



行业投资评级

强于大市|维持

行业基本情况

收盘点位	7293.82
52周最高	10556.22
52周最低	6990.61

行业相对指数表现(相对值)



资料来源：聚源，中邮证券研究所

研究所

分析师:王磊
SAC 登记编号:S1340523010001
Email:wanglei03@cnpsec.com
研究助理:杨帅波
SAC 登记编号:S1340123060006
Email:yangshuaibo@cnpsec.com

近期研究报告

《电力现货市场系列报告1: 简析负电价现象及独立储能经济性》 -

2023. 10. 30

《电力现货市场系列报告2: 价格逐步反应位置信号, “增强版隔墙售电”, 虚拟电厂优势逐步体现》-2023. 10. 30

《电力现货市场系列报告3: 现货限价逐步打开, 需求侧管理市场化逐步深化》-2023. 10. 30

电力现货市场系列报告5: 省间、山西及山东省电力现货市场建设情况及独立储能收益展望

● 投资要点

市场建设基本情况: 山西、山东均是第一批电力现货市场省份。其中, 山西电力现货市场累计试运行天数全国第一, 山东是国内首家推动独立储能电站以自调度模式参与现货市场的省份。省间市场需要在2023年底前具有连续开市能力, 随着风光大基地的陆续建设, 通道建设势在必行, 目前“三交九直”中“二交四直”已经核准开工, “一交二直”可研, “二直”预可研。

预计碳酸锂价格持续缓跌。截止2022年, 全球已探明锂储量(折算成LCE)约7100万吨, 叠加锂电回收, 潜在可用数量更多, 预计LCE长期价格承压。

2省的独立储能收益简介: 山东独立储能的收益来源(1)容量租赁(2)现货套利(3)容量补偿(4)辅助服务(如爬坡服务, 其中调频服务和现货目前只能2选1); 山西独立储能的收益来源(1)容量租赁(2)现货套利(3)辅助服务(一次调频)(4)补贴。我们测算山东、山西的独立储能税后IRR分别为-1.8%、5.9%。

现货市场价差对IRR影响很大,山东峰谷价差提升至0.6元/kWh, 其他条件不变下, IRR提升3.8pcts。

储能电芯价格下降、运行次数提升及现货价差的拉大有望使独立储能收益市场化。若现货价差为0.6元/kWh, 年运行市场360天, 储能EPC价格1.1元/Wh, 储能电芯0.4元/Wh, 其余情况不变下, 山东独立储能税后IRR为5.7%。

● 投资建议

独立储能的收益逐步改善, 有望提升行业景气度, 叠加碳酸锂价格下降, 利好储能集成, 建议关注#林洋能源、南网科技、苏文电能; 其次利好独立储能运行商, 建议关注#万里扬; 再次利好模型预测等, 建议关注#国能日新。

● 风险提示:

电力市场机制推进不及预期的风险。

目录

1 省间、山西、山东省电力现货市场回顾	4
1.1 省间：2023 年底具有连续开市能力	4
1.2 山西：累计试运行天数全国第一	7
1.3 山东：国内首家推动独立储能电站以自调度模式参与现货市场	11
2 山西和山东的独立储能经济性问题	12
2.1 碳酸锂价格持续下跌	12
2.2 简析山西、山东的独立储能收益	13
3 投资建议	17
4 风险因素	17

图表目录

图表 1: 省电力现货市场建设历程	4
图表 2: 省间电力现货交易示意图	5
图表 3: 省间电力现货市场各阶段试运行情况 (2022 年)	5
图表 4: 2022 年省电力现货均价	6
图表 5: 我国西电东送规模 (万千瓦)	6
图表 6: 特高压发展展望: “十四五”电力规划中“三交九直”目前的状态	6
图表 7: 山西电网各类电源装机容量 (截止 2023 年 9 月)	7
图表 8: 2023H1 山西发电情况	7
图表 9: 山西电力现货市场的发展历程	8
图表 10: 山西电力现货市场历次结算试运行情况	9
图表 11: 山西电力现货历版规则要点	10
图表 12: 山西 2023 上半年分品种交易量比例情况	10
图表 13: 山西 2023 上半年分品种交易价格情况 (元/MWh)	10
图表 14: 山东各类电源装机容量 (截止 2023 年 9 月)	11
图表 15: 2023Q1-Q3 山东发电情况	11
图表 16: 山东电力现货市场的发展历程	11
图表 17: 山东电力现货市场历次结算试运行情况	12
图表 18: 中性情景下, 预计 2023 年碳酸锂过剩 (1GWh=0.07 万吨 LCE)	13
图表 19: 电池级碳酸锂价格持续回落 (万元/t)	13
图表 20: 储能电芯价格持续降低	13
图表 21: 山东独立储能参数假设	14
图表 22: 山西独立储能参数假设	14
图表 23: 山西省独立储能收益成本测算 (万元)	15
图表 24: 山东省独立储能收益成本测算 (万元)	16
图表 25: 山西一次调频的 IRR 敏感性分析	17
图表 26: 山东电芯价格和现货差价的 IRR 敏感性分析	17
图表 27: 山东 EPC 价格和年运行次数的 IRR 敏感性分析	17
图表 28: 山东容量租赁的 IRR 敏感性分析	17

