下载日志已记录，仅供内部参考

2026年06月16日

东海证券 DONGHAI SECURITIES

标配

中东冲突凸显我国煤化工优势及煤炭保障能源边际安全能力

——大周期研究系列煤炭篇

证券分析师
张季恺 S0630521110001
zjk@longone.com.cn
证券分析师
谢建斌 S0630522020001
xjb@longone.com.cn



相关研究

1.桐昆股份（601233）：长丝景气改善，2026Q1盈利弹性超预期——公司简评报告
2.恒力石化（600346）：从韧性到弹性，全球炼化产能重构下的机遇——公司简评报告
3.当前时点看民营大炼化的再估值——石油石化行业深度报告

投资要点：

- **能源咽喉受阻，我国油气进口面临安全压力。**美伊冲突爆发后，霍尔木兹海峡长期阻塞/低通量运行，中东原油、LPG、LNG出口均受到显著扰动。我国原油、天然气对外依存度仍处高位，其中原油进口占整体供给约七成，天然气进口占整体供给约四成；中东仍是我国原油和LNG核心供应区域之一，地缘冲突将通过油气价格、运输通道和化工原料成本三条路径冲击我国能源与石化产业链安全。

- **油气价格上行推动煤化工成本优势重新凸显。**霍尔木兹海峡扰动推升国际油价、LNG及LPG价格，石脑油裂解、乙烷裂解和PDH等油气路线成本上移，东亚乙烯、丙烯价格随之走高。相比之下，我国煤炭价格在保供稳价政策下波动相对可控，煤制烯烃原料成本斜率较低，在高油价环境下煤制乙烯、煤制丙烯成本优势明显修复，煤化工路线盈利能力和战略价值有望提升。

- **我国煤制乙烯（丙烯）逐步向大规模降碳化发展。**由于煤制烯烃成本构成中固定成本占比最大，且受原材料价格影响较小，相对小规模项目而言，大规模煤制烯烃项目单吨投资额具备优势，烯烃固定成本降低。新增煤化工项目强调一体化发展。一方面绿氢耦合从概念进入主流程设计；另一方面，宝丰宁东四期、中煤榆林化工二期等项目体现了煤制烯烃不再只流向HDPE、PP，而是向EVA、LDPE、PO、PPG、PPC、专用PP、专用PE延伸，有望改善煤制烯烃的利润稳定性。

- **煤炭仍是我国能源安全的压舱石，增储上产与结构优化并行。**我国是全球最大煤炭进口国，但国内煤炭资源禀赋较强，储量和产量主要集中于晋陕蒙新等核心产区，其他地区在焦煤、无烟煤等稀缺煤种上形成结构性补充。近年来我国持续推进煤炭增储上产，原煤产量已完成台阶式上移，政策重心逐步从应急扩产转向高位稳产、先进产能释放、产能储备和稀缺煤种保护性开发，煤炭在极端地缘冲击下的能源安全底盘作用进一步强化。

- **投资建议：**我们认为中东事件或仍有反复，且中东油田的设施复产仍需要一定时间，支撑国际油价，东亚乙烯价格水涨船高。国内外供应收缩等因素影响下煤价仍有支撑，但是相较于石油路线，煤化工的安全保障性和成本优势都会得到强化。建议关注：**宝丰能源、中国神华、华鲁恒升、中煤能源、兖矿能源等。**

- **风险提示：**地缘政治风险、需求预期风险、管理政策风险等。

下载日志已记录，仅供内部参考

正文目录

1. 事件——美伊冲突爆发，全球能源咽喉阻塞 4
2. 我国原油天然气对外依存度仍然较高 8
2.1. 我国原油供需局面 8
2.2. 我国天然气供需局面 9
3. 煤化工成本优势凸显 11
3.1. 乙烯丙烯价格迅速走高 11
3.2. 煤化工烯烃成本优势凸显 11
3.3. 我国煤化工有望加速发展 14
4. 我国是最大的煤炭进口国 15
4.1. 煤炭的具体分类 15
4.2. 全球煤炭资源的分布 17
4.3. 我国是全球最大的煤炭进口国 17
4.3.1. 我国煤炭进口近年有所回落 18
4.3.2. 进口结构上我国愈加重视地缘安全 19
5. 我国的煤炭资源分布 20
5.1. 我国煤炭呈主要产区产量集中、其他地区结构性补充格局 20
5.2. 我国坚持煤炭增储，保证能源供应安全边际 21
6. 煤炭资源在我国扮演能源压舱石角色 22
7. 投资建议 24
8. 风险提示 24

下载日志已记录，仅供内部参考

图表目录

图 1 2025 年全球海运原油进口分布（%）.....4
图 2 2025 年全球海运 LNG 进口分布（%）.....4
图 3 霍尔木兹海峡示意图.....5
图 4 我国原油供给情况（%）.....8
图 5 我国原油进口来源分布（万吨）.....8
图 6 我国天然气供给情况（%）.....10
图 7 我国天然气进口来源分布（万吨）.....10
图 8 我国天然气理论消费情况（万吨）.....11
图 9 我国天然气理论消费分布（万吨，%）.....11
图 10 国内丙烯有效产能（万吨/年）.....13
图 11 我国不同路线乙烯成本价差（美元/吨）.....13
图 12 我国不同路线丙烯成本价差（美元/吨）.....13
图 13 乙烯成本结构拆分.....14
图 14 不同线路乙烯成本模拟.....14
图 15 中国煤炭分类图.....16
图 16 全球煤炭贸易进口情况（百万吨）.....18
图 17 全球煤炭贸易进口变化情况（百万吨）.....18
图 18 我国煤炭进口来源（万吨）.....19
图 19 我国煤炭分类别进口（万吨）.....19
图 20 我国动力煤主要进口来源（万吨）.....19
图 21 我国炼焦煤主要进口来源（万吨）.....19
图 22 我国无烟煤主要进口来源（万吨）.....20
图 23 我国到港进口煤炭量（万吨）.....20
图 24 2025 年我国原煤主要产地.....20
图 25 国内原煤产量（万吨/月）.....22
图 26 华北部分商品煤价格走势（元/吨）.....23

表 1 阿拉伯半岛主要原油出口设施.....5
表 2 阿拉伯半岛主要 LPG 出口设施.....6
表 3 亚洲主要国家 LPG 进口依赖情况.....7
表 4 阿拉伯半岛主要 LNG 出口设施.....7
表 5 国内主要统计区域原油加工量.....9
表 6 2022 年~2025 年主要新增乙烯产能统计.....11
表 7 近期投产煤制烯烃项目.....15
表 8 按用途分类煤炭.....16
表 9 全球煤炭储量情况.....17
表 10 分煤种储备主要分布.....17
表 11 国内主要煤炭产区资源分布特性.....21
表 12 我国煤炭供需平衡表（万吨）.....23

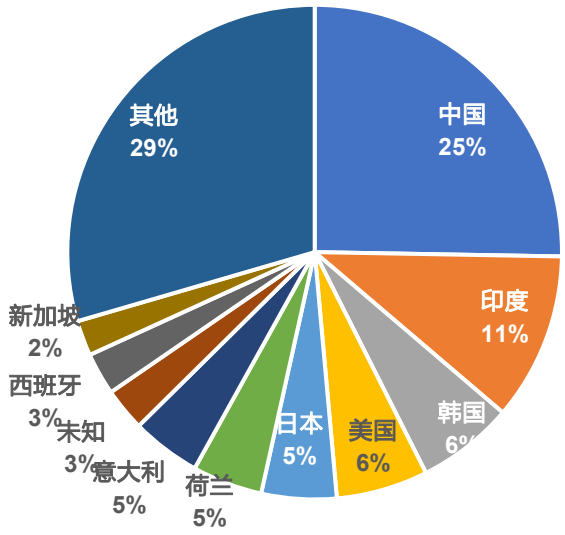
下载日志已记录，仅供内部参考

1.事件——美伊冲突爆发，全球能源咽喉阻塞

2026 年 2 月 28 日美国及以色列突袭伊朗，美、以—伊冲突爆发，伊朗革命卫队最高领袖及宗教领袖哈梅内伊身亡。伊朗革命卫队宣布美国及其盟友相关船只不可通过霍尔木兹海峡，西亚地区原油及石化运输陷入停滞。即便后续双方经历多个回合的碰撞与协商于 6 月 15 日达成初步和平框架协议，截至发稿前霍尔木兹海峡仍然处于阻塞/低通量运行状态，全球能源供应陷入紧张局面。

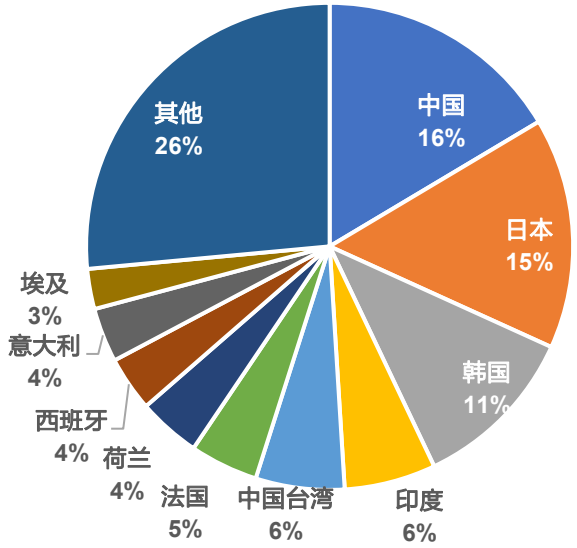
全球海运原油与 LNG 需求高度集中于亚洲核心消费国，欧洲构成重要补充。根据 Kpler 数据，2025 年，全球海运原油进口总量约为 160.57 亿桶，折合约 4400 万桶/日。其中前十位目的地合计贡献了 70.5%的需求，我国以 40.59 亿桶、25.3%的份额位居世界第一。印度、韩国、美国、日本分别占 11.0%、6.3%、6.0%和 4.9%。全球海运原油需求仍由中印日韩等亚洲炼化中心主导。LNG 方面，2025 年全球 LNG 海运总量约为 3.11 亿吨，前十位目的地合计占比约 73.5%，其中中国、日本、韩国、印度以及我国台湾省合计占比约 55%。整体来看，原油和 LNG 的海运需求均体现出“亚洲定价权提升、欧洲补充性承接、其他市场长尾分散”的特征。LNG 需求集中度略高于原油，主要因为东北亚和印度等市场对海运 LNG 的资源依赖度更强。

