

# 需求端蓬勃向上，产业链羽翼渐丰

——储能产业全景图

平安证券研究所 绿色能源与前瞻性产业研究团队

皮 秀 证券投资咨询资格 S1060517070004

张之尧 一般证券业务资格 S1060122070042

邮箱 pixiu809@pingan.com.cn

邮箱 zhangzhiyao757@pingan.com.cn

2023年7月1日



## 要点总结

- **储能：新型电力系统的“蓄水池”，成长确定性强。**储能系统可将不易存储的电能转化为其他形式储存并适时释放，提高电力系统“柔性”，增加电网稳定性和绿电消纳能力，有效解决风光等波动性可再生能源并网的痛点。全球可再生能源装机规模庞大，推动储能部署加速，2022年全球新型储能新增装机20.4GW，同比翻倍增长。储能各应用场景对应的用户需求不同，市场分布、产品形态、参与者商业模式也各异。本报告根据终端应用场景的不同，分大储、户储、工商业储能三个部分对储能行业进行介绍。
- **大储：需求蓬勃增长，技术路线多元，供给竞争激烈。**大储市场需求高增，主要部署于中、美等集中式可再生能源装机主力地区。我们测算2023年中国/美国大储（仅新型储能）装机分别有望达到42GWh（同比+164%）和25GWh（同比+142%）。新型储能技术路线多元，现阶段全球新增装机以锂电池储能为主，产业链主要环节包括储能电池、PCS、系统集成等。大储赛道处于典型的成长期，市场竞争激烈。长期来看，随着各国大储电站商业模式逐步完善，大储产品的效率、安全性等核心性能的重要性将进一步凸显，各环节企业的技术和品牌有望逐渐形成壁垒，竞争格局逐步改善。建议持续关注锂电池储能产业链各环节具备竞争优势的企业，同时关注具备潜力的新型储能技术路线，如适用于长时储能的液流电池、压缩空气储能，适用于调频的飞轮储能等。
- **户储：to C优质赛道，渗透空间广阔。**欧、美等高电价发达地区是全球户储的主要市场。用户节约电费和提升用电稳定性的需求、加之政策大力补贴，驱动欧美户储市场有力增长。欧洲天然气价格虽已下行，但居民电价仍有一定支撑，在经济性、用户消费习惯和政策补贴等因素下，户储产品仍具有渗透潜力；美国市场在加州NEM 3.0新政等因素推动下，亦有优良增长动力。我们测算，2023年欧、美户储新增装机分别有望达到12.7GWh（同比+81%）、4.4GWh（同比+205%）。供给侧，全球户储市场呈现“群雄割据”格局，国内企业实力强劲。虽然户储市场需求短期存在不确定性，但全球市场空间广阔，建议关注已具有品牌和渠道壁垒的企业。
- **工商业储能：经济性强驱动，市场爆发元年。**我国政策推动工商业峰谷电价差增大，鼓励工商业用户安装储能系统，自行调节峰谷负荷。目前，工商业储能系统在多个省份已拥有较好经济性。东部和中部用电量高的多个省份，如浙江、广东、湖南等，单日两次充放电的等效价差(2022年全年均值)超过1.2元/kWh，工商业储能项目理论IRR超过15%，投资回报率优良。工商业储能市场爆发在即，我们预测，2023年全国工商业储能市场空间有望达到7.3GWh，全球工商业储能新增装机有望超过20GWh。工商业储能市场处于早期阶段，产品尚未标准化，竞争格局分散。建议把握赛道从零到一的机会，关注具有工商业储能产品或电站业务布局的企业。
- **投资建议：**储能赛道整体处于成长期，需求端的高景气和供给端“成长的烦恼”并存。短期建议关注具备 $\alpha$ 的细分赛道，包括场景端有望放量的工商业储能（相关标的：苏文电能、芯能科技），以及液流电池等具备潜力的新技术路线（相关标的：钒钛股份、永泰能源）；长期建议持续关注大储、户储赛道具备出色实力的公司（相关标的：鹏辉能源、科华数据、派能科技），关注竞争格局和盈利能力改善带来的机遇。
- **风险提示：**1.各市场需求增长不及预期的风险。2.全球市场竞争加剧的风险。3.原材料价格上涨或供应不足的风险。4.市场准入限制政策收紧的风险。





# 全文框架

		大储	户储	工商业储能
需求端	市场分布	<ul style="list-style-type: none"><li>中国、美国是大储主要市场；欧洲市场也逐渐起步</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>欧洲为户储主要市场，2022年装机容量超全球的40%；美国市场增长潜力大，日本、澳大利亚亦有较大需求</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>我国工商业储能发展迅速；欧、美市场也存在增长潜力</li></ul>
	驱动因素	<ul style="list-style-type: none"><li>本质上，大储装机需求来自于风电、光伏高比例并网产生的灵活性资源需求</li><li>国内通过强配政策+市场建设，国外通过补贴激励和市场化回报，推动大储商业模式逐渐完善，装机不断增加</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>购买方为家庭用户，经济性和保障用电是主要需求</li><li>经济性：高电价+购售电价差下，户储系统可节省用电成本</li><li>保障用电：防止极端气候或灾害断电</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>工商业用户有节省电费和保障用电的需求</li><li>我国峰谷电价差持续增加，使工商业储能设备具有优良经济性</li></ul>
	市场规模	<ul style="list-style-type: none"><li>2022年我国新增装机14.6GWh，预计2025年新增装机有望达111.7GWh</li><li>2022年美国装机4.0GW（容量估计8-10GWh），预计2025年新增装机可达83GWh</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>2022年全球新增装机15.0GWh，其中欧洲新增装机约7.0GWh</li><li>预计2025年全球新增装机可达80GWh</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>2022年我国新增装机约1.6GWh，预计2025年国内新增装机可达26.1GWh，全球有望超50GWh</li></ul>
供应端	技术路线	<ul style="list-style-type: none"><li>抽水蓄能存量规模庞大，电化学（锂电池）储能是主要增量，各种技术路线百花齐放</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>主要为锂电池储能</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>主要为锂电池储能，部分项目采用铅炭、液流电池储能</li></ul>
	产品形态	<ul style="list-style-type: none"><li>最终以大储电站形式运营。储能业主可对储能系统/EPC进行招标，部分业主也通过集中采购形式直接购买电芯和PCS，自行集成以控制成本。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>安装于住宅中，类似家电，通常搭配户用光伏系统。面向客户的产品可以为储能系统+PCS，或两者集成的一体机</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>安装于厂房/园区，主要为百kWh级的机柜，MWh级项目采用大储集装箱</li></ul>
	产业链构成	<ul style="list-style-type: none"><li>上游核心设备：电池、PCS、温控与消防设备</li><li>中游：系统集成（PCS、电池厂商亦参与此环节）</li><li>下游：电站运营</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>电芯：上游，销售给储能系统厂商</li><li>储能系统、PCS：通常销售给安装商</li><li>一体机：通常以自有渠道销售给用户</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>赛道处于发展早期，电池/系统集成厂商布局工商业储能机柜产品</li></ul>

资料来源：平安证券研究所



# 国内储能市场参与者全景图



资料来源：各公司公告及官网，平安证券研究所整理

注：橙色字体为非上市公司，蓝色字体为上市进程中公司（截至2023.6.30）



# CONTENT 目录

- ① 一、储能：新型电力系统的“蓄水池”

---
- ② 二、大储：增长确定性强，技术百花齐放

---
- ③ 三、户储：toC优质赛道，渗透空间广阔

---
- ④ 四、工商业储能：经济性强驱动，市场爆发元年

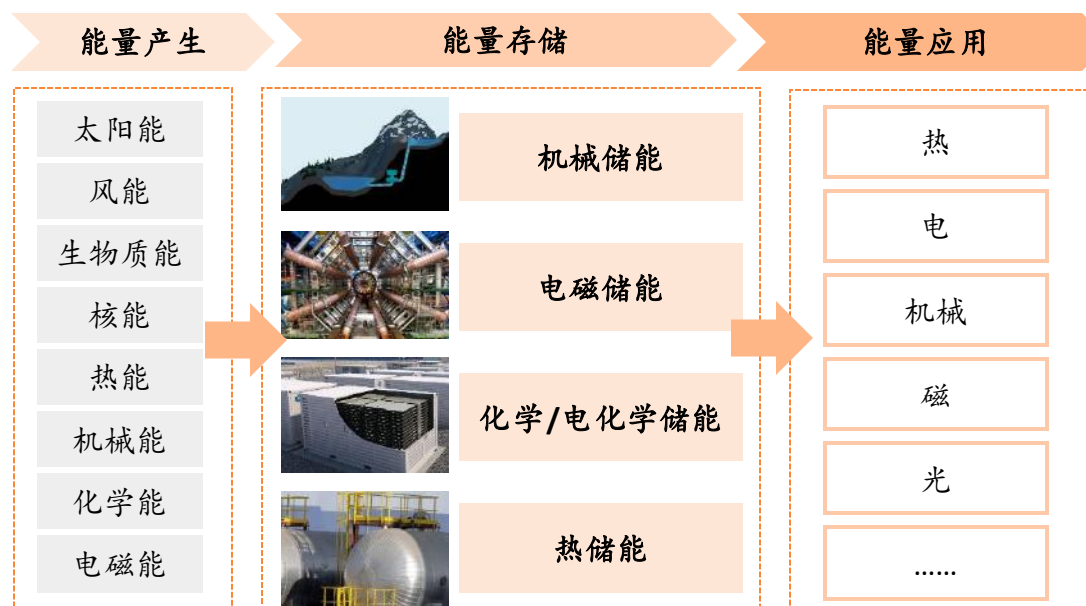
---
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

---

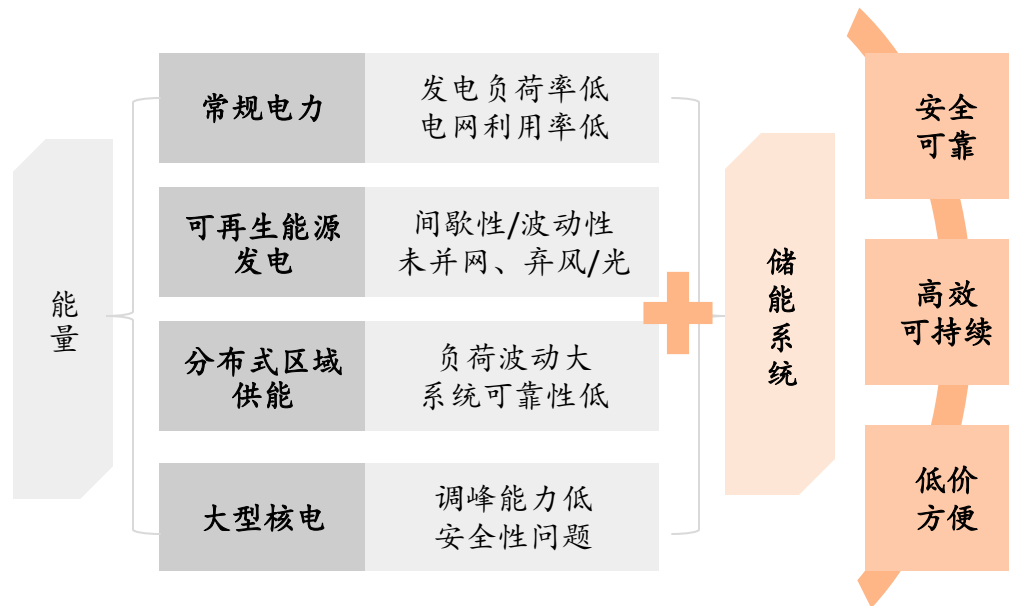
# 储能：电力系统的“蓄水池”，可有效提高电能质量和用电效率

- 储能是指通过介质或设备把能量存储起来，在需要时再释放的过程。储能通常特指电力储能，是将不易储存的电能转化为机械能、化学能等形式储存起来，以便需要时使用的过程。
- 储能系统可以有效提高电力系统的供电质量和用电效率。电能传输速度与光速相同，发、输、变、配、用电往往在同一瞬间完成，要求电力生产和电力负荷相匹配；但电力生产和负荷具有波动性和随机性，难以实时匹配，产生输出电能质量不稳定、利用率不高等问题。储能系统就像电力系统中的“蓄水池”，在多雨时把水蓄起来，以供干旱时使用；储能系统可以动态吸收能量并适时释放，从而改变电能生产、输送和使用同步完成的模式，使得实时平衡的“刚性”电力系统变得更加“柔性”。储能有助于提高输出电能的稳定性、平滑用电负荷，从而有效提高供电质量和用电效率。

## ◆ 各种能量的产生、储存和应用



## ◆ 储能在电力系统中的重要性



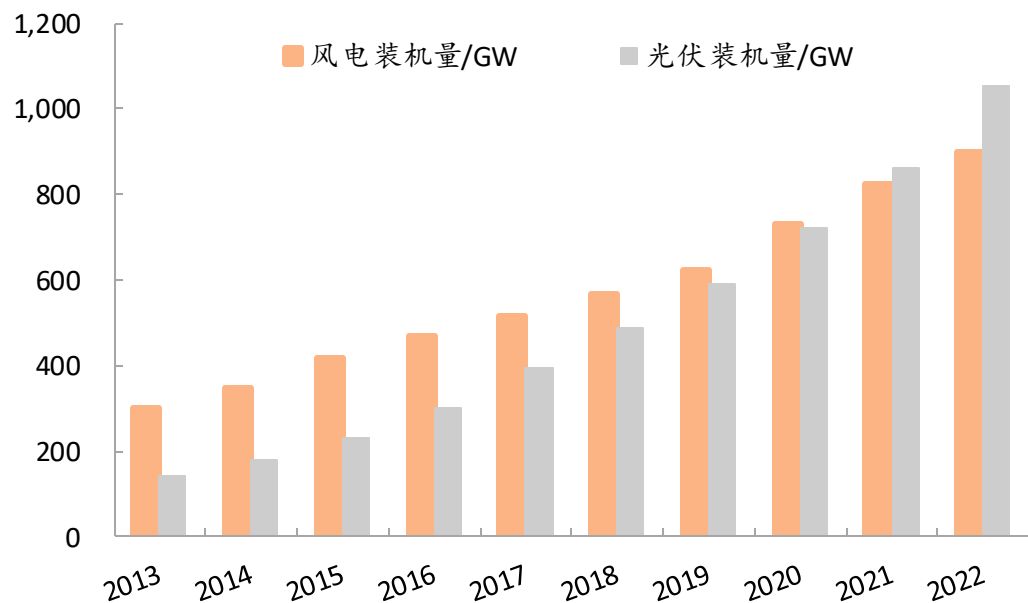
资料来源：《储能原理与技术》，《储能技术及应用》，平安证券研究所



## 储能是推动可再生能源大规模应用的关键技术

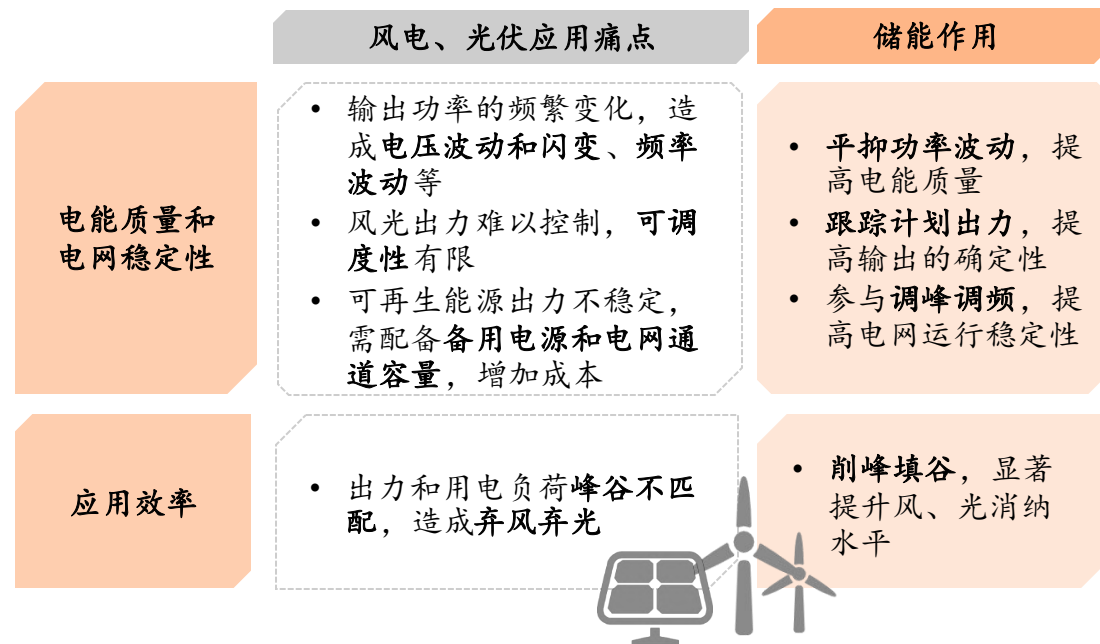
- **储能是推动可再生能源大规模应用的关键技术。**风能和太阳能存在间歇性和波动性等固有特性，其出力特性与用电负荷无法完全匹配；且光伏接入电网需配备逆变器等电力电子器件，对电网造成冲击。因此，风电、光伏等间歇性可再生能源的大规模并网，存在影响电能质量、干扰电网稳定性、利用效率不高等问题。储能技术的接入，可以起到平抑新能源波动、跟踪计划出力、参与系统调峰调频、提高消纳水平等作用，推动可再生能源的大规模应用。
- 发改委《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》明确指出，储能能够显著提高风、光等可再生能源的消纳水平，支撑分布式电力及微网，是推动主体能源由化石能源向可再生能源更替的关键技术。

### ◆ 全球风、光累计装机规模接近2000GW



资料来源：IRENA, 《风力发电系统的设计、运行与维护》，《太阳能光伏发电系统设计施工与应用》，平安证券研究所

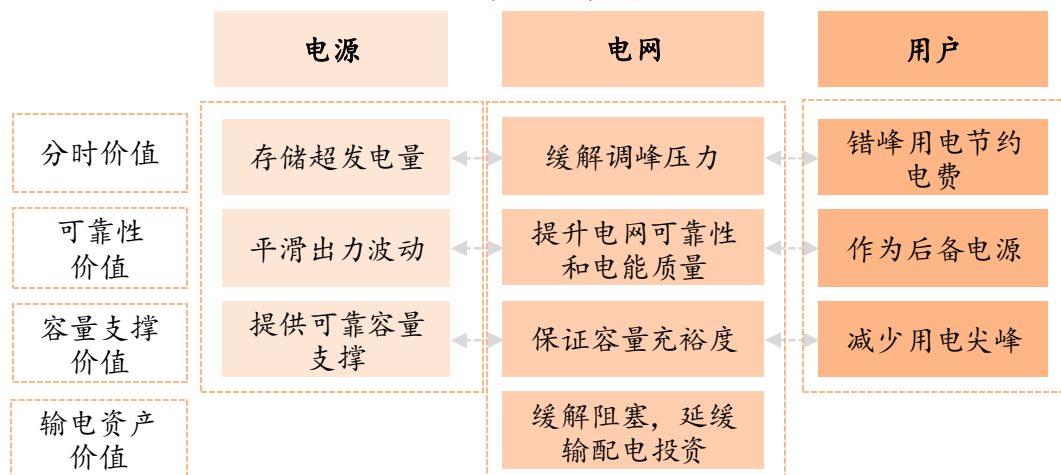
### ◆ 储能可有效解决风电光伏规模应用的痛点



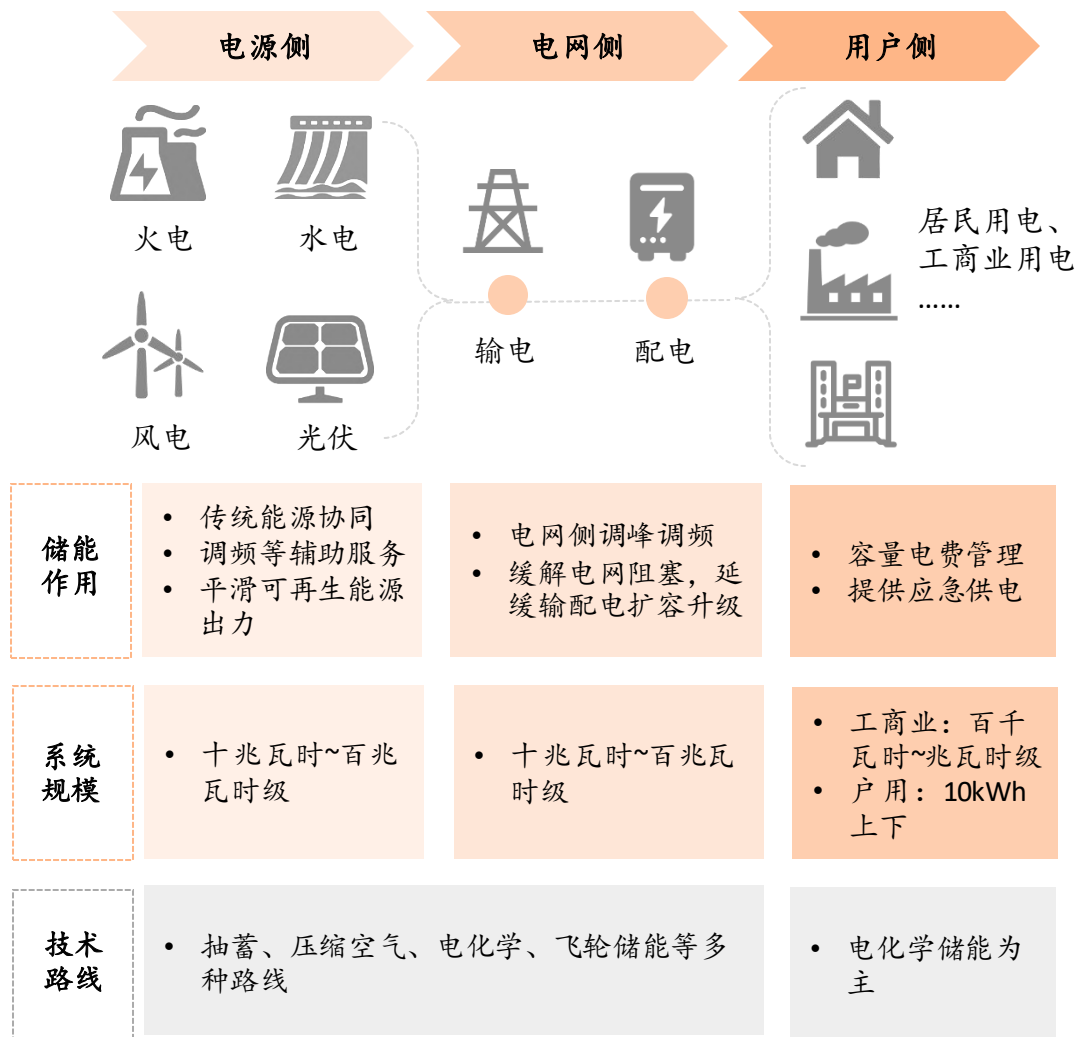
# 1.1 储能可应用于电力系统各个环节

- 电力系统由发电、输电、变电、配电、用电等环节构成，储能可用于电力系统的各个环节。
- 供应端（表前市场）**：表前储能即安装于用户侧电表外的储能系统，包括安装于电源侧、电网侧的储能系统，由于装机规模较大，又称为大储。储能可以实现调峰、调频、备用容量、平滑出力、缓解电网阻塞等功能，从而提升电力系统灵活性，并显著提高新能源发电电能质量和消纳水平。
- 应用端（表后市场）**：主要包括居民、工商业等用电方，配置储能（可结合分布式光伏配置）可节约用电成本、保障用电稳定。

## ◆ 储能为电力系统各参与者提供价值



## ◆ 储能可用于电力系统各个环节



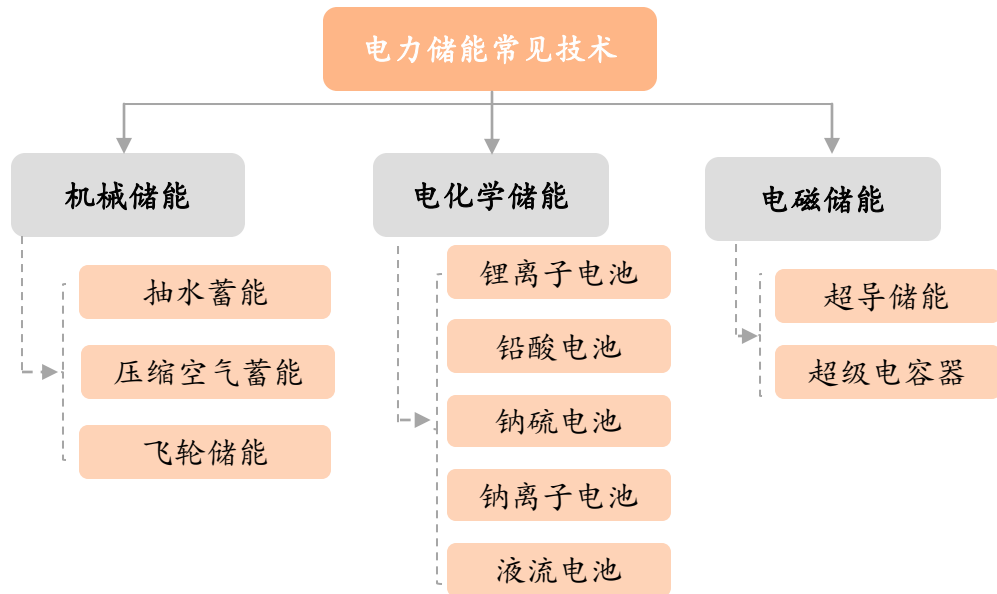
资料来源：《电力系统自动化》，派能科技招股说明书，《储能技术及应用》，平安证券研究所



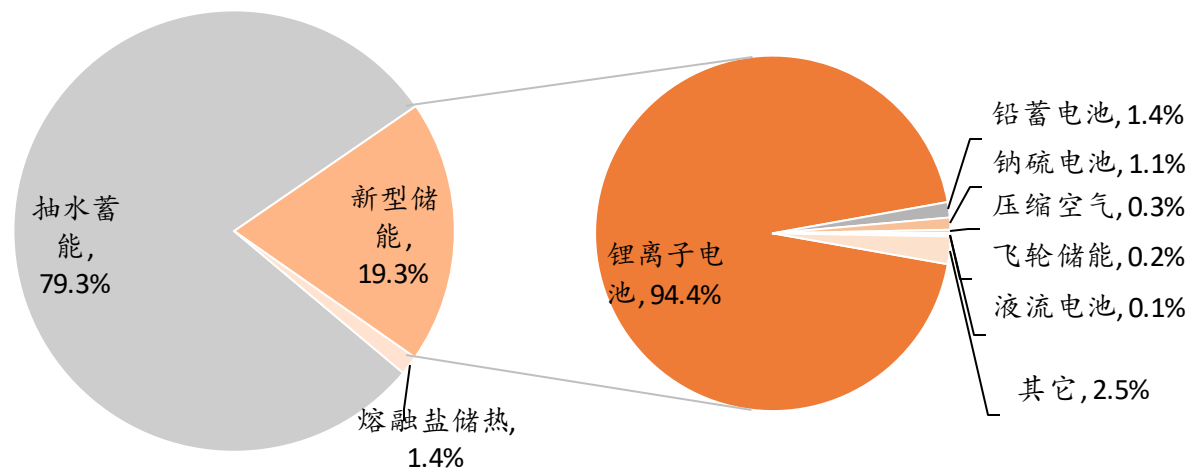
## 1.1 技术路线：抽水蓄能规模庞大，新型储能增长强劲

- **抽水蓄能装机规模庞大，新型储能增长强劲。**新型储能通常指除抽水蓄能之外的储能技术，现阶段以电化学储能为主。根据CNESA数据，截至2022年底，全球电力储能项目累计装机规模237.2GW。其中，抽水蓄能累计装机188GW，规模占比首次低于80%，较2021年下降6.8个百分点；全球新型储能累计装机规模达45.7GW，是2021年累计装机的1.8倍，锂离子电池占据绝对主导地位。
- **新型储能是未来储能市场发展的主力。**抽水蓄能是现存储能装机的主要路线，其选址依赖特定地理资源，且建设周期长（通常在5-6年），增长空间有限；新型储能建设周期短、选址灵活、调节能力强，与新能源开发消纳的匹配性好，是建设新型电力系统、推动能源绿色低碳转型的关键，也是未来储能市场发展的主力。

### ◆ 常见的电力储能技术划分

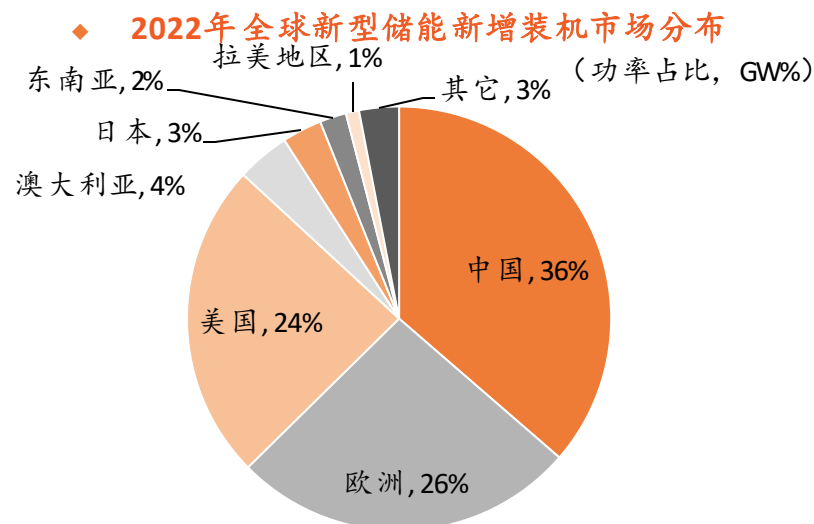


### ◆ 全球各储能技术路线装机占比（2000-2022累计值，MW%）

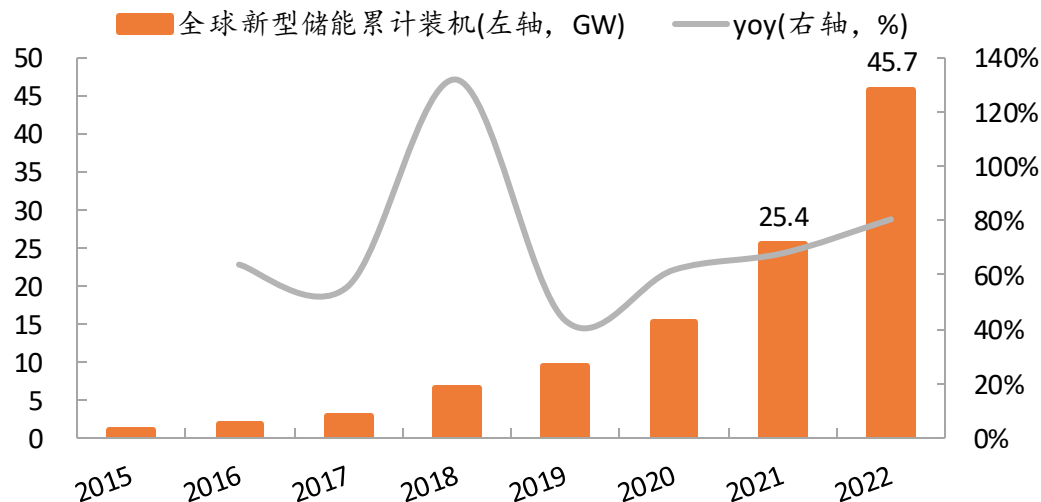


## 全球市场：2022年全球新型储能新增装机超20GW，中、欧、美为主要市场

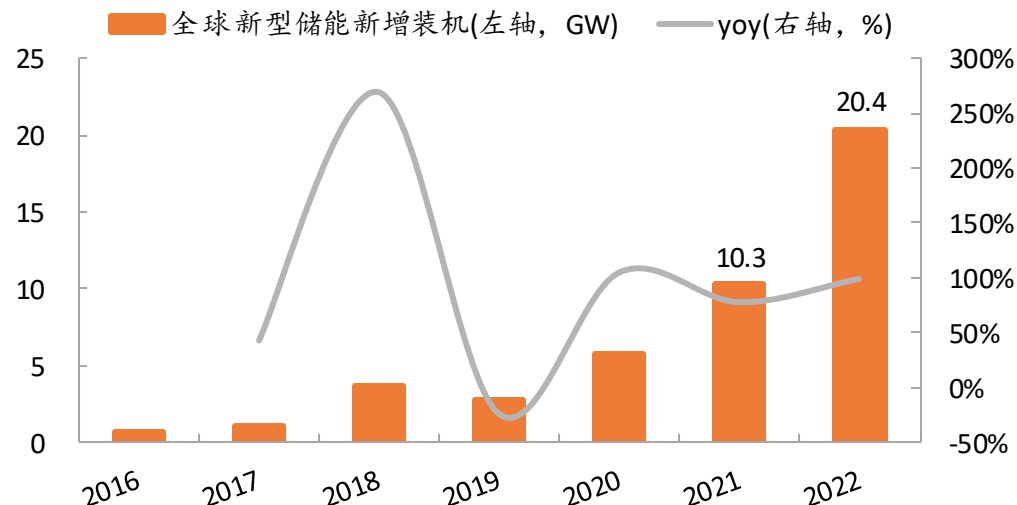
- 全球新型储能市场高速发展，2022年新增装机超过20GW。根据CNESA数据，2022年全球电力储能项目（含抽水蓄能）新增装机规模30.7GW。其中，新型储能新增装机规模首次突破20GW，达到20.4GW，是2021年新增装机的2.0倍。
- 中国、欧洲和美国是全球新型储能装机主力。2022年，中国、美国和欧洲新型储能新增装机合计占全球市场的86%，较2021年同期上升6个百分点，引领全球储能市场发展。我国2022年新增装机7.3GW，占据2022年装机增量的36%，居全球首位。



