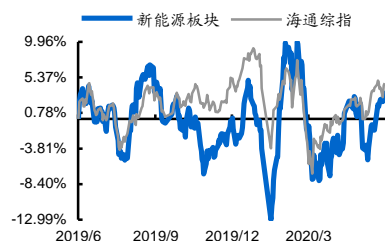


投资评级 优于大市 维持

市场表现



资料来源：海通证券研究所

## 相关研究

《新能源产业链 6 月月报》2020.06.16

《5 月新能源车销量同比下滑 23.5%》  
2020.06.15《新能源车周报：5 月新能源车销量环比  
增 12.2%》2020.06.14

分析师:张一弛

Tel:(021)23219402

Email:zyc9637@htsec.com

证书:S0850516060003

分析师:徐柏乔

Tel:(021)23219171

Email:xbq6583@htsec.com

证书:S0850513090008

分析师:曾彪

Tel:(021)23154148

Email:zb10242@htsec.com

证书:S0850517080006

分析师:陈佳彬

Tel:(021)23154513

Email:cjb11782@htsec.com

证书:S0850519090004

# 储能专题：锂电成本下降，电化学储能进入爆发前夕

## 投资要点：

- **电化学储能迎来快速发展。**储能是能源电力系统实现能量转换、存储和利用的有效途径，包括物理储能、电化学储能、电磁储能等储能方式。根据 CNESA 微信公众号数据，截至 2019 年底，全球累计投运电化学储能项目的累计装机达 9520.5MW，较 2018 年底增长 43.7%，中国电化学储能项目累计装机达 1709.6MW，较 2018 年底增长 59.4%，电化学储能迎来快速发展。
- **当前磷酸铁锂储能系统投资成本在 2 元/Wh 左右，呈下降趋势。**成本结构来看，根据彭博新能源财经微信公众号数据，电池系统占储能系统成本在 53%左右。根据 GGII 数据，磷酸铁锂电池系统储能集装箱成本在 2 元/Wh 左右，而电池模組的成本平均水平在 1.0-1.2 元/Wh 左右，其中比亚迪在平高集团 2018-2019 年江苏 352MW 储能项目设备采购中的中标均价为 0.86 元/Wh。锂电池成本的下降，拉动储能系统投资成本的下降。
- **新增电化学储能项目，用户侧占比超 4 成。**对于电化学储能而言，应用场景包括发电侧、辅助服务、电网侧、可再生能源领域以及用户侧。根据 CNESA 微信公众号数据，2019 年国内新投运电化学储能项目中，用户侧项目占比达到 44%，辅助服务、电网侧和集中式可再生能源并网分别占 20%、19%、17%。
- **用户侧：峰谷电价套利&备用电源。**峰谷电价套利是目前用户侧储能相对较为成熟的商业化运营领域，理想的用能状态下，不考虑融资，峰谷电价差在 0.6 元/KWh 以上时，项目有一定的经济性。考虑融资，当储能成本降至 1.6 元/Wh 以下时，峰谷电价差在 0.5 元/KWh 以上时，项目也有较好的经济性。备用电源是电化学储能在用户侧的另一大重要应用。2018 年，中国铁塔已停止采购铅酸电池，大部分基站改造升级项目选择锂离子电池。根据高工锂电数据统计，2019 年中国基站锂电池出货量达 5.5GWh，同比增长 71.9%，基于高工锂电保守预计，2020 年国内新建及改造的 5G 基站需求量将达到 10GWh。
- **可再生能源配套储能。**可再生能源发电具有间歇性、易变性等特点，其渗透率的不断提高也对电网系统的运行和调度提出了严峻的挑战。储能应用于风电、光伏发电，能够平滑功率输出波动，降低其对电力系统的冲击，提高电站的跟踪计划出力的能力，减少弃风弃光。在储能系统单位投资成本在 2 元/Wh 的情况下，我们分别选择甘肃（I 类资源区）、四川（II 类资源区）、浙江（III 类资源区）进行测算，假设增量发电量按当地燃煤基准电价上网，对应静态回收期分别为 12.1 年、9.3 年和 9.1 年；回收期对应的电池循环次数分别为 7284 次、5588 次和 5438 次。
- **投资建议。**2020 年 6 月，国家发改委、能源局印发《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》，提出：“推动储能技术应用，鼓励电源侧、电网侧和用户侧储能应用，鼓励多元化的社会资源投资储能建设。”我们认为，随着锂电池成本的持续下降，储能的用户侧、可再生能源并网配套等领域的需求有望迎来快速增长。建议关注：宁德时代、科士达、南都电源、阳光电源、欣旺达、亿纬锂能、德方纳米等。
- **风险提示。**（1）产业政策变化风险；（2）峰谷价差收窄风险；（3）技术变动风险。

## 目 录

1. 储能行业概述 .....	5
1.1 电化学储能近年快速发展.....	5
1.2 产业链拆分 .....	8
2. 储能应用场景 .....	10
2.1 用户侧.....	11
2.2 可再生能源并网 .....	12
2.3 备用电源 .....	14
2.4 其他 .....	16
3. 用户侧峰谷电价套利经济性测算 .....	17
3.1 江苏省.....	17
3.2 浙江省.....	18
3.3 简化模型及敏感性分析 .....	19
4. 可再生能源并网配套储能经济性测算 .....	21
5. 相关标的 .....	23
5.1 宁德时代.....	23
5.2 科士达.....	24
5.3 南都电源 .....	25
5.4 阳光电源 .....	26
6. 投资建议.....	28
7. 风险提示 .....	28

## 图目录

图 1	全球已投运储能项目装机类型分布（截止 2019 年底）	5
图 2	中国已投运储能项目装机类型分布（截止 2019 年底）	5
图 3	全球电化学储能累计规模及增速	6
图 4	中国电化学储能累计规模及增速	6
图 5	2019 年全球新增投运电化学储能项目装机规模排名前十国家（MW）	6
图 6	磷酸铁锂和三元锂电池包不含税价格（元/Wh）	7
图 7	电池储能系统结构示意图	8
图 8	储能系统建设成本构成（2019 年）	9
图 9	储能系统建设成本预测（美元/KWh，以 20MW/80MWh 项目为例）	9
图 10	2019 年全球新增投运电化学储能项目的应用分布（MW%）	11
图 11	2019 年中国新增投运电化学储能项目的应用分布（MW%）	11
图 12	阳光电源江苏扬子江船厂 17MW/38.7MWh 储能项目	11
图 13	中国用户侧储能项目累计装机规模（MW）	12
图 14	阳光电源新疆特变光伏电站解决限发项目	13
图 15	阳光电源集中存储应用方案	13
图 16	中国已投运光伏储能项目累计装机规模	13
图 17	宁德时代营收、利润情况	23
图 18	宁德时代 2015-2019 年分业务收入情况（百万元）	23
图 19	宁德时代收入构成（2019 年）	23
图 20	科士达营收、利润情况	24
图 21	科士达 2018 年分业务收入情况（亿元）	24
图 22	科士达 2019 年分业务收入情况（亿元）	24
图 23	南都电源营收、利润情况	25
图 24	南都电源 2015-2019 年分业务收入情况（百万元）	25
图 25	南都电源 2019 年分业务收入情况（百万元）	25
图 26	阳光电源营收、利润情况	26
图 27	阳光电源 2015-2019 年分业务收入情况（百万元）	26
图 28	阳光电源 2019 年分业务收入情况（百万元）	26

## 表目录

表 1	海外部分国家储能相关激励措施 .....	7
表 2	储能应用类型 .....	10
表 3	储能应用类型 .....	10
表 4	国内部分省市峰谷电价差 (元/KWh) .....	12
表 5	国内部分地区鼓励可再生能源配套储能相关政策 .....	14
表 6	可再生能源并网对储能电池需求测算 (2020 年) .....	14
表 7	5G 主流设备厂商功耗 .....	15
表 8	铅蓄电池与磷酸铁锂电池参数对比 .....	15
表 9	中国移动 2020 年通信用磷酸铁锂电池中标结果 .....	16
表 10	江苏省用户侧储能项目收益测算 (250KW/1MWh) .....	18
表 11	浙江省用户侧储能项目收益测算 (250KW/500KWh) .....	19
表 12	用户侧储能项目收益测算 (250KW/1MWh) .....	20
表 13	考虑融资情况下, 储能项目投资回报敏感性分析 .....	20
表 14	储能项目全投资回报敏感性分析 .....	20
表 15	光伏配套储能回收期测算 .....	21
表 16	光伏配套储能项目回收期敏感性分析 (年) .....	21
表 17	度电存储成本敏感性分析 (元/KWh) .....	22
表 18	宁德时代储能业务合作布局 .....	24
表 19	阳光电源参与的部分储能项目 .....	27

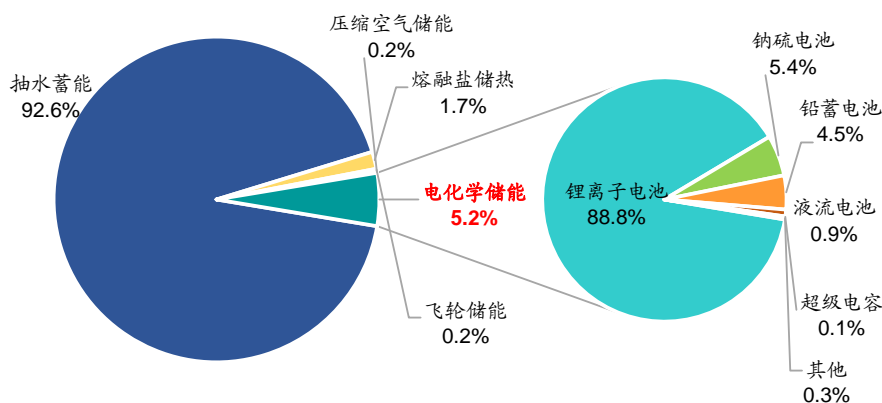
## 1. 储能行业概述

储能是能源电力系统实现能量转换、存储和利用的有效途径，包括物理储能（如抽水蓄能、飞轮储能等）、电化学储能（如铅酸电池、锂离子电池、液流电池等）、电磁储能（如超级电容器、超导储能等）等储能方式。

全球来看，根据 CNESA 微信公众号数据，截至 2019 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 184.6GW，其中，抽水蓄能的累计装机占比 92.6%；电化学储能的累计装机占比达 5.2%，对应装机容量 9599MW（其中锂离子电池的累计装机为 8523.9MW，占电化学储能比重达 88.8%）。

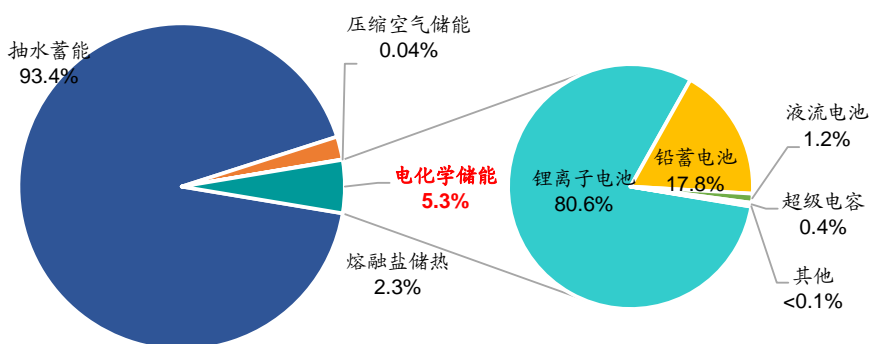
国内来看，根据 CNESA 微信公众号数据，中国已投运储能项目累计装机规模 32.4GW，占全球市场总规模的 17.55%，其中抽水蓄能的的累计装机占比 93.4%；电化学储能的累计装机占比达 5.3%，对应装机容量 1709.6MW（其中锂离子电池的累计装机规模约 1378MW，占电化学储能比重达 80.6%）。