1 省间、山西、山东省电力现货市场回顾

1.1 省间：2023 年底具有连续开市能力

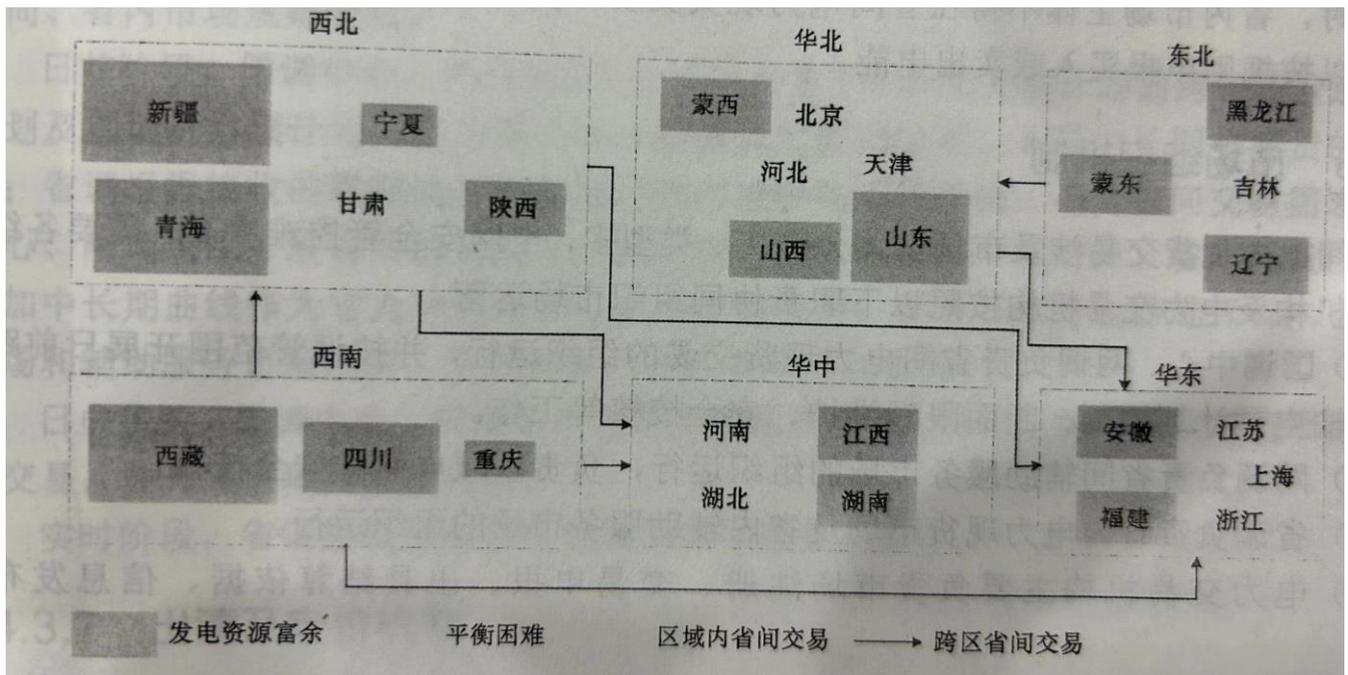
省间电力现货市场加速建设，2023 年底具备连续开市能力。省间电力现货市场起源于“跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点”，2021 年 12 月开始模拟试运行，2022 年 1 月开始启动结算试运行（国家发改委与国家能源局要求 2022 年 6 月启动试运行）。国家发改委等对省间电力现货市场的要求是 2023 年底具备连续开市能力。

图表1：省电力现货市场建设历程

2017 年 7 月	国家能源局同意《跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点规则（试行）》
2017 年 8 月	弃风、弃光及四川弃水地区开始省间现货交易试点
2018 年 5 月	国电中心在跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点的基础上，设计省间电力现货建设方案，并纳入《全国统一电力市场深化设计方案》
2019 年	国调中心与北京电力交易中心形成《省间电力现货市场交易规则》初稿
2020 年 4-7 月	国调中心根据《全国统一电力市场顶层设计方案》完善
2021 年 6 月	国调中心将《省间电力现货市场交易规则》上报国家发改委
2021 年 10 月	国网印发《省间电力现货交易规则（试行）》
2021 年 12 月	启动模拟试运行
2022 年 1 月	省间电力现货交易启动试运行（比国家发改委和国家能源局要求的 2022 年 6 月要早）
2023 年底	具备连续开市能力

资料来源：《电力现货市场 101 问》&《电力现货市场实务》 国家电力调度控制中心，中国电力报，中国政府网，上海发改委，中邮证券研究所

机制由单向变为多向。最早的机制是由可再生能源富集地区卖电，三华地区（华中、华北、华东）买电，随着新能源装机占比不断提升，波动性的加剧使得青海等地出现了低谷消纳能力不足、高峰电力平衡困难的“两难问题”，因此新机制改为各省灵活确定市场主体的购售电角色。

图表2：省间电力现货交易示意图


资料来源：《电力现货市场实务》 国家电力调度控制中心，中邮证券研究所

结算试运行期间，火电充分受益省间现货市场。2022年1-5月结算试运行期间，累计申报电量18982GWh（火电占比69.5%、新能源29.2%、水电1.3%），同比+406%，日均交易量306.9GWh，同比+92%；省间电力现货市场成交电量中（新能源占比64.2%、火电34.1%、水电3.5%）。火电成交均价比省内中长期交易均价高40-241元/MWh。

图表3：省间电力现货市场各阶段试运行情况（2022年）

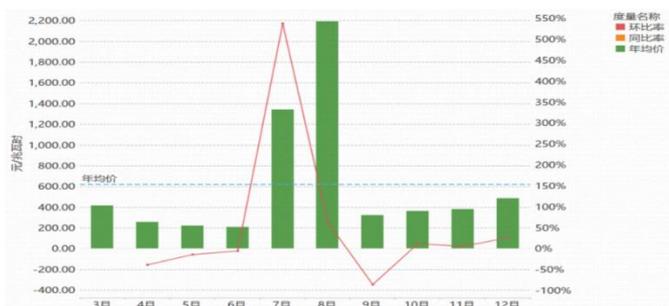
时间	日均市场主体数量	卖方日均申报量 (GWh)	买方日均申报量 (GWh)	卖方日均成交量 (GWh)	卖方成交均价 (元/MWh)	火电日均申报量 (GWh)	火电日均成交量 (GWh)	火电成交均价 (元/MWh)	新能源日均申报量 (GWh)	新能源日均成交量 (GWh)	新能源成交均价 (元/MWh)
1月(13~14日)	75.2	1085.7	4133.4	199.7	27.4	818.1	47.9	38.5	267.7	151.8	23.9
2月(22~28日)	91.7	1954.1	3679.6	465.9	38.9	1178.3	211.6	48.5	775.8	254.3	30.8
3月(1~31日)	117.1	2398.8	3066.2	427.8	38.9	1615.9	161.6	51.5	781.2	266	31.2
4月(1~30日)	123.5	2348.5	1843.8	237	27	1724.2	67.3	38.4	583.6	153.6	22.2
5月(1~16日)	126.6	1821.9	2012.1	147	23.2	1262.3	24.4	28.1	481.7	96.3	21.1

