证券研究报告

行业报告 | 行业专题研究

2023年01月25日

储能年度策略：

不拘泥单一场景，看好销售区域和应用场景延展的强α

作者：

分析师 孙潇雅 SAC执业证书编号：S1110520080009

天风证券

[综合金融服务专家]

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申明

摘要

从股价看，22年储能板块大致可以以22年5月作为重要时间节点。1-5月受碳酸锂及其他大宗原材料涨价影响，市场普遍担心储能系统成本上涨影响市场需求及相关公司的盈利能力；而在5月后，俄乌冲突爆发带来欧洲户储市场的需求增长，中美政策持续推进+独立储能商业模式逐步明确，装机量数据打破市场悲观预期，股价开始向上快速增长。**本篇报告，我们将着重分析中国、美国、欧洲三大储能主要市场的未来需求确定性及装机增速，并得出观点：我们认为，往未来看我们仍看好储能行业的需求+盈利向上，看好未来储能板块股价持续向上。**

1、中国市场：强制配储政策带来需求高确定性，独立储能商业模式逐步明确，看好行业健康化发展带来的盈利向上

- 2022年市场需求：2022年中国新增投运新型储能项目的装机规模达6.9GW/15.3GWh，功率规模yoy+187.5%；2022年储能项目中标规模达49.23GWh，22H1/Q3/Q4的中标量分别为10.20/12.53/26.51GWh。已中标但未装机的储能项目规模达34GWh，23年有望开工并实现装机。
- 往未来看，我们认为中国市场特点为需求具较高确定性，盈利有望边际好转：

- **需求具有较高确定性：**截至22年11月强制配储政策已覆盖40个省（市），较21年底增加了15个，同时配储比例及小时数要求亦进一步上调，基于我们对强配政策下的中国储能装机量预测，预计25年中国储能新增装机量达98GWh，22-25年CAGR+85%；
- **相关企业的盈利能力有望边际向上：**当前国内储能供应链存在的一大问题是盈利能力较弱，主要系投资方建设储能不具经济性，对上游供应商的价格高度敏感。但我们看到的边际变化是在山东模式下，独立储能已具备较高经济性（我们测算IRR可达9.0%），未来国内市场有望由“被动”装机转向“主动”装机，具备一定技术和质量优势的相关供应商有望获得一定议价能力，从而实现盈利。

2、美国市场：大储基本盘持续高增，政策带来户储经济性

- 2022年市场需求：2022Q1-Q3美国电池储能新增装机规模达11.1GWh，yoy+86%。从装机趋势看，美国储能的配储时长不断提升，平均配储时长由2016年的1.4小时提升至2021年的3.0小时并延续至2022年前三季度，2022Q3单季度配储时长达到3.6小时。

摘要

- **边际变化1：IRA法案落地，ITC税收抵免幅度大幅提升。**2022年8月，美国总统拜登签署了IRA（Inflation Reduction Act）法案，光储税收抵免比例的大幅提升（最高可达70%）；5KWh以上商用独立储能亦能享受税收抵免，有望提升存量市场独立储能安装的积极性。
- **边际变化2：“双反”调查边际好转，预计光储延期情况将有所好转。**22年3月美国针对中国制造光伏产品实施“双反”调查，光伏项目延期间接影响了光伏配建储能需求，而后22年10月美国政府发布公告，中国制造的零部件在东南亚四国组装的太阳能电池和组件征收的所有“双反”税得以豁免2年，光储需求释放现突破口。
- **边际变化3：ITC+SGIP+NEM3.0政策，加州户储已具备投资品属性。**1）ITC：ITC基础抵免由现行版的23年22%上升至30%；2）NEM3.0：12月加州CPUC针对户用光伏补贴的NEM3.0获得投票通过，将于23年4月正式生效，加州太阳能与储能协会 (CALSSA) 预计加州平均余量上网电价从30美分/kWh降至8美分/kWh。基于ITC+SGIP补贴，我们预计加州户用光储系统将在配置后第6-7年体现出经济性。

3、欧洲市场：户储仍具高经济性，REPower EU目标下大储放量值得期待

- 2022年市场需求：俄乌冲突背景下，天然气价格暴涨导致电价暴涨，居民降低用电成本+实现电力保供的需求变得更加强烈，促进了户储需求。以德国为例，德国居民电价多年不断上涨，2021年达到0.32欧元/度；进入22年12月，居民电价已上涨至0.44欧元/度。
- **边际变化1：欧盟及德国控制电价相关政策陆续出台，但我们预计23年居民电价仍在高位，对应户用光储系统仍具高经济性。**市场当前担心主要集中在欧洲及德国限电价政策下，户储经济性被大幅削减，但我们测算预计政策执行后终端电价仍处高位（40欧分/kwh以上），对应德国户用光储系统的回本周期仅6-7年。
- **边际变化2：REPower EU计划推进带来电力系统对储能需求，表前储能需求有望加速上量。**2022年5月欧盟正式发布REPower EU计划，明确提出目标2030年可再生能源的总体目标从40%提高到45%。欧洲储能协会（EASE）表示，到2030年，欧洲（包括英国）将需要200GW的储能以适应其追求的高比例可再生能源接入目标，我们亦有看到近期意大利、德国、英国、荷兰等国公告多个储能项目规划，市场需求呈现加速上量趋势，如Nidec ASI公司将在意大利部署总规模为1.35GW/5.4GWh的18个电池储能系统，项目将于2024年1月投运。

摘要

□ 4、全球装机量预测：我们预计22-25年全球储能装机量有望达到82.1/174.7/287.5/463.7GWh，4年CAGR+78.1%。

- **表前储能：**预计22-25年全球装机量有望达46.6/99.8/169.0/282.4GWh，4年CAGR+82.3%。
- **工商业：**预计22-25年全球装机量有望达7.9/19.8/36.1/68.0GWh，4年CAGR+104.9%。
- **户储：**预计22-25年全球装机量有望达16.0/36.5/61.1/91.7GWh，4年CAGR+79.1%。

投资建议：

1、表前储能：看好欧美市场政策变化刺激需求、中国市场商业模式改善带来盈利向上

- **电池及系统：**推荐海外市场取得进展、产能积极扩张的【宁德时代】、【鹏辉能源】、【亿纬锂能】，建议关注【南都电源】；
- **逆变器及系统：**推荐国内储能市场商业模式逐步跑通带来的供应链盈利能力向上+已形成对海外出货或取得进展、充分受益需求放量的【阳光电源】、【科华数据】（通信组覆盖）、【盛弘股份】，建议关注【上能电气】；2022年已签署订单中海外市场占比达到80%，美的定增完成后公司财务危机有望好转的【科陆电子】；
- **温控：**具备非标定制化经验+已有先发优势绑定主流集成商共同研发产品的温控供应商有望充分受益行业由风冷转向液冷的趋势变化+储能需求快速增长，推荐【同飞股份】，建议关注【英维克】；
- **新技术趋势-高压级联：**由于减少了变压器，可以使得整个储能系统效率提升5%以上，推荐掌握高压级联技术的相关企业【新风光】、建议关注【智光电气】、【金盘科技】等。
- **格局优秀环节-熔断器：**推荐新能源熔断器国内龙头【中熔电气】。

2、户用储能：推荐已实现欧洲、美国市场出货，具备一定的客户、渠道优势的相关标的：

电芯及系统【派能科技】、【鹏辉能源】；逆变器及系统【锦浪科技】、【固德威】、【科士达】；结构件【铭利达】、建议关注【祥鑫科技】。

摘要

□ 关注类储能投资机会：消纳问题凸显，重视特高压建设加速带来相关标的弹性

□ 中国21-22年风光大基地发电项目陆续启动，电力资源与符合严重不均，解决新能源消纳问题迫在眉睫。在国家政策的鼓励下，2021-2022年以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的风光大基地发电项目陆续启动。我国电力资源与负荷严重不均，80%以上的能源资源分布在我国西部和北部地区，而70%以上的电力消费集中在东部和中部，保障特高压建设速度与大型风光基地建设速度的一致性、保证电源外送，成为解决新能源消纳问题的重要方式。

□ 边际变化：我们预计23-25年特高压项目建设将有望加速提高。“十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程“24交14直”，为满足“十四五”规划目标，预计23-25年将加速建设特高压项目；22年8月国家电网公司重大项目建设推进会议亦有提及，年内将再开工建设“四交四直”特高压工程，加快推进“一交五直”等特高压工程前期工作，争取早核准早开工。

投资建议：

我们看好风光大基地装机规模提升下，特高压项目相关产业链的投资机会。建议关注相关受益产业链及标的：

- **换流阀：**换流阀市场份额占绝对优势的【国电南瑞】、【许继电气】；
- **换流阀水冷设备：**【高澜股份】；
- **变压器：**在交流变压器和换流变压器市场份额均较大的【特变电工】、【中国西电】、【保变电气】；
- **GIS（气体绝缘金属封闭开关）：**【平高电气】、【中国西电】。

风险提示：政策执行力度不及预期；储能需求不及预期；行业竞争超预期；风光电站装机不及预期；锂电池成本上涨幅度超预期；其他储能方式发展超预期；测算具有一定主观性，仅供参考。

一、复盘：

政策+需求刺激，22年5月后涨幅大幅领先

核心指数编写

- 基于当前市面上储能指数较少，且现有指数的标的质量参差不齐、某些标的相关度不高或者重要标的缺失，我们自行选取了各环节业务相关度较高的龙头公司，主要包括大储（7家）、户储（6家）。
- 指数编写方法：采用市值加权法，并以沪深300指数为基准。

表：储能核心标的一览

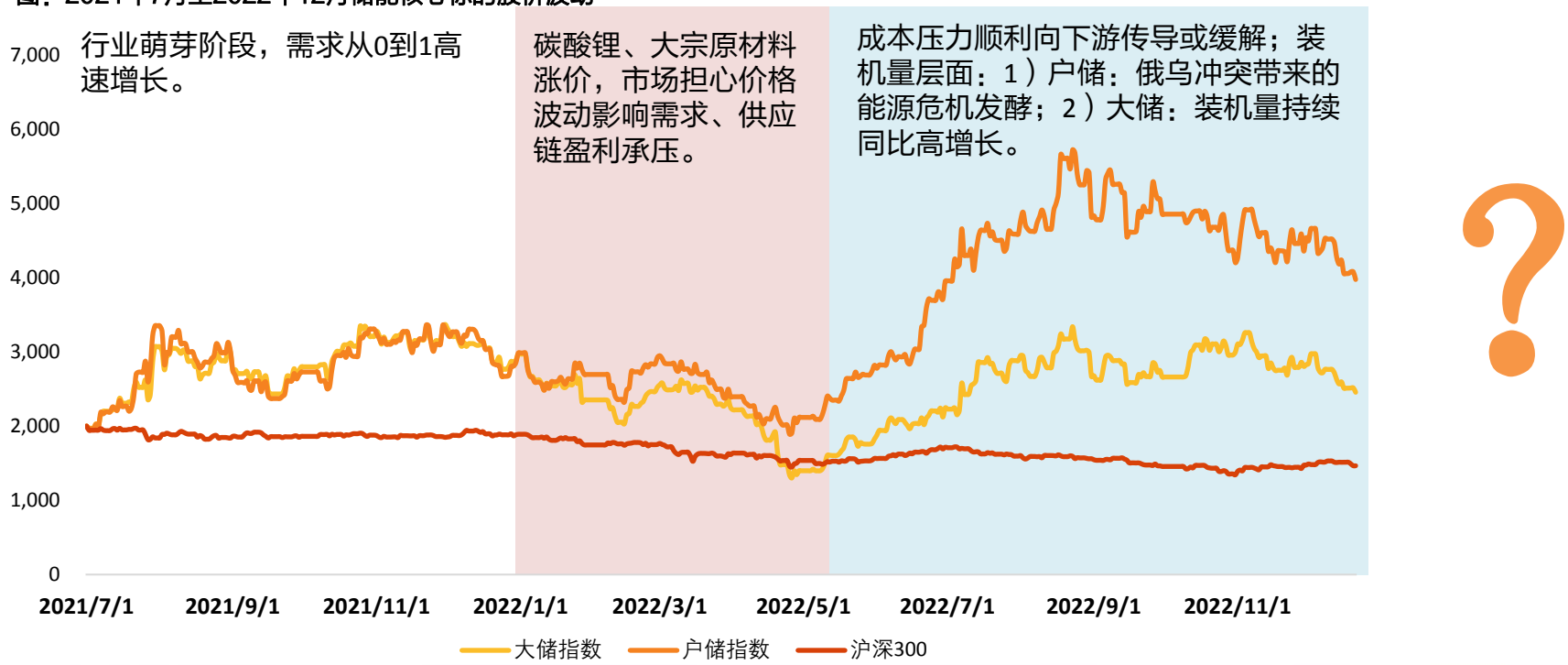
板块	公司	板块	公司
大储	盛弘股份	户储	派能科技
	科华数据		德业股份
	科陆电子		固德威
	阳光电源		锦浪科技
	同飞股份		科士达
	英维克		鹏辉能源
	鹏辉能源		

