

商业模式多样化、国内海外共发展

——工商储专题

电新首席证券分析师：曾朵红
执业证书编号：S0600516080001
联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199793
2026年5月6日

- ◆ **工商储商业模式多样，回收期约4-5年，经济性愈发凸显推动需求爆发。**工商储商业模式多样化，从海外工商储应用来看，增长驱动力包括：1) 工商业企业光伏+储能，自发自用，节约电费；2) 纯工商储参与市场交易（峰谷套利）；3) 长期合同与辅助服务获取收益；4) 停电区域的刚性需求；5) 参与市场调峰调频；6) 满足大厂ESG与碳关税要求等。
- ◆ **海外政策支持深化、需求区域扩散、增长韧性强劲。**1) 欧洲：工商储已成为欧洲储能中增长最快的方向之一。政策从补贴转向长效机制（如容量市场、动态电价），德国、西班牙、意大利等多国持续加码支持。我们预计2026年欧洲工商储新增装机将达12.4GWh，同比翻倍增长。2) 海外其他市场，①澳大利亚：联邦与州级补贴政策持续，电力现货市场剧烈波动为储能套利创造巨大空间；②东南亚：电网薄弱、电价上涨与强制配储政策（如泰国、越南、菲律宾）共同驱动，工商储需求步入爆发前夜；③非洲：停电频繁、电网脆弱，离网光储解决方案经济性远超柴油发电，尤其矿山等场景需求刚性，空间巨大。综合来看，我们预计2026年海外整体工商储装机需求将达17.8GWh，同比增长82%。
- ◆ **国内市场备案高增，同时新的增长点正在涌现，实际装机受经济性与政策变化影响。**1) 零碳园区加速配储，国家级和省级零碳园区试点扩容，推动园区“源网荷储一体化”改造，为工商储带来规模化落地机遇。我们预计在中性假设下，到2030年末零碳园区带来的工商储需求可达12GWh。2) 台区储能有望带来新增量，为应对分布式光伏与充电负荷接入带来的配电网压力，在配电台区部署储能成为新的治理手段，河北、湖南、福建等地已开展试点，有望成为工商储的新增量市场。3) 备案高增，但由于初始投资高、实际运营天数与套利次数不及预期、以及部分地区分时电价政策调整，实际装机量远低于备案量。我们预计2026年中国工商储新增装机将达15.9GWh，同比增长51%。
- ◆ **工商储市场厚积薄发，为用户储玩家重要新增长动能：**户储率先受益于电价脉冲式上涨，工商储需求响应略微滞后，随着市场教育与渠道耕耘近两年海外工商储逐步起量爆发，户储与大储玩家纷纷加码布局工商储领域，**工商储单体规模与价值显著高于户储**，单台价值量通常为户储数十倍，**同时工商储电池包自配率较高**，随工商储出货不断增长，工商储将成为户储厂商重要新增长动能。
- ◆ **投资建议：**欧洲工商储商业模式逐步丰富，动态电价推动下需求爆发；东南亚、非洲等新兴市场电网薄弱，缺电刚需带动工商储起量；国内零碳工业园区及台区储能等贡献新增量，全球工商储需求有望持续高增，**推荐：德业股份、思格新能、艾罗能源、锦浪科技、固德威、阳光电源、海博思创、禾迈股份、昱能科技**，建议关注首航新能等。
- ◆ **风险提示：**政策依赖性与阶段性波动、需求透支与库存周期、竞争加剧与价格战、供应链与成本管控等风险

- PART1 海外商业模式：商业模式多样化，经济性&刚性需求共生

- PART2 海外市场分析：欧澳电力交易创造发展机遇，新兴市场缺电拉动刚性需求

- PART3 国内市场分析：备案量保持高增，园区储能进一步扩大空间

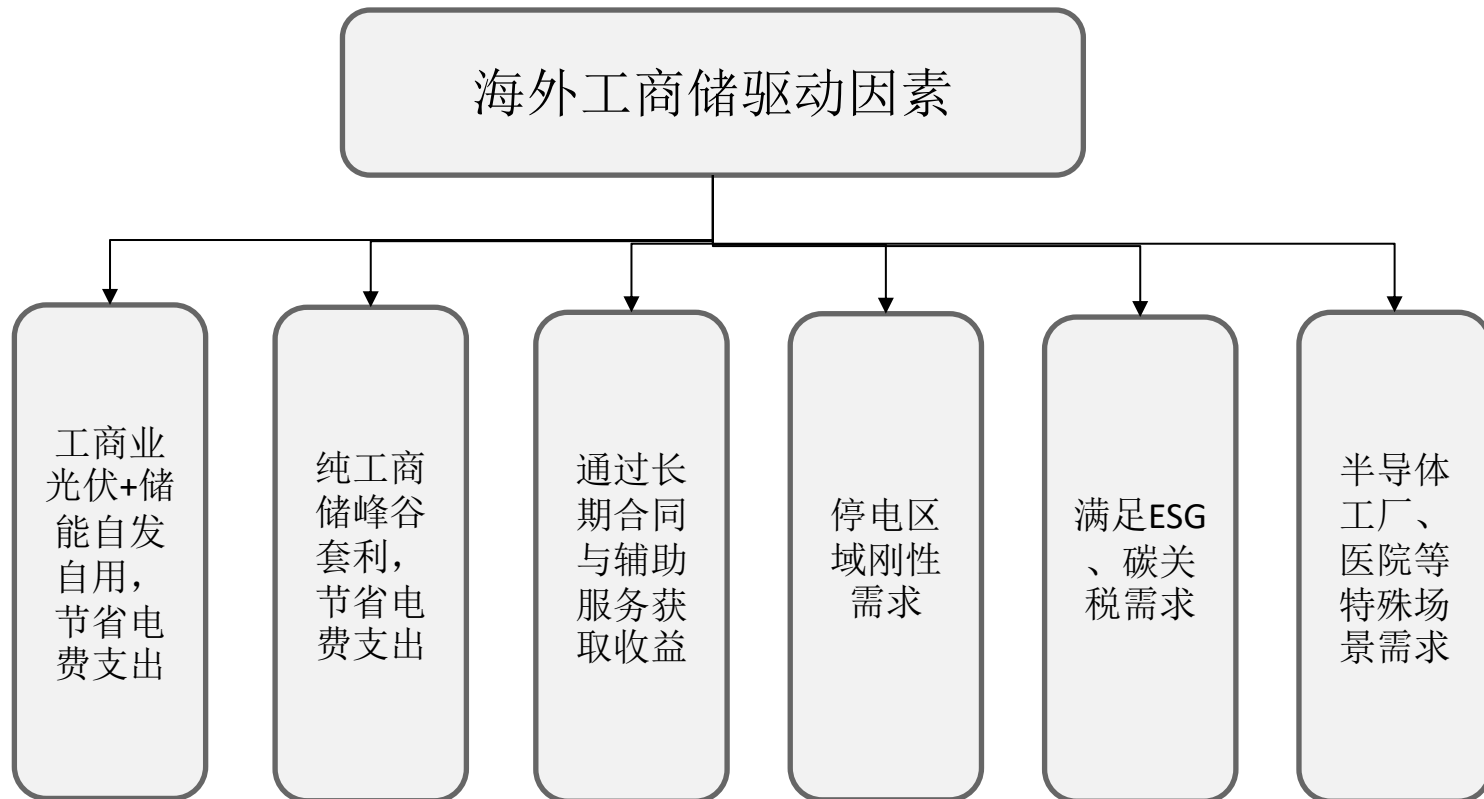
- PART4 产业链：市场教育加速、弹性跃然显现

PART1：海外商业模式

商业模式多样化，经济性&刚性需求共生

- ◆ **工商储商业模式多样化**，从目前海外工商储应用来看，增长驱动力包括：1) 工商业企业光伏+储能，自发自用，节约电费；2) 纯工商储参与市场交易（峰谷套利）；3) 长期合同与辅助服务获取收益；4) 停电区域的刚性需求；5) 参与市场调峰调频；6) 满足大厂ESG与碳关税要求等。

图表：海外工商储驱动因素



模式一：光+储自用，节省工业电费，回收期约4-5年

◆ **工商业光伏+储能自发自用节约高额电费支出，欧洲工商业电价相对较高，回收期约4-5年。**根据Global Petrol Prices网站数据，23-25年海外各国中欧洲工商业平均电价最高，其中英国电价最高，达0.442USD/kwh，其次是澳大利亚和日本电价达到0.2USD/kwh左右，然后是美国电价0.148USD/kwh，东南亚国家工商业电价相对较低。因此工商业电价较高区域可通过安装工商业光伏及储能节省电费支出，以德国为例，125kw+125kw/kwh光储系统回收期约4-5年，具备较强经济性水平。

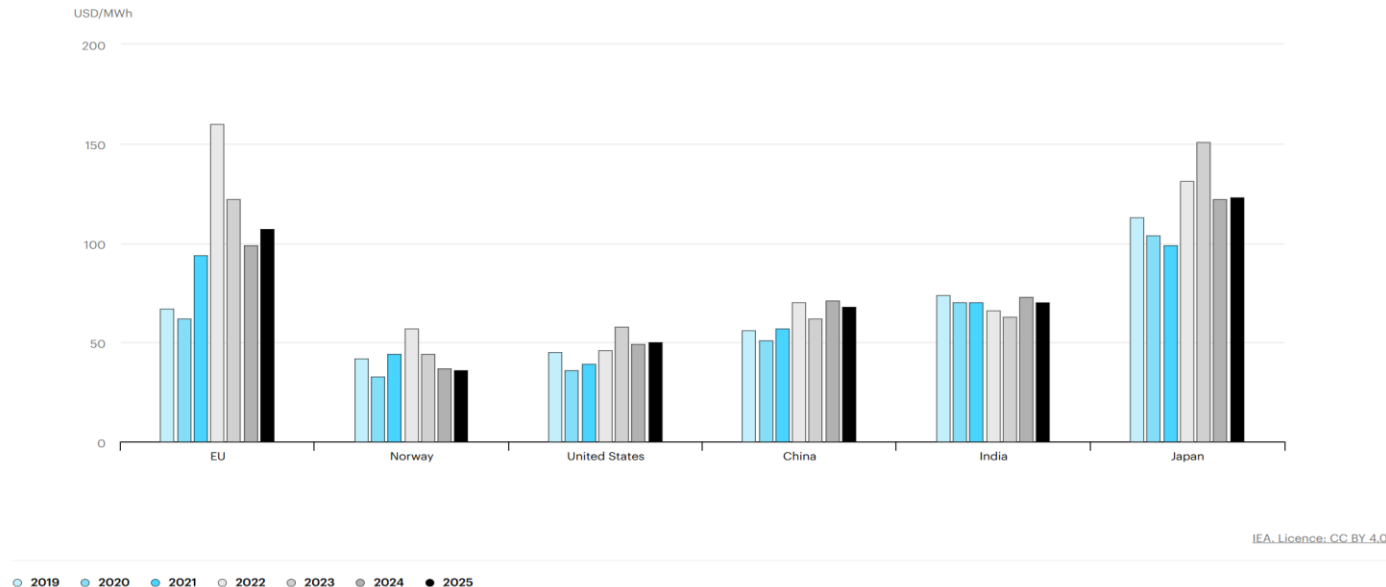
图表：德国工商业光储回收期测算（东吴证券研究所测算）

内容	成本及回收期
125kw光伏系统成本（万元）	22.5
125kw/250kwh储能系统成本(万元)	60
总成本	82.5
光伏发电自用节省成本（万元）	19.6
回收期（年）	4.21

图表：23-25年工商业平均电价

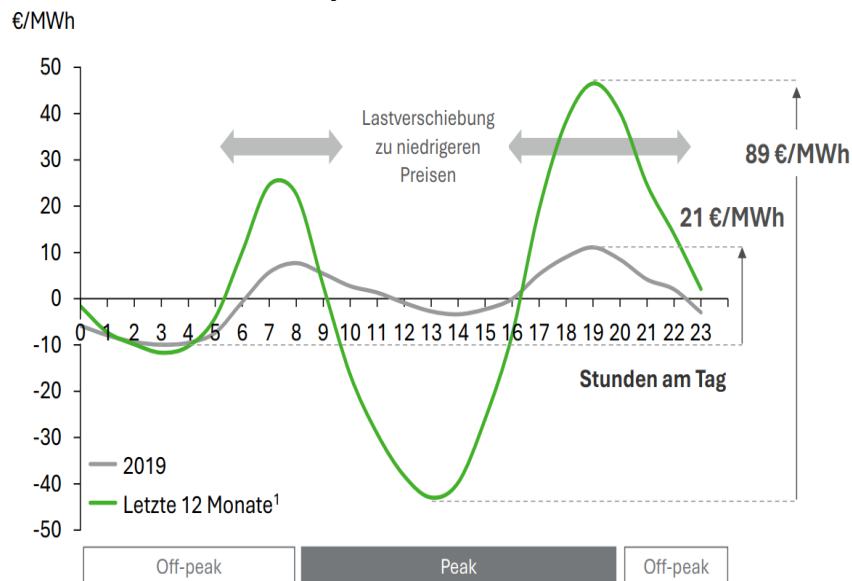
国家	工商业2023-2025平均电价（USD/kwh）
德国	0.284
意大利	0.419
英国	0.442
西班牙	0.138
荷兰	0.221
越南	0.078
菲律宾	0.154
印尼	0.070
印度	0.124
美国	0.148
加拿大	0.107
澳大利亚	0.24
日本	0.204
南非	0.1

图表：19-25年部分国家大型工业电价



◆ **纯工商储参与峰谷套利，节省电费支出：**工商业企业同时可通过纯工商储进行低电价充电，高电价放电进行峰谷套利获取收益，以下是德国日前批发电价波动情况，峰谷价差约0.089欧元/kwh，考虑分时电网费同样存在峰谷价差，对于用户而言，德国工商业用户充放电综合价差可达约0.18欧元/kwh，我们测算德国纯工商储回收期约4.21年。

图表：德国批发电价日内波动情况（2019年vs25年4月至今）



图表：26年德国分时电网费

	电网费价格 (欧元/KWh)
标准时段	5.48
高峰时段	10.52
低谷时段	1.64

图表：德国工商储回收期测算（东吴证券研究所测算）

内容	成本及回收期	备注
125kw/250kwh储能系统成本(万元)	22.5	终端2.4元/wh
批发电价峰谷价差 (元/kwh)	60	0.089欧元/kwh
分时电网费峰谷价差 (元/kwh)	82.5	0.089欧元/kwh
充放电收益 (万元)	19.6	每年330天一充一放
回收期 (年)	4.21	

- ◆ **参与市场调峰调频获得收益：**工商储系统还可参与辅助服务获取额外收益，储能可参与FCR（一次调频）（容量门槛普遍为1MW以上）与aFRR（二次调频）。由于欧洲调频价格大多是统一边际定价，所以价格波动加大。如丹麦FCR DK1区域收益可达50-150克朗/MW、aFRR价格可达100-600克朗/MW；德国FCR收益可达10-15欧元/MW/h，aFRR收益可达10-35欧元/MW/h等，测算回收期约4年。
- ◆ **容量电价机制提供部分长期稳定收益来源。**此外英国、法国、西班牙、意大利等均有容量电价机制落地，可通过拍卖锁定15年等长期合同收入，为储能提供长期确定性收入。

图表：德国调频收益回收期测算(东吴研究所测算)

内容	成本及回收期
1MW/2MWh储能系统成本(万元)	480
FCR收益(万元)	15.65
aFRR收益(万元)	106.25
总收益(万元)	121.91
回收期(年)	3.94

图表：欧洲辅助服务收益情况

	辅助服务收益情况
英国	频率服务年收益从典型值超11万英镑/MW骤降至2024年不足3万英镑/MW
德国	FCR价格是10-25欧元/MW/h区间，aFRR价格是10-35欧元/MW/h区间，mFRR价格是5-30欧元/MW/h区间。
法国	FCR（一次调频）收益100-120欧元/MWh，aFRR（二次调频）80-90欧元/MWh收益80-90欧元/MWh。
丹麦	FCR DK1的价格是50-150克朗/MW区间，aFRR Up价格在100-200克朗/MW，aFRR Down价格在100-600克朗/MW区间。

图表：欧洲部分国家容量电价机制提供长期确定性收入

	内容
英国	1) 提前4年进行拍卖，合同期限最长15年，多轮拍卖最终决定供需出清价格； 2) 提前1年进行短期缺口拍卖补充
法国	26年11月引入新容量机制 1) 2026-2030年秋季进行单一年度拍卖 2) 2030年开始提前4年进行拍卖锁定15年长期容量协议， 3) 2030年开始提前1年拍卖进行容量缺口补充
西班牙	2026年落地，分为三类拍卖： 1) 主拍卖：提前五年拍卖，新建项目最长15年合同， 2) 调整拍卖：提前一年拍卖，适用存量储能，用于布缺口 3) 过渡拍卖：单一年度拍卖，填补2026-2030年容量缺口
意大利	通用容量市场： 年度拍卖+多年期拍卖（1-5年），新建项目可达10年 储能专属机制（MACSE）： 2025年9月开始第一轮拍卖，计划三轮至2030年，可签订15年长期合同

- ◆ **在非洲、东欧、东南亚等停电区域可替代柴发、满足刚需。** 东南亚、乌克兰、非洲等地区由于电网设施落后供电经常中断，工业区也经常拉闸限电，在此之前各个地区以柴发供电为主，现在随着储能价格下行，工商储逐步代替柴发，如下表哈里亚纳邦工厂1MW/2.236 MWh储能系统项目、乌克兰布罗瓦里多学科临床医院光伏储能项目、越南北宁1MWh工商业储能项目等等案例，均实现了储能系统对于柴油机发电的取代。不仅可以降低用电成本，还能提高用电可靠性，消除噪音和排放，更环保和绿色。

