2026年11月05日

标配

从炼油产能结构调整看石化发展周期

——石油石化行业深度报告

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）：主业韧性验证，浙石化弹性兑现——公司简评报告
2.恒力石化（600346）：价差修复驱动同比高增，现金流与资产负债表改善——公司简评报告
3.荣盛石化（002493）：业绩符合预期，利润弹性显著释放——公司简评报告

投资要点：

- **国内炼油产能进入高位结构调整期。**2025年全国炼油能力为9.39亿吨/年；本报告整理的321个企业样本显示，常规一次炼油及常减压在产能力合计8.606亿吨/年，六大集团占比69.4%。其中，役龄不超过10年、11—20年和21年以上的产能分别占43.4%、44.0%和12.6%。近十年形成或完成更新的产能超过四成，体量庞大的“中龄”装置将成为下一阶段节能提效、本质安全、数字化和产品结构升级的改造主体。

- **行业由增量扩张转向减量置换与炼化一体化。**2000—2025年，国内累计退出炼油产能1.0746亿吨/年，其中2015年、2022年和2025年退出量合计占70.9%；但同期新项目投产和存量扩能仍推动总能力增长。随着原油一次加工能力控制在10亿吨以内、低效装置改造退出及老旧装置更新政策推进，未来新增项目将更多通过产能置换落地，并向乙烯、芳烃、高端材料和园区产业链配套延伸。

- **我国炼化一体化基地具备规模和产业链协同优势。**2024年中国与美国炼油能力分别为1851.4万桶/日和1841.6万桶/日，已处于相近量级；但我国炼厂利用率约79.0%，低于美国的88.1%，成品油出口规模也明显较低。我国原油对外依赖度较高，但沿海大型基地能够通过公用工程共享、油品与化工原料灵活切换及邻近国内市场缓冲成本冲击。欧洲、日本和澳大利亚老旧炼厂持续退出，中东企业的原料优势也可能被地缘冲突和运输成本部分抵消，我国一体化基地的相对竞争力有望提升。

- **地缘冲突造成的有效供给不足支撑短期炼油利润，但同时推高国内炼厂成本。**2026年中东能源设施和运输通道受扰，柴油供应趋紧、油轮运价大幅上升，名义炼油产能增长与实际可开工产能不足并存。我国炼厂受原油进口成本和营运资金上升影响，成品油出口又受到库存与配额约束，一体化程度、出口资格和产品调整能力将决定企业能否受益于海外价差。

- **未来全球炼油中长期供给仍可能偏松。**根据IEA最新的《OIL 2025》报告，预计2024—2030年全球炼油能力净增加约254万桶/日，而成品油需求到2027年见顶，较2024年仅增加71万桶/日，新增供给明显快于传统油品需求。石油需求增长重心正向石化原料转移，但天然气液体可以绕开炼厂进入化工装置，炼油产能无法完全分享相关增量。传统成品油及基础化工品盈利中枢面临压力，而航空燃料、特种油品、高端聚烯烃、电子化学品和低碳原料仍有望形成结构性机会。

- **投资建议：油价维持高位有利于上游资源型企业保持资本开支和增储上产，建议关注中国石油、中国海油；炼化环节关注具备加氢裂化、炼油—PX—PTA一体化相关企业，在存量市场竞争能力较强，如恒力石化、荣盛石化、恒逸石化、桐昆股份、东方盛虹等。以及受益于海外乙烯产能收缩、具有乙烷裂解成本优势的卫星化学。**

- **风险提示：宏观经济波动及油价下行风险；地缘政治不稳定风险；海外业务发展不及预期；在建产能投放不及预期。**

正文目录

1. 国内当前炼油产能梳理 4
2. 国内炼油产能沿革与未来上限 6
3. 政策约束：总量上限与减量置换 8
4. 全球产能收缩与我国炼化竞争力 11
4.1. 产能更新能力的国际比较 11
4.2. 海外成品油紧张与我国出口空间 13
4.3. 交付成本与航线扰动 15
5. 全球石化周期：需求转移与油价扰动 16
5.1. 美伊冲突导致全球供需短期紧张 16
5.2. 未来成品油供给或仍偏松 17
6. 投资建议 19
7. 风险提示 19

图表目录

图 1 按集团归属分类产能分布（万吨/年）.....4
图 2 国内产能分布热力图.....5
图 3 国内产能役龄分布（万吨/年）.....6
图 4 基于统计结果的产能发展预期（万吨/年）.....7
图 5 2000—2025 年炼油产能退出（万吨/年）.....8
图 6 2000-2025 累计产能退出情况（万吨/年）.....8
图 7 2001—2025 年新增、退出与存量（万吨/年）.....8
图 8 2000-2025 年末在产产能（万吨/年）.....8
图 9 2026~2030 年炼油产能新增及退出情景（万吨/年）.....11
图 10 我国原油进口情况（%）.....12
图 11 美国原油产量及开工采油钻机（万桶/天，台）.....12
图 12 主要国家的炼油能力（万桶/天）.....12
图 13 主要国家的炼油能力（万桶/天，%）.....12
图 14 美国原油及成品油出口（万桶/天）.....12
图 15 欧洲主要国家炼油能力变化（万桶/天）.....13
图 16 日本、澳大利亚炼油能力收缩（万桶/天）.....13
图 17 欧盟柴油产出与消费（万桶/天）.....14
图 18 欧盟炼厂原油加工量（万桶/天）.....14
图 19 美国气油价差（美元/桶）.....14
图 20 国内的成品油价差（元/吨）.....14
图 21 我国成品油出口及配额（万吨）.....15
图 22 苏伊士运河与曼德海峡月度通行艘次（艘）.....15
图 23 LNG 与原油运输租金（美元/天）.....16
图 24 美国柴油价差（美元/桶）.....16
图 25 美国炼厂维持高开工率（万桶/天，%）.....16
图 26 全球原油供需及美国 OECD 库存（百万桶/天，百万桶）.....17
图 27 全球炼油产能变化（万桶/天）.....17
图 28 经合组织与非经合组织石油需求（百万桶/天）.....18
图 29 全球油品需求结构变化（百万桶/天）.....18
图 30 中国油品需求结构（百万桶/天）.....18

表 1 主要双碳与炼油政策整理.....9

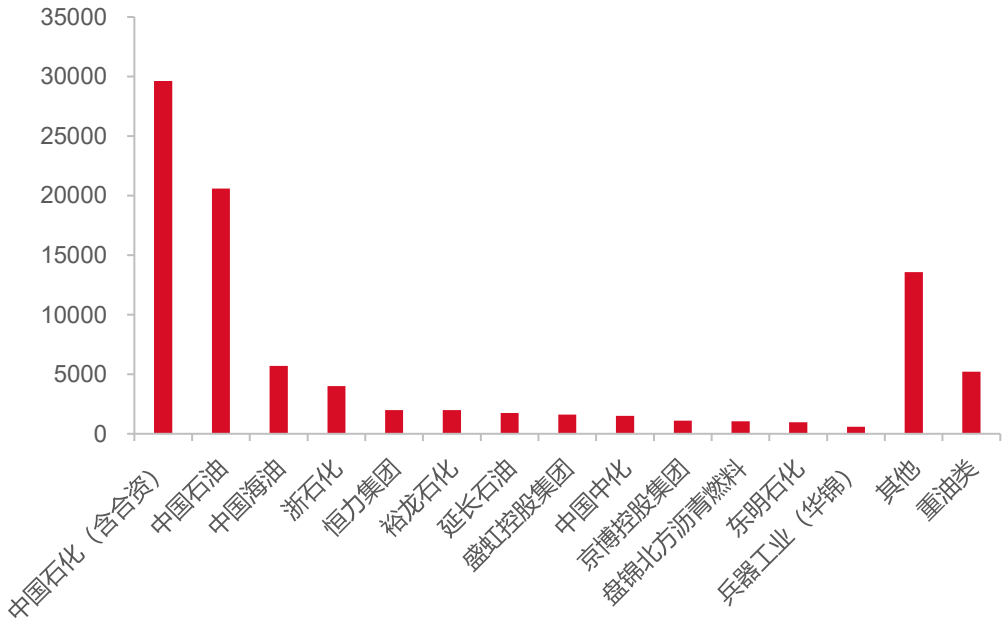
1.国内当前炼油产能梳理

根据中国石油集团经济技术研究院《2025 年国内外油气行业发展报告》，2025 年国内炼油能力为 9.39 亿吨/年，较上年净增 650 万吨/年。总量仍处高位，但新增项目与旧装置退出已经同时发生。这意味着，产业的周期研究需要转入更为精细的结构研究：判断下一阶段供给变化，需要追踪项目的实际投产、既有装置的关闭以及产品结构调整，不能仅凭接近政策目标的规模，就认定行业发展已经结束。

我们依据公开可得资料整理的 321 个企业样本显示，2025 年我国大陆地区一次炼油/常减压在产能力为 86,060 万吨/年，另有 5,205 万吨/年属于面向沥青、重油、燃料油、渣油、油浆或废油的专用一次加工能力。凝析油、混合烃、芳烃原料预处理及其他多原料、多产品装置，若没有资料证明其属于上述重油专用加工，均归入一次炼油/常减压。两类在产能力合计 91,265 万吨/年。由于部分数据采用企业综合配套能力，该合计值主要用于观察行业结构，与中石油经研院的全国炼油能力统计并非同一口径。

