

公用事业

新型电力系统深度研究 3——全场景下电化学储能电站收益测算

双碳目标下新能源装机规模持续扩张，储能成必要环节

双碳目标下新能源装机维持高增速，装机规模占比不断提升，给电网带来较大考验，**储能成为新型电力系统下的必要环节**。但传统抽水蓄能受制于自然条件约束及响应速度较慢问题，难以完全满足新能源装机规模快速扩张下的调峰调频需求。以电化学为主的新能源储能近年来取得快速发展，截至 2021 年底，国内电化学储能装机规模为 5.12GW，2014-2021 年 CAGR 达 69.0%。

源网侧：收益机制亟待探索，共享独立储能或为最优模式

火储联合调频：火储发展初期受补偿政策影响，广东、内蒙、山西等区域收益水平显著，发展优势明显，但**该市场目前总体资金池相对有限，伴随电站规模快速扩张，总体资金池将被迅速瓜分，早期发展较快区域开始趋于饱和，补偿标准表现出降低趋势**。在此背景下，火储联合调频市场开始向其他区域拓展，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，涉及近 40 个项目。

新能源+储能：多个省份提出明确新能源配储要求（比例多在 5%-20%之间），推动储能产业规模快速扩张，但“繁荣发展”背后，由于其缺乏明确调用及收益机制，发电侧自建储能压力较大。

独立储能：新型储能产业“探索初期”将过，规范化与市场化加速推进。而独立储能电站一方面更加贴合政策导向，相比于依附于发电侧的商业模式，独立储能电站规范性与主体性更强；另一方面，在辅助服务市场逐渐向独立储能放开的背景下，独立储能电站有望满足发电侧、电网侧等多方需求，通过参与调峰、调频等电力辅助服务及容量租赁来拓宽收益渠道，从而有效解决经济性难题。同时，独立储能电站参与电力现货市场交易确定性逐渐增强，市场化机制有望打破资金盘掣肘，进一步提高项目收益水平。根据测算，在综合考虑现货市场交易+容量租赁的情况下，山东独立储能电站项目全投资 IRR 达 13.01%，资本金 IRR 达 26.50%，收益率可观，已具备较强的投资价值。

用户侧：需求响应机制必要性凸显，峰谷价差拉大为储能提供套利空间

伴随我国分时电价政策加速推进，目前已有 29 个省份实施了不同的分时电价机制，峰谷电价价差不断拉大，从而为用户侧储能提供了客观的套利空间。根据测算，当平均价差达到 0.39 元/KWh 时可实现盈亏平衡，当平均价差达到 0.6 元/KWh 时，其全投资 IRR 达 11.57%，资本金 IRR 达 23.30%，因此从当前各地区峰谷价差情况来看，用户侧储能已具备一定的经济性与投资价值。

投资建议：新型储能商业模式逐渐明朗，共享独立储能电站收益可观，规模放量在即。一方面，双碳目标下，新能源装机维持高增速，装机规模占比不断提升，给电网带来较大考验。在此背景下，国家级储能相关政策频繁出台，对新型储能产业做出一系列顶层战略规划，明确到 2025 年 30GW 的发展目标，并推动其规范化与市场化发展；另一方面，在近年来对储能商业模式的持续探索下，其收入渠道不断拓展，盈利能力显著提高，同时伴随政策端补偿机制等的陆续推出，储能经济性有望持续改善。具体标的方面，建议关注【万里扬】【林洋能源】【三峡能源】【文山电力】【宝光股份】【南网科技】等

风险提示：储能上游设备涨价，相关政策出台及落地不及预期，储能电站收益渠道拓展不及预期，现货市场下电费价差不及预期，测算假设存在误差等

证券研究报告

2022 年 06 月 18 日

投资评级

行业评级

强于大市(维持评级)

上次评级

强于大市

作者

郭丽丽

分析师

SAC 执业证书编号：S1110520030001

guolili@tfzq.com

行业走势图



资料来源：聚源数据

相关报告

- 1 《公用事业-行业研究周报:火电超临界机组为什么被关注?》 2022-06-12
- 2 《公用事业-行业研究周报:国家电投集团资产梳理:优质资产整合未来可期》 2022-06-05
- 3 《公用事业-行业点评:政策支持新能源发展,空间、扩张速度有望双提升》 2022-05-31

内容目录

1. 双碳目标下新能源装机规模持续扩张，储能成必要环节	5
1.1. 双碳目标下新能源装机占比持续提升，消纳问题凸显	5
1.2. 电化学储能发展前景广阔，政策加码有望推动产业持续升温	6
1.2.1. 以电化学储能为主的新型储能技术优势明显，装机规模高速增长	6
1.2.2. 产业链：“原材料-设备及系统-场景应用”，电池及储能系统为成本核心	9
1.2.3. 政策规划助推储能产业发展	9
2. 源网侧：收益机制亟待探索，共享独立储能或为最优模式	11
2.1. 火储联合调频：传统区域发展速度减缓，市场向新区域拓展	11
2.2. “新能源+储能”快速扩张，发电侧自建储能面临一定压力	13
2.3. “多方受益多方买单”，（共享）独立储能或为最优模式	15
2.3.1. 规范化与市场化进程加速推进，“运营模式”最优者有望脱颖而出	15
2.3.2. 共享独立储能“一站多用”，助力收入渠道扩展	15
2.3.3. 经济性测算：电力现货市场下具备投资价值，容量租赁影响较大	18
3. 用户侧：需求侧响应+峰谷价差套利，开辟储能新空间	21
3.1. 需求响应机制必要性凸显，峰谷价差拉大为储能提供套利空间	21
3.2. 经济性测算：价差在 0.39 元/KWh 以上具备盈利能力	22
4. 投资建议：商业模式逐渐明朗，盈利持续改善，规模放量在即	23
4.1. 万里扬：拓展储能业务板块，重点发展独立储能电站，项目储备丰富	23
4.2. 林洋能源：项目储备丰富，产业链拓展铸就核心竞争力	24
4.3. 三峡能源：大规模布局储能业务，风光储一体化协同发展	25
4.4. 文山电力：南网调峰调频资产注入，打造优质储能平台	26
4.5. 宝光股份：全面进军储能行业，多场景应用快速拓展	26
4.6. 南网科技：南网旗下全流程储能系统技术服务供应商	27
5. 风险提示	29

图表目录

图 1：2021 年各类电源装机增长量占比	5
图 2：2021 年全国各类电源装机结构	5
图 3：2021 年全国电源出力占比	5
图 4：典型日风电出力曲线	6
图 5：典型日光伏出力曲线	6
图 6：新型储能装机占比不断提高	7
图 7：电化学储能应用场景图	8
图 8：2014-2021 全球电化学储能装机及同比增速（GW）	8
图 9：2014-2021 全国电化学储能装机及同比增速（GW）	8
图 10：电化学储能产业链概况	9
图 11：储能电站投资成本结构	9

图 12: 西部省份某发电机组跟踪电网 AGC 指令的响应过程	11
图 13: 储能系统跟踪电网 AGC 调频响应过程	11
图 14: 截至 2020 年 7 月国内各地区火储项目规模及占比	11
图 15: 火储联合调频项目运营及收入机制	12
图 16: 2021 年各地新增储能调频项目情况	13
图 17: 某风电项目配储前后弃风率变化情况	14
图 18: 配储对风电项目初始投资影响情况 (设配储前为 1)	14
图 19: 配储对光伏项目初始投资影响情况 (设配储前为 1)	14
图 20: 2021-2025 年风电装机量增长预测 (亿千瓦)	14
图 21: 2021-2025 年光伏装机量增长预测 (亿千瓦)	14
图 22: 风电企业自建储能与容量租赁情况下单位投资成本增量对比 (元/KW)	15
图 23: 独立储能电站有望同时满足发电侧与电网侧储能需求	16
图 24: 各区域电力现货市场建设情况	16
图 25: 2021 年各地新增独立储能电站项目情况	17
图 26: 山东省调频辅助服务市场运行及结算规则	19
图 27: 2025 年独立储能电站单位投资成本将降低 30%以上(元/Wh)	20
图 28: 磷酸铁锂动力电池价格走势情况 (元/Wh)	20
图 29: “十四五”时期用户侧储能发展规划	21
图 30: 公司产业链布局情况	24
图 31: 三峡能源庆云储能电站示范项目效果图	25
图 32: 截至 2021 年底公司各类型能源装机量 (万千瓦)	26
图 33: 宝光股份储能业务范围概况	27
图 34: 公司储能系统技术服务业务营收情况	27
图 35: 公司储能技术服务发展概况	28
表 1: “十四五”期间各省份风、光新增装机规划情况	5
表 2: 西北区域各省(区)弃风弃光原因模拟结果对比	6
表 3: 各类储能技术特点及应用场景分类	7
表 4: 各类型储能电池性能参数对比	8
表 5: 近期储能相关政策规划	10
表 6: 典型地区储能“十四五”规划	10
表 7: 广东调频辅助服务补偿规则变动情况	12
表 8: 性能调整后补偿额下降情况	12
表 9: 全国部分省市可再生能源强制配储要求	13
表 10: 《“十四五”新型储能发展实施方案》相关内容	15
表 11: 部分地区调峰辅助服务补偿价格 (包含历史水平)	16
表 12: 部分地区调频辅助服务结算规则及补偿价格	17
表 13: 不同储能电站类型对比	17
表 14: 核心数据及相关假设	18
表 15: 不考虑电力现货市场与容量租赁情况下项目收益与成本拆分	18
表 16: 部分地区储能容量租赁开展情况	18

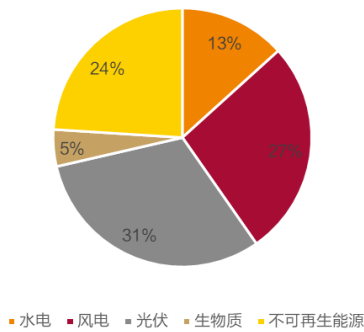
表 17：三峡能源庆云储能示范项目现货市场收益与成本来源.....	19
表 18：不同模式下独立储能电站收益水平对比.....	20
表 19：2022 年 4 月各省市电网代理购电峰谷价差及峰平价差情况（元/KWh）.....	21
表 20：核心数据及相关假设.....	22
表 21：用户侧储能项目收益率测算结果	22
表 22：万里扬已投运及储备储能电站项目情况.....	23
表 23：公司储能项目储备情况	25
表 24：公司已投运及储备储能项目	26
表 25：公司储能业务商业模式分类.....	27
表 26：公司储能系统技术服务相关环节具体内容	28
表 27：公司项目布局及储备情况	29

1. 双碳目标下新能源装机规模持续扩张，储能成必要环节

1.1. 双碳目标下新能源装机占比持续提升，消纳问题凸显

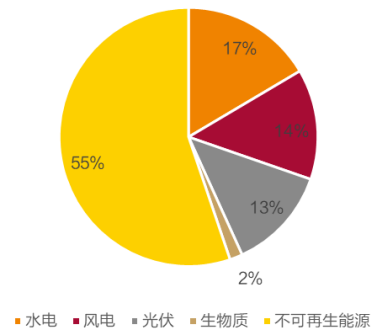
双碳目标下，新能源装机维持高增速，装机规模占比不断提升。双碳目标下，能源结构绿色转型加速，新能源装机规模持续扩张。据国家能源局数据，2021 年我国可再生能源新增装机 1.34 亿千瓦，占全国新增发电装机的 76.1%；截至 2021 年底，我国可再生能源发电累计装机达到 10.63 亿千瓦，占总发电装机容量的 44.8%。

图 1：2021 年各类电源装机增长量占比



资料来源：国家能源局公众号，天风证券研究所

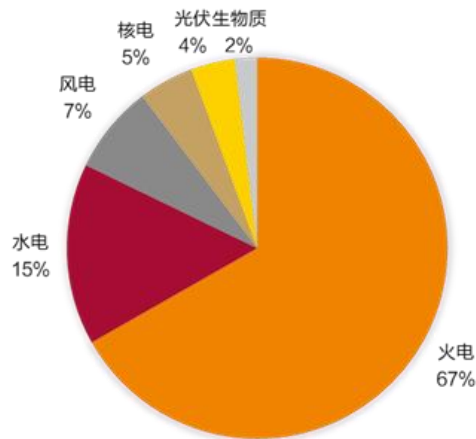
图 2：2021 年全国各类电源装机结构



资料来源：国家能源局公众号，天风证券研究所

新能源发电量与传统能源相比仍存在较大差距，“十四五”期间新能源装机容量有望持续增长。虽然可再生能源装机占比已接近 50%，但由于其出力稳定性不足，发电量与传统能源仍存在较大差距，根据国家能源局数据，2021 年全年火电发电量占发电量比例高达 67.4%，光伏风电贡献比例仅 11.7%左右。因此我们预计“十四五”期间新能源装机容量有望持续增长。

图 3：2021 年全国电源出力占比



资料来源：中电联，国家能源局，天风证券研究所

2022 年 4 月 18 日，国家能源局综合司下发《关于开展省级“十四五”可再生能源发展规划备案的通知》，要求各省报备本地区的“十四五”可再生能源发展规划。据智汇光伏统计，目前已有超 20 个省份明确提出风电、光伏发展规划，总新增装机规模超过 6 亿千瓦，“十四五”期间增长空间仍然广阔。

表 1：“十四五”期间各省份风、光新增装机规划情况

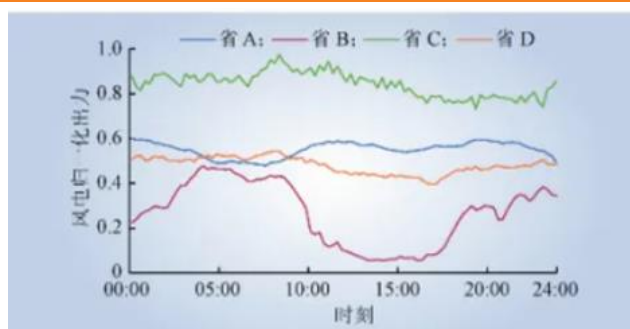
省份	风电（万千瓦）	光伏（万千瓦）	合计（万千瓦）	省份	风电（万千瓦）	光伏（万千瓦）	合计（万千瓦）
宁夏	450	1400	1850	甘肃	2480	3200	5680
海南	-	-	500	黑龙江	-	-	3000

