

小荷才露尖尖角——大储的商业模式、经济性与空间探讨

邓永康/李佳



摘要

- **储能本质：**为了解决供电生产的连续性和用电需求的间断性之间的矛盾，实现电力在发电侧、电网侧以及用户侧的稳定运行。按储能装机的场景可以划为电源侧、电网侧、用户侧（工商业和户用）。
- **电化学储能是目前最优解，具备长期经济性。**电化学储能具有能量密度大、技术成熟度高、寿命长等优点，具有长期经济性，是最具应用潜力的储能技术。电化学储能中，能量高、放电时间长、响应速度快、可应用范围广的锂电池脱颖而出，在新型电化学储能中占据绝对主导地位，根据CNESA统计，2021年锂离子电池在电化学储能中占比为90.9%。
- **国内大储招标景气度高涨，国内大储有望破局。**发电侧配储具备强制性，已公布招标项目配储比例&时长均大幅提升。21年底主要省级行政区配储要求为10%功率配比+2h配储时长；22年7月新疆第二批风光大基地电化学储能功率配比约25%，时长约4h，提升显著。
- **共享储能的本质是引入第三方投资商，具备一定经济性，为当下国内发电侧配储最优解。**共享储能模式的主要参与双方均具备良好的经济性，收益模式明确。根据我们测算，对于业主方来说，按25年维度计算，在仅光伏电站场景IRR为6.77%的项目中，配套共享储能的IRR为5.61%，高于光伏+自建储能模式的5.48%，为目前强制配储情况下的最优解。对于第三方储能投资商来说，假设以20年维度（期间更新一次储能设备），若全容量参与调峰辅助服务（一年参与270次调峰服务），IRR可达到7.48%，具备良好经济效应，若考虑其他收益，储能电站IRR有望进一步抬升。
- **风险提示：**下游需求不及预期；设备供给不及预期；原材料价格上行风险。



01

储能的发展趋势

02

风电、光伏发展对储能的启示

03

中国储能商业模式&经济性探讨

04

中国储能行业远期空间

05

储能产业链梳理

06

风险提示

CONTENTS

目录

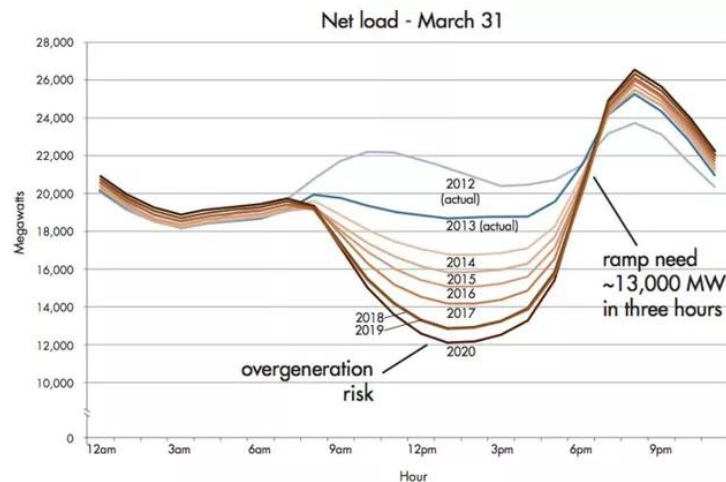


01. 储能发展趋势

01 储能：灵活性“独立电站”，本质是解决电力供需不平衡问题

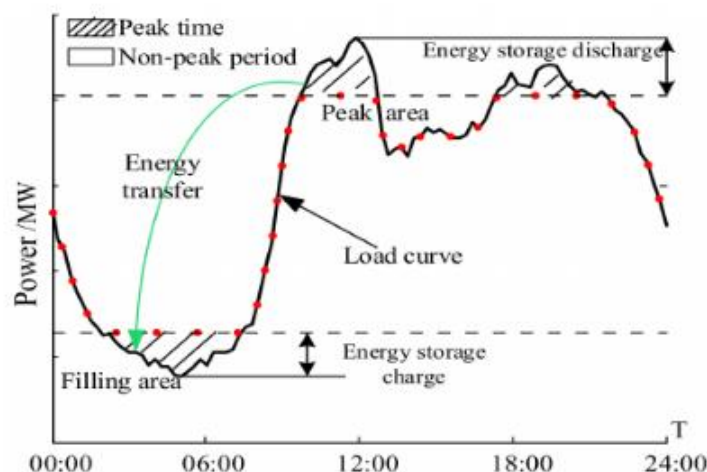
- **储能的本质**：为了解决供电生产的连续性和用电需求的间断性之间的矛盾，实现电力在发电侧、电网侧以及用户侧的稳定运行。按储能装机的场景可以划为电源侧、电网侧、用户侧（工商业和户用）。
- **表前储能（发电侧+电网侧）**：风、光等新能源具有“极热无风”、“晚峰无光”的反调峰特性，将给电网带来15%-30%的反调峰压力。在极热极寒无风、连续阴雨等特殊天气下，“鸭子曲线”表明，为维持电力系统稳定、保障电能供应质量，新能源并网规模扩大对常规能源迅速进行调峰、调频的要求更高。因此，配置储能的模式为解决调峰调频需求的有效方案。
- **表后储能（工商业+户用）**：储能通过对于电能的时间维度上的调度进行削峰填谷/峰谷套利，可平滑需求+为终端用户节省用电成本。

图表：光伏发电规模扩大对净负荷的影响



资料来源：Treehugger，民生证券研究院

图表：调峰调频原理



资料来源：《多场景调峰调频需求的储能经济优化调度方法》葛晓琳著，民生证券研究院

01

储能分类：“表前”和“表后”

表前包含所有非用户侧主体，如发电侧，电网侧等。由于海外市场表后发电侧和电网侧的界限较为模糊，因此不做区分，统一按照表前装机口径计算预测。

- ✓ **发电侧：新能源发电的配置储能。**国内发电侧主要通过解决弃电提高发电收入以及参与调峰辅助服务获取补贴实现经济性，但是目前经济性不明显，因此更多靠政策驱动。海外市场主要靠削峰填谷从而实现峰谷价差套利实现经济性。
- ✓ **电网侧：电网调频、调峰。**电网调频、调峰储能装机均通过参加对应的电网辅助服务获取辅助服务补贴实现经济性。

表后包含户用用户和工商业用户。国内户用装机较少，海外市场户用和工商业储能装机并重发展。

- ✓ **工商业：分布式光伏配置储能、独立削峰填谷储能。**工商业光伏配置储能，可节省工商业企业的用电费用+保证特殊情况下的电力供应；独立削峰填谷电站则纯粹通过峰谷价差套利，电价谷时充电+电价峰时放电，节省企业用电成本。经济性同样通过节省用电成本体现。
- ✓ **户用：家用光伏配置储能。**目前中国户用储能装机仍是空白；海外户用储能通过存储光伏发电为家庭用户提供电力，使得在光伏发电无法工作的时段如夜间或阴雨天依然可以保证电力自给自足。经济性通过节省用电费用实现。

图表：储能应用场景分类

应用场景	发电侧	电网侧	工商业	户用
位置	新能源电站旁	特高压及配网变电所	工商业企业园区	家庭住宅
核心功能	减少弃电、调峰、平滑输出	调频、调峰	削峰填谷、备用电源	存储光伏发电、保证能源自给
收益模式	增加发电收入+获取调峰补贴	获取调频补贴/获取调峰补贴	峰谷套利、节省用电成本	节省用电成本

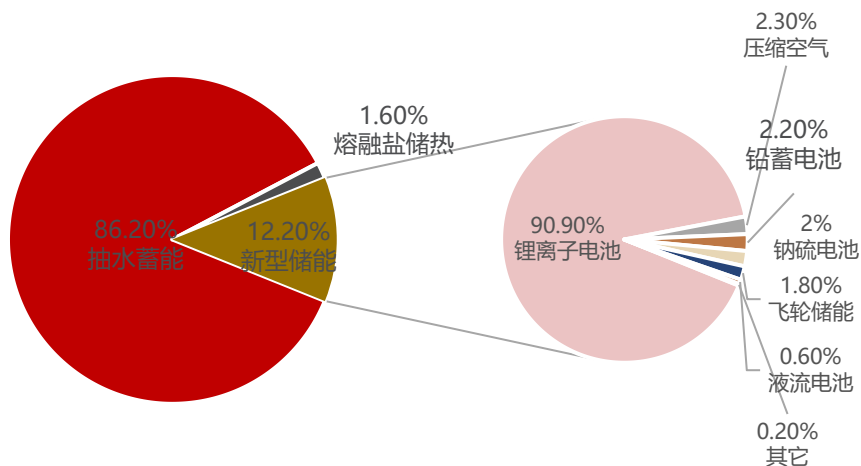
资料来源：CNESA，民生证券研究院

01

发展趋势：仍以抽水蓄能为主，新型储能占比迅速提升

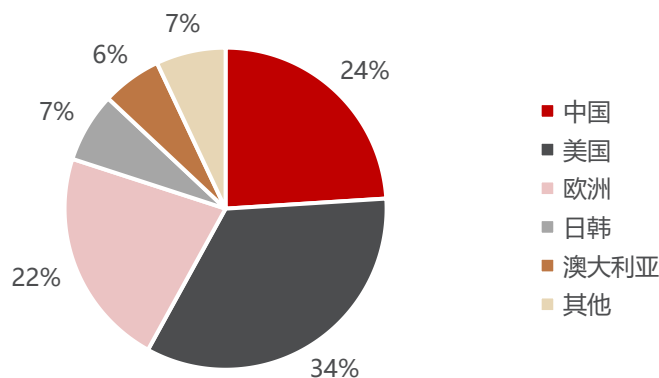
- **全球储能仍以抽水蓄能为主，新型储能占比迅速提升。**根据CNESA统计，截至2021年底全球已投运电力储能项目累计装机规模209.4GW，同比+9%。其中，抽水蓄能的累计装机规模占比首次低于90%，同比-4.1pcts；新型储能的累计装机规模为25.4GW，同比+67.7%，其中，锂离子电池占据绝对主导地位，市场份额超过90%。
- **全球电化学储能增量集中在美国、中国、欧洲三个主要地区。**2021年中、美、欧三个主要地区新增储能项目装机量占比分别为24%、34%、22%，合计占2021年全球电化学新增投运总规模的80%。

图表：截至2021年全球储能累计装机类型占比



资料来源：CNESA、民生证券研究院

图表：2021年全球新增储能装机地区分布



资料来源：CNESA、民生证券研究院

01

发展趋势：电化学储能目前最具应用潜力

- **电化学储能为目前最优解，具备长期经济性。**按照技术类型，储能可以分为电化学储能、机械储能、电磁储能、化学储能、热储能等。其中电化学储能具有能量密度大、技术成熟度高、寿命长等优点，具有长期经济性，是最具应用潜力的储能技术。
- **其余储能技术均存在尚未解决的短板问题。**其中抽水蓄能成熟但需要配套大型的水库，对于当地生态环境和水资源禀赋的要求更高，尽管目前体量上占优，但成本下降空间有限，长期来看市场空间上限不足。除电化学储能外，其余储能技术因为选址要求较高、技术还不成熟、能量密度低等原因应用范围受限，尚且存在难以解决的短板问题。

图表：各种类储能技术路线对比

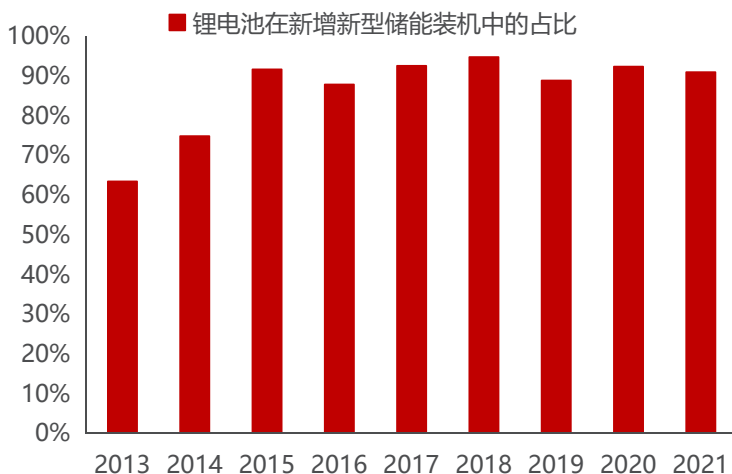
类别	电化学储能	机械类储能			电磁储能		热储能	化学类储能
		抽水蓄能	压缩空气储能	飞轮储能	超级电容器	超导储能		
优点	能量密度大、技术成熟、寿命长	寿命长、容量大、技术成熟、安全性高	寿命长、容量大、安全性高	功率密度高、响应快、寿命长、免维护	功率密度高、响应快、安全性高	功率密度高、充电快、响应快	储存热量大	储存能量大、时间长
缺点	成本高、部分存在发热问题	需要配套建设水库，生态环境维护成本高	地理环境要求高、效率低	成本高、自放电比较严重	成本高、能量密度低、自放电量大	能量密度低、自放电损耗	应用场合有限	效率较低
应用	分布式、削峰填谷、调频	削峰填谷、调峰调频	削峰填谷	UPS、调频	调频	尚处在试验性阶段	在可再生能源发电的利用上有一定作用	可用于发电、汽车等

