

研究所

证券分析师：李航 S0350521120006

lih11@ghzq.com.cn

证券分析师：邱迪 S0350522010002

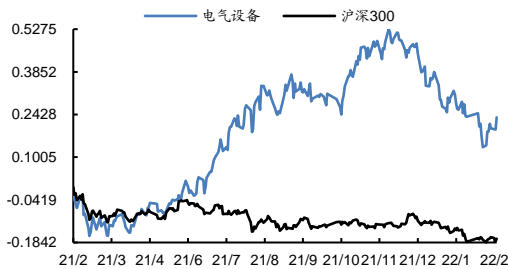
qiud@ghzq.com.cn

储能报告系列之二：

我国电化学储能收益机制及经济性测算

——电气设备行业深度研究

最近一年走势



相对沪深300表现

表现	1M	3M	12M
电气设备	-2.0%	-18.7%	23.3%
沪深300	-3.3%	-5.9%	-17.1%

相关报告

《——电气设备行业深度研究：储能报告系列之一：从调峰、调频角度看我国电化学储能需求空间（推荐）*电气设备*李航，邱迪》——
2022-01-21

投资要点：

- **投资要点一** 调峰、调频辅助服务和峰谷电价套利是我国电化学储能当前最主要的收益渠道，但在不同省份的收益差别大。

电化学储能参与调峰辅助服务重点关注辽宁、黑龙江、山东等省；电化学储能参与调频辅助服务重点关注浙江、江苏、山西、蒙西、宁夏等省区；电化学峰谷分时电价套利重点关注广东、浙江、江苏等省。

- **投资要点二** 当前电化学储能单纯依靠消纳弃用新能源、调峰、调频等单一途径获取收益的经济性不佳，综合多收益途径的共享储能是发电侧和电网侧储能的重要爆发点，火储联合调频市场是发电侧储能的另一个增长点。

经测算分析，当前电化学储能消纳弃用新能源和参与调峰辅助服务两类方式的主要问题在于储能利用率偏低，从而导致经济性不佳；参与调频辅助服务的主要限制在于不少省市调频资源相对过剩，电化学储能单纯调频的收益制约较多。综合来看，共享储能有望通过综合多种收益途径和提高利用效率来改善经济性，但总体收益仍面临较多不确定风险。在新能源强制配储政策和电网侧示范储能项目建设的驱动下，共享储能有望成为发电侧和电网侧储能发展的重要爆发点。此外，由于火储联合调频主要用于改善传统电源调频性能，并不新增调频容量，有望在更多省市得到推广，成为发电侧储能的一个增长点。

- **投资要点三** 工商业储能在部分省市已初具经济性，有望优先在峰谷电价价差较大区域得到较快发展。

尽管电价存在波动，但广东、浙江、江苏等省的工商业电价有望维持较大峰谷差值，若能长期超过0.7元/kWh，这些省市工商业用户发展电化学储能将具有较好经济性。考虑到长期电价的不确定性，工商业用户配置电化学储能可能仍存不少顾虑，但前景可期。随着我国第三产业和居民用户的用电量占比不断提升，电力系统峰谷差率将进一步拉大，峰谷价差有望维持高位。同时随着电力市场化改

革的推进，工商业用户正全部进入电力市场，分时电价机制完善、高耗能用电成本上升将刺激工商业用户的电化学储能配置需求。

- **投资要点四** 随着新能源消纳体制机制的完善和电化学储能技术的进步，看好电化学储能经济性不断改善，实现由政策驱动到市场驱动的转变。

在碳达峰碳中和目标和新型电力系统建设方向的指引下，适应新能源发展的电力价格和市场机制有望不断完善，电化学储能收益途径也将不断拓展，如一次调频和备用市场已于近期呈现实际进展，而如爬坡、转动惯量、电力容量成本回收机制等新增收益途径也已获政策利好。同时随着锂电池技术不断改进、钠离子电池等新兴技术逐步成熟，电化学储能成本有望进一步降低。在多重有利因素驱动下，电化学储能将逐步由政策驱动转变为市场驱动，从而迎来加速发展期。

- **投资建议** 当前我国电化学储能的主要驱动力预计仍是新能源配储政策，在储能利用率低、收益不佳的地区，低价储能系统仍将是主要受益方。但随着共享储能的发展，电化学储能电站正呈现集中式、大型化的趋势，有望推动优质储能系统快速发展，逐步推动实现储能行业优胜劣汰。且火储联合调频、工商业用户储能等场景对储能循环次数、安全性都提出了较高要求，同样将助力储能行业健康发展。基于此，我们给出行业“推荐”评级。具体标的上，建议关注（1）系统集成：受益于行业增长和健康发展的系统集成龙头企业【阳光电源】、【比亚迪】；（2）锂电环节：储能市场需求确定，受益于电化学储能增长预期的磷酸铁锂电池龙头企业【宁德时代】、【亿纬锂能】和磷酸铁锂正极材料企业【德方纳米】；（3）储能变流器：储能系统成本主要构成之一的储能变流器相关企业【阳光电源】、【锦浪科技】、【德业股份】、【固德威】和【禾望电气】；（4）储能温控：大规模电化学储能温控需求旺盛，利好精密设备温控龙头企业【英维克】和【同飞股份】；（5）消防系统：电化学储能安全性要求较高，利好消防报警企业【青鸟消防】。

- **风险提示** 1) 储能相关政策变化；2) 新能源配储政策落实不及预期；3) 电化学储能成本下降不及预期；4) 重点关注公司业绩不及预期；5) 模型假设与实际情况可能存在差异。

重点关注公司及盈利预测

重点公司 代码	股票 名称	2022-02-23		EPS		PE			投资 评级
		股价	2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E	
300750.SZ	宁德时代	519.00	2.4	5.56	10.15	146.49	90.62	49.66	未评级
300274.SZ	阳光电源	111.84	1.34	1.88	2.71	53.9	57.21	39.76	未评级
002594.SZ	比亚迪	252.00	1.55	1.57	3.04	125.19	151.23	78.06	未评级
300014.SZ	亿纬锂能	89.08	0.87	1.68	2.46	93.18	50.99	34.86	未评级

300769.SZ	德方纳米	621.00	-0.32	7.03	11.96	-527.62	84.35	49.57	未评级
300763.SZ	锦浪科技	245.32	2.18	2.23	3.77	68.23	107.87	63.84	未评级
605117.SH	德业股份	269.96	2.99	3.23	4.99		82.88	53.54	未评级
688390.SH	固德威	379.99	2.96	4.06	7.14	80.43	93.75	53.37	未评级
603063.SH	禾望电气	40.50	0.61	0.59	0.98	31.45	67.11	39.91	未评级
002837.SZ	英维克	40.00	0.56	0.7	0.97	31.04	58.02	42.15	未评级
300990.SZ	同飞股份	101.88	3.2						未评级
002960.SZ	青岛消防	45.09	1.75	1.51	2.03	21.42	29.41	21.87	未评级

资料来源: Wind 资讯, 国海证券研究所 (注: 盈利预测取自万得一致预期)

