仅供内部参考，请勿外传

煤炭(2174)

报告日期：2026 年 10 月 12 日

煤电利润分化明显 “煤电一体化”企业凸显价值

——行业深度报告

分析师：沈涛
执业证书编号：S1230526040007
邮箱：shentao@stocke.com.cn

分析师：宋炜
执业证书编号：S1230526070007
邮箱：songwei@stocke.com.cn

联系人：龙佳新
联系方式：13720333503
执业证书编号：S1230126080017
邮箱：longjiaxin@stocke.com.cn

跟踪要点

❑ **煤炭、电力板块利润出现明显分化**

2026 年 1—8 月，全国规模以上工业企业利润总额 52719.8 亿元、同比增长 15.7%，整体扩张，但能源板块内部出现剧烈的利润再分配：煤炭开采和洗选业利润同比增长 51.6%，而电力、热力生产和供应业利润同比下降 15.1%，呈现典型的“煤强电弱”格局。

❑ **分化的核心原因在于“价格剪刀差”**

分化的核心原因在于“价格剪刀差”。1—8 月工业生产者出厂价格指数显示，煤炭开采和洗选业出厂价同比上涨 7.6%，而电力、热力生产和供应业出厂价同比下降 4.0%。煤价上行直接增厚上游煤炭利润并推高火电燃料成本，电价市场化下浮又压制下游收入，两端挤压下电力利润收缩。这一背离在上市公司半年报中得到印证：上半年煤企净利普增、电企普降，中国神华一家净利润即超过五大电力企业总和。

❑ **四季度煤炭价格仍然有望维持高位**

趋势上，供应约束与需求支撑下煤价中枢有望维持高位，全年煤炭板块利润高增确定性较强；进入四季度后，若煤价回落叠加容量电价确收，火电利润降幅有望收窄，但大幅修复仍需电价企稳反弹。“煤电一体化”企业凭借内部对冲，抗周期能力显著优于纯火电企业。拉长周期来看，考虑到煤炭价格的周期性波动，“煤电一体化”企业也能在煤炭下行周期通过电力收入弥补煤炭收入损失，增强了企业长期稳健发展的确定性。

❑ **风险提示**

- 煤价超预期回落，煤炭板块利润增速快速收敛；
- 电价市场化下浮幅度超预期，火电盈利将进一步承压；
- 迎峰度冬后电力需求增速放缓，电量增长不及预期；
- 政策调控（如煤炭保供稳价、容量电价调整）带来行业格局变化。

仅供内部参考，请勿外传

正文目录

1 煤电利润总览 4
1.1 煤电板块利润出现明显分化 4
1.2 利润分化逐月加深 4
2 利润分化原因及影响 5
2.1 核心原因在于“价格剪刀差” 5
2.2 对于上市公司的影响 5
3 机制与政策缓冲 6
3.1 容量电价机制托底利润 6
3.2 长协煤政策缓冲成本 7
4 后市研判 8
4.1 后市研判 8
5 风险提示 9

仅供内部参考，请勿外传

图表目录

图 1： 煤炭开采和洗选业与电力、热力生产和供应业利润总额对比（亿元） 4
图 2： 煤炭开采和洗选业与电力、热力生产和供应业利润总额累计同比走势图 4
图 3： 煤炭开采和洗选业与电力、热力的生产和供应业 PPI 累计同比走势图 5
图 4： 主要港口动力煤价格指数及年度长协价（元/吨） 8
图 5： 秦皇岛港 5500 大卡动力末煤平仓价（元/吨） 8

表 1： 煤炭和电力板块代表上市企业上半年归母净利润统计（亿元） 6
表 2： 2026 年上半年典型上市公司电力装机构成和容量收入统计（万千瓦，亿元） 7
表 3： 2026 年上半年容量电费对应典型上市公司电力部分利润贡献度统计（亿元） 7