◆ 2022年全球新型储能累计装机45.7GW



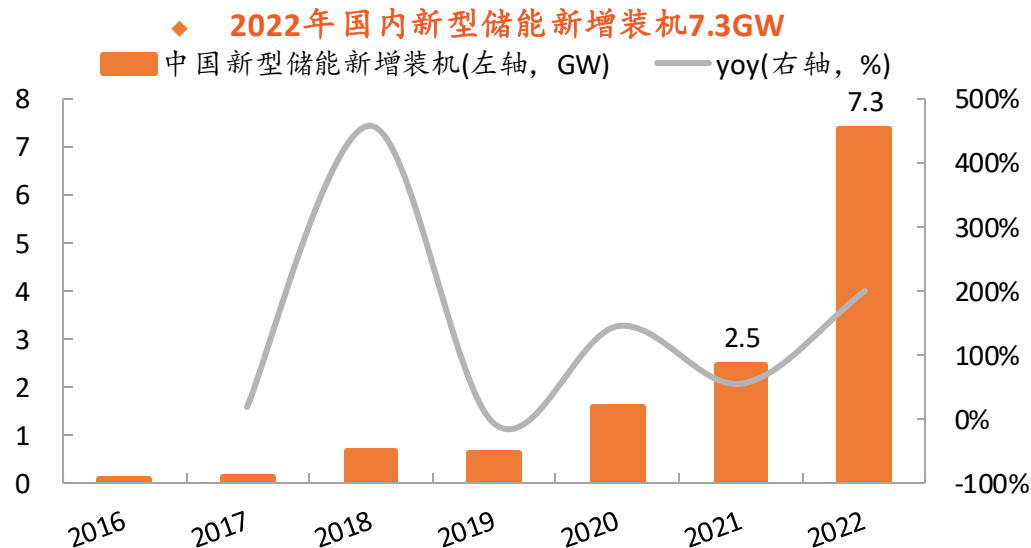
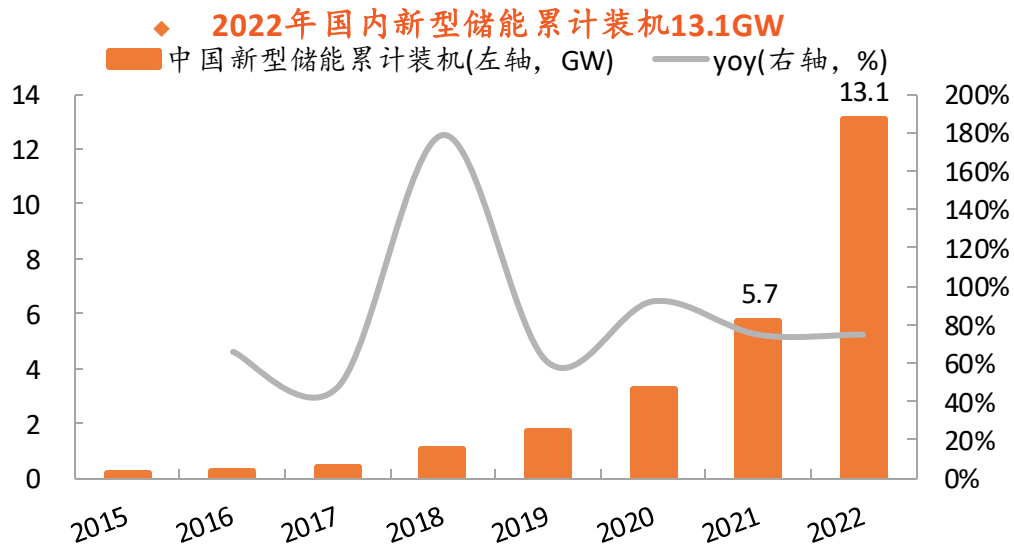
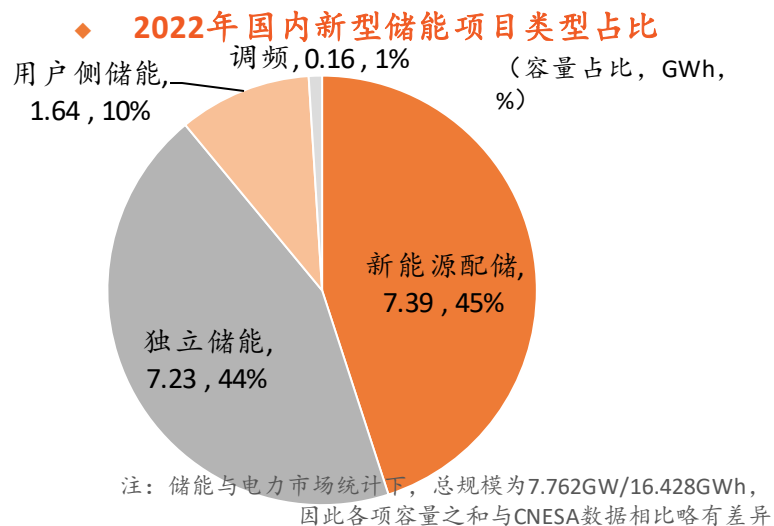
◆ 2022年全球新型储能新增装机20.4GW



资料来源：CNESA，平安证券研究所

## 1.2 中国市场：2022年国内新型储能新增装机7.3GW，装机以大储为主

- 国内新型储能装机再创新高，2022年新增装机7.3GW/15.9GWh。根据CNESA数据，2022年中国电力储能项目新增装机规模首次突破15GW，达到16.5GW，其中，抽水蓄能新增9.1GW；新型储能新增规模创历史新高，达到7.3GW/15.9GWh，功率规模同比增长200%，能量规模同比增长280%。
- 国内装机形式以大储为主。2022年我国新增投运的新型储能项目中，大储装机容量占据装机增量的90%。其中，新能源配储和独立储能是两大主要类型，容量占比分别为45%和44%。



资料来源：储能与电力市场，CNESA，平安证券研究所





资料来源：各公司公告及官网，平安证券研究所整理

注：橙色字体为非上市公司，蓝色字体为上市进程中公司（截至2023.6.30）



# CONTENT 目录

- ◎ 一、储能：新型电力系统的“蓄水池”

---
- ◎ 二、大储：增长确定性强，技术百花齐放

---
- ◎ 三、户储：toC优质赛道，渗透空间广阔

---
- ◎ 四、工商业储能：经济性强驱动，市场爆发元年

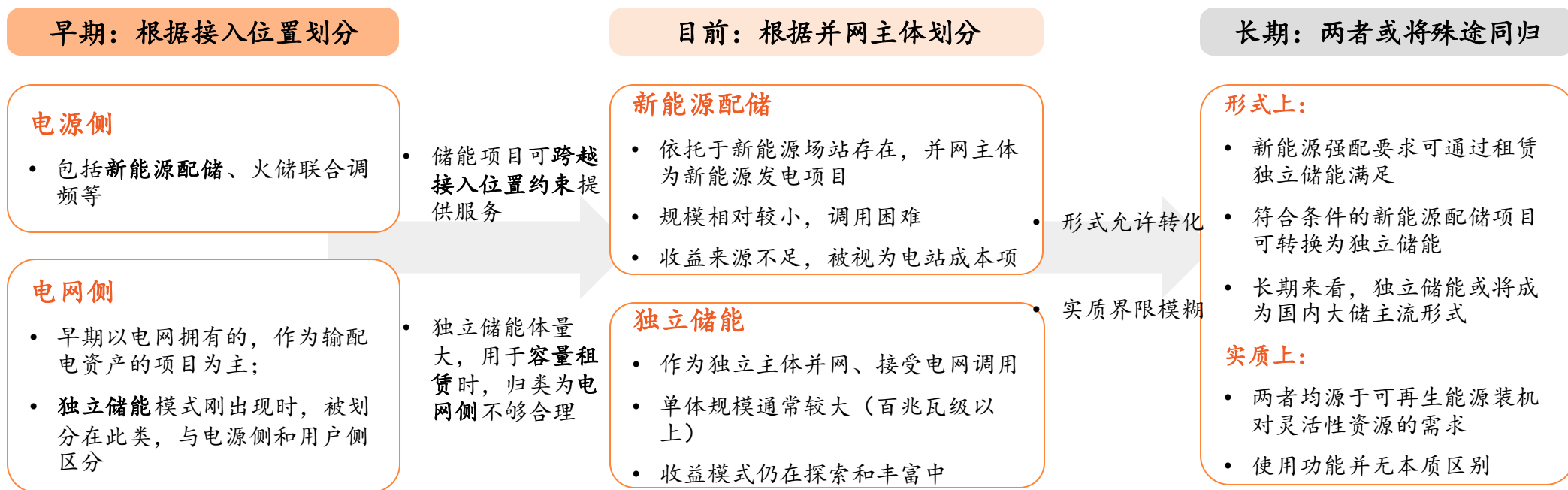
---
- ◎ 五、投资要点与风险提示

---

## 国内市场|概念界定：大储分类口径体现了发展阶段和驱动因素的变化

- 从统计口径来看，国外大储项目通常称为**Utility-Scale**（公用事业级规模）/**Grid-Scale**（电网级规模）项目，通常统称为表前储能或大储，分类内通常不再进行细分。国内前期将大储项目分类为“**电源侧**”和“**电网侧**”两类，2022年开始，独立储能模式逐渐成型，部分统计中开始将“**新能源配储**”和“**独立储能**”作为两个主要统计口径。
- 电网侧储能、独立储能等概念在实际应用中界限较为模糊，尚无明确定义，更大程度上是一种约定俗成的划分，其分类大致反映了储能项目不同发展阶段，及装机的驱动因素。下文讨论国内大储时，将以“新能源配储”和“独立储能”作为主要口径讨论。

### ◆ 大储分类口径的变化

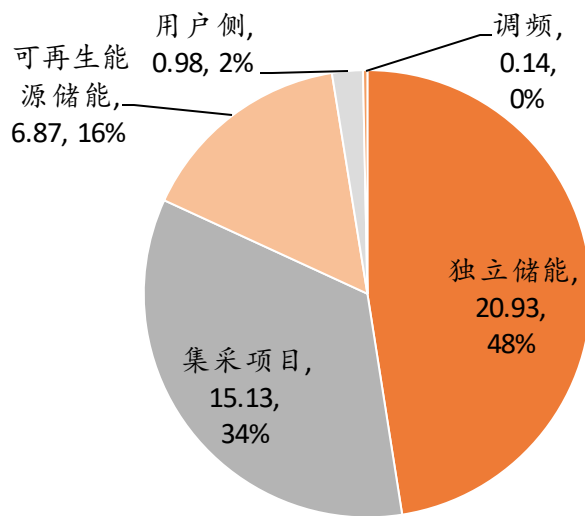




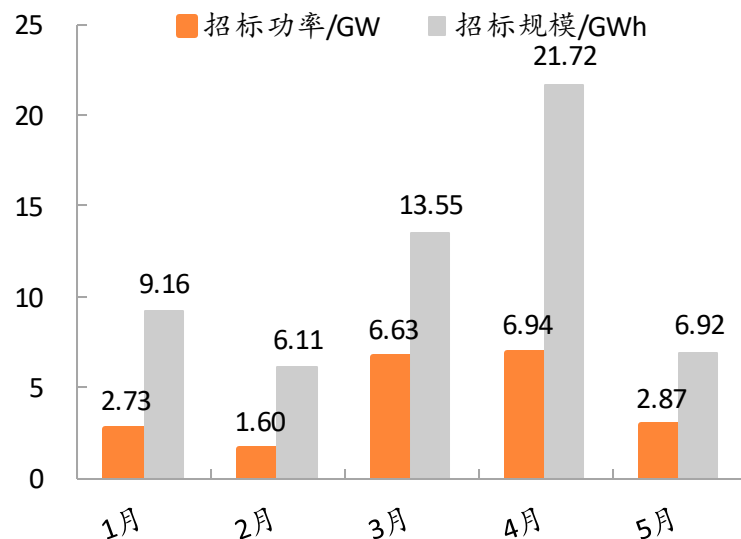
## 2.1 国内市场|景气度现状：招标再创新高，独立储能模式瞩目

- **2022年全年招标项目44.4GWh，独立储能占比近五成。**2022年国内完成招标的储能项目达44.1GWh，总规模接近2022年装机量（15.9GWh）的三倍。从项目类型来看，独立储能项目招投标最为火热，2022年完成招投标的独立储能项目共计20.9GWh，占比48%，独立储能或将成为2023年国内储能装机的主流类型。
- **2023年1-5月储能招标57.5GWh，储能市场持续升温。**根据我们不完全统计，1-5月国内储能项目招标规模20.8GW/57.5GWh，已超过2022年全年招标总量（44GWh）。值得注意的是，越来越多业主采用集中采购模式为旗下一个或多个项目（可能为独立储能或新能源配储）购置储能设备（系统/电池/PCS），以控制项目成本。储能需求量高增的同时，各环节厂商在价格端面临一定压力。

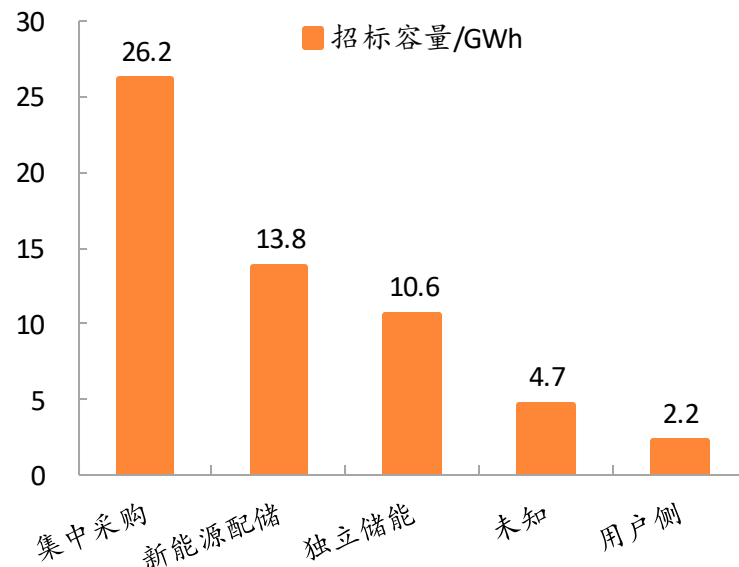
◆ 2022年国内储能招标项目容量及占比  
(GWh, %)



◆ 1-5月国内储能招标规模



◆ 1-5月国内储能招标项目类型分布



资料来源：储能与电力市场，北极星储能网，平安证券研究所整理

注：招标信息由平安证券研究所根据公开信息统计，仅统计实际产品（储能系统为主，少数仅电池/PCS）和EPC招标项目；可研、勘测、监理、运营、容量租赁等招标未纳入汇总。

## 2.1 国内市场|驱动因素：政策顶层设计引领，储能发展路径明晰

- **政策顶层设计引领，储能发展路径明晰。**现阶段，我国储能产业发展阶段尚早，市场化仍在探索中，大型储能系统的应用经济性不强，主要由政策驱动。“十三五”以来，我国储能产业战略定位逐渐明确，发展路径逐步成型：
- **“十三五”**期间，政策明确了储能产业的战略定位，提出了十三五“商业化初期”、十四五“规模化发展”的两个阶段性目标，并强调储能产业“市场化发展”的工作重点。
- **“十四五”**开年以来，在“双碳”目标引领下，我国出台了一系列政策。这些政策确立了储能产业的阶段性目标，奠定了技术方案、应用领域和参与主体“多元化”的发展基调，并通过市场机制的规划，为产业发展保驾护航。
- **在政策引领下，我国储能产业实现规模化发展在即，市场机制也将逐步探索完善，引导储能产业向市场化发展过渡。**

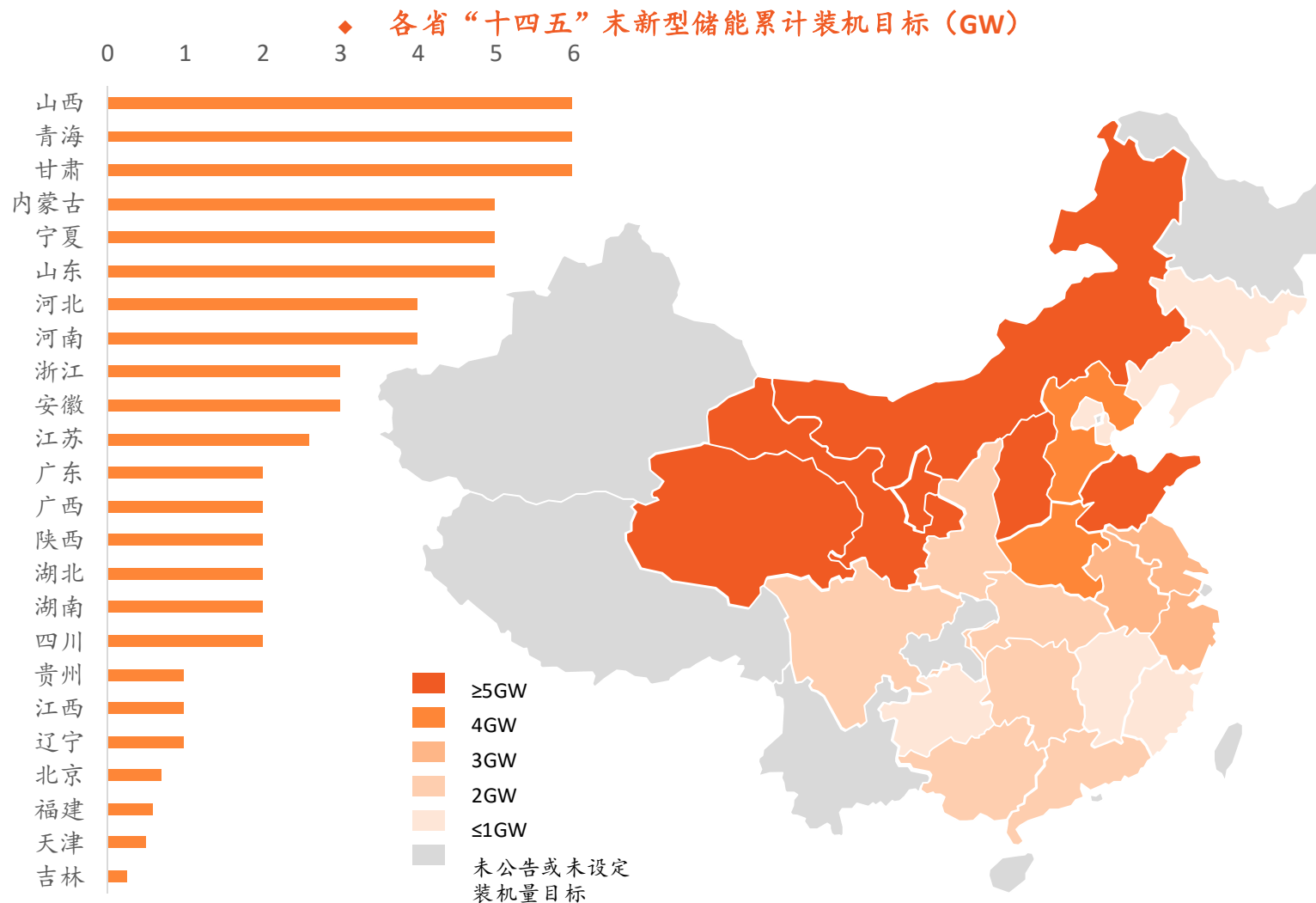
### ◆ 我国储能产业纲领性政策



资料来源：政府官网，平安证券研究所

## 国内市场|驱动因素：“十四五”各省储能装机规划累计超130GWh

- 新能源“配额制”规定推动，形成大储装机规模刚需。
- 截至2023年6月底，全国已有至少24个省级行政区公布了“十四五”末新型储能装机目标，合计达67GW，按 $\geq 2\text{h}$ 装机时长估算，则到2025年末各省新型储能累计装机目标可超过130GWh。
- 装机规划5GW以上的省份集中在西北和华北地区，均为风、光装机大省，青、甘、宁新能源装机占比已超过50%。储能可以为上述省份新能源消纳和外送提供灵活性资源，减缓高比例可再生能源并网对电网的冲击。
- 华东各省新型储能装机规划亦较为亮眼，其储能项目在承接风光配储需求的同时，有望通过更为市场化的方式获得回报。



资料来源：北极星储能网，EnergyTrend，储能与电力市场，各地公告，平安证券研究所



2.1

国内市场|驱动因素：新能源“配额制”规定推动，形成大储装机规模刚需

- 新能源“配额制”规定推动，形成大储装机规模刚需。
- 2021年，国家发改委、国家能源局发布《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》，超过保障性并网部分的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上，下同）配建调峰能力，按照20%以上比例配建的优先并网，“强配”政策首次上升到全国范围。
- 上述政策出台前后，各地纷纷推出新能源强制配储政策，大部分省份要求的配储比例不低于装机容量的10%\*2h；储能容量可以通过自行配建或购买/租赁满足。
- “配额制”是新能源消纳责任分摊原则的体现，推动储能和可再生能源装机协调发展。在我国，可再生能源消纳的主要责任由电网企业承担；随着新能源装机和发电比例增加，电网消纳压力随之增长。“配额制”体现了令发电企业适当承担一部分并网消纳责任的导向，具有一定合理性。

各省新建风光电站储能配置比例要求			
省份	最新规定出台时间	储能配置比例	储能配置时长/h
江西	2021.3	≥10%	1
天津	2021.6	单体超过50MW，光伏10%，风电15%	
湖北	2021.6	≥10%	2
江苏	2021.9	长江以南≥8%，长江以北≥10%	2
广西	2021.1	风电20%，光伏5%	2
山东	2021.11	≥10%	2
海南	2022.1	10%	
宁夏	2022.1	≥10%	2
内蒙古	2022.3	≥15%	4
安徽	2022.3	≥5%	2
福建	2022.3	≥10%；储能设施未按要求与试点项目同步建成投产的,配建要求提高至≥15%	4
河南	2022.4	按15%比例挂钩；配建或购买20%以上优先并网	4
辽宁	2022.5	示范项目15%	3
湖南	2022.9	风电15%，光伏5%	2
河北	2022.10	南网≥10%，北网≥15%	2
青海	2022.11	源网荷储一体化项目，电源侧15%	2
贵州	2022.11	≥10%	2
甘肃	2022.12	张掖20%，定西、平凉15%，其余参考21年政策(河西地区≥10%，其他地区≥5%)	2
吉林	2022.12	15%	2
云南	2022.12	10%	
西藏	2023.1	光伏保障性并网项目20%	4
广东	2023.6	10%	1

资料来源：北极星储能网，EnergyTrend，储能与电力市场，各地公告，平安证券研究所

# 国内市场|驱动因素：政策认可+市场完善，独立储能商业模式有望逐渐跑通

- 政策认可+市场完善，独立储能商业模式有望逐渐跑通，推动大储建设投资加速。独立储能指不依托于新能源电站，作为独立主体参与电力市场的储能项目。2021年12月“两个细则”出台后，储能开始作为独立市场主体登上舞台，独立储能成为国内大储发展的重要形式。独立储能理论上可通过容量租赁、辅助服务、峰谷套利、容量补偿等方式获得收益，收益来源与新能源配储相比更为多样，是储能从规模化迈向市场化发展的重要形式。随着政策完善和市场发展，独立储能商业模式有望逐渐理顺、实现经济性，推动储能项目投资建设加速。

## 独立储能4种收益模式介绍

	容量租赁	辅助服务	峰谷套利	容量补偿
概念	<ul style="list-style-type: none"><li>独立储能电站将部分容量出租给新能源场站，满足其配储需求，收取租赁费用。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>参与辅助服务市场获取服务收益。</li><li>各地储能电站可参与的辅助服务品种各不相同，包括调峰、AGC调频、一次调频等。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>利用日内电价差，通过高峰放电低谷充电获得套利收益。</li><li>已开展电力现货市场的省份可采用此方式获利。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>指部分地区按容量给予独立储能电站的补贴。</li></ul>
详情	<ul style="list-style-type: none"><li>现阶段国内独立储能主要收益来源。</li><li>价格通常在250-350元/kW·年。</li><li>各省强配要求、新能源装机量、租赁政策和供需等存在差异，因此储能电站实际租出比例和单位收益有所不同。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>各地探索的重点，品种逐渐丰富，收益模式逐渐完善。</li><li>调峰、调频通常不同时参与，目前调峰品种最为常见，除电力现货市场试点省份外，大部分地区储能电站可参与调峰辅助服务。</li><li>独特探索：山西独立储能可参与一次调频辅助服务市场；甘肃为储能电站开放调峰容量市场；青海：储能电站可同时参与调频+调峰市场/调频+现货电能量市场。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>“8+6”两批电力现货试点省份中，山东、山西、甘肃制定了储能参与现货市场的细则，储能电站理论上可进行现货市场套利（与调峰不同时存在）。</li><li>山东已开始了储能参与现货市场的实践，2022年有6家（共503MW）独立储能电站参与现货市场不间断结算试运行。</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>属于地方补贴，目前山东和浙江省给予独立储能电站容量补偿支持。</li></ul>

资料来源：储能与电力市场，CNESA，平安证券研究所

## 2.1 国内市场|商业模式：各省独立储能商业模式各异

- 独立储能收益模式和收益水平与**各省电力市场建设进程、新能源配储政策等多因素有关**，各省之间存在差异，项目经济性难以一概而论。
- 考虑容量分配和运维难度，目前国内储能电站较为典型的收益模式包括：**
- 容量租赁+调峰辅助服务（绝大部分省份）；容量租赁+现货市场+容量补偿（山东）；容量租赁+现货市场+一次调频（山西）。

### ◆ 国内主要地区独立储能电站收益模式

区域	容量租赁	辅助服务				峰谷套利	容量补偿
		调峰	调峰容量市场	AGC调频	一次调频		
山东	√					√	√
山西	√				√	√	
河南	√	√					
宁夏	√	√					
甘肃	√	√	√	√			
湖南	√	√					
广东	√	√		√	√		
内蒙古	√	√					
广西	√						
浙江	√	√					√

### ◆ 2022年国内主要地区独立储能电站理想年度收益估算（100MW/200MWh电站，单位：万元）

	山东	山西	甘肃	宁夏	湖南	广东
容量租赁	3000	3000	3000	3000	4000	1500
辅助服务	0	14850	2000	4800	1800	4752
峰谷套利	2803	2091	1428	0	0	0
容量补偿	600	0	0	0	0	0
合计	6403	19941	6428	7800	5800	6252

资料来源：储能与电力市场，储能科学与技术，平安证券研究所



## 2.1 国内市场|商业模式：年收益6400万元时，IRR达9%

- 几个主要省份独立储能电站在理论上已经可实现经济性。
- 采用简化假设：假设每年收益固定不变；成本费用（含融资成本）总和2000万元/年，电站生命周期15年；初始建造价格参考2023年1-5月2h储能电站EPC招标均价1.8元（平安证券研究所不完全统计）。**则当年度收益为6400万元时，IRR可达9%。**
- 考虑各地政策推动年度收益提升，若其他条件不变，年度收益上升至7000万元，IRR可上升至11%。基准情形附近，年度收益每提高400元，IRR提高1.4-1.6%。考虑碳酸锂价格降低和供应商规模效应下，单位初始成本降低，初始投资每下降0.1元/Wh，IRR可提高0.8-1.3%。**独立储能电站经济性可期。**

◆ 100MW/200MWh独立储能电站IRR敏感性分析

IRR/%		年度收益/万元						
		5600	6000	6400	6800	7200	7600	8000
单位初始投资/ 元/Wh	1.4	9.6%	11.5%	<b>13.3%</b>	15.0%	16.8%	18.4%	20.0%
	1.5	8.4%	10.2%	<b>12.0%</b>	13.7%	15.3%	16.9%	18.4%
	1.6	7.4%	9.1%	<b>10.8%</b>	12.4%	14.0%	15.5%	17.0%
	1.7	6.4%	8.1%	<b>9.7%</b>	11.3%	12.8%	14.2%	15.7%
	1.8	<b>5.6%</b>	<b>7.2%</b>	<b>8.7%</b>	<b>10.2%</b>	<b>11.7%</b>	<b>13.1%</b>	<b>14.5%</b>
	1.9	4.8%	6.3%	<b>7.9%</b>	9.3%	10.7%	12.1%	13.4%
	2.0	4.0%	5.6%	<b>7.0%</b>	8.4%	9.8%	11.1%	12.4%
	2.1	3.3%	4.8%	<b>6.3%</b>	7.6%	9.0%	10.2%	11.5%

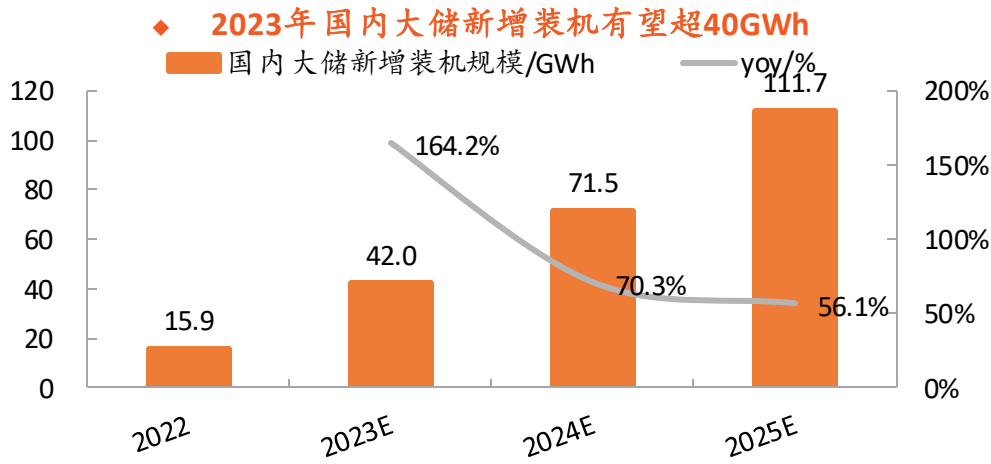
资料来源：储能与电力市场，储能科学与技术，平安证券研究所

• 红字为保持一项关键假设（单位初始投资或年度收益）不变时，按照固定步长改变另一个变量后，两种情形IRR之差

2.1

国内市场|市场空间：国内大储市场2023年有望超过40GWh

- 无论独立储能还是新能源配储，本质上均源自可再生能源装机对灵活性资源的需求。因此，我们采用集中式新能源新增装机及配储率，对国内大储市场空间进行估算。
- 集中式新能源装机量：存量装机暂无强配要求，且消纳程度较高，因此此处暂仅考虑每年新增，不单独计算存量配储比例。
- 配储比例：政策强配和独立储能商业模式跑通，均对储能新增渗透率有影响。
- 我们预测：2023年国内大储新增装机有望达到42GWh，同比增长164.2%；2025年，国内大储新增装机量有望进一步增长至112GWh，2022-2025年复合增长率92%。



