

2025年储能年度策略： 全球能源新时代，储能各场景需求加速

评级：推荐(维持)

李航(证券分析师)
S0350521120006
lih11@ghzq.com.cn

张竞元(联系人)
S0350124050014
zhangjy02@ghzq.com.cn

最近一年走势



相关报告

《2025年锂电年度策略：云销雨霁，迎新阶段（推荐）*电力设备*李航》——2025-01-24

《2025年电力设备年度展望：国内景气高确定性，海外提供成长性空间（推荐）*电力设备*王刚，李航》——2025-01-20

《风电行业2025年策略报告：周期再至，陆海共振（推荐）*风电设备*邱迪，李航》——2025-01-20

沪深300表现

表现	1M	3M	12M
电力设备	4.7%	-8.1%	22.0%
沪深300	2.5%	-6.1%	16.4%

重点关注公司及盈利预测

重点公司代码	股票名称	2025/2/10	EPS			PE			投资评级
		股价	2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	
603312.SH	西典新能	34.46	1.63	1.39	1.95	-	24.87	17.72	未评级
002150.SZ	通润装备	13.11	0.18	0.63	1.05	72.83	20.70	12.47	未评级
002335.SZ	科华数据	33.84	1.1	1.17	1.63	30.76	28.98	20.74	未评级
002518.SZ	科士达	25.00	1.45	0.92	1.29	17.24	27.25	19.42	未评级
002837.SZ	英维克	41.29	0.61	0.73	0.98	67.69	56.65	42.22	未评级
300693.SZ	盛弘股份	28.56	1.30	1.37	1.78	21.89	20.90	16.01	未评级
300763.SZ	锦浪科技	54.04	1.98	2.55	3.49	27.29	21.19	15.49	未评级
603063.SH	禾望电气	29.54	1.13	0.99	1.25	26.14	29.93	23.65	未评级
605117.SH	德业股份	94.89	4.17	4.71	6.09	22.76	20.16	15.57	未评级
688032.SH	禾迈股份	107.92	6.16	3.94	5.87	17.52	27.38	18.37	未评级
688348.SH	昱能科技	48.66	1.97	1.62	2.31	24.70	30.10	21.10	未评级
688390.SH	固德威	40.52	4.94	1.03	2.88	8.20	39.39	14.09	未评级
300990.SZ	同飞股份	42.00	1.08	1.06	1.61	38.89	39.46	26.13	未评级
300750.SZ	宁德时代	258.45	11.79	11.54	15.92	21.92	22.40	16.23	买入
300014.SZ	亿纬锂能	43.96	1.98	2.41	3.17	22.20	18.24	13.87	买入
688472.SH	阿特斯	10.84	0.85	0.76	1.03	12.75	14.26	10.52	买入
688717.SH	艾罗能源	46.62	8.87	2.73	4.49	5.26	17.08	10.38	买入
300274.SZ	阳光电源	72.13	6.36	5.39	6.63	11.34	13.38	10.88	买入
300827.SZ	上能电气	36.43	0.81	1.52	2.32	44.98	23.97	15.70	增持

◆ 行情复盘

2024全年，储能指数收至-6.48%，相对万得全A收益率-16.49%，相对电力设备(申万)收益率-9.56%。1) 2024年板块前期在阳光电源、上能电气、德业股份等企业一季度业绩良好的驱动下有所走高，不过上半年整体呈下行态势，我们判断主要受到国内储能系统降价、欧洲户储库存高企等因素影响；2) 2024年中以来，新兴市场多点开花的户储需求逐渐明朗、中东非欧大型光储需求爆发、并伴随订单的兑现落地，板块景气度不断抬升；3) 而后板块受到美国大选政策风险、欧洲户储需求低迷、部分区域月度增速回落、以及对长期盈利和竞争加剧的担忧等因素影响有所扰动。

◆ 需求端

大储：a) **中国：**量的维度，2024年1-12月国内储能招投标规模为68.6GW/179.0GWh，同比+78%/+59%，同期新增投运规模为55.88GWh，同比+61%；招投标及装机投运端均同比增长60%；政策端储能参与电力现货市场按下“加速键”；新型储能项目逐渐从过去强配时的沉默资产向高频调用转变，储能配置时长也从2h过渡到4h为主。b) **美国：**2024年1-11月，美国功率>1MW的大储装机8.3GW，同比+68%。电力系统承压，储能对于提高电网可靠性和灵活性以及定位新能源区域消纳的需求偏刚性，当前储能项目储备充足，我们看好FERC并网新规落地、降息逐步兑现，叠加电池关税及大选不确定性政策预期激发的抢装需求释放。c) **欧洲：**能源转型背景下，欧洲负电价现象持续加剧，阶段性电力供应过剩本质上是电网对新能源的消纳能力不足，缺乏调峰能力和可调可控负荷，储能优化负荷调节，有望成为缓解负电价问题的关键；以德国为例，当前已实现光储平价，欧洲大储需求拐点已至。d) **其他市场：**得益于近年来光伏度电成本的下降和2023年下半年以来储能系统的不断降本，除欧洲外，中东、印度、南美、澳大利亚多国也具备大型光储平价的良好基础，能源转型背景下光储平价为上述海外大储爆发的底层逻辑，我们看好海外大储接下来“1到10”的需求起量。

户储：2024年新兴市场多点开花的出口数据亮眼所折射出的户储需求激增的背后有巴基斯坦缺电&电价上涨、乌克兰战后电力设备受损等极端突发性因素。需求的持续性在一定程度上取决于诸如前期难以预测的突发性事件，但考虑到 1) 新兴市场人口基数庞大，2) 诸多地区电网设施老旧脆弱，无电缺电人口众多(全球无电人口高达11.8亿人；且有4.47亿人虽然实现电气化，但仍因频繁停电、设备故障以及配电网缺口处在缺电之中)；3) 以及光储的持续降本有望带动购买力人群触达范围扩大；综合上述三方面，新兴市场小储需求至少具备可持续的基础。

工商储：工商储在解决区域电力平衡的问题上工商储为户储的重要补充和部分替代，峰谷套利为核心盈利驱动。EES Europe协会显示，欧洲工商储市场潜力巨大，以德国为例，工商储占光伏总装机容量比例极低(2024年中30kW-1MW占比仅0.89%)。尤其以欧洲为代表的海外工商业市场潜力正在不断释放。欧洲的电价政策和补贴政策都鼓励用电大户形成“自备电厂”，采取光+储自发自用能够显著降低电费，在前期市场培育、出海认证、叠加变压器扩容排队时间长等多因素多重刺激下，欧洲工商储发展有望加速。

需求展望：a) 成本端与需求侧共振，我们看好2025年需求景气无虞，预计2024/2025年全球储能装机规模有望达到187/250GWh，同比+92%/33%；b) 针对主要市场，我们预计中国110/100GWh，同比+136%/-9%；美国38/52GWh，同比+75%/37%；欧洲15/29GWh，同比-12%/90%；新兴市场21/64GWh，同比+124%/+208%。大储有望延续装机主力，2024年、2025年大储/户储/工商储有望分别贡献82%/3%/15%、88%/3%/9%。

供给端

格局：1) 储能电芯：a) 出货格局方面，2024年储能锂电池出货超320GWh，超年初预测，增速超55%，其中大储/户储/工商储280/26/10GWh，同比+65%/+30%/+40%。b) 竞争格局方面，全球储能电芯角逐至此，行业集中度已处于较高水平，2024年上半年全球CR10/CR5分别超过90%/70%，其中国产厂商话语权提升，除去排在第八位的韩国三星SDI外，其余9家均来自中国，头部玩家格局基本稳定，强者恒强，后端厂商产能利用率偏低，或处于加速淘汰的边缘。2) 储能集成：相比门槛较高的欧美市场(CR3在70%左右)，全球集中度不算高(CR5约33%)。随着价格内卷进入底部，竞争逐步由“价格”迈向“价值”导向，考虑到 a) 当前包括中国等市场在框采招标环节开始出现行业门槛提高的迹象，b) 国内储能系统价格端出现环比边际修正，我们认为行业格局或有望改善。基于此，我们看好高价质量、高壁垒的集成环节。

新趋势

结构升级：随着可再生能源占比的大幅提升与高比例电力电子设备接入，构网型储能技术通过超配PCS提高过载能力构建起支撑大电网稳定运行的电压源，从而增强电力系统稳定性。2024年国内构网型招标容量超过13GWh；GWh构网型招标需求有所兴起，如国内中广核2025年度框采项目中构网型标段高达4.5GWh，阳光电源在中东的7.8GWh项目、英国的4.4GWh；当前中国、澳大利亚、欧洲、美国构网型储能占比达到1.5%、23%、8.6%和2.6%，GGII预计全球平均渗透率在未来5年有望达到20%。

新场景：1) AI 技术的快速发展推动全球算力，尤其是智算需求大幅提升，带动数据中心从传统模式向 AIDC 转型，如数据中心的单机柜功率将从6-8kW增至30-40kW，相应带动更高能量密度的UPS和柴发等备电需求，及更高效的散热需求提升。2) 算力背后则是巨大的电力消耗和碳排放快速提升，提升设备PUE和采用绿电是实现节能降耗和低碳转型的关键举措，全球多地区及头部企业均设立了降耗/减排目标。然而算力-绿电的时空不匹配激发不同层级的空间灵活性调节需求，其中储能对于数据中心的应急电源与常用电源均能够起到稳定供电的作用，且在此基础上能助力节能降碳，通过削峰填谷降低数据中心容量费用。针对A/B类数据中心不同主备电源配置要求，储能主要配合新能源接入或用作部分备用电源大概有4类通用模式。值得注意的是，面向数据中心的储能应用架构应为在电力技术、冷却技术、地区政策以及园区环境等多个外在因素影响下的综合能源设计和灵活考量；比如仅依托原有的UPS/HVDC备电架构之上稍作改动，叠加微模块储能系统架构便能实现从“单纯供电”到“备电+储能”。

- ◆ **投资建议及风险提示**
- ◆ **行业评级：**光储经济性驱动能源转型，降本激发缺电市场刚性需求爆发，看好全球能源新时代背景下，储能各场景需求加速，重点关注降息背景下大储传统市场中美装机持续高增，非美地区逐步起量，新兴市场小储多点开花的需求景气延续以及触及面的扩大。同时，关注数据中心从向 AIDC 转型过程中衍生出的投资机遇，储能主要配合新能源接入或用作部分备用电源，有望打开新的成长空间；维持储能行业“推荐”评级。
- ◆ **重点关注：**宁德时代、亿纬锂能、上能电气、阳光电源、阿特斯、西典新能、禾望电气、德业股份、锦浪科技、盛弘股份、通润装备、艾罗能源、固德威、禾迈股份、昱能科技、科华数据、科士达、同飞股份、英维克。
- ◆ **风险提示：**世界能源格局变化、国际贸易政策变动、下游需求不及预期、市场竞争加剧、海外市场拓展不及预期、原材料波动风险。

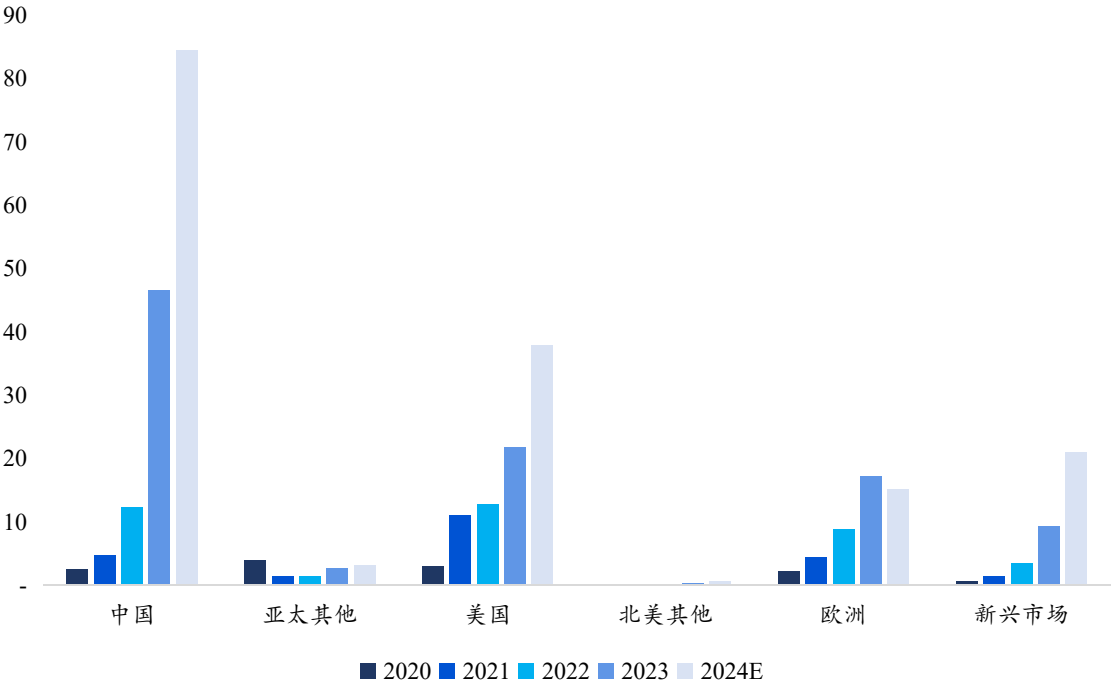
一、整体回顾：

- 1.1 装机：海外大储和新兴市场户储需求高景气
- 1.2 区域：中东、南亚、南美光储逆变器出口表现亮眼
- 1.3 复盘：2024年储能指数及重点个股走势复盘

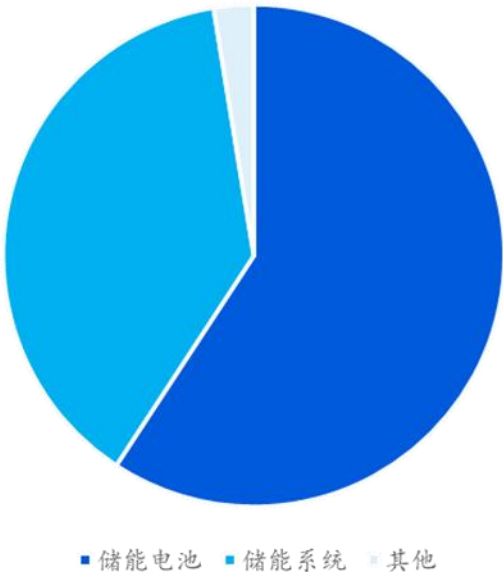
1.1 装机：海外大储和新兴市场户储需求高景气

- 装机层面：海外户储新兴市场高景气、传统市场欧洲需求承压；海外大储美国装机向好、非美地区起量；国内需求源网侧为核心推动力。
- 出口维度：储能出海订单高景气。据CESA储能分会不完全统计，2024年1-10月，中国储能企业在海外市场拿下的订单超过15GW/116GWh。其中储能电池占比59%/储能系统38%。

图：全球分地区储能新增装机情况（GWh）



图：2024/01-2024/10出海储能订单分布



1.2 区域：中东、南亚、南美光储逆变器出口表现亮眼

- 从逆变器出口国别同环比增速看2024年全球光储需求区域结构：
- 新兴市场：需求高景气，2024年1-12月光储逆变器累计出口金额同比TOP5国家依次为巴基斯坦(+233%)、沙特(+147%)、阿联酋(+107%)、印度(+94%)、巴西(+38%)，韩国和东南亚亦有15%的同比增长。
 - 传统市场：光储逆变器美国出口同比+6%、欧洲户储因高库存和弱需求承压(约-50%)。

图：2024/01-2024/12光储逆变器出口金额环比变动情况

	202401	202402	202403	202404	202405	202406	202407	202408	202409	202410	202411	202412
日本	-59%	-31%	21%	1%	23%	47%	-34%	2%	31%	1%	78%	-11%
韩国	-76%	65%	36%	-27%	89%	10%	-55%	134%	-11%	-25%	19%	88%
美国	-19%	-8%	-27%	36%	7%	7%	-8%	38%	-17%	51%	2%	-9%
西班牙	15%	-27%	-5%	-15%	74%	-42%	-27%	65%	-53%	-9%	43%	23%
英国	48%	-33%	28%	67%	-1%	-15%	38%	-20%	-15%	-10%	2%	14%
印度	-6%	-15%	7%	40%	18%	49%	14%	-39%	-45%	34%	-2%	8%
沙特阿拉伯	161%	-89%	1037%	-11%	-17%	135%	-94%	1564%	-80%	306%	33%	-38%
以色列	-17%	88%	-79%	501%	77%	-44%	-14%	-18%	165%	-17%	-67%	41%
阿联酋	55%	2%	42%	-17%	3%	155%	35%	-30%	-14%	-54%	15%	16%
巴西	2%	-8%	33%	4%	13%	15%	-38%	10%	-59%	79%	-2%	4%
智利	-45%	-83%	251%	-45%	-40%	131%	57%	-82%	309%	-44%	54%	21%
东盟十国	-18%	-23%	45%	-13%	35%	33%	-32%	-10%	3%	-10%	55%	10%
荷兰	43%	-7%	51%	52%	12%	-10%	-12%	16%	-21%	-1%	-49%	24%
波兰	4%	-15%	-1%	2%	78%	105%	-14%	30%	17%	-51%	-23%	-27%
巴基斯坦	31%	72%	25%	76%	31%	1%	-22%	-10%	-43%	-42%	-7%	35%
南非	33%	-23%	-31%	52%	51%	-11%	9%	22%	-64%	82%	-63%	59%
德国	-25%	-43%	33%	24%	15%	23%	10%	69%	-46%	-10%	-52%	30%
意大利	-49%	65%	17%	-20%	-43%	86%	-60%	-35%	-11%	17%	-60%	8%
澳大利亚	32%	-15%	-11%	20%	-15%	59%	-34%	8%	-19%	23%	25%	2%

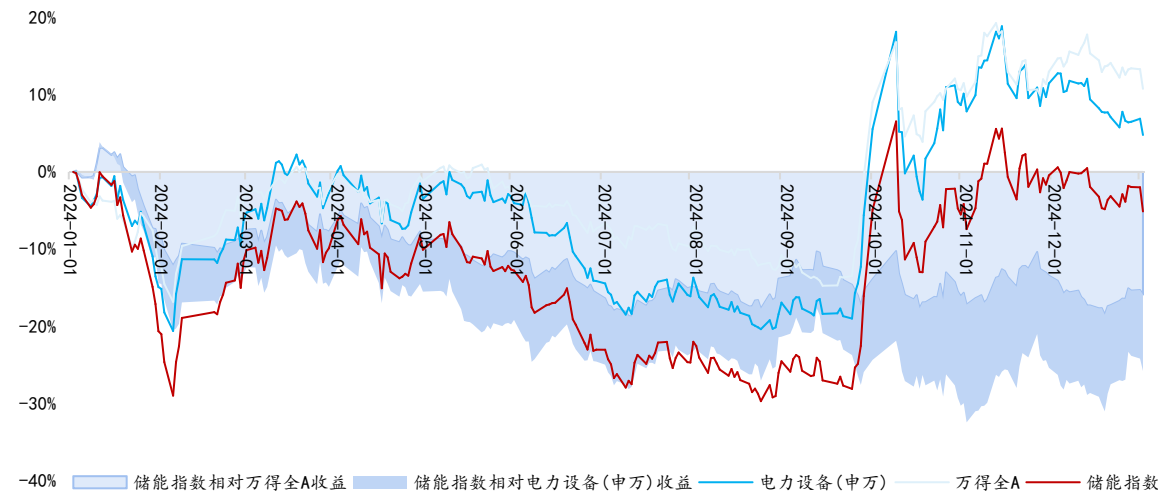
图：2024/01-2024/12光储逆变器出口金额同比变动情况

	202401	202402	202403	202404	202405	202406	202407	202408	202409	202410	202411	202412	1-12月 累计同比
巴基斯坦	20%	376%	183%	232%	541%	509%	394%	429%	183%	0%	45%	95%	233%
沙特阿拉伯	246%	30%	1677%	2111%	1680%	1835%	-24%	321%	-63%	-20%	133%	249%	147%
阿联酋	-19%	72%	7%	-23%	-18%	201%	522%	492%	351%	75%	79%	144%	107%
印度	51%	28%	76%	116%	165%	184%	302%	149%	13%	60%	44%	11%	94%
巴西	-20%	22%	-1%	89%	74%	258%	119%	61%	-2%	49%	6%	-15%	38%
韩国	-43%	46%	-36%	-47%	22%	75%	-29%	134%	60%	130%	-1%	29%	15%
东盟十国	10%	30%	50%	2%	37%	24%	-15%	9%	-2%	-1%	14%	37%	15%
美国	-38%	-11%	-53%	-4%	-11%	24%	-11%	20%	0%	106%	112%	26%	6%
日本	-2%	-31%	-45%	-25%	3%	36%	48%	40%	59%	-15%	18%	-12%	1%
英国	-42%	-67%	-54%	21%	13%	9%	94%	23%	-4%	101%	-16%	73%	-5%
西班牙	118%	53%	-15%	-2%	18%	-36%	4%	1%	-46%	-54%	-12%	-38%	-7%
波兰	-73%	-62%	-71%	-60%	-48%	41%	15%	118%	191%	43%	25%	18%	-8%
澳大利亚	-33%	23%	-16%	-21%	-11%	66%	-17%	-4%	-37%	-32%	-3%	46%	-9%
以色列	-59%	-48%	-71%	8%	8%	-54%	-69%	29%	10%	51%	-16%	41%	-24%
智利	482%	-56%	-46%	-28%	-85%	-21%	26%	-43%	36%	-23%	15%	-68%	-30%
荷兰	-79%	-81%	-73%	-47%	-45%	-32%	-25%	-5%	11%	46%	-25%	57%	-46%
德国	-63%	-65%	-79%	-67%	-60%	-58%	-50%	2%	-47%	-24%	-53%	-44%	-53%
意大利	-80%	-58%	-45%	-49%	-53%	-32%	-72%	-66%	-77%	-62%	-67%	-90%	-62%
南非	-68%	-65%	-86%	-86%	-80%	-78%	-26%	40%	-55%	69%	-44%	-25%	-67%