资料来源：Wind，天风证券研究所

股价复盘：俄乌危机+中美表前储能装机量高增，打破碳酸锂涨价带来悲观预期

- **复盘22年储能板块股价变化，大致可以22年5月作为重要时间节点。**1）22年1月-5月，受碳酸锂及其他大宗原材料涨价影响，市场普遍担心储能系统价格上涨会影响市场需求，以及无法顺利向下游传导将影响相关公司的盈利能力；2）22年5月后，市场担忧逐步消除，股价开始向上快速增长：俄乌冲突爆发带来了欧洲户储市场的明确需求增长；大储方面，中国市场政策持续推进、独立储能商业模式逐步明确，美国市场从装机量数据看成本压力对下游影响好于预期，装机量同比高速增长。
- **本篇报告，我们将着重分析中国、美国、欧洲三大储能主要市场的未来需求确定性及装机增速。我们认为，需求+盈利有望向上，看好未来储能板块股价持续向上。**

图：2021年7月至2022年12月储能核心标的股价波动



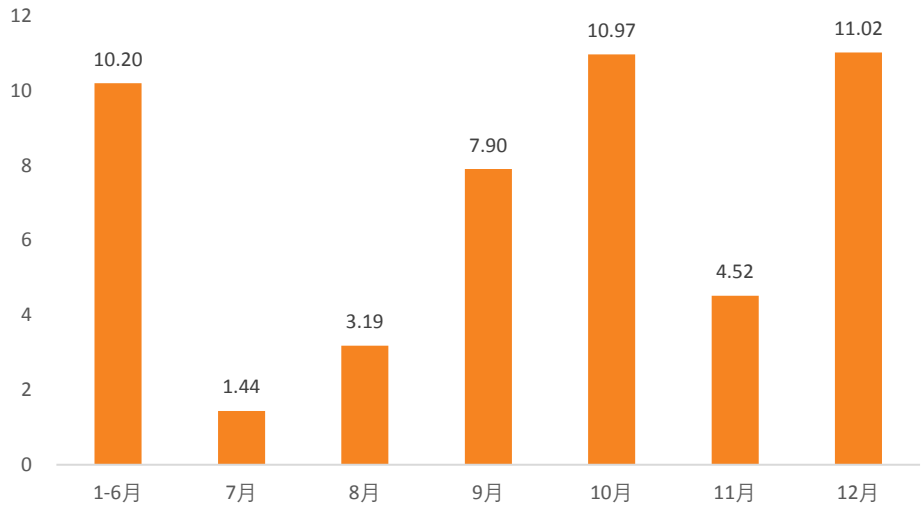
二、中国市场：

商业模式加速明确，装机动力有望从“被动”走向“主动”

行业需求：全年装机量6.9GW，yoy+187.5%，装机需求高速增长

- **装机量：据CNESA统计，2022年中国新增投运新型储能项目的装机规模达6.9GW/15.3GWh，功率规模yoy+187.5%。**从应用分布上看，2022年Q3电网侧的新增装机规模最大，达到512.8MW，占据新型储能一半以上的市场份额，电网侧项目中有60%以上的份额是来自独立储能。
- **中标量：据CNESA统计，2022年储能项目中标规模达49.23GWh。**22H1/Q3/Q4储能项目中标量分别为10.20/12.53/26.51GWh，呈逐季上升趋势，其中Q4中标量数据亮眼，环比增长111.64%。我们认为，22年风光发电的强制配储+并网截止时间临近，是下半年国内储能项目中标量持续增长的主要原因。目前，已完成中标但未实现装机的规模达34GWh，考虑国内电化学储能项目建设周期在3-6个月，预计23年有望开工并实现装机。
- 往未来看，2022年国内新增规划、在建新型储能项目规模已达101.8GW/259.2GWh，且大部分项目都将再近1-2年内完工并网。项目逐步落地将为储能市场增长带来支撑。

图：2022年储能项目中标量（单位：GWh）



表：2022年储能项目中标量（单位：GWh）

时间	中标总量（GWh）
Q1+Q2	10.20
Q3	12.53
Q4	26.51

资料来源：CNESA，中关村储能产业技术联盟公众号，索比储能网，人民网，天风证券研究所

需求来源1：发电侧强制配储覆盖省份、配储比例、小时数呈上升趋势

- **发电侧方面，装机需求高增长主要靠各省强制配储政策带动，趋势上覆盖省份数量变多、配储比例及小时数增加。**但我们亦有看到，目前已有部分省份不再要求强制配储（山西），国家层面推动行业健康化发展成为趋势。
- **主要政策变化：覆盖省份数量增加**，截至22年11月新能源强配政策（新能源与储能需同时并网）已覆盖40个省（市），较21年底增加了15个；**配储比例及小时数进一步上调**，部分省市要求进一步上调：上海要求配储比例20%+、时长4小时+；新疆要求配储比例25%、时长4小时等。
  - **国家层面：**21年8月发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，鼓励新能源发电企业通过自建或购买的方式配置储能或调峰能力，明确超过并网规模外的规模初期按15%的挂钩比例（4小时以上，下同）配建调峰能力，按20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。
  - **地方层面：**截至21年底共25个省（市）出台新能源电站的强配政策，2022年初至今再新增15个省（市）出台强配政策，7个省（市）进一步调整要求，政策层面保障国内发电侧储能市场朝健康化发展。此外，部分地区最高配储要求达到30%，最高配储时长达到4小时。

2022年强制配储新增省份及政策

地区	发布时间	强制配储份额	主要内容
山西	11月21日	不强制配储	鼓励风光储和源网荷储一体化、风光同场、“农光互补”、“牧光互补”、“林光互补”等融合发展项目
	2021/9/25	10%，10%~15%	风电配置10%储能，光伏配置10%-15%储能
湖南	9月2日	5%~15%、2h	风电不低于15%，集中式光伏不低于5%（储能时长2小时）配建
山东胶州	8月29日	15%、2h	按照不低于装机容量15%、时长不低于2小时配置或租赁储能设施
山东	8月11日	激励配储	保障化项目：户用、工商业直接纳入，整县分布式需配置储能，2023年底并网的海上风电、2025年底并网的海上光伏可免于配储； 市场化项目：配置储能的陆上风光集中式项目按照储能优先原则排序依次纳入年度开发建设容量
山东济南平阴	8月10日	15%、2h	按照“光伏+储能”方式配建租赁不低于15%、2小时的储能设施
新疆	8月1日	25%、4h	建设4小时以上时长储能项目的企业，允许配建储能规模4倍的风电光伏发电项目
云南大理	7月21日	一定比例	光伏项目按照装机的一定比例精准配置储能，鼓励采用共享模式
江苏昆山	7月15日	2MW以上光伏8%	鼓励装机容量2兆瓦及以上的分布式光伏发电项目，按照不低于装机容量8%的比例配建储能系统
广东肇庆	7月8日	10%	光伏项目及配套储能的补贴扶持政策；鼓励各地引导光伏企业按照不少于装机容量10%的能力配备储能装置
浙江诸暨	5月20日	10%	按不低于光伏装机容量10%的要求总体配套建设光伏储能设施容量
辽宁	5月13日	15%、3h	2022年80万千瓦光伏示范项目配15%储能，时长3小时以上；风电增补方案配15%、4h
浙江永康	5月11日	10%	鼓励非户用分布式光伏电站按照发电装机容量10%建设储能设施按150元、120元、100元/千瓦给予补助，逐年退坡
江苏苏州	5月1日	2MW以上光伏8%	鼓励装机容量2兆瓦以上的光伏项目，按照不低于装机容量8%的比例配建储能系统
海南澄迈	4月11日	20%~25%、2h	技术方案中按照25%，2h配置电化学储能得10分；按照15%，2h配置电化学储能不得分；按照20%，2h配置电化学储能得5分
安徽	3月29日	5%、2%	市场化并网最低比例不得低于5%，时长不得低于2小时
内蒙古	3月22日	15%、4h	2025年建成并网新型储能规模达到500万千瓦,新建保障性保障性配储不低于15%、2小时市场化配储不低于15%、4小时
甘肃嘉峪关	3月10日	20%、2h	嘉峪关市“十四五”第一批100万千瓦光伏发电项目竞配，不低于项目规模20%、2小时储能项目
广西梧州	1月28日	10%	新增风电光伏项目配备不少于10%容量储能项目
宁夏	1月13日	10%、2h	2022年宁夏保障性光伏并网规模为4GW，需配套10%、2小时储能
上海	1月11日	20%、4h	金山海上风电场建设电化学等储能装置，且配置比例不低于20%、时长4小时以上
海南	1月5日	10%	每个申报项目规模不得超过10万千瓦，需配套建设10%的储能装置

资料来源：国家发改委，国家能源局，各省能源局，各市人民政府，中国能源网，CNESA，太阳能发电网，中国电力网，中国电器工业协会，天风证券研究所

需求来源2：加速捋顺电网侧独立储能商业模式，“被动”转向“主动”可期

- 22年以来，另一大政策趋势系电网侧独立储能的商业模式加速探索，其中山东、山西、广东等省份走在前沿。**21年底至今，国家层面明确独立储能的市场主体地位，独立储能商业模式得到确立，而后各省纷纷上调辅助服务市场补偿收益+推进电力现货市场，逐渐明确独立储能经济来源。**

- **国家层面：1）2021年12月，储能的独立主体身份得到确认，独立储能商业模式开始得到被探讨的机会：**2021年12月，国家能源局印发新版《电力辅助服务管理办法》，核心变化包括确认储能独立主体身份、丰富辅助服务交易品种、扩大“付费群体” 。**2）2022年年11月25日国家能源局综合司发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》，首次从国家层面围绕容量补偿、现货市场、辅助服务市场提出指引。**

- **地方层面：**2021年以来，山东、湖南、浙江、内蒙等多个省份陆续出台了储能建设指导意见，鼓励投资建设独立储能电站，研究建立电网替代性储能设施的成本疏导机制，采用政策倾斜的方式激励配套建设或共享模式落实新型储能的新能源发电项目。**各省上调辅助服务市场补偿收益+推进电力现货市场典型包括：山东电力现货市场带来峰谷价差套利，山西、广东主推辅助服务市场带来调峰调频收益。**

- **明确并提高储能调峰调频补偿标准：**截至21年9月，已有至少19个省（市）明确调峰调频补偿标准。此外，以广东为例，储能深度调峰补偿标准约0.792元/千瓦时，较20年比提高0.292元/千瓦时，并明确了其他辅助服务品种的补偿标准。

- **电力现货市场试点省份扩大至14个，部分省份现货市场电价差超过调峰补偿标准：截至22年12月，**两批共14个电力现货交易市场试点省份中，山东、山西、广东及甘肃已进入以年为周期的长时间不间断结算阶段，以山东为例，参与电力现货市场进行峰谷价差套利的收益超出调峰补偿标准。

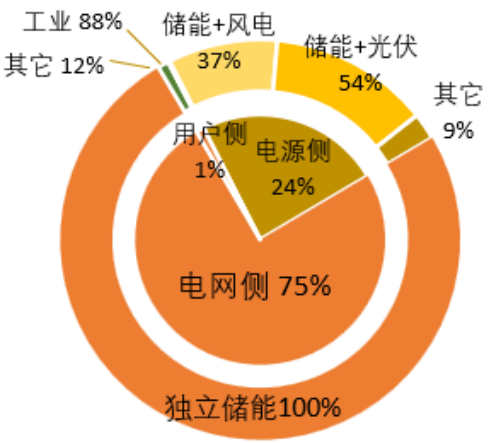
- **容量租赁+容量补偿模式得到推广，投资成本回收机制被进一步捋顺：**1）容量租赁：以河南为例，全国层面首次提出了租赁费用标准建议（260元/kWh·年）；2）容量补偿：当前内蒙古、山东等省份已明确符合条件的储能电站可获容量补偿，如内蒙古明确补偿上限为0.35元/千瓦时，补偿期不超过10年。