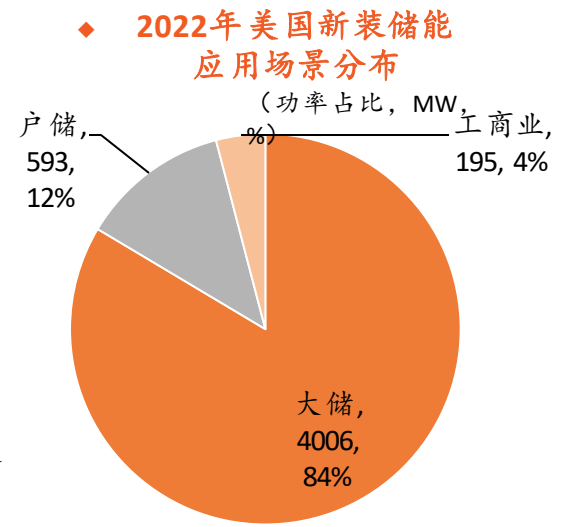
资料来源：国家能源局，CWEA，储能与电力市场，平安证券研究所测算

◆ 国内大储市场空间测算

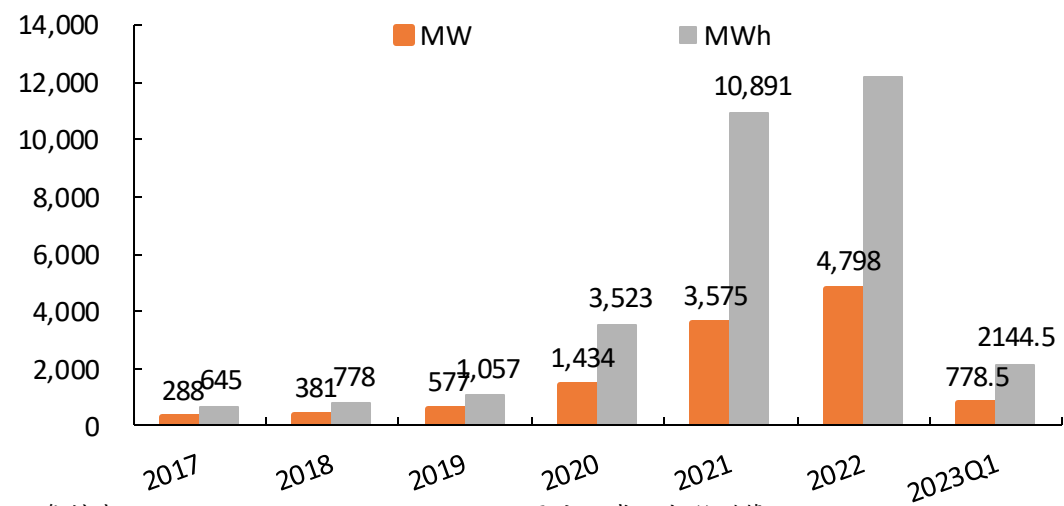
	2022	2023	2024	2025
国内风电新增装机量/GW	50.0	70	84	100.0
国内集中式光伏新增装机量/GW	29.1	51.8	58.0	71.9
国内集中式风光项目新增装机量/GW	79.1	121.8	142.0	171.9
使用功率表示的储能配置率/%	9.2%	15.0%	21.0%	26.0%
国内表前储能新增装机功率/GW	7.3	18.3	29.8	44.7
储能平均配置时长/h	2.2	2.3	2.4	2.5
国内表前储能新增装机规模/GWh	15.9	42.0	71.5	111.7
yoy/%		164.2%	70.3%	56.1%

## 2.2 海外市场|美国：全球大储主力市场，项目储备丰富

- 美国是大储主要市场之一，2022年大储新增装机4.0GW。美国是全球最主要的大储市场之一，2022年储能（含大储、户储）新增装机4.80GW/12.18GWh，2017-2022年装机容量复合增速80.0%；其中，表前大储装机4.01GW，同比增长34.6%，功率占2022年全美装机规模的84%。受供应链中断等因素的影响，2022年全美有7GW以上的储能项目推迟或取消，装机受到一定压制。
- 美国大储2023Q1装机落地不及预期，储备项目规模庞大，装机量全年仍有望翻倍增长。根据Wood Mackenzie数据，2023年第一季度，美国储能新增装机2.14GWh，其中大储装机1.55GWh，同比减少33%，装机受到供应链问题和并网排队的拖累。目前美国大储项目储备丰富，EIA统计，截至2022年底，美国规划于2023年落地的大储项目有9.4GW，若项目顺利落地，则美国大储装机仍将迎来翻倍以上增长。我们测算，2023年美国大储新增装机量有望达到25.2GWh，同比增长142.1%。



◆ 2022年美国储能新增装机4.80GW/12.18GWh



资料来源：Wood Mackenzie, SEIA, IEA, 平安证券研究所测算

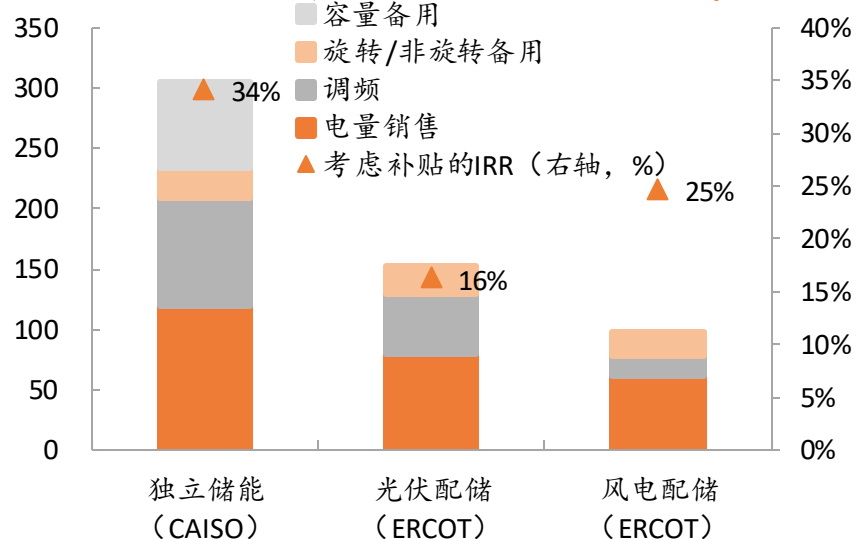
◆ 美国大储新增装机预测

	2022	2023E	2024E	2025E
美国公用事业级光伏新增装机量/GW	11.8	19.3	23.3	28.4
新增光伏电站配储功率比例/%	15.0%	23.0%	30.0%	35.0%
美国公用事业级光伏累计装机量/GW	89.2	108.5	131.8	160.2
存量光伏电站新增配储功率比例/%	1.5%	2.5%	4.0%	5.5%
大型光伏配储新增装机功率/GW	2.9	6.7	11.3	17.2
美国风电新增装机量/GW	11.0	10.0	14.7	19.0
新增风电配储功率比例/%	2.5%	5.0%	12.0%	15.0%
美国风电累计装机量/GW	145.0	155.0	169.6	188.7
存量风电场新增配储功率比例/%	0.6%	1.5%	2.8%	4.5%
大型风电配储新增装机功率/GW	1.1	2.7	6.1	10.5
美国大储新增装机功率/GW	4.0	9.3	17.4	27.7
储能平均配置时长/h	2.6	2.7	2.8	3.0
美国大储新增装机规模/GWh	10.4	25.2	48.8	83.0
yoy/%		142.1%	93.3%	70.1%

## 2.2 海外市场|美国大储驱动因素：市场回报机制完善，IRA补贴强力助推

- **IRA提高税收抵免额度、允许独立储能获得抵免，对储能装机形成激励。**2022年8月新出台的IRA政策，将光储系统ITC税收抵免额度从26%提高到30%，延长期限10年，并允许独立储能项目获得抵免，有望推动储能装机高增长。
- **美国电力市场较为成熟，大储项目回报机制完善，有望形成装机积极性。**美国大储项目包括新能源电站配储和独立储能两种形式，其装机主要由市场驱动。从收益模式来看，美国大储项目可通过参与峰谷套利、容量市场和辅助服务市场等方式获得回报。美国各州能源禀赋、电价、辅助服务交易方式和价格等各有不同，大储装机进度领先的加州（CAISO）和得州（ERCOT）电力市场中，大储项目已有较好的商业回报。Lazard测算，基于2022年的回报和政策补贴情况，加州100MW/400MWh的独立储能项目可获得的年收入约3856万美元；考虑30%ITC税收抵免后，项目IRR可达34%。

◆ 美国大储项目单位发电量回报情况（美元/MWh）



注：柱状图衡量的是每兆瓦时发电量获得的收益。例如，对于100MW/400MWh的独立储能项目而言，若每年满充放350次，充放深度90%，则年发电量126GWh，对应年收入约3856万美元。

◆ IRA发布前后储能ITC比较

储能种类		2020	2021	2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035	2036
IRA发布前	大储/工商业	26%	26%	26%	22%	10%	10%	10%	10%	10%	N/A
	户用	26%	26%	22%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
IRA发布后	大储/工商业	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22.5%	15%	N/A
	户用	26%	26%	30%	30%	30%	30%	26%	22%	N/A	N/A

资料来源：PVInfolink, Lazard, 平安证券研究所

◆ IRA发布后储能ITC补贴条件

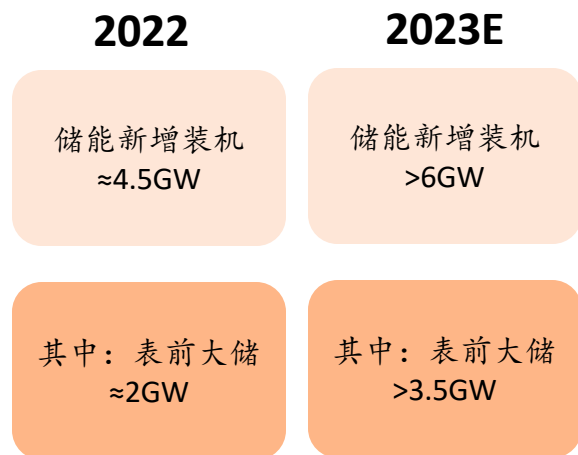
劳工条件	1MW以上项目		1MW以下项目
	未满足	满足	无需满足
基本补贴	6%	30%	30%
满足特定比例美国制造	2%-10%	2%-10%	10%
项目位于能源小区	2%-10%	2%-10%	10%
低收入小区(5MW以下)	10%-20%	10%-20%	10%-20%
补贴总额	6%-46%	30%-70%	60%-70%



## 2.2 海外市场 | 欧洲大储逐渐起步，收益模式探索中

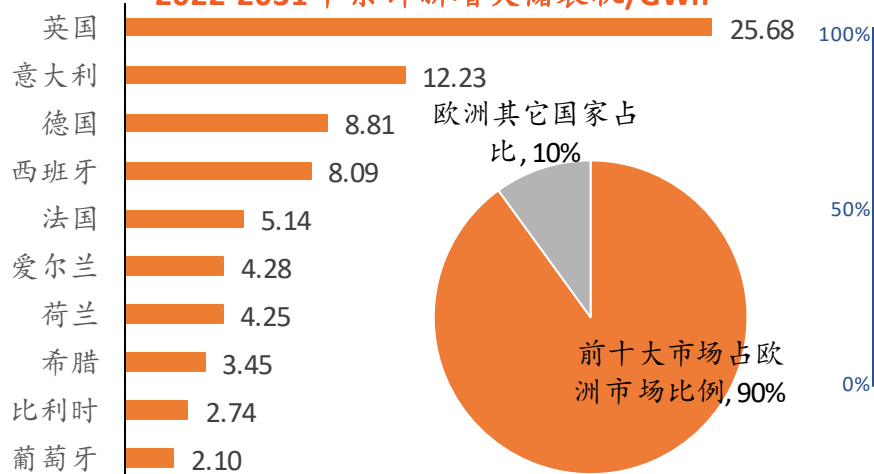
- 欧洲大储市场初具规模。**根据欧洲储能协会（EASE）数据，2022年欧洲储能新增装机约4.5GW，其中大储装机2GW，功率规模占比44%。EASE预计，2023年欧洲储能新增装机将超过6GW，其中大储至少为3.5GW，大储在欧洲将占据越来越重要的比重。Wood Mackenzie预测，到2031年，欧洲大储累计装机量将达到42GW/89GWh，英国、意大利、德国、西班牙等国引领大储市场。
- 可再生能源装机增长、收益模式逐步完善，驱动欧洲大储发展。**大储装机需求本质来源于可再生能源接入电网带来的灵活性资源需求。在“REPower EU”2030年可再生能源装机占比45%的目标下，欧洲可再生能源装机将持续增长，推动大储装机提升。欧洲大储装机主要由市场驱动，电站可获得的收益来源主要包括辅助服务和峰谷套利等。欧盟委员会2023年初发布的工作文件中讨论到，目前欧洲已部署的大储系统商业回报较好，但由于辅助服务回报标准存在波动、辅助服务市场容量也暂不明确，投资方难以确定大储电站商业回报的持续性。从政策引导的层面上，欧洲各国将逐步推动储能电站的收益多元化（revenue stacking），允许储能电站同时从辅助服务、能量和容量市场等多种途径获益，推动大储电站部署。

### ◆ 欧洲储能和大储新增装机量



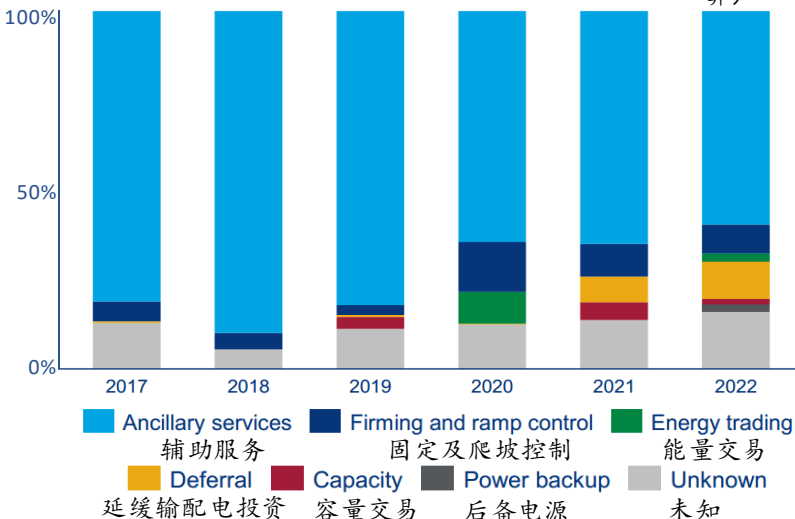
资料来源：EASE，Wood Mackenzie，平安证券研究所

### ◆ 欧洲前十大电网级储能市场 2022-2031年累计新增大储装机/GWh



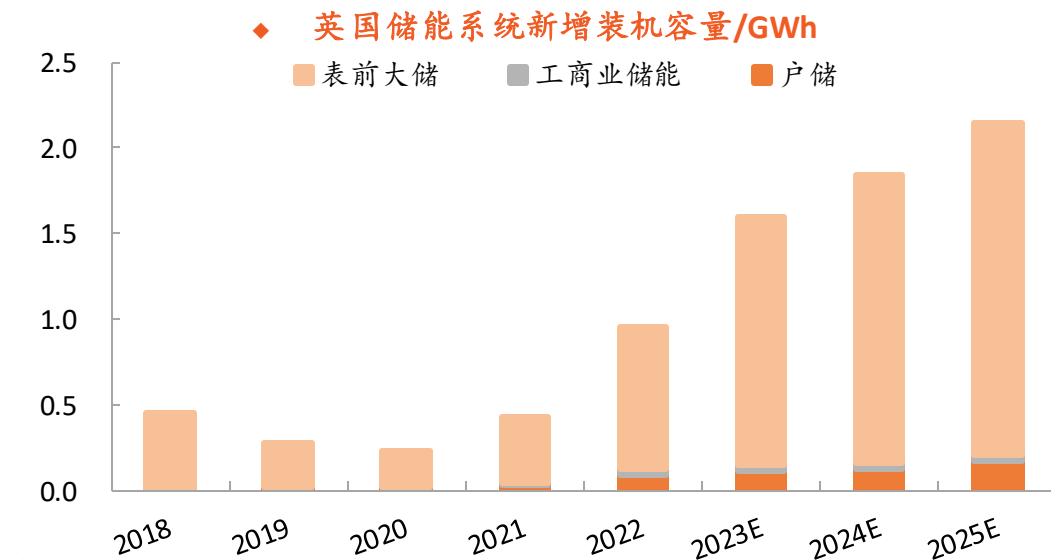
### ◆ 欧洲大储主要应用于辅助服务市场

（数据为应用于各类场景的项目规模占比，使用容量MWh计算）

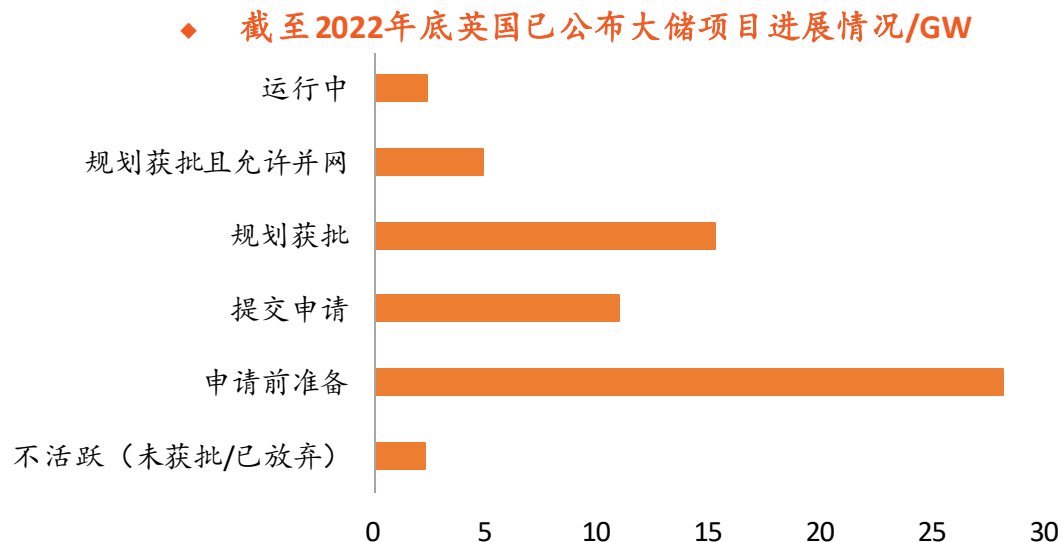


## 2.2 海外市场|英国引领欧洲大储装机，2023年有望发力

- 英国引领欧洲大储市场，装机高速增长，项目储备丰富。根据EASE数据，2022年，英国大储新增装机830MWh，累计装机2.4GW/2.6GWh，装机量居欧洲首位。根据Solar Media数据，截至2022年底，英国已有20.2GW大储项目获批，将在3-4年内完成建设；已规划或部署储能系统61.5GW，增长空间广阔。
- 英国存在保障电力供应、提升电网稳定性的诉求，具备发展大储的强烈动力。英国作为岛屿国家，与欧洲大陆各国相比，其电力供应能力和电网灵活性存在一定局限。一方面，煤电的不断退出导致电力供应存在缺口，电力依赖进口；另一方面，风电、光伏等波动性可再生能源对电网形成冲击，极大增加了英国电力系统的平衡成本，部分拥堵时段英国只能被迫以高价从法国、比利时等国购入平衡电量。碳中和、增加电力供应能力、同时提升电网稳定性的诉求下，英国在大力发展可再生能源的同时，需要持续推进大储系统的建设，为可再生能源大规模接入电力系统提供充分支撑。随着政策推动市场机制成型，目前，英国大储的回报机制已较为完善，大储项目可参与容量市场、电量市场、平衡备用和调频辅助服务市场，通过收益叠加获得较为理想的回报。

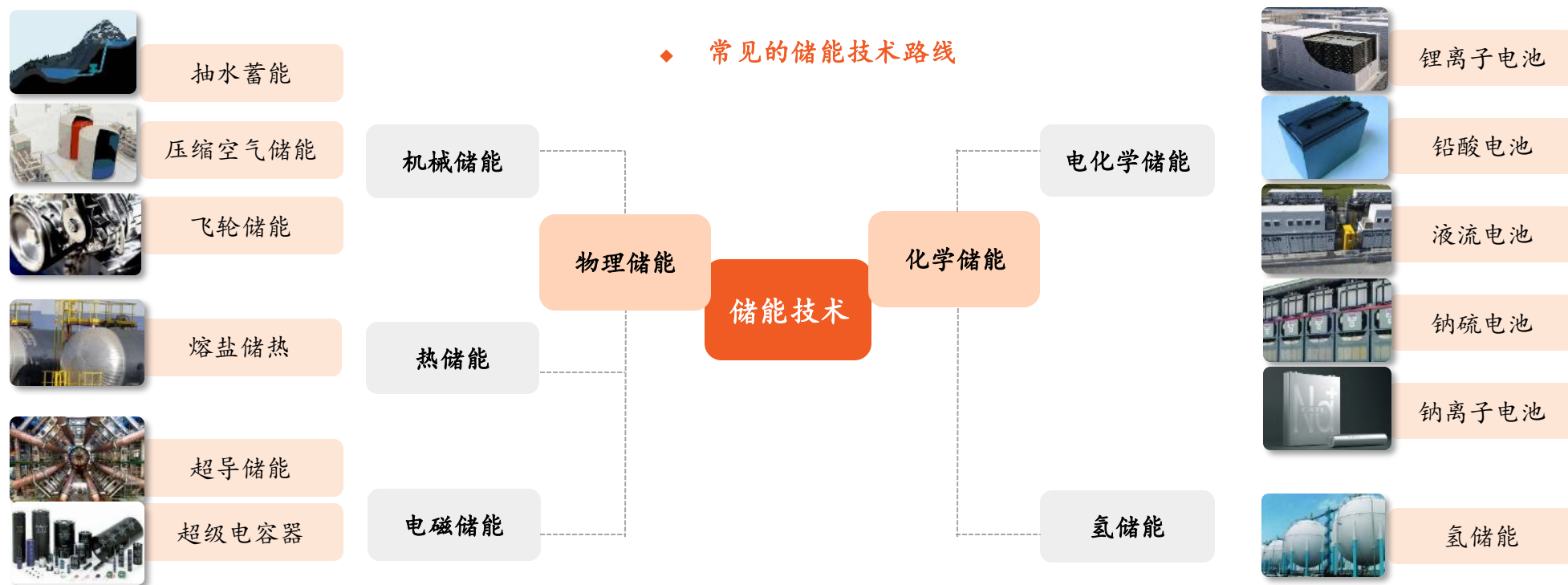


资料来源：EASE, Solar Media, 平安证券研究所



## 技术路线|概述：大储技术路线百花齐放

- 与用户侧储能相比，大储具有更丰富的技术路线。用户侧储能（户储、工商业储能）单体规模较小，注重灵活性、安全性和运维简便性，因此以电化学储能、特别是锂电池储能为主。大储电站容量和功率规模庞大，不同应用场景对响应速度、充放寿命、储能时长、选址灵活性等具有不同需求，因此技术路线也百花齐放。
- 根据储能原理划分，常见的储能技术可分为物理储能和化学储能两大类。物理储能包括机械储能、热储能和电磁储能，其原理为将电能转化为机械能、热能形式储存，或将电能以电磁能形式直接储存。化学储能包括电化学储能和氢储能，是将电能转化为化学能，用电时通过电化学反应释放电能的技术。

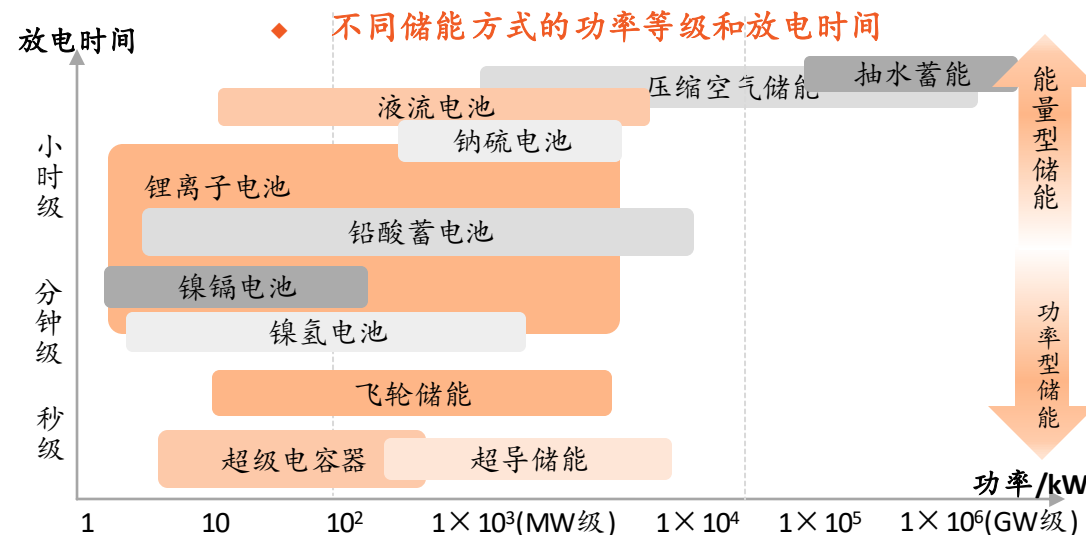
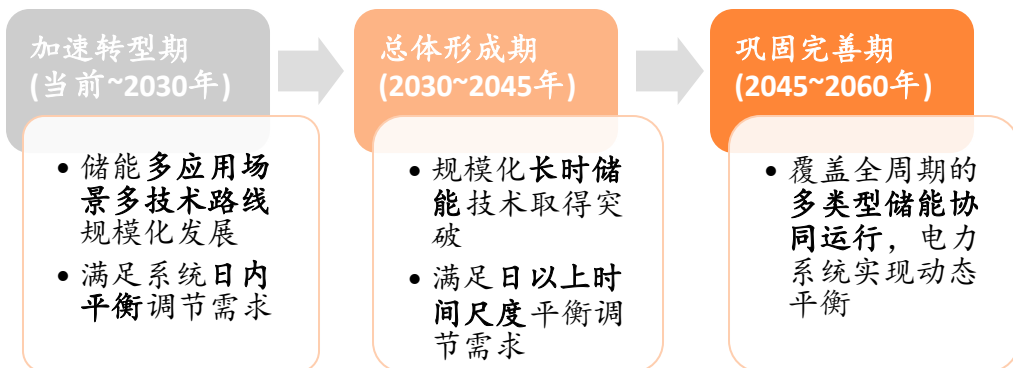


资料来源：《储能原理与技术》，平安证券研究所

## 2.3 技术路线|概述：不同技术路线各有千秋，适用于不同储能场景

- 各储能路线特性与适用场景不同，难以相互替代。不同储能方式的功率等级和放电时间各不相同，适用于电力系统的不同场景。抽水、液流电池和压缩空气储能规模大、理论成本低，适宜长时储能；飞轮储能、电磁储能响应速度快、循环次数高，适宜调频应用；锂离子电池规模和放电时间范围广、泛用性强、产业链成熟，将在较长时期作为储能建设的主力。
- 长期来看，各储能技术路线将呈现多元化发展局面。根据《新型电力系统发展蓝皮书》，在新型电力系统建设的不同阶段，储能发展要求各不相同，从满足日内平衡调节需求，到长时储能规模化应用，再到多类型储能协同运行，储能各技术路线将实现多元发展、协同互补。

### ◆ 新型电力系统建设不同阶段储能发展要求



### ◆ 大储各类技术路线对应的应用场景

时间尺度	应用场景	运行特点	对储能的技术要求	重点储能类型
分钟级以下	<ul style="list-style-type: none"><li>辅助一次调频</li><li>提供系统阻尼电能质量</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>动作周期随机</li><li>毫秒级响应速度</li><li>大功率充放</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>高功率、高功率密度</li><li>高响应速度</li><li>高存储/循环寿命</li><li>紧凑型的设备形态</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>超级电容器</li><li>超导储能</li><li>飞轮储能</li></ul>
分钟至小时级	<ul style="list-style-type: none"><li>平滑可再生能源发电</li><li>跟踪计划出力</li><li>二次调频</li><li>提高输配电设施利用率</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>充放电转换频繁</li><li>秒级响应速度</li><li>可观的能量</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>高安全性</li><li>较快的响应速度</li><li>一定的规模(MW/MWh级)</li><li>高循环寿命(万次以上)</li><li>便于集成的设备形态</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>电化学储能</li></ul>
小时级以上	<ul style="list-style-type: none"><li>削峰填谷</li><li>负荷调节</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>大规模能量吞吐</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>高安全性</li><li>大规模(100MW/MWh级)</li><li>深充深放(循环寿命≥5000次)</li><li>成本低、资源和环境友好</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>抽水蓄能</li><li>压缩空气</li><li>熔盐储热</li><li>储氢</li></ul>

资料来源：《储能原理与技术》，《新型电力系统发展蓝皮书》，平安证券研究所



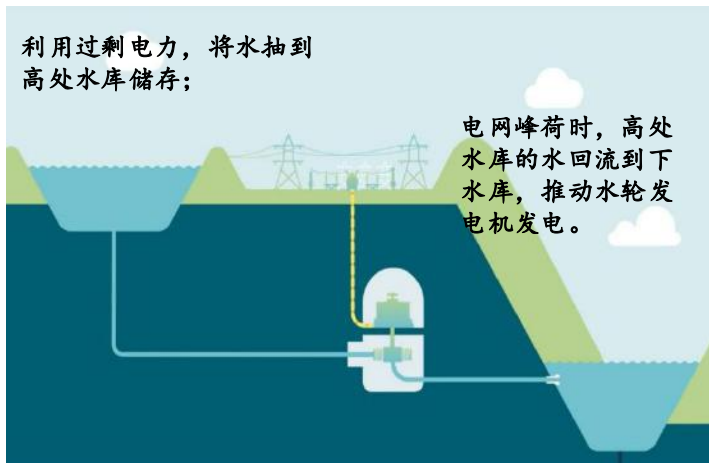
## 2.3 机械储能：抽水蓄能和压缩空气技术成熟，飞轮储能存在产业化空间

- 机械储能主要包括抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能三种方案。
- 抽水蓄能和压缩空气储能技术较为成熟，是两种大容量、低成本的长时储能方案。抽水蓄能通过构建具有高低差的水库，利用水的重力势能储能，技术成熟，装机规模占2000-2022年全球储能累计装机的79.3%；但选址依赖特定地理资源，且建设周期长（约5年），推广范围有限。压缩空气储能使用洞穴或储气罐储存高压空气，利用压力势能储能，建设位置限制相对较小，有一定应用前景。
- 飞轮储能是一种新型储能技术，尚未大规模应用。飞轮储能通过高速旋转的飞轮储存动能，功率密度高、响应快，主要用于电力调频。目前飞轮储能技术路线基本成型，全球市场处于小规模验证与应用阶段。

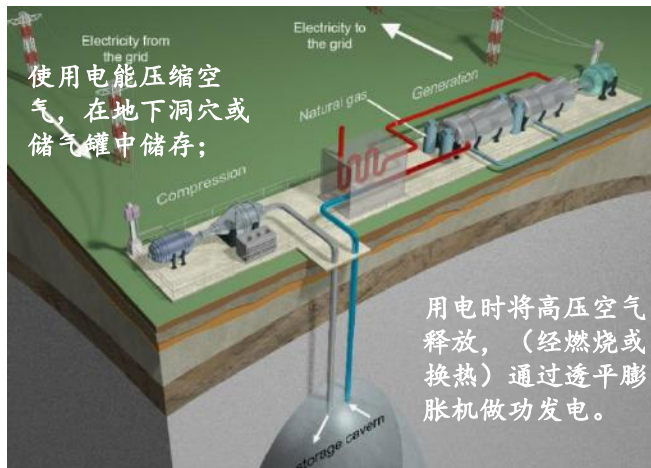
◆ 三种机械储能技术比较

	抽水蓄能	压缩空气储能	飞轮储能
功率规模	吉瓦级	百兆瓦级	兆瓦级
全功率响应时间	分钟级	分钟级	十毫秒级
循环寿命/次	设备使用期限内无限制	设备使用期限内无限制	≥20000
循环效率/%	70-85	≥70	85-90
应用领域	调峰调频、系统备用	调峰调频、系统备用	调频、改善电能质量
优点	大容量、低成本	大容量、低成本、寿命长，场地限制相对较小	功率密度高、寿命长、环境友好
局限	选址受限	安装位置有要求	能量密度低、充放电时间短、自放电率较高

◆ 抽水蓄能技术原理示意图

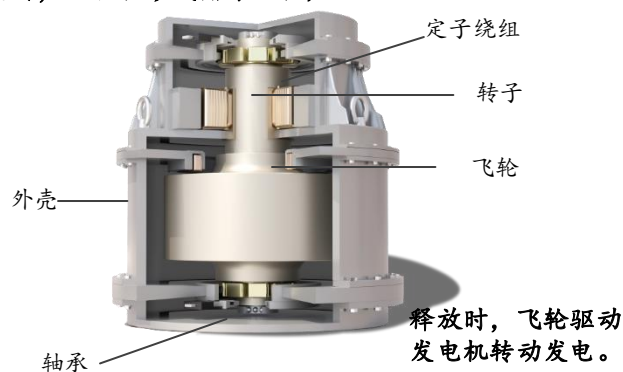


◆ 压缩空气储能技术原理示意图



◆ 飞轮储能技术原理示意图

使用电能驱动真空装置中的飞轮高速旋转，以动能形式储存电能；



资料来源：《储能原理与技术》，派能科技招股说明书，hydro tasmania，恩斯特，平安证券研究所

## 2.3 机械储能|抽水蓄能：经济性优良的传统路线，设备国产化程度高

- **抽水蓄能：技术成熟、装机规模占比最大的路线，经济性优良。**抽水蓄能是解决新能源消纳最为成熟的手段，也是我国规模占比最大的储能方式，具备可靠、经济和使用寿命长等优点。根据《储能的度电成本和里程成本分析》数据显示，抽水蓄能作为技术较为成熟的储能方式，其能源转化效率达75%-83%、度电成本0.21-0.25元/KWh，使用周期可达40年，经济性优良。
- **抽水蓄能产业链主要由上游设备供应、中游蓄电站运营以及下游电网系统三部分组成。**我国抽水蓄能产业链自主程度较高，近年来，我国抽水蓄能产业上游设备供应对外依赖度显著下降，达到国际领先水平；中下游市场也基本由国内企业占领。

