

推荐 (维持)

储能为何如此重要（二）——新能源“上位”的必经之路

2020年07月13日

投资要点

相关报告

《【兴证电新】中国版“碳排放法规”，“十四五”行业压舱石——2020年双积分正式版深度解读》2020-07-08

《光伏2020年旺季中的主角：M6与双玻》2020-07-05

《寻找超越行业增速的光伏结构性红利》2020-07-05

分析师：

朱玥

zhuyueyj@xyzq.com.cn

S0190517060001

- 这是我们储能系列报告的第二篇，在上一篇报告《储能为何如此重要——从国家电网和宁德时代合作说开去》我们介绍过电网侧储能、充电桩配套储能的商业模式及空间展望，本篇报告我们集中精力回答了关于新能源配置储能的三个关键问题：

1) 密集出台的新能源配置储能政策背后的本质是什么？

2) 储能可以为新能源带来哪些收益，经济性到底如何？

3) 新能源侧的储能空间有多大、产业链上谁最受益？

- 政策的背后是电网稳定性要求与新能源波动性愈发凸显的矛盾。风电光伏渗透率快速提升，现有灵活性资源已逐渐无力支持电网接纳如此高比例的波动性电源。储能作为更优质的灵活性资源，可以发挥“电力仓库”作用，维持电网“天平”平衡。**配置储能是新能源晋升为主力电源的必经之路。**
- 当前新能源项目配置储能，一定程度上折损项目经济性，但经济平衡点已经临近：储能项目收益率提升主要路径有二：1、系统成本下降 2、辅助服务市场（调频调峰补偿）启动且纳入新能源项目。按照我们的模型测算，在储能仅能减少弃电的场景下，典型新能源+储能项目资本金IRR为7.35%，与投资“及格线”尚有差距（配置储能前，考虑5%弃电，IRR为9%）；如能从辅助服务市场收益，则IRR可达9.02%。
- 这是一个“从0到1”的市场，未来五年复合增速149%。储能将伴随新能源发电共同快速成长。我们对2024年不同储能渗透率下的装机进行测算，中性情景下储能累计空间可达27.95GW/55.91GWh，预计2020年新增装机0.87GWh，在2024年有望实现年度新增装机33.49GWh
- 我们旗帜鲜明的提出在储能赛道上首推电池龙头。当前国内新能源侧储能处于导入期，产业链各环节（电池PACK、逆变器、BMS、系统集成）尚处于格局混沌状态，但未来电池的质量和系统集成能力是决定储能系统差异化的关键环节，有望走出行业巨头。当下电池成本占系统成本比例约67%，对储能电站成本影响最大，是短期产业链唯一实现盈利的环节，且电池公司也在不断地向系统集成渗透，**电池是当下储能赛道最佳投资方向**。系统集成商的能力在储能商业模式愈发清晰的未来，也将很大程度影响项目收益率，具备较高壁垒。
- 投资建议：我们首推储能电池龙头宁德时代，推荐磷酸铁锂电池龙头亿纬锂能、国轩高科，关注鹏辉能源，推荐储能逆变器及系统集成供应商阳光电源、林洋能源。

风险提示：储能发展规模不及预期，电力辅助服务市场化不及预期，储能成本下降不及预期。

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

目 录

1、搭配储能是新能源“上位”的必经之路	- 7 -
1.1 电网的特殊性：电力供需实时平衡	- 7 -
1.2 政策背后的挑战：新能源渗透率快速提升对电网提出了严峻考验	- 8 -
1.3 储能是更优质的灵活性资源	- 11 -
2、多重价值并存，经济性拐点临近	- 12 -
2.1 满足电网调频要求，获取优先并网资格	- 12 -
2.2 通过减少弃电率，提供辅助服务获取经济收益	- 14 -
2.3 新能源配置储能的经济性分析	- 16 -
3、新能源侧储能有望开启快速增长之路	- 21 -
4、储能产业链解析：电池为核、系统集成能力是长期竞争力	- 24 -
4.1 储能系统是以电池为核心的综合能源控制系统	- 24 -
4.2 电池、变流系统（PCS）及BMS 占据产业链主要利润	- 25 -
4.3 行业格局轮廓初现，宁德时代领衔	- 27 -
5、投资建议	- 28 -
5.1 宁德时代	- 29 -
5.2 阳光电源	- 30 -
5.3 林洋能源	- 31 -
6、风险提示	- 32 -
图 1、储能可为新能源实现多重价值	- 4 -
图 2、典型光伏电站搭配储能的三种场景成本及自有资金 IRR 比较	- 5 -
图 3、中性预测场景下新能源侧储能年均复合增长率有望达 149%	- 5 -
图 4、电化学储能系统主要由电池、PCS 成本构成	- 6 -
图 5、从电网真实频率看电力“天平”的动态稳定	- 7 -
图 6、灵活性资源是维持电网供需平衡的关键要素	- 7 -
图 7、电力生产及消费革命促使电网需要更多、更优质的灵活性资源	- 8 -
图 8、典型风电出力曲线与负荷曲线对比	- 9 -
图 9、典型光伏出力曲线与负荷曲线对比	- 9 -
图 10、风电光伏出力主要影响因素	- 10 -
图 11、我国 2015-2019 年风电光伏装机规模快速增长	- 10 -
图 12、2019 年底我国发电装机结构仍然以火电为主电源形式	- 11 -
图 13、我国 2015-2019 年风电光伏发电量及其占比持续提升	- 11 -
图 14、储能可为新能源实现多重价值	- 12 -
图 15、一次调频和二次调频功能可维持电网稳定	- 12 -
图 16、一次调频与二次调频存在差异	- 13 -
图 17、新能源场站实现一次调频手段	- 14 -
图 18、2016-2019 年全国及部分地区光伏弃电率	- 14 -
图 19、2016-2019 年全国及部分地区风电弃电率	- 14 -
图 20、光伏配置储能减少弃电，同时提供辅助服务	- 15 -
图 21、电力辅助服务主体是各类灵活性资源	- 16 -
图 22、储能联合新能源发电机组调频动作过程	- 17 -
图 23、我国典型地区调频收益区间（元/kWh）	- 17 -
图 24、我国不同地区的辅助服务上限价格区间（元/kWh）	- 18 -
图 25、100MW 光伏电站的三种场景成本及自有资金 IRR 比较	- 19 -
图 26、新能源配置储能的容量选择区间	- 22 -
图 27、中性预测场景下新能源侧储能年均复合增长率有望达 149%	- 23 -

图 28、储能系统包括电芯、BMS、PCS 等多个部分，一般采用集装箱布置	- 24 -
图 29、储能产业链全景图	- 24 -
图 30、电化学储能系统主要由电池、PCS 成本构成	- 25 -
图 31、近期中标项目的电池最低价已下探至 0.86 元/kWh	- 25 -
图 32、储能系统集成较汽车电池系统更为复杂	- 26 -
图 33、2019 年储能技术供应商宁德时代出货约 386MWh	- 27 -
图 34、2019 年储能逆变器市场阳光电源出货约 188MW	- 27 -
图 35、2019 年系统集成商阳光电源出货约 91.2MW	- 28 -
表 1、电池在储能产业链中获取大部分利润	- 6 -
表 2、我国各省份推出政策支持新能源配置储能	- 8 -
表 3、不同灵活性资源的对比：储能是最为灵活的调节资源	- 12 -
表 4、调频辅助服务补偿细则	- 17 -
表 5、某 100MW 光伏电站三种测算场景度电模型假设	- 18 -
表 6、场景 1（100MW 光伏电站无储能）项目 IRR 计算模型	- 19 -
表 7、场景 2（100MW 光伏电站有储能，无辅助服务）项目 IRR 计算模型	- 19 -
表 8、场景 3（100MW 光伏电站有储能，有辅助服务）项目 IRR 计算模型	- 20 -
表 9、场景 2 储能成本和发电增益均影响自有资金 IRR	- 20 -
表 10、场景 3 储能成本和辅助服务价格均影响自有资金 IRR	- 21 -
表 11、新疆首批光伏储能联合运行试点项目清单	- 22 -
表 12、国内部分其他已投运风、光储能项目	- 22 -
表 13、三种场景下的 2024 年新能源储能空间预测	- 23 -
表 14、电池在储能产业链中获取大部分利润	- 26 -
表 15、储能产业链各环节行业现状	- 28 -
表 16、新能源侧储能对相关标的公司收入弹性测算	- 28 -
表 17、宁德时代全方位布局储能业务并取得众多业绩	- 29 -
表 18、阳光电源布局储能业务的重要事件	- 30 -
表 19、林洋能源储能工程业绩	- 31 -
表 20、推荐公司盈利预测（基于 7 月 10 日股价）	- 32 -

核心摘要

本报告回答了关于新能源配置储能的三个核心问题：

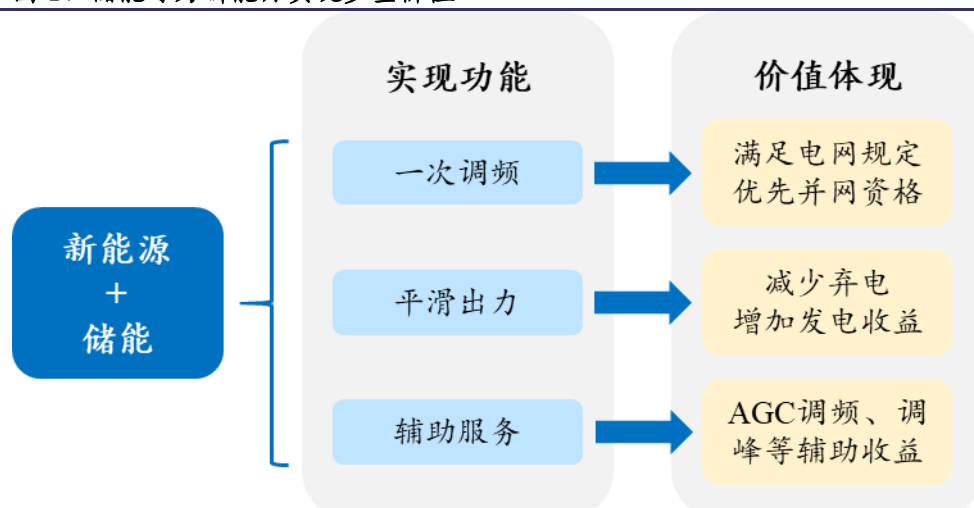
1) 密集出台的新能源配置储能政策的背后本质是什么？

政策的背后是电网稳定性要求与新能源波动性愈发凸显的矛盾。风电光伏渗透率的快速提升对电力系统提出了严峻考验，现有灵活性资源已逐渐无力支持电网接纳如此高比例的波动性能源，储能作为更优质的灵活性资源，可以有效平滑新能源出力、提供调频调峰等辅助服务。

2) 储能可以为新能源带来哪些收益，经济性到底如何？

储能的加入可以使得新能源成为电网友好型的优质电源，同时帮助新能源实现多种价值，包括满足电网硬性要求、平滑出力曲线、提供辅助服务等。

图 1、储能可为新能源实现多重价值

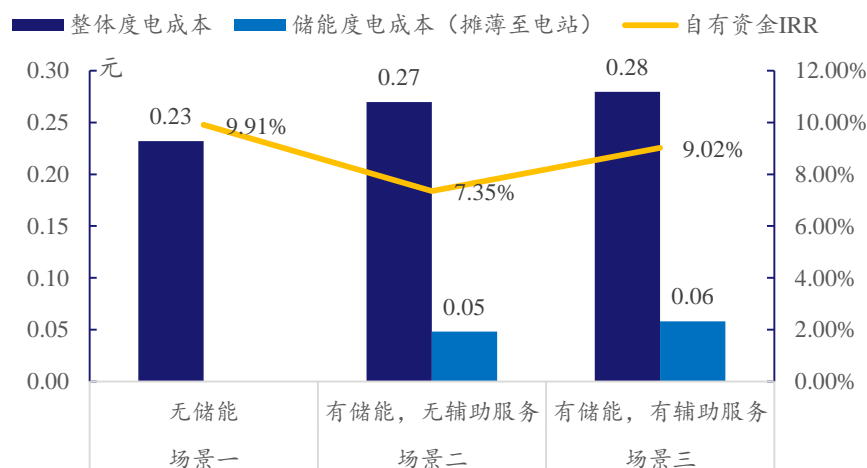


资料来源：国网能源研究院，兴业证券经济与金融研究院整理

我们对某光伏地面电站配置储能的三种场景进行测算：分别为：无储能、有储能（仅实现减少弃电功能）、有储能（减少弃电同时提供辅助服务）。

当储能系统仅具备削峰填谷功能时，内部收益率难以满足 8% 的要求，因为弃电获得的额外收益不足以抵消储能成本。但储能参与调频市场后，可获得额外的辅助服务收入，内部收益率虽然仍低于无储能场景，但已高于 8%。但随着储能成本进一步降低或者辅助服务收益提高，经济性也有望得到解决。

图 2、典型光伏电站搭配储能的三种场景成本及自有资金 IRR 比较

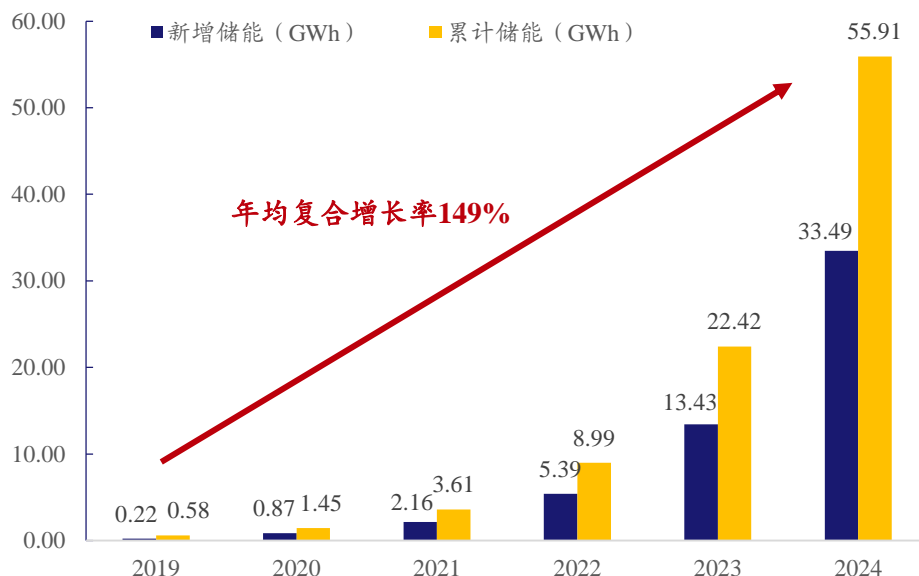


资料来源：CNESA，兴业证券经济与金融研究院测算

3）新能源侧的储能空间如何展望？

我们对 2024 年不同储能渗透率下的装机进行测算，中性情景下储能累计空间可达 27.95GW/55.91GWh，年均复合增长率 149%，预计 2020 年新增装机 0.87GWh，在 2024 年有望实现年度新增 33.49GWh。