图1 2025 年全球海运原油进口分布（%）



资料来源：Kpler 东海证券研究所

图2 2025 年全球海运 LNG 进口分布（%）



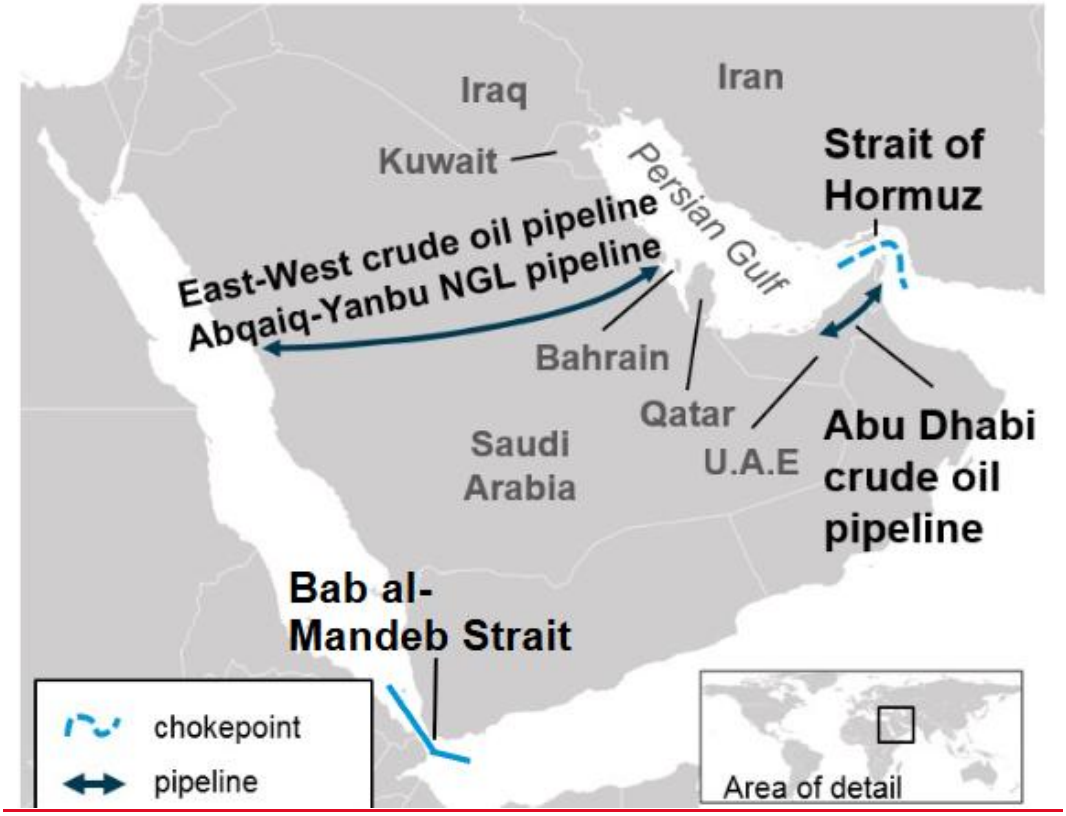
资料来源：东海证券研究所

霍尔木兹海峡关闭，原油、LPG、LNG 供给均将受到显著冲击，但三者受影响路径有所不同。

原油方面，根据 Kpler 数据，可统计的中东相关原油出口设施 2025 年出口量合计约 51.94 亿桶。其中若剔除红海 Yanbu、阿曼 Mina Al Fahal 以及可通过 ADCOP 管线连接波斯湾内设施的 Fujairah，直接受限规模约 45.57 亿桶（ADCOP 管道产能余量及 Fujairah 出口产能余量二者取低），占相关设施出口量的 88%，折合 1248 万桶/日。受影响主体主要包括沙特 Juaymah、伊拉克 Al Basrah、伊朗 Kharg Island、阿联酋 Das Island/Zirku 以及卡塔尔 Al Shaheen 等核心原油出口港口。由于原油市场仍存在战略库存释放、绕行管线、其他产区增产等缓冲手段，短期价格冲击预计较强，但物理断供压力相对 LNG、LPG 略具缓冲空间。

下载日志已记录，仅供内部参考

图3 霍尔木兹海峡示意图



资料来源：EIA，东海证券研究所

表1 阿拉伯半岛主要原油出口设施

港口	端口	国家	2025 年出口总量（百万桶）	主要买家份额
红海				
Yanbu	Yanbu Crude	沙特	28	埃及（100%）
波斯湾				
Ras Tanura	Ras Tanura Terminal	沙特	60	日本（26.57%）、印度（20.99%）、韩国（12.83%）、中国（11.83%）
Ras Tanura	Juaymah Crude (SPM) Terminal	沙特	1410	中国（31.775%）、韩国（17.99%）、日本（13.55%）、美国（7.73%）
Khafji	Khafji SPM, VLCC SPM, VLCC SPM 2	沙特-科威特	104	中国（48.62%）、印度（8.19%）、新加坡（12.06%）
Mina Saud	Mina Saud SBM	沙特-科威特	36	印度（42.49%）、美国（24.13%）、马来西亚（13.17%）
Al Basrah	SPM 1, 2, 3, 5	伊拉克	1253	中国（34.83%）、印度（27.01%）、韩国（10.03%）
Khor Al Zubair Light.		伊拉克	6	中国（44.40%）、美国（43.61%）、韩国（11.99%）
Kharg Island	Berth 1, 2	伊朗	602	中国（49.49%）
Lavan Island	Lavan SPM	伊朗	4	中国（60.13%）
Sirri Island	Sirri Oil Terminal Berth	伊朗	13	中国（29.81%）
FPSO Soroosh	FPSO Soroosh	伊朗	10	中国（7.56%）

下载日志已记录，仅供内部参考

Mina Al Ahmadi	MAA Refinery	科威特	13	印度（70.23%）、泰国（8.56%）、荷兰（7.95%）
Das Island	Das Island SBM 1, 2	阿联酋	229	日本（49.74%）、印度（18.59%）、新加坡（12.73%）
Fateh	Fateh SPM	阿联酋	17	马来西亚（32.90%）、中国（25.91%）、新加坡（11.48%）
Mubarraz Island	Mubarraz Island SPM	阿联酋	8	日本（100%）
Zirku	Zirku SPM 1, 2	阿联酋	295	中国（54.43%）、印度（9.09%）
ADCOP Fujairah	ADCOP Fujairah SPM 1, 2, 3	阿联酋	364	日本（32.96%）、泰国（17.75%）、中国（16.54%）、印度（13.18%）
Ruwais	Ruwais SPM Crude 1, 2, 3（Jebel Dhanna）	阿联酋	99	新加坡（24.02%）、印度（23.55%）、中国（8.70%）
Mesaieed	Mesaieed Terminal Berth, SPM	卡塔尔	41	新加坡（28.86%）、日本（24.02%）
Halul Island	QP Halul SBM 1, 2	卡塔尔	54	日本（28.35%）、中国（18.59%）
Ras Laffan	Ras Laffan SPM 1, 2	卡塔尔	60	韩国（39.35%）、阿联酋（34.73%）、新加坡（23.64%）
Al Shaheen	Al Shaheen II SPM	卡塔尔	133	新加坡（29.32%）、缅甸（14.70%）、中国（14.41%）
	Al Shaheen I SPM, Al Shaheen I Berth SPM 2	卡塔尔		
Al Rayyan	Al Rayyan Berth	卡塔尔	1	中国（100%）
阿曼湾				
Mina Al Fahal	Mina Al Fahl SBM 1, 2	阿曼	354	中国（74.33%）、马来西亚（10.63%）
Advario Oman	Oiltank. Sohar Berrh 1, 2, 3, 4; Sohar Berth 4	阿曼	0.2	沙特（100%）

资料来源：Kpler，东海证券研究所

注：仅统计 2025 年实际进行出口的设施

LPG 方面，根据 Kpler 数据，2025 年全球海运 LPG 总量为 10.92 亿桶，其中中国、印度、日本、韩国等亚洲市场为主要需求方。中东可统计 LPG 出口设施 2025 年海运出口量约 1.76 亿桶，其中波斯湾内设施约 1.64 亿桶，占相关设施出口量的 93.5%，约占全球海运 LPG 需求的 15%。受影响设施主要包括科威特 Mina Al-Ahmadi、伊朗 Asaluyeh, Bandar Imam Khomeini、伊拉克 Umm Qasr、阿联酋 Ruwais, Das Island 以及巴林 Sitra 等。

表2 阿拉伯半岛主要 LPG 出口设施

港口	端口	国家	2025 年出口总量（百万桶）	主要买家份额
波斯湾				
Mina Al-Ahmadi		科威特	43	印度（59.02%）、中国（81.82%）
Mina Al-Ahmadi	Shuaiba Storage	科威特		
Bandar Mahshahr		伊朗	1	中国（100%）
Bandar Imam Khomeini	BIK LPG	伊朗	4	中国（100%）
Asaluyeh	Asaluyeh South Pars Terminal	伊朗	23	中国（85.97%）
Asaluyeh	Asaluyeh Petrochemicals	伊朗		
Umm Qasr North	Umm Qasr LPG	伊拉克	8	

下载日志已记录，仅供内部参考

Umm Qasr North	Umm Qasr Storage	伊拉克		印度（32.27%）、孟加拉国（24.72%）、巴基斯坦（11.91%）
Ruwais	Al Ruwais Chemicals	阿联酋	0.2	埃及（100%）
Ruwais	Ruwais Refinery	阿联酋	76	印度（72.38%）、中国（18.74%）
Das Island	Das Island Products	阿联酋	8	印度（76.06%）、中国（23.94%）
Sitra	Sitra Refinery	巴林	2	印度（51%）、印尼（49%）
红海				
Yanbu	Yanbu NGL & Yasref	沙特	11	中国（22.89%）、约旦（15.02%）、韩国（14.19%）

资料来源：Kpler，东海证券研究所
注：仅统计 2025 年实际进行出口的设施

根据 Kpler 数据，2025 年中东地区约占亚洲 LPG 进口总量的 48%，即 154 万桶/日，而美国约占 39%即 126 万桶/日。考虑到 LPG 是丙烷脱氢、民用燃料和化工裂解的重要原料，霍尔木兹海峡关闭对中国、印度等市场的丙烷/丁烷供给形成更直接冲击。

表3 亚洲主要国家 LPG 进口依赖情况

国家	进口依存度	中东占进口比例
中国	38.90%	约 41.1%
日本	81.80%	3.60%
韩国	77.90%	总 LPG 中东占比缺少免费完整口径；丙烷口径中，沙特+阿联酋约 2.2%
印度	60%–67%	85%–90%
印尼	约 79%	约 43%
越南	约 78%–82%	约 70%
泰国	约 23%	液化丙烷卡塔尔、阿联酋、科威特、沙特合计约 93%

资料来源：世界银行、IEEJ、路透社，东海证券研究所

LNG 方面，可统计 LNG 出口设施 2025 年出口总量约 128.7 Bcm，其中卡塔尔 Ras Laffan 与阿联酋 Das Island 合计约 113.6 Bcm，占比约 88.3%；按 1 Bcm≈73.5 万吨 LNG 粗略换算，受限规模约 8,350 万吨 LNG，约占全球海运 LNG 需求 31,092 万吨的 26.9%。其中 Ras Laffan 是全球最核心的 LNG 出口枢纽之一，流向高度集中于中国、印度、韩国、日本及欧洲部分市场。由于 LNG 受长协、船期、接收站匹配和气源替代约束更强，短期调剂弹性低于原油，霍尔木兹通道的中断，导致亚洲现货 LNG 价格与欧洲 TTF/JKM 价差迅速走阔，并进一步推升燃气发电、城市燃气及工业燃料成本。

表4 阿拉伯半岛主要 LNG 出口设施

港口	端口	国家	出口产能	2025 年出口总量（Bcm）	主要买家份额
Qalhat	Omen LNG	阿曼	11.4 Mtpa	15.1	日本（27.15%）、印度（18.54%）、韩国（15.89%）
Das Island	ADGAS Das Island Berth	阿联酋	5.8 Mtpa	6.6	印度（63.64%）、日本（15.15%）
Ras Laffan	Ras Laffan（Qatargas LNG）	卡塔尔	77.0 Mtpa	107.0	中国（24.49%）、印度（14.39%）、韩国（8.60%）

资料来源：Kpler，东海证券研究所
注：仅统计 2025 年实际进行出口的设施

下载日志已记录，仅供内部参考

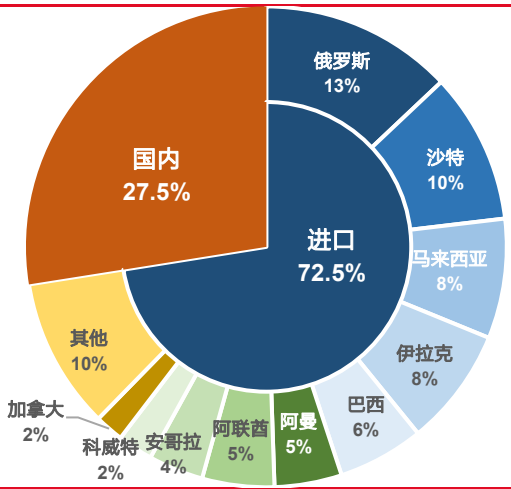
2.我国原油天然气对外依存度仍然较高

2.1.我国原油供需局面

我国原油资源主要集中于渤海湾及近海海域、松辽盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地和塔里木盆地。根据自然资源部《中国矿产资源报告》，截至 2023 年底，全国石油剩余探明技术可采储量为 38.51 亿吨。根据国家统计局，2024 年规上工业原油产量为 2.13 亿吨，2025 年增长至 2.16 亿吨。分产区看，海洋原油成为国内增产主力，2024 年全国海洋原油产量约 6500 万吨，其中渤海油田原油产量 3655 万吨，继续保持国内第一大原油生产基地地位；陆上油田方面，大庆油田维持 3000 万吨规模稳产，胜利油田 2024 年原油产量 2359.16 万吨，长庆油田原油产量 2578 万吨，新疆油田 2024 年原油产量 1486 万吨。总体来看，我国原油具备 2 亿吨/年以上稳定供应基础，但老油田递减压力仍存，未来稳产增产主要依赖海洋油气、深层超深层及非常规油气持续接替。

