仅供内部参考，请勿外传

华泰证券 HUATAI SECURITIES

能源价格重回高位后的共振与分化

华泰研究

2026 年 10 月 18 日 | 中国内地　　深度研究

中东冲突时间持续超预期，能源定价重塑有望带来煤炭及风光储板块的结构性机会。冲突延续至 10 月，9 月以来布油重回 100 美元/桶上方，欧洲天然气库存降至十年低位。供给扰动、需求走弱与能源政策调整交织，**我们预计短期价格强度排序为天然气＞海外电价＞煤炭＞原油＞国内电价；中长期气、煤、电价格共振，有望支撑煤炭价值重估并提升风光储经济性。**

油价为何重回 100 美元/桶上方

供/需双弱的原油市场，遭遇不断延长的供给冲击。回看 3 月以来油价，**我们认为：（1）3-8 月库存下降速度慢于预期；（2）需求下降超预期，**发展中经济体对高油价更敏感。8 月全球库存加速下滑，市场不得不接受供需缺口短期难以弥补的强现实，我们测算 9 月海峡通行量较冲突前低 797 万桶/日，若产量维持 8 月水平且需求恢复，9 月后库存或以 5300 万桶/月流失。

天然气为什么有望涨更多

供/需共振长期走强，库存浅且供给修复缓慢，气价易涨难跌。25 年中东 LNG 在全球天然气消费占比约 3.2%，中东以外区域增加出口缓解供需缺口 77%，亚太各国降低消费缓解 15%。**但 LNG 难储存及无法船对船转运问题随时间推移而显现，欧洲天然气库存已是 GIE 记录十年同期最低，**我们以暖冬情景推演，27 年 3 月库存也将较历史同期均值低 46%，欧洲或需抢气补库。同时卡塔尔拉斯拉凡第 4/6 号产线受损影响总出口能力 17%（修复或需 3-5 年），供需硬缺口或将转化为需求侧重新分配及价格上涨。

国内煤价是否可能共振

煤炭短期需求增长和供给收缩均超预期，煤价稳中有升。若国际煤价随欧洲抢气共振上行，国内供给端煤矿受安监常态化约束，复产不等于满产，外包合规化成本抬升制约供给修复；我们测算 27 年山西产量或仅恢复至 25 年 90%左右。需求端预计 26/27 年全社会用电量同比增长 5.2%/5.9%，电煤需求在 27 年小幅增长 1.4%。我们测算 27 年秦皇岛 5500 大卡均价 885 元/吨，较 4Q26 中枢 950 元/吨回落，但仍高于 26 年均值的 843 元/吨。

为什么我们认为电价是拐点

电力需求全球共振上行，供需错配下电价有望进入上行通道。截至 10 月 7 日海外电价较年初上涨 31%～210%，国内电价仍能保持竞争优势。我们认为，容量电价缓解固定成本压力后煤电企业“以利润换利用小时”动力下降，市场基于火电利用小时低而推断电力供给过剩的逻辑需要重估；26 年来多省售电公司大幅亏损，27 年长协低价报价意愿或减弱。另一方面，电、煤长协机制改革均在提高现货价格因子权重，煤电联动效果增强，动力煤供给成为火电出力新约束。若 2026 年底电力年度长协谈判参考的煤价中枢为 850 元/吨，较 2025 全年均价高约 150 元/吨。我们测算 150 元/吨煤价涨幅推升用煤成本 1.5-4.2 分/度，或支撑 27 年电价上涨 5%-10%。

投资结论

我们看好煤炭板块系统性重估，煤价中枢上涨增强红利属性。建议重点关注煤电联营业务占比高的煤炭龙头，电价拐点进一步增厚业绩。**看好中国神华 A/H、兖矿能源 A/H；**此外，**全球传统能源价格上涨或带动电价上涨，新能源配储经济性得以提升，推荐德业股份、固德威、东方电缆、金风科技 A/H。**

风险提示

地缘冲突缓和超预期；国内煤炭供给恢复超预期；进口煤补充能力强于预期；国内电力及电煤需求不及预期；非煤电源出力超预期。

电力设备与新能源	增持（维持）
煤炭	增持（维持）

刘俊 研究员
SAC No. S0570523110003　karlliu@htsc.com
SFC No. AVM464　+(852) 3658 6000

王崙 研究员
SAC No. S0570525110001　alanwang@htsc.com
SFC No. BLE051　+(852) 3658 6000

边文姣 研究员
SAC No. S0570518110004　bianwenjiao@htsc.com
SFC No. BSJ399　+(86) 755 8277 6411

苗雨菲 研究员
SAC No. S0570523120005　miaoyufei@htsc.com
SFC No. BTM578　+(86) 21 2897 2228

宫宇博* 研究员
SAC No. S0570526070015　gongyubo@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

戚腾元 研究员
SAC No. S0570524080002　qitengyuan@htsc.com
SFC No. BVU938　+(86) 21 2897 2228

李科毅 联系人
SAC No. S0570125030018　likeyi@htsc.com
SFC No. BXP328　+(86) 10 6321 1166

徐嘉欣* 联系人
SAC No. S0570125070136　xujiaxin@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

裴濛洁* 联系人
SAC No. S0570126070162　peimengjie@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价（当地币种）	投资评级
金风科技	2208 HK	16.09	买入
德业股份	605117 CH	114.54	买入
固德威	688390 CH	77.81	买入
兖矿能源	1171 HK	16.02	买入
兖矿能源	600188 CH	26.78	买入
中国神华	1088 HK	58.27	买入
中国神华	601088 CH	59.78	买入
金风科技	002202 CH	23.44	增持
东方电缆	603606 CH	45.74	增持

资料来源：华泰研究预测

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

正文目录

投资概要 5

油价为何重回 100 美元/桶上方 6

8 月后市场不得不正视霍尔木兹问题短期无法快速解决的可能性 6

库存 6 月短暂回补后，再度转入去化 7

补充供给手段或已穷尽 9

非 OECD 国家需求降低得更快 9

国际天然气价格为什么有望涨更多 11

欧洲天然气库存已是 10 年低位，冬季气价易涨难跌 11

尽管供给侧 LNG 增量资源充分释放，过去半年气价也已翻倍 12

刚性需求为高 LNG 价格买单 13

国内煤价是否可能共振 15

历史上国内煤价冲高往往是由进口扰动带来的 15

气/煤价差走扩后欧洲或增加煤炭采购，海运煤平衡偏紧 16

安监压制产能利用率，国内供给弹性有限 19

预计 2026/27 年全社会用电量同比+5.2%/+5.9%，电煤同比-0.2%/+1.4% 23

供需推演，4Q26/2026/2027 动力煤价中枢或为 950/843/885 元/吨 25

为什么我们认为电价是拐点 27

截至 10 月 7 日海外电价较年初上涨 31%~210%，国内电价即使上涨仍能保持竞争优势 27

煤电联动机制日趋成熟，动力煤供给或成火电出力新约束 28

我们测算 150 元/吨现货煤价上涨约拉高煤电企业用煤成本 1.5-4.2 分/度 30

投资建议一：煤电联营占比高的煤炭龙头将迎来业绩弹性 32

投资建议二：能源价格上涨带来新能源+储能快速增长的可能 35

风险提示 39

图表目录

图表 1： 3-8 月全球原油供需格局（万桶/日） 6

图表 2： 战争重启后全球原油供需格局（万桶/日，若无需求减少） 6

图表 3： 年内油价走势复盘 7

图表 4： 逐月全球表观库存变动变化（百万桶） 7

图表 5： OECD 原油及成品油库存数据 8

图表 6： 全球原油需求 10

图表 7： 中国原油进口需求下降归因估算 10

图表 8： 复盘历史，欧洲天然气库存偏低放大气价上行压力 11

图表 9： 截至 26 年 10 月 14 日欧洲储气率 74.0%，相较于 16-25 年历史平均水平减少 177TWh 12

图表 10： 海湾地区 LNG 出口下降，部分被非海湾地区的产量增长所抵消 12

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表 11： 全球 LNG 液化产能分国别投产节奏.....13
图表 12： 美国 LNG 出口管线产能投产进度.....13
图表 13： 亚洲地区自从 2026 年 3 月以来气转煤政策.....14
图表 14： 亚洲地区自从 2026 年 3 月以来气转煤效果.....14
图表 15： 美伊以冲突以来欧洲自中东进口 LNG 近乎消失.....14
图表 16： 美国天然气出口结构.....14
图表 17： 历史煤价走势复盘（单位：元/吨）.....15
图表 18： 25 年 1 月至今煤价走势对比（右轴秦皇岛 5500，单位元/吨；左轴为国际煤价，单位美元/吨）.....16
图表 19： 国际动力煤价格.....16
图表 20： 海运煤供需平衡表.....16
图表 21： 海运煤 1-8 月进出口增量贡献度图表（蓝色为海运煤出口国，红色为海运煤进口国；单位，百万吨）...16
图表 22： 印尼煤炭出口月度趋势.....17
图表 23： 印尼煤炭出口分国别月度趋势.....17
图表 24： 澳大利亚动力煤出口分国别.....17
图表 25： 美国简化煤炭平衡表.....17
图表 26： 印度煤炭供应量以及来源变迁.....18
图表 27： 印度电厂煤炭库存已处于历史低位（库存，万吨）.....18
图表 28： 欧洲气煤价差历史复盘.....18
图表 29： 近五年来欧盟煤炭进口月度变化走势.....18
图表 30： 煤及褐煤进口.....19
图表 31： 煤及褐煤进口占比.....19
图表 32： 5-8 月安监力度持续加码，供给释放约束由阶段性专项整治转向常态化监管（横轴产量，万吨）.....20
图表 33： 本轮安监与历史安监减产对比.....20
图表 34： “内蒙古倒查 20 年”前后产量走势.....21
图表 35： “山西 24 年专项整治”前后产量走势.....21
图表 36： 主产区 8 月产量及产能利用率.....21
图表 37： 山西炼焦煤煤矿停产数量与产能（截至 10 月 13 日）.....22
图表 38： 山西煤矿停产原因产能分布（截至 8 月 12 日）.....22
图表 39： 外包合规化成本测算.....23
图表 40： 27 年主产区产能释放有限.....23
图表 41： 一、二、三产业和城乡居民生活用电量月度同比增量.....23
图表 42： AIDC 投产量和节奏预期（2025A-2030E）.....24
图表 43： 27E 用电量增速结构拆分（亿度）.....24
图表 44： 用电量增速结构拆分（亿度）.....24
图表 45： 26-30E 全社会用电增速预测（亿度）.....24
图表 46： 上图为季度结余，单位亿吨；下图为秦皇岛 5500 动力煤季度均价，单位元/吨.....26
图表 47： 国内动力煤供需平衡表.....26
图表 48： 欧洲批发电价月度走势.....27
图表 49： 日本日前电价月度走势.....27
图表 50： 韩国现货出清电价月度走势.....27

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表 51： 美国 PJM 批发电价月度走势 27
图表 52： 全国规上火电平均利用小时数 28
图表 53： 广西省现货电价与零售价格对比 28
图表 54： 长协机制启动后价格影响因素，当年煤价均值变动对于下一年电价长协的影响 29
图表 55： 广东月度电价与煤价成本走势 29
图表 56： 江苏月度电价与煤价成本走势 29
图表 57： 山西月度电价与煤价成本走势 29
图表 58： 山东月度电价与煤价成本走势 29
图表 59： 电煤长协覆盖比例要求 30
图表 60： 4 大指数与现货煤价的历史变动回溯 30
图表 61： 不同长协比例下，现货煤价变动对于用煤成本的影响 31
图表 62： 中国神华电力资产在运装机容量（MW） 32
图表 63： 中国神华电力资产在建装机容量（MW） 32
图表 64： 新能源集团电力资产情况 33
图表 65： 山能鲁电电力资产情况 33
图表 66： 陕西煤业收入结构拆分 33
图表 67： 山西焦煤收入结构拆分 34
图表 68： 上市公司 26H1 发电业务占比对比 34
图表 69： 欧洲天然气价格即时传导电价变动 35
图表 70： 不同油价情景下欧洲光储回报 IRR 变化 35
图表 71： 俄乌冲突拉动国内户储厂商出海需求 36
图表 72： 2016~2025 年欧洲储能年新增装机 36
图表 73： 重点公司推荐一览表 37
图表 74： 重点推荐公司最新观点 37

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

投资概要

中东冲突持续至 10 月，已超出预期于 6 月终结的判断。油价重回 100 美元以上，欧洲天然气库存降至 10 年低位。不论是原本供/需双弱的原油、煤炭，还是供/需共振长期走强的天然气、电力，在本轮中东冲突带来的供给冲击、需求走弱、能源政策重塑的过程中，都需重新思考价格趋势。**短期在即将到来的冬季，我们认为价格强度排序或为：气价>海外电价>煤价>油价>国内电价；而长期气价/煤价/电价的共振将会带来煤炭和风光储板块的结构性机会。**

油价为何重回 100 美元/桶上方

原本供/需双弱的原油市场，遭遇不断延长的供给冲击，在 9 月迎来需求回升推动的油价反弹。回看 3-8 月国际油价没能站稳 100 美元/桶，**我们认为主要有 2 方面超预期，且后者是前者的底层原因：（1）库存下降速度慢于预期**，3-5 月最大单月下降未超过 1.5 亿桶，6 月又实现回补；**（2）需求下降超预期**，其中非 OECD 国家（剔除中国）需求同比降幅占比高于消费份额，显示出发展中经济体（剔除中国）对于高油价更敏感、需求下降更快。然而伴随着 9 月 10 日胡塞攻击沙特东西管线，叠加市场对于中东停火短期概率不大的担忧，9 月 11 日 IEA 发布 8 月全球原油及成品油库存加速消耗的数据后，市场不得不接受能源供需缺口短期难以弥补的强现实，油价重回 100 美元以上。

天然气为什么有望涨更多？需求刚性增长

供/需共振长期走强，库存脆弱、且中东供给修复耗时漫长的天然气市场，气价易涨难跌。25 年中东 LNG 约占全球天然气消费的 3.2%，本轮冲突导致全球 LNG 供给减少 10.1Bcf/d，中东以外地区的增供以及亚太需求的下降联手缓解了这一冲击。**然而随着中东冲突的长期化，LNG 难以储存以及无法船对船转运等问题逐步显现，供需硬缺口逐步转化为需求侧的重新分配以及价格上涨。**截至 10 月 14 日，JKM 天然气现货价/TTF 天然气价同比+135.7%/+173.4%；**当前欧洲天然气库存已是 GIE 记录的 2016-2025 年以来的十年同期最低水平，**即使我们以暖冬情景推演、2027 年 3 月欧洲天然气库存也将较同期历史均值低 46%，**我们预计欧洲在与亚太竞买美国 LNG 补库的过程中一方面将进一步推高天然气价格。**

国内煤价是否可能共振

煤炭市场长期看虽也是供/需双弱，但短期需求增长和供给收缩均超预期，煤价稳中有升。若欧洲进一步扩大煤代气，国际煤价将受到带动，并通过进口煤对我国煤价形成支撑。国内供给端 5·22 事故后安监转向常态化约束，**山西复产不等于满产，外包合规化、民营矿成本抬升和表外产量出清共同压制供给修复弹性；**我们测算 2027 年山西产量或仅恢复至 2025 年的 90%左右。需求端预计 2027 年全社会用电量同比增长 5.9%，电煤需求小幅增长 1.4%。**我们基于季度供需结余与煤价弹性测算，27 年秦皇岛 5500 大卡动力煤均价中枢 885 元/吨，较 26 年 4Q 中枢 950 元/吨的高位回落，但仍高于 26 年均值的 843 元/吨。**

为什么我们认为电价是拐点

电力需求全球共振上行，供需错配下电价有望进入全面上行通道。截至 10 月 7 日海外电价已较年初上涨 31%～210%，而国内电价受煤电长协、容量电价和中长期交易机制影响，传导相对滞后。随着容量电价缓解煤电约 4～5 分/度的固定成本压力，**煤电企业“以利润换利用小时”的动力下降，低利用小时不再等同于电力供给过剩**；同时，售电公司 26 年以来普遍亏损，2027 年长协低价报价意愿或明显减弱。**电煤长协和电价长协均逐步增加现货价格因子，煤电联动效果增强。**若 2026 年底电力年度长协谈判参考的煤价中枢为 850 元/吨，较 2025 年均价高约 150 元/吨，**我们测算度电燃料成本增加约 1.5-4.2 分，或支撑 27 年电价上涨 5%-10%。**

投资结论

我们看好煤炭板块系统性重估，煤价中枢上涨增强红利属性。建议重点关注煤电联营业务占比高的煤炭龙头，煤价中枢上涨提供现金流和分红基础，电价拐点有望进一步增厚业绩。**看好中国神华 A/H、兖矿能源 A/H；**此外，**全球传统能源价格上涨或带动电价上涨，新能源配储经济性得以提升，推荐德业股份、固德威、东方电缆、金风科技 A/H。**

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

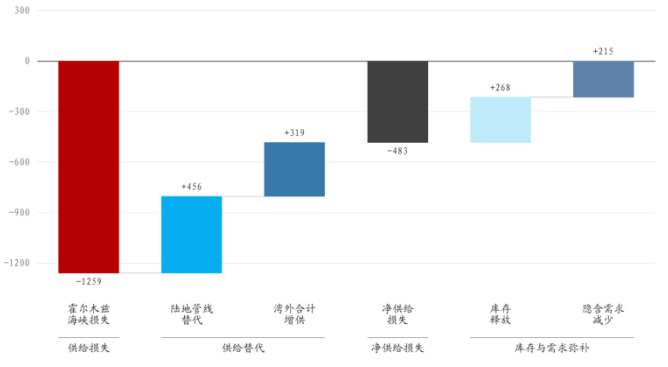
仅供内部参考，请勿外传

油价为何重回 100 美元/桶上方

伴随着 9 月 10 日胡塞攻击沙特东西管线，叠加市场对于中东停火短期概率不大的担忧，9 月 11 日 IEA 发布 8 月全球原油及成品油库存加速消耗的数据后，市场不得不接受能源供需缺口短期难以弥补的强现实，油价重回 100 美元/桶以上。回看 3 月以来的国际油价，我们认为市场经历了 3 月的强预期以及 4 月库存数据的弱现实，6 月美伊谅解备忘录签署后市场对于战争结束保持憧憬，即使 7 月末胡塞攻击沙特红海原油出口通道短暂推高油价，乐观情绪仍然在 9 月前压制油价在 100 美元/桶以下：

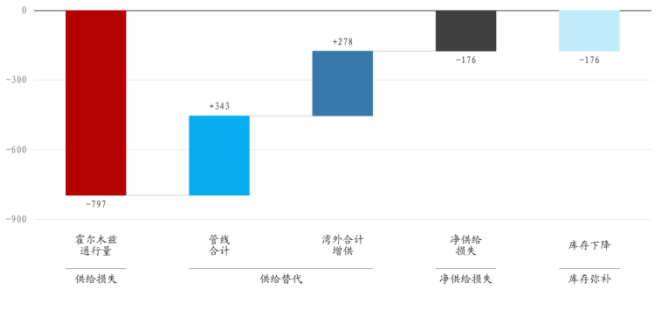
- **如图 1，我们测算 3-8 月波斯湾外原油及成品油表观库存累计损失 4.93 亿桶（折合 268 万桶/日），**其中截至 6 月末 OECD 国家释放 SPR1.9 亿桶、消耗商业库存 9000 万桶，中国库存下降超过 5000 万桶，其他区域库存损失 5000 万桶。**我们估算波斯湾外原油供给累计下降 8.89 亿桶（折合 483 万桶/日），**其中中东出口较冲突开始前的水平减少了 14.76 亿桶（折合 802 万桶/日，包括霍尔木兹海峡损失 1259 万桶/日，陆地管线增加出口弥补 456 万桶/日），波斯湾外合计增加供应 5.87 亿桶（折合 319 万桶/日，包括平均 213 万桶/日的产量提升以及俄罗斯海上石油出口禁令的 3 个月豁免））。**基于库存和供给变动，我们测算隐含需求减少累计约 3.96 亿桶（折合 215 万桶/日），**主要体现在炼厂降负荷、部分国家限制成品油出口以及终端能源替代。
- **如图 2，在 8 月中东冲突强度再次提升的背景下，我们认为市场不得不正视霍尔木兹问题长期化的可能性，9 月后全球表观库存或以 5300 万桶/月的速度流失。**尽管海峡通行量由于影子船队运输、船对船过驳等路径开辟而好于 3-5 月最困难时期，但 9 月通行量仍较战前水平低 797 万桶/日。假定波斯湾外产量维持 8 月水平，且需求回归战前正常水平，我们测算全球表观库存将以 5300 万桶/月（176 万桶/日）的速度流失。

图表1：3-8 月全球原油供需格局（万桶/日）



资料来源：IEA，OPEC，Kpler，华泰研究

图表2：战争重启后全球原油供需格局（万桶/日，若无需求减少）



资料来源：IEA，OPEC，Kpler，华泰研究

8 月后市场不得不正视霍尔木兹问题短期无法快速解决的可能性

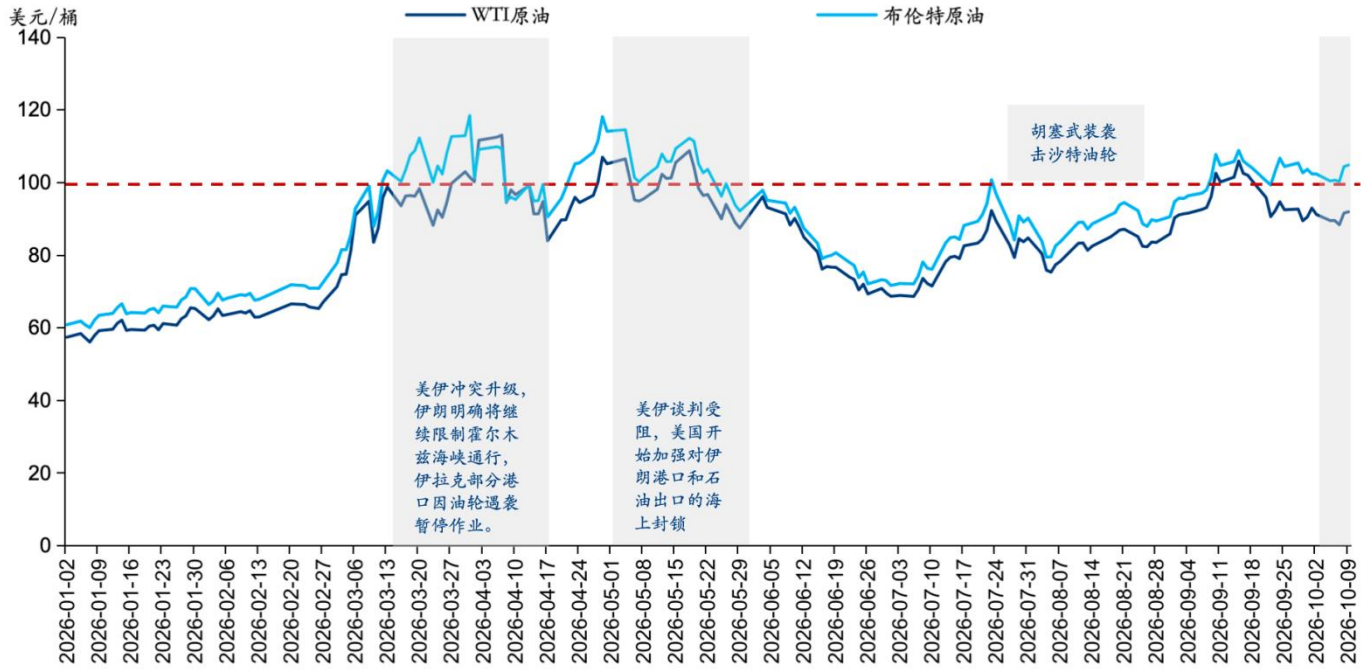
回看 3 月以来的国际油价，我们认为均是实质性的供给受损将 Brent 油价推上 100 美元/桶。6 月美伊停战谅解备忘录的 60 天谈判窗口在 8 月 17 日到期，谈判陷入僵局；博弈重心从外交谈判转为“经济制裁+海上对峙+有限定点军事打击”，局势从僵持逐步重回交火；胡塞武装持续打击沙特能源目标，扰动红海-海湾原油替代通道，**在此背景下 Brent 油价再次站上 100 美元/桶水平，我们认为这反映出市场对霍尔木兹问题可能长期化的担忧：**

