

证券研究报告—深度报告

电气设备新能源

寻找中国特斯拉专题之一

超配

(维持评级)

2020年02月23日

一年该行业与上证综指走势比较



行业专题

储能，开启下一个万亿大市场

● 为什么说“为什么要发展储能？”~吃饭为啥需要碗？

储能本质是平抑电力供需矛盾，新能源发展创造新的储能需求。全球范围内新能源渗透率加速提升为大势所趋，而在这个过程中，电源生产连续性和用电需求间断性的不平衡将持续存在。电能自身不易储存，如果以电能比作“工业食粮”，则电网为“工业粮仓+运河”，而储能则可称为“工业社会之碗”，发展储能的重要性，不言而喻。

● 国内储能未来空间究竟有多大？——可期万亿市场

根据国内 32 个电力区电价族，以各电力区的储能度电成本及 IRR 为锚，测算国内未来在用户侧、发电侧的储能市场空间：国内在第一阶段，到 2025 年我国大部分地区用户侧储能可实现平价，储能市场空间或达 6500 亿；在第二阶段，到 2030 年我国大部分地区光储结合可实现平价，储能市场空间可达 1.2 万亿以上。

● 天然的平价要求，储能产业链如何应对？

储能生产商二分类：行业已现 PCS 派与电池派，基于储能系统构成，电池、PCS、系统集成领域均有涉足储能的企业。当前，储能发展面临天然的平价要求，“提效降本”不仅适用光伏，也适用储能，即在电池的性价比与系统集成的效率双提升，一方面是对电芯厂商的降本要求，一方面是对集成厂商优化储能系统的强诉求，二者缺一不可。

● 他山之石：为什么说“当前储能看海外，未来储能看中国”？

2019 年国内储能产业链遇冷，但海外储能市场却出现几近翻倍增长。究其原因主要系“电力市场交易规则”及“政策补助”两方面的异同所致。我们认为，伴随着国内电力市场化改革进一步深化，电芯产能持续释放、储能系统集成进一步优化，国内光储系统度电成本及其 IRR 测算将迎来拐点。

● 投资建议：布局光储大时代核心资产

我们梳理了储能相关产业链及投资逻辑，建议在光储行业寻找中国的特斯拉，布局光储相关优势标的，建议重点关注阳光电源、宁德时代、天奈科技、国轩高科、亿纬锂能。

● 风险提示

国内电力市场化改革不及预期；锂电池产能扩产节奏不及预期等。

相关研究报告：

- 《国信证券-电力设备新能源-特斯拉无钴电池点评-降本为先，磷酸铁锂有望迎来新春》——2020-02-19
- 《2019 行业装机统计数据点评：2019 年高速增长兑现，海上风电加速发展》——2020-02-14
- 《国信证券-电力设备新能源-锂电海外供应链系列点评—LG 化学电池供应短缺，欧盟批准德国电动车补贴上调，锂电全球化持续加速》——2020-02-13
- 《风电产业链梳理专题报告之一：全球风电运营商和整机厂商市场格局变迁和主要企业介绍》——2020-02-10
- 《国信证券-2020 年光伏行业产业链梳理：前路光明，强者恒强》——2020-02-10

证券分析师：方重寅

E-MAIL: fangchongyin@guosen.com.cn

证券投资咨询执业资格证书编号：S0980518030002

联系人：李恒源

E-MAIL: lihengyuan@guosen.com.cn

证券分析师：居嘉骁

E-MAIL: jujiaxiao@guosen.com

证券投资咨询执业资格证书编号：S0980518110001

独立性声明：

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，其结论不受其它任何第三方的授意、影响，特此声明

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	昨收盘 (元)	总市值 (亿元)	EPS		PE	
					2019E	2020E	2019E	2020E
300274	阳光电源	买入	13.75	200.35	0.84	1.09	16.37	12.61
300750	宁德时代	增持	159.9	3531.23	1.97	2.46	81.17	65.00
002074	国轩高科	买入	26.28	298.71	0.75	0.87	35.04	30.21
688116	天奈科技	增持	58.29	135.15	0.55	0.76	105.98	76.70
300014	亿纬锂能	增持	80.66	781.71	1.67	2.1	48.30	38.41

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

投资摘要

关键结论与投资建议

在海外储能市场中，国内储能领先企业已出海航洋，尤以欧美发达国家为代表海外储能市场在过去几年得到了蓬勃发展。国内储能市场初探，在他山之石指引下，未来国内储能将何去何从？此篇报告主要观点是勾画国内储能市场发展蓝图，根据国内 32 个电力区电价族，以各电力度电成本及 IRR 为锚，测算国内未来在用户侧、发电侧的储能市场空间，并梳理储能相关产业链，给出相应投资建议。

我们认为：国内在第一阶段，到 2025 年我国大部分地区用户侧储能可实现平价，储能市场空间可达 6500 亿。在存量市场渗透率为 30% 情况下，我国储能装机规模可达 435.1GWh，市场规模达 6526.5 亿元。其中，存量市场储能装机 394.6GWh，市场规模可达 5919.0 亿元。假设此阶段电池：光伏配置比例为 15%，在放电时长 4h，年新增集中式光伏 8.1GW，渗透率为 30%，则所需储能 8.1GWh，年新增市场规模达 121.5 亿元。

在第二阶段，到 2030 年我国大部分地区光储结合可实现平价，储能市场空间可达 1.2 万亿以上。在存量市场渗透率为 60% 情况下，我国储能装机规模可达 1186.8GWh，市场规模达 12070.8 亿元。其中，存量市场储能装机 930.3GW，市场规模可达 9303.3 亿元，假设此阶段电池：光伏配置比例为 30%，放电时长 4h，年新增集中式光伏 50GW，渗透率为 60%，则所需储能 36.0GWh，年新增市场规模达 360.0 亿元。

建议关注在光储结合、储能系统及锂电池出货龙头。**建议重点关注阳光电源、宁德时代、天奈科技、国轩高科、亿纬锂能。**

与市场预期不同之处

我们认为，虽 2019 年国内储能产业链遇冷，但海外储能市场却出现几近翻倍增长，究其原因主要系电力市场交易规则及政策补贴两方面的异同所致。使得国内储能市场有“天然的平价压力”，而随着国内电芯产能持续释放，储能系统集成进一步优化，国内储能系统度电成本及 IRR 测算都将迎来拐点。面对国内未来十年万亿储能市场，我们梳理了储能相关产业链及投资逻辑，建议在光储行业寻找中国的特斯拉，布局光储相关优势标的。建议关注在光储结合、储能系统及锂电池出货龙头。建议重点关注阳光电源、宁德时代、天奈科技、国轩高科、亿纬锂能。

股价变化的催化因素

- 第一，光伏行业补贴及政策出现重大有利变化；
- 第二，新能源锂电池下游产能量超预期；
- 第三，储能行业集中度提升，产业链龙头效应加剧；

核心假设或逻辑的主要风险

- 第一，国内储能政策改善不及预期；
- 第二，国内新能源汽车补贴超预期下调；
- 第三，国家经济增速下滑带动下游用电行业不景气；

内容目录

“为什么要发展储能？”≈吃饭为啥需要碗	6
可再生能源发展刚需下，电化学储能将登上历史舞台	6
储能核心逻辑：成本下降驱动储能应用	9
国内储能未来空间究竟有多大？——可期万亿市场	10
发电侧：风、光+储能模式为新能源大未来	11
用户侧：经济性凸显进行时，万亿市场空间值得期待	21
天然的平价要求，储能产业链如何应对？	27
储能系统产业链梳理	27
储能系统核心竞争力：系统优化能力+电芯成本下降	29
他山之石：欧美市场储能爆发启示	32
为什么说“当前储能看海外”？	32
为什么说“未来储能看中国”？	37
投资建议：寻找中国的特斯拉	40
阳光电源——布局光储结合，光储大时代核心标的	40
锂电池及新型导电剂环节——宁德时代、天奈科技、国轩高科、亿纬锂能	43
风险提示	43
国信证券投资评级	46
分析师承诺	46
风险提示	46
证券投资咨询业务的说明	46

图表目录

图 1: 2000-2018 年新能源装机量 (GW) 及同比增速	6
图 2: 中国货币乘数及大型银行存款准备金率	6
图 3: 2018 年底抽水蓄能占全球储能装机的主导地位	6
图 4: 锂离子电池同时具有高功率密度与高能量密度	7
图 5: 全球电化学储能装机规模 (MW) 及新增同比	7
图 6: 2019 年全球电化学应用领域	7
图 7: 截至 2020 年 1 月 10 日装机容量前十国家	8
图 8: 中国电化学储能装机规模 (MW) 及新增同比	8
图 9: 2019 年中国电化学应用领域	8
图 10: 2019 年国内储能电池出货量为 0.7GWh, 同比下降 75%	9
图 11: 电化学储能系统结构示意图	9
图 12: 2017 年储能电站成本降至 587 美元/KWh	9
图 13: 锂电储能系统占比不断提升	10
图 14: 锂离子电池成本下降趋势	10
图 15: 2025 年电化学储能成本将降至 270 美元/KWh	10
图 16: 2040 年全球储能累计装机 1095GW/2850GWh	10
图 17: 国内储能市场空间测算 (亿, 图片版)	11
图 18: 美国加州住宅光伏新增装机规模预测 (MW)	12
图 19: 特斯拉屋顶光伏系统	13
图 20: 特斯拉屋顶光伏配套的 powerwall 储能系统	13
图 21: 特斯拉储能系统装机量 (MWh) 及同比增速	14
图 22: 部分省市当前储能 irr (%) 和峰谷价差-谷平价差均值	17
图 23: 光伏系统成本 3000 元/KWh 时, irr=8% 时, 各地区储能系统成本	17
图 24: 国内弃风弃电率逐年降低	18
图 25: 2019 年上半年五省弃光率和弃风率仍偏高	18
图 26: 各类型机组电力辅助服务补偿分摊费用 (亿元)	18
图 27: 华北地区分享补偿费用比例	18
图 28: 能量价值-CAISO 鸭曲线削峰填谷示意图	19
图 29: 容量价值-储能替代传统备用能源容量	19
图 30: 传统减少电费方式 (无能量时移)	21
图 31: 储能实现能量时移	21
图 32: 美国主要电力公司峰谷电价差 (2019F 美元)	22
图 33: 我国部分地区大工业电价峰谷价差 (元/KWh)	22
图 34: 两部制电价构成	22
图 35: 部分省市当前储能 irr (%) 和峰谷价差-谷平价差均值	25
图 36: irr=8% 和 10% 水平下储能系统成本 (元/KWh)	25
图 37: irr=8% 时, 各地区度电成本下降幅度	26
图 38: irr=10% 时, 各地区度电成本下降幅度	26
图 39: irr=8% 时主要省市大工业储能系统价格 (元/KWh 横轴)、装机规模 (GWh 纵轴) 和市场规模 (亿元)	27
图 40: irr=10% 时主要省市大工业储能系统价格 (元/KWh 横轴)、装机规模 (GWh 纵轴) 和市场规模 (亿元)	27
图 41: 储能产业链拆解	27
图 42: 储能成本构成	28
图 43: 储能各成本下降趋势预测	28
图 44: 储能系统降本要素及途径	29
图 45: 动力电池装机量 (GWh) 及其增速	30
图 46: LFP 和 NCM 动力电池价格走势 (元/Wh)	30
图 47: 直流耦合光伏+存储系统配置	31
图 48: 交流耦合光伏+存储系统配置	31
图 49: 美国当前储能系统与 PV 结合的税收优惠激励	32
图 50: 2011-2019 年 7 月 SGIP 补贴储能项目数量 (个) 和金额 (万美元)	34
图 51: 2011-2019 年 7 月间各储能厂商累计获得补贴金额	34
图 52: 带有储能系统的光伏项目渗透率	34
图 53: 2019Q2 美国储能市场的装机容量 75.9MW	35

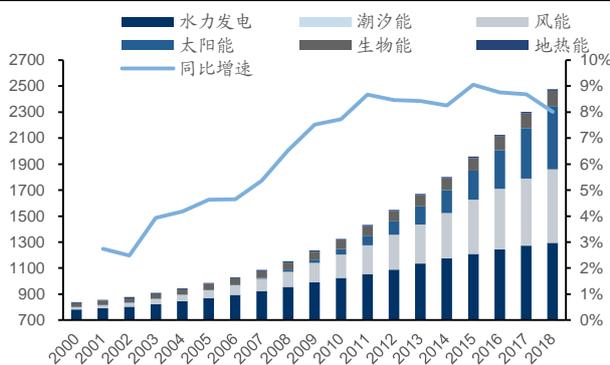
图 54: 德国近 5 年用户侧储能设备数量增长情况.....	36
图 55: 欧洲用户侧储能年装机量 (GW)	36
图 56: 部分国家分布式能源市场比率: 2012-2040	37
图 57: 澳大利亚屋顶太阳能光伏和电池存储采用: 2015-2050 年.....	37
图 58: 美国电力平价零售价格 (美分/KWh)	38
图 59: PG&E Time-of-use rate plans (2020 年 11 月)	38
图 60: 我国电力市场化改革历程 (1)	39
图 61: 我国电力市场化改革历程 (2)	39
图 62: 阳光电源光储业务布局	40
图 63: 2016 年-2019H1 储能业务营业收入 (亿元)	40
表 1: 不同技术类型主要特点	7
表 2: 新增住宅带来的美国户用光伏的测算 (MW)	12
表 3: 特斯拉屋顶光储产品参数.....	13
表 4: 不同机组类型参数对比 (币种: 人民币)	14
表 5: 国内储能支持政策.....	15
表 6: 江苏省工商业用电情况	15
表 7: 江苏省光储系统经济性测算	16
表 8: 国内部分光储示范项目	19
表 9: 不同资源区 100MW 光伏+储能系统经济性测算结果 (仅用于削峰填谷)	20
表 10: 不同资源区 100MW 光伏+储能系统经济学测算结果(用于削峰填谷和替代备用)	20
表 11: 我国部分地区大工业电价 (单位: 元/KWh)	23
表 12: 上海市用电侧-储能系统用于削峰填谷和需量管理的经济性测算	24
表 13: 储能产业链相关公司情况.....	29
表 14: 三元电池与磷酸铁锂电池性能对比.....	30
表 15: 基站用梯次电池性能指标优于铅酸电池	31
表 16: 光储结合与独立光伏和储能安装成本对比	31
表 17: ITC 退出时间表.....	33
表 18: 2017 版 SGIP 手册中五轮补贴发放的补贴标准 (单位: \$/Wh)	33
表 19: 德国光储补贴政策.....	36
表 20: 2019 年阳光电源重点储能项目	41

“为什么要发展储能？”≈吃饭为啥需要碗

可再生能源发展刚需下，电化学储能将登上历史舞台

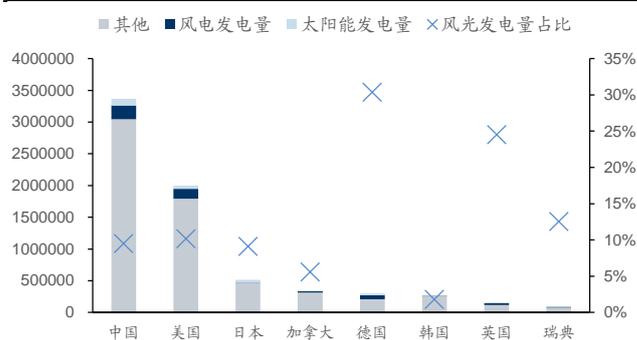
储能本质是平抑电力供需矛盾，新能源发展创造新的储能需求。电能自身不能储存，而任何时刻其生产量和需求量需严格相等，因此传统电源生产连续性和用电需求间断性的不平衡持续存在。此外，全球范围内可再生能源装机量和发电量占比不断提升（尤其是风能和太阳能），2019年上半年，德国风光发电量占比已超过30%。但可再生能源发电存在固有的间歇性和波动性，导致弃风弃光现象，增加供需不匹配程度且影响电网的稳定性，储能技术可平抑电能供需矛盾，提高风光消纳维持电网稳定。

图 1：2000-2018 年新能源装机量 (GW) 及同比增速



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

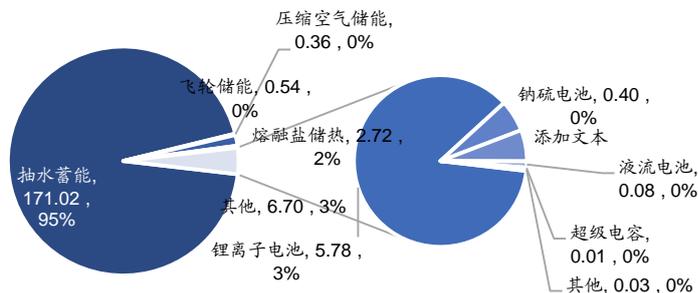
图 2：中国货币乘数及大型银行存款准备金率



资料来源：国际能源署，国信证券经济研究所整理

抽水蓄能 (PHS) 是迄今为止部署最多的储能方式，电化学储能紧随其后。根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2019 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 183.1GW。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大为 171.0GW 占比高达 93.4%，同比下降 0.9 个百分点，但仍处于主导地位；电化学储能的累计装机规模紧随其后为 8216.5MW，占比为 4.5%，同比增长 0.9 个百分点。

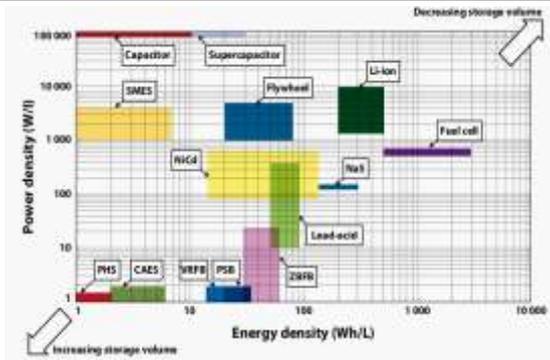
图 3：2018 年底抽水蓄能占全球储能装机的主导地位



资料来源：CPIA、国信证券经济研究所整理

技术特性决定电化学储能应用场景最为广泛。储能技术是利用化学或者物理的方法将一次能源产生的电能存储起来，并在需要时释放。根据技术类型的不同，以电能释放的储能方式主要分为机械储能、电磁储能和电化学储能。不同储能技术具有不同的内在特性（如功率密度和能力密度），电化学储能同时具有较高的能量密度和功率密度，决定了其广泛的技术适用性。

图 4：锂离子电池同时具有高功率密度与高能量密度



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

注：SMES：超导磁储能；NiCd：镍镉；NAS：硫酸钠；PHS：抽水蓄能；CAES：压缩空气储能；VRFB：钒氧化还原流动电池；PSB：多硫溴流电池；ZBFB：锌溴流动电池