内容目录

1、 电化学储能是构建新型电力系统不可或缺的调节资源	6
1.1、 大力发展灵活性调节资源是构建新型电力系统的重要基础	6
1.2、 大力发展电化学储能是构建新型电力系统的大势所趋	7
1.3、 不同类型电化学储能所适合的应用场景不同	9
2、 电化学储能获取收益途径多，但各省情况不同	10
2.1、 电化学储能获取收益途径多	10
2.2、 电化学储能收益省间差异大	11
3、 我国电化学储能发展的主要方向为新能源配储政策下的共享储能	13
3.1、 我国大部分地区具备风电配储条件，仅少量地区具备光伏配储条件	14
3.2、 消纳弃用新能源收益难点在于新能源弃用时段集中，新能源大基地开发有望提升配储消纳经济性	14
3.3、 调峰收益难点在电化学储能利用率低，新能源进入市场有望迎来配储需求快速增长	15
3.4、 调频收益难点在市场容量相对小、利益分配考量多，光伏快速发展有望推动调频市场扩容	16
3.5、 工商业峰谷价差拉大，电化学储能峰谷价差套利初具经济性	17
3.6、 新能源配储仍是主要驱动力，工商业储能前景可期	18
4、 投资建议	19
5、 风险提示	20

图表目录

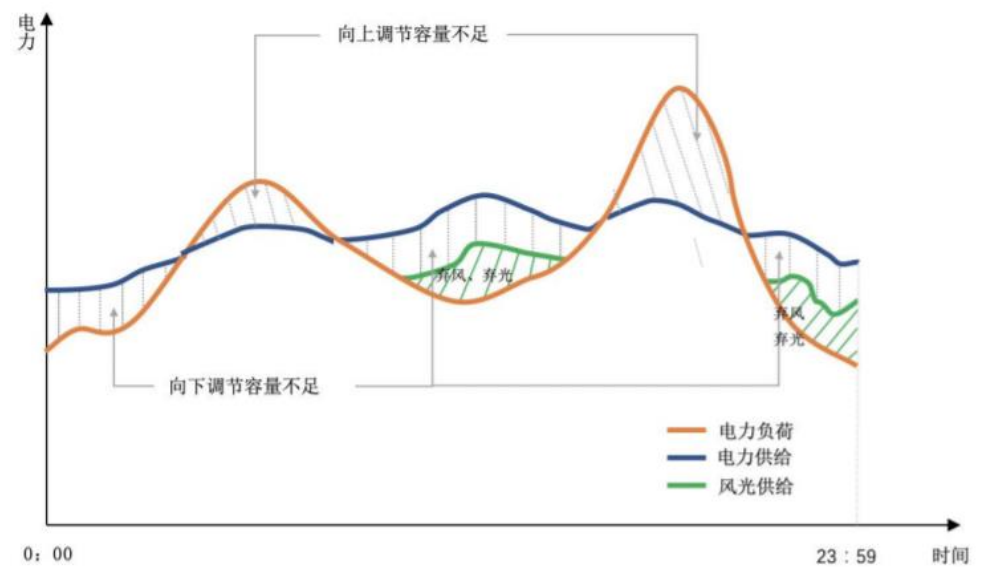
图 1: 电力系统灵活性不足原理	6
图 2: 2020 年我国发电装机结构	7
图 3: 我国电力系统灵活性提升路线图	8
图 4: 2020 年我国储能市场装机构成	8
图 5: 我国储能市场累计装机规模 (2000-2020)	9
图 6: 2020 年甘肃省电源装机结构	12
图 7: 2020 年广东省电源装机结构	12
图 8: 2018 年度我国各区域电力辅助服务费用及构成	13
图 9: 2019 年上半年我国各区域电力辅助服务费用及构成	13
表 1: 电力系统各时间尺度调节需求	6
表 2: 电力系统主要灵活性资源	7
表 3: 电化学储能类型及应用场景	9
表 4: 我国有功平衡服务分类及补偿机制	10
表 5: 电化学储能经济性测算假设	13
表 6: 消纳弃光的单位容量收入和收入成本比	14
表 7: 电化学储能参与调峰辅助服务的单位容量收入和收入成本比	15
表 8: 电化学储能参与调频辅助服务的单位容量收入和收入成本比	16
表 9: 电化学储能价差套利的单位容量收入和收入成本	18

1、电化学储能是构建新型电力系统不可或缺的调节资源

1.1、大力发展灵活性调节资源是构建新型电力系统的重要基础

灵活性调节资源是构建新型电力系统的重要组成部分。2021年3月，中央财经委第九次会议提出“构建以新能源为主体的新型电力系统”，明确了新能源作为主体电源是我国未来电力系统的显著特征。传统电力系统以可控的火电、水电等常规电源为主体电源，通过控制常规电源出力实时响应电力需求变化。新型电力系统的主体电源转变为一次能源不可控的新能源，新能源供给与电力需求的不匹配需要大量灵活性调节资源作为媒介来满足电力系统固有的实时供需平衡特性要求。电力系统实时供需平衡是通过不同时间尺度的系统调节相互配合实现的，包括短周期的调频和日内的调峰等，以响应不同时间尺度的供给和需求变化。

图 1：电力系统灵活性不足原理



资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，国海证券研究所

表 1：电力系统各时间尺度调节需求

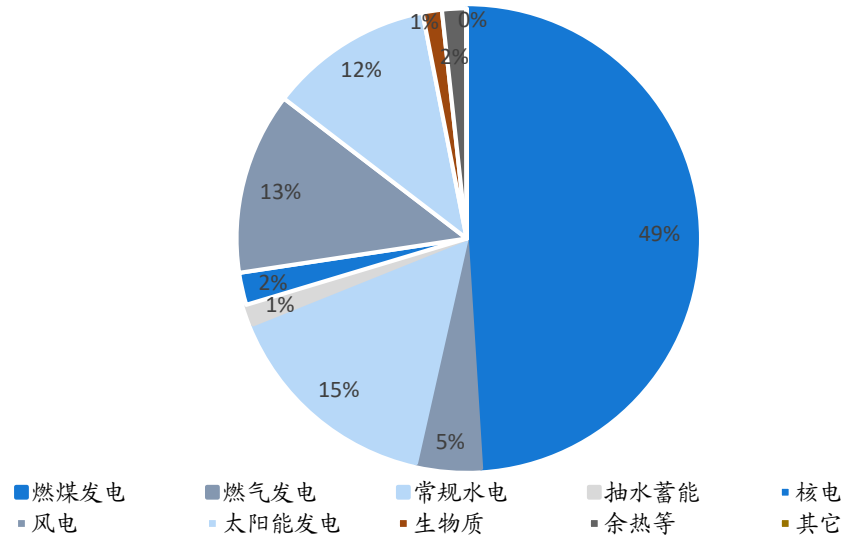
时间尺度	时间范围	系统调节需求
超短周期	毫秒至秒级	一次调频
短周期	分钟至小时级	二次调频、旋转备用等
日内	小时级至天	调峰、经济调度
多日及周	多天	多日机组组合

资料来源：《高比例新能源发展趋势下提升新型电力系统灵活性》，国海证券研究所

灵活性资源短缺是我国构建新型电力系统亟待解决的问题。以煤为主的能源资源禀赋和经济社会发展进程决定了我国长期将燃煤发电作为主体电源，即使多年

来我国电源结构清洁化程度不断提升,但燃煤发电量占比在 2020 年仍高达 61%。我国具有较优灵活性的电源如燃气发电和抽水蓄能占比一直偏低,两者合计装机容量占比在 2020 年也仅为 6%。同时,我国灵活性资源的区域分布不平衡问题也十分突出,新能源资源富集地区的灵活性资源短缺问题更为严重,尤其是风光资源丰富的“三北”地区“以热定电”的供热机组占比高,冬季调峰能力十分有限,制约了这些地区的新能源消纳能力。