江苏	1053	916	1969	天津	110	400	510
西藏	-	872	-	山东	705	3428	4133
浙江	444	1283	1727	河南	1000	1000	2000
河北	2026	3210	5236	青海	807	3000	3807
陕西	-	-	4519	内蒙古	5115	3262	8377
吉林	-	-	2085	四川	600	1000	1600
辽宁	-	-	1619	北京	11	190	201
湖北	498	1502	2000	广东	2000	2000	4000
江西	190	324	514	贵州	500	2043	2543

资料来源：智汇光伏公众号，贵州省能源局，天风证券研究所

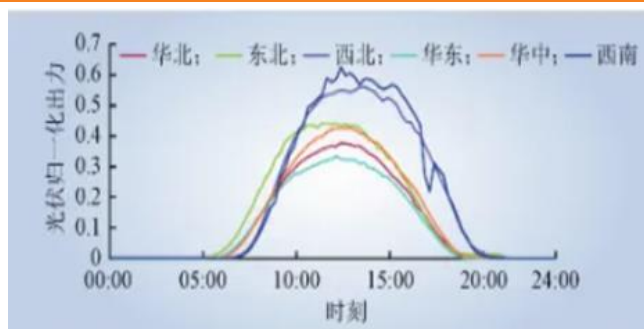
新能源出力受制于不稳定性，大规模接入给电网带来较大考验。风电日波动最大幅度可达装机容量的 80%，且呈现一定的反调峰特性；光伏发电受昼夜、天气、移动云层变化的影响，同样存在间歇性和波动性。随着风电/光伏并网比例提升，常规电源装机容量占比相应降低，**新能源调峰容量需求激增与常规电源调峰容量下降之间的矛盾凸显**，给电网带来较大考验。

图 4：典型日风电出力曲线



资料来源：《考虑新能源资源及出力特性的全局备用容量优化方法》蔡乾等，天风证券研究所

图 5：典型日光伏出力曲线



资料来源：《考虑新能源资源及出力特性的全局备用容量优化方法》蔡乾等，天风证券研究所

传统能源协调模式下系统调峰能力不足，对新能源消纳造成限制。传统能源协调模式下系统调峰能力不足的问题凸显，已成为了限制高比例新能源消纳的主要原因。以西北地区为例，根据《西北区域新能源发展规划及运行监管报告》，西北区域弃风弃光的两大原因（系统调峰能力不足和传输容量受限）的影响占比正在发生变化，截至 2020 年，传输容量受限的导致弃风弃光占比已经很小，而调峰能力不足问题将会越来越严重。

表 2：西北区域各省(区)弃风弃光原因模拟结果对比

省区	弃风原因				弃光原因			
	调峰能力不足		传输容量受限		调峰能力不足		传输容量受限	
	2015 年	2020 年	2015 年	2020 年	2015 年	2020 年	2015 年	2020 年
陕西	-	95.7%	-	4.3%	-	89.6%	-	10.4%
甘肃	52.1%	74.2%	47.9%	25.8%	39.6%	69.9%	60.4%	30.1%
宁夏	85.8%	94.2%	14.2%	4.8%	89.5%	96.6%	10.5%	3.4%
青海	-	96.5%	-	3.5%	69.8%	93.2%	30.1%	6.7%
新疆	74.1%	92.3%	25.8%	7.7%	73.0%	90.1%	27.0%	9.8%

资料来源：国家能源局，天风证券研究所

1.2. 电化学储能发展前景广阔，政策加码有望推动产业持续升温

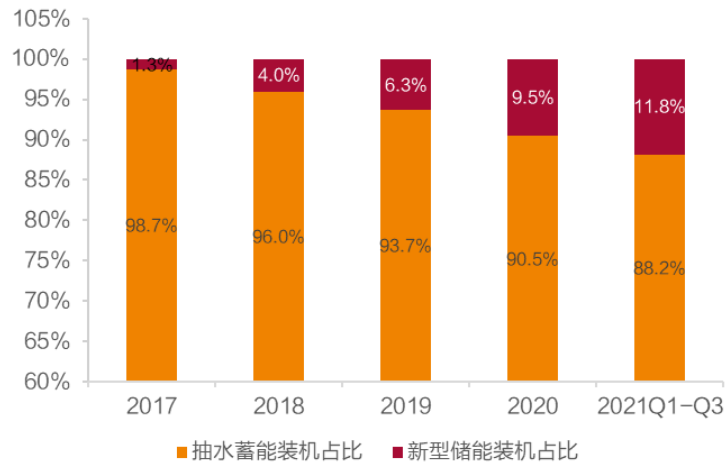
1.2.1. 以电化学储能为主的新型储能技术优势明显，装机规模高速增长

传统抽水蓄能难以完全满足新能源装机规模快速扩张下的调峰调频需求。储能技术根据储能系统存储能量的形式以及其构成机理的不同可以分为抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储

能、超导磁储能（物理储能）及超级电容储能、电化学储能（化学储能）等。传统的抽水蓄能虽起步较早、技术较为成熟，但具有难以克服的劣势：一方面，抽水蓄能受地理位置及自然条件约束较强，灵活性较低；另一方面，抽水蓄能的响应速度较慢，响应时间较长。

因此，伴随未来新能源装机规模快速扩张，抽水蓄能恐难以完全满足调峰调频需求。在此背景下，以电化学储能为主的新型储能近年来快速发展，装机占比不断提高。

图 6：新型储能装机占比不断提高



资料来源：中关村储能产业技术联盟，天风证券研究所

新型储能技术响应速度较快，相比于抽水蓄能技术更具优势。新型储能是除抽水蓄能外的其他以输出电力为主要形式的储能，相比于抽水蓄能技术，在响应速度等各项性能参数上更具优势。

表 3：各类储能技术特点及应用场景分类

技术类型	转换效率	响应时间	优点	缺点
抽水蓄能	70%-85%	分钟级	寿命长，规模大，损耗低，无污染	受制于自然条件，建设周期长
压缩空气	60%左右	分钟级	容量大、周期长，启动灵活，爬坡速率高	受地理条件的影响
飞轮储能	90%以上	毫秒级	无污染、维护简单，可持续工作	成本高，对场地有一定要求
超导磁储能	95%以上	毫秒级	功率密度高，响应速度快	成本高，要求低温
超级电容储能	95%以上	毫秒级	充放电速度快，寿命长	能量密度低，电介质耐压低
电化学储能	70%-95%	秒级	能量密度高，响应快	寿命有限、成本高

资料来源：《储能在电力系统调频调峰中的应用》张晓晨，《超导磁储能变流器在微网中的控制策略研究》王云，天风证券研究所

- 1) 压缩空气储能：具有储能容量大、寿命周期长、爬坡速率高等优点，但其能量转换效率较低，仅为 60% 左右，且需要特定地理条件，环境要求较高。
- 2) 飞轮储能：国内飞轮储能系统主要还处在实验室研发和样机研制阶段，理论研究比较丰富，工程应用研究进展较为缓慢，进入市场的成熟飞轮产品还相对较少，因此短期内难以大规模推广。
- 3) 超导磁储能：利用超导线圈直接存储电磁能，功率密度高，响应速度很快，转换效率也很高，但受限于价格昂贵的超导材料和低温制冷系统，短期内难以商业化。
- 4) 超级电容储能：在充放电速度、功率密度高等方面较其他储能方式有所提升，但存在电介质耐压低等问题，存储能量的大小和保持的时间长度都因漏电流等因素而受到限制。
- 5) 电化学储能：通过化学反应将化学能和电能进行相互转换来储存能量，根据材料不同主要可分为铅酸蓄电池、钠硫电池、液流电池和锂离子电池等形式，一方面，电池储能的能量密度与能量转换效率较高，且响应速度较快，能够有效满足电力系统调峰调频需求；另一方面，其功率和能量可以根据不同应用需求灵活配置，几乎不受外部气

候及地理因素的影响。其中，锂离子电池经过多年发展，综合性能参数与技术成熟度来看，或为当下综合性最好的电池体系，具备大规模推广条件。

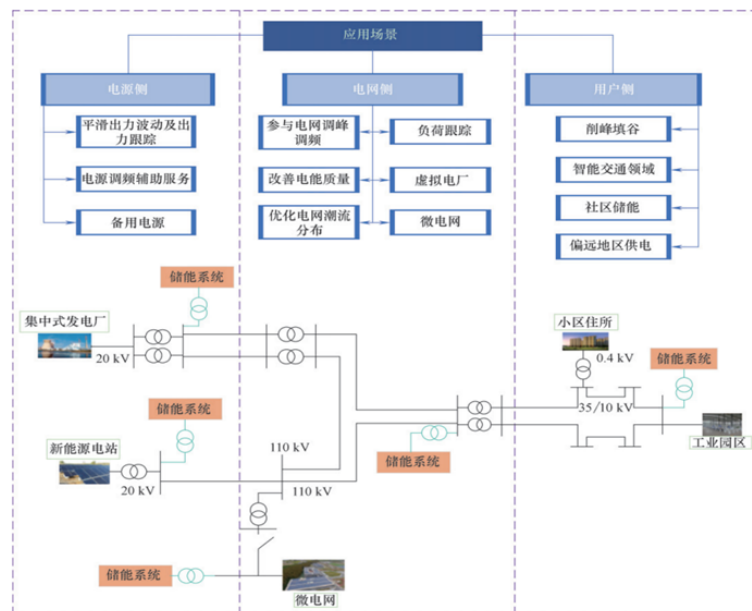
表 4：各类型储能电池性能参数对比

电池类型	能量密度 (Wh/kg)	额定功率 (MW)	循环次数 (次)	充放电效率 (%)	自放电 (%/天)
锂离子电池	150-200	0-0.1	1000-10000	95	0.1-0.3
铅酸电池	35-50	0-20	500-1500	80	0.1-0.3
镍铬电池	150-200	0-40	2500	70	0.2-0.6
钠硫电池	150-240	0.05-8	2500	90	-20
全钒液流电池	25-35	0.03-3	10000	80	小

资料来源：《储能电力系统调频调峰中的应用》张晓晨，天风证券研究所

电化学储能能在电力系统的源、网、荷侧都可根据需求灵活部署，各环节效果显著。在发电侧可提高发电的稳定性，并提高发电质量；在输电环节，可降低输电的成本；在配电环节，可以缓解企业和用户用电压力，促进电网的升级扩容；在送电环节，可通过峰谷差套利，进而减少企业和用户用电成本。

图 7：电化学储能应用场景图



资料来源：黎冲等《电化学储能商业化及应用现状分析》，天风证券研究所

近年来全球和中国的电化学储能装机规模均呈现高速增长态势。全球电化学储能的装机规模从 2014 年的不足 1GW 上升 2021 年的 20.4GW，复合增速 56.2%；中国的电化学储能装机规模同样连续多年保持快速增长趋势，2014-2021 年电化学储能装机从 0.13GW 增长至 5.12GW，复合增速 69.0%。

图 8：2014-2021 全球电化学储能装机及同比增速 (GW)

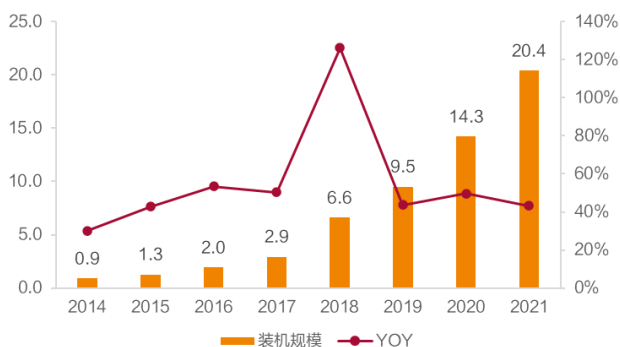
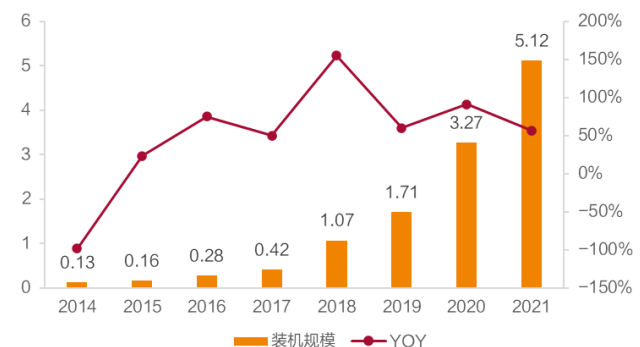


图 9：2014-2021 全国电化学储能装机及同比增速 (GW)