表 1：不同技术类型主要特点

储能技术	响应时间	放电时长	综合效率/%	寿命：年	技术成熟度	应用场景
物理 抽水储能	s-min 级	1-24h	75-85	40-60	成熟	调峰、备用
储能 空气储能	min 级	1-24h	70-89	20-40	成熟	调峰、备用
飞轮储能	ms- min 级	ms -15min	93-95	15+	商业化早期	调频、平滑波动
电磁 超导储能	< 100 ms	ms -8s	95-98	20+	开发阶段	调频、平滑波动
储能 超级电容	ms 级	ms -60 min	90-95	20+	开发阶段	调频、平滑波动
电化 铅蓄电池	ms - min 级	min-h	75-90	5	商业化	调峰、调频、通讯基站备用电源
学储 钠硫电池	ms 级	s-h 级	80-90	10-15	商业化	调峰、调频、能量管理、备用
能 液流电池	ms 级	s-h 级	60-85	5-10	商业化早期	调峰、调频、能量管理、备用
锂离子	ms - min 级	min -h 级	98-95	5-15	商业化	调峰、调频、能量管理、备用

资料来源:国信证券经济研究所整理

电化学储能是发展最快，美国储能规模位列全球第一。根据 CPIA 统计数据，截至 2018 年底，电化学储能累计装机 6.63GW，同比增长 126.4%；2013-2018 年新增装机年均复合增长率高达 113.86%。截至 2019 年全球累计电化学装机达 8.22GW，同比增长 24.02%，受中国市场影响，新增装机 1.59GW，同比下降 56.98%。从应用端来看，用户侧应用占比最高为 28%，其他应用领域趋于均衡。

尽管 2019 年中国储能遇冷，但仍是全球份额较大的市场。根据美国能源部 DOE 数据库统计，截至 2020 年 1 月 10 日，全球电化学项目数量高达 991 个，美国储能装机规模和项目数量再次均位列全球第一，中国位列全球第二。

图 5：全球电化学储能装机规模（MW）及新增同比

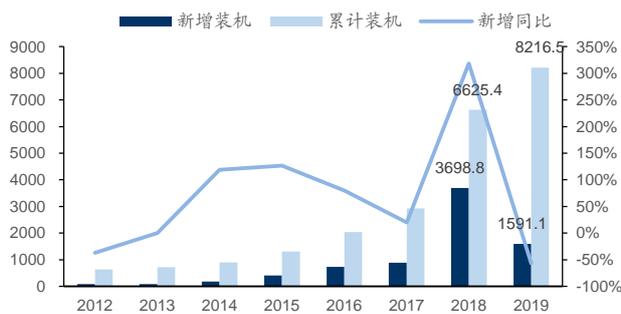
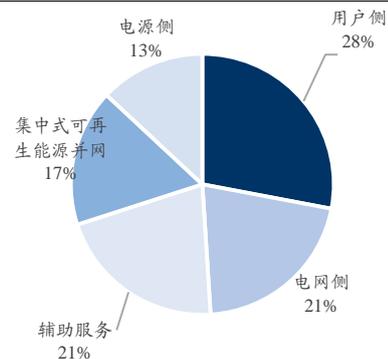


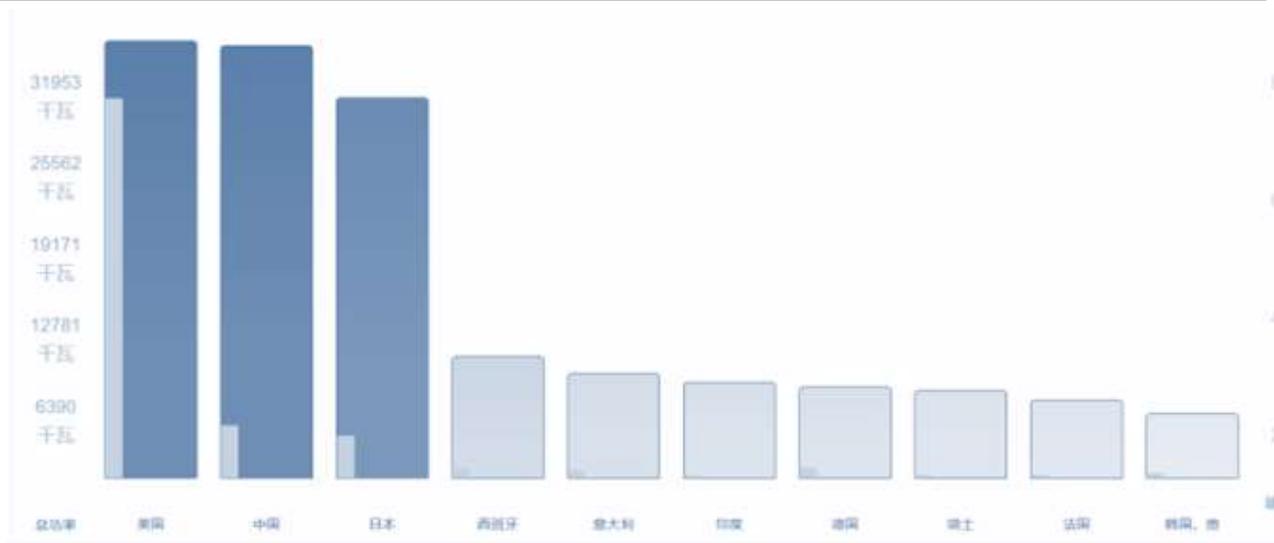
图 6：2019 年全球电化学应用领域



资料来源：中关村储能技术产业联盟，国信证券经济研究所整理

资料来源：中关村储能技术产业联盟，国信证券经济研究所整理

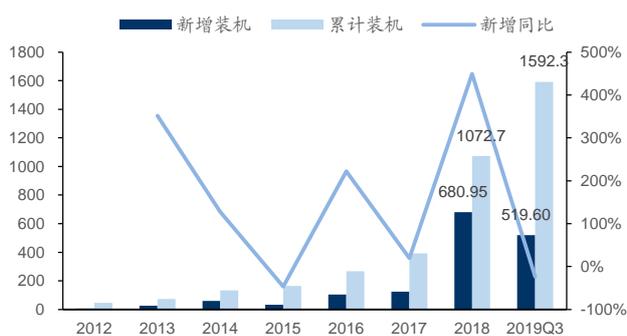
图 7：截至 2020 年 1 月 10 日装机容量前十国家



资料来源：DOE、国信证券经济研究所整理

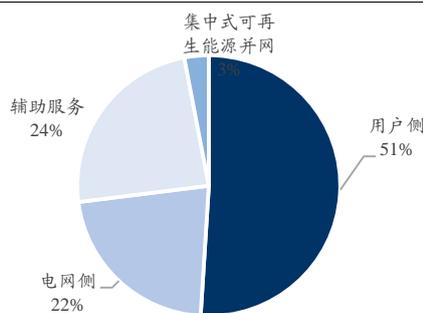
2019 年为国内储能减速调整期，储能将向更加市场化方向发展。根据 CPIA 统计数据，截至 2019 年底，我国电化学储能累计装机 1592.3MW，同比增长 48.4%；新增装机 591.6MW，同比下降 23.7%。忽略 2018 年相对激增，储能行业仍然是维持稳步增长的状态。就应用端来看，用户侧仍是储能最大的应用市场，占比为 51%。此外，2019 年广东、湖南等地电网侧火储联合投运装机较多，但《输配电定价成本监审办法》的出台，明确了“电网企业投资的电储能设施明确不计入输配电定价成本”。意味着短期内电网侧项目建设缺乏盈利渠道支撑，电网侧储能的发展受到制约，长期来看，储能将向更加市场化的方向发展。

图 8：中国电化学储能装机规模 (MW) 及新增同比



资料来源：中关村储能技术产业联盟，国信证券经济研究所整理

图 9：2019 年中国电化学应用领域



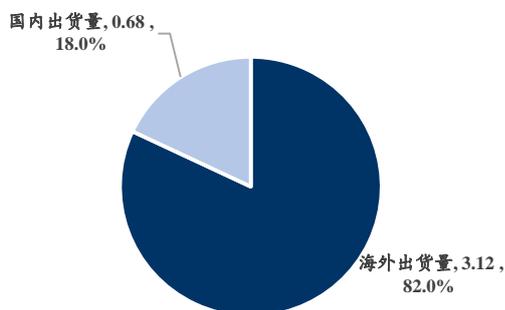
资料来源：中关村储能技术产业联盟，国信证券经济研究所整理

国内储能电池占比较小，海外市场稳定。国内储能电池出货大幅下降，海外市场稳定。根据高工产研锂电研究所 (GGII) 数据统计，2019 年中国储能锂电池出货量为 3.8GWh，同比增长 26.7%。从整体出货量来看，符合年初预期的 20-30% 的增长，但从出货的市场类别来看，储能锂电池应用于国内市场的出货量急剧下降，2019 年国内出货量为 0.7GWh，同比下降 75%，而出口海外市场的出货量增长较为突出。

根据 GGII 统计数据，2019 年，我国动力电池累计装机量约 62.38GWh，同比增长 9%。而储能锂电池出货量仅为 3.8GWh，同比增长 26.7%，其中国内出货

量为 0.7GWh，出口总量为 3.1GWh，与动力电池相比，我国储能电池占比依然较小，空间较大。

图 10: 2019 年国内储能电池出货量为 0.7GWh，同比下降 75%

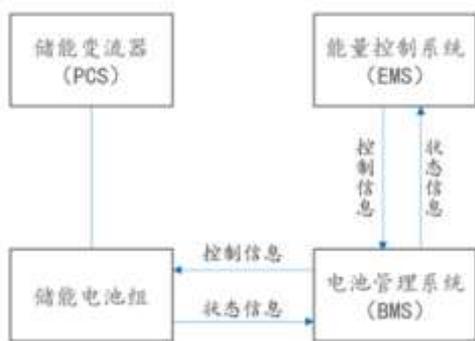


资料来源: GGII, 国信证券经济研究所整理

储能核心逻辑: 成本下降驱动储能应用

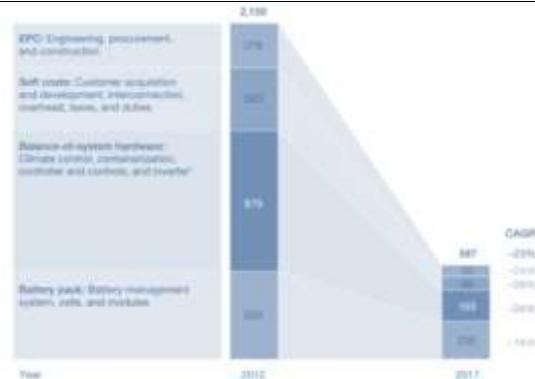
储能系统成本大幅下降。电化学储能系统主要由电池组、电池管理系统(BMS)、储能变流器(PCS)、能量管理系统(EMS)及其他电气设备构成。根据 GTM 数据统计显示, 2012 至 2017 年电化学储能电站成本大幅下降 78%, 单位 KWh 成本由 2100 美元下降至 587 美元。其中电池成本占比约为 40%, 是储能电站建设的主要成本来源。

图 11: 电化学储能系统结构示意图



资料来源: GTM、国信证券经济研究所整理

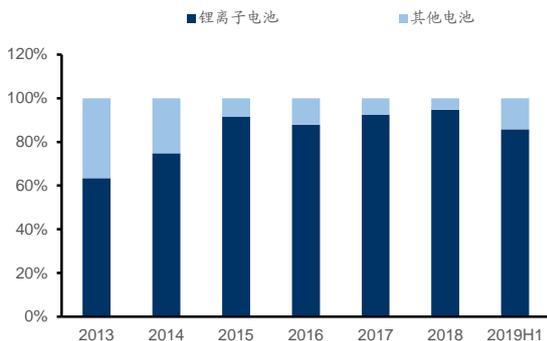
图 12: 2017 年储能电站成本降至 587 美元/KWh



资料来源: GTM、国信证券经济研究所整理

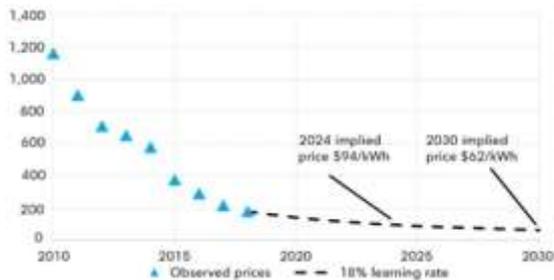
锂电成为主流技术路线，存在成本下降通道。目前已商业化应用的电化学储能技术主要为铅蓄电池和锂离子电池。根据 CNESA 数据, 近五年全球已投运储能项目中, 锂电储能系统占比均超过 80%, 成为主流电化学储能技术路线。根据 BNEF, 2020 年至 2023 年的锂电价格可能达到 150 美元/KWh, 将达到储能系统应用的经济性拐点。

图 13: 锂电储能系统占比不断提升



资料来源: CPIA、国信证券经济研究所整理

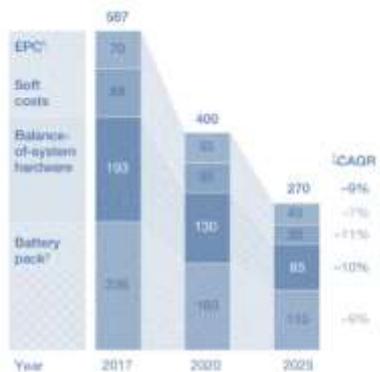
图 14: 锂离子电池成本下降趋势



资料来源: BNEF、国信证券经济研究所整理

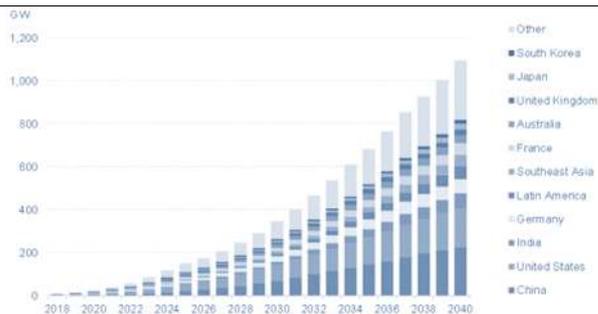
成本下降驱动储能装机规模爆发。根据 GTM 预测,到 2025 年,单位 KWh 储能电池成本预计降至 110 美元, BOS 部分将降至 85 美元。储能系统成本的不断下降,将驱动装机规模迎来爆发。根据 BNEF 的预测,到 2040 年,全球储能累计装机(不含抽水蓄能)将达到近 1095GW/2850GWh,对应投资 6620 亿美元。

图 15: 2025 年电化学储能成本将降至 270 美元/KWh



资料来源: CPIA、国信证券经济研究所整理

图 16: 2040 年全球储能累计装机 1095GW/2850GWh



资料来源: BNEF、国信证券经济研究所整理

国内储能未来空间究竟有多大? ——可期万亿市场

国内储能未来空间究竟有多大? 根据我们测算结论:

第一阶段: 到 2025 年, 储能成本降至 1500 元/KWh 时, 我国大部分地区用户侧储能可实现平价。在存量市场渗透率为 30% 情况下, 我国储能装机规模可达 435.1GWh, 市场规模达 6526.5 亿元。其中, 存量市场储能装机 394.6GWh, 市场规模可达 5919.0 亿元。假设此阶段电池: 光伏配置比例为 15%, 在放电时长 4h, 年新增集中式光伏 8.1GW, 渗透率为 30%, 则所需储能 8.1GWh, 年新增市场规模达 121.5 亿元。

第二阶段: 到 2030 年, 储能成本降至 1000 元/KWh 时, 我国大部分地区光储结合可实现平价。在存量市场渗透率为 60% 情况下, 我国储能装机规模可达 1186.8GWh, 市场规模达 12070.8 亿元。其中, 存量市场储能装机 930.3GW, 市场规模可达 9303.3 亿元, 假设此阶段电池: 光伏配置比例为 30%, 放电时长 4h, 年新增集中式光伏 50GW, 渗透率为 60%, 则所需储能 36.0GWh, 年新增市场规模达 360.0 亿元。

图 17: 国内储能市场空间测算 (亿, 图片版)

阶段		存量市场渗透			增量市场渗透		合计
		大工业用户侧储能	工商业光储	集中式光储	存量市场	年新增光伏+储能	
第一阶段: 高价 格1500元/kWh低 渗透	渗透率	30%					
	储能装机: GWh	21349.19	147.70	33.41	21530.30	8.10	21570.80
	市场规模: 亿元	3202.38	2215.49	501.09	5918.96	121.50	6526.46
	占比	49%	34%	8%	91%		9%
第二阶段: 低价 格1000元/kWh高 渗透	渗透率	60%					
	储能装机: GWh	517.64	302.94	109.75	930.33	36.00	1186.83
	市场规模: 亿元	5176.40	3029.43	1097.49	9303.32	360.00	12070.82
	占比	43%	25%	9%	77%		23%

资料来源: 国信证券经济研究所整理

表 2: 国内储能市场空间测算 (亿, 表格版)

阶段		存量渗透			增量渗透		合计
		大工业用户侧储能	工商业光储	集中式光储	合计	新增光储	
	储能系统成本: 元/KWh	1500					
第一阶段: 用 户侧平价	渗透率: %	30%					
	储能装机: GWh	213.5	147.70	33.41	394.6	8.10	
	市场规模: 亿元	3202.4	2215.5	501.1	5919.0	121.5	
	储能系统成本: 元/KWh	1000					
第二阶段: 光 储平价	渗透率: %	60%					
	储能装机: GWh	517.6	302.9	109.8	930.3	36.0	
	市场规模: 亿元	5176.4	3029.4	1097.5	9303.32	360.0	

资料来源: 国信证券经济研究所测算

发电侧: 风、光+储能模式为新能源大未来
分布式光储: 拆解“特斯拉户用光伏”实例, 看国内市场空间几何

政策强制规定, 美国户用光伏市场驶入快车道。根据加州能源委员会颁布的《2019 建筑能效标准》要求, 从 2020 年 1 月 1 日开始, 所有在加利福尼亚州新建的三层及三层以下的低层住宅 (包括独栋) 都将被要求强制安装住宅光伏系统, 并对装机规模也做出了规定: 如果同时安装了储能系统, 则光伏装机规模可在上述方程计算结果的基础上减少 25%, 且单户住宅的储能系统容量至少为 7.5 KWh, 多户住宅的存储系统容量至少为住宅户数*7.5 KWh。

对于加州户用光伏需求的测算: 未来 10 年, 每年至少有 750MW-1.25GW 户用装机规模。其中新增市场: 2020 年新政实施后, 美国加州新增住宅将为户用光伏市场带来 300-500MW/年装机增量。2018 年美国居民用户平均用电量 10972KWh, 加州光照资源充沛, 光伏有效年利用小时数 1800-2200h, 则 100% 光伏发电对应户均装机量约 5-6KW。