图 2: 2020 年我国发电装机结构



资料来源: 中电联, 国海证券研究所

1.2、大力发展电化学储能是构建新型电力系统的大势所趋

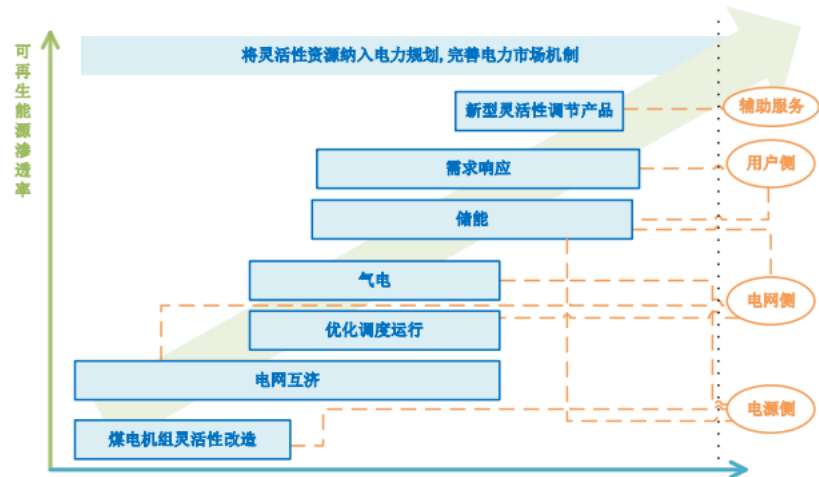
储能是我国构建新型电力系统的重要灵活性资源。提升电力系统灵活性需多措并举,充分挖掘电源侧、电网侧、用户侧灵活性资源。随着我国电力负荷峰谷差率不断拉大和新能源装机占比不断提升,可控的传统电源占比相应不断降低,储能对于提升电力系统灵活性的重要意义不断凸显,利好政策也频频出台。2021 年 7 月,国家发改委和国家能源局印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》,提出到 2025 年实现新型储能装机规模 30GW 以上的发展目标。2021 年 8 月,国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》,提出到 2025 年和 2030 年实现抽水蓄能投产 62GW 和 120GW 的发展目标。

表 2: 电力系统主要灵活性资源

类别	灵活性资源
电源侧资源	可控的传统电源(燃煤发电、燃气发电、水电、核电等)、相对可控的可再生能源(光热、生物质、地热等)
电网侧资源	柔性输电、互联互通、微电网等
用户侧资源	可控负荷、电动汽车等
储能资源	抽水蓄能、电化学储能、飞轮储能、超级电容器等

资料来源:《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》,国海证券研究所

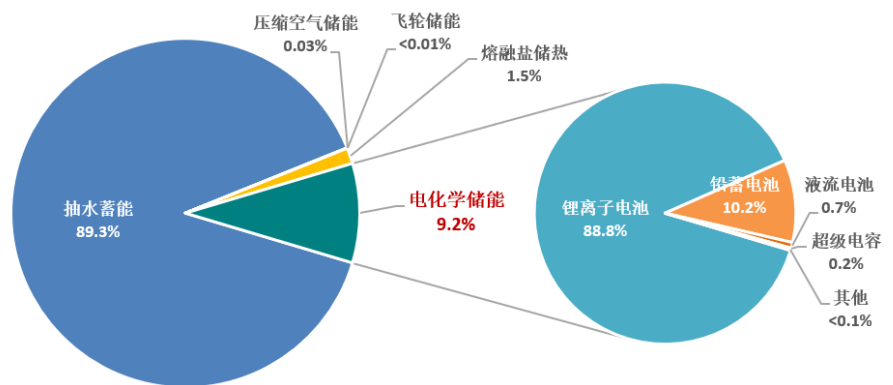
图 3：我国电力系统灵活性提升路线图



资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》，国海证券研究所

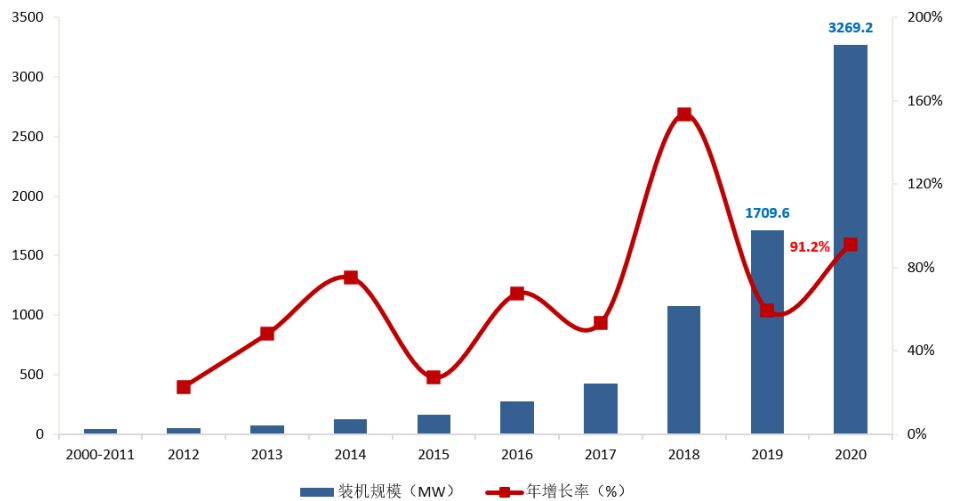
我国电化学储能发展迅速，是储能发展的“新星”。当前较为成熟的储能灵活性资源主要为抽水蓄能和电化学储能。抽水蓄能具有寿命长、单位投资小的特点，但同时存在对地理地形条件要求严格，对地址土壤形成一定安全隐患等问题。尽管当前电化学储能单位投资成本仍相对较高，但其配置灵活，响应速度快且不受外部条件限制。近十年来，受益于新能源汽车产业的发展，锂离子电池成本下降迅速，电化学储能开始加速发展。据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截止 2020 年，我国已投运储能项目累计装机规模 35.6GW。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，达 31.8GW，同比增长 4.9%；电化学储能的累计装机规模位列第二，达 3.3GW，同比增长高达 91.2%。在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，达 2.9GW。

图 4：2020 年我国储能市场装机构成



资料来源：CNESA，国海证券研究所

图 5：我国储能市场累计装机规模（2000-2020）



资料来源：CNESA，国海证券研究所

1.3、不同类型电化学储能所适合的应用场景不同

储能按照时长分为容量型、能量型、功率型和备用型，不同类型电化学储能所适合的应用场景有所区别。根据时长要求的不同，电化学储能的应用场景大致可以分为容量型、能量型、功率型和备用型。其中，容量型、功率型专用性较强，前者一般要求连续储能时长不低于 4h，主要用于削峰填谷或离网储能，可提升电力系统效率和设备利用率；后者的连续储能时长一般在 15~30min，主要用于调频或者平滑新能源出力波动。能量型储能介于容量型和功率型之间，一般为复合储能场景，可用于调峰、调频、紧急备用等多重功能。备用型的连续储能时长一般不低于 15min，主要作为不间断备用电源，用于数据中心和通讯基站等场景。

