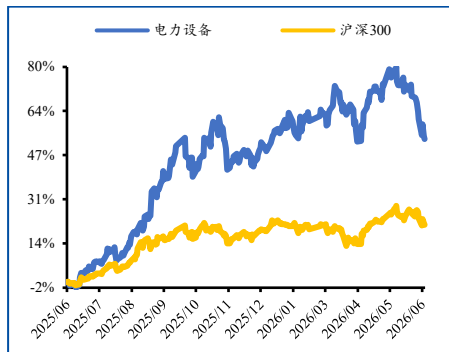


■ 投资评级:看好（维持）

最近 12 月市场表现



分析师 谢哲栋

SAC 证书编号: S0160525120005

xiezd@ctsec.com

分析师 唐亚辉

SAC 证书编号: S0160525120007

tangyh01@ctsec.com

分析师 李康瑞

SAC 证书编号: S0160526010004

likr@ctsec.com

联系人 虞佑桢

yuyz0101@ctsec.com

相关报告

1. 《燃气轮机行业专题二》 2026-06-04
2. 《储能行业点评》 2026-06-03
3. 《SOFC 行业点评》 2026-05-25

中东很远，政策变化很近：欧洲工商储为何爆了？

核心观点

❖ **欧洲户储进入成长尾声，工商储低渗透，有望成长为收入主力。**受欧洲能源危机影响，户储快速成长，25 年欧盟新增户用光伏配储比达 94%，存量累计配储比 44%。未来随着欧洲分布式光伏年装机趋于平稳，相关企业亟需户储之外的新增长源。相比之下，欧洲工商储低渗透高空间，25 年欧盟新增工商光伏配储比仅 10%，存量累计配储比仅 5%，显著低于同期户用水平，有望成为企业的下一增长曲线。

❖ 因此我们研究了欧洲的最新情况，并发现了以下变化：

一、**动态电价推行加速：**25 年 1 月欧盟强制要求成员国需提供动态电价，25 年 10 月起，欧盟日前电力市场的交易间隔由 1 小时切换至 15 分钟，可提高 IRR 约 3%。短期看，多数国家动态电价普及率处于低位，主要受智能电表覆盖不足、用户对动态电价接受度有限等因素制约，随着智能电表建设及政策端持续推动，相关情况后续有望逐步改善。

二、**光伏收益减弱：**1) **负电价时长激增：**25 年欧洲多国负电价时长已达 500-600 小时，而 26 年仍进一步加剧，4 月德国、法国负电价小时数达 123/139 小时，同增 64%/54%；同时，15 分钟结算制后，实际负电价不补上网电价对光伏收益的影响更加严峻。2) **光伏收益降低：**荷兰 27 年起全部小工商业净计量机制取消，意大利 25 年 9 月净计费取消，保底收益大幅降低。

❖ **部分市场中，光储收益剪刀差已打开。**根据我们测算，在考虑“更严峻负电价不补”的场景下，德国纯光伏税后 IRR 降至 11.9%，而光储税后 IRR 可达 15.1%，德国是市场化的结果，新增光储的拐点已出现；荷兰纯光伏税后 IRR 降至 9.6%，而光储税后 IRR 可达 11.1%，荷兰受补贴驱动，且因净计量将结束，我们预计后续将影响存量光伏。我们判断，随政策在更多国家推进，欧洲工商储未来具备“巨量存量改造+可观新建增幅”。

❖ 我们预计 2026 年 EU-27 工商储装机约 7GWh，同增约 220%。只考虑工商光伏配储，2025 年存量空间约 180GWh，2025-30 年增量空间可新增 110GWh。

❖ 公司侧：SolarEdge、Tesla 等外企相继推出针对欧洲工商储的新产品。

❖ **投资建议：**当前市场对欧洲工商储本轮需求启动原因的理解不够充分，我们通过系统梳理其底层变化逻辑、市场空间及产业链验证，看好欧洲工商光伏配储渗透率提升，行业进入快速成长阶段。**建议关注：**德业股份、锦浪科技、艾罗能源、固德威等。

❖ **风险提示：**储能装机不及预期；价格竞争超预期；海外贸易政策变化。

内容目录

1 市场情况.....	4
2 有什么底层变化?	5
2.1 动态电价：引入 15 分钟结算制，储能套利收益显著提升.....	5
2.2 光伏收益减弱.....	7
2.3 光伏上网电网费.....	8
3 以上变化影响多少 IRR?	9
3.1 德国市场 IRR 测算.....	9
3.2 荷兰市场 IRR 测算.....	12
4 市场空间有多大?	13
5 公司层面的验证.....	14
6 投资建议.....	15
7 风险提示.....	15

图表目录

图 1： EU-27 工商储装机情况	4
图 2： 负电价+补贴退坡，EU-27 工商光伏装机下滑.....	4
图 3： 2025 年工商业电价结构（全用电量平均，欧元/kWh）	5
图 4： 2025 年工商业电价结构（全用电量平均，欧元/kWh）	5
图 5： 小型 SME（年用电量 20-500mwh，欧元/kWh）	5
图 6： 大型 SME（年用电量 500-2000mwh，欧元/kWh）	5
图 7： 15 分钟结算对短时储能的收益提升更大.....	6
图 8： 15 分钟结算对套利收益提升测算.....	6
图 9： 欧盟动态电价路线图.....	7
图 10： 欧盟各国电价合约情况.....	7
图 11： 法国电网费位置奖惩机制影响测算（欧元/MWh）	9
图 12： 纯光伏 IRR 对负电价小时数及平均负电价的敏感性测算.....	11
图 13： 纯光伏 IRR 对电价及自用比例的敏感性测算.....	11
图 14： 光储 IRR 对负电价小时数及平均负电价的敏感性测算.....	12
图 15： 光储 IRR 对电价及自用比例的敏感性测算.....	12
表 1: EU-27 光伏配储渗透率测算	4
表 2: 欧洲主要国家负电价小时数 (h)	7

