

电气设备行业

碳中和集结号吹响，储能赛道一触即发

——储能行业深度报告

✉ : 邓伟 执业证书编号: S1230520110002
 ☎ : 021-80108036
 ✉ : dengwei@stocke.com.cn

行业评级

电气设备 看好

报告导读

本篇报告我们想强调：储能作为一种柔性电力调节资源，在全球新能源替代传统化石能源低碳转型进程中，具备长期的、正向的、不可替代的社会价值，在新能源消纳、调峰调频等辅助服务、提升电网系统灵活性稳定性的技术必要性已得到充分验证。经济性只是短期的摩擦性因素，投资者更需具备“终局”意识，关注储能资产长期定价逻辑的根源。

投资要点

□ 刚需驱动：新型电力系统核心资产，全球能源转型关键赛道

当前全球风光发电量占比 9%，预计 2050 年达 56%。风光发电资源禀赋与负荷匹配度低，大规模开发并网后，对电网安全运行和电力可靠供应带来挑战。电化学储能解决风光发电出力波动性、平衡电源与负荷侧功率，是提高电力系统供应安全性、灵活性和综合效率的重要环节，也是支撑能源转型的关键技术，其必要性已得到充分论证。

□ 政策催化：全球政策支持力度空前，市场化机制进一步完善

全球电力市场机制及政策不尽相同，但对储能的需求趋势高度一致。中国：新一轮储能顶层政策已出台，行业加速发展预期抬升：电源侧新能源配储政策“加持”，2020 年已实现快速增长且有望快速起量；电网侧价格机制仍在探索，远期辅助服务空间巨大；用户侧得益于分时电价改革超预期，工商业储能盈利模型更为优化，或加速形成市场化力量。海外：欧美地区电力交易高度市场化，储能可参与市场交易，具备丰富受益来源，叠加高电价与补贴政策，经济性优、市场需求大。南非地区电力基础设施薄弱，储能提升电力供应稳定性，有望成为下一个蓝海市场。

□ 市场空间：2025 年全球规模超千亿，5 年成长空间超过 10 倍

2020 年全球新增装机 4.7GW，同比+62%，2016-2020 年 CAGR=46%，市场规模高速增长。根据我们搭建测算模型，2025 年中国储能预计新增 45GWh，“十四五”期间装机 CAGR=70%，对应市场规模 499 亿元。2025 年全球储能预计新增 172GWh，5 年 CAGR=75%，对应市场规模 2370 亿元。中国及全球 5 年增长空间均超过 10 倍，是碳中和弹性最大赛道，建议积极布局相关企业获得超额收益。

□ 投资建议：电池环节价值量高，逆变器弹性大，推荐龙头及高成长企业

电池与逆变器环节系统成本占比最高，分别为 60%和 20%，是产业链中高景气度方向，相关企业有望充分受益行业红利。从弹性测算结果看，逆变器环节弹性相比锂电池更大。建议关注宁德时代（电池技术优势+超前布局）、阳光电源（电力电子与系统集成能力）、派能科技（纯正户用储能标的）、锦浪科技（储能逆变器开始放量）、固德威（储能系统收入弹性大）和亿纬锂能（多元储能业务快速发展）。

□ 风险提示：

政策落地不及预期，储能成本下降不及预期等。

相关报告

- 1.《欧洲推出新能源新政，加速拥抱新能源大时代——行业专题报告》2021.07.16
- 2.《政策护航储能产业发展，关注经济性和价格机制变化——储能行业点评报告》2021.04.22
- 3.《数字化转型正当时，新能源革命大时代——电力设备与新能源 2021 年度策略》2020.12.28

报告撰写人：邓伟

联系人：邓伟

正文目录

1. 电化学储能:全球能源革命主线, 未来电力系统的核心资产	5
1.1. 储能介绍: 技术应用丰富多样, 电化学是发展最快方向	5
1.2. 电化学储能: 支撑能源转型的关键技术, 行业景气度高增	7
1.2.1. 产业链: 电池与逆变器环节价值量最高, 占比分别为 60%与 20%	7
1.2.2. 应用场景: 贯穿电力系统各环节, 灵活性调节是核心能力	8
1.2.3. 全球装机: 2020 年新增装机 4.72GW, 2016-2020 年 CAGR=46%	10
1.2.4. 核心驱动: 需求端长线逻辑清晰, 供给端降本优化经济性	11
1.2.5. 技术路线: 锂电池综合性能最优, 目前已成为装机主流	13
2. 全球概览:政策与市场双重驱动, 多点开花需求向上	15
2.1. 中国市场: 初步实现规模化发展, 2021 年政策利好加速	15
2.1.1. 装机概览: 2020 年新增 1.56GW, 2016-2020 年 CAGR=71%	15
2.1.2. 电源侧: 政策大力驱动, “新能源+储能”率先放量	17
2.1.3. 电网侧: 成本疏导是核心议题, 政策逐步出台引导发展方向	18
2.1.4. 用户侧: 峰谷套利经济性超预期, 容量电价与需求响应拓宽收益渠道	19
2.1.5. 竞争格局: 资源禀赋是关键要素, 竞争与合作在多个维度演绎	22
2.2. 美国市场: 拜登绿色新政助力储能蓬勃发展	23
2.3. 欧洲市场: 用户侧户用储能蓬勃发展	25
2.4. 非洲市场: 微电网应用广泛,增量空间广阔	27
3. 空间测算: 全球 2025 年新增装机有望达 172GWh, 5 年复合增长 75%	29
3.1. 中国: 2025 年新增装机有望达 45GWh, 十四五 CAGR=70%	29
3.2. 全球: 2025 年新增装机有望达 172GWh, 5 年 CAGR=75%	30
4. 投资建议: 积极把握高价值环节的龙头与成长企业	32
4.1. 阳光电源: 电力电子技术协同, 发力储能系统集成	32
4.2. 宁德时代: 动力电池龙头高强度布局储能板块	32
4.3. 派能科技: 纯正的家用储能龙头, 产能释放业绩可期	33
4.4. 固德威: 户用逆变器领先, 储能业绩弹性较大	33
4.5. 锦浪科技: 全年储能逆变器有望大幅放量	34
4.6. 亿纬锂能: 通信储能、电网储能、户用储能多点开花	34

图表目录

图 1: 储能技术分类.....	5
图 2: 全球储能累计装机分布 (截至 2020 年)	7
图 3: 2020 年全球新增储能分布	7
图 4: 储能系统组成图	7
图 5: 电化学储能系统产业链	8
图 6: 根据储能功率与容量比例, 可将储能分为功率型、能量型和容量型	9
图 7: 储能利用充放电匹配发电端与用电端负荷	10
图 8: 储能平滑新能源出力波动	10
图 9: 2013-2020 年全球新增电化学储能装机	10
图 10: 全球电化学储能累计装机分布 (截至 2019 年)	11
图 11: 2020 年全球新增电化学储能分布	11
图 12: 全球各国“碳中和”目标时间及立法&官宣进展情况	11
图 13: 全球电力生产结构预测	12
图 14: 2010-2021E 锂离子电池包均价	12
图 15: 全球主要国家居民电价	13
图 16: 全球电化学储能分电池累计装机增长 (单位: MW)	13
图 17: 锂离子电化学储能新增及累计装机占比	13
图 18: 2019 年我国电力系统储能锂电池细分出货量分布	14
图 19: 2019 年全球家用储能产品锂电池出货量分布	14
图 20: 2013-2020 我国新增电化学储能装机	15
图 21: 2019 年我国新增电化学储能应用分布	16
图 22: 2020 年我国新增电化学储能应用分布	16
图 23: 2020 年我国新增电化学储能地区分布	17
图 24: 2020 年我国新增电化学储能类型	17
图 25: 2014-2020 年风光发电装机容量占比	19
图 26: 2014-2020 年风光发电量占比	19
图 27: 湖北省峰谷电价时刻表 (工商业及其他用电, 两部制, 220 千伏及以上)	20
图 28: 用户侧储能可以降低容量电费于电量电费	22
图 29: 2020 中国储能技术提供商 (装机规模, 单位:MWh)	23
图 30: 2020 中国储能逆变器提供商 (装机规模, 单位:MW)	23
图 31: 美国户用光伏历年装机量 (MW)	24
图 32: 2015 年-2020 年前三季度美国储能装机情况 (MW)	24
图 33: 截至 2020H1 美国各州累计光伏装机量 (GW)	24
图 34: 截至 2020 年上半年, 美国已推出储能相关政策的州	24
图 35: 美国不同终端储能季度装机数据 (MW)	25
图 36: 欧洲新增光伏装机量 (GW) 及各国占比	25
图 37: 欧洲家用储能历年装机量 (MWh)	26
图 38: 2019 年欧洲电池储能装机量前五名国家及份额	26
图 39: 德国历年新增储能不同终端应用占比 (浅绿色为家用)	27
图 40: 2019 年德国家用储能市场市场份额	27
图 41: 南非 2019 年电力来源占比和 2030 年低碳化电力生产目标比例	27

图 42: 美国不同终端储能季度装机数据 (MW)	27
图 43: 中国电化学储能市场测算	30
图 44: 全球电化学储能市场测算	31
图 45: 2016-2020 年阳光电源储能系统收入及占比	32
图 46: 2016-2020 年阳光电源储能系统毛利润及毛利率	32
图 47: 2016-2020 年宁德时代储能系统收入及占比	33
图 48: 2016-2020 年宁德时代储能系统毛利润及毛利率	33
图 49: 2017-2020 年派能科技储能系统收入及占比	33
图 50: 2017-2020 年派能科技储能系统毛利润及毛利率	33
图 51: 2016-2020 年固德威储能逆变器收入及收入占比	34
图 52: 2016-2020 年固德威储能逆变器毛利润及毛利率	34
图 53: 2016-2020 年锦浪科技营业收入及增速	34
图 54: 2018-2020 年锦浪科技储能逆变器收入及收入贡献	34
图 55: 2016-2020 年亿纬锂能营业收入及增速	35
图 56: 2018-2020 年亿纬锂能锂电池毛利润及毛利率	35
表 1: 储能技术路线比较及应用场景	6
表 2: 电化学储能应用于源网荷各环节	8
表 3: 储能电池技术路线及参数对比	13
表 4: 2021 年我国储能相关政策梳理	16
表 5: 2020 年以来我国各省新能源发电侧配储政策	17
表 6: 中国电网侧储能政策	19
表 7: 工商业储能峰谷套利模型 (以湖北省最新 220 千伏以上工商业电价计算)	20
表 8: 储能峰谷套利内部回报率 (IRR) 敏感性分析 (单位: 元/kWh)	21
表 9: 部分需求侧响应政策整理	22
表 10: 拜登新能源相关政策	23
表 11: 美国不同州储能相关政策及补贴	23
表 12: 欧洲部分国家储能领域政策汇总	25
表 13: 德国分地区储能政策	26
表 14: 南非电力供应商 Eskom 的分布式储能计划 (第一阶段至 2020 年年底)	28
表 15: 重点公司盈利预测	35

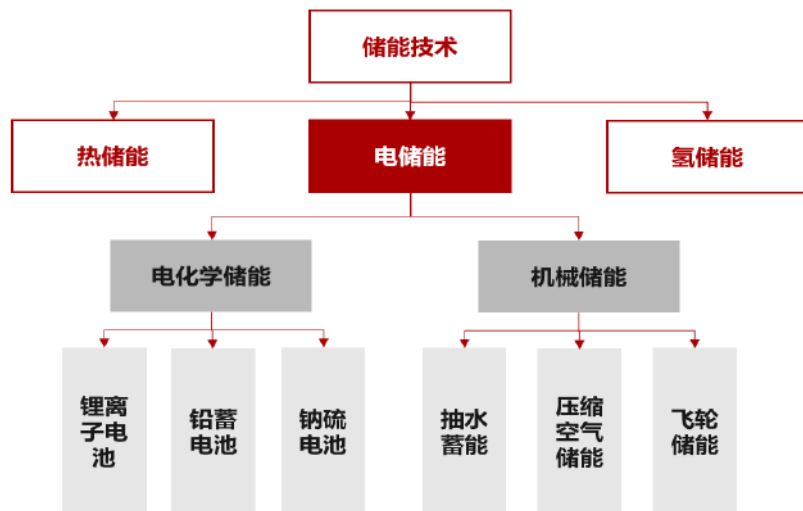
1. 电化学储能:全球能源革命主线，未来电力系统的核心资产

随全球碳中和理念成为共识，能源结构转型进入加速阶段。高比例可再生能源必将引发电力系统对储能长期、持续的需求。电化学储能作为当前主流储能手段，综合优势明显，将充分受益于产业红利。

1.1. 储能介绍：技术应用丰富多样，电化学是发展最快方向

储能技术类型丰富，电储能广泛应用于有电能储备需求的场景。储能技术主要分为热储能、电储能与氢储能。社会经济发展带动了对电力储能配备的巨大需求。目前分为电化学储能和机械储能两大流派。根据正负极材质的不同，电化学储能分为锂离子电池、铅蓄电池与钠硫电池。机械储能根据储能方式，分为抽水蓄能、压缩空气储能与飞轮储能。两种储能方式应用于电力系统、通讯基站、数据中心与轨道交通。

图 1：储能技术分类



资料来源：派能科技，浙商证券研究所

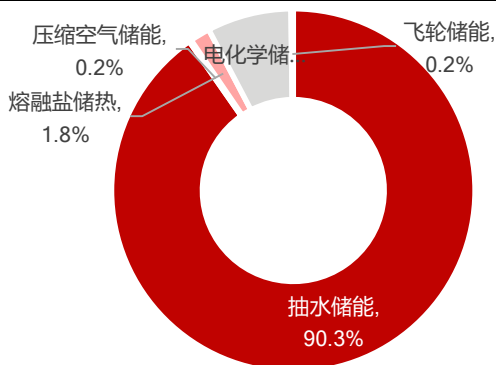
表 1：储能技术路线比较及应用场景

技术类型	配置灵活性	放电时间	启动时间	响应速度	技术水平	基本原理	最优适用场景	
机械储能	抽水蓄能	很低	2h-天	3-5 min	min	商用	利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的水电站	大规模调峰、长时调频
	压缩空气	洞穴式：很低 超临界：一般	1h-天	~6 min	~1 min	洞穴式：商用 超临界：示范	利用过剩电力将空气压缩并储存，当需要时再将压缩空气与天然气混合，燃烧膨胀以推动燃气轮机发电	可再生能源并网、辅助服务
	飞轮储能	一般	s-min	<2 ms	<2 ms	商用	利用电能将一个放在真空外壳内的转子加速，将电能以动能形式储存起来。	快速调频、企业级UPS
电化学储能	铅蓄电池	高	0.5-10h	<1s	<10 ms	商用	正极二氧化铅和负极纯铅浸到电解液中，两极间会产生 2V 的电势	分布式及微网、工商业、变电站备用电
	锂离子电池	很高	0.1-10h	<1s	<10 ms	示范-商用	正负电极由两种不同锂离子嵌入化合物构成。充电时，Li+从正极脱嵌经过电解质嵌入负极,放电相反	综合
	液流电池	一般	1-10h	s 级	ms 级	示范	正极和负极电解液分别装在两个储罐中，利用送液泵使电解液通过电池循环	大规模调峰、可再生能源并网
氢储能	钠硫电池	高	1-8h	s 级	ms 级	商用	正极由液态的硫组成，负极由液态的钠组成，电池运行温度需保持在 300℃以上，以使电极处于熔融状态。	综合
	超级电容器	一般	s-min	<1s	ms 级	示范	通过电极与电解质之间形成的界面双层来存储能量	快速调频
	氢储能	一般	h-周	3-5 min	<1s	示范	将多余的电力可用于制造可无限期储存的氢气，然后在常规燃气发电厂中燃烧气体发电，或用于给家庭供热	天-周级长时供电
热储能	一般	0.5-10h	-	-	商用	吸收太阳辐射或其他载体的热量蓄存于介质内部，环境温度低于介质温度时热量即释放	光热电站及电-热转换	