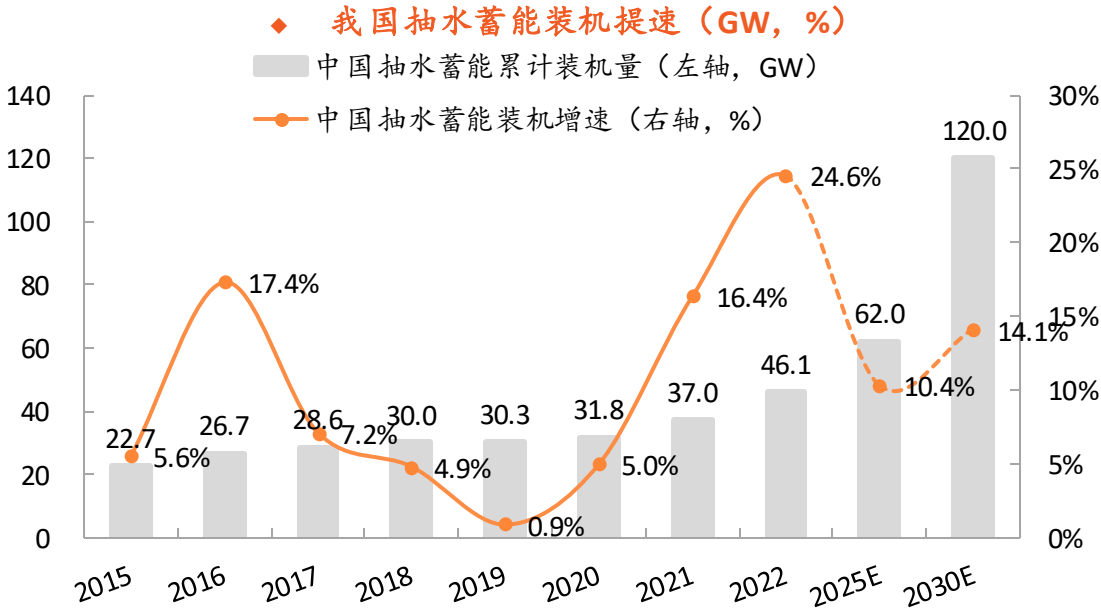
### ◆ 抽水蓄能上中下游产业链



资料来源：前瞻经济学人，CNESA，平安证券研究所

## 2.3 机械储能|抽水蓄能：政策解决成本疏导瓶颈，行业发展有望提速

- 政策解决成本疏导瓶颈，抽水蓄能电站发展提速。**2015年新一轮电力体制改革将抽蓄电站认定为“与输配电业务无关的费用”而不得计入输配电定价成本，导致2016年之后，我国抽水蓄能装机增速显著下降。2021年，发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》规定了抽水蓄能容量电价，并要求容量电费由电网企业支付，解决了抽水蓄能行业发展的成本疏导问题；同年，能源局发布《抽水蓄能中长期发展规划2021-2035年》，明确表明我国将在“十四五”“十五五”及中长期大规模投资抽水蓄能领域，推动行业持续发展。国内抽水蓄能发展提速，2022年，国内新增抽水蓄能装机9.1GW，同比增长74.5%；累计装机达46.1GW。根据抽水蓄能行业分会数据，截至2023年1月末，中国国内已开工抽水蓄能项目数达到73个，计划装机容量达91.4GW；同时，拟建设项目数约为110个，计划装机量达137GW，涉及项目投资市场规模超过1万亿元。



◆ 未来十年抽水蓄能投资规模巨大

	“十四五”	“十五五”	中长期规模
累计装机规模 (GW)	62	120	421+
新增装机规模 (GW)	30	58	301+
投资规模 (亿元)	1500-1800	2900-3400	15050+至18060+

资料来源：CNESA，《抽水蓄能中长期发展规划2021-2035年》，平安证券研究所；注：2025与2030年为年复合增速。



2.3

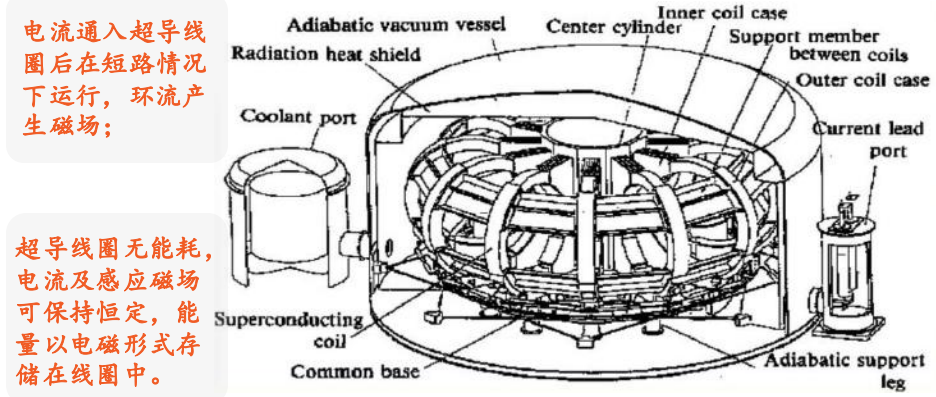
电磁储能：包括超导储能和超级电容器，效率高、响应快是主要亮点

- 电磁储能以电磁能形式储存能量，主要包括超导储能和超级电容器储能方案。电磁储能能量损耗极小，具有几类方案中最高的循环效率；且响应速度快，可实现毫秒级响应。电磁储能发展阶段较早，以实验室研究为主，尚未大规模应用。
- 超导储能利用超导线圈直接储存电磁能，其循环效率高、寿命长，且可实现毫秒级响应，可用于一次调频、不间断电源系统、灵活交流输电系统等。超导储能是储能研究的前沿方向，发展阶段较早，尚未大规模应用。
- 超级电容器的能量储存机制来源于双电层和赝电容两类电容行为，前者属于物理储能，后者则涉及一定的电化学反应。超级电容器的循环寿命和充放速度远高于常规电化学储能，且具有功率密度大、工作温度范围广和环境友好等优点。超级电容器已广泛应用于电子通信系统、交通工具、航空航天等领域，在可再生能源和电力领域的应用仍在探索中。

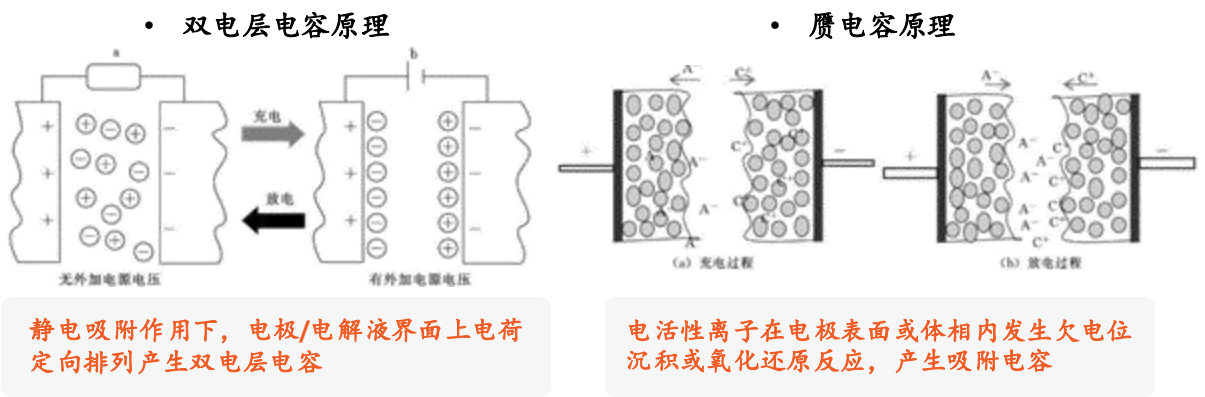
两种电磁储能技术概况

	超导储能	超级电容器储能
功率规模	十兆瓦级	兆瓦级
全功率响应时间	毫秒级	毫秒级
循环寿命/次	≥100000	≥50000
循环效率/%	90-95	95
应用模式	抑制振荡、LVRT	稳定控制、FACTS
优点	功率密度高、响应快	响应快、效率高、循环寿命长
局限	能量密度低、成本高	能量密度低

超导储能线圈图示及工作原理



超级电容器储能原理



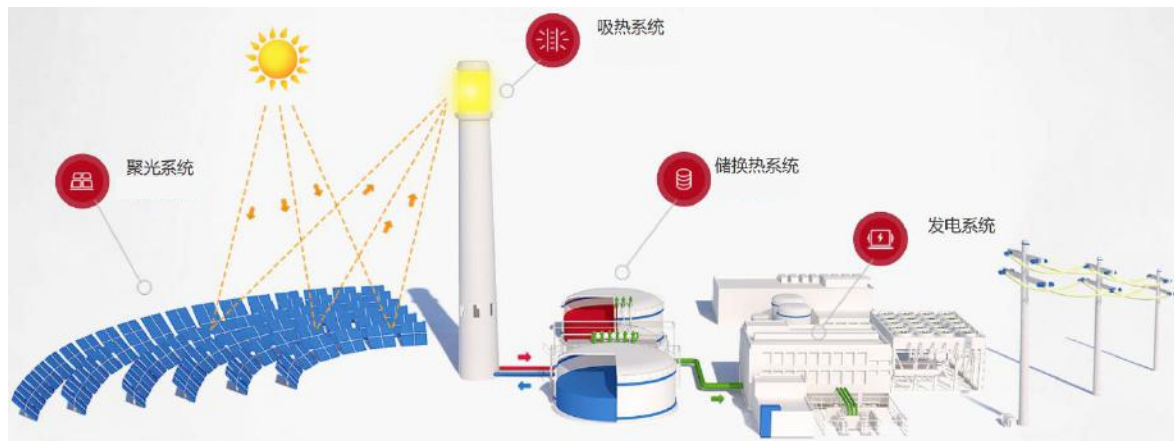
资料来源：SlideServe，《储能原理与技术》，平安证券研究所



## 熔盐储热：耦合光热发电技术，具备应用潜力

- 储热是利用物质的温度变化、相态变化或化学反应,实现热能(冷能)的储存和释放的技术。储热技术主要用于工业余热回收、建筑采暖（热泵）、热力发电等领域，覆盖范围广泛，技术路线多样。
- 熔盐储热+光热发电技术具有应用潜力。光热发电是收集并利用太阳能热量发电的技术，其运行原理为：聚光系统将太阳光聚焦至吸热器，形成高温热能；热能储存在熔盐储罐中，经换热系统与水进行热交换，产生高温高压蒸汽，驱动汽轮机组发电。光热发电与熔盐储热一体建设，兼具发电和长时储能属性，与实时发电的风电、光伏相比，其出力更为稳定且连续可调，具有发展潜力。2023年4月，国家能源局发布了《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》，力争十四五期间每年新增3GW开工，熔盐储热有望迎来加速发展。

◆ 塔式熔盐储能光热发电系统示意图



资料来源：可胜技术，平安证券研究所

◆ 熔盐储热系统



◆ 熔盐储热系统技术难点

### 系统工艺

- 防冻、防泄漏
- 间歇式运行、频繁启停
- 能量变化协调控制

### 材料技术

- 承受较大温度应力，抗热疲劳
- 耐高温，耐腐蚀

### 熔盐储罐设计

- 选材及壁厚设计，膨胀及应力分析
- 地基散热(<50度)及保温优化设计
- 可靠的焊接工艺
- 检修及维护方案

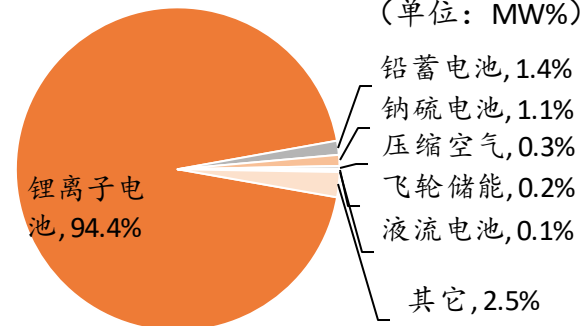
### 换热系统设计

- 适应变负荷工况
- 预热器、蒸发器、汽包、过热器、再热器
- 自然循环制循环设计
- 单列/双列设计

## 电化学储能：应用趋于成熟，大规模推广潜力优良

- 电化学储能是应用最广泛的新型储能技术，具有大规模推广的潜力。电化学储能是通过电化学反应储存电能的技术。与其它储能技术路线相比，电化学储能系统能量密度较高，响应速度适中，适用范围广，且更易于量产、安装和运维，规模推广潜力优良。2022年全球新型储能累计装机中，97%为电化学储能（锂离子电池占94.4%）。随着产业链成熟、技术进步和成本下降，电化学储能有望成为储能新增装机的主流路线，前景广阔。
- 电化学储能技术多样，常见路线包括锂离子电池、铅酸电池、液流电池、钠硫电池、钠离子电池等。

◆ 2022年全球新型储能累计装机构成  
(单位: MW%)



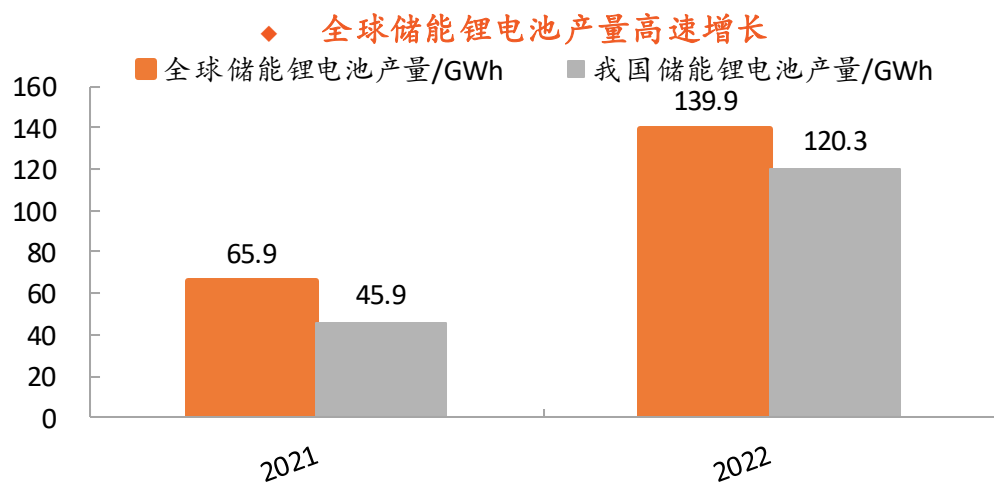
◆ 主要的电化学储能技术概况

	铅酸电池	锂离子电池	液流电池	钠硫电池	钠离子电池
原理图示	<p>历史悠久的成熟方案</p>	<p>电化学储能的主流方案</p>	<p>大容量长时储能的优良选择</p>	<p>大容量储能，高温条件下运行</p>	<p>锂电潜在“平替”，资源储量丰富</p>
优势	成本低，技术成熟，工作电压高，安全可靠	高功率、高能量密度、高效率；产业化基本成熟，技术进步迅速	大容量，功率和能量可独立设计，循环寿命长，安全性好	功率和能量密度高，容量大，无污染，寿命长	安全性较高，低温和快充性能好，资源储量丰富，生产设备与锂电兼容
局限	循环寿命短，能量密度低，铅和酸液可造成污染	生产成本较高；锂资源储量有限；安全性仍需提高	能量密度和转化效率较低，占地较大，含泵、阀等部件，可能影响系统可靠性	电极为熔融态钠和硫，维护困难，且存在安全隐患	能量密度和循环性能低于锂电池

资料来源：《储能原理与技术》，《储能技术及应用》，ResearchGate，平安证券研究所

## 2.3 电化学储能|锂离子电池：综合性能优越，产能持续放量

- **锂离子电池综合性能优越，是电化学储能的主流路线。**锂离子电池能量密度和效率高，使用寿命长，且具有无记忆效应、无污染、自放电小等优势；目前技术和产业链较为成熟，成本已接近大规模使用水平。优越的性能和较为成熟的产业链，使得锂离子电池成为电化学储能的主要路线，在2000-2022年全球新型储能累计装机中占据了94%份额，成为电化学储能装机的主流路线。
- **全球储能锂电池市场规模高速增长。**根据鑫椤资讯，2022年全球储能锂电池产量为139.9GWh，同比增长112.2%；国内储能锂电池产量120.3GWh，同比增长162.1%。锂电池产能的放量，有望进一步促进锂电储能系统的降本和推广应用。



资料来源：鑫椤资讯，《储能原理与技术》，平安证券研究所

◆ 电化学储能方案性能比较

	铅酸电池	锂离子电池	钒液流电池	钠硫电池
能量密度(W·h/kg)	35~55	90~260	25~40	130~150
功率密度(W/kg)	75~300	100~2*10 <sup>4</sup>	50~140	90~230
功率规模	十兆瓦级	兆瓦级	兆瓦级	十兆瓦级
全功率响应时间	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级
循环寿命/次	500~5000	1000~2*10 <sup>4</sup>	5000~1*10 <sup>4</sup>	4000~5000
单体电压/V	2.1	3~4.5	1.4	2.1
服役寿命/年	3~10	5~15	5~10	10~15
能量效率/%	50~75	90~95	65~82	75~90
自放电率/(%/月)	4~50	<2	3~9	0
库伦效率/%	80	约95	50	约90
安全性	好	中	好	良
成本/[元/(W·h)]	0.5~1	1.5~10	6~20	1~3
工作温度/°C	-40~60	-20~55	10~40	300~350



## 2.3 电化学储能|锂离子电池：磷酸铁锂电池与储能适配度最高

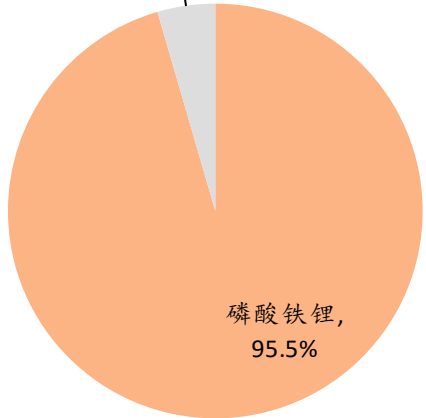
- 根据正极材料的不同，锂离子电池可分为钴酸锂电池、锰酸锂电池、磷酸铁锂电池、三元锂电池等。其中，磷酸铁锂电池性能与储能需求适配度高，有望成为主要路线。
- 钴酸锂电池能量和功率密度高，是小型锂电池采用的主要方案，但制造大型电池安全性难以保证，且成本较高。
- 锰酸锂电池价格低廉、稳定性好、环保，但比容量低、循环性能和存储性能差，在大型电池中应用较少。
- 三元锂电池是大型动力电池采用的主要路线之一，能量密度和功率密度最高，在高端动力电池中应用较为广泛，但安全性相对较弱，且成本较高，循环寿命也低于磷酸铁锂电池，因此在储能领域、特别是大储领域的应用较少。
- 磷酸铁锂电池安全性优良、循环寿命高、使用的金属资源储量丰富、成本较低且环境友好，广泛应用于动力和储能电池，或将成为储能电池的主要选择之一。

◆ 几种锂离子电池性能比较

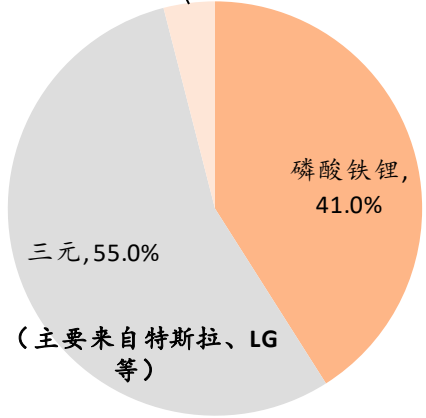
	钴酸锂电池	锰酸锂电池	三元锂电池	磷酸铁锂电池
理论比容量(Ah/kg)	274	148	280	170
实际比容量(Ah/kg)	135-150	110-130	155-220	130-155
能量密度(Wh/kg)	130-170	80-100	150-200	100-140
功率密度(W/kg)	1300-2500	1200-2000	1200-3000	900-1300
循环寿命/次	300-500	600-1000	2000-3000	4000-6000
安全性	差	良	良	优
单体一致性	优	优	优	差
最大持续放电电流倍率(C)	10-15	15-20	10-15	10
成本/(元/W·h)	3.0-3.5	2	3.0-3.5	2.5-3.0
含金属资源储量	贫乏	丰富	较丰富	丰富
环保性	高污染	无毒	钴、镍有污染	无毒

◆ 电化学储能系统主要采用磷酸铁锂和三元锂电池

2019年我国电力系统储能锂电池分类出货量占比



2019年全球家用储能锂电池分类出货量占比



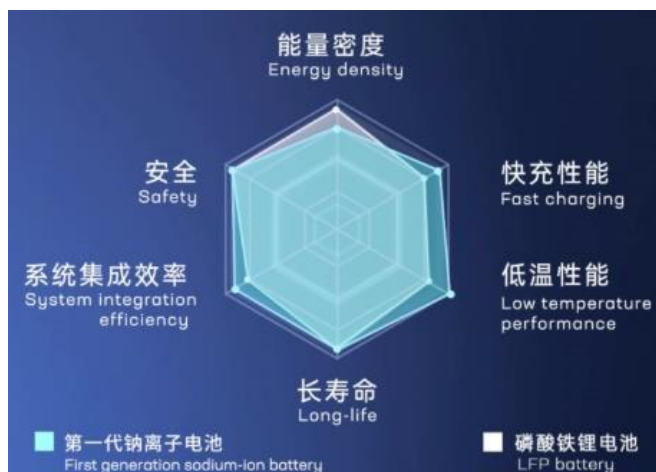
资料来源：CNESA，《储能技术及应用》，电力规划设计总院，派能科技招股说明书，平安证券研究所



## 2.3 电化学储能|钠离子电池：高性价比的可选方案，技术路线仍在探索

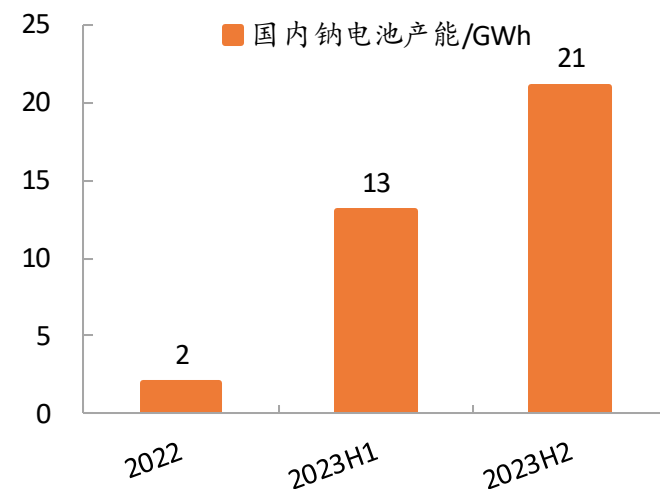
- 钠离子电池与锂电池各有优势，有望在储能等领域对锂电池形成补充。钠离子电池与锂离子电池工作原理相似，但使用钠离子作为电荷载体。从性能来看，钠离子电池能量密度和循环寿命低于锂电池，但安全性和高低温性能更优；从成本和资源可获得性来看，钠元素储量丰富，钠离子电池材料成本较锂电池可降低30-40%。钠离子电池实现量产 after，有望在对能量密度要求不高、但安全性和成本控制要求更高的储能领域推广应用。
- 钠离子电池技术路线尚不确定，有待进一步演进。正极材料是现阶段影响钠电池性能的主要环节。和锂电池正极技术路线基本确定不同，目前钠离子电池正极材料路线超100种，主要分为过渡金属氧化物、聚阴离子化合物和普鲁士蓝类化合物三大类，技术路线尚处于演进中。钠离子电池整体发展阶段较早，参与者处于研发或小规模应用阶段。

### ◆ 钠离子电池与锂电池性能比较



	磷酸铁锂电池	三元锂电池	钠离子电池
能量密度	120-200Wh/kg	200-300Wh/kg	100-160Wh/kg
循环寿命	4000-6000次	2000-3000次	可达3000次
平均电压	3-4.5V	3-4.5V	2.8-3.5V
安全性	较高	较高	高
环保性	较优	较优	优
高温性能	较差	差	优
低温性能	差	较差	优
下游应用	储能、电动车、启停	电动车、储能	低速车、储能

### ◆ 国内钠离子电池产能有望放量



### ◆ 钠离子电池材料成本低于锂离子电池

	地壳丰度	分布	价格(元/kg)
钠	2.75%	全球均有分布	2
锂	0.0065%	75%位于美洲	150

#### 金属资源储量

#### 集流体

#### 材料成本合计

- 钠离子电池正负极集流体均为铝箔（便宜）
- 锂离子电池负极集流体必须为铜箔（较贵）

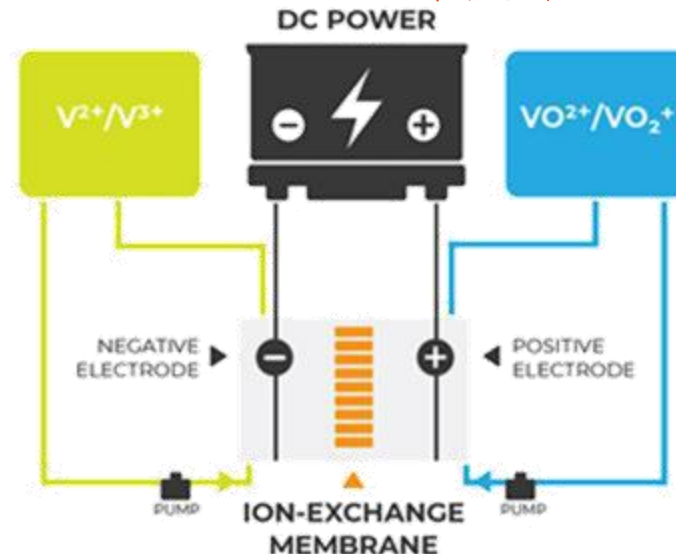


资料来源：中科海钠官网，宁德时代，鑫椏资讯，平安证券研究所

## 电化学储能|钒液流电池：长时储能的理想选择

- 全钒液流电池是安全可靠的大容量长时储能方案。**液流电池是通过电解液循环流动为电池供给活性物质的电池，具有容量大、寿命长、自放电率低、安全性好等优势，适用于大容量长时储能。全钒液流电池利用不同价态的钒离子相互转化实现电能的充放，是液流电池中相对成型、可产业化的技术。
- 长时储能重要性逐渐凸显，钒液流电池迎来机遇。**长时储能（LDES）可用于电力的日内、多日甚至跨季调节，尚无一致定义，麦肯锡在统计中将其定义为时长8小时以上的储能，包括抽蓄、压缩空气、液流电池、热储能等。长时储能是构造以绿色能源为主力的电力系统的关键技术之一，麦肯锡预测，2030年全球装机量有望达到4-8TWh。钒液流电池作为长时储能的优选路线之一，配置灵活性高、技术逐渐成熟，且仍存在降本空间，未来成长空间可期。

◆ 钒液流电池工作示意图



◆ 钒液流电池优势

功率和容量  
独立设计

输出功率由电堆大小和数量决定，储能容量由电解质溶液浓度和体积决定，容量大、可扩充性好，设计灵活。

安全性高

流动的溶液体系，浓差极化可减至最小，且溶液起到一定的散热作用，基本无着火或爆炸风险。

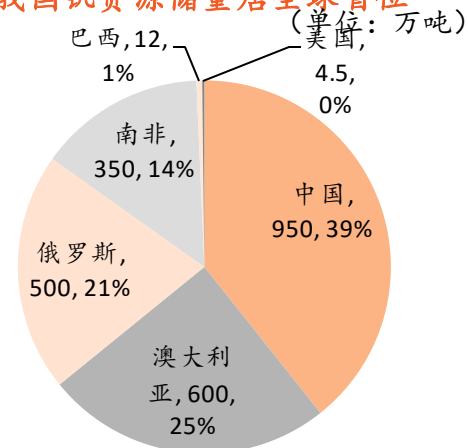
可长时储能

反应在电堆中发生，储槽中的活性物质不参与反应，避免自放电消耗，充满后可长期保持。

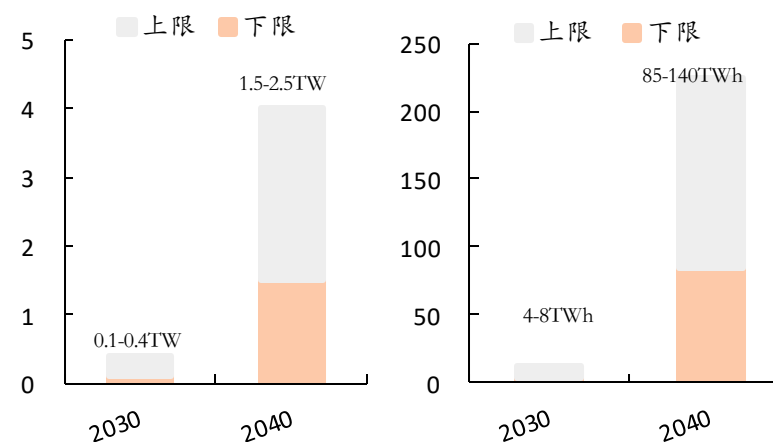
使用寿命长

充放电中无复杂的固相反应，对电极材料无破坏，循环寿命长

◆ 我国钒资源储量居全球首位



◆ 2030年全球长时储能装机将达4TWh以上

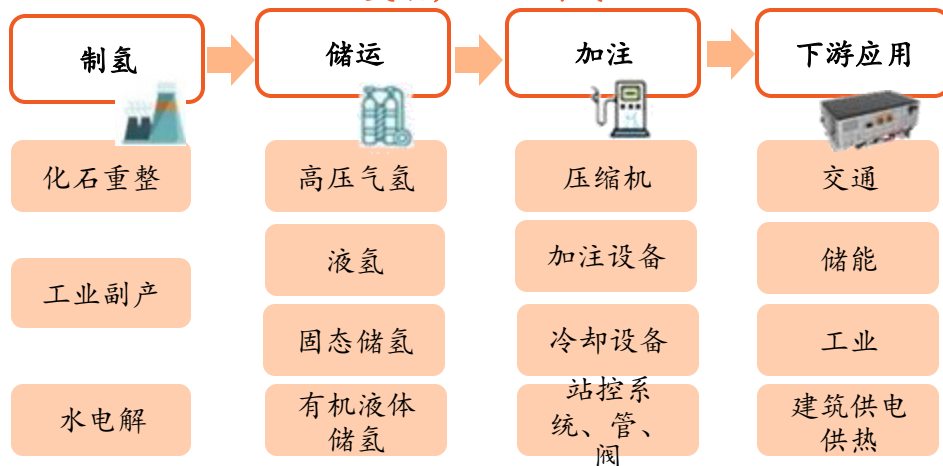


资料来源：usvanadium, 《储能技术发展及路线图》，USGS, McKinsey, 平安证券研究所

## 氢储能：氢能的潜在应用领域之一，可用于长时储能和远距离运输

- 氢能是一种零碳可持续的理想能源，前景广阔。氢是一种高能量密度、清洁零碳的二次能源，能够以水为原料、使用风电、光伏作为清洁能源制取，是优质可再生能源，氢能的开发和应用对促进节能减排、保障能源安全具有战略意义，前景广阔。IEA预计，在2050年全球“净零排放”目标下，2030年全球氢能应用规模需达到2亿吨；从我国各地规划目标来看，2025年我国氢能产业规模有望达7000亿元。
- 氢储能是氢能的潜在应用领域之一，具有长时储能特征和远距离运输的潜力。未来，随着绿电制氢的规模推广和下游应用的发展，氢能有望广泛应用于工业、交通、电力、建筑等领域。电力方面，氢可以作为电能储存的介质，用于长时储能，或参与全球运输和贸易，实现电能的时间和空间上的调节。

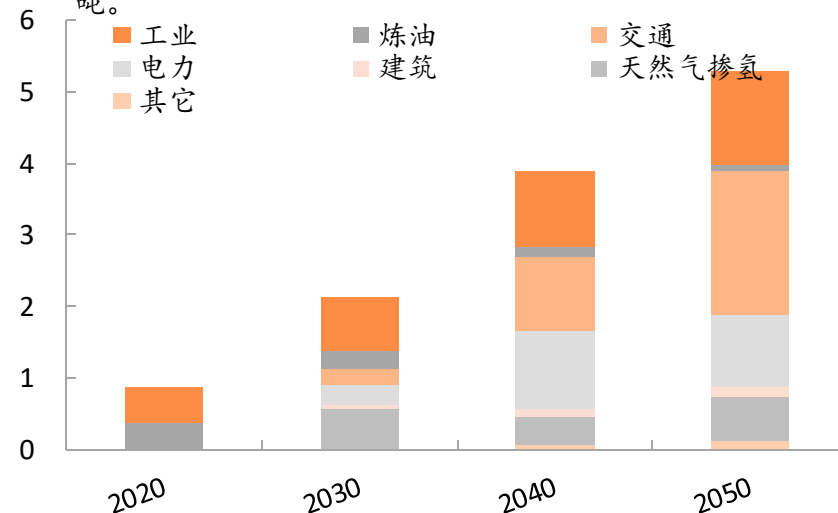
### ◆ 氢能产业链构成



资料来源：IEA，中国氢能产业发展报告2022，平安证券研究所

### ◆ IEA“净零排放”情景下，全球氢能应用需求

数字为氢气及氢基燃料（如氨）中氢的用量，单位为亿吨。



### ◆ 氢储能的应用现状及潜力

#### 现状

- 国内外均有氢能电力系统试点项目。氢能电力系统主要包括制氢系统、储氢系统、氢能发电系统三个部分，使用氢作为电能储存的介质，实现电的时空调节。

#### 应用潜力

- 时间调节：**氢储能可作为一种长时储能方式，对电力系统起到调节作用。
- 空间调节：**长期来看，氢可以作为清洁能源载体参与全球运输和贸易，经燃料电池或燃气轮机发电，为电力系统供电。

