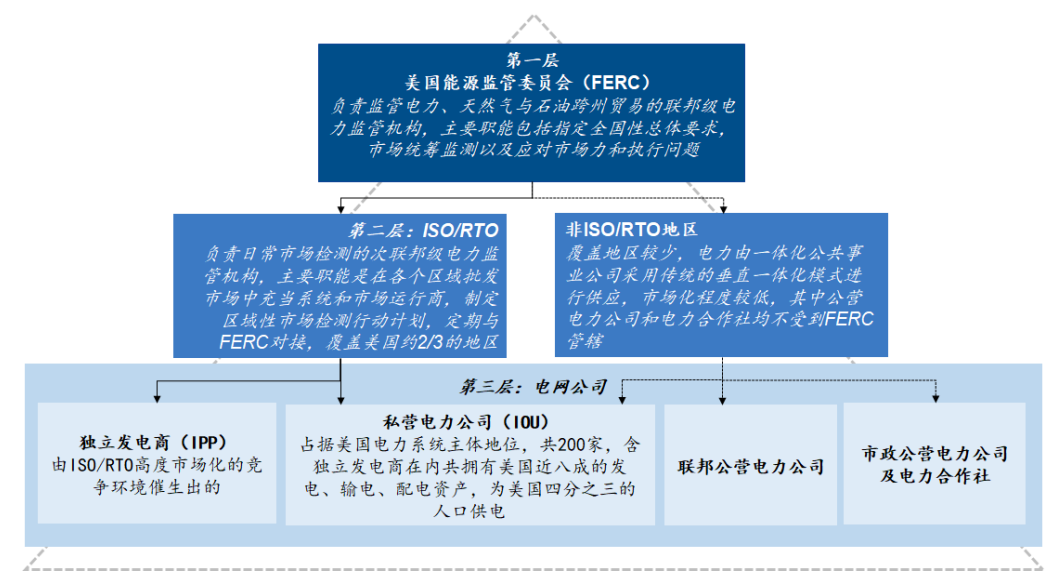


资料来源：EIA，华泰研究

各区域电力系统独立，ISO/RTO 市场化程度更高

美国电力系统市场化历史悠久，呈现“FERC-ISO/RTO-电网公司”架构。1977 年能源部（DOE）成立，其下设联邦能源管理委员会（FERC），负责电力、天然气和石油的州际贸易与传输。1996 年 FERC 发布了第 888 号法令，明确要求开放电力批发市场、分拆发电服务与输电、允许发电商和用户公平接入输入电网，鼓励成立独立的系统运行机构(ISO)。1999 年，FERC 颁布了 2000 号法令，提出建立区域输电组织(RTO)，旨在跨州范围内建立独立、完整的输电运营网络，并要求拥有或运行管理跨州输电设施的电力公司必须组建或加入 RTO。目前，美国电力系统呈现“FERC-ISO/RTO-电网公司”的三层组织架构。由于联邦对于 ISO 的成立并无强制手段，各州政府按照自身电力市场情况与意愿自行构建，这导致全美电力系统割裂且各州市场化程度不同。

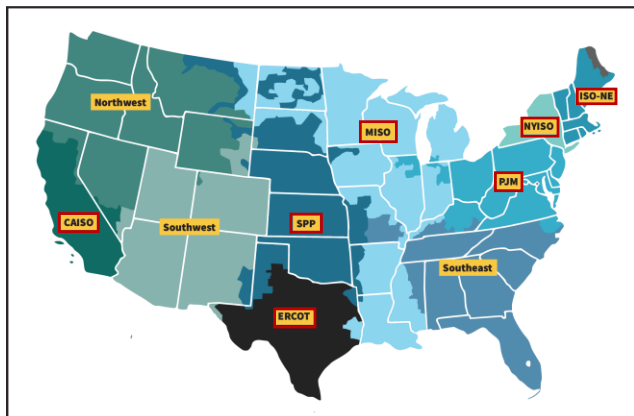
图表5：美国电力系统监管架构



注：德州 ERCOT 不归 FERC 监管
资料来源：EIA，NREL，华泰研究

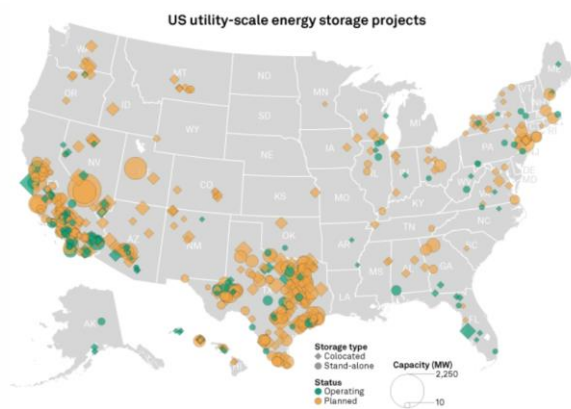
ISO/RTO 区域电力市场化程度及储能渗透率更高。美国电力市场共拥有 7 个 ISO/RTO 区域，分别为 CAISO、ERCOT、ISO-NE、MISO、NYISO、PJM、SPP，共计覆盖全美三分之二的电力供应。ISO/RTO 管理其区域内电网运营，这些区域电力市场化程度较高，以 IPP（独立供应商）供电，公共事业公司输配电为主。三个非 ISO/RTO 区域（西南、西北、东南）由当地电力公用事业公司在 PUC/PSC 监管下垄断当地电力市场，对储能的接受度较低，电网可靠性较高。根据 EIA，截至 2022 年，累计运行的电力设备中，56.9%来自 ISO/RTO 地区，这一比例在累计运行的大型储能设备中提升至 85.7%，在累计运行的独立储能中达到 96.4%。2022 年当年新增的储能装机中 ISO/RTO 占比达到 88.6%。

图表6：北美 ISO/RTO 区域分布



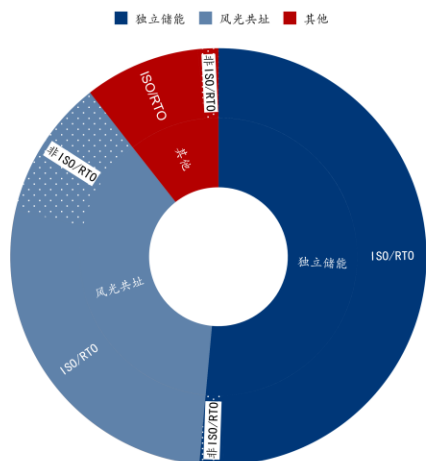
注：7 个被红框框重的部分即美国的 ISO/RTO 地区
资料来源：FERC，华泰研究

图表7：美国大储地域分布情况



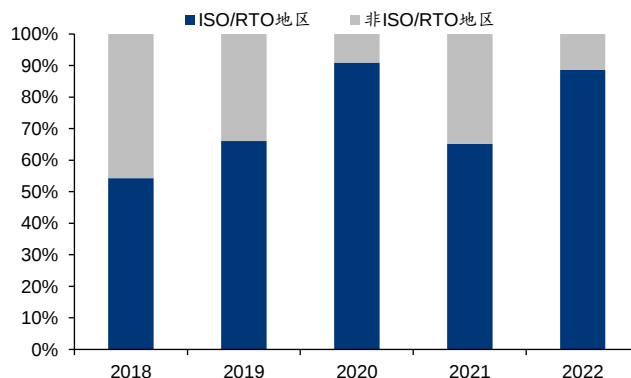
注：数据统计于 20220216，橙色为规划项目，绿色为并网项目，圆圈大小象征项目规模
资料来源：S&P Global，华泰研究

图表8：截至 2022 年累计并网运行的储能地区分类



资料来源：EIA，华泰研究

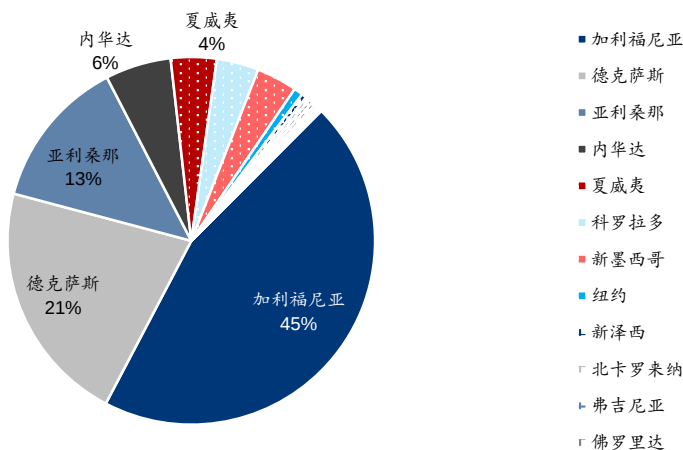
图表9：2018-2022 年新增装机并网的储能地区分布



资料来源：EIA，华泰研究

美国大储市场以加州和德州双中心为主。据 EIA 统计，2023 年，美国共有 18 个州有储能装机并网，其中装机量前五的州分别是加利福尼亚、德克萨斯、亚利桑那、内华达、夏威夷，占比分别为 45.2%、21.4%、13.3%、5.8%、4.0%，Top 5 共占总装机量 89.7%。

图表10：美国 2023 年各州大储装机结构



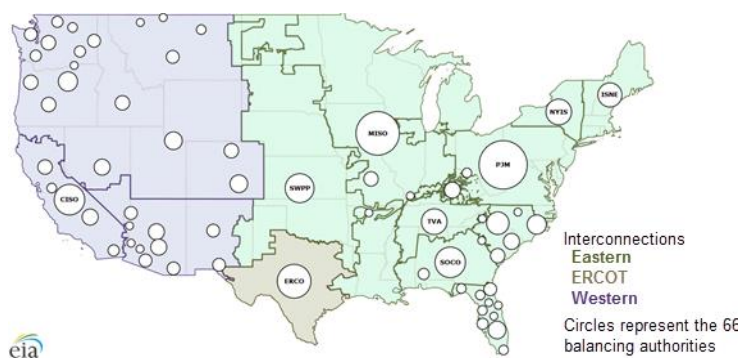
资料来源：EIA，华泰研究

新能源发展+电网老旧矛盾，高经济性支撑需求增长

电网基础薄弱老旧，盈利多元激发需求

美国电网严重老化，小电网模式下催生储能多种盈利模式。据美国能源部 23 年 10 月发布的报告，超过 70% 的电网系统已经建成 25 年以上，极端条件下断电问题难以避免。另外，美国电网区域化问题严重，目前主要由西部、东部、德州电网三大电网构成，三个系统基本上独立运行，彼此之间的电力传输有限。三大电网共包含 66 个美国电力公司，电力公司之间大多无统一调度机制，只能通过批发电力市场等市场化手段在各自电网区域内进行调节，导致资源配置效率低下，电价波动大。高电价差以及稳定用电需求激发了美国储能丰富多元的盈利模式。

图表11：美国电网系统分为西部、东部、德州电网



注：圆圈代表了 66 个电力公司，圆圈大小代表电力公司规模大小
资料来源：EIA，华泰研究

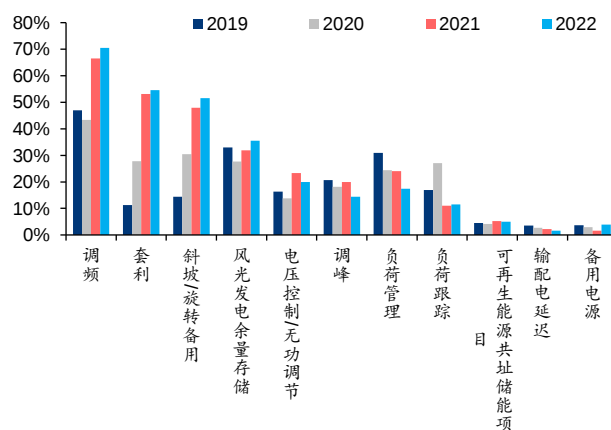
美国电力市场化模式完善，独立储能盈利模式多。美国电力批发市场历史悠久，高市场化程度催生出清晰且复杂的市场调节机制，辅助服务的多元化增加独立储能盈利模式。据 EIA 统计，截至 2022 年美国超过 1MW 的电池储能项目共 458 个，平均单项目装机量 20.9MW，总共涉猎的用途 12 个，其中支持调频、套利、斜坡/旋转备用、风光发电余量存储的项目装机量位列前四，分别为 6.76/5.23/4.94/3.41GW（注：单储能项目可同时有多个应用），2019-2022 年这四项应用占累计运行储能总量的比例不断提升。美国大储获取收益来源渠道主要包括：容量市场、现货电力市场套利、辅助服务市场（调频、旋转/非旋转备用等）。

图表12：截至 2022 年并网运行的储能的主要应用

	个数	装机量 (MW)	单项目平均装机 (MW)
调频	181	6759.5	37.3
套利	154	5226.6	33.9
斜坡/旋转备用	103	4938	47.9
风光发电余量存储	223	3407.4	15.3
电压控制/无功调节	45	1915.3	42.6
调峰	183	1380.7	7.5
负荷管理	84	1672.6	19.9
负荷跟踪	42	1106.4	26.3
可再生能源共址消纳储能	51	482.6	9.5
输配电延迟	22	149	6.8
备用电源	44	371	8.4
累计运行中的项目总量	458	9583.5	20.9

注：单储能项目可同时有多个应用
资料来源：EIA，华泰研究

图表13：美国 2019-2022 年累计运行的储能应用占比



资料来源：EIA，华泰研究

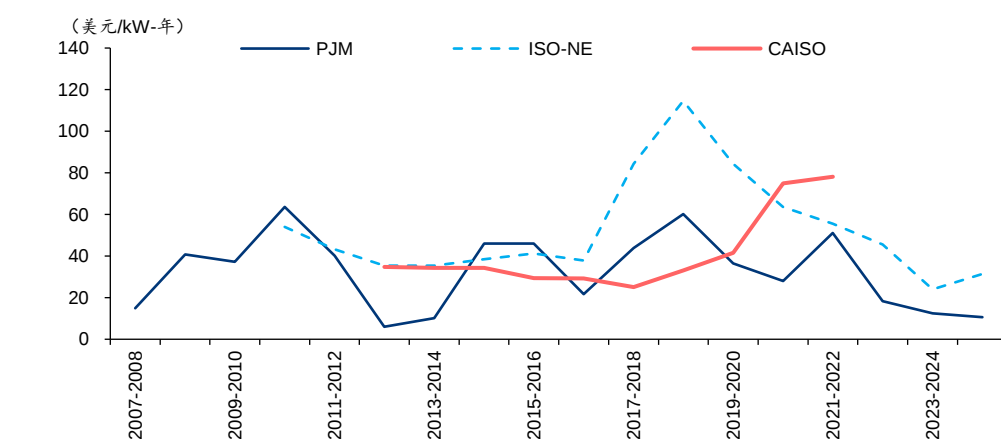
图表14：美国表前储能的主要应用说明

用途	具体内容	单次使用时长	常见程度
套利	在低谷电价段购买能源并储存，然后在高峰电价进行销售实现套利	以小时计	常见
快速频率响应（FFR）	储备冗余供电容量，以在用电高峰期提供满足需求。通过尖峰电价机制、容量市场、资源充足性（Resource Adequacy）合同，获得服务收益	4 小时以上	常见
辅助服务			
1) 一次调频	电网需要以固定频率输电，若用电需求/供给突然变化，可能导致电网偏离原本稳定的频率；储能可以非常快速地响应用电需求和发电情况变化，从而避免频率大幅变化	以秒计	在个别市场中较常见
2) 旋转备用	为了避免发电机故障，发电设备在用电需求低时都仍需维持一定备用容量运行，通过储能，可以将这部分额外的产能储存起来，避免浪费，同时实现快速响应波动（如发电机故障、天气变化下的风光相应等）	30 分钟至 2 小时	常见
3) 备用/补充电源	电网的备用设备，用于替换运行中的旋转设备	以小时计	常见，但是价值量低
4) 负荷管理	快速响应随机、不规则的用电需求和发电情况变化	15 分钟至 1 小时	常见
5) 负荷跟踪	关注长期负荷变化	30 分钟至 1 小时	常见，但是仅在部分市场中存在
输电延期建设	随着电力需求的增长，电网运营商面临着添加新的或升级现有输电（T&D）设备的需求。添加储能可以推迟甚至消除对这些额外升级设备的需求	以小时计	只在存在电网拥堵费的情况下出现
黑启动	当整个电网受到停电影响时，在待机模式下运行，并独立地为其他电网系统重新供电	以小时计	不常见，可能需要服务费补助
电压控制/无功调节	除了调节频率外，电网运营商还必须确保一定的电压水平并保持电压稳定性	/	/

