

电力设备及新能源

行业研究/深度报告

能源革命下一站，征途是星辰大海

—电化学储能行业深度研究报告

深度研究报告/电力设备及新能源

2021年02月25日

报告摘要：

● 锂电储能应用广泛，装机规模持续提升潜力巨大

电储能一般指电能的储存和释放的循环过程，可按照存储原理的不同分为电化学储能和机械储能两类。其中，锂电储能是电化学储能的主要技术路线，具有能量密度高、综合效率高、成本下降潜力大、建设周期短等特性，装机规模持续提升，未来潜力巨大。

● 五年三千亿市场空间可期，能源革命是最大驱动力

电力系统是储能的最大应用场景。能源结构转型对电网的冲击是发输配电侧储能的底层逻辑，未来5年需求约131GWh，年均复合增速74%；多因素作用推动用电侧储能快速发展，未来5年需求约93GWh，年均复合增速95%。叠加5G基站及“光储充”一体化充电站等新场景应用催生的需求增量，未来5年储能需求合计超270GWh，市场空间近3400亿元。长期来看，预计2030年储能需求超500GWh，市场空间近3800亿元。

● 商业模式逐渐清晰，经济性拐点打响装机发令枪

由于储能电池一般采用容量单位（如MWh）计量，而其他部件一般采用功率单位（如MW）计量，因此备电时长差异导致统一口径的成本评价较为困难。根据我们的测算，在用电侧，储能度电成本约0.51元/kWh，在工商业/大工业场景基本具备套利空间；在输配电侧，储能里程成本约3.93元/MW，在电力辅助服务市场基本具备盈利空间；在发电侧，当前配置储能已具备经济性，项目收益率基本已达8%的要求。强制性配套政策叠加经济性拐点，新能源侧储能装机将持续高增。

● 产业链分析：格局初显，建议关注电池与PCS环节

储能电池是未来降本的核心环节，磷酸铁锂有望成为主流技术路线，头部动力电池厂商具备显著的技术与规模优势。储能变流器与光伏逆变器技术同源，头部供应商的产品及渠道优势明显，有望复制光伏逆变器格局。系统集成服务排名竞争焦灼，差异化增值服务是核心竞争要素。BMS技术壁垒较高，算法和芯片是核心竞争要素。

● 投资建议

储能行业发展将带动产业链国内供应商快速成长，看好储能电池与PCS环节投资机会，建议关注派能科技、阳光电源、固德威、宁德时代、科士达、南都电源。

● 风险提示

政策不达预期；新能源装机不及预期；电力市场化改革不及预期；5G基站建设不及预期；技术进步及成本下降不及预期。

盈利预测与财务指标

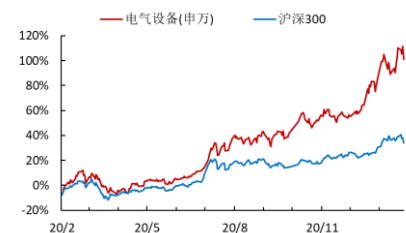
代码	重点公司	现价 2月24日	EPS			PE			评级
			2019A	2020E	2021E	2019A	2020E	2021E	
688063	派能科技	152.05	1.28	1.98	3.65	119	77	42	暂未评级
300274	阳光电源	88.5	0.61	1.36	2.02	145	65	44	推荐
688390	固德威	234.32	1.56	3.01	4.97	150	78	47	推荐
300750	宁德时代	347	2.09	2.25	3.2	166	154	108	暂未评级
002518	科士达	12.01	0.55	0.66	0.82	22	18	15	推荐
300068	南都电源	12.11	0.42	0.74	1.00	29	16	12	暂未评级

资料来源：公司公告、民生证券研究院（暂未评级公司盈利预测来自Wind一致预期）

推荐

维持评级

行业与沪深300走势比较



资料来源：Wind，民生证券研究院

分析师：于潇

执业证号：S0100520080001

电话：021-60876734

邮箱：yuxiao@mszq.com

研究助理：丁亚

执业证号：S0100120120042

电话：021-60876734

邮箱：dingya@mszq.com

相关研究

1. 电力设备新能源行业周报 20210222：1月新能源车销量高增，光伏需求持续提升
2. 电力设备新能源行业周报 20210208：电动车持续高增长，光伏硅料、硅片价格上涨

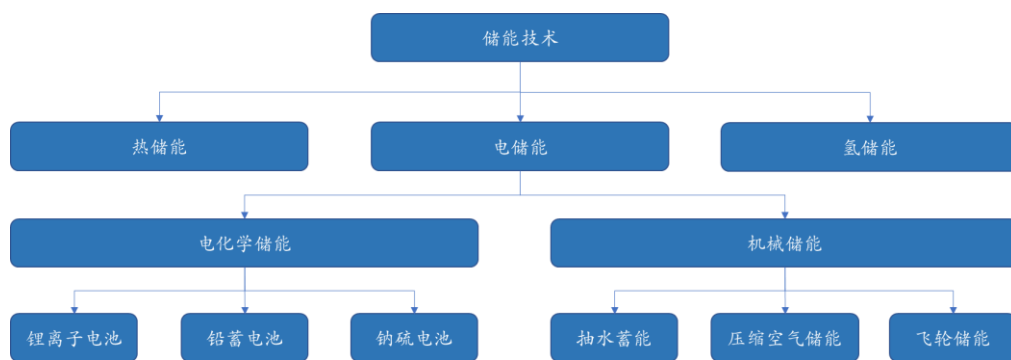
目录

1 锂电储能应用广泛，装机规模持续提升潜力巨大	3
2 五年三千亿市场空间可期，能源革命是核心驱动力	6
2.1 能源结构转型对电网的冲击是发输配电侧储能的底层逻辑	6
2.1.1 全球脱碳趋势明确，高比例可再生能源结构转型加速	6
2.1.2 可再生能源波动性与电网稳定性的根本性矛盾催生储能需求	7
2.1.3 发电侧与输配电侧储能的本质作用基本相同，未来5年需求约131GWh	10
2.2 多因素作用推动用电侧储能快速发展，未来5年需求约93GWh	11
2.3 5G基站建设周期带动后备电源需求大幅提升	14
2.4 汽车电动化转型加速，光储充模式有望推广	16
2.5 未来5年储能需求合计超270GWh，市场空间合计约3400亿元	17
3 商业模式逐渐清晰，经济性拐点打响装机发令枪	18
3.1 储能可用于电力系统全环节，备电时长差异导致统一口径的成本评价较为困难	18
3.2 用电侧：度电成本约0.51元/kWh，工商业/大工业场景具备套利空间	19
3.3 输配电侧：里程成本约3.93元/MW，电力辅助服务市场具备盈利空间	22
3.4 发电侧：强制性配套政策叠加经济性拐点，新能源侧储能装机持续高增	26
3.5 电力市场改革加速，储能真实价值有望体现	30
4 产业链分析：格局初显，建议关注电池与PCS环节	32
4.1 电池：未来降本的核心环节，磷酸铁锂有望成为主流技术路线	32
4.2 PCS：头部供应商优势明显，有望复制光伏逆变器格局	34
4.3 系统集成：排名竞争焦灼，差异化增值服务是核心竞争要素	35
4.4 BMS：技术壁垒较高，算法和芯片是核心竞争要素	36
5 相关标的	37
5.1 派能科技：家用储能领先企业，A股储能第一股	37
5.2 阳光电源：储能逆变器与系统集成龙头，渠道优势明显	37
5.3 固德威：户用储能逆变器龙头，光伏+储能打开成长空间	38
5.4 宁德时代：全球动力电池龙头，储能全产业链布局	38
5.5 科士达：绑定宁德时代，储能PCS业务有望快速发展	39
5.6 南都电源：铅酸龙头转型锂电，受益5G基站备电市场高速增长	39
6 风险提示	41
插图目录	42
表格目录	42

1 锂电储能应用广泛，装机规模持续提升潜力巨大

电储能一般指电能的储存和释放的循环过程，一般分为电化学储能和机械储能。从广义上讲，储能是指通过介质或设备将能量转化为在自然条件下较为稳定的存在形态并存储起来，以备在需要时释放的循环过程，一般可根据能量存储形式的不同分为电储能、热储能和氢储能三类。从狭义上讲，一般主要指电储能，也是目前最主要的储能方式，可按照存储原理的不同分为电化学储能和机械储能两类。其中，电化学储能是指利用化学元素做储能介质，充放电过程伴随储能介质的化学反应或者变价，主要包括锂离子电池、铅蓄电池、钠硫电池储能等；机械储能一般采用水、空气等作为储能介质，充放电过程储能介质不发生化学变化，主要包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等。

图1：储能技术分类



资料来源：派能科技招股说明书，民生证券研究院

表1：各类电储能技术的基本原理和主要优缺点对比

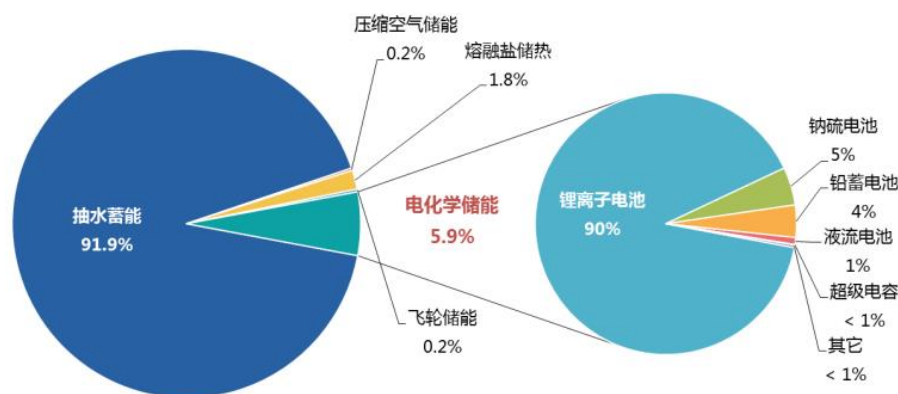
技术类型	基本原理	主要优点	主要缺点
电 化 学 储 能	锂离子电池 正负电极由两种不同的锂离子嵌入化合物构成。充电时，Li ⁺ 从正极脱嵌经过电解质嵌入负极；放电时则相反，Li ⁺ 从负极脱嵌，经过电解质嵌入正极。	长寿命、高能量密度、高效率、响应速度快、环境适应性强	价格依然偏高，存在一定安全风险
	铅蓄电池 铅蓄电池的正极二氧化铅（PbO ₂ ）和负极纯铅（Pb）浸到电解液（H ₂ SO ₄ ）中，两极间会产生2V的电势。	技术成熟、结构简单、价格低廉、维护方便	能量密度低、寿命短，不宜深度充放电和大功率放电
	钠硫电池 正极由液态的硫组成，负极由液态的钠组成，电池运行温度需保持在300℃以上，以使电极处于熔融状态。	能量密度高、循环寿命长、功率特性好、响应速度快	阳极的金属钠是易燃物，且运行在高温下，因而存在一定的安全风险
机 械 储 能	抽水蓄能 电网低谷时利用过剩电力将水从低标高的水库抽到高标高的水库，电网峰荷时高标高水库中的水回流到下水库推动水轮发电机发电。	技术成熟、功率和容量较大、寿命长、运行成本低	受地理资源条件的限制，能量密度较低，总投资较高
	压缩空气储能 利用过剩电力将空气压缩并储存，当需要时再将压缩空气与天然气混合，燃烧膨胀以推动燃气轮机发电。	容量大、工作时长、充放电循环次数多、寿命长	效率相对较低、建站条件较为苛刻
	飞轮储能 利用电能将一个放在真空外壳内的转子加	功率密度高、寿命	能量密度低、充放电

速，将电能以动能形式储存起来。长、环境友好 时间短、自放电率较高

资料来源：派能科技招股说明书，民生证券研究院

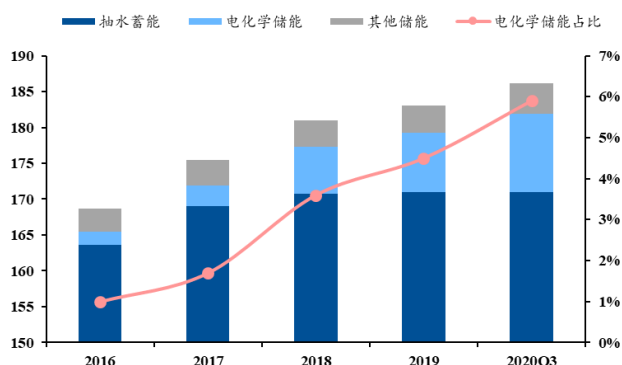
抽水蓄能装机规模最大，锂电储能快速发展。抽水蓄能作为机械储能的一种技术类型，早在 20 世纪 90 年代就实现了商业化应用，是目前技术成熟度最高、存储成本最低、使用寿命长、装机规模最大的储能技术。根据 CNESA，截至 2020 年 9 月，全球已投运电力储能项目的累计装机规模达 186.1GW，其中抽水蓄能累计装机规模约 171GW，占比约 91.9%；但受站址资源不足、成本疏导困难和建设周期较长等局限，近几年新增装机较小。与此同时，锂离子电池储能技术作为电化学储能的主要技术路线，具有能量密度高、综合效率高、成本下降潜力大、建设周期短和适用性广泛等特性，装机规模持续提升。截至 2020 年 9 月，全球电化学储能累计装机规模达 10.90GW，占比约 5.9%；其中锂电储能装机规模 9.81GW，在电化学储能中占比约 90%，是第二大规模的储能技术类型。2020 年前三季度全球新增投运电化学储能装机规模为 2.66GW，同比增长约 167%；其中锂电池储能装机规模约 2.62GW，占比约 98.4%。

图2：全球各类电力储能项目累计装机规模比例（截至 2020 年 9 月）



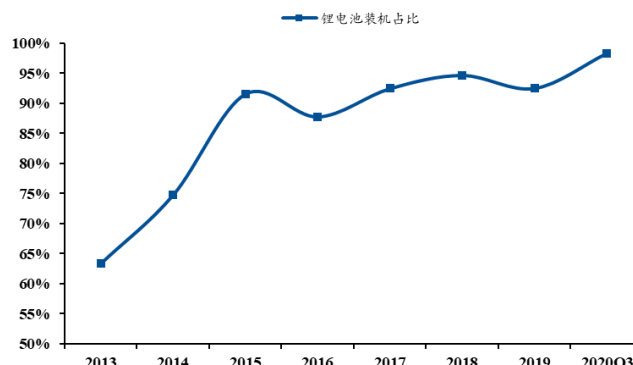
资料来源：CNESA，民生证券研究院

图3：全球已投运电力系统储能累计装机规模（GW）



资料来源：CNESA，派能科技招股说明书，民生证券研究院

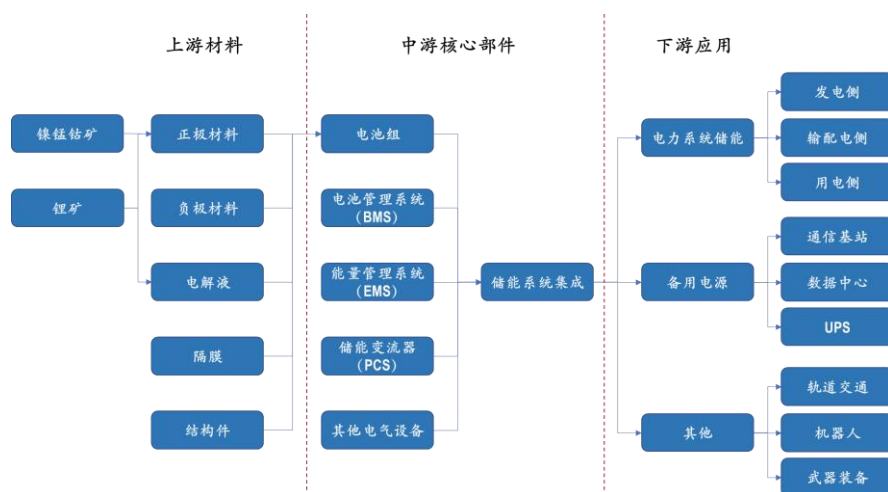
图4：全球新增电力系统锂电池储能项目装机占比（%）



资料来源：CNESA，派能科技招股说明书，民生证券研究院

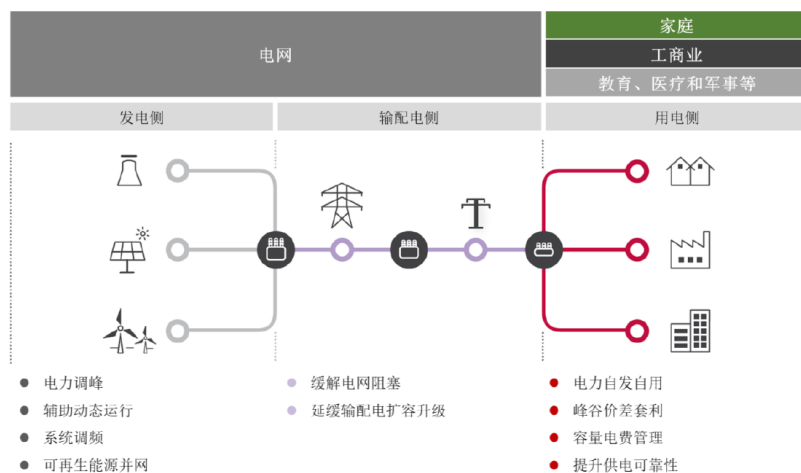
电化学储能产业链可分为上游材料、中游核心部件制造、下游应用。储能产业链上游主要为电池原材料，包括正极材料、负极材料、电解液、隔膜以及结构件等。产业链中游主要为储能系统的集成与制造，对于一个完整的储能系统，一般包括电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）以及储能变流器（PCS）四大组成部分。其中，电池组是储能系统的能量核心，负责电能的存储；BMS 是系统的感知核心，主要负责电池监测、评估和保护以及均衡等；EMS 是系统的控制核心，主要负责数据采集、网络监控、能量调度等；PCS 是系统的决策核心，主要负责控制充放电过程，进行交直流的变换。产业链下游主要为不同应用场景的运维服务等，如储能可用于电力系统的发电侧、输配电侧、用电侧，实现调峰调频、减少弃光弃风、缓解电网阻塞、峰谷价差套利、容量电费管理等功能；其他应用场景还包括通信基站、数据中心等的备用电源，以及为机器人系统供电，保障高性能武器装备的稳定运行等。

