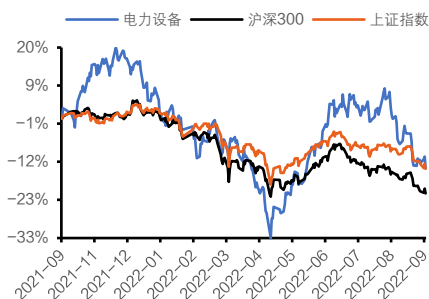


投资评级：看好(维持)

最近 12 月市场表现



分析师 余炜超

SAC 证书编号: S0160522080002  
shewc@ctsec.com

相关报告

- 《硅料 307 元/kg 较上周维持不变 中广核广东阳江帆石一 1GW 海上风电项目开标》 2022-09-25
- 《锂电新能源车行业周度投资策略: 硫酸镍 3.83 万元/吨 上涨 2.68% 欣旺达浙江锂电产业园圆柱锂电池项目正式开工》 2022-09-25
- 《钠离子电池行业深度报告: 蓄势待发, 即将快速成长》 2022-09-24

## 方兴未艾, 全球储能市场 2021-25 年复合增速有望达到 94.26%

### 核心观点

- ▶ **碳中和碳达峰趋势下, 储能是风光装机量提升的必然选择。**随着全球可再生能源发电量占比从 2000 年的 1.40% 提升至 2021 年 12.85%, 消纳、输配、波动等问题出现, 储能能够协助电网进行调峰调频, 以及在户用端帮助用户进行峰谷价差套利。截至 2021 年, 全球已投运储能项目的累计装机量达 209.4GW。在储能众多发展技术中, 机械储能技术最为成熟, 电化学储能潜力最大, 截至 2021 年提升 4.7% 上涨至 12.2%。
- ▶ **国内表前侧市场部分地区接近经济性拐点, 海外户储经济性明显。**表前侧市场中, 可再生能源并网国内部分二三类地区开始接近经济性拐点, 其中二类和三类地区的配储成本 (0.34 和 0.42 元/KWh) 已经基本和并网电价 (0.35 和 0.41 元/KWh) 齐平。电网端, 调峰市场磷酸铁锂价格基本接近服务费中位区间, 调频市场电化学储能已经开始具备经济性(储能电池在 0.65 元/KWh 上具有经济性)。我们预计未来随着电芯成本逐渐下降以及电池循环次数上升, 表前侧市场经济性将逐渐明显。户用市场中, 海外户用储能市场由于海外欧美峰谷价差明显, 叠加电网基础设施落后, 经济性明显。
- ▶ **我们预计 2025 年全球储能市场空间达到 470.32GWh。**表前侧市场中, 受益于全球可再生能源占比提升带来的并网需求, 我们预计 2025 年储能需求量将会达到 134.95GW/310.77GWh, 21-25 年年复合增长率为 88.99%; 户用市场中, 受益于俄乌战争带来的欧洲能源价格上升以及自发自用高经济性, 我们预计 2025 年储能需求 65.76GW/159.55GWh, 年复合增长率达到 107.97%。
- ▶ **投资建议:** 考虑到当前风光并网快速增长对储能需求加大, 同时叠加俄乌冲突导致的欧洲能源价格快速增长, 间接带来户储行业需求快速增长, 我们看好储能供应链中价值量较高的逆变器环节, 建议关注储能逆变器及集成商: 阳光电源、锦浪科技、固德威、德业股份等; 储能电池及供应商: 宁德时代、亿纬锂能、派能科技等; 中游材料端: 德方纳米、恩捷股份等。
- ▶ **风险提示:** 行业竞争加剧, 产业链原材料价格大幅度波动的风险, 需求测算下基于咨询公司的统计数据或许存在偏差的风险。

### 重点公司投资评级

代码	公司	总市值 (亿元)	收盘价 (09.28)	EPS (元)			PE			投资评级
				2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E	
300274	阳光电源	1682.27	113.27	1.07	2.00	3.37	136.82	56.71	33.62	无评级
300763	锦浪科技	856.83	227.77	1.91	2.78	5.18	120.99	81.91	44.00	无评级
688390	固德威	340.03	276.00	3.18	4.11	8.47	144.68	67.14	32.58	无评级
605117	德业股份	1053.66	440.99	3.39	4.65	7.78	80.76	94.92	56.65	无评级

300750	宁德时代	10171.63	416.79	6.83	10.92	17.41	86.03	38.17	23.95	无评级
300014	亿纬锂能	1664.10	87.64	1.54	2.17	3.41	76.74	32.61	20.81	买入
688063	派能科技	657.76	424.80	2.04	5.34	11.35	96.57	88.91	41.84	买入
002812	恩捷股份	1598.66	179.14	3.05	5.58	8.11	82.23	32.03	22.05	无评级

数据来源：wind 数据，财通证券研究所 备注：除已覆盖公司外，其余预测数据来自 wind 一致预期

## 内容目录

1. 储能现状：中美欧三国主导，可再生能源并网是主方向.....	6
1.1. 全球进入快速发展快车道.....	6
1.2. 抽水储能为主，锂电池储能主导新型储能.....	7
1.3. 中美欧主导全球电化学储能市场.....	8
2. 全球储能市场规模 2025 年有望达到 470.32GWh, 年复合增速预计 94.26%.....	10
2.1. 表前侧：全球表前侧储能市场 2021-2025 年年复合增速预计 88.95%... 10	10
2.1.1. 表前侧（输配+可再生能源并网）储能需求：波动性可再生能源比例增加驱动储能需求.....	10
2.1.2. 电网消纳空间有限，亟需储能比重提升.....	12
2.1.3. 可再生能源并网：部分二三类地区已经具备经济性.....	13
2.1.4. 电网端：主要调峰调频，部分成本已具备经济性.....	15
2.1.5. 市场规模测算：全球表前侧储能市场 2021-2025 年年复合增速 88.99%.....	18
2.2. 户用：海外大部分国家已经具备经济性，国内经济性拐点逼近.....	19
2.2.1. 户用市场装机量 21 年同比增长 60.06%.....	19
2.2.2. 国内户用市场：国内部分省份已经具备经济性.....	20
2.2.3. 海外户用市场：高电价差之下，海外户储具备良好经济性.....	21
2.2.4. 市场规模测算：全球表后侧储能市场 21-25 年年复合增长 107.97%.....	22
2.3. 总需求：25 年新增装机达 200.71GW/470.32GWh, 年复合增长率 94.26%.....	23
3. 各细分领域竞争格局分析：产业链持续降本.....	23
3.1. 产业链处于持续降本中.....	23
3.2. 储能电池：动力电池厂商迅速切入，国内企业后来居上.....	25
3.2.1. 宁德时代：加码产能稳固龙头地位，静待储能盈利拐点.....	25
3.3. 逆变器：需求高增+国产替代，驱动国内企业业绩.....	26
3.3.1. 阳光电源：加码产能稳固龙头地位，静待储能盈利拐点.....	26
3.3.2. 德业股份：逆变器储能新玩家，三轮驱动快速成长.....	28
3.4. 储能系统：竞争格局未定，多方开拓市场格局.....	29
3.4.1. 特斯拉：加码储能系统业务，为公司业绩增长注入新动力.....	29
4. 投资建议：.....	31
5. 风险提示.....	32

## 图表目录

图 1. 全球储能累计装机量及增速.....	7
图 2. 全球储能新增装机量及增速.....	7
图 3. 中国储能累计装机量及增速.....	7
图 4. 中国储能新增装机量及增速.....	7
图 5. 2000-2021 年全球电力储能市场累计装机规模.....	8
图 6. 2000-2021 年中国电力储能市场累计装机规模.....	8
图 7. 2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布.....	8

图 8. 全球电化学储能新增装机快速增长 .....	9
图 9. 中国电化学储能新增装机量快速增长 .....	9
图 10. 2021 年全球电化学储能新增装机份额 .....	9
图 11. 2021 年全球电化学储能新增装机量份额 .....	9
图 12. 2021 年全球电化学储能分类型累计装机份额 .....	10
图 13. 2021 年全球电化学储能分类型新增装机量份额 .....	10
图 14. 可再生能源发电具备不稳定性 .....	11
图 15. 全球可再生能源发电量占比 2021 年增至 13% .....	11
图 16. 2021 年各国新能源发电量占比 .....	12
图 17. 中国弃风弃光率逐渐稳定在 2.5%左右 .....	12
图 18. 中国光伏风电装机量在快速上升 .....	12
图 19. 2021 年各月份弃风率维持在 2.5%左右 .....	13
图 20. 2021 年各月份弃光率维持在 2%左右 .....	13
图 21. 全球可再生能源新增并网装机 .....	13
图 22. 2021 年全球新增并网装机格局 .....	13
图 23. 电网端储能应用方案 .....	15
图 24. 储能通过调峰、调频等提高电能质量 .....	15
图 25. 深蓄电站储能项目财务评价指标表 .....	18
图 26. 深蓄电站储能调频敏感性分析 .....	18
图 27. 2015-2021 年全球户用+工商业储能装机量统计 .....	20
图 28. 0.68 元/KWh 峰谷价差下具备经济性 .....	20
图 29. 美国加州 PG&E 家用电费报价情况 (美分) .....	22
图 30. 2021 年 12 月全球各主要国家家庭电价 (元/KWh) .....	22
图 31. 2021 年 12 月全球各主要国家企业电价 (元/KWh) .....	22
图 32. 储能产业链 .....	24
图 33. 电化学储能结构示意图 .....	24
图 34. 2019-2030 年储能电站成本结构趋势 .....	25
图 35. 2020 年储能电站成本结构拆分 .....	25
图 36. 公司 2018-2022H1 营业收入构成 (亿元) .....	26
图 37. 公司 2018-2022H1 毛利率和净利率 (%) .....	26
图 38. 公司 2018-2022H1 储能业务营收 (亿元) .....	26
图 39. 2021 中国储能电池企业出货量(MWh) .....	26
图 40. 公司近年营收水平 .....	27
图 41. 公司近年归母净利润水平 .....	27
图 42. 公司各项业务营收金额 (万元) .....	28
图 43. 公司毛利率与净利率水平 .....	28
图 44. 2021 年中国供应商全球市场储能 PCS 出货量 (MW) .....	28
图 45. 2021 年光伏逆变器出货量占比 .....	28
图 46. 德业股份营收构成 (亿元) .....	29
图 47. 德业股份毛利率与净利率 (%) .....	29
图 48. 德业股份逆变器业务营收情况 (亿元, %) .....	29
图 49. 17-21 年全球&中国逆变器出货量情况 .....	29
图 50. 特斯拉储能业务收入 (亿美元) .....	30
图 51. 特斯拉储能装机量 .....	30

图 52. 特斯拉位于莱斯罗普的 Megapack 工厂 .....31

表 1. 储能应用场景分类 ..... 6

表 2. 部分国家可再生能源政策统计 ..... 11

表 3. 国内三类地区并网经济性测算 ..... 14

表 4. 国内各省份强制配储政策文件 ..... 14

表 5. 不同储能类型的全生命周期 LCOE 比较 ..... 16

表 6. 国内部分省份储能调峰费用统计 ..... 16

表 7. 国内部分省份储能调频费用统计 ..... 18

表 8. 中国及全球表前侧储能市场规模测算 ..... 19

表 9. 中国大陆不同省份之间超过 16 个省份 6 月份代购电价已经体现出经济性  
.....21

表 10. 中国及全球表后侧储能市场规模测算 .....22

表 11. 中国及全球储能市场规模测算 .....23

表 12. 公司主营产品具体类型 .....25

表 13. 公司主营储能产品 .....30

## 1. 储能现状：中美欧三国主导，可再生能源并网是主方向

储能，是存储能量的装置，功能主要是存放电。电力从生产出来，到最后使用，需要经过生产电（发电厂、电站）、传输电（电网公司）、使用电（用户）。三个环节中，均可以使用储能，因此储能可以分为三个场景：发电侧储能、电网侧储能、用户侧储能。其中，发电侧对储能的需求场景类型较多，包括电力调峰、辅助动态运行、系统调频、可再生能源并网等；输配电侧储能主要用于缓解电网阻塞、延缓输配电设备扩容升级等；用电侧储能主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提升供电可靠性等。

表 1. 储能应用场景分类

分类	应用场景	功能
发电侧	电网	电力调峰
		辅助动态运行
		系统调频
		可再生能源并网
输配电侧	电网	缓解电网阻塞
		延缓输配电扩容升级
用电侧	家庭、工商业、教育、医疗及军事等	电力自发自用
		峰谷价差套利
		容量电费管理
		提升供电可靠性

