

证券研究报告

2021年01月15日

行业报告 | 行业专题研究

电气设备

储能系列深度2：锂电储能应用场景、经济性与中期空间探讨

作者：

分析师 孙潇雅 SAC执业证书编号：S1110520080009



行业评级：强于大市（维持评级）
上次评级：强于大市

请务必阅读正文之后的信息披露和免责声明

摘要

本篇报告主要回答三个问题：1）为什么关注锂电储能？2）锂电储能的经济性如何？3）锂电储能的中期空间如何测算？

□ 为什么关注锂电储能：

- ✓ 1）随风光装机增长，发电设备整体出力的间歇性与不稳定性增强，仅靠火电机组难以满足调峰调频需求，因此**电力系统对储能的需求持续增加**。根据安装位置与主体的不同，可将应用场景分为用电侧、发电侧、电网侧。
- ✓ 2）**抽水蓄能不足以满足需求**：抽水蓄能装机对地理条件要求苛刻且建设周期长，难以满足当下需求。
- ✓ 3）**锂电储能具备比较优势**：锂电池能量密度高，充放电效率高，使用场景灵活，而其他储能方式因自身物理化学特性或技术成熟度等原因适用场景少。

□ 锂电储能的经济性如何：

✓ 1）用电侧：

- a.住宅端，随海外居民购电价格上涨和家用储能设备价格不断下降，光伏储能配套、电力自发自用（更有经济性）的模式能够降低家庭用电成本25%以上，推动户用光伏的渗透率和光伏储能的配套率同步快速提升，**预计2025年家用储能新增装机容量达93GWh**。
- b.工商业端，削峰填谷降低容量电价模式有效减少高耗电量用户的电费支出，投资回收期六年，**预计2025年工商业储能新增装机容量达55GWh**。合并后预计2025年用电侧储能新增装机容量达148GWh，2020-2025CAGR达78%。
- c.家用储能有效应对停电事故，提升居民用电品质。

✓ 2) **发电侧**：a. 短期内因储能系统投资回收期在20年以上，海外不具备经济性；在中国度电补贴政策下，投资回收期可缩短至10年以内，故政策为短期内中国发电侧储能市场增长的主要推动力。

b. 中期全球储能市场将随锂电价格下行而快速增长，给予储能成本年均15%的降幅，至2025年储能系统投资回收期将下降至10年左右，经济性提升将推动2025年全球市场从17GWh提升1.9倍至33GWh。

✓ 3) **电网侧**：关键在于市场准入许可与提供服务成本。

a. 目前欧美发达国家已开放锂电储能进入电力辅助服务市场，中国市场正在起步。

b. 调频里程成本已具备竞争力，但调峰仍须继续降低度电成本。预计未来全球装机年增4%，调频需求年增6%以上，在锂电调频渗透率快速提升、锂电调峰需求年增10%的假设下，预计2025年新增电网侧锂电储能装机14GWh。

□ **锂电储能的中期空间多大：**

预计2025年全球新增装机达209GWh，2020-2025年CAGR58%，其中用电侧、发电侧、电网侧、5G基站分别148、33、14、14GWh，用电侧有望率先引领爆发。

□ 在锂电储能装机逐年增长的背景下，我们认为**电池与PCS厂商将最受益**，其次是**电池材料厂商**，相关标的为：**【宁德时代】、【亿纬锂能】、【派能科技】、【阳光电源】、【固德威】、【锦浪科技】、【德方纳米】、【当升科技】、【天赐材料】**。

风险提示：储能需求不及预期，政策力度不及预期，锂电池价格下降不及预期，其他储能方式发展超预期。测算具有一定主观性，仅供参考。

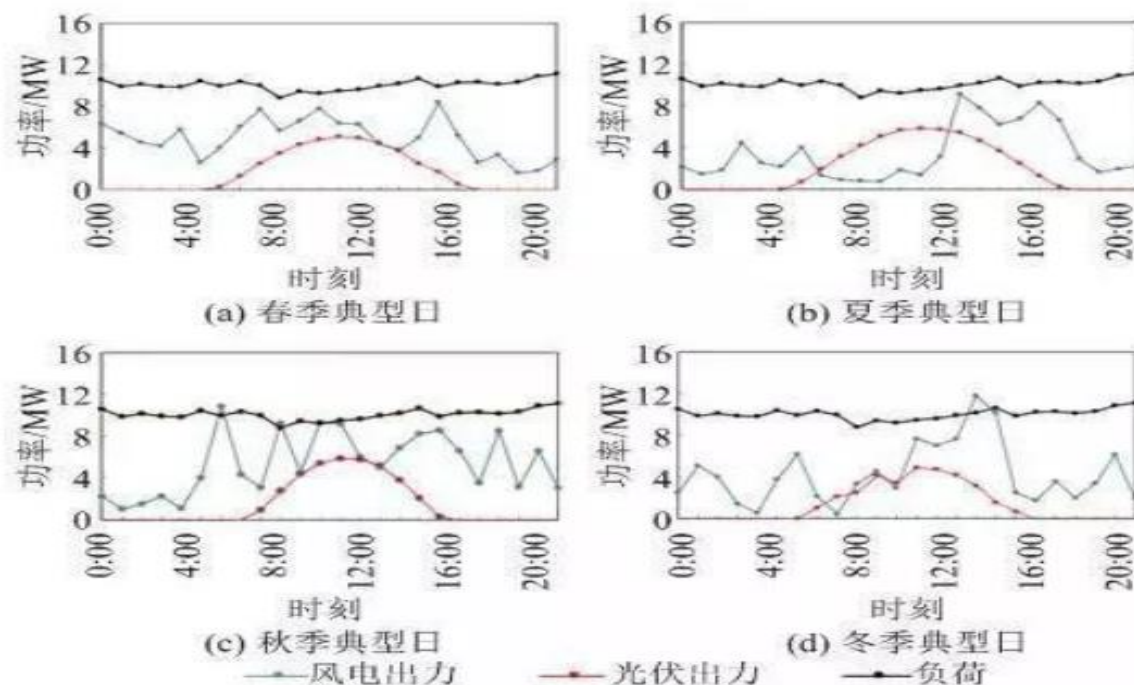
- 1、储能需求逐年增加，锂电路线最具潜力
- 2、用电侧：自发自用经济性显著，分布式储能迎来爆发
- 3、发电侧：短期政策驱动国内高增，中期成本推动全球增长
- 4、电网侧：调频已具竞争力，调峰仍待降成本
- 5、产业链相关标的

1 储能需求逐年增加，锂电路线最具潜力

为什么需要储能：风光装机提升调峰调频需求，快速储能方式提供辅助服务

- 无可再生能源时：**由于传统发电方式的出力相对稳定，而用电存在随机波动性，导致电力系统中发电设备的**合计出力曲线与实际用电曲线不完全重合**，这种不匹配性一方面会造成经济损失，另一方面对系统频率造成波动。为解决上述问题，电网会**调动多个火力、燃气机组进行发电功率调节（基本已可满足需求）**，以具备经济性的方式使供需平衡，提高电能质量。
- 有可再生能源时：**当前风光装机不断提升，发电设备整体**出力的间歇性与不稳定性增强**，传统的火电机组难以满足短时间高功率的调节需求，进行灵活性改造的成本又比较高，此时就**需要各类快速储能的方式提供电力辅助服务**。

图：可再生能源发电具有不稳定性



储能的现在：应用于用电、发电、电网侧三大场景，主力为抽水蓄能

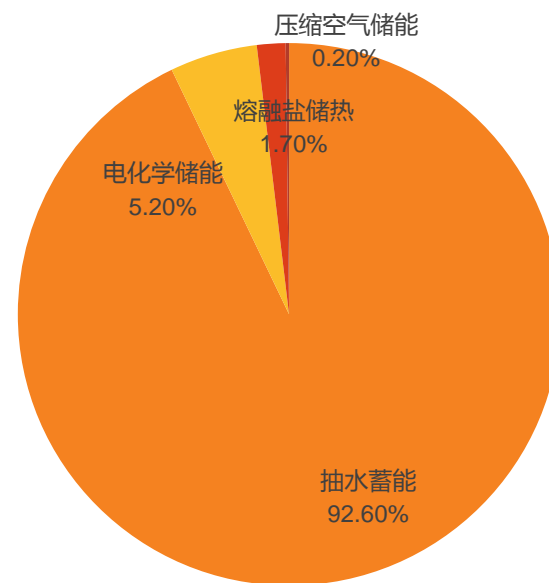
□ 为解决上述电力系统中的问题，**可将储能设备布置在用电侧、发电侧以及电网侧三个场景**。三个场景的主要功能分别为自发自用、减少弃电、调频。

□ **目前全球范围内的储能装机仍以抽水蓄能为主**，但是在抽水蓄能以外的市场中，锂离子电池的市场占有率最高。

图：各场景对储能的需求

| 应用场景 | 用电侧 | 发电侧 | 电网侧 |
|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 位置 | 家庭或工厂 | 集中式新能源电站旁 | 独立建设或位于传统电站旁 |
| | 自发自用 | 减少弃电 | 调频 |
| 功能 | 削峰填谷 | 平滑波动 | 调峰 |
| | 需量管理 | | 其他辅助服务 |
| 获利来源 | 峰谷价差套利+自发自用省电收益 | 增加上网电量+电力辅助服务收益 | 电力辅助服务补偿收益+价差套利 |
| 2019年全球电化学储能装机分布 | 28% | 30% | 42% |

图：全球储能装机仍以抽水蓄能为主



储能的未来：抽水蓄能受限，锂电快速崛起

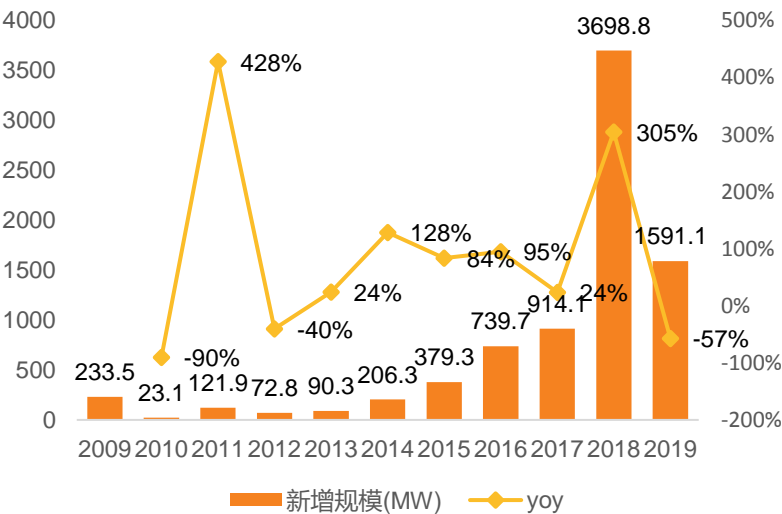
□ 抽水蓄能电站有以下三大缺点，使其装机受限，增量较低：

1) 一般仅能建立在同时具备水资源和势能的偏远山区，森林公园、水源保护、基本农田等生态敏感因素多。2) 装机容量大，平均在1GW，初始投资高达数十亿元，与风光装机需求适配性差。3) 建设周期较长，一般需6年时间。

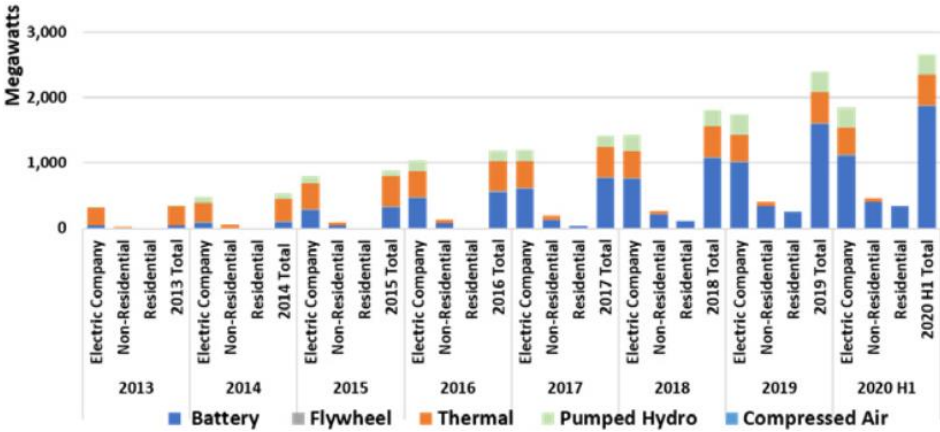
□ 其他储能方式适用场景少或技术不成熟，短期增量较小。

□ 锂电几乎不受自然环境影响，装机便捷，使用灵活，将在较长时间内保持快速增长状态，甚至成为第一大储能方式，下文将重点对锂电储能进行经济性分析与中期空间测算。

图：电化学储能装机快速增长



图：美国市场电化学储能方式已成为储能新增装机主流



图：锂电储能的相对优势使其有望成为未来第一大储能方式

| 储能方式 | 优点 | 缺点 |
|--------|--|---------------------------------------|
| 抽水蓄能 | 技术成熟；大规模储能；成本低 | 地理条件要求苛刻，建设周期长，效率低，响应慢 |
| 锂离子电池 | 能量密度高，充放电效率高，安全性高，污染小，几乎不受自然环境影响，降本快 | 价格高；存在过充导致的过热、燃烧问题；循环寿命不高 |
| 飞轮储能 | 技术比较成熟，可长期循环使用，几乎不受充放电次数限制，安装维护方便，对环境无危害 | 容量低，一次储能可持续时间短 |
| 压缩空气储能 | 占地面积小；成本低 | 对地理条件要求苛刻，需要燃气轮机配合，效率低，响应慢 |
| 钠硫电池 | 能量密度高、充放电效率高、运行成本低、占地面 | 工作时需要高温，钠在高温下易燃，价格高，过充存在安全隐患，运维成本高 |
| 铅蓄电池 | 储能容量大、成本低、维护简单 | 储能密度低，循环寿命短，自放电率高，重金属污染，深度放电对电池寿命影响较大 |
| 液流电池 | 额定功率和额定能量独立，储能寿命长，可进行深度的放电与大电流放电过程，并无需进行特殊保护 | 技术尚不成熟，成本较高 |
| 超级电容 | 循环效率高、充放电速度快、功率密度高、循环充放电次数多、工作温度范围广 | 能量密度低，需与其他储能方式配合，自放电率较高，成本较高 |

2

用电侧：自发自用经济性显著，
分布式储能迎来爆发

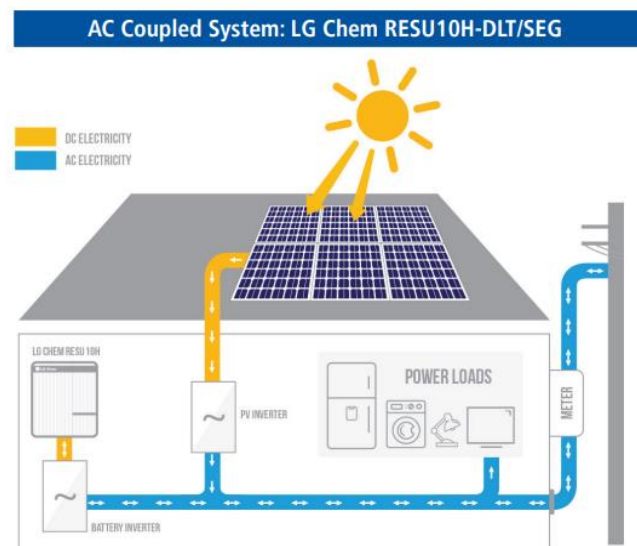
家用储能商业模式一：光伏储能配套，实现电力完全自发自用

- 自发自用余电上网是指分布式光伏发电系统所发电量主要被用户自己使用，且将白天高功率时发的多余电量接入电网，该模式一般适合家庭屋顶和工商业屋顶。
- 如不配备储能系统，则夜间的用电需求仍需要从电网采购；在光伏系统的基础上配套储能，即可实现白天和夜间的用电都由自家光伏提供。
- 目前德国在欧洲家用光伏和储能市场中处于领先地位，截至2019年底德国累计家用光伏装机量达到7.3GW，累计家用储能装机容量达到1.3GWh。其次是意大利、英国和奥地利，2020年这四个国家的新增家用储能装机量总和达到了0.7GWh，占全欧洲的85%以上。