- 油价首次突破 100 美元/桶出现在 3 月 12 日前后。随着美伊冲突的升级，伊朗明确表示将继续限制霍尔木兹海峡通行，伊拉克部分港口作业也因油轮遇袭暂停。
- 随后 4 月中旬，在美伊谈判受阻、美国开始加强对伊朗港口和石油出口的海上封锁之后，原本经霍尔木兹海峡流出的约 170 万桶/日（26 年 3 月口径）伊朗原油开始受阻，油价再次站上 100 美元/桶。
- 第三轮发生在 7 月。此前随着部分航运恢复，油价一度明显回落，但 7 月 23 日胡塞武装袭击沙特油轮后，市场担忧的范围已经从单一的霍尔木兹海峡扩大到了红海-曼德海峡，近月合约大涨 7%至 100 美元/桶。
- 9 月 Brent 价格再上 100 美元/桶，同样受到了供应实质性损失的影响，美伊针对油轮的直接攻击明显升级，且胡塞同时增加了对沙特的袭击，东西管道受损，影响到绕行路线的缓解能力。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表3：年内油价走势复盘

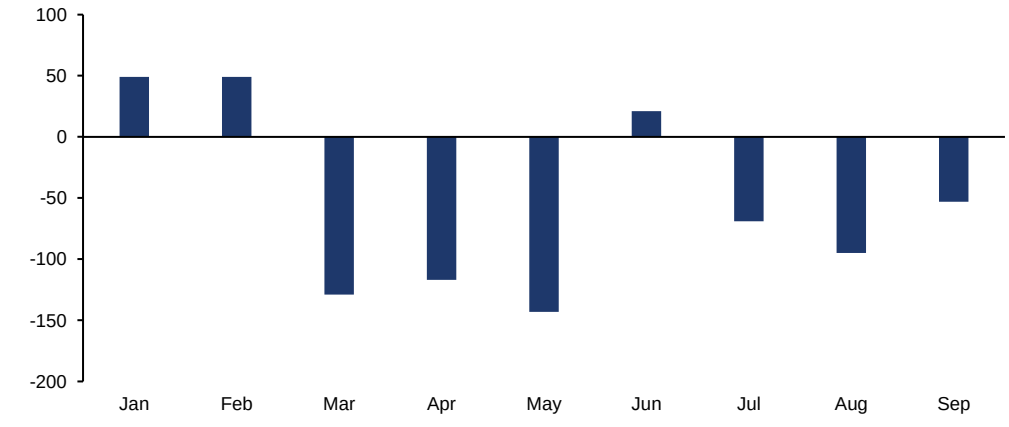


资料来源：Wind，华泰研究

库存 6 月短暂回补后，再度转入去化

参考 IEA 逐月库存变动数据，我们测算 3-8 月湾外原油及成品油表观库存累计损失 4.93 亿桶（折合 268 万桶/日）。基于截至 6 月末的库存下降数字（3 月冲突爆发后到 6 月末累计损失 3.8 亿桶）看各区域库存的下降量，其中 OECD 国家合计损失 2.8 亿桶，中国损失超 5000 万桶，推算其他区域损失 5000 万桶。在美伊备忘录签署后，美军于 6 月 18 日至 7 月 13 日期间短暂解除了对伊朗的海上封锁，6 月末全球表观库存短暂回升 2100 万桶。但随着 7 月中旬美军重新开始封锁，且 8 月红海一侧胡塞武装与沙特围绕延布港的冲突增加，全球原油库存再次进入快速去库状态。

图表4：逐月全球表观库存变动变化（百万桶）



资料来源：IEA，华泰研究测算

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

释放 SPR1.9 亿桶缓和了商业库存的消耗速度（截至 6 月末累计 9000 万桶），美洲 OECD 国家（主要是美国）贡献了 79%的陆上商业库存下降和 49%的 SPR 释放，亚太 OECD 国家超比例释放 SPR（Strategic Petroleum Reserve，即战略石油储备，是政府为应对战争、供应中断或油价剧烈波动等能源安全风险而建立的应急原油库存）。根据 OPEC 统计的 OECD 国家原油和成品油库存，2025 年末 OECD 陆上商业库存 28.4 亿桶，SPR12.5 亿桶，合计 40.9 亿桶、支撑 OECD 国家约 89 天的使用量。而截至 6 月末，陆上商业库存下降 9000 万桶到 27.5 亿桶（库存下降中美洲 79%，亚太 18%，欧洲 2%），SPR 下降 1.9 亿桶到 10.6 亿桶（库存下降中美洲 49%，亚太 46%，欧洲 5%）。分地区来看：

- 美洲（包括加拿大、智利、哥伦比亚、哥斯达黎加、墨西哥和美国）库存下降 1.59 亿桶：陆上商业库存从 15.49 亿桶下降到 14.80 亿桶，下降 6900 万桶；SPR 从 4.14 亿桶下降到 3.24 亿桶，下降 9000 万桶。
- 欧洲库存下降 1100 万桶：陆上商业库存从 9.25 亿桶下降到 9.23 亿桶，下降 200 万桶；SPR 从 4.54 亿桶下降到 4.45 亿桶，下降 900 万桶。
- 亚太（包括日本、韩国、澳大利亚和新西兰）库存下降 1.01 亿桶：陆上商业库存从 3.66 亿桶下降到 3.50 亿桶，下降 1600 万桶；SPR 从 3.8 亿桶下降到 2.95 亿桶，下降 8500 万桶（占 OECD 的 SPR 释放量 46%，高于释放前亚太在 OECD 的 SPR 占比 30%）。

截至 8 月中国库存或下降 5500 万桶以上，占全球同期库存损失的 11%，低于中国在全球原油消费 16%的占比。根据宏观组 2026 年 9 月 15 日《石油供需有持续恶化风险》报告，中国原油商业库存在 4-8 月期间累计去库 36 万桶/天（按 153 天计算约合 5508 万桶），约相当于全球同期库存损失的 11%，低于中国在全球原油消费 16%的占比，反映出包括电动重卡在内的新能源车对于成品油消费的替代作用，以及成品油出口配额影响。

图表5：OECD 原油及成品油库存数据

	2023	2024	2025	3Q24	4Q24	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26
Closing stock levels, mb											
OECD onland commercial	2,780	2,756	2,840	2,809	2,756	2,750	2,789	2,868	2,840	2,809	2,753
Americas	1,520	1,497	1,549	1,531	1,497	1,460	1,504	1,561	1,549	1,542	1,480
Europe	907	925	925	920	925	941	920	950	925	939	923
Asia Pacific	353	334	366	357	334	349	365	358	366	328	350
OECD SPR	1,207	1,245	1,249	1,235	1,245	1,244	1,241	1,238	1,249	1,240	1,064
Americas	357	395	414	384	395	398	404	408	414	416	324
Europe	466	466	454	467	466	461	457	453	454	446	445
Asia Pacific	384	384	380	383	384	386	380	377	380	379	295
OECD total	3,987	4,001	4,088	4,043	4,001	3,994	4,029	4,106	4,088	4,049	3,817
Days of forward consumption in OECD,											
OECD onland commercial	60	60	62	60	60	60	60	62	62	62	59
Americas	60	59	60	60	59	58	58	61	60	60	56
Europe	67	68	69	68	71	68	67	70	71	71	68
Asia Pacific	49	47	53	48	45	51	53	48	50	53	52
OECD SPR	26	27	27	26	27	27	26	27	27	28	23
Americas	14	15	16	15	16	16	15	16	16	16	12
Europe	34	34	34	34	36	33	33	34	35	34	33
Asia Pacific	53	54	55	52	52	56	55	51	52	61	43
OECD total	86	87	89	87	88	87	86	88	89	90	82

资料来源：OPEC，EIA，华泰研究，不含浮舱

G7 国家在 2026 年 10 月 2 日达成一致，再释放 1 亿桶原油及成品油储备。库存释放从 10 月 2 日启动，G7 预计在前 20 天释放其中绝大部分，因此若以 20 天折算相当于约 500 万桶/日。1 亿桶这一总量约相当于全球 1 天的原油消费量。这是继 3 月 IEA 组织的 4 亿桶 SPR 释放后的新一轮补充性库存投放。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

补充供给手段或已穷尽

参考 IEA 逐月 Oil Market Report 以及 Kpler 的霍尔木兹流量数据，2026 年 3-8 月全球原油供给累计下降 8.89 亿桶（折合 483 万桶/日）。其中中东出口较冲突开始前的水平减少了 14.76 亿桶（折合 802 万桶/日，包括霍尔木兹海峡损失 1259 万桶/日，陆地管线增加出口量弥补 456 万桶/日），波斯湾外合计增加供应 5.87 亿桶（折合 319 万桶/日，包括平均增产 213 万桶/日的产量提升以及俄罗斯海上石油出口禁令的 3 个月豁免）。逐月来看：

- 6-8 月霍尔木兹通行量已恢复到平均 804 万桶/日水平，较 3-5 月的平均 378 万桶/日明显改善，主要由于 6 月 18 日至 7 月 13 日约 26 天的美军暂时性解除对伊朗的海上封锁，以及霍尔木兹南线阿曼侧通行量的逐步提高（包括船对船模式等）。
- 陆上管线的绕行能力在 6 月达到 790 万桶/日的高点（较冲突发生前提高 616 万桶/日），7 月基本保持了这一水平，而 8 月明显回落到 482 万桶/日，主要由于胡塞武装在 8 月 5 日和 24 日两次袭击了位于红海的沙特延布港附近的沙特油轮。由于延布港是沙特东西管线绕行出口的必经之地，袭击造成东西管线绕行能力从 422 万桶/日回落到 250 万桶/日以内。
- 参照 IEA 数据，波斯湾以外区域 3-8 月平均增加供应 319 万桶/日，其中原油增产贡献约 2/3，主要来自美国（3 月起增产约 54 万桶/日）、哈萨克斯坦（3 月起增产约 46 万桶/日）；增加装载量和加速出口贡献约 1/3、主要体现在 3-6 月、也就是美国 OFAC 对俄海运原油制裁临时豁免的阶段（3 月 12 日至 6 月 17 日）。

非 OECD 国家需求降低得更快

供给收缩造成缺口从而推高油价，而不同国家对于原油价格的需求弹性并不一致。对价格高度敏感的国家率先收缩原油消费量，其他国家也通过炼厂降负荷和终端能源替代的方式应对，一部分需求的消失推动原油供需在高油价下再平衡。基于上述推演的库存和供给变动，我们测算 3-8 月隐含需求消失 215 万桶/日（约相当于全球日消费量的 2%），累计少用油约 3.96 亿桶：

分区域来看：非 OECD 国家（剔除中国）需求同比降幅占比高于消费份额，显示出发展中经济体对于高油价更敏感、需求下降更快。参考 IEA 统计，1Q26、2Q26 全球原油需求分别为 1.04 亿桶/日、0.99 亿桶/日，同比分别微增 70 万桶/日（1-2 月的同比增长抵消了 3 月的同比下降）、下降 530 万桶/日。按季度累计计算，1Q26、2Q26 全球原油需求分别同比+0.63 亿桶、-4.82 亿桶，年初到 6 月底需求同比损失 4.19 亿桶。其中：

- 非 OECD 国家（剔除中国）2Q26 同比下降 240 万桶/日，占降幅的 44%，高于非 OECD 国家（剔除中国）占全球原油消费份额的 40%（按 2025 全年计，下同），显示出非 OECD 国家（剔除中国）的需求降幅更大、油品消费与油价弹性更大。
- OECD 国家中，需求降幅亚太>欧洲>美洲，以 2Q26 来看，亚太 OECD 国家占需求降幅的 15%（远高于其消费份额的 7%），欧洲占 11%（略低于消费份额的 13%），美洲占 3%（远低于消费份额的 25%），印证日韩炼厂降负荷、美国炼厂加负荷的趋势。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

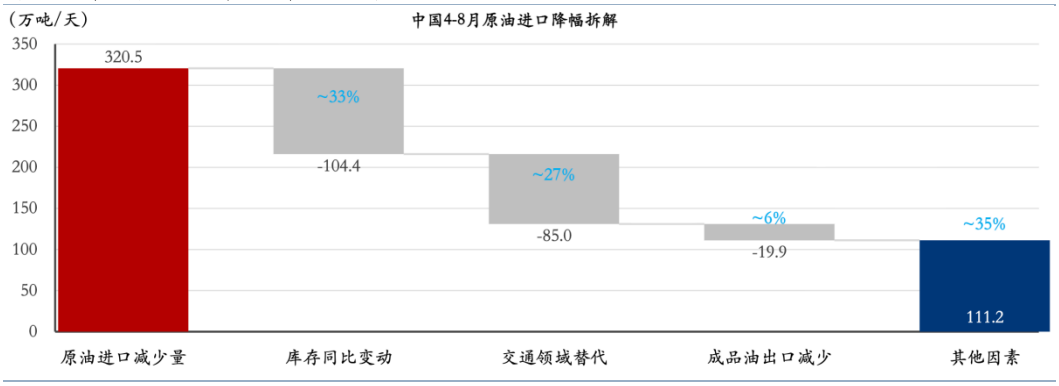
图表6：全球原油需求

	1Q25	2Q25	3Q25	4Q25	1Q26	2Q26	3Q26	4Q26	1Q26同比	2Q26同比
							百万桶/天			
OECD DEMAND										
Americas	25.3	25.6	26.2	25.8	25.7	25.4	26.1	25.9	0.4	-0.1
Europe	13.0	13.8	13.8	13.5	13.0	13.2	13.5	13.1	0.0	-0.6
Asia Oceania	7.4	6.8	6.9	7.2	7.3	6.1	6.6	7.0	0.0	-0.8
Total OECD	**45.7**	**46.2**	**47.0**	**46.5**	**46.0**	**44.7**	**46.1**	**46.0**	**0.4**	**-1.5**
NON-OECD DEMAND										
Eurasia	4.8	4.7	4.8	4.8	4.7	4.5	4.6	4.9	-0.1	-0.3
Europe	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.0	0.0
China	16.8	16.5	17.2	17.5	17.1	15.1	16.2	17.0	0.3	-1.4
Other Asia	15.3	15.3	14.9	15.5	15.6	14.3	14.4	15.1	0.3	-1.0
Americas	6.5	6.6	6.8	6.7	6.6	6.6	6.8	6.8	0.1	0.0
Middle East	8.8	9.2	9.6	9.0	8.5	8.3	8.9	8.4	-0.3	-0.9
Africa	4.9	4.9	4.9	5.0	4.9	4.7	4.8	5.0	0.0	-0.2
Total Non-OECD	**57.9**	**58.1**	**59.0**	**59.4**	**58.2**	**54.4**	**56.5**	**57.9**	**0.3**	**-3.8**
Total Demand[1]	**103.6**	**104.3**	**105.9**	**105.9**	**104.3**	**99.1**	**102.5**	**103.9**	**0.7**	**-5.3**

资料来源：IEA，华泰研究

根据宏观组 2026 年 9 月 15 日《石油供需有持续恶化风险》报告，新能源出行替代中枢值解释了中国原油进口降幅的近三成，显示中国的原油消费下降并非简单的需求消失，而是提前布局能源转型的成果在中东冲突背景下加速释放：新能源出行替代估算贡献 60-110 万桶/日，替代主要来自电动乘用车、电动商用车以及天然气重卡对汽柴油需求的挤出。其中，公用及私人充电桩上半年用电量同比增加 450-500 亿度，按燃油车油耗、电动车电耗及汽柴油替代比例估算，对应上半年替代成品油 1200-1900 万吨，折算减少原油需求 55-100 万桶/日；天然气重卡替代柴油贡献 5-6 万桶/日。

图表7：中国原油进口需求下降归因估算



资料来源：Wind，华泰研究测算

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

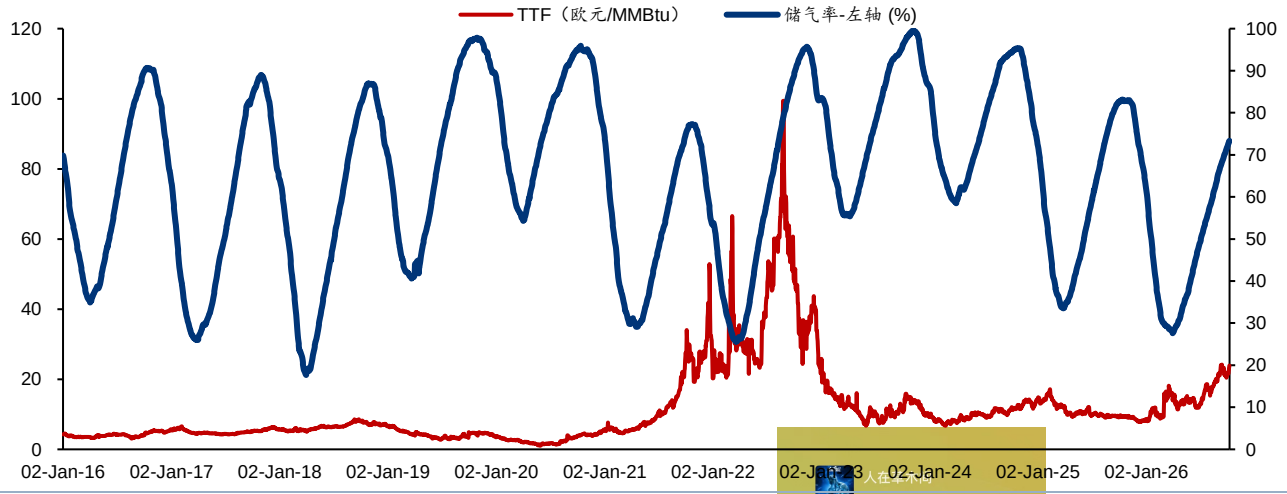
国际天然气价格为什么有望涨更多

供/需共振长期走强，库存脆弱、且中东供给修复耗时漫长的天然气市场，气价易涨难跌。25 年中东 LNG 约占全球天然气消费的 3.2%，本轮冲突导致全球 LNG 供给减少 10.1Bcf/d，其中中东以外地区增供缓解 77%，亚太需求下降缓解 15%，4~6 月欧盟净注库较常规目标低 4.4Bcf/d。**然而随着中东冲突的长期化，LNG 难以储存以及无法船对船转运等问题逐步显现，供需硬缺口逐步转化为需求侧的重新分配以及价格上涨。**截至 10 月 14 日，JKM 天然气现货价 26.3 美元/百万英热单位，同比上涨 135.7%；TTF 天然气价 87.2 欧元/MWh，同比+173.4%。**当前欧洲天然气库存已是 GIE 记录的 2016-2025 年以来的十年同期最低水平，**即使我们以暖冬情景推演、2027 年 3 月欧洲天然气库存也将较同期历史均值低 46%，**我们预计欧洲在与亚太竞买美国 LNG 补库的过程中一方面将进一步推高天然气价格。**

欧洲天然气库存已是 10 年低位，冬季气价易涨难跌

欧洲延缓补库部分对冲 LNG 供需缺口。4-6 月欧盟净注库 22.5Bcm、平均 8.73Bcf/d，较冬季 90%库容目标线性补库所需的 68.0Bcm（4-9 月折合 13.12Bcf/d）低 4.40Bcf/d。中东冲突爆发后，欧亚气价迅速定价 LNG 供应中断风险：开战首两日 TTF 累计上涨 60%；3 月 19 日卡塔尔拉斯拉凡 LNG 设施严重受损，两条产线停产，合计影响 1280 万吨/年产能，卡塔尔能源公司负责人预计修复周期 3-5 年，推动 TTF 单日飙升 35%。此后价格震荡回落，但 7 月 14 日美军恢复对伊朗封锁后，欧亚气价再度上涨 9%，重新进入上行通道。截至 10 月 14 日，JKM 天然气现货价 26.3 美元/百万英热单位，同比上涨 135.7%；TTF 天然气价 87.2 欧元/MWh，同比+173.4%，较冲突前（26 年 2 月 28 日）32 欧元/MWh 上涨 172.5%。本轮 TTF 高点 82.57 欧元/MWh，约为 2022 年 8 月 339.20 欧元/MWh 历史极值的 1/4。

图表8：复盘历史，欧洲天然气库存偏低放大气价上行压力



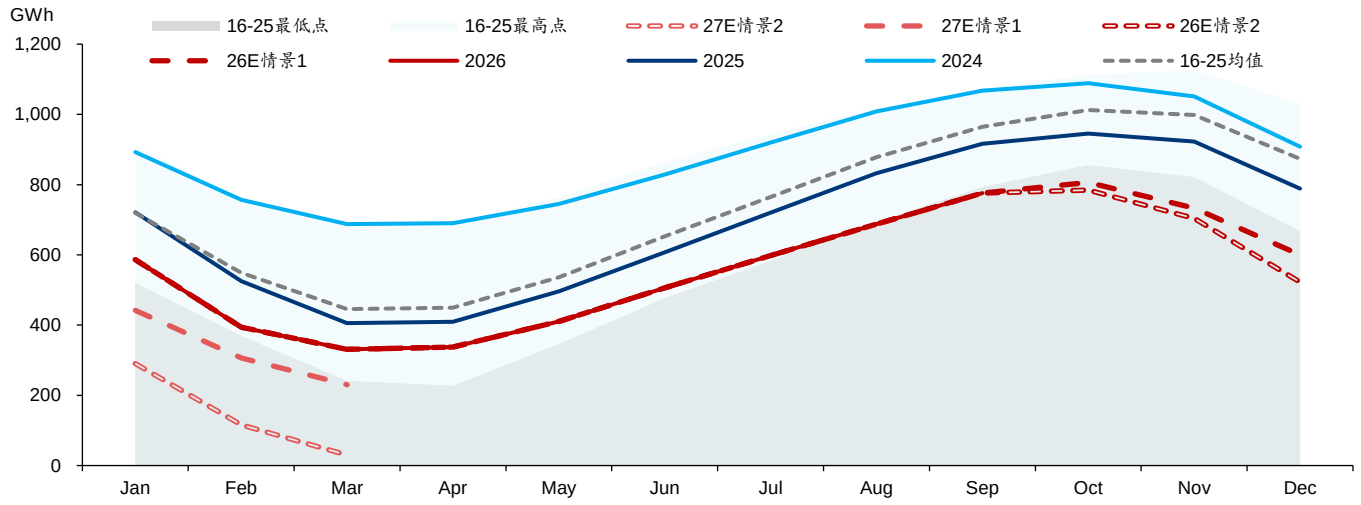
资料来源：GIE、Bloomberg，华泰研究

低库存叠加冬季消耗不确定性，欧洲 4Q26 和 1H27 将面临较大补库压力。截至 2026 年 10 月 14 日，GIE 记录的欧盟储气量为 837TWh、库容率 74.0%；按 2016-2025 年同期历史均值（1014TWh）计算，库存减少 177TWh。为评估冬季风险，我们将参考 ENTSOG 需求情景作为寒冬压力情景：1）采用近五年平均需求（2017-2021/22）下调 15%的设定，参考欧盟理事会关于继续协调削减天然气需求的建议以及美伊以冲突以来欧洲天然气需求持续走弱的实际情况，得到该需求下调设定；2）假设受厄尔尼诺气候影响，需求维持基准水平，对应近五年平均需求（2017-2021/22）。供给侧假设：1）考虑到欧盟立法逐步退出俄罗斯天然气进口，俄罗斯管道气最迟计划于 2027 年 11 月退出，故暂时维持俄气经 TurkStream 管道履行长协合同假设，对应年供应量上限 131TWh；2）LNGTight 则在过去五年同一季节各来源的最高 30 日滚动平均供应量的基础上下调 20%，模拟欧洲难以获得充足 LNG 的情况。我们测算的情景分析结果表明：情景 1 对应 27 年 3 月欧洲平均库存 230TWh，较 3 月底库存的历史均值（2016-2025 年）426TWh 下滑 46%；情景 2 对应 27 年 3 月欧洲平均库存 30TWh，较 3 月底库存的历史均值（2016-2025 年）426TWh 下滑 93%。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表9：截至 26 年 10 月 14 日欧洲储气率 74.0%，相较于 16-25 年历史平均水平减少 177TWh