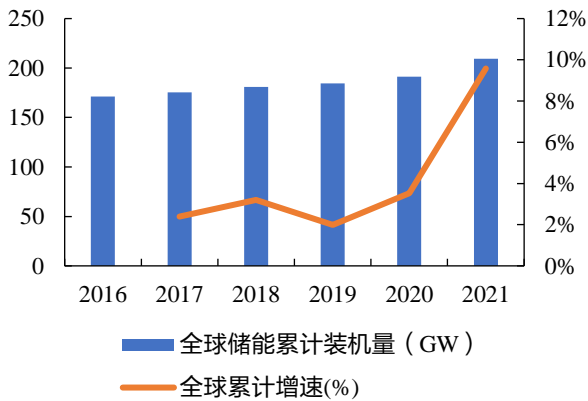
数据来源：派能科技招股说明书，财通证券研究所

### 1.1. 全球进入快速发展快车道

碳中和背景下，全球各国能源结构加速转型，间接带动全球储能市场快速发展。根据 CNESA，截至 2021 年，全球已投运储能项目的累计装机量达 209.4GW，同比增长 9.58%，其中，中国的累计装机量达到 46.1GW，占全球的 22.02%，同比增长 3.39%。从新增装机量角度来看，全球 2021 年新增装机量为 18.3GW，同比增长 181.30%；中国 2021 年新增装机量为 10.5GW，同比增长 228.13%，连续两年保持超 150% 增速。我们预计未来随着全球可再生能源装机量的提高，储能将持续快速发展。

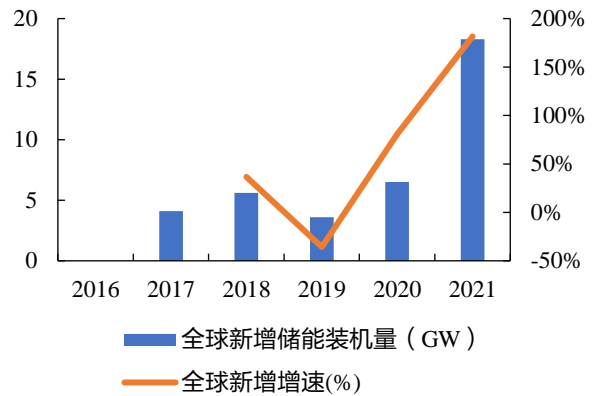


图 1. 全球储能累计装机量及增速



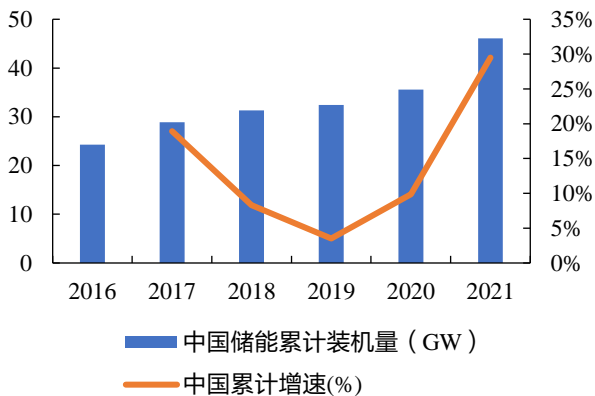
数据来源：CNESA，财通证券研究所

图 2. 全球储能新增装机量及增速



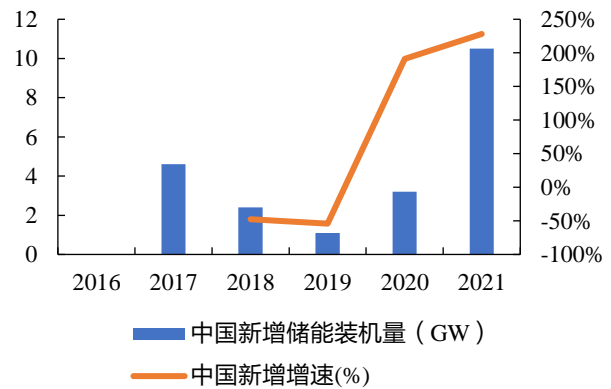
数据来源：CNESA，财通证券研究所

图 3. 中国储能累计装机量及增速



数据来源：CNESA，财通证券研究所

图 4. 中国储能新增装机量及增速

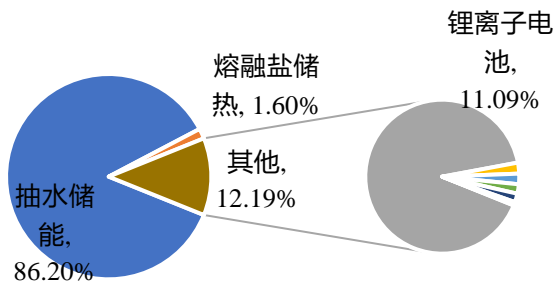


数据来源：CNESA，财通证券研究所

## 1.2. 抽水储能为主，锂电池储能主导新型储能

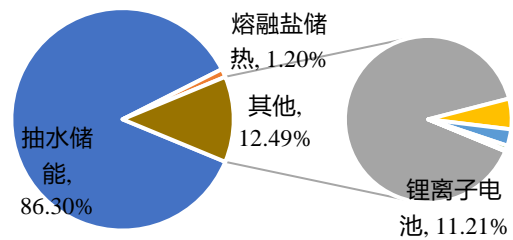
全球和中国范围看，锂电池储能主导电化学储能。全球范围看，截止 2021 年底，抽水储能占比 86.2%，同比下降 4.1%，居于主导地位；电化学储能装机量提升 4.7% 上涨至 12.2%，锂离子电池占比 90.9%，主导新型储能。中国范围看，截止 2021 年底，抽水储能占比 86.3%，同比下降 3%，依然居于主导地位；电化学储能装机量占比提升 3.2% 至 12.5%，锂离子电池占比 89.7%，继续主导新型储能。

图 5. 2000–2021 年全球电力储能市场累计装机规模



数据来源：CNESA，财通证券研究所

图 6. 2000–2021 年中国电力储能市场累计装机规模

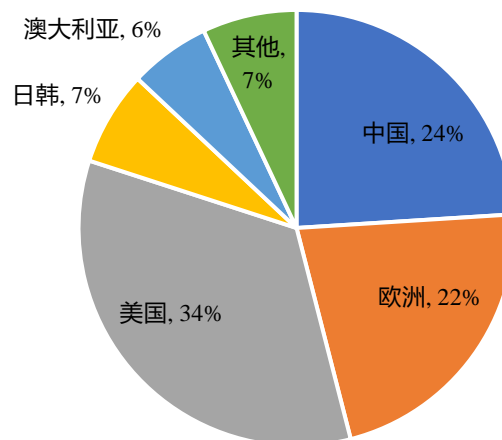


数据来源：CNESA，财通证券研究所

### 1.3. 中美欧主导全球电化学储能市场

分国家看，全球储能新增市场主要集中在**中国、美国、欧盟**。根据 CNESA 的数据，2021 年，全球新增投运电力储能项目装机规模 18.30GW，同比增长 185%，其中，新型储能的新增投运规模最大，并且首次突破 10GW，达到 10.2GW，是 2020 年新增投运规模的 2.2 倍，同比增长 117%。2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布中，美国、欧洲、中国合计占比 80%，占据主导地位。其中，美国 88% 的装机份额来自表前应用；中国 2021 年储能开始从商业化初期进入规模化发展；欧洲户用储能项目表现强劲，规模突破 1GW。

图 7. 2021 年全球新增投运新型储能项目地区分布

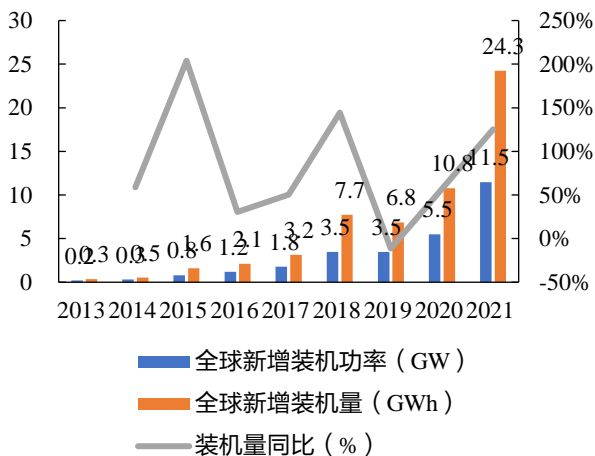


数据来源：CNESA，财通证券研究所



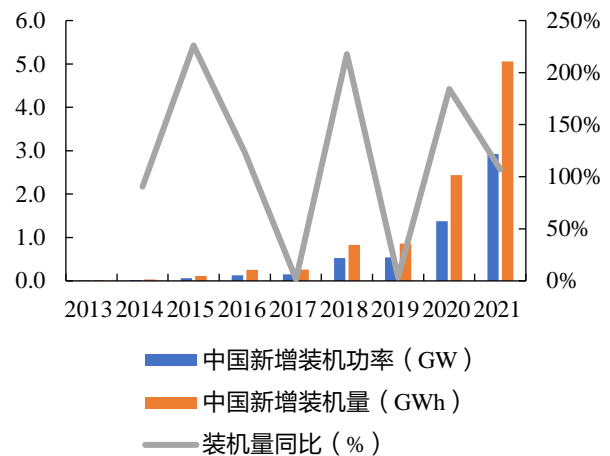
2021年，全球电化学储能装机增长 11.5GW/24.3GWh，同比增 125.37%。受益于美国储能市场增长（新增 4.73GW/13.10GWh，同比增 429.69%）、欧洲储能市场增长（新增 2.02GW/2.71GWh，同比增 64.21%）、中国储能市场增长（新增 2.92GW/5.06GWh，同比增 107.16%）等，全球电化学储能装机量快速增长。2021年底，全球电化学储能市场累计装机规模 28.40GW/57.67GWh，同比增 67.74%，中国电化学储能市场累计装机规模 5.75GW/9.92GWh，同比增 103.17%。

图 8. 全球电化学储能新增装机快速增长



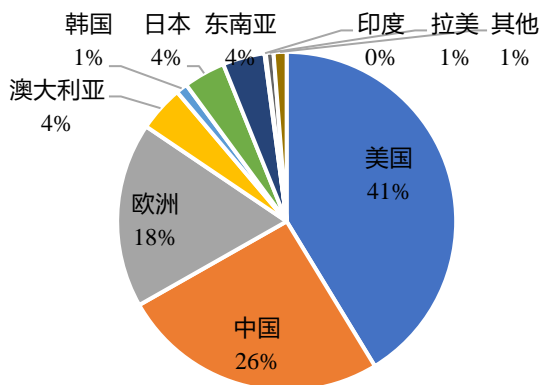
数据来源：BNEF，财通证券研究所

图 9. 中国电化学储能新增装机量快速增长



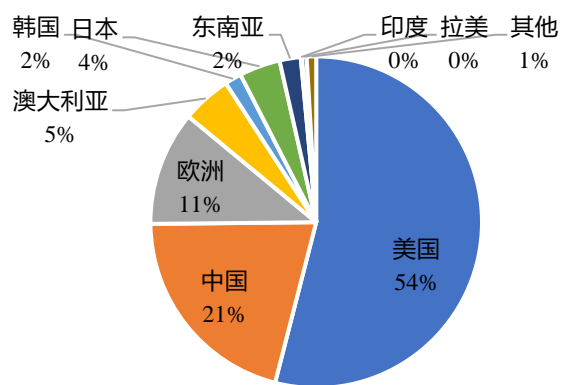
数据来源：BNEF，财通证券研究所

图 10. 2021 年全球电化学储能新增装机份额



数据来源：BNEF，财通证券研究所

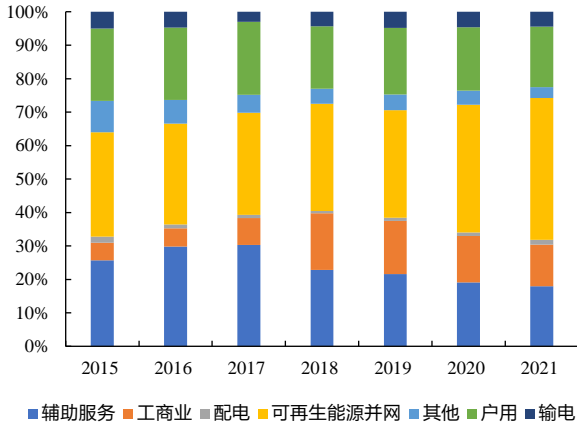
图 11. 2021 年全球电化学储能新增装机量份额



数据来源：BNEF，财通证券研究所

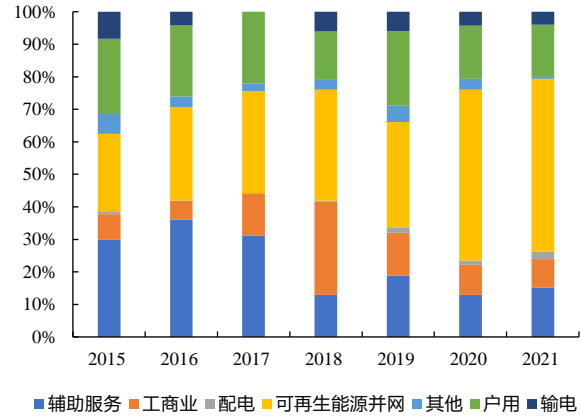
分类型来看，新增电化学储能装机规模约 50%集中于可再生能源并网。受益于光伏风电等波动性能源装机量快速增加，用于新能源并网的储能装机规模快速增长，占据了新增电化学储能装机规模的约 50%左右。其他新增储能装机规模主要有户用储能（16%）、辅助服务（15%）等。