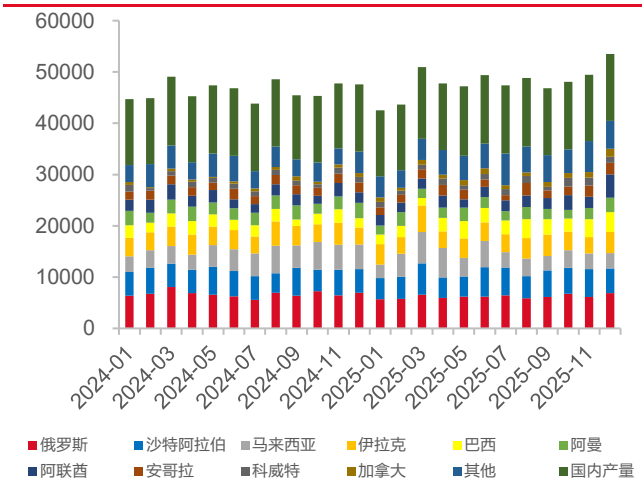
我国原油供给进口依存度较高。2025 年我国国内原油产量约 15.84 亿桶，占整体原油供给约 27.5%；进口总计约 41.71 亿桶，占比约 72.5%。分来源看，2025 年我国原油进口来源呈现俄罗斯与中东并重，拉美、非洲及北美补充的格局。俄罗斯仍为我国第一大原油进口来源，全年进口约 7.46 亿桶，占进口总量约 17.9%；沙特位居第二，进口约 5.84 亿桶，占比约 14.0%。马来西亚、伊拉克分别进口约 4.64 亿桶、4.58 亿桶，占比分别约 11.1%、11.0%，共同构成第二梯队。巴西、阿联酋、阿曼、安哥拉分别进口约 3.34 亿桶、2.79 亿桶、2.60 亿桶、2.13 亿桶，占比分别约 8.0%、6.7%、6.2%、5.1%。我国原油进口来源虽较为多元，但前十来源国合计占比约 86%，集中度仍然较高；其中以沙特、伊拉克、阿联酋、阿曼、科威特为代表的中东主要来源合计占比约 41%，仍是我国原油进口的核心供应区域。俄罗斯凭借管道、海运及贸易价格优势维持第一大来源国地位，巴西、安哥拉、加拿大等非中东资源则对我国进口结构形成补充，有助于一定程度上分散中东地缘扰动风险。

图4 我国原油供给情况（%）



资料来源：海关总署、国家统计局，东海证券研究所

图5 我国原油进口来源分布（万吨）



资料来源：海关总署、国家统计局，东海证券研究所

我国原油一次消费在地域上主要由炼厂布局决定。从产能端看，根据《2024 年国内外油气行业发展报告》，2024 年我国炼油能力已达 9.55 亿吨/年，较上年增加 1930 万吨/年，预计将在 2028 年前后达到约 9.8 亿吨/年峰值；但从实际加工端看，2024 年我国规上工业原油加工量为 7.08 亿吨，2025 年增长至 7.38 亿吨，炼油产能仍处于相对宽松状态。

分区域看，2025 年东部地区原油加工量约 4.77 亿吨，占全国 64.6%；东北地区约 1.14 亿吨，占比 15.5%；西部地区约 1.00 亿吨，占比 13.5%；中部地区约 0.47 亿吨，占比 6.4%。

下载日志已记录，仅供内部参考

分省份看，山东、广东、辽宁分别以 1.41 亿吨、0.87 亿吨、0.85 亿吨原油加工量位居前三，合计占全国约 42.6%；浙江、江苏分别为 0.79 亿吨、0.54 亿吨，继续构成华东沿海重要炼化消费带。

总体来看，我国原油区域消费呈现东部沿海高度集中、东北传统炼化基地支撑、西部资源地及区域炼厂补充、中部占比较低的格局。山东依托地方炼厂集群和大型炼化一体化项目继续保持全国第一，广东受益于大湾区及粤东粤西沿海石化基地布局，辽宁则依托大连、抚顺、锦州、盘锦等传统炼化体系维持较高加工量。未来在成品油需求见顶、化工用油增长和炼厂减油增化背景下，原油消费增量预计仍主要集中于沿海大型炼化一体化基地，而内陆和中部地区更多承担区域供应和资源配套功能。

表5 国内主要统计区域原油加工量

年份	区域	原油加工量（亿吨）	占全国比重
2024	东部地区	4.52	63.8%
	东北地区	1.07	15.1%
	西部地区	1.00	14.2%
	中部地区	0.49	7.0%
	全国	7.08	100.0%
2025	东部地区	4.77	64.6%
	东北地区	1.14	15.5%
	西部地区	1.00	13.5%
	中部地区	0.47	6.4%
	全国	7.38	100.0%

资料来源：国家统计局，东海证券研究所

2.2.我国天然气供需局面

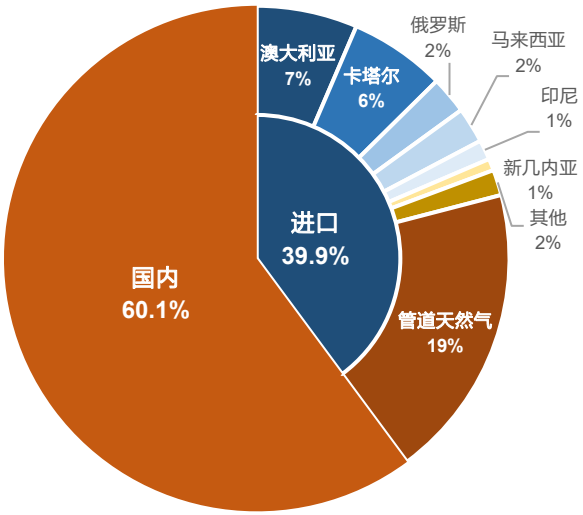
我国天然气资源主要集中于鄂尔多斯盆地、四川盆地、塔里木盆地及海域气区。根据《中国矿产资源报告》，截至 2023 年底，全国天然气剩余探明技术可采储量为 6.74 万亿立方米；根据国家能源局，2024 年全国天然气产量为 2465 亿立方米，2025 年规上工业天然气产量进一步增长至 2619 亿立方米。分产区看，2024 年四川盆地、鄂尔多斯盆地天然气产量均保持 740 亿立方米以上，塔里木盆地天然气产量增至 360 亿立方米以上，海域天然气产量超过 250 亿立方米，四大气区合计占全国天然气产量的 84.7%。从产能建设看，官方目前披露的可比口径主要为全国新建产能，2024 年我国新建天然气产能 351 亿立方米；2025 年主产区层面的同口径天然气产能数据尚未系统披露，若观察主要产区上产能力，2025 年鄂尔多斯盆地天然气产量近 800 亿立方米，四川盆地突破 800 亿立方米，海域天然气产量约 300 亿立方米。总体来看，我国天然气具备持续增产基础，但资源接替和产量增长仍主要依赖鄂尔多斯致密气、四川盆地常规气与页岩气、塔里木深层超深层气以及海域气区持续上产。

我国天然气供给进口依存度同样仍处较高水平。2025 年我国国内天然气产量约 1.90 亿吨，占整体供给约 60.1%；进口总计约 1.26 亿吨，占比约 39.9%。进口结构中，LNG 进口约 6617.06 万吨，占天然气进口总量约 52.6%；管道天然气进口约 5973.93 万吨，占比约 47.4%。从 LNG 来源看，2025 年我国 LNG 进口来源呈现澳大利亚、卡塔尔双核心，俄罗斯、马来西亚补充，东南亚及中东其他资源共同参与的格局。澳大利亚仍为我国第一大 LNG 进口来源，全年进口约 2038.27 万吨，占 LNG 进口总量约 30.8%；卡塔尔位居第二，占比约 29.4%，二者合计占我国 LNG 进口来源的 60.2%。俄罗斯、马来西亚分别占比约 11.4%、10.9%，共同构成第二梯队。

下载日志已记录，仅供内部参考

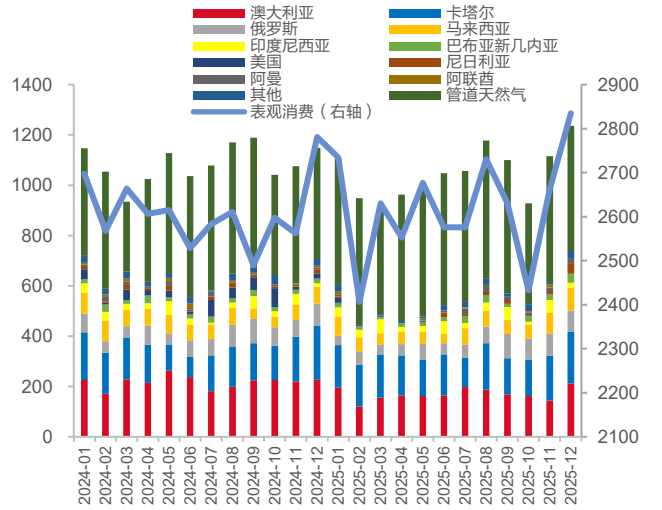
卡塔尔、阿曼、阿联酋为代表的中东 LNG 来源合计约 2125.72 万吨，占 LNG 进口总量的 32.1%，仍是我国 LNG 进口的核心供应区域之一。考虑到卡塔尔 LNG 主要经霍尔木兹海峡外运，美伊战争仍对我国 LNG 进口端造成一定结构性冲击，扩增管道气进口产能和国内仍然是保障我国天然气供应安全的重点。

图6 我国天然气供给情况（%）



资料来源：海关总署、国家统计局，东海证券研究所

图7 我国天然气进口来源分布（万吨）



资料来源：海关总署、国家统计局，东海证券研究所

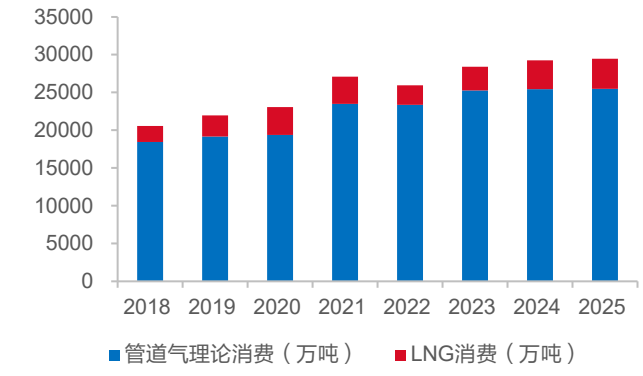
我国天然气消费在地域上呈现东部沿海消费规模最大、西部资源地和工业省份支撑明显、中部承接工业燃料替代、东北消费占比较低的格局。2025 年我国天然气总理论消费约 2.95 亿吨，其中管道气理论消费约 2.55 亿吨 LNG 占比约 13.6%。

分区域看，东部地区总理论消费约 1.45 亿吨，占全国 49.1%，是我国天然气消费最核心区域，其中广东、江苏、山东、浙江、河北、北京、上海等省市由于处于沿海制造业、城市燃气、气电及采暖负荷区域，消费量较大。广东、江苏分别以 2984.10 万吨、2564.41 万吨位居全国前二，体现珠三角、长三角对天然气的高强度需求；山东、浙江、河北分别为 1747.83 万吨、1575.11 万吨、1528.80 万吨，分别对应沿海工业、化工制造及京津冀采暖和工业燃料需求。西部地区总理论消费约 9488.85 万吨，占全国 32.2%，四川、陕西、新疆、重庆、内蒙古为主要消费省区，其中四川依托川渝城市群和本地气源，总理论消费约 2325.54 万吨，陕西、新疆分别为 1653.75 万吨、1506.75 万吨，体现鄂尔多斯、塔里木等气源地“生产—就地消纳—外输”并存特征；较为反直觉的是，内蒙古、甘肃、宁夏等西北省区 LNG 消费占比较高，反映 LNG 在工业燃料、交通燃料及管网末端补充中的作用。中部地区总理论消费约 4144.67 万吨，占比 14.1%，以河南、安徽、山西、湖北为主，主要受工业燃料替代、城燃需求和部分采暖需求带动。东北地区总理论消费约 1364.16 万吨，占比仅 4.6%，与其石化、钢铁和传统工业基础相关。