资料来源：国家能源局，国际能源网，山东省能源局，北极星储能网，北极星智能电网，索比储能网，EnergyTrend，阳光工匠光伏网，浩博电池官网，中国政府网，CNESA，天风证券研究所

需求来源2：加速捋顺电网侧独立储能商业模式，“被动”转向“主动”可期

- 整体看，在2021年底国家层面明确独立储能的独立主体身份后，2022年各省份对独立储能商业模式的探索超预期加速。在电网侧独立储能项目的盈利能力逐步向上预期下，我们亦发现近期新增规划、在建新型储能项目中，电网侧独立储能的应用形式显著提升。**据CNESA统计，22年11月新型储能应用场景功率分布中，电网侧储能规模最大，达到10.8GW/25.4GWh，功率规模占比接近75%，全部为独立储能的应用形式。**
- 接下来我们将以独立储能商业模式探索走在前列的省份——山东为例，测算以电力现货+容量补偿+容量租赁为主要收入来源，在理想情况下有望实现的IRR水平，并得出结论：**我们认为，当前独立储能项目已具备较高的盈利模式，往未来看，我们看好中国储能装机需求持续向上，且驱动力由“被动”转向“主动”带来的行业健康化发展。**

图：2022年11月新型储能应用场景功率规模占比



资料来源：山东省能源局，CNESA，中关村储能产业技术联盟公众号，天风证券研究所

经济性测算：核心假设

- **储能系统的基础假设（成本、循环寿命、放电深度等）如右图。**涉及山东模式的具体收入来源如下：
- **山东模式主要收入来源为电力现货套利+容量补偿+容量租赁。核心假设：**
  - **现货套利：**基于山东电力现货市场情况，假设年均峰谷价差0.6元/kwh；
  - **容量补偿电价：**据现行政策按独立储能月度可用容量补偿的2倍标准执行，即度电补偿=0.0991元/kwh*2；
  - **容量租赁：**山东暂无租赁费用标准建议，我们以河南为例260元/kW·年。

表：山东模式下，独立储能的核心假设

项目核心假设	
储能系统成本（万元/MWh）	200
设计DOD下的循环寿命（次）	6000
年衰减	1.5%
折现率	2.77%
调峰核心假设	
每日充放电次数	1
年工作天数	330
放电深度	90%
容量补偿收入（未考虑衰减、DOD）	
年收入（万元/年）	6.5
容量租赁收入	
年收入（万元/年）	13.0

资料来源：山东省人民政府，享能汇公众号，中国电力网，阳光工匠光伏网，北极星储能网，天风证券研究所

经济性测算：山东模式下，独立储能全生命周期IRR达8.97%

□ 基于前述假设，**独立储能在山东模式下，全生命周期15年（循环次数6000次，年衰减1.5%）的IRR可达8.97%，已具备一定的经济性。**

表：山东模式下，独立储能全生命周期IRR测算

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
可用容量（MWh）		1.00	0.99	0.97	0.96	0.94	0.93	0.91	0.90	0.89	0.87	0.86	0.85	0.83	0.82	0.81
每日充放电量（MWh）		0.90	0.89	0.87	0.86	0.85	0.83	0.82	0.81	0.80	0.79	0.77	0.76	0.75	0.74	0.73
年充放电量（MWh）		297.00	292.55	288.16	283.83	279.58	275.38	271.25	267.18	263.18	259.23	255.34	251.51	247.74	244.02	240.36
平均峰谷价差（元/kWh）		0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
价差电费（万元）		17.82	17.55	17.29	17.03	16.77	16.52	16.28	16.03	15.79	15.55	15.32	15.09	14.86	14.64	14.42
容量补偿收入（万元）		5.89	5.80	5.71	5.63	5.54	5.46	5.38	5.30	5.22	5.14	5.06	4.98	4.91	4.84	4.76
容量租赁收入（万元）		13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00	13.00
合计收入（万元）		**36.71**	**36.35**	**36.00**	**35.66**	**35.32**	**34.98**	**34.65**	**34.33**	**34.01**	**33.69**	**33.38**	**33.08**	**32.77**	**32.48**	**32.19**
增值税（万元）		(4.22)	(4.18)	(4.14)	(4.10)	(4.06)	(4.02)	(3.99)	(3.95)	(3.91)	(3.88)	(3.84)	(3.81)	(3.77)	(3.74)	(3.70)
税后收入（万元）		32.48	32.17	31.86	31.55	31.25	30.96	30.66	30.38	30.09	29.82	29.54	29.27	29.00	28.74	28.48
运维费用（万元）		2.00	1.97	1.94	1.91	1.88	1.85	1.83	1.80	1.77	1.75	1.72	1.69	1.67	1.64	1.62
储能折旧（万元）		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
毛利润（万元）		18.48	18.20	17.92	17.64	17.37	17.10	16.84	16.58	16.32	16.07	15.82	15.58	15.34	15.10	14.86
税前利润（万元）		18.48	18.20	17.92	17.64	17.37	17.10	16.84	16.58	16.32	16.07	15.82	15.58	15.34	15.10	14.86
所得税（万元）		4.62	4.55	4.48	4.41	4.34	4.28	4.21	4.14	4.08	4.02	3.96	3.89	3.83	3.77	3.72
净利润（万元）		13.86	13.65	13.44	13.23	13.03	12.83	12.63	12.43	12.24	12.05	11.87	11.68	11.50	11.32	11.15
折现因子		0.97	0.95	0.92	0.90	0.87	0.85	0.83	0.80	0.78	0.76	0.74	0.72	0.70	0.68	0.66
净现金流（万元）	(200.00)	25.86	25.65	25.44	25.23	25.03	24.83	24.63	24.43	24.24	24.05	23.87	23.68	23.50	23.32	23.15

IRR	8.97%

资料来源：山东省人民政府，享能汇公众号，中国电力网，阳光工匠光伏网，北极星储能网，《储能技术与应用进展》陈海生，北极星储能网，天风证券研究所

装机量预测：预计25年国内储能新增装机量达98GWh，22-25年CAGR+85.4%

- **国内储能装机量测算：**考虑现有强配政策下，新建新能源电站可通过自建/容量租赁的方式获得并网许可，且容量租赁将作为独立储能较重要的收入获取来源，因此我们认为，一段时间内国内储能的主要需求来源或将来自新增风光电站装机带来的配储需求，及少部分来自存量风光电站带来的改造需求。

- **核心假设：**

  - **新增发电站储能装机量：**1）强配地区占比：假设21-25年强配地区占比为83%/89%/91%/95%/95%；2）配储比例：假设21-25年配储比例为9%/11%/13%/15%/18%；3）锂电储能渗透率：假设21-25年锂电储能渗透率为50%/80%/80%/90%/90%；4）充电时长：假设21-25年充电时长为1.9/2.1/2.3/2.5/2.8小时。
  - **存量发电站储能装机量：**1）锂电储能渗透率：假设21-25年锂电储能渗透率为0.3%/0.4%/0.5%/0.6%/1%；2）配储比例：假设21-25年配储比例为4%/5%/8%/10%/10%；3）充电时长：假设21-25年充电时长为1.6/1.9/2.0/2.2/2.5小时。

- **测算结果：21-25年国内发电侧储能装机量有望达到4.9/15.3/31.2/59.3/97.6GWh，22-25年CAGR达到+85%。**

表：国内表前储能装机量测算

	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
新增发电站储能装机需求					
风电新增装机（GW）	48	45	75	86	97
集中式/部分分布式光伏（GW）	26	50	63	97	125
合计新增新能源发电容量（GW）	74	95	138	182	223
强制配储地区占比	83%	89%	91%	95%	95%
强制配储地区对应新增发电量（GW）	61	84	126	173	211
配储比例	9%	11%	13%	15%	18%
锂电储能渗透率	50%	80%	80%	90%	90%
储能装机量（GW）	2.4	7.2	13.4	23.4	34.3
充电时长/h	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8
新增发电侧储能装机量（GWh）	**4.8**	**15.1**	**30.7**	**58.5**	**95.9**
存量发电站储能装机需求					
风电累计装机（GW）	286.5	331.5	406.0	492.0	589.1
未配储风电装机（GW）	266.3	299.9	356.9	421.9	488.4
集中式光伏累计装机（GW）	190.0	239.6	303.1	399.6	525.1
未配储光伏装机（GW）	168.0	172.9	177.9	183.8	188.9
锂电储能渗透率	0.30%	0.40%	0.50%	0.60%	1%
配储比例	4%	5%	8%	10%	10%
存量新增发电侧储能装机量（GW）	0.1	0.1	0.2	0.4	0.7
充电时长/h	1.6	1.9	2	2.2	2.5
新增发电侧储能装机量（GWh）	0.1	0.2	0.4	0.8	1.7
合计国内表前储能装机量（GWh）	**4.9**	**15.3**	**31.2**	**59.3**	**97.6**
yoy		214%	103%	90%	65%

资料来源：CNESA，北极星风力发电网，北极星太阳能光伏网，央视网，三一重能投资者关系活动记录表，PV-Tech，天风证券研究所

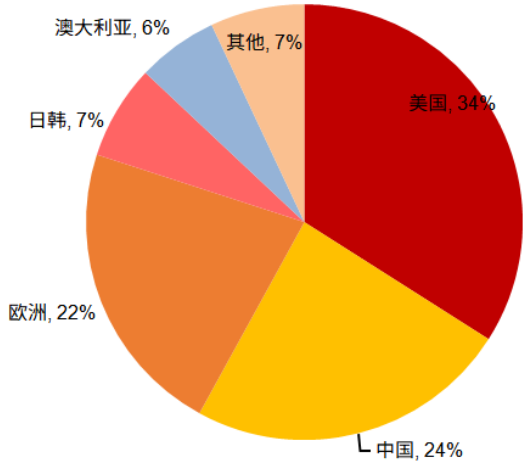
三、美国市场：

大储基本盘持续高增，政策带来户储经济性

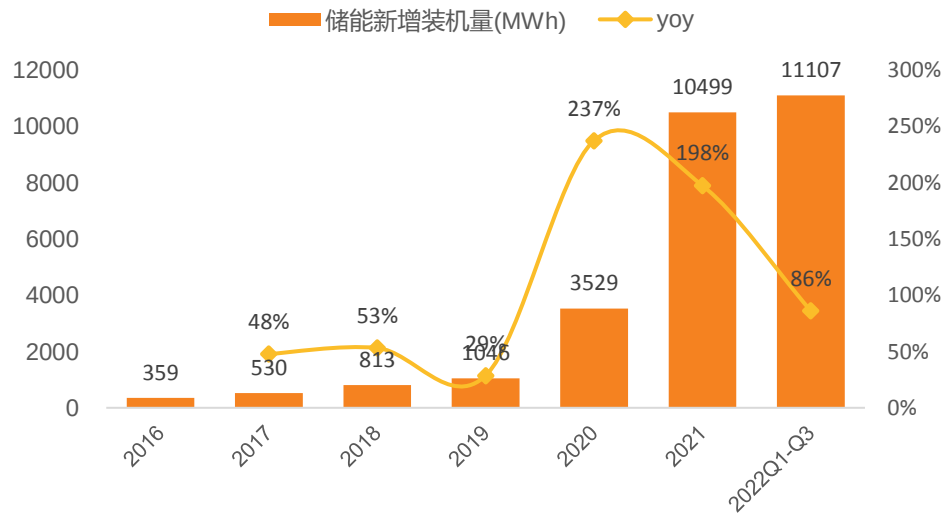
市场复盘：2020年美国储能进入高增期，20-21年容量口径装机量yoy+237%/198%