资料来源：智能电力网，民生证券研究院

发展趋势：电化学储能目前最具应用潜力

- 锂电池是电化学储能的重要形式。**储能电池分为锂离子电池、铅酸电池、钠硫电池、液流电池。2012年之前，电化学储能领域主要使用的是铅蓄电池、钠基电池和液流电池，但铅蓄电池寿命较短，制造过程中易产生环境污染；钠基电池存在短路燃烧的风险；液流电池存在系统效率低、原材料价格高、环境温度要求高等问题。相比之下，能量高、放电时间长、响应速度快，可应用范围广的锂电池脱颖而出。锂离子电池在新型电化学储能中占据绝对主导地位，根据CNESA统计，2021年占比为90.9%。
- LFP电池具备储能场景竞争力。**储能电池容量一般远大于动力电池，充放电倍率跨度较大，因此更加追求高循环寿命、高安全性及低成本。磷酸铁锂电池具有循环寿命长、充放电快速、安全性能好、温度适应性强等性能优势，在储能领域具有显著的竞争优势。

图表：电化学类储能电池对比



资料来源：CNESA，民生证券研究院

图表：电化学类储能电池对比

类别	铅酸电池	锂离子电池	钠硫电池	液流电池
循环寿命	1000次	5000次	5000次	10000次以上
优点	结构简单技术成熟、价格低廉、效率高	比能量高、技术成熟、响应速度快、放电时间长、效率高	响应速度快、能量密度高	容量大、寿命长、安全性高
缺点	能量密度较低、寿命较短	价格高、发热问题、存在安全隐患	存在安全隐患、成本高、环境要求苛刻	转换效率低、成本高、环境要求高
应用	常用于电力系统事故电源或备用电源	在电动汽车、计算机、移动设备和电力系统上广泛应用	主要用于负荷调平、移峰、改善电能质量和可再生能源发电	用于电能质量、削峰填谷、调频

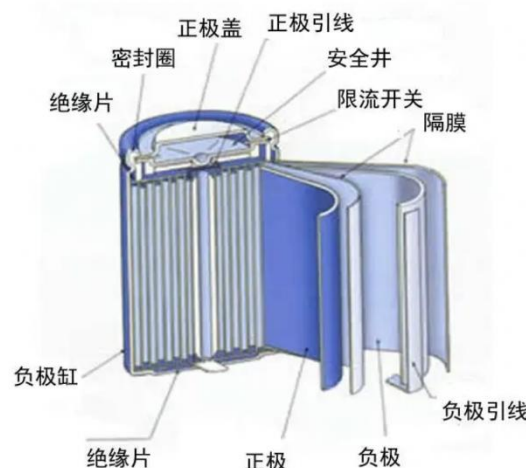
资料来源：智能电力网，民生证券研究院

- 锂离子电池是一类依靠锂离子在正极与负极之间移动来达到充放电目的的一种可充电电池，主要由**正极（含锂化合物）**，**负极（碳素材料）**，**电解液**，**隔膜**四个部分组成。
- 根据正极材料的不同，锂离子电池可分为**钴酸锂**、**锰酸锂**、**磷酸铁锂**和**三元电池**等。根据不同的使用领域，锂电池又分为**消费类电池**、**动力电池**和**储能型电池**。其中，消费类电池主要应用于笔记本电脑、智能手机、移动电源等传统领域，或者是电子烟、ETC、无人机、VR等新兴领域。动力类电池主要应用于新能源汽车领域。储能型电池主要是指电能的存储，能够有效降低新能源发电机的随机、波动性程度、从而使风电、光伏等新能源发电平滑接入常规电网。

图表：锂离子电池特性及优缺点

优点	缺点
单体电池的 工作电压 高达3.6-3.8V	电池 成本较高 。主要表现在LiCoO ₂ 的价格高（Co的资源较小），电解质体系提纯困难
比能量大 ，目前达到300 Wh/dm ³ ~350Wh/dm ³ ,125 Wh/kg ~145 Wh/kg,且还在继续增加	不能大电流放电 。由于有机电解质体系等原因，电池内阻相对其他类电池大。故要求较小的放电电流密度，一般放电电流在0.5C以下，只适合于中小电流的电器使用
安全性能好,无公害 ,相比 NiCd电池和NiMH电池，无记忆效应(在满充电或者近乎满充电状态长时间保存后电池的可放电时间缩短的现象)	过充保护 ：电池过充将破坏正极结构而影响性能和寿命；同时过充电使电解液分解，内部压力过高而导致漏液等问题；故必须在4.1V-4.2V的恒压下充电
自放电率很小 ,在常温下每月10%,是 NiCd电池、NiMH电池的1/2以下	过放保护 ：过放会导致活性物质的恢复困难，故也需要有保护线路控制。
循环特性好 。对于小电流放电的电器,电池的使用期限 将倍增电器的竞争力	需要保护线路控制。

图表：锂离子电池结构



资料来源：钜大锂电，民生证券研究院

资料来源：专气通，民生证券研究院

电化学储能——钠离子电池

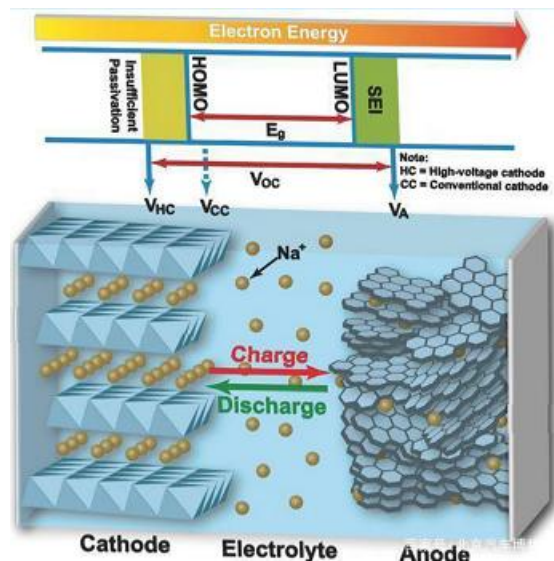
- 钠离子电池是一种二次电池（充电电池），主要依靠 Na^+ 在正极和负极之间移动来完成充放电。工作原理与锂离子电池类似，充放电过程中， Na^+ 在两个电极之间往返嵌入和脱出。
- 钠离子电池具有**成本低、高活性**的优点，可降低电池材料成本，是当前车载动力电池的研究方向之一。劣势主要体现在**循环次数较低和产业链不成熟**。目前钠电池循环寿命普遍在 2000-3000 次，产业链不成熟则导致上游价格较高，钠电池成本优势无法显现。若钠离子能够广泛应用，中国将很大程度上摆脱目前锂资源受限的情况。

图表：锂、钠离子电池对比

类别	锂离子电池	钠离子电池
地壳丰度差异大	锂资源丰度: 0.0065%; 75% 分布在美洲;	钠资源丰度: 2.75%; 分布于全球;
资源价格不同	锂资源: 150元/Kg	钠资源: 2元/Kg
集流体选择不同	负极集流体必须为铜箔(贵)	正负极集流体均为铝箔(便宜)
电池成本	大	小, 材料成本降低约 30- 40%
能量密度	150~250Wh/kg	100~150Wh/kg

资料来源：中科海纳官网，民生证券研究院

图表：钠离子电池结构

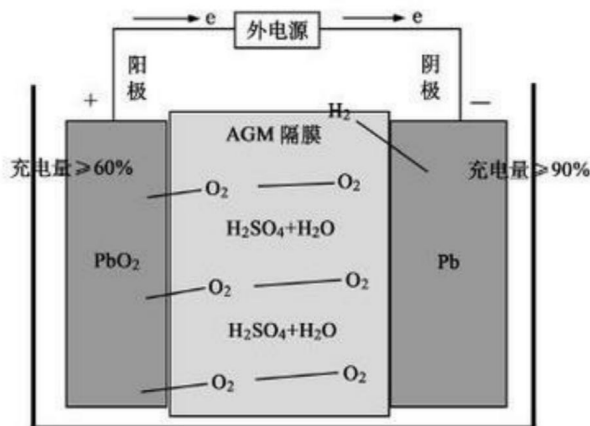


资料来源：汽博科普，民生证券研究院

电化学储能—铅蓄电池

- **铅蓄电池是目前发展最成熟的储能技术之一。**铅蓄电池的电极主要由铅及其氧化物制成，电解液为硫酸溶液。按照应用领域划分，铅蓄电池主要可分为动力电池、起动启停电池、储能电池和备用电池四大类。
- **铅蓄电池是我国早期大规模电化学储能的主导技术路线。****优势方面**，铅蓄电池储能成本低，可靠性好，效率较高。铅蓄电池的充放电反应具有可逆特点，电池达到使用寿命后，还可以通过回收制成再生铅，现有回收技术对铅金属的回收率已超99%，回收具备经济性且已全面实现产业化。**劣势方面**，存在循环寿命较短、能量密度低、易产生环境污染等问题。随着新能源汽车及锂电的飞速发展，铅蓄电池未来应用或受较大程度限制，但短期内仍是市场主力。

图表：铅蓄电池工作原理图



资料来源：天能股份招股说明书，民生证券研究院

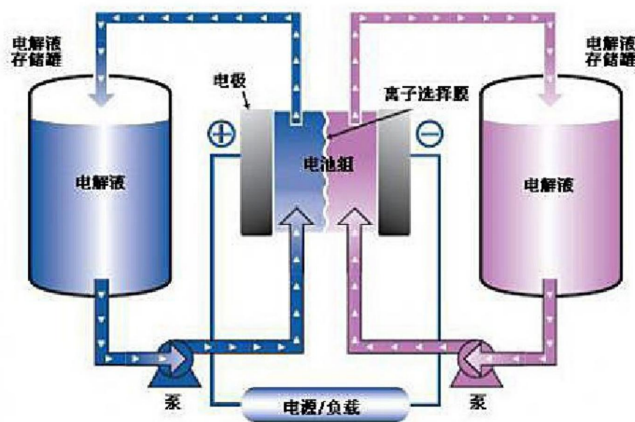
图表：铅蓄电池和锂电池的优缺点对比

电池种类	优点	缺点
铅酸蓄电池	成本低、无记忆效应、基本可完全回收、大电流放电性能好、高低温放电性能好、浮充寿命及安全稳定性好	重量大、循环寿命相对较低、富液式电池存在一定的排放污染、充电时间长
锂离子电池	重量轻、比能量高、循环寿命长、无记忆效应、充电时间短	成本高、安全性能较差、大电流放电性能较差、大容量制造技术尚待进步

资料来源：爱玛科技招股说明书，民生证券研究院

- **液流电池是近年来新兴的化学电池。**按照电解液使用金属化合物不同，可分为**全钒、铁铬、锌铁、铁溴**4种。其中，全钒液流电池在国内技术最为成熟、商业化程度最高；铁铬液流电池具有低毒性与腐蚀性、价格低廉等优势，目前研发进展较快，未来也有望成为主流路线之一。
- **安全性高、使用寿命长，液流电池是未来大规模储能技术的首选技术之一。**与传统电池不同，液流电池将液体电解质储存在外部，能量储存于水性电解液中，因此几乎不存在着火爆炸的风险。循环寿命上，最低可达10000次，部分技术路线甚至可达20000次以上，整体使用寿命可达20年及上。此外，液流电池能灵活调控电池容量，通过增加电解液轻松扩容，不需要经历复杂的拆解程序。长期来看，液流电池有望成为大规模、长期储能场合储能电池的技术路线之一。

图表：液流电池工作原理图



资料来源：鲍文杰《典型液流电池储能技术的概述及展望》，民生证券研究院

图表：铁铬液流电池全钒液流电池技术对比

指标	铁铬液流电池	全钒液流电池
循环寿命	>10000	>10000
能量密度	10~20Wh/L	15~30Wh/L
安全性	好	好
毒性腐蚀性	好	中
运行温度℃	-20~70	5~50
AC/AC效率	70~75%	60~65%
自放电	极低	极低
电池处理	电解液重复利用	电解液重复利用

资料来源：立鼎产业研究网，民生证券研究院

02. 储能发展驱动因素

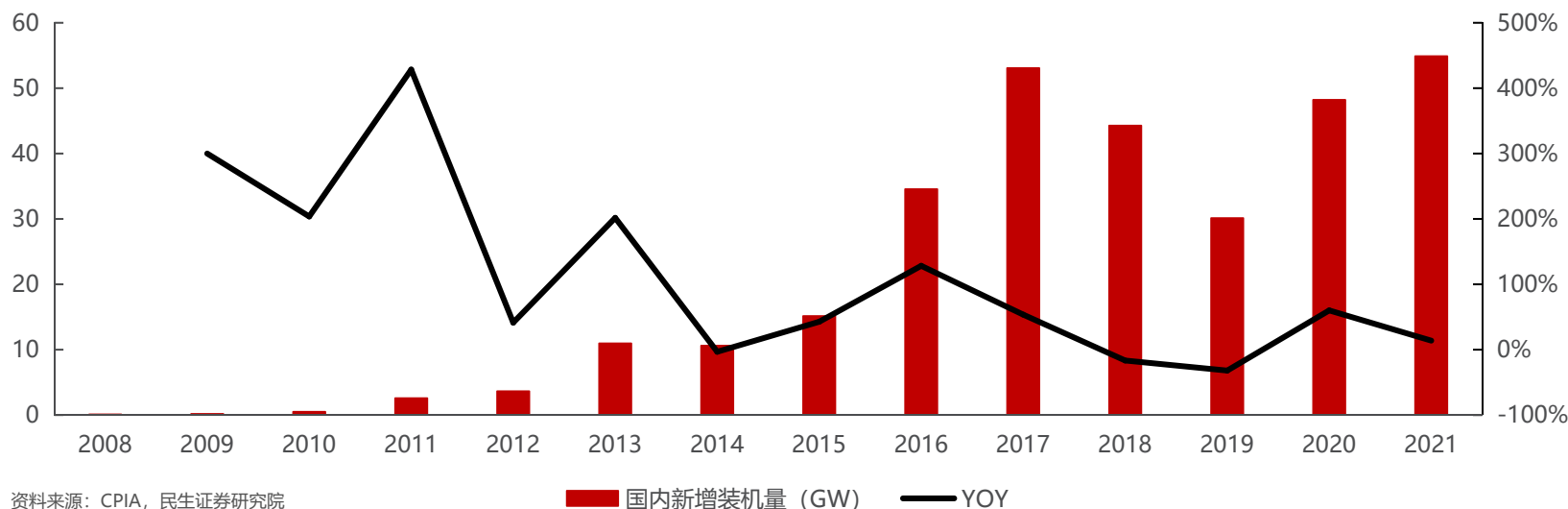
02

光伏、风电发展对储能的启示

➤ 光伏复盘：前期主要受政策、补贴驱动，逐渐向平价过渡，走向市场化

- 发展初期，中国处于微笑曲线底部（2011年以前）：两头在外，高度依赖海外市场；
- 双反政策影响出口，内需拉动需求（2012-2014年）：受到双反政策与欧债危机影响，海外市场需求下降，出口量降低，国内出台多项政策拉动本土光伏需求；
- 产业链崛起，装机规模迅速提升（2015-2017年）：产业链技术快速发展，国内装机规模迅速提升；
- 转折与平价（2018-2020年）：“531”政策使得行业遭遇寒冬，后全球补贴退坡，产业链价格下降，向平价时代过渡；
- 走向市场化，发展新阶段（2021年后）：平价时代来临，电价趋向于市场化定价，光伏迈入新一轮成长周期

