



公共事业与环保组

分析师：张君昊（执业 S1130524070001）

zhangjunhao1@gjzq.com.cn

## 电力现货市场为何重要？

### 投资建议：

- 火电：山东给予煤电全容量补偿，且明确供需紧张时段的合理收益提高，或更快实现火电公用事业化，建议关注山东省内火电资产较多的华电国际、华能国际。浙江等供需紧张地区火电合理收益具备溢价，建议关注浙能电力。
- 虚拟电厂：建议关注具有优质工商业客户资源基础的综合能源运营商南网能源。

### 行业观点：

- 如何理解电改目标？
  - ✓ 电改具有朴素的目标——构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，使市场在电力资源配置中起决定性作用。新型电力系统建设提速，强化电改紧迫性。系统增量成本分摊难以在计划性电力体制内完成，实现“谁受益、谁承担”的市场化分摊机制变得迫切。未来多个细分市场反映“电”的不同价值，构成成熟的电力市场体系。
- 电力现货市场为何重要？
  - ✓ 满足电力实时平衡需要。高比例新能源的电力系统已难以做到“源随荷动”，各时段、各地区新能源出力波动大，因此发展电力现货市场，提供时/空信息更精确呈现的电能量交易平台。
  - ✓ 现货市场与容量机制已体现联动。火电单机模型测算表明：利用小时年降背景下，山东“全容量补偿+成本型现货”市场模式对电量电价上浮比例要求更低，通过煤价下行燃料成本下降、机组折旧完全后固定成本下降可进一步减缓系统成本上升压力。
  - ✓ 实际偏差电量结算比例或高于10%。美国PJM/英国电力市场历史数据，12年现货电量结算比例已分别达到21%/28%。
- 300GW 新能源装机带来的冲击？
  - ✓ 现货市场实现了跨电源类型的同台竞价，新能源在更多时段主导定价。由于新能源边际可变成成本近似零，电价之锚逐步由“成本定价”转向“供需定价”。1H24 现货市场交易情况可见，除蒙西外多数市场在多数时段现货价格低于燃煤基准价、现货价格同比下降。加州市场近十年运行结果也反映“现货电价下行、终端电价上行”的结果。
  - ✓ 现货影响中长协、指引分时电价。（1）发电侧：现货交易结果指导中长协签订价格。（2）发电侧：现货交易结果影响火电中长协签订比例/签订顺位。在现货市场价格较低、市场环境表现为宽松的省份，高峰时段火电报高价的成交率有限。出于压缩火电套利空间的考虑，有意愿逐步放开火电中长协比例或向后调整火电中长协签订顺位，导致火电现货敞口扩大。（3）发电侧：现货交易结果指导新能源中长协峰谷系数，指引谷段限价。（4）用电侧：现货峰谷价差数据引导分时价差设置，进而引导负荷调整。
  - ✓ 加快现货推进节奏。（1）新能源装机大幅提升后，现货市场运行有助于挤出高成本电源电量，降低平均电量电价，推进现货市场的意愿有望加强。山东全市场模型测算表明：不牺牲火电单千瓦盈利的前提下，通过新能源电量占比提升、新能源降价仍可减缓系统成本上升压力，可腾出0.01~0.02元/KWh用于电网、辅助服务、环境溢价等其他增量成本的支付。（2）价格监管机制逐步完善，规避现货极端电价。

### 风险提示：

- 现货市场推进节奏不及预期风险；现货市场价格监管趋严风险；电力供需趋于宽松风险；虚拟电厂落地进度不及预期风险等。



## 内容目录

1、如何理解电改目标？	5
1.1 推动市场化是不变的总目标	5
1.2 新型电力系统建设提速，强化电改紧迫性	5
2、电力现货市场为何重要？	7
2.1 满足电力实时平衡需要	7
2.2 现货市场是其他功能性子市场的基础	7
2.3 实际现货偏差结算比例或高于 10%	15
3、300GW 新能源装机带来的冲击？	18
3.1 新能源在更多时段主导定价	18
3.2 现货影响中长协、指引分时电价	20
3.3 加快现货推进节奏	22
4、投资建议	27
5、风险提示	28

## 图表目录

图表 1： 15 年“中发 9 号文”明确了电改目标与实施路径	5
图表 2： 22 年“发改 118 号文”明确了电改时间表	5
图表 3： 能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程	6
图表 4： 电改推动各成本上升环节的“成本疏导、价值变现”	6
图表 5： 市场化用户电价构成与发电企业收益结构均改变	7
图表 6： 某商业园区典型负荷曲线	7
图表 7： 挂牌交易签订的风/光出力曲线	7
图表 8： 196 号文出台后国内辅助服务价格机制变动	8
图表 9： 核定成本报价公式考虑核定发电成本与合理收益率	8
图表 10： 合理收益率与供需比呈正相关	8
图表 11： PJM 现货市场价格的区域分布	9
图表 12： PJM 容量市场价格的区域分布	9
图表 13： 山东火电初始状态运营假设	9
图表 14： 全容量补偿背景下，基于总毛利不变目标，利用小时数下降对火电收益结构的影响	10
图表 15： 全容量补偿，对电量电价上涨要求降低	10
图表 16： 全容量补偿与补偿递增对综合电价上浮要求一致	10
图表 17： 容量补偿递增假设下，基于总毛利不变目标，利用小时数下降对火电收益结构的影响	11



图表 18:	全容量补偿背景下, 基于总毛利不变目标, 煤价&利用小时数双降对火电收益结构的影响.....	12
图表 19:	煤价下降, 对电量电价上涨要求降低.....	12
图表 20:	煤价下降, 对综合电价上浮要求更低.....	12
图表 21:	山东火电折旧完全机组的运营假设.....	13
图表 22:	全容量补偿背景下, 基于总毛利不变目标, 利用小时数下降对折旧完全火电的收益结构影响.....	13
图表 23:	折旧完全机组对电量电价要求下降.....	14
图表 24:	折旧完全机组对综合电价上浮要求更低.....	14
图表 25:	欧洲电力现货市场边际出清机制.....	14
图表 26:	现货市场煤电/绿电的收益/成本构成情况示意图.....	14
图表 27:	成本传导机制下, 碳价影响电力现货价格.....	15
图表 28:	碳成本 60%可传导情景下碳价即可覆盖欧洲陆风度电成本.....	15
图表 29:	2023 年广东电力现货市场日前价格波动区间为 0.17~0.835 元/KWh.....	15
图表 30:	两类市场模式差异比较汇总.....	16
图表 31:	两类市场模式根本差异——中长期与现货市场衔接方式.....	16
图表 32:	23 年广东年度交易电量占中长协总电量约 87%.....	17
图表 33:	23 年广东现货市场偏差电量占比约 10%.....	17
图表 34:	现货市场合约量/日前量/实时量之间存在偏差.....	17
图表 35:	12 年美国 PJM 市场现货电量敞口约占 21%.....	18
图表 36:	12 年英国电力市场现货电量敞口约占 28%.....	18
图表 37:	1H24 现货价格相比燃煤基准价折溢价情况 (周度数据).....	18
图表 38:	1H24 现货价格同比情况 (周度数据).....	19
图表 39:	近十年美国终端零售电价总体稳中有升.....	19
图表 40:	近十年美国加州现货市场均价总体下行.....	19
图表 41:	2020 年美国加州新能源装机占比升至 24%.....	20
图表 42:	广东 23 年现货市场价格影响 24 年长协定价.....	20
图表 43:	23 年甘肃河西地区日内现货均价情况.....	21
图表 44:	23 年甘肃河东地区日内现货均价情况.....	21
图表 45:	甘肃工商业用户峰谷时段划分及新能源交易分时系数情况.....	21
图表 46:	23 年现货省份峰谷价差及 10kV 用户分时价差情况 (元/KWh).....	22
图表 47:	23 年山东午间出现负荷调整.....	22
图表 48:	截至 1H24 现货省份实际推进节奏相对滞后.....	22
图表 49:	10M23 文件提出现货市场推进时间表.....	22
图表 50:	维持煤电基准价在 21 年起已无法维持企业合理利润.....	23
图表 51:	美国电价机制下的工业平均零售电价能涨能跌, 燃料成本可被有效疏导, 电企业绩稳定性较好... ..	23
图表 52:	山东 23 年在运直调火电机组的运营假设.....	24



图表 53: 全容量补偿背景下, 基于火电电量达峰、新增装机单千瓦毛利不变目标, 利用小时数下降对火电综合电价的影响.....	24
图表 54: 通过新能源电量占比提升、新能源入市降价, 可实现火电+新能源综合电价下降.....	25
图表 55: 山东火电进入增容不增量阶段 .....	25
图表 56: 新能源电量增多利于减缓系统成本上升压力 .....	25
图表 57: 23 年新能源电量及年末装机、占比情况.....	26
图表 58: 第一批现货试点省份出清价格上下限情况 .....	27
图表 59: 山东新版电力市场规则新增二级限价 .....	27
图表 60: 相关公司估值情况 .....	28

## 1、如何理解电改目标？

### 1.1 推动市场化是不变的总目标

- 电改是全面深化改革中的一环。全面深化改革围绕8大领域，电改属于经济体制改革中的市场体制改革细项。
- “中发9号文”、“发改118号文”为电改两份重要文件，前者明确电改目标和路径，后者明确电改时间表。
- ✓ 电改具有朴素的目标——构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，使市场在电力资源配置中起决定性作用。
- ✓ 15年发布“1”总纲+“6”配套文件，涉及发/输配/售/用各个环节。其中，21年《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（下简称“1439号文”）改革步伐较大，实现了煤电全部入市，实现工商业用户全部入市。

图表1：15年“中发9号文”明确了电改目标与实施路径

文件名称	目标/进展
“1”总纲	
《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）	目标：构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，使市场在电力资源配置中起决定性作用
“6”配套文件	
《关于推进输配电价改革的实施意见》	进展：三轮输配电价改革后明确输配电“成本加成+合理收益”的收费模式
《关于推进电力市场建设的实施意见》	进展：截至1H24共3个省份现货市场正式运行
《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》	进展：16年北京电力交易中心（国网）/广州电力交易中心（南网）批复运行
《关于有序放开发用电计划的实施意见》	进展：21年“1439号文”实现煤电全部入市，优发电规模逐年下降；实现工商业用户全部入市
《关于推进售电侧改革的实施意见》	进展：21年“809号文”明确电网代理购电机制，并提出“不断缩小电网企业代理购电范围”
《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》	进展：21年《关于深入打好污染防治攻坚战的意见》提出“原则上不再新增自备燃煤机组，支持自备燃煤机组实施清洁能源替代，鼓励自备电厂转为公用电厂”

来源：国家发改委、易能电力服务、山东省人民政府官网、人民网、国金证券研究所

- ✓ 22年发布的“发改118号文”设置了2025年和2030年两个重要节点，并对建成目标做了细化。当前看来，25年细化目标的实现进展并不顺利；同时，值得注意的是新能源全面参与市场交易原本定为2030年目标。

图表2：22年“发改118号文”明确了电改时间表

目标	进展
2025年目标：全国统一电力市场体系初步建成	
国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行	南方区域市场尚在试点，国网/南网互济机制未建立
电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营	现货正式运行省份尚未建立现货-辅助服务联合出清机制
跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高	大通道部分实现了落地市场价倒推；1H24多地绿电交易规模大幅提升、但占比仍较小
有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成	试点新能源/独立储能报量报价参与市场，但市场化比例仍不高
2030年目标：全国统一电力市场体系基本建成	
适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置	

来源：国家发改委、国家能源局、人民网、国金证券研究所

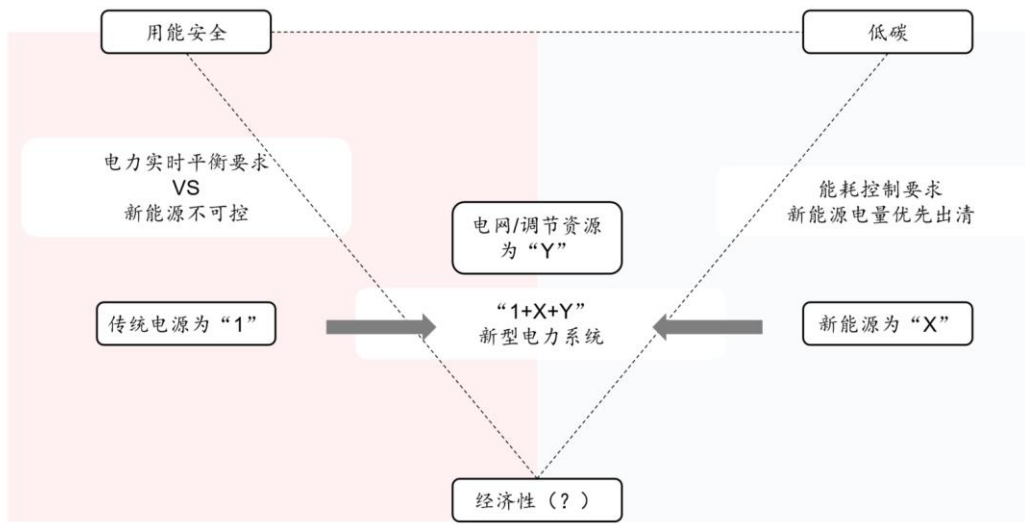
### 1.2 新型电力系统建设提速，强化电改紧迫性

- 伴随新型电力系统建设，系统成本长期上升。以保障用能安全为基本前提、清洁低碳



为核心目标，由此形成了“1+X+Y”的新型电力系统，即传统电源冗余配置，而新能源电量扩大，各类调节资源需求扩大。根据能源不可能三角可知，系统经济性将受系统增量成本拖累。