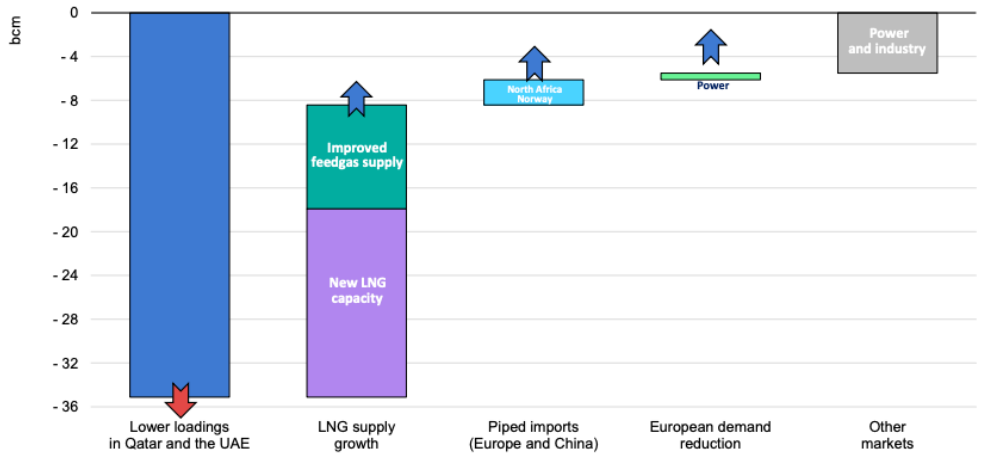


资料来源：GIE，Bruegel、ENTSOG，华泰研究预测

尽管供给侧 LNG 增量资源充分释放，过去半年气价也已翻倍

中东冲突后的 3-6 月期间，全球 LNG 供给损失了 10.13Bcf/d；供给端中东以外区域增加出口缓解其中的 77%，包括 3-6 月美国 LNG 出口量同比增加 3.18Bcf/d，对应非美区域 LNG 出口量增加 4.63Bcf/d（非洲、澳洲、俄罗斯、马来西亚）；需求侧各国降低消费缓解其中的 15%，折合 1.52Bcf/d，3-6 月中国 LNG 进口需求下滑 0.87Bcf/d，IEA 估算日、韩、印通过气转煤节约 0.07/0.15/0.12Bcf/d；而剩余约 0.81Bcf/d 的损失，主要体现在欧洲补库的迟缓，截至 2026 年 10 月 14 日，GIE 记录的欧盟储气量为 837TWh，为 2016-2025 年以来的同期最低水平。

图表10：海湾地区 LNG 出口下降，部分被非海湾地区的产量增长所抵消



资料来源：IEA，华泰研究

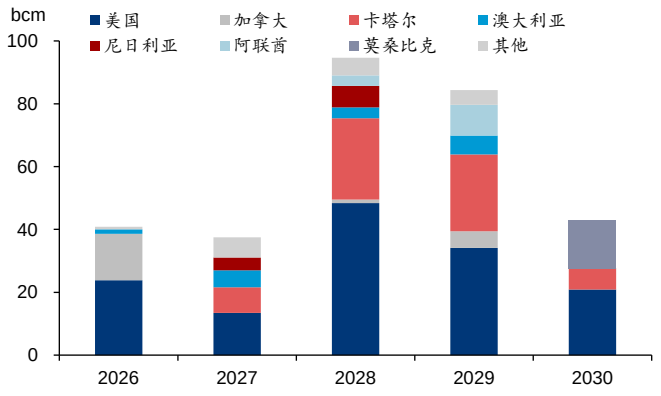
Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

海湾地区 LNG 出口下降，持续性供给损失主要集中在卡塔尔。与原油不同，LNG 船难以通过海上船对船过驳实现灵活转运，一旦海峡通行受阻，相关 LNG 出货基本直接中断。2 月底中东冲突后，海湾地区 LNG 装船明显回落，3-6 月卡塔尔和阿联酋 LNG 装船量同比减少 350 亿立方米；同期北美和非洲新项目投产放量，带动非海湾 LNG 产量同比增加 270 亿立方米，抵消海湾减量 77%。**根据 Global LNG Hub 估算，3-8 月由于霍尔木兹通道受阻，全球市场累计经受了 52Bcm 的 LNG 损失（约合 8.7Bcm/月，1.44Bcf/d）。**1）拉斯拉凡第 4、6 号产线受损，合计影响 1.7Bcf/d 出口能力，占卡塔尔总出口能力 17%，设施修复或需 3-5 年；2）North Field East 项目 8Mtpa 产线投产推迟至 2027 年夏季，意味着 2026 年 0.27Bcf/d 新增供应无法兑现。按 Kpler 冲突延长情景，卡塔尔 Ras Laffan 工厂 2027 年 LNG 供应或降至 6150 万吨，较 2025 年减少约 2000 万吨（折合约 27.25Bcm/年，2.64Bcf/d）、降幅 24.5%。

非海湾地区产量增长部分抵消中东损失，27 年需要北美、澳大利亚、尼日利亚按期投放以实现对冲。EIA9 月短期能源展望预计 26/27E 美国天然气产量分别为 123.0/127.6Bcf/d，同比增加 4.6/4.6Bcf/d；但上游产量增长不等于 LNG 出口能力同步到位，考虑美国 LNG 出口管线产能投产进度远水难解近渴，EIA 预计 26/27E 美国 LNG 出口量 17.4/18.6Bcf/d，同比仅增加 2.3/1.3Bcf/d；加拿大、澳大利亚、尼日利亚在 26/27 年预计投产 14.8/0、1.4/5.4、0/4.1Bcm 的 LNG。

图表11：全球 LNG 液化产能分国别投产节奏



资料来源：IOGP，IEA，华泰研究

图表12：美国 LNG 出口管线产能投产进度

时间/类别	项目	备注	Bcf/d
现有能力	美国LNG出口设施	峰值出口能力	18.3
2026年预计投产	Corpus Christi Stage 3	Train 5–7	0.6
2026年预计投产	Golden Pass LNG	首两条Train	1.4
2026年项目小计			2
2027年预计投产	Port Arthur LNG Phase 1	一期	1.6
2027年预计投产	Rio Grande LNG	Train 1–2	1.4
2027年预计投产	Golden Pass LNG	最后一条Train	0.7
2027年项目小计			3.7
DOE出口许可增加	Plaquemines LNG	增加获准出口额度	0.45
DOE出口许可增加	Elba Island LNG	增加获准出口额度	0.08

资料来源：EIA，华泰研究

刚性需求为高 LNG 价格买单

LNG 供需缺口下，非刚性需求主动减少进口（如中国），刚性需求为高 LNG 价格买单。IEA《Gas Market Report,Q3-2026》显示，霍尔木兹受阻推升现货 LNG 价格后，2026 年上半年全球天然气需求转为负增长，其中亚洲天然气需求同比下降 0.5%、减少近 5Bcm，中日韩是亚洲需求收缩主力：

- **中国 3-6 月天然气需求同比下降 4%，**带动同期 LNG 进口同比下降 12%、减少 3Bcm。
- **日本 25 年对霍尔木兹 LNG 风险敞口约 5.56Bcm、占进口总量 6.3%，26Q2 煤炭进口增长 7.2%实现对冲。**2026 年 4 月起放宽低效煤电机组运行限制，EIA 预计每年节约约 0.7BcmLNG，相当于霍尔木兹进口量的 12.6%；4-6 月日本煤电发电量同比增长 4.0%至 49.5TWh，占比提升 1.6 个百分点至 25.0%，同期气电发电量同比下降 11.3%至 50TWh，煤炭进口同比增长 7.2%，增量主要来自澳大利亚。
- **韩国对中东能源依赖度更高，26H1 煤炭进口大幅增长 21.6%对冲天然气短缺。**2025 年韩国 20%LNG 来自中东，其中卡塔尔占 LNG 进口 15%；3 月中旬韩国取消季节性煤电出力上限后，IEA 估算 4-6 月最多 2TWh 气电可转向煤电，折合约 0.4Bcm 天然气需求，带动同期煤电发电量同比增长近 20%、气电下降近 5%；26H1 煤炭进口同比增长 21.6%，其中自俄罗斯和澳大利亚进口分别增长 89.0%和 35.4%。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

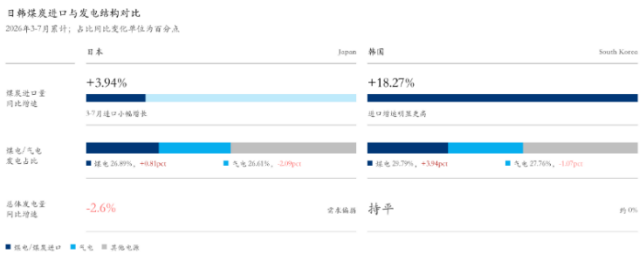
- **欧洲天然气终端消费降幅较小，1-7 月煤炭进口量回升 5.5%。**OECD 欧洲上半年天然气消费同比下降 0.5%、减少不足 1Bcm。欧洲煤电有所回升，2Q26 欧洲煤电发电量同比增长 11.4%至 49.3TWh，在总发电量中的占比由 7.3%升至 7.9%，但实际煤电出力仍受环保和退煤目标约束。从煤炭进口来看，2026 年 1-7 月欧洲进口煤炭 3850 万吨，同比+5.5%。分来源来看，2Q26 欧洲两大煤炭进口来源是澳大利亚（占比 27.5%，同比+21.3%）、美国（占比 27.3%，同比-2.8%）。
- **印度通过行政手段压降非重点部门用气。**印度 2026 年 3 月启用《Essential Commodities Act》，优先保障居民、CNG 等重点用户用气，并减少电力、工业和炼厂供气。IEA 估算 2026H1 印度气电发电量同比下降 17%、煤电同比增长 4%；3-6 月煤电同比增长 6%、气电同比下降 23%。IEA 估算，3-6 月印度气转煤规模约 2TWh，折合约 0.4Bcm 天然气需求。

图表13： 亚洲地区自从 2026 年 3 月以来气转煤政策

国家/地区	政策/背景	影响
中国	气电主要集中在广东、沪浙苏及北京周边等沿海和负荷中心地区，对进口LNG价格较敏感。2026年3月底广东批发天然气价格同比上涨12%，2Q26延续上行，3月初至6月初涨幅约60%。	高气价推动电力部门部分气转煤，1-4月气电利用小时同比下降；但夏季用电需求较强、气电承担调峰功能，限制了气转煤空间
日本	METI放松煤电运行限制，允许效率低于42%的煤电机组自2026年4月1日起运行一年，此前该类机组全年利用率上限为50%。	政府估算该措施可节约约0.5 mtpa LNG，折合0.7 bcm/年；3-6月气转煤的影响4 TWh发电量，折合约0.7 bcm天然气需求
韩国	2026年3月中旬取消煤电季节性额粒物管理制度下的出力上限，此前煤电利用率上限为80%。	IEA测算4-6月的2 TWh气电可转向煤电，折合约0.4 bcm天然气需求；同期煤电同比增长20%，气电同比下降5%
中国台湾	4月台电提高煤电调度，并从此前闲置的一、三号机组采购更多煤电，以缓解LNG供应风险。	危机后增加现货LNG采购，煤电和气电均有增长
印度	2026年3月政府启用《Essential Commodities Act》，优先保障居民和CNG等重点用户用气，减少电力、工业和炼厂供气。	2026H1气电同比下降17%、煤电同比增长4%；3月后煤电同比增长6%、气电同比下降23%；IEA估算3-6月气转煤约2 TWh，折合约0.4 bcm天然气需求
孟加拉国	LNG价格高企压制气电出力，煤电和燃油发电承担补充。	2026H1气电同比下降10%、煤电同比增长15%；3-6月气电同比下降11%、煤电同比增长14%；IEA估算3-6月气转煤约1.4 TWh，折合约0.3 bcm天然气需求。
巴基斯坦	危机前LNG进口几乎全部来自卡塔尔；3月初采取应急措施，削减电厂、化肥厂和CNG站天然气分配。	2026H1气电同比增长10%，但3月单月同比下降40%；煤电1Q26大幅增加，3月单月同比增长40%。
菲律宾	3月政府动用紧急权力调控电价、促进煤电发电，并寻求印尼保证不限制对菲律宾煤炭出口。	2026H1煤电同比增长2%、气电同比下降5%；同期水电同比下降12%，煤电补充了气电和水电缺口。

资料来源：EIA，华泰研究

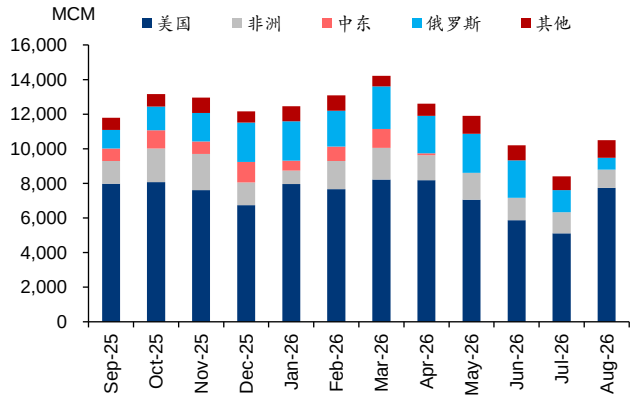
图表14： 亚洲地区自从 2026 年 3 月以来气转煤效果



资料来源：EIA，华泰研究

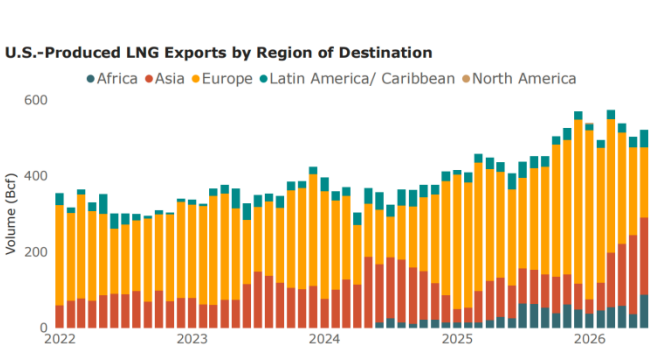
美国 LNG 在欧亚价差驱动下加速流向亚太市场，欧洲争夺补库资源意味着进一步推高气价。按 Bruegel 口径，2025 年欧盟 LNG 进口为 14.23Bcf/d，其中来自中东的进口占 LNG 总进口的 7.8%、占天然气进口总量的 2.5%；4 月以来欧洲自中东进口 LNG 近乎消失，以 2025 年为基数测算，若年内冲突持续，欧盟 26 年中东 LNG 进口缺口或为 0.85Bcf/d（26 年缺口为 25 年中东进口量减去 26 年至今中东进口量），占欧盟 LNG 总进口量的 6%。与此同时，美国 LNG 出口目的地正向亚洲倾斜，26H1 美国对欧洲出口 1,862Bcf、占比 58.8%，较 2025 年的 68%明显下降，同比仅增长 0.8%；同期对亚洲出口 826Bcf、占比 26.1%，同比增长 83.5%。由于目的地灵活货物可在欧亚之间套利，亚洲需求回升将抬高欧洲获取边际 LNG 资源的竞争成本。

图表15： 美伊以冲突以来欧洲自中东进口 LNG 近乎消失



资料来源：Bruegel，华泰研究

图表16： 美国天然气出口结构



资料来源：EIA，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

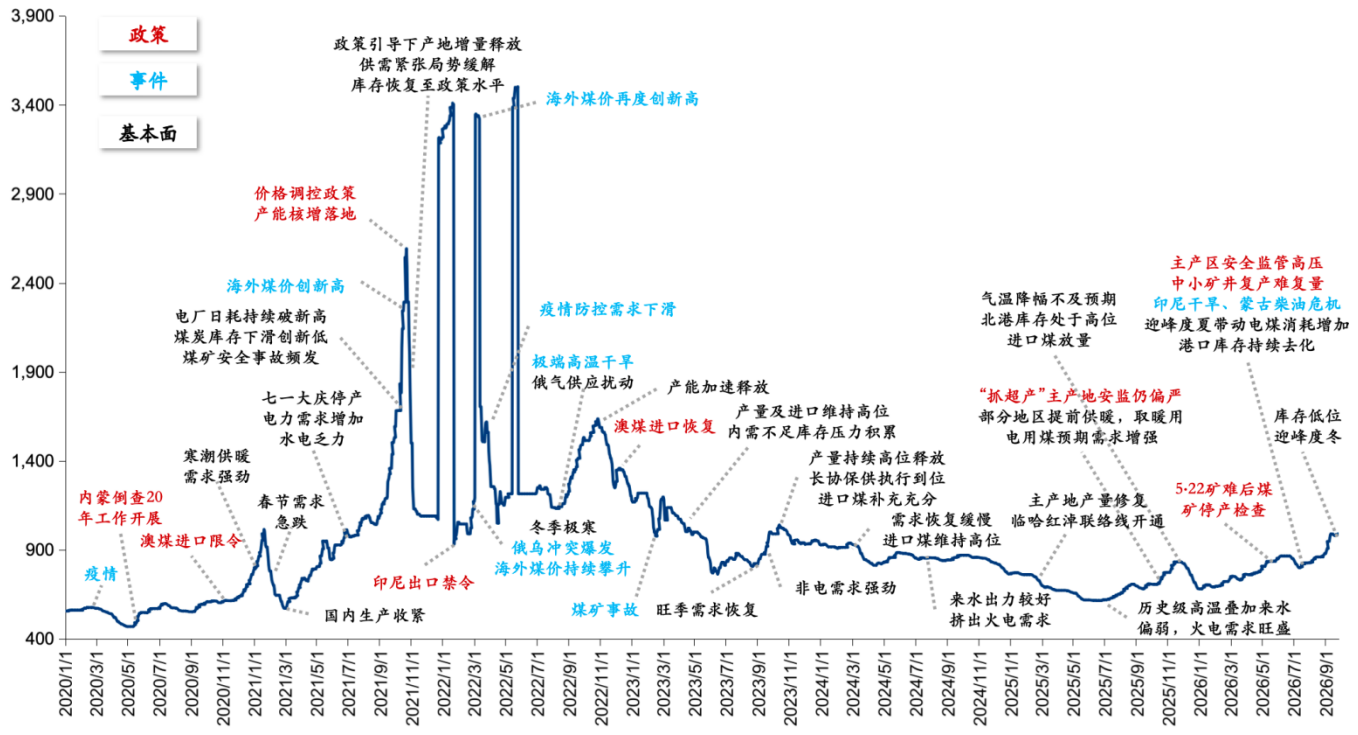
国内煤价是否可能共振

煤炭市场长期看虽也是供/需双弱，但短期需求增长和供给收缩均超预期，煤价稳中有升。若欧洲进一步扩大煤代气，国际煤价将受到带动，并通过进口煤对我国煤价形成支撑。国内供给端 5·22 事故后煤矿安监由阶段性停产检查转向常态化约束，**山西复产不等于满产，外包合规化、民营矿成本抬升和表外产量出清共同压制供给修复弹性；**我们测算 2027 年山西产量或仅恢复至 2025 年的 90%左右。需求端，预计 2026/27 年全社会用电量同比增长 5.2%/5.9%，电煤需求在 2027 年小幅增长 1.4%。**我们基于季度供需结余与煤价弹性测算，2027 年秦皇岛 5500 大卡动力煤均价中枢 885 元/吨，较 2026 年 4Q 中枢 950 元/吨的高位回落，但仍高于 2026 年均值的 843 元/吨。**

历史上国内煤价冲高往往是由进口扰动带来的

复盘历史煤价走势，国内煤价的大幅冲高往往由进口扰动触发、国内供给约束放大，并在旺季需求和低库存环境下进一步强化。2022 年，俄乌冲突推动海外煤价持续走高，叠加极端高温干旱和缺电影响，煤价阶段性反弹；但澳煤进口恢复、产能加速释放、长协保供执行到位，库存压力缓解，价格中枢逐步下移。2023-2025 年，产量和进口维持高位、非电需求偏弱，煤价中枢持续下移。进入 2026 年，“5·22”矿难后主产区安全监管重新趋严，中小矿井复产难复量，叠加印尼干旱、蒙煤通关扰动和迎峰度夏电煤消耗回升，港口库存持续去化，煤价再次打开上行空间。

图表17：历史煤价走势复盘（单位：元/吨）



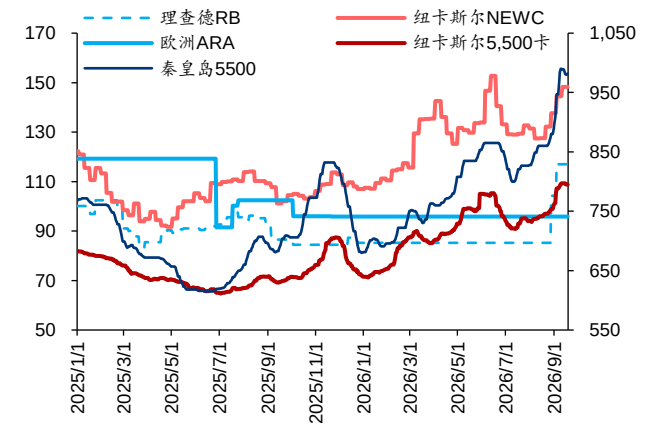
资料来源：Wind，华泰研究

国际煤价中枢上移，国内煤价同步走高。2026 年 3 月以来，澳洲纽卡斯尔煤价随天然气价格上行持续走强，3 月中旬一度冲至 150 美元/吨附近，8 月底再度升至 140 美元/吨，9 月初突破 145 美元/吨、创 12 周新高，截至 10 月 14 日年内涨幅 40%。2 月 28 日至 5 月 22 日，国内煤价受美伊冲突带来的全球能源风险溢价影响，均价升至 777 元/吨，同比上涨 16.5%。5·22 事故后又叠加国内煤矿安全监管显著趋严，6-8 月全国规上原煤产量同比分别下降 9.7%/10.1%/7.7%，其中山西原煤产量同比分别下降 31.5%/35.8%/30.9%，驱动 6-9 各月煤价均价分别升至 861/818/858/897 元/吨，同比+39.7%/+28.8%/+24.0%/+40.3%。截至 26 年 10 月 14 日，秦皇岛 5500 动力煤价格 1018 元/吨，同比+41.4%。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

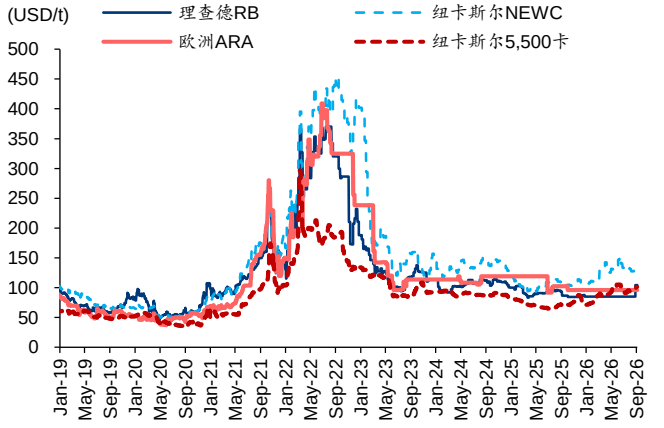
仅供内部参考，请勿外传

图表18：25 年 1 月至今煤价走势对比（右轴秦皇岛 5500，单位元/吨；左轴为国际煤价，单位美元/吨）



资料来源：Wind，华泰研究

图表19：国际动力煤价格



资料来源：Wind，华泰研究

气/煤价差走扩后欧洲或增加煤炭采购，海运煤平衡偏紧

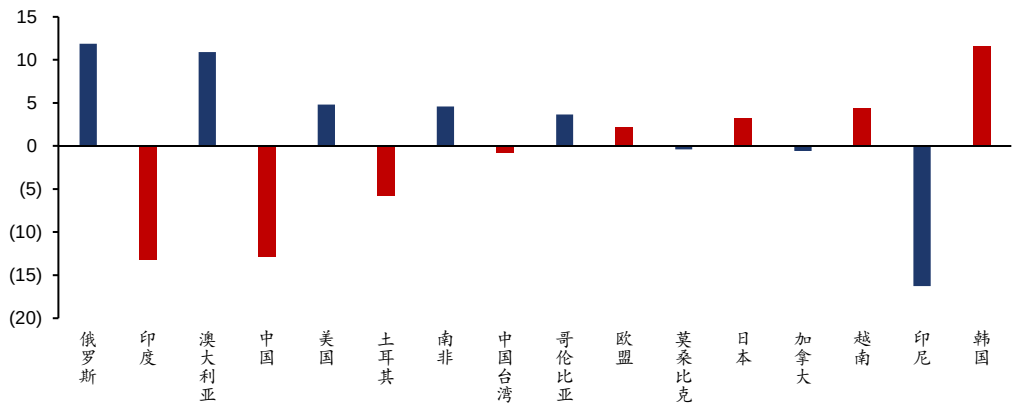
中东冲突后海运煤再分配已经偏紧，根据 AXS Marine 船舶航运跟踪数据，2026 年 1-8 月全球海运煤装船量 8.67 亿吨，同比增长 1.7%。26 年 3-8 月全球海运煤装船量 6.69 亿吨，同比增长 2.5%，供给侧印尼出口 2.21 亿吨、同比-4.9%；澳大利亚/俄罗斯/南非出口虽分别增长 3.9%/15.3%/10.5%，但 6-7 月澳洲出口同比下降 3%，边际收缩。需求端，日本、韩国 3-8 月海运煤进口分别增长 3.3%/15.0%，韩国增购俄煤、日本增加美煤采购。