资料来源：Energy Storage Forum，华泰研究

容量市场：高度市场化，提供持续收入来源。储能等电力设备建设周期长、资金投入高，没有足够利润的情况下，运营商很难主动配置额外的容量。然而，冗余的电力容量对于电网应对高峰负荷是很重要的，是电网维持稳定的缓冲垫。为了内化储能的外部性，激励储能运营商维持现有资源并投资新资源，电网运营商设立了容量市场（capacity market），根据协议在中长期（3-15 年不等）内持续稳定地向开发商付费。目前 NY-ISO、PJM、ISO-NE、MISO 均拥有容量市场，电网运营商根据未来几年内预测的电力负荷需求，进行容量拍卖来确定支付价格，然后储能运营商按照协议在用电尖峰期交付电力。加州 CAISO 和 SPP 地区没有容量市场，储能运营商通过资源充足性（Resource Adequacy）合同进行调峰容量服务。从价格端来看，各地区、各时点内容量市场合同价格差异较大，具有一定期货性质，可能是拍卖本身的波动性，以及能源和电价本身的不确定性较大所致。

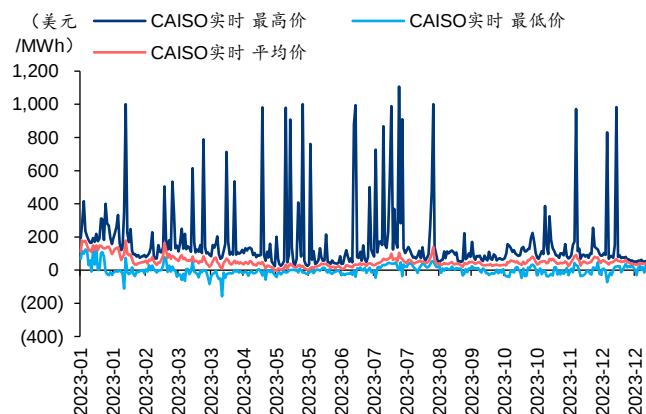
图表15：容量市场价格



来源：ISO/RTO 官网，华泰研究

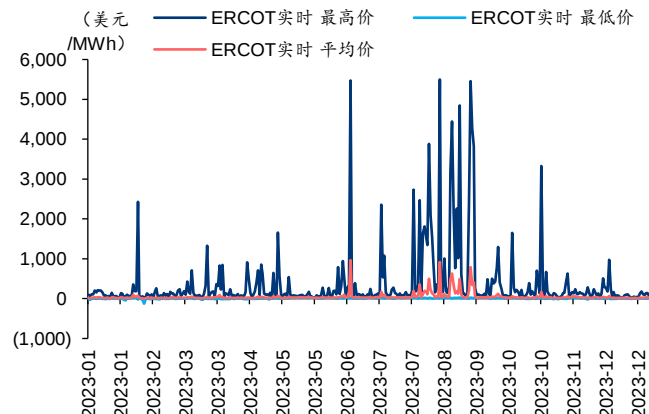
电价差套利：高电价+峰谷价差，成就独立储能套利模式快速发展。美国电价高企，同时由于区域性严重，资源调动慢。套利者可以通过跨地区、跨时段、跨市场等方式进行盈利。但实际美国跨区域进行电力交易风险较高，跨电网交易套利的情况比较少。以加州、德州批发市场为例，根据 LCG 咨询公司数据，加州 CAISO 区域 2023 年电力批发/日前市场的平均实时价格为 52.08/61.68 美元/MW，实时/日前市场平均单日最大价差为 181.52/166.33 美元/MW；德州 ERCOT 区域 2023 年电力批发/日前平均实时价格为 51.25/58.25 美元/MW，实时/日前市场平均单日最大价差为 368.58/263.28 美元/MW。整体来看，电力市场极端高电价出现频繁，通常情况下实时较日前市场价差更大。

图表16: CAISO 实时电力批发市场情况



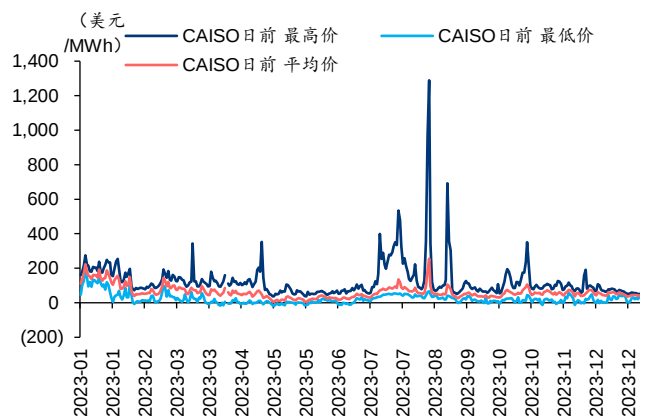
资料来源：LCG Consulting，华泰研究

图表17: ERCOT 实时电力批发市场情况



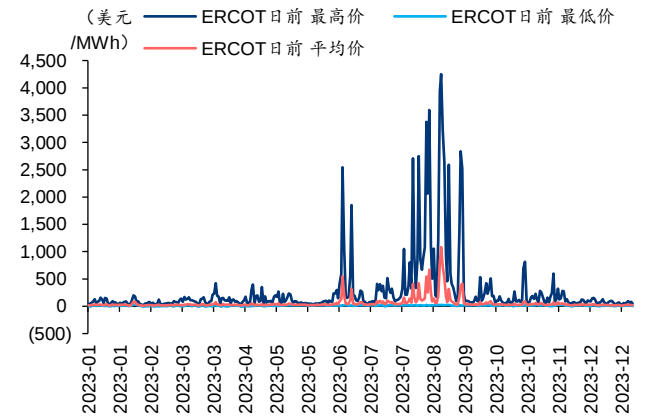
资料来源：LCG Consulting，华泰研究

图表18: CAISO 日前电力批发市场情况



资料来源：LCG Consulting，华泰研究

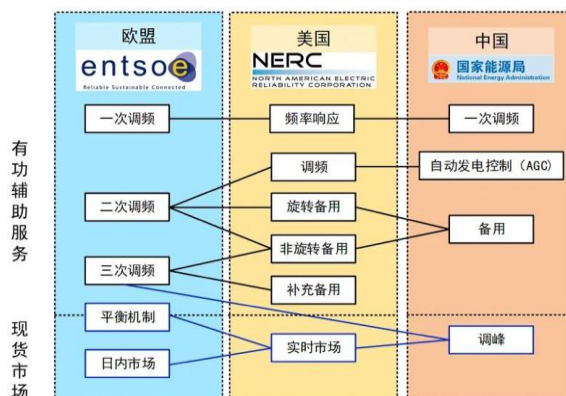
图表19: ERCOT 日前电力批发市场情况



资料来源：LCG Consulting，华泰研究

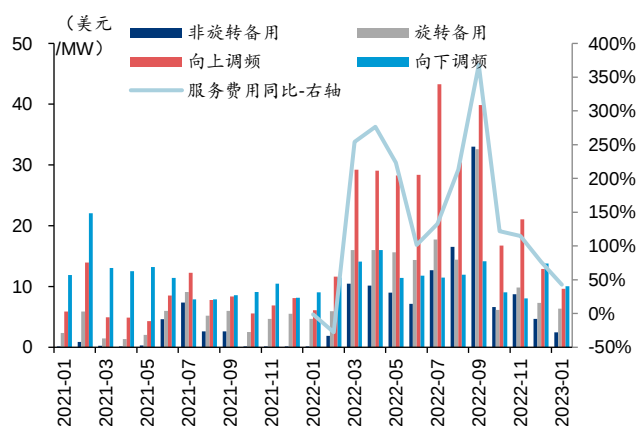
辅助服务：市场接近饱和，未来或让位套利。辅助服务的主要功能是维护电网平稳运行，应对潜在的波动。美国辅助服务类型多样，包括频率响应、调频、旋转/非旋转备用、补充备用、负荷跟踪与管理等。通过参与辅助服务，储能能够帮助电力系统安全运行。辅助服务费通常由日前市场确定，受季节用电需求变化影响而波动。CAISO 在 2022 年辅助服务市场中，向上调频、向下调频、旋转备用和非旋转备用的平均价格分别为 24.74/11.85/13.38/10.09 美元/MW，同比+224.8%/+4.4%/+208.5%/+523.7%，2022 年上半年受到高温增大用电需求影响，辅助服务需求有所上升，下半年稳定下降。美国部分地区的辅助服务市场正在趋于饱和，根据 Modco Energy 23 年 11 月发布的报告，2024 年伴随更多储能装机，美国供应辅助服务的储能容量将超过实际需求，增大对服务合同的竞争，从而导致辅助服务价格下降。未来，更多储能项目的盈利模式或将转向峰谷电价套利。

图表20：中国、美国、欧洲辅助服务分类对比



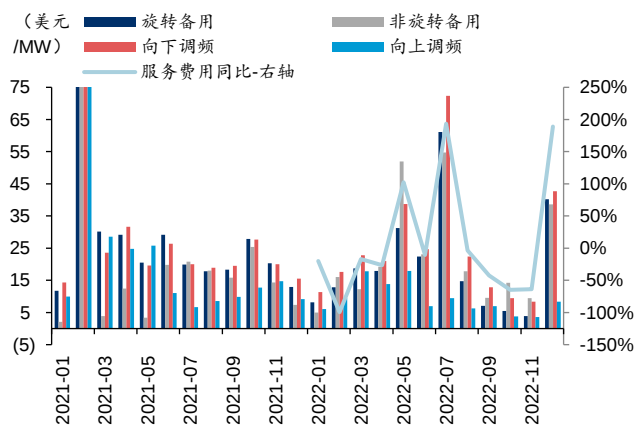
来源：全国能源信息平台，华泰研究

图表21：CAISO 辅助服务价格



注：2023年1月起，CAISO 逐月公开的数据口径由美元/MW 换成了美元/MWh
 资料来源：CAISO《月度市场表现报告》，华泰研究

图表22：ERCOT 辅助服务价格

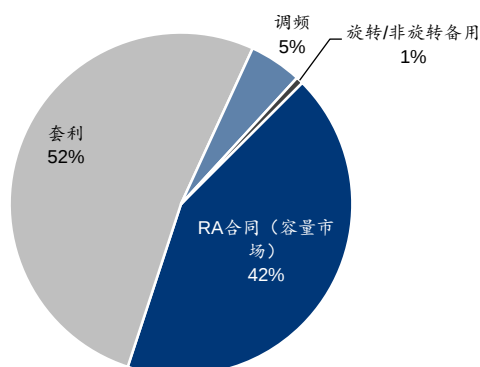


注：2023年6月，ERCOT 新增了一项备用容量（ECRS）辅助服务，定义介于旋转备用和非旋转备用之间，价格信息较少；2021年2月受天气影响，数据异常，超出纵轴范围

资料来源：ERCOT《ERCOT 市场情况报告》，华泰研究

经济性预测：基本情境下，加州独立储能项目 IRR 为 16.1%。我们针对表前储能装机量最高的加州地区进行了储能项目经济性测算。根据特斯拉 Megapack 官网的价格，我们将 4h 储能系统单价假设为 0.48 美元/Wh（设备价格 0.32 美元/Wh，安装费用 0.16 美元/Wh），在考虑到 ITC 税返（30%）和加州 SGIP 补贴后，加州 CAISO 区域 100MW/400MWh 的储能投资成本 7280 万美元。在此情境下，CAISO 独立储能收入中 42.5% 来自 RA 合同，51.8% 来自套利，5.0% 来自调频辅助服务，0.7% 来自旋转/非旋转备用辅助服务，项目 IRR 约为 16.1%。

图表23：CAISO 储能项目运行首年收入拆分

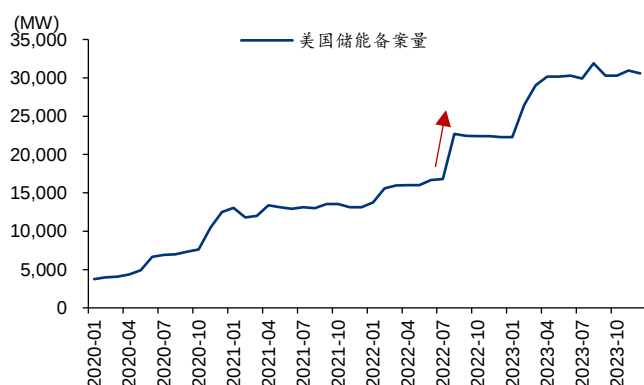


来源：特斯拉官网，CAISO 官网，EIA，华泰研究预测

政策提供强力支持，ITC 加码注强心针

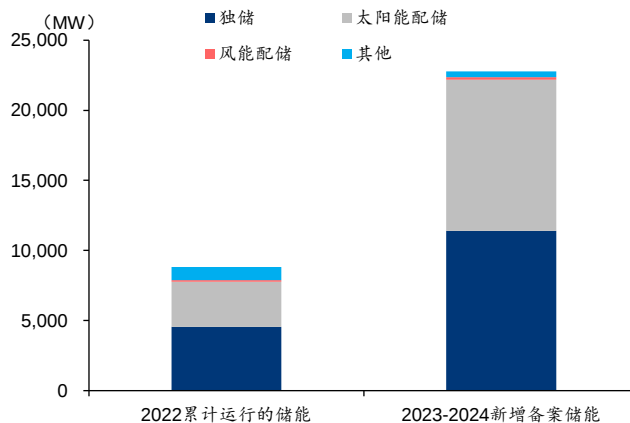
IRA 强化 ITC 政策，备案量显著提升。2022 年 8 月 16 日，拜登签署了 7500 亿美元的《通胀削减法案》（Inflation Reduction Act），其中提供 3690 亿美元用于企业生产能源的投资，法案于 2023 年正式起效。针对储能，IRA 从补助时间、范围、力度等多维度强化 ITC 政策。根据 EIA 公布的备案情况，IRA 公布同月，储能备案量有显著提升。2022 年 8 月，美国未并网储能备案量为 22.68GW，同比+74.2%，环比+35.0%。同时，IRA 首次将独立储能纳入可抵税范围。2022 年底公布的累计并网的储能项目中独立储能占比最高，达到 51.5%，IRA 新政有望进一步带动独立储能快速发展。