图 3、中性预测场景下新能源侧储能年均复合增长率有望达 149%

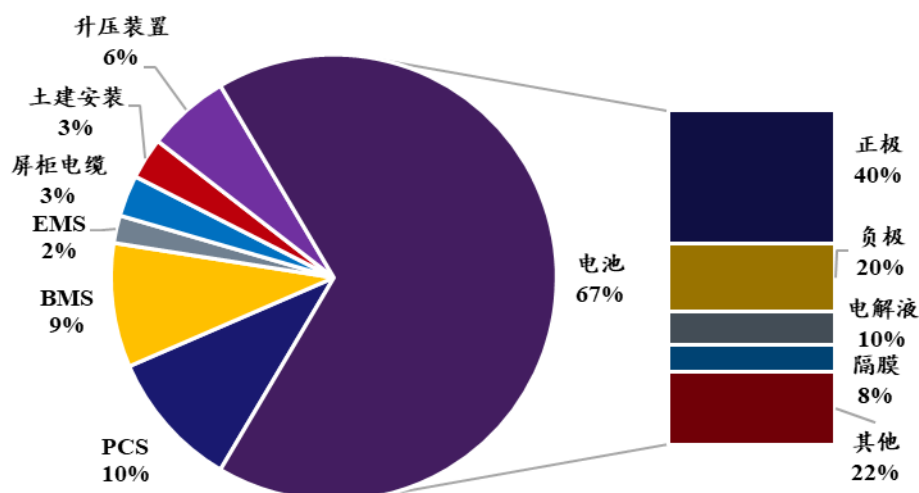


资料来源：CNESA，兴业证券经济与金融研究院测算

- 我们对储能产业链进行了拆解，目前电池仍是系统核心利润环节，BMS 和逆变器为重要组成部分。

储能系统主要包括电池、逆变器（PCS）、电池管理系统（BMS）等。其中电池成本占比约为 67%，对储能电站成本影响最大，其次为变流系统及 BMS，分别占据成本的 10%、9% 左右。

图 4、电化学储能系统主要由电池、PCS 成本构成



资料来源：高工锂电、科工电子，兴业证券经济与金融研究院整理

储能电池在每 GWh 储能系统中可贡献利润约 2.65 亿元，储能逆变器每 GWh 贡献利润约 0.39 亿元。电池管理系统（BMS）虽然为产业链中的细分行业，但其技术壁垒较高，现阶段研发成本吞噬了大量利润，后续行业龙头有望实现高额回报率。单独的系统集成业务在 2019 年处于微亏状态，主要原因是行业初期系统集成专业化水平较低，商业模式不够清晰时往往承担着较大风险。

表 1、电池在储能产业链中获取大部分利润

公司	电池 PACK	PCS (逆变器)	BMS	系统集成
每 GWh 对应价值量 (亿元)	13.4	2	1.8	17.8
典型公司毛利率	37.87%	36.51%	46.67%	4.89%
典型公司净利润 (亿元/GWh)	2.65	0.39	0.19	不盈利
技术壁垒	高	一般	较高	行业初期，专业化程度低
核心指标	循环寿命 成本控制 安全性	转换效率	SOC 管理 均衡控制 热管理	系统优化 运行策略 成本控制

资料来源：wind、公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

注：储能 BMS 盈利水平参考了动力电池 BMS 供应商科列技术 2018 年财务指标。

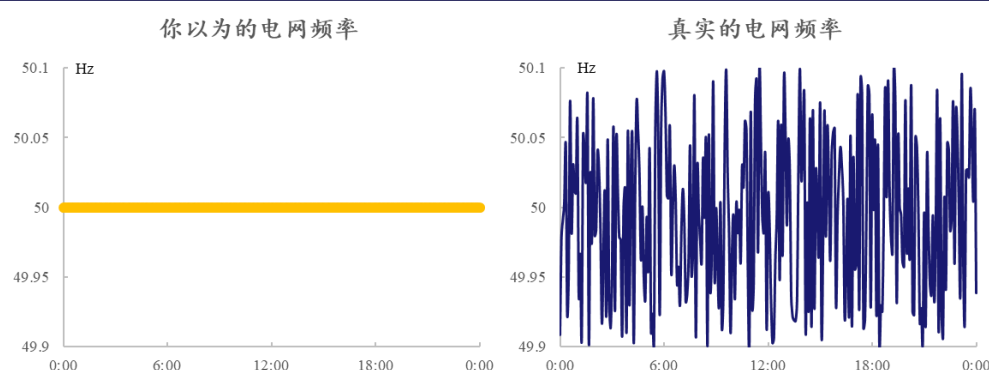
报告正文

1、搭配储能是新能源“上位”的必经之路

1.1 电网的特殊性：电力供需实时平衡

我国的电网是世界上电压等级最高、输送容量最大、线路长度最长的电网，电网的稳定性要求极高。然而最细微的供需失衡也会导致电网的频率波动，当供给大于需求则导致频率上升，供给小于需求则导致频率下降。同时电网的频率只能限定在极小的范围内波动（国网规定不超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ ），因此需要调度系统通过实时调节各类电源的发电出力维持频率不超过稳定极限。

图 5、从电网真实频率看电力“天平”的动态稳定

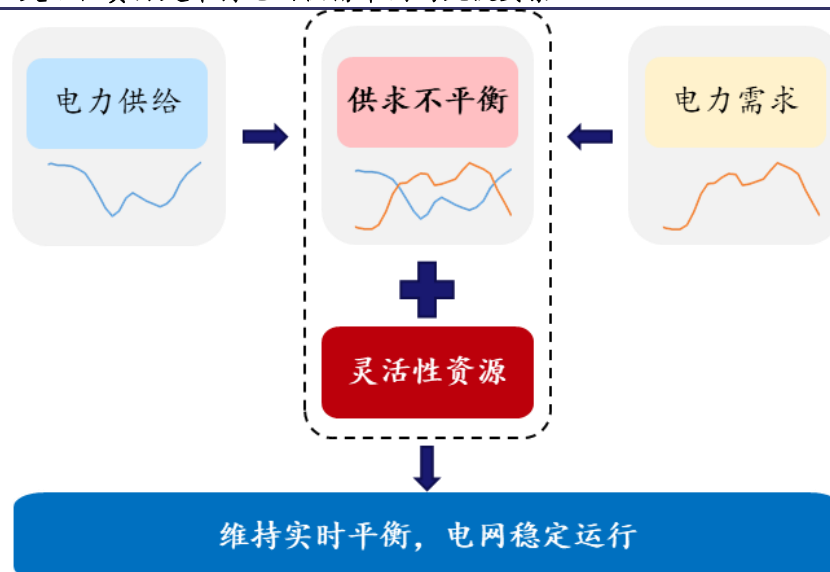


资料来源：《电化学储能应用于电网频率安全防御三道防线的探讨》，李兆伟等，兴业证券经济与金融研究院整理

- 灵活性资源同样是维持电网稳定运行不可或缺的元素。

灵活性资源是电网中除了电源和用户这两个基本要素以外的隐性关键要素。

图 6、灵活性资源是维持电网供需平衡的关键要素



资料来源：兴业证券经济与金融研究院整理

电网的稳定运行条件包括电压稳定、频率稳定以及事故备用等，这些都需要

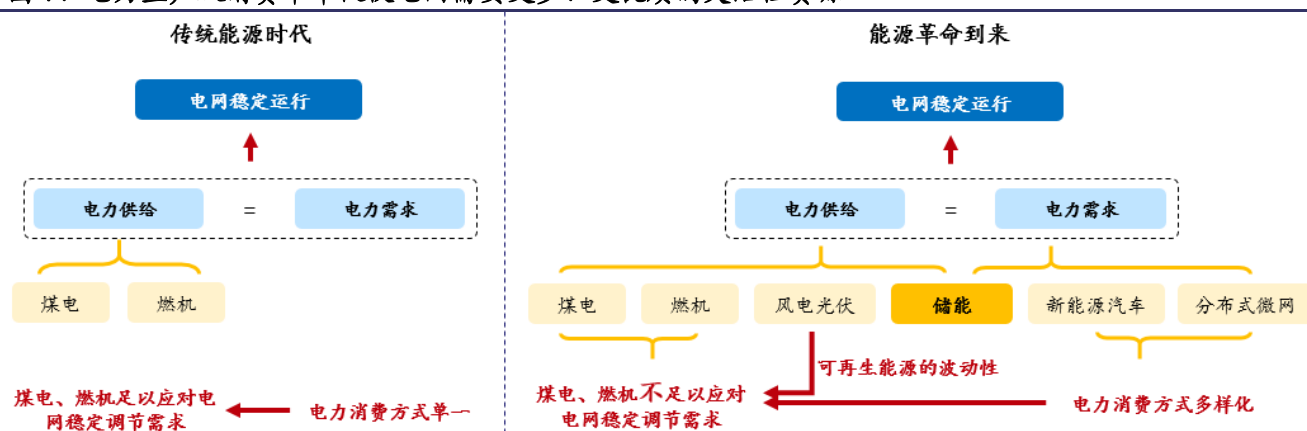
请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

辅助资源来实现，我们称之为灵活性资源，灵活性资源的最主要功能就是实时调节电力的供需“天平”保证电网稳定。我国的峰谷电价价差就是灵活性资源的典型价值体现方式之一，高峰电价的背后是支付灵活性资源的成本。

● 为什么灵活性资源越来越稀缺？电力生产和消费革命的必然趋势

在传统能源时代，电力灵活性资源并不稀缺，煤电和燃机就可以承担灵活性资源的角色，因为燃煤和燃机是可调、可控的。而当今以新能源高比例接入和新能源汽车爆发为代表的电力生产和消费方式正在发生深刻变革，导致电力供需两侧的波动性增强，对灵活性资源提出了更多数量、更高质量的要求，依靠传统资源已然难以为继，灵活性资源的价值必然需要单独体现。

图 7、电力生产及消费革命促使电网需要更多、更优质的灵活性资源



资料来源：公开资料，兴业证券经济与金融研究院整理

1.2 政策背后的挑战：新能源渗透率快速提升对电网提出了严峻考验

近期多省密集发布了或鼓励或强制新能源配置储能的政策，背后反映了电网灵活性资源稀缺与新能源渗透率持续提升之间正在加剧的矛盾，同时也反映出电网对于储能的需求越来越大。

表 2、我国各省份推出政策支持新能源配置储能

省份	下发时间	文件名称	储能容量要求	主要内容
江西	2020/2/13	《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、钒电池等在光伏、风力等新能源发电配建储能
湖南	2020/3/23	《关于做好储能项目站址初选工作的通知》	20%，2 小时	湖南 28 家企业承诺新能源发电项目配套储能，总规模达 388.6MW/777.2MWh
	2020/4/8	《关于组织申报 2020 年光伏发电平价上网项目的通知》		鼓励同步配套建设储能设施
新疆	2019/6/28	《关于在全疆开展发电侧储能电站建设试点的通知》	15%，2 小时	5 个光伏储能试点，鼓励光伏电站合理配置储能系统，储能电站原则上按照光伏电站装机容量 15% 配置
	2020/3/25	《新疆电网发电侧储能管理办法》	>10MW/20MWh	鼓励建设电储能设施，要求储能容量在 10MW/20MWh 以上。按充电电量进行补偿，补偿标准为 0.55 元/kWh。
内蒙古	2020/3/26	《2020 年光伏发电项目竞争配置方案》	5%，1 小时	优先支持光伏+储能项目建设，储能容量不低于 5%、储能时长在 1 小时以上。

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

行业点评报告

河南	2020/4/7	《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
	2020/4/23	《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》		建议今后新纳入政府开发方案的风电、光伏发电项目应配置足够的储能设施提高调峰能力
湖北	2020/4/15	《关于 2020 年风电和光伏发电项目建设有关事项的通知》	10%	积极推进 2020 年无补贴平价上网风电项目建设，申报范围包含风光互补、风光储一体化等多能互补平价项目
安徽	2020/4/22	《实施长江三角洲区域一体化发展规划纲要行动计划 2020 年工作要点》		建设长三角绿色储能基地，推动互联网与分布式能源技术深度融合，开展风光储一体化新能源微电网技术研发
吉林	2020/4/27	《关于做好 2020 年风电、光伏发电项目申报有关工作的通知》		重点支持带产业项目，大力支持落户吉林储能、氢能等战略性新兴产业及装备制造业等有带动作用的项目
辽宁	2020/5/14	《辽宁省风电项目建设方案》		风电项目建设优先考虑附带储能设施、有利于调峰的项目
山西	2020/4/24	《关于开展新能源场站一次调频改造工作的通知》		新能源（风电场、光伏电站）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加装独立控制装置来实现一次调频功能。
	2020/6/5	《关于 2020 年拟新建光伏发电项目的消纳意见》	15-20%	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
山东	2020/6/5	《关于 2020 年拟申报竞价光伏项目意见的函》	20%，2 小时	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，97.6 万千瓦，共计 19 个项目。