图5：储能产业链上中下游拆分



资料来源：民生证券研究院整理

图6：电力系统储能应用场景



资料来源：派能科技招股说明书，民生证券研究院

2 五年三千亿市场空间可期，能源革命是核心驱动力

2.1 能源结构转型对电网的冲击是发输配电侧储能的底层逻辑

2.1.1 全球脱碳趋势明确，高比例可再生能源结构转型加速

全球脱碳趋势明确，十大煤电国已有六国承诺碳中和。2020年9月22日，国家主席习近平在联合国大会上提出我国力争2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。12月12日，习近平主席在气候雄心峰会上提出：到2030年，我国非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到1200GW以上。欧盟于2020年12月11日通过《2030年气候目标计划》，计划将2030年温室气体减排目标由此前的40%的提高至55%，并通过了总额逾1.8万亿欧元的复苏计划，其中约30%经费将用来协助欧洲绿色转型，为2050年实现碳中和提供保障。随着拜登上台推行“绿色新政”，美国即将重返《巴黎协定》，并计划在2050年之前达到净零排放，其中电力部门将在2035年实现碳中和，36%电力需求来自于可再生能源和核能。截至目前，全球十大煤电生产国已有6个国家承诺碳中和，分别为中国（2060）、美国（2050）、日本（2050）、韩国（2050）、南非（2050）、德国（2050）。

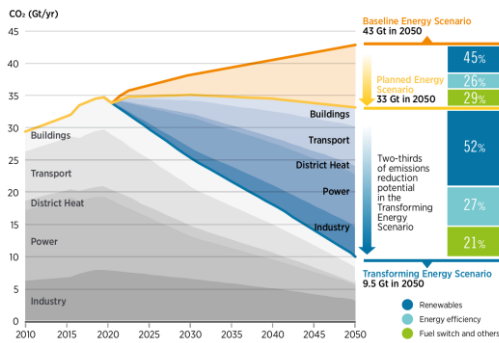
表2: 十大煤电国碳中和承诺统计

序号	国家	全球煤电总量占比	是否承诺碳中和	时间表
1	中国	50.2%	是	2060
2	印度	11.0%	否	-
3	美国	10.6%	是	2050
4	日本	3.1%	是	2050
5	韩国	2.5%	是	2050
6	南非	2.2%	是	2050
7	德国	1.9%	是	2050
8	俄罗斯	1.8%	否	-
9	印度尼西亚	1.8%	否	-
10	澳大利亚	1.6%	否	-

资料来源：EMBER，民生证券研究院

高比例可再生能源结构转型是实现碳中和的关键路径。根据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC），碳中和是指二氧化碳的人为移除抵消了人为排放，其中人为排放包括化石燃料燃烧、工业过程、农业及土地利用活动排放等。根据国际可再生能源署（IRENA），化石燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放占比80%以上，分部门来看，电力（占比31%）、交通（占比25%）、工业（占比21%）为排放量前三的部门。减碳举措一般可分为能源结构转型、模式升级、能效提升、碳捕获与储存技术四大类，其中能源结构转型，即电力部门可再生能源发电比重提升，同时其他部门深度电力化，是减排的关键路径。按照《巴黎协定》将全球平均气温较前工业化时期的升幅控制在2°C以内的目标，IRENA预测到2050年，全球能源相关的CO₂排放量需减少70%。从能源结构来看，电力将成为主要的能源载体，占终端消费的比例由20%增长至近50%，每年新增1000TWh的电力需求，可再生能源发电的比例需大幅上升至86%，对应每年超过520GW的新增可再生能源发电装机。

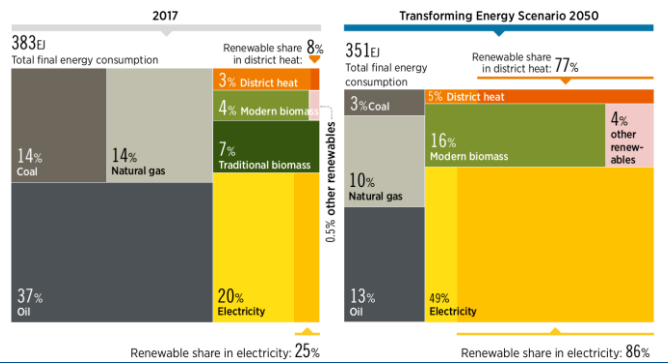
图7: 2010-2050 二氧化碳排放预测



资料来源: IRENA, 民生证券研究院

注: Transforming Energy Scenario 为温度升幅控制在 2°C 以内的假设情景。

图8: 2017 与 2050 能源结构对比



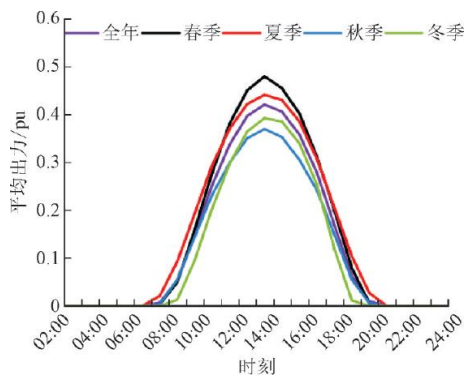
资料来源: IRENA, 民生证券研究院

2.1.2 可再生能源波动性与电网稳定性的根本性矛盾催生储能需求

电力系统具有很高的稳定性要求。电能以光速传送，并且不能大规模存储，发、输、配、用瞬时同步完成，整个电力系统时刻处于一个动态的平衡状态。在稳态运行时，电力系统中发电机发出的有功功率和负载消耗的有功功率相平衡，系统频率维持额定值。当电源功率大于负荷功率时，系统频率升高；反之系统频率降低。因此电网需通过一次调频、二次调频等手段保证频率在合格范围，否则将对负载或发电设备的运行产生影响，严重时甚至导致频率崩溃，造成大面积停电。

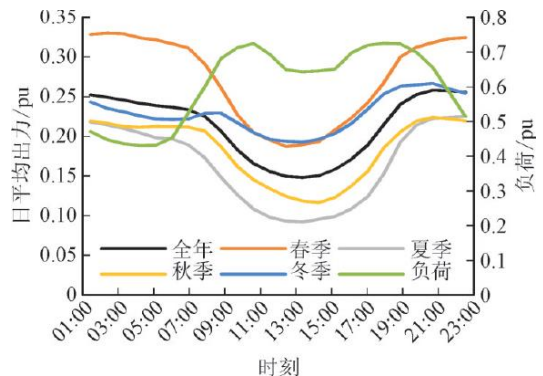
可再生能源发电具有很强的间歇性和波动性。可再生能源发电依赖于自然条件，先天具有间歇性和波动性特征。例如，风力发电是由自然风吹动风机的叶片，带动传动轴转动，把风的动能转化为机械动能再转化为电能，风力间歇性的特点导致风力发电输出的电能也具有间歇性；光伏发电是利用光生伏特效应将光能直接转化为电能，其发电功率受光照强度直接影响，虽然一个地区年均光照强度总体不变，但光照强度一般从早上逐渐增加到中午达到最强，随后逐渐减弱到晚上达到最弱，同时光照强度在一个小时段内具有一定的随机性，因此光伏发电输出也具有间歇性和波动性的特征。

图9: 光伏发电日平均出力曲线图



资料来源:《电网与清洁能源》期刊, 民生证券研究院

图10: 风电日平均出力曲线图



资料来源:《电网与清洁能源》, 民生证券研究院

高比例间歇性可再生能源并网将对电网稳定性造成冲击。高比例间歇性新能源接入电力系统后，常规电源不仅要跟随负荷变化，还要平衡新能源出力波动，增加电网调节难度。根据国际能源署（IEA），按照电网吸纳间歇性可再生能源（主要是风电、光伏）的比例划分了四个阶段：（1）第一阶段：间歇性可再生能源占比低于3%，电力需求本身的波动超过了间歇性可再生电源供应的波动幅度，因此对于电网的运行基本没有影响。（2）第二阶段：间歇性可再生能源占比在3%-15%之间，对电网冲击较小，可通过预测间歇性可再生能源机组发力，以及加强调度的方式平抑可再生能源的波动性和间歇性，可再生能源消纳相对容易。（3）第三阶段：间歇性可再生能源占比在15%-25%之间，对电网冲击较大，此时电网灵活性要求大大增加，短期内需要增加调频电站，中长期需引入需求侧管理与储能技术的应用。（4）第4阶段：间歇性可再生能源占比在25%-50%之间，电网稳定性面临挑战，部分时段100%电力由间歇性可再生能源提供，所有的电厂都必须配置储能灵活运行，以应对电源端和负荷端的随机变化。

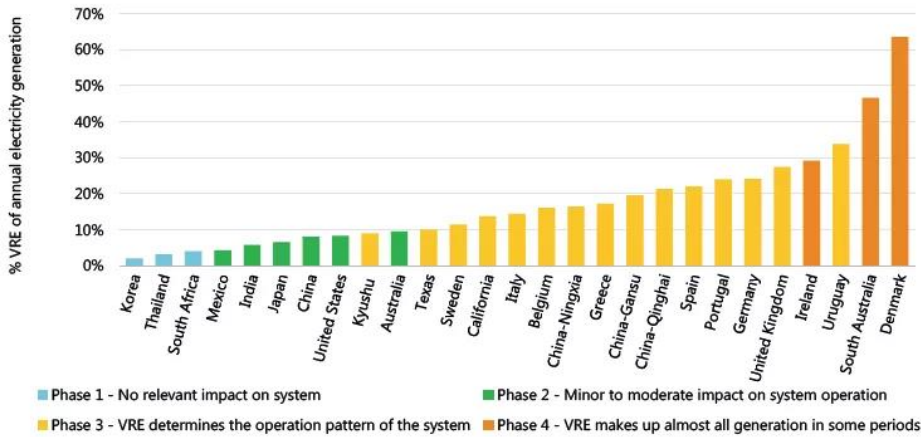
表3：不同比例间歇性可再生能源并网的影响

	阶段一	阶段二	阶段三	阶段四
系统角度的表征	间歇性可再生能源容量在整个系统层面没有显著影响	间歇性可再生能源容量在系统运作中的影响逐渐显著	随着需求与供给的平衡具有更大的波动性，发电机组的弹性运行非常重要	在某些时刻，间歇性可再生能源几乎满足100%负荷需求，电力系统稳定非常重要
对现有发电机组的影响	电力负荷与净电力负荷没有显著差异	净电力负荷的不确定性和可变性没有明显增加，但是现有发电机组的运作模式需稍作调整，以适应间歇性可再生能源发电出力特性	净电力负荷可变性增大，发电运作模式需大作调整，减少必须持续运转的发电机组	没有持续运转的发电机组，所有发电机组均需要灵活调整出力，以适应间歇性可再生能源发电出力特性
对电网的影响	如果有影响的话，主要是临近连接点的局部影响	很有可能影响局部电网状况，造成输电阻塞	受不同地区天气影响，电网潮流出现重大改变，电网高低电压间出现双向潮流	电网干扰恢复能力增强
主要的挑战	电网的局部影响	用电需求与间歇性可再生能源出力的匹配	弹性资源的可用性	电力系统抗干扰的强度

资料来源：IEA，民生证券研究院

注：净电力负荷=总用电需求-间歇性可再生能源电能输出

图11: 2018 年全球各国（地区）间歇性可再生能源发电比例及所处阶段

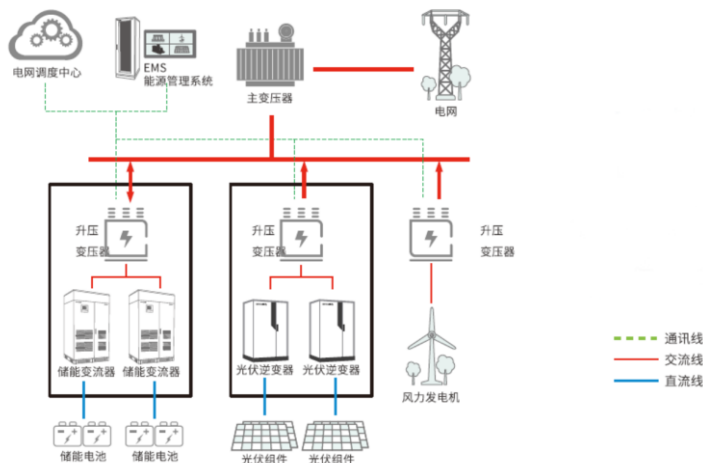


资料来源：IEA，民生证券研究院

英国"8.9"大停电事故与高比例风电机组并网有关。2019年8月9日下午5点左右，英国发生自2003年“伦敦大停电”以来规模最大、影响人口最多的停电事故，造成包括伦敦、英格兰、威尔士等多个地区地铁停运、机场瘫痪等，甚至部分医院由于备用电源不足无法进行医疗服务，总共约有近100万家庭和企业受到影响。事后事故分析表明，高比例风电并网而系统备用不足是直接原因：由于新能源发电大量替代传统能源发电，导致电力系统抵御功率差额的能力下降；在电力系统出现接连出现扰动时，系统备用不足未能及时弥补功率缺额导致事故发生；幸好抽蓄机组及时增加出力，阻止事故进一步扩大，可见储能对于稳定电网作用巨大。

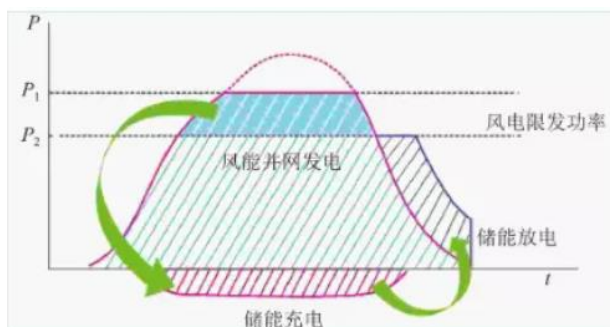
储能有望成为可再生能源消纳的最终解决方案。在间歇性可再生能源发电比例不断提升的大背景下，配置储能通过对电能的快速存储和释放，不仅可以降低弃风弃光率，更加重要的作用是可以平抑新能源波动，跟踪计划出力，并参与系统调峰调频，增强电网的稳定性，有望成为新能源电力消纳的最终解决方案。

图12: 间歇性可再生能源搭配储能并网解决方案示意图



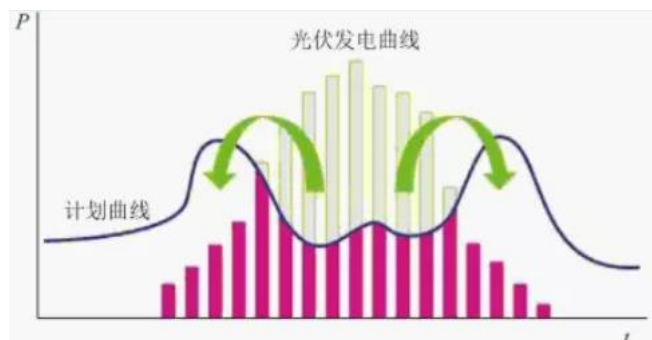
资料来源：科士达官网，民生证券研究院

图13: 减小弃风率示意图



资料来源:《现代电力》期刊, 民生证券研究院

图14: 光伏跟踪计划出力示意图



资料来源:《现代电力》期刊, 民生证券研究院

2.1.3 发电侧与输配电侧储能的本质作用基本相同, 未来5年需求约131GWh

发电侧与输配电侧储能的本质用途基本相同, 涉及的主要是利益分配问题。对于发电侧和输配电侧储能, 从商业模式来看有一些差别, 但其本质用途基本上均是削峰填谷、调频调峰以及缓解电网阻塞等, 保障电网稳定性。至于具体在发电侧或是输配电侧配置储能, 主要涉及的是利益分配问题。具体来讲, 在我国现行辅助服务市场补偿机制下, 是由发电机组单边承担辅助服务费用, 享用服务的终端用户并不承担费用, 即提供高于自身强度的辅助服务的发电机组将获得补偿, 而补偿费用将分摊至提供低于自身强度的服务的发电机组, 可简单理解补偿和分摊费用在不同发电机组间打转。2018年国内新增电化学储能装机700MW, 电网侧储能装机占比从3%增至21.4%。2019年初, 国网和南网发布的指导意见中提出, 推动政府主管部门将各省级电力公司投资的电网侧储能计入有效资产, 通过输配电价疏导。对于国网和南网的最初设想, 可以简单理解为部分电力辅助服务的费用由发电企业转移至电网公司。由于当时储能的经济性不足, 这样的机制有利于迅速做大储能规模, 保障电网稳定性和安全性, 但不利于形成充分竞争的储能市场。然而在2019年5月28日, 国家发改委、国家能源局发布新修订的《输配电定价成本监审办法》, 明确电储能设施不计入输配电定价成本。2019年输配电侧储能新增装机迅速下降, 与此同时发电侧储能新增装机迅速提高。发电侧与输配电侧储能新增装机此消彼长的关系侧面印证了储能在这两个应用场景的本质用途基本相同, 需求只是在不同主体间转移。此外, 国外机构也通常将发电侧和输配电侧储能归类为电表前端储能。

