

电力现货市场投资框架

投资评级：强大于市|维持

王磊/杨帅波

中邮证券研究所 电新团队

中邮证券

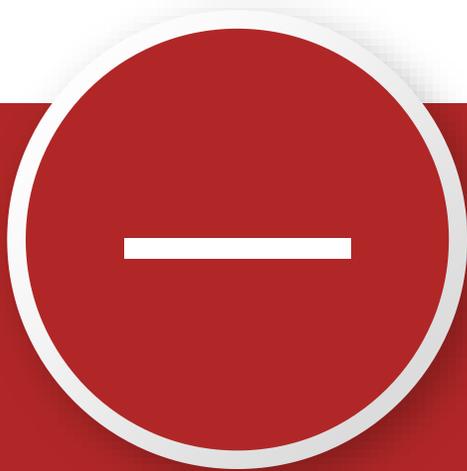
2023年11月18日

- **从碳视角看新型电力系统：**至少存在（1）储能利用率低（2）欧盟“碳关税”冲击（3）新能源并网消纳（4）系统灵活性不足（火电灵活性改造不及预期，需求侧资源有待开发）（5）市场力问题（发售、输售一体化）等问题；因此**电力现货市场加速建设。**
- **投资逻辑线1：计量，**完备的电能量计量系统是保障准确结算的必要条件；
- **投资逻辑线2：虚拟电厂，**开发需求侧及分布式隔墙售电的催化剂；
- **投资逻辑线3：CCER，**中国积极应对欧盟“碳冲击”，CCER加速重启；
- **投资逻辑线4：储能，**开始进入产品力阶段；
- **投资逻辑线5：火电灵活性改造，**煤电容量电价机制确定；
- **投资建议：**计量，建议关注#林洋能源、炬华科技、海兴电力；虚拟电厂，建议关注#金智科技、晶科科技、国能日新、东方电子；储能，建议关注#林洋能源、南网科技、苏文电能；CCER重启，建议关注#岳阳林纸；火电灵活性改造，建议关注#宝馨科技、西子洁能。
- **风险提示：**电力市场机制推进不及预期的风险；CCER重启不及预期的风险；火电灵活性改造不及预期