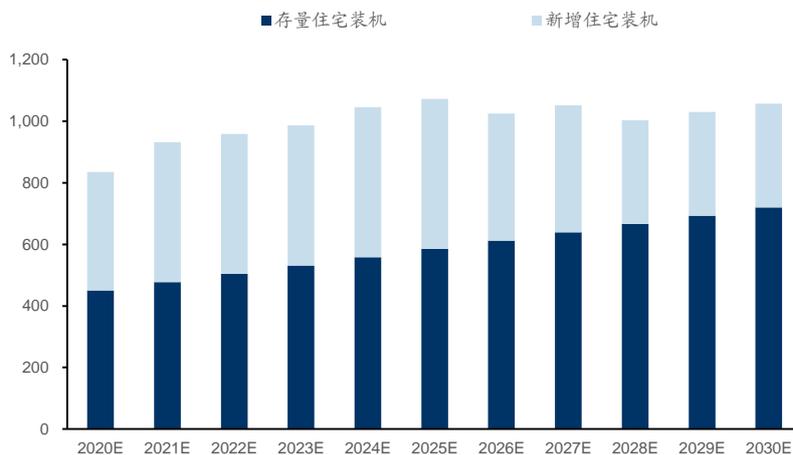
表 2: 新增住宅带来的美国户用光伏的测算 (MW)

三层以下新建住宅数量 (户)	50000	55000	60000	65000	70000	75000	80000
2.5	125	137.5	150	162.5	175	187.5	200
3.5	175	192.5	210	227.5	245	262.5	280
每户装机规模 (KW)							
4.5	225	247.5	270	292.5	315	337.5	360
5.5	275	302.5	330	357.5	385	412.5	440
6.5	325	357.5	390	422.5	455	487.5	520
7.5	375	412.5	450	487.5	525	562.5	600

资料来源: EIA、国信证券经济研究所整理

加州户用光伏存量市场中: 每年有 **450-720MW** 规模。根据 1995-2018 年加州独栋住宅建筑许可发放数量估算加州目前独栋住宅数量约 180 万套。若在 2030 年, 这些存量独栋能有合计 80% 装户用光伏, 5-8KW 每户算, 每年有 450-720MW 的户用光伏规模。

图 18: 美国加州住宅光伏新增装机规模预测 (MW)



资料来源: EIA、国信证券经济研究所整理

美国政策及经济性助力下, 户用光储系统得到快速发展。以特斯拉为例, 2018 年, 特斯拉安装了 1GWh 的储能系统, 2019 年目标是将装机容量翻倍到 2GWh 以上。特斯拉的 Powerwall(针对住宅用户)基于 NMC 锂电池产品。针对居民用户的储能系统, 与屋顶光伏系统同时应用。它可以存储光伏电站在白天发的电量, 并在夜间释放使用。据特斯拉表示, Powerwall 的单位装机容量为 13.5KWh; 其峰值功率/持续功率分别为 7KW/5KW, 而电力转换效率达 90%, 且保证使用寿命周期为 10 年。

图 19: 特斯拉屋顶光伏系统



资料来源: 特斯拉官网、国信证券经济研究所整理

图 20: 特斯拉屋顶光伏配套的 powerwall 储能系统



资料来源: 太平洋汽车网、国信证券经济研究所整理

在不考虑特斯拉屋顶光伏的“屋顶价值”的情况下，特斯拉光储方案已经初具经济性。截至 2020 年 2 月，加利福尼亚州的太阳能电池板平均成本为 3.06 美元/W。考虑到太阳能电池板系统的大小为 3-10KW，加利福尼亚州的光伏系统平均安装成本在 6.41-21.36 万元之间，光伏系统平均价格为 10.68 万元。扣除 26% 的联邦投资税收抵免 (ITC) 以及其他州和地方太阳能激励措施后，系统成本降至 4.74-15.81 万元，假设光伏系统工作寿命为 25 年，年有效利用小时为 1900h，实际用电量为有效发电量的 75%，考虑未来运维费用和发电量时间价值，光伏屋顶全生命周期内的度电成本为 1.07 元/KWh。

根据特斯拉提供的 4 种不同规模的屋顶光储系统，分别为小型 (光伏装机 3.8KW)、中型 (光伏装机 7.6KW)、大型 (光伏装机 11.4KW) 和超大型 (光伏装机 15.2KW)，同时匹配 1、2、3 和 4 套储能系统，光储系统价格在 15.27-42.77 万元之间，扣除 26% 的联邦投资税收抵免 (ITC) 以及其他州和地方太阳能激励措施后，系统成本降至 10.71-29.94 万元。由于配置储能系统，有理由假设实际用电量为有效发电量的 100%，其他条件与加州户用光伏相同，测算出小型、中型、大型和超大型的特斯拉屋顶光储系统全生命周期内的度电成本分别为 1.52、1.20、1.11 和 1.07 元/KWh，储能溢价分别为 0.45、0.13、0.04 和 0 元/KWh。说明含有储能系统的大型特斯拉屋顶光伏，可以与当前普通户用光伏在 LCOE 相竞争。

表 3: 特斯拉屋顶光储产品参数

		小型	中型	大型	超大型
屋顶面积	平方英尺	1000-2000	2000-3000	3000-4000	4000+
光伏装机规模	KW	3.8	7.6	11.4	15.2
特斯拉屋顶/组件价格	美元	11273	20546	30319	39093
储能系统数量	套	1	2	3	4
储能系统价格	美元	7600	14100	20600	27100
储能安装及其他优惠	美元	3000	-75	-3062	-4916
需支付金额	美元	21873	34571	47857	61277
ITC	美元	-6536	-10371	-14357	-18383
系统总价	美元	15337	24200	33500	42894
发电小时数	小时	1900	1900	1900	1900
年发电量	KWh	7220	14440	21660	28880
加州平均居民电价	美元/KWh	0.1884	0.1884	0.1884	0.1884
年节约电费	美元	1360.25	2720.5	4080.74	5440.99
系统寿命	年	25	25	25	25

资料来源: 特斯拉官网、国信证券经济研究所整理

如测算得，在不考虑特斯拉屋顶光伏的“屋顶价值”的情况下，特斯拉 11.4KW 光储系统度电成本仅为 1.11 人民币/KWh，较单纯户用光伏系统的度电成本仅

相差 3.6%，户用光储结合系统方案经济性在美国已得到显现。

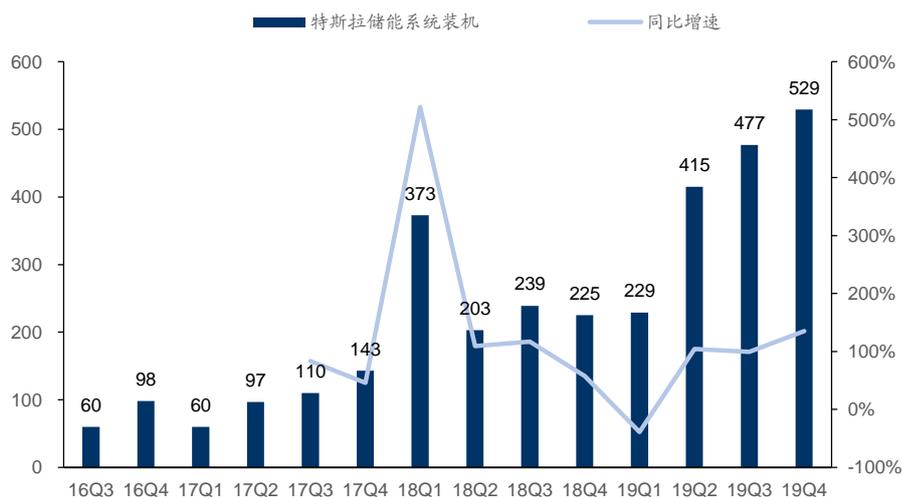
表 4: 不同机组类型参数对比 (币种: 人民币)

系统尺寸	系统成本 (原始成本)	系统成本 (在 ITC 之后)	单瓦成本	LCOE:元/KWh	特斯拉方案溢价: % (不考虑屋顶价值, 仅考虑光储)
加州光伏系统					
3 千瓦	6.41	4.74	15.81	1.068145	—
4 千瓦	8.54	6.32	15.81	1.068224	—
5 千瓦	10.68	7.90	15.81	1.068176	—
6 千瓦	12.82	9.48	15.81	1.068145	—
7 千瓦	14.95	11.06	15.81	1.068190	—
8 千瓦	17.09	12.64	15.81	1.068165	—
9 千瓦	19.22	14.23	15.81	1.068197	—
10 千瓦	21.36	15.81	15.81	1.068176	—
特斯拉光储系统					
3.8 千瓦	5.30	10.71	28.17	1.52	31.56%
7.6 千瓦	9.84	16.89	22.23	1.20	13.25%
11.4 千瓦	14.38	23.38	20.51	1.11	6.00%
15.2 千瓦	42.77	29.94	19.70	1.07	2.11%

资料来源:特斯拉官网、加州光伏网、国信证券经济研究所预测

特斯拉 2019 年储能装机容量达到 1.65GWh。前三季度分别为 229MWh、415MWh、477MWh，全年装机 1.65GWh，同比增长接近 60%，超过 2017、2018 年装机总量之和。2019 年全球电化学储能新增装机为 15.9GWh，意味着特斯拉占据全球储能的市场份额达到 10.4%。

图 21: 特斯拉储能系统装机量 (MWh) 及同比增速



资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理

我国国家层面政策为储能发展提供方向。2017 年五部委联合发布《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，明确了十三五和十四五时期储能发展“两步走”的战略。2019 年针对该指导意见，进一步提出了细化的 2019-2020 行动计划，从而进一步推进“十三五”期间实现储能由研发示范向商业化初期过渡的目标，同

时为“十四五”期间实现储能由商业化初期向规模化发展转变的目标奠定基础。

部分省市开始出台用户侧补贴政策 and 新能源发电侧技术要求。目前针对储能出台补贴政策的有合肥和苏州。2018年合肥政策针对符合政策的光伏储能系统，按储能实际充电量给予1元/KWh的补贴。2019年苏州针对工业园区的储能项目，按放电量补贴3年，补贴标准0.3元/KWh。2019年6月新疆针对光伏储能试点项目，储能系统原则上按照不低于光伏电站装机容量的15%、且储能时长不低于2小时来配置，总装机规模不超过350MW。

表 5: 国内储能支持政策

时间	主体	政策	内容及对储能产业的影响
2011年3月	十一届全国人大四次会议	《国家“十二五”规划纲要》	首次提到“储能”，要求在“十二五”期间指导新能源、智能电网、储能行业的发展建设以及规划新能源重点建设项目，对推动储能行业的快速发展有积极意义。
2017年3月	国家能源局	《关于促进储能技术与产业发展的指导意见（征求意见稿）》	未来10年内分两个阶段推进相关工作，第一阶段实现储能由研发示范向商业化初期过渡；第二阶段实现商业化初期向规模化发展转变。 “十三五”期间，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目；探索一批可推广的商业模式。储能产业发展进入商业化初期，储能对于能源体系转型的关键作用初步显现。“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点。储能产业规模化发展，储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现。
2018年9月17日	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。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3月24日	苏州工业园区管委会	《苏州工业园区绿色发展专项引导资金管理办法》	明确对园区节能改造、循环经济和能源互联网项目及其它支撑园区绿色发展的重点项目给与资金补贴。其中，针对在园区备案实施、且已并网投运的分布式燃机项目、储能项目， 自项目投运后按发电量（放电量）补贴3年，每千瓦时补贴业主单位0.3元。 园区希望通过补贴政策，鼓励支持建设一批用户侧储能项目，在不增加公共资源消耗的前提下满足企业的用能需求，同时可以利用储能削峰填谷，提升现有电网资源利用效率，实现多方共赢。
2019年5月24日	国家发改委、国家能源局	《输配电定价成本监审办法》	抽水蓄能电站、电储能设施等与电网企业输配电业务无关的费用，将不得计入输配电定价成本。 此外，对于租赁期满后，用户无偿移交给电网企业的电储能资产，这部分折旧费也不被计入输配电定价成本。这表明如果在短期内没有其它盈利模式出现，未来几年电网侧储能的发展会受影响。
2019年6月25日	国家发改委、科技部、工信部和能源局	《贯彻落实〈关于促进储能技术与产业发展的指导意见〉2019-2020年行动计划》	行动计划是指导意见的落实文件，一共包括六项工作，分别是：加强先进储能技术研发和智能制造升级、完善落实促进储能技术与产业发展的政策、推进抽水蓄能发展、推进储能项目示范和应用、推进新能源汽车动力电池储能化应用、加快推进储能标准化。行动计划的印发，为“后指导意见”时期如何推动储能产业的发展明确了具体的任务和分工，从而进一步推进“十三五”期间实现储能由研发示范向商业化初期过渡的目标，同时为“十四五”期间实现储能由商业化初期向规模化发展转变的目标奠定基础。
2019年6月28日	新疆自治区发改委、国家能源局新疆监管	《关于开展发电侧光伏储能联合运行项目试点的通知》	试点项目全部布局在南疆四地州， 储能系统原则上按照不低于光伏电站装机容量的15%、且储能时长不低于2小时来配置，总装机规模不超过350MW。 试点项目需在2019年10月31日前建成，所有光伏电站将从2020年起每年增加100小时优先发电电量，持续五年。

资料来源:国信证券经济研究所整理

基于我国提供储能补贴的省市较少，我们通过搭建“光储发电+网电套利”模型，进行工商业光储项目经济性测算。工商业配置光伏+储能替代部分网电，满足自身用电需求，综合考虑峰谷电价差与时段划分复杂度，以江苏省为例进行建模，各电价时段和电流流向如表所示。通过计算配置光储系统前后支付电费差额，作为光储系统运营效益，对未来工商业光储系统经济性进行测算，基本假设如下：

- 1、江苏省年利用小时数为1063h，配置150KW光伏系统，预计平均每天可以发500~600度电，单位成本为4000元/KW；蓄电池采用磷酸铁锂电池，总容量600KWh，单位成本为1500元/KWh。
- 2、放电深度95%，容量衰减20%，循环寿命5000次，日运行2次，运行时间为8年，残值按照光伏系统剩余价值计算。
- 3、折现率7.5%，贷款利率6%，自有资金比例为0.3。

表 6: 江苏省工商业用电情况

时段	时间段	电价	用电时长 (h)	用电量 (度)	原电流流向	光伏电流流向	光伏+储能电流流向
峰时段	8:00~12:00	1.06	4.00	800.00	电网→负载	光伏+电网→负载	光伏+储能→负载
平时段	12:00~17:00	0.64	3.00	600.00	电网→负载	光伏+电网→负载	光伏+电网→负载+储能

峰时段	17:00~21:00	1.06	4.00	350.00	电网→负载	电网→负载	储能→负载
平时段	21:00~24:00	0.64	1.00	50.00	电网→负载	电网→负载	储能→负载
谷时段	0:00~8:00	0.29					电网→储能充电

资料来源:能源局、国信证券经济研究所整理

表 7: 江苏省光储系统经济性测算

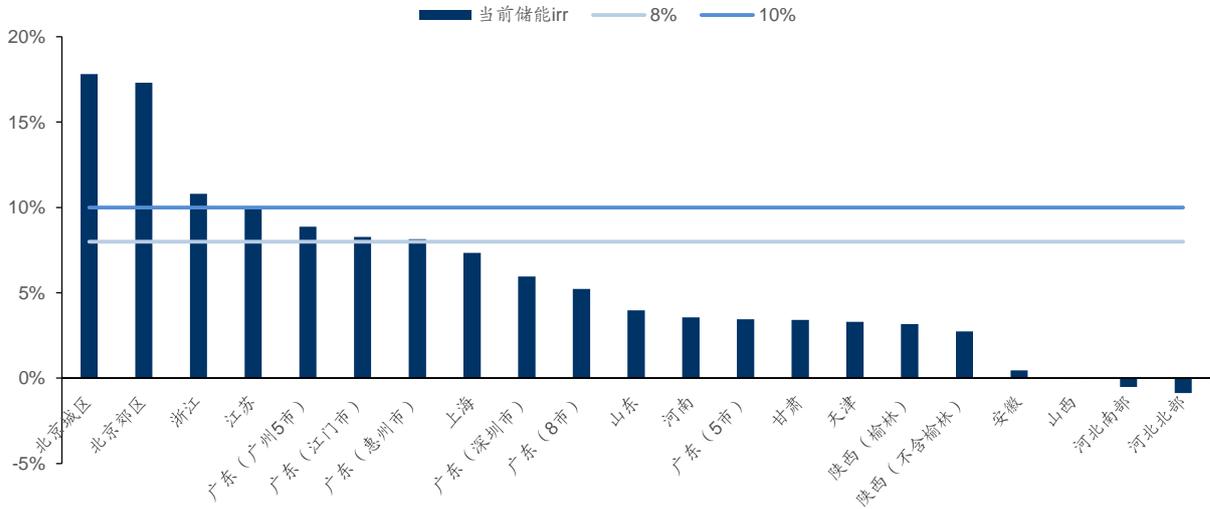
运行年数		1	2	3	4	5	6	7	8
原用 电情 况	电费(峰时段 8:00~12:00)	-848.64	-848.64	-848.64	-848.64	-848.64	-848.64	-848.64	-848.64
	电费(平时段 12:00~17:00)	-381.90	-381.90	-381.90	-381.90	-381.90	-381.90	-381.90	-381.90
	电费(峰时段 17:00~21:00)	-371.28	-371.28	-371.28	-371.28	-371.28	-371.28	-371.28	-371.28
	电费(平时段 21:00~24:00)	-31.83	-31.83	-31.83	-31.83	-31.83	-31.83	-31.83	-31.83
	日电费合计: 元	-1633.65	-1633.65	-1633.65	-1633.65	-1633.65	-1633.65	-1633.65	-1633.65
	年运行天数(天)	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
光 伏 + 储 能	工厂年电费支出合计: 万元	-49.01	-49.01	-49.01	-49.01	-49.01	-49.01	-49.01	-49.01
	光伏+储能初始投资: 万元	-45.00							
	运维人工等: 万元		-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80
	资金成本: 万元		-16.91	-16.91	-16.91	-16.91	-16.91	-16.91	-16.91
	项目现金流出: 万元	-150.00	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80	-0.80
	现金流出: 万元	-45.00	-17.71	-17.71	-17.71	-17.71	-17.71	-17.71	-17.71
	光伏年发电量: 万 KWh		17.82	17.73	17.64	17.55	17.46	17.37	17.28
	储能年放电量: 万 KWh		32.49	31.71	30.93	30.15	29.37	28.59	27.81
	节省电费(峰时段 8:00~12:00)		848.64	848.64	848.64	848.64	848.64	848.64	848.64
	支付电费(平时段 12:00~17:00)		-531.16	-530.72	-532.20	-533.67	-535.15	-536.62	-538.09
节省电费(峰时段 17:00~21:00)		371.28	371.28	371.28	371.28	371.28	371.28	371.28	
节省电费(平时段 21:00~24:00)		31.83	31.83	31.83	31.83	31.83	31.83	31.83	
谷时段支付电费		-177.95	-173.68	-169.41	-165.14	-160.87	-156.60	-152.33	
日电费合计: 元		-709.11	-704.41	-701.61	-698.81	-696.02	-693.22	-690.42	
工厂年电费支出合计: 万元		-94.01	-21.27	-21.13	-21.05	-20.96	-20.88	-20.80	-20.71
投 资 收 益	项目全年收益万元/年	-150.00	27.74	27.88	27.96	28.04	28.13	28.21	28.30
	项目累计收益: 万元	-150.00	-122.26	-94.39	-66.43	-38.38	-10.25	17.96	46.26
	项目 irr	9.92%							
	全年收益: 万元/年	-45.00	10.83	10.97	11.05	11.14	11.22	11.30	11.39
	累计收益: 万元	-45.00	-34.17	-23.20	-12.15	-1.02	10.20	21.51	32.90
	自有资金 irr	18.17%							