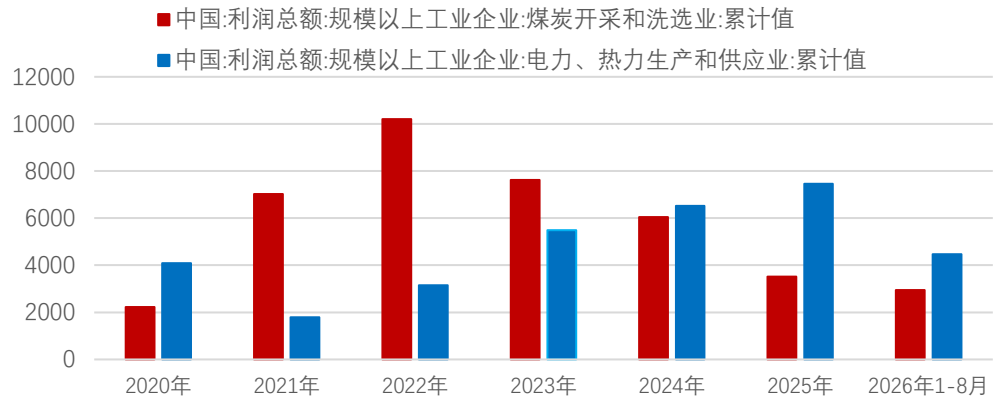
仅供内部参考，请勿外传

1 煤电利润总览

1.1 煤电板块利润出现明显分化

上游煤炭开采和下游能源生产供应利润出现明显分化。根据国家统计局数据，今年 1-8 月全国规模以上工业企业实现利润总额 52719.8 亿元，同比增长 15.7%。其中，煤炭开采和洗选业（以下简称“煤炭板块”）利润总额达 2943.8 亿元、同比增长 51.6%；而电力、热力生产和供应业（以下简称“电力板块”）利润总额 4462.5 亿元、同比下降 15.1%。通过数据可以看到，上游煤炭开采利润呈现大幅增长，远超全国工业平均水平，而电力、热力生产和供应业出现明显负增长。

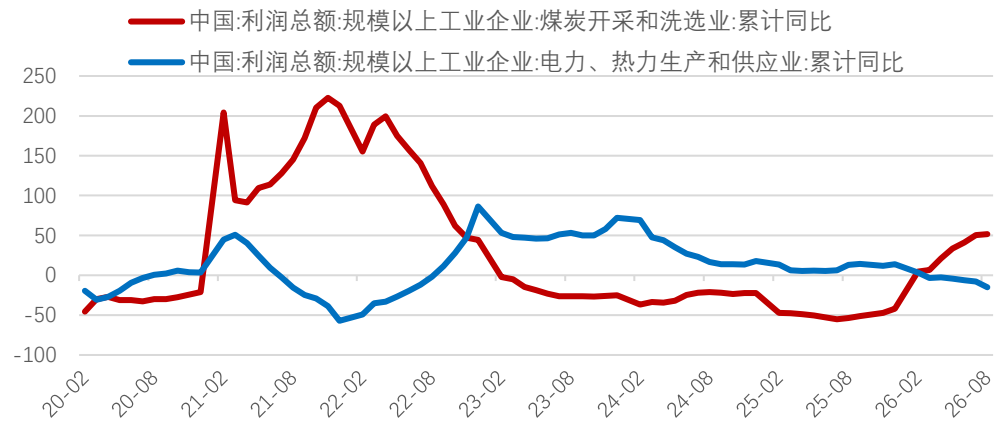
图1： 煤炭开采和洗选业与电力、热力生产和供应业利润总额对比（亿元）



资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

从收入成本结构看，1—8 月煤炭开采和洗选业营业收入 18267.0 亿元，同比增长 10.4%，营业成本 12573.2 亿元，同比增长 4.1%，营业收入增长明显大于营业成本增长，也就是煤炭价格上涨幅度远大于开采成本上涨幅度，驱动行业利润大幅增长；电力、热力生产和供应业营业收入 67008.3 亿元，同比增长 0.4%，但营业成本 60212.0 亿元，同比增长 1.9%，成本增速快于收入增速，利润率被明显压缩，这是利润下滑的直接财务表现。

图2： 煤炭开采和洗选业与电力、热力生产和供应业利润总额累计同比走势图



资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

1.2 利润分化逐月加深

煤炭板块呈现逐月复苏的趋势，伴随煤炭价格上涨，行业累计利润自年初以来保持同比增长趋势，且增长幅度逐月扩大，呈现“逐月回暖”态势：1—2 月累计+4.5%，至 1—8

仅供内部参考，请勿外传

月已增至+51.6%，5 月开始利润同比增长已经达到 30%以上，主要原因有 2 方面因素影响：1、2 月开始美伊冲突造成原油大涨，带动全球煤炭、天然气等能源商品同步价格大涨；2、5 月下旬开始由于矿难影响，国内各大产区特别是山西地区煤矿安监力度大幅加强，山西省及全国煤炭产量同比明显下滑，供需紧张造成煤价上行，煤矿利润快速增长。