图表： 储能替代柴发案例

项目名称	具体内容
印度哈里亚纳邦工厂1MW/2.236 MWh 储能系统项目	通过替代传统柴油发电机，不仅帮助客户显著降低了用能成本、大幅提升了供电可靠性，更以其零排放、低噪音的特性，为印度工业领域的绿色能源转型提供切实的实践范本
SMA 乌克兰布罗瓦里多学科临床医院光伏储能项目	21千瓦的光伏系统和7千瓦时的电池系统使医院能够覆盖约一半的能源消耗，每年约30,000千瓦时，显著降低了电费，同时保障停电时生命支持设备运行，替代柴发。
乌克兰文尼察州制冷设备工厂光储项目	规模是1MW 光伏加800kWh 储能，配置了8 台 Solax Aelio P50B100 工商业储能一体机并联，完全替代柴油发电机，保障电网限电 / 停电时连续生产，消除噪音、排放与燃料成本。
越南北宁1MWh工商业储能项目	1MWh/500kW配套8MWp光伏电站，形成“光伏+储能”协同运行与储能单独运行双模式互补的能源架构，代替柴油机发电。形成稳定、低碳及低成本的能源精准供应，适配越南当地电价政策与园区用电负荷特性，最大化释放绿电价值
拓邦新能源孟加拉1MW/2.15MWh储能项目	孟加拉达卡市的某知名服装工业园，长期受限于电网设施落后、频繁停电等问题，企业被迫依赖柴油发电，导致运营成本高昂，生产受限。为有效缓解这一困境，拓邦团队高效部署1MW/2.15MWh集装箱储能系统，按计划每年可新增1.5GWh绿色电量，节省柴油费用超过160万元。

- ◆ **电网晃电 / 瞬时断电、高敏感负荷零中断要求、绿电并网功率波动亦为工商储爆发重要驱动因素。**传统柴油发电机因10-15秒级启动延迟、供电质量谐波污染与高全生命周期成本（TCO），已无法满足毫秒级电力保障需求，这一间隔足以导致半导体产线报废整批晶圆、医疗ICU设备停机或数据中心业务中断。工商业储能系统凭借毫秒级切换速度、稳压精度与零碳排放优势，成为唯一能同时覆盖备电、电能质量治理与绿电波动平抑的系统性解决方案。

图表：三大代表性案例分析

三大场景案例	具体成效
缅甸曼德勒地区电子加工厂案例	原有电源为市电加柴油发电机，由于当地电网不稳定，突发停电频繁，对工厂正常生产造成严重影响。安装离网储能系统后，该系统可实现 8ms无感自动切换 ，整个过程用户无感知，保障关键设备运行不中断。同时可实现白天供电时自动充电，停电自动切换储能放电，降低对柴油发电机的依赖。最终 大幅降低运行成本与维护负担，增强了用电稳定性。
三晶电气南非半导体制造商 Condere Group 案例	此前因电网波动，导致半导体产品的良率波动达 5%，单月损失超 20 万美元。安装储能系统后，系统的电压稳定精度 $\leq \pm 1\%$ ，通过光伏超配与储能调度的结合，Condere Group 的能源自给率显著提升，半导体产品的良率波动降至 0.5%以内，年能源成本降低18%。
菲律宾卡加巴雷特岛微电网案例	此前采用柴油发电机供电，但柴油成本高，且发电质量差，无法满足当地居民和商业的用电需求。采用了6.69MWh 储能系统方案，储能系统负责平抑光伏波动，将多余电量储存，并支撑夜间的全部用电负荷；柴油发电机仅作为极端连续阴雨天气下的冗余手段，该海岛实现了 24 小时稳定供电，能源成本较纯柴发方案降低 35%，绿电占比达 80%。

◆ **为满足ESG与碳关税要求，工商储需求逐步提升。**很多国际大型企业集团有较高的ESG相关零碳要求，促使供应商去满足绿色低碳要求，比如苹果要求2030年供应商100%的绿电，谷歌要求2030年100%无碳能源等。同时欧盟2026年1月正式施行碳边境调节机制政策（也称“碳关税”），政策目标是倒逼非欧盟企业减排，促进全球低碳转型。上述这些政策都将促进全球工商业企业去推动光储等绿色能源替代原始的非清洁能源发电，倒逼企业配置绿电与储能。

图表：欧洲“碳关税”要求

	欧盟碳边境调节机制（CBAM也称“碳关税”）
初期覆盖	2026.1.1起覆盖六大高碳行业及对应产品：钢铁及制品、铝及制品、水泥、化肥、电力、氢气。覆盖欧盟工业碳排放超50%。2028年新增180种下游制成品（含机械、汽车零部件、储能设备、电子元器件等），并纳入间接排放（外购电力）。
核算逻辑	向欧盟进口超过CBAM货物单一质量阈值（50吨），必须申请购买CBAM证书。证书价格由欧盟碳排放交易体系（EU ETS）配额的拍卖价格计算，2026年为季度均值，2027年起为周平均值。产品隐含碳值含直接排放（生产过程）+间接排放（外购电力），2026年约80-100欧元/吨CO ₂ 。
清缴规则	2026年进口产品，2027年2月1日起购买证书，2027年9月30日前完成清缴。2027年起，按年度申报、次年清缴。
政策目标	对进口高碳产品征收与欧盟内部EU ETS（欧盟碳市场）等值的碳成本，确保内外产品公平竞争。倒逼非欧盟企业减排，推动全球低碳转型，防止碳泄漏。

图表：国际大型科技企业集团的ESG相关承诺

	ESG相关要求
苹果	承诺2030年供应链100%绿电，强制披露Scope1/2排放，未达标供应商剔除供应链。已经有超200家核心供应商（占直接制造支出70%）已承诺100%绿电。截至25年4月苹果全球供应链中已有17.8吉瓦的可再生电力投入使用。
谷歌	RE100成员，2030年100%无碳能源；数据中心/制造环节强制光储微网；要求供应商提供绿电+储能方案。投资全球最大长时储能项目，验证光储替代柴发的可靠性。
亚马逊	2040年净零碳排放；供应商2030年前100%绿电；高耗能环节（物流、数据中心）强制光储替代柴发。连续五年是全球最大企业绿电买家，投资600+可再生项目（含储能）；亚洲/欧洲强制供应商部署光储微网。
微软	承诺2030年碳负排放；供应商2025年前绿电占比≥80%，2030年100%；数据中心/工厂光储柴一体化。Azure数据中心全球部署光储，要求硬件供应商（如富士康、和硕）同步配置。
特斯拉	目标2030年生产2000万辆电动车和1500GWh储能目标，运营100%可再生电力承诺；2特斯拉中国供应链绿电和储能强制要求。
三星	2030年DX部门（含手机、电视、家电等）部门实现Scope 1+2净零碳排放，全球业务100%使用可再生能源，强制供应商减排，支持合作伙伴碳目标，通过ESG基金推动绿电+储能配置。

PART2: 海外市场分析

欧澳电力交易创造发展机遇，新兴市场缺电拉动刚性需求

◆ **政策正在由“激活需求”转向“放大项目可行性”，并与成本下行、收益改善形成共振。** 欧洲各国政策从“应急补贴”（免税、直接拨款）转向“长效机制”（容量市场、电池护照）。德国、西班牙、波兰、罗马尼亚等市场的支持政策持续落地，推动欧洲工商储由局部试点走向多国扩散。中国储能产业链扩产带动磷酸铁锂储能电芯价格快速下行，项目初始投资明显下降；在高电价、强波动市场中，部分典型工商业储能项目回收期由约7年压缩至3-4年，经济性明显改善。

图表：工商业储能爆发政策演进

阶段	年份	政策
阶段一	2022	德国：宣布免除户用及小型工商储增值税（VAT），释放强烈信号。 意大利：启动“超级bonus”税收抵免讨论，市场开始预热。 英国：启动容量市场（CM）改革咨询，探索储能独立参与机制。
阶段二	2023 - 2024	意大利（2024 Q1）：3.2亿欧元工商储专项补贴落地（覆盖40%-50%成本），引爆南欧市场。 欧盟（2024）：《净零工业法案》（NZIA）通过，简化储能项目许可审批流程。 德国（2024）：KfW 270计划优化，提供低息贷款；并网流程强制简化。 希腊（2024）：批准1.54亿欧元电池存储基金，新兴市场需求释放。
阶段三	2025 - 2026	欧盟（2025）：《新电池法》全面生效，强制要求“电池护照”与碳足迹声明（合规壁垒建立）。 英国（2025-26）：容量市场长时储能（LDES）专项拍卖，保障4小时以上储能收益。 德国（2025）：气候与转型基金（KTF）持续支持工业“光储氢”一体化。 波兰（2026）：40亿兹罗提差异化补贴，中东欧市场接力增长。 欧盟（2026）：欧盟电力市场设计改革（EMD Reform）落地实施

图表：欧洲各国工商储补贴（截至2026Q1）

国家	内容
德国	2025年3月通过的《基本法》修正案设立的5000亿欧元基础设施特别基金在2026年持续发力，其中1000亿欧元注入气候与转型基金（KTF），重点支持包括工商储在内的能源转型项目，特别是结合氢能、工业脱碳的储能应用。
西班牙	获批7亿欧元超高比例补贴，重点支持工业园区的“光储氢”一体化项目。
波兰	40亿兹罗提差异化补贴计划，针对中东欧新兴市场的工商储进行追赶式补贴。
罗马尼亚	欧盟委员会批准1.5亿欧元国家援助计划（2026年初落地），专门建设新型电力储能设施，独立储能项目可竞争性招标。

- ◆ **南欧和中东欧以补贴驱动为主，西欧更多依靠融资与框架性支持，欧洲工商储政策体系正加快完善。**除希腊、意大利、捷克等国家继续推出面向企业侧光储或工商储的专项补贴外，西班牙、波兰、立陶宛、罗马尼亚等国也在通过国家级储能资助、Modernisation Fund 等工具扩大支持范围，德国、奥地利则更多依托投资补贴和政策性融资支持企业项目落地。整体看，欧洲工商储政策正由单一资本开支补贴，逐步转向“专项补贴+融资工具+国家框架”并行推进，对项目投资回报率改善和市场放量形成支撑。

表：欧洲各国工商业储能相关政策（截至2026Q1）

国家	时间	政策名称	核心内容
希腊	有效至 2026-04-30	Storage Systems in Enterprises	纯工商储专项，支持新建 / 既有光伏 + 电池，仅补贴电池部分；总预算 1.537 亿欧元；小微 50%/ 中型 40%/ 大型 30%
意大利	2025 年	PMI 可再生能源自发自用支持	面向 PMI 企业，支持光伏 / 小型风电自发自用 + 表后储能延后自用；预算 3.2 亿欧元；微 / 小型企业 40%、中型 30%、储能附加 30%、能源诊断 50%
捷克	2025 年	Modernisation Fund RES+ 1/2025、RES+ 3/2025	支持 50kWp-5MWp 自发自用光伏，配套储能一并支持；RES+ 1/2025 规模 30 亿捷克克朗；商业光储最高补贴 35%，能源社区 75%，配无息贷款
奥地利	长期框架	EAG 投资补贴 (PV+Storage)	1000kWp 以内光伏可申投资补贴，配套储能≥0.5kWh/kWp，最多 50kWh 储能额外补贴，总补贴上限投资额 30%，覆盖企业屋顶 + 储能场景
西班牙	2025 年	IDAE 2025 创新储能项目资助	国家级储能支持，覆盖独立储能、抽蓄、热储、光储耦合等，最低 1MW，公私法人可申报；初始预算 6.998 亿欧元
波兰	现行	NFOŚiGW/Modernisation Fund 储能项目	企业级 / 大中型储能，门槛 2MW/4MWh；基础补贴合格成本 45%，中型 + 10pct、小型 + 20pct，可叠加最高 100% 成本贷款
罗马尼亚	2026.03	Modernisation Fund 电池储能支持	政策落地强化期，欧委会批准 1.5 亿欧元国家援助，支持电力储能建设，为该国近期核心储能支持政策
立陶宛	2024.04	欧委会批准€180m 储能支持方案	1.8 亿欧元支持至少 1.2GWh 储能项目，补贴上限 30% 资本性支出，补助发放至 2025 年底
德国	现行	KfW 企业融资支持	无直补，以融资为主；KfW 293/KfW 270 支持企业可再生能源及储能投资，自发自用项目要求场内自用≥50%
斯洛文尼亚	2023 年	€150m 可再生能源 + 储能支持框架	欧委会批准 1.5 亿欧元国家级方案，支持可再生能源、供热及储能，为该国主要政策框架

◆ 欧洲动态电价含“成熟应用、节点强化、渐进扩散”三类格局，价格信号正加快向用户侧传导，成为工商储收益增强的重要基础。一方面，成熟应用市场已率先形成，smartEn 显示，截至2024年，北欧国家拥有欧洲最多与“次日交割批发电力市场”价格联动的动态电价产品，其中挪威动态电价渗透率已超过90%，属于欧洲成熟市场；芬兰动态电价合同占比约33%，而约45%的用户仍采用固定期限合同，英国则拥有欧洲最丰富的动态电价产品体系，丹麦的网络电价日内与季节波动也更为明显；另一方面，制度节点正在持续强化，欧盟于2020年底完成规则转化、2021年起正式适用，西班牙于2024年、德国于2025年、爱尔兰于2026年相继强化或落地动态电价机制；与此同时，波兰、捷克、立陶宛等东欧市场也已开始向日前批发联动电价扩散。

图表：欧洲动态电价推进路径与市场分化

2020. 12. 31 欧盟制度落地节点

Directive 2019/944 要求成员国在2020年12月31日前完成国内转化，相关规则自2021年1月1日起适用

2021. 01. 01 动态电价规则开始适用

装有智能电表的用户，依法具备请求动态电价合同的权利

2025. 01. 01 德国进入强制供给阶段

所有供应商必须至少提供一种动态电价，欧洲从“原则落地”转向“产品普及”。

2026. 06. 01 爱尔兰标准动态电价上线

爱尔兰监管文件明确，大型供应商的标准动态电价合同将于2026年6月1日实施；其国内相关转化规则已于2022年1月17日生效

截至2024年，动态电价制度已成熟应用

北欧市场整体处于欧洲前列，其中挪威动态电价渗透率超过90%，芬兰动态电价合同占比约33%，但用户基础已较成熟。英国动态电价及相关灵活性零售产品体系最丰富。瑞典、丹麦已进入较成熟阶段，动态电价信号传导相对充分。

2026年，制度节点明确

西班牙2024年1月1日起，PVPC 启用新计价方法，动态价格信号进一步强化。德国2025年1月1日起，所有电力供应商必须至少提供一种动态电价。爱尔兰2026年6月1日起，五家主要供应商须提供标准动态电价合同

截至2024年，区域渐进扩散

比利时动态合同已具法律和市场基础，但实际仍以局部区域扩散为主。波兰、捷克、立陶宛已出现与日前批发市场联动的动态电价产品，但仍处推广阶段。拉脱维亚、爱沙尼亚动态价格机制已有基础，但整体仍处扩散爬坡期。

◆ 欧洲动态电价在欧盟框架下持续推进，但各国落地节奏和实施路径存在明显差异。英国、北欧等市场起步较早，德国、西班牙、爱尔兰等则更多通过制度安排推动动态电价加快落地。

图表：欧洲各国动态电价梳理（截至2026.4）

国家	关键时间	当前状态	核心内容
英国	2018.02.01	供应商侧动态/半小时电价已落地，后续MHHS将在2025-2027年继续扩大此类产品供给。	英国2018年率先推出半小时动态电价，市场化产品先行。
比利时	2021Q2	比利时零售市场自2021年二季度起已有动态电价合同，早期主要在佛兰德地区。	比利时2021Q2起零售侧出现动态电价合同。
法国	2021.03.03	法国法律明确：超过20万站点的供应商，对装有Linky等智能计量装置且提出请求的客户，须提供动态电价；目前法国市场也已有动态电价产品。	法国2021年完成动态电价法律框架搭建。
西班牙	2024.01.01	受监管动态电价PVPC的新设计于2024年1月1日生效；截至2025年，约40%家庭用户仍在PVPC上。	西班牙2024年起优化PVPC，动态电价进入新阶段。
德国	2025.01.01	自2025年1月1日起，所有电力供应商都必须至少提供一种动态电价；但实际可得性仍受智能电表铺设限制。	德国2025年起进入“强制供给”阶段。
爱尔兰	2026.06.01上线	目前爱尔兰零售市场尚无动态电价产品；五家义务供应商须在2026年6月1日前推出标准动态电价合同。	爱尔兰2026年6月起标准动态电价将正式上线。
挪威	2017.04.20	动态电价（现货联动合同）渗透率超过90%，属于欧洲成熟市场。	长期市场化运行，无统一全国单一上线日；2019年前后完成AMI普及，为动态电价普及奠基。
芬兰	2024.04.01	动态电价合同占比已由2021年的9%升至2024年的33%；同时，固定期限合同占比约45%。	长期市场化运行，无统一全国单一上线日。
瑞典	2023.04.01	2025年动态电价使用占比约12%，已落地但渗透率低于挪威、芬兰。	2024年开始推广15分钟合同
丹麦	2025.04.01	2025年动态电价使用占比约12%，已落地但渗透率低于挪威、芬兰。	长期市场化运行，无统一全国单一上线日。