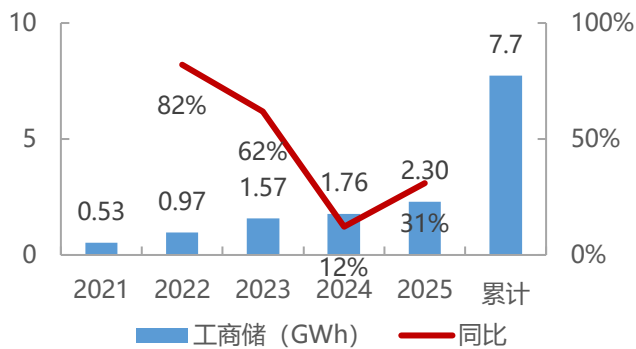
表 3: 2025 年欧洲主要国家负电价结构	8
表 4: 德国纯光伏项目税后 IRR 为 14.8%	10
表 5: 德国光储项目税后 IRR 为 8.3%	10
表 6: 考虑更严峻的负电价不补，德国纯光伏项目税后 IRR 为 11.9%	11
表 7: “避免尖峰最大功率电费”下德国光储项目 IRR 为 15.1%	12
表 8: 欧洲工商储市场空间测算	14
表 9: EU-27 光伏配储渗透率测算	14
表 10: 2026 年 EU-27 工商储空间测算（渗透率联系左图）	14

1 市场情况

2025 年欧洲工商储装机 3GWh，同比增长 34%，能源危机后 2024-25 年欧洲工商储装机增速下滑明显。

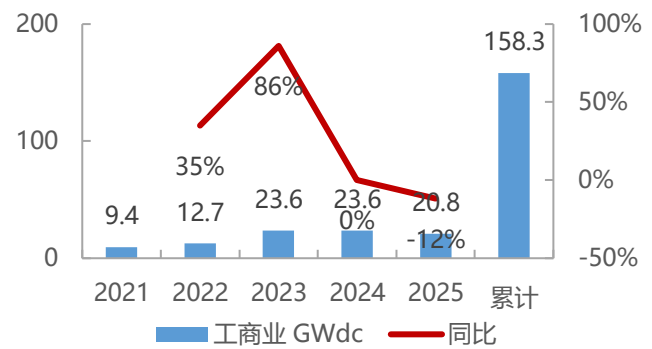
德国、荷兰和意大利是 25 年的主要市场，25 年工商储分别装机 0.5/0.3/0.3GWh。

图1： EU-27 工商储装机情况



数据来源：SolarPowerEurope（统计口径 20kwh-1MWh），财通证券研究所

图2： 负电价+补贴退坡，EU-27 工商光伏装机下滑



数据来源：SolarPowerEurope（统计口径 10kw-1MW），财通证券研究所

工商光伏配储比例极低，导致装机规模较小。经测算，2025 年欧盟 27 国工商光伏配储比新增仅 10%，显著低于同期户用光伏 94%的配储水平；工商光伏配储比存量累计仅 5%，而户用光伏配储比存量累计达到 44%。

表1: EU-27 光伏配储渗透率测算

工商业	2021	2022	2023	2024	2025
新增装机	5.2%	7.0%	6.1%	6.8%	10%
同比 pct		1.8	-0.9	0.7	3.3
累计装机	1.4%	2.1%	3.0%	3.6%	4.5%
户用	2021	2022	2023	2024	2025
新增装机	28%	45%	61%	76%	94%
同比 pct		16	16	15	18
累计装机	12%	20%	31%	38%	44%

分母为光伏， $\text{GWdc}/1.2\text{容配比} \times 0.6\text{实际发电系数} = \text{配储功率ac}$ ；
分子为储能， $\text{GWh}/2\text{h配储时长} \times 0.92\text{系统效率} = \text{配储功率ac}$

数据来源：SolarPowerEurope，财通证券研究所

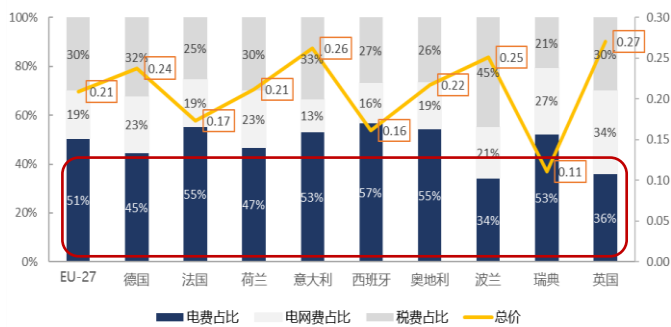
工商侧配储比<户用侧，主要系收益率较低，具体因素如下：

- 一、在抵消自用电场景下，省下的电费对于工商业相当于多出的利润，后续需计算企业所得税（欧盟成员国企业所得税多为 25-30%），而户用不用。
- 二、工商业用电价格低于户用。