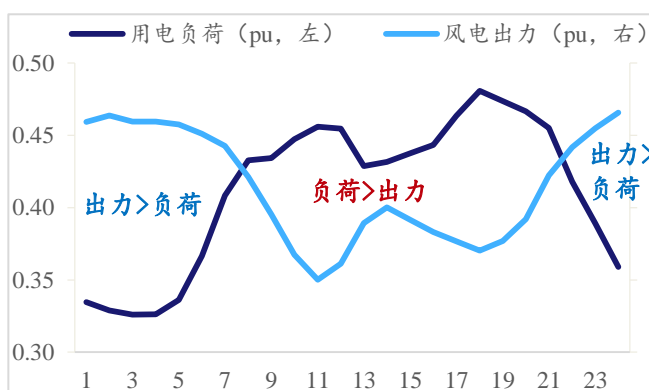
资料来源：各省发改委、能源局、电力公司，兴业证券经济与金融研究院整理

● 风电光伏具有天然波动性和不可预测性

风电：出力日内波动幅度最高可达 80%，出力高峰出现在凌晨前后，从上午开始逐渐回落，午后到最低点，“逆负荷”特性更明显。

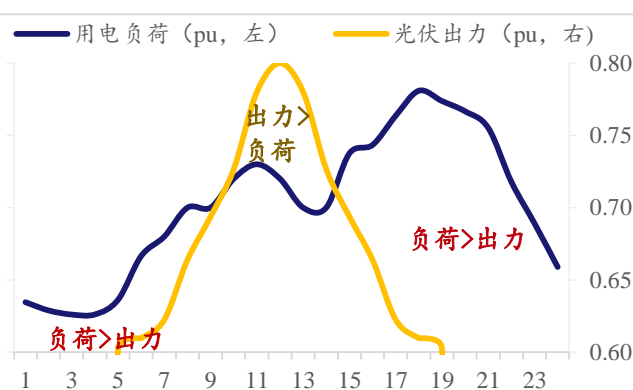
光伏：日内波动幅度 100%，峰谷特性鲜明，正午达到当日波峰，正午前后均呈均匀回落态势，夜间出力为 0。

图 8、典型风电出力曲线与负荷曲线对比



资料来源：国家电网，兴业证券经济与金融研究院整理

图 9、典型光伏出力曲线与负荷曲线对比



资料来源：国家电网，兴业证券经济与金融研究院整理

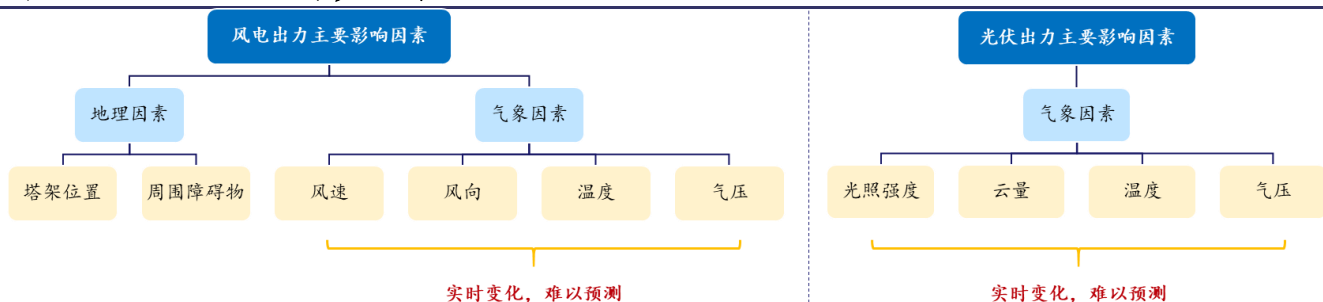
● 风电和光伏出力难以预测，增大了电网运行调度的难度

风电光伏出力受气象因素影响较大，然而气象因素无法做长期预测。即使做短期预测，风速、风向和云量等因素变化也非常复杂，难以准确预测。这使得风

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

电和光伏出力准确性下降，给电网运行调度造成了难度。

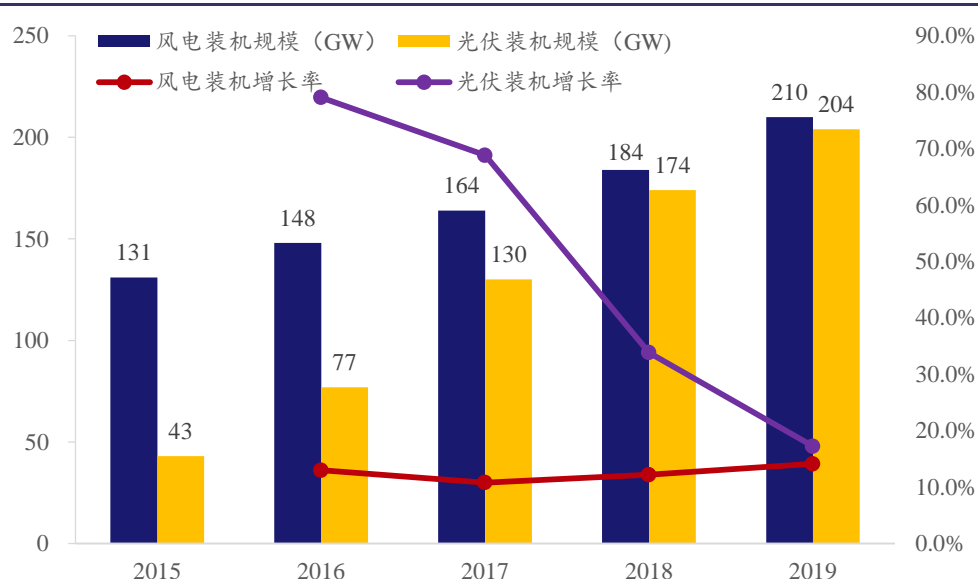
图 10、风电光伏出力主要影响因素



资料来源：薛禹胜等，《关于短期及超短期风电功率预测的评述》，电力系统自动化；陈昌松等，《基于神经网络的光伏阵列发电预测模型的设计》，电工技术学报，兴业证券经济与金融研究院整理

在国家推进清洁低碳转型的战略部署下，我国近 5 年风电光伏装机规模不断扩大。截至 2019 年，风电装机规模已达 210GW，光伏装机规模达到了 204GW。

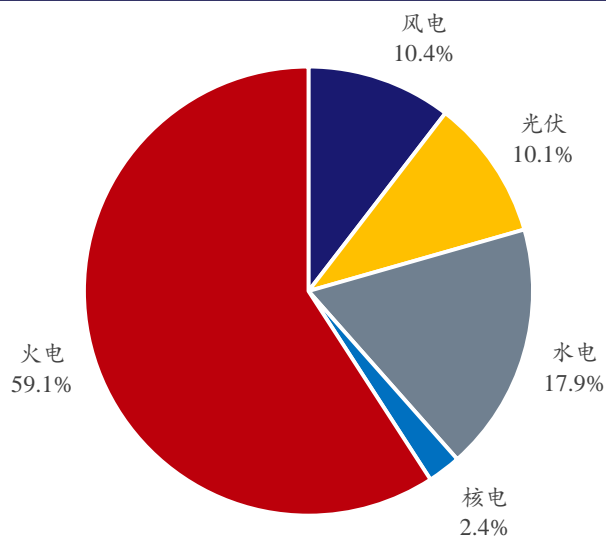
图 11、我国 2015-2019 年风电光伏装机规模快速增长



资料来源：能源局，兴业证券经济与金融研究院测算

风电和光伏装机合计占发电装机比例已在 2019 年超过 20%，作为发展最快的两种可再生能源，风电和光伏在电源侧占比越来越大。2019 年我国发电装机容量为 210GW，其中风电和光伏占比分别为 10.4%和 10.1%。在新增光伏装机中，分布式光伏装机占比为 40%。相比集中式光伏，分布式光伏具有安装灵活、投入少和方便就近消纳的优点，越来越受到中小用户的青睐，预计未来装机比例会不断增大。

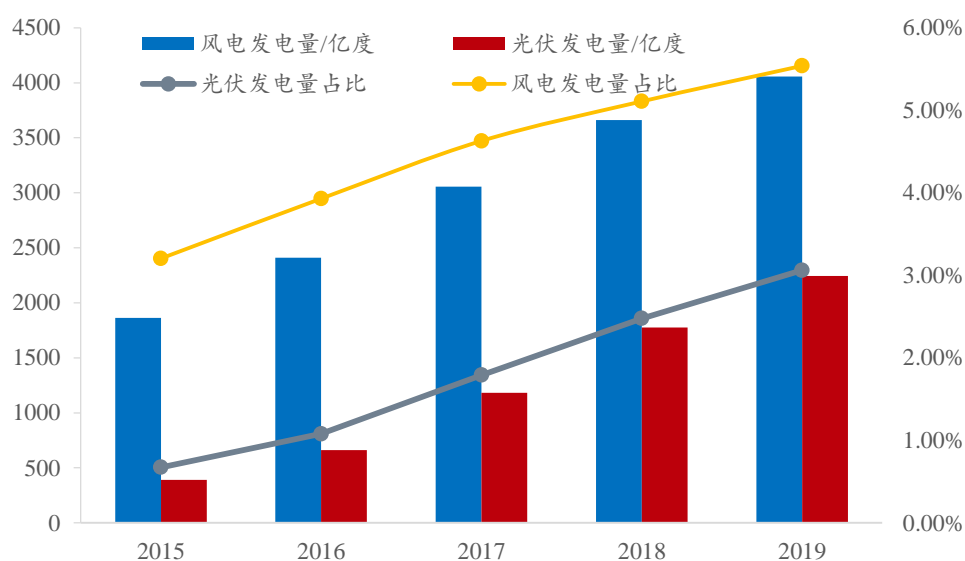
图 12、2019 年底我国发电装机结构仍然以火电为主力电源形式



资料来源：能源局，兴业证券经济与金融研究院测算

随着风电光伏装机规模的扩大，我国风电光伏发电量和其在总发电量的占比都逐年增长，风电和光伏对电网的稳定性影响越来越大。截至 2019 年，风电发电量达到 4057 亿度，发电量占比为 5.54%；光伏发电量达到 2243 亿度，占比为 3.06%。

图 13、我国 2015-2019 年风电光伏发电量及其占比持续提升



资料来源：国家可再生能源中心、国家统计局，兴业证券经济与金融研究院测算

1.3 储能是更优质的灵活性资源

自特斯拉于 1882 年发明了交流电以来，电力已经深刻地改变了这个世界。传统观念中电能最显著的特征就是产销实时特性，绝大部分电能在生产出的那一刻就需要被使用，而无法被储存。储能的出现让电力可以被存储，可以看做是“电力仓库”，通过电力时移维持电网平衡。

储能是更优质的灵活性资源。电力灵活性资源的供应主体较少，传统意义上

的主体为煤电、燃机，近年来出现了新的主体——电储能。相对于前两种资源，储能更环保，且具备优异的调节性能、灵活的安装方式和高质量的调节能力等多种优势，必将成为未来最主要的灵活性资源。

表 3、不同灵活性资源的对比：储能是最为灵活的调节资源

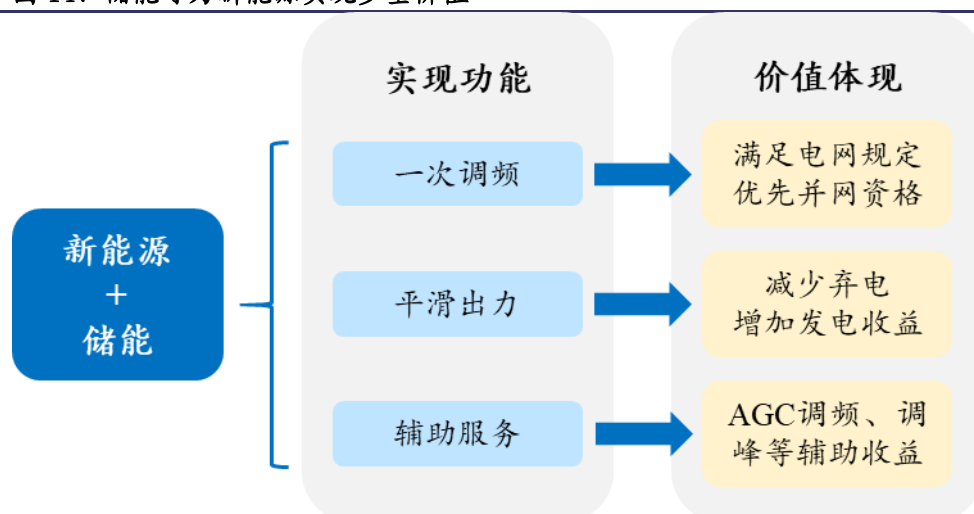
情形	煤机	燃机	储能
容量	6MW-1000MW	1MW-600MW	不限
成本	低	高	适中
安装条件	较多，煤源、水源、送出条件	较多，气源、水源、送出条件	灵活、限制少
调节质量	低	较高	高
功能种类	同一机组仅能同时具备 1-2 种	同一机组仅能同时具备 1-2 种	丰富，可达 5 种以上
原料	煤、水	燃气、水	无需原料
环保程度	一般	较好	好