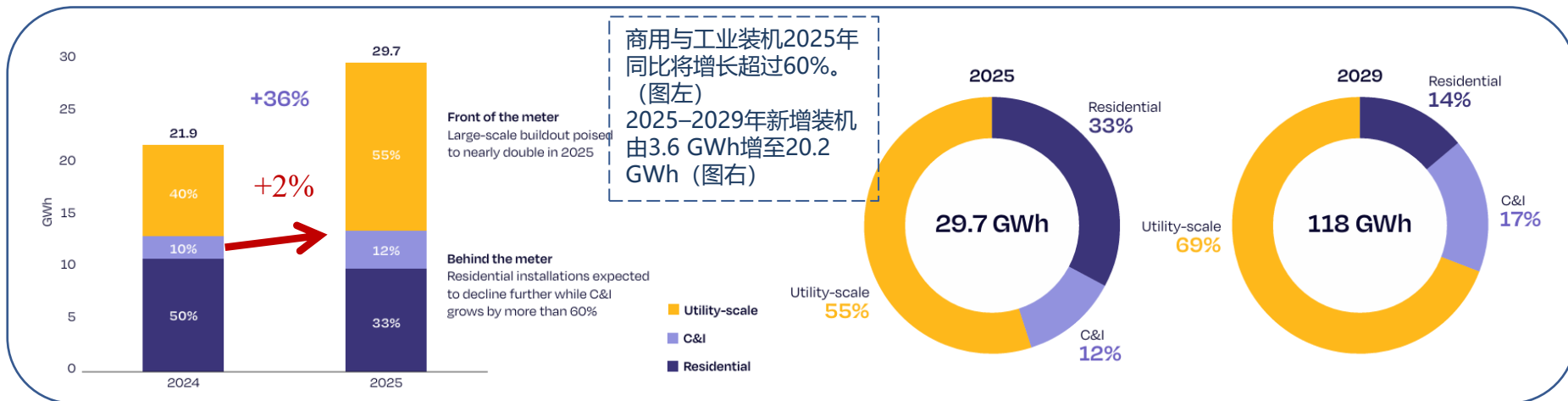
- ◆ **工商储正成为欧洲储能中最具韧性的增长方向之一。** SolarPower Europe 2025年报告显示，欧洲年度BESS新增装机量预计由2024年的21.9GWh提升至2025年的29.7GWh，同比增长约36%。其中，工商储（C&I BESS）新增装机占欧洲年度BESS新增装机总量的比例预计由2024年的10%提升至2025年的12%，对应新增装机量由约2.2GWh增长至约3.6GWh。SolarPower Europe 预计，2025年欧洲工商业储能新增装机量将由2024年的2.2GWh提升至3.6GWh，同比增长约64%，仍处于快速增长阶段，主要受工商业用户提升自有光伏消纳、削减峰值需量费用、增强备用电源与供电韧性，以及生产、供热和交通车队电气化带来的新增用电需求推动。
- ◆ **户储边际降温、工商储在低基数和企业侧收益逻辑支撑下稳步抬升。** SolarPower显示，2025年欧洲户储新增装机预计为9.9 GWh，到2029年增至 16.8 GWh；同期工商储将由 3.6 GWh 增至 20.2 GWh，并升至欧洲第二大细分市场。与更依赖居民电价高位和补贴刺激的户储不同，工商储更直接对应企业侧的经营性收益需求，因此增长斜率更高。

图表：欧洲工商储新增装机与份额（截至2026Q1）

年份	欧洲总储能新增	C&I 占总新增占比	欧洲工商储新增装机
2022	8.8 GWh	11%	0.95 GWh
2023	17.2 GWh	9.40%	1.6 GWh
2024	21.9 GWh	10%	2.19 GWh
2025E	29.7 GWh	12%	3.56 GWh

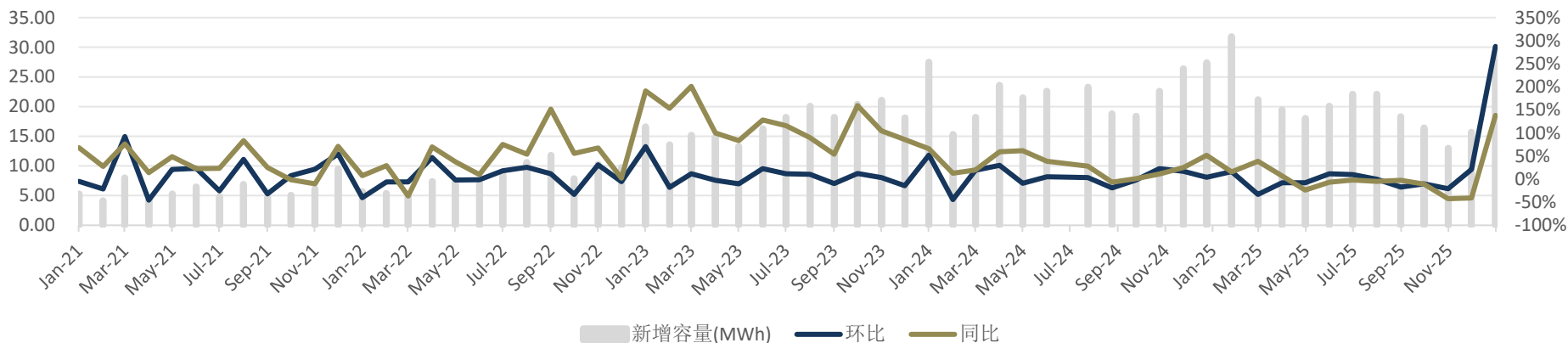
图表：欧洲年度BESS安装容量2024-2025

图表：欧洲BESS年度细分 2025-2029

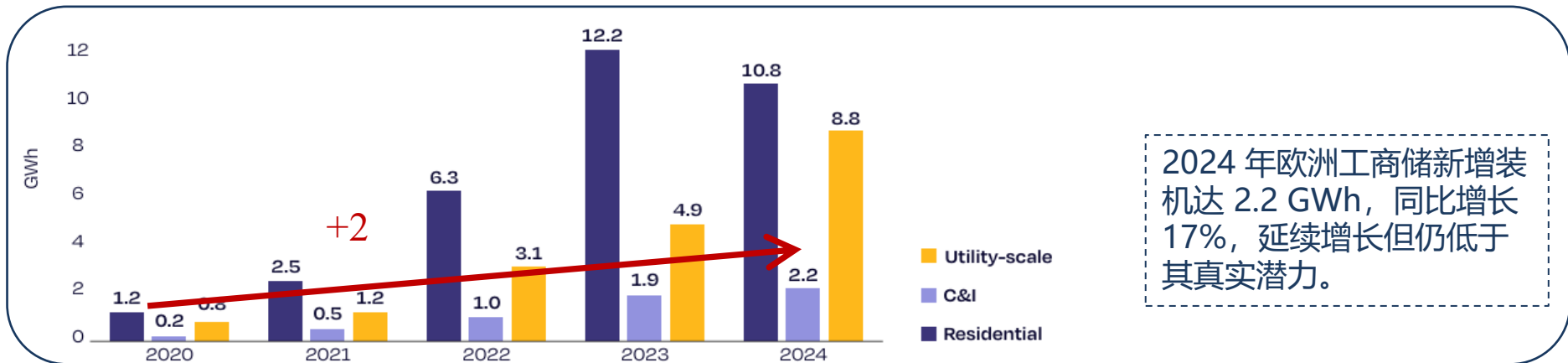


◆ **德国工商储已从“先发市场”迈向“深化渗透”阶段，后续核心看存量光伏配储释放。**2025年5月末德国电池工商业储能新增29.3MWh、同增288%，仍位居欧洲首位；但受电价回落、支持政策不足和收益模式复杂等因素影响，其工商储渗透率仍低于真实潜力。考虑到德国截至2024年底已拥有61GW的工商业光伏存量，而配储率仍低于20%，后续“存量光伏加储能”有望成为重要增长来源。

图表：德国电池工商业储能月度新增(MWh)

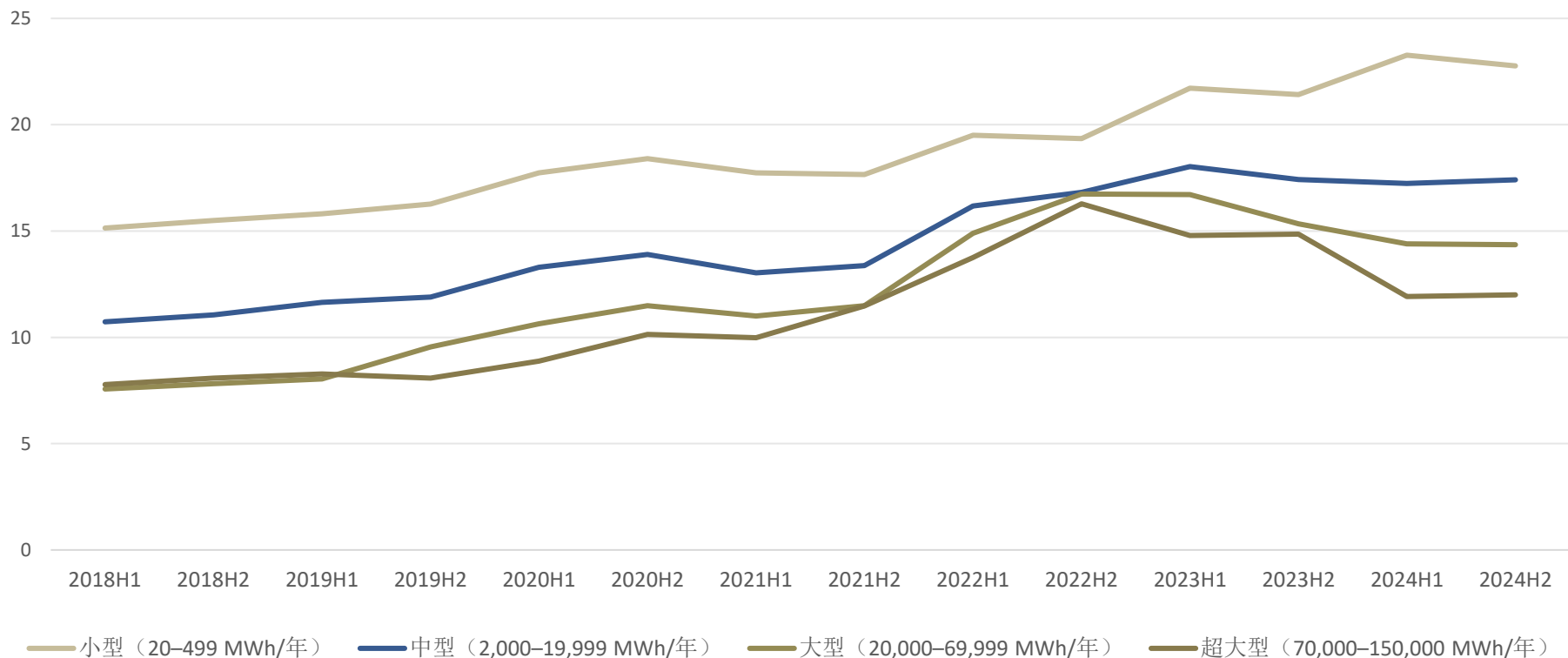


图表：欧洲BESS年度细分 2020-2024(GWh)



◆ **德国不同规模企业终端电价分化明显，中小企业电价压力更高，小型工商储经济性更强、后续渗透提升空间更大。** 2024H2 小型/中型/大型/超大型企业电价分别为 22.77/17.41/14.36/12.00 p/kWh，小型企业较大型高 58.6%，较超大型高 89.8%，中型较大型也高 21.2%；在大型高耗能企业更易获得网络费、附加费及电税减免的背景下，中小企业电价压力更高，小型工商储降本价值更容易兑现，后续渗透率仍有较大提升空间。

图表：德国不同规模工商业终端电价对比 (2018H1—2024H2, p/kWh)



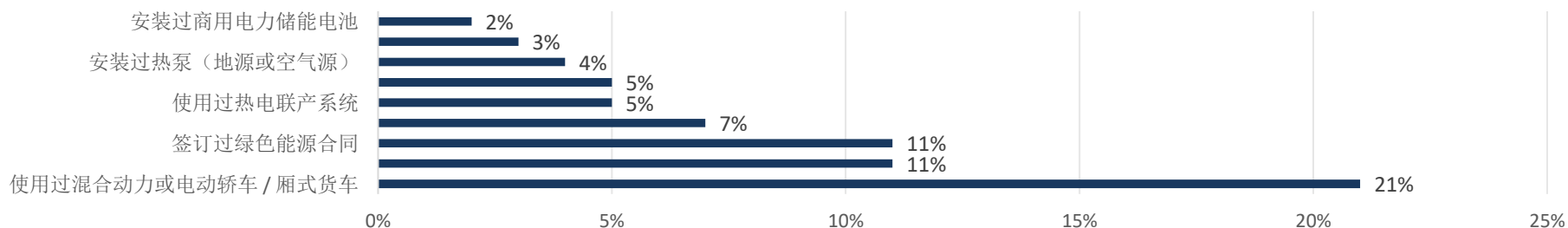
◆ **德国工商储当前仍处低渗透阶段，但政策拐点已经出现。**据ees Europe截至2025年2月报告披露，德国30kW-1MW商业应用储能装机仅占光伏总装机0.89%；与此同时，德国近一年持续放宽储能市场化使用与规划约束，并重塑并网和网费规则，工商储正从“可选配置”加速转向提升光伏消纳、削峰套利和项目收益率的关键灵活性资产。

表：德国近期主要工商储政策（截至2026Q1）

日期	政策名	核心内容
2025年7月31日（启动）、9月19日（发布方案）	MiSpeL（储能与充电点市场整合）程序	由德国联邦网络局（BNetzA）启动并发布方案， 核心是允许储能在保留自用优化功能的同时，更积极参与电力市场； 为大小储能提供“市场化使用”新选项，允许在特定规则下混合充放可再生电与电网电后，仍保留相应的EEG/EnFG处理路径，改善工商储+光伏“保绿电收益、做套利运行”的制度基础。
2025年11月	能源法修订（Energy Sharing入法）	德国联邦议院通过修订，引入Energy Sharing规则， 允许本地社区内共同生产、消费和交换可再生电力，为工业园区、商业园区的分布式能源项目“园区内共享+储能协同”打开制度空间； 但储能纳入方式被部分专家认为偏窄，后续执行细则有待观察。同期，联邦议院还批准法律修正案，将1兆瓦时以上电池储能等列为非城区“优先建设项目”，简化规划审批。
2025年12月22日（公布）	《Geothermie-Beschleunigungsgesetz》相关立法（电池储能规划便利政策）	为支持电池储能扩张，新增两类规划法上的“优先/便利化”安排，分别针对与既有可再生能源项目配套的电池储能和独立储能项目； 同时将多用途储能纳入网费豁免范围，改善光伏-储能一体化项目商业可行性，降低工商储及光伏联动储能的项目落地阻力，助力风光储混合项目部署。
2025年12月23日（修订）	并网规则修订（大型电池储能不再适用KraftNAV）	BNetzA修订相关规则，明确KraftNAV（发电厂并网条例）不再适用于电池储能/储能设施；储能因兼具充放电双重角色，仍需争取双向容量并网能力，网络运营商可提供灵活并网协议； 标志着储能从“类电厂附属物”向更独立的并网对象转型，规则更清晰，但并网难度未完全降低，同时相关修订正推进优化“先到先得”的并网申请机制。
2026年1月16日	储能网费取向文件（网费机制重塑）	BNetzA发布文件，明确新建并网储能的网费豁免规则延续至2029年8月4日；同时指出“完全豁免”不符合欧盟法及能源经济学逻辑，储能收益模型将从“依赖豁免”转向“强调网侧行为引导”， 对工商储而言，既体现储能系统价值受重视，也要求未来收益测算更谨慎。

◆ **英国工商储目前仍处早期阶段。**Ofgem 2024年非住宅能源用户调研显示，在2024年7月26日至9月9日受访的英国非住宅能源用户中，仅2%安装商业电池储能，7%安装自有可再生电力或供热设备。与此同时，Ofgem FIT年报显示，2023年4月1日至2024年3月31日期间，英国非民商项目在存量分布式光伏中占约42.52%的装机容量，说明商业光伏基础已具规模，但储能渗透仍偏低，后续“商业光伏+表后储能”仍有较大提升空间。

表：受访英国企业低碳能源措施采用情况（2024年7月调研，%）



表：英国主要工商储政策（截至2026Q1）

时间	政策名称	主要内容总结
2026-03	Ofgem: LDES draft special licence conditions (征求意见)	要求对表后充电、能量转移、计量归因做清晰界定，避免重复计算。
2026-01	2025 国家政策声明（英国政府）	电网建设需要支撑新型发电、储能及互联基础设施。
2025-12	Ofgem: Smart Secure Electricity Systems / load control licensing regime 咨询	Ofgem 在许可范围里明确纳入了 smart battery energy storage systems (BESS)，并提出新的负荷控制许可框架，核心是消费者保护、网络稳定和让新型灵活负荷市场规范化。
2025-06-30	Solar Roadmap（英国政府）	政府明确说，之前超过 1MW 的商业屋顶光伏需要规划许可，而现在 1MW cap 已被移除，大型非居民屋顶项目的规划流程被简化；同时还提到新建非住宅建筑标准、商业租赁障碍、商业屋顶融资等问题。它不是单独写储能，但对“工商光伏+储能”是很强的前置政策。

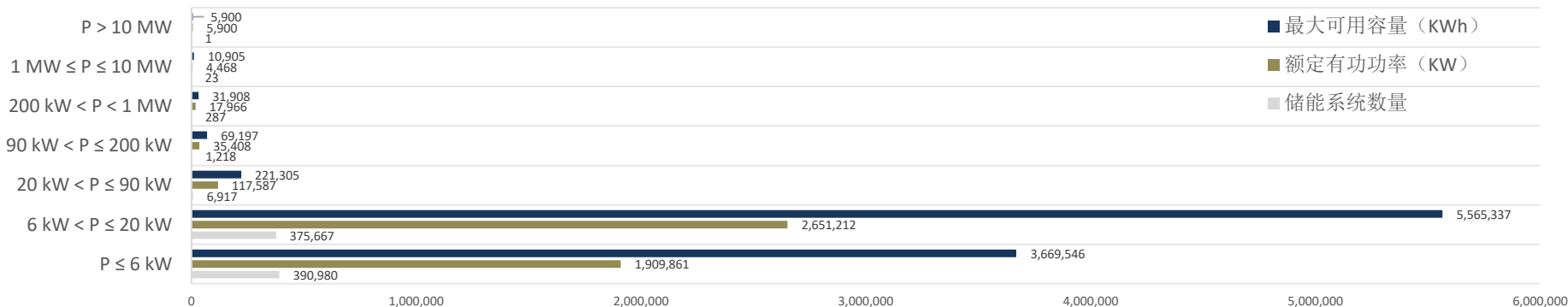
- ◆ **西班牙工商储进入政策与需求共振阶段。** 2026年3月出台的第7/2026号皇家法令将集体自消费半径扩大至5公里，引入“自消费管理人”机制，并将部分并网容量优先留给此类项目；同时明确储能项目可采用面向需求侧的灵活接入许可，有利于园区、工商业园区和共享型光储项目落地。
- ◆ **税收端，西班牙工商储正从税收优惠走向收益增厚。** 2026年起企业对可再生能源自发自用系统及相关热能设施投资可适用自由摊销，最高受益投资额50万欧元，进一步强化企业配置“自消费+储能”的经济性。
- ◆ **市场端，西班牙工商储正从政策改善走向需求兑现。** 截至2025年底，西班牙光伏自消费累计规模已达9.3GW，2025年工业自消费新增679MW、同比小幅增长0.7%，且停电后企业对“自消费+储能”的关注明显提升。