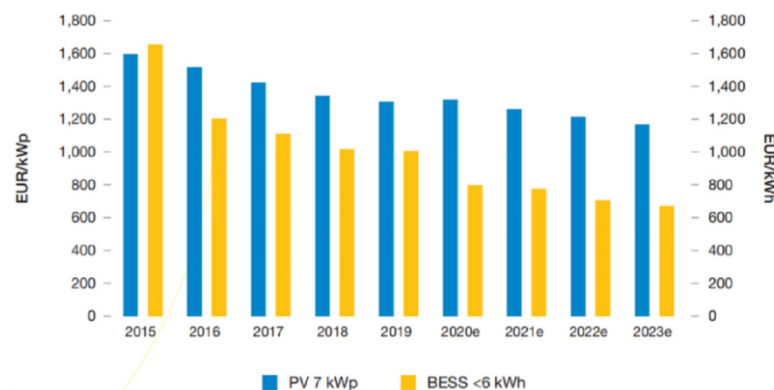
表：欧洲前四大国家光储配套模式现状

| 国家 | 德国 | 意大利 | 英国 | 奥地利 |
|----------------|------|------|------|------|
| 累计家储装机容量 (MWh) | 1328 | 243 | 143 | 120 |
| 累计光伏装机容量 (MW) | 7214 | 3950 | 2352 | 772 |
| 家储安装率 | 17% | 4% | 6% | 16% |
| 购电价格 (EUR/kWh) | 0.31 | 0.23 | 0.21 | 0.20 |
| 售电价格 (EUR/kWh) | 0.11 | 0.21 | 0.04 | 0.08 |

图：光伏储能配套电力自发自用模式示意图



图：家用光伏、储能设备价格变化



家用储能商业模式一：欧洲居民电价不断上涨+光储成本下探，自发自用经济性显著

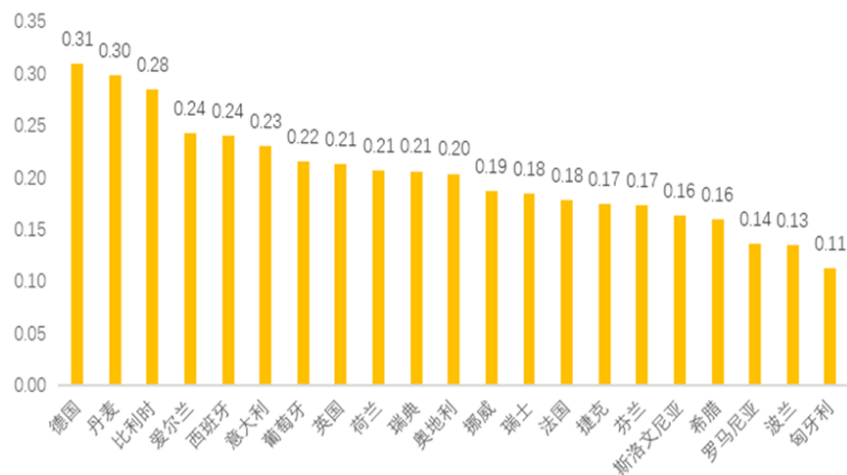
□ 随着欧洲居民购电价格不断上涨、光伏和储能设备的价格不断下探，光伏储能配套、电力自发自用模式的经济性越来越显著。

□ 目前欧洲各国平均电价达0.20欧元/kWh+，德国更高达0.31欧元/kWh（合人民币2.5元/kWh）。2008年至2019年间，德国居民电价由21.65欧分/kWh上涨至30.22欧分/kWh，通过拆分电价结构，可知电价上涨主要由三部分构成：①可再生能源附加费，2008—2019年间由1.2欧分上涨至6.4欧分；②电网费，由于分布式光伏等的迅速崛起，电网的调度难度也在加大，为接入这些可再生能源，对电网进行了大规模扩建和改造，期间由5.9欧分上涨至7.5欧分；③电力增值税，期间由3.5欧分上涨至4.8欧分。

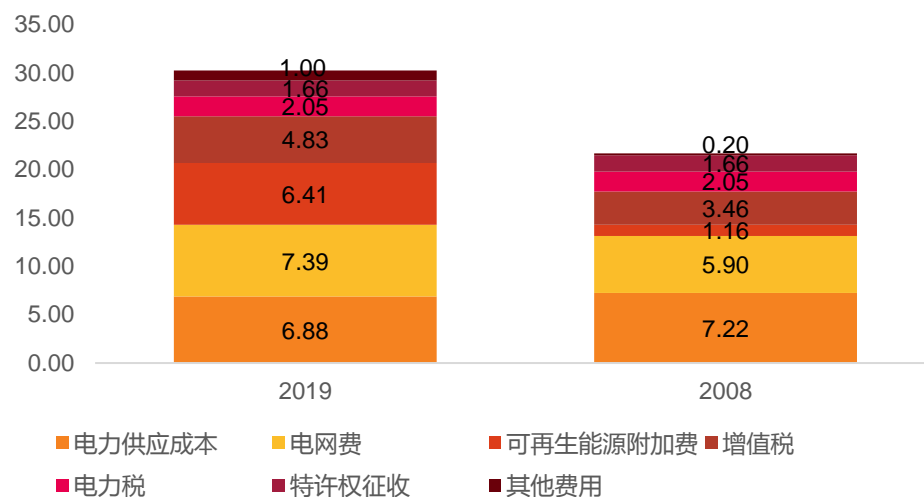
□ 根据国际能源署IEA发布的报告，德国设立了可再生能源到2030年占终端能源消费的55%和发电量的65%、到2050年占终端能源消费的60%和发电量的80%的目标，并且承诺到2022年全面废除核电，到2038年全面淘汰燃煤发电。

□ 德国2018年可再生能源已占到发电量的35%，但为了达到上述的中长期目标，在2020-2030年间仍需有大规模的风电、光伏电站投入建设。新能源电站的建设费用、电网扩建和改造的费用将继续体现在居民的购电价格中，因此，这里我们判断2020-2030年德国居民电价将持续5%的年涨幅（后续测算需要用到此数据）。

图：欧洲各国居民电价（欧元/kWh）



图：2008与2019年德国居民电价拆分（欧分/kWh）



家用储能商业模式一：如何测算自发自用的经济性？

居民侧三种用电方案：

背景：以德国家庭为例，年用电量4500kWh，光伏设备价格为1200欧元/kW，储能设备价格为450欧元/kWh。目前德国有2/3的州提供储能安装补贴，例如图林根州“太阳能投资计划”，居民安装储能享受最高设备总价30%的补贴。

核心假设：2020年购电价格0.31/kWh，假设此后年涨幅5%；
将自家光伏发出的富余电力卖，给电网的价格为0.11/kWh，设之后年降幅3%。

- ❑ **方案①：**没有安装屋顶光伏和储能系统，电力需求的4500kWh要完全依赖从电网采购。
- ❑ **方案②：**仅安装3kW光伏设备，未安装储能设备，部分自发自用。午间光伏高发电量时将过剩电力卖回给电网，夜间光伏不工作时需要再从电网购一部分电。该方案光伏每天发电12kWh，年发电量4380kWh，其中50%自用，50%卖回给电网，各为2190kWh；另外夜间须从电网购电2310kWh。假设光伏设备每年运维费用为100欧元。
- ❑ **方案③：**5kW光伏+10kWh储能配套使用，实现电力完全自发自用、且午间将富余电力卖回给电网。该方案光伏每天发电20kWh，年发电量7300kWh，其中自用4500kWh，富余2800kWh卖回给电网。假设光伏储能系统每年运维费用为150欧元。

表：三种用电方案的累计费用计算公式

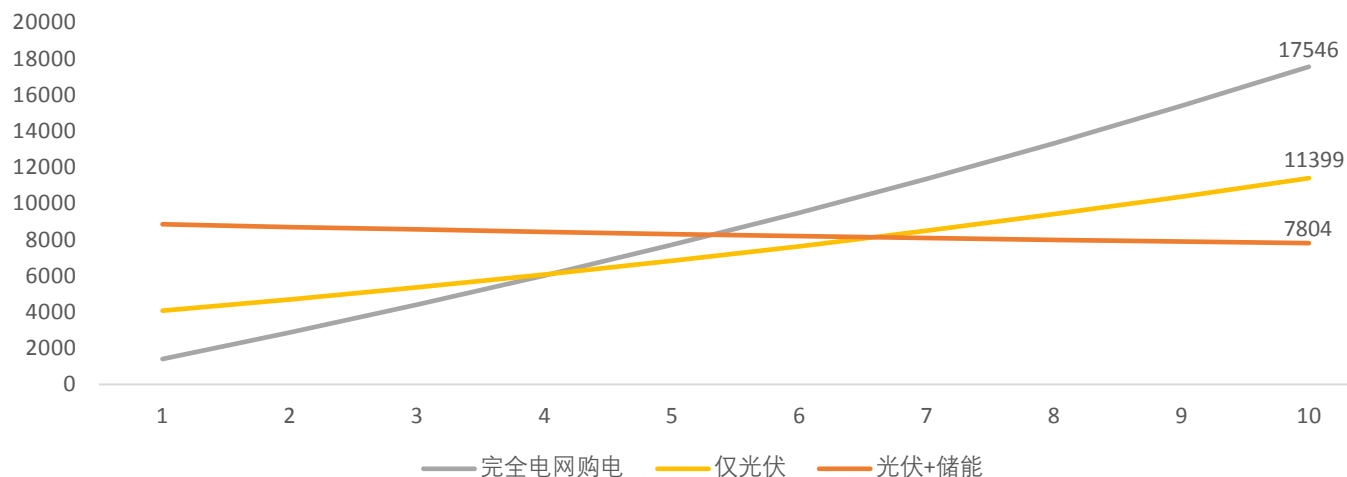
| | 初始安装投资 | 第一年电费 | 后续第N年的费用 |
|---------|---|--|--|
| ①完全电网购电 | 0 | +4500kWh*€0.33/kWh（购电支出） | +4500kWh*€0.33/kWh*1.05^(N-1) |
| ②仅光伏 | 光伏3kW*€1200/kW | +2310kWh*€0.33/kWh（购电支出） -2190kWh*€0.11/kWh（卖电收入） | +2310kWh*€0.33/kWh*1.05^(N-1) -2190kWh*€0.11/kWh*0.97^(N-1) +100（运维费用） |
| ③光伏+储能 | 光伏5kW*€1200/kW + 储能10kWh*€450/kW*70% | -2800kWh*€0.11/kWh（卖电收入） | -2800kWh*€0.11/kWh*0.97^(N-1) +150（运维费用） |

家用储能商业模式一：30%补贴+使用周期大于六年，光+储将成为经济性最高的

居民侧三种用电方案的经济性对比——在储能享有30%总价补贴情况下：

- 只装光伏的缺点在于，2016年3月后德国法规要求户用光伏回馈给电网的电量不得超过每天发电量的50%（以后可能会再次下降），意味着午间光伏功率最大时所发电量不能全部上传回电网。而家庭午间用电量比较小，若无储能设施存储电力，就会造成弃电，损失一定的经济收益。
- 在30%补贴的情况下，大于六年的使用周期时，光+储将成为三种方案中经济性最高的。以十年周期来看，三种方案的累计费用分别为17546、11399、7804欧元，光伏+储能的方案能比仅有光伏节省31.5%的花费，比完全电网购电节省55.5%的花费。

图：三种用电方案的累计费用对比 单位：欧元



家用储能商业模式一：光储合用经济性明显且对补贴依赖度降低

自发自用模式受储能系统价格和补贴力度影响的经济性测算：

□ 下表总结了十年周期内，方案③相对于方案①、方案②的经济性。负值表示节约了多少成本，例：蓝色框表示在储能系统价格为700美元/kWh且享有20%安装补贴的情况下，光储方案可节省10%（相对于仅光伏）和41.6%（相对于仅电网购电）的成本。

□ **结论**：在储能价格较高（700-800美元/kWh）的情况下，光储合用的经济性依赖于高额度的补贴，若无补贴，甚至可能会增加使用成本，故截至2019年储能的渗透率还比较低；**2020年家用储能平均价格下降到400-500美元/kWh，在目前20-30%的补贴力度下（即来到了表格中红色框的区间内），光伏加储能的方案具备良好的经济性**，其相对于仅安装光伏的方案能够节省25%-35%的费用，相对于完全依赖电网购电的方案能够节省55%左右的费用；而**未来随着储能系统价格继续下降至250-300美元/kWh，经济性受补贴退坡的影响较小，即便补贴归零，光储合用的方案仍保持30%（相对于仅光伏）以上和55%（相对于仅电网购电）以上的成本节约（即绿色框表示了未来的趋势），故光伏储能配套的模式能够继续保持增势。**

表：储能价格、补贴比例对自发自用模式的经济性影响

| 补贴比例 | 40% | | 30% | | 20% | | 10% | | 0% | |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 储能系统价格 美元/kWh | 相对仅光伏 | 相对电网购电 | 相对仅光伏 | 相对电网购电 | 相对仅光伏 | 相对电网购电 | 相对仅光伏 | 相对电网购电 | 相对仅光伏 | 相对电网购电 |
| 800 | -17.10% | -46.10% | -10.00% | -41.60% | -3.00% | -37.00% | 4.00% | -32.40% | 11.00% | -27.90% |
| 700 | -22.30% | -49.50% | -16.20% | -45.50% | -10.00% | -41.60% | -3.90% | -37.60% | 2.20% | -33.60% |
| 600 | -27.60% | -53.00% | -22.30% | -49.50% | -17.10% | -46.10% | -11.80% | -42.70% | -6.50% | -39.30% |
| 500 | -32.90% | -56.40% | -28.50% | -53.50% | -24.10% | -50.70% | -19.70% | -47.80% | -15.30% | -45.00% |
| 450 | -35.50% | -58.10% | -31.50% | -55.50% | -27.60% | -53.00% | -23.60% | -50.40% | -19.70% | -47.80% |
| 400 | -38.10% | -59.80% | -34.60% | -57.50% | -31.10% | -55.20% | -27.60% | -53.00% | -24.10% | -50.70% |
| 350 | -40.70% | -61.50% | -37.70% | -59.50% | -34.60% | -57.50% | -31.50% | -55.50% | -28.50% | -53.50% |
| 300 | -43.40% | -63.20% | -40.70% | -61.50% | -38.10% | -59.80% | -35.50% | -58.10% | -32.90% | -56.40% |
| 250 | -46.00% | -64.90% | -43.80% | -63.50% | -41.60% | -62.10% | -39.40% | -60.70% | -37.20% | -59.20% |

家用储能商业模式二：根据峰谷价差，利用储能实现削峰填谷

与第一种模式的不同：该模式仅安装了储能电池系统而未安装光伏，可供没有屋顶的家庭使用。

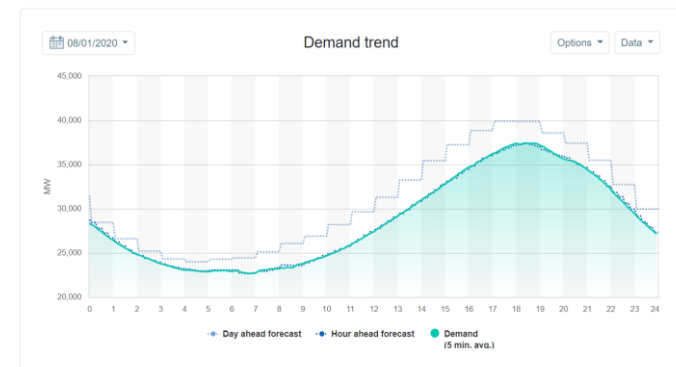
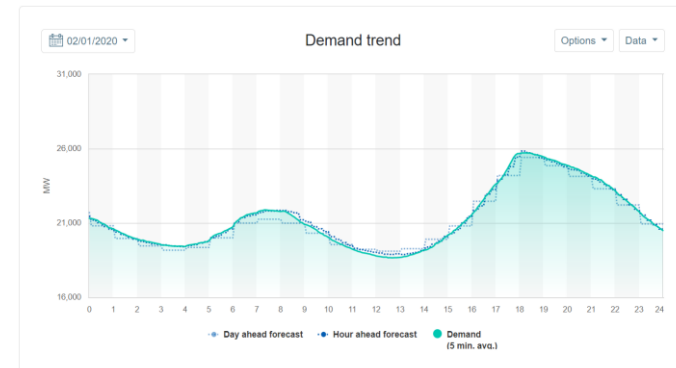
削峰填谷经济性分析（以加州为例）：

- 安装储能系统后，用户在电价谷时对储能系统进行充电，在峰时就不需从电网购电，而直接从储能电池中取电，从而避开高峰电价。
- 根据美国能源部统计，2019年，美国住宅侧的平均年耗电量为每户10649kWh。根据加州电力系统运营商SCE提供的信息，16时-21时为峰时电价，21时-次日16时为谷时电价；夏季为当年6-9月，冬季为10-次年5月。以加州ISO提供的8月1日、2月1日的用电需求曲线分别代表夏季、冬季峰谷时期的用电量分布情况：
- 高峰时段用电量占比：26%（夏季）24%（冬季）
- 低谷时段用电量占比：74%（夏季）76%（冬季）
- 对加州而言，夏季空调耗电高，冬季取暖需求小，耗电相对较低：假设6-9月户均月用电量为1000kWh，10月-次年5月户均月用电量为750kWh，全年平均值为833kWh。

表：加州峰谷电价

| | 夏季6-9月 | | 冬季10-次年5月 | |
|-----------|--------|------|-----------|------|
| | 工作日 | 周末 | 工作日 | 周末 |
| 峰价 \$/kWh | 0.43 | 0.31 | 0.39 | 0.39 |
| 谷价 \$/kWh | 0.16 | 0.16 | 0.15 | 0.15 |