电力板块利润增速并非一开始就深跌，而是自年初的正增长逐步滑入负增长并持续走弱，呈现“逐月回落”态势：1—2 月累计利润同比+3.4%，但自 3 月开始利润同比进入负值区间，8 月单月降幅明显扩大。1—8 月电力板块利润同比降幅扩大至-15.1%，较 1—7 月的-8.0%大幅走低。主要因 8 月迎峰度夏高温用电高峰叠加动力煤价格快速上行（8 月秦皇岛港 Q5500 现货价升至 800 元/吨上方并持续走高），燃料成本压力集中释放，电厂利润显著承压。

2 利润分化原因及影响

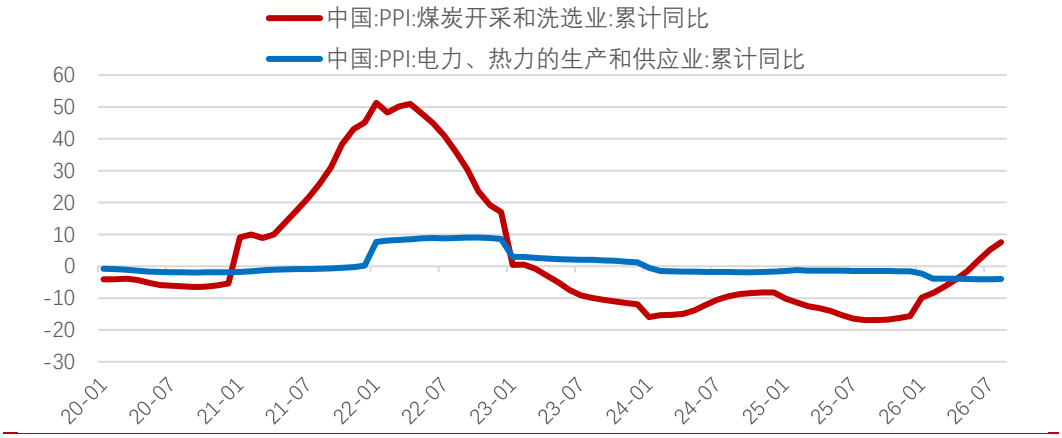
2.1 核心原因在于“价格剪刀差”

分化根源在于上游涨价、下游降价形成的“价格剪刀差”。1—8 月工业生产者出厂价格指数（PPI）显示：煤炭开采和洗选业出厂价同比上涨 7.6%，而电力、热力生产和供应业出厂价同比下降 4.0%，一升一降直接决定了两个板块的利润走向。

煤炭板块“量价齐升”：产地安监与月末检修致供应收紧，印尼下半年生产配额约束令进口偏紧，迎峰度夏高温使电煤日耗处季节性高位，上半年主焦煤价格亦上涨约 500 元/吨。

电力板块“量增价跌”：市场化交易推进使上网电价持续下浮，动力煤上涨推高入炉标煤单价，电力供需整体宽松令电价缺乏支撑。一增一减之间，利润由下游电力向上游煤炭转移。

图3： 煤炭开采和洗选业与电力、热力的生产和供应业 PPI 累计同比走势图



资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

2.2 对于上市公司的影响

上市公司 2026 年半年报与宏观数据的表现高度一致：煤企利润高增、电企利润普遍下滑，微观主体印证了行业分化。

标志性对比：上半年中国神华、中煤能源两大煤企合计净利润 368.64 亿元（同比约+4.7%），而华能国际、大唐发电、华电国际、国电电力、上海电力五大发电企业合计净