#### 局限

- 现阶段能源效率偏低。**电-氢-电两次转换，目前能量转化效率仅30-40%。未来氢储能要实现大规模应用，需要能量转换效率的进一步提升。

## 2.4 产业链|大储（锂电）产业链包括上游设备+中游集成+下游电站环节

- 锂电池储能是大储未来一段时期的主流增量装机类型，其产业链主要包括上游储能设备、中游系统集成、下游电站等环节。
- 储能电池和PCS是大储产业链价值量最大的两个环节，分别约占系统成本的60%和15%；
- 储能安全环节重要性日益凸显，温控、消防环节分别约占系统成本的2~5%，液冷方案渗透率的提升和Pack级消防的推广或将进一步提升板块价值量；
- 系统集成环节参与者众多，专业集成商、大功率PCS厂商、老牌电力设备厂商均有参与。

国内大储产业链各环节主要参与者



资料来源：平安证券研究所

注：橙色字体为非上市公司，蓝色字体为上市进程中公司（截至2023.6.30）



## 产业链|电池环节：储能电池出货高增、价格下探

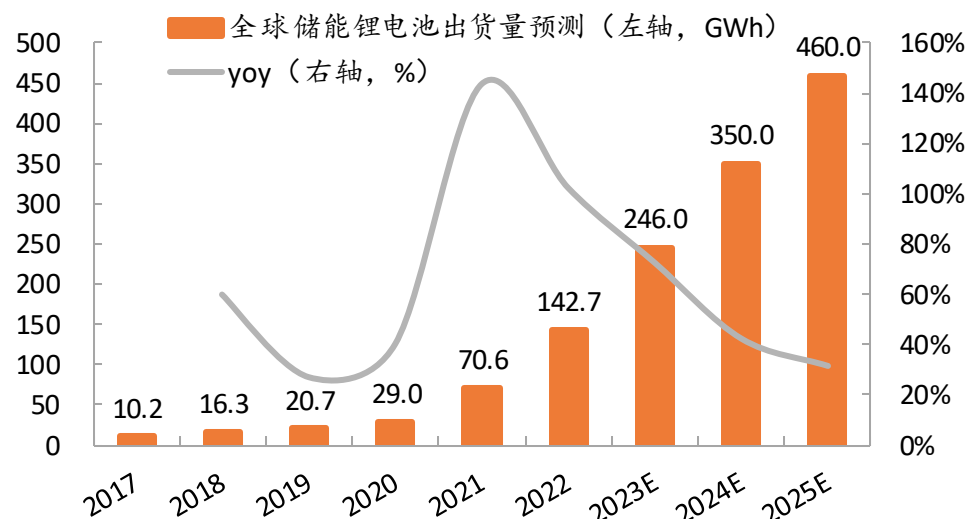
- 储能锂电池市场高速增长，2022年全球出货量143GWh。**根据起点锂电数据，2021年全球储能锂电池出货量70.6GWh；Infolink统计2022年全球储能锂电池出货量142.7GWh，同比翻倍增长。起点锂电预测，2023年全球储能锂电池出货量有望达到246GWh。
- 锂价下跌等因素影响下，上半年储能电池价格有所下行。**年初至今，碳酸锂价格成为影响电池产业链排产和销售的重要因素。碳酸锂价格从2022年第四季度55万元/吨的水平一度下降至18万元/吨，6月初回升至30万元/吨左右。按照每kWh电池耗用0.6kg碳酸锂计算，碳酸锂吨价从55万元降至30万元/20万元，对应电池单Wh成本下降0.15/0.21元。近日开标的储能电池集采项目，中标价格已低至0.64元/Wh以下；参考2022年10月底开标的国能信控2022年储能电池框架采购项目，其中标均价为0.99元/Wh，电池价格单Wh降幅超过0.3元，大于碳酸锂降价带来的降本影响。这可能意味着**电池企业有一定的让利**，以应对储能电池市场的激烈竞争，或加速去库存。

### ◆ 2023年以来，国内两次储能电池框架采购招标价格

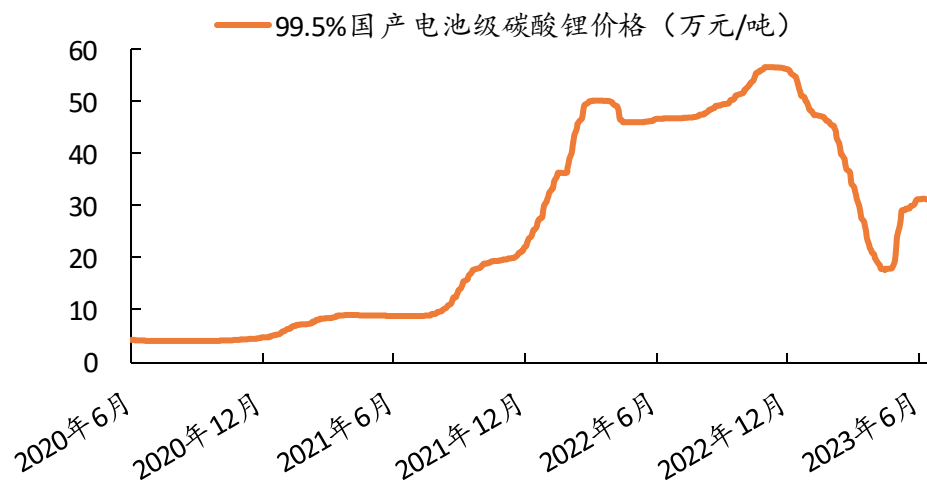
项目名称	开标时间	招标容量	中标单位	中标均价
国能信控2023年储能电池框架招标	5月27日	1.4GWh	鹏辉能源、宁德时代、亿纬动力	0.64元/Wh
深能智慧能源1GWh储能电芯采购	6月1日	1GWh	海辰储能、亿纬动力	0.61元/Wh

资料来源：起点锂电，Infolink Consulting，wind，储能与电力市场，平安证券研究所

### ◆ 全球储能锂电池出货量持续高增长



### ◆ 碳酸锂价格触底回升至30万元/吨，整体较上年回落



2.4

产业链|电池环节：大电芯成为主流产品，电芯单体容量向300+Ah迈进

- 大电芯应用于大储的优势明显。储能电池产品的核心要求包括低成本、长寿命和安全性，其中降低系统成本是大储规模推广的重要驱动力，也是储能电池厂商形成竞争优势的主要差异点。与常见的50Ah和100Ah电芯相比，280Ah以上的大电芯可以提高系统的体积能量密度、降低装配难度，从而有效降低储能系统的单位成本，优势显著。
- 280Ah以上大电芯已成为储能主流产品，电芯单体容量向300+Ah迈进。需求端，越来越多大储业主在招标中要求投标人提供/使用单体容量≥280Ah的电池产品，或在评标中优先考虑大容量产品。供应端，产能方面，2022年以来亿纬、瑞浦、海辰、中创新航等多家厂商宣布了大电芯扩产规划；产品方面，2023年4月举行的ESIE储能国际峰会上，多家头部企业展出了300Ah以上的电芯产品，储能电芯或将继续向大容量迭代。

280Ah及以上大电芯的优势和挑战

优势	提升体积能量密度	Pack端零部件使用量减少，从而提升体积能量密度
	高容量	可以使用更少的电芯数量实现高容量，减少并联数、降低BMS难度
	装配简化	集成装配工艺简化度高，可大幅节省土地基建、集装箱等成本投入
挑战	散热难度大	电芯体积和容量增大，导致电芯自身散热性能变差，对储能系统的温控、安全管理要求提高

2023年储能国际峰会主要参展厂商展出的大容量电池情况

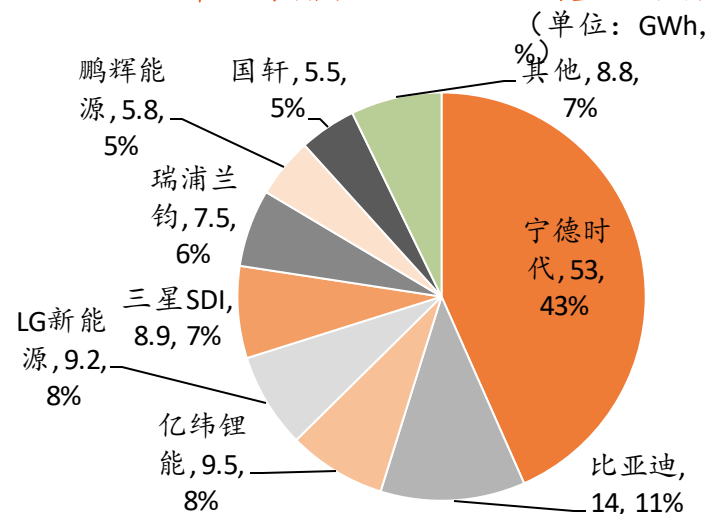
厂商	标称容量	标称电压	能量密度	循环寿命
远景动力	315Ah			12000次
宁德时代	280Ah			
鹏辉能源	320Ah			≥8000次，70%DOD
	280Ah			≥6000次，80%DOD
亿纬锂能	560Ah			≥12000次
	280Ah	3.2V	165Wh/kg	
海基新能源	375Ah	3.2V	≥170Wh/kg	≥10000次
	280Ah	3.2V	≥160Wh/kg	≥8000次，100%DOD
比亚迪	135.8Ah	3.2V		
蜂巢能源	325Ah	3.19V	165Wh/kg	6000次，0-100%SOC
	222Ah	3.19V	169Wh/kg	6000次，0-100%SOC
国轩高科	300Ah			
南都电源	305Ah			
天合储能	306Ah		≥174Wh/kg	
力神	306Ah			
	280Ah			
海辰储能	300Ah	3.2V	170Wh/kg	12000次，100%DOD
	280Ah	3.2V	≥160Wh/kg	10000次，100%DOD
楚能新能源	315Ah	3.2V	175Wh/kg	12000次，70%SOC

资料来源：GGII，储能与电力市场，平安证券研究所

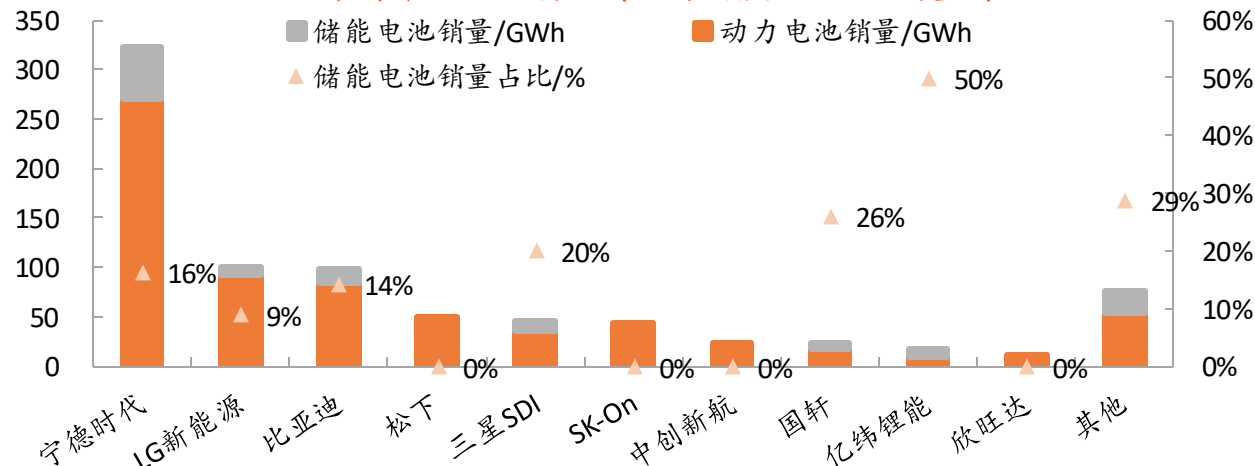
## 产业链|电池环节：“一超多强”格局较稳定，密集扩产引发价格竞争担忧

- 储能电池参与者“一超多强”格局较稳定，密集扩产引发价格竞争担忧。** 储能电池产业链参与者以动力电池企业居多，相关企业已有多年技术和生产工艺积累，竞争实力强。储能电池竞争格局呈现与动力电池类似的“一超多强”形势：2022年全球储能电池市场CR8达93%，其中宁德时代占据43%市场份额。从波特五力模型的角度分析，现存储能电池企业实力强，潜在新入者带来的竞争压力相对不大，主要竞争压力来自现有竞争者。2022-2023年，储能电池企业扩产较为密集，据GGII不完全统计，2022年公布的储能电池相关扩产项目（部分涉及动力储能一体化产能）规划产能达820GWh；即使仅考虑280Ah以上大电芯，GGII估计2023H1国内280Ah储能电池累计释放产能也将超过150GWh。若企业竞争性扩产导致储能电池供过于求，则各企业盈利能力可能面临一定压力。

◆ 2022年全球储能锂电池企业销量及份额

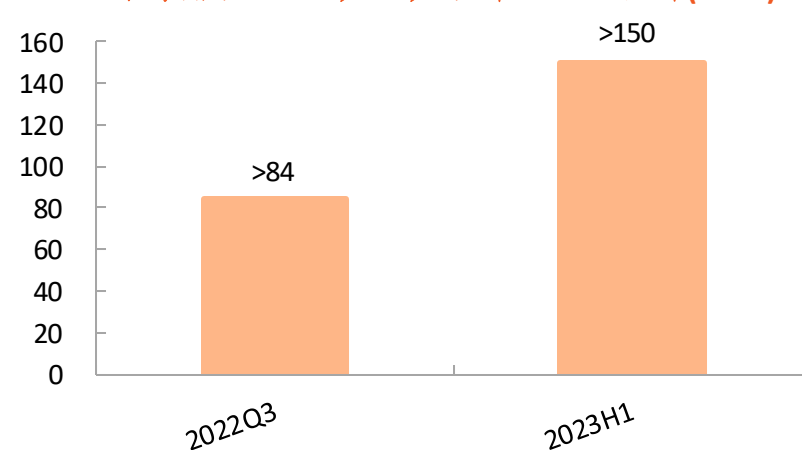


◆ 全球前十大电池制造商动力+储能锂电池销量情况



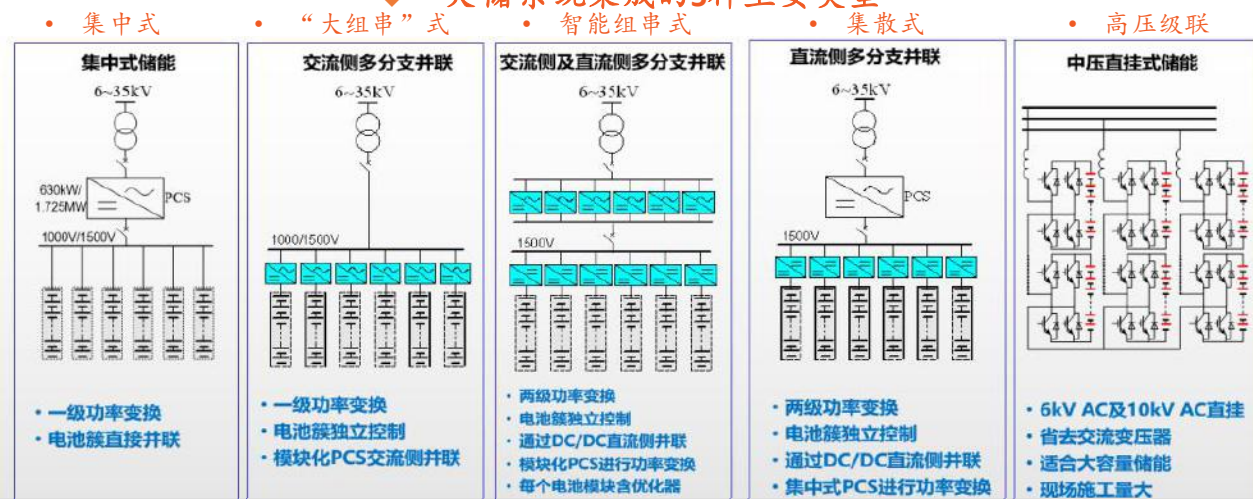
资料来源：起点锂电，SNE Research，GGII，平安证券研究所

◆ 国内储能280Ah产品产能释放规模估计(GWh)



- 大储系统集成方案尚不统一，技术仍在发展。百兆瓦时级以上的储能电站尚属于新生事物，最近2-3年才开始大规模建设，集成相关技术仍在优化探索中。从拓扑结构来看，大储系统集成主要有以下5种方案。其中，集中式系统最为常见，其结构简单、成本低、运维方便，但应用于大型系统中的安全性和效率不够理想；其余几种形式是对集中式方案的优化，通过使用模块化PCS进行簇级管理、增加DC/DC模块、改变串并联结构等方式，提高系统安全性、效率和集成度。
- 不同系统选用的PCS有集中式和模块化（组串式）之分，PCS产品的变流模式、电网适应性、调度控制等设计，对系统效率和稳定性有很大程度影响，头部PCS厂商往往需要对储能系统的深入理解。

#### 大储系统集成的5种主要类型



资料来源：险峰创，科华数据，平安证券研究所

#### 集中式PCS产品图示及参数（以科华数据为例）



##### 三相储能变流器 BCS-B-H 系列

- 最大直流电压：1500V
- 额定输出功率：  
1.25MW/1.5MW/1.725MW
- 产品特点：
  - 具备电池管理功能，多种充放电模式；
  - 支持多机并联，可扩容至MW级；
  - 单机系统无需EMS，能够自己独立管理削峰填谷运行。



##### 储能变流升压一体机 BCS-B-HUD/T 系列

- 最大直流电压：1500V
- 额定输出功率：2MW/3MW/3.45MW
- 产品特点：“变”“升”一体，提高空间利用率；支持多机并联；集成数据采集与光纤环网，智慧运行管理。

#### 模块化PCS产品图示及参数（以科华数据为例）



##### 模块化储能变流器 BCS-B-HM 系列

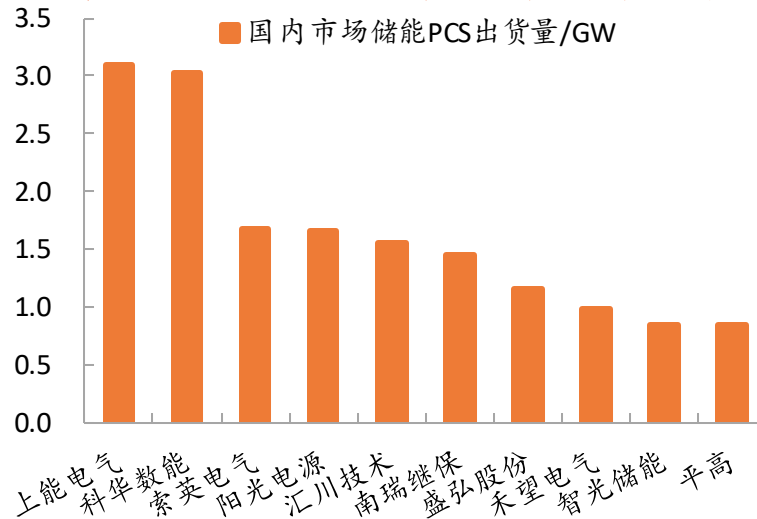
- 最大直流电压：1500V
- 额定输出功率：  
100kW/125kW/150kW/175kW/187kW/200kW
- 产品特点：
  - 模块化设计，针对储能电池多簇并联产生的不一致性问题，实现一簇一变流
  - 对电池实施均衡变流、健康状态管理，提高电池循环寿命和全生命周期可充放电容量。
  - 适应280Ah及以上电芯应用



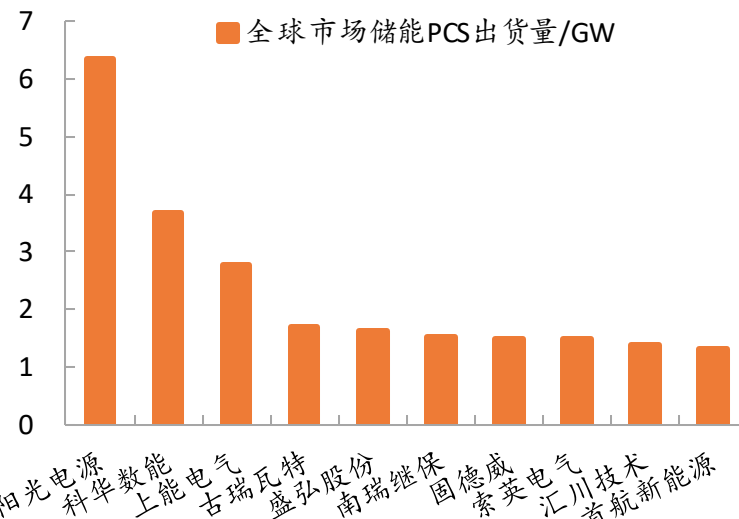
## 产业链|PCS和系统集成：PCS参与者实力强劲，集成环节入局者繁多

- PCS：主要参与者为光伏逆变器厂商，部分向下布局系统集成环节。**国内大储PCS头部企业大多为光伏逆变器厂商，在全球市场已有领先地位。部分PCS厂商凭借对电网的理解向下一体化进入系统集成环节，在大储集成赛道亦具备一定地位。
- 系统集成：参与者繁多，竞争趋于激烈。**国内大储市场高速增长下，各参与者积极入局，专业集成商、大功率PCS厂商、电池企业、老牌电力设备厂商等均布局系统集成赛道。

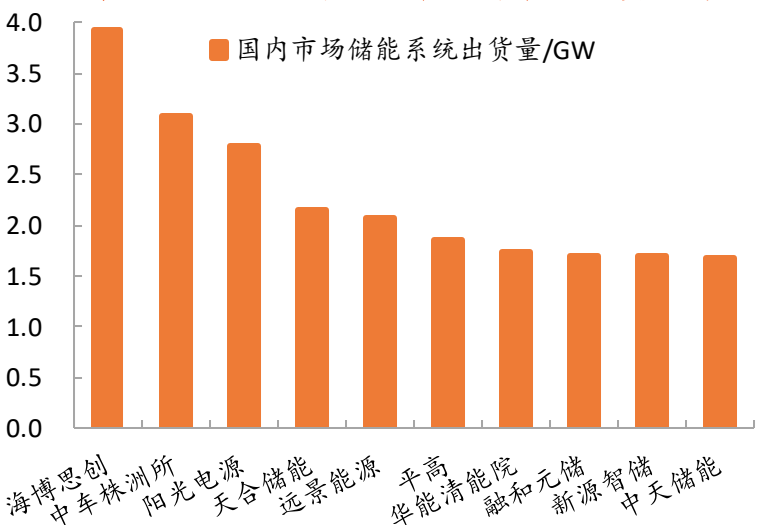
◆ 中国储能PCS厂商2022年国内市场出货量排行



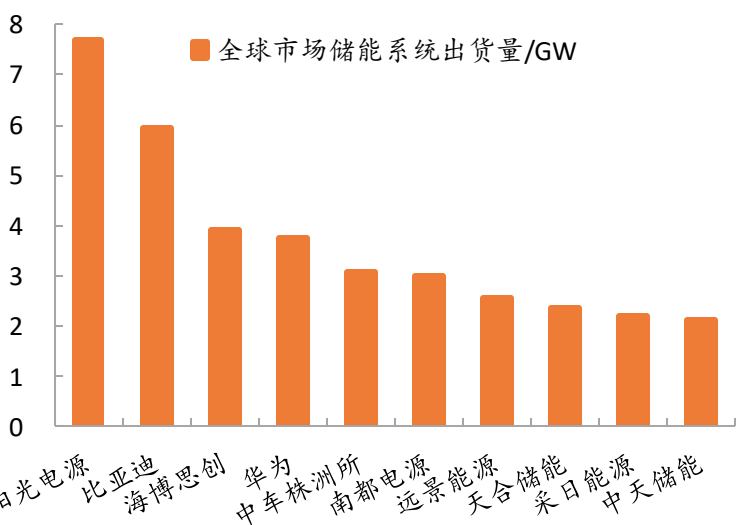
◆ 中国储能PCS厂商2022年全球市场出货量排行



◆ 中国储能集成商2022年国内市场出货量排行



◆ 中国储能集成商2022年全球市场出货量排行



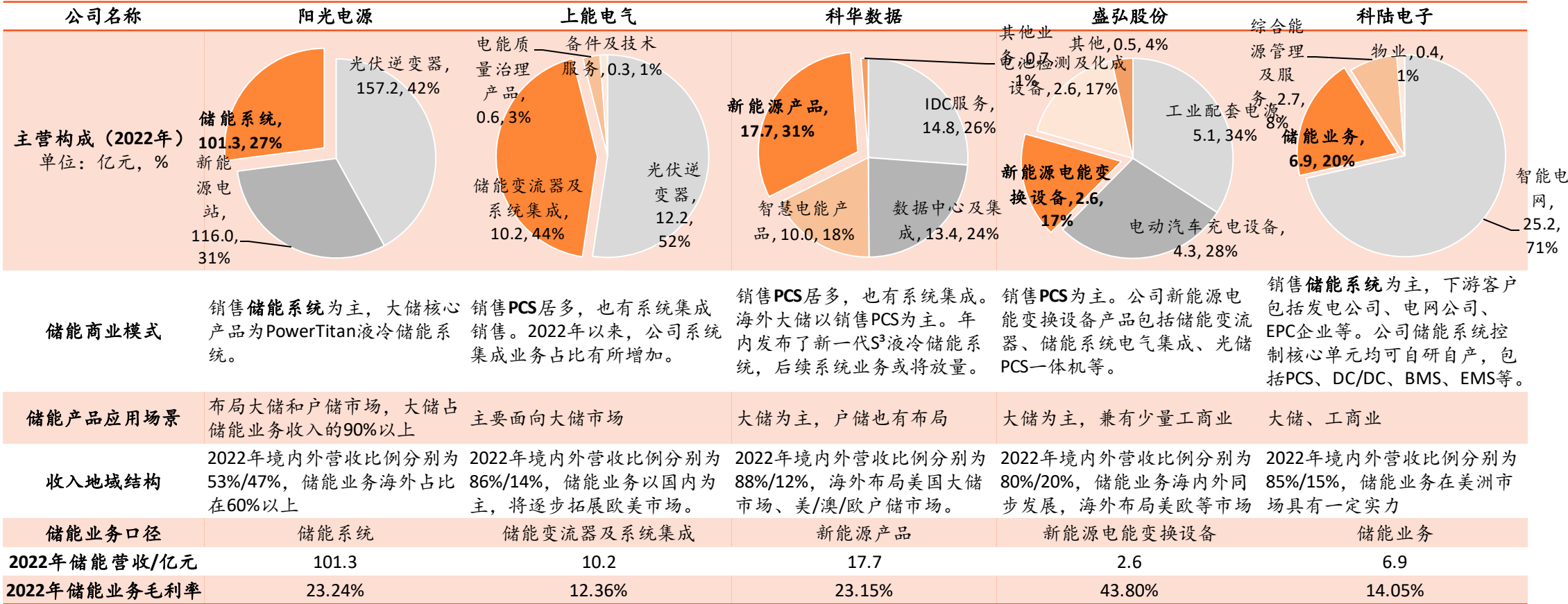
资料来源：CNESA，平安证券研究所

2.4

产业链|PCS和系统集成：头部参与者存在重合，业务侧重有所不同

- PCS和系统集成头部参与者存在一定重合。从商业模式来看，大储PCS主要企业往往依托自身对国内外电网的理解，向下布局系统集成业务，系统集成环节参与者中，上市公司也大多具备自研PCS产品。国内上市公司中，大储PCS和系统集成企业重合度较高，通常同时具备两种产品供应能力，但实际出货时PCS和系统集成侧重各不相同，与公司市场布局和商业模式有关。

◆ 大储PCS和系统集成上市公司商业模式比较

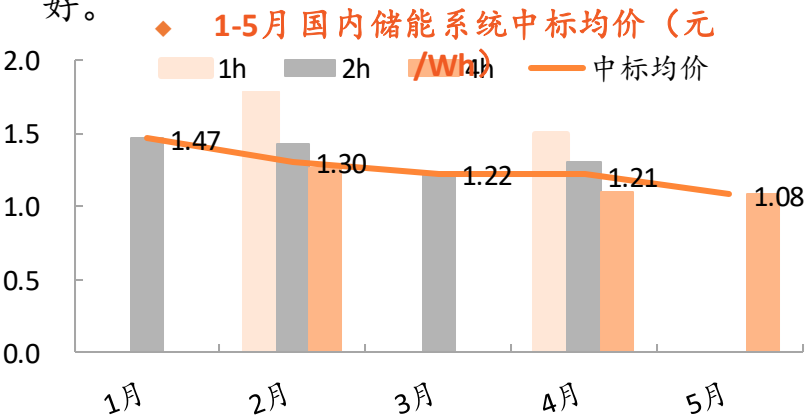


资料来源：wind，公司公告，平安证券研究所

2.4

产业链 | PCS和系统集成：中标均价下探，市场份额有望开始向头部集中

- 储能系统中标规模高增的同时，价格逐步下探。**据我们不完全统计，2023年1-5月，国内储能开标项目共11.1GW/31.5GWh，其中储能系统开标4.3GW/11.6GWh。储能系统中标均价持续下探，1-5月国内储能系统中标均价分别为1.47/1.30/1.22/1.21/1.08元/Wh，较2022年1.56元/Wh的均价明显降低。储能系统的降价虽然有碳酸锂降价的传导因素，但也反映了系统集成环节竞争的加剧。
- 系统集成参与者繁多，技术和项目经验有望成为头部企业竞争壁垒。**大储系统集成属于新生环节，现存大储电站调用频次不足、服务方式不明确，业内对大储系统也尚无统一评价标准，导致集成环节技术壁垒尚未完全显现。长远来看，降低全生命周期成本、提升安全性是电站的核心要求，随着行业发展规范和成熟，业内将更青睐效率更优、集成度高、运维智能、高安全性的储能系统。具备对电网的深度理解、核心部件自研能力、系统设计能力等强劲技术实力，拥有丰富项目案例积累的企业有望脱颖而出。
- 集成“唯价格论”逐步退出，市场份额或已开始向头部企业集中。**4月，新华水电1.2GW/3.2GWh储能系统集采开标，最低价投标方均未中标，且入围企业多为近两年储能业绩较好的头部集成商，阳光电源在标段2、3均以最高报价入围。这一中标结果体现了可喜的趋势，“低价”不再是大储业主的首要考虑因素，头部企业的技术实力和项目经验有望真正形成壁垒，竞争格局有望向好。



资料来源：CNESA，储能与电力市场，平安证券研究所整理

◆ 新华水电2023年度磷酸铁锂电化学储能系统集采入围结果

标包1(200MW/200MWh)		标包2(500MW/1000MWh)		标包3(500MW/2000MWh)	
阳光电源	1.60	阳光电源	1.34	阳光电源	1.28
科华数据	1.48	科华数据	1.21	科华数据	1.13
山东电工	1.41	林洋亿纬	1.19	林洋亿纬	1.13
卧龙电驱	1.35	中车株洲	1.17	中车株洲	1.09
威胜能源	1.34	海博思创	1.17	天合储能	1.08
		天合储能	1.15	海博思创	1.07
		新艾电气	1.14	新艾电气	1.07
		比亚迪	1.10	比亚迪	1.03

（注：数字为入围报价，元/Wh，此处保留两位小数）

2.4

产业链|储能温控：参与者技术较为成熟，储能新赛道带来潜在增量

- 储能温控：参与者技术较为成熟，储能新赛道带来潜在增量。大储电站所用的锂电池单体容量大，280Ah以上大电芯渐成主流，其面临的热管理问题更为严苛，温控设备成为大储建设必不可少的环节。目前储能温控可采用风冷和液冷方案，对应传统行业的温控技术均较为成熟，目前赛道主要参与者包括精密温控、工业温控、汽车温控企业，随着储能温控需求增长，相关企业有望迎来新的业绩增量。

国内储能温控环节主要参与者

参与者类型	竞争优势	代表公司	主要产品类型	主要客户
精密温控	此类参与者具有较强的技术优势，在储能温控市场具备先发优势	英维克	风冷、液冷	宁德时代、比亚迪、南都电源、阳光电源、海博思创等
		申菱环境	风冷、液冷	国家电网等
工业温控	此类参与者在液冷和户外应用领域的技术积累较为深厚	同飞股份	风冷、液冷	阳光电源、赣锋锂业、科陆电子、天合储能、南都电源等
		高澜股份	液冷	宁德时代、比亚迪、远景能源等
汽车温控	汽车温控与储能温控均是需应用于户外的电化学电池，具有相似技术	松芝股份	风冷、液冷	宁德时代、远景能源、比亚迪等
		奥特佳	风冷、液冷	宁德时代、比亚迪等