图：加州用电需求曲线



家用储能商业模式二：目前储能用作削峰填谷经济性不明显

两种用电方案费用测算方式：

□ **方案①：**未安装储能系统，直接从电网购电。根据前述的季节用电量和电费的差异，将居民用电结构分为夏季高峰、夏季低谷、冬季高峰、冬季低谷四个时间段，计算得一年电费合计2125美元。

□ **方案②：**安装储能系统，储能容量为14.3kWh，价格为400美元/kWh，且根据加州SGIP激励计划，目前住宅安装储能系统享有0.2美元/Wh的补贴，补贴后安装储能的总价为2860美元；全年用电均为谷时电价，计算得一年电费为1540美元。

削峰填谷经济性分析结论：

- 若家庭没有安装储能系统，以十年周期计，累计用电花费达25060美元；若家庭安装储能系统，十年累计花费为22230美元，节约了11.3%。
- 与光伏储能配套实现电力自发自用的模式相比，只安装储能的经济性并不显著，更多的是保障电力供应的稳定性，能在遇到停电事故时满足电力需求。

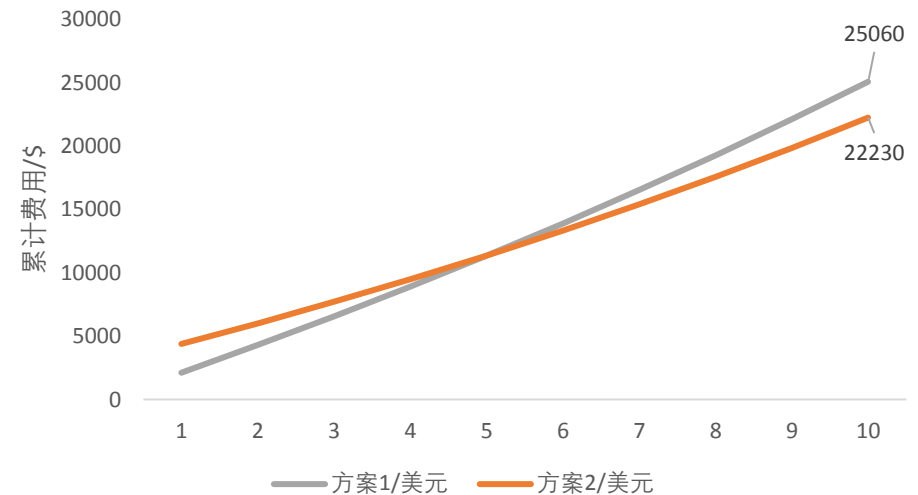
表：不装储能的年用电花费测算

| | 夏 | | | 冬 | | |
|---------|-----------|--------|-------|-----------|--------|-------|
| | 单价 \$/kWh | 电量 kWh | 总价 \$ | 单价 \$/kWh | 电量 kWh | 总价 \$ |
| 峰 | 0.39 | 1040 | 405.6 | 0.39 | 1440 | 561.6 |
| 谷 | 0.16 | 2960 | 473.6 | 0.15 | 4560 | 684 |
| 总价 \$/年 | 2124.8 | | | | | |

表：安装储能、谷价充电的年用电花费

| | | |
|--------------|------|-----|
| 需要储能系统的容量 | 14.3 | kWh |
| 储能系统价格 | 2860 | \$ |
| 以谷价充电来计算一年电费 | 1540 | \$ |

图：削峰填谷经济性测算



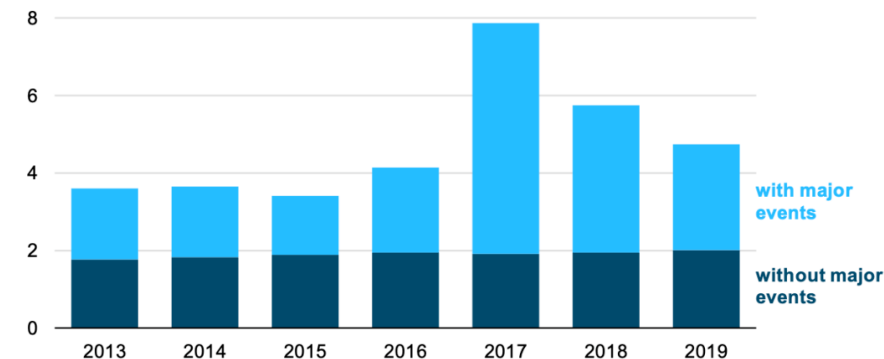
家用储能有效应对停电事故，提升居民用电品质

海外电网老化问题日益严重，大规模停电事故频繁发生，电网改造进程缓慢

- 根据美国能源信息署EIA的统计，2019年美国用户平均经历5小时断电；据美国能源部DOE统计，美国70%的输电线路和电力变压器运行年限在25年以上，60%的断路器运行年限超过30年。
- 2019年下半年美国遭遇两次大规模停电：7月13日傍晚纽约遭遇大面积停电，原因为变压器起火；10月加州遇森林大火，电力运营商PG&E于当月9日开始中断其供电区域的电力供应，影响近80万用户。
- 2019年8月9日晚间英国突遇大规模停电，原因为电网频率由正常的50Hz大幅下降至48.88Hz，而超过1%的频率波动就会导致部分电网系统自动停运。除美欧之外，南非、南美等地区也同样面临电网脆弱的问题。
- 以美国为例，越来越多新能源发电的接入使得对电网改造的需求更加迫切，但电力系统运营商多为区域性的私有化公司，各自为政的运营模式、高额的资费和漫长的审批过程使得对现有老化电网的改造难度很大。
- 家庭安装储能设备除了前述的经济性优势以外，另一大重要功能就是在遭遇停电事故时保障电力供应。

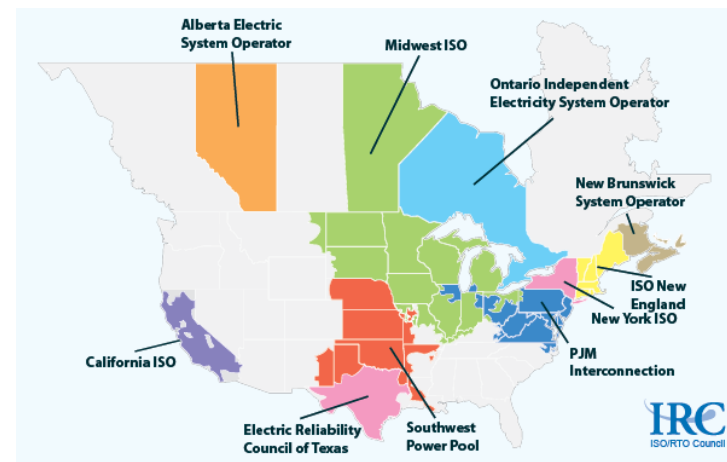
图：美国人均遭遇停电时长统计

Average duration of total annual interruptions in electricity service
hours per customer



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Electric Power Industry Report*

图：美国电力系统运营商分布情况



家用储能市场规模测算：光伏+储能渗透率迎来迅速攀升

- 目前欧洲“自发自用”模式的现状：欧洲家庭已经配备了完整的光伏+储能系统仅占比5%。
- ELSEVIER的一项研究显示，通过卫星图像观测，欧洲全部可用于安装光伏的屋顶面积为7935平方公里，假设每户屋顶的面积为150平方米，则欧洲可安装户用屋顶光伏的家庭共计5300万户，对应总装机量需求为300GW。截至2020年欧洲家用光伏累计装机为21.2GW，家用光伏渗透率为7.2%。
 - 光伏存量远远高于储能存量：家用光伏累计装机21.4GW，对应储能需求42GWh，但目前储能累计装机仅2.75GWh，对应约28万户。目前储能在家用光伏存量装机中渗透率仅有6.5%。
 - 未来的增长由两部分构成：1) 存量增购：假设2021-2025年分别有5%、8%、11%、15%、20%的光伏存量装机家庭增购了储能系统，形成光储结合模式。2) 增量配套：假设2021-2025年每年新增的户用光伏装机中有15.0%、25.0%、35.0%、45.0%、50.0%配套了储能系统。

表：2021欧洲家用光伏装机量测算

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|--------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 年新增/GW | 1.4 | 2.0 | 4.2 | 4.6 | 5.2 | 6.3 | 7.8 | 10.2 | 13.8 |
| YOY | | 43% | 110% | 8% | 15% | 20% | 25% | 30% | 35% |
| 累计/GW | 10.6 | 12.6 | 16.8 | 21.4 | 26.6 | 32.9 | 40.7 | 50.9 | 64.7 |

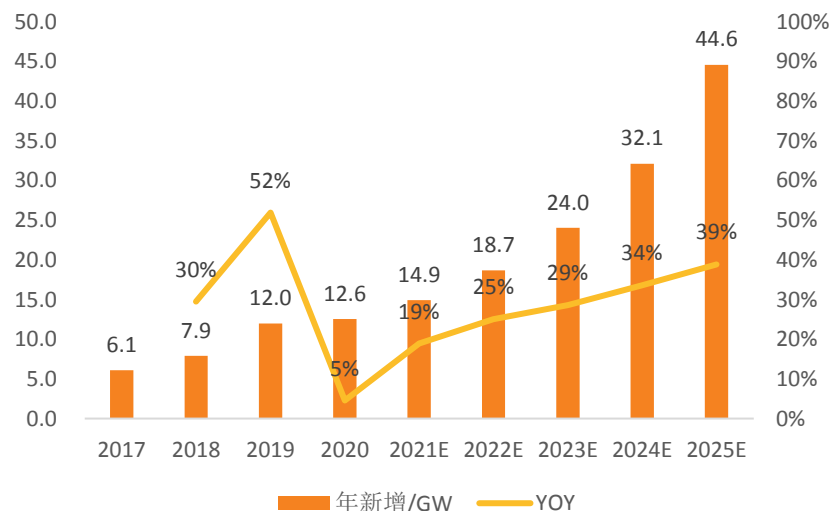
表：2025欧洲家用储能装机量

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|--------------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 储能在存量光伏里的替换率 | | | | | 5% | 8% | 11% | 15% | 20% |
| 储能在新增光伏中的渗透率 | 12.9% | 11.0% | 8.9% | 8.9% | 15.0% | 25.0% | 35.0% | 45.0% | 50.0% |
| 年新增/GWh | 0.36 | 0.44 | 0.75 | 0.81 | 3.57 | 6.89 | 11.27 | 17.72 | 25.70 |
| YOY | | 22% | 70% | 8% | 340% | 93% | 64% | 57% | 45% |
| 累计/GWh | 0.75 | 1.19 | 1.94 | 2.75 | 6.32 | 13.20 | 24.48 | 42.20 | 67.90 |

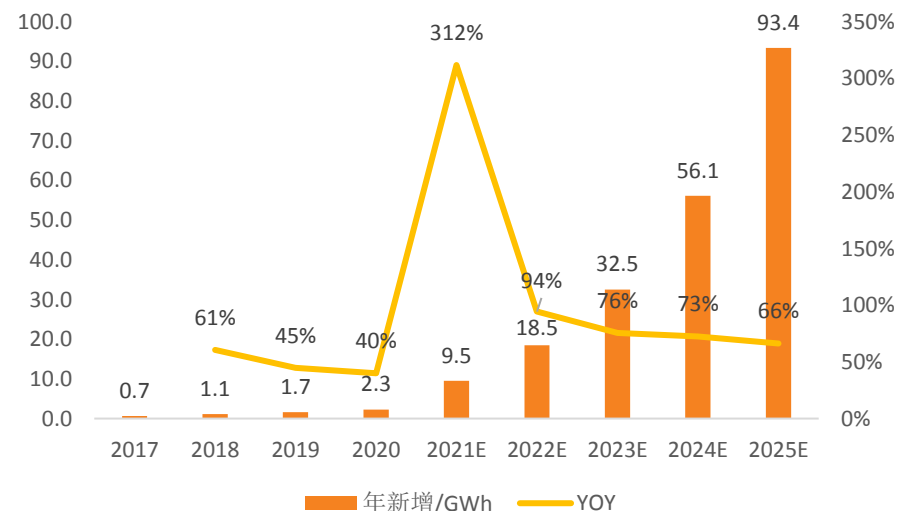
家用储能市场规模测算：2025年全球户用储能新增装机容量达93.4GWh

□ 由于国内民用电价格较低，且住宅多为楼房高层，发展户用光伏+储能的空间较小；2020年，海外户用储能新增装机容量1900MWh，其中欧洲新增810MWh，美国新增700MWh，累计装机容量逾4.2GWh，以未来五年来看，欧洲、美国仍是户用储能增长的领导地区。2020年受疫情影响储能的年新增装机量的增速较低，但光伏储能自发自用的商业模式已经清晰，对居民用电的经济性显著，中期来看能保持高增长，户用光伏的渗透率和和光伏储能的配套率将同步快速提升，**预计到2025年全球户用储能新增装机容量达93.4GWh，2020-2025年CAGR达110%。**

图：2021-2025年全球家用光伏装机测算



图：2021-2025年全球家用储能系统装机测算



工商业储能市场规模测算：光伏储能配套实现电力自发自用

- 对于商业和大工业用户，亦可通过光伏+储能配套的模式实现电力自发自用。由于用电高峰与光伏发电高峰时间较为一致，因此工商业分布式光伏自发自用比例较高，储能系统容量与光伏功率多为1:1进行配置。
- 截至2020年，全球分布式工商光伏装机量达到134.6GW，但配套的储能容量仅为11.0GWh，渗透率8.2%；根据BNEF的统计，2020年4小时储能系统平均成本降至332美元/kWh，而1小时储能系统平均成本为364美元/kWh，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将继续推动储能系统价格下降，推动工商业光储配套的渗透率提高。
- 测算得2025年与光伏配套的工商业储能新增装机容量达33.2GWh，2020-2025CAGR达75%。

表：2025全球工商业光伏装机量测算

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|--------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 年新增/GW | 16.3 | 22.3 | 17.4 | 19.1 | 22.9 | 28.6 | 38.7 | 56.1 | 84.1 |
| YOY | | 37% | -22% | 10% | 20% | 25% | 35% | 45% | 50% |
| 累计/GW | 75.8 | 98.2 | 115.5 | 134.6 | 157.5 | 186.2 | 224.8 | 280.9 | 365.0 |

表：2025全球光伏配套的工商业储能装机容量测算

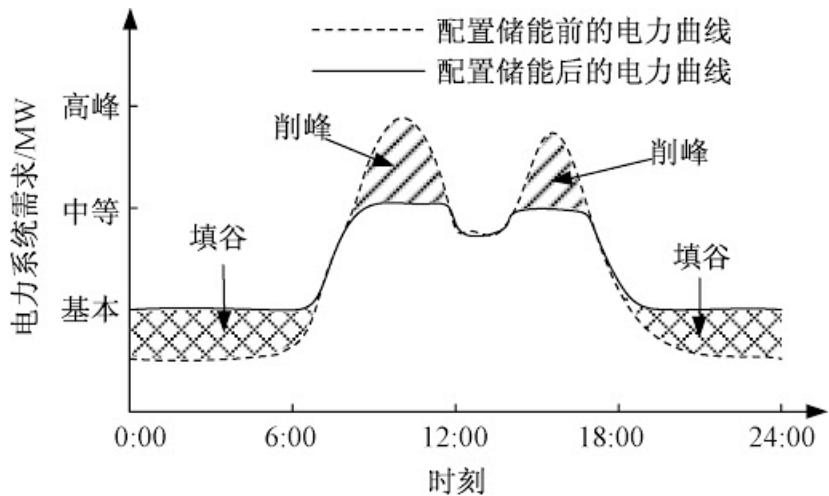
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|--------------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 储能在存量光伏里的替换率 | | | | | 2% | 4% | 6% | 8% | 10% |
| 储能在新增光伏中的渗透率 | 5.3% | 7.1% | 7.8% | 8.2% | 12.0% | 14.0% | 16.0% | 18.0% | 20.0% |
| 年新增/GWh | 2.0 | 3.0 | 2.0 | 2.0 | 4.8 | 8.9 | 14.3 | 21.8 | 33.2 |
| YOY | | 50% | -33% | 0% | 138% | 86% | 61% | 53% | 52% |
| 累计/GWh | 4.0 | 7.0 | 9.0 | 11.0 | 15.8 | 24.6 | 38.9 | 60.7 | 94.0 |

数据来源：BNEF，US DOE，IEA，天风证券研究所

工商业储能市场规模测算：没有光伏则依托储能降低容量电价

- ❑ 对于商业楼宇、医院、学校等不适用于安装大规模光伏自发电的场景，则通过安装储能系统达到削峰填谷、降低容量电价的目的。
- ❑ 削峰填谷的商业模式与住宅侧类似，其经济性主要取决于峰谷价差的大小。
- ❑ 降低容量电价：部分地区对于大工业用电、工商业用电采取两部制电价，除了根据用电量缴纳电度电费（电度电价）之外，还需要缴纳基本电费（容量电价）。其中，电度电价单位为元/kWh，其计价规则和家用电价类似，此部分的费用取决于用户总共的用电量；而容量电价单位为元/kW·月，此部分的费用则取决于业主最大用电需求功率或最大变压器功率。配置后，在用电低谷时提前储存电量，即可减小企业在高峰时的最大需量功率，进而减少容量电价的支出。
- ❑ 测算得2025年与单独运营、非光伏配套的工商业储能新增装机容量达21.4GWh，2020-2025CAGR达40%。