图表20：海运煤供需平衡表

海运煤统计（百万吨）	2022	2023	2024	2025	2026M1-2	同比	2026M1-8	同比	2026M3-8	同比
海运贸易量	1204.8	1341.2	1371.8	1333.1	198.0	-1.0%	866.8	1.7%	668.8	2.5%
海运出口国家统计										
印尼	388.8	496.0	532.9	496.1	74.9	-6.2%	296.3	-5.2%	221.4	-4.9%
澳大利亚	340.4	344.9	356.1	354.6	51.2	8.6%	233.9	4.9%	182.7	3.9%
俄罗斯	171.0	184.0	162.1	172.6	23.1	-8.9%	129.5	10.1%	106.4	15.3%
南非	60.6	60.4	62.1	64.5	11.2	12.6%	46.3	11.0%	35.1	10.5%
美国	71.7	86.6	90.6	81.0	12.1	-3.5%	56.2	9.4%	44.1	13.6%
其他	172.3	169.3	168.0	164.3	25.5	1.3%	104.6	-1.4%	79.1	-2.2%
海运进口国家统计										
中国	234.7	368.4	427.1	379.7	56.0	-4.4%	219.5	-5.5%	163.5	-5.9%
印度	203.8	240.8	236.5	223.2	34.4	-5.1%	149.8	-8.1%	115.4	-9.0%
日本	176.2	160.5	157.1	151.5	28.8	2.5%	105.9	3.1%	77.1	3.3%
韩国	122.9	117.4	110.2	106.7	20.1	23.0%	79.9	16.9%	59.8	15.0%
中国台湾	62.6	58.3	57.4	52.7	6.2	-5.0%	34.8	-2.2%	28.6	-1.6%
越南	30.7	47.4	56.5	65.4	10.1	4.4%	49.1	9.7%	39.0	11.2%
欧盟	127.6	88.8	64.6	63.7	10.1	-2.8%	44.6	5.1%	34.5	7.7%
其他	373.8	348.4	327.0	353.9	42.4	24.2%	227.8	39.6%	185.4	43.7%

资料来源：海运煤数据口径为 AXS Marine 船舶航运跟踪数据，华泰研究

图表21：海运煤 1-8 月进出口增量贡献度图表（蓝色为海运煤出口国，红色为海运煤进口国；单位，百万吨）



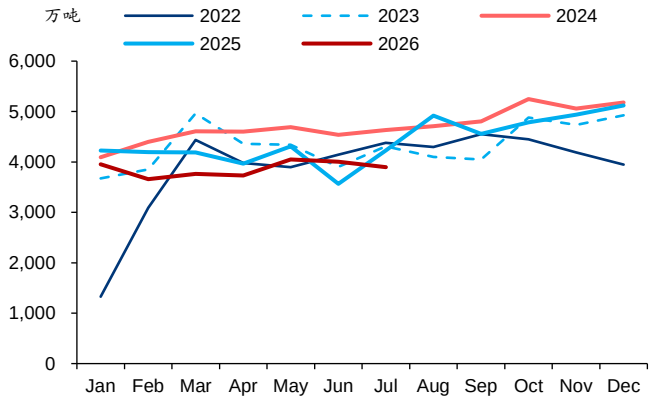
资料来源：海运煤数据口径为 AXSMarine 船舶航运跟踪数据，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

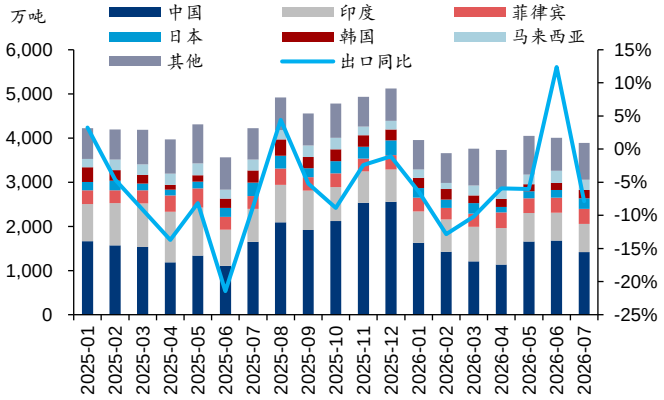
印尼煤炭政策持续收严，出口弹性受国内保供压力约束。印尼政府将 2026 年煤炭产量目标下调至 6 亿吨，明显低于 2025 年实际的产量 8.17 亿吨。上半年已生产 3.7 亿吨，下半年剩余产量空间仅 2.3 亿吨。而国内能源供应方面，煤电装机/发电量占比达 56.08%/60.90%（2024A），2026 全年印尼政府 DMO（国内市场保供义务）要求 2.5 亿吨，上半年仅完成 0.82 亿吨，下半年仍需履约 1.7 亿吨。我们推算印尼下半年理论可用于出口的煤炭仅 0.6 亿吨，出口空间明显受限。Sxcoal 数据显示，2026 年 7 月印尼动力煤出口 3894 万吨，同比-7.9%、环比-2.8%。当前供给约束已开始向合同履约和后续配额审批传导，巴彦资源及三家子公司 9 月 14 日因 2026 年 RKAB 产量配额调整尚未获批，对部分煤炭供应合同宣布不可抗力；印尼政府亦拟对未完全履行 DMO 的煤企采取扣留或不予核发次年 RKAB 等更严厉措施，出口弹性受限。

图表22：印尼煤炭出口月度趋势



资料来源：Sxcoal，华泰研究

图表23：印尼煤炭出口分国别月度趋势

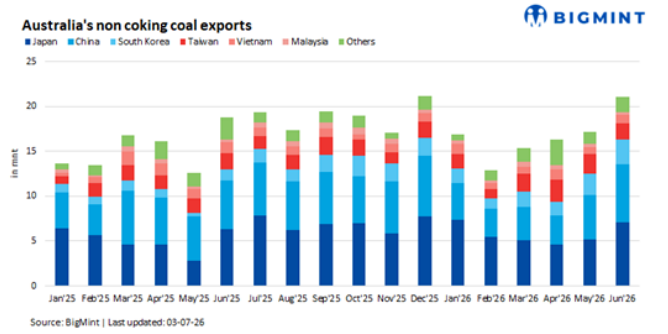


资料来源：Sxcoal，华泰研究

澳煤出口阶段性修复，优质资源更多流向日韩等亚洲市场。Kpler 数据显示，2026 年 1-6 月澳大利亚煤炭出口 1.73 亿吨，同比增长 7.3%，其中 6 月出口 3586 万吨，同比增 6.9%、环比增 16.2%，连续四个月环比改善。6 月动力煤出口 2109 万吨，环比增 23%、同比增 12.5%。流向上，日本、韩国等东北亚客户补库积极，上半年日本进口澳洲动力煤 3483 万吨、同比增 14.2%，仍为最大目的地；韩国进口 1122 万吨、同比翻倍。

美国煤炭产量预期下滑，出口增长。2026 年 7 月美国煤炭产量为 3865 万吨，同比下降 9%。EIA9 月展望预测 2026 年美国煤炭产量 4.68 亿吨，仍同比下降 2.3%，2027 年预计进一步下降 3.8%。26Q2 美国煤炭出口同比增长 19.1%，EIA 上调全年出口预测至 0.92 亿吨；其中动力煤出口在 4-6 月明显回升，主要受亚太地区“气转煤”需求增加带动。我们推演如果中国 2027 年从美国每年多进口 1000 万吨煤炭，按美国 27 年 9100 万吨出口来算，相当于 11%的增量；按美国 2025 年 4.79 亿吨产量来算，相当于 2.1%的增量，2027E 产能利用率或较未增产情景回升 1.3 个百分点到 62.6%，但仍低于 2023 年的 68.0%。

图表24：澳大利亚动力煤出口分国别



资料来源：BIGMINT，华泰研究

图表25：美国简化煤炭平衡表

百万吨	2023	2024	2025	2026E	2027E	2027E 出口增加
产量	524	465	479	468	451	461
出口	91	98	84	92	91	101
进口	4	2	3	3	3	3
其他	21	16	22	14	5	5
库存变动	44	(6)	(18)	1	(13)	(13)
总供给	415	390	438	392	381	381
商业	1	1	1	1	1	1
工业	35	34	32	29	29	29
电力	351	339	378	348	325	325
本土消费	386	373	410	378	355	355
估算产能利用率	68.0%	67.8%	61.2%	63.7%	61.3%	62.6%

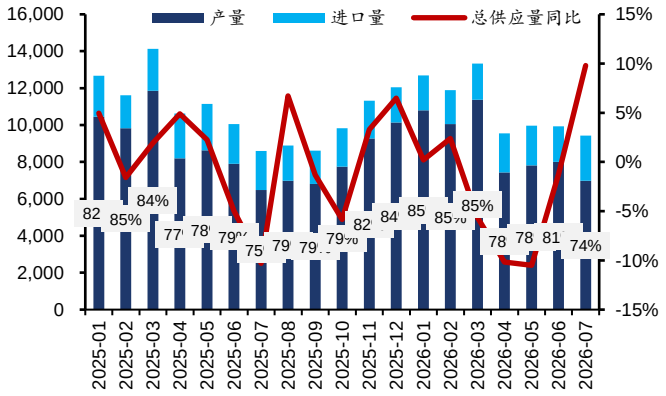
资料来源：EIA，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

印度持续推进国产煤替代压制海运煤需求，4Q 仍需观察低库存下的阶段性补库。2026 年 1-7 月印度煤炭及褐煤产量 6.24 亿吨，同比下降 1.4%；7 月产量 6,982 万吨、同比增长 7.6%。同时，18.7GW 进口煤机组中已有 5.7GW 全面改用国产煤、4.3GW 正在推进替代。国产替代带动进口回落，26H1 印度煤炭进口 1.19 亿吨、同比下降 11.1%，其中动力煤进口 7,445 万吨、同比下降 15.8%；自印尼/南非进口 4,275/1,641 万吨，同比下降 17.7%/12.1%，占进口总量 35.9%/13.8%。6-7 月火电发电量同比增长 12.6%/12.2%，电厂库存处于历史低位，截至 10 月 6 日本土煤/进口煤库存仅 1782/261 万吨，同比下降 57%/28%。若 4Q 印度国产煤增产不及预期，仍可能触发阶段性进口补库。

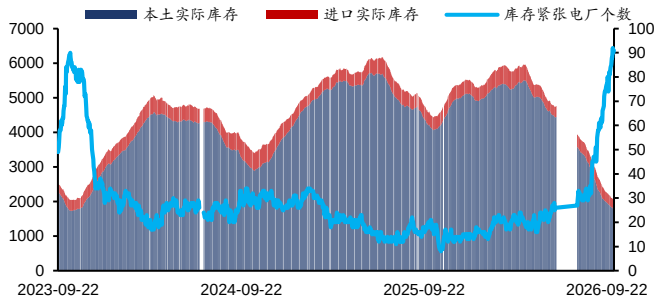
图表26：印度煤炭供应量以及来源变迁



注：数据标签为印度煤炭自给率

资料来源：Sxcoal，华泰研究

图表27：印度电厂煤炭库存已处于历史低位（库存，万吨）

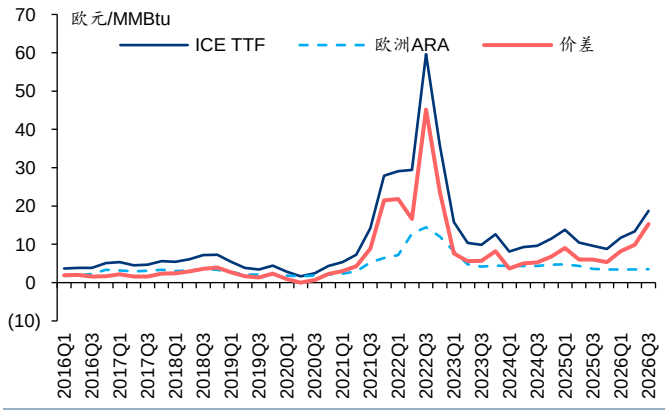


注：空白部分为 Sxcoal 数据缺失

资料来源：Sxcoal，华泰研究

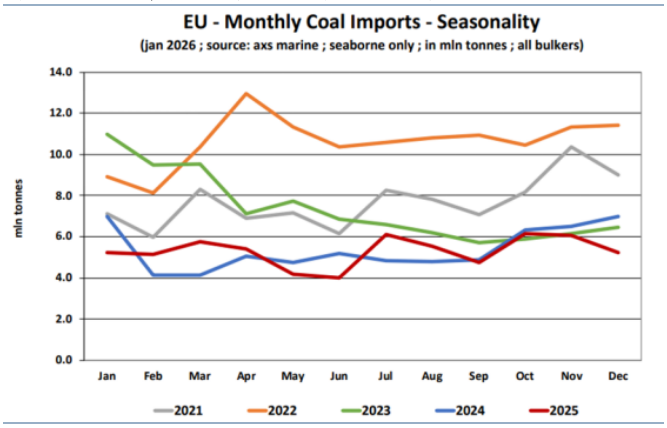
气/煤价差进一步拉大，或驱动欧洲阶段性以煤代气。俄乌冲突期间，欧洲气煤价差曾快速打开并触发明显的燃料替代：2022Q2，ICE TTF 均价为 29.4 欧元/MMBtu，欧洲 ARA 煤价为 12.8 欧元/MMBtu，气煤价差达到 16.6 欧元/MMBtu；随着俄气供应风险在 2022Q3 集中定价，TTF 进一步升至 59.6 欧元/MMBtu，而煤价仅升至 14.5 欧元/MMBtu，价差扩大至 45.2 欧元/MMBtu；2022Q4 气价回落后，价差仍维持在 23.8 欧元/MMBtu 的高位。对比来看，2026Q2/Q3 欧洲气煤价差再次走阔：TTF 由 2026Q1 的 11.7 欧元/MMBtu 升至 Q2 的 13.4 欧元/MMBtu、Q3 的 18.8 欧元/MMBtu，而同期 ARA 煤价基本稳定在 3.5 欧元/MMBtu 附近，价差由 8.2 欧元/MMBtu 扩大至 9.9 欧元/MMBtu、15.3 欧元/MMBtu。虽然当前绝对价差低于 2022Q3 极端水平，但已明显高于 2023-2025 年大多数季度，且接近 2022Q2 冲突初期水平，在高 LNG 价格和补库压力下，欧洲燃煤发电的相对经济性重新改善，欧洲或再次阶段性提高煤电出力，以对冲天然气供应紧张和高价压力。

图表28：欧洲气煤价差历史复盘



资料来源：Wind，Bloomberg，华泰研究

图表29：近五年来欧盟煤炭进口月度变化走势



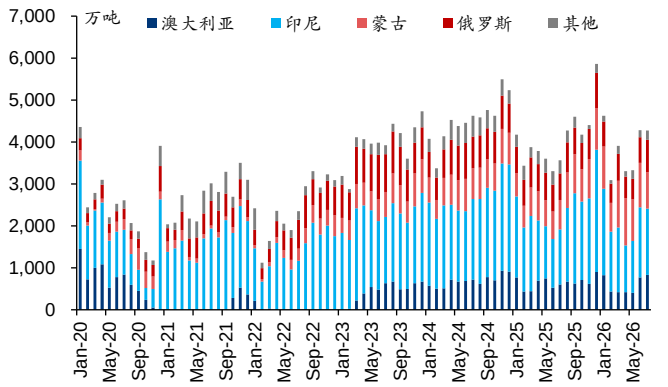
资料来源：中国煤炭经济研究会，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

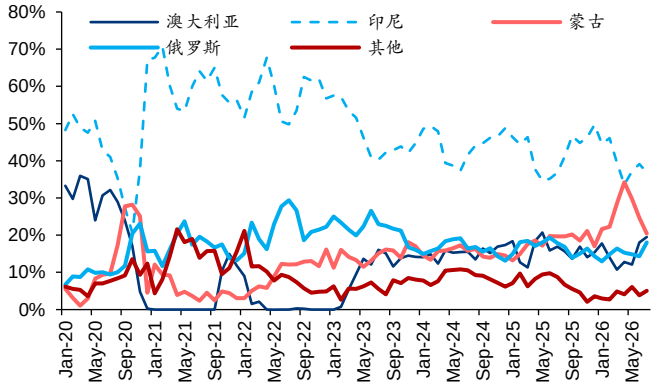
中国动力煤进口总量回落，印尼总量受限背景下中国进口难有较大增量。2026 年 1-7 月，我国动力煤进口 7394 万吨，同比下降 1.6%。印尼对中国煤炭发运边际收缩，7 月单月对华出口同比减少 236 万吨，环比下降 15.55%。考虑印尼出口总量中中国占比 40%，印尼下半年对外出口难以大幅放量，对中国供应的边际支撑有限。

图表30：煤及褐煤进口



资料来源：Wind，华泰研究

图表31：煤及褐煤进口占比



资料来源：Wind，华泰研究

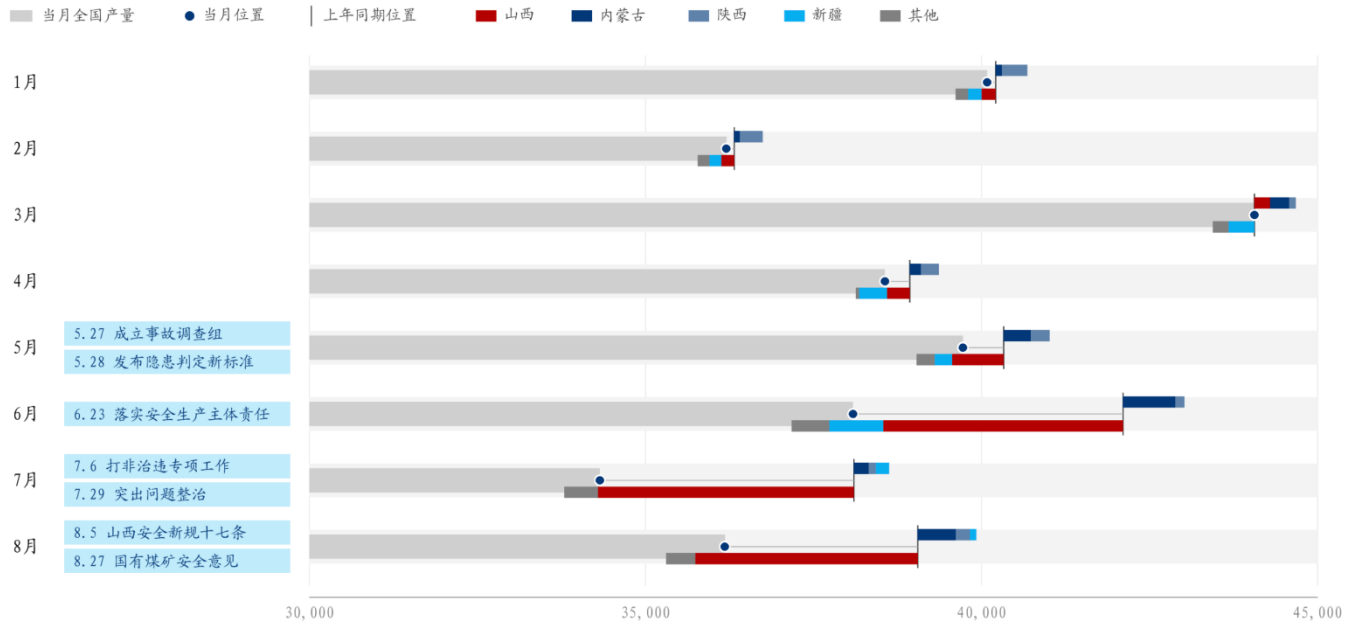
安监压制产能利用率，国内供给弹性有限

5-8 月安监力度持续加码，7 月“打非治违”成为产量收缩关键。5·22 事故后，煤矿安监大致经历三阶段升级：第一阶段为事故后专项排查，监管迅速聚焦瓦斯防治、隐蔽工作面、监控造假、违规分包转包等高风险环节，国务院事故调查组成立后，全国举一反三排查和责任追究预期进一步增强；新版《煤矿重大事故隐患判定标准》于 7 月 1 日开始实施，进一步明确煤矿全年产量超过核定产能 10%、井工矿季度产量超过核定产能 30%即构成重大隐患，限制月度抢产空间；矿安〔2026〕77 号明确生产计划必须服从灾害治理能力和安全保障条件，采掘接续紧张、灾害治理不到位、安全投入不足的矿井需限产或停产。第二阶段为 7-8 月生产能力约束强化，7 月六部门“打非治违”政策冲击在产量端集中释放，7 月全国原煤产量仅 3.43 亿吨，同比下降 10.1%，较 25M7 减少 0.38 亿吨，单月降幅已接近 26H1 全国 0.40 亿吨的累计同比减量；山西 7 月产量仅 0.69 亿吨，同比下降 35.8%，较 25M7 减少 0.38 亿吨，基本对应全国全部减量。虽然 7 月内蒙古/陕西/新疆同比增长 2.1%/1.6%/4.1%，单月增量合计仅 0.05 亿吨，远低于山西减量，说明强安监下蒙陕疆增产对冲山西减产的弹性明显不足。第三阶段为 8 月以来全面整治和常态化落实，矿安〔2026〕83 号、山西“十七条”和国企煤矿 84 号文继续压实地方及集团责任，同时井下用工外包监管明显趋严，政策明确煤矿井下不得使用劳务派遣工，严禁将采掘工作面、井巷维修作业作为独立工程外包，严禁以劳务派遣、分包名义转包井下工程。我们认为，本轮安监并非短期停产检查，而是从阶段性查隐患升级为常态化查产能、查组织、查责任，国内煤炭供给弹性或持续低于市场预期。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表32：5-8 月安监力度持续加码，供给释放约束由阶段性专项整治转向常态化监管（横轴产量，万吨）



资料来源：政府官网、Sxcoal，华泰研究

本轮山西减产幅度明显高于前两次专项整治期间，供给恢复节奏值得关注。2020 年内蒙古“倒查二十年”全面核查煤炭资源规划立项、资源配置、矿业权审批及股权变更等环节，重点整治煤炭领域历史遗留违规问题；当年 3-12 月内蒙古煤炭产量 8.70 亿吨，同比下降 2.42%，全年产量 10.01 亿吨，同比下降 7.80%。2024 年山西煤矿“三超”和隐蔽工作面专项整治则直接约束生产组织，重点核查超能力下达生产指标、采掘接续紧张及隐蔽工作面，对违规煤矿实施停产整顿、工作面封闭和责任倒查；当年 3-6 月山西煤炭产量 4.11 亿吨，同比下降 11.41%，全年下降 6.90%。相比之下，“5·22”事故后山西煤炭产量降幅较上述两次整治观察期分别扩大 30.3/21.3pct，表明本轮供给收缩更为集中、程度更深，山西产量恢复更可能呈现“L 型”或缓慢“U 型”，而非此前的 V 型复产。