图表24：美国未并网储能备案量



资料来源：EIA，华泰研究

图表25：运行中和新备案的储能类型结构

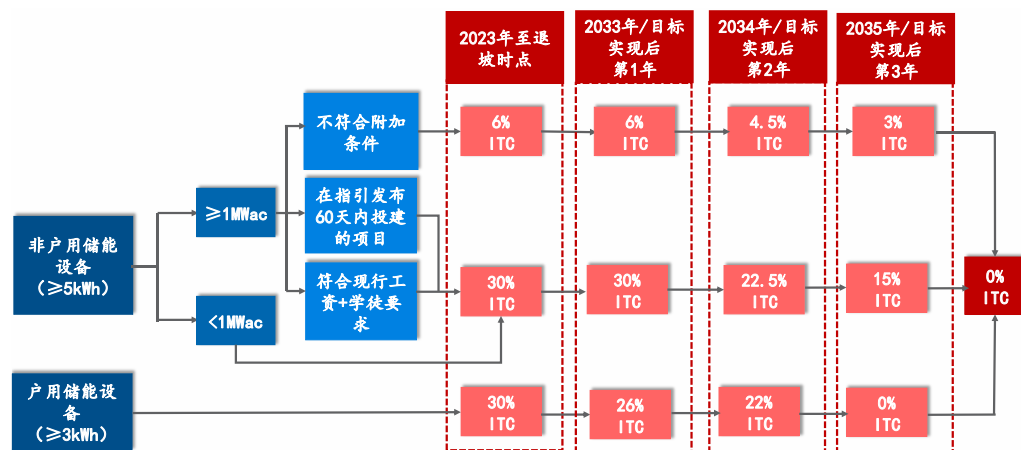


资料来源：EIA，华泰研究

IRA 从补贴范围、补贴力度、补贴时间上为储能发展注入强心针。1) 补贴范围变广：首次取消 ITC 仅覆盖光伏配套储能的限制，商用电池系统不低于 5kWh 的独立储能即可获得 ITC 抵减，特别催生独立储能需求。2) 免税幅度加大：针对户储和符合条件（1MWac 以下或 1MWac 以上但满足附加条款）的非户储，基础抵免比例均从 IRA 调整之前的 26% 调节至 30%。3) 补贴有效期更长：ITC 政策退坡时间由原定的 2023 年延长至少十年。退坡时间点定在 2032 年或美国达成温室气体目标（年度温室气体排放≤2022 年的 25%）达成后一年取较晚者，退坡时间共 3 年，即 ITC 抵免最早将于 2036 年彻底结束。

附加条款对非户用储能提出更高的用工要求。2022 年 11 月 30 日，美国财政部发布了针对非户用储能的两条附加条款指引。其中，现行工资要求（Prevailing Wage Requirement）要求项目公司及其承包商、分包商雇佣劳工和机械师，用于建设、改造或修建项目时，工资不得低于设施所在地类似工作的现行公司；而学徒要求（Apprenticeship Requirement）则要求拥有不低于 4 名员工的项目，承包和分包工程的特定比例必须由参加《国家学徒法》学徒计划的合格学徒完成（比例于 2023 年为 12.5%，之后为 15%）。对于 1MWac 以上的表前储能，若能在指引发布 60 天之内（2023 年 1 月 29 日之前）投建，仍获得 30% 抵免；但在 23 年 1 月 29 日之后发布的项目，必须同时满足两项用工附加条件，才能获得 30% 的全额抵免。附加条款或旨在培养美国本土储能相关人才，促进就业。

图表26：IRA 强化后的 ITC 基本抵减情况



资料来源：通胀削减法案（IRA），华泰研究

若满足额外条款，抵免比例最高可达 70%。除了基础抵免之外，IRA 还另设了三项额外抵免（Bonus credits）：1）本土制造（Domestic Content）：项目所用钢铁 100% 出自美国，且美国制造达到总成本一定比例（2023 年为 40%，之后逐渐增加 5%，直到 2026 年达到 55%）的项目将获得额外 2%-10% 的抵免；2）能源社区（Energy Community）：在可能存在污染或者曾经存在化石能源和天然气能源行业的地区安置储能项目，可以获得额外 2%-10% 的抵免；3）环境正义（Environmental Justice）：针对低收入社区或美洲原住民土地上安置的风光项目，配储与风光项目共同享受 10%-20% 的额外抵减。结合基础抵减和额外抵减，ITC 税返最高可达 70%。

图表27：结合额外补贴后的 ITC 情况

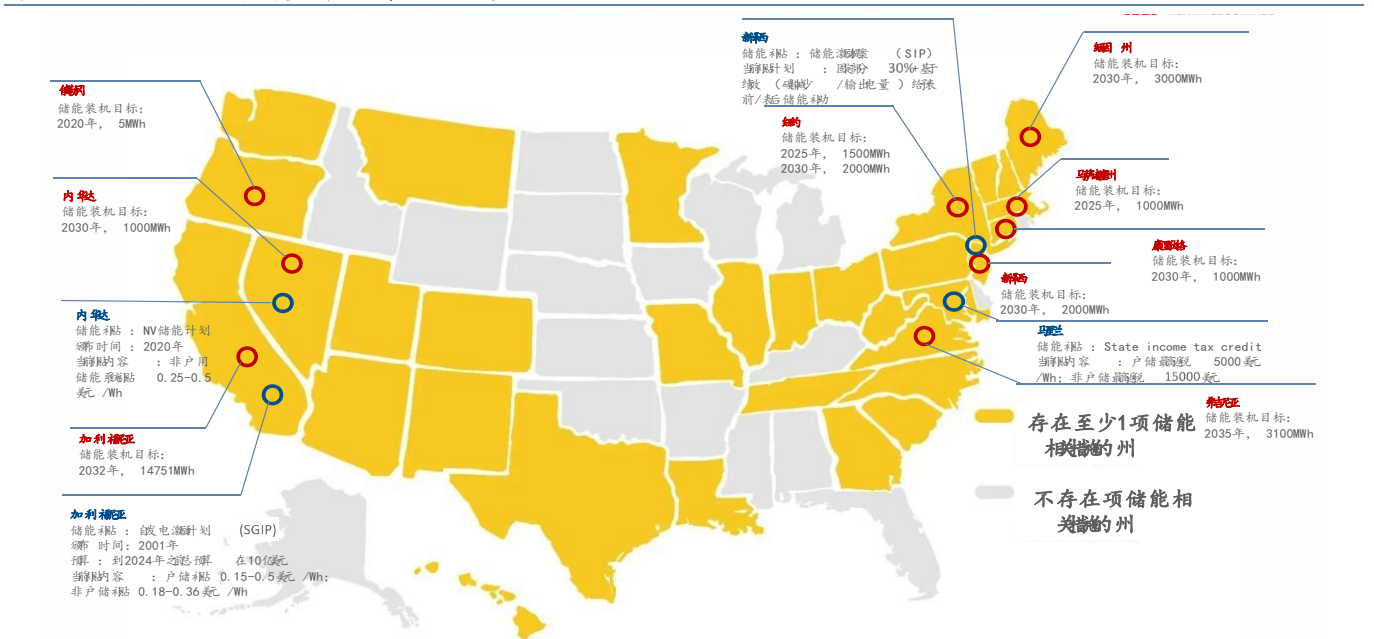
补贴项目	2022	2023	2024-2032/Y0	2033/Y1	2034/Y2	2035/Y3	2036/Y4
IRA 之前的抵免比例：							
只有与太阳能绑定且 75%能源源于太阳能的储能可获得抵免	26%	22%	10%	10%	10%	10%	10%
IRA 之后的抵免比例：							
不满足条件的表前储能							
——同时符合：1) 1MWac 以上项目；2) 未满足在财务部发布指导 60 天内动工；3) 不满足工资与学徒要求							
基础抵免	6%	6%	6%	6%	4.5%	3%	0%
本土制造	/	2%	2%	2%	1.5%	1%	0%
能源社群	/	2%	2%	2%	1.5%	1%	0%
低收入社群（5MWac 以下风光配	低收入社区或印第安部落土地	/	10%	10%	7.5%	5%	0%
储项目；独立储能无法获得）	合格低收入住宅或经济效益项目	/	20%	20%	15%	10%	0%
最高合计	6%	30%	30%	30%	23%	15%	0%
满足条件的表前储能							
——三条任意一条满足：1) 不超过 1MWac 2) 超过 1MWac 但在发布有关现行工资和学徒要求后 60 天内开工建设；3) 超过 1MWac 但满足现行工资和学徒要求							
基础抵免	30%	30%	30%	30%	22.5%	15%	0%
本土制造	/	10%	10%	10%	10%	10%	10%
能源社群	/	10%	10%	10%	10%	10%	10%
低收入社群（5MWac 以下风光配	低收入社区或部落土地	/	10%	10%	7.50%	5%	0%
储项目；独立储能无法获得）	合格低收入住宅或经济效益项目	/	20%	20%	15%	10%	0%
最高合计	30%	70%	70%	70%	58%	45%	20%
户储							
——条件：超过 3kWh							
基础抵免	30%	30%	30%	26%	22%	0%	0%
本土制造	/	10%	10%	10%	10%	10%	10%
最高合计	30%	40%	40%	36%	32%	10%	10%

注：低收入社群补贴两项二选一

资料来源：SEIA，通胀削减法案（IRA），华泰研究

各州亦积极出台储能相关政策，内华达、加州等州补贴力度较大。根据 PNNL 的统计，截至 2022 年，美国有 9 个州出台了储能装机目标，17 个州出台了储能相关的补助政策，其中力度较大的政策包括内华达的 NV 储能激励计划以及加州的 SGIP 政策。根据 EIA 统计，加州和内华达州在 2023 年分别新增储能装机 2.81/0.36GW，位列全美第一/第四。

图表28：美国各州储能措施覆盖情况及部分储能政策



资料来源：Climate-xClimate，PNNL，华泰研究

政策激发储能经济性，但 23 年在一定程度上被高利率环境冲抵。IRA 颁布后，独立储能可享受 6%-50% 的初始价格抵减（独立储能无法享受 10%-20% 的低收入社群抵免）。以 CAISO 地区为例，在新 ITC 政策下，大部分独立储能可获得 30% 的初始成本补贴，我们测算独储 IRR 从旧版本 ITC 下的 11.7% 提升至 16.1%，提升了 4.3pct。若储能本土化生产且建设在特定地区，我们预计加州独储 IRR 最高可达 24.0%。考虑到风光配储可能享受额外高达 20% 的 ITC 低收入社群补贴，最高可达 70%，风光配储的 IRR 可能更高。2023 年 5 月，IRA 中关于 ITC 额外补贴的细则落地，但 IRA 带来的经济性提升在一定程度上也被 23 年的高利率环境压制，我们预计后续随着利率政策发生转向，IRA 法案对于储能的经济性提升效果有望更加明显，美国市场储能装机量和备案量均有望实现显著提升。

图表29： ITC 政策下独立储能项目 IRR 敏感性测算

项目 IRR	储能并网时间点					
	2023	2024-2032/Y0	2033/Y1	2034/Y2	2035/Y3	2036/Y4
IRA调整前的 ITC	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%	11.7%
满足附加条件的独储能	16.1%	16.1%	16.1%	14.1%	12.4%	9.8%
——加本土化制造补贴	19.4%	19.4%	19.4%	16.8%	14.7%	11.5%
——加能源社区补贴	24.0%	24.0%	24.0%	20.4%	17.6%	13.5%

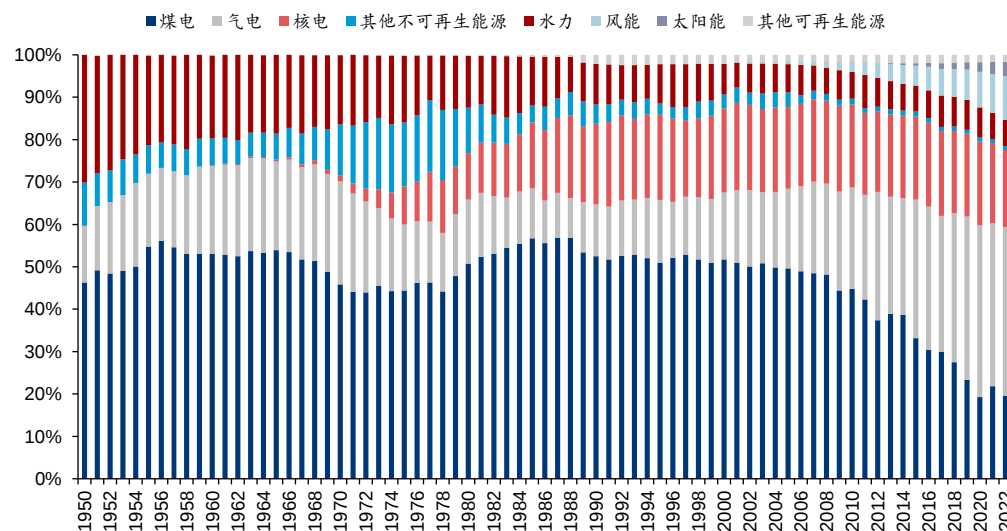
注：调整前的 ITC 不对独立储能进行补贴

资料来源：通胀削减法案（IRA），华泰研究预测

风光并网加剧波动，传统电厂迎退役潮

风光渗透率提升，电网不稳定性加剧，配储有望缓解消纳压力。可再生能源日内出力波动大、不确定性强。在风光占比快速提升的前期阶段，电力系统调峰调频压力骤增，而现有电网仍是早期针对传统能源发电体系设计建造，难以应对，对于电网改造和灵活性资源配置的需求高增。截至 2022 年，美国火电占比 59.3%，风光发电占比 13.7%（风力 10.3%，光伏 3.4%），同比提升 1.7pct。我们认为风光发电占比会继续保持提升趋势，对于配储的需求有望得到进一步提升。

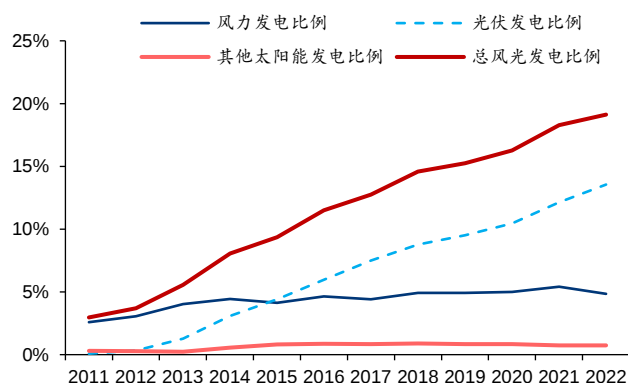
图表30： 美国发电结构



来源：EIA，华泰研究

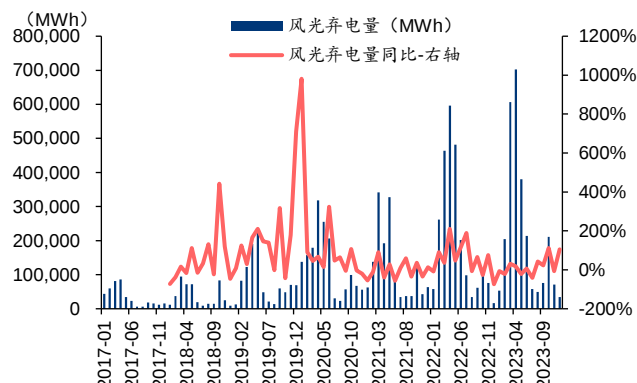
加州案例：风光发电占比超过 15%后，弃电量呈现明显上升趋势。据我国国家电网报 2020 年 8 月报道，美国加州于 2020 年 8 月当月发生了近 20 年来首次滚动停电，即电网运营商不得不使用分区滚动式停电来防止电网崩溃，导致超过 100 万人失去了电力供应。加州州长 Gavin Newsom 将此次电网崩溃归因于新能源，创纪录的高温导致用电需求大增，暴露出可再生能源调节能力的不足。根据加州电网统计，包含州外购电在内，光伏/风力/其他太阳能在 2019 年提供了总发电量的 15.25%。与此同时，加州弃电量在 2019-2020 年有了明显的提升，分别达 961.34 /1587.50 GWh，同比+108.5%/+65.1%。风光并网在发展初期存在波动调节瓶颈，造成断电和余电浪费，需要配储等调节手段大规模介入。