- **全球维度，美国、中国、欧洲为电池储能的主要装机市场。**据CNESA统计，2021年全球新增投运的新型电力储能项目装机规模达10.2GW，同比增长117%。从国家及地区维度看，主要市场美国、中国、欧洲合计装机量占全球市场的80%，分别占34%/24%/22%，其后为日韩、澳大利亚，分别占7%/6%。
- **美国市场方面，2020年进入电池储能装机高增期，2020-2021年容量口径装机量达到3.5、10.5GWh，yoy+237%/+198%。**尽管2021年美国储能行业面临了电池采购短缺和涨价等问题，造成部分项目建设延迟，2021年装机量仍实现同比增长198%。此外，单个项目装机规模也刷新历史记录，佛罗里达电力照明公司的409MW/900MWh Manatee储能中心项目完成。
- **进入2022年，前三季度美国电池储能新增装机规模达11.1GWh，yoy+86%，高增速持续延续。**

图：2021年全球新增投运新型储能项目分地区占比



图：2008-2022前三季度美国电池储能新增装机量（单位：MWh）



资料来源：CNESA全球储能项目库，EIA，Wood Mackenzie，Wind，天风证券研究所

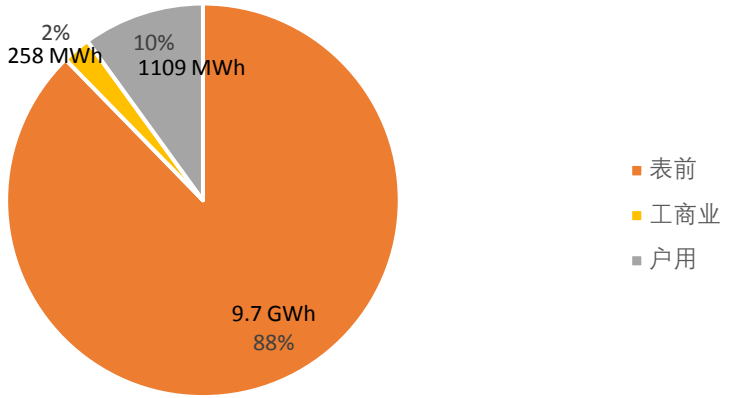
市场复盘：细化来看，美国以表前储能为主，趋势上配储时长不断提升

- **分应用场景看，美国以表前储能为主。**2022年前三季度美国表前储能装机量达3.2GW/9.7GWh，工商业116MW/258MWh，户储460MW/1109MWh，以容量口径算，表前、工商业、户用分别占比88%/2%/10%。
- **从装机趋势看，美国储能的配储时长不断提升。**平均配储时长由2016年的1.4小时提升至2021年的3.0小时并延续至2022年前三季度，此外，2022Q3单季度配储时长达到3.6小时。

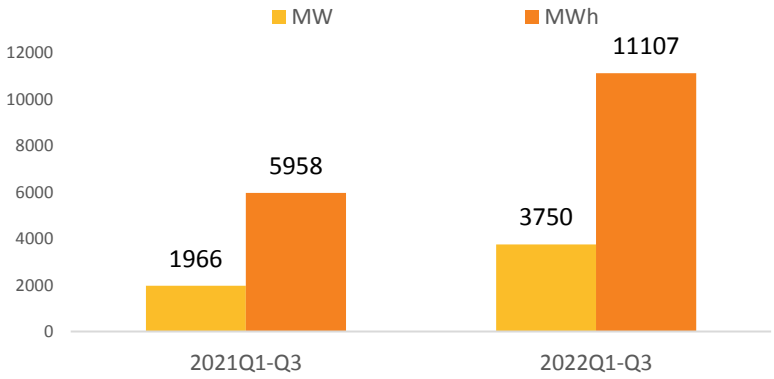
图：2016-2021美国新增储能装机容量

	装机量（MW）	装机量（MWh）	配储时长（h）
2016	257	359	1.4
2017	253	530	2.1
2018	337	813	2.4
2019	510	1046	2.1
2020	1472	3529	2.4
2021	3509	10499	3.0
2022Q1-Q3	3750	11107	3.0

图：2022年前三季度美国储能装机结构（容量口径）



图：2021前三季度及2022前三季度美国储能装机量变化



资料来源：Wood Mackenzie，天风证券研究所

大储需求判断-边际变化1：IRA法案出台，针对储能的ITC政策期限延长、力度加强

□ 2022年8月，美国总统拜登签署了IRA（Inflation Reduction Act）法案，其中对ITC政策进行了更新。从边际变化看，23年开始ITC政策的有效期限得到延长、税收抵免力度进一步加强，美国光伏、储能等项目的经济性有望进一步增强。

- **有效期限进一步延长：**补贴将持续至2033年而后开始退坡（上一版本2022年已开始退坡）。
- **抵免力度进一步加强：**1）ITC抵免划分为基础抵免（6%/30%）+额外抵免（2%-40%）；2）独立储能首次纳入ITC抵免范围。

➢ **基础抵免：满足现行工资及学徒要求，则23-33年基础抵免由此前22%上升至30%。**更新的ITC政策中，1）1MW以上的光储项目投资抵免基本税率为6%，若在现行工资与学徒要求发布后60天内开工建设或满足现行工资与学徒要求可以获得30%的税率抵免；2）对于1MW以内项目均给予30%的税率抵免。

➢ **额外抵免：满足以下三种情况可以获得额外抵免，抵免力度进一步增加：**1）本土制造：全部使用美国制造钢铁产品、并满足国产原材料占比40%（23年以后逐年提升5%至27年的55%）的项目，抵免税率+2%（基础抵免6%）或+10%（基础抵免30%）；2）项目位于能源社区（新市场税收抵免规定的）+10%；3）5MW以下的项目，位于低收入社区或位于印第安保留地的+10%，满足合格的低收入住宅建筑项目或经济效益项目的+20%。

表：削减通胀法案（IRA）中ITC抵免变化

项目要求	基础抵免	额外抵免			最终抵免额度
		本土化制造	能源社区	低收入社区或住宅（5MW以下）	
1）1MW以下的项目，或者 2）1MW以上但满足现行工资与学徒要求，或者 3）1MW以上且在现行工资与学徒要求发布后的60天内开工建设	22%（2023年）→30%	10%	10%	10%或20%	30%-70%
1MW以上但不满足现行工资与学徒要求	22%（2023年）→6%	2%	2%	10%或20%	6%-30%

注：以上抵免额度至2034年止

资料来源：SEIA，NY Engineers，《Inflation Reduction Act》，天风证券研究所

大储需求判断-边际变化2：“双反”调查边际好转，预计光储延期情况将有所好转

- **22年3月美国针对中国制造光伏产品实施“双反”调查，22Q2光伏装机同比下降25%，间接影响储能需求。**2022年3月，美国商务部启动对使用中国制造的零部件在柬埔寨、马来西亚、泰国或越南组装的太阳能电池和组件的反规避调查，318个光伏项目因此取消或推迟，二季度光伏装机同比下降25%。光伏项目延期间接影响了光伏配建储能需求。
- **边际好转——22年10月东南亚地区“双反”关税停征，光储需求释放现突破口。**2022年10月，美国政府发布实施总统10414公告的“最终规定”，中国制造的零部件在东南亚四国组装的太阳能电池和组件征收的所有“双反”税得以豁免2年。中国光伏电池和组件在东南亚的产能进入美国市场的难度边际减弱。
- **反规避调查的终裁结果将于23年5月发布，我们预计出于美国脱碳背景下电力供应问题，美国有望对中国光伏组件的进口开放。**为实现脱碳方案，美国2035年需部署760-1000GW光伏装机以满足37%-42%电力需求。

表：此前美国对中国光伏企业贸易制裁历程

立案时间	调查类型	涉案产品
2011年	第一次双反	属于中国的光伏晶硅电池、用原产于中国的光伏电池加工的晶硅组件
2014年	第二次双反	第一次双反外的其他光伏组件，对台湾光伏产品发起反倾销调查
2017年	201保证措施调查	晶硅体太阳能电池
2018年	301调查	301关税清单2，涉及中国逆变器、接线盒、背板等光伏产品
2019年	337调查	隆基、晶科产品
2021年	201延期	太阳能电池、组件
2021年	涉疆制裁	从合盛硅业进口硅材料、以及使用其硅材料衍生或生产的产品

表：截至22H1国内光伏上市公司东南亚产能（含预计新增）

公司	电池(GW)	硅片(GW)	组件(GW)
隆基绿能	8.5	4.1	8.6
晶澳科技	5	4	3.5
晶科能源	14	7	7
天合光能	6		6
东方日升	3		3

资料来源：阳光工匠光伏网，索比光伏网，中国能源网，PV Tech，中国国际贸易促进委员会浙江省委员会，固德威官网，同花顺投顾平台，天风证券研究所

户储需求判断：ITC+SGIP+NEM 3.0，加州户储已具备投资品属性

- **ITC基础抵免由现行版的23年22%上升至30%，独立储能纳入补贴。**IRA同样展期了对户用光伏及光储的税收抵免，与大储不同，户储ITC政策没有过多的条件，亦无额外抵免，“本土制造”这一对中国供应商变相限制的额外抵免条件不存在，利好中国供应商对美国户储市场进行零部件与原材料的输出。
- **新版户储ITC同时包含对配储和独立储能的补贴，但仅限3kWh以上的储能系统，补贴向大功率户储系统倾斜。**

表：户储ITC抵免额度

	2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035
IRA出台前	26%	22%	0%	0%	0%	0%	0%
	能源100%来源于太阳能的电池系统才享有用ITC，独立储能不享用						
IRA出台后	30%	30%	30%	30%	26%	22%	0%
	电池容量大于等于3kWh即享用ITC，独立储能亦享用						

- **加州另有SGIP政策补贴，可与ITC政策同享。**加州SGIP（自我发电激励计划）政策根据设备装机容量进行补贴“度电补贴”。现阶段的SGIP补贴由普通预算、平衡预算及平衡弹性预算三大独立部分构成。**普通预算中针对不同规模储能进行分轮次的补贴，享受ITC的储能项目享受补贴将被削减。**平衡预算专门为弱势社区和低收入群体的储能项目提供独立的补贴。平衡弹性预算则为高山火威胁区域的储能项目提供补贴。

表：新版SGIP激励预算分类（单位：美元/Wh）

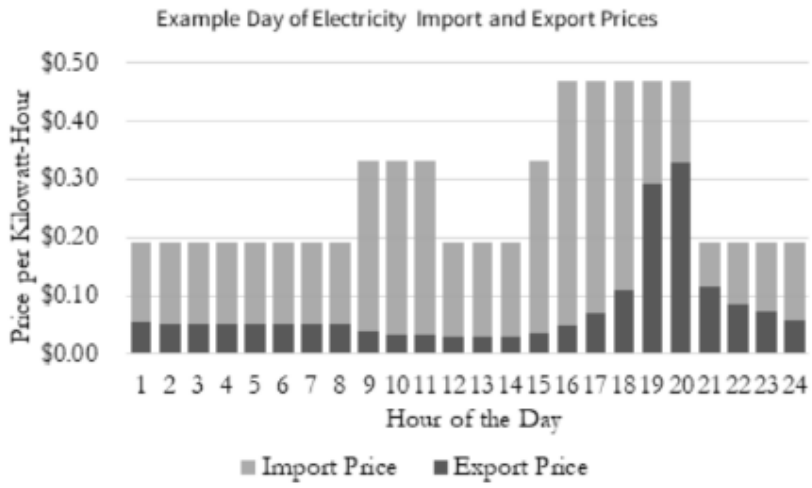
（$/Wh）		第一轮	第二轮	第三轮	第四轮	第五轮	第六轮	第七轮
普通预算	大型储能（>10kW）	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25	-	-
	大型储能（>10kW）（申请ITC）	0.36	0.29	0.25	0.22	0.18	-	-
	户用储能（≤10kW）	0.5	0.4	0.35	0.3	0.25	0.2	0.15
平衡预算	弱势社区低收入群体的储能	0.85						
平衡弹性预算	高山火威胁区域低收入和脆弱的群体储能	1						