图表33：本轮安监与历史安监减产对比

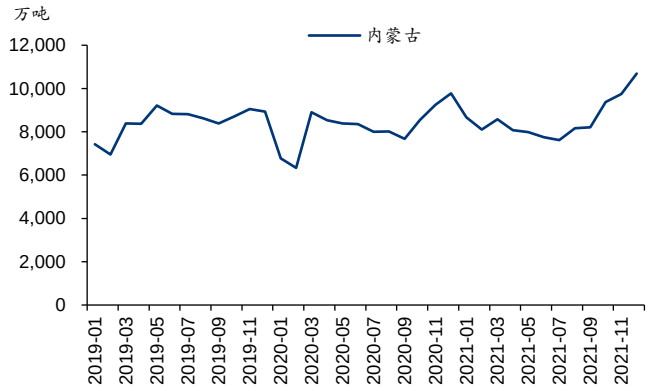
事件	时间	期间该地区产量（万吨）	期间该地区产量同比（%）	当年该地区产量（万吨）	当年该地区产量同比（%）
内蒙古“倒查二十年”	2020年3-12月	86986	(2.42)	100091	(7.80)
山西煤矿“三超”和隐蔽工作面专项整治	2024年3-6月	41054	(11.41)	126874	(6.90)
522以来山西减产	2026年6-7月	14448	(32.71)	-	-

资料来源：Sxcoal，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

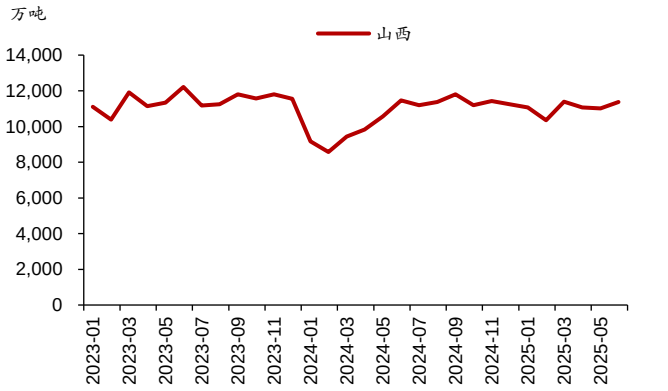
仅供内部参考，请勿外传

图表34：“内蒙古倒查 20 年”前后产量走势



资料来源：Sxcoal，华泰研究

图表35：“山西 24 年专项整治”前后产量走势



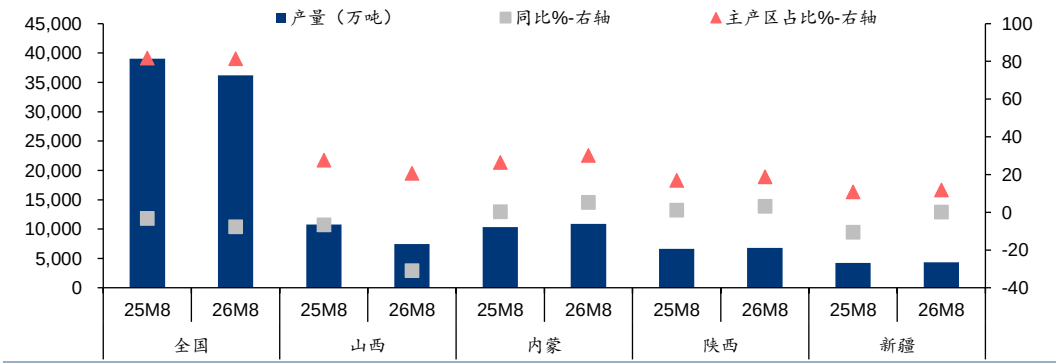
资料来源：Sxcoal，华泰研究

强安监下内蒙古、陕西产量增量难以对冲山西、新疆减量，全国煤炭供给已经收缩。

- 2026Q2 全国原煤产量 11.62 亿吨（同比-3.3%），减少 0.40 亿吨；其中山西产量 2.91 亿吨（同比-10.8%），较 25Q2 减少 0.35 亿吨；同期内蒙古、陕西合计增量仅 0.19 亿吨，无法抵消山西减量。
- 7 月安监影响更为集中，全国原煤产量 3.43 亿吨（同比-10.1%），减少 0.38 亿吨；其中山西单月产量仅 0.69 亿吨（同比-35.8%），减少 0.38 亿吨，基本对应全国全部减量。内蒙古/陕西/新疆单月增量合计仅 0.05 亿吨，被其他产区降幅抵消。
- **复产缓慢。**Mysteel 统计 523 家炼焦煤矿山数据显示，5 月 22 日样本煤矿原煤日产 208.6 万吨，随后回落并维持在 150 万吨左右，降幅达 27.8%；自 5 月 23 日以来山西出现过停产现象的煤矿共计 204 座，产能共计 2.75 亿吨，截至 10 月 13 日当天处于停产状态的煤矿共计 54 座，产能共计 5670 万吨。但因安监形势依旧严峻，复产煤矿产量偏低，整体达产进度依旧缓慢。
- **8 月山西开工率恢复缓慢，复产不等于满产。**2026 年 8 月山西产能利用率 62.9%，较 2025 年 8 月的 70.3%下降 7.4pct，月环比提升 0.2pct，5·22 事故后复产复工推进较慢，隐蔽工作面清查及复产验收仍对产量修复形成压制。截至 9 月 16 日仍停产产能 7290 万吨，若按产能利用率 100%测算，理论对应月度产量损失 0.07 亿吨；但 8 月山西原煤产量同比减少 0.33 亿吨，意味着在产产能利用率未能恢复到满产状态，仍存在 0.26 亿吨缩量，占 2025 年同期山西产量的 24%。

图表36：主产区 8 月产量及产能利用率

万吨	山西			内蒙古			陕西			三省合计		
	产量	同比	产能利用率	产量	同比	产能利用率	产量	同比	产能利用率	产量	同比	产能利用率
2025												
2Q周均	876	2.3%	70.6%	1,183	0.5%	87.8%	655	-4.2%	89.3%	2,714	-0.1%	81.1%
7月周均	877	0.7%	70.6%	1,165	-1.5%	86.5%	657	-3.3%	89.6%	2,699	-1.2%	80.7%
8月周均	873	0.0%	70.3%	1,166	0.3%	86.6%	651	-3.6%	88.7%	2,690	-0.8%	80.4%
2025全年周均	873	0.6%	70.7%	1,191	0.4%	88.3%	653	-3.2%	89.1%	2,717	-0.4%	81.5%
2026												
2Q周均	844	-3.7%	68.9%	1,194	1.0%	88.5%	655	0.1%	89.3%	2,693	-0.8%	81.4%
7月周均	768	-12.4%	62.7%	1,183	1.5%	87.7%	655	-0.3%	89.3%	2,606	-3.5%	78.8%
8月周均	770	-11.8%	62.9%	1,183	1.5%	87.7%	652	0.2%	88.9%	2,605	-3.2%	78.8%



资料来源：CCTD，Sxcoal，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

4Q26 增产空间有限：

1）山西地区：9 月 18 日，国家发展改革委、国家能源局、国家矿山安监局联合印发《关于做好煤炭安全稳产稳供工作的通知》，提出在确保安全前提下推进煤炭稳产保供，并拟在山西试点允许超年度生产计划的合规煤矿经安全评估达标后，年底前单月按核定年产能的 1/12 组织生产。该政策边际上抬高了山西 4Q 复产上限，但放松对象仅限合规煤矿，且政策执行窗口主要集中在年底前，对 2027 年持续供给弹性的指引有限。

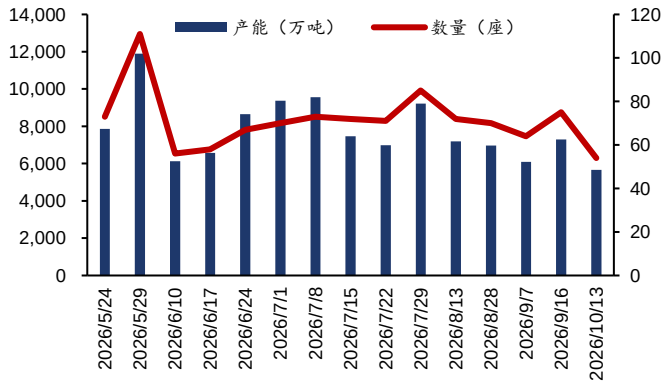
2）陕西地区：以陕西煤业为例，在核定产能 1.64 亿吨/年、按 110%测算全年产量空间的假设下，2026 年全年产量上限为 1.804 亿吨；截至 2026 年 8 月，公司累计煤炭产量 1.2048 亿吨，据此测算 9-12 月剩余可生产空间为 5992 万吨，而 2025 年 9-12 月产量为 5908 万吨，对应剩余空间同比增加 85 万吨、增幅 1.4%，说明即便按 110%上限假设测算，陕西煤业年内后续增产空间也相对有限，结合陕西 7 月原煤产量同比增长 1.6%，我们预计后续月均产量同比增速维持在 7 月 1.6%的水平。

3）内蒙古地区：内蒙古 2026 年提出煤炭产量稳定在 12.5 亿吨以上，1-7 月累计产量 7.58 亿吨，同比+2.7%，已完成年度目标的 60.7%，高于 58.3%的时间进度；据此测算 8-12 月只需月均 9830 万吨即可完成目标，低于 6-7 月月均 1.09 亿吨，显示前期生产节奏已经偏快。若参考 2025 年全年 12.86 亿吨产量水平，8-12 月仍需月均 1.06 亿吨，基本接近近期高位产量，叠加 8 月内蒙古产能利用率已达 87.7%，后续继续依靠开工率提升实现增产的空间有限。

4）新疆地区：26H1 产量 2.60 亿吨，同比下降 7.3%，即使 26H2 维持 7 月 4.1%的同比增速，全年产量也仅为 5.42 亿吨、同比下降 1.9%，且疆煤出区仍受外运通道和经济性约束，只有当内地煤价足以覆盖长距离运费时，增量外运才具备持续性。

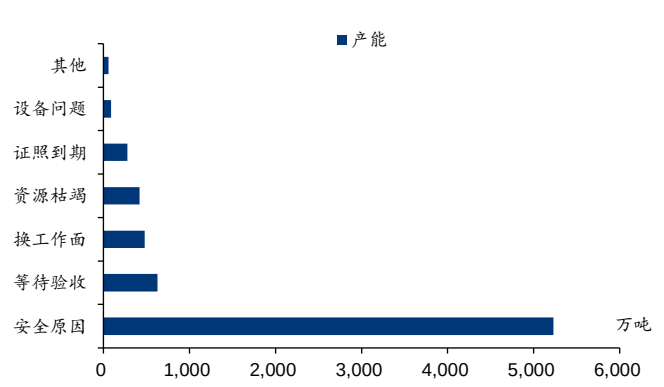
在安全原因叠加外包合规化成本压力下，山西煤矿产能或进一步出清 2974-4020 万吨。从 8 月山西煤矿停产原因看，因安全原因停产的 5230 万吨产能是供给修复的主要不确定来源，若其中 40%-60%难以恢复，潜在出清产能 2512-3558 万吨；再叠加其余原因出清比例若为 30%，则潜在出清产能 2974-4020 万吨，若此前安监前上述矿井平均产能利用率为 100%，对应表内出清产量 2974-4020 万吨。此外外包队伍清退后，部分煤矿已出现一线采掘人员短缺，而部分民营矿在此过程中或难以承担吨煤成本抬升压力，推动一批高外包依赖的民企产能出清。**截至 10 月中旬煤矿复产进度依旧缓慢，2026/27 两年山西新增产能或被完全抵消。**根据 GEM 不完全统计，若按待投产产能+试生产产能爬坡贡献测算，2026 和 2027 年累计新增产能合计 1.7 亿吨，其中山西 3690 万吨。

图表37：山西炼焦煤煤矿停产数量与产能（截至 10 月 13 日）



资料来源：Mysteel，华泰研究

图表38：山西煤矿停产原因产能分布（截至 8 月 12 日）



资料来源：Mysteel，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表39：外包合规化成本测算

外包转合规路径	三年总成本（万元）	单吨成本（元/吨/年）	成本增加（元/吨）	存在的问题
旧外包	2700	30		合规压力
自招人员	17900	199	169	成本压力大，且招工难度高
整建制接收	22310	248	218	生产连续性最好，但一次性现金流压力大
与施工队合资	18500	206	176	证照不确定性高，且国企难实施
整体托管	4396	49	19	寻找合格承托方难度大
主动退出	3150	35	5	不再生产

资料来源：矿山安全技术、公司公告，华泰研究

图表40：27 年主产区产能释放有限

GEM-不完全统计-（万吨）	山西煤矿产能（不考虑安监时）	内蒙古煤矿产能	陕西煤矿产能	新疆煤矿产能	其他煤矿产能	全国煤矿产能
2026-proposed	2240	1500	600	1290	300	5930
2027-proposed	730	900	600	2800	540	5570
2028-proposed	600	1400	0	1840	0	3840
2029-proposed	0	4400	0	300	0	4700
时间待定-proposed	**8260**	**36620**	**23335**	**17930**	**25735**	**111880**
时间待定-announced	410	3000	3945	2150	1640	11145
时间待定-construction	4230	5140	6465	4370	10460	30665
时间待定-permit	2720	2300	300	4460	3805	13585
时间待定-pre-permit	0	24000	10705	5950	7980	48635
时间待定-trial production	900	2180	1920	1000	750	6750
2026新增产能（待投产+试生产*20%）	2420	1936	984	1490	450	7280
2027新增产能（待投产+试生产*60%）	1270	2208	1752	3400	990	9620
26-27扩产产能（相较于2025年产能增量）	**3690**	**4144**	**2736**	**4890**	**1440**	**16900**
25年样本矿产能利用率	71%	88%	89%	90%	85%	85%
26-27产量增量（相较于2025年）	**2609**	**3661**	**2436**	**4401**	**1217**	**14325**
	2.0%	2.8%	3.0%	8.0%	1.4%	3.0%

注：灰色产能利用率为假设值

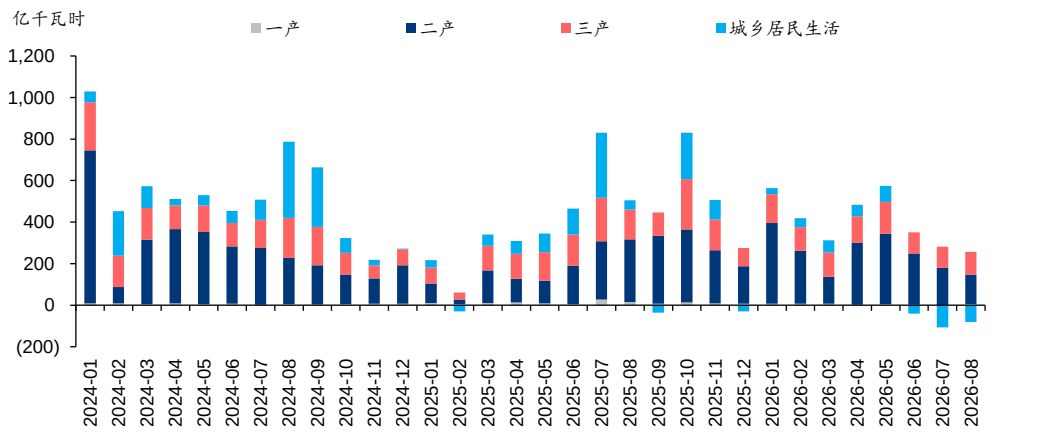
资料来源：GEM，华泰研究

预计 2026/27 年全社会用电量同比+5.2%/+5.9%，电煤同比-0.2%/+1.4%

受工业生产修复和三产新业态高增支撑，2026 年二季度用电需求维持较快增长。26Q2 全社会用电量 2.59 万亿千瓦时，同比增长 5.6%。按行业拆分来看，26Q2 一产/二产/三产/城乡居民生活用电同比增长 2.8%/5.5%/8.2%/2.9%，分别拉动全社会用电量同比增加 0.04/3.61/1.56/0.384pct，其中二产贡献 65%，仍是用电增长的主要来源。国家能源局数据显示，上半年高技术及装备制造业用电量同比增长 9.8%，显著快于整体用电增速。同时 26H1 充换电服务业/互联网数据服务用电量分别同比增长 56.9%/44.0%。

8 月以来用电增速有所回落，或与新能源制造用电回落有关。在产业链需求和产能调整的情景假设下，我们预计 2026 年新能源制造用电量减少 283 亿千瓦时，拖累全社会用电增速 0.27 个百分点。

图表41：一、二、三产业和城乡居民生活用电量月度同比增量



资料来源：iFinD，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

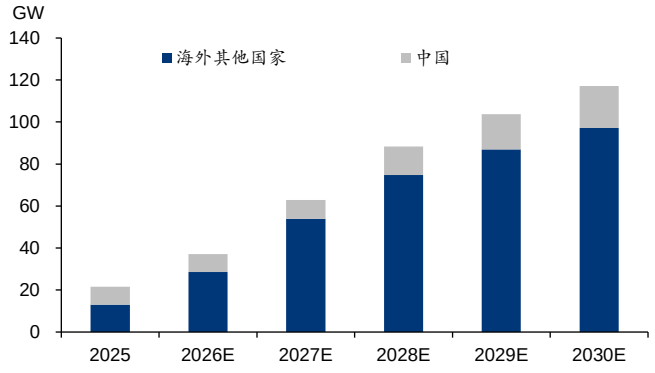
仅供内部参考，请勿外传

我们将 26E/27E 全社会用电量增速由 6.5%/6.5%（2025 年 12 月 16 日《华泰 2026 年度展望-电新/煤炭：电力的超级周期》）下修至 5.2%/5.9%，对应电煤需求增速降至-0.2%/1.4%。我们预计，2026 年光伏制造仍面临需求及产能调整压力，二产外需对用电增长的拉动较 2025 年有所减弱；数据中心和充电需求持续释放，支撑用电量平稳增长，我们预计 2026/27 年全社会用电量分别达到 109,083/115,469 亿千瓦时，同比增长 5.2%/5.9%，对应新增用电量 5,401/6,386 亿千瓦时，具体来看：

- **数据中心将成为新兴用电增长来源。**2026/27 年分别贡献 0.76/0.78 个百分点的用电增速。根据华泰电新组 26 年 8 月 13 日报告《AI 电源第一性原理 800VDC 篇：下一轮算力升级引领 AI 电源四大趋势》中的测算，2026/27 年中国 AI 电源需求分别为 8.53/9.07GW；对应数据中心用电增量分别为 792/847 亿千瓦时，2027 年数据中心用电增量占全社会用电增量的 13.3%。
- **新能源制造用电 2026 年承压，2027 年有望修复转正。**我们预计 2026 年新能源制造用电量减少 283 亿千瓦时，拖累全社会用电增速 0.27 个百分点，主要源于光伏产业链反内卷推进，阶段性压制高耗电环节开工率。展望 2027 年，随着行业供需格局改善带动开工率回升，新能源制造用电量有望转为增加 462 亿千瓦时，拉动全社会用电增速 0.42 个百分点。
- **充电需求持续增长，为用电增量提供稳定支撑。**考虑新能源汽车使用带来的充电需求，我们预计 2026/27 年充电桩用电量分别增加 400/446 亿千瓦时，拉动全社会用电增速 0.39/0.41 个百分点。其中，2027 年充电桩用电增量占全社会用电增量的 7.0%。
- **二产外需继续贡献用电增长，但拉动力度较 2025 年收窄。**我们预计 2026/27 年二产外需分别贡献用电增量 1,349/1,376 亿千瓦时，低于 2025 年的 2,613 亿千瓦时，对应拉动全社会用电增速 1.30/1.26 个百分点。外需相关用电保持增长，但对整体增速的贡献趋于平稳，2027 年占全社会用电增量的 21.5%。

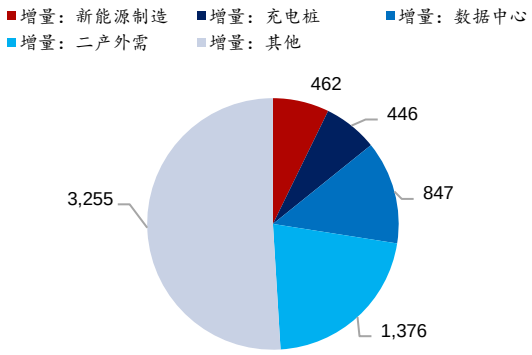
其中煤电发电量分别为 54,946/55,938 亿千瓦时，同比-0.2%/+1.8%，占总发电量比重由 2025 年的 52.1%下降至 2026/27E 的 49.4%/47.5%。

图表42： AIDC 投产量和节奏预期（2025A-2030E）



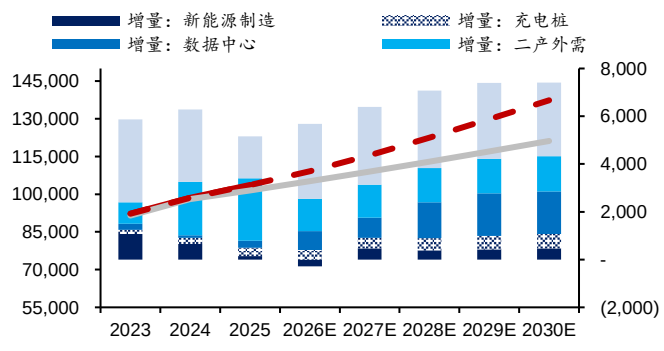
资料来源：Visible Alpha，各公司公告，Semi Analysis，华泰研究预测

图表43： 27E 用电量增速结构拆分（亿度）



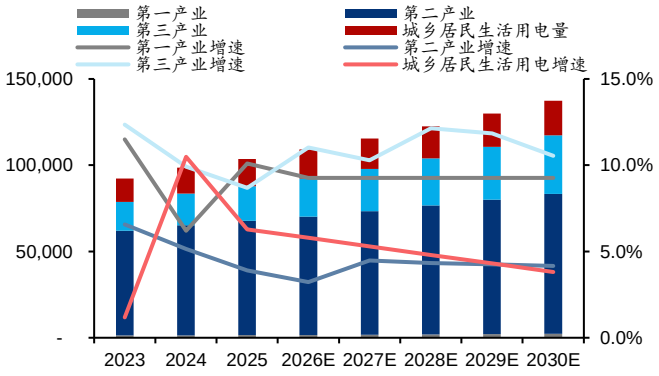
资料来源：国家能源局，华泰研究预测

图表44： 用电量增速结构拆分（亿度）



资料来源：中电联，各行业协会，华泰研究预测

图表45： 26-30E 全社会用电增速预测（亿度）



资料来源：国家能源局，华泰研究预测

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

供需推演，4Q26/2026/2027 动力煤价中枢或为 950/843/885 元/吨

我们基于可掌握的产量、进口、煤耗、焦炭及库存数据，引入煤炭季度供需结余指标 H=A+B-C-D/80%-G，以综合衡量季度供需松紧变化。其中，A 为国内原煤产量，B 为煤炭进口量，C 为二十五省电厂动力煤耗，D 为焦炭产量，G 为可观测库存水平。参考历史供需结余环比变化与煤价之间的弹性关系，我们测算后续季度煤价；其中 2027 年在用电增速 5.9%、电煤需求小幅增长 1.4%的假设下，若进口与国内供给逐步修复，煤炭平衡表显示动力煤供需缺口预计 4087 万吨，27 年国内煤炭供需格局仍偏紧：