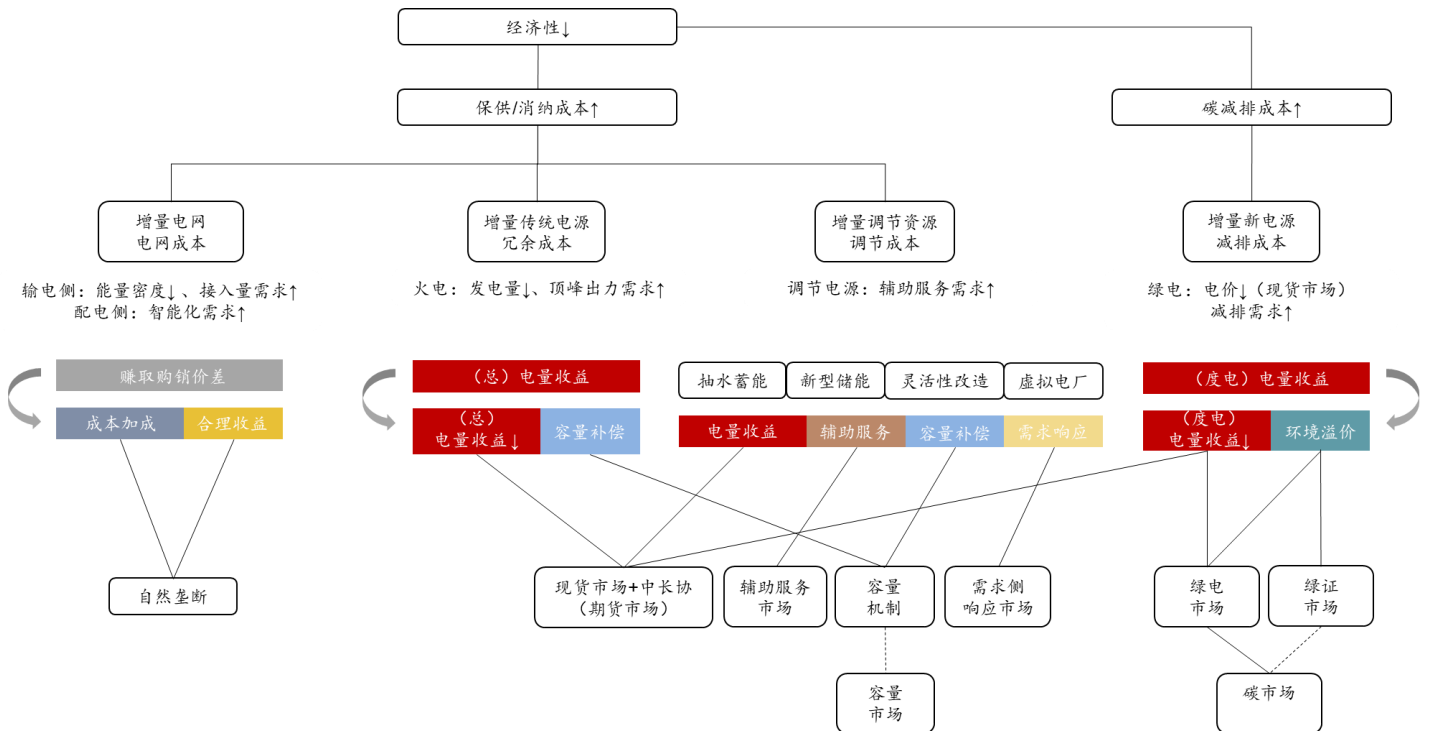
图表3：能源不可能三角表明新型电力系统建设伴随成本上升过程



来源：国金证券研究所

- 增量成本的分摊难以在计划性的电力体制内完成，或形成不公平的分摊结果；因此，实现“谁受益、谁承担”的市场化分摊机制变得迫切。增量成本将在互斥的多个细分市场得到分摊，这些细分市场共同构成一个成熟的电力市场体系。

图表4：电改推动各成本上升环节的“成本疏导、价值变现”

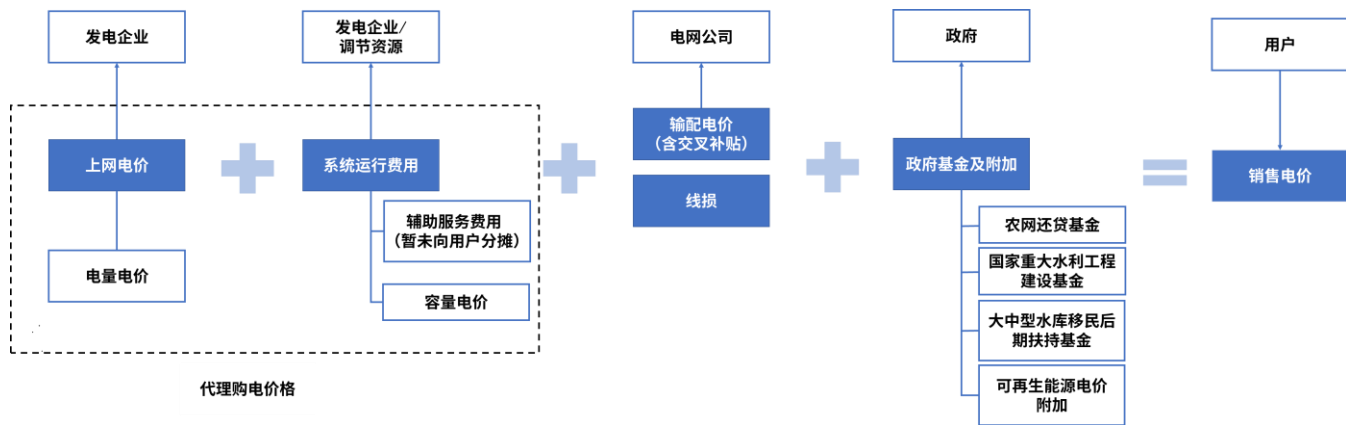


来源：国金证券研究所

- 成熟电力市场体系构建后，用户电价构成与发电侧收益结构趋于多样化。总体趋势上，受益于新能源这类低发电成本的电源占比提升，全市场平均电量电价将下降；系统运行费用与潜在的碳减排成本将上升。



图表5：市场化用户电价构成与发电企业收益结构均改变



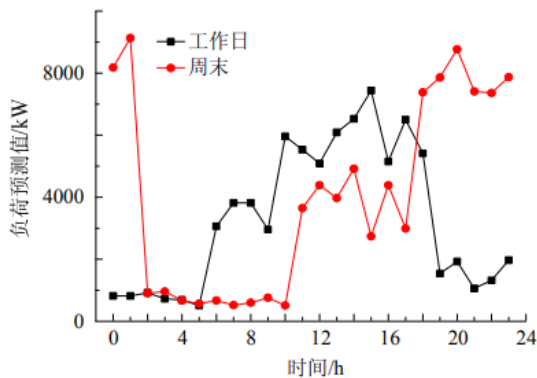
来源：国金证券研究所

## 2、电力现货市场为何重要？

### 2.1 满足电力实时平衡需要

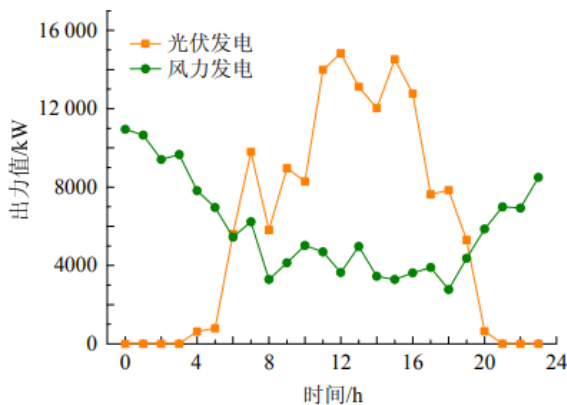
- 高比例新能源的电力系统已难以做到“源随荷动”，各时段、各地区新能源出力波动大，因此发展电力现货市场，提供时/空信息更精确呈现的电能量交易平台。
- ✓ 结合案例来看，为满足实时平衡需要，现货市场日内电价将会波动。(1) 发电侧：风电日内出力高点出现在冷热气温变化的早/晚两个时段，光伏出力集中在午间，两者出力曲线相反。(2) 用电侧：商业园区工作日最高负荷出现在下午3点，周末最高负荷出现在晚8点。从该案例挂牌交易签订情况看，工作日午间光伏出力负荷远高于用电负荷、易出现价格踩踏；周末晚间风电出力负荷与用电负荷呈现紧平衡，价格预计有支撑。

图表6：某商业园区典型负荷曲线



来源：《基于“共享储能-需求侧资源”联合跟踪可再生能源发电曲线的市场化消纳模式》、国金证券研究所

图表7：挂牌交易签订的风/光出力曲线



来源：《基于“共享储能-需求侧资源”联合跟踪可再生能源发电曲线的市场化消纳模式》、国金证券研究所

### 2.2 现货市场是其他功能性子市场的基础

- 与辅助服务市场有何联系？
- ✓ 反映发电机会成本，联合优化出清。2M24《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》(196号文)针对“辅助服务价格传导”提出“由用户侧承担的辅助服务成本，应当为电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失”。机会成本将作为备用辅助服务市场定价的一部分。更进一步，美国PJM市场上多数备用机组无需自主报价，在实时阶段联合出清。
- ✓ 现货市场运行地区，方可向下游用户疏导辅助服务费用。



图表8: 196号文出台后国内辅助服务价格机制变动

	调峰辅助服务	调频辅助服务	备用辅助服务
原定价方式	1) 独立的调峰/顶峰/调峰容量辅助服务市场 2) 鼓励调峰资源建设, 定价偏高	1) 调频容量+调频里程两部制补偿 2) 调频性能指标 K 值设置区别对待	按备用中标容量和时间补偿
196号文新规定价方式	现货地区: 现货市场定价 非现货地区: 调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价	1) 采用基于调频里程的单一制价格机制 2) 调频性能系数分项参数以当地性能最优煤电机组主机(不含火储联合机组) 对应的设计参数为基准折算	1) 采用基于中标容量和时间的单一制价格机制 2) 考虑提供备用服务的机会成本
美国 PJM 市场定价方式	现货市场定价	1) 定价由三部分组成: 调频容量成本 (capability cost)、调频性能成本(里程成本, performance cost)、机会成本(与现货价格相关, opportunity cost), 根据性能指标 (benefits factor) 修正 2) 自主申报容量成本、性能成本, 自动实时更新机会成本	1) 定价包括: 运维成本、机会成本、未达到申报备用容量的罚金。 2) 自主报价+联合出清

来源: 国家能源局、华北电力监管局、北极星售电网、PJM 市场规则文件、国金证券研究所

■ 与容量市场有何联系?

