

核心观点

❖ 锂电池下游应用领域广泛，电力系统储能关注度高

锂离子电池按照应用领域分类可分为消费、动力和储能电池。近年来，锂电池在储能领域的应用受到广泛关注。在我们的第一篇储能系列深度报告《下游应用场景多点开花，储能万亿级市场即将开启》中，我们对储能在可再生能源并网、电动车以及 5G 基站备用电源三大应用场景下的储能新增装机需求进行了测算，2020-2025 年，全球磷酸铁锂储能系统新增市场空间合计超万亿。落实到实际应用场景中，储能在电力系统中的大规模发展仍受到一些客观条件的限制，本报告将着重针对该问题进行探讨。

❖ 国内电力系统储能缺乏顶层设计和合理商业模式，实际应用受限

储能在电力系统中的应用价值目前已经得到广泛认可，产业各方对储能的前景都持积极态度，储能成本业已逐年降低，但具体到储能应用来看，电力系统各类市场参与主体加装储能的积极性仍旧不高。对于发电侧储能来说，风光新能源发电初步步入平价，而加装储能将新增电站成本 7-15%，电站加装储能积极性受到抑制。电网侧缺乏理清计价机制，补偿机制缺乏稳定性和可持续性。用户侧，削峰填谷是用户侧储能目前最典型应用场景之一，但盈利方式较为单一。地方性储能政策大多默认由发电侧承担加装储能的目标。我们对青海省光伏电站加装储能的经济性进行测算，测算结果显示，青海省出台的时限 2 年的“新能源+储能”项目补贴虽然可以在一定程度缓解由储能需求带来的新能源装机压力，但仍不足以完全覆盖储能成本。因此，仅由发电侧承担加装储能的目标，若未能提供强有力的补贴和高确定性的收益保障，实则难以在现阶段实现储能大规模的应用和发展。但在储能初具经济性的当下，若辅以合理的商业模式，探索储能多方收益机制，产业发展可期。

❖ 海外储能政策机制、商业模式较为完善，值得我国借鉴参考

储能的重要性在全球范围内日益增长，各国也出台相关储能政策支持储能产业发展。美国、欧洲、日本、澳大利亚等典型国家的储能政策重点主要体现在：财政补贴、税收融资、市场机制、价格机制等方面。2020 年上半年，德国可再生能源占该国净发电量的比例已超过 55%，近年来，德国储能市场活跃，德国的商业化的储能市场主要集中在电力辅助服务市场和户用储能市场，其中大型电池项目市场主体地位明确，独立于发电企业和输电企业，通过与政府、输电方、发电方、用电方建立合作关系，获取多方收益。澳大利亚霍恩斯代尔储能系统是目前全球最大的电池设施，由电站建设商 Neoen 负责运营，市场地位独立，该项目同时为发电、电网、用户多方提供服务，并按照服务效果拿到相应的收益，明确“谁受益、谁承担”的原则，对我国储能项目建设发展有一定参考价值。

❖ 投资建议：关注储能产业链锂电池、逆变器、铁锂正极头部企业

相关标的：（1）储能电池相关标的：宁德时代、鹏辉能源、派能科技、亿纬锂能；（2）逆变器标的：阳光电源、固德威；（3）正极材料标的：德方纳米、富临精工。

❖ 风险提示：应用进展不及预期、新能源装机不及预期、锂电成本下降不及预期。

📄 证券研究报告

所属部门	行业公司部
报告类别	行业深度
所属行业	电力设备与新能源
报告时间	2021/3/26
行业评级	增持评级

👤 分析师

黄博

证书编号：S1100519090001
huangbo@cczq.com

张天楠

证书编号：S1100520070001
zhangtiannan@cczq.com

📄 川财研究所

北京	西城区平安里西大街 28 号 中海国际中心 15 楼， 100034
上海	陆家嘴环路 1000 号恒生大厦 11 楼，200120
深圳	福田区福华一路 6 号免税商务大厦 32 层，518000
成都	中国（四川）自由贸易试验区成都市高新区交子大道 177 号中海国际中心 B 座 17 楼，610041

正文目录

一、储能产业发展历程综述	5
二、储能应用及发展掣肘分析	7
2.1 锂电池下游应用领域广泛，电力系统储能关注度高	7
2.2 电力系统储能缺乏顶层设计和合理商业模式，实际应用受限	9
2.3 测算显示，现阶段新能源电站加装储能尚不具备经济性	12
三、海外储能政策、商业模式、案例分析及经验借鉴	13
3.1 海外储能政策体现在财政补贴、税收融资、市场机制等方面	13
3.2 德国能源发展现状及储能市场	14
3.3 海外储能商业化应用案例	16
3.4 南澳州大型储能项目-霍恩斯代尔储能系统案例分析	18
3.5 海外储能政策、商业模式经验借鉴	20
四、投资建议	21

图表目录

图 1:	储能技术发展历程回顾.....	6
图 2:	2016-2020 年我国动力锂电池出货量.....	7
图 3:	2020 年动力锂电池竞争格局.....	7
图 4:	2020 年以来主要风储项目中标价逐步下降.....	8
图 5:	储能在电力系统中的应用.....	8
图 6:	储能在应用中存在的障碍.....	11
图 7:	2020 年 7 月德国的电力生产和消费结构 (GW).....	15
图 8:	1990 年到 2019 年德国可再生能源占比 (%).....	15
图 9:	德国的电网级电池和家用电池.....	16
图 10:	霍恩斯代尔储能系统运营模式.....	19
图 11:	全球各国储能相关政策制定路线分析情况.....	21

表格 1:	锂离子电池下游应用领域.....	7
表格 2:	储能电力系统中的应用.....	9
表格 3:	各储能配比情形下新增储能成本.....	10
表格 4:	各省份发布新能源储能相关政策.....	11
表格 6:	各国出台储能相关政策引导储能发展.....	13
表格 7:	欧洲大型储能电池项目和家用小型电池案例.....	16
表格 8:	霍恩斯代尔储能系统同时为发电、电网、用户多方提供服务.....	20
表格 9:	重点推荐公司.....	22

一、储能产业发展历程综述

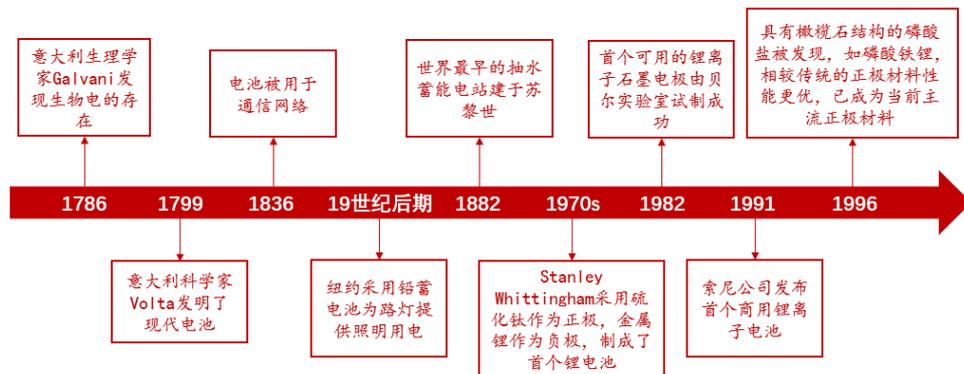
从广义上来讲，储能即能量的存储，指通过某种介质或装置，把一种形式的能量转化成另一种形式的能量存储起来，在需要时以特定能量形式释放出来的一系列技术和措施。狭义上讲，针对电能的存储，指利用化学或物理等方法将电能存储起来并在需要时释放的一系列技术和措施。