图表：中国光伏新增装机复盘（GW）



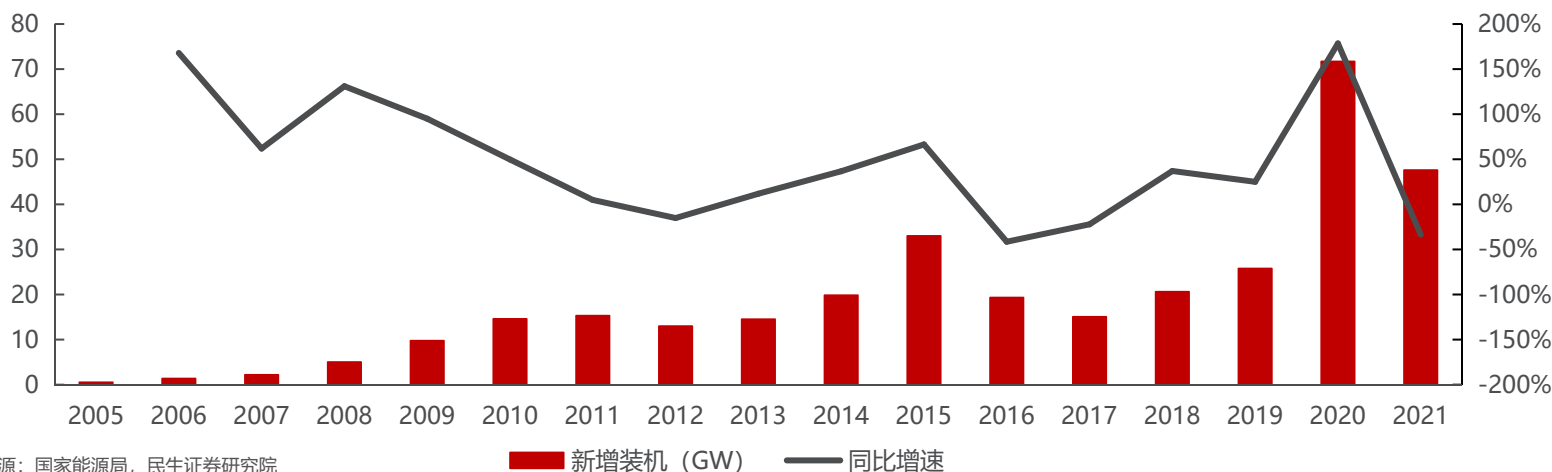
02

光伏、风电发展对储能的启示

风电复盘：周期波动主要受政策和消纳能力的影响

- **孕育阶段（2005年以前）**：技术、产业链尚不成熟，装机增长有限，截至2005年装机规模约1.25GW。
- **第一次波峰-法案推动（2006-2010年）**：2005年《可再生能源法》、2006年《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》之后，风电的核准电价趋于合理，建立稳定的费用分摊制，风电装机容量在“十一五”期间呈现高速增长；
- **第二次波峰-政策补贴引导（2011-2015年）**：2012年弃风率达到17.1%，新增装机也呈负增长；随着风电行业监管、并网消纳及财税支持等以及2013年与2014年补贴政策落地，行业逐步回暖；
- **第三次波峰-补贴退坡引发抢装（2016-2020年）**：2015年抢装后较高的弃风率一定程度制约了行业发展；2015-2016年接连两年分别对2016-2107年和2018年陆上风电标杆电价进行了下调，2020年成为陆上风电抢装年，2021年海上风电抢装。
- **向平价时代过渡（2021年后）**：“双碳”目标确定长期需求，风电平价时代开启

图表：中国风电新增装机复盘（GW）



资料来源：国家能源局，民生证券研究院

■ 新增装机 (GW) — 同比增速

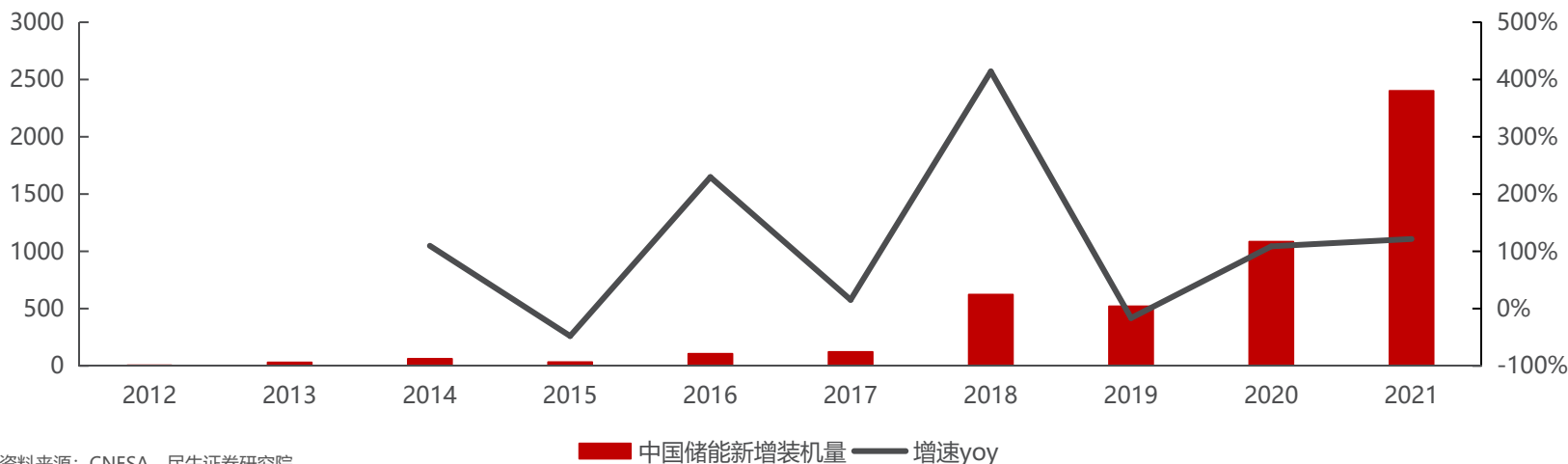
02

光伏、风电发展对储能的启示

➤ **储能复盘：目前处于从示范性项目为主过渡到全面产业化阶段，预计22-25年维持较高增速**

- **发展初期，技术探索阶段（2012年之前）**：2012年之前，中国储能行业处于探索阶段，2012年“十二五”规划将储能作为智能电网的支撑技术，储能进入发展起步阶段。
- **政策先行，示范项目为主（2012-2016年）**：储能处于商业化初期，多以示范项目为主，尚不具备经济性。
- **不断摸索，盈利模式逐渐清晰（2017-2020年）**：受益于2017年《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》发布，2018年中国新增储能装机实现快速增长，随后一系列国家文件出台，储能商业模式逐渐清晰。
- **顶层文件锚定需求，储能迎来产业化机遇（2021年后）**：2021年7月国家发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，指出到2025年，储能装机规模达到30GW以上。未来随着储能实现全面产业化，产业成本下降，储能景气度将持续攀升。

图表：中国新增电化学储能装机复盘（MWh）



资料来源：CNESA，民生证券研究院

复盘光伏、风电的发展历程，新能源的发展大致可划分为3个阶段：

(1) 政策驱动时期：光伏、风电发展初期产业链尚不成熟，经济性相比传统的火电没有竞争力，严重依赖于政府补贴驱动行业发展。需求启动多数源于国家政策导向，需求压制多数源于国家财政压力，补贴退坡。

(2) 平价过度期：逐步实现用电、发电侧平价，但考虑综合电力成本仍高于火电（受制于风光不稳定性），尚未实现真正意义上的平价，仍需要依靠政策隐性扶持。

(3) 经济性驱动期：经济性为新能源发展的核心驱动力，风光配套储能实现真正意义上的综合电力成本平价，上网电价逐渐走向市场化定价，发展进入全新阶段。

能源转型大背景下，储能作为灵活调节电源在新型电力系统中承担重任，目前尚处于产业化初步阶段，借鉴光伏、风电发展历程的回顾，我们认为驱动储能行业的关键因素为：

- **短期驱动力——政策导向，依赖于补贴**
- **中长期驱动力——商业模式&经济性**

03. 中国储能商业模式&经济性探讨

宏观政策快速布局，电化学储能大势所趋

- **政策规划2025年中国储能装机规模达30GW以上。**2021年7月国家发改委发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》指出到2025年，装机规模达到30GW以上，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，新型储能向全面市场化发展。
- **多项政策相继出台，持续完善储能市场化机制。**2022年5月出台的《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，鼓励新型储能可作为“独立储能”参与电力市场，参与电力市场配合电网调峰，明确了新型储能在电力市场中的角色及交易机制，市场化机制不断完善。

图表：关于发展新型储能的全国性政策整理

发布日期	部门	相关文件	目标规划
2021/7/15	发改委、 国家能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到2025年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达3000万千瓦以上。 到2030年，实现新型储能全面市场化发展。标准体系、市场机制、商业模式成熟健全。
2021/10/26	国务院	《关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》	积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，支持分布式新能源合理配置储能系统。加快新型储能示范推广应用。 到2025年，新型储能装机容量达到30GW以上。
2021/11/22	国家电网	《省间电力现货交易规则（试行）》	为进一步贯彻落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）要求，建立规范的跨省跨区电力市场交易机制，充分发挥市场配置资源、调剂余缺的作用
2022/3/21	发改委、 国家能源局	《“十四五”新型储能发展实施方案》	到2025年新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段 到2030年新型储能全面市场化发展
2022/5/24	发改委、 国家能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	鼓励新型储能可作为独立储能参与电力市场；鼓励新能源场站和配建储能联合参与电力市场；加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加等。

资料来源：中国政府网，民生证券研究院

03

储能招标量翻升，释放利好信号

- **储能招标量不断攀升，今年有望实现翻倍增长。**据北极星储能网的不完全统计，截至22年5月，累计已有8个超1GWh的大型储能项目，项目来自于华能、国家能源集团、中天科技、三峡等企业。根据储能公开招标信息整理，今年以来储能项目招标量超30GWh，已经高于2021年储能项目招标量18GWh，且通常下半年为储能招标旺季，今年储能招标规模预计实现翻倍增长。
- **储能年内最大项目招标，释放利好信号。**7月12日，南网科技发布2022-2024年储能电池单体框架协议采购项目招标公告，项目采购标的为0.5C磷酸铁锂电池单体，预计采购规模5.56GWh，为年内最大规模的招标。

图表：今年以来超1GWh的大型储能招标项目汇总（不完全统计）

项目名称	地点	项目单位	项目集团	储能规模
天长市共享储能电站项目	安徽天长	龙源电力	国家能源集团	500MW/1000MWh
晋北清洁能源外送基地独立电池储能电站	山西朔州	中国华能集团	华能	500MW/1000MWh
华能甘肃乐北滩光伏及共享储能电站项目	甘肃张掖	华能甘肃能源开发有限公司	华能	250MW/1000MWh
如东共享储能电站	江苏	中天科技、三峡电能	中天科技、三峡电能	500MW/1000MWh
河北邢台隆尧新型共享储能项目	河北邢台	河北国顺集团	河北禹川新能源	500MW/1000MWh
河北黄骅灵活性共享储能	河北黄骅	睿臻新能源科技有限公司	海南清智能源	1GW/2GWh
南宫日升储能示范项目	河北南宫	南宫市日升新能源科技有限公司	河北禹川新能源	500MW/1000MWh
民乐县共享储能电站项目	甘肃张掖	民乐县丝路网能绿色能源科技有限公司	苏州阿斯特新能源	500MW/1000MWh

