

行业报告：储能行业深度报告

2023年3月4日



中航证券有限公司

AVIC SECURITIES CO., LTD.

## 储变不惊，能源革命新篇章；蓄势待发，储能开启大时代

行业评级：增持

分析师：曾帅

证券执业证书号：S0640522050001

研究助理：唐保威

证券执业证书号：S0640121040023

研究助理：闫智

证券执业证书号：S0640122070030

## ◆ 储能的必要性提高、经济性改善

**必要性:** 1.全球新能源装机占比已超20%、2027年有望超过35%，新能源占比提升将持续冲击电力系统稳定性，表前储能装机为当前平滑电力系统波动最佳方案，由此多地政策提出新建电站的强制配储要求；2.欧洲电价大幅波动，中国电力供应持续偏紧，表后储能装机可有效降低用电风险。

**经济性:** 1.电力市场改革推进，峰谷价差、跨市场电价差、国内工商业电价差持续拉大，储能可有效改善电力时空刚性，扩大套利空间；2.电站配储后提高成本、影响收益率，但未来硅料和锂矿的价格有望回调至及较低水平、发电/储能效率将持续提升，光伏组件和电芯的成本将持续降低，盈利将改善。

## ◆ 2025年全球电化学储能新增装机规模接近80GW，对应约300GWh新增装机需求，中美欧三大市场均将持续快速增长

**中国市场:** 1.政策：新能源历史配储比例低，政策强制配储提振储能增量预期；以电力市场改革为指引，储能盈利模式逐渐清晰——表前市场以容量租赁/容量补偿/辅助服务/现货市场套利等四种方式获利、表后市场以峰谷套利实现盈利。2.趋势：电源侧大储推动中国储能发展，2022/2023年中国电化学储能预计装机6.1GW和13.8GW、同比+175.5%和+119.7%，至2025年电化学储能累计装机达70GW，2021~2025 CAGR预计+88.9%。

**美国市场:** 1.政策：依托IRA法案对储能进行补贴，储能成为独立补贴主体并享有长达10年的30%投资税收抵免比例。2.趋势：美国储能以表前大储为主，2022/2023年美国电化学储能预计装机6.0/16.6GW，同比+71.4%/+168.0%，至2025年电化学储能累计装机超75GW，2021~2025 CAGR预计+88.4%。

**欧洲市场:** 1.政策：欧盟规划2030年风光规模约1100GW，供需两端推进储能发展。RE Power EU及减碳55等政策的颁布将远期欧洲可再生能源结构占比提升至45%，并对电池储能技术研究提供资金支持。2.趋势：当前欧洲储能以表后市场为主、户储需求大增，随着新能源装机提升未来表前市场有望接棒成为发展核心动力，2022/2023年欧洲电化学储能预计装机5.1/7.0GW，同比+70.0%/+37.3%，至2025年电化学储能累计装机接近40GW，2021~2025 CAGR预计+53.7%。

## ◆ 重点环节分析及投资建议

**储能电芯与正极/电解液:** 锂电储能的专用电芯需求高增，大型储能提振280+Ah大电芯需求。固态锂电、钠电、LFMP等多种路线均有机会放量供应，系统成本有望进一步降低。关注：宁德时代、鹏辉能源、比亚迪、亿纬锂能、派能科技、容百科技、振华新材、贝特瑞、多氟多。

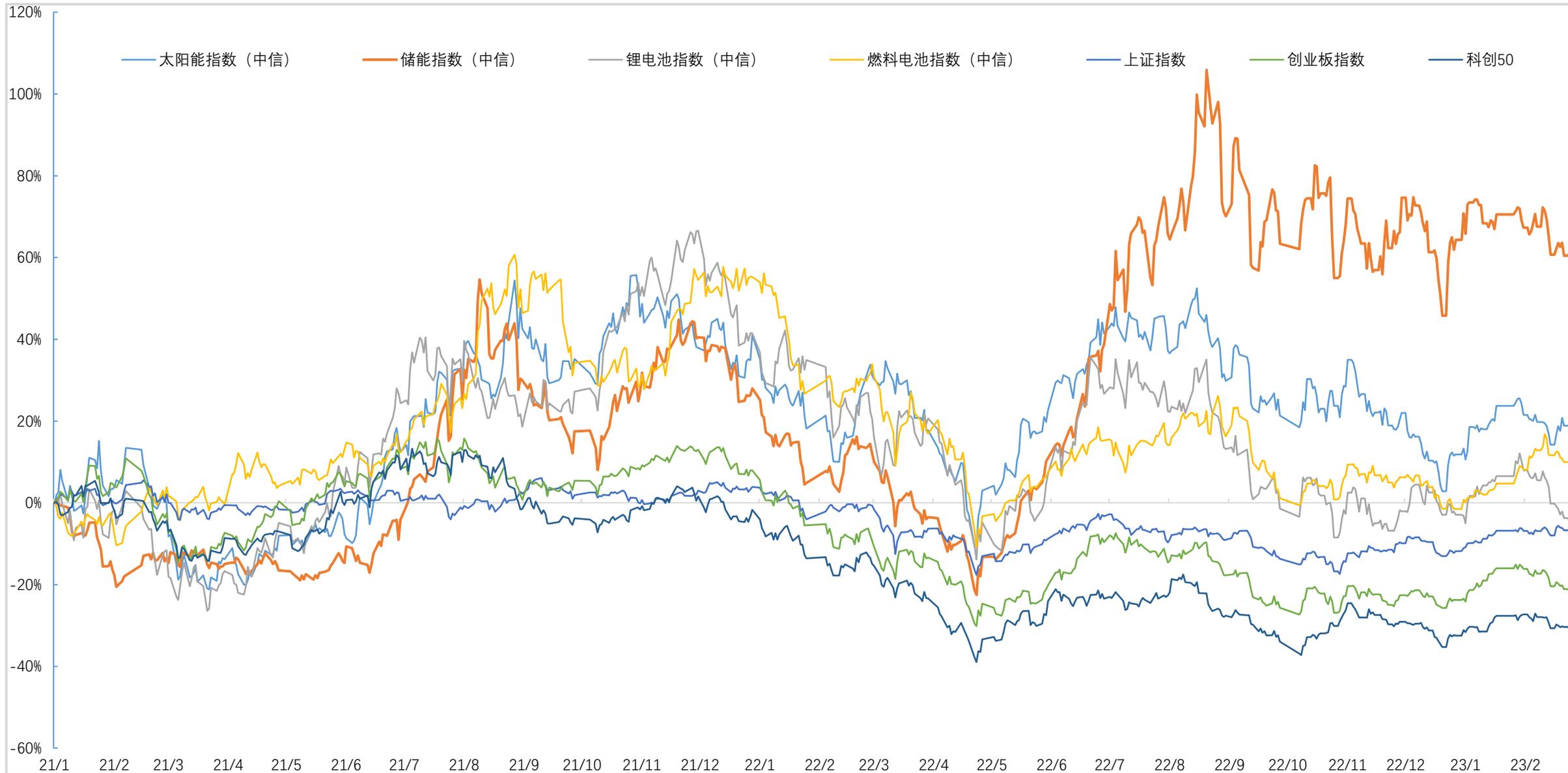
**储能PCS:** 硅与锂进入降价通道、电站需求有望大幅反弹，大功率PCS需求高增。虽IGBT存在明显供给缺口，但小功率领域可实现部分国产替代、局部缓解，大功率IGBT的供应链保供将影响PCS(及逆变器)行业格局。建议关注：上能电气、科华数据、阳光电源、禾望电气、德业股份、盛弘股份、科士达、锦浪科技。

**长时储能:** 液流电池与压缩空气储能具备较强竞争力，可提高经济性。关注：钒钛股份、安宁股份、东方电气、陕鼓动力、雪天盐业。

**系统集成:** 大型储能容量提升、结构复杂，管理难度提升，对传统并联方式提出挑战。高压级联无需配置变压器，可提升转换效率，同时以电池堆+PCS的形式组成管理单元，加强管理精度并提升系统寿命，渗透率有望提升。关注：国电南瑞、南网科技、智光电气、新风光、四方股份、金盘科技。

**温控与消防:** 大型储能电站对温控与消防标准持续提升，管理精度与可靠性为核心要求。液冷凭借在均匀性与能耗优势成为温控新趋势，细水雾和全氟己酮在灭火能力、毒性及环保方面较主流灭火介质七氟丙烷更优，将成为主流趋势。关注：同飞股份、松芝股份、英维克、高澜股份、申菱环境、青鸟消防、国安达。

图1：2021年至今市场各指数及新能源主要板块走势（截至2023年2月28日）



资料来源：iFinD, 中航证券研究所

表1：储能环节上市公司梳理（截至2023年2月28日收盘价）

| 环节   | 公司   | 总市值<br>(亿元) | 收盘价<br>(元) | EPS (元/股) |       |       |       | PE     |        |       |       |
|------|------|-------------|------------|-----------|-------|-------|-------|--------|--------|-------|-------|
|      |      |             |            | 2021A     | 2022E | 2023E | 2024E | 2021A  | 2022E  | 2023E | 2024E |
| 电池环节 | 宁德时代 | 9,865.32    | 403.90     | 6.84      | 12.04 | 18.41 | 24.27 | 59.09  | 33.55  | 21.94 | 16.64 |
|      | 比亚迪  | 4,728.68    | 260.80     | 1.05      | 5.22  | 9.37  | 13.37 | 249.33 | 49.94  | 27.84 | 19.51 |
|      | 南都电源 | 225.30      | 26.05      | -1.60     | 0.55  | 1.06  | 1.72  | -16.28 | 47.65  | 24.65 | 15.15 |
|      | 亿纬锂能 | 1,487.24    | 72.70      | 1.53      | 1.66  | 3.23  | 4.82  | 47.49  | 43.91  | 22.54 | 15.08 |
|      | 鹏辉能源 | 309.30      | 67.05      | 0.42      | 1.41  | 2.67  | 3.90  | 159.34 | 47.61  | 25.12 | 17.19 |
|      | 派能科技 | 470.68      | 268.00     | 2.04      | 7.18  | 13.89 | 19.82 | 131.25 | 37.33  | 19.29 | 13.52 |
|      | 国轩高科 | 526.01      | 29.57      | 0.06      | 0.20  | 1.02  | 1.55  | 483.17 | 145.59 | 29.02 | 19.05 |
| 逆变器  | 科华数据 | 205.95      | 44.62      | 0.95      | 1.06  | 1.43  | 1.85  | 46.95  | 42.04  | 31.29 | 24.14 |
|      | 科士达  | 292.39      | 50.20      | 0.64      | 1.10  | 1.74  | 2.42  | 78.35  | 45.44  | 28.92 | 20.71 |
|      | 阳光电源 | 1,776.29    | 119.60     | 1.07      | 2.12  | 3.74  | 5.05  | 112.24 | 56.40  | 31.94 | 23.67 |
|      | 锦浪科技 | 629.86      | 158.78     | 1.91      | 2.89  | 5.48  | 7.95  | 82.96  | 54.88  | 28.96 | 19.98 |
|      | 上能电气 | 165.64      | 69.71      | 0.45      | 0.47  | 1.55  | 2.56  | 156.20 | 149.11 | 44.96 | 27.24 |
|      | 德业股份 | 790.63      | 330.90     | 3.39      | 5.90  | 10.37 | 16.16 | 97.61  | 56.13  | 31.92 | 20.47 |
|      | 盛弘股份 | 137.10      | 66.79      | 0.55      | 0.90  | 1.41  | 2.00  | 120.84 | 74.21  | 47.54 | 33.48 |
|      | 禾望电气 | 131.41      | 29.75      | 0.64      | 0.73  | 1.11  | 1.54  | 46.40  | 40.78  | 26.85 | 19.33 |
|      | 科陆电子 | 148.16      | 10.52      | -0.47     | 0.02  | 0.18  | 0.36  | -22.27 | 451.50 | 58.51 | 28.97 |
| 温控   | 英维克  | 143.42      | 33.00      | 0.61      | 0.56  | 0.81  | 1.08  | 53.81  | 58.49  | 40.86 | 30.65 |
|      | 同飞股份 | 84.99       | 90.80      | 2.31      | 1.63  | 2.77  | 3.97  | 39.36  | 55.64  | 32.80 | 22.86 |
|      | 高澜股份 | 41.14       | 13.33      | 0.23      | 0.47  | 0.42  | 0.56  | 57.98  | 28.16  | 31.99 | 23.80 |
|      | 申菱环境 | 86.81       | 36.17      | 0.58      | 0.98  | 1.46  | 2.02  | 61.87  | 37.02  | 24.82 | 17.95 |
| 消防   | 青鸟消防 | 177.63      | 31.48      | 1.52      | 1.11  | 1.48  | 1.91  | 20.72  | 28.25  | 21.24 | 16.51 |
|      | 国安达  | 43.88       | 34.29      | 0.21      | 0.55  | 1.09  | 1.77  | 165.97 | 62.35  | 31.55 | 19.34 |
| 集成   | 国电南瑞 | 1,757.40    | 26.25      | 1.02      | 0.99  | 1.17  | 1.36  | 25.80  | 26.42  | 22.41 | 19.23 |
|      | 南网科技 | 295.73      | 52.37      | 0.25      | 0.37  | 0.89  | 1.40  | 206.75 | 140.10 | 58.73 | 37.36 |
|      | 新风光  | 56.89       | 40.65      | 0.83      | 1.00  | 1.52  | 2.18  | 49.01  | 40.49  | 26.71 | 18.65 |
|      | 金盘科技 | 164.79      | 38.59      | 0.55      | 0.67  | 1.11  | 1.79  | 70.02  | 57.41  | 34.82 | 21.57 |
|      | 四方股份 | 124.50      | 15.31      | 0.56      | 0.70  | 0.87  | 1.04  | 27.55  | 21.87  | 17.56 | 14.75 |
|      | 智光电气 | 71.77       | 9.11       | 0.43      | -     | -     | -     | 21.37  |        |       |       |
| 液流电池 | 钒钛股份 | 480.88      | 5.59       | 0.15      | 0.23  | 0.29  | 0.36  | 36.16  | 24.16  | 19.47 | 15.34 |
|      | 安宁股份 | 157.91      | 39.38      | 3.58      | 2.94  | 3.45  | 3.90  | 11.00  | 13.39  | 11.41 | 10.11 |
|      | 龙佰集团 | 523.68      | 21.91      | 1.96      | 1.73  | 2.18  | 2.62  | 11.16  | 12.67  | 10.06 | 8.38  |
| 压缩空气 | 陕鼓动力 | 201.44      | 11.66      | 0.50      | 0.58  | 0.70  | 0.88  | 23.48  | 20.26  | 16.59 | 13.19 |
|      | 雪天盐业 | 126.81      | 8.60       | 0.30      | 0.59  | 0.73  | 0.92  | 28.91  | 14.66  | 11.82 | 9.37  |

1. 储能必要性与经济性分析

2. 全球储能当前现状梳理

3. 中国储能市场政策与趋势分析

4. 海外重点市场储能政策与趋势分析

5. 重点环节分析与投资建议

# 1. 储能的必要性：风光发电占比提升，未来电力资源的灵活性将驱动储能装机量提升

新能源装机比例逐年上升。风力+光伏发电装机容量占全球发电总装机比例由2020年的0.6%已上升至2022年的21.7%。据IEA预测，至2027年光伏和风电装机量将分别成为全球第一和第三，风电和太阳能发电装机的总比例将进一步上升至37%。

电力系统灵活性将成为重要指标，绿电扰动亟需平衡。考虑到光伏和风力发电具有随机性、间隙性和波动性等特点，装机占比的提升将会为电力系统稳定运行带来风险，因此电力系统的调峰和调频能力成为重要指标。储能系统在发电侧、电网侧以及用户侧的装机均可起到电力系统调节功效，有望成为未来电力系统中的重要环节。

图2：随着光伏发电占比的提升，电力系统日内波动性随之增大

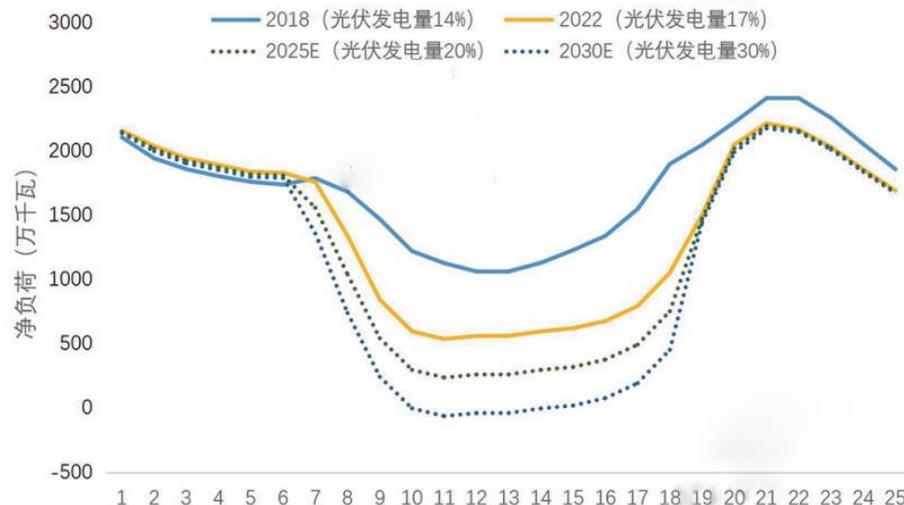
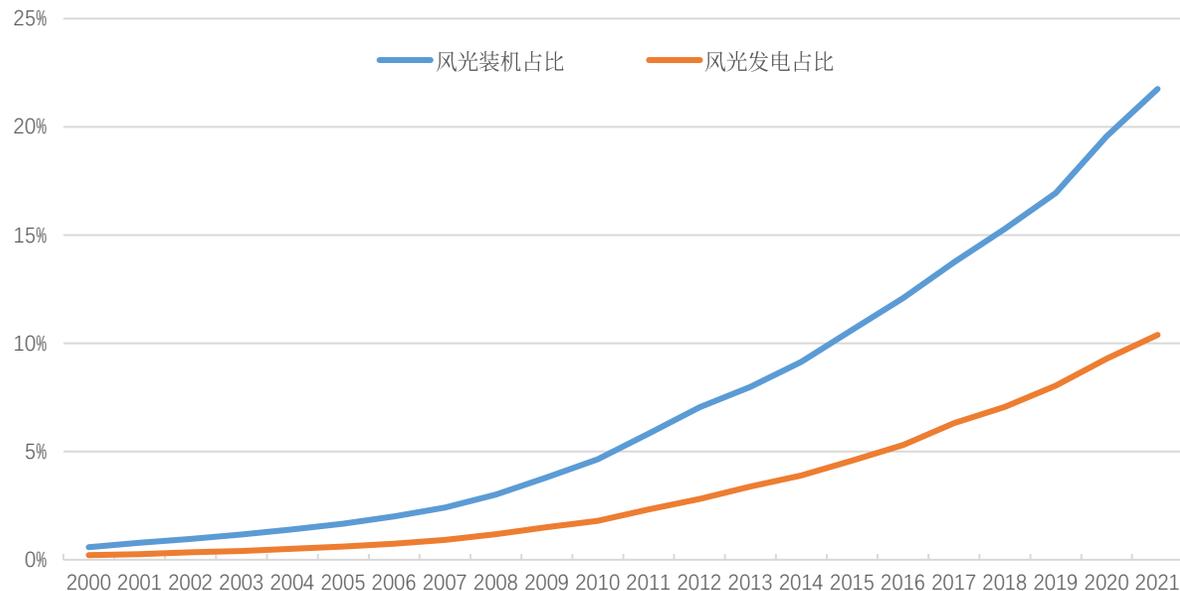
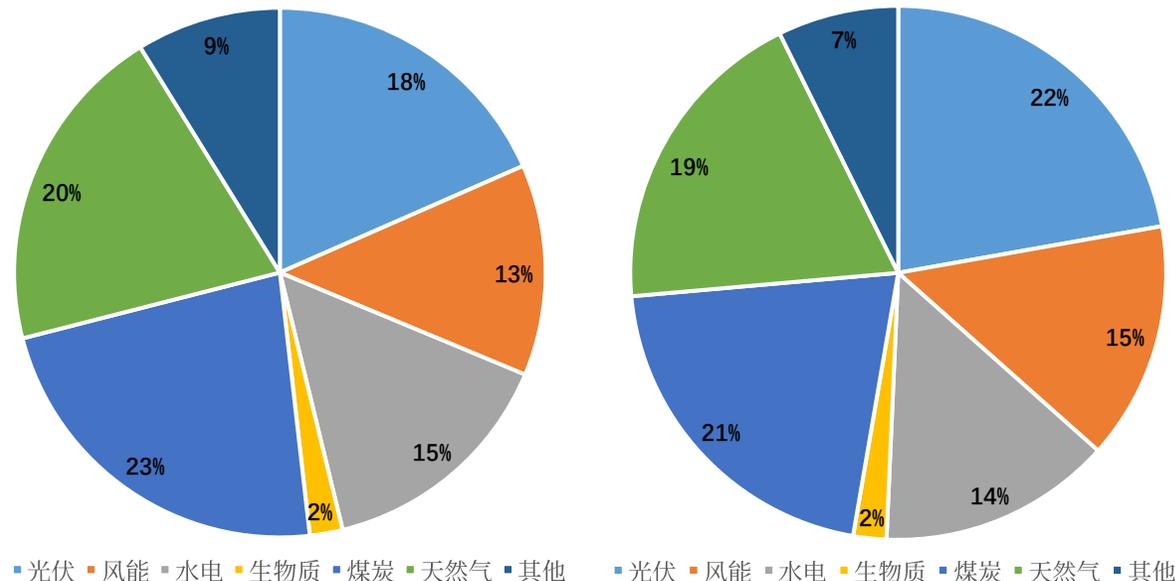