图 12. 2021 年全球电化学储能分类型累计装机份额



数据来源: BNEF, 财通证券研究所

图 13. 2021 年全球电化学储能分类型新增装机量份额



数据来源: BNEF, 财通证券研究所

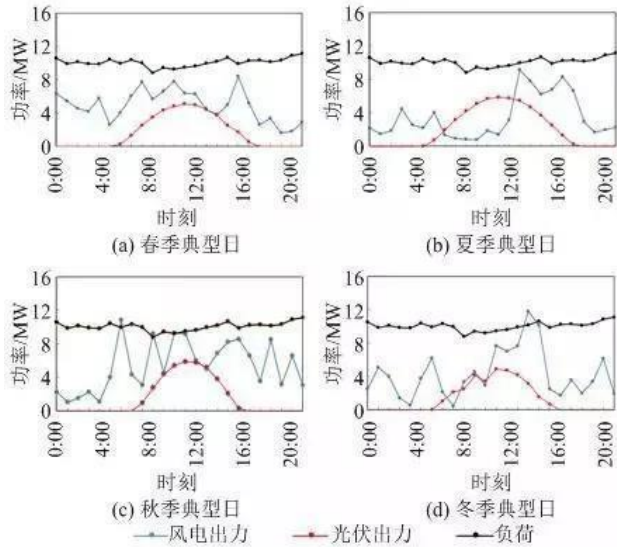
## 2. 全球储能市场规模 2025 年有望达到 470.32GWh, 年复合增速预计 94.26%

### 2.1. 表前侧: 全球表前侧储能市场 2021-2025 年年复合增速预计 88.95%

#### 2.1.1. 表前侧 (输配+可再生能源并网) 储能需求: 波动性可再生能源比例增加驱动储能需求

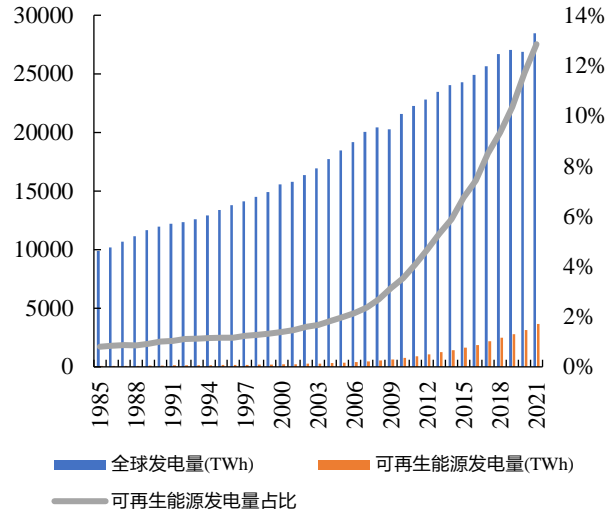
**VRE 不断增长驱动储能需求。**波动性可再生能源 (VRE) 指具有波动特性且自调节能力较低的可再生能源, 具体包括光伏、风电等。传统火电发电, 按需发电, 时发时用是主流, 对储能需求不大。碳排放政策趋严+可再生能源平价时代到来, 导致全球光伏、风电等波动性较大的可再生能源发电占比提升。光伏风电等 VRE 能源发展早期, 火力发电以及抽水蓄能等能够平抑波动, 并做到 VRE 并网。但随着 VRE 发电量增加, 提高了电网在输配容量、电频波动控制等方面的要求, 储能需要用来帮助形成可控可调的电网运营模式。2021 年, 全球可再生能源发电量达到 3657.22TWh, 发电占比从 2000 年的 1.40% 提升至 2021 年 12.85%, 对于储能的需求逐年增加。

图 14. 可再生能源发电具备不稳定性



数据来源:《面向园区微网的“源-网-荷-储”一体化运营模式》刘敦楠等, 财通证券研究所

图 15. 全球可再生能源发电量占比 2021 年增至 13%



数据来源: BP Energy, 财通证券研究所

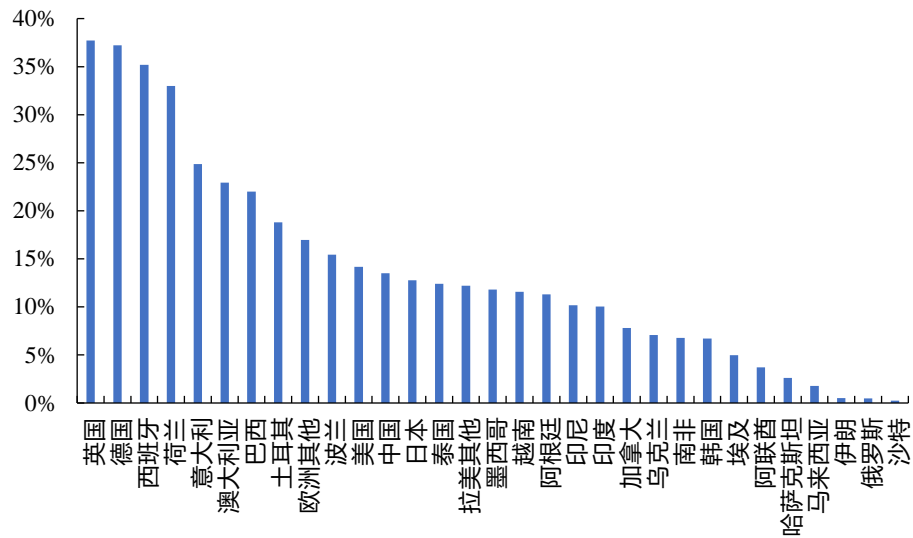
**全球各国可再生能源目标与现状差距驱动储能发展。**根据公开资料整理, 全球各国可再生能源 2030 年占比目标普遍超过 25%, 甚至有些国家达到 80-100%。当前全球可再生能源占比大约为 12.85%, 距离 25% 差距较大。如果各国未来可再生能源目标达成, 将会大量增加对可再生能源并网的要求, 并间接驱动储能市场发展。

表 2. 部分国家可再生能源政策统计

国家	可再生能源政策
中国	2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%; “十四五”期间可再生能源消费增量在一次能源消费增量中占比超 50%。
美国	加州: 2032 年, 73% 的可再生能源组合标准 (RPS) 资源和 86% 的无温室气体资源; 2045 年 100% 电力来自清洁能源; 俄勒冈州: 2040 年清洁能源电力份额达到 100%; 伊利诺伊州: 2040 年可再生能源占电力销售 50%; 特拉华州: 2035 年可再生能源发电占电力销售 40%。
法国	2030 年, 32% 的能源来自于可再生能源。
英国	力争 2030 年, 95% 的电力将来源于低碳能源。
印度	2030 年非化石燃料来源电力占比提升至 50%, 2070 年实现净零碳排放目标。
日本	2030 年可再生能源占 2030 年应占电力供应的 36%-38%。
意大利	发布《意大利 2030 年气候与能源国家综合计划》, 2030 年可再生能源占比目标提升至 30%。
澳大利亚	2030 年, 家庭太阳能发电的增加将使可再生能源在主要电网发电中的比例从 2019 年的 23% 提升至 69%。
西班牙	2021 年 5 月, 计划到 2030 年实现可再生能源占能源消耗总量的 42%, 至少 74% 的电力来自可再生能源。

数据来源: 公开资料整理, 财通证券研究所

图 16. 2021 年各国新能源发电量占比

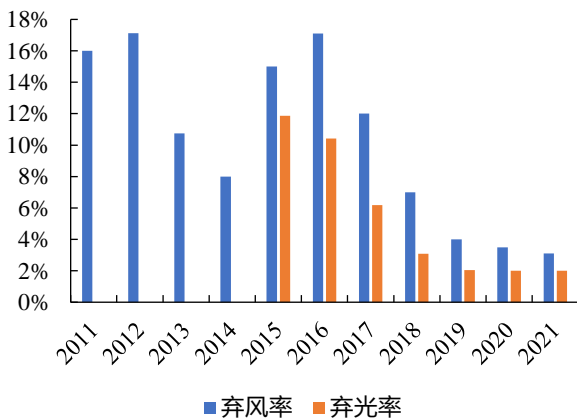


数据来源：BP energy，财通证券研究所

### 2.1.2. 电网消纳空间有限，亟需储能比重提升

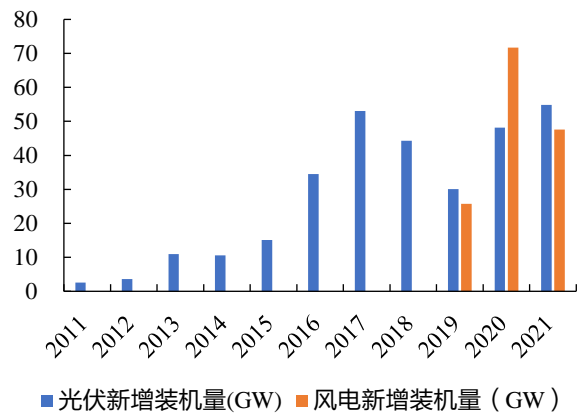
电网消纳能力有限，需要提高储能装机量维持低弃风弃光率。以中国为例，弃风弃光率近年来维持稳定在 2-2.5%左右。在光伏风电装机量快速提升的背景下，若需要维持低弃风弃光率，则需要提高储能比重，以避免出现电网消纳有限、调峰能力不足的问题。我们认为随着全球光伏风电装机量的快速提升，储能也将迎来装机量的快速提升。

图 17. 中国弃风弃光率逐渐稳定在 2.5%左右



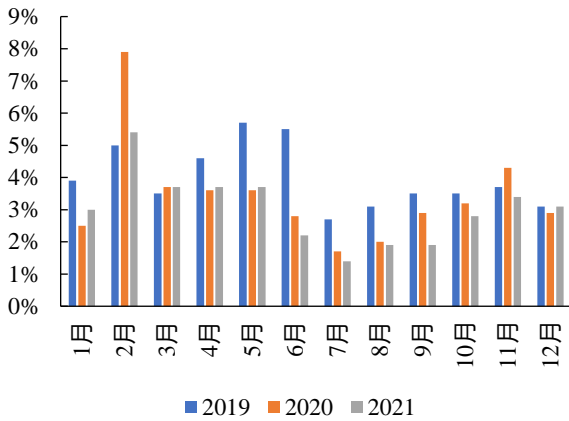
数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，财通证券研究所

图 18. 中国光伏风电装机量在快速上升



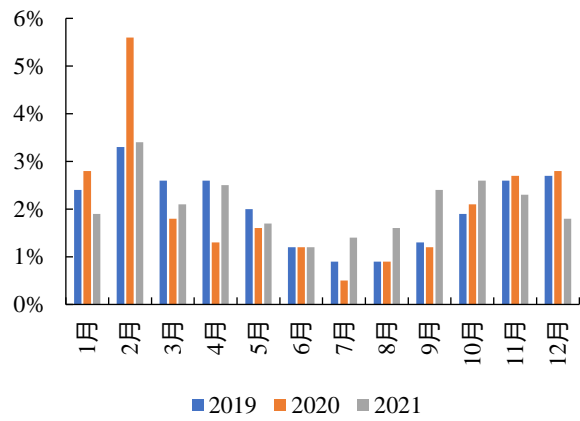
数据来源：国家能源局，财通证券研究所

图 19. 2021 年各月份弃风率维持在 2.5%左右



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，财通证券研究所

图 20. 2021 年各月份弃光率维持在 2%左右

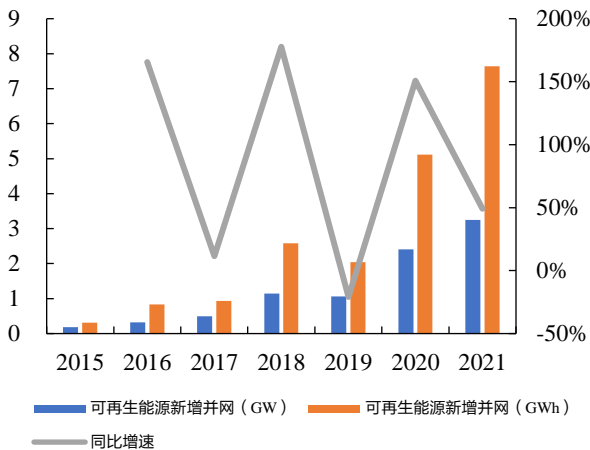


数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，财通证券研究所

### 2.1.3. 可再生能源并网：部分二三类地区已经具备经济性

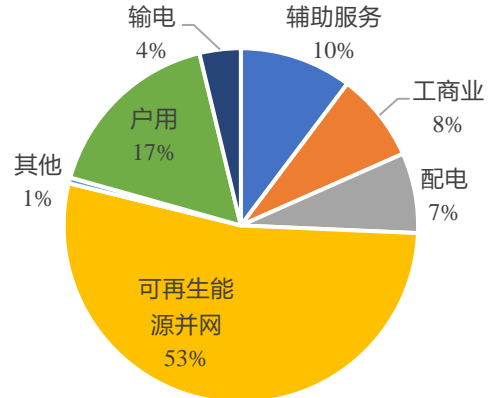
可再生能源并网 21 年新增装机占比最大，为 53.14%。由于可再生能源出力具有随机性、波动性与间歇性，其并网比例的提升，带来电源侧的出力不确定性逐步增加。可再生能源并网配储通过储存风光发电从而降低弃风弃光率，同时也可以做到调频调峰来平滑发电出力。其盈利模式来自于电力市场现货套利（存储弃风弃光做峰谷套利）、辅助服务和容量租赁（调峰调频），主要盈利模式是电力市场现货套利。2021 年全球可再生能源并网新增装机 3.25GW/7.64GWh，同比增长 49.24%。我们预计未来随着储能成本的下降以及强制配储政策的规定，可再生能源并网配储规模将迅速提升。