按企业所属集团分类，中国石化（含合资）、中国石油、中国海油、中国中化、延长石油和兵器工业（华锦）六类企业合计 59,755 万吨/年，占一次炼油/常减压样本 69.4%。其余企业涵盖民营炼化、地方国企和合资企业，合计 26,305 万吨/年。此处集团分类仅反映企业归属，未按持股比例折算权益产能。

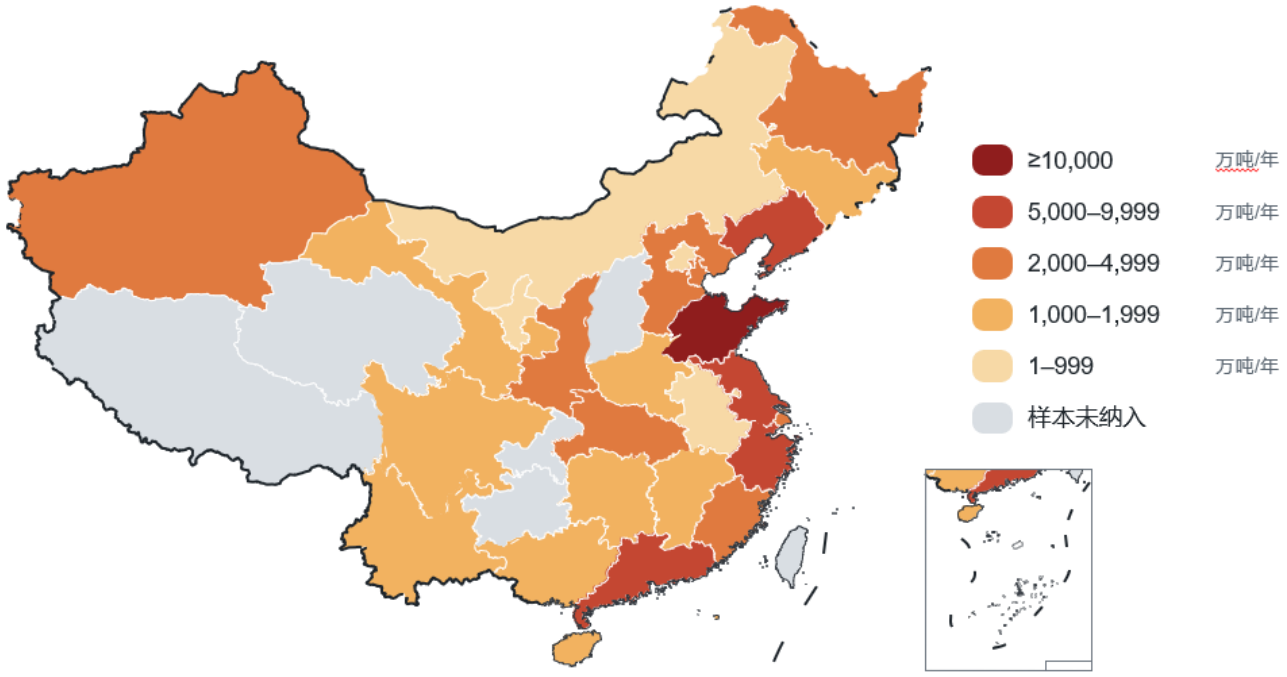
图1 按集团归属分类产能分布（万吨/年）



资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

从地区分布看，山东、辽宁、浙江和广东当前在产产能分别为 18,330、9,570、9,350 和 9,030 万吨/年。山东地方炼化企业数量较多，浙江则以浙石化、镇海炼化和大榭石化等大型基地为主。从产业集群形成机制来看：山东地炼产业起步时受胜利油田资源基础支撑，随着董家口等深水港及管网系统成熟进一步补充，形成了企业数量众多且布局相对分散的地炼体系；浙江和广东的炼油工业起步并不晚，但早期主要依托镇海、茂名、广州等国家大型炼化项目，随后进一步向深水港沿岸的大型炼化一体化基地演进。

图2 国内产能分布热力图

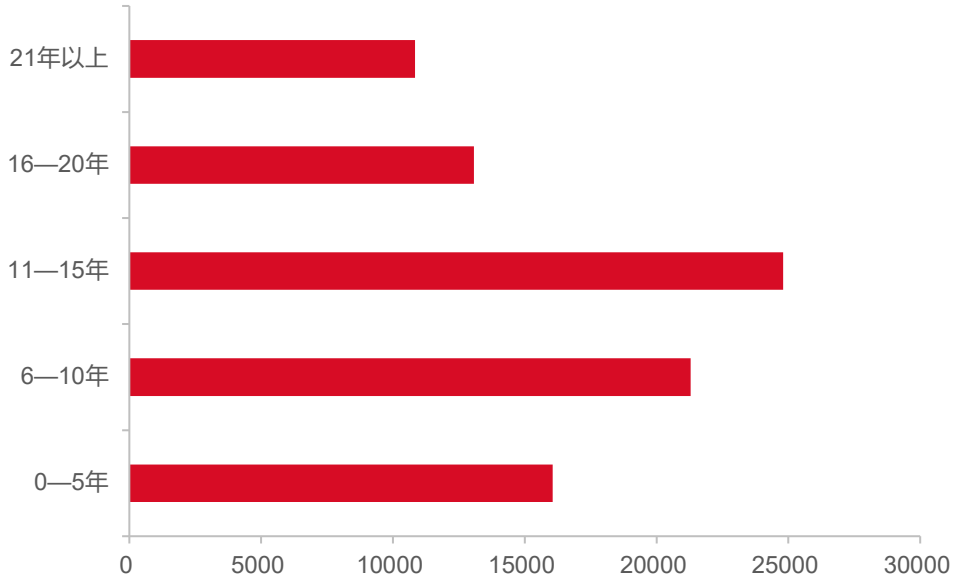


资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

以最初投产或最近一次扩容、翻新完成时间为役龄计算基准，当前运行的一次炼油/常减压能力中，距 2026 年不超过 10 年的产能为 37,345 万吨/年，占 43.4%；11 至 20 年的产能为 37,875 万吨/年，占 44.0%；21 年以上的产能为 10,840 万吨/年，占 12.6%。

近十年形成或更新的产能占比超过四成，主要是因为 2016 年以来大型炼化一体化项目投产和存量炼厂扩能、流程改造共同重塑了役龄结构；相较早期装置，新建及系统改造项目通常拥有更大的单线规模、更高的自动化水平，并更重视原油适应性、氢气与热力系统优化及化工原料配套。11 至 20 年的能力占 44.0%，因而我们认为下一阶段改造需求主要来自体量庞大的“中龄”装置；国家发展改革委要求能效基准水平以下产能完成技术改造或淘汰退出，并推进常减压、催化裂化、重整、焦化和加氢等核心工艺以及换热、供氢和动力系统的节能优化，2026—2029 年老旧装置更新行动又允许企业根据评估结果选择整体新建、改造提升或淘汰退出。结合 12.6%的产能役龄为 21 年及以上，行业资本开支的重点或将由单纯扩充一次加工规模，逐步转向系统提效、本质安全、数字化改造和产品结构升级，装置更新能力将成为炼厂维持负荷率和成本竞争力的重要条件。

图3 国内产能役龄分布（万吨/年）



资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

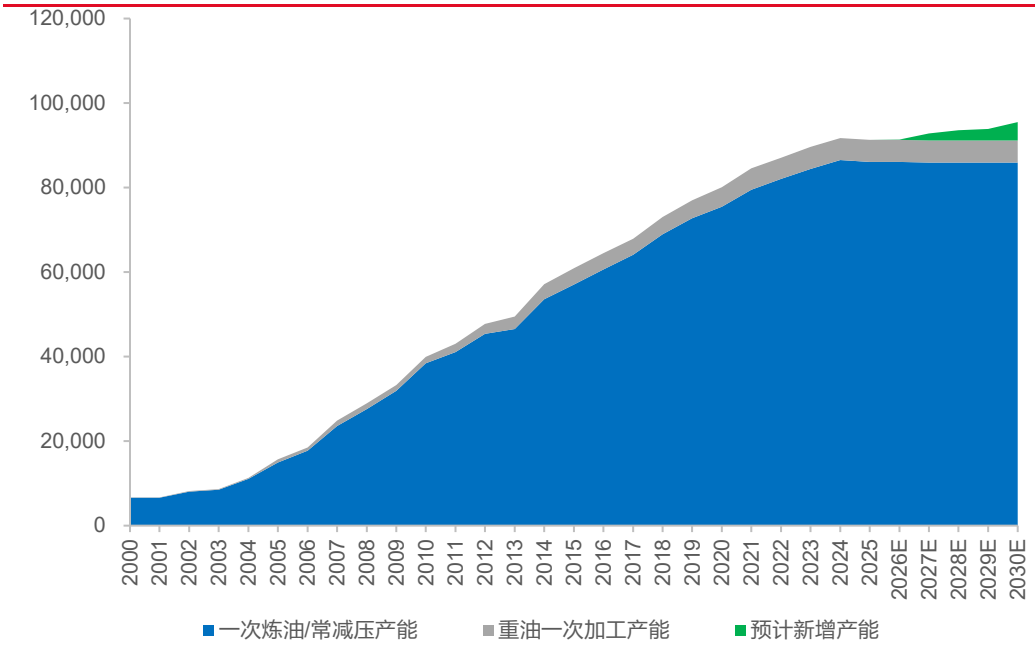
2.国内炼油产能沿革与未来上限

根据我们的统计，国内常减压产能（不含重油类专用加工）由 2000 年的 6,610 万吨/年增至 2010 年的 3.84 亿吨/年，2015 年、2020 年和 2025 年分别达到 5.70 亿、7.55 亿和 8.61 亿吨/年。2000—2010 年能力净增 3.18 亿吨/年，年均增长 19.2%；2010—2015 年净增 1.86 亿吨/年，年均增速降至 8.2%。2015—2020 年与 2020—2025 年分别净增 1.84 亿和 1.06 亿吨/年，年均增速由 5.8%进一步降至 2.7%。早期炼油基础能力快速形成，随后大型炼化一体化基地集中投产；近五年新项目投放与旧装置退出同步加快，使高基数上的产能增长明显放缓。