资料来源：CNESA，CESA，浙商证券研究所

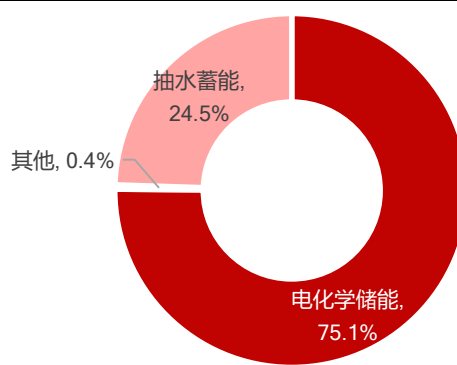
抽水储能占比最高，电化学储能发展迅猛。据 CNESA，2020 年全球已投运储能项目累计装机规模 191.1GW，抽水蓄能占比最高，为 90.3%。抽水蓄能是当前最为成熟的电力储能技术，自上世纪以来商业化开发接近尾声，同时受区位因素局限，增长较慢。电化学储能作为飞速发展的储能技术，是具备高度灵活性的调节资源，在电力系统中的份额快速提升，累计装机占比已从 2016 年约 1%增长至 2020 年的 7.5%，位列第二。2020 年新增的储能装机中，75.1%来自电化学储能，贡献了大部分增量。

图 2：全球储能累计装机分布（截至 2020 年）



资料来源：CNESA，浙商证券研究所

图 3：2020 年全球新增储能分布



资料来源：CNESA，浙商证券研究所

1.2. 电化学储能：支撑能源转型的关键技术，行业景气度高增

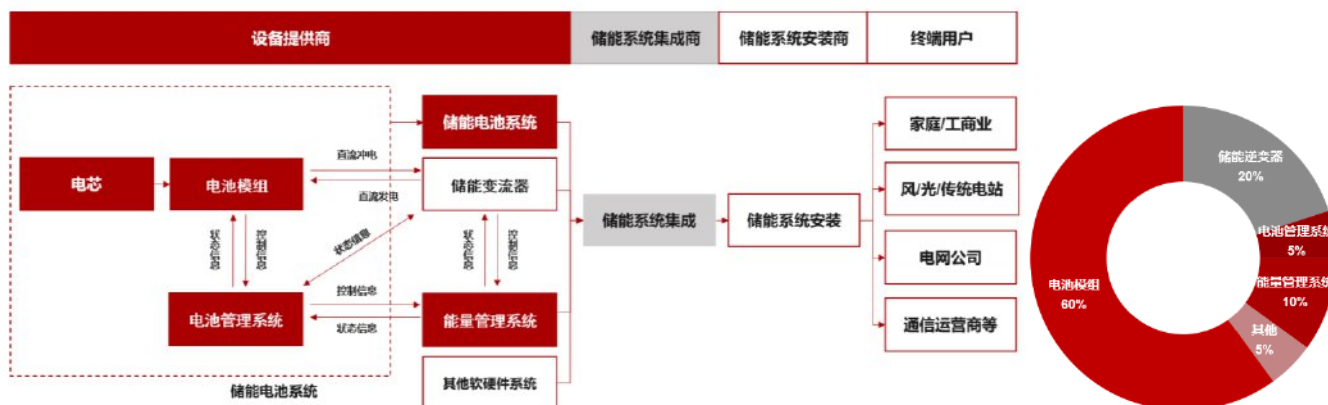
1.2.1. 产业链：电池与逆变器环节价值量最高，占比分别为 60%与 20%

电化学储能产业链中，电池与逆变器环节具备较高的投资价值。储能系统主要由储能电池系统（含电池模组和电池管理系统），储能逆变器（PCS），能量管理系统（EMS）和其他硬件系统组成。电池模组的上游是锂电材料，PCS 与 BMS 上游主要包括功率半导体和各类芯片。储能系统下游是储能系统集成商及安装商。根据阳光电源的数据，储能系统价值构成中：

1) 电池模组价值量最高（60%）。电芯质量（能量密度、循环次数、温度适应性及安全性等），直接影响整个储能系统的运行与效率，因此也是决定储能系统投资回报率的关键要素。

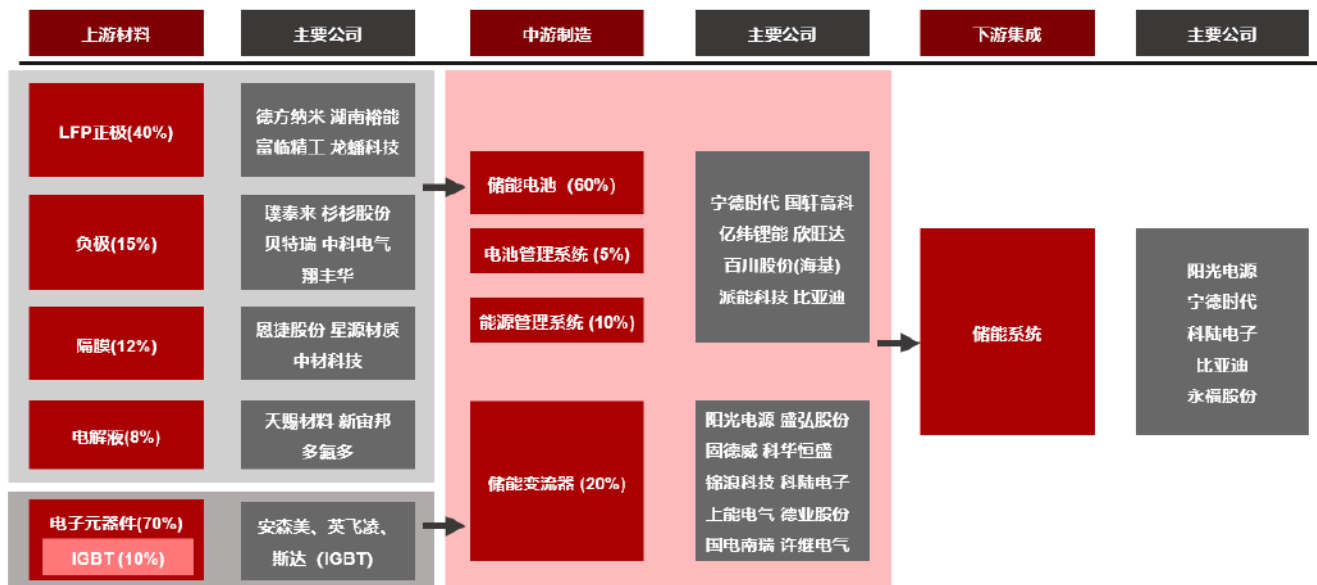
2) 储能逆变器价值量排名第二（15-20%）。储能逆变器技术原理与光伏逆变器类似，核心都是将可再生能源产生的直流电转化为交流电。但储能逆变器的功能更加多元，涉及系统充放电、能量管理、离网运行、无功能力及调频等多项功能，强调支撑功能与灵活性，是储能系统中具备智能化控制能力的环节。

图 4：储能系统组成图



资料来源：派能科技，阳光电源，浙商证券研究所

图 5：电化学储能系统产业链



资料来源：浙商证券研究所

1.2.2. 应用场景：贯穿电力系统各环节，灵活性调节是核心能力

电化学储能应用于源网荷各环节，为维持电力系统安全稳定做出重要贡献。相比抽水蓄能，电化学储能受地理条件影响较小，建设周期短，灵活性更强。电力系统作为电力产生传送与利用的中枢，天然对电力储能有较高的需求。针对不同场景对电能充放的要求。

表 2：电化学储能应用于源网荷各环节

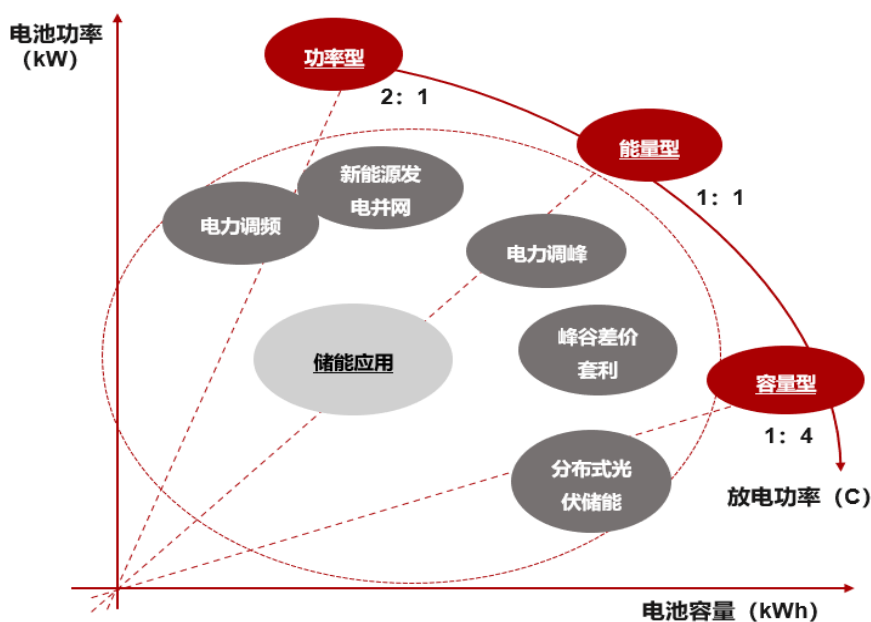
应用场景	主要用途	具体说明
电源侧	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷，即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电，在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
	辅助动态运行	以储能+传统机组联合运行的方式，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功效。
辅助服务	系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，因此频率调节至关重要。储能（特别是电化学储能）调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换，因而成为优质的调频资源。
	备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。
集中式可再生能源并网	平滑可再生能源发电出力	通过在风、光伏电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求。
	减少弃风弃光	将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率。
电网侧	缓解电网阻塞	将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存在储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。
	延缓输配电设备扩容升级	在负荷接近设备容量的输配电系统内，可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施，降低成本。
用户侧	电力自发自用	对于安装光伏的家庭和工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在夜间负荷较高，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，降低用电成本。
	峰谷价差套利	在实施峰谷电价的电力市场中，通过低价时给储能系统充电，高价时储能系统放电，实现峰谷电价差套利，降低用电成本。
	容量费用管理	工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电

提升供电可靠性 发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性。

资料来源：CNESA，浙商证券研究所

根据储能功率与容量比例，可将储能分为功率型、能量型和容量型。容量型储能电池主要为离网型光伏储能或用户侧的峰谷价差储能，一般需要连续充放电 2 小时以上。功率型储能电池多应用在电力调频或平滑可再生能源波动的场景，需要储能电池在秒级或分钟级时段快速放电。能量型储能电池适合一些同时需要调峰和调频的应用场景。

图 6：根据储能功率与容量比例，可将储能分为功率型、能量型和容量型

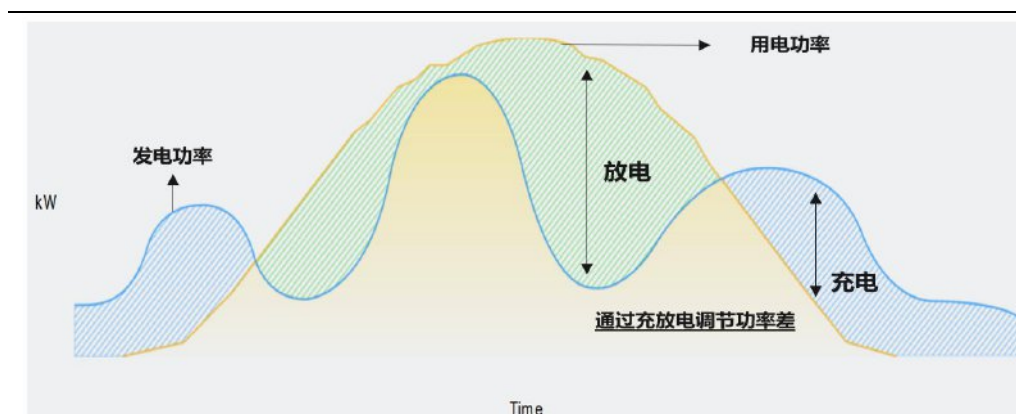


资料来源：派能科技，浙商证券研究所

电化学储能的灵活性调节特质是其在电力系统得到广泛应用的重要原因。以光储发电系统为例，由于光伏发电受资源禀赋限制，出力曲线天然具有波动性、间歇性，无法很好地与符合曲线匹配，因此并网后容易加大电网的消纳负担。加装电化学储能后，储能可通过快速的充放电，在发电功率低时放电，在功率高时充电，调价电源与负荷端的功率差，实现用电与发电的高度匹配。

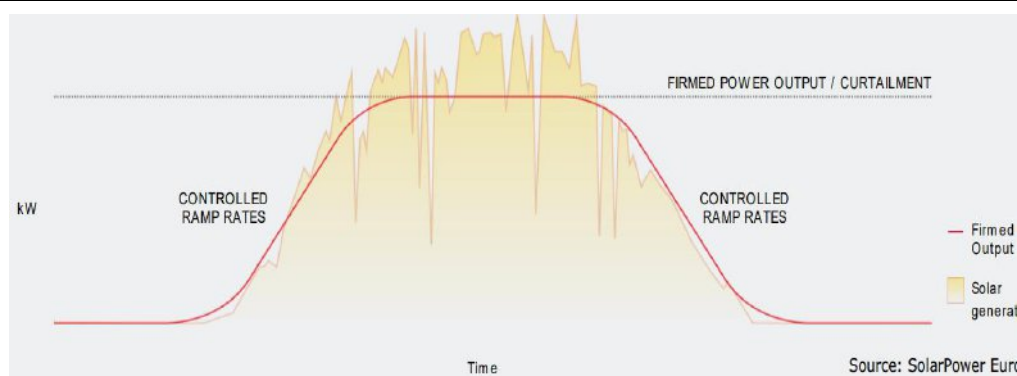
储能系统参与辅助服务市场亦运用相似的原理，本质上均利用电能的时移与快速响应的特质，来完成资源的灵活调整，提升整个电力系统的安全稳定水平。

图 7：储能利用充放电匹配发电端与用电端负荷



资料来源：SolarPower Europe，浙商证券研究所

图 8：储能平滑新能源出力波动

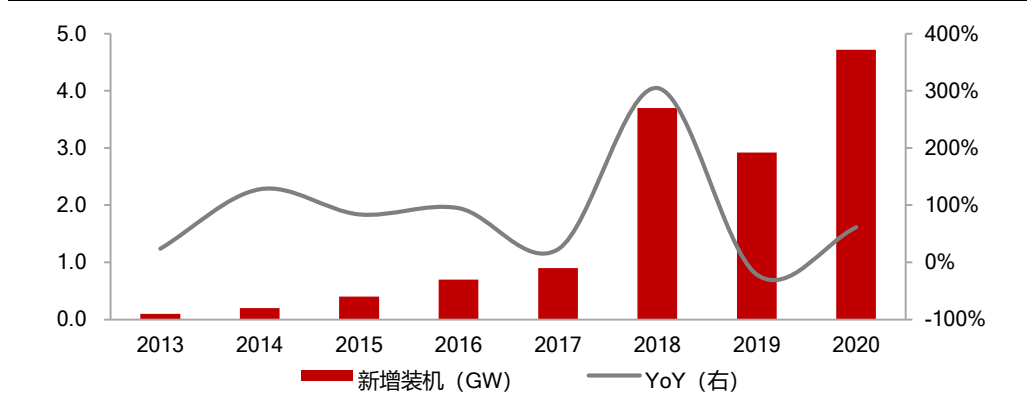


资料来源：派能科技，浙商证券研究所

1.2.3. 全球装机：2020 年新增装机 4.72GW，2016-2020 年 CAGR=46%

短暂回调后，电化学储能重回高增通道。2018 年全球储能元年，新增装机达 3.7GW，实现飞跃式增长。2019 年装机受 18 年高基数及中美贸易战影响，出现负增长。2020 年全球新增电力系统电化学储能 4.7GW，同比增长 62%，增长主要由全球能源结构调整加速，大规模电网及发电侧储能应用驱动，行业经过一年的休整，迎来高质量的增长。2016-2020 年新增装机量 CAGR=46%，是新能源赛道上景气度很高的细分领域。