三、过去几年中，工商业面临财政支持极为有限（弱于户储）。

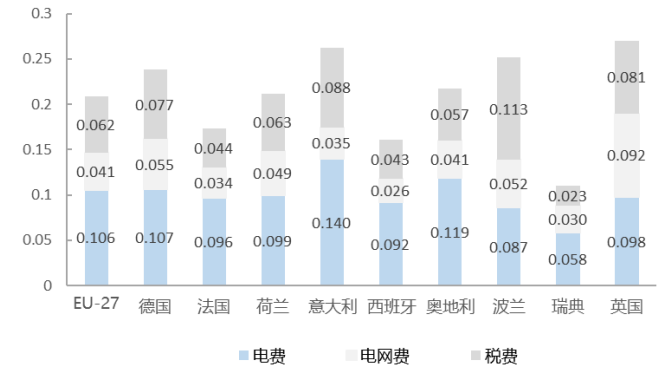
由于欧盟工商业电价结构中，电费约占终端电价的 35%-55%，其他费用占比较高。多数国家中，工商储充放电环节缺乏以上费用豁免（双向豁免很少，仅部分市场存在单向豁免）。因此，当下工商储以光伏配储为主，主要用于抵消自用电。

图3： 2025 年工商业电价结构（全用电量平均，欧元/kWh）



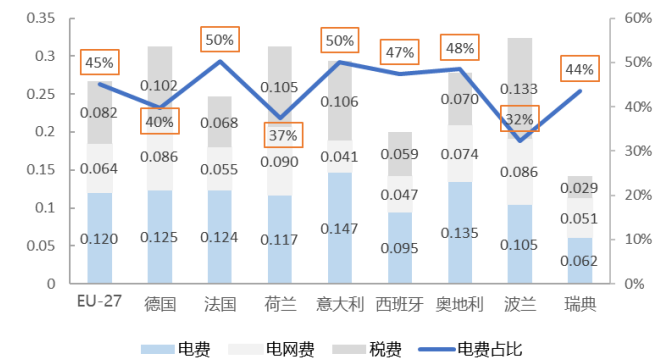
数据来源：Eurostat，财通证券研究所

图4： 2025 年工商业电价结构（全用电量平均，欧元/kWh）



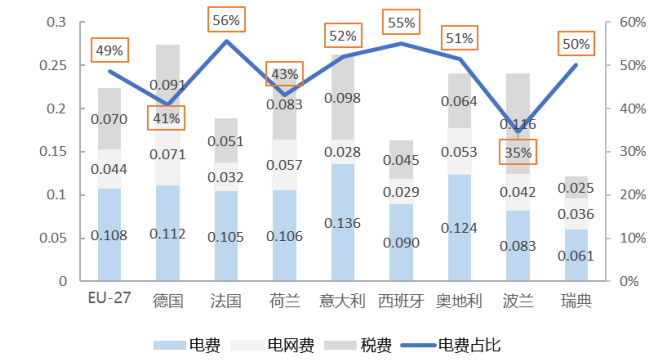
数据来源：Eurostat，财通证券研究所

图5： 小型 SME（年用电量 20-500mwh，欧元/kWh）



数据来源：Eurostat，财通证券研究所

图6： 大型 SME（年用电量 500-2000mwh，欧元/kWh）



数据来源：Eurostat，财通证券研究所

2 有什么底层变化？

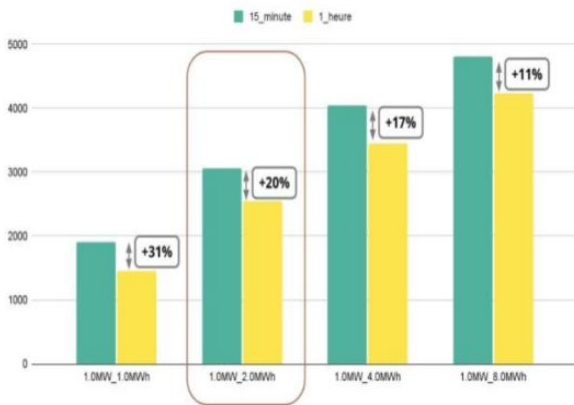
2.1 动态电价：引入 15 分钟结算制，储能套利收益显著提升

2025 年 1 月 17 日起，强制要求欧盟成员国提供动态电价；2025 年 10 月起，欧盟日前电力市场的交易间隔由 1 小时切换至 15 分钟，工商业用户通过动态电价间接参与。

引入 15 分钟结算制，对储能套利收益提升巨大：

- 在风光占比高的国家，可提升 15-20% 的套利收益，根据 Rystad 测算，20% 的套利收益可以推动 20 年期项目 IRR 提升 3%。
- 在供电侧灵活性较强（水电、气电多）的国家（如北欧、伊比利亚半岛国家），套利收益提升约在 10% 以内。

图7： 15 分钟结算对短时储能的收益提升更大



数据来源：Storio，财通证券研究所

图8： 15 分钟结算对套利收益提升测算

Country - Bidding zone	Increased potential **
Lithuania LT	12.8 %
Greece GR	12.7 %
Bulgaria BG	15.4 %
Romania RO	15.4 %
Hungary HU	16.1 %
Poland PL	16.4 %
Slovakia SK	20.9 %
Czechia CZ	18.5 %
Austria AT	25.3 %
Germany DE_LU	18.4 %
Spain ES	8.9 %
Netherlands NL	18.6 %
Sweden SE4	8.98 %
Denmark DK1	14.1 %
Portugal PT	3.04 %
France FR	15.1 %
Belgium BE	17 %
Finland FI	9.36 %
Italy NORTH	13.5 %
Norway NO-1	7.27 %

