

国内大储如火如荼，储能模式及技术多样化发展 ——国内大储行业专题报告

证券分析师：曾朵红

执业证书编号：S0600516080001

联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199798

2022年9月

- ◆ **国内大储招标迅猛增长，超市场预期！** 2021年中国新增装机为2.5GW/4.6GWh，分别同比+82%/+88%，结构上看大储占总装机的96%，近年来国家或地方推出超过400项相关政策来支持储能发展，在强制配储等政策的核心驱动下，国内大储迎来高速增长。根据我们不完全统计，2022年上半年储能公开招标已超过20GWh，随地面光伏需求启动，储能招标和安装将逐步加速。我们认为2022/2023年地面光伏配储比例将提升至10%/12.5%，叠加独立储能和风电配储，我们预计国内大储装机将分别达到5.8/14.7GW，对应11.2/31.1GWh。同时考虑分布式光伏储能需求，预计到2025年国内储能新增装机为50.3GW/120.5GWh，2022-2025年CAGR为97.62%/112.53%。
- ◆ **独立储能或成为国内大储主要模式。** 2022年储能电池和储能逆变器涨价，带来储能价格上涨。据我们不完全统计，8月储能系统中标均价为1.62元/Wh，相较于2022年初均价1.22元/Wh上涨了33%。涨价后光储电站收益率将下降2-3pct，强制配储要求下刺激独立储能和储能租赁模式的出现。独立/共享储能具备规模化降本优势，可通过租赁调峰能力和参与辅助服务或电力市场交易获得收益，根据我们的计算，独立储能的收益率可达到8.4%，2022H1并网投运的独立储能电站共2座、启动施工建设的项目共17个、进入/完成EPC和储能设备招标的项目共64个，总计规模9.24GW/18.55GWh。独立/共享储能是中国当前市场下储能盈利的很好的模式，或在国内成为主流。
- ◆ **美国是全球规模最大的大储市场**，驱动力在于①配储后电站上网PPA电价更高，配储（50%+4h）项目平均PPA溢价为\$10/MWh；②ITC税收抵免政策延长10年，支持储能发展；③美国电力现货市场机制完备，市场化电价下辅助服务和容量补偿具备较高收益。我们预计美国2022/2023年储能装机将达到7.7/17.1GW，21.1/49.1GWh，到2025年美国储能新增装机将达到48.7GW/149.3GWh，2022-2025年CAGR为85%/92%。进一步测算得，2025年全球储能总需求为169.5GW/431.3GWh，2022-2025年CAGR为83%/92%；2025年全球储能出货为284.4GW/735.4GWh，2022-2025年CAGR为74%/80%。
- ◆ **国内大储市场发展迅速，多家储能品牌依托国内渠道资源加大出货布局。** 2021年国内储能出货宁德遥遥领先，储能PCS出货上能电气、科华数据增长迅速，储能系统海博思创、电工时代、科华数据、阳光电源等居于前列。各类新技术迭出，共同促进大储行业持续发展。1) 高压级联储能在大容量场景优势显著；2) 储能电站火灾频发，政策不断强调储能安全，液冷、全氟己酮方案受到关注；3) 新的电化学储能技术快速发展，钠离子电池储能、液流电池储能、氢储等产业化不断加速；4) 新的物理储能技术层出不穷，光热储能、重力储能、压缩空气储能、飞轮储能等示范项目逐步落地。
- ◆ **投资建议：** 1) 国内储能电池/逆变器/EPC龙头，推荐**宁德时代、亿纬锂能、阳光电源、南网科技**，关注**南都电源、盛弘股份、科华数据、上能电气、国轩高科**；2) 储能相关储备、储能占比逐步提升，推荐**比亚迪、金盘科技**，关注**欣旺达、青鸟消防、国安达、英维克、智光电气、科陆电子、宝光股份、中国天楹**。海外户储加速发展，我们持续强烈看好海外户储受益标的：推荐**锦浪科技、派能科技、德业股份、禾迈股份、昱能科技、固德威**，关注**科士达、鹏辉能源、科信技术**等。
- ◆ **风险提示：** 原材料价格持续上涨的风险；政策落地不及预期的风险；竞争加剧的风险。



国内政策引导储能大规模发展

高价格刺激新型商业模式出现

中美大储发展路径差异明显

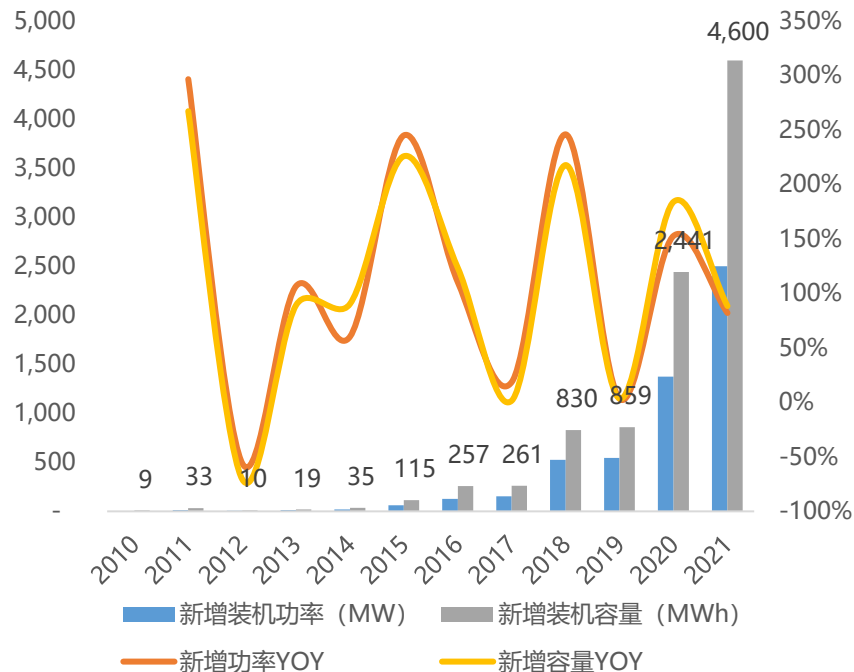
新规范新技术应用层出不穷

投资建议及风险提示

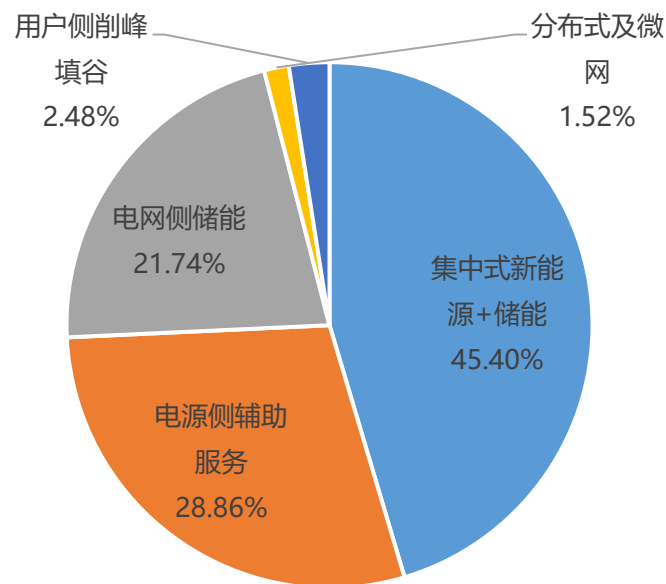
1 2021年国内新增储能装机中大储占比超95%

- ◆ 根据BNEF，2021年全球电化学储能新增装机为10GW/22GWh，分别同比+85.19%/+103.70%；同年中国新增装机为2.5GW/4.6GWh，分别同比+82.08%/+88.49%，从功率看，中国占全球新增的25%。
- ◆ **大储在国内电化学储能装机中占据主导地位。**区别于户用的小功率储能，应用在新能源电站、电网等场景的储能功率更大，本报告简称为“大储”。根据CESA，2021年我国集中式新能源+储能、电源侧、电网侧储能占当期电化学储能装机的96%，大储在我国电化学储能市场中发挥着举足轻重的作用。

图表：中国储能新增装机功率及容量



图表：2021年中国电化学储能各应用场景装机



2 近两年国内储能政策密集出台

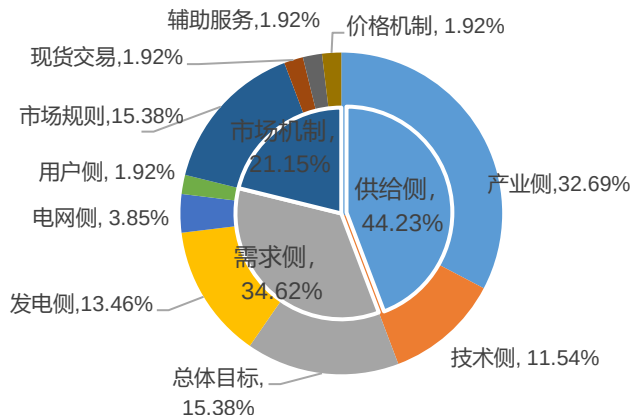
2021年来，多项储能政策密集出台，从数量上来看：

- ◆ **2022H1共发布国家性政策52项**：供给侧相关政策共23项，其中产业侧相关政策占比居多，共17个，鼓励技术侧发展的政策有6项；需求侧政策18项，市场机制相关政策11项。
- ◆ **2022H1各省份地区共发布储能相关政策437项**：供给侧相关政策177项，其中产业侧政策占比居多，共142项，技术侧发布政策35项。需求侧政策156项。市场机制政策53项，补贴类政策51项。

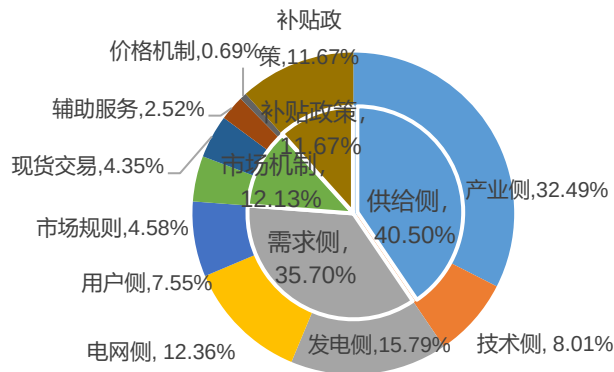
从政策关切点来看，我们可将政策归纳为以下几类：

- ◆ **从“量”上扩大需求**：包括各省市“十四五”储能目标规划、风光配储政策、明确独立储能定义、降低独立储能参与市场的规模限制要求等。
- ◆ **从“利”上提高经济性**：包括各项发展完善电力现货市场建设、提高电价峰谷价差、提高储能参与辅助服务补贴、推出容量补偿等。
- ◆ **从“技”上开拓新型**：包括发展新型储能技术、发展大型储能、提高储能电站安全性等。

图：2022年上半年国家性政策数量分类



图：2022年上半年地方性政策数量分类



2 国家层面：总纲要及发电侧、用户侧、电网侧政策落地

近两年国内政策方向主要针对发电侧（并网侧）、用户侧、电网侧：

- ◆ **从总纲要而言**，2021年7月指出：2025年要实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，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。2022年3月再次重申“2025年实现新型储能规模化，2030年实现市场化”，本次重申删除了具体规模要求，发展不设上限。
- ◆ **发电侧（并网侧）**上要求保障性规模之外的按照15%*4h的调峰能力，**用户侧**提出分时电价机制、部分地区拉大峰谷价差到4:1，**电网侧**提出储能独立第三方地位，参与电网调峰调频等辅助服务等。

图表：2021年来国家层面推出的重点储能政策

类型	时间	政策	主要内容
总纲要	2021/7/23	《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。新型储能技术在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，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。
	2022/3/22	《“十四五”新型储能发展实施方案》	发展不设上限，推广共享储能模式，以储能促进新能源的高效消纳利用，保障可再生能源占比稳步提升；加强分散式聚合利用，落实分时电价机制，拉大峰谷价差，增强峰谷套利经济性；建立容量电价机制，完善辅助服务补偿，明确鼓励地方给予政策支持。
并网侧	2021/8/11	《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》	超过电网企业保障性并网以外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%以上挂钩比例进行配建的优先并网。
用户侧	2021/7/29	《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。尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。
电网侧	2022/6/9	《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》	新型储能具有响应快、配置灵活、建设周期短等优势，可作为独立储能参与电力市场，在电力运行中发挥顶峰、调峰、调频、爬坡、黑启动等多种作用，具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度。

2 省市层面：出台新能源强制配储要求

- ◆ 各省规定了保障性规模内的强制配储要求。2021年来已有23个省市区提出新能源配储需求，配储比例要求多在10%-20%之间，配储时长要求多在2h以上（部分省配置要求高达4h）。特别地，河北、浙江永康、山东枣庄等地对分布式光伏也已提出配储要求。强制配储带来国内储能市场快速增长。

图表：各省新能源配储要求统计

时间	省份	政策文件	储能配置比例	储能配置时间 (h)
2022/5/20	浙江诸暨	《诸暨市整市推进分布式光伏规模化开发工作方案》	10%	
2022/5/13	辽宁	《辽宁省2022年光伏发电示范项目建设方案》公开征求意见建议的公告	15%	3
2022/5/1	江苏苏州	《关于加快推进全市光伏发电开发利用的工作意见（试行）》	2MW以上光伏8%	
2022/4/11	海南澄迈	《关于进一步规范集中式光伏发电项目建设管理的通知》	25%	2
2022/4/1	甘肃嘉峪关	嘉峪关市“十四五”第一批光伏发电项目竞争性配置公告	20%	2
2022/3/29	安徽	《关于征求2022年第一批次光伏发电和风电项目并网规模竞争性配置方案意见的函》	5%	2
2022/3/29	福建	关于组织开展2022年集中式光伏电站试点申报工作的通知	试点项目10%，其他15%	2~4
2022/3/22	内蒙古	《关于征求工业园区可再生能源替代、全额自发自用两类市场化并网新能源项目实施细则意见的公告》	光伏15%	4
2022/3/16	河北	《屋顶分布式光伏建设指导规范（试行）》		
2022/1/28	广西梧州	《关于规范我市风电光伏新能源产业发展》	10%	
2022/1/13	宁夏	自治区发展改革委关于征求《2022年光伏发电项目竞争性配餐方案》意见的函	10%	2
2022/1/11	上海	《上海市发展改革委关于公布金山海上风电场一期项目竞争配置工作方案的通知》	20%	4
2022/1/5	海南	《海南省发展和改革委员会关于开展2022年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	10%	
2021/12/21	浙江杭州	《杭州临安“十四五”光伏发电规划（2021-2025年）》	光伏及风电10%-20%	
2021/11/11	山东	关于公布2021年市场化并网项目名单的通知	10%	2
2021/10/13	湖南	关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见	风电15%光伏5%	2
2021/8/26	山西	《关于做好2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	大同朔州忻州阳泉10%以上	

3 发电侧：国内大储招标井喷式增长，千亿市场已现端倪

- ◆ 当前国内市场，政策仍是核心驱动力，2021年来大储招标持续增长。作为大型地面电站配套建设储能，在降本短期难以满足的因素下，但当前经济性仍不足，政策仍然是项目开发核心驱动力。根据我们不完全统计，2022年上半年公开招标已超过20GWh，随2022年下半年地面光伏需求启动，储能招标和安装将逐步加速。

图表：近期国内招标大储项目

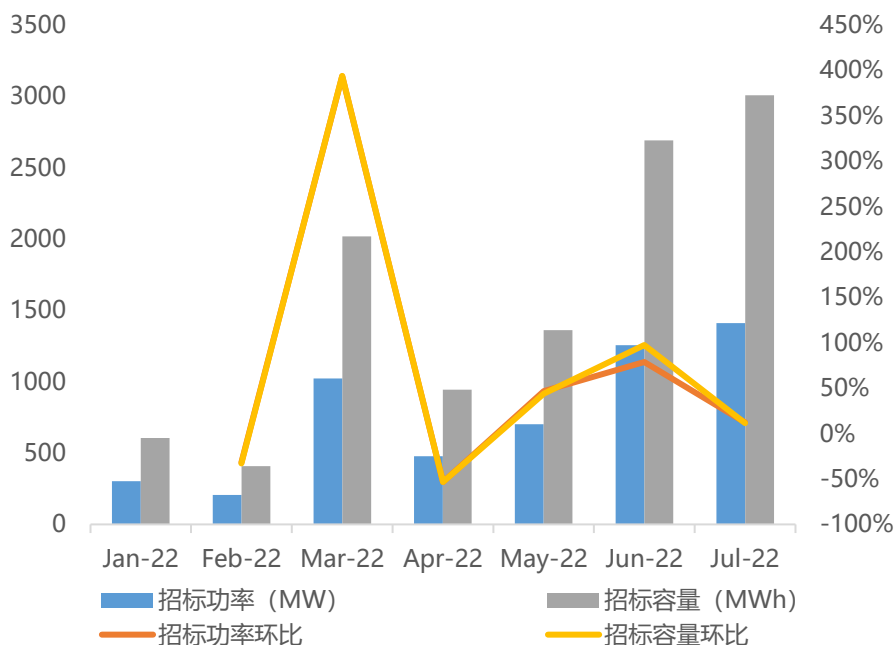
日期	项目	招标内容	性质	招标功率 (MW)	招标容量 (MWh)
2022/7/1	新疆和田洛浦100MW/400MWh储能配套400MW光伏发电项目-储能系统工程EPC招标	EPC	光伏配储	100	400
2022/7/3	阿鲁科尔沁旗金元100MW风力发电供暖及储能项目EPC总承包工程	EPC	风电配储	20	40
2022/7/4	五台县京能100MW林光互补项目施工总承包招标	EPC	林光互补	15	15
2022/7/5	上思华兰300MW农业光伏储能一体化项目	EPC	光伏配储	45	90
2022/7/7	宁东基地新能源共享储能电站示范项目一期100MW/200MWh工程EPC总承包	EPC	共享储能电站	100	200
2022/7/11	夏孜盖300MW光伏项目35MW70MWh储能系统采购	电池储能系统	光伏配储	35	70
2022/7/11	广西南宁武鸣共享储能电站项目EPC总承包	EPC	共享储能电站	50	100
2022/7/12	云南分公司西邑东、蒲缥、横山光伏发电项目40MW/80MWh储能系统设备采购招标	储能设备	光伏配储	40	80
2022/7/12	宾川龙口农业光伏发电项目15MW/30MWh储能系统设备	电池储能系统	光伏配储	15	30
2022/7/12	甘肃永登光伏复合项目A区200MW配套30MW(60MWh)储能系统EPC总承包工程	EPC	光伏配储	30	60
2022/7/12	珠江水泥光伏储能项目(不含光伏组件采购)EPC	EPC	光伏配储		
2022/7/12	华润电力鄯城源网储一体化示范项目(100MW200MWh)储能系统EPC工程总承包	EPC	源网储一体	100	200
2022/7/12	华润财金山东东营源网储一体化示范项目101MW(202MWh)储能EPC	EPC	源网储一体	101	202
2022/7/14	平朔矿区100MW光伏+储能EPC总承包项目	EPC	光伏配储		

数据来源：北极星储能网，储能头条，东吴证券研究

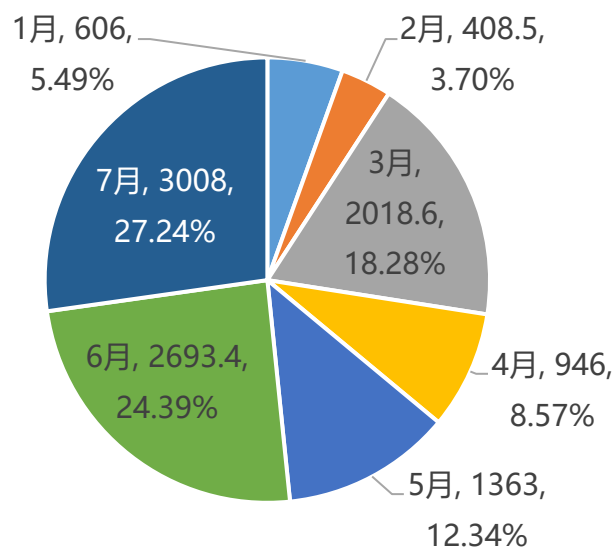
3 发电侧：国内大储招标井喷式增长，千亿市场已现端倪

◆ **招标容量时间分布来看，2022年6月后招标提速明显。**2022年以来国内大储项目招标量出现井喷式增长，2022年6月以来随着系列政策的落地，大储经济性有所好转，项目招标随之加速启动。据我们不完全统计，1-7月公开招标项目已超过20GWh，其中1-7月启动的大储项目设备系统及EPC招标容量分别为606/409/2019/946/1363/2693/3008MWh，6-7月招标容量分别占比24.39%/27.24%。

图表：近期国内招标大储项目规模（截至2022年7月）



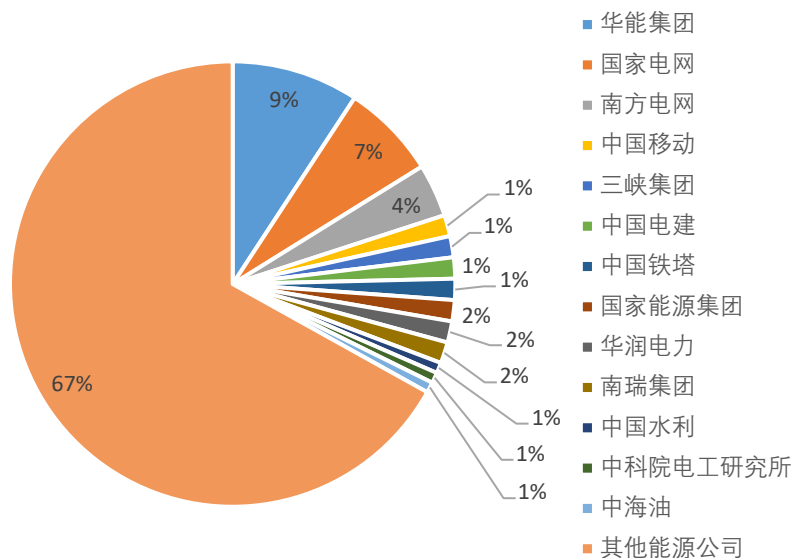
图表：2022年1-7月国内招标大储项目容量月度分布情况 (MWh)