表：西班牙第 7/2026 号皇家法令 (2026.03)

适用主体	政策类型	补贴 / 优惠标准
企业	企业所得税 (IS) 自由摊销	可再生能源自发自用、热能设施投资，最高 50 万欧元全额自由摊销
安装光伏 / 储能的房产业主	房地产税 (IBI) 减免	地方授权最高减免 50%
光伏 / 储能工程建设方	建筑安装工程税 (ICIO) 减免	地方授权最高减免 95%
全社会	Auto + 计划专项资金	4 亿欧元，用于电动车购置 + 充电桩建设

◆ **意大利工商储已形成了一定规模底盘，政策端支持发展。** ANIE数据显示，截至2025Q1，意大利容量 $\geq 20\text{kWh}$ 的储能系统数量占比仅8%，但能量容量占比已达43%，单项目规模已初步放大。截至2025Q1，20kW-1MW工商业光伏配储场景已形成约8422套储能系统，约171MW/322MWh的配储。意大利工商储政策包含光伏扩容支持、分布式自消费/CER规则放宽、电力市场结算改革等。PN RIC FTV SUD 是最直接面向企业侧光伏配储投资的支持政策，而 MACSE 与 TIDE/PUN 改革则从系统侧和收益侧改善储能商业环境。

表：意大利配套光伏的储能系统（截至2025Q1）



表：意大利主要工商储政策（截至2026Q1）

时间	政策名称	主要内容总结
2026.02 起	TIDE consolidation (15 分钟结算与储能参与规则完善，提升工商储收益兑现)	从 2025-01-01 开始，意大利进入 TIDE 的过渡阶段；同时启动 PUN (全国统一电价) 退出；并引入15 分钟级不平衡结算；2026-02-01 起进入整合阶段。
2025.12 - 2026.03	PN RIC FTV SUD (工商业南部发自自用+储能补贴正式开启)	面向意大利南部企业生产单元；支持 10kW - 1MW 的光伏/热光伏发自自用项目；允许配置储能系统；总预算 2.62 亿欧元；申请窗口为 2025-12-03 至 2026-03-03；补贴强度最高可到 65%。
2025 修订、2026.06 节点	CACER/CER 修订规则 (共享自消费项目完工期限放宽，利好园区型工商储)	2025 年修订后，PNRR 支持范围已扩大到人口低于 5 万的市镇；同时，受益人只需要在 2026-06-30 前完成工程，而不再要求同日前必须投运；项目最迟可在完工后 24 个月内投运，但不得晚于 2027-12-31；此外，PNRR 预付款比例也从 10% 提高到 30%。

- ◆ 欧洲工商储景气度延续，增长核心来自“光伏扩容+配储率提升+配比时长上行”三重驱动。2025-2030E，我们预计欧洲新增光伏装机由20.18GW增至37.74GW，新增配储渗透率由42%升至54%，功率配比由30%升至81%，时长由2.4h增至3.0h，推动新增储能规模由6.17GWh增至57.15GWh，工商储需求保持高增长。

图表：欧洲工商业储能的需求预测

欧洲	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增工商业光伏装机 (Gw)	15.00	17.55	20.18	24.22	27.85	31.19	34.31	37.74
-增速	43%	17%	15%	20%	15%	12%	10%	10%
存量光伏装机 (Gw)	95	113	133	157	185	216	251	288
新增配储渗透率 (%)	15.0%	23.0%	42.0%	46.0%	48.0%	50.0%	52.0%	54.0%
功率配比 (%)	23%	25%	30%	39%	47%	56%	67%	81%
储能时长 (h)	2.2	2.2	2.4	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
新增装机配储能 (Gw)	0.5	1.0	2.5	4.3	6.3	8.8	12.0	16.5
新增装机配储能 (Gwh)	1.1	2.2	6.1	11.1	16.6	24.1	34.3	48.6
年初存量光伏未配储 (Gw)	81.4	94.1	107.6	119.2	130.9	142.7	155.3	168.5
存量光伏新配储渗透率 (%)	0.1%	0.1%	0.1%	1.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%
功率配比 (%)	23%	25%	30%	39%	47%	56%	67%	81%
储能时长 (h)	2.2	2.2	2.4	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
存量装机新增配储能 (Gw)	0.0	0.0	0.0	0.5	1.3	1.7	2.2	2.9
存量装机新增配储能 (Gwh)	0.0	0.0	0.1	1.3	3.4	4.6	6.3	8.5
合计当年新增储能 (Gw)	0.5	1.0	2.6	4.9	7.5	10.4	14.2	19.4
合计当年新增储能 (Gwh)	1.17	2.26	6.17	12.37	19.97	28.72	40.56	57.15
-容量增速	640%	94%	173%	100%	61%	44%	41%	41%
储能累计装机 (Gw)	0.8	1.8	4.4	9.3	16.8	27.2	41.5	60.8
累计装机储能 (Gwh)	1.7	4.0	10.1	22.5	42.5	71.2	111.7	168.9
累计光伏装机储能功率配比	0.85%	1.63%	3.32%	5.89%	9.08%	12.59%	16.55%	21.10%

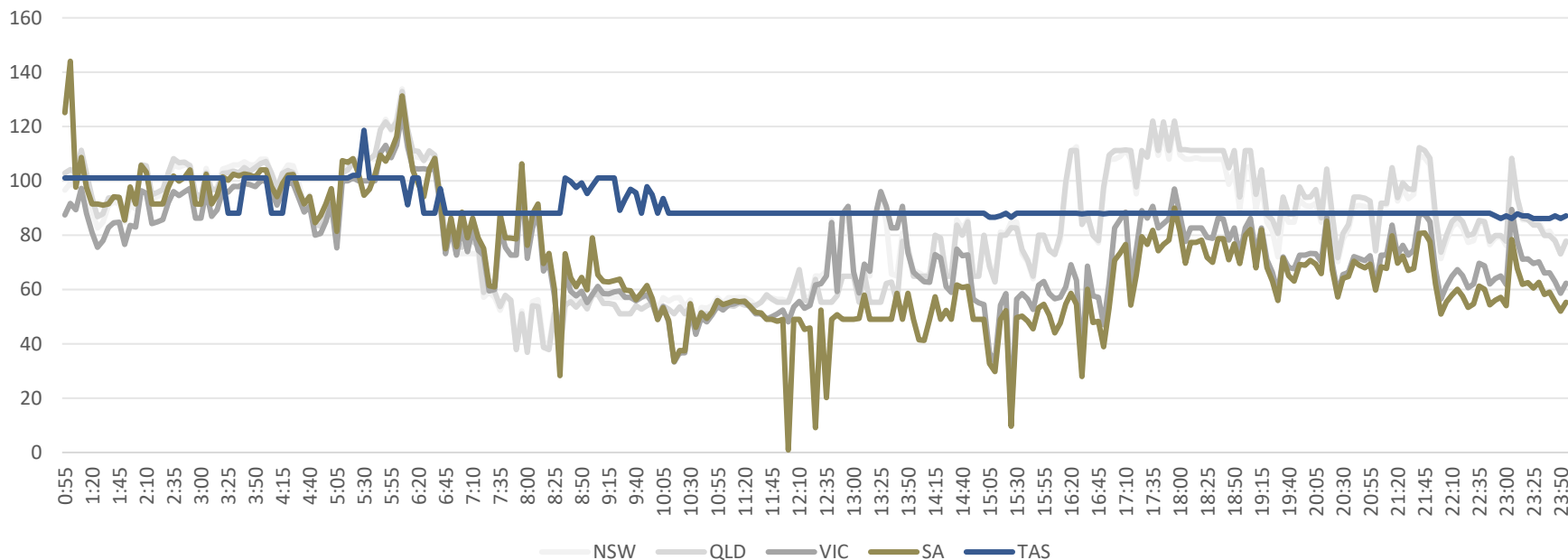
- ◆ **在澳大利亚联邦政策引导下，工商储能持续得到战略性推动。**2025年，联邦容量投资计划已支持超过15GWh储能项目落地，为企业储能提供市场基础。同时，全国小型商业用户（储能≤50kWh）可通过联邦电池补贴获得约30%投资成本支持。联邦能源战略明确提出，到2030年前将推动工商储总装机达到50GWh以上，并鼓励企业储能参与需求响应及虚拟电厂（VPP）运营，提升能源灵活性与市场效率。
- ◆ **各州层面，多项激励政策进一步支撑工商储发展。**新州（NSW）PDRS计划为企业电池提供1600–2400澳元补贴，并对VPP接入给予250–400澳元奖励。南澳州为企业光伏补贴1000–2000澳元，电池补贴最高2000澳元。北领地（NT）企业可按400澳元/kWh获得储能补贴，最高可达12000澳元。

图表：澳洲各州工商储相关激励政策汇总

州/地区	政策	内容
新南威尔士州（NSW）	峰值需求减少计划（PDRS）	为企业安装电池提供1600–2400澳元补贴（2–28kWh），需由认证供应商安装，可与光伏系统结合
新南威尔士州（NSW）	VPP接入激励	储能接入虚拟电厂（VPP）可获得250–400澳元奖励，三年内最多可申请两次
新南威尔士州（NSW）	兰德威克市补贴	对屋顶光伏及电池系统提供最高10%补贴（上限1000澳元）
南澳州（SA）	阿德莱德市能源补贴	阿德莱德市为安装太阳能电池板和电池的企业提供退税。安装10千瓦至20千瓦太阳能系统的企业最高可获得1,000澳元，而安装20千瓦以上系统的企业最高可获得2,000澳元。此外，安装新电池的企业可获得电池成本50%的返利，最高可达2,000澳元。
北领地（NT）	电池补助计划	按400澳元/kWh提供补贴，最高12000澳元，适用于新建或改造光伏储能系统

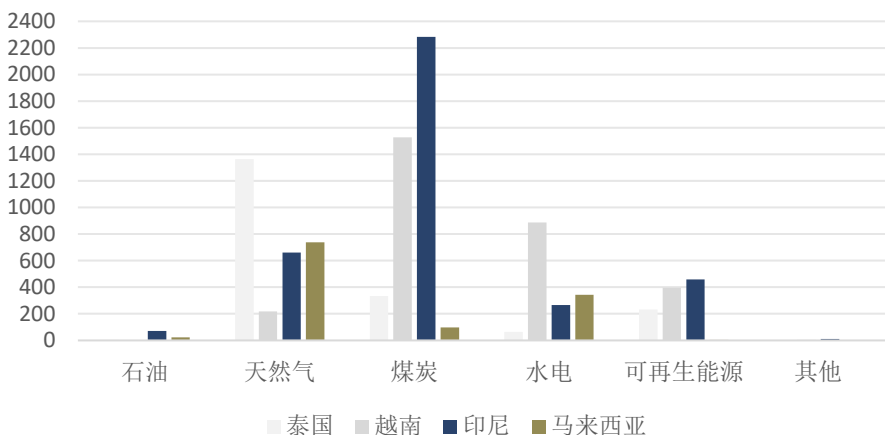
- ◆ **能量套利收益：**澳洲电力现货价格波动剧烈，2025年极端峰时电价可达10,000 AUD/MWh以上，南澳、维多利亚州等地区午间光伏大发时段常现负电价（最低-100AUD/MWh），日内价差普遍超150澳元/MWh，部分时段可达300澳元/MWh以上。2026年，长时储能可充分捕捉日内价差，套利收益较2小时短时储能提升50%以上，单GWh储能年套利收益可达80—120万AUD。
- ◆ **工商业场景渗透：**SunWiz披露2023年澳大利亚新增光伏装机中，分布式光伏装机占比达68%；2025H1光储一体化解决方案成为制造业标配，215kWh储能柜均价降至0.66元/Wh（较2024年1月降幅约18.75%）。根据SunWiz预测，2025年澳洲工商业储能新增装机规模约为600MWh，体现出市场在经济性约束下的稳步增长特征。

图表：澳大利亚五大洲日内电价波动情况（AUD/MWh）



◆ **能源结构催生刚性保供需求：** 东南亚国家以柴油、煤炭发电为主，电网基础设施落后，电力输配能力不足，叠加高峰时段负荷压力，停电、限电现象频发，供电稳定性较弱。这一背景直接催生了工商业储的商业模式，核心需求来自超市、医院、酒店、商城等场景。

图表：2024年东南亚主要国家分燃料发电量（亿千瓦时）

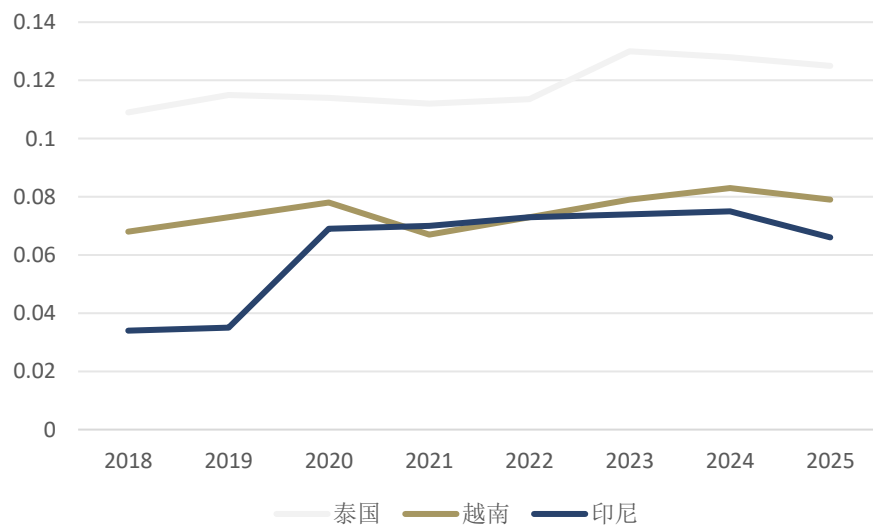


图表：东南亚主要国家工商业电价（USD/KWh）

国家	工商业2023-2025 平均电价	工商业2025电价
泰国	0.128	0.125
越南	0.078	0.079
印尼	0.070	0.066
菲律宾	0.155	0.159
马来西亚	0.129	0.140

◆ **电价上行强化工商储经济性：** 近年来东南亚地区工商业电价持续上涨，企业用能成本不断攀升。储能系统通过削峰填谷、降低峰时用电成本，显著提升经济性。

图表：东南亚主要国家平均销售电价变化（USD/kWh）



◆ 东南亚各国正密集出台政策推动可再生能源与储能协同发展，强制配储已从个别试点转向系统性要求。各国装机目标明确，储能系统集成、微电网解决方案及光储一体化商业模式将迎来显著政策红利，但需关注执行节奏、电网消纳及原材料价格波动等风险。

图表：东南亚国家储能电力政策

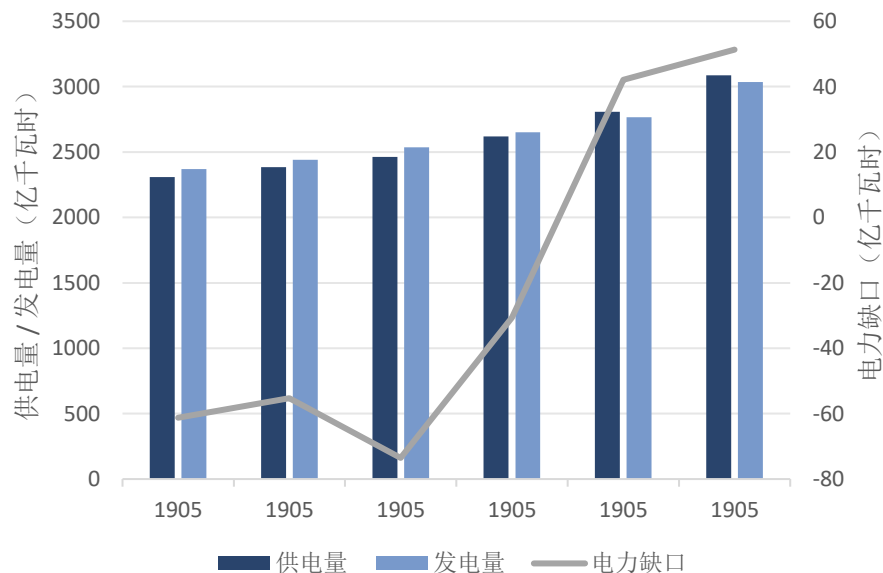
国家	政策 / 规划文件	核心内容
泰国	PDP 2024-2037（电力发展规划）及 AEDP（可再生能源发展计划）	2037年可再生能源发电占比达51%；光伏装机超24GW，储能10.5GW；2025年起新建光伏项目强制配储不低于15%；同步推进智能电网、跨境互联及绿电交易；提供BOI税收优惠、FIT电价补贴、储能并网扶持
马来西亚	自用光伏（SELCO）新规	对容量超过1MWac的非家庭自用光伏系统，强制配备储能系统
	SolarATAP计划（2026年推出）	取代净计量电价政策，鼓励自发自用
新加坡	《2030年绿色发展蓝图》	储能目标：2025年后部署至少200MW的储能系统，聚焦电网稳定与技术创
	榜鹅数码园区（PDD）智慧电网项目（2026年启动）	建设全国首个区域级智慧电网，整合光伏、电池储能（BESS），探索地下部署；作为虚拟电厂、V2G等技术的“生活实验室”
柬埔寨	电力发展总体规划（PDP）2022-2040	2022-2040年新增光伏2.549GW（CAPEX 13.33亿美元）、水电1.645GW（CAPEX 41.37亿美元）；2030/2040年光伏装机占比17.9%/29.8%，水电占比27.7%/28.0%
印度尼西亚	100GW光伏计划（2025年8月宣布）	在8万个村庄部署“1MW光伏+4MWh储能”微电网系统（合计80GW光伏、320GWh储能），另加20GW集中式光伏；由乡村合作社管理运营
老挝	国家电力发展规划（NPDP）2021-2030	2021-2030年用电量CAGR 5.7%，2021-2035年CAGR 5.3%；水电装机从2020年10GW增至2025年12GW、2030年20GW
越南	国家电力发展规划2021-2030（第八电力规划，至2045年）	至2030年陆风11.82-13.82GW、海风2+GW、光伏18.64-22.04GW；至2045年陆风27.11-32.72GW、海风21-36GW、光伏51.54-63.54GW；风电/光伏/水电装机占比2030年为5.6%-6.5%/5.4%-5.9%/15.4%-16.8%
	第988/QĐ-BCT号决定（2025年4月）	首次将储能系统正式纳入上网电价补贴（FIT）范畴：光伏电站配备至少10%容量、2小时时长的储能，且储能充电量占电站发电量5%以上，可享受更高档位电价
菲律宾	第DC2026-02-0008号部门通告（2026年发布）	全国所有装机容量10MW及以上的可再生能源（VRE）项目（含光伏、风电），必须配套建设储能系统，配置比例不低于电站总装机容量的20%