1.3 行情复盘：2024全年储能指数跑输大盘及电力设备指数

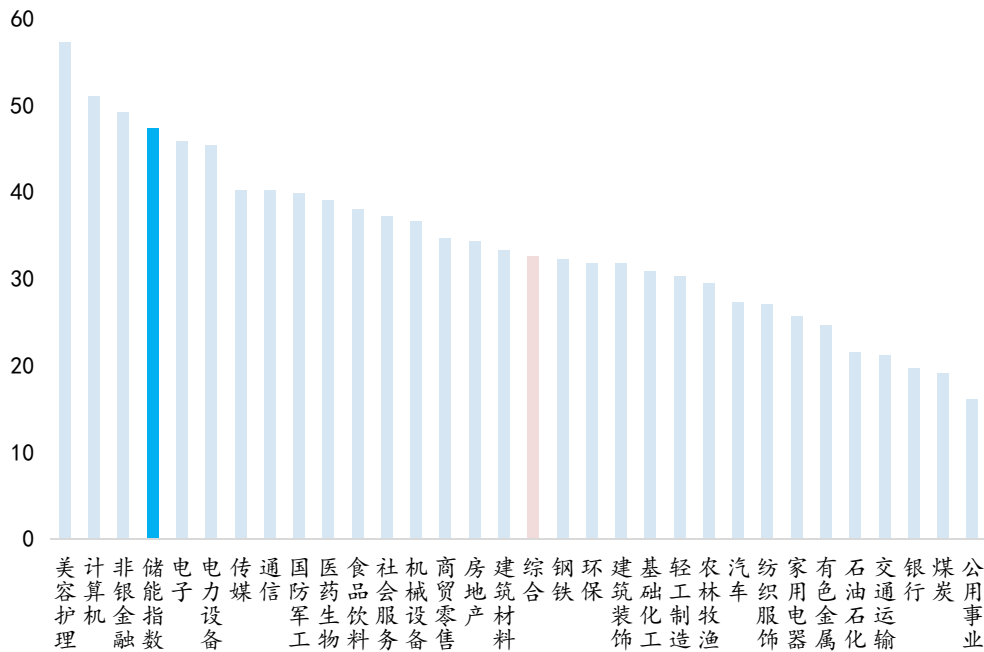
- 2024全年储能指数跑输大盘及电力设备指数。2024年初截至2024/12/31，储能指数收至-6.48%，万得全A收至+10.00%，电力设备(申万)收至+3.08%，储能指数相对万得全A收益率-16.49%，相对电力设备(申万)收益率-9.56%。
- “924”行情区间录得相对靠前板块收益。2024/9/23-2024/10/8收盘，储能指数实现区间+47.38%的收益，跑赢综合(申万)+14.76%。

图：2021/1/1-2024/12/31储能行业指数 VS 万得全A VS 电力设备（申万）指数走势



代码	指数	2021/1/1	2024/1/1	2024/9/23
		2024/12/31	2024/12/31	2024/10/8
		区间涨跌幅	区间涨跌幅	区间涨跌幅
884790.WI	储能指数	-9.76%	-6.48%	47.38%
801730.SI	电力设备(申万)	-16.11%	3.08%	45.36%
881001.WI	万得全A	-7.38%	10.00%	35.33%

图：924行情期间储能指数 VS 申万I级个板块涨跌幅（%）

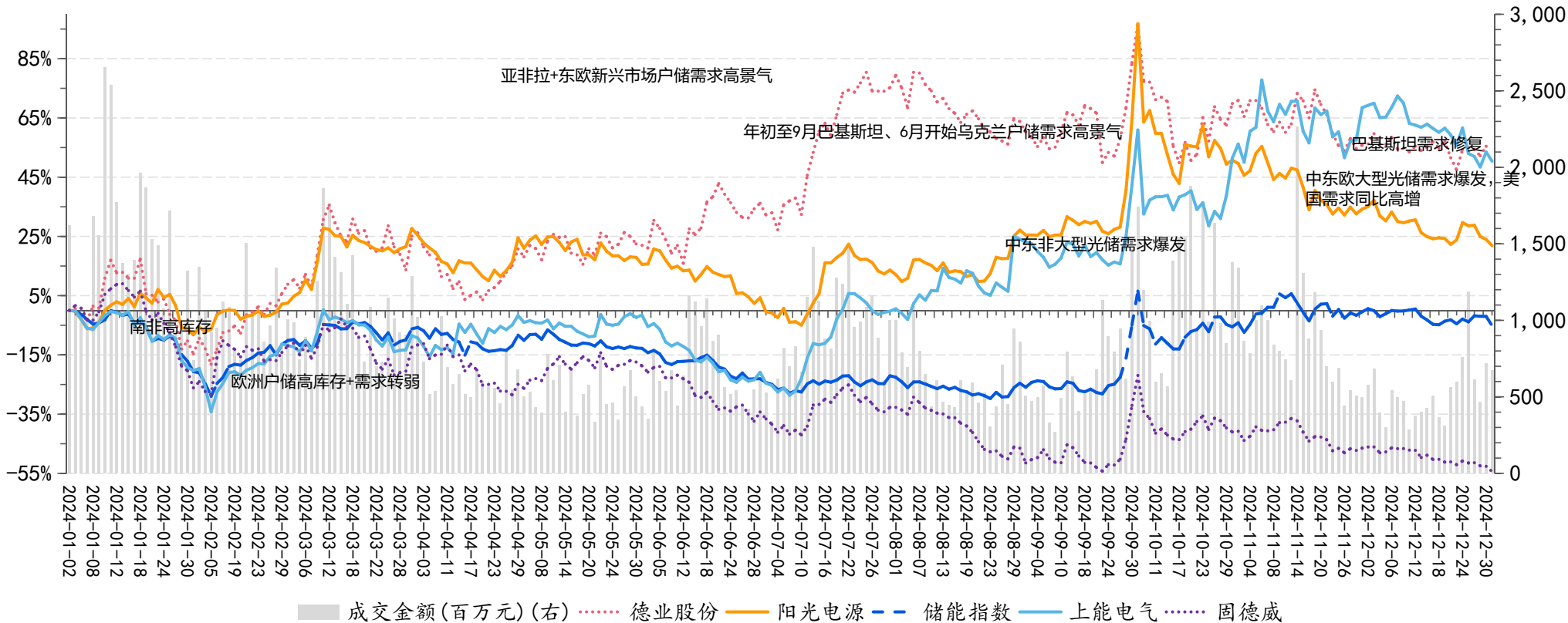


注：时间区间为2024/9/23-2024/10/8收盘。

1.3 行情复盘：重点个股走势复盘

- 2024年板块前期在阳光电源、上能电气、德业股份等企业一季度业绩良好的驱动下有所走高，不过上半年整体呈下行态势，我们判断主要受到国内储能系统降价、欧洲户储库存高企等因素影响；
- 2024年中以来，随着新兴市场多点开花的户储需求逐渐明朗、中东非欧大型光储需求爆发、以及订单的兑现落地，板块景气度不断抬升；
- 而后板块受到美国大选政策风险、欧洲户储需求低迷、部分区域月度增速下滑、以及对长期盈利和竞争加剧的担忧等因素影响有所扰动。

图：2024/1/1-2024/12/31储能行业重点个股涨跌走势



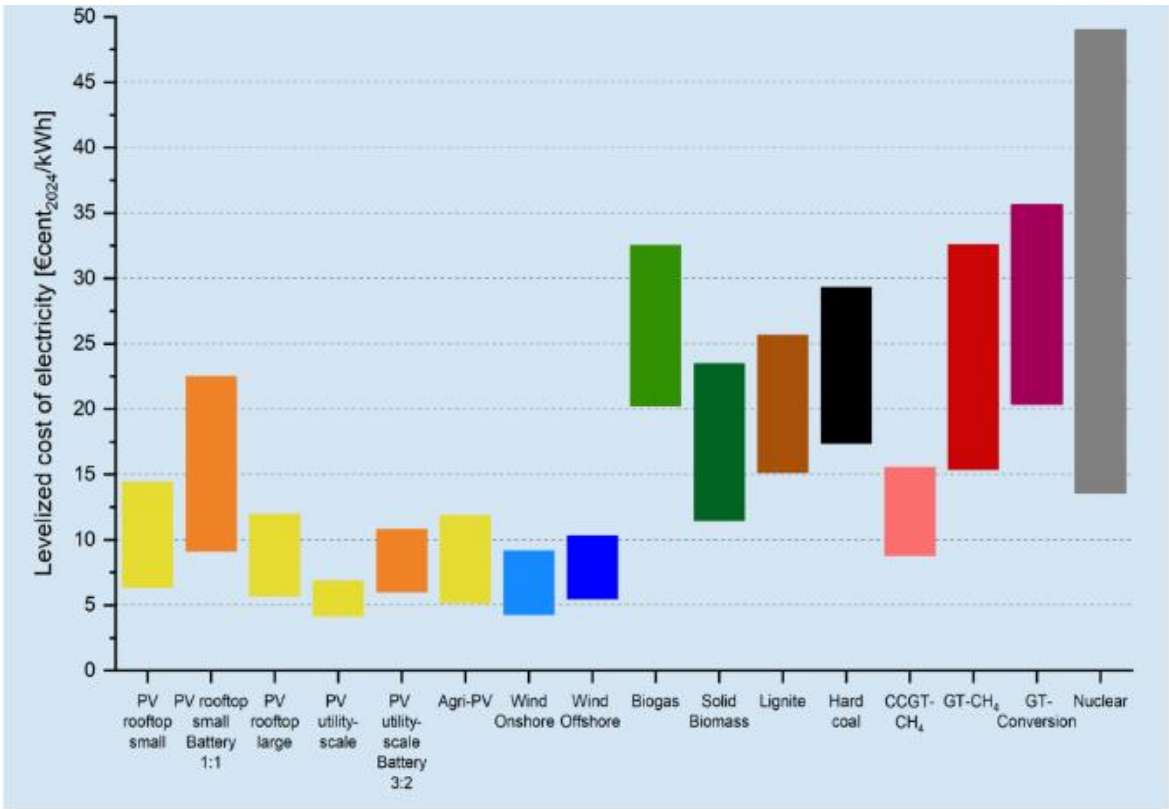
二、需求端：

- 2.1 配储的需求驱动逻辑
 - 2.1.1 光储平价驱动海外大储需求多点开花
 - 2.1.2 消纳和调控能力的贫弱激发负荷调节需求
 - 2.1.3 缺电备电刺激新兴市场分布式储能需求
 - 2.1.4 峰谷套利驱动工商业配储需求
- 2.2 区域需求表现及展望

2.1.1 需求动因1：多国具备大型光储平价的良好基础

- 对于具备能源转型诉求的地区，储能需求爆发节奏更多由经济性决定，取决于光储平价所处阶段。
- 德国已实现光储平价。根据Fraunhofer ISE，在400-1000欧元/KWh电池系统成本对应下，2024年德国大型光伏配储LCOE为6.0-22.5欧分/KWh，低于同期煤炭LCOE 17.3-29.3欧分/KWh。
- 多国具备大型光储平价的良好基础。以德国为基准，相对而言，欧洲多国、美国、南美多国、澳大利亚、沙特、印度的光伏发电LCOE较德国更低，具备光储平价的良好基础。

图：2024年德国主要能源LCOE情况（欧分/KWh）



图：2018-2023年世界主要国家大型光伏LCOE变化（元/KWh）

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
日本	0.92	0.85	0.79	0.65	0.69	0.77
加拿大	1.24	0.81	0.67	0.57	0.48	0.71
英国	0.90	0.67	0.56	0.52	0.54	0.55
南非	0.67	0.52	0.50	0.41	0.45	0.53
韩国	0.64	0.60	0.45	0.42	0.53	0.52
荷兰	0.76	0.73	0.71	0.59	0.64	0.49
墨西哥	0.62	0.56	0.41	0.37	0.48	0.49
德国	0.69	0.57	0.49	0.45	0.57	0.44
美国	0.56	0.47	0.46	0.42	0.41	0.44
意大利	0.48	0.44	0.42	0.38	0.44	0.43
巴西	0.82	0.76	0.62	0.39	0.38	0.41
法国	0.52	0.47	0.42	0.37	0.44	0.40
希腊	0.83		0.39	0.36	0.51	0.36
葡萄牙	0.39	0.43	0.37	0.37	0.42	0.36
印度	0.39	0.31	0.29	0.27	0.27	0.34
沙特	0.61	0.45		0.37	0.26	0.31
智利	0.86	0.69	0.46	0.33	0.30	0.29
澳大利亚	0.56	0.54	0.41	0.32	0.29	0.27
中国	0.39	0.36	0.30	0.26	0.27	0.25

2.1.1 需求动因1：光储平价为海外大储爆发底层逻辑

- 国内光储度电成本模拟：经我们测算，在光伏EPC/储能EPC成本分别为3元/W，1元/Wh、配储比例/时长分别为20%/2h时，光伏LCOE为0.23元/KWh、储能LCOS为0.46元/KWh、光储LCOE为0.25元/KWh，与全国各地0.28-0.45 元/千瓦时的燃煤发电上网电价相比具备经济性。
- 海外光储度电成本模拟：我们采取IRENA统计的截至2023年末海外多国的光伏EPC价格进行平均得到6元/Wh，不考虑2024年产业链降本情况下，海外光储LCOE约为0.52元/kWh；低于IRENA提供的2023年全球化石燃料平均LCOE USD 0.10/kWh（折合0.70元/kWh），具备经济性。模拟海外理想情况光储度电成本，我们预期在光储降本+配储比例提升至40%的情况下，光储LCOE有望达到0.39元/KWh。

图：光储度电成本参数假设

参数			假设	单位
光伏	装机规模		100	MW
	光伏EPC成本		3	元/W
	总投资额		30000	万元
	运维成本占比		1%	
	年利用小时数		1300	小时
	项目运营期		25	年
	残值率		5%	
	发电量年衰减		2%	
	折现率		6%	
	贷款比率		60%	
储能	贷款期限		5%	
	贷款期限		10	年
	配储比例		20%	
	储能装机规模		20	MW
	配储时长		2	h
	放电深度		90%	
	系统效率		82%	
	循环次数		330	
	发电量衰减		2%	
	EPC成本		1	元/Wh
光储	初始投资金额		4000	万元
	运维费用		2%	
	残值		5%	
	贷款比率		60%	
	贷款期限		10	
	贷款利率		5%	
	折现率		6%	
	年循环数		330	次/年
	光伏LCOE		0.23	元/KWh
	储能LCOS		0.46	元/KWh
	光储LCOE		0.25	元/KWh

图：光储度电成本敏感性分析

光伏LCOE	0.16	0.19	0.23	0.27	0.31	0.35	0.39	0.43	0.47	0.5	0.54
光伏EPC单价	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0
储能EPC单价	光储LCOE										
0.7	0.17	0.20	0.24	0.28	0.31	0.35	0.38	0.42	0.46	0.49	0.53
0.8	0.17	0.21	0.24	0.28	0.31	0.35	0.39	0.42	0.46	0.50	0.53
0.9	0.17	0.21	0.25	0.28	0.32	0.35	0.39	0.43	0.46	0.50	0.53
1.0	0.18	0.21	0.25	0.28	0.32	0.36	0.39	0.43	0.47	0.50	0.54
1.1	0.18	0.22	0.25	0.29	0.32	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54
1.2	0.18	0.22	0.26	0.29	0.33	0.36	0.40	0.44	0.47	0.51	0.54
1.5	0.19	0.23	0.27	0.30	0.34	0.37	0.41	0.45	0.48	0.52	0.55
1.8	0.20	0.24	0.27	0.31	0.35	0.38	0.42	0.46	0.49	0.53	0.56
2.0	0.21	0.25	0.28	0.32	0.35	0.39	0.43	0.46	0.50	0.53	0.57
2.5	0.23	0.26	0.30	0.33	0.37	0.41	0.44	0.48	0.51	0.55	0.59
3.0	0.24	0.28	0.31	0.35	0.39	0.42	0.46	0.49	0.53	0.57	0.60
光伏LCOE	0.16	0.19	0.23	0.27	0.31	0.35	0.39	0.43	0.47	0.5	0.54
光伏EPC单价	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0
配储时长	光储LCOE										
2.0	0.18	0.21	0.25	0.28	0.32	0.36	0.39	0.43	0.47	0.50	0.54
3.0	0.19	0.22	0.26	0.29	0.33	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54
4.0	0.20	0.23	0.26	0.30	0.33	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.53
5.0	0.20	0.24	0.27	0.30	0.33	0.37	0.40	0.43	0.47	0.50	0.53
6.0	0.21	0.24	0.28	0.31	0.34	0.37	0.40	0.43	0.47	0.50	0.53
7.0	0.22	0.25	0.28	0.31	0.34	0.37	0.40	0.43	0.47	0.50	0.53
8.0	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41	0.44	0.47	0.49	0.52
光伏LCOE	0.16	0.19	0.23	0.27	0.31	0.35	0.39	0.43	0.47	0.5	0.54
光伏EPC单价	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0
配储比例	光储LCOE										
20%	0.18	0.21	0.25	0.28	0.32	0.36	0.39	0.43	0.47	0.50	0.54
25%	0.18	0.22	0.25	0.29	0.32	0.36	0.39	0.43	0.47	0.50	0.54
30%	0.19	0.22	0.26	0.29	0.33	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.54
35%	0.19	0.23	0.26	0.29	0.33	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.53
40%	0.20	0.23	0.26	0.30	0.33	0.36	0.40	0.43	0.47	0.50	0.53
45%	0.20	0.23	0.27	0.30	0.33	0.37	0.40	0.43	0.47	0.50	0.53

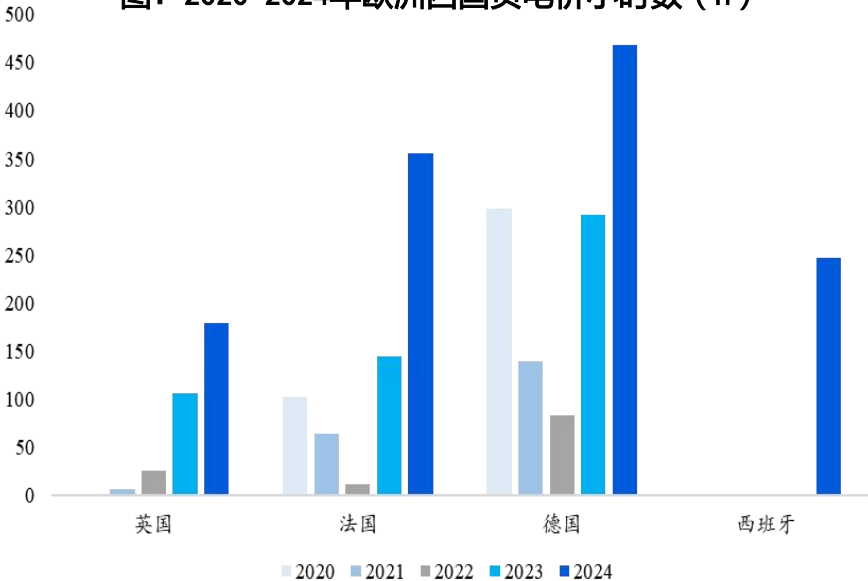
图：国内外光储度电成本场景模拟

国内场景模拟				
参数	初始场景	光储降本	配储比例提升	光储降本+配储比例提升
光伏EPC	3	2.8	3	2.8
储能EPC	1	0.8	1	0.8
配储比例	20%	20%	40%	40%
配储时长	2	2	4	4
光储LCOE	0.25	0.23	0.29	0.25
海外场景模拟				
参数	初始场景	光储降本	配储比例提升	光储降本+配储比例提升
光伏EPC	6	4	6	4
储能EPC	2.8	1.4	2.8	1.4
配储比例	20%	20%	40%	40%
配储时长	2	2	4	4
光储LCOE	0.52	0.33	0.66	0.39

2.1.2 需求动因2:消纳和调控能力的贫弱激发的负荷调节需求

- ❑ 欧洲负电价现象持续加剧。在2025/01/02 GMT+1的0:00-3:00，由于可再生能源发电量超过40GW，远超彼时需求，德国隔夜市场再次出现了阶段性的负电价，日内连续均价最低达到-3.01EUR/MWh。据欧洲电力交易所数据显示，欧洲最大的电力市场德国2024年负电价时长达468小时，同比增加60%。欧洲电力协会数据显示，2024年1-8月在欧盟“竞价区域”内有18%的时间出现负电价，该比例较2023年提升一倍。欧洲负电价问题的根源之一在于消纳和调控能力的贫弱。
- ❑ 阶段性电力供应过剩本质上是电网对新能源的消纳能力不足，缺乏调峰能力和可调可控负荷。欧洲负电价主要在风电和光伏发电高峰期时出现，出现负电价现象的原因涉及三个关键因素，1) 电厂的应变能力有限，难以适应可再生能源的波动性，反映了消纳和调控能力的贫弱；2) 为了保持电网稳定，调频备用电厂不能轻易中止运行；3) 可再生能源的补贴政策未能精准契合市场需求。
- ❑ 储能优化负荷调节，有望成为缓解负电价问题的关键。储能通过在可再生能源发电过剩时储存电力，并在需求高峰时释放，助力平衡电力供需，减少弃电和负电价的出现；同时利用电力市场的峰谷价差，降低用户成本，提升经济效益。