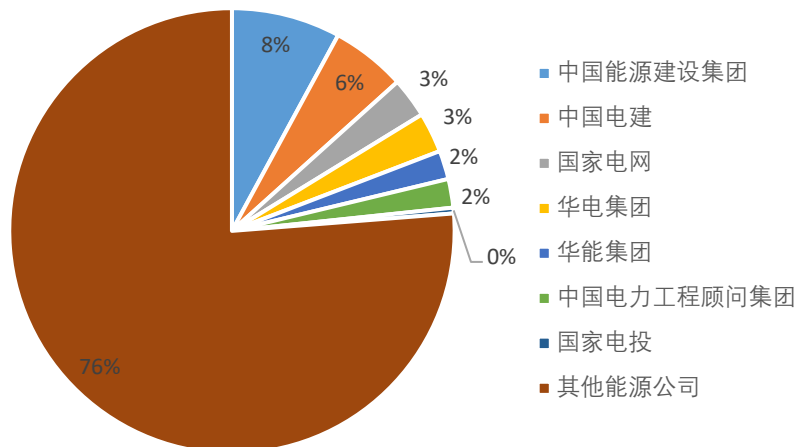
3 发电侧：国内大储招标井喷式增长，千亿市场已现端倪

- ◆ **从招标人看，国家级电网、能源类大型公司约占1/3，其他为地方能源公司。** 2021年国内大型储能招标项目招标人中，以招标数量口径计算，华能集团、国家电网、南方电网招标数目较多；以招标金额角度计算，据我们的不完全统计，三峡集团、华硕新能源招标金额较大，21年招标金额分别达到109、53亿元。
- ◆ **从中标（候选）人看，以中国能源建设集团为首的国家级电网、电投公司约占1/4，其他为地方能源公司。** 2021年国内大型储能招标项目中标（候选）人中，以招标数量口径计算，中国能源建设集团、中国电建、国家电网、华电集团招标数目较多；以招标金额角度计算，据我们的不完全统计，中国电力工程顾问集团、中国能源建设集团中标金额较大，21年招标金额分别达到231、125亿元。

图表：2021年国内大储招标人分布



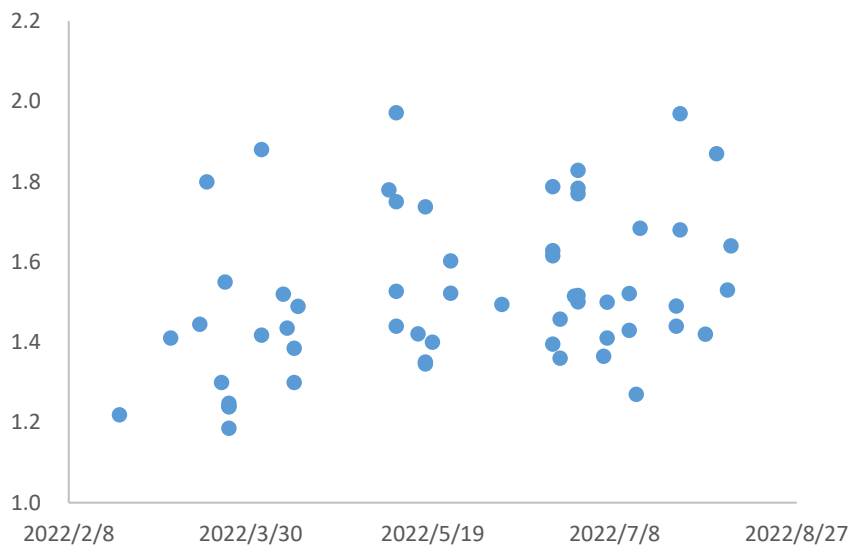
图表：2021年国内大储中标（候选）人分布



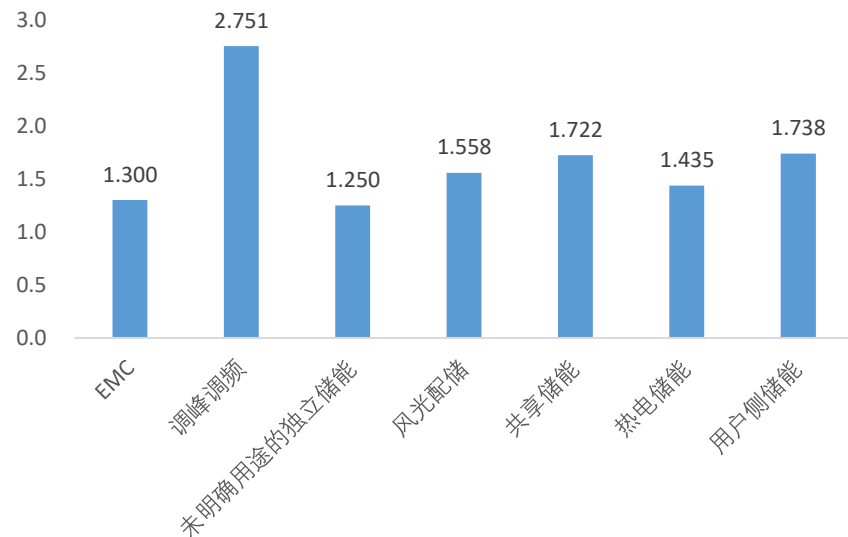
3 发电侧：国内大储招标井喷式增长，千亿市场已现端倪

- ◆ **从中标价格来看**，受电芯涨价、IGBT短缺等因素影响，2022年大储项目中标均价呈波动上升态势。据我们不完全统计，2022年2-8月大储EPC项目中标单价平均为1.22/1.38/1.49/1.57/1.59/1.52/1.62元/Wh。
- ◆ **同时，不同应用场景的大储项目中标价格有所差异**。我们将2022年以来的大储中标项目按应用场景分为风光项目配储（可为传统储能，也可能为独立储能）、未明确用途的独立储能、共享储能、用户侧储能、调峰调频储能、能源合同管理（EMC）几种，根据我们的不完全统计，上述场景的大储EPC项目中标单价平均分别为1.56/1.25/1.72/1.74/2.75/1.30元/Wh，可以发现需要承担调峰调频功能的大储项目单价更高。

图表：2022年大储EPC项目中标均价变化（元/Wh）



图表：2022年不同用途大储EPC项目中标均价（元/Wh）



3 发电侧：国内大储空间

基于以下假设，我们测算得到2022/2025年国内发电侧大储新增容量需求分别为5.8/44.0GW，11.2/106.4GWh：

- ◆ **风光装机：**我们预计2022/2025年集中式光伏新增装机分别为40/119.1GW；风电新增装机分别为58.3/90.0GW；
- ◆ **储能渗透率：**预计2022/2025年集中式光伏新增装机储能渗透率为10%/18%；风电新增装机储能渗透率为1%/6%；
- ◆ **储能需求：**基于上述假设，同时考虑到独立储能冗余和存量配储的增量，我们测算得2022/2025年光伏大储需求分别为4.9/37GW，9.5/92.4GWh；风电大储需求分别为0.9/7.0GW，1.6/14.0GWh；合计得我国发电侧大储新增装机总需求为5.8/44.0GW，11.2/106.4GWh。2022-2025年CAGR分别为92.36%/111.88%。

图表：国内大储需求空间计算

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
光伏总需求 (GW)	48.2	53.0	90.0	130.0	170.0	220.0
-增速		10%	70%	44%	31%	29%
集中式光伏需求 (GW)	32.7	23.7	40.0	70.0	93.6	119.1
-增速		-27%	69%	75%	34%	27%
储能渗透率	3.6%	9.4%	10.0%	12.5%	15.0%	18.0%
集中式光伏累计 (GW)	141.7	174.4	198.1	238.1	308.1	401.7
储能渗透率			0.2%	0.8%	1.4%	2.0%
独立储能 (GW)			0.6	1.2	3.0	7.5
光伏大储能需求 (GW)	1.2	2.2	4.9	11.9	21.4	37.0
配储时长h	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.5
光伏大储能需求 (GWh)	2.0	4.2	9.5	26.1	51.3	92.4
风电总需求 (GW)	72.1	47.6	58.3	68.0	78.0	90.0
-增速		-34%	22%	17%	15%	15%
储能渗透率			1.0%	3.0%	4.5%	6.0%
风电累计 (GW)	208.9	281.0	328.6	386.8	454.8	532.8
储能渗透率			0.1%	0.2%	0.2%	0.3%
风电大储能需求 (GW)			0.9	2.8	4.4	7.0
配储时长h			1.8	1.8	2.0	2.0
风电大储能需求 (GWh)	0.0	0.0	1.6	5.1	8.8	14.0
大储需求合计 (GW)	1.2	2.2	5.8	14.7	25.8	44.0
大储需求合计 (GWh)	2.0	4.2	11.2	31.1	60.1	106.4

4 用户侧：分时价差拉大

- ◆ **分时电价机制落地，峰谷价差拉大是必然趋势。**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，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于20%。满足此项要求的有江苏、广东、浙江等8个省或直辖市，需要将峰谷价差提高至4:1。2022年7月1日起，27省市在冬夏用电高峰时段执行尖峰电价机制。在原先峰谷电价之上新增“尖峰电价”，合理界定尖峰时段，尖峰电价在峰段电价基础上上浮不低于20%（原则上）。

图表：部分省份2022年7月工商业峰谷电价情况（元/kWh）

	不满1kV						1-10kV					
	尖峰	高峰	平时	低谷	峰谷价差	比例	尖峰	高峰	平时	低谷	峰谷价差	比例
江苏		1.18	0.71	0.32	0.86	3.7		1.14	0.68	0.31	0.83	3.7
安徽	1.23	1.16	0.68	0.29	0.87	4.0	1.20	1.13	0.67	0.28	0.85	4.0
广东	1.56	1.25	0.75	0.30	0.95	4.2	1.51	1.21	0.72	0.29	0.92	4.1
山东	1.17	1.00	0.71	0.42	0.58	2.4	1.15	0.98	0.69	0.41	0.56	2.4
山西		0.90	0.59	0.30	0.60	3.0		0.87	0.57	0.29	0.57	3.0
北京	1.22	1.15	0.86	0.59	0.56	1.9	1.21	1.14	0.84	0.57	0.56	2.0
河北	0.87	0.76	0.58	0.40	0.36	1.9	0.99	0.86	0.64	0.42	0.44	2.0
河南		1.11	0.72	0.37	0.74	3.0		1.07	0.69	0.36	0.71	3.0
浙江	1.38	1.03		0.43	0.60	2.4	1.35	1.00		0.41	0.59	2.5
上海		0.94	0.81	0.46	0.47	2.0		0.91	0.80	0.44	0.47	2.1
重庆							1.21	1.01	0.85	0.28	0.74	
四川		0.93	0.60	0.28	0.65	3.4		0.89	0.58	0.27	0.63	3.4
黑龙江	1.36	1.14	0.77	0.40	0.74	2.9	1.34	1.12	0.76	0.39	0.73	2.9
辽宁	1.27	1.02	0.69	0.36	0.66	2.8	1.25	1.00	0.68	0.36	0.65	2.8
吉林	1.36	1.14	0.78	0.41	0.73	2.8	1.34	1.12	0.76	0.40	0.72	2.8
蒙东	1.28	1.07	0.72	0.37	0.70	2.9	1.21	1.01	0.68	0.35	0.66	2.9

4 用户侧：依靠储能降低用电成本

- ◆ **国内因峰谷价差拉大，工商业储能或节约用电成本。**国内分布式储能不是刚性需求，但随峰谷价差拉大，依靠储能降低用电成本的需求不断提升。我们假设50kW/100kWh的储能项目；电池循环寿命5000次，每天充放1次，则运营20年左右，储能成本为1.9元/Wh。收益为：在电价谷值0.25元/kWh时充电，在电价峰值0.95元/kWh时放电，即峰谷价差达到0.7元/kWh时，以节约电费作为储能收益来计算IRR可达到9.78%左右。

图表：国内户储收益率计算模型

年	单位	0	1	2	3	4	5	...	18	19	20
电池容量保持率	%	100%	98%	97%	95%	94%	92%	...	76%	75%	74%
充放电量	Mwh/年	-	32.19	31.71	31.23	30.77	30.30		24.90	24.53	24.16
不含税电费收入	万元	-	2.71	2.67	2.63	2.59	2.55	...	2.09	2.06	2.03
不含税电费支出	万元		0.71	0.70	0.69	0.68	0.67	...	0.55	0.54	0.53
营业利润	万元	-	(0.09)	(0.14)	(0.19)	(0.24)	(0.29)		(0.95)	(1.00)	(1.06)
债务余额	万元	(13.28)	(12.23)	(11.12)	(9.95)	(8.73)	(7.45)		0.00	0.00	0.00
本金偿还	万元	0.00	(1.06)	(1.11)	(1.16)	(1.22)	(1.28)		0.00	0.00	0.00
利息费用	万元	0.00	(0.66)	(0.61)	(0.56)	(0.50)	(0.44)		0.00	0.00	0.00
税前利润	万元	-	(0.76)	(0.75)	(0.75)	(0.74)	(0.72)		(0.95)	(1.00)	(1.06)
所得税	万元		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00
净利润	万元		(0.76)	(0.75)	(0.75)	(0.74)	(0.72)	...	(0.95)	(1.00)	(1.06)
净利率	万元	-	-27.99%	-28.25%	-28.42%	-28.48%	-28.44%		-45.32%	-48.62%	-52.04%
净现金流量	万元	(6)	0.71	0.72	0.72	0.73	0.75	...	0.52	0.47	0.41
净现金流量现值	万元	(6)	0.68	0.65	0.62	0.60	0.58	...	0.22	0.18	0.16
项目内部收益率	9.78%										

4 辅助服务：补贴明确，收益来源趋向多元化

◆ 储能参与辅助服务市场交易主要品种为深度调峰、二次调频两类，也在往黑启动、无功调节、转动惯量等方向拓展。但无论是储能作为调峰还是调频使用，其成本还比较高，仅靠较少调度频率和服务费很难回收成本，近年各省不断推出补偿政策，后续仍依赖“容量补贴”或地方补贴落地。近年来多项政策先后出台鼓励电化学储能参与多种辅助服务，以增加其收益来源。

图表：南方区域两个细则辅助服务补偿标准

辅助服务收益	一次调频补偿	小频差扰动： 独立储能电站月度补偿=超过理论动作积分电量70%的月度动作积分电量（兆瓦时）×0.5×R1（元/兆瓦时） 大频差扰动： 独立储能电站月度补偿=超过理论动作积分电量70%的月度动作积分电量（兆瓦时）×10×R1（元/兆瓦时）
	二次调频补偿	调节容量补偿费用 =调节容量服务供应量×R2（元/兆瓦时） AGC投调频控制模式调节电量补偿费用 =AGC实际调节电量（兆瓦时）×R3（元/兆瓦时）
	调峰补偿	调峰辅助服务补偿 =24×R5（元/兆瓦时）
	无功补偿	注入无功： 维持系统电压水平的服务供应量按照R10（元/兆乏小时）的标准补偿 吸收无功： 防止系统电压过高的服务供应量按照15×R10（元/兆乏时）的标准补偿。标准为R10=1元/兆乏时

	广东省	广西区	云南省	贵州省	海南省
R1（元/MWh）	150000	150000	150000	150000	150000
一次调频补偿（元/kWh）					
小频差扰动补偿	75	75	75	75	75
大频差扰动补偿	1500	1500	1500	1500	1500
R2（元/MWh）	12	5	5	10	10
R3（元/MWh）	80	20	40	80	80
二次调频补偿（元/kWh）					
容量补偿	0.012	0.005	0.005	0.01	0.01
里程补偿	0.08	0.02	0.04	0.08	0.08
R5（元/MWh）	33	16.5	27.6	9.9	24.8
调峰补偿（元/kWh）					
深度调峰	0.792	0.396	0.6624	0.2376	0.5952
R10（元/MVarh）	1	1	1	1	1
无功补偿（元/MVarh）					
注入无功	1	1	1	1	1
吸收无功	10	10	10	10	10

数据来源：北极星储能网，东吴证券研究所

5 2025年我国储能空间达50.3GW/120.5GWh

结合前文发电侧需求测算，同时考虑分布式光伏储能需求，我们测算得到2022/2025年国内储能新增容量需求分别为6.5/50.3GW，12.5/120.5GWh：

◆ **集中式光伏配储：**我们预计2022/2025年我国集中式光伏需求为40.0/119.1GW，累计装机为198.1/401.7GW，独立储能新增装机为0.6/7.5GW，配储时长为2.0/2.5h；

◆ **分布式光伏配储：**我们预计2022/2025年我国分布式光伏需求为50.0/100.9GW，累计装机为107.4/293.8GW，独立储能新增装机为0/1.5GW，配储时长为1.9/2.2h；

◆ **风电配储：**我们预计2022/2025年我国风电总需求为58.3/90.0GW，累计装机为328.6/532.8GW，配储时长为1.8/2.0h；

◆ **储能总需求：**基于上述假设，我们测算得2022/2025年我国储能市场总需求为6.5/50.3GW，12.5/120.5GWh，2022-2025年CAGR分别为97.62%/112.53%。

图表：我国储能市场需求测算

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
地面光伏需求 (GW)	32.7	23.7	40.0	70.0	93.6	119.1
储能渗透率	3.6%	9.4%	10.0%	12.5%	15.0%	18.0%
集中式光伏累计 (GW)	141.7	174.4	198.1	238.1	308.1	401.7
储能渗透率			0.2%	0.8%	1.4%	2.0%
独立储能 (GW)			0.6	1.2	3.0	7.5
光伏大储能需求 (GW)	1.2	2.2	4.9	11.9	21.4	37.0
配储时长h	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.5
光伏大储能需求 (GWh)	2.0	4.2	9.5	26.1	51.3	92.4
分布式光伏需求 (GW)	15.5	29.3	50.0	60.0	76.4	100.9
储能渗透率	1.2%	0.8%	1.0%	1.5%	2.0%	2.5%
分布式光伏累计 (GW)	62.6	78.1	107.4	157.4	217.4	293.8
储能渗透率			0.2%	0.4%	0.6%	0.8%
独立储能 (GW)				0.2	1.0	1.5
分布式储能需求 (GW)	0.2	0.2	0.7	1.7	3.8	6.4
配储时长h	2.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2
分布式储能需求 (GWh)	0.5	0.4	1.4	3.5	8.0	14.0
风电总需求 (GW)	72.1	47.6	58.3	68.0	78.0	90.0
储能渗透率			1.0%	3.0%	4.5%	6.0%
风电累计 (GW)	208.9	281.0	328.6	386.8	454.8	532.8
储能渗透率			0.1%	0.2%	0.2%	0.3%
风电大储能需求 (GW)			0.9	2.8	4.4	7.0
配储时长h			1.8	1.8	2.0	2.0
风电大储能需求 (GWh)	0.0	0.0	1.6	5.1	8.8	14.0
储能需求合计 (GW)	1.4	2.5	6.5	16.4	29.6	50.3
储能需求合计 (GWh)	2.5	4.6	12.5	34.6	68.1	120.5



国内政策引导储能大规模发展

高价格刺激新型商业模式出现

中美大储发展路径差异明显

新规范新技术应用层出不穷

投资建议及风险提示

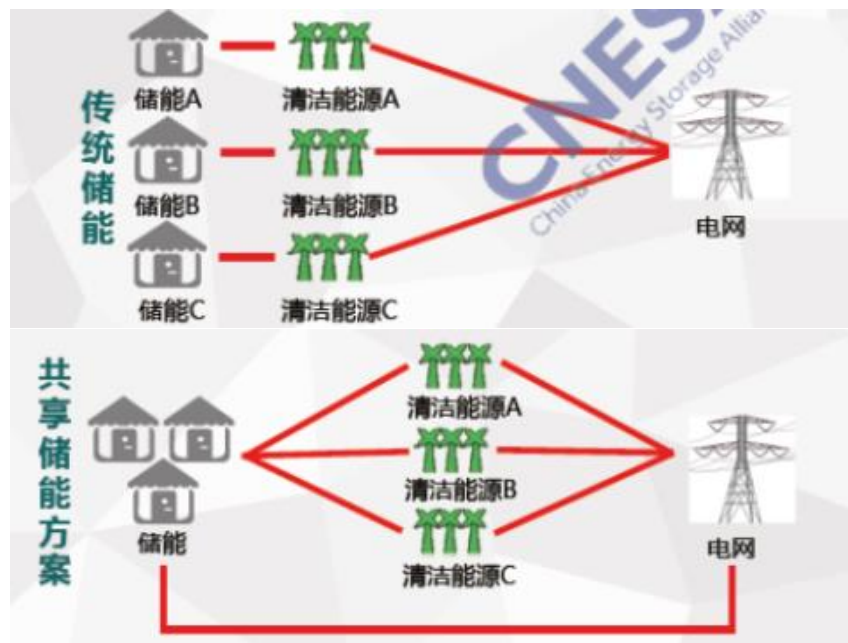
1 涨价后电站收益率下降，刺激共享储能模式发展

- 储能涨价使得电站收益率下降，强制配储要求下，刺激独立/共享储能模式发展。假设100MW的运营规模，配储10%*2h，考虑到组件成本上涨，因此电站成本为4元/W，储能成本为1.8元/W配储后电站综合成本为4.36元/W（涨价前为4.1元/W），则较涨价前收益率下降2pct左右。因此涨价会影响一定的需求，但国内是强制配储，独立/共享储能的模式将得以推广。**共享储能**指以电网为纽带，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。

图表：100MW配储25%*2h的经济性测算

发电小时数			
电价 (元/kwh)	1100h	1300h	1600h
0.27	-4.86%	-2.42%	1.04%
0.3	-3.35%	-0.74%	3.04%
0.33	-1.90%	0.91%	5.04%
0.36	-0.48%	2.54%	7.06%
0.39	0.91%	4.17%	9.10%
0.42	2.29%	5.80%	11.19%
0.45	3.67%	7.44%	13.33%
0.48	5.04%	9.10%	15.52%
0.51	6.43%	10.79%	17.78%
0.54	7.82%	12.52%	20.10%

图表：共享储能模式兴起



2 共享储能优势凸显，收益多样化

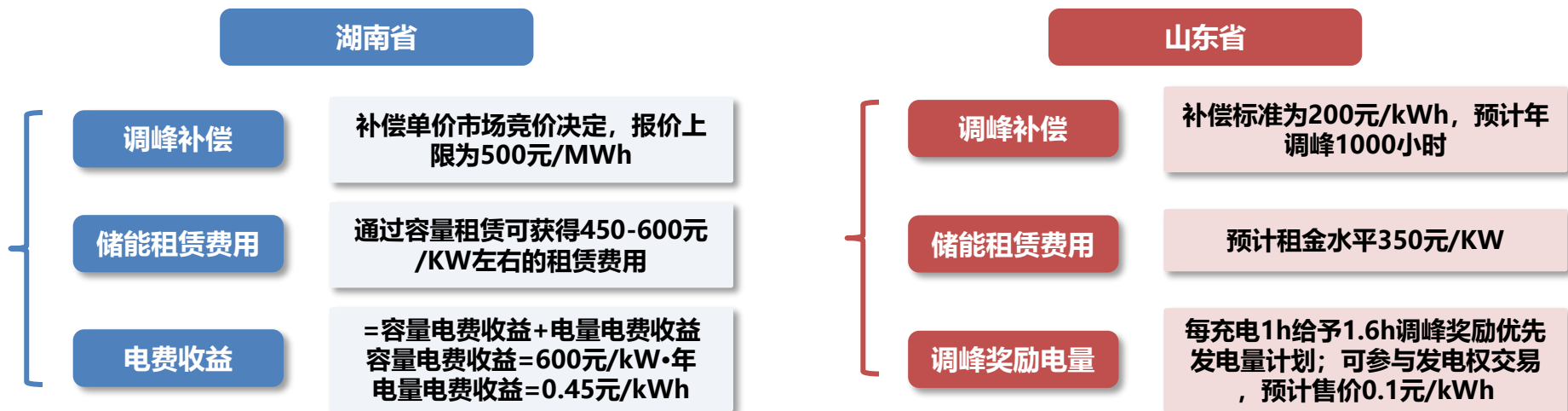
共享储能优势：

- ◆ 1、**满足强配要求**：强制配储的要求可通过租赁方式完成，电站的初始投资成本降低；
- ◆ 2、**规模化降本**：规模化建设是有利于降低成本，第三方独立储能运营商得以发展；
- ◆ 3、**参与调度**：更加集中参与电网调峰调频、回收弃电等服务，提高储能使用率和收益率；