图：降低容量电价模式示意图



表：2025全球非光伏配套的工商业储能装机容量测算

| | 2019 | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|---------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 年新增/GWh | 2.0 | 4.0 | 5.2 | 7.0 | 9.8 | 14.3 | 21.4 |
| YOY | 100% | 100% | 30% | 35% | 40% | 45% | 50% |
| 累计/GWh | 5.0 | 9.0 | 14.2 | 21.2 | 31.0 | 45.3 | 66.7 |

工商业储能商业模式二：降低容量电价的经济性测算—投资回收期约六年

- 测算模型：由于容量电价和用户一天内用电的最大功率相关，对一用电需求最大功率为10MW的工厂，为其配套2MW/2MWh的储能设备，在用电最高峰时从储能中调取其功率，即可降低工厂从电网中获得的最大功率，从而实现降低容量电价的目的。左表展示了目前国内大部分地区容量电价，设该工厂的容量电价为35元/kW·月。根据BNEF提供的统计数据，2020年电站级储能设备的平均价格为300美元/kWh。
- 通过测算得出对于该工厂配套储能设备后，每年可节省容量电费开支67.8万元，投资回收期为5.8年。

表：部分地区容量电价

| 省份 | 容量电价（元/kW·月） |
|-----|--------------|
| 北京 | 48.0 |
| 天津 | 25.5 |
| 山西 | 36.0 |
| 山东 | 38.0 |
| 蒙西 | 28.0 |
| 辽宁 | 33.0 |
| 吉林 | 33.0 |
| 黑龙江 | 33.0 |
| 蒙东 | 33.0 |
| 上海 | 34.0 |
| 江苏 | 40.0 |
| 浙江 | 40.0 |

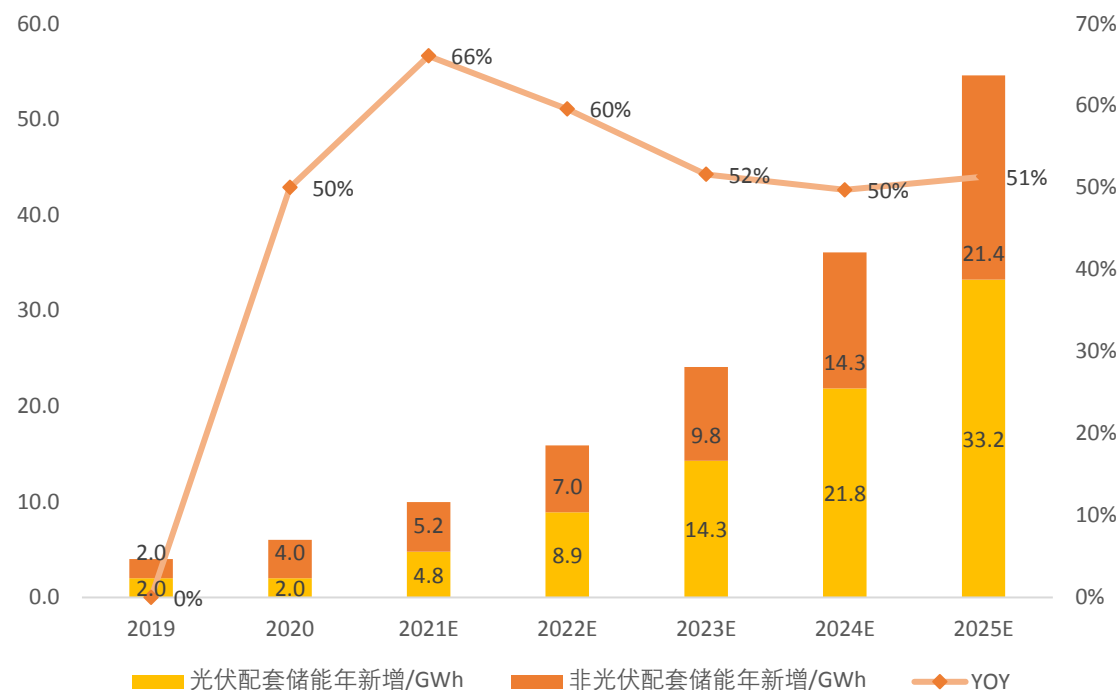
表：降低容量电价的经济性测算方式

| | |
|-------------------|-----------|
| 工厂用电需求最大功率 | 10MW |
| 容量电价 | 35元/KW·月 |
| 配套最大需求功率20%的储能 | 2MW |
| 工商业储能设备的单价 | 1950元/kWh |
| 储能设备的总价 | 3900000元 |
| 储能实际出力为铭牌功率的 | 90% |
| 实际需要支付的容量电价部分 | 8.2MW |
| 配套前每月容量电价 | 350000元 |
| 配套后每月容量电价 | 287000元 |
| 每月节省容量电价 | 63000元 |
| 每年节省容量电费 | 756000元 |
| 储能设备每年运维费用为总价的2% | 78000元 |
| 每年实际收益（节省电费-运维开支） | 678000元 |
| 投资回收期 | 5.8年 |

工商业储能市场规模测算：2025年全球工商业储能新增装机容量达55GWh

- 对于工商业用户而言，可基于各自所处地理位置、经营时间、用电量分布和峰谷电价的不同，选择光伏储能配套、单独运营储能两种模式之一来实现降低用电成本的目标。
- 基于上述两种储能系统在工商业中的应用模式以及工商业光伏装机量的预测，可测算得**2025年工商业储能新增装机容量达54.6GWh，2020-2025CAGR达56%**。

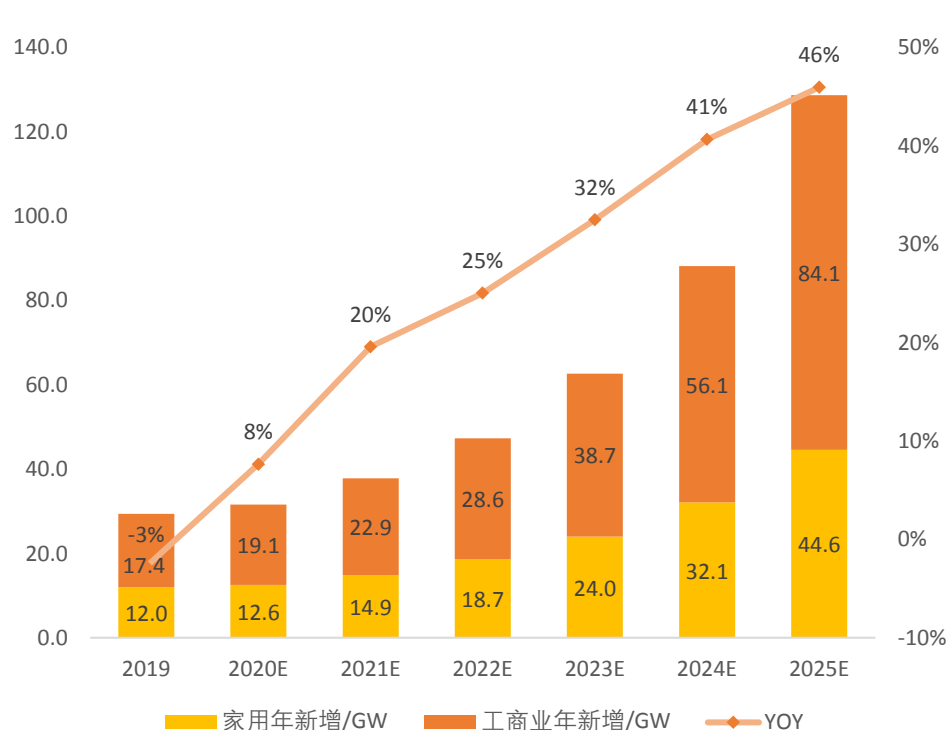
图：2020-2025年全球工商业储能装机量测算



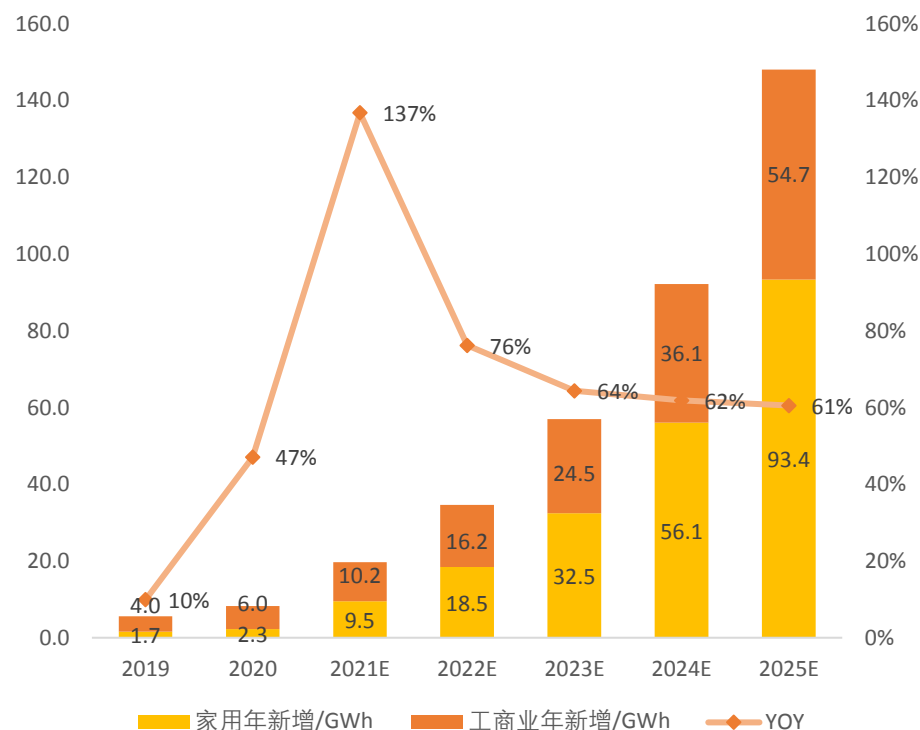
用电侧储能市场规模测算：2025年全球用电侧储能新增装机容量达148GWh

- 基于光伏发电功率日间波动大、电价上涨、储能设备价格下探等因素，光伏与储能的配套模式将在用电侧持续渗透；
- 对于不适用安装光伏的大型工商业用户，单独运营储能系统亦能实现降低用电成本的目标；
- 将居民侧和工商业侧的光伏装机合并，**可得2025年全球分布式光伏新增装机量达129GW**；将两部分的储能装机加总即可测算得**2025年用电侧储能新增装机容量达148GWh，2020-2025CAGR达78%**。

图：2020-2025年全球分布式光伏装机量预测



图：2020-2025年全球用电侧储能装机量测算



3

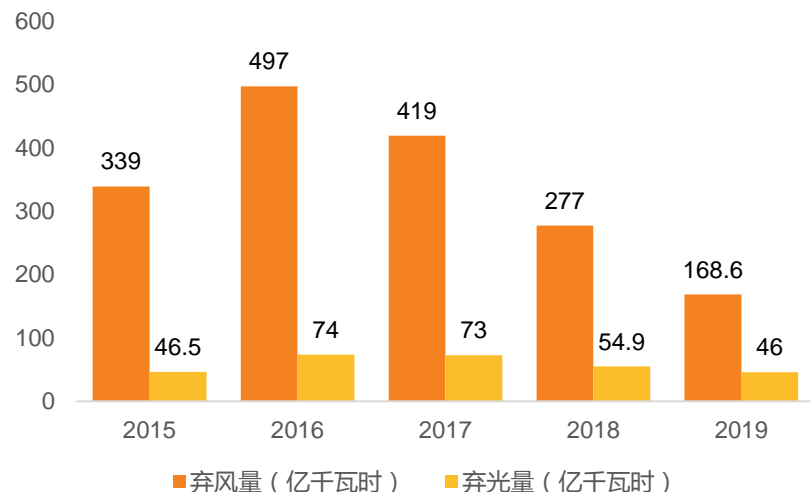
发电侧：短期政策驱动国内高增， 中期成本推动全球增长

目的：解决弃风弃光问题，增加电站收益

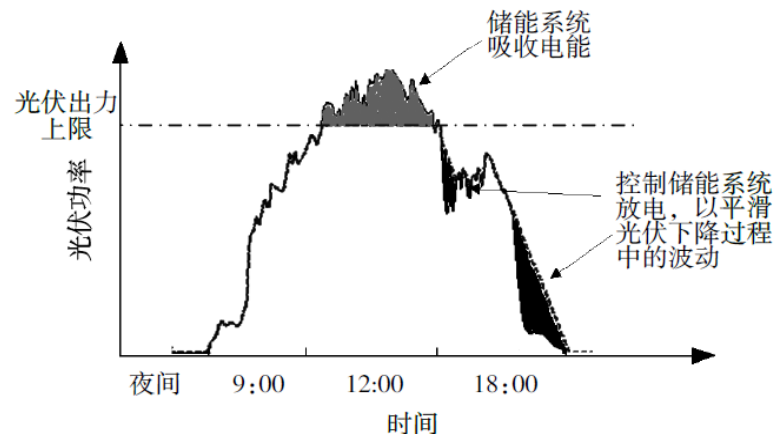
□ 可再生能源发电侧储能系统商业模式主要为通过解决弃风和弃光问题，实现**电站收益增加**。通过配置一定规模的储能系统，可以在电网输送通道受限以及光伏/风电满负荷工作的情况下，将发电电力储存在储能系统中，再通过储能反送至电网。可再生能源和储能系统联合工作可增强系统出力稳定性，从而实现减少光伏/风力电站弃风及弃光，增加电站收益。

□ 2019年我国弃风弃光量合计214.6亿千瓦时，弃风、弃光率分别为4%、2%。以度电售价0.4元/千瓦时计，对应市场可达86亿元。未来随可再生能源占比提升，发电端波动性增强，弃风、弃光量预计还有提升空间。

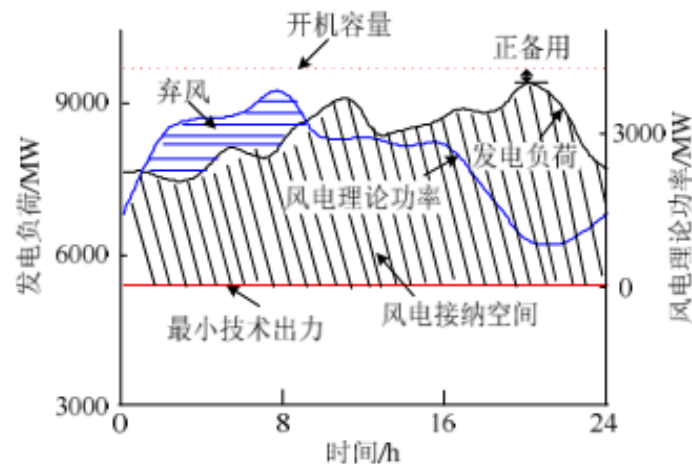
图：我国弃风、弃光电量（亿千瓦时）



图：光伏发电端储能工作原理



图：风电发电端储能工作原理



政策支持：以度电补贴&优先批准项目为主

- **发电侧储能的政策支持以度电补贴和优先批准新能源发电项目为主。**综合来看，目前我国发电侧储能的政策还集中在各地方的政策出台，主要以度电补贴和优先批准新能源发电项目为主。度电补贴以储能电量为基，分别给予0.3-1元/千瓦时的补贴不等。优先支持政策则在对新能源发电项目进行批准时，优先考虑带有储能系统的新能源发电项目。
- **发电侧储能的政策支持时间多在2020年一季度后。**从时间上来看，政策多下发在2020年一季度后，因发电侧电站及储能系统的招标、建设周期合计需要约6个月-1年时间，预计政策影响将集中在2021年得到释放。