产业形态也在从以炼油装置为中心的扩张，转向将原油加工、乙烯、芳烃和下游材料生产衔接起来的大型炼化一体化基地。国家相关指导意见提出，新项目应向石化基地集中，并与乙烯、PX 等化工环节配套。例如浙石化一期于 2017 年开工、2019 年底投产，二期于 2021 年底建成、2022 年全面投产；舟山基地由此形成 4,000 万吨/年炼油、420 万吨/年乙烯和 1,180 万吨/年芳烃产能。它的代表性在于分期建成后，炼油、乙烯和芳烃环节形成大规模配套，展现了大型炼化基地从集中形成产能到延伸化工产业链的路径。

古雷炼化一体化工程二期是当前具有代表性的大型在建项目：福建省发改委公示的建设周期为 2024—2028 年，项目于 2024 年 11 月开工；业主预计其于 2030 年底全面运营。项目规划包括 1,600 万吨/年炼油、150 万吨/年乙烯、200 万吨/年对二甲苯及下游装置，投产后还计划向园区供应原料，体现了新增炼油能力与化工原料、园区产业链配套同步布局的思路。

图4 基于统计结果的产能发展预期（万吨/年）



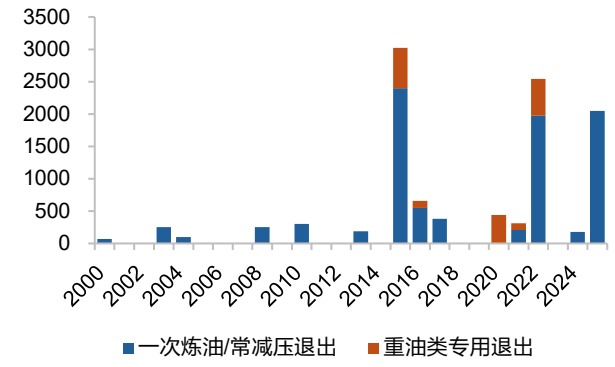
资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

根据我们的统计结果，2000—2025 年，我国可明确统计的炼油产能退出能力累计达到 1.0746 亿吨/年，其中一次炼油及常减压产能 8905 万吨/年，重油类一次加工产能 1841 万吨/年。退出规模呈阶段性集中：2000—2013 年累计退出 1160 万吨，以旧厂关停和新旧装置替代为主；2015 年、2022 年和 2025 年分别退出 3025、2541 和 2050 万吨/年，三年合计占累计退出规模的 70.9%。炼油产能调整由早期分散的企业退出，逐步转向政策推动下的装置置换、区域整合和大型基地搬迁。

2015 年为产能退出和结构调整的高峰期。当年退出的一次炼油及常减压产能达到 2400 万吨，重油类一次加工产能为 625 万吨。进口原油使用资格与落后装置淘汰挂钩后，地方炼厂通过拆除自有小装置、兼并并淘汰其他企业装置获得用油额度，原本分散的退出需求因而集中释放。调整延续至 2016 年和 2017 年，两年分别退出 660 和 380 万吨/年，推动炼油能力向规模更大、加工配套更完善的企业集中。

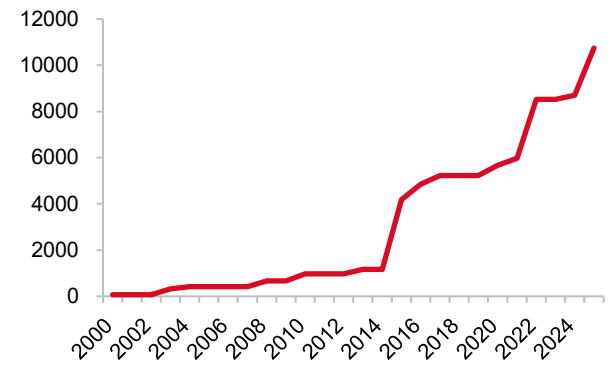
2022 年退出 2,541 万吨/年，主要体现山东地方炼厂围绕裕龙岛项目进行的产能整合，其中一次炼油/常减压退出 1,975 万吨/年，重油类一次加工退出 566 万吨/年。2025 年大连石化老厂区退出 2,050 万吨/年，表明大型炼厂搬迁升级也已成为产能调整的重要形式。2015 年和 2022 年虽然退出规模集中，年末在产能力仍分别较上年增加 3,805 和 2,509 万吨/年；2025 年新增计入 1,600 万吨/年，低于当年退出的 2,050 万吨/年，年末在产能力转为净减少 450 万吨/年。大型项目投产曾覆盖旧装置退出的影响，而 2025 年的变化显示，集中退出已开始使总量出现回落。这是 2000 年以来样本内年末在产能力首次净减少，意味着以扩能为主的阶段已经结束——后续行业的增量主要来自置换与大型项目投产，减量来自小装置退出。

图5 2000—2025 年炼油产能退出（万吨/年）



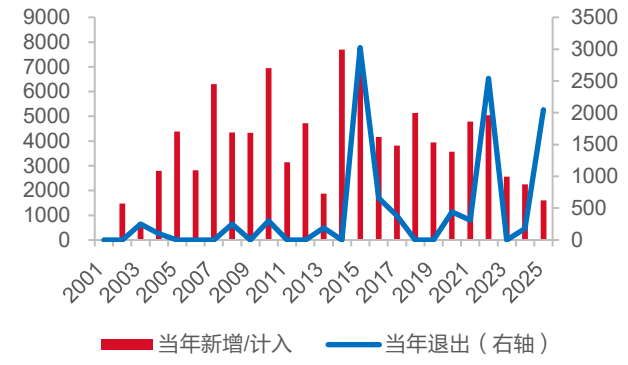
资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

图6 2000-2025 累计产能退出情况（万吨/年）



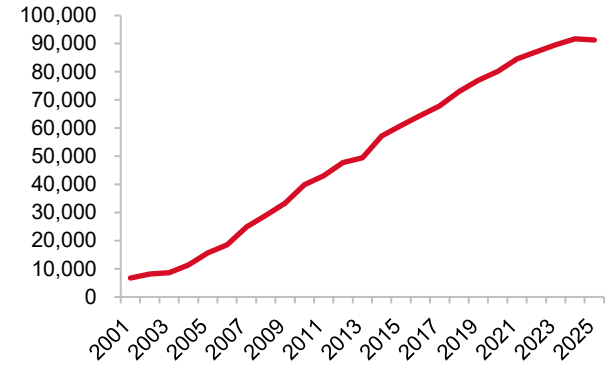
资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

图7 2001—2025 年新增、退出与存量（万吨/年）



资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

图8 2000-2025 年末在产产能（万吨/年）



资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

3.政策约束：总量上限与减量置换

炼油行业的政策重心正由扩大加工规模转向优化存量产能。《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》提出，到 2025 年将全国原油一次加工能力控制在 10 亿吨以内，千万吨级炼油产能占比达到 55%左右，能效优于标杆水平的产能超过 30%。在总量受到约束的情况下，新项目需要通过产能置换腾出空间，投资也将更多流向规模化基地、下游化工配套和高效装置，单纯增加常减压能力的发展空间随之收窄。

存量装置的节能改造则有了更明确的目标。《炼油行业节能降碳专项行动计划》提出，2024—2025 年通过装置改造和用能设备更新形成约 200 万吨标准煤节能量、减少约 500 万吨二氧化碳排放，能效低于基准水平的产能须完成改造或淘汰。热量回收、蒸汽系统优化和高效设备更新因此不再只是降低成本的选择，也是企业保留产能、改善长期竞争力的必要投入。随着新增规模受到控制，装置能否持续运行，将越来越取决于改造后的能耗水平和经济性。

老旧装置更新和碳排放管理进一步强化了这一趋势。根据 2026—2029 年石化化工行业老旧装置更新改造方案要求，对实际投产运行超过 20 年的装置逐一评估，并在 2029 年前完成 2025 年已确定的更新任务。安全风险、能耗水平与排放表现将共同影响装置的改造次序和投资方向。具备升级价值的产能可以通过更新延续运行，改造收益不足的低效产能则面临更大的退出压力。