对储能的研究可以追溯到 18 世纪 80 年代，意大利物理学家 Galvani 发现了生物电的存在；1799 年，意大利科学家 Volta 发明了现代电池；1836 年，电池被用于通信网络。到 19 世纪 80 年代，纽约市直流供电系统中，为了在夜间将发电机停下，采用铅蓄电池为路灯提供照明用电。

随着电力技术的发展，抽水蓄能开始被逐渐应用于电网调峰，抽水蓄能也是目前在电力系统中应用最为广泛的一种储能技术。世界最早的抽水蓄能电站于 1882 年建于苏黎世；到 20 世纪 50 年代，已有 50 多座抽水蓄能电站投入运行。60 年代起，抽水蓄能进入高速发展期，美国、日本等发达国家成为建设抽水蓄能电站的先驱。进入 90 年代，发达国家抽水蓄能建设放缓，中国等发展中国家开始大规模建设。

近年来，电化学储能在储能领域占比逐年提升。在电化学储能领域，铅蓄电池是最古老、最成熟的蓄电池技术，是一种低成本的通用储能技术，缺点在于寿命较短，制造过程中易产生环境污染，限制了铅蓄电池在电力系统的大规模应用。在二十世纪七十年代的石油危机时期，在埃克森美孚工作的英国化学家 Stanley Whittingham 采用硫化钛作为正极，金属锂作为负极，制成了首个锂电池。1982 年，首个可用的锂离子石墨电极由贝尔实验室试制成功。1991 年，索尼公司发布首个商用锂离子电池。1996 年具有橄榄石结构的磷酸盐被发现，如磷酸铁锂，相较传统的正极材料性能更优，已成为当前主流正极材料。

图1： 储能技术发展历程回顾



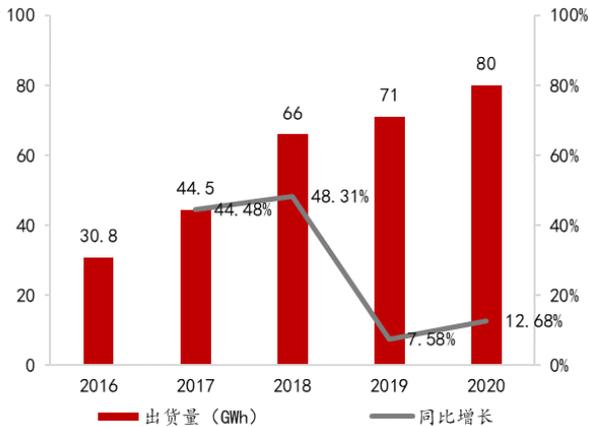
资料来源：《电力系统储能应用技术》，川财证券研究所

1991-2010年，随着索尼公司发布首个商用锂离子电池，日本凭借其在锂电池领域的技术优势几乎垄断了全球的锂电池市场份额，日本锂电池企业在全球市场份额占据90%以上。2001年以来，锂电池技术发展放缓，日本技术开始外流，韩国三星SDI和LG化学异军突起，打破了锂电池领域被日本企业垄断的竞争格局。与此同时，由于2001年以后，手机、MP3等便携电子设备发展迅速，由此拉动了锂电池行业需求的增长。我国是消费电子主力市场，行业产能逐步向中国转移，日本、韩国纷纷在中国建厂。我国电池企业也抓紧机遇，积极学习国外先进技术，2001-2010年期间，中国完成了主要核心原材料的国产化，逐渐形成了锂电池正极、负极、隔膜、电解液四大主要环节全产业链，涌现出杉杉股份、当升科技、新宙邦、星源材质等一批具备竞争力的行业企业。2010年以来，消费类锂电池发展进入成熟阶段，全球智能手机、平板电脑出货量分别自2016、2014年以来逐年下滑。

2015年以来，在新能源汽车政策补贴的刺激下，新能源汽车产业进入高速增长阶段，带动动力锂电池产业高速增长。2020年，我国动力电池产量累计83.4GWh，其中三元电池和磷酸铁锂电池合计占比达99.5%。

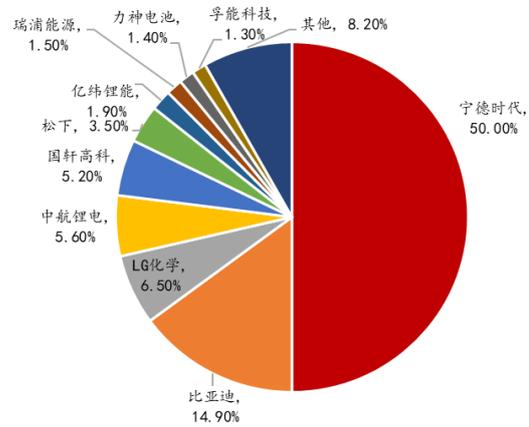
根据高工产研锂电研究所(GGII)数据显示，2016-2020年，中国动力锂电池出货量逐年上升。2020年中国动力电池出货量为80GWh，同比增长13%。

图2： 2016-2020年我国动力锂电池出货量



资料来源：GGII，前瞻产业研究院，川财证券研究所

图3： 2020年动力锂电池竞争格局



资料来源：GGII，前瞻产业研究院，川财证券研究所

二、储能应用及发展掣肘分析

2.1 锂电池下游应用领域广泛，电力系统储能关注度高

锂离子电池按照应用领域分类可分为消费、动力和储能电池。消费电池领域市场体量相对较小，目前已经进入成熟发展期。逐年高增的动力锂电池市场需求，极大地拉动了我国动力锂电池产业的发展。

近年来，锂电池在储能领域的应用受到广泛关注。随着风电、光伏等新能源平价进程不断推进，新能源装机容量的不断提高，新能源发电具有间歇性和不稳定性的特点，由此引发的能源消纳问题日益凸显。建设储能电站，可用于削峰填谷、提高供电可靠性。储能可大幅平抑风电间歇性能源的波动；同时风电场电网发生故障时，为不可中断的重要负荷供电，提高供电可靠性；其次通过储能削峰填谷，为电力负荷用户节约用电成本，缓解电网侧变压器负载；此外还可以提高电能质量，提高电网电压调节能力。