资料来源：《电力现货市场实务》 国家电力调度控制中心，中邮证券研究所

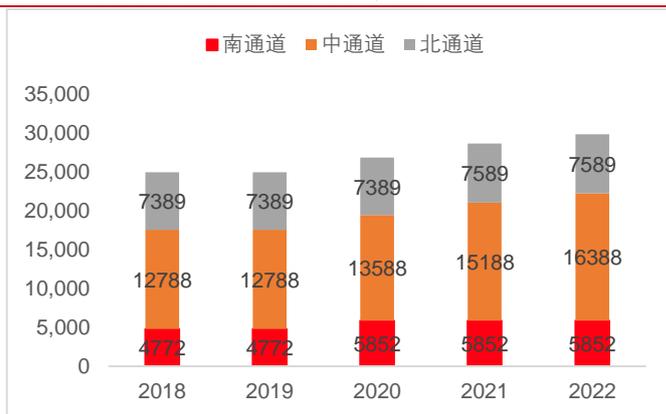
省间的申报价格上限由 10 元/kWh 变为 3 元/kWh。2022 年省间电力现货价格 7、8 月异常高，其他月份价格波动相对平稳，年均价 631.94 元/MWh。2022 年迎峰度夏期间的高价省间电力现货是省间报价上限下调的原因，目前价格水平是大部分省现货市场申报价格的 2 倍。

截止 2022 年底，我国西电东输规模约 3 亿千瓦，同比+4.2%，而跨省区通道清洁能源电量占比要求 50% 以上。

图表4：2022 年省电电力现货均价



图表5：我国西电东送规模（万千瓦）



资料来源：兰木达电力现货，中邮证券研究所

资料来源：《中国电力发展报告 2023》&《中国新型储能发展报告 2023》 电力规划设计总院，中邮证券研究所

随着西北风光大基地的陆续建成，输送通道建设势在必行。目前，国家“十四五”电力规划提出的“三交九直”工程正在持续推进，预计“十四五”末至“十五五”初期建成投产。目前“三交九直”中“二交四直”已经核准开工，“一交二直”可研，“二直”预可研。

图表6：特高压发展展望：“十四五”电力规划中“三交九直”目前的状态

工程	规模	状态	工程	规模	状态
川渝	交流 1000kV	核准开工	陇东-山东	±800kV,8000MW	核准开工
张北-胜利	交流 1001kV	核准开工	金上-湖北	±800kV,8000MW	核准开工
大同-天津南	交流 1000kV	可研	宁夏-湖南	±800kV,8000MW	核准开工
			哈密-重庆	±800kV,8000MW	核准开工
			陕西-安徽	±800kV,8000MW	可研
			陕西-河南	±800kV,8000MW	可研
			甘肃-浙江	±800kV,8000MW	可研
			蒙西-京津冀	±800kV,8000MW	预可研
			藏东南-粤港澳	±800kV,10000MW	预可研

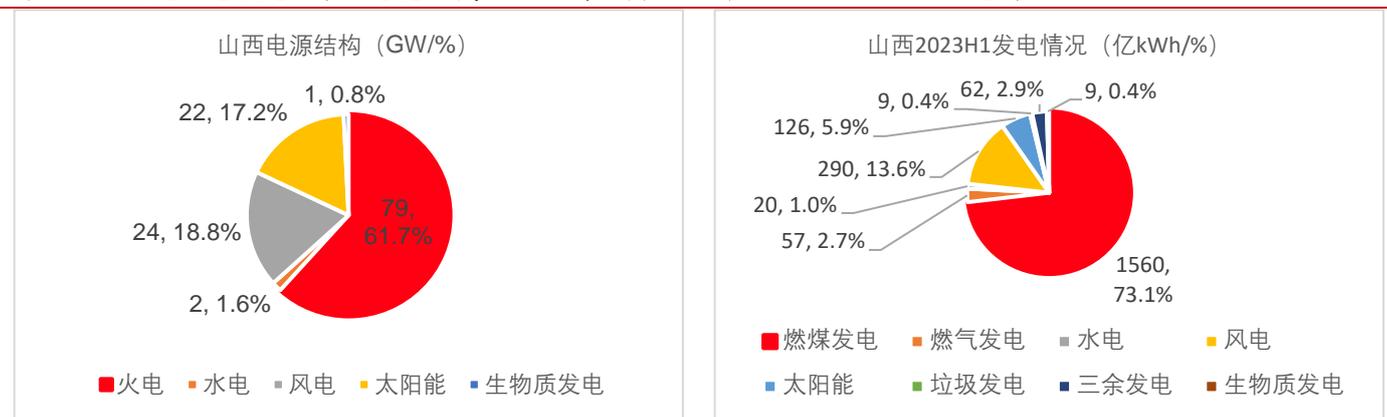
资料来源：《特高压工程建设与发展展望》国网特高压事业部 但刚，中邮证券研究所

1.2 山西：累计试运行天数全国第一

山西是我国确定的首批 8 个电力现货市场建设试点省份之一，是典型的高比例新能源外送型电网。截止 2023 年 9 月山西风光装机占比 36%，2023H1 山西风光发电量占比 20%。