仅供内部参考，请勿外传

利润仅 192.15 亿元（同比下降约 17.7%）。煤企净利润总量是电企的 1.92 倍，中国神华一家的净利润即超过五大电力企业总和。

表1： 煤炭和电力板块代表上市企业上半年归母净利润统计（亿元）

板块	公司	上半年归母净利	同比增速	说明
煤炭	中国神华	287.15	+4.1%	煤炭龙头，剔除并表影响后为+16.5%
煤炭	中煤能源	81.49	+5.8%	动力煤，量减价升
煤炭	陕西煤业	112.72	+47.57%	动力煤龙头，利润高增
煤炭	兖矿能源	71.50	+47.75%	动力煤和配焦煤，量价齐升
煤炭	山西焦煤	12.37	+22.03%	焦煤龙头，量减价升
煤炭	昊华能源	7.45	+66.14%	动力煤，利润高增
电力	大唐发电	55.09	+20.31%	大唐集团旗下 A 股上市平台
电力	华能国际	65.86	-28.89%	华能集团旗下 A 股上市平台
电力	华电国际	31.05	-20.47%	华电集团旗下 A 股上市平台
电力	国电电力	30.14	-18.25%	国家能源集团旗下 A 股上市平台
电力	上海电力	10.01	-47.55%	国家电投集团旗下 A 股上市平台

资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

3 机制与政策缓冲

3.1 容量电价机制托底利润

尽管火电利润整体承压，容量电价机制为火电提供了一定盈利托底。2026 年起，煤电通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%（此前约 30%），并允许各地根据供需调整中长期市场交易价格下限。根据 2026 年 1 月发改价格〔2026〕114 号文《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，2026 年煤电容量电价已从 2024–2025 年的 100 元/千瓦·年提高到 165 元/千瓦·年（固定成本 330 元/千瓦·年的 50%）。覆盖范围限定于合规在运的公用煤电机组，燃煤自备电厂等不执行。实际执行上，各省已落地标准差异明显，河北 165 元（月度 13.75 元/千瓦·月），新疆 165 元，吉林按 100%回收即 330 元，湖南、广西、重庆、四川、云南、青海 6 省由 150—165 元上调至 230—240 元，其余多省由 100 元上调至约 160 元。

计算公式如下：

年容量电费= 铭牌容量（千瓦）× 容量电价（元/千瓦·年）× 获得率

全国容量电费测算：

截至 2026 年 6 月末全国发电装机 40.4 亿千瓦，煤电占比 31.5% ，推导出煤电装机约 12.7 亿千瓦；扣除不执行该机制的自备电厂（约 1.4 亿千瓦）后，公用煤电约 11.3 亿千瓦；年容量电费≈ 11.3 亿千瓦×165 元≈ 1860 亿元（测算值）；折火电度电：2026 上半年全国火电发电量 3.03 万亿千瓦时，年化折约 0.031 元/千瓦时。

按此标准，一台百万千瓦机组一年约 1.65 亿元（含税）容量电费；全国公用煤电合计约 1,860 亿元/年（测算）；以中国神华为例，2026H1 已实际确认容量电费收入 52.0 亿元（含税），与其燃煤装机规模基本吻合（获得率 98.6%，反算值为 53.4 亿元，基本吻合）。

仅供内部参考，请勿外传

这一机制意味着，火电企业的“电能量”收入仍受煤价与电价波动影响，但“容量补偿”部分相对固定，锁定了一部分盈利下限，这也是多数电企虽利润下滑但尚未大面积亏损的关键。不过，容量电价机制只能“托底”、难以“增效”，在电价市场化下行与煤价偏强共振的年份，火电的周期属性决定了其盈利弹性主要向下游让利方向（电网企业）释放，让利的对价是发电容量的保障。

为了测算国内典型龙头发电企业的容量收入，以及容量收入对于利润收入的贡献度，我们需要先统计出可以享受容量电价的装机，包括煤电装机和可补偿燃机装机，然后推算出容量收入，另外从上半年利润总额中分拆出煤电+燃机利润总额，最后计算出剔除容量电费后火电+燃机的利润剩余额。另外，中国神华 2026 年上半年财报中已经直接给出容量收入，所以不用统计其装机数据进行推算。

表2： 2026 年上半年典型上市公司电力装机构成和容量收入统计（万千瓦，亿元）

企业名称	煤电可结算装机	可补偿燃机装机	煤电+可补偿燃机合计装机	火电+燃机容量收入（不含增值税，推算）
华能国际	8750	620	9370	71.08
国电电力	6920	270	7190	53.15
大唐发电	4760	310	5070	37.98
华电国际	4980	440	5420	41.09
上海电力	860	382.5	1242.5	10.27