的风险。

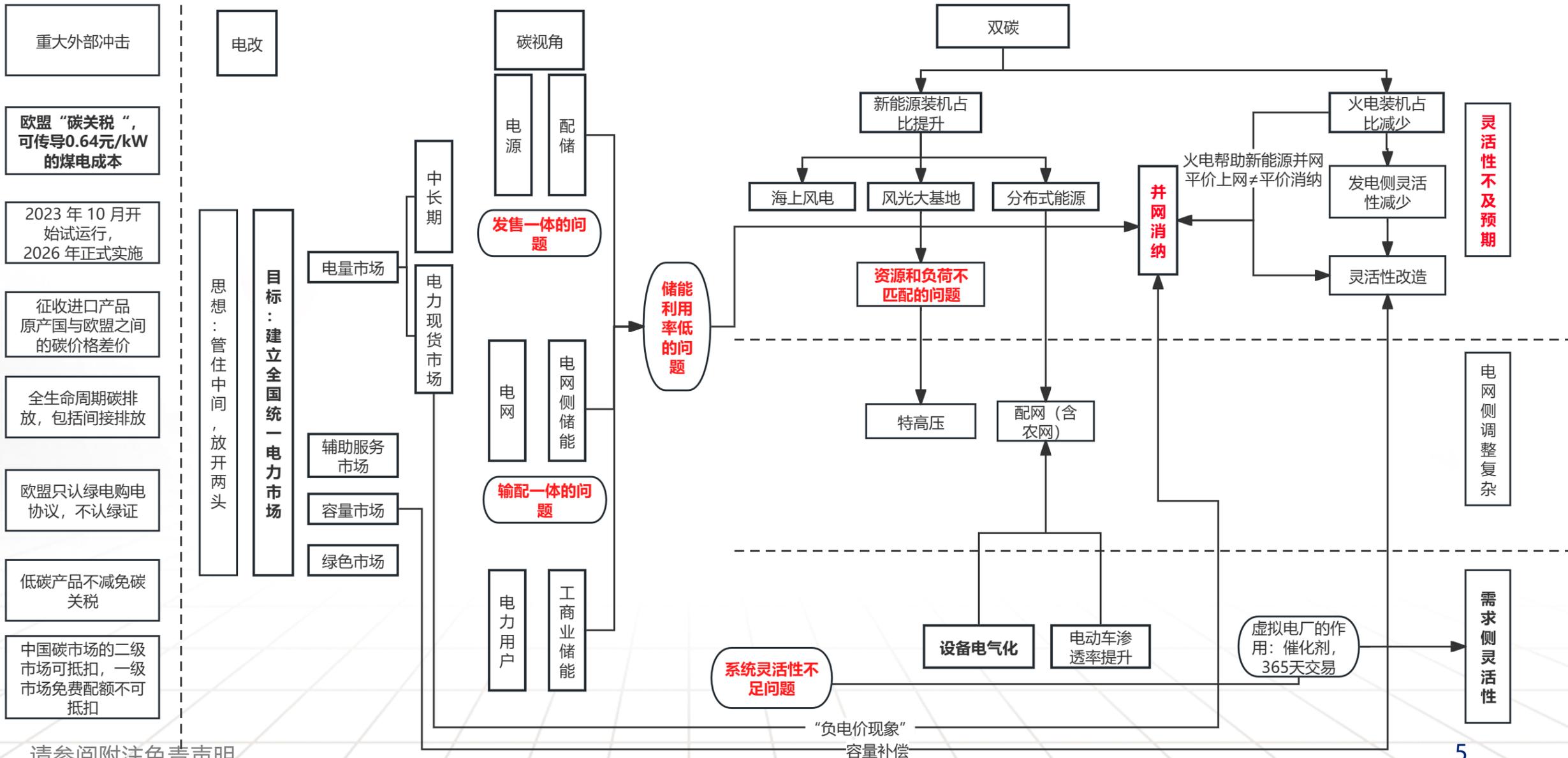
目录

- 一 碳视角看新型电力系统
- 二 电力现货市场的投资逻辑线
- 三 投资建议
- 四 风险提示



碳视角看新型电力系统

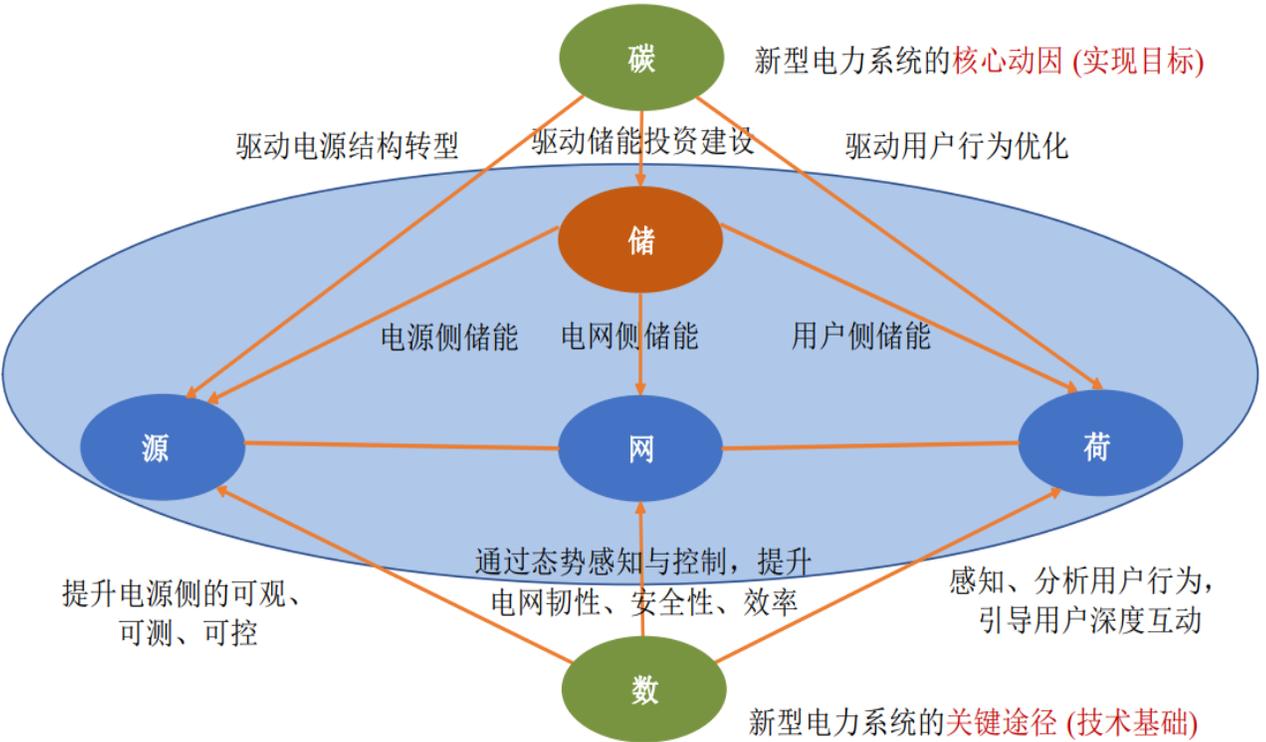
1.1 从碳视角看新型电力系统



1.2 新型电力系统概述——为双碳服务

- 电力系统需要从“电视角”转变到“碳视角”，电力系统的演化将转变为节能减排、低碳发展的“外力驱动”倒逼机制（包含外部碳因素）。
- 新型电力系统特征——清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能。
- 供需平衡是电力系统的刚性约束，新型电力系统的核心动因是“碳”，关键途径是“数”。

图表1：新型电力系统核心动因是“碳”，关键途径是“数”



资料来源：《型电力系统的六要素分析》康重庆等（2023），中邮证券研究所

1.3 电力现货市场运行情况

- 电力现货市场的运行需要**模拟试运行**、**结算试运行**、**连续运行3阶段**。
- 此前仅**山西明确虚拟电厂**是参与交易主体，目前**市场主体地位**被顶层文件确定。

图表2：省级地区运行情况

分类	地区	特色	模拟/调电试运行		结算试运行				
			模拟试运行	调电试运行	日结算	周结算	月结算	季度	长周期
第一批试点	南方 (以广东起步)	首个区域电力现货市场调电试运行	2018年8月	2022年12月南方区域电力现货市场	2019年5月15、16日第一次； 2019年6月20~23日第二次	2019年10月开展	2021年5月完成		2021年11月1日
	蒙西	国内首个“单轨制”电力现货市场	2019年6月26日第一次 2021年11月15日第二次			2019年9月21~27日第一次； 2020年6月17~23日第二次； 2020年8月11~24日第三次	2020年9月1日~30日		
	浙江	政府授权合约衔接现货与中长期市场，后期增加双边合约比例	2019年5月30日			2019年9月20~26日第一次； 2020年5月12~18日第二次	2020年7月1~31日	2021年3~5月	2021年12月
	山西	融合调峰机制； 2022年6月首次明确虚拟电厂具有参与省内电力现货交易的主体资格	2018年12月27日		2019年9月1日	2019年9月18~24日第一次； 2019年12月7~13日第二次； 2020年5月10~24日连续2周	2020年8月1~31日； 2020年11月1日~12月31日连续2月		2021年4月1日
	山东	建立容量补偿机制	2019年6月21日		2019年9月份2次单日	2019年9月第一次； 2019年12月9~15日第二次； 2020年5月16~19日第三次	2020年11月1~30日		2021年12月1日

资料来源：《电力现货市场实务》&《电力现货市场101问》国家电力调度控制中心，《电力现货市场发展回顾及对新能源发电的影响》易芳等，《电力现货地方志 | “全员加速中”的江西电力市场改革》陈若曦，《电力现货地方志 | 陕西电力现货市场建设需因地制宜》刘连奇，宁夏发改委，中国新闻网，中邮证券研究所