资料来源：北极星储能网，民生证券研究院

地方政策辅助铺开，助力新能源发电配储

- **各省各地陆续发布储能相关政策。**其中包括新能源的配储，新能源发电的政策建议，相关补贴政策，优先项目发展等，电化学储能市场规模增长迅速。
- **截至2021年底，全国已有21个省级行政区在全省或部分地区明确了新增新能源发电项目规制性配储比例以及配储时长。**3个省份出台鼓励配储政策。综合来看，平均配储比例约为10%，配储时长为2h。其中，部分地区要求配储的省份2021年风电光伏装机量达到全国风光装机量的81%，为储能装机量增加的主要来源。

图表：中国各地储能配置政策要求

省级行政区	配置比例要求	省级行政区	配置比例要求
河北	10%	湖南	10-20%, 2h
山西	5-20%	海南	10%
辽宁	10-15%	贵州	10%
吉林	已有部分项目按10%	云南	鼓励
江苏	鼓励	陕西	10-20%, 2h
浙江	鼓励	甘肃	5-20%, 2h
安徽	10%, 1h	青海	10%, 2h
福建	10%	内蒙古	15%, 2/4h
江西	10%, 1h	广西	5-10%, 2h
山东	10%, 2h	宁夏	10%, 2h
河南	10%, 2h	新疆	10-15%, 2h
湖北	10%	天津	10-15%

资料来源：中国政府网，民生证券研究院

新疆风光大基地配储比例、配储时长增加，释放积极信号

- 22年7月底，新疆发布2022年第二批市场化并网新能源项目清单，总计66个项目，规模总计为40.63GW，其中光伏为27.14GW，风电为13.49GW。本批次市场化项目主要分为需电网消纳和一体化两种类型，其规模分别为30.48GW、10.41GW；项目个数分别为49个、18个。
- 配储方面：**光伏项目配储方式分为电化学储能和储热型光热，光热储能比例多数为11%左右，时长为8小时，电化学储能配比比例为25%左右，时长为4小时。风电项目配储全部为电化学储能，配储比例几乎均在20%以上，高者可达30%，时长4小时，一体化项目配储比例则为10%左右，时长为2小时。

图表：新疆第二批风光项目汇总名单

新疆第二批市场化新能源名单										
总序	分序	企业	规模(万千瓦)	项目类型	配储类型	规模(万千瓦)	时长(小时)	配储比例	区市	
			光伏	风电						
1	1	中国能建	135		光热	15	8	11%	哈密市	电网消纳
2	2	中船集团			电化学	30	4	30%		
3	3	华润			电化学	25	4	25%		
4	4	三峡	90		光热	10	8	11%		
5	5	华能			电化学	25	4	25%		
6	6	国家电投	90		光热	10	8	11%		
7	7	国投电力	10		电化学	2.5	4	25%		
8	8	远景			电化学	10	4	25%		
9	9	国网			/					
10	10	国家能源集团			电化学	5	4	25%		
11	11	新疆新能			电化学	20	4	25%		
12	12	中电建			电化学	15.6	4	26%		
13	13	大唐	90		光热	10	8	11%		
14	14	中国清洁能源集团	40		电化学	12	2	5%		
15	15	新疆华钰新材料			电化学	6	2	10%		
16	1	克拉玛依城投&特变电工	27		/	3	2	11%	克拉玛依	一体化
17	2	中核	20	25	/	4.5	2	10%		
18	3	华电&康景控股	35		/	3.5	2	10%		
19	1	国家能源集团			/	7	4	24%		
20	2	金风科技			/	1.7	4	26%	乌鲁木齐	电网消纳
21	3	金风科技&乌鲁木齐工投&博源信达			电化学	25	4	25%		
22	4	新业国投&三峡			/	0.7	4	29%		
23	1	大唐			电化学	2.5	4	25%		
24	2	金风科技			电化学	12.5	4	25%	塔城地区	电网消纳
25	3	中广核			电化学	7.5	4	25%		
26	4	新疆新能塔城管委会&乾源智慧	20		/	2	2	10%		
27	5	中广核	30		/	3	2	10%		
28	1	国家能源集团	100		电化学	14.5	2-4	15%	伊犁州	电网消纳
29	2	中核			电化学	10		10%		
30	1	新疆新能&昌吉国投	10	40	电化学	12.5	4	25%		
31	2	昌吉国投	20	30	电化学	12.5	4	25%		
32	3	蜂巢能源&华电国投	40		电化学	10	4	25%	昌吉州	电网消纳
33	4	电力	40		电化学	10	4	25%		
34	5	中国电建中节能&新疆新能	60		电化学	15	4	25%		
35	6	新疆新能	30		光热	7.5	4	25%		
36	7	晋能	90		光热	10	8	11%	昌吉州	一体化
37	8	国家电投	30		/	3	2	10%		

资料来源：北极星储能网，民生证券研究院

新疆第二批市场化新能源名单										
总序	分序	企业	规模(万千瓦)	项目类型	配储类型	规模(万千瓦)	时长(小时)	配储比例	区市	
			光伏	风电						
38	1	中国电建&鲲鹏储能	90		光热	10	8	11%	吐鲁番	电网消纳
39	2	唐山海泰	90		光热	10	12	11%		
40	3	国家电投	90		光热	10	12	11%		
41	4	中国能建	90		光热	10	12	11%		
42	1	国投电力中国	90		光热	10	8	11%	巴州	电网消纳
43	2	电建	90		光热	10	8	11%		
44	3	特变电工	12	42.5	/	7	2	13%		
45	4	桐昆控股	20		/	1	2	5%		
46	5	新疆中泰	10		/	1	2	10%	阿克苏	一体化
47	6	乾源智慧	100		/	10	2	10%		
48	1	华能	70		电化学	17.5	4	25%		
49	2	粤水电	40		电化学	10	4	25%		
50	3	新疆中泰	20		/	1	2	5%	克州	电网消纳
51	4	京能	10		/	1	2	10%		
52	5	三峡	25		/	2.5	2	10%		
53	1	国家电投	40		电化学	10	4	25%		
54	2	新华水电	40		电化学	10	4	25%	喀什	电网消纳
55	3	国家能源集团		20	/	5	4	25%		
56	1	粤水电	80		电化学	20	4	25%		
57	2	中国石油	60		电化学	15	4	25%		
58	3	中核	80		电化学	20	4	25%	和田	电网消纳
59	4	中国石油	50		电化学	12.5	4	25%		
60	1	华润	40		电化学	10	4	25%		
61	2	国家电投	40		电化学	10	4	25%		
62	3	新疆通广科技	200		/	40	2	20%	博州	一体化
63	1	国家电投	60		电化学	15	4	25%		
64	2	新华水电	90		光热	10	8	11%		
65	3	新华水电	90		光热	10	8	11%		
66	4	新疆新能	15		/	2.25	2	15%	阿勒泰	电网消纳
67	1	国家电投&国网&阿勒泰国		80	电化学	20	4	25%		
总计			2739	1349.5		694.75		25%		

03

发电侧储能模式&经济性

➤ 发电侧储能：“新能源配储仅解决弃光” IRR较“仅光伏”下降约3pcts，低至3.89%

- 发电侧配储的商业模式主要为：1、解决弃光；2、解决弃光+同时提供辅助服务。我们将两种商业模式与纯光伏模式进行比较。

➤ 模式一：仅光伏发电

- 假设：CPIA统计2021年地面光伏系统平均每W成本为4.15元（集中电站），目前已经上涨至4.2元/w。光伏设备使用年限为25年且每年性能线性衰减0.55%，其平均每年等效利用小时数为1200小时，中国上网电价平均0.37元/KWh，增值税税率为13%，所得税税率为25%。银行贷款期限为15年，贷款比例70%，贷款利率3.8%。基于上述假设，测算光伏发电内部收益率IRR为6.77%。

➤ 模式二：光伏+储能解决弃光

- 假设：每年弃光率为2%，增加储能设备后，可以带来2%的额外电费收入，但是将增加储能设备的成本。
- 储能设备每Wh单价约为1.8元，以10%功率配比+2h时长配储，每W光伏对应储能设备成本为0.36元，充放电深度为95%，每天循环次数一次，每年性能线性衰减5%。假设储能设备使用年限为10年，其银行贷款期限为10年，贷款比例为70%，贷款利率为3.8%，其余假设相同。上述假设下，测算得光伏+储能解决弃光IRR仅为3.89%。

图表：发电侧光伏、储能设备成本假设

类型	项目	价格	类型	项目	价格
光伏发电成本	组件外其他成本 (元/W)	2.3	光伏发电成本	一次性土地费用 (元/W)	0.17
	组件 (元/W)	1.9		电网接入成本 (元/W)	0.2
	集中式逆变器 (元/W)	0.11		管理费用 (元/W)	0.19
	固定支架 (元/W)	0.31		合计 (元/W)	4.2
	建安费用 (元/W)	0.56	储能系统成本	储能系统成本 (元)	0.3
	一次设备 (元/W)	0.41		功率转换成本 (元)	0.05
	二次设备 (元/W)	0.09		土建成本 (元)	0.02
	电缆价格 (元/W)	0.19		合计	0.37

资料来源：《从利润分配和竞争格局看光伏投资机会》《储能的度电成本和里程成本分析》，民生证券研究院假设

证券研究报告

23

*请务必阅读最后一页免责声明

➤ 模式三：光伏+储能解决弃光+参与市场化调峰辅助服务

- 假设：在经济性测算中取调峰补偿为0.78元/KWh计算。（全国多地已经出台调峰补偿标准，在测算时着重参考更具先进性的南方电网以及南方电网管辖省份的补偿值）。
- 所有剩余容量充分用于调峰服务。**以首年为例，对于功率为1W的光伏发电设施，储能设备解决弃光27Wh，其每天1次循环在一年中可以提供的总容量约为70Wh，剩余43Wh全部参与调峰服务。充电补贴为0.2元/KWh（仅部分地区）。部分地区对于解决弃光的储能设备根据其消纳电量予以补贴。
- 上述假设下，光伏+储能解决弃光+参与市场化调峰辅助服务的IRR为5.48%。在少部分具有充电补贴的地区，IRR上升至5.76%。

图表：光伏、储能系统其他经济性假设

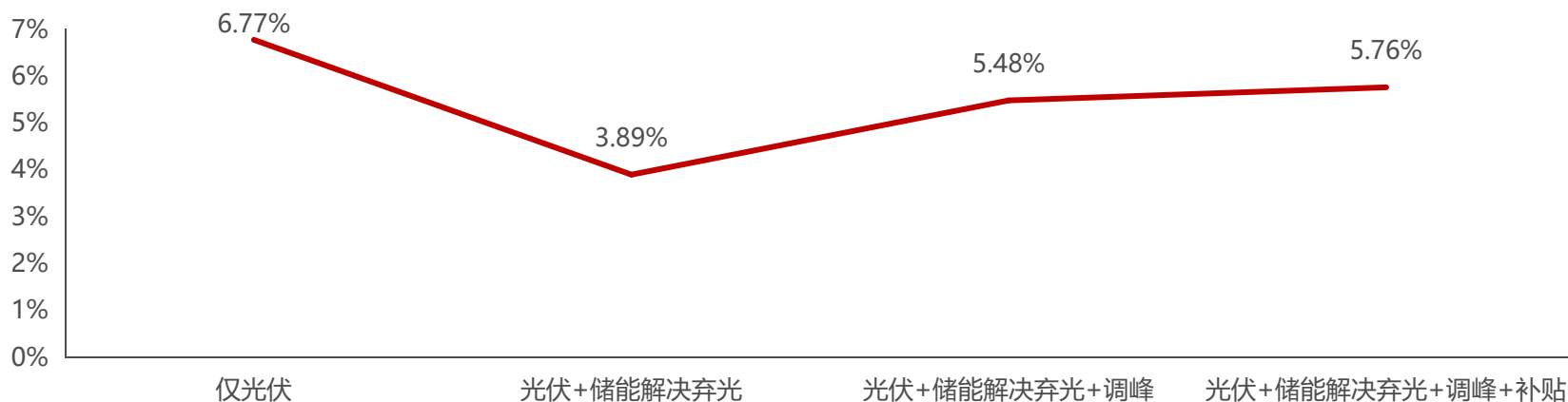
其他假设	值	其他假设	值
调峰补贴	0.78元/KWh	上网电价	0.37元/KWh
充电补贴（若有）	0.2元/KWh	光伏组件首年衰减	2%/年
贷款比例	70%	光伏组件线性衰减	0.55%/年
贷款利率	3.80%	储能设备线性衰减	3%/年
光伏设备贷款年限	15年	储能设备性能报废点	70%
所得税率	25%	充放电深度	95%
增值税率	13%	系统能量效率	90%

资料来源：北极星电力新闻网，民生证券研究院假设

➤ 主要收入模式IRR仅5.48%，经济性存在缺陷

- 目前光伏配储主流盈利模式收益率仍不及仅光伏发电，光伏发电内部收益率IRR为6.77%，配储解决弃光后下降至3.89%，计算调峰补贴后回升至5.48%。存在充电补贴的地区内部收益率为5.76%，仍低于仅光伏发电。
- 当IRR大于6%时，项目具备经济性，目前受制于光伏组件价格上涨及储能成本较高，经济性仍较弱，且配储后收益率在低于不配储的情况下，企业没有自发配储意愿。**因此在现阶段，光伏配储主要由政策推动。**