- ✓ 9M23《电力现货市场基本规则(试行)》中针对“市场限价”提出“未建立容量成本回收机制的地区, 市场限价应考虑机组固定成本回收”, 换言之, 基于合理收益的考虑, 明确了容量定价与现货定价存在联动。站在系统总成本角度看, 火电以现货结算的高电价+容量电价

- (1) 固定容量补偿阶段, 或出现容量价格影响现货价格。以山东为例, 由于已实现针对火电的全容量补偿, 现货市场报价更贴近于边际可变成本。4M24发布的《山东电力市场规则(试行)》中针对“市场力行为事前监管”提出“触发价格管制机制后, 将管制容量报价替换为核定的成本报价”, 对现货报价形成约束。而核定成本报价与供需比呈正相关, 即允许供需紧张时段提高合理收益率。

图表9: 核定成本报价公式考虑核定发电成本与合理收益率

图表10: 合理收益率与供需比呈正相关率

核定成本报价公式	$P_{t,j}^{REF,DA} = C_j \times (1 + \pi_{t,DA})$
公式参数解释	$P_{t,j}^{REF,DA}$ 发电主体j在t时刻的报价
	$C_j$ 发电主体j的核定发电成本(含税)
	$\pi_{t,DA}$ t时段的合理收益率

未触发电力供需紧张条件时		
市场供需比 $r \leq 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值2.0
$1.15 \geq$ 市场供需比 $r > 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值1.0
$1.5 \geq$ 市场供需比 $r > 1.15$	$\pi_{t,DA}$	取值0.5
市场供需比 $r > 1.5$	$\pi_{t,DA}$	取值0.2
触发电力供需紧张条件时		
市场供需比 $r \leq 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值2.5
$1.15 \geq$ 市场供需比 $r > 1.1$	$\pi_{t,DA}$	取值1.5
$1.5 \geq$ 市场供需比 $r > 1.15$	$\pi_{t,DA}$	取值0.5
市场供需比 $r > 1.5$	$\pi_{t,DA}$	取值0.2

来源: 《山东电力市场规则(试行)》、国金证券研究所

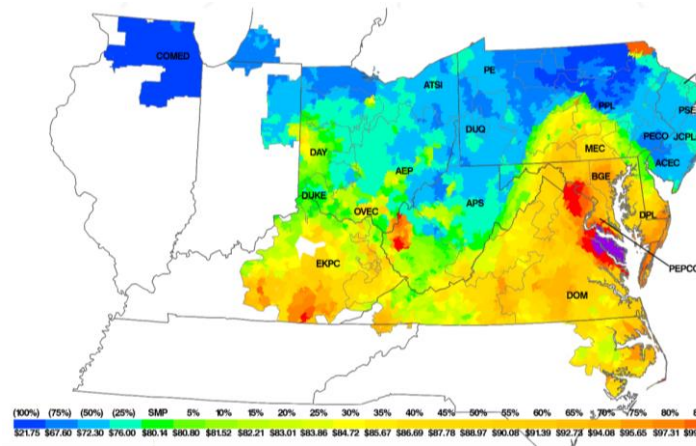
来源: 《山东电力市场规则(试行)》、国金证券研究所

- (2) 容量补偿市场化阶段, 容量市场定价锚定现货/辅助服务市场结算后未覆盖成本及合理收益。PJM 市场经验看, 供需紧张地区出现容量/现货价格双高, 同样体现为更高的合理收益, 这一价格结果可实现刺激稳定电源扩大投资的目的, 直到供需平衡。

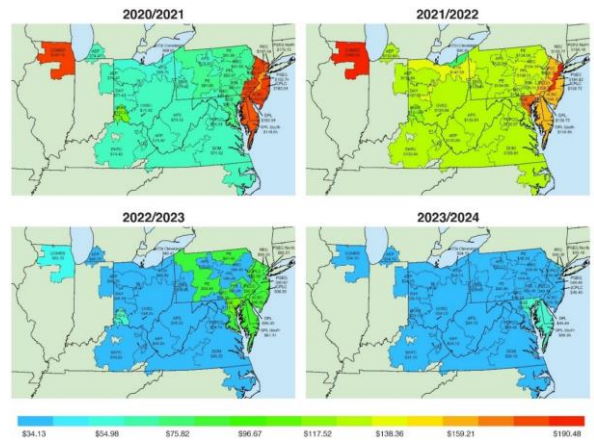




图表11: PJM 现货市场价格的区域分布



图表12: PJM 容量市场价格的区域分布



来源: PJM 市场监管文件、国金证券研究所

来源: PJM 市场监管文件、国金证券研究所

- 全容量补偿+成本型现货, 山东模式或加快火电公用事业化。以山东一台百万千瓦机组的经营视角测算:
- ✓ 假设: (1) 单台百万千瓦机组年折旧成本 3.3 亿元; (2) 23/24 年山东通过市场化用户度电分摊 0.0991 元/0.0705 元的市场化容量补偿电价机制, 衔接煤电容量机制 (24~25 年山东煤电容量电价按照回收煤电机组固定成本 30%确定, 标准为每年每千瓦 100 元), 实现了全容量补偿, 对应税后容量电价约 292 元/KW; (3) 23 年山东火电平均利用小时数为 4332 小时, 假设后续年降 10%; (4) 23 年山东火电平均上网电价考虑容量补偿后顶格上浮 20%; (5) 假设辅助服务收入占发电收入的 1%, 占比保持不变; (6) 假设入炉标煤含税价为 845 元/吨 (高比例长协煤、Q5500 含税价区间位于 570~770 元/吨), 平均煤耗 290 g/KWh, 保持不变; (7) 假设度电其他成本 0.06 元/KWh, 保持不变。

图表13: 山东火电初始状态运营假设

固定成本	装机容量 (万千瓦)	年折旧成本 (万元)				
	100	33000				
固定收入	容量电价 (不含税, 元/KW)	容量补偿 (万元)				
	292	29204				
可变收入	利用小时数 (h)	上网电量 (万千瓦时)	上网电价 (不含税, 元/KWh)	发电收入 (万元)	辅助服务收入 (万元)	
	4332	433200	0.352	152464	1525	
可变成本	Q5500 煤价 (不含税, 元/吨)	标煤价格 (不含税, 元/吨)	平均煤耗 (g/KWh)	年燃料成本 (万元)	度电其他成本 (元/KWh)	年其他成本 (万元)
	664	845	290	106122	0.06	25992

来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

- ✓ 结论 (1): 根据上述初始假设, 算得在全容量补偿模式下, 百万千瓦机组的度电毛利润 0.042 元/KWh, 总毛利润 1.8 亿元; 非电量收入占比 16.8%。在未来利用小时数年降 10% 的假设下, 为保持总毛利润不变的目标, 平均电量电价上浮比例需由当前的 0.7% 升至 8.2%, 但仍符合“1439 号文”要求; 届时非电量收入占比将升至 22%。反观容量补偿逐步递增的模式下、平均电量电价上浮比例需由 19.8% 升至 22.8%, 突破了“1439 号文”规则上限, 依赖现货市场提价或重塑定价规则; 届时非电量收入占比约为 11.5%。较高的电量收入比例意味着当煤价出现上/下浮动, 追求总毛利不变, 均会相比于全容量补偿模式要求有更高的电量电价, 煤价上涨时风险尤为突出。
- ✓ 结论 (2): 两类模式最终均会依赖现货市场、支撑峰段电价上升, 现货市场重要性凸显。

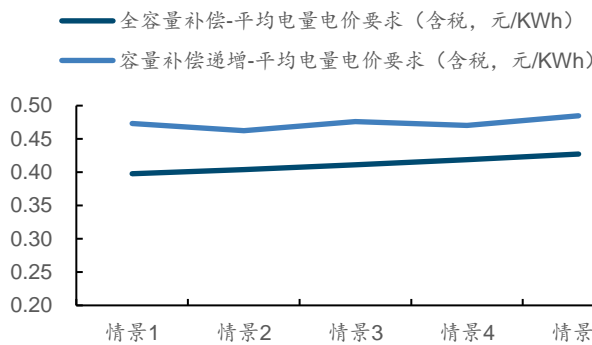


图表14: 全容量补偿背景下, 基于总毛利不变目标, 利用小时数下降对火电收益结构的影响

容量电价假设 (不含税, 元/KW)	292	292	292	292	292
利用小时数假设 (h)	4332	3899	3509	3158	2842
	情景 1 (23A)	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5
上网电量 (万千瓦时)	433200	389880	350892	315803	284223
收入 (万元)	183193	169981	158091	147390	137759
成本 (万元)	165114	151902	140012	129311	119680
*毛利润 (万元)	18079	18079	18079	18079	18079
度电毛利润 (元/KWh)	0.042	0.046	0.052	0.057	0.064
平均电量电价要求 (含税, 元/KWh)	0.398	0.404	0.411	0.419	0.427
平均电量电价+容量电价 (含税, 元/KWh)	0.474	0.489	0.505	0.523	0.543
平均电量电价 VS 基准价 (%)	0.7%	2.3%	4.1%	6.0%	8.2%
平均电量电价+容量电价 VS 基准价 (%)	20.0%	23.7%	27.9%	32.5%	37.6%
非电量收入占比 (%)	16.8%	18.0%	19.3%	20.6%	22.0%
*晚高峰时长-每日 2h (h)	730	730	730	730	730
平时谷时时长 (h)	3602	3169	2779	2428	2112
*晚高峰电量电价 (含税, 元/KWh)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
平时谷时电量电价 (含税, 元/KWh)	0.377	0.382	0.388	0.394	0.402
度电可变成本 (元/KWh)	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305
平时谷时电量电价 VS 基准价 (%)	-4.5%	-3.3%	-1.9%	-0.2%	1.8%

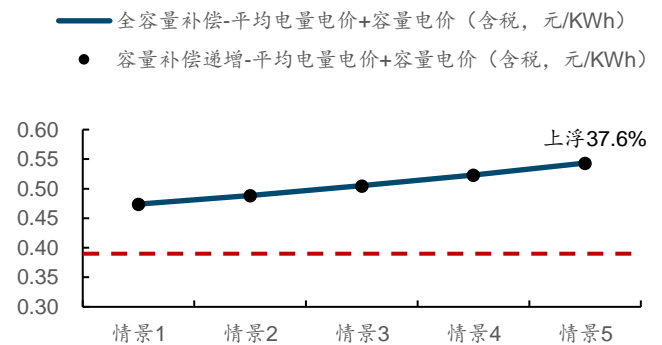
来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所 注: \*表示重要的控制变量

图表15: 全容量补偿, 对电量电价上涨要求降低



来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

图表16: 全容量补偿与补偿递增对综合电价上浮要求一致



来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所


**图表17：容量补偿递增假设下，基于总毛利不变目标，利用小时数下降对火电收益结构的影响**

容量电价假设 (不含税, 元/KW)	0	88	88	146	146
利用小时数假设 (小时)	4332	3899	3509	3158	2842
	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5
上网电量 (万千瓦时)	433200	389880	350892	315803	284223
收入 (万元)	183193	169981	158091	147390	137759
成本 (万元)	165114	151902	140012	129311	119680
*毛利润 (万元)	18079	18079	18079	18079	18079
度电毛利润 (元/KWh)	0.042	0.046	0.052	0.057	0.064
平均电量电价要求 (含税, 元/KWh)	0.473	0.462	0.476	0.470	0.485
平均电量电价+容量电价 (含税, 元/KWh)	0.473	0.488	0.504	0.523	0.543
平均电量电价 VS 基准价 (%)	19.8%	17.1%	20.5%	19.1%	22.8%
平均电量电价+容量电价 VS 基准价 (%)	19.8%	23.6%	27.7%	32.3%	37.5%
非电量收入占比 (%)	1.0%	6.2%	6.5%	10.8%	11.5%
*晚高峰时长-每日 2h (h)	730	730	730	730	730
平时谷时时长 (h)	3602	3169	2779	2428	2112
*晚高峰电量电价 (含税, 元/KWh)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
平时谷时电量电价 (含税, 元/KWh)	0.468	0.454	0.469	0.461	0.479
度电可变成本 (元/KWh)	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305
平时谷时电量电价 VS 基准价 (%)	18.4%	14.9%	18.9%	16.9%	21.4%

来源：国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所 注：\*表示重要的控制变量

- 针对全容量补偿模式，通过控制煤价进一步下降，可进一步降低电价上浮要求，缓解系统成本持续上升的困境。
- ✓ 假设：采取全容量补偿方案，利用小时数年降 10%，Q5500 煤价年降 50 元/吨。
- ✓ 结论：基于总毛利不变目标，情景 5 低煤价机组电量+容量电价形成的综合电价要求上浮比例低于煤价不变机组 18.5%。

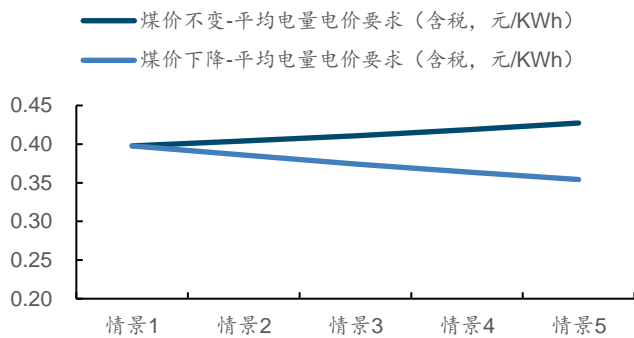


图表18: 全容量补偿背景下, 基于总毛利不变目标, 煤价&利用小时数双降对火电收益结构的影响

Q5500 煤价假设 (元/吨)	664	619	575	531	487
容量电价假设 (不含税, 元/KW)	292	292	292	292	292
利用小时数假设 (h)	4332	3899	3509	3158	2842
	情景 1 (23A)	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5
上网电量 (万千瓦时)	433200	389880	350892	315803	284223
收入 (万元)	183193	163614	146630	131917	119192
成本 (万元)	165114	145535	128551	113838	101113
*毛利润 (万元)	18079	18079	18079	18079	18079
度电毛利润 (元/KWh)	0.042	0.046	0.052	0.057	0.064
平均电量电价要求 (含税, 元/KWh)	0.398	0.386	0.374	0.364	0.354
平均电量电价+容量电价 (含税, 元/KWh)	0.474	0.470	0.468	0.468	0.470
平均电量电价 VS 基准价 (%)	0.7%	-2.3%	-5.2%	-7.9%	-10.3%
平均电量电价+容量电价 VS 基准价 (%)	20.0%	19.1%	18.6%	18.6%	19.1%
非电量收入占比 (%)	16.8%	18.7%	20.7%	22.9%	25.3%