图表 31：CAISO 风光发电比例



资料来源：CAISO 公司官网，华泰研究

图表 32：CAISO 弃电量

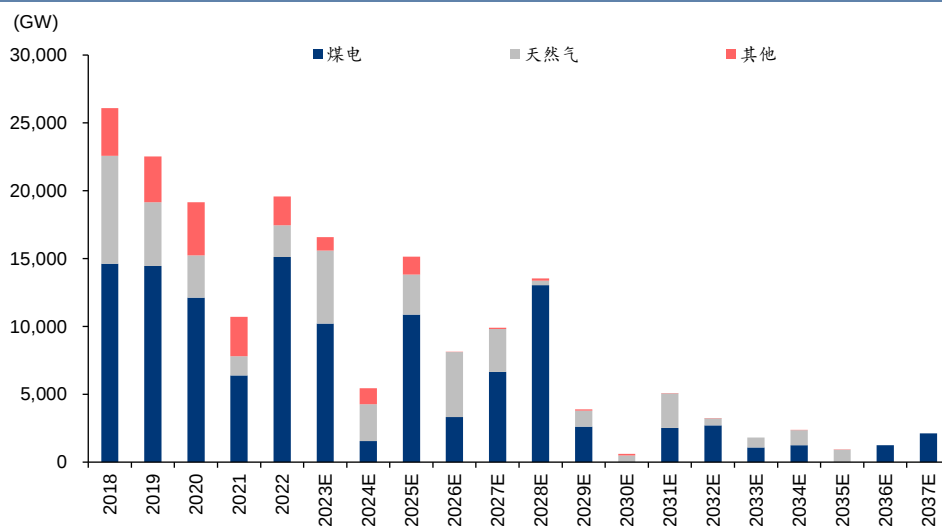


资料来源：CAISO 公司官网，华泰研究

美国传统电厂退役潮来临，原址并网优势助力储能项目平替。2018 年 9 月 10 日，美国加利福尼亚州州长杰里·布朗 (Jerry Brown) 签署了清洁能源法案，这份名为《加利福尼亚州可再生能源组合标准方案：温室气体减排》的清洁能源法案 (SB100)，提出了“三步走”的规划：2026 年可再生能源供电占全州供电的 50%；2030 年之前该比例提高到 60%；到 2045 年年底，供加州终端消费者使用的零售电力和政府采购电力必须 100%来自可再生能源和零碳能源。该法案的生效，意味着加州朝着“2045 年全面实现清洁能源供电”的目标正式启航，也意味着原有的天然气电厂和煤电厂利用率将逐步下降，并走向退役。

23-27 年间 51.62GW 传统电站计划退役，新型储能替代已有实践先例，可行性大。据美国能源署 (EIA) 数据，美国 23-27 年计划退役发电设备共 55.19GW，其中煤电和天然气分别退役 32.61/19.00GW，占比 59.0%/34.4%，传统能源设备占总退役设备的 93.5%。取而代之的是可再生能源发电量占比的提升，调度需求大幅增加，届时电化学储能系统将成为代替原有传统电厂的优势方案。新型储能替代传统电厂的项目已有实践。比如，2021 年 5 月，Fluence 开通了一个 100MW/400MWh 的 Alamos 电池储能系统，该电化学储能系统开创了美国电力公司在竞争性招标过程中选择电池储能替代天然气发电调峰的先河，实践证明了电池储能系统可以替代采用开放循环涡轮发电机的天然气峰值发电厂。传统发电站逐步退役，电网侧储能优势逐步显现。

图表33：美国电厂退役计划



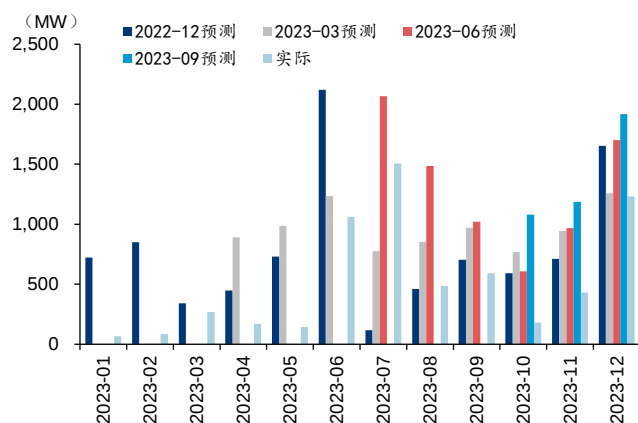
来源：EIA，华泰研究

限制因素边际改善，现实有望由弱转强

23 年四大问题设阻，导致装机不及预期

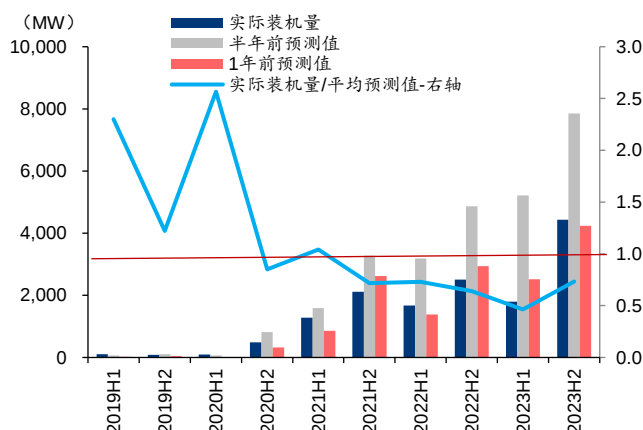
23 年美国大储装机表现不及预期。22 年底，EIA 对于 23 年全年的装机量预测为 9.45GW，而 23 年实际装机 6.22GW，仅为预测值的 65.8%。逐月来看，几乎全年各月的实际装机量均不及预期。比如，23 年 9 月时，规划 10/11 月装机量分别为 1.08/1.19GW；而根据 10 月公布的数据，10 月实际装机 0.18GW，而 10 月对 11 月的规划装机量上调至 1.54GW，说明部分本应该在 10 月并网的项目被推迟到 11 月及之后。从历史数据追溯对比来看，并网延迟问题在 2021 年下半年开始激化。从 21 年 H2 开始，实际装机量/平均预测值的数值均在 1 以下，并逐渐呈现偏离程度加大趋势。23 年 H1/H2，实际装机量/平均预测值分别为 0.46/0.73，说明仅有 46% 和 73% 的项目在原定时间内并网，并网延迟问题严重。

图表34：2023 年大储装机每月预测值/实际值对比



资料来源：EIA，华泰研究

图表35：2019-2023 大储装机半年度预测值变化



资料来源：EIA，华泰研究

从具体项目情况来看，**2022 年规划在 2023 年并网的项目平均延期超 6 个月。**根据我们对 EIA 2022 年规划的深度分析，22 年 12 月时计划在 23 年并网的储能项目共 154 个/9.45GW。其中，实际在 2023 年并网的储能仅有 65 个/4.10 GW，占原来规划的 42.2%/43.4%（2023 年有一部分并网的储能项目（2.12GW）来自当年新增的备案，未纳入 2022 年规划中，未在此考虑）；预计延期到 2024 年的项目 82 个/5.22GW，占比 53.2%/55.3%；另有 7 个项目共 0.13GW 取消并网或者失去信息。2022 年规划的储能项目总体平均将预计延期 6.43 个月，考虑到延期至 2024 年并网的项目仍有可能晚于规划时间并网，因此实际的平均并网延迟时间可能更长。

图表36：2022 年项目规划和实际装机时间点对比

	项目个数	比例	项目容量 (MW)	比例
2023 年已经并网的项目	65	42.2%	4103.6	43.4%
提前并网或准时并网	15	9.7%	1054.1	11.2%
准时并网 (0 个月)	10	6.5%	854.4	9.0%
1 个月	3	1.9%	25.9	0.3%
2 个月	2	1.3%	173.8	1.8%
延期并网	50	32.5%	3049.5	32.3%
1 个月	18	11.7%	960.5	10.2%
2 个月	6	3.9%	401.7	4.3%
3 个月	3	1.9%	275.6	2.9%
4 个月	8	5.2%	394.6	4.2%
5 个月	7	4.5%	425.1	4.5%
6 个月	6	3.9%	387	4.1%
7 个月	2	1.3%	205	2.2%
2023 年尚未并网的项目	89	57.8%	5347.8	56.6%
延期并网	82	53.2%	5222.3	55.3%
3 个月	3	1.9%	630	6.7%
4 个月	3	1.9%	266	2.8%
5 个月	4	2.6%	273.5	2.9%
6 个月	5	3.2%	182.5	1.9%
7 个月	6	3.9%	381.5	4.0%
8 个月	11	7.1%	719.2	7.6%
9 个月	7	4.5%	510.8	5.4%
10 个月	5	3.2%	214.1	2.3%
11 个月	4	2.6%	200	2.1%
12 个月	17	11.0%	1300.3	13.8%
12 个月以上	17	11.0%	544.4	5.8%
取消/无限延期	2	1.3%	27.3	0.3%
缺乏信息	5	3.2%	98.2	1.0%
总计	154	100.0%	9451.4	100.0%

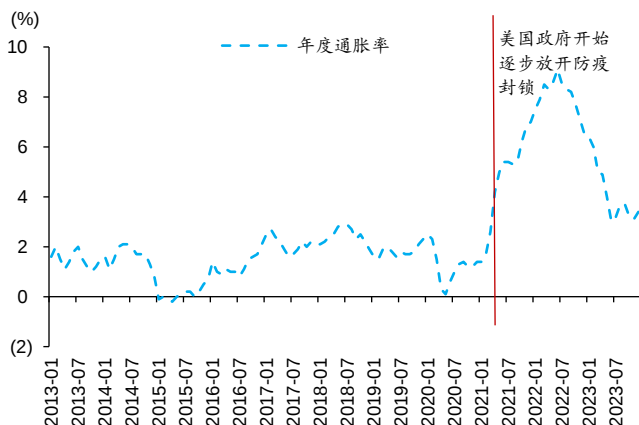
资料来源：EIA，华泰研究

我们认为 2023 年美国储能市场装机不及预期的原因主要有四个方面：1) 美联储加息，投资资金成本增加，项目收益情况被显著拉低；2) 并网排队时间长，审核缓慢致队伍持续拉长，项目不能如期并网；3) 碳酸锂价格直线回落，投资商观望等待成本见底；4) 电网建设不足，变压器短缺，变压器等待时间变长。展望 24 年，我们认为诸多限制因素已经得到明显的边际改善，24 年美国储能市场实际装机情况有望由弱转强。

高资金成本削弱盈利性，利率政策已现转向

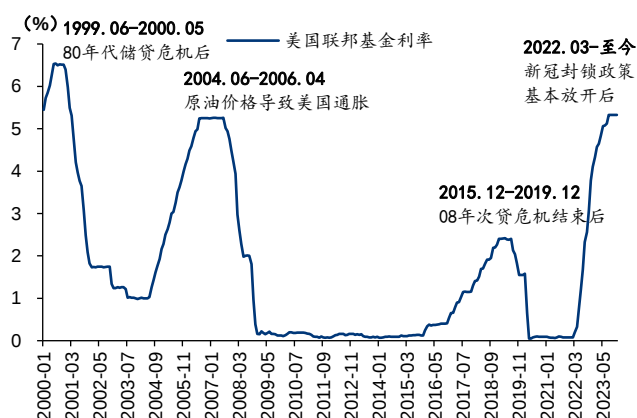
美国加息应对通胀，高利率加大融资成本，低 IRR 储能项目延期并网。为了应对高通胀，美联储在 2022 年 1 月的议息会议上明确表示开始加息缩表。在 2022-2023 年，美联储分别加息 7/4 次，11 轮加息后美国联邦基准利率达到 5.50%。表前储能建设是高固定资产投资项目，建设方往往会选择加杠杆，企业筹款的资金成本将会随利率上升而升高。在高利率环境下，部分储能 IRR 显著降低，运营商选择暂缓投资建设。

图表37：2013-2023 年美国通胀情况



资料来源：US Inflation Calculator，华泰研究

图表38：2000-2023 年美国基准利率情况

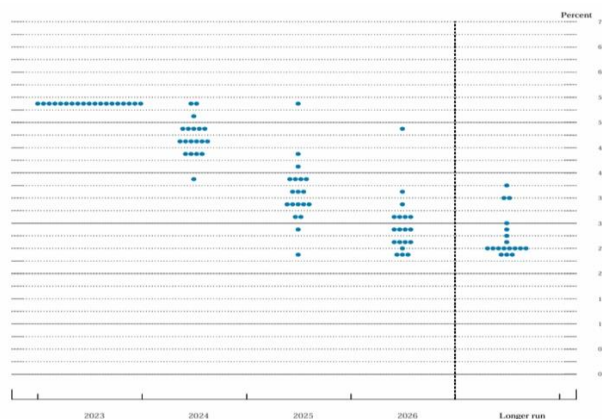


资料来源：Fred，华泰研究

通胀情况稳定，24 年美联储政策转向趋势基本确定。从通胀指标来看，美国两个重要的价格指数 CPI/核心 PCE 控制相对稳定，12 月 CPI、核心 PCE 环比分别+0.3%/+0.2%。依据 12 月 14 日美联储会议内容，鲍威尔再次宣布了“不加息”的决议，将联邦基金利率维持在 5.25%-5.5%，至此，美联储已经连续三次会议按兵不动。同时，鲍威尔声称，美联储内部已经开始讨论降息，和 11 月时的表态（尚未考虑降息）截然相反。2024 年 1 月的议息会议肯定了不再加息的观点。根据 FOMC 23 年 12 月发布的季度前瞻点阵图，FOMC 委员对 24/25/26 年的政策利率中位预期分别为 4.6%、3.6%和 2.9%，根据这个预测，未来三年美国利率将保持下降趋势。

图表39：美联储基准利率前瞻指引散点图

Figure 2. FOMC participants' assessments of appropriate monetary policy: Midpoint of target range or target level for the federal funds rate



资料来源：FOMC 前瞻指引文件，华泰研究

加息结束意味着储能经济性将有较大提升。针对独立储能资本金 IRR，我们进行了敏感性测算。假设在贷款比例 70%、单瓦成本 0.48 美元/Wh、ITC 抵免 30%的情境下，贷款利率每下降 1%，加州项目对应的资本金 IRR 约上升 0.6pct。若系统成本下降或杠杆比例上升，降息对资本金 IRR 的正面影响将进一步扩大。资金成本回落将有效激发储能经济性，促进未来几年的储能项目投资建设。

图表40：加州独储资本金 IRR 系统成本和利率敏感性测算

加州资本金 IRR		储能系统成本 (元/Wh)						
		0.39	0.42	0.45	0.48	0.51	0.54	0.57
贷款利率	4.0%	47.2%	35.9%	28.4%	23.0%	19.1%	16.0%	13.6%
	5.0%	46.1%	35.0%	27.6%	22.4%	18.5%	15.5%	13.1%
	6.0%	45.1%	34.1%	26.9%	21.7%	18.0%	15.0%	12.7%
	7.0%	44.0%	33.2%	26.1%	21.1%	17.4%	14.5%	12.3%
	8.0%	43.0%	32.4%	25.4%	20.5%	16.9%	14.1%	11.8%
	9.0%	41.9%	31.5%	24.7%	19.9%	16.4%	13.6%	11.4%
	10.0%	40.9%	30.7%	24.0%	19.3%	15.8%	13.1%	11.0%