资料来源：SEIA，《Inflation Reduction Act》，SGIP Handbook（2021），天风证券研究所

户储需求判断：ITC+SGIP+NEM 3.0，加州户储已具备投资品属性

- **12月加州CPUC针对户用光伏补贴的NEM3.0获得投票通过，将于23年4月正式生效，预计余量上网电价将下降，户用光伏配套建设储能的经济性有望凸显。**NEM（Net Metering）是电力公司回购太阳能用户余电的计价方式。CPUC（加州公共事业委员会）于2022年11月发布NEM 3.0提案，并在12月获得投票通过。新政策大大降低了余量上网电价：NEM 2.0的余电上网价格≈居民购电电价，而NEM 3.0的余电上网价格不再约等于购电电价，而是等于用户余电上网实际可减少公用事业的发电成本+额外电价−额外收取费用，加州太阳能与储能协会 (CALSSA) 预计加州平均余量上网电价从30美分/kWh降至8美分/kWh。
- **此外，与NEM 2.0要求一致，NEM 3.0框架下安装户用光伏的用户必须使用TOU电力计划（即分时电价）。**
- **我们认为，NEM 3.0的实施，将有望进一步刺激加州户用储能的装机需求。**1）余电上网电价的降低，使得仅装光伏的收益降低，配套安装户储的经济性有望凸显；2）根据NEM 3.0预计，光伏发电高峰期对应余量上网电价低谷期，预计仅装光伏的收益将进一步下降。

图：NEM 3.0框架下，购电、余量上网的预计分时电价



资料来源：SOLAR.com，天风证券研究所

户用储能-经济性：不考虑分时电价，配置户用光储系统将在第6-7年体现经济性

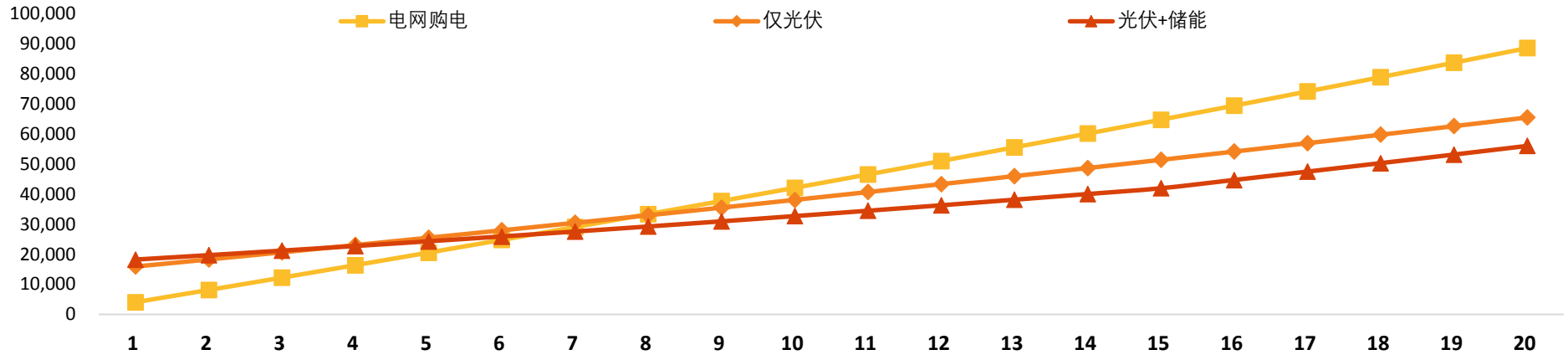
□ 基于加州的ITC及SGIP补贴情况，以及特斯拉户用光储系统报价，我们核心假设如下表：

参数类型	参数名称	设置值
光储参数	屋顶光伏装机(kW)	7.2
	组件首年衰减	3%
	组件第二年开始每年衰减	0.5%
	发电小时数（h）	1007.4
	储能装机（kWh）	13.5
	充放效率	95%
	放电深度	90%
	循环次数	6000
	储能使用年限	16.7
	光伏使用年限	20

参数类型	参数名称	设置值
成本测算	光储投资单价	
	光伏投资单价（$/kW）	2690
	储能投资单价（$/kW）	926
	光储投资总价	16716.6
	运维成本（$/W/年）	178
	FIT上网电费($/kw)	0.08
	FIT退坡比例（%/月）	-
	折现率	6%
	家庭年用电量（kWh）	15000
	居民电价（$/kW）	0.2246
	电价年均涨幅（%/年）	1.0%
	晚间用电比例	60%

□ 如结果所示，考虑光伏、储能的初始投资费用，系统使用成本相比年累计电费，户用光储系统将在配置后第6-7年体现出经济性。

图：年累计费用比较（单位：美元）



资料来源：特斯拉官网，Marraintel，chooseenergy，EIA，天风证券研究所

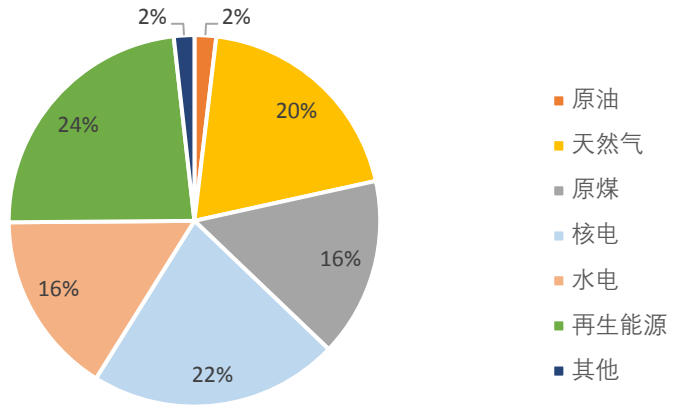
四、欧洲市场：

户储仍具高经济性，REPower EU目标下大储放量值得期待

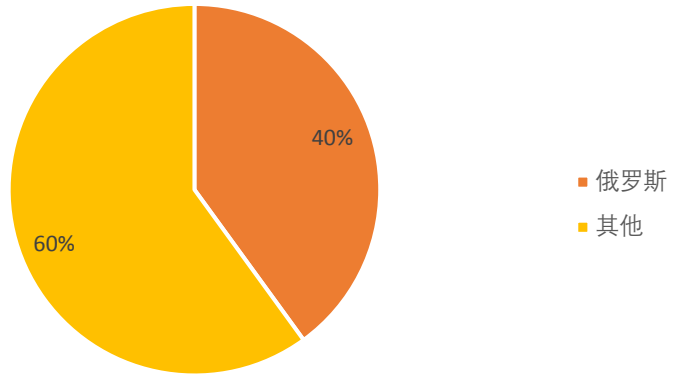
户储：俄乌危机带来天然气断供风险，欧洲居民用电贵+用电难问题带来户储高需求

- **以欧盟为例，在其能源结构中，天然气占据较大比例，且主要依赖外供，同时来源较为集中。**根据《BP世界能源统计年鉴》，欧盟发电结构虽较为分散，但不可再生能源占比高，2021年天然气发电占比20%，对发电成本影响较为明显。从结构上看，根据新华网，欧盟天然气主要依赖进口，且来源较为集中，其中40%的进口来源于俄罗斯。
- **天然气价格暴涨导致电价暴涨。**因欧盟在天然气需求方面对俄罗斯的依赖度较高，俄乌冲突显著加深了其能源危机，在2022年2月24日俄乌冲突爆发之后的不到两周时间内，德国-卢森堡地区的电力批发价格上涨了295%，法国上涨了189%。
- **对天然气的高对外依存度显著威胁能源安全，带来能源供应的不稳定性。**因此，从政府角度来看，在电价暴涨的大背景下，减小能源依赖以维护本国或本地区的能源安全将更加迫切；从居民角度来看，降低用电成本的需求也将变得更加强烈，由此促进分布式光伏及储能需求。
- **以德国为例，高电价驱动居民配置户用光储，实现自发自用。**德国居民电价多年不断上涨，2021年达到0.32欧元/度；进入22年12月，居民电价已上涨至0.44欧元/度。

图：2021年欧洲能源结构



图：欧盟天然气进口来源



资料来源：ICE，《BP世界能源统计年鉴》，新华网，Reuters，Nord Pool，中国电力网，Check24.net，天风证券研究所

户储-边际变化：控制电价相关政策出台，但我们预计23年居民电价或仍在高位

- **欧盟层面：22年12月，欧盟能源部长会议最终通过180欧元/MWh的天然气价格上限，此决议将在23年2月15日起实施。**该价格上限触发要求为，连续3天TTF天然气期货价格超过180欧元/MWh。**预计实施后的欧洲居民电价：**1）对应现货电价：以22年9月为例，当TTF天然气期货价格超过180欧元/MWh时，对应当日欧洲现货电价245.93–315.49欧元/MWh（23年1月5日现货电价约107.46欧元/MWh）；**2）对应居民电价：现货电价+200欧元/MWh的输配电价及其他，终端电价约445.93-515.49欧元/MWh**。
- **德国层面：22年11月，德国联邦经济部公布天然气和电力价格刹车机制法律草案，草案已获德国上议院表决通过并正式生效，下一步该机制将于23年3月1日启动，持续至24年4月30日。**该限价机制中，德国政府计划耗资2000亿欧元用于抵抗能源危机，其中将主要用于补贴居民、商业气价及电价，预计2000亿欧元预算将来自对非天然气机组征收的暴利税。**新机制下：**1）电价上限：终端价格上限40欧分/kwh；2）适用范围：基于上一年的年度用电量，80%可享受电价上限，剩余20%用电量仍需跟着合同价格走。**测算居民电价：当前合同电价约44.21欧分/kwh，对应实际电价=40*80%+44.21*20%=40.8欧分/kwh**。相较21年德国居民电价均价32.16欧分/kwh仍有明显上涨。

资料来源：北极星售电网，EURACTIV，Business Standard，The Economic Times，check24，Nordpool，财经M平方，天风证券研究所

户储-经济性：德国限价政策下，配置户用光储系统将在第6-7年体现经济性

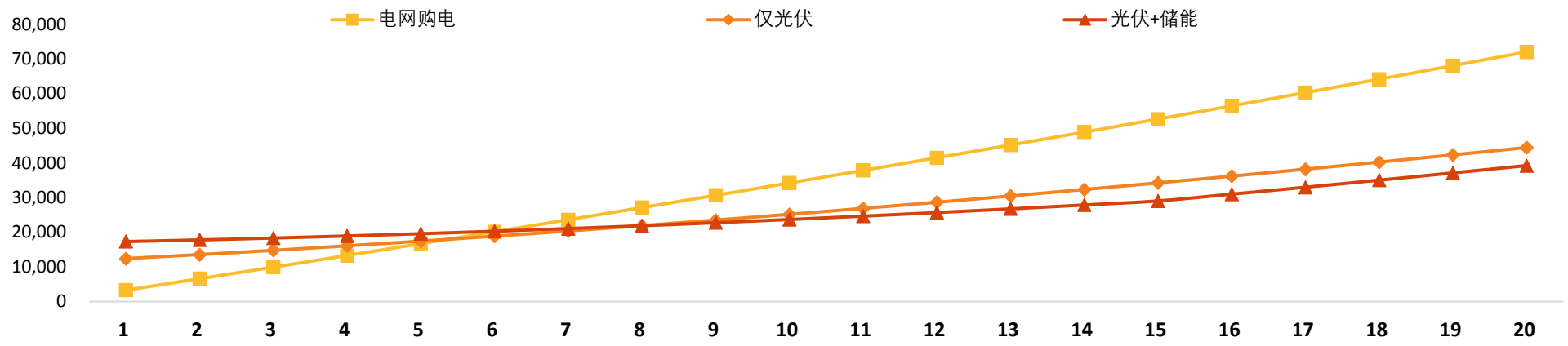
□ 基于德国电力市场及刹车机制（对应我们测算居民电价=40.8欧分/kwh），我们的核心假设如下表：

参数类型	参数名称	设置值
光储参数	屋顶光伏装机(kW)	10
	组件首年衰减	3%
	组件第二年开始每年衰减	0.5%
	发电小时数（h）	1007.4
	储能装机（kWh）	10
	充放效率	90%
	放电深度	80%
	循环次数	6000
	储能使用年限	16.7
	光伏使用年限	20

参数类型	参数名称	设置值
成本测算	光储投资单价	
	光伏投资单价（EUR/kW）	1330
	储能投资单价（EUR/kW）	860
	光储投资总价	16900
	运维成本（EUR/W/年）	113
	FIT上网电费(EUR/kw)	0.138
	FIT退坡比例（%/月）	0.5%
	折现率	0%
	家庭年用电量（kWh）	8000
	居民电价（EUR/kW）	0.41
	电价年均涨幅（%/年）	1.0%
	晚间用电比例	60%