资料来源:国信证券经济研究所测算

测算结论:在上述假设条件下,江苏省工商业用户应用光储系统可实现经济性,生命周期内项目内含报酬率 **9.92%**,自有资金内含报酬率为 **18.17%**,投资回收期为 **6 年**。

进一步我们将模型应用于其他地区进行测算,可以发现,第一阶段:当用户侧光伏成本在 4000 元/KW,储能系统成本为 1500 元/KWh 时,北京、浙江、江苏和广东(部分地区)内的工商业用户配置储能系统可达到 8%收益率,假设市场渗透率为 30%,储能装机规模为 140.70GW,市场规模合计为 2215.49 亿元。

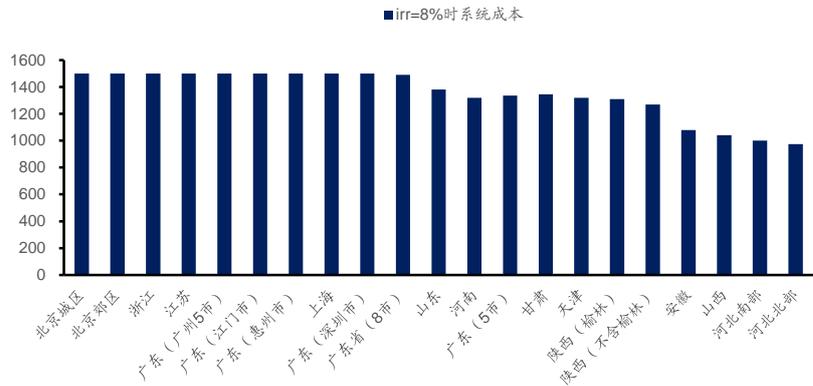
图 22: 部分省市当前储能 irr (%) 和峰谷价差-谷平价差均值



资料来源: 国信证券经济研究所整理

进一步测算可得: 第二阶段, 当光伏成本降至 3000 元/KWh, 储能系统成本降至 1000 元/KWh 时, 除青海、云南和宁夏外样本地区储能系统均可实现 8% 内含报酬率。在市场渗透率为 60% 的条件下, 储能装机规模为 302.94GW, 市场规模合计为 3029.43 亿元。

图 23: 光伏系统成本 3000 元/KWh 时, irr=8% 时, 各地区储能系统成本



资料来源: 国信证券经济研究所整理

表 13: 分布式工商业光储系统市场规模预测

	第一阶段	第二阶段
光伏系统成本: 元/KW	4000	3000
储能系统成本: 元/KW h	1500	1000
装机容量: GWh	140.70	302.94
渗透率	30%	60%
市场规模: 亿元	2215.49	3029.43

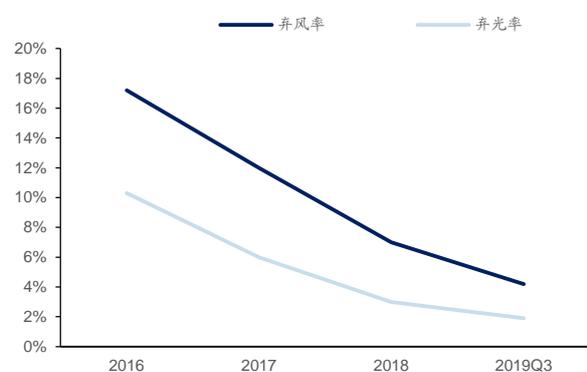
资料来源: 国信证券经济研究所整理

集中式光储：光伏平价大时代的必经之路

西北地区弃风弃光率仍高于全国平均水平，储能有望加速渗透。风能和太阳能等新能源发电具有不规则变化的特点，为维持电力供需平衡和电网的稳定性需限制部分新能源的出力。据国家能源局统计，近年来全国弃风弃光率呈下降趋势，2019年1-9月，全国弃风率4.2%，同比下降3.5个百分点；弃光率1.9%，同比下降1个百分点。2019年上半年，弃风仍较为严重的地区是新疆、甘肃和内蒙古，弃风率分别为17.0%、10.1%和8.2%；弃光主要集中在西藏、新疆、甘肃和青海，弃光率分别为25.7%、10.6%、6.9%和6.3%。

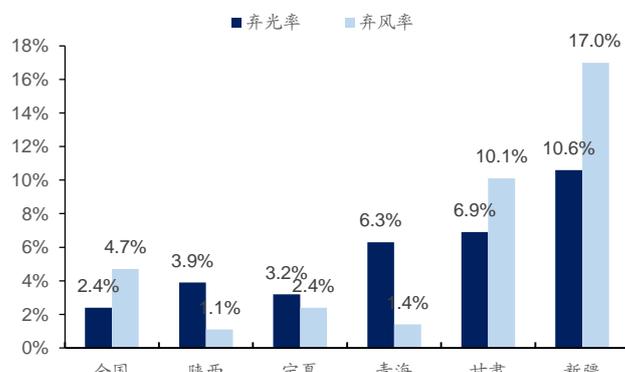
随着可再生能源占比的增加，其波动性与地理位置上的限制凸显，减少弃风弃电最直接的方式是配置相应的储能系统，根据电网调度要求和实际发电负荷合理实时改变运行模式，将可再生能源发电从非高峰时段转向高峰时段，调配电能供应与需求之间的平衡。例如CAISO“鸭曲线”，将多余电能存储于电池储能系统中按需放出，减少发电损失，起到削峰填谷的作用。

图 24：国内弃风弃电率逐年降低



资料来源：国家能源局、国信证券经济研究所整理

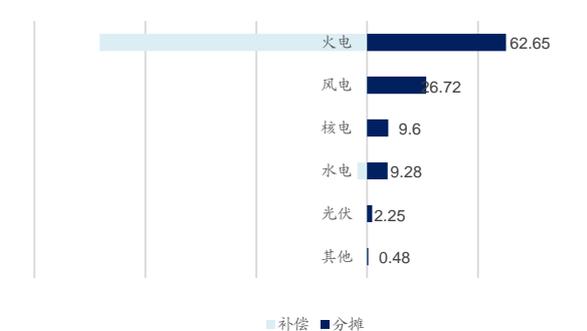
图 25：2019年上半年五省弃光率和弃风率仍偏高



资料来源：国家能源局、国信证券经济研究所整理

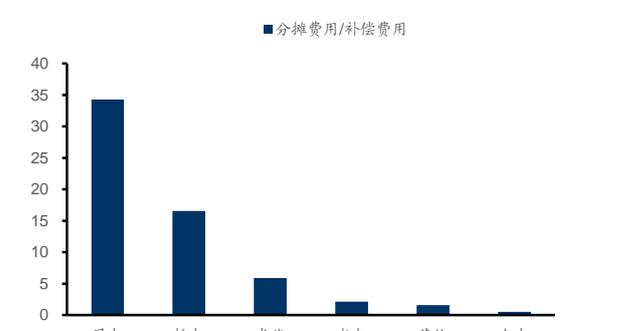
传统平滑新能源不稳定性的方案中，新能源机组分摊费用远高于补偿费用。从能源类型的角度来看，参与辅助服务的能源类型主要包括火电、水电、风电、光伏、核电，其中火电机组补偿费用最高为62.65亿元，但同时分摊费用也最高。我们构造分摊费用/补偿费用指标来进行对比，风电分摊费用/补偿费用值高达34.26，核电和光伏发电也远高于传统火电。即新能源场站通过配置相应的储能系统，可满足自身辅助服务需求，有效降低分摊费用。

图 26：各类型机组电力辅助服务补偿分摊费用（亿元）



资料来源：能源局、国信证券经济研究所整理

图 27：华北地区分享补偿费用比例

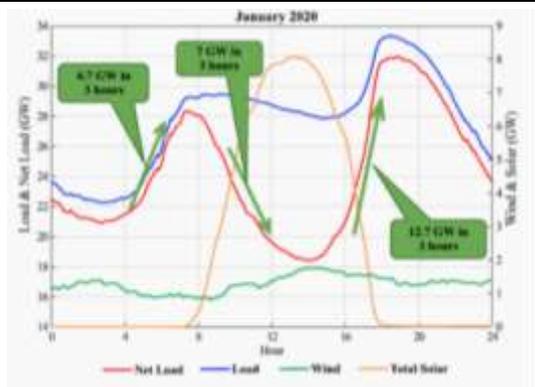


资料来源：能源局、国信证券经济研究所整理

储能若替代传统备用，将有效提高容量价值。国内新能源（风电、光伏发电）

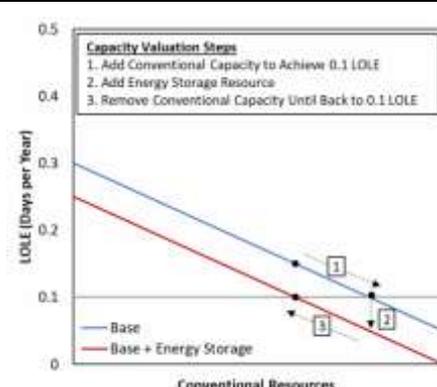
通过保留有功备用或者配置储能设备，并利用相应的有功控制系统实现一次调频功能。光伏电站若要参与低频响应，在不考虑限电情况下需预留 10% 的容量，按每天备用 8h 计算，则 100MW 光伏电站每天少发 8 万 KWh，每年少发电 2800 万 KWh。通过配置储能设备替代备用容量也可提高系统容量价值。

图 28: 能量价值-CAISO 鸭曲线削峰填谷示意图



资料来源: CESA、国信证券经济研究所整理

图 29: 容量价值-储能替代传统备用能源容量



资料来源: IEA2019 年、国信证券经济研究所整理

目前国内已经有大量风、光储电站示范项目投入使用。我国首个风光储输示范工程位于河北省张家口市北部，于 2011 年底并网，综合运用了磷酸铁锂、液流、钛酸锂、阀控铅酸等多种技术路线，每年可以提升 200 小时的利用小时数，有效解决了新能源的消纳问题。近年来，青海共和光伏发电储能项目、鲁能集团海西州多能互补集成优化示范工程等大型新能源配套储能项目投入使用。

表 8: 国内部分光储示范项目

项目名称	装机容量	储能系统功率/容量	技术类型
辽宁卧牛石风电场储能示范电站	风电 49.5MW	5MW/10MWh	全钒液流电池
甘肃酒泉“电网友好型新能源发电”示范工程	风电 48MW	1MW/1MWh	磷酸铁锂
青海格尔木时代新能源光储电站	光伏 50MW	15MW/18MWh	磷酸铁锂
吉林风蓄储能示范工程	200MW	1MW/0.5MWh	锂电池
张家口风光储示范工程	风电 500MW、光伏 100MW	70MW	多技术路线
二连浩特可再生能源微电网示范项目	风电 1820MW、光伏 565MW、光热 150MW	160MW	多技术
青海共和光伏发电储能项目	光伏 20MW	16MW/64MWh	磷酸铁锂、三元、液流
鲁能集团海西多能互补集成优化示范工程	光伏 200MW、风电 400MW、光热 50MW	50MW/100MWh	磷酸铁锂
上海并网微电网	2MW 光伏+50KW 风电	1000KW/3MWh	锂电池
国网节能公司新疆光伏储能项目	光伏 60MW	10MW/20MWh	磷酸铁锂
新华圣树光伏储能联合运营试点项目	光伏 180MW	40MW/80MWh	磷酸铁锂

资料来源: 北极星储能网、国信证券经济研究所预测

我们针对国内集中式光伏+储能系统进行经济性测算，基本假设如下：

- 1、投资主体为三类资源区光伏新能源场站，应用场景包括削峰填谷和替代一次调频备用容量；
- 2、根据不同地区利用小时数和限电比例不同，100MW 光伏容量分别配置 43、30 和 19MWh 储能系统用于削峰填谷，同时配置 9MWh 储能系统用于替代一次调频备用容量。储能系统单位成本为 1500 元/KWh，电芯选用磷酸铁锂，放电深度 95%，容量衰减 20%，循环寿命 5000 次，日循环 1 次，运行时间为 15 年；
- 3、贷款利率 6%，自有资金比例为 0.3，所得税率为 25%，折现率 7.5%。

集中式光储结合经济性测算：

当仅用于削峰填谷时,三类资源区的储能系统装机量分别为 43、30 和 19MWh,上网电价分别为 0.4/0.45 和 0.55 元,度电成本均为 0.63 元/KWh,但均未达预期收益。当要求的 irr=8%时,三类资源区储能系统成本需分别降至 851、957 和 1170 元/KWh。

表 9: 不同资源区 100MW 光伏+储能系统经济性测算结果 (仅用于削峰填谷)

资源区	I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区
装机容量 (MWh)	43	30	19
上网电价 (元/KWh)	0.4	0.45	0.55
度电成本 (元/KWh)	0.63	0.63	0.63
项目			
回收期	-	-	12
irr	-	-	3.28%
Irr=8%对应储能系统成本 (元/KWh)	851	957	1170
Irr=10%对应储能系统成本 (元/KWh)	772	869	1062

资料来源:国信证券经济研究所测算

当用于削峰填谷和替代有功备用时,三类资源区的储能系统装机量分别为 51、38 和 27MWh,其他条件相同。可以发现三类资源区储能项目的投资回收期分别为 9、8 和 6 年,II 类资源区和 III 类资源区项目内含报酬率均达到 8%,III 类资源区项目内含报酬率为 11.9%。

表 10: 不同资源区 100MW 光伏+储能系统经济学测算结果 (用于削峰填谷和替代备用)

资源区	I 类资源区	II 类资源区	III 类资源区
装机容量 (MWh)	51	38	27
上网电价 (元/KWh)	0.4	0.45	0.55
度电成本 (元/KWh)	0.63	0.63	0.63
项目			
回收期	9	8	6
irr	7.38%	8.87%	11.90%
回收期	7	5	4
irr	11.01%	16.00%	25.37%

资料来源:国信证券经济研究所测算

第一阶段: 当储能系统成本为 1500 元/KWh 时,在市场渗透率为 30%的条件下,现有光伏存量市场储能装机规模为 33.41GW,市场规模合计为 501.09 亿元。假设储能成本降至 1500 元/KWh 之前,光伏市场年新增量为 45GW,在相同渗透率条件下,年新增储能装机 8.10GWh,年新增市场规模为 121.50 亿元。

第二阶段: 当系统成本降至 1000 元/KWh 时,在市场渗透率为 60%的条件下,储能装机规模为 109.75GW,市场规模合计为 1097.49 亿元。假设储能成本降至 1000 元/KWh 之前,光伏市场年新增量为 50GW,在相同渗透率条件下,年新增储能装机 36.00GWh,年新增市场规模为 360.00 亿元。

表 19: 集中式光伏市场储能装机规模预测

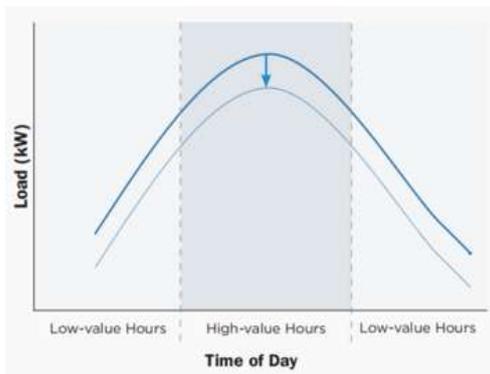
	第一阶段	第二阶段
现有存量市场		
储能系统成本: 元/KW h	1500	1000
电池: 光伏	15%	30%
渗透率	30%	60%
装机容量: GWh	33.41	109.75
市场规模: 亿元	501.09	1097.49
年增量市场		
光伏新增装机: GW	45	50
储能新增装机: GWh	8.10	36.00
市场规模: 亿元	121.50	360.00

资料来源:国信证券经济研究所整理

用户侧: 经济性凸显进行时, 万亿市场空间值得期待

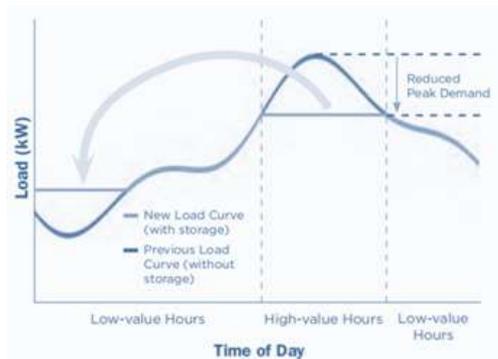
储能能量时移, 峰谷价差套利。一般情况下, 由于白天用电侧负荷曲线比晚上高, 部分地区实施分时电价机制, 将一天 24h 分为峰时段、平时段和谷时段, 电价依次降低, 从而形成峰谷电价差。储能出现之前, 电力用户降低电费的传统方式主要为: 减少消费或被动改变消费时段; 储能通过能量时移, 在低谷电价时间段充电, 在高峰电价时间段放电, 满足用电需求, 同时利用峰谷价差进行套利。

图 30: 传统减少电费方式 (无能量时移)



资料来源: IEA, 国信证券经济研究所整理

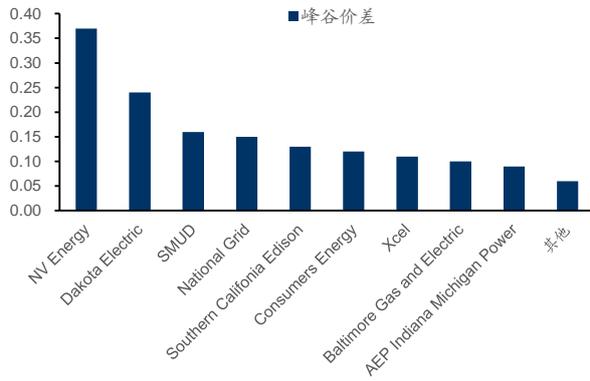
图 31: 储能实现能量时移



资料来源: IEA, 国信证券经济研究所整理

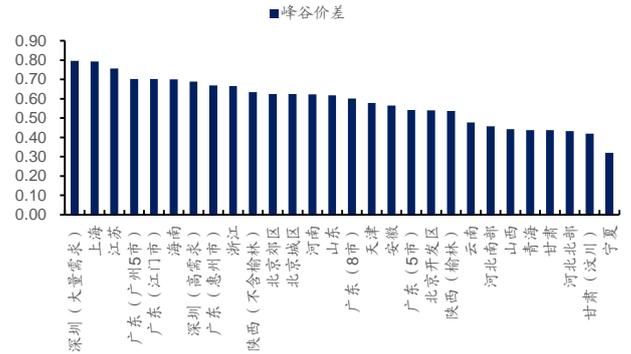
高价差刺激储能部署, 国内价格激励较弱。用户应用储能须有足够的价差激励, 即峰谷电价差可覆盖储能度电成本。部分发达国家 (如美国、德国和澳大利亚) 峰谷价差较高, 为用户侧储能装机提供机会。以美国为例, 居民用户的峰谷价差平均为 0.15 美元/KWh, 高于当前 0.10 美元/KWh 的储能度电成本。但在国内大部分地区, 峰谷电价差仍远不足以覆盖储能度电成本。