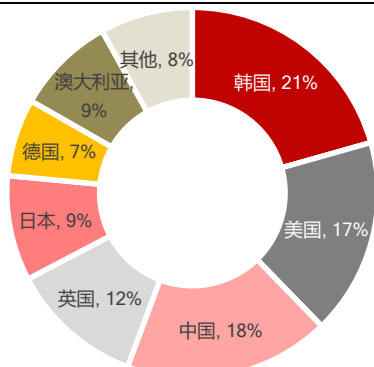
图 9：2013-2020 年全球新增电化学储能装机



资料来源：CNESA，浙商证券研究所

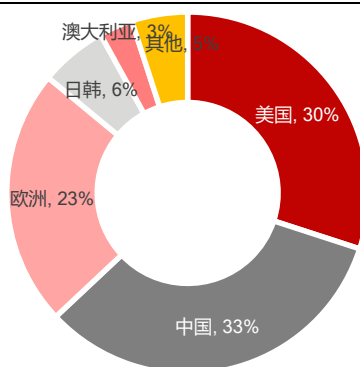
中国、欧美及日韩是主要应用储能的国家。从全球电化学储能市场累计装机分布观察，截至 2019 年韩国市场份额最大，为 21%，其次分别为中国、美国、英国和日本，份额分别为 18%、17%、12%和 9%。7 个主要电化学应用国家占据全球累计装机份额的 92%。2020 年新增装机中，中国、美国及欧洲分别贡献 33%、30%和 23%，合计占比 86%，是储能系统规模化应用的主要推动者。

图 10：全球电化学储能累计装机分布（截至 2019 年）



资料来源：CESA, CNESA, 浙商证券研究所

图 11：2020 年全球新增电化学储能分布



资料来源：CNESA, 浙商证券研究所

1.2.4. 核心驱动：需求端长线逻辑清晰，供给端降本优化经济性

需求端：碳中和背景下政策为产业发展提供有力支撑。当前碳减排已成全球共识，据 ECIU 统计，目前已有 20 个以上国家针对碳中和立法或提出目标，顶层设计推动下游政策出台，风光作为技术成熟与安全可靠的清洁能源，将成为各国推进的重点。储能作为稳定清洁能源发电波动，提高系统消纳能力的关键手段，亦将在政策的推动下与新能源发电系统配套，得到大规模的应用。

图 12：全球各国“碳中和”目标时间及立法&官宣进展情况

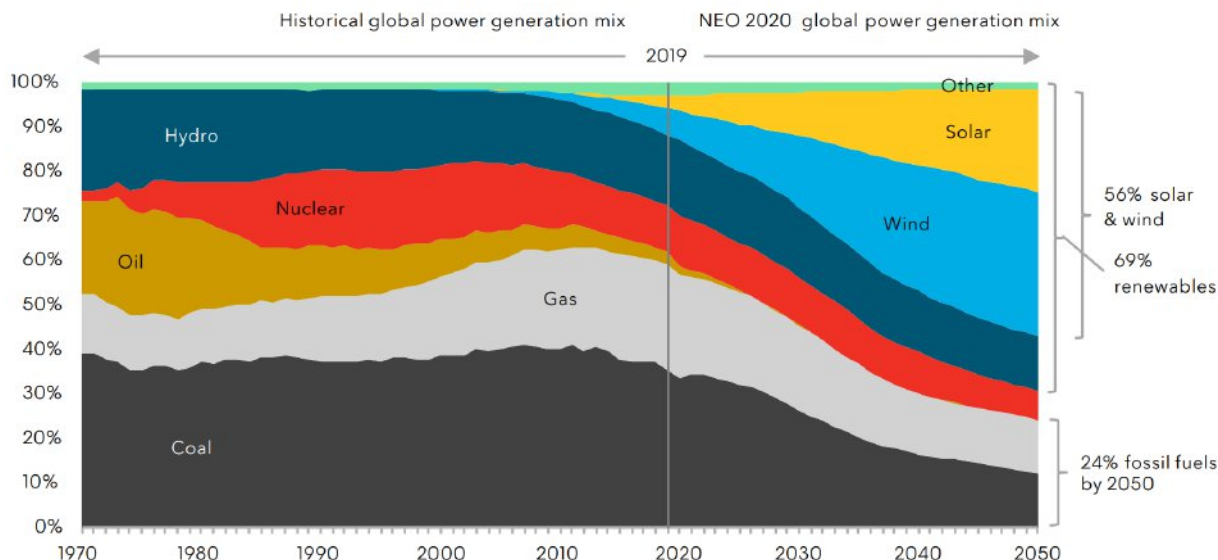
已达成													
	不丹	苏里南											
时间	2050	2050											
立法													
	瑞典	丹麦	匈牙利	英国	法国	澳大利亚							
时间	2045	2050	2050	2050	2050	2050							
拟立法													
	智利	加拿大	斐济	韩国	西班牙								
时间	2050	2050	2050	2050	2050								
官宣目标													
	芬兰	奥地利	冰岛	葡萄牙	马歇尔	斯洛文尼亚	哥斯达黎加	日本	德国	南非	挪威	瑞士	中国
时间	2035	2040	2040	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2060

资料来源：Energy & Climate Intelligence Unit, 浙商证券研究所

需求端：电力结构转型将助推储能的“刚性”需求。据 BNEF 测算，2050 年风光发电将提供全球 56%的发电量，而化石燃料占比将降至 24%。2019 年全球风光发电量约为 9%（光伏约 3%，风能 6%），较 2050 的预测仍有 6 倍以上空间。未来随着大规模可再生

能源电力接入电力网络，整个电网将发生颠覆性的变革，以火电为主体的传统电网系统无法同时处理电源与负荷侧两端的高度波动。储能一方面在放电侧配套可以大幅提升新能源的并网友好性，减轻电源侧对电网的负担，另一方面可通过调峰调频等应用，参与电力系统的整体调度，为电网系统提供关键的灵活调节能力。因此，从未来新型电力系统的全局角度考虑，储能是不可或缺的“刚需”资产。

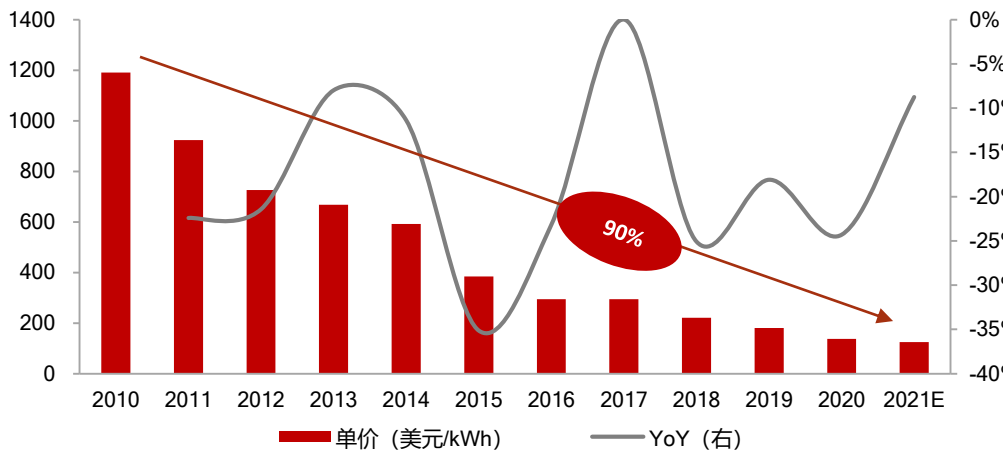
图 13：全球电力生产结构预测



资料来源：BNEF，浙商证券研究所

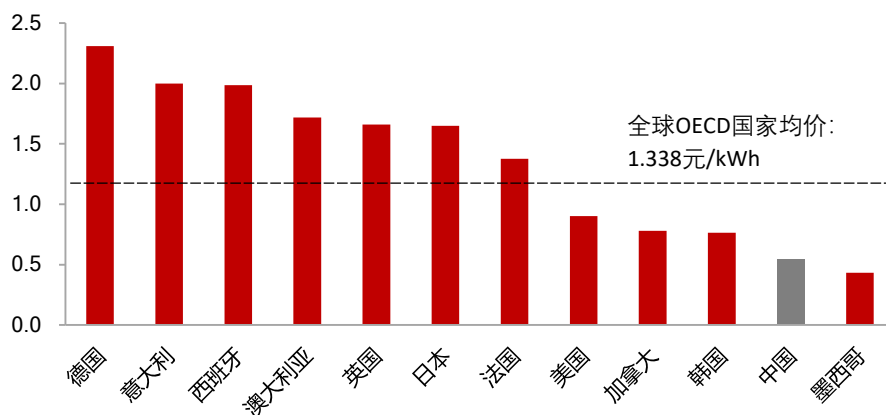
供给端：技术降本叠加高电价共同推动经济性，打开市场化需求空间。据 BNEF，得益于锂电池技术的快速进步升级，锂离子电池包的单价已由 2010 年的 1191 美元/kWh 降至 2020 年的 137 美元/kWh，预计于 2020 年再下降 9%，2021 年实现 125 美元/kWh 的均价，此时单价与 2010 年相比已下降 90%，带动电化学储能系统成本大幅下降，提高经济效益。同时，据国家电网 2019 年统计的数据，欧洲发电国家的居民电价普遍在 1 元/kWh 以上，美国、韩国和加拿大亦在 0.75 元/kWh，均高于中国的 0.542 元/kWh。海外终端用户的高电价使海外用户对储能系统价格有更高的容忍度，变相提升了储能系统的经济性，是储能快速规模化应用的重要驱动力。

图 14：2010-2021E 锂离子电池包均价



资料来源：BNEF，浙商证券研究所

图 15：全球主要国家居民电价

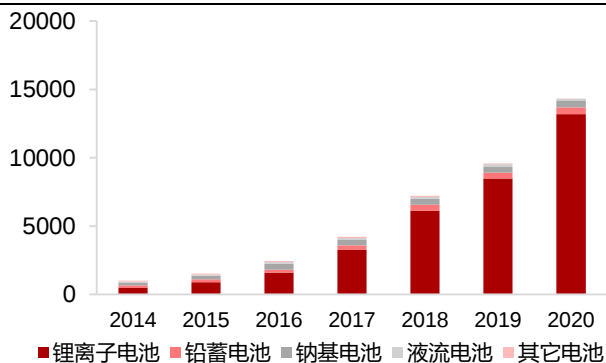


资料来源：国家电网，浙商证券研究所

1.2.5. 技术路线：锂电池综合性能最优，目前已成为装机主流

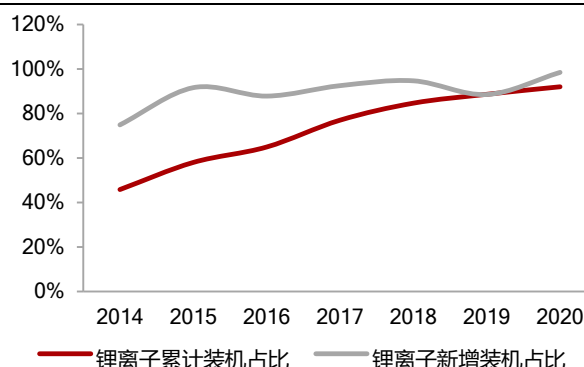
锂电池贡献绝大部分增量，累计装机份额稳步提高。2014 年锂离子电池在新增电化学储能中的占比为 74.8%，2015 年占比升至 91.6%后维持 90%左右。2020 年锂离子电池储能再次放量，在新增电化学储能中占比超过 98%，贡献绝大部分增量。累计装机份额方面，2014 年-2020 年，锂离子电池在电化学储能的累计装机量由 45.8%提升至 92.0%。

图 16：全球电化学储能分电池累计装机增长（单位：MW）



资料来源：CESA, CNESA, 浙商证券研究所

图 17：锂离子电化学储能新增及累计装机占比



资料来源：CNESA, CESA, 浙商证券研究所

电化学储能技术路线众多，锂离子电池整体优势明显。储能系统的核心需求在于高安全、长寿命和低成本。从成本的角度考虑，目前只有铅蓄电池的度电成本低于锂离子电池，但铅蓄电池能量密度与功率密度偏低，无法适配需要快速放电的调频场景；用作容量电池时，质量是同等容量锂电池的 4 倍左右，在便携性方面受到限制。综合来看，锂离子电池是最适用电化学存储场景的技术路线。除成本考量外，其他电池技术路线亦在技术成熟度、能量效率方面有一定缺陷，因此综合来看，锂离子电池是最适用电化学存储场景的技术路线。

表 3：储能电池技术路线及参数对比

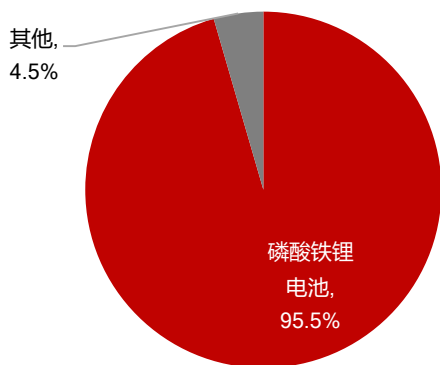
技术参数	铅蓄电池	锂离子电池		液流电池		超级电容
	铅炭电池	磷酸铁锂	三元	全钒液流	锌溴液流	超级电容
能量密度(Wh/kg)	25-50	120-159	180-240	7-15	65	5-10
功率密度(W/kg)	150-500	500-15000	1000-2000	10-50	100-500	1000-5000

能量转换效率	80-85%	88-92%	88-92%	70-75%	75-80%	90%
服役年限(年)	5-10	8-12	8-12	15-20	15	15
启动时间	<1s	<1s	ms 级	秒级	秒级	<1s
响应速度	<10ms	<10ms	ms 级	ms 级	ms 级	ms 级
能量成本(元/kWh)	1100-1530	1600-2300	2300-2500	4500-5000	2500-3000	9500-13500
功率成本(元/Wh)	9600-12000	3200-5800	4000-5000	18000	12500-15000	400-500
度电成本(元/kWh)	0.5-0.7	0.6-0.8	1.0-1.5	0.8-1.3	0.7-1.0	-
技术成熟度	商用	商用	商用	示范	示范	示范
安全性	优	中	中	优	优	优
环保	中	中	中	良	良	良

资料来源：CESA，浙商证券研究所

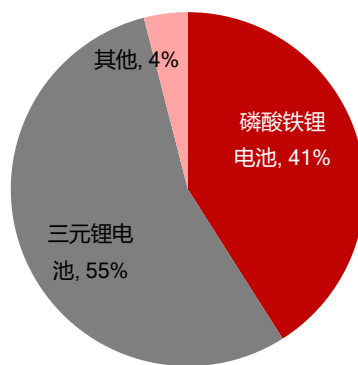
磷酸铁锂相对三元锂电更适合储能场景。按照正极材料的类型划分，锂离子电池分为磷酸铁锂和三元锂电池。2019 年我国电力系统储能锂电池出货量中磷酸铁锂电池占比达 95.5%。2019 年全球家用储能产品出货量中磷酸铁锂电池占比 41%（前值 33%）；三元锂电池占比 55%。国外家用储能中三元较高主要是因为海外厂商专注三元路线，且在全球市场有先发优势。磷酸铁锂优势在于热稳定性强，材料结构稳定性高，因此安全可靠、循环寿命及全周期成本优于三元锂电池。虽然磷酸铁锂电池能量密度低于三元锂电池，但相对动力系统，储能系统对尺寸及重量设计要求低，对冲了磷酸铁锂电池在灵活性上的劣势。