图 21. 全球可再生能源新增并网装机



数据来源：BNEF，财通证券研究所

图 22. 2021 年全球新增并网装机格局



数据来源：BNEF，财通证券研究所

部分二三类地区已经开始具备并网经济性。我们以 2022 年 6 月北极星储能网公布的储能系统成本和储能电站成本为基础，测算除国内一类、二类、三类地区的储能电站度电成本分别为 0.31、0.34、0.42 元/KWh，与国家指导并网电价相比，

三类地区已经具备经济性( 设定 100MW 运营规模,配储 2h,365 日充放电一次 )。我们预计随着未来配储时长的增加以及强制配储的逐渐铺开带来的规模化,可再生资源的并网经济性将会越来越明显。

**表 3. 国内三类地区并网经济性测算**

	一类	二类	三类
运营规模 ( MW )	100	100	100
配储时长 ( h )	2	2	2
每天充放电次数	1	1	1
利用小时数 ( h )	1500	1350	1100
储能成本 ( 元/Wh )	1.41	1.41	1.41
电站成本 ( 元/Wh )	3.85	3.85	3.85
度电成本 ( 元/KWh )	0.31	0.34	0.42
并网电价 ( 元/KWh )	0.28	0.35	0.41

数据来源: 北极星储能网, 财通证券研究所测算

**表 4. 国内各省份强制配储政策文件**

省份	政策文件	储能配置比例	配置时间(h)
辽宁	《辽宁省 2022 年光伏发电示范项目建设方案》	15%	3
安徽	《关于征求 2022 年第一批次光伏发电和风电项目并网规模竞争性配置方案意见的函》	5%	2
福建	《关于组织开展 2022 年集中式光伏电站试点申报工作的通知》	试点项目 10%其他 15%	2~4
宁夏	自治区发展改革委关于征求《2022 年光伏发电项目竞争性配置方案》意见的函	10%	2
上海	《上海市发展改革委关于公布金山海上风电场一期项目竞争配置工作方案的通知》	20%	4
海南	《海南省发展和改革委员会关于开展 2022 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	10%	
河北	《关于下达河北省 2021 年风电, 光伏发电市场化并网项目计划的通知》	冀北电网区域围场、丰宁两县坝上风电、光伏 20%, 其他区域 15%, 河北南网光伏 10%	4
山东	关于公布 2021 年市场化并网项目名单的通知	10%	2
湖南	关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见	风电 15%, 光伏 5%	2
广西	2021 年市场化并网陆上风电、光伏发电及多能互补一体化项目建设方案的通知	风电 20%, 光伏 15%	2
江苏	关于我省 2021 年光伏发电项目市场化并网有关事项的通知	长江以南 8%及以上, 长江以北 10%及以上	2
内蒙古	关于 2021 年风电, 光伏发电开发建设有关事项的通知	15%	2
山西	《关于做好 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	15%	2
安徽	关于 2021 年风电, 光伏发电开发建设有关事项的通知 ( 征求意见稿 )	10%	1
宁夏	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的通知 ( 征求意见稿 )》	10%	2
陕西	《陕西省新型储能建设方案( 暂行 ) ( 征求意见稿 )》	风电陕北 10%, 光伏关中和延安 10%, 光伏榆林 20%	2



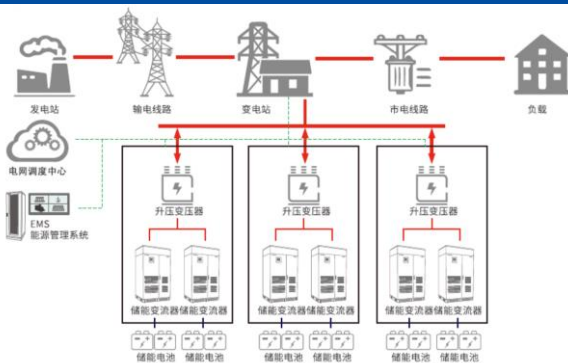
河南	《关于 2021 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	I类区域 10%，II类区域 15%，III类区域 20%	2
湖北	湖北省 2021 年平价新能源项目建设工作方案关于 2021 年评价新能源项目开发建设有关事项的通知	10%	2
天津	《2021-2022 年风电、光伏发电项目开发建设和 2021 年保障性并网有关事项的通知》	单体超过 50MW：光伏 10%，风电 15%	
甘肃	关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知	河西地区（酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威）最低 10%，其他地区最低 5%	2
福建	《关于因地制宜开展集中式光伏试点工作的通知》	10%	
江西	《关于做好 2021 年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》	10%	1
新疆喀什地区	2021 年光伏发电和储能设施项目竞争性配置工作		2
海南	《关于开展 2021 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	10%	
山东	《2021 年全省能源工作指导意见》	10%	
青海	《支持储能产业发展的若干措施（试行）》	10%	

数据来源：各省官网，财通证券研究所

#### 2.1.4. 电网端：主要调峰调频，部分成本已具备经济性

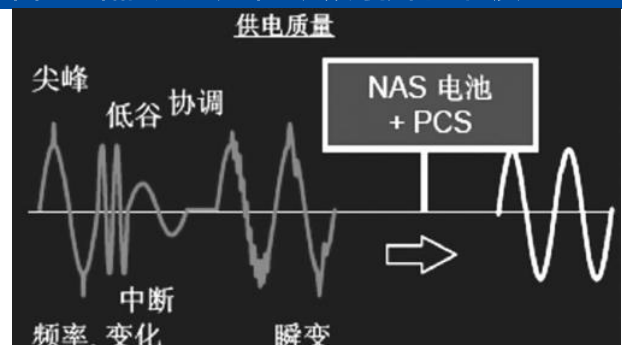
电网侧储能主要应用在电网的调峰、调频上。电网侧储能应用能够提升电网利用效率、参与电力市场辅助服务、提高供电可靠性及促进新能源消纳，主要规划在特高压直流近区、新能源高渗透率地区和负荷中心区。电网侧储能主要发挥三个方面的作用：1) 参与调峰、调频、黑启动等市场辅助服务，并从中赚取收益；2) 促进新能源消纳，平衡电源侧和负荷侧的功率波动，并提高电网稳定性；3) 通过调节电网峰谷差，延缓配电扩容。

图 23. 电网端储能应用方案



数据来源：科士达官网，财通证券研究所

图 24. 储能通过调峰、调频等提高电能质量



数据来源：《电网侧储能经济性研究》李松亮等，财通证券研究所

储能调峰上，磷酸铁锂储能和钠硫电池在 0.65 元/KWh 上具有经济性。根据度电成本的计算公式，

$$\text{度电成本} = \frac{\text{总投资}}{\text{总处理电量}} = \frac{C_{sum}}{E_{sum}}$$

和



$$\xi = \frac{\int_1^n [1 - \frac{(N-1)(1-\varepsilon)}{n}] dN}{n}$$

，我们测算了抽水储能、磷酸铁锂、三元电池、铅蓄电池、钠硫电池截止 2022 年 8 月的成本，抽水储能项目具有明显的经济性，磷酸铁锂 2022 年在服务费 0.59 元/KWh 以上具备经济性，钠硫电池 2022 年在服务费 0.63 元/KWh 以上具备经济性。根据对于国内各省份储能调峰的服务费统计，磷酸铁锂储能电池部分省份已经具备经济性，预计未来随着磷酸铁锂电池成本的进一步下降，储能电化学电池领域将快速增长。

**表 5. 不同储能类型的全生命周期 LCOE 比较**

1MWh 储能项目	抽水蓄能	磷酸铁锂	三元电池	铅蓄电池	钠硫电池
n (循环寿命)	16000	5000	3500	3000	4500
DOD (放电深度)	100%	90%	90%	70%	100%
$\eta$ (系统能量效率)	76%	88%	90%	80%	83%
$\xi$ (等效容量保持率)	1	85%	85%	85%	85%
$\varepsilon$ (系统寿命终止时容量保持率)	1%	70%	70%	70%	70%
使用寿命 (年)	48.71	15.22	10.65	9.13	13.70
每天运行次数 (次)	1	1	1	1	1
年运行比例	90%	90%	90%	90%	90%
总处理电量 (MWh)	12160	3366	2410	1428	3175
储能系统初次投资总成本 (万元)	145	170	200	140	170
运维成本+其他成本 (万元)	140	30	40	25	30
全生命周期成本 (万元)	285	200	240	165	200
度电成本 (元/KWh)	0.23	0.59	1.00	1.16	0.63

数据来源：《储能的度电成本和里程成本分析》何颖源等，BNEF，公开资料整理，财通证券研究所测算

**表 6. 国内部分省份储能调峰费用统计**

省份	准入条件	服务费
山东	独立储能设施、集中式新能源场站配套储能设施等可以参与调峰辅助服务，门槛标准暂定为 5MW/10MWh	0.15 元/kWh 公用火电机组停机调峰 0.4 元/kWh
青海	储能电站准入条件要求充电功率在 10MW 及以上、持续充电时间在 2 小时及以上	0.5 元/kWh
湖南	装机容量 10MW 及以上	储能调峰：< 0.2 元/kWh 紧急调峰：0.45-0.6 元/kWh
福建	要求参与调峰交易的储能规模不小于 10MW/40MWh	电厂侧储能、用户侧储能、独立储能按充放电价结算
新疆	充电功率 5MW 及以上、持续充电 2 小时及以上的电储能设施	0.55 元/kWh

东北三省	1) 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商投资建设电储能设施, 10MW/40MWh 以上的电储能设施, 可参加发电侧调峰辅助服务市场。2) 用户侧电储能设施充电电量的购售电价按照有关规定执行。在用户侧建设的电储能设施, 须在省级及以上电力调度机构能够监控、记录其实时充放电状态的前提下参与辅助服务市场, 不得在尖峰时段充电, 不得在低谷时段放电	0.4 元-1 元/kWh 用户侧储能双边交易: 0.1 元-0.2 元/kWh
安徽	1) 电化学电站可作为安徽省电力调峰辅助服务的市场主体 (可被电力调度机构管辖, 接入 35 千伏电压等级)。	0.3 元-0.8 元/kWh
江苏	符合准入条件且充电/放电功率 20 兆瓦以上、持续时间 2 小时以上的储能电站	中长期可调负荷调峰交易报价: 谷段报价上限: 250 元/兆瓦时; 平段报价上限: 600 元/兆瓦时; 峰段报价上限: 900 元/兆瓦时 短期可调负荷调峰交易申报价格: 调度发布的需求时段大于或等于 4 小时, 申报价格上限为 1 元/千瓦时; 调度发布的需求时段小于 4 小时, 申报价格上限为 2 元/千瓦时
江西		0.2-0.6 元/kWh
河北南网	调节容量不小于 2MW/2MWh, 聚合商约定时段调节容量不小于 5MW/5MWh	统一按市场规则由新能源企业和未中标火电机组分摊
湖北	独立储能参与调峰要求充电功率 1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时及以上	深度调峰报价上限表 报价档位 燃煤机组负荷率下调区间 申报价格 M (元/兆瓦时) 第一档 (0%,5%] M≤200 第二档 (5%,10%] M≤300 第三档 (10%, 15%] M≤400 第四档 (15%, 20%] M≤500 第五档 20%以上 M≤600
甘肃	在新能源场站计量出口内建有储能设施的新能源场站称为储能新能源, 且电储能设施与新能源场站视为整体, 储能充电能力在弃风弃光时优先使用, 此部分充电电量视为新能源场站增量电量。	不超过 0.5 元/kWh

数据来源: 各省公告, 财通证券研究所

**储能调频上, 电化学储能部分地区已经具备经济性。**考虑到绝大部分储能电站都处于初期运行或早期示范阶段, 还没有统一的终止标准, 导致对于其成本的测算可能存在较大的误差, 因此我们采用了叶键民等人的研究。根据叶键民等人《南方电网电池储能调频发展机会及效益分析》测算, 广东深蓄电站 6 MW/ 3 MWh 电池储能项目 (电化学储能按单位造价 5300 元/KWh, 估算总投资 1590 万元,