表1 主要双碳与炼油政策整理

发布时间	政策文件	主要内容
2015/5/29	关于做好《石化产业规划布局方案》贯彻落实工作的通知	将新建炼油、炼油扩建纳入国家石化产业规划布局管理。
2016/8/4	关于石化产业调结构促转型增效益的指导意见	控制炼油能力过快增长，未纳入国家规划布局的不得新建；推动落后、低效产能退出，促进一体化和产业集聚。
2016/8/23	关于进一步规范原油加工企业申报使用进口原油有关工作的通知	将关停、拆除承诺淘汰的落后炼油装置与进口原油使用资格挂钩。
2019/11/6	产业结构调整指导目录（2019 年本）	将 200 万吨/年及以下常减压装置列入淘汰类。
2021/10/21	关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见	提出到 2025 年达到能效标杆水平的产能比例超过 30%，对低效存量实施分类改造，推动落后产能退出。
2021/10/24	关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见	要求出台石化产能控制政策，提出石油消费在“十五五”时期进入峰值平台期。
2021/10/26	2030 年前碳达峰行动方案	严控新增炼油能力；提出到 2025 年国内原油一次加工能力控制在 10 亿吨以内。
2021/11/15	高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）	明确炼油单位能量因数综合能耗的标杆水平及基准水平，作为分类改造和淘汰的依据。
2022/2/15	高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）	炼油行业实施指南，推动流程优化、余热利用和设备更新；能效不能达标的产能加快退出。
2022/4/7	关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见	严控炼油新增产能，加快低效落后产能退出；推进炼化项目“降油增化”，降低大宗产品单位能耗和碳排放。
2022/8/1	工业领域碳达峰实施方案	推动石化化工行业优化产业布局、调整原料和用能结构，发展炼化一体化，实施节能降碳改造及低碳技术示范。
2023/7/4	工业重点领域能效标杆水平和基准水平（2023 年版）	扩大能效标杆与基准在工业重点领域覆盖范围；低于基准水平的项目限期改造，不能达标的依法依规退出。
2023/8/25	石化化工行业稳增长工作方案	加快不符合产业政策的 200 万吨/年及以下常减压装置淘汰退出。
2023/10/18	关于做好 2023—2025 年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知	年度温室气体排放量达 2.6 万吨二氧化碳当量的石化、化工企业纳入核查范围。
2023/10/25	关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见	要求 2025 年原油一次加工能力不超过 10 亿吨、千万吨级炼油产能占比约 55%、能效优于标杆水平的产能超过 30%；新建及扩建一次炼油项目须纳入国家批准的规划并实行产能减量置换。新建炼厂常减压装置不得低于 1000 万吨/年，推动不符合政策的 200 万吨/年及以下装置退出，特种加工装置的认定例外。
2023/12/29	产业结构调整指导目录（2024 年本）	将 1000 万吨/年以下常减压装置列入限制类、200 万吨/年及以下常减压装置列入淘汰类。
2024/5/30	2024—2025 年节能降碳行动方案	到 2025 年底原油一次加工能力控制在 10 亿吨以内；严控炼油新增产能，置换产能须及时关停并拆除主要设施，全面淘汰 200 万吨/年及以下常减压装置；炼油能效标杆水平以上产能占比超过 30%，基准水平以下产能完成改造或退出。
2024/6/7	炼油行业节能降碳专项行动计划	细化炼油行业总量控制、产能置换、落后产能退出和装置节能改造任务；提出 2024—2025 年形成约 200 万吨标准煤节能量、减少约 500 万吨二氧化碳排放。

2025/9/25	石化化工行业稳增长工作方案（2025—2026 年）	继续严控新增炼油产能，推进重点装置更新、节能降碳和产业链向高端化延伸，防止低水平重复建设。
2026/2/9	关于做好 2026 年全国碳排放权交易市场有关工作的通知	年排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量的石化、化工企业继续报送并核实 2025 年度排放数据。
2026/4/3	加力推进石化化工行业老旧装置更新改造行动方案（2026—2029 年）	对老旧装置滚动摸底、评估并分类制定更新改造方案；到 2029 年完成 2025 年已确定的更新改造任务。
2026/6/15	关于开展重点行业节能降碳改造攻坚三年行动的通知及行动计划	将炼油列为重点行业，要求 1000 万吨/年以下常减压装置加快改造升级；到 2028 年底，炼油等八个工业重点行业达到能效标杆水平的产能比例平均提高 20 个百分点，基准水平以下产能基本清零。
2026/7/14	“十五五”碳达峰行动方案	对“两高”工业项目强化节能降碳审查，要求新建、改建、扩建项目实施碳排放等量或减量置换，并推进存量装置节能降碳改造。
2026/8/17	石油天然气发展“十五五”规划	坚持炼油产能减量置换、优化存量、严控新增，推动炼厂整合重组和落后产能退出；发展“油转化”“油转特”“油转材”，并提出保持适度富余的炼油和石化产能。

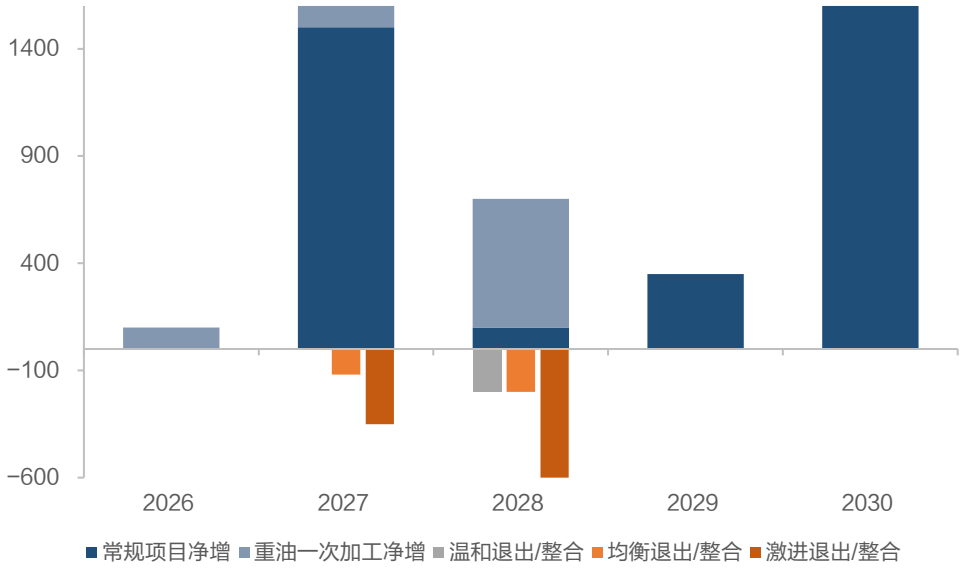
资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

我们认为，未来产能退出将更多发生在小规模装置的处置和炼化基地的整合过程中。《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》要求有序淘汰不符合产业政策的 200 万吨/年及以下常减压装置，但允许符合条件的沥青、特种原油等用途装置经认定后保留；《炼油行业节能降碳专项行动计划》则要求能效低于基准水平的产能完成改造或退出。

据此，我们将 7 组合计 950 万吨/年的小规模常减压装置产能纳入评估范围。其中，巴陵片区 200 万吨/年已有明确的整合安排，旧产能将并入长岭片区，长岭加工能力由 800 万吨/年提高至 1000 万吨/年；岳阳市重点项目计划将相关工程的建设终点设为 2028 年。2026—2029 年老旧装置更新改造政策采取逐一评估、分类处置的方式，也使这些装置的退出具有时间差异，而非在同一年集中发生。

温和情景仅计入 2028 年巴陵片区 200 万吨/年的整合；均衡情景进一步假设宁夏宁鲁 120 万吨/年装置于 2027 年退出，2026—2030 年累计退出或整合 320 万吨/年；激进情景则假设其余纳入评估的小规模装置未获保留或完成有效改造，2027 年、2028 年分别退出或整合 350 万吨/年和 600 万吨/年，累计 950 万吨/年。均衡情景下，巴陵旧能力由长岭同期承接，常规常减压产能实际净减少 120 万吨/年。

图9 2026~2030 年炼油产能新增及退出情景（万吨/年）



资料来源：公开信息整理，东海证券研究所

4.全球产能收缩与我国炼化竞争力

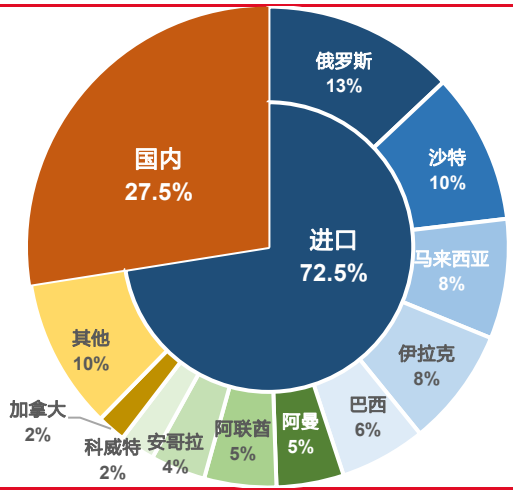
4.1.产能更新能力的国际比较

比较各国炼化竞争力，单一时点的产能规模解释力有限：中国与美国能力已处于相近量级，但两国的产能年龄、更新机制和出口角色完全不同。我们在本节用三个维度进行衡量：一是役龄结构，即现有产能有多新；二是更新机制，即旧产能能否被等量置换而非单纯关停；三是在建项目，即未来增量出现的形式。