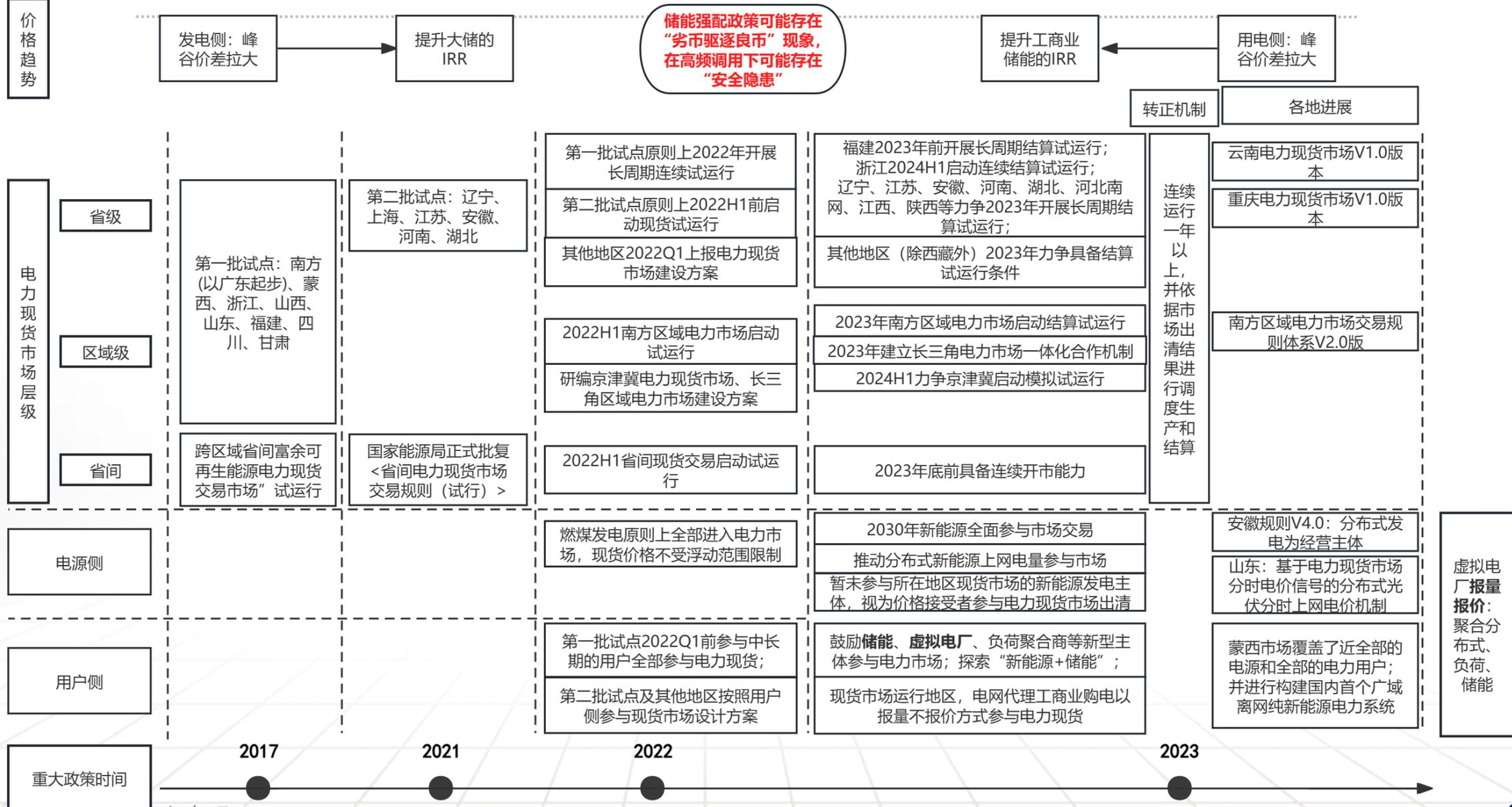
1.3 电力现货市场运行情况

图表2：省级地区运行情况（续表）

分类	地区	特色	模拟/调电试运行		结算试运行					
			模拟试运行	调电试运行	日结算	周结算	月结算	季度	长周期	
第一批次	福建	电力现货市场最长结算试运行省份，清洁能源全额消纳+中长期交易全额兑现	2019年6月21日				2019年9月21~27日第一次； 2019年11月18~24日第二次	2020年6月10~7月10日		2020年8月18日
	四川	丰枯分期特色模式：分水电竞价和火电竞价电力现货市场	2019年6月20日		2019年9月26~30日第一次； 2019年10月29~30日第二次		2020年4月16日~5月25日40天火电竞价； 2020年9月26日~10-25日第一次水电竞价；		2021年3~5月 2021年12月	2021年12月 火电竞价26日 火电
	甘肃	全国首个率先完成为期一个月长周期结算试运行的试点省份，对新能源发电预测的“钓鱼法”机制	2018年12月28日			2019年9月20~26日第一次； 2019年11月16~22日第二次	2020年3月19日~4月30日		2020年8月1~12月31日	2021年5月1日 双边
第二批试点	上海		2022年7月22~28日							
	江苏					2022年7月1~7日第一次； 2022年9月23~29日第二次				
	安徽		2022年3月30日							
	辽宁		2022年6月20日							
	河南		2022年6月28日第一次； 2022年8月4日第二次	2022年11月16~23日						
非试点地区	湖北									
	重庆		2022年12月20~23日		2023年5月24日					
	宁夏				2023年7月26日					
	陕西		2022年11月		2023年4月（3天）					
	江西	全国首个完成结算试运行的非试点地区	2022年11月25日、29日		2023年3月22~24日第一次； 2023年5月9~15日第二次	2023年6月14~20日				

资料来源：《电力现货市场实务》&《电力现货市场101问》国家电力调度控制中心，《电力现货市场发展回顾及对新能源发电的影响》易芳等，《电力现货地方志 | “全员加速中”的江西电力市场改革》陈若曦，《电力现货地方志 | 陕西电力现货市场建设需因地制宜》刘连奇，宁夏发改委，中国新闻网，中邮证券研究所

1.4 电力现货市场建设的节奏



资料来源：《电力现货市场实务》&《电力现货市场101问》国家电力调度控制中心，北极星火力发电网，中国电力网，中国政府网，安徽省电力交易中心，山东省发改委，昆明电力交易中心，重庆市经信委，国家能源局南方监管局，《从‘电力现货市场基本规则’到蒙西电力市场设计》温宇晴，内蒙古国资委，中邮证券研究所



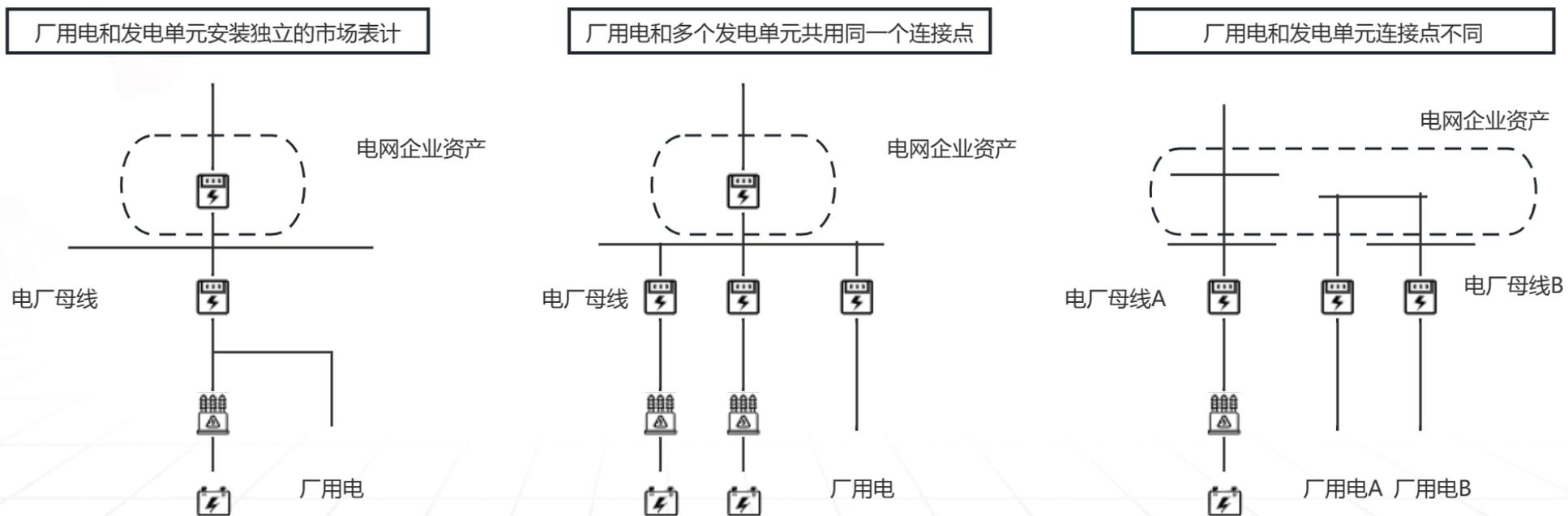
二

电力现货市场的投资逻辑线

2.1 电力现货市场投资逻辑线——计量

- 完备的电能量计量系统是保障准确结算的必要条件。电力现货市场需要确定每个参与市场的发电机组的分时电量和用户侧每个计量点的分时电量，计量周期由月缩短至15min，缩短约3000倍，因此电力现货市场的前提是改造电表，例如浙江2019年（统调发电厂与110kV以上电力用户），2022年6月辽宁改造243.45万只电表后（2021年第二批试点）成功开展第一次模拟试运行。
- 只要参与电力现货市场则必须计量装置，除非能提供准确度/精度均可满足的计算方法（通过其他表计算出来）。