未来5年发输配电侧的储能系统需求约131GWh, 年均复合增速74%。由于发电侧与输配电侧储能的本质用途基本相同, 因此我们在预测市场空间时将发电侧与输配电侧合并计算, 同时考虑到发电侧与输配电侧的一些特性需求, 预计总市场空间高于我们的预测值。根据我们的测算, 预计2021-2025年发输配电侧的储能需求约131GWh, 年均复合增速约74%, 其中2025年发输配电侧储能需求约52GWh。我们对储能配置渗透率和容量配置比例做了双因素敏感性分析, 在储能配置渗透率40%-50%, 容量配置比例13%-17%的情形下, 2025年发输配电侧储能需求约44-62GWh。长期来看, 预计2030年储能系统需求约234GWh。

表4: 2020-2030 发输配电侧储能需求测算

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
集中式光伏装机 (GW)	75	109	142	177	220	270	644
储能配置渗透率	5%	10%	18%	25%	35%	45%	80%
容量配置比例	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
备电时长 (h)	2	2	2	2	2	2	2
集中式光伏装机的储能需求 (GWh)	1	3	8	13	23	36	154
风电装机 (GW)	73	75	70	70	75	75	165
储能配置渗透率	5%	10%	15%	20%	27%	35%	80%
容量配置比例	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
备电时长 (h)	4	4	4	4	4	4	4
风电装机的储能需求 (GWh)	2	5	6	8	12	16	79
发输配电侧的储能需求 (GWh)	3	8	14	22	35	52	234

资料来源: CPIA, SPE, PVInfolink, GWEC, 知网文献, 民生证券研究院

表5: 2025 年发输配电侧储能需求敏感性分析表

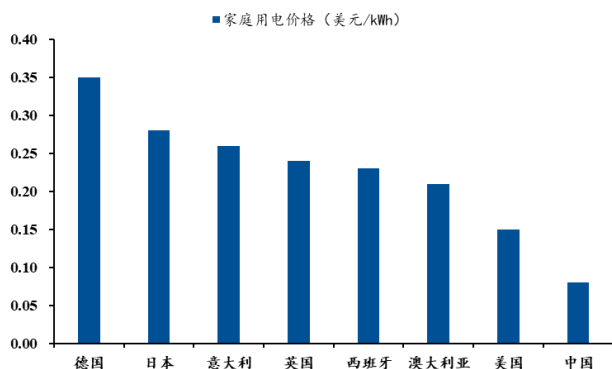
储能配置渗透率	容量配置比例						
	9%	11%	13%	15%	17%	19%	21%
35%	33	37	40	44	48	52	55
40%	35	40	44	48	52	57	61
45%	38	42	47	52	57	62	67
50%	40	45	51	56	62	67	72
55%	42	48	54	60	66	72	78

资料来源: 民生证券研究院

2.2 多因素作用推动用电侧储能快速发展, 未来 5 年需求约 93GWh

欧美主要国家用电成本高昂, 分布式光伏系统快速发展为储能提供市场基础。储能在用户侧主要与分布式电源配套, 或作为独立储能电站应用, 其用途主要为电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提升供电可靠性等。德国、日本、意大利、英国等欧美发达国家用电成本高昂, 如居民电价是中国的 2-4 倍, 且呈现持续上升的趋势。以美国为例, 根据美国能源信息署 (EIA), 1997-2019 年美国居民零售平均电价以约 2.20% 的复合增速增长。电价的影响因素较多, 简单来看, 一方面电价长期受通胀影响, 随着燃料及人工费用增加而增加; 另一方面如大容量发电机组、提高输电电压等技术进步可提升效率降低电价。目前电力工业技术较为成熟, 通胀一般是影响电力价格的主要因素。根据 EIA 的预测, 2019-2050 年美国名义电价年均复合增速约为 2.30%, 而真实电价 (以 2019 为基准) 变动很小。因此, 预计欧美主要国家将长期保持高昂的居民用电成本。由于全球多个国家和地区分布式光伏系统早已实现用电侧平价, 分布式光伏系统快速发展, 2019 年全球分布式装机约 40GW, 占总装机的比重近 35%, 为储能的发展提供坚实的市场基础。

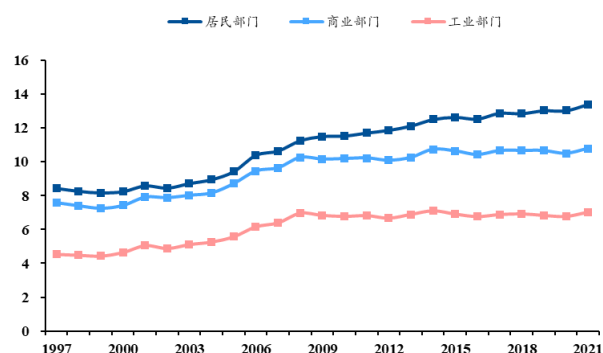
图15: 全球主要国家和地区居民用电价格



资料来源: Global Petrol Prices, 民生证券研究院

注: 数据截至 2019 年 9 月

图16: 美国不同部门零售电价 (美分/kWh)



资料来源: EIA, 民生证券研究院

上网补贴 (FIT) 和净计量 (NEM) 政策到期或削减, 分布式搭配储能有望得到推广。

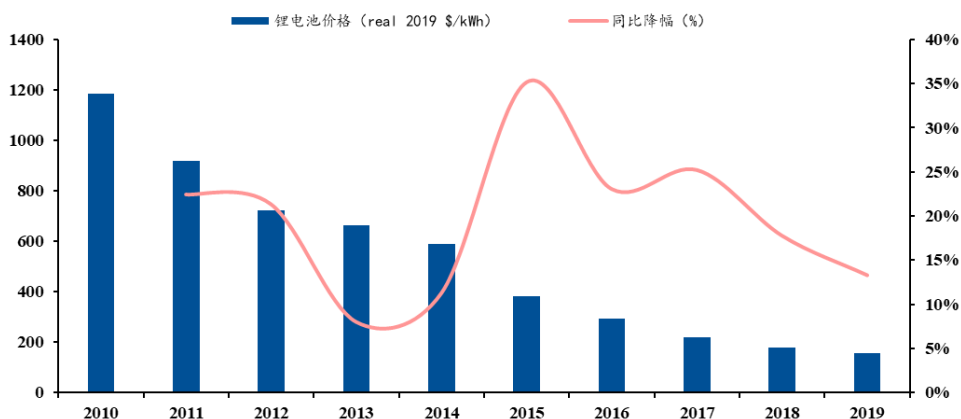
上网补贴 (FIT) 政策对用户输送给电网的电力给予一定补贴, 净计量 (NEM) 政策使得用户可将光伏系统生成的多余的电力输送回电网。近年来随着光伏逐渐平价, 各国的 FIT 和 NEM 正逐步到期或削减, 而储能的推广应用可以减少行业对 FIT 及 NEM 等政策的依赖, 分布式搭配储能自发自用的模式有望得到推广。

部分国家电力供应稳定性较差, 不同规模的停电事件时有发生, 储能接受度提升。(1)

美国电力系统主要由东部电网、西部电网和德克萨斯州电网组成, 其中大部分输配电设施由 500 多家互相独立的私营公司运营。美国电网的特殊结构造成了电网难以优化配置和统一管理, 同时美国电网发展缓慢, 70% 的输电线路和电力变压器运行年限在 25 年以上, 60% 的断路器运行年限超过 30 年, 因此电力系统稳定性较差。2019 年 10 月, 美国加州山火事件造成了大规模停电事件, 电力公司 PG&E 的 500 多万用户均存在断电风险, 并且每次断电可能持续数天。近期来看, 2020 年 12 月底, 美国东部多地遭遇冬季风暴, 马萨诸塞州、宾夕法尼亚州, 以及纽约市、新泽西州和康涅狄格州部分地区超过 5.5 万用户断电。2021 年 1 月初, 美国南部遭遇强降雪, 得克萨斯州、路易斯安娜州多数地区超过 15 万用户断电; 美国西海岸遭遇风暴袭击, 俄勒冈州、华盛顿州、南加州造成超过 50 万用户断电等。(2) 由于南非电力系统管理水平有限, 发电机组及输配电设施时常发生故障, 煤炭、燃油等燃料储备也时常无法满足需求, 再加上一些罢工和示威, 甚至蓄意破坏电力设施的外部事件, 导致南非经常发生不同规模的停电事件。南非电力公司 Eskom 将全国性分区停电的措施分为八级, 其中最严重的八级限电指电网必须节约 8000MW 的电力。2019 年底, 南非施行了前所未有的六级限电, 其严重程度相当于在 4 天内遭到 18 次停电, 每次最多 4 个半小时, 或者在 8 天内遭到 18 次停电, 每次最多 2 个小时, 每次停电受到影响的人数多达 1900 万人。2020 年南非已多次发生不同规模的限电事件, 2021 年状况依旧没有改观, 根据新闻报道, 南非电力公司 Eskom 预计今年 4 月份前每周都会出现电力短缺情况。频繁的停电事件对现代生产生活造成了很大的影响, 储能的应用可以保障电力的连续供应, 储能接受度逐步提升。

2010-2019 年锂电池价格下降 87%，带动系统成本快速下降，储能经济性逐渐显现。受益于新能源汽车产业蓬勃发展，锂电池的大规模应用实现成本快速下降，根据 BNEF，2010-2019 年期间锂电池组的平均价格的下降幅度达 87%，带动储能系统成本迅速下降。目前储能应用经济性拐点快速临近，有望激发需求迅速增长。

图17: 2010-2019 年锂电池价格走势 (real 2019 美元/kWh)



资料来源: BNEF, 民生证券研究院

未来 5 年用电侧的储能系统需求约 93GWh，年均复合增速 95%。上述多个因素叠加，使得储能在终端价值的价值逐步显现。考虑到在储能用户侧，与分布式电源配套或作为独立储能电站的应用场景和客户群体均有较高的相似性，因此在预测市场空间时忽略了作为独立储能电站的需求，预计总市场空间高于我们的预测值。根据我们的测算，预计 2021-2025 年发用电侧的储能需求约 93GWh，年均复合增速约 95%，其中 2025 年用电侧储能需求约 41GWh。我们对储能配置渗透率和容量配置比例做了双因素敏感性分析，在储能配置渗透率 45%-55%，容量配置比例 13%-17% 的情形下，2025 年发输配电侧储能需求约 32-50GWh。长期来看，预计 2030 年储能系统需求约 190GWh。

表6: 2020-2030 用户侧储能需求测算

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
分布式装机 (GW)	40	61	83	108	140	180	527
储能配置渗透率	8%	15%	22%	30%	40%	50%	80%
容量配置比例	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
备电时长 (h)	3	3	3	3	3	3	3
用户侧的储能需求 (GWh)	1	4	8	15	25	41	190

资料来源: CPIA, SPE, PVInfolink, 知网文献, 民生证券研究院

表7: 2025 年用电侧储能需求敏感性分析表

储能配置渗透率	容量配置比例						
	9%	11%	13%	15%	17%	19%	21%
40%	19	24	28	32	37	41	45
45%	22	27	32	36	41	46	51
50%	24	30	35	41	46	51	57
55%	27	33	39	45	50	56	62

60% | 29 36 42 49 55 62 68

资料来源：民生证券研究院

2.3 5G 基站建设周期带动后备电源需求大幅提升

5G 建设加速,2019-2028 年宏基站需求近 500 万个。5G 基站按照功率和覆盖范围的不同,5G 基站可分为宏基站和小基站组成,其中小基站包括微基站、皮基站、飞基站。由于 5G 的频段相比 4G 更高,基站的覆盖范围缩小,因此一般将 5G 宏基站建设在较为空旷的地区,通过小基站的补充使用提升 5G 基站的覆盖范围。“宏基站+小基站”的组网覆盖模式为 5G 基站的主流部署模式。根据赛迪投资顾问,保守预计小基站数量将是宏基站数量的 2 倍。参考 4G 基站的建设节奏,我们预计在 2019-2028 年 5G 基站建设周期中,宏基站建设数量近 500 万个,小基站建设数量近 1000 万个,建设节奏上预计 2020-2021 年达到高潮,随后数量慢慢减少。

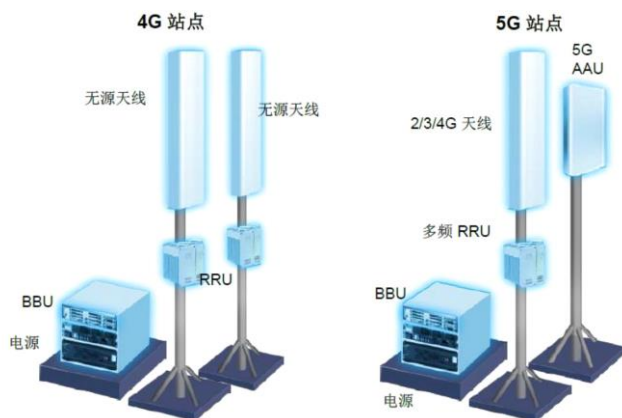
表8: 5G 宏基站与小基站对比

分类	基站类型	单载波功率	覆盖范围
宏基站	宏基站	12.6W 以上	200m
	微基站	500mW-12.6W	50-200m
小基站	皮基站	100mW-500mW	20-50m
	小基站	<100mW	10-20m

资料来源: GGII, 民生证券研究院

5G 基站功耗大幅提升 2.5-4 倍, 带动后备电源扩容需求大幅增加。基站主设备一般由 1 个 BBU (基带处理单元) 和 3 个 AAU (有源天线单元) 组成。其中, BBU 主要负责基带数字信号处理, 比如 FFT/IFFT、调制/解调、信道编码/解码等; AAU 主要由 DAC (数模转换)、RF (射频单元)、PA (功放) 和天线等部分组成, 将基带数字信号转为模拟信号, 再调制成高频射频信号, 放大至足够功率后由天线发射出去。由于 5G 基站天线里面包含更多的射频模块, 基站功耗比 4G 基站高出很多。根据中国铁塔公司公布的数据, 5G 基站单系统的典型功耗约为 4G 基站的 2.5-4 倍, 带动后备电源扩容需求大幅增加。

图18: 电力系统储能应用场景



资料来源: 华为《5G 极简站点白皮书》, 民生证券研究院

表9: 4G 与 5G 基站典型功耗对比

	BBU	AAU	单系统
华为	500W	1000W	3500W
中兴	315W	980W	3255W
大唐	800W	1380W	4940W
4G	约 250W	约 350W	1300W

资料来源：中国铁塔，民生证券研究院

磷酸铁锂电池成为 5G 基站后备电源的主流技术路线。通信设备的电源系统对可靠性和稳定性的要求，因此一般采用蓄电池作为后备电源保证连续供电。由于技术成熟、成本低廉、工温范围大等特点，阀控式铅酸蓄电池成为 4G 基站后备电源的主流技术路线。但进入 5G 时代后，由于 5G 基站的功耗大幅提升，而现有机房空间和设施很难承载后备电源容量极大的扩容需求。磷酸铁锂电池具有较高的能量密度，且在安全性、循环寿命、快速充放等方面具备明显优势，可减少对市场增容改造的需求，降低建设和运营成本。虽然目前磷酸铁锂电池价格仍高于铅酸电池，但在全生命周期成本的评价体系下，磷酸铁锂电池与铅酸电池的度电成本已相差不多，且随着技术进步磷酸铁锂电池还存在着较大的降本空间，因此磷酸铁锂电池取代铅酸电池成为 5G 时代基站后备电源的主流技术路线。2018 年，中国铁塔已停止采购铅酸电池，采用梯次利用锂电池。2020 年，国内三大通信运营商与中国铁塔相继发布磷酸铁锂电池集中采购计划，目前已明确采购量约 4 GW。