图：2020-2024年欧洲四国负电价小时数（h）



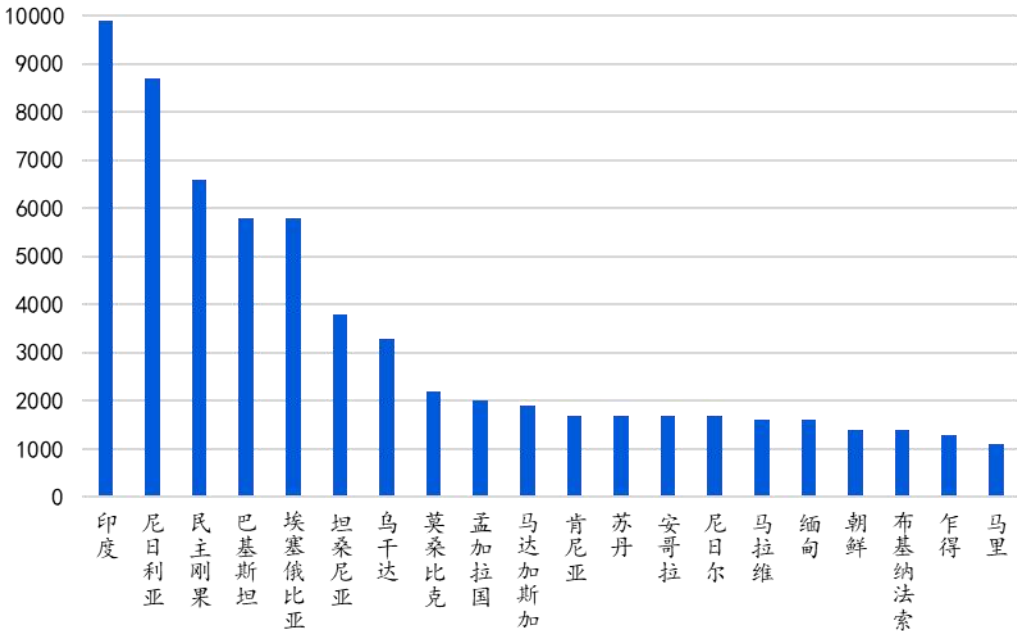
图：储能缓解负电价的价值体现

价值	说明
平衡供需	储能系统在可再生能源发电过剩时储存电力，并在电力需求高峰时释放，有效平衡电力供需，减少负电价的出现
经济激励	利用电力市场的峰谷价差，储能系统在低价时段充电、高价时段放电，既降低了用户成本，也提升了运营商的经济效益
减少弃电	在负电价时段，储能系统避免了电力浪费，将电力储存以备后用，提高了发电企业的经济效益
增强电网稳定性	储能系统的快速响应和调节能力有助于稳定电网电压和频率，减少因电网波动导致的负电价问题，并可作为应急备用电源
推动可再生能源发展	储能系统提高了可再生能源的利用率，促进了可再生能源的广泛应用，同时推动了储能技术的进步和成本降低

2.1.3 需求动因3：弱电网高电价下的缺电、备电需求

- 印度、巴基斯坦等电网脆弱地区等地区存在电力供应缺口，配储为保障电力刚需的有效降本措施，需求持续性取决于所处国家缺电状况以及电价水平。2024年新兴市场光储逆变器出口数据亮眼所展现出的户用储能需求激增的背后有巴基斯坦电价上涨、乌克兰战后电力设备受损等极端突发性因素；需求的持续性一定程度上取决于难以预测的前期突发性事件，但考虑到1)新兴市场人口基数庞大，2)诸多地区电网设施老旧脆弱；根据世界银行统计，全球无电人口高达11.8亿人，且有4.47亿人虽然实现电气化，但仍因频繁停电、设备故障以及配电网网络缺口处在缺电之中；3)此外，光储不断降本有望带动购买力人群触达范围扩大，从以上看需求至少具备可持续的基础。
- 全球缺电人口对应的分布式储能空间测算：以全球缺电的4.47亿人作为计算基数；假设5%的分布式储能渗透率，采用5度带电量的户储产品，全球缺电人口对应的分布式储能空间为112GWh，再考虑无电人口，对应的分布式储能空间为407GWh。

图：2017年全球无电人口大致统计（万人）



图：全球缺电及无电人口分布式储能空间测算

参数	假设				
产品带电量 (KWh)	5				
缺电人口 (亿人)	4.47				
缺电及无电 (亿人)	16.27				
户储渗透率假设	3%	5%	10%	15%	20%
缺电人口分布式储能空间 (GWh)	67	112	224	335	447
缺电及无电人口分布式储能空间 (GWh)	244	407	814	1220	1627

2.1.3 需求动因4：峰谷套利驱动下的工商业配储需求

- ▣ **峰谷套利驱动工商业配储需求。**当前工商储的盈利模式有峰谷套利、需量控制、需求侧响应、备用电源和现货交易辅助服务5种；其中峰谷套利是最常见的商业模式，用户可以在用电低谷以较便宜的谷电价对储能进行充电；在负荷高峰时，由储能电池向负荷供电，实现峰值负荷的转移，从峰谷电价中获取收益。以国内为例，工商业分时电价是决定用户侧储能项目充放电价差套利收益的关键。以国内36个地区2023年11月至2024年10月10kV工商业两部制电价体系为基础，国内工商业储能项目投资经济性最好的三个地区是浙江、江苏、广东；在项目开发成本为1元/Wh、资本金为30% 的条件下，浙江、江苏、广东可分别实现57%、34% 和 32% 的资本金投资回报率。
- ▣ **国内：以工商业用户直接配储应用场景居多。**在国内全面落实工业及重点行业碳达峰方案，同时避免欧美碳边境调节机制对国内高载能行业影响的大背景下，我国第二、第三产业被倒逼需要节能及绿色用能改造，目前国内工商业储能新增装机业主类型中，工商业用户直接配储应用占比超过9成，其中以新能源制造类企业配储企业居多，其次是新型应用场景和光储充场景。

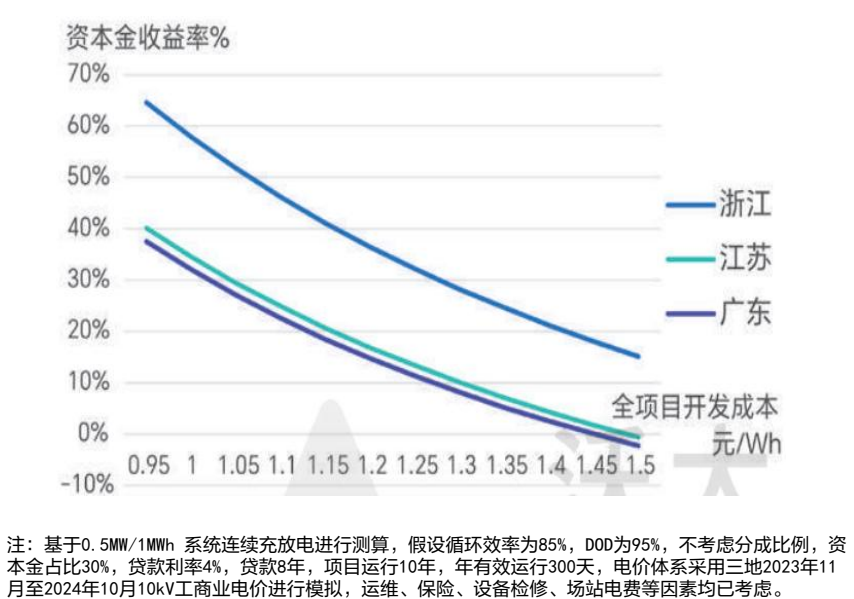
图：工商业储能主要盈利模式

盈利模式	说明
峰谷套利	电价谷时段从电网或售电公司购买低价电能，电价峰/尖峰时供给至负载使用，降低企业电费支出
需量控制	通过配置储能调控需量，减少短时间内负荷高峰峰值，降低需量电费，提高用户收益
需求侧响应	电力紧张时，企业通过削峰等方式主动减少用电，响应电网供电平衡需求，由此获得经济补偿
备用电源	突发停电时，为园区关键不断电负载提供后备电源保障，保障园区生产用电，减少限/停电影响
现货交易辅助服务	工商业储能作为独立市场主体，通常以“聚合储能、虚拟电厂”等形式，参与调峰、调频、现货交易等多种电力市场交易，提升用户收益

图：适合部署工商储项目的筛选标准（以国内为例）

筛选条件	说明
峰谷电价差	峰谷电价差直接影响储能系统的经济性，峰谷电价差超过 0.7 元 /kWh 为项目实现良好经济回报提供了基本保证
变压器容量	变压器容量是衡量企业电力需求的关键指标。容量在 400kVA 以上的企业通常有足够的负荷需求。用户用电的谷段和平段时间，变压器需要有剩余容量为储能系统充电。储能系统充电时相当于用电负载，若园区变压器负载率在谷时段和平时段仍然较高，则不具备安装条件
月均电费和年用电天数	企业的月电费和年用电天数是评估其用电规模的参考。月电费大于 7 万元、年用电天数超过 300 天的企业通常具备较大的用电需求，安装储能可以发挥更加明显的电费管理作用
用户用电负荷曲线特征	用户用电负荷时段应覆盖高峰和尖峰时段，全为晚上用电或全天负荷较为均匀的企业不适合建设
场地	场地位于室外，地面硬化可承重，远离办公场所和密集人群；20 米内无危险化学品仓库；离接入点配电房近且便于线缆排布

图：项目投资开发成本对投资回报的影响



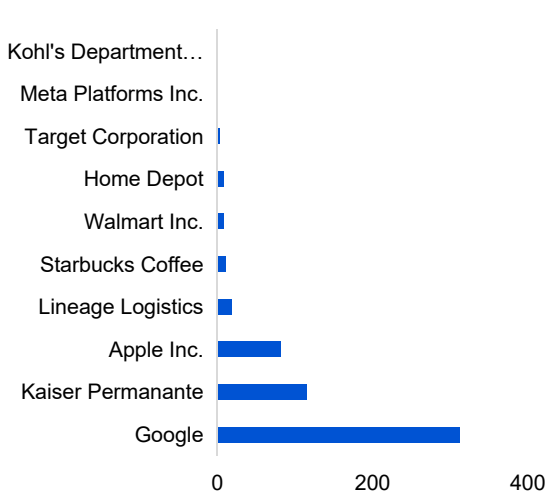
2.1.4 需求动因4：峰谷套利驱动下的工商业配储需求

- 海外：工商业应用场景不断多元化。海外工商业储能应用场景广阔而分散，工商业用户直接配储、光储或光储充一体化、微电网+储能及新型应用场景为四大主要应用场景；未来海外工商业应用场景有望不断多元化，如医疗产业园和冷链物流产业园等刚需备电、节约能耗零碳园区、数据中心等新型应用场景有望打开。例如，据SEIA统计，截止2024年，谷歌已经成为美国第一大储能投资企业，其投资的储能项目主要用于数据中心的储能电池改造，以及以可再生源为主要电源的数据中心电力供应配建。
- 预计2025年全球工商储新增装机规模有望在2023年基础上翻倍。随着后疫情时代全球各国工商业的快速恢复、储能系统成本的持续下降、可再生能源的不断渗透、电价上涨、电力供应波动等多重因素的驱动下，工商业市场潜力正在不断释放，预计2025年全球工商业储能市场新增装机规模有望达到19.9GWh，较2023年8.4GWh的基础上有所翻倍。
- 重视欧洲工商储发展加速机会。当前海外工商储主要集中在欧洲市场，工商储在解决区域电力平衡的问题上工商储为用户的重要补充和部分替代。EES Europe协会显示，欧洲工商储市场潜力巨大，以德国为例，容量不高于30kW的光伏配储装机占德国光伏总装机容量的21%以上，而30kW-1MW的占比极低（仅0.89%）。尤其以欧洲为代表的海外工商业市场潜力正在不断释放。欧洲的电价政策和补贴政策都鼓励用电大户形成“自备电厂”，采取光+储自发自用能够显著降低电费。在前期户储高速发展的背景下，海外市场经过了比较成熟的培育，各类客户对储能系统认知及接受度大幅提升，市场开拓难度降低。约在2-3年前国内厂商开始推出工商业储能一体柜，出海需要一定的认证周期，从2023H2开始，国内厂商陆续拿齐了欧洲的相关认证。同时，欧美发达国家电气化发展较早，电网老化更加严重，随着大量风电、光伏的接入，电网规模小、设备老旧、连接不足等问题日益严峻，但电力基础设施改造升级的进度仍比较缓慢，变压器扩容排队时间长，工商业储能可以及时解决问题。综合上述多因素，欧洲工商储发展有望加速。

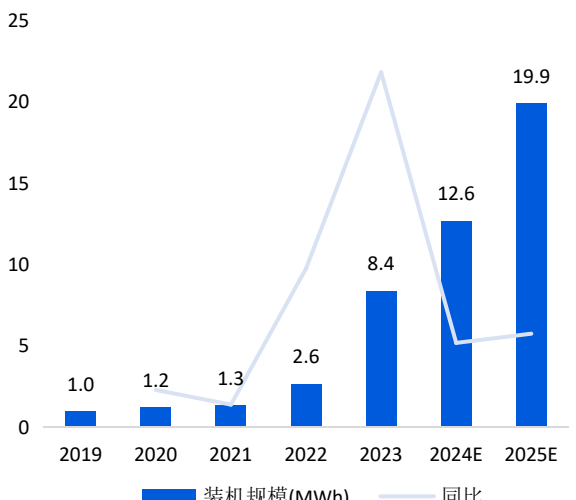
图：工商业储能主要应用场景

应用场景	说明
中型工商业	存在一定用电负荷，涉及行业众多，项目需求基本小于5MWh
高载能企业	用电负荷较大，不受终端电价限制，项目需求体量大
零碳园区	单一项目大，项目基本为35kV及以上并网
台区储能	主要解决基础配电网接入能力不足，通常涉及及到电网公司，发电央企，试点规模较大
储充/光储充	400V应用的主要场景之一，涉及行业众多，收益表现较好
虚拟电厂	参与电力市场以获取收益，是未来用户侧储能重点运用
分布式光伏配储	借助现有工商业光伏项目上量，是未来工商业用户的综合能源解决方案

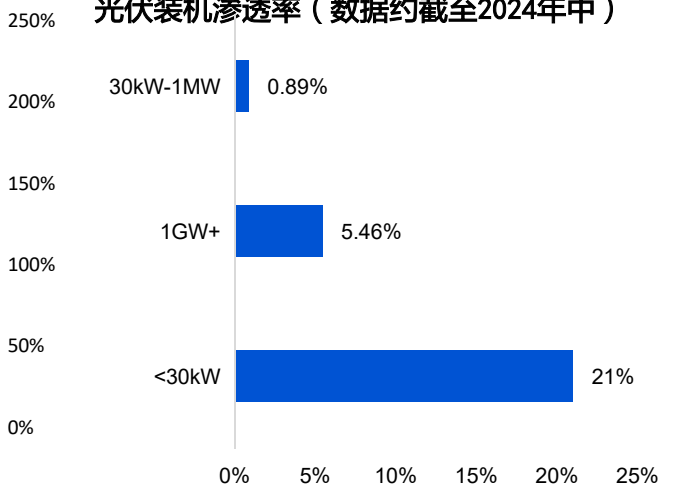
图：2024年美国TOP10已安装电池储能的企业(MW)



图：2019-2025E年全球工商业储能装机规模



图：EES Europe统计的德国不同细分功率储能占光伏装机渗透率（数据约截至2024年中）



二、需求端：

- 2.1 配储的需求驱动逻辑
- 2.2 区域需求表现及展望
 - 2.2.1 欧洲：户储阶段性承压，光储经济性驱动欧洲能源转型，2025年大储部署提速
 - 2.2.2 美国：关税及大选不确定性预期激发抢装需求
 - 2.2.3 新兴市场：光储平价背景下的缺电问题及能源转型促进储能部署
 - 2.2.4 国内：装机侧持续景气，价格端环比企稳
 - 2.2.5 需求展望：看好需求景气无虞，预计2024/2025年全球装机162/250GWh，同比+66%/54%

2.2.1 欧洲：政策端大储装机支持信号逐步明确

- **大储：装机政策支持信号逐步明确。**既2021年以来欧盟出台的一系列如“Fit-for-55”、“REPowerEU”等加速清洁能源转型的政策后，2023年7月欧洲议会正式投票通过了提出更适应于可再生能源发展的电力市场设计改革方案，鼓励电网引入更多非化石燃料灵活性资源（如储能、需求侧响应），并通过容量市场等方式为其提供合理的投资回报。除了大储典型强国英国外，希腊、德国、西班牙等国也相继出台针对大储的招标及补贴等支持政策，有望推动当地大储装机加速。根据LCP Delta发布的《欧洲储能市场监测8.0》，在意大利的容量市场拍卖、西班牙/希腊/匈牙利的拍卖市场、德国的创新招标、以及瑞典短期较具吸引力的大储收益等多因素驱动下，各国装机规划均有所促进。
- **户储：意大利Superbonus补贴的进一步退坡或对2025年边际影响有限。**意大利推出的Superbonus税收抵免计划政策关于允许家庭用户扣除包括住宅太阳能发电设施和住宅电池储能系统安装成本相关的费用补贴从2020年5月的110%下降到2024/2025年的70%/65%，并在2025年底彻底结束，或将继续对需求产生一定的扰动。但考虑2025年补贴比例在2024年基础上降幅不大，政策对2025年需求产生的边际影响或有限。

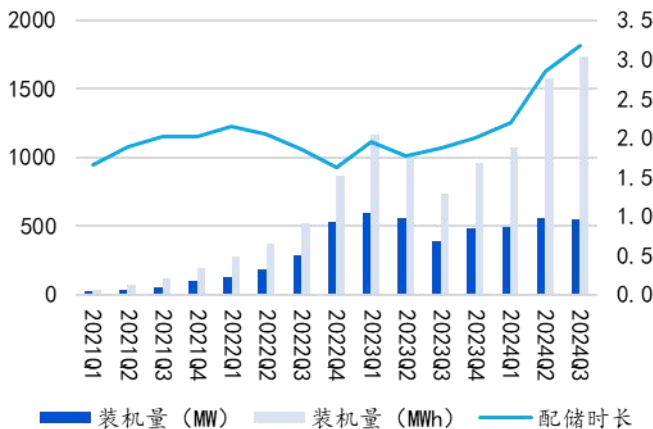
图：欧洲能源转型政策/大储政策

国家/地区	政策
欧盟	欧盟2022年12月发布《REPowerEU修正案》，文件包括加快欧盟清洁能源项目许可的措施，以及允许加快共址电池储能项目许可的建议
欧盟	欧盟2023年3月发布《2022-2031年综合能源系统研发路线图》，文件明确了未来十年的研发创新优先事项，提出需投入共计约45亿欧元，围绕9大应用场景实施63项研发创新优先项目。其中主要举措包括优化跨部门集成和电网级储能、可再生能源大规模并入输配电网等技术方向
欧盟	欧盟2023年7月发布《欧盟电力市场设计改革方案》，文件鼓励可再生能源发电商签订长期购电合同（PPA）和政府授权的差价合约（CfDs），以减少短期价格波动：鼓励电网引入更多非化石燃料灵活性资源（如储能、需求侧响应），并通过容量市场等方式为其提供合理的投资回报
意大利	2023年6月新的电网规模储能的新拍卖规则允许Terna（输电系统运营商）进行大规模的电池储能系统拍卖
西班牙	计划为独立储能项目提供1.6亿欧元资助，旨在为2026年并网的600MW储能项目提供资金，根据申请规模，资助的费用将涵盖项目成本的40%~65%
德国	2020年首次启动“创新招标”，电力系统创新招标有望释放可再生能源和共址储能潜力
希腊	2023年计划举行三次总计1GW的电池储能招标，资金主要来自欧盟范围内以清洁能源为重点的支持计划，这些项目将于2025年底前并网
英国	1) 规划审批制度：2020年7月，英国内阁通过了二级立法，取消电池储能项目容量限制，允许在英格兰部署50MW以上以及在威尔士部署350MW以上的储能项目；2) 过网费电价机制：Ofgem通过对电价征收制度审查，于2020年上半年对这些电价政策进行修订，批准取消针对电储能的“双重收费”，使储能设施只支付发电时的网络使用费；3) 容量市场规则：2020年英国监管机构修改规则，以消除需求侧响应资源和储能项目部署面临的障碍，修订包括：a. 将参与容量市场的储能系统最小装机容量阈值从2MW降低到1MW；b. 允许需求侧响应资源申请资格预审，在提供相关资产证明的前提下，需求侧响应资源可以参与容量市场的拍卖

2.2.1 欧洲：户储增长承压，MACSE和创新拍卖推动意大利和德国大储装机

- 意大利：2024年前三季度新增装机1.6GW/4.4GWh，同比+3%/+52%；Superbonus补贴退坡影响意大利户用需求，MACSE推动大储起量，配储时长提升明显。**
 - 2024Q1-3意大利储能新增装机1.6GW/4.4GWh，同比+3%/+52%；分场景看，2024年Superbonus补贴退坡导致户储贡献有所下滑，2022年以来的容量市场拍卖机制带来2024年意大利大储项目部署增加；配储时长提升明显，从2023Q4的2.0h提升至2024Q3的3.2h。
 - 长期来看，意大利制定了11GW的大储目标；并推出MACSE机制来解决间歇性可再生能源发电的问题，该将为南部和岛屿上的项目提供负荷转移合同,有助于支持这些地区密集的可再生能源推广，并帮助向北方的需求中心输送，MACSE将在2025年启动其第一轮拍卖，大储需求有望成为意大利储能市场增长主力。
- 德国：2024年新增装机5.5GWh，同比-7%；户储下滑约15%，大储起量。**
 - 2024年，德国户储/工商储/大储分别装机4.6/0.2/0.7GWh，分别同比-15%/+11%/+127%。
 - 根据EMMES预测，预计到2030年，德国户储需求有望维持平稳；德国可再生能源装机需求将达到360GW，预计创新招标拍卖预计将继续激励新的共址独立储能项目。