□ 如结果所示，考虑光伏、储能的初始投资费用，系统使用成本相比年累计电费，户用光储系统将在配置后第6-7年体现出经济性。

图：年累计费用比较（单位：欧元）

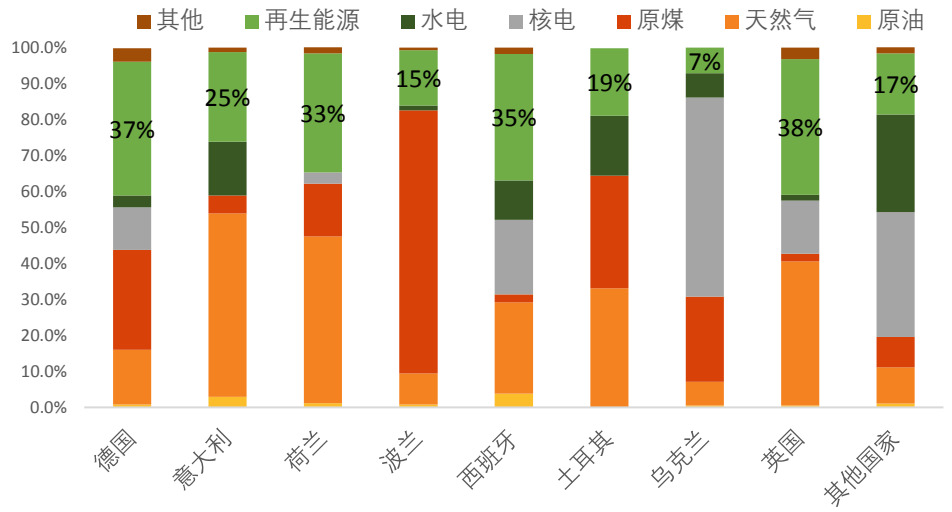


资料来源：欧洲光储比价网https://www.solaranlagen-portal.de/photovoltaik/preis-solar-kosten.html，天风证券研究所

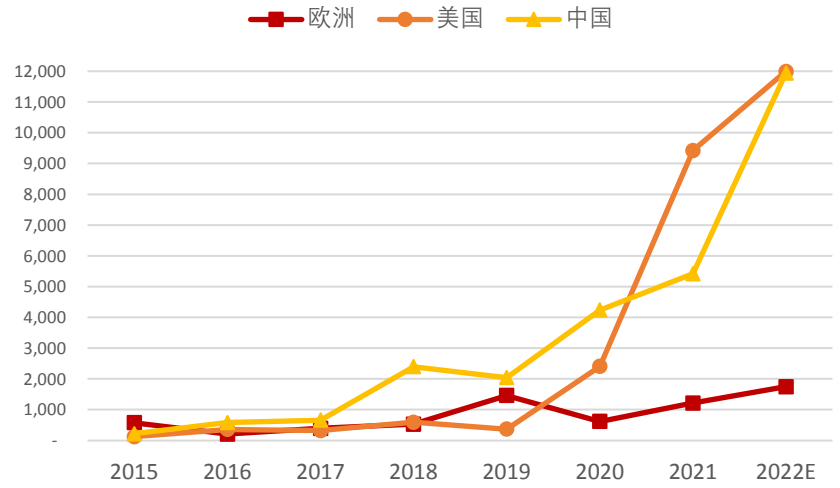
大储：对比中美，欧洲可再生能源装机占比更高，但表前储能增速相对更慢

- **欧洲整体再生能源装机占比达24%，高于中国、美国。**分国家看，德国、荷兰、西班牙、英国等国的再生能源装机占比达到30%+，分别为37%、33%、35%、38%。
- **更高的风光装机占比通常需要更高的表前储能，以解决风光发电随机性带来的发电侧、用电侧两端不匹配问题。**但对比中国、美国近年的表前储能装机量及增速，欧洲装机量相对较低、增速亦相对更缓慢。

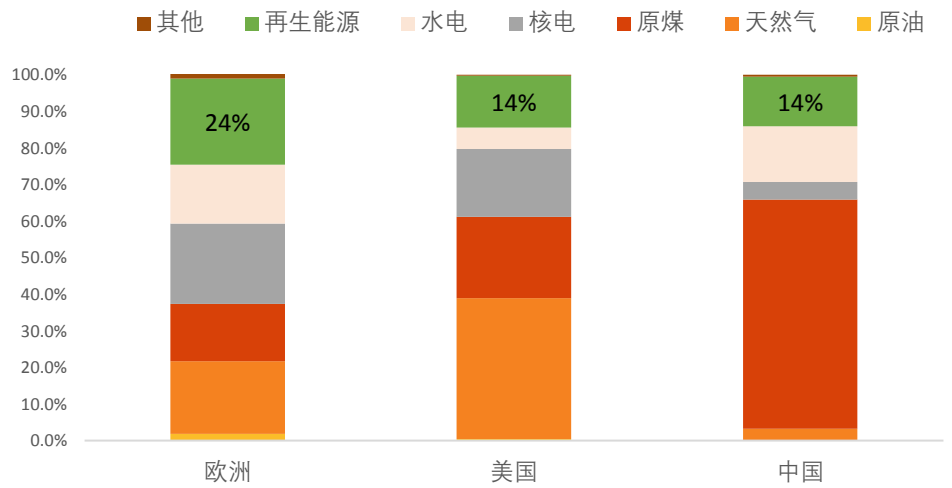
图：2015年-2022E欧洲各国能源结构（单位：%）



图：2015年-2022E欧、美、中表前储能装机量（单位：MWh）



图：2015年-2022E欧、美、中能源结构（单位：%）



资料来源：BP，BNEF，中国电力网，天风证券研究所

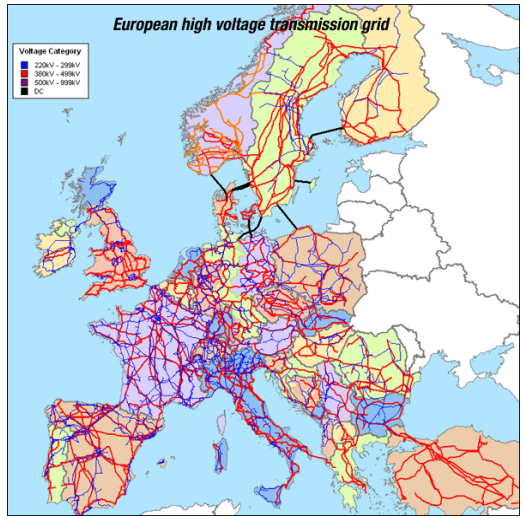
主要原因：先进的电力市场平衡电力供需，扩建升级配电网以容纳更多分布式能源

- **较高的跨国电网互联，帮助电力在更大范围内进行资源调度。**欧洲跨国输电线路高度密集，大部分国家和其邻国电网之间的互联传输能力很高。通过高效的互联电网和市场机制，北欧和南欧富余的可再生能源能够输往西欧东欧，替代当地的煤电，各国能够利用跨国输电容量来保证冬夏高峰负荷期的电力供给。

- **现货市场电价调节机制+相对较高的灵活调节电源占比，提高了电力系统的整体灵活性。**1）德国批发市场中的现货市场交易由欧洲电力交易所负责组织，2020年日前交易量占89%，日内交易量占11%（周期从15分钟到1小时不等）。期权、期货交易（包括1年期、2年期、3年期和4年期及以上）中1年期占到交易电量的59%。总体趋势看，日间交易量越来越大、电力短期合同越来越多，电价的调节机制趋于灵活。2）欧洲国家灵活电源比重相对较高。德国、丹麦、西班牙、英国等国的灵活调节电源与可再生能源发电装机的配比分别为44%、43%、140%和190%。

- **配电网的扩建、改造升级帮助更多分布式能源接入电网。**配电网的扩建、改造升级强调对电网结构的优化、分布式能源资源的电网规划与管理、电压调整等，强调为输电系统运营商提供分布式能源的观测和预测信息，以及紧急情况下对分布式能源的控制等，可容纳更多分布式能源接入电网。以德国为例，绝大多数的可再生能源以分布式并接入电网，因而德国的电网投资主要亦用于升级改造配电网。2019年，德国用于电网的投资高达106亿欧元，其中约75亿欧元用于配电系统建设。

图：欧洲高电压等级电网较为密集



资料来源：《EuropeanCommissionproposestrans-Europeanelectrictransmissiondevelopmentplan》（GEOFFZEISS），中国电力网，《欧盟及葡萄牙、德国电力价格监管情况启示》世界银行，《德国虚拟电厂发展经验》尹玉霞，天风证券研究所

大储-边际变化：可再生能源加速装机，预计至30年欧洲储能装机量将达200GW

- **尽管欧洲电力系统的当前发展水平较高，可消纳较多可再生能源装机，但我们认为，欧洲可再生能源加速装机趋势下，欧洲将部署更多的表前储能以满足消纳需求。**为摆脱对俄罗斯化石能源的依赖，2022年5月18日欧盟委员会正式发布了REPower EU计划，同时发布了欧盟太阳能战略。**计划明确提出目标：将欧盟“减碳55%”政策组合中2030年可再生能源的总体目标从40%提高到45%。**具体措施看，光伏方面发布《欧盟太阳能战略》，提出到2025年光伏装机容量达到320GW，到2030年达到600GW。

- **为解决风光等可再生能源装机占比提高带来的电力系统不稳定问题，我们亦有看到近期欧洲表前储能的需求加速。**欧洲储能协会（EASE）的储能分析师Susan Taylor表示，到2030年，欧洲（包括英国）将需要200GW的储能以适应其追求的高比例可再生能源接入目标。根据我们的不完全统计，近期意大利、德国、英国、荷兰等国公告多个储能项目规划：

- **意大利：**1）Nidec ASI公司将在意大利部署总规模为1.35GW/5.4GWh的18个电池储能系统，项目将于2024年1月完成部署并开通运营。2）西班牙Ingeteam公司计划今年在意大利部署一个持续时间为4.8小时的340MWh电池储能系统。

- **德国：**德国能源开发商RWE公司计划在德国部署两个总装机容量220MW电池储能系统，为德国电网提供平衡服务，项目计划于2023年开始部署，并将在2024年开始调试。

- **英国：**1）RPC公司和Eelpower公司成立的合资公司将部署1GW电池储能系统，为英国电网运营商National Grid公司提供辅助服务及参与电力现货市场。2）英国Centrica公司在林肯郡部署50MW/100MWh电池储能系统，该系统将于2023年底投入运营。3）西班牙能源开发商FRV公司从可再生能源项目开发商REPD公司收购两个英国电池储能项目，总装机容量为100MW，预计将在2023Q3进入准备建设阶段。

- **荷兰：**罗尔斯•罗伊斯公司正在荷兰部署一个30MW/63MWh电池储能项目，该项目在开通运营之后将成为荷兰规模最大的电池储能系统，将在2023年春季上线运营。该电池储能系统将支持将可再生能源发电设施整合到荷兰电网，可以通过缓解风力发电和太阳能发电的间歇性以及提供频率响应服务来实现。