表：各省市相关发电侧储能政策

| 政策分类 | 省份/城市 | 政策内容 | 发布时间 |
|--------|-------|---|------------|
| 补贴政策 | 西安市 | 光储系统按实际充电量给予投资人1元/千瓦时补贴，年度补贴不超过50万元 | 2020/12/25 |
| | 新疆 | 明确对根据电力调度机构指令进入充电状态的火电、风电、光伏等电储能设施所充电的电量进行补偿，补偿标准为0.55元/千瓦时 | 2020/5/26 |
| | 苏州市 | 按发电量（放电量）补贴3年，每千瓦时补贴业主单位0.3元。 | 2019/3/24 |
| 优先支持政策 | 辽宁省 | 优先考虑附带储能设施、有利于调峰的风电项目 | 2020/5/14 |
| | 河南省 | 优先支持已列入以前年度开发方案的存量风电项目自愿转为平价项目，优先支持配置储能的新增平价项目。 | 2020/4/7 |
| | 内蒙古 | 涉及储能的光伏项目将优先参与2020年竞价；支持以自发自用为主的工商业分布式电站，优先支持光伏+储能项目建设。 | 2020/2/27 |
| | 河北省 | 支持风电、光伏发电项目按10%左右比例配套建设储能设施。 | 2020/9/25 |
| | 山西省 | 建议新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项目，配备15-20%的储能，落实消纳协议。 | 2020/9/16 |
| | 内蒙古 | 如果普通光伏电站配置储能系统，应保证储能系统时长1小时及以上、配置容量达到项目建设规模5%及以上；2020年拟定1.4GW光伏电站支持配套储能容量不低于5%。 | 2020/3/27 |
| | 江苏省 | 鼓励新能源发电企业配置一定比例的电源侧储能设施，支持储能项目参与电力辅助服务市场，推动储能系统与新能源协调运行。 | 2020/2/18 |
| | 山东省 | 根据申报项目承诺，储能配置规模按项目装机规模20%考虑，储能时间2小时，可以与项目本体分期同步建设。 | 2020/6/5 |
| | 湖北省 | 风电场项目申报需填写“风电场与储能相结合”的承诺，风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的10%，且必须与风电项目同时建成投产，以满足储能要求 | 2020/6/8 |
| | 贵州 | 在送出消纳受限区域，计划项目需配备10%的储能设施。 | 2020/11/19 |

经济性测算：政策补贴可大幅提高发电侧储能经济性

- **中国补贴政策可大幅提高发电侧储能经济性。**假设储能可以100%实现利用，每年工作280天。以总投资额150万元/MWh分别对无政策补贴、度电补贴0.5元、度电补贴1元三种情景的国内发电端储能进行经济性测算。在无政策补贴时，锂电储能投资回收期为24年，一般锂电寿命为13-20年，故无补贴情况下经济性差；对储能电量进行度电补贴分别为0.5元、1元时，投资回收期将下降至10.7年和6.9年，表现出明显的经济性提升。度电补贴为1元时，发电侧储能表现出较高的经济性。
- **海外在无政策补贴背景下，发电侧储能经济性差。**从测算可见，欧洲、美国、日本的投资回收期均在20年以上，且海外几乎无对应补贴政策，发电侧储能经济性较差。

表：中国发电侧锂电储能经济性测算

| | 无补贴情境 | 度电补贴0.5元 | 度电补贴1元 |
|-----------------|--------|----------|--------|
| 储能投资（万元）/MWh | 150.00 | 150.00 | 150.00 |
| 系统能量效率 | 0.88 | 0.88 | 0.88 |
| 放电深度 | 0.90 | 0.90 | 0.90 |
| 每次循环的等效容量保持率 | 0.70 | 0.70 | 0.70 |
| 全年满负荷时可售电量（MWh） | 155.23 | 155.23 | 155.23 |
| 价格（元/kWh） | 0.40 | 0.90 | 1.40 |
| 收入（万元/年）/MWh | 6.21 | 13.97 | 21.73 |
| 投资回收期（年）/MWh | 24.16 | 10.74 | 6.90 |

表：海外发电侧锂电储能经济性测算

| | 欧洲&美国 | 日本 | 澳大利亚 |
|-----------------|--------|--------|--------|
| 储能投资（万元）/MWh | 150.00 | 150.00 | 150.00 |
| 系统能量效率 | 0.88 | 0.88 | 0.88 |
| 放电深度 | 0.90 | 0.90 | 0.90 |
| 每次循环的等效容量保持率 | 0.70 | 0.70 | 0.70 |
| 全年满负荷时可售电量（MWh） | 155.23 | 155.23 | 155.23 |
| 价格（元/kWh） | 0.42 | 0.36 | 0.48 |
| 收入（万元/年）/MWh | 6.52 | 5.59 | 7.45 |
| 投资回收期（年）/MWh | 23.01 | 26.84 | 20.13 |

经济性测算：锂电储能成本及价格下行可显著提高储能系统经济性

□ 随锂电储能价格下行，储能系统经济性将得到大幅提升。2020-2025年间，预计随锂电储能价格下行，给予年均15%的锂电储能投资降幅假设，则2020至2025年储能系统投资额可自150万元/MWh下降至67万元/MWh，在无补贴情境下，中国、欧美、日本、澳大利亚的投资回收期均可下降至10年左右，具备一定经济性，届时投资额降低所导致的经济性提升有望推动储能系统的装配比例快速增长。

表：随储能投资额下降，发电侧锂电储能经济性测算

| | 2020 | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 储能投资（万元/MWh） | 150.00 | 127.50 | 108.38 | 92.12 | 78.30 | 66.56 |
| YOY | | -15% | -15% | -15% | -15% | -15% |
| 全年满负荷时电量（MWh）/MWh | 155.23 | 155.23 | 155.23 | 155.23 | 155.23 | 155.23 |
| 投资回收期（年） | | | | | | |
| 中国：度电补贴0.5元 | 10.7 | 9.1 | 7.8 | 6.6 | 5.6 | 4.8 |
| 中国：度电补贴0.3元 | 13.8 | 11.7 | 10.0 | 8.5 | 7.2 | 6.1 |
| 中国：无度电补贴 | 24.2 | 20.5 | 17.5 | 14.8 | 12.6 | 10.7 |
| 欧洲&美国：无度电补贴 | 23.0 | 19.6 | 16.6 | 14.1 | 12.0 | 10.2 |
| 日本：无度电补贴 | 26.8 | 22.8 | 19.4 | 16.5 | 14.0 | 11.9 |
| 澳大利亚：无度电补贴 | 20.1 | 17.1 | 14.5 | 12.4 | 10.5 | 8.9 |

中期中国市场预测：部分核心假设

- 分地域进行功率配比预测。**因我国不同地区自然资源及弃光/弃风率环境不同，所需的储能功率配比不同。又因弃风、弃光率造成的储能系统经济性不同，对应储能装配比率也会有所差异，故测算时我们对不同地区进行划分，分别预测功率配比和装撒比例。**划分标准为区域1：一类资源区+弃风弃光率>5%；区域2：二类资源区1%<弃风弃光率<5%；区域3：弃风弃光率<1%；区域4：弃风弃光率=0%。**根据弃风弃光率数值，分别给予区域1-4 20%、15%、10%、5%的功率配比。
- 分地域进行装配比例预测，受政策刺激，平均装配比例将在2021年迎来大幅增长。**因补贴政策可大幅提高储能系统的经济性，而国内对于发电端储能的激励政策大部分在2020年下半年出台，光伏及风电项目从招投标到装机时间周期约在6个月至1年，**预计政策带来的利好将在2021年得到爆发，造成平均装配比例自1.4%上升至12.6%；**后续随补贴政策推广叠加投资成本下行叠加，装配比例持续快速增长。
- 发电侧存量装机对应储能市场：2025年受经济性提升影响，装配比例将快速增长。**由此前预测，投资额每年下降15%时，至2025年无补贴情况下储能系统也将具备经济性，有望带动发电侧存量装机对应储能的装配比例自4%快速提升至7%。

表：光伏风电分区功率配比

| 光伏/风电分区 | 光伏新增装机容量占比 | 风电光伏新增装机容量占比 | 功率配比 |
|---------|------------|--------------|------|
| 区域1 | 15% | 20% | 20% |
| 区域2 | 35% | 25% | 15% |
| 区域3 | 35% | 18% | 10% |
| 区域4 | 15% | 37% | 5% |

表：光伏风电分区装配比例

| | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 光伏/风电区域1 | 3% | 20% | 25% | 35% | 45% | 60% |
| 光伏/风电区域2 | 2% | 15% | 25% | 30% | 40% | 55% |
| 光伏/风电区域3 | 1% | 10% | 15% | 20% | 30% | 45% |
| 光伏/风电区域4 | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| 光伏加权装配比例 | 2% | 12% | 18% | 23% | 31% | 44% |
| 风电加权装配比例 | 1% | 10% | 14% | 18% | 24% | 34% |
| 存量装机储能装配比例 | 0.5% | 1% | 2% | 3% | 4% | 7% |

中期中国市场预测：政策激励+锂电价格下行，发电端储能市场有望快速增长

受政策激励叠加锂电价格下行影响，预计中国发电端储能市场将快速增长。预计至2025年，中国发电侧储能市场可从2020年的0.34GWh增长至25.03GWh，CAGR达136%。

表：中国发电侧储能市场中期预测

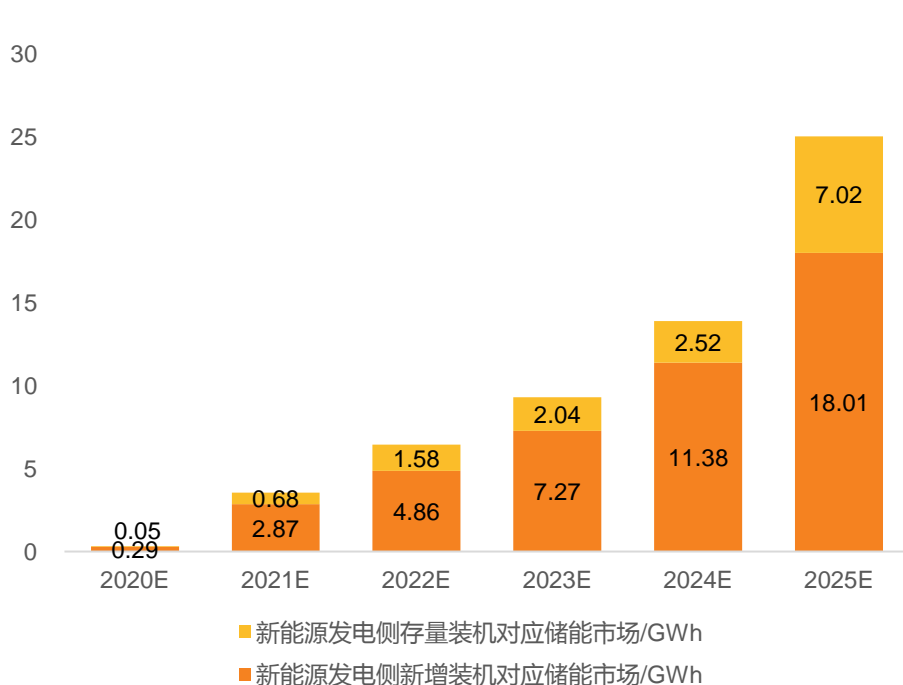
| | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 新能源发电侧新增装机对应储能系统 | | | | | | |
| 集中式光伏新增装机量/GW | 33 | 47 | 56 | 68 | 81 | 97 |
| 光伏装配比例 | 1.5% | 11.8% | 17.8% | 22.8% | 31.3% | 44.0% |
| 光伏功率配比 | 12.5% | 12.5% | 12.5% | 12.5% | 12.5% | 12.5% |
| 集中式风电新增装机量/GW | 32 | 40 | 44 | 48 | 53 | 55 |
| 风电装配比例 | 1.3% | 9.6% | 14.0% | 18.1% | 24.4% | 33.9% |
| 风电功率配比 | 11.4% | 11.4% | 11.4% | 11.4% | 11.4% | 11.4% |
| 充电时长/h | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 新能源发电侧新增装机对应储能市场/GWh | 0.29 | 2.87 | 4.86 | 7.27 | 11.38 | 18.01 |
| 新能源发电侧存量装机对应储能系统 | | | | | | |
| 未配储能系统的集中式光伏装机容量/GW | 174 | 216 | 262 | 314 | 370 | 425 |
| 未配储能系统的集中式风电装机容量/GW | 239 | 276 | 314 | 353 | 393 | 429 |
| 未配储能系统的装机容量总计/GW | 414 | 491 | 576 | 667 | 763 | 854 |
| 存量市场储能系统装配比例 | 0.5% | 1.0% | 2.0% | 3.0% | 4.0% | 7.0% |
| 功率配比 | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% | 12% |
| 充电时长/h | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 新能源发电侧存量装机对应储能装机/GWh | 0.50 | 1.18 | 2.76 | 4.80 | 7.33 | 14.35 |
| 新能源发电侧存量装机对应新增储能装机/GWh | 0.05 | 0.68 | 1.58 | 2.04 | 2.52 | 7.02 |
| 储能系统市场总计 | | | | | | |
| 存量及增量装机对应储能市场合计/GWh | 0.34 | 3.55 | 6.44 | 9.31 | 13.90 | 25.03 |
| 年底新能源发电侧储能装机量/GWh | 0.78 | 4.33 | 10.78 | 20.09 | 33.99 | 59.02 |
| 储能系统功率/新能源总装机功率 | 0.09% | 0.43% | 0.91% | 1.45% | 2.12% | 3.22% |

中期中国市场预测：政策激励+锂电价格下行，发电端储能市场快速增长

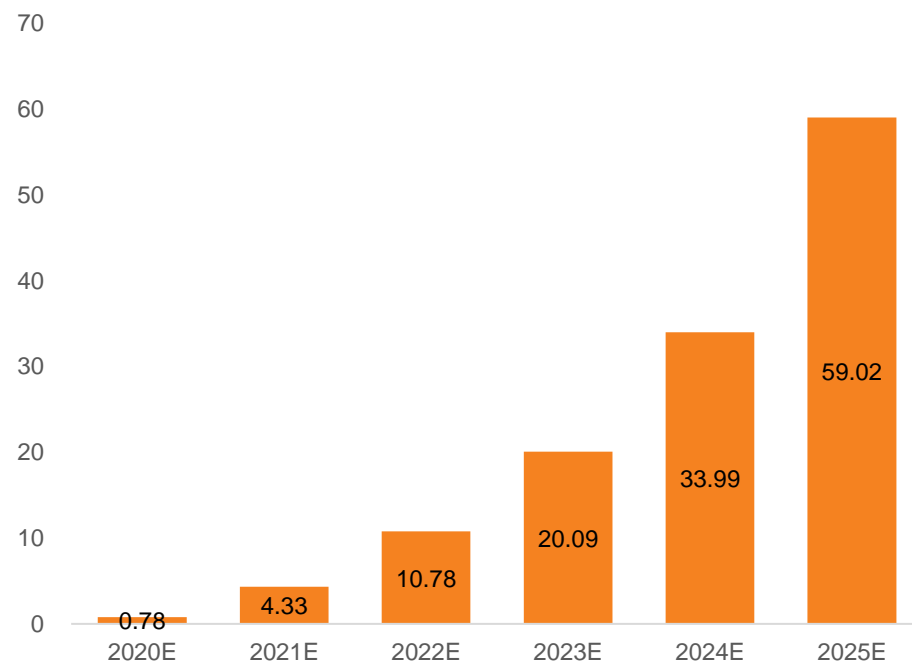
□ 至2025年中国发电侧储能装机总量可达59GWh，新增装机将贡献大部分储能市场。我们预测发电侧总储能市场中，受补贴和支持政策，叠加锂电价格下行，新增装机对应的储能市场将由0.29GWh增长至18.01GWh，2025年新增装机对应市场占全部储能市场比例达72%。至2025年底，发电侧总储能装机量可达59GWh，CAGR为137%，总储能功率占新能源总装机功率的份额为3.2%。

□ 新能源存量装机对应储能市场预计将在2025年开始爆发。预计受锂电价格下行影响，预计2025年储能系统在无补贴情境下也将具备经济性，因此我们预计存量装机对应的发电侧储能市场将在2025年开始爆发，对应市场将由2024年的2.52GWh增长2.8倍至7.02GWh。

图：2021-2025年中国发电侧储能市场测算



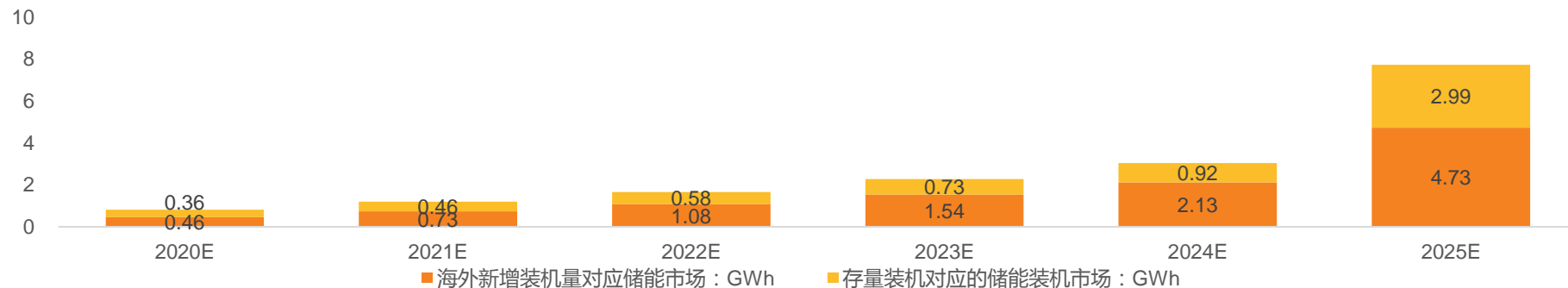
图：2021-2025年中国发电侧总储能装机量测算/GWh



中期海外市场预测：市场将在2025年因储能价格下行而快速增长

□ 受锂电价格下行影响，全球发电侧储能市场将在2025年快速增长。预计至2025年，全球发电侧储能市场可从2020年的0.82GWh增长至7.72GWh。储能市场增速将在2025年因锂电价格下行、储能经济性提高而大幅增长，假设2025年增量市场装配比例提升3个百分点至6.5%，存量市场装配比例自1%提升至1.5%，则海外总储能市场将自2024年的3.05GWh提升2.5倍至7.72GWh。