资料来源：《替代燃煤机组的燃气热电联产项目综合评价研究》，卢磊等，兴业证券经济与金融研究院整理

2、多重价值并存，经济性拐点临近

储能的加入可以使得新能源提升为电网友好型的优质电源，同时帮助新能源实现多种价值，包括满足电网硬性要求、平滑出力曲线、提供辅助服务等。

图 14、储能可为新能源实现多重价值

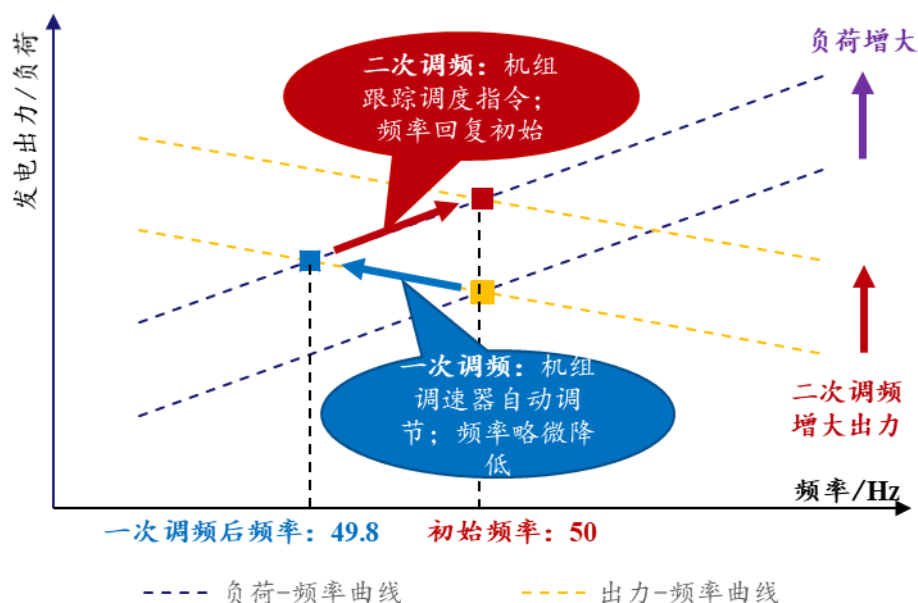


资料来源：国网能源研究院，兴业证券经济与金融研究院整理

2.1 满足电网调频要求，获取优先并网资格

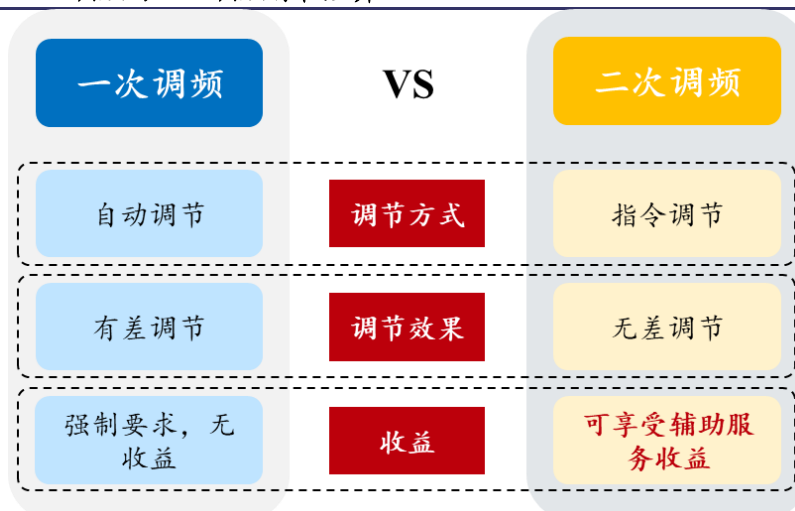
调频是指通过电网频率偏离一定值后，电网中的发电机组通过控制装置调节有功功率的增减限制频率变化的手段。电网中有一次调频和二次调频，一次调频和二次调频为频率波动时的主要调频手段。

图 15、一次调频和二次调频功能可维持电网稳定



资料来源：《新能源参与系统一次调频分析及参数设置》，刘洋等，兴业证券经济与金融研究院整理

图 16、一次调频与二次调频存在差异



资料来源：国网能源研究院，兴业证券经济与金融研究院整理

传统的电网调频往往通过火电机组或水电机组来实现，风电和光伏发电机组不仅本身不具备调节能力，其出力的间歇性还增加了电网的调频负担。随着光伏风电发电比例不断增大，电网的调频需求越来越大。为了缓解调频压力，国内包括山西在内已经有多个省份出台政策，要求新能源（风电场、光伏电站）通过保留有功备用或者配置储能，同时通过快速响应改造实现一次调频功能，只有具备一次调频功能的场站才可并网运行。

2019 年 6 月 28 日，新疆发改委和新疆能监办正式联合发布《关于开展发电侧光伏储能联合运行项目试点的通知》，要求试点范围内 3GW 光伏电站原则上按照不低于光伏电站装机容量 15%，且额定功率下的储能时长不低于 2 小时配置，

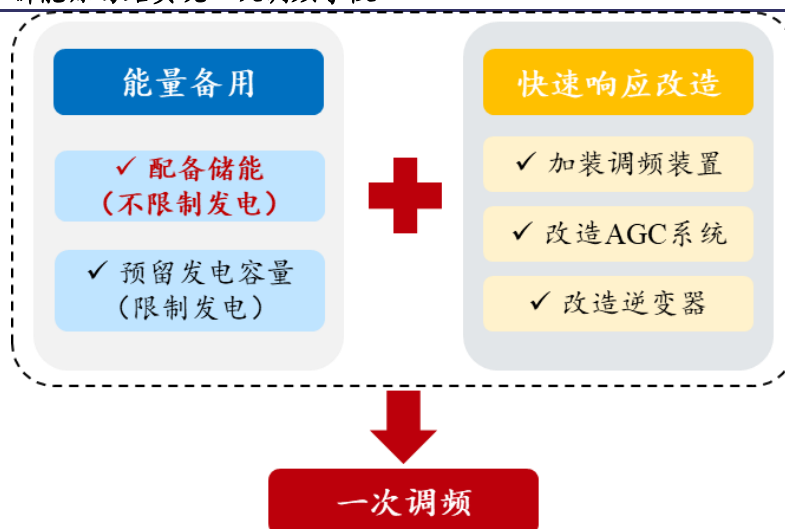
据此推算储能总装机不低于 350MW/700MWh。首批试点共 36 家，后由于投资方对项目经济性疑虑较大，最终改为 5 家，至 2020 年 1 月已投运 3 家，均采用磷酸铁锂电池。2020 年 4 月湖南省电力公司发布《关于做好储能项目站址初选工作的通知》，湖南省境内 28 家企业承诺配套新能源项目总计建设 388.6MW/777.2MWh 储能设备。

● 储能是帮助新能源实现一次调频的最优选择

调频功能要求发电机组具备发电出力的双向调节能力，也就是具备能量备用功能，如采用预留发电容量方式，对新能源机组则意味着永久性不能满发。这对于新能源机组来说无疑会造成大量的发电量浪费，导致经济性下降。

采用配置储能方案，系统响应速度更快。在接收到调频指令后，储能装置快速响应，达到稳定的技术指标；等风电光伏出力逐步跟上后，逐渐减少储能出力。通过灵活的充放电方案，无需限制发电。即使在发电峰值，也具备提升出力的能力。

图 17、新能源场站实现一次调频手段



资料来源：国网能源研究院，兴业证券经济与金融研究院整理

为保证储能的高效利用，优化储能配置，可以将储能设备按容量分为大容量储能和小容量储能两部分。在电网频率频繁波动的区域，频繁动作小容量储能装置；在小储能不能满足要求时，再用大容量储能补充。这样可以最大程度减少全部储能装置的动作次数，实现储能装置的经济利用。

2.2 通过减少弃电率，提供辅助服务获取经济收益

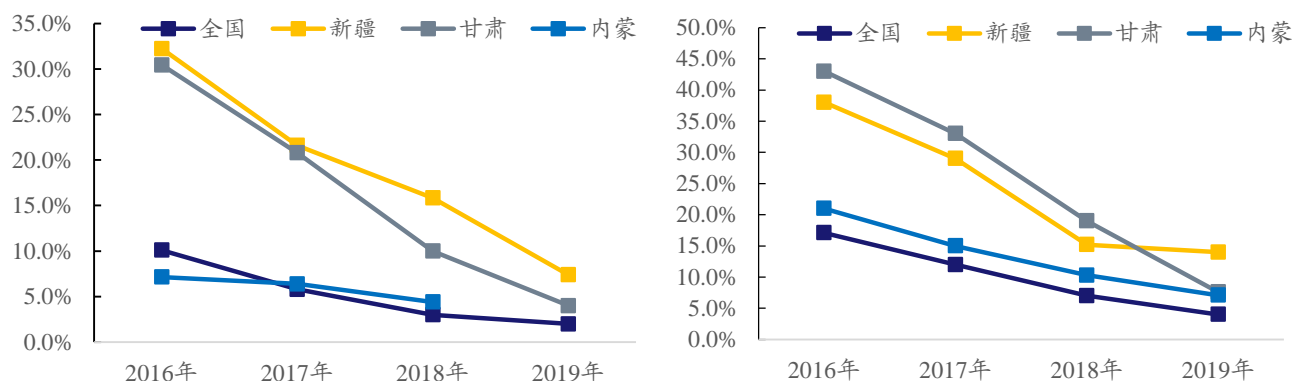
伴随着风光电高比例接入，消纳不畅导致的弃风、弃光问题愈发突出。虽然近年来全国整体弃风、弃光现象得到改善，但局部地区仍弃电严重，如新疆、甘肃、内蒙等地，仍存在弃电超过 5% 的情况。随着新能源渗透率持续提升，弃电风险将持续存在。

图 18、2016-2019 年全国及部分地区光伏弃电率

图 19、2016-2019 年全国及部分地区风电弃电率

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

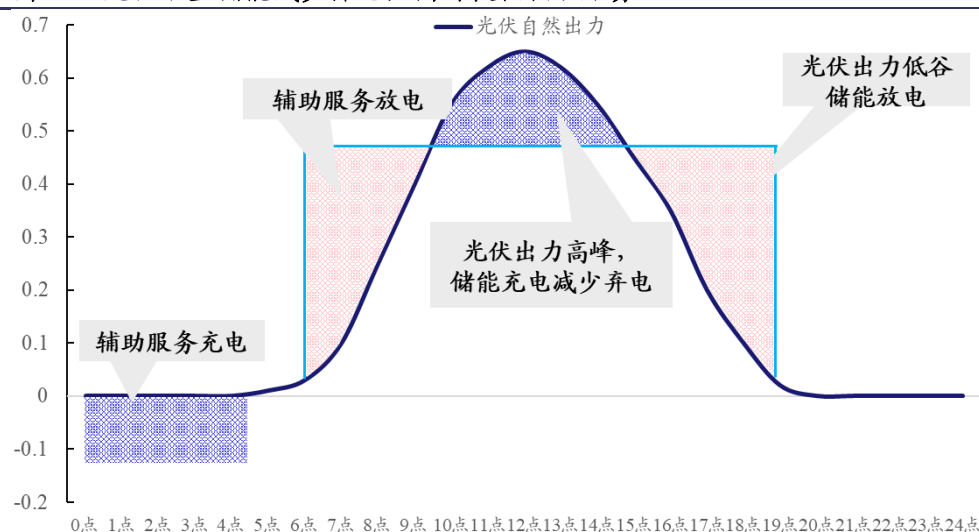
行业点评报告



资料来源：能源局、中电联，兴业证券经济与金融研究院整理

配置储能系统以后，通过制定合理的充放电策略可以有效避免弃电。以风电为例，在凌晨期间，风电出力往往会超过负荷，此时电网会发出限电指令，无储能时只能弃电，配置储能以后则可以在这期间给储能系统充电，在白天非限电期间储能放电，避免了弃电损失。同时储能还可以提供调峰、调频等辅助服务获取收益，目前新疆等地区已经出台了新能源储能参与调峰政策，度电收益达 0.55 元/kWh。

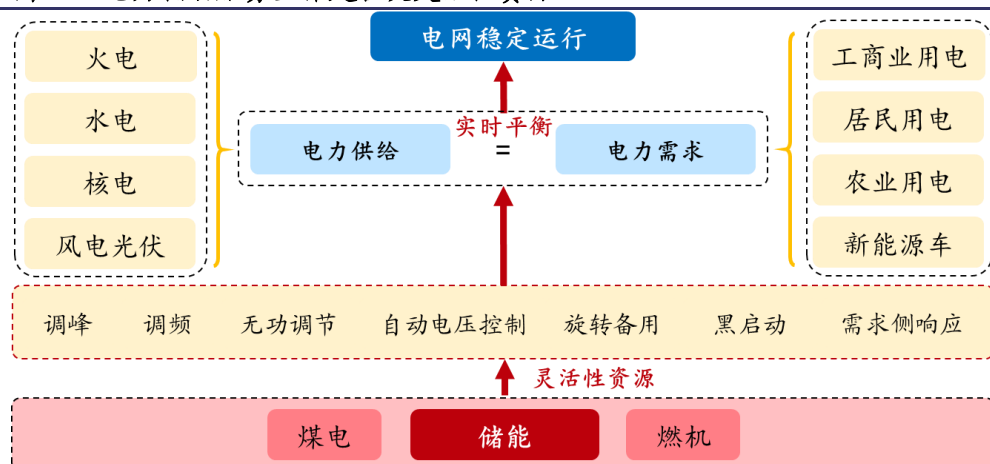
图 20、光伏配置储能减少弃电，同时提供辅助服务



资料来源：国网能源研究院，兴业证券经济与金融研究院整理

辅助服务的本质是通过调节电网中电力的供需关系维持系统的平衡，具体为维护电力系统安全稳定运行所需的服务，广义概念包括基本服务和有偿服务，一般均指有偿服务，具体包括：调峰、AGC 调频、无功调节、自动电压控制、旋转备用、黑启动等。目前调频、调峰辅助服务已经建立较为完善的市场机制。

图 21、电力辅助服务主体是各类灵活性资源



资料来源：国家能源局，兴业证券经济与金融研究院整理

2.3 新能源配置储能的经济性分析

● 2.3.1 储能度电收益应根据不同场景分别分析

储能系统本身不生产电力，只能通过“电力时移”创造价值，其度电收益完全取决于所在的应用场景，因此我们有必要根据其不同的应用场景分别测算度电收益。

- 储能减少弃电的度电收益可认为等于新能源上网电价。
- 储能提供调峰辅助服务收益为调峰辅助服务度电单价，一般也以“元/kWh”计算，如新疆公布储能调峰度电收益为 0.55 元/kWh。
- 储能提供调频辅助服务的度电收益较为复杂，因为调频辅助服务一般以调节里程作为计量单位且计算方式较为复杂，因此我们有必要进行折算。