图表7：山西电网各类电源装机容量（截止 2023 年 9 月）

图表8：2023H1 山西发电情况



资料来源：新能源云，中邮证券研究所

资料来源：山西经济日报，中邮证券研究所

山西电力现货市场累计试运行天数全国第一。山西电力现货市场起源于 2016 年，2018 年 12 月启动模拟试运行，2019 年 7 月启动调电试运行，2019 年 9 月启动结算试运行，2021 年 7 月开始连续试运行。

图表9：山西电力现货市场的发展历程

前期研究	2016年1月，山西省成为国家确定的首批电力体制改革综合试点省份，其中一项重要的改革内容就是建设电力现货市场。
方案成稿	2017年4月，形成电力现货市场方案初稿。
	2017年8月，国家发展改革委确定山西为电力现货市场试点，要求2018年底前启动试运行。
政府同意	2018年12月6日，山西省政府召开第18次常务会议暨省电改领导小组会议，同意12月底启动电力现货市场模拟试运行，原则通过了电力现货市场试运行期间的方案和运营规则V1.0版本(“1+1+10”方案规则体系)
启动试运行	2018年12月27日，山西电力现货市场启动模拟试运行
调电不结算试运行	在模拟试运行半年多的基础上，2019年7月18日、8月27日开展两次调电不结算试运行，初步检验规则合理性和系统可靠性，具备开展结算试运行条件。
结算试运行	(1)2019年9月1日，首次结算试运行。第一次，启动结算运行(1天)。2019年9月1日,在国家电网有限公司经营区内率先开展日结算试运行,现货价格0~300元/MWh,现货电量0.006TWh,占比1%。
	(2)2019年9月18-24日，首次按周结算试运行。第二次，检修密集期(7天)。2019年9月18~24日，在全国率先开展连续7天结算试运行，现货价格0~330元/MWh日均现货电量0.034TWh，占比6.4%。
	(3)2019年12月7~13日，第二次按周结算试运行。第三次，极寒供热期(7天)，2019年12月7~13日，开展第二次连续7天试运行，现货价格0~664元/MWh，日均现货电量0.02TWh，占比2.9%。
	(4)2020年5月10~24日，首次半月结算试运行。第四次，风电大发期(15天)。2020年5月10~24日，开展连续半月结算试运行，现货价格0~996元/MWh，日均现货电量0.042TWh，占比7.9%。
	(5)2020年8月，首次整月结算试运行。
	(6)2020年11~12月，首次双月结算试运行。
	(7)2021年4~6月，首次季度结算试运行。
	(8)2021年7月至今，不间断结算试运行。
目前状态	山西电力现货市场累计试运行天数全国第一。

资料来源：中国电力网，《电力现货市场实务》国家电力调度控制中心，中邮证券研究所

电力现货市场大幅提升新能源消纳能力。2021年新能源发电增长68%，全年利用率保持97.7%，超额完成国家下达的新能源消纳权重任务。

图表10：山西电力现货市场历次结算试运行情况

运行结算次数		第一次	第二次	第三次	第四次	第五次	第六次	第七次
起止时间		2019.9.18~24	2019.12.7~13	2020.5.10~24	2020.8.1~31	2020.11.1~12.31	2021.4.1~6.30	2021.7.1~至今
持续时长		一周	一周	双周	整月	双月	季度	不间断
外部环境		检修密集	极寒供热	风电大发	迎峰度夏	迎峰度冬	检修度夏	不间断
日前市场	平均出清价 (元/MWh)	253.64	57.7	96.23	144	193.6	426	440.09
	费用(万元)	6400	294	2463	1051	26484	73826	828997
	电量(TWh)	0.253	0.051	0.256	0.073	1.368	1.733	18.837
	电量占比(%)	5.20	0.79	2.47	0.29	2.48	2.40	6.68
实时市场	平均出清价 (元/MWh)	203.32	72.17	104.61	148	233.4	452	467.31
	费用(万元)	1500	166	858	6	7865.6	11345	40002
	电量(TWh)	0.074	0.023	0.082	0.0004	0.337	0.251	0.856
	电量占比(%)	1.54	0.36	0.80	0.0016	0.61	0.34	0.30

资料来源：《电力现货市场实务》 国家电力调度控制中心，中邮证券研究所

注：“至今”为原文内容，书籍出版时间为2023年2月

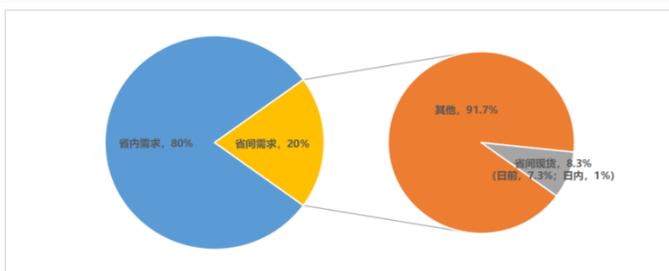
交易规则冗长繁杂，V13.0版本超400页。根据山西规则V12.0版，虚拟电厂报量报价；规则V13.0版，新能源新能源允许按年度自主选择以“报量报价”，独立储能可选报量报价。