资料来源：华泰研究预测

图表41：加州独储资本金 IRR 贷款比例和利率敏感性测算

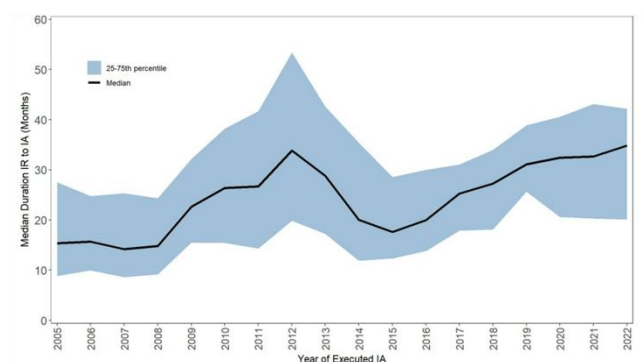
加州资本金 IRR		贷款比例						
		55.0%	60.0%	65.0%	70.0%	75.0%	80.0%	85.0%
贷款利率	4.0%	20.6%	21.3%	22.1%	23.0%	24.1%	25.4%	27.0%
	5.0%	20.2%	20.9%	21.6%	22.4%	23.3%	24.5%	25.8%
	6.0%	19.8%	20.4%	21.0%	21.7%	22.6%	23.5%	24.7%
	7.0%	19.4%	19.9%	20.5%	21.1%	21.8%	22.7%	23.7%
	8.0%	19.1%	19.5%	20.0%	20.5%	21.1%	21.8%	22.7%
	9.0%	18.7%	19.0%	19.4%	19.9%	20.4%	21.0%	21.7%
	10.0%	18.3%	18.6%	18.9%	19.3%	19.7%	20.2%	20.8%

资料来源：华泰研究预测

审核进度影响项目并网，并网新规有望改善

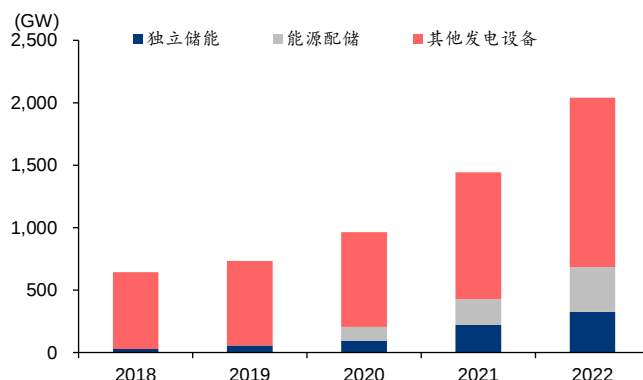
储能项目并网审核排队时间长，排队容量大。根据 LBNL 在 23 年 9 月发布的报道，美国发电设备项目并网从提出并网申请到获得并网许可的时间中位数自 15 年以来快速上升，至 22 年底已达到了 35 个月。从排队体量上来说，截至 22 年底，美国储能项目排队容量已超过 684.4GW（独立储能 326.62GW，配储 357.79GW），同比+59.8%，其中仅有 10% 的储能项目获得并网许可。22 年当年新增加的并网储能项目 282.72GW，同比+15.0%。我们认为并网排队时间长、队伍持续拉长的原因主要有三点：流程复杂、成本要求不明确、队伍推进机制不合理。

图表42：发电设备并网周期分布和趋势



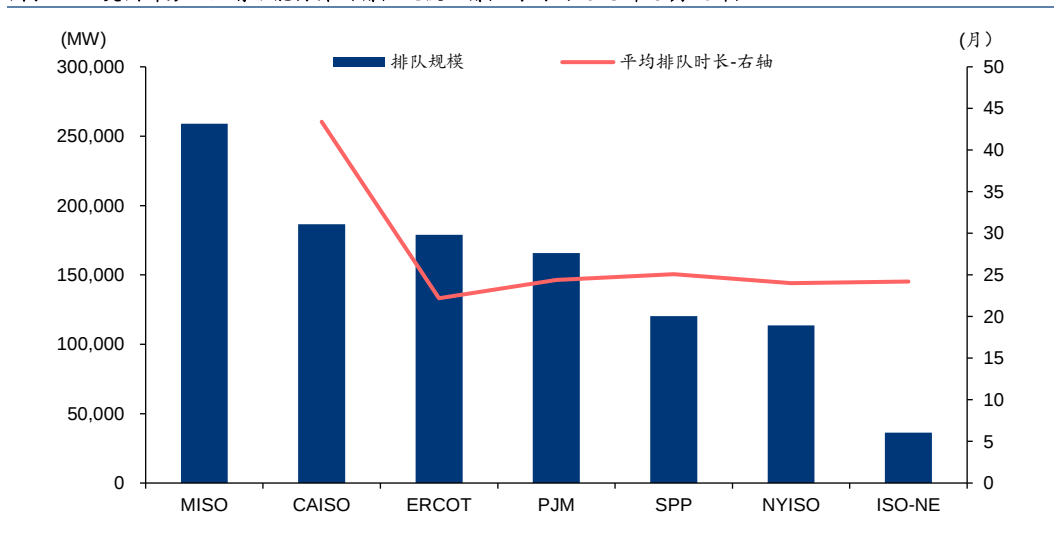
资料来源：LBNL，华泰研究

图表43：截至 2022 年底美国累计的活跃并网申请排队情况



资料来源：LBNL，华泰研究

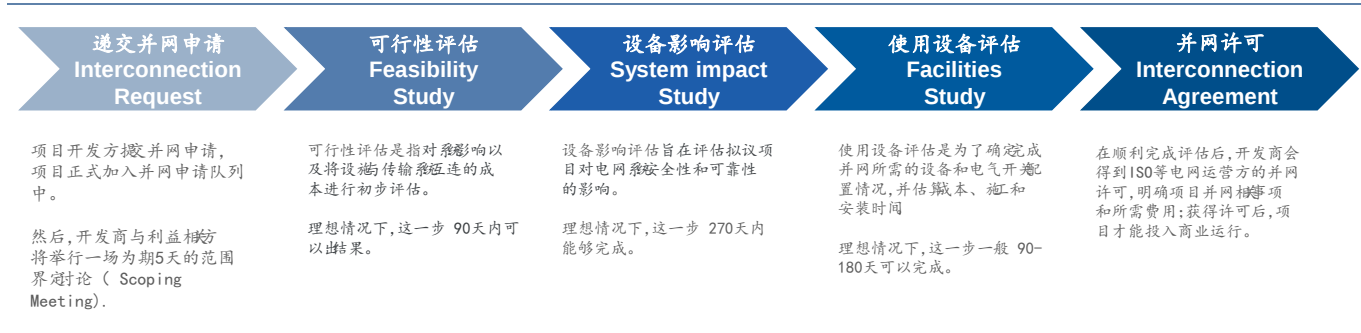
图表44：美国部分地区清洁能源并网排队规模及排队时间（2023年9月统计）



资料来源：高工储能，LBNL，华泰研究

1) 并网流程复杂，项目研究时间长。根据 LBNL，美国并网流程包括并网申请（期间要在队列中等候申请被处理）、多项并网研究、最终获得并网许可。美国电网运营商缺乏对电网接纳能力的综合规划，往往是出现新的项目后，再对该项目的并网进行电网升级改造方案研究，一旦项目细节发生细微不同，就需要重新研究，因此项目研究时间长。即使不考虑排队和研究不通过被打回的情况，整个过程的正常处理时长也在 455-545 天左右。

图表45：美国电力设备并网申请流程



资料来源：LBNL, ISONE 公司官网，华泰研究

2) 并网申请具有成本分摊不清晰、并网成本虚高等问题。在几轮评估中，储能开发商需要与电网确认项目的成本，然而双方难达一致。电网改造具有正外部性，容易造成“搭便车”的问题：申请并网项目的电网升级改造方案通过并实施后，会对电网容纳能力产生正向影响，也会使得后续排队项目受益。然而电网运营商在并网审核中对外部性考虑不足，项目并网造成的改造成本完全由项目申请者支付，因此项目申请者可能希望将费用压低以将外部性转嫁给第三方受益团体。此外，电网运营商 ISO/RTO 给出的电网改造要求可能远高于实际需求，导致电网改造成本虚高。双方对电网改造成本的心理预期不同，因此在此过程中需要项目申请人与电网公司之间就每一环节的评估结果以及对电网升级改造方案进行反复讨论，进一步拉长项目审核时间。

3) 线性并网流程设计不合理。传统来说，ISO/RTO（PJM、ISONE 等）在处理并网申请时采用的是依次评估（serial study）的方式，对申请并网的项目进行“先到先评估、单个项目孤立地考虑”的方式，对每个项目逐一分配改造方案，而非对一段时间内所有申请项目进行综合考虑。当申请人认为所需缴纳改造费用不合适导致重复讨论时，后续排队项目都会停滞，导致并网审核更为低效。

美国迎来并网新规，缩短并网队列。2023 年 7 月 28 日，FERC 通过了一项新规则，旨在规范简化并网流程。1) 规则将原先传统的“逐一研究”“先到先服务”的线性并网研究流程更改为分批次的集群研究，解决了线形审核制度下单个申请人处理时间长，后续排队项目难以向前推进的问题。2) FERC 还要求运营商建立一种新的方法，使得同批次项目申请人可按照公司/项目规模按比例分担申请费用，解决了原制度下申请人因不愿承担额外费用而反复讨论的问题。3) 新规允许多个项目接入同一并网点，并共用同一项目申请程序，无需重复额外进行申请，解决了同一并网点内多项目独立申请带来的时间浪费问题。4) 规则提出加快审核进度，对未按时完成并网流程的电网负责方进行处罚，并对储能项目承办方的财务和选址进行更严格的筛选，避免投机性项目。新规将于 2023 年 11 月 6 日起实施，更明确简化的并网流程有望加快并网节奏，减少储能项目延期或取消。

图表46：新规对并网问题的影响

美国电网并网主要障碍

整体并网评估环节多，整体环节评审周期长

电网运营商 IRO/RTO 缺乏对电网统一规划，就项目论项目，任何细微不同的项目均需要重新考虑

排队时间长，一旦前面的项目出现反复讨论的情况，后续也无法推进

成本分摊不均，未考虑项目就电网改造达成协议后，后续并要求运营商建立一种新的方法，使得同批次项目申请人可按照公司的发电设备开发商也受益的情况

资料来源：FERC，华泰研究

新规则出台后

强调加快审核进度，对未按时完成流程的并网方进行处罚（可行性评估和设备影响评估被简化到 150 天内完成）

允许多个项目接入同一并网点，采用同一项目申请流程，因此类似项目所需要提交的申请个数减少

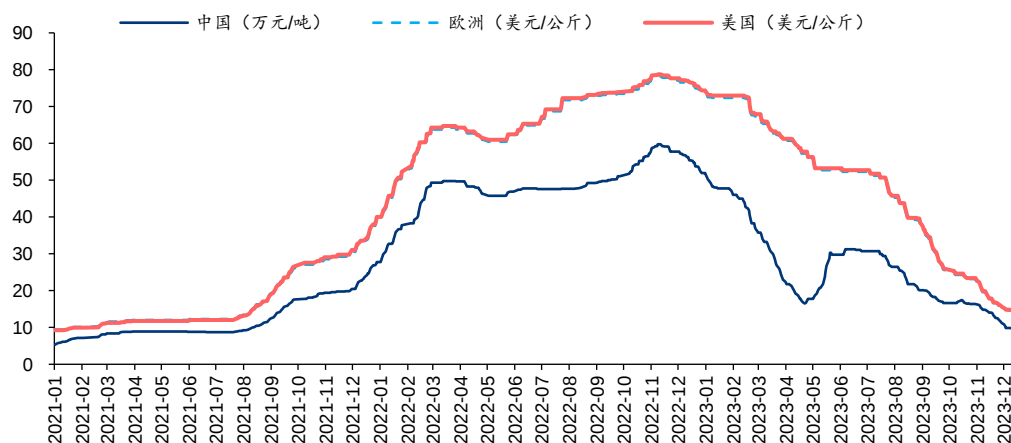
1) 集群研究的方式下，多个项目同时审查，无需长期排队；
2) 在一定条件下，可以对审核中的项目进行一定修订（比如增加发电设施等），而无需重新排队

公司规模与项目规模按比例分担申请费用

锂价接近底部区间，观望情绪有望缓解

23 年以来碳酸锂价格直线回落，业主方持观望态度。作为上游重要的原材料，碳酸锂由于供需错配自 2021 年下半年开始价格快速上涨，在 22 年 11 月达到峰值（7.86 万美元/吨），较 21 年 1 月初价格（0.93 万美元/吨）翻了 8.5 倍。随着后续供给端产能逐步释放，需求端增速有所放缓，价格开始快速回落。在原材料价格快速回落阶段，部分业主方可能希望等待成本进一步下降，保持观望态度。截至 23 年 12 月初，现货价格已经回落至 1.49 万美元/吨。随着碳酸锂价格接近底部区间，前期因观望碳酸锂价格而推迟的项目有望加快开工建设。

图表47：202101-202312 中美欧碳酸锂价格情况



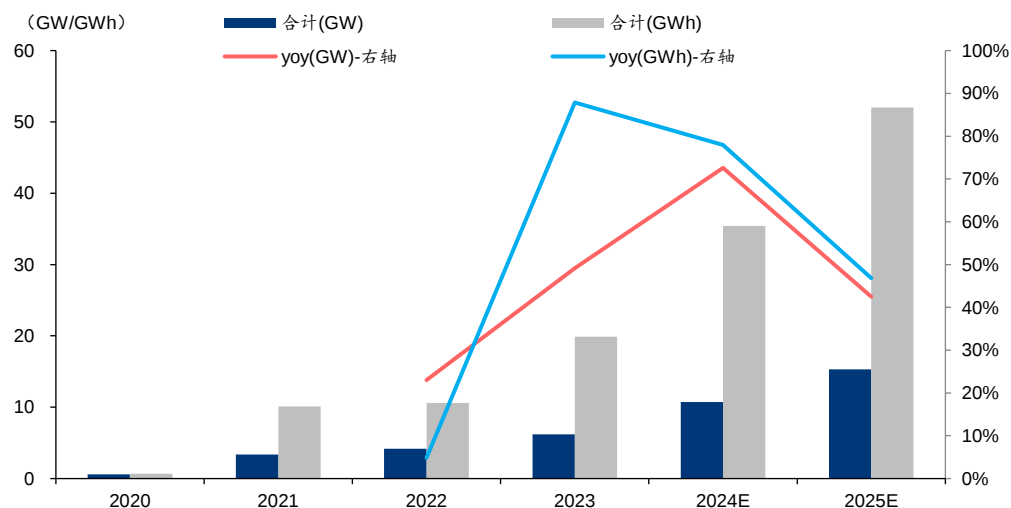
资料来源：亚洲金属网，华泰研究

预计大储 24/25 年装机 35/52GWh，同比+78.0%/46.8%

我们预计 24/25 年美国大储装机 35/52GWh，同比增速分别达到 78.0%与 46.8%。中长期来看，考虑到美国新能源占比提升与老旧电网的矛盾激化，储能拥有多元化的盈利模式，同时政策再度为市场注入强心剂，中长期美国大储市场需求强劲；短期来看，高利息、并网政策、原材料价格走势等影响均有边际改善，我们认为 24-25 年美国表前储能市场将有较明显的增长，预计装机量分别可达 35.43/52.02GWh，同比+78.0%/46.8%。

储能装机主要可拆分为三方面，包括光伏配储、风能配储和独立储能：针对**光伏配储**，根据 EIA 于 2024 年 2 月发布的短期能源展望（STEO）报告，预计 2024/2025 年新增光伏装机 36.43/37.68GW，届时累计装机约 126.35/164.04GW。考虑到新增配储和存量配储渗透率的提升，我们预测光伏配储 24/25 年装机量将分别达到 5.17/6.38GW，对应 17.06/21.71GWh；针对**风能配储**，根据 GWEC 2023 年全球风能报告预测，预计 2024/2025 年新增风能装机 11.70/14.80GW。考虑到美国风电配储渗透率较低，我们预测风电配储 24/25 年装机量将分别达到 0.01/0.03GW，对应 0.05/0.10GWh；针对**独立储能**，根据历史增速和占总储能新增装机的比例情况，我们预测 24-25 年独立储能将达 5.55/8.89GW，对应 18.33/30.21GWh。