图表3：计量装置部分情形



2.1 电力现货市场投资逻辑线——计量（增量空间）

- 我们预计
- 发电侧：（1）新增风光将直接进入电力市场，存量风光通过减少保障利用小时数进入电力市场；
- （2）现货市场领先地区，集中式新能源报量报价（山西规则V13.0），独立储能报量报价（储能既是发电商又是电力用户，本文大储作为发用两侧，单独工商业储能作为纯用户侧）；
- （3）分布式新能源逐步入市，报量不报价（安徽规则V4.0作为主体），虚拟电厂报量报价（分布式能源在虚拟电厂系统里实质报量报价）；
- 用户侧：逐步拓展低压电力用户（2023年10月7日广东发布低压工商业用户参与市场交易试点，工商业用户480万户，400多万户为低压用户，本次试点1.6万家）；工商业储能需要单独配置双向电表（2023年11月3日《浙江省用户侧电化学储能技术导则》（征求意见稿））。

2.1 电力现货市场投资逻辑线——计量（增量空间）

- 我们选取电力现货市场发展较快的广东、山东、山西、内蒙古、甘肃及出台全国首个用户侧储能技术标准的浙江省，预计电力现货市场带来的6省智能电表增量空间2023年为5.3亿元。（注：由于数据的缺乏，单个经营实体假设电表量为1，且为考虑其他地区的变化，例如辽宁为电力现货市场的模拟运行就改造243.45万只电表，2023年底（除西藏外）力争具备结算试运行条件）

图表4：计量装置的增量空间（电力现货市场因素）

年份	2022	2023E	2024E	2025E
中国新增光伏装机（GW）	87	200	230	265
工商业光伏新增渗透率（%）	26%	26%	26%	26%
6省工商业光伏新增渗透率（%）	53%	42%	40%	40%
中国存量光伏装机（GW）	305	505	735	999
工商业光伏存量渗透率（%）	23%	23%	23%	23%
6省工商业光伏存量渗透率（%）	47%	47%	47%	47%
工商业光伏平均装机量（MW）	0.8	0.8	0.8	0.8
6省工商业光伏新增用户（万户）	1.5	2.8	3.0	3.4
6省工商业光伏存量用户（万户）	4.1	6.7	9.8	13.4
电力现货市场渗透率（6省新增工商业用户）		30%	40%	50%
电力现货市场渗透率（6省存量工商业用户）		10%	20%	30%
6省经营主体（万户）		5079	5333	5600
6省经营主体电力现货市场渗透率		4%	8%	12%
智能电表增量（万台）		205	430	678
智能电表单价（元/台）		261	261	262
智能电表增量空间（亿元）		5.3	11.2	17.8

2.2 电力现货市场投资逻辑线——虚拟电厂（催化剂）

- 根据2023年《电力需求侧管理办法》，全面推进需求侧资源参与电能量和辅助服务市场常态化运行，逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，方法：实施尖峰电价（用户侧）、拉大现货市场限价区间（发电侧）等。
- 在政策、技术、补贴等理想条件下，纺织行业最高可实现35%左右的响应潜力，电解铝最大可调节负荷比例约22%，钢铁行业也能实现最高约20%的调节潜力，水泥、玻璃、设备制造等行业的响应潜力也均在20%以上。

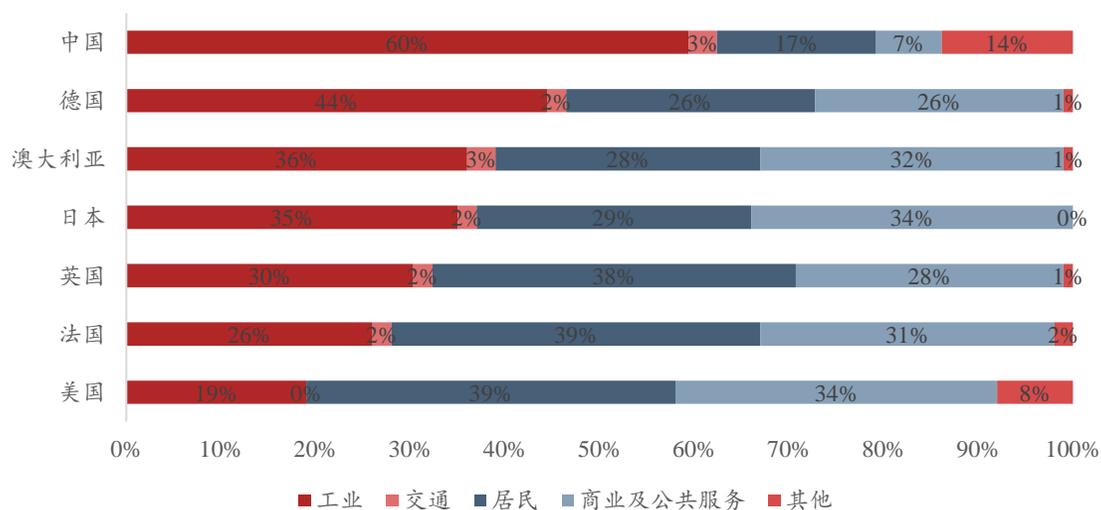
图表5：典型工业需求侧灵活性的主要调控设备、响应时间及响应潜力

工业类型	主要调控设备	响应时间			响应潜力	
		准备时间	响应时长	恢复投运时间*		
电解铝 	电解槽、自备电厂	2h(铝电解槽) s min 1h 2h 4h 8h	1-2h s min 1h 2h 4h 8h	2h(铝电解槽) s min 1h 2h 4h 8h	20%	
钢铁(炼钢) 	电弧炉、轧钢生产线、自备电厂	每班次(轧钢) s min 1h 2h 4h 8h 10-30min(电炉)	0.5-1h s min 1h 2h 4h 8h	每班次(轧钢) s min 1h 2h 4h 8h 10-30min(电炉)	20%	
铁合金 	矿热炉、电弧炉、还原炉等	1-2h s min 1h 2h 4h 8h	0.5-4h s min 1h 2h 4h 8h	1-2h s min 1h 2h 4h 8h	30%	
水泥 	回转窑、立窑等		1-2h s min 1h 2h 4h 8h	0.5-2h s min 1h 2h 4h 8h	1-2h s min 1h 2h 4h 8h	24%
纺织 	织布机、加弹机等		0.5-1h s min 1h 2h 4h 8h	0.5-4h s min 1h 2h 4h 8h	0.5-1h s min 1h 2h 4h 8h	35%
玻璃 	空压机、退火窑、玻璃熔窑、冷端玻璃切割机		0.5-2h s min 1h 2h 4h 8h	0.5-3h s min 1h 2h 4h 8h	0.5-2h s min 1h 2h 4h 8h	25%
设备制造 	溶化炉、热处理炉、高频炉等		1-2h s min 1h 2h 4h 8h	0.5-3h s min 1h 2h 4h 8h	1-2h s min 1h 2h 4h 8h	20%