资料来源：《Repower EU》，CNESA，北极星储能网，风光储网，阳光工匠光伏网，国际能源网，天风证券研究所

五、需求预测：

预计25年全球新增装机达464GWh，22-25年CAGR+78.1%

全球装机量：预计25年有望达463.7GWh，22-25年CAGR+78.1%

□ **我们预计：22-25年全球储能装机量有望达到82.1/174.7/287.5/463.7GWh，4年CAGR+78.1%。**

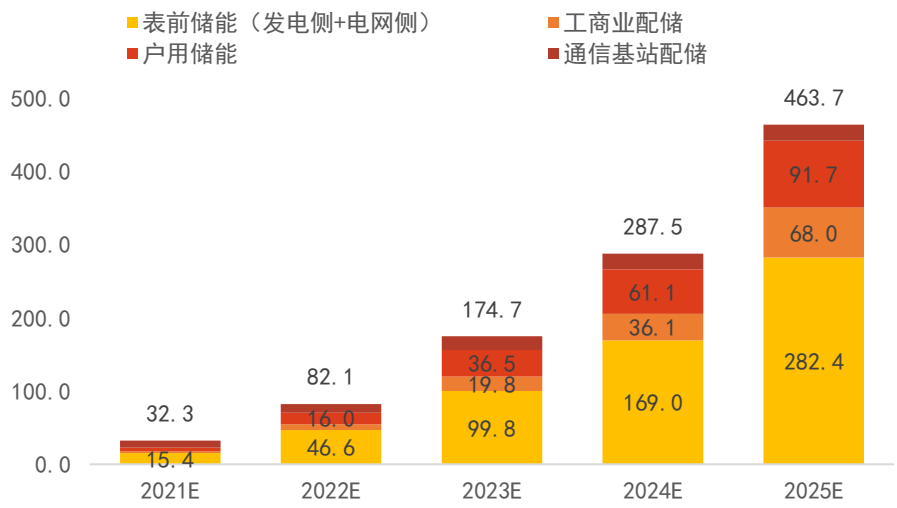
□ **核心假设：**

- **表前储能：新增风光装机量及配储比例：**预计22-25年集中式光伏装机133/186/241/313GW，配储比例6%/8%/10%/13%；预计22-25年风电新增装机量112/126/147/163GW，配储比例2%/3%/4%/5%。**存量风光装机量及配储比例：**预计22-25年未配储风光装机量分别达1491/1637/1803/1988GW，配储比例0.39%/0.53%/0.64%/0.81%。
- **工商业：**预计22-25分布式光伏新增装机58/81/105/136GW，配储比例5%/8%/12%/15%；分布式存量装机212/266/340/431GW，配储比例0.2%/0.3%/0.3%/0.3%；
- **户储：**预计22-25年户用分布式光伏新增装机分别60/84/109/142GW，配储比例10%/15%/18%/21%；户用存量装机分别为198/250/318/403GW，配储比例1.0%/1.3%/1.5%/1.7%。

表：全球储能装机量测算（GWh）

	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
表前储能（发电侧+电网侧）	15.4	46.6	99.8	169.0	282.4
yoy		*203%*	*114%*	*69%*	*67%*
工商业配储	2.4	7.9	19.8	36.1	68.0
yoy		*225%*	*151%*	*83%*	*88%*
户用储能	5.0	16.0	36.5	61.1	91.7
yoy		*217%*	*128%*	*68%*	*50%*
通信基站配储	9.5	11.7	18.6	21.3	21.6
yoy		*23%*	*60%*	*14%*	*2%*
合计（GWh）	**32.3**	**82.1**	**174.7**	**287.5**	**463.7**
22-25年CAGR					78.1%

图：全球储能装机量（GWh）



资料来源：BNEF，索比光伏网，CWEA，GWEC，天风证券研究所

六、投资建议：

表前储能-投资建议：

看好欧美市场政策变化刺激需求、中国市场商业模式改善带来盈利向上

大储：看好欧美市场政策变化刺激需求、中国市场商业模式改善带来盈利向上

- **全球市场：看好美国市场ITC政策加码、欧洲市场Repower EU政策对储能需求起量刺激作用的边际变化下，已形成出货的相关企业。**我们预计，25年全球表前储能新增装机量达282GWh，22-25年CAGR+82%。在行业高景气度发展下，我们看好相关供应链公司凭借前瞻布局及客户、渠道积累，充分受益行业增长。**对欧美本土集成商已形成供货、或已实现欧美表前储能订单或出货的中国集成商及相关供应链均有望受益海外表前储能的持续增长。**我们认为，国内系统集成商及其供应链企业，以及美国、欧洲系统集成商的供应链公司，均有望受益于海外表前端储能市场的边际变化。

- **中国市场：强配政策下需求增速具备较高确定性，我们看好的边际变化——独立储能商业模式加速探索，行业健康化发展趋势下相关企业盈利能力有望边际向上。**截至22年11月强制配储政策已覆盖40个省（市），较21年底增加了15个，同时配储比例及小时数要求亦进一步上调，基于我们前文对强配政策下的中国储能装机量预测，预计25年中国储能新增装机量达98GWh，22-25年CAGR+93%，需求增速具备较高确定性。**中国储能市场投资机会，我们看好的边际变化是相关企业的盈利能力有望边际向上：**我们测算理想情况下山东模式独立储能的IRR可达8.97%，已具备一定的盈利能力，各省独立储能商业模式加速探索背景下，我们认为行业健康化发展，将有望带来相关供应链环节的盈利边际好转。

电池及系统：关注海外市场取得进展、产品力提升、产能积极扩张的相关标的

□ 基于我们对全球大储及细分市场（欧美、中国市场）未来增速及行业发展判断，建议关注：

- 【宁德时代】：与海外部分客户的项目采购和长期订单超过22GWh，户外液冷电池系统EnerOne的循环寿命达10000次；
- 【鹏辉能源】：280Ah电芯在22年9月获得美国认证，我们预计公司储能电芯产品有望在23年实现对美国市场出货带来需求增量；
- 【亿纬锂能】：22年10月推出560Ah储能电池，电池循环寿命达到12000次；
- 【南都电源】：公司在德国已有运行项目（为虚拟电厂提供储能电站），22年与意大利国家电力公司签订总容量597.88MWh的储能项目，项目实施地包括美国、意大利项目。

表：建议关注的电池及系统相关标的2022年重要进展

企业	2021年全球储能电池出货排名	海外进展	其他重点进展
宁德时代	TOP1	FlexGen、Broad Reach Power、Primergy Solar、Gresham House等几个客户的项目采购和长期订单超过22GWh	22年11月成立宁德时代储能发展有限公司
鹏辉能源	TOP2	280Ah获得美国UL9540A认证	23年1月发布定增公告，拟募资不超过34亿元扩产储能电池共10GWh
亿纬锂能	TOP4	21年成为美国储能系统集成商Powin Energy电池储能系统的电池供应商	22年10月推出560Ah储能电池，电池循环寿命超12000次
南都电源	TOP9	与意大利国家电力公司签订总容量597.88MWh的项目，其中包括美国、意大利项目	22年9月发布全新一代液冷储能系统解决方案，搭载280Ah大容量磷酸铁锂电芯和1500V系统平台

资料来源：《储能产业研究白皮书2022》，数字能源网，锂电网，储能与电力市场公众号，经济观察网，宁德时代官网，鹏辉能源公告，Wind，天风证券研究所

逆变器及系统：看好相关标的国内市场盈利好转+海外市场需求放量

□ 逆变器及系统方面，我们亦有看到相关公司积极开拓海外市场、发布新品提高产品力等。往23年看，建议关注：

- **国内储能市场商业模式逐步跑通带来的供应链盈利能力向上+已形成对海外出货或取得进展、充分受益需求放量的相关标的：【阳光电源】、【科华数据】、【上能电气】、【盛弘股份】；**
- **2022年已签署订单中海外市场占比达到80%，美的定增完成后公司财务危机有望好转的【科陆电子】。**

表：建议关注的逆变器及系统相关标的2022年重要进展

企业	2021年全球储能PCS出货排名	海外进展	其他重点进展
阳光电源	TOP1	储能系统订单总量已超过4GWh，与ACWA Power、ENGIE等达成合作	22年5月推出新品全系列液冷储能解决方案PowerTitan、PowerStack，预计产品将综合降低LCOS 20%以上
科华数据	TOP2	将为美国提供合计270MWh的电网侧储能项目	22年5月推出S3液冷储能系统解决方案，相较于风冷系统，LCOS可降低15%。
上能电气	TOP5	已在欧洲建立营销体系，正在开拓美洲市场	22年7月首个海外百兆瓦级储能项目顺利发货
盛弘股份	TOP6	在北美、欧洲形成了稳定出货	22年7月发布新品，电网侧推出全系列高压模块化储能逆变器方案，适配直流电压600-1500V系统；工商业推出新一代30kW储能逆变器，全面覆盖30kW-MW级工商业需求
科陆电子	储能系统全球出货TOP8	2022年共签署订单1.5GWh，其中海外市场占比80%，公司在北美洲、非洲、澳洲、日本等多地实现电网级储能的规模出货	2022年5月美的与公司、深圳资本集团签署协议，美的集团拟通过“委托表决权+定增”形式成为公司第一大股东，按照发行上限测算，定增金额约13.86亿，扣除发行费用后的募集资金将全部用于偿还有息负债。

资料来源：《储能产业研究白皮书2022》，阳光电源官网，北极星储能网，上能电气投资者互动平台，盛弘电气投资者关系活动记录表，储能与电力市场公众号，同花顺，天风证券研究所

温控：液冷系统渗透率有望提高，看好具备非标定制化+先发优势的相关标的

- 随着储能系统容量、充放电倍率的提升，中高功率储能产品使用液冷的占比将逐步提升，液冷有望成为未来主流方案。**根据我们不完全统计，截至22年12月，已有10家储能系统集成企业发布液冷系统产品。**
- **行业层面：风冷→液冷趋势下，产品单位价值量将有明显提高，液冷渗透率提升有望进一步打开行业市场空间。**根据我们测算，2021年液冷温控系统价值量约为 9000 万元/GWh，风冷系统价值量约为3000 万元/GWh 左右。
- **当前储能温控市场参与者主要由具备技术相似性的行业参与者跨行业切入。**从当前储能温控市场格局看，主要参与者均是由精密空调、工业制冷设备等行业切入。**我们认为，具备非标定制化经验+已有先发优势绑定主流集成商共同研发产品的温控供应商有望充分受益行业由风冷转向液冷的趋势变化+储能需求快速增长，建议关注：**
- **【同飞股份】：**已有客户包括阳光电源、科陆电子、南都电源、天合储能等主流储能系统集成商。
- **【英维克】：**先发优势较强，2021年储能温控收入达到3.37亿元，2022年11月发布储能温控新产品——BattCool储能全链条液冷解决方案2.0，电芯温差有望从3℃降到2℃。

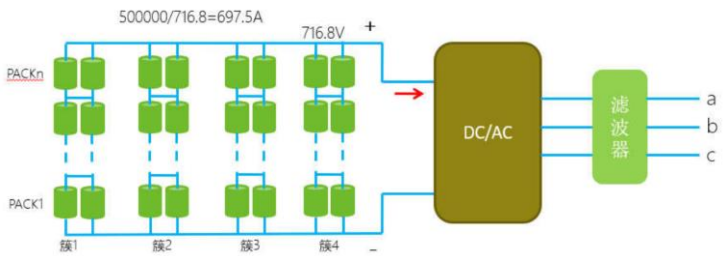
公司	典型产品	温控方案	上市时间
宁德时代	EnerOne	液冷	2020年
比亚迪	BYD Cube		
蜂巢能源	钜·一体化液冷储能系统		2021年
正泰	TELOGY		
远景能源	智慧液冷		
海博思创	海博思创		
科陆电子	E30		
阳光电源	PowerTitan，PowerStack		2022年
科华数据	S^3液冷储能系统		
南都电源	Center L		

资料来源：北极星储能网，中国储能网，国际能源网，英维克公司年报，英维克官网，南都电源官网，天风证券研究所

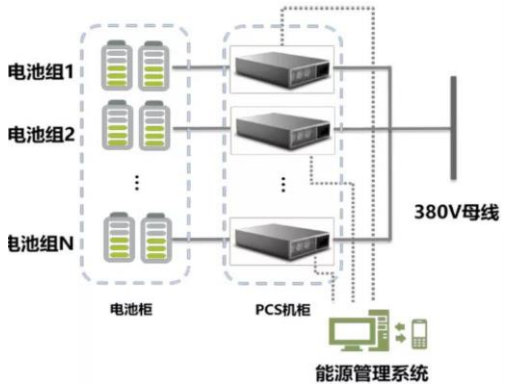
新技术趋势-高压级联：效率较常规系统高，未来有望成为国内大储主流技术路线

- 18年以来高压级联储能技术主要应用于火电厂调频辅助服务场景，随着近两年国家电网、南方电网、华能集团、华电集团、中广核集团等高压级联储能项目纷纷落地，高压级联技术认可度逐步提升。目前国内高压级联技术渗透率还不高，未来随着独立储能大型化发展趋势，有着大容量优势的高压级联技术**有望成为国内大储主流技术路线**。高压级联储能系统是以H桥级联式电力电子拓扑结构通过无变压器模式接入交流电网，可直接实现6-35kV并网运行，主要应用于大型储能电站。高压级联方案无需升压变压器，效率比常规储能系统高。
  - 相较于集中式系统，高压级联方案不存在短板效应，提升了整体容量利用率，且电池温差小，散热可靠性高；
  - 相较于组串式系统，高压级联方案可节省占地面积30%，系统响应时间短，可以实现更大的单机容量。
- **建议关注掌握高压级联技术的相关企业：**高压级联技术经过二十余年的发展，其拓扑结构基于高压SVG和高压变频器技术演变而来，**有较高的技术壁垒，其主要技术难点体现在绝缘技术和后期运维两方面。建议关注目前掌握高压级联技术的企业：【智光电气】、【金盘科技】、【新风光】等。**