图 32: 美国主要电力公司峰谷电价差 (2019F 美元)



资料来源: IEA, 国信证券经济研究所整理

图 33: 我国部分地区大工业电价峰谷价差 (元/KWh)



资料来源: IEA, 国信证券经济研究所整理

用电类别说明: 深圳(大量需求)指深圳市大量工商业及其他用电(101至3000kVA); 深圳(高需求)指高需求工商业及其他用电(3001kVA及以上); 广东(广州5市)指广州、珠海、佛山、中山和东莞五市; 广东(8市)指汕头、潮州、揭阳、汕尾、阳江、湛江、茂名和肇庆8市; 广东(5市)指云浮、河源、梅州、韶关和清远5市。

储能需量管理, 降低基本电费。理论上仅通过削峰填谷套利, 储能在国内用电侧难以实现经济性。大工业用户普遍采用两部制电价计费, 电费分为基本电费和电度电费。其中, 基本电费与耗电量无关, 仅与变压器容量或最大需量相关; 电度电费与耗电量呈正比。当储能应用于大工业用户侧时, 除实现一般削峰填谷套利降低电量电费外, 同时也可进行需量管理, 降低基本电费, 带来双重收益。

图 34: 两部制电价构成



资料来源: 南方电网、国信证券经济研究所整理

峰谷-峰平价差平均值修正。考虑到用电侧储能系统工作模式为一日2充2放, 仅存在一次谷时段充电、峰时段放电的机会, 另一次则为平时段充电、峰时段放电(即夜晚谷时段充电, 早上峰时段放电, 午间平时段充电, 傍晚峰时段放电), 因此取峰谷价差与峰平价差平均值建模更为合理。

表 11：我国部分地区大工业电价（单位：元/KWh）

地区	峰时段电价	平时段电价	谷时段电价	峰谷价差	峰平价差	平均价差	最大需量（元/千瓦·月）
上海市	1.09	1.09	0.66	0.29	0.79	0.43	42
江苏	1.07	1.07	0.64	0.31	0.76	0.43	40
深圳（大量需求）	1.02	1.02	0.67	0.23	0.80	0.35	54
广东（广州5市）	1.01	1.01	0.61	0.31	0.70	0.40	32
广东（江门市）	1.01	1.01	0.61	0.31	0.70	0.40	32
海南省	1.03	1.03	0.64	0.33	0.70	0.40	38
广东（惠州市）	0.96	0.96	0.58	0.29	0.67	0.38	32
深圳（高需求）	0.93	0.93	0.62	0.24	0.69	0.30	42
河南	0.94	0.94	0.61	0.32	0.62	0.33	28
陕西（不含榆林）	0.87	0.87	0.55	0.23	0.63	0.32	31
北京郊区	0.99	0.99	0.67	0.37	0.62	0.32	48
北京城区	1.00	1.00	0.68	0.38	0.62	0.32	48
山东	0.94	0.94	0.62	0.32	0.62	0.32	38
广东（8市）	0.86	0.86	0.52	0.26	0.60	0.34	32
安徽	0.96	0.96	0.63	0.39	0.56	0.32	40
天津	0.99	0.99	0.68	0.41	0.58	0.31	25.5
广东（5市）	0.78	0.78	0.47	0.24	0.54	0.31	32
浙江	1.08	1.08	0.90	0.42	0.67	0.18	40
北京开发区	0.88	0.88	0.60	0.34	0.54	0.28	48
陕西（榆林）	0.71	0.71	0.45	0.18	0.54	0.27	31
云南	0.72	0.72	0.48	0.24	0.48	0.24	37
河北南部	0.81	0.81	0.56	0.35	0.46	0.24	35
山西	0.74	0.74	0.51	0.30	0.44	0.23	36
河北北部	0.76	0.76	0.53	0.33	0.43	0.23	35
青海	0.59	0.59	0.37	0.15	0.44	0.22	28.5
甘肃	0.68	0.68	0.46	0.24	0.44	0.22	28.5
甘肃（汶川）	0.65	0.65	0.44	0.23	0.42	0.21	28.5
宁夏	0.60	0.60	0.44	0.28	0.32	0.16	30

资料来源:各省市发改委, 国信证券经济研究所整理

以上海市电价为例，我们针对国内大工业用电侧储能经济性进行测算，基本假设如下：

- 1、配置 1 MW / 4 MWh 储能系统，电芯为磷酸铁锂，单位成本为 1800 元/KWh；
- 2、充放电深度 95%，容量衰减 20%，循环寿命 5000 次，无残值；
- 3、折现率 7.5%，贷款利率 6%，自有资金比例为 0.3；

表 12: 上海市用电侧-储能系统用于削峰填谷和需量管理的经济性测算

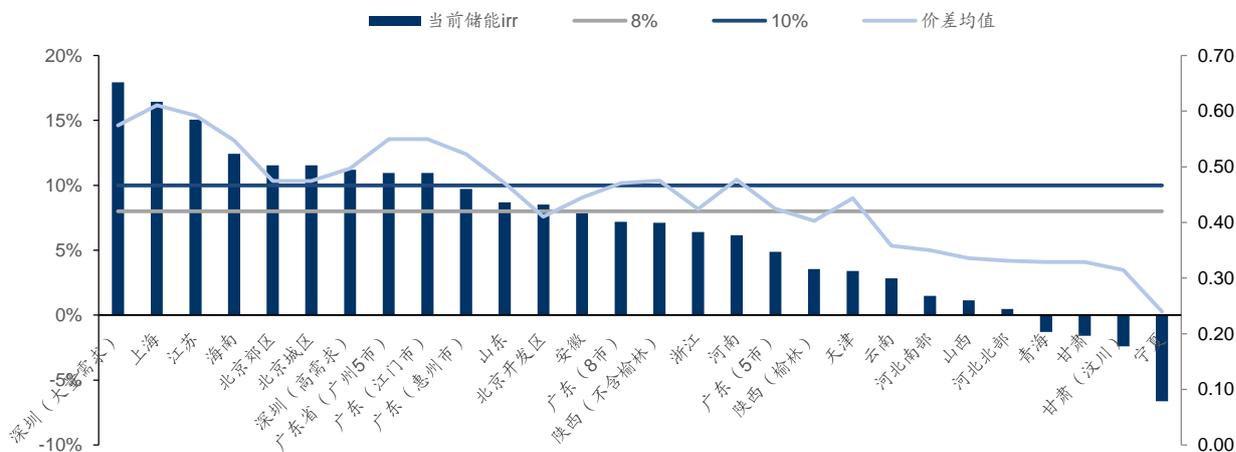
年限		0	1	2	3	4	5	6	7
初始投资	万元/年	216							
运维成本	万元/年		12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8
资金成本	万元/年		81.16	81.16	81.16	81.16	81.16	81.16	81.16
折旧	万元/年		82.29	82.29	82.29	82.29	82.29	82.29	82.29
电价	峰平价差: 元/KWh		0.428	0.428	0.428	0.428	0.428	0.428	0.428
	峰谷价差: 元/KWh		0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79
	容量电费: 元/(KW·月)		42	42	42	42	42	42	42
电池指标	电池容量: %		100	97.2	94.4	91.6	88.8	86	83.2
	充电容量: KWh		3800	3693.6	3587.2	3480.8	3374.4	3268	3161.6
	放电容量: KWh		3610	3508.92	3407.84	3306.76	3205.68	3104.6	3003.52
	年发电量: KWh		252.70	245.62	238.55	231.47	224.40	217.32	210.25
	尖峰负荷消除: KW		1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
收益	套利收益: 万元/年		147.91	143.77	139.63	135.48	131.34	127.20	123.06
	降低基本电费: 万元/年		55.44	55.44	55.44	55.44	55.44	55.44	55.44
	总收益: 万元/年		203.35	199.21	195.07	190.92	186.78	182.64	178.50
项目	现金流入: 万元/年		203.35	199.21	195.07	190.92	186.78	182.64	178.50
	现金流出: 万元/年	-720.00	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80
	净现金流量: 万元/年	-720.00	190.55	186.41	182.27	178.12	173.98	169.84	165.70
	累计净现金流量: 万元	-720.00	-529.45	-343.04	-160.78	17.35	191.33	361.17	526.87
	irr		16.44%						
自有资金	现金流入: 万元/年		203.35	199.21	195.07	190.92	186.78	182.64	178.50
	现金流出: 万元/年	-216.00	103.08	103.08	103.08	103.08	103.08	103.08	103.08
	净现金流量: 万元/年	-216.00	100.27	96.12	91.98	87.84	83.70	79.56	75.42
	累计净现金流量: 万元	-216.00	-115.73	-19.61	72.37	160.21	243.91	323.47	398.89
	irr		38.60%						
储能度电成本	初始投资+运营成本现值	787.80	11.91	11.08	10.30	9.58	8.92	8.29	7.18
成本	发电量折现	1236.82	235.07	212.55	192.02	173.33	156.31	140.82	113.92
	LCOE		0.64						

资料来源:国信证券经济研究所测算

测算结论: 对于价差和基本电价均较高的上海市大工业用户, 储能用于削峰填谷和需量管理可实现经济性。项目投资回收期为 4 年, 内含报酬率高达 16.44%, 生命周内度电成本为 0.64 元/Wh。

进一步我们将模型应用于其他地区进行测算, 可以发现, 目前在广东(部分地区)、上海、江苏、海南和山东地区, 大工业用户配置储能系统的 irr 可以达到 8%。

图 35: 部分省市当前储能 irr (%) 和峰谷价差-谷平价差均值

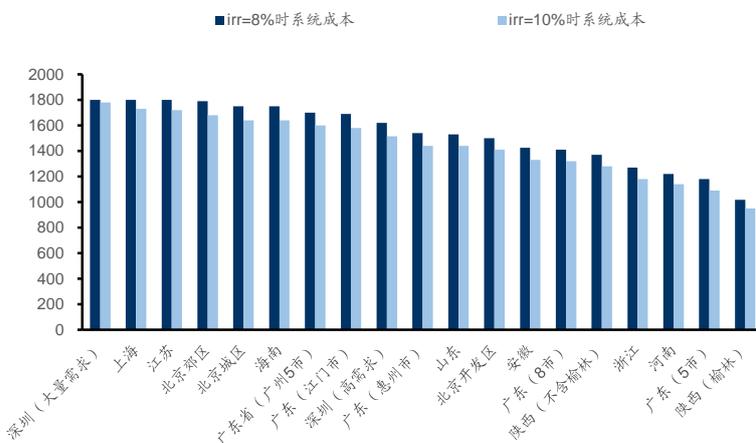


资料来源: 国信证券经济研究所整理

未来核心驱动因素在于成本下降。电价差影响项目收益，储能系统价格影响项目成本。在当前储能系统成本下，各地区经济性差异在于不同的价差水平，说明当前价格激励是用户安装储能系统关键因素。但未来多数国家将尝试降低整个电力系统成本，以刺激经济增长，终端价差将进一步缩小。因此降低储能成本则是推进未来储能部署唯一可行的方法。

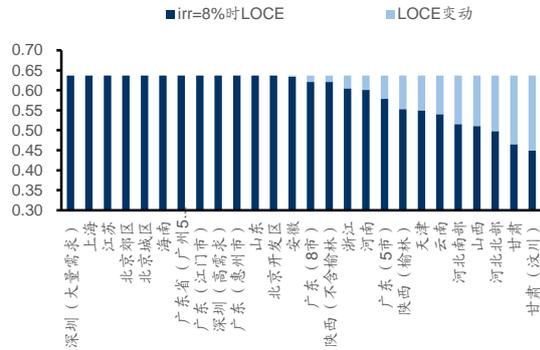
我们预计未来储能部署将分为两个阶段，第一阶段：当用户侧储能系统成本降至 1500 元/KWh 时，除宁夏、青海甘肃、陕西和河北外，其他样本地区储能项目可达到 8%的内含报酬率，对应度电成本降低 0.10 元/KWh 至 0.54 元/KWh，降幅达到 15.63%；第二阶段：当成储能系统成本降至 1000 元/KWh 时，所有样本地区均可实现 8%内含报酬率，除宁夏外其他地区可实现 10%内含报酬率，对应度电成本降低 0.26 元/KWh 至 0.38 元/KWh，降幅达 40.63%。

图 36: irr=8%和 10%水平下储能系统成本 (元/KWh)



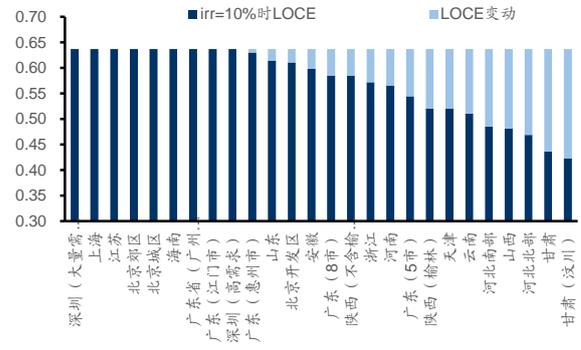
资料来源: 国信证券经济研究所测算

图 37: irr=8%时, 各地区度电成本下降幅度



资料来源: 国信证券经济研究所整理

图 38: irr=10%时, 各地区度电成本下降幅度



资料来源: 国信证券经济研究所整理

对应装机规模与市场规模预测:

第一阶段: 当用户侧储能系统成本降至 1500 元/KWh 时, 市场渗透率为 30% 的条件下, 储能装机规模为 213.49GW, 市场规模合计为 3202.38 亿元。

第二阶段: 当系统成本降至 1000 元/KWh 时, 市场渗透率为 60% 的条件下, 所有样本地区 irr 超过 8%, 储能装机规模为 517.64 GW, 市场规模合计为 5176.40 亿元。

表 5: 大工业用户储能系统市场规模预测

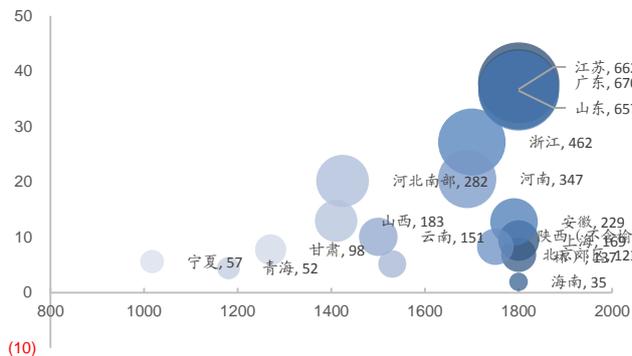
	第一阶段	第二阶段
储能系统成本: 元/KW h	1500	1000
装机容量: GWh	213.49	517.64
渗透率	30%	60%
市场规模: 亿元	3202.38	5176.40

资料来源: 国信证券经济研究所整理

储能市场具体到 32 个电力区: 以 1800 元/kWh 为起点, 当目标 irr=8% 时, 各省市大工业储能系统价格 (元/kWh 横轴)、装机规模 (GWh 纵轴) 和市场规模 (亿元) 出现明显分化。假设市场渗透率为 30%, 在目标 irr 下, 当储能系统成本为 1800 元/kWh 时, 在可实现目标 irr 的地区中, 广东省、江苏省和山东省市场规模排名前三, 分别对应 670、662 和 757 亿元。

当目标 irr=10% 时, 各省市大工业储能系统价格 (元/kWh 横轴)、装机规模 (GWh 纵轴) 和市场规模 (亿元) 分化更为明显。假设市场渗透率为 60%, 在目标 irr 下, 当储能系统成本为 1800 元/kWh 时, 在可实现目标 irr 的地区中, 江苏省、广东省和山东省市场规模依然排名前三, 分别对应 1324、1309 和 1263 亿元。

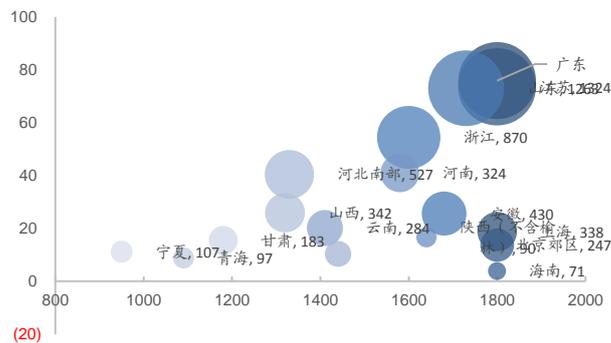
图 39: irr=8%时主要省市大工业储能系统价格 (元/KWh 横轴)、装机规模 (GWh 纵轴) 和市场规模 (亿元)



(10)

资料来源: 国信证券经济研究所整理

图 40: irr=10%时主要省市大工业储能系统价格 (元/KWh 横轴)、装机规模 (GWh 纵轴) 和市场规模 (亿元)



(20)

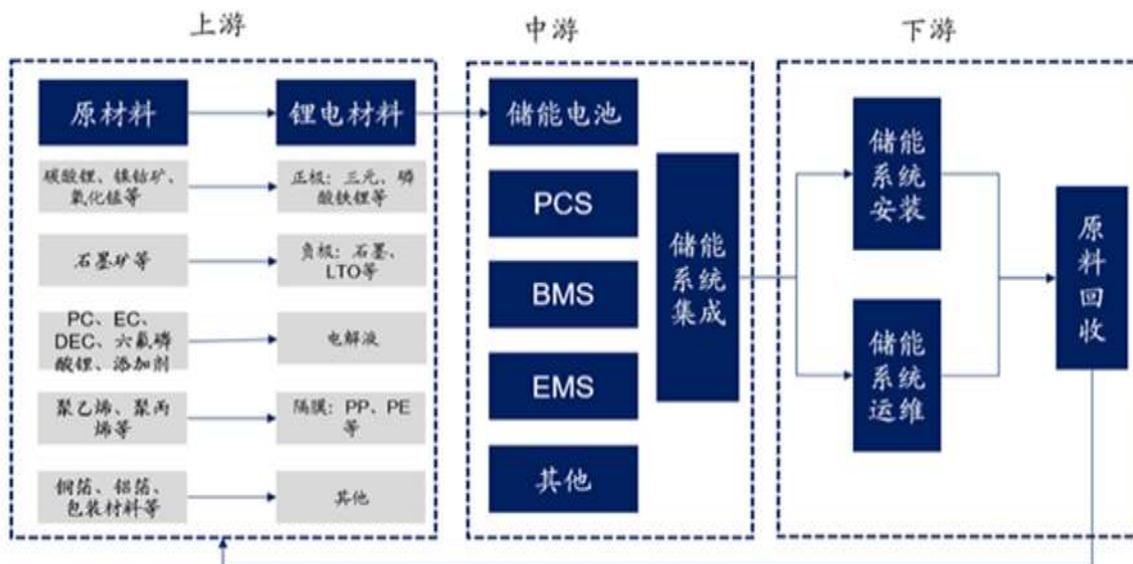
资料来源: 国信证券经济研究所整理

天然的平价要求, 储能产业链如何应对?