共享储能利润来源：

- ◆ 1、**租赁收益**：为新能源电站提供储能能力租赁服务；河南省新政策建议租赁费用标准为260元/kW·年，是全国首次政策制定层面提出租赁费用标准。
- ◆ 2、**参与辅助服务或电力市场交易**：通过参与电网调用，获取调峰调频服务费；或通过参与电力现货交易市场，尤其是与工商业企业达成购电合作，实现峰谷价差盈利；统一回收电站项目的弃电进行并网。

图表：湖南、山东共享储能电站盈利模式



3 共享储能案例分析

山东省某100MW/200MWh共享储能项目

- ◆ **电网特征：**火电为主，已建立辅助服务和现货市场
- ◆ **收益来源：**储能租赁、调峰、计划电量奖励收益
- ◆ **假设：**成本2元/wh(超配10%)，租赁费用330元/kw，调峰调用500次/1000小时·每年，运营25年
- ◆ **经济性：**IRR8.4%

项目	单位	数值
静态投资成本	万元	44567
收益来源		
调峰收益		
年调峰利用小时数	h	1000
调峰收益 (含税)	元/MWh	200
储能租赁收益		
年租赁收益标准 (含税)	元/kW	330
计划电量奖励收益		
计划电量收益标准 (不含税)	元/kWh	0.1
财务分析		
ROI	%	4.75%
ROE	%	11.73%
资本金IRR (考虑融资)	%	8.40%

图表：山东省某共享储能项目分析

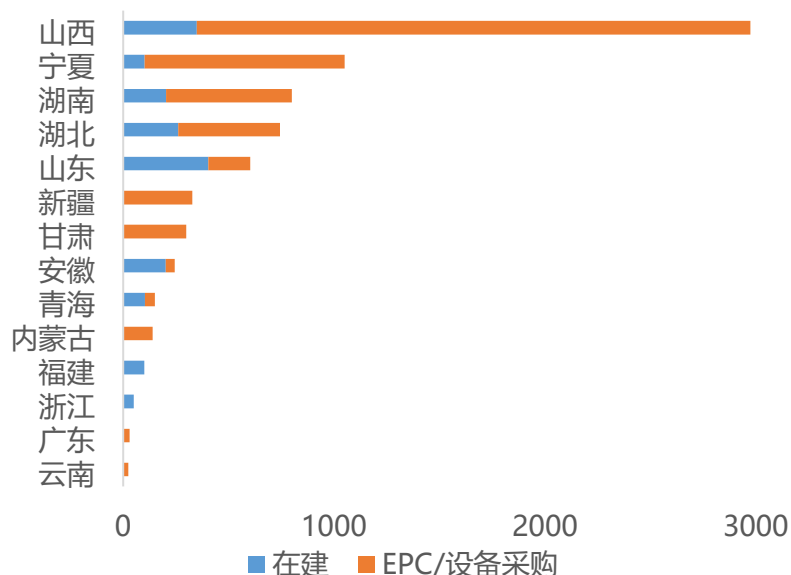
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		21	22	23	24	25
产品销售收入（万元）																	
售电收入（万元）		1770	1805	1841	1878	1916	1954	1993	2033	2074	2115		2630	2683	2736	2791	2847
储能租赁收入（万元）		3113	3113	3113	3113	3113	3113	3113	3113	3113	3113		3113	3113	3113	3113	3113
总成本费用（万元）																	
生产成本（万元）		5246	5252	5259	5265	5272	4870	4877	4884	15023	1831		1036	1048	1061	1074	1088
财务费用（万元）		1610	1422	1245	1067	889	711	533	356	178	-		36	36	36	36	36
补贴收入（万元）		1600	1632	1665	1698	1732											
利润总额（万元）		-373	-150	83	328	585	-517	-329	-133	-10093	3133		4633	4672	5712	4753	4794
净利润（万元）		-373	-150	83	328	507	-517	-329	-133	-10093	3135		3475	3504	3534	3565	4794
净现金流（万元）	-11462	465	692	930	1180	1364	-64	128	-	-12693	4042		3475	3504	3534	3565	4671

4 独立/共享储能有望成为我国储能市场主要形式

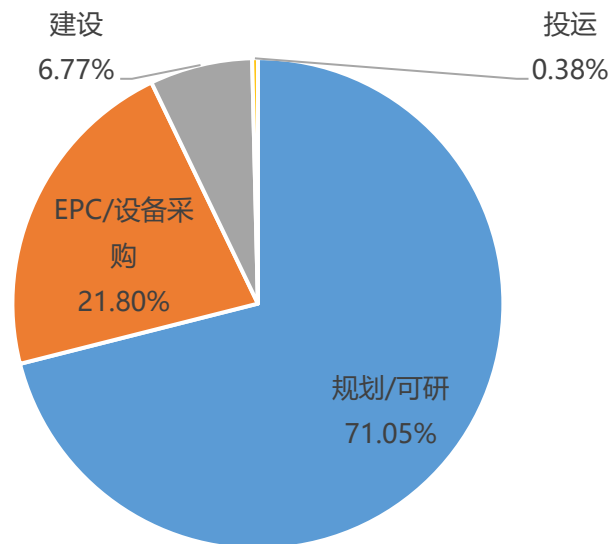
结论：独立/共享储能有望成为我国储能市场主要形式

- ◆ **独立储能电站建设如火如荼。**现在大部分大储项目是电网旗下子公司招标建设并运营，是中国当前市场下储能盈利的很好的模式，这个商业模式可能再国内成为主流。根据储能与电力市场统计，2022年上半年并网投运的独立储能电站共2座、启动施工建设的项目共17个、进入/完成EPC和储能设备招标的项目共64个，总计规模9.24GW/18.55GWh；目前投运+建设的仅占7%左右，EPC/设备采购的占22%左右，71%项目还处在规划可研阶段。随需求提升，后期开工率有保证，行业长期发展有望持续向好。

图表：2022H1各地已开工和已启动EPC/设备采购的独立储能项目规模（MW）



图表：2022H1独立储能项目进展（GW）



5 政策支持方向明确，经济性有望进一步提升

政策方向1：取消储能充电“两费”：

- ◆ **2022.6.7《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》**：免除储能充电输配电价、政府基金附加，充放电价差“再提升”：独立储能电站充电结算电价不承担输配电价和政府性基金及附加”，避免充电&放电过程重复征收两项“中间价格”（以山东为例，政府性基金附加为0.0273元/kWh，输配电价为0.1717元/kWh，两项便吞食掉0.2元/kWh峰谷价差）。

政策方向2：容量电价陆续推出：

- ◆ 风光新能源的固定成本回收不确定性较大。固定成本回收缺乏稳定预期，会使得发电投资风险增加，难以有效引导充足的发电容量投资，从长期来看无法保证发电容量充裕性，从而危及电力系统安全及电力市场稳定。因此，在许多国家建立竞争性电力批发市场的过程中，需要设计相应的发电容量成本回收机制。2021年《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中指出“要健全新型储能价格机制，建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场”。**2022年6月，山东首创容量补偿电价，提出参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取，标志着储能建设至少具备容量补偿电价的“保底收益”。**

图表：我国容量电价推出进程

2021.10浙江省深度调峰项目3年容量补偿

对年利用小时数不低于600小时调峰项目给予容量补偿，补贴期暂定3年，补偿标准按200元、180元、170元/千瓦·年逐年退坡。鼓励各地创新新型储能发展商业模式、研究出台各类资金支持政策。金融投资机构为示范项目提供绿色融资支持，鼓励引导产业资金注入产业，采用多种手段保障资金需求。

2022.6山东省首创容量补偿电价

参与需求响应可按3档获得不同的容量补偿和能量补偿。其中容量补偿，分别为不超过2元/kW·月、3元/kW·月、4元/kW·月。
需求响应资金由全省工商业用户、相关发电企业进行分摊。



国内政策引导储能大规模发展

高价格刺激新型商业模式出现

中美大储发展路径差异明显

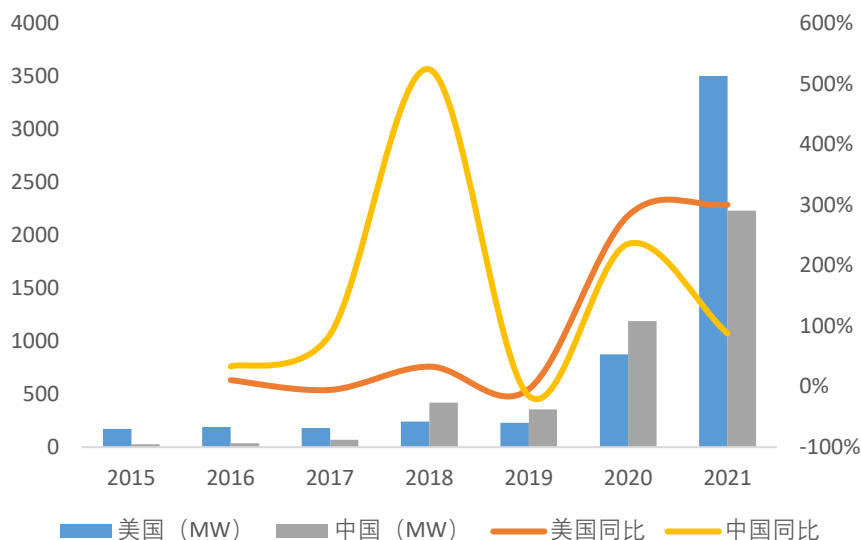
新规范新技术应用层出不穷

投资建议及风险提示

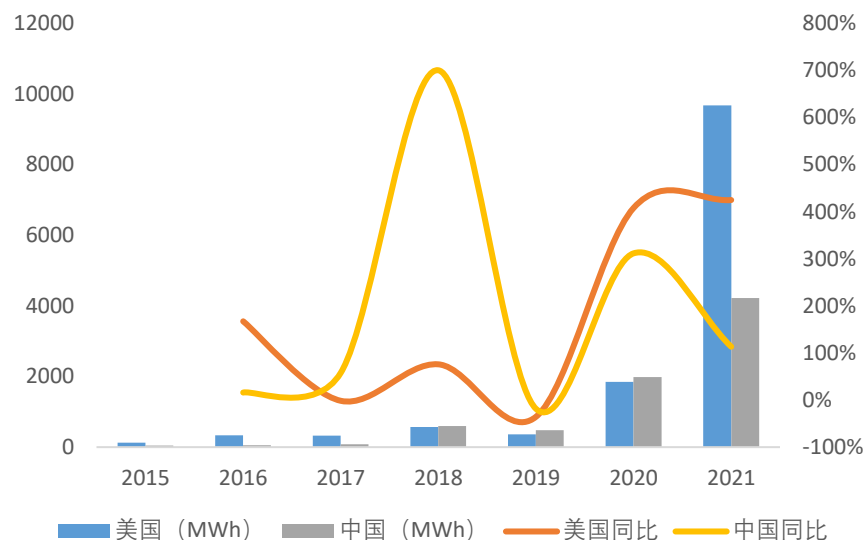
1 美国是全球规模最大的大储市场

- ◆ **2021年美国装机高增，是全球规模最大的大储市场。**2021年美国大储新增3.5GW/9.7GWh，同增300%/424%，累计装机5.7GW/13.5GWh，是全球第一的大储市场；2021年中国大储新增2.2GW/4.2GWh，同增88%/113%，累计装机4.4GW/7.6GWh。平均配储时长上，两国均呈上升趋势，美国因市场化PPA定价机制，更高的配储时长能获得更高的PPA溢价，2021年平均配储时长为2.6h，高于中国的1.9h。

图表：2021年美国大储新增3.5GW，同增300%



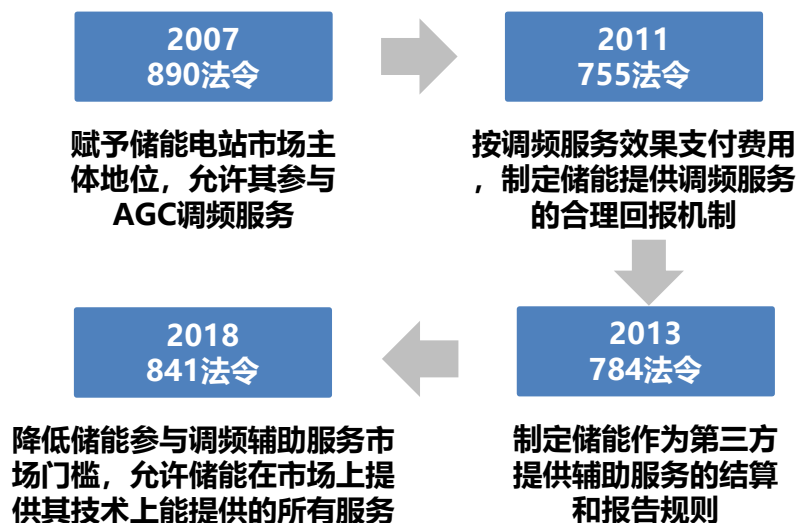
图表：2021年美国大储新增9.7GWh，同增424%



2 差异一：美国市场机制完善 vs 中国仍在探索期

- ◆ **美国**：美国在储能市场交易上探索多年：**1)** 美国电力现货市场已经比较发达，具备投标、自调度、ISO调度等多种模式；**2)** 多项法令针对储能参与辅助服务市场提出规定，扩充辅助服务类目，门槛逐步降低，明确补贴标准同时注重效率；**3)** 储能容量补偿也有相关政策机制出台，不同区域电网使用不同模式，从多方面促进大储市场发展。
- ◆ **中国**：目前中国电力现货市场建设仍不完全（仅有14个试点省份），调峰调频等盈利方式已有多数省份出台政策支持并明确细则，容量电价模式山东已率先出台，补贴资金平摊至用户侧，储能参与辅助服务市场机制仍在探索期。

图表：储能电站参与美国调频辅助服务市场的机制



图表：储能电站参与美国调频辅助服务市场的机制建设过程

	美国		中国	
	建设情况	模式	建设情况	模式
现货市场	较完善	投标、自调度、ISO调度	尚在建设，14个试点城市	峰谷套利
调峰	较完善	竞价，给予容量支付和表现支付	多数省市政策支持	调峰竞价、购电竞价、固定补偿
调频	较完善	竞价，给予容量支付和表现支付	多数省市政策支持	里程补偿、容量补偿
容量电价	部分地区	固定折价、灵活折价、市场仿真	山东	电源侧、用户侧收取

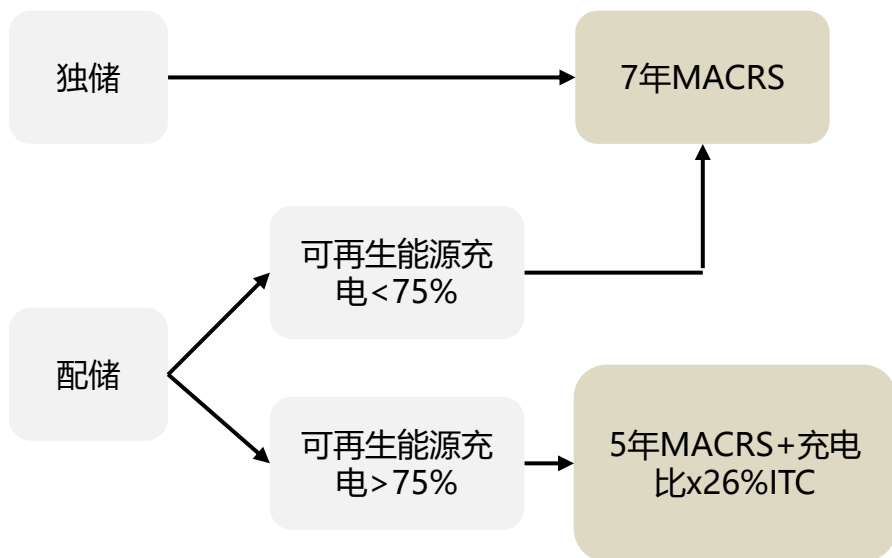
2 差异二：美国税收抵免 vs 中国强制配储

- ◆ **美国：**联邦对可再生能源年均充电比 $\geq 75\%$ 的配储项目给予“充电比 $\times$ ITC”的税收抵免和5年MACRS回扣（例：75% $\times$ 26%ITC+5年MACRS共计补贴约21%的投资成本），充电比 $\geq 75\%$ 的配储项目补贴更高，以鼓励可再生能源项目配储；7月28日美国参议院提出的《2022年通胀削减法案》降低ITC延长10年，且首次提出户储ITC税收减免且把未来10年减免比例提高至30%。
- ◆ **中国：**目前大储总体经济性仍不高，需求驱动主要来自政策要求的新能源装机强制配储。21年来已有23个省市提出新能源配储需求，配储比例要求多在10%-20%之间，配储时长在1-4h。

图表：美国联邦投资税收抵免政策（ITC）

	原政策：配储			新政策：配储+独储		
	工商业	公用事业	户用	工商业	公用事业	户用 (仅配储)
2020年	26%	26%	26%	26%	26%	26%
2021年	26%	26%	26%	26%	26%	26%
2022年	26%	26%	26%	6%	6%	30%
2023年	22%	22%	22%	6%	6%	30%
2024年	10%	10%	0%	6%	6%	30%
2025年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2026年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2027年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2028年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2029年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2030年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2031年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2032年	0%	0%	0%	6%	6%	30%
2033年	0%	0%	0%	5.2%	5.2%	26%
2034年	0%	0%	0%	4.4%	4.4%	22%

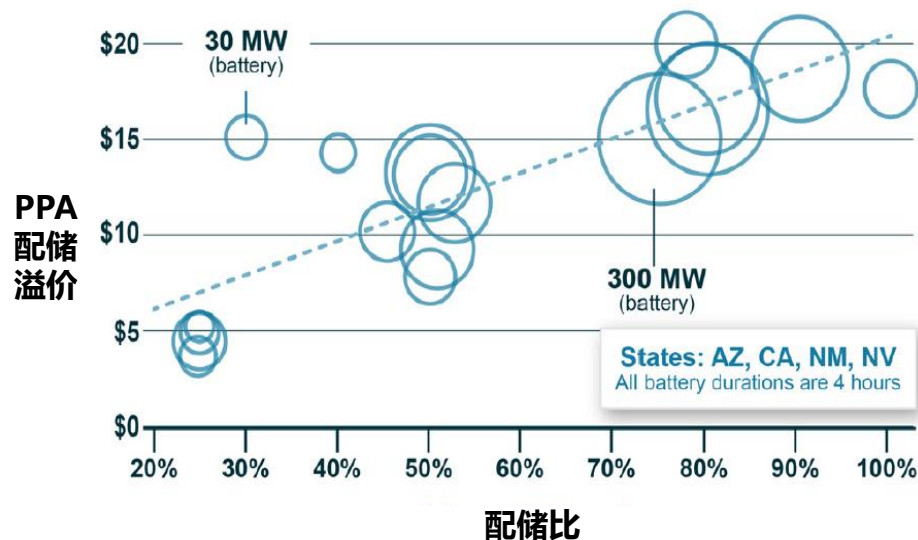
图表：当前美国公用事业规模储能补贴



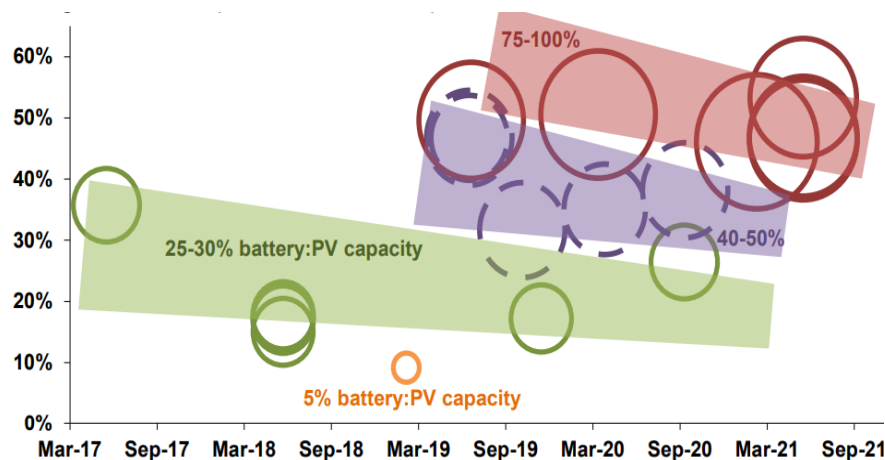
2 差异三：美国PPA电价 vs 中国燃煤标杆电价

- ◆ **美国PPA定价高度市场化，高配储比获更高PPA溢价。**美国Berkeley Lab：新能源项目配储比与PPA溢价呈正向线性关系，更高的配储比将获更高的PPA溢价，同时溢价占PPA总价的比例也会更高。配储（50%+4h）项目平均PPA溢价为\$10/MWh，配储溢价占PPA总价的30-50%，其中可再生能源渗透率高的区域溢价更高，目前已具备经济性（例：加州）。
- ◆ **中国配储后上网电价无溢价。**中国光伏风电项目已经进入平价上网/无补贴模式，2022年新核准的上网电价对标当地燃煤电价，配储是强制要求，并无政策支持溢价。但国内配储项目可享受优先并网。

图表：更高的光伏配储比将获得更高的PPA价格
(2020\$/MWh, 4h)



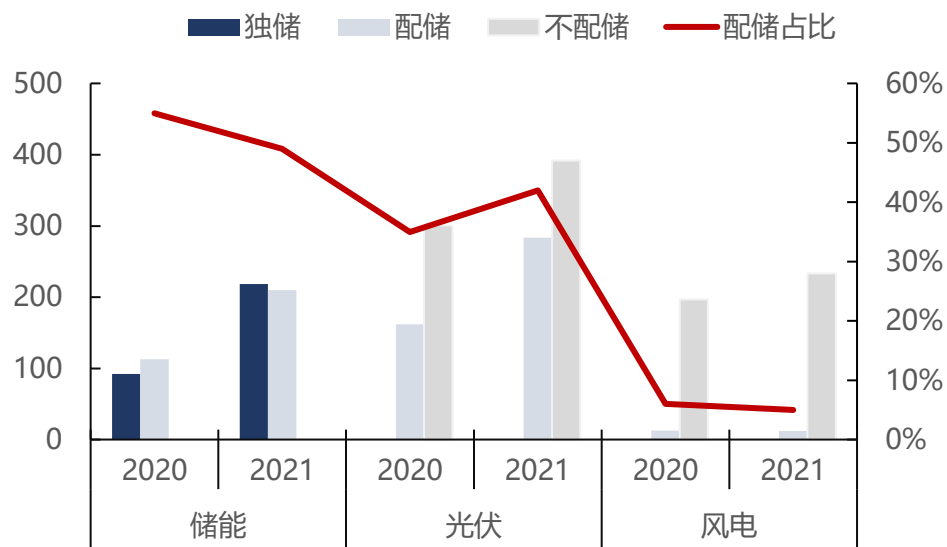
图表：PPA配储溢价/总PPA价格 (2020\$)