图3：全球风光装机及发电结构变化趋势



资料来源：EMBER, IEA, 零碳中国蓝皮书, 中航证券研究所

图4：2025年(左)/2027年(右)全球风光发电装机占比有望分别达到31%/37%



# 1. 储能的必要性：抽水蓄能成本最低但有地域限制，新型储能接棒适配多元化电力系统

储能技术可分为物理储能和化学储能两大类。物理储能包括抽水蓄能、压缩空气储能、重力储能和飞轮储能等，化学储能包括锂离子电池、钠离子电池、液流电池、铅炭电池和氢储能等。

抽水蓄能为当前最为成熟的储能技术。抽水蓄能运行原理为重力势能与电能相互转换，发电时多余电力用于将水抽至高处储存，电力不足时利用所存储水的重力势能带动发电机运转进行发电，抽水蓄能具备长时型和成本端的优势，运行时间可长达6~12小时，度电成本在0.25元左右，而受整体建设周期过长和站址资源约束，近年来抽水蓄能整体增速放缓。

新型储能技术有望适配未来电力系统各类需求。电力系统多元化为未来趋势，成本控制、长时储能、瞬时功率等不同需求持续提升，因此代表长时储能的压缩空气和液流电池技术，代表降本需求的钠离子电池储能技术以及代表瞬时功率的铅炭电池储能技术有望在未来占据一席之地。

锂电储能为新型储能商业化领头羊。其运行原理为电能与化学能的互相转换，主要优势为具备秒级的响应速度，对选址要求较低，同时建设周期仅为3~6个月左右。在新能源并网占比逐年提升的趋势下，对储能系统的响应速度要求提升，电站建设节奏与电化学储能相匹配，同时动力电池的发展为锂电技术提供积累。因此锂电在储能领域应用的渗透率迅速上升。

表2：各储能路线对比

|             | 锂离子电池     | 抽水蓄能        | 压缩空气储能    | 重力储能      | 钠离子电池   | 液流电池      | 铅炭电池    | 氢储能     |
|-------------|-----------|-------------|-----------|-----------|---------|-----------|---------|---------|
| 储能效率        | 90%       | 75%         | ~50%      | ~85%      | ~90%    | ~75%      | ~75%    | 30%~40% |
| 储能时长        | 1~2h      | 6~12h       | 4h~数日     | 2~12h     | 1~2h    | 4h~数日     | 1~3h    | 数日~数月   |
| 响应时间        | s级        | 分钟级         | 分钟级       | s级        | s级      | s级        | s级      | s级      |
| 功率          | 百kW~百MW   | GW          | 百MW       | MW~GW     | 百kW~百MW | 百kW~百MW   | 百kW~百MW | 百kW~百MW |
| 初始投资(元/kWh) | 1500~2000 | 1000~1500   | 1500~2000 | 3500~4500 | <2000   | 3500~4500 | <1000   | ~14000  |
| 建设周期(月)     | 3~6       | 48~60       | 18~24     | 8~10      | 3~6     | 6~12      | 3~6     | 12~18   |
| 循环寿命(次)     | ~5000     | 15000~20000 | ~20000    | >30000    | ~2000   | ~12000    | ~2000   | ~10000  |
| 储能成本(元/kWh) | ~0.5      | ~0.25       | ~0.3      | ~0.3      | ~0.4    | ~0.6      | ~0.3    | ~1.2    |

# 1. 储能的必要性：电价大幅波动+供应偏紧增加用电风险，储能装机或成刚性需求

光储配置有利于平缓用电测电价波动。受地缘政治影响，欧洲2022年电价出现较大波动，最大波动幅度超过500%，电价的大幅波动对工商业及家庭用电造成较大负担。根据欧洲太阳能行业协会研究数据，2023年德国光储系统度电成本相比终端电价具备0.2欧元/kWh的优势，搭配储能系统有利于用电主体较好的平滑成本支出。

储能可以实现削峰填谷、缓和国内未来两年电力供应紧张局面。据电规总院测算，按照装机平衡及电力系统工程投产进度，2023年徽湘赣贵渝冀6个省份负荷高峰时段电力供需紧张，相比2022年5个省份有所提升，用电偏紧省份达到17个；2024年用电紧张和偏紧省份分别达到7个和10个。储能装机有利于减少保障性用电项目相关风险。

图5：德国终端电价与光储LCOE对比（欧分/kWh）

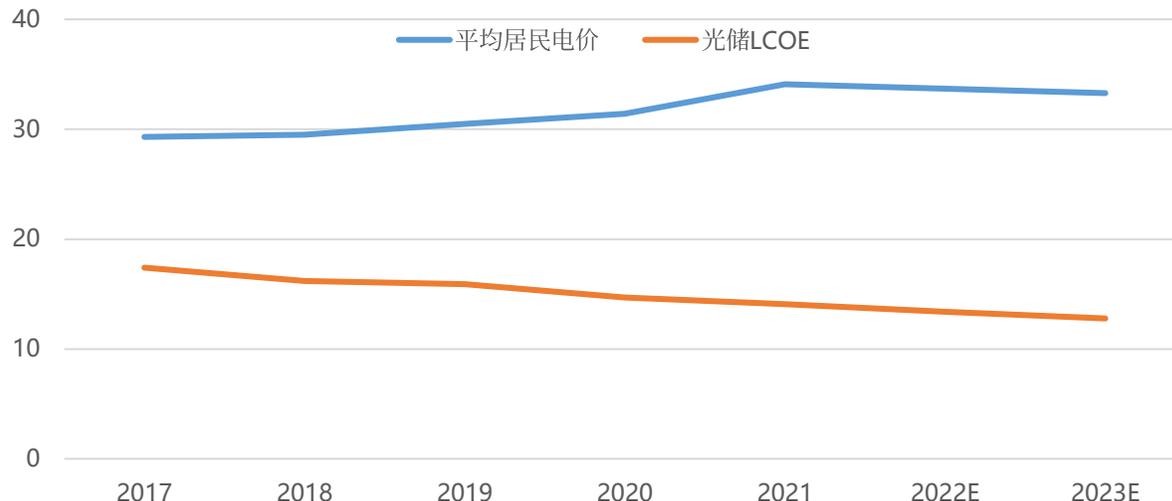


图6：2022年以来德法电价经历巨大波动（欧元/MWh）

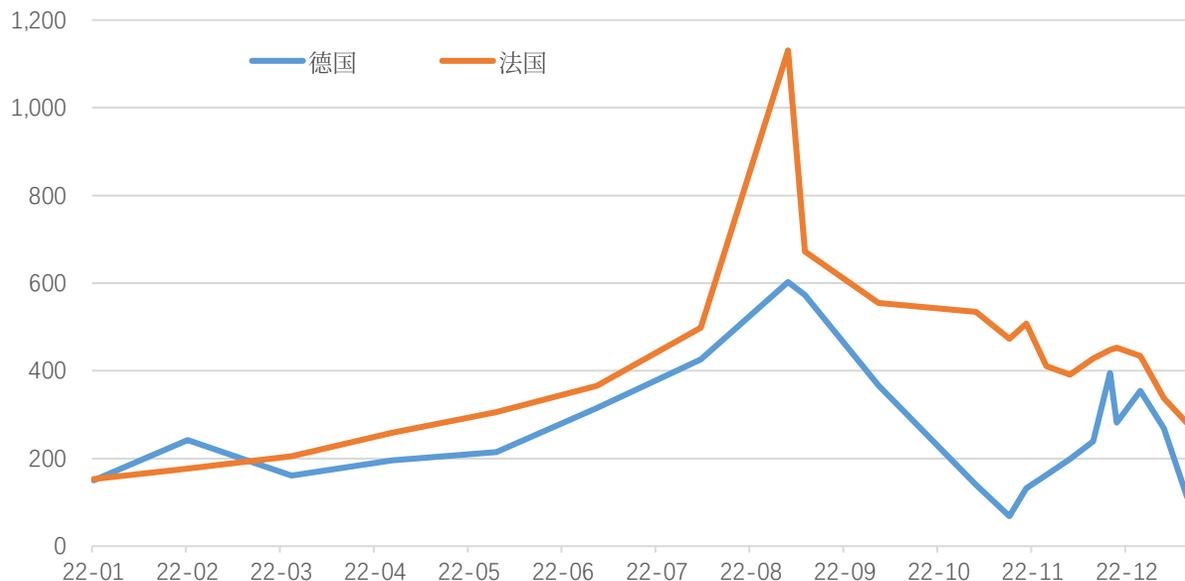
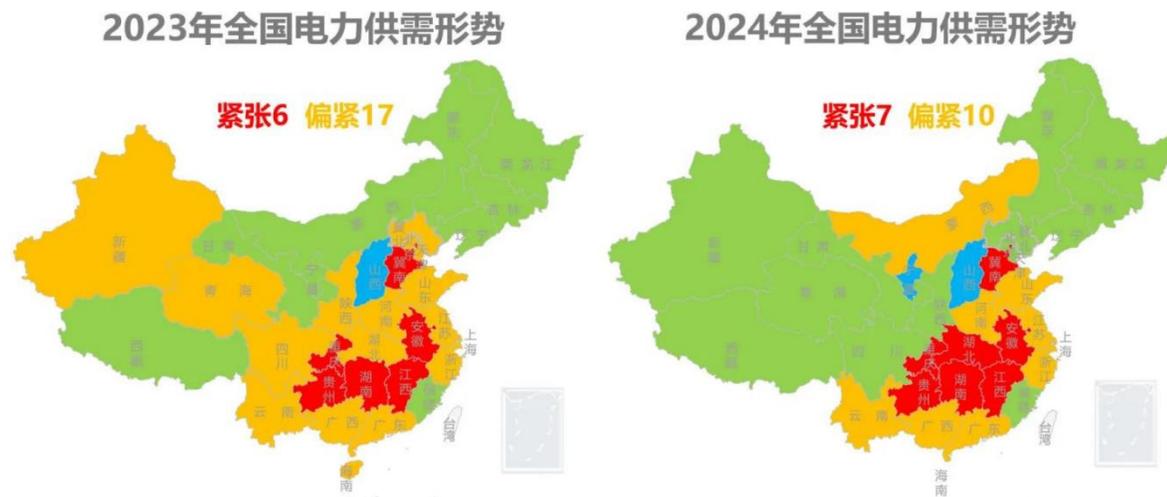


图7：2023年和2024年全国电力供应较为紧张



# 1. 储能的经济性：新能源装机配储比例具备较大提升空间，储能经济性期待改善

目前中国电化学储能装机总规模占新能源装机总规模不足0.5%，截至2022年8月底，增量储新比上升至1.44%，据政策要求尚有较大差距，其中内蒙古2022年新增储能装机占新增新能源装机占比达到9.02%，在全国处于领先地位。

表3：中国新能源配储比例整体仍处于较低水平，内蒙古配储进度全国领先（数据截至2022年8月底）

| 所在省份 | 总量       |          |             |        | 新增       |          |             |        |
|------|----------|----------|-------------|--------|----------|----------|-------------|--------|
|      | 电站数量 (座) | 总功率 (MW) | 新能源总装机 (MW) | 储能装机占比 | 电站数量 (座) | 总功率 (MW) | 新能源总装机 (MW) | 储能装机占比 |
| 总计   | 248      | 2661.14  | 552360      | 0.48%  | 64       | 645.20   | 44784       | 1.44%  |
| 江苏   | 65       | 469.07   | 44670       | 1.05%  | 12       | 99.50    | 3420        | 2.91%  |
| 山东   | 25       | 598.85   | 58520       | 1.02%  | 4        | 140.00   | 5690        | 2.46%  |
| 青海   | 18       | 404.69   | 26890       | 1.50%  | 3        | 18.00    | 1700        | 1.06%  |
| 内蒙古  | 12       | 204.40   | 56270       | 0.36%  | 3        | 154.32   | 1710        | 9.02%  |
| 甘肃   | 11       | 128.75   | 31890       | 0.40%  | 5        | 35.50    | 3200        | 1.11%  |
| 广东   | 37       | 353.45   | 24750       | 1.43%  | 6        | 44.00    | 2730        | 1.61%  |
| 安徽   | 16       | 183.30   | 25010       | 0.73%  | 4        | 42.80    | 2940        | 1.46%  |
| 北京   | 2        | 22.03    | 1160        | 1.90%  | 0        | 0.00     | 140         | 0.00%  |
| 新疆   | 9        | 54.00    | 38840       | 0.14%  | 2        | 15.00    | 1320        | 1.14%  |
| 浙江   | 22       | 25.05    | 26950       | 0.09%  | 16       | 11.65    | 4900        | 0.24%  |
| 江西   | 4        | 82.00    | 16100       | 0.51%  | 1        | 48.00    | 1530        | 3.14%  |
| 西藏   | 7        | 16.12    | 1420        | 1.14%  | 1        | 0.00     | 4           | 0.00%  |
| 湖南   | 3        | 31.00    | 13860       | 0.22%  | 0        | 0.00     | 1350        | 0.00%  |
| 辽宁   | 3        | 15.00    | 16730       | 0.09%  | 0        | 0.00     | 1250        | 0.00%  |
| 黑龙江  | 1        | 11.03    | 13290       | 0.08%  | 1        | 11.03    | 700         | 1.58%  |
| 山西   | 3        | 33.00    | 37870       | 0.09%  | 1        | 15.00    | 2080        | 0.72%  |
| 宁夏   | 2        | 8.00     | 28990       | 0.03%  | 0        | 0.00     | 730         | 0.00%  |
| 河北   | 3        | 12.40    | 61100       | 0.02%  | 1        | 2.40     | 6790        | 0.04%  |
| 重庆   | 3        | 6.75     | 2410        | 0.28%  | 3        | 6.75     | 190         | 3.55%  |
| 陕西   | 2        | 2.25     | 25640       | 0.01%  | 1        | 1.25     | 2410        | 0.05%  |

资料来源：中国电力企业联合会，中航证券研究所

# 1. 储能的经济性：电价上行预计对新能源配储收益率产生正向影响

表4：当前条件下独立光伏电站IRR在7.4%左右(上网电价-元/度，建设成本-元/W)

| 建设成本 \ 上网电价 | 0.45        | 0.44        | 0.43        | 0.42        | 0.41        | 0.40        | 0.39        | 0.38        | 0.37        | 0.36        | 0.35        |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 4.5         | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        | 6.6%        | 6.3%        | 6.0%        | 5.8%        | 5.5%        | 5.2%        | 4.9%        | 4.6%        |
| 4.4         | 7.6%        | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        | 6.6%        | 6.3%        | 6.0%        | 5.7%        | 5.4%        | 5.2%        | 4.9%        |
| 4.3         | 7.9%        | 7.6%        | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        | 6.5%        | 6.3%        | 6.0%        | 5.7%        | 5.4%        | 5.1%        |
| 4.2         | 8.2%        | 7.9%        | 7.6%        | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        | 6.5%        | 6.2%        | 5.9%        | 5.7%        | 5.4%        |
| 4.1         | 8.5%        | 8.2%        | 7.9%        | 7.7%        | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        | 6.5%        | 6.2%        | 5.9%        | 5.6%        |
| <b>4.0</b>  | <b>8.8%</b> | <b>8.5%</b> | <b>8.2%</b> | <b>8.0%</b> | <b>7.7%</b> | <b>7.4%</b> | <b>7.1%</b> | <b>6.8%</b> | <b>6.5%</b> | <b>6.2%</b> | <b>5.9%</b> |
| 3.9         | 9.1%        | 8.8%        | 8.6%        | 8.3%        | 8.0%        | 7.7%        | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        | 6.5%        | 6.2%        |
| 3.8         | 9.5%        | 9.2%        | 8.9%        | 8.6%        | 8.3%        | 8.0%        | 7.7%        | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        | 6.5%        |
| 3.7         | 9.8%        | 9.5%        | 9.2%        | 8.9%        | 8.6%        | 8.3%        | 8.0%        | 7.7%        | 7.4%        | 7.1%        | 6.8%        |
| 3.6         | 10.2%       | 9.9%        | 9.6%        | 9.3%        | 9.0%        | 8.7%        | 8.3%        | 8.0%        | 7.7%        | 7.4%        | 7.1%        |
| 3.5         | 10.6%       | 10.3%       | 10.0%       | 9.7%        | 9.3%        | 9.0%        | 8.7%        | 8.4%        | 8.1%        | 7.7%        | 7.4%        |

表5：配置储能后，光伏电站IRR值有所下滑，电价提升将对其收益率产生积极作用(上网电价-元/度，建设成本-元/W)

| 建设成本 \ 上网电价 | 0.45        | 0.44        | 0.43        | 0.42        | 0.41        | 0.40        | 0.39        | 0.38        | 0.37        | 0.36        | 0.35        |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 4.8         | 5.8%        | 5.5%        | 5.3%        | 5.0%        | 4.7%        | 4.5%        | 4.2%        | 3.9%        | 3.6%        | 3.3%        | 3.0%        |
| 4.7         | 6.0%        | 5.8%        | 5.5%        | 5.2%        | 5.0%        | 4.7%        | 4.4%        | 4.1%        | 3.8%        | 3.5%        | 3.2%        |
| 4.6         | 6.3%        | 6.0%        | 5.7%        | 5.5%        | 5.2%        | 4.9%        | 4.6%        | 4.3%        | 4.0%        | 3.7%        | 3.4%        |
| 4.5         | 6.5%        | 6.3%        | 6.0%        | 5.7%        | 5.4%        | 5.1%        | 4.8%        | 4.5%        | 4.3%        | 4.0%        | 3.6%        |
| 4.4         | 6.8%        | 6.5%        | 6.2%        | 5.9%        | 5.7%        | 5.4%        | 5.1%        | 4.8%        | 4.5%        | 4.2%        | 3.9%        |
| <b>4.3</b>  | <b>7.1%</b> | <b>6.8%</b> | <b>6.5%</b> | <b>6.2%</b> | <b>5.9%</b> | <b>5.6%</b> | <b>5.3%</b> | <b>5.0%</b> | <b>4.7%</b> | <b>4.4%</b> | <b>4.1%</b> |
| 4.2         | 7.3%        | 7.0%        | 6.8%        | 6.5%        | 6.2%        | 5.9%        | 5.6%        | 5.3%        | 5.0%        | 4.6%        | 4.3%        |
| 4.1         | 7.6%        | 7.3%        | 7.0%        | 6.7%        | 6.4%        | 6.1%        | 5.8%        | 5.5%        | 5.2%        | 4.9%        | 4.6%        |
| 4.0         | 7.9%        | 7.6%        | 7.3%        | 7.0%        | 6.7%        | 6.4%        | 6.1%        | 5.8%        | 5.5%        | 5.2%        | 4.8%        |
| 3.9         | 8.2%        | 7.9%        | 7.6%        | 7.3%        | 7.0%        | 6.7%        | 6.4%        | 6.1%        | 5.8%        | 5.4%        | 5.1%        |
| 3.8         | 8.6%        | 8.3%        | 8.0%        | 7.6%        | 7.3%        | 7.0%        | 6.7%        | 6.4%        | 6.0%        | 5.7%        | 5.4%        |