图1 全球已投运储能项目装机类型分布（截止 2019 年底）



资料来源：CNESA 微信公众号，海通证券研究所

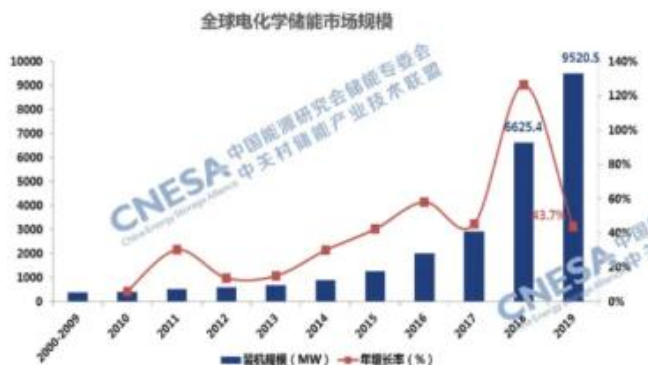
图2 中国已投运储能项目装机类型分布（截止 2019 年底）



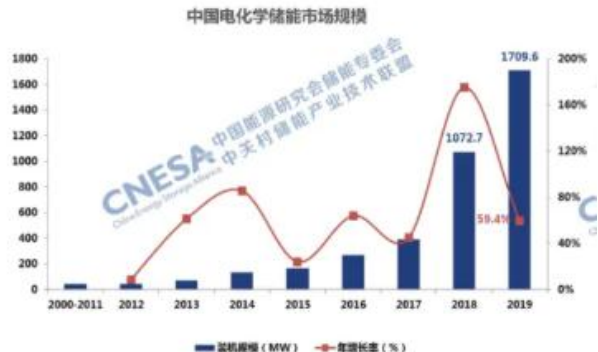
资料来源：CNESA 微信公众号，海通证券研究所

### 1.1 电化学储能近年快速发展

电化学储能近年迎来快速发展。根据 CNESA 微信公众号数据，截至 2019 年底，全球累计投运电化学储能项目的装机达 9520.5MW，较 2018 年底增长 43.7%，中国电化学储能项目累计装机达 1709.6MW，较 2018 年底增长 59.4%。

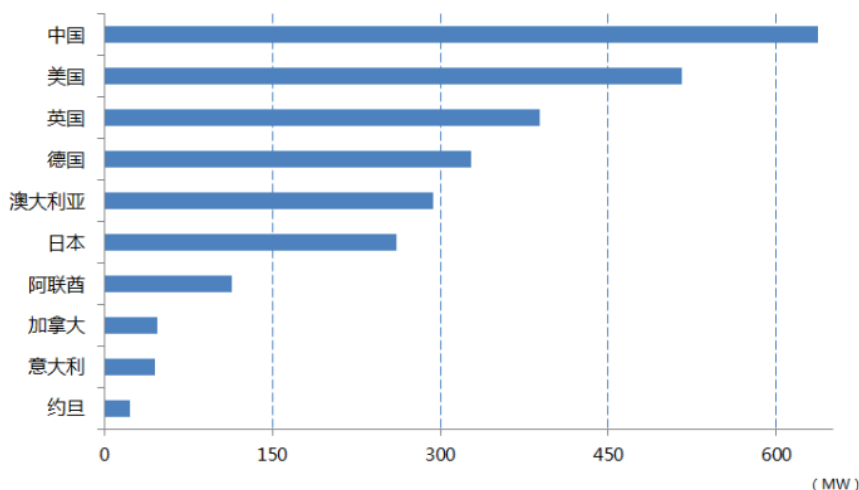
**图3 全球电化学储能累计规模及增速**


资料来源：CNESA 微信公众号，海通证券研究所

**图4 中国电化学储能累计规模及增速**


资料来源：CNESA 微信公众号，海通证券研究所

根据储能 100 人微信公众号援引 CNESA 全球储能项目库不完全统计，2019 年中国电化学储能新增投运规模为 636.9MW，位居全球榜首，前十个国家新增投运电化学储能规模合计占 2019 年全球新增总规模的 91.6%。

**图5 2019 年全球新增投运电化学储能项目装机规模排名前十国家 (MW)**


资料来源：储能 100 人微信公众号，CNESA，海通证券研究所

随着储能重要性的日益提升，海外各国在储能领域，也大多出台了相关的激励措施，具体包括：支持储能技术的发展、开展储能项目示范、制定相关规范和标准以及建立和完善涉及储能的法律法规等等方面。



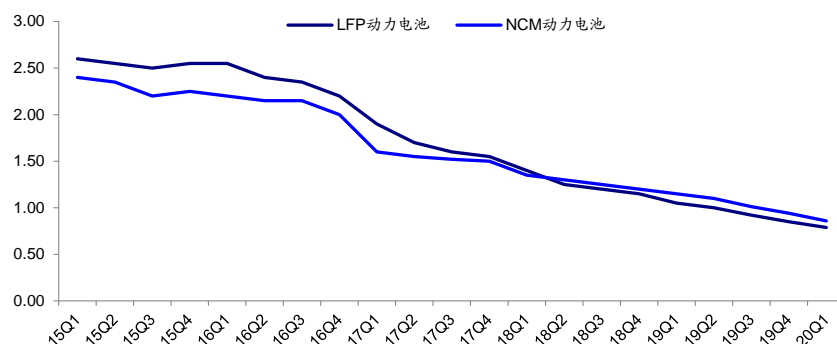
表 1 海外部分国家储能相关激励措施

国家	储能政策	具体描述
韩国	可再生能源配额制 (RPS) 和电费折扣计划	2015 年, 韩国贸易、工业和能源部开始在 RPS 中引入储能, 现有或新建风/光伏电站中如果安装了储能系统, 则所获得的 REC 权重将会大幅提升。例如, 一个大型光伏电站在未安装储能之前 REC 的权重为 0.7, 在安装储能系统之后可以达到 5.0。 2015 年, 韩国开始实施电费折扣计划, 包括对储能设备充电的容量电费和电量电费给予一定的折扣。
美国	加速折旧和投资税收抵免	联邦层面, 主要激励政策为加速折旧和投资税收抵免, 起初主要针对私营单位投资的储能系统。加速折旧允许储能项目按 5-7 年的折旧期加速折旧; 投资税收抵免针对配套可再生能源充电比例 75% 以上的储能系统, 按充电比例给予 30% 的投资税抵免。 2018 年 3 月, 美国国税局发布“住宅侧储能系统税收抵免新规则”, 针对住宅侧光储系统, 如果住宅侧用户在安装光伏系统一年后再安装电池储能系统, 且满足存储的电能 100% 来自光伏发电的条件, 则该套储能设备也可获得 30% 的税收抵免。 2018 年 1 月, 美国联邦能源监管委员会发布了美国储能发展史上颇具里程碑意义的 841 法案, 该法案致力于消除储能在电力批发市场中进行公平竞争的障碍, 有助于储能在更多的市场中获得收益, 提高经济性。此外, 美国各州也针对储能出台了相应的激励政策, 主要包括储能安装补贴类政策和储能采购目标类政策。
英国	英国智能灵活能源系统发展战略	该战略计划通过 29 项行动方案从三个方面推动英国构建智能灵活能源系统, 包括: 消除包括储能在内的智慧能源的发展障碍、构建智能家庭和商业、建立灵活的电力市场机制。
日本	灾备电源、构筑虚拟电厂以及电池技术研发相关支持政策等	支持将可再生能源作为灾备电源, 并对配备电池储能的设施给予一定的财政补贴。
德国	联邦层面的储能政策主要包括技术研发资金支持和储能安装补贴	自 2011 年 4 月启动储能基金, 到 2017 年底已累计支持了 259 个研发项目, 共使用了 1.843 亿欧元资金。资助对象主要包括锂离子电池等电化学储能技术及其他储能技术以及开展储能在分布式能源、住宅侧, 工业领域等方面的示范应用探索。 储能安装补贴方面, 2016 年初德国联邦经济事务和能源部重新调整并发布了新一轮“光伏 + 储能”补贴计划, 补贴总额约 3,000 万欧元, 补贴对象为与光伏系统配套使用的电池储能系统, 并要求光伏系统回馈到电网的功率不得超过峰值功率的 50%, 且电池系统必须具有 10 年质保期。 此外, 地方层面的储能激励政策主要为储能安装补贴。
澳大利亚	联邦层面的储能政策和支持计划主要集中在技术研发、示范项目、商业模式、标准体系等方面	2018 年, 澳大利亚可再生能源署在持续支持储能技术、项目的示范与应用的基础上, 还与能源市场主管部门、行业机构和消费者协会共同启动了分布式能源聚合计划, 推动更多光储项目的进一步整合。 此外, 各州结合各自区域的电源结构和用能特点, 主要采用项目补贴、低息贷款以及其他激励政策的形式聚焦扶持本地储能市场。

资料来源: 派能科技科创板首次公开发行股票招股说明书(申报稿), 海通证券研究所

根据 GGII 数据, 2020 年一季度, LFP 动力电池包和 NCM 动力电池包不含税价格分别为 0.79 元/Wh 和 0.86 元/Wh, 较 2015 年一季度分别下降 69.7% 和 64.2%; 较 2019 年一季度分别下降 25.0% 和 25.4%。我们认为, 新能源汽车产业的快速发展带动锂离子电池产业的规模化, 锂电池成本快速下降背景下, 电化学储能进入爆发前夜。

图 6 磷酸铁锂和三元锂电池包不含税价格 (元/Wh)



资料来源: GGII, 海通证券研究所

## 1.2 产业链拆分

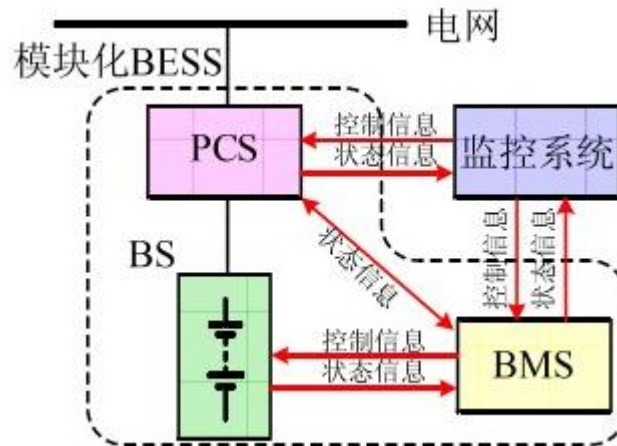
电池储能系统（BESS）主要包含电池系统（BS）、电池管理系统（BMS）、双向变流器（PCS）、监控系统等。

BMS 能有效地监测电池系统的各种状态(电压、电流、温度、荷电状态、健康状态等)、对电池系统充电与放电过程进行安全管理（如防止过充、过放管理）、对电池系统可能出现的故障进行报警和应急保护处理以及对电池系统的运行进行优化控制，并保证电池系统安全、可靠、稳定的运行。

PCS 连接着电池系统和交流电网，是 BESS 与外界进行能量交换的关键组成部分。PCS 主要功能包括：（1）两种不同工作模式下（并网模式、孤网模式）对电池系统的充放电功能，并实现两种工作模式的切换；（2）通过控制策略实现 BESS 的四象限运行，为系统提供双向可控的有功、无功功率，实现系统有功、无功功率平衡；（3）通过相关控制策略实现系统高级应用功能，如黑启动、削峰填谷、功率平滑、低电压穿越等；（4）根据 PCS 拓扑结构（如单级 AC/DC、双级 AC/DC+DC/DC、单级并联、双级并联、级联多电平结构等），通过相关控制策略实现对电池系统电压和荷电状态的均衡管理等。

监控系统主要用于监测、管理与控制一个或多个模块化 BESS。

图7 电池储能系统结构示意图



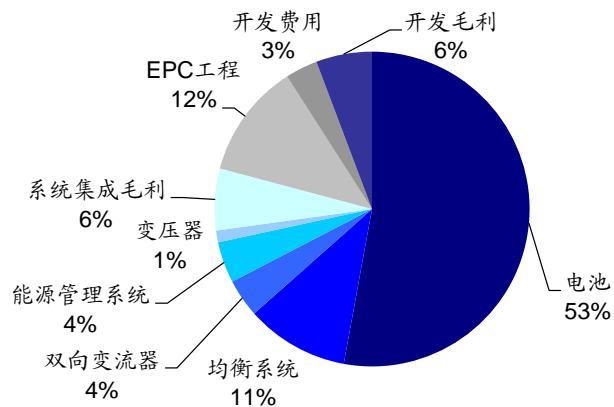
资料来源：energy trend，海通证券研究所

根据 GGII 数据，磷酸铁锂电池系统储能集装箱成本在 2 元/Wh 左右，而电池模组的成本平均水平在 1.0-1.2 元/Wh 左右，其中比亚迪在平高集团 2018-2019 年江苏 352MW 储能项目设备采购中的中标均价为 0.86 元/Wh。