图 18：2019 年我国电力系统储能锂电池细分出货量分布



资料来源：GGII，浙商证券研究所

图 19：2019 年全球家用储能产品锂电池出货量分布



资料来源：IHS Markit，浙商证券研究所

2. 全球概览:政策与市场双重驱动, 多点开花需求向上

以一个宏观视角来看, 储能行业驱动因素可以分为政策性与市场性因素。但于全球各地区的产业政策周期、社会经济水平、电网基础设施建设、电力市场化程度等处于不同阶段, 因而政策与市场因素以不同的逻辑在各细分市场演绎, 需求也在经济性的基础上, 呈现多样化的、持续向上的趋势。

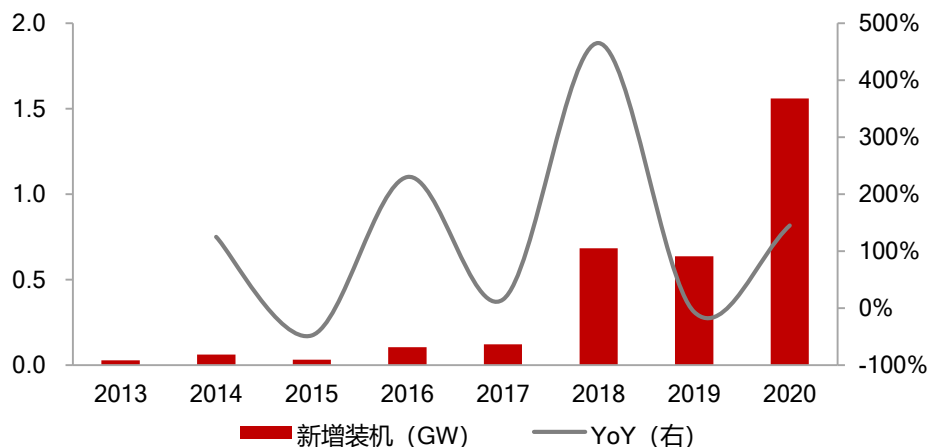
2.1. 中国市场: 初步实现规模化发展, 2021 年政策利好加速

中国在全球储能市场中居于一个十分特殊的位置: 一方面中国拥有全球最完备的光伏与锂电产业链, 新能源装机量大, 储能产业发展有得天独厚的优势; 另一方面中国进入经济发展新常态, 叠加外部国际关系的不稳定, 下游企业经营压力大, 国家不希望在电价层面给企业加压, 因此储能的最终收益 (无论是上网电网还是用电电价的角度) 受到持续压制。短期内, 电源与电网侧“谁买单”的问题以及用户侧经济性的问题始终是主要矛盾。

2.1.1. 装机概览: 2020 年新增 1.56GW, 2016-2020 年 CAGR=71%

政策驱动下迎来二次爆发增长。2017 年 9 月发改委、能源局等五部委联合印发了《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》, 标志着我国储能产业的正式启动。2018 年我国电化学储能经历飞跃式增长, 新增装机量 0.68GW, 同比增长 465%。2019 年随《输配电定价成本监审办法》和《关于进一步严格控制电网投资的通知》印发, 户用侧、电网侧增长放缓, 市场回归理性, 新增装机量同比下降 6.7%。2020 年我国从疫情中快速复苏, 光伏平价实现, 同时多省出台政策性配储要求, 发电侧带动装机量二次爆发, 2020 年新增 1.56GW, 同比增长 145%。

图 20: 2013-2020 我国新增电化学储能装机



资料来源: CNESA, 浙商证券研究所

21 年顶层政策出台提速, 用户侧超预期。2021 年是我国储能的又一个大年, 除了在新能源发展侧鼓励加装储能以换取并网资源外, 我国出台了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》, 是继 2017 年产业发展指导意见后另一个系统的指导性文件, 对电力系统各环节储能应用给予的规划引导与保障支持, 提出 2025 年 30GW 的累积装机指标, 为未来储能产业发展指定了明确的路径。与此同时, 发改委的电价改革同步进行, 分别于 5 月与 7 月发布《“十四五”时期深化价格机制改革行动方案》与《关于进一步完善分时电价机制的通知》, 深化电价改革方案, 扩大峰谷价差 (配套量化指标), 用户侧储能套利模型有望超预期越过经济性拐点, 用户侧或是储能率先实现市场化应用的领域。

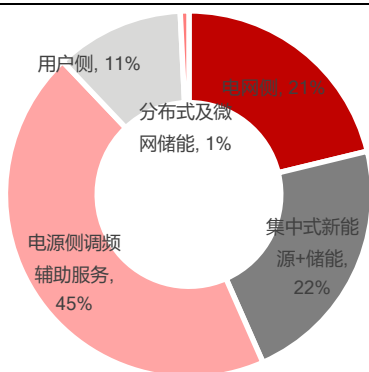
表 4：2021 年我国储能相关政策梳理

发布机构	文件	时间	相关内容
能源局	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知（征求意见稿）》	2021/2/26	见 2021 年 5 月正式文件
发改委、能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	2021/3/1	明确了“坚持清洁低碳、坚定安全为本，强化主动调节、减轻系统压力，明确清晰界面、统筹运行调节，均等权利义务、实现共享共赢”的总基调，以系统性、多元化的思维统筹推进源网荷储深度融合和多能互补协调发展
发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》	2021/4/21	见 2021 年 7 月正式文件
发改委	《“十四五”时期深化价格机制改革行动方案》	2021/5/18	完善风电、光伏发电价格形成机制，落实新出台的抽水蓄能价格机制，建立新型储能价格机制，推动新能源及相关储能产业发展。继续推进输配电价改革，理顺输配电价结构，提升电价机制灵活性，促进新能源就近消纳，以及电力资源在更大范围的优化配置。
能源局	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	2021/5/20	保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。并且在确保安全前提下，鼓励有条件的户用光伏项目配备储能。
发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	2021/7/23	明确 3000 万千瓦储能发展目标，助推储能实现跨越式发展；强调规划引导，深化各应用领域储能布局；健全新型储能价格机制，推动储能商业模式建立
发改委	《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》	2021/7/28	在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑

资料来源：江苏发改委，天津市工信局，浙商证券研究所

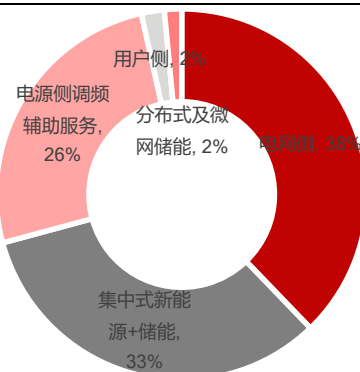
新能源配储背景下，电网侧与新能源发电侧比例提升明显。2019 年我国电化学储能新增装机中，电源侧调频辅助服务占比最大（主要为火储调频），占比 45%，其次是集中新能源+储能，分别为 22%与 21%。随火储调频项目增加，收益被不断稀释，配储收益降低。2020 年各省出台新能源配储政策，电源侧调频辅助服务占比降低 19 个百分点至 26%，集中新能源与电网侧占比分别增加 11 和 17 个百分点，达 33%与 38%。

图 21：2019 年我国新增电化学储能应用分布



资料来源：CESA，浙商证券研究所

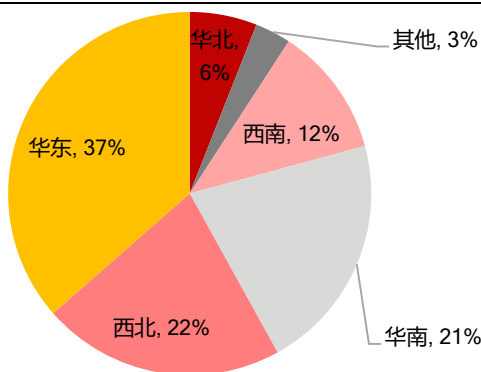
图 22：2020 年我国新增电化学储能应用分布



资料来源：CESA，浙商证券研究所

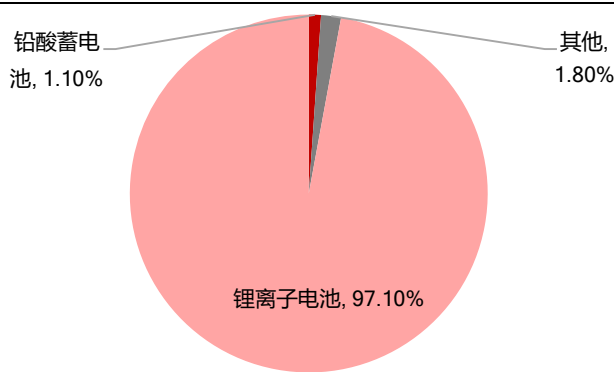
东南是主要新增装机区域，锂离子是绝对主流应用。据 CESA，2020 年新增电化学储能按应地区划分，华东、西北、华南位列前三，分别为 37%、22%和 21%，合计贡献 80%。新增装机中，锂离子电池占比达 97.1%，是绝对主流的应用技术。按应地区划分，华东、西北、华南位列前三，分别为 37%、22%和 21%

图 23：2020 年我国新增电化学储能地区分布



资料来源：CESA, 浙商证券研究所

图 24：2020 年我国新增电化学储能类型



资料来源：CESA, 浙商证券研究所

2.1.2. 电源侧：政策大力驱动，“新能源+储能”率先放量

政策指标逐步明确，电源侧将首先打开市场空间。2020 年之前我国新能源发电侧的储能政策以框架性文件为主，较少对集中式新能源电站明确提出配置储能的要求。2020 年开始，我国各省份陆续通过量化手段“原则上”对风光发电提出储能配比，按照不低于新能源电站装机容量 10-20%、且额定功率下的储能时长不低于 1-2 小时来配置。值得注意的是，2021 年出台的政策中，除江西没有提出量化要求外，其他省均提出明确指标，预计量化要求将成为未来常态，风光与储能“捆绑”后将大幅打开储能市场空间。

表 5：2020 年以来我国各省新能源发电侧配储政策

省份	政策文件	发布日期	支持力度	配储对象	配备内容
江苏	《省政府关于推进绿色产业发展的意见》	2020/3/27	扶持发展		围绕储能、氢能等重点领域，培育一批引领绿色产业发展的新能源装备制造领军企业
浙江	《2020 年浙江省能源领域体制改革工作要点的通知》	2020/2/10	扶持发展		充分利用互联网、智能电表、分布式天然气发电、储能、蓄能等技术和设施，创新电力需求侧管理
河南	《关于组织开展 2020 年风电、光伏发电项目建设的通知》	2020/4/7	优先考虑	风光发电项目	优先支持配置储能的新增平价项目
	《关于 2020 年申报平价风电和光伏发电项目电网消纳能力的报告》	2020/4/21	鼓励建设	风光发电项目	同时建议今后新纳入政府开发方案的风电、光伏发电项目应配置足够的储能设施提高调峰能力
河北	《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案（征求意见稿）》	2020/9/25	量化指标	风光发电项目	支持风电光伏按 10%左右比例配套建设储能设施。大力推广应用储能新技术，积极开展风光储能试点，探索商业化储能方式，逐步降低储能成本。
广东	广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划（2021—2025 年）	2020/10/9	扶持发展		提出先进储能应用工程等八大重点工程，推动电网侧储能布局，推进电源侧火电联合储能和“可再生能源+储能”发电系统建设
新疆	《关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》	2020/5/11	扶持发展	风光发电项目	要求各地发改委组织新能源企业参与电力市场化交易和储能设施建设
	《关于开展发电侧光伏储能联合运行项目试点的通知	2019/2/19	量化指标	光伏发电项目	储能系统原则上按照不低于光伏电站装机容量 15%、且额定功率下的储能时长不低于 2 小时配置
湖南	《关于组织申报 2020 年光伏发电平价上网项目的通知》	2020/4/8	鼓励建设	光伏发电项目	鼓励同步配套建设储能设施
湖北	《湖北省 2020 年度平价风电项目竞争性配置工作方案》	2020/6/8	量化指标	风能发电项目	风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的 10%
山西	《关于 2020 年拟新建光伏发电项目的	2020/6/2	量化指标	光伏发电项目	建议新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项

消纳意见》				目，配备 15-20%的储能	
安徽	《安徽省实施长江三角洲区域一体化发展规划纲要行动计划》	2020/4/20	扶持发展		将建设长三角绿色储能基地，开展风光储一体化等新能源微电网技术研发，实现分布式能源高效、灵活接入以及生产消费一体化。
山东	《关于 2020 年拟申报竞价光伏项目意见的函》	2020/6/5	量化指标	光伏发电项目	储能配置规模按项目装机规模 20%考虑，储能时间 2 小时
辽宁	《辽宁省风电项目建设方案》	2020/5/13	优先考虑	风能发电项目	十四五新增风电项目优先考虑配备储能、利用调峰的项目
吉林	《吉林省 2020 年风电和光伏发电项目申报指导方案》	2020/4/27	扶持发展		大力支持为落户吉林储能、氢能等战略性新兴产业及装备制造业等有带动作用的项目
内蒙古	《2020 年光伏发电项目竞争配置方案》	2020/3/26	量化指标	光伏发电项目	优先支持光伏+储能项目建设，光伏电站储能容量不低于 5%、储能时长在 1 小时以上
贵州	《关于上报 2021 年光伏发电项目计划的通知》	2020/11/20	量化指标	光伏发电项目	在送出消纳受限区域，计划项目需配备 10%的储能设施。
福建	《“电动福建”建设三年行动计划（2020-2022 年）》	2020/7/15	鼓励建设	风光发电项目	鼓励风力、光伏电站等配备储能设备，提升电能质量
青海	《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》	2021/1/18	量化指标	新能源发电项目	实行“新能源+储能”一体化开发模式，新建新能源配置储能容量原则上不低于 10%，时长 2 小时以上
宁夏	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的指导意见（征求意见稿）》	2021/1/11	量化指标	新能源发电项目	“十四五”期间，储能设施按照容量不低于新能源装机的 10%、连续储能时长 2 小时以上的原则逐年配置。
海南	《关于开展 2021 年度海南省集中式光伏发电平价上网项目工作的通知》	2021/3/15	量化指标	光伏发电项目	每个申报项目规模不得超过 10 万千瓦，且同步配套建设备案规模 10%的储能装置。
陕西	《关于促进陕西省可再生能源高质量发展的意见》	2021/3/10	量化指标	新能源发电项目	从 2021 年起，新增 10 万千瓦以上集中式风电、光伏发电项目按照不低于装机容量 10%配置储能设施，其中榆林地区不低于 20%，储能时长 2 小时以上，且须与发电项目同步投运。
贵州	《关于下达贵州省 2021 年第一批风电项目开展前期工作计划的通知》	2021/3/3	量化指标	风能发电项目	在配置一定比例储能、经济可行情况下加快项目建设，储能设施具体配置比例根据电网调度需要、项目年可利用小时数和建设时序而定
山东	《2021 年全省能源工作指导意见》	2021/2/19	量化指标	新能源发电项目	新能源场站原则上配置不低于 10%储能设施。
江西	《关于做好 2021 年新增光伏发电项目竞争优选有关工作的通知》	2021/3/19	优先考虑	光伏发电项目	2021 年新增光伏发电竞争优选的项目，可自愿选择光储一体化的建设模式，配置储能标准不低于光伏电站装机规模的 10%容量/1 小时，储能电站原则上不晚于光伏电站同步建成