图表11：山西电力现货历版规则要点

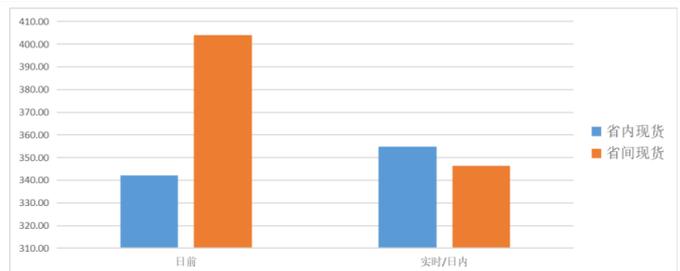
年	2019	2019	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2022	2022	2023	
月	9	12	5	8	11-12	3	6	9	1	6	3	
规则版本	V3.0	V4.0	V5.0	V6.0	V7.0	V8.0	V9.0	V10.0	V11.0	V12.0	V13.0	
开展周期	1+7天	连续7天	连续半月	连续整月	连续两月	长周期连续						
价格上下限	上限： 0.664/kWh		上限： 0.996/kWh		上限：1.5元/kWh							
	下限：0元/kWh											
市场成员	发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务供应商、电网企业和市场运营机构			发电企业、电力用户（加入地方电力用户）、售电公司、独立辅助服务供应商、电网企业和市场运营机构			发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务供应商、虚拟电厂、电网企业和市场运营机构					
基础电量分配方式	新能源场站申报次日功率预测曲线，其中优先填补市场化交易电量成分；剩余部分填补保障性电量部分，日前无现货电量；保障性电量完成后，剩余部分为日前现货电量。			首先预测D日非市场用户用电曲线+外送政府间协议送电曲线-非市场机组发电曲线，对应为发电侧政府定价电量成分；优先分配给新能源，剩余部分分配给火电企业；新能源企业分配按各自日前申报功率预测-市场化电量分解曲线的比例分配，空余部分为日前现货电量。			根据“以用定发”的匹配原则，按四个梯次向发电企业分配政府定价电量，第一梯次为新能源企业；第二梯次为拥有奖励电量的常规燃煤火电企业；第三梯次为拥有燃机优化电量、西龙池电量、淘汰落后产能电量等特殊性质政府定价电量的常规燃煤火电企业；第四梯次为全体具有分配普通基础电量资格的常规燃煤火电企业。			根据“以用定发”的匹配原则，按两个梯次向发电企业分配政府定价电量，第一梯次为新能源企业；第二梯次为拥有西龙池电量的常规燃煤火电企业。		根据“以用定发”的匹配原则，选择保留政府定价电量的新能源企业分配
申报方式	火电企业报量报价（五段）；新能源和用电侧报量不报价			火电企业报量报价（三到十段）；新能源和用电侧报量不报价					火电企业报量报价（三到十段）；虚拟电厂报量报价		新能源允许按年度自主选择以“报量报价”，独立储能可选报量报价	

资料来源：北极星售电网，泛能网，山西省电力交易中心，中邮证券研究所

目前省间电力现货占比较小。2023H1，山西省间交易量约占山西省总需求的20%，而省间现货交易量占总外送量的8.3%，交易价格方面，省内日前市场价格明显低于省间日前市场价格，差值约为60元/MWh。

图表12：山西 2023 上半年分品种交易量比例情况


资料来源：兰木达电力现货，中邮证券研究所

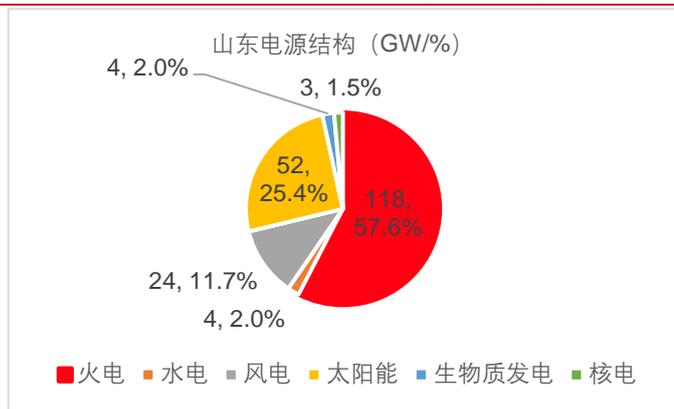
图表13：山西 2023 上半年分品种交易价格情况（元/MWh）


资料来源：兰木达电力现货，中邮证券研究所

1.3 山东：国内首家推动独立储能电站以自调度模式参与现货市场

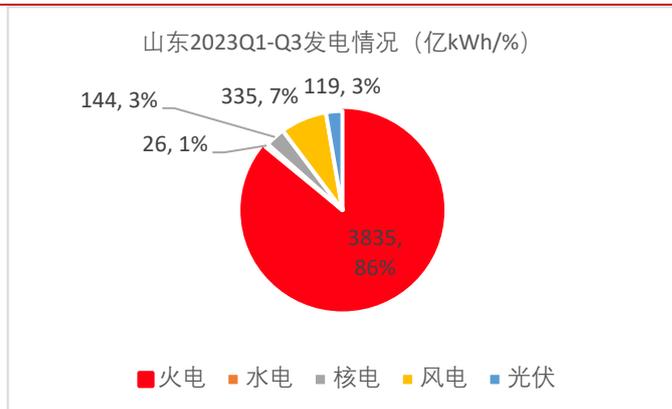
山东也是我国确定的首批 8 个电力现货市场建设试点省份之一，是典型跨省区联络线受端网络。截止 2023 年 9 月山西风光装机占比 37%，2023Q1-Q3 风光发电量占比 10%。

图表14：山东各类电源装机容量（截止 2023 年 9 月）



资料来源：新能源云，中邮证券研究所

图表15：2023Q1-Q3 山东发电情况



资料来源：华经情报网，中邮证券研究所

山东是首个建立容量补偿机制的电力现货市场。山东电力现货市场起源于 2018 年，2019 年 6 月启动模拟试运行，2019 年 9 月启动结算试运行，2021 年 12 月开始连续试运行。

图表16：山东电力现货市场的发展历程

2018 年 7 月	正式启动山东电力现货建设工作。
2019 年 5 月	国网山东完成电力现货市场技术支持系统建设。
2019 年 6 月	启动模拟试运行。
2019 年 9 月	启动结算试运行。
2020 年 1 月	电力现货市场规则征求意见稿发布。
2020 年 6 月	电力现货市场规则印发。
2020 年 11 月	拟将山东列为全国唯一一家电力市场建设综合改革试点。
2021 年 6 月	完成电力现货市场信息披露系统建设。
2021 年 11 月	印发《山东省电力现货市场交易规则行》(2021 年 12 月试行版)
2021 年 12 月	启动长周期连续结算试运行。
2022 年 1 月	印发《山东省电力现货市场交易规则(试行)》。
2023 年 11 月	海阳核电 1、2 号机组核电入市