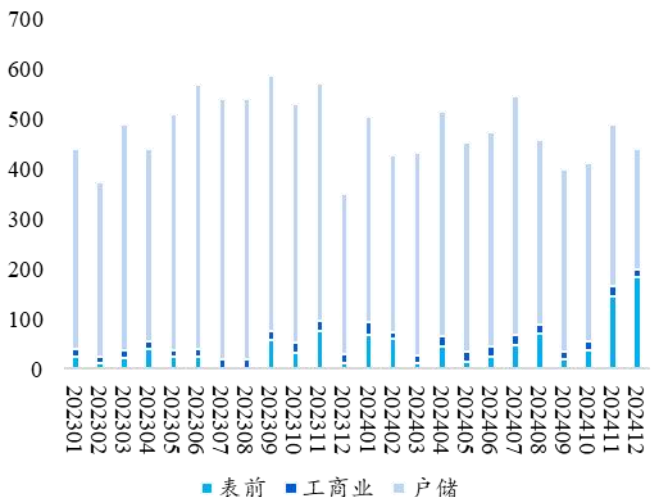
图：意大利季度储能装机容量



图：意大利储能装机结构预测（MWh）



图：德国月度储能装机容量（MWh）



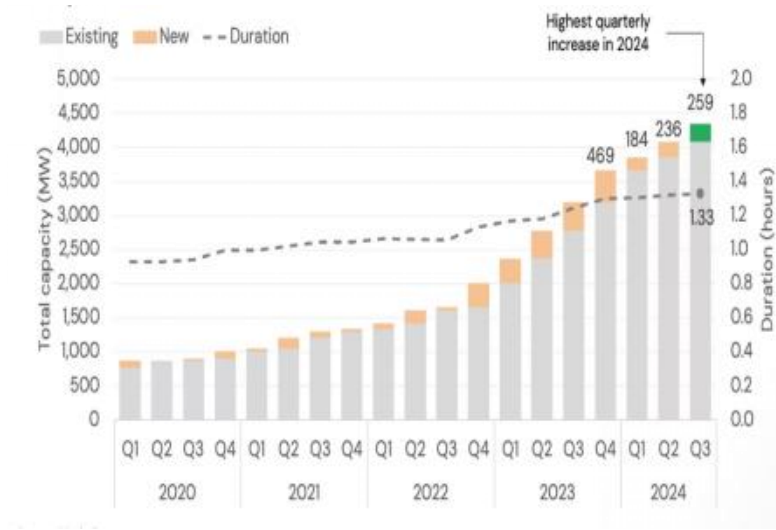
图：德国储能装机结构预测（MWh）



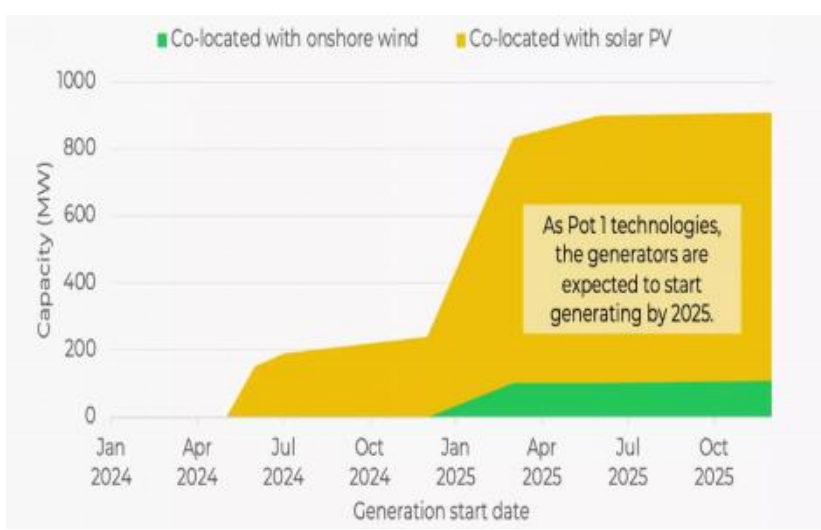
2.2.1 欧洲：共址储能和电价差提升有望推动英国储能量利提升

- 英国：2024年前三季度新增投运679MW；共址储能和电价差提升有望推动英国未来储能量利提升。**
- 量的维度：**并网排队问题导致英国2024年前三季度新增投运水平同比低于去年同期；预计共址储能有望推动2025年新增投运量增。2024Q1-3共计新增投运679MW；其中2024Q3电池储能新增投运规模为2024年以来单季最高(259MW)；截至2024Q3英国共计4.3GW/5.8GWh的电池储能投入商业运营，平均配储时间为1.33h。业主和开发商表示，英国2024年前三季度新增投运同比低于2023年同期水平，主要系配电网运营商调度问题以及并网排队导致。根据Modo Energy预计，差价合约(CfD)计划拍卖中的积累共址储能项目有望在2025年上线并网。
- 价格维度：**频率市场的饱和导致2024年英国电池储能单季收入有所下滑；展望后续电价差提升有望使得储能季度收入提升1倍。由于频率响应市场趋于饱和，2024年英国的电池储能收入比2022年初的峰值下降约60%，交易策略逐渐转向批发市场和平衡机制。根据Modo Energy，随着燃煤发电厂的退役、天然气价格上涨以及对风力发电的依赖导致的电价差提高，预计英国储能市场季度收入将提至平均110英镑/MW/年，接近2022年峰值的50%，但较目前的单季收入高出1倍。

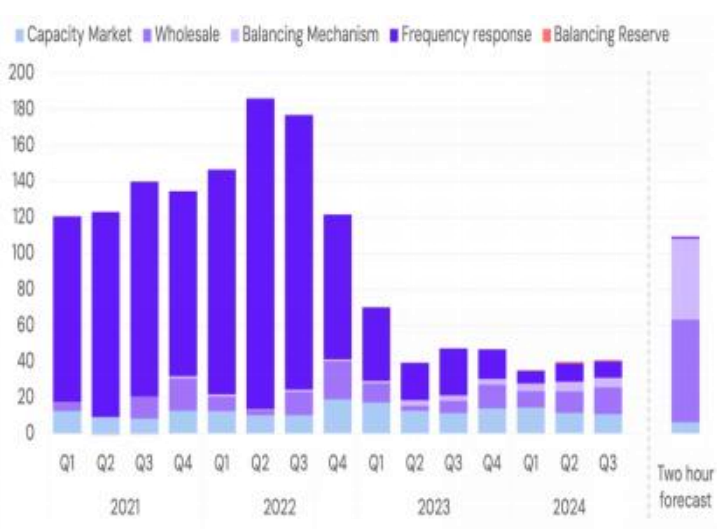
图：英国储能季度投运规模（MW）



图：共址储能有望推动2025年新增投运量增



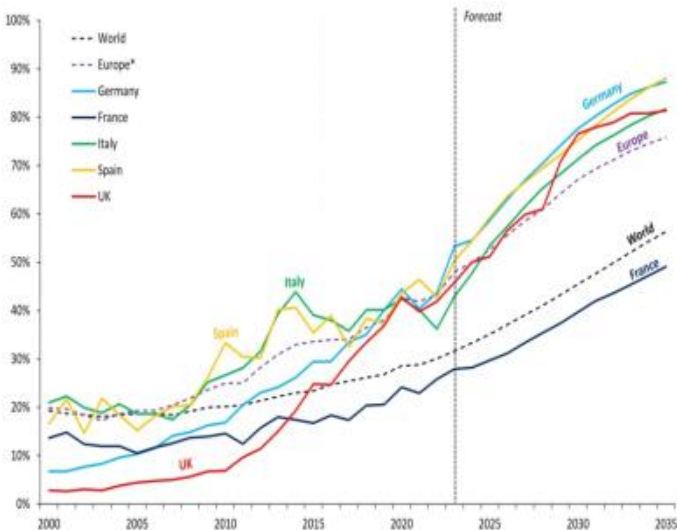
图：英国储能季度收入（英镑/MW/年）



2.2.1 欧洲：光储经济性驱动欧洲能源转型，2025年大储部署提速

- **光储经济性驱动欧洲能源转型。**2023年可再生能源已占到欧洲电力供应一半以上，高比例的新能源发电接入激发大储对电力系统的调节需求。当前欧洲大储已具备一定经济性（德国和英国收益率或达8%-10%），欧洲电改进一步鼓励储能等灵活性资源参与容量市场交易，未来收益模式有望更多地转向电价套利和容量市场，收益多元化有望促进经济性提升，光储平价进一步打开长期需求空间。
- **2025年大储部署有望提速。**当前欧洲多国针对大储的支持政策出台明显加速，意大利、西班牙、希腊等容量市场招标项目不断落地，大储快速起量，2023年欧洲大储装机3.6GWh，预计2024年欧洲大储装机7.4GWh，约占欧洲总量的5成。根据SolarPower Europe及LCP Delta预计，接下来英国将继续高增，德国、意大利、西班牙、奥地利等国有望放量，预计2025年欧洲大储部署有望实现超85%的增长，2024-2028年预计累计新增超百GWh。

图：2000-2035E年欧洲可再生能源发电占比



图：欧洲14国储能系统电力市场准入情况

国家	快速响应服务 (Fast Acting Service)	频率控制服务 (FCR)服务	自动频率恢复 (aFRR)服务	手动频率恢复 (mFRR)服务	再平衡服务 (RR)服务	电力日前、日内 (ID+DA)市场	资源充足性 机制 (RA)
比利时		✓	✓	✓		✓	✓
荷兰	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
法国		✓	✓	✓	✓	✓	✓
德国		✓	✓	✓		✓	✓
英国	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
希腊		✓	✓	✓			
意大利	✓		✓	✓	✓	✓	✓
爱尔兰	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
荷兰		✓	✓	✓		✓	
挪威	✓	✓	✓	✓		✓	
波兰		2024	2024	2024	2024		✓
西班牙			✓	✓	✓	✓	
瑞典	✓	✓	✓	✓		✓	✓
瑞士		✓	✓	✓	✓		

图：2019-2028E年欧洲储能分场景装机预测

装机情况	类别	2019	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E
装机容量	户储	0.8	1.3	2.4	5.5	12.0	5.9	10.3	13.4	17.3	22.6
	大储	0.4	0.7	1.5	2.4	3.6	7.4	13.8	18.9	26.3	35.9
	工商储	0.2	0.2	0.4	0.9	1.6	1.8	4.6	7.1	12.3	19.5
	整体	1.4	2.2	4.3	8.8	17.2	15.1	28.7	39.4	55.9	78.1
装机结构	户储	57%	59%	56%	63%	70%	39%	36%	34%	31%	29%
	大储	29%	32%	35%	27%	21%	49%	48%	48%	47%	46%
	工商储	14%	9%	9%	10%	9%	12%	16%	18%	22%	25%
	整体										
装机同比	户储		63%	85%	129%	118%	-51%	75%	30%	29%	31%
	大储		75%	114%	60%	50%	106%	86%	37%	39%	37%
	工商储		0%	100%	125%	78%	13%	153%	54%	73%	59%
	整体		57%	95%	105%	95%	-12%	90%	37%	42%	40%

资料来源：Rystad Energy、LCP Delta《European Market Monitor on Energy Storage 8.0》，华储视界、欧洲光伏产业协会 (SolarPower Europe)《欧洲储能市场展望2024-2028》、中国电力网、国海证券研究所

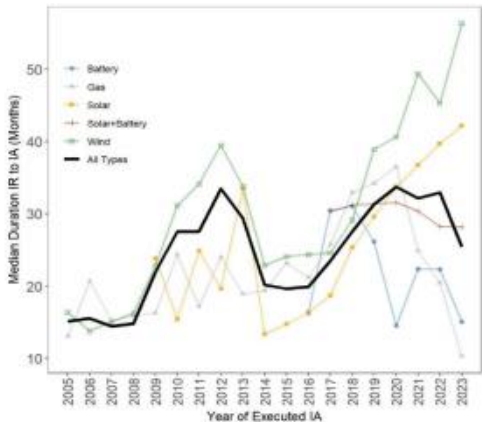
2.2.2 美国：政策端电池关税及大选不确定性预期激发抢装需求

- ❑ FERC 2023改革简化并网流程。FERC于2023年7月28日发布Order 2023《发电互联程序和协议的改进》，从多个方面简化了并网流程，尤其是新规将原本的“先到先得”逐一研究模式改为“先准备、先服务”的分批次集群研究，减少了排队时间，从而加快了并网节奏，减少了储能项目延期或取消的情况。根据伯克利实验室统计，FERC 2023改革后，电池储能项目在“发送并网请求（IR）”到“达成并网协议（IA）”阶段平均耗时明显下降。
- ❑ 电池关税及大选政策不确定性预期激发抢装需求。2024年5月，美国发布对华加征301关税四年期复审结果，针对锂离子非动力电池，将现行7.5%的关税提高到25%，拟议实施时间为2026年1月1日。在2026年25%储能电池关税预期和降息逐步落地背景下，储能项目有望在关税提高前加速并网和装机。此外，特朗普的再次胜选为美国为未来一段时间的能源转型埋下了诸多不确定性。根据SMM对特朗普上台后，IRA法案中ITC政策变动的最快时间线的梳理，预期最早在2025年7-8月新ITC政策总统签署生效。从当下至少至2025年年中，美国部分储能项目或存在“抢装”可能性。从生产周期来看，从正极材料生产，到最终将储能系统运抵美国，约耗时3.5个月。因此，推算至最前端的正极材料时间节点，此次提前的需求可能会使得正极材料在2025年4月前完成提前备货。

图：FERC 2023并网规则简化

序号	方面	Order 2023 改革内容
(i)	改变审批模式	将传统的“先来先服务” (First Come, First Served) 方法转变为“准备就绪，先服务” (First-Ready, First-Served) 的集群模型，以提高效率并减少投机性发电项目进入并网队列的数量，而不是单独研究每个项目。通常，集群中的项目是在给定的时间窗口内提出的
(ii)	对开发商退出项	对开发商和输电运营商进行激励，以加快互联队列处理速度。这些激励措施包括对电网运营商在输电互联研究中的延误以及项目退出进行处罚
(iii)	技术进步与电网升级融合	允许在互联过程中引入各种技术进步

图：电池储能项目在“发送并网请求（IR）”到“达成并网协议（IA）”阶段平均耗时（月）



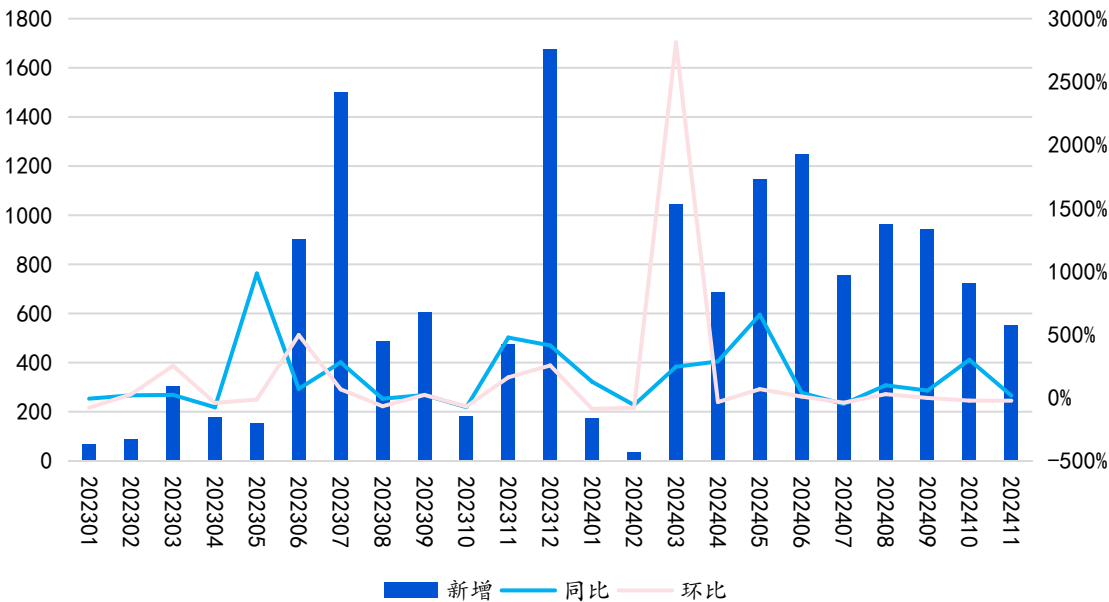
图：当前的补贴政策及关税政策



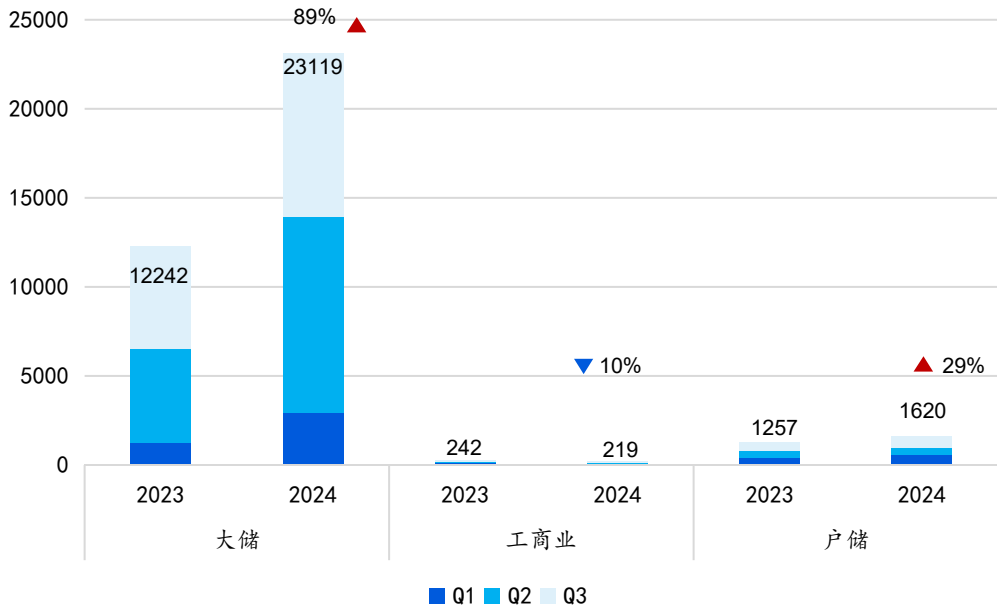
2.2.2 美国：逆风因素消解，2026年有望迎来抢装

- 美国大储装机高景气。**2024年前三季度，美国大储/工商储/户储分别装机23.1/0.2/1.6GWh，分别同比+89%/-10%/+29%。2024年截至11月，美国功率>1MW的大储装机8.3GW，同比+68%。
- 此前逆风因素消解，2026年有望迎来抢装。**美国储能市场壁垒较高，收入机制多元，盈利性较优；当前项目储备丰富，且随着降息兑现、FERC并网新规落地，此前逆风因素逐步缓解；考虑到美国电力系统承压及能源转型加速下，储能对于美国电网升级及新能源区域消纳中的需求偏刚性，我们看好设备价格下降下的长期需求增长动能；叠加2026年储能电池关税提高及大选后政策不确定性预期或有望在一定程度上刺激明年的抢装。

图：2023年1月-2024年11月功率>1MW储能月度装机功率（MW）



图：美国储能市场前三季度装机结构（MWh）



2.2.3 新兴市场：政策端源网侧、用户侧齐发力

- 新兴市场多国出台源网侧、用户侧政策刺激光储部署。
- **大储**：如智利的《电力储能与电动出行法》（第21.505号法）和关于储能系统和混合电站可获补贴的修正案DS 70法令；印度关于并网可再生能源发电配储项目招标流程的修正案草案；沙特的“2030愿景”；土耳其的电网级储能项目容量规划、马来西亚的并网储能电池系统项目招标等。
 - **户储**：如乌克兰的贷款计划、欧盟定向援助、外商投资鼓励、免税政策等多重政策；约旦的电力法草案；新加坡的电力系统和电网升级计划；澳大利亚的户用光伏与电池储能资金补贴计划。

图：全球新兴市场地区大储政策部分梳理

地区	政策
智利	颁布新《电力储能与电动出行法》（第21.505号法），允许纯储能系统（即不属于发电站的系统）参与国家电力体系并注入或提取能量，并按照以下方式予以有偿交易。（1）在批发市场（即与输电相连的系统），国家电力体系的能源或在需求较高时注入能源的，可有偿注入；（2）在零售市场（即未与输电相连的系统），为国家电力系统注入能源的，可有偿注入 通过关于储能系统和混合电站可获补贴的修正案DS 70法令，规定储能系统和附有储能系统的混合电站现在可享受容量补偿机制，且新法规对电力高峰时段的数据搜集和研究方法进行了改进，使得容量补偿的计算和支付更为准确
土耳其	土耳其能源市场监管局已批准为电网级储能项目分配35吉瓦时容量，预计总投资100亿美元，缓解风光发电的间歇性问题，促成该国2053年净零碳排放目标预计到2025年第一季度，土耳其将加速推进储能投资，系统将在2026年初投入使用
印度	发布关于并网可再生能源发电配储项目招标流程的修正案草案，进一步规范光伏、风电、混合能源以及储能系统的竞标采购流程，减轻中小型开发商财务压力
沙特	沙特发布“2030愿景”，目标到2030年达到约50%天然气和50%可再生能源发电的最佳能源结构
马来西亚	能源转型与水资源转型部宣布正式启动马来西亚半岛供电系统的并网储能电池系统项目招标，招标规模400MW/1600MWh，计2026年开始投入商业运营；马来西亚能源转型与水资源转型部表示，电池储能系统的建设将助力该国在2050年实现可再生能源在能源结构中占比70%的能源转型目标