资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

我们将各企业推算的容量收入与分拆出来的火电+燃机利润总额进行对比。容量电费大致相当于"政策认定的固定成本标准按平均利用小时摊到每度电上的一半"，占上网电价的 8% 左右。电网企业买的是火电机组的"可用性"，不需要耗煤，不是"发电"；煤耗是发电的变动成本，由电量电价回收，无论发多少电，固定成本都存在，所以容量电费可以看作是“纯利润收入”。

表3： 2026 年上半年容量电费对应典型上市公司电力部分利润贡献度统计（亿元）

企业名称	容量收入（不含增值税，推算）	占比	火电+燃机利润总额（不含增值税，推算）	剔除容量电费后（不含税）
中国神华	≈46.00	79.3%	≈58.00	≈12.0
华能国际	≈71.08	103.0%	≈69.00	≈-2.10
国电电力	≈53.15	138.4%	≈38.40	≈-14.75
大唐发电	≈37.98	125.7%	≈30.21	≈-7.77
华电国际	≈41.09	118.1%	≈34.80	≈-6.29
上海电力	≈10.27	90.9%	≈11.30	≈1.03

资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

从上表可以看到，容量收入现在已经是主要火电公司火电利润的最大来源（多家超过 100%），剔掉容量电费，部分发电企业电量侧的盈利很少甚至为负，另外还要面对 2026 年煤价上涨+电价下行的双重挤压。

3.2 长协煤政策缓冲成本

成本端的缓冲主要来自电煤中长期合同（长协煤）的锁价机制。2026 年，煤炭企业电煤中长期合同签约量达自有资源的 75%、年度执行率不低于 90%，大型发电企业的电煤长

仅供内部参考，请勿外传

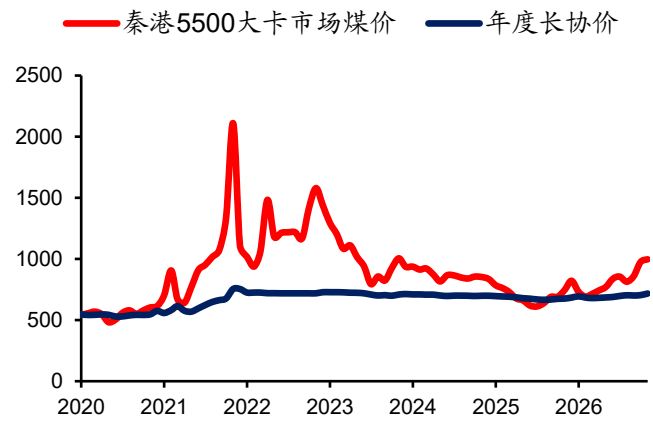
协覆盖率普遍在 80%以上，部分电厂甚至实现 100%长协煤供应。长协煤定价采用“基准价+浮动价”机制，价格中枢总体低于现货市场且波动更小。

这一机制在 2026 年现货煤价上行的背景下尤为关键：9 月动力煤（秦皇岛港 5500 大卡）现货价格一度升至 1000 元/吨上方，而同期年度长协价仅约 704 元/吨，较现货明显折价，且长协煤兑现也具备政策约束力。电厂以长协锁定的燃料成本占比越高，越能对冲现货煤价冲高带来的成本压力。例如，部分发电企业上半年入炉综合标煤单价同比下降，且低于区域发电集团平均值，主要即受益于长协煤履约率提升与到厂性价比改善。

根据公开财报或投资者关系披露，长源电力上半年“入炉综合标煤单价同比下降，且低于区域发电集团平均值，燃料成本保持了区域领先优势。”（2026 年 7 月 10 日《投资者关系活动记录表》）；建投能源上半年入炉标煤单价同比下降 16.11 元/吨（2026 年半年报）；华能蒙电上半年入炉标煤单价同比下降 39.01 元/吨（2026 年半年报）；华电能源上半年入炉标煤单价同比下降 70.89 元/吨（2026 年半年报）；华电辽能上半年入炉标煤单价同比下降 66.28 元/吨（2026 年半年报）等。