数据来源：Rystad Energy，财通证券研究所

➤ 动态电价：实际推行为何缓慢？

整体来看，当前欧洲多数国家动态电价普及率仍处低位，具体有以下两种情况：

一、智能电表普及率低

- 德国系智能电表安装滞后。但自 2025 年起，德国要求年用电量超过 6MWh、光伏装机超过 7kW、拥有热泵、充电桩、储能等可控设备的用户强制安装智能电表。据德国官方统计，2025 年底 6-100MWh 用电量用户的强制普及率达 23.3%，较 2024 年底的 13.9% 明显提高。

二、智能电表普及率高，但动态电价作为可选项，市场化选择下普及率低

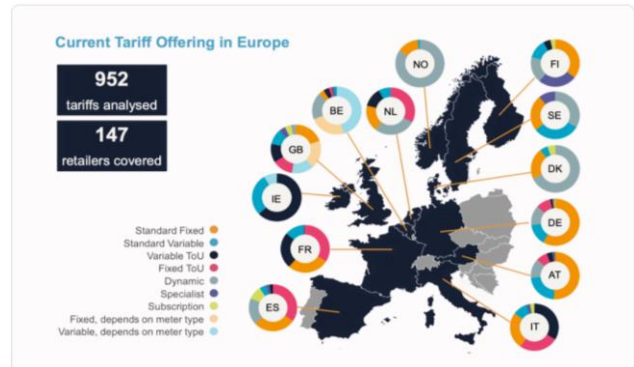
- 荷兰、奥地利等智能电表普及率高，主要面临的障碍是：1) 当前光伏净计量比例、上网电价补偿水平仍然较高；2) 能源危机极端电价后带来的风险厌恶。
- 法国由于电源结构以核电为主，电价波动较小，工商业以分时电价为主，即电价通过日前预设，而非日内波动。
- 英国智能电表覆盖率超过 60%，但由于其不在欧盟电力市场体系内，当前结算机制改革相对滞后，目标于 2027H1 实现半小时结算改革。
- 意大利能源危机后，指数化 PUN 合约加速推广，25 年初工商业渗透率已超过 80%，但价格每月结算=现货的月度均价+供应商固定加成，并非真正意义上的动态电价。

图9： 欧盟动态电价路线图



数据来源：exnaton，财通证券研究所

图10： 欧盟各国电价合约情况



数据来源：Icpdelta，财通证券研究所

2.2 光伏收益减弱

➤ 负电价时长大幅激增

受风光高渗透率驱动，2026年负电价趋势未见放缓。2026年4月德国、法国、波兰负电价达123/139/87小时，同比分别增长64%/54%/16%。现行负电价统计采用“1小时平均法”，即若四个15分钟区间价格的算术平均值为负，则该小时计为负价小时。在15分钟结算制下的实际市场冲击比数据反映的更为严峻。

同时，更长的负电价时长，我们预计将支撑工商储配储小时数自2h向3-4h成长。

负电价整体区间下探，同时极端负值仍在加深。欧洲平均负电价不高，25年德国、波兰平均负电价为-11/-16欧元/MWh。2026年4月德国最低价为-499欧元/MWh，显著低于2025年全年最低约-250欧元/MWh，法国最低价达到-496欧元/MWh，均突破新低。

表2：欧洲主要国家负电价小时数（h）

	2023	2024	2025	统计法
德国	301	459	573	1h法
西班牙	不允许 负电价	247	555	
法国	147	361	508	
意大利	不允许负电价			
荷兰	314	458	584	30mins法
英国	86	139	149	

数据来源：EPEX、OMIE，财通证券研究所

表3: 2025 年欧洲主要国家负电价结构

Market	Neg. hrs	0 to -€1	-€1 to -€10	-€10 to -€25	-€25 to -€50	-€50 to -€100	< -€100	Mean (€/MWh)	Min (€/MWh)
Germany	576	217	224	66	39	17	13	-10.89	-250.32
Spain	556	289	249	18	0	0	0	-2.10	-15.00
Poland	310	76	111	70	25	22	6	-15.75	-132.95
Finland	465	335	117	13	0	0	0	-1.25	-21.39
Sweden (SE2)	681	346	318	16	1	0	0	-1.87	-25.22
Greece	115	68	39	6	2	0	0	-3.40	-50.00

Full-year 2025 negative-price hours by depth band, with mean and minimum
Image: ENTSO-E Transparency Platform

数据来源: ENTSO-E, 财通证券研究所

➤ 光伏收益退坡

多数国家已通过上网电价退坡、单向溢价、双向 CfD 等方式降低光伏收益。

- 德国 2027 年小工商业 (25-100kw 光伏) 从固定电价转为单向溢价 (引入负电价不补) +50% 馈电上限。
- 意大利 2025 年 10 月起由 SSP 净计费 (14-18 欧分/kWh) 转为 RID 单向溢价 (保底 4.75 欧分/kWh)，保底收益大幅降低。
- 荷兰 2027 年全部 (包括存量) 小工商业 (<3x80A) 净计量机制取消，转为上网电价模式 (至少是 50% 的基础电价)，**保底收益大幅降低。**

此外，光伏上网负电价不补的监控时长由原先的 1-6 小时 (例如，2 小时平均电价为负时段才不给补偿)。因 25 年 10 月起，欧盟日前电力市场的交易间隔由 1 小时切至 15 分钟，这将进一步降低光伏上网补偿。

2.3 光伏上网电网费

2025 年 7 月欧盟发布非约束性指导文件，提出：

- 鼓励征收上网电网费，并根据项目所在地对电网的影响实行差异化收费。
- 储能的电网费应避免双向收费，鼓励加快储能和灵活性资产的审批。

部分国家在欧盟指导文件发布前已实施上网注入费，主要用于覆盖系统成本。

- 丹麦征收 TS0 注入费，费率 0.138 欧分/度；DS0 注入费 0.07-0.13 欧分/度，部分 DS0 进一步引入分时注入费，在中午电网拥堵时段收费更高，夜间收费相对较低。
- 比利时对 50kW 以上发电设备征 TS0 注入费，费率 0.062 欧分/度。
- 罗马尼亚自 2026 年起征收注入费 0.07 欧分/度，同比上涨 10%，但仅适用于 5MW 以上的发电设备。