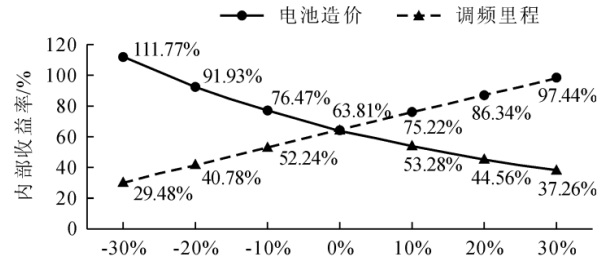
报价 10-12 元/MW)，结果表明资本金内部收益率高达 63.81%，动态投资回收期 2.37 年，基准收益率 8.0%。我们认为未来电化学储能成本有望进一步下降，主要是电池技术逐渐成熟、规模效应以及电池储能调频中标里程扩大带来的部分经济效应。

图 25. 深蓄电站储能项目财务评价指标表

指标	数值	备注
净现值/万元	1423.63	1、因接入系统位置未定，项目投资暂不包括电池储能接入系统费用； 2、使用年限、残值分别按10年以及10%计入； 3、在投资的资本金方面，根据相关工程经验情况，本次电池储能站项目资本金比例按30%计入，贷款年限8年，年贷款利率4.9%； 4、不考虑土地费用。
资本金内部收益率/%	63.81	
动态投资回收期/年	2.37	
基准收益率/%	8	

数据来源：《南方电网电池储能调频发展机会及效益分析》叶键民等，财通证券研究所

图 26. 深蓄电站储能调频敏感性分析



数据来源：《南方电网电池储能调频发展机会及效益分析》叶键民等，财通证券研究所

表 7. 国内部分省份储能调频费用统计

省份	准入条件	服务费
山东	参与 AGC 调频辅助服务的储能设施不再参与有偿调峰交易竞价	6 元/MW
福建	储能设备、电站等以第三方提供调频辅助服务，暂定储能设备、储能电站容量不少于 10MW	0.1~12 元/MW
广东		6~15 元/MW
江苏	充电/放电功率 10MW/20MWh 以上，综合能源服务商汇集单站容量达到充电/放电功率 5MW 以上，汇集总容量达到充电/放电功率 10MW/20MWh 以上的储能电站	基本补偿：2 元/MW 调用补偿为：0.1-1.2 元/MW
河北南网	调节容量不小于 2MW/2MWh，聚合商约定时段调节容量不小于 5MW/5MWh	
湖北	独立储能参与调峰要求充电功率 1 万千瓦及以上、持续充电时间 4 小时及以上	
山西	独立储能电站准入门槛不小于 20MW/40MWh	5-10 元/MW
蒙西		2-12 元/MW
京津唐	调度机构依据机组的调节性能，优先选用性能领先的机组，以周为周期，每周五公布下周的调用机组。具体的调用数量，依据市场需求，以及调度习惯决定。	0—12 元/MW
甘肃	在新能源场站计量出口内建有储能设施的新能源场站称为储能新能源，且电储能设施与新能源场站视为整体，储能充电能力在弃风弃光时优先使用，此部分充电电量视为新能源场站增量电量。	0-15 元/MW
云南		0-15 元/MW
四川	要求综合调节性能指标 k 大于 1 的发电单元必须参与申报 AGC 辅助服务市场，综合调节性能指标 k 大于 2 的发电单元必须参与申报全网控制区	不超过 50 元/MWh

数据来源：各省公告，财通证券研究所

### 2.1.5. 市场规模测算：全球表前侧储能市场 2021-2025 年年复合增速 88.99%

根据我们的测算，国内的表前侧储能 2025 年新增装机有望达到 32.99GW/75.26GWh，21-25 年年复合增长率为 103.43%；全球表前侧储能 2025 年新增装机有望达到 134.95GW/310.77GWh，21-25 年年复合增长率为 88.99%。

**表 8. 中国及全球表前侧储能市场规模测算**

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E		
中国	调峰新增储能 (GW)	0.26	0.28	0.49	0.89	1.59	2.86	
	调峰新增储能 (GWh)	0.51	0.56	0.99	1.77	3.19	5.72	
	调频储能新增需求 (GW)	0.17	0.18	0.16	0.01	0.02	0.04	
	调频储能新增需求 (GWh)	0.44	0.46	0.41	0.02	0.05	0.09	
	风储新增装机 (GW)	0.00	0.80	1.58	7.04	11.98	18.01	
	风储新增装机 (GWh)	0.00	1.61	3.15	14.09	23.95	36.02	
	集中式光伏储能新增装机 (GW)	0.50	0.61	2.32	4.35	7.25	11.33	
	集中式光伏储能新增装机 (GWh)	0.99	1.22	5.10	10.44	18.85	31.71	
	其他 (GW)	0.02	0.05	0.12	0.30	0.50	0.76	
	其他 (GWh)	0.05	0.10	0.26	0.64	1.09	1.72	
	表前侧储能总需求 (GW)	0.94	1.93	4.67	12.59	21.34	32.99	
	表前侧储能总需求 (GWh)	1.99	3.95	9.91	26.95	47.13	75.26	
	全球	调峰新增储能 (GW)	0.71	1.14	1.61	2.33	3.47	5.30
		调峰新增储能 (GWh)	1.11	2.88	4.01	5.70	8.29	12.35
调频储能新增需求 (GW)		4.58	6.11	7.11	10.51	13.82	22.56	
调频储能新增需求 (GWh)		9.48	14.37	14.07	33.48	43.21	75.86	
风储新增装机 (GW)		0.00	1.31	3.97	9.71	18.98	32.74	
风储新增装机 (GWh)		0.00	2.61	7.95	19.43	37.97	65.49	
集中式光伏储能新增装机 (GW)		1.23	1.75	10.83	24.17	50.53	70.41	
集中式光伏储能新增装机 (GWh)		2.34	3.33	21.67	48.35	106.10	147.85	
其他 (GW)		0.15	0.24	0.59	1.18	2.18	3.32	
其他 (GWh)		0.31	0.53	1.23	2.71	4.98	7.74	
表前侧储能总需求 (GW)	6.68	10.58	24.22	48.13	89.38	134.95		
表前侧储能总需求 (GWh)	13.25	23.81	49.17	110.15	201.49	310.77		

数据来源：BNEF, IEA, 国家能源局, 财通证券研究所测算

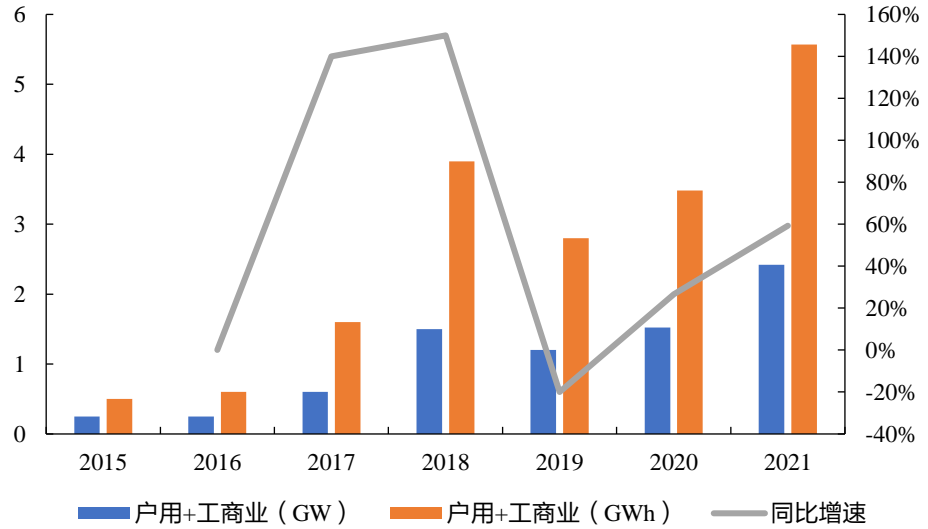
## 2.2. 户用：海外大部分国家已经具备经济性，国内经济性拐点逼近

### 2.2.1. 户用市场装机量 21 年同比增长 60.06%

户储装机量 2021 年全球同比增 60.06%。户用市场需求主要来自于自发自用，峰谷套利，主要体现为用户侧装机。受益于各国政策鼓励户储发展、海外部分国家电网协调能力差、能源危机下用电成本逐渐高涨以及部分国家已经出现户用储能经济性，全球户储+工商业装机量快速增长。根据 BNEF 数据，全球 2021 年户储

+工商业装机量为 2.42GW/5.47GWh，同比增长 60.06%。我们预计伴随着户储电  
化学电池 pack 以及逆变器等成本额逐渐下滑，户储经济性将逐渐普及，户储装  
机量将持续提升。

图 27. 2015–2021 年全球户用+工商业储能装机量统计

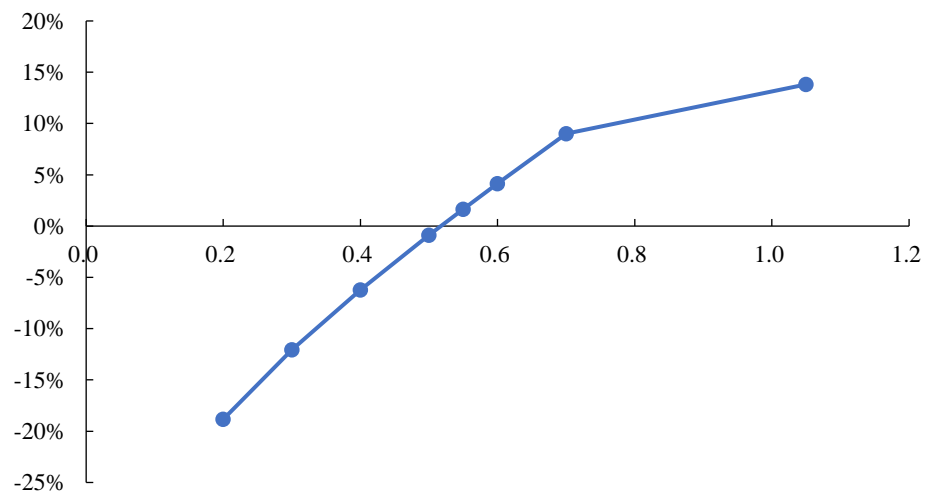


数据来源：BNEF，财通证券研究所

### 2.2.2. 国内户用市场：国内部分省份已经具备经济性

最大峰谷价差下，国内东南沿海地区已经开始具备储能经济性。在假设循环次数 6000 次，光储建设成本单 Wh1.66 元的背景下，我们测算得到峰谷价差在 0.5 元 /KWh 左右能够达到盈亏平衡，在 0.68 元/KWh 左右具备经济性（储能经济性临界值在 8%左右）。基于此，我们得到国内 16 个省份和地区已经具备了储能经济性，主要集中在东南沿海地区。

图 28. 0.68 元/KWh 峰谷价差下具备经济性



数据来源：北极星储能网，财通证券研究所测算

**表 9. 中国大陆不同省份之间超过 16 个省份 6 月份代购电价已经体现出经济性**

序号	省市	6 月电网代购公布的电价					
		尖峰电价 1	高峰电价 2	平段电价 3	低谷电价 4	5 最大峰 谷价差 (1-4)	6 峰平价 差 (2- 3)
1	海南省	1.66	1.39	0.83	0.35	1.32	0.48
2	广东省 (珠三角五市)	1.58	1.27	0.76	0.30	1.27	0.51
3	吉林省	1.36	1.14	0.78	0.41	0.95	0.37
4	浙江省	1.36	1.01	0.78	0.41	0.95	0.60
5	辽宁省	1.25	1.01	0.68	0.36	0.89	0.32
6	湖北省	1.26	1.29	0.72	0.37	0.89	0.92
7	内蒙古自治区 (蒙东)	1.23	1.02	0.69	0.36	0.87	0.33
8	江苏省	1.17	1.17	0.70	0.32	0.85	0.38
9	安徽省	1.13	1.13	0.67	0.28	0.85	0.46
10	湖南省	1.16	1.16	0.75	0.33	0.84	0.42
11	重庆市	1.07	1.07	0.68	0.29	0.78	0.40
12	山东省	1.15	0.98	0.70	0.41	0.74	0.28
13	黑龙江省	1.12	1.12	0.76	0.39	0.73	0.37
14	广西壮族自治区	1.05	0.88	0.61	0.33	0.72	0.28
15	天津市	1.10	1.10	0.76	0.39	0.71	0.34
16	河南省	1.04	1.04	0.67	0.35	0.69	0.37
17	四川省	0.86	0.86	0.55	0.25	0.61	0.30
18	河北省	0.92	0.78	0.56	0.34	0.57	0.22
19	福建省 (福州、厦门、莆田、 宁德)	0.88	0.88	0.60	0.31	0.57	0.28
20	北京市 (城区)	1.11	1.11	0.82	0.56	0.55	0.29
21	新疆	0.70	0.70	0.43	0.15	0.55	0.27
22	山西省	0.83	0.83	0.55	0.29	0.54	0.28
23	贵州省 (两部制电度电价)	0.83	0.83	0.56	0.29	0.54	0.27
24	陕西省	0.83	0.83	0.57	0.31	0.52	0.26
25	宁夏回族自治区	0.75	0.75	0.51	0.26	0.49	0.24
26	上海市	0.90	0.90	0.78	0.42	0.48	0.12
27	内蒙古自治区 (蒙西)	0.72	0.62	0.47	0.31	0.41	0.15
28	江西省	0.89	0.89	0.69	0.49	0.40	0.20
29	青海省	0.65	0.54	0.40	0.26	0.39	0.14
30	云南省	0.57	0.57	0.40	0.23	0.34	0.17
31	甘肃省	0.72	0.72	0.60	0.48	0.24	0.13