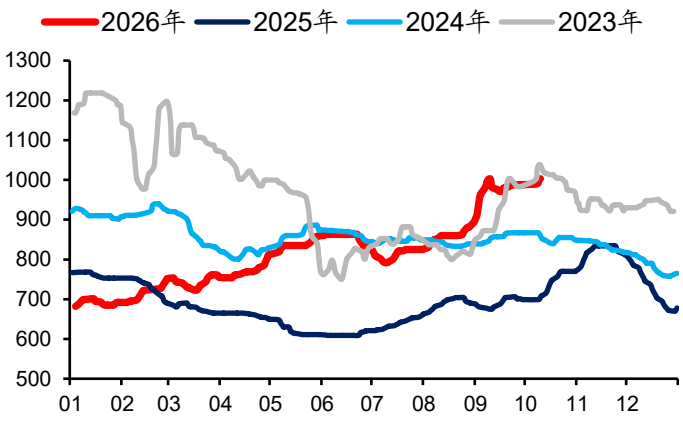
因此，在煤价偏强、电价偏弱的年份，长协煤覆盖率高的企业盈利缓冲更强，盈利分化不仅体现在“煤强电弱”的板块间，也体现在板块内的企业“长协覆盖率高抗风险能力强”，盈利能力更稳定。

图4： 主要港口动力煤价格指数及年度长协价（元/吨）



资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

图5： 秦皇岛港 5500 大卡动力末煤平仓价（元/吨）



资料来源：WIND、浙商证券产业研究院

4 后市研判

4.1 后市研判

煤炭端，供应约束与需求支撑下煤价中枢有望维持高位，全年煤炭板块利润高增确定性较强，但基数抬升后增速或逐步回落。电力端，进入四季度后动力煤旺季需求或边际放缓，若煤价回落叠加容量电价确收，火电利润降幅有望收窄，但大幅修复仍需电价企稳反弹。

标的选择方面，“煤电一体化”企业（同时拥有煤矿与火电）凭借内部对冲，抗周期能力显著优于纯火电企业，是弱市中的相对稳健选择。拉长周期来看，考虑到煤炭价格的周期性波动，“煤电一体化”企业也能在煤炭下行周期通过电力收入弥补煤炭收入损失，增强了企业长期稳健发展的确定性。

仅供内部参考，请勿外传

5 风险提示

- 煤价超预期回落，煤炭板块利润增速快速收敛；
- 电价市场化下浮幅度超预期，火电盈利进一步承压；
- 迎峰度冬后电力需求增速放缓，电量增长不及预期；
- 政策调控（如煤炭保供稳价、容量电价调整）带来行业格局变化。

仅供内部参考，请勿外传

版权声明

以上文章版权归属浙商证券股份有限公司（下称本公司）产业研究院所有。非获得本公司产业研究院书面授权，任何媒体、单位或个人不得将本文章的全部或部分内容发表或者变相发表于任何公开媒体上，也不得授权任何媒体、单位及个人刊载或转发。

免责声明

本文章由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。

本文章提供的信息咨询内容基于本公司产业研究院丰富的行业数据库及信息资源网络产生，文章中涉及的数据信息等仅作参考，本公司对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不担保所包含的信息和建议不会发生任何变更。

本公司已采取一切合理手段确保信息内容中未涉及他人或任何第三方的机密信息，包括上市公司的重大非公开信息和任何可能影响股价的敏感信息。本文章所涉及的数据信息、分析预测等不代表本公司的任何投资建议，内容仅供参考，本文章不能作为使用方做出投资决策的依据，使用人应自主作出投资决策并自行承担所有投资风险。本公司不对基于本文章信息内容的使用和决定负责，包括且不仅限于投资决定、买卖公开发行的股票或者任何其他商业决策。

本公司其他部门专业人士可能会基于不同的数据信息来源、依据不同假设和标准、采用不同的分析方法等而口头或书面发表与本文章信息或意见建议不一致的评论内容或观点。本公司没有将此意见及建议向文章使用人员进行更新的义务。其他业务部门存在可能独立做出与本文章中的意见或建议不一致决策的情况。

本文章仅供本公司授权的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本文章内容而视其为本公司的当然客户。除本页条款外，本文章其他内容和任何表述均属不具有法律约束力的用语，不具有任何法律约束力，不构成法律协议的一部分，不应被视为构成向任何人士发出的要约或要约邀请，也不构成任何承诺。

浙商证券产业研究院

上海总部地址：杨高南路 729 号陆家嘴世纪金融广场 1 号楼 25 层
北京地址：北京市东城区朝阳门北大街 8 号富华大厦 E 座 4 层
深圳地址：广东省深圳市福田区广电金融中心 33 层
上海总部邮政编码：200127
上海总部电话：(8621) 80108518
上海总部传真：(8621) 80106010
浙商证券：https://www.stocke.com.cn