2.2 电力现货市场投资逻辑线——虚拟电厂（催化剂）

- 美国为例，工业用户挖掘灵活性具有优势。根据RMI，德国工业需求响应潜力可达10GW，约占全国最大负荷的13%，2020年美国工业部门电力消费占比为19%，但是根据美国环境署，2021年美国通过需求响应机制实现削峰12GW，其中工业用户贡献了45.6%。中国的钢铁用电占比较高，钢铁行业需求侧灵活性潜力的开发需求尤为迫切。

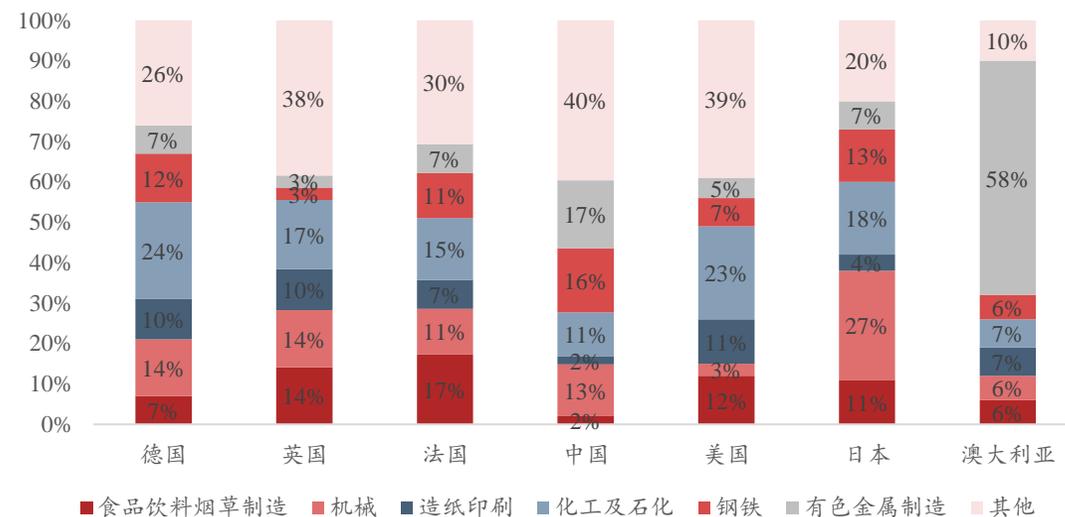
图表6：2020年部分国家分部门电力消费结构



资料来源：IEA, RMI, 中邮证券研究所

请参阅附注免责声明

图表7：各国不同工业电力消费在总消费占比



资料来源：中国电力统计年鉴，欧洲输电系统运营商联盟TenneT，美国能源信息署，日本电力公司联盟，澳大利亚气候变化、能源、环境和水部，RMI, 中邮证券研究所

2.2 电力现货市场的投资逻辑线——虚拟电厂（悖论）

- **关键驱动力：**电力市场的进一步发展。（虚拟电厂实现365天实时高频交易）
- **经济性很好：**河北省平山县营里乡：2019年建设虚拟变电站投资929万元，占地650平方米，与传统变电站相比节约投资73%，节省土地占用95%，光伏利用率可以提高20%。
- **本质：**各类分布式能源和用电需求组合在一起，被价格驱动形成新的更加**低碳高效**的用能习惯；最终形态应该是人人都是售电公司或每个工商业企业都是电厂。
- **系统性悖论：**如果垄断力量从自身的利益出发设计虚拟电厂，那么虚拟电厂就成为一种局部的建构秩序，必然失去虚拟电厂广泛参与者的多种可能性。而如果虚拟电厂形成了基于价格的自发秩序，那么从某种程度可能对原有格局形成挑战。
- 以德国为例，组建平衡基团（德国电力市场设计核心），**虚拟电厂是负责平衡基团的电力交易公司上市的必备工具。**
- **“隔墙售电”实际上是单节点下的最优解，但这对统一大市场下并不一定是社会福利最大化，**若仅是“隔墙售电”，则必然是一种市场割裂。例如，四川既要从西北受电又向沿海输电，若仅从四川视角看，这样的电力传输是不经济的，但在全国视角下，这样的资源配置要更优。
- **“增强版隔墙售电”加速推进。**2023年10月12日国家能源局和发改委联合发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，其中明确提到分布式新能源装机占比较高的地区，推动分布式新能源参与市场。分布式能源参与电力市场，实际上是一种“增强版隔墙售电”。虚拟电厂在更大范围内实现资源的优化配置，是分布式能源参与电力市场的重要催化剂。“增强版隔墙售电”将提升工商业储能、分布式能源的收益，**虚拟电厂作为重要催化剂尤其受益。**

2.2 电力现货市场的投资逻辑线——虚拟电厂（空间）

- 目前虚拟电厂处于0-1的过程中，因此市场空间的测算存在较多假设：
- (1) 2025年虚拟电厂投资强度800元/kW，最大负荷调节能力为3%~5%；
- (2) 2025年虚拟电厂调节电量占比2%；
- (3) 响应电量中标价格参考a国电投中标广东省市场化需求响应价格和b浙江金华武义响应价格，早期推动虚拟电厂发展会有部分补贴，假定2025年中标价格为0.15元/kwh；
- (4) 虚拟电厂分成比例：参考参考2021-2022年广东市场化需求响应运行中虚拟电厂作为聚合商收益分成比例为24%，考虑到虚拟电厂处于推广期，收益比例会有所上升，因此假定2025年虚拟电厂收益占比为30%。

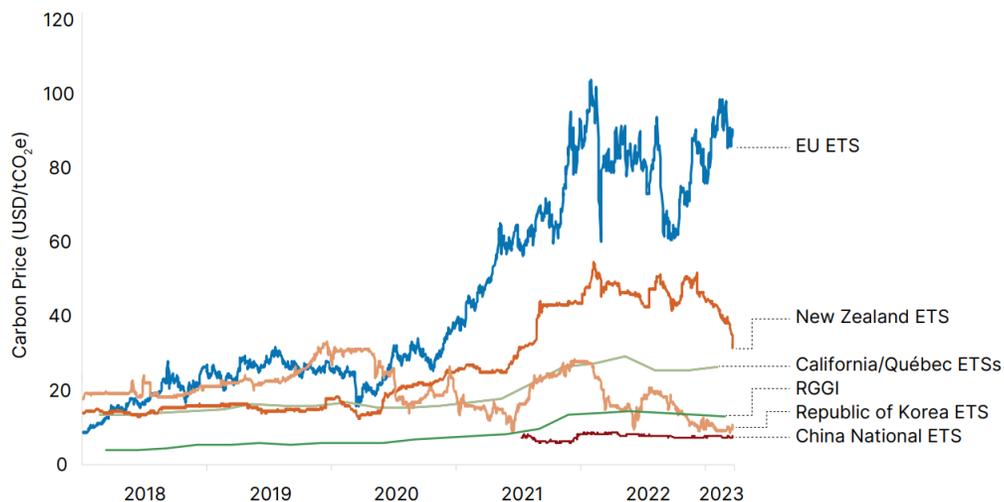
图表8：虚拟电厂的市场空间（我们预计中国虚拟市场2025年投资规模为391~652亿元，运营规模86亿元）