表格1： 锂离子电池下游应用领域

应用领域	具体应用场景
消费	消费与工业领域，包括智能表计、智能安防、智能交通、物联网、智能穿戴、电动工具等。
动力	新能源汽车、电动叉车等工程器械、电动船舶等领域。
储能	通讯储能、电力储能、分布式能源系统等。

资料来源：公司公告，川财证券研究所

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

新能源配置储能的可行性主要取决于三个方面，分别是技术进步、系统成本以及商业模式。过去十余年，伴随着行业技术进步，储能投资成本不断下降。CNESA 数据显示，储能电池成本每年以 20-30% 的幅度下降，近年来，新能源电站项目储能招标价大幅降低。2020 年年初以来，风储项目中标价从 2.15 元/Wh 降至 1.67 元/Wh。

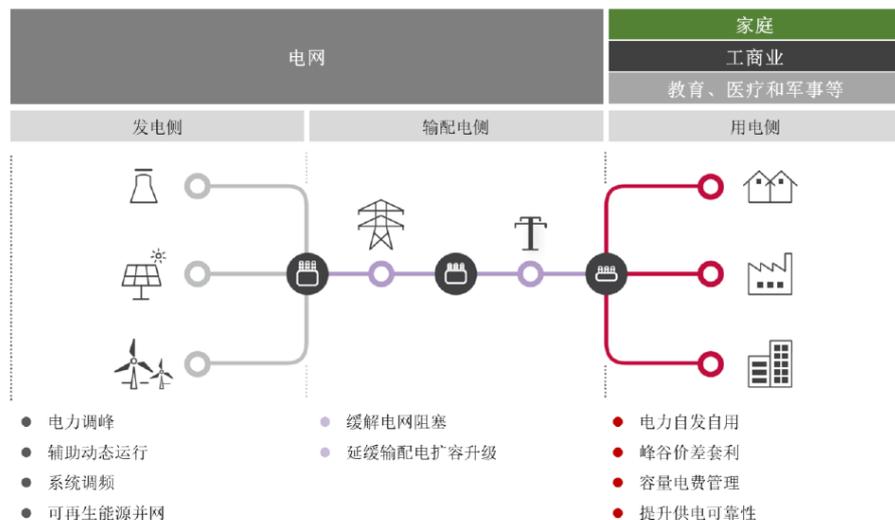
图4： 2020 年以来主要风储项目中标价逐步下降

时间	项目	业主	储能规模	中标人	中标单价 (元/Wh)
2020.1	华润濉溪孙疃风电场50MW工程配套10MW(10MWh)储能系统PC工程	华润电力	10MW/10MWh	许继电气	2.15
2020.5	华能安徽蒙城县内陆平原风电场风储系统EPC项目	华能国际	40MW/40MWh	南瑞继保	1.81
2020.5	三峡新能源青海省锡铁山流沙坪二期风电场100MW储能项目EPC总承包工程	三峡新能源	12.6MW/11.64MWh	上海勘测设计院	1.699
2021.2	国华投资国家能源集团东台海上风电有限责任公司国华竹根沙H1#海上风电场储能电站工程	国家能源集团	10MW/20MWh	阳光电源	1.67

资料来源：《探路新能源配储能商业模式》，北极星储能网，川财证券研究所

从整个电力系统的角度看，储能的商业化应用场景可分为发电侧储能、输配电侧储能和用电侧储能三大场景。其中，发电侧对储能的需求场景类型较多，包括电力调峰、辅助动态运行、系统调频、可再生能源并网等；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；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。

图5： 储能在电力系统中的应用



资料来源：派能科技招股说明书，川财证券研究所

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

表格2：储能在电力系统中的应用

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。
	可再生能源并网	平滑可再生能源发电出力。通过在风、光伏电站配置储能，基于电站出力预测和储能充放电调度，对随机性、间歇性和波动性的可再生能源发电出力进行平滑控制，满足并网要求。 减少弃风弃光。将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率。
电网侧	缓解电网阻塞	将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存到储能设备中，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。
	提供供电可靠性	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，川财证券研究所

2.2 电力系统储能缺乏顶层设计和合理商业模式，实际应用受限

储能在电力系统中的应用价值目前已经得到广泛认可，产业各方对储能的前景都持积极态度，储能成本业已逐年降低，但具体到储能应用来看，电力系统各类市场参与主体加装储能的积极性仍旧不高，当前的电力市场环境还难以反映储能价值。

对于发电侧储能来说，即便成本有所降低，但面临储能带来的收益端的不确

定性，加装储能仍旧是额外成本的增加，风光新能源发电初步步入平价，加装储能将新增电站成本 7-15%，电站加装储能积极性进一步降低。在发电侧配储能，理论上可促进可再生能源消纳，但储能的投资回报机制存在不确定性，体现在调度保障没有形成机制，辅助服务补偿缺少长效机制。从投资的角度来说，项目收益存在不确定性，资本信心和市场活力难以激发。

表格3：各储能配比情形下新增储能成本

	情景一	情景二	情景三
光伏电站规模 (MW)	50	50	50
光伏电站建设单价 (元/W)	3.7	3.7	3.7
光伏电站建设成本 (万元)	18500	18500	18500
储能配比	10%	15%	20%
储能时长 (小时)	2	2	2
储能系统单价 (元/W)	1.3	1.3	1.3
储能配置成本 (万元)	1300	1950	2600
配置储能成本增量	7.03%	10.54%	14.05%

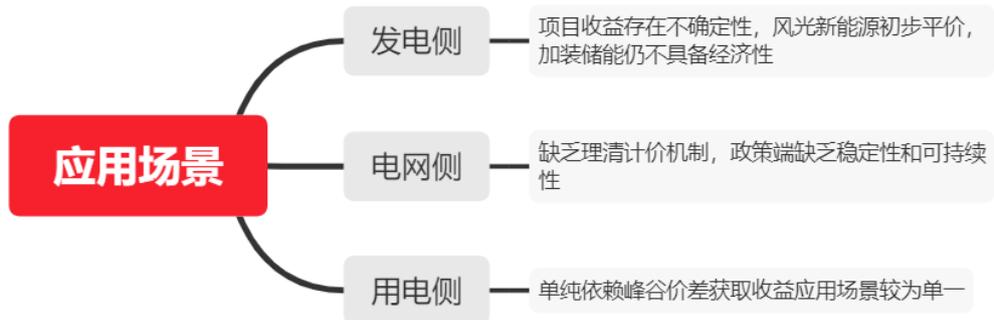
资料来源：川财证券研究所

电网侧缺乏理清计价机制，补偿机制缺乏稳定性和可持续性。2019年5月印发的《输配电定价成本监审办法》提出，电储能设施成本与电网企业输配电业务无关，不能计入输配电成本核算。2019年12月，国家电网发布《关于进一步严格控制电网投资的通知》，明确要求不得以投资、租赁或合同能源管理等方式开展电网侧电化学储能设施建设，进一步降低了电网侧加装储能的积极性。据业内人士表示，储能参与辅助服务机制存在多重问题。第一个是身份问题，虽然各类政策中明确了储能参与电力市场的独立身份，包括联合用户和联合发电企业参与辅助服务市场，但是相关规则并不明确，包括储能参与市场的交易、结算、调度、并网规则等，并未得到明确，储能项目收益无法保证，阻碍了进一步商业化发展。第二个问题是补偿机制的合理性问题，各地出台相应的电力辅助服务市场运营规则，一定程度上给予了储能扩展收益空间的机会，但大部分政策和规则无法做到补偿完全覆盖投资成本。