资料来源：《电力现货市场实务》 国家电力调度控制中心，国家能源局，中邮证券研究所

在试运行过程中，山东建立并不断完善独立储能参与市场的机制，在国内首家推动独立储能电站以自调度模式参与现货市场。

图表17：山东电力现货市场历次结算试运行情况

山东		第一次结算试运行	第二次结算试运行	第三次结算试运行	第四次结算试运行	第五次结算试运行(以下数据统计时间截至2022年3月31日)
起止时间		2019年9月20~26日	2019年12月9~15日	2020年5月16~19日	2020年11月1~31日	2021年12月1日起
持续时长		一周	一周	四天	整月	长周期
经历场景		首次	冬季供暖期	春季新能源大发	秋检、供暖期、新能源大发	不间断
日前	日均价(元/MWh)	393.98~496.55	375.43~500.75	251.51~374.15	255.01~460.91	230.04~677.28
	平均出清价(元/MWh)	439.93	460.1	299.08	359.48	475.77
	峰谷差价(元/MWh)	275.35	268.57	303.78	410.82	683.43
	电量(TWh)	3.748	5.095	1.844	21.793	92.317
实时	日均价(元/MWh)	374.78~513.36	415.77~540.59	190.87~383.12	255.66~540.59	131.07~932.3
	平均出清价(元/MWh)	436.52	482.55	311.21	383.51	501.09
	电量(TWh)	378.7	5.065	1.866	21.887	92.393

资料来源：《电力现货市场实务》国家电力调度控制中心，中邮证券研究所

注：电价均包括容量补偿电价 99.1 元/MWh

2 山西和山东的独立储能经济性问题

2.1 碳酸锂价格持续下跌

预计碳酸锂价格持续缓跌。短期来看，根据 EESA 统计，2023 年全球 LCE 产能可达 140 万 t 以上，中性情景下，预计 LCE 供需分别为 118/97 万 t，预计短期过剩压力将对 LCE 价格持续施压。长期来看，截止 2022 年，全球已探明锂储量（折算成 LCE）约 7100 万 t，叠加锂电回收，潜在可用数量更多，预计 LCE 长期价格承压。

图表18：中性情景下，预计2023年碳酸锂过剩（1GWh=0.07万吨LCE）

2023E	GWh(中性)	LCE 当量万吨		
		中性	悲观	乐观
新能源车	1200	84.00	75.60	92.40
储能电池	64.77	4.53	4.08	4.99
消费电子	119.79	8.39	7.55	9.22
需求增合计	1384.56	96.92	87.23	106.61
供抽端合计	1685.71	118	961	140

资料来源：EESA，中邮证券研究所

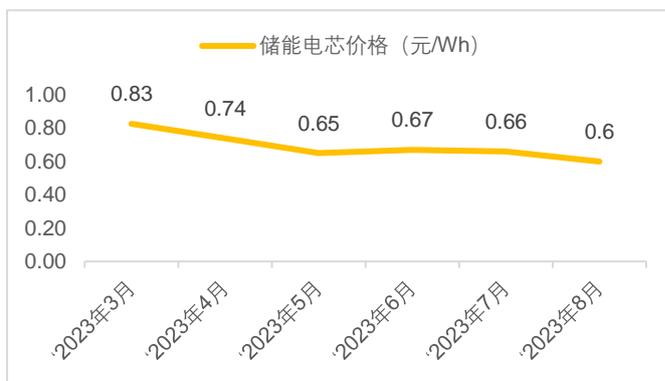
预计2023年储能电芯价格持续走低。2023年5月开始，储能定价机制变化，国内大部分企业不再碳酸锂进行价格联动，国内项目以一口价为主，因此5-7月价格仍维持稳定；但8月储能需求不及预期且海外市场需求走弱，储能电芯均价跌至0.6元/Wh。根据SMM储能，目前国内储能电芯产能过剩，储能电池企业采用“低价抢单策略”，市场出现0.45元/Wh的超低报价，因此预计储能电芯价格低于0.5元/Wh。

图表19：电池级碳酸锂价格持续回落（万元/t）



资料来源：iFinD，中邮证券研究所

图表20：储能电芯价格持续降低



资料来源：TrendForce 集邦，中邮证券研究所

2.2 简析山西、山东的独立储能收益

山东独立储能的收益来源（1）容量租赁（2）现货套利（3）容量补偿（4）辅助服务（如爬坡服务，其中调频服务和现货目前只能2选1）；山西独立储能的收益来源（1）容量租赁（2）现货套利（3）辅助服务（一次调频）（4）补贴。

其中现货套利=发电侧平均峰谷价差*可用容量*系统综合效率*年使用天数
(策略为一充一放), 根据兰木达电力现货 2022 年数据, 假设山西、山东发电侧
峰谷价差分别为 0.5、 0.4 元/kWh;

容量租赁=租赁单价*可用容量*租赁比例, 其中山东的租赁单价为 200-300
元/kW·年, 山西参考容量招标价格, 因此价格山东、山西容量租赁单价分别为 250、
120 元/kW·年;

山东的容量补偿=发电侧容量补偿收入-用电侧容量补偿支出(独立储能既是
发电厂商也是电力用户), 由于用户侧容量补偿是根据季节和时段系数不同, 参
考兰木达电力现货, 假设 100MW/200MWh 容量补偿为 80 万元/月;

山西的一次调频服务收入=申报价格*调节里程*调频次数*K (一次调频性能
指标)*年运行天数, 假设中标里程为 4MW, 申报单价 5 元/MW, 日调频需求 800 次,
K 值为 5.5;