表10: 磷酸铁锂与铅酸电池性能对比

性能指标	铅酸电池	磷酸铁锂电池
能量密度	38-40Wh/kg	170-180Wh/kg
循环寿命	1000-1200 次	7000-10000 次（衰减至 70%）
价格	0.6-0.7Wh/kg	0.8-1.0Wh/kg
残值	残值高，回收率 90% 以上	机制尚不健全
安全性	较差	较好
环保性	含铅，废弃后若处理不当，仍会对环境造成二次污染	生产及使用中均无污染
放电特性	放电输出特性较不稳定	放电输出特性稳定

资料来源：GGII，钜大锂电，民生证券研究院

表11: 2020 年三大通信运营商与中国铁塔的磷酸铁锂电池的招标与采购计划

采购单位	时间	招标项目
中国移动	2020 年 3 月 4 日	采购磷酸铁锂电池 1.95GWh
中国铁塔	2020 年 3 月 11 日	采购磷酸铁锂电池 2GWh
中国联通	2020 年 8 月 12 日	磷酸铁锂电池采购测试公告
中国电信、中国铁塔	2020 年 10 月 16 日	为联合采购磷酸铁锂电池产品开展第一批常态化测试

资料来源：运营商官网，民生证券研究院

未来 5 年 5G 基站的储能系统需求近 35GWh。根据我们的测算，预计 2021-2025 年 5G 基站的磷酸铁锂电池储能需求近 35GWh，其中 2025 年磷酸铁锂电池储能需求约 4.4GWh。

表12: 2020-2025 国内 5G 基站储能需求测算

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
5G 宏基站数量（万个）	72	75	65	55	45	35

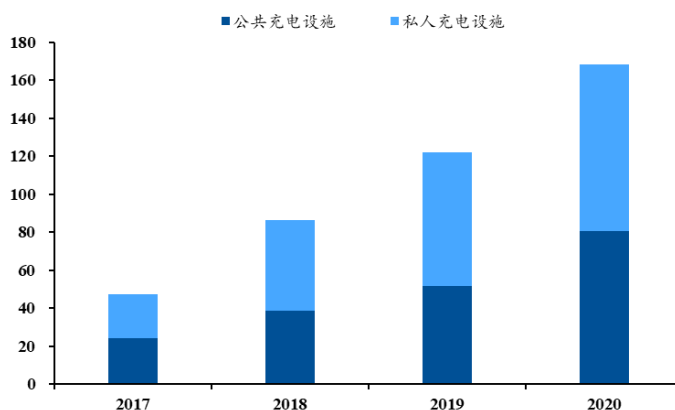
5G 宏基站平均功率 (W)	3900	3900	3900	3900	3900	3900
备电时长 (h)	3	3	3	3	3	3
5G 宏基站的储能电池需求 (GWh)	8.40	8.78	7.61	6.44	5.27	4.10
5G 小基站数量 (万个)	144	150	130	110	90	70
5G 小基站平均功率 (W)	200	200	200	200	200	200
配置后备电源比例	70%	70%	70%	70%	70%	70%
备电时长 (h)	3	3	3	3	3	3
5G 小基站的储能系统需求 (GWh)	0.60	0.63	0.55	0.46	0.38	0.29
5G 基站的储能系统需求 (GWh)	9.00	9.41	8.15	6.90	5.64	4.39

资料来源：工信部，知网文献，中国产业信息网，民生证券研究院

2.4 汽车电动化转型加速，光储充模式有望推广

汽车电动化转型加速，未来 5 年充电设施有望新增约 440 万台。2020 年国内市场政策向好，叠加 Model 3、汉 EV、造车新势力、宏光 Mini EV 等畅销车型频出，优质供给激发终端需求，下半年新能源汽车销量持续高增。据中汽协统计，2020 年 12 月新能源汽车销量 24.8 万辆，同比增长 49.5%，再创历史新高；全年累计销量 136.7 万辆，同比增长 10.9%。我们预计明年销量有望达到 200 万辆，按照《新能源汽车产业发展规划（2021—2035 年）》中提出的 2025 年电动化目标 25%，预计 2025 年销量超 600 万辆，未来 5 年国内电动车年均复合增速有望超 35%。新能源汽车的快速渗透带动了充电桩的需求持续提升，根据中国电动充电基础设施促进联盟数据，2020 年充电基础设施新增 46.2 万台，同比增加 12.4%，其中公共充电基础设施新增 29.1 万台，同比增长 57.2%；截止 2020 年 12 月，全国充电基础设施累计数量为 168.1 万台，同比增加 37.9%，其中公共充电基础设施累计 80.7 万台，同比增长 56.4%。2020 年我国新能源汽车保有量约为 492 万辆，公共充电设施车桩比约为 6:1；假设 2025 年车桩比约为 4.8:1，则 2021-2025 年我国需新增电动汽车充电设施 383 万台。假设 2030 年车桩比约为 3.5:1，则 2030 年需新增充电设施约 800 万台。

图19: 2017-2020 年国内充电设施保有量 (单位: 万台)



资料来源：中国电动充电基础设施促进联盟，民生证券研究院

光储充一体化充电站模式有望推广，未来5年国内储能系统需求约6.8GWh。“光储充”一体化充电站是在传统充电站的基础上配置分布式光伏系统与储能系统，形成多元互补的微电网系统，缓解充电桩大电流充电时对区域电网的冲击。《新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）》明确提出，鼓励“光储充放”（分布式光伏发电—储能系统—充放电）多功能综合一体站建设。目前，浙江、湖北、重庆、陕西等地已成功投运“光储充”一体化电动汽车充电站，未来光储充一体化充电站模式有望推广。根据我们的测算，预计2021-2025年光储充一体化的储能系统需求约6.8GWh，其中2025年储能系统需求约3.62GWh；长期看来，预计2030年储能系统需求约44.8GWh。

表13: 2020-2030 国内光储充一体化储能需求测算

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
新能源汽车销量（万辆）	137	200	280	380	500	650	2200
新能源汽车保有量（万辆）	492	692	972	1352	1852	2502	9802
车桩比	6.0	6.0	5.5	5.3	5.0	4.8	3.5
充电设施保有量（万台）	81	115	177	255	370	521	2801
充电设施增量（万台）	29	35	61	78	115	151	800
光充储渗透率	3%	5%	8%	13%	20%	30%	70%
配置储能系统平均功率（kW）	11	11	11	11	11	11	11
配置储能系统平均容量（kWh）	8	8	8	8	8	8	8
光充储的储能电池需求（GWh）	0.07	0.14	0.39	0.82	1.84	3.62	44.80

资料来源：民生证券研究院整理

2.5 未来5年储能需求合计超270GWh，市场空间合计约3400亿元

未来5年储能市场空间合计约3400亿元，2030年市场空间近3800亿元。根据我们的测算，预计2021-2025年全球储能系统需求超270GWh，其中2025年储能系统需求超100GWh。考虑储能系统平均每年价格下降8%，未来5年储能系统市场空间合计约3400亿元，其中2025年储能系统市场空间近1200亿元。长期来看，预计2030年储能系统需求超500GWh，市场空间近3800亿元。

表14: 2020-2030 全球储能需求测算

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
发输配电侧的储能需求（GWh）	3.3	7.8	14.0	21.7	35.2	52.2	233.6
用户侧的储能需求（GWh）	1.4	4.1	8.2	14.6	25.3	40.5	189.5
5G基站的储能需求（GWh）	9.0	9.4	8.2	6.9	5.6	4.4	-
光充储的储能需求（GWh）	0.1	0.3	0.8	1.6	3.7	7.2	89.6
其他场景的储能需求（GWh）	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4
储能合计需求（GWh）	14.0	21.7	31.3	45.0	70.0	104.5	513.2
储能系统平均价格（元/Wh）	1.7	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1	0.7
锂离子电池储能市场空间（亿元）	238	339	450	595	852	1171	3790

资料来源：民生证券研究院整理

3 商业模式逐渐清晰，经济性拐点打响装机发令枪

3.1 储能可用于电力系统全环节，备电时长差异导致统一口径的成本评价较为困难

储能可应用于电力系统发电侧、输配电侧、用电侧全环节。电力系统一般分为发电侧、输配电侧和用电侧，储能在三个环节均有应用。在发电侧，储能主要用于电力调峰、辅助动态运行、系统调频、可再生能源并网等；在输配电侧，储能主要用于缓解电网阻塞、延缓输配电设备扩容升级等；在用电侧，储能主要用于电力自发自用、峰谷价差套利、容量电费管理和提升供电可靠性等。

表15: 电力系统储能主要用途

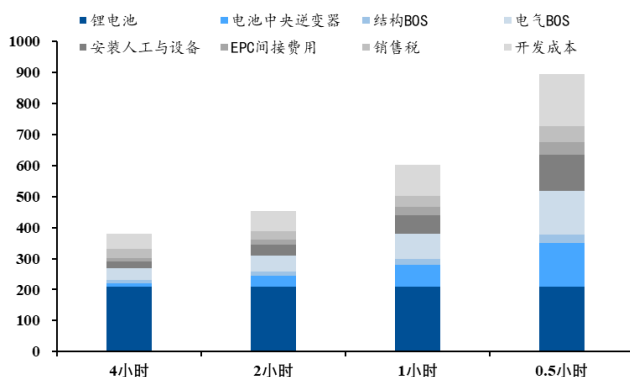
应用场景	主要用途	具体说明
发电侧	电力调峰	通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷，即发电厂在用电负荷低谷时段对电池充电，在用电负荷高峰时段将存储的电量释放。
	辅助动态运行	以储能+传统机组联合运行的方式，提供辅助动态运行、提高传统机组运行效率、延缓新建机组的功效。
	系统调频	频率的变化会对发电及用电设备的安全高效运行及寿命产生影响，因此频率调节至关重要。储能（特别是电化学储能）调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换，因而成为优质的调频资源。
	备用容量	备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。 (1) 平滑可再生能源发电出力。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。(2) 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。
输配电侧	缓解电网阻塞	将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中，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。
用电侧	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：派能科技招股说明书，民生证券研究院

容量单位与功率单位的不统一，使得单位成本对备电时长非常敏感，统一口径的成本评价较为困难。在传统发电技术及电气部件中，我们通常采用功率单位（如 MW）来表征系统的大小，但在储能系统中，主要采用容量单位（如 MWh）来表征系统的大小。这种差异直接导致了储能系统的单位成本对备电时长非常敏感，因为电池一般采用容量单位，即单位容量的

电池成本不变；而其他成本采用功率单位，因此储能系统总容量越大，分摊至单位容量的其他成本就越低。根据美国可再生能源国家实验室（NREL），同样为 60MW 的储能系统，备电时长 0.5 小时与 4 小时的系统单位成本相差 1.4 倍。因此，由于不同项目的备电时长差异，市场上暂时没有统一口径的成本评价方式。

图20: 不同容量 60MW 储能系统成本对比（美元/kWh）

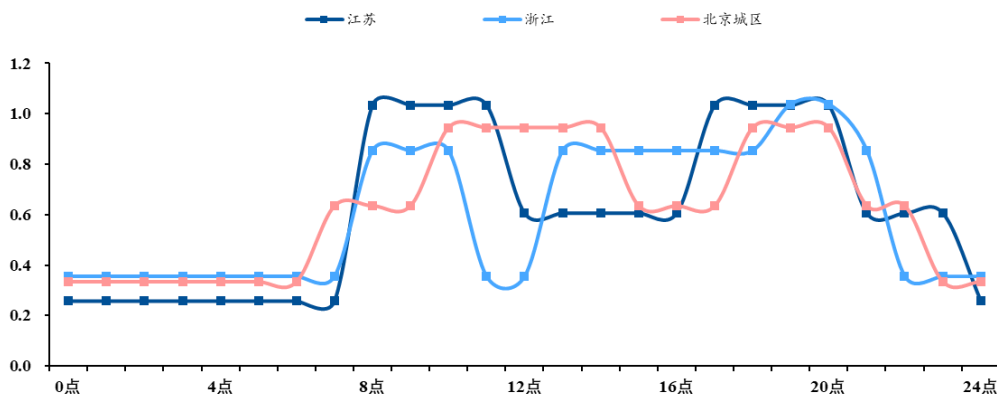


资料来源：NREL，民生证券研究院

3.2 用电侧：度电成本约 0.51 元/kWh，工商业/大工业场景具备套利空间

两充两放通常为工商业/大工业套利场景的运行策略，一般配置时长约 3 小时。不同地区的峰谷时段差异较大，一般情况下划分为 5-6 个时段，其中 2 个高峰，2-3 个平段，1 个低谷。高峰一般持续时长约 2-3 小时，2 个高峰间夹杂一个 2-3 小时的平段。综合来看，一般工商业及大工业储能的运行策略为两充两放，其中一充一放在低谷高峰，一充一放在平段高峰；不同地区峰谷时段不同，一般考虑配置时长 3 小时。

图21: 部分省份 1-10kV 大工业用电峰谷时段（元/kWh）



资料来源：各省能源局，民生证券研究院

全国工商业、大工业峰谷价差中位数分别约 0.49、0.54 元/kWh。当前我国用户侧（主要是工商业用户）主要利用储能进行峰谷价差套利和容量费用管理。根据北极星售电网，近期各地陆续明确 2021 年销售电价，截止 2020 年 12 月底已有 26 个地区发布新版销售电价表，其中 15 个地区制定了峰谷分时电价，工商业及其他峰谷价差平均值约 0.51-0.55 元/kWh，中位值约 0.48-0.52 元/kWh，其中北京是峰谷价差最大的地区，达到 0.99-1.00 元/kWh；大工业峰谷价差平均值约 0.55-0.59 元/kWh，中位值约 0.53-0.56 元/kWh，其中上海是峰谷价差最大的地区，夏季达到 0.81-0.83 元/kWh。对比上一轮销售电价，江苏、浙江、安徽峰谷价差拉大约 2 分钱。

表16: 全国各省市工商业及其他峰谷电价汇总表（元/kWh）

省市	不满 1kV					1-10kV					35kV				
	峰	平	谷	价差	加权	峰	平	谷	价差	加权	峰	平	谷	价差	加权
北京	1.2930	0.7673	0.2939	0.9991	0.7624	1.2710	0.7523	0.2849	0.9861	0.7524	1.2560	0.7373	0.2699	0.9861	0.7524
江苏	1.1141	0.6664	0.2987	0.8154	0.6316	1.0724	0.6414	0.2904	0.7820	0.6065	1.0307	0.6164	0.2821	0.7486	0.5815
上海（两部制，夏季）	0.9400	0.5910	0.2180	0.7220	0.5355	0.9160	0.5670	0.2130	0.7030	0.5260	0.8910	0.5420	0.2080	0.6830	0.5160
上海（两部制，非夏季）	0.9120	0.5620	0.2700	0.6420	0.4960	0.8880	0.5380	0.2660	0.6220	0.4860	0.8640	0.5130	0.2610	0.6030	0.4770
山东（单一制）	0.9203	0.6226	0.3249	0.5954	0.4466	0.8998	0.6089	0.3180	0.5818	0.4364	0.8971	0.5951	0.3111	0.5860	0.4440
山东（两部制）	-	-	-	-	-	0.8948	0.6062	0.3177	0.5771	0.4329	0.8663	0.5872	0.3082	0.5581	0.4186
甘肃	0.8950	0.6043	0.3136	0.5814	0.4361	0.8800	0.5943	0.3086	0.5714	0.4286	0.8650	0.5843	0.3036	0.5614	0.4211
天津	1.0436	0.6768	0.3923	0.6513	0.5091	0.9441	0.6586	0.3891	0.5550	0.4203	0.8822	0.6042	0.3402	0.5420	0.4100
安徽（单一制）	0.9389	0.6198	0.3716	0.5673	0.4432	0.9158	0.6048	0.3629	0.5529	0.4320	0.8927	0.5898	0.3542	0.5385	0.4207
安徽（两部制）	-	-	-	-	-	0.9078	0.5996	0.3599	0.5479	0.4281	0.8693	0.5746	0.3454	0.5239	0.4093
陕西	0.8479	0.5807	0.3135	0.5344	0.4008	0.8179	0.5607	0.3035	0.5144	0.3858	0.7879	0.5407	0.2935	0.4944	0.3708
浙江（非 7、8 月）	0.9014	-	0.3784	0.5230	0.5230	0.8556	-	0.3536	0.5020	0.5020	0.8373	-	0.3343	0.5030	0.5030
云南	0.7382	0.4101	0.2461	0.4921	0.4101	0.7202	0.4001	0.2401	0.4801	0.4001	0.7022	0.3901	0.2341	0.4681	0.3901
山西	0.7667	0.5309	0.3116	0.4551	0.3455	0.7367	0.5109	0.3009	0.4358	0.3308	0.7142	0.4959	0.2929	0.4213	0.3198
上海（单一制，非夏季）	0.8250	-	0.3960	0.4290	0.4290	0.8010	-	0.3710	0.4300	0.4300	0.7760	-	0.3470	0.4290	0.4290
上海（单一制，夏季）	0.8530	-	0.4230	0.4300	0.4300	0.8280	-	0.3990	0.4290	0.4290	0.8040	-	0.3750	0.4290	0.4290
河北（单一制）	0.7805	0.5644	0.3483	0.4322	0.3242	0.7595	0.5494	0.3393	0.4202	0.3152	0.7455	0.5394	0.3333	0.4122	0.3092
河北（两部制）	-	-	-	-	-	0.7784	0.5629	0.3474	0.4310	0.3233	0.7574	0.5479	0.3384	0.4190	0.3143
冀北（单一制）	0.7383	0.5342	0.3301	0.4082	0.3062	0.7173	0.5192	0.3211	0.3962	0.2972	0.7033	0.5092	0.3151	0.3882	0.2912
冀北（两部制）	-	-	-	-	-	0.7370	0.5333	0.3296	0.4074	0.3056	0.7160	0.5183	0.3206	0.3954	0.2966
青海（100kVA 及以上）	0.5967	0.3744	0.1521	0.4446	0.3335	0.5886	0.3694	0.1502	0.4384	0.3288	0.5804	0.3644	0.1484	0.4320	0.3240
青海（100kV 以下）	0.6348	0.4304	0.2260	0.4088	0.3066	0.6273	0.4254	0.2235	0.4038	0.3029	0.6198	0.4204	0.2210	0.3988	0.2991
宁夏（单一制）	0.6751	0.4883	0.3015	0.3736	0.2802	0.6471	0.4683	0.2895	0.3576	0.2682	0.6191	0.4483	0.2775	0.3416	0.2562
宁夏（两部制）	-	-	-	-	-	0.5443	0.3949	0.2455	0.2988	0.2241	0.5233	0.3799	0.2365	0.2868	0.2151