资料来源：头豹研究院，平安证券研究所



## 产业链|储能消防：安全是重中之重，新国标或将提升环节价值量

- **储能消防：安全是重中之重，新国标出台或将为赛道参与者带来新机遇。** 储能锂电池存在热失控的可能性，带来消防隐患，大型集中式储能电站中电池数量庞大，单个电芯的热失控可能带来连锁反应，产生火灾的严重后果。大储规模化增长的同时，相关部门对储能安全的重视程度日渐提升。新国标《电化学储能电站安全规程》将于2023年7月1日开始实施，要求“锂离子电池室/舱自动灭火系统的最小保护单元宜为电池模块”，即实现Pack级保护，有望推动消防在储能系统中的价值量进一步提升。
- **主要参与者：** 储能消防产品包括探测预警装置和灭火装置等，Pack级解决方案的实现难度高，相关企业需要与电池/BMS企业合作研发，存在一定壁垒，赛道竞争格局较好。目前国内储能消防赛道主要参与者为青鸟消防、国安达，青鸟消防为赛道龙头，具备站级、舱级、Pack级的储能消防解决方案；国安达在电力消防行业积累扎实，旗下储能消防产品已处于小批量供货阶段。

### ◆ 储能电站消防技术难点

#### 火灾荷载大

火灾荷载大，易形成系统性火灾烧毁整个集装箱，乃至发生爆炸。目前消防设施的设置未考虑储能电站的特殊性，而将集装箱当做普通的建筑火灾来考虑。

#### 探测报警要求高

储能电站的特殊性对探测报警系统提出了更高的要求：早期探测、精准探测、降低误报、抗环境干扰能力强

#### 系统联动能力挑战

系统的联动要结合BMS、可燃气体、烟感、温感的探测信号，在不同阶段要考虑断电、排烟、门禁释放、泄压以及关闭通风、与体释放等联动。对系统集成能力提出了巨大挑战。

#### 锂离子电池火灾反应特殊

锂离子电池的特殊性，对灭火设施提出了巨大挑战，传统的干粉、气体灭火剂等无法在根本上中断反应的进行。



# CONTENT 目录

- ① 一、储能：新型电力系统的“蓄水池”

---
- ② 二、大储：增长确定性强，技术百花齐放

---
- ③ 三、户储：to C优质赛道，渗透空间广阔

---
- ④ 四、工商业储能：经济性强驱动，市场爆发元年

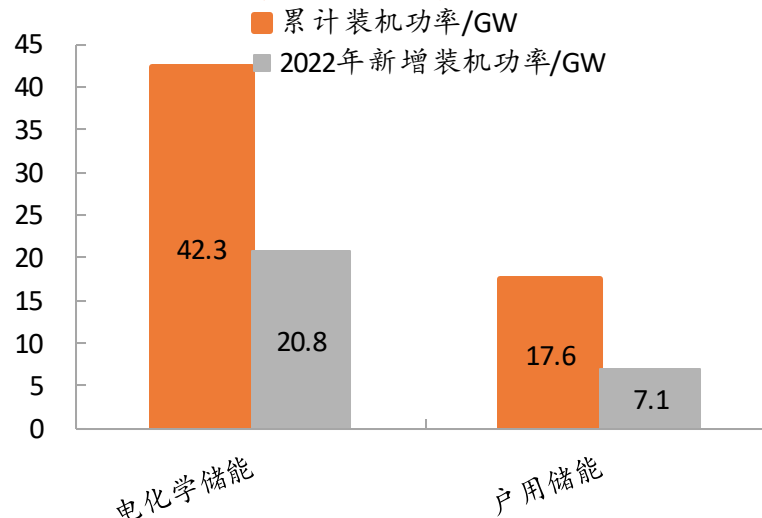
---
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

---

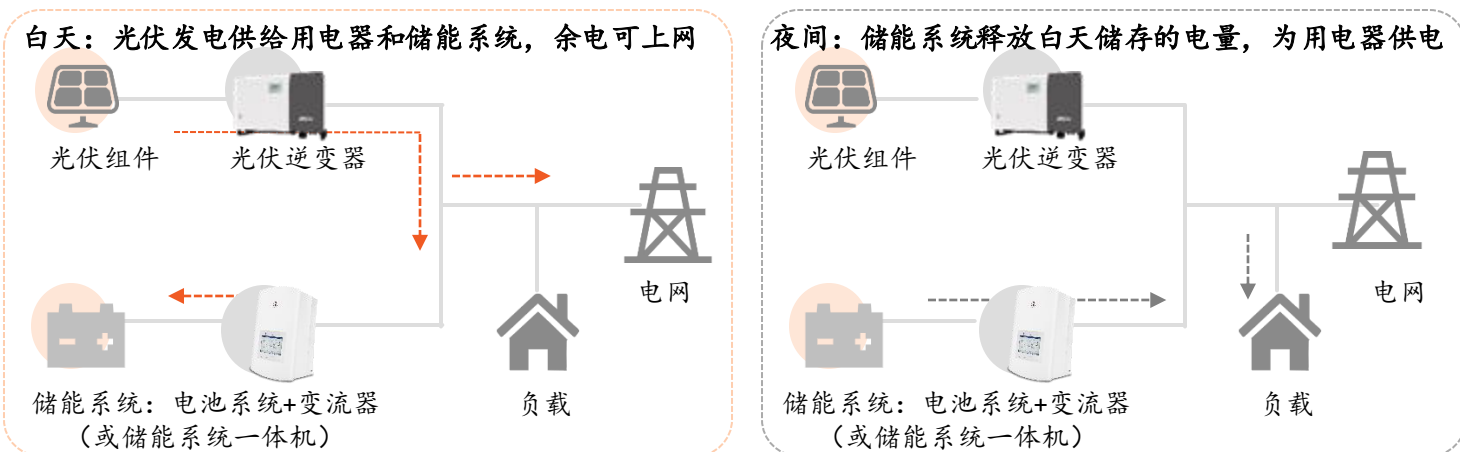
## 概况|户储即家庭用户侧储能系统，2022年全球新增装机7.1GW/15.0GWh

- 户储是用于家庭用户的储能系统，用户有需求，政策强支持。
- 对用户而言，户储系统可大幅节约用电成本、保障用电稳定性，在高电价、电网稳定性差的地区需求旺盛；
- 对电力系统而言，户储与大储互为补充，适应分散的电力需求和资源分布，有助于降低输配电成本和损耗，提高可再生能源消纳，各国政策大力支持。
- 户储赛道方兴未艾：根据CESA储能应用分会数据，2022年全球户用储能新增装机规模7.1GW/15.0GWh，装机功率占全球电化学储能装机的34.1%，装机容量较2021年6.4GWh（GGII数据）同比大幅增长134.2%。

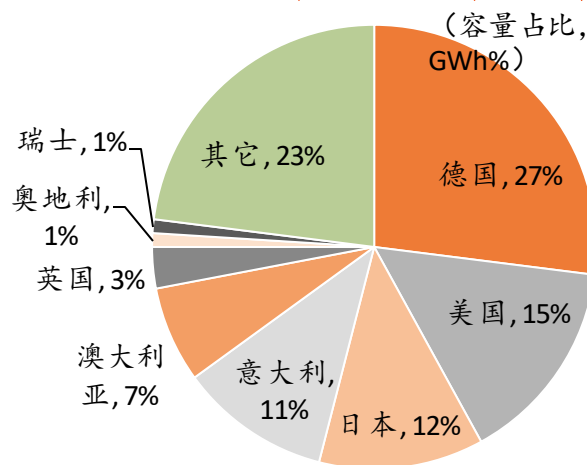
◆ 2022年全球户储市场规模达7.1GW



◆ 户用光储系统工作示意图



◆ 2022年全球户储市场分布



资料来源：固德威招股说明书，CESA，平安证券研究所

## 概况|全球户储市场：欧美引领、日澳跟进，千亿市场启航

- **欧美引领、日澳跟进，千亿市场启航。**欧、美、日、澳是现阶段全球户储主要市场。我们测算，2025年欧、美户储市场空间分别将达27.9GWh、13.3GWh；考虑户储在全球其它地区的渗透，假设2025年欧、美户储市场占全球的50%，则2025年全球户储新增装机需求可达80GWh。
- **驱动因素：**用电经济性和稳定性是各国用户主要诉求；补贴有力促进户储装机。

### ◆ 澳大利亚

#### • 驱动因素：

- **经济性：**户用光伏普及率高，户储VPP模式可能带来经济性

#### • 市场空间（平安估算）：

- 使用户用光伏渗透率估算，2025年户储累计装机有望达6.9GWh

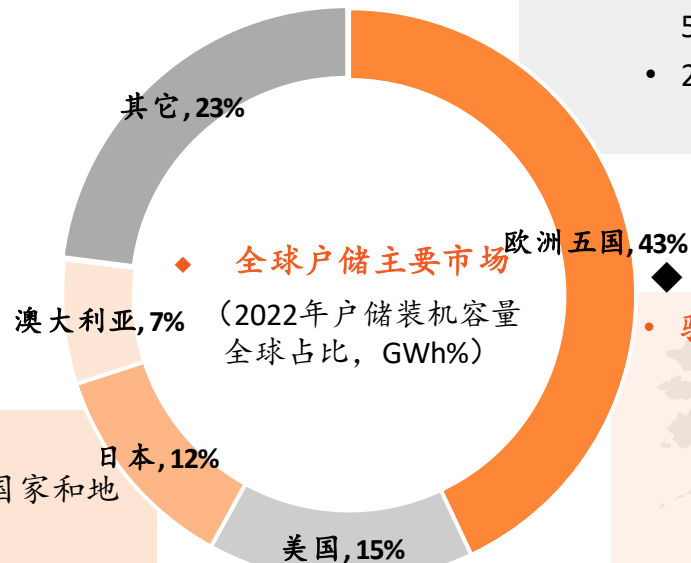
### ◆ 日本

#### • 驱动因素：

- **经济性：**光伏FIT退出产生配储需求；国家和地方提供丰厚补贴
- **稳定性：**地质和气候灾害频发，存在备电需求

#### • 市场空间（日本经济产业省测算）：

- 2025年达**1.9GWh**（2020-2025 CAGR 13.7%）；
- 2025年户储累计装机11GWh



### ◆ 欧洲

#### • 驱动因素：

- **经济性：**居民电价居高不下；“净计费”政策主导；部分国家提供补贴支持

#### • 市场空间（平安测算）：

- 2025年达**27.9GWh**（2022-2025 CAGR 58.6%）；
- 2025年户储累计装机72.4GWh

### ◆ 美国

#### • 驱动因素：

- **经济性：**电价和用电量较高；“净计量”逐步退出；联邦及地方补贴
- **稳定性：**电网老旧+极端天气，预防停电事故的需求

#### • 市场空间（平安测算）：

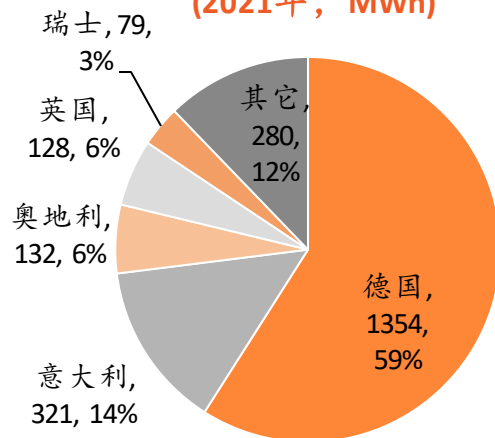
- 2025年达**13.3GWh**（2022-2025 CAGR 122.8%）；
- 2025年户储累计装机28.3GWh



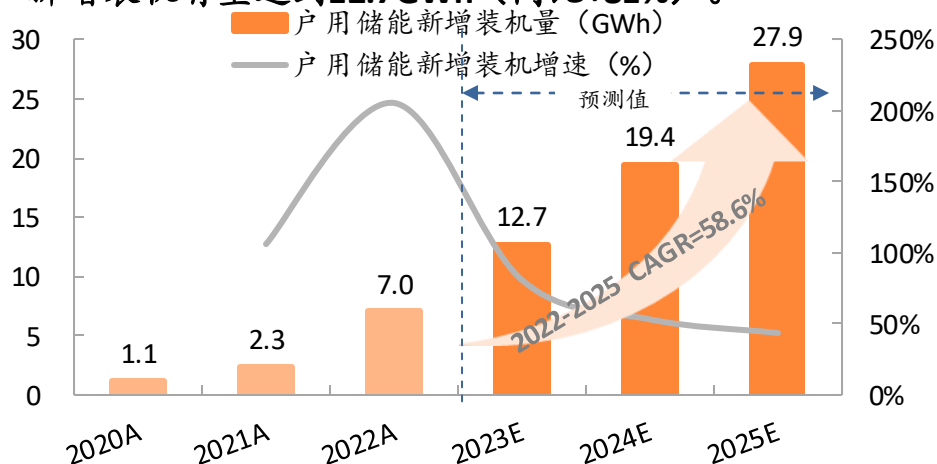
### 3.2 欧洲市场|欧洲户储市场崛起，预计2025年累计装机34GWh

- 欧洲户储市场持续高增，德国是装机主力。根据SPE数据，2021年欧洲户储新增装机2.29GWh，同比增长107%，2016-2021年复合增速62%。区域结构来看，德国是欧洲户储装机主力，2021年新增装机1.35GWh，占全欧的59%；德、意、奥、英、瑞五国占据2021年全欧88%的市场份额。根据CESA，2022年上述五国新增装机共计6.45GWh，若按照上述五国占欧洲市场仍为88%的比例估计，2022年欧洲户储新增装机量约为7.33GWh。我们保守取新增装机7GWh，则同比增长约205%。
- 未来，欧洲户储市场需求增速存在不确定性。2023年以来，天然气价格已显著回落，但德、意等主要市场居民电价仍在0.4欧元/kWh以上，户储经济性仍有支撑。未来欧洲气价向居民电价的传导程度尚不明确，导致欧洲户储市场未来的增速存在不确定性；但欧洲户储仍有广阔的渗透空间，且用户侧消费习惯、各地补贴等因素仍有望推动这一市场增长。我们测算，2023年欧洲户储

◆ 德国是欧洲户储装机主力 (2021年，MWh)



◆ 欧洲户储市场空间广阔  
新增装机有望达到12.7GWh (同比+81%)。



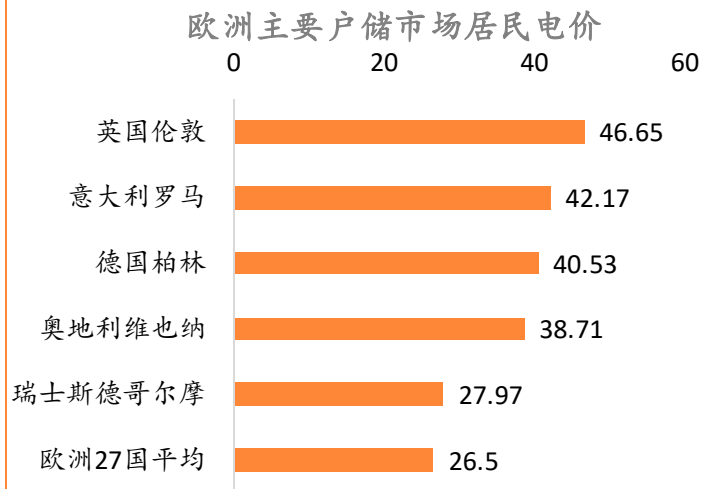
资料来源：SolarPower Europe，IEA，平安证券研究所测算

◆ 欧洲户储市场空间测算

	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
户用光伏新增装机量 (GW)	6.40	8.60	12.60	11.90	12.70	13.20
新增户用光伏配储比例 (功率占比%)	10%	12%	20%	25%	30%	35%
配储时长/h	1.40	1.60	1.80	2.00	2.10	2.20
新增户用光伏配储装机量 (GWh)	0.90	1.65	4.54	5.95	8.00	10.16
户用光伏装机总量 (GW)	34.90	43.50	56.10	67.90	80.70	93.90
存量户用光伏新装储能比率	0.5%	1.2%	3.1%	6.0%	8.0%	10.0%
存量户用光伏配储装机量 (GWh)	0.21	0.64	2.46	6.72	11.42	17.75
户用储能新增装机量 (GWh)	1.11	2.29	7.00	12.67	19.43	27.92
户用储能新增装机增速 (%)		106.9%	205.1%	81.0%	53.3%	43.7%
户用储能累计装机量 (GWh)	3.11	5.40	12.40	25.07	44.50	72.41

## 3.2 欧洲市场 | 驱动因素：高电价、净计费、政策补贴

### 一、电价居高不下



(单位：欧分/kWh，2023年4月数据)

- 欧洲**家庭用户电价显著高于户用光储度电成本**，形成装机动力。
- 家庭用户电价包含较高的**税收、输配电费用等**，欧洲家庭电价长期居高不下。
- 2023年以来，天然气价格已显著回落，但3个主要市场居民电价仍在0.4欧元/kWh以上，户储仍有优良经济性。

### 二、余电上网“净计费”

#### 净计量 (Net-metering)

- 用户并网电量可抵消用电量，只为“净”用电付费，相当于以用电电价向电网售电。
- 用户不匹配需求的发电量“存储”在电网侧，用户自身配储动力弱。

#### 净计费 (Net-billing)

- 用户未使用电量以上网电价 (FiT/FiP/市场电价) 并网，通常低于用电电价。
- 用户需配置储能系统，提高“自发自用”比例。

- “净计量”和“净计费”是户用光伏并网补偿的两种主要方式，**“净计费”是户储实现经济性的基础**。
- 目前欧洲户储主要市场**德、意、英、奥**等均采用**净计费**政策，用户需配置储能系统，提高光伏“自发自用”比例。
- 采用净计量的国家中，波兰、比利时、荷兰已有退出安排。

### 三、各国提供政策补贴

国家	补贴政策
德国	<ul style="list-style-type: none"><li>• 巴伐利亚3kWh光储系统可获500欧元补贴，超过3kWh每kWh补贴100欧元；柏林为每kWh储能系统补贴300欧元（上限15000欧元）。</li></ul>
意大利	<ul style="list-style-type: none"><li>• 2022年，Superbonus 110计划给予房屋翻修最高达110%的税收抵免；后续逐步退坡</li></ul>
希腊	<ul style="list-style-type: none"><li>• 拨款两亿欧元鼓励户用光储系统安装，光伏系统补贴20%-65%的系统价格，最高补贴金额280-1,200欧元；储能系统补贴90%-100%的系统价格，金额600-890欧元</li></ul>

- 各国推出户储投资补贴政策，降低用户初始投资成本。
- 我们测算，与下文中假设的基准情形相比，**光储系统初始投资成本每降低1000欧元，IRR提升1.3-1.8%%，投资回收期减少0.34年**。
- 如上，10kWh储能系统在部分地区可获1000-3000欧元补贴，经济性进一步提升。

### 3.2 欧洲市场|经济性：测算户储投资回收期6.34年，IRR可达13%

- 假设用户采用8kW光伏系统，全年发电量9000kWh；配备5kW/10kWh储能系统；用户全年用电量7000kWh。考虑2022年12月德国推出的增值税抵免（19%）政策，光储系统初始投资成本进一步下降。居民用电价格0.45欧元/kWh（BDEW统计数据），上网电价0.09欧元/kWh（EEG2023标准，2022.7.30后实行）。
- 在上述假设下，户用光储系统的投资回收期为**6.34年**，20年使用周期（第10年再次进行储能电池投资）**IRR为12.8%**，经济性优良。

◆ 欧洲户用光伏及储能系统经济性测算（以德国为例）

	场景1：无光储系统	场景2：户用光伏	场景3：光储系统
光伏系统规格	8kW		
储能系统规格	5kW/10kWh		
光伏系统价格/欧元		12000	12000
储能系统价格/欧元			10000
光储系统总价/欧元		12000	22000
EEG税收抵免金额/欧元		1916	3513
初始投资成本/欧元		10084	18487
全年用电量/kWh	7000	7000	7000
全年发电量/kWh		9000	9000
自用率		25%	65%
电网购电量/kWh	7000	4750	1150
并网电量/kWh	0	6750	3150
用电价格/欧元/kWh	0.45	0.45	0.45
上网电价/欧元/kWh		0.09	0.09
年购电成本/欧元	3150	2137.5	517.5
上网电量回报/欧元	0	607.5	283.5
年用电净成本/欧元	3150	1530	234
与场景1相比节约的电费		1620	2916
投资回收期/年		6.22	6.34
IRR（光伏寿命20年；储能寿命10年*投资2次）		15.1%	12.8%

资料来源：BVES，BDEW，SolarPowerEurope，平安证券研究所测算

### 3.2 欧洲市场|经济性：敏感性分析得知，政策补贴可进一步提升户储经济性

- 政策补贴可以有力提升户储经济性。与基准情形（电价0.45欧元，光储系统成本22000欧元）相比，若系统成本降低1000欧元，则IRR提升1.3%，投资回收期减少0.34年。根据前文提及的政策，10kWh储能系统在部分地区可获得1000-3000欧元的补贴，使户储经济性进一步凸显。
- 电价即使回落，户储仍具备经济性。不考虑补贴等因素，若后续天然气价格下降或电费改革使居民电价回落，在光储系统成本不变的情况下，电费降低到€0.35/kWh时IRR仍有8.6%，投资回收期7.93年，用户仍将具有配储动力。

◆ 德国户用光储系统IRR、投资回收期的敏感性分析

IRR/%	用电价格/欧元/kWh						
	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50	0.55
光储系统成本\欧元	17000	10.2%	12.9%	15.5%	18.0%	20.4% 1.8%	22.8%
	18000	8.7%	11.4%	13.9%	16.3%	18.6% 1.6%	20.9%
	19000	7.4%	10.0%	12.4%	14.7%	16.9% 1.5%	19.1%
	20000	6.1%	8.7%	11.0%	13.3%	15.5% 1.4%	17.5%
	21000	5.0%	7.5%	9.8%	12.0%	14.1% 1.3%	16.1%
	22000	3.9%	6.3%	8.6%	10.8%	12.8% 1.2%	14.8%
	23000	2.8%	5.3%	7.5%	9.6%	11.6% 1.1%	13.6%
	24000	1.8%	4.3%	6.5%	8.6%	10.5% 1.0%	12.4%
	25000	0.9%	3.3%	5.5%	7.6%	9.5%	11.3%

投资回收期/年	用电价格/欧元/kWh						
	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50	0.55
光储系统成本\欧元	17000	7.72	6.62	5.79	5.14	4.63 -0.34	4.20
	18000	8.30	7.11	6.22	5.52	4.97 -0.34	4.52
	19000	8.87	7.60	6.64	5.90	5.31 -0.34	4.83
	20000	9.44	8.09	7.07	6.28	5.65 -0.34	5.14
	21000	10.02	8.58	7.50	6.67	6.00 -0.34	5.45
	22000	10.59	9.07	7.93	7.05	6.34 -0.34	5.76
	23000	11.16	9.56	8.36	7.43	6.68 -0.34	6.07
	24000	11.73	10.05	8.79	7.81	7.03 -0.34	6.39
	25000	12.31	10.54	9.22	8.19	7.37	6.70

资料来源：BVES，BDEW，SolarPowerEurope，平安证券研究所测算

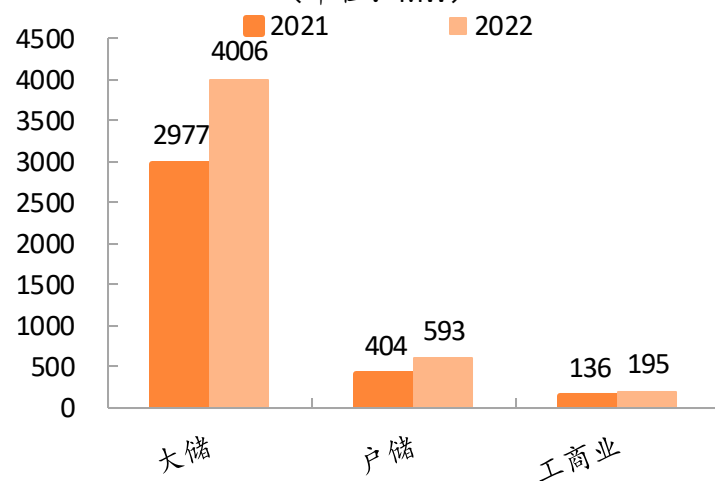
• 红字为保持用电价格0.45欧元/kWh不变时，光储系统成本相差1000欧元的两种情形IRR/投资回收期之差



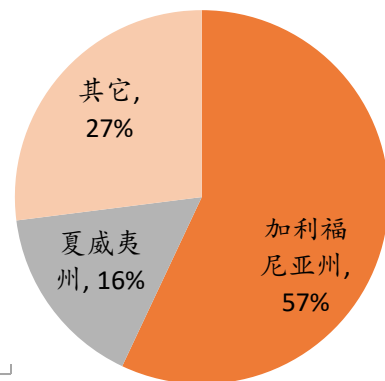
### 3.3 美国市场| 美国户储市场爆发在即，预计2025年累计装机29GWh

- 美国户储装机基数小、高增长，加州为主力。美国是全球主要的储能市场之一，装机以大储为主，户储装机基数较小但增长迅速。根据Wood Mackenzie数据，2022年，美国户储新增装机593MW（同比+46.8%），2017-2022年CAGR达115%；2023年第一季度新增装机155MW/388MWh，功率/容量同比增速分别为7%/36%。地区结构来看，加州是美国户储主力市场，2020年加州户储装机占全国的57%；Wood Mackenzie预计，2027年加州户储装机仍将占到全国的47%。
- 我们测算，2023年美国户储新增装机量有望达到4.4GWh，同比增长205.3%；2025年新增装机量有望达到13.2GWh。

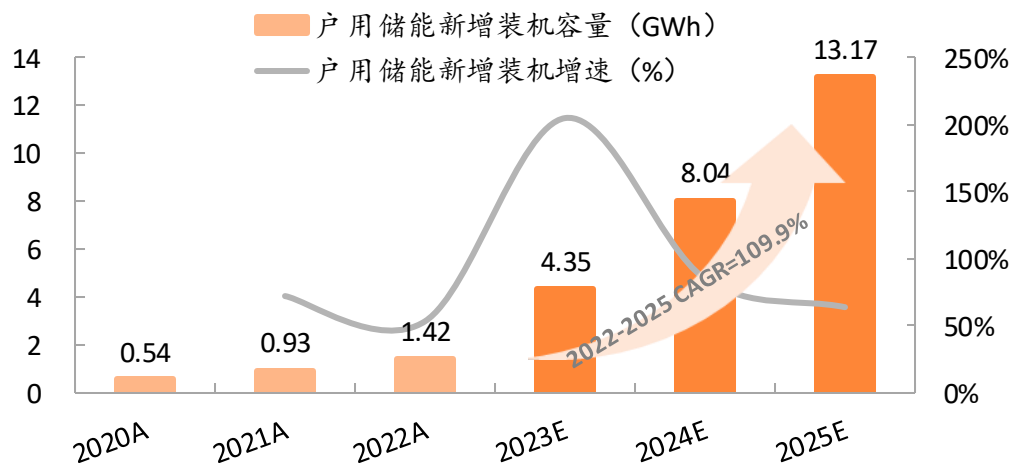
美国储能市场应用分布  
(单位: MW)



美国户储装机区域分布  
(2020, 单位: MW%)



美国户储市场高速增长



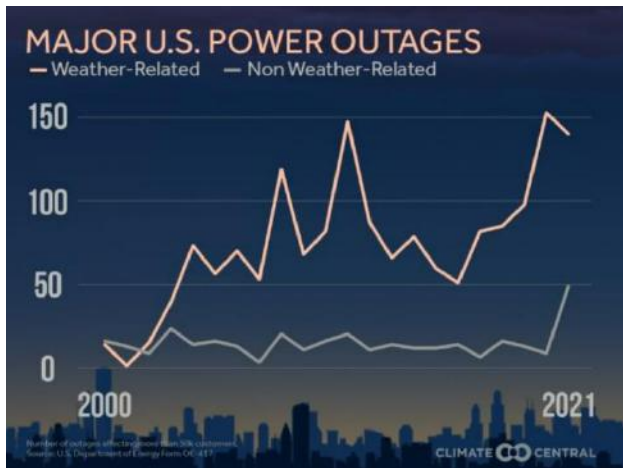
资料来源: Wood Mackenzie, USITC, NREL, Berkeley Lab, 平安证券研究所测算

美国户储市场空间测算

	2020A	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
户用光伏新增装机量 (GW)	3.20	4.20	5.20	6.20	7.30	8.50
新增户用光伏配储率 (%)	6%	7%	8%	12%	18%	25%
配储时长/h	2.30	2.30	2.40	2.50	2.50	2.50
新增户用光伏配储装机功率 (GW)	0.19	0.29	0.42	0.74	1.31	2.13
新增户用光伏配储装机容量 (GWh)	0.44	0.68	1.00	1.86	3.29	5.31
户用光伏装机总量 (GW)	19.00	23.20	28.40	34.60	41.90	50.40
存量户用光伏新装储能比率 (%)	0.3%	0.6%	0.8%	3.5%	5.5%	7.5%
存量户用光伏配储装机功率 (GW)	0.04	0.11	0.18	0.99	1.90	3.14
存量户用光伏配储装机容量 (GWh)	0.10	0.25	0.42	2.49	4.76	7.86
户用储能新增装机功率 (GW)	0.24	0.40	0.59	1.74	3.22	5.27
户用储能新增装机容量 (GWh)	0.54	0.93	1.42	4.35	8.04	13.17
户用储能新增装机增速 (%)		72.1%	53.2%	205.3%	85.1%	63.7%
户用储能累计装机量 (GWh)	1.05	1.98	3.40	7.75	15.79	28.96

### 3.3 美国市场|驱动因素：保障用电、经济性双重因素驱动

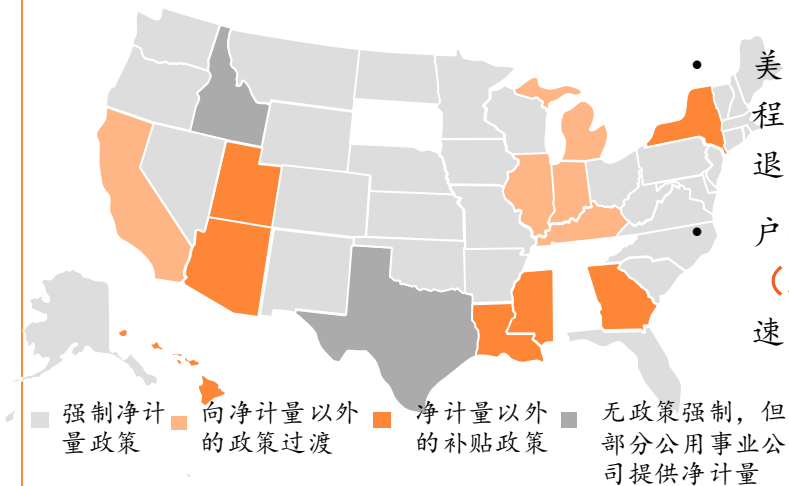
#### 一、断电事故高发



注：纵轴表示影响范围超过5万人的停电事故次数

- 美国电网设施老旧，可靠性不足
- 野火、龙卷风等极端天气现象较从前更为频繁
- 断电事故频发，保障用电成为用户配储的重要诉求

#### 二、“净计量”退出



- 美国大多数州实行不同程度的净计量，但已呈退出趋势
- 户储在净计量退出的州（加州、夏威夷）已迅速发展

#### 三、分时电价机制

加州

- 户用光伏用户强制使用分时电价计划

亚利桑那  
伊利诺伊  
马里兰州  
密西西比州  
纽约州

- 正在推进分时电价计划

其它大部分  
地区

- 公用事业公司提供可选的分时电价计划，用户可根据自身需求选择固定或分时电价购电

- 分时电价是一种可选计划，部分州已开始推广
- 公用事业公司有动力推动分时电价，传导高峰成本和降低调度压力
- 用户可通过储能实现谷价用电，进一步降低用电成本

#### 四、联邦和州补贴

项目	预估成本/美元
PowerWall储能电池	6700
安装成本	2000-4000
运费、组件及其他费用	3000-4000
总装机成本	11700-14700
SGIP抵免	-2700
ITC抵免（30%）	-3510~-4410
抵免后安装总成本	5490-7590

- 2022.8联邦“降低通胀法案”延长ITC期限10年，免税额度提升到30%，允许储能系统独立获得ITC
- 加州现行SGIP政策补贴户储用户200美元/kWh
- EnergySage测算，ITC和SGIP两政策叠加可抵免40-55%的投资成本