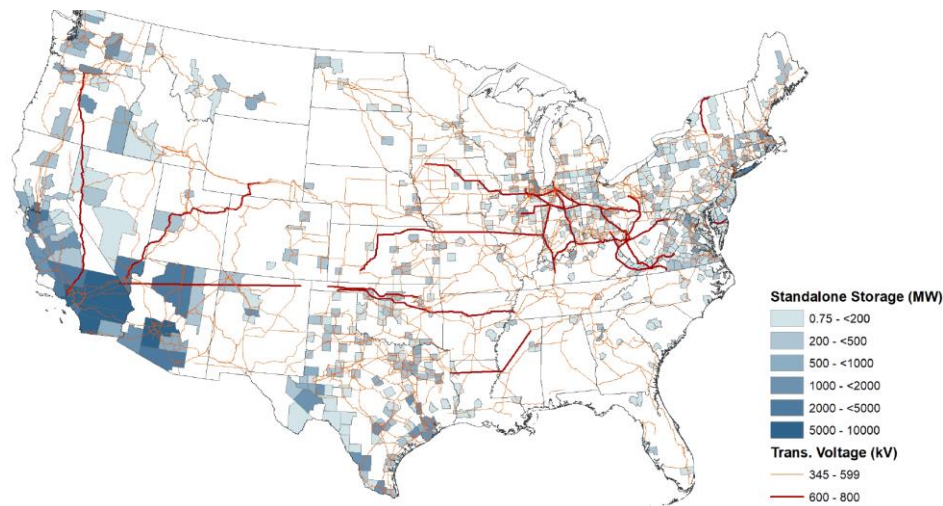
2 差异四：美国独立储能规模化投运 vs 中国起步阶段

- ◆ **美国并网时间长，独储&光伏配储项目需求高增：**并网审批流程复杂，项目排队并网，获批准方可开建。美国成功并网项目平均审批时间为40-60个月，2021年光伏配储排队并网共计约284GW，同增75%，并网量增多，也证明美国新能源及储能项目需求快速增长。价差套利、调频调峰辅助服务等盈利方式发展已较成熟，美国独储已规模化投运，独储项目具有更加灵活的盈利形式，或加速增长。
- ◆ **中国独立储能模式开始启动。**由于中国强制配出政策，而储能对于国内市场而言，暂时还没有较高的收益率，所以新能源电站为满足强配要求，开始租赁共享或第三方独立储能推动了独立储能模式的快速崛起。

图：美国独储项目&光伏配储项目需求（GW，配储占比）



图：美国独储在列并网项目图示（MW，截至22年4月）



5 2025年美国储能空间达48.7GW/149.3GWh

我们测算得到2022/2025年美国大储新增容量需求分别为7.7/48.7GW，21.1/149.3GWh：

- ◆ **集中式光伏配储：**我们预计2022/2025年美国集中式光伏需求为22.5/69.9GW，累计装机分别为78.7/199.0GW，独立储能新增装机为0/4GW，配储时长为2.8/3.1h；
- ◆ **分布式光伏配储：**我们预计2022/2025年美国分布式光伏需求为7.5/30.0GW，累计装机为42.7/90.4GW，独立储能新增装机为0.3/2.2GW，配储时长为2.6/3.0h；
- ◆ **风电配储：**我们预计2022/2025年美国风电总需求为14.7/21.1GW，累计装机为135.4/185.3GW，配储时长为1.8/2.0h；
- ◆ **储能总需求：**基于上述假设，我们测算得2022/2025年美国储能市场总需求为7.7/48.7GW，21.1/149.3GWh，2022-2025年CAGR分别为84.98%/91.83%。

图表：美国储能市场需求测算

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
地面光伏需求 (GW)	14.3	17.0	22.5	43.2	54.6	69.9
储能渗透率	6.1%	20.6%	24.0%	26.0%	31.0%	35.0%
集中式光伏累计 (GW)	47.5	61.8	78.7	101.2	144.4	199.0
储能渗透率			1.0%	1.5%	3.0%	5.0%
独立储能 (GW)				1	2	4
光伏大储能需求 (GW)	0.9	3.5	6.2	13.8	23.3	38.4
配储时长h	2.1	2.8	2.8	2.9	3	3.1
光伏大储能需求 (GWh)	1.8	9.7	17.3	39.9	69.8	119.1
分布式光伏需求 (GW)	5.6	6.6	7.5	16.8	23.4	30.0
储能渗透率	4.0%	7.1%	9.0%	11.0%	13.5%	16.0%
分布式光伏累计 (GW)	30.5	36.1	42.7	50.2	67.0	90.4
储能渗透率			1.0%	1.5%	2.0%	3.0%
独立储能 (GW)			0.3	0.6	1.2	2.2
分布式储能需求 (GW)	0.2	0.5	1.4	3.2	5.7	9.7
配储时长h	2.8	2.6	2.6	2.8	2.8	3
分布式储能需求 (GWh)	0.6	1.2	3.6	9.0	16.0	29.1
风电总需求 (GW)	16.4	13.4	14.7	16.5	18.7	21.1
储能渗透率			0.2%	0.4%	0.6%	0.8%
风电累计 (GW)	105.6	122.0	135.4	150.1	166.6	185.3
储能渗透率			0.1%	0.1%	0.1%	0.2%
风电大储能需求 (GW)			0.1	0.1	0.2	0.5
配储时长h			1.8	1.8	2	2
风电大储能需求 (GWh)	0.0	0.0	0.2	0.3	0.4	1.1
储能需求合计 (GW)	1.1	4.0	7.7	17.1	29.2	48.7
储能需求合计 (GWh)	2.5	10.9	21.1	49.1	86.1	149.3

5 2025年全球储能空间达169.5GW/431.3GWh

进一步测算得到2022/2025年全球大储新增容量需求分别为27.6/169.5GW，61.3/431.3GWh：

- ◆ **集中式光伏配储：**我们预计2022/2025年全球集中式光伏需求为130/330GW，累计装机分别为590.2/1188.2GW，独立储能新增装机为1.8/22.5GW，配储时长为2.2/2.5h；
- ◆ **分布式光伏配储：**我们预计2022/2025年全球分布式光伏需求为120/267GW，累计装机为338/818GW，独立储能新增为0.5/15GW，配储时长为2.3/2.7h；
- ◆ **风电配储：**我们预计2022/2025年全球风电总需求为108.6/157.4GW，累计装机为839.0/1202.7GW，配储时长为2.0/2.2h；
- ◆ **储能总需求：**我们测算得2022/2025年全球储能市场总需求为27.6/169.5GW，61.3/431.3GWh，2022-2025年CAGR分别为83.03%/91.66%。
- ◆ **储能总出货：**我们测算得2022/2025年全球储能总出货为54.0/284.4GW，126.9/735.4GWh，2022-2025年CAGR分别为74.03%/79.62%。

图表：全球储能市场需求测算

	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
地面光伏需求 (GW)	85.7	90.6	130.0	205.0	263.0	333.0
储能渗透率	4.3%	9.4%	11.5%	13.5%	16.0%	19.0%
集中式光伏累计 (GW)	414.0	499.7	590.2	720.2	925.2	1188.2
储能渗透率			0.1%	0.5%	0.8%	1.1%
独立储能 (GW)			1.8	4.5	11.3	22.5
光伏大储能需求 (GW)	3.7	8.5	17.3	35.8	60.7	98.8
配储时长 (h)	1.8	2.2	2.2	2.4	2.4	2.5
光伏大储能需求 (GWh)	6.8	18.6	38.1	85.9	145.8	247.1
分布式光伏需求 (GW)	52.5	69.4	120.0	155.0	205.0	267.0
储能渗透率	3.3%	3.6%	6.0%	9.0%	11.5%	13.5%
分布式光伏累计 (GW)	216.0	268.5	338.0	458.0	613.0	818.0
储能渗透率			0.2%	0.4%	0.6%	0.8%
独立储能 (GW)			0.5	2.0	6.0	15.0
分布式储能需求 (GW)	1.7	2.5	8.4	17.8	33.3	57.6
配储时长 (h)	2.3	2.2	2.3	2.5	2.6	2.7
分布式储能需求 (GWh)	4.0	5.6	19.3	44.5	86.5	155.5
风电总需求 (GW)	95.0	94.0	108.6	120.4	134.7	157.4
储能渗透率			1.0%	3.0%	4.5%	6.0%
风电累计 (GW)	650.0	745.0	839.0	947.6	1068.0	1202.7
储能渗透率			0.1%	0.2%	0.2%	0.3%
风电大储能需求 (GW)			1.9	5.5	8.2	13.1
配储时长 (h)			2.0	2.0	2.1	2.2
风电大储能需求 (GWh)	0.0	0.0	3.9	11.0	17.2	28.7
储能需求合计 (GW)	5.4	11.0	27.6	59.1	102.2	169.5
储能需求合计 (GWh)	10.8	24.2	61.3	141.3	249.4	431.3
储能出货 (GW)	12.3	24.8	54.0	108.4	183.8	284.4
储能出货 (GWh)	26.8	58.0	126.9	266.9	460.2	735.4

数据来源：EIA，WoodMackenzie，BNEF，东吴证券研究所



国内政策引导储能大规模发展

高价格刺激新型商业模式出现

中美大储发展路径差异明显

新规范新技术应用层出不穷

投资建议及风险提示

1 大储蓄势待发，相关标的有望受益

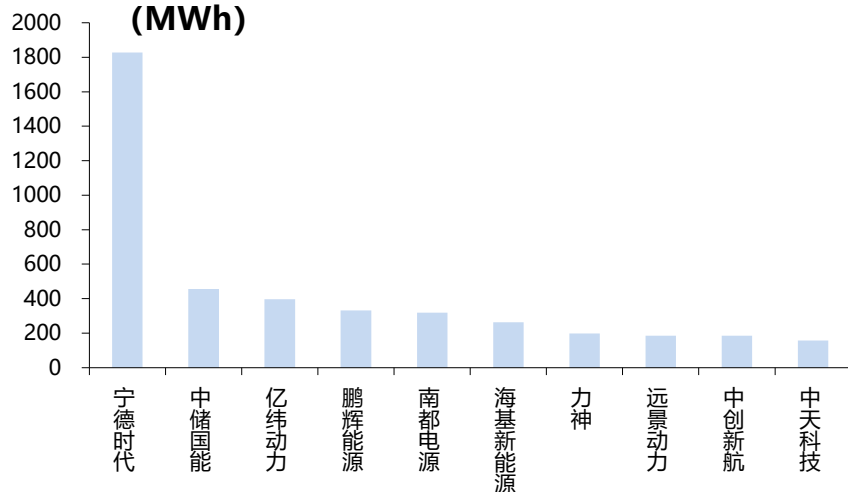
- ◆ 储能产业链涉及环节众多，多个公司有望受益。1) 储能系统：包含电池、PCS、BMS、EMS等多个环节，具体标的包括宁德时代、亿纬锂能、阳光电源、南都电源、科士达、科华数据等，其中龙头公司宁德时代、比亚迪、阳光电源、锦浪科技等出口海外较多；2) 工程EPC、并网检测、后期运维：具体标的包括南网科技、阿特斯、林洋能源、宝光电气、万里扬、电科院等。

图表：储能产业链部分代表公司

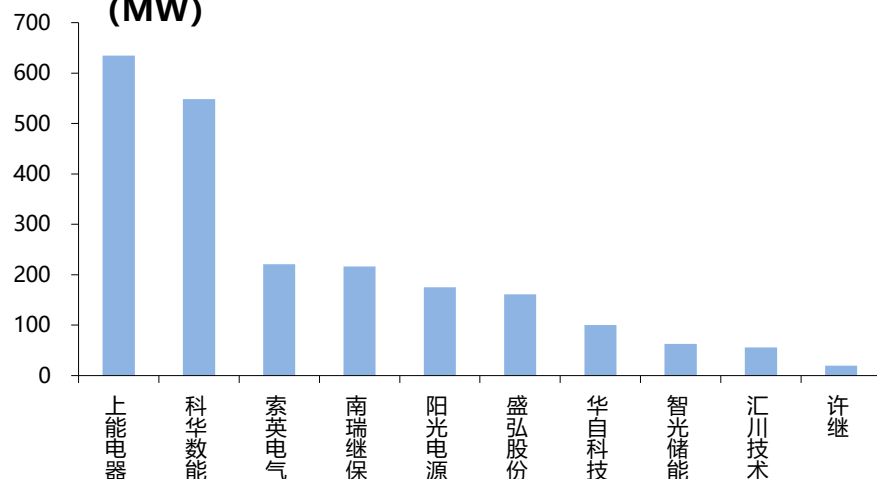
电池储能系统				工程EPC、并网检测、后期运维			
电池	PCS		其他	设备集成、EPC		并网检测	项目运维
宁德时代	阳光电源	古瑞瓦特	南网科技	阳光电源	阿特斯	南网科技	阿特斯
派能科技	锦浪科技	上能电气	英维克	南网科技	海博思创	电科院	宝光股份
亿纬锂能	固德威	德业股份	青鸟消防	金盘科技	科陆电子		林洋能源
南都电源	科士达	华为	国安达	智光电气	四方股份		万里扬
比亚迪	盛弘股份	科华数据	国能日新	中天科技	沃太能源		
欣旺达	艾罗能源	首航新能	同飞股份	永福股份			
.....							

1 国内储能电池/PCS/系统集成商玩家

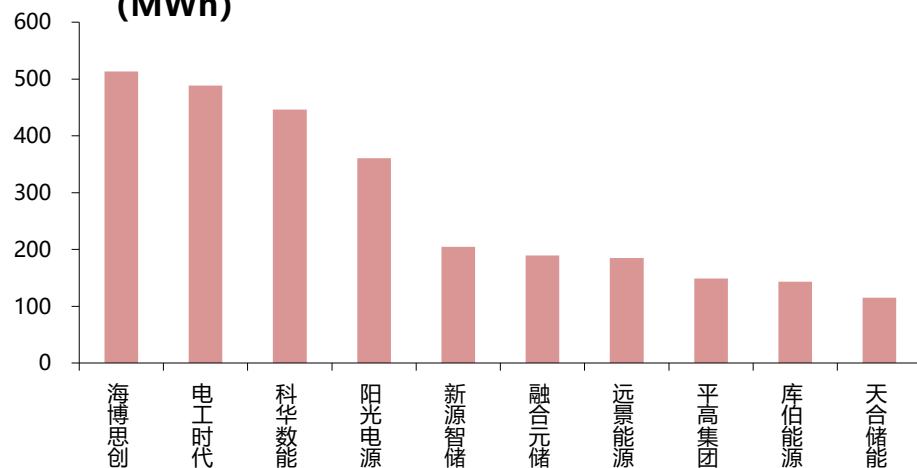
图表：中国储能技术提供商2021年度国内新增投运装机量 (MWh)



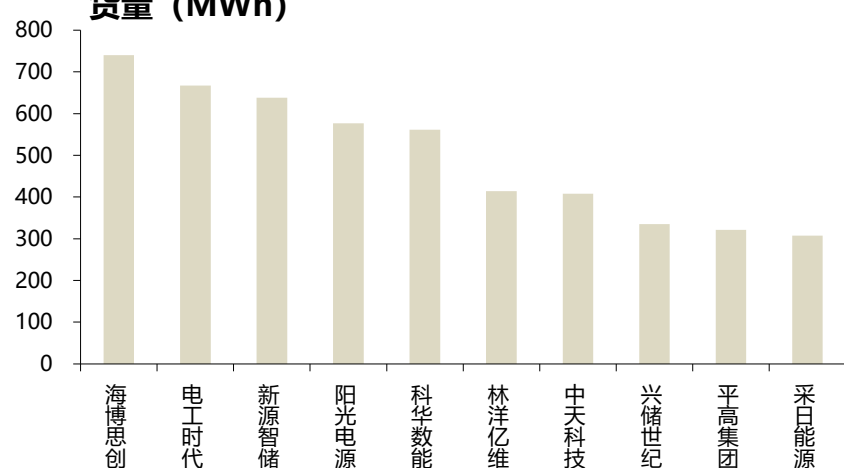
图表：中国储能PCS提供商2021年度国内新增投运装机量 (MW)



图表：中国储能系统集成商2021年度国内新增投运装机量 (MWh)



图表：中国储能系统集成商2021年度国内市场储能系统出货量 (MWh)



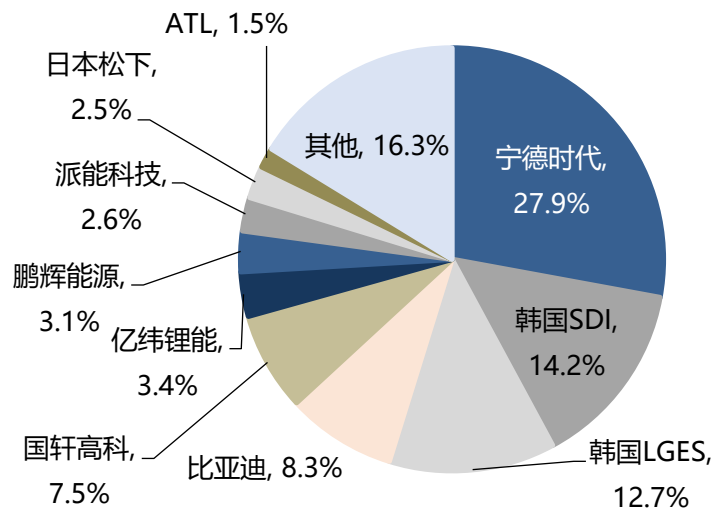
2 电池：电芯大容量方向演进，中国储能厂商加速布局

- ◆ **储能电池材料体系以磷酸铁锂为主，电池向大容量方向持续演进。**根据工信部要求，储能型电池能量密度 $\geq 145\text{Wh/kg}$ ，电池组能量密度 $\geq 110\text{Wh/kg}$ 。循环寿命 ≥ 5000 次且容量保持率 $\geq 80\%$ 。当前的电化学储能尤其是锂电储能技术进入了一个新变革周期，大电芯、高电压、水冷/液冷等新产品新技术逐渐登上舞台，储能系统向大容量方向在持续演进，同时钠离子电池在未来凭借成本优势可能占据一席之地。
- ◆ **全球储能电芯中国厂商出货领先，宁德时代出货量全球第一。**根据我们的测算，2021年全球储能电芯出货量59.9GWh，其中宁德时代作为最大电芯供应商占据榜首，出货量16.7GWh，占比达27.9%；派能科技作为户储龙头，出货1.5GWh，占比2.6%。我们预计2022年全球出货114.9GWh，同增91.9%，其中宁德时代出货45.0GWh，同增169.5%；派能科技出货3.5GWh，同增127.3%。

图表：储能电池技术趋势

电池技术趋势	优势	难点
大电芯	能量/功率提升、符合政策要求	电芯鼓胀问题、散热变差
高电压	呼应光伏系统、能量密度、转换效率、集成度提升	电池系统及部件等需要完善
水冷/液冷	冷却效果提升	成本提升
调频1C	安全性高	成本提升
CTP集成化	能量密度提升	单体电芯性能要求提升
钠离子电池（非替代）	成本低	能量密度、循环寿命差

图表：2021年全球储能电芯出货分布



2 电池：宁德时代一骑绝尘，各路玩家扩产在即

- ◆ **全球储能电芯中国厂商出货领先，宁德时代出货量全球第一。**根据我们的测算，我们预计2022-2023年全球储能电芯出货122.5/219.6GWh，同增101%/79%；其中，宁德时代作为最大电芯供应商占据榜首，我们预计宁德时代2022-2023年出货50/100GWh，同增199%/100%，占比40.8%/45.5%，龙头地位稳固。

图表：2022-2023年全球储能电池出货分布（GWh）

	2022E	2022E同比	2022E占比	2023E	2023E同比	2023E占比
宁德时代	50.0	199%	40.8%	100.0	100%	45.5%
比亚迪	10.0	100%	8.2%	15.0	50%	6.8%
韩国SDI	10.0	17%	8.2%	13.0	30%	5.9%
韩国LGES	5.0	-34%	4.1%	5.0	0%	2.3%
国轩高科	10.0	122%	8.2%	15.0	50%	6.8%
亿纬锂能	8.0	293%	6.5%	20.0	150%	9.1%
鹏辉能源	6.0	216%	4.9%	12.0	100%	5.5%
欣旺达	1.0	900%	0.8%	2.0	100%	0.9%
日本松下	2.0	35%	1.6%	2.4	20%	1.1%
派能科技	3.5	127%	2.9%	8.0	129%	3.6%
ATL	1.5	62%	1.2%	3.0	100%	1.4%
远景能源	1.2	30%	1.0%	1.7	40%	0.8%
中天科技	1.0	30%	0.8%	1.3	40%	0.6%
中创新航	1.5	124%	1.2%	2.3	50%	1.0%
天津力神	0.9	62%	0.7%	1.2	30%	0.5%
海基能源	1.0	30%	0.8%	1.3	30%	0.6%
南都电源	3.0	50%	2.4%	6.0	100%	2.7%
其他	7.0	40%	5.7%	10.5	50%	4.8%
合计	122.5	101%	100.0%	219.6	79%	100.0%

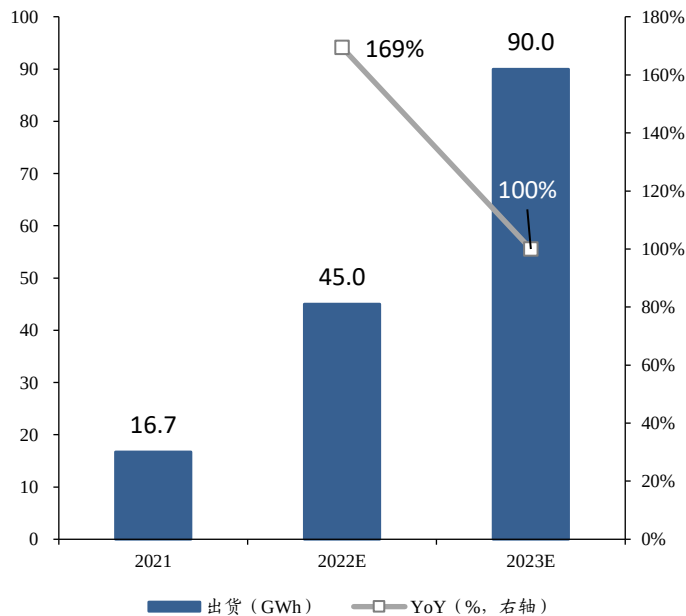
2.1 宁德时代：储能电池出货持续高增，全球龙头地位稳固

- ◆ **宁德时代提供发电侧、输配电侧及用户侧的储能全场景解决方案。**公司储能电池采用铁锂路线，主要对下游销售电芯产品，提供20-280Ah多规格电芯匹配不同场景需求，普遍拥有全周期高收益、全方位安全保障、全流程解决方案三大优势。另外公司与ATL拟共同设立两家电芯+电池包合资公司，累计投资140亿元，旨在加速布局家用储能、两轮电动车等领域电池研发。
- ◆ **全球储能出货量第一，22年出货量有望持续高增。**伴随国内储能市场爆发及国内企业海外出货增加，未来国内企业的储能出货份额将进一步提升，龙头更将强者恒强，公司21年储能电芯出货16.7GWh，市占率27.9%，我们预计公司2022-2023年储能电芯出货量达50/100GWh，同增199%/100%。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策不及预期等。