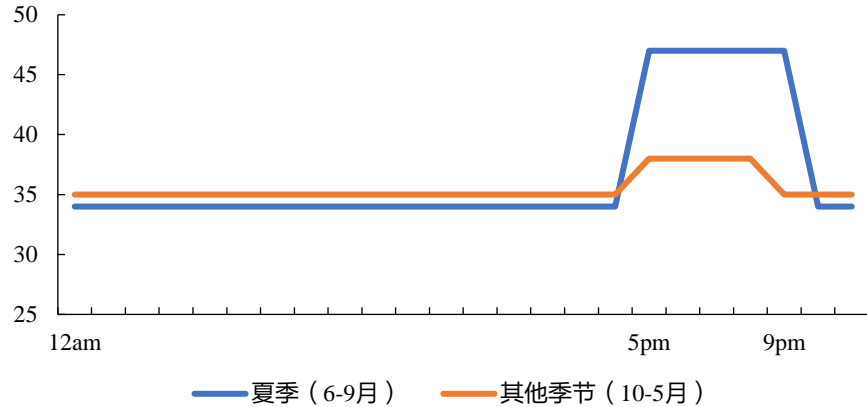
数据来源：北极星售电网，财通证券研究所 备注：表内按工商业 1-10kv 电价测算，单位：元/KWh

### 2.2.3. 海外户用市场：高电价差之下，海外户储具备良好经济性

**海外户储具备高经济性。**海外国家的电价多是市场驱动，价格高于中国并且波动性较大。考虑到全球户储 epc 成本大多接近，差别不大(主要差别在于安装成本)，高电价高波动带来海外户储具备良好经济性。根据高工储能的测算，假设德国某一典型家庭日均用电量 20kWh，零售电价为 40 欧分/kWh。如果分有无光伏、储能等 5 种场景进行经济性评估，德国户用光储系统大约在 3-6 年收回成本，IRR 高达 15%-30%。

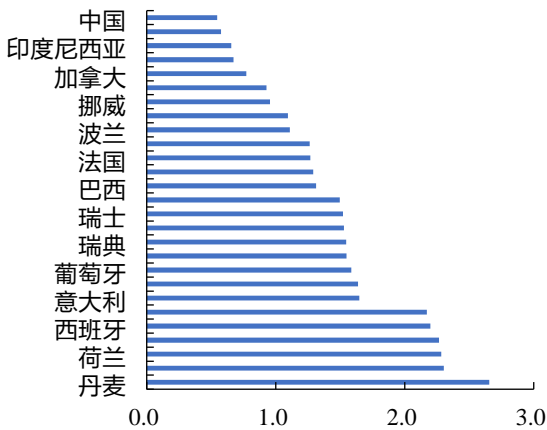


图 29. 美国加州 PG&E 家用电费报价情况 (美分)



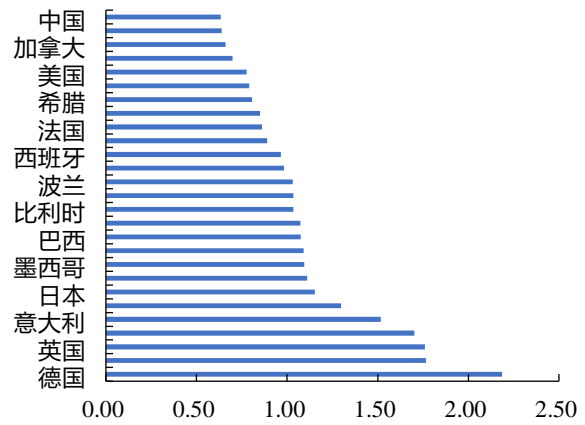
数据来源: 美国加州电力公司 PG&E 官网, 财通证券研究所

图 30. 2021 年 12 月全球各主要国家家庭电价(元 /KWh)



数据来源: Global Petrol Price, 财通证券研究所

图 31. 2021 年 12 月全球各主要国家企业电价(元 /KWh)



数据来源: Global Petrol Price, 财通证券研究所

#### 2.2.4. 市场规模测算: 全球表后侧储能市场 21-25 年年复合增长 107.97%

根据我们的测算, 国内的表后侧储能 2025 年新增装机达到 5.78GW/12.71GWh, 年复合增长率达到 77.56%; 全球的表后侧储能 2025 年新增装机达到 65.76GW/159.55GWh, 年复合增长率达到 107.97%。

表 10. 中国及全球表后侧储能市场规模测算

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	
中国	户储新增装机 (GW)	0.20	0.47	0.75	0.89	1.05	1.23
	户储新增装机 (GWh)	0.36	0.85	1.50	1.78	2.30	2.70
	工商业新增装机 (GW)	0.00	0.11	0.93	1.85	3.04	4.55
	工商业新增装机 (GWh)	0.00	0.19	1.67	3.69	6.08	10.01
	表后侧储能总需求 (GW)	0.20	0.58	1.68	2.74	4.09	5.78
	表后侧储能总需求 (GWh)	0.36	1.05	3.18	5.47	8.39	12.71
全球	户储新增装机 (GW)	0.75	3.00	8.63	17.19	31.32	48.51



户储新增装机 (GWh)	1.65	6.60	19.86	39.53	75.17	116.43
工商业新增装机 (GW)	0.42	0.52	2.72	5.88	10.29	16.50
工商业新增装机 (GWh)	0.93	1.13	6.25	13.53	24.69	41.25
表后侧储能总需求 (GW)	1.17	3.52	11.36	23.14	41.88	65.76
表后侧储能总需求 (GWh)	2.58	7.73	26.14	53.23	100.51	159.55

数据来源: BNEF, IEA, 国家能源局, 财通证券研究所测算

### 2.3. 总需求: 25 年新增装机达 200.71GW/470.32GWh, 年复合增长率 94.26%

受益于全球风光等可再生能源并网储能以及户用储能的快速发展, 未来储能市场年复合增速超 90%。根据我们的测算, 国内的储能市场 25 年新增装机达到 38.77GW/87.97GWh, 年复合增长率达到 98.30%; 全球的储能 25 年新增装机达到 200.71GW/470.32GWh, 年复合增长率达到 94.26%。

表 11. 中国及全球储能市场规模测算

		2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
中国	储能总需求 (GW)	1.14	2.51	6.36	15.32	25.43	38.77
	储能总需求 (GWh)	2.35	5.00	13.09	32.42	55.51	87.97
全球	储能总需求 (GW)	7.85	14.09	35.59	71.27	131.25	200.71
	储能总需求 (GWh)	15.83	31.54	75.31	163.38	302.00	470.32

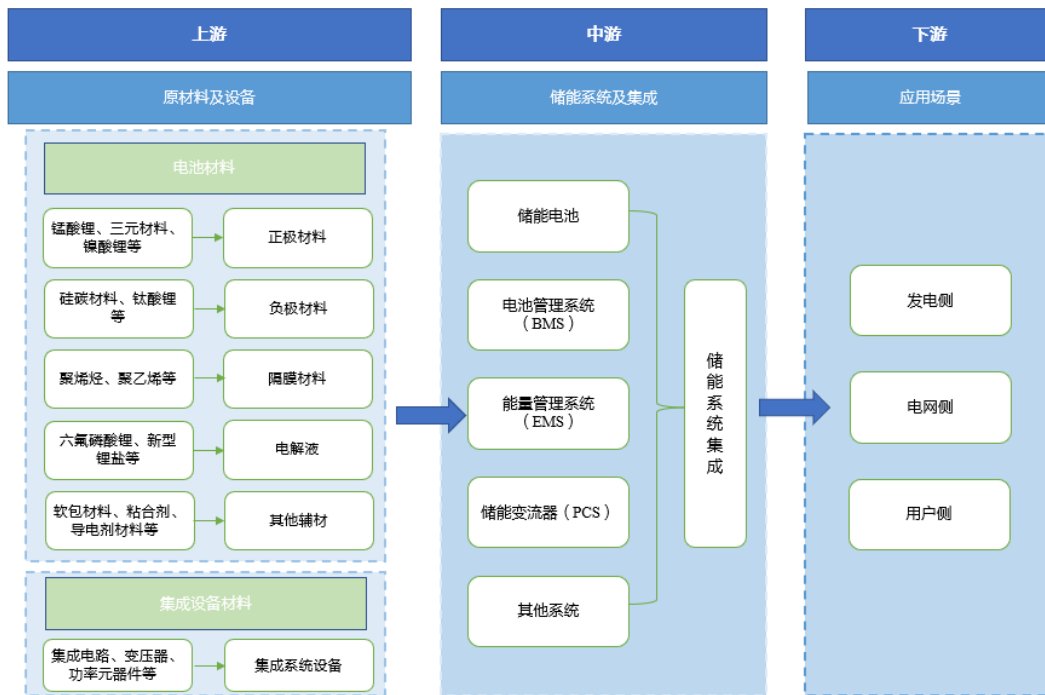
数据来源: BNEF, IEA, 国家能源局, 财通证券研究所测算

## 3. 各细分领域竞争格局分析: 产业链持续降本

### 3.1. 产业链处于持续降本中

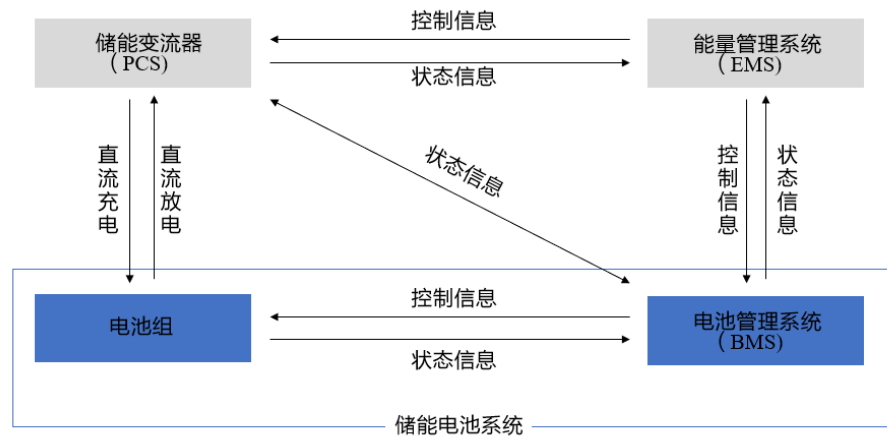
储能电池产业链以电池 pack 为中心。储能产业链上游主要是原材料及设备, 由正极、负极、隔膜、电解液、其他辅材以及集成设备材料构成, 中游由储能电池系统集成 (pack) 组成, 其中 pack 由储能电池+BMS+EMS+PCS+其他系统构成, 下游主要应用场景是表前侧 (发电侧+电网侧) 和用户侧。

图 32. 储能产业链



数据来源：财通证券研究所

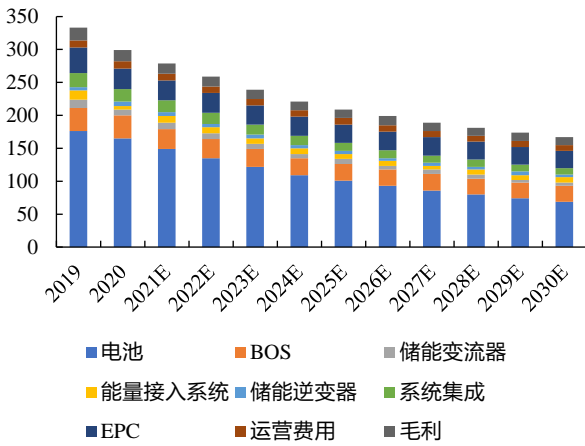
图 33. 电化学储能结构示意图



数据来源：派能科技招股说明书，财通证券研究所

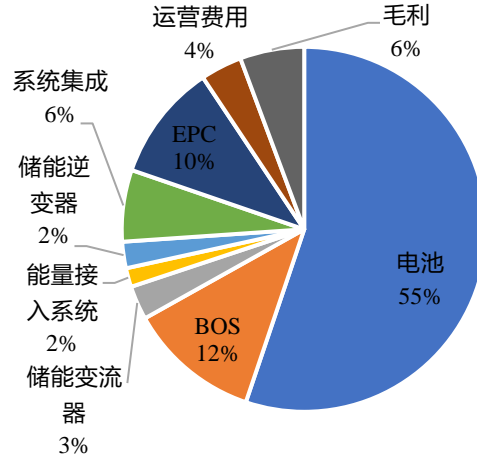
2020 年储能系统成本同比下降 10.02%，且未来有望持续下降。根据 BNEF 对于 93 家储能系统成本调研，2020 年储能系统成本约为 299 美元/KWh，相比 2019 年下降了 10.02%。其中储能系统中，电池成本占比最大，为 55%，其次为 BOS，占比约为 12%。我们预计未来随着储能电池成本降低、系统设计优化、系统充放电时长标准化程度提高以及市场成熟度提高，储能电池系统总体成本将会继续下降。