图：海外发电侧储能市场中期预测



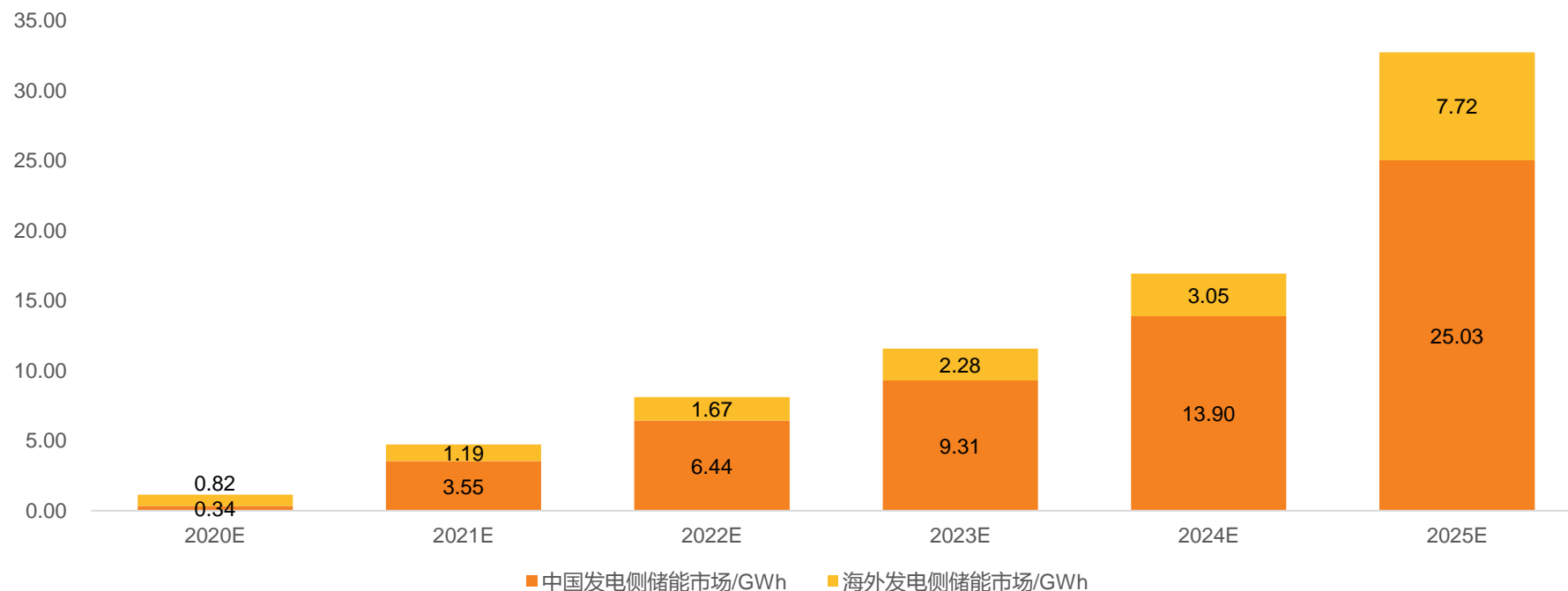
表：海外发电侧储能市场中期预测

| | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| 功率配比 | 12.5% | 12.5% | 12.5% | 12.5% | 12.5% | 12.5% |
| 充电时长：h | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 海外新增光伏集中式装机量：GW | 92.0 | 119.0 | 142.8 | 171.4 | 205.6 | 246.8 |
| 海外新增风电集中式装机量：GW | 30.4 | 27.9 | 30.7 | 34.2 | 37.4 | 44.4 |
| 装配比例 | 1.5% | 2.0% | 2.5% | 3.0% | 3.5% | 6.5% |
| 海外新增装机量对应储能市场：GWh | 0.46 | 0.73 | 1.08 | 1.54 | 2.13 | 4.73 |
| 海外存量光伏集中式装机量：GW | 364.0 | 480.6 | 619.8 | 786.0 | 984.5 | 1215.2 |
| 海外存量风电集中式装机量：GW | 466.5 | 493.9 | 523.8 | 556.9 | 593.0 | 634.6 |
| 装配比例 | 0.60% | 0.70% | 0.80% | 0.90% | 1.00% | 1.50% |
| 年底存量装机对应的储能装机总量：GWh | 1.25 | 1.71 | 2.29 | 3.02 | 3.94 | 6.94 |
| 存量装机对应的储能新增装机：GWh | 0.36 | 0.46 | 0.58 | 0.73 | 0.92 | 2.99 |
| 海外增量+存量装机对应的储能装机市场：GWh | 0.82 | 1.19 | 1.67 | 2.28 | 3.05 | 7.72 |
| 年底海外发电侧对应的储能装机容量：GWh | 1.70 | 2.90 | 4.11 | 6.84 | 9.89 | 17.61 |
| 年底海外发电侧对应的储能装机功率与总装机功率比例 | 0.10% | 0.15% | 0.18% | 0.25% | 0.31% | 0.47% |

中期全球市场预测：预计至2025年增长28倍，中国将占据76%发电侧市场

- **预计到2025年，全球发电侧储能市场将达33GWh，年均复合增速95%。**我们预计到2025年，全球发电侧储能市场将达到33GWh，较2020年增长28倍。
- **受政策刺激，未来全球发电侧储能市场将主要由中国占据。**受国内发电端储能政策刺激影响，2020-2025年间中国发电侧储能增速快于全球，未来将占据全球储能发电侧市场的大部分份额，**至2025年，中国发电侧储能市场占全球比例为76%。**

图：全球发电侧储能市场中期预测



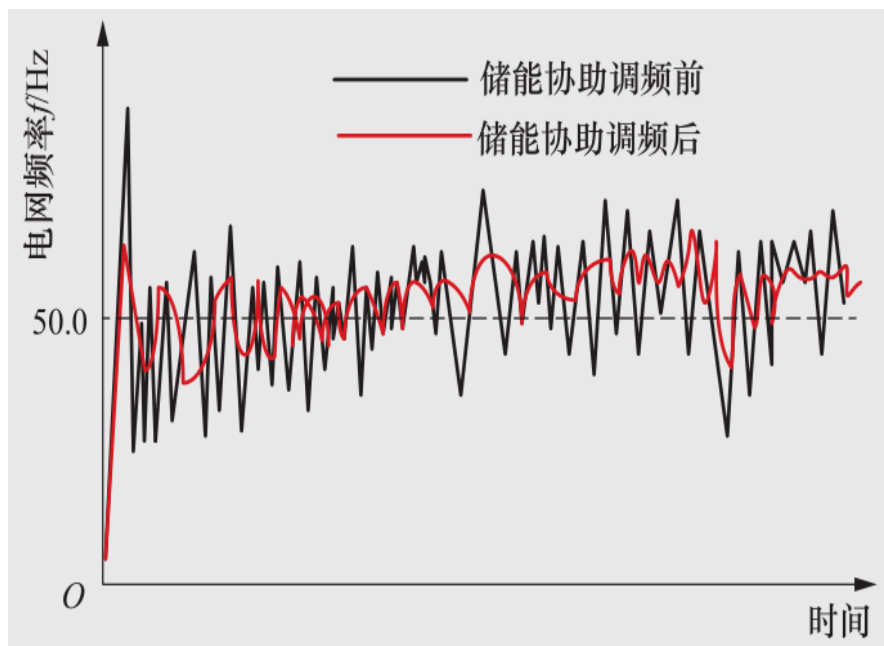
4

电网侧：调频已具竞争力，调峰仍待降成本

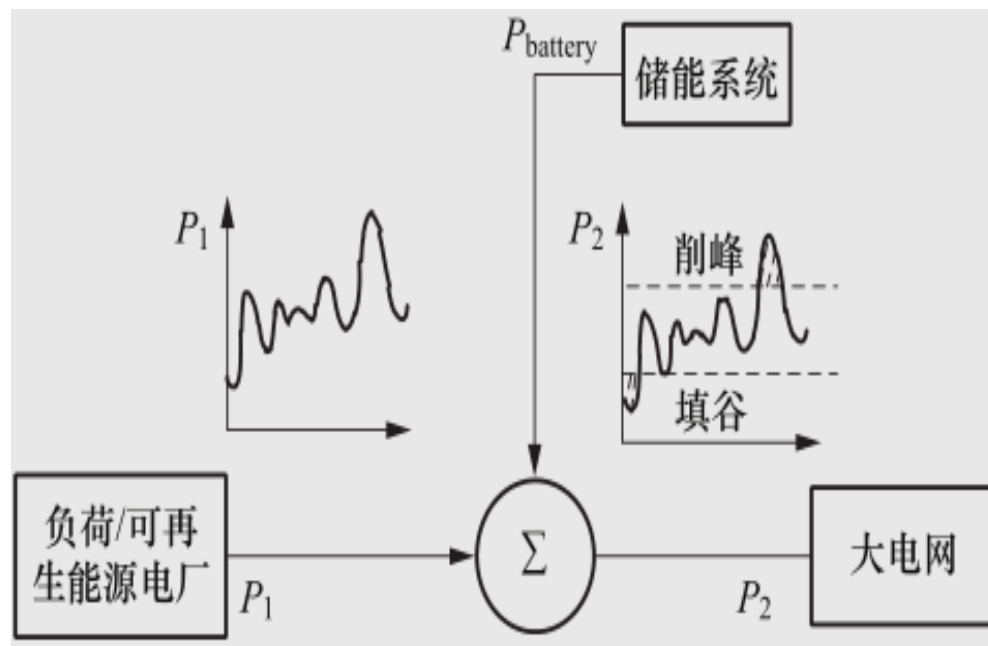
应用：电力辅助服务，调频调峰备用

- ❑ 锂电池储能在电网侧的主要应用领域是电力辅助服务市场，该市场的主要需求为调频（AGC）、调峰与备用容量。
- ❑ 调频（AGC）的作用是将发电设备向用户供电的频率调整到一定范围内（ $50 \pm 0.2\text{Hz}$ ），以维持电网稳定运行，避免损害各类电器。
- ❑ 调峰的作用主要是在用电负荷较高时快速提供发电能力以“削峰”，而在负荷较低时降低发电功率或者作为用电设备减小供需差值以“填谷”，从而提高电网供电的充裕性，增强电网运行稳定性。
- ❑ 备用容量分为负荷备用（旋转备用）和事故备用，事故备用容量可在电力系统发生事故时保障供电的安全稳定，负荷备用则可在冲击性负荷超过发电设备最大供电能力时提供应急增量。备用容量使用频次较低，往往与调峰、调频等功能共用机组。

图：储能参与电网调频的应用效果



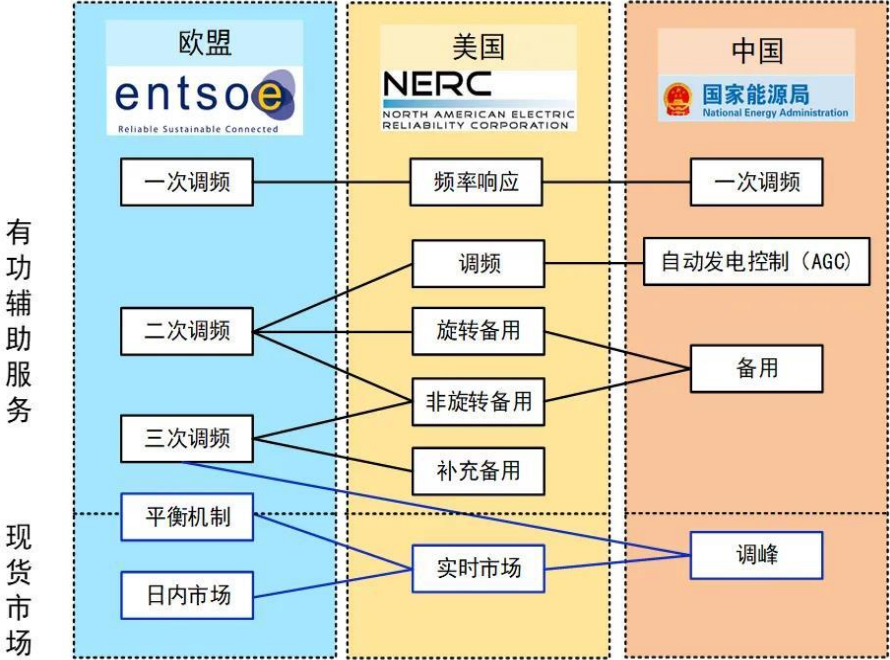
图：储能参与电网辅助调峰的应用图



政策：海外趋于成熟，国内已经起步

- 海外的电力辅助服务市场开展较早，种类更多，相对更加成熟。以美国PJM电力市场为例，自1997年成立以来该市场的规则不断完善，目前主营调频、备用、黑启动、无功电压控制、不平衡电量5大类辅助服务产品，其中调频与初级备用服务采用集中式市场化交易。
- 2017年以来，在国家能源局印发《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》后，中国各省市均已不同程度的开展了电力辅助服务市场，随着“电改”的进一步深化，未来电化学储能将会在更多地区参与电力辅助服务市场交易。

图：主要国家或地区电力辅助服务市场分类对比



表：电储能参与电力辅助服务市场的相关政策情况（“√”表示已有针对性政策）

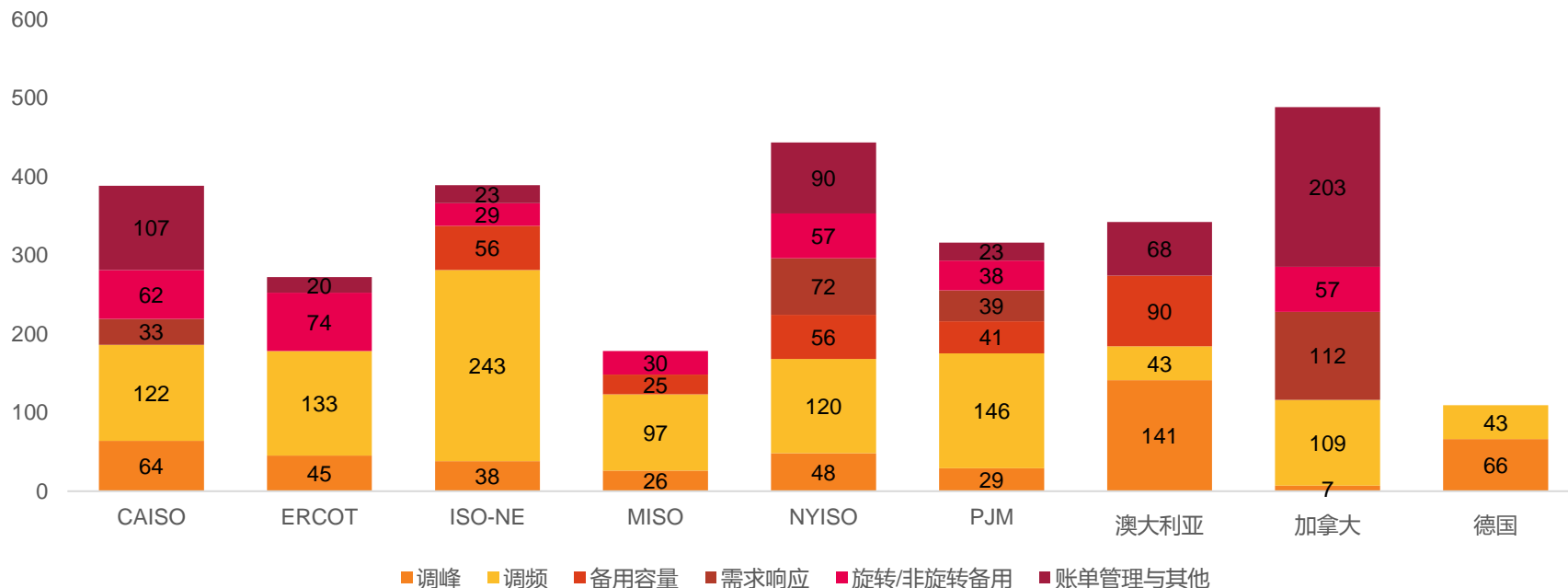
| | 调频政策 | 调峰政策 |
|------|------|------|
| 福建 | √ | √ |
| 青海 | | √ |
| 湖南 | | √ |
| 山东 | | √ |
| 广东 | √ | |
| 东北 | | √ |
| 安徽 | | √ |
| 江苏 | √ | √ |
| 江西 | | √ |
| 河北南网 | √ | |
| 湖北 | | √ |
| 山西 | | √ |
| 蒙西 | √ | |
| 浙江 | | √ |
| 甘肃 | | √ |
| 云南 | √ | |
| 四川 | √ | |