用户侧方面，削峰填谷是用户侧储能目前最典型应用场景之一，但盈利方式较为单一。用户可以在电价较低的谷期利用储能装置存储电能，在电高峰期使用存储好的电能，避免直接大规模使用高价的电网电能，如此可以降低用户的电力使用成本，实现峰谷电价套利。单纯依赖峰谷价差获取收益应用场景较为单一，依据当前的储能系统建设成本，峰谷价差达到 0.6 元/KWh，可实

现经济性。目前，峰谷价差高于0.6元/KWh的地区主要集中在北京、长三角和珠三角地区，仍有较多地区难以通过峰谷价差进行套利，单纯的峰谷套利盈利方式较为单一。

图6： 储能在应用中存在的障碍



资料来源：川财证券研究所

目前，我国储能缺少独立的主体地位，基本处于依附于发电、电网或用户的状态，风电、光伏产业经历了补贴扶持的阶段，目前已进入了可再生能源平价时代，但由于其不稳定、不可控的特性，其大规模发展仍受到一定的限制，“新能源+储能”的项目建设主要由发电侧承担。

目前，我国从中央到地方出台多项政策支持储能产业发展，但仍在探索阶段。地方性储能政策大多默认由发电侧承担加装储能的目标。

表格4： 各省份发布新能源储能相关政策

省份	政策文件	具体内容
广东	《广东省培育新能源战略性新兴产业集群行动计划(2021-2025年)》	推进“可再生能源+储能”发电系统建设。
福建	《关于进一步加快新能源汽车推广应用和产业高质量发展推动“电动福建”建设三年行动计划(2020—2022年)》	鼓励风力、光伏电站等配备储能设备；推进一批风光储一体化、光储充一体化和储能电站项目建设，大力推动储能商业化应用。
贵州	《贵州省可再生能源电力消纳实施方案》	开展综合性储能技术应用示范，推进储能设施建设，促进“源-网-荷-储”协调发展。
贵州	《关于上报2021年光伏发电项目计划的通知》	在送出消纳受限区域，计划项目需配备10%的储能设施。
河北	《关于推进风电、光伏发电科学有序发展的实施方案(征求意见稿)》	支持风电光伏按10%左右比例配套建设储能设施。

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

山西	《关于2020年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	建议新增光伏发电项目应统筹考虑具有一定用电负荷的全产业链项目，配备15-20%的储能，落实消纳协议。
山东	《关于2020年拟申报竞价光伏项目意见的函》	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。
江苏	《关于进一步促进新能源并网消纳有关意见的通知》	鼓励新能源发电企业配置一定比例的电源侧储能设施，支持储能项目参与电力辅助服务市场。
江西	《江西省新能源产业高质量跨越式发展行动方案(2020—2023年)》	支持锂电池、钒电池等二次电池在光伏、风力等新能源发电配建储能、电网调峰调频通信基站储能等多方面推广应用，开展综合性储能技术应用示范。
安徽	《合肥市进一步促进光伏产业持续健康发展的意见实施细则》	支持光伏储能系统应用。
新疆	《新疆电网发电侧储能管理办法》	鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商投资建设电储能设施，要求充电功率在1万千瓦以上，持续充电时间2小时以上，对根据电力调度结构指令进入充电状态的电量给予0.55元/千瓦时的补偿。
内蒙古	《2020年光伏发电项目竞争配置方案》	支持光伏+储能项目建设。
西藏	《首批光伏储能示范项目征集通知》	为增加西藏电力系统备用容量，促进光伏消纳，依据目前光伏电站布局及消纳情况，将优先支持拉萨、日喀则、昌都已建成光伏电站侧建设储能系统，规模不超过200MW/1GWh。
湖北	《关于开展2020年平价风电和平价光伏发电项目竞争配置工作的通知》	风储项目配备的储能容量不得低于风电项目配置容量的10%，且必须与风电项目同时建成投产，以满足储能要求。
湖南	《关于做好储能项目站址初选工作的通知》	鼓励新建平价光伏项目配套储能。
河南	《关于组织开展2020年风电、光伏发电项目建设的通知》	优先支持配置储能的新增平价项目。
吉林	《吉林省2020年风电和光伏发电项目申报指导方案》	大力支持储能、氢能、天然气等战略性新兴产业。
西安	《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)》	对2021年1月1日至2023年12月31日期间建成并网且符合国家 and 行业标准的分布式光伏项目，自并网次月起给予投资人0.1元/千瓦时补贴，期限为5年。
辽宁	《辽宁省风电项目建设方案》	优先考虑附带储能设施、有利于调峰的风电项目。

资料来源：北极星电力网，川财证券研究所

风光初步步入平价阶段，要求新能源运营商独自承担加装储能的目标，存在经济效益矛盾的问题。

2.3 测算显示，现阶段新能源电站加装储能尚不具备经济性

2021年1月18日，青海省下发《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》，为全国首个针对可再生能源+储能项目补贴方案。我们在上一

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

篇锂电储能专题深度报告《下游应用场景多点开花，储能万亿级市场即将开启》对青海省光伏电站加装储能的经济性进行过测算。测算结果显示，青海省出台的时限2年的“新能源+储能”项目补贴虽然可以在一定程度缓解由储能需求带来的新能源装机压力，但仍不足以完全覆盖储能成本；经后续测算，即便考虑储能对弃光改善带来的额外收益，补贴仍不足以覆盖净成本。

因此，仅由发电侧承担加装储能的目标，若未能提供强有力的补贴和高确定性的收益保障，实则难以实现储能大规模的应用和发展。

表格5：现阶段我国储能行业存在的问题

	问题描述
缺乏独立性	储能目前处于依附于发电、电网或用户而建立的状态，若能够以独立储能电站的身份进入市场，从而可以同时为发电、电网、用户等多方提供服务，并按照服务效果拿到相应的收益，才能更好平衡多方收益。如当前主要由风光电站负责储能运营，因此电网不能从全局最优化的角度调度储能资源，储能可实现的功能大打折扣。
缺乏顶层设计	产业各方对储能的前景都持积极态度，但具体到储能应用存在成本收益界定不明晰的问题。需明确“谁受益、谁承担”的原则，建立发电、电网、用户共同承担的合理的储能价格机制。
盈利模式不清晰	电储能市场盈利模式不清晰，投资收益率较低，无法通过输配电价、电力现货等形式产生收益。目前电储能投资成本没有稳定的回收渠道，储能市场投资的风险较大。