资料来源：政府官网，浙商证券研究所

2.1.3. 电网侧：成本疏导是核心议题，政策逐步出台引导发展方向

成本不得计入输配电成本后建设暂停。2018 年我国电网侧储能规模化部署趋势显现。2019 年 5 月，国家发展改革委、国家能源局发布《输配电定价成本监审办法》，规定抽水蓄能电站和电储能设施的成本费用不得计入输配电定价成本，电网侧储能建设陷入停滞。2019 年 12 月，国网发布《关于进一步严格控制电网投资的通知》，规定不得以投资、租赁或合同能源管理等方式开展电网侧电化学储能设施建设。

新政提出成本疏导思路，电网侧有望加速发展。2020 年 2 月，国网发布 2020 年改革攻坚重点工作安排《国家电网体改(2020) 8 号》，文件重提储能，提到研究探索抽水蓄能上市可行性；落实储能等新业务实施方案。此后，电网侧储能项目也陆续恢复招标，如平高集团江苏南京储能项目等电网侧储能项目陆续有新进展。

2021 年 4 月，国家发展改革委和国家能源局公布了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出“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”与“研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收”。

2021年5月国家发改委在《“十四五”时期深化价格机制改革行动方案》中提出“建立新型储能价格机制，推动新能源及相关储能产业发展。继续推进输配电价改革，理顺输配电价结构，提升电价机制灵活性，促进新能源就近消纳，以及电力资源在更大范围的优化配置”。

整体看，顶层设计正逐步出台，为电网侧储能疏导成本提供方向。如果以类比抽水储能电站的容量电价作为电网侧储能的底层商业模式，我们认为这种相对稳健的类固收模式是对外部资本具备一定吸引力的。

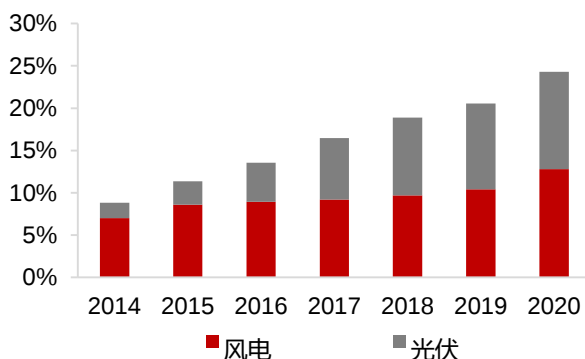
表 6：中国电网侧储能政策

发布机构	文件	时间	相关内容
发改委、能源局	《配电定价成本监审办法》	2019年5月	抽水蓄能电站和电储能设施的成本费用不得计入输配电定价成本
国家电网	《关于进一步严格控制电网投资的通知》	2019年12月	不得以投资、租赁或合同能源管理等方式开展电网侧电化学储能设施建设
国家电网	《国家电网体改(2020)8号》	2020年2月	研究探索抽水蓄能上市可行性，落实储能等新业务实施方案
发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	2021年4月	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；探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收
发改委	《“十四五”时期深化价格机制改革行动方案》	2021年5月	建立新型储能价格机制，推动新能源及相关储能产业发展。继续推进输配电价改革，理顺输配电价结构，提升电价机制灵活性，促进新能源就近消纳，以及电力资源在更大范围的优化配置。

资料来源：发改委，能源局，国家电网，浙商证券研究所

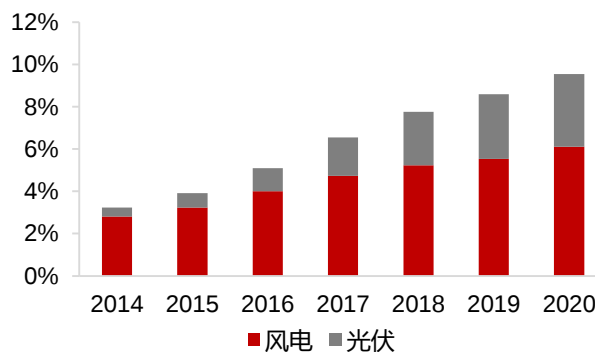
双碳目标下电网转型升级，储能需求有望大超预期。据中电联统计，2020年中国风光发电装机容量占比24.3%（2014年为8.8%），发电量贡献9.5%（2014年为3.2%）。随中国加速向碳中和碳达峰目标进发，风光发电量仍有大幅上升的空间。新能源大规模开发接入电网后，其出力的波动性与间歇性将对电网的安全稳定与调节能力提出巨大挑战，火电机组的逐步退出亦加剧了传统电网转型的迫切性，储能作为灵活性调节资源的重要性得到凸显。如上文所述，国家亦在加速出台政策构建合理的储能价格机制，因此成本问题厘清后，电网侧对储能的需求有望大超预期地快速释放。

图 25：2014-2020 年风光发电装机容量占比



资料来源：中电联，浙商证券研究所

图 26：2014-2020 年风光发电量占比



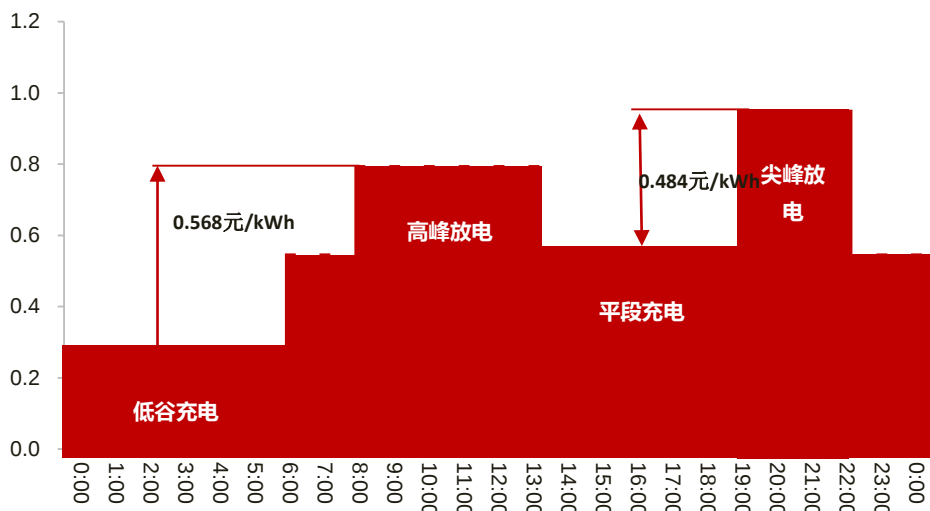
资料来源：中电联，浙商证券研究所

2.1.4. 用户侧：峰谷套利经济性超预期，容量电价与需求响应拓宽收益渠道

峰谷价差套利是用户侧储能的主要商业模式，通过低谷充电、高峰放电，时移电力需求实现电费节省。近期各省陆续调整2020-2022年输配电价和销售电价，部分省份提出拉大峰谷电价差，并鼓励储能应用。以湖北省发展改革委印发的《关于湖北电网2020-2022

年输配电价和销售电价有关事项的通知》为例，峰谷电价分为尖峰、高峰、平谷和低谷四段，根据单日电价走势，可以实现两充两放模式运行。两个峰谷价差分别为 0.568 元/kWh 和 0.484 元/kWh，平均价差为 0.526 元/kWh。我们假设磷酸铁锂电池储能功率为 9MW，时长 2h，系统能量效率 88%，放电深度 75%（BNEF 数据），循环寿命 10000 次（派能科技招股说明书资料），生命周期容量保持率分别为 88%、78%和 75%，此时独立储能项目初始投资成本为 3600 万元，IRR=3.9%，暂时无法达到电网类投资项目的 IRR 要求（通常为 9%）。

图 27：湖北省峰谷电价时刻表（工商业及其他用电，两部制，220 千伏及以上）



资料来源：北极星储能网，浙商证券研究所

表 7：工商业储能峰谷套利模型（以湖北省最新 220 千伏以上工商业电价计算）

参数	
储能电池系统成本（元/kWh）	1200
储能电站成本(含土建成本及功率转换成本)（元/kWh）	2000
储能功率（MW）	9
储能时间（h）	2
峰谷价差 1（元/kWh）	0.57
峰谷价差 2（元/kWh）	0.48
放电深度（%）	75%
系统能量效率	88%
循环寿命（次）	10000
储能单日充放电次数（天）	2
年折现率/资金成本（%）	5%
前 30%生命周期容量保持率	88%
30%-60%生命周期容量保持率	78%
60%-100%生命周期容量保持率	75%
输出结果	
储能生命周期（天）	5000
每日收益（万元）	1.250

日折现率 (%)	0.0144%
初始投资成本 (万元)	3600
IRR	3.9%

资料来源：浙商证券研究所

基于储能电站成本(含土建成本及功率转换成本)及平均峰谷价差两个变量进行敏感性分析；我们发现，以内部回报率 9%为经济性边界，当前储能电站成本水平下（2000 元/kWh），平均峰谷价差在 0.682 元以上时，配备储能初具经济性；当电站成本下降 15%，来到 1700 元/kWh 时，峰谷电价差只需要达到 0.582 元，内部回报率便可以超过 9%。

表 8：储能峰谷套利内部回报率（IRR）敏感性分析（单位：元/kWh）

储能电站成本/ 平均峰谷价差	0.562	0.582	0.602	0.622	0.642	0.662	0.682	0.702
1700	8.42%	9.14%	9.85%	10.54%	11.23%	11.90%	12.57%	13.23%
1750	7.83%	8.54%	9.24%	9.92%	10.60%	11.27%	11.92%	12.57%
1800	7.27%	7.97%	8.66%	9.33%	10.00%	10.65%	11.30%	11.94%
1850	6.73%	7.42%	8.10%	8.76%	9.42%	10.07%	10.70%	11.33%
1900	6.21%	6.89%	7.56%	8.22%	8.87%	9.50%	10.13%	10.75%
1950	5.71%	6.38%	7.05%	7.70%	8.33%	8.96%	9.58%	10.20%
2000	5.23%	5.89%	6.55%	7.19%	7.82%	8.44%	9.06%	9.66%
2050	4.76%	5.42%	6.07%	6.70%	7.33%	7.94%	8.55%	9.14%

资料来源：浙商证券研究所

峰谷套利经济性模型接近经济性拐点。我们梳理了已公布新电价政策省份的工商业平均峰谷电价差（220 千伏及以上，按两冲两放计算），发现山东省最高，配合 3 分钱的电储能低谷电价补贴，价差达到 0.65 元/kWh，其余省平均价差仍在 0.60 元/kWh 以下。若山东省工商业配备电储能，则储能电站成本在 1900 元/kWh 左右时（较当前约下降 5%），即可达到经济型门槛。未来随各省进一步放开电价市场化，拉大峰谷电价差，我们认为越来越多省份工商业的峰谷价差可以越过商业性门槛，为配备储能提供实质性的经济动力

分时电价机制完善，用户侧储能市场化有望超预期。2021 年 7 月 29 日，发改委发布关于进一步完善分时电价机制的通知，通知要求：1）完善峰谷电价机制，合理确定峰谷电价价差，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。2）建立尖峰电价机制。各地结合实际情况在峰谷电价的基础上推行尖峰电价机制，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。3）强化分时电价机制执行，鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。结合之前的敏感性分析表，假设 4: 1 峰谷电价价差与尖峰电价机制实现的情况下，我们认为 0.6 元平均峰谷价差在大部分地区是容易实现的（0.25 元谷时电价*3），如前文所述，用户侧储能有望成为最先实现市场化的应用。

用户侧储能系统亦可通过参与电网需求响应，获得额外收益。需求响应是指通过市场价格信号或资金补贴等激励机制，引导鼓励电力用户主动改变原有电力消费模式的市场参与行为，以促进电力供需平衡。截至 2020 年底，全国范围内共有九个省市开展了电力需求响应工作。以 2021 年 2 月天津市工信局发布的《关于开展 2021 年度电力需求响应工作的通知》为例，电力需求响应类型分为“削峰需求响应”和“填谷需求响应”。其中参与填谷需求响应要求电力用户、负荷集成商的响应能力不低于 500 千瓦；参与削峰

需求响应的响应能力不低于 500 千瓦。居民侧电动汽车用户暂无需满足响应容量要求，由负荷集成商代理以集中形式参与。填谷需求响应固定补贴 1.2 元/kWh、竞价补贴 1.2-2 元/kWh，削峰需求响应一般采用固定补贴价格模式。

表 9：部分需求侧响应政策整理

发布机构	文件	时间	相关内容
江苏发改委	《关于开展春节期间电力需求响应工作的通知》	2021 年 2 月	为应对春节期间电网调峰调差矛盾，缓解电网运行压力，拟于 2021 年 2 月 12 日至 14 日（组织开展 2021 年春节期间电力需求响应，重点鼓励订单多、任务重的企业通过加班生产、降低燃煤电厂出力及用户侧储能等方式自主提升用电负荷
天津市工信局	《关于开展 2021 年度电力需求响应工作的通知》	2021 年 2 月	不断挖掘电动汽车、储能等响应资源，形成占全市年度最大用电负荷 3% 左右的需求侧机动调峰能力，响应能力不低于 500 千瓦。填谷需求响应固定补贴 1.2 元/kWh、竞价补贴 1.2-2 元/kWh，削峰需求响应一般采用固定补贴价格模式。

资料来源：江苏发改委，天津市工信局，浙商证券研究所

运用储能调节最大需求负荷，大工业用户亦可节省两部制下的容量电费。两部制电价是将与容量对应的基本电价和与用电量对应的电量电价结合起来决定电价的制度，主要适用于 315kVA 以上的大工业用户。通过储能在用电高峰时段发电（容量管理），大工业用户可以降低最大用电负荷，从而降低容量电费（前提是按最大功率计的容量电费低于按变压器计的容量电费）。而通过峰谷价差套利，户用获得更低的平均度电电价，减少了电量电费。

图 28：用户侧储能可以降低容量电费于电量电费



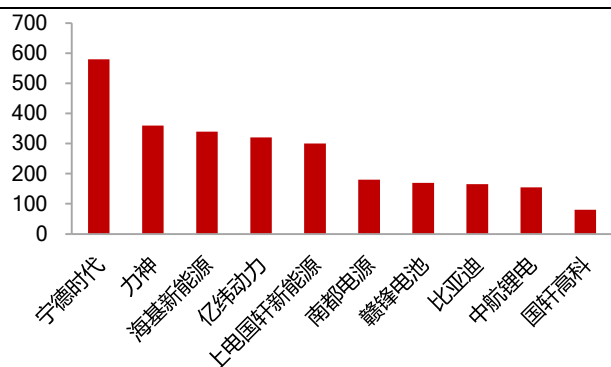
资料来源：浙商证券研究所

2.1.5. 竞争格局：资源禀赋是关键要素，竞争与合作在多个维度演绎

各环节龙头厂商基于资源禀赋，进入储能领域并形成竞争优势。根据 CNESA 的数据，以中国市场装机规模统计，宁德时代位列 2020 年中国储能技术提供商第一名。阳光电源同时位列储能逆变器提供商及系统集成商第一名。宁德时代主营动力锂电池，在锂电池领域技术研发积淀深厚，并将竞争优势复制到储能锂电池领域，2020 年新投运装机规模为 580MWh，规模优势明显。阳光电源是全球领先的光伏逆变器、公司，同时深耕电力系统集成领域，提供综合性电站解决方案，顺理成章进入储能领域，扩张其在逆变器与系统集成方面的领先地位，逆变器、系统集成装机规模（以功率口径统计）分别为 360MW 和 350MW。