调频服务度电收益的详细测算，目前大多数地区采用如下计算方法：

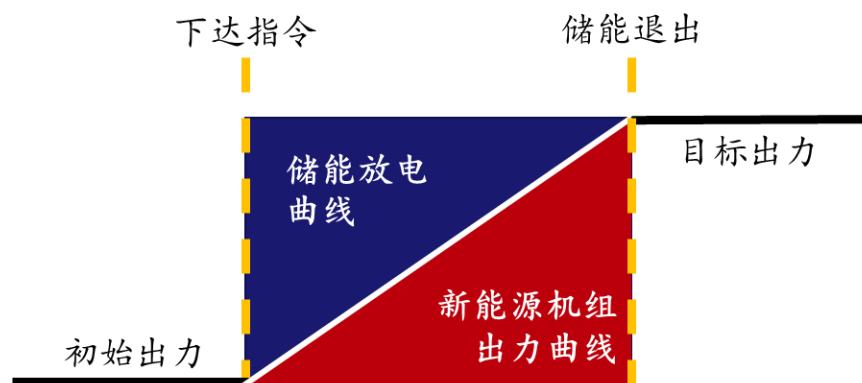
调频收益 = 调节里程（MW）× 性能指标 K_p × 里程单价（元）

性能指标 K_p = 响应时间指标 K_1 + 响应精度指标 K_2 + 调节速率指标 K_3

广东及福建地区还引入了容量补偿，容量补偿主要是指根据机组调节能力确定的固定收益。

我们对上述补偿标准进行归一化处理，建立服务全过程模型：假设某 100MW 机组配置 15MW/30MWh 储能，某时刻下达调频指令“+9MW”，假设储能系统基本实时响应，新能源机组有一定滞后，整个调频过程持续 2 分钟，此过程中储能系统逐步减少放电功率，机组逐步增加功率。

图 22、储能联合新能源发电机组调频动作过程



资料来源：国网能源研究院，兴业证券经济与金融研究院整理

以山西市场为例，将辅助服务单价折算为度电收益。

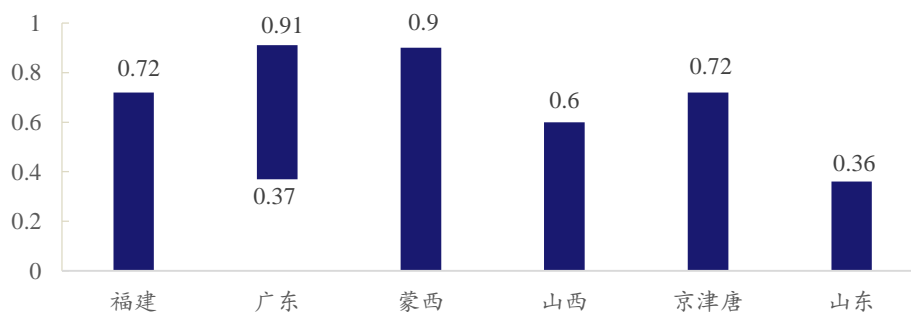
表 4、调频辅助服务补偿细则

输入条件	数值	计算结果	数值
发电容量	100MW	调节收益	$9 \times 10 = 90$ 元
储能容量	15MW/30MWh	调节耗能	$9\text{MW} \times 2/2/60 = 150\text{kWh}$
调节指令	+9MW		
响应时间	2min	度电收益	$= 90/150 = 0.6$ 元/kWh
单价	10元/MW		

资料来源：各省能源局，兴业证券经济与金融研究院测算

经测算，调频收入较高的如广东、蒙西地区，可达 0.9 元/kWh。

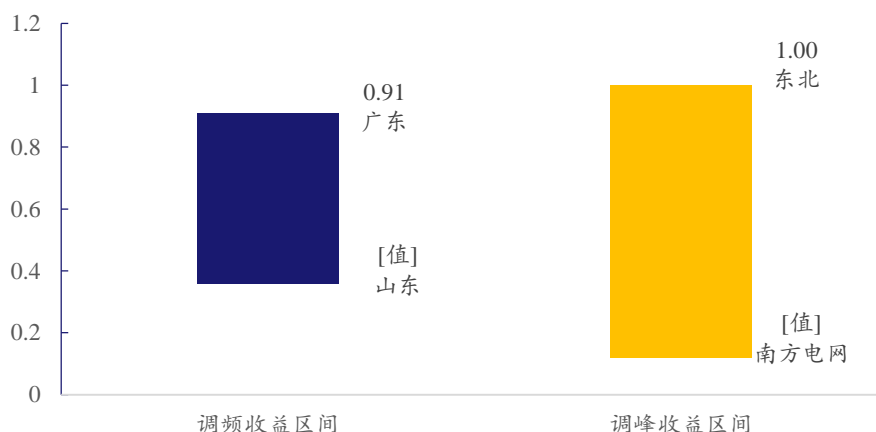
图 23、我国典型地区调频收益区间（元/kWh）



资料来源：各省能源局，兴业证券经济与金融研究院整理

我国不同地区的调峰、调频服务价格差别较大，主要与各电网所在区域的灵活性资源稀缺程度有关，东北地区由于风电较多且火电机组调峰能力较差，调峰单价最高（1 元/kWh），广东区域由于电网波动性大，所以调频单价最高（0.91 元/kWh）。

图 24、我国不同地区的辅助服务上限价格区间（元/kWh）



资料来源：各省能源局，兴业证券经济与金融研究院整理

● 2.3.2 三种应用场景及其假设

我们考虑典型的地面光伏电站是否配置储能，以及是否能够获取辅助服务收益，假设了三种应用场景，以测算配置储能的经济性，三种场景分别为：**无储能、有储能（减少弃电）、有储能（减少弃电同时提供辅助服务）**。

场景 1：100MW 光伏电站，无储能，弃电率 5%。

场景 2：100MW 光伏电站，配置储能（15MW/30MWh），弃电率降为 0，不参与辅助服务，储能每日一充一放。

场景 3：100MW 光伏电站，配置储能（15MW/30MWh），弃电率降为 0，参与辅助服务，储能每日两充两放，辅助服务度电收益为 0.55 元/kWh（按新疆政策）。

表 5、某 100MW 光伏电站三种测算场景度电模型假设

核心假设	场景一	场景二	场景三
储能配置	无储能	有储能 无辅助服务	有储能 有辅助服务
新能源电站容量（MW）		100	
新能源系统成本（元/W）		3.8	
储能容量（MW/MWh）	/	15/30	15/30
储能成本（元/Wh）	/	2	2
整体初始成本（元/W）	3.8	4.4	4.4
理论利用小时		1450	
弃电率	5%	0	0
每日充放次数	/	1	2
调峰充放电深度	/	90%	90%
储能循环寿命（次）	/	5500	5500
储能寿命（年）	/	15	10
发电收益（元/kWh）	0.33	0.33	0.33
辅助服务收益（元/kWh）	/	/	0.55

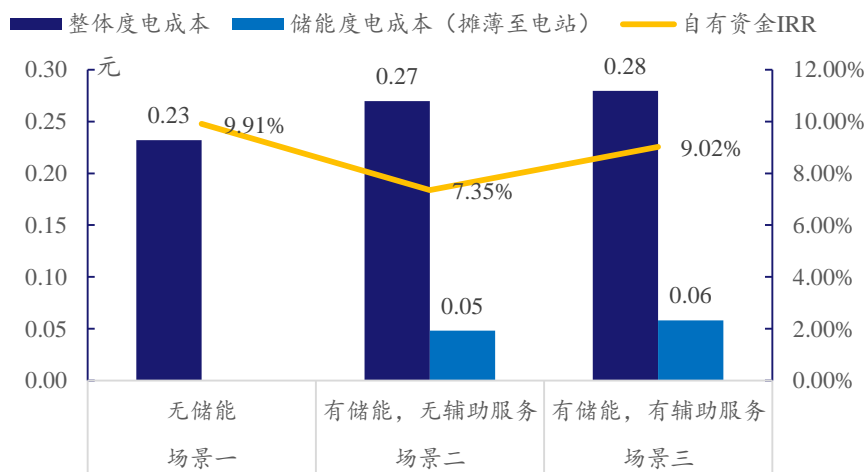
资料来源：新疆发改委，阳光电源，兴业证券经济与金融研究院测算

2.3.3 项目 IRR 测算

经测算,按 30% 自有资金考虑,三种场景下自有资金 IRR 分别为 9.91%、7.35%、9.02%, 度电成本分为 0.23、0.27、0.28 元/kWh。

场景 2 配置储能后尽管可以降低弃电,但不足以覆盖储能成本,收益率有较大下滑,场景 3 配置储能可以在降低弃电同时获取辅助服务收益,收益率小幅下降,但仍能维持在 8% 以上。

图 25、100MW 光伏电站的三种场景成本及自有资金 IRR 比较



资料来源: CNESA, 兴业证券经济与金融研究院测算

表 6、场景 1 (100MW 光伏电站无储能) 项目 IRR 计算模型

类别	建设期	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年
收入	年发电量/MWh	136373	135684	134995	121220	120531	119843
	电费收入/百万元	39.83	39.62	39.42	37.70	37.49	37.27
成本	初投资/百万元	(380.00)					
	年折旧/百万元	19.00	19.00	19.00	0.00	0.00	0.00
	运维费用/百万元	1.36	1.36	1.35	1.21	1.21	1.20
	维修费用/百万元	0.20	0.20	0.20	0.19	0.19	0.19
	管理费用/百万元	1.38	1.40	1.42	1.93	1.96	1.99
	人工费用/百万元	0.06	0.06	0.06	0.09	0.09	0.10
自有资金现金流	净现金流量/百万元	(114.00)	0.84	0.60	0.36	25.71	25.53
	累计净现金流量/百万元		(113.16)	(112.55)	(112.19)	338.74	364.27
	自有资金 IRR	9.91%						

资料来源: 新疆发改委, 阳光电源, 兴业证券经济与金融研究院测算

表 7、场景 2 (100MW 光伏电站有储能, 无辅助服务) 项目 IRR 计算模型

类别	建设期	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年
收入	年发电量/MWh	143550	142825	142100	127600	126875	126150
	电费收入/百万元	41.92	41.71	41.50	39.69	39.46	39.23
成本	初投资/百万元	(440.00)					
	年折旧/百万元	23.00	23.00	23.00	4.00	4.00	4.00
	运维费用/百万元	1.44	1.43	1.42	1.28	1.27	1.26
	维修费用/百万元	0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20
	管理费用/百万元	1.59	1.67	1.70	2.28	2.31	2.35

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

	人工费用/百万元		0.09	0.09	0.09	0.14	0.14	0.14
自有资金现金流	净现金流量/百万元	(132.00)	(3.61)	(3.92)	(4.18)	21.42	27.65	27.46
	累计净现金流量/百万元		(135.61)	(139.53)	(143.71)	255.76	283.41	310.87
	自有资金 IRR		7.35%						

资料来源：新疆发改委，阳光电源，兴业证券经济与金融研究院测算

表 8、场景 3（100MW 光伏电站有储能，有辅助服务）项目 IRR 计算模型

类别		建设期	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年
收入	年发电量/MWh		143550	142825	142100	127600	126875	126150
	电费收入/百万元		41.92	41.71	41.50	39.69	39.46	39.23
	辅助服务收入/百万元		5.42	5.42	5.42		5.42	5.42	5.42
成本	初投资/百万元	(440.00)						
	年折旧/百万元		25.00	25.00	25.00	6.00	6.00	6.00
	运维费用/百万元		1.44	1.43	1.42	1.28	1.27	1.26
	维修费用/百万元		0.21	0.21	0.21	0.20	0.20	0.20
	管理费用/百万元		1.59	1.67	1.70	2.28	2.31	2.35
	人工费用/百万元		0.09	0.09	0.09	0.14	0.14	0.14
自有资金现金流	净现金流量/百万元	(132.00)	1.81	1.50	1.24	23.04	22.74	22.44
	累计净现金流量/百万元		(130.19)	3.31	2.74	46.37	45.78	45.19
	自有资金 IRR	9.02%							

资料来源：新疆发改委，阳光电源，兴业证券经济与金融研究院测算

● 2.3.4 经济性敏感性分析

储能成本、配备储能后的发电增益和辅助服务价格是影响储能经济性的 3 个重要因素。

对于场景 2（有储能，无辅助服务），在其他参数不变的条件下，改变储能成本和配备储能后的发电增益。若配置储能能够减少 10% 的弃电量，在储能成本为 2 元/Wh 时，配置储能可以使自有资金 IRR 提升 1.89%，达到 8.30%；当储能成本为 1 元/Wh 时，配置储能可以使自有资金 IRR 提升 2.26%，达到 9.68%。

表 9、场景 2 储能成本和发电增益均影响自有资金 IRR

自有资金 IRR		储能系统成本（元/Wh）				
参数		1	1.5	2	2.5	3
发电增益	0.0%	7.62%	6.99%	6.41%	5.87%	5.37%
	2.5%	8.13%	7.48%	6.88%	6.33%	5.81%
	5.0%	8.64%	7.97%	7.35%	6.78%	6.24%
	7.5%	9.16%	8.46%	7.82%	7.23%	6.68%
	10.0%	9.68%	8.96%	8.30%	7.69%	7.12%
电站成本（元/W）	3.00	13.52%	12.38%	11.37%	10.46%	9.63%
	3.40	10.75%	9.90%	9.12%	8.41%	7.75%
	3.80	8.64%	7.97%	7.35%	6.78%	6.24%
	4.20	6.97%	6.43%	5.92%	5.44%	5.00%
	4.60	5.61%	5.16%	4.73%	4.33%	3.95%

资料来源：兴业证券经济与金融研究院测算

注：红色框内为现状实际参数所处区域

若改变储能成本和电站成本，当电站成本降到 3 元/W，储能成本下降到 2 元/Wh 后，每降低 0.5 元/Wh，自有资金 IRR 都将提升 1% 以上，且随着储能成本的