储能系统产业链梳理

在保证安全的前提下, 持续的降成本是行业面临的长期挑战。从产业链来看, 储能系统集成位于产业链中游, 成本下降一方面依托于上游原材料的降本增效, 另一方面则通过系统结构的设计优化。

图 41: 储能产业链拆解

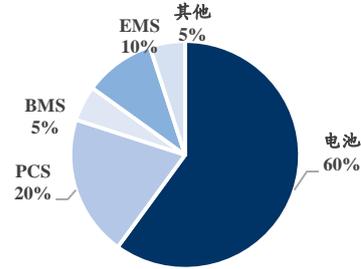


资料来源: 中关村储能产业技术协会、国信证券经济研究所整理

从储能系统成本构成来看, 目前电池成本约占 60%, PCS 占比 20%, BMS 占比 5%, EMS 占比 5%-10%, 其它配件 5%。根据 BNEF 预计, 2018 年储能系统成本为 364 美元/KWh, 到 2025 年, 储能系统成本有望降至 203 美元/KWh; 到 2030 年, 储能系统成本有望降至 165 美元/KWh, 相较于 2018 年降幅达 54.7%。目前电池成本占系统成本比重最高, 系统成本下降的关键是电池环节的

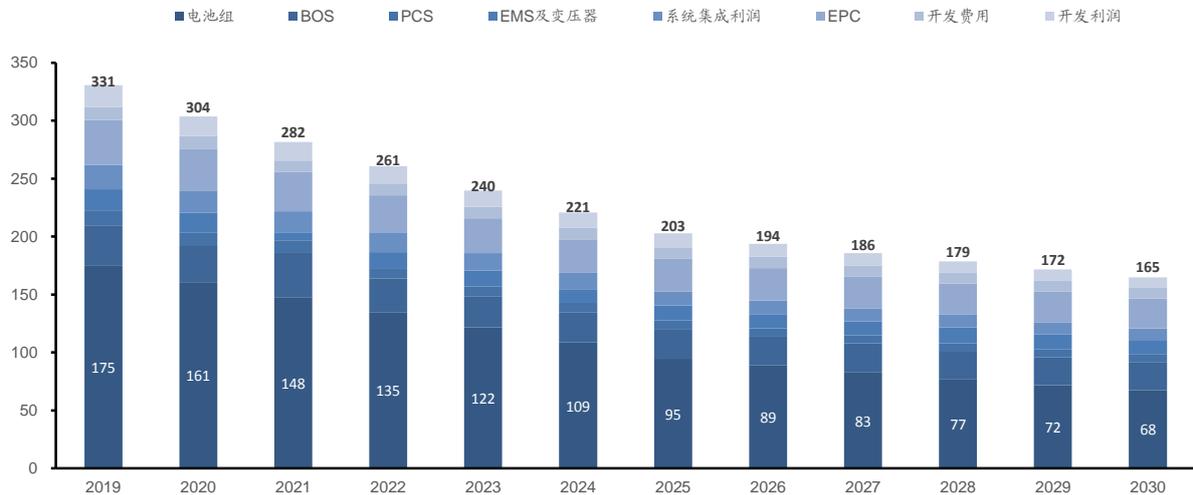
降本增效，预计 2025 年电池成本将降至 95 美元/KWh，与 2018 年成本相比降幅在 54%左右。同时随着市场规模的扩大和技术创新，储能 PCS、BES、EMS 和 EPC 成本同样具有下降空间。

图 42: 储能成本构成



资料来源：阳光电源、国信证券经济研究所整理

图 43: 储能各成本下降趋势预测



资料来源：BNEF、国信证券经济研究所测算

储能生产商二分类：行业已现 PCS 派与电池派。基于储能系统构成，电池、PCS、系统集成领域均有涉足储能的企业，在此我们通过对比几类企业，可以发现储能仍处于商业化前夜的培育阶段，虽然储能业务目前占各上市公司业务比例仍然较低，但母公司的盈利情况及核心技术水平在一定程度上决定了未来其在储能板块的拓展力度和发展方向。

其中，PCS 以阳光电源为代表，核心发力以行业领先 PCS 为抓手，布局下游储能系统及储能工程；电池则以比亚迪为代表，基于电芯成本发力储能。

表 13: 储能产业链相关公司情况

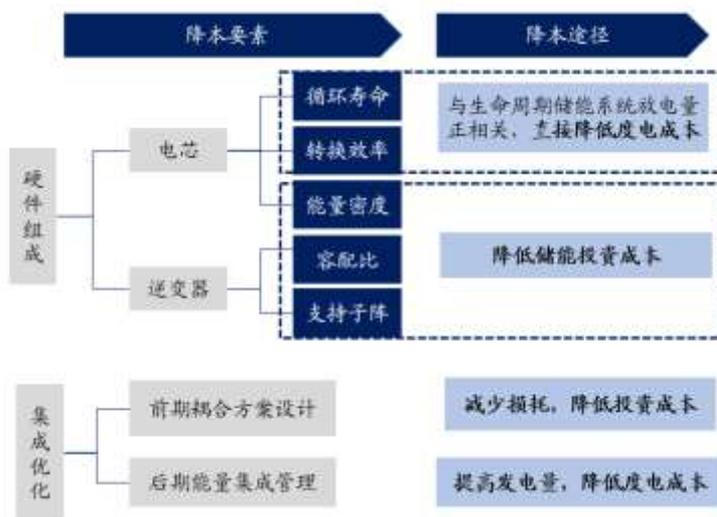
	核心业务或产品	市值 (亿)	储能相关业务产品	储能营收(亿)	营收占比	业务规模	技术特点	应用场景
阳光电源	逆变器、电站集成	200	PCS、系统集成	1.67 (半年报)	3.75%	累计 900 个项目	PCS 技术领先, 三元、铁锂双发展	各类项目均有涉及, 海外项目发展迅速
特斯拉	电动汽车	1664 (\$)	Powerpack、Megapack	107	6.23%	1.65GW (2019 年)	依托屋顶光伏, 模块化发展	屋顶光储为主
宁德时代	动力电池	3531	电芯、模组	2.4 (半年报)	1.18%	600MW (2018 年)	尚处于试点阶段	工商业储能为主
比亚迪	电动汽车	1841	电芯、模组	-	-	-	模块化	工商业光储为主
国轩高科	电池组	299	电芯	-	-	-	电芯	与上海电气组建合资企业
南都电源	电池	116	电芯、系统集成	2.9 (半年报)	7.28%	-	铅蓄电池	国内户用, 国外调频
科华恒盛	云产品	64.32	储能变流器	1.07 (半年报)	6.60%	-	侧重于 PCS	调频项目为主
科陆电子	智能电网	58.59	储能系统集成	0.91 (半年报)	5.97%	-	侧重于 PCS	2018 侧重于调频 2019 年场景调频调峰、辅助服务、微电网和海外户用

资料来源:各公司年报、国信证券经济研究所整理

储能系统核心竞争力: 系统优化能力+电芯成本下降

储能发展面临天然的平价要求,“提效降本”不仅适用光伏,也适用储能。在国内,与光伏早期有国家补贴助力不同,储能的发展天然就面临“平价”的要求,储能系统的提效降本主要落实在电池的性价比与系统集成的效率双提升,一方面是对电芯厂商的降本要求,一方面是对集成厂商优化储能系统的强诉求,二者缺一不可。

图 44: 储能系统降本要素及途径



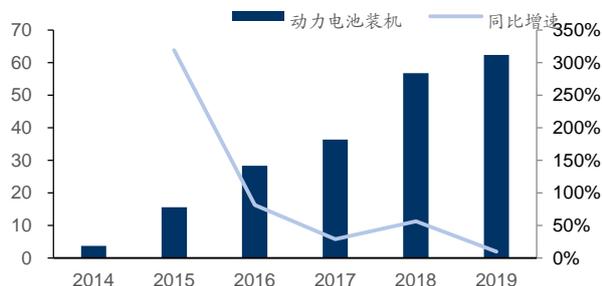
资料来源: 国信证券经济研究所整理

一方面, 锂电电进入行业产能扩张期, 成本降幅可期:

下游需求带动锂电市场规模扩大, 电池价格降幅高于预期。根据 GGII 统计, 2019 年全年行业累计装机量约 62.38GWh, 同比增长 9%。根据 Marklines 预测, 未来 5 年全球动力电池行业将持续高速增长, 2025 年全球装机量可达 850GWh。同时锂电池成本不断下降, 截至 2019 年 2 月 3 日, 方形动力电芯(磷酸铁锂)平均报价为 0.575 元/Wh, 方形动力电芯(三元)报价为 0.725 元

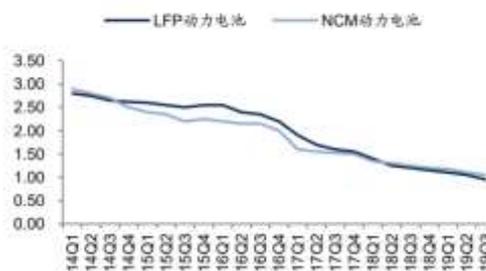
1/Wh，其中磷酸铁锂报价已达到 BNEF 预测 2027 年储能电池价格水平。

图 45: 动力电池装机量 (GWh) 及其增速



资料来源: 高工锂电、国信证券经济研究所整理

图 46: LFP 和 NCM 动力电池价格走势 (元/Wh)



资料来源: 高工锂电、国信证券经济研究所整理

磷酸铁锂电池是储能系统最为适配的选择。商用锂离子动力电池正极材料主要有锰酸锂、磷酸铁锂、三元体系，其中三元体系又可细分为镍钴锰 NCM 和镍钴铝 NCA。在空间充裕的条件下，储能电池相比消费电池和动力电池，对能量密度要求不高，对安全性和实用寿命的要求较高。从电池内在特性角度来看，相较于其他体系电池，磷酸铁锂具有高安全性、长循环寿命和低成本的优势，更符合储能电池需求。

长循环寿命和高转换效率可直接降低储能度电成本。在其他条件相同的情况下，电池循环寿命越长，则生命周期内储能系统可以存储或释放的电量越多，可直接降低度电成本。此外，电池转换效率越高，则充放电过程中能量损耗越少，也可增加系统总充放电量。

能量密度提升可间接降低储能投资成本。能量密度的单位可以用 Wh/kg 或 Wh/L 来表示。这意味着能量密越高，则电池质量或体积越小，从而减少建设过程中所使用的土地面积或厂房空间，通过摊薄固定成本来间接降低单位储能成本。

表 14: 三元电池与磷酸铁锂电池性能对比

电池类型	锂盐类型	能量密度 (Wh/kg)	电池寿命	价格 (元/Wh)	安全性
锰酸锂	LMO	120-140	500-1000	低	较好
磷酸铁锂	LFP	140-160	>2000	低	好
三元镍钴锰	NCM333	170-190	1500-2000	高	较好
	NCM523	180-210	1500-2000	高	较好
	NCM622	210-230	1500-2000	高	较好
	NCM811	230-270	1500-2000	中	达标
三元镍钴铝	NCA	240-270	1500-2000	中	达标

资料来源: 国信证券经济研究所整理

梯次电池性能指标优于铅酸电池。退役动力锂电池能否用于梯次利用以及应用领域，主要依据电池的剩余容量，当电池剩余容量在 20%~80% 时，则可以进行梯次利用；如若电池容量低于 20% 时，则已不满足梯次利用的标准，应进行电池拆解厂进行材料的回收。梯次电池相比铅酸电池在循环寿命、能量密度、高温性能等方面具备明显优势，从性价比角度来看，梯次电池是铅酸电池的 1.23-4.44 倍。

表 15: 基站用梯次电池性能指标优于铅酸电池

电池性能指标	铅酸电池		梯次电池		
标称循环寿命 (次)	200	400	800	1500	2000
能量密度 (Wh/kg)	30~45				90~120
工作温度 (°C)	5~30				-20~55
性价比 (将铅酸电池归 1, 可比计算)	1	1.23	2.13	3.61	4.44

资料来源:梯次电池在通信基站储能系统的探索及应用, 国信证券经济研究所预测

另一方面, 光储结合可降低进一步储能成本, 光电转化是光储系统核心竞争力:

加速光储融合深度降低项目投资成本。在同一地点安装的光伏和储能系统可以共享硬件组件, 例如升压器、检测器和控制器, 同时用于共享硬件而降低安装工程的人工成本; 此外, 相较于独立的光伏+储能, 光储结合部署还可以减少场地准备次数, 降低土地成本和 EPC 成本进而降低光储项目的投资成本。

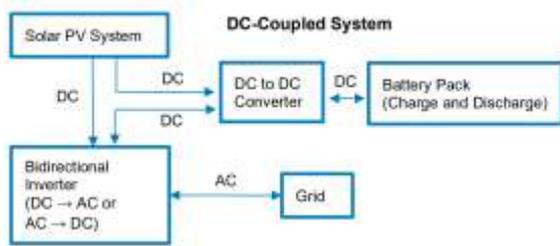
表 16: 光储结合与独立光伏和储能安装成本对比

模型组件	光储结合	独立光伏+储能
场地准备	一次	两次
土地成本	低	高
硬件共享	升压器、检测器、控制器	无
安装人工成本	较低 (由于硬件共享和单一劳动力调动)	更高
EPC/开发商间接费用和利润	降低 (由于劳动力成本、BOS 和系统总成本降低)	30%

资料来源:NREL、国信证券经济研究所整理

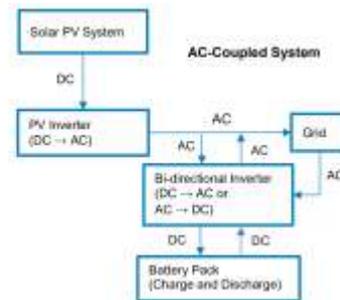
光储结合耦合方案难度高, 优化空间的天花板高的, 考验储能系统的电气化水平。当光伏和电池存储共用时, 子系统可以通过直流耦合或交流耦合配置连接。直流耦合系统只需要一个双向逆变器, 直接将电池存储连接到光伏阵列, 并使电池从电网中充电和放电。另一方面, 交流耦合系统需要光伏逆变器和双向逆变器, 电池的充放电需要通过直流和交流多次转换步骤。直流耦合系统只使用一个双向逆变器, 从而降低了逆变器、逆变器布线和逆变器外壳的成本。

图 47: 直流耦合光伏+存储系统配置



资料来源: NREL、国信证券经济研究所整理

图 48: 交流耦合光伏+存储系统配置



资料来源: NREL、国信证券经济研究所整理

加强光储深度融合, 降低投资成本。以阳光电源为例, 2020 年 2 月, 阳光电源推出集中式逆变器 SG3125HV, 中国效率突破 98.55%, 100MW 电站 25 年可提高发电量 180 万 KWh; 支持 1.8 倍以上超配及最大 12.5MW 子阵设计, 据测算, 100MW 电站, 初始投资可以减少 1000 万元以上。

系统数字化融合集成能量管理，降低 3%以上 LCOE。通过逆变器集成智能管理单元，对核心部件进行全生命周期管理和寿命预测，做到“早发现、早维护”，降低发电量损失和运维成本，进一步可降低电站 LCOE 达 3%以上。

图 58：系统数字化融合集成能量管理



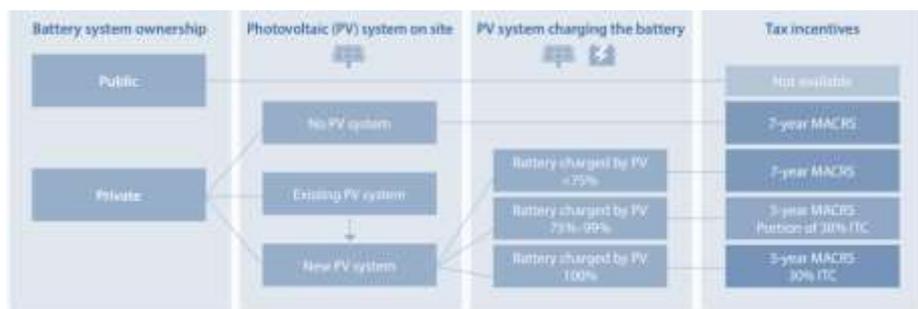
资料来源：阳光电源、国信证券经济研究所整理

他山之石：欧美市场储能爆发启示

为什么说“当前储能看海外”？

美国投资税抵免（ITC）政策激励非公共事业规模储能发展。2016 年，美国储能协会向美国参议院提交了 ITC 法案，明确私人机构或个体投资的先进储能技术可以申请投资税收减免：对于居民用户储能，要求 100%的电力来自于光伏发电，享受系统投资额 30%的税收减免和 5 年加速折旧（其本质为补贴替代套利）；对于工商业储能，要求至少 75%的电力来自于光伏发电，当储能电力 75%-99.9%来自于光伏发电时，税收减免额为该比例与 30%的乘积。

图 49：美国当前储能系统与 PV 结合的税收优惠激励



资料来源：NREL、国信证券经济研究所整理

美国 ITC 自 2020 年开始下降，税抵退坡为一致预期。2016—2019 年，ITC 仍维持在系统成本的 30%；2020 年起，ITC 开始下降至系统成本的 26%；2021 年，税收抵免进一步降至系统的成本 22%；2022 年以后，新的商业太阳能系统的所有者可以从其税收中扣除系统成本的 10%，住宅 ITC 将取消。一定程度说明 2022 年后，储能系统成本降低至可接受水平，实现无 ITC 平价应用。

表 17: ITC 退出时间表

应用	20191231	20201231	20211231	20221231	2022 年以后
商业投资储能系统	30%	26%	22%	10%	10%
家庭储能系统	30%	26%	22%	n/a	n/a

资料来源: NREL、国信证券经济研究所预测

加州用户侧储能的发展受三大政策影响明显，包括自发电激励计划(SGIP)、投资税收减免政策(ITC)和净电量结算制度(NEM)：

2001 年启动的自发电激励计划 (Self-Generation Incentive Program, SGIP) 是美国历时最长且最成功的分布式发电激励政策之一。SGIP 鼓励用户侧分布式发电，不对纳入补贴范围的技术类型进行限制，但通过限制技术指标要求确保项目运行的稳定性。