总体来看，我国天然气消费并不完全跟随气源地分布，而是由沿海经济带产业密度、城市燃气人口规模、北方采暖需求、工业燃料替代空间、LNG 接收及内陆管网条件共同决定；预计未来增量预计仍将主要集中于长三角、珠三角、环渤海及川渝、鄂尔多斯周边等具备产业和管网支撑的区域。

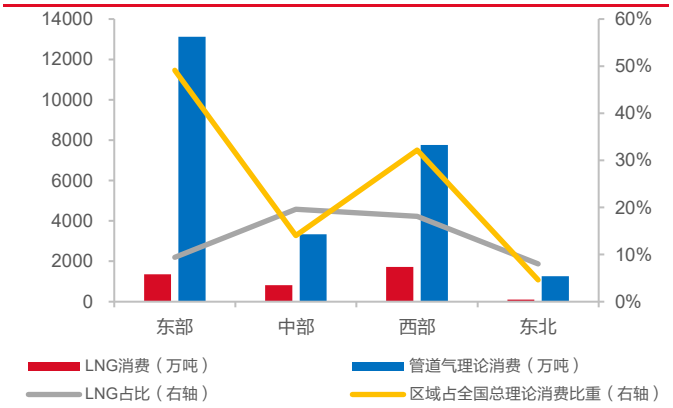
下载日志已记录，仅供内部参考

图8 我国天然气理论消费情况（万吨）



资料来源：隆众资讯，东海证券研究所

图9 我国天然气理论消费分布（万吨，%）



资料来源：隆众资讯，东海证券研究所

3.煤化工成本优势凸显

3.1.乙烯丙烯价格迅速走高

美伊战争对乙烯、丙烯价格形成显著上行冲击，但二者节奏有所不同：乙烯表现为“快速冲高后回落”，丙烯表现为“滞后上行、韧性更强”。乙烯方面，CFR 中国乙烯价格由 2 月 27 日的 705 美元/吨快速升至 3 月 20 日的 1400 美元/吨，涨幅约 98.6%，随后随下游承接能力走弱和替代货源调剂而回落，5 月 21 日降至 1100 美元/吨，但仍较战前高约 56.0%。丙烯方面，CFR 中国丙烯价格由 2 月 27 日的 840 美元/吨升至 4 月 7 日的 1415 美元/吨，涨幅约 68.5%，5 月 21 日仍维持在 1230 美元/吨，较战前高约 46.4%。从原料端看，石脑油价格在 3 月 9 日一度升至 10050 元/吨，较 2 月 27 日上涨约 41.7%，丙烷（C3）华东价格则在 5 月 12 日升至 7850 元/吨，较 2 月 27 日上涨约 61.0%，显示本轮烯烃价格上行并非单纯需求拉动，而是由霍尔木兹扰动下原油、石脑油、LPG/C3 等原料成本共振推升。

从区域价格基准看，亚洲乙烯、丙烯现货价格均明显上移。Echemi 数据显示，5 月 22 日东北亚乙烯 CFR 价格约 1100 美元/吨、东南亚乙烯 CFR 价格约 1170 美元/吨，与 CFR 中国乙烯 5 月中下旬价格基本一致；丙烯方面，Echemi 显示 5 月中旬中国聚合级丙烯 CFR 价格约 1280 美元/吨。欧洲方面，由于石脑油和能源成本受中东冲突推升，乙烯合约价调整更为剧烈，OPIS 披露欧洲 4 月乙烯月度合约价环比上涨 39%至 1595 欧元/吨，ICIS 亦称欧洲 4 月乙烯合约参考价创纪录上涨 450 欧元/吨；丙烯方面，OPIS 披露欧洲 3 月丙烯合约价已升至 1000 欧元/吨，后续 4 月继续受原料和供应紧张支撑。整体来看，美伊战争通过“原油价格—石脑油/LPG—烯烃单体—聚烯烃”的链条向下游传导，亚洲价格更多体现为现货原料短缺和进口成本上行，欧洲则因能源成本、装置竞争力和合约定价机制表现为合约价大幅上调；后续若霍尔木兹运输恢复不畅，乙烯和丙烯价格中枢预计仍将高于战前水平，但下游 PE/PP 需求弱化会限制其进一步上行空间。

3.2.煤化工烯烃成本优势凸显

由于乙烯价格长期处于较为低迷的区间，单以烯烃售价-成本价差来看，国内各路线乙烯基本处于亏损的状态。可以看到，进入 2026 年后乙烯价格进一步下行，对应 2025 年以来乙烯产能加速投产，市场乙烯供应相对充足，C2 产业链进入成本周期底部。

表6 2022 年~2025 年主要新增乙烯产能统计

年份	企业 / 项目	地点	技术路线	新增乙烯产能（万吨/年）

下载日志已记录，仅供内部参考

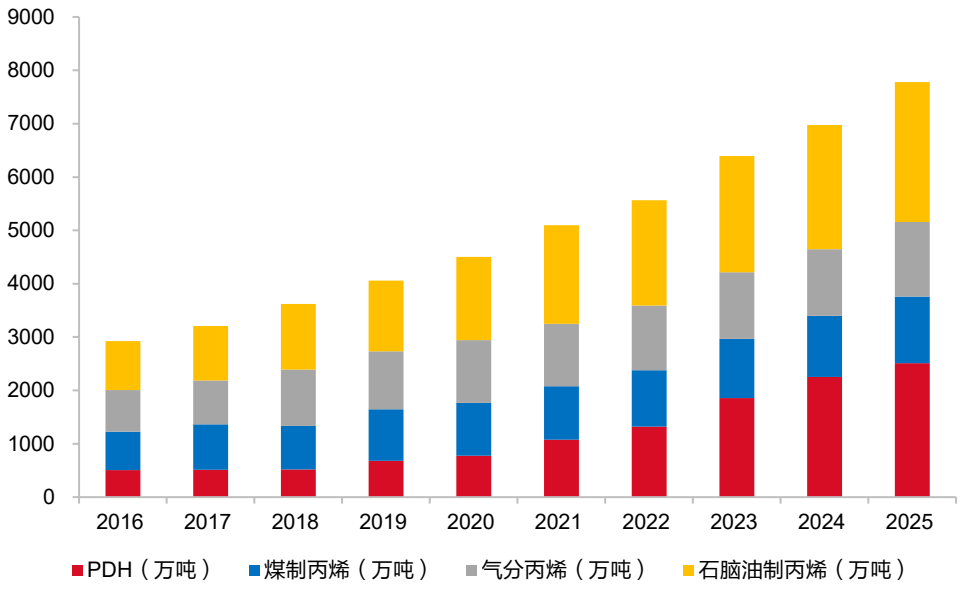
2022	中国石化镇海炼化 / 镇海基地一期	浙江宁波	炼化一体化	120
	浙江石化二期	浙江舟山鱼山	炼化一体化	140
	卫星化学 / 连云港石化二阶段	江苏连云港	乙烷裂解	125
	东方盛虹 / 盛虹炼化一体化	江苏连云港徐圩	炼化一体化	110
	古雷炼化一体化一期	福建漳州古雷	炼化一体化	100
2022 合计				595
2023	中国石油广东石化	广东揭阳	炼化一体化	120
	中国石化海南炼化	海南洋浦	炼化一体化	100
	三江化工 / 三江嘉化轻烃利用项目	浙江嘉兴	多元轻烃裂解	125
	山东劲海化工 100 万吨/年轻烃综合利用项目	山东菏泽	石脑油/轻烃裂解	45
2023 合计				390
2024	中国石化英力士天津南港乙烯项目	天津南港工业区	石脑油/轻烃裂解	120
	宝丰能源内蒙古项目第一系列生产线	内蒙古鄂尔多斯乌审旗	煤/甲醇制烯烃，DMTO-Ⅲ	100
2024 合计				220
2025	万华化学烟台乙烯二期	山东烟台	石脑油 / 乙烷裂解	120
	埃克森美孚惠州乙烯一期	广东惠州大亚湾	灵活进料蒸汽裂解	160
	山东裕龙石化裕龙岛炼化一体化一期 1#乙烯	山东烟台龙口	炼化一体化 / 石脑油裂解	150
	中国石油吉林石化转型升级项目	吉林	炼化一体化 / 蒸汽裂解	120
	中国石油广西石化炼化一体化转型升级项目	广西钦州	炼化一体化 / 石脑油裂解	120
	宝丰能源内蒙古煤基烯烃项目后续系列	内蒙古鄂尔多斯乌审旗	煤制甲醇制烯烃 / DMTO	100
	联泓格润一体化项目	山东滕州	甲醇制烯烃 / MTO	65
2025 合计				835

资料来源：各公司公告，东海证券研究所

另一方面，由于丙烯产能同样在 2025 年加速投放，丙烯供给相对充足，丙烯价格同样维持低迷，各路线丙烯基本处于亏损区间，石脑油裂解路线犹甚。尽管 2025 年末至 2026 年美伊战争爆发前丙烯价格出现一定反弹，但这主要是成本压力下企业停工检修所主导的。

下载日志已记录，仅供内部参考

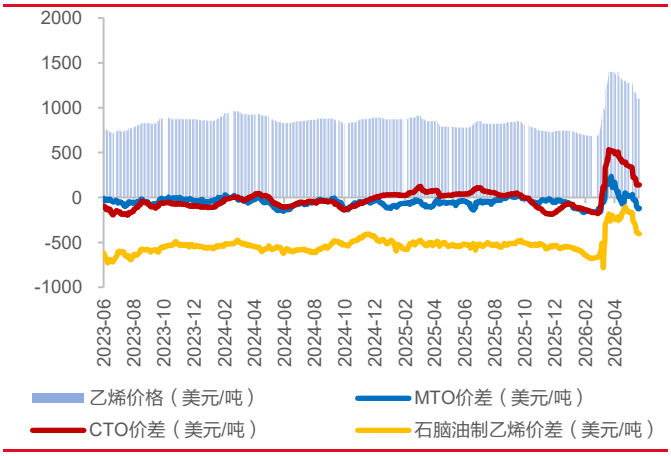
图10 国内丙烯有效产能（万吨/年）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

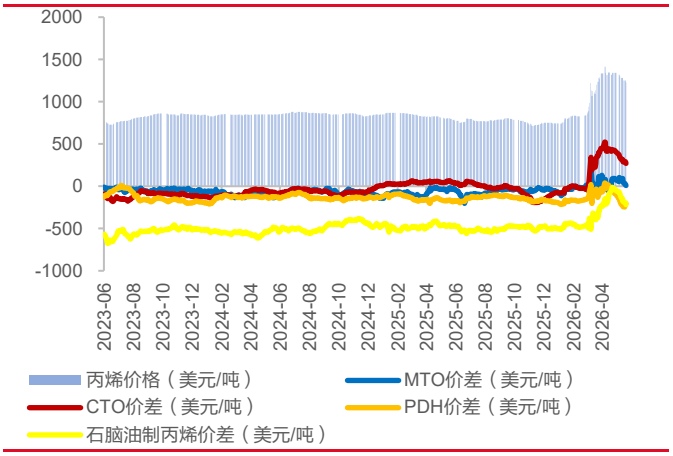
美伊战争爆发后，受市场对上游原料断供风险的预期影响，乙烯、丙烯价格快速抬升，且产品端定价反应要快于原料端定价对地缘扰动的反应，可以看到烯烃各路线价差均出现快速修复。尽管后续随着市场对烯烃定价趋于理性叠加上游原料到货价充分涵盖供需差溢价，烯烃成本价差有所回落，但均好于战争爆发前。