- ◆ **经济快速增长带动工商业用电需求高增。**世界银行预计，2025 年越南 GDP 实际增长约 8%，工业扩张与出口韧性仍是主要驱动力。越南工贸部《2025 年电力供需预测报告》显示，全国用电量预计同比增长约 13.5%，工业用电占比提升至约 72%，电子、纺织及新能源制造等产业集群成为电力需求主力。
- ◆ **可再生能源占比提升与调峰能力不足。**结合越南工贸部及InfoLink的测算，2025 年可再生能源在发电量结构中的占比预计将由2024年的约 35% 提升至约 38%，使电网在高光照、高风速时段面临更大波动性，对调峰与备用容量的需求显著抬升，储能由“辅助配置”逐步演化为支撑高比例新能源并网与消纳的关键基础设施。
- ◆ **当前越南电力系统的区域结构性失衡较为突出。**中部和南部地区光照与风资源条件优越，集中布局了大量光伏与风电项目；北部地区则集中了主要工业负荷与人口中心。受限于 500kV 及以下输电通道建设进度及局部电网薄弱等因素，南部“绿电富集”与北部“用电高增”并存，部分时段仍出现弃风弃光现象，同时面临输电瓶颈。

图表：越南各电源类型发电占比变化

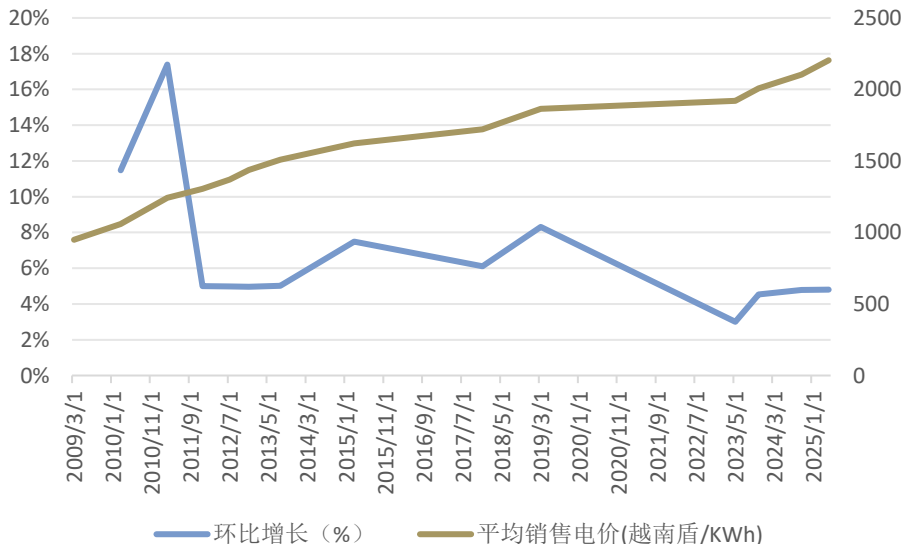
电源类型	2024年发电占比	2025年发电占比（预测）
可再生能源合计	35%	38%
其中：光伏	22%	25%
其中：风电	8%	10%
水电	5%	3%
火电合计	41%	39%
其中：煤电	35%	33%
其中：天然气	6%	6%
其他	24%	23%

图表：越南缺电情况(亿千瓦时)



- ◆ **2025年4月，越南工贸部颁布 第988/QD-BCT号决定。**首次将储能系统正式纳入上网电价补贴（FiT）范畴，光伏电站配备至少10%容量、2小时时长的储能系统，且储能充电量占电站发电量5%以上，即可享受更高档位的上网电价。
- ◆ **越南允许企业之间签署直接购电协议（DPPA）。**工商业用户直接向可再生能源发电企业购买绿电，这为“光伏+储能”的联合项目开发提供了更灵活的商业模式和客户群体。
- ◆ **电费飙升，激发用户侧储能需求。**2023年5月到2025年5月10日的两年内，越南居民平均电价从1920.37越南盾/kWh，涨到了2204越南盾/kWh，涨幅超14.8%。
- ◆ **工商业分布式能源前景广阔。**工商业分布式能源前景广阔。据EVN及美国国际贸易署资料，越南中部、南部地区年均日照时长约2000—2600小时；截至2022年资料口径，越南太阳能技术潜力高达1646GW，分布式光伏开发基础较好，其中工商业屋顶场景占比超过58%，对应技术可开发装机潜力约955GW。与此同时，2024年北部工业重镇用电需求同比增长17%，而传统煤电建设滞后导致的电力缺口达到2297MW，进一步释放工商业用户配置分布式光伏及储能的需求。

图表：越南平均销售电价走势



图表：越南工业电费标准 (越南盾/KWh)

电价类型	110KV及以上	22KV-110KV	6KV-22KV	6KV以下
低谷电价	1146	1190	1234	1300
平段电价	1811	1833	1899	1987
高峰电价	3266	3398	3508	3640
峰谷价差	2120	2208	2274	2340
峰谷价差 (人民币)	0.5813	0.6054	0.6235	0.6416

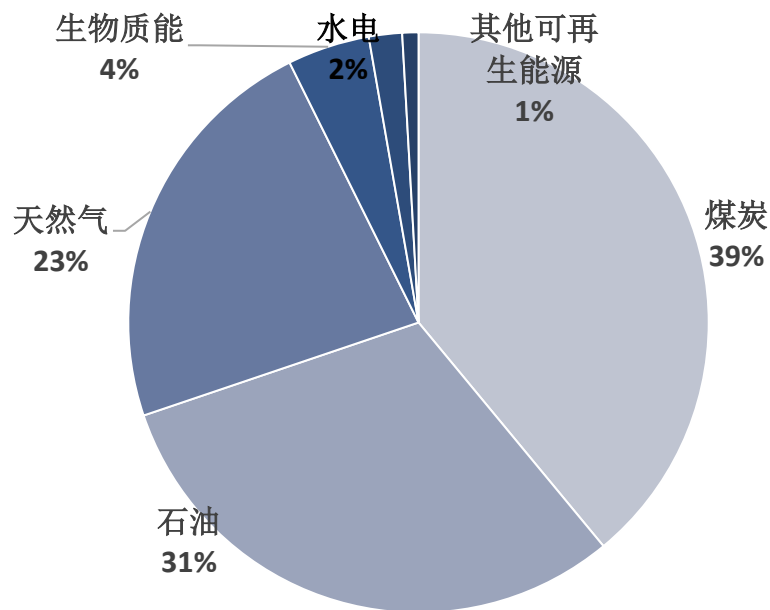
- ◆ **印尼电网稳定性差，停电频发。**作为群岛国家，印尼电网呈现“大岛局部互联、小岛独立分散”格局，仅爪哇—巴厘岛建成完整互联电网；截至2024年12月底，PLN集团发电装机容量约70%集中于爪哇岛，外岛电网覆盖率较低。截至2024年，全国仍有10%人口（约2700万人）、5700个偏远村落未接通稳定电网，用户年均停电时长5.21小时，输配电损耗率高达8.58%，远高于中国4.36%的行业水平。
- ◆ **传统能源发电成本高昂。**截至2024年底，印尼合计电力装机101GW，其中以燃煤、燃气电站为主，占比分别达到54%、26%。其中，传统柴油离网发电度电成本超0.8美元，而光伏+储能离网系统度电成本降至0.35美元以下，具备显著经济替代优势，分布式新能源市场需求呈爆发式增长。

图表：印尼电网分布（截至2024年底）



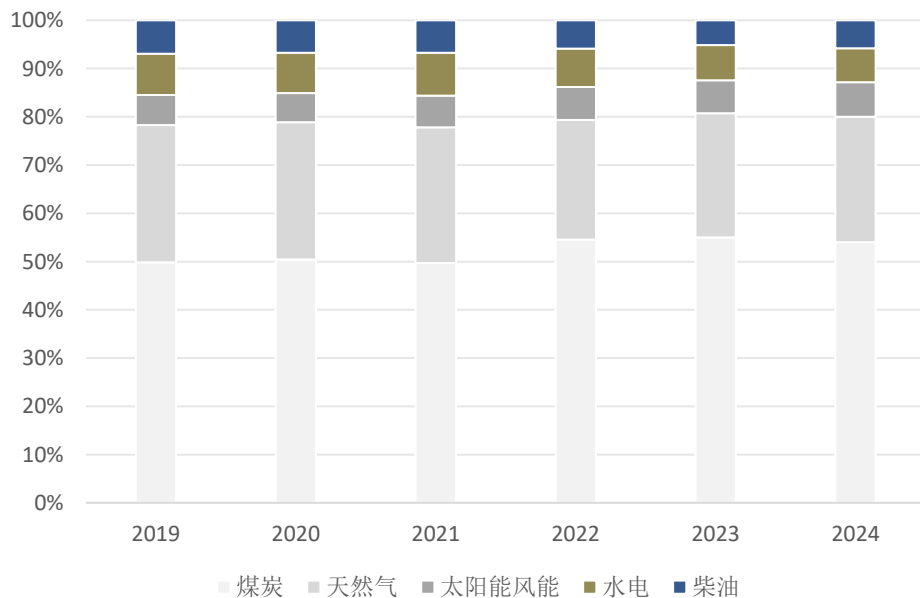
电压等级	500kv	275kv	150kv	70kv	25&30kv	总计
输电网长度 (kmc)	7718.06	4640.45	54043.37	6152.93	100.95	72655.85
变电站变压器数量	93	50	2247	3-8	2	2700

图表：2024年印尼电力市场结构

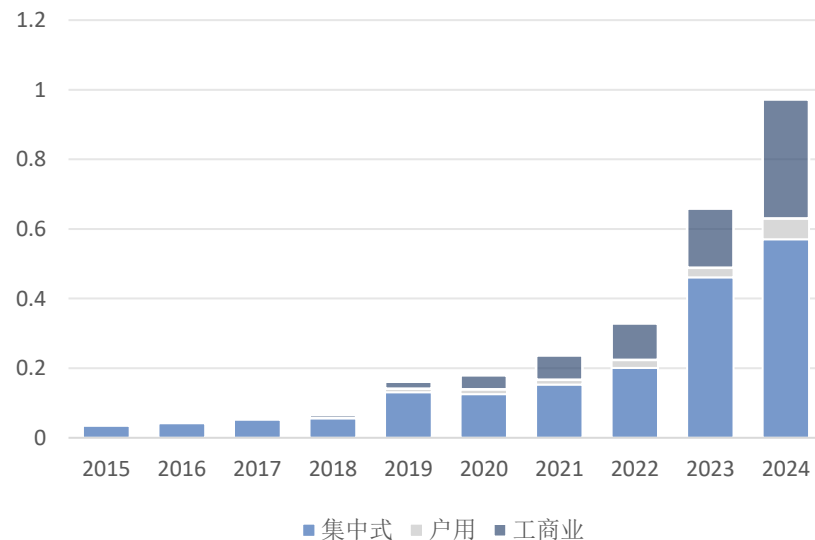


- ◆ **印尼电力需求庞大。**2024年，印尼总用电量同比上升6.2%至306.2 TWh。其中，居民用电、商业用电与工业用电量均有所增长。然而，从人均用电量指标来看，印尼仅为1,411千瓦时，显著低于韩国（11,383千瓦时）与越南（2,586千瓦时）等亚洲国家。这一差距预示该国未来电力需求仍有较大增长潜力。
- ◆ **印尼提出100GW光伏计划。**2025年8月，印尼政府宣告将在未来建设100GW光伏，并搭配储能系统。IESR进一步披露相关细节，该规划拟在8万个村庄部署“1MW光伏+4MWh储能”微电网系统，合计80GW光伏（另外配套20GW集中式光伏）、320GWh储能，项目由乡村合作社管理运营，旨在提供可靠且合理的电力供应。

图表：印尼各能源发电占比

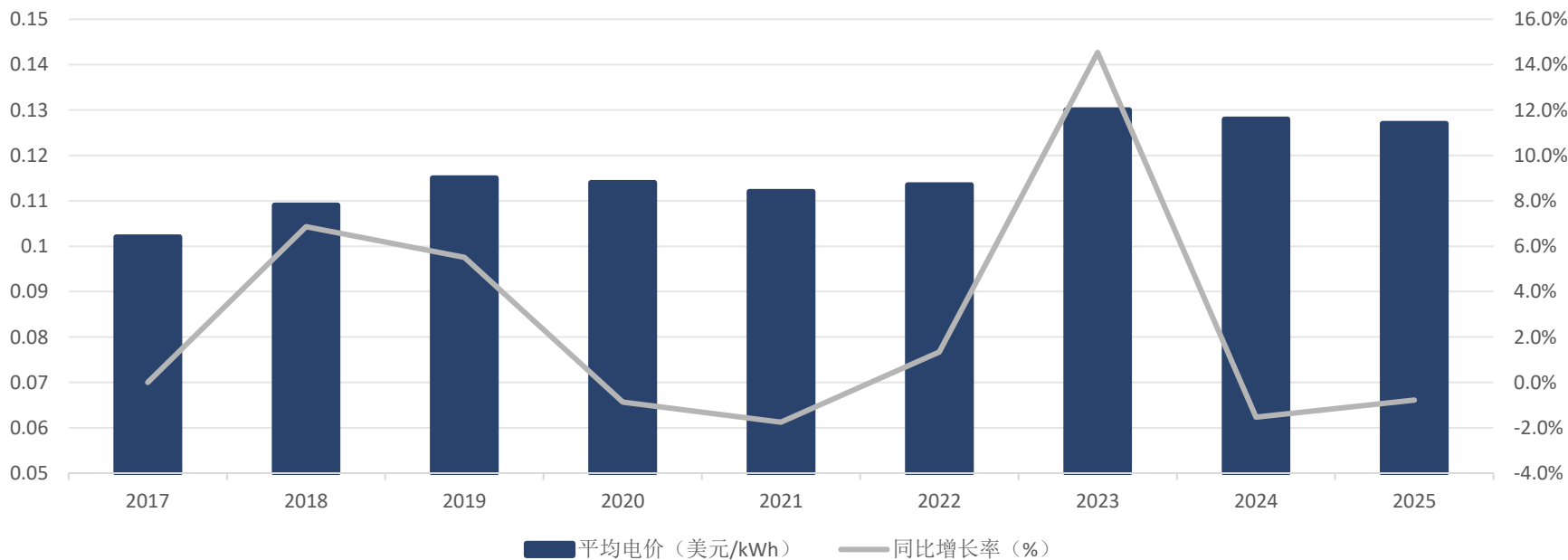


图表：印尼光伏新增装机 (GW)



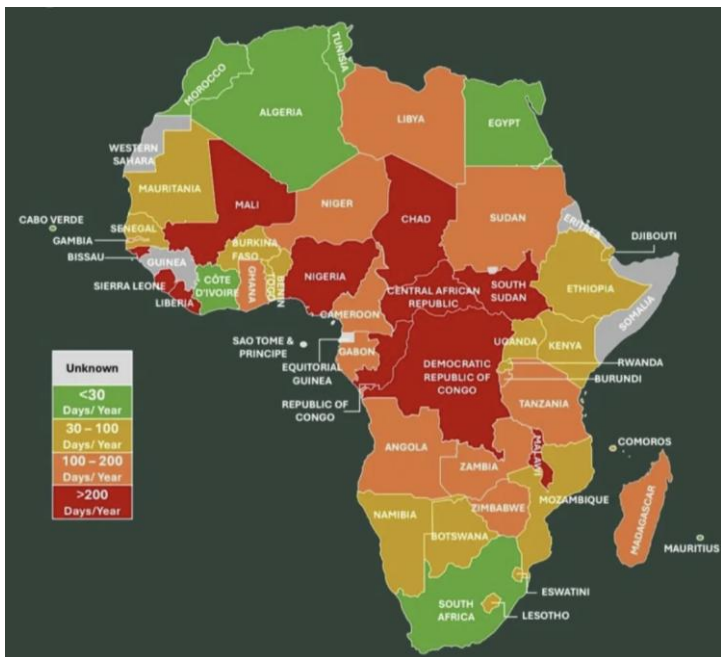
- ◆ **2025年强制配储政策落地。** 泰国2025年通过立法强制要求新建光伏电站配套储能比例不低于15%，成为东南亚首个将储能配套比例写入法律的国家。该政策适用于所有新建光伏项目，储能时长要求通常为2小时。
- ◆ **光伏需求量推动储能配套需求攀升。** 根据InfoLink Consulting数据，2025年泰国光伏需求量达2-3.7 GW，储能配套需求同步上升，2026年预计达到0.5GW以上。
- ◆ **工商业储能快速增长。** 2024年泰国制造业占GDP比重超24%，工业电价压力推动工商业用户配置光储系统。根据 Agora Energiewende 2024年报告测算，光伏+储能系统度电成本约1.60泰铢/kWh，低于工商业平均电价约4.50泰铢/kWh，已具备明确经济性。

图表：泰国平均电价（美元/KWh）



- ◆ **电力供应危机加剧，刚性需求增加**，据世界银行数据，截至2024年尼日利亚人口已超2.33亿，约60%人口处于缺电状态，年平均停电约640次。2022年以来，尼日利亚电网已发生约10次系统性崩溃，部分地区日均稳定供电时间仅5-6小时；电网运行层面，尼日尔输电损耗率高达47%，尼日利亚、南非等国“负载削减”（即计划性停电）已呈常态化特征。脆弱的电网不仅无法承载可再生能源的不稳定输出，也难以满足矿业、工商业、偏远社区的基本用电需求，储能成为破解这一发展困境的“必选项”，市场需求刚性且迫切。
- ◆ **离网工商储解决方案渗透**。海岛微电网和工商业光储一体化项目快速扩张，尤其在撒哈拉以南非洲，约6亿无电人口催生分布式储能刚需。非洲地区停电频繁叠加电价高增，2023/24和2024/25两个财年电价涨幅简单加总约31.39%，尼日利亚2024年4月单月电价涨幅达231%，离网工商储提供优质解决方案。2024年非洲储能装机规模达1.64GWh，同比增长近10倍，AFSIA预计工商储系统成本大幅下降趋势下，将进一步催化当地工商储需求。