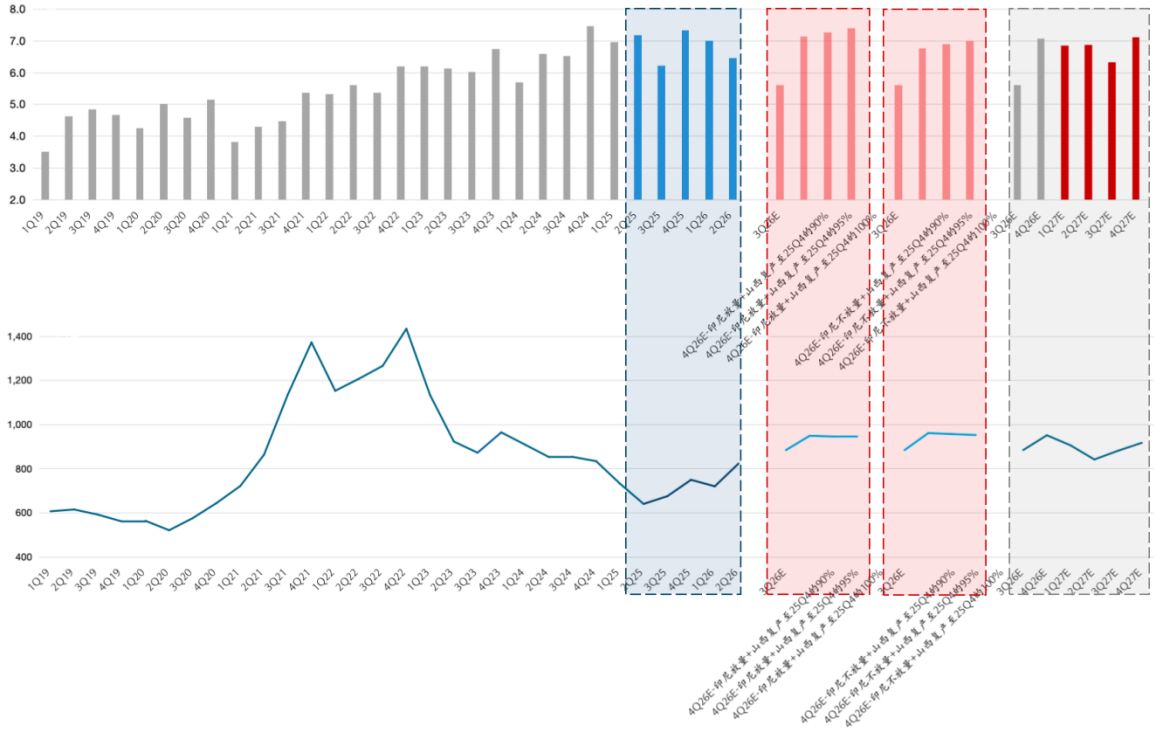
- **A：国内产量：**4Q26E，《关于做好煤炭安全稳产稳供工作的通知》边际上抬高山西复产上限，我们测算山西合规煤矿年底前可按核定年产能 1/12 组织单月生产，对应山西/全国产量 3.29/12.70 亿吨。在新增产能投放及试生产产能爬坡带动下，预计 2027 年国内原煤产量小幅修复，但增幅仍受安监常态化约束。若山西 2027 年表内出清产量 0.4 亿吨、表外产量出清 0.9 亿吨（我们假设 27 全年表外出清量为 26H2 的表外出清量），合计 27 年山西产量月度出清 0.11 亿吨，我们测算 27 年山西产量或仅恢复至 25 年的 90%。我们预计 2027E 主要省份原煤产量为 48.57 亿吨，其中山西/内蒙古/陕西/新疆分别为 11.74/13.23/8.29/5.97 亿吨，对应同比增速分别为 5.1%/0.4%/0.6%/10.0%。**预计 2027Q1-Q4 国内原煤产量分别为 12.02/12.09/11.78/12.68 亿吨。**
- **B：进口量：**假定印尼供给放量，其中 RKAB 上调至 7.33 亿吨，且 DMO 按 2.53 亿吨测算，意味着 26H2 印尼可对华供应或达 0.81 亿吨，对应 2026 年中国煤炭进口量 4.93 亿吨，假设 26Q3/Q4 进口量分别为 1.24/1.43 亿吨。2027 年假设印尼 RKAB 约束较 2026 年边际缓和，但出口弹性仍受印尼国内保供、气候扰动及资源审批影响；蒙古、俄罗斯进口维持增长，澳大利亚进口小幅增长。我们预计 2027E 煤炭净进口量为 4.84 亿吨，同比增长 3.7%；煤炭进口量为 4.88 亿吨，其中澳大利亚/蒙古/俄罗斯/印度尼西亚/其他来源分别为 0.79/1.22/0.81/1.72/0.34 亿吨。按年度增幅分季度测算，**预计 2027Q1-Q4 煤炭进口量分别为 1.17/1.05/1.28/1.38 亿吨。**
- **C：二十五省电厂动力煤耗：**基于全年用电量同比增长 5.2%的假设，对应下半年火电同比增速 0.79%，测算 26Q3/Q4 二十五省电厂动力煤煤耗分别为 5.26/5.04 亿吨。结合 2027 年全社会用电量增速 5.9%，以及风光、水电等非煤电源继续增长，预计电煤需求小幅增长，对应二十五省电厂动力煤耗同比增长 1.4%。参考 2026 年季度节奏，**2027Q1-Q4 二十五省电厂动力煤耗分别为 5.03/4.52/5.45/5.11 亿吨。**
- **D：焦炭产量：**考虑基建和地产宏观因素已较充分反映，参考 26H1 粗钢产量同比增速，我们假设 26Q3/Q4 焦炭产量分别为 1.23/1.22 亿吨。考虑地产和基建需求仍对黑色产业链形成约束，焦炭产量参考 2026 年季度节奏，**预计 2027Q1-Q4 焦炭产量分别为 1.23/1.26/1.23/1.22 亿吨。**
- **G：库存。**可观测库存主要包括 CCTD 主流港口库存及二十五省电厂期末库存，我们以 G 代表库存水平变化。参考去年同期库存均值环比变动，假设 26Q3/Q4 末库存分别为 1.85/2.07 亿吨。参考 2026 年同环比节奏，预计 2027Q1-Q4 库存变化分别为 -0.35/0.24/-0.13/0.22 亿吨。

由此测算，在山西 4Q 恢复至 2025Q4 水平前提下（即保供效果完全释放），印尼放量/不放量的情形分别对应 4Q 秦皇岛 5500 大卡动力煤均价 942/952 元/吨；若山西复产不及预期，价格弹性仍将进一步打开，我们综合测算得 26Q4 煤价中枢为 950 元/吨。2027Q1-Q4 季度供需结余 H 分别为 6.86/6.88/6.34/7.12 亿吨。**预计 2027Q1-Q4 秦皇岛 5500 大卡动力煤均价分别为 904/840/880/916 元/吨，全年价格中枢为 885 元/吨，**较 2026 年 4Q 高位回落，但仍处于偏强区间，在安监常态化、进口弹性受限及电煤需求小幅增长背景下，27E 煤价下行空间有限。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表46：上图为季度结余，单位亿吨；下图为秦皇岛 5500 动力煤季度均价，单位元/吨



资料来源：CCTD，Wind，海关总署，华泰研究预测

图表47：国内动力煤供需平衡表

国内动力煤供需					2026E-印尼放量	2026E-印尼不放量	山西继续严查，产量为25年90%，疆煤放量补位
万吨	2022	2023	2024	2025	2026E	2026E	2027E
动力煤总供给	399,000	419,070	429,562	420,812	409,888	404,798	420,965
yoy	8.2%	5.0%	2.5%	-2.0%	-2.6%	-2.6%	2.7%
yoy增量	30,259	20,070	10,491	(8,750)	(10,923)	(10,923)	11,076
动力煤产量	376,426	382,283	388,102	384,170	377,631	377,631	387,961
yoy	10.0%	1.6%	1.5%	-1.0%	-1.7%	-1.7%	2.7%
动力煤净进口量	22,574	36,787	41,459	36,642	32,258	27,168	33,004
yoy	-15.3%	63.0%	12.7%	-11.6%	-12.0%	-12.0%	2.3%
动力煤进口量	22,933	37,252	42,081	37,184	32,599	27,509	33,346
yoy	-14.6%	62.4%	13.0%	-11.6%	-12.3%	-12.3%	2.3%
分地区动力煤进口量							
澳大利亚	69	4,968	7,294	6,860	6,505	6,505	6,715
yoy	-87.6%	7142.8%	46.8%	-5.9%	-5.2%	-5.2%	3.2%
蒙古	554	1,602	2,612	2,889	3,637	3,637	3,961
yoy	130.1%	189.3%	63.1%	10.6%	25.9%	25.9%	8.9%
俄罗斯	4,300	7,561	5,819	4,797	3,385	3,385	3,783
yoy	-2.2%	75.8%	-23.0%	-17.6%	-29.4%	-29.4%	11.7%
印度尼西亚	17,065	22,023	24,098	21,138	17,243	12,153	17,243
yoy	-12.7%	29.1%	9.4%	-12.3%	-18.4%	-42.5%	0.0%
其它	946	1,098	2,256	1,500	1,830	1,830	1,643
yoy	-55.6%	16.1%	105.5%	-33.5%	22.0%	22.0%	-10.2%
动力煤出口量	375	410	593	542	342	342	342
动力煤总需求	377,466	405,329	418,701	419,880	419,004	419,004	425,052
yoy	1.8%	7.4%	3.3%	0.3%	-0.2%	-0.2%	1.4%
电力	237,839	258,722	265,325	263,844	263,363	263,363	267,149
yoy	3.9%	8.8%	2.6%	-0.6%	-0.2%	-0.2%	1.4%
建材	29,614	29,096	27,008	25,081	22,823	22,823	21,682
yoy	-8.2%	-1.7%	-7.2%	-7.1%	-9.0%	-9.0%	-5.0%
化工	22,871	24,995	28,852	33,949	37,344	37,344	41,079
yoy	3.7%	9.3%	15.4%	17.7%	10.0%	10.0%	10.0%
冶金	17,101	17,609	17,234	16,937	16,598	16,598	16,266
yoy	0.9%	3.0%	-2.1%	-1.7%	-2.0%	-2.0%	-2.0%
供热	31,733	33,738	35,757	35,884	35,884	35,884	35,884
yoy	-2.2%	6.3%	6.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%
其他	38,308	41,169	44,526	44,185	42,992	42,992	42,992
yoy	0.5%	7.5%	8.2%	-0.8%	-2.7%	-2.7%	0.0%
供-需	21,534	13,741	10,860	932	(9,116)	(14,206)	(4,087)

资料来源：Sxcoal，华泰研究预测

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

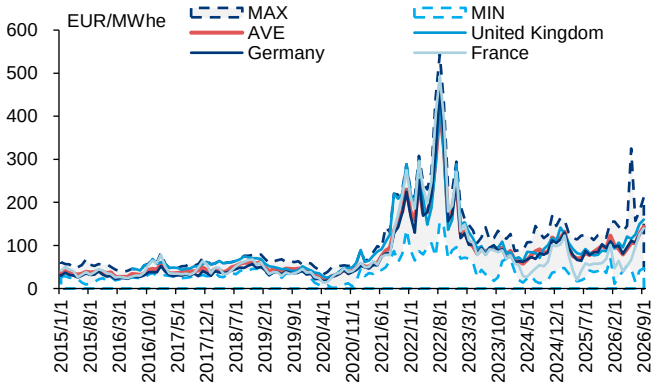
为什么我们认为电价是拐点

电力需求全球共振上行，供需错配下电价有望进入全面上行通道。截至 10 月 7 日海外电价已较年初上涨 31%～210%，而国内电价受煤电长协、容量电价和中长期交易机制影响，传导相对滞后。随着容量电价缓解煤电约 4～5 分/度的固定成本压力，**煤电企业“以利润换利用小时”的动力下降，低利用小时不再等同于电力供给过剩**；同时，售电公司 26 年以来普遍亏损，2027 年长协低价报价意愿或明显减弱。**电煤长协和电价长协均逐步增加现货价格因子，煤电联动效果增强。**按 20%/80%电煤长协覆盖率测算，秦皇岛 5500 大卡现货煤价每上涨 10 元/吨，入炉标煤成本分别提高 9.3/3.4 元/吨。**若 2026 年底电力年度长协谈判参考的煤价中枢为 850 元/吨，较 2025 年均价高约 150 元/吨，按 302 克标煤/度测算，度电燃料成本增加约 1.5-4.2 分**，或为 2027 年电价上涨提供支撑。

截至 10 月 7 日海外电价较年初上涨 31%~210%，国内电价即使上涨仍能保持竞争优势

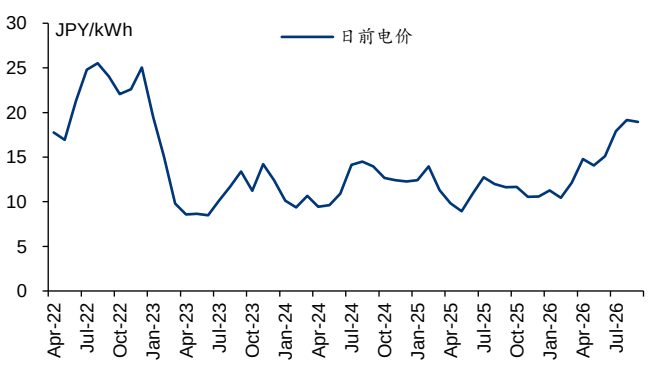
在能源价格上行的带动下，主要海外电力市场价格较年初明显抬升。截至 10 月 7 日，欧洲批发电价按 Ember 各国均值测算升至 180.32EUR/MWh，较 1 月 1 日上涨 210%，较 5 月 30 日上涨 65%；日本日前电价升至 19.42JPY/kWh，较 1 月 1 日上涨 118%，较 5 月 30 日上涨 55%；韩国现货出清价为 109.34 韩元/kWh，较 1 月 1 日上涨 31%，较 5 月 30 日回落 2%；美国 PJM 实时峰值电价（Real Time Peak）截至 9 月 29 日升至 124.3USD/MWh，较 1 月 2 日上涨 122%，较 5 月 29 日上涨 238%。整体看，欧美日等市场电价对能源价格上行反应更快；相比之下，国内煤电长协、容量电价及中长期电力交易机制对电价波动形成一定平滑，即便后续煤价上行带动国内电价中枢回升，中国工商业电价相对海外主要市场仍具备较强成本优势。

图表48： 欧洲批发电价月度走势



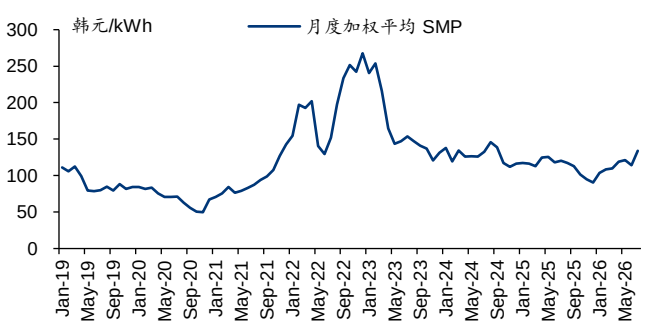
资料来源：EMBER，华泰研究

图表49： 日本日前电价月度走势



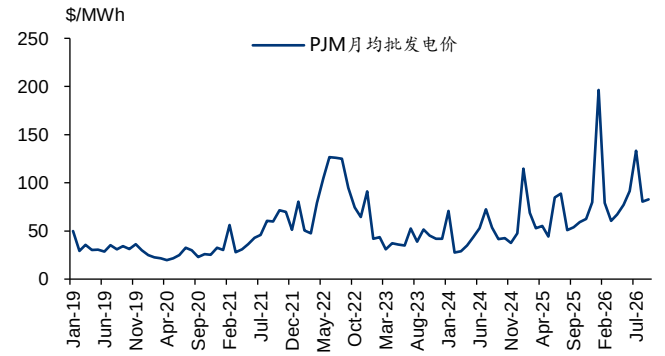
资料来源：JEPX，华泰研究

图表50： 韩国现货出清电价月度走势



注：SystemMarginalPrice，韩国电力市场现货出清价
资料来源：EPSIS，华泰研究

图表51： 美国 PJM 批发电价月度走势



资料来源：EIA，PJM，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

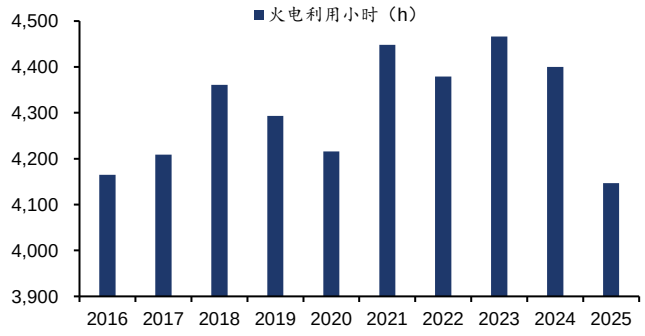
仅供内部参考，请勿外传

火电利用小时低不等于电力供给过剩，2027 年电价长协逻辑或需重估

我们认为，市场此前仅基于火电利用小时低就推断电力供给过剩的逻辑需要扭转。在旧电价机制下，煤电只有多发电才能覆盖折旧、财务费用等固定成本，因此企业存在通过让利降价、抢发电量来摊薄固定成本的动力。2023 年火电利用小时数为 4466 小时，较 2016 年上涨 7.23%；但 2023 年 11 月国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》，决定自 2024 年 1 月 1 日起建立煤电容量电价机制，其中 2024~2025 年多数地方通过容量电价回收固定成本的比例为 30%左右，即每年每千瓦 100 元，2026 年起提升至不低于 50%，即每年每千瓦 165 元。容量电价落地后，煤电企业约 4~5 分/度的固定成本压力得到缓解，以利润空间换利用小时的必要性下降，2023 年后火电利用小时数逐年下滑，截至 2025 年为 4147 小时，较 2023 年下降 7.12%。

由于 2026 年现货电价持续上行，较多售电公司年初签订低价零售合同后出现批零倒挂，售电公司 2026 年以来出现大面积亏损，2027 年电价长协低价报价能力明显受限。根据广东电力交易中心发布的《2026 年广东电力市场半年报告》，2026 年 1 至 6 月广东共有 202 家售电公司累计盈利、298 家累计亏损，亏损占比达 59.6%；广西方面，2026 年 1~8 月售电行业累计亏损超 20 亿元，9 月单月预计亏损超 10 亿元，全年亏损或突破 50 亿元，头部单个售电公司年亏损超 10 亿元。在经历大幅亏损后，售电公司风控收紧、资本金承压，售电企业持续出清，已难以像过去一样通过激进低价抢客户并倒逼电厂降价，买方报价底线有望抬升，2027 年长协电价或呈现易涨难跌格局。

图表52：全国规上火电平均利用小时数



资料来源：国家能源局，中电联，华泰研究

图表53：广西省现货电价与零售价格对比

对比指标	计算结果	分析意义
4月至9月日前现货均价均上涨	7.30%	批发侧购电价格上升
9月日前现货均价与零售签约均价之差	0.135元/kWh	反映批零价格背离程度
9月30日现货均价与零售签约均价之差	0.373元/kWh	极端交易日的价格风险更加明显
9月现货均价相当于零售签约均价的倍数	2.43倍	固定电价合同可能暴露较大风险

资料来源：储能网，华泰研究

煤电联动机制日趋成熟，动力煤供给或成火电出力新约束

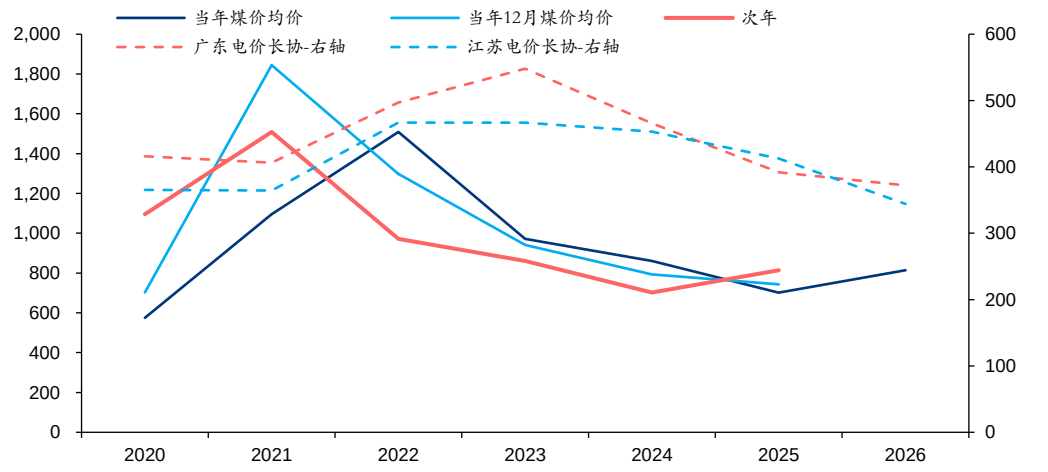
电和煤的长协机制改革，均沿着增加现货价格因子的方向前进，从而提升煤电联动效果。电价长协与电煤长协分别对应煤电企业的收入端和成本端，电价端 80%的中长期电量覆盖比例与电煤端 80%的长协煤覆盖比例相匹配，有助于煤电企业锁定大部分收入和燃料成本。电力市场交易主要由年度长协、月度长协和现货交易构成，2026 年年度长协比例下降至 60-70%，月度长协用于补足至 80%的中长期交易覆盖比例，剩余 20%电量进入现货市场；其价格没有全国统一公式，主要由买卖双方协商确定，可结合煤价、现货电价及供需情况设置一定浮动机制。电煤长协则对应电厂燃料采购端，政策要求电厂按 80%的用煤需求签订中长期合同，并将年度合同分解至月度履约，价格形成机制相对明确，通常按照“基准价+指数价均值”确定，其中指数部分反映市场煤价波动；按交货地点不同，又可分为坑口长协和港口长协，对应不同基准价和参考指数。整体看二者虽非一一对应，但当现货电价上行并持续高于长协电价时，也将增强下一年度长协电价上行的协商基础。

回溯历史，重点煤电大省下一年的年度电价长协变化，受到当年现货煤价中枢变化的影响。由于秦皇岛 5500 在 2024、2025 两年分别同比下滑 11.4%和 18.5%，带动 2025 和 2026 两年的电价长协普遍下滑。以广东为例，2026 年煤电长协较 2024 年下滑 93.5 元/MWh，累计降幅 20%。以江苏长协来看，当年煤价均值对次年电价判断影响更大；而从广东长协来看，对于次年煤价的预期（往往是线性外推）对次年电价判断影响更大。2026 年煤价均值上涨带来的成本中枢提升或为 2027 年长协电价上涨打下基础。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表54：长协机制启动后价格影响因素，当年煤价均值变动对于下一年电价长协的影响

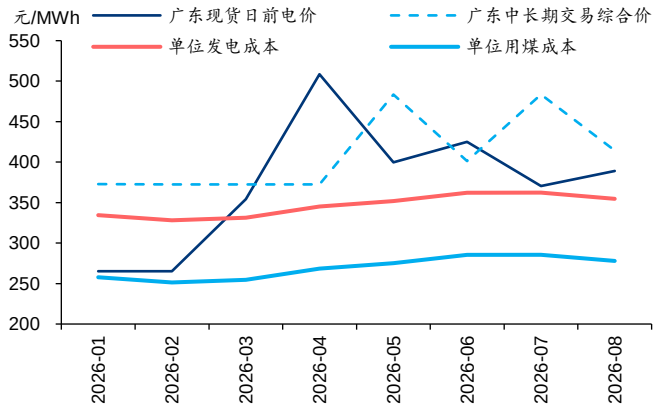


资料来源：Sxcoal，各省电力交易中心，华泰研究

注：左轴为秦皇岛 5500 煤价，单位元/吨；右轴为广东、江苏两省年度长协电价，单位元/MWh

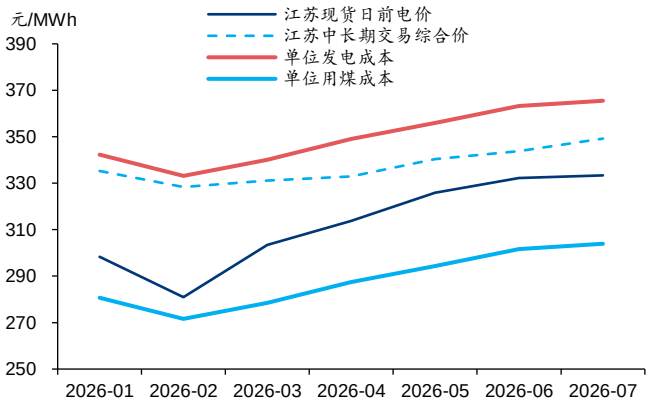
现货电价对供需和成本变化更敏感，2026 年内多地已经上涨。从广东、江苏、山西、山东四省月度电价与煤价成本走势看，现货日前电价波动明显高于中长期交易价格。广东 4 月现货日前电价显著冲高，明显高于煤电单位发电成本和中长期交易价格，体现尖峰供需下天然气机组决定边际出清价格；山西电价整体低于沿海省份，但 7-8 月现货电价和长协电价同步抬升，也反映煤价成本及区域供需改善对电价形成支撑。