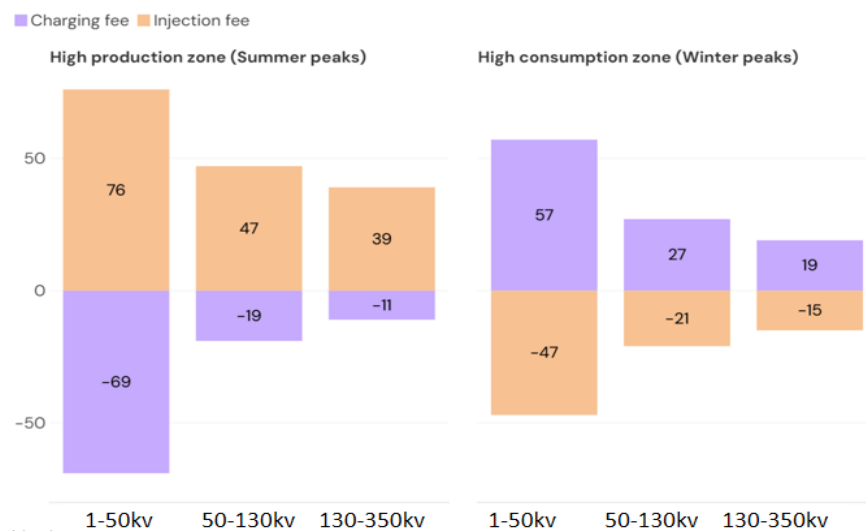
欧盟指导文件发布后，部分国家实施上网电费新调整。

- 奥地利于 2025 年 12 月立法，自 2027 年起要求 20kW 以上光伏上网电量须缴纳 0.05 欧分/度的“供电基础设施贡献金”。

➤ 电网费引入位置奖惩机制

- 英国自 2023 年起 TNUoS 使用费，即 TSO 层级的电网费，已拆分出位置信号部分，2026 年起地域差距进一步拉大。
- 法国于 2025 年 8 月正式实施 TURPE 7，在电网费中引入位置奖惩机制，大幅激励配储：
 - 1) 对于光伏配储激励更为明显。在高上网区域的夏季时刻，中型工商业光伏配储可获得 4.7 欧分/度费用减免，而独立储能则仅能获得 1.9 欧分/度的收益。
 - 2) 根据 Clean Horizon 的测算，在 TURPE 7 下进行优化的资产，可将电网费用降低多达 40%，并将 IRR 提高 1-2%。

图11： 法国电网费位置奖惩机制影响测算（欧元/MWh）



数据来源：modo，财通证券研究所

3 以上变化影响多少 IRR？

3.1 德国市场 IRR 测算

➤ 固定电价

对德国市场假设如下：

- 成本端：1) 光伏 100kW，储能 60kW+时长 2h；2) 光伏成本 0.9 欧元/W，储能成本 0.45 欧元/Wh，19%增值税可通过进项税抵免；3) 贷款比例 70%，贷款利率 4%。
- 收益端：1) 抵消用电电价 0.25 欧元/kWh，自用电占比 60%；2) 余电上网电

价 0.059 欧元/kWh，负电价不补为 573h；3）储能一充一放。

根据我们测算，纯光伏项目的税后 IRR 为 14.8%，光储项目的税后 IRR 为 8.3%。

加装储能后 IRR 有所下降，主要在于非动态电价下：1）储能放电电价非高峰价格；2）储能主要用于抵消自用电，有效充放电天数只有 240 天（按工作日）。

表4: 德国纯光伏项目税后 IRR 为 14.8%

德国光伏测算	余电上网								
年	单位	0	1	2	3	...	10	...	20
年发电量	Kwh/年	-	105000	103950	103534		100670		96715
电价	(欧元/Kwh)	-	0.25	0.25	0.25		0.25		0.25
自用电量占比	%	-	60%	60%	60%		60%		60%
电量自用收益	欧元	-	15750	15593	15530	...	15100	...	14507
负电价不补的电量	Kwh		19253	19060	18984		18459		17734
平均负电价	欧元/kWh		(0.01)	(0.01)	(0.01)		(0.01)		(0.01)
负电价亏损	欧元		(210)	(208)	(207)		(201)		(193)
FIT上网电价	(欧元/Kwh)		0.06	0.06	0.06		0.06		0.06
余电上网收益	欧元		1342	1329	1323	...	1287	...	1236
年维护费用	欧元		(2160)	(2214)	(2269)		(2698)		(3453)
债务余额	欧元	(61236)	(56136)	(50831)	(45315)		0		
净现金流量	欧元	(26244)	3491	3274	3124		1979		8468
资本金irr		14.77%							

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所

表5: 德国光储项目税后 IRR 为 8.3%

德国配储测算	余电上网								
年	单位	0	1	2	3	...	10	...	15
年发电量	Kwh/年		105000	103950	103534		100670		98672
电价	(欧元/Kwh)		0.25	0.25	0.25		0.25		0.25
自用电量占比	%		60%	60%	60%		60%		60%
电量自用收益	欧元		15750	15593	15530	...	15100	...	14801
自用电量	Kwh		25920	25596	25276		23146		21735
储能收益	欧元		6480	6399	6319		5786		5434
FIT上网电价	(欧元/Kwh)		0.06	0.06	0.06		0.06		0.06
余电上网收益	欧元		949	943	952	...	1010	...	1046
年维护费用	欧元		(3240)	(3321)	(3404)		(4046)		(4578)
债务余额	欧元	(91854)	(84203)	(76247)	(67972)		(0)		0
净现金流量	欧元	(39366)	3735	3415	3168		1301		11692
资本金irr		8.28%							