图表：非洲停电天数图



图表：南非Eskom标准电价及售电量变化

项目	2023/24财年	2024/25财年
售电量 (GWh)	172,722	170,947
电价 (C/kWh)	173.8	195.94
电价 (美元/kWh)	0.096	0.108
年度电价涨幅 (%)	18.65%	12.74%

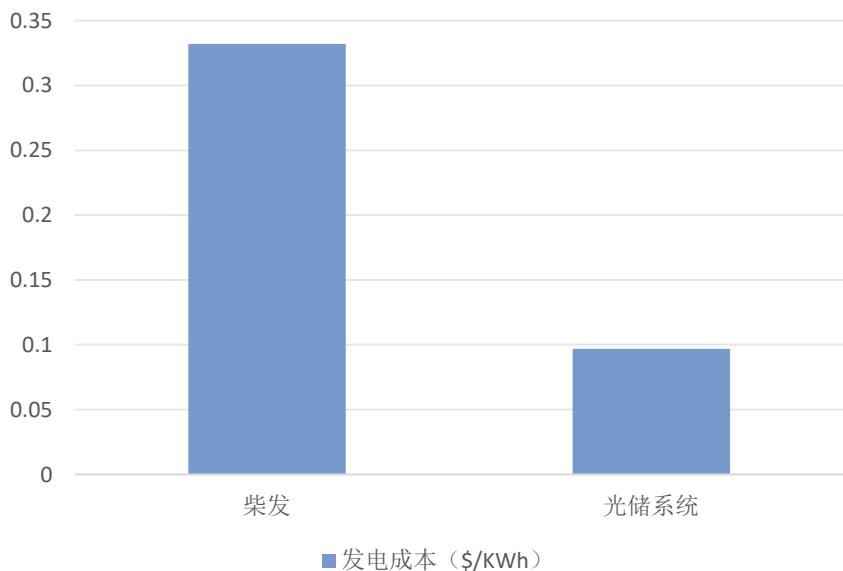
- ◆ **非洲各国近期陆续公布或开建多个大型储能项目。**其中包括冈比亚Soma项目二期（100MW/130MWh）以及由阿联酋马斯达尔公司(Masdar)与埃及Infinity Power公司联合开发的埃及900MW光伏/720MWh储能项目。据非洲太阳能产业协会(AFSIA)透露，塞内加尔、马拉维、博茨瓦纳、坦桑尼亚、纳米比亚和毛里求斯等国也已启动类似项目，目前这些国家规划中的光储项目总装机容量合计已超过500MW。这些项目的推进充分体现了非洲各国对可再生能源与储能技术融合发展的重视程度正在不断提升。
- ◆ **非洲太阳能产业协会（AFSIA）2025年初数据显示，全非洲范围内正在开发的储能项目总规模约达18GWh，**这些项目类型多样、分布广泛，既包括100MWh以上的电网级储能设施，也涵盖矿区储能等应用场景。

图表：非洲最新储能项目动态

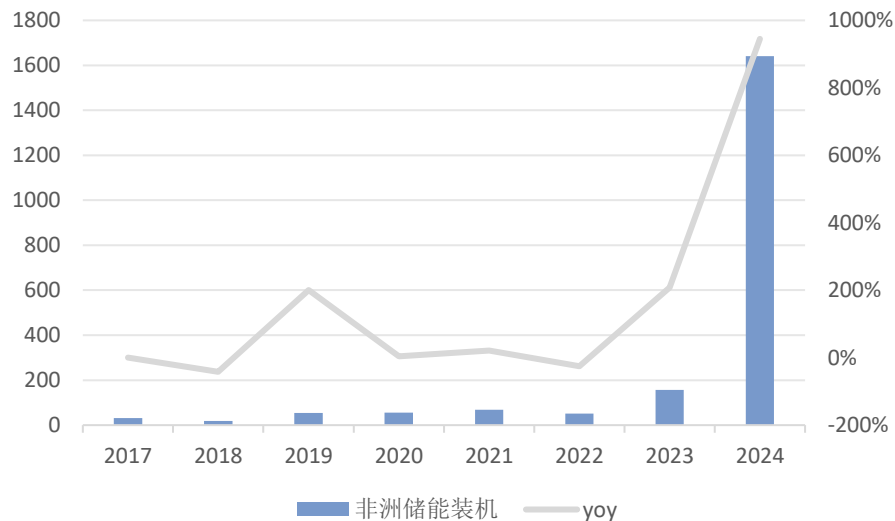
国家	项目内容
埃及	AMEA Power正在建设该国首个电网级独立储能系统，这是该国规划新增1,500MWh储能容量计划的重要组成部分；Scatec同期推进1.1GW光伏+100MW/200MWh储能项目。 本班Nefertiti 1000MWh储能项目，采用EPC总承包模式，建设内容包括220千伏变电站及储能厂区，建成后将为埃及电网提供1吉瓦时的电力负荷调节能力，助力埃及实现2030年清洁能源占比42%的目标。
南非	Red Sands独立储能电站：153兆瓦/612兆瓦时，由Scatec公司开发，已完成融资落地，是非洲最大的独立储能电站之一，通过“光伏+储能”模式实现可调度供电。
摩洛哥	目前正加速推进两个大型光储融合项目，建成后将合计新增1,200MWh电池储能容量，显著提升电网可再生能源消纳能力。
乌干达	政府近日正式批准在首都坎帕拉西北约62公里处建设一个重大能源项目。该项目规划建设100MWp，配套250MWh电池储能系统。该项目将由美国Energy America公司与当地合作伙伴EA Astrovolt共同实施，建成后将显著提升乌干达电网的稳定性和可再生能源消纳能力。
毛里求斯	可再生能源开发商Qair公司近日获得SBM银行融资，将推进其Stor'Sun I和II光储混合项目。该项目总装机60MW，虽未公开具体储能容量，但系统设计具备可调度供电能力，凸显电池储能在岛礁电网中的重要性持续提升。

- ◆ **工商储发电成本远低于柴发，矿山场景带动工商储需求爆发。** 1) 光储系统发电成本较柴油发电机低70%左右。 2) 生产增效来看，非洲停电频发致当地矿山生产时常中断，据Zpenergy，非洲矿山企业因停电导致的年均损失工时为有效生产时间的8%-10%。
- ◆ **以2025年为测算基准，南非、非洲地区矿山场景的光储系统潜在空间约16GWh/31GWh。** 据NERSA，2025年Eskom（南非国家电力公司）发电量约170,947 GWh，按矿山企业年耗电量占比为14%-30%测算，南非矿山企业年耗电规模约37,608 GWh。进一步假设在2025年测算口径下，矿山企业采用光储系统后，系统年发电量占园区耗电规模约22%，且南非70%的矿山企业选择安装光储系统，我们测算南非/非洲矿山场景对应光储系统潜在空间约为16GWh/30.97GWh。

图表：柴油发电vs光储系统发电成本（截至2025年，美元/kWh）

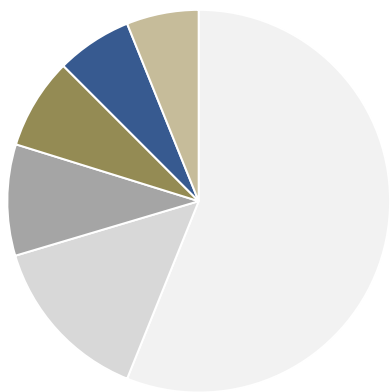


图表：非洲储能装机规模 (MWh)



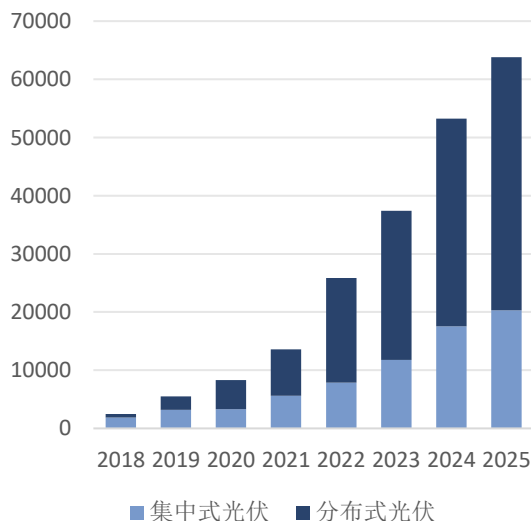
- ◆ **巴西光伏截至2025年8月13日装机已累计超过60GW**，大部分为分布式，光伏高装机使得弃电率大幅提升，需要匹配储能进行调节。同时，巴西发电中水电占比高，受环保限制及气候变化导致的干旱影响，传统水电已无法独立承担调节基荷的重任，亟需多元化储能市场。巴西矿业和能源部（MME）已确认将储能作为独立资产类别纳入“长期能源采购计划”（LRCAP）。
- ◆ **巴西广泛的分布式光伏完美匹配了工商业储能的应用**。2026年C&I储能新增装机预计超过2GWh。监管机构（Aneel）正在推进分时电价改革。一旦落地，工商业用户利用储能进行峰谷套利的经济性将大幅提升。

图表：2024巴西能源结构



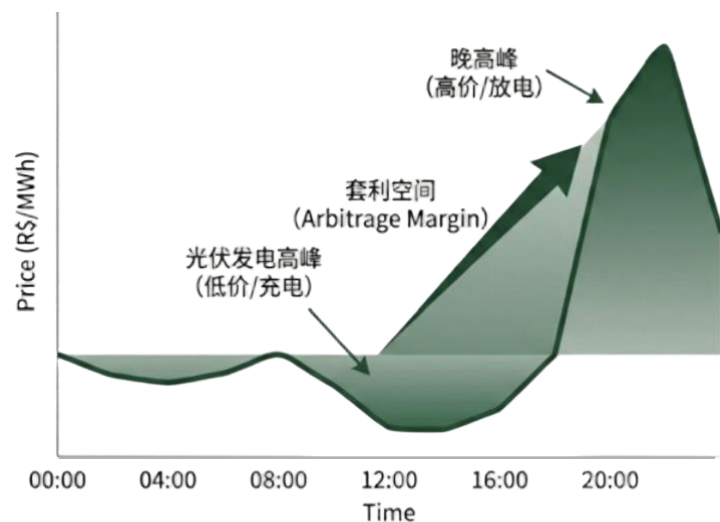
■ 水电 ■ 风电 ■ 太阳能 ■ 生物质能 ■ 天然气 ■ 其他

图表：2018-2025巴西光伏装机结构 (MW)



■ 集中式光伏 ■ 分布式光伏

图表：巴西分时电价改革

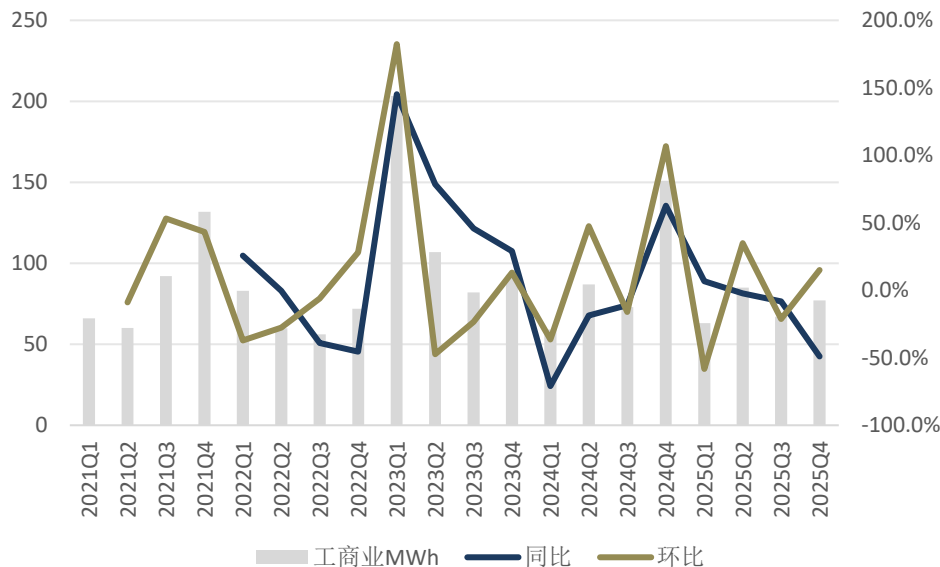


- ◆ 美国 2026 年 1 月全国平均电价中，居民/商业/工业分别约为 17.45/13.64/9.29 美分/kWh。美国商业电价低于居民电价，削弱了工商储单靠电费套利的经济性；但**联邦税抵、州级补贴、VPP/需求响应收益、以及数据中心等高可靠负荷场景，正在把市场从“全国普及逻辑”转向“局部高景气逻辑”**。
- ◆ **少数高收益州主导，区域性市场拉动增长**。2025Q4新增77MW，装机向优势州集中。加州 Q4 装机 45MW，占到美国总装机的58%；在系统成本下行、税收抵免优化、州级激励延续支撑下，市场仍有望保持增长，加州、马萨诸塞、纽约将继续为主力市场。

图表：美国主要工商储政策

发布	政策	内容
美国税务局	联邦税抵 (48E)	自 2025 年 1 月 1 日后投运的储能项目可申请 Clean Electricity Investment Credit。基准税抵为 6%，满足工资与学徒要求可提升至 30%，再叠加国产化和能源社区加成各 +10pct；税抵还可转让或直接支付。
加州	SGIP	非住宅客户可获得电池储能补贴，普通市场补贴最高可覆盖约 25% 安装成本；若属于关键设施/高火险韧性场景，补贴更高。
马萨诸塞	Connected Solutions	工商业电池可参加需求响应/VPP 型项目，大客户电池项目激励约 200 美元/kW·夏季，小型电池约 275 美元/kW。
纽约	NYSERDA	商业储能可申请 Retail Energy Storage Incentive，项目规模上限 5MW；纽约州储能目标为 2025 年 1.5GW、2030 年 6GW。
美国能源部	2025.01 VPP/市场机制	DOE 2025 更新指出，北美 VPP 规模已达 33GW，到 2030 年可扩至 80 - 160GW，覆盖约 10% - 20% 峰荷；DOE 同时指出 CAISO 和 ISO-NE 已完成 FERC Order 2222 的合规。

图表：美国工商业储能季度新增 (MWh)



装机预测：26年海外工商储装机达17.8GWh，同增82%

◆ 我们预计26年海外市场工商储需求达17.8GWh，同增82%。欧洲市场考虑随智能电表普及、动态电价推行叠加政策端支持，工商储需求高增，我们预计26年工商储装机达12.4gwh，同比翻倍增长；东南亚、非洲、拉美等其他市场替代柴发，稳定电力供应下需求高增，我们预计26年工商储装机4.7GWh，同比+58%。我们预计总体海外市场工商储装机需求达17.8GWh，同增82%，26-30年保持40-50%复合增速。

图表：海外总体工商业储能需求测算

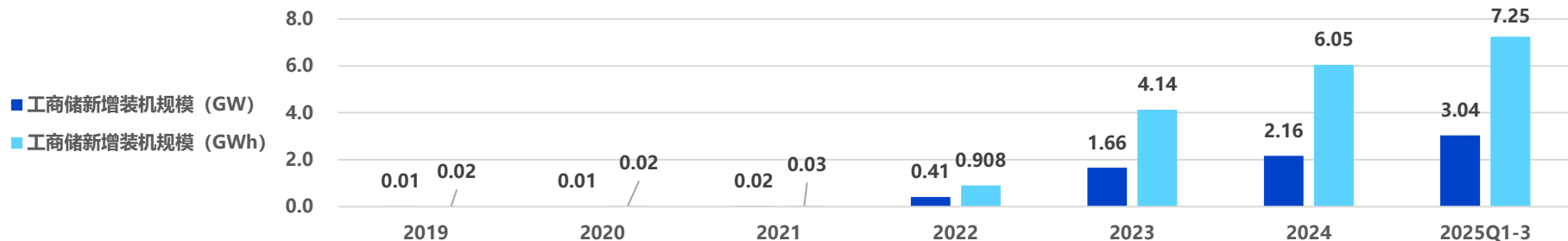
	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
欧洲市场						
新增光伏 (Gw)	20	24	28	31	34	38
-增速	15%	20%	15%	12%	10%	10%
-占比	12.95%	18.91%	19.64%	20.14%	20.33%	20.49%
新增储能 (Gw)	2.57	4.85	7.54	10.44	14.23	19.37
新增储能 (Gwh)	6.2	12.4	20.0	28.7	40.6	57.1
-增速	172.96%	100.41%	61.46%	43.76%	41.26%	40.88%
美国市场						
新增光伏 (Gw)	2	2	2	2	3	3
-增速	10%	10%	10%	12%	10%	10%
-占比	1.15%	1.54%	1.53%	1.57%	1.59%	1.60%
新增储能 (Gw)	0.22	0.26	0.30	0.35	0.40	0.44
新增储能 (Gwh)	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4
-增速	14.50%	21.34%	20.77%	21.49%	15.33%	15.45%
其他市场						
新增光伏 (Gw)	26.96	32.35	38.82	44.64	51.34	59.04
-增速	28%	20%	20%	15%	15%	15%
新增储能 (Gw)	1.03	1.57	2.35	3.33	4.65	6.45
新增储能 (Gwh)	3.0	4.7	7.1	10.0	14.0	19.3
-增速	112%	58%	50%	41%	40%	39%
海外整体						
新增储能 (Gwh)	9.8	17.8	27.9	39.8	55.8	77.9
-增速	133%	82%	57%	42%	40%	40%