图表：不同盈利模式下IRR测算



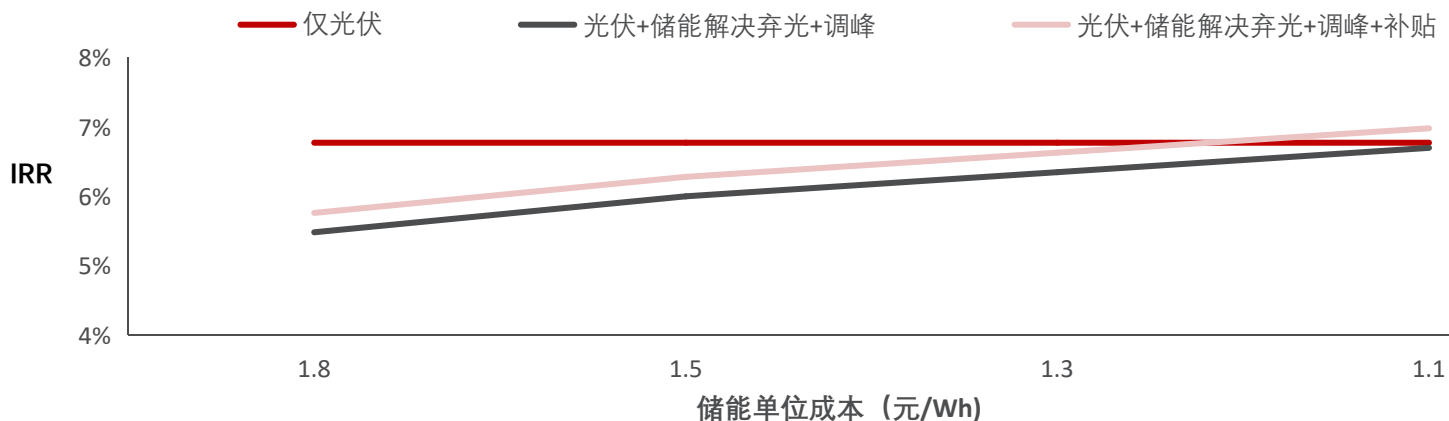
资料来源：民生证券研究院测算

发电侧储能模式&经济性

➤ 储能单位价格下降协同电力市场化，发电侧配储有望迎来经济性

- **储能设备价格的下降有望带来发电侧储能市场放量。**当储能单位价格下降至1.1元/Wh以下时，光+储+调模式收益率开始赶超纯光伏发电（6.77%），考虑补贴下降至1.3元/Wh左右即可。目前国内储能设备系统单位价格约1.8元/Wh，仍有下降空间。在主要关注的光伏发电+储能解决弃光+调峰的盈利模式下，储能加入开始为光伏电站带来正收益，自发性光伏配储比例将大幅提升。
- **随着电力定价市场化，交易模式有望向美国等地靠拢+新能源上网电价有望通过绿电获取进一步收益，提升配储经济性。**1)电力现货市场完善后，新能源+储能的稳定性电力供应可较非稳定的新能源电力获得溢价，有望借鉴美国等成熟市场的交易模式，提升配储经济性。2)随着绿电交易逐步实现市场化定价，市场化的定价方式有望充分释放出绿电的价格弹性，使交易价格超过原有上网电价对应的附加收益，从而获得进一步的收益。

图表：储能投资敏感性



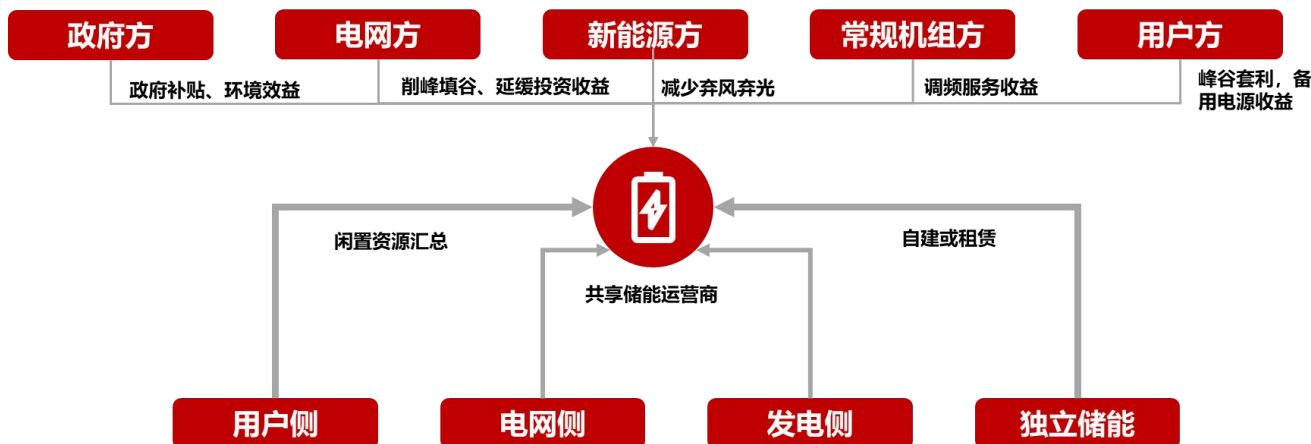
资料来源：民生证券研究院测算

03

共享储能催化发展，独立储能收益模式明确

- **共享储能本质上为独立储能运营的一类商业模式。**独立储能指的是独立储能电站，其独立性体现在可以以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议，不受位置限制，作为独立主体参与电力市场。共享储能是由第三方或厂商负责投资、运维，并作为出租方将储能系统的功率和容量以商品形式租赁给目标用户的一种商业运营模式，秉承“谁受益、谁付费”的原则向承租方收取租金。
- **辅助电力服务提高服务效率，扩展服务对象。**同传统储能服务相比，共享储能电站主要通过辅助服务的商业模式进行电力服务，并且能够将原本传统的单一新能源场站的服务对象扩展至所有存在弃电场站。
- **共享储能模式前景广阔。**共享储能以电网为纽带，将独立分散的电网侧、电源侧、用户侧储能电站资源进行全网的优化配置，交由电网进行统一协调，推动源网荷各端储能能力全面释放。其优势在于：1) 促进新能源电量消纳；2) 提高项目收益率，能够缩短投资回收周期；3) 促进储能形成独立的辅助服务提供商身份。

图：共享储能模式结构图



资料来源：网络资料整理，民生证券研究院

03

共享储能商业化进程加快

➤ 共享储能兴起，加快储能商业化进程

- 据北极星储能网不完全统计，2021年青海、宁夏等六省先后在政策中明确提出建设发展共享储能。截至目前共有84个共享储能项目已经通过备案或公示，主要分布在内蒙古、湖北、山西、宁夏、甘肃等9个省份，项目总规模超12GW/24GWh
- 中国能源建设集团投资有限公司内蒙古分公司、内蒙古蒙东综能能源服务有限公司投建的内蒙六个共享储能项目通过备案,项目总投资18.2亿,建设总规模650MW/1300MWh，储能单价1.4元/Wh。

图表：内蒙已备案储能项目

项目	投资金额	装机功率 (MW)	储能容量 (MWh)
中能建投翁牛特旗乌丹共享储能电站项目	28000万	100	200
赤峰市翁牛特旗高家梁共享储能电站项目	56000万	200	400
赤峰市宁城县汐子共享储能电站项目	28000万	100	200
中能建投宁城中京共享储能电站项目	28000万	100	200
赤峰市松山区当铺地共享储能电站项目	28000万	100	200
赤峰市松山区安庆园区共享储能电站项目	14000万	50	100

图表：各省份已备案储能项目规模

序号	投资金额	规模
1	内蒙	≥6.5GW/1.3GWh
2	湖北	≥2.1GW/4.2GWh
3	山西	≥3.9GW/7.8GWh
4	宁夏	≥0.9GW/1.8GWh
5	甘肃	≥1.7GW/3.4GWh
6	河北	≥2.2GW/4.4GWh
7	山东	≥0.2GW/0.4GWh
8	陕西	≥0.3GW/0.6GWh

资料来源：北极星储能网、中国化学与物理电源行业协会，中国招标投标公共服务平台，民生证券研究院整理

03

共享储能的收益模式

- 共享储能不依附于新能源发电项目，在电力市场中的定位更加清晰，潜在收益来源更为丰富；此外，共享储能项目单体规模较大，对电网调度指令的响应能力更强，在电力现货市场、调峰调频市场中具备更强的竞争力。具体而言，共享储能的潜在收益来源包括**容量租赁费用、现货市场、辅助服务(目前主要是调峰)、容量电价补偿**。

1

储能容量租赁

将容量租赁给新能源场站,获取租金

2

电力现货市场

参与电力现货市场，获取峰谷价差

3

辅助服务收益

提供调峰调频服务，获取辅助服务收益

4

容量电价补偿

部分地区正探索建立针对储能电站的容量电价机制

共享储能模式为中国当发电侧配储最优解

- 共享储能的本质是引入第三方投资商，具备一定经济性，为当发电侧配储最优解。在共享储能模式下，业主无需承担建设储能电站成本，只需每年支付租赁费，有利于减轻一次性投入的资本开支，缓解资金压力；第三方共享储能的投资商需承担建设储能电站的费用，收益来源为稳定的租赁费用，若考虑调峰辅助服务的收益，经济性较好，收益可观。根据我们测算：
- 1) 对于业主方来说，按25年维度计算，在仅光伏电站场景IRR为6.77%的项目中，配套共享储能的IRR为5.61%，高于光伏+自建储能模式的5.48%，为目前强制配储情况下的最优解。
- 2) 对于第三方储能投资商来说，假设以20年维度（期间更新一次储能设备），若全容量参与调峰辅助服务（一年参与270次调峰服务），IRR可达到7.48%，具备良好经济效应。

图：共享储能经济性测算

假设条件		
电价	0.37387元/kWh	
利用小时数	1200h	
光伏单位投资	4.2元/W	
弃光率	0.02	
储能容量	100MW/200MWh	
储能单位投资	1.8元/Wh	
储能寿命（日历年）	10年	
容量租赁费用	250元/kw/年	
调峰补贴价格	0.78元/kwh	
调峰次数	270次/年	
参与类型	模式	IRR
新能源投资商（25年维度）	仅光伏	6.77%
	光伏+自建独立储能	5.48%
	光伏+共享储能	5.61%
第三方投资商（20年维度）	共享储能电站（补贴+调峰）	7.48%

资料来源：北极星电力网，民生证券研究院预测（测算详见《储能洞察8月刊：共享储能催化发展，海外延续高景气》）

注：假设光伏组件使用寿命为25年

图：第三方储能投资商敏感性测算

		调峰补贴价格(元/kwh)							
		0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.8	0.81	0.82
调峰次数 (次)	250	1.36%	2.09%	2.79%	3.48%	4.16%	4.82%	5.47%	6.10%
	270	5.47%	6.15%	6.83%	7.48%	8.13%	8.76%	9.39%	10.00%
	290	9.11%	9.77%	10.43%	11.07%	11.70%	12.32%	12.94%	13.54%
	310	12.43%	13.08%	13.73%	14.36%	14.99%	15.61%	16.22%	16.83%
	330	15.51%	16.16%	16.81%	17.45%	18.08%	18.71%	19.32%	19.94%
	350	18.42%	19.08%	19.73%	20.38%	21.02%	21.66%	22.28%	22.91%
	370	21.20%	21.87%	22.54%	23.19%	23.85%	24.50%	25.14%	25.78%
	390	23.88%	24.56%	25.24%	25.92%	26.58%	27.25%	27.91%	28.57%

资料来源：民生证券研究院预测（测算详见《储能洞察8月刊：共享储能催化发展，海外延续高景气》）

04. 中国储能行业远期空间

04

2022-2025年储能装机需求高增，新能源发电装机规模CAGR14.5%

- 假设：中国光伏发电2022-2025年新增装机量分别为80、100、120、140GW，风电新增装机分别为52、54、56、58GW。随规制配储的不断推广，更多省份将在全省或部分地区推出配储政策，由此预计在未来2年新增风光装机量中，全省规制配储省份对应风光装机占总量比例分别达到60%，70%，部分地区要求省份所占风光装机量达20%，鼓励配储地区风光装机量占10%。
- 短期随政策推行，预计2022、2023年发电侧配储功率比例为10%，充电时长为2小时，长期随成本下降带来的经济性提升，2024、2025年平均配储功率比例预计达到12%、20%。

图表：发电侧储能装机预测

发电侧	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
光伏新增装机	GW	48	65	80	100	120	140
风电新增装机	GW	32	50	52	54	56	58
规制配储能地区对应新增装机量	GW		57.5	79.2	107.8	140.8	178.2
储能渗透率			25%	50%	80%	100%	100%
储能配比			10%	10%	11%	12%	20%
部分规制配储能地区对应装机量	GW		35.65	27.72	32.34	35.2	19.8
储能渗透率			10%	20%	50%	70%	80%
储能配比			10%	10%	11%	12%	20%

发电侧	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
鼓励配储能地区对应装机量	GW		11.5	13.2	13.86		
储能渗透率			10%	15%	30%		
储能配比			10%	10%	10%		
其他地区对应装机量	GW		10.35	5.28			
储能渗透率			5%	10%			
储能配比			10%	10%			

资料来源：CPIA，民生证券研究院预测（测算详见《储能深度1：全球分区域、应用市场空间、经济性商业模式探讨》）

04

2021-2025年预计新增新能源发电配储CAGR111%

- 2022、2023年，根据我们假设，规制配储省份的储能渗透率逐渐上升至50%、80%；部分地区规制配储的省份2022、2023年储能渗透率为20%、50%；鼓励配储省份2022、2023年的储能渗透率分别为15%、30%，预计2024年之后所有省份均将出台规制配储政策，即2024年起无“鼓励配储”地区；2022年其他地区储能渗透率10%，预计2023年全国所有地区均会出台储能相关政策，即2023年起无无政策普通地区。
- 由上述假设，我们预计2022-2025年新增新能源发电装机对应配储为9.53、23.36、39.71、77.62 GWh，2021-2025年CAGR达111%。