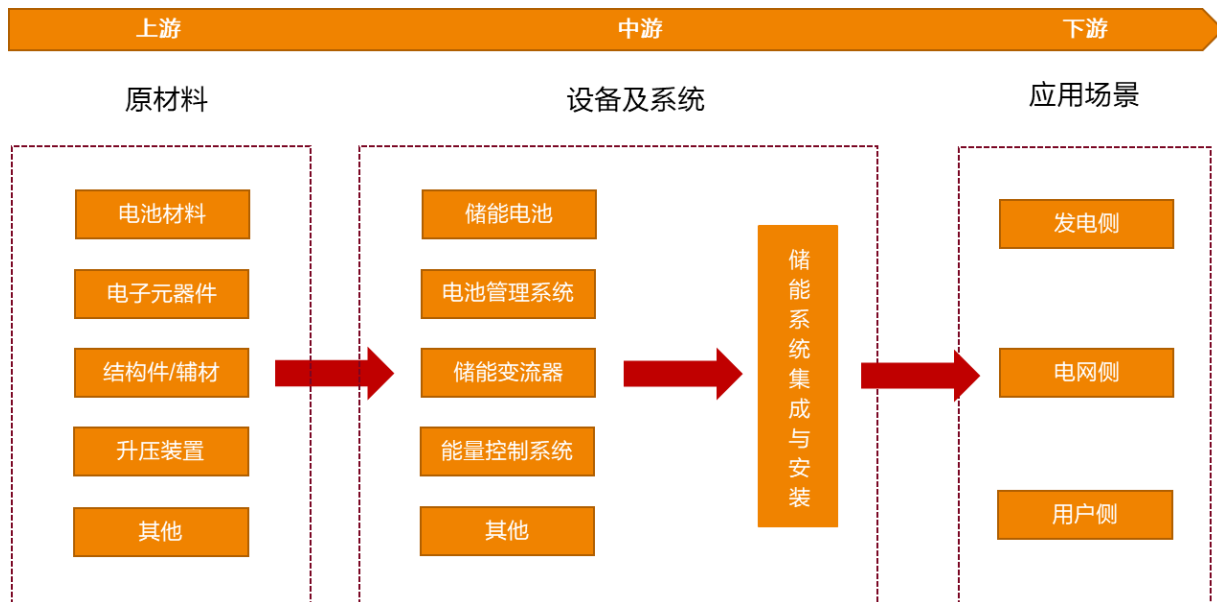
资料来源：CNESA，前瞻产业研究院，中国能源网，天风证券研究所

资料来源：CNESA，前瞻产业研究院，中国能源网，天风证券研究所

1.2.2. 产业链：“原材料-设备及系统-场景应用”，电池及储能系统为成本核心

储能产业链上游为各种原材料，包括正极材料、负极材料、电解液、隔膜、电子元器件、结构件、辅材、屏柜电缆、土建安装、升压装置等；中游主要包括储能电池、电池管理系统（BMS）、储能变流器（PCS）、能量控制系统（EMS）等；下游主要为发电侧、电网侧、用户侧等具体应用场景。

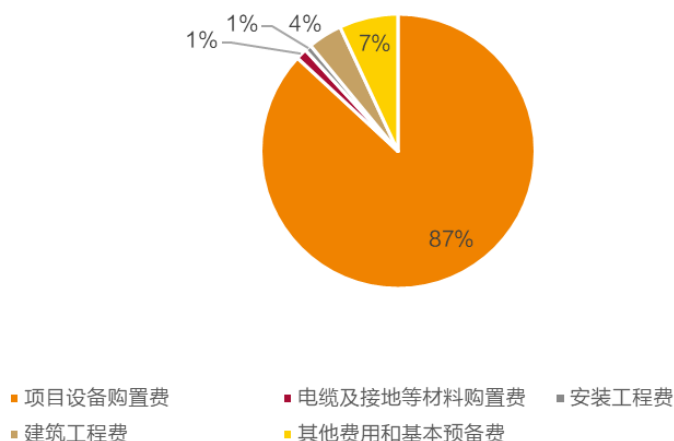
图 10：电化学储能产业链概况



资料来源：中商情报网，天风证券研究所

电池及储能系统为储能电站成本核心。储能电站投资主要包括设备购置费、安装工程费、建筑工程费、其他费用、基本预备费等，对于锂电池电化学储能，根据云南省能源研究院数据，项目设备购置费约占 87%，电缆及接地等材料购置费和安装工程费分别约占 1%，建筑工程费约占 4%，其他费用和基本预备费约占 7%。

图 11：储能电站投资成本结构



资料来源：云南省能源研究院公众号，天风证券研究所

1.2.3. 政策规划助推储能产业发展

近期国家级储能相关政策频繁出台，对我国电化学储能做出一系列政策规划，推动其规范化、产业化、市场化发展。面对新能源装机大规模扩张所带来的调峰调频需求，国家近年来陆续出台储能相关政策，从电价机制、项目管理、市场交易、技术攻关、商业模式、发

展目标等多个角度制定一系列顶层规划，探索储能产业发展路径，推动其向规范化、产业化、市场化发展。

表 5：近期储能相关政策规划

时间	政策名称	要点
2022.6.7	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	针对独立储能参与电力市场配合电网调峰，鼓励独立储能签订顶峰时段和低谷时段市场合约，发挥移峰填谷和顶峰发电作用。 独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。 强调了建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动电站参与电力市场； 探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收。
2022.5.30	《中国南方区域电力市场运营规则（征求意见稿）》	根据电力市场运营和各省区电力发展需要， 建立健全容量补偿机制（容量市场） ，风电、光伏等可再生能源、抽水蓄能和独立储能等参与电力市场的配套机制；探索建立市场化的输电权分配和交易机制。
2022.5.30	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	完善调峰调频电源补偿机制，推动新型储能快速发展，研究储能成本回收机制
2022.5.25	《关于加强电化学储能电站安全管理的通知》	要求所有纳入备案管理的接入 10 千伏及以上电压等级公用电网的电化学储能电站的安全管理工作需要纳入企业安全管理体系，落实全员安全生产责任制，健全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，依法承担安全责任。
2022.3.21	《“十四五”新型储能发展实施方案》	推动新型储能规模化、产业化、市场化发展。
2022.2.24	《关于加强南方区域新型储能发展应用监管工作的通知》	支持各类储能技术、调控技术攻关，充分考虑建设大容量、长时储能、综合应用的示范项目。 支持储能项目作为新型、特殊的独立市场主体身份参与各类电力市场。

资料来源：储能与电力市场公众号，CESA 储能项目及大数据公众号，全球新能源网，天风证券研究所

2021 年 7 月，国家发改委和国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，明确 2025 年 30GW 的发展目标，未来五年将实现新型储能从商业化初期向规模化转变，到 2030 年实现新型储能全面市场化发展。新版《指导意见》发布后，各地基于区域能源发展的切实需求以及带动新兴产业发展的需求，相继发布十四五储能发展目标。据中关村储能产业技术联盟统计，**仅青海、山东、湖南、浙江、内蒙古五省及南方电网储能的规划达 39GW，已高于国家制定的 30GW 目标。**按照规划初步测算，储能装机总规模预计约达到 47GW。

表 6：典型地区储能“十四五”规划

时间	地区	政策名称	要点	装机规模(GW)
2021.8.12	青海	《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案》	“十四五”末，青海新型储能装机规模达到 6GW 左右，应用规模位于全国前列，实现电力系统中短周期储能调节	6
2021.8.19	山东	《山东省能源发展“十四五”规划》	十四五期间：储能发展目标 4.5GW，需求响应能力达到最高负荷的 2%以上	4.5
2021.10.13	湖南	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	到 2023 年建成电化学储能电站 1.5GW/3GWh 以上	1.5
2021.11.19	浙江	《关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见》	十四五力争实现 2GW 左右新型储能示范项目发展目标	2
2021.12.24	内蒙古	《关于加快推动新型储能发展的实施意见》	到 2025 年建成并网新型储能规模达到 5GW 以上，独立共享储能电站不低于 5 万千瓦，时长不低于 4 小时	5
2021.11.11	南方电网	《南方电网“十四五”电网发展规划》	“十四五”期间，南方五省区将推动新能源配套储能 20GW	20

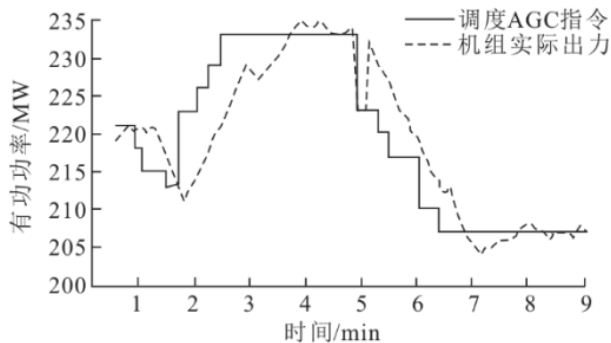
资料来源：中关村储能产业技术联盟，天风证券研究所

2. 源网侧：收益机制亟待探索，共享独立储能或为最优模式

2.1. 火储联合调频：传统区域发展速度减缓，市场向新区域拓展

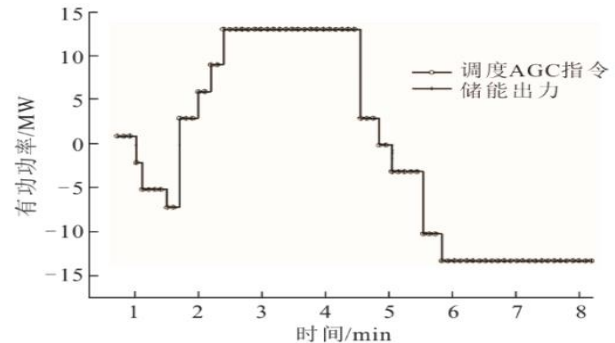
响应速度对机组调频性能提出更高要求，催生火储联合调频。电力系统运行过程中，发电出力与用电负荷总会出现随机性的有功不平衡情况，AGC 通过下达指令调节发电机组功率来控制电网频率及联络线功率，进而保持电力系统的发用平衡，因此 AGC 对发电机组的调频性能提出了较高要求。但燃煤发电机组相应功率调节速度较慢，仅能达到分钟级，相比之下，电储能系统响应功率调节速率更快，达到秒级标准，能够有效弥补燃煤发电机组响应迟缓带来的机组处理与调度 AGC 指令间的功率差值。

图 12：西部省份某发电机组跟踪电网 AGC 指令的响应过程



资料来源：《电储能提升火电机组调频性能研究》肖春梅，天风证券研究所

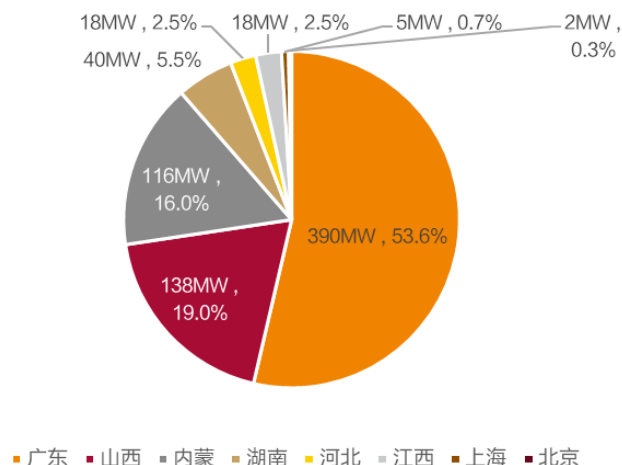
图 13：储能系统跟踪电网 AGC 调频响应过程



资料来源：《电储能提升火电机组调频性能研究》肖春梅，天风证券研究所

广东等区域受补偿政策影响，初期项目收益水平较为显著，发展优势明显。在性能需求叠加补偿政策影响下，火储联合调频市场快速发展。根据储能与电力市场统计，截至 2020 年 7 月，国内火储联合调频项目达 58 个（含投运、在建、中标项目），总规模达 727MW，且项目地集中于广东、内蒙、山西等地。

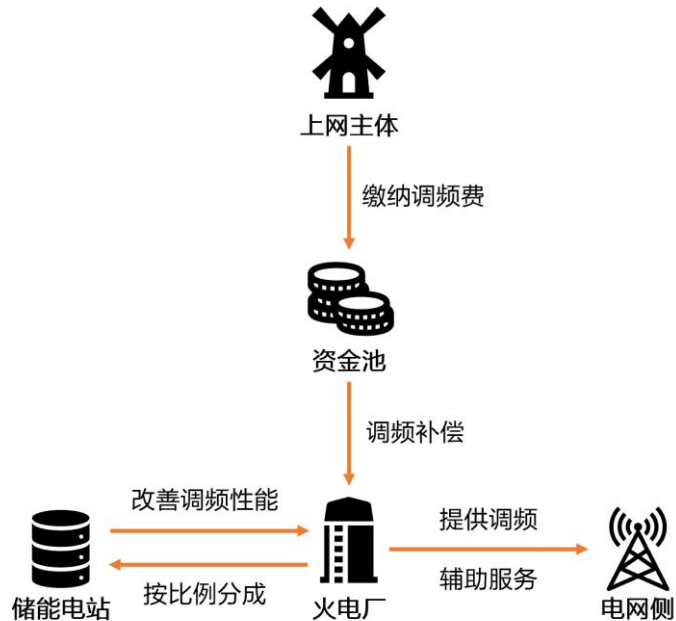
图 14：截至 2020 年 7 月国内各地区火储项目规模及占比



资料来源：储能与电力市场公众号，天风证券研究所

但目前来看，火储联合调频市场总体资金池较为有限。以南方电网调峰服务市场交易模式为例，所有上网主体均要按照上网电量缴纳调频费，形成资金池，储能电站投资方通过与火电厂签订合同的方式在火电厂旁建设储能调频电站，根据提供的调频服务，电网从将资金池中资金以调频补贴方式给予电站，随后电厂与电站分成。在此模式下，伴随储能电站规模的快速扩张，总体资金池将被迅速瓜分。

图 15：火储联合调频项目运营及收入机制



资料来源：星河能源资讯公众号，天风证券研究所

因此，早期发展速度较快的区域市场开始趋于饱和，补偿标准表现出降低趋势。以广东为例，根据 2020 年《广东调频辅助服务市场交易规则》，其在调频里程报价、里程补偿、容量补偿价格及补偿等方面均产生较大改动，其中对于里程补偿的计算中，将使用开根号的形式将 K 值的实际影响降低，综合性能 k 值越高，在市场价格、调频里程不变的情况下，获得的里程补偿额降幅将越大。

表 7：广东调频辅助服务补偿规则变动情况

变动内容	2018 年《广东调频辅助服务市场交易规则（试行）》	2020 年《广东调频辅助服务市场交易规则》
调频里程价格	申报价格 6-15 元/MW	申报价格 5.5-15 元/MW（每半年进行一次评估，修改申报价格上下限）
里程补偿	$R_{\text{月度}} = \sum_{i=1}^n (D_i \times Q_i \times k_i)$ D_i—第 i 个调节周期调节里程；Q_i—第 i 个调节周期市场结算价格；k_i—第 i 个交易周期综合调频性能	$R_i = \begin{cases} D_i \times Q_i \times \sqrt[m+1]{k_i}, & k_i \geq 1 \\ D_i \times Q_i \times k_i, & k_i < 1 \end{cases}, R_{\text{月度}} = \sum_{i=1}^n (R_i)$ （m 为规则发布后的自然年数）
容量补偿	未中标发电单位 3.56 元/MWh，中标发电单位 12 元/MWh	所有发电单位 3.56 元/MWh（现货电能市场连续运行后，按照机会成本进行容量补偿）