资料来源：川财证券研究所

三、海外储能政策、商业模式、案例分析及经验借鉴

3.1 海外储能政策体现在财政补贴、税收融资、市场机制等方面

储能的重要性在全球范围内日益增长，各国也出台相关储能政策，支持储能产业发展。对美国、欧洲、日本、澳大利亚等典型国家的储能政策进行了分析，主要体现在财政补贴、税收融资、市场机制、价格机制等方面。

表格6：各国出台储能相关政策引导储能发展

国家	政策类型	实施方案
韩国	可再生能源配额制（RPS）和电费折扣计划	2012年，韩国推出可再生能源配额制；2015年，韩国贸易、工业和能源部开始在RPS中引入储能，现有或新建风/光伏电站中如果安装了储能系统，则所获得的REC权重将会大幅提升。

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

美国	主要激励政策为加速折旧和投资税收抵免	<p>2015年，韩国开始实施电费折扣计划，是支持用户侧（不含家庭）储能系统的经济可行性的政策之一。</p> <p>联邦层面，主要激励政策为加速折旧和投资税收抵免。加速折旧允许储能项目按5-7年的折旧期加速折旧；投资税收抵免针对配套可再生能源充电比例75%以上的储能系统，按充电比例给予30%的投资税抵免。</p>
英国	制定《英国智能灵活能源系统发展战略》	<p>2017年7月，英国燃气与电力市场办公室和英国商业、能源与工业战略部共同研究并制定了《英国智能灵活能源系统发展战略》，计划通过29项行动方案从三个方面推动英国构建智能灵活能源系统，包括：消除包括储能在内的智慧能源的发展障碍、构建智能家庭和商业、建立灵活的电力市场机制。</p> <p>联邦层面的储能政策主要包括技术研发资金支持和储能安装补贴。技术研发资金支持方面，德国自2011年4月启动储能基金，到2017年底已累计支持了259个研发项目，共使用了1.843亿欧元资金。储能安装补贴方面，2016年初德国联邦经济事务和能源部重新调整并发布了新一轮“光伏+储能”补贴计划，补贴总额约3,000万欧元，将于2018年底截止。地方层面的储能激励政策主要为储能安装补贴。</p>
德国	技术研发资金支持和储能安装补贴	<p>澳大利亚联邦层面的储能政策和支持计划主要集中在技术研发、示范项目、商业模式、标准体系等方面。州政府层面，由于各个州拥有各自的可再生能源发展目标，在此基础上，各州结合各自区域的电源结构和用能特点，主要采用项目补贴、低息贷款以及其他激励政策的形式聚焦扶持本地储能市场。</p>
意大利	税收减免	<p>在支持光伏产业总体发展的框架内，意大利各级政府推出了系列支持储能产业发展的政策。2020年7月，为了缓解新冠疫情，意大利政府启动了财政刺激计划，原有新生态奖励政策（Ecobonus）补贴全面提升，与翻新项目相关的光伏和储能系统的税收减免从50%提高到110%。</p>

资料来源：川财证券研究所

3.2 德国能源发展现状及储能市场

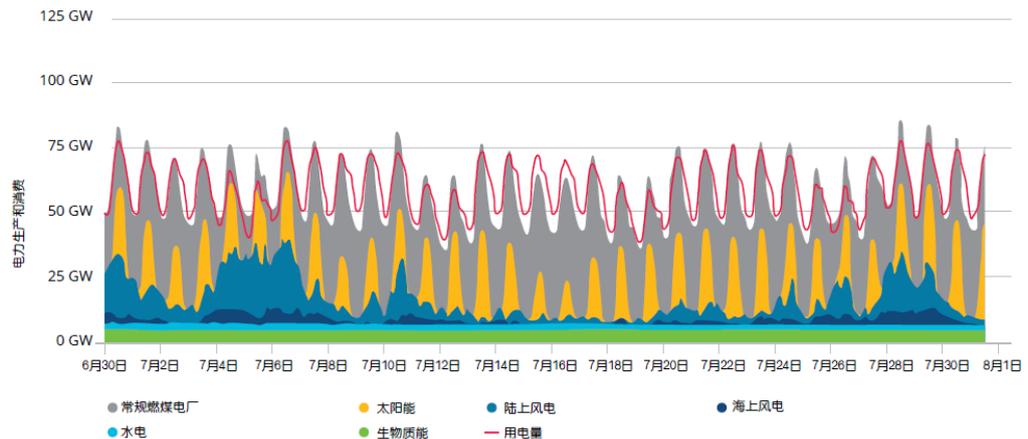
储能在能源系统转型方面发挥着重要作用，德国拥有良好的输电线路，与邻国之间也保持着良好的互联，完善的基础设施使德国电网可以平衡大部分可再生能源。

风电、光伏等可再生能源在能源系统中占比提高会导致发电波动性增加，光伏并网具有日波动和季节性波动特征，风电并网量与风速具有高度相关性。从德国电力生产消费结构来看，在各类可再生能源类型中，风电每小时并网曲线最不规律，光伏其次，生物质能可控性较好。因此，风电场和光伏电站

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

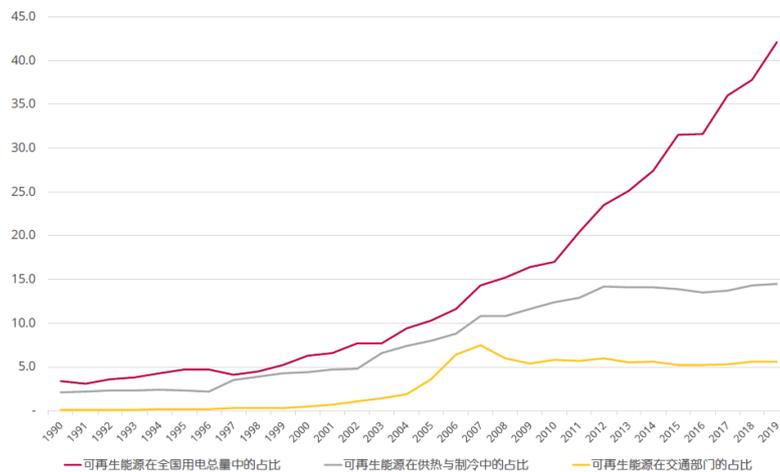
的并网量难以预测。在德国的能源结构中，可再生能源占比达到 43%；到 2030 年，预计这一比例将超过 65%，到 2050 年，电力系统基本全部使用可再生能源。2020 年，我国可再生能源发电占比已接近 30%，通过对德国储能市场的商业模式、应用案例和政策框架进行分析，对于我国储能行业未来发展具有一定的借鉴意义。