资料来源：北极星售电网，民生证券研究院

注：表中峰指高峰，有尖峰的城市仅取高峰值；加权指假设储能两充两放（一谷一峰，一平一峰）策略下的加权价差。

表17: 全国各省市大工业峰谷电价汇总表（元/kWh）

省市	不满 1kV					1-10kV					35kV				
	峰	平	谷	价差	加权	峰	平	谷	价差	加权	峰	平	谷	价差	加权
上海（两部制，夏季）	1.0620	0.7160	0.2320	0.8300	0.5880	1.0550	0.6660	0.2290	0.8260	0.6075	1.0330	0.6390	0.2240	0.8090	0.6015
上海（两部制，非夏季）	1.0200	0.6740	0.2970	0.7230	0.5345	1.0130	0.6240	0.2940	0.7190	0.5540	0.9910	0.5970	0.2890	0.7020	0.5480
江苏	1.0347	0.6068	0.2589	0.7758	0.6019	0.9997	0.5818	0.2439	0.7558	0.5869	0.9647	0.5568	0.2289	0.7358	0.5719
浙江（非 7、8 月）	0.8529	-	0.3539	0.4990	0.4990	0.8179	-	0.3299	0.4880	0.4880	0.7909	-	0.3119	0.4790	0.4790
北京	0.9440	0.6346	0.3342	0.6098	0.4596	0.9160	0.6146	0.3222	0.5938	0.4476	0.8910	0.5946	0.3072	0.5838	0.4401

陕西	0.7976	0.5072	0.2168	0.5808	0.4356	0.7650	0.4872	0.2094	0.5556	0.4167	0.7324	0.4672	0.2020	0.5304	0.3978
云南	0.7834	0.4352	0.2611	0.5223	0.4353	0.7420	0.4122	0.2473	0.4947	0.4123	0.6617	0.3496	0.2098	0.4519	0.3820
天津	0.9359	0.6504	0.3809	0.5550	0.4203	0.8984	0.6204	0.3564	0.5420	0.4100	0.8784	0.6004	0.3364	0.5420	0.4100
新疆	0.6200	0.3780	0.1360	0.4840	0.3630	0.5840	0.3560	0.1280	0.4560	0.3420	0.5505	0.3360	0.1215	0.4290	0.3218
山西	0.7303	0.5030	0.2916	0.4387	0.3330	0.6853	0.4730	0.2755	0.4098	0.3111	0.6478	0.4480	0.2622	0.3856	0.2927
青海	0.5703	0.3582	0.1461	0.4242	0.3182	0.5540	0.3482	0.1424	0.4116	0.3087	0.5377	0.3382	0.1387	0.3990	0.2993

资料来源：北极星售电网，民生证券研究院

注：表中峰指高峰，有尖峰的城市仅取高价值；加权指假设储能两充两放（一谷一峰，一平一峰）策略下的加权价差。

储能度电成本（LCOS）约为 0.51 元/kWh，在全国多数发达省份已基本具备套利空间。

储能度电成本（LCOS）为国际通用的成本评价指标。基于储能全生命周期建模的储能平准化成本 LCOS（Levelized Cost of Storage）是目前国际上通用的储能成本评价指标，其算法是对项目生命周期内的成本和发电量进行平准化后计算得到的储能成本，即生命周期内的成本现值/生命周期内发电量现值。根据我们的测算，目前储能度电成本约为 0.51 元/kWh。在北京、上海、江苏、浙江、天津等发达省份已具备套利空间，目前广东还未发布新版的销售电价表，但参考上轮峰谷电价，也具备套利空间。此外，我们在测算时没有考虑部分省份的尖峰价格，同时针对不同地区的峰谷时段，储能运行策略还有很大的优化空间，因此实际上可能会有更多的省份已具备套利空间。

测算核心假设：

（1）参考知网多篇文献、行业协会及部分上市公司数据，由于目前尚没有行业标准及规范，市场上产品性能参数和单位价格差异较大，综合多方信息，假设磷酸铁锂电池储能系统成本为 1.50 元/Wh。

（2）容量型和功率型储能电站的功率转换成本差异较大，考虑到用户侧储能主要是套利需求，假设功率转换成本为 0.35 元/W，土建成本 0.20 元/W。

（3）其他成本主要包括入网检测费、项目管理费等附加费用，假设其他成本为 0.15 元/W。由于目前储能项目的其他成本核算缺乏规范性，不同项目差异较大。未来随着储能项目实施标准的规范化，这部分成本将显著降低。

（4）容量型储能电站主要采用远程监控与定期巡检相结合的方式，运维相对简单，假设每年运维成本占储能系统投资成本的 0.5%。

（5）考虑到磷酸铁锂电池的电极材料中不含有钴、镍等贵金属元素，回收价值较低，假设储能系统残值为 5%。

（6）目前电化学储能系统没有统一的终止标准，考虑安全性和电池容量衰减特性，假设 70% 为系统终止报废标准。假设储能系统每年运行 350 天，每天 2 充 2 放，则系统寿命约 7 年。假设储能系统衰减特性为线性函数，估算 90% 放电深度下单次循环衰减率约为 0.005%。

（7）其他参数详见下表。

表18: 储能度电成本 (LCOS) 测算假设参数表

参数	数值	参数	数值
初始全投资成本 (元/Wh)	1.73	系统功率 (MW)	15
储能系统成本 (元/Wh)	1.50	系统容量 (MWh)	45
功率转换成本 (元/Wh)	0.35	放电深度 DoD	90%
土建成本 (元/Wh)	0.20	系统效率	88%
其他成本 (元/Wh)	0.15	循环寿命 (次)	5000
运维成本 (元/Wh)	0.01	单次循环衰减率	0.005%
储能系统残值率	5%	寿命终止容量 (%)	70%
功率转换残值率	5%	日均循环次数	2
土建残值率	65%	年均工作时长 (日)	350
建设期 (年)	1	系统寿命 (年)	7
运营期 (年)	7	贴现率	8%
		税率	25%

资料来源: 知网文献, 行业协会, 派能科技, 阳光电源, 民生证券研究院

表19: 储能度电成本 (LCOS) 测算过程

	第0年	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年
初始全投资成本 (百万元)	78.00							
折旧导致的税费减免现值和 (百万元)	15.29							
折旧导致的税费减免现值		2.72	2.52	2.33	2.16	2.00	1.85	1.71
运维成本现值和 (百万元)	1.32							
运维成本现值		0.234	0.217	0.201	0.186	0.172	0.160	0.148
固定资产残值现值 (百万元)	5.84							
发电量现值和 (MWh)	114411							
年均发电量现值 (kWh)		22305.47	19942.83	17830.45	15941.82	14253.24	12743.51	11393.70
LCOS (元/kWh)	0.51							

资料来源: 民生证券研究院

3.3 输配电侧: 里程成本约 3.93 元/MW, 电力辅助服务市场具备盈利空间

电力辅助服务市场建设提速, 19 省将电储能纳入交易体系。随着全国可再生能源装机规模快速增加, 电网的冲击压力越来越大, 各省份正在加快构建电力辅助服务市场体系。根据中国储能网报道, 目前全国范围内除东北、山西、福建、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃等 8 个电力辅助服务市场改革试点之外, 还有河南、安徽、江苏、四川、青海、湖北、湖南、贵州、广西、重庆、蒙西电网、河北南部电网、京津唐电网公布了电力辅助服务市场运营和交易规则。2020 年以来, 全国各省份至少出台 23 份相关政策文件, 列举了与储能参与电力辅助服务市场的相关条款。截至目前, 已有 19 个省份将电储能纳入交易体系, 其中参与调峰与调频是储能获取收益的主要来源。

表20: 部分省份 AGC 补偿计算规则

地区	补偿方式	可用时间	调节里程	调节容量	准入门槛
福建	容量补偿+里程补偿	/	调节里程*12元/MW	调节容量*调用率*240元/MW (华东) 960元/MW (省市)	综合调频性能指标不小于0.53
广东	调频里程+调频容量	/	调节里程*调节性能* (5.5-15元/MW)	调节容量*3.56元/MW	综合调频性能指标不小于0.5
蒙西	调频里程+调频容量	/	调节里程*调节性能* (6-15元/MW)	中标容量*60元/MW	所有新建 AGC 单元
山西	投运时间+调节里程	10元/小时	调节深度*调节性能* (5-10元/MW)	/	/
京津唐	调节里程	/	调节深度*调节性能* (0-12元/MW)	/	/
山东	调节里程	/	调节深度*调节性能* (0-8元/MW)	/	/
甘肃	调节里程	/	调节深度*调节性能* (0-15元/MW)	/	/
四川	调节里程	/	/	合格贡献量* 50元/MWh	综合调频性能>1 必须参与申报 AGC 市场
江苏	基本补偿+调用里程	/	调节深度*调节性能* *2元/MW	中标容量* (0.1-1.2/MW)	可申报

资料来源: 北极星储能网, 民生证券研究院

表21: 部分省份储能调峰补偿计算规则

地区	准入门槛	补偿价格
湖南	紧急短时调峰: 10MW 及以上	深度调峰: 上限 0.2 元/kWh 紧急短时调峰: 上限 0.6 元/kWh
青海	10MW/20MWh 及以上	与风电场、太阳能电站双边协商议价 参与电网调峰 0.5 元/kWh
安徽	10MW/40MWh 及以上	调峰上限 0.8 元/kWh
东北	10MW/40MWh 及以上	深度调峰: 0.4-1 元/kWh 用户侧储能双边交易: 0.1-0.2 元/kWh
江苏	启停调峰 20MW/40MWh 及以上	中长期可调负荷调峰: 谷段、平段、峰段上限 0.25 元/kWh、0.6 元/kWh、0.9 元/kWh 短期可调负荷调峰: 需求时段≥4 小时上限 1 元/kWh, 需求时段<4 小时上限 2 元/kWh 深度调峰: 上限 60.6 元/kWh
山西	20MW/40MWh 及以上	独立市场主体调峰 0.75-0.95 元/kWh
福建	10MW/40MWh 及以上	火电深度调峰上限 0.6 元/kWh
湖北	10MW/40MWh 及以上	火电深度调峰上限 0.6 元/kWh
新疆	5MW/10MWh 及以上	发电侧储能 0.55 元/kWh
山东	5MW/10MWh 及以上	调峰 0.4 元/kWh
华北	第三方主体 10MW/30MWh 及以上	上限 0.6 元/kWh
贵州	-	调峰上限 0.2 元/kWh
甘肃	-	调峰上限 0.5 元/kWh
江西	-	调峰上限 0.6 元/kWh
河南	-	调峰最高 0.5-0.6 元/kWh
冀南	-	火电调峰上限 0.5 元/kWh

资料来源: 北极星储能网, 民生证券研究院

多个省份参与调峰服务已具备盈利空间。据北极星储能网统计，在已发布调峰辅助服务市场规则文件的省份中，约有 13 个省份明确储能可参与调峰。根据我们在前文的测算，配置时长 3h 的储能系统度电成本约 0.51 元/kWh，参考各地区调峰补偿价格，在东北、安徽、山西、江苏、青海等多个地区已具备盈利空间。

储能是一种优质的调频资源，里程成本是评价储能电站参与调频经济性的重要指标。储能单位功率的调节效率较高，具有快速和精确的响应能力，根据中国电力科学研究院，储能对水电机组、燃气机组、燃煤机组的替代效果分别达到 1.67 倍、2.5 倍、25 倍。根据知网文献，里程成本是指在功率型调频储能电站的生命周期内，平均到单位调频里程的电站投资成本，里程成本是评价储能电站参与电网一次调频或二次调频经济性的重要指标。考虑时间价值后，其算法是对项目生命周期内的成本和调频里程进行平准化后计算得到的储能成本，即生命周期内的成本现值/生命周期内调频里程现值。

表22: 储能与传统机组调频性能对比

机组类型	发电设备爬坡能力 (%/min)	电网的短时爬坡能力要求 (MW/min)	相应发电设备总功率需求 (MW)	储能功率 (MW)	储能对传统电源的替代效果 (倍)
水电机组	30	10	33.33	20	1.67
燃气机组	20	10	50.00	20	2.5
燃煤机组	2	10	500.00	20	25

资料来源：中国电力科学研究院，民生证券研究院

储能里程成本约为 3.93 元/MW，多个省份参与调频服务已具备盈利空间。根据我们的测算，目前储能里程成本约为 3.93 元/MW。考虑到储能调频效率、响应调频时间远优于其他类型机组，补偿系数也应高于其他类型机组。在参与调频服务的应用场景中，在保证调频里程的前提下，目前在福建、广东、蒙西、山西、京津唐、山东、甘肃、四川等多个省份已基本具备盈利空间。

测算核心假设：

(1) 参考知网多篇文献、行业协会及部分上市公司数据，假设采用磷酸铁锂电池的功率型储能系统成本为 1.50 元/Wh。考虑到参与电力辅助的应用场景和功能要求更为复杂，假设功率转换成本为 0.50 元/W，土建成本 0.20 元/W，其他成本 0.15 元/W。

(2) 功率型调频储能电站工况复杂，安全维护任务重，假设每年运维成本占储能系统投资成本的 3%。

(3) 由于储能系统参与调频属于短时高频低深度充放电，系统循环寿命要远高于满充放电循环寿命。目前调频储能系统没有统一的终止标准，考虑安全性和电池容量衰减特性，参考行业新闻报道，假设系统寿命为 5 年。

(4) 其他参数详见下表。

表23: 储能里程成本测算假设参数表

参数	数值	参数	数值
初始全投资成本 (元/W)	3.20	系统功率 (MW)	10
储能系统成本 (元/W)	1.50	系统容量 (MWh)	5
功率转换成本 (元/W)	0.50	储能电站效率	88%
土建成本 (元/W)	0.20	有效 AGC 调频响应系数	0.98
其他成本 (元/W)	0.15	调频出力系数	0.8
年均运维成本 (元/W)	0.10	放电深度 DoD	90%
储能系统残值率	5%	年运行	350
功率转换残值率	20%	系统寿命	5
土建残值率	75%	储能有效调频响应持续时间 (min)	1.8
建设期 (年)	1	储能有效调频间隔时间 (min)	2
运营期 (年)	5	有效调频次数 (万次/年)	13
贴现率	8%	税率	25%

资料来源: 知网文献, 民生证券研究院

表24: 储能里程成本测算过程

	第 0 年	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年
初始全投资成本 (百万元)	16.00					
折旧导致的税费减免现值和 (百万元)	2.32					
折旧导致的税费减免现值		0.54	0.50	0.46	0.43	0.40
运维成本现值和 (百万元)	2.87					
运维成本现值		0.67	0.62	0.57	0.53	0.49
固定资产残值现值 (百万元)	2.21					
年均调频里程现值和 (MW)	3654					
年均调频里程现值		847	785	726	673	623
里程成本 (元/MW)	3.93					

资料来源: 民生证券研究院

火储联合调频项目 IRR 约 8.8%，回收期约 8 年。在之前测算的假设条件下，同时考虑火电站每年 100 万保底费用以及 50% 的收益分成，预计火储联合调频项目 IRR 约 8.8%，回收期约 8 年，已具备较好的经济性。

表25: 火储联合调频项目 IRR 测算

	第 0 年	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年
初始全投资成本 (万元)	(1600)					(1238)					
调频收入 (万元)		1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
保底费用 (万元)		(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)
电费 (万元)		(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)	(500)
运维费用 (万元)		(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)
收益分成比例		50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
EBITDA (万元)		400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
缴税 (万元)		(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(38)	(38)	(38)	(38)	(38)
净现金流 (万元)	(1600)	380	380	380	380	(858)	362	362	362	362	362
累计净现金流 (万元)	(1600)	(1220)	(840)	(460)	(80)	(938)	(576)	(214)	148	510	871
IRR		8.8%									