资料来源：iFinD, CPIA, 中航证券研究所测算

# 1. 储能的经济性：锂价下行有望提升储能性价比

锂价久居高位，下行周期开启。碳酸锂价格由2021年初的27.5万元/吨上涨至最高接近60万/吨，涨幅达到106.2%。2月碳酸锂价格回落至40万元/吨附近，据InfoLink预测，随着供给侧产能逐渐释放，2023年碳酸锂价格有望回调至40万/吨以内，碳酸锂价格回落有望缓解下游盈利承压。

储能度电成本有望持续下降。锂价回落对储能降本起到积极作用。经过测算，在使用年限9年、循环次数6500次左右情况下，若碳酸锂价格回调至40万元或20万元以下，储能度电成本可分别降至0.42元或0.38元左右；此外，相关技术发展推动储能系统循环次数有望从6000次提高至8000次以上，则储能度电成本存在进一步下降空间。

图11：锂价居高位，近期开始缓慢下行（万元/吨）

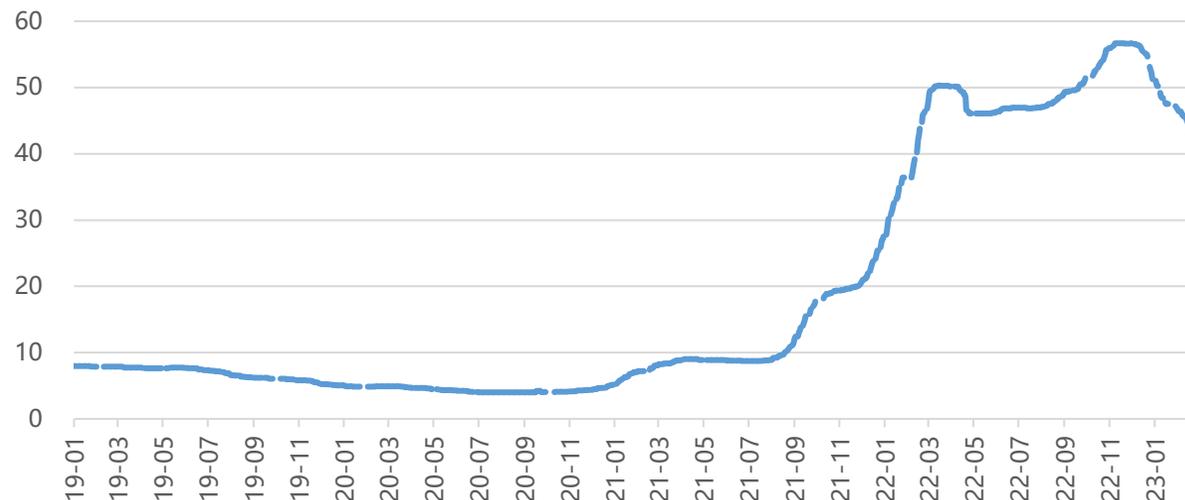


表6：锂价下滑对储能度电成本下降具有积极作用

| 碳酸锂价格 (万元/吨) | 60   | 50   | 40   | 30   | 20   |
|--------------|------|------|------|------|------|
| 初始投资 (元/Wh)  | 1.70 | 1.60 | 1.54 | 1.45 | 1.40 |
| 日循环次数 (次)    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    |
| 使用年限 (年)     | 9    | 9    | 9    | 9    | 9    |
| 循环寿命 (次)     | 6570 | 6570 | 6570 | 6570 | 6570 |
| 年衰减          | 2%   | 2%   | 2%   | 2%   | 2%   |
| 放电深度         | 90%  | 90%  | 90%  | 90%  | 90%  |
| 储能效率         | 88%  | 88%  | 88%  | 88%  | 88%  |
| 残值           | 5%   | 5%   | 5%   | 5%   | 5%   |
| 贴现率          | 6%   | 6%   | 6%   | 6%   | 6%   |
| 度电成本 (元/度)   | 0.46 | 0.44 | 0.42 | 0.40 | 0.38 |

资料来源：iFinD, InfoLink, 文军等《储能技术全生命周期度电成本分析》，中航证券研究所

## 2. 全球储能：总规模快速增长，抽蓄为主、电化学异军突起，中美欧合计增量超八成

全球储能总规模持续高增。自2019年开始，全球储能累计规模增速实现持续增长。据CNESA预测，截至2021年底，全球储能累计装机规模达到209.4GW、同比+9.6%，当年新增18.3GW、同比+181.5%。

抽水蓄能仍为主流，电化学储能占比逐年上升、未来几年将贡献全球储能主要增量。根据CNESA统计，截至2021年底，全球抽水蓄能装机总规模达180.5GW，占总规模比例达86.2%。电化学储能累计装机从2017年3.0GW/占比1.7%增长至2021年24.5GW/占比11.7%，CAGR +69.3%。2021年新型储能新增装机10.4GW、同比+119.6%、占总新增装机量约57%，其中电化学占比达到55%、成为全球储能新增装机的主要动力。据BNEF预测，至2025年全球电化学装机规模有望达到148GW，电化学储能规模占比达到四成左右。

中美欧为全球新型储能主要市场。2021年中美欧新型储能新增装机分别为2.5/3.5/2.3GW、占比分别为24%/34%/22%，合计占比在80%左右。预计未来中美欧仍然持续把持全球新型储能装机主要增量。

图12：全球储能装机规模及增长率（GW）

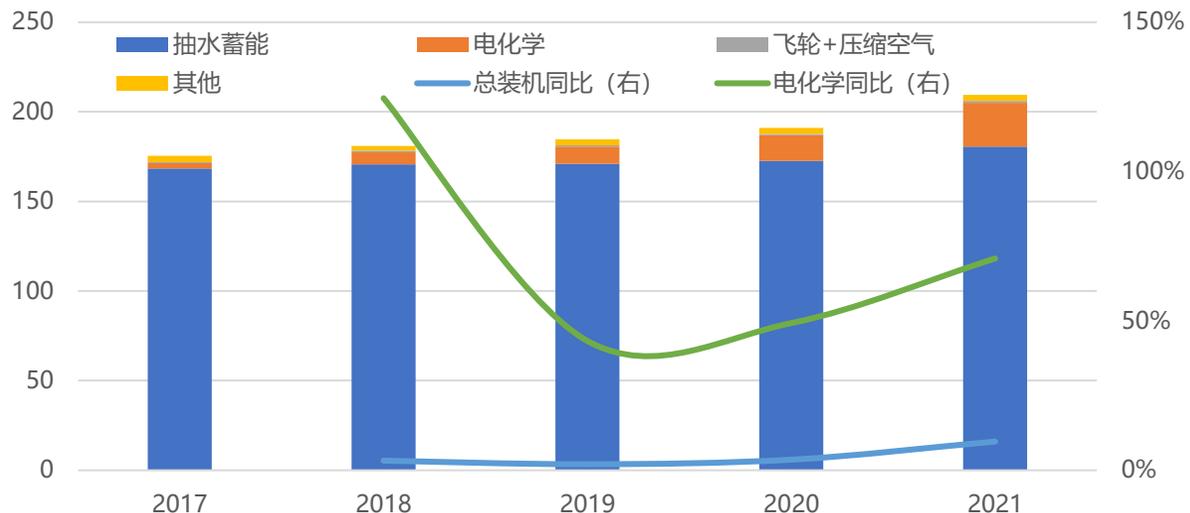


图13：电化学在全球储能装机规模中占比逐渐上升

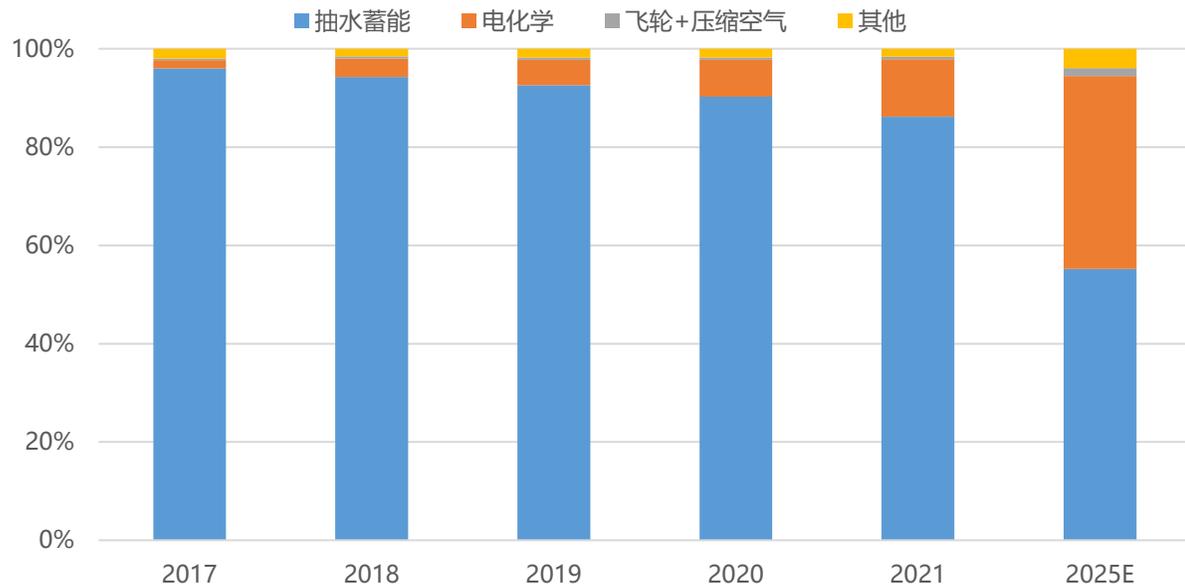
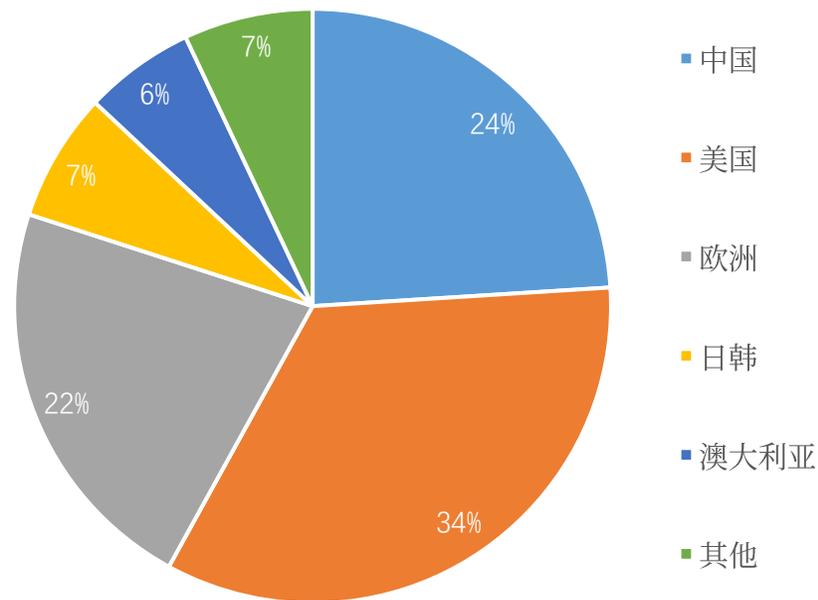


图14：2021年全球新增新型储能(电化学+飞轮+压缩空气)分布



## 2. 全球储能预测：2022新增装机超20GW，2025年累计规模达233GW



根据测算，全球2022年新增电化学储能装机容量约21.5GW/50GWh、同比+113.6%/+108.9%，其中装机增量主要由中美欧三大经济体贡献，三大经济体新增装机分别为6.1/6.0/5.1GW、分别同比+175.5%/+71.4%/+70.0%，合计新增17.2GW、约占全球总装机量8成。

2023年储能装机有望迎来进一步提升。根据测算，2023年全球新增电化学储能装机预计将达到约46GW、同比+112.1%保持高增长，中美欧新增装机分别为13.8/16.6/7.0GW、分别同比+119.7%/+168.0%/+37.3%。随着新能源装机配储需求提升，至2025年全球电化学储能累计规模有望达到233GW，年新增装机约77GW，2021~2025 CAGR +52.5%。

图15：全球电化学储能新增装机预测（GW）

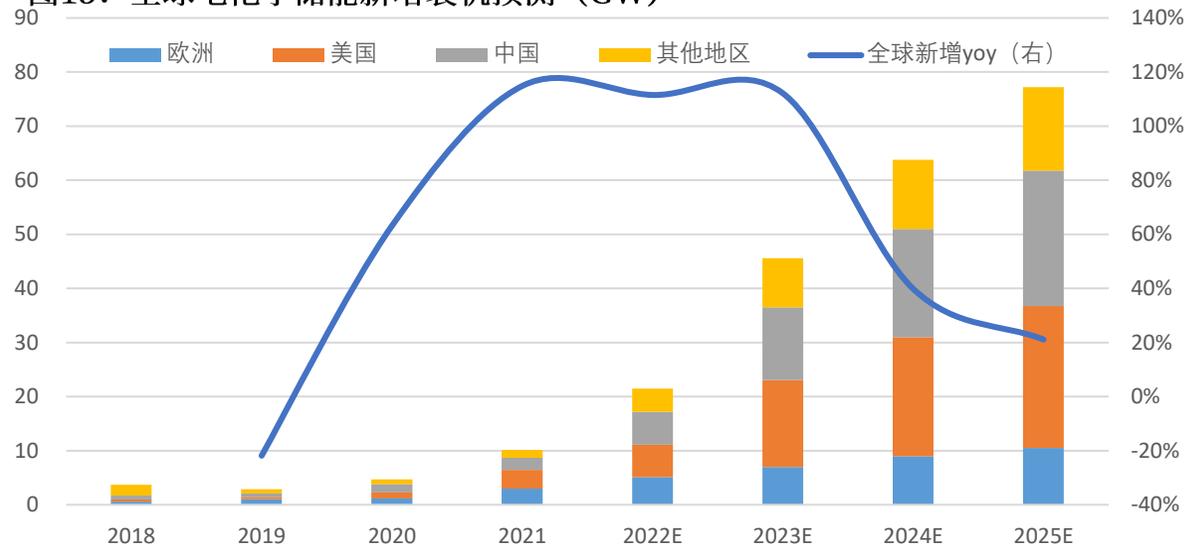


图16：全球主要经济体的电化学储能新增装机占比与增速

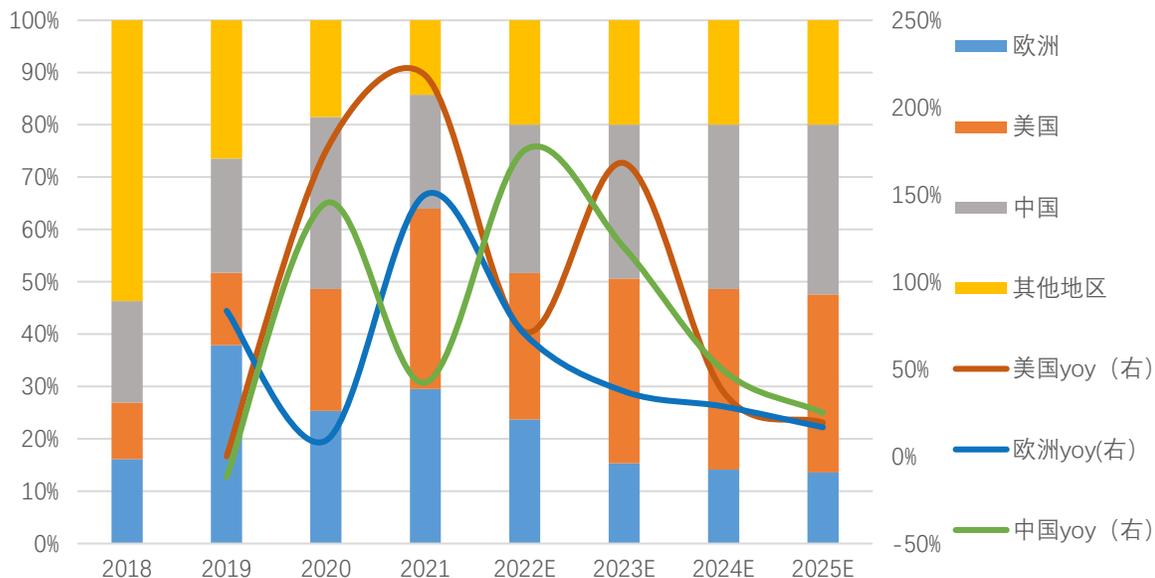
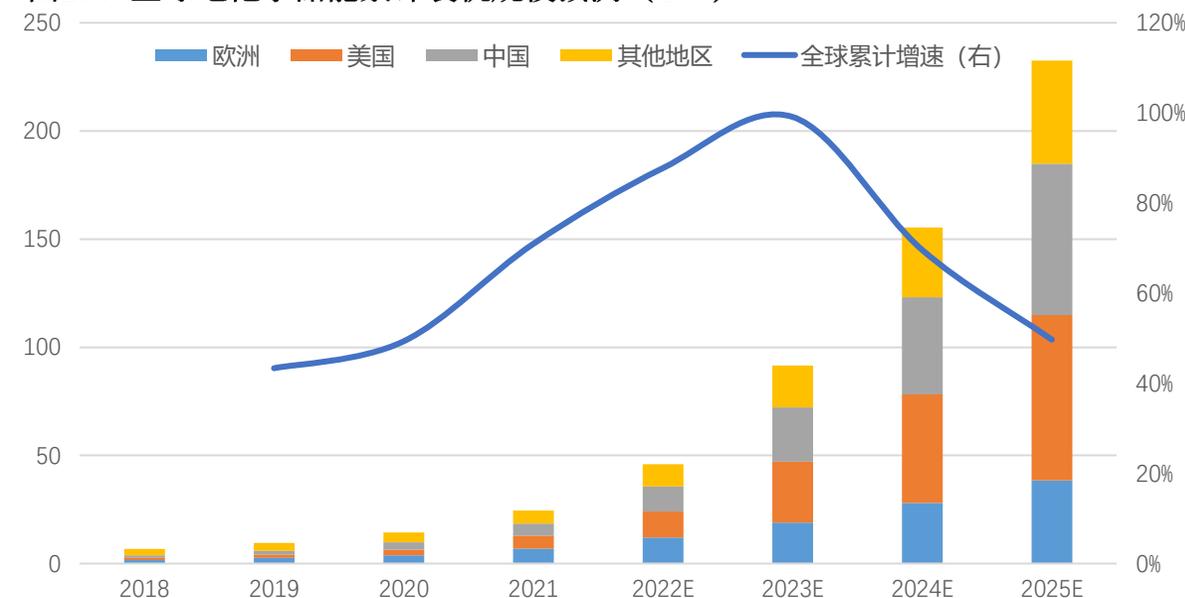