按容量和效果补贴，提高投资积极性。自 2011 年起，SGIP 将储能纳入支持范围，并给予 2 美元/W 的补贴支持。在 2016 年 5 月修订的 SGIP 中，补贴不再采用以系统功率(“W”)为标准、按照每年固定金额的方式支付。而是依据规划容量的完成情况，同时考虑储能成本的下降以及项目经济性核算，对项目的容量(“Wh”)进行补贴，采用 50%初投资补贴+50%按效果补贴的非一次性支付方式予以支持，避免“后补贴”方式影响投资积极性。

在 2017 年 12 月发布的第六版 SGIP 手册中，激励计划针对储能增加预算，为储能分配了整个计划 80%的资金量，并将 13%的储能资金用于支持 10KW 及以下的居民储能项目。储能补贴的总资金分为五轮发放，第一轮补贴的标准为 50 美分/Wh，第二轮补贴标准降低 10 美分/Wh，之后的补贴标准逐步降低 5 美分/Wh。储能系统可获得的补贴等于系统容量(Wh)与所在轮数的补贴标准的乘积。2018 年 8 月，加利福尼亚州议会通过 SB700 法案，将 SGIP 计划的截止日期延长至 2026 年，用于持续激励更多分布式储能项目的建设。

表 18: 2017 版 SGIP 手册中五轮补贴发放的补贴标准 (单位: \$/Wh)

类型	容量	第一轮	第二轮	第三轮	第四轮	第五轮	
大型储能	>10KW		0.50	0.40	0.35	0.30	0.25
获得 ITC 补贴的大型储能	>10KW		0.36	0.29	0.25	0.22	0.18
家庭储能	≤10KW		0.50	0.40	0.35	0.30	0.25

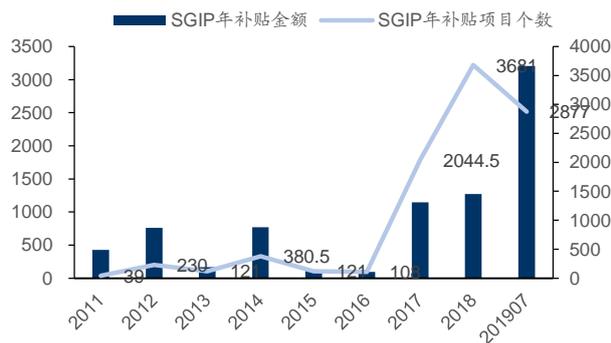
资料来源:SGIP、国信证券经济研究所整理

净电量结算制度(NEM)用以支持用户侧的光伏发电，用户表计会记录用户从电网购电和用户光伏向电网注入电力情况，在向用户收取电费时，只需要收取净值部分。目前加州 PG&E 公司制定了一系列的 NEM 机制，其中适用于储能的有 Non-Export 和 NEM2-MT。其中，Non-Export 适用于所有类型及容量的电源，要求机组安装逆功率保护装置、低功率保护装置等。NEM2-MT 要求机组与不向电网反送电的设备或 NEM 燃料电池发电设备配合使用。

SGIP 补贴收益占用户侧总收益比重较高。根据 CNESA 全球储能项目数据库，将分布式储能纳入补贴范围开始至 2019 年 7 月期间，SGIP 处于补贴流程中以及已经获得全额补贴的储能项目数(不包含取消的)达到了 13156 个。其中，近 6281 个储能项目已经获得了 SGIP 的全额补贴支付。在用户侧储能项目的头五年收益中，SGIP 补贴收益占到总收益的 40%~50%。

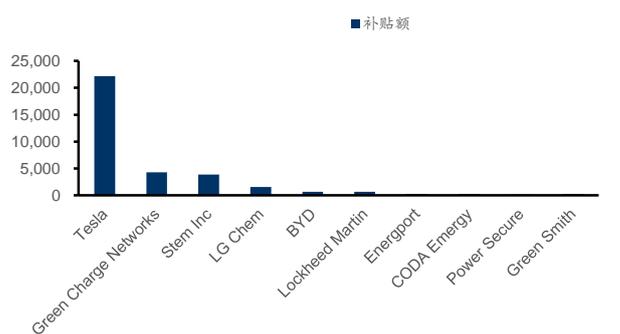
补贴政策为储能设备厂商带来发展机遇。从申请 SGIP 补贴的储能设备厂商来看，特斯拉、LG 化学、Stem Inc、CODA Energy 等企业获得补贴的项目数量、能量规模和金额位居前列。特斯拉自 2015 年开始进入储能领域，储能业务包括太阳能系统和储能产品的销售，通过经营租赁和 PPA 从太阳能系统中租赁的收入以及太阳能系统激励措施的销售。与美国 Solarcity Inc 等合作方开展的 6348 个储能项目，获得的补贴资金额（包括预留补贴资金、正处于补贴流程中以及补贴完成）达到 2.2 亿美元。

图 50: 2011-2019 年 7 月 SGIP 补贴储能项目数量和金额（万美元）



资料来源：SGIP、国信证券经济研究所整理

图 51: 2011-2019 年 7 月间各储能厂商累计获得补贴金额



资料来源：SGIP、国信证券经济研究所整理

从执行效果来看，分布式光伏+电池存储渗透率不断提高。根据 NREL 数据，2018 年美国各州的配置电池储能系统的光伏项目比例在 1%到 5%不等，加利福尼亚州渗透率最高。2016 年-2018 年，受益于政策补贴，加州居民分布式光伏项目和非居民分布式光伏项目储能渗透率由不到 2%提升至接近 5%。

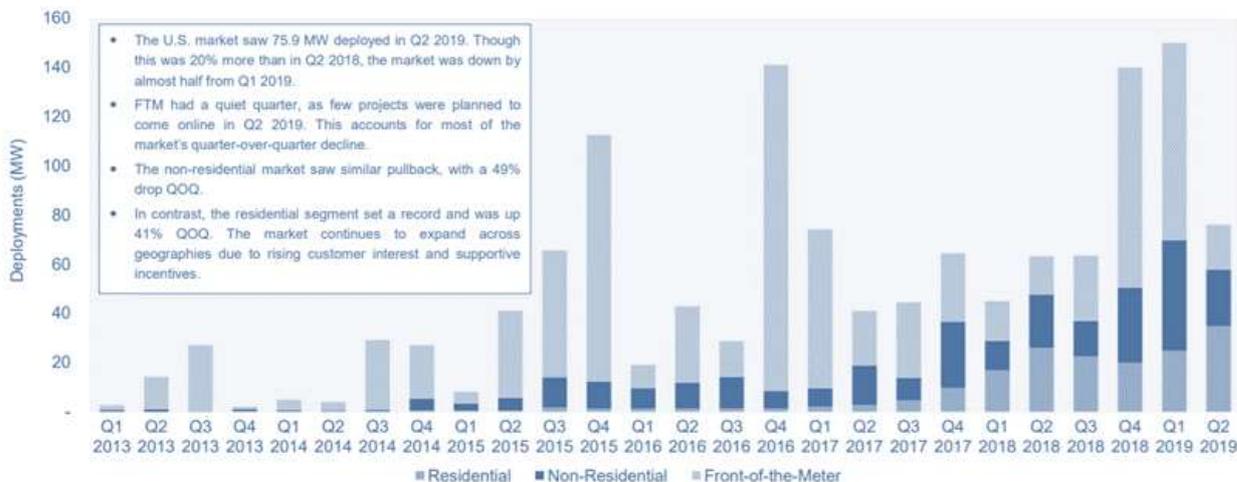
图 52: 带有储能系统的光伏项目渗透率



资料来源：NREL、国信证券经济研究所整理

美国户用市场大幅增长。2019 年第二季度，美国储能市场的装机容量为 75.9MW，同比增长 20%，环比下降近 50%。主要由于计划在 2019Q2 实施的 FTM（Front of the Meter 供电侧）项目较少，同时非户用市场也出现了类似的回调环比下降 49%。但是，受市场情绪和政策激励影响，户用市场环比大幅上涨 41%，并继续在各个地区扩展。

图 53: 2019Q2 美国储能市场的装机容量 75.9MW



资料来源: Wood Mackenzie Power & Renewables、国信证券经济研究所测算

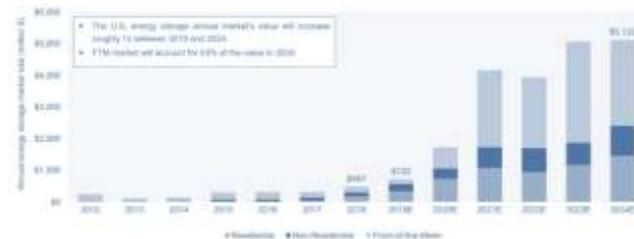
预计 2019-2024 年美国储能市场将迎来爆发式增长。根据 Wood Mackenzie Power 数据, 21 世纪 20 年代初, 美国存储市场将出现大幅增长。储能年新增装机规模将由 2018 年的 311MW 增长到 2024 年的 4834MW。2019 年至 2024 年期间, 储能市场年新增装机规模将增长约 10 倍, 储能年市场规模将增长约 7 倍。2024 年, BTM(Behind-the-Meter 用户侧包括 Residential 和 Non-residential) 装机规模占比达 40%; FTM 市场规模约占 53%。

图 31: 2024 年美国市场年新增储能装机将超 4.8GW



资料来源: Wood Mackenzie Power & Renewables、国信证券经济研究所整理

图 32: 2024 年美国市场年新增储能市场规模将达 51 亿美元



资料来源: Wood Mackenzie Power & Renewables、国信证券经济研究所整理

德国分布式储能补贴政策发挥重要影响。2013 年 5 月, 德国联邦政府和国有 KfW 银行集团发布了一项家庭存储系统市场激励计划, 补贴的形式主要是低息贷款和现金补助, 补贴总额约 3000 万欧元。目前允许用户最高将光伏系统峰值功率的 50% 回馈给电网, 以鼓励用户最大限度的自发自用, 电网运营商承担核查功率限值的职责。另外, 对于不同时间提出的申请, 可申请的补贴率(补助资金相对于储能设备价格的比例) 逐渐递减。

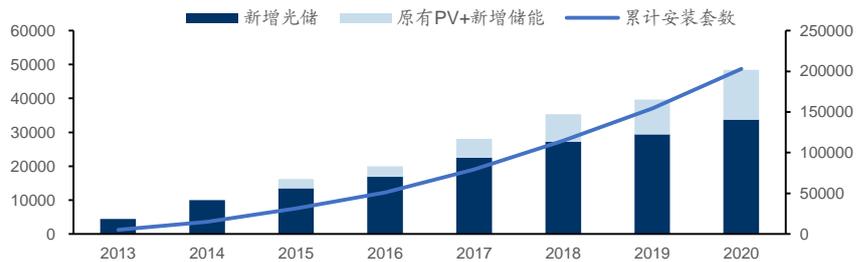
表 19: 德国光储补贴政策

发布时间	补贴对象	条件要求	补贴标准
2013年3月	户用光伏配套的储能系统	PV 峰值功率 < 30KW; PV 发电最高 60% 接入电网; 储能系统寿命在 7 年以上	30% 的储能系统安装补贴; 德国复兴发展银行 (KfW) 的“275 计划”对购买光伏储能设备的单位或个人提供低息贷款; 新安装光伏和储能系统的用户, 补贴金额最高可达 600 欧元/KWp; 对于在原有光伏系统基础上安装储能系统的用户, 补贴金额最高可达 660 欧元/KWp。依据申请年份的不同, 银行提供的补助比例也不同:
2016年3月	资助对象为与光伏设备配套的固定式电池储能系统(而非光伏设备), 并且只能有一个与光伏设备配套的电池储能系统可以获得补贴	储能电池搭配的光伏系统必须于 2012 年 12 月之后安装, 且峰值功率不能超过 30KWp; 光伏系统回馈到电网的功率不得超过峰值功率的 50%; 系统服役年限至少为 20 年; 电池系统必须具有 10 年质保期; 安装商必须具有相关资质。	2016/3/1-2016/6/30: 借贷补助比例 25%; 2016/7/1-2016/12/31: 借贷补助比例 22%; 2017/1/1-2017/6/30: 借贷补助比例 19%; 2017/7/1-2017/9/30: 借贷补助比例 16%; 2017/10/1-2017/12/31: 借贷补助比例 13%; 2018/1/1-2018/12/31(KfW 申请截至日): 借贷补助比例 10%;

资料来源:KfW, 国信证券经济研究所预测

从政策执行效果来看, 分布式光储补贴已经推动德国成为全球最大的户用储能市场之一。2013 年, 德国家用和商业用储能系统还不足 1 万套, 到 2018 年底, 这一数字已经增长至 12 万套, 其中, 绝大部分来自户用储能。根据德国贸易促进署的研究, 随着光伏系统与电池的成本下降, 光储应用的步伐加快, 截止到 2020 年底, 德国还将以每年超过 5 万套的速度持续安装用户侧储能系统, 并在 2020 年突破 20 万套储能系统的安装量。

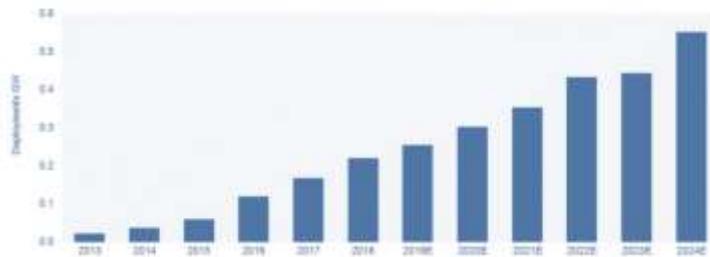
图 54: 德国近 5 年用户侧储能设备数量增长情况



资料来源: 国信证券经济研究所整理

欧盟其他国家均在高速发展。根据 Wood Mackenzie 预计, 到 2024 年, 欧洲住宅储能市场的部署将增长五倍达到 6.6 GWh。德国年度部署量将增加一倍以上, 达到 0.5 GW/1.2 GWh。同时, 意大利和西班牙的光储市场也正在朝着平价方向迈进。

图 55: 欧洲用户侧储能年装机量 (GW)

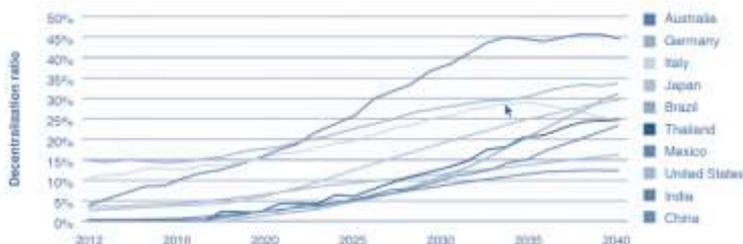


资料来源: Wood Mackenzie、国信证券经济研究所整理

未来几年内, 澳大利亚分布式光储将保持快速增长趋势。根据 AEMO-CSIRO 预测, 包括澳大利亚在内的亚太地区的分布式发电 (太阳能光伏发电、热电联产和柴油发电) 已占集中发电 (煤炭和核电站) 的一半以上。而到 2028 年, 分

布式发电源的容量将是集中发电容量的两倍多。分国别来看，近年来德国和意大利分布式能源比率保持相对高位，而澳大利亚则是增长最快的国家。预计澳大利亚将在未来几年内仍保持快速增长的趋势，并在 2030 年后继续发挥主要领导作用。

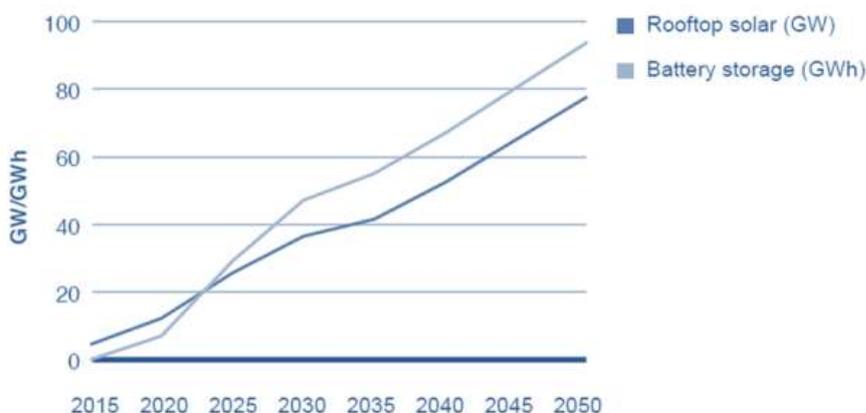
图 56: 部分国家分布式能源市场比率: 2012-2040



资料来源: AEMO-CSIRO、国信证券经济研究所整理

澳大利亚住宅市场储能部署规模的不断扩展。澳大利亚的太阳能光伏安装成本约为美国的一半，主要原因是有较少的管制和更低的劳动力成本。同时零售电价较美国更高，叠加政府财政支持，激励屋顶太阳能光伏发电系统与分布式储能设备相结合，使消费者能够降低电费，同时提供一定程度的弹性。

图 57: 澳大利亚屋顶太阳能光伏和电池存储采用: 2015-2050 年



资料来源: 澳大利亚能源网、国信证券经济研究所整理

为什么说“未来储能看中国”?