储能按安装位置分为电源侧、电网侧和用户侧，三者之间的功能存在较多重叠。按照安装位置和投资主体划分，电化学储能应用场景可分为电源侧储能、电网侧储能、用户侧储能。电化学储能在这些场景所起作用大部分重叠，通常调峰和调频主要由电源侧和电网侧储能提供，在共享储能发展趋势下预计将弱化电源侧和电网侧储能的界限；备用电源主要用于用户侧。此外，用户侧储能通常还可用于峰谷分时套利及提升用电可靠性等场景，其中峰谷分时套利的实质与调峰相同，同样会起到对电力需求进行削峰填谷的功能。

表 3：电化学储能类型及应用场景

类型	储能时长	应用场景
容量型	≥ 4h	调峰
能量型	约 1~2h	调峰、调频、旋转备用
功率型	≤ 30min	调频
备用型	≥ 15min	备用电源

资料来源：《储能的度电成本和里程成本分析》，国海证券研究所

2、电化学储能获取收益途径多，但各省情况不同

2.1、电化学储能获取收益途径多

调峰、调频辅助服务和峰谷电价套利是我国电化学储能当前最主要的收益途径。电力价格和市场机制是决定电化学储能收益机制的基础，我国电化学储能的主要收益途径包括在电力辅助服务市场中通过提供调峰、调频等服务获利，通过峰谷分时电价或现货电能量市场实现高低电价间套利，通过输配电价获取合理收益，通过容量成本回收机制获得补偿收益。

电力辅助服务有偿化且逐步向用户分摊是我国电力市场化改革的重要方向，其中一次调频、二次调频、备用和调峰是电化学储能收益机制的近中期关注重点。电力辅助服务用于维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，促进清洁能源消纳。目前，调峰、调频是储能参与电力辅助服务的主要领域，且辅助服务相关费用由发电侧承担，制约着储能在辅助服务领域获得补偿的可持续性。2021年12月修订印发的《电力辅助服务管理办法》进一步强调了“谁受益、谁承担”的有偿化改革方向，规定了辅助服务按服务对象分摊的原则，强化了辅助服务的市场化配置方式。费用分摊改革方面，《广东省电网企业代理购电实施方案（试行）》政策首次在国内实践中明确提出辅助服务的相关费用由直接参与市场交易和电网企业代理购电的全体工商业用户共同分摊，具有里程碑的意义。辅助服务品种方面，随着新能源装机占比提升，一次调频和备用市场有望成为独立储能新的价值增长点。《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则（试行）》征求意见稿允许储能电站通过参与电力一次调频市场获取收益，《南方区域电力备用辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》允许储能电站作为第三方辅助服务提供者参与跨省备用市场交易，扩展了储能的收益来源。结合我国电力辅助服务市场建设情况，一次调频、二次调频、备用和调峰是电化学储能收益机制的近中期关注重点。

表 4：我国有功平衡服务分类及补偿机制

具体品种	补偿方式	固定补偿参考因素
一次调频	义务提供、固定补偿、市场化方式（集中竞价、公开招标/挂牌/拍卖、双边协商）	电网转动惯量需求和单体惯量大小
二次调频		常规机组：维持电网频率稳定过程中实际贡献量； 其他并网主体：改造成本和维持电网频率稳定过程中实际贡献量
调峰		社会平均容量成本、提供有偿辅助服务的投资成本和由于提供电力辅助服务而减少的有功发电量损失
备用		
转动惯量		
爬坡		

资料来源：《电力辅助服务管理办法》，国家能源局，国海证券研究所

峰谷分时电价或电能量市场还原了电力商品的分时价格差异，价差套利是电化学储能的重要生存基础。峰谷分时电价和现货电能量市场反映了电力供需变化下的电价波动，两者实质相近，都是通过峰谷价格差实现套利。两者区别在于前者采用行政定价方式，且主要针对用户侧；后者采用市场定价方式，可只用于发电侧，也可用于发电和用户两侧。值得注意的是，现货电能量市场可以替代调峰辅

助服务。根据《电力辅助服务管理办法》规定，现货电能量市场运行期间，已通过电能量市场机制完全实现系统调峰功能的，原则上不再设置与现货电能量市场并行的调峰辅助服务品种。

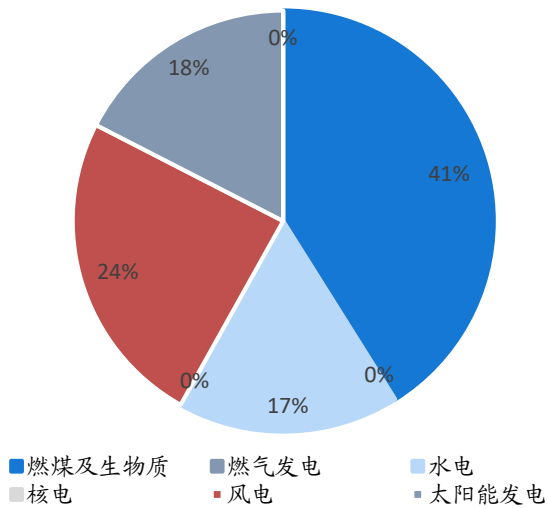
以输配电价疏导电网替代性储能成本的政策吸引力大，但预计相对审慎推进。2021年7月印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出，“将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收”。由于我国输配电价按照“准许成本+合理收益”的政府定价机制，电网替代性储能若能通过输配电价获取收益将极大增加相关投资收益的确定性，从而刺激电网替代性储能发展。但为避免盲目低效投资的出现，我们认为国家对于电网替代性储能纳入输配电价将较为审慎，可能会开展相关试点但大范围推广预计相对谨慎。

电力容量成本回收机制有望加速推进，电化学储能预计受益但中短期程度相对有限。电力容量成本回收机制是电能量市场和电力辅助服务市场的有效补充，激励常规发电机组、需求响应和储能等投资建设，保证电力系统在高峰负荷时段有足够的容量冗余，可为储能项目提供相对稳定的补偿收益。美国已有将电化学储能纳入容量市场的机制实践，我国最新印发的政策文件《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》也提出，因地制宜建立发电容量成本回收机制，鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。从我国国情看，当前电力容量成本回收机制预计更多聚焦在解决燃煤发电机组利用小时数不断降低所引起的火电企业可持续经营问题上，同时也为燃煤发电逐步由主体电源转变为调节性电源提供支撑机制。电化学储能同样作为调节电源，预计也能从电力容量成本回收机制中受益，例如以容量电价形式获取部分固定收益，从而改善电化学储能经济性。但考虑到该机制设计重心在于燃煤发电，我们认为电化学储能中短期有所受益，但该政策直接支持的电化学储能发展规模和补偿力度预计会相对有限。