图17：全球电化学储能累计装机规模预测（GW）



## 2. 全球储能预测：2022年新增装机容量翻倍，2025年新增需求接近290GWh



表7：全球电化学储能新增装机容量预测（GWh）

|               | 2020 | 2021   | 2022E  | 2023E  | 2024E | 2025E |
|---------------|------|--------|--------|--------|-------|-------|
| 中国装机功率(GW)    | 1.6  | 2.2    | 6.1    | 13.4   | 20.0  | 25.0  |
| 配储时长(h)       | 1.5  | 2.2    | 2.3    | 2.7    | 3.2   | 3.7   |
| 中国装机容量(GWh)   | 2.3  | 4.9    | 14.0   | 36.2   | 64.0  | 92.5  |
| YOY           |      | 115.8% | 184.0% | 157.9% | 76.9% | 44.5% |
| 表前            | 1.9  | 3.7    | 11.2   | 28.9   | 51.2  | 74.0  |
| 表后            | 0.4  | 1.2    | 2.8    | 7.2    | 12.8  | 18.5  |
| 美国装机功率(GW)    | 1.1  | 3.5    | 6.0    | 16.1   | 22.0  | 26.3  |
| 配储时长(h)       | 3.2  | 3.0    | 3.0    | 3.2    | 3.5   | 4.0   |
| 美国装机容量(GWh)   | 3.5  | 10.6   | 18.0   | 51.5   | 77.0  | 105.0 |
| YOY           |      | 203.4% | 69.8%  | 185.9% | 49.6% | 36.4% |
| 表前            | 2.7  | 9.2    | 14.4   | 41.2   | 61.6  | 84.0  |
| 表后            | 0.8  | 1.4    | 3.6    | 10.3   | 15.4  | 21.0  |
| 欧洲装机功率(GW)    | 1.2  | 3.0    | 5.1    | 7.0    | 9.0   | 10.5  |
| 配储时长(h)       | 1.6  | 1.2    | 2.0    | 2.5    | 3.0   | 3.5   |
| 欧洲装机容量(GWh)   | 1.9  | 3.5    | 10.2   | 17.5   | 27.0  | 36.8  |
| YOY           |      | 81.3%  | 191.9% | 71.6%  | 54.3% | 36.1% |
| 表前            | 0.7  | 1.6    | 5.0    | 8.6    | 14.0  | 20.2  |
| 表后            | 1.2  | 1.9    | 5.2    | 8.9    | 13.0  | 16.5  |
| 其他地区装机功率(GW)  | 0.9  | 1.5    | 4.3    | 9.1    | 12.8  | 15.4  |
| 配储时长(h)       | 2.2  | 3.3    | 2.0    | 2.5    | 3.0   | 3.5   |
| 其他地区装机容量(GWh) | 1.9  | 4.8    | 8.6    | 22.8   | 38.3  | 54.0  |
| YOY           |      | 146.9% | 80.7%  | 165.1% | 67.8% | 41.3% |
| 全球共计(GWh)     | 9.6  | 23.8   | 50.8   | 127.9  | 206.3 | 288.3 |
| YOY           |      | 146.9% | 113.6% | 151.7% | 61.2% | 39.8% |

资料来源：InfoLink，中航证券研究所预测

### 3. 中国储能：规模增速高于全球，新型储能增长有望持续翻倍

中国储能市场规模增速大幅领先全球。截止2022年底，中国储能总装机规模达到59.4GW、同比+37.2%，当年新增16.1GW、同比+109.1%，增长速度大幅度领先全球平均水平。

抽蓄仍为国内主流，新型储能占比持续增长。2022年中国新型储能新增装机7.0GW、同比+191.6%，其中抽水蓄能持续保持中国储能市场新增规模第一位置、但总规模占比首次低于80%，而电化学储能新增6.1GW、同比+174.2%、占比近90%，未来将成为新型储能装机中的主导力量。

在新型储能中，锂电池仍旧占据绝对主流。2022年锂离子电池储能占比94.2%、压缩空气储能占比3.4%、液流电池占比2.3%。

图18：中国储能装机累计规模及增速

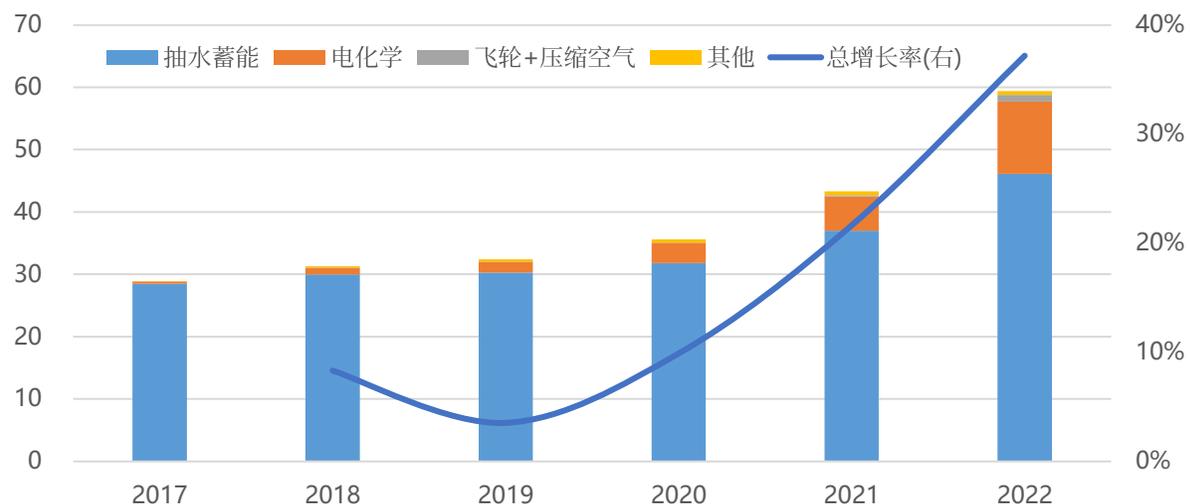


图19：电化学在中国储能装机规模中占比持续上升

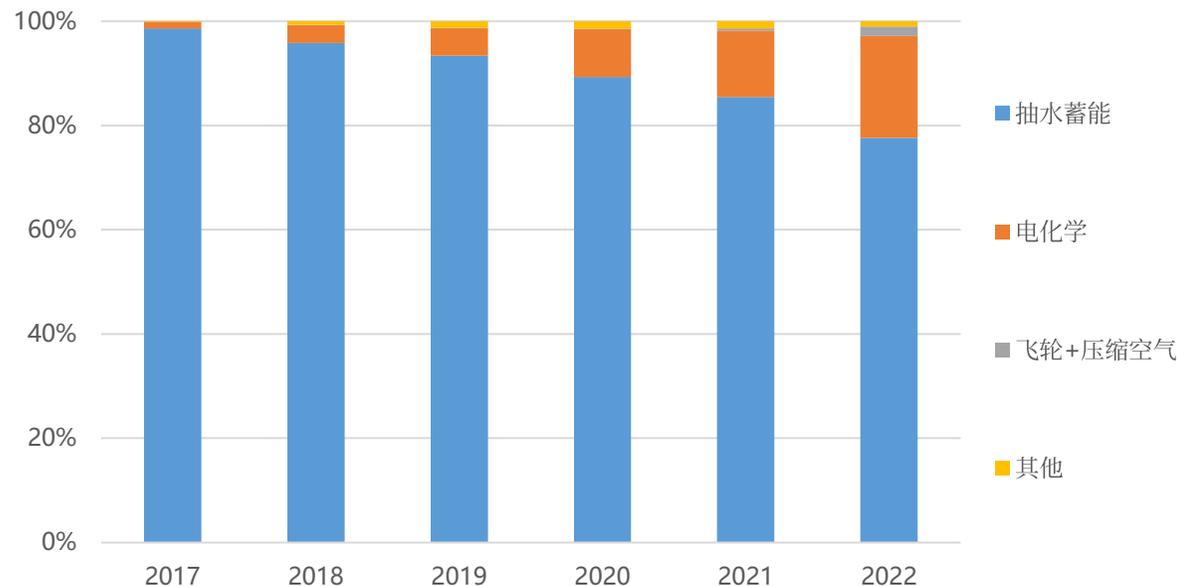
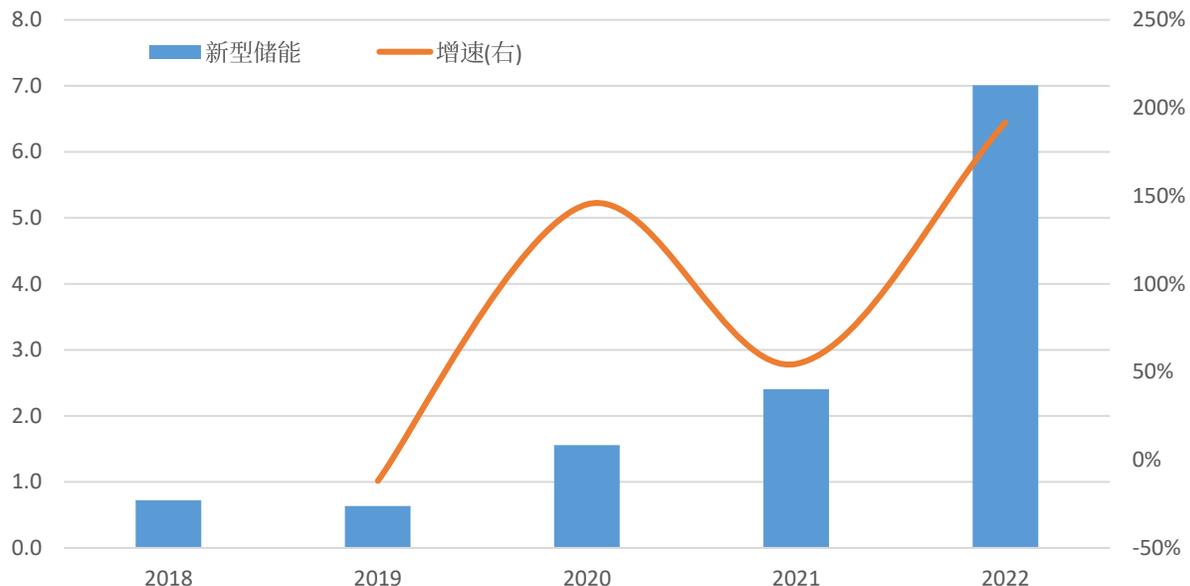


图20：中国新型储能新增装机量及增速 (GW)



### 3. 中国储能：十四五规划超50GW规模，电源侧新能源配储为主要推力

2025年中国新型储能装机规模有望突破50GW。根据2021年发改委和能源局颁发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见，从国家层面制定2025年新型储能30GW的装机目标。同时随着各省十四五能源规划的出台，至十四五末期，全国新型储能装机规模有望达到53GW。

电源侧新能源配储政策护航，储能同享新能源增长红利。新能源配储具备强制性，新能源新增装机需按比例配储方可获得并网资格，配储比例主要在10%~15%之间，配储时长以2小时为主。2022年储能招标市场总量为41.8GWh，其中电源侧实现招标24.31GWh，占比接近6成，结合各地新能源装机高预期，新型储能装机的增量将主要来自于新能源配储。

表8：各省能源发展“十四五”规划中均对新型储能装机提出要求

| 序号 | 省份  | 政策文件                      | 储能装机目标(GW) |
|----|-----|---------------------------|------------|
| 1  | 青海省 | 《青海省“十四五”能源发展规划》          | 6          |
| 2  | 甘肃省 | 《甘肃省“十四五”能源发展规划》          | 6          |
| 3  | 河南省 | 《河南省“十四五”现代能源体系和碳达峰碳中和规划》 | 2          |
| 4  | 河北省 | 《河北省“十四五”新型储能发展规划》        | 4          |
| 5  | 湖北省 | 《湖北省能源发展“十四五”规划》          | 2          |
| 6  | 广东省 | 《广东省能源发展“十四五”规划》          | 2          |
| 7  | 福建省 | 《福建省“十四五”能源发展专项规划》        | 5          |
| 8  | 内蒙古 | 《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》       | 5          |
| 9  | 浙江省 | 《浙江省能源发展“十四五”规划》          | 1          |
| 10 | 安徽省 | 《安徽省能源发展“十四五”规划》          | 3          |
| 11 | 广西  | 《广西能源发展“十四五”规划》           | 2          |
| 12 | 山东省 | 《山东省能源发展“十四五”规划》          | 5          |
| 13 | 北京市 | 《北京市碳达峰实施方案》              | 1          |
| 14 | 山西省 | 《山西省可再生能源发展“十四五”规划》       | 6          |
| 15 | 江苏省 | 《江苏省“十四五”新型储能发展实施方案》      | 3          |
| 16 | 辽宁省 | 《辽宁省“十四五”能源发展规划》          | 1          |
| 合计 |     |                           | 53         |

资料来源：国家能源局，各省官网，索比咨询，EnergyTrend，中航证券研究所

图21：2022年储能中标应用场景拆分

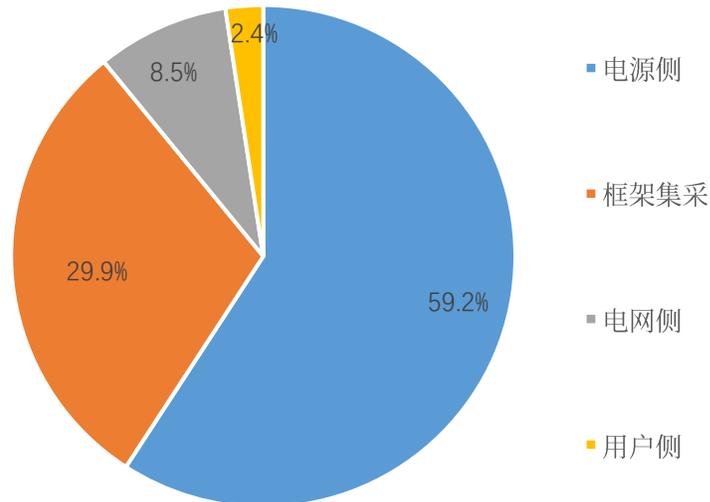
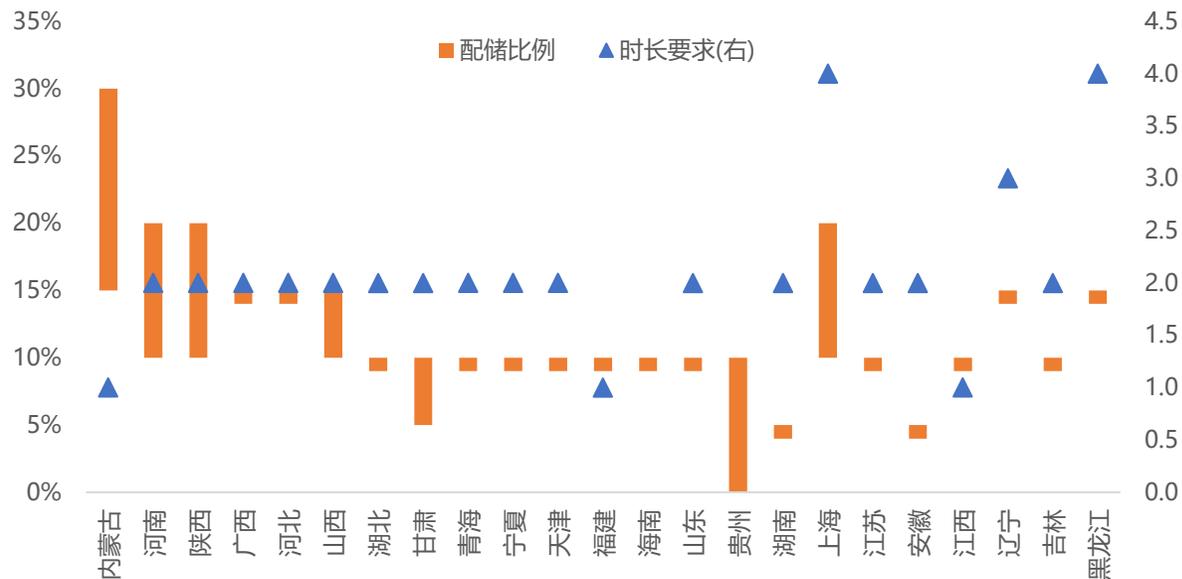


图22：各省新能源配储时长及比例要求



### 3. 中国储能：独立储能电力市场主体身份明确，大储盈利模式逐渐清晰

国家及地方政策落地，储能商业模式逐渐清晰。独立储能盈利模式主要包括现货套利、辅助服务、容量补偿和容量租赁四个方面。

独立储能模式有望成为国内大储发展方向。目前我国储能发展处早期阶段，成本偏高，新能源配储暂无明确盈利模式，为成本项，独立储能在经济效益和运行效率具备优势，更获青睐，2022年独立储能项目中标容量达到12.98GWh，占比31.6%。盈利预期好转，未来占比有望持续上升。

图23：2022年储能中标电站类型拆分

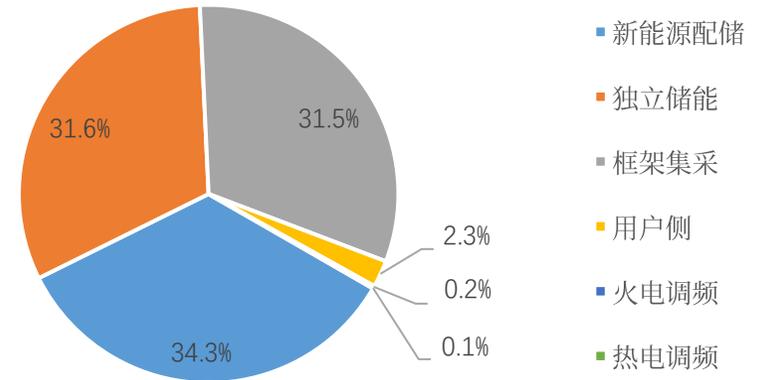


表9：2022年各地有关储能盈利模式的部分政策汇总

| 类型        | 地区  | 名称                          | 内容  |
|-----------|-----|-----------------------------|---|
| 现货套利      | 全国  | 关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知   | 各地应结合实际情况，制定同本地电力供需和市场建设情况相适应的中长期合同分时段价格形成机制，合理拉大峰谷价差，加强中长期与现货价格机制衔接                                      |
|           | 山东  | 山东省电力现货市场交易规则(试行)           | 独立储能可参与电力现货市场进行交易，配套峰谷电价差实现盈利   |
|           | 江西  | 关于完善分时电价机制有关事项的通知           | 高峰时段电价上浮50%，低谷电价时段下浮50%，比此前上下浮动幅度扩大了20%   |
| 辅助服务      | 全国  | 电力现货市场基本规则(征求意见稿)           | 推动储能、分布式发电等新兴市场主体参与交易；健全电力辅助服务市场；储能纳入电力调度机构调度管辖范围   |
|           | 山东  | 储能电站并网运行管理实施细则(试行)          | 5MW/2h及以上的独立储能电站可参与黑启动、转动惯量、快速调压、一次调频等辅助服务获得补偿  |
|           | 湖南  | 湖南省电力辅助服务市场交易规则(2022版)      | 在容量要求方面，独立储能应不小于5MW/10MWh，负荷侧市场主体不小于1MW，连续响应时间不低于1小时  |
| 容量补偿      | 山东  | 关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施     | 推动独立储能示范项目积极参与电力现货交易，暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿的2倍标准执行   |
|           | 山东  | 关于发布2023年容量补偿分时峰谷系数及执行时段公告  | 容量补偿电价将采取峰谷分时电价模式   |
|           | 内蒙古 | 内蒙古自治区支持新型储能发展的若干政策         | 建立市场化补偿机制，纳入自治区示范项目的独立新型储能电站享受容量补偿  |
| 容量租赁/共享储能 | 广西  | 加快推动广西新型储能示范项目建设的实施意见       | 明确了新型储能示范项目作为独立储能的市场主体地位，将积极推动独立储能参与电力市场，推动新型储能参与多类型电力辅助服务，健全新型储能价格机制，建立新型储能容量租赁制度；新型储能投资建设企业完全享有租赁容量的收益权 |
|           | 山西  | 2023年全省电力市场交易工作方案           | 持续优化独立储能、虚拟电厂等新兴市场主体参与现货市场机制；研究出台新型储能共享容量租赁交易机制   |
|           | 河北  | 全省电源侧共享储能布局指导方案(暂行)         | 规划到“十四五”末，在全省23个重点县区，新建共享储能电站27个，建设规模约500万千瓦  |
|           | 青海  | 青海省国家储能发展先行示范区行动方案2022年工作要点 | 开工建设吉瓦级源网共建共享储能示范项目，力争年内建成50万千瓦   |