资料来源：储能与电力市场公众号，天风证券研究所

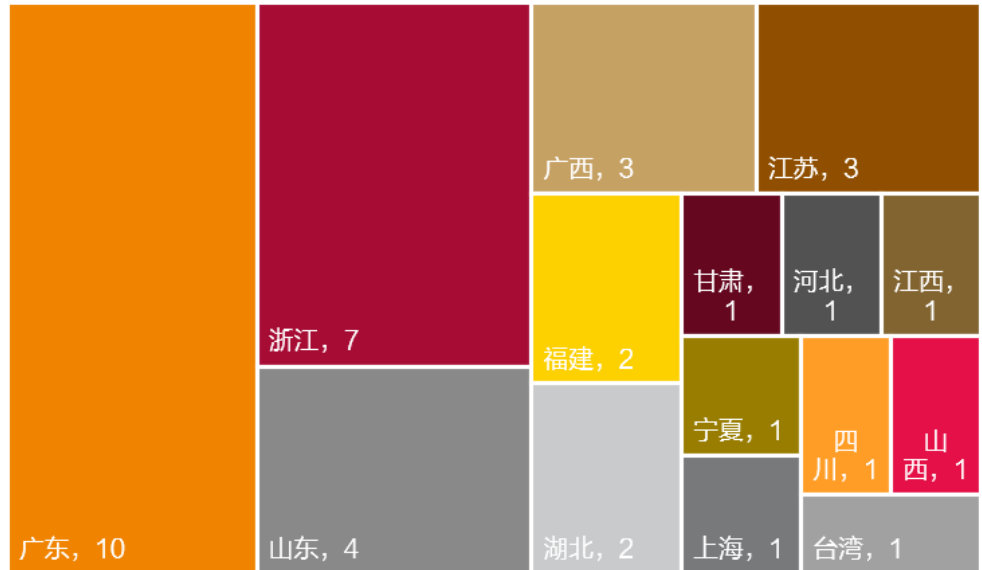
表 8：性能调整后补偿额下降情况

性能 K	性能调整 $\sqrt[m+1]{k}$			
	m=1(2021 年)		m=2 (2022 年)	
	$\sqrt[3]{k}$	降幅	$\sqrt[3]{k}$	降幅
3	1.73	42.26%	1.44	51.93%
2.5	1.58	36.73%	1.36	45.71%
2	1.41	29.29%	1.26	37.00%
1.5	1.22	18.35%	1.14	23.69%

资料来源：储能与电力市场公众号，天风证券研究所

在此情况下，火储联合调频市场开始向其他区域拓展，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，涉及近 40 个项目。

图 16：2021 年各地新增储能调频项目情况



资料来源：储能与电力市场公众号，天风证券研究所

2.2. “新能源+储能”快速扩张，发电侧自建储能面临一定压力

电网侧建储难以为继，调峰压力向电源侧转移。在电网侧储能建设初期，其商业逻辑是为电网提供各类服务，并希望通过输配电价将成本疏导至用户，但该模式在有效监管机制方面尚不成熟。因此，2019 年出台的《输配电定价成本监审办法》及 2020 年出台的《省级电网输配电价定价办法》均明确规定电化学储能不计入输配电定价成本，电网侧储能建设难以为继。在调峰压力持续存在背景下，建储任务向电源侧转移。

多省份提出明确配储要求，储能产业规模快速扩张。在调峰压力转移的情况下，多个省（区）的能源主管部门要求新能源企业配置一定比例的储能。从各省发布的规划、风光开发建设方案等文件来看，新能源配置储能比例大多在 5%-20% 之间；配置小时数大多在 2 小时，部分省份要求 1 小时或者 4 小时。各地配储要求明确化推动储能产业规模快速扩张。

表 9：全国部分省市可再生能源强制配储要求

省市区	配储要求			省市区	配储要求			省市区	配储要求		
	风电	光伏	备电时长		风电	光伏	备电时长		风电	光伏	备电时长
天津	15%	10%	-	宁夏	10%	10%	2h	山西	10%	10-15%	-
湖南	15%	5%	2h	上海	20%	-	4h	陕西	10-20%	10-20%	2h
广西	20%	15%	2h	成都	10%	10%	-	江苏	-	8-10%	2h
福建	-	10%	-	义乌	-	10%	2h	河北	10-15%	10-15%	2h
海南	-	10%	1h	江西	-	10%	1h	河南	10-20%	10-20%	2h
湖北	10%	10%	2h	内蒙古	15%	15%	2h/4h	临安	10-20%	10-20%	-
山东	10%	10%	2h	辽宁	15%	10%	4h	甘肃	5-10%	5-10%	2h
青海	10%	10%	2h	安徽	10%	10%	1h	阿克苏	-	10%	-

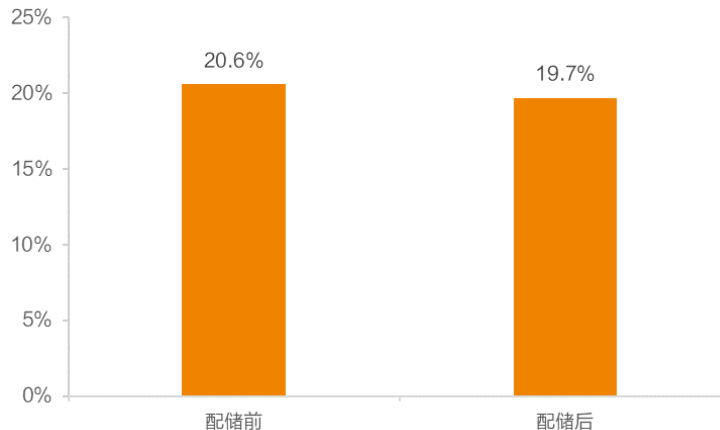
资料来源：北极星太阳能光伏网，上海市发改委，新能源网，中国电力网，北极星风力发电网，运城市人民政府，临安区人民政府，KE 科日光伏网，天风证券研究所

“繁荣发展”背后成本矛盾突出，发电侧自建储能面临一定压力。

- 一方面，仅将储能装机配额作为新能源发电项目并网条件，难以确保储能的建设质量，由于配建储能会导致项目初始投资成本明显增加，新能源企业可能更倾向于选择性能较差、初始成本较低的储能产品，而仅使储能作为可再生能源优先并网的工具；
- 另一方面，由于受到配储容量与时长限制，其对电源侧企业本身的消纳问题作用较为有限，因此企业在实际运行过程中可能会选择更低成本的解决方案，如在部分时段弃

电等。以某弃风严重区域风电配套储能站为例，配置额定功率 10%、4 小时的储能前后，其弃风率分别为 20.6%/ 19.7%，差别较小。

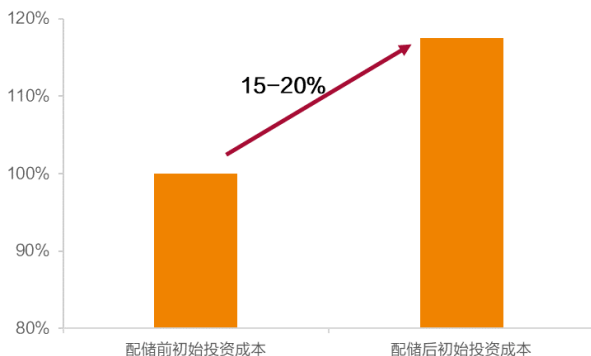
图 17：某风电项目配储前后弃风率变化情况



资料来源：中国电力网，天风证券研究所

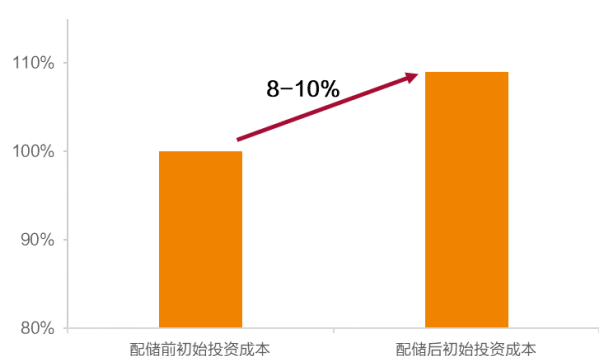
上述情况下，传统“新能源+储能”模式不但难以达到促进风光消纳及调峰调频的目的，而且会显著加大可再生能源项目初始投资成本，根据中国电力网，一座光伏电站配建装机容量 20%、时长 2 小时的储能项目，其初始投资将增加 8-10%；而风电场配建同样容量的储能项目，其初始投资成本将增加 15%-20%。因此，对于源网侧储能，发电侧自建储能面临一定困境，发展压力较大。

图 18：配储对风电项目初始投资影响情况（设配储前为 1）



资料来源：中国电力网，天风证券研究所

图 19：配储对光伏项目初始投资影响情况（设配储前为 1）



资料来源：中国电力网，天风证券研究所

而根据全球能源互联网发展合作组织预测，到 2025 年，我国清洁能源装机量将达到 17 亿千瓦，其中风电装机容量将达到 5.36 亿千瓦，2021-2025 年 CAGR 达 13.02%；光伏装机容量将达到 5.51 亿千瓦，2021-2025 年 CAGR 达 15.79%。按照配储比例 15% 计算，2021-2025 年仅风光配储需求增量便超过 67GW，相比于 2021 电化学储能 5.12GW 的总装机规模，装机缺口仍然较大。

图 20：2021-2025 年风电装机量增长预测（亿千瓦）

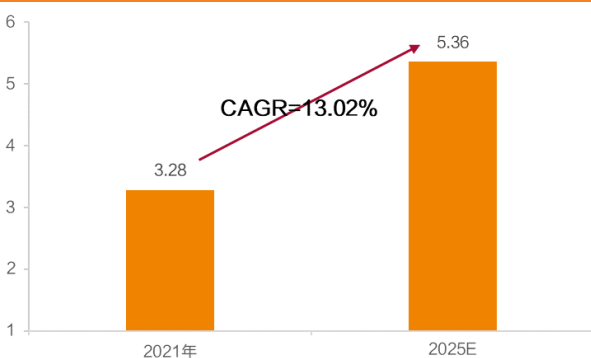
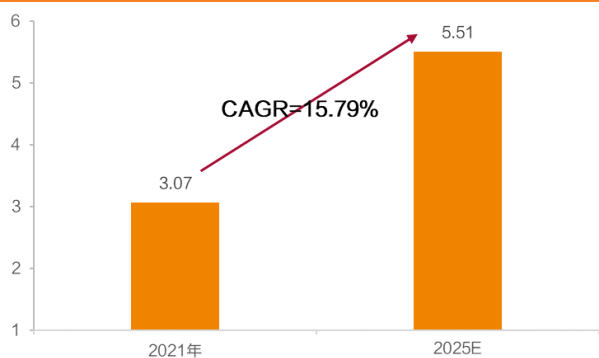


图 21：2021-2025 年光伏装机量增长预测（亿千瓦）



资料来源：中国电力企业联合会，《中国“十四五”电力发展规划研究》，天风证券研究所

资料来源：中国电力企业联合会，《中国“十四五”电力发展规划研究》，天风证券研究所

2.3. “多方受益多方买单”，（共享）独立储能或为最优模式

2.3.1. 规范化与市场化进程加速推进，“运营模式”最优者有望脱颖而出

新型储能产业“探索初期”将过，规范化与市场化加速推进。“十三五”以来，我国新型储能行业整体处于由研发示范向商业化初期的过渡阶段，伴随其市场规模不断扩大，新型储能产业“探索初期”将过。

2022年2月23日，国家发改委及能源局发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，明确了“十四五”期间新型储能产业发展的顶层规划。一方面，加快建立新型储能项目管理机制，规范行业管理，强化安全风险防范；另一方面，明确新型储能独立市场地位，完善市场化交易机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。在规范化与市场化加速推进的背景下，“运营模式”最优者有望脱颖而出。

表 10：《“十四五”新型储能发展实施方案》相关内容

基本原则	具体内容
市场主导，有序发展	明确新型储能独立市场地位，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，完善市场化交易机制，丰富新型储能参与的交易品种，健全配套市场规则和监督规范，推动新型储能有序发展。
立足安全，规范管理	加强新型储能安全风险防范。明确新型储能产业链各环节安全责任主体，建立健全新型储能技术标准、管理、监测、评估体系、保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

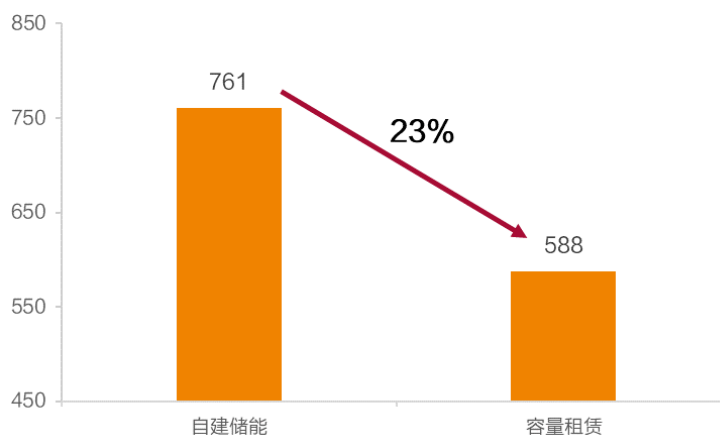
资料来源：国家能源局，天风证券研究所

2.3.2. 共享独立储能“一站多用”，助力收入渠道扩展

辅助服务市场放开，独立储能是更加贴合政策导向的独立市场主体。2021年底新发布的“两个细则”扩大了辅助服务的提供主体，丰富了辅助服务的服务品种，辅助服务市场向储能放开。《“十四五”新型储能发展实施方案》中明确提出，要推动储能作为独立主体参与各类电力市场，相比传统依附于发电侧的商业模式，独立储能电站更加贴合该政策导向。同时，由于其“独立性”，该模式下责任主体更为明确，有利于进一步提高储能电站发展的规范性与安全性。