此外，根据彭博新能源财经的数据，2019 年一个完成安装的 4 小时电站级储能系统的成本范围在 300-446 美元/KWh，按人民币兑美元 7:1 的汇率计算，大约为 2100-3122 元/KWh。成本结构来看，电池系统成本占比在 53% 左右。而根据彭博新能源财经微信公众号预测，2020 年一个 20MW/80MWh 的储能系统建设成本平均在 304 美元/KWh，相对 2019 年下降约 8%；2025 年成本将降至 203 美元/KWh，较 2020 年下降约 33%。

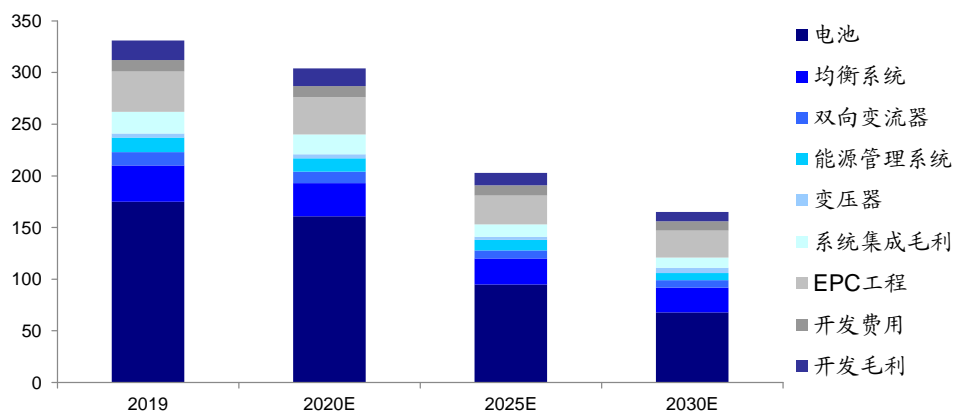


图8 储能系统建设成本构成（2019年）



资料来源：彭博新能源财经微信公众号，海通证券研究所

图9 储能系统建设成本预测（美元/KWh，以20MW/80MWh项目为例）



资料来源：彭博新能源财经微信公众号，海通证券研究所

## 2. 储能应用场景

根据储能的时长要求，储能的应用类型大致可分为容量型（4h 以上）、能量型（约 1-2h）、功率型（30min 以内）和备用型（15min 以上）。

表 2 储能应用类型

储能应用类型	时长要求	特点	案例
容量型	4h 以上	一般要求连续储能时长不低于 4h, 例如削峰填谷或离网储能。利用长时储能技术可以减小峰谷差, 提升电力系统效率和设备利用率, 降低新发电机组和输电线路的建设需求。	削峰填谷、离网储能
能量型	1-2h	该场景介于容量型和功率型之间, 一般为复合储能场景, 要求储能系统能够提供调峰调频和紧急备用等多重功能, 连续储能时长在 1-2h 之间。	独立储能电站或电网侧储能
功率型	30min 以下	该场景下储能系统的连续储能时长一般在 15-30min, 例如调频储能场景或平滑间歇性电源功率波动场景。在此场景下, 要求储能系统可以瞬时吸收或释放能量, 提供快速的功率支撑。	调频储能、平滑间歇性电源功率波动
备用型	15min 以上	在电网突然断电或电压跌落时, 储能系统作为不间断电源提供紧急电力, 持续时间一般不低于 15min, 例如数据中心和通讯基站备用电源等。	数据中心、通讯基站备用电源

资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》何颖源，海通证券研究所

对于电化学储能而言，应用场景包括发电侧、辅助服务、电网侧、集中式可再生能源领域以及用户侧。

表 3 储能应用类型

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	将储能系统安装在电路上游，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，通过低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，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，达到降低容量电费的目的。
	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：派能科技科创板首次公开发行股票招股说明书(申报稿)，海通证券研究所

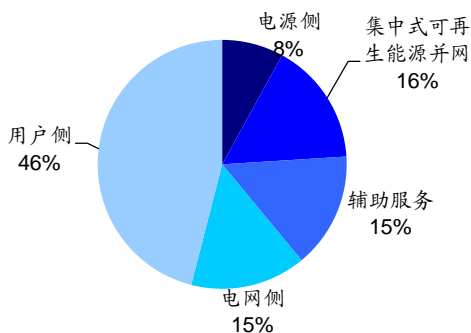
2019 年新增的电化学储能项目中，用户侧储能项目占比较高，全球市场及国内市

场占比都在四成以上。

全球来看，根据 CNESA 微信公众号数据，2019 年全球新投运电化学储能项目中，用户侧项目占比最大，达到 46%，集中式可再生能源并网、辅助服务和电网侧相对均衡，分别占 16%、15%、15%，电源侧占 8%。

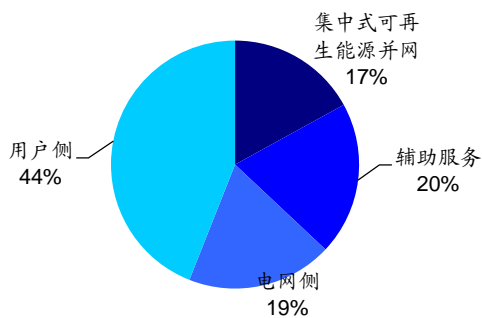
国内来看，根据 CNESA 微信公众号数据，2019 年国内新投运电化学储能项目中，用户侧项目占比达到 44%，辅助服务、电网侧和集中式可再生能源并网分别占 20%、19%、17%。

图10 2019 年全球新增投运电化学储能项目的应用分布（MW%）



资料来源：CNESA 微信公众号，海通证券研究所

图11 2019 年中国新增投运电化学储能项目的应用分布（MW%）



资料来源：CNESA 微信公众号，海通证券研究所

## 2.1 用户侧

在用户侧，储能的商业模式主要包括：（1）峰谷电价套利：利用峰谷电价差，降低用电成本；（2）光储模式：提高分布式电源的自发自用率；（3）其他，如辅助服务、需求侧响应等。

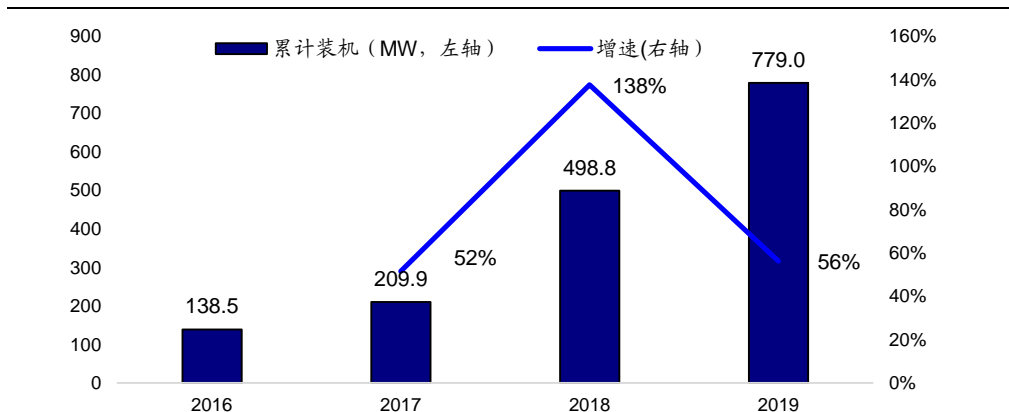
图12 阳光电源江苏扬子江船厂 17MW/38.7MWh 储能项目



资料来源：阳光电源官网，海通证券研究所

根据 CNESA 微信公众号，前瞻产业研究院，中国能源报，索比光伏网等数据，我们测算，截止 2019 年底，国内用户侧储能累计装机 779MW，同比增长 56%，其中 2019 年新增装机 280.2MW，同比微降 3%。

图13 中国用户侧储能项目累计装机规模 (MW)



资料来源：CNESA 微信公众号，前瞻产业研究院，中国能源报，索比光伏网，海通证券研究所测算

**峰谷电价套利**是目前用户侧储能相对较为成熟的商业化运营领域，主要是利用峰谷电价差，来获取电费的节省。江苏省峰谷电价差较大，根据 CNESA 微信公众号援引国网江苏电科院的数据，截至 2018 年底，江苏省已建用户侧储能电站达到 60 座，累计规模为 97MW/691MWh，其中削峰填谷场景电站 48 座，总装机为 93.7MW，占江苏用户侧储能装机比重达 95.6%。

表 4 国内部分省市峰谷电价差 (元/KWh)

地区	一般工商业峰谷电价差	大工业峰谷电价差
北京（城区）	1.141	0.700
江苏	0.862	0.756
广东（珠三角 5 市）	0.829	0.700
浙江	0.810	0.666
上海（夏季）	0.781	0.873
海南	0.699	0.699
甘肃	0.658	0.438
安徽（7-9 月）	0.646	0.602
青海（100KVA 以上）	0.639	0.434
云南（枯水期）	0.638	0.560
河南	0.619	0.619
陕西（不含榆林）	0.604	0.612

资料来源：CNESA 微信公众号，储能 100 人，海通证券研究所

注：截止 2019 年 3 月底各地所公布数据

储能用于峰谷电价套利时，投资回报率相对峰谷电价差、储能投资成本都有比较强的敏感性，本文通过江苏、浙江省的案例做了具体分析，并对简化模型做了敏感性分析，详见第三章。

## 2.2 可再生能源并网

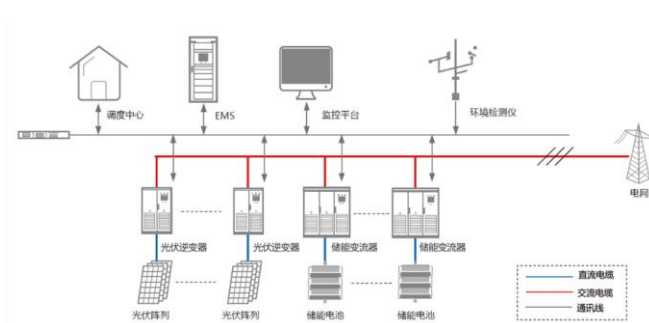
可再生能源发电具有间歇性、易变性等特点，其渗透率的不断提高也对电网系统的运行和调度提出了严峻的挑战。大容量电池储能技术应用于风电、光伏发电，能够平滑功率输出波动，降低其对电力系统的冲击，提高电站的跟踪计划出力的能力，在风电、光伏消纳困难的时刻，减少弃风弃光。

图14 阳光电源新疆特变光伏电站解决限发项目



资料来源：阳光电源官网，海通证券研究所

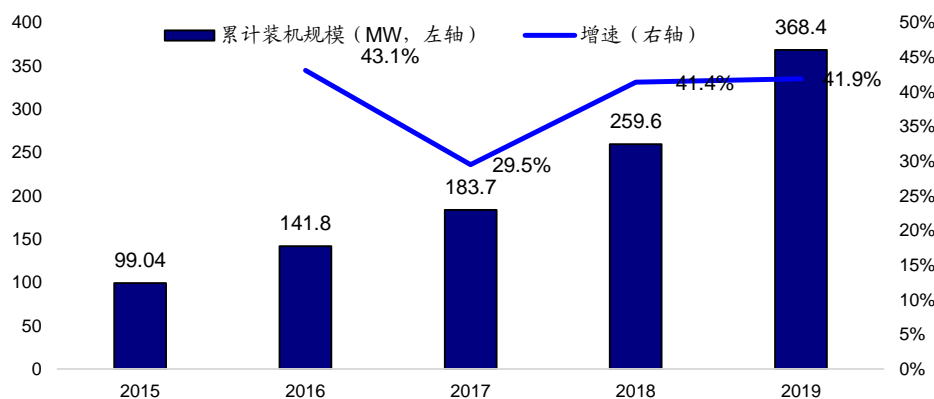
图15 阳光电源集中存储应用方案



资料来源：阳光电源官网，海通证券研究所

根据 CNESA 数据，我们测算，截止 2019 年底，国内累计投运的与光伏配套建设的储能项目装机规模为 368.4MW，较 2018 年底增加 41.9%；其中 2019 年新投运装机 108.8MW，同比增 43.3%。

图16 中国已投运光伏储能项目累计装机规模



资料来源：CNESA，搜狐，海通证券研究所测算

考虑到可再生能源的消纳以及可再生能源占比提升后对电网运行调度稳定性的冲击等问题，国内多地出台相关政策支持可再生能源配套储能。此外，北极星太阳能光伏网援引国家电网《2020 年服务新能源发展报告》中提及：“明确储能电力系统中的功能定位和新能源电站配置储能原则，在规划建设、成本疏导等方面给予政策支持。完善需求侧响应政策，提高用电负荷资源的灵活性，主动响应新能源出力变化。”