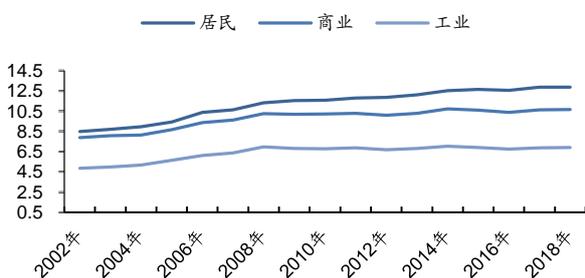
欧美储能发展，离不开各国电力市场化改革。从 80 年代末起，以英国为首，国际上许多国家进行了电力工业管理体制的改革，其目标都是开放电力市场，引入竞争机制，降低发电成本，合理利用资源，并最终使用户获利。目前将电力行业主要划分为发电侧、输电侧、配电侧和售电侧四个环节，输电侧和配电侧因具有规模化要求，存在自然垄断特征，而电力行业两头的发电侧和售电侧，则具备引入竞争，降低产业集中度的空间。

以美国为例看国际上电力市场化改革的成果。1978 年美国出台了公用事业管制政策法(较中国早 24 年)，允许企业建立电厂并出售电力给地方公用事业公司。1992 年能源政策法案出台，同意开放电力输送领域。1996 年，为推进电力市场化改革，美国政府颁布法令规定无歧视开放输电网络，鼓励构建 RTO (区域电网运行中心) 或 ISO (独立系统运行中心) 来管理整个输电系统运行。此后，美

国形成了联邦政府、州政府两级监管体系框架，并逐步形成了 PJM、加州、德州、纽约、东南、南方、西南、西北、中土、新英格兰等 10 个区域电力市场。

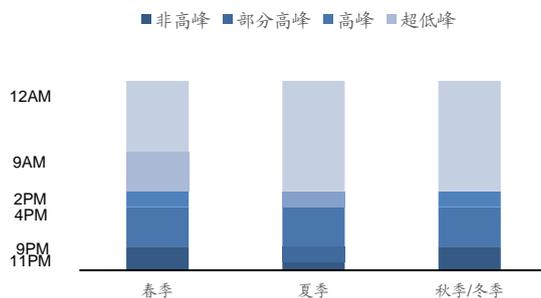
尽管电改的最终目的是降低终端用户电价，美国目前的零售电价并未出现明显的降低。在电力市场化改革较为成功的加州，也没有取消峰谷价差，而是随着可再生能源的发展，峰时段减少且后移，谷时段增加。以 PG&E（太平洋燃气和电力公司）中小企业的 Time-of-use rate plans 为例，自 2020 年 11 月将开始执行新的峰谷时段，相较于现在，新的高峰时间由 12PM-6PM 变为 4PM-9PM，由下午转移到晚上且减少一个小时。新增一个春季的超低峰时间段 9AM-2PM，价格将处于最低水平。可以说明在电改的背景下，随着可再生能源发电占比提高，峰谷价差将会持续存在，且有可能出现新的谷时段电价，从而为储能带来更多套利空间。

图 58：美国电力平价零售价格（美分/KWh）



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图 59：PG&E Time-of-use rate plans（2020 年 11 月）



资料来源：PG&E、国信证券经济研究所整理

反观我国电力市场改革，我国电改大体分为三个阶段：

第一阶段：（1996-2002 年）市场化改革探索期。1996 年出台的《电力法》赋予电力企业作为商业实体的法律地位。从 1998 年开始，我国尝试在电力行业实行“厂网分开、竞价上网”的改革，并确定山东、上海、浙江及东北的辽宁、吉林、黑龙江 6 个电网为首批“厂网分开”的试点单位。2000 年 1 月山东、上海、浙江发电侧电力市场正式投入商业化运行。通过各试点单位的市场化运作，以期在发电侧引入市场机制，竞价上网，并积累经验，逐步向完善的电力市场靠近。

第二阶段：（2002-2015 年）开放发电侧竞争，打破垄断格局。2002 年，国务院印发《电力体制改革方案》(5 号文)，标志着我国电力市场改革的正式开始。国家电力公司被拆分为两大电网公司，五大发电集团和四家辅业集团（后整合为 2 个），发电环节产业集中度大幅下降，国家电力公司独家垄断的电力市场格局被初步打破。同时通过在发电侧引入多元投资主体，建立了发电侧企业竞价上网的竞争机制。从根本上改变了长期以来电力市场供给不足的矛盾，但也造成了发电行业整体产能过剩。

第三阶段：（2015 年-至今）管住中间，放开两头。2015 年，中共中央办公厅发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9 号)，标志着我国新一轮电力体制改革的开始。电改的基本原则和重点是区分竞争性和垄断性环节，按照“管住中间、放开两头”的体制架构，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、有序向社会资本开放配售电业务，形成适应市场要求的电价机制，竞争有序的电力交易格局。现阶段的电力市场化改革工作处于起步阶段，距离一个成熟运行的电力市场还有很大差距。

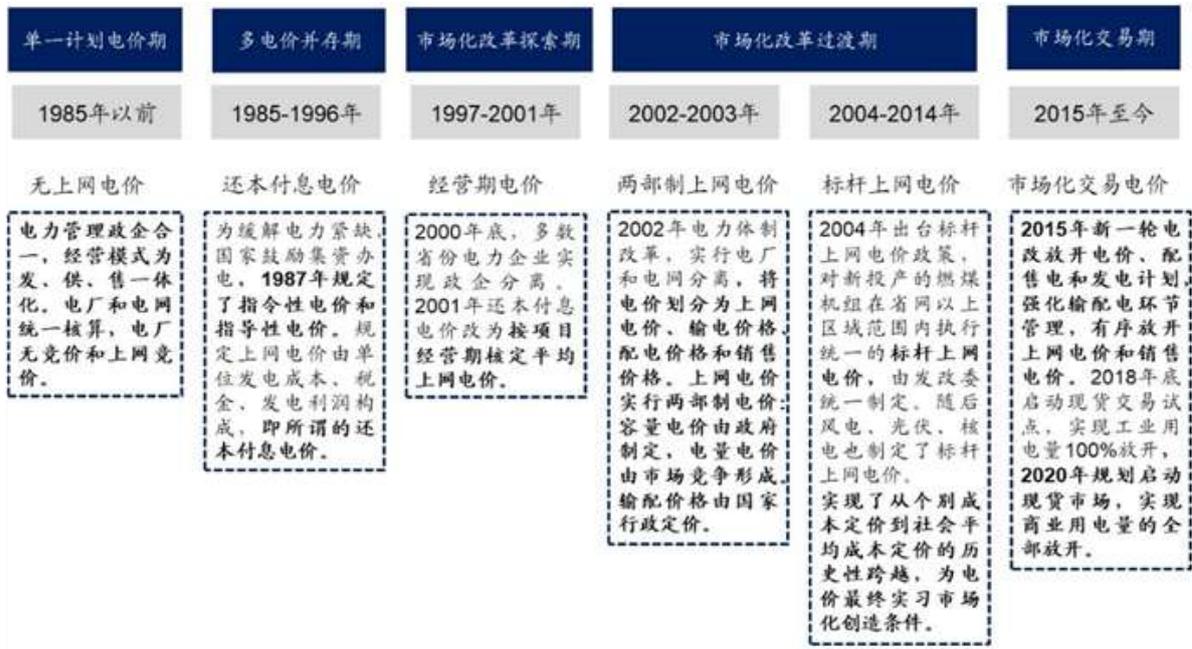
图 60: 我国电力市场化改革历程 (1)



资料来源：发改委、能源局、国信证券经济研究所整理

伴随着我国电力市场的不断发展，我国电价政策也随之调整。2015年新一轮电改放开电价、配售电和发电计划，强化输配电环节管理，有序放开上网电价和销售电价。电力用户参与电力市场后按终端电价缴纳电费。终端电价由交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金及附加等三个部分组成，其表达式为： $P=P_{Gen}+P_{Tran}+P_{Gov}$ 。P为电力用户参与电力市场后的终端电价； P_{Gen} 为交易价格，指发电企业或售电公司向其出售的电能价格； P_{Tran} 为输配电价，由政府物价部门按照“准许成本+合理收益”的原则进行核定； P_{Gov} 为政府性基金及附加，其收费标准与销售电价相同，电力用户无论是否参与电力市场都需缴纳。

图 61: 我国电力市场化改革历程 (2)



资料来源：发改委、能源局、国信证券经济研究所整理

我们认为，伴随着电力市场化改革的进一步深入，国内储能市场将进一步迎来发展黄金机会。2015年中国重启新一轮电力体制改革，并在价格机制调整、售电市场放开、直接交易和辅助服务市场试点建设方面取得了突破性进展，这正在为储能技术规模化应用和新增价值收益点铺平道路。输配电价改革是

价格机制调整的第一步,由此所带来的未来整个价格机制的形成将决定储能产业的走向,售电市场放开为储能技术应用提供了平台,而辅助服务市场建设为储能创造了价值增值的机会,仅通过峰谷差价获取收益的商业模式将随着市场化程度的深入而发生本质改变。开放的电力市场是储能商业化的重要前提,储能系统也将在市场应用中会获得更高的基础价值。

投资建议：寻找中国的特斯拉

阳光电源——布局光储结合，光储大时代核心标的

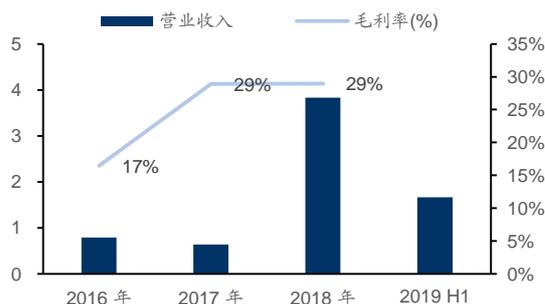
公司传统逆变器优势成功拓展至储能新领域。2015 年公司牵手三星 SDI 成立两家合资公司：三星阳光储能电池有限公司和阳光三星储能电源有限公司，公司依托在该逆变器领域的技术优势和先发优势，迅速扩张至储能逆变器和储能锂电系统等领域。目前可提供单机功率 5~2500KW 的储能逆变器、锂电池、能量管理系统等储能核心设备产品，覆盖 0.5C 到 4C 的能量型、功率型等各类储能应用场景需求。2018 年公司储能业务营业收入实现同比近 5 倍增长达 3.83 亿元，毛利率为 29%；2019 年上半年，储能业务营业收入大幅增长 40.25%至 1.67 亿元。

图 62：阳光电源光储业务布局



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

图 63：2016 年-2019H1 储能业务营业收入（亿元）



资料来源：PG&E、国信证券经济研究所整理

储能系统龙头厂商，业务覆盖全球。阳光电源储能业务依托在海外的长期深耕和市场布局，全球重大系统集成项目已突破 900 个，在国内电网侧、电源侧、用户侧等场景均有大型标杆示范项目落地，覆盖所有储能应用场景，且均安全高效运行。

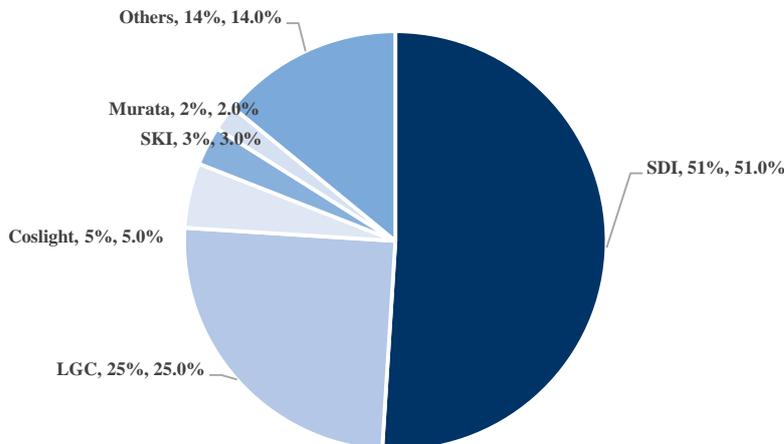
表 20: 2019 年阳光电源重点储能项目

项目	地位作用及优势
江苏 17MW/38.7MWh 用户侧储能项目	该项目投运后将成为国内最大的用户侧锂电池储能系统。 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。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。
青海 55MW/110MWh 风储融合项目	该项目是青海省首个风电储能项目，具有独特的示范意义。 提供涵盖储能变流器及锂电池的集成化系统解决方案，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输电效率。
江苏 55.44MW/96.8MWh 电网侧储能项目	响应江苏电网对储能电站取消 SVG 装置、群调群控的要求，阳光电源推出电网专用储能变流器替代 SVG 方案，将储能变流器快速功率调节时间提高到业内最高水平，为项目并网提供强有力保障。
广东 20MW/10MWh“火电+储能”联合调频项目	这将是阳光电源在国内电力辅助服务市场的又一成功实践。创造性地打破储能系统占机组容量 3%的固有模式，采用储能升压一体化集装箱加锂电池集装箱解决方案，有效降低系统成本 10%并实现补偿收益最大化。
英国 27MW/30MWh 光储融合项目	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。 提供最优化的储能系统一体化解决方案，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。
美国 15MW/5.5MWh 黑启动储能项目	目前美国最大的锂电池储能系统配合燃气轮机黑启动应用项目，阳光电源推出高度集成储能变流器、锂电池等核心设备的一体化解决方案，在系统因故障停运后，利用锂电池储能系统快速响应特性，快速带动燃气轮机机组启动，确保稳定供电。
美国工商业用户侧储能项目	阳光电源推出的储能系统采用了最先进的锂电池技术，结合自主研发的储能变流器和能量管理系统，专为北美工商业市场量身定制，占地面积小，安装维护便捷，为国内首个通过系统级 UL9540 认证的储能系统产品，目前已在北美市场累计出货超 200 套，安装容量超 50MWh，项目遍布加州、纽约等主要高端工商业市场。
马萨诸塞州 15MW/32MWh 储能项目	马萨诸塞州 2018 年启动可再生能源目标计划项目(SMART)，旨在促进具有多重成本效益的光储项目开发。此次阳光电源分布式储能项目是 SMART 计划中的首批光储项目，预计将于 2020 年第二季度建成投运。其“一站式”服务理念，还可降低项目运行和长期运营的风险，为合作运营商提供最大利益保障。
200MW 的户用 & 工商业战略合作协议	阳光电源携全系列光伏和一体化储能系统解决方案参与中东非规模最大的世界未来能源展览会(WFES)，并与阿联酋 Power n Sun 和埃及 ACO 两家知名分销商签订了共计 200MW 的户用 & 工商业战略合作协议。

资料来源:公司公告、新闻整理、国信证券经济研究所预测

携手三星 SDI，三元铁锂齐发展。2018 年，SDI 储能电池全球市场份额高达 51%，2019 年，阳光电源采用本土合资的 SDI 电芯在国内储能出货量排名第三。未来公司储能业务将在全球范围内全面推出磷酸铁锂和三元锂两种专用储能电池技术路线，其中公司三元锂电池 6000 次循环后仍然具备 80%充放电能力，优于普通磷酸铁锂产品。

图 57: 2018 年全球储能电池份额



资料来源: B3 Corporation、国信证券经济研究所整理

依托逆变器升级,降低投资成本,加强光储深度融合。2020 年 2 月,阳光电源推出集中式逆变器 SG3125HV,中国效率突破 98.55%,100MW 电站 25 年可提高发电量 180 万 KWh;支持 1.8 倍以上超配及最大 12.5MW 子阵设计,据测算,100MW 电站,初始投资可以减少 1000 万元以上。

系统数字化融合集成能量管理,降低 3%以上 LCOE。结合分布在全球、覆盖各国所有应用场景的 900 多个已投运储能项目的运行数据,公司不断提升系统集成设计对各类技术路线电池的兼容性,实现不同设备统一管理和调度的数字化融合。通过逆变器集成智能管理单元,对核心部件进行全生命周期管理和寿命预测,做到“早发现、早维护”,降低发电量损失和运维成本,进一步可降低电站 LCOE 达 3%以上。

图 58: 阳光电源系统数字化融合集成能量管理



资料来源: 阳光电源、国信证券经济研究所整理

综合来看,得益于公司在储能领域的提前布局,国内和国外的储能业务发展均大幅领先同行,先发优势明显。随着海内外千亿级储能市场的陆续爆发,储能系统业务将驱动公司进入快速发展的新阶段,公司将是在储能爆发中率先受益的标的。

锂电池及新型导电剂环节——宁德时代、天奈科技、国轩高科、亿纬锂能

有别于以三元电池为主的海外户用储能市场，我国目前储能应用场景集中于基站储能、备用电源、电网侧以及用户侧等应用场景，磷酸铁锂电池在安全性、使用寿命、单体容量、能量密度以及环保性上较传统铅酸电池均具有优势，而其与三元电池相比具有的使用寿命及成本优势使其更适合我国目前电网、基站储能为主的市场环境。目前磷酸铁锂电池平均价格已降至 0.85 元/Wh，伴随着 CTP、刀片技术等迭代，锂电池成本在未来有望实现较大幅度下降，经济性的改善将显著加速锂电池在储能领域的应用。

动力电池领域，优质锂电池生产企业已率先布局储能板块，如动力电池龙头企业宁德时代在 18 年 6 月就与福建省投资集团签约大型锂电池储能项目，计划总投资 24 亿元，拟分三期实施，项目一期拟建设规模为 100MWh 级锂电池储能电站，二期将扩建 500MWh 级锂电池储能设备，三期将扩建 1000MWh 级锂电池储能设备，同时还将配套建设移动储能设备，以及移动充电设施；行业优质企业国轩高科 2017 年 10 月在南京签署储能系统基地项目投资协议，该项目总投资 30 亿元，利用上海电气在电力领域的资源优势，拓展分布式储能、电网储能业务，并于 18 年 5 月中标 8MW/16MWh 扬中 8 兆瓦储能电站；亿纬锂能等优质企业也纷纷在电网储能以及基站储能领域发力。动力电池生产企业布局储能板块，一方面有利于拓宽下游渠道，改善较为单一的业务结构，保障盈利能力；另一方面在动力电池竞争日渐激烈局面下，储能板块未来巨大的潜在成长空间也为动力电池企业消化产能提供了可能。优先推荐在磷酸铁锂技术路径上积累深厚、且在储能板块具有领先优势的龙头企业：宁德时代、国轩高科、亿纬锂能等。

此外，由于储能应用场景收益率对于电池的单个冲放成本有较大的敏感性，而电池循环寿命将极大程度上影响储能电池实际的单个冲放成本，因此提升电池循环寿命也将成为未来储能电池的方向所在。新型碳纳米管导电剂相较于传统导电剂具有导电性能好、用量少的特点，能够显著改善电池的倍率性能、循环寿命、容量发挥等，目前已在动力电池和 3C 数码电池领域逐步得到应用，预计其在储能领域的渗透率也将逐步得到提升。拥有核心研发能力、产品性能领先、客户结构优异且获得资本助力的导电剂龙头公司将优先受益，重点推荐天奈科技、道氏技术等。

风险提示

盈利预测的风险

储能、光伏行业的整体装机量对产业链公司盈利情况影响较大，同时分布式光伏特别是户用光伏发展速度直接影响相关公司盈利情况。

政策风险

新能源行业是政策性非常强的行业，补贴政策直接影响国内装机总量，是光伏、风电及新能源汽车行业发展的重要基本面因素。而随着解决光伏、风电、新能源汽车行业非技术成本的问题提上日程，进而更好促进业务，故政策层面的变动使得上市公司未来销售收入/利润存在高于预期或者不及预期的情况。

市场风险

光伏、风电行业竞争日益激烈，马太效应日益凸显；新能源汽车、储能行业正处于萌芽期，资本介入速度快、强度大，进而导致行业竞争加剧。

附表：重点公司盈利预测及估值

公司 代码	公司 名称	投资 评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2018	2019E	2020E	2018	2019E	2020E	2018
300274	阳光电源	买入	13.75	0.56	0.84	1.09	24.55	16.37	12.61	2.6
300750	宁德时代	增持	159.90	1.69	1.97	2.46	94.62	81.17	65.00	10.0
002074	国轩高科	买入	26.28	0.51	0.75	0.87	51.53	35.04	30.21	3.5
688116	天奈科技	增持	58.29	0.29	0.55	0.76	201.00	105.98	76.70	21.0
300014	亿纬锂能	增持	80.66	0.60	1.67	2.1	134.43	48.30	38.41	21.1

数据来源：wind、国信证券经济研究所整理

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	买入	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有，仅供我公司客户使用。未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市罗湖区红岭中路 1012 号国信证券大厦 18 层

邮编：518001 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 楼

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032