资料来源：CNESA，北极星储能网，索比咨询，长江产融智库，中航证券研究所

### 3. 中国储能：盈利困局有望缓解，2025累计装机规模70GW

用电侧峰谷价差拉大，用户侧储能经济性提升。《关于进一步完善分时电价机制的通知》要求各省完善峰谷电价机制，合理确定峰谷电价价差。2023年1月峰谷价差超过1元/度的地区有10个省市。随着未来峰谷价差的持续拉大，用户侧储能经济型将得到显著提升。

发电侧上网电价浮动比例提升，大储装机阻力有望缓解。目前国内上网电价按照基准价+上下浮动模式运行，随着上下浮动比例扩大至20%，上网电价有望进一步提高。全国2022年12月各省平均上网电价在0.43元/度，若锂价进一步回调，发电侧储能能在2023年有望实现盈亏平衡。2025年中国电化学储能累计装机规模有望达到70GW，2021~2025 CAGR+88.9%。

图24：2023年1月全国峰谷价差热力图

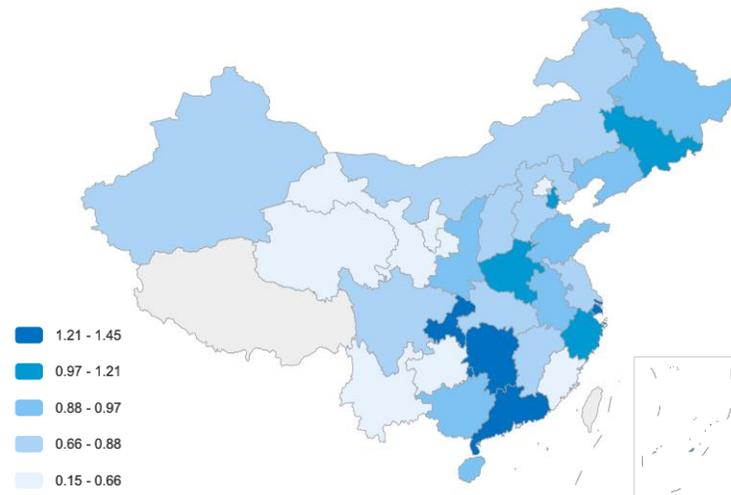


图25：各省2022年12月上网与不同锂价下储能度电成本对比（元/度）

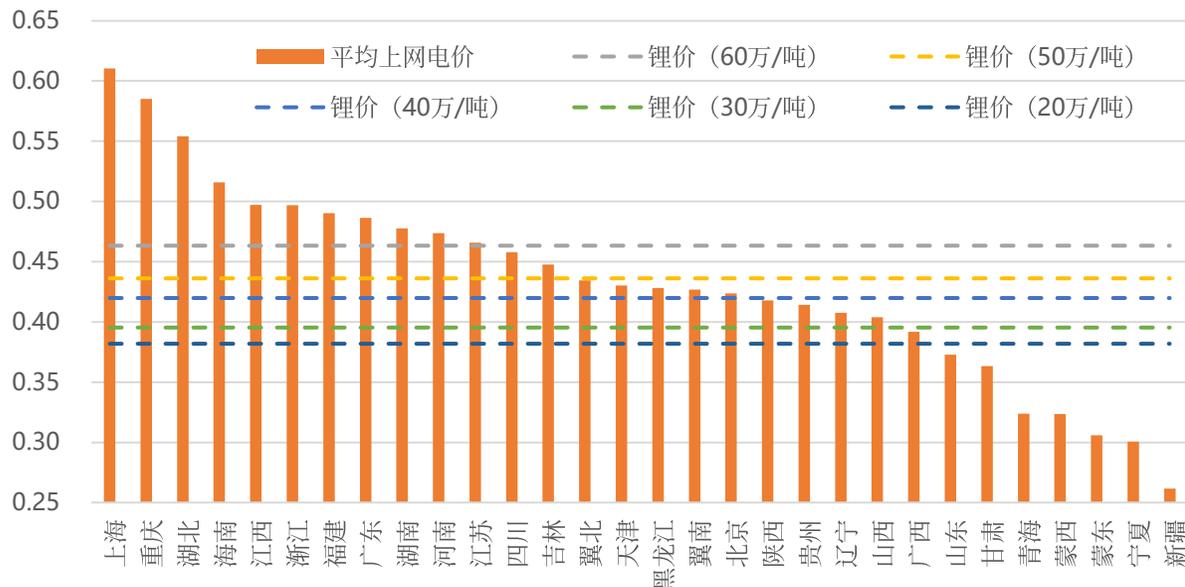
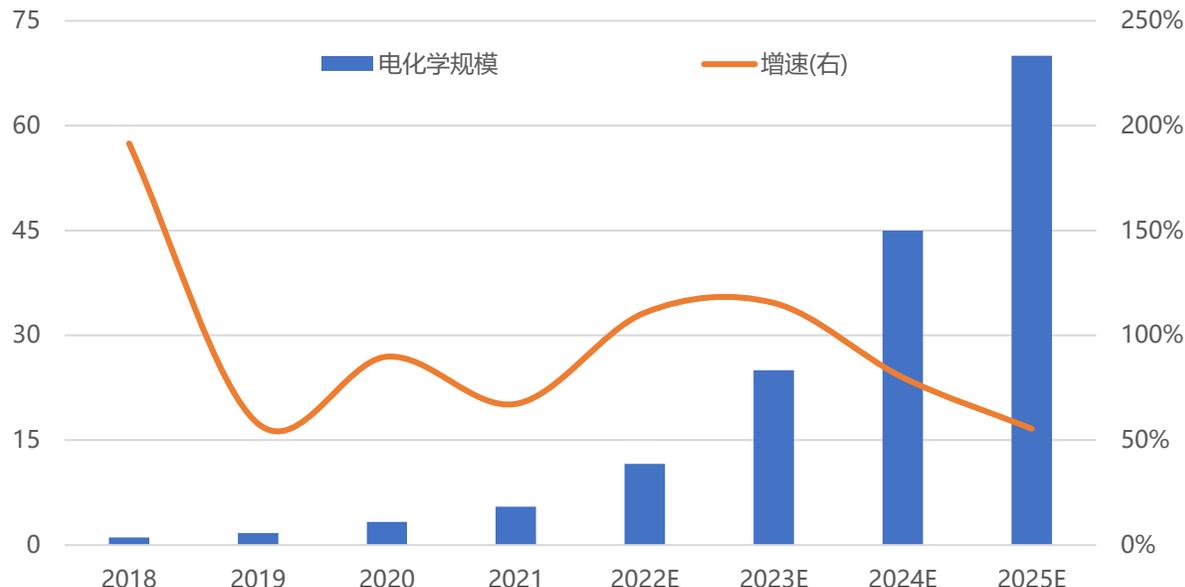


图26：中国电化学储能累计装机规模及增速预测（GW）



资料来源：绿电来，北极星储能网，绿色和平，CNESA，中航证券研究所

## 4. 海外储能：IRA法案指引美国储能高增，储能全环节补贴政策完备

北美地区经济复苏有望带动电力装备需求增加。根据我们的观察，北美地区自2022下半年开始制造业投资景气度高涨、预计电力供给将面临短期压力，采购中国光储产品将成为优选。

IRA法案和电力市场政策驱动美国表前大储发展。根据PV Magazine报道，美国近期放行部分扣押的光伏组件，上调23年美国光伏装机预期，驱动表前配储需求。同时，美国于2018年正式允许储能进入电力市场参与竞争，IRA法案确立电站储能独立补贴主体，并将抵免额度由26%增至30%，将进一步提振美国表前储能市场需求。

用户侧补贴政策激励美国表后储能发展。目前，美国用户侧储能市场渗透率较低，随着用电稳定性和节省电费需求增加、IRA法案对户储的税收抵免和各州在容量和光储系统上的补贴政策支持下，美国户储市场具备较大成长空间。据Wood Mackenzie估计，到2023年美国有望接棒欧洲，成为全球最大的户储市场，占据全球户储市场的43%。

表10：美国IRA法案对储能装机具有较大的推进作用

| 政策时点 | 模式   | 类型               | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025-2032       | 2033 | 2034 |  |
|------|------|------------------|------|------|------|------|-----------------|------|------|--|
| IRA前 | 光伏配储 | 工商业/电站级别         | 26%  | 26%  | 22%  | 10%  | 10%             | 10%  | 10%  |  |
|      |      | 户用               | 26%  | 26%  | 22%  | /    | /               | /    | /    |  |
| IRA后 | 独立储能 | 工商业/电站级别 (>5kWh) | 26%  | 30%  | 30%  | 30%  | 取决于财政部是否达到碳减排目标 |      |      |  |
|      |      | 户用(>3kWh)        | 26%  | 30%  | 30%  | 30%  | 30%             | 26%  | 22%  |  |

表11：美国储能政策部分汇总

| 类型   | 名称           | 时间   | 内容   |
|------|--------------|------|--|
| 税收减免 | 《重建美好》法案     | 2021 | <ul style="list-style-type: none"> <li>5550亿美元投资包括储能在内的清洁能源发展</li> <li>光伏方面将ITC延长10年，储能投资纳入抵免基数</li> </ul>   |
|      | 《IRA》法案      | 2022 | 独立储能系统引入投资税收抵免(ITC)，此前储能有资格获得ITC前提是搭配太阳能发电；现有的风力和太阳能发电ITC延长10年   |
| 创新激励 | 《BEST》法案     | 2020 | 在储能技术研究方面的创新提供10亿美元资金支持  |
|      | 储能大挑战计划      | 2021 | DOE提供1790万美元资助研发和部署液流电池技术等   |
| 竞争激励 | FERC第841号法案  | 2018 | 储能获得进入电力市场竞争资格   |
|      | FERC第2222号法案 | 2020 | 认可分布式能源参与电力市场  |
| 强制目标 | 州政府部分储能目标    |      | <ul style="list-style-type: none"> <li>纽约州：2030年储能部署目标从3GW翻一番至6GW</li> <li>加州：2026年部署1GW长时储能系统</li> <li>内华达州：2030年部署1GW储能系统</li> <li>弗吉尼亚州：2035年部署3.1GW储能系统</li> </ul> |

表12：美国州政府对储能建设提出的补贴政策

|       | 发电侧  |       | 电网侧  |         | 用户侧  |       | 储能容量目标订立 | 储能价格目标订立 |
|-------|------|-------|------|---------|------|-------|----------|----------|
|       | 容量补贴 | 光+储补贴 | 容量补贴 | 低息/免息贷款 | 容量补贴 | 光+储补贴 |          |          |
| 联邦    | √    | √     | √    | √       | √    | √     | √        | √        |
| 加州    |      |       |      |         | √    | √     | √        |          |
| 纽约州   | √    |       | √    |         | √    |       | √        |          |
| 缅因州   |      |       |      |         |      | √     | √        |          |
| 夏威夷州  |      |       |      |         |      | √     |          |          |
| 马萨诸塞州 |      |       |      |         |      |       |          | √        |
| 新泽西州  |      |       |      |         |      |       |          | √        |
| 弗吉尼亚州 |      |       |      |         |      |       |          | √        |
| 康涅狄格州 |      |       |      |         |      |       |          | √        |
| 内华达州  |      |       |      |         |      |       |          | √        |

## 4. 海外储能：美国IRA法案落地，2025年累计规模超75GW，表前市场和经济强州持续贡献增量

IRA法案提振美国装机预期。2021年美国电化学储能新增装机3.5GW/10.5GWh，新增功率同比超200%。BNEF预计IRA法案将推动美国2022~2030年储能装机预期相较颁布前增长20%以上。预计美国2025年电化学储能累计装机规模将超75GW，2021~2025 CAGR+88.4%。

表前市场带动美国储能爆发。表前市场体量最大及增速最快，由于原先ITC政策退坡致2021Q4抢装，2022Q1环比下降。IRA法案延续ITC政策，表前储能装机量预计快速增长，2022年上半年，美国储能装机容量合计2305MW/5917MWh，其中Q2表前储能装机量达到1170MW/2608MWh，是有史以来第二季度的最高装机容量。

经济强州的储能装机数据将遥遥领先。分地区看，加州为最大的储能市场，德州紧随其后，IRA颁布使两州的装机目标增长超10GW。

图27：美国电化学储能累计装机规模及增速预测（GW）

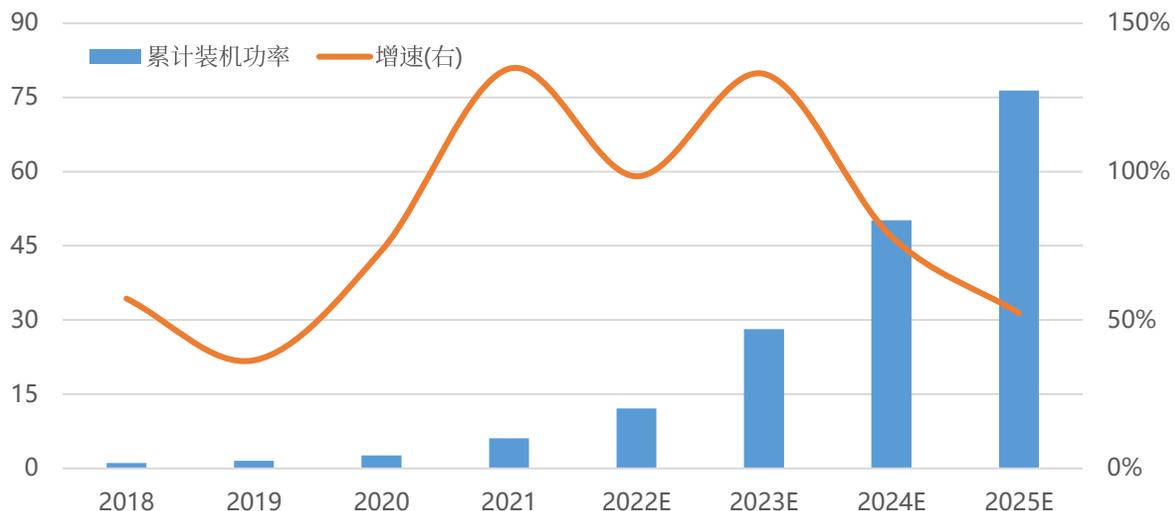
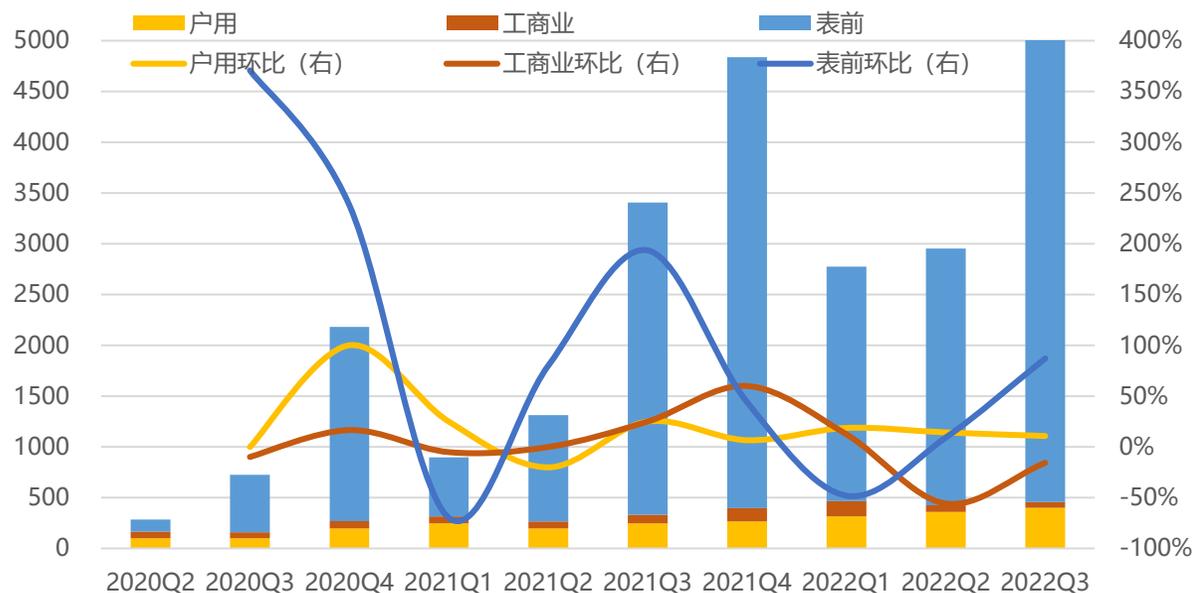
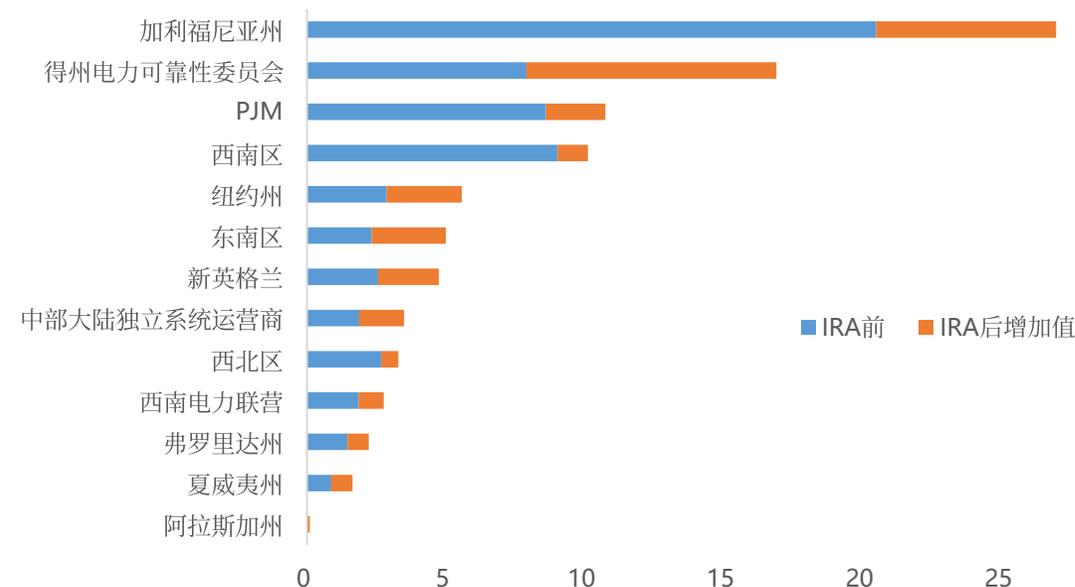