图11 我国不同路线乙烯成本价差（美元/吨）



资料来源：东海证券研究所

图12 我国不同路线丙烯成本价差（美元/吨）

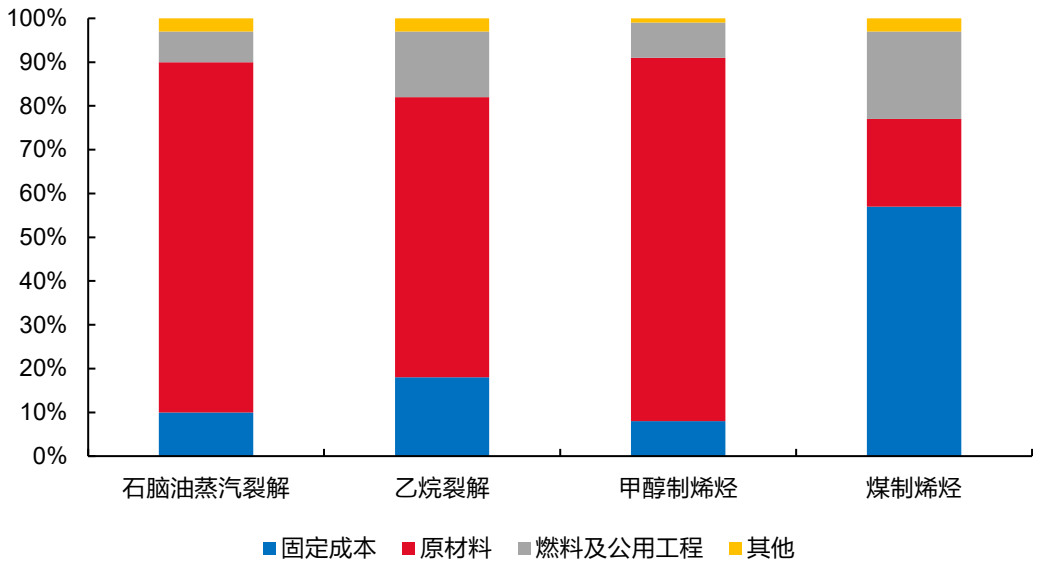


资料来源：东海证券研究所

不难看出，在原油价格大幅上涨的当下，煤制烯烃或甲醇制烯烃的成本优势十分明显。首先，从成本结构上来看煤制乙烯受原材料影响较小：根据不同乙烯路线成本结构可见，在煤制烯烃路线成本构成中，原材料占比仅 20%左右；石脑油蒸汽裂解路线及甲醇制烯烃路线原材料成本均达 80%以上，乙烷裂解路线原料占比也达到 60%以上。因此，煤制烯烃路线成本对原材料价格变化并不敏感，承受市场风险的能力较强，但与此同时由于产品价格下跌无法通过原料价格对冲，将对利润产生显著影响。

下载日志已记录，仅供内部参考

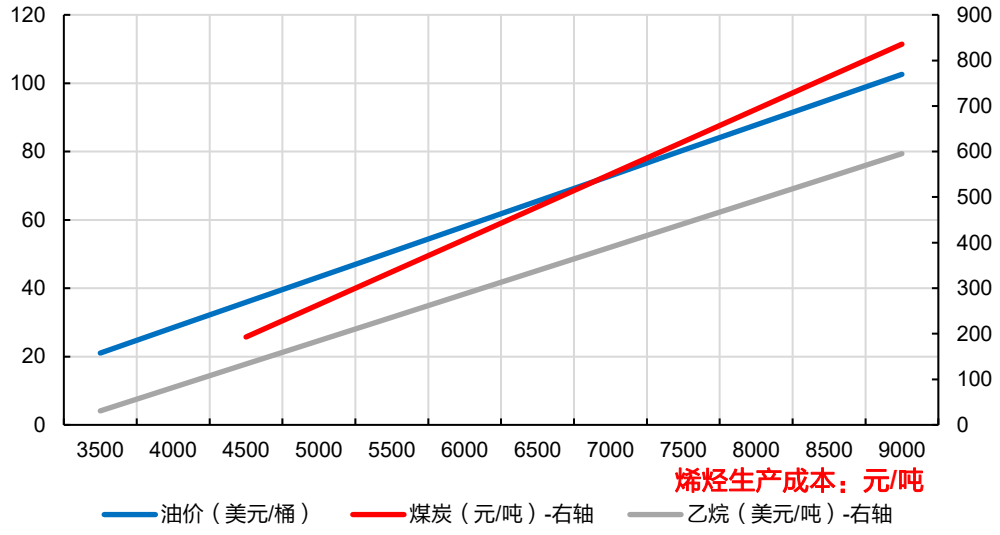
图13 乙烯成本结构拆分



资料来源：《对我国乙烯原料路线多元化发展现状及趋势探讨》赵文明，东海证券研究所

另一方面，得益于我国能源保供政策，煤炭价格相对稳定，叠加煤制乙烯成本关于煤炭的斜率较低，在目前油价快速上涨至 90 美元/桶的情况下，煤制乙烯的成本优势高度凸显。

图14 不同线路乙烯成本模拟



资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

3.3.我国煤化工有望加速发展

我国煤制乙烯（丙烯）逐步向大规模降碳化发展。由于煤制乙烯成本构成中固定成本占比最大，且受原材料价格影响较小，相对小规模项目而言，大规模煤制乙烯项目单吨投资额具备优势，乙烯固定成本降低。相比早期 60 万吨/年级别 MTO 装置，新一轮项目更强调单套规模扩大、甲醇单耗下降、反应器和催化剂优化。宝丰内蒙古把单套做到 100 万吨/年级别，荣信项目则明确强调吨烯烃甲醇消耗下降，这意味着煤制烯烃的成本曲线仍在下移。因此对于煤制烯烃而言，一方面当原油价格上涨，煤制烯烃具备成本优势；另一方面，当原材料端价格波动时，煤制烯烃具备较强抵御能力。同时未来随着低碳压力加大以及竞争加强，煤制烯烃产业将进一步产能出清，提升产业集中度，头部企业有望受益。

下载日志已记录，仅供内部参考

表7 近期投产煤制烯烃项目

年份	企业 / 项目	地点	技术路线	新增烯烃产能（万吨/年）
2025	宝丰能源内蒙古煤基新材料一期项目第二、第三系列	内蒙古鄂尔多斯乌审旗	DMTO-Ⅲ，配套绿氢耦合	200
	联泓格润一体化项目 130 万吨/年 MTO	山东滕州	MTO	130
2026E	内蒙古荣信化工年产 80 万吨烯烃项目	内蒙古鄂尔多斯达拉特旗	DMTO-Ⅲ，配套 40 万吨 PE、40 万吨 PP	80
	宝丰能源宁东四期 50 万吨/年煤制烯烃项目	宁夏宁东能源化工基地	煤制甲醇—MTO	50
	神华包头煤制烯烃升级示范项目	内蒙古包头九原工业园区	既有 60 万吨煤制烯烃基础上扩建改造	70
	中煤陕西榆林煤炭深加工基地项目，化工二期	陕西榆林	DMTO-Ⅲ	90

资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

新增煤化工项目强调一体化发展。一方面绿氢耦合从概念进入主流程设计，宝丰内蒙古、神华包头、中煤榆林等项目都不同程度引入绿氢、电解水制氢或绿电/绿氧协同。过去煤化工的主要问题是高煤耗、高碳排，而现在绿氢减少水煤气变换和化石氢需求，通过绿氧、绿电降低公辅系统碳强度；另一方面，宝丰宁东四期、中煤榆林化工二期等项目体现了煤制烯烃不再只流向 HDPE、PP，而是向 EVA、LDPE、PO、PPG、PPC、专用 PP、专用 PE 延伸，有望改善煤制烯烃的利润稳定性。

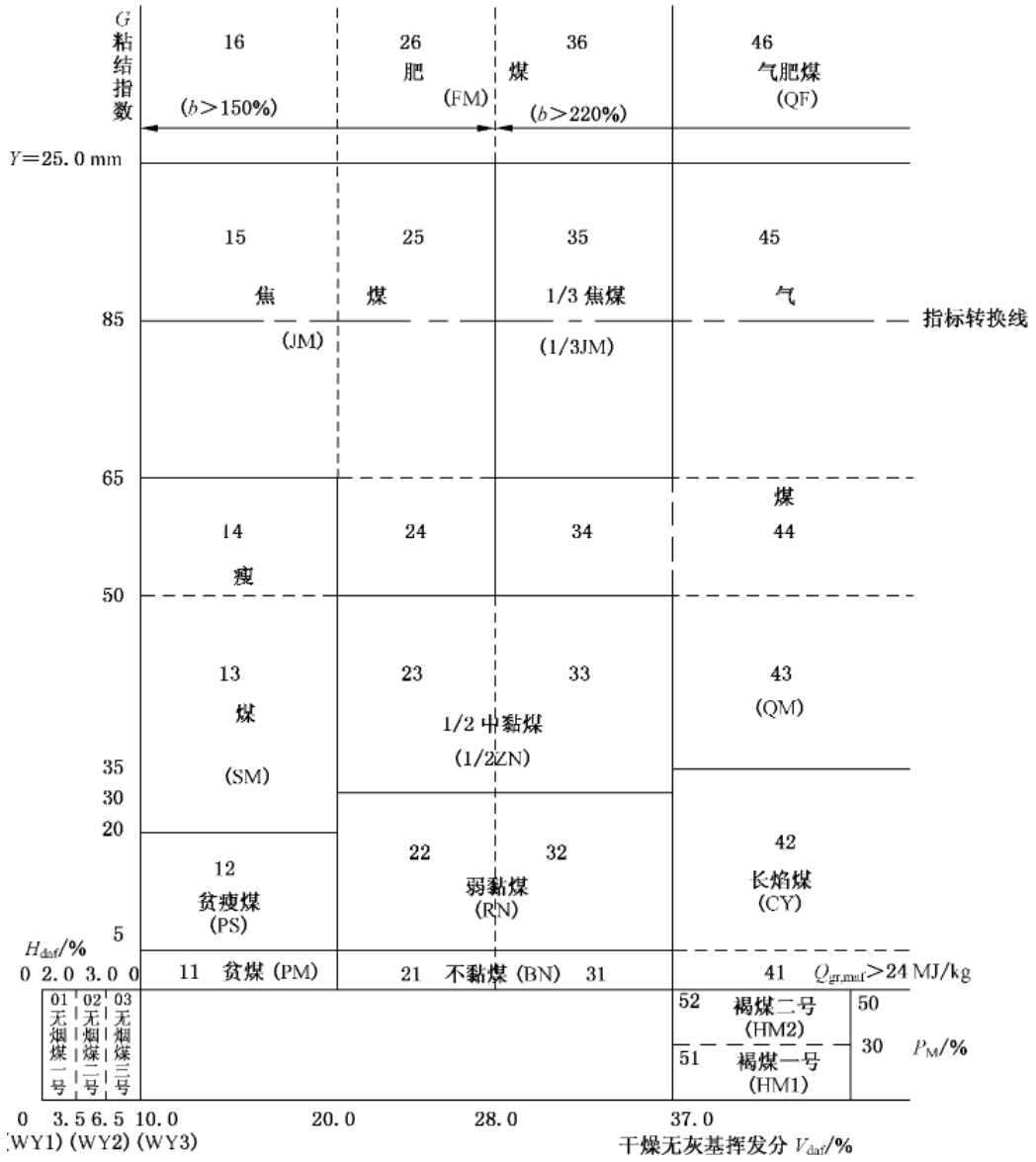
4.我国是最大的煤炭进口国

4.1.煤炭的具体分类

煤按煤化程度分为四大类：褐煤（Lignite，含碳约 25%-35%）、次烟煤（Subbituminous，35%-45%）、烟煤（Bituminous，45%-86%）、无烟煤（Anthracite，86%-97%），烟煤和无烟煤又可统称为硬煤，煤化程度越高，通常固定碳越高、水分越低、热值越高。我国对于煤炭有着更为细致的分类，先根据干燥无灰基挥发分等指标，将煤炭分为无烟煤、烟煤和褐煤；再根据干燥无灰基挥发分及粘结指数等指标，将烟煤划分为贫煤、贫瘦煤、瘦煤、焦煤、肥煤、1/3 焦煤、气肥煤、气煤、1/2 中黏煤、弱黏煤、不黏煤及长焰煤。