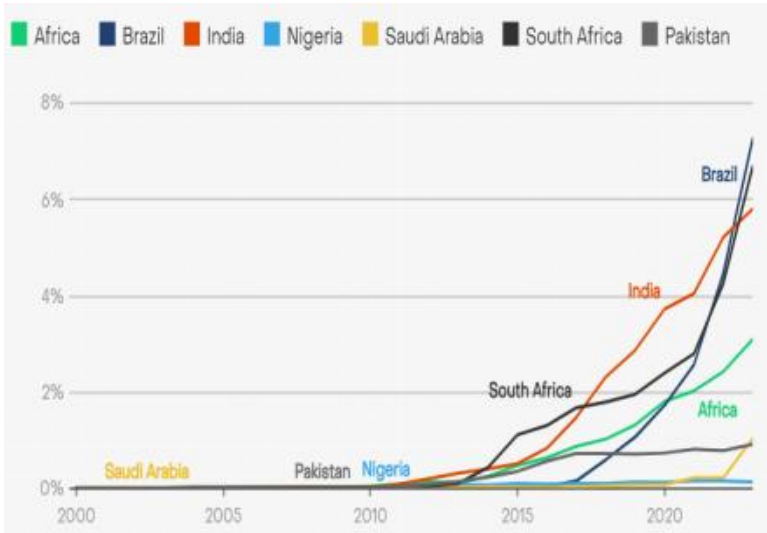
图：全球新兴市场地区户储政策部分梳理

地区	政策
约旦	出台2024年约旦电力法草案，鼓励分布式发电与用户侧储能发展，允许许可证持有者从事电力的输配、发电以及建设和运营储能电站，还允许个人建设自用储能系统，保障电网安全稳定
乌克兰	发布针对光储产品的利好政策，包括1）乌克兰本土贷款计划：对于为户用风光发电设备的混合逆变器和电池提供单户约48万乌克兰格里夫纳（折合约1.17万美金）的5年期的贷款计划；2）进口免税政策：取消部分利于恢复乌克兰能源基础设施的进口货物的进口关税和增值税，包括风光发电设备、逆变器（逆变焊机除外）、锂离子电池、储能系统、锂离子电池等；3）欧盟对乌克兰的援助：欧盟委员会将对乌克兰提供预计高达500亿欧元的稳定融资，包括赠款和贷款用于2024-2027年间乌克兰的恢复、重建及现代化建设，欧盟安理会决定实施第一笔定期拨款42亿欧元
新加坡	新加坡政府与能源市场管理局（EMA）宣布了一系列电力系统和电网升级计划，表示支持分布式能源与电池储能发展，并计划允许用户侧储能、电动汽车充电站参与需求响应，例如规定额定功率10兆瓦以下的商业电池储能系统可以注册需求响应计划，以降低企业的用电成本，提高电网弹性
澳大利亚	为激励户用光储系统部署，北澳政府宣布推出多项户用光伏与电池储能资金补贴计划，涵盖1）多户住宅太阳能补贴计划：为多户住宅的物业管理机构提供每户最高7500澳元（约35329元）的补贴，覆盖共享太阳能系统、能源共享技术以及智能电表和电池储能（如有）50%的安装成本；2）家庭与企业电池补贴计划：自2024年12月1日起正式生效，为本地家庭与企业提供购买和安装太阳能电池储能系统的补贴，按电池系统容量每千瓦时400澳元（约1884元），最高12000澳元（约56526元），有效期为一年或至资金发放完毕；上调上网电价：从2025年7月1日起，Jacana Energy上网电价上调至18.66澳分/千瓦时（约0.88元）

2.2.3 新兴市场：光储平价背景下的缺电问题及能源转型促进储能部署

- 澳大利亚、智利、沙特、阿联酋、印度的等能源转型促进大储部署。中东、拉美和印度都拥有较为丰富的可再生能源资源，近年来对清洁能源支持力度增大，国际能源署《世界能源投资报告》预计2024年中东地区投资将达270亿美元，印度电力部预测，2024年印度可再生能源项目投资达到约165亿美元。能源转型规划下，源网侧储能需求涌现，例如阿联酋EWEC、沙特SEC、沙特ACWA Power、沙特SPPC等多个项目已陆续进入到招标和装机阶段。近期，印度新能源和可再生能源部门(MNRE)表示，或将针对可再生能源项目进行强制配储，最初或规定10%的电池储能比例，根据电池价格下降趋势，强制配储比例)或将上升到30-40%。预计2025年新兴市场中东/智利/非洲等地将陆续有更多GWh级别订单释放。2025年，继中美欧后，中东有望成为新增储能装机第四大区域。
- 光储平价背景下缺电问题凸显，户储需求多点开花。2022年左右新兴市场部分仍有相当部分人口面临缺电问题，南亚缺电人口占比4%、东盟5%、印太地区12%、撒哈拉以南非洲52%。经济加速增长叠加电力缺口导致新兴市场电力需求较大，东南亚、南亚、南非、西非、东欧等地缺电问题驱动刚性配储需求。

图：2000-2023年全球主要地区光伏发电比例(%)



图：部分MENA国家能源转型目标

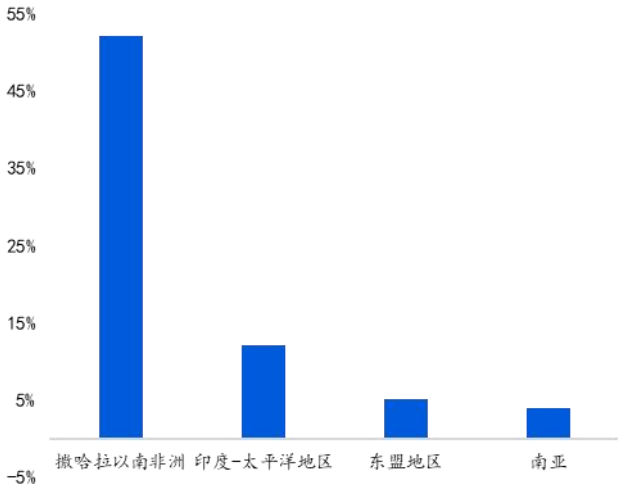


数据来源：MENA国家能源转型战略，BP，毕马威分析

图：印度可再生能源配储预测

假 设		2024	2025	2026	2027	2024-2027年 累 计
光伏（GW）		20	22	25	27	94
风电（GW）		3	5	5	7	20
总计（GW）		23	26	30	34	114
配储时长（h）		2	2	2	2	
配 储 需 求 （GWh）						
配储比例	10%	5	5	6	7	23
	20%	9	11	12	14	46
	30%	14	16	18	21	68
	40%	19	21	24	27	91

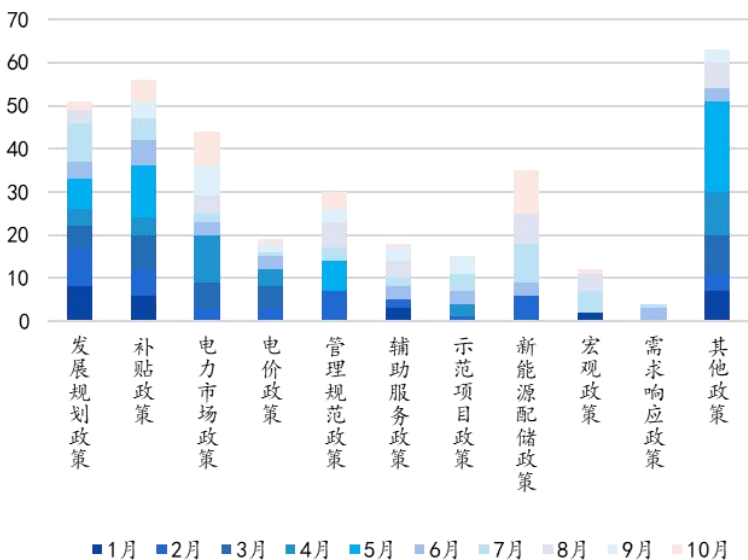
图：2022年左右部分新兴市场缺电人口比例



2.2.4 国内：政策端储能参与电力现货市场按下“加速键”

- 国内新型储能政策密集出台。2024年1-10月，国内合计发布新型储能政策347台，其中以发展规划类政策(15%)、补贴政策(16%)、电力市场政策(13%)、新能源配储政策(10%)居多。
- 储能参与电力现货市场按下“加速键”。储能参与电力市场获得收益主要通过电力现货市场、辅助服务市场、容量市场等实现。其中，储能参与电能量现货市场交易，本质上是通过低价充电和高价放电来获取峰谷分时价差的收益。整体来看，国内储能参与电力现货市场的地方性政策仍较少，电力现货市场峰谷价差也有待进一步拉大。随着《电力现货市场基本规则(试行)》《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》等文件印发以来，电力现货市场进入转正式阶段。山西、广东、山东、甘肃和省间电力现货市场陆续转入正式运行，蒙西、湖北、浙江等试点持续开展连续结算试运行，南方区域电力市场开展多轮结算试运行，电力现货市场建设正从试点逐步走向全国。随着电力现货市场的建设按下加速键，储能参与电力现货市场交易的地方性政策有望加速推出，收益来源的扩充有望推动储能的经济性提升。

图：2024年1-10月国内新型储能政策分布(项)



图：截至2024年10月国内电力现货市场当前建设进展情况

现货市场进展 (截至2024/10)	地区
转入正式运行	省间现货 山西、广东、山东、甘肃
连续结算试运行	蒙西、湖北、浙江、福建
长周期结算试运行 (整月及以上)	江苏、安徽、河南、辽宁、河南南网、 陕西、四川
结算试运行	南方区域 江西、湖南、宁夏、重庆
模拟试运行	天津、上海、黑龙江、吉林、 青海、新疆

图：各地碳达峰方案中2025/2030年新能源及储能目标装机梳理

各地碳达峰方案中2025年、2030年新能源及储能目标装机情况						
省/自治区/ 直辖市	市/区	新能源装机目标 (GW)		储能装机目标 (GW)		新能源配比比例
		2025	2030	2025	2030	
河北	唐山		14			
	张家口	43	50			
山西	太原	2.3	3			
内蒙古	鄂尔多斯	30	100			
辽宁	沈阳	5.2		0.8		
	大连		8		1.5	
黑龙江	黑河	1.5	3			不低于10%
	哈尔滨 经开区				0.5	不低于10%、2小时
江苏	盐城	17		1.71		
浙江	湖州	3.6 (光伏)	5	4.4	5	
安徽	亳州			0.4		
山东	烟台	12	25	0.8	1.1	
	青岛	6	10	0.4	1	新建集中式风电、光伏发电项目按比例配建或租赁储能设施
湖北	十堰	3.4	8.8			
广东	深圳		2.4 (光伏)			
陕西	西咸新区	0.2 (光伏)	0.39 (光伏)			
规模总计		124.2	229.59	8.51	9.1	

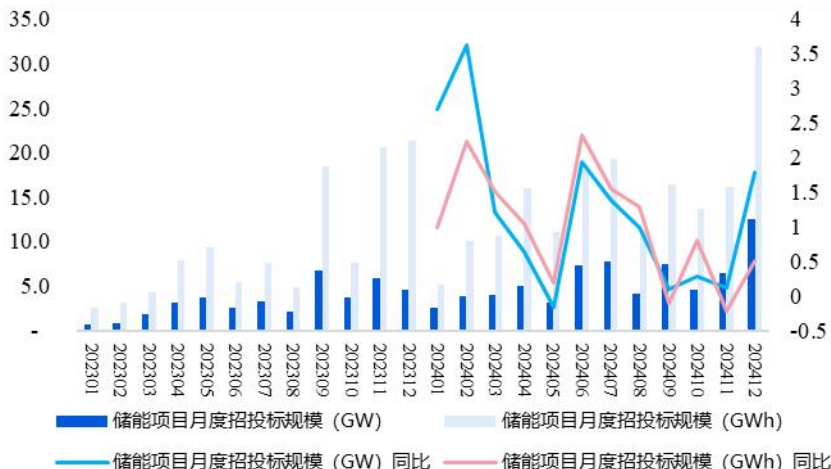
2.2.4 国内：量的维度——招投标及装机投运端均同比增长60%

□ 招投标：2024年1-12月国内储能招投标规模同比增长约60%，EPC类项目占比有所提升。2024年1-12月国内储能招投标规模为68.6GW/179.0GWh，同比+78%/+59%。2024年1-12月国内已完成招标的项目中，EPC/直流侧/储能系统/电芯及其他分别占比为47%/4%/45%/5%，分别同比+12.3pct/-5.2pct/-24.9pct/-5.5pct，EPC类招标占比明显同比提升。

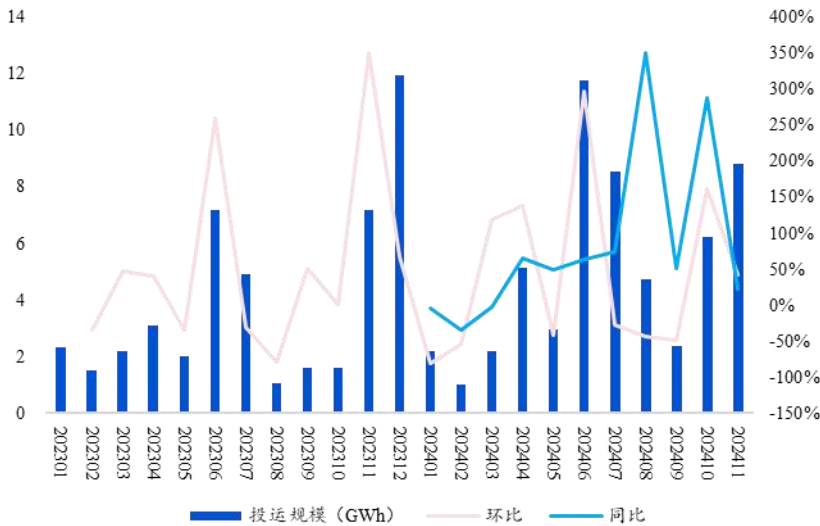
□ 装机投运：2024年1-11月国内储能招投标规模同比增长也超过60%，同比增幅与招投标节奏同步。2024年1-11月国内储能投运规模为55.88GWh，同比+61%。

□ 2024年前三季度国内网侧电化学储能占比约六成，主要以独立储能电站的形式存在。2024年1-9月国内已完成招标的项目（以功率口径）中，电源侧/电网侧/用户侧分别占比为39%/59%/1%。

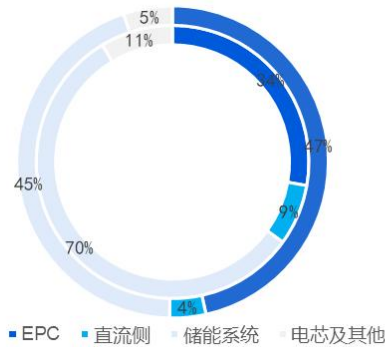
图：2024年1-12月储能招投标项目规模



图：2024年1-11月国内新增投运电化学储能投运规模

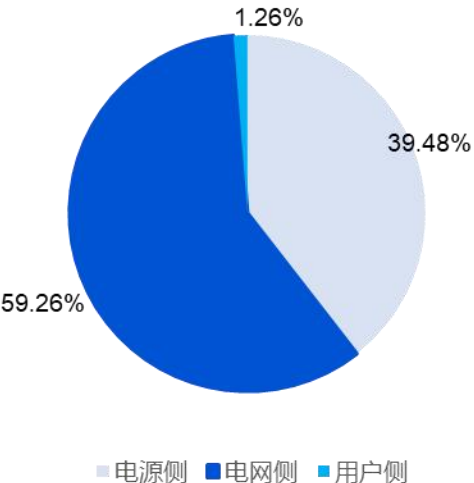


图：已完成招标的储能项目累计分布



内/外环分别为2023年截至11月和/2024年截至12月数据

图：2024年前三季度电化学储能场景分布（功率口径）



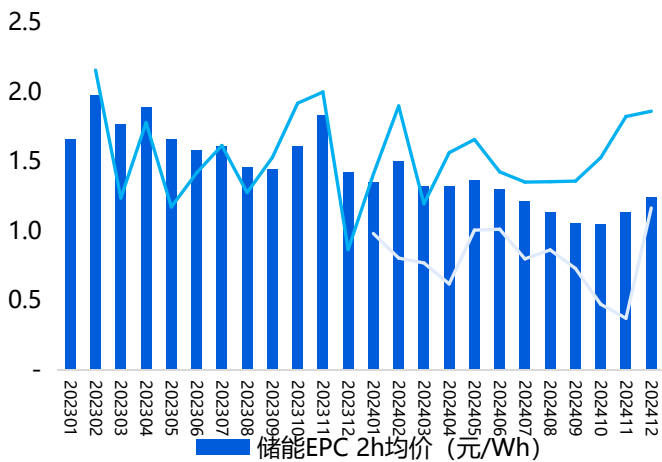
2.2.4 国内：价格维度——环比出现边际修正

- 2024年12月国内储能系统和EPC价格同比持续承压，环比边际修正。

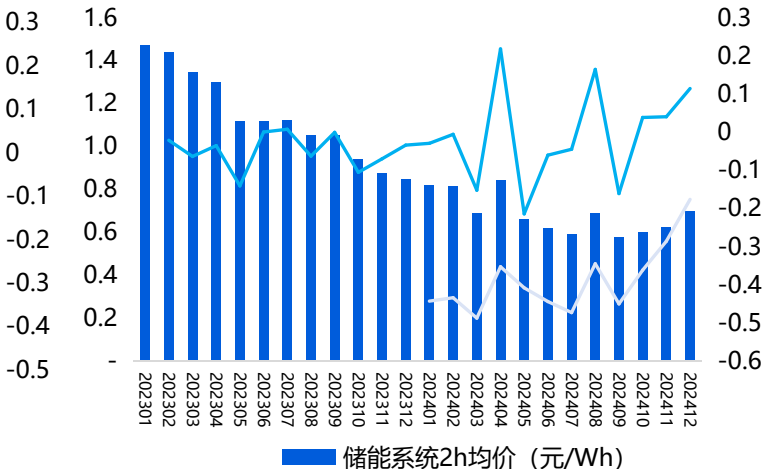
 - 2024年12月，国内2h储能EPC最高/最低/均价分别为0.8/1.6/1.2元/Wh；其中均价同比/环比-13%/-18%；截至2024年12月均价较2023年12月（1.4元/Wh）降幅为13%。
 - 同期国内2h储能系统最高/最低/均价分别为0.5/1.3/0.7元/Wh；其中均价同比/环比+10%/+11%；截至2024年12月均价较2023年12月（0.8元/Wh）降幅为18%。
 - 同期国内280Ah储能电芯均价为0.3元/Wh；环比持平，均价较2023年末（0.45元/Wh）降幅为33%。

- 新型储能项目逐渐从过去强配时的沉默资产向高频调用转变，储能配置时长也从2h过渡到4h为主。国内电化学储能日均运行小时从2023年的3.12h提高至2024Q3的4.28h；同期平均利用率指数从27%提高至37%。

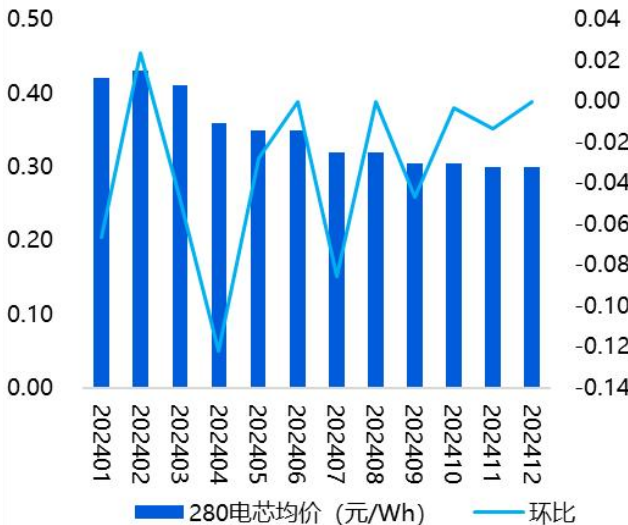
图：国内2h储能EPC月度中标价格变动



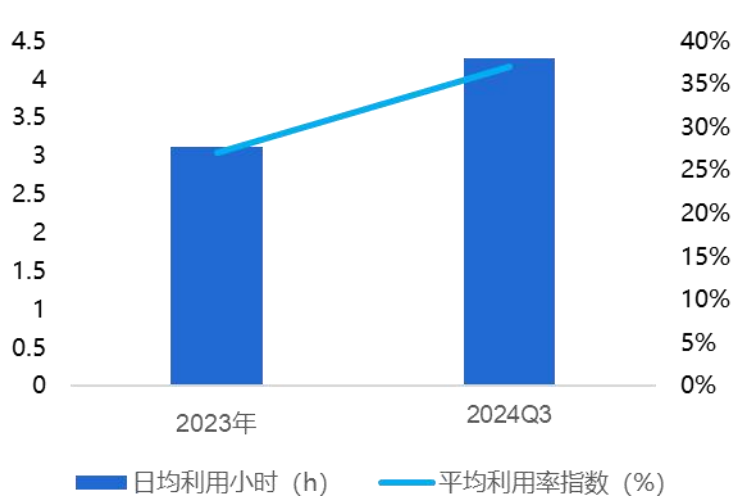
图：国内2h储能系统月度中标价格



图：2024年1-12月280Ah储能电芯均价



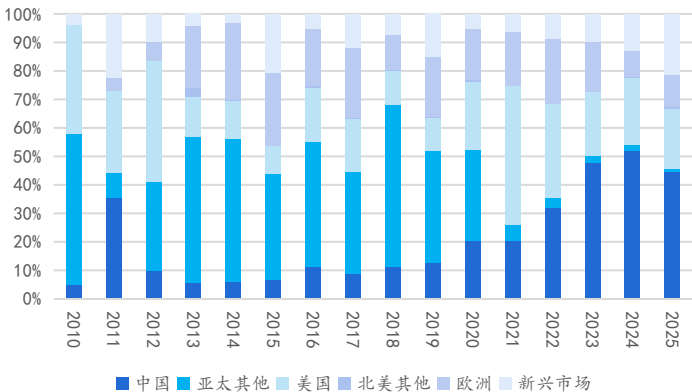
图：国内电化学储能日均运行效率情况



2.2.5 需求展望：成本端与需求侧共振，2025年景气无虞

- 成本端与需求侧共振，我们看好2025年需求景气无虞，预计2024/2025年全球储能装机规模有望达到187/250GWh，同比+92%/33%。
- 结合BNEF等机构判断，针对主要市场，我们预计中国110/100GWh，同比+136%/-9%；美国38/52GWh，同比+75%/37%；欧洲15/29GWh，同比-12%/90%；新兴市场21/64GWh，同比+124%/+208%。大储有望延续装机主力，2024年、2025年大储/户储/工商储有望分别贡献82%/3%/15%、88%/3%/9%。