图28：美国电化学储能新增装机容量分场景拆分（MWh）



资料来源：Wood Mackenzie, BNEF, EIA, 中航证券研究所

图29：IRA法案推动美国各州2022-2030年装机量增长（GW）



## 4. 海外储能：欧洲可再生能源装机目标推动储能需求，电力市场政策齐全指引储能盈利方向

可再生能源装机目标推动欧洲储能需求。欧洲储能协会(EASE)指出，储能为减少可再生能源弃电的关键解决方案之一，目前欧洲的电池存储部署仅为0.8GW/年。经EASE的报告测算，为实现RE Power EU提出的将可再生能源占比提高到45%的目标，至2030年欧洲需部署200GW左右的储能(每年新增14GW)、2050年需部署600GW储能(2030年后每年新增20GW)。

欧洲储能市场在欧盟和各国技术资金支持和各类激励政策构建下有序发展。欧盟层面主要通过公共资金支持 and 长期研究计划来推动电池储能技术的发展。各国也纷纷跟进政策，意大利及奥地利针对小型储能的补贴政策相继落地，欧洲围绕储能经济性相关的各类政策逐步完善，英国亦允许储能参与电力市场交易。

图30：EASE估计的满足电力部署需求的储能装机目标（GW）

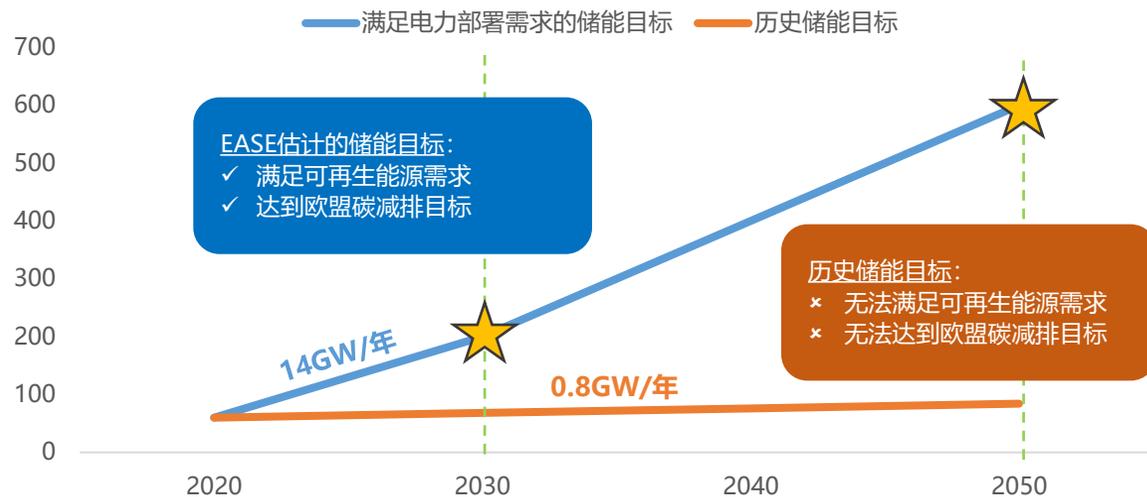


表13：欧洲储能部分政策汇总

| 地区  | 类型   | 名称        | 时间   | 内容   |
|-----|------|-----------|------|--|
| 欧盟  | 资金支持 | 欧洲电池创新项目  | 2021 | 提供29亿欧元基金用于电池全产业链的技术突破   |
|     | 强制目标 | 减碳55      | 2021 | 强化欧盟碳排放权交易系统，纳入交易的产业在2030年前实现减排61%；2030年前可再生能源的比例增加到40%以上(前值32%) |
|     |      | REPowerEU | 2022 | 2030年可再生能源在能源结构中占比目标从40%提高到45%，可再生能源装机容量从1067GW提高到1236GW         |
|     | 限制价格 | 应对能源高价方案  | 2022 | 在10%的负荷高峰时段削减5%峰值负荷；对发电成本较低的水电、新能源等机组提出180欧元/MWh的限价；补贴新能源投资      |
| 英国  | 资金支持 | 净零创新组合    | 2020 | 总投资10亿英镑关注包括储能及电力灵活性在内的十大关键领域                                    |
|     | 规则构建 | 调频服务市场规则  | 2015 | 启动增强型调频服务招标采购计划EFR，要求服务设施响应时间尺度不高于1S，推动电储能更好的进入调频辅助服务市场          |
|     |      | 电力法修订     | 2017 | 将储能作为发电资产类别的一个子集列入具体定义，并针对储能的许可证和规划制度进一步明确额                      |
|     |      | 储能定义修订    | 2019 | 英国天然气和电力市场办公室（OFGEM）批准取消针对电储能的双重收费，储能只需要支付发电时的网络使用费              |
|     |      | 容量市场规则修订  | 2020 | 参与容量市场的储能系统最小装机阈值从2MW降至1MW                                       |
| 奥地利 | 资金支持 | 光储激励计划    | 2020 | 3600万欧元用于支持小型光储能设备应用，其中2400万欧元用于支持屋顶光伏系统，1200万欧元用于支持储能系统         |
| 意大利 | 资金支持 | 税收激励政策    | 2020 | 对家用储能设备税收减免由原来的5%-65%提升至110%，提高了用户安装储能系统的积极性                     |

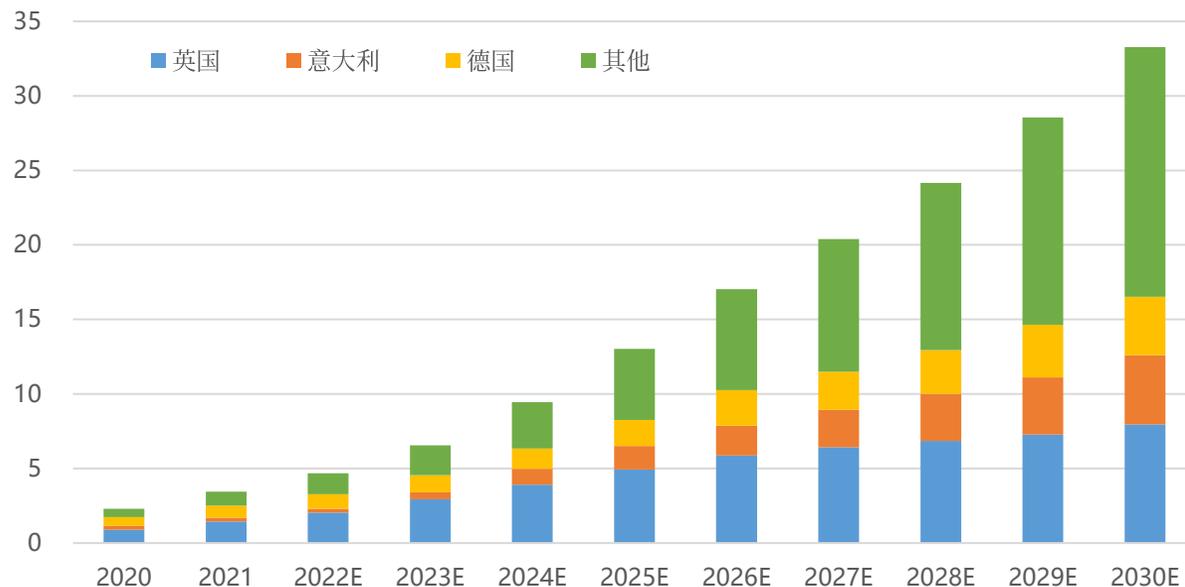
## 4. 海外储能：欧洲户储平稳增长，大储后来者居上，2025累计装机规模接近40GW

欧洲电化学储能装机规模稳步增长，据DELTA-EE测算，2025年累计规模有望达到38.5GW，2021~2025 CAGR+53.7%。电网侧与户用储能合力贡献可观增量。

欧洲电网侧储能装机量平稳增长。欧洲电网侧储能预计稳步发展，从2021年的3GW/4GWh增至2030年的33GW/95GWh。分国家来看，英国、意大利和德国是电网侧储能的主要装机国家。

电价高企推动欧洲户用储能快速发展。欧洲居民电价上涨，预计未来仍将保持高位。户用光储系统成本相对居民终端电价存在优势，欧洲户储经济性有望维持，预计至2025年欧洲户用储能新增装机9.2GWh，2021~2025 CAGR+41.4%。

图32：欧洲各国电网侧储能展望（除抽水蓄能外，GW）



资料来源：欧洲太阳能行业协会，BNEF，DELTA-EE，中航证券研究所

图31：欧洲电化学储能累计装机规模及增速预测（GW）

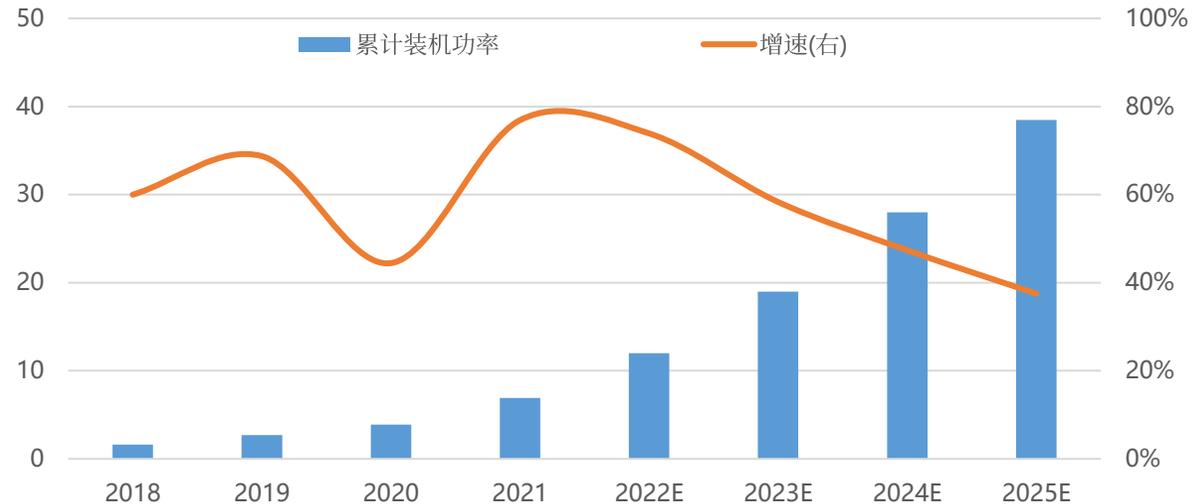
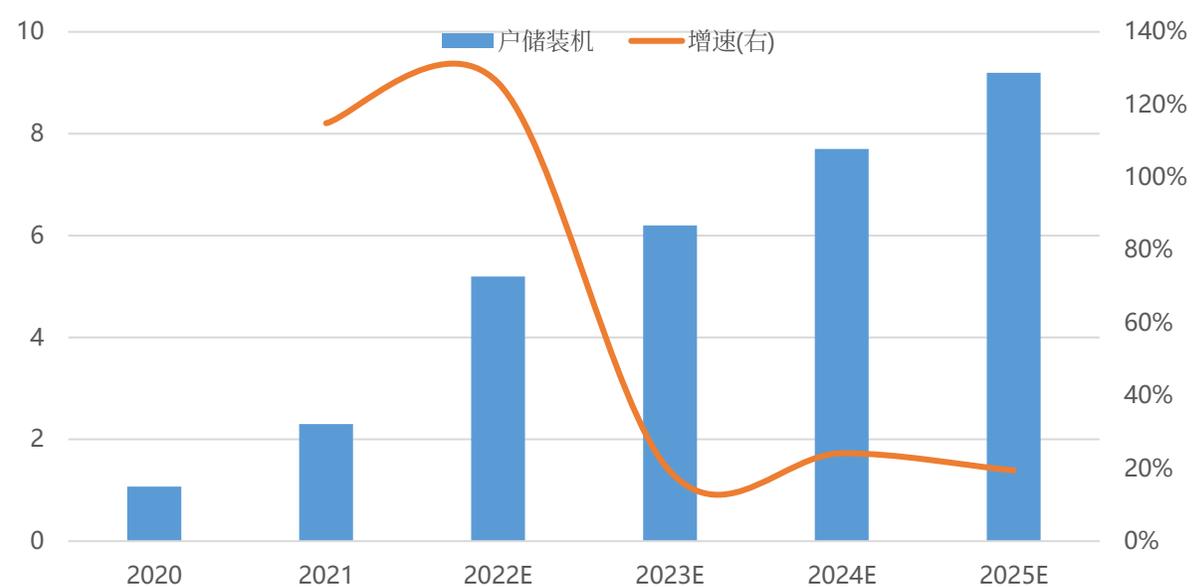


图33：欧洲户储新增装机预测（GWh）



## 5. 投资建议：储能电芯，小储与大储市场分化，大容量成趋势或年度缺货

储能电芯有望迅速放量。当前国内电化学储能电芯以磷酸铁锂路线为主、海外磷酸铁锂与三元兼有，国产电芯占全球储能比例约90%、占据绝对垄断地位。随着碳酸锂价格不断下行，而中美欧的风光电力装机持续高增、以及各国政策支持，储能的经济型和必要性将同时满足需求，因此放量在即。据高工锂电预计，2022年中国储能电芯产量约120GWh、同比+150%，2025年储能电芯产量将上升至390GWh，2021~2025 CAGR +68.8%，届时中国企业供给仍将占据绝对主导地位。

大储放量在即，大容量电芯需求火热。发电侧、电网侧和用户侧的大型储能系统均在快速提升容量，单系统电芯数量相比用户侧有明显提升，因此对BMS电芯管理和EMS能量管理的难度加大，而280Ah及以上的大容量电芯应用在大储端可减少电芯和结构件数量，提升管理精度和体积能量密度，同时系统集成装配可以得到简化，降低安装成本。据高工锂电数据，截至2022Q3末，280Ah独立线产能为34GWh左右。未来随着储能电站的容量持续提升，电芯容量有望从280Ah向300Ah甚至更高进行迭代，大容量电芯供需仍然维持一个紧平衡态势。

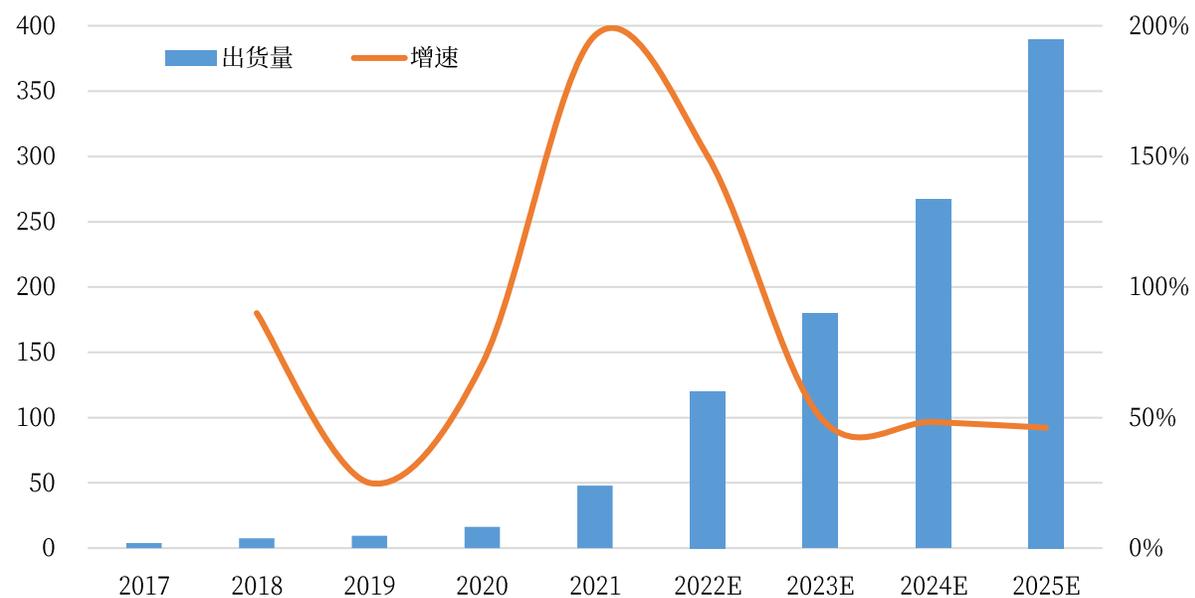
建议关注：宁德时代、比亚迪、鹏辉能源、派能科技、亿纬锂能、海辰储能(未上市)、瑞浦兰钧(拟港股IPO)。

表14：电芯厂大容量电芯布局情况 (Ah)

| 时间   | 企业   | 电芯容量 | 说明   |
|------|------|------|--|
| 2019 | 宁德时代 | 280  | 户外液冷电柜Enerone搭配280Ah，截止2021年底累计出货超过11GWh；大储系统集成商Fluence将搭配280Ah电芯。 |
| 2021 | 鹏辉能源 | 280  | 天合储能向鹏辉子公司天辉锂能采购150Ah/280Ah/300Ah电芯，合同金额为6~9亿元                     |
| 2022 | 海辰储能 | 300  | 循环寿命可达12000次，能量效率达到95%；预计于2023年第一季度全球交付                            |
| 2022 | 比亚迪  | -    | 基于刀片电池的储能系统，通过针刺测试，同时不含镍钴等稀缺金属                                     |
| 2022 | 瑞浦兰钧 | 320  | 单只电芯储存1kWh电量；预计于2023量产   |
| 2022 | 亿纬锂能 | 560  | 单只电芯电量达到1.8kWh，循环寿命超过12000次；预计于2024Q2开启交付                          |
| 2022 | 天合储能 | 300  | LCOS（度电成本）相比上一代产品下降32%，循环寿命超过12000次                                |

资料来源：GGII，鑫铱锂电，中国化学与物理电源行业协会储能应用分会，中航证券研究所

图34：中国储能锂电池产量预测 (GWh)



## 5. 投资建议：电芯环节，关注钠电体系替代

钠电池属于开创性产品，未来将作为良好的储能电池，但目前全球皆无可仿案例。相较锂电，钠电工作原理相似、能量密度稍弱，但预期量产成本优势明显，且供应量可以部分继承、高温/低温性能更优。钠与锂为元素周期表中同族元素，两者电化学性能和工作原理方面有较多相似之处，均为摇椅式模型、由正离子在电极间往复提供能量；相较锂电，钠电预期量产成本优势明显，且供应量可以部分继承、高温/低温性能更优。考虑到钠的地壳丰富度远高于锂，锂价处于高位运行，钠电池的推出有望在成为锂电在低端领域应用的有力补充，未来钠电池将作为良好的储能电池。钠电前景立足于低速动力和储能领域，宁德时代AB电池技术有望拓宽其在汽车领域的应用空间。据EV Tank预测，至2026年，钠离子电池理论空间将达到370GWh左右。

在电池材料体系的技术路线和供应链方面，钠电较锂电既有集成又有创新，可以实现较低成本的切换。目前钠电可兼容目前锂电的隔膜、铜箔/铝箔；正极路线分为层状氧化物、聚阴离子化合物及普鲁士材料路线，前两者可分别兼容锂电的三元和磷酸铁锂体系，普鲁士材料为全新路线；负极为全新的硬碳体系，非锂电石墨体系。因此在普鲁士材料和硬碳负极方面需要大量基础研究和工程应用。