下载日志已记录，仅供内部参考

图15 中国煤炭分类图



资料来源：《中国煤炭分类》，东海证券研究所

按照工业用途，煤炭又可分为动力煤、炼焦煤、化工煤、低阶煤。这种分类并非完全按煤阶划分，如同样是烟煤，具备黏结性、结焦性、低硫低磷等特征的可作为炼焦煤，不具备焦化性能的则多作为动力煤或化工煤。

表8 按用途分类煤炭

用途分类	主要对应煤种	主要用途
动力煤	烟煤、次烟煤、褐煤均可	发电、供热、工业锅炉、水泥窑
炼焦煤	主要为部分烟煤	炼焦制焦炭，用于高炉炼铁
化工煤	烟煤、次烟煤、部分褐煤	煤制甲醇、煤制烯烃、煤制油、煤制气、合成氨
低阶煤综合利用	褐煤、次烟煤	坑口发电、提质、干燥、气化、液化、腐植酸等

资料来源：国家市场监督管理总局、USGS，东海证券研究所

下载日志已记录，仅供内部参考

4.2.全球煤炭资源的分布

根据可查最新的全球煤炭经济可采储量数据——《BGR Energy Data 2023》，截至 2022 年底，全球煤炭可采储量约为 11000 亿吨，其中硬煤约占 71%，褐煤约占 29%。如果按热值计量，全球可采煤炭储备热值为 23048EJ，其中硬煤占到 84%。

表9 全球煤炭储量情况

煤种	储量（亿吨）	储量占比	能量（EJ）	能量占比
硬煤	7790	70.80%	19,378	84.10%
褐煤	3210	29.20%	3,670	15.90%
合计	11000	100%	23,048	100%

资料来源：BGR，东海证券研究所

从储量总量分布来看，美国储量占绝对优势，约占到全球的 23%。其次是俄罗斯和中国，全球前五的国家总储量占到了全球的 77%，呈现明显的集中化。分类别的储量来看，美、中、印的硬煤储量较高。俄罗斯、德国、土耳其、塞尔维亚、新西兰等褐煤储量占比较高，但褐煤更多是本地化利用资源，其国际贸易属性弱于硬煤。

表10 分煤种储备主要分布

国家	硬煤储量（亿吨）	褐煤储量（亿吨）	合计储量，亿吨	全球占比
美国	2180	299	2479	22.50%
俄罗斯	717	904	1622	14.70%
中国	1463	107	1570	14.30%
澳大利亚	754	740	1495	13.60%
印度	1223	55	1277	11.60%
德国	0	354	354	3.20%
印尼	217	133	351	3.20%
乌克兰	320	23	344	3.10%
波兰	227	51	278	2.50%
哈萨克斯坦	256	0	256	2.30%

资料来源：BGR，东海证券研究所

4.3.我国是全球最大的煤炭进口国

根据 IEA 数据，2024 年，全球煤炭贸易量达到约 15.1 亿吨的历史新高，其中动力煤贸易额增长了 2800 万吨，达到 11.8 亿吨。这一增长主要受亚洲强劲进口需求的推动，特别是来自中国大陆的需求。我国大陆煤炭进口达到新高，同比增长了 14%，达到 5.43 亿吨，是第二大进口国印度的两倍多。越南在 2024 年也成为一个主要的进口国，超过我国台湾省，跻身前五名。在强劲需求和稳定的国内生产的支持下，越南的进口量增长了约 19%。

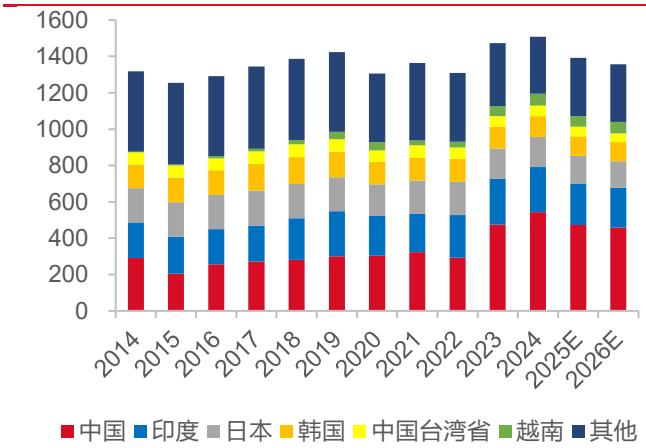
IEA 预计，2025 年全球煤炭贸易出现下滑，逆转 2024 年的增长趋势。主要原因是中国煤炭需求疲软、国内生产稳定以及高库存相结合。根据钢联数据，我国 2025 年煤炭进口减少约 5262 万吨。在印度，国内动力煤产量的持续扩张并在 2025 年显著超过需求增长。因此，印度对动力煤进口的依赖预计将降至略高于 1.5 亿吨。日本和韩国预计其核电机组发电量将增加，同时经济不确定性将抑制需求。在主要进口国中，只有越南可能增加 4%的采购量。

根据 IEA 预测，2025 年全球动力煤贸易量同比下降 7%，作为亚洲市场调节性动力煤供应源的印尼，其出口下降 10%。由于价格持续低迷，哥伦比亚的出口预计也将减少 1100 万吨，这使得生产的经济可行性降低。相反，南非的出口预计将略有增长。这一增长是由欧

下载日志已记录，仅供内部参考

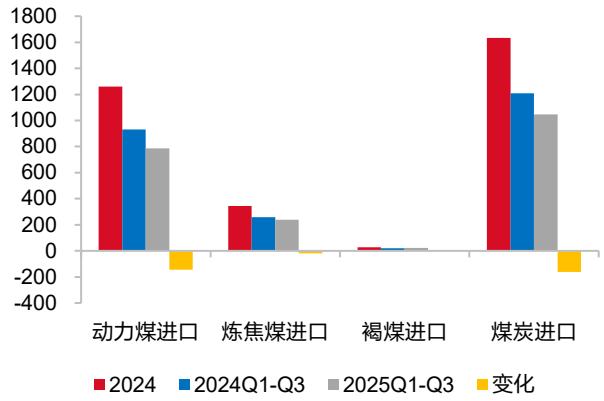
洲需求上升推动的，因为上半年风力发电量低导致对燃煤发电的依赖增加。此外，2025 年也或将标志炼焦煤出口增长发生逆转。IEA 表示全球炼焦煤贸易量预计将下降 7%至 3.45 亿吨，这一收缩反映了更广泛的经济不确定性抑制了钢铁需求，进而降低了冶金煤的消费，下降的主要驱动力是中国的需求减弱。由于中国是蒙古国冶金煤出口的唯一目的地，蒙古国的发货量预计将因进口需求减少而下降。由于天气因素反复导致海运中断，澳大利亚的出口也预计将减少 500 万吨。俄罗斯和美国的出口预计将分别减少约 400 万吨和 600 万吨。

图16 全球煤炭贸易进口情况（百万吨）



资料来源：IEA，东海证券研究所

图17 全球煤炭贸易进口变化情况（百万吨）



资料来源：IEA，东海证券研究所

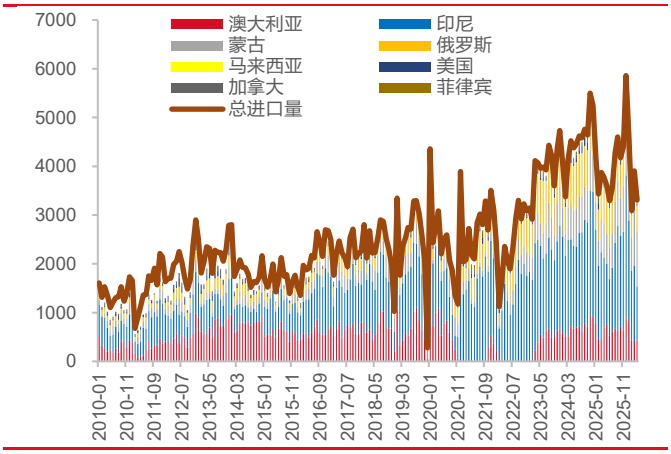
4.3.1.我国煤炭进口近年有所回落

2025 年，我国煤炭进口从 2024 年的 5.43 亿吨回落至 4.90 亿吨，同比减少 5262 万吨、降幅 9.7%，但绝对量仍处在接近 5 亿吨的高位。结构上看，下降主要集中在动力煤，2025 年动力煤进口 3.56 亿吨，同比下降 12.3%，占到了全年进口下滑的绝大部分；炼焦煤进口 1.19 亿吨，同比减少 2.6%，无烟煤反而小幅增加 59 万吨至 1512 万吨。国别上，印尼仍是第一大来源国，2025 年进口 2.11 亿吨，占比 43.1%，但同比减少 2975 万吨；俄罗斯进口 8882 万吨，同比减少 633 万吨；澳大利亚进口 7726 万吨，同比减少 578 万吨；而蒙古逆势增加，进口增加 605 万吨至 8896 万吨，占比从 2024 年的 15.3%提升至 18.1%。整体来看 2025 年呈现高基数下动力煤、印尼煤回落、炼焦煤和蒙古煤维持韧性的局面。

2026 年 1~4 月，我国煤炭进口总量为 1.49 亿吨，较 2025 年同期的 1.53 亿吨减少 326 万吨，同比下降 2.1%，整体并没有明显失速，但结构变化非常明显。品种上，动力煤进口 1.02 亿吨，同比减少 782 万吨，下降 7.1%，占比从 2025 年同期的 72.1%降至 68.5%；炼焦煤进口 4355 万吨，同比增加 715 万吨、增长 19.6%，占比从 23.9%提升至 29.2%；无烟煤进口 354 万吨，同比减少 258 万吨，下降 42.2%。国别上，最大的变化是蒙古煤大幅放量，2026 年 1-4 月自蒙古进口 3937 万吨，同比增加 1487 万吨，增长 60.7%，占比从 16.1%跃升至 26.4%；与此同时，印尼进口 6143 万吨，同比减少 544 万吨，占比从 43.8%降至 41.1%；俄罗斯减少 470 万吨至 2263 万吨，澳大利亚减少 243 万吨至 2099 万吨。

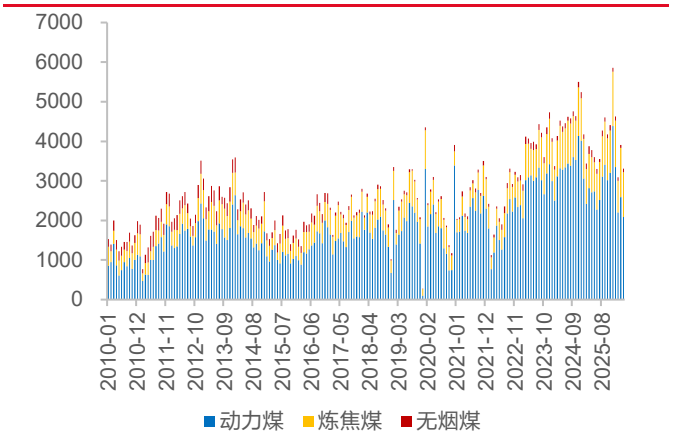
下载日志已记录，仅供内部参考

图18 我国煤炭进口来源（万吨）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

图19 我国煤炭分类别进口（万吨）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

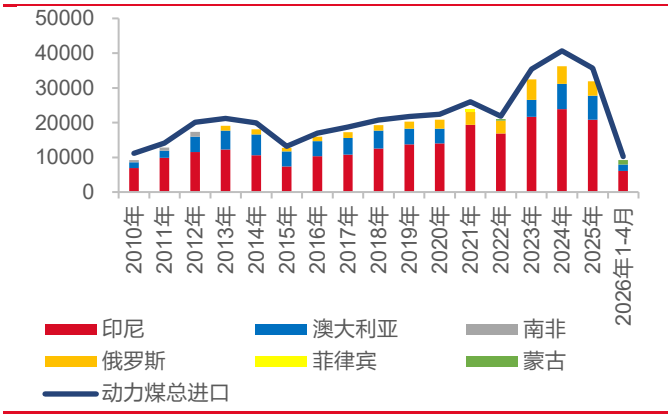
4.3.2.进口结构上我国愈加重视地缘安全

我国动力煤进口来源长期由印尼主导。根据钢联数据，2010 年我国动力煤进口约 1.12 亿吨，其中印尼 6891 万吨，占比 61.6%；到 2025 年，动力煤进口 3.56 亿吨，其中印尼 2.09 亿吨，占比 58.5%，仍是绝对第一来源。2025 年动力煤较 2024 年减少 5000 万吨，同比下降 12.3%，主要是印尼煤减少；2026 年 1-4 月动力煤进口 1.02 亿吨，同比减少 782 万吨，其中印尼减少 507 万吨、俄罗斯减少 289 万吨、澳大利亚减少 267 万吨，但蒙古增加 403 万吨。