2.2、电化学储能收益省间差异大

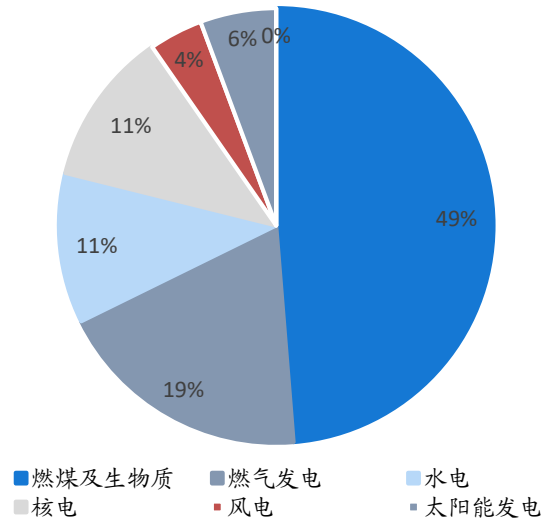
我国因省而异的电力价格和市场机制决定各省电化学储能收益情况差别大。我国各省电力系统发展情况差别大，各自系统调节需求也相应存在显著差别。“三北”地区（以甘肃省为例）的新能源发电装机占比高，且其常规机组中供热机组占比高，电力系统灵活性调节资源较为短缺。对比而言，广东省新能源占比低，且灵活性较好的燃气机组占比高，电力系统灵活性相对较好。除电力系统自身的差别外，各省的电力价格和市场机制也各有差别，如“三北”地区调峰辅助服务市场较为发达，广东则以电力现货市场取代调峰辅助服务市场。电力价格和市场机制是决定电化学储能收益机制的基础，因此各省电化学储能收益情况差别大。

图 6：2020 年甘肃省电源装机结构



资料来源：北极星储能网，国海证券研究所

图 7：2020 年广东省电源装机结构

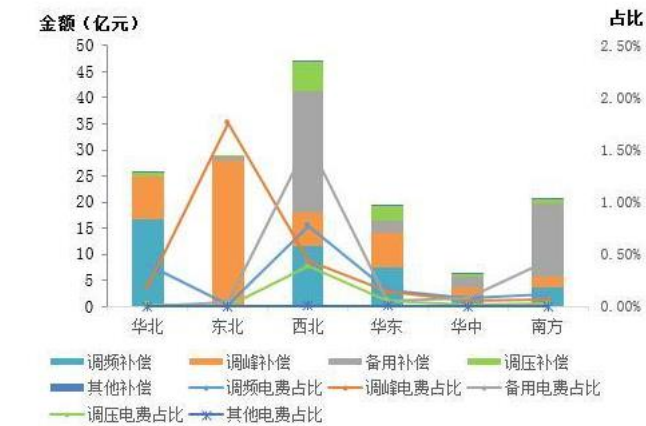


资料来源：北极星售电网，索比光伏网，腾讯网，国海证券研究所

电化学储能参与调峰辅助服务重点关注辽宁、黑龙江、山东等省。调峰是我国特有的一类辅助服务产品，用于挖掘系统向下调节能力，国外部分地区则通过现货市场实现类似功能。传统燃煤机组可通过灵活性改造降低最小技术出力增加系统向下调节能力，电化学储能通过充电过程实现该作用。由于风电具有反调峰特性，风电装机占比较高的地区较容易出现调峰问题，相应调峰辅助服务费用相对较多，主要包括我国东北、华北和西北地区。结合各省 2018 年度和 2019 年上半年调峰辅助服务费用看，可重点关注辽宁、黑龙江、吉林、蒙东、山东、陕西、甘肃、新疆等省。值得注意的是，随着我国电力现货市场的推进，甘肃、山东等省区调峰辅助服务市场将逐渐被现货市场代替。

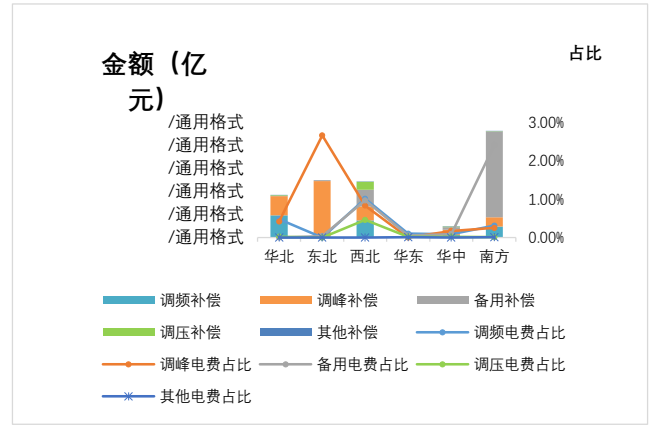
电化学储能参与调频辅助服务重点关注浙江、江苏、山西、蒙西、宁夏等省区。调频辅助服务主要用于解决短时供需不匹配问题，保证电力系统安全稳定。近年来我国电化学储能主要通过辅助燃煤机组参与调频服务市场，其作用在于改善燃煤机组调频性能，并非增加系统调频容量。2021 年，我国火储联合调频的传统优势区域发展步伐减缓，但新的区域不断开拓，后续可重点关注江苏、浙江等省。此外，由于光伏存在短期出力变化极其剧烈的特性，光伏装机占比比较高的地区更为容易出现调频问题，相应调频辅助服务费用相对较多，主要包括我国华北、西北和华东地区。结合各省 2018 年度和 2019 年上半年调峰辅助服务费用看，可重点关注蒙西、京津唐、山西、陕西、新疆、宁夏、浙江等省区。当前我国各省储能参与调频辅助服务几乎都是指二次调频辅助服务，储能参与一次调频有偿服务的地方政策首次出现在山西能监办 2021 年 12 月发布的《山西独立储能电站参与电力一次调频市场交易实施细则（试行）》征求意见稿。相较二次调频，一次调频的响应时间要求更短，更有利于发挥电化学储能优势，后续值得关注。

图 8: 2018 年度我国各区域电力辅助服务费用及构成



资料来源：国家能源局，国海证券研究所

图 9: 2019 年上半年我国各区域电力辅助服务费用及构成



资料来源：国家能源局，国海证券研究所

电化峰谷分时电价套利重点关注广东、浙江、江苏等省。2021 年 7 月，国家发改委印发的《关于进一步完善分时电价机制的通知》提出，要进一步拉大峰谷价差水平，明确上年或当年预计最大系统峰谷率超过 40% 的地方，价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1。据北极星储能网统计，2022 年 1 月我国 19 省市峰谷电价差超 0.7 元/kWh。其中，重点可关注广东、浙江、江苏、湖南等省市。

3、我国电化储能发展的主要方向为新能源配储政策下的共享储能

本报告测算电化储能消纳弃用新能源、调峰、调频、峰谷电价套利等主要收益途径的经济性，以单位容量收入和收入成本比作为衡量指标。单位容量收入定义为电化储能未来现金净流量现值除以储能容量，可用于反推盈亏平衡点的电化储能能量成本。收入成本比定义为电化储能单位容量收入与当前能量成本的比值，当该比值大于 1 表明当前条件可实现盈利。报告进行电化储能经济性测算的基本假设如表 5，为加强分析可比性，以 2h 时长的能量型电化储能为分析基准。该类电化储能介于容量型（≥4h）和功率型（≤30min）之间，用于复合储能场景，包括调峰、调频、备用等。

表 5: 电化储能经济性测算假设

能量成本 (元/Wh)	1.52	时长 (h)	2
放电深度 (%)	90%	循环次数 (次)	5000
系统效率 (%)	88%	使用寿命 (年)	12
容量年衰减 (%)	2.3%	折现率 (%)	7%