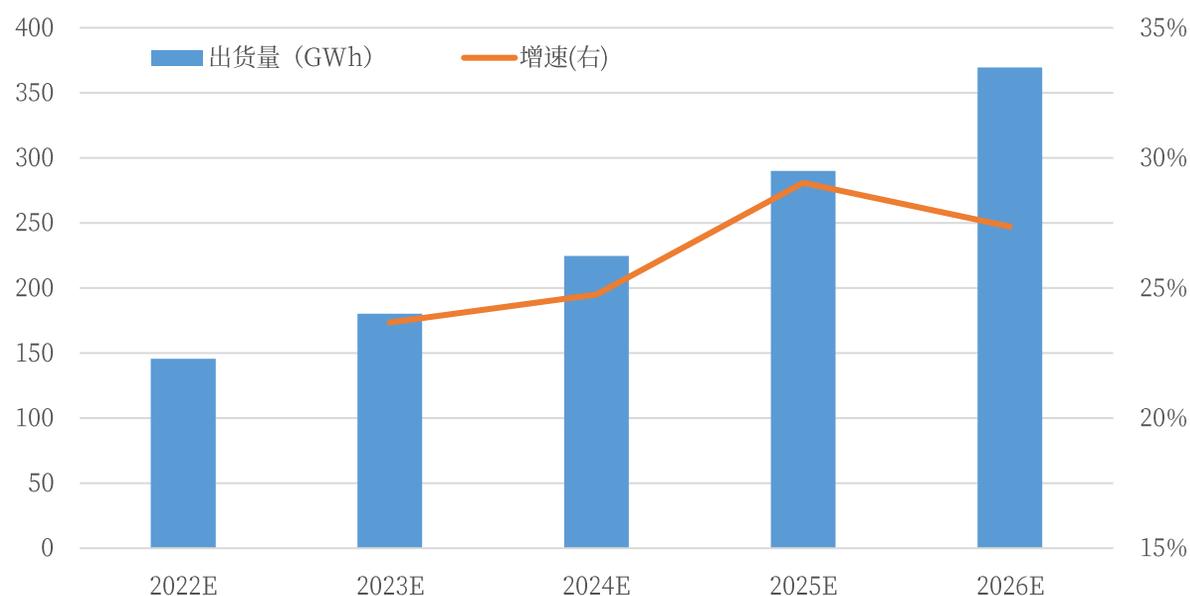
建议关注：传艺科技、维科技术、宁德时代、鹏辉能源、多氟多、容百科技、振华新材、贝特瑞、天赐材料。

表15：锂电与钠电对比

|             | 磷酸铁锂电池          | 三元锂电池     | 钠离子电池              |
|-------------|-----------------|-----------|--------------------|
| 能量密度(Wh/kg) | 120-200         | 200-300   | 100-160            |
| 循环寿命(次)     | >3000           | >3000     | >3000              |
| 工作电压(V)     | 3.2             | 3.7       | 3.2                |
| 工作温度(°C)    | 0~40            | -10~40    | -20~60             |
| 下游应用        | 储能、动力           | 消费电子、动力   | 电单车、储能             |
| 正极          | 磷酸铁锂            | 层状三元      | 层状氧化物、聚阴离子化合物、普鲁士蓝 |
| 负极          | 石墨              | 石墨        | 硬碳                 |
| 隔膜          | PP、PE以及丙烯和乙烯共聚物 |           |                    |
| 电解液         | 六氟磷酸锂           | 六氟磷酸锂     | 六氟磷酸钠              |
| 集流体         | 正极铝箔/负极铜箔       | 正极铝箔/负极铜箔 | 正负极均为铝箔            |

资料来源：GGII，电池中国，EV Tank，中航证券研究所

图35：钠离子电池理论市场空间预测 (GWh)



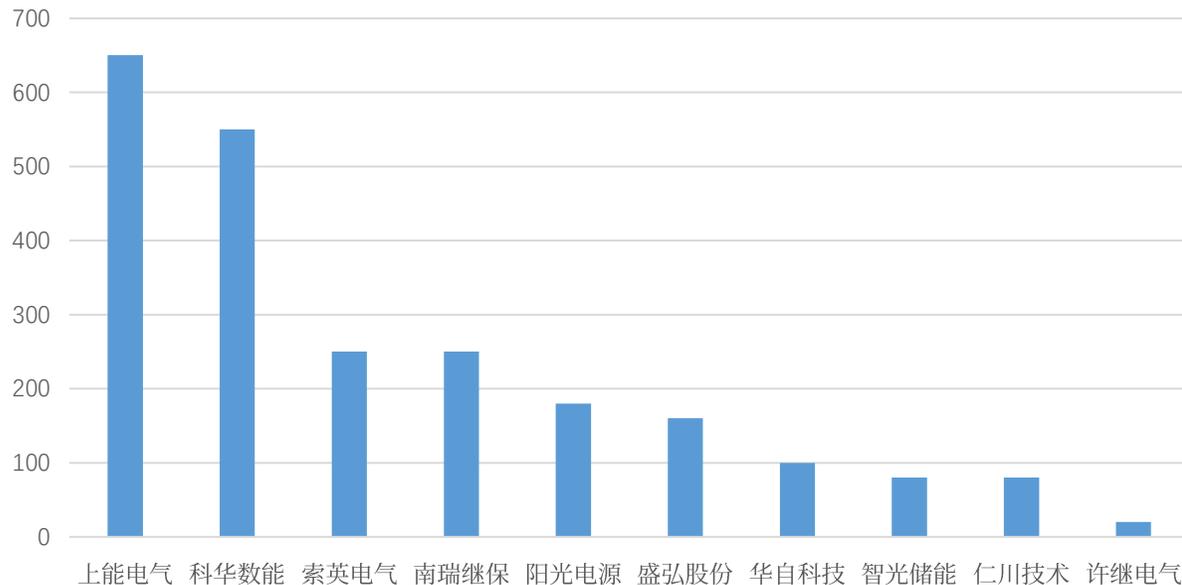
## 5. 投资建议：逆变器环节，关注小功率IGBT国产保供弹性与大功率海外IGBT供需情况

大功率PCS需求增长，整体技术壁垒较高。PCS占储能系统成本比例在20%左右。目前大型储能整体功率MW级左右，较用户侧kW级别功率存在明显提升。相比与光伏逆变器单一逆变功能，储能PCS需要同时兼顾整流和逆变，大功率下整体技术难度存在较高壁垒。

IGBT供应将持续影响PCS市场格局。IGBT为储能PCS核心部件，主要负责整流和逆变。IGBT国产率在25%左右，目前小功率PCS可以实现部分IGBT芯片国产化，大功率PCS仍需产能较为紧张的进口IGBT模块，因此具有稳定IGBT货源的厂商具备一定优势。

建议关注：上能电气、科士达、科华数据、阳光电源、禾望电气、德业股份、盛弘股份、锦浪科技、固德威。

图36：2021年PCS厂商中国储能市场出货量（MW）

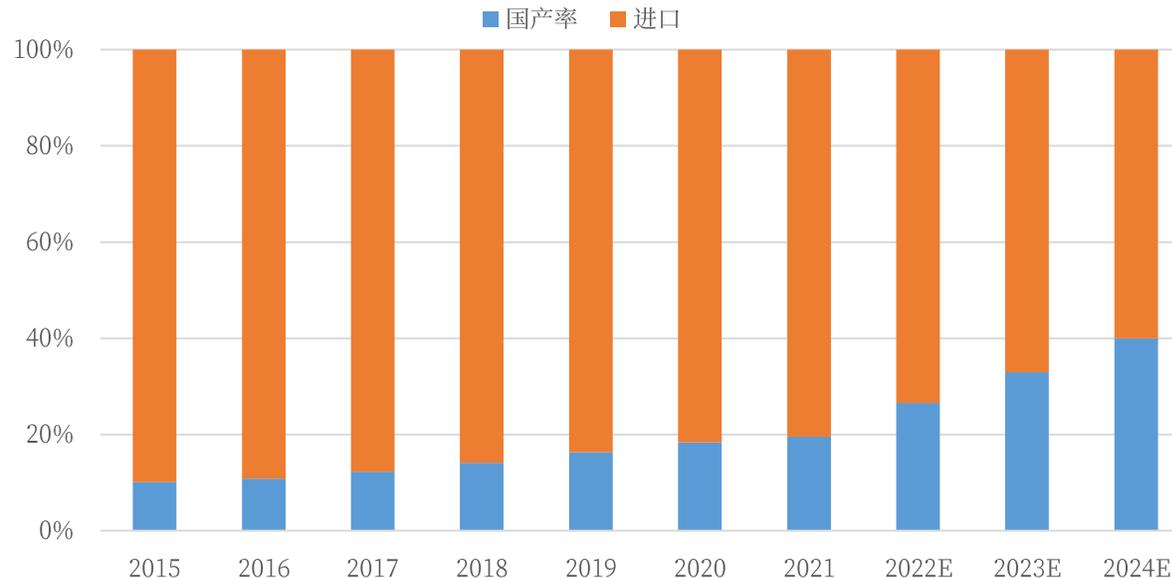


资料来源：储能头条，中航证券研究所

表16：根据不同应用场景，逆变器功率与电子元器件需求亦有所不同

| 应用场景     | 户用     | 工商业         | 集中式         | 储能电站    |
|----------|--------|-------------|-------------|---------|
| 功率等级     | <10kW  | 20~100kW    | 250~1250kW  | 1~200MW |
| 相数       | 1      | 3           | 3           | 3       |
| 转换效率     | ~90%   | 98.3%~98.7% | 98.5%~98.9% | -       |
| 与光伏共用    | 适用     | 适用          | 否           | 否       |
| 所需IGBT类型 | IGBT芯片 | IGBT芯片      | IGBT模块      | IGBT模块  |
| IGBT国产化  | 较高     | 较高          | 低           | 低       |
| 成本       | 高      | 较高          | 低           | 低       |
| 是否需要隔离   | 否      | 否           | 是           | 是       |

图37：IGBT仍较为依赖进口



## 5. 投资建议：温控环节，风冷主流地位稳固，液冷渗透率持续提升

储能温控市场处于早期阶段，均以跨界玩家为主。当前市场主要由数据中心温控企业、工业冷却设备企业以及汽车温控企业跨行业切入，或集成商自己搭建团队实现，标准不统一、集中度较低。

储能温控价值量占总量的3%~5%，技术路线可以分为风冷、液冷、相变冷却和液管冷却。风冷、液冷凭借性价比优势率先产业化。目前市场以风冷为主，液冷成本较高，但在均匀性、体积和能耗方面的优势明显，渗透率有望由21年的12%提升至2025年45%。液冷/风冷温控系统成本别约为0.9/0.3亿元/GWh，预计至2025年，市场空间有望达到160亿元。

建议关注：申菱环境、英维克、高澜股份、同飞股份、松芝股份

表17：储能温控技术比较

| 技术   | 阶段   | 原理                            | 优点                                    | 缺点              |
|------|------|-------------------------------|---------------------------------------|-----------------|
| 风冷   | 市场应用 | 以空气为冷却介质，分为自然风冷和强制风冷          | 结构简单、成本低、可靠性强、寿命长                     | 热交换系数较低，散热效率较差  |
| 液冷   | 市场应用 | 以液体为冷却介质，分为间接接触式与直接接触式        | 散热效率高，控制精度好，相较于风冷能够延长电池寿命超过 20%，运行能耗低 | 结构较为复杂，初始成本相对较高 |
| 相变冷却 | 研发阶段 | 利用材料本身相态的转换来吸放热，固态-液态转变方式为主   | 结构紧凑、接触热阻低、冷却效果好                      | 相变材料占空间大，成本高    |
| 液管冷却 | 研发阶段 | 利用介质在热管吸热端的蒸发带走电池热量，放热端冷凝散发热量 | 更高的散热速度和散热效率，安全性高，寿命长                 | 结构较为复杂，成本高      |

资料来源：华经产业研究院，GGII，中商产业研究院，中航证券研究所

图38：2021-2025年全球储能温控市场空间

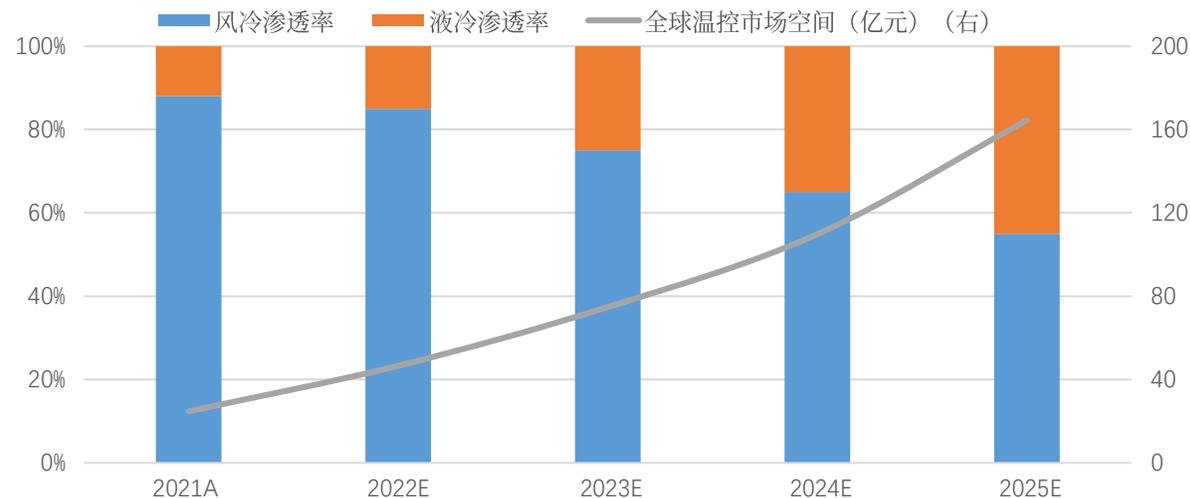
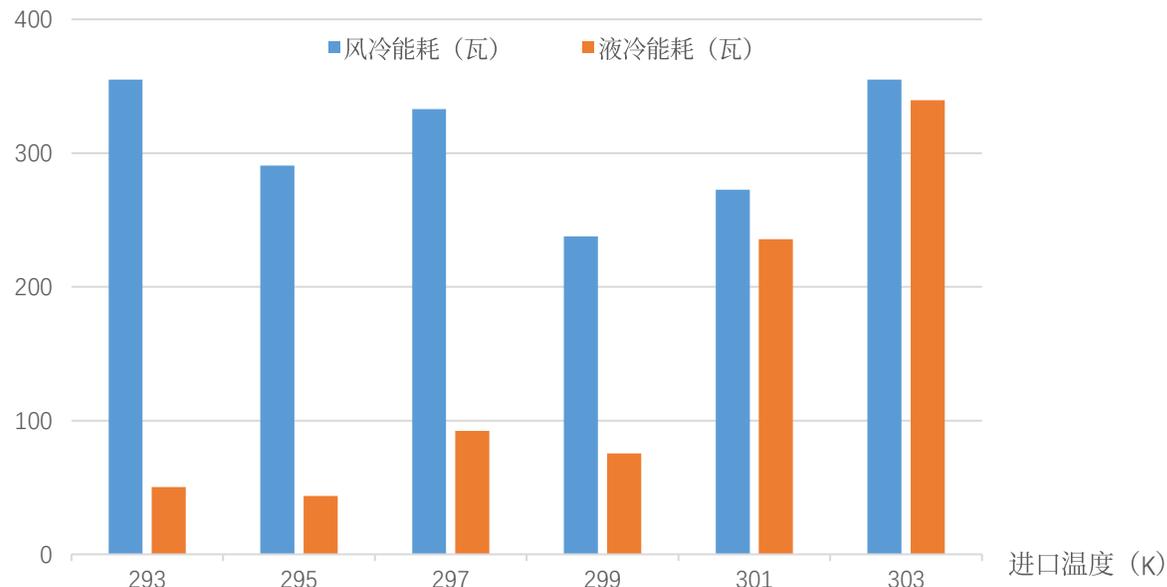


图39：风冷能耗和液冷能耗对比



## 5. 投资建议：消防环节，储能系统消防标准提高，灭火介质存在迭代需求

储能消防行业标准提升后，需求明显提升。根据于今年7月1日实施的《电化学储能电站安全规程》要求，储能电站电池室/舱应配置自动灭火系统，与BMS、探测器和温控等系统联动，同时自动灭火系统宜配备模组级别消防系统。目前国内储能消防价值量占比约3%，预计到2025年国内储能消防市场空间有望达到46.75元，CAGR为45.7%。

全氟己酮有望成为灭火介质新趋势。灭火介质需有良好的绝缘性能和降温性能。当前主流的七氟丙烷对环境影响较大，同时其常温为气体形态限制了模组级别消防要求对增加喷头数量需求。因此毒性较低、灭火性较好、常温下为液体的全氟己酮成为新型灭火介质的主要选择。

建议关注：青鸟消防、国安达、上海纽特(未上市)

表18：储能消防行业政策

| 发布时间    | 文件名称                     | 主要内容   |
|---------|--------------------------|--|
| 2018.11 | 《储能系统火灾预警及消防防护系统》        | 标准规定了电化学储能系统火灾预警及消防防护系统的技术要求、试验方法、检验规则、标志、包装、运输和贮存要求。                        |
| 2021.08 | 《电化学储能电站安全管理暂行办法(征求意见稿)》 | 从项目准入、产品质量与制造、设计咨询、施工及验收、并网及调度、运行维护及退役、应急管理 with 事故处置等环节对储能电站安全管理作出规定,并列示罚则。 |
| 2021.09 | 《电化学储能电站安全规程(征求意见稿)》     | 该规程拟规范储能的消防问题, 规定了电化学储能电站设备设施安全技术要求、运行、维护、检修、试验等方面的安全要求。                     |
| 2021.12 | 《“十四五”国家应急体系规划》          | 将电化学储能设施列入安全生产治本攻坚重点。  |
| 2022.05 | 《关于加强电化学储能电站安全管理的通知》     | 所有纳入备案管理的接入10千伏及以上电压等级公用电网的电化学储能电站的安全管理工作需要纳入企业安全管理体系。                       |

资料来源：华经产业研究院，北极星储能网，山东天康达安防科技，中航证券研究所

图40：2021-2025年我国电化学储能消防市场空间

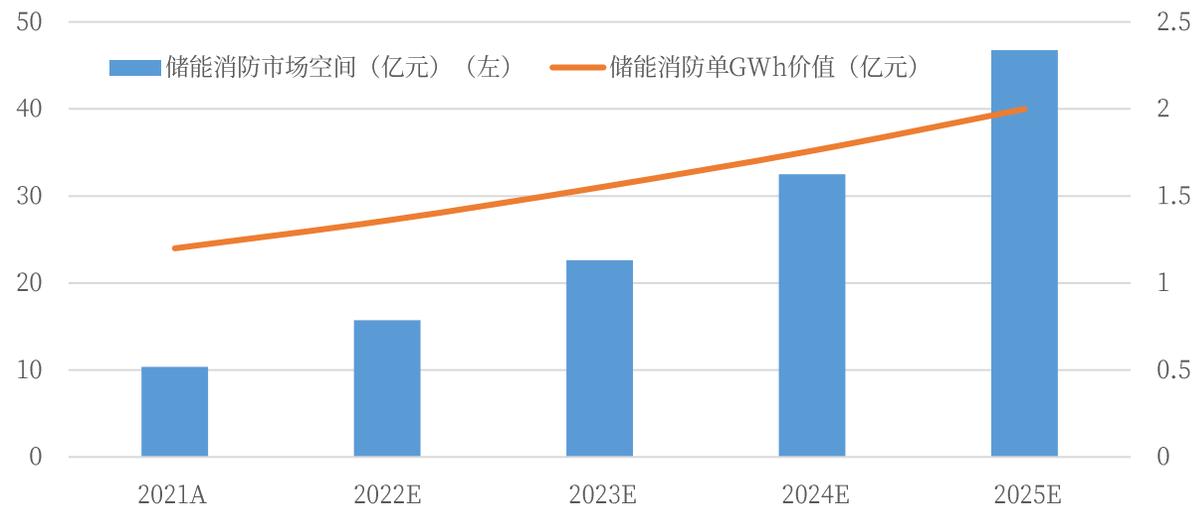


表19：七氟丙烷与全氟己酮性质对比

|                               | 七氟丙烷      | 全氟己酮      |
|-------------------------------|-----------|-----------|
| 分子量                           | 170.03    | 316.04    |
| 沸点 (°C)                       | -16.4     | 49.2      |
| 绝缘强度 1atm (N <sup>2</sup> =1) | 2         | 2.3       |
| 温室效应潜能值(GWP)                  | 3500      | 1         |
| 大气留存寿命                        | 31年       | 5天        |
| 使用浓度                          | 7.5%~8.5% | 4.0%~6.0% |
| 无毒性反应浓度                       | 9%        | 10%       |
| 安全值                           | 5.9%~20%  | 71%~122%  |