降低，提升速率增加。

随着新能源场站建设成本和储能成本不断下探，对于弃电率较高的新能源场站，配备储能的经济性已经显露。

对于场景 3（有储能，有辅助服务），在其他参数不变的条件下，改变储能成本和辅助服务价格。发现当储能成本和辅助服务价格在当前水平（分别对应 2 元/Wh 和 0.55 元/kWh 时），辅助服务价格每增加 0.1 元/kWh，自有资金 IRR 约提高 0.47%。随着储能成本的下降，辅助服务价格的升高对资本金 IRR 的放大作用更为显著，当储能成本为 1 元/Wh 时，辅助服务价格每增加 0.1 元，自有资金 IRR 将提高约 0.5%。

若考虑电站成本和储能成本，当电站建设成本低于 3.40 元/W 时，只要储能成本低于 3 元/Wh，自有资金 IRR 都将超过 8%。与场景 2 相同，储能成本越低，自有资金 IRR 的提升速率越快，储能成本下降到 2 元/Wh 后，每降低 0.5 元/Wh，自有资金 IRR 都将提升 1.2% 以上。

表 10、场景 3 储能成本和辅助服务价格均影响自有资金 IRR

自有资金 IRR		储能系统成本（元/Wh）				
参数		1	1.5	2	2.5	3
辅助服务 价格 (元/kWh)	0.15	8.50%	7.80%	7.16%	6.56%	6.00%
	0.35	9.52%	8.77%	8.09%	7.46%	6.87%
	0.55	10.54%	9.75%	9.02%	8.35%	7.73%
	0.75	11.56%	10.73%	9.96%	9.25%	8.60%
	0.95	12.61%	11.72%	10.90%	10.16%	9.47%
电站成本（元/W）	3.00	16.41%	15.03%	13.80%	12.70%	11.71%
	3.40	13.05%	12.02%	11.10%	10.26%	9.49%
	3.80	10.54%	9.75%	9.02%	8.35%	7.73%
	4.20	8.58%	7.95%	7.36%	6.81%	6.30%
	4.60	7.01%	6.49%	6.00%	5.54%	5.10%

资料来源：兴业证券经济与金融研究院测算

注：红色框内为现状实际参数所处区域

对比场景 2 和场景 3，随着储能成本和电站成本的降低，储能系统提供辅助服务带来的自有资金 IRR 的增幅越来越大。储能系统参与辅助服务市场带来的经济效益将随着储能成本和电站成本的下降更加显著。

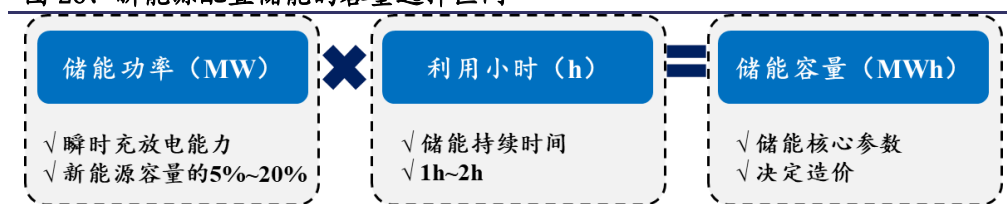
3、新能源侧储能有望开启快速增长之路

● 新能源配置储能的容量配比如何确定？

储能的核心参数主要包括功率（MW）和容量（MWh），容量为功率与利用小时的乘积，因此储能利用小时和功率共同决定了容量。如储能容量选择偏小，则可能无法满足新能源平滑曲线、电网调峰调频的需求，如容量偏大，则可能造成储能利用率低，造成无效投资。

从已投运工程及各地关于储能的政策要求来看，储能功率一般为新能源装机的 5%~20% 左右，储能持续时间大多为 2 小时，少数为 1 小时。

图 26、新能源配置储能的容量选择区间



资料来源：各省能源局，兴业证券经济与金融研究院整理

2019年6月28日，新疆发改委和新疆能监办正式联合发布《关于开展发电侧光伏储能联合运行项目试点的通知》，要求试点范围内3GW光伏电站原则上按照不低于光伏电站装机容量15%，且额定功率下的储能时长不低于2小时配置，据此推算储能总装机不低于350MW/700MWh，共5个试点，至2020年6月已投运4家，均采用磷酸铁锂电池。

2020年4月湖南省电力公司发布《关于做好储能项目站址初选工作的通知》，湖南省境内28家企业承诺配套新能源项目总计建设388.6MW/777.2MWh储能设备，储能功率为新能源装机的15%，储能时长2小时。

表 11、新疆首批光伏储能联合运行试点项目清单

序号	项目名称	投运时间	光伏装机	储能装机	储能形式
1	中广核英吉沙光伏发电储能项目	2019年12月	20MW	3MW/6MWh	磷酸铁锂电池
2	中电投新疆能源化工集团阿克苏有限公司储能项目	2020年1月	60MW	16.5MW/33MWh	磷酸铁锂电池
3	新疆新华圣树光伏电站储能项目	2020年1月	180MW	40MW/80MWh	磷酸铁锂电池
4	阿瓦提粤水电能源有限公司储能项目	拟投运	/	7.5MW/15MWh	/
5	中电投新疆能源化工集团和田有限公司洛浦光伏电站储能项目	2020年6月	60MW	10MW/20MWh	磷酸铁锂电池

资料来源：新疆发改委，兴业证券经济与金融研究院整理

在此之前国内其他地区也已有一些风光储能项目陆续投运。

表 12、国内部分其他已投运风、光储能项目

序号	项目名称	投运时间	新能源装机	储能装机	储能形式
1	河北张家口国家风光储输示范工程(一期)	2011年底	100MW 风电 40MW 光伏	20MW/83.5MWh	磷酸铁锂、液流、钛酸锂、阀控铅酸
2	河北张家口国家风光储输示范工程(二期)	2015年10月	400MW 风电 60MW 光伏	20MW/95MWh	磷酸铁锂、液流、钛酸锂、阀控铅酸
3	辽宁卧牛石风电场液流电池储能示范电站	2013年2月	49.5MW 风电	5MW/10MWh	液流电池
4	甘肃酒泉“电网友好型新能源发电”示范	2015年7月	96MW 风电	1MW/1MWh	磷酸铁锂、超级电容
5	新疆格尔木时代新能源光储电站	2016年6月	50MW 光伏	15MW/18MWh	磷酸铁锂
6	吉林风-储-蓄热示范电站	2018年10月	200MW 风电	30MW 蓄热 1MW/0.5MWh	蓄热电锅炉 磷酸铁锂
7	青海共和光伏发电储能项目	2018年6月	20MW 光伏	16MW/64MWh	磷酸铁锂、三元、液流
8	青海鲁能集团海西州多能互补集成优化示范工程	2019年10月	200MW 光伏 400MW 风电	50MW/100MWh	磷酸铁锂
9	河北全钒液流电池储能示范项目	尚未并网	200MW 风电 200MW 光伏	5MW/20MWh	液流

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

10	内蒙二连浩特可再生能源微电网	2020 年上半年 开工	280MW 风电 90MW 光伏	30MW
----	----------------	-----------------	---------------------	------

资料来源：各地能源局等，兴业证券经济与金融研究院整理

接下来我们预测 2024 年新能源配置储能的需求空间，需要注意的是，并不是所有的新能源电站都一定要配置储能系统，比较适合配置储能的场景包括弃风弃光率较高的地区，以及电网要求的以配置储能作为并网前置条件的大型电站项目。另一个趋势是在新能源汇集后集中配置储能，目前业内已经提出在风电、光伏汇集并网点设置集中储能装置，以最大程度提高储能系统的利用率。综上我们预计储能渗透率将会逐步提高，但并不会达到 100%，最终渗透率取决于灵活性资源的发展及电网优化调度能力。

核心假设：

- ✓ 风电、光伏的年均增长率分别为 15%、20%。
- ✓ 储能系统功率为新能源容量的 15%，储能时长 2 小时。
- ✓ 保守、中性、乐观三种场景下的储能渗透率分别为 10%、20%、30%

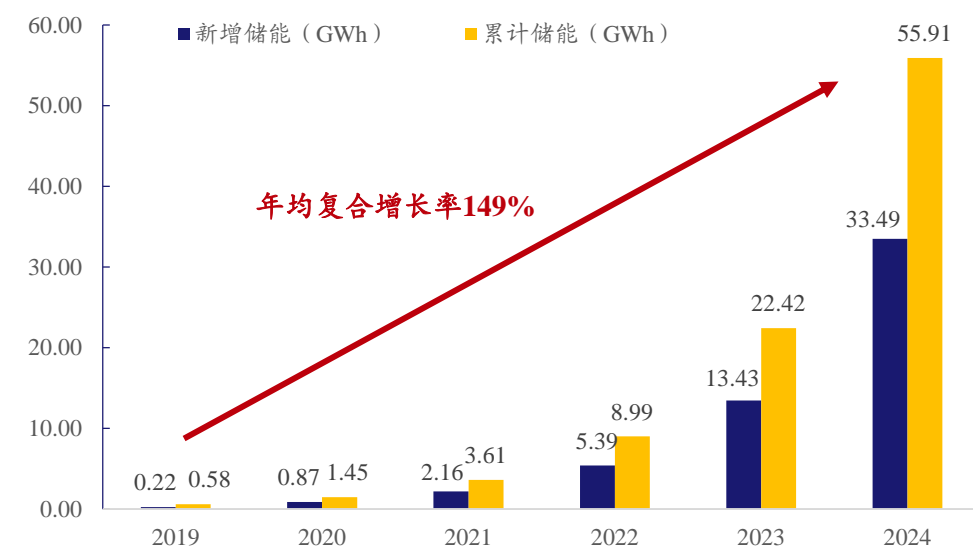
预测 2024 年空间：中性情景下储能累计空间可达 27.95GW/55.91GWh，年均复合增长率 149%，预计 2020 年新增装机 0.87GWh，但在 2024 年有望实现年度新增 33.49GWh。

表 13、三种场景下的 2024 年新能源储能空间预测

情景	储能配置	储能渗透率	2024 年储能累计装机
保守	15%，2 小时	10%	13.98GW/27.95GWh
中性		20%	27.95GW/55.91GWh
乐观		30%	41.93GW/83.86GWh

资料来源：CNESA，兴业证券经济与金融研究院整理

图 27、中性预测场景下新能源侧储能年均复合增长率有望达 149%



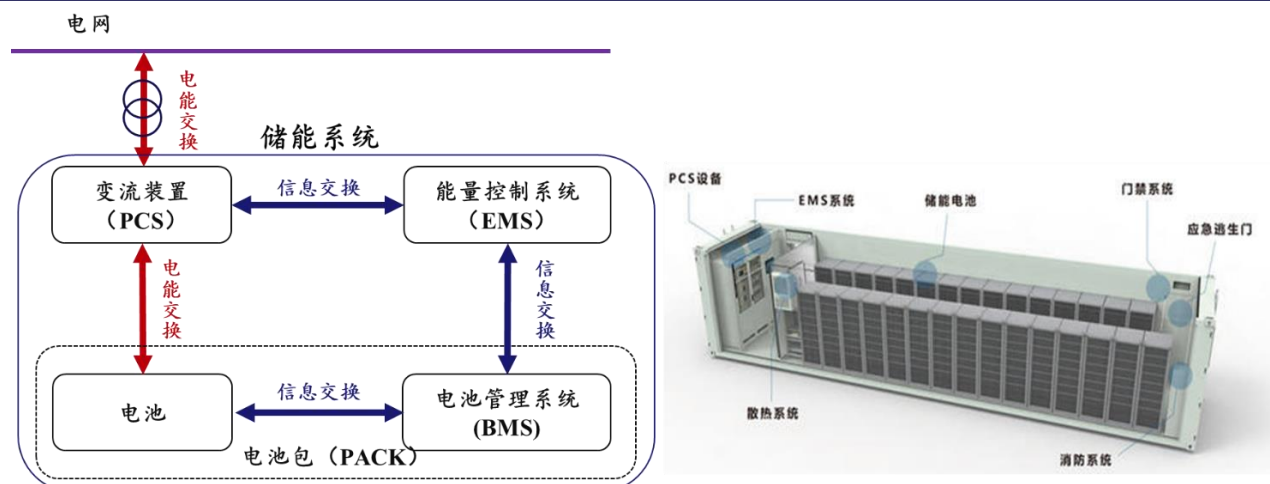
资料来源：CNESA，兴业证券经济与金融研究院测算

4、储能产业链解析：电池为核、系统集成能力是长期竞争力

4.1 储能系统是以电池为核心的综合能源控制系统

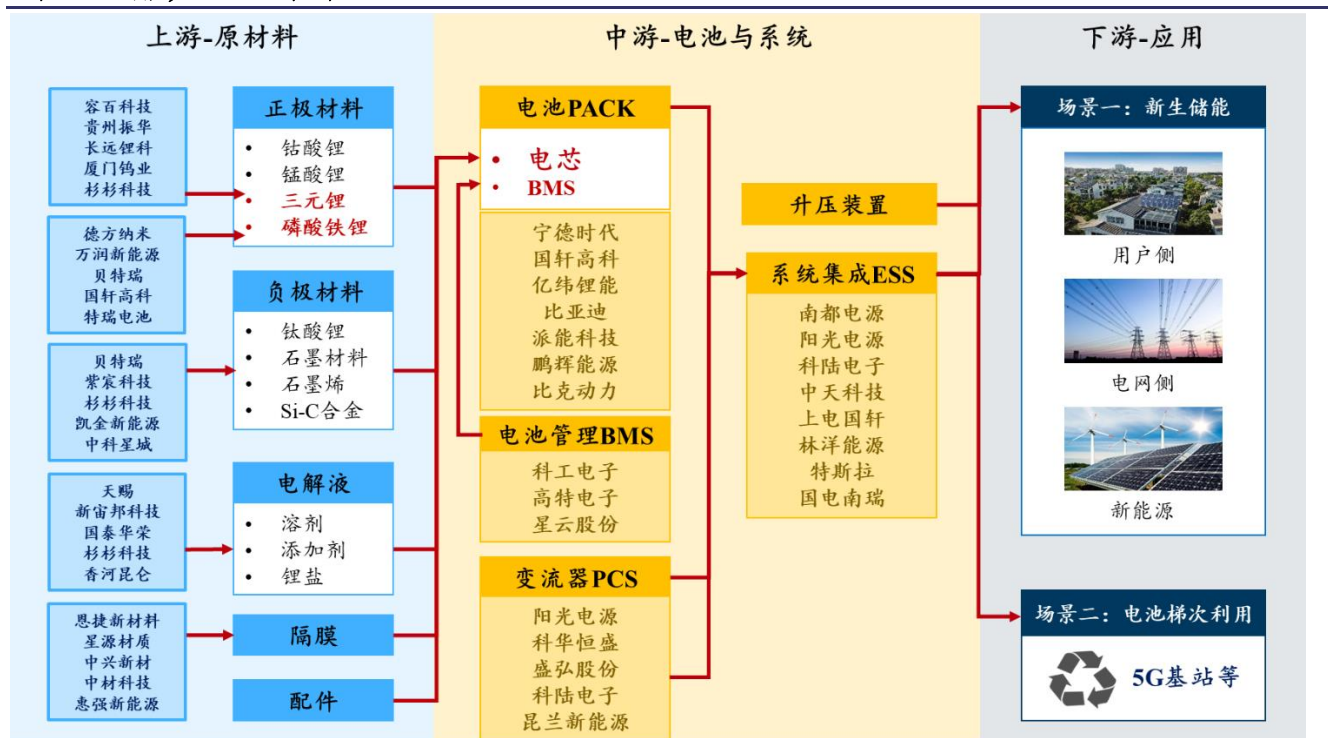
电化学储能系统以电池（PACK）为核心，一般以集装箱的形式布置。大型电站一般还需配套升压装置及附属的生产控制楼，升压装置用来与电网相连，附属楼用来供生产检修设备及人员工作。