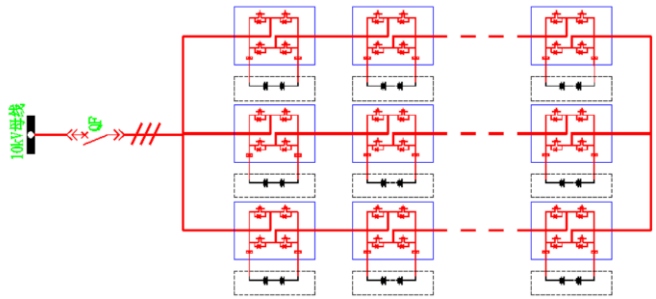
图：集中式储能系统



图：组串式储能系统



图：高压级联储能系统



格局优秀的环节-电力熔断器：国内新能源熔断器龙头【中熔电气】

- **使用数量多+电压平台高+多个电池簇并联电流更大，储能熔断器价值量高于光伏、风电、电动车。**储能熔断器主要用在三处：1）电池模组 2）电池簇/电池组 3）交流直流转换逆变器。从电压等级看，风光储电压平台高于电动车。储能需要1000V、1500V平台，而电动车电压平台多数为500V、800V。储能系统功率大、电压高、电源内阻低，一般短路电流幅值高，对熔断器分断能力提出更高的要求，产品难度大。
- **相比光伏、风电，电化学储能市场发展较晚，中熔与外资企业处于同一起跑线。**在储能领域，由于电化学储能市场发展较晚，中熔凭借快速市场跟踪、及时产品研发能力在国内市场取得领先。客户包括宁德时代、阳光电源等。
- **推荐新能源熔断器国内龙头【中熔电气】**：增长来自 1）电动车：海外市场占比提升+激励熔断器渗透ASP提升； 2）大储：储能产品在营收占比不断提升。我们预计2023年储能贡献收入4.2亿元，营收占比超过30%。

图：储能系统熔断器应用

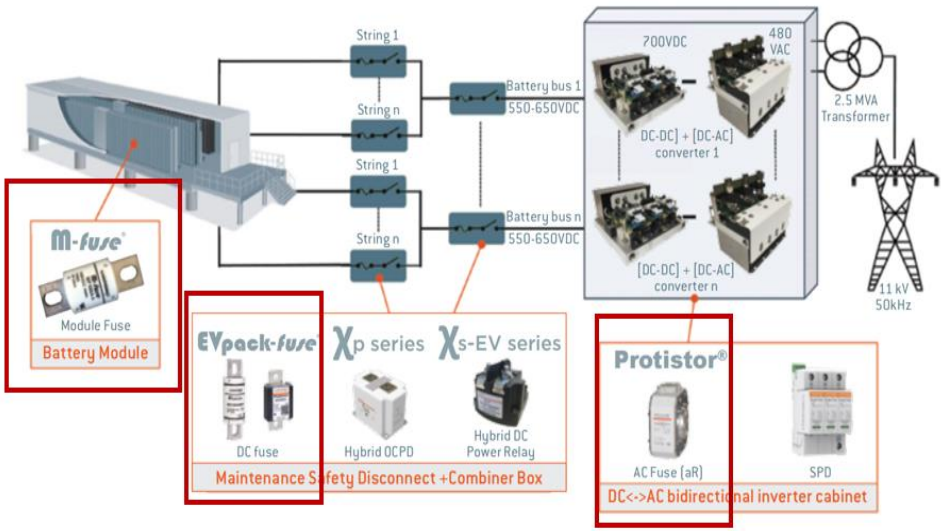
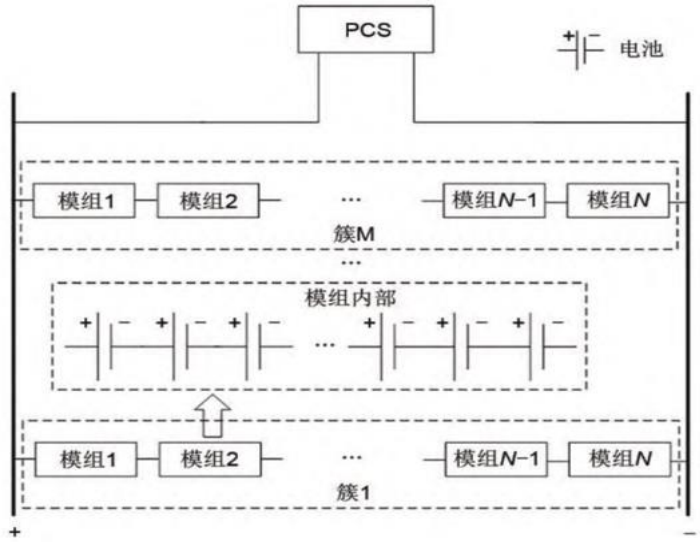


图 ：大型储能电池结构



资料来源：Mersen官网，《大型储能电池短路故障分析与保护策略》--徐光福等，天风证券研究所

户用储能-投资建议：

限电价后预计欧洲市场仍具高经济性，美国市场新政策凸显户储经济性

户储：预计欧美市场仍具高经济性，具备客户、渠道优势的相关标的有望持续受益

- **欧洲市场：市场当前担心主要集中在欧洲及德国限电价政策下，户储经济性被大幅削减，但我们测算后预计终端电价仍处高位，对应德国户用光储系统的回本周期仅6-7年。**欧盟层面对天然气设置价格上限：对应居民电价：现货电价+200欧元/MWh的输配电价及其他，终端电价约445.93-515.49欧元/MWh；德国层面的天然气和电力价格刹车机制：对应居民电价：当前合同电价约44.21欧分/kwh，对应实际电价=40*80%+44.21*20%=40.8欧分/kwh。两个层面的预期价格相较21年德国居民电价均价32.16欧分/kwh仍有明显上涨。

- **美国市场：当前体量仍较小（22年前三季度共装机1.1GWh），我们看好ITC+SGIP+NEM3.0政策变化下，加州户储经济性凸显带来的户储市场需求起量。**1）ITC：ITC基础抵免由现行版的23年22%上升至30%；2）NEM3.0：12月加州CPUC针对户用光伏补贴的NEM3.0获得投票通过，将于23年4月正式生效，加州太阳能与储能协会 (CALSSA) 预计加州平均余量上网电价从30美分/kWh降至8美分/kWh，叠加分时电价，预计仅装光伏的收益将下降，加装储能的经济性有望凸显。

- **投资建议：建议关注以下标的：**

- **电芯及系统：【派能科技】、【鹏辉能源】；**
- **逆变器及系统：【锦浪科技】、【固德威】、【科士达】；**
- **结构件：【铭利达】、【祥鑫科技】。**

七、关注类储能投资机会：

消纳问题凸显，重视特高压建设加速带来相关标的弹性

新能源电力消纳问题凸显，“十四五”特高压规划项目有望加速推进

- **可再生能源发电装机规模全球领先，21-22年风光大基地发电项目陆续启动。**根据国际可再生能源署发布的2022可再生能源发电量统计报告，2021年全球新增257GW，其中中国新增121GW，占比47%，位列全球首位。截至2021年底，我国风电、光伏发电装机规模均占全球发电装机的1/3以上，分别连续12年、7年稳居全球首位。在国家政策的鼓励下，2021-2022年以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的风光大基地发电项目陆续启动。

- **我国电力资源与符合严重不均，解决新能源消纳问题迫在眉睫。**由于我国电力资源与负荷严重不均，80%以上的能源资源分布在我国西部和北部地区，而70%以上的电力消费集中在东部和中部，供需距离相距约800-3000km。由于西部和北部的资源丰富区经济较落后，人口较稀少，产生的电量在当地无法完全消纳，且电力资源不易存储，如果没有办法强力输送出去，资源就会浪费。目前风光大基地的建设速度短则数月长则一年，只有保障特高压建设速度与大型风光基地建设速度的一致性，才能保证电源外送，确保其在解决新能源消纳问题上发挥作用。

- **为解决新能源大基地送出问题，习近平主席提出了包含特高压输电的我国新能源发展合理路径。**22年1月，中共中央政治局就努力实现碳达峰碳中和目标进行第三十六次集体学习中，习近平主席提出了适合我国国情的新能源发展合理路径：以风光电大基地、支撑性煤电、特高压输电三位一体的新能源供给消纳体系。特高压即1000kV及以上的交流电或±800kV及以上的直流电，相较普通电线，特高压的输送距离是普通线路的2-3倍。针对我国的地理环境和响应的电力消纳问题，特高压输变电线路作为重要的跨省区资源配置载体，既推动资源丰富区能源的规模化开发和持续供给能力，又加强电力消费区对新能源的使用以实现碳达峰碳中和。

- **往未来看，我们预计特高压项目建设将有望加速提高。**1）“十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程“24交14直”，从以往的建设经验看，特高压项目涉及众多环节，一条线路分几段，一段大概需要1-2年的时间，为满足“十四五”规划目标，预计23-25年将加速建设特高压项目；2）22年8月国家电网公司重大项目建设推进会议提及，年内将再开工建设“四交四直”特高压工程，加快推进“一交五直”等特高压工程前期工作，争取早核准早开工。

资料来源：IRENA，国际能源网，中国能源网，中国政府网，北极星售电网，北极星输配电网，天风证券研究所

特高压项目加速建设，各环节均有望受益带来业绩弹性

- “十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程“24交14直”，涉及线路3万余公里，变电换流容量3.4亿千伏安，总投资3800亿元。今年1-7月，福州-厦门、驻马店-武汉特高压交流开工建设，白鹤滩-江苏特高压直流竣工投产。年内，建成投产南阳-荆门-长沙、荆门-武汉特高压交流等工程，计划陆续开工建设 “四交四直”8项特高压工程，总投资超过1500亿元，进一步发挥电网投资拉动作用。同时加快推进“一交五直”6项特高压工程前期工作，总投资约1100亿元。
- **投资建议：我们看好风光大基地装机规模提升下，特高压项目相关产业链的投资机会。建议关注相关受益产业链及标的：**

- **换流阀：**换流阀是直流输电工程的核心设备，其价值约占换流站成套设备总价的22～25%。我国特高压换流阀市场较为集中，建议关注换流阀市场份额占绝对优势的【国电南瑞】、【许继电气】；
- **换流阀水冷设备：**【高澜股份】；
- **变压器：**在交流变压器和换流变压器市场份额均较大的【特变电工】、【中国西电】、【保变电气】；
- **GIS（气体绝缘金属封闭开关）：**【平高电气】、【中国西电】；

风险提示

- **政策执行力度不及预期：**如果国内对发电侧强制配储、对独立储能电力现货市场+辅助服务市场+容量补偿，欧美对电价及储能相应补贴政策的推进力度不及预期，将影响相应储能装机进度及经济性。
- **储能需求不及预期：**受相应政策及价格影响，国内表前储能、欧美大储及户储市场需求可能不及预期，可能将影响相关产业链及标的业绩预期。
- **行业竞争超预期：**目前储能行业迅速发展，产业链各环节公司为提高市场份额可能会引发价格战，未来行业竞争加剧或将导致公司毛利率下行风险。
- **风光电装机不及预期：**文中国内表前储能及国外大储新增装机测算基于风光电装机预测，风光电政策及市场需求可能影响储能市场空间。
- **锂电池成本上涨幅度超预期：**若碳酸锂价格持续增长，导致锂电池成本进一步上涨，则国内外多个表前储能应用场景的经济性将进一步削弱，可能会降低全球表前储能市场的装机需求。
- **其他储能方式发展超预期：**若钠离子电池、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。**

分析师声明

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

THANKS