图表：发电侧储能装机预测

发电侧	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	发电侧	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
规制配储能地区对应新增装机量	GW		57.5	79.2	107.8	140.8	178.2	鼓励配储能地区对应装机量	GW		11.5	13.2	13.86		
储能渗透率			25%	50%	80%	100%	100%	储能渗透率			10%	15%	30%		
储能配比			10%	10%	11%	12%	20%	储能配比			10%	10%	10%		
规制配储能地区对应储能装机	GWh		2.88	7.92	18.97	33.79	71.28	鼓励配储能地区对应储能装机	GWh		0.23	0.40	0.83		
部分规制配储能地区对应装机量	GW		35.65	27.72	32.34	35.2	19.8	普通地区对应装机量	GW		10.35	5.28			
储能渗透率			10%	20%	50%	70%	80%	储能渗透率			5%	10%			
储能配比			10%	10%	11%	12%	20%	储能配比			10%	10%			
部分规制配储能地区对应储能装机	GWh		0.71	1.11	3.56	5.91	6.34	普通地区对应储能装机	GWh		0.10	0.11			
								新增发电装机对应储能装机量	GWh	0.66	3.92	9.53	23.36	39.71	77.62

资料来源：CPIA，民生证券研究院预测（测算详见《储能深度1：全球分区域、应用市场空间、经济性商业模式探讨》）

04

2021-2025发电侧新增储能装机量CAGR110.8%

- 存量新能源配储装机量测算方面，假设功率配比与配储时长和新增发电装机保持一致。
- 预计中国光伏+风电2022-2025年末配储新能源发电装机量分别为598、714、837、967GW。存量配储渗透率于2021-2024年分别达到1%、1.2%、1.4%、1.6%，随着2024年成本降低，2025年预计渗透率快速增长至5%。
- 综合来看，国内发电侧储能装机高增原因在于：1、风光装机的高增速；2、储能渗透率及储能配比的持续提升；3、存量风光电站配储。2022-2025年发电侧新增储能装机量总计分别达10.97、25.36、42.92、96.96 GWh。2021-2025年CAGR达110.8%。

图表：发电侧储能装机预测汇总

存量发电侧装机对应储能需求		2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
未配储能的风光装机	GW		496.04	598.92	714.10	837.42	967.29
储能渗透率			1.00%	1.20%	1.40%	1.60%	5.00%
储能配比			10%	10%	10%	12%	20%
充放电时长	h		2	2	2	2	2
存量发电装机对应储能安装量	GWh		0.99	1.44	2.00	3.22	19.35
新增发电装机对应储能装机量	GWh	0.66	3.92	9.53	23.36	39.71	77.62
当年新增储能装机	GWh		4.91	10.97	25.36	42.92	96.96

资料来源：CPIA，民生证券研究院预测（测算详见《储能深度1：全球分区域、应用市场空间、经济性商业模式探讨》）

04

调频成为电网侧储能主要增长点，电网侧2021-2025年CAGR45.8%

- 至2025年，电网侧储能装机增长主要由储能调频装机带来，未来4年储能调频装机量分别达到0.80、1.54、2.15、2.28GWh，随电网对于频率稳定的要求不断提高且电化学储能调频的性能优势不断凸显，更高的性能指标（K值）带来的更高中标率有望大幅推动调频辅助市场下的电化学储能需求，渗透率预2022-2025年分别为15%、30%、50%、70%，伴随火电装机的缓慢增长，储能调频累计装机量在未来两年分别达到2.91、6.00GW，配储时长为0.5h。
- 至2025年，电网侧调峰装机新增分别为0.87、1.08、1.31、1.55GWh。电网侧备用电源、应急电源等应用对于电网侧调峰装机的需求逐渐增加，预计2022-2025年的储能调峰渗透率分别为0.025%、0.03%、0.035%、0.04%。
- 2022-2025年，电网侧总计新增装机1.67、2.63、3.46、3.82GWh，2021-25年CAGR45.8%。

图表：中国储能调频调峰装机规模测算

	单位	2020	2021	2022	2023	2024E	2025E
火电装机	GW	1245.17	1257.62	1295.35	1334.21	1374.24	1415.46
水电装机	GW	370.16	377.56	396.44	416.26	437.08	458.93
核电装机	GW	49.89	51.39	52.93	54.52	56.15	57.84
(火电)调频需求占比		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
调频需求装机	GW	18.68	18.86	19.43	20.01	20.61	21.23
锂电储能调频渗透率		5%	7%	15%	30%	50%	70%
锂电储能调频装机量	GW			2.91	6.00	10.31	14.86
充电时长				0.50	0.50	0.50	0.50
锂电储能调频装机量	GWh	0.12	0.17	0.80	1.54	2.15	2.28
锂电储能调峰渗透率			0.02%	0.03%	0.03%	0.04%	0.04%
锂电储能调峰装机量	GWh	0.01	0.67	0.87	1.08	1.31	1.55
电网侧装机总计	GWh	0.13	0.85	1.67	2.63	3.46	3.82

资料来源：国家能源局，民生证券研究院预测（测算详见《储能深度1：全球分区域、应用市场空间、经济性商业模式探讨》）

工商业2022、2023年光伏配储装机CAGR183.5%

- 目前我国分布式光伏装机量占总量约1/3，其中工商业占分布式光伏装机量约1/2，光伏装机量的增长为工商业光伏配储增长的主要来源。根据其经济性部分显露以及备用电源需求增长，预计2022-2025配储渗透率分别达到1.5%、2.5%、3.2%、4.5%，分别按照35%、45%、55%、65%的功率配比以及2小时的充放时长，新增装机量分别达到0.112、0.307、0.591、1.190 GWh。
- 工商业分布式光伏装机量2022-2025以30%左右CAGR快速增长，经济性+备用电源需求推动配储渗透率以及配储比例快速增长，三个因素共同作用下推动工商业光伏配储快速增长。

图表：国内工商业光伏配储规模测算

工商业光储一体化	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
光伏装机总量	GW	48	65	80	100	120	140
工商业光伏装机量	GW	5.400	7.313	9.000	11.250	13.500	15.750
配储渗透率	GW	0.93%	1.00%	1.50%	2.50%	3.20%	4.50%
配储比例		15%	25%	35%	45%	55%	65%
配储功率	GW	0.008	0.018	0.047	0.127	0.238	0.461
配储时长		2	2	2	2	2	2
新增装机量	GWh	0.015	0.037	0.095	0.253	0.475	0.921
存量未配储光伏装机	GW	47.950	55.189	64.054	75.023	88.091	103.132
存量渗透率		0.015%	0.020%	0.040%	0.080%	0.120%	0.200%
存量光伏装机	GWh	0.002	0.006	0.018	0.054	0.116	0.268
总计	GWh	0.017	0.042	0.112	0.307	0.591	1.190

资料来源：CPIA，民生证券研究院预测

04

5G基站大量建设成为储能新增长点

- 能耗方面，5G基站的峰值功率在4G基站的3-4倍之间，对于电力的需求大幅提升。另一方面，在2G、3G、4G时代，站点电源以被动响应为主，缺乏主动规划，容易导致资源浪费。
- 在更高的电力需求之下，如何提升5G基站的系统运行效率、减少资源浪费成为5G建设的重点，因此电化学储能系统柔性、智能、高效的技术特点使得其成为5G基站备用电源的合适选择。

图表：基站功耗对比

4G/5G能效对比	4G		5G	
	2T2R	4T4R	32T32R	64T64R
能耗 (W)	400	685	500	810
容量 (Mbps)	150	300	5000	10000
能效 (GB/KWh)	165	192	4395	5425

资料来源：工信部，民生证券研究院

04

2022-2025年5G配储装机量达26.64GWh

- **假设：充电时长为4小时**，储能电站往往需要保证4小时的应急能源供应。
- **5G峰值功耗以每年0.3KW的速度下降**。根据项目数据统计，尽管能耗比更高，5G基站峰值功率往往大于4KW，预期随着未来基站数量提升以及技术迭代，单个基站的能耗有望降低至2KW左右。与之对应单个基站容量也等比下降。
- **2023年每万人享18个5G基站，2025年每万人享26个**（工信部预期数据）。
- 以上假设下，预计2022-2025年的装机量分别为8.84，8.93，6.27，5.60GWh。

图表：5G基站配储装机规模预测

	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
5G基站数量 (万个)	13.8	58	43.2	65	72	56	56
基站峰值功率 (KW)	4	4	3.7	3.4	3.1	2.8	2.5
充电时长 (h)	4	4	4	4	4	4	4
单个基站容量 (KWh)	16	16	14.8	13.6	12.4	11.2	10
储能需求 (GWh)	2.21	9.28	6.39	8.84	8.93	6.27	5.60

资料来源：工信部，民生证券研究院预测（测算详见《储能深度1：全球分区域、应用市场空间、经济性及商业模式探讨》）

04

中国储能装机规模：预计25年达103.46GWh

- **发电侧**：考虑新增风光装机+存量风光装机配储能需求，预计2025年将达到96.96GWh装机规模
- **电网侧**：考虑储能调频+电网侧调峰需求，预计2025年将达到3.82GWh装机规模
- **工商业**：考虑光储一体化项目+削峰填谷需求，预计2025年将达到2.68GWh装机规模

综合来看，我们预计2022-2025年储能新增装机量（除5G应用外）分别为13.05、29.11、47.92、103.46GWh。新增装机量的21-25年CAGR约104.46%。

新增装机量中，以政策推动的发电侧占比最大。2022-2025年分别占总量的87.6%、89.0%、89.6%、93.7%。其次为发电侧（22-25年分别占9.6%、7.6%、7.2%、3.7%）以及工商业（21-25年分别占2.5%、3.4%、3.2%、2.6%）

图表：中国储能装机规模预测（GWh）

	单位：GWh	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
发电侧		4.91	10.97	25.36	42.92	96.96
电网侧	调频	0.17	0.8	1.55	2.15	2.28
	调峰	0.68	0.87	1.08	1.3	1.55
	合计	0.85	1.67	2.63	3.46	3.82
工商业	光储一体化	0.03	0.09	0.25	0.59	1.19
	削峰填谷	0.12	0.32	0.87	0.95	1.49
	合计	0.16	0.41	1.12	1.54	2.68
总计		5.92	13.05	29.11	47.92	103.46
5G		6.39	8.84	8.93	6.27	5.6

资料来源：CPIA，工信部，国家能源局，民生证券研究院预测（测算详见《储能深度1：全球分区域、应用市场空间、经济性商业模式探讨》）

04

2022-2025年5G配储装机量达26.64GWh

- **假设：充电时长为4小时**，储能电站往往需要保证4小时的应急能源供应。
- **5G峰值功耗以每年0.3KW的速度下降**。根据项目数据统计，尽管能耗比更高，5G基站峰值功率往往大于4KW，预期随着未来基站数量提升以及技术迭代，单个基站的能耗有望降低至2KW左右。与之对应单个基站容量也等比下降。
- **2023年每万人享18个5G基站，2025年每万人享26个**（工信部预期数据）。
- 以上假设下，预计2022-2025年的装机量分别为8.84，8.93，6.27，5.60GWh。

图表：5G基站配储装机规模预测

	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
5G基站数量 (万个)	13.8	58	43.2	65	72	56	56
基站峰值功率 (KW)	4	4	3.7	3.4	3.1	2.8	2.5
充电时长 (h)	4	4	4	4	4	4	4
单个基站容量 (KWh)	16	16	14.8	13.6	12.4	11.2	10
储能需求 (GWh)	2.21	9.28	6.39	8.84	8.93	6.27	5.60

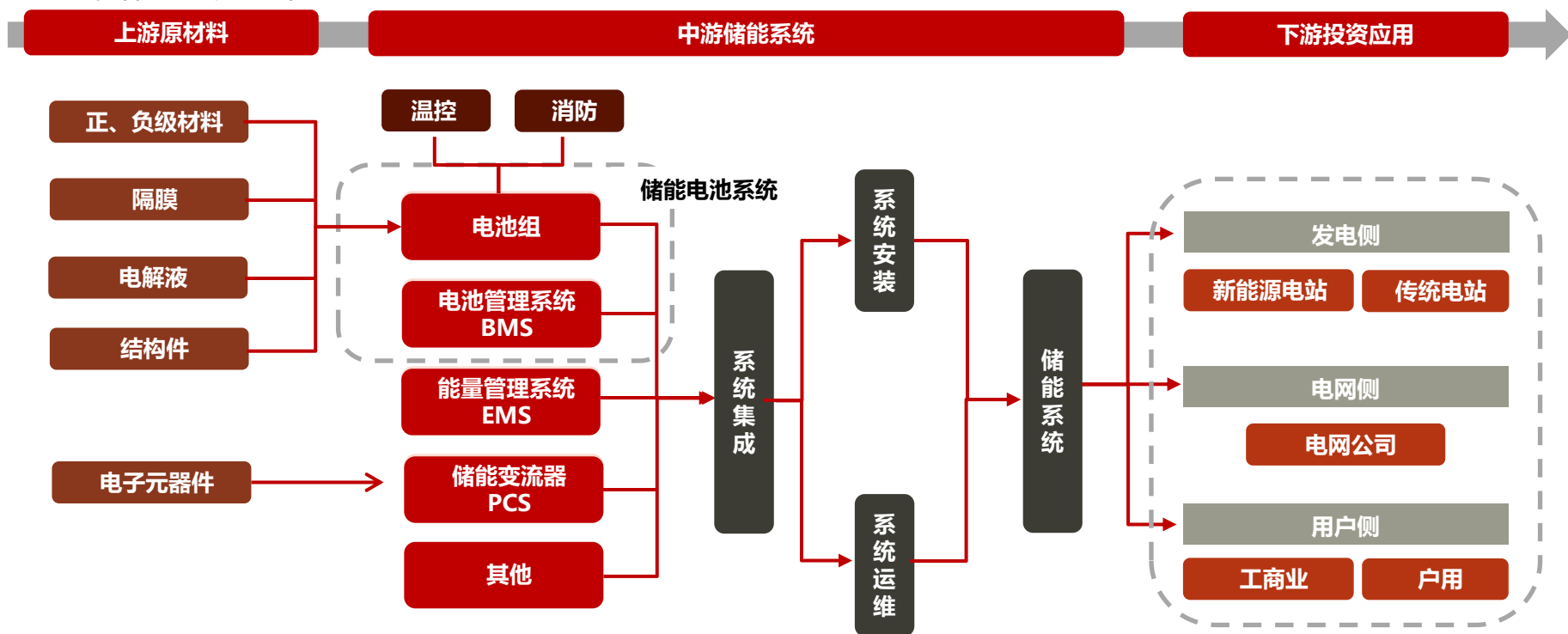
资料来源：工信部，民生证券研究院预测（测算详见《储能深度1：全球分区域、应用市场空间、经济性及商业模式探讨》）