资料来源：CESA，《储能的度电成本和里程成本分析》，国海证券研究所

3.1、我国大部分地区具备风电配储条件，仅少量地区具备光伏配储条件

我国大部分地区风电配储具备经济性，仅少量地区光伏配储具有经济性。假设不考虑电化学储能通过各种途径获取收益，依据中国电建西北勘测院《2021年风电光伏成本经济性分析》测算结果，以资本金内部收益率7%反算，我国大部分地区风电配储能（10%2h，20%2h，15%4h）具备经济性。结合我国各省2021年风电累计装机规模看，风电配储可重点关注内蒙古、新疆Ⅰ类、河北、山东、江苏等省区。同样依据该勘测院测算结果，我国仅少量地区光伏配储具有经济性，包括山东、河北Ⅱ类、广东、甘肃Ⅰ类、黑龙江、吉林、辽宁等省区。

3.2、消纳弃用新能源收益难点在于新能源弃用时段集中，新能源大基地开发有望提升配储消纳经济性

测算表明仅依靠消纳弃用新能源难以回收储能投资成本，新能源配储能比例越低反而经济性相对更优。考虑到风电、光伏弃用问题主要集中在少数月份，以山东为例，山东弃风弃光主要集中在1月份到3月份，3个月新能源弃用量占到全年近70%。新能源出力的季节不均衡特性导致配储的利用率偏低且较高配储比例也难以完全消纳高比例新能源弃用问题。经我们模型测算，配储比例10%时仅在高达20%的弃光率情景下勉强足以回收成本，其它更高配储比例都难以回收成本。据全国新能源消纳监测预警中心数据，2021年我国全年光伏利用率98%，风电利用率96.9%，仅西藏、青海、蒙西、新疆等省区的风电（或光伏）利用率低于95%。在当前新能源弃用率较低情况下，通过配储消纳新能源的经济性堪忧。

表 6：消纳弃光的单位容量收入和收入成本比

10%2h										
无储弃光率	%	1.00	3.00	5.00	7.00	9.00	11.00	13.00	15.00	20.00
配储弃光率	%	0.00	0.00	0.17	1.57	2.97	4.37	5.77	7.17	10.67
单位容量收入	元/Wh	0.17	0.50	0.80	0.90	1.00	1.10	1.19	1.29	1.54
收入成本比	%	10.86	32.59	52.50	59.02	65.53	72.05	78.57	85.09	101.38
15%2h										
无储弃光率	%	1.00	3.00	5.00	7.00	9.00	11.00	13.00	15.00	20.00
配储弃光率	%	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	2.70	4.10	5.50	9.00
单位容量收入	元/Wh	0.11	0.33	0.55	0.77	0.85	0.91	0.98	1.05	1.21
收入成本比	%	7.24	21.72	36.21	50.69	55.76	60.10	64.45	68.79	79.66
20%2h										
无储弃光率	%	1.00	3.00	5.00	7.00	9.00	11.00	13.00	15.00	20.00
配储弃光率	%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	2.43	3.83	7.33
单位容量收入	元/Wh	0.08	0.25	0.41	0.58	0.74	0.82	0.87	0.92	1.05
收入成本比	%	5.43	16.29	27.16	38.02	48.88	54.13	57.39	60.65	68.79

资料来源：CESA，国家能源局，《储能的度电成本和里程成本分析》，《光伏制造行业规范条件》，国海证券研究所

随着新一轮新能源大基地开发的推进，新能源弃用率若回升将一定程度上提升配储消纳经济性。“十四五”期间，我国风电、光伏大基地开发步伐重启，当前第一批 50 个风光大基地已申报完成，总规模 97.05GW；第二批风光大基地也已经开始申报工作。我国风光大基地项目大量集中在“三北”地区，这些项目的推进将进一步提高“三北”地区的新能源装机占比，也使得这些地区的传统调节资源挖掘空间进一步缩窄，在不增加新型储能等灵活性资源前提下，这些地区将面临新能源弃用率进一步回升的压力。以公布的第一批大型风电光伏基地建设项目为例，青海、甘肃两省的大多数相关风电光伏项目的承诺利用率低至 85%左右，对应的新能源弃用率则高达 15%，配储进行新能源消纳的经济性将有显著提升。结合上述测算分析，仅消纳新能源适宜配置较低循环次数、较低配置比例的电化学储能，且该类需求近期主要集中在青海、甘肃等局部省区。

3.3、调峰收益难点在电化学储能利用率低，新能源进入市场有望迎来配储需求快速增长

测算表明电化学储能参与调峰辅助服务仍难以回收成本，原因在于调峰年平均价格仍偏低。电化学储能参与调峰辅助服务收益取决于平均调峰电价和循环天数的乘积，根据测算，当平均调峰电价达 0.7 元/kWh，且循环天数达 300 天以上时，电化学储能参与调峰辅助服务收益才足以覆盖自身增加的成本。根据《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则的通知》，火电厂负荷率 30%-35%对应的调峰报价上限仅为 0.4 元/kWh。在该调峰电价（参考 0.5 元/kWh 情景）下，电化学储能即使每天参与调峰服务也无法覆盖自身增加的成本，也表明火电灵活性改造（对应负荷率 30%）的成本经济性优于电化学储能。由于调峰辅助服务需求具有显著的季节性特征，例如“三北”地区的调峰辅助服务需求缺口主要出现在冬季，大部分时候系统调峰资源相对充足，调峰价格较低。另以河南省为例，2020 年启动调峰辅助服务 300 天，交易电量 44.43 亿千瓦时，合计补偿费用 6.9 亿元，计算得出平均调峰价格仅为 0.16 元/kWh。

表 7：电化学储能参与调峰辅助服务的单位容量收入和收入成本比

调峰天数 200 天								
调峰电价	元/kWh	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7
单位容量收入	元/Wh	0.17	0.35	0.52	0.69	0.86	1.04	1.21
收入成本比	%	11.36	22.72	34.08	45.44	56.79	68.15	79.51
调峰电价 0.3 元/kWh								
调峰天数	天	50	100	150	200	250	300	350
单位容量收入	元/Wh	0.13	0.26	0.39	0.52	0.65	0.78	0.91
收入成本比	%	8.52	17.04	25.56	34.08	42.60	51.12	59.63
调峰电价 0.5 元/kWh								
调峰天数	天	50	100	150	200	250	300	350
单位容量收入	元/Wh	0.22	0.43	0.65	0.86	1.08	1.29	1.51
收入成本比	%	14.20	28.40	42.60	56.79	70.99	85.19	99.39
调峰电价 0.7 元/kWh								
调峰天数	天	50	100	150	200	250	300	350
单位容量收入	元/Wh	0.30	0.60	0.91	1.21	1.51	1.81	2.12

收入成本比	%	19.88	39.76	59.63	79.51	99.39	119.27	139.15
-------	---	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------

资料来源：CESA，国家能源局，《储能的度电成本和里程成本分析》，国海证券研究所

新能源发电装机占比提升将增大系统调峰辅助服务需求，从而改善电化学储能调峰收益。随着我国风电光伏大基地建设的推进，我国“三北”地区新能源装机占比将进一步提升，这些地区的燃煤机组灵活性改造剩余空间将缩紧，且剩余机组的改造成本将提升。部分省区的新能源装机占比已增大到较高水平，这些省区的系统调峰服务需求将显著提升，一方面将增大系统调峰辅助服务启动次数，另一方面将推高调峰辅助服务的边际出清价格，从而改善电化学储能调峰收益。此外，值得注意的是，高比例新能源将降低燃煤机组的在运容量，由于燃煤机组启停时间较长且启停成本较高，部分省区将需要依靠新增储能来解决燃煤机组难以解决的高比例新能源所面临的调峰问题。