资料来源: 民生证券研究院

3.4 发电侧：强制性配套政策叠加经济性拐点，新能源侧储能装机持续高增

2020 年政策密集发布，风光强配储能，一般配置比例 10%-20%，容量时长 2 小时。2019 年 12 月 19 日，华润电力滩溪孙疃风电场 50MW 工程公开招标，要求配套建设 1 个及以上的 10MW/10MWh 容量或累计 30MW 及以上容量的电化学储能电站，拉开了风光强配储能的大幕。进入 2020 年以来，各地政府和省网公司纷纷出台相关政策，要求新能源竞价、平价项目配置一定比例的储能。截至 2020 年底，全国已有 17 个省市出台了相关文件，配置比例一般为 10%-20%，容量时长一般为 2 小时。“配置储能优先并网”也由电网企业与新能源开发商私下达成的一种潜规则逐渐变为明规则。

表26: 2020 年以来与新能源+储能的相关政策

文件名称	印发部门	时间	主要内容
《关于发布全省 2020-2021 年度新能源消纳预警结果的通知》	湖南发改委	3 月 20 日	电网企业要通过加强电网建设、优化网架结构、研究储能设施建设等措施，切实提高新能源消纳送出能力，为省新能源高比例发展提供容量空间。
《关于做好储能项目站址初选工作的通知》	国网湖南	3 月 23 日	湖南省境内 28 家企业承诺配套风电+储能项目共计 777.2MWh，与风电项目同步投产，配置储能比例为 20%，时长为 2 小时。
《2020 年光伏发电项目竞争配置方案》	内蒙能源局	3 月 26 日	优先支持光伏+储能项目建设，光伏电站储能容量不低于 5%、储能时长在 1 小时以上。
《关于组织开展 2020 年风电光伏发电项目建设的通知》	河南发改委	4 月 7 日	优先支持配置储能的新增平价项目。
《关于组织申报 2020 年光伏发电平价上网项目的通知》	湖南发改委	4 月 8 日	2020 年新建平价项目鼓励同步配套建设储能设施。
《关于 2020 年申报平价风电和光伏发电项目电网消纳能力的报告》	国网河南	4 月 21 日	建议今后新纳入政府开发方案的风电、光伏发电项目应配置足够的储能设施提高调控能力。
《关于开展新能源场站一次调频改造工作的通知》	国网山西	4 月 22 日	通过保留有功备用或配置储能设备，并利用相应的有功控制系统或加装独立控制装置来实现一次调频功能。
《关于做好 2020 年风电、光伏发电项目建设有关工作的通知》	新疆发改委	5 月 6 日	继续推进新疆光伏储能等光伏侧储能和新能源汇集站集中式储能试点项目的建设。
《辽宁省风电项目建设方案》	辽宁发改委	5 月 14 日	优先考虑附带储能设施有利于调峰的项目。
《南通市打造风电产业之都三年行动方案（2020-2022 年）》	南通市政府	5 月 29 日	开展海上风电+储能试点项目建设，推动海上风电储能产业化应用。
《关于 2020 年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	国网山西	6 月 2 日	新增光伏发电项目考虑具有一定用电负荷的全产业链项目，配备 15%-20%的储能，落实消纳协议。
《关于 2020 年拟申报竞价光伏项目意见的函》	国网山东	6 月 5 日	根据申报项目承诺，储能配置规模按项目装机规模 20%考虑，储能时间 2 小时，可以与项目本体同步分期建设。
《关于开展 2020 年平价风电和平价光伏发电项目竞争配置	湖北能源局	6 月 8 日	平价风电配备储能容量比例不得低于风电项目 10%，且必须与风电项目同时建成投产。

工作的通知》

《“电动福建”建设三年行动计划（2020-2022年）》	福建工信厅	7月15日	鼓励风力、光伏电站等配备储能设备，提升电能质量。
《江西电网新能源场站涉网试验工作方案》	国网江西	8月4日	装机容量 40MW 以上的风电场和光伏电站必须完成 AGC、AVC 联调试验、一次调频等。
《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案（征求意见稿）》	河北发改委	9月25日	支持风电光伏按 10%左右比例配套建设储能设施。
广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划（2021-2025）	广东发改委等多部门	9月29日	推动电网侧储能布局，推进电源侧火电联合储能和“可再生能源+储能”发电系统建设。
《关于上报 2021 年光伏发电项目计划的通知》	贵州省能源局	11月20日	在送出消纳受限区域，计划项目需配备 10%的储能设施。

资料来源：储能 100 人，民生证券研究院

地方性补贴政策陆续落地，后续有望迎来补贴政策窗口期。（1）2021年1月18日，青海省发改委、科技厅、工信厅、能源局联合下发《关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》，文件明确新能源需配置 10%+2h 储能，并给予 1 毛/kWh 补贴，同时优先保障消纳，保证储能设施利用小时数不低于 540 小时，补贴时限暂定为 2021 年 1 月 1 日至 2022 年 12 月 31 日。（2）2020 年 12 月 25 日，西安市工信局发布《关于进一步促进光伏产业持续健康发展的意见(征求意见稿)》，文件明确对 2021 年 1 月 1 日至 2023 年 12 月 31 日期间建成运行的光伏储能系统，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/kWh 补贴，同一项目年度补贴最高不超过 50 万元。目前个别省份出台的储能补贴方案有很强的借鉴意义，后续有望引领全国其他省份效仿出台类似的地方性补贴政策，储能有望迎来补贴政策窗口期。

发电侧配置储能已基本具备经济性，光储电站可实现项目 IRR 8%以上。为了探究配置储能对于新能源发电项目的影响，我们假设了三个情景：基准情景设定为一个典型的光伏电站，测算项目 IRR 约为 8.3%；假设情景 1 为在基准情景上配置储能系统，但储能系统仅用作减少弃光率用途，测算项目 IRR 约为 7.3%；假设情景 2 在假设情景 1 的基础上，考虑储能系统同时参与调频服务，测算项目 IRR 约为 8.2%。由此可见，对于一个典型光储电站，如果可以参与辅助服务市场，将对经济性有较大提升，基本实现项目 IRR 8%以上的收益率要求。

核心假设：

（1）假设光伏电站装机规模 100MW，参考目前政策要求，一般储能配置功率为电站功率的 10%-20%，配置时长为 2 小时，因此假设配置储能系统容量为 15MW/30MWh。

（2）参考多篇知网文献、行业协会及部分上市公司数据，考虑到项目地点、类型不同初始投资成本差异较大，假设典型光伏电站单位初始投资成本约 3.8 元/W，典型储能单位初始投资成本为 1.8 元/Wh。假设光储电站部分设施共用，其中固定资产占比约 80%，年均运维费用约占投资的 1%。

（3）考虑到磷酸铁锂路线为国内储能的主流路线，因此假设储能采用磷酸铁锂电池，由

于不含贵金属回收价值较低，假设储能残值与光伏电站残值一致，均为 5%。

(4) 根据国家能源局公布的 2019 年上半年电力辅助服务补偿数据，年平均补偿价格约为 20 元/kW，按照 15MW 容量则年平均补偿约 30 万元。考虑到电力辅助服务费用逐年升高，同时储能调频效率、响应调频时间远优于其他类型机组，假设 15MW 储能装机年平均补偿约 50 万元。为简化计算，仅考虑调节里程收益，不考虑调节容量收益及调峰收益，同时参考各省份 AGC 补偿规则，可粗略拆分为调频补偿系数约 5 元/MW，调频里程约 10 万 MW/年。

(5) 假设电站运营期为 25 年，其中逆变器寿命为 15 年，储能系统仅储存弃光电量时寿命为 15 年，参与调频服务时寿命为 5 年。

(6) 其他参数详见下表。

表27: 光储电站经济性测算假设参数表

参数	数值	参数	数值
光伏电站装机 (MW)	100	上网电价 (元)	0.35
单位初始全投资成本 (元/W)	3.8	有效利用小时数	1500
其中: 固定资产占比	80%	弃电率	5%
配置储能系统容量 (MW/MWh)	15/30	调频补偿 (元/MW)	5
单位初始全投资成本 (元/Wh)	1.8	运营期 (年)	25
其中: 固定资产占比	80%	年均运维费用 (百万)	4.3
合计初始全投资成本 (百万元)	430	逆变器与储能系统寿命 (年)	15
光储电站残值率	5%	储能系统年均循环次数	350
折旧期 (年)	20	储能系统年均调频里程 (万 MW)	10
组件衰减	首年 2%，之后 0.5%	税率	25%

资料来源: 中国知网, 储能 100 人, 智汇光伏, 民生证券研究院

基准情景(光伏电站): 项目 IRR 约为 8.3%。根据我们的测算, 在不增加储能的情形下, 光伏电站的全投资收益率约为 8.3%。

表28: 基准情景-光伏电站 IRR 测算

	第 0 年	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	...	第 15 年	...	第 25 年
初始投资成本(万元)	(38000)									...	(1158)	...	
残值(万元)										...	125	...	1900
发电量(万 kWh)		13965	13895	13826	13757	13688	13619	13551	13483	...	13019	...	12382
发电收入(万元)		4888	4863	4839	4815	4791	4767	4743	4719	...	4557	...	4334
运维费用(万元)		(380)	(380)	(380)	(380)	(380)	(380)	(380)	(380)	...	(380)	...	(380)
缴税(万元)		(676)	(670)	(663)	(657)	(651)	(645)	(639)	(634)	...	(593)	...	(988)
净现金流(万元)	(38000)	3832	3814	3795	3777	3759	3741	3723	3706	...	2550	...	4865
IRR		8.3%											

资料来源: 民生证券研究院

假设情景 1 (光储电站+减少弃光率): 项目 IRR 约为 7.3%。根据我们的测算, 在基准情形下增加储能系统, 当储能系统仅仅用于储存 5% 弃光的电量, 则光储电站的全投资收益率约为 7.3%, 较基准情景下降约 1%, 不满足通常情况下 8% 的要求回报率底线, 说明目前情况下减少弃光率的单一用途难以保证储能系统的经济性。

表29: 假设情景 1-光储电站 IRR 测算 (仅考虑减少弃光率)

	第 0 年	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	...	第 15 年	...	第 25 年
初始投资成本(万元)	(43000)									...	(3475)	...	
残值(万元)										...	375	...	3599
发电量(万 kWh)		14700	14627	14553	14481	14408	14336	14264	14193	...	13704	...	13034
发电收入(万元)		5145	5119	5094	5068	5043	5018	4993	4968	...	4796	...	4562
运维费用(万元)		(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	(430)	...	(430)	...	(430)
缴税(万元)		(668)	(662)	(655)	(649)	(643)	(636)	(630)	(624)	...	(581)	...	(1033)
净现金流(万元)	(43000)	4047	4028	4008	3989	3970	3951	3933	3914	...	686	...	6698
IRR		7.3%											

资料来源: 民生证券研究院

假设情景 1 (光储电站+减少弃光率) 满足项目 IRR 8%，需要储能系统初始成本下降约 39%，或光伏电站初始成本下降约 8%。我们对光伏电站和储能系统初始全投资成本做双因素敏感性分析，在光伏电站初始成本 3.8 元/W 基准假设下，储能系统初始成本需要下降至 1.1 元/Wh (降幅约 39%) 才可保证项目 IRR 在 8% 以上；在储能系统初始成本 1.8 元/Wh 的基准假设下，光伏电站初始成本需要下降至 3.5 元/W (降幅约 8%) 才可保证项目 IRR 在 8% 以上。考虑到目前行业降本速度，2021 年底基本可以实现假设情景 1 下项目 IRR 8%。

表30: 光储电站初始全投资成本敏感性分析表

光伏电站初始全投资成本(元/W)	储能系统初始全投资成本(元/Wh)							
	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1
3.8	7.34%	7.43%	7.52%	7.62%	7.71%	7.81%	7.90%	8.00%
3.7	7.60%	7.70%	7.79%	7.89%	7.99%	8.09%	8.19%	8.29%
3.6	7.88%	7.98%	8.08%	8.18%	8.28%	8.38%	8.48%	8.59%
3.5	8.17%	8.27%	8.37%	8.48%	8.58%	8.69%	8.80%	8.90%

资料来源: 民生证券研究院

假设情景 2 (光储电站+减少弃光率+参与调频服务): 项目 IRR 约为 8.2%。根据我们的测算，在假设情景 1 情形下，考虑储能系统不仅用于储存 5% 弃光的电量，同时参与辅助服务市场，则光储电站的全投资收益率约为 8.2%，较基准情景下降约 0.1%，基本满足通常情况下 8% 的要求回报率底线，说明储能的多用途收益可以基本保证光储电站的经济性。

表31: 假设情景 2-光储电站 IRR 测算 (考虑减少弃光率+参与辅助服务)

	第 0 年	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	...	第 15 年	...	第 25 年
初始投资成本(万元)	(43000)					(3869)				...	(3475)	...	
残值(万元)						250				...	375	...	3599
发电量(万 kWh)		14700	14627	14553	14481	14408	14336	14264	14193	...	13704	...	13034
发电收入(万元)		5145	5119	5094	5068	5043	5018	4993	4968	...	4796	...	4562
调频实际收入(万元)		1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	...	1000	...	1000
运维费用(万元)		(530)	(530)	(530)	(530)	(530)	(530)	(530)	(530)	...	(530)	...	(530)
缴税(万元)		(893)	(887)	(880)	(874)	(868)	(861)	(855)	(849)	...	(806)	...	(1258)
净现金流(万元)	(43000)	4722	4703	4683	4664	1026	4626	4608	4589	...	1361	...	7373
IRR		8.2%											

资料来源: 民生证券研究院

假设情景 2（光储电站+减少弃光率+参与调频服务）满足项目 IRR 8%，需在较高补偿系数的前提下保障调频里程。我们对调频里程和补偿系数做双因素敏感性分析，当补偿系数保持在 9 元/MW 较高的水平时，对应的调频里程需要在 160 万 MW 以上才能满足项目 IRR 8% 的要求，每提升 10 万 MW 调频里程则项目 IRR 提升 0.20%；当补偿系数保持在 11 元/MW 的水平时，对应的调频里程需要在 130 万 MW 以上才能满足项目 IRR 8% 的要求，每提升 10 万 MW 调频里程则项目 IRR 提升 0.24%。

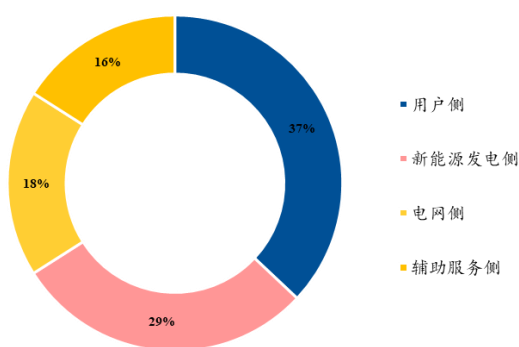
表32: 光储电站初始全投资成本敏感性分析表

补偿系数 (元/MW)	调频里程 (万 MW)							
	110	120	130	140	150	160	170	180
5	6.04%	6.16%	6.28%	6.40%	6.51%	6.63%	6.74%	6.86%
7	6.56%	6.72%	6.88%	7.04%	7.20%	7.36%	7.52%	7.68%
9	7.07%	7.27%	7.47%	7.68%	7.88%	8.08%	8.27%	8.47%
11	7.56%	7.81%	8.05%	8.30%	8.54%	8.78%	9.01%	9.25%
13	8.05%	8.34%	8.62%	8.91%	9.18%	9.46%	9.74%	10.01%
15	8.54%	8.86%	9.18%	9.50%	9.82%	10.14%	10.45%	10.76%

资料来源：民生证券研究院

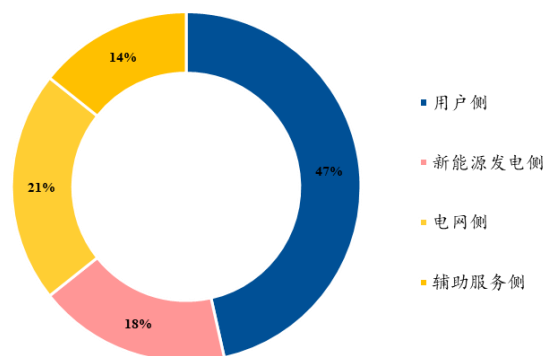
近两年新能源发电侧储能新增装机年均增速 88%。据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会（CESA）统计，2020 年国内新增投运的新能源发电侧储能装机约 259MW，占比约 33.0%；据中关村储能产业技术联盟(CNESA)统计，2018 年国内新增投运的新能源发电侧储能装机约 73MW，占比约 10.7%，因此 2018-2020 年均复合增速约 88%。根据 CNESA，2020 年前三季度新能源侧储能累计装机占比约 29%，较 2018 年提升约 11%。