图 28、储能系统包括电芯、BMS、PCS 等多个部分，一般采用集装箱布置



资料来源：一元电气、兴业证券经济与金融研究院整理

图 29、储能产业链全景图

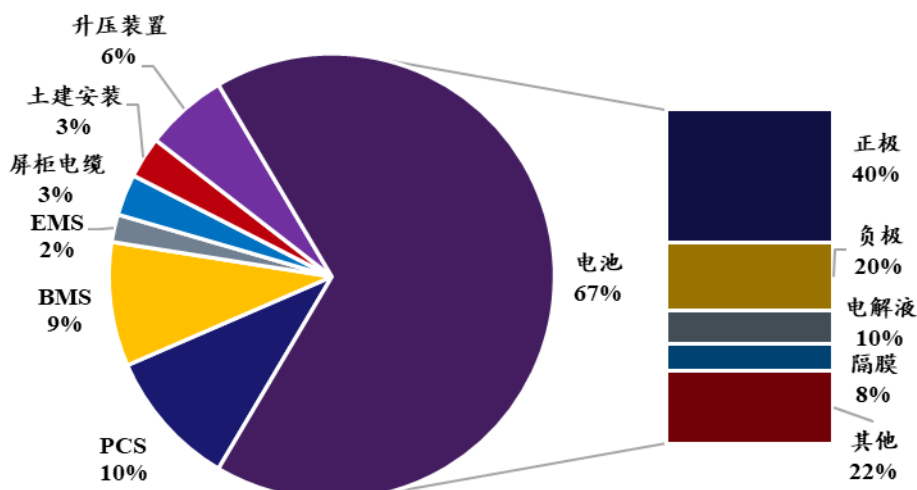


资料来源：储能 100 人、兴业证券经济与金融研究院整理

4.2 电池、变流系统（PCS）及 BMS 占据产业链主要利润

储能系统成本以电池为主，主要包括电池、变流系统（PCS）、电池管理系统（BMS）等。其中电池成本占比约为 67%，对储能电站成本影响最大，其次为变流系统及 BMS，分别占据成本的 10%、9% 左右。

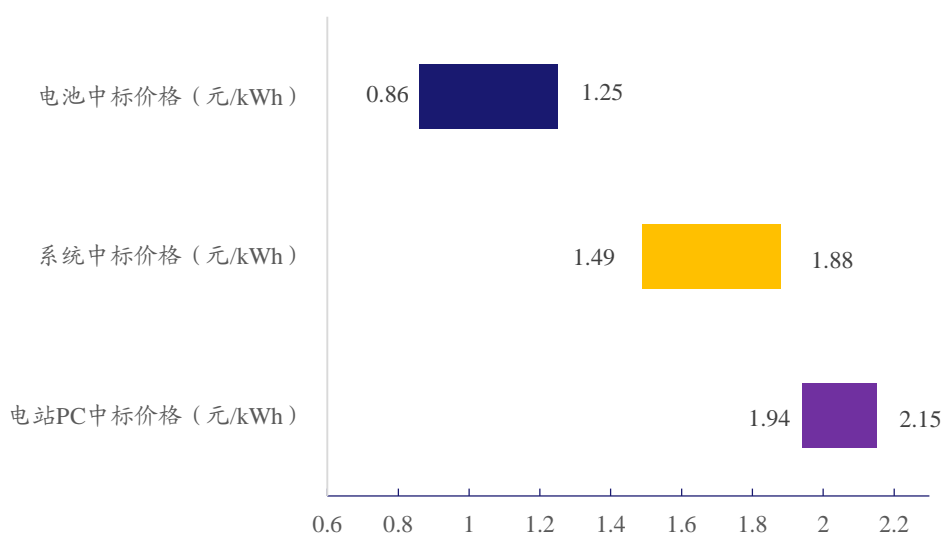
图 30、电化学储能系统主要由电池、PCS 成本构成



资料来源：高工锂电、科工电子，兴业证券经济与金融研究院整理

国内的储能项目招标方式比较多样，标段颗粒度由细到粗可分为电池招标、储能系统招标、储能电站 PC（采购加施工）招标。从近期招标结果来看，电池的中标价最低为 0.86 元/kWh，储能系统最低 1.49 元/kWh，储能电站采购及施工中标价最为为 1.94 元/kWh。

图 31、近期中标项目的电池最低价已下探至 0.86 元/kWh



资料来源：北极星储能网，兴业证券经济与金融研究院整理

● 产业链利润分配情况

假设储能系统造价为 2 元/Wh，系统集成份额按照电池 PACK、BMS、逆变器、EMS、屏柜电缆、土建安装份额之和考虑。

表 14、电池在储能产业链中获取大部分利润

公司	电池 PACK	PCS (逆变器)	BMS	系统集成
每 GWh 对应价值量 (亿元)	13.4	2	1.8	17.8
典型公司毛利率	37.87%	36.51%	46.67%	4.89%
典型公司净利润 (亿元/GWh)	2.65	0.39	0.19	不盈利
技术壁垒	高	一般	较高	行业初期，专业化程度低
核心指标	循环寿命 成本控制 安全性	转换效率	SOC 管理 均衡控制 热管理	系统优化 运行策略 成本控制

资料来源：wind、公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

注：储能 BMS 盈利水平参考了动力电池 BMS 供应商科列技术 2018 年财务指标。

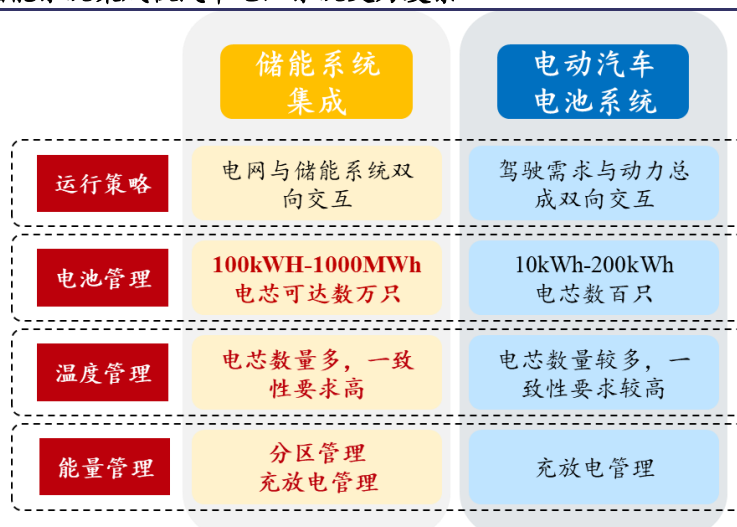
可以看到储能电池是现阶段的产业链利润分配最大份额所在，每 GWh 储能系统中，电池可贡献利润约 2.65 亿元。

储能逆变器现阶段仍有较高的利润水平，每 GWh 储能系统贡献利润约 0.39 亿元。其核心技术——交直流转换技术与光伏逆变器同源，现阶段已较为成熟。

电池管理系统（BMS）为产业链中的细分行业，但其技术壁垒较高，BMS 的好坏直接决定了电芯的充放电效果及寿命，现阶段仍需投入大量的研发成本，因而 BMS 虽然毛利率较高，但研发成本吞噬了大量利润，现阶段净利率水平并不高，后续行业龙头有望实现高额回报率。

单独的系统集成业务在 2019 年处于微亏状态，主要原因是行业初期系统集成的专业化水平较低，且系统集成商位于产业链中下游，在储能发展初期，商业模式不够清晰的情况下，承担着较大风险。

图 32、储能系统集成较汽车电池系统更为复杂



资料来源：公开资料，兴业证券经济与金融研究院整理

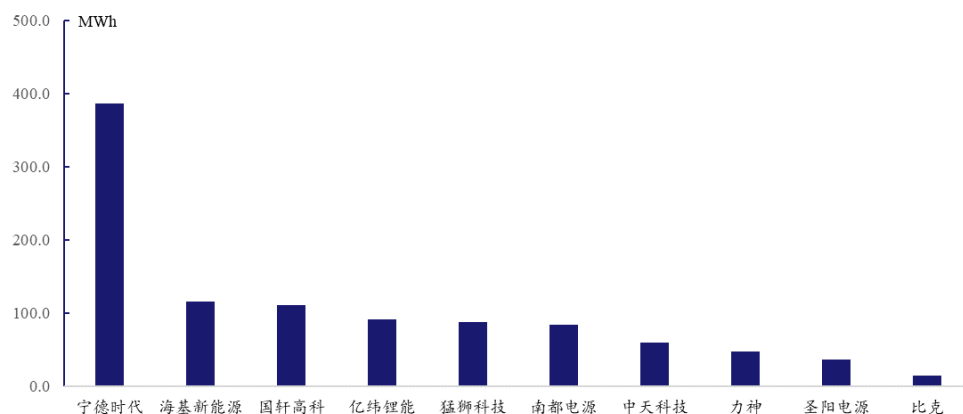
请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

但是我们认为储能系统集成较电动汽车电池系统复杂度更甚，涉及电池管理、能量管理、热管理、运行策略等多方面因素，且大容量储能装置的电芯数量高达数万个，是电动汽车的上百倍，储能的系统集成将极大程度影响项目的成本及收益水平。因此长远来看，优秀的系统集成商亦可凭借其技术壁垒获取利润。

4.3 行业格局轮廓初现，宁德时代领衔

根据中关村储能协会（CNESA）统计，国内 2019 年储能技术供应商（主要为电池）排名中宁德时代名列第一，出货量约 386MWh。

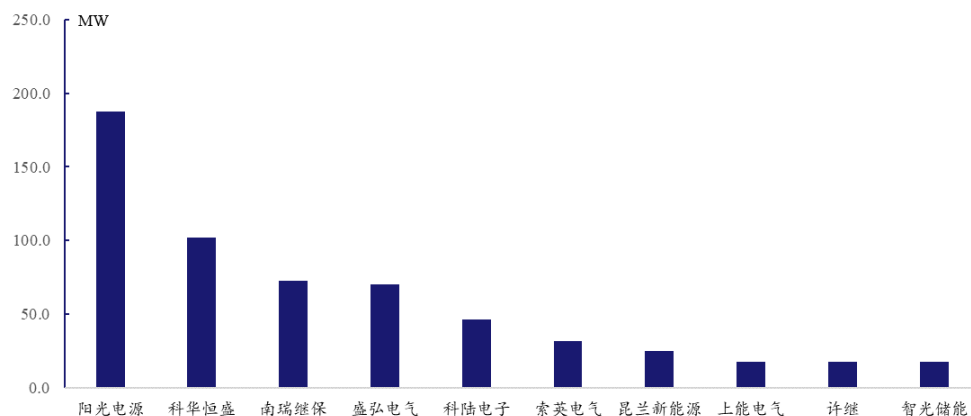
图 33、2019 年储能技术供应商宁德时代出货约 386MWh



资料来源：CNESA，兴业证券经济与金融研究院整理

国内 2019 年储能逆变器市场排名中阳光电源名列第一，出货量约 188MW。

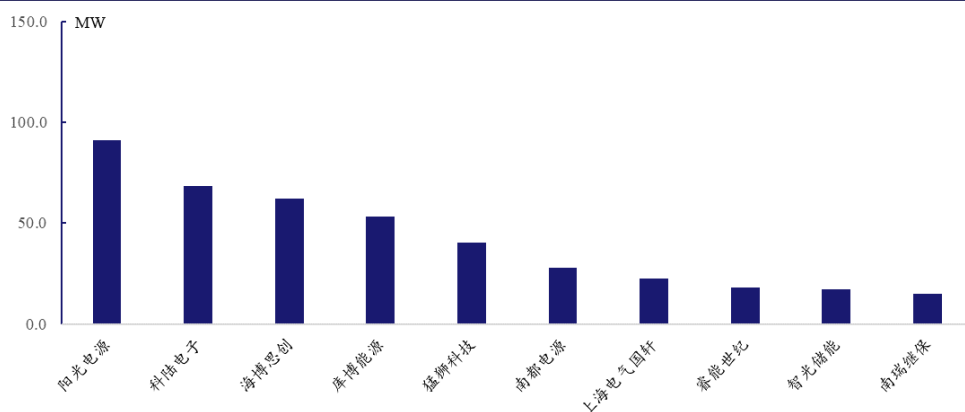
图 34、2019 年储能逆变器市场阳光电源出货约 188MW



资料来源：CNESA，兴业证券经济与金融研究院整理

国内 2019 年系统集成商市场排名中阳光电源名列第一，出货量约 91MW。

图 35、2019 年系统集成商阳光电源出货约 91.2MW



资料来源：CNESA，兴业证券经济与金融研究院整理

5、投资建议

配备储能正逐步成为各省新能源并网的前置条件，随着新能源渗透率的逐步提升，只有配置储能才能解决新能源与生俱来的波动性及不可预测性，从而突破消纳限制，因此，**配置储能将成为新能源从辅助电源到主力电源的必经之路。**