新能源进入市场将增大新能源发电侧配储需求，以减少偏差费用和增大价格套利收益。随着我国新能源装机占比的不断提升和电力市场建设的推进，新能源发电将难以全额保障性消纳，更多的新能源发电将不得不通过电力市场交易进行定价和消纳。目前，我国共有 14 个省份和地区出台了新能源保障利用小时数政策，21 个省份长期组织含新能源的可再生能源参与电力直接交易，山西、山东、甘肃、蒙西还组织可再生能源参加电力现货交易。新能源固有的不确定性使得新能源难以像传统电源按市场交易约定合同进行发电，新能源发电交易合同偏差部分面临现货市场价格风险。电化学储能可增加新能源场站出力可控性，可一定程度上规避现货市场价格风险。同时，新能源较低的边际成本使得电力市场在新能源出力较多时出清价格较低，新能源出力不足时出清价格偏高，增大了电力市场价格波动。电化学储能可将部分低价时段的新能源电量转移到高价时段售出，增大价格套利收益。

3.4、调频收益难点在市场容量相对小、利益分配考量多，光伏快速发展有望推动调频市场扩容

测算表明电化学储能参与调频辅助服务具有较好经济性，但面临调频里程价格下降风险。电化学储能参与调频辅助服务收益取决于平均调频里程价格和年运行比例的乘积，根据测算，当平均调频里程价格达 10 元/MW，且年运行比例¹在 0.9 以上时，电化学储能参与调频辅助服务收益足以覆盖自身增加的成本。尽管近几年以广东为代表的火储联合调频发展迅速，不少项目获益颇丰，但同时可以看到调频市场规则调整和竞价范围下调正不断降低调频补偿价格和补偿费用。以广东为例，2021 年，广东省月均调频补偿额为 7933 万元，相较于 2020 年月均值（10873 万元）下降了 27%。

表 8：电化学储能参与调频辅助服务的单位容量收入和收入成本比

年运行比例 0.3									
里程价格	元/MW	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0
单位容量收入	元/Wh	0.24	0.36	0.48	0.60	0.72	0.84	0.96	1.08

¹ 年运行比例=电化学储能参与调频服务的天数/365 天。

收入成本比	%	15.83	23.75	31.67	39.59	47.50	55.42	63.34	71.25
年运行比例 0.6									
里程价格	元/MW	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0
单位容量收入	元/Wh	0.48	0.72	0.96	1.20	1.44	1.68	1.93	2.17
收入成本比	%	31.67	47.50	63.34	79.17	95.00	110.84	126.67	142.51
年运行比例 0.9									
里程价格	元/MW	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0
单位容量收入	元/Wh	0.72	1.08	1.44	1.81	2.17	2.53	2.89	3.25
收入成本比	%	47.50	71.25	95.00	118.76	142.51	166.26	190.01	213.76

资料来源：CESA，国家能源局，《储能的度电成本和里程成本分析》，国海证券研究所

传统调频市场容量较小但火储联合调频扩围仍有空间，同时光伏等新能源快速发展有望推动调频市场扩容。在新能源装机比例不高时，传统电力系统具有较强的调频能力，以山东为例，山东具备调频能力的燃煤机组达 80 台，但调用的不到 20 台。当前电化学储能参与调频辅助服务以火储联合调频为主，电化学储能主要用于改善传统燃煤机组调频性能，并非增加市场调频容量。2021 年，火储联合调频发展较好的山西、京津唐、蒙西已无新增项目出现。近年来这几个地区及广东的调频补偿额常年稳定在月均 3000 万左右，市场呈现饱和趋势。在广东等传统优势区域发展暂缓的情况下，火储联合调频却在不断开拓新的市场。据储能与电力市场统计，2021 年新增项目（规划、建设、投运）涵盖广东、江苏、浙江、福建等 15 个省市。同时，对于新能源装机占比较高的区域，光伏等新能源出力的短时波动将增大系统调频需求，推动电力系统调频辅助服务市场加速扩容。

3.5、工商业峰谷价差拉大，电化学储能峰谷价差套利初具经济性

我国部分省区工商业峰谷价差超 0.7 元/kWh，电化学储能峰谷价差套利已具备经济性。电化学储能通过峰谷价差套利的收益取决于各地区峰谷价差、储能充放电策略和储能循环次数等。根据测算，按照每日 2 充 2 放的充放电策略，在峰谷价差超过 0.7 元/kWh，且电化学储能循环次数超过 4500 次时，电化学储能通过峰谷套利收益足以覆盖自身增加的成本。在该充放电策略下电化学储能使用年限会缩短，该策略更适合循环次数更高的电化学储能电池。对比每日 2 充 2 放策略和每日 1 充 1 放策略，在 5000 次循环次数和 0.7 元/kWh 峰谷价差的同等条件下，每日 2 充 2 放策略通过增加日循环次数缩短投资回收期至 6.1 年，而后种策略的投资回收期达 7.5 年；但同时每日 2 充 2 放策略会缩短电化学储能使用年限，且由于多出的 1 充 1 放对应的峰平时段电价差较小，该策略的投资净现值小于同样条件下的 1 充 1 放策略。据北极星储能网汇总的 2022 年 1 月电网代购电峰谷价差数据，我国多个省区的一般工商业和大工业峰谷价差超过 0.7 元/kWh，且广东、浙江等地区的工商业峰谷价差甚至超过 1 元/kWh。即使考虑到用户侧峰谷电价波动，电化学储能在我国部门省区工商业用户情景已具备经济性。值得指出的是，我国居民电价属于民生保障问题，其电价远低于工商业电价，居民侧短期看难以通过峰谷价差套利发展电化学储能。

表 9: 电化学储能价差套利的单位容量收入和收入成本

每日 2 充 2 放，循环次数 5000 次											
峰谷价差	元/kWh	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2
单位容量收入	元/Wh	0.76	1.01	1.26	1.52	1.77	2.02	2.28	2.53	2.78	3.04
收入成本比	%	49.92	66.56	83.20	99.84	116.49	133.13	149.77	166.41	183.05	199.69
每日 2 充 2 放，峰谷价差 0.7 元/kWh											
循环次数	次	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500
单位容量收入	元/Wh	1.27	1.25	1.44	1.61	1.77	1.93	2.09	2.23	2.38	2.53
收入成本比	%	83.77	81.91	94.86	105.76	116.49	126.97	137.23	146.99	156.88	166.18
每日 1 充 1 放，循环次数 5000 次											
峰谷价差	元/kWh	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2
单位容量收入	元/Wh	0.80	1.06	1.33	1.60	1.86	2.13	2.39	2.66	2.92	3.19
收入成本比	%	52.48	69.97	87.46	104.96	122.45	139.94	157.44	174.93	192.42	209.91