图 34. 2019–2030 年储能电站成本结构趋势



数据来源：BNEF，财通证券研究所

图 35. 2020 年储能电站成本结构拆分



数据来源：BNEF，财通证券研究所

### 3.2. 储能电池：动力电池厂商迅速切入，国内企业后来居上

#### 3.2.1. 宁德时代：加码产能稳固龙头地位，静待储能盈利拐点

公司是全球电池领域龙头企业，专注于新能源汽车动力电池系统、储能系统的研发、生产和销售，致力于为全球新能源应用提供一流解决方案和服务。公司原为 ATL 动力电池部门，2011 年，团队进行二次创业，创立宁德时代。2018 年，公司于深交所成功上市。

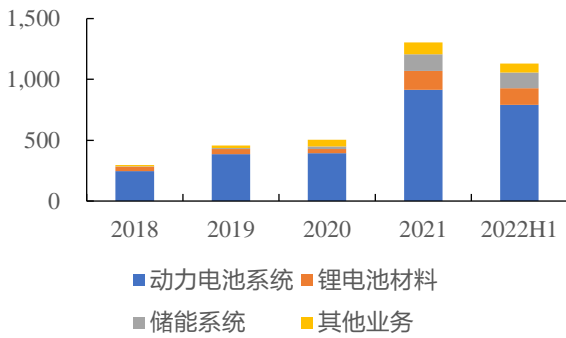
表 12. 公司主营产品具体类型

业务类型	产品名称	应用领域
动力电池	电芯、模组、电箱和电池包	新能源乘用车、新能源商用车以及电动船舶、叉车等
储能电池	电芯、模组、电箱和电池柜	太阳能及风能发电储能配套、工业企业储能、储能充电站、通信基站后备电池、家用储能等
电池材料	三元前驱体——镍钴锰氢氧化物	生产锂离子电池三元材料

数据来源：公司招股说明书，财通证券研究所

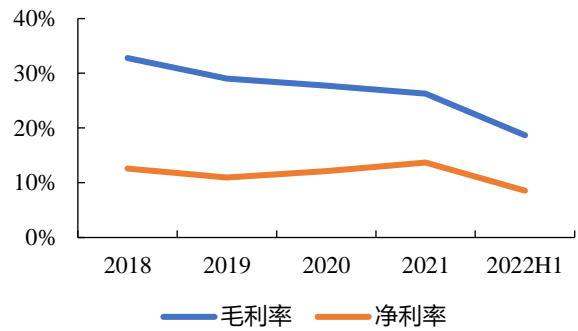
**Q2 业绩超预期，储能盈利有望恢复。**公司发布 2022 年半年度报告显示，2022 年 H1 公司实现营收 1129.71 亿元，同比增加 156.32%；实现归母净利润 81.68 亿元，同比增加 82.17%。其中动力电池占比最高为 70.6%，储能系统占比为 11.27%。22Q2 实现营收 642.93 亿元，同比增加 158.12%；实现归母净利润 66.75 亿元，同比增加 163.91%。随着 Q2 原材料价格下降叠加顺价落地，公司 Q2 利润率显著改善。公司 22H1 整体毛利率 18.68%，净利率 8.56%。22H1 储能电池毛利率为 6.43%，同比减少 30pct，主要系原材料成本快速上涨，储能项目涨价订单结算滞后，预计下半年公司和下游客户逐步达成联动定价，储能业务毛利率也有望快速恢复。

图 36. 公司 2018-2022H1 营业收入构成(亿元)



数据来源: Wind, 财通证券研究所

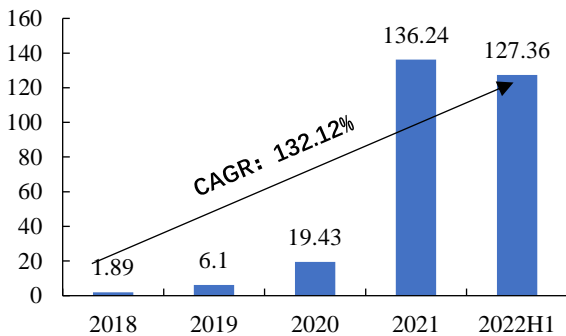
图 37. 公司 2018-2022H1 毛利率和净利率(%)



数据来源: Wind, 财通证券研究所

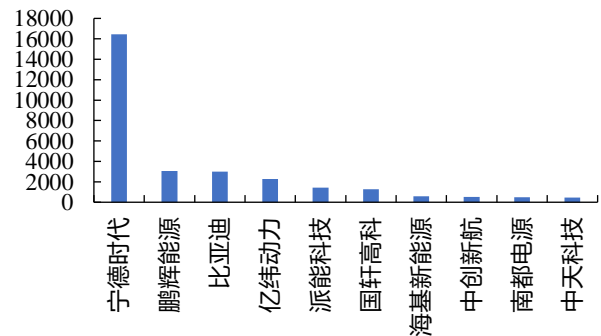
**积极扩产布局, 稳固储能龙头地位。**储能电池方面, 公司积极开拓客户, 在国内, 与国家能源集团、国电投、中国华电、三峡集团、中国能建等头部能源企业达成战略合作; 在海外, 与 Nextera、Fluence、Wartsila、Tesla、Powin 等国际前十大储能需求客户深度开展业务合作。根据 GGII 半年度调研, 2022 年 H1 储能锂电池出货量达到 44.5GWh, 整体规模已接近 2021 年全年水平。其中电力储能占比超 60%, 2022 年 H1 电芯出货达到 30GWh。在国内外储需求持续增长下, 宁德时代 22H1 储能电池出货量约为 16GWh, 作为第一梯队电芯厂经过 2021 年的渠道建设和客户认证, 其电芯出货正在加速释放。2021 年宁德时代储能电池出货量第一, 行业龙头地位稳固。

图 38. 公司 2018-2022H1 储能业务营收(亿元)



数据来源: Wind, 财通证券研究所

图 39. 2021 中国储能电池企业出货量(MWh)



数据来源: 各公司年报, GGII, 财通证券研究所

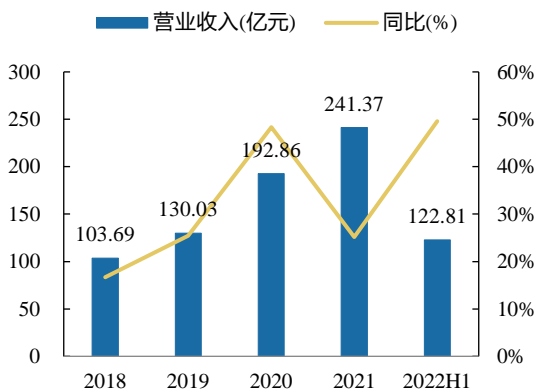
### 3.3. 逆变器: 需求高增+国产替代, 驱动国内企业业绩

#### 3.3.1. 阳光电源: 加码产能稳固龙头地位, 静待储能盈利拐点

**逆变器与储能领域龙头, “碳中和”大背景下迎来发展机遇。**阳光电源成立于 1997 年, 2011 年于深交所上市。公司已在海外建设了 20+ 分子公司, 全球五大服务区域, 60+ 全球服务中心, 180+ 授权服务商, 产品已批量销往全球 150 多个国家和地区。2021 年光伏逆变器全球发货量 47GW, 其中国内 18GW, 海外 29GW,

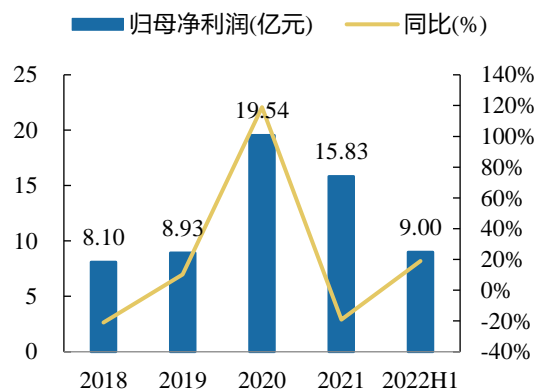
出货量全球市占率 30%以上，截至 2021 年 12 月，公司逆变设备全球累计装机量突破 224GW，储能系统发货量实现几何级增长，当年全球发货量达 3GWh。公司财务稳健，营业收入保持增长。2021 年实现营收 241.37 亿元，同比增长 25.15%，实现归母净利润 15.83 亿元，同比下降 19.01%，扣非归母净利润 13.35 亿，同比下降 27.72%，主要原因是研发及销售费用增加和计提资产减值损失导致盈利能力大幅下。2022 年 H1 营收 122.81 亿元，同比增长 49.59%，归母净利润 9.00 亿元，同比增长 18.95%，扣非归母净利润 7.95 亿元，同比增长 10.52%，系运费上升，功率器件、电芯等原材料涨价因素影响所致。

图 40. 公司近年营收水平



数据来源：Wind，财通证券研究所

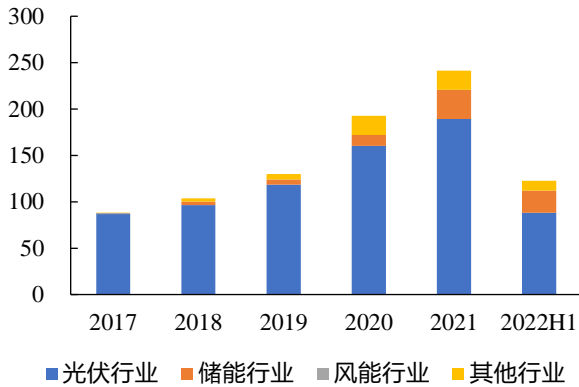
图 41. 公司近年归母净利润水平



数据来源：Wind，财通证券研究所

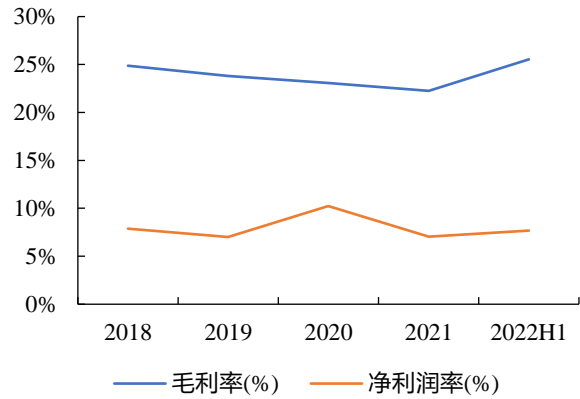
电站与储能业务增长较高，毛利率水平有所提高。光伏逆变器 2021 年销售量为 47GW，营收 90.51 亿元，同比增长 34.29%，营收占比 37.5%。电站系统集成收入从 2018 年 58.68 亿元，增长至 2021 年的 96.79 亿元，营收占比 40.1%。2021 年受疫情影响及公司加大销售及研发上的投入，导致公司归母净利润率有所下降。2022 年 H1 公司毛利率与净利率水平已经有所增长，分别为 25.54% 与 7.67%。

图 42. 公司各项业务营收金额（万元）



数据来源：Wind，财通证券研究所

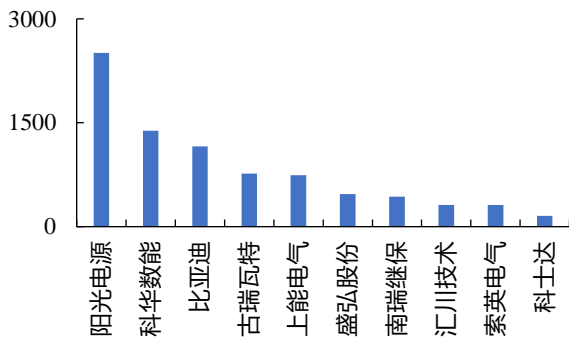
图 43. 公司毛利率与净利率水平



数据来源：Wind，财通证券研究所

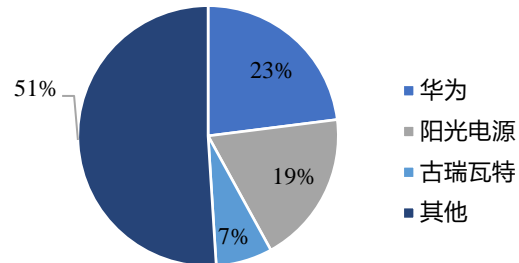
**储能及逆变器龙头，出货量行业领先。**根据 CENSA 统计，2021 年度全球市场中，阳光电源在储能 PCS 出货量排名前十位的中国储能 PCS 提供商中位列第一。在美国研究机构 Wood Mackenzie(伍德麦肯兹)发布 2021 年全球 TOP10 光伏逆变器出货量企业排行榜，其中，排名第一企业为华为，第二为阳光电源，第三为古瑞瓦特，阳光电源从 2020 年的约 19%增长到 2021 年约 21%。