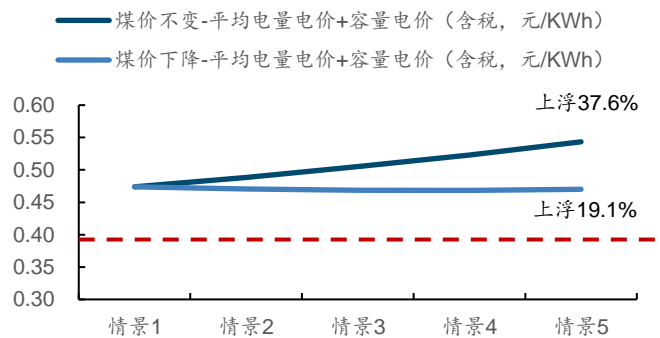
来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所 注: \*表示重要的控制变量

图表19: 煤价下降, 对电量电价上涨要求降低



来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

图表20: 煤价下降, 对综合电价上浮要求更低



来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

- 针对全容量补偿的模式, 针对已折旧完成机组, 实现相同利润目标对电量电价要求同样降低; 借助老旧机组转备用或许能够在保证发电企业利益的同时, 缓解系统成本持续上升的困境。
- ✓ 假设: (1) 单台百万千瓦机组折旧已完毕且超过 30 年运行年限; (2) 相比于折旧不完全机组的可用容量系数取值 85%, 对应税后容量电价约 248 元/KW; (3) 折旧已完全的老机组逐步转备用, 假设平均利用小时数为 2500 小时, 假设后续年降 10%; (4) 初始状态 (情景 1) 平均上网电价考虑容量补偿后顶格上浮 20%; (5) 假设辅助服务收入占发电收入的 1%, 占比保持不变; (6) 假设入炉标煤含税价为 845 元/吨, 平均煤耗 330 g/KWh, 保持不变; (7) 假设度电其他成本 0.06 元/KWh, 保持不变。
- ✓ 结论 (1): 与新机组不同, 折旧完全机组发电量下降带来的成本降幅更大, 随着利用小时数进一步下降, 为满足上述百万千瓦机组的年毛利润水平, 电量电价要求反而呈现逐年下降趋势。在情景 5 下, 折旧完全机组的电量+容量电价形成的综合电价要求上浮比例低于新机组 10%。
- ✓ 结论 (2): 若折旧完全机组收益预期锚定度电毛利不变, 则综合电价要求进一步下降。


**图表21：山东火电折旧完全机组的运营假设**

固定成本	装机容量 (万千瓦)	年折旧成本 (万元)				
	100	0				
固定收入	容量电价 (不含税, 元/KW)	容量补偿 (万元)				
	248	24823				
可变收入	利用小时数 (h)	上网电量 (万千瓦时)	上网电价 (不含税, 元/KWh)	发电收入 (万元)	辅助服务收入 (万元)	
	2500	250000	0.309	77167	779	
可变成本	Q5500 煤价 (不含税, 元/吨)	标煤价格 (不含税, 元/吨)	平均煤耗 (g/KWh)	年燃料成本 (万元)	度电其他成本 (元/KWh)	年其他成本 (万元)
	664	845	330	69690	0.06	15000

来源：国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

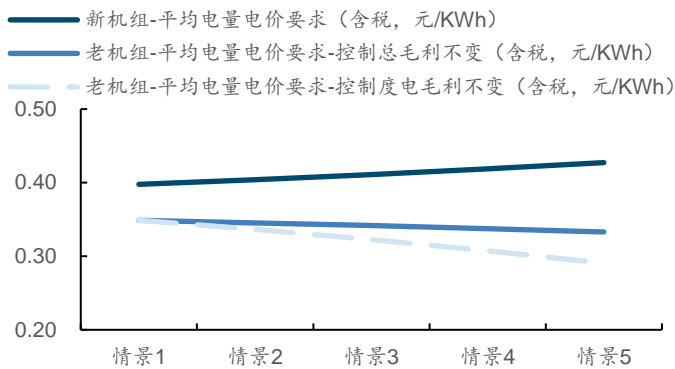
**图表22：全容量补偿背景下，基于总毛利不变目标，利用小时数下降对折旧完全火电的收益结构影响**

容量电价假设 (不含税, 元/KW)	248	248	248	248	248
利用小时数假设 (小时)	2500	2250	2025	1823	1640
	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5
上网电量 (万千瓦时)	250000	225000	202500	182250	164025
收入 (万元)	102769	94300	86678	79818	73644
成本 (万元)	84690	76221	68599	61739	55565
*毛利润 (万元)	18079	18079	18079	18079	18079
度电毛利润 (元/KWh)	0.072	0.080	0.089	0.099	0.110
平均电量电价要求 (含税, 元/KWh)	0.349	0.345	0.342	0.338	0.333
平均电量电价+容量电价 (含税, 元/KWh)	0.461	0.470	0.480	0.491	0.504
平均电量电价 VS 基准价 (%)	-11.7%	-12.5%	-13.5%	-14.5%	-15.7%
平均电量电价+容量电价 VS 基准价 (%)	16.7%	19.0%	21.6%	24.5%	27.6%
非电量收入占比 (%)	24.9%	27.1%	29.4%	31.8%	34.4%

来源：国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所 注：\*表示重要的控制变量

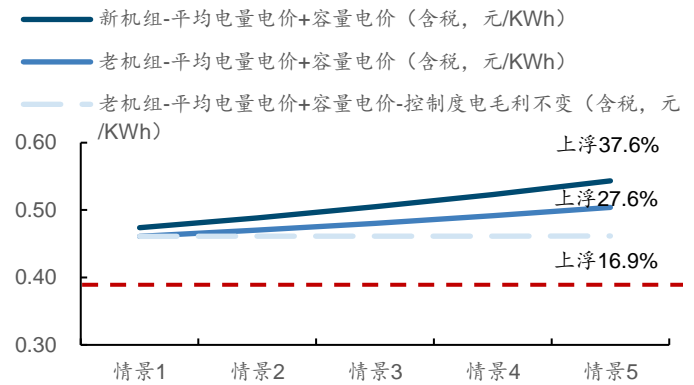


图表23: 折旧完全机组对电量电价要求下降



来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

图表24: 折旧完全机组对综合电价上浮要求更低

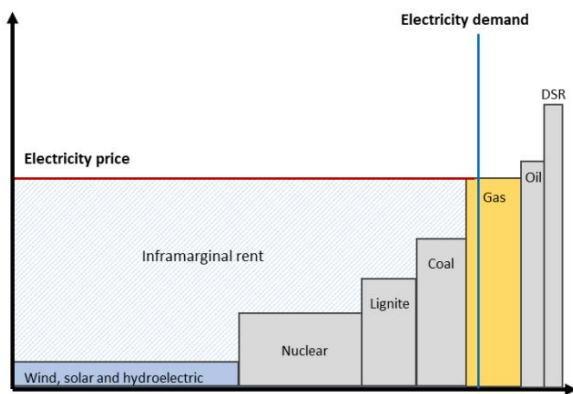


来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

■ 与碳市场有何联系?

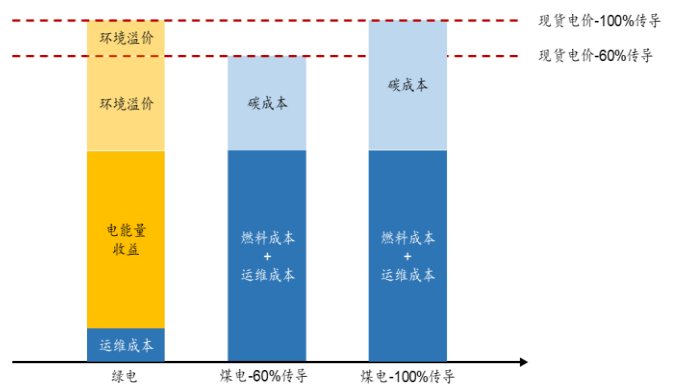
- ✓ 化石能源电源的度电碳排放与碳市场价格相乘可得度电碳成本 (单位为元/KWh), 与电力现货市场交易的电能量单位一致, 故可在现货市场实现碳-电联动。目前, 电力现货市场与欧盟碳市场均已成熟的欧洲已长期运行该机制。基于边际出清机制, 欧洲电力现货价格包含了清洁能源电源可获得的环境溢价。

图表25: 欧洲电力现货市场边际出清机制



来源: EC JRC、国金证券研究所

图表26: 现货市场煤电/绿电的收益/成本构成情况示意图



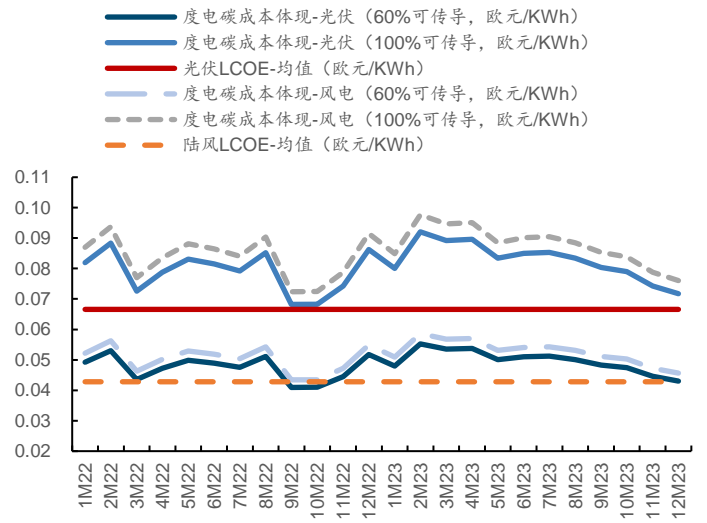
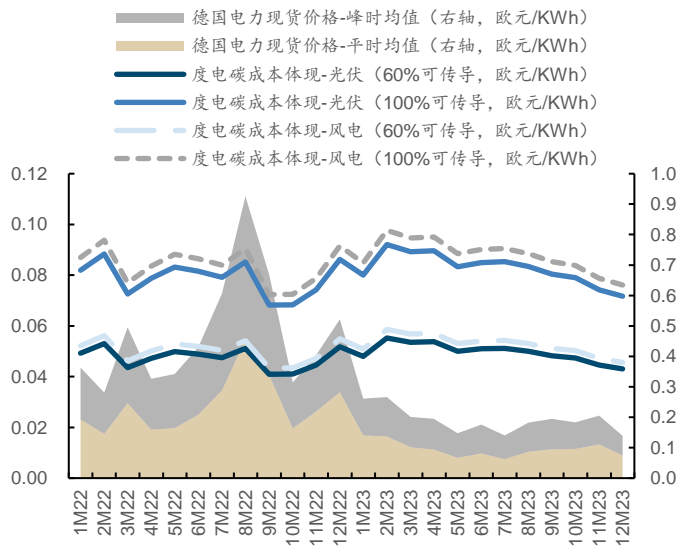
来源: 国金证券研究所 注: 此图仅反映欧洲电力现货市场上煤电作为边际机组的出清结果, 绿电实际收益还需扣除辅助服务市场上支出的消纳成本

- 绿电环境溢价 = (煤电-绿电碳排放) \* 碳价 \* 传导系数。(暂将消纳成本视为电量收益的抵减项, 而非环境溢价的抵减项)
- ✓ 从碳价与现货电价走势视角看: 22 年外因驱动下的能源价格大幅波动, 在 8 月与 12 月的两波电力现货价格上涨趋势中, 碳价与电价呈现正相关性, 绿电在现货交易中的度电环境溢价最高升至 0.1 欧元/KWh。23 年以后碳价与电价双双回落。
- ✓ 从绿电成本覆盖视角看, 以 22 年内碳成本与光伏/陆风度电成本作比较, 可见 60% 可传导情景下碳价即可覆盖陆风度电成本, 22 年欧洲光伏开发成本有所上行、需 80%~100% 完全传导方可覆盖度电成本。



图表27: 成本传导机制下, 碳价影响电力现货价格

图表28: 碳成本 60%可传导情景下碳价即可覆盖欧洲陆风电成本



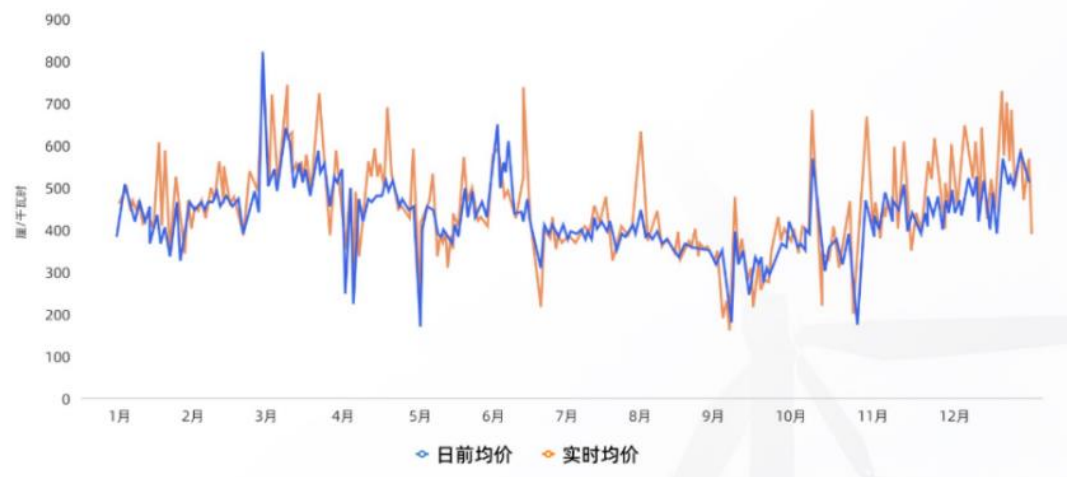
来源: EEX、Wind、国金证券研究所

来源: EEX、Wind、国金证券研究所 注: 23年风电光伏LCOE为假设值, 假设与22年持平

### 2.3 实际现货偏差结算比例或高于10%

- 现货电量占比问题为何重要?
- ✓ 现货市场电价呈现出高度波动性的特点, 尤其在山东以外的非全容量补偿市场中, 现货市场的时段性高价承担着覆盖火电固定成本的重任。以正式运行的广东电力现货市场为例, 23年电力中长期交易成交均价约在0.54元/KWh, 而现货市场日前价格波动范围介于0.17~0.835元/KWh之间, 现货电量占比高意味着收益不确定性增加。