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所

➤ 考虑更严峻的负电价不补，纯光伏项目 IRR 测算

考虑更严峻的负电价不补 900h，根据我们测算，德国纯光伏项目税后 IRR 降至 11.9%。

未来看，随着负电价小时数在增长，上网电价持续退坡，纯光伏项目 IRR 将继续下滑。

表6: 考虑更严峻的负电价不补，德国纯光伏项目税后 IRR 为 11.9%

德国光伏测算	余电上网	0	1	2	3	...	10	...	20
年	单位								
年发电量	Kwh/年	-	105000	103950	103534		100670		96715
电价	(欧元/Kwh)	-	0.25	0.25	0.25		0.25		0.25
自用电量占比	%	-	60%	60%	60%		60%		60%
电量自用收益	欧元	-	15750	15593	15530	...	15100	...	14507
负电价不补的电量	Kwh		37800	37422	37272		36241		34817
平均负电价	欧元/kWh		(0.01)	(0.01)	(0.01)		(0.01)		(0.01)
负电价亏损	欧元		(412)	(408)	(406)		(395)		(379)
FIT上网电价	(欧元/Kwh)		0.06	0.06	0.06		0.06		0.06
余电上网收益	欧元		248	245	244	...	238	...	228
年维护费用	欧元		(2160)	(2214)	(2269)		(2698)		(3453)
债务余额	欧元	(61236)	(56136)	(50831)	(45315)		0		
净现金流量	欧元	(26244)	2583	2375	2230		1109		7632
资本金IRR		11.92%							

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所

图12: 纯光伏 IRR 对负电价小时数及平均负电价的敏感性测算

	负电价小时数 (h)					
	11.92%	400	600	800	1000	1200
平均负电价 (欧元/kWh)	0	15.6%	14.5%	13.4%	12.3%	11.2%
	-0.01	15.2%	13.9%	12.6%	11.4%	10.1%
	-0.03	14.4%	12.8%	11.2%	9.5%	7.9%
	-0.05	13.7%	11.7%	9.7%	7.7%	5.8%
	-0.1	11.9%	9.0%	6.1%	3.2%	0.1%

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所测算

图13: 纯光伏 IRR 对电价及自用比例的敏感性测算

	白天平均电价(欧元/kWh)					
	11.92%	0.17	0.21	0.25	0.29	0.33
自用电量占比	30%	-8.2%	-4.6%	-1.4%	1.6%	4.3%
	40%	-4.8%	-0.6%	3.2%	6.9%	10.5%
	50%	-1.8%	3.0%	7.6%	12.1%	16.8%
	60%	0.9%	6.5%	11.9%	17.5%	23.4%
	70%	3.5%	9.9%	16.4%	23.1%	30.3%

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所测算

➤ 考虑动态电价&更严峻的负电价不补，光储项目 IRR 测算

考虑动态电价&更严峻的负电价不补 900h、以及年用电量>100MWh 且年等效利用小时数>2500h 的可满足避免尖峰最大功率电费的条件。

- 动态电价：光伏抵消用电电价 0.2 欧元/kWh（白天平均电价），储能放电电价 0.35 欧元/kWh（高峰电价），避免尖峰最大功率电费为 80 欧元/kW/年。

根据我们测算，德国光储（年用电量>100MWh 且年等效利用小时数>2500h），考虑动态电价&更严峻的负电价不补 900h，项目税后 IRR 为 15.1%。

与以上纯光伏项目的 11.9%形成小幅剪刀差，核心拉动主要是：1) 动态电价下储能抵消自用电收益更高；2) 由于负电价时长增多叠加 15 分钟结算制，负电价不补的光伏电量超过了储能用于的抵消自用电电量。因此除原先 240 天抵消自用电外，还可多算 50 天（5-9 月的节假日+周末约等于 50 天）可以参与日内套利，其收益水平高于上网电价回报。3) 储能可避免尖峰最大功率电费。

表7：“避免尖峰最大功率电费”下德国光储项目 IRR 为 15.1%

德国配储测算		余电上网	0	1	2	3	...	10	...	15
年	单位									
年发电量	Kwh/年	-		105000	103950	103534		100670		98672
白天平均电价	(欧元/Kwh)	-		0.20	0.20	0.20		0.20		0.20
自用电量占比	%	-		60%	60%	60%		60%		60%
电量自用收益	欧元	-		12600	12474	12424	...	12080	...	11841
负电价不补的电量	Kwh			37800	37422	37272		36241		35522
自用电量	Kwh			25920	25596	25276		23146		21735
高峰电价	(欧元/Kwh)			0.35	0.35	0.35		0.35		0.35
套利电量 (储能满发-自用电量)	Kwh			5400	5333	5266		4822		4528
套利差价	(欧元/Kwh)			0.10	0.10	0.10		0.10		0.10
储能收益	欧元	-		9612	9492	9373	...	8583		8060
平均负电价	欧元/kWh			(0.01)	(0.01)	(0.01)		(0.01)		(0.01)
剩余负电价不补的电量 (扣除储能)	Kwh			6480	6494	6730		8273		9259
负电价亏损	欧元			(71)	(71)	(73)	...	(90)	...	(101)
FIT上网电价	(欧元/Kwh)			0.06	0.06	0.06		0.06		0.06
剩余电量	Kwh			4200	4158	4141		4027		3947
余电上网收益	欧元			177	175	171	...	147	...	132
净收益	欧元			23879	23549	23291		21475		20154
债务余额	欧元			(91854)	(84203)	(76247)		(0)		
净现金流量	欧元			(39366)	6493	6170		5894		3838
资本金IRR				15.12%						