表 5 国内部分地区鼓励可再生能源配套储能相关政策

时间	地区	政策	内容
2018 年 9 月	合肥	《合肥市人民政府关于进一步促进光伏产业持续健康发展的意见》	支持光伏储能系统应用。对政策发布后建成运行的光伏储能系统，项目中组件、储能电池、逆变器采用工信部相关行业规范条件公告企业产品或《合肥市推荐应用光伏产品导向目录》推荐产品的，自项目投运次月起对储能系统按实际充电量给予投资人 1 元/千瓦时补贴，同一项目年度最高补贴 100 万元。
2019 年 8 月	山东	《关于做好我省平价上网项目电网接入工作的通知》	鼓励较大规模的集中式光伏电站自主配备适当比例的储能设施，减少弃光风险。
2020 年 3 月	内蒙古	征求《2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知（征求意见稿）》意见的函	支持光伏+储能项目建设，涉及储能的项目配置储能容量不低于 5%、储能时长在 1 小时以上；优先支持储能配置比例高、效果好且具备价格竞争力的项目。
2020 年 3 月	湖南	《关于做好储能项目站址初选工作的通知》	为解决新能源消纳问题，经多方协调，已获得三峡新能源、三一中能、华能湖南清洁能源公司等 28 家企业承诺配套建设新能源储能项目，新能源储能项目总计 388.6MW/777.2MWh，与风电项目同步投产，配置比例为 20%。
2020 年 3 月	新疆	《新疆电网发电侧储能管理办法》	鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商投资建设电储能设施，要求充电功率在 1 万千瓦以上，持续充电时间 2 小时以上，对根据电力调度结构指令进入充电状态的电量给予 0.55 元/千瓦时的补偿。
2020 年 4 月	河南	《河南省发展和改革委员会关于组织开展 2020 年风电、光伏发电项目建设的通知》	优先支持已列入以前年度开发方案的存量风电项目自愿转为平价项目，优先支持配置储能的新增平价项目。

资料来源：各地区发改委，北极星储能网，搜狐网，安徽科技咨询有限公司，海通证券研究所

近期，根据全国新能源消纳监测预警中心微信公众号：国家能源局明确 2020 年一季度风电、光伏发电限发电量不纳入清洁能源消纳统计考核，在完成《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》确定的全国及重点地区风电、光伏发电利用率目标前提下，充分释放新能源消纳能力。按剔除一季度限发电量情形测算，2020 年全国风电、光伏发电合计新增消纳能力 8510 万千瓦，其中风电 3665 万千瓦、光伏 4845 万千瓦。

我们假设 2020 年国内风电装机 35GW，光伏装机 45GW（假设其中集中式光伏电站占 50%，22.5GW），若风电及集中式光伏电站储能系统配置率在 1%，2h 储能时长，对应储能电池功率及容量装机分别为 0.575GW 及 1.15GWh；若风电及集中式光伏电站储能系统配置率在 3%，2h 储能时长，对应储能电池功率及容量装机分别为 1.725GW 及 3.45GWh；若风电及集中式光伏电站储能系统配置率在 5%，2h 储能时长，对应储能电池功率及容量装机分别为 2.875GW 及 5.75GWh。

表 6 可再生能源并网对储能电池需求测算（2020 年）

	预计装机 (GW)	储能配置率	储能时长 (h)	储能电池需求		储能配置率	储能时长 (h)	储能电池需求		储能配置率	储能时长 (h)	储能电池需求	
				功率 (GW)	容量 (GWh)			功率 (GW)	容量 (GWh)			功率 (GW)	容量 (GWh)
风电	35	1%	2	0.35	0.7	3%	2	1.05	2.1	5%	2	1.75	3.5
集中式光伏电站	22.5	1%	2	0.225	0.45	3%	2	0.675	1.35	5%	2	1.125	2.25
合计				0.575	1.15			1.725	3.45			2.875	5.75

资料来源：海通证券研究所测算

储能用于配套可再生能源并网时，储能项目的回收期与单位投资成本、上网电价有较强的相关性，我们对此做了具体分析以及主要影响因素的敏感性分析，详见第四章。

## 2.3 备用电源

备用电源是电化学储能的另一大重要应用。随着 5G 基站建设的大力推进，备用电源的需求也有望迎来快速增长。

根据工信部数据，2019 年已建成 5G 基站数量超 13 万个，预计 2020 年底将超 60 万个。截止 2019 年底，国内 4G 基站约为 544 万个，5G 基站覆盖范围更小，我们假设宏基站数量按 4G 基站数的 1.5 倍计算，大约为 816 万个。

另一方面，5G 基站功耗显著高于 4G，主流厂商华为、中兴基站系统最大功耗都在 4000W 以上，这也势必带来基站备用电源需求的增加。按 5000W 的最大功耗，备电时长 4 小时来计算，单站备站电池需求在 20kWh；816 万个基站总需求在约 163GWh。

**表 7 5G 主流设备厂商功耗**

	设备规格	典型功耗/W			最大功耗/W			BBU 配置
		BBU	AAU	单系统	BBU	AAU	单系统	
华为	BBU5900+AAU5612	330	850	2 880	1 100	1 000	<b>4 100</b>	S111
华为	BBU5900+AAU5613	330	950	3 180	1 100	1 220	<b>4 760</b>	S111
中兴	V9200+A9611 S35	315	980	3 255	700	1 400	<b>4 900</b>	S111
中兴	V9200+A9611 S26	315	910	3 045	700	1 250	<b>4 450</b>	S111
4G		250	350	1 300	350	500	<b>1 850</b>	

资料来源：张青松《现网 5G 基站电源配套改造的研究与应用》，海通证券研究所

以往，通信基站的备用电源主要是铅酸电池。相对铅酸电池，磷酸铁锂电池重量比能量和体积比能量更高，循环寿命更长，且近年来，磷酸铁锂电池价格持续下行，在通信基站备用电源领域的性价比不断凸显。

**表 8 铅蓄电池与磷酸铁锂电池参数对比**

属性	铅酸蓄电池	磷酸铁锂电池
重量能量比/(Wh/kg)	30-45	110-190
体积能量比/(Wh/L)	60-90	170-265
循环寿命/次	300-500	>2000
充电性能	超过 25℃，充放电能力下降，寿命降低	充放电能力基本一致，不影响寿命
倍率放电能力	1C	10C
每月自放电比例	4%以下	2%以下
能量转化效率	低于 80%	高于 95%
快速充电能力	差	强
耐过充能力	好	优秀
安全性	腐蚀性	强
记忆效应	有	无

资料来源：刘圣庆《延长基站传输备电时长的技术应用》，海通证券研究所

2018 年，中国铁塔已停止采购铅酸电池，大部分基站改造升级项目选择锂离子电池。根据高工锂电数据统计，2019 年中国基站锂电池出货量达 5.5GWh，同比增长 71.9%，其主要增量来自铁塔采购的梯次电池，而新生锂电池的增量低于 2019 年初的预期，直接原因是三大运营商推迟基站锂电池招标。

2020 年 3 月，中国移动发布公告，2020 年计划招标 1.95GWh 磷酸铁锂电池，用于通信领域；中国铁塔发布采购公告，宣布将招标采购 2GWh 磷酸铁锂电池组产品。根据高工锂电，5G 基站锂电池市场的产业临界点已接近，2020 年将是中国 5G 基站锂电池产业快速发展的起始之年，基于高工锂电保守预计，2020 年新建及改造的 5G 基站需求量将达到 10GWh。

价格方面，根据中国移动 2020 年通信用磷酸铁锂电池中标结果来看，不含税中标均价在 0.7 元/WH，其中中天科技中标份额 18.85%，中标价格在 0.66 元/WH。

表 9 中国移动 2020 年通信用磷酸铁锂电池中标结果

	中标份额	中标容量 (GWH)	中标金额 (不含税, 亿元)	不含税单价 (元/WH)
中天科技	18.85%	0.368	2.434	0.66
海四达	15.94%	0.311	2.118	0.68
双登集团	14.49%	0.283	2.061	0.73
亿纬锂能	13.04%	0.255	1.790	0.70
南都电源	11.59%	0.226	1.575	0.70
雄韬电源	10.14%	0.198	1.430	0.72
哈尔滨光宇	8.70%	0.170	1.216	0.72
力朗电池	7.25%	0.142	1.054	0.74
合计	100.00%	1.95	13.68	0.70

资料来源：采招网，海通证券研究所

## 2.4 其他

**传统电源侧，储能主要用于辅助动态运行：**储能装置和火电机组共同按照调度的要求调整输出，从而尽可能减小火电机组输出的波动，使火电机组工作在接近经济运行状态下。我们认为，由于储能技术具备快速响应能力，通过应用储能技术进行辅助动态运行可以提高火电机组的效率，减少碳排放。

**电网侧，储能在调峰、调频、缓解阻塞、替代和延缓输配电投资、电压支撑与无功控制、故障紧急备用等方面发挥重要作用。**储能与电网的深度融合，可以改进偏重于电力平衡的传统电网规划和调度方式，提升清洁能源消纳能力、大电网安全稳定运行水平和电网投资运行效率，将开启电网智能柔性、经济高效的新模式。

**辅助服务，包括容量型和功率型服务，容量型服务如电网调峰、加载跟随和黑启动等，功率型服务如调频辅助和电压支持等。**储能电池技术在提高电网调频能力方面，可以减小因频繁切换而造成传统调频电源的损耗；在提升电网调峰能力方面，根据电源和负荷的变化情况，储能系统可以及时可靠地响应调度指令，并根据指令改变其出力水平。

### 3. 用户侧峰谷电价套利经济性测算

我们以江苏省、浙江省为例进行用户侧储能投资回报测算，然后进一步对简化后的模型进行敏感性分析。以下测算假设较为理想的企业用能状态，即企业在尖峰/高峰时段有充足的用能需求，现实中需结合企业实际用能情况。

根据我们的测算，理想的用能状态下，江苏用户侧储能项目全投资回报率在 7.5%，考虑融资情况下（70%融资，利率 6%），回报率在 11.3%；浙江用户侧储能项目全投资回报率 3.8%。

简化模型来看，理想的用能状态下，不考虑融资，峰谷电价差在 0.6 元/KWh 以上时，项目有一定的经济性；考虑融资，当储能成本降至 1.6 元/Wh 以下时，峰谷电价差在 0.5 元/KWh 以上时，项目有较好的经济性。

#### 3.1 江苏省

**分时电价情况：**对于 1-10KV 的大工业用电用户，高峰时段为：8:00-12:00、17:00-21:00，对应电价 1.0697 元/KWh；平段为：12:00-17:00、21:00-24:00，对应电价 0.6418 元/KWh；低谷为 0:00-8:00，对应电价 0.3139 元/KWh。

考虑江苏省峰谷电价特点，假设在用户侧安装 250KW/1MWh（实际放电能力 1MWh）的项目，按 2 元/Wh 的投资成本计算，投资额在 200 万元。

**基础假设：**

**充放电次数：**一天 2 充 2 放，最大功率下，单次充放电时间均在 4h，具体如下：

0:00-8:00，谷电充电；8:00-12:00，峰电放电；12:00-17:00，平电充电；17:00-21:00，峰电放电。

**生命周期：**10 年生命周期，一年运行 350 天，对应 7000 次循环。

**充电效率：**95%

**年维护成本：**项目投资额的 2%

**人工成本：**3.6 万元/年

**容量每年递减比例：**2%

**残值率：**0%

**融资比例：**70%

**融资利率：**6%

我们测算得到，不考虑融资情况下，项目全投资回报率 7.5%，静态回收期 7 年；考虑融资情况下（70%融资，利率 6%），回报率 11.3%，静态回收期为 6 年。