根据本次工作的统计，2025 年末我国常规一次炼油及常减压产能为 8.606 亿吨/年，另有重油类一次加工能力 5205 万吨/年，两类合计 9.13 亿吨/年（1832.8 万桶/天）。在全球炼油格局中，按 EI 统一的年末日均加工能力口径，2024 年中国和美国分别达到 1851.4 万桶/天和 1841.6 万桶/天，明显高于俄罗斯的 678.1 万桶/日、印度的 517.2 万桶/日、韩国的 336.3 万桶/日、沙特阿拉伯的 328.9 万桶/日和日本的 295.5 万桶/日。

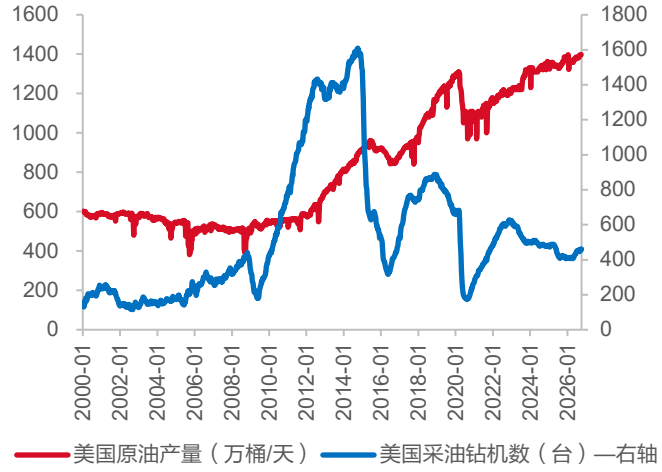
中美炼油能力已处于相近量级，但二者资源禀赋存在明显差异。美国页岩油开发扩大了本土原料供应，2026 年原油产量维持在 1350 万桶/天之上；丰富的天然气资源也支撑炼厂供能和制氢。美国炼厂还结合装置配置采购加拿大及其他地区的重质原油，依托墨西哥湾沿岸的港口和加工设施向海外销售成品油。不过，美国本土增产以轻质原油为主，部分复杂炼厂仍需进口重质原油，页岩油优势不能简单等同于炼厂拥有低价原料。相比之下，我国炼厂更多依靠进口原油，沿海大型基地的优势在于国内市场规模，以及炼油与芳烃、烯烃和下游材料生产的衔接；沙特依托本国原油向炼化环节延伸，印度、韩国则以进口原油加工和油品出口参与国际竞争。

图10 我国原油进口情况（%）



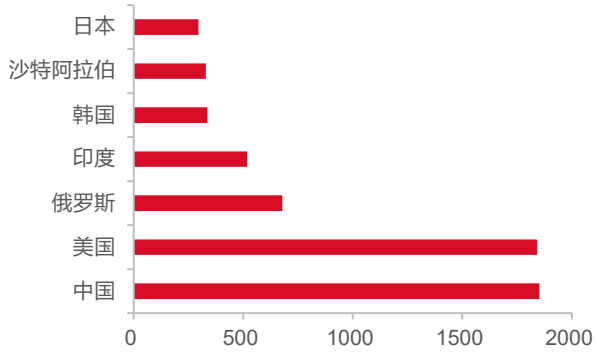
资料来源：海关总署、国家统计局，东海证券研究所

图11 美国原油产量及开工采油钻机（万桶/天，台）



资料来源：EIA、Baker Hughes，东海证券研究所

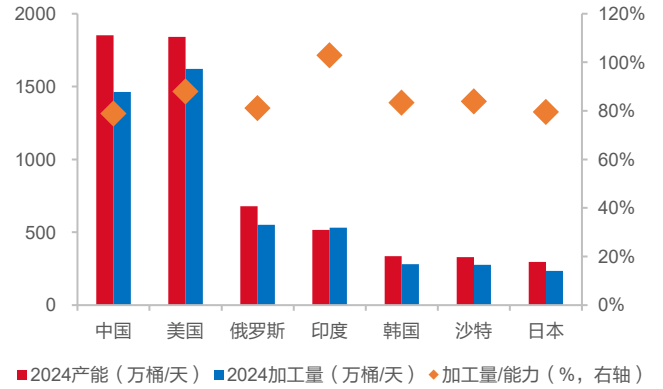
图12 主要国家的炼油能力（万桶/天）



资料来源：EI 2025，东海证券研究所

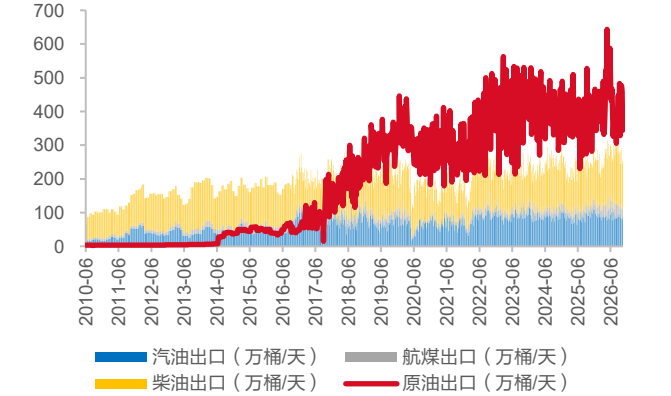
从原油加工量看，根据 EI 数据，2024 年中国炼厂加工原油约 1462.9 万桶/天，按年末能力计算的利用率约 79.0%；美国加工量为 1622.4 万桶/日，利用率约 88.1%，同期成品油出口达到 2.83 亿吨，远高于中国的 5670 万吨和印度的 9020 万吨。美国炼厂依托成熟装置、本土油气供应和广阔的出口市场，印度、韩国更重视面向国际市场组织生产，沙特则将炼油与上游资源及出口体系结合；我国大型沿海基地的特点是把炼油、芳烃、烯烃和下游材料生产集中布局，依托国内市场调整油品与化工原料的流向。产能扩张增强了产业链配套能力，也使基础化工品的供需变化对项目收益产生更直接的影响。

图13 主要国家的炼油能力（万桶/天，%）



资料来源：EI 2025，东海证券研究所

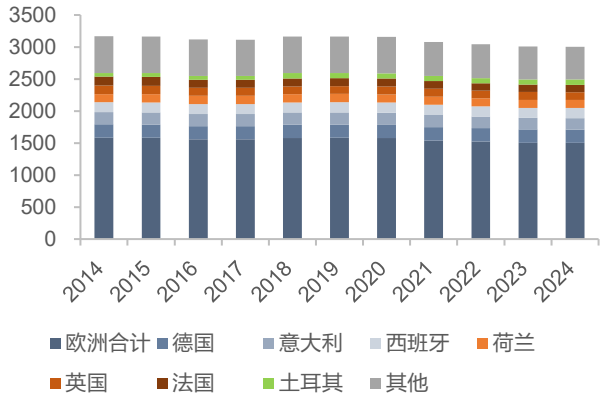
图14 美国原油及成品油出口（万桶/天）



资料来源：EIA，东海证券研究所

全球部分地区已进入炼油能力收缩阶段。欧洲炼油能力从 2014 年的 1584.5 万桶/日降至 2024 年的 1501.5 万桶/日，随后英国的格兰杰默斯和林赛炼厂又相继关闭；英国政府将国内燃料需求下降、较新的海外炼厂竞争、设施老化以及能源和碳排放成本上升列为行业承压因素。单个项目的退出同样还取决于继续运营所需的投资：输油管道问题使法国 Grandpuits 炼厂只能以约七成能力运行，恢复正常供应需要更换管道，企业最终选择将基地转向生物燃料、塑料回收等业务，并于 2021 年停止原油加工。

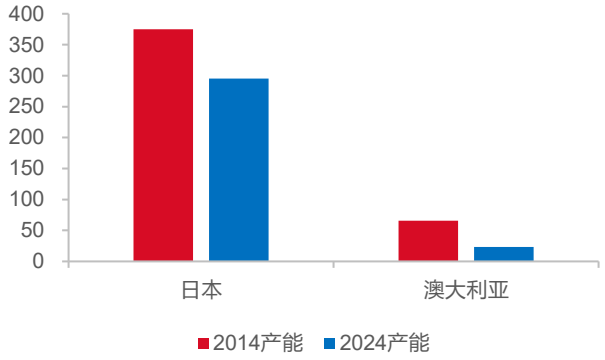
图15 欧洲主要国家炼油能力变化（万桶/天）



资料来源：EI 2025，东海证券研究所

欧洲以外，日本和澳大利亚同样出现持续或集中的产能退出，驱动因素呈现一定的相似之处。2014 至 2024 年，日本炼油能力由 374.9 万桶/日降至 295.5 万桶/日；日本政府指出，国内石油需求较 1999 年峰值已下降三成以上，而亚洲新建出口型大型炼厂又压缩了其对外销售空间，炼厂因此持续整合。澳大利亚能力同期由 65.5 万桶/日降至 23.5 万桶/日，Kwinana 和 Altona 炼厂在 2021 年停止生产并转作进口终端，反映出低需求、区域竞争和老厂投资成本共同作用下，进口成品油在商业上替代了部分本土加工能力。