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所

德国是市场化的结果，新增光伏配储的拐点已现雏形。但存量项目改造仍受限于上网电价不追溯、负电价保护，以及重新审批等因素制约。

图14：光储 IRR 对负电价小时数及平均负电价的敏感性测算

		负电价小时数 (h)					
		15.12%	400	600	800	1000	1200
平均负电价 (欧元/kWh)	0		16.18%	16.18%	15.84%	14.97%	14.10%
	-0.01		16.18%	16.18%	15.72%	14.56%	13.39%
	-0.03		16.18%	16.18%	15.49%	13.73%	11.96%
	-0.05		16.18%	16.18%	15.26%	12.90%	10.52%
	-0.1		16.18%	16.18%	14.68%	10.79%	6.85%

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所测算

图15：光储 IRR 对电价及自用比例的敏感性测算

		白天平均电价(欧元/kWh)					
		15.12%	0.15	0.17	0.19	0.21	0.23
自用电量占比	30%		4.4%	5.5%	6.7%	7.8%	8.9%
	40%		6.1%	7.6%	9.1%	10.6%	12.1%
	50%		7.8%	9.7%	11.6%	13.4%	15.3%
	60%		9.5%	11.8%	14.0%	16.2%	18.4%
	70%		11.2%	13.8%	16.4%	19.0%	21.6%

数据来源：BNetzA、EPEX，财通证券研究所测算

3.2 荷兰市场 IRR 测算

➤ 固定电价

荷兰与德国的假设的主要差异如下：

- 成本端：21%增值税可通过进项税全额抵扣，KIA 税收抵免额约 2 万欧元，EIA 补贴光储 capex 的 40%作税收抵免（纯光伏没有）。
- 收益端：余电上网（SDE++）单向溢价 0.08 欧元/kWh，负电价不补为 584h。

根据我们的测算结果，荷兰纯光伏项目税后 IRR 为 13.6%（若为净计量制，IRR 将会更高），光储项目税后 IRR 为 13.0%，收益率较高主要依赖补贴。

➤ 考虑更严峻的负电价不补，纯光伏项目 IRR 测算

考虑更严峻的负电价不补 900h，根据我们测算，荷兰纯光伏项目税后 IRR 降至 9.6%。

荷兰的情况和德国类似，差异在于小工商业光伏从净计量机制转向上网电价，且该调整将影响存量项目。

➤ 考虑动态电价&更严峻的负电价不补，光储项目 IRR 测算

根据我们的测算结果，荷兰光储项目，考虑动态电价&更严峻的负电价不补 900h，税后 IRR 为 11.1%。

亦与纯光伏项目拉开小幅剪刀差，主要是 25 年起荷兰对 >3x80A 的光伏储能开放 40% 的 EIA 税收抵免（24 年开放 <3x80A）。

荷兰是补贴驱动的结果，但放量受到审批流程等因素制约。

4 市场空间有多大？

在纯光伏项目收益收敛、及动态电价在更多国家推进的趋势下，欧洲工商储具备“巨量存量改造+可观新建增幅”广阔增长空间。

● 从潜在空间看，通过用电量自上而下测算

1) 欧盟+英国 2024 年工业用电量约 900TWh（其中适合工商储的中小用户 SMEs 仅 1/3），商业 850TWh（其中适合工商储的中小用户 SMEs 约 55%），仅考虑 SMEs 合计约 730TWh。

2) 假设平均年度用电：240 天 x 每天 12h=2880h，工商储配 2h。

=欧盟+英国空间约 500Gwh，25 年渗透率仅约 2%。

● 从实际可行空间看，通过光伏装机自上而下测算

1) 欧盟+英国 2025 年底工商业光伏存量装机约 163GW，2030 年 SPE 预计将增长至约 267GW，增幅约 64%，年均增长 21GW（25 年新增为 20GW），增长已到成熟期。

2) 考虑欧洲光伏容配比 1.2，实际使用率约 0.6，；储能系统效率 0.92，配储 2h。

=2025 年欧盟+英国空间约 180Gwh，渗透率约 5%；如果只看新增光伏，2026-30 年空间约 110Gwh。

表8: 欧洲工商储市场空间测算

	SME工业用电量 (Twh)	SME商业用电量 (Twh)	用电量合计 (Twh)	潜在空间 (Gwh)	工商业光伏 (累计 GWdc)		实际可行空间 (GWh)		2030实际 可行/潜在 空间
					2025	2030E	2025	2030E	
EU-27+英国	302	429	732	508	163	267	177	290	57%
EU-27	275	395	670	465	158	251	172	273	59%
德国	64	66	130	90	35	60	38	65	72%
英国	27	34	62	43	4	9	5	10	23%
意大利	36	53	88	61	19	36	20	39	64%
法国	33	69	103	71	14	22	15	24	34%
波兰	18	27	45	31	6	11	7	12	37%
西班牙	23	42	65	45	8	14	9	15	33%
挪威	15	14	29	20	光伏较少				0%
奥地利	8	6	14	10	4	5	4	5	53%
比利时	12	11	23	16	6	10	7	11	71%
瑞典	15	17	32	22	2	4	2	4	20%
芬兰	11	10	21	14	光伏较少				0%
荷兰	10	21	31	22	15	21	16	22	103%
匈牙利	6	4	10	7	2	4	2	4	60%
捷克	7	8	15	11	2	4	2	4	36%
罗马尼亚	6	6	11	8	2	6	2	7	86%