图表 宁德时代储能产品参数

产品类型/方案	产品型号	电压 (V)	名义容量 (Ah)	电池容量 (kWh)	倍率 (C)	循环寿命 (次)	体积 (mm)	重量 (kg)
电芯	280Ah		280		0.5/1	8000	173.9*71.7*207.2	
	100Ah-3U LFP		100		1	6000	160.0*49.9*16.0	
	26Ah		26		0.5	8000	46.7*46.7*15.2	
	20Ah		20		1	10000	46.7*46.7*15.2	
液冷解决方案	EnerC	1331.2	280	3.72MWh		12000	6058*2462*2896	35000
	EnerOne	1331.2	280	372.7		12000	6058*2462*2896	3500
UPS解决方案	电芯	3.2	20	0.064			46*145[D*L]	0.53
	电箱4P16S	51.2	80	4.096			480*750*130	50
	电柜4P128S	410	80	32.768			600*900*2000	600
	电柜4P160S	512	80	40.96			600*900*2000	700
基站解决方案	电柜4P192S	614	80	49.152			600*900*2000	800
	电箱	51.2	100				438*130*450	
家庭储能方案	BluEBlue-Pack 5.1	51.2		5.12			540*490*240	
	BluE-Pack 10.2	51.2		10.24			540*490*240	

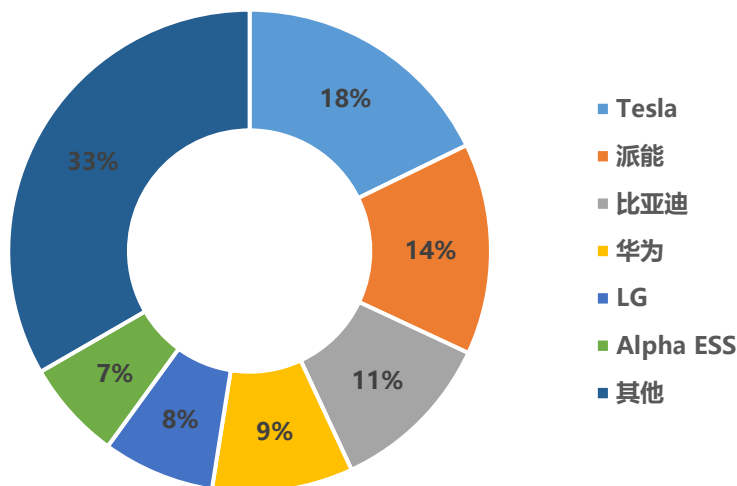
图表 宁德时代储能电芯出货量及预测



2.2 比亚迪：产业链垂直深度布局，深耕海外储能市场超十年

- ◆ **主要提供集成化的储能系统，产业链垂直深度布局。** 比亚迪为国内首家将铁锂应用于储能的公司，截止21年4月储能全球总销量超过1.7GWh，产品从小的家庭储能系统，到中间级别的工商业储能产品，再到大的公用级别的集装箱系统，全方位地覆盖了目前的市场需求。公司产业链垂直深度布局，从电芯到PCS、BMS等核心部件均为自主研发生产，除了向电网等个别客户提供电池外，公司并不对外销售其电芯和模组，只提供集成化的储能系统。
- ◆ **深耕海外储能市场超十年，20年后开始发力国内市场。** 20年8月，比亚迪发布BYD Cube电网级储能产品，标志其开始发力国内储能市场，产品容量2.8MWh，电池采用CTP设计理念，面密度提升了超90%，并采用液冷代替风冷系统，同时取消集装箱内部过道，仅需单侧开门即可完成全部安装和维护工作，有效提高了空间利用率。公司计划未来推出搭载刀片电池的升级版BYD Cube，面积能量密度提升145%+，等效40尺集装箱面积的电池容量可以超过6MWh，产品力极强。截止22年5月，BYD CUBE T28在北美地区整体供货规模已达1.6GWh+，我们预计公司储能22/23年出货10/15GWh。

图表 全球21年户用储能装机市占率



图表 比亚迪全新一代电网级储能 Cube T28



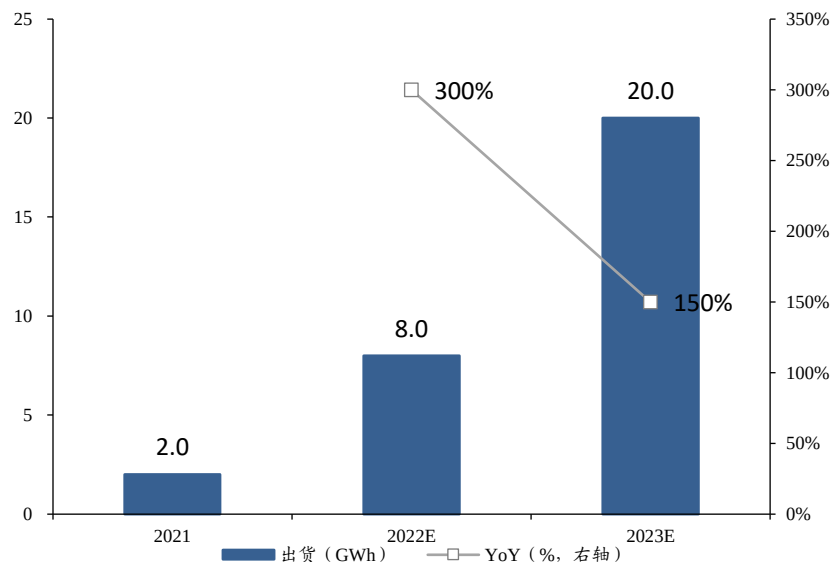
2.3 亿纬锂能：叠片铁锂差异化竞争，锰铁锂有望22年产能落地

- ◆ **获华为订单超100GWh，入股沃太助力户储快速发展。**公司储能产品使用铁锂路线，提供电芯、PACK、系统等多种储能产品，覆盖领域包括电力、通信与户用储能，可提供容量50-304mAh，循环3000-7000次，放电倍率1C、3C的10款方形铁锂产品。2016年参股国内大型户用储能系统供应商沃太能源，主要向其提供户储电芯产品；并已获华为储能订单超100GWh，我们预计5-8年内交付。
- ◆ **储能业务快速起量，增长潜力大。**公司21年储能电芯出货2.0GWh，市占率3.4%，我们预计公司2022-2023年储能电芯出货量为8.0/20.0GWh，同增300%/150%。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策不及预期等。

图表 亿纬锂能储能产能规划

持股	基地	类型	应用	规划产能	2018	2019	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
独资	荆门	方形铁锂	动力/储能	104	3	3	6	37	47	95	103	103
	成都	方形铁锂	动力/储能	50						10	20	30
	玉溪	方形铁锂	动力/储能	10							10	10
	曲靖	方形铁锂	动力/储能	10							10	10
	武汉	方形铁锂	储能	10							10	10
	荆门	圆柱三元	储能	10						10	10	10
	荆门	圆柱铁锂	储能/两轮车	3					3	3	3	3
	合计-铁锂	铁锂	动力/储能	197	3	3	6	37	50	118	166	176
	林洋	方形铁锂	储能	10							10	10
	总计	动力/储能		207	3	3	6	37	50	118	176	186

图表 亿纬锂能储能电芯出货量及预测



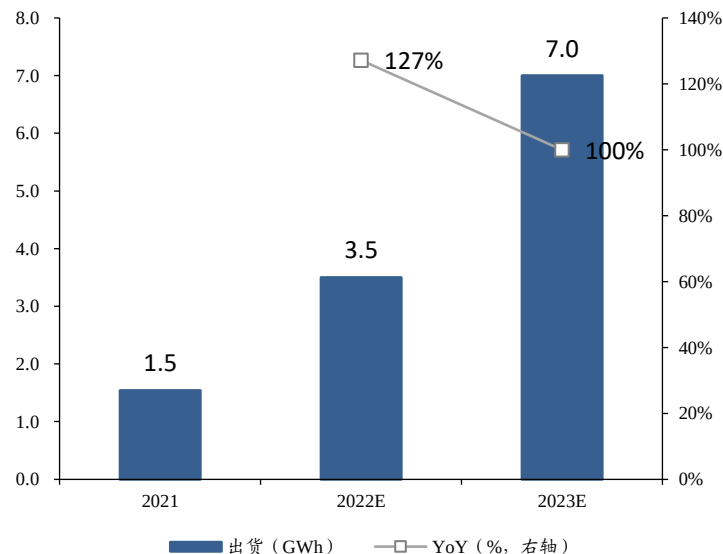
2.4 派能科技：户用储能全球TOP2，享有技术与渠道先发优势

- ◆ **派能科技提供锂电池储能系统综合解决方案。**公司储能产品采用软包铁锂路线，是国内少数可以实现自主研发与供应电芯+Pack的储能厂商，可提供5-1500V全系列电压等级全场景储能系统及定制化解决方案，覆盖新能源发电、电网辅助服务、微电网、工商业园区、充电桩、数据中心、通信基站等各种场景储能应用。
- ◆ **户用储能全球TOP2，受益欧洲市场需求爆发有望量利齐升。**公司为户用储能全球TOP2，IHS数据显示公司21年储能电芯+模组出货量1.5GWh，户储市占率为14%。受益于欧洲户用储能需求爆发，叠加两次提价后顺利传导材料成本，同时积极扩产提高供应能力。我们预计公司2022-2023年储能电芯出货量为3.5/8.0GWh，同增127%/129%。
- ◆ **风险提示：**竞争加剧、政策不及预期等。

图表 派能科技储能产品参数

产品类型	产品型号	电压 (V)	名义容量 (Ah)	电池容量 (kWh)	DOD (%)	循环寿命 (次)
户用	Force L1	48	74	3.552	95	>6000,25°C
	Force L2	48	74	3.552	95	>6000,25°C
	US2000C	48	50	2.4	95	>6000,25°C
	US3000C	48	74	3.552	95	>6000,25°C
	Force H1	96-384		3.55	95	
	Force H2	96-384		3.55	95	
工商业	UP2500	25.6	111	2.84	90	>6000,25°C
	US5000	48	100	4.8	95	>6000,25°C
	Powercube H1	720	50	36	90	5000
	Powercube H2	576	74	42.62	90	5000
	Powercube X1	336	50	16.8	90	5000
	Powercube M1	736	148	108.93	90	
电网级	Powercube M2A-180	729.6	148	107.98	90	5000
	Powercube M3A-100	1113.6	148	164.81	90	
	Powercube M3A-180	1113.6	148	164.81	90	
集装箱	Container ESS					
通信	BP48100	48	100	4.8	80	>4500,20°C
	RV12100	12.8	100	12.08		>3000
便携式	Amber Rock-AR500			0.473		

图表 派能科技储能电芯出货量及预测



2.5 南都电源：二次创业转型储能，大储订单充裕

- ◆ **公司提供全应用储能产品解决方案，认证工作完善，准入基础良好。**公司储能产品采用铁锂路线，实现从工业到民用、从电网到户用、从固定到移动的全应用、全覆盖。2021年发布高比能全预装模块化锂电储能系统方案、模块化紧凑型户外柜方案、智能物联居家户用储能系统方案等多款新产品。公司三代储能锂电产品首次通过韩国KC、KBIA双重认证；储能5C锂电产品、三代储能锂电产品分别通过UL9540A及IEC61508等认证。
- ◆ **大储产能加速扩张，装机规模行业领先。**公司产品主要为铁锂电芯及储能解决方案，21年出货2.0GWh，市占率3.4%，我们预计到22年底，公司大储产能达到7GWh，外加一部分OEM。公司2021年储能业务出货量647MWh，同比增长150%；2022年H1交付500MWh以上，累计装机规模3GWh，处于行业领先水平。
- ◆ **风险提示：**产能无法满足需求的风险等。

图表 南都电源储能产品应用场景

应用场景	产品型号/方案名称	额定电压 (V)	容量 (Ah)
数据中心	6-GFM-HRL系列	12	70-200
	GFM-LSE系列	2	160-1120
	NPFC系列磷酸铁锂电池	48	50-100
工业后备	MP系列电池	-	65-200
	DL系列电池	-	100-2000
	OPzV系列电池	-	200-2000
	REX系列	-	200-2000
	313K系列电池	-	200-2000
	LFP非步入式解决方案	-	5.76MWh (40尺集装箱)
智慧储能	LFP步入式解决方案	-	3.84MWh (40尺集装箱)
	站房式储能机柜解决方案	-	-
	一体化户外柜解决方案	-	-

2.6 鹏辉能源：细分方向多点发展，订单众多扩产迅速

- ◆ **户用储能：产品性能优异，海外认证领先。**公司在户储市场中主要向下游集成商供应电芯，产品循环寿命可达7000次+，产品安全性能优异，20年已获得欧洲、澳洲市场的认证，目前北美、日本市场认证中；2021年出货超过10万套，客户包括三晶、古瑞瓦特、大秦等，累计接到订单超过5万台。
- ◆ **大型储能：在手订单数目众多，与三峡电能合作4GWh储能项目。**公司大储产品获得阳光电源、南方电网、天合光能等客户大批量订单，累计接到近600MWh订单，合作华电重工。22年6月与三峡电能签署战略合作协议，双方就光伏、储能、换电站、电动船等业务开展战略合作，并加快推进首期合作的4GWh锂电池储能项目；同时就钠电池联合研发和储能示范项目也达成初步合作意向。

图表 鹏辉能源储能产品参数

户用及大储电芯					
电芯类型	电芯型号	容量 (Ah)	倍率 (C)	DOD (%)	循环寿命 (次)
户用	GSP34135214	100	0.5	100	7000
户用	GSP50160119	100	0.5	100	7000
户用	GSP3914895	50	1	100	6000
大型	GSP42173205	150	0.5	100	7000
储能电池簇					
产品类型	组串方式	额定能量	电池簇尺寸		
0.3C电池簇	3P184S	264.96 kWh	700*1412*2357 mm		
0.5C电池簇	2P240S	230.4 kWh	700*1412*2115 mm		
1C电池簇	1P240S	115.2 kWh	700*941*2357 mm		
储能电池包					
产品类型	组合方式	额定能量	电池簇尺寸		
1C	3P184S	7680Wh	450.5*509.5*242mm		
0.5C	2P240S	11520 Wh	450.5*693*242 mm		
0.25C	1P240S				
通信基站					
型号	储能电池容量	标称电压	最大充电电流	最大放电电流	尺寸
PHES4810TA1	480Wh	48V	10A	10A	1U(440*260*44mm)
PHES4820TA1	960Wh	48V	20A	20A	2U(440*316*88mm)
PHES4850TA1	2.4KWh	48V	50A	50A	2U(440*440*88mm)
PHES4875TA1	3.6kwh	48V	75A	75A	4U(540*442*176mm)
PHES48100TA1	4.8kWh	48V	100A	100A	4U(482*397*177mm)
分布式微网储能					
储能电池规格	储能电池类型	最大输出功率	最大放电电流	光伏系统	散热方式
DC500V 120kwh	磷酸铁锂电池	60KW	80A	20KWP (可调整)	强风制冷

2.7 欣旺达：储能业务多线齐发，电芯有望实现自主供应

- ◆ 公司提供包括锂电池储能产品、多场景集成方案、能源投资运营等多类型综合能源服务模式。公司储能产品采用铁锂路线，以模块与系统形式出货，目前电芯仍需外购，产品应用领域覆盖电网储能、工商业储能、网络能源、家庭及便携式储能、智慧能源等全场景。
- ◆ 大型储能项目收获颇丰，储能板块成为公司增长新主力。公司在网络、户用、便携式、电力储能方面收获多个大型储能项目。另外，公司正着力提升电芯产能并提高自供比例，公司目前积极开发钠离子电池，旨在开拓储能及低温场景应用，目前已拥有钠离子电池补钠方法、钠离子电池及其制备方法等多项专利。

图表 欣旺达储能产品应用场景



图表 欣旺达储能产品应用场景

应用场景	细分种类	产品型号
户用储能	电池模块	NEO Pro BP4850-P01、NEO Pro BP4850-P02、B10225
	电池柜	NEO Pro BP48、BP512
	整机系统	HS9.6S5-B2、HS19.2S8-B2
	便携式储能	H20 30 (标准品)
电网储能	电池模组	B1F-26/7.7、B1F-51/10.2、B1F-43/11.5
	电池簇	-
	电池舱	EESS-E-665/2390-CN、EESS-E-730/3500-CN、EESS-E-717/4000-CN
工商业储能	储能系统	-
	户外柜	-
	机柜式	SRI-38050A2F1、SRI-38050A4F1
网络能源	机架式	SMI-4850A1F1、SMI-48100A1F1
	嵌入式	B-014002、B-014006、B-012002
	户外式	SMO-4820A1F1、SMO-4825A1F1、SMO-4850A1F1

2.8 国轩高科：储能业务迅速发展，绑定华为、中国铁塔等大客户

- ◆ **储能业务迅速发展，绑定华为、中国铁塔等大客户。**公司的储能产品与系统已成功应用于中国、美国、日本等重要储能地区，先后落地或中标了众多储能项目，国内客户有华为、中国铁塔、皖能集团、国家电网、中电投、晶科能源等，如淮北皖能储能电站一期103MW/206MWh项目、国家电网多功能移动储能充电车项目以及华能蒙城风电40MW/40MWh储能项目，公司还为美国西弗吉尼亚和伊利诺伊72MW/72MWh储能调频项目供应储能电池等。公司目前已推出“Power Ocean”第三代储能产品，产品容量2MWh，将先进液冷系统与大容量磷酸铁锂电池有机结合，可实现0.6秒以内快速接入备用电源，连续工作18小时，预计22年8月中旬交付。

图表 国轩高科美国72MW/72MWh储能调频项目



图表 国轩高科储能产品参数

国轩高科第三代储能电池柜项目介绍

采用高能量密度磷酸铁锂电芯

系统模块化设计，系统电压、容量灵活配置

可柔性扩展的三级电池管理系统

配置自动消防系统

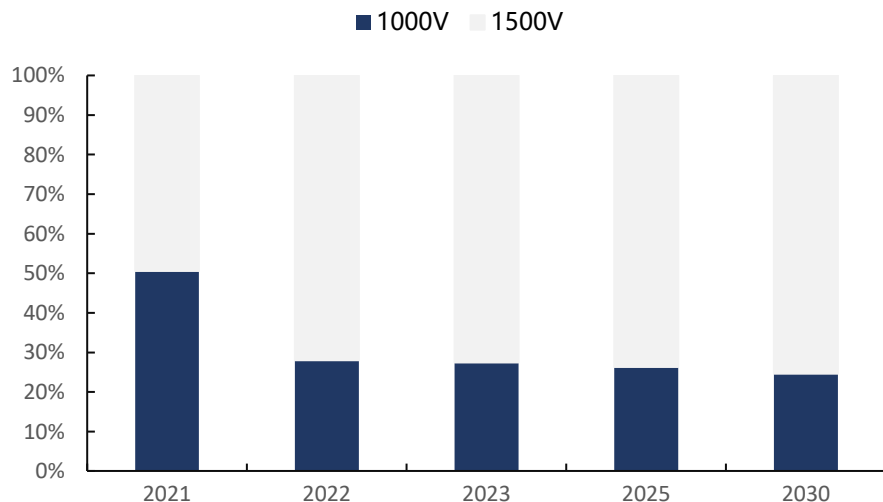
配置智能温控系统

集装箱壳体内部填充不小于50mm厚A级阻燃防火岩棉
防护等级达到IP54

3 逆变器技术：直流1500V取代传统1000V架构成为趋势

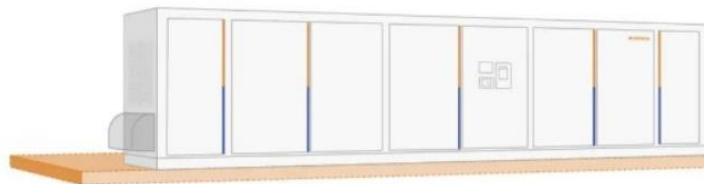
- ◆ **直流1500V迭代加速，电站级渗透较快。**2021年国内光伏直流电压等级为1500V的市场占比约49.4%，1000V市场占比50.6%。拆分来看，分布式光伏中1000V电压仍为主流，21年户用全部采用1000V等级系统，工商业有80%采用1000V等级系统。
- ◆ **1500V储能系统优势明显。1500V系统核心产品为1500V储能PCS。**1500V储能系统的能量密度、功率密度将在原来的基础上可提升35%+，系统成本降低5%+，系统效率提高0.3%+。40尺的集装箱+280Ah的电芯下，1000V的电池最大装机容量为3.3MWh，1500V可以提高到4.5MWh，除了PCS、电池、辅助配件成本可以减少外，人工、地基和土地成本也会大幅下降。近期大型项目，1500V渗透率已超过2/3。
- ◆ **代表厂商：**阳光、上能、科华。其中上能电气包揽了山东5个百兆瓦级储能项目的1500V PCS。

图表：2021年直流1500V光伏市场占比已达49.4%



图表：1500V储能系统优势明显

相比1000V系统, 1500V储能系统单簇电池
串联数量提升了近1.5倍, 集装箱空间利用更充分
功率密度和能量密度同步提升, 体积更小
因此占地面积减少30%以上, 可以节约土地成本约350万元

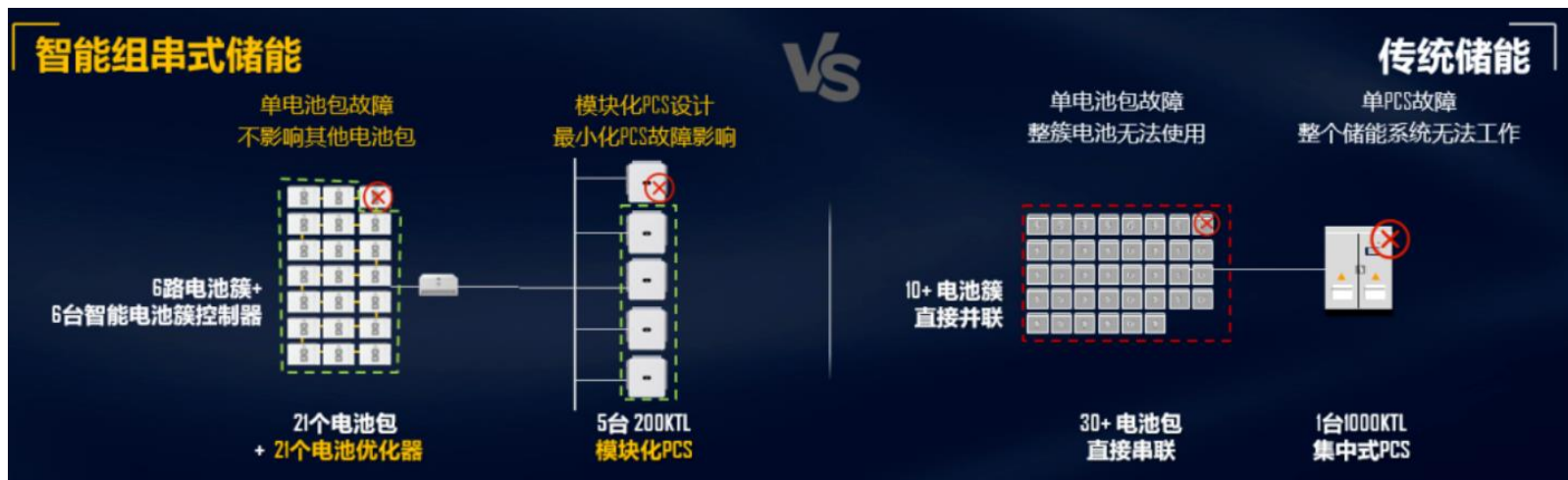


▲ 占地面积减少30%以上

3 逆变器技术：组串式PCS开始规模化应用

- ◆ **组串PCS弥补集中式不足，开启规模化应用。**业内目前电池储能系统主要采取集中式PCS，多组电池并联将引起电池簇之间的不均衡，久之并联电池簇中会出现一部分电池实际出力不足，而另一部分超出倍率使用的现象，造成“木桶”效应；而组串式PCS可以实现簇级管理，提升系统寿命，提高全寿命周期放电容量，规模化应用趋势已见雏形。
- ◆ **应用实例1-2：**华能黄台100MW/200MWh项目，是国内首个采用组串式PCS架构的大型储能电站（PCS由上能提供）；此外山东德州林洋光储3MW/6MWh项目也采用该系统架构（华为提供整套系统）。
- ◆ **应用实例3：**国电投油城大庆200MW光储实验平台。上能电气为基地提供了230台250kW组串一体机、数十台225kW与175kW组串式逆变器以及3.125MW集中式一体机、3.15MW集散式一体机等多款机型逆变器。其中250kW组串式逆变器一改传统常规的分散安装方式，通过1MW集成平台设计、进行集中式运维管理模式，大大节省了时间和人力，提升了运维效率。