图表29: 2023年广东电力现货市场日前价格波动区间为0.17~0.835元/KWh



来源: 《2023年广东电力市场年度报告》、北极星售电网、国金证券研究所

- 现货市场电量占比有多少?
- ✓ 我们需区分“现货市场交易电量占比”和“以现货市场价格结算的电量占比”, 而后者又需进一步区分“正负相抵后的偏差电量占比”和“绝对值偏差电量占比”。结论: (1) 只要是市场化电量, 现货市场交易占比为100% (集中式市场模式的定义); (2) 以现货市场价格结算的、正负相抵后的偏差电量占比约为10% (取自《2023年广东电力市场年度报告》); (3) 以现货市场价格结算的绝对值偏差电量占比预计超过10%。
- 现货市场交易电量占比达100%。
- ✓ 囿于各国电网能力条件的不同, 海外成熟市场会根据自身情况选择集中式市场或分散



式市场。集中式市场考虑电网约束，适用于电网卡口比较严重、电力供需比较紧张的地区；分散式市场要求区域电网布局完善，供需充足。两类市场的差异在多个层面影响市场运行规则，进而影响各类市场主体（包括调节资源）盈利模式。

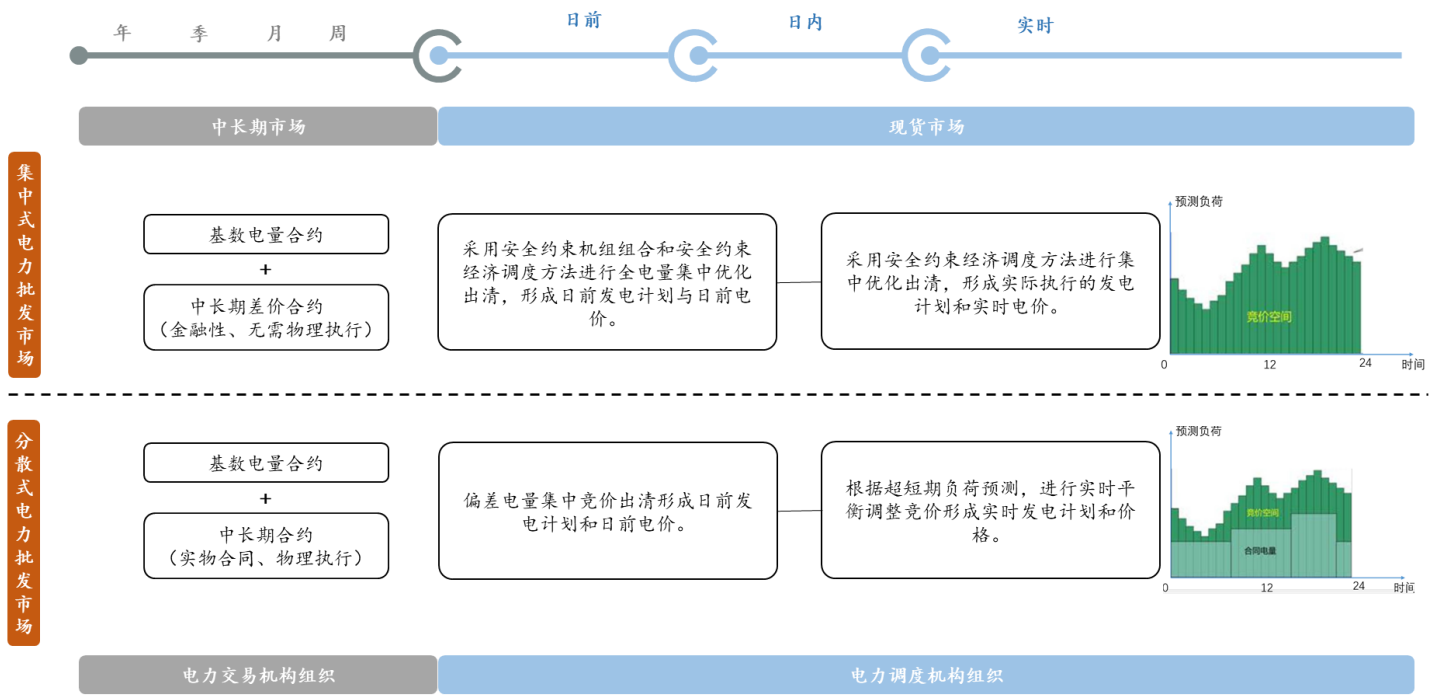
图表30：两类市场模式差异比较汇总

	集中式市场	分散式市场
根本差异 1: 中长期与现货衔接方式	中长期金融合约+现货市场中全电量竞价	中长期实物合约+现货市场中偏差电量竞价
根本差异 2: 网络约束/机组技术约束考虑时点	日前考虑约束	日前无约束出清
根本差异引出的市场比较	现货价格更能反映供需，电能量收益确定性更高，且具备电能量/辅助服务联合优化出清能力	每日偏差电量规模、电价不确定性更高，电能量收益不确定性更高
	系统经济效率更高	市场自由度更高，需求侧资源发挥空间更大
	市场主体参与难度相对较低	对市场主体参与能力要求更高

来源：《电力市场设计中集中模式和分散模式的比较》、国金证券研究所

- ✓ 中长期与现货市场衔接方式有根本性不同，我国现货试点采取集中式组织模式。集中式市场采用金融合同性质的中长期差价合约，并于现货市场上全电量竞价；分散式市场采用实物合同性质的中长期合约，现货市场上仅偏差电量竞价。

图表31：两类市场模式根本差异——中长期与现货市场衔接方式



来源：国金证券研究所

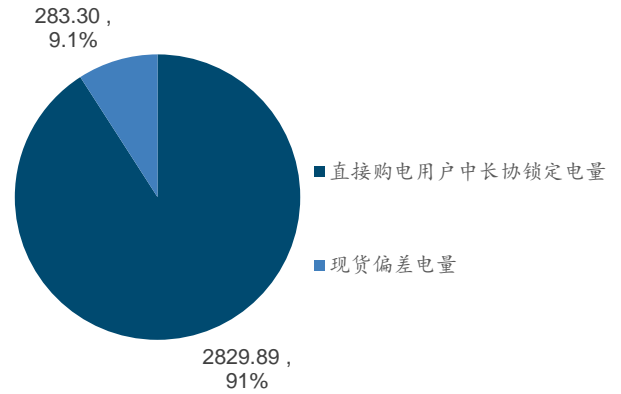
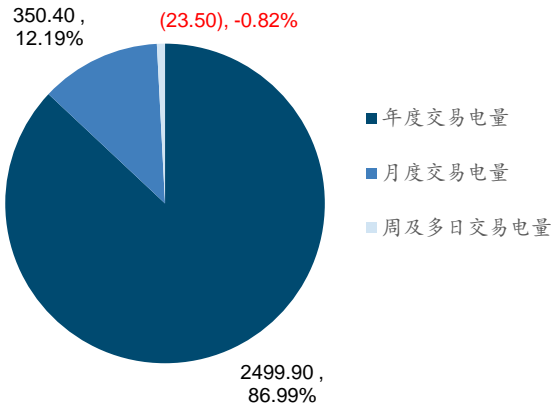
- 以现货市场价格结算的、正负相抵后的偏差电量占比约为 10%。
- ✓ 高比例中长协签订要求下，多数电量实际以中长协价格结算。由于近两年煤价仍处于高位，经历 21 年东北缺电事件后，出于保供的考虑，全国层面对主体电源——煤电的中长期电量占比有较高的要求：《关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知》提到 2024 年各地燃煤发电企业年度电力中长期合同签订电量应不低于上一年度上网电量的 80%，保障全年电力中长期合同签订电量不低于上一年度上网电量的 90%。这一背景下，现货省份现货电量的占比有限。





图表32: 23年广东年度交易电量占中长协总电量约87%

图表33: 23年广东现货市场偏差电量占比约10%

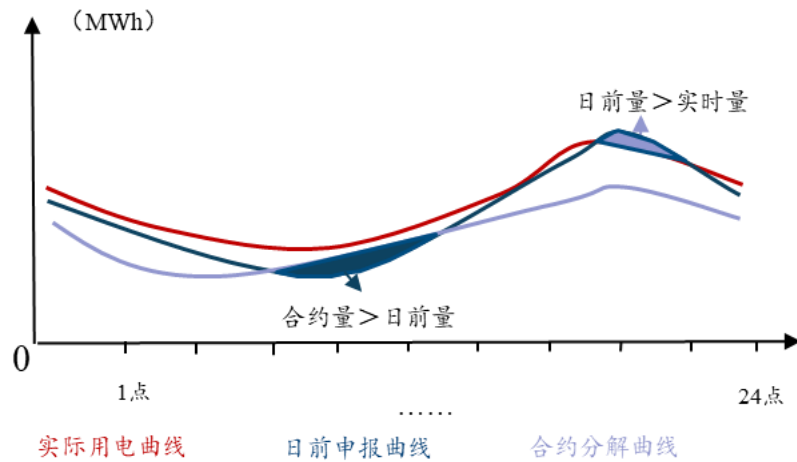


来源:《2023年广东电力市场年度报告》、国金证券研究所

来源:《2023年广东电力市场年度报告》、国金证券研究所

- ✓ 合约量、日前量、实时量反映现货市场上不同时间尺度的售电约定，两两间不匹配部分即为偏差电量。正负相抵后的偏差电量占比较小。

图表34: 现货市场合约量/日前量/实时量之间存在偏差



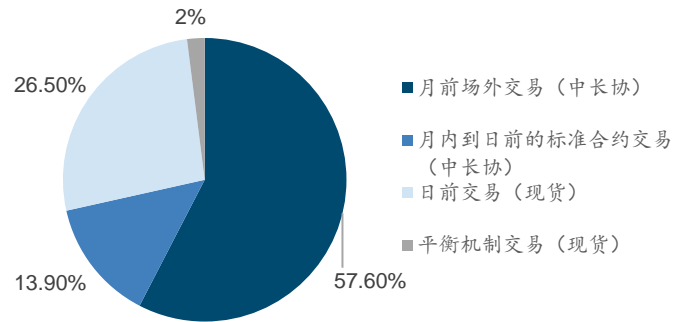
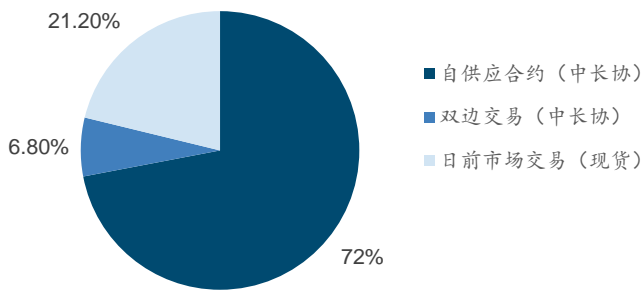
来源: 国金证券研究所

- 以现货市场价格结算的绝对值偏差电量占比大于10%。
- ✓ 正负相抵后的偏差电量掩盖了现货市场的真实波动性，正/负偏差电量取绝对值后相加的结果必然大于10%。
- 同为集中式组织模式下的美国 PJM 市场，12 年现货敞口已达 21%。根据《国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议》对 2012 年美国 PJM 市场（集中式组织模式）与英国电力市场（分散式组织模式）现货规模的统计，现货电量敞口占比均超过了 20%。预计随着新能源电量占比的提升，由于发电量不确定性增加、现货敞口还在进一步扩大。