图7： 2020 年 7 月德国的电力生产和消费结构 (GW)



资料来源：中德能源与能效合作，国家能源局，川财证券研究所

图8： 1990 年到 2019 年德国可再生能源占比 (%)



资料来源：中德能源与能效合作，国家能源局，川财证券研究所

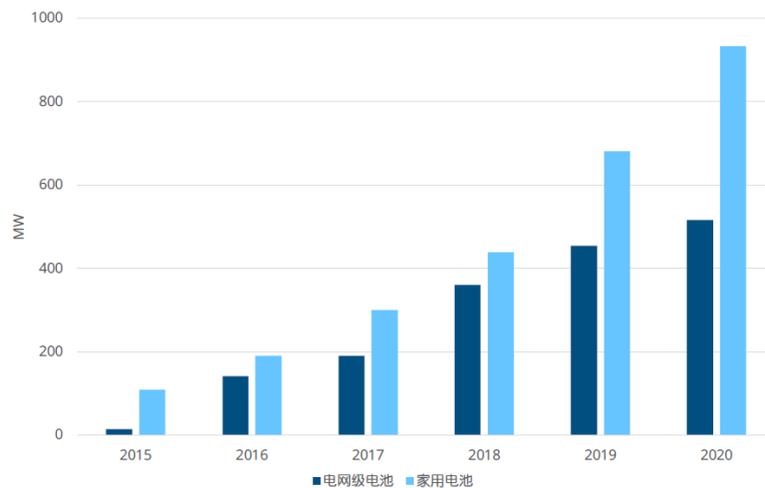
2020 年上半年，德国可再生能源占该国净发电量的比例已超过 55%，近年来，德国储能市场十分活跃，德国的商业化的储能市场主要集中在电力辅助

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

服务市场和户用储能市场。

电力系统储能通常可以分为户用储能和电网级的并网储能两类，户用储能在德国的发展更快。德国具有成熟的分布式光储市场，也是用户侧储能商业模式发展最为先进的国家之一。

图9：德国的电网级电池和家用电池



资料来源：中德能源与能效合作，国家能源局，川财证券研究所

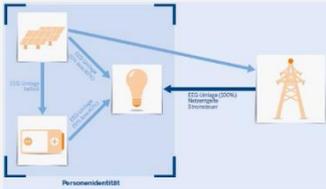
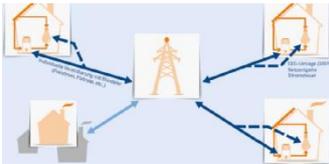
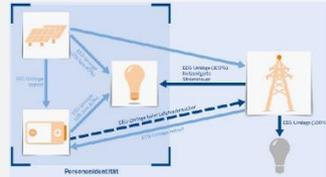
3.3 海外储能商业化应用案例

德国储能利用的商业模式较为灵活，主要包括大规模储能对电网频率调整、利用储能系统优化光伏电力自发自用、储能参与电力现货市场。

表格7：欧洲大型储能电池项目和家用小型电池案例

项目名称	项目图示	应用案例/服务	主要收入 (+) 或 资金节约 (-)
储能-博登肖姆		离网-微网：系统稳定性服务（调峰调频、电压支撑） 微网：促进波动性可再生能源占比提高	+年营业额100万欧元 +年净收益20万欧元 +按需发电
大型电池			
电池储能-亚尔德伦德		大容量能源服务 - 电能时移（套利）	+按需发电

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

<p>什未林电池园</p>		<p>辅助服务 - 调峰调频、黑启动 客户能源管理服务 - 零售 电能时移</p> <p>+一次调峰调频市场</p>
<p>霍恩斯代尔储能系统</p>		<p>辅助服务 - 调峰调频、电压支撑、黑启动 客户能源管理服务 - 需量收费管理</p> <p>-电网成本节约 2750万美元 +与政府签约的网络服务为政府提供容量: 70兆瓦/11.7兆瓦时 +30兆瓦/90兆瓦时用于负荷管理, 即低价时储电, 高价时售电</p>
<p>优化光伏+家用储能系统的自发自用(非耦合)</p>		<p>离网 - 家用太阳能系统</p> <p>-部分或全部免除《可再生能源法》规定的附加费 -无电网费用 -无电力税</p>
<p>家用小型/分布式电池(通过光伏和家用储能系统优化自发自用)</p>	<p>与电网连接(捆绑)以优化光伏及家用储能系统的自发自用</p> 	<p>客户能源管理服务 - 增加太阳能光伏自发自用 离网 - 家用太阳能系统、微网: 提高波动性可再生能源的占比</p> <p>-捆绑消费的套餐费用 低于单独用电电费</p>
<p>与电网连接(个人)以优化光伏及家用储能系统的自发自用</p>		<p>客户能源管理服务-增加太阳能光伏的自发自用 离网 - 家用太阳能系统</p> <p>目前无经济优势</p>

资料来源: 中德能源与能效合作, 国家能源局, 川财证券研究所

德国大型电池项目主要应用领域包括: 提供调频调峰、电压支撑、黑启动等辅助服务; 提供电能时移大容量能源服务; 提供零售电能时移客户能源管理服务; 提供系统稳定服务, 促进可再生能源占比提高。其中, 一次调频服务是德国大型电池储能项目最重要的收入来源。

德国电力市场遵循“厂网分开”和交易机构独立原则, 输电企业既不可以从事发电业务, 也不可以成为交易商; 但需要负责电网频率的调度并且要维护电网的稳定性。所以对于输电企业来说, 可以通过调频市场进行电力交易, 实现对电网的充放电; 也可以增加硬件投资, 扩充电网。

调频市场通过网上公开拍卖形式进行, 每周进行一次拍卖, 过去主要由发电

站会预留一些发电设备，从而为电网提供充放电服务，或者，电力服务公司会整合工业用户的资源，从而为电网提供充放电的商业化服务。随着储能电池成本的大幅降低，将电池储能运用于调峰领域已具备可行性，也是最适用于调频的手段。

服务于一次调频市场，电池储能服务商需要与输电企业之间进行紧密的研发调试配合，在商业化运作之前，储能服务提供商需先满足输电企业的安全要求，证明自己能够安全有效地进行调频服务后，才能接入全国高压电网的一次调频市场。除了服务于一次调频市场，储能服务商对可再生能源微电网系统也给予了高度关注。