表 10 江苏省用户侧储能项目收益测算（250KW/1MWh）

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
放电容量 (KWh)		1000	980	960	941	922	904	886	868	851	834
年运行时间 (天)		350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
谷段充电费用 (元)		-115647	-113334	-111068	-108846	-106669	-104536	-102445	-100396	-98389	-96421
平段充电费用 (元)		-236453	-231724	-227089	-222547	-218096	-213734	-209460	-205271	-201165	-197142
峰段放电收入 (元)		748790	733814	719138	704755	690660	676847	663310	650044	637043	624302
电费节省收益(元)		396690	388756	380981	373361	365894	358576	351405	344377	337489	330739
本金投入 (元)	600000										
贷款余额 (元)	1400000	1293785	1181197	1061853	935350	801255	659116	508447	348739	179448	0
还本付息 (元)		-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215
人工成本 (元)		-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000
维护成本(元)		-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000
净现金流 (元)	-600000	130475	122541	114766	107146	99679	92361	85190	78162	71274	64524
累计现金流 (元)		-469525	-346984	-232218	-125072	-25393	66968	152158	230320	301594	366118
全投资现金流 (元)	-2000000	320690	312756	304981	297361	289894	282576	275405	268377	261489	254739
全投资累计现金流 (元)		-1679310	-1366554	-1061573	-764211	-474317	-191741	83664	352041	613530	868269

资料来源：海通证券研究所测算

## 3.2 浙江省

**分时电价情况：**对于 1-10KV 的大工业用电用户，尖峰时段为：19:00-21:00，对应电价 1.0824 元/KWh；高峰时段为：8:00-11:00、13:00-19:00、21:00-22:00，对应电价 0.9004 元/KWh；低谷为 22:00-8:00，11:00-13:00，对应电价 0.4164 元/KWh。

考虑浙江省峰谷电价特点，假设在用户侧安装 250KW/500KWh（实际放电能力 500KWh）的项目，按 2 元/Wh 的投资成本计算，投资额在 100 万元。

**基础假设：**

**充放电次数：**一天 2 充 2 放，最大功率下，单次充放电时间均在 2h，具体如下：

22:00-8:00，谷电充电；8:00-11:00，峰电放电；11:00-13:00，谷电充电；19:00-21:00，尖峰放电

**生命周期：**10 年生命周期，一年运行 350 天，对应 7000 次循环

**充电效率：**95%

**年维护成本：**项目投资额的 2%

**人工成本：**3.6 万元/年

**容量每年递减比例：**2%

**残值率：**0%

**融资比例：**70%

**融资利率：**6%

我们测算得到，不考虑融资情况下，项目全投资回报率 3.8%，静态回收期 9 年。



表 11 浙江省用户侧储能项目收益测算（250KW/500KWh）

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
放电容量 (KWh)		500	490	480	471	461	452	443	434	425	417
年运行时间 (天)		350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
谷段充电费用 (元)		-153411	-150342	-147335	-144389	-141501	-138671	-135898	-133180	-130516	-127906
峰段放电费用 (元)		157570	154419	151330	148304	145338	142431	139582	136791	134055	131374
尖峰段放电收入 (元)		189420	185632	181919	178281	174715	171221	167796	164440	161152	157929
<b>电费节省收益</b>		<b>193579</b>	<b>189708</b>	<b>185914</b>	<b>182195</b>	<b>178552</b>	<b>174981</b>	<b>171481</b>	<b>168051</b>	<b>164690</b>	<b>161396</b>
本金投入 (元)	300000										
贷款余额 (元)	700000	646892	590598	530927	467675	400628	329558	254224	174370	89724	0
还本付息 (元)		-95108	-95108	-95108	-95108	-95108	-95108	-95108	-95108	-95108	-95108
人工成本 (元)		-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000
维护成本 (元)		-20000	-20000	-20000	-20000	-20000	-20000	-20000	-20000	-20000	-20000
<b>净现金流 (元)</b>	<b>-300000</b>	<b>42472</b>	<b>38600</b>	<b>34806</b>	<b>31088</b>	<b>27444</b>	<b>23873</b>	<b>20373</b>	<b>16944</b>	<b>13583</b>	<b>10289</b>
<b>累计现金流 (元)</b>		<b>-257528</b>	<b>-218928</b>	<b>-184122</b>	<b>-153034</b>	<b>-125590</b>	<b>-101717</b>	<b>-81344</b>	<b>-64400</b>	<b>-50817</b>	<b>-40528</b>
<b>全投资现金流 (元)</b>	<b>-1000000</b>	<b>137579</b>	<b>133708</b>	<b>129914</b>	<b>126195</b>	<b>122552</b>	<b>118981</b>	<b>115481</b>	<b>112051</b>	<b>108690</b>	<b>105396</b>
<b>全投资累计现金流 (元)</b>		<b>-862421</b>	<b>-728713</b>	<b>-598799</b>	<b>-472603</b>	<b>-350052</b>	<b>-231071</b>	<b>-115591</b>	<b>-3539</b>	<b>105151</b>	<b>210547</b>

资料来源：海通证券研究所测算

### 3.3 简化模型及敏感性分析

假设在用户侧安装 250KW/1MWh（实际放电能力 1MWh）的项目，按 2 元/Wh 的投资成本计算，投资额在 200 万元。

**基础假设：**

**充放电次数：**一天 2 充 2 放，谷电价格下充电，峰电价格下放电，满充满放

**峰谷电价：**谷电价格 0.3 元/Kwh，峰谷价差 0.6 元/Kwh

**生命周期：**10 年生命周期，一年运行 350 天，对应 7000 次循环

**年维护成本：**项目投资额的 2%

**人工成本：**3.6 万元/年

**充电效率：**95%

**容量每年递减比例：**2%

**残值率：**0%

**融资比例：**70%

**融资利率：**6%

我们测算得到，不考虑融资情况下，项目全投资回报率 8.4%，静态回收期 7 年；考虑融资情况下（70%融资，利率 6%），回报率 14.2%，静态回收期为 5 年。

表 12 用户侧储能项目收益测算（250KW/1MWh）

年份	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
放电容量 (KWh)		1000	980	960	941	922	904	886	868	851	834
年运行时间 (天)		350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
谷段充电费用 (元)		-221053	-216632	-212299	-208053	-203892	-199814	-195818	-191901	-188063	-184302
峰段放电收入 (元)		630000	617400	605052	592951	581092	569470	558081	546919	535981	525261
电费节省收益 (元)		408947	400768	392753	384898	377200	369656	362263	355018	347917	340959
本金投入 (元)	600000										
贷款余额 (元)	1400000	1293785	1181197	1061853	935350	801255	659116	508447	348739	179448	0
还本付息 (元)		-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215	-190215
人工成本 (元)		-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000	-36000
维护成本 (元)		-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000	-40000
净现金流 (元)	-600000	142732	134553	126538	118683	110985	103441	96048	88803	81702	74744
累计现金流 (元)		-457268	-322714	-196177	-77494	33491	136932	232980	321782	403484	478228
全投资现金流 (元)	-2000000	332947	324768	316753	308898	301200	293656	286263	279018	271917	264959
全投资累计现金流 (元)		-1667053	-1342284	-1025531	-716633	-415433	-121777	164486	443503	715421	980380

资料来源：海通证券研究所测算

考虑储能成本变化和峰谷电价差变化，我们进一步做敏感性分析。

不考虑融资的情况下，峰谷电价差在 0.6 元/KWh 以上时，项目有一定的经济性。考虑融资，当储能成本降至 1.6 元/Wh 以下时，峰谷电价差在 0.5 元/KWh 以上时，项目有较好的经济性。

表 13 考虑融资情况下，储能项目投资回报敏感性分析

IRR (融资 70%，6%利率)		投资成本 (万元/MWh)				
		200	180	160	140	120
峰谷价差 (元/KWh)	0.50	-6.7%	4.8%	15.4%	26.8%	40.5%
	0.55	5.3%	14.7%	24.8%	36.5%	51.1%
	0.60	14.2%	23.2%	33.4%	45.7%	61.3%
	0.65	21.9%	31.0%	41.6%	54.6%	71.4%
	0.70	29.0%	38.3%	49.4%	63.3%	81.3%
	0.75	35.7%	45.4%	57.2%	71.9%	91.2%

资料来源：海通证券研究所测算

表 14 储能项目全投资回报敏感性分析

IRR (全投资回报率)		投资成本 (万元/MWh)				
		200	180	160	140	120
峰谷价差 (元/KWh)	0.50	3.1%	3.4%	3.8%	4.1%	4.5%
	0.55	5.8%	6.1%	6.5%	6.8%	7.1%
	0.60	8.4%	8.7%	9.0%	9.3%	9.6%
	0.65	10.8%	11.1%	11.4%	11.7%	12.0%
	0.70	13.2%	13.4%	13.7%	14.0%	14.3%
	0.75	15.4%	15.7%	16.0%	16.2%	16.5%

资料来源：海通证券研究所测算

## 4. 可再生能源并网配套储能经济性测算

对于 100MW 的光伏项目，假设配套 10MWh 储能系统，按年运行 300 天，每天 2 充 2 放，增加利用小时数 600 万 KWh。假设 I 类-III 类资源区不配套储能情况下，年利用小时数分别在 1500h、1300h、1100h，则 10MWh 储能项目对应的增发比例分别为 4.0%、4.6%、5.5%。

考虑到光伏电站配套储能，后续人工、运维等成本都非常小，为简化计算，我们近似把增发收入看作现金净流入，不考虑储能容量的衰退，测算静态回收期：

在储能系统单位投资成本在 2 元/Wh 的情况下，我们分别选择甘肃（I 类资源区）、四川（II 类资源区）、浙江（III 类资源区）进行测算，假设增发电量按当地燃煤基准电价上网，对应静态回收期分别为 12.1 年、9.3 年和 9.1 年；回收期对应的电池循环次数分别为 7284 次、5588 次和 5438 次。

表 15 光伏配套储能回收期测算

区域	利用小时 (h)	配套储能装机 (放电容量, MWh)	单位投资成本 (元/Wh)	每天循环次数 (次)	每年工作时间 (天)	增发电量 (万 KWh)	增发比例	放电效率	增加上网电量 (万 KWh)	燃煤基准电价 (含税)	增发收入 (万元)	静态回收期 (年)	对应循环次数 (次)
甘肃 (I 类资源区)	1500	10	2	2	300	600	4.0%	95%	570	0.3078	165	12.1	7284
四川 (II 类资源区)	1300	10	2	2	300	600	4.6%	95%	570	0.4012	215	9.3	5588
浙江 (III 类资源区)	1100	10	2	2	300	600	5.5%	95%	570	0.4123	221	9.1	5438

资料来源：海通证券研究所测算

考虑到储能项目的回收期与单位投资成本、上网电价的相关性，我们对此做敏感性分析，具体如下：

在 0.4 元/KWh 的电价下，当储能投资成本在 1.6 元/Wh 以下时，回收期在 7.5 年以内。

表 16 光伏配套储能项目回收期敏感性分析 (年)

		储能系统单位投资成本 (元/Wh)				
		2	1.8	1.6	1.4	1.2
电价 (含税, KWh)	0.25	14.9	13.5	12.0	10.5	9.0
	0.30	12.5	11.2	10.0	8.7	7.5
	0.35	10.7	9.6	8.5	7.5	6.4
	0.40	9.3	8.4	7.5	6.5	5.6
	0.45	8.3	7.5	6.6	5.8	5.0
	0.50	7.5	6.7	6.0	5.2	4.5

资料来源：海通证券研究所测算

此外，我们对不同循环寿命、不同投资成本下，度电存储成本做敏感性分析，为简化测算，不考虑人工、运维成本和容量衰减，具体如下：

在储能系统单位投资成本在 2 元/Wh 的情况下，假设储能电池循环寿命在 7000 次，不考虑容量衰减，度电储能成本在 0.286 元；若储能电池循环寿命能做到 10000 次，

不考虑容量衰减，度电储能成本在 0.20 元。

在储能系统单位投资成本在 1.6 元/Wh 的情况下，假设储能电池循环寿命在 7000 次，不考虑容量衰减，度电储能成本在 0.229 元；若储能电池循环寿命能做到 10000 次，不考虑容量衰减，度电储能成本在 0.160 元。

**表 17 度电存储成本敏感性分析（元/KWh）**

		储能系统单位投资成本（元/Wh）				
		2	1.8	1.6	1.4	1.2
循环次数（次）	6000	0.333	0.300	0.267	0.233	0.200
	7000	0.286	0.257	0.229	0.200	0.171
	8000	0.250	0.225	0.200	0.175	0.150
	9000	0.222	0.200	0.178	0.156	0.133
	10000	0.200	0.180	0.160	0.140	0.120