我们推荐在储能产业链占据核心地位的电池龙头企业**宁德时代**，逆变器及系统集成供应商**阳光电源**，建议关注早期布局储能方向并已有较多工程业绩的**林洋能源**。

表 15、储能产业链各环节行业现状

环节	典型毛利率	当前行业现状	未来行业格局
电池	37.87%	行业格局尚不清晰，普遍沿用动力电池产线，但电池是目前产业链利润最集中的环节	随着商业模式成熟，很快将出现清晰格局，与动力电池形成差异化路线，是储能产品差异化的决定力量
逆变器	36.51%	与光伏逆变器技术同源，较为成熟	较为稳定
BMS	46.67%	属细分领域，仍在起步阶段	高技术壁垒，专业化公司享受超额收益
系统集成	4.89%	专业化程度较低，盈利能力较差	高度专业化，是储能产品差异化的决定力量

资料来源：wind、公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

注：储能 BMS 盈利水平参考了动力电池 BMS 供应商科列技术 2018 年财务指标。

表 16、新能源侧储能对相关标的公司收入弹性测算

环节	重点公司	2019 年储能业务收入 (亿元)	2019 年收入占比	测算 2024 年新能源侧储能业务收入 (亿元, 假设维持当前市占率)	测算 2024 年新能源侧储能收入相对 2019 年收入弹性
电池	宁德时代	6.10	1.3%	100.28	22%
	国轩高科	1.48	3.0%	28.65	58%
	亿纬锂能	1.22	1.9%	23.68	37%
	鹏辉能源	6.0	19.6%	-	-
逆变器	阳光电源	5.43	4.2%	4.87	4%
	科华恒盛	0.20	0.5%	2.65	7%

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

	上能电气	0.04	0.4%	0.46	5%
系统集成	阳光电源	5.43	4.2%	33.11	25%
	科陆电子	1.09	3.4%	24.77	78%
	林洋能源	-	-	-	-

资料来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：1. 宁德时代、阳光电源、科陆电子 2019 年储能收入引自公司公告，其他公司根据 CNESA 公布市占率推算。

2. 鹏辉能源 2019 年储能业务收入包含了通讯业务收入，公司正在向用户侧和新能源侧扩张。

3. 林洋能源 2019 年末公布单独储能收入，公司正在向储能系统集成领域扩张。

5.1 宁德时代

● 动力电池龙头稳固、储能业务“三级跳”

公司为全球锂电池龙头企业，尤其在动力电池行业，2019 年市占率高达 52%，同比提升 11%。近 3 年来储能业务连续快速增长，2017、2018、2019 年营收分别为 0.16、1.89、6.10 亿元，复合增速高达 617%，毛利率亦逐年攀升，分别达到 12.25%、19.01、37.87%。

● 公司在储能电池产业拥有核心优势

储能电池可共享公司动力电池的技术优势。无论在能量密度、循环寿命、安全性及成本控制方面，储能凭借其后发优势可以直接共享公司动力电池成果。如最近公司开发的 CTP 技术，大幅压缩模块环节，可大幅提高体积能量密度。

资源整合能力强。公司在行业上、下游均占据强势地位，议价能力强，上游方面深度绑定了上汽、一汽、东风等车企，近期又与特斯拉签署了供应协议，海内外客户全面布局，公司产品始终处于供不应求的状态，下游方面在电池主要原材料钴、锂、镍方面均有布局。储能电池与动力电池在电芯原材料方面基本相同，因此储能电池将受益于公司的动力电池资源优势。

公司于 2018 年开始加速布局储能电池业务，设立了储能事业部，2019 年 4 月又与科士达合作设立储能合资公司，目前在海内外均取得了若干储能项目及合同。

2020 年 2 月发布的 200 亿定增公告中，20 亿用于电化学储能前沿技术储备研发，55 亿用于动力及储能电池研发与生产，技术领先优势有望进一步扩大。

表 17、宁德时代全方位布局储能业务并取得众多业绩

时间	事件	主要内容
2011 年	国网张家口风光储示范项目	4 家锂离子储能电池供应商之一，最早完成整体项目安装和调试、唯一具备“黑启动”功能
2018/06	签约福建晋江储能电站示范	分三期建设，一、二、三期建设规模分别为 100MWh、500MWh、1000MWh 锂电池
2018/10	中标鲁能海西州示范工程	建设 50MW/100MWh 储能
2019/03	与美国 Powin 公司签订供货合同	提供 1.85GWh 电芯，主要为磷酸铁锂，用于集成到 PowinEnergy 的最新型号电池储能系统中
2019/04	与科士达合作设立储能公司	合资公司主要以开发、生产及销售储能系统 PCS、特殊储能 PACK、充电桩及“光储充”产品
2020/01	福建晋江储能电站示范一期投运	一期 30MW/108MWh 储能并网，储能专用磷酸铁锂电池，单体循环寿命可达 12,000 次

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

2020/02	公司 200 定向增发	20 亿用于电化学储能前沿技术储备研发, 55 亿用于动力及储能电池研发与生产
2020/03	与国网综能合资成立新疆国网时代储能发展有限公司	出资 3000 万, 与国家电网合作进行储能项目的投资、建设、运营
2020/04	与国网综能合资成立国网时代(福建)储能发展有限公司	出资 4 亿, 电力储能项目开发、建设和运维, 储能研发、集成, 储能调试
2020/04	与科士达合资公司开工	建设 PCS 生产线 2 条, 储能 PACK 生产线 1 条, 充电桩整桩生产线 2 条。首期储能产能 PACK 1GWh
2020/04	与易事特成立合资公司	开发、生产及销售储能 Pack 产品及相关配套服务。产能初步设计为 1GWh 电池。

资料来源: wind、公司公告, 兴业证券经济与金融研究院整理

5.2 阳光电源

公司 2006 年开始涉足储能业务, 依靠逆变器技术优势迅速占领市场, 根据 CNESA 统计, 公司在 2019 年国内储能逆变器市场排名第一。公司在 2019 年实现储能业务营收 5.43 亿元, 同比增长 41.8%, 占总营收的比例由 2018 年的 3.69% 提升至 4.18%。

● 公司在储能业务的核心优势

逆变器核心优势成功移植。储能 PCS 与光伏逆变器具有高度技术重合性, 核心技术都是直流/交流变换, 因此公司在光伏逆变器领域积累的技术优势可以应用到储能领域。

光伏、储能业务互补, 协同发展。公司是国内新能源 EPC 系统集成商龙头之一, 光伏发电的波动性与储能的电力调节功能天然互补, 目前海内外光伏+储能的绑定开发模式正在逐步推广, 澳大利亚、美国均已出台要求家用光伏配套储能的政策。因此公司可以充分利用其在光伏行业的市场份额实现光伏、储能协同发展。

● 公司在储能业务的主要布局

公司 2006 年在日本开拓了第一个储能项目, 2015 年与三星 SDI 成立合资公司, 再次将业务拓展至电池层面的系统集成。目前公司储能产品及系统广泛应用于中国、美国、德国、日本、英国、澳大利亚等全球 800 多个储能项目。

表 18、阳光电源布局储能业务的重要事件

时间	事件/项目	主要内容
2006 年	日本储能项目	向日本输送了首批储能设备, 自主研发的储能逆变器 SC50 首次应用于工业储能系统
2014 年	与三星 SDI 成立储能合资公司	涉足含电池层面的系统集成, 业务开始从 PCS 向电池 PACK、BMS、整个集装箱储能系统延伸
2014 年	发布工业储能系列逆变器	Pow Express 工业储能逆变器, 包括 30~1000kW 功率产品、EMS 系统和储能箱式逆变器
2019/01	储能业务战略重大调整	国外市场推进三元锂电的产品路线, 国内市场则推进磷酸铁锂的产品路线, 形成互补。
2018/03	日本北海道电网储能项目签署	30MWh
2018/08	德国储能调频投运	16MW/8.5MWh

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

2019/03	英国光储融合项目 签约	27MW/30MWh
2019/06	湖南榔梨电网侧储能 电站投运	60MW/120MWh
2019/08	江苏扬子江船厂储能 项目投运	17MW/38.7MWh
2019/10	美国马萨诸塞州储能 项目签约	15MW/32MWh
2019/11	青海共和、乌兰项目 投运	55MW/38.7MWh
2019/11	美国佛罗里达州大型 光伏储能项目并网 投运	5MW+1.5MW /3.836MWh

资料来源：公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理

2019年1月公司对储能业务战略进行了重大调整，国外市场推进三元锂电的产品路线，国内市场则推进磷酸铁锂的产品路线，扩大了全球储能战略布局，实现磷酸铁锂储能系统和三元锂储能系统“双发展”，公司储能系统广泛应用于德国、英国、日本等多个国家。在北美，阳光电源仅工商业储能市场份额就超过了15%；在澳洲，通过与分销商的深度合作，阳光电源户用光储系统市占率超10%。截至2019年底，阳光电源参与的全球重大储能系统项目超过900个，在调频调峰、辅助可再生能源并网、微电网、工商业及户用储能等领域拥有广泛的应用经验

5.3 林洋能源

公司是国内光伏电站龙头运营商及 EPC 承包商，拥有光伏电站资产规模达1.5GW，未来三年预计增至4-5GW，EPC 总承包及运维业务发展迅猛，预计今年开发规模可达500MW左右。

● 公司在储能业务上的优势及布局

客户资源优势。公司本身拥有大量优质光伏电站资产，同时为国内众多国企、民企提供新能源电站运维服务，且公司新能源资产有较大比例的分布式项目，间接服务大量工商业电力用户。无论在新能源侧储能市场还是用户侧储能市场，公司都已抢占客户资源的先机。

EPC 及系统集成优势。公司每年新能源 EPC 开发规模达500-600MW，由于新能源电站配置储能系统后都会形成一个整体能源系统，无论是老站改造还是新建储能，公司的 EPC 及系统集成技术优势及经验可以帮助公司更快、更优质地切入储能系统集成领域。

表 19、林洋能源储能工程业绩

项目名称	主要内容	储能系统
江苏启东工业园 微电网	园区光伏+储能形成微电网，具备离网运行模式	500kWh 镁基锂电池 500kWh 铅碳电池
国轩新能源（昆山） 厂区储能	用户侧储能，削峰填谷	8.2MWh，锂电池
上海汽车城博物馆	用户侧光伏+储能模式	200kWh，梯次铁锂电池
惠州金坑储能项	用户侧储能，削峰填谷	1MWh，铁锂电池

请务必阅读正文之后的信息披露和重要声明

目		
湖北金泉储能项目	用户侧储能，削峰填谷	1MWh，铁锂电池
目		
资料来源：公司公告，兴业证券经济与金融研究院整理		

● 盈利预测

表 20、推荐公司盈利预测（基于 7 月 13 日股价）

公司	净利润（亿元）			EPS			PE（对应 7 月 13 日股价）		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	2020	2021	2022
宁德时代	52.1	67.8	85.7	2.36	3.07	3.88	86.4	66.4	52.6
阳光电源	11.6	14.8	18.3	0.79	1.01	1.25	22.6	17.7	14.3
林洋能源	10.0	12.8	15.7	0.57	0.73	0.89	10.6	8.3	6.8
鹏辉能源	4.1	5.5	7.0	0.97	1.31	1.68	20.3	15.0	11.7
国轩高科	4.8	6.4	8.2	0.40	0.54	0.68	77.0	57.0	45.3
亿纬锂能	20.1	25.7	31.6	1.09	1.39	1.72	52.0	40.8	32.9
科华恒盛	2.7	3.1	3.4	1.01	1.14	1.27	26.3	23.3	20.9

资料来源：wind，兴业证券经济与金融研究院整理

注：林洋能源、鹏辉能源、国轩高科、亿纬锂能、科华恒盛采用 wind 一致预期

6、风险提示

储能发展规模不及预期，电力辅助服务市场化不及预期，储能成本下降不及预期。

行业点评报告

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，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

投资评级说明

投资建议的评级标准	类别	评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后的12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅。其中：A股市场以上证综指或深圳成指为基准，香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于15%
		审慎增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在5%~15%之间
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
		减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
		无评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级
	行业评级	推荐	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
		中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
		回避	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数

信息披露

本公司在知晓的范围内履行信息披露义务。客户可登录 www.xyzq.com.cn 内幕交易防控栏内查询静默期安排和关联公司持股情况。

使用本研究报告的风险提示及法律声明

兴业证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供兴业证券股份有限公司（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。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见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任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但本公司不保证其准确性或完整性，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。本公司并不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此相关的其他任何损失承担任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，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。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现。过往的业绩表现亦不应作为日后回报的预示。我们不承诺也不保证，任何所预示的回报会得以实现。分析中所做的回报预测可能是基于相应的假设。任何假设的变化可能会显著地影响所预测的回报。

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

本报告并非针对或意图发送予或为任何就发送、发布、可得到或使用此报告而使兴业证券股份有限公司及其关联子公司等违反当地的法律或法规或可致使兴业证券股份有限公司受制于相关法律或法规的任何地区、国家或其他管辖区域的公民或居民，包括但不限于美国及美国公民（1934年美国《证券交易所》第15a-6条例定义为本「主要美国机构投资者」除外）。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。未经授权的转载，本公司不承担任何转载责任。

特别声明

在法律许可的情况下，兴业证券股份有限公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。因此，投资者应当考虑到兴业证券股份有限公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。

兴业证券研究

上海	北京	深圳
地址：上海浦东新区长柳路36号兴业证券大厦15层	地址：北京西城区锦什坊街35号北楼601-605	地址：深圳市福田区皇岗路5001号深业上城T2座52楼
邮编：200135	邮编：100033	邮编：518035
邮箱：research@xyzq.com.cn	邮箱：research@xyzq.com.cn	邮箱：research@xyzq.com.cn