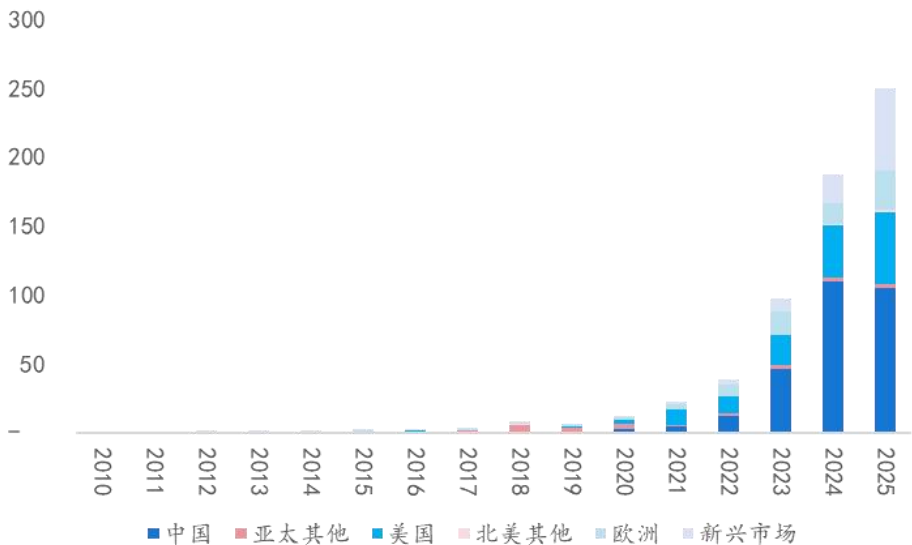
图：2025年全球各地区储能装机分布



表：2020-2030E年全球各地区储能装机规模预测（GWh）

项目	地区	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
装机容量	中国	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	5	12	47	110	100
	亚太其他	0	0	0	0	0	1	1	1	4	3	4	1	1	3	3.0	3.3
	美国	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	3	11	13	22	38	52
	北美其他	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.6	1.7
	欧洲	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	4	9	17	15	29
	新兴市场	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3	9	21	64
	全球	0	0	0	0	1	2	2	3	7	7	12	23	39	98	187	250
装机结构	中国	5%	36%	10%	6%	6%	7%	11%	9%	11%	13%	20%	20%	32%	48%	59%	40%
	亚太其他	53%	8%	31%	51%	50%	37%	44%	36%	57%	39%	32%	6%	4%	3%	2%	1%
	美国	38%	29%	43%	14%	13%	10%	19%	19%	12%	12%	24%	49%	33%	22%	20%	21%
	北美其他	0%	0%	0%	3%	1%	0%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
	欧洲	0%	4%	7%	22%	27%	26%	20%	25%	12%	21%	18%	19%	23%	18%	8%	11%
	新兴市场	4%	22%	10%	4%	3%	20%	5%	12%	7%	15%	5%	6%	9%	10%	11%	26%
	全球	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
同比增速	中国	0%	598%	48%	-58%	73%	233%	118%	13%	218%	4%	189%	86%	167%	278%	136%	-9%
	亚太其他	0%	-84%	1892%	20%	58%	122%	54%	16%	301%	-38%	45%	-66%	6%	94%	14%	8%
	美国	0%	-25%	690%	-75%	45%	127%	152%	38%	66%	-14%	272%	274%	16%	71%	75%	37%
	北美其他	0%	-100%	-	4971%	-71%	-51%	581%	-33%	375%	33%	0%	-45%	-76%	4414%	117%	198%
	欧洲	0%	3680%	693%	140%	99%	187%	3%	75%	25%	52%	57%	95%	105%	95%	-12%	90%
	新兴市场	0%	510%	134%	-68%	18%	1873%	-68%	229%	55%	91%	-39%	122%	144%	178%	124%	208%
	全球	0%	-2%	439%	-27%	60%	200%	30%	42%	153%	-10%	79%	86%	71%	153%	92%	33%

图：2020-2030E年全球各地区储能装机规模预测（GWh）



三、供给端：

- 3.1 格局：电芯玩家强者恒强，集成门槛有所提高
- 3.2 产能：大储产能持续扩张

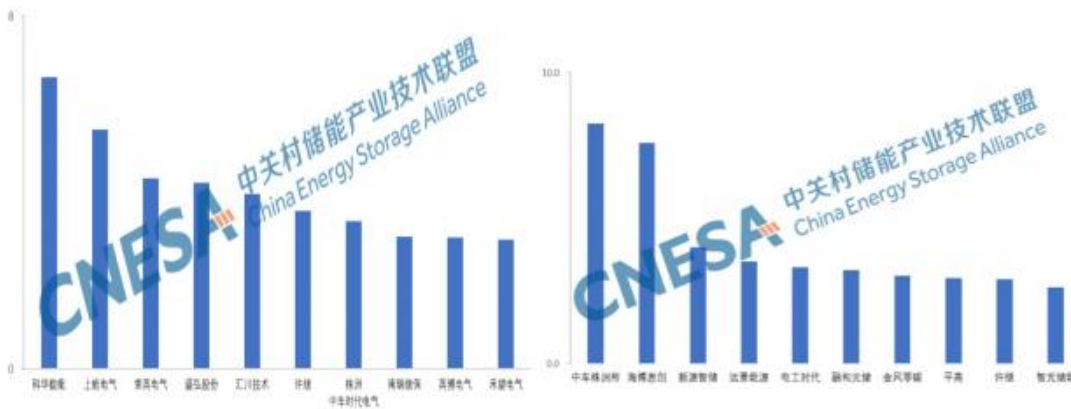
3.1 竞争格局：电芯玩家强者恒强，集成门槛有所提高

- **储能电芯：份额较为集中，头部玩家格局基本稳定，强者恒强，国产厂商话语权提升。**1)出货格局方面，2024年储能锂电池出货超320GWh，超年初预测，增速超55%，其中大储/户储/工商储280/26/10GWh，同比+65%/+30%/+40%。2)竞争格局方面，全球储能电芯角逐至此，行业集中度已处于较高水平，龙一、龙二格局逐步稳定，InfoLink数据显示，2024H1，TOP10储能电芯厂家的出货量占据了全球91%的市场份额；出货量CR5的企业CR5合计市占率即达到73%，TOP5之后的企业产能利用率预计仅30-40%；第10名以后的电池企业产能利用率预计仅10%左右，或处于加速淘汰的边缘。就地域分布来看，除去排在第八位的韩国三星SDI外，其余9家均来自中国。
- **储能集成：行业门槛提高，格局有望改善。**据InfoLink Consulting，全球储能系统出货量约90GWh；其中交流侧Top5系统集成商出货合计超30GWh，集中度不算高(CR5为33%)。而门槛较高的欧美储能系统市场的集中度较高，CR3接近70%（2023年北美为72%/欧洲CR3为68%）。随着价格内卷进入底部，竞争逐步由“价格”导向迈向“价值”导向，随着行业门槛的提高，行业格局或有所改善。
- 2024年11月13日中国电建发布2025—2026年度储能系统设备框采招标公告明确，电池生产日期不得早于项目实际供货日期超过3个月。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，限制了存货电池市场流通。
 - 2024年11月20日中国华能2025年度储能系统框采公告对投标人业绩、投标采用电芯、资格能力要求等均作出规定。其中，投标人须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。

图：全球储能电芯及系统出货量排名变化

全球储能电芯				全球大储储能电芯				全球小储储能电芯				全球储能系统			
厂商名称	排名			厂商名称	排名			厂商名称	排名			厂商名称	排名		
	2023	2024Q1	2024H1		2023	2024Q1	2024H1		2023	2024Q1	2024H1		2022	2023	2024H1
宁德时代	1	1	1	宁德时代	1	1	1	亿纬锂能	3	1	1	Telsa	3	1	1
亿纬锂能	3	2	2	亿纬锂能	3	2	2	瑞浦兰钧	2	2	2	阳光电源	1	2	2
瑞浦兰钧	4	3	3	瑞浦兰钧	5	3	4	比亚迪	4	3	4	中国中车		3	3
比亚迪	2	4	5	海辰储能	4	4	3	宁德时代/新能安	1	4	3	Fluence	2	4	4
海辰储能	5	5	4	比亚迪	2	5	5	鹏辉能源	5	5		海博思创		5	
中创新航	10	6	6					国轩高科			5	华为	4		
三星SDI	6	7	8									比亚迪	5		
国轩高科	7	8	7									远景能源			5
鹏辉能源	9	9	10												
远景动力		10	9												
LG	8														

图：中国储能PCS提供商2023年国内市场储能PCS出货量排行（GW口径）（左）
中国储能系统集成商2023年国内市场储能系统出货量排行（GWh口径）（右）



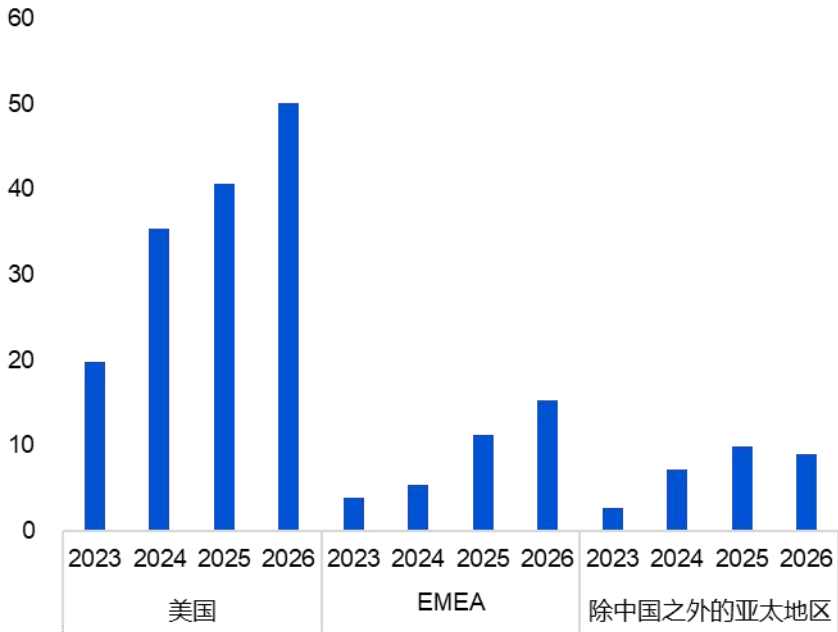
3.2 产能格局：大储产能持续扩张

- ❑ **逆变器**：根据不完全统计，一共有6家逆变器、2家集成厂商涉及规划中产能，其中德业和阳光涉及海外规划。
- ❑ **大储电芯产能展望**：根据BNEF预测，2023-2026年美国、中东非欧、亚太（除中国）大储电芯新增产能年复合增速有望达到26%、42%、34%，预计2024-2026年美国/中东非欧/亚太（除中国）新增125GWh/31GWh/26GWh，其中美国将分别新增35/40/50GWh，中东非欧将分别新增5GWh/11GWh/15GWh，亚太（除中国）将分别新增7GWh/10GWh/9GWh。

图：国内部分逆变器企业新建/规划产能梳理

公司	当前进展/规划中项目		
	项目名称	国内规划	海外规划
阳光电源	2024年境外GDR项目	储能设备20GWh	储能设备15GWh； 光伏逆变器50GW
德业股份	2024年定增项目	15GW组串逆变器；10.5GW储能逆变器项目；3GW微型逆变器	
	马来西亚子公司		光伏设备、 储能电池
上能电气	前期尚未投产产能	5GW储能变流器；3GWh储能集成系统	
	2023年定增项目	25GW组串式光伏逆变器（其中分布式光伏逆变器15GW、大组串式光伏逆变器10GW）；10GW储能变流器（其中5GW用于储能系统集成）；10GWh储能系统集成；20万台光储一体机	
盛弘股份	2023年可转债项目	储能设备（2023-2027年产能预计为0.3GW、1.5GW、2.5GW、3.5GW）	
通润装备	2024年定增（转自投）	18GW光储逆变器（9GW组串光伏逆变器、6GW户用光伏逆变器、3GW储能逆变器）；5GWh储能系统（5GWh户用、工商业及地面电站储能系统产品以及其配套原材料PCBA和储能电池PACK）	
固德威	广德工厂项目	2.1GWh储能电池（预计于2024H1投产）	
艾罗能源	IPO募投项目II期（截至2024年中已完成主体施工）	2GWh储能电池；100万台光伏逆变器	
锦浪科技	2022年定增项目	95万台/年组串式逆变器（截至2024年中在建产能98万台/年）	

图：大储电池产能预测（GWh）



四、新趋势：

- 4.1 结构升级：可再生能源接入比例提高催生时储能需求
- 4.2 结构升级：构网型技术加速落地
- 4.3 下半年314Ah电芯加速渗透，大容量电芯和系统方案箭在弦上
- 4.4 数据中心打开应用新场景，储能可在稳定用电、节能降耗、获取额外收益方面提供增益

4.1 可再生能源接入比例提高催生长期储能需求

□ 长时储能赋予电网更高的可靠性和灵活性来支撑和补充可再生能源大规模接入，并展现较大降本潜力。随着可再生能源的渗透率提升，其不稳定的天然属性矛盾日益突出，利用长时储能技术有助于改善电力系统的灵活性，为电力系统提供长周期调节能力（如在不同空间尺度和时间尺度上支撑电力系统实现跨日、跨周的动态平衡）、且有助于应对极端天气下的能源需求增强电网安全特性。根据美国能源部最新报告，长时储能技术展现大幅降本潜力。国际长时储能理事会在2021年《联合国气候变化框架公约》第26次年度峰会上宣布，当可再生能源发电量占比达到60%至70%，长时储能将成为“成本最低的灵活性解决方案”，并且预测到2030年，全球长时储能的累计装机将达到150-400GW，到2040年，长时储能的累计装机进一步提升到1.5-2.5TW。根据CNESA预计，我国在2030年长时储能装机规模约2300万千瓦，约占同期新型储能装机总规模的20%；2060年超长时储能装机规模约1.5亿千瓦。

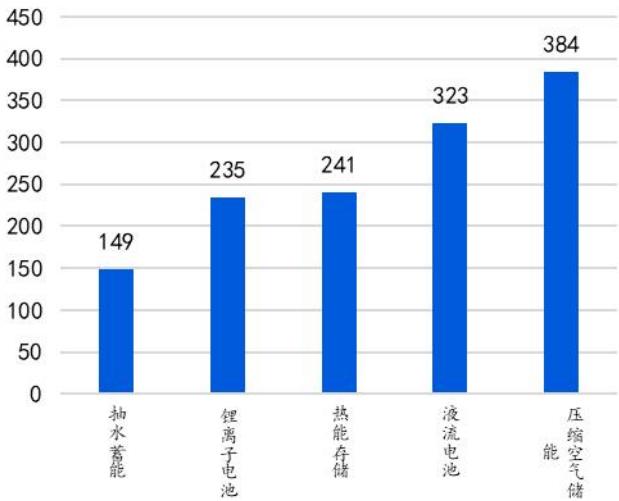
图：长时储能类别及成熟度

储能类型	技术类别	市场成熟度	最大部署容量 /MW	最大额定持续时间 /h	平均充放效率 /%
机械式LDES	新型抽水蓄能	商业化	10~100	0~15	50~80
	基于重力式储能	试验示范	20~1000	0~15	70~90
	压缩空气式储能（CAES）	商业化	200~500	6~24	40~70
	液态空气式储能（LAES）	初期商业化	50~100	10~25	40~70
	液态二氧化碳式储能	试验示范	10~500	4~24	70~80
热式LDES	显热式（如熔融盐、岩石材料、混凝土等）	研发、试验示范、商业化	10~500	200	55~90
	潜热式（如铝合金等）	研发、试验示范、商业化	10~100	25~100	20~50
	热化学热式（如沸石、硅胶等）	研发、试验示范	-	-	-
电化学式LDES	液流电池	试验示范/商业化	10~100	25~100	50~90
	金属阳极电池	研发/试验示范	10~100	50~200	40~70
	混合液流电池（液体电解质+金属阳极）	商业化	>100	25~50	55~75
	混合阴极电池	商业化	10	3~12	75
化学式LDES	电-气（如氢气、合成气等）-电	试验示范、商业化	10~100	500~1000	40~70

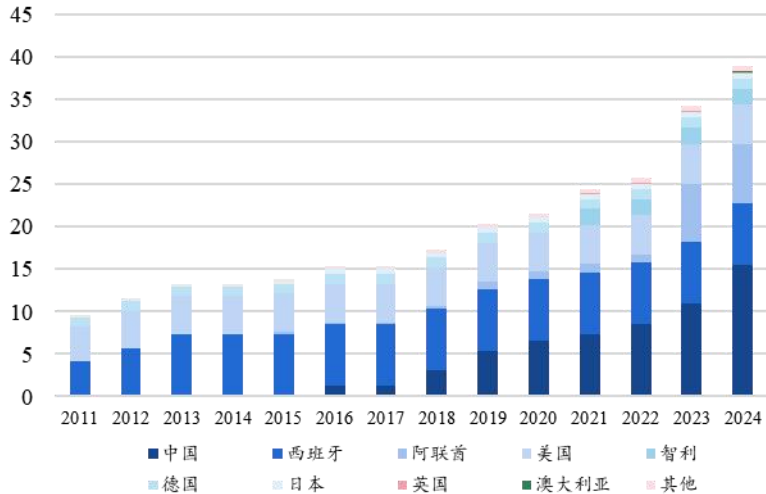
图：主要电芯企业容量迭代情况

机构	定义
美国能源部（DOE）	额定功率持续运行（放电）10小时以上，使用寿命在15年至20年的储能系统
美国桑迪亚国家实验室	持续放电时间不低于4小时的储能技术
美国加利福尼亚能源委员会（CEC）和美国能源部高级计划研究局（ARPAE）	10小时及以上的储能系统
国际长时储能委员会（LDESC）	包括两种定义，即8-24小时的长时储能以及24小时以上的储能技术
CNESA（中关村储能产业技术联盟）	在额定功率下能够实现持续放电4小时及以上，或者数天、数月的大规模低成本储能技术，具体细分为在额定功率下持续运行（放电）4-10h的中长时储能/10小时到1周的长时储能/1周以上的超长时储能
英国能源安全和净零部（DESNZ）	最大功率下能持续提供至少6小时电力供应的储能设施

图：不同长时储能技术全球平均成本（USD/kWh）



图：2011-2024年长时储能累计装机情况（GWh）



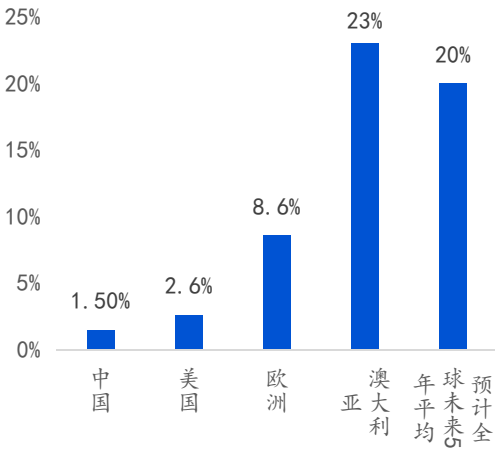
4.2 构网型技术加速落地

- **构网型储能保障高比例新能源、高比例电力电子装备的“双高”新型电力系统稳定。**随着可再生能源占比的大幅提升与高比例电力电子设备接入，构网型储能技术通过超配PCS方式提高过载能力构建起支撑大电网稳定运行的电压源，可以起到快速调频调压、增加惯量和短路容量支撑、抑制宽频振荡等作用，从而增强电力系统稳定性。根据GGII，中国、澳大利亚、欧洲、美国构网型储能占比达到1.5%、23%、8.6%和2.6%，预计构网型储能未来5年在全球有望达到20%的渗透率。
- **构网型技术落地加速，招标容量超13GWh。**国际上以日立ABB、SMA、特斯拉、西门子旗下Fluence等为代表的国际公司开展了数个构网型新能源商业示范项目。我国包括华为、阳光电源、金风科技、南瑞继保、远景储能、科华数能、索英电气、海博思创、中车株洲所、思源清能、特变电工、禾望电气、智光电气、盛弘电气等企业都纷纷布局构网型储能。据CESA储能应用分会产业数据库不完全统计，2024年以来，包括系统、EPC、施工、设计等（不含PCS）在内的涉及构网型储能招标项目容量达13.56GWh，区域分布来看，西北地区因电网是“条状分割”、线路较长、在集中并网时缺乏网间调节能力，从而对构网型需求较大，其中西藏因为部分电网长期孤网运行，在全国首提强配构网型储能。从单个招标项目容量规模看，GWh构网型招标需求有所兴起，2024年全年构网型储能系统最大规模的一次招标为中广核新能源2025年度储能系统框架采购项目，其中构网型标段达4.5GWh。