图表：智能组串式模块化管理示意图



3 逆变器技术：组串式PCS开始规模化应用

- ◆ **首倡“组串化”储能系统，华为引领技术变革。** 华为将数字信息技术与光伏技术、储能技术相融合，首次提出对储能系统进行组串化、智能化、模块化设计的全新理念，实现电池模组级精细化管理，产生更多放电量（电池配置减少13%，电池寿命提升50%），达到更优投资（初始配置降低30%），极简运维（25年运维成本减少5000万元），安全稳定性提升（可用度提升至99%），整体LCOS降低20%以上，最终助力实现从光伏平价迈向光储平价。
- ◆ **缺点：** 目前PCS成本较高，但有很大降价空间，参考组串式光伏逆变器。
- ◆ **代表厂商：** 华为、上能、盛弘。

图表：华为组串PCS系统引领技术变革

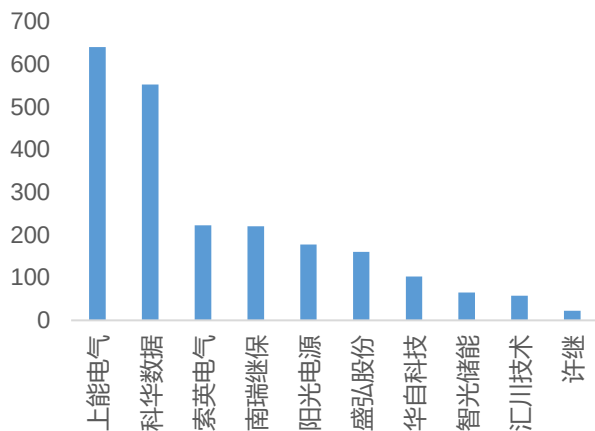


3 逆变器格局：头部企业先发优势明显，后进者竞争激烈

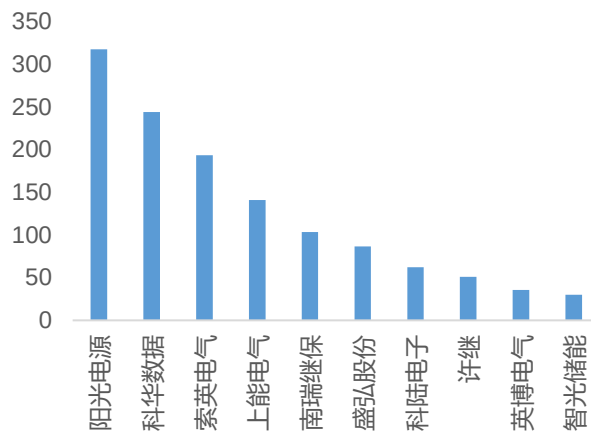
- ◆ **储能变流器市场格局仍未定。**根据CNESA，2018-2021年我国排名前十的储能变流器成商企业不断更迭，除上能电气、阳光电源、科华数据等少数企业多年保持领先外，新进入者层出不穷。未来随着市场进一步发展，我们认为拥有产品、渠道、成本优势的企业仍将受益行业高增速，最终脱颖而出。

图表：2019-2021年我国储能变流器供应商出货量排名

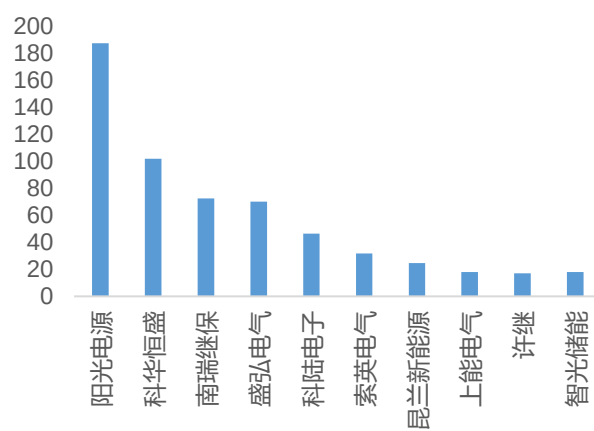
2021年中国储能变流器供应商排名（国内市场）（MW）



2020年中国储能变流器供应商排名（国内市场）（MW）



2019年中国储能逆变器提供商排名（MW）



3.1 上能电气——逆变器+储能双头并进

- ◆ **逆变器业务屡创佳绩，境外市场表现亮眼。**公司十余年来深耕电力电子电能变换和控制领域，已发展成为行业领先的光伏逆变、储能解决方案提供商。2022年，公司在国投、中广核以及三峡等逆变器采购项目中屡获中标。境外市场方面，2022年6月16日上能电气宣布其在印度市场取得里程碑式突破，逆变器累计出货量超过6GW。据Bridge to India数据披露，上能电气2021年印度市场逆变器并网量排名第二，公司在韩国小型光伏电站的设立多如繁星，并将进一步开拓。
- ◆ **储能业务尖子生，高光时刻已来临。**上能潜心研究储能技术多年，在境内大型储能项目中产品优势持续凸显，目前可提供140-3450kW全功率段、1000V/1500V直流电压等级的储能变流器及系统集成，覆盖直流耦合与交流耦合两种技术路线，相关产品已大规模应用在“新能源+储能”、火电联合储能调频、电网侧储能调峰、用户侧工商业峰谷电价套利、大型独立储能等领域，2021年公司国内储能PCS出货排名第一，全球储能PCS出货第五，排名位居前列。截止2022年2月公司在手订单超800MW，在手订单丰富，6月公司再次中标华能储能变流器100MW，公司储能业绩将快速增长。
- ◆ **风险提示：**储能行业发展不及预期，竞争格局持续恶化的风险等。

图表：上能电气近期获得的储能订单

时间	客户	规模	合同金额 (万元)	备注
2022年2月		840MW		据公司已披露的募投资料显示，截至2022年2月底，上能电气储能产品在手订单约为840MW
2022年6月	华能	100MW	2750	6月8日，华能公布了储能变流升压一体舱(集中式储能变流器)采购招标的中标候选人，上能电气位列第一名

3.2 科华数据——UPS龙头跨界大储，多项目行业领先

- ◆ **PCS、储能系统出货量全国领先。**公司由储能PCS拓展至整套系统，截至2021年底，科华数能储能系统全球累计装机量已达2.6GW/3.8GWh，2021年位居中国储能PCS提供商全球出货量TOP2、国内系统集成商新增投运装机量TOP3、国内储能系统出货量TOP5，市场地位显著。
- ◆ **大储多个代表性项目实现技术突破，UPS龙头跨界储能另一路径。**公司目前聚焦于大储，2021年公司助力深圳南山电厂实现了储能黑启动、辅助调频、源荷储一体化三位一体，是国内首例采用储能系统实现9E级机组黑启动的项目，填补了多项黑启动领域应用的国内空白。
- ◆ **项目中标不断，持续受益国内大储发展。**公司近期先后中标特变电工储能设备采购项目、宁东基地共享储能EPC项目，项目金额超5.5亿元。
- ◆ **风险提示：**国内大储市场发展不及预期的风险等。

图表：科华数据储能相关产品



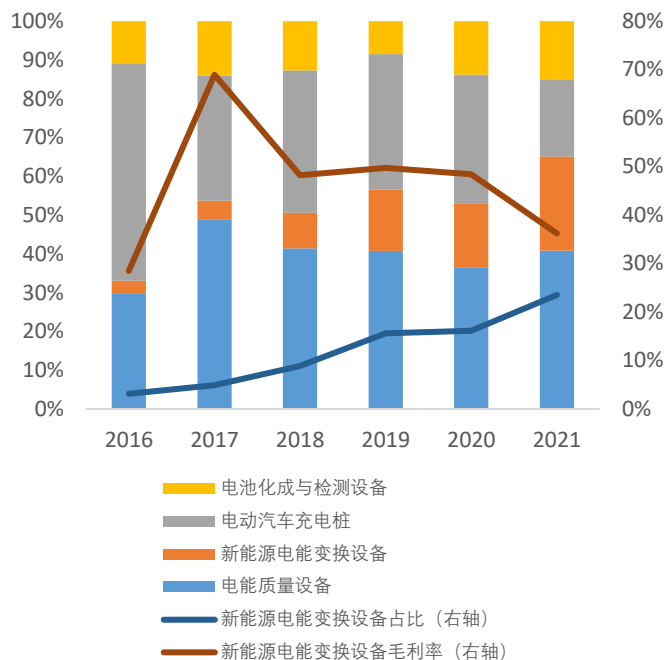
图表：科华数据近期储能中标项目

时间	项目	项目规模	项目金额 (万元)	单价 (元 /Wh)
2022/7/25	特变电工储能设备采购		23070	
2022/8/16	宁东基地新能源共享储能电站示范项目一工程EPC总承包	100MW/ 200MWh	34966.6	1.75

3.3 盛弘股份——全球布局，微网方案行业领先

- ◆ **储能业务增长快，占比逐年提高。**公司储能业务包括PCS、电站集成设计等，2021年公司储能业务收入为2.4亿元，同比+94%，2017-21年CAGR达82%。结构上，储能业务占比不断提升，2021年营收占比达23.51%，同比+7.4pct。
- ◆ **由PCS到系统模块，全球市场排名前十。**公司由单品切入解决方案，针对用户侧、电网侧、微电网多应用场景推出不同储能系统集成产品。目前，公司全球累计装机量已超过1.5GW，有1000多个项目应用经验，全球市场排名前十。
- ◆ **全球布局，微电网方案行业领先。**公司现有60多款认证机型，具备全球20个国家地区的并网认证，坚持全球化布局。在微电网领域，公司方案全球领先，2020年全球微网解决方案出货超100台。
- ◆ **风险提示：**储能行业发展不及预期，竞争格局持续恶化的风险等。

图表：公司分业务收入（亿元）、毛利率



图表：盛弘股份储能业务发展历程



3.4 科士达——方法论+渠道力，海外户储起势中

- ◆ **短需求高增叠加产能充足，海外户储业绩高增。**公司储能产品目前以海外（欧洲、非洲、澳洲等）户储为主，在享受行业高 β 同时，不断修炼内功提高自身 α 。**1) 产品理解深刻：**公司推出适合大部分客户需求的标准化户储产品，在成本质量管控、交付效率上具有多方面优势；**2) 绑定宁德，交付能力提升：**公司与宁德成立合资公司时代科士达（科士达持股80%），在电芯采购上可获优先保证，同时兼具成本优势。此外公司新产能建设加速，时代科士达一期两条锂电PACK产线已投产，预计产值超20亿元，交付能力不断提升。**3) 海外认证加速：**目前公司在欧洲、东南亚、澳洲都有渠道，美国市场认证有望2023年完成，目前已与Solaredge建立密切合作关系。
- ◆ **长期：渠道力叠加品牌力，国内外储能市场并行发力。**目前公司主营业务数据中心UPS已在海内外积累了大量客户与渠道资源。
- ◆ **风险提示：**海外市场竞争加剧的风险，原材料价格持续上涨的风险等。

图表：公司户用分布式光储一体机方案



- 单相5KW，三相10KW，电池5kWh~30kWh，覆盖主要户用使用场景
- 支持VPP(virtual power plant)功能，与第三方调度平台对接，接收第三方调度平台根据电价预测，指定时间点向电网馈电，及FCAS功能（调频）
- IP65设计，具备更广泛环境适应性

图表：公司工商业分布式储能方案

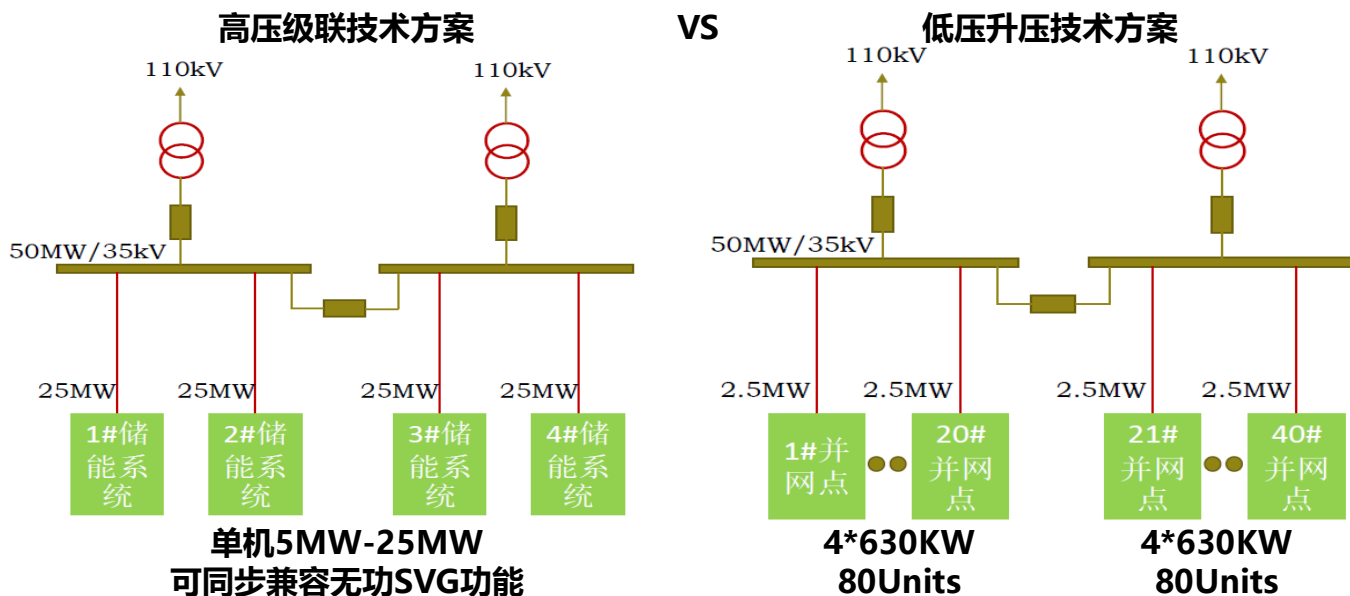


- 50KW/100KW（可扩容），模块化设计，支持离网并机，扩展方便
- 户外设计，便于运输，安装灵活集成本地控制器（本地EMS），本地控制模式下，可运行多种工作模式；远程控制模式，可参与VPP运行
- 通过选配400V/400V，400V/480V，400V/220V隔离变压器，满足不同地区并网电压需求

4 电气拓扑结构：大容量下高压级联方案优势显著

- ◆ 随着储能集成系统容量增加，传统串联升压方案会面临多种问题：1) 大容量下所需电芯数量众多，安全风险较大；2) 随着电芯循环次数增加，电芯本体差异化逐步体现，系统一致性变差；3) 受上述两因素制约，系统单机容量通常有限，随着并联设备增加，二次通信、协调控制变得更加复杂。
- ◆ 大容量下高压级联方案优势凸显：高压级联方案由多个储能单元构成，采用去并联组合，每个储能单元输出几十到几百伏电压，将电池堆离散化，既大幅度降低了电池堆电量，减少了电池堆内电池单体数量，又大幅提高了系统容量，提升系统安全性。
- ◆ 目前国内掌握高压级联技术的企业：国电南瑞、金盘科技、智光电气、四方股份、新风光等几家，其中金盘科技产品高压级联方案落地较快、容量更大，相关产品率先发布并已获得1.35亿订单。

图表：高压级联技术方案VS传统低压升压方案



4.1 金盘科技——国内干变龙头，切入储能落地加速

- ◆ **大储：多环节布局，中高压级联技术行业领先。** 1) **多环节布局，数字制造成本优：**公司具有电池PACK、BMS、PCS、EMS等多环节自主研发生产能力，依托公司数字工厂制造体系，在成本控制、效率提升上具有多维优势。2) **高压级联方案国内领先：**具有较强技术先进性。3) **订单纷至沓来：**现阶段将集中于发电侧，客户、渠道资源与原有风电业务将形成有效融合。公司现已承接中高压直挂（级联）储能系统产品订单1.35亿元，产品力强劲。4) **产能投放加速：**规划桂林/武汉数字化储能工厂分别有1.2/2.74GWh产能，满产下对应合计产值超40亿元，其中桂林工厂已于7月竣工投产，武汉工厂有望2023年中投产。
- ◆ **海外户储：与第三方合作，已实现海外户储批量出货。**技术上与第三方合作，目前户储一体机产品已正式发布，近期有望投入市场；户储渠道布局有望进一步加深，而且公司长期扎根海外，干式变压器业务本身具备海外本土化研发&营销团队，储能出海并非“无源之水”。
- ◆ **风险提示：**储能行业发展不及预期，新产品订单获得不及预期等。

图表：金盘科技近期获得的储能订单

时间	客户	项目	合同金额（万元）	订单产品
2022年1月		与国电投子公司双河新能源签订战略合作协议		约定双河新能源未来所有储能项目将公司作为首选供应商，由公司为其提供储能设备产品或储能EPC工程总包服务
2022年4月	中广核	中广核海南白沙邦溪100MW光伏项目储能设备采购	6499.92	供应50MWh（30台）中高压直挂（级联）储能系统产品
2022年6月	海南牛路岭电力工程有限公司	乐东县莺歌海100MW光伏发电项目	6970	供应50MWh（30台）中高压直挂（级联）储能系统产品

4.2 智光电气——深耕九载，前瞻布局高压级联方案

- ◆ **储能深耕九年，有望进入收获期。**公司2013年便开始研究“级联型高压储能”技术，先后参与南网、国网多个储能示范项目，是国内高压级联方案应用案例最多的企业之一。2018年正式设立子公司智光储能，全面拓展储能业务，智光储能2021年收入1.23亿元，同比+132.33%，净利率8.44%。
- ◆ **已形成高压直挂式、多模组分散式双拳头产品。**公司以电池PACK、BMS、PCS、EMS技术为核心，已衍生出完善产品序列，可满足多场景需求。
- ◆ **投资南网能源，牵手鹏辉，上下布局加速优质资源整合。**1) 公司早期战略投资南网能源（持股，已于2021年上市），未来有望深化在综合能源服务领域的合作，实现优势互补。2) 2022年4月，公司与鹏辉能源（2021年国内企业全球储能电池出货量第二名）签署战略合作协议，本次合作有望为公司电池供应提供保障，长期促进储能业务发展。
- ◆ **多个项目经验积淀，22年中标项目已超3亿元。**经过多年积淀，公司在用户侧、电网侧已具有大量项目经验。2022年来，公司新项目获取持续发力，除用户侧项目外，发电侧先后中标惠东梁化农光EPC、国能水库光伏项目，中标金额已超3亿元。
- ◆ **风险提示：**储能行业发展不及预期，原材料价格持续上涨的风险等。

图表：智光电气2022年中标储能项目

时间	项目	规模	金额（万元）
2022/5/13	广州发展惠东梁化80MW农业光伏EPC总承包项目	80MW	15734.32
2022/5/17	广东粤电电力销售有限公司2022年用户侧储能（第一批）工程总包采购	20MW/40MWh	6950
2022/7/12	国能(聊城)新能源有限公司水库光伏储能系统项目	44MW/88MWh	12584.2

5 储能安全：火灾频发，温控热管理、储能消防受到重视

- ◆ **行业政策接连出台，储能消防系统发展加速。** 锂离子电池中金属锂是已知元素（包括放射性元素）中金属活性最强的，在汽车领域热失控现象时有发生，给锂电池在储能上的应用埋下了安全隐患。据不完全统计，2022年全球已发生超17起储能着火事故，2021年以来国家已经发布了多个涉及储能消防安全的政策，新标准下储能消防的重要性不断突显。

图表：储能安全相关政策

时间	政策	细则
2021/11	《电化学储能电站安全规程》	规范电化学储能的消防问题，提出“自动灭火系统的最小保护单元应为电池模块，每个电池模块宜单独配置探测器和灭火介质喷头。
2022/2	《“十四五”新型储能发展实施方案》	要求加快建立新型储能项目管理机制，规范行业管理，强化安全风险防范；与此同时，强化标准的规范引领和安全保障作用，完善新型储能全产业链标准体系，开展多元化应用技术标准制修订等等。
2022/5	《加强电化学储能电站安全管理的通知》	对电化学储能电站安全管理、规划设计安全管理、设备选型、施工验收、并网验收、运行维护安全管理、应急消防处置能力7个方面提出明确要求，并从全生命周期的18个细则强化了储能电站的安全管理。