相比之下炼焦煤的结构变化最大。2010 年我国炼焦煤进口 4727 万吨，前三来源为澳大利亚、蒙古、俄罗斯。其中，澳大利亚占比 36.8%；2014-2015 年澳大利亚占比一度超过 50%。2021 年左右澳洲在外交问题上多次挑衅我国，进口量也因此归零。2021 年以后蒙古成为我国炼焦煤第一大来源。2025 年炼焦煤进口 1.19 亿吨，其中蒙古 6007 万吨，占比 50.6%；2026 年 1-4 月炼焦煤进口 4355 万吨，同比增加 715 万吨，其中蒙古增加 1072 万吨，占比提升到 60.7%。

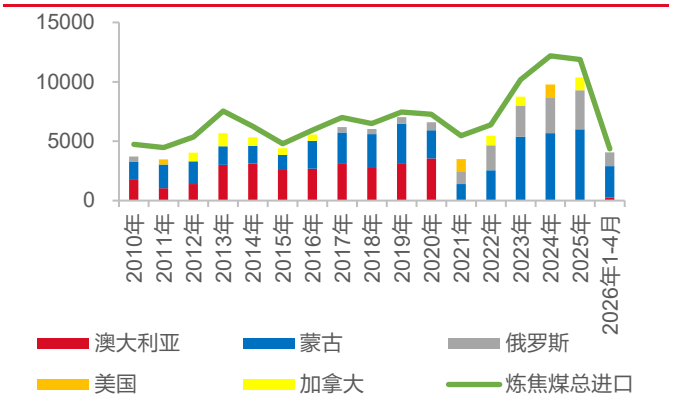
无烟煤进口来源则从早期越南主导转向俄罗斯主导。2010 年无烟煤进口 2646 万吨，越南 1805 万吨，占比 68.2%；但 2017 年以后俄罗斯成为核心来源，2025 年无烟煤进口 1512 万吨，其中俄罗斯 1463 万吨，占比 96.8%。2026 年 1-4 月无烟煤进口 354 万吨，同比减少 259 万吨，主要是俄罗斯方向减少 269 万吨；但即便下降后，俄罗斯占比仍有 93.7%。

图20 我国动力煤主要进口来源（万吨）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

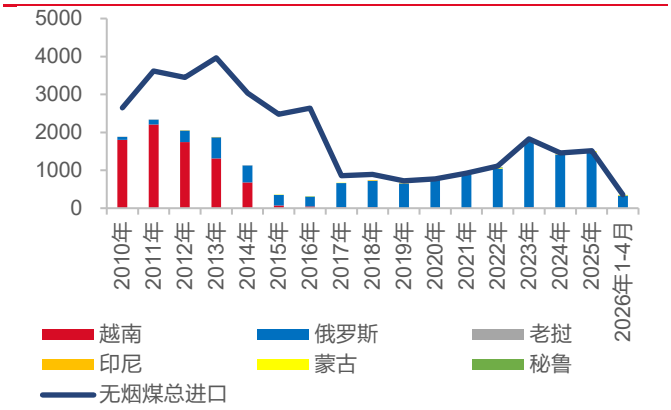
图21 我国炼焦煤主要进口来源（万吨）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

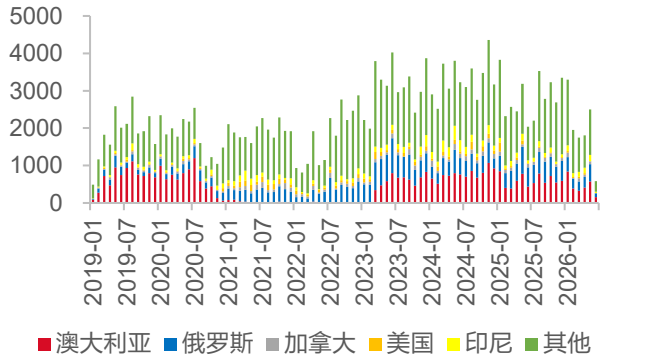
下载日志已记录，仅供内部参考

图22 我国无烟煤主要进口来源（万吨）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

图23 我国到港进口煤炭量（万吨）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

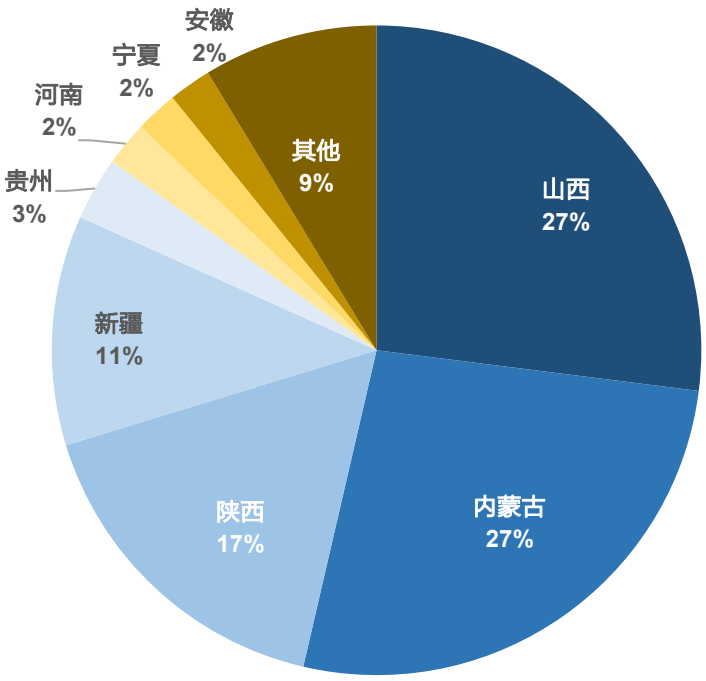
从海运进口量来看，2025 年全年及 2026 年 1~4 月进口量为 34165 万吨和 8801 万吨，占到煤炭进口总量的比例分别为 70%和 59%，同时 2024 全年海运煤炭占进口总量的 73%。尽管进入 2026 年美伊战争对全球海运造成一定负面影响，但我国主要海运煤炭进口来源国运输路线均不经过霍尔木兹海峡及阿拉伯海，且 5 月进口量呈现环比反弹。因此我国海运煤炭进口的下降主要是因为国内能源自主安全、全球海运运费上涨等多重因素共振。

5.我国的煤炭资源分布

5.1.我国煤炭呈主要产区产量集中、其他地区结构性补充格局

我国原煤生产呈现明显的区域集中性格局。2025 年，我国生产原煤约 48.32 亿吨，其中山西、内蒙古、陕西、新疆分别贡献了 27.0%、26.6%、16.7%和 11.4%的份额，即前四贡献了约 82%的份额。

图24 2025 年我国原煤主要产地



资料来源：国家统计局，东海证券研究所

下载日志已记录，仅供内部参考

分煤种和当地产业来看，各主要产区的资源禀赋同样存在较大差异。以煤种进行归纳讨论分析：

动力煤/保供煤主产区：内蒙古、陕西、新疆、山西晋北、宁夏。内蒙古产量存在明显优势，同时独有露天/大型矿井优异条件；陕西则以陕北煤质见长，“三低一高”；新疆胜在后备资源和增量空间；山西晋北是传统优质动力煤基地；宁夏则依托宁东煤电煤化工基地，是国内煤炭工业一体化发展领先地区。

炼焦煤主产区：山西、贵州、安徽、河南、山东/河北部分。山西煤种齐全且优质焦煤资源集中；贵州六盘水、安徽淮北、河南平顶山等是重要补充，但普遍面临老矿区、深部开采、瓦斯和接续资源约束。

无烟煤主产区：山西晋东南、贵州毕节等地、河南部分矿区、宁夏太西煤。

我国晋陕蒙新地区是我国重要的煤炭产量支撑，主要支撑动力煤和煤化工煤供应；山西同时具备大产量和稀缺煤种优势；贵州、安徽、河南虽然总产量较低，但在焦煤、肥煤、瘦煤、无烟煤等结构性煤种上不可忽视。

表11 国内主要煤炭产区资源分布特性

产区	富产煤种	副产/特色煤种	资源禀赋特性
山西	炼焦煤、无烟煤、动力煤	气煤、肥煤、焦煤、瘦煤、贫煤等	山西煤种最全，晋北巩固动力煤优势，晋中发挥炼焦煤产业链优势，晋东保护性开发优质无烟煤。资源储备涵盖焦煤、肥煤、瘦煤、无烟煤等稀缺煤种
内蒙古	动力煤、褐煤、长焰煤/不粘煤类	焦煤、肥煤、少量无烟煤	总体偏保供型煤炭，蒙西鄂尔多斯/东胜煤田以低灰、低硫、低磷、高热值动力煤为代表；蒙东霍林河、元宝山、伊敏、扎赉诺尔等地褐煤占比高，适合就地发电和煤化工。
陕西	陕北优质动力煤、化工煤	渭北贫瘦煤、瘦煤等	陕北榆林煤典型特征是低灰、低硫、低磷、中高发热量，即为“三低一高”，适合作电煤、化工煤和优质配煤。
新疆	动力煤、煤化工用煤，长焰煤、不粘煤、褐煤等中低煤阶煤为主	气煤、气肥煤、焦煤	新疆资源量大、煤田分布广，低变质的长焰煤、不黏煤、弱黏煤等占全部查明保有资源储量的 95%。现阶段增量主要服务于煤电、煤化工和疆煤外运。
贵州	无烟煤、贫煤、焦煤	气煤、气肥煤、瘦煤等	贵州是我国南方最重要煤炭资源区之一。贵州煤炭集中在毕节、六盘水、黔西南、遵义等地；毕节以无烟煤为主，六盘水以贫煤、焦煤为主。在西南焦煤、无烟煤供给上有结构性价值。
安徽	淮北肥煤、焦煤、瘦煤；淮南气煤、1/3 焦煤、动力煤	气肥煤、配焦煤	淮北矿区以肥煤、焦煤、瘦煤等炼焦煤资源为特色；淮南煤田则更多体现为华东动力煤和配焦煤供应。
河南	无烟煤、贫煤、焦煤、瘦煤	长焰煤、气煤、肥煤等	煤种齐全，包括长焰煤、气煤、肥煤、焦煤、瘦煤、贫煤、无烟煤等，其中焦煤、瘦煤保有资源储量居全国前列。河南老矿区较多，产量弹性弱于晋陕蒙新，但稀缺煤种价值仍在。
宁夏	动力煤、煤化工用煤	太西无烟煤	宁夏已建成宁东能源化工基地，煤炭主要服务煤电、煤化工和区域工业用能；太西无烟煤是特色稀缺资源，属于保护性开发对象。