图表35: 12年美国PJM市场现货电量敞口约占21%

图表36: 12年英国电力市场现货电量敞口约占28%



来源:《国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议》、国金证券研究所

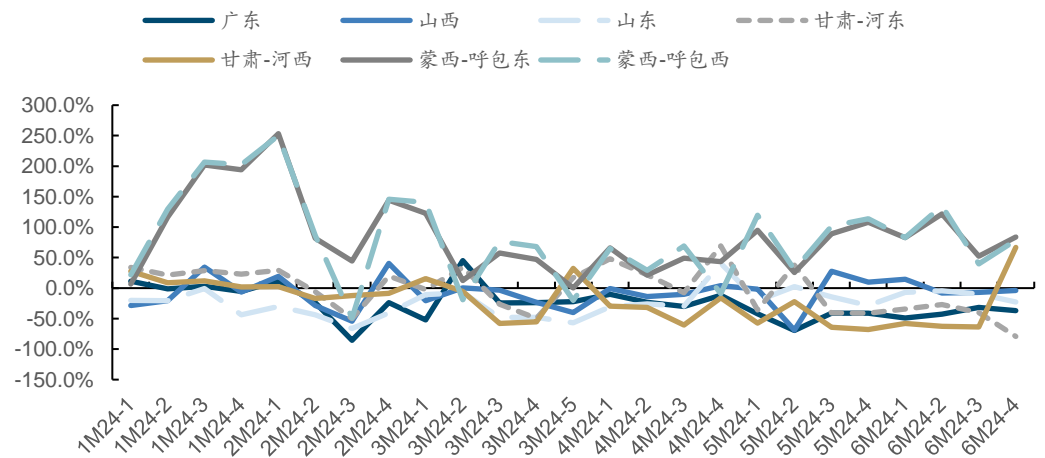
来源:《国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议》、国金证券研究所

### 3、300GW 新能源装机带来的冲击?

#### 3.1 新能源在更多时段主导定价

- 现货市场实现了跨电源类型的同台竞价, 边际定价电源转向新能源。
- 由于新能源边际可变成本近似为零, 电价之锚逐步由“成本定价”转向“供需定价”。
- ✓ 市场化电价由供需关系和边际定价机组的成本共同影响。在未运行电力现货市场的地区, 电力交易通常以燃煤基准价为标尺, 以此为参考上下浮动, 这一定价体系下燃煤价格仍是主导因素。伴随新能源装机提升, 一天中多数时段边际定价机组 (满足最后一度电需求的发电电源为边际定价机组) 将逐步转向边际成本近似为零的新能源, “成本定价”将失效, “供需定价”占据主导。
- 零边际可变成本+集中出力带来供需宽松, 驱动现货市场平均电量电价下降。由 1H24 现货市场交易情况可见, 除蒙西外多数市场在多数时段现货价格低于燃煤基准价, 表明报价较低的新能源对现货市场出清均价影响较大; 多数市场在多数时段现货价格同比下降, 体现煤价同比下行和新能源装机提升后带来的冲击。

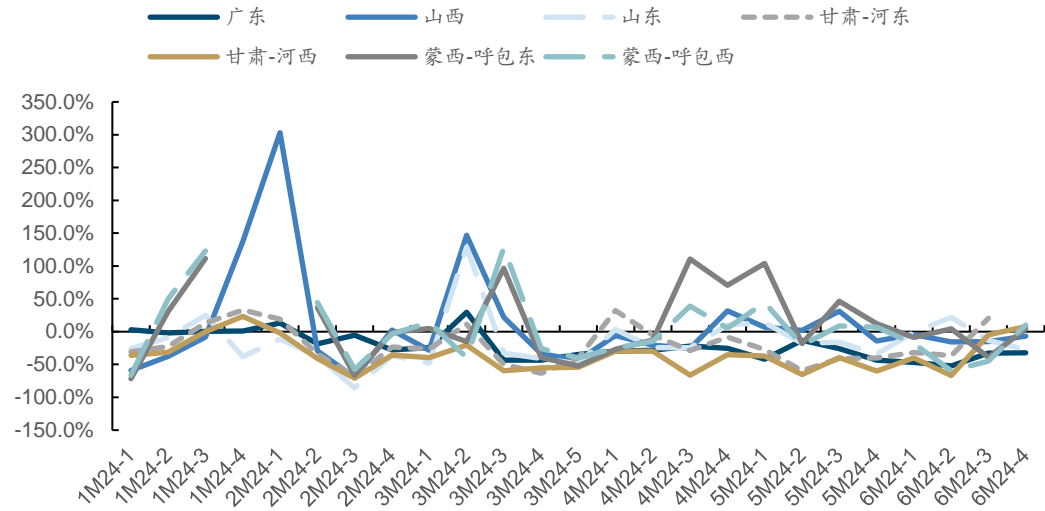
图表37: 1H24 现货价格相比燃煤基准价折溢价情况 (周度数据)



来源: 兰木达电力现货、国金证券研究所



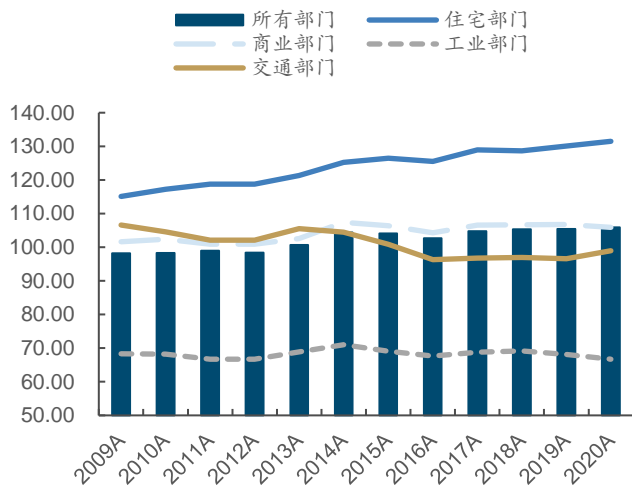
图表38: 1H24 现货价格同比情况 (周度数据)



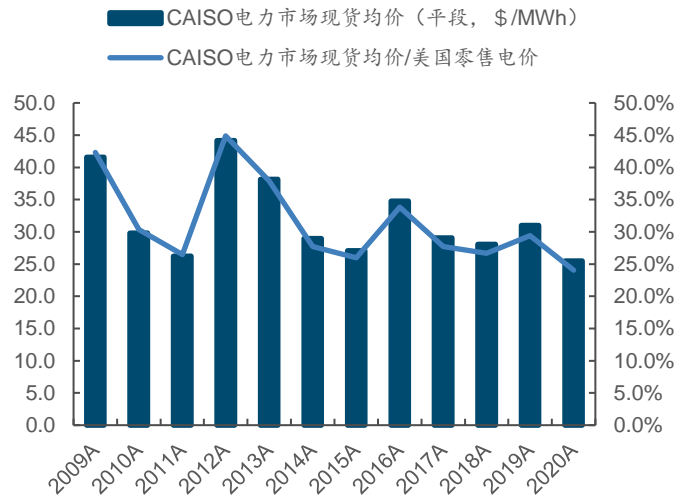
来源: 兰木达电力现货、国金证券研究所

- 海外电力市场呈现相似结果，现货市场平均电量电价下降、终端零售电价上涨。2009~2020年期间美国加州新能源装机占比由4%升至24%，在同期终端零售电价稳中有升的背景下电力现货均价总体下行。在成熟电力市场呈现的这一结果反映出新能源装机带来了电价结构改变，终端用户承担的系统运行成本增多、而电量电价自身下降。

图表39: 近十年美国终端零售电价总体稳中有升



图表40: 近十年美国加州现货市场均价总体下行

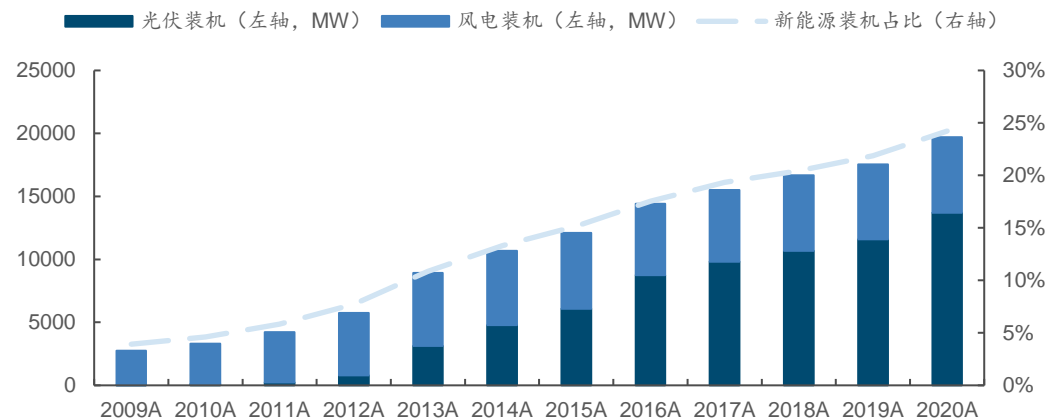


来源: EIA、国金证券研究所 注: 21年后电价变化化石能源价格暴涨影响、暂未列出

来源: Refinitiv、国金数字未来实验室、国金证券研究所注: 21年后电价变化化石能源价格暴涨影响、暂未列出



图表41：2020年美国加州新能源装机占比升至24%

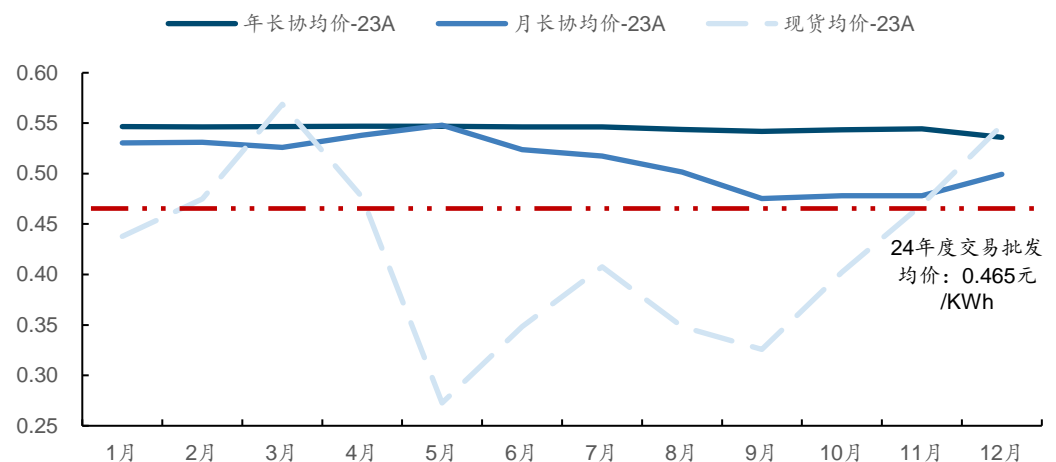


来源：加州能源委员会、国金证券研究所

### 3.2 现货影响中长协、指引分时电价

- 发电侧：现货交易结果指导下长协签订价格。
- ✓ 配合新能源电量占比提升，现货市场在一天中多数时段将转为“供需定价”，现货结算价格将传导至中长协合同约定价。以广东省为例，广东现货市场经过长周期的连续试运行后已转正。进入2H23以后广东月度电力交易均价变动趋势与现货变动趋势高度吻合，而24年长协价格签订在0.465元/KWh，更贴合了全年现货交易均价。

图表42：广东23年现货市场价格影响24年长协定价



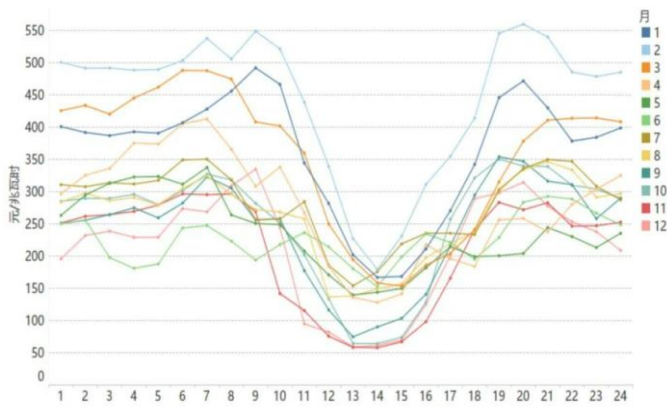
来源：《2023年广东电力市场年度报告》、兰木达电力现货、国际电力网、国金证券研究所

- 发电侧：现货交易结果影响火电中长协签订比例/签订顺位。
  - ✓ 在现货市场价格较低、市场环境表现为宽松的省份，高峰时段火电报高价成交率有限。出于压缩火电套利空间的考虑，地方政府有意愿逐步放开火电中长协比例或向后调整火电中长协签订顺位，导致火电现货敞口扩大。类似案例或已在甘肃出现。
- 1) 火电高比例中长协——在谷段火电受益（买低价电履约、套利空间大）、光伏受损（谷段高比例现货）、用户受损，在平/峰段火电受损（报高价赚峰段现货收益的空间减少）、光伏不发电无影响、用户受益。现货市场波动将主要体现为谷段低电价。
  - 2) 火电高比例现货——在谷段火电受损（套利空间被压缩）、光伏受益（谷段收益相对稳定）、用户受益，在峰段火电受益（掌握实时报价主动权）、光伏不发电无影响、用户受损。现货市场波动将主要体现为峰段高电价。
  - 3) 风电出力特性和签订顺位介于光伏和火电之间，对应受益/受损情况也应介于两者之间。