图：国内构网型储能相关政策

图：国内部分重点构网型项目梳理

图：全球部分地区构网型储能渗透率

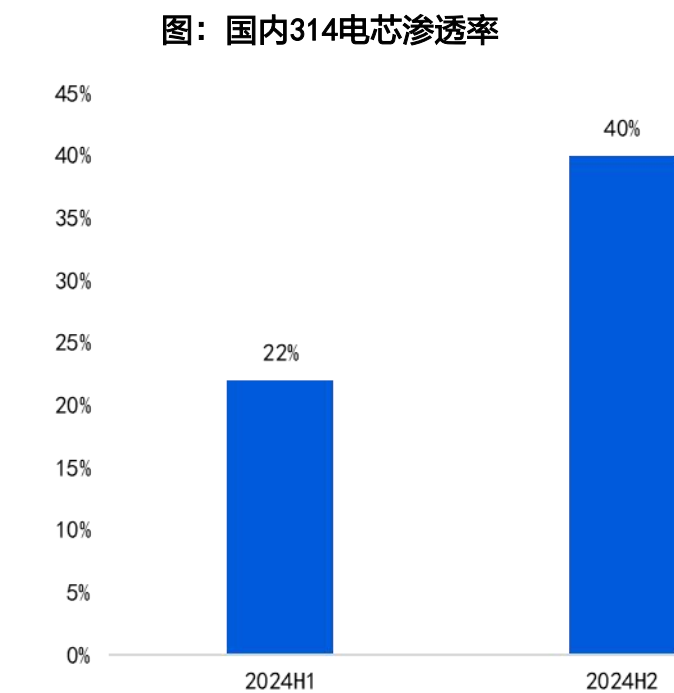


时间	颁布机构	相关文件	主要内容
2023. 09	国家能源局	关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知	支持构网型风电、构网型光伏发电、构网型储能、新能源低频组网送出等技术研发与工程示范
2024. 02	国家发展改革委、国家能源局	关于新形势下配电网高质量发展的指导意见	在具备条件地区推广构网型储能等新技术；完善财政金融政策支持新型储能建设
2024. 05	国家能源局	关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知	探索应用构网型新能源、各类新型储能等新技术，提升新能源功率预测精度和主动支撑能力
2024. 07	国家发展改革委、国家能源局、国家数据局	加快构建新型电力系统行动方案	选择典型场景应用构网型控制技术，具备主动支撑电网电压、频率、功率因数稳定能力，提升系统安全稳定运行水平

项目名称	投运时间	项目地点	构网型储能规模	设备厂家
额济纳“源网荷储”工程	2022	内蒙古	25MW/25MWh	南瑞继保
湖北荆门新港储能电站	2023	湖北	50MW/100MWh	南瑞继保
青海宝库高压直挂构网储能	2023	青海	108MW/430.4MWh	南瑞继保
青海格尔木绿发	2024	青海	50MW/100MWh	华为数字能源
新疆哈密华润咸水泉电站25MW/100MWh构网型储能项目	2024	新疆	25MW/100MWh	华为数字能源
涠洲岛5MW/10MWh储能电站	2024	广西	5MW/10MWh	阳光电源
新疆克州独立储能项目	调试中	新疆	300MW/1.2GWh	科华数能

4.3 下半年314Ah电芯加速渗透，大容量电芯和系统方案箭在弦上

- 2024年下半年314Ah电芯加速渗透。根据高工产研(GGII)，314Ah电芯在2024H1电力储能出货中占比22%。受降本和受市场供需影响，280Ah储能电芯与314Ah储能电芯价差进一步缩窄，尤其是8月后，由于储能招标项目加大对314Ah电芯的采购力度，314Ah订单规模持续增长，原有的280Ah库存电芯的集体出清，推动价格进一步探底，触及0.30元/Wh以下的低价，据中国储能网，2024年6月-11月，314Ah电芯价格下降约30%，2024H2加速渗透，314Ah电芯渗透率达40%。
- 大容量电芯和系统方案箭在弦上。通过匹配超大容量电芯有利于降低系统和度电循环成本，实现产业“降本增效”，也有利于发展持续放电时间在4h以上的长时储能趋势。当前已有多家企业入局，大容量、长寿命储能电芯相继面世，宁德时代、瑞浦兰钧、海辰储能采取587Ah规格；阳光电源和瑞浦兰钧、欣旺达、中创新航、楚能新能源采取625Ah规格；中车株洲所与欣旺达、中创新航、蜂巢能源、国轩高科、兰钧新能源共同采取688Ah规格。



图：主要电芯企业容量迭代情况

企业	电芯容量 (Ah)	能量密度 (Wh/L)	循环寿命	储能系统容量	制作工艺
宁德时代	587	430	15000	天恒6.25MWh	卷绕
亿纬锂能	628		12000	Mr.Giant	叠片
瑞浦兰钧	564		10000	6	
	587				
兰钧新能源	625				叠片
	688	435		6.9	
海辰储能	587			6.25	
	1175				
比亚迪				6.432	
南都电源	690	380-440			叠片
欣旺达	625	430	15000	6.5	
	688	435	10000	6.9	
远景储能	700	440	15000	8	
国轩高科	688	435	10000	6.9	
鹏辉能源	590		10000		
中创新航	625	440		6.8	
	688	435	10000	6.9	
昆宇电池	720	435	12000	6.9	叠片
天合储能	500			7	
蜂巢能源	660				叠片
	710				叠片
天茂能源	688	435	10000	6.9	
	630		10000	6.7	叠片
楚能新能源	625	430			叠片

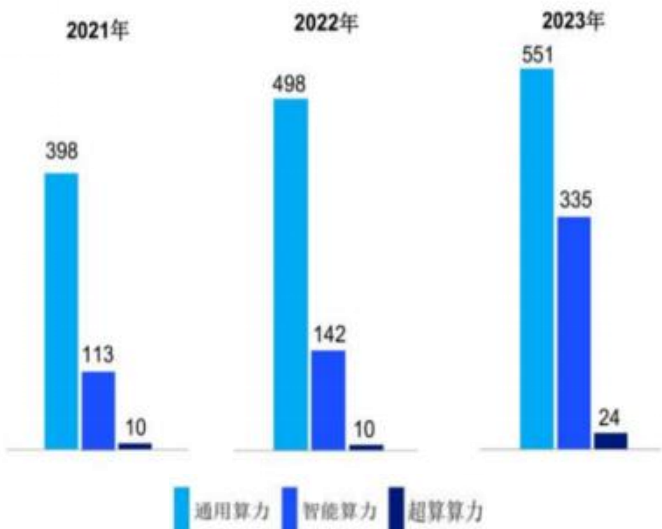
图：20尺6MWh+储能系统厂商统计（不完全）

企业	产品	容量	发布或量产情况	电芯
蜂巢能源	刀锋系列-短刀液冷储能系统	6.9MWh	2024年4月发布	325Ah/350Ah短刀电芯
	6MWh-20尺集装箱	6MWh	2023年12月发布	710Ah电芯
智光电气	Liquid Cooling BESS	3.4MW/6.8MWh	2024年4月发布	/
比亚迪	新一代魔方MC Cube-T	6.432MWh	即刻交付	储能专用长刀电池
宁德时代	天恒储能系统	6.25MWh	2024年4月发布，可量产	自产587Ah电芯
协鑫集团	鑫宇+	6MWh	2023年11月发布	蜂巢325Ah电芯
南都电源	超大容量储能解决方案	6MWh	/	自产690Ah储能电池
瑞浦兰钧	6.9MWh储能电池舱	6.9MWh	2024年4月发布	问顶345Ah
	Powtrix储能系统	6MWh+(长时)	2024年9月发布	564Ah电芯
	7.03MWh储能电池系统	7.03MWh	2024年5月发布	587Ah电芯
昆宇电源	6.7MWh新一代电力储能系统 (EnerGalactic-6700液冷电池舱)	6.7MWh	2024年6月发布	自研720Ah超大容量天池系列电芯
天合储能	Elementa 3	7MWh	2024年6月发布	500Ah+
中车株洲所	CESS-4.0变形金刚	6.904MWhDC1500V	2024年9月发布	自研688Ah电芯
		7.4MWhDC2000V	2024年4月发布	
中创新航	至久6.25MWh集装箱	6.25MWh	2024年8月发布	自研392Ah储能电芯
	至久6.8MWh集装箱	6.8MWh	2024年8月发布	625+Ah储能电芯
天茂能源	6.7MWh液冷储能系统	6.7MWh	2024年9月发布	630Ah长时储能电芯
远景能源	单箱8MWh储能系统	8MWh	2024年9月发布	700Ah
海辰储能	∞Power 6.25MWh 2h时空定制大容量储能系统	6.25MWh	2024年12月发布	587Ah
	∞Power 6.25MWh 4h时空定制大容量储能系统	6.25MWh	2024年12月发布	1175Ah
	20尺6MWh储能电池系统	6MWh	2023年12月发布	MIC 1130Ah

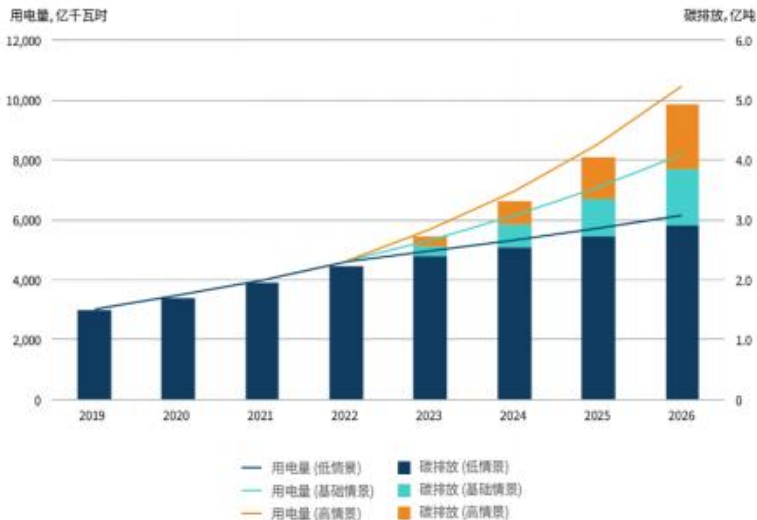
4.4 智算规模的提升使得数据中心用电量及碳排放相应快速提升

- 人工智能的快速发展推动全球算力需求大幅提升。2020 年以后，云计算、大数据、AI 等新数字技术的加速发展，驱动数据云存储及计算、智能算力、边缘算力等需求持续增长，尤其是AI 发展进入以多模态和大模型为特色的新阶段，在图像识别、语音识别、自动驾驶、医疗健康、金融风控等诸多领域应用加深，如伴随着人工智能复杂度和能力的不断提高，对算力的需求也在剧烈增加。根据中国通信工业协会数据中心委员会发布的《数据中心智算化升级改造白皮书(2024)》，截至2023年末，全球算力总规模约达910EFLOPS，同比增长40%；其中智能算力规模达335EFLOPS，同比+136%。相应地当前数据中心的算力算效现状正经历着从传统模式向 AIDC 的转型。
- 数据中心用电量及碳排放相应快速提升。算力的指数级增长也将带来数据中心用能的剧增，其中最主要的能源消耗来自于电力。根据中国信通院测算，中国数据中心用电量也呈现加速上涨趋势，预计从2023-2030年，其在全社会用电量中的占比可能从1.6%增长到5%左右。除了向电网采购电力所带来的间接排放以外，数据中心运行过程中的温室气体排放来源还包括备用柴油发电、制冷剂溢散等环节。

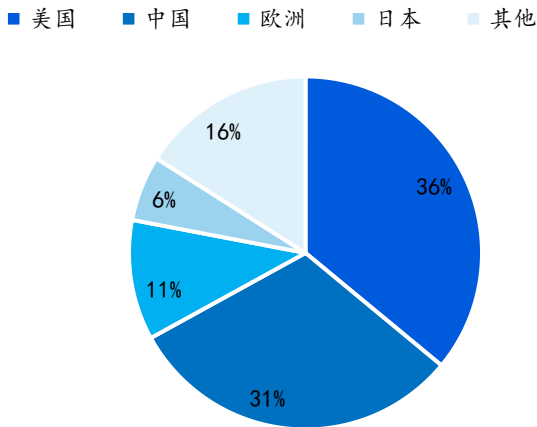
图：截至2023年底全球算力总规模（EFLOPS）



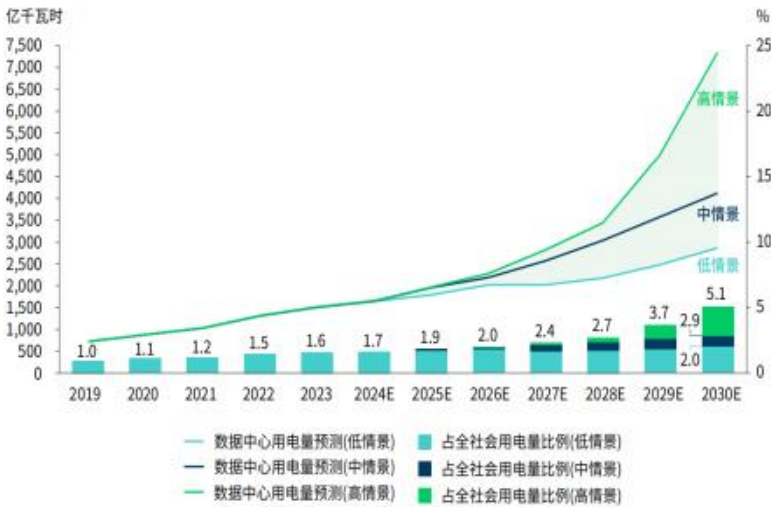
图：全球数据中心用电量和对应碳排放趋势



图：2020年全球算力总规模分布（右）



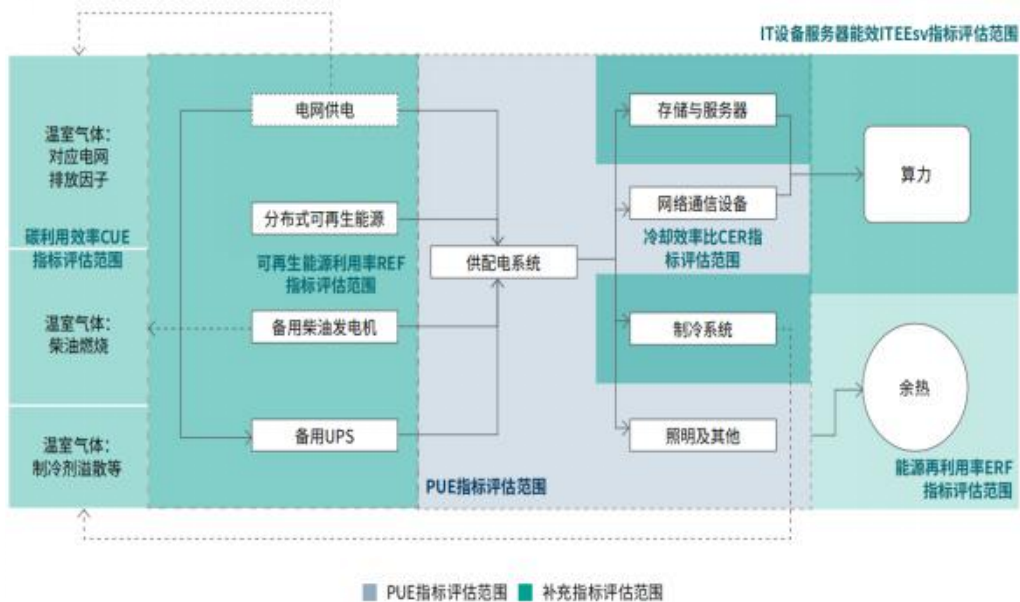
图：2019-2030年中国数据中心用电需求预测



4.4 单机柜密度提升推动高密度备电和高效散热等基础设施需求提升

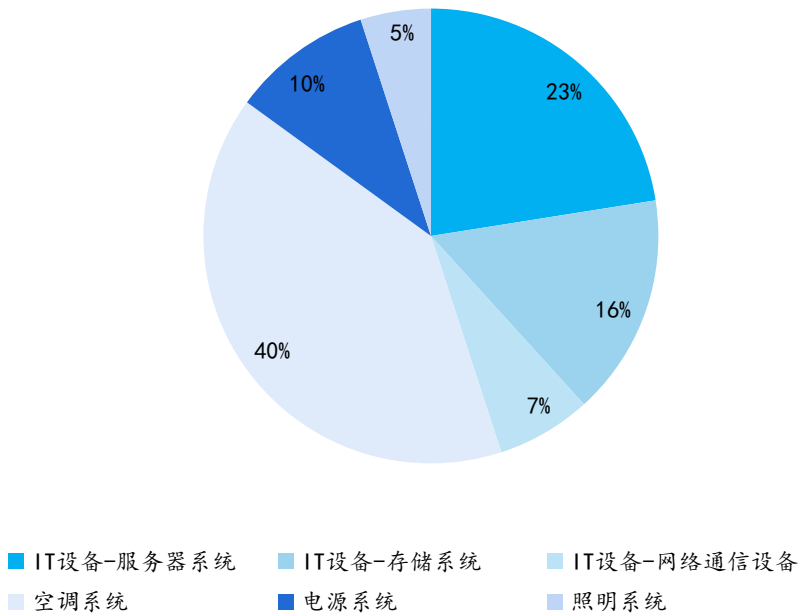
- ❑ 智算中心使得的单机柜密度提升，相应带动更高能量密度的UPS和柴发等备电需求以及更高效的散热需求提升。智能计算技术的发展极大地提升了数据处理的能力，数据中心的单机柜功率将从6-8kW增至30-40kW，其不仅优化了运算效率，且推动了数据中心供电/制冷技术的革新，因为高密化需要更大的供电功率，更高能量密度的备电电池，以及更高效的散热方式。
- ❑ 电源系统/空调系统大概占到数据中心成本的10%/40%。拆分数据中心能效结构，IT设备/空调系统/电源系统/照明系统分别占比45%/40%/10%/5%；其中IT设备中，服务器系统/存储系统/网络通信设备分别占比50%/35%/15%。

图：数据中心关键基础设施及设备使用寿命



设备	使用寿命
机架PDU	8-12年
电缆(单根电缆)	8-20年
母线系统(铜排、插接模块)	8-20年
UPS—大规模中央供电系统(3000+ kVA)	15-20年
UPS—机架式	4-8年
电池	5-10年
远程配电面板(RPP)	8-12年
计算机房PDU	8-12年
电气开关设备和变压器	20年以上
发电机	20年以上

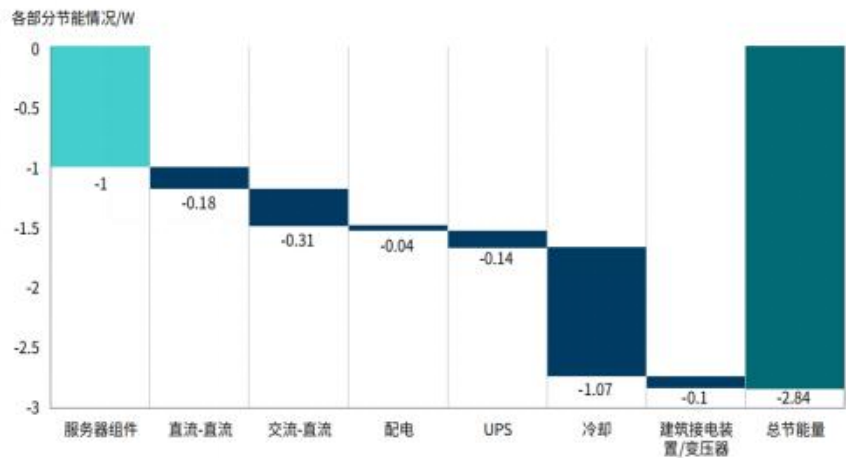
图：数据中心能效结构



4.4 设备能效提升和采用绿电是数据中心实现降耗和低碳转型的关键举措

- 数智化需与绿色化统筹结合要求数据中心进行节能降耗和低碳转型。算碳解耦是达成数智化转型和低碳转型双赢的必经之路，在碳中和这一全球共识的背景下，多个国家（地区）亦陆续提出了数据中心低碳发展的相关政策目标，要求数据中心进行节能降耗和低碳转型；企业层面，目前国内外已有多个领军企业针对价值链层面设定了减排目标并取得了初步成果，包括Amazon、Google、Microsoft、阿里巴巴、腾讯等。
- 数据中心设备的能效提升和采用绿电是实现节能降耗和低碳转型的关键举措。能效提升是降低数据中心用能的关键手段之一，IT设备、制冷系统、供配电系统均有能效提升的巨大潜力；同时在“碳中和”“东数西算”等政策的推动下，数据中心采用可再生能源已成必然趋势。在能效提高的基础上，用零碳绿色电力（简称“绿电”，主要包含风电、光伏、水电等）满足算力用能需求是进一步降低碳排放的关键。

图：设备能效提升带动数据中心整体节能的能效瀑布原理



图：全球部分数据中心相关企业碳中和目标梳理

国家(经济体)	关键政策、战略、计划	主要内容
美国	《数据中心优化倡议》(2016版) 《数据中心优化倡议》(2019版)	《数据中心优化倡议》2016版要求新建数据中心PUE低于1.4，老旧改造数据中心PUE低于1.5 - 但2019年更新版中已经删除了对PUE的要求，新增对数据中心安装能源计量设备、提高服务器虚拟化率、提高服务器的利用率、报告以小时为单位的设施可用性等方面的要求
中国	《深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》 《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》 《数字化绿色化协同转型发展实施指南》	- 到2025年底，新建及改扩建大型和超大型数据中心PUE降至1.25以内，国家枢纽节点数据中心PUE不得高于1.2 - 到2025年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80% - 推动绿色低碳数字基础设施建设，推进低效设施节能降碳改造，“老旧小散”设施整合改造 - 统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，开展算力、电力基础设施协同布局规划，提升算力与电力协同运行水平
欧盟	《欧洲绿色协议》 《欧洲的气候中和数据中心公约》 《能源效率指令》	- 最晚到2030年实现数据中心气候中性 - 到2030年数据中心能源效率提升至少30%，且要求新建设施必须达到严格能效标准
日本	《绿色增长战略》	到2030年所有新建数据中心节能30%，并要求数据中心使用部分可再生能源电力；到2040年实现半导体和通信行业的碳中和目标
德国	《能源效率法案》	- 根据数据中心建成运营时间不同，要求PUE不得高于1.2~1.5，可再生能源使用比例不得少于10%~20% - 从2025年起新建的数据中心余热回收率达到30%
新加坡	《绿色数据中心路线图》	提出提高冷却设备效率、IT设备温湿度耐受能力、数据中心的资源调度和负荷分配集成优化能力等建议