图16 日本、澳大利亚炼油能力收缩（万桶/天）

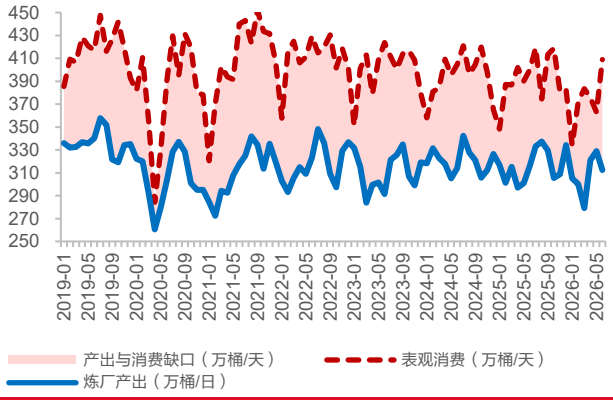


资料来源：日本经产省、澳大利亚首席经济学家办公室、EI 2025，东海证券研究所

4.2.海外成品油紧张与我国出口空间

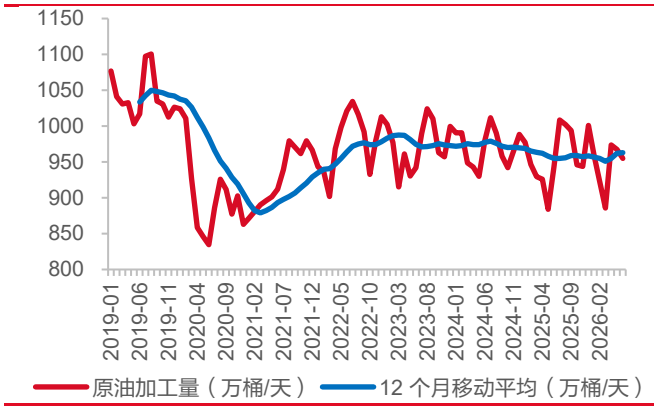
9 月欧洲柴油进口降至约 100 万桶/日，为历史低位，较 2025 年 9 月减少约 60 万桶/日，在途船货同比下降 25%以上。由于检修推迟，欧洲炼厂 9 月开工较 8 月减少约 60 万桶/日，并已触发非计划停摆。2009 年以来欧洲累计关闭约 30 座炼厂（100 座中），约占其产能三分之一，汽油有余而柴油不足，缺口依赖美国进口补充。但欧盟柴油 9 月库存约 3,900 万吨，仅相当于两个多月消费。欧洲缺的是货源而非成本竞争力，全球柴油裂解被推至历史极值，原因也在这里。

图17 欧盟柴油产出与消费（万桶/天）



资料来源：Eurostat，东海证券研究所

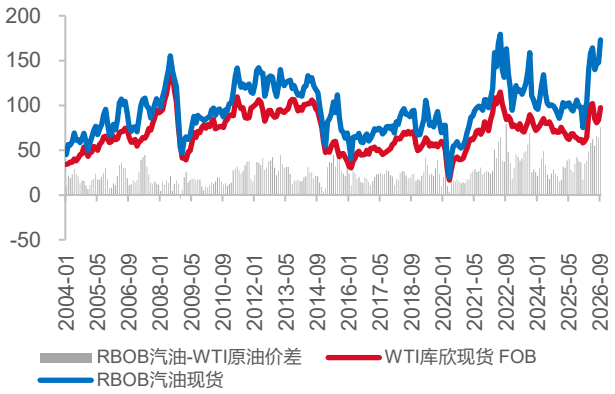
图18 欧盟炼厂原油加工量（万桶/天）



资料来源：Eurostat，东海证券研究所

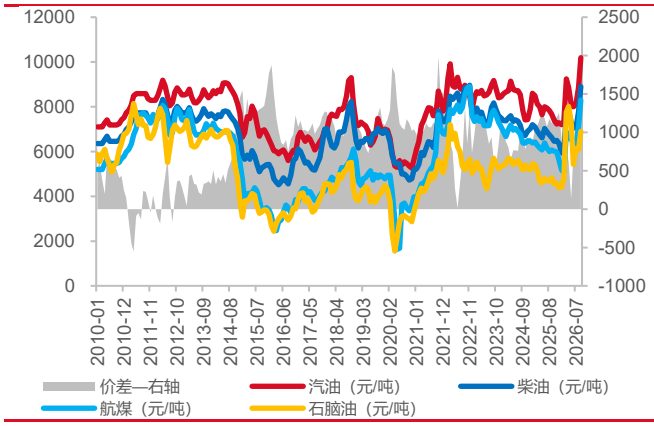
2026 年美以与伊朗冲突改变了炼厂之间的成本优势对比。中东能源设施遇袭与霍尔木兹海峡运输受限推高原油价格，EIA 显示 9 月布伦特原油均价为 114 美元/桶，较 8 月上涨 23 美元/桶。我国原油进口规模较大，高油价首先抬升采购和营运资金成本、抬升原料成本，在成品油与化工品价格传导不足时压缩炼化毛利，只有一体化配套与出口配额能部分对冲。相较欧洲部分设施老化、能源成本较高的炼厂，我国具备完整下游配套的大型基地可以通过公用工程共享和产品结构调整缓冲冲击，并依托邻近的国内市场减少对远洋成品油出口的依赖。

图19 美国气油价差（美元/桶）



资料来源：EIA，东海证券研究所

图20 国内的成品油价差（元/吨）

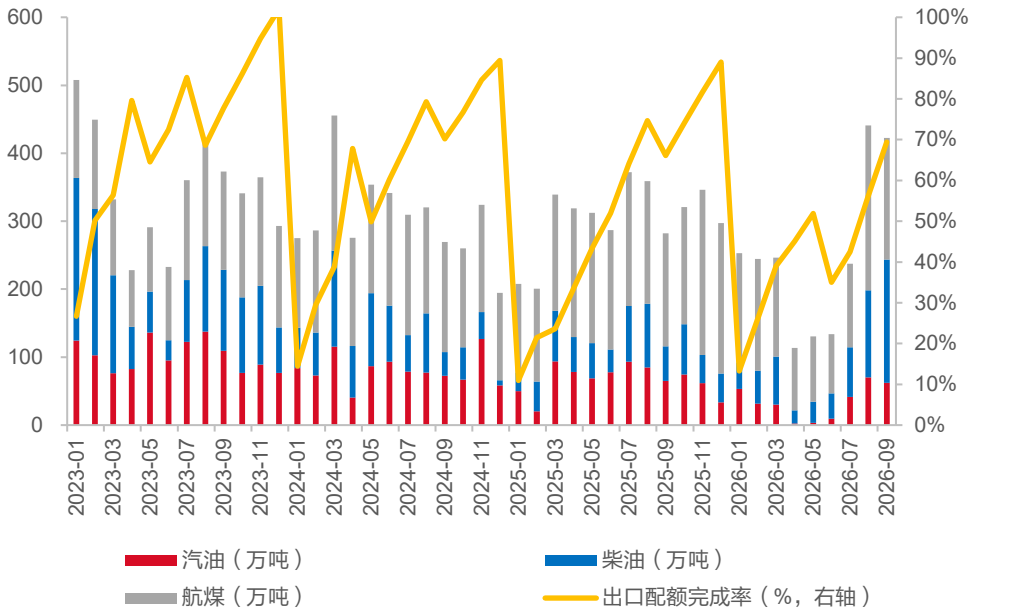


资料来源：钢联数据，东海证券研究所

注：价差 = 0.2*石脑油+0.3*柴油+0.2*汽油+0.1*航空煤油-原油*VAT*汇率（未考虑副产品和除增值税外各项税）

2026 年国内成品油出口政策三度转向，3 月一度发文禁止出口，7 月放松并取消目的地限制。根据海关总署，按柴汽煤口径，8 月出口 441 万吨，同比增长 23%，环比增长 85.76%，其中柴油增长 37.14%、煤油增长 34.09%。根据 S&P Global 统计，按包含燃料油在内的广义成品油口径，为 601 万吨，同比增长 12.7%，为 2024 年 3 月以来最高。10 月出口再度受限，中石油取消 10 月汽油与航煤船货，浙石化国庆期间未安排出口，除港澳外未批新的目的地。直接原因主要是库存，Kpler 估计中国柴油与航煤商业库存较 2 月美伊冲突爆发前低约 2,000 万桶，汽油库存较出口正常化所需水平低约 900 万桶。

图21 我国成品油出口及配额（万吨）

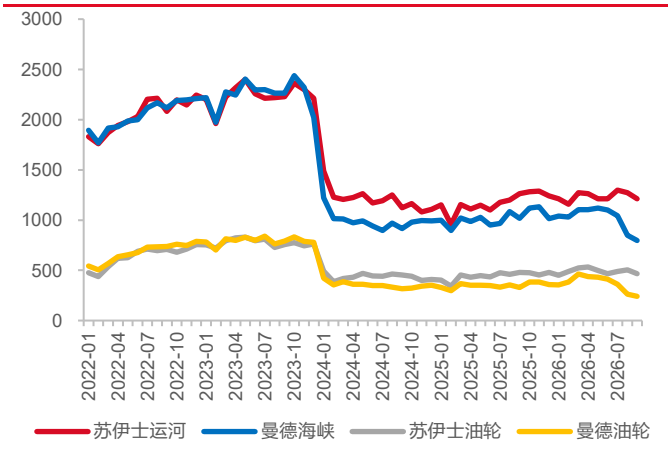


资料来源：钢联数据、海关总署，东海证券研究所

4.3.交付成本与航线扰动

航运受阻又将竞争点从出厂成本延伸至交付成本。海湾地区运往欧洲的石化产品若难以通过红海—苏伊士航线，需要绕行好望角，运输时间、运费和库存占用随之增加；IMF 指出，沙特约七成石化产品出口还依赖霍尔木兹海峡，改由红海港口发运成本更高，液体化工品尤其难以转运。出口通道不畅时，中东企业的原料优势可能被物流损失部分抵消，严重情况下还会因产品无法外运或原料供应中断而降低装置负荷。我国面向本土及周边亚洲市场的基地不直接依赖红海—苏伊士航线交付产品，但从海湾进口原油仍受霍尔木兹海峡局势影响。此前在 2023 年底至 2024 年初，也门胡塞武装为声援巴勒斯坦袭击红海过往商船，导致苏伊士及曼德通行量断崖式下跌。美伊冲突恶化后，该处流量进一步下行。