资料来源：ClimateCentral，DSIRE，SolarReviews，EnergySage，平安证券研究所

### 3.3 美国市场|经济性：测算SGIP下户储投资回收期7.32年，IRR达10%

- 主要假设：**户用光伏系统平均规模8kW，储能特斯拉Power Wall为主流产品，规格5 kW/13.5 kWh；考虑美国家庭用户全年用电量可达10000kWh（shrinkthatfootprint统计数据），系统自用比例假设略有上升；加州平均日照高峰小时数可达5.38h/日，因此全年发电量更高。无光储系统的家庭用户购电价格为加州平均家庭电价，光储用户可在谷时购电，光伏用户所需购电时段通常为高峰时段，因此购电价格也略微上调。
- 我们测算，存在SGIP补贴的情况下，户用光储系统的投资回收期约7.32年，20年使用周期的IRR为10.0%。

◆ 美国户用光储系统经济性测算（以加州为例）

	场景1: 无光储系统	场景2: 户用光伏 (ITC抵免)	场景3: 光储系统 (ITC+SGIP抵免)
光伏系统规格		8kW	8kW
储能系统规格			5 kW/13.5 kWh
光伏系统价格/美元		20000	20000
储能系统价格/美元			10000
光储系统总价/美元		20000	30000
ITC补贴/美元		-6000	-9000
SGIP补贴/美元		0	2700
初始投资成本/美元		14000	23700
全年用电量/kWh	10000	10000	10000
全年发电量/kWh		11000	11000
自用率		30%	70%
电网购电量/kWh	10000	6700	2300
并网电量/kWh	0	7700	3300
用电价格/美元/kWh	0.35	0.40	0.20
上网电价/美元/kWh	0.06	0.06	0.06
年购电成本/美元	3500	2680	460
上网电量回报/美元	0	462	198
年用电净成本/美元	3500	2218	262
与场景1相比节约的电费		1282	3238
投资回收期/年		10.92	7.32
IRR（光伏寿命20年；储能寿命10年*投资2次）		6.6%	10.0%

资料来源：Berkeley Lab，NREL，Solar reviews，平安证券研究所测算

### 3.3 美国市场|经济性：政策补贴或系统降本可有力提升户储经济性

- 政策补贴可以有力提升户储经济性。与基准情形（电价0.35美元，光储系统成本30000美元）相比，若系统成本降低1000美元，则IRR提升0.47%，投资回收期减少0.22年。

◆ 美国户用光储系统IRR、投资回收期的敏感性分析

IRR/%	用电价格/美元/kWh						
	0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
系统成本\美元	25000	4.8%	7.6%	10.2%	12.6%	15.0%	17.3%
					0.59%		
	26000	4.4%	7.1%	9.7%	12.1%	14.4%	16.6%
					0.56%		
	27000	4.0%	6.7%	9.2%	11.5%	13.7%	15.9%
					0.52%		
	28000	3.6%	6.2%	8.7%	11.0%	13.2%	15.3%
					0.50%		
	29000	3.3%	5.8%	8.2%	10.5%	12.6%	14.7%
					0.47%		
	30000	2.9%	5.5%	7.8%	10.0%	12.1%	14.1%
					0.45%		
	31000	2.6%	5.1%	7.4%	9.6%	11.6%	13.6%
					0.42%		
	32000	2.3%	4.8%	7.0%	9.1%	11.1%	13.1%
					0.40%		
	33000	2.0%	4.4%	6.7%	8.7%	10.7%	12.6%

投资回收期/%	用电价格/美元/kWh						
	0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
系统成本\美元	25000	11.62	9.03	7.38	6.24	5.40	4.77
					-0.22		
	26000	12.03	9.34	7.63	6.45	5.59	4.93
					-0.22		
	27000	12.43	9.65	7.89	6.67	5.78	5.10
					-0.22		
	28000	12.83	9.96	8.14	6.89	5.97	5.26
					-0.22		
	29000	13.23	10.28	8.40	7.10	6.15	5.43
					-0.22		
	30000	13.64	10.59	8.66	7.32	6.34	5.59
					-0.22		
	31000	14.04	10.90	8.91	7.54	6.53	5.76
					-0.22		
	32000	14.44	11.22	9.17	7.75	6.71	5.92
					-0.22		
	33000	14.84	11.53	9.42	7.97	6.90	6.09

资料来源：Berkeley Lab, NREL, Solar reviews, 平安证券研究所测算

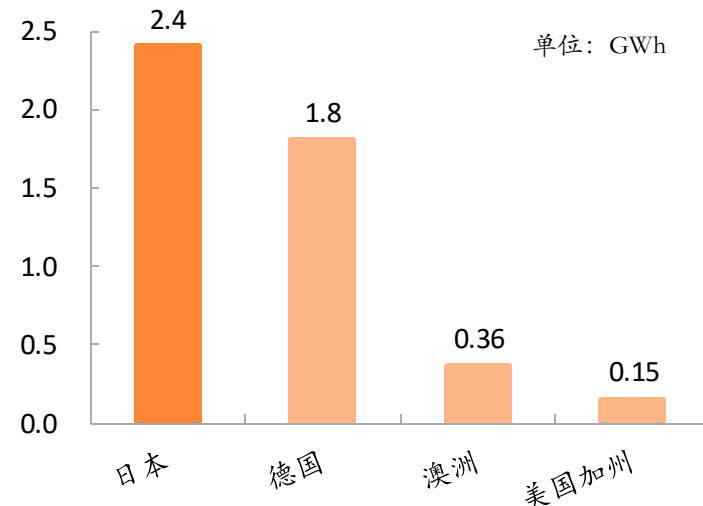
• 红字为保持用电价格0.35美元/kWh不变时，光储系统成本相差1000美元的两种情形IRR/投资回收期之差



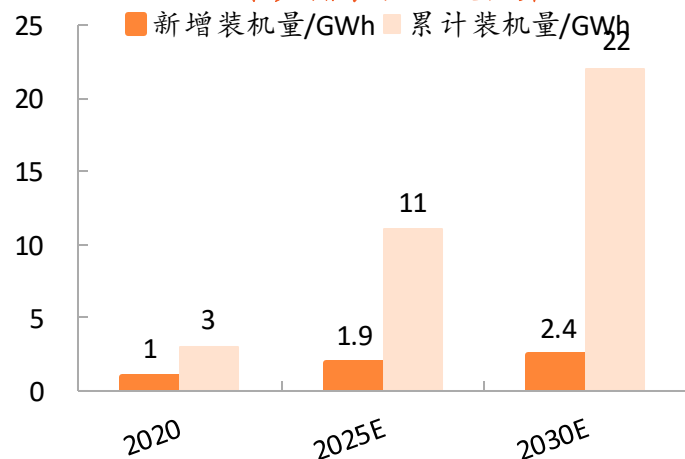
## 其它市场|日本：灾害备电+FiT到期驱动，预计2025年户储累计装机11GWh

- 日本户储起步早，分布式储能是推广重点。日本户储市场起步早，2019年底累计装机2.4GWh，全球居首。2021年日本市场户储系统出货量972MWh（同比+9.8%）；2022年上半年出货513MWh（同比+8.2%），估计全年出货超过1GWh。日本重视用户侧储能发展，一方面由于分布式电源和储能系统抵御灾害保障供电的能力更强，另一方面由于日本地形多山较难发展集中式光伏，户用光伏安装比例较高，户储有渗透空间。
- FiT到期催生户储需求，政策补贴助力户储装机。2009年起，日本通过FiT鼓励用户购置户用光伏。2019年起，FiT逐渐到期，到期后用户向电网售电的单价由42日元/kWh减少到8日元/kWh，减少光伏发电收入11.65万日元/年，因此用户需购置户用储能系统，提高自用比例。同时，国家和地方政策推出强力补贴，助力户储装机。**METI预计，到2025年日本户储市场空间1.9GWh，累计装机将达到11GWh。**

◆ 2019年末，日本户储累计装机全球居首

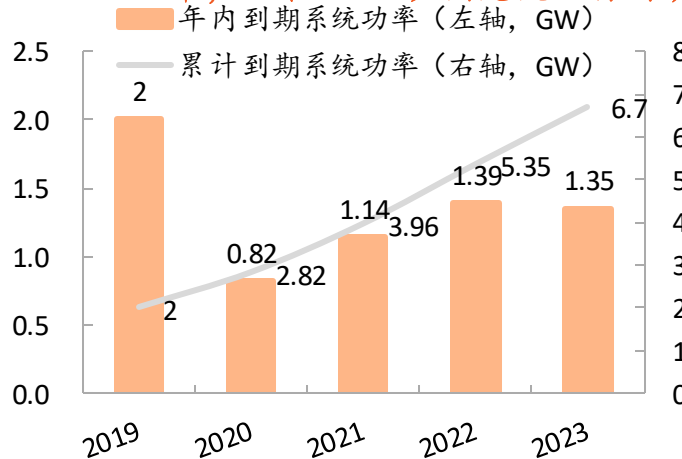


◆ 日本户储装机规模估算



资料来源：METI，JEMA，taiyoko-kakaku，平安证券研究所

◆ 2023年，日本6.7GW户用光伏FiT将到期



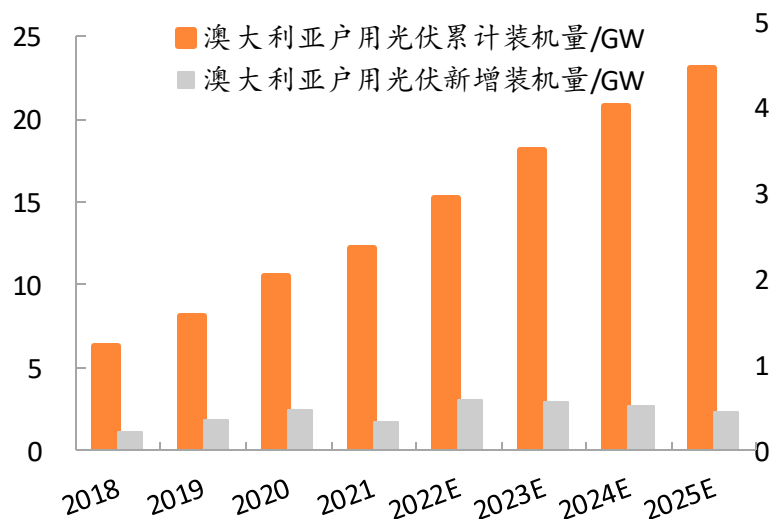
◆ 日本户储鼓励政策

名称	范围	补贴情况
DER赠款	全国	获得该补贴的条件为：必须使用Sii注册设备，且参与VPP（虚拟电厂）示范项目。 补贴标准：2022年3.7万日元（合人民币1800元）/kWh；2021年4万日元/kWh；2020年2万日元/kWh。
家用蓄电池补贴	东京	补贴金额由以下三项中的最低值决定，最高80万日元，限量9000套： 1) 安装价格的1/2；2) 蓄电池容量每千瓦时10万日元；3) 太阳能安装容量每千瓦20万日元。

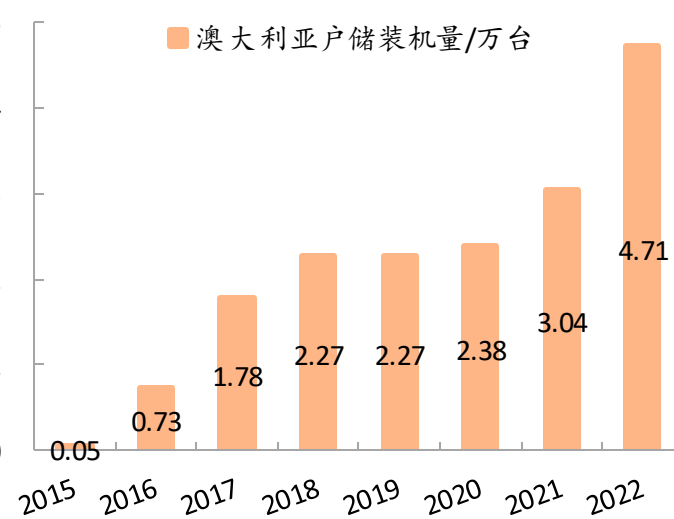
## 其它市场|澳大利亚：户储市场高速增长，补贴和VPP有望推动渗透

- **澳大利亚是户用光伏大国，户储装机亦持续攀升。**澳大利亚住宅屋顶光伏安装率超过32%，截至2021年底，全国户用光伏累计安装量达12.2GW。澳大利亚户用储能装机提速，根据Sunwiz统计，2022年澳大利亚共安装户储系统4.71万套，同比增长55%；户储新增装机容量589MWh，2022年底全国户储累计装机1.92GWh。从配储率来看，2022年新安装的户用光伏系统中，有1/7（约14.3%）配置了储能系统，较2021年1/12（约8.33%）的比例大幅增加，户储渗透率进一步提升。
- **补贴和VPP模式有望驱动用户装机。**澳大利亚为部分住户提供了户用光伏和储能补贴，同时该国部分建筑商、能源零售商正在探索VPP（虚拟电厂）模式，为参与VPP的户储用户提供不同的补贴计划。补贴和VPP收益有望成为户储用户装机推动力。
- **澳大利亚户储渗透空间广阔。**IEA保守预计2025年澳大利亚户用光伏累计装机23.1GW。按照20%比例\*1.5h配储时长粗略估算，2025年澳大利亚户储累计装机有望达6.9GWh。

◆ 2021年澳大利亚户用光伏累计装机12.2GW



◆ 澳大利亚户储装机逐年攀升



◆ 澳大利亚户用光伏、储能鼓励政策

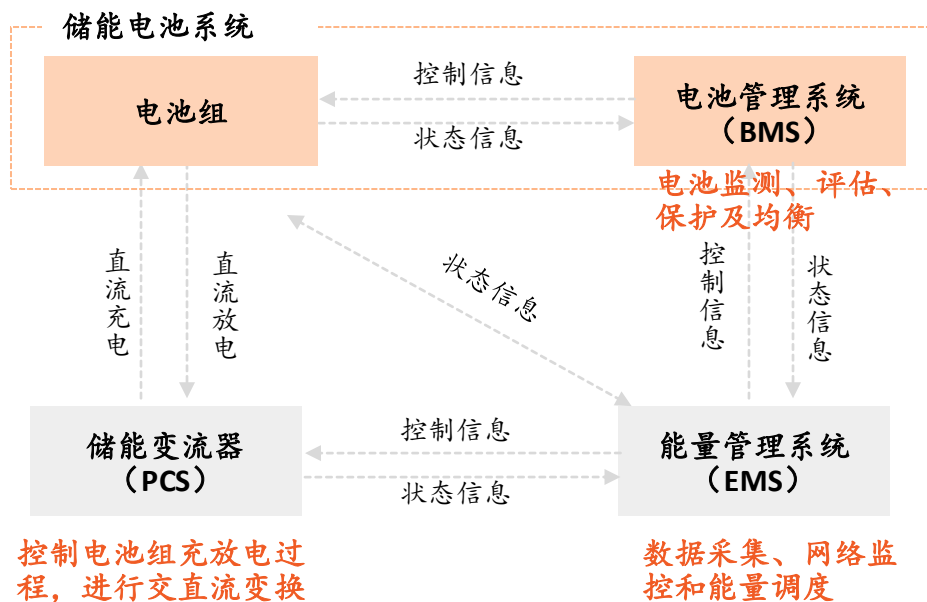
名称	范围	补贴情况
小规模技术证书 (STC)	全国	补贴户用光伏。为100kW以下光伏系统用户提供小规模技术证书 (STC)，在2030年前为每MWh发电量提供约35美元补贴。对于2021年安装的6.6kW户用光伏系统，该补贴金额将达到3000美元以上。
维多利亚州太阳能回款计划	维多利亚州	补贴户用光伏。2018年宣布提供12.4亿美元预算，为新安装的太阳能系统提供高达50%的退款 (Rebate)；同时，用户在户用光伏投资上可获得零息贷款。
南澳大利亚家用电池计划 (HBS)	南澳大利亚州	基于电池存储容量提供补贴 (退款)，每kWh补贴200美元。

资料来源：IEA，Clean Energy Council，Sunwiz，SolarChoice，平安证券研究所

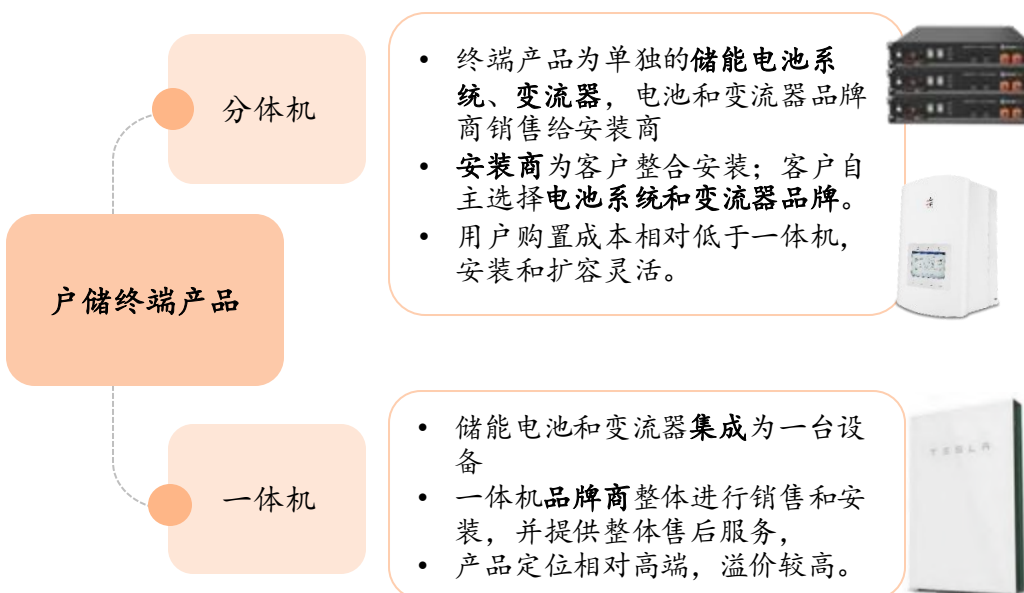
## 产业链|电池和变流器是主要环节，终端产品有分体机/一体机两种模式

- 户储系统主要由**储能电池和变流器**构成，终端产品可为**单独的储能电池系统+变流器**，也可以是**两者的集成**。储能电池和变流器是户储系统的两大主要构成部分，储能电池用于存储电能，而变流器用于电能的转化，供负载使用或并网。根据产品提供的形式，户用储能终端产品可分为**一体机**和**分体机**两种。
- 储能一体机**：储能电池和变流器集成为一台设备，通常由一体机品牌商整体销售安装，产品定位相对高端。
- 分体机**：终端产品为单独的储能电池系统、变流器产品。储能电池系统包括电池组、BMS等部分，不含变流器，通常销售给安装商，由安装商选择适配的变流器为客户安装。用户购置成本相对低于一体机，安装和扩容灵活。

### ◆ 电化学储能系统构成



### ◆ 户储系统终端产品



- 目前，国际主流锂电池企业参与户储赛道的形式主要有三种：

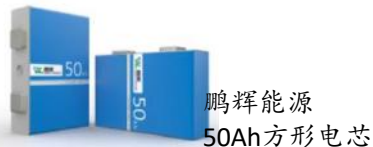
- 1.向集成商提供电芯；
  - 2.向安装商提供电池系统（电池+BMS+冷却系统等）；
  - 3.直接向终端客户提供集成电池与逆变器的储能一体机。
- 后两种模式提供的都是面向消费者的终端产品。

## 电芯

- 仅提供电芯产品，销售给集成厂商
- 在C端无品牌露出



CATL 圆柱电芯

鹏辉能源  
50Ah 方形电芯

松下 圆柱电芯

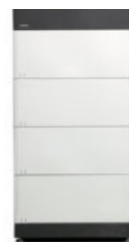
## 电池系统

- 由电芯、BMS、冷却系统、防护外壳等组成，不含变流器
- 面向消费者的产品，有品牌露出，存在品牌溢价
- 主要销售给安装商，安装商购置电池系统与适配的变流器进行安装

LG Energy RESU



Huawei Luna 2000



BYD HVM



PylonTech US3000

## 一体机

- 集成了电池系统和储能变流器
- 面向消费者的产品，存在较高的品牌溢价
- 销售给终端消费者，为其提供一体化的安装和售后服务

Sonnen ECO



Tesla Powerwall 2

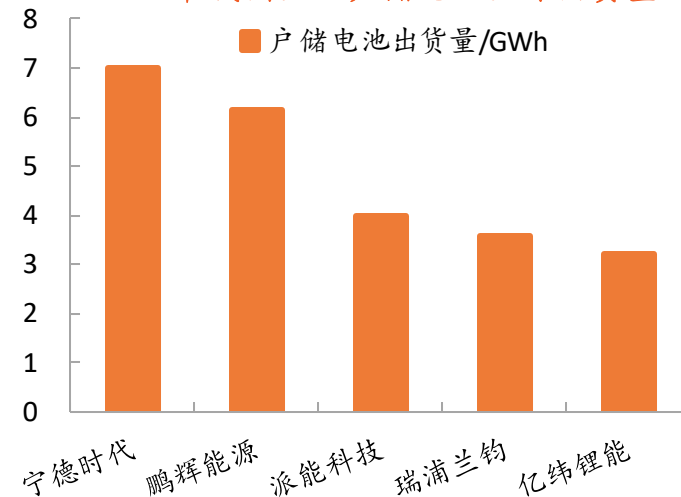




## 产业链|户储系统：竞争格局群雄割据，品牌和渠道构建壁垒

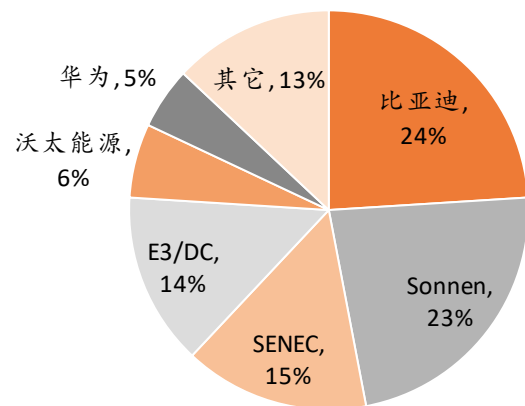
- 国内企业在户储赛道实力强劲。据CNESA统计，2022年我国企业中，全球户储电池出货量前五的企业为宁德时代、鹏辉能源、派能科技、瑞浦兰钧和亿纬锂能，2022年户储电池出货量合计接近24GWh。
- 全球户储市场“群雄割据”，品牌和渠道是重要竞争壁垒。户储系统和变流器产品面向C端消费者，客户群体分散且专业性较低，对终端企业的品牌认知度和服务能力提出了高要求。这使得全球户储市场呈现“群雄割据”局面，不同国家市场的优势品牌各有不同，通常既包括近水楼台的本土企业，如美国Enphase、Tesla、德国Sonnen；也包括在某一个或几个国家长期深耕、建立品牌口碑和服务体系的国内品牌，如派能和比亚迪。品牌形象和渠道布局构成户储企业的关键竞争力，需要高质量产品的保障、以及较长的时间积累。

◆ 2022年我国企业户储电池全球出货量

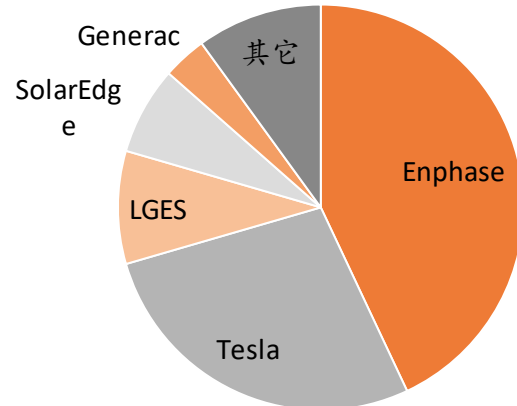


◆ 德国、美国户用储能系统竞争格局

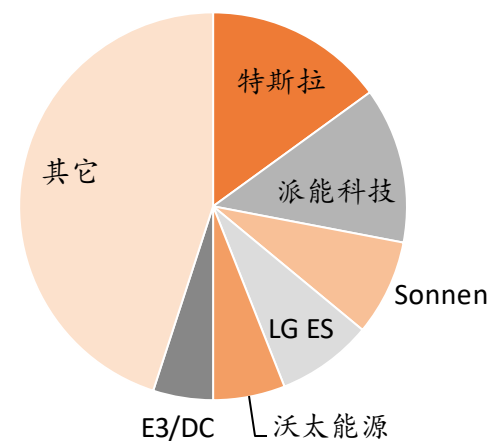
• 德国，2022年



• 美国，2022H2



◆ 2020年全球户储系统竞争格局



资料来源：CNESA，EUPD，SolarEdge，沃太能源，平安证券研究所

### 3.5 产业链|户储电池及系统：国内外企业商业模式侧重点不同

- 国内外企业商业模式侧重点不同。
- 国内参与者电池产业链完备、产品性价比高，但进入海外市场通常需要渠道合作等形式，商业模式以提供电芯和电池系统为主；
- 海外参与者接近终端市场、品牌认知度和服务能力较强，商业模式以电池系统和一体机为主。

◆ 全球户储市场主要参与者

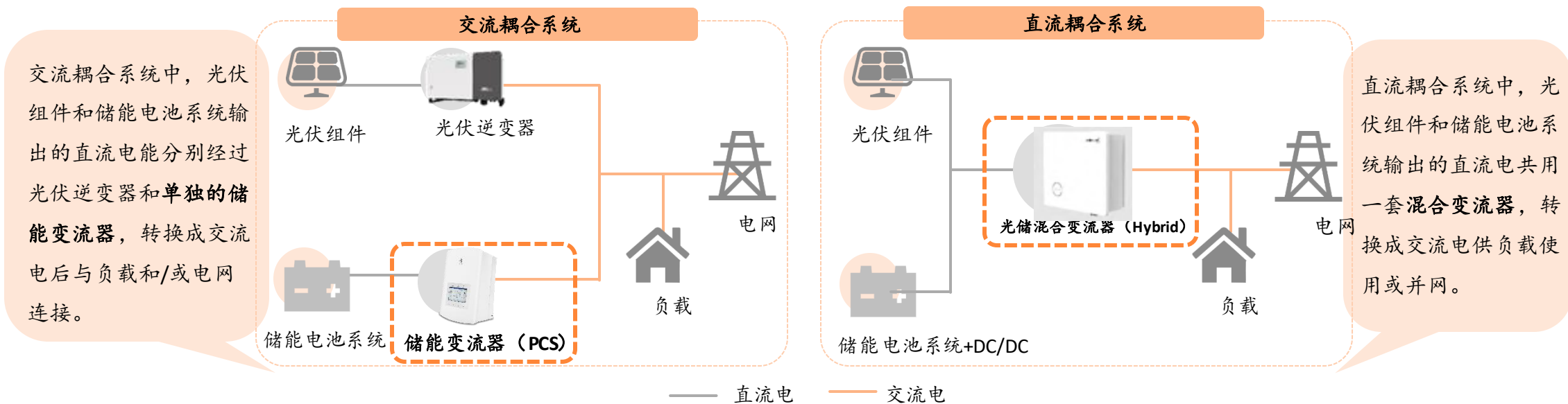
公司	国别	商业模式	具体描述
派能科技	中国	电池系统	公司主要产品为储能电池系统，与各大品牌变流器适配性好，在欧洲市场已具备一定的市场地位。
鹏辉能源	中国	电芯	公司户储电池产品以电芯为主，主要销往欧洲、澳洲，并尝试进入北美市场；客户包括阳光电源、艾罗、三晶，RCT，德业股份、正浩、公牛等。
宁德时代	中国	电芯	公司具备户储电芯和电池系统产品，户储产品模式以电芯为主。
比亚迪	中国	电池系统、一体机	公司户储产品包括一体机Energy Pod、电池系统HVM等，产品在德国市场已占有一席之地，2020年公司户储产品在德国的市占率达19%，仅次于龙头Sonnen。
特斯拉	美国	一体机	特斯拉一体机Powerwall在美国具有极高的市占率和知名度，使用与松下联合开发的21700三元锂电池。
Sonnen	德国	一体机	德国户储系统龙头，也是欧洲最大的户储企业，2020年德国市占率21%。其户储一体机产品Sonnen ECO使用派能或索尼的磷酸铁锂电池模组。
LG	韩国	电池系统、一体机	国际领先的电池企业，户储电池系统在美国等市场有一定市占率。LG户储电池系统RESU采用三元锂电池，具有48V低压产品和400V高压产品。LGES于2023年1月推出户储产品Prime+，产品为一一体机，面向北美市场。
松下	日本	电芯、一体机	松下是特斯拉的电芯供应商，2019年推出了家储一体机产品EverVolt，主要在北美市场销售。

资料来源：Clean Energy Reviews，各公司公告、官网，平安证券研究所

## 产业链|户储变流器：面向终端用户，可分为储能变流器和光储混合变流器

- 储能变流器是储能系统与电网、负荷之间进行交直流变换的器件，有单独的储能变流器（PCS）和光储混合变流器（Hybrid）两大类型。单储能变流器用于交流耦合系统，混合变流器用于直流耦合系统。目前，国内厂商用于户储的变流器产品以单储能变流器为主，布局并推广高功率混合变流器产品。
- 储能变流器主要作为终端产品销售，具有品牌溢价。在终端分体安装的场景下，储能变流器（单储能或光储混合）是面向终端客户的产品，存在品牌溢价和客户认知。

### ◆ 储能变流器在户用光储系统中的位置



### 3.5 产业链|户储变流器：主要参与者及其商业模式

- **国内外主要参与者多为光伏逆变器企业。**储能变流器技术、产线和供应链与光伏逆变器共通，且销售渠道高度重合，因此主要参与者多为光伏逆变器厂商。储能业务对相关公司营收贡献比例通常并不高，低于光伏占比，但毛利率表现更好。
- **商业模式：**户储变流器赛道主要参与者大多已有户用光伏逆变器海外渠道与品牌认知积累，凭借技术、渠道、品牌，以及对海外不同地区电网的理解，打造自身竞争力。在推广储能变流器产品的同时，部分厂商寻求向下一体化，提供户储一体机或与自身变流器适配的储能电池系统，为客户提供完整的户储解决方案。

◆ 主要户储变流器企业产品布局

公司	国别	产品布局
阳光电源	中国	光伏逆变器（大型/工商业/家用）；混合变流器；储能电池系统（采用三星SDI电芯）
华为	中国	光伏组串式逆变器、优化器、储能变流器、混合变流器、电池系统
古瑞瓦特	中国	产品包括户用光伏逆变器、储能变流器，户储变流器市占率全球领先（2021年13.8%居首位）
德业股份	中国	户用储能变流器、光伏微逆和组串式逆变器
固德威	中国	光伏组串式逆变器、户用储能变流器、混合变流器（全球首先推出混合变流器的公司之一）、储能电池系统
锦浪科技	中国	光伏组串式逆变器、户用储能变流器
SMA	德国	欧洲领先的光伏逆变器（组串式）公司，有混合变流器和储能变流器产品
Fronius	奥地利	欧洲高端光伏逆变器（组串式）厂商，有三相混合变流器产品
Enphase	美国	光伏微型逆变器全球龙头；开发了与自身微逆产品适配的储能一体机
SolarEdge	以色列	光伏组串式逆变器、优化器；储能变流器（系特斯拉Powerwall2015-2021年主要供应商）、混合变流器；后推出自有储能电池系统Energy Bank

资料来源：Clean Energy Reviews，各公司公告、官网，平安证券研究所





# CONTENT 目录

- ① 一、储能：新型电力系统的“蓄水池”

---
- ② 二、大储：增长确定性强，技术百花齐放

---
- ③ 三、户储：toC优质赛道，渗透空间广阔

---
- ④ 四、工商业储能：经济性强驱动，市场爆发元年

---
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

---

## 工商业储能安装于工商业用户侧，产品形态以机柜为主

- **工商业储能是指安装于工商业用户侧的储能系统，为用户节约用电成本、提升用电稳定性。**工商业储能安装于用户侧，在电力系统中可以提供需求侧响应功能，平滑负荷，提高电力系统的稳定性。对于用户而言，在分时电价机制下，工商业储能系统可以通过“峰谷套利”，即谷时充电、峰时用电，帮助用户节省电费支出；同时，工商业储能系统可以起到不间断供电、应急供电的作用，提升用电稳定性。经济性和用电稳定性构成用户购置工商业储能系统的主要动力。
- **从产品形态来看，工商业储能产品通常为百千瓦时级的户外机柜，采用模块化设计。**工商业储能电站规模通常在数百千瓦时~数兆瓦时不等，较电力储能（大储）更为轻量级。因此，各主要参与者的工商业储能产品多为单体几百kWh的户外机柜（MWh级项目则采用大储集装箱），产品集成度较高，采用模块化设计，便于安装与扩容。