05. 储能产业链梳理

05 储能产业链梳理

➤ 储能设备主要由**电池组**、**储能逆变器（PCS）**、**能量管理系统（EMS）**、**电池管理系统（BMS）**构成。

- **电池组**为最主要的构成部分，其主体由电芯构成。电池组中涵盖其他辅助系统包括温控（散热），消防。
- **储能变流器PCS**为必不可少的重要组成部分，负责直流交流转化，是电站并网运行的必备条件。
- **EMS、BMS**主要集中于系统软件层面，由储能投资商负责设计，EMS负责数据采集、能量调度；BMS负责电池监控、管理，保证充放均匀稳定。



资料来源：民生证券研究院整理

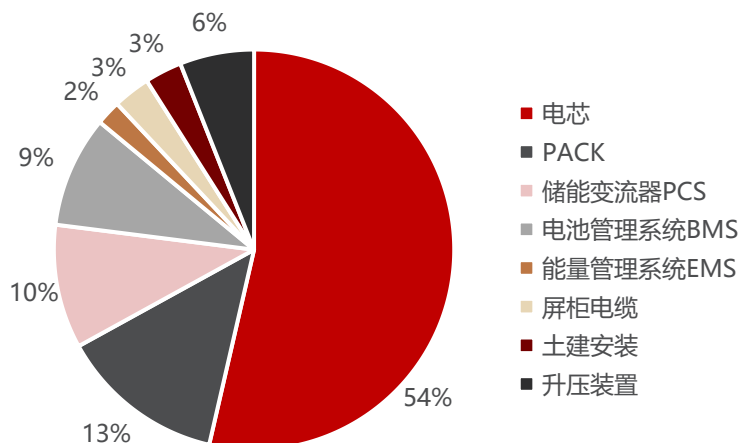
05

储能产业链价值拆分

➤ 储能电池与PCS是储能系统的核心环节，成本分别占比约67%/10%

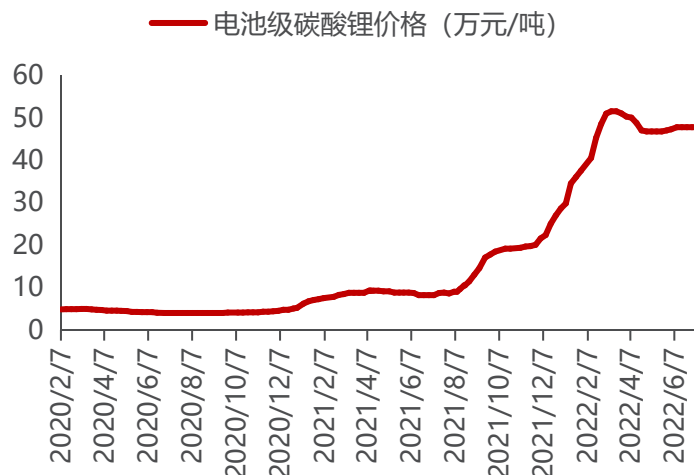
- **储能电池**：电芯占储能电池的比例约为80%，故电芯、PACK分别占储能系统的54%、13%。成本主要制约因素是上游原材料碳酸锂，未来随着碳酸锂价格回归合理区间，叠加电芯循环寿命提升，储能电池成本有望下降。
- **储能变流器PCS**：占储能系统成本10%，未来随着技术进步，成本仍有下降空间。
- **企业参与储能赛道的主要环节为：储能电池、储能变流器PCS、储能系统集成**

图表：2021年储能系统成本构成



资料来源：中商情报网，民生证券研究院

图表：电池级碳酸锂价格走势



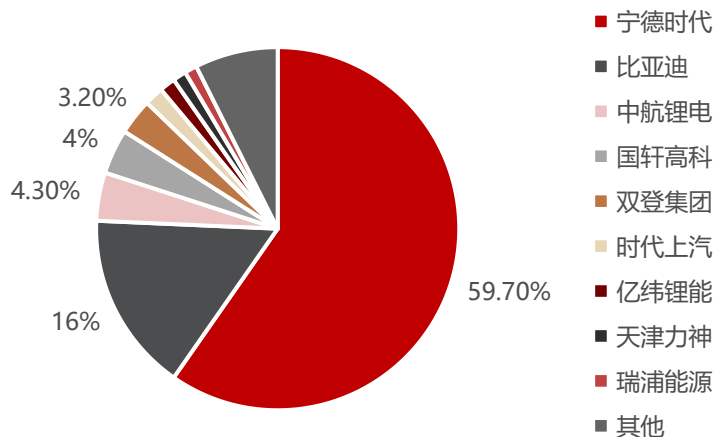
资料来源：鑫椤锂电，民生证券研究院

05 储能电池：格局一超多强，2020年宁德占据60%份额

➤ 主要参与者：宁德时代、比亚迪、鹏辉能源、亿纬锂能等

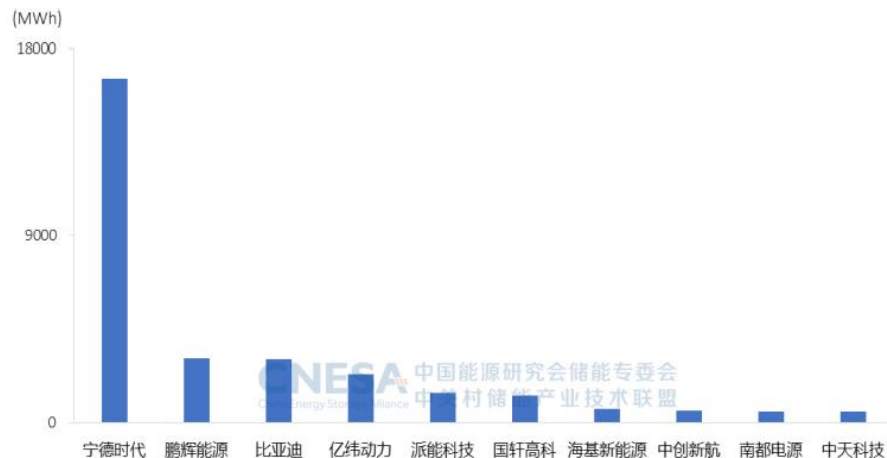
- **我国国内储能电池的竞争格局集中。**从2020年市场份额来看，宁德时代和比亚迪的市场占有率占据了将近80%的市场，宁德时代市场份额第一，为59.7%；比亚迪的市场份额第二，为16%。国内储能电池的为垄断竞争格局，预计未来集中度进一步提高。
- **宁德时代占据主要市场份额，二线企业发力追赶。**根据CNESA统计，2021年全球市场储能电池（不含基站、数据中心备电电池）出货量排名前五位的中国储能技术提供商，依次为：宁德时代、鹏辉能源、比亚迪、亿纬动力、派能科技，宁德时代出货量遥遥领先，二线企业迅速提升，市场占有率集中。

图表：2020年度中国储能电池企业竞争格局



资料来源：前瞻研究院，民生证券研究院

图表：2021 年中国企业全球市场储能电池出货量排名



资料来源：CNESA，民生证券研究院

05 储能电池：主要为动力电池厂参与

图表：储能电池主要参与参与者梳理

公司	业务布局	覆盖地区	覆盖场景	产业地位
宁德时代	电池、BMS、EMS、储能集成	美国 > 国内 > 日本等地区	侧重电源侧、电网侧、兼顾户用及工商业	21年全球份额超30%，22年或进一步提升
比亚迪	电池、BMS、PCS、EMS、储能集成	英国、德国、美国、国内都有布局	全面覆盖、侧重电源侧、电网侧	21年全球整体份额预计8%-9%；欧洲部分国家户用20%份额
亿纬锂能	储能电池	进军美国市场	电源侧、户用	目前占比较低；未来与华为合体，5年50GWh
鹏辉能源	储能电池、BMS、EMS、集成	目前欧洲、澳洲、国内，美国、日本认证中	户用、便携式、电网侧电源侧	便携式客户包括正浩科技等；户储定位电芯供应商。
派能科技	电池、BMS、EMS、储能集成	欧洲占50%，非洲占30%，其次美国、日本、国内	户用	欧洲户用前二

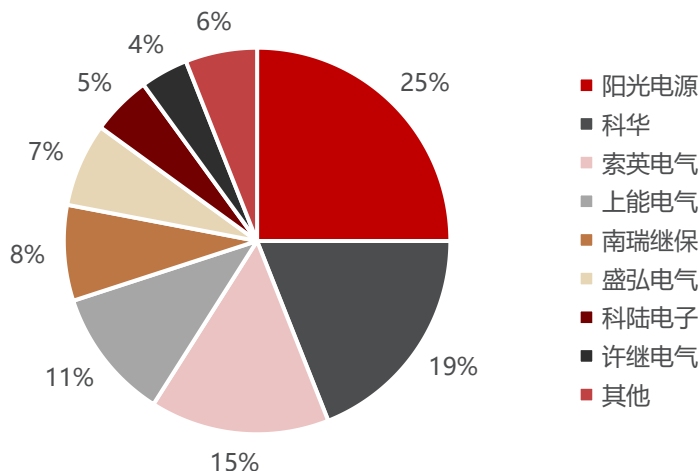
资料来源：各公司官网，各公司公告，民生证券研究院

05

PCS：竞争格局较为集中，头部企业市占率提升

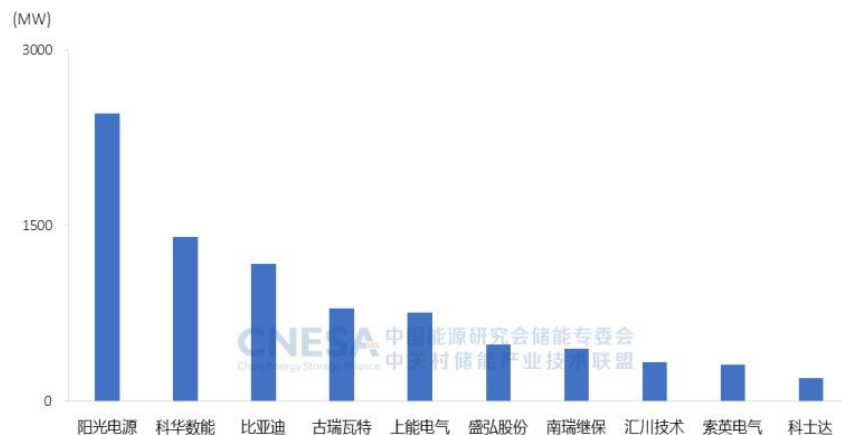
- **竞争格局与光伏逆变器行业有一定重叠，CR8超过90%，市场较为集中，头部企业市占率提升**
- **2020年CR3占比超50%**。根据2020年市场份额统计，国内PCS竞争格局较为集中，CR3达59%，以阳光电源、科华数、索英电气为代表的公司占据了市场超过一半份额。
- 根据CNESA统计，2021 年全球市场中，储能 PCS 出货量排名前十位的中国储能 PCS 提供商，依次为：阳光电源、科华数能、比亚迪、古瑞瓦特、上能电气、盛弘股份、南瑞继保、汇川技术、索英电气和科士达。

图表：2020年国内储能变流器企业份额统计



资料来源：中商情报网，民生证券研究院

图表：2021 年中国企业全球市场储能PCS出货量排名



资料来源：CNESA，民生证券研究院

05 PCS：发展趋势参考光伏逆变器，品牌+渠道为核心竞争力

➤ 主要参与者：专业PCS厂家+光伏逆变器厂家

- 目前储能变流器PCS赛道主要有两类参与者：1) 主要发力储能PCS的企业，例如科华、索英电气、盛弘股份等，有技术和经验优势。2) 光伏逆变器企业，如阳光、锦浪、固德威等，有渠道+品牌优势。

PCS核心竞争力：

- 核心竞争力一：产品设计+资质认证。**不同国家的电网体系认证标准和认证周期均不同，对PCS也提出了不同程度的要求，因此拥有多个国家资质认证的企业具备先发优势。同时客户也会有定制化需求。
- 核心竞争力二：品牌+渠道。**C端客户购买PCS产品主要看重品牌声誉，例如欧洲区域当地人偏向保守，不太倾向于更换品牌，价格容忍度较高。B端客户往往有指向性需求，因此与下游集成商、安装商的销售渠道的建设与维护尤为重要。