图22: 2020 年前三季度国内电化学累计装机应用场



资料来源：CNESA，民生证券研究院

图23: 2018 年国内电化学累计装机应用场景分布



资料来源：CNESA，民生证券研究院

3.5 电力市场改革加速，储能真实价值有望体现

储能作为能量的“搬运工”，其价值等于电力系统平抑波动性的边际成本。储能本身不产生能量，只是能量的“搬运工”，其本质是一种灵活性资源，可通过调峰调频等方式平抑电力

系统的功率和频率波动。因此，储能的价值应等于电力系统平抑波动性的边际成本，即当电力系统需要平抑的波动性越小时，储能的价值也越低。在新能源发展初期，比如新能源发电占比小于 3% 时，电力需求本身的波动超过了新能源发电的波动幅度，此时储能的价值基本接近于 0；随着新能源发电比例的不不断提高，对电网的冲击越来越大，储能的价值也将随之提高。

海外电力市场较为成熟，已有很好的盈利模式。从国际经验来看，海外发达国家电力市场比较成熟，很多市场明确了独立的主体地位，可独立或联合发电机组参与调峰调频、峰谷套利等多种服务获取收益，如英国部分电站的多重收益甚至有十三四种。此外，海外峰谷价差以及辅助服务价格由市场定价，一般情况下也高于国内，如英国甚至出现过 170 元/kWh 的尖峰电价，大大改善储能的盈利状况。

国内现行辅助服务市场补偿机制，还没有充分释放储能的真实价值。目前我国电力辅助服务市场是在 2006 年原国家电监会建立的辅助服务补偿机制的基础上，引入了一些如竞价等市场化手段确定辅助服务承担主体，其本质还是一种成本加成的补偿机制。具体来讲，一方面，现行辅助服务市场补偿机制采用的是发电机组单边承担辅助服务费用的模式，而最终享用服务的终端用户并不承担费用；另一方面，辅助服务定价不考虑机会成本，只是对机组提供辅助服务的成本近似补偿。因此在现行体制下，储能的价值并没有得到充分的释放。

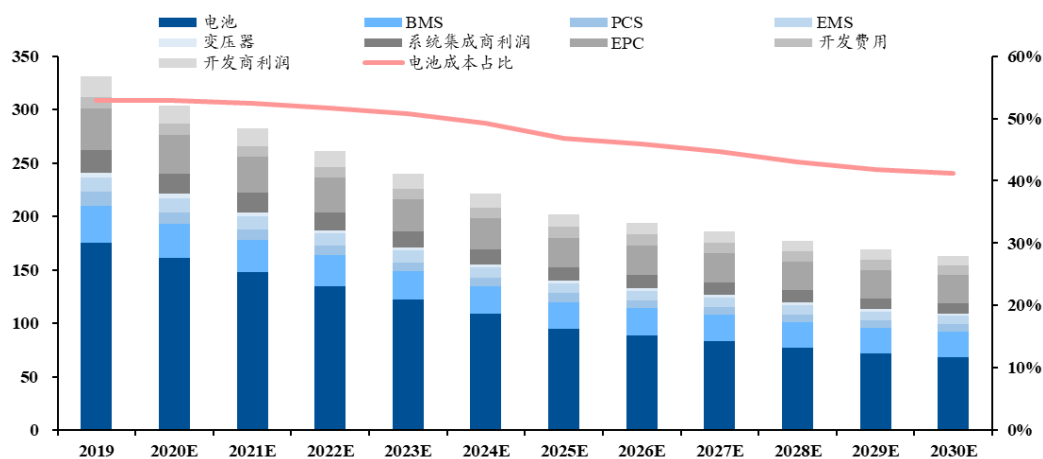
电力市场改革加速，储能的盈利空间将大幅改善。随着我国的电力体制改革加速，完善的电力现货市场有望建立，并在不同时刻形成充分反应市场供需的价格信号，储能作为稀缺的灵活性资源的真实价值有望得以释放。根据能源杂志援引的劳伦斯伯克利实验室（LBNL）针对美国四个区域电力市场的定量分析，当间歇性可再生能源发电容量占比提升至 40% 时，现货市场价格波动增幅在 2-4 倍之间，储能的盈利空间将大幅改善。

4 产业链分析：格局初显，建议关注电池与 PCS 环节

4.1 电池：未来降本的核心环节，磷酸铁锂有望成为主流技术路线

2020-2030 年锂电池成本有望下降 58%，带动电池成本占比下降至 41%。从系统成本构成来看，电池是成本最高的环节，一般在配置时长 2 小时以上，电池成本占比超过 50%。受益于新能源汽车产业蓬勃发展，锂电池得以大规模应用，不断促进技术进步，叠加规模效应及生产效率提高带动成本快速下降，激发终端市场规模进一步扩大，形成正向循环。随着汽车产业电动化加速，以及锂电储能逐渐放量，超大规模应用将加速成本下降的过程。根据 BNEF，到 2030 年锂电池组的平均价格有望进一步下降至 68 美元/kWh，较 2020 年降幅达 58%，是储能系统下降的最大驱动力。目前电池占储能成本的比重约 53%，是第一大成本环节；到 2030 年，电池成占比有望进一步下降 12% 至 41%。

图24: 2019-2030 年 20MW/80MWh 储能系统成本预测 (real 2019 美元/kWh)



资料来源：BNEF，民生证券研究院

磷酸铁锂有望成为锂电储能的主流技术路线。电化学储能的核心需求在于高安全、长寿命和低成本。目前锂电池已成为全球电化学储能的主流技术路线，可根据正极材料类型的不同，进一步分为磷酸铁锂和三元两种主要的技术路线。对比三元锂电池，磷酸铁锂电池热稳定性强，内部化学成分分解的温度在 500-600°C，具有更好的安全性；完全充放电循环次数大于 3500 次，具有更好的循环寿命；正极材料不含贵金属，且工艺环境要求不高，成本较低。与此同时，虽然磷酸铁锂电池能量密度低于三元锂电池，但储能应用场景相对固定，尺寸和重量设计相对灵活，因此不是储能系统设备选型的优先考量因素。综合考量两种技术路线的优势与劣势，磷酸铁锂电池更加贴合储能场景的应用需求，有望成为储能的主流技术路线。2019 年国内电力系统储能锂电池出货量中磷酸铁锂电池占比达 96%。2019 年全球家用储能产品出货量中磷酸铁锂电池占比 41%，同比提升约 7%；三元锂电池占比 55%，其他锂电池占比 4%。三元锂电池储能在家用市场份额较高的主要原因为，家用储能需求主要来自海外市场，而长期专注于三元技术路线的特斯拉、LG 化学等厂商具备较强的先发优势和品牌优势，随着国内储能厂商进入储能家用市场，近年来磷酸铁锂电池市场份额呈上升趋势。

表33: 磷酸铁锂与三元锂电技术对比

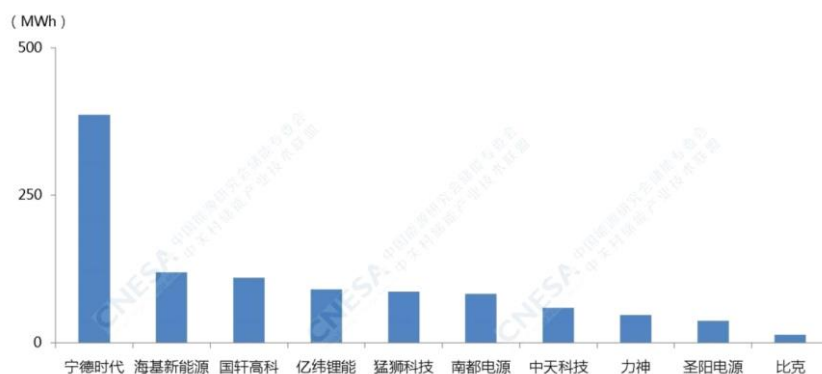
性能指标	磷酸铁锂	三元锂
能量密度	电压较低, 能量密度在 140Wh/kg 左右, 提升潜力一般	电压较高, 在 240Wh/kg 左右, 提升潜力较大
安全性	热稳定性强, 内部化学成分分解的电池温度在 500-600°C	热稳定性较差, 内部化学成分分解的电池温度在 300°C
低温性能	较差, 使用下限-20°C, 低温放电新能较差, 在-20°C时容量保持率约 20%-40%, 可通过热管理改善衰减情况	较好, 使用下限-30°C, 低温放电性能好, 和磷酸铁锂相同低温条件下, 里程衰减不到 15%
寿命	完全循环次数约 3500 次	完全循环次数约 2000 次
成本	成本较低, 不含贵金属	成本较高, 含镍钴等贵金属元素, 且工艺环境要求更加严格

资料来源: 北极星储能网, 民生证券研究院

技术与规模优势是核心竞争要素。锂电池行业技术壁垒较高, 正极、负极、隔膜、电解液等材料配比需要长期技术沉淀。当前锂电池占系统成本较高, 且循环寿命和深度放电等都对系统成本影响很大, 考虑到未来电池性能仍有很大的进步空间, 因此相比其他环节, 技术进步推动降本的压力主要在电池环节, 技术领先的企业先发优势明显。另一方面, 电池工业规模效应明显, 头部企业有望在竞争中充分发挥成本优势, 挤压竞争对手的生存空间。

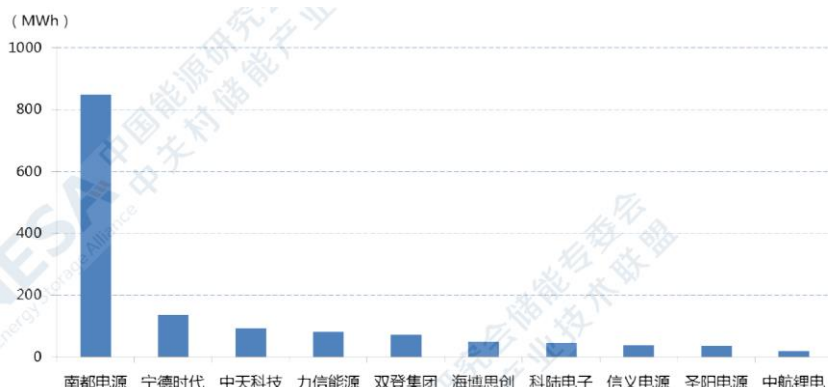
宁德时代 2019 年国内市场份额第一, 规模领先第二名一倍以上。根据 CNESA 的统计数据, 在 2019 年国内新电化学储能市场中, 装机规模排名前十位的储能技术提供商依次为: 宁德时代、海基新能源、国轩高科、亿纬锂能、猛狮科技、南都电源、中天科技、力神、圣阳电源和比克。

图25: 2019 年国内市场储能技术供应商排名



资料来源: CNESA, 民生证券研究院

图26: 2018年国内市场储能技术供应商排名



资料来源: CNESA, 民生证券研究院

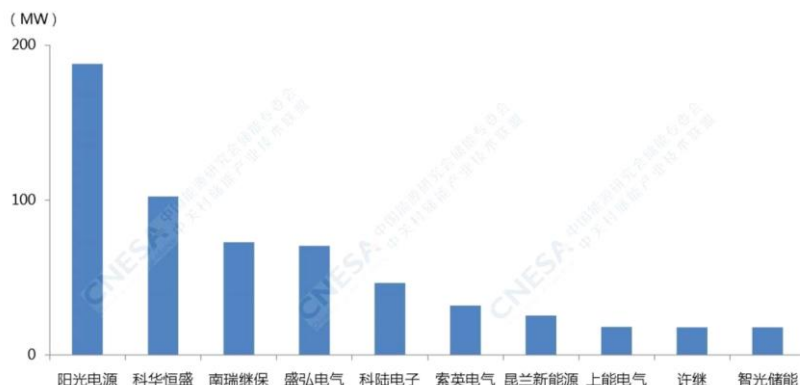
4.2 PCS: 头部供应商优势明显, 有望复制光伏逆变器格局

储能变流器与光伏逆变器结构与功能高度相似。在电化学储能系统中, 储能变流器(PCS)是连接电池系统与电网或负载之间的实现电能双向转换的装置, 主要由 DC/AC 双向变流器、控制单元等构成。PCS 控制器通过接收 EMS 的控制指令, 来控制变流器对电池进行充电或放电; 同时 PCS 控制器通过与 BMS 通讯获取电池组状态信息, 实现对电池的保护性充放电, 确保电池运行安全。从电力电子结构上看, 光伏逆变器和储能变流器 95% 以上的硬件元器件相同, 主要区别在直流侧元器件与 IGBT 功率模块拓扑结构。从技术难点上看, 光伏逆变器和变流器核心部件均是逆变功率模块和二次控制电路。

头部供应商具有明显的产品及渠道优势, 有望复制光伏逆变器行业格局。由于储能变流器与光伏逆变器产品具有高度的相似性, 一般光伏逆变器厂商均具备供应储能变流器的能力。同时由于使用场景也较为相似, 主要客户包括光伏电站开发商和承包商, 以及电子元器件经销商等, 渠道相对较为分散。光伏逆变器行业经过多年发展, 头部企业产品和渠道优势明显, 未来有望在储能变流器领域复制光伏逆变器的行业格局。

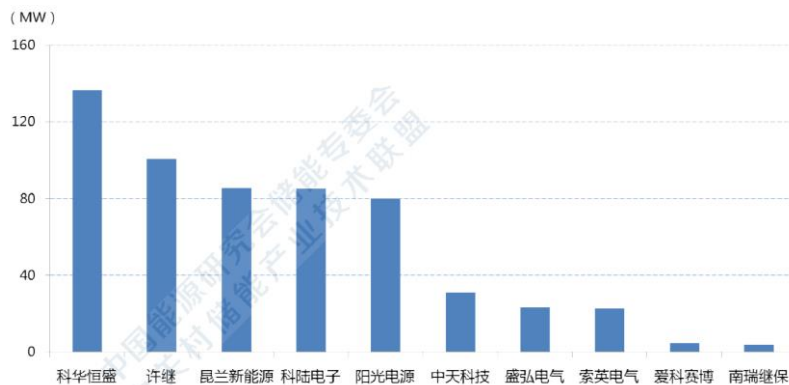
阳光电源 2019 年国内份额第一, 领先优势较大。2019 年, 在国内新增投运的电化学储能项目中, 阳光电源、科华恒盛、南瑞继保为装机规模排名的前 3 位, 市占率分别约为 30%、16%、12%; 排名 4-10 位的依次为盛弘电气、科陆电子、索英电气、昆兰新能源、上能电气、许继、智光储能。

图27: 2019年国内市场储能逆变器供应商排名



资料来源: CNESA, 民生证券研究院

图28: 2018年国内市场储能逆变器供应商排名



资料来源: CNESA, 民生证券研究院

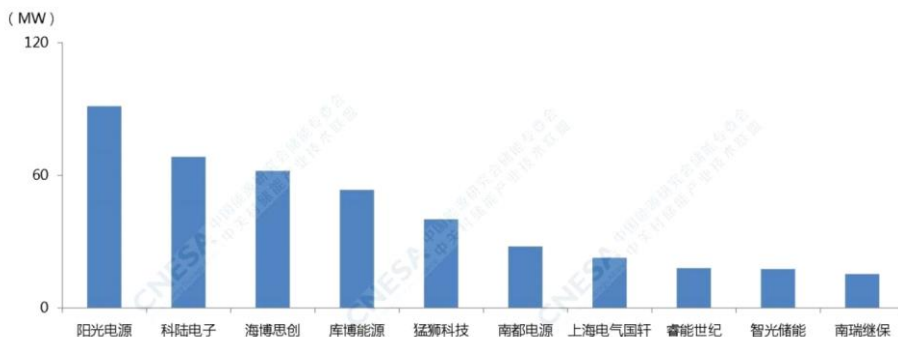
4.3 系统集成: 排名竞争焦灼, 差异化增值服务是核心竞争要素

差异化增值服务是核心竞争要素。储能系统集成需要按照用户需求, 根据运行场景和场站需求, 基于自身对各种类型设备性能的充分了解, 从而完成电池组、BMS、PCS 等设备选型以及系统控制策略的设计, 最大化释放系统性能。储能应用场景丰富, 定制化系统集成服务契合了多样的场景需求, 能否提供差异化增值服务是核心竞争要素。目前系统集成商主要有三种模式: 一是自给自足模式, 从主要部件的制造, 到系统集成服务, 业务均有覆盖; 二是部分集成模式, 主要由电池、PCS 等厂商以自身产品为中心, 提供综合方案的附加服务; 三是全集成模式, 依靠从外部采购部件进行系统集成。根据北极星储能网报道, 具备提供一体化整体解决方案服务的厂商仍屈指可数。

阳光电源 2019 年国内份额第一, 规模排名竞争较为焦灼。2019 年, 在国内新增投运的电化学储能项目中, 阳光电源、科陆电子、海博思创为功率规模排名的前 3 位, 市占率分别约为 14%、11%、10%; 排名 4-10 位的依次为库博能源、猛狮科技、南都电源、上海电气国轩、睿