过去德国的微电网系统主要依靠柴油或汽油发电机维持电压、频率稳定，德国可再生能源目标的提升为储能市场提供了广阔的应用前景。

上述大型电池项目的收益来源主要包括调峰调频收入、电能时移套利收入、平滑可再生能源出力波动收入，同时可以节约电网投入，减少税收、附加费等。

德国的大型电池项目市场主体地位更加明确，独立于发电企业和输电企业，通过与政府、输电方、发电方、用电方建立合作关系，获取多方收益。

3.4 南澳州大型储能项目-霍恩斯代尔储能系统案例分析

具体到项目而言，可参考在南澳大利亚建设的霍恩斯代尔储能系统，该储能系统服务于集中式风能电站、电网、以及用电方，业主及运营商是全球可再生能源供应商 Neoen。

2016年9月28日下午，南澳大利亚州发生大规模停电事故，强台风伴随暴风雨、闪电、冰雹袭击了南澳大利亚州，风电机组大规模脱网等一系列故障造成了时间长达50小时的全州大停电。2016年，澳大利亚南部地区新能源发电占比高达48.36%，此次停电事故是世界上第一次由极端天气诱发新能源大规模脱网导致的局部电网大停电事件。

为避免2016年夏季的大规模停电再次重演，提升南澳州电网稳定性，南澳州政府广泛寻求解决方案，计划部署电网级储能方案，储能容量至少要达到100MW。参与储能项目的竞标者有90多位，最终特斯拉中标，提供容量为100MW/129MWh的Powerpack储能系统，该系统与南澳詹姆斯敦附近的霍恩斯代尔风电场（所有者 Neoen）进行连接，配备了全球最大的锂离子电池组，储能项目由特斯拉负责建设，Neoen负责运营管理。

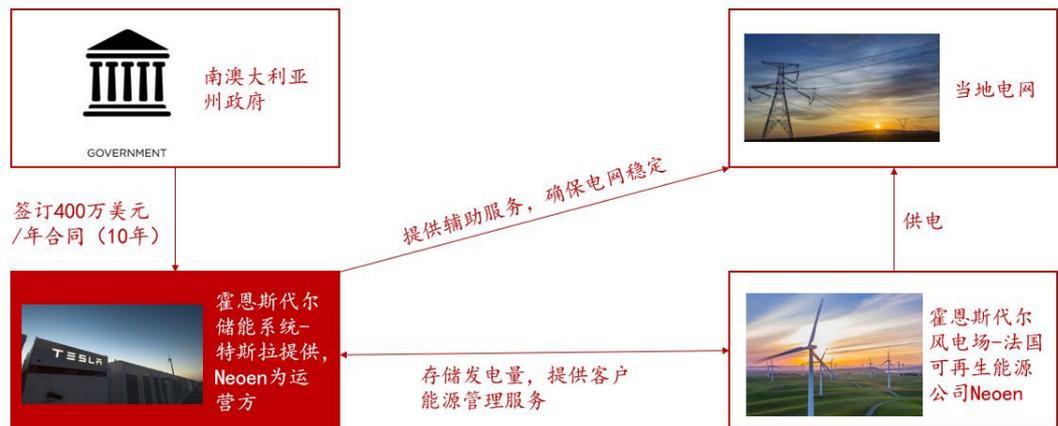
使用结果显示，该电池系统可有效解决电力中断问题、缩短供电中断时间、

有效应对夏季负荷高峰，从而保障南澳电力基础设施的有效运行，大大降低了全州电网的不稳定性，并大大降低了频率控制辅助服务（FCAS）市场的成本。

根据合同，该设施可向政府提供 70 兆瓦、持续时间 10 分钟（11.7MWh）的电力服务，以确保电网稳定，并防止风力突然下降或出现其他电网问题时，启动其他发电机时切负荷造成的停电；将 30 兆瓦、持续 3 个小时（90MWh）用于客户能源管理服务，在低价时储电，在需求高时售电。

从储能系统盈利模式来看，特斯拉公司在霍恩斯代尔（Hornsedale）部署的电池储能系统在无补贴的情况下建造，从设计到全面运营用时 4.5 个月，耗资 9100 万美元。项目运营以来年收入约为 2400 万美元。收入主要来自客户能源管理服务、维持电网稳定收入、频率控制和辅助服务（FCAS）收入。特斯拉通过与南澳大利亚州政府签订的每年 400 万美元的合同（10 年）来获利。

图10：霍恩斯代尔储能系统运营模式



资料来源：川财证券研究所

霍恩斯代尔由特斯拉建造，法国可再生能源公司 Neoen 为其业主并负责运营，与储能系统连接的霍恩斯代尔风电场同属 Neoen。霍恩斯代尔储能系统虽然由电站建设商 Neoen 负责运营，但市场地位独立，可参与多项服务。储能系统可以通过提供频率控制和辅助服务、平滑可再生能源出力、确保电网稳定运行获取收入以及通过低价储电、需求高时售电赚取收入。该项目同时为发电、电网、用户多方提供服务，并按照服务效果拿到相应的收益，明确了“谁受益、谁承担”的原则。

表格8：霍恩斯代尔储能系统同时为发电、电网、用户多方提供服务

服务对象	服务形式	盈利模式
电网端	辅助服务：调峰调频、电压支撑、黑启动	节约电网成本，与政府签订合同
发电端	平滑可再生能源出力	平滑新能源电站波动，实现能源时移
用电端	客户能源管理服务	低价时储电，高价时售电，取得电价收入

资料来源：川财证券研究所

2019年11月，Neoen公司确认将该设施的容量增加50兆瓦/64.5兆瓦时，总计达到185兆瓦时。新增容量于2020年3月23日安装完成。霍恩斯代尔电池储能系统目前拥有150MW装机容量，其稳定电网运营和避免电价波动的能力也得到增强。澳大利亚清洁能源协会与Neoen公司、澳大利亚可再生能源署以及南澳大利亚政府合作，承诺为扩容项目提供5000万美元的项目融资。

3.5 海外储能政策、商业模式经验借鉴

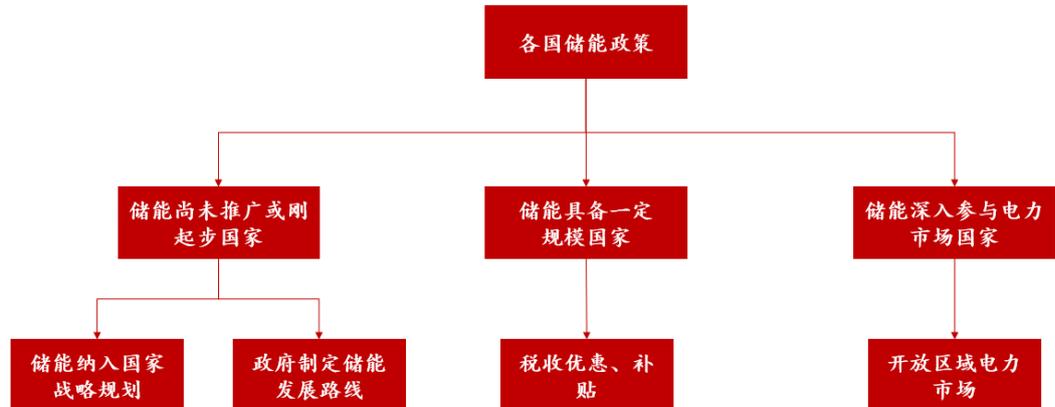
国际上很多储能获得了市场主体地位，但我国缺少相应的储能身份或者主体的定位，受益者付费机制仍不完善。从服务对象来看，我国储能项目暂未同时为发电、电网、用户等多方提供服务，根据国家能源局2020年12月公布的《首批科技创新（储能）试点示范项目》，选取的示范项目共8个，分别涵盖可再生能源发电侧、用户侧、电网侧、配合常规火电参与辅助服务等4个应用场景。我国现存储能项目应用场景还较为单一，暂未形成多方收益机制，储能项目盈利模式不清晰。