## 5. 投资建议：系统集成环节，高压级联成大型储能新选择

大型储能对传统并联结构提出挑战。在大储预期下，兆瓦甚至吉瓦规模电站占比有望迅速上升，所需要电芯数量也随之增加，BMS管理难度也随之增大。传统低压并联方式采取电芯并联的方式，电芯经过并联后汇流，在PCS处统一进行变流处理，该方式会导致直流侧电流过大，同时电芯易出现一致性相关的问题，各并联支路出现环流，对储能系统寿命有较大影响。

高压级联方式能有效提高储能系统效率和寿命。在高压级联方式中，电池堆+PCS形成了一个相对独立的PCS单元，每个单元的电流在PCS处进行变流，各个单元以串联的方式形成电池串，直接进行并网操作。高压级联的方式优势在于不需要变压器，可以有效的节约设备成本及占地空间，同时变压器的省略可以避免变压环节带来的效率损失，提升转换效率。此外，各单元具备主动调节的能力，单一单元出现问题时只需要对问题节点进行处理，不影响其他单元正常运行，有效减少维修成本。

建议关注：国电南瑞、智光电气、新风光、四方股份、金盘科技。

图41：储能系统的两种布局方式

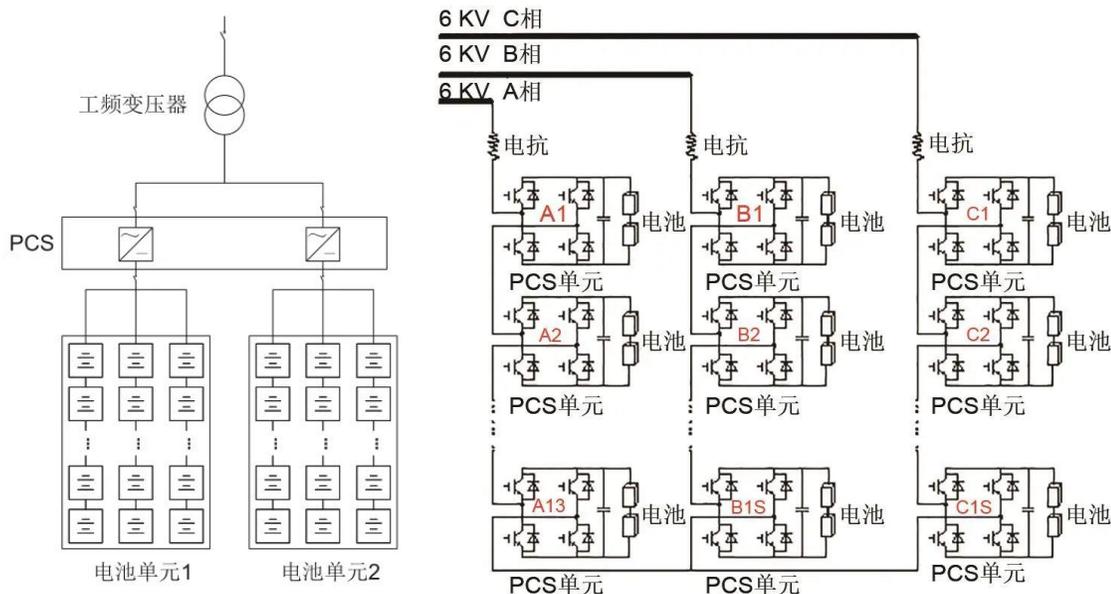


表20：低压并联与高压级联指标对比

| 指标      | 低压并联       | 高压级联        |
|---------|------------|-------------|
| 拓扑结构    | 简单         | 较复杂         |
| PCS出口电压 | 低压 (0.4kV) | 高压 (6/10kV) |
| 系统损耗    | 大 (变压器损耗)  | 小 (无变压器损耗)  |
| 占地面积    | 大          | 小           |
| 能量密度    | 低          | 1.3倍低压      |
| 一致性     | 差          | 较好          |
| 电芯寿命    | 短          | 长           |
| 响应时间    | 长          | 短           |
| 稳定性     | 低          | 高           |

## 5. 投资建议：长时储能领域(1)，压缩空气储能有望成为未来长时储能主流路线之一

压缩空气储能产业化进程加快。压缩空气储能系统是以高压空气压力能作为能量储存形式，需要时通过高压空气膨胀做功来发电的系统，主要部件为储气洞穴、压缩机、燃烧室和膨胀剂。压缩空气储能优势显著，具有使用寿命长(30年以上)、成本低(0.3元/kWh)、系统效率高(理论可突破70%)和安全性等特点。从整体来看，蓄热式压缩空气储能系统在系统效率和技术成熟度上较为突出，加之我国盐洞和废弃矿洞较多，已具大规模商业化条件。2022年我国处于建设或规划状态的项目容量超6GW，且装机容量均为100MW以上，备电时长达4-8小时。

在中性预期下，2025年我国累计压缩空气储能装机量将达到6.76GW、CAGR +151%；2030年有望达到43.15GW。

建议关注：东方电气、陕鼓动力、雪天盐业、金通灵。

表21：2022年压缩空气储能项目动态（部分）

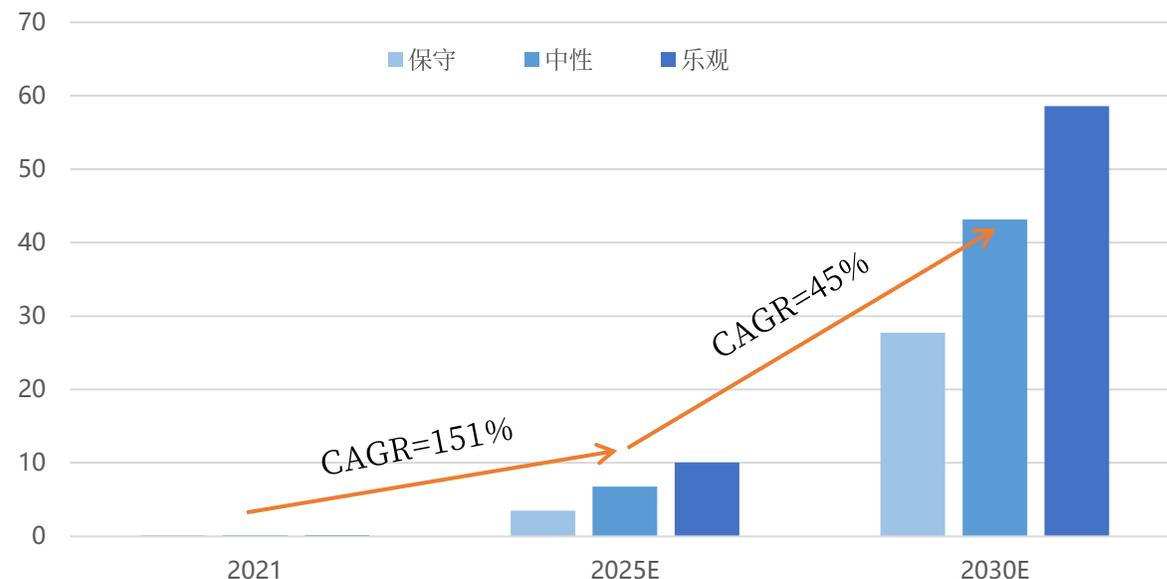
| 时间     | 项目                         | 公司                           | 规模              | 状态   |
|--------|----------------------------|------------------------------|-----------------|------|
| 11月下旬  | 自贡市大安区600兆瓦压缩空气盐穴储能示范项目    | 华夏电投智慧(北京)能源有限公司&四川自贡市大安区政府  | 600MW           | 签约   |
| 11月15日 | 湘乡市压缩空气储能项目                | 中国能建华南区域总部&湘乡市人民政府           | 3x300MW/1800MWh | 签约   |
| 9月30日  | 河北张家口百兆瓦压缩空气储能项目           | 中国科学院工程热物理研究所&中储国能(北京)技术有限公司 | 100MW/400MWh    | 并网发电 |
| 9月24日  | 山东肥城300MW盐穴压缩空气储能电站示范项目    | 中储国能(山东)电力能源有限公司             | 300MW           | 开工   |
| 7月26日  | 湖北应城300MW级压缩空气储能电站示范工程     | 应城市人民政府&中国能建&国网湖北电力有限公司      | 300MW           | 开工   |
| 6月20日  | 100MW/800MWh先进压缩空气储能项目     | 汉中市勉县&中国能建                   | 100MW/800MWh    | 签约   |
| 6月14日  | 河南省平顶山市叶县200兆瓦先进压缩空气储能电站项目 | 中国科学院工程热物理所&中储国能(北京)技术有限公司   | 200MW           | 开工   |

表22：压缩空气储能主要技术路径对比

| 技术路径                 | 优点   | 缺点                                |
|----------------------|--|-----------------------------------|
| 传统压缩空气储能             | 成本较低，结构与技术路线简单   | 依赖化石燃料和大型储气室；系统效率低（低于54%）；受地理环境限制 |
| 蓄热式压缩空气储能系统（TS-CAES） | 能够实现能量的回收利用，提高系统效率；摆脱了对化石燃料的依赖；可利用外界热源提高系统效率和能量密度；系统工作流程简单 | 系统增加多级换热及储热，使得占地面积和投资增加           |
| 等温压缩空气储能系统（I-CAES）   | 热损失较低，系统效率高；取消了蓄热系统，系统部件减少                                 | 技术上难以实现等温；储能压力不够高时，能量密度较低         |
| 水下压缩空气储能系统（UW-CAES）  | 系统效率高（~71%）；能量密度高（适用于海岸线/深海区域）                             | 储气装置制造困难，如需特殊的耐腐蚀材料、需要固定在海底等      |
| 液态压缩空气储能系统（LAES）     | 空气以液态形式储存，不受地理环境限制；能量密度高                                   | 依赖化石燃料输入；系统性能受回热器影响较大             |
| 超临界压缩空气储能系统（SC-CAES） | 效率高；能量密度高；摆脱对大型储气室和化石燃料的依赖                                 | 缺乏相应技术                            |

资料来源：观研报告网，中科院之声，北极星储能网，中航证券研究所

图42：中国压缩空气储能累计装机量预测（GW）



## 5. 投资建议：长时储能领域(2)，全钒液流电池进入市场开拓阶段

长时储能将成为新型储能系统的关键要素。Wood Mackenzie提出，锂电在超过8小时的长时储能应用领域不具备经济竞争力，而充放电循环时长在8小时到100小时之间的长时储能技术将是改善高比例可再生能源电网稳定性的关键。

液流电池储能技术是利用正负极储能活性物质价态的变化来实现电能的储存和释放，具有灵活性高、寿命长、安全性高和环境友好等特点。在各类液流电池中，全钒液流电池目前在应用规模和产业链方面最为突出，现已有百MWh级项目涌现。据EV Tank预计，未来在国家扶持政策和产业链成熟化发展的推动下，2025年钒电池新增装机规模有望达2.3GW以上。

建议关注：钒钛股份、安宁股份、龙佰集团、融科储能(未上市)。

表24：液流电池主要技术路径对比

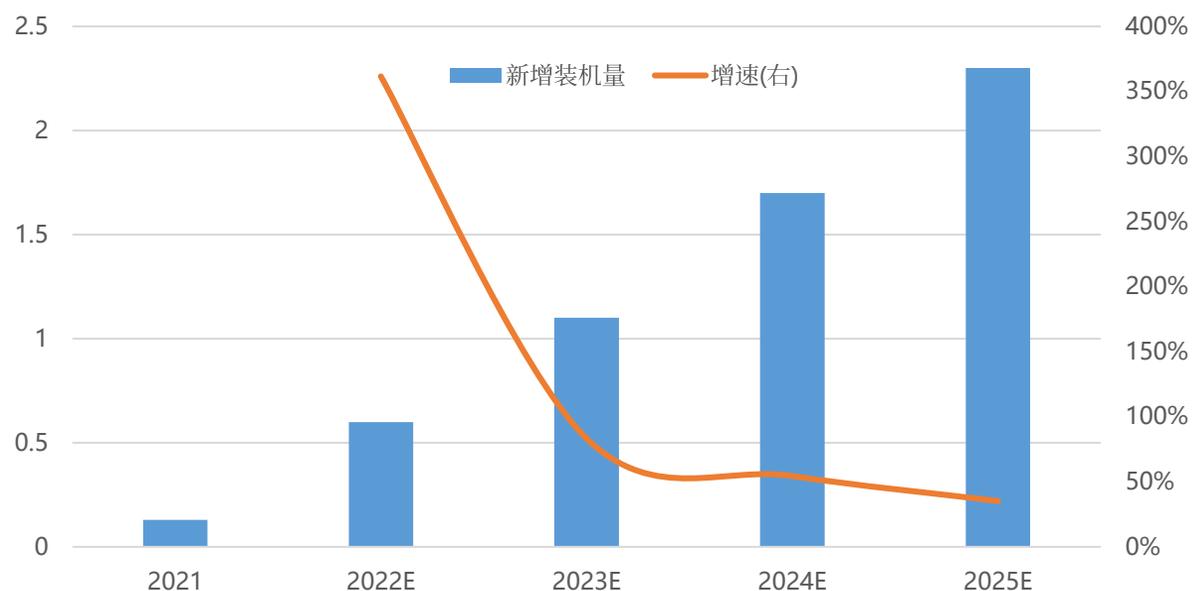
|      | 全钒 (VRB)                            | 铁-铬 (Fe/Cr)  | 锌-溴 (Zn/Br)  |
|------|-------------------------------------|--|--|
| 技术现状 | 百MWh商业示范                            | MWh商业示范  | MWh商业示范  |
| 循环寿命 | ≥20000次                             | ≥10000次  | 2000-6000次   |
| 能量效率 | 80%                                 | 70%-75%  | 70%  |
| 能量密度 | 12-40Wh/kg                          | 10-20Wh/kg   | 75-85Wh/kg   |
| 投资成本 | 2500-3900元/kWh                      | 1200-2400元/kWh   | 1500元/kWh  |
| 温度区间 | 5-40℃                               | -20-70℃  | 20-50℃   |
| 优点   | 功率大、容量大、效率高、寿命长、响应速度快、安全性高、选址自由、无污染 | 资源丰富，成本低廉；安全性高，易扩展；循环次数多，寿命长，废旧电池易处理，电解质溶液可循环利用；适应性强，运行温度范围广 | 电池能量密度高；电解液不存交叉污染；不易着火爆炸，安全性高；可回收利用，对环境友好；系统总体造价低，成本大约是钒电池的1/5 |
| 缺点   | 初装成本高、能量密度低、工作温度区间较窄                | 负极的析氢问题降低电池能量效率；正负极电解液互串交叉污染；铬氧化还原性差                         | 溴易挥发；溴具有腐蚀性和穿透性；锌所在的电极易产生一些锌结晶                                 |

资料来源：长时储能网，北极星储能网，EVTank，中航证券研究所

表23：2021-2022年全钒液流电池储能电站项目（部分）

| 项目                 | 公司   | 功率    | 容量     |
|--------------------|------|-------|--------|
| 国家电投湖北全钒液流电池储能电站项目 | 普能国际 | 100MW | 500MWh |
| 中广核全钒液流集中式储能电站     | 中广核  | 100MW | 200MWh |
| 大唐中宁共享储能项目         | 伟力得  | 100MW | 400MWh |
| 大连液流电池储能调峰电站国家示范项目 | 融科储能 | 100MW | 400MWh |
| 寰泰储能全钒液流储能全产业链项目   | 寰泰储能 | 100MW | 500MWh |
| 上海电气盐城立铠储能电站项目     | 上海电气 | -     | 300MWh |

图43：中国全钒液流电池新增装机容量预计（GW）



- 全球经济衰退或复苏不达预期，海外主要经济体主权债务违约，当地百业萧条、需求不振
- 主要经济体“碳中和”政策发生逆转或暂缓，影响新能源投资需求、间接影响板块公司估值
- 供需缓和，海外能源价格下跌，影响新能源的替代性需求、估值体系重构
- 地缘冲突、逆全球化等不可抗力影响，导致主要企业供应链受阻、税收壁垒高筑、成本快速攀升
- 美联储持续加息导致海外资金成本提高、导致整体行业需求减弱，影响科技股估值
- 人民币汇率大幅波动：贬值导致进口原材料成本提高、影响企业盈利能力；升值则导致出口失去竞争力
- 新技术成熟度不及预期，影响行业推广
- 设备供应商的核心零部件海外供应链断裂、影响投产进度
- 国内各类政策引发短期资金博弈、板块轮动



### 曾帅

新能源行业首席分析师

先后任职于中银国际证券、天风证券负责机械行业研究，2017年作为团队核心成员获得新财富最佳分析师（团队）机械行业第一名。在锂电装备、光伏装备、机器人与自动化等领域持续深度研究。曾先后任职于航天、医疗器械、钢铁等行业，热爱制造业，对科技和周期均有深入研究，建立了“中国制造业投资周期”研究框架。

SAC: S0640522050001

### 我们设定的上市公司投资评级如下：

- 买入** : 未来六个月的投资收益相对沪深300指数涨幅10%以上。
- 持有** : 未来六个月的投资收益相对沪深300指数涨幅-10%-10%之间
- 卖出** : 未来六个月的投资收益相对沪深300指数跌幅10%以上。

### 我们设定的行业投资评级如下：

- 增持** : 未来六个月行业增长水平高于同期沪深300指数。
- 中性** : 未来六个月行业增长水平与同期沪深300指数相若。
- 减持** : 未来六个月行业增长水平低于同期沪深300指数。

### 分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。风险提示：投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

### 免责声明

本报告由中航证券有限公司（已具备中国证券监督管理委员会批准的证券投资咨询业务资格）制作。本报告并非针对意图送发或为任何就送发、发布、可得到或使用本报告而使中航证券有限公司及其关联公司违反当地的法律或法规或可致使中航证券受制于法律或法规的任何地区、国家或其它管辖区域的公民或居民。除非另有显示，否则此报告中的材料的版权属于中航证券。未经中航证券事先书面授权，不得更改或以任何方式发送、复印本报告的材料、内容或其复印本给予任何其他人。未经授权的转载，本公司不承担任何转载责任。

本报告所载的资料、工具及材料只提供给阁下作参考之用，并非作为或被视为出售或购买或认购证券或其他金融票据的邀请或向他人作出邀请。中航证券未有采取行动以确保于本报告中所指的证券适合个别的投资者。本报告的内容并不构成对任何人的投资建议，而中航证券不会因接受本报告而视他们为客户。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被中航证券认为可靠，但中航证券并不能担保其准确性或完整性。中航证券不对因使用本报告的材料而引致的损失负任何责任，除非该等损失因明确的法律或法规而引致。投资者不能仅依靠本报告以取代行使其独立判断。在不同时期，中航证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告仅反映报告撰写日分析师个人的不同设想、见解及分析方法。为免生疑，本报告所载的观点并不代表中航证券及关联公司的立场。

中航证券在法律许可的情况下可参与或投资本报告所提及的发行人的金融交易，向该等发行人提供服务或向他们要求给予生意，及或持有其证券或进行证券交易。中航证券于法律许可下可于发送材料前使用此报告中所载资料或意见或他们所依据的研究或分析。