图表48：2020-2025 年储能预测装机情况



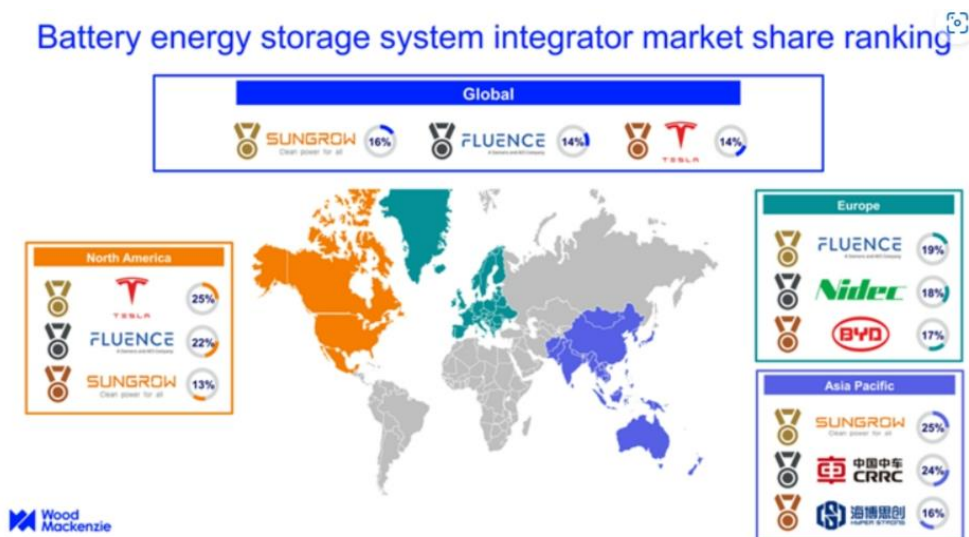
资料来源：EIA，华泰研究预测

零部件供应转向集成出海，高壁垒捍卫高利润

集成市场壁垒较高，出海多以零部件切入

北美市场集中度较高，本土集成企业遥遥领先。根据 Woodmac 数据，从出货量来看，美国储能集成市场份额集中，2022 年 CR5 达到 81%。其中 Top 2 均是美国本土知名品牌，分别是特斯拉（市占率 25%）、Fluence（市占率 22%）；中国企业阳光电源份额为 13%，占据第三。中国企业在美集成市场市占率较低，主要受到品牌偏好、认证要求、政治因素等多重因素共同影响，美国市场整体壁垒较高。

图表49：全球主要市场储能集成商市占率情况



注：*MWh 口径；全体储能口径，但是考虑到美国市场以大储为主，表前储能 2022 年占比达 83.6%，我们认为储能整体格局基本能够反映大储市场格局

资料来源：Wood Mackenzie，华泰研究

图表50：美国主要集成商情况

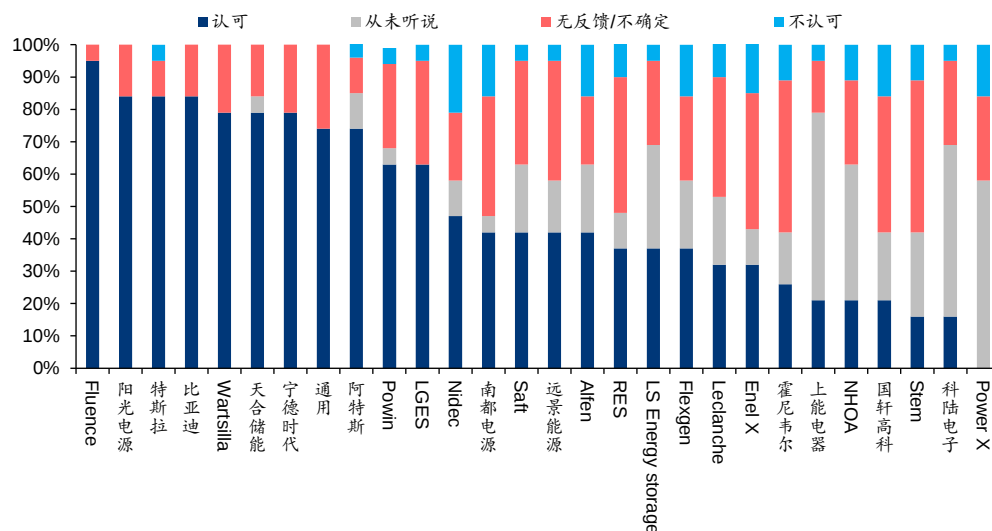
公司	所属国	产品	公司背景及储能业务介绍
特斯拉	美国	大储：Megapack 工商储：Powerpack 户储：Powerwall	2015 年 3 月 Tesla Energy 成立，发布第一代 Powerwall 与 Powerpack。2016 年 11 月，Tesla 斥资 26 亿收购北美最大户用光伏公司 SolarCity，以促进户用光储一体化发展。为加强公用事业储能布局，提供比 Powerpack 更大容量的储能产品，2019 年发布 Megapack，自此 Tesla 初步完成储能全链条生态布局。2023 全年新增储能装机量 14.72GWh，同比+125.1%。
Fluence	美国	大储：Gridstack Pro，Gridstack，Ultrastack，Sunstack 工商储：Edgestack	由电力巨头西门子和储能先驱 AES 共同创立，业务包括电站运营和电站设备，主要市场包括北美、欧洲（主要是意大利）、南美、印度等；根据 2023Q4 投资者关系 PPT，23Q1-4 公司确认收入的储能集成 5.9GWh；23Q1-4，公司新增订单包括 6.3GWh 的储能集成，4.8 GWh 的服务。
阳光电源	中国	大储：PowerTitan，PowerTitan2.0 工商储：ST570kWh-250kW-2h-US	公司以逆变器起家，目前业务包括光伏逆变器、储能系统、电站开发、风电变流器、光伏电站发电等。2022 年公司在北美储能集成市场份额为 13%，仅位列美国本土知名品牌特斯拉、Fluence 之后，排名第三。公司 23 年储能业务实现出货高增，其中美国大储贡献最主要利润来源。
Wartsila	芬兰	大储：GridSolv Quantum	Wartsila 是海洋和能源市场创新技术和生命周期解决方案的全球领导者，2017 年收购了大储软件和集成公司 Greensmith，以此公司为基础创立了其 ES&O 部门，主要经营独立储能、能源配储、控制软件、集成产品等业务。早期市场为美国，由美国向英国、亚洲、澳大利亚等地区扩张。截至 2023Q3，公司订单量为 3.5GWh，储能全球出货 11GWh。根据 2023 年 10 月，Wartsila 对储能业务开展了业务评估，考虑是否出售该储能业务。
Powin	美国	大储：Stack700 系列，Stack200 系列，Stack300 系列	成立于 1989 年，在亚洲和北美拥有庞大的供应商网络和关系基础，是较早进入大储市场的公司之一，主要业务是大储设备销售和项目建设。Powin 和日立能源存在技术和产品开发方面的合作，并通过与在田纳西州、佐治亚州和南卡罗来纳州等地的合作伙伴签订供应协议来扩大产能。主要市场在美国。
NextEra Energy Resources	美国	帮助客户建造储能项目	公用事业龙头 NextEra 旗下负责风能、太阳能和储能业务的可再生能源发电商。母公司旗下还拥有佛罗里达电力与照明公司（美国最大的电力公司）。主要市场包括美国和加拿大。公司既是集成商，又是美国最大的大储运营商，公司拥有正在运行/建设中的储能 4.5GWh。
FlexGen	美国	大储：FlexGen HybridOS	成立于 2009 年，FlexGen 最初为美国军方设计储能产品。依托公司软件平台和储能集成，为客户提供大储产品。

资料来源：公司公告，公司季度投资者关系 PPT，公司官网，华泰研究

大储具有电力工程建设属性，EPC 团队多通过项目招标或订单采购方式与集成商对接。相比于其他市场，中国集成商进入美国市场的进度较慢，我们认为主要有三方面原因：

1) 品牌认可度：美国对品牌重视程度高。美国大储集成企业具有先发优势，经验丰富，口碑较好；而对于进入美国市场的中国集成企业来说，前期缺乏本地标杆案例和品牌认知度是一大障碍。依据 BNEF 2024 年初统计的全球储能集成企业可融资性，美国知名集成商多是认可度排名靠前的企业，其中 Fluence、阳光电源和特斯拉正是榜单的前三名，认可度分别可达 95%/84%/84%。

图表51：彭博全球储能集成企业可融资性排名

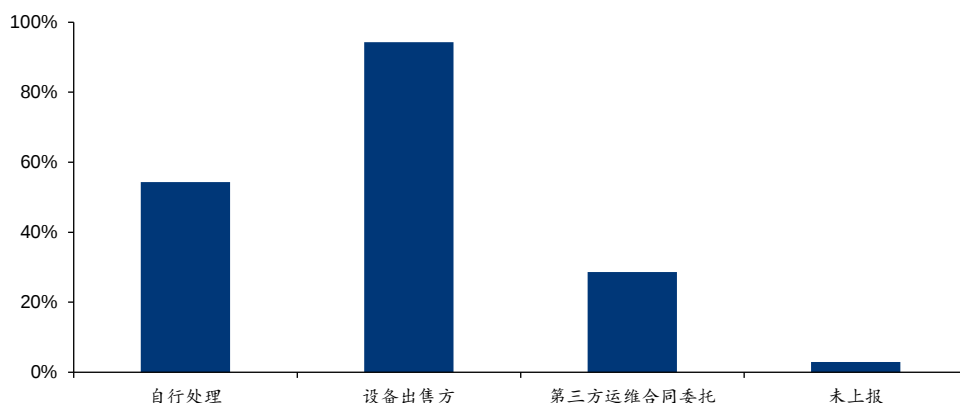


资料来源：BNEF，华泰研究

2) 并网方便性：电网在电力设备并网时会进行评估，而一些美国的集成商并网经验丰富，在提供系统的同时，也有经验丰富的团队帮助客户跟进并网。比如，根据 Fluence 官网，在以往的开发项目案例中，公司在开发、安装、调试阶段就能够和当地权威部门（公共事业机构、消防部门）进行合作。这种互动能够有效增加当地电网对集成商专业性和所提供产品性能的信任程度，从而减少并网挑战；而若无前期准备，新进入的集成商很难提供类似的经历，有可能导致评估出现波折，延长并网审核周期。

3) 售后服务：售后运维是美国储能运营过程中重要的一环。根据 OSTI 2022 年 11 发布的《美国光储运维和成本考量 (Operations, maintenance, and cost considerations for PV+Storage in the United States)》研究，94.3%的储能设备所有者/运营商认为，设备提供商应该为运维环节负责。美国业主重视储能电站建成后的运维服务，而跨国维护难度高，除了阳光电源和阿特斯以外，我国集成商提供的海外售后运维服务相对有限。

图表52：业主认为应为运维环节负责的对象



注：业主可以选择不止一项负责方

资料来源：OSTI，华泰研究

除了渠道搭建上的难度之外，政策也是重要的壁垒之一。美国政府力求发展本土产业链，美国保护主义更甚于欧洲。比如，IRA 政策中存在针对本土制造提供政策补助，若在美国开采、生产或制造的零部件占能源设备总成本的比例不低于规定的调节百分比（2023 年 40%，逐渐增长到 2027 年 55%），即可额外获得 10% 的补助。另一个保护手段就是关税。根据 USITC 数据，集成后的储能系统（HTS 85076000）的标准关税为 3.4%，而根据条例 9903.88.15，任何中国出口产品要交额外 7.5% 的关税。

图表53：美国对中国进口产品关税情况

	编码	基础关税	中国额外关税	整体中国企业储能设备出口应付关税
集成系统	85076000	3.40%	7.50%	10.90%
电芯	85076000	2.70%	7.50%	10.20%
PCS	85044095	0	25.00%	25.00%

注：目前受到极端制裁栏中涉及的国家仅包括古巴、朝鲜、俄罗斯和白俄罗斯。

资料来源：USITC，华泰研究

中国企业前期出海更多是以零部件供应方式，切入美国市场。集成环节，美国客户对品牌和服务的要求较高，偏好有本地经验、知名度高的集成企业。叠加美国保护主义大环境下，中国企业以集成业务出海难度较高，因此多数企业早期出海是通过出口零部件（电芯等）。一来是中国新能源汽车、光伏产业发展世界领先，在供应链上游更具备技术和成本优势，更容易切入美国市场。二来，通过进入海外集成商的供应链，中国企业能更好地了解欧美市场，强化品牌力，为出海积蓄力量。目前，国内出口的储能零部件产品中，电芯以绝对优势走在前列，PCS、变压器等产品加速出海。

集成&PCS：集成加速出海，PCS 跟随下游出海

集成环节企业加速出海，PCS 顺流而下。通过前期较长时间的产品认证准备以及渠道搭建铺垫，国内集成企业近期出海节奏明显加快。国内多家企业产品已经获得 UL 相关认证，发力美国市场渠道开拓，部署本地团队建设，布局领先的企业开始逐步向收获期迈进。阳光电源深耕海外市场多年，品牌已经打响，在美国市场已经跻身前列。此外，阿特斯、东方日升等分别借助股东在美国收购的团队以及此前在美国发展光伏组件业务所积累的渠道优势开拓储能系统业务，进展顺利。PCS 企业通过与国内集成商合作顺流而下，近期同样在美国市场取得明显突破。