数据来源: Eurostat、OECD、SolarPowerEurope、各国能源署、各国光伏统计协会，财通证券研究所

► 2026 年欧洲工商储空间怎么看？

假设 EU-27 工商业光伏新增装机不增长，每年维持约 20GW，配储比仍具备较大增长空间。在我们的中性预测下，EU-27 工商储装机年增约 7GWh，同增约 220%。

- 但需要注意的是，由于终端数据的滞后，以上测算目前仍缺乏终端数据的进一步实证。

表9: EU-27 光伏配储渗透率测算

工商业	2021	2022	2023	2024	2025
新增装机	5.2%	7.0%	6.1%	6.8%	10%
同比 pct		1.8	-0.9	0.7	3.3
累计装机	1.4%	2.1%	3.0%	3.6%	4.5%
户用	2021	2022	2023	2024	2025
新增装机	28%	45%	61%	76%	94%
同比 pct		16	16	15	18
累计装机	12%	20%	31%	38%	44%

分母为光伏，GWdc/1.2容配比x0.6实际发电系数=配储功率ac；
分子为储能，GWh/2h配储时长*0.92系统效率=配储功率ac

数据来源: SolarPowerEurope，财通证券研究所

表10: 2026 年 EU-27 工商储空间测算（渗透率联系左图）

新增渗透率	12%	15%	18%	21%	24%
gwh	2.61	3.26	3.91	4.57	5.22
累计渗透率增加	0.50%	1%	2%	3%	4%
gwh	0.86	1.72	3.43	5.15	6.87
合计 GWh	3.47	4.98	7.35	9.72	12.09

数据来源: SolarPowerEurope，财通证券研究所

5 公司层面的验证

欧洲工商储商业模式主要为：大客户以项目制为主，需求方主要为 EPC 厂商和大型安装商；小客户与户储渠道重叠。

以下为海外公司侧的验证情况：

- Solaredge 公司**于 2026 年 3 月发布 Nexis 平台（堆叠式设计，容量最高可达 78 度电）和工商储一体机（容量 197 度电），主攻欧洲工商业市场，相关产品二季度已实现满产。从需求端看，2026 年 3-4 月欧洲市场需求明显改善，其中德国、荷兰、意大利等市场表现较好，主要受动态电价推行及由美伊冲

突导致的电价上涨预期影响，预计后续需求仍有望进一步增长。

- **Enphase 公司** 2026 年 4 月在欧洲多个市场的光伏和电池激活量较一季度月均水平平均实现了两位数的增长，其中荷兰/德国/法国 4 月电池激活量较一季度月均水平增长了约 75%/ 27%/ 20%，欧洲每个地区都在加速向“电池优先”的市场转型。
- **Tesla 公司** 于 2026 年 4 月 23 日发布针对欧洲市场的三相储能产品 Powerwall 3p(Tesla 更新产品频率很低,快 3 年才再次发产品),系统容量可堆叠至 94.5 度电。

6 投资建议

当前市场对欧洲工商储本轮需求启动原因的理解不够充分，我们通过系统梳理其底层变化逻辑、市场空间及产业链验证，看好欧洲工商光伏配储渗透率提升，行业进入快速成长阶段。建议关注：德业股份、锦浪科技、艾罗能源、固德威等。

本文主要讨论工商储抵消自用电场景，独立储能场景将留待后续系列报告进一步展开。

7 风险提示

- 1、储能装机不及预期：海外部分地区本土电网扩容升级进度滞后，导致已规划项目无法按期并网投运。
- 2、价格竞争超预期：若未来市场需求增速未能及时消化新增产能，或行业技术迭代放缓导致产品同质化趋向严重，市场竞争可能会进一步加剧，导致行业出现超预期的价格竞争。
- 3、海外贸易政策变化：国际贸易壁垒加剧、关税政策调整等或导致核心关键原材料、及电池电芯或集成系统交付受阻。

信息披露

● 分析师承诺

作者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，具备专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解。本报告清晰地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，作者也不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

● 资质声明

财通证券股份有限公司具备中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。

● 公司评级

以报告发布日后 6 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准：

买入：相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%；

增持：相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间；

中性：相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间；

减持：相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%；

无评级：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

A 股市场代表性指数以沪深 300 指数为基准；中国香港市场代表性指数以恒生指数为基准；美国市场代表性指数以标普 500 指数为基准。

● 行业评级

以报告发布日后 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准：

看好：相对表现优于同期相关证券市场代表性指数；

中性：相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平；

看淡：相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数。

A 股市场代表性指数以沪深 300 指数为基准；中国香港市场代表性指数以恒生指数为基准；美国市场代表性指数以标普 500 指数为基准。

● 免责声明

本报告仅供财通证券股份有限公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司不保证该等信息的准确性、完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的邀请或向他人作出邀请。

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。

本公司通过信息隔离墙对可能存在利益冲突的业务部门或关联机构之间的信息流动进行控制。因此，客户应注意，在法律许可的情况下，本公司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或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。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。在任何情况下，本公司不对任何人使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告仅作为客户作出投资决策和公司投资顾问为客户提供投资建议的参考。客户应当独立作出投资决策，而基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前应咨询所在证券机构投资顾问和服务人员的意见；

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、发表或引用，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。