图表：参与储能PCS的参与者类型梳理

类别	介绍	优势	代表公司
专业PCS厂家	多为电力电子设备公司起家，从事储能PCS较早，有一定的资源基础	多年经验积累，有稳定的渠道和客户；专业性较强，大功率上有优势	科华、盛弘股份、索英电气等
光伏逆变器厂家	PCS与光伏逆变器技术同源，生产流程类似，产线切换容易，但PCS技术壁垒相对普通逆变器更高	客户侧与光伏客户同源，具备一定的渠道和品牌优势	阳光、华为、锦浪、固德威、古瑞瓦特、德业等

资料来源：各公司官网，各公司公告，民生证券研究院

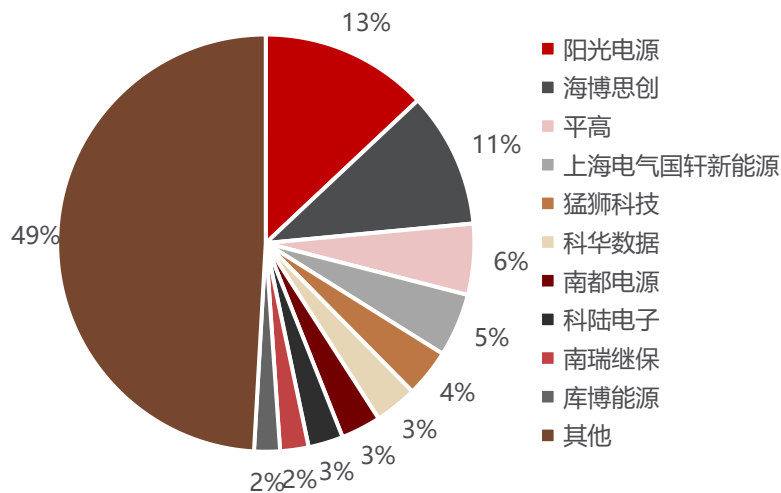
05

储能系统集成：竞争格局较为分散，竞争激烈

➤ 竞争格局相对分散，参与者较多，竞争激烈

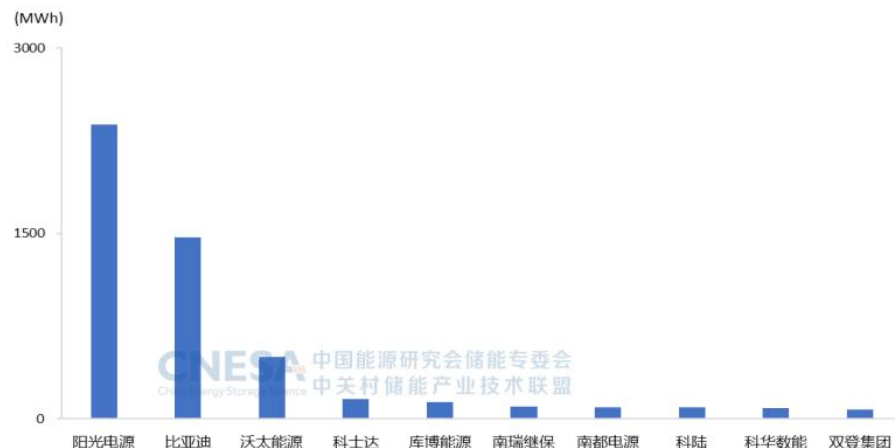
- 国内集成商集中度较低，CR5仅38%，其中阳光电源、海博思创作为行业龙头，其先发优势不明显。集成商优势在于其负责采购电池PCS等零部件，如阳光电源等行业内纵向布局的企业则具备一定优势。
- 根据CNESA统计，2021年海外市场中，储能系统出货量排名前十位的中国储能系统集成商，依次为：阳光电源、比亚迪、沃太能源、科士达、库博能源、南瑞继保、南都电源、科陆、科华数能、双登集团。

图表：2020年中国储能系统集成商竞争格局



资料来源：前瞻产业研究院，民生证券研究院

图表：2021年中国储能系统集成商在海外市场出货量排名



资料来源：CNESA，民生证券研究院

储能系统集成：一体化&专业化为发展方向

➤ **主要参与者：专业系统集成商、PCS厂、电池厂、电力企业等四类企业**

• 根据发展方向划分，目前主要有两种发展趋势：

- 1) **一体化，全价值链发展模式：**逆变器厂、电池厂等企业向下延伸产业链，实现储能系统的主要部件如电芯、PCS等，全部自己生产制造，由自主设计部门做系统集成服务。优势在于一体化可将产品打包出售，降本增利。
- 2) **专业化，匹配集成商模式：**专注于本身环节，定位第三方供应商。如锦浪的储能逆变器产品为开放系统，可与各种电池配套；宁德专注提供兼容性储能电芯等。优势在于与部分集成商无利益冲突，销售渠道广，可通过集成商快速铺开。

图表：三大储能系统集成模式对比

参与企业类型	典型公司	优点
专业系统集成商	海博思创、科陆电子、派能科技	拥有丰富的产品应用经验与项目实施经验，拥有热管理方案、大数据分析等方面的专利布局
PCS厂 (多为光伏逆变器企业)	阳光电源、华为、科华数据、上能电气	1、光伏系统与储能系统同源性高，进入障碍小 2、客户重叠，可通过新能源配储拓展客户
锂电池厂	宁德时代、比亚迪、亿纬锂能	电芯自研，向前进行一体化布局可以有效降低成本，提高利润率
电力企业	中天科技、许继电气	在传统电厂集成中积累了丰富的经验，了解电网的运行特点，对于有效配置储能系统有优势

资料来源：各公司官网，各公司公告，民生证券研究院

05

储能系统集成：三大技术路线

- 目前储能系统集成主要有三大技术路线。
- 储能系统技术的核心：安全性、可用性、成本。
- 未来技术发展趋势：1、大容量趋势降低成本；2、电池管理精细化，可用性提升；3、逆变器技术提升，和高压深度融合，从而降低成本；4、增加EMS和电力交易的匹配策略，如对电价的预测等。

图表：储能系统集成技术路线对比

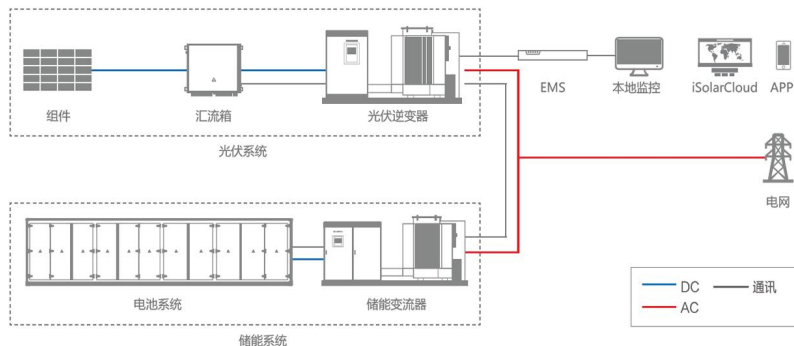
储能系统集成技术路线	具体内容	优势	劣势	代表公司
集中式	电池串联形成电池簇，电池簇并联形成容量为2-3MW电池堆，通过500kW-1.5MW的集中式逆变器和电网交互	控制简单、并网逆变器成熟	电池难以做到完全一致，系统可用性受到影响（木桶效应）	阳光电源、上能电气、科华
分散式（组串式）	电池串联形成电池簇，每簇单独通过逆变器与电网交互，直流侧不并联，交流侧并联，分开控制。	解决了电池簇的不均衡问题	技术难度高、对系统的稳定性和可靠性要求高（没有环流）	华为、盛弘
高压级联式	来自于高压变频器，多个H桥级联，统一逆变成高压输出，不需要变压器，直接输出。直流侧分成多个小的低压电池簇，接入储能继电器的直流侧。	与电网交互容易	技术路线相对小众；电池簇都挂在直流主线上，正负电位梯级提升，对电池的绝缘保护和系统控制要求高	智光电气、金盘科技

资料来源：各公司官网，各公司公告，民生证券研究院

阳光电源储能系统集成模式：三电融合，控制一体化

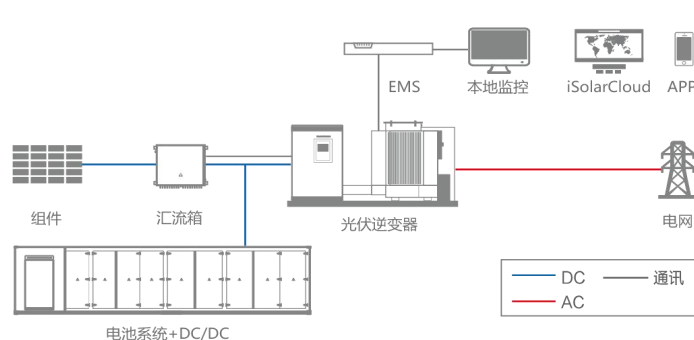
- “三电融合”的储能产品设计理念为BMS、PCS到EMS均为自主设计，可实现控制一体化。最终可以实现软硬件高度兼容、各环节数据互通，保障储能系统从电池、PCS到EMS等各环节协同运行，有利于提升安全性，提高效率，增加发电量，也可以减少多余设计，降低成本。
- 电芯**：专注于供应链管理，对电芯性能和成本进行优化，后续会考虑通过自身研发人员，和电芯供应商共同做开发、改进，使电芯更适应系统的需求，没有介入电芯的生产制造。
- 电池管理的BMS环节**：主动预警功能；通过自研的智能簇间在线诊断，内阻离散算法，析锂状态计算，实现电池病变程度的精确识别，确保电芯热失控及早发现；通过首创拉弧 AI 离群检测算法，实现了毫秒级100%识别拉弧，秒级关断，大幅降低火灾风险；通过电力电子+电气组合的双电分断方式，可以微秒级可靠分断，瞬间降低短路电流。
- 支撑电网**：自动在线诊断电网，主动支撑电网，即使在 SCR 小于 1.018 的极弱电网下，也可实现深度融合。

图：阳光电源大型储能系统交流耦合方案系统结构



资料来源：阳光电源公司官网，民生证券研究院

图：阳光电源大型储能系统直流耦合方案系统结构



资料来源：阳光电源公司官网，民生证券研究院

06. 风险提示

06 风险提示

- **下游需求不及预期：**若储能需求量不及预期，将影响行业出货及市场规模
- **设备供给不及预期：**若上游产能扩张及上游供给不及预期，会影响行业规模。
- **原材料价格上行风险：**若原材料价格上行，会影响整体需求。

THANKS 致谢

民生电新研究团队：



分析师 邓永康

执业证号：S0100521100006

电话：15601863256

邮件：dengyongkang@mszq.com

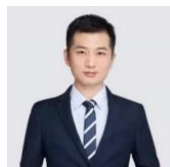


分析师 郭彦辰

执业证号：S0100522070002

电话：19821223996

邮件：guoyanchen@mszq.com



分析师 李京波

执业证号：S0100522080005

电话：13127673698

邮件：lijingbo@mszq.com

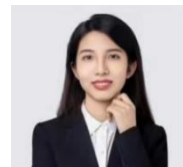


研究助理 王一如

执业证号：S0100121110008

电话：18217162699

邮件：wangyiru@mszq.com



研究助理 李佳

执业证号：S0100121110050

电话：15797736048

邮件：lijia@mszq.com



研究助理 席子屹

执业证：S0100122060007

电话：19557013017

邮件：xiziyi@mszq.com

民生证券研究院：

上海：上海市浦东新区浦明路8号财富金融广场1幢5F；200120

北京：北京市东城区建国门内大街28号民生金融中心A座19层；100005

深圳：广东省深圳市福田区益田路6001号太平金融大厦32层05单元；518026

分析师声明：

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为注册分析师，基于认真审慎的工作态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑得出研究结论，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本报告清晰准确地反映了研究人员的研究观点，结论不受任何第三方的授意、影响，研究人员不曾因、不因、也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

评级说明：

投资建议评级标准	评级	说明
以报告发布日后的12个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A股以沪深300指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准。	推荐	相对基准指数涨幅15%以上
	谨慎推荐	相对基准指数涨幅5%~15%之间
	中性	相对基准指数涨幅-5%~5%之间
	回避	相对基准指数跌幅5%以上
	推荐	相对基准指数涨幅5%以上
	中性	相对基准指数涨幅-5%~5%之间
	回避	相对基准指数跌幅5%以上

免责声明：

民生证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告仅供本公司境内客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅为参考之用，并不构成对客户的投资建议，不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，客户应当充分考虑自身特定状况，不应单纯依靠本报告所载的内容而取代个人的独立判断。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容而导致的任何可能的损失负任何责任。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，且预测方法及结果存在一定程度局限性。在不同时期，本公司可发出与本报告所刊载的意见、预测不一致的报告，但本公司没有义务和责任及时更新本报告所涉及的内容并通知客户。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问、咨询服务等相关服务，本公司的员工可能担任本报告所提及的公司的董事。客户应充分考虑可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一参考依据。

若本公司以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构独自为此发送行为负责。该机构的客户应联系该机构以交易本报告提及的证券或要求获悉更详细的信息。本报告不构成本公司向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议。本公司不会因任何机构或个人从其他机构获得本报告而将其视为本公司客户。

本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构或个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、转载、发表、篡改或引用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为本公司的商标、服务标识及标记。本公司版权所有并保留一切权利。