数据来源：中国电力，储能100人，天风证券研究所

商业模式：获得准入许可，得到服务收入

- 从主要国家现状来看，调频和调峰是储能电站的主要应用场景，而**锂电储能电站的主要商业模式则是为电网提供调峰、调频、备用容量等服务，以此获取市场化收入、补偿收入或提成**。这一模式的**核心问题在于市场准入与服务成本**。
- 虽然2016年起国内市场就确立了电化学储能**在辅助服务市场的主体地位**，但定价机制、补偿来源与监管办法仍需完善，而海外发达国家多数已允许电化学储能公平参与市场竞争，其中**美国2011年起即已出台相关法令允许储能进入辅助服务市场**。

图：调频和调峰是电池储能的主要应用场景（美元/kW/年）



经济性分析：调频比较里程成本，调峰对比度电成本

□ **综述：**通过对电力辅助服务市场需求的分析，我们认为调频和调峰是两个最主要的需求，因此我们针对这两大市场进行了成本测算。由于容量型与功率型的服务需求差异较大，其定价方式也不一样，因此我们对**容量型的调峰采取度电成本的计算方式，而对功率型的调频采取里程成本的计算方式。**

□ **调频：**根据论文数据及当前锂电池成本变化，对锂电储能及抽水蓄能里程成本计算如下：

表：锂电储能里程成本测算

| 项目 | 成本 |
|----------------------|-------------|
| 储能系统成本（万元/MW） | 150 |
| 功率转换成本（万元/MW） | 50 |
| 土建成本（万元/MW） | 9.75 |
| 运维成本（万元/MW） | 8.25 |
| 电站残值（万元/MW） | 15 |
| 其他成本（万元/MW） | 22.5 |
| 总投资（万元/MW） | 225.5 |
| 调频出力系数 | 0.8 |
| 系统能量效率 | 88% |
| 储能电站有效调频响应的持续时间（min） | 2.00 |
| 储能有效调频响应的间隔时间（min） | 2.00 |
| 系统寿命（年） | 5.00 |
| 电站年运行比例 | 90% |
| 全生命周期内的有效调频响应次数（次） | 591300.00 |
| 总调频里程（次） | 416275.20 |
| 里程成本（元/MW） | 5.42 |

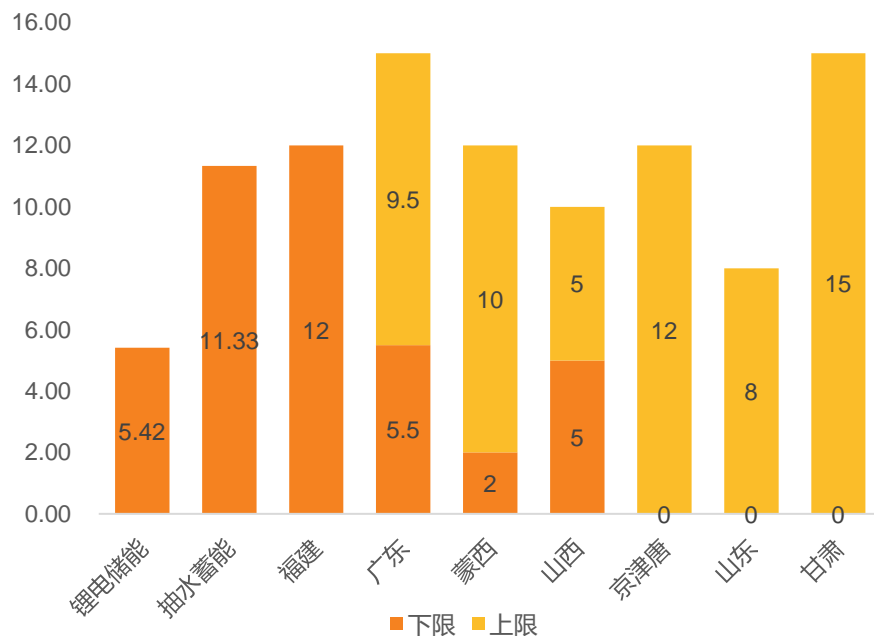
表：抽水蓄能里程成本测算

| 项目 | 成本 |
|----------------------|--------------|
| 储能系统成本（万元/MW） | 625 |
| 功率转换成本（万元/MW） | 50 |
| 运维成本（万元/MW） | 120 |
| 其他成本（万元/MW） | 20 |
| 总投资（万元/MW） | 815 |
| 调频出力系数 | 0.8 |
| 系统能量效率 | 76% |
| 储能电站有效调频响应的持续时间（min） | 5.00 |
| 储能有效调频响应的间隔时间（min） | 5.00 |
| 系统寿命（年） | 25.00 |
| 电站年运行比例 | 90% |
| 全生命周期内的有效调频响应次数（次） | 1182600.00 |
| 总调频里程（次） | 719020.80 |
| 里程成本（元/MW） | 11.33 |

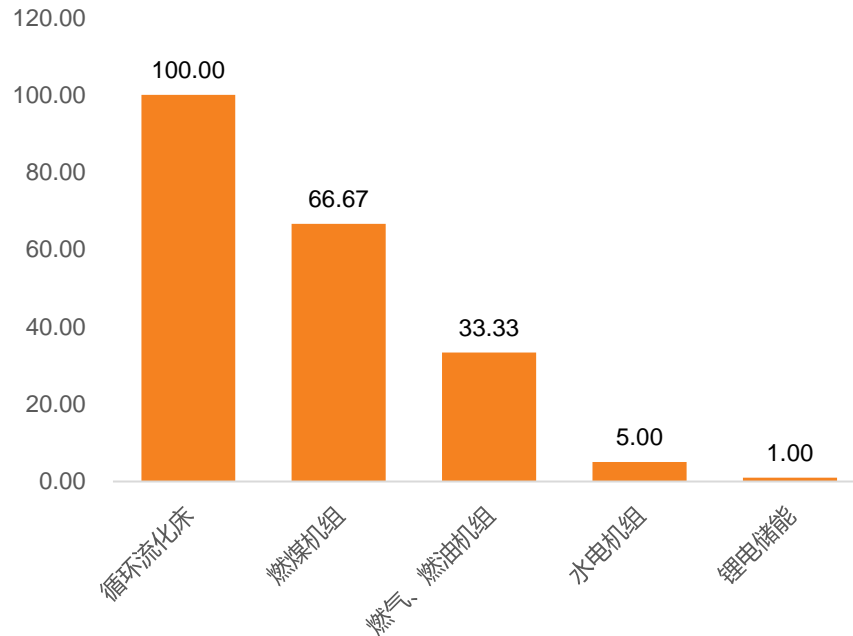
经济性分析：调频已具备经济性

□ **锂电调频已具备经济性**：经计算，**磷酸铁锂储能电站**的里程成本已可降至6元/MW以内，**具备平等参与电力市场服务交易的竞争力**，且由于磷酸铁锂储能的调节速度快、调节质量高、配置灵活性强，**在收益性方面更具有优势**（AGC补偿费用=调节深度*调节性能*单位里程调频价格），**将是未来新建独立或联合调频储能电站的优先选择**。

图：锂电储能调频成本相较目前各地调频补偿价格具备竞争力（元/MW）



图：锂电储能调频至额定容量所需时间最短（min）



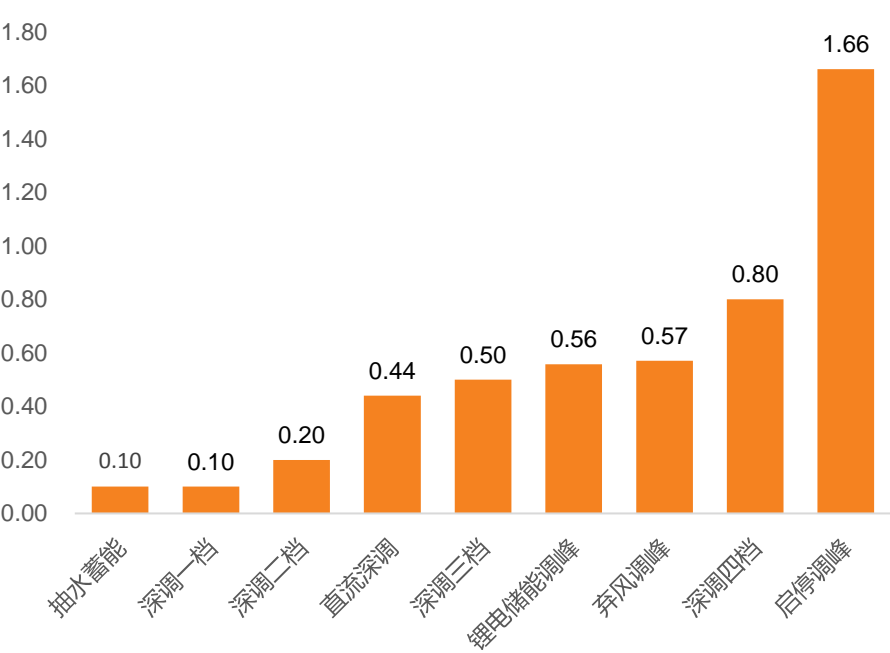
经济性分析：调峰竞争力相对较弱

□ 调峰：磷酸铁锂电池储能度电成本在0.5-0.6元/kWh，明显高于抽水蓄能的0.21-0.25元/kWh，因此目前**在无补贴条件下，锂电池储能调峰的竞争力相对较弱**，但**后续随着锂电池成本的不断降低**，循环寿命提升，电池容量增大，锂电储能度电成本将会持续降低，而抽水蓄能对选址的要求较高，容量有限，**锂电储能调峰有望获得更高的增长**。

表：锂电储能度电成本在0.5-0.6元

| 项目 | 成本 |
|----------------|--------|
| 储能系统成本（万元/MWh） | 150 |
| 功率转换成本（万元/MWh） | 10 |
| 土建成本（万元/MWh） | 9.75 |
| 运维成本（万元/MWh） | 8.25 |
| 电站残值（万元/MWh） | 15 |
| 其他成本（万元/MWh） | 22.5 |
| 总投资（万元/MWh） | 185.5 |
| 设计DOD下的循环寿命（次） | 6000 |
| 系统能量效率 | 88% |
| 放电深度 | 90% |
| 每次循环的等效容量保持率 | 70% |
| 总处理容量 | 3326.4 |
| 度电成本（元/kWh） | 0.56 |

图：锂电储能调峰成本相对较高（元/kWh）



数据来源：何颖源《储能的度电成本和里程成本分析》，天风证券研究所

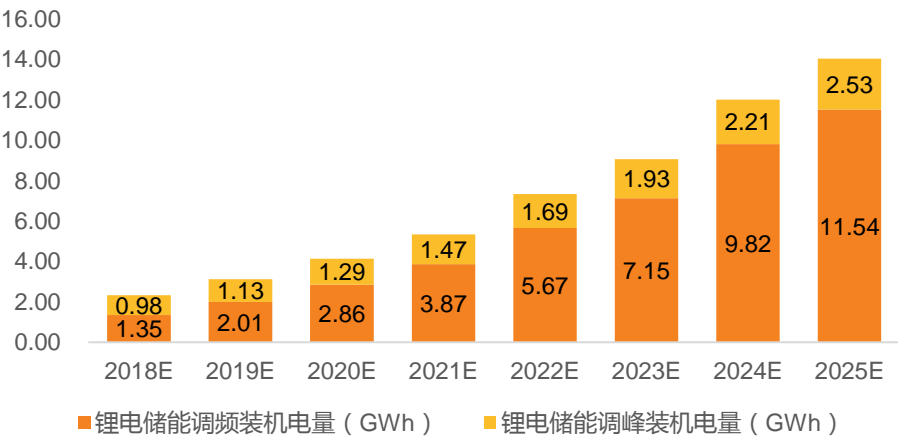
2025年空间测算：调频+调峰新增装机14GWh左右

- 调频：

据北极星储能网信息，调频需求在火力发电系统中的功率占比在2-3%，基于NREL的研究，当波动性发电占比达30%时，调频需求将翻倍。因此我们假设全球调频需求装机占比从2%逐步提升到2025年的3.2%，同时锂电储能调频的渗透率从4%逐步提升至2025年的40%，则**2025年锂电储能调频的新增装机量将达10GWh以上**。
- 调峰：

随锂电储能度电成本逐年降低，**预计2025年调峰新增装机电量可缓慢提升至2.53GWh**，在全球碳减排的背景下，当其经济性提高后有望快速获取火电调峰份额。

图：锂电储能新增装机电量将逐年提升



表：2025年锂电储能调频调峰装机测算

| | 2017A | 2018E | 2019E | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 全球累计装机 (GW) | 5283.40 | 5494.73 | 5714.52 | 5943.11 | 6180.83 | 6428.06 | 6685.18 | 6952.59 | 7230.70 |
| 调频需求占比 | 2% | 2.1% | 2.2% | 2.3% | 2.4% | 2.6% | 2.7% | 2.8% | 3.0% |
| 调频需求装机 (GW) | 105.67 | 115.39 | 126.01 | 137.60 | 150.26 | 164.08 | 179.18 | 195.66 | 213.66 |
| 锂电储能调频渗透率 | 4% | 6% | 9% | 12% | 16% | 21% | 27% | 33% | 40% |
| 锂电储能调频装机量 (GW) | 4.23 | 2.70 | 4.04 | 5.80 | 7.95 | 10.37 | 12.80 | 17.47 | 20.28 |
| 锂电储能调频装机电量 (GWh) | 2.11 | 1.35 | 2.01 | 2.86 | 3.87 | 5.67 | 7.15 | 9.82 | 11.54 |
| 锂电储能调峰需求占比 | 0.03% | 0.04% | 0.04% | 0.04% | 0.05% | 0.05% | 0.06% | 0.06% | 0.07% |
| 锂电储能调峰装机电量 (GWh) | 6.84 | 0.98 | 1.13 | 1.29 | 1.47 | 1.69 | 1.93 | 2.21 | 2.53 |
| 调峰调频装机电量合计 (GWh) | 8.95 | 2.33 | 3.13 | 4.14 | 5.35 | 7.35 | 9.07 | 12.03 | 14.06 |

数据来源：Bloomberg，邵忠卫《火电联合储能调频技术的研究与应用》，王恺文《计及非常规调峰的省级电网调峰形势评估》，天风证券研究所

2025年空间测算汇总：电力系统与5G基站合计新增装机209GWh左右

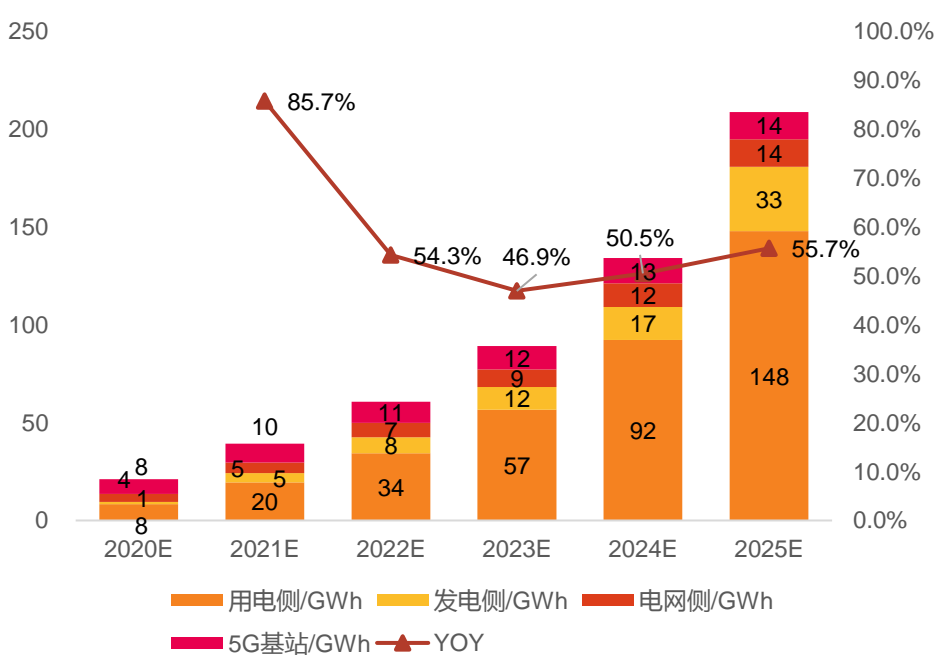
- 根据前述电力系统中三个场景的测算可得：**2025年全球电力系统新增锂电储能装机将达195GWh左右**，其中未来5年增长潜力最大的场景为用电侧，2025年新增装机有望达148GWh以上，其次为发电侧，在国内强力政策推动下，2025年新增装机有望达33GWh左右，而电网侧虽新增装机相对较小，2025年新增装机在14GWh左右，但由于调频调峰需求刚性，将长期占据一席之地。
- 除电力系统外，此前我们在《储能系列报告1：国内储能项目经济性探讨》已经对5G基站的装机容量进行了预测，**预计2025年5G基站对锂电储能的需求将达14GWh**。
- 综上，**我们预计2025年全球电力系统与5G基站的合计新增锂电储能装机将达209GWh**。