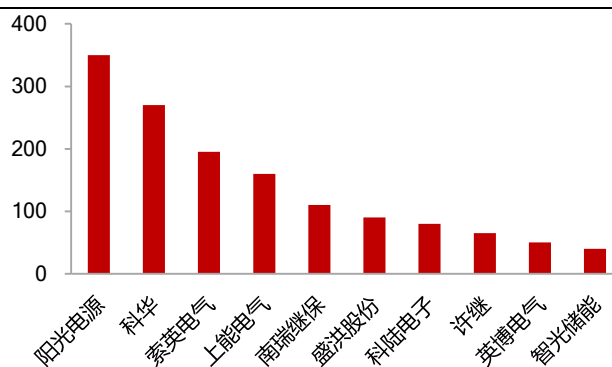
未来市场格局将是多维的、立体的，竞争与合作并存将是常态。从最终产品储能系统的角度衡量，我们可以看到既有电池厂商做集成（宁德时代、比亚迪、海基新能源等），也能看到逆变器厂商做集成（阳光电源、上能电气以及准备进入的固德威等），一般经验来看，电池厂商对电池在系统中的一致性把控更好，而逆变器厂商基于电气技术，系统集成实力更强，由于储能系统的产品验证周期较长（2-3 年），两者孰优孰劣短期内并无定论，但未来厂商的梯队一定会分层（价格、系统效率、循环次数与边界条件等维度），产业迎来良性的出清阶段。另一方面，大部分厂商会将产品（储能电芯、变流器）外售，厂商间也会遇到“我集成你”与“你集成我”的现实情况，尽管终端产品环节形成竞争，但中游制造层面进行合作。

图 29：2020 中国储能技术提供商（装机规模，单位:MWh）



资料来源：CNESA，浙商证券研究所

图 30：2020 中国储能逆变器提供商（装机规模，单位:MW）



资料来源：CNESA，浙商证券研究所

2.2. 美国市场：拜登绿色新政助力储能蓬勃发展

美国自奥巴马上台后便一直在大力推行新能源（包括光伏、风电等）的发展，尽管特朗普政府在任期内鼓励油气煤炭行业发展，但新能源乃大势所趋势势不可挡，随着拜登政府确认连任，且民主党基本拿下参众两院，预计拜登的各项新能源新政将加速落地，美国新能源发电渗透率将保持增势。

表 10：拜登新能源相关政策

政策/目标内容	潜在影响
确保在 2050 年达到碳中和并实现 100%清洁能源	明确零碳排时间线，为未来光伏、风电等新能源发电项目上马铺平前路。
到 2035 年实现无碳排放电力部门	新能源发电未来在发电端渗透率将不断提高。
到 2030 年将海上风电增加一倍	风电大量增加对电网负荷提出更高要求，储能将肩负起消纳、调峰等重要责任。
将恢复原定于 2022 年到期的光伏投资税收减免 (ITC) 政策	此举对美国光伏产业未来发展十分重要，预计光伏装机将保持稳定增长，届时配套的储能设施或将受益。

资料来源：政府官网，浙商证券研究所

美国各州在储能市场分别设有各自的目标以及相关补贴政策，整体上看相当一部分政策补贴提供给户用储能，同时如果消费者同时安装户用光伏系统和电池储能系统则可获得更多补贴。我们认为这些政策极大的促进了储能市场在这些区域的装机放量，同时这些州大多数为民主党控制州，拜登加强版新能源新政将会一呼百应。

表 11：美国不同州储能相关政策及补贴

地区	政策内容
加州	①针对太平洋电气、南加爱迪生、圣地亚哥电气三家公司制定 2020 年装机 1325MW 的目标，相关项目要于 2024 年前完成装机； ②SGIP 项目于 2018 年通过，用户侧的消费者可以获得每 KWh 200 美元的补助，例如家中装有 10 度电的储能电池可

图 35：美国不同终端储能季度装机数据（MW）

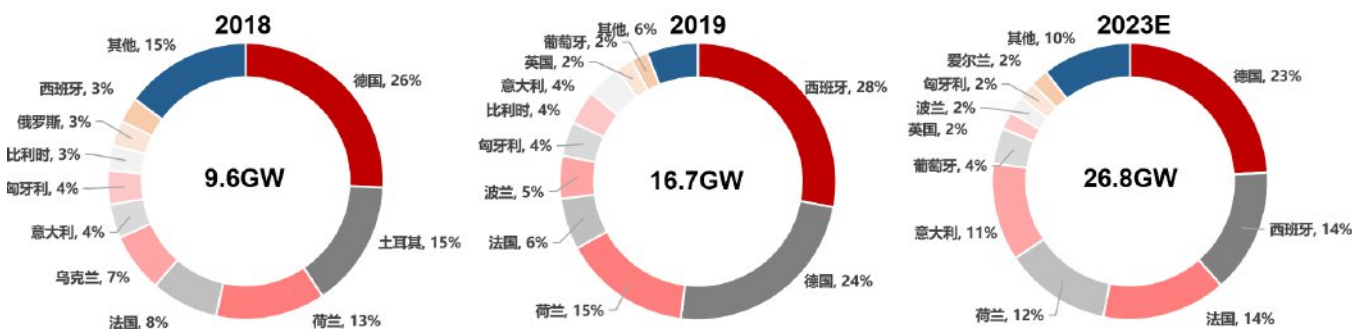


资料来源：ESA，浙商证券研究所

2.3. 欧洲市场：用户侧户用储能蓬勃发展

欧盟是最早提出要大力发展可再生能源的世界主要经济体，并且在光伏和风电领域进行大力推广，与之配套的储能在过去几年中装机量稳定上升，而这其中家用储能一枝独秀保持了较高增速。过去几年中欧洲部分国家已经陆续推出扶持储能发展的相关政策，我们认为伴随光伏装机在欧洲多国快速上升，未来对配套储能市场需求将保持高增速，欧盟储能协会预测，为实现当前 100% 可再生能源目标，欧洲地区 2030 年对分布式储能系统的需求将达 900GWh，2050 年需求将达 1600GWh，储能前景可期。

图 36：欧洲新增光伏装机量（GW）及各国占比



资料来源：SolarPower Europe，浙商证券研究所

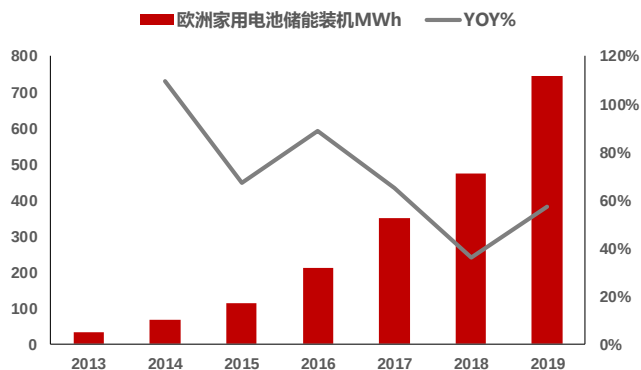
表 12：欧洲部分国家储能领域政策汇总

国家	时间	政策内容
德国	2016.1	启动了“光伏+储能”补贴计划，总额 3000 万欧元，已于 2018 年年底到期截至，但德国各州仍保持对光伏及储能的政策性补贴。
英国	2017.7	出台《英国智能灵活能源系统发展战略》，该政策明确了储能的各项资质及性质，解决了由于属性不清对储能进行多次收费，所有权不明导致的市场交易混乱等问题，大大提升了电网对储能的兼容度。

2020.7	取消电池蓄能项目容量限制，允许在英格兰和威尔士分别部署规模在 50MW 和 350MW 以上的储能项目
2012.1	为家用储能设备 50% 的税收减免，最高额达 9.6 万欧元。
意大利 2020.6	作为疫情后刺激经济措施的 Ecobonus 将对家用光伏及配套储能设备的税收减免将由原先的 50%-65% 提升至 110%。
瑞典 2016.12	将为家用储能提供补贴，可覆盖 60% 的安装费用，最高补贴额达 5400 美金。

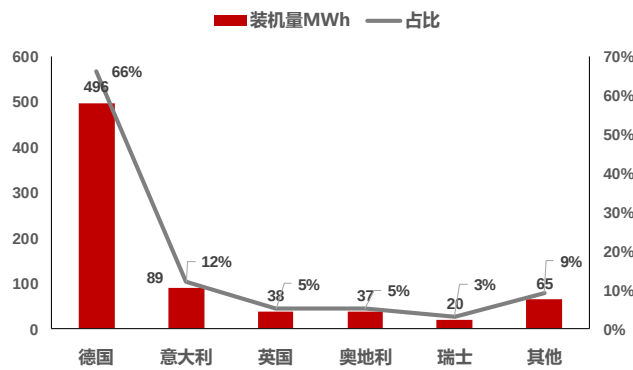
资料来源：EUC，IEA，浙商证券研究所

图 37：欧洲家用储能历年装机量（MWh）



资料来源：ESN，浙商证券研究所

图 38：2019 年欧洲电池储能装机量前五名国家及份额



资料来源：ESN，浙商证券研究所

根据欧洲储能协会披露的数据，欧洲家用电池储能（BESS）市场规模在过去不断扩张，目前欧洲住宅（家用）用光伏仅有 7% 有装配配套储能电站，包括德国在内的数个欧洲国家均已提出在未来要大力提升与光伏搭配的家用储能电站，家用光储能配套市场空间广阔。以德国为例，2019 年德国贡献了欧洲家用储能新增装机的 66%（496MWh），而在同年德国光伏装机量达 4GW，占欧洲新增装机的 24%。相关研究显示，截至 2019 年德国累计装机 2.1GWh，其中约三分之二为家用电池储能，德国每套住宅用光伏配套储能系统电量约为 8KWh。此外，德国各州/地方政府也积极出台针对储能的激励补贴政策，直接推动了储能市场在德国的快速发展。

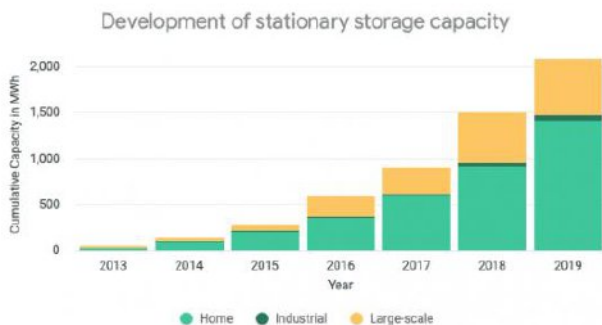
表 13：德国分地区储能政策

地区	时间	政策内容
北莱茵-威斯特伐利亚州	2016.9	为购买商业储能设备、储能系统控制和测量系统等提供 50% 的资金补贴，单个储能系统可获得最大补贴额为 7.5 万欧元。
巴登符腾堡州	2018.3	为新建光伏系统配套得储能提供补贴，对每千瓦时可用储能容量提供不超过其净投资成本的 30%。
勃兰登堡州	2018.3	针对已有光伏系统通过改造新增储能系统或者新建光伏储能系统提供补贴，该计划最初为 1000 个符合条件的住宅侧储能用户提供补贴，最高金额达储能系统总支出的 50%。
图林根州	2019.3	光伏设备资助金额可达 30%，储能设施资助金额可达 30%，单个项目可获得最高补贴为 10 万欧元，储能项目总额小于 1000 欧元的不予以补贴。
巴伐利亚州	2019.7	州政府将为新建光储设备提供资金上的支持。

资料来源：政府官网，浙商证券研究所

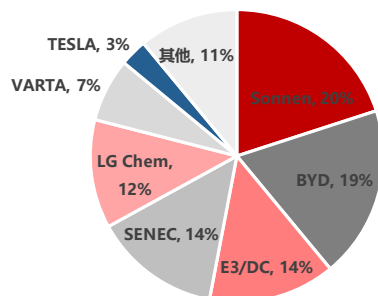
从储能市场终端增量来看，德国在 2013-2019 年间储能装机增量主要来自住宅侧（家用）和大规模储能设施项目；从市场份额来看，2019 年德国家用储能市场龙头为 Sonnen，该公司是欧洲领先的分布式能源存储供应商，其在 2019 年 2 月被石油巨头荷兰壳牌全资收购。

图 39：德国历年新增储能不同终端应用占比（浅绿色为家用）



资料来源：ESN，浙商证券研究所

图 40：2019 年德国家用储能市场市场份额

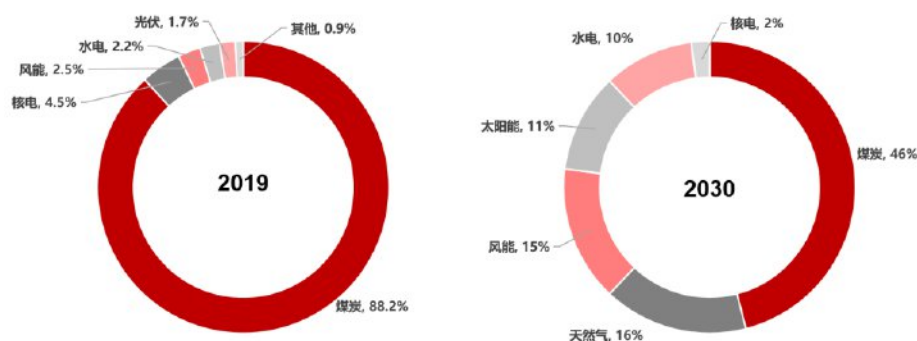


资料来源：EUPD，浙商证券研究所

2.4. 非洲市场：微电网应用广泛,增量空间广阔

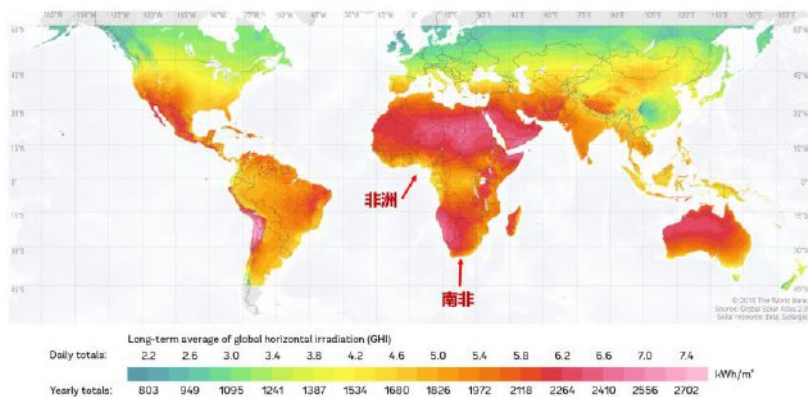
南非蓝海市场即将启动。2019 年南非电力生产超过 80%来自于煤炭,属于高碳电网,而进入 21 世纪后南非多次发生“能源危机”也导致当局制定了明确的低碳化电网目标:预计到 2030 年南非电网电力生产有 38%来自可再生能源,其中 11%来自光伏,15%来自风能。考虑到非洲大陆得天独厚的日照条件以及相对落后的电网基础设施,发展分布式光储/风储一体化储能系统符合南非的能源发展目标。

图 41：南非 2019 年电力来源占比和 2030 年低碳化电力生产目标比例



资料来源：南非能源局，浙商证券研究所

图 42：美国不同终端储能季度装机数据（MW）



资料来源：ESA，浙商证券研究所

南非国有电力供应商 Eskom 于 2019 年公开招标 1.4GWh 的电池储能项目，计划在 2021 年底前完成全部装机，目前项目正在稳固推进中，已完成第一阶段 800MWh 的装机目标。我们认为未来非洲储能市场潜力十足，分布式光伏的发展将加速对户用/商用电池储能的需求，预计公司非洲业务将保持增势。

表 14：南非电力供应商 Eskom 的分布式储能计划（第一阶段至 2020 年年底）

Eskom 输电运营单位	项目数量	计划安装电池储能系统容量 (MWh)
Western Cape	24	459
Eastern Cape	2	166
Northern Cape	7	44.5
KwaZulu Natal	14	132
总计	47	801.5