同时满足多方需求，“一站多用”共享模式助力收入渠道扩展。独立储能电站除了能够作为传统电网侧储能设施满足其调峰调频需求外，还可以满足发电侧的储能需求。2021年8月，国家能源局及发改委发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，确定新能源发电企业可通过租赁储能容量，满足新增新能源装机调峰能力建设需求。以陆上风电为例，根据测算，相比于自建储能，发电企业选择租赁储能容量时（15%配储比例），总投资成本可降低23%左右，差距明显。

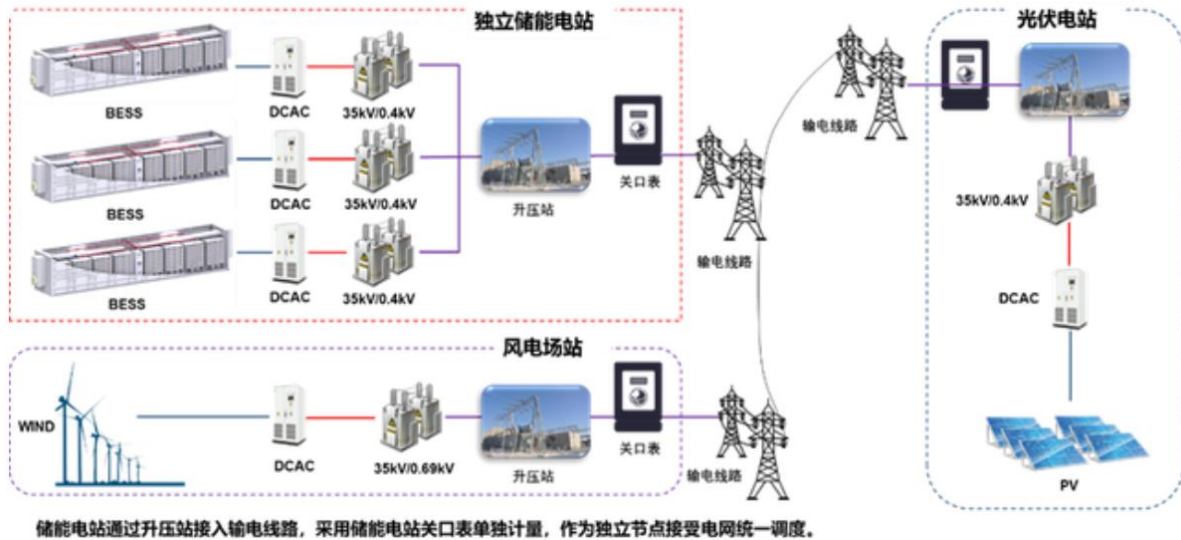
图 22：风电企业自建储能与容量租赁情况下单位投资成本增量对比（元/KW）



资料来源：中国电力网，Wind，天风证券研究所

收入渠道拓宽助力解决经济性难题。在储能的实际推广过程中，“谁来买单”问题阻碍了其成本疏导，导致单一方建储成本压力过大。而在独立储能电站的共享机制下，项目可以提供多种服务，实现多重收益。从已开展或正在开展的共享储能项目来看，储能“容量租赁+调峰辅助服务”的盈利模式已经具备一定的投资价值，收入渠道拓展有效缓解了项目的经济性难题。

图 23：独立储能电站有望同时满足发电侧与电网侧储能需求



资料来源：北极星储能网，天风证券研究所

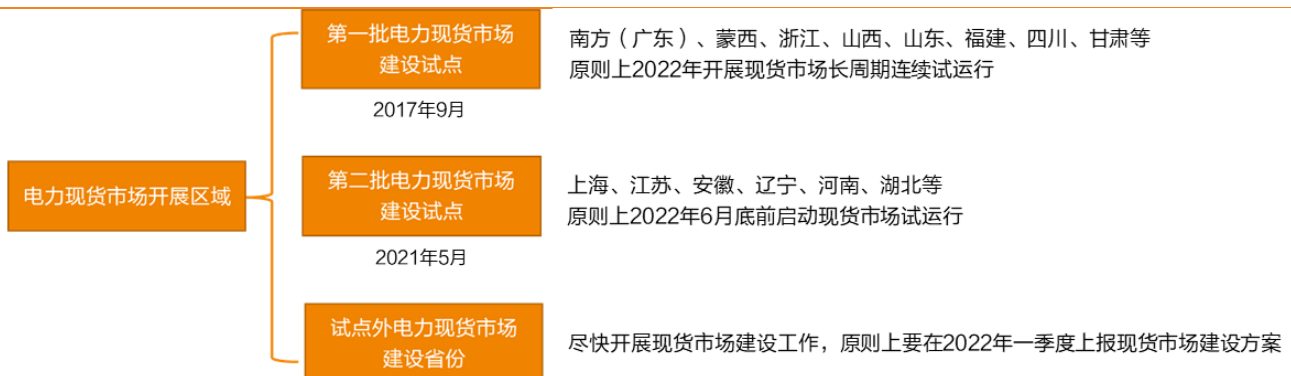
表 11：部分地区调峰辅助服务补偿价格（包含历史水平）

地区	补偿价格	地区	补偿价格
福建	≤1000 元/MWh	浙江	400-500 元/MWh
湖南	≤200 元/MWh	青海	500 元/MWh
安徽	≤800 元/MWh	东北	400-1000 元/MWh
江苏	≤600 元/MWh	江西	≤600 元/MWh
贵州	≤200 元/MWh	河南	300-700 元/MWh
山东	200-400 元/MWh	华北	≤600 元/MWh

资料来源：北极星储能网，储能与电力市场公众号，天风证券研究所

电力现货市场助力成本疏导，市场化机制有望打破资金盘掣肘。2022 年 6 月 7 日，两部委发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，提出研究建立电网侧独立储能电站容量电价机制，探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收，加快推动独立储能参与中长期市场和现货市场；同时独立储能电站向电网送电时，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。独立储能电站参与电力现货市场交易确定性增强，市场化机制有望进一步提升项目收益水平。

图 24：各区域电力现货市场建设情况



2022年6月底前，省间现货交易启动试运行，南方区域电力市场启动试运行，研究编制京津冀电力现货市场、长三角区域电力市场建设方案

资料来源：国家能源局，北极星售电网，世纪新能源网，天风证券研究所

另外，独立储能电站未来或将参与调频辅助服务，收益来源有望进一步增加。2022 年 5 月 18 日，山西能源监管办印发《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》的通知，其市场主体包括发电侧并网主体及新型储能，这是正式发布的全国首个针对新型储能参与一次调频有偿服务的地方政策。未来独立储能电站参与调频辅助服务或成趋势，独立储能电站收益渠道有望进一步增加，其补偿标准或可参考火电（火储）项目参与 AGC 调频结算规则。

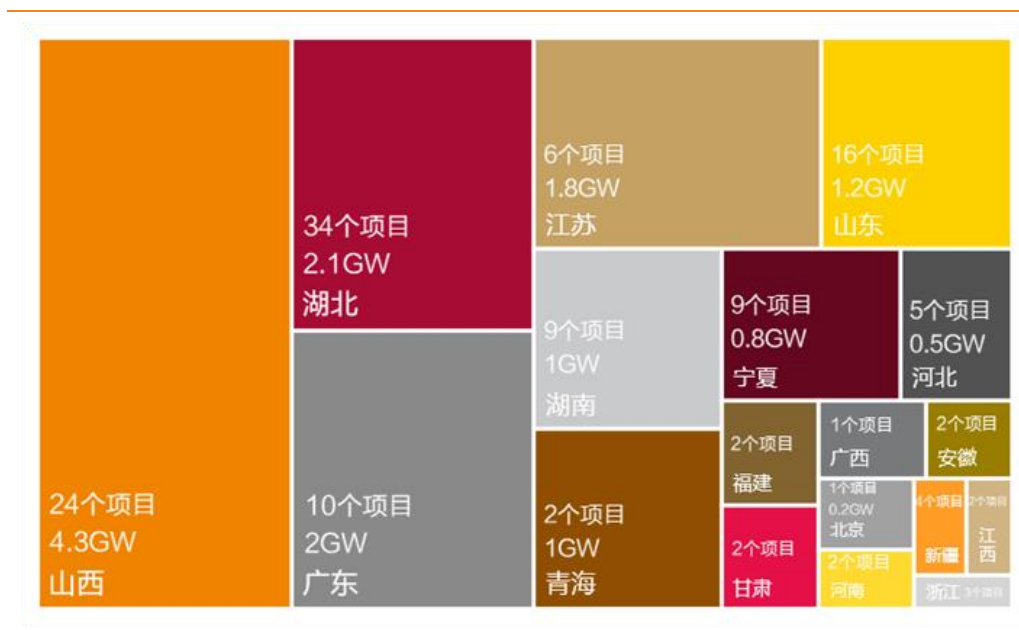
表 12：部分地区调频辅助服务结算规则及补偿价格

地区	里程补偿	容量补偿
福建	调节里程 × 12 元/MW（快速） 调节里程 × 16 元/MW（慢速）	调节容量 × 调用率 × 240 元/MW（华东）/960 元/MW（省市）
广东	调节里程 × 调节性能 ×（5.5-15 元/MW）	中标容量 × 3.56 元/MW
蒙西	调节里程 × 调节性能 ×（2-12 元/MW）	中标容量 × 60 元/MW
山西	可用容量 × 补偿计算时间 × 调节性能 × 30 元/MW	
京津唐	调节深度 × 调节性能 ×（0-12 元/MW）	-
山东	调节深度 × 调节性能 ×（0-12 元/MW）	-
甘肃	调节深度 × 调节性能 ×（0-12 元/MW）	-
四川	合格贡献量 × 50 元/MWh	-
江苏	调节深度 × 调节性能 × 2 元/MW	中标容量 ×（0.1-1.2 元/MW）
云南	调节里程 × 调节性能 ×（3-8 元/MW）	容量 × 服务时长 × 4 元/MWh（未中标）/5 元/MWh（中标）

资料来源：北极星储能网，天风证券研究所

在国内储能需求不断增加的背景下，储能产业商业模式逐渐向多元化发展。其中独立储能电站以其“一站多用”的优秀机制得到迅速发展，其商业模式得到快速推广及应用，**装机规模迅速扩张**。根据储能与电力市场数据，独立储能电站 2021 年规划、在建、投运总项目个数超过 138 个，总装机规模超过 17GW/34GWh，涉及山西、湖北、广东、江苏、山东等 20 余省市。

图 25：2021 年各地新增独立储能电站项目情况



资料来源：储能与电力市场公众号，天风证券研究所

表 13：不同储能电站类型对比

储能电站类型	运营模式	责任主体	收入渠道	资金来源
火储联合调频	依附于火电机组，通过火电机组考	火电厂商、储能投	参与调频辅助服务	发电机组分摊

	核分数来增加其补偿费用，进而按约定比例与火电厂商分成	资建设方		
新能源强制配储	依附于新能源发电机组，提高其出力水平，减免考核	新能源发电厂商、储能投资建设方	-	-
独立储能电站	以独立市场主体身份参与各类电力市场	储能投资建设方	容量租赁（共享）/参与电力辅助服务/参与电力现货市场交易等	新能源运营商/发电机组分摊/电力现货市场等

资料来源：北极星储能网，星河能源资讯，国家能源局，天风证券研究所

2.3.3. 经济性测算：电力现货市场下具备投资价值，容量租赁影响较大

考虑到当前独立（共享）储能电站仍处于起步阶段，各地区及项目运营模式与价格机制存在明显差异，因此我们选取三峡能源庆云储能示范项目（一期 100MW/200MWh）为参考，通过测算其收益水平变化，为解析独立（共享）储能电站盈利模式与盈利能力提供参考。

根据风电财经数据，三峡庆云 100MW/200MWh 储能示范电站 EPC 总承包工程中标价格为 174 万元/MWh。

表 14：核心数据及相关假设

运营数据			
单位投资成本	174 万元/MWh	年备电时长	800 小时
年平均衰减率	2%	电站综合效率	83%
运营维修比例	1%	项目经营期	10 年
资本假设			
贷款比率	70%	贷款年限	8 年
贷款利率	4.9%	固定资产残值	10%
所得税率	25%	折旧年限	10 年

资料来源：《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》朱寰等，《南方电网电池储能调频发展机会及效益分析》叶键民等，北极星储能网，储能与电力市场公众号，天风证券研究所

➤ 调峰补偿模式（不考虑容量租赁）

综合上述分析，调峰补偿收益为当前国内各地区独立储能电站项目的基本收益渠道，在不考虑容量租赁的情况下，对此模式项目收益水平进行测算，即使在不考虑充放电损耗成本的情况下，项目全投资 IRR 也仅为 -4.5%，因此该模式下独立储能电站尚不具备盈利能力。

表 15：不考虑电力现货市场与容量租赁情况下项目收益与成本拆分

收入来源	计算规则
调峰补偿	示范项目参与电力辅助服务报量不报价，在火电机组调峰运行至 50%以下时优先调用，按照 200 元/MWh 给予补偿
奖励电量	示范项目参与电网调峰时，累计每充电 1 小时给予 1.6 小时的调峰奖励有限发电量计划，可参与发电权交易
充放电损耗成本	示范项目充放电电量损耗按工商业及其他用电单一制电价执行。

资料来源：储能与电力市场公众号，天风证券研究所

➤ 调峰补偿模式（考虑容量租赁）

根据政策规划，目前多个地区及项目正推进“新能源租赁储能容量”模式建设，其中山东、广西、河南等地区已取得实质性进展。

表 16：部分地区储能容量租赁开展情况

地区	相关内容
山东	部分项目正在推进对外容量租赁，当前储能电站租赁费用约 300 元/KW·年

河南	鼓励新能源租赁储能容量，建议租赁费用标准为 260 元/KWh·年（全国首次政策制定层面提出租赁费用标准）
广西	国电投广西公司将全容量租赁武鸣共享储能电站（50MW/100MWh），租赁期 10 年
湖南	储能租赁可视同可再生能源储能配额，通过容量租赁，可获得 450-600 元/KW·年的租赁费用