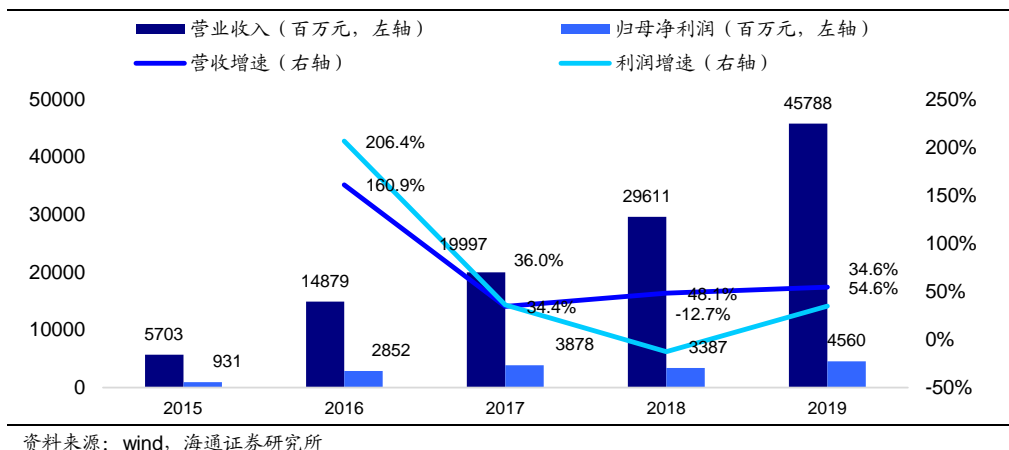
资料来源：海通证券研究所测算

## 5. 相关标的

### 5.1 宁德时代

宁德时代成立于 2011 年，2018 年深交所创业板上市，是全球领先的动力电池系统提供商，专注于新能源汽车动力电池系统、储能系统的研发、生产和销售，致力于为全球新能源应用提供一流解决方案。

图17 宁德时代营收、利润情况



公司收入以动力电池系统业务为主，2019 年占 84.3%，储能业务快速发展，2019 年实现收入 6.1 亿元，同比增长 221.9%，收入占比达 1.3%。

图18 宁德时代 2015-2019 年分业务收入情况 (百万元)

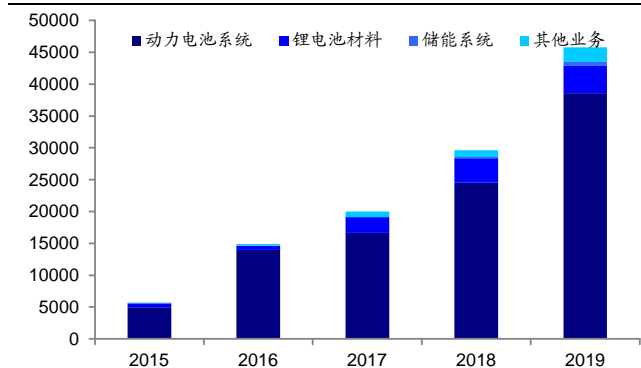
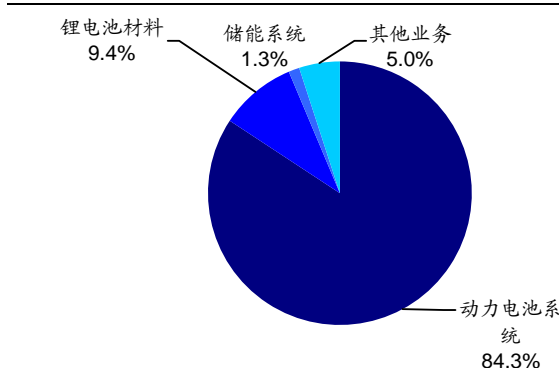


图19 宁德时代收入构成 (2019 年)



2019 年以来，宁德时代快速推进储能业务的布局以及外部的合作。

2020 年 2 月，公司公告非公开发行股票预案，其中募投项目中包含：江苏时代动力及储能锂离子电池研发与生产项目（三期）（项目总投资 74 亿元，新增锂电池产能 24GWh）、电化学储能前沿技术储备研发项目（项目总投资 30 亿元，围绕能源材料领域的重大关键核心问题，布局“新储能材料化学体系、新储能系统设计与工程、新储能系统应用场景”三大主攻方向和“先进材料与器件、先进方法与装备、产业建设体系、能源政策智库”四大支撑方向）。

2020 年 3-4 月，公司先后与国网综能合资成立新疆项目公司和国网时代，合作进行储能项目建设、投资及运营。



表 18 宁德时代储能业务合作布局

时间	合作方	合作内容
2019 年 1 月	星云股份	与星云股份成立合资公司时代星云，对大数据软件服务、储能用 BMS、系统集成等进行研发和生产
2019 年 3 月	美国 Powin Energy	与美国 Powin Energy 签订供货合约，三年供货 1.85GWH
2019 年 4 月	科士达	与科士达成立合资公司，共同出资 2 亿，宁德时代持股 51%，科士达持股 49%。开发生产储能和充电桩等相关产品
2020 年 3 月	福建百城新能源	与福建百城新能源成立合资公司，宁德时代持股 49%，布局光储充检一体化业务
2020 年 3 月	国家电网	与国网综能成立新疆项目公司，出资 3000 万，与国网合作进行储能项目的投资、建设、运营
2020 年 4 月	国家电网	与国网综能合资成立国网时代，出资 4 亿，主要进行储能项目建设、开发和运维，储能研发、集成，储能调试
2020 年 4 月	易事特	与易事特成立合资公司，开发、生产、销售储能 PACK 产品及相关配套服务，初步产能为 1GWH

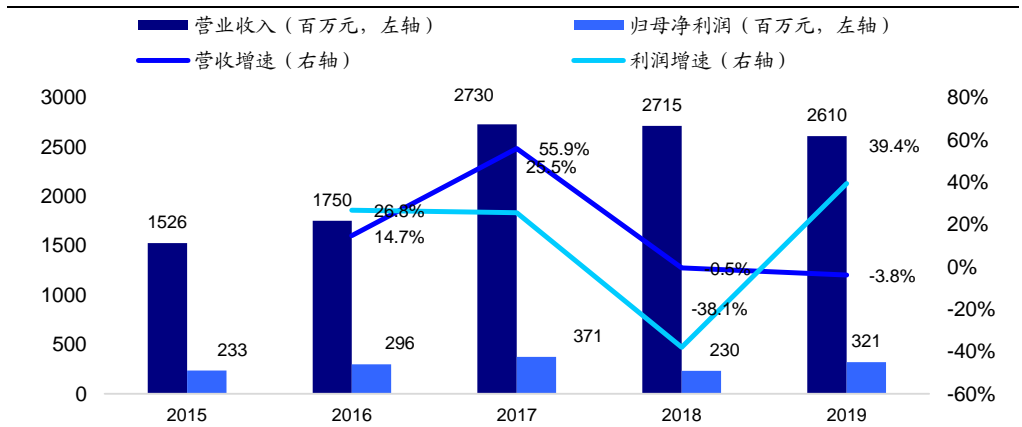
资料来源：鑫锂锂电微信公众号，海通证券研究所

**风险提示：**储能业务发展低于预期；动力电池竞争加剧导致盈利能力下滑。

## 5.2 科士达

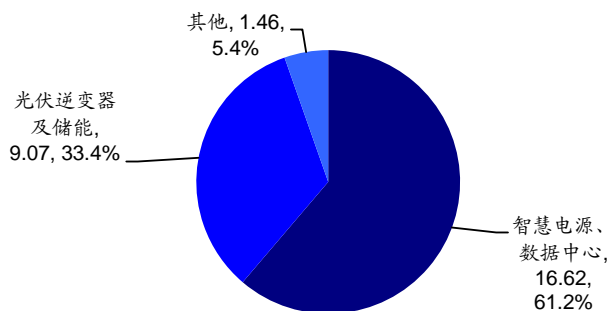
科士达成立于 1993 年，专注于电力电子及新能源领域，产品涵盖 UPS 不间断电源、数据中心关键基础设施（UPS、蓄电池、精密配电、精密空调、网络服务器机柜、机房动力环境监控）、太阳能光伏逆变器、逆变电源、新能源汽车充电桩（交流充电桩、直流充电桩、直流充电模块、充电桩运营平台）等。

图 20 科士达营收、利润情况



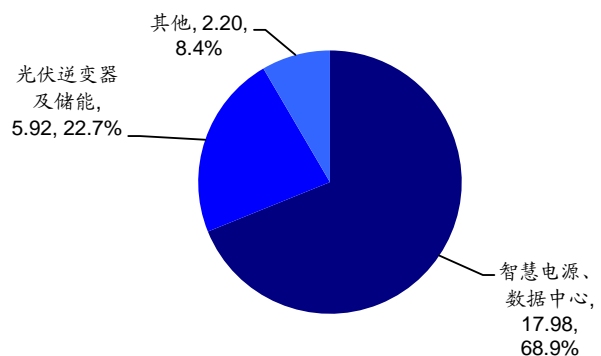
资料来源：wind，海通证券研究所

图 21 科士达 2018 年分业务收入情况 (亿元)



资料来源：wind，海通证券研究所

图 22 科士达 2019 年分业务收入情况 (亿元)



资料来源：wind，海通证券研究所

公司在光储充系统、调峰调频系统等细分市场推出了一系列具有竞争力的产品和解决方案，与国家电投中电国际北科产业园开展了项目合作与开发。同时公司光储充系统、大型集装箱式储能集成系统在东南亚等国家已批量应用，并得到市场的高度认可。

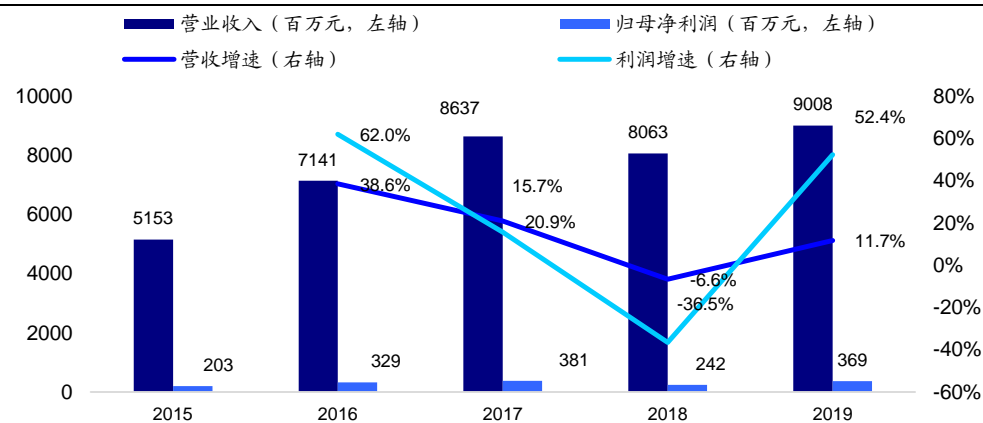
此外，根据公司 2019 年 7 月 12 日公告，公司与宁德时代拟合作合资设立宁德时代科士达科技有限公司（公司出资 9800 万元，持股 49%），以开发、生产及销售储能系统 PCS、特殊储能 PACK、充电桩及“光储充”一体化相关产品。

**风险提示：**储能业务发展低于预期。

### 5.3 南都电源

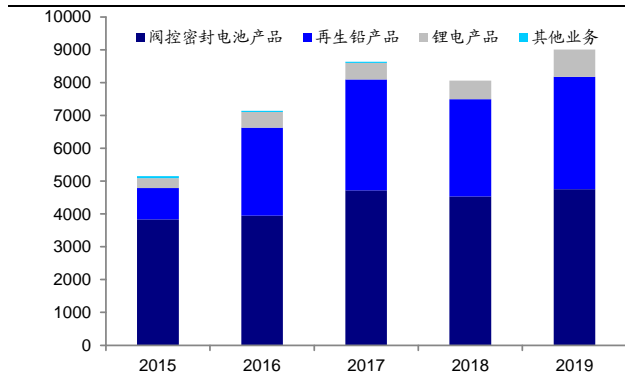
南都电源成立于 1994 年，2010 年深交所创业板上市。公司主营业务包含通信及数据、智慧储能、新能源动力全系列产品和系统的研发、制造、销售、服务及环保型资源再生，已形成“原材料-产品应用-系统解决方案-运营服务-资源再生-原材料”的全封闭产业链，并成为储能及资源再生等多个领域的领导者。