其余假设: 年运行天数 260 天, 运营期 20 年, 系统效率 85%, 系统衰减 2%,
运维成本 2%, 储能 EPC1.6 元/Wh, 储能电芯 0.5 元/Wh。

图表21: 山东独立储能参数假设

项目	参数设置
系统容量	100MW/200MWh
系统综合效率	85%
运营期限	20 年
年均使用天数	260
容量租赁	250 元/kW·年
容量补偿	80 万元/月
现货市场价差	0.4 元/kWh
EPC 初建成本	1.6 元/Wh
电芯成本	0.5 元/Wh
运维成本	2%
储能系统/电芯残值率	5%
系统衰减	2%
税率	所得税 25%

资料来源: EESA, 中电联, 兰木达电力现货, 中国电力报, 中邮证券研究所

图表22: 山西独立储能参数假设

项目	参数设置
系统容量	100MW/200MWh
系统综合效率	85%
运营期限	20 年
年均使用天数	260
容量租赁	120/kW·年
政策补贴	按初建成本的 2% 补助
现货市场价差	0.5 元/kWh
一次调频	预留系统容量的 20% 参与一次调频, 中标里程为 4MW, 申报单价 5 元/MW, 日调频需求 800 次
EPC 初建成本	1.6 元/Wh
电芯成本	0.5 元/Wh
运维成本	2%
储能系统/电芯残值率	5%
系统衰减	2%
税率	所得税 25%

资料来源: EESA, 中电联, 兰木达电力现货, 中邮证券研究所

我们测算山东、山西的独立储能税后 IRR 分别为-1.8%、5.9%（下文均是税后口径）。

图表23：山西省独立储能收益成本测算（万元）

名称		年限		建设期		运营期		
		0	1	10(换电芯)	20			
可用容量(kWh)			200,000	200,000	163415			
1.收入	政策补贴	640						
	现货市场套利		2231	2231	1823			
	容量租赁		960	960	784			
	调频		2288	2288	2288			
	残值收入		0	500	1600			
	总收入	640	5479	5979	6495			
2.成本								
2.1 建设成本	初建成本	32000						
	更换电池成本			10000				
2.2 充电损耗	调频充放电损耗		35	35	35			
	现货市场充放电损耗		62	62	62			
2.3 运营成本	含运维、人工、耗材		981	1,048	1120			
	总成本	32,000	1,078	11,145	1,217			
3.利润	税前收益	-31,360	4,401	-5,166	5,279			
	税后净收益	-31,360	3,301	-5,166	3,959			

资料来源：中国能建山西电力勘测设计院，EESA 数据库，中邮证券研究所

图表24：山东省独立储能收益成本测算（万元）

名称	年限	建设期	运营期		
		0	1	10(换电芯)	20
可用容量(kWh)			200000	200000	163415
1.收入项目(万元)					
1.1 现货市场	现货市场套利		1836	1836	1500
1.2 容量租赁	容量租赁		2000	2000	1634
1.3 容量补偿	容量补偿		960	960	960
1.4 残值	残值收入		0	500	1600
	总收入		4796	5296	5694
2.1 建设成本					
	初建成本	32000			
	更换电芯成本			10000	-
2.2 充电损耗					
	现货市场损耗(输配电价、政府基金与附加)		155	155	127
2.3 运营成本(含运维、人工、耗材)					
	运维费用		640	640	640
	耗材费用		209	250	299
	管理费用		12	14	16
	人工成本		120	143	170
	总支出	32000	1136	12249	2378
3.利润(万元)					
	税前收益	-32000	3659	-6954	3316
	税后净收益	-32000	2745	-6954	2487

资料来源：EESA，中邮证券研究所

我们对山西、山东独立储能 IRR 进行敏感性分析，发现

(1) 若调频调用次数上升为 1000 次，K 值提升到 7，则 IRR 提升到 10.4%，随着辅助服务费用逐步疏导到用户侧，辅助服务费用占电费的比例将提升，独立储能在辅助服务市场的收益有望增厚；

(2) 现货市场价差对 IRR 影响很大，山东峰谷价差提升至 0.6 元/kWh，其他条件不变下，IRR 提升 3.8pcts；

(3) 若山东储能 EPC 价格为 1.1 元/Wh，其他条件不变情况下，IRR 提升 1.8pcts，在此基础上若年运行次数达到 360 次，则 IRR 将提升至 2.6%；

(4) 容量租赁的价格和比例承压，若山东容量租赁价格下降到 200 元/kWh·年，其他条件不变情况下，IRR 下降 2.0pcts。

综上，若现货价差为 0.6 元/kWh，年运行市场 360 天，储能 EPC 价格 1.1 元/Wh，储能电芯 0.4 元/Wh，其余情况不变下，山东独立储能税后 IRR 为 5.7%。

图表25：山西一次调频的 IRR 敏感性分析

调用次数 (次) \ K值	1	3	5	7
380	-3.1%	-1.1%	0.7%	2.4%
500	-2.8%	-0.2%	2.1%	4.1%
600	-2.5%	0.5%	3.1%	5.5%
800	-2.0%	1.9%	5.1%	8.0%
1000	-1.5%	3.1%	7.0%	10.4%

资料来源：中邮证券研究所

图表26：山东电芯价格和现货差价的 IRR 敏感性分析

电芯价格 (元/Wh) \ 现货差价 (元/kWh)	0.6	0.55	0.5	0.45	0.4
1	7.5%	7.7%	7.9%	8.1%	8.3%
0.8	4.5%	4.8%	5.0%	5.2%	5.4%
0.6	1.2%	1.4%	1.7%	2.0%	2.3%
0.4	-2.8%	-2.4%	-2.1%	-1.8%	-1.5%
0.3	-5.1%	-4.7%	-4.4%	-4.0%	-3.7%