图表54：中国 PCS&集成商企业美国市场布局情况

公司名称	海外环节	业务模式	2023H1 分业务板块收入	美国市场储能情况
阳光电源	集成	外采电芯，以 PCS 产品为核心进行集成，其他的零部件包括 Pack、BMS、EMS 等也均可自研自产	逆变器电力转换设备：116.25 亿元（占比 40.6%） 储能系统：85.23 亿元（占比 29.8%） 电站系统集成：75.60 亿元（占比 26.4%） 光伏电站发电：3.29 亿元（占比 1.2%）	2022 年公司在北美储能集成市场份额为 13%，位列美国本土知名品牌特斯拉、Fluence 之后，排名第三。公司 23 年储能业务实现出货高增，其中美国大储贡献最主要利润来源。公司自 2018 年起在印度设立生产基地，出口美国的产品直接从印度发货，规避关税风险
东方日升	集成	外采电芯、PCS 做集成业务，同时也在推进 PCS 自制	太阳能电池组件：138.15 亿元（占比 78.5%） 灯具及辅助光伏产品：16.03 亿元（占比 9.1%） 太阳能电站：10.74 亿元（占比 6.1%）	东方日升凭借此前在美国光伏组件业务所积累的渠道优势开拓储能系统销售业务，我们预计 2023 年公司整体出货量接近 2GWh，其中美国是最主要的市场
盛弘股份	集成	国内以 PCS 为主，海外主要以工商业为主，以 PCS 为基础进行整装系统集成	新能源电能变化设备：3.89 亿元（占比 35.3%） 充电桩：3.84 亿元（占比 19.4%） 电能质量设备：2.14 亿元（占比 8.5%）	公司位列 PCS 行业第一梯队，据 CNESA 公司在 22 年中国/全球新增投运新型储能项目中 PCS 供货规模排名第七/五。公司海外市场的产品以工商业储能系统为主，23 年海外市场收入中，美国市场占据大头
科陆电子	PCS+集成	外采电芯，以 PCS 产品为核心进行集装箱式储能系统的销售，Pack、BMS、EMS 等也均可自研自产	智能电网：13.35 亿元（占比 85.5%） 储能业务：1.36 亿元（占比 8.7%） 综合能源管理：0.61 亿元（占比 3.9%） 硬件系统 0.28 亿元（1.8%）	公司主要海外经营地区包括北美和南美。公司在美国设立了全资子公司 Clou Energy LLC 负责公司电表和储能系统产品业务。2MW 储能变流器（PCS）产品已在北美出货，现已应用于美国北卡罗莱纳州、纽约州、印第安纳州及波多黎各。公司美国客户包括三菱电力美洲公司和 Stella Energy Sollution LLC 等
阿特斯	集成+EPC+维护服务	公司大型储能业务的定位是：系统集成商、项目承包商（EPC）、长期维护服务等增值服务商	光伏组件：224.25 亿元（占比 85.9%） 光伏系统：26.12 亿元（占比 10.0%） 建造合同收入：4.66 亿元（占比 1.8%） 大型储能系统：1.69 亿元（占比 0.7%）	2019 年 11 月，母公司 CSIQ 集团进行业务架构调整，成立了相关主体专业从事大型储能系统集成业务；2020 年 7 月，CSIQ 大型储能系统业务资产置入公司。主要市场包括美洲和欧洲等。 截至 23 年 6 月底，公司旗下阿特斯储能科技(e-STORAGE)拥有约 26 GWh 的储能系统订单储备，已签署合同的在手订单金额 21 亿美元
通润装备	集成	自制 PCS，外采电芯，目前主要是工商储，我们预计 24 年将有大储业绩体现	钣金制造业：5.50 亿元（占比 59.3%） 光储逆变器：1.93 亿元（占比 20.8%） 高低压成套开关设备：1.63 亿元（占比 16.7%）	23 年 5 月收购正泰电源，2015 年-2022 年，正泰电源在北美工商业光伏领域连续多年蝉联第一，公司有望借助北美工商业光伏客户基础和服务团队，开发工商储，并进一步拓展至大储。 产能方面，公司在泰国设有工厂，发货美国，规避关税
科华数据	PCS+集成	外采电芯，以 PCS 产品为核心进行集成，Pack、BMS、EMS 等也均可自研自产；集成产品主要是工商储	新能源产品：15.85 亿元（占比 46.7%） IDC 服务：6.48 亿元（占比 19.1%） 数据中心：4.92 亿元（占比 18.8%） 智慧电能：4.92 亿元（占比 14.4%）	根据 CNESA，公司 2022 年全球储能 PCS 出货量排名第二。海外主要瞄准户用市场，主要地区包括美国、欧洲、澳洲等
上能电气	PCS	公司有集成能力，但是出海赴美目前主要是靠向国内出海集成商供应 PCS	光伏逆变器：10.44 亿元（占比 59.8%） 储能双向变流器及系统集成：7.21 亿元（占比 37.6%）	公司正在抓紧布局北美储能市场，我们预计 2024 年会有明显放量。当前主要通过与国内集成商合作出海，同时也在与美国本土集成商接触

资料来源：公司公告，公司官网，华泰研究

UL 认证是准入门槛，客户渠道是拿单关键

获取 UL 认证是实现出海的第一道门槛。产品认证是美国客户重要的供应商筛选标准，也是电网运营商在处理并网申请时参考的重要因素。UL 认证是美国认可度最高的认证之一，在 UL 认证中，针对储能系统的两个认证为 UL 9540 和 UL9540A 认证，针对电池和 PCS 的认证主要是 UL1973 和 UL1741。获取 UL 认证流程繁琐、费用高，是国内企业实现出海的第一道门槛。

图表55：UL 认证分类

UL 标准	针对对象	认证内容
UL 9540	储能系统	全球首个储能系统和设备安全标准，主要关注储能系统的安装和操作安全，以及与建筑物和电力系统的接口。测试类目繁多，条件极为苛刻，被北美多个国家授权为国家级安全标准
UL 9540A	储能系统	关注储能系统的安全性，包括电池模块、电池组、电池能量储存系统和相关的控制、保护和安全设备等。是储能电池最具权威的热失控防护测试之一
UL 1973	储能系统电池	关于固定式储能电池的检测标准，主要目的是确保固定式储能电池在设计、制造和使用过程中的安全性，以防止火灾、电击和其他潜在的风险
UL 1741	储能 PCS	旨在确保 PCS 在使用过程中的安全性，有效防止因 PCS 故障引发的火灾、电击等安全事故

资料来源：UL Solutions 官网，华泰研究

图表56：国内 PCS&集成企业 UL 认证取得情况

公司	产品	认证名称
阳光电源	PowerTitan 液冷储能系统	通过 UL9540、UL9540A 双认证，是中国唯一以“电池系统+PCS”通过双认证的大型地面储能集成系统
科陆电子	Areo 系列产品	UL9540
上能电气	组串式 PCS	UL1741 等多项北美认证
阿特斯	Solbank 3.0	UL9540A
东方日升	SM43KOFM2	UL9540A；国内首家通过
	SR43KOFM2n	UL9540A 测试的 280Ah 储能电池系统

资料来源：公司公告，公司官网，华泰研究

渠道建立与客户获取是拿单关键。在获取基本的 UL 准入证之后，国内系统集成商出海成功的关键在于是否能够与本地储能开发商建立起合作关系。比如阿特斯的控股股东 CSIQ 于 2015 年收购夏普的美国储能业务子公司 Recurrent Energy，且于 2019 年收购美国 Princeton Power 团队，基于其在美国本土储能系统和储能并网的研发经验建立起向当地提供并网服务的能力，在海外获单和出货能力建立起强护城河。截至 23H1，公司拥有约 26 GWh 的储能系统订单储备，已签署合同的在手订单金额 21 亿美元，主要集中在北美、南美和 EMEA 地区。东方日升凭借此前在美国光伏组件业务所积累的渠道优势开拓储能系统业务，我们预计 23 年公司整体出货接近 2GWh，其中美国是最主要的市场。而阳光电源由于深耕美国多年，一方面公司与当地知名储能开发商建立起深入的合作关系，另一方面，基于其多年口碑积累，逐渐获得美国业主青睐，已成长为北美市场的知名系统集成商。

图表57：部分集成商在美客户关系和渠道

公司名称	在美客户关系和渠道
阳光电源	2022 年，公司为 Key Capture Energy (KCE) 德州 50MW 储能项目、Vistra 德州 260MW/260MWh 项目提供储能系统
东方日升	截至 2023 年 1 月，公司与 FlexGen、Jupiter 等客户双方已签订业务合同（约 1GWh）；公司与 SUNPIN、WEG 等客户正在前期洽谈的意向订单（意向 3GWh）
阿特斯	公司向母公司旗下储能项目开发商 Recurrent 供应储能系统 子公司阿特斯储能（e-STORAGE）与 DEPCOM Power 和 Tucson Electric Power (TEP) 签署了供应合同 公司其他客户还包括高盛可再生能源子公司，RE Crimson 子公司和 CSIQ 其他子公司等
科陆电子	23 年 12 月，公司与三菱电力美洲公司签订新的战略合作框架协议，截至 23 年底，公司向三菱电力美洲累计供货规模超 2GWh； 2024 年 1 月与 Stella Energy Solution LLC 签订 480MWh BESS 和 200MW PCS 订单

资料来源：公司公告，华泰研究

中国产品性价比突出，本土一线企业订单积压、择优筛选为中国企业进入市场提供良机。从设备单价来看，根据特斯拉官网 4 小时 Megapack 加州售价和 Fluence 23Q4 投资者交流 PPT，美国头部集成商储能产品售价分别在 0.313 美元/Wh 和 0.445 美元/Wh（折合后为 2.38 元/Wh 和 3.20 元/Wh），远高于国内企业当前出海价格（约 1.2~1.4 元/Wh），中国企业集成产品成本优势突出。美国本土企业订单积压，对项目进行择优筛选，为中国企业扩张提供良机。比如，根据 Fluence 23Q4 投资者交流纪要，公司在今年首次实现收支平衡，未来将选择更高收入、高盈利能力的项目。我们认为公司有可能选择性放弃一些利润率相对一般的项目，对于具有成本优势的中国企业，将是很好的切入良机。后续随着实际项目案例的增多，口碑品牌逐渐树立，国内企业在海外市场的团队配置日益完善，中国公司在美国集成市场的份额有望进一步扩大。

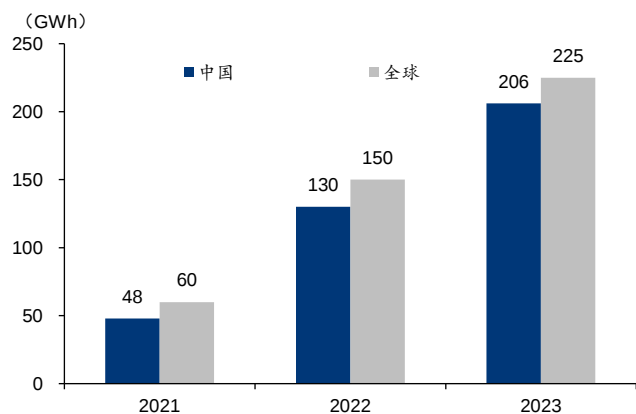
PCS 合作国内集成商，跟随集成环节间接出海美国。此前，中国厂商在美国市场销售的 PCS 产品不多，主要系美国头部的集成商大多有自己的 PCS 技术（Fluence、Powin 等）。另外，在贸易摩擦时期，美国向中国 PCS 增加额外关税 25%（电芯和集成系统是 7.5%），抑制了我国 PCS 向美国出口。随着国内集成商加速出海，PCS 企业顺流而下，依靠成本和产品竞争优势合作国内集成商，出口美国市场步伐随之加快。

电芯：全球电芯中国造，电芯企业亦布局集成环节

国内锂电产业链全球领先，全球市场份额进一步提升。根据 GGII，2023 年全球储能锂电池出货 225GWh，同比增长 50%，其中中国储能锂电池出货 206GWh，同比增长 58%。国内企业出货在全球占比由 2022 年的 86.7% 提升至 2023 年的 91.6%，宁德时代、比亚迪、亿纬锂能、瑞浦兰钧、海辰储能等企业出货领跑行业。海外则以三星 SDI 和 LG 化学为代表的日韩电芯企业市场占有率进一步下滑，中国储能电芯凭借全方位领先的技术、成本、产业链及客户优势，全球地位愈发稳固。具体表现为：

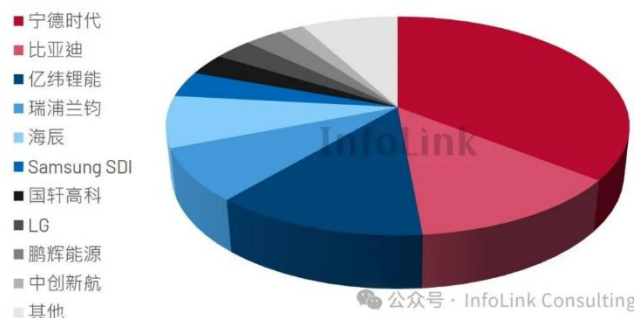
- 1) 技术创新及路线优势：**储能市场对电池能量密度要求低，但是对成本、安全性和循环性能要求高。磷酸铁锂技术路线以其高安全、高循环与低成本的优点在储能领域具有显著优势。以三元技术路线为代表的日韩电芯企业在储能领域逐渐失去竞争优势，海外集成商加快由三元向铁锂路线进行切换。同时国内企业持续进行大规模的研发投入，产品迭代速度快，研发实力与创新优势明显。
- 2) 成本及产业链协同优势：**国内电芯厂成本优势明显，产业链配套齐全。同时，多家上游材料厂及电芯厂出海欧美、东南亚等地进行工厂投建与产能布局，产业链协同助力企业降低出海成本。
- 3) 市场及客户优势：**2023 年中国新型储能新增装机量居世界之首；另外中国储能集成企业在全世界舞台担任重要角色，国内电芯企业具备“近水楼台先得月”的市场与客户优势。

图表58：2021-2023 年中国及全球储能锂电池出货量



资料来源：高工储能，华泰研究

图表59：2023 年全球储能电芯出货排名



资料来源：InfoLink Consulting，华泰研究

23 年海外客户签单超 171GWh，国内电芯企业亦开始发力集成领域。根据 GGII，2023 年国内电芯企业与海外客户签约订单超 171GWh。海外市场由于建设经验不足、底部技术缺乏、产业链条不完善、布局成本高昂等原因限制，当前产业进展仍缓慢。随着 2025-2026 年美国本土产能逐步落地，或对中国企业出货产生一定影响。此外，国内电芯企业开始不满足于单独供应电芯，也开始向集成领域加速切入，如宁德时代、比亚迪、海辰储能等，以获取更加丰厚的利润。

图表60：2023 年国内电池厂商海外订单

供应商	时间	地区	集成商/业主	规模
宁德时代	2023 年 3 月	北美	HGP	>55GWh
	2023 年 6 月	欧洲	EES Europe 展会锁定超过 40GWh 合作协议	
	2023 年 11 月	美、英、澳	昆布鲁克(Quinbrook)	
瑞浦兰钧	2023 年 4 月	北美	Powin	39.4GWh
	2023 年 5 月	北美	Energy Vault	
	2023 年 8 月	东南亚	VENA ENERGY	
	2023 年 9 月	北美	SUNPIN SOLAR	
	2023 年 9 月	北美	Powin	
亿纬锂能	2023 年 6 月	北美	Powin	30.4GWh
	2023 年 6 月	北美	ABS	
	2023 年 9 月	北美	Wartsila	
蜂巢能源	2023 年 8 月	欧洲	Lion Smart、TESVOLT	>20GWh
海辰储能	2023 年 6 月	北美	Powin	16GWh
	2023 年 11 月	北美	Perfect Power	
	2023 年 11 月	北美	FlexGen	
鹏辉能源	2023 年 8 月	北美	加拿大 DiscoverEnergy Systems	7.1GWh
	2023 年 10 月	欧洲	Indrivetec AG	
	2023 年 11 月	澳洲	Genaspi Energy	
力神电池	2023 年 7 月	欧洲	SAFT SAS	2.5GWh
远景动力	2023 年 7-8 月	北美	Fluence、Powin	-
国轩高科	2023 年 9 月	北美	Ormat Technologies	0.75GWh
合计签约订单				>171GWh

资料来源：GGII，华泰研究

从产品端来看，大电芯、大容量是储能电芯与系统的发展趋势。目前，主流厂商推出的电芯产品主要以 280-320Ah 容量为主，280Ah 电池量产工艺已然十分成熟，2023 年起，储能市场开始在 300Ah+大容量电池上展开竞速，加速替代 280Ah 储能电池。在系统容量方面，主流企业系统容量普遍在 3MWh 以上，部分企业推出的“314Ah+5MWh”组合在 2023 年领跑行业。

图表61：出口电芯产品情况

公司	电芯规格	电池能量	产品寿命	认证
宁德时代	280Ah	/	6000 8000	UL 1973/9540A
	306Ah	/	8000 10000	UL 1973/9540A
	280Ah	896Wh	10000	UL 1973/9540A
海辰储能	300Ah	960Wh	12000	UL 1973/9540A
	314Ah	1104.8Wh	11000	UL 1973/9540A
	205/280/ 306/320Ah	/	4000 8000	/
国轩高科	90/100/300Ah	/	6000 8000	/