图22 苏伊士运河与曼德海峡月度通行艘次（艘）

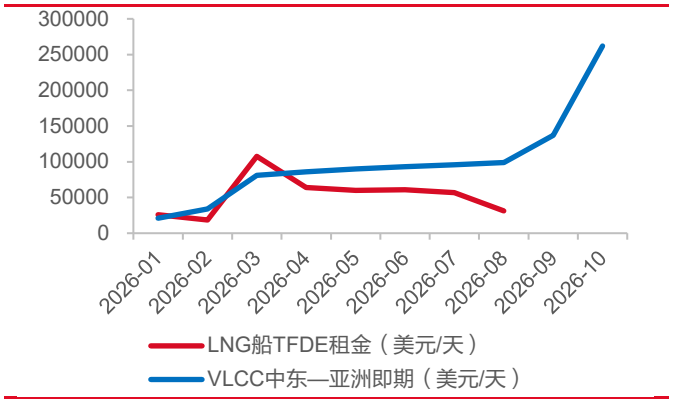


资料来源：IMF PortWatch，东海证券研究所

运费的分化比油价更直接地反映了冲突在产业链上的传导。LNG 船运费反应最快但持续时间最短，TFDE 现货租金 2 月为 1.85 万美元/天，3 月上涨到 10.76 万美元/天、月内一度报到 25 万美元/天，此后逐月回落：4 月 6.4 万、6 月 6.07 万、8 月 3.14 万美元/天，市场通过运力再分配逐步消化冲击。油轮运价反应较慢但持续更长，VLCC 中东—亚洲即期从 1 月下旬的 2.09 万美元/天升到 3 月的 9.43 万、5 月中旬 9.04 万，随后上涨至 9 月上旬的

13.7 万、10 月上旬的 24.3 万、10 月下旬 26.2 万美元/天，年内上涨约 11.5 倍。BDI 从 1 月的 2,148 点升至 9 月的 3,483 点，10 月中旬回落至 2,859 点。总体来看，LNG 承受的是短期绕行成本，随运力调配逐月钝化；油轮运价则需要包含运距成本的提升与风险溢价，其运行至高点晚于 LNG 约七个月且仍在高位。落到炼化环节，运费决定成品油出口的到岸成本与套利窗口，也部分抵消了中东装置原本的原料优势。

图23 LNG 与原油运输租金（美元/天）



资料来源：Breakwave，东海证券研究所

5.全球石化周期：需求转移与油价扰动

5.1.美伊冲突导致全球供需短期紧张

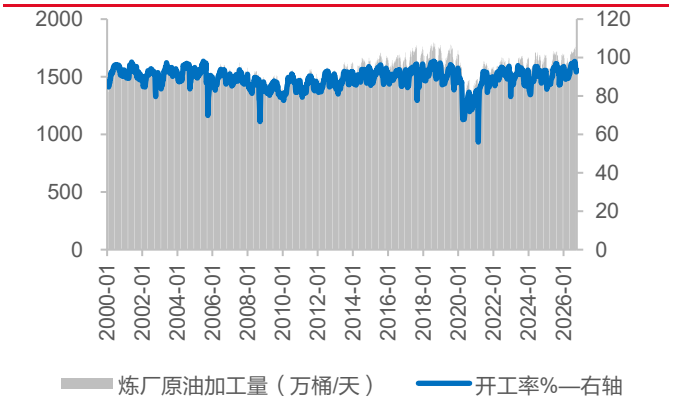
2026 年 10 月，IEA 月报把全球石油供应下调 580 万桶/天，至全年 1.007 亿桶/天，9 月柴油出口同比下降 70 万桶/日。柴油价格一度超过 200 美元/桶，接近美伊冲突爆发前的两倍。IEA 判断柴油偏紧将延续至 2027 年，2027 年才可能出现过剩，并在 9 月 11 日表示全球炼油系统已达极限；美国的情况相反，2025 年炼能减少 25.5 万桶/日，开工率反而升至 98%的八年高点，与美伊冲突爆发前的供需预期完全相反。名义产能仍在增加，但能开工的产能不足，今年的炼油利润主要来自这个缺口。

图24 美国柴油价差（美元/桶）



资料来源：EIA，东海证券研究所

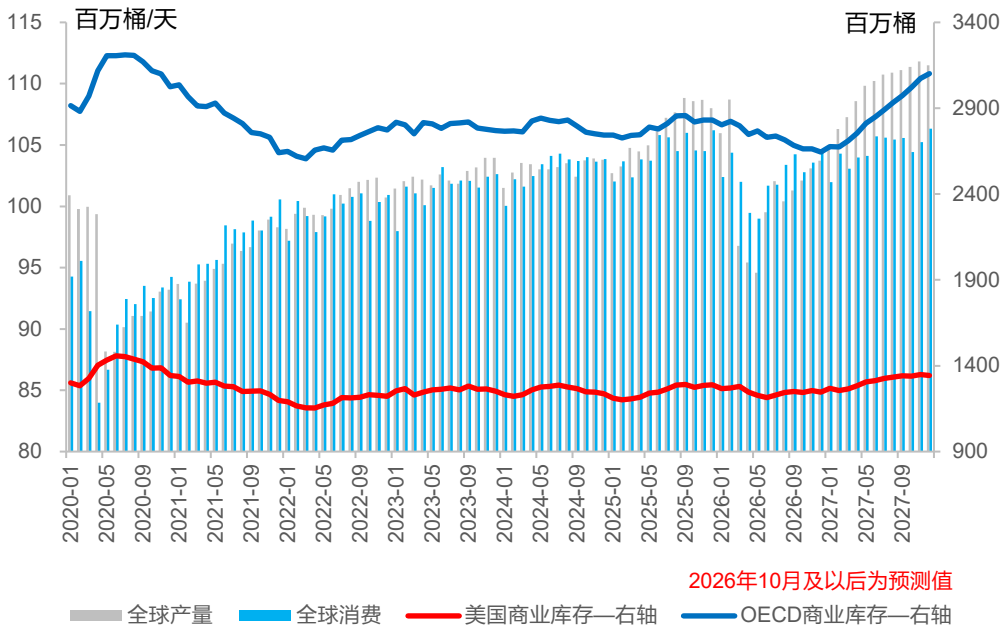
图25 美国炼厂维持高开工率（万桶/天，%）



资料来源：EIA，东海证券研究所

原油需求因供给不足被压制，增长预期被下修。EIA 10 月展望将 2026 年全球原油需求预期下调至 1.0244 亿桶/日，较 2025 年减少 196 万桶/日；二季度需求见底于 1.0005 亿桶/日，比 2025 年四季度低 504 万桶/日，四季度反弹至 1.0366 亿桶/日，同比仍减少了 144 万桶/日。2027 年的预期同步下调至全年 1.0465 亿桶/日，需求恢复了 221 万桶/日，比 2025 年高 24 万桶/日，但补回两个季度的跌幅用了五个季度，恢复的斜率明显平于下跌。

图26 全球原油供需及美国 OECD 库存（百万桶/天，百万桶）

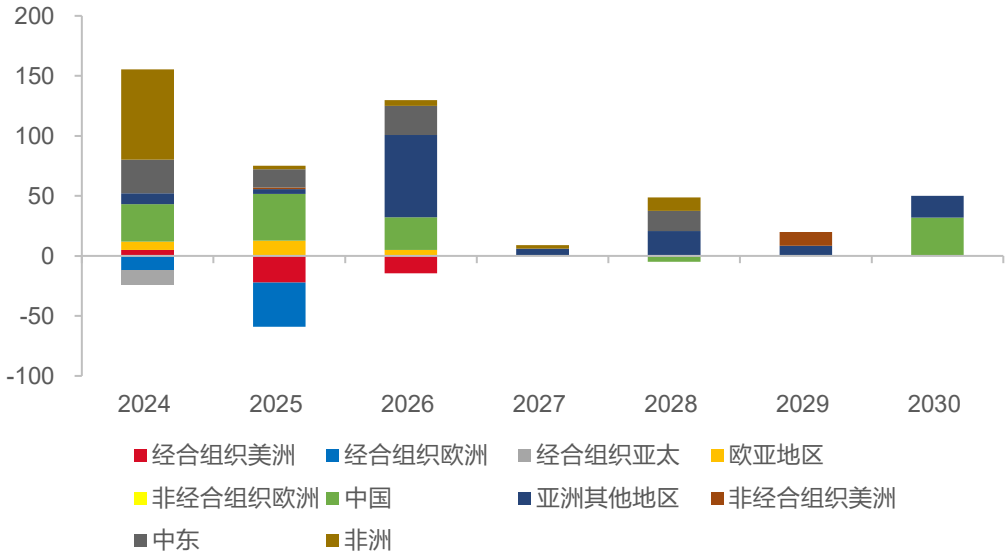


资料来源：EIA，东海证券研究所

5.2.未来成品油供给或仍偏松

但是长期来看，未来全球炼油周期或仍将面临着产能增长快于成品油需求的压力。根据 IEA 最新的《OIL 2025》，预计 2024 至 2030 年全球新增炼油能力约 420 万桶/天，退出产能约 160 万桶/天，净增加约 254 万桶/天；同期全球成品油需求在 2027 年达到 8630 万桶/天的峰值，较 2024 年仅增加 71 万桶/天。若项目按计划投产而关闭规模不足，高成本炼厂需要通过降低负荷或永久退出重新平衡市场，全球炼油利润中枢将更易受到检修、地缘冲突和区域物流造成的阶段性波动影响。