资料来源：储能与电力市场公众号，北极星电力网，电力革新社公众号，天风证券研究所

若综合考虑调峰补偿收益与容量租赁收益，对项目收益率进行测算，根据电力革新社数据，当前山东独立储能电站租赁费用约为 300 元/kw·年，经测算项目全投资 IRR 为 3.24%，资本 IRR 为 0.58%，全投资回收期为 8.28 年，资本金回收期为 9.88 年，该模式下独立储能电站初步具备投资价值。

➤ 现货市场交易模式（不考虑容量租赁）

目前山东省电力现货市场建设走在前列，并积极推动独立储能电站参与现货交易。

截至 2022 年 2 月 25 日，三峡能源庆云储能示范项目已完成山东电力交易中心的注册，并通过公示，正式进入现货市场。在此模式下，储能电站以自调度模式参与电量市场，通过电力交易平台申报运行日自调度曲线，并以现货市场价格出清。项目收益渠道主要包括放电电量收益和容量补偿费用，成本主要为充电电量电费。

表 17：三峡能源庆云储能示范项目现货市场收益与成本来源

收入来源		计算规则
收益端		
放电电量收益	即上网电量收益，按照发电时段现货价格结算	
容量补偿费用	独立储能设施月度可用容量 = $\lambda SE \times (\text{有效充放电容量} / 2)$ (λSE 初期暂定为 1.0)，后期视电力现货市场实际运行情况调整	
成本端		
充电电量电费	即下网电量费用，按照电网公司代理单一制电价结算	

资料来源：北极星电力网，天风证券研究所

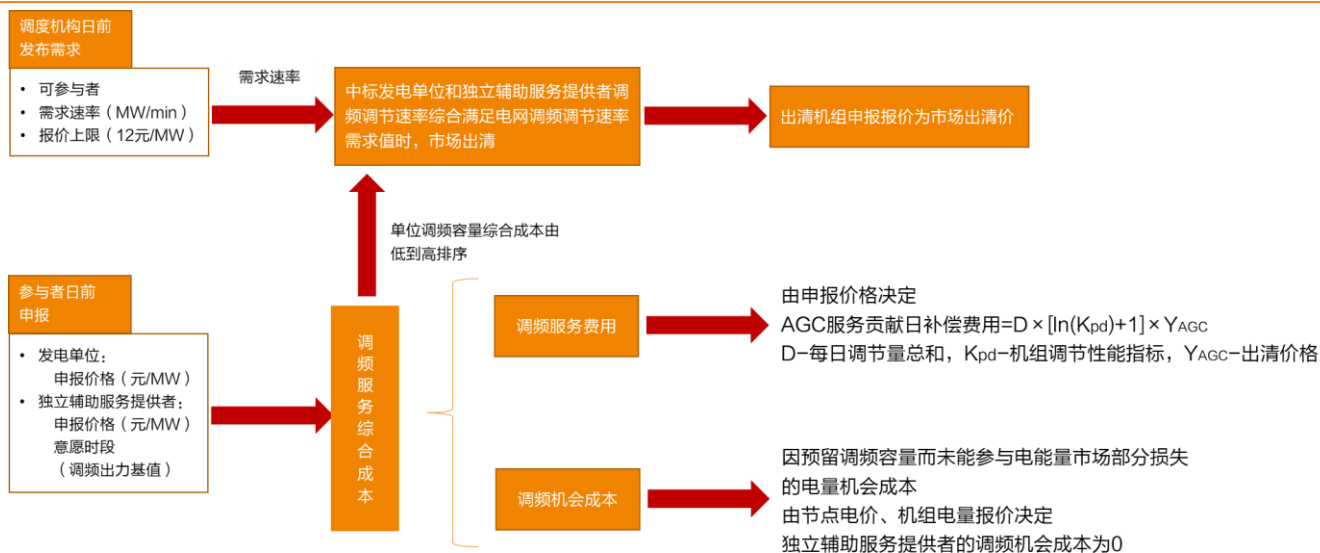
可以看出，现货市场交易模式下，项目套利空间拉大，对其收益水平进行测算，项目全投资 IRR 为 4.00%，资本金 IRR 为 2.57%，全投资回收期为 7.95 年，资本金回收期为 9.47 年。可以看出，相比于调峰补偿模式，电力现货市场下独立储能电站项目盈利能力明显改善，初步具备投资价值。

➤ 现货市场交易模式（考虑容量租赁）

根据北极星电力网信息，目前三峡能源庆云储能示范项目正在推进对外容量租赁业务，未来电站收益水平有望进一步提高。经过测算，按照 300 元/kw/年，在电力现货交易+容量租赁模式下，项目全投资 IRR 达 13.01%，资本 IRR 达 26.50%，全投资回收期 5.25 年，资本金回收期 3.22 年，项目整体收益率可观，具备较强的投资价值。

同时，新型储能的合理成本疏导机制仍在积极探索过程中，目前国内山西、南方区域等均推出相关政策，明确新型储能可参与调频辅助服务，这或将拉开全国各地独立储能电站参与电力辅助服务的序幕。若综合考虑参与电力现货交易+容量租赁+调频辅助服务，按照山东调频辅助服务结算规则，经测算项目有望进一步提升，在不考虑调频充放电损耗的情况下，全投资 IRR 达 19.68%，资本 IRR 达 46.26%，全投资回收期为 4.04 年，资本金回收期为 1.87 年。

图 26：山东省调频辅助服务市场运行及结算规则



资料来源: 储能与电力市场公众号, 天风证券研究所

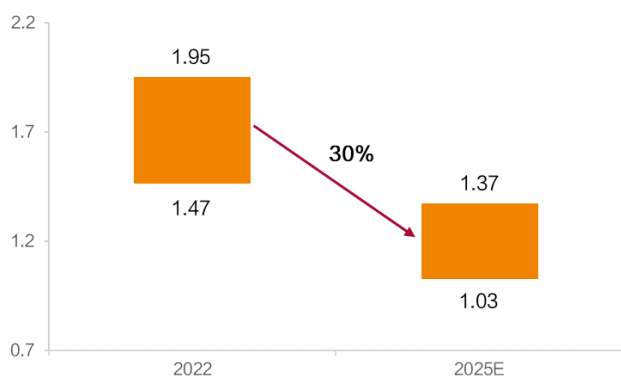
表 18: 不同模式下独立储能电站收益水平对比

收益模式	推广程度	全投资 IRR	资本 IRR	全投资回收期 (年)	资本金回收期 (年)
调峰补偿模式	全国普遍推广	-4.5%	-18.86%	-	-
调峰补偿+容量租赁模式	山东、河南、广西、湖南等	3.24%	0.58%	8.28	9.88
电力现货交易模式	山东等	4.00%	2.57%	7.95	9.47
电力现货交易+容量租赁模式	山东等 (推进中)	13.01%	26.50%	5.25	3.22
电力现货交易+容量租赁+调频辅助服务模式	待落地	19.68%	46.26%	4.04	1.87

资料来源: 北极星电力网, 储能与电力市场公众号, 电力革新社公众号, 天风证券研究所

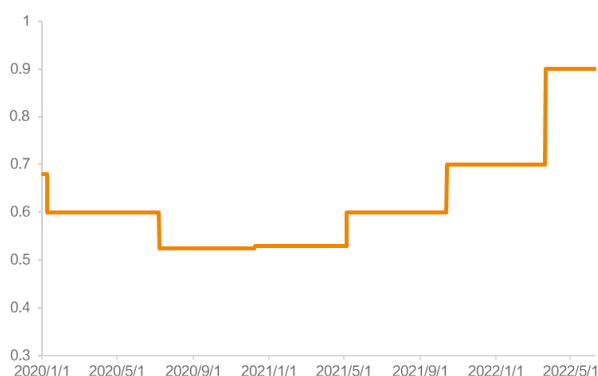
未来储能投资成本将进一步降低, 项目收益水平有望持续提高。一方面, 从近期储能项目 EPC 招标结果来看, 其单位投资成本多位于 1.47-1.95 元/Wh 之间, 而根据《“十四五”新型储能发展实施方案》, 电化学储能系统成本将降低 30%以上; 另一方面, 根据储能电站成本结构, 电池储能系统占比接近 90%, 而当前磷酸铁锂电池价格仍维持高位, 存在下降空间。因此, 我们认为未来储能投资成本有望进一步降低, 从而拉动项目收益水平持续提升。

图 27: 2025 年独立储能电站单位投资成本将降低 30%以上(元/Wh)



资料来源: 储能与电力市场公众号, 国家发改委, 天风证券研究所

图 28: 磷酸铁锂动力电池价格走势情况 (元/Wh)



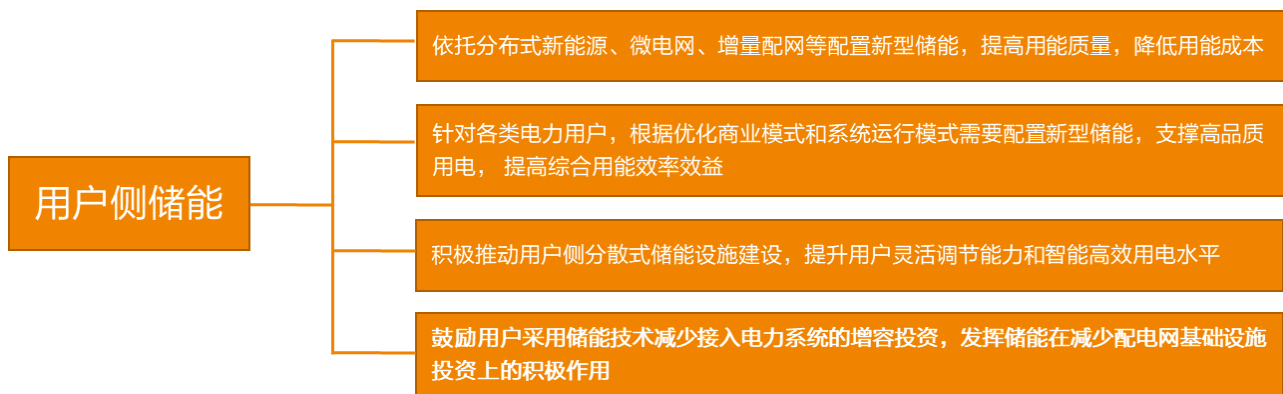
资料来源: Wind, 天风证券研究所

3. 用户侧：需求侧响应+峰谷价差套利，开辟储能新空间

3.1. 需求响应机制必要性凸显，峰谷价差拉大为储能提供套利空间

新能源高占比背景下电力系统压力增大，需求响应机制必要性凸显。在新型电力系统环境下，可再生能源发电并网规模逐渐增大，新能源占比不断提高，而新能源随机性与间歇性的发电特性导致电力市场“供端特性”改变，电网中现有的配变电设备容量已经难以满足日益增加的高峰负荷要求，而如果只依靠扩大投资规模增加装机容量，或者对输电线路进行升级扩容，将耗费巨大，而且会提高用电费用。在此情况下，建立用户侧需求响应机制的必要性凸显。《“十四五”新型储能发展实施规划》明确提出，鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增容投资，发挥储能在减少配电网基础设施投资上的积极作用。

图 29：“十四五”时期用户侧储能发展规划



资料来源：国家发改委，天风证券研究所

分时电价政策加速推进，峰谷价差拉大，为储能提供套利空间。随着电力系统峰谷差的逐步拉大以及用电紧张，我国在各地逐步推行了目录分时电价机制，包括峰谷电价机制、季节性电价机制等，其中峰谷电价机制是将一天的用电价格划分为高峰、平段、低谷等，以充分发挥电价信号的作用，引导电力用户尽量在高峰时段少用电、低谷时段多用电，从而达到移峰填谷、缓解电力供需矛盾、保障电力安全供应等目的。

2021 年 7 月，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，提出进一步优化分时电价机制，科学划分峰谷时段及合理确定峰谷电价价差，同时建立尖峰电价机制，其电价可在峰段电价基础上上浮超 20%。

伴随分时电价政策加速推进，目前全国已有 29 个省份实施了不同的分时电价机制，峰谷电价价差不断拉大。据储能联盟统计，2022 年 4 月有一半地区的最大峰谷价差超过 0.7 元/kWh，其中广东省珠三角五市达到 1.36 元/kWh，为全国执行电网代购电以来实现的最大价差。各地区峰谷价差不断拉大，为用户侧储能提供了可观的套利空间。

表 19：2022 年 4 月各省市电网代理购电峰谷价差及峰平价差情况（元/kWh）

地区	最大峰谷价差	峰平价差	地区	最大峰谷价差	峰平价差	地区	最大峰谷价差	峰平价差
广东	1.36	0.55	重庆	0.78	0.40	贵州	0.54	0.27
海南	1.04	0.56	广西	0.77	0.30	山西	0.53	0.28
浙江	0.99	0.63	山东	0.75	0.29	河北	0.52	0.20
吉林	0.94	0.36	黑龙江	0.73	0.37	上海	0.49	0.12
安徽	0.91	0.53	天津	0.71	0.34	宁夏	0.49	0.24
辽宁	0.91	0.33	河南	0.69	0.37	云南	0.48	0.24
湖北	0.90	0.69	蒙东	0.68	0.34	青海	0.41	0.15
江苏	0.85	0.38	福建	0.59	0.29	江西	0.40	0.20
四川	0.82	0.41	北京	0.56	0.30	甘肃	0.36	0.19
湖南	0.79	0.40	陕西	0.55	0.27	宁德	0.26	0.12