图23 南都电源营收、利润情况



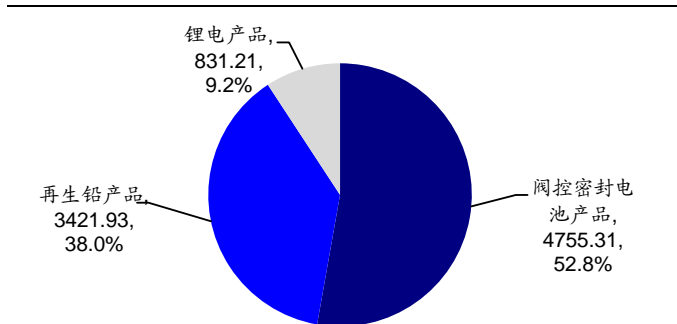
资料来源：wind，海通证券研究所

图24 南都电源 2015-2019 年分业务收入情况 (百万元)



资料来源：wind，海通证券研究所

图25 南都电源 2019 年分业务收入情况 (百万元)



资料来源：wind，海通证券研究所

公司自 2011 年起就已进入储能行业，投建国内第一个储能示范项目“东福山岛风光柴储能电站”，经过多年的探索和拓展，公司已具备从储能产品及系统的研发生产、系统集成到运营服务的系统解决方案的能力，在用户侧、电网侧、新能源发电侧均已实现大规模应用。

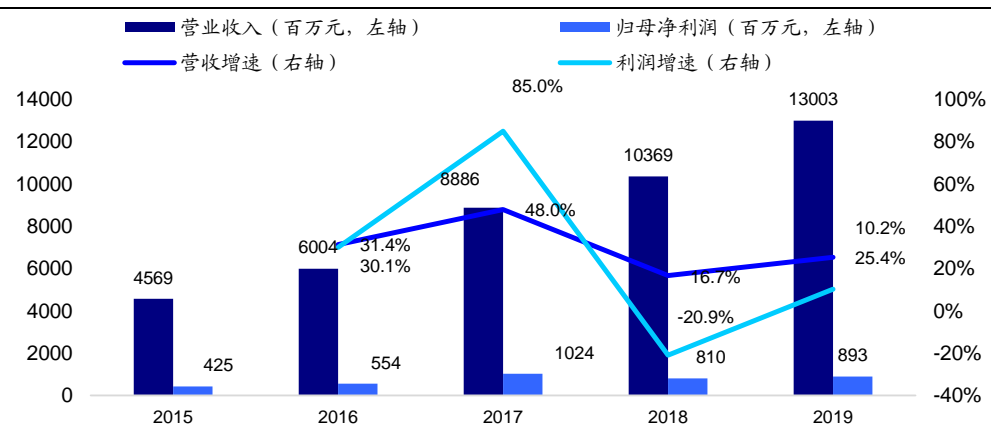
针对储能系统，公司可以提供铅炭及锂电等多种解决方案，其中铅炭电池主要应用于能量型应用场景，包括用户侧储能、分布式储能等；锂电主要应用于功率型应用场景，包括电网调峰调频等。截止 2019 年底，公司在全球储能装机规模超过 1000MWh，遥遥领先于同行。根据中关村储能产业技术联盟统计，公司 2017 年、2018 年连续两年国内新增电化学储能项目中装机规模、功率规模均列第一。

**风险提示：**储能业务发展低于预期；铅酸电池需求下滑。

## 5.4 阳光电源

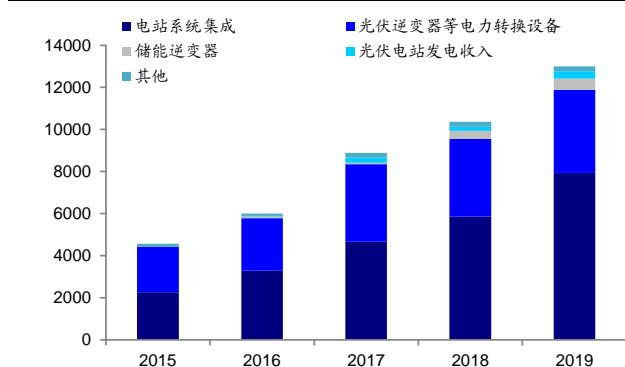
阳光电源成立于 1997 年，2011 年深交所创业板上市，是一家专注于太阳能、风能、储能、电动汽车等新能源电源设备及系统解决方案的研发、生产、销售和服务的高新技术企业。主要产品和业务包括光伏逆变器、风能变流器、储能系统、新能源汽车驱动系统、水面光伏设备、智慧能源运维服务等。

图26 阳光电源营收、利润情况



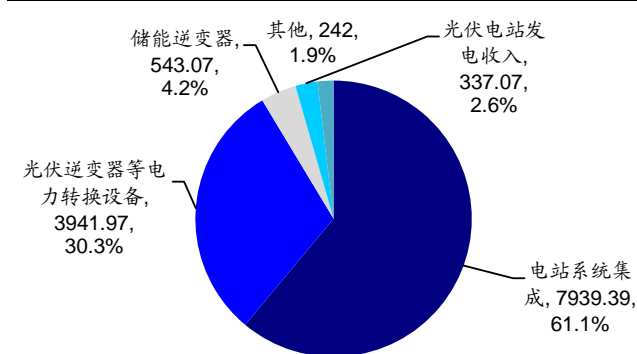
资料来源：wind，海通证券研究所

图27 阳光电源 2015-2019 年分业务收入情况 (百万元)



资料来源：wind，海通证券研究所

图28 阳光电源 2019 年分业务收入情况 (百万元)



资料来源：wind，海通证券研究所

2019 年，公司储能业务持续快速增长，收入 5.43 亿元，同比增长 41.8%，产品型谱持续优化，覆盖 0.5C 到 4C 的能量型、功率型等各类储能应用场景需求。

公司储能系统广泛应用于德国、英国、日本等多个国家，在北美，公司仅工商业储能市场份额就超过了 15%；在澳洲，公司户用光储系统市占率超 10%。截至 2019 年底，公司参与的全球重大储能系统项目超过 900 个，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拥有广泛的应用经验。

表 19 阳光电源参与的部分储能项目

项目名称	公司参与内容	项目特点
江苏扬子江船厂 17MW/38.7MWh 用户侧储能项目	公司创新性地采用了 双层叠放的一体化储 能系统解决方案,节省 占地面积超 50%,进 一步降低投资成本	该项目将有效降低客户用电成本,增加客户收益,缓解夏季高峰期 用电压力的同时进一步提升电网友好性,完美匹配客户需求。该 项目投运后将成为国内最大的用户侧锂电池储能系统。
青海乌兰 55MW/110MWh 风储融合项目	公司为该项目提供涵 盖储能变流器及锂电 池的集成化系统解决 方案	该项目在平抑风电出力波动,大大减轻电网稳定运行压力的同时, 还可降低弃风率,提高风电消纳及电力系统传输效率。该项目是青 海省首个风电储能项目,具有独特的示范意义。
英国 27MW/30MWh 光储融合项目	公司不仅提供全球领 先的 1500V 箱式中压 逆变器,还为客户提供 最优化的储能系统一 体化解决方案	采用高度集成储能变流器、锂电池等核心设备,不仅安装场地选择 灵活,大幅度降低施工难度及投资成本,后期运维也更为便捷,极 大提升客户经济价值。该项目是英国目前最大的光储融合项目,标 志着英国“无补贴时代”的逐步到来。
美国佛罗里达州 5MW+1.5MW /3.836MWh 大型 光伏储能项目	采用公司 1500V 直流 耦合光伏+储能系统 整体解决方案	中国直流耦合先进技术在美国市场的首次应用。该方案不仅能够充 分提高光伏电站发电利用率,针对原有光伏系统,无需改造即可安 装,助力收益最大化;且商用直流耦合光伏+储能装置不仅能够从 NEM 政策中受益,而且还能够扩展太阳能系统的规模,减少安装 成本,并加快互连审批时间。
英国门迪 100MW /100MWh 项目	公司是此次项目的储 能系统集成商	公司充分发挥了在设备和系统集成上的优势,提供了一流的电池、 PCS、EMS 等软硬件一体化解决方案。电站建成后可提高当地电 网接纳可再生能源的能力,实现需求侧管理、消减峰谷差、平滑负 荷,提高电力系统运行安全性和稳定性。

资料来源：公司 2019 年报，海通证券研究所

**风险提示：**储能业务发展低于预期；全球光伏装机低于预期。

## 6. 投资建议

国内电化学储能领域迎来了快速发展：根据 CNESA 微信公众号，截至 2019 年底，中国电化学储能项目累计装机达 1709.6MW，较 2018 年底增长 59.4%，其中新增投运规模 636.9MW，位居全球榜首。

应用端：（1）对于用户侧峰谷电价套利，根据我们测算，理想的用能状态下，不考虑融资，峰谷电价差在 0.6 元/KWh 以上时，项目有一定的经济性；考虑融资，当储能成本降至 1.6 元/Wh 以下时，峰谷电价差在 0.5 元/KWh 以上时，项目有较好的经济性。（2）可再生能源并网配套储能，在储能系统单位投资成本在 2 元/Wh 的情况下，I 类-III 类区域静态回收期分别为 10.7 年、9.3 年和 7.6 年；此外，在 0.4 元/KWh 的电价下，当储能投资成本在 1.6 元/Wh 以下时，回收期在 7.5 年以内。

成本端，近年锂电池成本快速下降：根据 GGII 数据，2020 年一季度，LFP 动力电池包和 NCM 动力电池包不含税价格分别为 0.79 元/Wh 和 0.86 元/Wh。

2020 年 6 月，国家发改委、能源局印发《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》，提出：“推动储能技术应用，鼓励电源侧、电网侧和用户侧储能应用，鼓励多元化的社会资源投资储能建设。”我们认为，随着锂电池成本的持续下降，储能的用户侧、可再生能源并网配套等领域的需求有望迎来快速增长。

建议关注：宁德时代、科士达、南都电源、阳光电源、欣旺达、亿纬锂能、德方纳米等。

## 7. 风险提示

（1）产业政策变化风险；（2）峰谷价差收窄风险；（3）技术变动风险。



# 信息披露

## 分析师声明

张一弛 电力设备及新能源行业  
徐柏乔 电力设备及新能源行业  
曾彪 电力设备及新能源行业  
陈佳彬 电力设备及新能源行业

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

## 分析师负责的股票研究范围

重点研究上市公司： 卧龙电驱,许继电气,公牛集团,恩捷股份,当升科技,信捷电气,宁德时代,天顺风能,南都电源,阳光电源,良信电器,林洋能源,正泰电器,炬华科技,金风科技,东方电缆,红相股份,亿纬锂能,汇川技术,中科电气,东方电气,嘉元科技,科士达,璞泰来,容百科技,欣旺达,明阳智能,天奈科技,国电南瑞,国网信通

## 投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准: 以报告发布后的 6 个月内的市场表现为比较标准,报告发布日后 6 个月内的公司股价(或行业指数)的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅; 2. 市场基准指数的比较标准: A 股市场以海通综指为基准;香港市场以恒生指数为基准;美国市场以标普 500 或纳斯达克综合指数为基准。	类 别	评 级	说 明
	股票投资评级	优于大市	预期个股相对基准指数涨幅在 10%以上;
		中性	预期个股相对基准指数涨幅介于-10%与 10%之间;
		弱于大市	预期个股相对基准指数涨幅低于-10%及以下;
		无评级	对于个股未来 6 个月市场表现与基准指数相比无明确观点。
	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上;
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间;
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平-10%以下。

## 法律声明

本报告仅供海通证券股份有限公司(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。在任何情况下,本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断,本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。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。

市场有风险,投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考,不构成投资建议,也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下,海通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。

本报告仅向特定客户传送,未经海通证券研究所书面授权,本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品,或再次分发给任何其他人,或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容,务必联络海通证券研究所并获得许可,并需注明出处为海通证券研究所,且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可,海通证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

## 海通证券股份有限公司研究所

路 颖 所长  
(021)23219403 luying@htsec.com

高道德 副所长  
(021)63411586 gaodd@htsec.com

姜 超 副所长  
(021)23212042 jc9001@htsec.com

邓 勇 副所长  
(021)23219404 dengyong@htsec.com

荀玉根 副所长  
(021)23219658 xyg6052@htsec.com

涂力磊 所长助理  
(021)23219747 tll5535@htsec.com

### 宏观经济研究团队

姜 超(021)23212042 jc9001@htsec.com  
于 博(021)23219820 yb9744@htsec.com  
李金柳(021)23219885 ljl11087@htsec.com  
宋 潇(021)23154483 sx11788@htsec.com  
陈 兴(021)23154504 cx12025@htsec.com  
联系人  
应稼娴(021)23219394 yjx12725@htsec.com