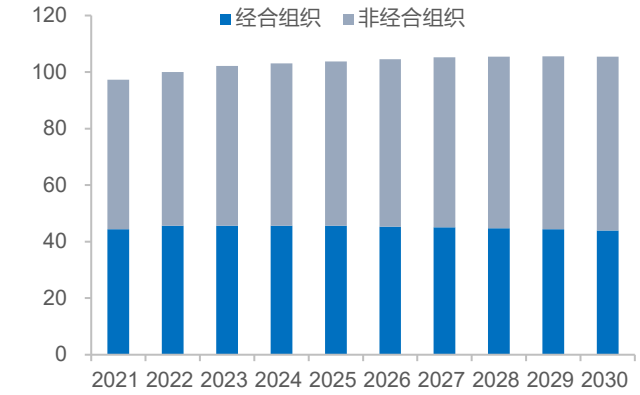
图27 全球炼油产能变化（万桶/天）



资料来源：IEA，东海证券研究所
注：因统计口径及颗粒度差异，IEA 统计结果与前文存在差异

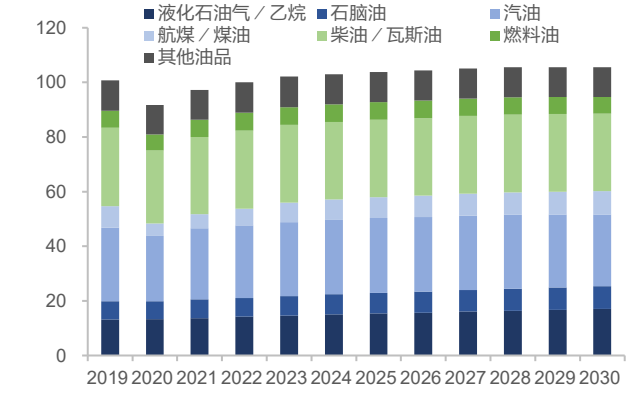
细分需求方面，石油需求增长的重心正在由交通燃料转向石化原料。IEA 预计 2024 至 2030 年新兴和发展中经济体石油需求增加 420 万桶/日，经合组织减少 170 万桶/日，全球净增约 250 万桶/日；到 2030 年，聚合物和合成纤维生产将消耗 1840 万桶/日石油，占全球需求超过六分之一。石化原料从 2026 年起成为全球石油需求增长的主要来源，但天然气液体（NGL）可以绕开炼厂进入化工装置，炼油产能并不能完全受益于这部分需求的增长。

图28 经合组织与非经合组织石油需求（百万桶/天）



资料来源：IEA，东海证券研究所

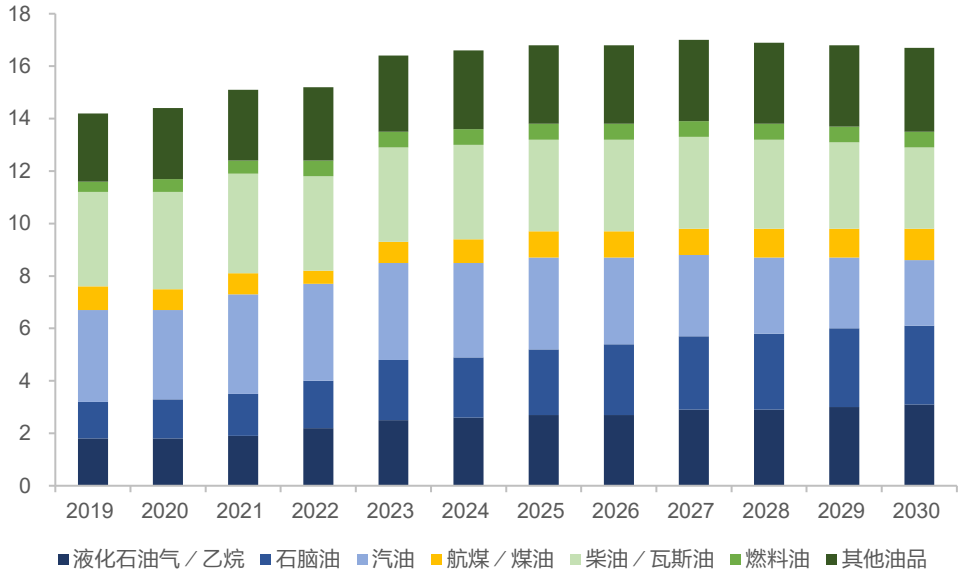
图29 全球油品需求结构变化（百万桶/天）



资料来源：IEA，东海证券研究所

我国石化周期或将表现为炼油总量高位受限与化工供给继续扩张并存。政策约束研究情景和企业项目加总在 2030 年分别为 9.60 亿和 9.5495 亿吨/年，而中石化经研院的机构展望为 9.0 至 9.1 亿吨/年，差异涉及项目投产节奏、旧装置退出和产能置换规模的不同假设。与此同时，2025 至 2026 年行业政策提出增加值年均增长 5%以上，但同步要求严控新增炼油能力并调控乙烯和对二甲苯投放节奏，说明行业增长将更多依靠高端材料、精细化工和存量效率，而不是基础产品全面扩产。

图30 中国油品需求结构（百万桶/天）



资料来源：IEA，东海证券研究所

总体来看，未来五年的石化周期更可能呈现分化发展趋势，脱离过去全行业同步运行的轨迹。传统成品油需求趋缓、基础化工品新增较多，将压低同质化产品的平均盈利空间；航空燃料、特种油品、高端聚烯烃、电子化学品和低碳原料仍可能形成结构性需求。能够保持

高负荷、灵活切换原料和产品、控制资本开支并建立技术壁垒的企业有望穿越低景气阶段，依赖单一油品或低端化工品且改造负担较重的装置则面临更高退出压力。

6.投资建议

近十年建成或更新的产能占 43.4%，11—20 年役龄产能占 44.0%，置换能力决定了企业能否留在存量市场。我国成品油出口配额只发给七家企业，其中民营企业只有浙石化一家，受益于海外炼油价差走阔的企业较为有限，且随时可能面临成品油叫停的局面。加氢裂化、炼油—PX—PTA 配套与公用工程共享决定低景气时的盈利维持。综合来看，我们建议关注：

油价维持高位利好上游资源型企业。预计上游石油公司将会维持稳定的资本开支，国内持续增储上产，利好具有上游资源的标的，如中国石油、中国海油等。

炼化一体化比较成本优势，欧洲产能逐步出清。未来长期看好加氢裂化能力强、炼油-PX-PTA-产业链一体化相关企业在存量市场竞争能力，如恒力石化、荣盛石化、恒逸石化、桐昆股份、东方盛虹等。

具备工艺成本比较优势的先进产能：海外乙烯产能持续萎缩，利好国内乙烷裂解相关标的，如卫星化学。

7.风险提示

1）宏观经济波动和油价下行风险：宏观经济波动或将影响全球油气需求，进而油价存在下行风险，继而影响上游资产定价，并影响公司油气开采业务营收；

2）地缘政治不稳定风险：近期中东地区地缘政治存不稳定因素，或会对全球油气供需产生影响，进而导致国际能源价格产生剧烈波动，导致公司成本产生大幅波动；

3）海外业务发展不及预期：国际地缘政治不稳、国际油气价格大幅波动、通胀持续上行等因素或导致公司海外油气业务开展不及预期；

4）在建产能投放不及预期：由于政策限制、国内需求增长放缓等因素，公司在建产能释放或不及预期，进而影响公司盈利。

一、评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来 6 个月内上证综指上升幅度达到或超过 20%
	看平	未来 6 个月内上证综指波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来 6 个月内上证综指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上证指数达到或超过 10%
	标配	未来 6 个月内行业指数相对上证指数在-10%—10%之间
	低配	未来 6 个月内行业指数相对弱于上证指数达到或超过 10%
公司股票评级	买入	未来 6 个月内股价相对强于上证指数达到或超过 15%
	增持	未来 6 个月内股价相对强于上证指数在 5%—15%之间
	中性	未来 6 个月内股价相对上证指数在-5%—5%之间
	减持	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数 5%—15%之间
	卖出	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数达到或超过 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。

五、联系方式：

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：18221956989
传真：（8621）50585608
邮编：200125