图表55：广东月度电价与煤价成本走势



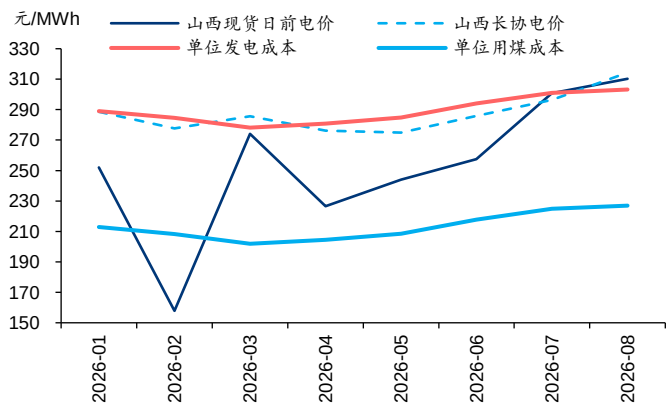
资料来源：广东电力交易中心，华泰研究

图表56：江苏月度电价与煤价成本走势



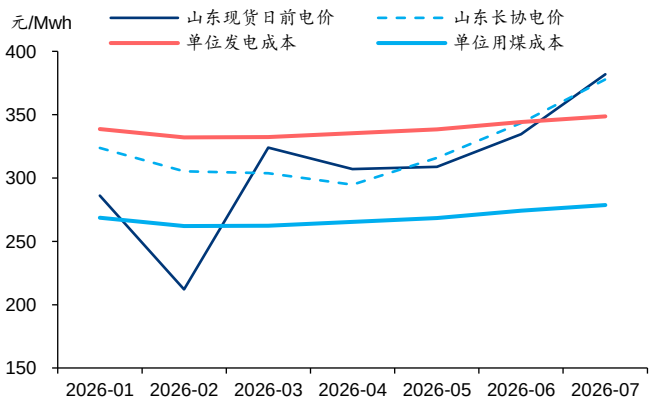
资料来源：江苏电力交易中心，华泰研究

图表57：山西月度电价与煤价成本走势



资料来源：山西电力交易中心，华泰研究

图表58：山东月度电价与煤价成本走势



资料来源：山东电力交易中心，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

我们测算 150 元/吨现货煤价上涨约拉高煤电企业用煤成本 1.5-4.2 分/度

综合考虑长协价格中月度指数变动受到现货价格的影响，我们测算在 20%/80%长协覆盖度下，每 10 元/吨的秦皇岛 5500 大卡动力煤价格变动，带来 9.3/3.4 元/吨标煤（不含税）的用煤成本变动，参照 2023~2025 年平均水平、按 302 克标煤/度电作为参数，则 **150 元/吨现货煤价上涨约拉高煤电企业用煤成本 1.5-4.2 分/度**。详细测算展开如下：

第一，秦皇岛 5500 大卡煤价是含税价，10 元/吨的价格变动，相当于 7000 大卡标煤 12.73 元/吨的含税价格变动，以及扣增值税后 11.26 元/吨的变动。

第二，由于发改委对于电煤长协的覆盖程度有硬性要求，以下我们将分别按照全现货、10%~100%长协覆盖来计算煤价浮动的影响。

图表59：电煤长协覆盖比例要求

年份	发电企业（电厂）签约要求	煤炭生产企业签约要求	备注
2022	扣除进口煤后，发电供热用煤 100% 全覆盖（长协全覆盖）	煤企长协≥自有资源量 80%；2021 年 9 月后核增保供产能核增部分 100% 签长协	保供强周期，“三个 100%”：签约 100%、履约 100%、执行价格政策 100%
2023	发电供热企业国内耗煤 100% 全覆盖，鼓励最高至 105%（超额保供）	煤企≥自有资源量 80%	延续强保供，覆盖全部发电供热企业
2024	不低于签约需求量 80%，鼓励 100% 签约	煤企≥自有资源量 75%	需求范围缩窄至统调公用电厂 + 民生供暖电厂，非统调自备电厂不再硬性纳入
2025	不低于签约需求量 80%，鼓励多签签实，80% 纳入监管	煤企≥自有资源量 75%	发文：发改办运行〔2024〕941 号；基数改为前 12 个月滚动国内耗煤（扣进口）
2026	不低于签约需求量 80%，鼓励多签签实，80% 纳入监管	煤企≥自有资源量 75%	发改办运行〔2025〕985 号；基数继续滚动前 12 个月国内耗煤，延续 2025 底线要求

资料来源：煤炭市场报，华泰研究

第三，在长协覆盖中，根据 985 号文，合同量需要分解到月度，淡季月份不低于旺季的 80%。而月度长协价格由基准价+浮动价形成，其中浮动价由（1）BSPI 环渤海动力煤价格指数（秦皇岛煤炭网）、（2）CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数（中国煤炭市场网）、（3）NCEI 国煤下水动力煤价格指数（全国煤炭交易中心）、（4）CECI 中国沿海电煤采购价格指数（综合价，中电联发布，2025 年新增进入长协公式）等权重形成。

基准价在发改委的定价机制中维持不变，而 4 个指数价格伴随现货价格有一定波动。我们回测 2023 年至今的数据，除 2023 年煤价向上偏离较多的阶段外，4 个指数的均值变动绝对值与现货均值变动绝对值之间为 1:4 的关系，也就是 10 元/吨的现货价格波动，反映为 2.5 元/吨的指数价格变动。

图表60：4 大指数与现货煤价的历史变动回溯

	BSPI	CCTD	NBCI	CBCI	4 大指数均值	秦皇岛 5500	平均变动关联（扣除 2023）	平均变动关联（扣除 2023）	平均变动关联（扣除 2023）
	sxcoal	外源	sxcoal	sxcoal	指数均值	现货	指数均值	现货	倍数
2026YTD	702	709	707	730	712	830	29	128	4
2025A	682	684	678	688	683	702	-54	-159	3
2024A	717	730	727	774	737	861	-24	-111	5
2023A	727	763	759	796	761	972	-36	-537	15
2022A	737	791	777	883	797	1509			

资料来源：Sxcoal，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

第四，综上我们可以从下表得出，不同长协比例下，现货煤价变动对于用煤成本的影响。我们参考公用环保组 26 年 9 月 29 日报告《2027 年上网与终端电价迎来分水岭》假设 26 年底年度长协电价谈判时参考煤价中枢预测为 850 元/吨，较 25 年全年均价 702 元/吨上涨约 150 元/吨。20%/80%长协覆盖度下，150 元/吨的秦皇岛 5500 大卡现货煤价上涨折合 139/51 元/吨标煤的用煤成本提升。**我们参照 2023~2025 年平均水平、按 302 克标煤/度电作为参数，则煤电企业的发电成本上涨 1.5-4.2 分/度，成本侧基本支持公用环保组 26 年 9 月 29 日《2027 年上网与终端电价迎来分水岭》报告中 850 元/吨煤价的预期下，绝大多数省份 2027 年电价 vs2026 年会有 5%-10%涨幅（约 1.5-3 分/度）的测算。**

图表61：不同长协比例下，现货煤价变动对于用煤成本的影响

用煤成本变动 5500大卡，含税 元/吨	全现货	签长协									
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
现货价格变动											
10	10.0	9.1	8.3	7.4	6.5	5.6	4.8	3.9	3.0	2.1	1.3
20	20.0	18.3	16.5	14.8	13.0	11.3	9.5	7.8	6.0	4.3	2.5
30	30.0	27.4	24.8	22.1	19.5	16.9	14.3	11.6	9.0	6.4	3.8
40	40.0	36.5	33.0	29.5	26.0	22.5	19.0	15.5	12.0	8.5	5.0
50	50.0	45.6	41.3	36.9	32.5	28.1	23.8	19.4	15.0	10.7	6.3
60	60.0	54.8	49.5	44.3	39.0	33.8	28.5	23.3	18.0	12.8	7.5
70	70.0	63.9	57.8	51.6	45.5	39.4	33.3	27.2	21.0	14.9	8.8
80	80.0	73.0	66.0	59.0	52.0	45.0	38.0	31.0	24.0	17.0	10.0
90	90.0	82.1	74.3	66.4	58.5	50.7	42.8	34.9	27.0	19.2	11.3
100	100.0	91.3	82.5	73.8	65.0	56.3	47.5	38.8	30.0	21.3	12.6
110	110.0	100.4	90.8	81.1	71.5	61.9	52.3	42.7	33.1	23.4	13.8
120	120.0	109.5	99.0	88.5	78.0	67.5	57.0	46.5	36.1	25.6	15.1
130	130.0	118.6	107.3	95.9	84.5	73.2	61.8	50.4	39.1	27.7	16.3
140	140.0	127.8	115.5	103.3	91.0	78.8	66.5	54.3	42.1	29.8	17.6
150	150.0	136.9	123.8	110.7	97.5	84.4	71.3	58.2	45.1	32.0	18.8

用煤成本变动 7000大卡，不含税 元/吨	全现货	签长协									
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
现货价格变动											
10	11.3	10.3	9.3	8.3	7.3	6.3	5.4	4.4	3.4	2.4	1.4
20	22.5	20.6	18.6	16.6	14.6	12.7	10.7	8.7	6.8	4.8	2.8
30	33.8	30.8	27.9	24.9	22.0	19.0	16.1	13.1	10.2	7.2	4.2
40	45.1	41.1	37.2	33.2	29.3	25.4	21.4	17.5	13.5	9.6	5.7
50	56.3	51.4	46.5	41.5	36.6	31.7	26.8	21.8	16.9	12.0	7.1
60	67.6	61.7	55.8	49.9	43.9	38.0	32.1	26.2	20.3	14.4	8.5
70	78.8	71.9	65.1	58.2	51.3	44.4	37.5	30.6	23.7	16.8	9.9
80	90.1	82.2	74.3	66.5	58.6	50.7	42.8	35.0	27.1	19.2	11.3
90	101.4	92.5	83.6	74.8	65.9	57.0	48.2	39.3	30.5	21.6	12.7
100	112.6	102.8	92.9	83.1	73.2	63.4	53.5	43.7	33.8	24.0	14.1
110	123.9	113.1	102.2	91.4	80.6	69.7	58.9	48.1	37.2	26.4	15.6
120	135.2	123.3	111.5	99.7	87.9	76.1	64.2	52.4	40.6	28.8	17.0
130	146.4	133.6	120.8	108.0	95.2	82.4	69.6	56.8	44.0	31.2	18.4
140	157.7	143.9	130.1	116.3	102.5	88.7	75.0	61.2	47.4	33.6	19.8
150	168.9	154.2	139.4	124.6	109.9	95.1	80.3	65.5	50.8	36.0	21.2

资料来源：Sxcoal，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

投资建议一：煤电联营占比高的煤炭龙头将迎来业绩弹性

煤炭企业传统盈利主要取决于煤价。煤价上行时，采掘业务弹性强；但煤价下行时，利润容易被压缩。煤电联营后，公司可以把部分煤炭资源转化为发电收益，电力业务通过售电收入、容量电费、辅助服务收入等形成相对稳定的现金流，从而平滑煤价周期波动。**我们看好中国神华 A/H、兖矿能源 A/H，**产业链相关公司还有晋控煤业、中煤能源、陕西煤业、山西焦煤、淮北矿业。

集团协同

晋控煤业（601001）为纯煤炭采掘企业，主营动力煤生产与销售。无自有发电资产。其关联公司“晋控电力”（000767）为集团旗下独立上市平台，但不在晋控煤业合并报表范围内。

煤电联营

中国神华

中国神华电力业务为公司第二大业务板块。26H1 公司实现发电量 1366.4 亿千瓦时，同比增长 5.6%；实现总售电量 1280.8 亿千瓦时，同比增长 5.5%，其中市场化交易电量 1259.0 亿千瓦时，占总售电量的 98.3%。26H1 公司电力板块实现营业收入 525.06 亿元，占合并抵消后营业收入的 27.73%；毛利率 14.8%，利润总额 58.04 亿元，占分部口径利润总额的 13.0%。截至 2026 年上半年末，集团对外商业运营的发电机组总装机容量 70,636MW，其中燃煤发电机组装机容量 65,638MW，占总装机容量的 92.9%；新能源发电装机容量增至 2,712MW。26H1 公司发电装机容量同比增加 17,960MW，其中收购控股股东国家能源集团及其全资子公司西部能源相关资产带来装机增加 15,640MW，新机组投运带来装机增加 2,320MW。煤电运营方面，公司积极推动容量电价政策落地，上半年实现容量电费收入 52.0 亿元，平均容量电费获得率 98.6%；同时参与调峰、调频等电力辅助服务市场，实现辅助服务收入 3.6 亿元。按照近年大型煤电机组单位造价 3,300-4,000 元/kW 测算，2026 年上半年末公司燃煤发电机组对应电力资产 2,578.2 亿元，占公司总资产和净资产比重分别 28.00%和 46.87%。

图表62：中国神华电力资产在运装机容量（MW）

电源种类	于 2025 年 12 月 31 日总装机容量	报告期内新增装机容量	于 2026 年 6 月 30 日总装机容量
燃煤发电	49,384	16,254	65,638
燃气发电	2,194	14	2,208
风电	-	1,374	1,374
光伏发电	1,020	318	1,338
水电	78	-	78
合计	52,676	17,960	70,636

资料来源：公司公告，华泰研究

图表63：中国神华电力资产在建装机容量（MW）

序号	项目名称	所处阶段
1	河北沧东电厂三期扩建工程（2×660MW）	部分投运
2	河北定州电厂三期扩建热电工程（2×660MW）	部分投运
3	新疆博州火电项目（2×660MW）	在建
4	大港电厂等容量替代项目（2×660MW）	在建
5	重庆万州电厂二期扩建工程（2×1,000MW）	在建
6	榆神清水热电项目（2×660MW）	在建
7	哈密大南湖电厂二期扩建工程（2×660MW）	在建

资料来源：公司公告，华泰研究

兖矿能源

兖矿能源电力业务当前规模较小，26H1 公司完成发/售电量 32.69/26.72 亿千瓦时，同比-9.1%/-8.2%，实现业务收入 9.51 亿元，占营业收入比重 1.26%；电力业务毛利率 14.62%，毛利 1.39 亿元，占公司总毛利 231.49 亿元的 0.60%，对公司整体业绩贡献有限。2026 年 6 月公司拟以现金方式收购控股股东山东能源旗下新能源集团 100%股权及山能售电 100%股权，交易完成后，公司将新增 13,252MW 发电装机资源，覆盖火电、风电、光伏、储能及售电平台，有助于补齐电力资产短板，推动煤电一体化产业链闭环。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表64：新能源集团电力资产情况

项目类型	已商运（MW）	已并网未商运（MW）	在建未并网（MW）	合计（MW）	2025 年发电量（亿千瓦时）	2025 年售电量（亿千瓦时）
火力发电	5200	-	1320	6520	187.45	172.46
风力发电	1401	1100	564	3065	38.94	37.53
光伏发电	452	650	-	1102	2.64	2.46
合计	7052	1750	1884	10686	229.03	212.46

资料来源：公司公告，华泰研究

注：除上述项目外，截至 26H1，新能源集团另有已取得核准或备案的拟建发电项目装机规模合计 1,240MW，其中风电/光伏装机规模 930/310MW

图表65：山能鲁电电力资产情况

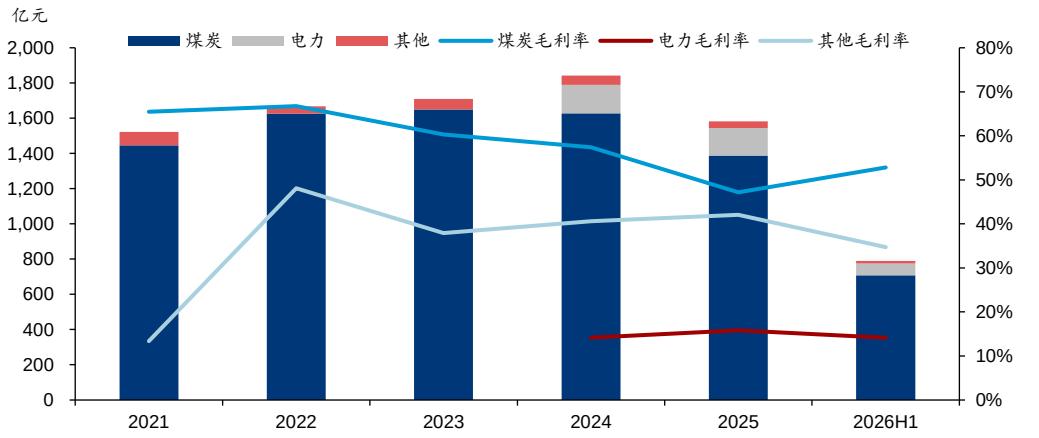
项目类型	已商运（MW）	已并网未商运（MW）	在建未并网（MW）	合计（MW）	2025 年发电量（亿千瓦时）	2025 年售电量（亿千瓦时）
火力发电	-	-	1320	1320	-	-
光伏发电	6	-	-	6	0.05	0.05
合计	6	-	1320	1326	0.05	0.05

资料来源：公司公告，华泰研究

陕西煤业

陕西煤业于 2024 年收购陕煤电力集团后，电力业务成为公司重要业务板块。26H1 公司控制并运营大容量、高参数的清洁燃煤机组，控股燃煤发电机组总装机容量 21,580MW，其中在运装机容量 11,580MW、在建装机容量 10,000MW，机组主要分布在河南、陕西、山西、湖南等省份。26H1 公司电力业务实现收入 68.15 亿元，占总收入的 8.64%；电力业务毛利率 14.17%，毛利占比 3.67%。在不考虑在建机组的口径下，电力资产占公司总资产和净资产比重分别 16.98%和 28.43%。

图表66：陕西煤业收入结构拆分



资料来源：公司公告，华泰研究

中煤能源

中煤能源电力业务持续加强设备管理，提升机组可靠性和能效水平，并强化生产与营销协同，上半年全力抢发效益电量。26H1 公司累计完成发电量 86.2 亿千瓦时，同比增加 8.3 亿千瓦时；电力业务实现利润总额 5.49 亿元。项目建设方面，乌审旗 2×660MW 煤电一体化项目建筑工程已基本结束，全面转入设备安装阶段，后续投产有望进一步提升公司煤电一体化运营能力。

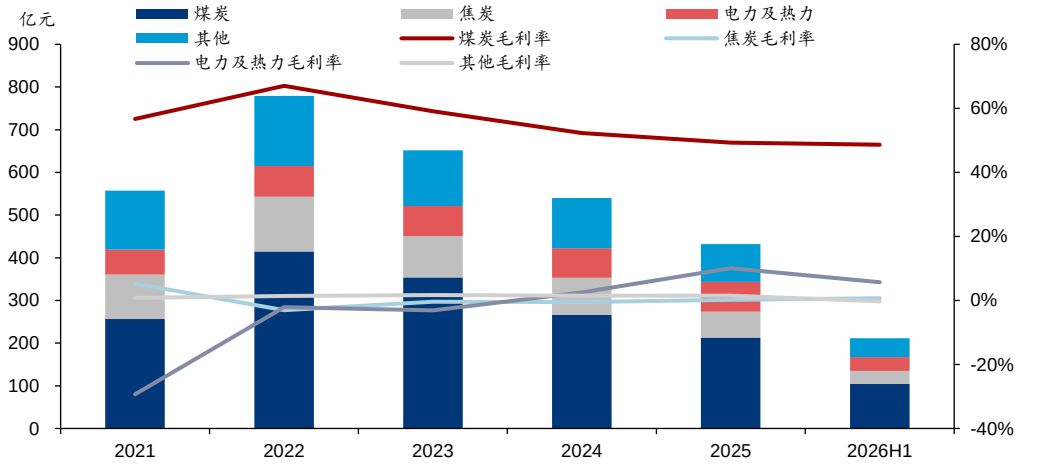
山西焦煤

山西焦煤电力产业主要由公司自主建成的火力发电资产构成。截至 2025 年底，公司拥有四座火力发电厂，电力装机容量 447 万千瓦。26H1 公司电力及热力业务实现营业收入 32.24 亿元，毛利率 5.65%，毛利占比 3.47%。从资产结构看，截至 2025 年底，电力资产占公司总资产和净资产比重分别为 15.0%和 34.9%，已成为公司煤电一体化布局的重要组成部分。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表67：山西焦煤收入结构拆分



资料来源：公司公告，华泰研究

淮北矿业

淮北矿业电力业务目前仍属于公司较小业务板块。26H1 公司电力板块实现营业收入 4.53 亿元，占公司营业收入比重 2.11%；板块毛利率 13.61%，毛利占比 1.42%。装机方面，2026 年 7 月，聚能发电两台 660MW 机组相继投运后，公司在运电力装机提升至 1,920MW，项目设计年发电量 59.4 亿 kWh，电力业务收入及资产占比预计将明显提升。按新投运项目口径测算，公司电力资产占总资产和净资产比重分别为 5.12%和 10.1%。

图表68：上市公司 26H1 发电业务占比对比

公司	电力占收入比例	电力占毛利比例	电力净资产占比
晋控煤业	-	-	-
中国神华	27.73%	13.00%	46.87%
兖矿能源	1.26%	0.60%	-
陕西煤业	8.64%	3.67%	28.43%
中煤能源	-	-	-
山西焦煤	17.88%	3.47%	34.90%
淮北矿业	2.11%	1.42%	10.10%

资料来源：公司公告，华泰研究

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

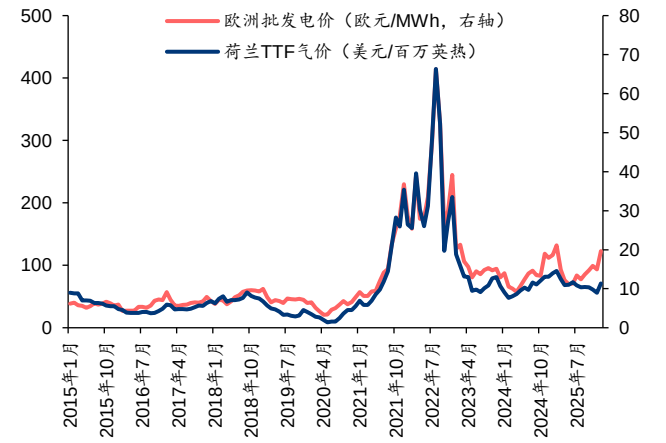
投资建议二：能源价格上涨带来新能源+储能快速增长的可能

我们认为本轮能源价格上涨将对新能源产业链需求形成催化，其中户用、工商业储能、风电或具备更强的弹性。

全球传统能源价格上涨或带动电价上涨，新能源配储经济性得以提升。以俄乌冲突为鉴，欧洲从油价到气价再到电价具有清晰的传导路径。复盘历史数据，1985 年以来国际布伦特原油价格与荷兰 TTF 天然气价格相关系数达到 0.74，由于天然气发电在欧洲电力系统中兼具主力电源与边际定价电源属性，气价上涨将直接推升燃气发电报价，并抬升欧洲批发电价中枢。批发电价上行随后向终端传导：一方面，风电、光伏新签 PPA 价格通常在 1-2 个季度内跟随上调；另一方面，居民零售电价也会通过电费账单逐步反映批发电价变化。在欧盟，超过半数国家的居民零售电价可在 1 个月内完成传导，其余国家传导周期约为 6-24 个月。

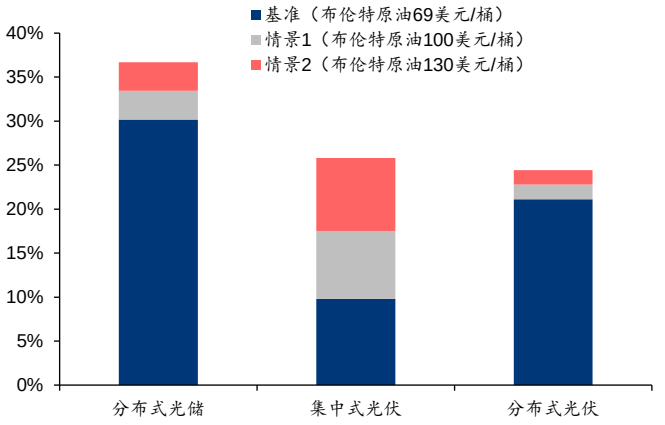
#1 储能：能源价格上行催化经济性改善，户储景气度或率先提升。我们测算，若布伦特原油价格由 2025 年均值 69 美元/桶上涨至 100、130 美元/桶，对应 TTF 天然气价格有望由 11.91 美元/MMBtu 提升至 17.93、23.76 美元/MMBtu。进一步假设燃气轮机发电效率为 60%，且天然气成本完全传导至批发电价，则德国批发电价有望由 2025 年均值 90 美元/MWh 提升至 119、148 美元/MWh。若批发电价继续完全传导至零售端，则德国居民零售电价有望由 404 美元/MWh 提升至 433、462 美元/MWh，对应欧洲分布式光储项目投资回报率有望提升 3-7pct，配储经济性进一步强化。