表：各场景下锂电储能装机预测汇总

| | 2020E | 2021E | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 用户侧/GWh | 8 | 20 | 34 | 57 | 92 | 148 |
| 发电侧/GWh | 1 | 5 | 8 | 12 | 17 | 33 |
| 电网侧/GWh | 4 | 5 | 7 | 9 | 12 | 14 |
| 5G基站/GWh | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 合计/GWh | 21 | 39 | 61 | 89 | 134 | 209 |

YOY 85.7% 54.3% 46.9% 50.5% 55.7%

图：2020-2025年全球储能装机容量规模测算



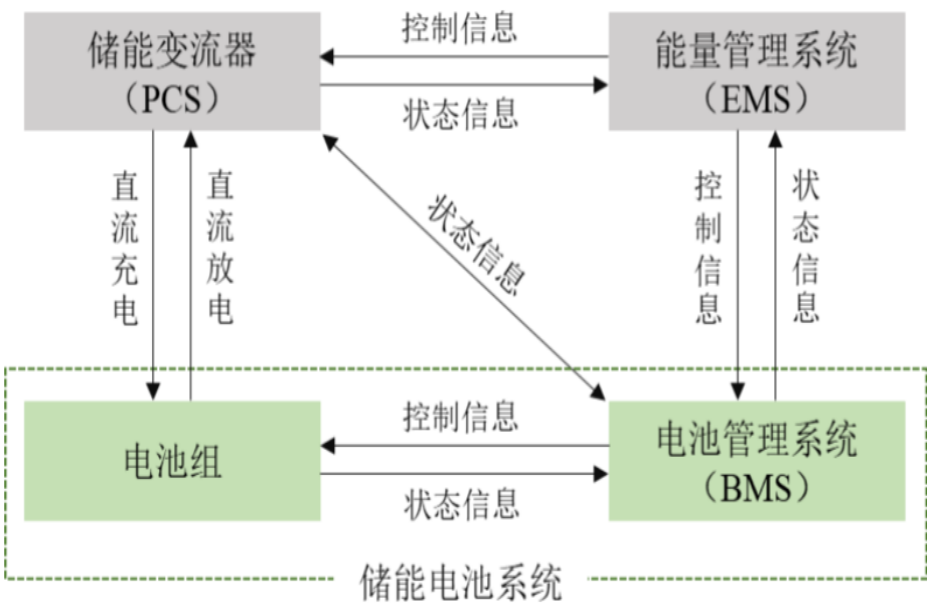
5

产业链相关标的

锂电储能系统由电池、PCS、BMS、EMS等组成

- ❑ 锂电储能系统主要由电池组、储能变流器（PCS）、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）以及其他电气设备构成；
- ❑ 电池组是储能系统最主要的构成部分；
- ❑ 储能变流器可以控制储能电池组的充电和放电过程，进行交直流的变换；
- ❑ 电池管理系统主要负责电池的监测、评估、保护以及均衡等；
- ❑ 能量管理系统负责数据采集、网络监控和能量调度等。
- ❑ 由于锂电储能前景广阔，各领域龙头公司均已不同程度进行布局，代表上市公司有【宁德时代】、【亿纬锂能】、【派能科技】、【阳光电源】、【固德威】、【锦浪科技】、【德方纳米】、【当升科技】、【天赐材料】等。

图：锂电储能系统结构示意图



表：锂电储能领域代表公司

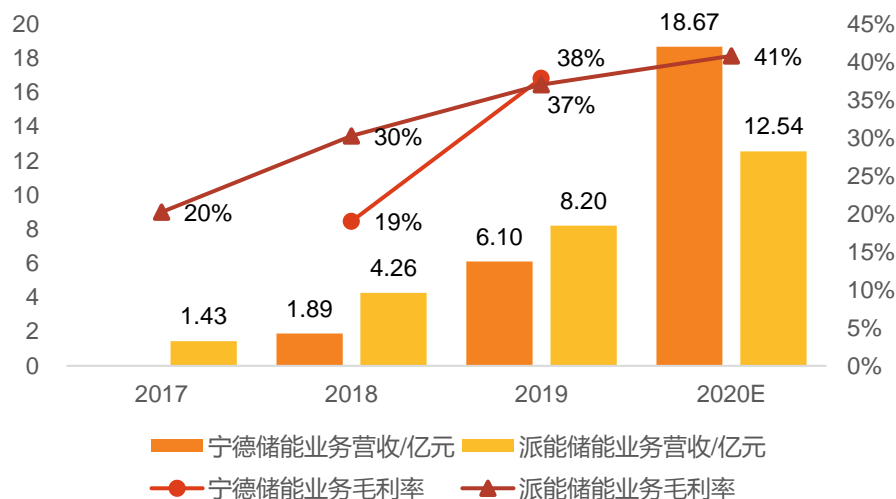
| 类别 | 代表公司 |
|--------------|---------------------|
| 电池厂商 | 宁德时代、亿纬锂能、派能科技 |
| PCS（储能变流器）厂商 | 阳光电源、固德威、锦浪科技、科士达 |
| 电池材料供应商 | 德方纳米、当升科技、天赐材料、龙蟠科技 |
| 非上市公司 | 华为、远景、国家电网 |

受益储能发展，电池厂商将获取最大蛋糕

□ 锂电储能系统的最主要组成部分是锂电池，但储能锂电池更看重经济性和高循环次数，动力锂电池更看重高能量密度。我们认为已布局储能的低成本电池厂商将充分获益，**推荐【宁德时代】、【亿纬锂能】、【派能科技】。**

□ 宁德时代在电池技术方面积累深厚，公司储能电池覆盖家用和大型项目。派能科技是国内较早开始锂电池储能系统商用的厂家之一，主要覆盖家用市场，2019年全球市占率第三。亿纬锂能是平台型公司，目前储能产品主要覆盖通信领域。

图：宁德时代、派能科技储能业务营收与盈利快速增长



表：产业链相关公司简介

| 电池厂商 | |
|------|--|
| 宁德时代 | 公司2020年2月公告投资建设宁德车里湾锂离子电池生产基地，规划建设动力及储能锂电池生产线。2020H1公司储能系统销售收入为5.6亿元，同比增长136.41%。 |
| 亿纬锂能 | 2019年LFP装机量1.77Gwh，市占率8.5%。目前储能业务主要覆盖通信储能，中标“中国移动2020年磷酸铁锂电池集中采购”等项目，在海外通讯储能领域，深耕东南亚市场，并间接覆盖了欧美高端通讯储能市场。 |
| 派能科技 | 公司是国内较早开始锂电池储能系统商用的厂家之一，主营业务为家用储能设备。2019年公司自主品牌家用储能产品出货量约占全球出货总量的8.5%，位居全球第三名，仅次于特斯拉和LG化学。 |

表：储能锂电池与动力锂电池参数不同

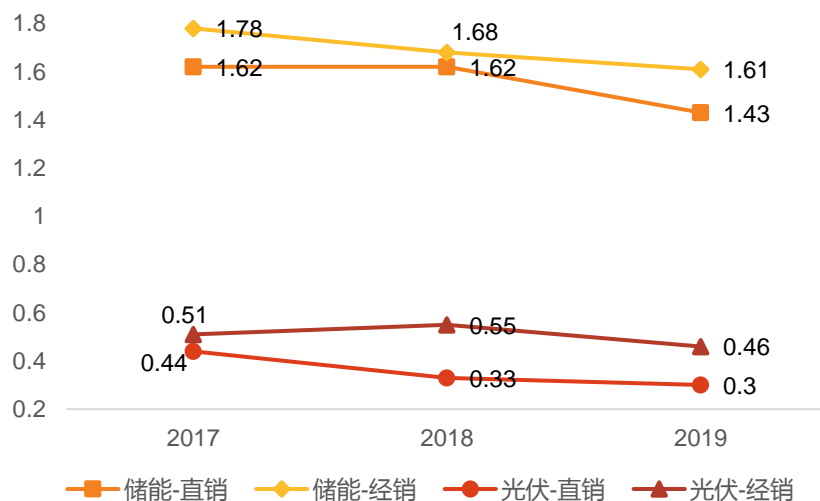
| | 储能电池 | 动力电池 |
|--------|-------------|-----------------------|
| 核心需求 | 高安全、长寿命和低成本 | 高能量密度 |
| 循环次数 | 3500次以上 | 1000-2000次 |
| 技术路线偏好 | 磷酸铁锂占比呈上升趋势 | 磷酸铁锂与三元均可，视经济性与使用环境而定 |
| 安装位置 | 在房屋或电站附近，固定 | 电动交通领域，移动 |
| 容量等级 | 从kWh到MWh不等 | kWh |

PCS厂商将受益于储能需求增加带来的量利双升

□ 锂电储能系统的另一重要组成为储能逆变器，以光储系统为例，储能逆变器除需要满足光伏逆变器对直流电转交流电的逆变要求外，增加了因储能系统既要充电又要放电所带来的双向变流的需求，技术壁垒相较普通逆变器更高，价格、盈利水平平均高于光伏逆变器。

□ **推荐**在储能逆变器领域布局较早并已有成效的厂商【**阳光电源**】、【**固德威**】、【**锦浪科技**】，其中阳光电源是光伏逆变器龙头，在储能领域侧重于工商业市场，固德威、锦浪科技侧重于户用市场。

图：固德威储能逆变器价格明显高于光伏逆变器（元/W）

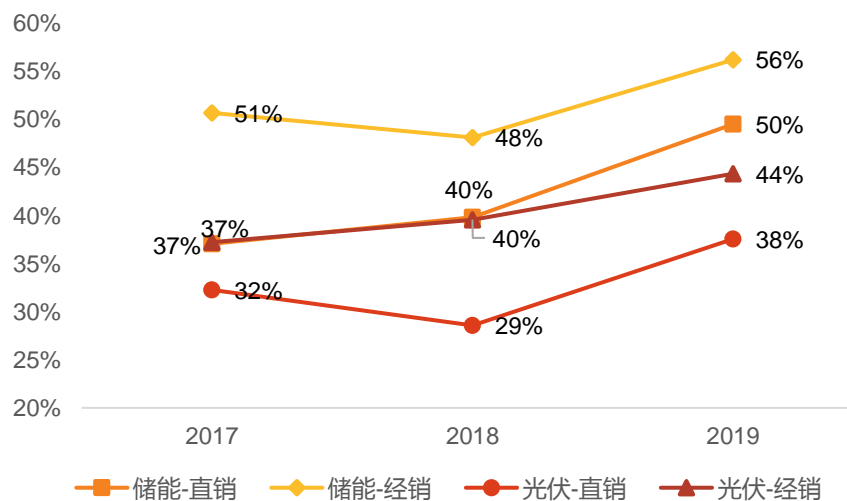


表：储能逆变器相关公司简介

| PCS厂商 | |
|-------|---|
| 阳光电源 | 2019年储能业务营收5.4亿，营收占比4.2%。截至2019年底，公司参与全球重大储能项目超900个。在CNESA统计的2019年中国新增电化学储能项目中，公司装机规模排名第一，远超同业。 |
| 固德威 | 2019年储能逆变器收入1.08亿元，毛利率高达53%；户用储能逆变器全球市占率第一，2019年市占率15% |

锦浪科技 2019年储能逆变器收入0.17亿元，毛利率达44%。

图：固德威储能逆变器的毛利率大幅高于光伏逆变器

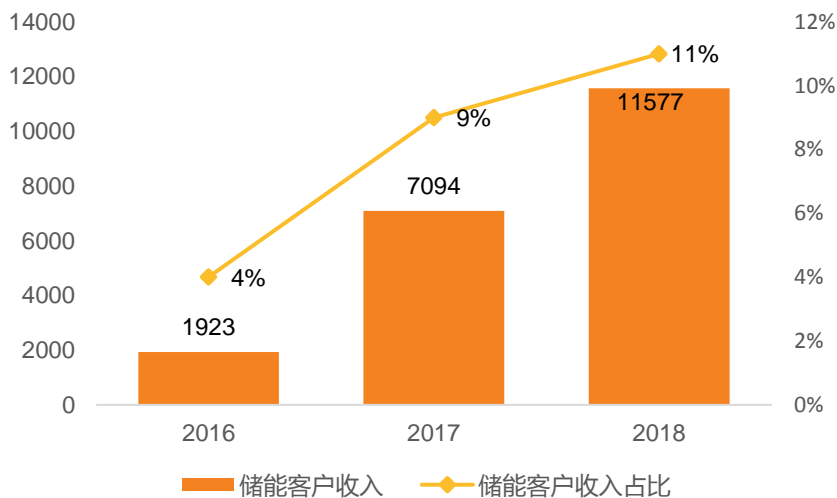


电池材料龙头厂商将受益于储能电池带来的量增

□ 从锂电储能系统对电池材料的需求来看，我们**推荐**具有成本优势的纯正的LFP正极标的【**德方纳米**】、产品已大批量用于海外储能市场的【**当升科技**】，磷酸铁核心供应商【**天赐材料**】。

□ 德方纳米采用降本空间大的液相法生产LFP正极，自2016年下半年以来开始逐步以自制铁源代替外购铁源，**具备一定成本优势，龙头地位稳固**。当升科技于2016年率先在国内开发出储能多元材料，产品已大批量用于三星、LG、SKI等海外高端储能电池供应商，先发布局有望获取更高份额。

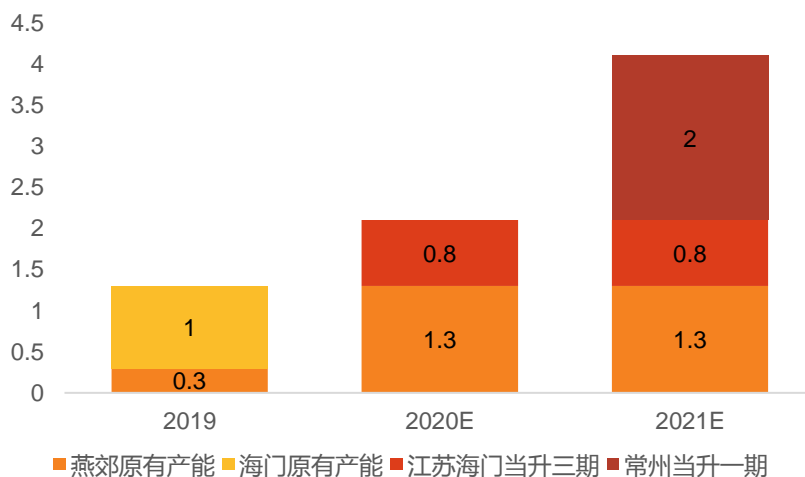
图：德方纳米储能客户收入及占比逐步提升（万元）



表：电池材料相关公司简介

| 电池材料厂商 | |
|--------|---|
| 德方纳米 | 公司主营LFP正极，收入占比在95%左右，2019年LFP正极出货2.3万吨，市占率在27%，为国内第一大LFP正极材料供应商。且自2016年下半年以来开始逐步以自制铁源代替外购铁源，自制铁源降本效应明显。 |
| 当升科技 | 公司2016年率先在国内开发出储能多元材料，主要客户包括三星SDI、LG化学、SKI，是国内三元正极企业中，出口量最大的公司，更能充分享受海外储能爆发的红利。 |
| 天赐材料 | 3万吨电池级磷酸铁材料项目于2019年12月完工，预计2020年已开始贡献利润。由于磷酸铁锂电池经济性更高，储能多采用磷酸铁锂电池，未来公司磷酸铁有望受益于储能装机快速增长。 |

图：当升科技三元材料产能逐年提升（万吨）



风险提示

- **储能需求不及预期：**如果由于电网的线路改造或者火电机组的灵活性改造导致电力系统对储能的需求降低，则会影响相关公司业绩增速。
- **政策力度不及预期：**如果在锂电储能尚不具备经济性的市场上取消补贴或者大幅下调补贴，则相应的储能需求将大幅调整。
- **锂电池价格下降不及预期：**若锂电池价格下降速度太慢，则在锂电储能不具备经济性的场景很难获得较高增速。
- **其他储能方式发展超预期：**若铅蓄电池、液流电池等其他电化学储能方式快速发展，使其性价比快速提升，可能会降低锂电储能的需求。
- **测算具有一定主观性，仅供参考。**

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

| 类别 | 说明 | 评级 | 体系 |
|--------|----------------------------|------|------------------|
| 股票投资评级 | 自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅 | 买入 | 预期股价相对收益20%以上 |
| | | 增持 | 预期股价相对收益10%-20% |
| | | 持有 | 预期股价相对收益-10%-10% |
| | | 卖出 | 预期股价相对收益-10%以下 |
| 行业投资评级 | 自报告日后的6个月内，相对同期沪深300指数的涨跌幅 | 强于大市 | 预期行业指数涨幅5%以上 |
| | | 中性 | 预期行业指数涨幅-5%-5% |
| | | 弱于大市 | 预期行业指数涨幅-5%以下 |