PART3：国内市场分析

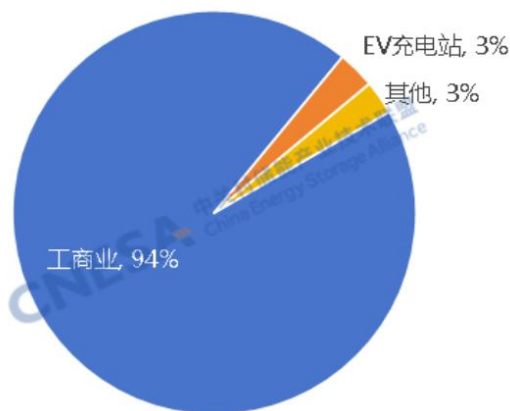
备案量保持高增，园区储能进一步扩大空间

◆ 2026年1月用户侧新型储能新增投运中，工商业占比高达94%。2025H1国内工商业储新增备案项目4064个，总规模达13.21GW/31.07GWh，同比增长192%；与此同时，2026年1月用户侧新型储能新增投运项目中，工商业应用占比达94%，工商储已成为用户侧储能的核心场景。

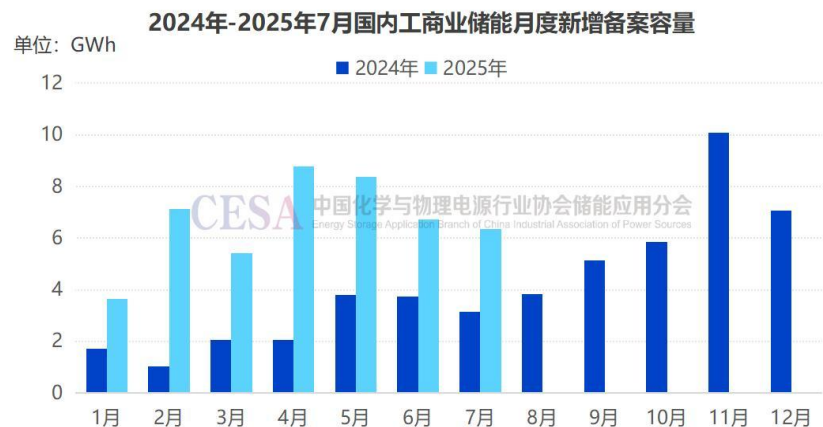
图表：2019-2024年及2025年Q1-Q3工商储新增装机规模



图表：2026年1月新增投运用户侧新型储能项目应用分布 (MW%)



图表：国内工商储新增备案规模 (GWh)

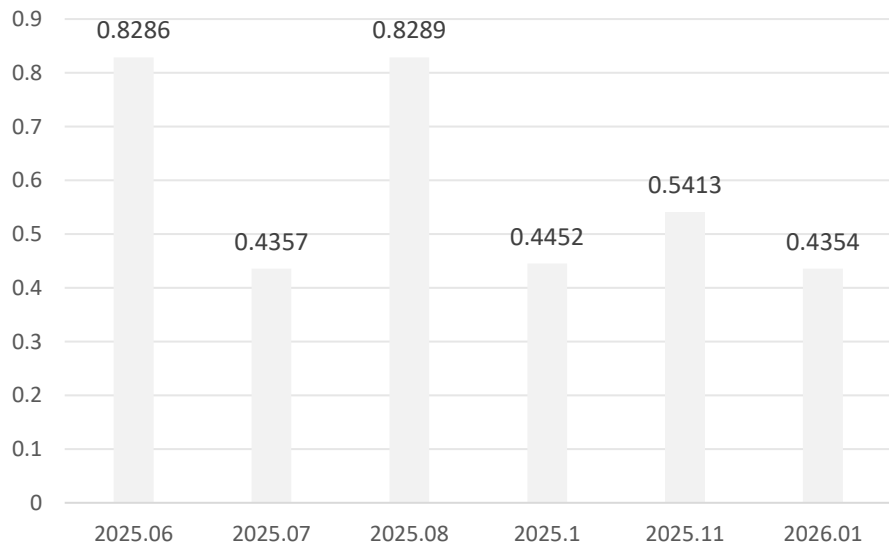


数据来源：CESA储能应用分会产业数据库

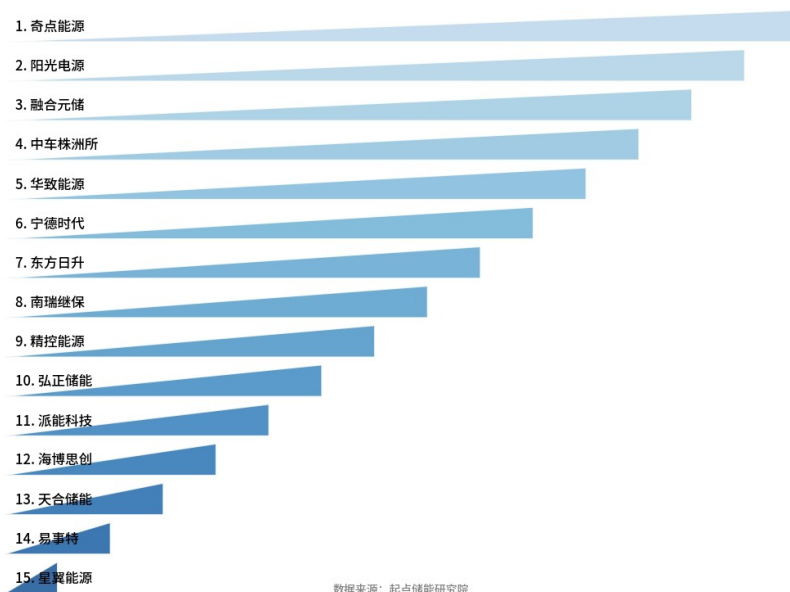
中国储能网

- ◆ **2025年6月以来，国内工商业储能月度新增投运整体维持高位，项目落地节奏持续推进。** 2025年6月以来，我国工商业储能月度新增投运规模整体保持在较高水平，6月、8月单月新增投运均超过0.82GWh，11月达0.54GWh，显示工商储项目落地节奏仍较活跃，行业景气度延续。
- ◆ **产业链逐步成熟，头部系统厂商竞争优势持续强化。** 截至2026Q1，中国企业工商业储能系统出货已形成较清晰的竞争梯队，头部厂商在产品集成、渠道拓展、项目交付和运维服务等方面优势逐步显现，有望进一步支撑2026年工商储市场持续增长。

图表：2025年6月以来我国工商业储月度新增投运规模（GWh）



图表：中国企业工商业储能系统出货排名（截至2026Q1）



数据来源：起点储能研究院

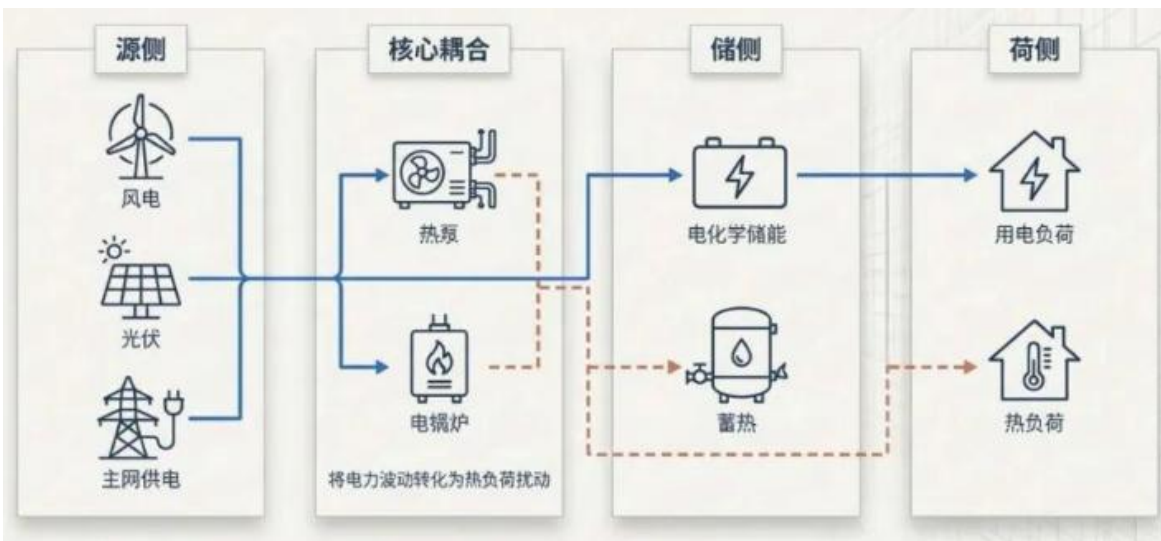
- ◆ **工商储实际应用中收益率低于理论值，同时分时电价政策存在不确定性，工商储装机远低于备案量。**工商储单个项目功率较大，初始投资成本约上千万元，此外由于分时电价政策变化的不确定性（如浙江省25年10月调整分时电价机制，原先政策下可进行两次低谷充电+高峰放电，现行机制下仅能进行一次低谷充电与高峰放电，收益有所下滑），若实际利用天数较低，收益率将打较大折扣，每天同一充放次数下，220天利用天数与340天利用天数可产生近2倍收益率差异。考虑目前实际利用是一充一放为主，280天利用天数下IRR为7.75%。

图表：每天充放次数与利用天数不同情形下IRR

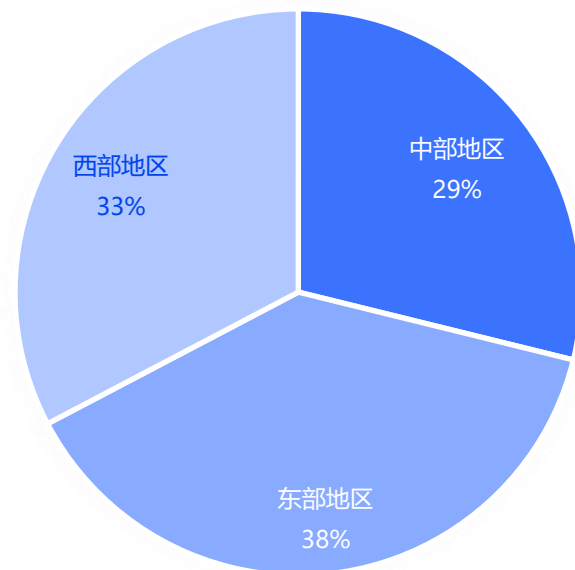
实际利用天数	一充一放下收益率	两充两放收益率
340	11.74%	27.59%
320	10.45%	25.16%
300	9.12%	22.68%
280	7.75%	20.15%
260	6.35%	17.55%
240	4.90%	14.87%
220	3.39%	12.08%

◆ **工业园区负荷集中、场景复合，是工商储规模化落地的理想载体。**随着零碳园区建设推进，园区能源系统正由单一用电管理升级为“源网荷储一体化”改造，工商储也从可选配置逐步走向基础设施。首批国家级零碳园区已在东中西部全面布局，表明园区侧综合能源改造正从示范探索走向加速落地。

图表：园区源网荷储一体化系统架构



图表：首批 52 个国家级零碳园区区域分布（截至2026年4月）



◆ **多地已明确推动分时电价由固定机制转向市场机制，短期终结简单套利模式，长期构建更稳定广阔发展空间。**截至2026年2月，按官方转载口径，已有9地明确从固定分时电价转向市场分时电价；截至2026年4月，四川等地也在继续跟进。取消固定分时电价后，简单套利模式被彻底颠覆，收益可预期性大幅下降，市场化电价不确定性增加，极大提升了运营操作难度。但长期看，在构建新型电力系统的进程中，能够提供调峰、调频、容量支撑等服务的储能，其长期价值和发展空间将更加广阔和稳定。

图表：各省市固定分时电价转向市场分时电价梳理（截至2026年4月）

层级/省份	关键变化
全国规则	国家发改委、国家能源局规定：自2026年3月1日起，直接参与市场交易的经营主体不再人为规定分时电价水平和时段；但电网代理购电用户仍执行政府统筹优化后的峰谷机制。
云南	2026年3月1日起，直接参与电力市场交易的用户不再执行政府规定的分时电价。
重庆	不再人为规定分时电价水平和时段，由中长期分时段交易形成分时电价。
陕西	各经营主体可参考现货已连续运行月份的分时价格走势，通过市场化方式形成具有合理价差的分时交易价格。
辽宁	现货结算试运行期间，批发市场电能量价格、输配电价、线损费用不执行现行计划性峰谷分时电价政策。
河北南网、湖北、吉林、河南、贵州	国家能源局 2026-02-06 转载梳理中，将这5地与上面4地一并列为已明确取消固定分时电价、转向市场分时机制的地区。
江苏、山西	国家能源局 2026-02-06 中提到：江苏、山西当时仍在征求意见阶段。
四川	四川能源监管办 2026-04-17 答复提到，4月9日出台的细则已明确：对直接参与市场交易的经营主体，不再人为规定分时电价水平和时段；但到户执行仍与省发改委价格政策衔接。
安徽	安徽 2026-03-20 发布的中长期市场实施细则提出：交易分时电量、电价应通过约定或竞争形成。

◆ 多省已发布零碳园区试点/创建方案，零碳园正从示范探索走向批量扩容，园区侧储能有望从可选配置走向基础设施。在中性假设下，我们预计十五五末零碳园区工商业配储规模达到12GWh。

图表：各省份零碳园区试点政策明细

省份	已公开动作 / 目标
山东	18 个省级零碳园区创建名单；2026 年打造 20 家省级以上零碳园区
福建	首批 5 个省级零碳园区
四川	首批 4 个零碳工业园区试点
云南	已推进 3 批共 15 个省级零碳园区
甘肃	2027 年建成 5 个左右，2030 年 10 个左右
青海	2030 年 1-2 个国家级、5-6 个省级
吉林	2030 年建成 10 个左右省级零碳园区

图表：零碳园区数量预测（政策口径）

2026E	52 个国家级建设名单 + 多省省级扩容
2027E	首批项目进入验收窗口，省级试点继续扩围
2030E	“十五五” 100 个左右国家级目标 + 省级项目池持续扩张

图表：零碳园区工商储市场空间测算

$$\text{工商储空间} = \text{零碳园区数量} \times \text{单园区平均配置规模}$$

测算口径	单园区配置假设	首批 52 个国家级零碳园区	100 个国家级零碳园区目标
保守	30MW / 60MWh	1.6GW / 3.1GWh	3.0GW / 6.0GWh
中性	60MW / 120MWh	3.1GW / 6.2GWh	6.0GW / 12.0GWh
积极	100MW / 200MWh	5.2GW / 10.4GWh	10.0GW / 20.0GWh

◆ **台区储能的核心价值，在于将工商储从单体用户配置前移至配电台区治理场景。**分布式光伏与充电负荷加快接入后，台区侧对削峰填谷、稳压保供和新能源消纳的需求上升，推动台区储能由示范应用逐步走向推广复制。当前河北、湖南、福建、山东等地已开展公开试点，验证了其在台区治理和末端灵活调节中的可行性。

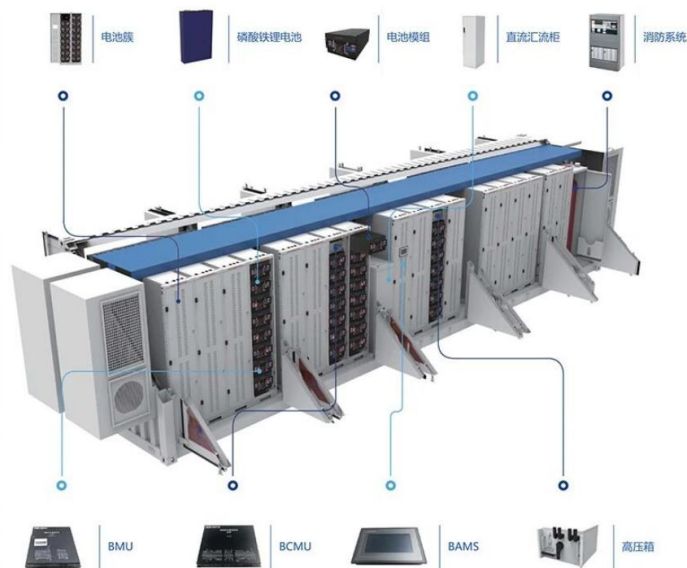
图表：台区储能试点省份

试点省份/区域	具体内容	已披露成效
河北（保定、石家庄、雄安）	官方披露已开展分布式储能聚合调控试点建设，在配电台区、低压配电线路累计试点投入20台分布式储能调节装置。	已“初步形成分布式储能作为灵活调控资源”的场景，有助于提升分布式新能源接入能力和供电服务能力。
湖南（永州宁远）	国网湖南披露当地首个低压配电网台区储能项目投运，规模100kW/215kWh，接入200kVA公变台区。	主要用于解决台区高负荷、低电压问题，验证台区储能可作为低压配网治理方案。
福建（福州）	国网福州披露投运100kW/215kWh低压分布式储能装置，在负荷低时充电、晚峰时放电，也可在分布式新能源出力高时吸纳电量。	可有效化解重过载压力，并提高绿色清洁能源消纳水平。
山东（济宁曲阜）	国家电网报披露，国网山东在提升分布式新能源承载能力过程中，已完成济宁曲阜台区储能项目建设。	项目落地：山东分布式新能源装机67.7GW 占总装机35.8%，项目指向高渗透地区的台区承载与调节需求。

图表：台区储能驱动因素与试点数据

驱动因素	关键数据	台储指向
全国太阳能发电装机（2024年底）	886.66GW	光伏快速增长，末端消纳与调节压力上升
全国新能源汽车保有量（2024年底）	3140万辆	充电负荷持续向配电网末端聚集
河北分布式储能聚合调控试点	20台装置	说明台区/低压线路侧已经进入成批试点阶段
湖南宁远台区储能项目	100kW/215kWh	台区治理型项目已有标准化容量形态
福建福州低压分布式储能	100kW/215kWh	说明“低压台区储能柜”具备可复制性
山东分布式新能源装机	67.7GW	高渗透地区对台区储能的需求更强