年份	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
全社会用电量（万亿kWh）	7.511	8.3128	8.6372	9.15	9.33	9.5
最大负荷（亿kW）	——	——	——	——	——	16.3
投资单价（元/kW）	——	——	——	——	——	800
投资规模（亿元）	——	——	——	——	——	652
中国VPP调节电量占比	0.30%	0.30%	0.50%	1%	1.5%	2%
VPP调节电量（万亿kWh）	0.02	0.02	0.04	0.09	0.14	0.19
中标价格（元/kWh）	——	——	——	0.3	0.2	0.15
响应市场规模（亿元）	——	——	——	457.5	559.5	570
VPP分成比例	——	24%	24%	26%	28%	30%
运营规模（亿元）	——	——	——	71	78	86

2.3 欧盟碳关税的重大冲击——电碳联动

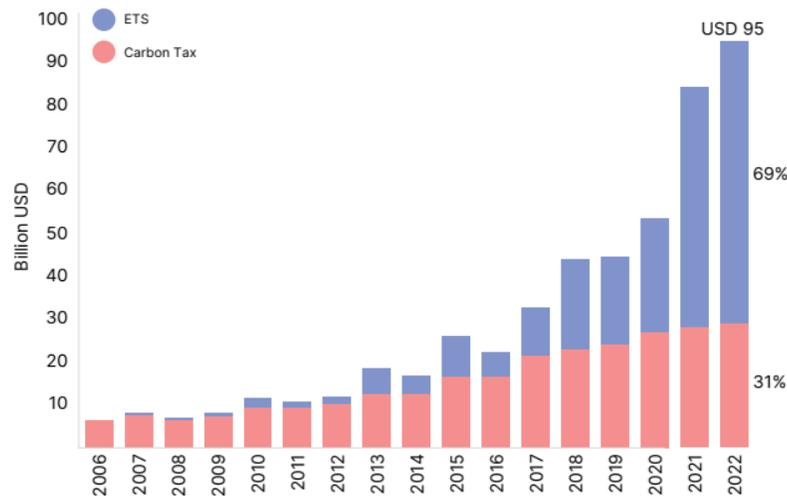
- 2023年3月，欧盟碳价首次超过100欧元/t。
- 欧盟碳市场收入从2017年开始增长了7倍，原因（1）碳价升高（2）覆盖范围扩大（3）免费配额逐步转为拍卖（目前免费比例为35%）。2022年，欧盟碳市场收入420亿美元，同比增长23%。

图表9：全球各实行中ETS之价格演进



资料来源：《State and Trends of Carbon Pricing 2023》世界银行，中邮证券研究所
 请参阅附注免责声明

图表10：全球碳税及ETS的收入变化



资料来源：《State and Trends of Carbon Pricing 2023》世界银行，中邮证券研究所

2.3 欧盟碳关税的重大冲击——电碳联动

- 欧盟碳市场改革主要有3点：（1）原欧盟碳市场扩大范围，（2）建立全新欧盟碳市场并扩大范围，（3）CBAM（“碳关税”）。
- 欧盟CBAM在2023年10月开始试运行，2026年正式实施，将征收进口产品原产国与欧盟之间的碳价格差价，碳计量范围包括间接排放，核心就是“碳税全球同价”。

图表11：欧洲碳市场改革

碳种类	主要内容
EU ETS 2	建立一个全新、独立的ETS，预计2027年覆盖建筑、道路运输以及当前EU ETS范围外小型能源和工业设施碳排放；
原EU ETS	扩大涵盖海运、逐步减少免费配额，2024年开始（2024年40%、2025年70%、2026年100%，均指验证排放量）
CBAM（欧盟碳关税）	针对进口到欧盟境内钢铁、水泥、铝、电力、肥料及氢气产品，进口商必须购买CBAM凭证，2023年10月开始试行，2026年正式征收。

资料来源：《State and Trends of Carbon Pricing 2023》世界银行，中邮证券研究所

请参阅附注免责声明

图表12：欧洲CBAM要点

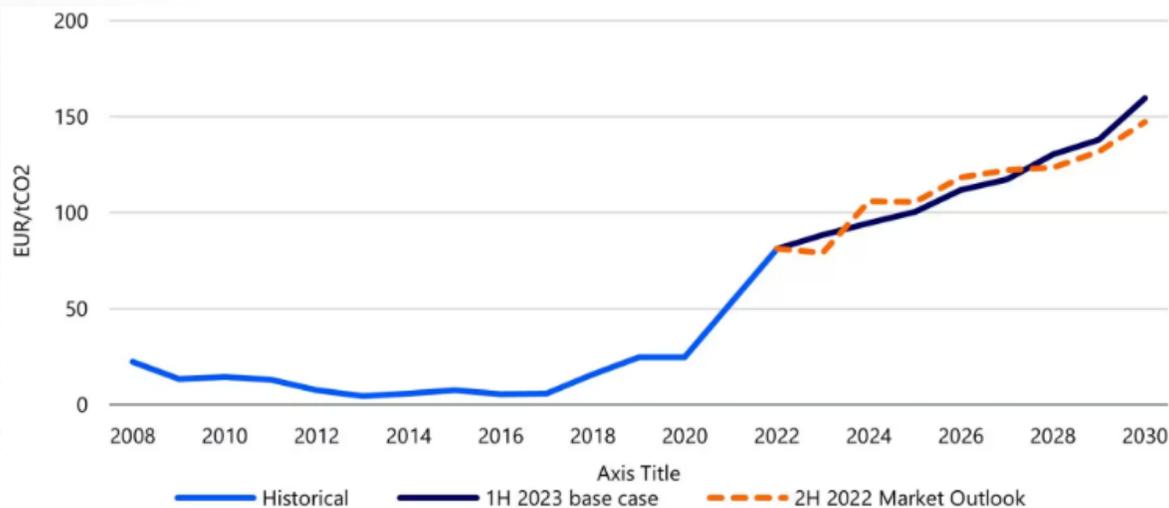
实施节点	2023年10月1日试运行，2026年实施
免费配额退出	2035年全面取消免费碳配额（2026年起逐步减少10%的生产企业免费配额直至2035年完全取消免费配额）
碳计量范围	欧盟CBAM覆盖的碳排放指的是产品全生命周期的碳足迹（即包括间接排放）
价格机制	CBAM所征收的税额为进口产品原产国与欧盟之间的碳价格差价，CBAM与欧盟碳配额价格挂钩
覆盖范围	目前覆盖的行业为电力、钢铁、铝、水泥、化肥、氢，2026年前还会评估，目标是到2030年将ETS涵盖的所有商品包括在内