资料来源：各地政府网站，东海证券研究所

5.2.我国坚持煤炭增储，保证能源供应安全边际

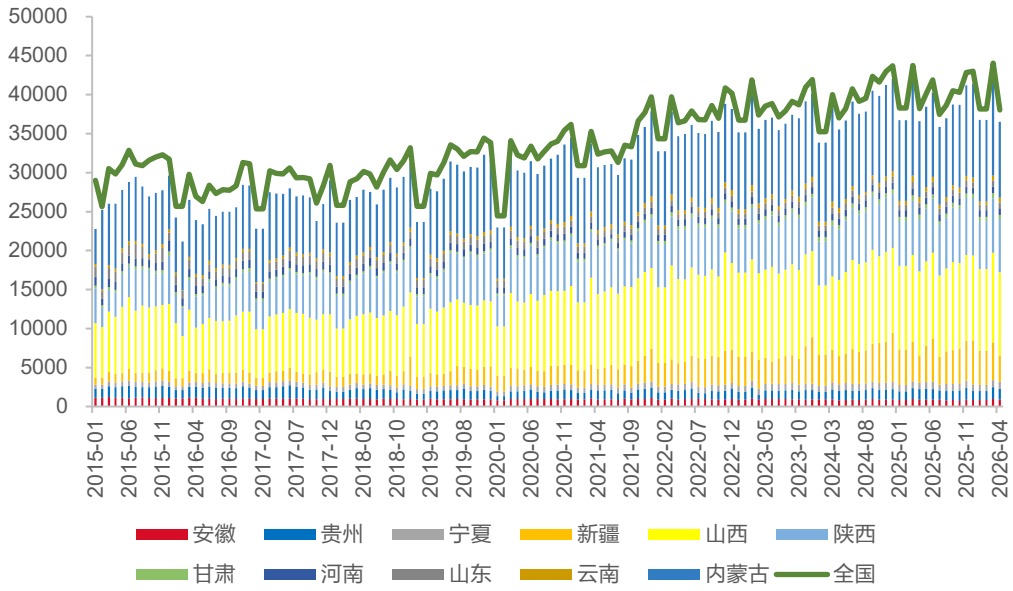
下载日志已记录，仅供内部参考

自然资源部《中国矿产资源报告 2024》显示，截至 2023 年底，全国煤炭储量为 2185.70 亿吨，较 2022 年的 2070.12 亿吨增加约 115.58 亿吨，同比增长约 5.6%。这里“储量”为矿产储量，为证实储量与可信储量之和。

从勘查投入看，2023 年煤炭地质勘查投入为 19.72 亿元，同比增长 19.3%，钻探工作量为 179 万米，同比增长 29.7%，继续通过地质勘查、深部找矿、外围找矿和接续资源评价来补充储量。

全国原煤产量在“十四五”期间经历了一次明显的台阶式上移，尤其是 2022 年增幅较大，此后增速放缓，进入高位稳产阶段。我国煤炭增储上产已经完成从“应急扩产”到“高位稳产”的切换，未来重点在晋陕蒙新五大基地、先进产能、储备产能和稀缺煤种保护性开发。

图25 国内原煤产量（万吨/月）



资料来源：国家统计局，东海证券研究所

6.煤炭资源在我国扮演能源压舱石角色

我国煤炭政策体系以“保供稳价”为核心，政策关注领域主要集中在动力煤和电煤范围。2021 年以来，在煤价大幅波动、电力供需偏紧及迎峰度夏、迎峰度冬压力上升的背景下，煤炭逐步形成了以中长期合同、价格合理区间、产能核增、产能储备和库存调度为核心的政策框架。其目的为在煤炭价格过快上涨、影响电力和民生用能成本时，通过政府调度、合同履约监管和价格异常监管，引导煤价回到合理区间。

从保供机制看，电煤中长期合同是当前煤炭保供的主要举措。政策要求煤炭企业和电力企业签订年度及以上中长期合同，并通过全国煤炭交易中心进行合同录入、履约数据报送和履约情况监管。从价格机制看，我国对国产动力煤建立了“中长期交易价格合理区间”制度，尤其是对重点产区出矿环节价格和秦皇岛港下水煤价格设置了政策参考区间。国家发改委 2022 年明确，秦皇岛港 5500 千卡下水煤中长期交易价格合理区间为 570—770 元/吨；山西、陕西、蒙西 5500 千卡煤炭出矿环节价格合理区间分别为 370—570 元/吨、320—520 元/吨、260—460 元/吨；蒙东 3500 千卡煤炭出矿环节价格合理区间为 200—300 元/吨。此后，河北、内蒙古等主产区也陆续明确本地区煤炭中长期交易价格合理区间。当价格明显偏离合理区间时，发改部门可通过提醒、约谈、调查、通报等方式引导价格回归。

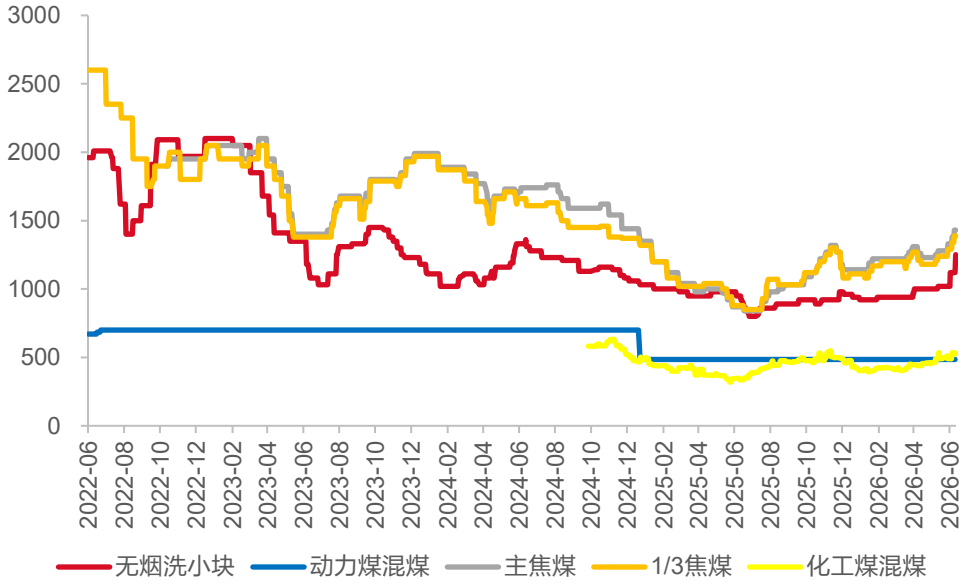
从供给能力看，保供政策还包括产能核增和产能储备。2022 年煤炭先进产能核定政策要求，核增产能煤矿应承担电煤增产保供责任，核增产能形成的新增产能必须全部按国家政

下载日志已记录，仅供内部参考

策签订电煤中长期合同。2024 年国家进一步建立煤炭产能储备制度，提出到 2027 年初步建立煤炭产能储备制度，到 2030 年力争形成约 3 亿吨/年的可调度产能储备，重点支持山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆等煤炭供应保障基地内的大型现代化煤矿。这表明我国煤炭保供已经从短期行政调度，逐步转向“常规产能+储备产能”的制度化安排。

分煤种看，政策约束最强的是动力煤，尤其是电煤。动力煤既是电力系统成本的核心变量，也是居民供暖和工业用能的重要基础，因此长协覆盖、坑口或出矿价格合理区间、港口价格区间、库存调度和产能释放政策主要围绕动力煤展开。相比之下，炼焦煤主要服务钢铁和焦化产业链，价格更多由钢焦利润、进口煤、主产区安全监管和资源禀赋决定，目前没有全国统一的坑口价合理区间。

图26 华北部分商品煤价格走势（元/吨）



资料来源：钢联数据，东海证券研究所

表12 我国煤炭供需平衡表（万吨）

			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 1月	2026 2月	2026 3月	2026 4月
原煤产量			390158	412583	455855	472270	478115	484938	38144	38144	44047	38055
动力煤	需求	电力	208,568	225,418	236,413	258,314	265,122	262,596	24272	19004	22159	19233
		冶金	17,255	16,941	17,099	17,736	17,014	16,730	1464	1356	1504	1406
		建材	32,236	31,310	29,315	29,015	27,008	25,080	1303	1176	1857	2094
		化工	19,985	22,128	23,015	25,387	28,905	33,367	3140	3125	3340	3091
		供热	28,938	32,431	29,911	33,692	35,600	35,888	5902	5301	4142	2026
		其他	36,867	38,106	38,308	41,715	44,529	44,186	3003	2482	3663	3229
	供给	产量	317,954	339,912	370,507	377,676	387,863	390,083	32162	28368	35368	30179
		进口	22,375	25,974	21,843	35,420	71,620	70,804	3349	2198	2592	2088
		出口	95	99	161	164	259	249	16	32	15	20
	需求合计		343,848	366,334	374,061	405,859	418,178	417,847	39,084	32,444	36,665	31,079
	供给合计		340,234	365,787	392,189	412,933	459,224	460,638	35,495	30,534	37,945	32,247
	当期库存变化		-3,614	-546	18,128	7,074	41,046	42,791	-3,589	-1,910	1,280	1,168

下载日志已记录，仅供内部参考

炼焦煤	需求		55,776	54,537	55,618	59,147	58,806	59,832	5,167	4,716	4,716	4,975
	供给	产量	48,619	48,944	49,176	48,990	46,946	48,156	3,823	3,508	4,252	3,850
		进口	7256	5470	6384	10190	12187	11865	1176	807	1242	1130
		出口	87	9	25	37	73	118	18	13	8	1
	供给合计		55,787	54,405	55,534	59,143	59,060	59,904	4,980	4,301	5,487	4,979
	当期库存变化		11	-132	-84	-4	254	71	-186	-415	771	4
无烟煤	需求		44842	47100	40626	49590	51894	-	-	-	-	-
	供给	产量	45966	48610	38491	48003	48787	-	-	-	-	-
		进口	776	917	1106	1831	1455	1512	103	89	71	91
		出口	134	150	211	244	333	293	10	11	15	17
	供给合计		46608	49377	39385	49590	49909	-	-	-	-	-
	当期库存变化		1766	2277	-1241	0	-1985	-	-	-	-	-

资料来源：钢联数据、Wind、海关总署、EIA，东海证券研究所

7.投资建议

我们认为中东事件或仍有反复，且中东油田的设施复产仍需要一定时间，支撑国际油价，东亚乙烯价格水涨船高。国内外供应收缩等因素影响下煤价仍有支撑，但是相较于石油路线，煤化工的安全保障性和成本优势都会得到强化。建议关注：**宝丰能源、中国神华、华鲁恒升、中煤能源、兖矿能源等。**

8.风险提示

地缘政治风险：地缘政治变化导致俄罗斯、印尼等方向煤炭供应收紧，导致国内煤炭价格大幅波动。

需求预期风险：国内绿电替代、油气替代需求走低、内外需复苏速度小于预期等，导致国内煤炭需求低于预期。

管理政策风险：国内管理政策收紧煤矿及下游高耗能企业生产，导致供需平衡扰动，煤价大幅波动。



下载日志已记录，仅供内部参考

一、评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来 6 个月内沪深 300 指数上升幅度达到或超过 20%
	看平	未来 6 个月内沪深 300 指数波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来 6 个月内沪深 300 指数下跌幅度达到或超过 20%
行业指数评级	超配	未来 6 个月内行业指数相对强于沪深 300 指数达到或超过 10%
	标配	未来 6 个月内行业指数相对沪深 300 指数在-10%—10%之间
	低配	未来 6 个月内行业指数相对弱于沪深 300 指数达到或超过 10%
公司股票评级	买入	未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数达到或超过 15%
	增持	未来 6 个月内股价相对强于沪深 300 指数在 5%—15%之间
	中性	未来 6 个月内股价相对沪深 300 指数在-5%—5%之间
	减持	未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数 5%—15%之间
	卖出	未来 6 个月内股价相对弱于沪深 300 指数达到或超过 15%

二、分析师声明：

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，具备专业胜任能力，保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑，采用合法合规的数据信息，审慎提出研究结论，独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论，不受任何第三方的授意或影响，其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

三、免责声明：

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料，但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断，并不代表东海证券股份有限公司，或任何其附属或联营公司的立场，本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致，敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下，本公司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。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议，任何形式的保证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，本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有，未经本公司书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

四、资质声明：

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构，已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者，参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构，注意防范非法证券活动。

上海 东海证券研究所

地址：上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦
网址：Http://www.longone.com.cn
座机：（8621）20333275
手机：18221959689
传真：（8621）50585608
邮编：200125

北京 东海证券研究所

地址：北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F
网址：Http://www.longone.com.cn
座机：（8610）59707105
手机：18221959689
传真：（8610）59707100
邮编：100089