资料来源：中邮证券研究所

图表27：山东 EPC 价格和年运行次数的 IRR 敏感性分析

EPC 价格 (元/Wh) \ 年运行次数 (次)	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8
360	1.7%	2.0%	2.6%	3.2%	3.5%
330	0.9%	1.2%	1.9%	2.5%	2.8%
300	0.1%	0.4%	1.1%	1.7%	2.0%
260	-1.1%	-0.7%	0.0%	0.7%	1.0%
210	-2.6%	-2.2%	-1.4%	-0.7%	-0.4%

资料来源：中邮证券研究所

图表28：山东容量租赁的 IRR 敏感性分析

租赁比例 (%) \ 租赁价格 (元/kW·年)	100%	90%	80%	70%	60%
330	1.2%	1.1%	1.0%	0.9%	0.9%
300	0.1%	0.1%	0.0%	-0.1%	-0.1%
250	-1.7%	-1.7%	-1.8%	-1.8%	-1.9%
200	-3.7%	-3.8%	-3.8%	-3.8%	-3.9%
120	-7.6%	-7.6%	-7.6%	-7.6%	-7.7%

资料来源：中邮证券研究所

3 投资建议

独立储能的收益逐步改善，有望提升行业景气度，叠加碳酸锂价格下降，利好储能集成，建议关注#林洋能源、南网科技、苏文电能；

其次利好独立储能运行商，建议关注#万里扬；

再次利好模型预测等，建议关注#国能日新。

4 风险因素

(1) 电力市场机制推进不及预期的风险。若电力现货市场推进不及预期，则各种能源无法有效竞争。

中邮证券投资评级说明

投资评级标准	类型	评级	说明
报告中投资建议的评级标准： 报告发布日后的 6 个月内的相对市场表现，即报告发布日后的 6 个月内的公司股价（或行业指数、可转债价格）的涨跌幅相对同期相关证券市场基准指数的涨跌幅。 市场基准指数的选取：A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指为基准；可转债市场以中信标普可转债指数为基准；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	预期个股相对同期基准指数涨幅在 20%以上
		增持	预期个股相对同期基准指数涨幅在 10%与 20%之间
		中性	预期个股相对同期基准指数涨幅在-10%与 10%之间
		回避	预期个股相对同期基准指数涨幅在-10%以下
	行业评级	强于大市	预期行业相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		中性	预期行业相对同期基准指数涨幅在-10%与 10%之间
		弱于大市	预期行业相对同期基准指数涨幅在-10%以下
	可转债评级	推荐	预期可转债相对同期基准指数涨幅在 10%以上
		谨慎推荐	预期可转债相对同期基准指数涨幅在 5%与 10%之间
		中性	预期可转债相对同期基准指数涨幅在-5%与 5%之间
回避		预期可转债相对同期基准指数涨幅在-5%以下	

分析师声明

撰写此报告的分析师（一人或多人）承诺本机构、本人以及财产利害关系人与所评价或推荐的证券无利害关系。

本报告所采用的数据均来自我们认为可靠的目前已公开的信息，并通过独立判断并得出结论，力求独立、客观、公平，报告结论不受本公司其他部门和人员以及证券发行人、上市公司、基金公司、证券资产管理公司、特定客户等利益相关方的干涉和影响，特此声明。

免责声明

中邮证券有限责任公司（以下简称“中邮证券”）具备经中国证监会批准的开展证券投资咨询业务的资格。

本报告信息均来源于公开资料或者我们认为可靠的资料，我们力求但不保证这些信息的准确性和完整性。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价，中邮证券不对因使用本报告的内容而导致的损失承担任何责任。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策。

中邮证券可发出其它与本报告所载信息不一致或有不同结论的报告。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且不予通告。

中邮证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或者计划提供投资银行、财务顾问或者其他金融产品等相关服务。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供中邮证券客户中的专业投资者使用，若您非中邮证券客户中的专业投资者，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司不会因接收人收到、阅读或关注本报告中的内容而视其为专业投资者。

本报告版权归中邮证券所有，未经书面许可，任何机构或个人不得存在对本报告以任何形式进行翻版、修改、节选、复制、发布，或对本报告进行改编、汇编等侵犯知识产权的行为，亦不得存在其他有损中邮证券商业性权益的任何情形。如经中邮证券授权后引用发布，需注明出处为中邮证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节或修改。

中邮证券对于本申明具有最终解释权。

公司简介

中邮证券有限责任公司，2002年9月经中国证券监督管理委员会批准设立，注册资本50.6亿元人民币。中邮证券是中国邮政集团有限公司绝对控股的证券类金融子公司。

公司经营范围包括：证券经纪；证券自营；证券投资咨询；证券资产管理；融资融券；证券投资基金销售；证券承销与保荐；代理销售金融产品；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问。此外，公司还具有：证券经纪人业务资格；企业债券主承销资格；沪港通；深港通；利率互换；投资管理人受托管理保险资金；全国银行间同业拆借；作为主办券商在全国中小企业股份转让系统从事经纪、做市、推荐业务资格等业务资格。

公司目前已经在北京、陕西、深圳、山东、江苏、四川、江西、湖北、湖南、福建、辽宁、吉林、黑龙江、广东、浙江、贵州、新疆、河南、山西、上海、云南、内蒙古、重庆、天津、河北等地设有分支机构，全国多家分支机构正在建设中。

中邮证券紧紧依托中国邮政集团有限公司雄厚的实力，坚持诚信经营，践行普惠服务，为社会大众提供全方位专业化的证券投、融资服务，帮助客户实现价值增长，努力成为客户认同、社会尊重、股东满意、员工自豪的优秀企业。

中邮证券研究所

北京

邮箱：yanjiusuo@cnpsec.com

地址：北京市东城区前门街道珠市口东大街17号

邮编：100050

上海

邮箱：yanjiusuo@cnpsec.com

地址：上海市虹口区东大名路1080号邮储银行大厦3楼

邮编：200000

深圳

邮箱：yanjiusuo@cnpsec.com

地址：深圳市福田区滨河大道9023号国通大厦二楼

邮编：518048