图表：台区储能系统及设备构成示意



◆ 我们预计26年全国工商业储能装机增长51%至15.94Gwh。

图表：国内工商储需求预测

工商业电站	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增光伏装机 (Gw)	106.94	69.51	72.99	76.64	80.47	84.49
-增速	35%	-35%	5%	5%	5%	5%
存量光伏装机 (Gw)	314	384	457	534	614	698
新增配储渗透率 (%)	10.9%	19.5%	23.0%	28.0%	31.0%	34.0%
功率配比 (%)	30%	32%	35%	38%	41%	44%
储能时长 (h)	2.9	3.0	3.3	3.6	4.0	4.4
新增装机配储能 (Gw)	3.5	4.4	5.9	8.1	10.2	12.7
新增装机配储能 (Gwh)	10.1	13.2	19.4	29.4	40.7	55.6
年初存量光伏未配储 (Gw)	189.6	284.4	337.5	390.3	441.5	492.5
存量光伏新增配储渗透率 (%)	0.2%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
功率配比 (%)	30%	32%	35%	38%	41%	44%
储能时长 (h)	2.9	3.0	3.3	3.6	4.0	4.4
存量装机新增配储能 (Gw)	0.1	0.9	1.2	1.5	1.9	2.3
存量装机新增配储能 (Gwh)	0.4	2.8	3.9	5.5	7.4	9.9
合计当年新增储能 (Gw)	3.6	5.3	7.1	9.6	12.0	14.9
合计当年新增储能 (Gwh)	10.54	15.94	23.32	34.90	48.06	65.54
-增速	74%	51%	46%	50%	38%	36%
储能累计装机 (Gw)	8.0	13.3	20.3	30.0	42.0	56.9
累计装机储能 (Gwh)	21.8	37.7	61.1	95.9	144.0	209.5
累计光伏装机储能功率配比	2.53%	3.46%	4.45%	5.61%	6.84%	8.15%

◆ 我们预计26年全球工商业储能装机同比增长66%至33.76gwh，2026至2030年年度同比增速维持35%以上的增速：我们预计26年全球工商业储能装机达到33.76gwh，同比增约66%，其中中国15.9gwh。工商储海内外共同发展，随补贴推进、商业模式创新，有望持续增长。

图表：全球工商储需求预测

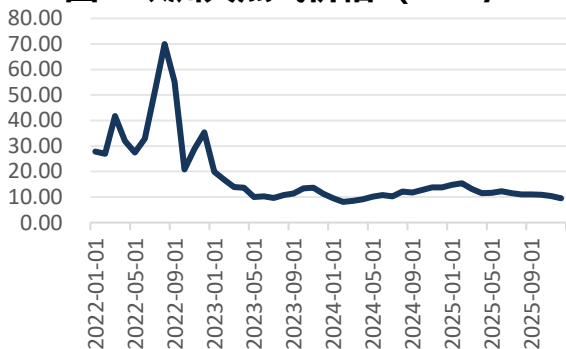
全球市场	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
合计当年新增储能 (Gwh)	20.31	33.76	51.24	74.67	103.83	143.46
-增速	98%	66%	52%	46%	39%	38%
储能累计装机 (Gw)	15.2	27.1	44.4	68.1	99.4	140.6
累计装机储能 (Gwh)	39.7	73.4	124.7	199.3	303.2	446.6
累计光伏装机储能功率配比	4.02%	5.38%	6.87%	8.50%	10.25%	12.18%
欧洲市场						
新增光伏 (Gw)	20	24	28	31	34	38
-增速	15%	20%	15%	12%	10%	10%
-占比	12.95%	18.91%	19.64%	20.14%	20.33%	20.49%
新增储能 (Gw)	2.57	4.85	7.54	10.44	14.23	19.37
新增储能 (Gwh)	6.2	12.4	20.0	28.7	40.6	57.1
-增速	172.96%	100.41%	61.46%	43.76%	41.26%	40.88%
美国市场						
新增光伏 (Gw)	2	2	2	2	3	3
-增速	10%	10%	10%	12%	10%	10%
-占比	1.15%	1.54%	1.53%	1.57%	1.59%	1.60%
新增储能 (Gw)	0.22	0.26	0.30	0.35	0.40	0.44
新增储能 (Gwh)	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4
-增速	14.50%	21.34%	20.77%	21.49%	15.33%	15.45%
2) 中国市场						
新增光伏 (Gw)	107	70	73	77	80	84
-增速	35%	-35%	5%	5%	5%	5%
-占比	68.61%	54.28%	51.46%	49.47%	47.67%	45.86%
新增储能 (Gw)	3.63	5.31	7.07	9.61	12.04	14.92
新增储能 (Gwh)	10.5	15.9	23.3	34.9	48.1	65.5
-占比	51.89%	47.21%	45.52%	46.74%	46.29%	45.68%
其他市场						
新增光伏 (Gw)	26.96	32.35	38.82	44.64	51.34	59.04
-增速	28%	20%	20%	15%	15%	15%
-占比	17.29%	25.26%	27.37%	28.82%	30.41%	32.05%
新增储能 (Gw)	1.03	1.57	2.35	3.33	4.65	6.45
新增储能 (Gwh)	3.0	4.7	7.1	10.0	14.0	19.3
-增速	112%	58%	50%	41%	40%	39%
-占比	14.72%	13.96%	13.76%	13.36%	13.44%	13.48%

PART4: 产业链

市场教育加速、弹性跃然显现

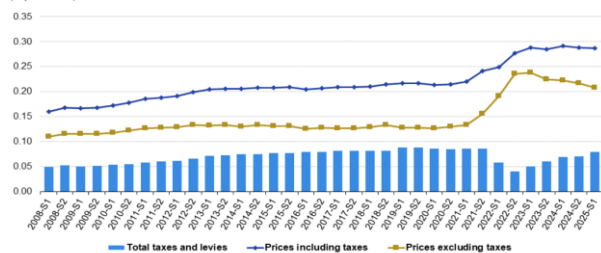
◆ **工商储因用电特性与合同约定，需求触发明显滞后。** 2022年俄乌冲突引发全球能源市场剧烈波动，天然气价格与电力价格飙升成为户储需求爆发的直接导火索。2022年8月欧洲天然气价格峰值达69.98美元/MMBtu，较2021年同期上涨超300%，直接推高电力生产边际成本。**居民电价方面：**德国、丹麦等欧盟国家2022年下半年居民电价不含税部分峰值达0.2401欧元/kWh，较2020年平均水平上涨89%，户储“自发自用+峰谷套利”经济性凸显。**工商电价方面：**工商业企业多签订长期供电合同，电价锁定周期通常为2-3年，2022年电价上涨传导至工商端滞后约12-18个月，需求爆发晚于户储。

图：欧洲天然气价格 (USD/MMBtu)



图：2008-2025欧盟居民电价情况 (欧元/kWh)

Development of electricity prices for household consumers, EU, 2008-2025 (€ per kWh)



Source: Eurostat (online data code: rrg_pc_204)

eurostat

表：典型工商业PPA项目案例

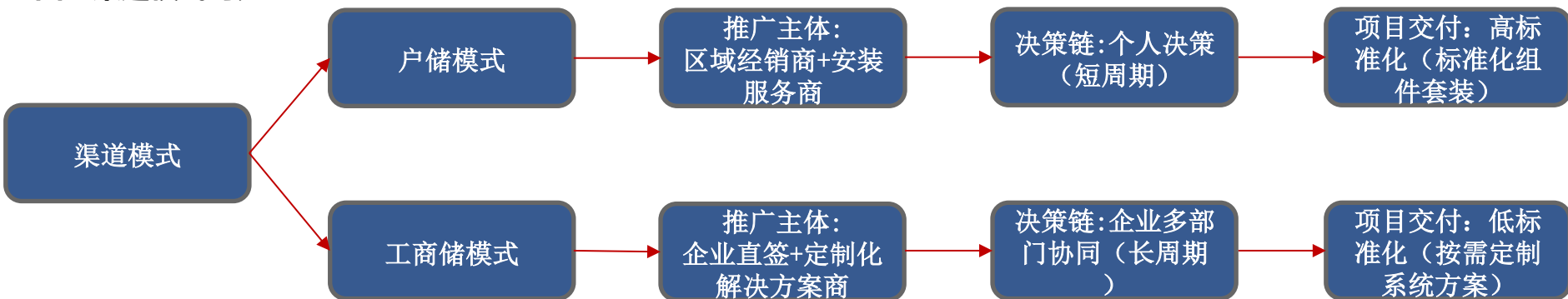
国家	购电方	发电方	项目规模	合同期限	定价机制
西班牙	Greif	卡斯蒂利亚-莱昂太阳能发电场	年购电 100GWh	12年	虚拟购电协议 (VPPA)，价格与市场挂钩但锁定长期清洁电力供应，无需物理电网连接
丹麦	Danfoss	Ørsted	27MW	10年	固定价格CPPA（企业购电协议），完全锁定工业用电成本，对冲能源价格波动
德国	Bayer AG	Statkraft	17.4MW	3年	短期工商业绿电PPA，价格参考德国电力现货与期货市场，适配工业用户短期能源管理需求
德国	谷歌（欧洲数据中心）	EnBW	100MW	15年	固定价PPA，锁定数据中心绿电供应，满足碳中和承诺

◆ 户储与工商储的渠道模式差异直接导致渗透率提升速度差距，工商储项目制开发的复杂性显著制约推广效率。

表：工商储项目制开发典型案例

项目/案例	项目背景	开发流程	核心特点
意大利特伦托省机械加工工厂光储项目	原有160kW光伏，需提升自用率与供电稳定性	对接三晶电气→勘查设计→合规审批→设备定制→安装调试→并网验收	兼容现有光伏，定制261kWh储能，需多轮技术对接与电网审批
斯洛伐克诺瓦基工业园500KW/2MWh储能项目	工业园削峰填谷降成本，适配低温运行	对接中科华储→低温方案→ÚRSO认证→系统集成→严寒施工→并网测试	满足工业协议兼容、极端环境运行等需求，项目复杂度超户储
比利时CGS Car Cleaning工商业光储项目	汽车清洁公司提升光伏自用率、优化成本，适配欧洲场景	对接三晶电气→勘查评估→光储方案→CM2系统部署→调试验收	采用CM2户外柜，构建“光储-套利-调频-虚拟电厂”体系，光伏自用率≥60%，适配欧洲电网标准
意大利卢卡省农场光储项目	原有120kW光伏，提升自用率、优化成本，保障农业用能稳定	对接三晶电气→勘查评估→光储方案→261kWhCM2系统→调试验收	兼容现有光伏，超紧凑设计；即将启用AI算法动态优化充放电策略

图：渠道模式对比



- ◆ 工商储单项目前期投入规模为户储的数十倍，投资回报评估更谨慎，需更长市场教育周期培育企业投资意愿。
- ◆ **前期投入差异**：1MW/2MWh工商储项目主要成本构成包括电池系统（58%-64%）、PCS（10%-20%）、土建安装（15%-25%）及运维储备金。
- ◆ **高资本开支项目需逐步培育投资信心**：工商储IRR受电价机制影响显著，在补贴、动态电价等的推广下，欧洲工商储IRR有望提升至15%以上。企业对高资本开支项目的投资回报要求更严格，需通过实际案例验证（如欧洲工商储项目3-5年回收期）逐步培育投资信心。

表：户储与工商储投入及收益对比表

项目类型	地区/国家	静态回收周期
工商储	非洲	1-2年
	欧洲	3-5年，部分可达1年
户储	欧洲多数国家、澳洲、南非（电价1元/kWh）	5年以内
	其余市场（电价0.5元/kWh）	8.8年

- ◆ **单独工商储玩家相对较少，户储及大储玩家应用场景渗透入工商储领域。** 现有主流户储及大储玩家纷纷布局工商储领域，已切入工商储的企业大多已具备户储或大储业务基础，纯粹以工商储为核心切入的厂商较少。

图：各公司储能产品应用场景分布

	阳光电源	德业股份	思格新能	锦浪科技	固德威	艾罗能源	海博思创	上能电气	禾迈股份	昱能科技
户储	√	√	√	√	√	√		√	√	√
工商储	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
大储	√	√	√	√	√	√	√	√	√	

- ◆ **工商储单体规模与单位价值显著高于户储，工商储成为重要业绩驱动力。**对比户储与工商储产品，户储系统通常为5kW/10kWh，单台价值1-1.5万元；而工商储产品多为50-100kwh、250kWh等规格产品，单台价值量通常为户储数十倍，同时工商储电池包自配率较高，随工商储出货不断增长，工商储将成为户储厂商重要业绩新增长动能。

表：户储工商储产品价格对比

产品	价值量
户储系统 (5kw/10kwh)	1-1.5万元
工商储系统 (50kw/100kwh)	10-15万元
工商储系统 (125kw/250kwh)	20-30万元

图：2025年电池包自配率与营收情况

公司	电池包自配率	电池包收入
固德威	户储自配率50%	12-15亿元
	工商储完全自配	
德业股份	户储自配率约30-40%	30-40亿元
	工商储70-80%	
锦浪科技	25年自配率为0，户储及工商储电池包26年开始出货自配	15-20亿元

◆ **受益多市场需求爆发，26年户储出货有望高增，工商储及大储为新增长动能。** 受益于澳、乌户储需求爆发，东欧需求旺盛，英国政策推动下需求进一步提升，户储厂商26年出货均有望高增，以出货量口径看，我们预计26年固德威户储pcs翻倍增长，电池包翻2-3倍增长，德业户储pcs有望同增40%+，电池包翻倍增长，艾罗能源户储出货量我们预计增长30%+，其整体出货增长80%。此外，26年工商储及大储行业需求爆发，全球需求有望同增50%+，各家工商储及大储业务受益出货预期高增，成为各户储厂商新增长动能。

表：逆变器厂商出货及预期（东吴证券研究所预测）

A			2024	2025E	2026E
阳光电源	逆变器	总出货(qw)	147.0	143	140-150
		大储集成 (qwh)	28.1	43	60+
	储能	户储 (gwh)	1	1.5	1.8
德业股份		户储PCS (万台)	54.6	70+	110+
		工商储 (万套)	5	10+	20+
		微逆 (万台)	41.97	25-30	30-40
		组串 (万台)	41.04	60-70	60-70
		电池包 (亿元)	24.5	30-40	60-80
固德威		组串 (万台)	54.8	60-70	60-70
		储能PCS (万台)	5.2	10-15	30+
		工商储 (万套)			<1
		电池包 (亿元)		12-15	40-50
锦浪科技		组串 (万台)	82.5	60-70	60-70
		户储 (万台)	8.8	20-30	50 (10万套自配电池包)
		工商储 (万台)		1	2-3 (0.5-1万自配电池包)
禾迈股份		微逆 (万台)	95.4	80	90-100
		户储 (亿元)	<1	1	4-5
		工商储及大储 (亿元)		3	10-15
昱能科技		微逆 (万台)	98.0	70-80	80-100
		储能PCS (万台)	<1	1	2
		整体出货 (亿元)	30	40-42	75+
艾罗能源		户储 (亿元)		26	40+
		工商储 (亿元)		6	12
		大储 (亿元)			10-15
思格新能源		储能 (qwh)	0.45	4	10
派能科技		储能 (gwh)	1.5	4.1	10

◆ **投资建议：**考虑欧洲工商储商业模式逐步丰富，动态电价推动下需求爆发；东南亚、非洲等新兴市场电网薄弱，缺电刚需下亦带动工商储起量；国内市场多省份多点开花、零碳工业园区及台区储能等贡献新增量，全球工商储需求有望持续高增，推荐：德业股份、思格新能、艾罗能源、锦浪科技、固德威、阳光电源、海博思创、禾迈股份、昱能科技，建议关注首航新能等。

表：重点储能公司估值表（截至26年5月5日）

证券代码	名称	总市值 (亿元)	股价	归母净利润 (亿元)			PE			评级	来源
				2025A/E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E		
300274.SZ	阳光电源	2,803	26	135	150	182	21	19	15	买入	东吴
688411.SH	海博思创	408	226	9	18	32	45	22	13	买入	东吴
688599.SH	天合光能	389	17	-41	7	24	-10	54	16	买入	东吴
688223.SH	晶科能源	714	7	-41	11	35	-17	64	20	买入	东吴
300763.SZ	锦浪科技	379	18	12	14	18	33	26	21	买入	东吴
605117.SH	德业股份	1,276	140	32	57	71	40	22	18	买入	东吴
6656.HK	思格新能	1,289	600	29	50	65	44	26	20	买入	东吴
688390.SH	固德威	215	90	1	9	12	158	24	18	买入	东吴
688032.SH	禾迈股份	141	7	-1	3	5	-94	45	27	买入	东吴
688348.SH	昱能科技	84	13	1	2	2	72	49	35	买入	东吴
002518.SZ	科士达	284	49	6	11	15	44	25	19	买入	东吴
688472.SH	阿特斯	487	13	15	26	35	32	18	14	买入	东吴
300693.SZ	盛弘股份	164	53	5	6	7	33	29	24	买入	东吴
603063.SH	禾望电气	188	41	5	7	8	35	26	23	买入	东吴
300827.SZ	上能电气	212	38	6	7	9	37	29	23	买入	东吴
002335.SZ	科华数据	330	64	5	9	14	65	36	23	买入	东吴
688717.SH	艾罗能源	174	109	2	8	13	78	22	14	买入	东吴

- ◆ **政策依赖性与阶段性波动风险：**当前海外户储市场的爆发在很大程度上由各国高额补贴和税收优惠政策驱动。这种增长模式具有明显的阶段性特征。一旦补贴退坡、政策转向或未能及时续期，市场需求可能迅速降温。
- ◆ **需求透支与库存周期风险：**以欧洲市场为例，2023年的高补贴在刺激需求的同时也透支了部分未来需求，导致2024年行业进入激烈的“去库存周期”。这种周期性波动对企业订单和营收造成剧烈冲击，部分企业因此出现业绩大幅下滑甚至亏损。
- ◆ **竞争加剧与价格战风险：**海外市场的高利润吸引了大量中国企业涌入，从电芯、逆变器到系统集成，竞争日趋白热化。最新市场反馈显示，欧洲、东南亚等市场已开始出现强烈的竞争趋势，海外市场的“高毛利”光环正在减弱，拐点将至。
- ◆ **供应链与成本管控风险：**储能产品的核心原材料（如锂、钴等）价格波动剧烈，直接影响成本。此外，为满足本地化生产要求而进行的海外建厂，面临投资巨大、建设周期长、对当地劳工法规和文化不熟悉等挑战。供应链的全球布局在优化关税成本的同时，也大大增加了管理的复杂性和风险。

免责声明

- 东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。
- 本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。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。
- 在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。
- 市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。
- 本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。
- **东吴证券投资评级标准**
- 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，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：
 - 公司投资评级：
 - 买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；
 - 增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；
 - 中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；
 - 减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；
 - 卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。
 - 行业投资评级：
 - 增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；
 - 中性：预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；
 - 减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。
- 我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，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。

东吴证券财富家园