资料来源：兰迪碳减排与新能源，中国青年网，中邮证券研究所

2.3 欧盟碳关税的重大冲击——电碳联动

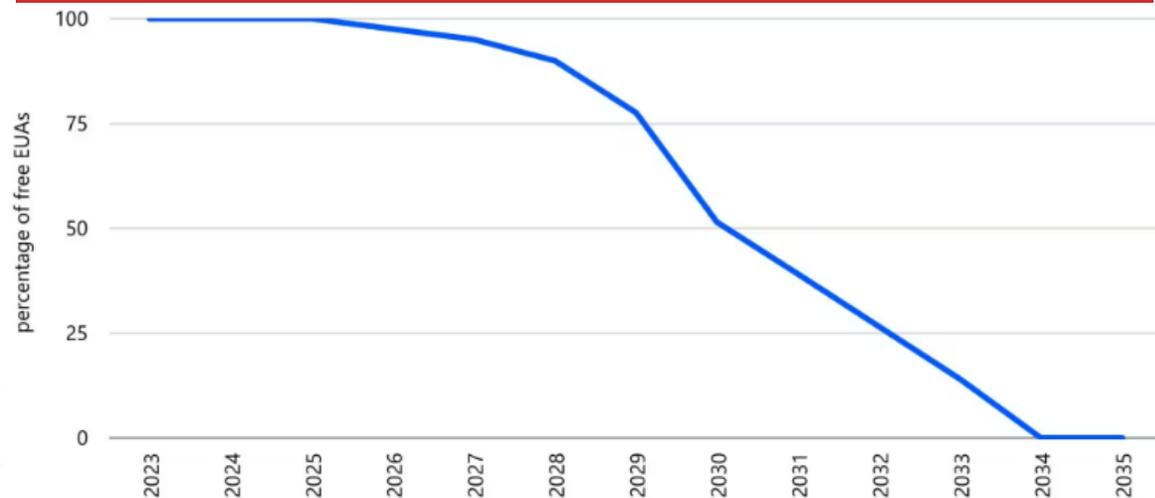
- 欧盟现有的免费配额将逐步退出，欧盟的碳价将进一步提升。欧盟的年度免费配额削减计划为（2026年：2.5%，2027年：5%，2028年：10%，2029年：22.5%，2030年：48.5%，2031年：61%，2032年：73.5%，2033年：86%，2034年：100%）。

图表13：欧盟ETS价格



资料来源：通向碳中和，中邮证券研究所
请参阅附注免责声明

图表14：欧盟现有的免费配额退出时间



资料来源：通向碳中和，中国青年网，中邮证券研究所

2.3 欧盟碳关税的重大冲击——电碳联动

- 即使不考虑“欧盟碳关税”实施及免费配额减少的影响，假设欧盟碳价为100欧元/t，煤炭发电的生命周期碳排放因子为820 gCO₂eq/kWh，以2023年11月11日欧元汇率7.79，则煤电的碳成本为0.64元/kWh。
- 根据商务部国际贸易经济合作研究院绿色经贸合作研究中心主任许英明的解答（1）目前欧盟不认可绿证，只认可绿电购电协议。低碳产品不能减免碳关税（2）在一级市场中，碳排放配额大多由政府免费发放，由于没有支付对价，根据CBAM的规定无法抵扣碳关税。在二级市场购买的碳配额可以抵扣但非常有限。

图表15：各能源发电的碳排放因子（gCO₂eq/kWh）

	直接温室气体排放		
	最小值	平均值	最大值
煤炭	670	760	870
天然气	350	370	490
	生命周期温室气体排放		
	最小值	平均值	最大值
煤炭	740	820	910
天然气	410	490	650
生物质能（专用）	130	230	420
地热能	6	38	79
水力	1	24	2200
核能	3.7	12	110
太阳能(公用事业规模)	18	48	180
风力(陆域/海域)	7	11.5	56

2.3 欧盟碳关税的重大冲击——电碳联动

- 在欧盟“碳关税”冲击下，电碳联动有望加速。2023年8月，3部委发布《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》，绿证全覆盖（包括分布式光伏），并明确推进绿证与全国碳排放权交易机制、温室气体自愿减排交易机制的衔接协调（电碳联动）。
- CCER加速重启。生态环境部：2023年10月22日，发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》，2023年10月24日，发布首批CCER项目方法学（造林、光热、海上风电、红树林营造）。2023年11月16日颁布《温室气体自愿减排项目设计与实施指南》《温室气体自愿减排注册登记规则（试行）》《温室气体自愿减排交易和结算规则（试行）》。
- 碳足迹国标开始征求意见。2023年11月2日，国家标准《温室气体产品碳足迹量化要求和指南》开始征求意见。该文件在产品碳足迹影响评价中增加了产品碳足迹计算公式和全球增温潜势（GWP）参考值。

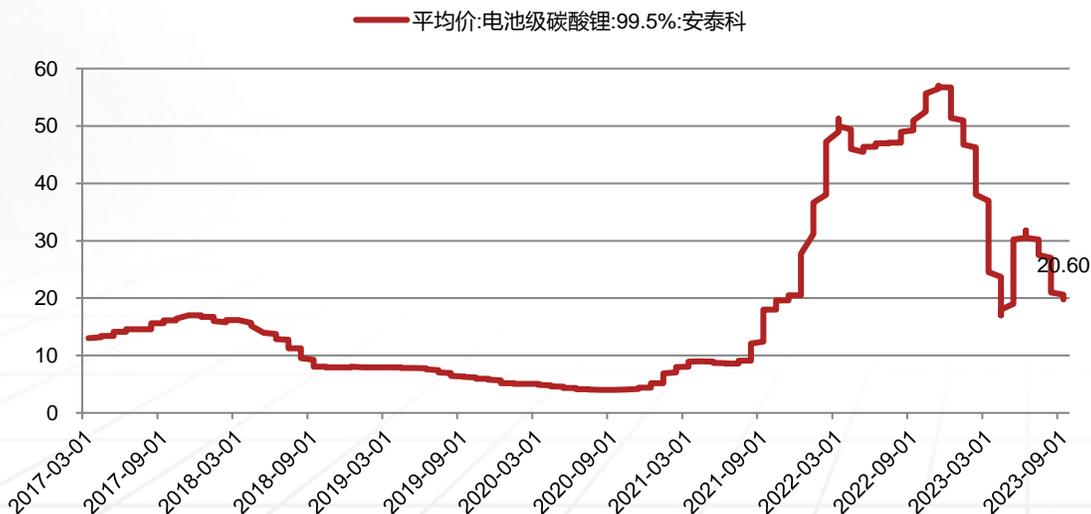
图表16：森林造林碳汇市场空间（亿元）

年份	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
人工造林新增量（万亩）	6444	5517	5187	4500	4199	1800	2000	2000	2000
每亩造林碳汇量（tCO ₂ e/亩）	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
新增碳汇量（万tCO ₂ e）	4833	4138	3891	3375	3149	1350	1500	1500	1500
碳汇累计量（万tCO ₂ e）	4833	8971	12861	16236	19385	20735	22235	23735	25235
CCER价格（元/张）	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	65	70	75
市场规模（亿元）	22.96	42.61	61.09	77.12	92.08	98.49	108.24	118.74	129.99