资料来源：CESA，国家能源局，北极星储能网，各省发改委官网，国海证券研究所

3.6、新能源配储仍是主要驱动力，工商业储能前景可期

消纳弃用新能源、调峰等单一收益途径经济性仍较为有限，新能源强制配储政策仍是推动电化学储能发展的重要驱动力，有望推动共享储能发展。根据上述测算，消纳弃用新能源和调峰服务获取收益的主要问题在于储能利用率偏低，难以收回电化学储能投资成本。由于新能源配储在解决新能源弃用和系统调峰不足问题上的价值，新能源配储政策可能推广覆盖更多省市，从而成为推动电化学储能发展的重要驱动力。共享储能作为新能源配储政策下新的商业模式，有望通过提升储能利用效率和获取稳定租金收益而得到快速发展。相应地，无论是新能源强制配储政策要求还是共享储能商业模式都更适宜发展 2h 及以内时长的电化学储能，以兼容多种收益途径。展望看，随着电化学储能成本进一步下降、新能源占比的进一步提升、调峰辅助服务费用上升且能向用户侧疏导等利好条件不断积聚，电化学储能有望从强制政策驱动逐步转变为市场驱动，从而迎来加速发展期。结合调峰需求看，储能参与调峰可能会优先在辽宁、黑龙江、山东、甘肃等省具备经济性。

火储联合调频市场范围有望进一步扩大，独立储能当前仍难以单纯依靠调频服务实现大规模发展。尽管电化学储能参与调频服务在理想情况下可获得较好经济性，但传统调频辅助服务市场空间较为有限。同时，当前调频辅助服务主要是发电侧的“零和博弈”，且当前不少省市以传统电源为主的调频资源仍相对充裕，电化学储能参与调频服务受制于众多利益考量，仅参与调频服务的独立储能大规模发展可能会加剧部分省市调频资源过剩问题，因此该类以调频服务为主要收益途径的独立储能短期主要在部分省市以示范试点形式得以发展，不过调频服务会作为共享储能的一种重要收益渠道。由于火储联合调频主要用于改善传统电源调频性能，并不新增调频容量，反而有望在更多省市得到推广。展望看，随着新能源占比进一步提升，电力系统调频需求总量和性能要求都将会进一步提高，如一次调频需求增加，从而有利于电化学储能从调频服务中获取更大收益，推动独立

储能和火储联合调频的快速发展。此外，随着调频服务费用逐步向用户侧疏导，电化学储能收益可持续制约将进一步破除，电化学储能有望凭借优异调节性能在调频市场获得快速发展。

工商业储能在部分省市已初具经济性，有望优先在峰谷电价价差较大区域得到较快发展。尽管电价存在波动，但广东、浙江、江苏等省的工商业电价有望维持较大峰谷差值，若能长期超过 0.7 元/kWh，这些省市工商业用户发展电化学储能将具有较好经济性。考虑到长期电价的不确定性，工商业用户配置电化学储能可能仍存不少顾虑，但前景可期。展望看，随着我国第三产业和居民用户的用电量占比不断提升，电力系统峰谷差率将进一步拉大，峰谷价差有望维持高位。随着电力市场化改革的推进，工商业用户全部进入电力市场，分时电价机制完善、高耗能用成本上升将刺激工商业用户的电化学储能配置需求。

4、投资建议

当前我国电化学储能的主要驱动力预计仍是新能源配储政策，在储能利用率低、收益不佳的地区，低价储能系统仍将是主要受益方。但随着共享储能的发展，电化学储能电站正呈现集中式、大型化的趋势，有望推动优质储能系统快速发展，逐步推动实现储能行业优胜劣汰。且火储联合调频、工商业用户储能等场景对储能循环次数、安全性都提出了较高要求，同样将助力储能行业健康发展。基于此，我们给出行业“推荐”评级。具体标的上，建议关注：（1）系统集成：受益于行业增长和健康发展的系统集成龙头企业【阳光电源】、【比亚迪】；（2）锂电环节：储能市场需求确定，受益于电化学储能增长预期的磷酸铁锂电池龙头企业【宁德时代】、【亿纬锂能】和磷酸铁锂正极材料企业【德方纳米】；（3）储能变流器：储能系统成本主要构成之一的储能变流器相关企业【阳光电源】、【锦浪科技】、【德业股份】、【固德威】和【禾望电气】；（4）储能温控：大规模电化学储能温控需求旺盛，利好精密设备温控龙头企业【英维克】和【同飞股份】；（5）消防系统：电化学储能安全性要求较高，利好消防报警企业【青鸟消防】。

重点关注公司及盈利预测

重点公司 代码	股票 名称	2022-02-23			EPS		PE			投资 评级
		股价	2020	2021E	2022E	2020	2021E	2022E		
300750.SZ	宁德时代	519.00	2.4	5.56	10.15	146.49	90.62	49.66	未评级	
300274.SZ	阳光电源	111.84	1.34	1.88	2.71	53.9	57.21	39.76	未评级	
002594.SZ	比亚迪	252.00	1.55	1.57	3.04	125.19	151.23	78.06	未评级	
300014.SZ	亿纬锂能	89.08	0.87	1.68	2.46	93.18	50.99	34.86	未评级	
300769.SZ	德方纳米	621.00	-0.32	7.03	11.96	-527.62	84.35	49.57	未评级	
300763.SZ	锦浪科技	245.32	2.18	2.23	3.77	68.23	107.87	63.84	未评级	
605117.SH	德业股份	269.96	2.99	3.23	4.99		82.88	53.54	未评级	
688390.SH	固德威	379.99	2.96	4.06	7.14	80.43	93.75	53.37	未评级	
603063.SH	禾望电气	40.50	0.61	0.59	0.98	31.45	67.11	39.91	未评级	
002837.SZ	英维克	40.00	0.56	0.7	0.97	31.04	58.02	42.15	未评级	
300990.SZ	同飞股份	101.88	3.2						未评级	
002960.SZ	青鸟消防	45.09	1.75	1.51	2.03	21.42	29.41	21.87	未评级	

资料来源：Wind 资讯，国海证券研究所（注：盈利预测取自万得一致预期）

5、风险提示

- 1) 储能相关政策变化;
- 2) 新能源配储政策落实不及预期;
- 3) 电化学储能成本下降不及预期;
- 4) 重点关注公司业绩不及预期;
- 5) 模型假设与实际情况可能存在差异。

【电新小组介绍】

李航，首席分析师，曾先后就职于广发证券、西部证券等，新财富最佳分析师新能源和电力设备领域团队第五，卖方分析师水晶球新能源行业前五，新浪财经金麒麟电力设备及新能源最佳分析师团队第四，上证报最佳新能源电力设备分析师第三等团队核心成员。

邱迪，中国矿业大学（北京）硕士，电力电子与电气传动专业，4年证券从业经验，曾任职于明阳智能资本市场部、华创证券等，主要覆盖风电、电力电子设备、电气设备及储能等方向。

【分析师承诺】

李航，邱迪，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、客观的出具本报告。本报告清晰准确的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取到任何形式的补偿。

【国海证券投资评级标准】

行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深 300 指数；
中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深 300 指数；
回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深 300 指数。

股票投资评级

买入：相对沪深 300 指数涨幅 20%以上；
增持：相对沪深 300 指数涨幅介于 10%~20%之间；
中性：相对沪深 300 指数涨幅介于-10%~10%之间；
卖出：相对沪深 300 指数跌幅 10%以上。

【免责声明】

本报告的风险等级定级为R3，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

【风险提示】

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。在任何情况下，本

报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

【郑重声明】

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。