资料来源：公司官网，华泰研究

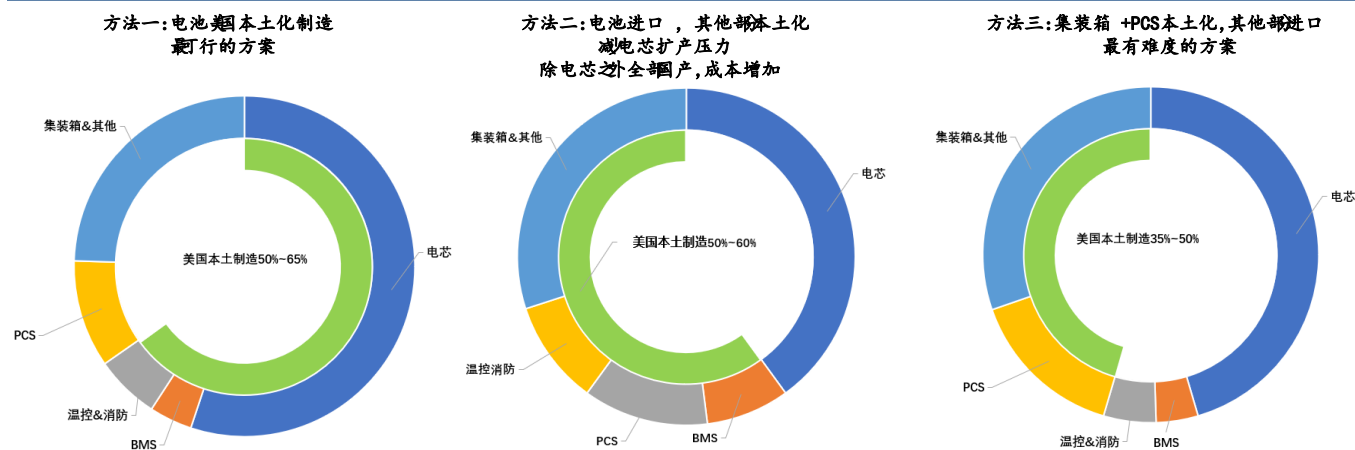
图表62：出口储能系统产品情况

公司	产品名称/型号	系统能量	电芯规格	冷却方式	认证
宁德时代	Enerc	3.72MWh	280Ah	液冷	UL 1973/9540A
	MC Cube ESS	5.37/4.66 kWh	/	智能风冷/液冷	UL 9540A/1973
比亚迪	Cube Pro	2.56/2.59/ 2.84MWh	/	液冷	UL 9540A/1642
	MC Cube	0.54/0.47 MWh	/	智能风冷/液冷	UL 9540A/1973
	储能柜	344MWh	280Ah	液冷	UL 1973/9540A
海辰储能		0.34-3686MWh	300Ah	液冷	UL 1973/9540A
	储能集装箱	5015MWh	314Ah	液冷	UL 1973/9540A
瑞浦兰钧	Y52液冷储能系统	3.73MWh	314Ah	液冷	/
国轩高科		2.70/2.76/3.13/ 3.42/4.84MWh	90/100/300/ 300Ah	液冷 风冷	UL 1973/9540A
	Power Ocean				

资料来源：公司官网，华泰研究

美国政策保护无法消除国内企业的成本优势。针对 ITC 本土化要求，EESA 认为想要实现 55% 的本土化比例，主要有三种方法：1) 直接本土生产电池，2) 进口电芯而其他部分全部本土化生产，3) 除了 PCS 和集装箱之外的部件均依赖进口。其中，本土生产电池的可行性与可靠性最高。此外，美国针对中国的额外关税也旨在降低中国企业的成本优势。尽管存在偏向本土的补助政策和高关税，国内企业储能电芯的成本优势依然存在。根据宁德时代 2022 年年报公布的数据和 NERL 2022 年报告中 2 小时(美国)储能电芯的成本估算，在无政策干扰的情况下，我们测算我国电芯价格比美国要低 47.0%，而在考虑了本土化税返和极端制裁情况下的关税后，我国电芯价格依然比美国低 16.5%。除了成本优势以外，国内的磷酸铁锂技术路线还具备高安全与高循环的不可替代的重要优势。

图表63：获得 ITC 本土化补贴的三种方式



资料来源：EESA，华泰研究

图表64：中美电芯成本对比

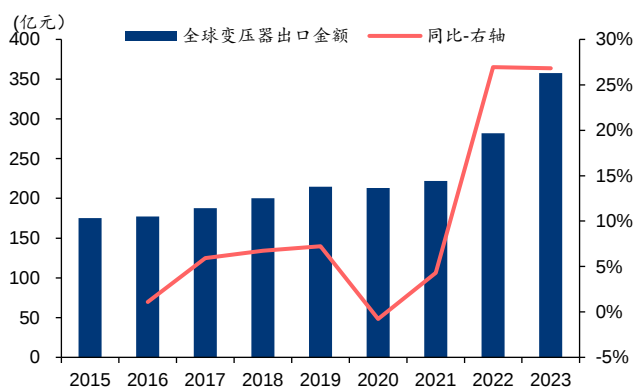
	中国储能锂电池电芯成本 (美元/kWh)	美国储能锂电池电芯成本 (美元/kWh)	成本差距
电芯成本	113.99	215.00	-47.0%
ITC 税返 (-30%)	79.79	150.50	-47.0%
本土化税返 (-10%)	79.79	129.00	-38.1%
当前基本关税后 (10.2%)	87.93	129.00	-31.8%
极端情况下制裁关税后 (35%)	107.72	129.00	-16.5%

资料来源：宁德时代公司公告，NERL，华泰研究

变压器：美国当地需求外溢，国内下游加速出海

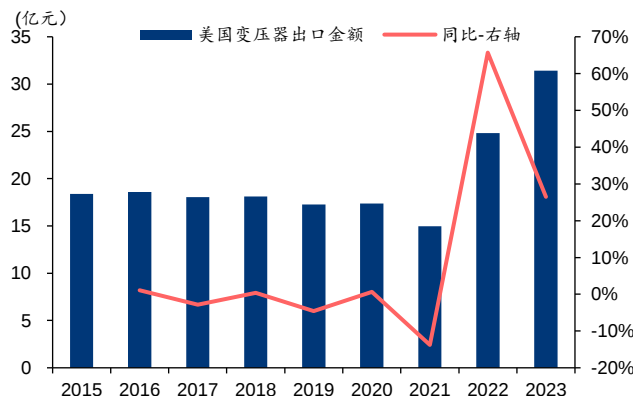
受益于美国市场变压器紧缺与国内 EPC 及 PCS 厂商加速出海，变压器近期出口有加速趋势。2023 年中国变压器出口 357.57 亿元，同比+26.8%；其中出口美国的变压器 31.41 亿元，占比 8.8%，同比+26.5%。中国变压器出口快速增长中，主要受益于两方面。一方面，美国地区变压器需求增长，供应紧缺，需求外溢。美国电网老旧以及新能源大批并网，变压器替换需求和新增需求协同上升，而本土产能有限，供不应求，订单排队周期持续延长。而国内部分变压器厂商，如金盘科技，海外布局多年，渠道深入广泛，且在墨西哥建有工厂，受益于海外市场紧缺，海外订单及出货量高速增长。另一方面，受益于下游加速出海，市场份额提升。变压器厂商与国内 PCS 或 EPC 厂商合作，合作方将产品应用于海外项目，如江苏华辰通过供给国内储能系统集成商阳光电源实现产品出口。

图表65：中国向全球出口变压器金额



资料来源：海关总署，华泰研究

图表66：中国向美国出口变压器金额



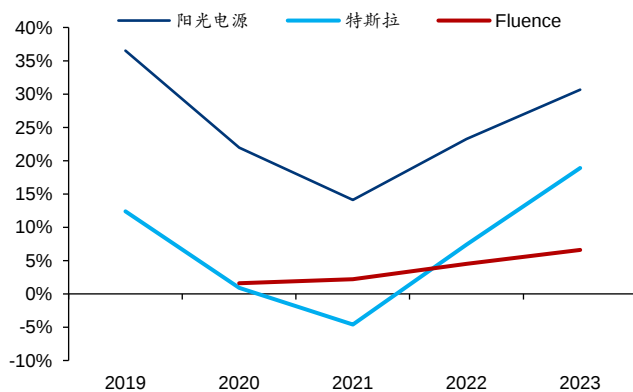
资料来源：海关总署，华泰研究

预计集成与电池盈利下滑，PCS 与变压器相对稳定

集成：竞争加剧，我们预计美国集成市场毛利率将会有所下滑，但盈利水平依旧较高。阳光电源 2023H1 储能系统业务的毛利率为 30.66%，如果剔除掉毛利率较低而收入占比较高的国内市场，其海外市场的储能业务毛利率更高，远超 23 财年特斯拉光储业务毛利率 18.9% 和 Fluence 公司整体毛利率 6.6%，阳光电源在海外市场的高毛利一方面是受益于优异的成本管控能力及国内供应链快速降价，另一方面受益于汇率的变化。我们认为未来美国市场本土企业仍将占据主体地位，同时中国企业将加速出海，市占率有望提升。随着市场竞争加剧，集成企业在海外市场的毛利率或将有所下滑，但是由于 1) 美国非价格敏感市场；2) 认证、品牌、渠道能力壁垒较高；3) 以及高成本本土企业的高价标杆保护作用，我们预计中国企业在美国储能集成市场仍可获取较为丰厚的利润。

电池：重新谈价+汇率调整，我们预计 24 年美国毛利率将有所下滑，但盈利能力仍将高于国内。电池龙头宁德时代 23H1 储能业务毛利率为 21.3%，相较 22 年全年有所回升，主要系 23 年原材料价格明显下降，而电池价格调整相对滞后，叠加 23 年整体汇率处于相对高位。但是随着 24 年海外订单重新议价，原材料端价格调整幅度我们预计有限，叠加汇率有所调整，我们预计 24 年美国市场毛利率将有所下滑。但考虑到美国储能市场对于产品质量要求更高，项目收益较好，成本压力较小，我们认为美国市场的电池毛利率仍将高于国内，预计 24 年美国电池环节毛利率能够维持较高水平。

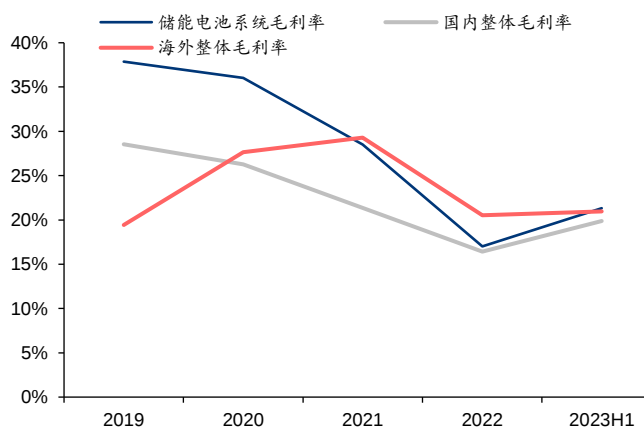
图表67：美国三大集成商储能集成业务毛利率



注：中国企业 23 年毛利率实际是 23H1 数据，其中包括企业在全美的储能销售业务，不仅包含美国

资料来源：，Fluence&特斯拉公司公告，华泰研究

图表68：宁德时代储能电池系统毛利率及公司整体国内外毛利率

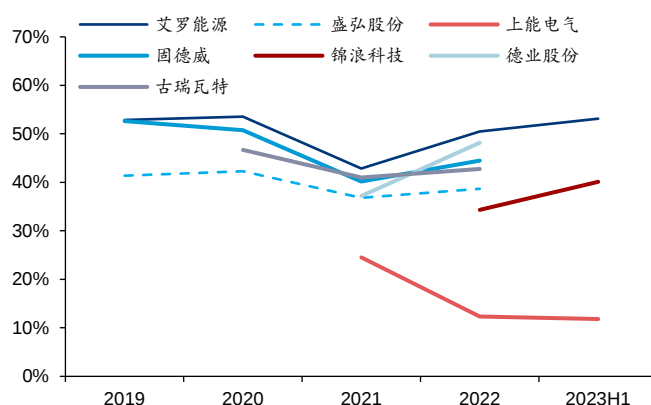


资料来源：，华泰研究

PCS：当前市场格局较好，毛利率水平及持续性甚于欧洲。当前在美国市场单独销售 PCS 产品的厂商数量不多，国内企业主要跟随集成商出海，再逐步搭建美国本地渠道关系。如上能电气，其在美国的竞争对手主要包括 SMA、PE 等。相比于竞争逐渐加剧的欧洲市场，美国市场格局当前较好，我们预计美国市场毛利率能够达到 40%+，且持续时间长于欧洲。

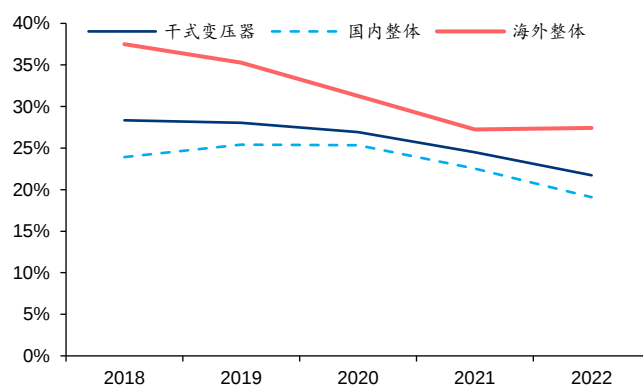
变压器：原料加成定价模式，盈利能力比较稳定。变压器行业发展成熟，成本结构清晰，厂商普遍采用原材料加成定价的模式，毛利率水平稳定，但同样会出现产品价格调整滞后于原材料的情况而出现一定波动。整体来看，国内市场基本在 20%-25%之间，以金盘科技为例，2018-2022 年，直接出海模式下海外市场毛利率比国内平均高出 8.5 pct。

图表69：部分企业 PCS 业务毛利率



资料来源：，华泰研究

图表70：金盘科技 2018-2022 年变压器业务毛利率情况



资料来源：公司公告，华泰研究

图表71：报告提及公司

特斯拉	TSLA US	Fluence	FLNC US	FlexGen	未上市	Wartsila	WRT1V FH
Powin	未上市	三星 SDI	005930 KS	PE	未上市	LG 化学	051910 KS
古瑞瓦特	未上市	阳光电源	300274 CH	盛弘股份	300693 CH	阿特斯	688472 CH
通润装备	002150 CH	东方日升	300118 CH	上能电气	300827 CH	科陆电子	002121 CH
比亚迪	002594 CH	科华数据	002335 CH	海辰储能	未上市	宁德时代	300750 CH
金盘科技	688676 CH	亿纬锂能	300014 CH	国轩高科	002074 CH	瑞浦兰钧	0666 HK
锦浪科技	300763 CH	江苏华辰	603097 CH	艾罗能源	688717 CH	固德威	688390 CH
德业股份	605117 CH						

资料来源：Bloomberg，华泰研究

风险提示

需求不及预期风险

美国储能需求受到多重因素影响，存在不确定性。比如，若美国利率持续处于高位，或者并网改革效果不及预期，并网延迟问题依然严重，可能影响美国储能需求增长。

市场竞争加剧风险

目前国内储能企业加速出海赴美，若市场竞争加剧，将压缩出海业务的盈利空间。

上游原材料价格大幅上涨

储能受到成本影响较大，如果上游碳酸锂、IGBT 电子元器件等价格大幅上涨，将会对下游需求和相关企业盈利空间造成负面影响。

中美贸易摩擦加剧风险

出海易受到国际贸易形式影响，若极端情况下，美国对中国储能相关产品采用限制性关税等手段，可能影响我国企业美国出口业务。

免责声明

分析师声明

本人，申建国、边文姣，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰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。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方 “美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师申建国、边文姣本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准

中性：预计行业股票指数基本与基准持平

减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15% 以上

增持：预计股价超越基准 5%~15%

持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间

卖出：预计股价弱于基准 15% 以上

暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策

无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息



法律实体披露

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

华泰证券股份有限公司

南京

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心58楼5808-12室

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2169-0770

电子邮件: research@htsc.com

http://www.htsc.com.hk

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

http://www.htsc-us.com

©版权所有2024年华泰证券股份有限公司