图 44. 2021 年中国供应商全球市场储能 PCS 出货量（MW）



数据来源：CNESA,索比储能网，财通证券研究所

图 45. 2021 年光伏逆变器出货量占比



数据来源：Wood Mackenzie 北极星太阳能光伏网，财通证券研究所

### 3.3.2. 德业股份：逆变器储能新玩家，三轮驱动快速成长

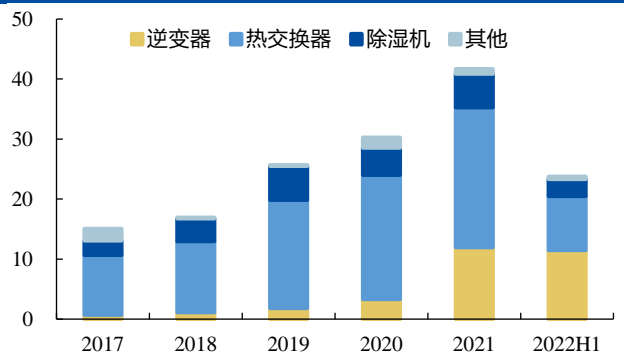
德业股份成立于 2000 年，并于 2021 年在上交所主板成功上市，目前旗下拥有电路控制系列、环境电器系列、热交换器系列三大核心产业链。

- 电路控制系列主要有逆变器、变频控制芯片两大产品，主要用于分布式光伏建设，多为面向户用的低压大功率产品，工商业储能正在布局当中。
- 环境电器系列主要有家用除湿机、工业除湿机、空气源热泵热风机三大类产品，以出口为主，国内消费意识不足。

- 热交换器系列主要有蒸发器、冷凝器两大类产品，受益于下游大客户美的快速增长，业务稳中有升。

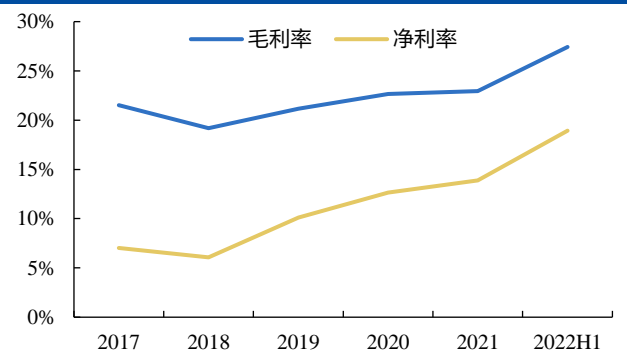
2022H1，德业股份营业总收入为 23.73 亿元，同比增长 23.26%；归母净利润为 4.50 亿元，同比增长 100.41%。公司逆变器业务在 2022H1 实现营收 11.49 亿元，同比增长 198.42%，占公司总营业收入比重提升至 48.91%，首次成为公司第一大业务板块。公司整体毛利率和净利率分别为 27.43%和 18.93%，连续 4 年保持上升。

图 46. 德业股份营收构成（亿元）



数据来源：ifind、公司招股书、财通证券研究所

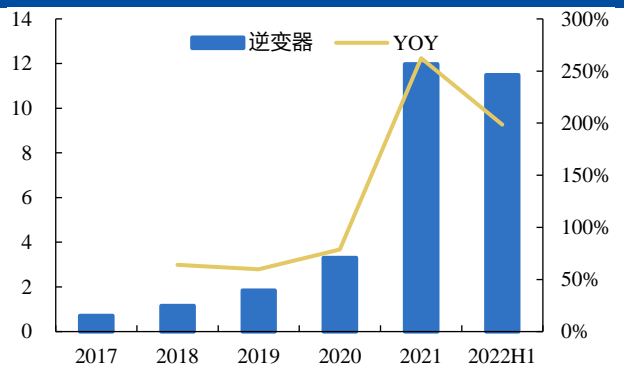
图 47. 德业股份毛利率与净利率（%）



数据来源：ifind、财通证券研究所

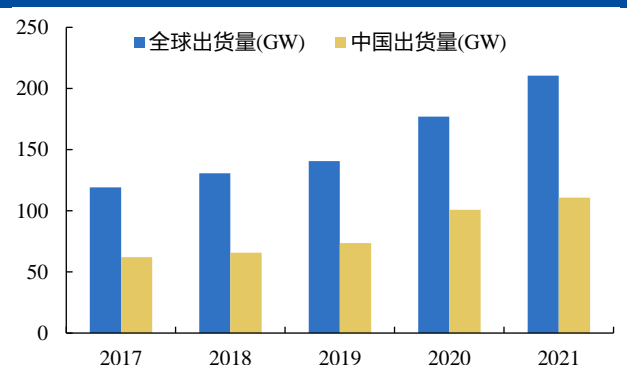
受益于下游光伏行业快速发展，公司逆变器业务 2022H1 营收几乎持平 2021 年全年营收。2021 年，公司逆变器业务营业收入为 11.98 亿元。2022H1，逆变器业务营收为 11.49 亿元，几乎持平 2021 年全年营收。受益于全球光伏行业快速发展，新增装机数量不断增长，2021 年，全球逆变器出货量达到 210.4GW，我国逆变器出货量达到 110.8GW，占比为 52.7%。

图 48. 德业股份逆变器业务营收情况（亿元，%）



数据来源：公司招股书，财通证券研究所

图 49. 17-21 年全球&中国逆变器出货量情况



数据来源：华经产业研究院，财通证券研究所



### 3.4. 储能系统：竞争格局未定，多方开拓市场格局

#### 3.4.1. 特斯拉：加码储能系统业务，为公司业绩增长注入新动力



积极布局储能领域，争做市场引领者。特斯拉作为新能源汽车龙头企业，在 2015 年进军储能市场。通过设计、开发、制造、销售能源发电和存储系统及其配套软件，2021 年特斯拉能源及储能部门实现 27.89 亿美元收入，同比增长 40%。Powerwall 和 Megapack 是目前特斯拉销量最大的锂离子电池储能产品。Powerwall 设计用于在家庭或小型商业设施中储存能量。而 Megapack 是一种面向商业、工业、公用事业和能源生产客户的储能解决方案，其中多个 Megapack 可以组合形成更大的千兆瓦时或更大容量的储能装置。

表 13. 公司主营储能产品

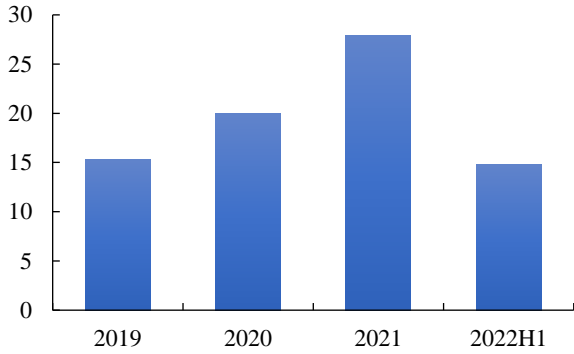
产品类型	Powerwall	Megapack
产品外观		
单个电池能量容量	13.5KWh	3MWh
用途	停电时为家庭提供用电	提供能量存储和支持，有助于稳定电网并防止断电
单个售价	1.1 万美元左右	180 万美元左右

数据来源：特斯拉官网，财通证券研究所

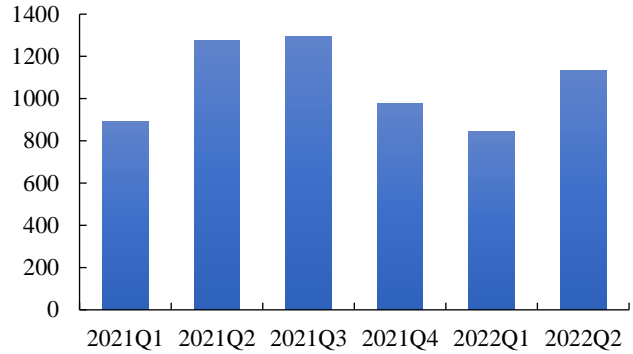
储能业务规模不断扩大，电池储能系统供不应求。2018-2021 年三年间，特斯拉储能业务收入从 15.31 亿美元增长到 27.89 亿美元，复合年均增长率达到 22.13%。2022Q2，特斯拉储能的收入为 8.66 亿美元，而未经审计的收入成本为 7.69 亿美元，与去年同期 2021 年第二季度的收入为 8.01 亿美元，成本为 7.81 亿美元，相比利润率有所提高。特斯拉电池储能系统(BESS)使用的芯片和旗下电动汽车为同一种，由于全球半导体的紧缺，芯片被优先用于汽车业务，特斯拉储能业务受影响更大。2022 年第二季度储能部署同比下降 11%至 1.1GWh，目前 powerwall 产品的交货周期长到 1-2 年。

图 50. 特斯拉储能业务收入（亿美元）

图 51. 特斯拉储能装机量（MWh）



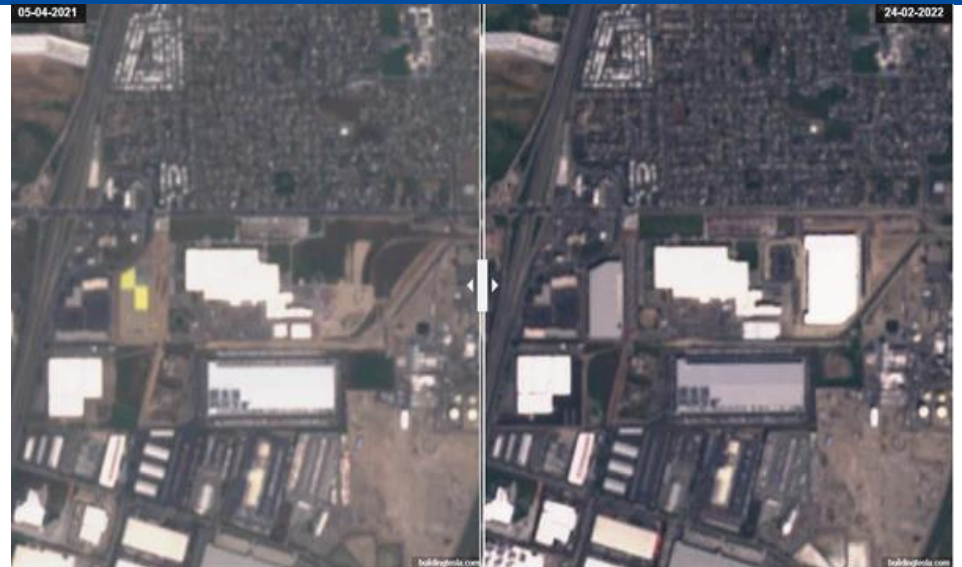
数据来源：公司公告，财通证券研究所



数据来源：公司公告，财通证券研究所

储能会比预期更快地推动特斯拉的增长。2021 年特斯拉装机容量 4.44GW，约占全球储能总需求的 15%，根据特斯拉推算，到 2025 年特斯拉的装机订单将达到 70GW，预计将为特斯拉带来上百亿美元的收入。为应对日益增加的储能需求，特斯拉正在积极的推进位于莱斯罗普的 Megapack 工厂的建设和使用。目前估计当 Lathrop 全面投产时，随着订单的继续增加，该工厂可以完成成为 60 亿美元的储能系统订单。

图 52. 特斯拉位于莱斯罗普的 Megapack 工厂



数据来源：TESMANIAN，财通证券研究所

#### 4. 投资建议：

考虑到当前风光并网快速增长对储能需求加大，同时叠加俄乌冲突导致的欧洲能源价格快速增长，间接带来户储行业需求快速增长，我们预计到 2025 年全球储能总需求新增装机达到 200.71GW/470.32GWh，2021-2025 年年复合增长率 94.26%。我们看好储能供应链中价值量较高的逆变器环节，建议关注储能逆变器及集成商（阳光电源、锦浪科技、固德威、德业股份等），储能电池及供应商（宁

德时代、亿纬锂能、派能科技等)，中游材料端（德方纳米、恩捷股份等）。

## 5. 风险提示

**行业竞争加剧。**由于储能电池主要采用的是磷酸铁锂电池体系，同时磷酸铁锂电池体系玩家众多，未来或存在行业竞争加剧导致各家厂商毛利率下降的风险。

**产业链原材料价格大幅度波动的风险。**如果产业链上游原材料价格出现较大波动，或影响行业的盈利能力，挤压利润空间。

**需求测算下基于咨询公司的统计数据或许存在偏差的风险。**对于行业的测算有很多来自于第三方咨询机构的数据，虽然数据依据行业的平均值等要素，但是如果行业的要素发生剧烈变化或者其统计的数据存在偏差，可能对测算结果有较大影响。

## 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

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。

### 行业评级

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。

### 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。