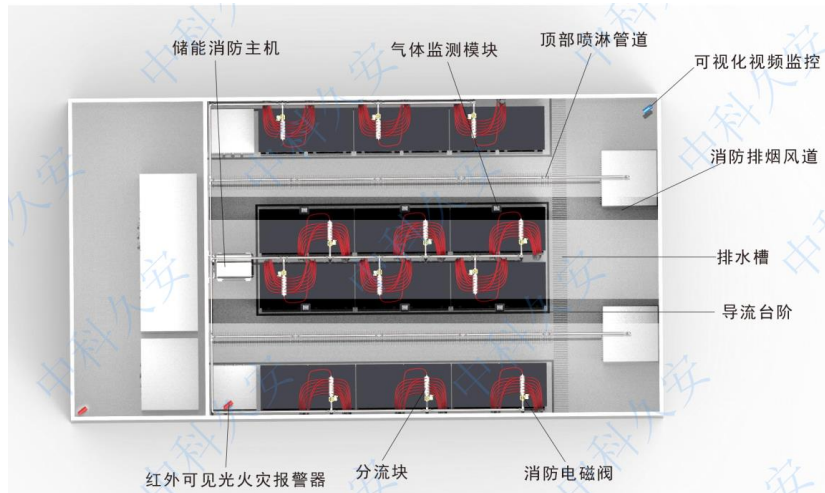
图表：近期储能电站火灾事故频发



5.1 青鸟消防/国安达——储能消防场景加速落地

- ◆ **全氟己酮方案增速明显。**全氟己酮作为七氟丙烷替代品，市场份额逐渐提升。全氟己酮具有灭火性强、不具备导电性、方便运输和储存、保护环境等优点，可以方便的用于模组和电池簇级的独立多次喷射。Pack级、簇级消防架构，在提升防控效率的同时会提升消防的价值量，从目前的1万元/MWh提升至3万元/MWh以上。
- ◆ **青鸟消防-消防行业龙头：**成熟的经销商体系，且管控渠道的能力较强；行业龙头，且市占率逐年提升。2022年3月份新董事会上来的2位副总，标志着消防产品行业里面优秀的人才都在向公司聚集。采用七氟丙烷+细水雾系统相结合，可针对PACK级、簇级，舱级、战级能有效扑灭锂电池火灾并抑制复燃。
- ◆ **国安达-布局储能消防抢占先机：**公司的储能消防方案采用非温感探测技术，实时抽取舱内空气进行采样，通过气体成分判断电池运行状况，与国家即将发布的要求一致。采用多组份混合灭火剂，持续抑制。
- ◆ **风险提示：**新产品推广不达预期、新项目建设投产不达预期等。

图表：舱级解决方案



图表：青鸟消防Pack级解决方案



5.2 英维克：精密温控龙头，储能温控先锋

- ◆ **热管理是影响系统安全、效率、寿命的重要因素，液冷性能更佳，多家集成商陆续采用。**热失控预警作用在火灾前，通过与BMS系统联动在发生热失控时切断电源，同时在火灾发生时触发灭火系统，是储能电站安全的前置防线。消防主机系统集成了采集探测器数据，启动灭火器，声光报警控制，起到联动通信作用，是储能消防系统火灾防控的核心。
- ◆ **英维克-我国精密温控行业龙头：**公司在2020年推出系列水冷机组并开始批量应用于国内外各种储能场景，当年便为国网、南网等电力企业提供多站合一集装箱式数据中心整体基础设施。目前，公司的储能集装箱温控解决方案冷量可满足3.0KW到55KW各种场景，并在业内率先推出储能冷水机方案，适用于7.5kW到100kW系列场景。2021年全年相关收入达3.37亿元，约为上年度的3.5倍，增长态势迅猛。未来随着储能行业快速发展，公司温控业务有望快速发展。

图表：英维克储能温控系列产品



MC系列电力户外柜空调
适用：电力行业户外柜



MC系列储能空调
适用：基站、设备集装箱、储能集装箱、
小型数据机房、电力预制柜



EMW系列储能水冷机
适用：设备集装箱、储能集装箱、储能电
池柜、储能电池散热等场合

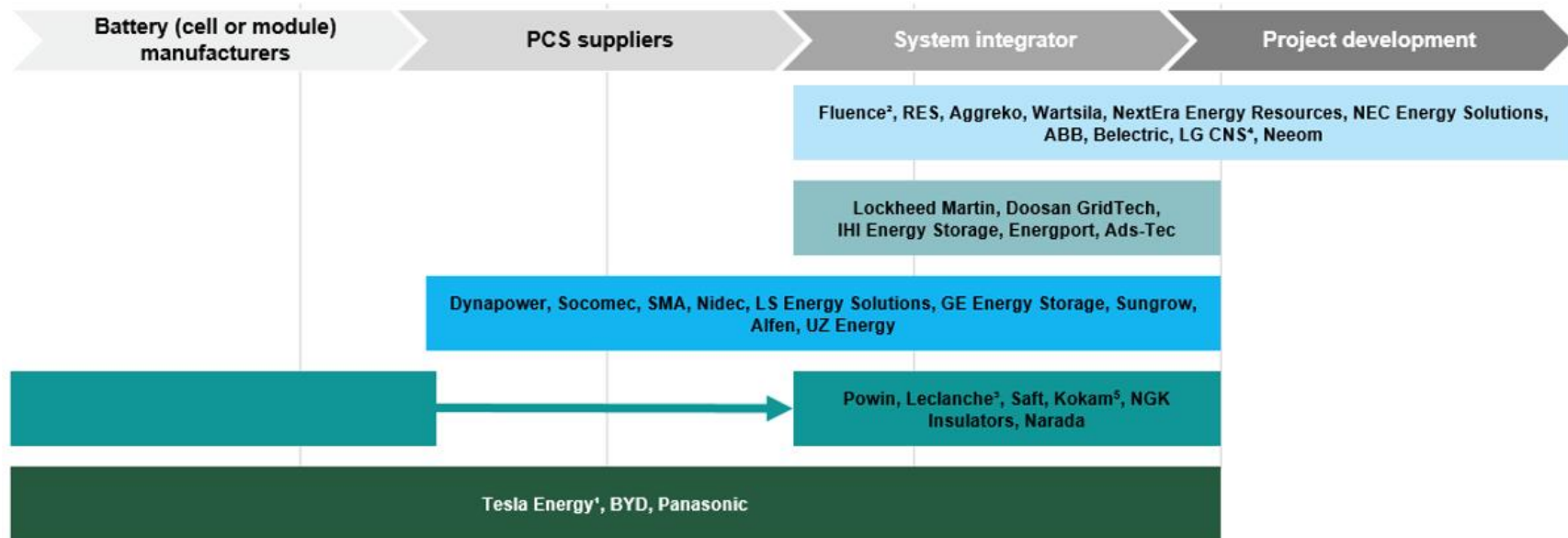
6 系统集成：玩家众多，多种模式并存

储能集成商现在主要有三种模式：

- ◆ **全产业链布局**：电芯、PCS、BMS、EMS均为自产，国内代表企业为比亚迪。
- ◆ **专业集成**：集成商从外部采购部件，专做系统集成，该模式国内应用较少，国外Doosan、IHI等为代表；
- ◆ **基于自身产品，由单纯设备供应商向系统集成商转型**：该模式国内应用最多，代表企业有：**1) 光伏逆变器切入PCS的生产商**锦浪科技、固德威、德业科技等；**2) 动力电池切入储能电池的生产商**亿纬锂能、鹏辉能源等；**3) 由电力设备、电子设备切入PCS/BMS/EMS等部件的生产商**金盘科技、科士达、科华数据、宝光股份、科陆电子等。

复盘美国市场，可以发现主流集成厂商采用上述三种模式的均有案例。

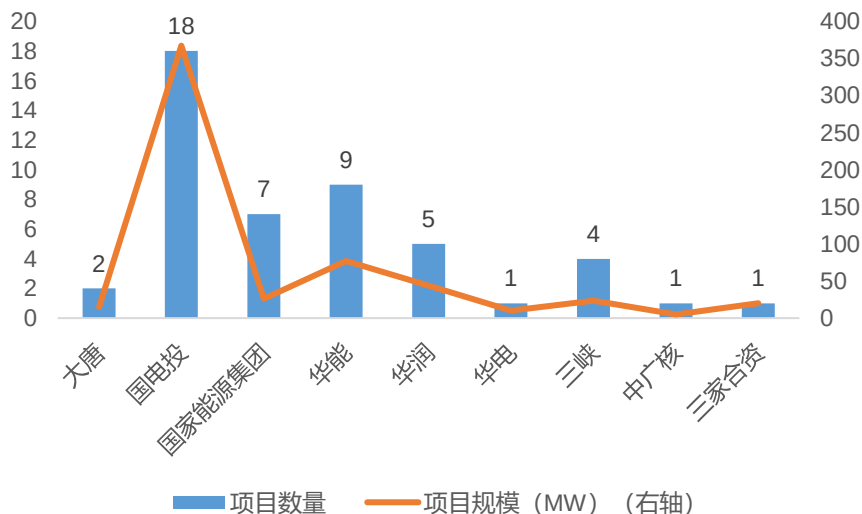
图表：美国主要储能集成商在产业链中参与的环节



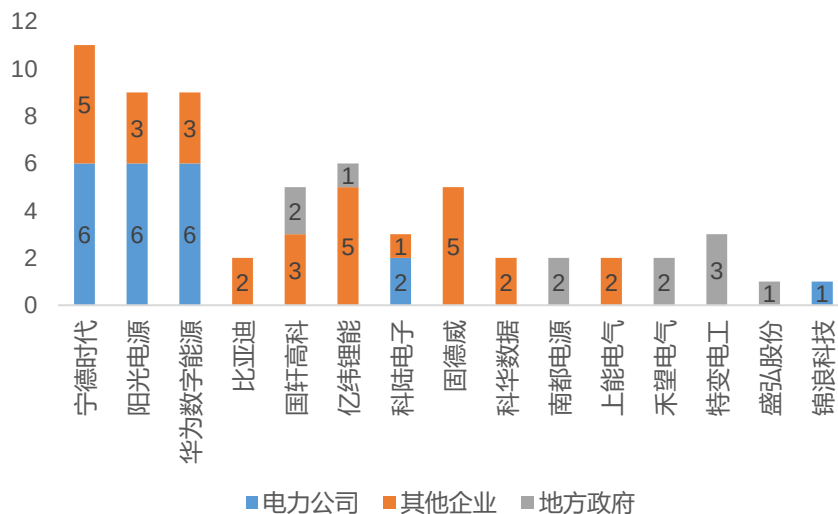
6 系统集成：项目资源、客户资源是重要竞争点

- ◆ **项目资源**：已建设的项目、已获取的订单是对公司既有实力的有效证明，对未来订单获取具有指引作用。同时，长期来看，储能项目并网点资源有限，
- ◆ **客户资源**：1) 从项目获取看，目前发电侧储能需求主要仍来自新能源强制配储，而电力集团是风电、光伏开发的主力军，也是招标项目的主要来源。储能系统集成商正通过战略合作寻求与业主的深度绑定，2021年华为、阳光电源等纷纷与“两网”、“五大六小”等电力集团以及地方政府等签订系列战略合作协议，以求在项目获取上能有更大优势。2) 从收益核算看，独立储能与共享储能要参与现货市场、辅助服务市场交易必须接受电网统一调度，有相关资源企业在后期市场交易中更有可能处于有利地位。

图表：2020年“五大四小”建设投资储能项目约占全年总量的16.31%



图表：2021年储能行业战略合作签约情况



6 系统集成：项目资源、客户资源是重要竞争点

- ◆ 分析对比主要储能集成商的项目、客户资源，可以发现主要企业均与主要电网集团建立了合作关系，除此之外，科华数据、海博思创、科陆电子等在工商业侧、居民侧潜力更大，长期在共享储能等项目获取中可能获利；
- ◆ 在项目上，阳光电源、海博思创等龙头已具有GWh以上项目建设经验，先发优势明显；同时，后起之秀金盘科技、科陆电子等订单获取能力较强；此外，行业需求强劲，企业扩产力度较大，金盘科技、智光股份现有产能均超GWh，仍处于扩产进程中。

图表：代表公司项目资源、客户资源分析

	客户资源	项目资源
阳光电源	主要应用在美、英、德等成熟电力市场，强化风光储深度融合；国内2021年中标三峡乌兰察布源网荷储一体化示范项目	2021年储能系统全球发货量3GWh
海博思创	电网侧与中国电力、南方电网成立合资公司，为国网旗下平高、许继批量供货；同时储能产品出口日韩美欧等地	已投运储能项目超2.6GWh，电池系统年产能超6GWh
金盘科技	国网南网、五大四小、风机整机厂、中船、移动、中建等企业	已承接中高压直挂（级联）储能系统产品订单金额合计1.35亿元；现有产能1.2GWh，新工厂持续扩产中
南网科技	国网、南网等电力系统企业	Q1中标三峡阳江海上风电储能电站EPC项目，中标金额2.5亿元，目前储能在手订单超5亿元
科陆电子	国网南网、五大四小、地方能源企业等；美的控股后有望进一步发挥其在户用、工商业侧的客户、渠道资源优势	2022年中标美洲电池储能系统755MWh，宁夏储能项目300MWh，分别假设单价为1.7/1.4元/Wh，预计订单金额超22亿元
科华数据	有国家电网、国投新能源、国网综合能源等战略客户；1月与中天科技签订战略合作协议加速优势互补；工商业侧客户种类更丰富，三大通信运营商、腾讯等互联网企业、重要金融机构都为公司客户	截至2021年底，储能系统集成全球累计装机量已达2.6GW/3.8GWh
宝光股份	西电旗下公司，与国网、南网等电力系统企业关系密切	
智光股份	储能产品已应用于国家电网、南方电网、华能、华电、广东能投、粤芯半导体等公司	现有1.2GWh/年的储能交付能力，仍无法满足需求，仍在扩产中

数据来源：储能领跑者联盟，东吴证券研究所

6 系统集成：玩家众多，参与环节有差异化

- ◆ 储能集成商通常在发电侧、电网侧、用户侧全线布局，但通过对已有项目、在手订单拆分，我们认为不同企业仍各有侧重，市场呈现差异化竞争态势。具体可从三侧、国内外两个维度区分：

图表：储能集成市场差异化竞争格局



6.1 海博思创——储能系统集成商龙头

- ◆ **储能系统集成业务屡创佳绩，专业加码储能业务。**公司十余年来深耕新能源汽车动力电池系统、锂电池储能系统相关产品领域，已发展成为行业领先的储能系统集成商。公司在2020年国内储能市场集成商占有率为10.5%，位居第二；2021年成为国内市场储能集成商出货量冠军，且在全球储能市场出货量排名中位居第三。2022年，公司在国电投储能系统设备采购项目中屡获中标，并与晶澳科技达成的战略合作将助力公司拓展各项储能项目的发展。
- ◆ **储能产品丰富，技术屡次创新，出货量或再创新高。**海博思创在储能技术上持续投入研发，拥有多项自主知识产权技术，2020年TUV目击试验授权证书，是公司迈向开拓海外市场的关键一步。在境内大型储能系统项目中产品优势持续凸显，2021年发布全新HyperL1液冷储能系统，5MW/5MWh的火电储能联合调频系统，15MW/35MWh电网侧调峰调频储能系统，20MW/80MWh用户侧储能系统等，产品丰富。截止2021年，海博思创储能系统出货量累计超过1GWh，新增出货量排名第一。
- ◆ **风险提示：**储能行业发展不及预期的风险等。

图表：海博思创储能应用案例

储能系统	应用案例	图例
火电储能联合调频系统	上海某火电厂储能容量达5MW/5MWh，采用集装箱三层堆叠设计、一体化蒸发冷却式温控技术、调频毫秒级功率调节，灵活响应AGC指令，大幅提升机组调频性能和辅助服务收益。	
新能源发电侧储能系统	山东某共享储能电站储能容量达100MW/200MWh，参与全省电力辅助、电网调峰、储能容量租赁等服务，一次充电量200兆瓦时，可满足1000户家庭一个月用电，年可消纳新能源电量1亿千瓦时。	
电网侧调峰调频储能系统	北京某变电站储能容量达15MW/35MWh，高安全电池系统，应用高压细水雾消防技术；24h容量备用，满足高负荷地区供电保障需求，同时提供电网调峰功能。	
用户侧储能系统	江苏某工厂储能容量达20MW/80MWh，用户侧分时电价及需量管理、调峰服务。	
其他应用	河北某电力公司储能容量达1MW/2MWh，应用于应急救援、电力增容等多种场景。	

数据来源：公司官网，东吴证券研究所

6.2 南网科技——依托南网大平台，业绩持续高增

- ◆ **自主研发EMS，并网环节优势显著。**公司深耕电网行业多年，自主设计研发EMS，推出“智能热管理+集中式多传感”的电池储能系统集成方案，可有效提升系统安全性。同时，依托南网大平台资源，公司承接了广东省80%以上并网试验和仿真任务，在并网环节有深入的理解，有望以此为切入点拓展储能业务。
- ◆ **大量火储调频项目经验积累，新型储能订单不断。**1) **在手、潜在订单丰厚：**目前公司储能在手订单超8亿元；2023年文山电力940MWh储能项目有望确认收入，金额约15亿元；“十四五”期间公司在广东省储能系统技术服务市场规模约72亿元（南网空间600亿，其中广东省240亿，公司份额约30%）。2) **产业链布局：**未来储能商业模式将以EPC为主，并由自研EMS向EPC设备其他环节（电池PACK等）布局，叠加长期规模效应摊薄成本，储能业务毛利率有望持续提升，短期稳定在15%左右水平。
- ◆ **风险提示：**储能行业发展不及预期的风险等。

图表：公司已投运/中标储能项目

投资方	储能电站名称	规模	订单金额（万元）	项目状态
南方电网	南方电网调峰调频发电有限公司2021-2022年电网侧电池储能站工程设备集成框架采购项目	-	8898.13	-
广东电网	东莞供电局南社站	10M/10MWh	5880	2022年已投运
广东电网	东莞供电局杨屋站	10MW/20MWh	-	2022年已投运
广东电网	东莞供电局黎贝站	5MW/10MWh	-	2022年已投运
广东电网	广州供电局芙蓉站	5MW/10MWh	-	2022年已投运
广东省粤电集团	珠海发电厂储能调频电站	20MW/10.5MWh	-	2022年已投运
国家能源集团	广东台山电厂1-2号及6-7号灵活性（辅助调频）改造EPC	60MW/60MWh	16422.45	已中标
三峡新能源	阳西沙扒海上风电场（一期）储能电站项目	30MW/30MWh	8733	已中标

数据来源：南网电网供应链统一服务平台，公司公告，东吴证券研究所

6.3 科陆电子——海内外共振，多场景订单渐次落地

- ◆ **海外市场惊喜连连，电网侧、工商业用户侧大订单纷至沓来。**2021年公司与美洲某知名新能源客户达成合作关系，2022年来公司先后共获得其电网侧755MWh储能系统、工商业侧450MWh储能系统、工商业侧600MW储能PCS订单；国内方面，公司7月5日中标宁夏京能宣和150MW/300MWh储能系统订单，中标金额约4.095亿元，折合单价为1.365元/Wh，2022年储能业务已迎来全面机遇。
- ◆ **产业链布局加速，产能持续扩张中。**公司具有BMS、PCS、EMS等环节的研发生产能力，7月20日全资子公司宜春科陆分别与电芯供应商瑞浦兰钧、厦门海辰、上海兰钧、江苏海基签署战略合作协议，有利于保障公司电芯的长期稳定供应。同时，公司扩产加速，宜春一期基地现有储能系统年产能3GWh，7月19日公司与宜春经开区签署合作协议，拟建“年产5GWh储能电池项目”，届时产能将快速提升。
- ◆ **风险提示：**海外项目收入确认不及预期，汇率波动的风险等。

图表：科陆电子近年获得的储能订单

时间	项目	备注
2021年9月	美国印第安纳州二期24MW/63MWh储能项目（目前印第安纳州装机最大项目）	采用全新升级的280Ah电池储能方案和4MWPCS解决方案
2021年	美国印第安纳州一期14MW/46.3MWh储能项目	项目投运
2022年3月	南美洲485MWh电池储能系统项目——南美洲现今最大电池储能项目	由168套20尺箱式储能系统配套而成，采用科陆新一代1500V预装式高能量密度储能系统
2022年5月	美洲201MWh箱式电池储能系统	由72套20尺箱式储能系统配套而成，采用科陆新一代储能系统
2022年7月	山东电建宁夏京能宣和150MW/300MWh储能项目——宁夏首批大规模独立储能项目、首批备案的电网侧独立储能项目	由60套5MWh电池集装箱、30套5MW中压变流箱配套而成，采用科陆新一代1500V预装式高能量密度储能系统。金额为40950万元，单价1365元/kWh
2022年7月	与美洲客户签订《储能设备采购和销售意向书》	向该客户销售不少于450MWh的集装箱式电池储能系统及600MWPCS（储能逆变器），该产品是公司新一代面向工商业场景的储能系统

6.4 宝光股份——由设备切入电站运营，盈利模式更佳

- ◆ **EMS实力强劲，进一步拓展储能业务。**公司在EMS上具有多年积淀，多项技术行业领先，在此基础上公司进一步拓展储能业务，公司储能业务现有3种模式：1) 基于EMS设备的EPC模式；2) EMC模式；3) 软件提供商以及服务运维。目前，公司储能业务包括火储联合调频与新能源储能两类。
- ◆ **电站运营模式佳，公司具有天然优势，未来有望贡献更高利润率。**相比于设备提供商的“一揽子”交易，电站运营长期营收稳定、现金流充足，且后期运维成本较低，具有较高的盈利性（运维毛利率接近50%）。但由于电站运营前期垫资较高，对参与者的现金流能力要求较高，宝光作为西电旗下上市公司，相较民企在资金上具有天然优势。目前，公司电站运营仍以EPC形式为主。
- ◆ **风险提示：**现金流管理的风险，原材料价格持续上涨的风险等。

图表：公司近年储能项目

项目	配置	项目类型	备注
电网侧储能项目			
平海电厂调频	30MW/15MWh	EPC	24小时平均K值1.46，调频收益75.22万元
南沙电厂调频	9.6MW/4.8MWh	EPC	
韶关电厂调频	9MW/4.5MWh	收购自持	22小时平均K值1.06，调频收益9.83万元
大浦电厂调频	18MW/9MWh	EMS系统	
大唐临清热电厂火储联合调频			2022年4月正式投运
发电侧储能项目			
格尔木源储一体化项目	5MW/10MWh		新能源电站储能铜梁规划最优模型研究+苍南一AGC控制模型研究等
国电投东北公司储能	7.5MW/7.5MWh	峰谷差价套利	
海南天能莺歌海盐场100MW光伏储能项目			2022年3月中标，项目金额6522.88万元
EMS综合系统			
华电综合EMS		EMS系统	对于用户燃机、光伏、风电、储能、负荷侧综合协调控制

数据来源：宝光股份公司公告，东吴证券研究所

7.1 储能新技术——钠离子电池商业进程加速中

- ◆ **可用资源丰富，钠电池性能优于锂电池，综合性价比较高。**钠电池快充性能优异（常温下充电15min电量即可达到80%）、低温性能良好，常温条件下循环寿命为4k-5k次，能量密度持平铁锂。2022年全球已探明的锂资源量约为8900万吨，一半以上分布于南美洲，我国锂资源总量为510万吨，全球占比仅为6%，65%的锂原料需要进口。而钠的地壳丰度远高于锂且广泛分布于全球各地，海水中即含有丰富的氯化钠。
- ◆ **钠电池相较铁锂和5系三元单瓦时成本分别下降45%-55%左右，商业化进程加速。**我们假设钠离子电池电芯材料、壳体材料用量以及制造费用和磷酸铁锂电池一致，采用层状氧化物和普鲁士蓝的钠电池电芯单wh材料成本分别为0.27/0.22元，若计入箱体和制造费用，假设合格率为90%，则单wh成本分别为0.47/0.42元，相较磷酸铁锂电池的单wh成本（0.8元）和NCM523电池（1.04元）分别有45%和55%左右的降幅。代表厂商包括NatronEnergy、NAIADES、FARADION、钠创新能源、中科海纳、宁德时代。