资料来源：Eskom，浙商证券研究所

3. 空间测算：全球 2025 年新增装机有望达 172GWh，5 年复合增长 75%

3.1. 中国：2025 年新增装机有望达 45GWh，十四五 CAGR=70%

发电侧，新能源发电并网需求是核心驱动力。我们预计 2020-2021 年间国内各省陆续出台的政策性新能源配储要求是未来 5 年发电侧储能的重要推力。目前虽然发电侧配储会一定折损新能源电站的收益率，但随发电侧储能在竞争性配置、核准并网、保障利用时长、辅助服务补偿考核等方面获得资源倾斜，价格机制逐步厘清，成本得到合理疏导，渗透率提升，预计 2021-2025 年渗透率分别为 10%/16%/23%/32%/40%。考虑到参与调峰（容量型）与调频（功率型）拓宽收益的需求，平均功率配比与容量时长亦得到提升，2021-2025 年分别为 14%/15%/16%/17%/18%和 1.6/1.7/1.8/1.9/2.0 小时。同时，为提升新能源发电质量、提高电网消纳能力，储能亦会在存量未配储装机中渗透，预计渗透率 1.0%/2.0%/3.0%/4.0%/5.0%，对应 2021-2025 年新增电网侧装机 1.9/4.4/8.6/14.4/21.9GWh。

电网侧，新型电力系统对储能需求有望超预期增长。电网侧储能指广义上的受电网统一调度、参与系统全局优化的储能系统。我们从电力辅助服务市场的角度测算电网侧储能需求。根据国家能源局公布的 2019 年上半年辅助服务市场情况通报，全国除西藏外 31 个省参与电力辅助服务补偿费用共 130.31 亿元，占上网电费总额的 1.47%。若将辅助服务市场的需求全部归一化为度电量，预计 2019 年辅助服务市场总需求（按度电计算）占全社会用电量的 1.5%（表中辅助服务需求占比），约 939 亿千瓦时，对应 2.57 亿千瓦每日，即 257GWh。结合 2019 年电网侧储能装机 0.446GW（约 0.9GWh，含火储调频），换算等到储能渗透率约 0.35%（绝大部分服务仍是由火电机组提供）。未来以新能源为主体的新型电力系统中，新能源大规模接入及火电的退出，发电端的波动急剧变大，电网对灵活调节资源的需求大幅上升，推动辅助服务需求，预计 2021-2025 年辅助服务需求占比 2.1%/2.5%/2.9%/3.3%/3.9%。同时，因为碳达峰目标下火电机组逐步退出，储能在辅助服务市场中的渗透率亦得到提升，预计 2021-2025 年 1.41%/2.41%/3.91%/5.41%/6.91%。对应 2021-2025 年新增电网侧装机 2.7/6.2/11.2/15.0/21.0GWh。

用户侧，工商业储能盈利模式更优。考虑到用户侧峰谷价差扩大、电力需求响应机制及电力现货市场建设完善，工商业用户储能经济性提升，市场化需求逐步释放，预计 2021-2025 年独立用户侧储能增速 20%/20%/30%/30%/30%。分布式新能源由于并网压力较小，且目前缺乏明确的商业模式获取稳定收益，渗透率低速增长，且低于集中式新能源，2021-2025 年渗透率 4%/5%/7%/8%/10%。合计用户侧 2021-2025 年新增 0.35/0.54/1.08/1.50/2.00GWh。

2025 年中国新增 45GWh，对应市场规模 499 亿元。综上所述，预计 2021-2025 年中国新增电化学储能 5/11/21/31/45GWh，十四五新增装机 CAGR=70%，系统单价 1.5/1.4/1.3/1.2/1.1 元/Wh，市场规模 74/156/272/366/499 亿元，十四五 CAGR=57%。

图 43：中国电化学储能市场测算

中国储能												
新能源发电侧												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增集中式装机 (GW)	45	104	63	75	86	96	104	109	114	119	124	130
渗透率	4%	4.25%	10%	16%	24%	32%	40%	48%	56%	64%	72%	80%
储能功率配比	10%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%
容量时长 (h)	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2	2	2	2	2	2
储能装机(GWh)	0.27	0.9	1.4	3.1	6.0	10.0	15.1	20.0	25.6	32.1	39.4	47.8
存量未配储装机 (GW)	411	511	565	622	675	719	753	772	771	752	715	662
渗透率	0%	0.5%	1.0%	2.0%	3.0%	4.0%	5.0%	6.5%	8.0%	9.5%	11.0%	12.5%
储能功率配比	10%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%
平均时长 (h)	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
储能装机 (GWh)	0.00	0.17	0.47	1.31	2.59	4.40	6.78	10.48	14.81	19.51	24.23	28.55
新增发电侧装机 (GWh)	0.27	1.03	1.9	4.4	8.6	14.4	21.9	30	40	52	64	76
电网侧(电源侧辅助服务+电网侧)												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
年全社会用电量 (亿千瓦时)	62607	64161	68331	71065	73907	76864	79938	82736	85632	88629	91731	94941
YoY		2.5%	6.5%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
日全社会用电量 (GWh)	17153	17578	18721	19470	20249	21059	21901	22667	23461	24282	25132	26011
辅助服务需求占比	1.50%	1.80%	2.10%	2.50%	2.90%	3.30%	3.90%	4.50%	5.10%	5.70%	6.30%	6.90%
渗透率	0.35%	0.91%	1.41%	2.41%	3.91%	5.41%	6.91%	8.91%	10.91%	12.91%	14.91%	16.91%
储能装机需求 (GWh)	0.90	2.88	5.5	11.7	23.0	38	59	91	131	179	236	303
新增电网侧装机 (GWh)	0.90	1.98	2.7	6.2	11.2	15	21	32	40	48	57	67
用户侧												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
独立用户侧(工商业/户用)												
装机量功率 (GW)	0.077	0.092	0.111	0.133	0.173	0.224	0.292	0.379	0.531	0.743	1.040	1.248
YoY		20%	20%	20%	30%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	20%
平均时长 (h)	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4
独立用户侧装机 (GWh)	0.15	0.18	0.22	0.27	0.52	0.7	0.9	1.1	1.6	3.0	4.2	5.0
分布式新能源+储能												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增分布式装机 (GW)	10	15	22	27	32	36	41	43	46	49	52	56
渗透率	1%	2%	4%	5%	7%	8%	10%	14%	19%	24%	29%	34%
储能功率配比	10%	10%	10%	12%	15%	15%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
容量时长 (h)	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2	2	2	2	2	2
分布式新能源+储能装机 (GWh)	0.007	0.05	0.12	0.27	0.56	0.83	1.16	1.86	2.90	4.15	5.64	7.44
新增用户侧	0.16	0.23	0.34	0.54	1.08	1.5	2.0	3.0	4.5	7.1	9.8	12.4
新增装机 (GWh)	1.3	3.24	4.9	11	21	31	45	65	85	107	131	156
单价(元/Wh)	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.02	0.94	0.86	0.78	0.7
市场规模 (亿元)	24	52	74	156	272	366	499	666	795	919	1020	1093

资料来源：浙商证券研究所测算

3.2. 全球：2025 年新增装机有望达 172GWh，5 年 CAGR=75%

2025 年全球新增 172GWh，对应市场规模 2370 亿元。发电侧，由于国外集中式新能源没有政策性配储要求，主要以市场化与补贴政策驱动，我们预计渗透率增长将略低于国内，预计 2021-2025 年新增装机渗透率分别为 13%/19%/27%/35%/43%，功率配比与容量时长水平和国内相同。存量装机渗透率 1.0%/2.0 %/3.0 %/4.0 %/5.0 %，合计新增装机 6.8/14.0/28.1/45.1/68.1GWh。电网侧，由于全球范围内辅助服务市场建设完善的国家相对少，因此辅助服务需求比例将低于国内，2021-2025 年需求比例 1.1%/1.5%/1.9%/2.3%/2.9%。渗透率方面我们假设相同。2021-2025 年合计新增装机 6.6/16.6/31.8/44.0/68.0GWh。用户侧，由于国外电价高且电力交易市场化程度高，用户侧储能经济性较高，发展也较快。假设独立储能增速与国内相同（发展快体现在高基数），分布式新能源储能渗透率大幅高于国内，2021-2025 年分别为 22%/27%/32%/37%/42%。2021-2025 年合计新增装机 5.7/8.6/20.9/27.6/35.8GWh。

综上所述，2021-2025 年全球新增电化学储能 19/39/81/116/172GWh，五年新增装机 CAGR=75%，系统单价（测算下高于国内 25%-30%）1.95/1.82/1.63/1.50/1.38 元/Wh，对应市场规模 372/714/1313/1746/2370 亿元，五年 CAGR=61%。

图 44：全球电化学储能市场测算

全球储能												
发电侧												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增集中式装机 (GW)	129	171	184	211	266	287	315	341	381	410	435	460
渗透率	7%	6%	13%	19%	27%	35%	43%	51%	59%	67%	75%	83%
储能功率配比	10%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%
容量时长 (h)	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2	2	2	2	2	2
储能装机(GWh)	1.35	2.00	5.46	10.35	20.86	32.69	49.05	66.45	90.18	115.92	144.16	176.16
存量未配储能装机 (GW)	1268	1429	1581	1736	1894	2023	2121	2181	2195	2154	2057	1908
渗透率	0.0%	0.5%	1.0%	2.0%	3.0%	4.0%	5.0%	6.5%	8.0%	9.5%	11.0%	12.5%
储能功率配比	10%	13%	14%	15%	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%
平均时长 (h)	0.50	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.50
储能装机 (GWh)	0.00	0.46	1.33	3.64	7.27	12.38	19.09	29.64	42.14	55.85	69.68	82.26
新增发电侧装机 (GWh)	1.35	2.47	6.8	14.0	28.1	45.1	68.1	96	132	172	214	258
电网侧												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
年全社会用电量 (亿千瓦时)	258000	263160	278950	287318	295938	304816	313960	321809	329854	338101	344863	351760
YoY		2.0%	6.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	2.5%	2.5%	2.5%	2.0%	2.0%
日全社会用电量 (GWh)	70685	72099	76425	78717	81079	83511	86017	88167	90371	92630	94483	96373
辅助服务需求占比	0.50%	0.80%	1.10%	1.50%	1.90%	2.30%	2.90%	3.50%	4.10%	4.70%	5.30%	5.90%
渗透率	0.35%	0.91%	1.41%	2.41%	3.91%	5.41%	6.91%	8.91%	10.91%	12.91%	14.91%	16.91%
储能装机需求 (GWh)	1.24	5.25	11.9	28.5	60.2	104	172	275	404	562	747	962
新增电网侧装机 (GWh)	1.24	4.01	6.6	16.6	31.8	44	68	103	129	158	185	215
用户侧												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
独立用户侧储能(工商业/户用)												
装机量功率 (GW)	1.000	1.200	1.440	1.728	2.246	2.920	3.796	4.935	6.909	9.673	13.543	16.251
YoY		20%	20%	20%	30%	30%	30%	30%	40%	40%	40%	20%
平均时长 (h)	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4
独立用户侧装机量 (GWh)	2.0	2.4	2.9	3.5	6.7	8.8	11.4	14.8	20.7	38.7	54.2	65.0
分布式新能源+储能												
	2019	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
新增分布式装机 (GW)	46	52	64	80	98	113	129	141	153	166	179	192
渗透率	15%	17%	22%	27%	32%	37%	42%	47%	52%	57%	62%	67%
储能功率配比	10%	10%	10%	12%	15%	15%	15%	16%	17%	18%	19%	20%
容量时长 (h)	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4
分布式新能源+储能装机量 (GWh)	1.38	1.77	2.82	5.18	14.2	18.9	24.4	31.8	40.6	68.0	84.2	102.9
新增用户侧	3.4	4.2	5.7	8.6	20.9	27.6	35.8	46.6	61.3	106.7	138.3	167.9
合计新增装机 (GWh)	6.0	10.6	19	39	81	116	172	245	323	436	537	641
单价(元/Wh)	2.34	2.08	1.95	1.82	1.63	1.50	1.38	1.22	1.13	1.03	0.94	0.84
市场规模 (亿元)	140	221	372	714	1313	1746	2370	3002	3642	4502	5024	5386

资料来源：浙商证券研究所测算

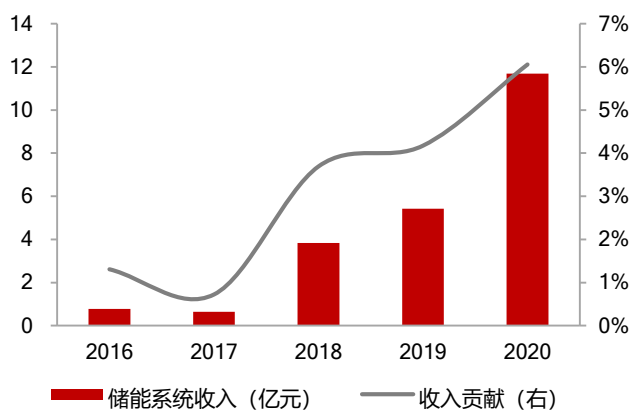
4. 投资建议：积极把握高价值环节的龙头与成长企业

4.1. 阳光电源：电力电子技术协同，发力储能系统集成

领先布局储能，依托电力电子技术形成集成能力。公司以光伏逆变器起家，2006 年开始开发储能逆变器，充分利用电力电子协同优势。2015 年与韩国三星在成立合资公司，积累电池端经验，并从单独提供储能变流器转变为提供全套储能系统。相较于电池厂商，公司电气能力较强，有提供整套解决方案的能力，可以将储能系统与源荷网各环节匹配。目前公司储能产品只有电芯通过采购(无电芯战略)，其他环节均由公司自主研发。

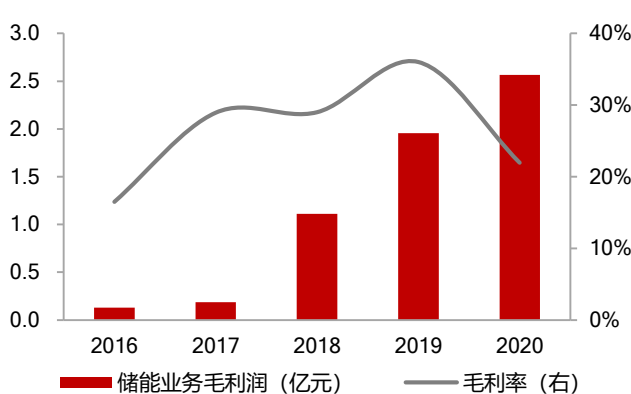
主打大型电源侧，拓展高毛利用户侧：目前公司储能系统广泛应用在美、英、德等成熟电力市场，以工商业及电源侧的大型储能系统产品为主。公司在北美的工商业储能市场份额超过 20%。公司亦积极开拓高毛利的用户侧储能产品，与全球光伏及储能经销商开展合作。公司在澳洲与分销商深度合作，户用光储系统市占率超过 24%。2020 年储能系统全球发货 800MWh，国内市场多年排名第一，在调频调峰、辅助可再生能源并网、微电网、工商业及户用储能等领域积累广泛的应用经验。