2.4 电力现货市场投资逻辑——大储IRR提升

- 根据SMM, 2023年5月开始, 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。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, 利润部分从上游转移到集成部分(剪刀差)。
- 由于我们的场景是储能高频次使用, 因此储能产品将出现分化, 产品力将出现, IRR是建立在优良的产品基础上。根据中电联, 2023H1, 电化学储能平均转换效率为83.85%, 5年以上电站平均转换效率为75.57%。
- 因此, 我们预计碳酸锂的价格下降对参与电力现货交易的储能度电成本的下降有限, 更关注储能的安全和市场机制。目前, 国家电网公司经营区56.2%的新型储能在电力交易平台注册, 2023Q3, 37.4%的新型储能电力市场交易。

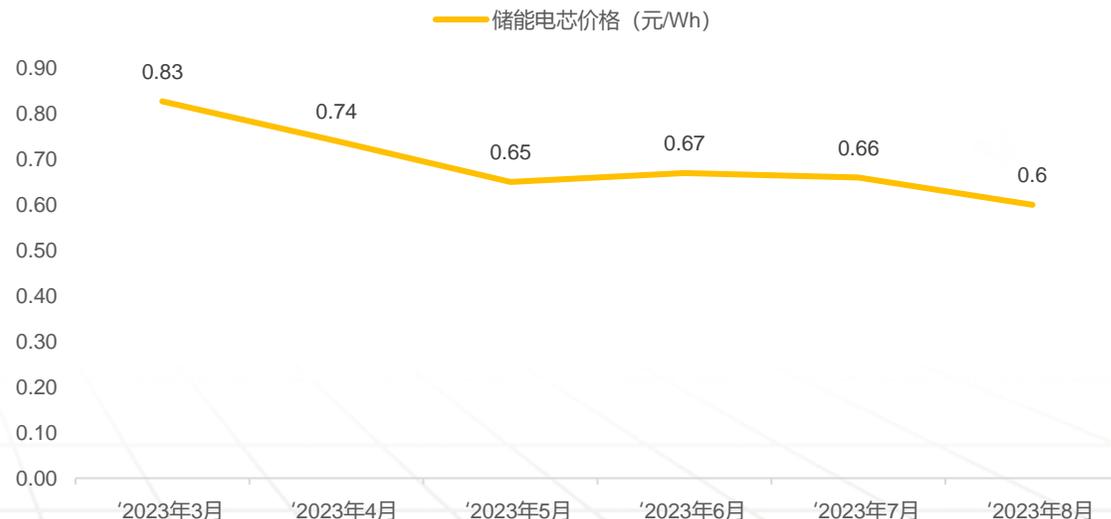
图表17: 电池级碳酸锂价格持续回落(万元/t)



资料来源: iFinD, 中邮证券研究所

请参阅附注免责声明

图表18: 储能电芯价格持续降低



资料来源: TrendForce集邦, 中邮证券研究所

2.4 电力现货市场投资逻辑——大储IRR提升

- 1. 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:
 - (1) 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;
 - (2) 容量租赁=租赁单价*可用容量*租赁比例
 - (3) 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);
 - (4) 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
- 实际情况: 根据兰木达数据, 实际峰谷价差套利目前只能做到50%左右, 其次随着新能源电力进入市场, 2充2放策略很难。

图表19: 山东独立储能电站

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%

请参阅附注免责声明

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20: 山西独立储能电站

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

2.4电力现货市场投资逻辑——大储IRR提升

图表21：山西、山东独立储能收益成本测算（万元）：山西、山东独立储能税后IRR分别为5.9%、-1.8%（下文均是税后口径）

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

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、政府基金及附加)		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

2.4 电力现货市场投资逻辑——大储IRR提升

- 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，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，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22：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%

图表23：山东电芯价格和现货差价的IRR敏感性分析

电芯价格 (元/Wh) \ 现货价差 (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%

图表24：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%

图表25：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%

2.4 电力现货市场投资逻辑——大储IRR提升

- 2. 浙江地区（暂时无法电力现货套利）100MW/200MWh独立储能电站
- （1）容量补贴：前3年分别为2000、1800、1600万元（浙江暂时没有容量租赁指导价，此处暂不计入）；
- （2）调峰收益：参考《浙江省第三方主体参与电力辅助服务市场交易规则（试行）》，填谷补贴不高于320元/MWh，顶峰补贴不高于1000元/MWh；假设年运行300次；注：调峰与现货市场套利2选1
- 调频收益：参考根据2021年4~6月第四次结算时，调频容量平均出清价格为117元/MWh，平均调频里程出清价格为8.85元/MW，调频容量按15%额定装机出力 15MW，每天中标 12h，一年按 350 天计算：调频容量出清价 100 元/MWh；
- 调节里程出清价 8 元/MW：
- （3）现货市场套利：按350次充放，10年寿命，峰谷价差为583.9元/MWh。
- 我们计算浙江地区独立储能IRR为7.6%。

2.5 电力现货市场投资逻辑——火电灵活性改造

- “煤电深调悖论”：核心在于“新能源平价上网不等于平价消纳”，即使在2021年新版辅助服务细则出来后，60%仍由火电集团掏钱，年度输血200亿元以上。
- 保供需要煤电增加（出力稳定的热发电机组是顶峰出力的压舱石，煤电是我国热发电机组主力）；煤电同时又是灵活性资源的供应主体。保供和消纳新能源双重目标下，煤电必然需要深调，深调既存在安全问题，也存在经济问题。
- **煤电容量电价的建立**。2023年11月10日国家建立煤电容量机制，煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元，煤电灵活性改造有望提升，未来随着电力市场的进一步发展，我们预计容量补偿机制将逐步变为容量市场机制（即根据负荷确定容量电价水平）。

图表26：我国煤电机组灵活性和国外存在差距

国家	煤电情景	煤电机组最小出力
丹麦	煤机改造	15-20%
德国	煤机改造	25-30%
中国	在运煤机	50-60%
	冬季供热期	75-85%
	试点示范项目	30-35%；部分可达20-25%

资料来源：《中国电力企业管理- 煤电深调的“囚徒困境”》赵紫原（2023），中邮证券研究所

请参阅附注免责声明

图表27：省级电网煤电容量电价表（2024-2025年）

省级电网	容量电价（元/千瓦·年，含税）	省级电网	容量电价（元/千瓦·年，含税）
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

资料来源：国家发改委，中邮证券研究所

注：2026年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于70%，其他地方提升至不低于50%。



投资建议

3 投资建议

- 计量，建议关注#林洋能源、炬华科技、海兴电力；
- 虚拟电厂，建议关注#金智科技、晶科科技、国能日新、东方电子；
- 储能，建议关注#林洋能源、南网科技、苏文电能；
- CCER重启，建议关注#岳阳林纸；
- 火电灵活性改造，建议关注#宝馨科技、西子洁能。

四

风险因素

4 风险因素

- 电力市场机制推进不及预期的风险。
- CCER重启不及预期的风险。
- 火电灵活性改造不及预期的风险。

感谢您的信任与支持!

THANK YOU

王磊 (分析师)

SAC编号: S1340523010001

邮箱: wanglei03@cnpsec.com

杨帅波 (研究助理)

SAC编号: S1340123060006

邮箱: yangshuaibo@cnpsec.com

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。

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

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



中邮证券

CHINA POST SECURITIES