海外储能项目的融资模式、商业模式、多方服务机制值得我国借鉴。对比霍恩斯代尔等海外项目，在项目建设成本方面，政府、官方协会提供部分项目融资，减轻发电企业储能项目建设压力。储能系统可以通过提供频率控制和辅助服务、平滑可再生能源出力、确保电网稳定运行获取收入以及通过低价储电、需求高时售电赚取收入，项目同时为发电、电网、用户等多方提供服务，并按照服务效果拿到相应的收益，明确了“谁受益、谁承担”的原则。

政策方面，储能产业相关政策的实施根据各国储能所处发展阶段的不同而有所差异。在储能尚未推广或刚刚起步的国家或地区，发展储能逐渐被纳入国家战略规划，政府开始制定储能的发展路线图。在储能已具有一定规模或产业相对发达的国家或地区，政府多采用税收优惠或补贴的方式，以促进储能成本下降和规模应用。在储能逐步深入参与辅助服务市场的国家或地区，政府通过开放区域电力市场，为储能应用实现多重价值、提供高品质服务创造平台。

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明

图11：全球各国储能相关政策制定路线分析情况



资料来源：前瞻产业研究院，川财证券研究所

储能政策逐步完善，示范项目、补贴政策相继出台。我国储能发展已初具经济性，初步具备大规模发展应用的条件，相关政策也逐步由鼓励性质的宏观框架性的引导，向更加适应储能规模化应用的补贴政策转移。2021年1月18日，青海省下发《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》，为全国首个针对“可再生能源+储能”项目补贴方案。“可再生能源+储能”项目补贴方案能够在一定程度解决电站加装储能的经济性问题，有助于新能源产业链打破消纳瓶颈，同时，也有助于储能行业加速发展。国家能源局2020年12月公布《首批科技创新（储能）试点示范项目》，通过对试点示范项目进行跟踪评估，为储能产业提供实际的运行数据和运营经验，掌握项目实际运营情况，进一步总结成功经验和教训，归纳出可行的技术体系和发展模式，更好地从根本上设计储能发展框架，制定储能政策机制，未来更完善、具体、合理的储能政策值得期待。

四、投资建议

建议关注储能产业链中锂电池、逆变器、铁锂正极头部企业，相关标的：

- （1）储能电池相关标的：宁德时代、鹏辉能源、派能科技、亿纬锂能；
- （2）储能逆变器标的：阳光电源、固德威；
- （3）锂电正极材料标的：德方纳米、富临精工。

表格9：重点推荐公司

证券代码	证券简称	收盘价 (元)	参考总市值 (亿元)	市盈率 PE(TTM) (倍)	净资产收益率 ROE (2019 年报)
300750.SZ	宁德时代	292	6,792	153	12.83%
300438.SZ	鹏辉能源	16	66	170	7.39%
688063.SH	派能科技	152	235	85	40.56%
300014.SZ	亿纬锂能	69	1,306	100	27.39%
300274.SZ	阳光电源	63	915	60	10.95%
688390.SH	固德威	171	150	59	27.77%
300769.SZ	德方纳米	112	101	403	13.86%
300432.SZ	富临精工	9	65	20	30.27%

资料来源：Wind，川财证券研究所，数据日期 2021 年 3 月 25 日

风险提示

储能应用进展不及预期

储能下游应用前景广阔，但不排除有应用进展不达预期的情况。

新能源装机不及预期

新能源装机量下降将直接影响储能装机需求。

锂电成本下降不及预期

锂电成本降幅较慢，将影响下游加配储能的经济性。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉尽责的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也不会与本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接相关。

行业公司评级

证券投资评级：以研究员预测的报告发布之日起6个月内证券的绝对收益为分类标准。30%以上为买入评级；15%-30%为增持评级；-15%-15%为中性评级；-15%以下为减持评级。

行业投资评级：以研究员预测的报告发布之日起6个月内行业相对市场基准指数的收益为分类标准。30%以上为买入评级；15%-30%为增持评级；-15%-15%为中性评级；-15%以下为减持评级。

重要声明

本报告由川财证券有限责任公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。本报告仅供川财证券有限责任公司（以下简称“本公司”）客户使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户，与本公司无直接业务关系的阅读者不是本公司客户，本公司不承担适当性职责。本报告在未经本公司公开披露或者同意披露前，系本公司机密材料，如非本公司客户接收到本报告，请及时退回并删除，并予以保密。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断，该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。对于本公司其他专业人士（包括但不限于销售人员、交易人员）根据不同假设、研究方法、即时动态信息及市场表现，发表的与本报告不一致的分析评论或交易观点，本公司没有义务向本报告所有接收者进行更新。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供投资者参考之用，并非作为购买或出售证券或其他投资标的的邀请或保证。该等观点、建议并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。根据本公司《产品或服务风险等级评估管理办法》，上市公司价值相关研究报告风险等级为中低风险，宏观政策分析报告、行业研究分析报告、其他报告风险等级为低风险。本公司特此提示，投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素，必要时应聘请法律、商业、财务、税收等方面咨询专业财务顾问的意见。本公司以往相关研究报告预测与分析的准确，也不预示与担保本报告及本公司今后相关研究报告的表现。对依据或者使用本报告及本公司其他相关研究报告所造成的一切后果，本公司及作者不承担任何法律责任。

本公司及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。投资者应当充分考虑到本公司及作者可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为之提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。本公司的投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

对于本报告可能附带的其它网站地址或超级链接，本公司不对其内容负责，链接内容不构成本报告的任何部分，仅为方便客户查阅所用，浏览这些网站可能产生的费用和风险由使用者自行承担。

本公司关于本报告的提示（包括但不限于本公司工作人员通过电话、短信、邮件、微信、微博、博客、QQ、视频网站、百度官方贴吧、论坛、BBS）仅为研究观点的简要沟通，投资者对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许范围内使用，并注明出处为“川财证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。如未经川财证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本提示在任何情况下均不能取代您的投资判断，不会降低相关产品或服务的固有风险，既不构成本公司及相关从业人员对您投资本金不受损失的任何保证，也不构成本公司及相关从业人员对您投资收益的任何保证，与金融产品或服务相关的投资风险、履约责任以及费用等将由您自行承担。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：000000029399

本报告由川财证券有限责任公司编制 谨请参阅尾页的重要声明 C0004