图表：钠离子电池产业化情况

国家	公司	电池体系	性能参数	路线优势	路线短板
美国	NatronEnergy	普鲁士蓝水系电解液体系	能量密度50Wh/L, 2C循环10000次	水系电解液体系安全性高, 高倍率性能优异	能量密度低, 生产工艺复杂
法国	NAIADES	氟磷酸钒钠/硬碳有机电解液体系, 1Ah18650型电池	能量密度90Wh/kg, 1C循环寿命4000次	循环寿命长, 与现有锂离子电池生产工艺兼容	涉及钒和氟元素, 毒性大, 体系能量密度低, 成本高, 存在安全隐患
英国	FARADION	层状氧化物/硬碳有机电解液体系, 10Ah软包电池	能量密度140Wh/kg, 循环寿命1000次		
	钠创新能源	层状氧化物/硬碳有机电解液体系, 软包电池	能量密度120Wh/kg, 循环寿命1000次	与现有锂离子电池生产工艺兼容	成本优势不明显有机体系存在安全隐患
中国	中科海纳	层状氧化物/无烟煤硬碳有机电解液体系, 软包电池	能量密度135Wh/kg, 循环寿命4500次, 高低温性能优异		
	宁德时代	普鲁士蓝/高容量硬碳有机电解液体系, 软包电池	能量密度160Wh/kg, -20度90%保持率		成本优势未知, 有机体系存在安全隐患

数据来源：天钠科技，东吴证券研究所

7.1 储能新技术——液流电池长时性能更优

- ◆ **液流电池正负极电解液分离，性能优异，铁铬、全钒为两大商用方向。**液流电池是正负极电解液分开，各自循环的一种高性能蓄电池，具有容量高、使用领域（环境）广、循环使用寿命长的特点。根据电极活性物质的不同可分为铁铬、全钒、锌溴等，铁铬和全钒两种为目前主流商用方向。
- ◆ **铁铬电池循环寿命超长，运行温区较广，降本在即。**2022年全球铬铁矿资源量约120亿吨，南非占据半壁江山，我国与铬矿开采国均保持正常的贸易合作，供应格局尚可。铁铬液流电池毒性和腐蚀性较低，理论循环次数可达万次以上，整体使用寿命可以达到20年以上，成本方面，未来综合成本或可接近抽水蓄能。
- ◆ **全钒电池性能优异，可用钒资源丰富，但成本较高。**我国钒资源丰富，2022年全球已探明的钒资源量约为6300万吨，我国钒资源总量为950万吨，全球占比15%，2020年中国攀钢集团公司钒企业产能(折合成V2O5)世界排名第一。钒电池安全性高，循环寿命高达16000次，扩容能力强，适合大型储能场景，且电解液便于回收，效率75%以上。全钒电池能量密度同时成本较高。

图表：液流电池与其他电池性能对比

指标	铁铬液流	全钒液流	钠硫电池	锂离子
循环寿命	>10000	>10000	约2500	4000-5000
能量密度	10~20Wh/L	15~30Wh/L	150~240Wh/kg	300-400Wh/L
安全性	好	好	不好	不好
毒性腐蚀性	极小	极小	较大	较大
运行温度℃	-20~70	5~50	300~350	常温~45
AC效率	70~75%	70~75%	60~80%	90%
自放电	极低	极低	低	中
电池回收	电解液重复利用	电解液重复利用	中	难

图表：2021年全钒液流电池建设项目（部分）

时间	项目	功率/MW	容量/(MW·h)
2021年3月	湖北襄阳市全钒液流电池集成电站	100	500
2020—2025年	新疆阿克苏全钒液流电池产业园*	3000	2000*
2021年2月	承德森吉图全钒液流电池风储示范	2	8
2021年8月	河南淅川全钒液流电池储能	500	2000
2021年5月	广东汕头市濠江区风电产业园	1	1
2021年7月	国家光伏储能实证实验平台(大庆基地)	0.125	0.5

7.1 储能新技术——光热储能：调峰调频优势独具

- ◆ **光热发电作为储能具有天然优势。**太阳能光热发电机组既具备同步电源特性，同时配置了热储存系统，因此既有一次调频的功能，同时也能进行二次调频。根据我国2018年投产的三座太阳能光热发电示范项目的验收结果，光热机组调峰深度最大可达80%；爬坡速度快，升降负荷速率可达每分钟3%~6%额定功率，冷态启动时间1小时左右、热态启动时间约25分钟，调节性能优于煤电。
- ◆ **平价有望到来，光伏光热互补具有成本优势。**根据中控太阳能，以德令哈市为例，分别利用光伏+电池、光伏+抽水蓄能、光伏+塔式光热三种技术路线来设计年发电量为400GWh/年的“发电+储能”系统：光热储能调峰电站为光伏配置20%熔盐储能服务可以有效解决光伏弃光问题；同时，在相同的储能调峰补贴下，光伏+光热储能调峰电站的综合上网电价低于光伏+锂电池储能；而当储能补贴高于0.12元/kWh时，光伏+光热储能调峰电站的上网电价能够小于火电脱硫标杆上网电价0.3247元/kWh。

图表：光伏和光热发电对比

	光热发电	光伏发电
应用范围	适合集中式大规模发电	集中式、分布式
储能系统	通过介质（熔融盐、水等）进行热存储，使用寿命长、损耗小	使用电化学进行储能，相对使用寿命较短，损耗大
技术水平	相对成熟	相对成熟，也有技术持续突破
优势	储热成本低，效率高，年发电小时数长，与其他热发电可有效契合	技术和产业已成熟
劣势	地理条件要求高	生产和维护过程中存在污染，且稳定性有待提高

图表：采用基于塔式太阳能光热的多能互补方案具有明显的成本优势

编号	项目	单位	光伏+电池	光伏+抽水蓄能	光伏+塔式光热
1	建设成本	万元	215395	492215	216227
2	建设周期	月	6	96	12
3	度电成本	元/kWh	0.96	0.923	0.813

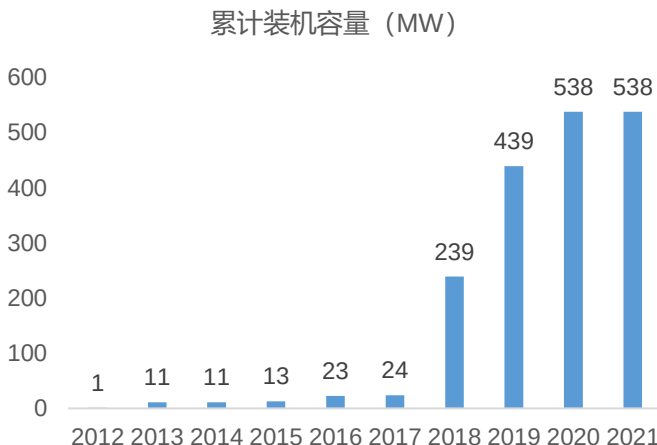
7.1 储能新技术——光热储能：政策持续鼓励发展，国产化较高

- ◆ **系列政策支持光热储能发展。**2021年来国家与地方层面多次出台政策鼓励光热储能发展，推动其在调峰等多场景应用，完善相关价格补偿机制。根据CSTA，2021年我国光热发电类累计装机容量已达到538MW，占全球的7.91%。
- ◆ **国内产业链已较为完善，未来发展有望加速。**根据CSTA，目前我国光热示范项目中关键部件反射镜、熔盐国产化率已超过90%，吸热管、导热油国产化率超过70%。随着行业发展，相关企业有望持续受益。

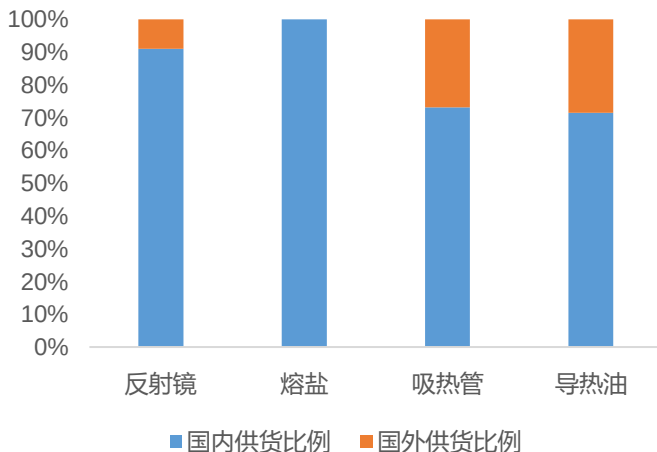
图表：近期光热储能相关政策

时间	机构	政策	表述
Oct-21	国务院	《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》	积极发展光热发电，推动建立光热光伏风电互补调节的综合可再生能源发电基地
Nov-21	国家能源局	《关于推进2021年度电力源网荷储一体化和多能互补发展工作的通知》	优先推进含光热发电等新型储能示范的“一体化”项目
Feb-22	国家发改委、能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	发挥光热发电调节作用，完善支持光热发电等调节性电源运行的价格补偿机制
Mar-22	国家发改委、能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	十四五将推动光热发电与风电光伏融合发展、联合运行，因地制宜发展储热型太阳能热发电
Mar-22	国家能源局	《2022年能源工作指导意见》	2022年将积极探索作为支撑、调节性电源的光热发电示范
Apr-22	国家能源局、科技部	《“十四五”能源领域科技创新规划》	十四五将发掘光热发电调峰特性，推动光热发电在调峰、综合能源等多场景应用

图表：我国太阳能热发电累计装机容量



图表：我国光热发电示范项目关键部件材料国内外供货比例



数据来源：CSPPLAZA光热发电平台，CSTA，东吴证券研究所

7.2 储能新技术——重力储能：在物理储能中成本占优

- ◆ 重力储能是一种机械式的储能，主要原理是基于高度落差对储能介质进行升降来实现储能系统的充放电过程。
重力储能优势：1) 初始投入成本仅需约3元/Wh，低于抽水蓄能和压缩空气储能成本。据测算，重力储能度电成本约为0.5元/kWh，低于绝大部分电化学储能系统，在成本上具有优势；2) 安全性高，对建设环境要求不高，对环境破坏小；3) 寿命长，重力储能平均寿命约30-35年，接近抽水蓄能、压缩空气储能。
- ◆ **中国天楹：我国重力储能先行者，首个重力储能项目已签约。**2022年1月30日，中国天楹控股子公司Atlas与重力储能技术开发商瑞士EV公司签署了《技术许可使用协议》，根据协议，EV授权Atlas在中国区独家使用许可技术建造和运营重力储能系统设施。5月20日，该项目落户如东，是我国首个储能示范项目，规模为26MW/ 100MWh，项目的签约有望加快我国重力储能行业进展。

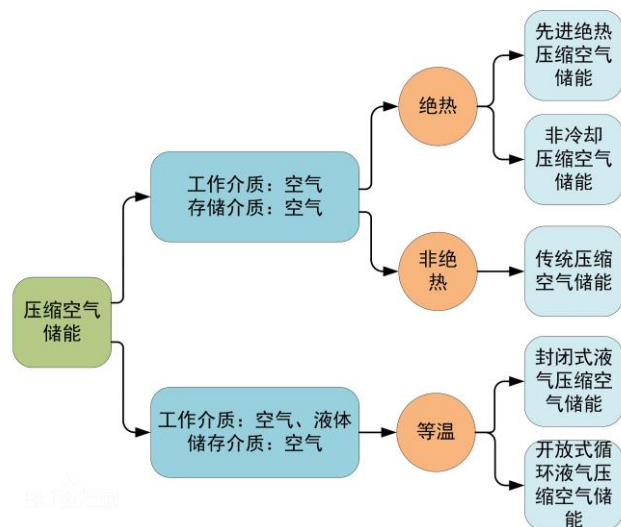
图表：多种新型重力势能储能技术对比

项目	储能密度 (kWh/m ³)	功率	储能量	效率/%	寿命/a	响应时间/s	适用场合
海下储能	—	5 ~ 6MW	20MWh	65 ~ 70	—	>10	海洋空间
活塞水泵GPM	1.6	40MW ~ 1.6GW	1.6 ~ 6.4GWh	75 ~ 80	30+	>10	城市中小功率储能
活塞水泵HHS/GBES	—	20MW ~ 2.75GW	1 ~ 20GWh	80	40+	>10	地质坚硬地区
储能塔EnergyVault	>1	4MW	35MWh	90	—	2.9	可灵活选址
斜坡机车ARES	>1	50MW	12.5MWh	75 ~ 86	40+	秒钟级	山地地形
斜坡缆车MGES	>1	500kW	0.5MWh	75 ~ 80	—	秒钟级	山地地形
地下竖井Gravitricity	>1	<40MW	1 ~ 20MWh	80 ~ 85	50+	秒钟级	废弃矿井

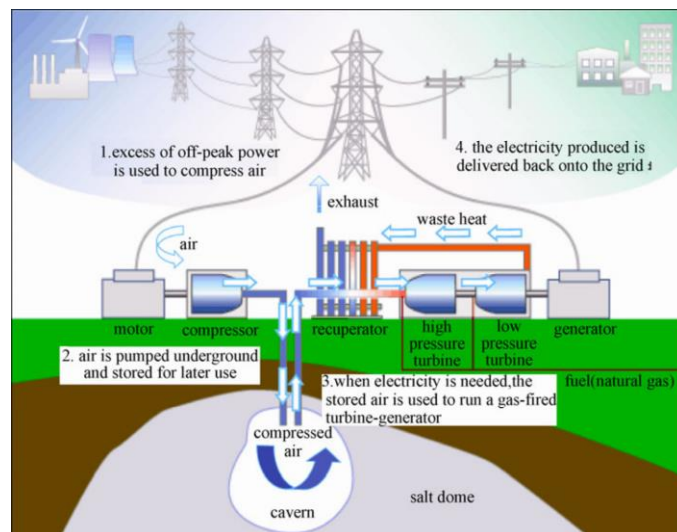
7.3 储能新技术——压缩空气储能技术已较为成熟

- ◆ **压缩空气储能技术相对较为成熟。**压缩空气储能是指在电网负荷低谷期将电能用于压缩空气，将空气高压密封在报废矿井、储气罐、山洞、过期油气井或新建储气井中，在电网负荷高峰期释放压缩空气推动汽轮机发电的储能方式。相比兴建钢罐等压力容器储存的方式，利用盐穴等地下洞穴建设大容量电站，将显著降低原材料、用地等方面的成本。按照工作介质、存储介质与热源可以分为：传统压缩空气储能系统（需要补燃）、带储热装置的压缩空气储能系统、液气压缩储能系统等。
- ◆ **国内已有项目投产落地。**2021年9月23日，山东肥城盐穴先进压缩空气储能调峰电站一期10MW示范电站顺利通过发电并网验收，二期300兆瓦项目也已启动。2022年5月26日，金坛盐穴压缩空气储能国家试验示范项目举行投产仪式，标志着世界首座非补燃压缩空气储能电站正式投入商业运行。
- ◆ **压缩空气储能电站的定价机制还在探索阶段**，若能与抽水蓄能一样采取两部制电价，将提高其经济性。

图表：压缩空气储能分类



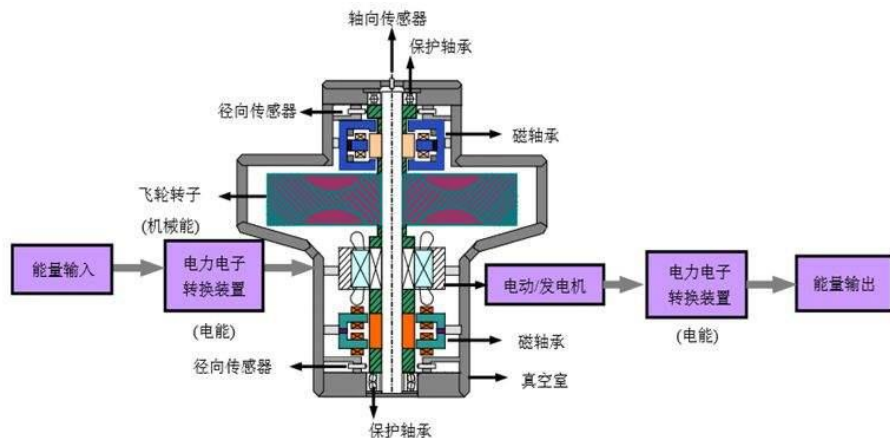
图表：压缩空气储能原理



7.4 储能新技术——飞轮储能位于商业化早期

- ◆ **飞轮储能是新型储能技术之一，处于商业化早期。**通过电动/发电互逆式双向电机，电能与高速运转飞轮的机械动能之间的相互转换与储存。飞轮储能具有使用寿命长、储能密度高、不受充放电次数限制、安装维护方便、对环境危害小等优点，可用于不间断电源、应急电源、电网调峰和频率控制。但目前飞轮储能还具有很大的局限性，相对能量密度低、静态损失较大，现仅处于商业化早期。
- ◆ **飞轮储能技术主要结构和运行方法已经基本明确。**目前主要正处于广泛的实验阶段，小型样机已经研制成功并有应用于实际的例子，正向发展大型机的趋势发展，但是却有非常多的难点，主要集中在转子的设计、磁轴承、功率电子电路、安全及保护特性、机械备份轴承。飞轮储能系统优势突出，应用广泛，随着技术的成熟和价格的降低，将会是储能领域的一项新的革命。
- ◆ **首台兆瓦级飞轮储能装置投入使用。**2022年4月11日，2台1兆瓦飞轮储能装置在青岛地铁3号线万年泉路站完成安装调试并顺利并网，这是我国轨道交通行业首台具有完全自主知识产权的兆瓦级飞轮储能装置。

图表：飞轮储能装置原理



图表：飞轮储能优缺点

优势	1.寿命长，所有储能技术中寿命最长的技术之一； 2.绝对能量密度和功率密度高 3.充放效率高，超过90%； 4.适应性强，对工作温度和运行环境没有太大要求； 5.启动速度快，毫秒级，在所有储能系统中排名前列； 6.无污染； 7.维护成本低，运行时几乎没有损耗； 8.模块化。
缺点	1.静态损失较大，自放电率高。一般每个充满状态下静态损失超过10%/小时； 2.相对能量密度低，在功率密度要求高的场所飞轮储能一般只能保持几秒到几分钟的放电。

数据来源：BNEF，北极星电力网，东吴证券研究所



国内政策引导储能大规模发展

高价格刺激新型商业模式出现

中美大储发展路径差异明显

新规范新技术应用层出不穷

投资建议及风险提示

- ◆ **投资建议：**大储行业蓄势待发，随着系列政策密集出台，项目经济性大幅提升，近期项目招标、开工、落地不断加速，行业拐点已至。建议关注三条主线：1) 国内储能电池/逆变器/EPC龙头，推荐**宁德时代、亿纬锂能、阳光电源、南网科技**，关注**南都电源、盛弘股份、科华数据**、上能电气、国轩高科；2) 储能相关储备、储能占比逐步提升，推荐**比亚迪、金盘科技**，关注欣旺达、青鸟消防、国安达、英维克、智光电气、科陆电子、宝光股份、中国天楹。海外户储加速发展，我们持续强烈看好海外户储受益标的：推荐**锦浪科技、派能科技、德业股份、禾迈股份、昱能科技、固德威**，关注科士达、鹏辉能源、科信技术等。

图表：重点公司估值表（截至2022年9月2日）

名称	总市值 (亿元)	股价 (元)	归母净利润 (亿元)			PE			评级	总股本 (亿股)	来源
			2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E			
宁德时代	11379	466.26	280.48	480.16	651.73	41	24	17	买入	24.40	东吴研究所
亿纬锂能	1797	94.66	32.29	60.91	91.24	56	30	20	买入	14.85	东吴研究所
阳光电源	1614	108.66	28.16	55.14	71.76	57	29	22	买入	18.99	东吴研究所
南网科技	260	46.13	2.01	5.32	8.06	130	49	32	买入	5.65	东吴研究所
南都电源	200	23.13	6.93	9.71	14.25	29	21	14	未评级	8.65	WIND
盛弘股份	78	38.00	1.61	2.40	3.26	48	33	24	未评级	2.05	WIND
科华数据	167	36.14	5.12	6.65	8.30	33	25	20	未评级	4.62	WIND
上能电气	126	53.00	1.60	3.75	6.20	79	34	20	未评级	2.38	WIND
国轩高科	599	33.70	6.45	17.06	24.74	93	35	24	未评级	17.79	WIND
比亚迪	7315	282.00	117.85	233.36	327.25	70	35	22	买入	4.26	东吴研究所
金盘科技	122	28.58	2.90	5.41	9.24	42	22	13	买入	17.19	东吴研究所
欣旺达	468	27.26	13.91	24.40	32.05	34	19	15	买入	4.89	东吴研究所
青鸟消防	135	27.60	6.55	8.40	11.07	21	16	12	未评级	1.28	WIND
国安达	47	36.70	1.43	2.79	4.32	33	17	11	未评级	4.35	WIND
英维克	133	30.68	2.51	3.15	4.08	53	42	33	买入	7.88	东吴研究所
智光电气	71	9.06	-0.50	2.15	4.37	-	33	16	未评级	14.08	WIND
科陆电子	114	8.11	-0.84	4.53	7.88	-	25	14	未评级	3.30	WIND
宝光股份	40	12.24	0.79	1.06	1.41	51	38	29	未评级	25.24	WIND
中国天楹	144	5.69	7.26	10.05	11.93	20	14	12	买入	3.71	东吴研究所
锦浪科技	850	228.77	12.87	29.06	43.85	66	29	19	买入	2.39	东吴研究所
派能科技	640	413.20	8.32	23.01	32.27	77	28	20	买入	1.55	东吴研究所
德业股份	906	379.05	12.37	25.15	41.60	73	36	22	买入	29.11	东吴研究所
禾迈股份	576	1028.88	6.36	13.38	29.67	91	43	19	买入	0.56	东吴研究所
昱能科技	495	618.55	4.47	10.57	17.32	111	47	29	买入	0.80	东吴研究所
固德威	371	301.43	5.22	13.69	25.02	71	27	15	买入	1.23	东吴研究所
科士达	230	39.41	5.04	6.70	8.31	46	34	28	未评级	5.82	WIND
鹏辉能源	369	80.03	6.04	9.80	14.22	61	38	26	未评级	4.61	WIND
科信技术	82	39.66	0.66	1.50	2.13	124	55	39	未评级	2.08	WIND

- ◆ **原材料价格持续上涨的风险。** 电池储能系统在大储项目中成本占比较高，近期电芯价格上涨使经济性本就较差的储能行业步履维艰，若原材料及关键零部件成本持续上涨，将对行业发展造成不利影响。
- ◆ **政策落地不及预期的风险。** 大储项目自身经济性目前总体较差，政策补贴是其重要收入来源。近期多项政策出台推动储能参与现货市场、辅助服务市场交易，但各地政策推出、落地时间有较大差异，若政策推出、落地不及预期，将对行业发展造成不利影响。
- ◆ **竞争加剧的风险。** 大储项目参与者种类、数量众多，若更多企业参与到行业竞争，将对业内公司盈利造成不利影响。

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于5%与15%之间；

中性：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-5%与5%之间；

减持：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来6个月个股涨跌幅相对大盘在-15%以下。

行业投资评级：

增持：预期未来6个月内，行业指数相对强于大盘5%以上；

中性：预期未来6个月内，行业指数相对大盘-5%与5%；

减持：预期未来6个月内，行业指数相对弱于大盘5%以上。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街5号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527
公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

东吴证券财富家园