### ◆ 工商业储能机柜典型产品图例



- 宁德时代EnerOne
- 标称电量372.7kWh



- 海博思创HyperL2系列
- 标称电量232.9-372.7kWh



- 阳光电源PowerStack
- 标称电量537kWh

### ◆ 部分企业采用MWh级产品供给（大型）工商业客户



- Tesla Megapack
- 标称电量3000kWh



- 比亚迪CS40HN系列
- 标称电量1958-2448kWh

## 4.1 驱动因素：政策推动，经济性显现，2023年或将成为国内工商业储能元年

- 国内工商业储能主要获益模式为利用分时电价进行充放电套利。工商业用户是我国电力消耗的主力，根据国家统计局数据，2022年全国工业用电量5600TWh，占全社会用电量的64.8%。在分时电价机制下，工商业储能系统可通过谷时充电、峰时用电，为用户节省电费支出。政策推动国内工商业分时电价机制完善、电价市场化程度持续提升，峰谷价差拉大，推动工商业储能经济性显现。此外，高温限电带来的备电需求，以及分布式光伏装机的持续推进，也有望进一步推动工商业储能渗透，国内工商业储能行业有望“从0到1”迅速发展，潜力充足。
- 目前，全国已有多地推出了分时电价方案，峰谷价差逐步拉大，东部和中部高用电量地区尤为明显，工商业用户侧储能在浙江、海南、广东（部分区域）、上海、湖北等多个省份可实现优良经济性，见后文测算。

### ◆ 政策推动工商业峰谷电价差增大

时间	政策名称	规定内容
2021年7月	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方，峰谷电价价差原则上不低于4:1；其他地方原则上不低于3:1，并建立尖峰电价机制，鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。
2021年10月	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	确定燃煤电量全部进入电力市场，取消工商业目录电价，推动工商业用户全部进入电力市场，按市场电价购电；暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。
2023年1月	《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》	鼓励支持10千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，逐步缩小代理购电用户范围。随着工商业用电市场化程度提高，用户侧峰谷价差有望进一步拉大，激励用户侧储能的配置和灵活应用。

资料来源：政府官网，平安证券研究所

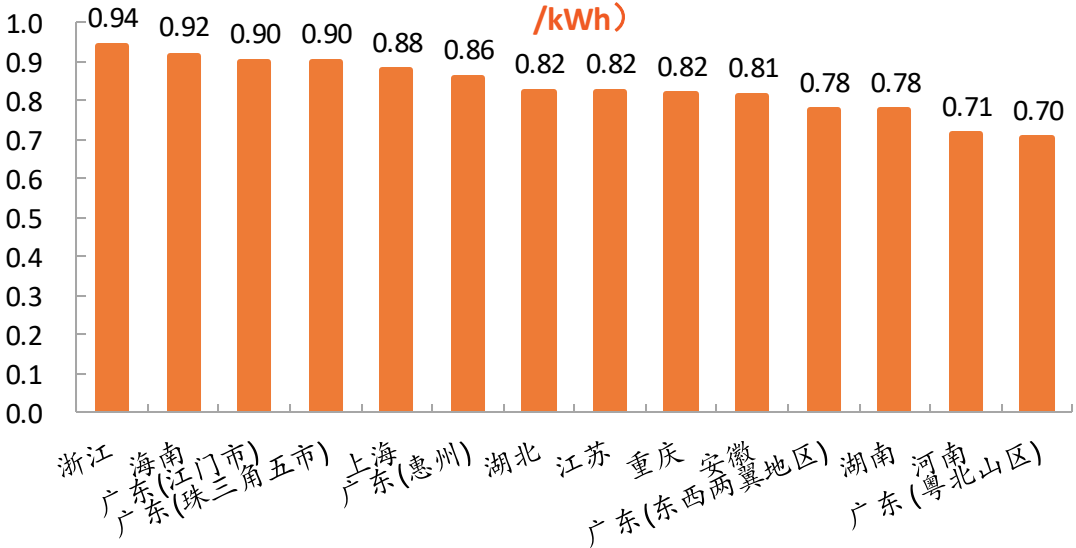
## 4.2 经济性测算：“一充一放”情况下，工商业储能IRR可达9%

- 经济性测算：在每日单次充放情形下，工商业储能项目投资IRR可达9%。由于工商业储能项目规模大小不一，我们采用单kWh容量投资和预期收益对工商业储能IRR进行了测算。考虑原料价格下降和工商业储能规模增加带来的降本作用，我们假设单Wh投资金额为1.5元。
- 我们测算，在峰谷价差0.7元时，工商业储能项目IRR为9.1%，静态投资回收期9.59年。基于右表假设测算可得，东部几个重点省份，工商业储能项目一充一放IRR理论可达11%以上。

◆ 工商业储能经济性计算情况（一充一放）

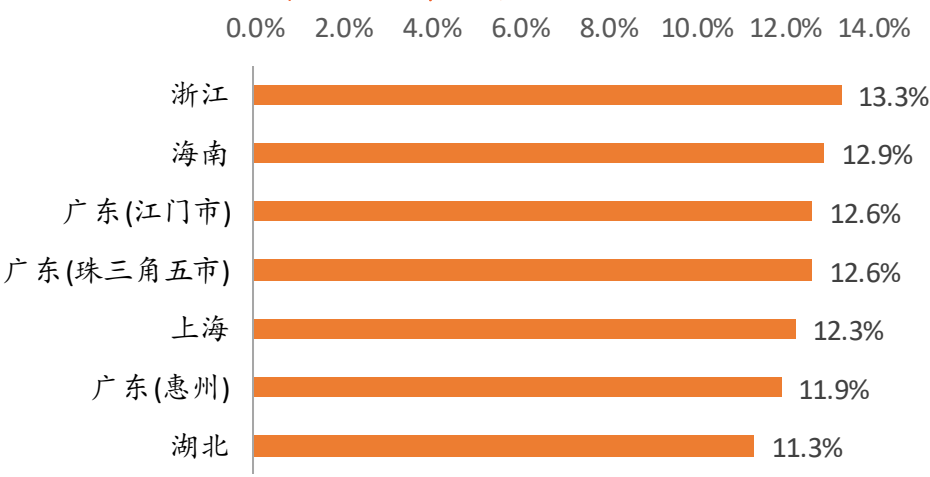
	项目	数值
假设	每kWh容量初始投资（元/kWh）	1500
	充放电深度（%）	80%
	循环次数（次）	8000
	单日等效充放价差（元/kWh）	0.7
	收入分享比例/%	90%
	年运行天数/天	330
	运行年限/年	24
	运维成本占收益的比例（%）	6.00%
	全年净现金流（元/kWh）	156.34
结果	IRR/%	9.1%
	静态投资回收期/年	9.59

◆ 2022年各地等效充放电价差（一次充放电，元/kWh）



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所测算

◆ 主要地区工商业储能（一充一放）理论IRR%



注：由于部分地区尖峰时段仅1h，而储能配置为2-3h，“2022年各地等效充放电价差”为加权平均值，由“储能与电力市场”计算。



## 4.2 工商业储能“一充一放”敏感性分析

- 敏感性分析：“一充一放”初具经济性，但投资回收期较长。若储能系统成本下降、或充放电价差增加，工商业储能经济性可得到提升，投资回收期大幅缩短。
- 我们测算，在一充一放情形下，与基准假设（充放价差0.70元/Wh，单位初始投资1500元/kWh）相比，若充放电价差增加0.1元，则投资回报率提升1.8个百分点，静态投资回收期减少1.2年；储能系统单位初始投资下降0.1元/Wh，则投资回报率提升约0.9个百分点，静态投资回收期减少0.64年。

### ◆ 工商业储能一充一放IRR敏感性分析

IRR/%		充放价差（元/kWh）									
		0.50	0.55	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95
单位初始投资（元/kWh）	1300	6.8%	7.9%	9.0%	10.0%	11.1%	12.0%	13.0%	14.0%	14.9%	15.8%
	1400	6.0%	7.1%	8.1%	9.1%	10.0%	11.0%	11.9%	12.8%	13.7%	14.6%
	1500	5.3%	6.3%	7.3%	8.2%	9.1%	10.0%	10.9%	11.8%	12.6%	13.5%
	1600	4.6%	5.6%	6.5%	7.5%	8.3%	9.2%	10.0%	10.9%	11.7%	12.5%
	1700	4.0%	5.0%	5.9%	6.8%	7.6%	8.4%	9.3%	10.0%	10.8%	11.6%
	1800	3.5%	4.4%	5.3%	6.1%	7.0%	7.8%	8.5%	9.3%	10.0%	10.8%
	1900	3.0%	3.9%	4.7%	5.6%	6.4%	7.1%	7.9%	8.6%	9.3%	10.0%
	2000	2.5%	3.4%	4.2%	5.0%	5.8%	6.5%	7.3%	8.0%	8.7%	9.4%

### ◆ 工商业储能一充一放静态投资回收期敏感性分析

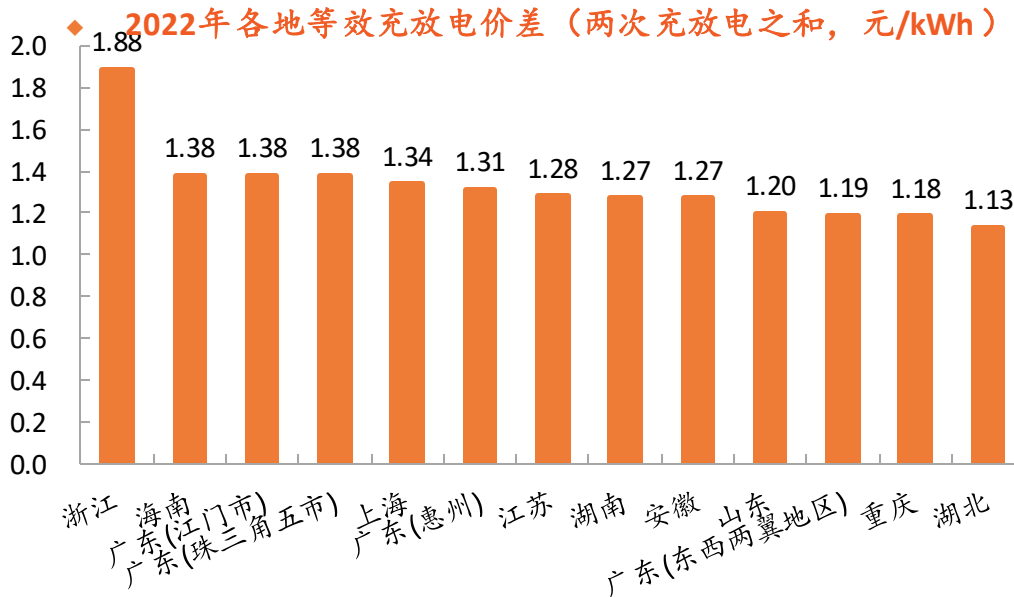
静态投资 回收期/年		充放价差（元/kWh）									
		0.50	0.55	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85	0.90	0.95
单位初始 投资（元 /kWh）	1300	11.64	10.58	9.70	8.95	8.32 <small>-0.64</small>	7.76	7.28	6.85	6.47	6.13
	1400	12.54	11.40	10.45	9.64	8.95 <small>-0.64</small>	8.36	7.84	7.37	6.96	6.60
	1500	13.43	12.21	11.19	10.33	9.59 <small>-0.74</small>	8.95	8.40	7.90	7.46	7.07
	1600	14.33	13.03	11.94	11.02	10.23 <small>-0.64</small>	9.55	8.95	8.43	7.96	7.54
	1700	15.22	13.84	12.69	11.71	10.87 <small>-0.64</small>	10.15	9.51	8.95	8.46	8.01
	1800	16.12	14.65	13.43	12.40	11.51 <small>-0.64</small>	10.75	10.07	9.48	8.95	8.48
	1900	17.01	15.47	14.18	13.09	12.15 <small>-0.64</small>	11.34	10.63	10.01	9.45	8.95
	2000	17.91	16.28	14.92	13.78	12.79 <small>-0.64</small>	11.94	11.19	10.54	9.95	9.43

资料来源：平安证券研究所测算

• 红字为保持一项关键假设（单位初始投资或充放价差）不变时，按照固定步长改变另一个变量后，两种情形IRR/投资回收期之差

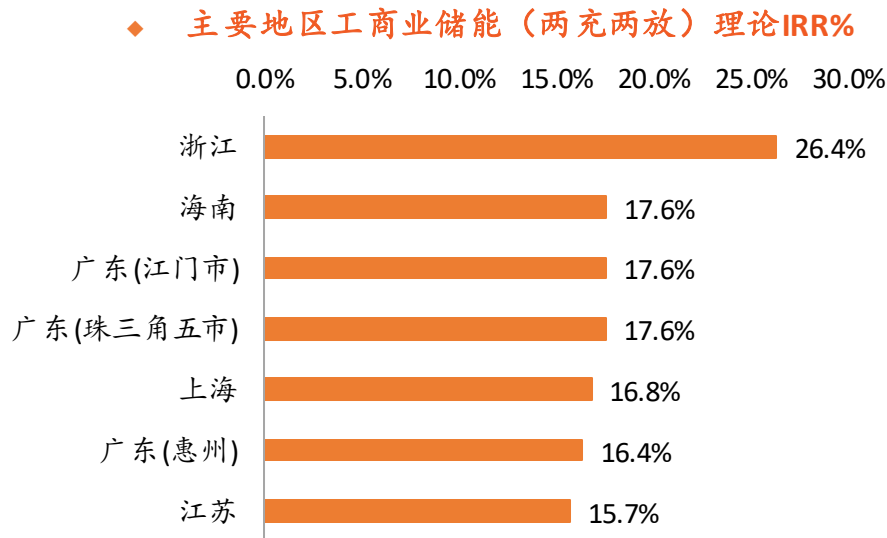
## 4.2 经济性测算：允许“两充两放”的地区，工商业储能IRR可达16%

- **经济性测算：**在允许两充两放的地区，工商业储能项目投资IRR可达**16%**。部分地区的峰谷时段安排中，可能存在2个峰段（尖峰或高峰），2h工商业储能系统可以在单日进行两个充放电循环，进一步提高工商业储能回报率。
- 我们测算，在每日充放价差和为1.3元时，工商业储能项目IRR为16.1%，静态投资回收期5.17年。基于右表假设测算可得，东部几个重点省份，工商业储能项目IRR理论均在15%以上；浙江工商业储能回报率突出，可达26.4%，静态投资回收期仅3.57年，经济性优异。



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所测算

◆ 工商业储能经济性计算情况（两充两放）	
项目	数值
每kWh容量初始投资（元/kWh）	1500
充放电深度（%）	80%
循环次数（次）	8000
假设	
单日等效充放价差（元/kWh）	1.3
收入分享比例/%	90%
年运行天数/天	330
运行年限/年	12
运维成本占收益的比例（%）	6.00%
全年净现金流（元/kWh）	290.35
结果	
IRR/%	16.1%
静态投资回收期/年	5.17



注：由于两次充放价差可能不一（例如，由于峰谷时段安排，两次充放分别为峰-谷、峰-平），“2022年各地等效充放电价差”为加权平均值，由“储能与电力市场”计算。

## 4.2 工商业储能“两充两放”敏感性分析

- 敏感性分析：两充两放经济性优良，储能系统成本下降和充放电价差增加可进一步提升经济性。
- 我们测算，在两充两放情形下，与基准假设（充放价差1.30元/Wh，单位初始投资1500元/kWh）相比，若单日充放价差增加0.1元，则投资回报率提升1.8个百分点，静态投资回收期减少0.37年；储能系统单位初始投资下降0.1元/Wh，则投资回报率提升1.7个百分点，静态投资回收期减少0.34年。

### ◆ 工商业储能两充两放IRR敏感性分析

IRR/%		充放价差（元/kWh）								
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
单位初始 投资（元/kWh）	1300	15.6%	17.7%	19.8% 1.9%	21.8%	23.8%	25.7%	27.6%	29.5%	31.4%
	1400	13.8%	15.9%	17.8% 1.7%	19.8%	21.7%	23.5%	25.3%	27.1%	28.9%
	1500	12.3% 1.9%	14.3% 1.9%	16.1% 1.5% 1.8%	18.0% 1.8%	19.8% 1.8%	21.5% 1.7%	23.3% 1.7%	25.0% 1.7%	26.6%
	1600	10.9%	12.8%	14.6% 1.4%	16.4%	18.1%	19.8%	21.4%	23.0%	24.6%
	1700	9.7%	11.5%	13.2% 1.3%	14.9%	16.6%	18.2%	19.8%	21.3%	22.8%
	1800	8.5%	10.3%	12.0% 1.1%	13.6%	15.2%	16.8%	18.3%	19.8%	21.2%
	1900	7.5%	9.2%	10.8% 1.1%	12.4%	14.0%	15.5%	16.9%	18.4%	19.8%
	2000	6.5%	8.2%	9.8%	11.3%	12.8%	14.3%	15.7%	17.1%	18.4%

### ◆ 工商业储能两充两放静态投资回收期敏感性分析

静态投资 回收期/年		充放价差（元/kwh）								
		1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9
单位初始 投资（元/kwh）	1300	5.29	4.85	4.48	4.16	3.88	3.64	3.42	3.23	3.06
	1400	5.70	5.22	4.82	4.48	4.18	3.92	3.69	3.48	3.30
	1500	6.11	5.60	5.17	4.80	4.48	4.20	3.95	3.73	3.53
	1600	6.51	5.97	5.51	5.12	4.78	4.48	4.21	3.98	3.77
	1700	6.92	6.34	5.86	5.44	5.07	4.76	4.48	4.23	4.01
	1800	7.33	6.72	6.20	5.76	5.37	5.04	4.74	4.48	4.24
	1900	7.73	7.09	6.54	6.08	5.67	5.32	5.00	4.73	4.48
	2000	8.14	7.46	6.89	6.40	5.97	5.60	5.27	4.97	4.71

资料来源：平安证券研究所测算

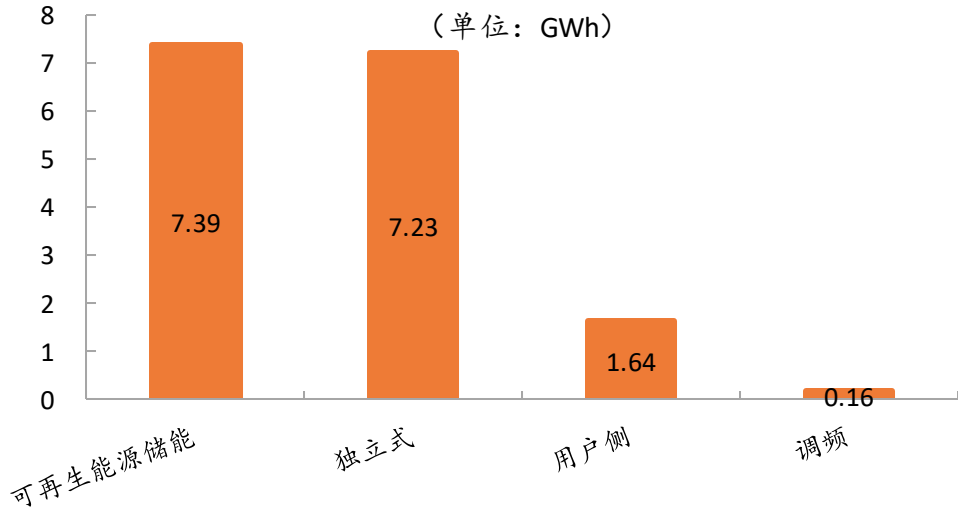
• 红字为保持一项关键假设（单位初始投资或充放价差）不变时，按照固定步长改变另一个变量后，两种情形IRR/投资回收期之差

4.3

国内市场：工商业储能有望“从0到1”，预测2023年市场空间7.3GWh

- 2022年，我国工商业储能新增装机规模约1.6GWh。我国储能装机以大储为主，2022年用户侧储能容量1.64GWh（含3个10小时铅炭储能项目），占全年新增装机的10%。我国居民电价相对较低，户用储能安装动力不大，因此用户侧储能基本为工商业储能。
- 我们预测，2023年全国工商业储能市场空间有望达到7.3GWh。工商业储能主要驱动因素为峰谷套利经济性，以及部分工商业业主使用绿电、保障用电的需求，其市场空间与工商业光伏装机挂钩程度不大，空间难以估计，业内也少有共识。我们认为，工商业储能峰谷套利，本质来源于风光发电比例增加后产生的系统灵活性需求。我们采用全国工业用电总量和风光发电占比，近似估计了工业用电量中由风光提供的部分电量。这部分电量存在一定的波动性和非均匀性，是产生峰谷电价的根源之一。
- 《“十四五”现代能源体系规划》要求，力争到2025年，电力需求侧响应能力达到最大负荷的3%~5%。我们假设2023-2025年工商业储能提供的响应能力分别为0.7%/1.6%/3.0%，则对应的**新增装机将分别达到7.3/14.6/26.1GWh**，国内工商业储能有望“从0到1”快速发展。

◆ 2022年国内用户侧储能项目投运容量1.64GWh



资料来源：储能与电力市场，平安证券研究所测算

◆ 国内工商业储能市场空间估计

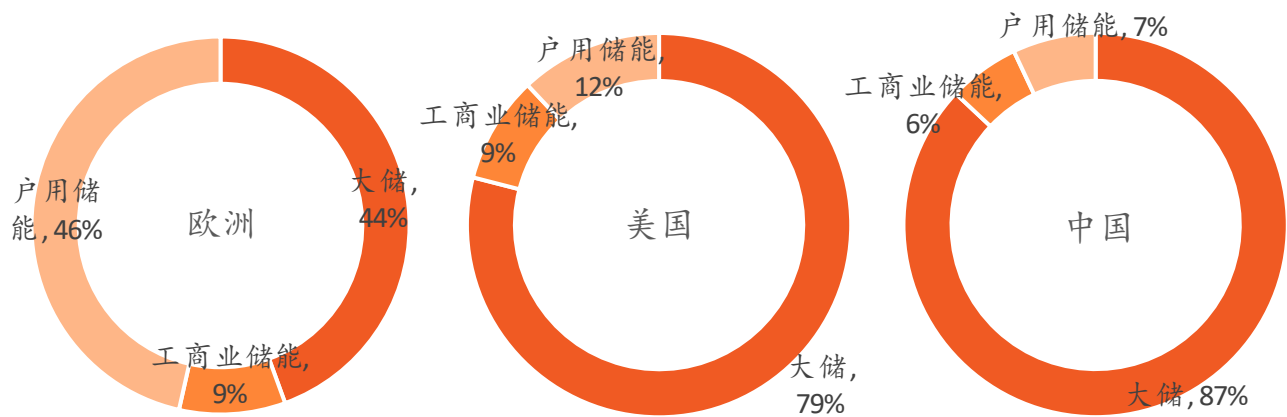
	2022	2023	2024	2025
风光发电占全社会用电量比例/%	14%	15%	16%	17%
全国工业用电总量/TWh	5600	5880	6174	6483
工业用电量增速假设/%	5%	5%	5%	5%
工业使用风光发电量/TWh	773	882	988	1102
工业日均使用风光电量/TWh	2.34	2.67	2.99	3.34
工商业储能提供的响应能力/%	0.18%	0.70%	1.60%	3.00%
工商业储能累计装机量/GWh	2.1	9.4	23.9	50.1
工商业储能新增装机量/GWh	1.64	7.25	14.59	26.15
工商业储能装机增速/%		342.4%	101.2%	79.2%



### 4.3 全球市场：工商业储能基数较小，2023年有望增长至20GWh以上

- 全球市场：工商业储能基数较小，2023年有望增长至20GWh以上。欧、美等主要储能市场中，欧洲装机形式以户储居多，美国装机形式以大储为主。由于欧美工商业电价相对较低，工商业储能装机占比相对较小，根据Wood Mackenzie数据，2021年工商业储能分别占欧、美储能累计装机的9%。
- 考虑到美国IRA将储能系统ITC补贴从26%提高到30%，并延长期限10年，以及欧洲工商业电力用户保障用电稳定性的需求，工商业储能在全球仍具有一定的增长空间。全球工商业储能统计数据较少，我们采用IEA全球工商业光伏装机预测数据进行粗略估算，预计2023年全球工商业储能新增装机有望超过20GWh，2025年有望超过50GWh。

◆ 2021年各地区储能累计装机场景分类



资料来源：Wood Mackenzie，IEA，平安证券研究所测算

◆ 全球工商业储能市场空间估算

	2022E	2023E	2024E	2025E
工商业光伏新增装机量/GW	48.6	53.3	57.5	61.3
新增工商业光伏配储比率/%	8.0%	16.0%	24.0%	30.0%
新增工商业光伏配储功率/GW	3.89	8.53	13.80	18.39
工商业光伏存量装机量/GW	289.0	342.2	399.7	461.0
存量工商业光伏新增配储比率/%	1.0%	2.5%	3.5%	4.5%
存量工商业光伏配储功率/GW	2.40	7.22	11.98	17.99
工商业储能新增装机功率/GW	6.29	15.75	25.78	36.38
工商业储能平均时长/h	1.2	1.3	1.4	1.5
工商业储能新增装机容量/GWh	7.55	20.48	36.09	54.56
全球工商业储能装机增速/%		171%	76%	51%

### 4.3 竞争格局：工商业储能处于发展早期，竞争格局分散，参与者众多

- **工商业储能市场处于早期阶段，竞争格局分散。**海内外头部储能企业、初创公司等积极入局工商业储能赛道。工商业用户包括中小型用户和大工业用户，所需储能规模在几百kWh~几MWh不等。我们整理了工商业储能主要参与者官网产品信息，具体如下：
  - **头部企业横向扩展：**宁德时代、阳光电源、派能科技、海博思创等头部企业推出了针对中小型工商业用户的储能机柜，单体容量数百千瓦时。上述企业已具有大储和/或户储系统的拳头产品，横向扩展工商业产品，丰富产品线。
  - **中小企业卡位工商业储能赛道：**中小企业推出具有液冷、高集成度、智能化等特征的工商业储能产品，进入工商业储能市场。
  - **部分大型企业采用大储产品供给工商业客户：**特斯拉和比亚迪等企业官网尚未显示中小型机柜产品，其大储产品可供给工商业客户，产品采用集装箱集成，单体容量为MWh级，目前已有一定应用案例。
- **整体而言，工商业储能市场处于早期阶段，参与者繁多，竞争格局较为分散，产品尚未标准化。**

◆ 工商业储能市场主要参与者产品概况

类别	公司	产品名称	系统容量/kWh	标称电压/V	冷却方式
国内上市公司	宁德时代	EnerOne	372.7	1331.2	液冷
国内上市公司	阳光电源	PowerStack	537	810~1095	液冷
国内上市公司	比亚迪	CS40HN系列	1958-2448	360-440	
国内上市公司	派能科技	Powercube系列	16.8-164.81	38.4-1113.6	
国内非上市公司	海博思创	HyperL2	232.9-372.7	380-690	液冷
国内非上市公司	融和元储	超级能元	250-1000	750-1200	液冷
国内非上市公司	兴储世纪	Scopio	100-1500	320-460	
国内非上市公司	零探智能	Tensorpack	215	340-440	风冷
海外公司	特斯拉	Megapack	3000		

资料来源：各公司官网，平安证券研究所

◆ 产品和服务构成工商业储能的主要壁垒

产品	经济性	系统成本、寿命和效率决定了工商业储能系统的投资回报率，是用户的主要考量因素
	安全性	储能系统温控方案较为重要，越来越多参与者选用液冷方案提高系统安全性与效率
	灵活性	充放电响应/切换速度高的产品具有一定优势，可确保用户根据峰谷时段灵活切换充放电
服务	售后服务	工商业用户不同于电站用户，专业性程度相对较低，对产品的售后维保等存在较高要求
	数据安全	定制储能系统时，可能需要调查用户用电曲线和用电量，此类信息泄露会对客户造成商业损失
	专业运维	随着电力市场化程度增加，非专业用户自行操作峰谷套利的难度可能增大。产品企业需具备提供智能运维服务的能力，专业第三方运营企业也可能应运而生



# CONTENT 目录

- ① 一、储能：新型电力系统的“蓄水池”

---
- ② 二、大储：增长确定性强，技术百花齐放

---
- ③ 三、户储：to C优质赛道，渗透空间广阔

---
- ④ 四、工商业储能：经济性强驱动，市场爆发元年

---
- ⑤ 五、投资要点与风险提示

---



- **储能：新型电力系统的“蓄水池”，成长确定性强。**储能系统可将不易存储的电能转化为其他形式储存并适时释放，提高电力系统“柔性”，增加电网稳定性和绿电消纳能力，有效解决风光等波动性可再生能源并网的痛点。全球可再生能源装机规模庞大，推动储能部署加速，2022年全球新型储能新增装机20.4GW，同比翻倍增长。储能各应用场景对应的用户需求不同，市场分布、产品形态、参与者商业模式也各异。本报告根据终端应用场景的不同，分大储、户储、工商业储能三个部分对储能行业进行介绍。
- **大储：需求蓬勃增长，技术路线多元，供给竞争激烈。**大储市场需求高增，主要部署于中、美等集中式可再生能源装机主力地区。我们测算2023年中国/美国大储（仅新型储能）装机分别有望达到42GWh（同比+164%）和25GWh（同比+142%）。新型储能技术路线多元，现阶段全球新增装机以锂电池储能为主，产业链主要环节包括储能电池、PCS、系统集成等。大储赛道处于典型的成长期，市场竞争激烈。长期来看，随着各国大储电站商业模式逐步完善，大储产品的效率、安全性等核心性能的重要性将进一步凸显，各环节企业的技术和品牌有望逐渐形成壁垒，竞争格局逐步改善。建议持续关注锂电池储能产业链各环节具备竞争优势的企业，同时关注具备潜力的新型储能技术路线，如适用于长时储能的液流电池、压缩空气储能，适用于调频的飞轮储能等。
- **户储：to C优质赛道，渗透空间广阔。**欧、美等高电价发达地区是全球户储的主要市场。用户节约电费和提升用电稳定性的需求、加之政策大力补贴，驱动欧美户储市场有力增长。欧洲天然气价格虽已下行，但居民电价仍有一定支撑，在经济性、用户消费习惯和政策补贴等因素下，户储产品仍具有渗透潜力；美国市场在加州NEM 3.0新政等因素推动下，亦有优良增长动力。我们测算，2023年欧、美户储新增装机分别有望达到12.7GWh（同比+81%）、4.4GWh（同比+205%）。供给侧，全球户储市场呈现“群雄割据”格局，国内企业实力强劲。虽然户储市场需求短期存在不确定性，但全球市场空间广阔，建议关注已具有品牌和渠道壁垒的企业。
- **工商业储能：经济性强驱动，市场爆发元年。**我国政策推动工商业峰谷电价差增大，鼓励工商业用户安装储能系统，自行调节峰谷负荷。目前，工商业储能系统在多个省份已拥有较好经济性。东部和中部用电量高的多个省份，如浙江、广东、湖南等，单日两次充放电的等效价差(2022年全年均值)超过1.2元/kWh，工商业储能项目理论IRR超过15%，投资回报率优良。工商业储能市场爆发在即，我们预测，2023年全国工商业储能市场空间有望达到7.3GWh，全球工商业储能新增装机有望超过20GWh。工商业储能市场处于早期阶段，产品尚未标准化，竞争格局分散。建议把握赛道从零到一的机会，关注具有工商业储能产品或电站业务布局的企业。
- **投资建议：**储能赛道整体处于成长期，需求端的高景气和供给端“成长的烦恼”并存。短期建议关注具备 $\alpha$ 的细分赛道，包括场景端有望放量的工商业储能（相关标的：苏文电能、芯能科技），以及液流电池等具备潜力的新技术路线（相关标的：钒钛股份、永泰能源）；长期建议持续关注大储、户储赛道具备出色实力的公司（相关标的：鹏辉能源、科华数据、派能科技），关注竞争格局和盈利能力改善带来的机遇。
- **风险提示：**1.各市场需求增长不及预期的风险。2.全球市场竞争加剧的风险。3.原材料价格上涨或供应不足的风险。4.市场准入限制政策收紧的风险。



### 1.各市场需求增长不及预期的风险。

现阶段，国内大储项目整体依靠政策强配驱动，若新能源配储比例/时长要求大幅放宽，或独立储能商业模式难以落地，国内大储装机增长可能不及预期。经济性是各国户储、工商业储能主要用户装机的核心驱动因素，主要由用户电价/峰谷价差等因素确定，用户侧储能需求可能受到国际能源供需形势、电价政策等不确定性因素的影响。

### 2.全球市场竞争加剧的风险。

全球储能市场景气度高，已有较多企业试图进入，可能导致市场竞争加剧，对相关企业的市场份额和盈利能力造成负面影响。

### 3.原材料价格上涨或供应不足的风险。

储能电池产业链上游主要为锂材料，变流器产业链上游原材料主要为电力电子器件等。若相应原材料短缺或价格大幅波动，可能影响相应公司的产品交付和利润水平。

### 4.市场准入限制政策收紧的风险。

若美国、欧洲等市场对我国企业市场准入限制收紧，可能影响相关公司在海外市场的业务开展。

## 平安证券综合研究所投资评级：

### 股票投资评级：

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数20%以上）  
推荐（预计6个月内，股价表现强于沪深300指数10%至20%之间）  
中性（预计6个月内，股价表现相对沪深300指数在±10%之间）  
回避（预计6个月内，股价表现弱于沪深300指数10%以上）

### 行业投资评级：

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于沪深300指数5%以上）  
中性（预计6个月内，行业指数表现相对沪深300指数在±5%之间）  
弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于沪深300指数5%以上）

### 公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。

## 免责声明：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安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。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2023版权所有。保留一切权利。