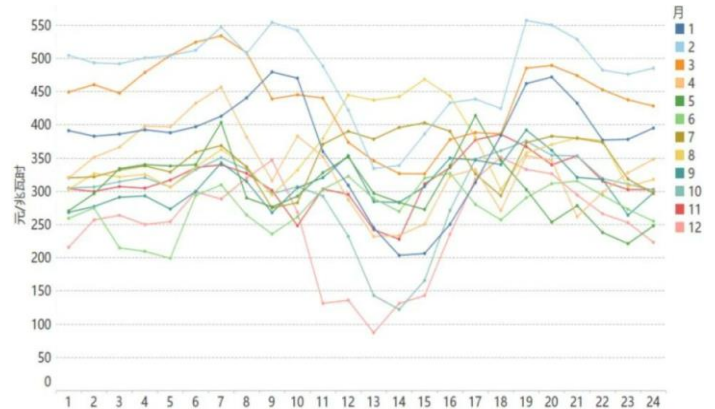


- 发电侧：现货交易结果指导新能源中长协峰谷系数。
- ✓ 新能源市场化交易也以“签曲线”的方式进行，现货市场日内峰谷价格数据为其提供指引。以甘肃省为例，《甘肃省 2024 年省内电力中长期年度交易组织方案》明确约束了绿电市场化电量交易价格：峰、谷、平各段交易基准价为燃煤基准价格乘以峰谷分时系数（峰段系数=1.5，平段系数=1，谷段系数=0.5），各段交易价格不超过交易基准价；对于出力时段集中在谷段的光伏，交易价格上限仅为燃煤基准价的一半，为 0.15 元/KWh。与河西地区 23 年实际现货交易结果相比，限价有一定合理性但更为激进。

图表43：23年甘肃河西地区日内现货均价情况



图表44：23年甘肃河东地区日内现货均价情况



来源：兰木达电力现货、国金证券研究所

来源：兰木达电力现货、国金证券研究所

图表45：甘肃工商业用户峰谷时段划分及新能源交易分时系数情况

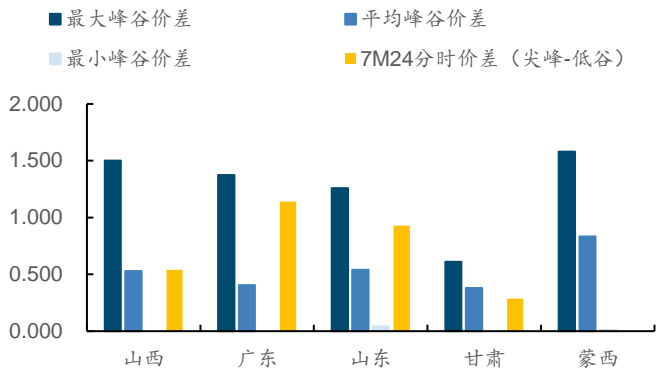
时段	时间	燃煤基准价 (元/KWh)	分时系数	新能源交易基准价 (元/KWh)
峰段	7:00~9:00	0.3078	1.5	0.4617
	17:00~23:00			
平段	23:00~24:00 0:00~7:00	0.3078	1	0.3078
谷段	9:00~17:00	0.3078	0.5	0.1539

来源：甘肃省能源局、国金证券研究所

- 用电侧：现货峰谷价差数据引导分时价差设置，引导负荷调整。当前各省均针对用电侧设置了分时系数，部分地区在特定季节将一天细分为深谷/低谷/平段/高峰/尖峰时段。目前广东、山东尖峰-低谷分时价差大幅高于现货市场反映的发电侧平均峰谷价差；山西较为接近；甘肃由于未启用尖峰电价、分时价差较小。更接近或更高的分时价差设置有助于引导负荷曲线调整——山东 23 年需求侧响应实现了一定程度的“填谷”。



图表46: 23年现货省份峰谷价差及10kV用户分时价差情况(元/KWh)



图表47: 23年山东午间出现负荷调整



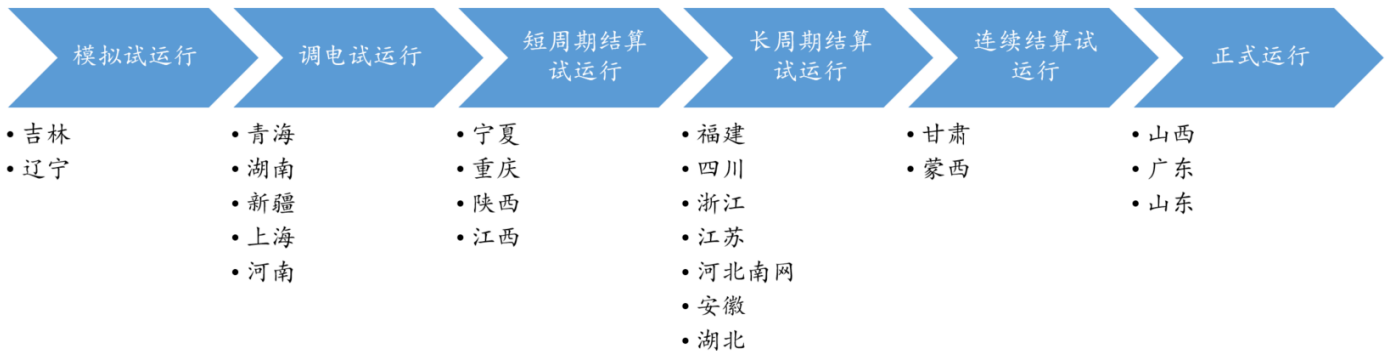
来源: 电联新媒、索比光伏网、国金证券研究所 注: 蒙西数据暂缺、甘肃省未设置尖峰电价, 故采用高峰电价

来源: 兰木达电力现货、国金证券研究所

### 3.3 加快现货推进节奏

- 目前现货推进节奏相对滞后。长周期结算试运行目标省份中辽宁、河南、江西、陕西未达预期; 仍有多个省份处于模拟/调电试运行阶段; 浙江省尚未进入连续结算试运行; 除南方区域市场外其余区域市场尚无明显进展。

图表48: 截至1H24现货省份实际推进节奏相对滞后



来源: 易能电力服务、山东省人民政府官网、国金证券研究所

图表49: 10M23文件提出现货市场推进时间表

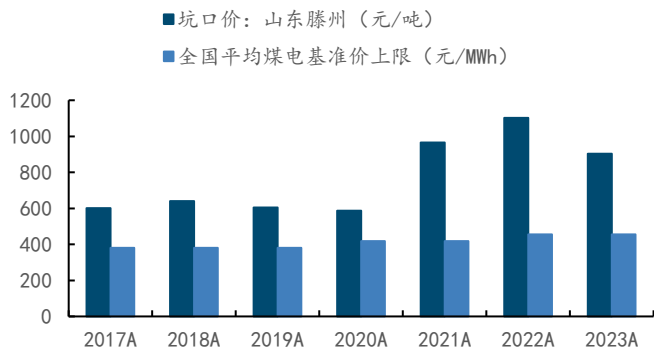
时间节点	11M21《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》
2025年底前	全国统一电力市场体系初步建成, 国家市场与省(区、市)/区域市场协同运行, 电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营, 跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高, 有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。
2030年底前	全国统一电力市场体系基本建成, 适应新型电力系统要求, 国家市场与省(区、市)/区域市场联合运行, 新能源全面参与市场交易, 市场主体平等竞争、自主选择, 电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。
时间节点	10M23《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》
2023年底前	<b>省级市场:</b> 长周期结算试运行: 福建、辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西等。具备结算试运行条件; 其他地区(除西藏外); <b>区域市场:</b> 启动结算试运行: 南方区域市场; 建立电力市场一体化合作机制: 长三角市场; <b>省间市场:</b> 具备连续开市能力
2024年6月前	<b>省级市场:</b> 连续结算试运行: 浙江; <b>区域市场:</b> 模拟试运行: 京津冀市场

来源: 中国政府网、国金证券研究所



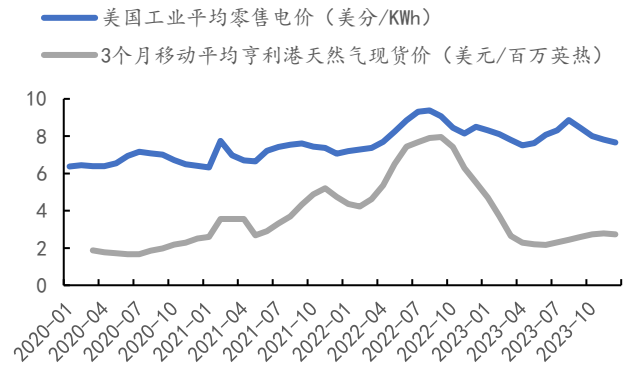
- “倒逼推进”始终是电改的重要方式。21年“1439号文”推出的背景正是煤价高企、煤电企业亏损面扩大，为避免电力“软缺口”扩大，锚定燃煤基准价准许了20%区间内的上下浮动。近两年煤价虽逐年有所回落，但仍高于目标区间；叠加“十四五”期间各省电力供需总体偏紧，导致出现“推现货即涨电价”的隐忧，使得现货推进遇阻。

图表50：维持煤电基准价在21年起已无法维持企业合理利润



来源：Wind、国金证券研究所

图表51：美国电价机制下的工业平均零售电价能涨能跌，燃料成本可被有效疏导，电企业绩稳定性较好



来源：iFind、国金证券研究所

- 新能源装机大幅提升后，预计刺激现货市场加速建设，推动电改整体进度。现货市场运行有助于挤出高成本电源电量、引入低成本电源电量、降低平均电量电价，作为系统成本上升过程中的抵减项。延续前文山东案例，以山东全省电力系统成本的核算视角进行测算：
  - ✓ 假设：(1) 火电核心假设同前文单机模型，23年山东直调火电装机容量6000万千瓦；(2) 假设24~27年用电增速/最高负荷增速均维持3.5%，新增电量全部由新能源贡献（海阳核电二期预计于2H27投运，暂不考虑期间贡献增量），火电电量保持与23年一致；(3) 新能源平均利用小时数维持1577小时；新能源市场化电价设三种情景0.197（燃煤基准价\*50%）、0.316（燃煤基准价\*80%）、0.377（燃煤基准价\*90%+山东23年光伏现货交易均价\*10%），保守估计风光同价；(3) 假设火电/新能源有效容量系数分别为90%/15%。
  - ✓ 结论（1）：为满足最高负荷增长需求，24~27年山东直调火电仍需年均新增196万千瓦，利用小时数年均下降约125h。综合电价较基准价上浮比例逐年攀升至27年的24.4%；
  - ✓ 结论（2）：新能源电量占比由23年的17.8%升至27年的28.4%，即使维持0.377元/KWh上网电价，火电+新能源综合电价（考虑火电容量电价）仍可实现逐步下降。若上网电价下探、可继续减缓系统成本的上升（或腾出空间用于支付环境溢价）。
  - ✓ 结论（3）：现货市场除了带来峰段高电价，也将带来谷段低电价、避免系统成本的快速上涨，现货市场重要性再次凸显。


**图表52：山东 23 年在运直调火电机组的运营假设**

固定成本	装机容量 (万千瓦)	年折旧成本 (亿元)				
	6000	198				
固定收入	容量电价 (不含税, 元/KW)	容量补偿 (亿元)				
	292	175				
可变收入	利用小时数 (h)	上网电量 (亿千瓦时)	上网电价 (不含税, 元/KWh)	发电收入 (亿元)	辅助服务收入 (亿元)	
	4332	2599	0.352	915	9	
可变成本	Q5500 煤价 (不含税, 元/吨)	标煤价格 (不含税, 元/吨)	平均煤耗 (g/KWh)	年燃料成本 (亿元)	度电其他成本 (元/KWh)	年其他成本 (亿元)
	664	845	290	637	0.06	156

来源：国家发改委、山东省发改委、中电联、北极星售电网、国金证券研究所

**图表53：全容量补偿背景下，基于火电电量达峰、新增装机单千瓦毛利不变目标，利用小时数下降对火电综合电价的影响**

容量电价假设 (不含税, 元/KW)	292	292	292	292	292
利用小时数假设 (h)	4332	4201	4074	3951	3830
装机容量假设 (万千瓦)	6000	6186	6379	6579	6786
	2023A	2024E	2025E	2026E	2027E
*上网电量 (万千瓦时)	2599	2599	2599	2599	2599
收入 (万元)	1099	1109	1119	1129	1139
成本 (万元)	991	997	1003	1010	1017
*毛利润 (万元)	108	112	115	119	123
度电毛利润 (元/KWh)	0.042	0.043	0.044	0.046	0.047
平均电量电价要求 (含税, 元/KWh)	0.398	0.399	0.401	0.403	0.405
平均电量电价+容量电价 (含税, 元/KWh)	0.474	0.478	0.482	0.487	0.491
平均电量电价 VS 基准价 (%)	0.7%	1.1%	1.6%	2.1%	2.6%
平均电量电价+容量电价 VS 基准价 (%)	20.0%	21.0%	22.1%	23.2%	24.4%
非电量收入占比 (%)	16.8%	17.1%	17.5%	17.9%	18.2%

来源：国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所 注：\*表示重要的控制变量；假设 24 年及以后新增装机单千瓦毛利维持 23 年水平，即 180.8 元/KW