### 金融工程研究团队

高道德(021)63411586 gaodd@htsec.com  
冯佳睿(021)23219732 fengjr@htsec.com  
郑雅斌(021)23219395 zhengyb@htsec.com  
罗 蕾(021)23219984 ll9773@htsec.com  
余浩淼(021)23219883 yhm9591@htsec.com  
袁林青(021)23212230 ylq9619@htsec.com  
姚 石(021)23219443 ys10481@htsec.com  
吕丽颖(021)23219745 lly10892@htsec.com  
张振岗(021)23154386 zzg11641@htsec.com  
颜 伟(021)23219914 yw10384@htsec.com

### 金融产品研究团队

高道德(021)63411586 gaodd@htsec.com  
倪韵婷(021)23219419 niyt@htsec.com  
唐洋运(021)23219004 tangyy@htsec.com  
皮 灵(021)23154168 pl10382@htsec.com  
徐燕红(021)23219326 xyh10763@htsec.com  
谈 鑫(021)23219686 tx10771@htsec.com  
王 毅(021)23219819 wy10876@htsec.com  
蔡思圆(021)23219433 csy11033@htsec.com  
庄梓恺(021)23219370 zzk11560@htsec.com  
周一洋(021)23219774 zyy10866@htsec.com  
联系人  
谭实宏(021)23219445 tsh12355@htsec.com  
吴其右(021)23154167 wqy12576@htsec.com

### 固定收益研究团队

姜 超(021)23212042 jc9001@htsec.com  
周 霞(021)23219807 zx6701@htsec.com  
姜珊珊(021)23154121 jps10296@htsec.com  
杜 佳(021)23154149 dj11195@htsec.com  
联系人  
王巧喆(021)23154142 wqz12709@htsec.com

### 策略研究团队

荀玉根(021)23219658 xyg6052@htsec.com  
高 上(021)23154132 gs10373@htsec.com  
李 影(021)23154117 ly11082@htsec.com  
姚 佩(021)23154184 yp11059@htsec.com  
周旭辉 zhx12382@htsec.com  
张向伟(021)23154141 zxw10402@htsec.com  
李姝醒 lsx11330@htsec.com  
曾 知(021)23219810 zz9612@htsec.com  
联系人  
唐一杰(021)23219406 tyj11545@htsec.com  
郑子勋(021)23219733 zzx12149@htsec.com  
王一潇(021)23219400 wyx12372@htsec.com  
吴信坤 021-23154147 wxk12750@htsec.com

### 中小市值团队

钮宇鸣(021)23219420 ymniu@htsec.com  
孔维娜(021)23219223 kongwn@htsec.com  
潘莹练(021)23154122 pyl10297@htsec.com  
相 姜(021)23219945 xj11211@htsec.com  
联系人  
王固沁 02123154123 wyq12745@htsec.com

### 政策研究团队

李明亮(021)23219434 lml@htsec.com  
陈久红(021)23219393 chenjiuhong@htsec.com  
吴一萍(021)23219387 wuyiping@htsec.com  
朱 蕾(021)23219946 zl8316@htsec.com  
周洪荣(021)23219953 zhr8381@htsec.com  
王 旭(021)23219396 wx5937@htsec.com

### 石油化工行业

邓 勇(021)23219404 dengyong@htsec.com  
朱军军(021)23154143 zjj10419@htsec.com  
胡 歆(021)23154505 hx11853@htsec.com  
联系人  
张 璇(021)23219411 zx12361@htsec.com

### 医药行业

余文心(0755)82780398 ywx9461@htsec.com  
郑 琴(021)23219808 zq6670@htsec.com  
贺文斌(010)68067998 hwb10850@htsec.com  
范国钦 02123154384 fgq12116@htsec.com  
联系人  
梁广楷(010)56760096 lgk12371@htsec.com  
朱赵明(010)56760092 zzm12569@htsec.com

### 汽车行业

王 猛(021)23154017 wm10860@htsec.com  
杜 威(0755)82900463 dw11213@htsec.com  
联系人  
曹雅倩(021)23154145 cyq12265@htsec.com  
郑 蕾 075523617756 zl12742@htsec.com  
房乔华 0755-23617756 fqh12888@htsec.com

### 公用事业

吴 杰(021)232154113 wj10521@htsec.com  
张 磊(021)23212001 zl10996@htsec.com  
戴元灿(021)23154146 dyc10422@htsec.com  
傅逸帆(021)23154398 fty11758@htsec.com

### 批发和零售贸易行业

汪立亭(021)23219399 wanglt@htsec.com  
李宏科(021)23154125 lhk11523@htsec.com  
高 瑜(021)23219415 gy12362@htsec.com

### 互联网及传媒

郝艳辉(010)58067906 hyh11052@htsec.com  
孙小雯(021)23154120 sxw10268@htsec.com  
毛云聪(010)58067907 myc11153@htsec.com  
陈星光(021)23219104 cxg11774@htsec.com

### 有色金属行业

施 毅(021)23219480 sy8486@htsec.com  
陈晓航(021)23154392 cxh11840@htsec.com  
甘嘉尧(021)23154394 gjy11909@htsec.com  
联系人  
郑景毅 zjy12711@htsec.com

### 房地产行业

涂力磊(021)23219747 tll5535@htsec.com  
谢 盐(021)23219436 xiey@htsec.com  
金 晶(021)23154128 jj10777@htsec.com  
杨 凡(010)58067828 yf11127@htsec.com

#### 电子行业

陈 平(021)23219646 cp9808@htsec.com  
尹 岑(021)23154119 yl11569@htsec.com  
谢 磊(021)23212214 xl10881@htsec.com  
蒋 俊(021)23154170 jj11200@htsec.com  
联系人  
肖隽翀 021-23154139 xjc12802@htsec.com

#### 煤炭行业

李 淼(010)58067998 lm10779@htsec.com  
戴元灿(021)23154146 dyc10422@htsec.com  
吴 杰(021)23154113 wj10521@htsec.com  
联系人  
王 涛(021)23219760 wt12363@htsec.com

#### 电力设备及新能源行业

张一弛(021)23219402 zyc9637@htsec.com  
房 青(021)23219692 fangq@htsec.com  
曾 彪(021)23154148 zb10242@htsec.com  
徐柏乔(021)23219171 x bq6583@htsec.com  
陈佳彬(021)23154513 cjb11782@htsec.com

#### 基础化工行业

刘 威(0755)82764281 lw10053@htsec.com  
刘海荣(021)23154130 lhr10342@htsec.com  
张翠翠(021)23214397 zcc11726@htsec.com  
孙维容(021)23219431 swr12178@htsec.com  
李 智(021)23219392 lz11785@htsec.com

#### 计算机行业

郑宏达(021)23219392 zhd10834@htsec.com  
杨 林(021)23154174 yl11036@htsec.com  
于成龙 ycl12224@htsec.com  
黄竞晶(021)23154131 hjj10361@htsec.com  
洪 琳(021)23154137 hl11570@htsec.com

#### 通信行业

朱劲松(010)50949926 zjs10213@htsec.com  
余伟民(010)50949926 ywm11574@htsec.com  
张峰青(021)23219383 zzq11650@htsec.com  
张 弋 01050949962 zy12258@htsec.com  
联系人  
杨彤昕 010-56760095 ytx12741@htsec.com

#### 非银行金融行业

孙 婷(010)50949926 st9998@htsec.com  
何 婷(021)23219634 ht10515@htsec.com  
李芳洲(021)23154127 lfz11585@htsec.com  
联系人  
任广博(010)56760090 rgb12695@htsec.com

#### 交通运输行业

虞 楠(021)23219382 yun@htsec.com  
罗月江 (010) 56760091 lyj12399@htsec.com  
李 轩(021)23154652 lx12671@htsec.com  
陈 宇(021)23219442 cy13115@htsec.com

#### 纺织服装行业

梁 希(021)23219407 lx11040@htsec.com  
盛 开(021)23154510 sk11787@htsec.com  
联系人  
刘 溢(021)23219748 ly12337@htsec.com

#### 建筑建材行业

冯晨阳(021)23212081 fcy10886@htsec.com  
潘莹练(021)23154122 pyl10297@htsec.com  
申 浩(021)23154114 sh12219@htsec.com  
杜市伟(0755)82945368 dsw11227@htsec.com  
颜慧菁 yjh12866@htsec.com

#### 机械行业

余炜超(021)23219816 swc11480@htsec.com  
周 丹 zd12213@htsec.com  
联系人  
吉 晟(021)23154653 js12801@htsec.com

#### 钢铁行业

刘彦奇(021)23219391 liuyq@htsec.com  
周慧琳(021)23154399 zhl11756@htsec.com

#### 建筑工程行业

张欣劼 zxj12156@htsec.com  
李富华(021)23154134 lf12225@htsec.com  
杜市伟(0755)82945368 dsw11227@htsec.com

#### 农林牧渔行业

丁 频(021)23219405 dingpin@htsec.com  
陈 阳(021)23212041 cy10867@htsec.com  
联系人  
孟亚琦(021)23154396 myq12354@htsec.com

#### 食品饮料行业

闻宏伟(010)58067941 whw9587@htsec.com  
唐 宇(021)23219389 ty11049@htsec.com  
颜慧菁 yjh12866@htsec.com  
张宇轩(021)23154172 zyx11631@htsec.com  
联系人  
程碧升(021)23154171 cbs10969@htsec.com

#### 军工行业

张恒恒 zhx10170@htsec.com  
张高艳 0755-82900489 zgy13106@htsec.com  
联系人  
刘砚菲 021-2321-4129 lyf13079@htsec.com

#### 银行行业

孙 婷(010)50949926 st9998@htsec.com  
解巍巍 xww12276@htsec.com  
林加力(021)23154395 ljl12245@htsec.com  
谭敏沂(0755)82900489 tmy10908@htsec.com

#### 社会服务行业

汪立亭(021)23219399 wanglt@htsec.com  
陈扬扬(021)23219671 cyy10636@htsec.com  
许樱之 xyz11630@htsec.com

#### 家电行业

陈子仪(021)23219244 chenzy@htsec.com  
李 阳(021)23154382 ly11194@htsec.com  
朱默辰(021)23154383 zmc11316@htsec.com  
刘 璐(021)23214390 ll11838@htsec.com

#### 造纸轻工行业

衣桢永(021)23212208 yzy12003@htsec.com  
赵 洋(021)23154126 zy10340@htsec.com

### 研究所销售团队

#### 深广地区销售团队

蔡铁清(0755)82775962 ctq5979@htsec.com  
伏财勇(0755)23607963 fcy7498@htsec.com  
辜丽娟(0755)83253022 gulj@htsec.com  
刘晶晶(0755)83255933 liujj4900@htsec.com  
饶 伟(0755)82775282 rw10588@htsec.com  
欧阳梦楚(0755)23617160 oymc11039@htsec.com  
巩柏舍 gbh11537@htsec.com

#### 上海地区销售团队

胡雪梅(021)23219385 huxm@htsec.com  
朱 健(021)23219592 zhuj@htsec.com  
李唯佳(021)23219384 lijw@htsec.com  
黄 毓(021)23219410 huangyu@htsec.com  
漆冠男(021)23219281 qgn10768@htsec.com  
胡宇欣(021)23154192 hyx10493@htsec.com  
黄 诚(021)23219397 hc10482@htsec.com  
毛文英(021)23219373 mwy10474@htsec.com  
马晓男 mxn11376@htsec.com  
杨祎昕(021)23212268 yyx10310@htsec.com  
张思宇 zsy11797@htsec.com  
王朝领 wcl11854@htsec.com  
邵亚杰 23214650 syj12493@htsec.com  
李 寅 021-23219691 ly12488@htsec.com

#### 北京地区销售团队

殷怡琦(010)58067988 yyq9989@htsec.com  
郭 楠 010-5806 7936 gn12384@htsec.com  
张丽莹(010)58067931 zlx11191@htsec.com  
杨羽莎(010)58067977 yys10962@htsec.com  
何 嘉(010)58067929 hj12311@htsec.com  
李 婕 lj12330@htsec.com  
欧阳亚群 oyyq12331@htsec.com  
郭金垚(010)58067851 gjy12727@htsec.com

海通证券股份有限公司研究所  
地址：上海市黄浦区广东路 689 号海通证券大厦 9 楼  
电话：(021) 23219000  
传真：(021) 23219392  
网址：www.htsec.com