4.4 算力-绿电的时空不匹配激发不同层级的空间灵活性调节需求

- 算力-绿电存在时空不匹配，为电力系统提供时空灵活性是解错配问题的重要基础。数据中心用电要求高电源稳定性，用电负荷呈现“日内波动小、夏季负荷大”的特征，然而以风电、光伏为代表的新能源发电则呈现出“日内波动大、季节不确定性强”的特征，晚上用电高峰“日落无光”、夏季常见的“极热无风”的现象严重影响新能源发电能力，导致算力与绿电时空不匹配，为电力系统提供时空灵活性是解错配问题的重要基础。
- 灵活性主要来源主要分为算力工作负载灵活性、以及制冷和备用电源等的灵活性。
1) 算力工作负载灵活性：在满足某计算任务对计算资源和数据资源需求的条件下，负载调度管理系统可以按照一定目标，更改工作负载的处理计划，将部分可调工作负载从负载高峰时段推迟到低谷时段，或将部分负载转移到其他服务器上处理；使得数据中心能够成为电力系统需求侧重要的可调资源，不仅可以为电网提供小时级的调峰以及分钟内的调频等辅助服务，而且可以参与电网经济调度、机组组合等运行规划过程，从而实现算电协同调度。
2) 制冷和备用电源等的灵活性：除了算力工作负载灵活性外，制冷、备用电源等系统亦可提供可观的灵活性。例如，调节制冷系统、蓄冷系统等设备，利用数据中心机房的热惯性、供冷网络的热惯性，通过分布式电储能进行削峰填谷等手段响应电网信号，可提供秒级到小时级的时间灵活性，实现电热冷等多能耦合的协同运行，也可有效提升算力用能绿色化水平。

图：数据中心电力需求侧时间与不同层级空间灵活性来源

负荷类别	主要设备	负荷占比	调控方式	时间灵活性					空间灵活性
				秒级	分钟级	小时级	日级	>日级	
IT系统 负荷	存储与 服务器	~50%	在线工作负载调 度 ^{xxiii}						✓
			离线工作负载调 度 ^{xxiv}	✓	✓	✓	✓	✓	
			服务器用电管理	✓	✓				
制冷系统 负荷	空调、 供冷网站	~30%	温度调节,利用 热惯性	✓	✓	✓			
备用电源	柴油发 电机	N/A	启停, 功率调节		✓	✓	✓	✓	
	储能系统	N/A	充放策略优化	✓	✓	✓			

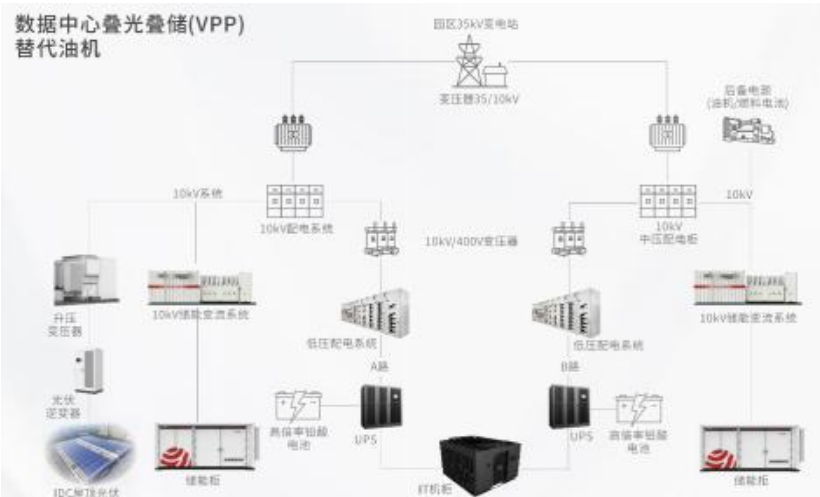
图：算力-电力协同优化运行全球案例



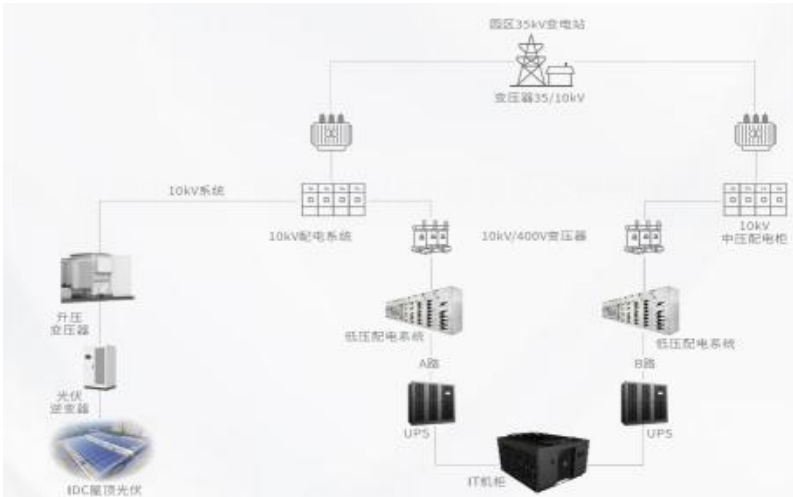
4.4 储能可在稳定用电、降耗、获取额外收益方面为数据中心提供增益

- 储能对于数据中心的应急电源与常用电源均能够起到稳定供电的作用。**
 - a.储能可以替代柴油发电机，作为数据中心的备用电源，能够在市电断电时提供稳定的供电。**几乎所有数据中心的备电系统里都少不了柴油发电机，然而柴油发电机系统采购成本高，运营维护专业化要求高，使用污染大却利用率低，目前储能和柴油发电机的联合备电模式或更具有性价比。根据储能系统的容量，减少 1)柴油发电机的储油量，2)减少柴油发电机输出功率或 3)减少柴油发电机数量，从而实现低碳战略。
 - b.另一模式是储能独立备电，在多路供电的数据中心中，配置12h的储能系统进行放电功率100%放电，实现储能系统替代柴油发电机。**
 - d.此外，储能能够成为数据中心的一路主供电源，通过并网为数据中心提供高安全性的日常供电。**
- 储能帮助数据中心节能降碳，利用储能削峰填谷的特点，在高峰需求期间减少数据中心负荷可以降低容量费用。**降低能耗层面，通过配置储能，数据中心可以提升新能源供电的稳定性和利用率，峰谷储能高峰放电，可以降低数据中心的电费支出和能源浪费，最终减少碳排放。利用储能削峰填谷的特点,在高峰需求期间减少数据中心负荷可以降低容量费用。施耐德在公开发表的一篇白皮书中提到，利用UPS储能可以非常规方式调节电网所测量到的负荷。如此可以将数据中心峰值电力容量需求最小化，使用电价低谷时储存好的电量，避免在用电高峰期支付高价电费，降低容量费用。

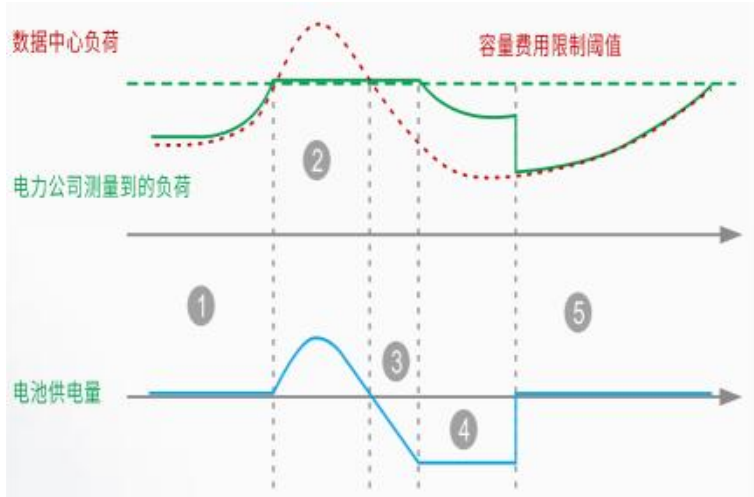
图：数据中心叠光叠储替代油机



图：数据中心UPS储备一体化方案



图：在高峰需求期间减少数据中心负荷可以降低容量费用



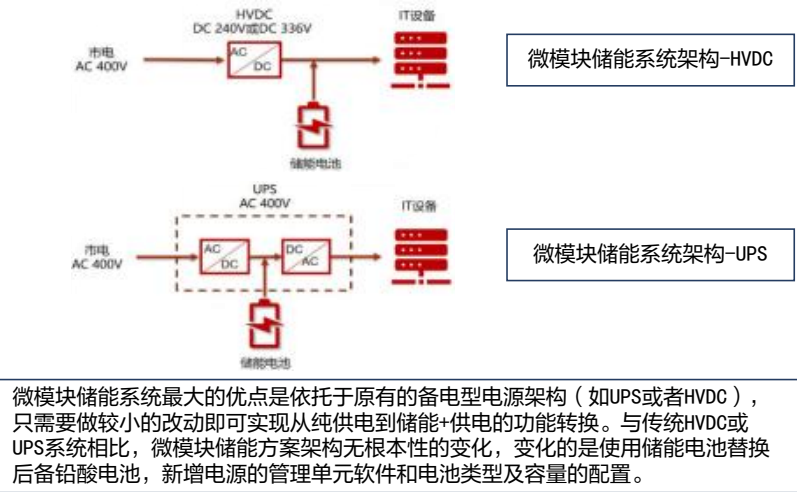
4.4 数据中心的储能应用架构具备相当程度的灵活性

- 适用面向数据中心大容量的储能系统主要应具备安全性高、循环寿命长、充放电效率高、以及响应速度快4方面特性。
- 数据中心的储能应用架构并不是一成不变的，而是一个在电力技术、冷却技术、地区政策及园区环境等多个外在因素影响下的综合能源设计优化问题，具有相当程度的灵活性。
比如，依托原UPS/HVDC备电叠加微模块储能系统架构实现从“单纯供电”到“备电+储能”，当前如台达、科士达、科华数能等企业均在数据中心领域推出储能型UPS相关产品。

图：适用于面向数据中心大容量储能系统应具备的特性

模式	描述
安全性高	数据中心储能系统应采用性能稳定，不易发生热失控的电池
循环寿命长	作为大容量储能电池一般设计运行年限在10-15年，循环寿命不宜小于3000次
充放电效率高	电池充放电效率的高低，直接影响到系统的成本，因此也是需要考虑的重要因素
响应速度快	适用于储能的系统需适应电力市场辅助服务以及备用电源快速启动的需求，备用电源启动时间不应低于15ms

图：依托原UPS/HVDC备电叠加微模块储能系统架构实现从“单纯供电”到“备电+储能”



图：数据中心和储能结合的几种电力接入架构

模式	描述	技术特点
常规10kV中压+储能接入架构	储能系统主要是为数据中心提供应急电源，同时也可实现对数据中心用电峰谷控制，实现削峰填谷，为数据中心提供备用电源保驾护航的同时获得额外收益	储能系统可提高数据中心供电可靠性及稳定性的同时，可参与电力市场服务或削峰填谷。特殊场景下，在规定时间内可恢复市电供电的，可替代市电或者柴油发电机备用回路，节省投资、提高经济效益。该方案灵活性高，适合在一些已投运数据中心进行试运行并按需接入。通过优化储能能量管理系统响应的运行策略，储能可在计划设定时段参与电力市场服务或削峰填谷应用
中压UPS+储能并网接入	未来数据中心趋向于集中式大型数据中心的建设，通过10kV侧“叠光叠储”，实现电网调度，虚拟电厂VPP，响应“双碳”政策。10kV中压UPS，即将传统低压UPS的短时备电和削峰填谷的储能复用，节省了成本，精简了供电链路，备电集中于室外部署，易于维护。如通过10kV中压UPS实现0ms市电到储能的无缝切换，实现了用户侧业务无感知/无影响的切入将室内UPS和锂电池备电移到室外，保证了室内的消防安全，节省的空间可放置更多的IT负载	中压UPS具有和UPS相类似的对负载供电保护（主旁备份）和电源质量管理的优异特性，叠储架构中，采取中压UPS可节省后端低压侧的UPS。链路极简，从而实现链路高效，有利于降低数据中心的运行碳排放。最优投资，采用中压UPS可以节省低压侧的复杂配电和UPS，同时无需单独增加PCS，帮助客户优化投资。
380V低压交流或直流侧+储能接入	储能系统通过UPS、HVDC、巴拿马电源等不间断电源设备接入直流母线，或者单独以380V交流母线接入，保证数据中心IT负载不间断供电同时，可通过储能与电网的互动，进行削峰填谷，提高系统的利用率，增加运行收益，提升经济回报率。	与数据中心常用电力架构基本无差异，主要通过大容量高储能电池的配置，通过相对较低的投资，实现额外的经济回报。该方案适合新建数据中心采用，此外在系统备电要求不高的同时，可探讨进一步精简柴发。
新能源（风能、太阳能）+储能架构	配置储能可平抑新能源的波动，为数据中心提供稳定持久的电能。 A级数据中心可采用一路外部供电+一路新能源（风能、太阳能等）配置储能两路电源，同时一路市电或者柴发作为备用电源。 B级数据中心可采用一路市电+一路新能源（风能、太阳能等）配置储能供电或一路新能源（风能、太阳能等）配置储能+柴发作为备用电源。	通过风光储能量管理系统的合理算法、决策，实现风、光的最大功率发电、储能的合理时段充放电支撑，从而提高数据中心清洁能源的利用率，降低数据中心运行成本，通过储能的平滑，为数据中心提供稳定持久的电能。该方案需要在场内布局光伏及风能等措施，需要因地制宜部署储能系统进行绿电引入。

4.4 储能配合新能源接入或用作部分备用电源的4类模式

- 《数据中心设计规范》（GB 50147）对A和B级数据中心的主备电源配置提出要求。

 - A级数据中心：应由双重电源供电，并应设置备用电源；备用电源宜采用独立于正常电源的柴油发电机组，也可采用供电网络中独立于正常电源的专用馈电线路；
 - B级数据中心：宜由双重电源供电；当只有一路电源时，应设置柴油发电机组作为备用电源；并鼓励分布式能源的利用。
- 储能在数据中心的应用模式主要包括 1)配合新能源接入，以及 2)作为备用电源2类模式，相应地与A/B类数据中心结合，分别有4类模式，起到3方面作用。

 - 平滑数据中心的新能源输出：当新能源作为一路主供时，配置储能虽然不能降低PUE但可平抑新能源波动。（图1和2）
 - 作为部分备用电源：储能作为部分备用电源，同时可参与调峰、辅助调频等辅助服；可 1)提高数据中心供电的可靠性，2) 也可获取收益补偿，3)对于部分地区，在规定时间内可恢复市电供应的部分数据中心，可替代市电或者柴油发电机备用回路，节省投资、提高项目整体经济效益；（图3和4）
 - 替代传统UPS：当电网的供电可靠性高时，大部分时间UPS处于事故备用状态，正常运行时UPS电源的浮充损耗在5%~10%，UPS资源不能得到充分利用。如果采用能够事故电源切换时间小于15ms的储能系统替代传统UPS，能够在保证数据中心不间断供电的能力的同时，可通过储能系统积极参与与电网的互动及服务，与传统UPS相比可大大提高资产的利用率及系统运行收益。（图3）

图1：A级数据中心储能系统配合新能源接入模式



图2：B级数据中心储能系统配合新能源接入模式

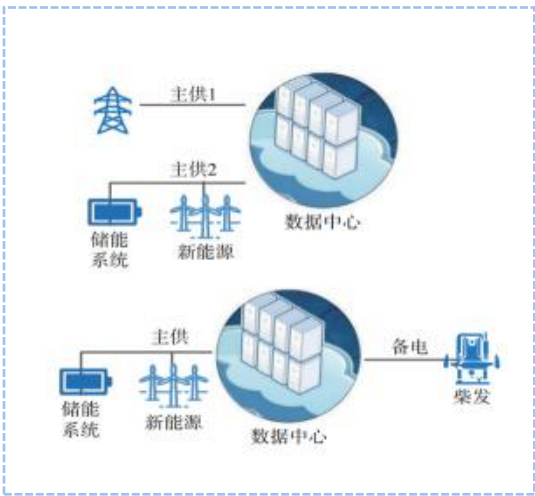


图3：A级数据中心储能系统备用电源应用模式

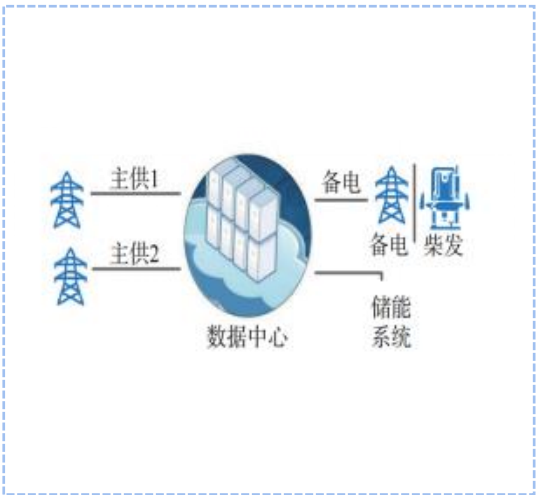
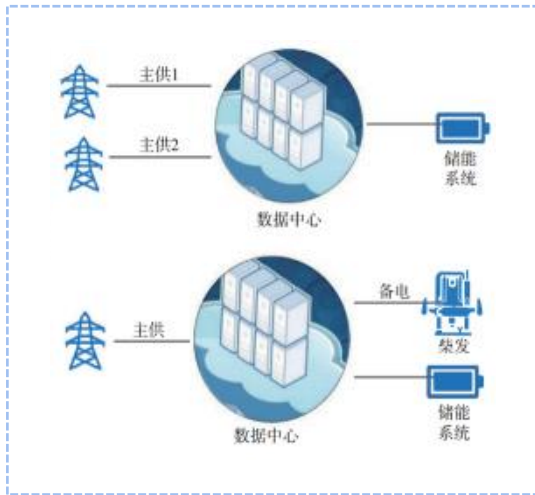


图4：B级数据中心储能系统备用电源应用模式



五、投资建议及风险提示

- ◆ **行业评级：**光储经济性驱动能源转型，降本激发缺电市场刚性需求爆发，看好全球能源新时代背景下，储能各场景需求加速，重点关注降息背景下大储传统市场中美装机持续高增，非美地区逐步起量，新兴市场小储多点开花的需求景气延续以及触及面的扩大。同时，关注数据中心从向 AIDC 转型过程中衍生出的投资机遇，储能主要配合新能源接入或用作部分备用电源，有望打开新的成长空间；维持储能行业“推荐”评级。
- ◆ **重点关注：**宁德时代、亿纬锂能、上能电气、阳光电源、阿特斯、西典新能、禾望电气、德业股份、锦浪科技、盛弘股份、通润装备、艾罗能源、固德威、禾迈股份、昱能科技、科华数据、科士达、同飞股份、英维克。

5.2 风险提示

- **世界能源格局变化风险：**全球不同区域能源安全与地缘政治、气候变化与政策、经济复苏与能源需求、低碳能源投入意愿均会对储能需求产生影响。
- **国际贸易政策变动风险：**补贴、关税、市场准入等贸易政策变化可能影响储能出口。例如，欧美地区作为全球重要的储能市场，其针对中国储能产品及相关产业链所施加的关税政策，会对中国储能企业的出口成本、市场份额及利润空间产生影响。同时，关税调整还可能引发供应链重塑、贸易摩擦升级等连锁反应，进而干扰中国储能产业在欧美市场的拓展节奏与全球布局规划。
- **下游需求不及预期风险：**补贴等政策变动、竞争程度对价格和盈利性的影响会导致下游需求有所变动，下游需求疲软可能导致销量不达预期。
- **市场竞争加剧风险：**技术快速迭代和进入方的增多可能导致企业价格和盈利能力出现变动。
- **海外市场拓展不及预期风险：**海外市场拓展受出口国贸易政策、市场准入条件影响，多重因素可能导致拓展效果不及预期。
- **原材料波动风险：**原材料价格波动一方面会影响终端用户需求，同时也会对产业链公司盈利能力产生影响。

研究小组介绍

电新小组介绍

李航，首席分析师，曾先后就职于广发证券、西部证券等，新财富最佳分析师新能源和电力设备领域团队第五，卖方分析师水晶球新能源行业前五，新浪财经金麒麟电力设备及新能源最佳分析师团队第四，上证报最佳新能源电力设备分析师第三等团队核心成员。

邱迪，联席首席分析师，中国矿业大学（北京）硕士，电力电子与电气传动专业，4年证券从业经验，曾任职于明阳智能资本市场部、华创证券等，主要覆盖新能源发电、储能等方向。

王刚，电新研究助理，华中科技大学博士，电气工程专业，4年电网企业实业经历，具有能源战略与政策研究经验，主要覆盖电气设备及储能等方向。

李铭全，浙江大学硕士，能源环境工程专业，2年证券从业经验，主要覆盖新能源汽车、储能等方向。

严语韬，研究助理，哥伦比亚大学硕士，2023年加入国海证券，主要覆盖光伏等方向。

张竞元，研究助理，伦敦政治经济学院硕士。2024年加入国海证券，覆盖储能等板块。

分析师承诺

李航，本报告中的分析师均具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立，客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

国海证券投资评级标准

行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；

中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；

回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

股票投资评级

买入：相对沪深300 指数涨幅20%以上；

增持：相对沪深300 指数涨幅介于10%～20%之间；

中性：相对沪深300 指数涨幅介于-10%～10%之间；

卖出：相对沪深300 指数跌幅10%以上。

免责声明

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，也不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。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、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

风险提示

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

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。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

郑重声明

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。

国海证券·研究所·电新研究团队

心怀家国，洞悉四海



国海研究上海

上海市黄浦区绿地外滩中心C1栋
国海证券大厦

邮编：200023

电话：021-61981300

国海研究深圳

深圳市福田区竹子林四路光大银
行大厦28F

邮编：518041

电话：0755-83706353

国海研究北京

北京市海淀区西直门外大街168号
腾达大厦25F

邮编：100044

电话：010-88576597