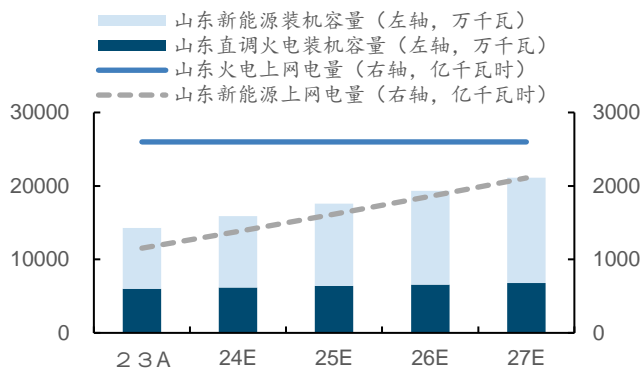


图表54: 通过新能源电量占比提升、新能源入市降价, 可实现火电+新能源综合电价下降

用电量增速假设	3.9%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
最高负荷增速假设	1.3%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
新能源平均利用小时数假设	1577	1577	1577	1577	1577
火电有效容量系数假设	90%	90%	90%	90%	90%
新能源有效容量系数假设	15%	15%	15%	15%	15%
	2023A	2024E	2025E	2026E	2027E
总发电量(亿千瓦时)	6481	6708	6943	7186	7437
新增发电量(亿千瓦时)		227	235	243	251
最高负荷(万千瓦)	10958	11342	11738	12149	12575
新增负荷(万千瓦)		384	397	411	425
新增直调火电装机(万千瓦)		186	193	200	207
新增新能源装机(万千瓦)		1438	1489	1541	1595
直调火电+新能源电量(亿千瓦时)	3752	3979	4214	4457	4708
直调火电电量(亿千瓦时)	2599	2599	2599	2599	2599
新能源电量(亿千瓦时)	1153	1380	1615	1858	2109
火电电量电价+容量电价(含税, 元/KWh)	0.474	0.478	0.482	0.487	0.491
新能源电量电价假设(含税, 元/KWh)	情景一 0.197	0.348	0.326	0.309	0.296
	情景二 0.316	0.367	0.360	0.354	0.349
	情景三 0.377	0.377	0.377	0.377	0.377
火电+新能源综合电价(含税, 元/KWh)	情景一 0.197	0.433	0.422	0.413	0.404
	情景二 0.316	0.439	0.435	0.431	0.428
	情景三 0.377	0.444	0.443	0.442	0.440

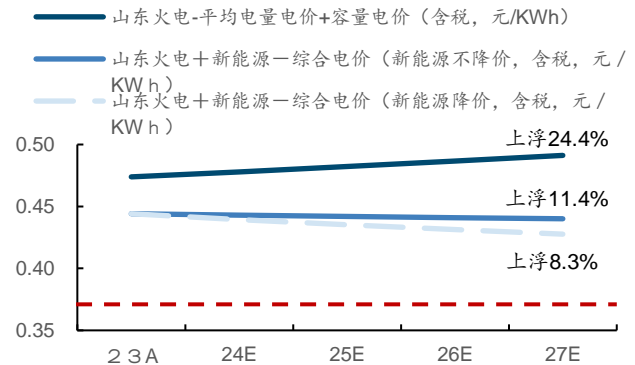
来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》、兰木达电力现货、国金证券研究所 注: 假设 23 年已投运新能源电量电价在后续年份维持 0.377 元/KWh

图表55: 山东火电进入增容不增量阶段



来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所

图表56: 新能源电量增多利于减缓系统成本上升压力



来源: 国家发改委、山东省发改委、中电联、国金证券研究所 注: 新能源降价情景指“24~27 年采用新能源电量电价 0.316 元/KWh”



- 沿海省份中，山东、广东已先行。通过列出新能源电量占比、装机占比、电量占比增幅和装机占比增幅四个指标来看，河南、西藏、甘肃三个省份各指标均位于均值以上，此外内蒙、吉林、江西、山东、湖南、青海、宁夏、新疆有三个指标位于均值以上。而浙江、福建、广东、四川、贵州新能源渗透相对较慢。我们认为山东现货推进与本地分布式光伏不无联系，广东现货推进更多受本地火电格局推动。

图表57：23年新能源电量及年末装机、占比情况

	23年新能源电量占比 (%)	23年末新能源装机占比 (%)	23年新能源电量占比增幅 (pct)	23年末新能源装机占比增幅 (pct)	23年新能源新增装机 (GW)
全国	15.8%	36.0%	2.1%	6.4%	293
北京	3.4%	9.6%	0.3%	0.8%	0
天津	8.8%	25.7%	2.3%	9.6%	3
河北	32.9%	58.6%	2.0%	5.1%	19
山西	18.3%	37.7%	1.9%	4.5%	10
内蒙古	21.7%	43.4%	1.3%	7.3%	32
辽宁	19.6%	32.9%	4.2%	6.0%	6
吉林	30.7%	40.5%	5.2%	2.5%	2
黑龙江	26.8%	37.7%	1.3%	3.8%	3
上海	4.7%	13.4%	0.3%	2.8%	1
江苏	14.3%	34.7%	1.4%	5.3%	15
浙江	8.9%	30.2%	1.7%	5.1%	10
安徽	11.6%	37.1%	1.7%	7.3%	12
福建	8.8%	20.3%	0.0%	4.3%	4
江西	15.2%	41.1%	2.3%	9.0%	8
山东	17.8%	39.9%	3.7%	5.2%	17
河南	21.5%	42.7%	3.9%	7.2%	17
湖北	12.4%	29.9%	2.9%	7.7%	12
湖南	16.5%	32.9%	3.3%	6.3%	7
广东	7.4%	21.6%	1.0%	4.4%	12
广西	14.5%	31.9%	2.6%	8.4%	9
海南	9.7%	30.7%	3.2%	9.7%	2
重庆	4.3%	12.4%	0.3%	3.1%	1
四川	4.4%	10.4%	1.0%	3.9%	5
贵州	10.8%	27.0%	1.5%	2.1%	2
云南	10.2%	27.4%	3.5%	13.9%	21
西藏	19.3%	43.4%	4.0%	8.6%	1
陕西	13.3%	37.2%	0.4%	4.2%	9
甘肃	32.4%	59.6%	5.6%	8.1%	17
青海	44.7%	68.8%	3.3%	5.8%	9
宁夏	26.0%	51.8%	2.7%	4.8%	6
新疆	18.0%	43.3%	1.1%	8.7%	21

来源：中电联、国金证券研究所

- 价格监管机制逐步完善，规避现货极端电价。跨电源类型同台竞价本身易出现市场失灵，价格监管有助于极端情况下的纠偏，在我国现货市场推广的初期预计会普遍出现。
- ✓ 各现货省份出清价格区间普遍设置在 0~1.5 元/KWh，山东允许负电价出清，蒙西允许最高以 5 元/KWh 出清。未来理想的下限设置应参考新能源边际可变成本（考虑可再生能源补贴、环境溢价后变为负值），上限设置应参考失负荷价值。



- ✓ 二级限价机制陆续出台。根据 9M23 《电力现货市场基本规则（试行）》“市场限价”章节的表述，当市场价格处于价格限值的连续时间超过一定时长后，设置并执行二级出清价格限值。二级出清价格限值的上限参考长期平均电价水平确定。这一规则已在 4M24 发布的《山东电力市场规则（试行）》中得到体现，二级限价设置为一级限价下调 20%。
- ✓ 存在市场力行为事前监管。如前所述，现货价格与容量补偿价格存在联动，在全容量补偿+成本型现货的山东，现货市场基于核定成本报价，触发价格管制后会受约束。

图表58：第一批现货试点省份出清价格上下限情况

	出清下限价（元/KWh）	出清上限价（元/KWh）
广东	0.00	1.50
山西	0.00	1.50
山东	-1.00	1.50
甘肃	0.04	0.65
蒙西	0.00	5.00

来源：兰木达电力现货、国金证券研究所

图表59：山东新版电力市场规则新增二级限价

山东新版电力市场规则新增内容	
触发条件（1）	当用户侧日前市场或实时市场平均结算均价连续 7 天超过现货市场申报上限时，次日起执行二级出清限价。二级限价上限在一级出清限价上限下调 20%，各节点出清限价价格超过二级出清限价上限的，按二级限价上限执行。
触发条件（2）	在日前市场或实时市场，连续四个小时中每小时均有 40%及以上节点出清价格触发出清最高限价时，执行二级出清限价，相应交易时段以一级出清限价上下调 20% 作为各节点相应时段价格。

来源：国家能源局山东监管办公室、国金证券研究所

#### 4、投资建议

- 火电收益结构转向峰段电能量收益+容量补偿收益。由于电能量价格与容量补偿价格存在联动，在容量市场建立前，或出现固定容量补偿影响现货价格，峰段现货定价锚定火电边际可变成本+合理收益（考虑已获容量补偿），用于规避火电在峰段发挥市场力，以现货高电价出清。在此背景下我们建议关注两类火电公司：
  - ✓ 山东给予煤电全容量补偿，且明确供需紧张时段的合理收益提高，收益确定性较高，建议关注山东省内火电资产较多的华电国际、华能国际。山东省发改委 12M23 发布的《完善山东省容量电价机制有关事项》提出“加强山东现行市场化容量补偿电价机制与煤电容量电价机制的衔接”，实际已率先实现针对煤电全部折旧的补偿，其余多数省份需 26 年后方可实现。
  - ✓ 浙江等供需紧张地区火电合理收益应具备溢价，起到刺激投资作用，直到供需趋于平衡。建议关注浙能电力。
- 现货推进，带动其他功能性子市场发展，利好虚拟电厂建设。虚拟电厂机组按照聚合资源类型分为发电储能类机组、负荷类机组，前者可调度资源包括分散式光伏、分散式风电等；后者可调度资源包括直接参与市场交易的用户、电网企业代理购电用户等。虚拟电厂起到聚合、调度作用，但各类资源参与积极性仍取决于现货市场、辅助服务市场、需求侧响应市场所获收益情况，市场机制完善带来经济效益。
- 我们建议关注虚拟电厂运营环节的潜在龙头——南网能源。公司深耕节能服务，近年来开拓新能源及建筑节能业务，成为综合能源运营（含工商业储能运营）龙头，获得一批优质的工商业客户资源；同时，公司持续开发分布式光伏资源，扩充资源池。广东电力现货市场已经转正，南方区域市场进入试结算，预计南网区域虚拟电厂推进有望加快。



图表60：相关公司估值情况

代码	证券简称	总市值	收盘价	EPS (元/股)					PE				
		(亿元)	(元/股)	7月31日	7月31日	22A	23A	24E	25E	26E	22A	23A	24E
600027.SH	华电国际	567.7	5.9	-0.08	0.35	0.62	0.70	0.77	-74	17	10	8	8
600011.SH	华能国际	1073.5	8.0	-0.61	0.35	0.79	1.01	1.06	-13	23	10	8	7
600023.SH	浙能电力	889.0	6.6	-0.14	0.49	0.63	0.70	0.86	-47	14	11	9	8
003035.SZ	南网能源	161.7	4.3	0.15	0.08	0.16	0.21	0.27	28	53	27	20	16
中位数				-0.11	0.35	0.63	0.70	0.82	-30	20	10	9	8
平均值				-0.17	0.32	0.55	0.65	0.74	-27	27	14	11	10

来源：Wind、国金证券研究所 注：更新至2024/7/31，华电国际盈利预测采取Wind一致预期

## 5、风险提示

- 现货市场推进节奏不及预期风险。现货市场提供跨电源类型同台竞价，放大局部地区、局部时间段的供需错配问题，导致价格出现较大波动，因此各地推动现货市场相对谨慎，或出现顶层政策落地到地方层面不及预期的情况。
- 现货市场价格监管趋严风险。晚间用电需求旺盛而新能源出力不足时段，稳定电源火电基于“供需定价”原则下或在现货市场产生大幅高于边际成本的报价，由于容量补偿尚未能覆盖火电全部固定成本，因此报高价行为具有合理性。而随着二级限价、市场力行为事前监管等规则的出台，容量补偿机制由初期走向成熟的过程中若现货价格管制过于严苛，或对火电产生不利影响。
- 电力供需趋于宽松风险。如前所述，现货电价预计与火电容量补偿电价存在联动，综合定价锚定火电合理收益。山东新版电力市场规则文件与PJM运行经验均表明电力供需紧张地区合理收益应提高，起到刺激新电源投资的目的。若伴随此轮火电投资完成，部分地区电力供需格局由紧平衡转为宽松，或对火电产生不利影响。
- 虚拟电厂落地进度不及预期风险。虚拟电厂落地面临市场主体地位、经济机制两大难题，市场主体地位认可背后涉及电网-政府利益主体间博弈，经济机制完善需涉及多个功能性子市场的建设。若相关难题难以解决，或导致虚拟电厂进展滞后。

**行业投资评级的说明：**

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。



**特别声明：**

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

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-80234211	电话：010-85950438	电话：0755-86695353
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	邮编：100005	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号 紫竹国际大厦5楼	地址：北京市东城区建国内大街26号 新闻大厦8层南侧	地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心 18楼1806



【小程序】  
国金证券研究服务



【公众号】  
国金证券研究