资料来源：365 光伏公众号，天风证券研究所

3.2. 经济性测算：价差在 0.39 元/KWh 以上具备盈利能力

收入端：

用户侧储能的理论收益来源包括峰谷价差套利、降低需求电费、需求相应获利等：

- **峰谷价差套利：**即基于分时电价的价格机制，赚取峰期电价与谷期电价（平期电价）差的电量电费收益。在当前各地区峰谷价差不断拉大的背景下，**峰谷价差套利已成为用户侧储能的主要收入来源。**
- **降低需量电费：**需量电费即针对大工业用户专用变压器收取的容量费用，对于该费用供电公司一般给出两种选择模式：其一是按照专用变压器容量收取，与用户实际用电负荷无关；其二是按照用户最大负荷收取费用。考虑到不同地区与用户所选模式与电价标准不同，该收入来源目前具有较强的不确定性。
- **需求响应获利：**指电网公司通过调度用户储能系统的容量来实现对电网整体负荷供需平衡的调节，电网租借用户储能系统容量为有偿付费行为。但考虑到获得该收益的基本条件是必须把储能系统纳入升级储能系统调度平台，其运行策略不能再由企业自主决定，而由于电力调度给出的指令根据电力运行情况确定，具有较大的随机性，因此在当前需求响应激励机制尚未明确的背景下，该收入来源具有较强的不确定性。

成本端：

- **初始投资成本：**以磷酸铁锂为例，从近两年用户侧项目的招标情况来看，EPC 单位投资成本大多在 150-200 万元/MWh 之间。我们假设工程单位投资成本为 170 万元/MWh。
- **运维检修成本：**根据江苏、湖南储能电站的运维招标情况来看，年运维费用占总投资的 0.5-1%，考虑到对储能电站管理安全性要求提高，我们假设年运维检修比例为 1%。

表 20：核心数据及相关假设

运营数据			
单位投资成本	170 万元/MWh	年运行天数	330 天
年平均衰减率	2%	电站综合效率	83%
日充放电次数	两充两放	收入来源	仅考虑价差套利
运营维修比例	1%	项目经营期	10 年
资本假设			
贷款比率	70%	贷款年限	8 年
贷款利率	4.9%	固定资产残值	10%
所得税率	25%	折旧年限	10 年

资料来源：《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》朱寰等，《南方电网电池储能调频发展机会及效益分析》叶键民等，北极星储能网，储能与电力市场公众号，天风证券研究所

基于以上假设，我们对用户侧储能项目的收益率进行测算，当平均价差达到 0.39 元/KWh 时可实现盈亏平衡，当平均价差达到 0.6 元/KWh 时，其**全投资 IRR 达 11.57%，资本金 IRR 达 23.30%**，因此从当前各地区峰谷价差情况来看，用户侧储能已具备一定的经济性与投资价值。

表 21：用户侧储能项目收益率测算结果

平均价差 (元/KWh)	全投资 IRR	资本 IRR	全投资回收期 (年)	资本金回收期 (年)
0.39	3.32%	0.67%	8.19	9.86
0.45	5.81%	7.36%	7.16	8.59
0.50	7.80%	12.79%	6.49	6.47

0.55	9.71%	18.08%	5.93	4.35
0.60	11.57%	23.30%	5.46	3.44
0.65	13.38%	28.47%	5.06	2.84
0.70	15.14%	33.52%	4.72	2.50
0.75	16.85%	38.53%	4.42	2.21
0.80	18.54%	43.51%	4.16	1.96
0.85	20.19%	48.47%	3.92	1.78
0.90	21.82%	53.42%	3.72	1.64
0.95	23.43%	58.37%	3.53	1.51
1.00	25.01%	63.25%	3.36	1.41

资料来源：《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》朱寰等，《南方电网电池储能调频发展机会及效益分析》叶键民等，北极星储能网，储能与电力市场公众号，天风证券研究所

未来，伴随需求响应激励机制等逐渐完善，用户侧储能收入渠道有望进一步拓宽，从而进一步提高其收益水平。

4. 投资建议：商业模式逐渐明朗，盈利持续改善，规模放量在即

基于以上分析，我们认为，新型储能商业模式逐渐明朗，共享独立储能电站收益可观，规模放量在即。一方面，双碳目标下，新能源装机维持高增速，装机规模占比不断提升，给电网带来较大考验。在此背景下，国家级储能相关政策频繁出台，对新型储能产业做出一系列顶层战略规划，明确到 2025 年 30GW 的发展目标，并推动其规范化与市场化发展；另一方面，在近年来对储能商业模式的持续探索下，其收入渠道不断拓展，盈利能力显著提高，同时伴随政策端补偿机制等的陆续推出，储能经济性有望持续改善。具体标的方面，建议关注【万里扬】【林洋能源】【三峡能源】【文山电力】【宝光股份】【南网科技】等

4.1. 万里扬：拓展储能业务板块，重点发展独立储能电站，项目储备丰富

子公司万里扬能源公司近年来深耕灵活电力调节能力业务，多场景应用同时推进，储备项目丰富。2022 年 1 月 6 日，公司与万里扬集团等交易对方签署《关于浙江万里扬能源科技股份有限公司的股权转让协议》，收购万里扬能源公司 51% 的股份。

万里扬能源公司主要从事储能电站投资和运营、电力市场现货交易、电力安全测试等业务，近年来深耕灵活电力调节能力业务，已在广东、甘肃等省份投运 4 个发电侧储能电站，合计装机约 40MW。目前重点发展电网侧独立储能电站，已签协议拟投资建设的储能电站合计装机约 1000MW，其中广东省肇庆市项目装机约 100MW、浙江省义乌市项目装机约 300MW、浙江省海盐县项目装机 300MW、浙江省江山市项目装机约 300MW。其中浙江义乌的苏溪变独立储能项目（一期 100MW/200MWh）已进入浙江省新型储能示范项目，政府将给予容量补偿，补贴期暂定 3 年（按 200 元、180 元、170 元/千瓦·年）。同时，公司大力推动与工厂、数据中心和充电站等用户侧储能电站的技术开发和项目合作，助力电力系统向清洁低碳、安全高效转型。

表 22：万里扬已投运及储备储能电站项目情况

储能电站	项目规模
已投运项目	
发电侧储能电站	40MW
储备项目	
广东省肇庆市独立储能电站	100MW
浙江省义乌市独立储能电站	300MW
浙江省海盐县独立储能电站	300MW
浙江省江山市独立储能电站	300MW
储备项目合计	1000MW

资料来源：公司公告，天风证券研究所

经过多年发展，万里扬能源公司已打造一支专业的设计研发团队，具备了行业领先的储能电站“价值运营能力”以及“电站集成及接入系统”两大核心能力。万里扬能源公司拥有自研的基于“电力大数据平台+市场镜像仿真引擎+人工智能预测引擎”（一平台双引擎）的电力市场全景仿真决策系统和新型储能系统集成以及市场运营一体化平台，通过“智能经济优化调度引擎”以及“云边协同的控制技术”可实现新型储能系统的可靠控制和收益最大化。

另外，万里扬能源公司通过参与全国电力市场现货交易，积累了丰富的运营经验和充沛的客户资源，具备良好的市场开拓能力。储能业务有望开拓公司新的增长点。

4.2. 林洋能源：项目储备丰富，产业链拓展铸就核心竞争力

公司抢先布局储能业务，有望在储能市场的新一轮增长中抢占先机。公司自 2015 年通过并购成立了江苏林洋微网科技有限公司开始进入储能业务，陆续建设了启东林洋总部工业园微网项目、上海汽车城博物馆微电网项目、上海军工路光充储项目、亿纬锂能惠州及湖北荆门厂区用户侧储能项目、连云港东霞制衣用户侧储能项目、安徽田集电厂光储项目等多个储能及微电网示范项目，涵盖了多个应用领域，建立了公司在储能领域的技术积累及安全可靠等优势，打造了一支专业性强、经验丰富、技术和方案持续创新的优秀团队，有望在储能市场的新一轮增长中抢占先机。

电池供应+产品及系统解决方案+项目投资运营，产业链拓展铸就核心竞争力。

- **电池供应方面：**公司与湖北亿纬动力有限公司共同出资设立江苏亿纬林洋储能技术有限公司，投资 30 亿元，建设年产能 10GWh 的储能专用磷酸铁锂电池生产基地项目，目前该项目正在有序推进中。
- **产品及系统解决方案方面：**公司与亿纬锂能成立江苏林洋亿纬储能科技有限公司，围绕新能源发电配套储能、用户侧储能、用户侧光储系统、调峰调频储能系统等应用场景，提供一体化、有针对性的储能系统解决方案。产品包括电池管理系统（BMS）、储能变流器（PCS）、能源管理系统（EMS）、温度及消防控制系统等。公司专注于 BMS+PCS+EMS 的 3S 系统设计，以核心技术和产品解决方案打造竞争力。

图 30：公司产业链布局情况



资料来源：Wind，公司公告，天风证券研究所

项目投资运营方面：重点布局“共享”储能电站的开发和建设，项目储备资源丰富。公司以自有新能源项目配套储能为基础，聚焦于江苏、山东、安徽、湖北等省的光伏/风电新能源发电配套储能，打造“集中式共享储能”新型商业模式。2021 年以来，公司在储能业务领域签署了多项合作协议，项目储备资源超过 3GWh：

- 与国网南通综合能源服务有限公司签订项目合作协议，打造如东 100MW/200MWh 海上风电配套集中式共享储能电站示范项目。未来双方将充分发挥各自优势，针对为光伏、海上/陆上风电等新能源发电项目配套的集中式共享储能电站以及大型工业企

业用户侧储能电站项目开展深度合作。

- 与安徽省蚌埠五河县人民政府签订投资合作协议，通过“风光储+”模式与地方特色相结合的方式，共同投资建设 1.5GW 光伏发电项目、0.5GW 风力发电项目、540MW/1080MWh 集中式共享储能电站。
- 以联合体形式与湖北荆门发改委签订“荆门市百万千瓦级水风光一体化重大基地项目”开发协议，光伏+风电+抽蓄+电化学储能总建设规模不少于 3GW，其中包含不少于 200MWh 电化学储能项目。
- 与华能江苏能源开发有限公司合作，将在启东成立合资公司，建设 80MW/160MWh 的储能共享电站。

表 23：公司储能项目储备情况

储备项目	储能电站规模
如东海上风电配套集中式共享储能电站示范项目	100MW/200MWh
安徽省蚌埠五河县“风光储+”项目	540MW/1080MWh
荆门市百万千瓦级水风光一体化重大基地项目	200MWh
江苏启东储能共享电站	80MW/160MWh

资料来源：公司公告，天风证券研究所

4.3. 三峡能源：大规模布局储能业务，风光储一体化协同发展

公司发力布局储能赛道，2021 年 6 月成立三峡新能源(庆云)有限公司，负责三峡能源庆云储能电站示范项目的建设运营。该项目位于山东省德州市庆云县，项目规划总容量达 300MW/600MWh，其中首期工程（100MW/200MWh）已于 2021 年底投运，并于 2022 年 2 月正式进入电力现货交易市场，叠加山东省政策及市场优势，公司储能在储能领域已具备一定先发优势。

图 31：三峡能源庆云储能电站示范项目效果图

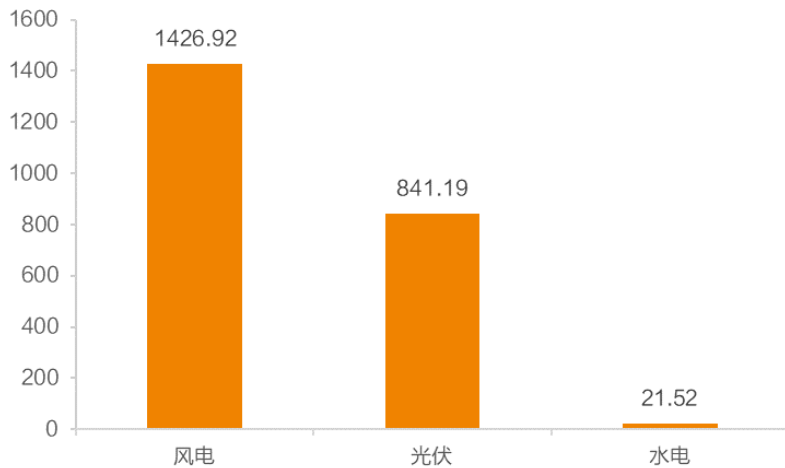


资料来源：经济网，天风证券研究所

公司围绕“风光三峡”和“海上风电引领者”目标，积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，深入推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地开发。截至 2021 年底，公司风电累计装机容量达到 1426.92 万千瓦，其中海上风电累计装机容量达到 457.52

万千瓦，占全国市场份额的 17.34%；光伏发电累计装机容量达到 841.19 万千瓦。大体量风光装机规模或将构筑公司储能业务的先天优势，“风光储一体化”发展有望开辟公司新的业绩增长点。

图 32：截至 2021 年底公司各类型能源装机量（万千瓦）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

4.4. 文山电力：南网调峰调频资产注入，打造优质储能平台

2022 年 5 月 6 日，公司公布《重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书》，与南网调峰调频公司资产置换方案有望正式落地，公司主营业务将转变为抽水蓄能、调峰水电和电网侧独立储能业务。

调峰调频公司为储能领域开拓者，技术储备充足。调峰调频公司储能研发团队早在 2009 年就开始了电化学储能技术的研究，于 2011 年建成投运国内首个兆瓦级锂离子电池储能站——深圳宝清电池储能站，标志着我国在大容量电池储能核心技术和设备国产化上取得重大突破。同时，公司主持完成国内首个电化学储能国家标准，构建国内电池储能设计标准体系，形成了 20 余项标准和 20 余项发明专利，试验了多种技术路线与应用场景，引领了储能行业由冷到热的发展。

目前，南网调峰调频公司已投运电网侧独立储能电站 4 座，共计 30MW/62MWh。此外有 3 个电网侧百兆瓦级独立储能电站进入前期工作阶段，总装机规模 470MW/940MWh。

表 24：公司已投运及储备储能项目

已投运项目	
深圳宝清电池储能站	10MW/22MWh
东莞杨屋电池储能站	10MW/20MWh
东莞黎贝电池储能站	5MW/10MWh
广州芙蓉电池储能站	5MW/10MWh
储备项目	
电网侧百兆瓦级独立储能站（3 个）	470MW/940MWh