图 45：2016-2020 年阳光电源储能系统收入及占比



资料来源：wind，浙商证券研究所

图 46：2016-2020 年阳光电源储能系统毛利润及毛利率



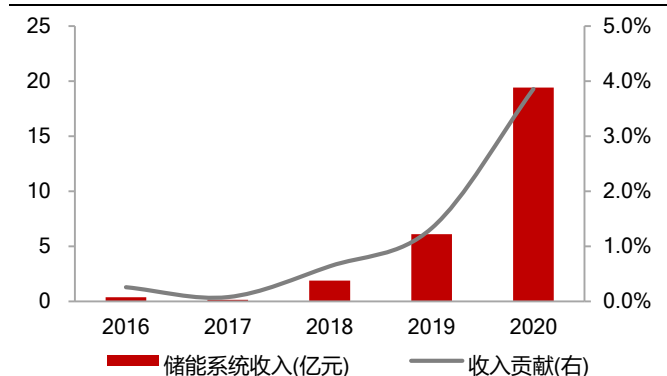
资料来源：wind，浙商证券研究所

4.2. 宁德时代：动力电池龙头高强度布局储能板块

整合资源进军储能，业务实现飞增。公司作为全球动力电池龙头，在电池技术领域有深厚的积累。进军储能市场后，公司携手星云股份、国网综合能源、易事特、科士达、永福股份等公司，布局储能业务多个环节，充分发挥资源优势与整合能力。凭借过硬的产品水准实现业务的飞跃式增长。公司 2016 年储能系统业务（以销售储能电池电芯与模组为主）收入 0.39 亿元，2020 年实现收入 19.43 亿元，4 年复合增长达 165%，2020 年收入贡献 3.9%，毛利率 36%。

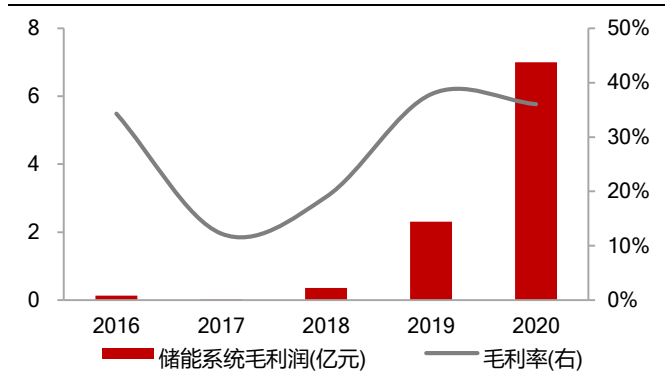
持续高强度投入，充分受益行业增长红利。除了充分开发产业资源外，公司亦加大自身在储能前沿科技上的投入，公司 2020 年 2 月 200 亿的定向增发中，其中 20 亿元用于电化学储能前沿技术储备研发，74 亿元用于动力及储能电池研发生产。得益于高强度的研发投入与产业布局，公司储能业务未来有望在行业增长红利的驱动下，持续上量，成为业绩一大增长点。

图 47：2016-2020 年宁德时代储能系统收入及占比



资料来源：wind，浙商证券研究所

图 48：2016-2020 年宁德时代储能系统毛利润及毛利率



资料来源：wind，浙商证券研究所

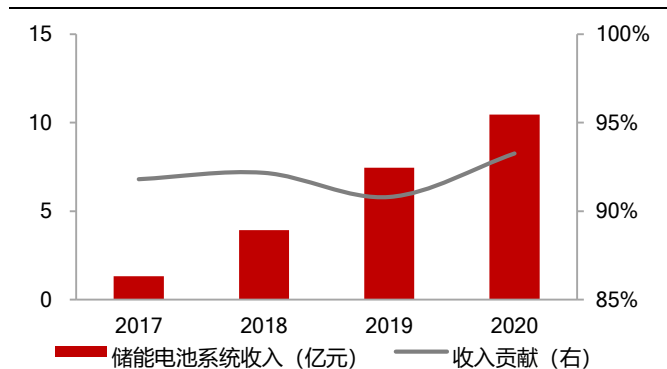
4.3. 派能科技：纯正的家用储能龙头，产能释放业绩可期

储能收入贡献超过 90%，盈利能力优异。公司主要产品为户用电池储能系统（非加装逆变器后的集成产品），是纯正的储能公司标的。2020 年以自主品牌和贴牌方式销售储能产品 680MWh。2020 年储能电池系统收入约 10 亿元，收入贡献 93%，2017 年-2020 年储能业务收入贡献保持在 90%，毛利率逐年上升，20 年毛利率约 44%，主要得益于家用储能+海外市场（2020 年收入占比 84%）的产品策略，盈利能力较强。

技术与渠道比较优势显著。公司垂直整合产业链，是国内少数同时具备电芯、模组、电池管理系统、能量管理系统等储能核心部件自主研发和制造能力的企业之一。与海外优质大客户关系稳定，是欧洲第一大储能系统集成商 Sonnen、英国最大光伏产品提供商 Segen 等海外大型优质客户的核心供应商，在欧洲、南非（20 年市占率超过 50%）等地区拥有较高品牌知名度和市场占有率，具有较高的客户资源壁垒。

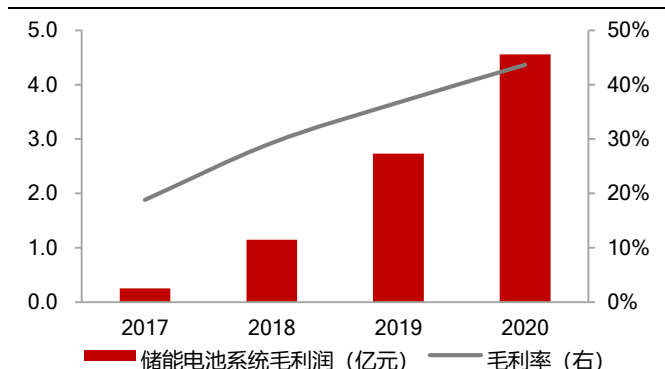
产能释放在即，业绩弹性放大。2020 年公司已形成年产 1GWh 电芯产能和年产 1.15GWh 电池系统产能。同时，公司募投项目规划了新增 4GWh 锂离子电芯产能和 5GWh 储能锂电池系统产能。未来随公司产能逐步释放，公司业绩有望继续高增

图 49：2017-2020 年派能科技储能系统收入及占比



资料来源：wind，浙商证券研究所

图 50：2017-2020 年派能科技储能系统毛利润及毛利率



资料来源：wind，浙商证券研究所

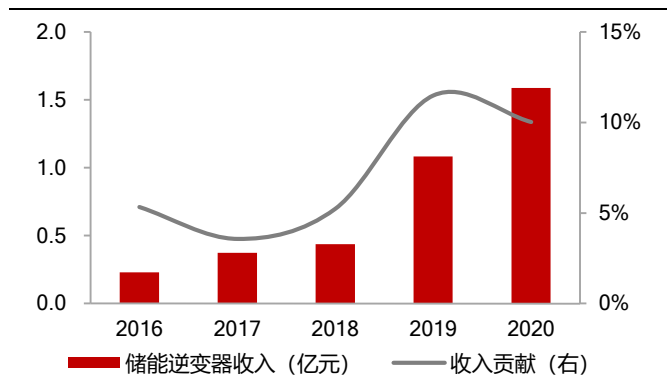
4.4. 固德威：户用逆变器领先，储能业绩弹性较大

较早布局储能逆变器，享受行业增长红利。依托光伏并网逆变器销售渠道，公司较早布局储能产品，储能逆变器收入从 2016 年的 0.23 亿快速增长至 2020 年 1.59 亿，复合增速达 62%，高于公司整体业绩增速，收入贡献亦从 5.3% 提升至 10.0%，2020 年储能逆变

器出货量约 2.23 万台，收入贡献降低主要是因为东南亚新兴市场遇到价格战，冲击公司市占率，影响销量。目前公司储能主要针对的还是海外用户侧市场，单瓦功率小，盈利能力也比较好，2016-2020 年产品毛利率维持在 50% 的较高水平。

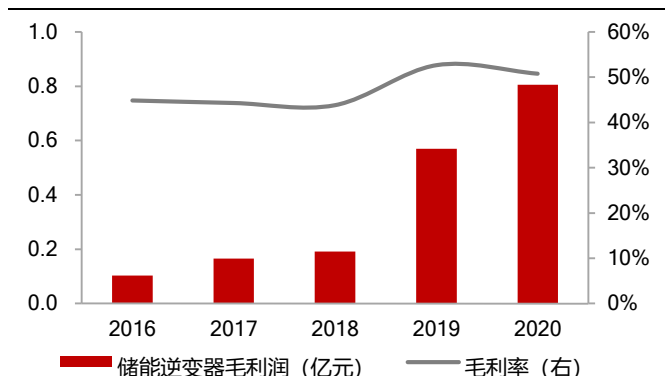
未来公司储能业务有两个趋势：1) 进军工商业及地面电站储能逆变器领域，目前已推出一款工商业大功率储能逆变器，未来还有新产品将发布。2) 丰富产品方案，储能逆变器将搭配储能电池（外购电芯封装后形成模组）和 BMS 销售，形成储能电池系统（类似派能），为客户直接提供解决方案。整体来看大功率化+解决方案会在一定程度上影响公司储能业务毛利率，但是营收端的弹性将有大幅提升。

图 51：2016-2020 年固德威储能逆变器收入及收入占比



资料来源：wind，浙商证券研究所

图 52：2016-2020 年固德威储能逆变器毛利润及毛利率

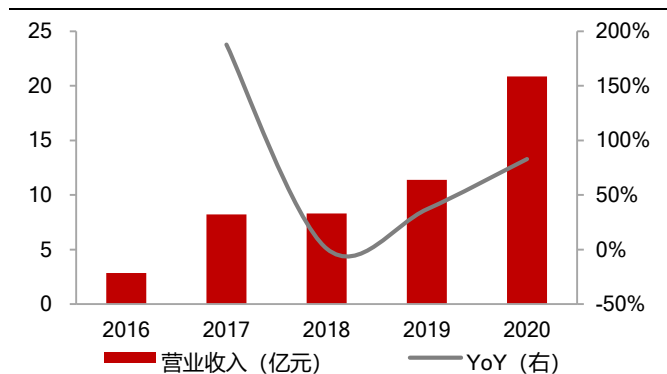


资料来源：wind，浙商证券研究所

4.5. 锦浪科技：全年储能逆变器有望大幅放量

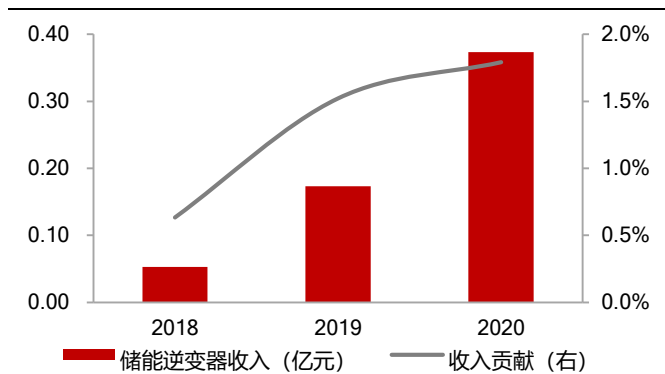
聚焦逆变器产品，业务放量在即。公司储能逆变器布局略晚于固德威，但起量很快，2018 年储能逆变器收入 0.05 亿元，2020 年达 0.37 亿元，两年实现约 600% 的增长，收入贡献 1.8%。2021 年有望继续见证爆发式增长，仅 21 年一季度储能逆变器出货量便与全年持平。产品及渠道策略上，公司储能逆变器主要面向海外市场的户用及小型工商业侧，未来将争取做到产品类型（户用与大型工商业）与市场（欧美、日韩）的均衡，公司将深耕逆变器产品，强调渠道与服务的协同，目前没有搭配电芯做储能电池系统的计划。

图 53：2016-2020 年锦浪科技营业收入及增速



资料来源：wind，浙商证券研究所

图 54：2018-2020 年锦浪科技储能逆变器收入及收入贡献



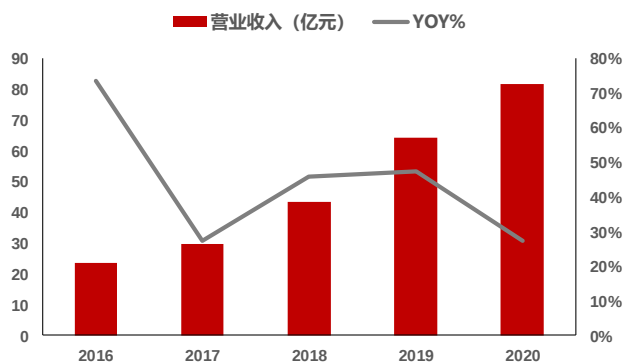
资料来源：wind，浙商证券研究所

4.6. 亿纬锂能：通信储能、电网储能、户用储能多点开花

锂电新贵扩产进行时，大踏步进军储能业务。公司作为锂电产业的后发者，近年来依靠在动力电池领域斩获多个海外大客户让锂电池业务驶入增长快车道。公司全面布局锂

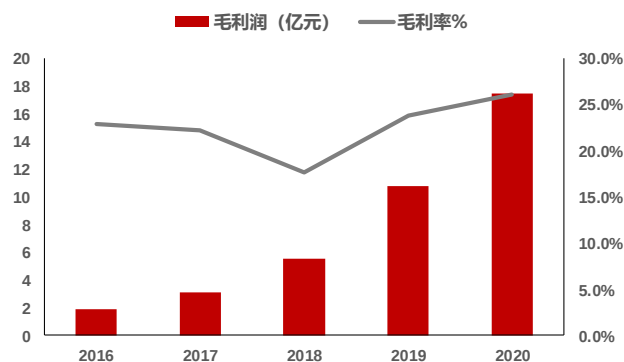
电下游应用，目前已公布的储能扩产计划在 20GWh 以上，预计今年储能端电池出货量将达到 3GWh。在 7 月 13 日中国移动发布的 2021 至 2022 年通信用磷酸铁锂电池产品中标名单中，亿纬锂能以其强劲的产品实力斩获 276.71MWh 的订单，对应总价 2.07 亿元，标志着公司在通信储能领域的突破。除此之外，公司在电网侧储能和户用储能端也在积极拓展市场，在上述两个领域均有成熟的产品。

图 55：2016-2020 年亿纬锂能营业收入及增速



资料来源：wind，浙商证券研究所

图 56：2018-2020 年亿纬锂能锂电池毛利润及毛利率



资料来源：wind，浙商证券研究所

表 15：重点公司盈利预测

		归母净利润 (亿元)			PE			EPS		
		2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E
300750	宁德时代	55.83	100.66	152.76	229.59	127.35	83.92	2.40	4.32	6.56
300274	阳光电源	19.54	28.89	38.50	125.08	84.62	63.49	1.34	1.98	2.64
688063	派能科技	2.74	5.11	8.23	157.89	84.88	52.68	1.77	3.30	5.31
300763	锦浪科技	3.18	5.65	8.18	239.05	134.64	93.00	1.28	2.28	3.30
688390	固德威	2.60	4.45	6.41	194.40	113.71	78.94	2.96	5.06	7.28
300014	亿纬锂能	16.52	32.23	45.68	128.59	65.91	46.50	0.87	1.71	2.42

资料来源：wind（一致预期，截至 2021 年 7 月 29 日），浙商证券研究所

股票投资评级说明

以报告日后的 6 个月内，证券相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、买入：相对于沪深 300 指数表现 +20% 以上；
- 2、增持：相对于沪深 300 指数表现 +10% ~ +20%；
- 3、中性：相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 之间波动；
- 4、减持：相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业指数相对于沪深 300 指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深 300 指数表现 +10% 以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% ~ +10% 以上；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深 300 指数表现 -10% 以下。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重。

建议：投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本报告仅供本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

浙商证券研究所

上海总部地址：杨高南路 729 号陆家嘴世纪金融广场 1 号楼 29 层

北京地址：北京市广安门大街 1 号深圳大厦 4 楼

深圳地址：深圳市福田区太平金融大厦 14 楼

上海总部邮政编码：200127

上海总部电话：(8621) 80108518

上海总部传真：(8621) 80106010

浙商证券研究所：https://www.stocke.com.cn