图表69：欧洲天然气价格即时传导电价变动



资料来源：Bloomberg，华泰研究

图表70：不同油价情景下欧洲光储回报 IRR 变化



资料来源：EnergyPrices，Bloomberg，Ember，ENTSO，华泰研究预测

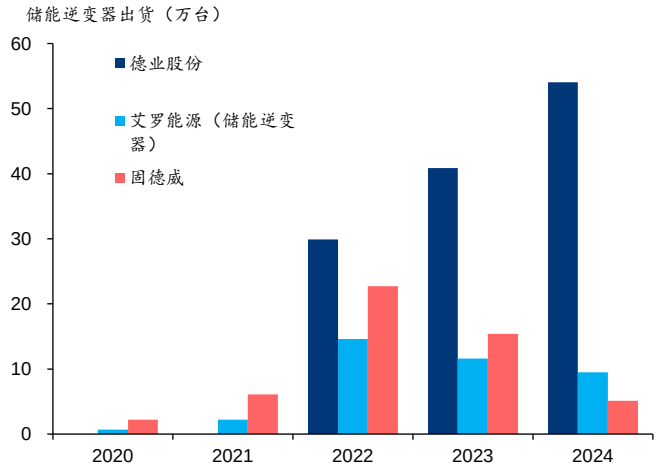
全球储能需求全面共振，共有三重推荐逻辑。

1. **涨电价逻辑下首推户储，**全球多数国家户用光伏配储率仍不足 1%，渗透空间广阔。在俄乌冲突期间，欧洲天然气与电价大幅上涨，居民侧电价显著抬升，户用光储成为降低用电成本的重要手段。2023 年欧洲新增户用光伏装机约 17.6GW、户用储能约 12.2GWh，分别同比增长约 38%和 94%，欧洲市场户储厂商艾罗能源、固德威也均在 2022 年实现了储能逆变器出货的显著增长。此外，随着英国温暖家园计划、德国 VDE 新规及澳洲、波兰、匈牙利等国补贴密集落地，有望进一步缩短投资回收期。
2. 工商储市场在替代柴发备电、延缓电网扩容等需求驱动下，未来 1~2 年增长斜率或快于户储，且工商储客户（以企业为主）价格敏感度相对较低、与户储渠道可以一定程度上复用，有望为户储企业开辟新的增长机会。
3. 大储方面，高比例新能源并网持续放大调峰保供需求，传统能源成本中枢上移加速新能源+储能迈向平价，叠加 AIDC 调峰调频、备用电源、电能质量管理等需求，景气持续向上。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

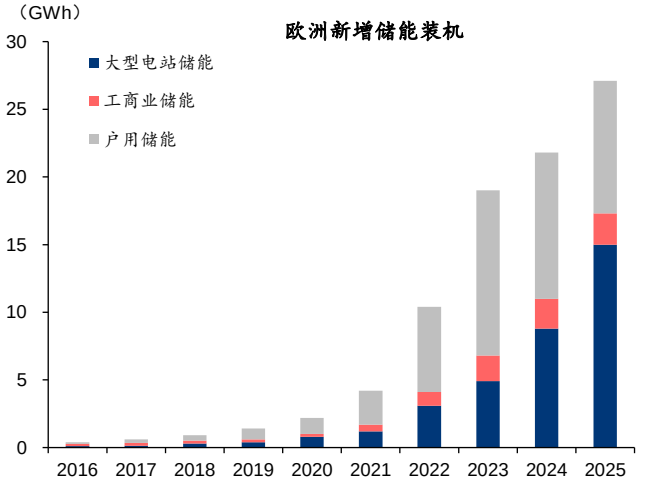
仅供内部参考，请勿外传

图表71：俄乌冲突拉动国内户储厂商出海需求



资料来源：公司官网，华泰研究

图表72：2016~2025 年欧洲储能年新增装机



资料来源：SPE，华泰研究

#2 风电：传统能源涨价强化能源转型叙事，国内外风电需求共振，看好龙头业绩弹性。

- 国内方面，我们看好今明两年风电装机需求维持高位。国内 6/7 月新增风电装机 13.6/8.5GW，同比+183%/+271%；7 月以来央国企招标集采启动，主要包括华能 4.2GW、国电投 6.2GW、国能 15GW，“五大六小”单月风电设备新增招标 29.5GW。政策端，《可再生能源发展“十五五”规划》于 26 年 7 月落地，规划“十五五”期间风光三北大基地 370GW 以上，海上风电新增开工规模 100GW 以上。
- 海外方面，根据欧洲风能协会，2026 年上半年欧洲新增风电装机 8.8GW，同比+30%；海上风电新增并网 2.3GW，同比+210%。海外需求高增拉动出口，海关总署数据显示，2026 年上半年，我国风力发电机组出口同比增长 35.6%，风电装备出海保持较快增长。

国内陆风涨价订单逐步交付，叠加海风景气度回升与出海占比提升，整机及零部件环节盈利有望持续修复；同时氢氨醇等新业务打开第二增长曲线。

推荐德业股份、固德威、东方电缆、金风科技 A/H。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

图表73：重点公司推荐一览表

股票名称	股票代码	投资评级	最新收盘价 (当地币种)	目标价 (当地币种)	市值 (百万) (当地币种)	EPS (元) 2025	EPS (元) 2026E	EPS (元) 2027E	EPS (元) 2028E	PE (倍) 2025	PE (倍) 2026E	PE (倍) 2027E	PE (倍) 2028E
金风科技	2208 HK	买入	7.46	16.09	31,500	0.66	1.09	1.42	1.68	9.73	5.88	4.50	3.80
德业股份	605117 CH	买入	71.54	114.54	91,091	2.49	4.98	6.36	7.61	28.73	14.37	11.25	9.40
固德威	688390 CH	买入	49.17	77.81	11,954	0.55	3.42	4.57	5.82	88.61	14.37	10.77	8.46
兖矿能源	1171 HK	买入	11.19	16.02	112,312	0.84	1.87	1.39	1.43	11.48	5.12	6.88	6.70
兖矿能源	600188 CH	买入	18.92	26.78	189,897	0.84	1.87	1.39	1.43	22.66	10.11	13.58	13.21
中国神华	1088 HK	买入	42.54	58.27	922,669	2.44	2.75	2.79	2.77	14.96	13.26	13.09	13.16
中国神华	601088 CH	买入	50.98	59.78	1,105,727	2.44	2.75	2.79	2.77	20.92	18.54	18.30	18.41
金风科技	002202 CH	增持	15.13	23.44	63,887	0.66	1.09	1.42	1.68	23.03	13.92	10.64	9.00
东方电缆	603606 CH	增持	33.72	45.74	27,813	1.54	1.98	2.44	2.91	21.88	17.07	13.80	11.57

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

图表74：重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
金风科技 (002202 CH) **金风科技** (2208 HK)	公司公布上半年业绩：收入 337.4 亿元（yoy+18.2%），归母净利 18.5 亿元（yoy+24.7%）；其中 Q2 实现营收 182.5 亿元（yoy/qoq-4.3%/+17.9%），归母净利 9.5 亿元（yoy/qoq+3.0%/+4.4%），扣非 11.0 亿元（yoy/qoq+35.7%/+20.0%）。考虑到 Q2 风场无转让（Q1 为 102MW），且自营风场利润贡献或环比下滑，我们认为扣非环比提升主要得益于海外收入占比提升与国内陆风盈利改善。展望后续，国内风电量利修复支撑行业 beta 向上，公司凭借海外先发优势率先实现盈利修复，alpha 优势显著，绿醇业务加速释放，有望贡献中长期新增量，维持 A/H 股“增持/买入”评级。 我们维持公司 2026-28 年归母净利润预测为 45.89/60.06/71.01 亿元，对应 EPS 为 1.09/1.42/1.68 元。参考可比公司 2026 年 Wind 一致预期均值为 15.45x，考虑到公司风机盈利修复与氢氨醇产业化进展领先，叠加参股蓝箭航天有望受益于商业航天催化，给予公司 A 股 2026 年 21.5xPE，调整目标价为 23.44 元（前值 27.25 元，对应 2026 年 25xPE，公司目标估值倍数下降主要原因为可比公司估值下降）。参考过去 1 年公司 A/H 股溢价率均值为 68%，给予 H 股目标价为 16.09 港币/股（前值 19.55 港币，对应 A/H 股溢价率 61%）。 风险提示：行业需求不及预期，政策落地不及预期，国际贸易风险。 报告发布日期：2026 年 08 月 27 日 **点击下载全文：金风科技(002202 CH,增持;2208 HK,买入): 26H1 风机毛利率改善显著**
德业股份 (605117 CH)	公司发布 2026 年中报业绩，26H1 实现营收 106.41 亿元，同比+92.23%，归母净利润 27.17 亿元，同比+78.53%，与此前预测（27.5 亿元）基本一致。其中 26Q2 实现营收 61.82 亿元，同/环比+108.20%/+38.62%，归母净利润 15.3 亿元，同/环比+87.31%/+28.77%，业绩高增主要系海外户用与工商储需求增长带动公司销售放量。公司作为国内储能领军企业，布局大储、工商储、户储、阳台光伏等细分领域，伴随全球储能经济性改善与需求景气有望实现业绩持续增长。给予公司目标价 114.54 元，维持“买入”评级。 我们上调公司 2026/27/28 年归母净利润预测至 63.38/80.93/96.88 亿元（前值：55.02/67.98/83.98 亿元，上修 15%/19%/15%，主要系公司储能逆变器和电池包需求高增），对应 EPS 4.98/6.36/7.61 元。截至 2026 年 8 月 26 日，可比公司 2026 年平均 PE 为 17.68x（前值：25.25x），考虑到公司作为国内户储龙头企业，同步布局工商储、大储领域，在渠道开拓和成本管控方面具备优势，我们给予公司 2026E 23x PE（30%估值溢价，估值溢价上调主要系公司在工商储、大储等领域布局有望打开成长空间，前值：2026E 29x PE），目标价 114.54 元（前值：175.45 元，考虑公司 2026 年 5 月完成 2025 年度权益分派实施每股转增 0.4 股后股本增加，原目标价 175.45 元按相同比例除权后对应 125.32 元），维持“买入”评级。 风险提示：行业发展不及预期，市场竞争加剧，上游原材料涨幅超预期。 报告发布日期：2026 年 08 月 27 日 **点击下载全文：德业股份(605117 CH,买入): 中报业绩实现同比高增**
固德威 (688390 CH)	公司公布 26H1 业绩，26H1 公司实现营收 62.50 亿元，同比+52.96%，归母净利 2.86 亿元，同比实现扭亏；其中 2Q26 公司实现营收 38.89 亿元，同比+76.47%、环比+64.75%，归母净利 1.85 亿元，同/环比+1518%、+82.31%，业绩持续修复。我们看好公司作为全球户用光储逆变器龙头，受益澳洲、欧洲等海外户储需求高景气，有望持续受益于全球新能源和储能需求增长，给予公司目标价 77.81 元，维持“买入”评级。 我们下调 2026/27/28 年归母净利润预测至 8.32/11.10/14.14 亿元（前值：10.14/14.04/18.03 亿元，分别下修 17.9%/20.9%/21.6%），对应 2026/27/28 年 EPS 为 3.42/4.57/5.82 元。根据 Wind 一致预期，可比公司 2026E 平均 PE 为 22.75x，考虑公司海外业务稳步推进，给予公司 2026E 22.75x PE（前值：29x PE），目标价 77.81 元（前值：120.93 元），维持“买入”评级。 风险提示：行业发展不及预期，市场竞争加剧，上游原材料涨幅超预期。 报告发布日期：2026 年 08 月 28 日 **点击下载全文：固德威(688390 CH,买入): 汇兑损失与减值短期扰动盈利**

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

股票名称	最新观点
兖矿能源 (600188 CH) 兖矿能源 (1171 HK)	公司 26H1 实现营业收入 756.47 亿元，同比+13.0%；归母净利润 71.50 亿元，同比+47.8%；扣非归母净利润 46.07 亿元，同比+4.0%。26Q2 实现营业收入 410.58 亿元，同比+24.5%、环比+18.7%；归母净利润 31.95 亿元，同比+55.3%、环比-19.2%；扣非归母净利润 35.47 亿元，同比+109%、环比+235%。Q2 归母净利润环比下降主要系 Q1 确认出售鑫泰公司股权带来的 28.43 亿元一次性收益，而扣非口径盈利环比明显改善。整体业绩符合我们此前预期，主要系 Q2 煤炭及煤化工板块量价齐升。我们看好 1）下半年煤炭供需偏紧背景下煤价中枢有望维持较高水平以及油煤比价改善带来的煤化工盈利弹性；2）优质资产注入打开长期增长空间。维持“买入”评级。 考虑到济三电力电厂机组关停以及资产注入尚未交割，我们下调公司 26 年售电量 76.88 亿千瓦时至 67.38 亿千瓦时；考虑到安监趋严，我们将产量预期从 1.93 亿吨下调为 1.90 亿吨，对应销量从 1.85 亿吨下调为 1.82 亿吨，27-28 年假设维持不变；考虑到公司自产煤成本压降不及预期，我们将 26-28 年自产煤单位成本从 311/305/302 元/吨上调为 323/323/323 元/吨，对应综合销售成本从 325/318/315 元/吨上调为 337/335/335 元/吨。我们下调公司 26-28E 归母净利润为 187.91/139.84/143.74 亿元（下调 3%/7%/9%），对应 EPS 为 1.87/1.39/1.43 元。基于可比公司 iFinD 一致预期 14.30 倍 PE，给予公司 26 年 14.30 倍 PE 估值（前值 15.44x），对应下调 A 股目标价至 26.78 元（前值 29.64 元）；基于近三个月 92.68%A/H 溢价和 0.87HKD/RMB 汇率，下调 H 股目标价至 16.02 港币（前值 22.46 港币，A/H 溢价为 49.97%，汇率为 0.88HKD/RMB）。 风险提示：煤价上涨幅度不及预期；成本修复不及预期。 报告发布日期：2026 年 08 月 31 日 **点击下载全文：兖矿能源(600188 CH,买入;1171 HK,买入)：煤价回升带动 Q2 扣非盈利修复**
中国神华 (1088 HK) 中国神华 (601088 CH)	公司公布 2026 年上半年业绩：实现营业收入 1,893.38 亿元，同比+7.9%；归母净利润 287.15 亿元，同比+4.1%。其中二季度实现营业收入 1,189.41 亿元，同比+12.4%；归母净利润 180.48 亿元，同比+15.4%。公司上半年经营业绩保持稳健增长，资产整合落地后煤炭、电力、煤化工及运输业务规模进一步扩大，一体化协同能力持续增强。短期来看供给收缩有望支撑煤价，长期来看公司此次资产注入有望强化“煤电路港航化”一体化经营模式，抗周期属性和资源价值进一步提升，维持“买入”评级。 此次资产并表后我们上调公司 26-28E 归母净利润为 596.55/604.19/600.67 亿元(前值 555.24/561.18/576.67 亿元，上调 7%/8%/4%)，对应 EPS 为 2.75/2.79/2.77 元。基于 DDM 估值法，我们维持前次报告分红率假设，考虑到资产整合已完成，我们将永续增长率假设由 2%下调至 0%，并综合市场无风险利率及资本结构变动，下调 WACC 至 4.14%(前值 5.9%)，我们上调 A 股目标价至 59.78 元(前值 57.91 元)；基于近 3 月 A/H 溢价为 18.27%(前值 14.3%)，基于港币兑人民币汇率 0.87(前值 0.87)，上调 H 股目标价至 58.27 港币(前值 58.07 港币)。维持“买入”评级。 风险提示：煤价上涨幅度不及预期；成本修复不及预期。 报告发布日期：2026 年 08 月 31 日 **点击下载全文：中国神华(601088 CH,买入;1088 HK,买入)：煤电路港航化一体化龙头再起航**
东方电缆 (603606 CH)	公司发布半年报，2026H1 营收 58.0 亿元（yoy+30.8%），归母净利 5.6 亿元（yoy+19.4%）；其中 Q2 实现营收 29.2 亿元（yoy+27.6%，qoq+1.2%），归母净利 1.9 亿元（yoy+0.6%，qoq-48.0%），二季度环比承压主要系部分海缆项目确收进度延后。随着下半年海风项目陆续开工及并网，公司存货及在手订单饱满，出货放量可期。展望后续，我们看好国内外海上风电、油气与电力互联需求高景气，公司有望陆续实现订单落地，支撑业绩持续向好。 考虑到国内海风项目开工进度有所延后，我们下调公司 26-28 年归母净利润至 16.29/20.15/24.03 亿元（较前值分别调整-19.99%/-16.34%/-15.76%，三年复合增速为 23.65%），对应 EPS 为 1.98/2.44/2.91 元。可比公司 26 年一致预期 PE 均值为 17.26x，考虑到公司海缆龙头地位稳固，在手订单充沛，维持公司 26 年 23.1xPE，对应目标价为 45.74 元，维持“增持”评级（前值 68.38 元，对应 26 年 23.1xPE）。 风险提示：原材料价格上涨风险、海上风电建设进度不及预期、海外市场拓展进度不及预期。 报告发布日期：2026 年 08 月 05 日 **点击下载全文：东方电缆(603606 CH,增持)：关注 H2 海缆敷设及订单催化**

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

风险提示

地缘冲突缓和超预期。若中东冲突缓和、霍尔木兹海峡通行恢复快于预期，或受损油气设施修复进度快于假设，全球油气煤供给紧张程度可能缓解。

国内煤炭供给恢复超预期。若稳产保供政策执行强于预期，山西及其他主产区复产达产快于假设，国内煤炭供给可能明显修复。

进口煤补充能力强于预期。若印尼 RKAB 审批放松、DMO 履约压力减弱，或蒙古、俄罗斯、澳大利亚等来源国对华出口增长快于预期，进口煤补充能力或压制国内煤价。

国内电力及电煤需求不及预期。若宏观经济、出口、工业生产、数据中心投产、新能源汽车充电需求低于预期，或冬夏季气温偏温和导致用电需求不足，电煤需求可能低于预测，煤价存在下行风险。

非煤电源出力超预期。若来水明显好于预期，风光利用小时提升快于假设，或核电投产及利用小时高于预期，火电发电量和电煤消耗可能低于测算，影响煤价、电价及煤电企业盈利预测。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

免责声明

分析师声明

本人，刘俊、王嵩、边文姣、苗雨菲、宫宇博、戚腾元，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。请注意，标*的人员并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作，华泰证券股份有限公司和其关联机构统称为“华泰证券”(华泰证券股份有限公司已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格) 。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供华泰证券及其客户和其关联机构使用。华泰证券不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于华泰证券认为可靠的、已公开的信息编制，但华泰证券对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰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。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰证券不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰证券对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

华泰证券（华泰证券（美国）有限公司除外）不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰证券力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰证券及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰证券不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰证券及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰证券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，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰证券的销售人员、交易人员或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。华泰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。华泰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。投资者应当考虑到华泰证券及/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信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

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、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰证券违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为华泰证券所有。未经华泰证券书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人(无论整份或部分)等任何形式侵犯华泰证券版权。如征得华泰证券同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。华泰证券保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为华泰证券的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司或其关联机构制作,在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题,请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 固德威（688390 CH）、淮北矿业（600985 CH）、中煤能源（601898 CH）、金风科技（002202 CH）、晋控煤业（601001 CH）、东方电缆（603606 CH）、金风科技（2208 HK）、中煤能源（1898 HK）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司实益持有标的公司的市场资本值的 1%或以上。
- 固德威（688390 CH）、兖矿能源（1171 HK）、金风科技（2208 HK）、中煤能源（1898 HK）、中国神华（1088 HK）：华泰金融控股（香港）有限公司、其子公司和/或其关联公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure

其他信息请参见下方 **“美国-重要监管披露”**。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934 年证券交易法》（修订版）第 15a-6 条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受 FINRA 关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师刘俊、王嵩、边文姣、苗雨菲、宫宇博、戚腾元本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括 FINRA 定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 兖矿能源（600188 CH）、兖矿能源（1171 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前的 12 个月内担任了标的证券公开发行或 144A 条款发行的经办人或联席经办人。
- 兖矿能源（600188 CH）、陕西煤业（601225 CH）、兖矿能源（1171 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日之前 12 个月内曾向标的公司提供投资银行服务并收取报酬。
- 兖矿能源（600188 CH）、兖矿能源（1171 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司预计在本报告发布日之后 3 个月内将向标的公司收取或寻求投资银行服务报酬。
- 固德威（688390 CH）、淮北矿业（600985 CH）、中煤能源（601898 CH）、金风科技（002202 CH）、晋控煤业（601001 CH）、东方电缆（603606 CH）、金风科技（2208 HK）、中煤能源（1898 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司实益持有标的公司某一类普通股证券的比例达 1%或以上。
- 固德威（688390 CH）、兖矿能源（1171 HK）、金风科技（2208 HK）、中煤能源（1898 HK）、中国神华（1088 HK）：华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司在本报告发布日担任标的公司证券做市商或者证券流动性提供者。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第 32C 条的规定分发其在华泰证券内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所分发的信息相关的事宜。

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster

仅供内部参考，请勿外传

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后 6 至 12 个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经 225 指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时 100 指数，德国市场基准为 DAX 指数），具体如下：

行业评级

增持：预计行业股票指数超越基准
中性：预计行业股票指数基本与基准持平
减持：预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

买入：预计股价超越基准 15%以上
增持：预计股价超越基准 5%~15%
持有：预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
卖出：预计股价弱于基准 15%以上
暂停评级：已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
无评级：股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

法律实体披露

中国：华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91320000704041011J
香港：华泰金融控股（香港）有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格，经营许可证编号为：AOK809
美国：华泰证券（美国）有限公司为美国金融业监管局（FINRA）成员，具有在美国开展经纪交易商业务的资格，经营业务许可编号为：CRD#:298809/SEC#:8-70231
新加坡：华泰证券（新加坡）有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，并且是豁免财务顾问，经营许可证编号为：202233398E

华泰证券股份有限公司

南京
南京市建邺区江东中路 228 号华泰证券广场 1 号楼/邮政编码：210019

电话：86 25 83389999/传真：86 25 83387521
电子邮件：ht-rd@htsc.com

北京
北京市西城区太平桥大街丰盛胡同 28 号太平洋保险大厦 A 座 18 层/邮政编码：100032
电话：86 10 63211166/传真：86 10 63211275
电子邮件：ht-rd@htsc.com

深圳
深圳市福田区益田路 5999 号基金大厦 10 楼/邮政编码：518017
电话：86 755 82493932/传真：86 755 82492062
电子邮件：ht-rd@htsc.com

上海
上海市浦东新区东方路 18 号保利广场 E 栋 23 楼/邮政编码：200120
电话：86 21 28972098/传真：86 21 28972068
电子邮件：ht-rd@htsc.com

华泰金融控股（香港）有限公司
香港中环皇后大道中 99 号中环中心 53 楼
电话：+852-3658-6000/传真：+852-2567-6123
电子邮件：research@htsc.com
http://www.htsc.com.hk

华泰证券（美国）有限公司
美国纽约公园大道 280 号 21 楼东（纽约 10017）
电话：+212-763-8160/传真：+917-725-9702
电子邮件: Huatai@htsc-us.com
http://www.htsc-us.com

华泰证券（新加坡）有限公司
滨海湾金融中心 1 号大厦, #08-02, 新加坡 018981
电话：+65 68603600
传真：+65 65091183
https://www.htsc.com.sg

©版权所有2026年华泰证券股份有限公司

Remove Demo Watermark from http://www.wancaiinfo.com/pdfmaster