资料来源：公司公告，天风证券研究所

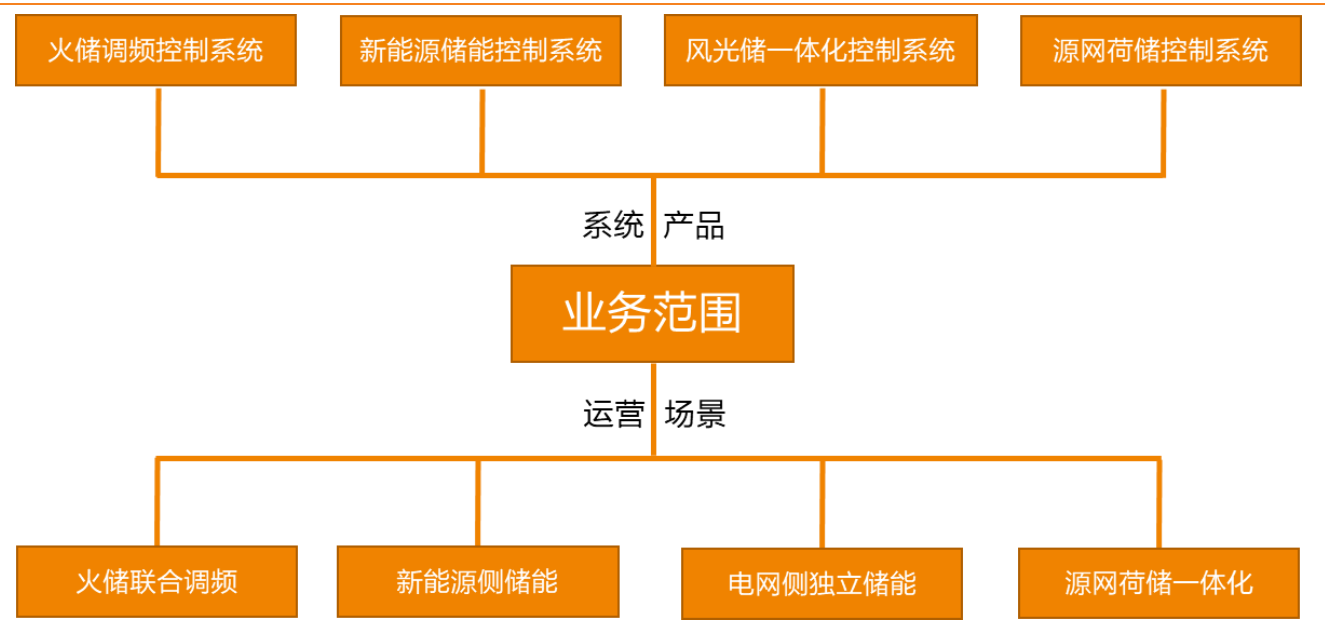
4.5. 宝光股份：全面进军储能行业，多场景应用快速拓展

2021 年初，公司成立子公司宝光智中，以储能调频业务为切入点，正式全面进军储能行业。宝光智中已拥有自主研发的横跨电网、机组、储能三大知识与工程领域，从电网调度角度自上而下构建的储能 EMS 系统，与产业链核心位置建立起领先优势。

依托自研系统优势，公司储能业务快速拓展。系统产品方面，从最初的单一储能控制系统逐步到目前横向发展的火电调频控制系统、新能源储能控制系统、风光储一体化控制系统、

源网荷储控制系统等各类细分领域的成熟系统；电站运营方面，公司储能电站业务涵盖火储联合调频、新能源侧储能、电网侧独立储能、源网荷储一体化等多个应用场景。公司已经从成立之初单一产品模式发展成了行业内产品较为全面的储能公司。

图 33：宝光股份储能业务范围概况



资料来源：公司公告，天风证券研究所

表 25：公司储能业务商业模式分类

商业模式	简介
EMS 系统销售	公司核心竞争力，目前前期研发成本已投完，未来可依托其进一步延伸产业链，提高产值。
EPC 模式	该模式当前收入贡献度较高，项目需求旺盛。
EMC 模式	指依托专业的电力储能辅助服务的优化控制策略和性能提升能力，自持或代理运营各类电力储能资产，提供调频、调压、调峰、备用、黑启等各类电力辅助服务。 或为公司未来主要商业模式。

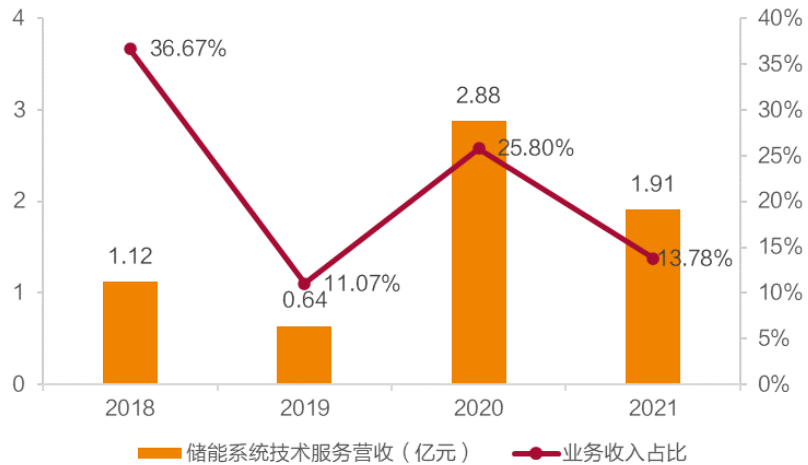
资料来源：Wind，天风证券研究所

项目方面，目前宝光智中已完成对韶关 9MW/4.5MWh 项目的收购，并推进对平海 30MW/15MWh 项目的收购进程；承建的国家能源集团青海公司格尔木分公司 5MW/10MWh 源储一体化储能项目顺利并网；中标国家电投东北新能源公司光伏治沙 7.5MW/7.5MWh 储能系统项目；中标乌兰察布区域电力系统协调控制关键技术研究软硬件平台项目，实现源网荷储一体化项目的零突破；山东大唐临清热电有限公司采用宝光智中 EMS 能量管理系统参与山东电力调频市场，成为宝光智中在山东地区首个火储调频业绩。2021 年，宝光智中实现营业收入 2178 万元，实现利润 180 万元，实现了“当年设立、当年盈利”的目标。

4.6. 南网科技：南网旗下全流程储能系统技术服务供应商

储能系统技术服务为公司核心业务之一。储能系统技术服务主要应用于电源侧、电网侧和用户侧，用于提升新能源并网消纳能力、电源调峰调频能力，电网灵活调节和应急支撑能力，用户侧峰谷调节能力，以解决新能源并网时因其随机性和波动性对电网的冲击。2021 年公司储能系统技术服务营收为 1.91 亿，占总营收比例为 13.78%。

图 34：公司储能系统技术服务业务营收情况



资料来源：Wind，天风证券研究所

主要产品方面，公司根据客户的应用需求，针对性提供电化学储能系统整套解决方案，包括系统方案设计、建模仿真、设备系统集成、工程实施、参数整定、控制优化、系统调试及并网测试、性能评估等全流程技术服务。在设备系统集成方面，公司重点设计了“智能热管理+集中式多传感”的电池系统集成方案，优化电池本体热控制，以**强化电池火灾自动预警上提升电力储能系统的安全性**。另外，公司还自主设计了储能 EMS，根据具体项目场景和客户需求提供个性化的设计和功能配置。

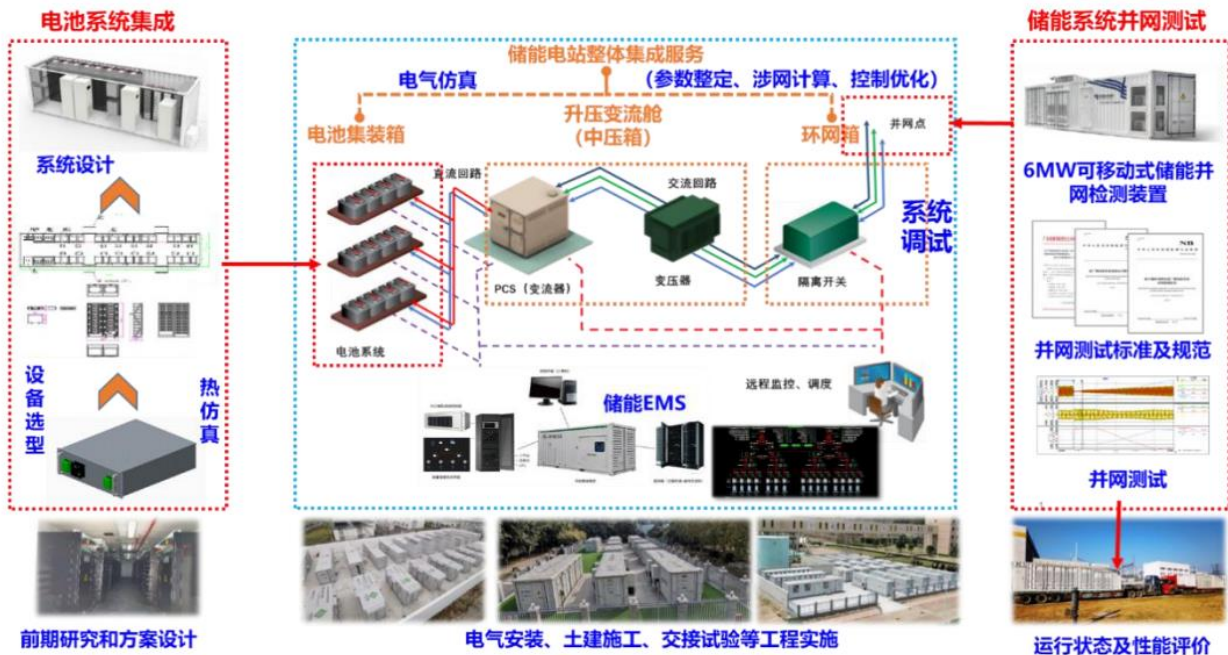
表 26：公司储能系统技术服务相关环节具体内容

环节	具体内容
系统方案设计	确定储能系统的配置容量、性能参数、功能设计、系统结构、控制策略设计等
建模仿真	根据确定的储能参数及应用场景，开展储能系统发热量计算和热场仿真，开展电池系统和电能变换系统的电气仿真及涉网仿真
设备系统集成	开展电池系统集成以及其他系统集成，其中电池系统集成的主要工作包括电池簇结构设计，电池与电池管理系统的组配设计，电池系统热仿真和热管理策略设计、火灾特征自动预警及自动灭火方案设计；开展产品电池柜/电池集装箱设计；明确零部件及设备的规格及性能要求。其他系统集成包括根据客户需求和储能系统应用特点，开发和配置储能控制器和能量管理系统以及其他外购零部件及设备的组合、组装和功能优化
工程实施	提供自研设备和软件的安装、部署和调试，工程管理等服务
参数整定	开展储能系统接入电网的影响分析；开展储能系统涉网计算；开展储能系统继电保护整定计算
控制优化	提供发电机组配合储能系统的控制系统逻辑优化、控制通信网络优化、数据点表优化、子系统间交互优化和整体控制策划优化
系统调试及并网测试	开展各子系统间的联合调试和功能验证、并网性能和涉网性能试验和评价
性能评估	从储能系统投运前和运行过程中对电池状态、电气设备状态等性能评估

资料来源：公司公告，天风证券研究所

公司储能技术服务根据服务场景和内容形成了多项技术服务产品，包括大规模储能系统集成、配电台区储能系统集成、机房（变电站）后备电源系统集成、储能并网测试和直流配用电系统集成等，应用于电源侧和电网侧。未来随着居民分布式发电、商业分布式发电的普及，储能系统技术服务将在用户侧也将得到广泛应用。

图 35：公司储能技术服务发展概况



资料来源：公司公告，天风证券研究所

表 27：公司项目布局及储备情况

业务领域	进展/代表项目
储能系统集成	1C 储能电池组框架采购 储能 PACK 产线建设 “储能电池 PACK 与储能系统产线” 配套厂房建设
调频储能项目 EPC	国家能源集团广东台山电厂 60MW/60MWh 火储联合调频项目 广东粤电靖海电厂 30MW/15MWh 储能调频项目 广东能源集团珠海电厂 1、2 号机组储能调频项目 华电韶关坪石发电厂有限公司（B 厂）调频储能项目 广东中电荔新 9MW 储能调频项目 浚江电厂 19MW/5MWh 储能辅助调频项目
项目投资	三峡新能源阳西沙扒海上风电场（一期）300MW 项目的配套 60MW/60MWh 电化学储能电站

资料来源：储能与电力市场公众号，天风证券研究所

5. 风险提示

储能上游设备涨价风险：储能电站初始投资成本受上游设备端价格影响程度较高，若未来上游电池及设备价格大幅上涨，则可能对储能电站项目收益水平造成显著影响。

相关政策出台及落地不及预期风险：储能电站运营及收益模式受政策影响较大，若未来相关政策出台及落地效果不及预期，则可能对电站运营与盈利造成显著影响。

储能电站收益渠道拓展不及预期风险：目前全国各地区储能电站收益模式仍未统一，根据对储能电站收益率的测算结果，是否进行容量租赁、是否参与电力现货交易以及是否参与调频辅助服务等均对电站收益水平影响较大，若项目收益渠道拓展不及预期，则可能对其收益水平造成显著影响。

现货市场下电费价差不及预期风险：现货市场下储能电站主要依靠电费价差获取收入，若价差水平不及预期，则可能导致项目收益率被拉低。

测算假设存在误差风险：测算相关假设具有一定主观性，可能存在误差，仅供参考。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们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，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。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，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

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。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券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。天风证券的销售人员、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。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、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。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/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一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号 邮编：100031 邮箱：research@tfzq.com	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦 A 栋 23 层 2301 房 邮编：570102 电话：(0898)-65365390 邮箱：research@tfzq.com	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层 邮编：200086 电话：(8621)-65055515 传真：(8621)-61069806 邮箱：research@tfzq.com	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 邮编：518000 电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com