能世纪、智先储能、南瑞继保。

图29: 2019年国内市场储能系统集成商排名



资料来源: CNESA, 民生证券研究院

图30: 2018年国内市场储能系统集成商排名



资料来源: CNESA, 民生证券研究院

4.4 BMS: 技术壁垒较高, 算法和芯片是核心竞争要素

算法和芯片是核心竞争要素。 储能系统一般特点为高电压, 如电池簇电压一般在 700-1500V 以上; 大电流, 如电池簇电流一般在 100-300A; 深循环, 如电池放电深度一般在 80% 以上; 多电芯, 如 2MWh 的系统需要 200Ah 电芯多达 3000 个以上; 控制复杂, 如储能系统可能配备多类型电芯, 以对应复杂的工况; 同时运行时电磁环境复杂, 需要很强的抗干扰能力。因此, 与动力电池 BMS 相比, 储能电池 BMS 在硬件逻辑结构、通信协议、管理系统参数等均不相同, 特别是对于响应速度、数据处理能力、均衡管理能力等提出极高的要求。因此, 对于 BMS 供应商来说, 算法和芯片是核心竞争要素。目前国内的 BMS 供应商主要包括科工电子、高特电子、高泰昊能、力高新能源等, 此外, 一般大型系统技术提供商如宁德时代、派能科技等也具备 BMS 的设计制造能力。

5 相关标的

5.1 派能科技：家用储能领先企业，A股储能第一股

储能为主营业务，市场份额全球领先。派能科技成立于2009年10月28日，并于2020年12月30日在科创板上市。派能科技是国内较早开始锂电池储能系统商用的厂家之一，专注于磷酸铁锂电芯、模组及储能电池系统超过10年，是国内首家以储能为主营业务的上市公司。派能科技的储能系统覆盖12V-1500V全电压等级，系统容量最高可达MWh级，可应用于高压储能、家庭储能、通信备电等多个场景。派能科技在全球市场中有较高品牌影响力及产品竞争力，2019年派能科技自主品牌家用储能产品全球市场份额约8.5%，仅位居全球第三名，落后于特斯拉（15%）和LG化学（11%）；自主品牌和贴牌方式家用储能合计约占全球市场份额的12.2%。2019年派能科技电力系统储能锂电池国内市场份额约15.0%，位居国内第三名，仅落后于比亚迪（23.7%）、宁德时代（18.4%）。

产业链优势提供一站式解决方案，渠道优势打造全球化销售网络。派能科技整合产业链关键环节，拥有包括锂离子电芯制造、BMS、EMS以及系统集成等上下游关键环节的多项核心专利技术，可以为用户提供一站式储能系统解决方案。派能科技已与海外多家知名大型集成商建立稳定的合作关系，包括Sonnen（欧洲第一大储能系统集成商）、Segen（英国最大光伏产品提供商）、Energy SRL（意大利领先的储能系统供应商）等，产品销售渠道稳定。

产能加速扩张，业绩有望实现高增长。截至2020年6月，派能科技已形成年产1GWh电芯产能和年产1.15GWh电池系统产能，产能利用率接近饱和，产能瓶颈明显。公司规划新增年产4GWh锂离子电芯和5GWh储能锂电池系统产能。未来随着新产能陆续达产，公司有望充分发挥规模优势，持续提升产品市场份额，实现业绩高增长。

5.2 阳光电源：储能逆变器与系统集成龙头，渠道优势明显

光伏逆变器龙头，渠道优势明显。阳光电源成立于2007年7月11日，并于2011年11月2日在创业板上市。阳光电源是光伏逆变器行业龙头企业，国内市占率约30%，连续多年保持第一，国外市占率约15%，截至2019年底，阳光电源逆变设备远销往德国、意大利等60多个国家，全球累计装机超100GW。

强强联合切入储能领域，定位全球系统集成商。在储能的业务布局上，阳光电源定位“全球储能系统集成商”，与外部电池厂商深度绑定。2014年底，阳光电源与三星SDI公司签署协议，成立三星阳光（占股35%）和阳光三星（占股65%）两家合资公司。其中，三星阳光从韩国引进生产线，负责生产锂离子储能电池包；阳光三星负责生产储能变流器及储能系统集成。2016年8月，阳光三星正式投产，标志着公司正式切入储能领域。2019年2月，公司以4126万元购买三星SDI公司持有的三星阳光30%的股权，收购后合计持有三星阳光65%的股权。三星SDI作为全球锂离子电池行业的第一梯队企业，其电芯在能量密度、循环寿命、安全性能等处于领先水平；而阳光电源作为逆变器龙头企业，对储能变流器技术积累深厚，在产

品性能、可靠性、成本、渠道方面同样具有明显优势，强强联合共同开发有利于发挥各自的技术专长，迅速形成竞争优势。2019年，阳光电源储能产品型谱优化，以磷酸铁锂和三元锂电池为体系，产品全面覆盖0.5C到4C的能量型、功率型等各类储能应用场景需求。

储能变流器与集成业务龙头，公司营收快速增长。阳光电源储能系统广泛应用在中国、美国、英国等众多国家，截至2020年6月底，阳光电源参与的全球重大储能系统项目超过1000个。国内业务方面，2016年以来，阳光电源储能系统集成出货量连续四年位居国内市场榜首，2019年阳光电源在储能逆变器出货量也在国内供应商中居于首位。海外业务方面，在北美工商业储能市场以及澳洲户用光储市场，阳光电源市占率均超过20%。2019年，阳光电源储能业务收入实现营收5.43亿元，同比增长41.77%，业务收入占比从2018年的3.69%提升至4.18%。

5.3 固德威：户用储能逆变器龙头，光伏+储能打开成长空间

快速成长的组串式逆变器龙头。公司成立于2010，专注于光伏和储能逆变器领域。2019年公司光伏逆变器出货全球排名第11位，市占率3%。公司聚焦全球市场，在80多个国家和地区建立了完善的渠道和良好的品牌口碑，2019年海外收入占比66.2%，重点市场包括欧洲（以荷兰为主）、澳洲和南美洲。

户用储能逆变器龙头，储能业务持续高增长。依托电力电子方面的技术优势，公司在储能逆变器领域亦有较好的布局，主要面向欧美等优质市场，有较好的品牌认可度。根据Wood Mackenzie《2019年全球光伏逆变器市场份额和出货量趋势报告》，固德威储能逆变器市场份额占比超15%，全球排名第一。2019年储能逆变器营收1.08亿元，同比增长147.8%；出货量71MW，同比增长187.8%。

产品体系完备，产业链延伸助推储能新发展。公司拥有完备的储能逆变器产品体系，实现了单相、三相、交流耦合、直流耦合的产品全覆盖，应用领域上，逐渐从户用向工商业储能延伸。另外，公司与沃太能源成立合资公司，建设1.14GWh储能电池PACK产能，公司将从单一储能逆变器供应商转向综合型储能方案提供商。

5.4 宁德时代：全球动力电池龙头，储能全产业链布局

全球动力电池龙头，连续四年装机量登顶。公司成立于2011年12月16日，并于2018年6月11日在创业板上市。公司是动力电池行业龙头，根据SNE Research，2020年公司在全球范围内动力电池装机量达34GWh，同比增加约2%，占全球市场份额的25%，连续第四年装机量登顶。

储能业务可追溯至公司成立之初，全产业链布局初步形成。宁德时代2011年成立之初即确定储能为主要业务方向之一，参与国家电网张北风光储输示范项目，并中标4MW×4h的磷酸铁锂电池系统。2018年，宁德时代设立储能事业部，将储能列为重点发展业务。此后两年，

宁德时代在储能业务布局动作频频，牵头设立电化学储能技术国家工程研究中心，并先后与星云股份、科士达、易事特、国网综能、福建百城新能源等成立合资公司，结合在上游原材料端的布局，目前已基本形成上中下游的全产业链布局。2020年2月，公司发布200亿元定增公告，其中55亿用于江苏时代动力及储能锂离子电池研发与生产项目（三期），20亿用于电化学储能前沿技术储备研发项目。

储能系统市场份额领先，公司营收持续高增。宁德时代储能系统产品包括电芯、模组/电箱和电池柜。根据CNESA，2019年宁德时代国内新增投运电化学储能项目近400MWh，位居国内锂电储能技术提供商首位。根据GGII，2019年宁德时代电力系统储能锂电池市占率约18.4%，位居国内第二位。2019年宁德时代储能业务营收6.10亿元，同比增长221.95%；2020年上半年营收5.67亿元，同比增长136.41%。目前宁德时代海外首个储能项目已在美国加州实现并网，随着前期储能市场布局及推广逐步落地，公司业绩有望持续高增。

5.5 科士达：绑定宁德时代，储能PCS业务有望快速发展

不间断电源（UPS）领先企业，储能产品已在多个国家应用。科士达成立于1993年3月17日，并于2010年12月7日上市。公司是不间断电源（UPS）领先企业，并围绕数据中心（IDC）拓展配套关键基础设施产品，转型数据中心一体化解决方案供应商。光伏及储能系统产品是公司第二大营收来源，产品主要包括光伏逆变器、储能变流器、EMS、大型集装箱式储能集成系统、光储充系统等。公司储能产品获得了中国、澳洲、德国、泰国等多个国家认证，并已在全球多个国家应用。

绑定宁德时代，储能PCS业务有望快速发展。2019年4月，公司发布公告，拟与宁德时代合作成立储能合资公司，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。科士达出资9800万元，持有合资公司49%的股权，宁德时代持有合资公司51%的股权。目前合资公司一期主体建设已基本完成，正在进行储能团队搭建、产线规划、设备购置等准备工作，预计2021年正式投产。光伏逆变器与储能变流器技术同源，科士达在电子电力转换技术方面积累深厚；而宁德时代作为动力电池龙头，技术和成本优势显著。随着合资公司正式投产，科士达储能PCS业务有望快速发展。

5.6 南都电源：铅酸龙头转型锂电，受益5G基站备电市场高增长

铅酸电池及再生铅龙头，积极转型锂电。公司是国内铅酸蓄电池龙头，产品广泛应用于通信、IDC、电动自行车等领域。随着5G基建建设周期到来、IDC需求增长及电动自行车存量更换需求，公司铅酸电池业务有望持续增长。同时，针对下游铅酸换锂电趋势，公司提前布局，积极转型锂电，启动14.16亿元定增用于“年产2000MWh 5G通信及储能锂电池建设项目”、“年产2000MWh高能量密度动力电池建设项目”等

5G 基站建设周期启动，带动通信备电高增长。随着 5G 建设加速，2019-2028 年宏基站需求近 500 万个，同时 5G 基站耗电量增加带动通信后备电源需求高增长，预计未来 5 年 5G 基站的储能系统需求近 35GWh。公司在通信领域深耕多年，完成了较好的品牌及渠道资源建设，公司在手订单充足，同时积极拓展海外市场，未来有望实现高增长。

储能业务深耕多年，未来有望提速。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”，对于储能应用有着较深的理解，并积累了丰富的客户资源。公司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公司目前总装机规模超过 1GWh，在行业中处于领先地位。公司业务模式由投资运营逐步转向售卖及共建等轻资产模式，随着全球储能市场的快速增长，公司储能业务有望进一步提速。

6 风险提示

政策不达预期；新能源装机不及预期；电力市场化改革不及预期；5G 基站建设不及预期；
技术进步及成本下降不及预期。

插图目录

图 1: 储能技术分类	3
图 2: 全球各类电力储能项目累计装机规模比例 (截至 2020 年 9 月)	4
图 3: 全球已投运电力系统储能累计装机规模 (GW)	4
图 4: 全球新增电力系统锂电池储能项目装机占比 (%)	4
图 5: 储能产业链上中下游拆分	5
图 6: 电力系统储能应用场景	5
图 7: 2010-2050 二氧化碳排放预测	7
图 8: 2017 与 2050 能源结构对比	7
图 9: 光伏发电日平均出力曲线图	7
图 10: 风电日平均出力曲线图	7
图 11: 2018 年全球各国 (地区) 间歇性可再生能源发电比例及所处阶段	9
图 12: 间歇性可再生能源搭配储能并网解决方案示意图	9
图 13: 减小弃风率示意图	10
图 14: 光伏跟踪计划出力示意图	10
图 15: 全球主要国家和地区居民用电价格	12
图 16: 美国不同部门零售电价 (美分/kWh)	12
图 17: 2010-2019 年锂电池价格走势 (real 2019 美元/kWh)	13
图 18: 电力系统储能应用场景	14
图 19: 2017-2020 年国内充电设施保有量 (单位: 万台)	16
图 20: 不同容量 60MW 储能系统成本对比 (美元/kWh)	19
图 21: 部分省份 1-10kV 大工业用电峰谷时段 (元/kWh)	19
图 22: 2020 年前三季度国内电化学累计装机应用场景分布	30
图 23: 2018 年国内电化学累计装机应用场景分布	30
图 24: 2019-2030 年 20MW/80MWh 储能系统成本预测 (real 2019 美元/kWh)	32
图 25: 2019 年国内市场储能技术供应商排名	33
图 26: 2018 年国内市场储能技术供应商排名	34
图 27: 2019 年国内市场储能逆变器供应商排名	35
图 28: 2018 年国内市场储能逆变器供应商排名	35
图 29: 2019 年国内市场储能系统集成商排名	36
图 30: 2018 年国内市场储能系统集成商排名	36

表格目录

表 1: 各类电储能技术的基本原理和主要优缺点对比	3
表 2: 十大煤电国碳中和承诺统计	6
表 3: 不同比例间歇性可再生能源并网的影响	8
表 4: 2020-2030 发输配电侧储能需求测算	11
表 5: 2025 年发输配电侧储能需求敏感性分析表	11
表 6: 2020-2030 用户侧储能需求测算	13
表 7: 2025 年用电侧侧储能需求敏感性分析表	13
表 8: 5G 宏基站与小基站对比	14
表 9: 4G 与 5G 基站典型功耗对比	15
表 10: 磷酸铁锂与铅酸电池性能对比	15

表 11:	2020 年三大通信运营商与中国铁塔的磷酸铁锂电池的招标与采购计划.....	15
表 12:	2020-2025 国内 5G 基站储能需求测算.....	15
表 13:	2020-2030 国内光储充一体化储能需求测算.....	17
表 14:	2020-2030 全球储能需求测算.....	17
表 15:	电力系统储能主要用途.....	18
表 16:	全国各省市工商业及其他峰谷电价汇总表 (元/kWh)	20
表 17:	全国各省市大工业峰谷电价汇总表 (元/kWh)	20
表 18:	储能度电成本 (LCOS) 测算假设参数表.....	22
表 19:	储能度电成本 (LCOS) 测算过程.....	22
表 20:	部分省份 AGC 补偿计算规则.....	23
表 21:	部分省份储能调峰补偿计算规则.....	23
表 22:	储能与传统机组调频性能对比.....	24
表 23:	储能里程成本测算假设参数表.....	25
表 24:	储能里程成本测算过程.....	25
表 25:	火储联合调频项目 IRR 测算.....	25
表 26:	2020 年以来与新能源+储能的相关政策.....	26
表 27:	光储电站经济性测算假设参数表.....	28
表 28:	基准情景-光伏电站 IRR 测算.....	28
表 29:	假设情景 1-光储电站 IRR 测算 (仅考虑减少弃光率)	29
表 30:	光储电站初始全投资成本敏感性分析表.....	29
表 31:	假设情景 2-光储电站 IRR 测算 (考虑减少弃光率+参与辅助服务)	29
表 32:	光储电站初始全投资成本敏感性分析表.....	30
表 33:	磷酸铁锂与三元锂电技术对比.....	33

分析师与研究助理简介

于潇，民生证券电力设备新能源行业首席分析师，上海交通大学学士，北京大学硕士，先后就职于通用电气、中泰证券、东吴证券、华创证券，2020年8月加入民生证券。

丁亚，多年光伏产业研究经验，曾就职于SOLARZOOM、新时代证券，2020年12月加入民生证券。

分析师承诺

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，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。

评级说明

公司评级标准	投资评级	说明
以报告发布日后的 12 个月内公司股价的涨跌幅为基准。	推荐	分析师预测未来股价涨幅 15% 以上
	谨慎推荐	分析师预测未来股价涨幅 5%~15% 之间
	中性	分析师预测未来股价涨幅 -5%~5% 之间
	回避	分析师预测未来股价跌幅 5% 以上
行业评级标准		
以报告发布日后的 12 个月内行业指数的涨跌幅为基准。	推荐	分析师预测未来行业指数涨幅 5% 以上
	中性	分析师预测未来行业指数涨幅 -5%~5% 之间
	回避	分析师预测未来行业指数跌幅 5% 以上

民生证券研究院：

北京：北京市东城区建国门内大街28号民生金融中心A座17层； 100005

上海：上海市浦东新区世纪大道1239号世纪大都会1201A-C单元； 200122

深圳：广东省深圳市深南东路 5016 号京基一百大厦 A 座 6701-01 单元； 518001

免责声明

本报告仅供民生证券股份有限公司（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。

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

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告所载的内容而取代个人的独立判断。本公司也不对因客户使用本报告而导致的任何可能的损失负任何责任。

本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。

本公司在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或参与本报告所提及的公司的金融交易，亦可向有关公司提供或获取服务。本公司的一位或多位董事、高级职员或/和员工可能担任本报告所提及的公司的董事。

本公司及公司员工在当地法律允许的条件下可以向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务以及顾问、咨询业务在内的服务或业务支持。本公司可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

若本公司以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构独自为此发送行为负责。该机构的客户应联系该机构以交易本报告提及的证券或要求获悉更详细的信息。

未经本公司事先书面授权许可，任何机构或个人不得更改或以任何方式发送、传播本报告。本公司版权所有并保留一切权利。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为本公司的商标、服务标识及标记。